



**Roberto Carlos Colonia Surichaqui**

**Avaliação teórica e experimental do uso de conversores  
CC-CC na eficiência da conversão fotovoltaica em  
condições adversas de operação**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para  
obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-  
Graduação em Metrologia (Área de concentração:  
Metrologia para Qualidade e Inovação) da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Mauricio Nogueira Frota  
Co-orientador: Dr. Epifanio Mamani Ticona

Rio de Janeiro  
Abril de 2015



**Roberto Carlos Colonia Surichaqui**

**Avaliação teórica e experimental do uso de conversores  
CC-CC na eficiência da conversão fotovoltaica em  
condições adversas de operação**

Dissertação apresentada como requisito parcial para  
obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-  
Graduação em Metrologia (Área de concentração:  
Metrologia para Qualidade e Inovação) da PUC-Rio.  
Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. Mauricio Nogueira Frota**

Orientador

Programa de Pós-Graduação em Metrologia (PósMQI/PUC-Rio)

**Dr. Epifanio Mamani Ticona**

Co-orientador

Instituto de Energia da PUC (IEPUC/PUC-Rio)

**Prof. Carlos Roberto Hall Barbosa**

Programa de Pós-Graduação em Metrologia (PósMQI/PUC-Rio)

**Prof. Dr. José Eduardo Rocha**

PNPD/CAPES (PósMQI)

**Jose Eugênio Leal**

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 17 de abril de 2015

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

### **Roberto Carlos Colonia Surichaqui**

Formado em Engenharia Física pela Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú em 2011. Pesquisador colaborador da Equipe PUC-Rio no P&D Light-Aneel 80/2011, título: *Desenvolvimento tecnológico e inovação na utilização de tecnologia fotovoltaica e sua integração inteligente com a rede de distribuição: uma ação voltada a Grandes Clientes da Light*.

#### Ficha Catalográfica

Surichaqui, Roberto Carlos Colonia

Avaliação teórica e experimental do uso de conversores CC-CC na eficiência da conversão fotovoltaica em condições adversas de operação / Roberto Carlos Colonia Surichaqui; orientador: Mauricio Nogueira Frota; co-orientador: Epifanio Mamani Ticona. – 2015.

169 f. : il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado)—Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Metrologia para a Qualidade e Inovação, 2015.

Inclui bibliografia

1. Metrologia – Teses. 2. Metrologia. 3. Conversão. 4. Painéis fotovoltaicos. 5. Sombreamento parcial. 6. Conversores CC-CC. 7. Ganhos de eficiência. I. Frota, Mauricio Nogueira. II. Ticona, Epifanio Mamani. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Programa de Pós-Graduação em Metrologia para a Qualidade e Inovação. IV. Título.

CDD: 389.1

Dedico esta pesquisa de mestrado à minha amada filha, Lara Alana Canellas Surichaqui, que veio iluminar à minha vida; aos meus pais, Pedro e Valeriana, pelas incansáveis horas de dedicação; aos meus irmãos Pedro e Lucho, pela amizade e carinho; e à minha companheira Salma Canellas, por me ensinar o significado da palavra felicidade.

## Agradecimentos

O meu orientador professor Mauricio Nogueira Frota, pela parceria, ensinamentos e orientação durante o decorrer desta empreitada.

A meu co-orientador Dr. Epifanio Mamani Ticona, pela confiança depositada desde o início do Mestrado, dedicação, amizade, competência e profissionalismo com que me conduziu no decorrer deste trabalho.

À CAPES (Coordenadora de Aperfeiçoamento de Pessoal do Ensino Superior) e à PUC-Rio, pela bolsa de estudos e auxílios concedidos, sem as quais esta dissertação de mestrado não poderia ter sido concluída

À Light, pela oportunidade de participar do Programa regulado de P&D da ANEEL, por meio do Projeto Light/Aneel 80/2011, intitulado “*Desenvolvimento tecnológico e inovação na utilização de tecnologia fotovoltaica e sua integração inteligente com a rede de distribuição: uma ação voltada aos Grandes Clientes da Light*”, cujos desafios impostos pelas condições adversas de operação dos painéis fotovoltaicos inspirou o desenvolvimento desta pesquisa de mestrado.

Ao Prof. Alcir de Faro Orlando e ao técnico Evêmero Callegario de Mendonça, pelo apoio na calibração do piranômetro e acesso ao LAME/PUC-Rio.

Ao Prof. Sergio Leal Braga, pelo apoio provendo acesso ao piranômetro calibrado utilizado na intercomparação com o piranômetro de trabalho.

Ao Giuseppe Filho, pelo acesso à sua infraestrutura laboratorial em energias alternativas instalado no campus da universidade.

À Fernanda Particelli, pelo apoio na Light facilitando acesso à Usina Fotovoltaica instalada no telhado do Museu Light da Energia.

Às secretárias da equipe de apoio do Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Marcia Ribeiro e Paula Molinari, pela ajuda, paciência e suporte durante o mestrado.

Ao Jaime Mamani Ticona, pelo apoio na chegada e motivação durante o mestrado.

## Resumo

Colonia, Roberto Carlos Surichaqui; Frota, Maurício Nogueira; Ticona, Epifanio Mamani. **Avaliação teórica e experimental do uso de conversores CC-CC na eficiência da conversão fotovoltaica em condições adversas de operação.** Rio de Janeiro, 2015. 169p. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Esta dissertação de mestrado tem como **objetivo** central avaliar o impacto do uso de conversores CC-CC na eficiência da conversão fotovoltaica em condições adversas de operação. O trabalho foi **motivado** pelos desafios impostos pelo desenvolvimento do Projeto de P&D Light/Aneel 080/2011, que requereu a instalação de uma usina-laboratório fotovoltaica (20 kW nominal) para operar em condições adversas, já que a instalação dos painéis do telhado do Museu Light da Energia não coincide com as condições teóricas ideais para a sua instalação. Na busca de superar os desafios impostos, o presente estudo contribui para assegurar ganhos de eficiência na conversão fotovoltaica, mesmo em condições adversas de operação. A **metodologia** utilizada no desenvolvimento do trabalho fundamentou-se no estudo do estado-da-arte sobre conversão fotovoltaica, que orientou o desenvolvimento de uma modelagem matemática para obter os parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico a partir dos dados do fabricante, o que permitiu identificar a influência do sombreamento na conversão fotovoltaica. Dentre os **resultados** consolidados, o trabalho (i) implantou a usina fotovoltaica no telhado do Museu Light da Energia fazendo uso de três tecnologias de painéis, viabilizando experimentos lúdicos e desenvolveu (ii) um modelo que permite prever os parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico; (iii) a modelagem do módulo fotovoltaico na presença de sombreamento parcial e (iv) os ganhos de eficiência que resultam do uso de conversores CC-CC na presença do sombreamento parcial. No que concerne às **conclusões**, a modelagem proposta mostrou-se eficaz para estimar os parâmetros elétricos e simular as curvas características do módulo fotovoltaico sob o efeito de sombreamento parcial.

## Palavras-chave

Metrologia; conversão; painéis fotovoltaicos; sombreamento parcial; conversores CC-CC; ganhos de eficiência.

## Abstract

Colonia, Roberto Carlos Surichaqui; Frota, Maurício Nogueira (Advisor); Ticona, Epifanio Mamani (Co-advisor). **Theoretical and experimental evaluation of the use of DC-DC converters in the efficiency of the photovoltaic conversion under adverse conditions of operation.** Rio de Janeiro, 2015. 169p. MSc. Dissertation - Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The aim of this MSc dissertation is to assess the impact of the use of DC-DC converters in the photovoltaic conversion efficiency, operating under adverse conditions. The work was motivated by the challenges posed by the development of the R & D Project Light/Aneel 080/2011, which required the installation of a photovoltaic laboratory power plant (20 kW, nominal) to operate in adverse conditions to match the non-ideal conditions of the available roof of the Energy Light Museum chosen to receive the photovoltaic panels. In seeking to overcome challenges posed by the project, this study helped to ensure gains in the efficiency of the photovoltaic conversion to compensate for the operation under adverse conditions. The methodology used benefited from the study of the state of the art of photovoltaic conversion, whose results guided the development of a mathematical model to estimate the electrical parameters of a PV module allowing the study of the influence of shading in photovoltaic conversion. Among the consolidated results, the work (i) implemented the laboratory photovoltaic power plant that have installed three technologies of PV panel on the roof of the Energy Light Museum (ii) developed a model that predicts the electrical parameters of the PV module; (Iii) modelled the performance of the photovoltaic module in the presence of partial shading and (iv) investigated efficiency gains resulting from the use of DC-DC converters in the presence of partial shading. Regarding the findings, the proposed model was effective to estimate the electrical parameters and simulate the characteristic curves of the photovoltaic module under the effect of partial shading.

## Keywords

Metrology; photovoltaic conversion; photovoltaic panel; shading; DC-DC convertors; efficiency gain.

## Sumário

<b>1 Introdução</b>	<b>17</b>
1.1. Definição do problema de pesquisa	18
1.2. Objetivo geral	21
1.3. Objetivos específicos	21
1.4. Motivação	22
1.5. Metodologia	22
1.6. Estrutura da dissertação	23
<b>2 Fundamentos da conversão fotovoltaica</b>	<b>25</b>
2.1. Efeito fotovoltaico	25
2.2. Banda de energia proibida	27
2.3. Célula fotovoltaica	27
2.4. Tecnologias fotovoltaicas	29
2.4.1. Silício cristalino	30
2.4.1.1. Silício monocristalino	30
2.4.1.2. Silício policristalino	31
2.4.2. Filme fino	31
2.4.2.1. Células de junção simples	32
2.4.2.1.1. Silício amorfo hidrogenado (a-Si:H)	32
2.4.2.1.2. Silício microcristalino ( $\mu$ c-Si:H)	33
2.4.2.2. Células de junção dupla ( <i>tandem</i> ) a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H	34
2.5. Eficiência na conversão da célula fotovoltaica	35
2.6. Sistemas fotovoltaicos	36
2.6.1. Classificação dos sistemas fotovoltaicos	36
2.6.2. Sistemas fotovoltaicos isolados	37
2.6.2.1. Sistemas fotovoltaicos isolados residenciais	38
2.6.2.2. Sistemas fotovoltaicos isolados não domésticos	38
2.6.3. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede	38
2.6.3.1. Sistemas fotovoltaicos centralizados conectados à rede	39
2.6.3.2. Sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede	40
2.6.4. Sistemas fotovoltaicos híbridos	40



2.6.5. Condições adversas na conversão fotovoltaica	41
2.7. Conversor fotovoltaico para máxima transferência de potência	42
2.7.1. Tipos de conversores CC-CC	42
2.7.1.1. Conversor <i>buck</i> (abaixador)	43
2.7.1.2. Conversor <i>boost</i> (elevador)	44
2.7.1.3. Conversor <i>buck-boost</i> (abaixador ou elevador)	45
2.7.1.4. Conversor <i>cuk</i>	46
2.7.2. Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT)	46
2.7.2.1. Perturba e Observa (P&O)	48
2.7.2.2. Condutância incremental (InCond)	49
2.7.3. Módulo otimizador de potência da Tigo Energy	51
<b>3 Modelagem de módulos fotovoltaicos</b>	<b>55</b>
3.1. Modelagem de uma célula fotovoltaica	55
3.1.1. Características da curva I-V	59
3.1.1.1. Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ )	60
3.1.1.2. Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ )	60
3.1.1.3. Ponto de máxima potência ( $I_{mp}, V_{mp}$ )	61
3.2. Modelagem matemática de um módulo fotovoltaico	61
3.2.1. Associação em série de células fotovoltaicas	62
3.2.2. Associação em paralelo de células fotovoltaicas	64
3.2.3. Associação mista de células fotovoltaicas	66
3.2.4. Determinação dos parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico	67
3.2.5. Validação da modelagem do módulo fotovoltaico	75
<b>4 Efeito do sombreamento parcial na eficiência da conversão fotovoltaica</b>	<b>84</b>
4.1. Proteção de sistemas fotovoltaicos	85
4.1.1. Diodo de passagem	85
4.1.2. Diodo de bloqueio	89
4.2. Aplicação do modelo na presença de sombreamento parcial	89
4.3. Validação do modelo de sombreamento parcial	93
4.4. Ensaio experimental no Laboratório da PUC-Rio	101

4.4.1. Calibração do piranômetro Eppley	101
4.4.2. Efeito do sombreamento na eficiência da conversão fotovoltaica	103
<b>5 Influência do uso de conversores CC-CC na conversão fotovoltaica em condições adversas de operação: estudo do caso da usina fotovoltaica da Light</b>	<b>110</b>
5.1. Estudo de caso: usina fotovoltaica no Centro Cultural Light	111
5.1.1. Localização da instalação	112
5.1.2. Condições meteorológicas	112
5.1.3. Características do sistema fotovoltaico instalado	114
5.1.3.1. Arranjo fotovoltaico de silício amorfo	116
5.1.3.2. Arranjo fotovoltaico policristalino	117
5.1.3.3. Arranjo fotovoltaico monocristalino	119
5.1.4. Estimativa de geração do sistema fotovoltaico	120
<b>6 Conclusões</b>	<b>135</b>
<b>7 Recomendações</b>	<b>138</b>
<b>Referências bibliográficas</b>	<b>139</b>
<b>Apêndices</b>	<b>154</b>
Apêndice A: Função “F”	154
Apêndice B: Scripts feitos no MATLAB	155
<b>Anexos</b>	<b>164</b>
Anexo A: Certificado de calibração do piranômetro CMP 21	164
Anexo B: Relatório da calibração do piranômetro EPPLEY	167
Anexo C: Características do módulo FV - DA142-C1	168
Anexo D: Características do módulo FV - YL245P-29b	169

## Lista de figuras

Figura 1: Localização do sistema de conversão fotovoltaica na Light	19
Figura 2: Esquema geolocalizado em 3D para estudo do sombreamento	20
Figura 3: Sombreamento induzido por edificações pelo sol da manhã	20
Figura 4: Sombreamento induzido por árvores pelo sol da tarde	21
Figura 5: Desenho da pesquisa	23
Figura 6: Diagrama do aparelho descrito por Becquerel	25
Figura 7: Elétron-lacuna no silício resultante da energia da luz	26
Figura 8: Efeito fotovoltaico na junção P-N	27
Figura 9: Esquemático de célula, módulo e arranjo fotovoltaico	28
Figura 10: Tecnologias de conversão fotovoltaica	29
Figura 11: Estrutura cristalina do silício	30
Figura 12: Estruturas das redes de cristais de silício amorfo e hidrogenado	33
Figura 13: Estrutura estratificada de uma célula solar de a-Si:H/ $\mu$ C-Si:H	34
Figura 14: Tipos de sistemas fotovoltaicos	37
Figura 15: Montagem típica de sistema fotovoltaico isolado	37
Figura 16: Montagem típica de sistema fotovoltaico conectado à rede	39
Figura 17: Sistema fotovoltaico centralizado conectado à rede	39
Figura 18: Sistema fotovoltaico distribuído conectado à rede	40
Figura 19: Configuração básica de um sistema fotovoltaico híbrido	41
Figura 20: Um sistema fotovoltaico básico com conversor CC-CC	43
Figura 21: <i>Conversor buck</i>	43
Figura 22: <i>Conversor boost</i>	44
Figura 23: <i>Conversor buck-boost</i>	45
Figura 24: <i>Conversor cuk</i>	46
Figura 25: Arranjo fotovoltaico com conversor <i>buck</i> e MPPT	47
Figura 26: Pontos de operação da curva característica P-V	48
Figura 27: Fluxograma do algoritmo P&O	49
Figura 28: $dP/dV$ na curva característica P-V	50
Figura 29: Fluxograma do algoritmo InCond	51
Figura 30: Conversor buck com retificação síncrona	52

Figura 31: Circuito elétrico do MPPT " <i>impedance matching</i> "	52
Figura 32: Esquema do circuito da Tigo Energy ( <i>impedance matching</i> )	53
Figura 33: Exemplo do método " <i>Impedance matching</i> "	54
Figura 34: Exemplo do túnel de desvio	54
Figura 35: Circuito equivalente ideal de uma célula fotovoltaica	56
Figura 36: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica	56
Figura 37: Esquema do cálculo do $I_p$	59
Figura 38: Corrente de curto-circuito para o modelo de um diodo	60
Figura 39: Tensão de circuito aberto para o modelo de um diodo	60
Figura 40: Curva característica I-V para um módulo fotovoltaico	61
Figura 41: Associação em série de células fotovoltaicas idênticas	62
Figura 42: Redução do circuito equivalente das células em séries	63
Figura 43: Forma compacta do circuito equivalente (células em série)	63
Figura 44: Associação paralela de células fotovoltaicas	64
Figura 45: Redução do circuito equivalente das células em paralelo	65
Figura 46: Associação mista de células fotovoltaicas	66
Figura 47: A curva típica P-V de um módulo fotovoltaico	69
Figura 48: A curva típica I-V de um módulo fotovoltaico	71
Figura 49: Diagrama para determinar parâmetros elétricos do módulo PV	75
Figura 50: Comparação dos parâmetros elétricos P-V	78
Figura 51: Comparação dos parâmetros elétricos I-V	78
Figura 52: Característica I-V para diferentes níveis de radiação	81
Figura 53: Característica P-V para diferentes níveis de radiação	82
Figura 54: Característica I-V para diferentes temperaturas	82
Figura 55: Característica P-V para diferentes temperaturas	83
Figura 56: Diodos de passagem com células fotovoltaicas não sombreadas	86
Figura 57: Gráfico I-V de 1 célula, 2 células em série e 3 células em serie	86
Figura 58: Células fotovoltaicas ligadas em série sem diodo de passagem	86
Figura 59: Gráfico I-V da saída das células da Figura 58	87
Figura 60: Diodos de passagem com uma célula sombreada	87
Figura 61: Gráfico I-V para a configuração da Figura 60	88
Figura 62: Diagrama dos diodos de passagem no módulo fotovoltaico	88
Figura 63: Associação de módulos em paralelo com diodos de bloqueio	89

Figura 64: Célula fotovoltaica com diodo de passagem	90
Figura 65: Células em série na presença e ausência de sombreamento	91
Figura 66: Circuito de uma célula fotovoltaica com sombreamento parcial	92
Figura 67: Esquemático de uma célula sombreada num módulo PV	92
Figura 68: Modelo da célula fotovoltaica em PSpice	94
Figura 69: Comparação entre o modelo posposto e a simulação PSpice	94
Figura 70: Diagrama esquemático do módulo fotovoltaico	95
Figura 71: Simulação do módulo fotovoltaico no PSpice	96
Figura 72: Módulo fotovoltaico exposto a sombreamento de 50 %	97
Figura 73: <i>Script</i> desenvolvido em Matlab (Apêndice B.7)	97
Figura 74: Curva I-V sombreamento de 50 % (situação #1)	98
Figura 75: Curva P-V sombreamento de 50 % (situação #1)	98
Figura 76: Duas células PV expostas a sombreamento de 25 % e 50 %	99
Figura 77: <i>Script</i> desenvolvido em Matlab (Apêndice B.7)	99
Figura 78: Curva I-V sombreamento de 25 e 50 % (situação #2)	100
Figura 79: Curva P-V sombreamento de 25 e 50 % (situação #2)	100
Figura 80: Esquema da calibração do piranômetro Eppley (PSP)	101
Figura 81: Instalação dos módulos fotovoltaicos estudados	103
Figura 82: Esquema da instalação dos equipamentos utilizados	104
Figura 83: Curva característica I-V e P-V sem sombreamento	106
Figura 84: Curva I-V e P-V ( $G = 462,4 \text{ W/m}^2$ e $T_c = 44,6 \text{ }^\circ\text{C}$ )	106
Figura 85: Curva I-V e P-V ( $G = 584,8 \text{ W/m}^2$ e $T_c = 39,4 \text{ }^\circ\text{C}$ )	107
Figura 86: Cálculo do fator de sombreamento da tela	108
Figura 87: Montagem do experimento na presença de sombreamento parcial	109
Figura 88: Curva característica I-V e P-V com sombreamento parcial	109
Figura 89: Variação das curvas de P-V e I-V (com e sem diodos)	111
Figura 90: Usina fotovoltaica instalada no Museu da Energia da Light	112
Figura 91: Radiação solar para latitude: -22,90 e longitude: -43,19	113
Figura 92: Esquema dos arranjos fotovoltaicos	114
Figura 93: Sombreamento causado pela presença de árvores	115
Figura 94: Esquema da instalação dos conversores CC-CC	116
Figura 95: Imagem do inversor Fronius IG Plus 60 na sala do controle	116
Figura 96: 16 <i>strings</i> de 3 módulos amorfos conectados ao inversor	117

Figura 97: Inversores Fronius IG Plus 30 V-1	118
Figura 98: <i>Strings</i> de 13 e 14 módulos do tipo policristalino	118
Figura 99: 2 <i>strings</i> de 13 e 14 módulos monocristalino ligados ao inversor	120
Figura 100: Produções normalizadas (kW instalado)	122
Figura 101: Diagrama da perda da energia ao longo do ano (amorfo)	123
Figura 102: Diagrama da perda da energia ao longo do ano (policristalino)	123
Figura 103: Vista da montagem do arranjo fotovoltaico policristalino	124
Figura 104: O azimute como é visto pelo HelioScope	125
Figura 105: Produção mensal dos arranjos sem sombreamento	126
Figura 106: Edificações que geram sombreamento parcial no sistema FV	126
Figura 107: Produção mensal do arranjo com ângulo de azimute de 160°	127
Figura 108: Produção mensal com sombreamento parcial	129
Figura 109: Comparação da produção mensal do arranjo policristalino	130
Figura 110: Comparação do arranjo fotovoltaico com o Projeto inicial	131
Figura 111: Geração Anual do arranjo em diferentes condições de operação	131
Figura 112: Imagem típica do gestor Tigo Energy da usina Light PV	132
Figura 113: Produção de energia (31/04) do arranjo simulado	133
Figura 114: Produção de energia normalizada (31/04) do arranjo simulado	134

## Lista de Tabelas

Tabela 1: Condições padrão de ensaio segundo as Normas IEC 61215	57
Tabela 2: Parâmetros elétricos do modelo de um único diodo	76
Tabela 3: Parâmetros elétricos do módulo PV (TPB156X156-60-P)	81
Tabela 4: Parâmetros elétricos da célula fotovoltaica (TPB156X156-60-P)	93
Tabela 5: Dados do certificado de calibração do piranômetro padrão	102
Tabela 6: Resultados finais (filtro pelo critério de Chauvenet)	102
Tabela 7: Resultado da calibração do piranômetro PSP (Anexo B)	103
Tabela 8: Especificações do Pt-1000 (dados do fabricante)	105
Tabela 9: Características da tela para sombreamento	107
Tabela 10: Condições meteorológicas da cidade do Rio de Janeiro	113
Tabela 11: Características técnicas do módulo monocristalino	119
Tabela 12: Balanço e resultados gerais - Arranjo amorfo	121
Tabela 13: Balanço e resultados gerais - Arranjo policristalino	121
Tabela 14: Comparação da energia produzida sem sombreamento	125
Tabela 15: Comparação da energia produzida com sombreamento	127
Tabela 16: Comparação: energia produzida com conversores CC-CC	128
Tabela 17: Ganho de energia resultante do uso do conversor CC-CC	128

## Lista de Abreviaturas

EIA	<i>Energy Information Administration</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
SAM	<i>System Advisor Model</i>
CEC	<i>California Energy Commission</i>
gap	Banda proibida
AM	Massa de ar
a-Si:H	Silício amorfo hidrogenado
a-Si	Silício amorfo
μc-Si:H	Silício microcristalino hidrogenado

## Lista de Símbolos

$I_{ph}$	Corrente convertida pelo efeito fotovoltaico
$I_d$	Corrente do diodo na ausência de luz
$I_{sat}$	Corrente de saturação reversa do diodo
$P$	Potência
$I$	Corrente
$V$	Tensão
$T$	Temperatura
$k_B$	Constante de Boltzman
$T_c$	Temperatura da célula fotovoltaica
$e$	Carga elétrica do elétron
$n$	Constante de qualidade do diodo
$R_p$	Resistência paralela
$R_s$	Resistência em série
$I_{ph,ref}$	Corrente convertida pela célula fotovoltaica nas condições padrão de referencia
$G$	Radiação solar incidente
$T_c$	Temperatura da célula
$G_{ref}$	Radiação solar incidente nas condições padrão de referência
$T_{c,ref}$	Temperatura da célula fotovoltaica nas condições padrão de referência
$\mu_{I_{sc}}$	Coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito da célula fotovoltaica
$V_t$	Tensão térmica
$q$	Carga elétrica do elétron
$I_{sat,ref}$	Corrente de saturação reversa do diodo nas condições padrão de referencia
$E_g$	Energia de banda proibida
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto



# 1

## Introdução

Nos últimos dois séculos, o consumo de energia tem crescido de forma expressiva. Entre 2010 e 2040, a agência americana “*Energy Information Administration* (EIA)” projeta um crescimento do consumo mundial de energia de 56 % (U.S. Energy Information Administration, 2013). Considerando que os recursos para produzir energia são limitados e que impactam o meio ambiente, este crescimento acelerado impõe desafios na busca de energias alternativas e constitui preocupação permanente dos gestores públicos e ambientalistas. Como resultado dessa preocupação e de políticas públicas mais conscientes, especialistas e estudiosos da área estão cada vez mais convencidos da necessidade de explorar as alternativas energéticas renováveis para interromper a dependência dos hidrocarbonetos como fonte de energia para as mais variadas aplicações.

O sol é uma fonte natural e poderosa de energia. Sem sua luz e calor, a vida humana em nosso planeta não seria possível. Constitui-se, portanto, em fonte de energia abundante, permanente, não poluente e renovável, cujo aproveitamento nas formas de calor e luz oferece alternativas energéticas mais promissoras para enfrentar os desafios de um novo mundo dominado pelo consumo de energias não renováveis. Apesar do relativamente baixo rendimento da conversão fotovoltaica por meio de painéis fotovoltaicos e do custo de instalação ainda relativamente elevado, estes viabilizam a transformação da energia solar em eletricidade sem partes móveis. Na visão do estudioso do tema Rüther (2004), a oferta de energia solar no Brasil disponível para promover a conversão fotovoltaica é muitas vezes superior ao consumo total de energia elétrica do país.

A energia solar fotovoltaica mostra-se, portanto, alternativa promissora para complementar a geração do sistema de energia elétrica. Devido à contínua queda no preço dos painéis (David *et al.*, 2012; IEA PVPS Programme, 2013), este tipo de aproveitamento da energia solar, antes atrativo apenas em regiões remotas ou em zonas rurais, tornou-se uma solução economicamente viável para a utilização

em aplicações urbanas como, por exemplo, em pequenas unidades monofásicas de produção de energia elétrica ligadas à rede para uso residencial.

Mesmo com a massificação na produção de painéis fotovoltaicos em nível mundial, sabe-se que o rendimento destes módulos é relativamente baixo, da ordem de 5 a 20 % nas versões comerciais (Makrides *et al.*, 2010; David *et al.*, 2012; Ndiaye *et al.*, 2013), podendo chegar aos 28 % quando obtidas por tecnologias de painéis mais sofisticados (e.g.: silício monocristalino), conforme já verificado em recentes ensaios realizados em laboratórios (Tyagi *et al.*, 2013; Green *et al.*, 2014).

Pesquisas avançadas relacionadas ao desenvolvimento de tecnologias revolucionárias e ao uso de materiais de engenharia mais elaborados e mais complexos têm contribuído para assegurar ganhos (ainda inexpressivos) de rendimentos na conversão fotovoltaica. Outra rota que vem sendo pesquisada é o uso de sistemas inteligentes de instalações e arranjos de interligação dos painéis para minimizar efeitos adversos no uso da conversão fotovoltaica, a exemplo do sombreamento parcial nos painéis e da impossibilidade de instalação dos painéis nas inclinações mais favoráveis para uso. Esta pesquisa de mestrado persegue esta alternativa ao investigar o uso de dispositivos CC-CC como módulos otimizadores da conversão fotovoltaica em condições adversas de operação.

### 1.1.

#### **Definição do problema de pesquisa**

A pesquisa de mestrado constituiu parte do Projeto de P&D Light/Aneel 80/2011 (*Desenvolvimento tecnológico e inovação na utilização de tecnologia fotovoltaica e sua integração inteligente com a rede de distribuição: uma ação voltada a Grandes Clientes da Light*) em desenvolvimento pelo Programa de Pós-graduação em Metrologia da PUC-Rio. O trabalho dá continuidade a outras duas pesquisas recentes e que igualmente resultaram do mencionado Projeto de P&D e que avaliaram, respectivamente, modelos numéricos para simulação da conversão fotovoltaica em diferentes condições de operação (Ortega, 2013) e os parâmetros críticos e condicionantes para uso de tecnologias alternativas renováveis de energia, como a conversão fotovoltaica (Carmo, 2014).

Esta pesquisa de mestrado desenvolveu-se em dois ambientes: num primeiro momento, no ambiente laboratorial da PUC-Rio (laboratório para ensaio de sistemas alternativos de energia, localizado na cobertura do Edifício da Fundação Padre Leonel Franca) e nas instalações de conversão fotovoltaica (objeto do P&D Light/Aneel 080/2011) conectadas à rede no telhado do Centro Cultural Light, localizado na Av. Marechal Floriano n. 168, Centro, na cidade do Rio de Janeiro. Geograficamente está localizado na latitude  $22^{\circ}54'6,39''S$  e longitude  $43^{\circ}11'14,69''O$ . A Figura 1, imagem do Google Earth, ilustra uma vista superior do telhado do Museu Light da Energia na parte do telhado onde foram instalados os módulos fotovoltaicos.

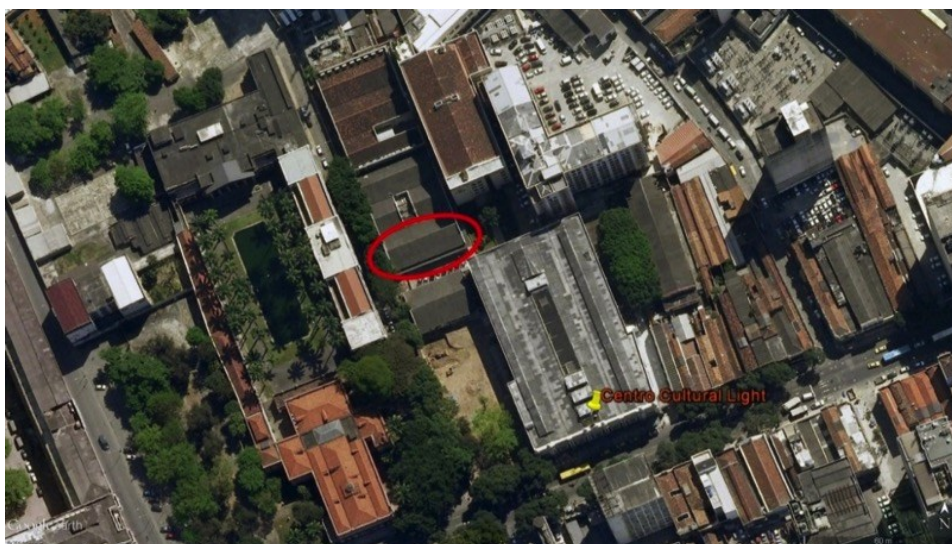


Figura 1: Localização do sistema de conversão fotovoltaica na Light

Conforme ilustrada na Figura 1, a orientação do telhado disponível para receber os painéis fotovoltaicos é voltada para o sul geográfico. Os módulos fotovoltaicos deveriam ser instalados na direção do Norte geográfico, assim caracterizando-se uma condição adversa de operação, já que a face do telhado voltada para o norte (mais adequada à incidência da radiação solar para instalações localizadas no hemisfério sul) não encontrava-se disponível para a instalação dos painéis. Na cidade do Rio de Janeiro, os maiores níveis de irradiação se mantêm próximos à orientação Norte (desvio entre  $+60^{\circ}$  e  $-60^{\circ}$ ) e inclinação até  $30^{\circ}$ , posicionamento esse que assegura uma condição azimutal mais vantajosa, radiação =  $5,1 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ ;  $1.878 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ , na coordenada  $22,9^{\circ}S$ ,  $43,2^{\circ}O$  (Santos, 2013).

Adicionalmente ao posicionamento voltado para o sul, a condição adversa de operação da conversão fotovoltaica fica ainda mais comprometida pela presença de zonas de sombreamento parcial causadas pela proximidade de outras edificações existentes na vizinhança do telhado onde os painéis foram instalados, fatores esses que comprometem a eficácia da conversão fotovoltaica. As Figuras 2, 3 e 4 ilustram o resultado da simulação do espaço físico selecionado para instalação da Usina fotovoltaica no telhado do Museu Light da Energia localizado na sede da Light Energia, no centro da cidade do Rio de Janeiro.



Figura 2: Esquema geolocalizado em 3D para estudo do sombreamento

Esta simulação foi realizada por meio de modelagem 3D fazendo uso do software SketchUp da Google, que permite incorporar o sombreamento parcial.

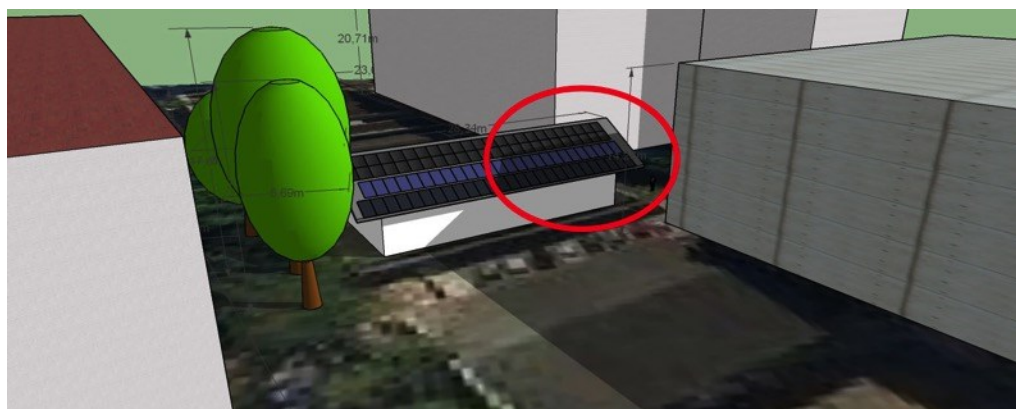


Figura 3: Sombreamento induzido por edificações pelo sol da manhã (Esquema 3D geolocalizado para estudo do sombreamento)

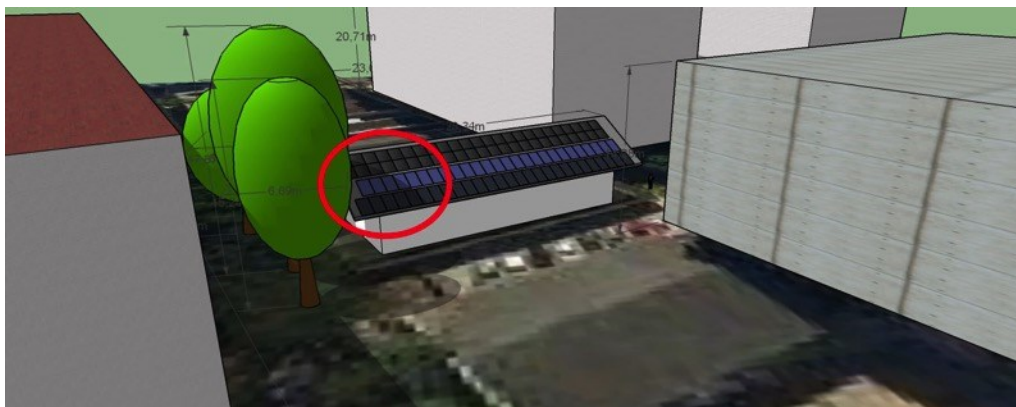


Figura 4: Sombreamento induzido por árvores pelo sol da tarde  
(Esquema 3D geolocalizado para estudo do sombreamento)

Esta pesquisa de mestrado visa, portanto, avaliar o impacto dessas condições adversas de operação na conversão fotovoltaica e estudar o impacto do uso de otimizadores CC-CC para compensar o efeito do sombreamento parcial produzindo, assim, ganhos de eficiência na conversão fotovoltaica.

## 1.2. Objetivo geral

Esta dissertação tem como objetivo geral avaliar o impacto do uso de conversores CC-CC na eficiência da conversão fotovoltaica em condições adversas de operação.

## 1.3. Objetivos específicos

Os objetivos específicos a seguir definidos contribuem para que o objetivo central da dissertação seja alcançado:

- Desenvolver metodologia para estimar os parâmetros elétricos de um painel fotovoltaico a partir de especificações técnicas do fabricante e simular o seu desempenho na conversão fotovoltaica para níveis distintos de radiação solar.
- Avaliar o desempenho teórico de um módulo fotovoltaico em condições adversas de operação.
- Avaliar em condições laboratoriais o efeito do sombreamento parcial na conversão fotovoltaica.

- Avaliar em condições reais de operação (no campo) o desempenho do conversor CC-CC na eficiência da conversão fotovoltaica (Estudo de caso no âmbito do desenvolvimento do Projeto de P&D Light/Aneel 080/2011).

#### 1.4. Motivação

Esta dissertação de mestrado foi motivada pelos desafios impostos no desenvolvimento do Projeto de P&D Light/Aneel 080/2011, que requereu a instalação dos painéis (18 kW nominal) em condições adversas de operação (instalação dos painéis do telhado do Museu Light da Energia<sup>1</sup>, cujo posicionamento não coincide com as condições teóricas ideais para a sua instalação). Nessa busca de superar os desafios impostos, o presente estudo visa contribuir para assegurar ganhos de eficiência na conversão fotovoltaica em condições adversas de operação.

#### 1.5. Metodologia

Segundo a taxionomia proposta por Vergara (2013), a metodologia utilizada na presente pesquisa é classificada quanto aos fins, quanto aos meios de investigação e quanto a sua natureza.

*Quanto aos fins*, a pesquisa é de natureza descritiva (expõe características de determinada população, identifica possíveis relações entre variáveis e determina a natureza dessa relação); metodológica (se refere a instrumentos de captação ou manipulação de dados) e aplicada (voltadas à aquisição de conhecimentos com vistas à aplicação em uma situação específica).

*Quanto aos meios de investigação*, classifica-se como **bibliográfica** (estudo investigativo desenvolvido com base material em livros, revistas, etc.), **documental** (pesquisa investigativa em documentos conservados em órgão públicos, privados, comunicações, etc.), **pesquisa de campo** (investigação empírica realizada no local onde ocorre ou ocorreu algum fenômeno ou que dispõe de elementos para explicá-lo), enquadrando-se, também, como um **estudo**

---

<sup>1</sup> Localizado no Centro Cultural Light, na cidade do Rio de Janeiro.



**de caso** (tem caráter de profundidade e detalhamento e pode, ou não, ser realizado no campo).

Quanto a sua natureza, trata-se de uma pesquisa com características predominantemente quantitativa, estruturada nas três fases definidas na Figura 5.

- **Fase 1** - pesquisa exploratória e descritiva: realização de pesquisa bibliográfica e documental como fundamento teórico da dissertação.
- **Fase 2** - pesquisa aplicada: aplicação da pesquisa bibliográfica e documental e dos métodos selecionados, para o desenvolvimento do problema concreto. Elaboração da análise comparativa com o estudo de caso.
- **Fase 3** - conclusiva: elaboração das conclusões e recomendações propostas para ações e estudos futuros.

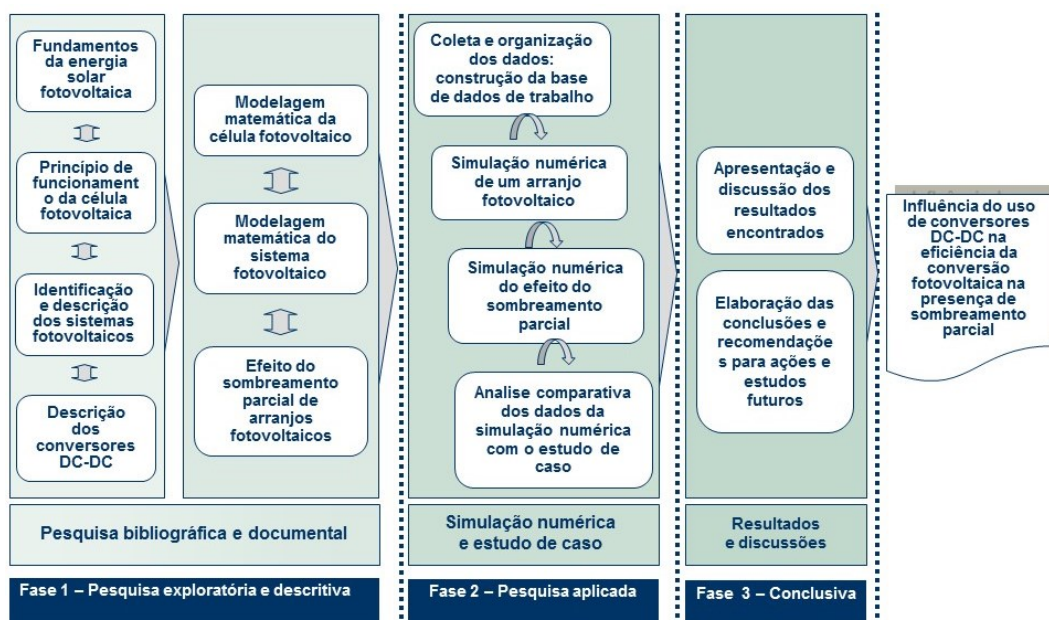


Figura 5: Desenho da pesquisa

## 1.6. Estrutura da dissertação

A presente pesquisa está estruturada em seis capítulos, descritos a seguir:

O capítulo 1 refere-se a esta introdução, que contextualiza e caracteriza o problema objeto da pesquisa, descreve a metodologia utilizada e apresenta a sua estrutura, explicitando a importância da energia fotovoltaica como fonte alternativa renovável para diversificação da matriz energética.

No capítulo 2 apresentam-se os fundamentos da conversão fotovoltaica para geração de energia elétrica. O capítulo discute as características das células

fotovoltaicas e dos sistemas fotovoltaicos, enfatizando as vantagens e especificidades do uso de conversores CC-CC como estratégia de assegurar ganhos de eficiência quando os painéis são instalados em condições adversas de operação.

No capítulo 3 é apresentada a modelagem matemática da célula e do painel fotovoltaico e é feita uma simulação de um arranjo fotovoltaico com sombreamento parcial, instalado em posições teóricas não ideais.

No capítulo 4 são descritos os experimentos realizados no laboratório da PUC-Rio relacionados ao estudo do efeito do sombreamento parcial (induzido por telas semipermeáveis à luz) na eficiência da conversão fotovoltaica.

No capítulo 5 são apresentados resultados e discussões da investigação relacionada à influência do uso de conversores CC-CC na eficiência do sistema fotovoltaico em condições adversas de operação. A instalação objeto do Projeto de P&D Light/Aneel 080/2011 no telhado do Museu Light da Energia (Centro Cultural da Light) foi utilizada para comprovar os testes de hipótese formulados.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões da pesquisa em sintonia com os objetivos formulados, e encaminhadas as recomendações para os futuros desdobramentos do trabalho.

Constam ainda do trabalho as referências bibliográficas consultadas durante o seu desenvolvimento e os Apêndices e Anexos, agregando ao trabalho material de interesse à sua compreensão.



## 2

### Fundamentos da conversão fotovoltaica

Este capítulo discute os conceitos e características essenciais para a compreensão dos fatores que contribuem para a geração de energia usando a conversão fotovoltaica, com ênfase nas características das células fotovoltaicas e nos aspectos teóricos mais relevantes. O capítulo aborda, também, as tecnologias existentes e os sistemas fotovoltaicos utilizados na geração de energia elétrica.

#### 2.1. Efeito fotovoltaico

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida por meio da conversão direta da luz em eletricidade. O efeito fotovoltaico foi descoberto por Edmond Becquerel, em 1839, que verificou que a tensão de uma bateria (um tipo de célula molhada) aumentou quando seus pratos de prata ou platina foram expostos à luz (Becquerel, 1839a; b). A Figura 6 ilustra a descoberta.

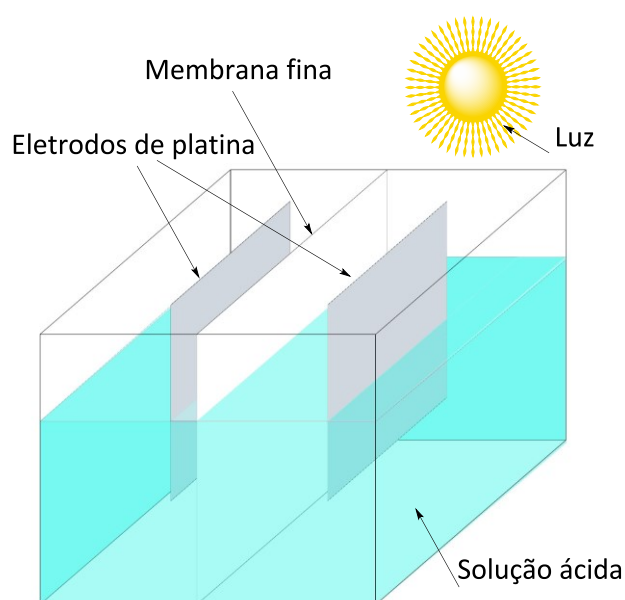


Figura 6: Diagrama do aparelho descrito por Becquerel  
Fonte: Green (1990)

A partir do trabalho de Becquerel descobriu-se o efeito fotovoltaico hoje conhecido, ou seja, o surgimento de uma diferença de tensão nos extremos de um material semicondutor exposto à luz.

O efeito fotovoltaico ocorre em nível atômico ao incidir um fóton na ligação entre dois átomos induzindo ao seu rompimento, conforme ilustrado na Figura 7. Para alcançar esta ruptura na ligação com pouca energia é necessário que o átomo seja instável (banda de valência incompleta) e que o número de elétrons nele contidos seja diferente de oito. Os materiais que apresentam esta característica em seus átomos são os semicondutores. Num semicondutor puro, a corrente produzida pelo movimento dos elétrons é insignificante devido ao baixo valor de portadores livres. Por isso, impurezas são adicionados ao material para aumentar os portadores livres; o novo material obtido é chamado de semicondutor extrínseco (Böer, 1992; Deutsche Gesellschaft, 2008).

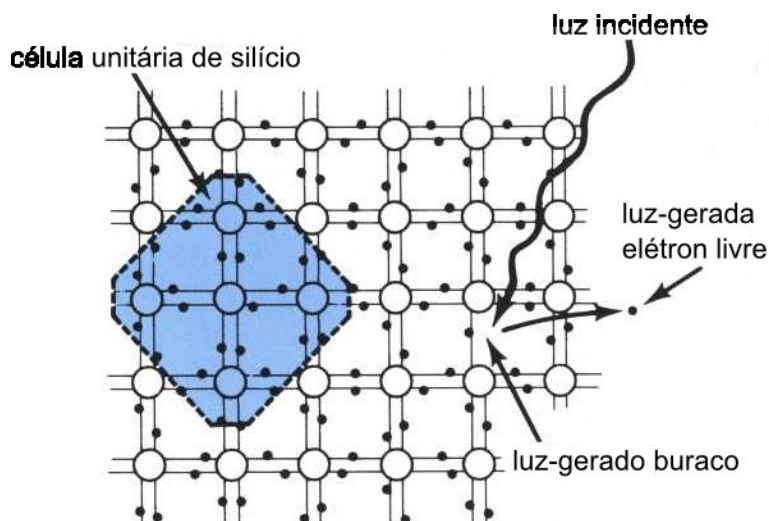


Figura 7: Elétron-lacuna no silício resultante da energia da luz  
Fonte: Cook *et al.* (1995)

De acordo com a impureza introduzida no material semicondutor, os materiais semicondutores do tipo N são obtidos com um maior número de elétrons livres enquanto materiais do tipo P com um maior número de cargas positivas ou lacunas. Se o material tipo N é anexado a um material do tipo P, ambos tornam-se eletricamente neutros (Figura 8) formando-se, na área de contato, um campo elétrico que tende a equilibrar os elétrons livres movendo-os do material tipo N para o do tipo P. Ao incidir luz sobre o material, os fótons chocam-se com outros

elétrons fornecendo-lhes energia e transformando-os em condutores, gerando assim um campo elétrico em que os elétrons são orientados e o movimento de elétrons pelo material tipo N (positivo) e o material de tipo P (negativo) gera uma diferença de potencial separada pela zona de junção chamada barreira de potencial (Goetzberger *et al.*, 1998; Deutsche Gesellschaft, 2008; Lynn, 2010).

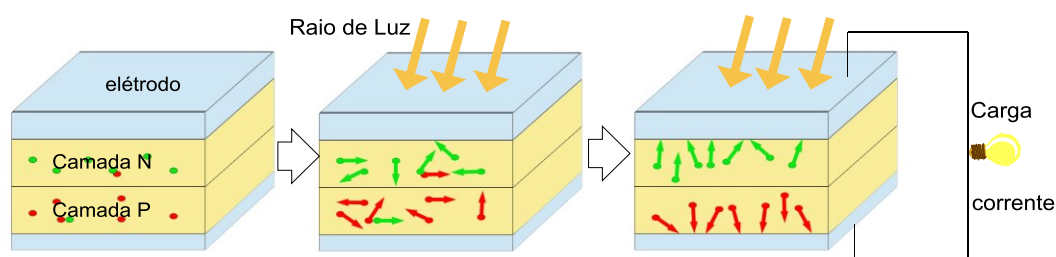


Figura 8: Efeito fotovoltaico na junção P-N  
Fonte: adaptado de Quaschnig (2004)

## 2.2. Banda de energia proibida

Quando os fótons da luz solar atingem uma célula fotovoltaica, somente os fótons com um certo nível de energia são capazes de liberar elétrons de suas ligações atômicas para produzir uma corrente elétrica. Essa energia —energia de banda proibida (*bandgap* ou *banda gap*)— é necessária para mover um elétron da capa exterior da banda de valência para a banda de condução. É diferente para cada material e para diferentes estruturas atômicas do mesmo material.

Para o silício cristalino, a energia de banda proibida é de 1,1 eV<sup>2</sup>. Outros materiais de células fotovoltaicas têm energias de banda proibida na faixa de 1 eV a 3,3 eV.

## 2.3. Célula fotovoltaica

Uma célula fotovoltaica pode funcionar como geradora de energia elétrica a partir da luz. Por não gerar nenhum tipo de resíduo, a célula solar fotovoltaica é considerada uma forma de produção de energia limpa. Uma única célula fotovoltaica pode produzir entre 1 e 1,5 W (Deutsche Gesellschaft, 2008) a uma

<sup>2</sup> Um elétron-volt é a quantidade de energia que um elétron adquire quando cruza um potencial de 1 volt no vácuo.

tensão de 0,5 a 0,6 V sob condições padrão, que são: uma irradiância de  $1 \text{ kW/m}^2$ , espectro de referência padrão AM1.5 e uma temperatura da célula de  $25^\circ\text{C}$ .

Uma célula fotovoltaica converte apenas uma pequena fração (cerca de 20 %) da irradiância em energia elétrica (Khan, 2006). Um aumento na temperatura da célula provoca redução da banda proibida (“*banda gap*”). Isto, por sua vez, induz um aumento na taxa de fotogeração e, conseqüentemente, a um aumento marginal na corrente. No entanto, a corrente de saturação reversa aumenta rapidamente com a temperatura. Devido a este fato, a tensão da célula diminui cerca de 2,2 mV por  $^\circ\text{C}$  de aumento em sua temperatura de funcionamento, de acordo com a resistividade do silício utilizado (Khan, 2006).

A fim de obter as tensões e correntes necessárias para alimentar os diversos equipamentos elétricos, torna-se necessária a conexão de diversas células em série e/ou paralelo em um módulo fotovoltaico (associações em série permitem obter tensões mais elevadas, enquanto as associações em paralelo permitem obter correntes elétricas mais elevadas em comparação com a tensão e corrente de uma só célula). E, o arranjo fotovoltaico dos módulos é feito de acordo com a potência e tensão desejadas. Os módulos podem ser conectados em séries e/ou em paralelo. A conexão em série é feita ligando-se um terminal positivo de um módulo a um terminal negativo de outro módulo, e assim por diante. Já a conexão em paralelo é feita conectando-se terminais positivos juntos e terminais negativos juntos (ABNT, 2013). Representações esquemáticas de uma célula, módulo e arranjo fotovoltaico podem ser observados na Figura 9.

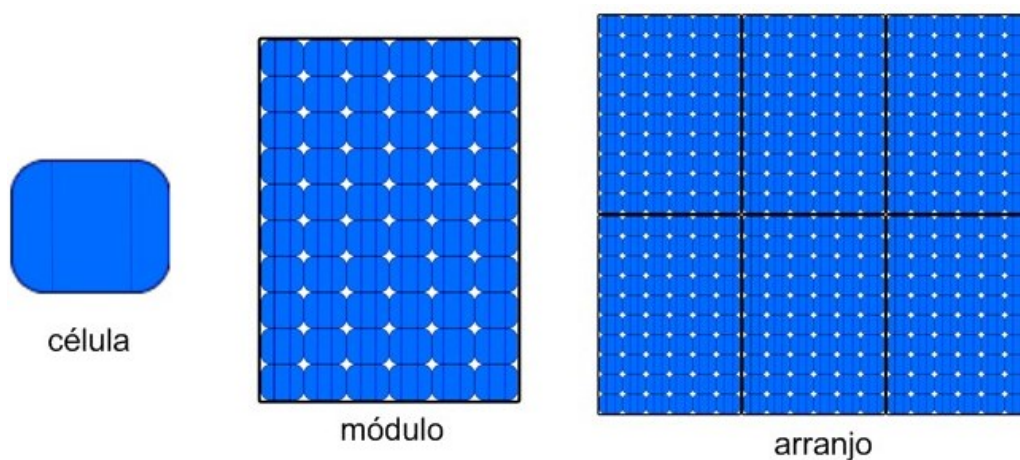


Figura 9: Esquemático de célula, módulo e arranjo fotovoltaico  
Fonte: adaptado de Patel (2005)

## 2.4. Tecnologias fotovoltaicas

O material que tem dominado a produção mundial de células solares é o silício cristalino, já que sua tecnologia de fabricação é amplamente conhecida, madura, viável e com elevada eficiência. No entanto, devido ao seu alto custo, a maioria dos pesquisadores procura encontrar novas tecnologias para reduzir o custo do material para a produção de células solares. Até a data presente, a tecnologia de filme fino pode ser vista como um substituto adequado (J. Mccann *et al.*, 2001), no entanto, a eficiência destas células solares é ainda menor quando comparada às de silício cristalino (Dobrzański *et al.*, 2006).

Um breve panorama sobre os materiais para a produção de células solares é mostrado na Figura 10.

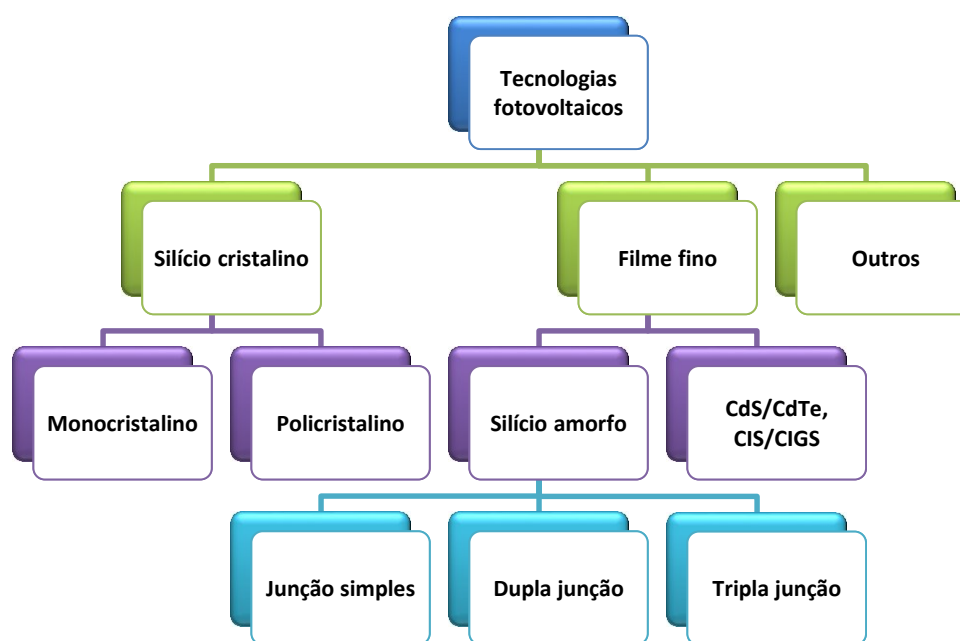


Figura 10: Tecnologias de conversão fotovoltaica  
Fonte: adaptado de Tyagi *et al.* (2013)

São nove as tecnologias fotovoltaicas que atualmente se destacam, sendo seis delas baseadas em silício e três em outros materiais (El Chaar *et al.*, 2011; Parida *et al.*, 2011; Tyagi *et al.*, 2013).

### 2.4.1. Silício cristalino

O silício cristalino é um material semicondutor, cujas bandas de valência e de condução são separadas por um *gap* de energia de aproximadamente 1,12 eV. Cada átomo se encontra ligado a quatro átomos vizinhos por meio de ligações covalentes de forma periódica, originando uma rede cristalina cúbica, na qual todas as ligações têm o mesmo comprimento e ângulos de ligação bem definidos e ordenados ao longo do comprimento (Ashcroft e Mermin, 1976; Kittel, 1986). Nesta estrutura cristalina, cada um dos quatro elétrons de valência de um átomo é compartilhado com um elétron do átomo vizinho, de modo que dois átomos adjacentes compartilham os dois elétrons (Figura 11).

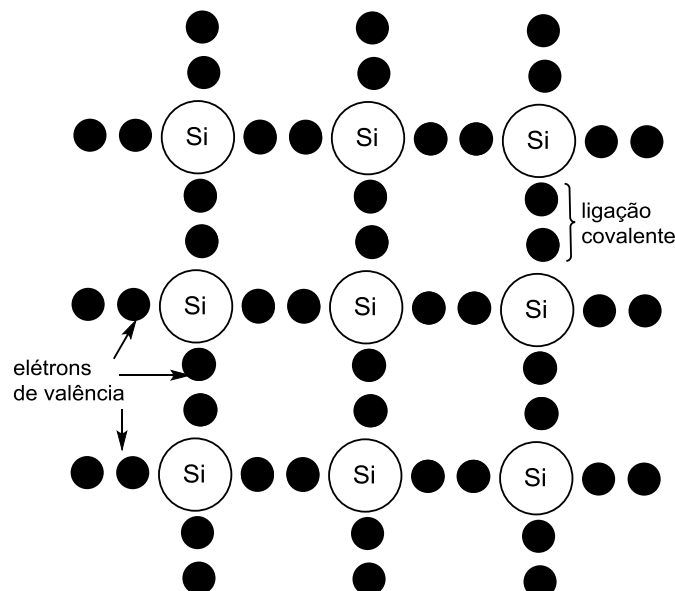


Figura 11: Estrutura cristalina do silício  
Fonte: adaptado de Kittel (1986)

Este material de alta qualidade pode ser processado de várias formas, podendo ser utilizado, por exemplo, para a produção de células monocristalinas ou policristalinas.

#### 2.4.1.1. Silício monocristalino

As células de silício monocristalino são formadas a partir de um único grande cristal crescido em laboratório e fatiado. Quanto maior a pureza do

material, maior será a confiabilidade da célula e a eficiência da conversão fotovoltaica. O limite teórico de conversão da luz solar em energia elétrica é de 28 % (Green *et al.*, 2014), mas nos produtos comerciais esses valores variam entre 14 e 25 % (Ndiaye *et al.*, 2013). As quantidades de material utilizadas e a energia requerida pelos processos de fabricação constituem barreiras importantes para permitir a redução de custos e o desenvolvimento de grandes escalas de produção.

#### **2.4.1.2. Silício policristalino**

As células de silício policristalino originam-se do material solidificado em forma de um bloco composto de muitos pequenos cristais. A partir deste bloco são cortadas fatias que viabilizam a fabricação das células. O fato de existir interfaces entre os cristais reduz levemente a eficiência do material; na prática, os produtos disponíveis alcançam eficiências próximas às daquelas das células monocristalinas. A quantidade do material é semelhante ao caso anterior, enquanto a energia necessária para produzi-las é significativamente reduzida. A eficiência de conversão obtida em laboratório gira em torno de 19,5 % (Green *et al.*, 2014).

#### **2.4.2. Filme fino**

Nas células de filmes finos, os semicondutores são aplicados em finas camadas, a partir de fontes gasosas, fazendo uso de métodos que incluem deposição química de vapores assistida por plasma ativado por sinal de rádio frequência ou por temperatura (Kumar e Hawk, 1997; Zhao *et al.*, 2005; Shah, 2012; Zhang *et al.*, 2014).

Esses processos, comparados às tecnologias comumente utilizadas de produção do silício cristalino, resultam em rendimentos de conversão ainda relativamente baixos, devido essencialmente aos defeitos construtivos. No que concerne às vantagens relacionadas aos custos de produção, destaca-se o fato das temperaturas de produção situarem-se entre os 200 °C e os 500 °C, portanto muito abaixo das temperaturas de fabricação das células de silício cristalino, da ordem de 1500 °C (Czochralski, 1918; Tomaszewski e Cahn, 2004).

Os maiores progressos em células solares de filmes finos têm sido alcançados com o silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), em compostos II-VI como são os casos do CdTe, em compostos III-V como o GaAs e em compostos I-III-VI como o CuInSe<sub>2</sub> (CIS) e CuIn<sub>1-x</sub>Ga<sub>x</sub>Se<sub>2</sub> (CIGS) (Green *et al.*, 2014). Todos estes materiais, incluindo o silício amorfo, são mais eficientes na absorção da radiação do espectro solar que o silício na forma monocristalina ou policristalina, necessitando apenas de alguns micrometros de espessura para absorverem toda a luz incidente. Tais células são eficientes sob iluminação artificial e possuem uma eficiência de conversão entre 6 e 8 % (Makoto, 2011).

As configurações estruturais das células de filme fino podem ser de vários tipos: de junção simples ou multijunção (e.g.: células *tandem*).

#### **2.4.2.1. Células de junção simples**

As células de junção simples constituem exemplos de silício amorfo e de silício microcristalino.

##### **2.4.2.1.1. Silício amorfo hidrogenado (a-Si:H)**

A célula de silício amorfo<sup>3</sup> (a-Si) apresenta uma estrutura cristalina completamente diferente das células referidas anteriormente. Esta apresenta alto grau de desordem na estrutura de seus átomos. O silício amorfo puro é um material que, em princípio, apresenta propriedades optoeletrônicas inadequadas à sua aplicação em dispositivos, devido ao elevado número de defeitos (ligações flutuantes) e tensões internas provocadas pela distorção da rede cristalina, sendo por isso um material não recomendado para aplicações em células solares (para formação de diodos). Colocando-se átomos de hidrogênio (Figura 12), permite-se que partes dessas ligações fiquem compensadas agregando ao material propriedades optoeletrônicas mais interessantes, passando a chamar-se de silício amorfo hidrogenado, a-Si:H (Street, 2005).

O uso de silício amorfo para fabricação de painéis fotovoltaicos apresenta vantagens no processo de fabricação, assim como nas suas propriedades elétricas.

---

<sup>3</sup> O termo amorfo é geralmente aplicado a materiais não cristalinos preparados por deposição a partir de gases (Deng e Schiff, 2005).



As células podem ser fabricadas pela deposição de vários tipos de substratos, sendo que esta célula tem uma maior capacidade de absorção da radiação solar na faixa visível. Esta tecnologia apresenta um custo baixo, mas tem como desvantagem a sua baixa eficiência, quando comparadas às tecnologias de silício mono e policristalinos. A eficiência máxima do filme fino de células solares de silício amorfo é estimada entre 14 e 15 % (Carlson e Wronski, 1976), mas a melhor eficiência de conversão de energia conseguida até a presente data é de 9 a 10 % no AM1.5 (Green *et al.*, 2014).

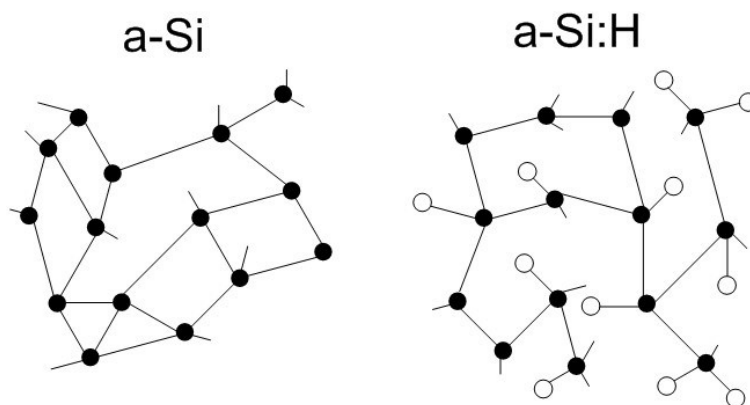


Figura 12: Estruturas das redes de cristais de silício amorfo e hidrogenado  
Fonte: Sriraman *et al.* (2002)

#### 2.4.2.1.2.

##### Silício microcristalino ( $\mu\text{c-Si:H}$ )

O silício microcristalino é um material complexo, que é composto por fases cristalinas e amorfas de silício, limitado ao tamanho do grão. O silício microcristalino, também chamado nanocristalino (nc-Si), tem estrutura idêntica, possui propriedades semelhantes àsquelas do silício monocristalino (Yan *et al.*, 2013), mas com um custo muito menor, diferindo ainda quanto ao processo de obtenção e no tamanho dos grãos. O silício microcristalino possui grãos cristalinos com tamanhos entre 100 nm e 1  $\mu\text{m}$  (Fejfar *et al.*, 2004), enquanto o tamanho dos grãos do silício nanocristalino é inferior a 100 nm.

O silício microcristalino hidrogenado ( $\mu\text{c-Si:H}$ ) foi fabricado pela primeira vez em 1968 por Vepřek e Mareček, usando o método de deposição química em fase vapor. A eficiência máxima do filme fino de células solares de silício amorfo é estimada em 10 % (Hänni *et al.*, 2013).

#### 2.4.2.2.

#### Células de junção dupla (*tandem*) a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H

As células *tandem*<sup>4</sup> são compostas por materiais diferentes com diferentes *gaps*; a combinação de 1,1 eV (*gap*) de  $\mu$ c-Si:H com 1,7 eV (*gap*) de a-Si:H é reconhecida como uma escolha ótima para células solares *tandem* (Shah *et al.*, 2004), com o objetivo de absorver uma extensão maior do espectro solar e, portanto, extrair mais energia do sol, o que não é possível com células de junção simples. As células *tandem* são designadas por *micromorfás* um termo que deriva das palavras microcristalino e amorfa (Meier *et al.*, 1994) como mostrado na Figura 13.

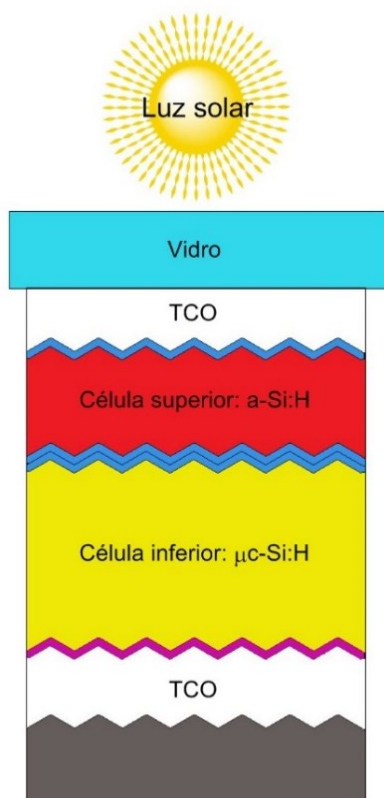


Figura 13: Estrutura estratificada de uma célula solar de a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H

Fonte: adaptado de Meillaud *et al.* (2009)

Existem diversas configurações possíveis para a estrutura das células *tandem*, podendo ser de junção dupla, tripla, ou mais (teoricamente não existe limite no número de junções, mas o aumento do custo de produção não torna

<sup>4</sup> As células *tandem* são eficazmente uma pilha de diferentes células solares em cima uma das outras. Ao assim organizá-las, é possível captar mais energia do sol. Se, por exemplo, uma célula solar é projetada para funcionar muito bem quando absorve a luz azul, poder-se-ia colocá-la ao lado de uma que absorve bem a luz verde e que absorve a luz vermelha bem para que se possa captar mais energia do sol (Meier *et al.*, 1996).

viável a produção de células com mais de 3 junções). Estas células utilizam diferentes materiais, sendo os mais utilizados o Silício (Si), o Gálio (Ga) e o Germânio (Ge), bem como ligas de semicondutores com outros materiais como Arsenieto de Gálio (GaAs), Fosfeto de Índio Gálio (InGaP), Telureto de Cádmio (CdTe), entre outros.

Com a estrutura *tandem*, o rendimento máximo teórico das células solares, da ordem de 28 % para células de silício cristalino de junção simples, passa para 86,8 % (Brown e Green, 2002), motivando o desenvolvimento de novas tecnologias para aumentar o rendimento efetivo das células. Conseguem-se já, com este tipo de estrutura, eficiências de conversão da ordem de 44,4 % a 44,7 % (German Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems *et al.*, 2013; Sharp Corporation, 2013). Uma grande vantagem que se pode acrescentar é que, em células de multijunção, o efeito do envelhecimento do material é reduzido, uma vez que as camadas individuais são mais finas e, portanto, menos susceptíveis de se degradarem com a luz.

## 2.5.

### Eficiência na conversão da célula fotovoltaica

A todo o processo de conversão de uma forma a outra de energia existem perdas, o que equivale a dizer que a eficiência dessa conversão é sempre menor que 100. A eficiência da conversão fotovoltaica pode ser calculada pela relação entre a potência que resulta do processo de conversão e a radiação solar incidente. No caso de um sistema fotovoltaico, a sua eficiência é afetada basicamente por dois fatores: seletividade de absorção da célula e procedimentos de fabricação (Araújo, 1985). Mais especificamente:

- **A seletividade da célula** faz com que nem todos os fótons que incidem em uma célula fotovoltaica sejam aproveitados para a geração de pares elétrons-lacunas. Alguns fótons que incidem no material semicondutor (célula fotovoltaica) possuem energia menor que a do *gap* do material, não gerando pares elétrons-lacunas. Outros, possuem energia muito maior e podem passar pelo material sem serem absorvidos. Caso sejam absorvidos, sua energia, mesmo maior que a do *gap* do material, só pode gerar um par elétron-lacuna (i.e.: tudo se passa como se a energia fosse a do próprio *gap*). Além disto, nem todos os pares de elétrons-lacunas são aproveitados pois os mesmos podem ser recombinados rapidamente, sem contribuir para o efeito fotovoltaico. Devido a estes fatos, as células de silício somente são sensíveis

às radiações com comprimentos de onda correspondentes à luz visível e ao infravermelho perto do visível.

- E *os fatores, oriundos da fabricação das células* são: reflexão dos fótons pela superfície da célula, recombinação versus passivação e perdas devido à resistência elétrica da célula e contatos elétricos.

## 2.6.

### Sistemas fotovoltaicos

Um sistema fotovoltaico consiste em um número de componentes interligados destinados a realizar uma tarefa desejada, que pode alimentar a eletricidade para a rede de distribuição principal (Gehrlicher Solar Spain, 2012), bombear água de um poço (Odeh *et al.*, 2006; Palmiro *et al.*, 2013), alimentar uma pequena calculadora ou um dos muitos usos possíveis de geração de energia solar elétrica (Santos e Jabbour, 2013).

Um sistema fotovoltaico converte a luz solar em eletricidade. Os sistemas fotovoltaicos são compostos por um conjunto de painéis fotovoltaicos e por um conjunto de equipamentos complementares: baterias (armazenamento de energia), regulador de carga (unidade de controle de potência) e inversor. Estes componentes variam de acordo com a aplicação do sistema fotovoltaico. A eletricidade gerada pode ser mantida em um sistema autônomo, armazenada em baterias ou pode alimentar uma rede maior de distribuição de energia elétrica.

#### 2.6.1.

##### Classificação dos sistemas fotovoltaicos

Um sistema fotovoltaico basicamente pode ser classificado em três categorias distintas: os sistemas isolados, ou não conectados à rede elétrica; os sistemas conectados à rede elétrica; e os sistemas híbridos. A Figura 14 ilustra essa classificação por tipos de sistemas fotovoltaicos.

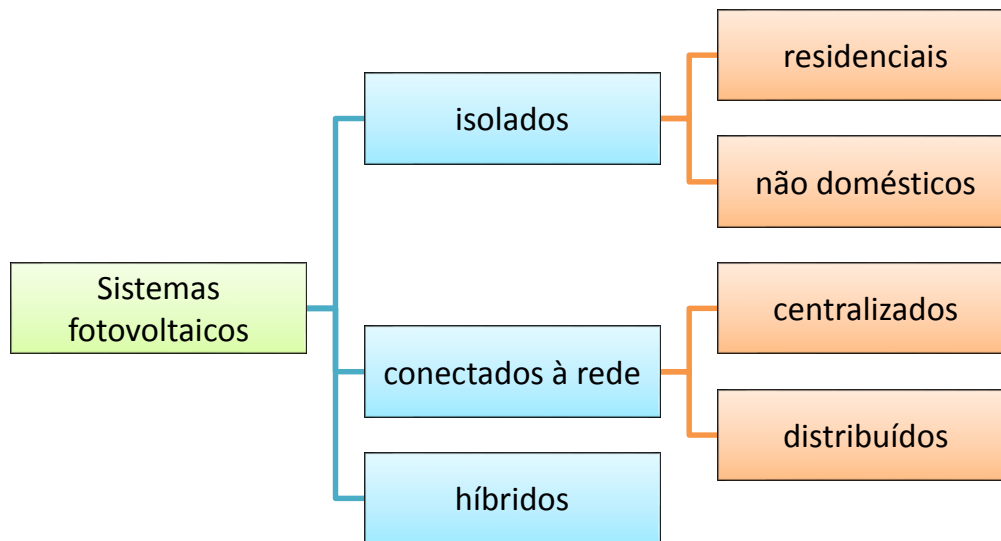


Figura 14: Tipos de sistemas fotovoltaicos

### 2.6.2. Sistemas fotovoltaicos isolados

Sistemas de conversão fotovoltaica são geralmente instalados em regiões onde a rede de distribuição de energia elétrica não consegue atender ao consumidor, normalmente em zonas rurais onde a energia fotovoltaica é a única fonte de eletricidade disponível. Tais sistemas de conversão podem atender a apenas a uma residência isolada ou serem instalados em mini redes para atender a uma pequena comunidade. Na Figura 15 mostra-se a montagem típica de sistema fotovoltaico isolado.

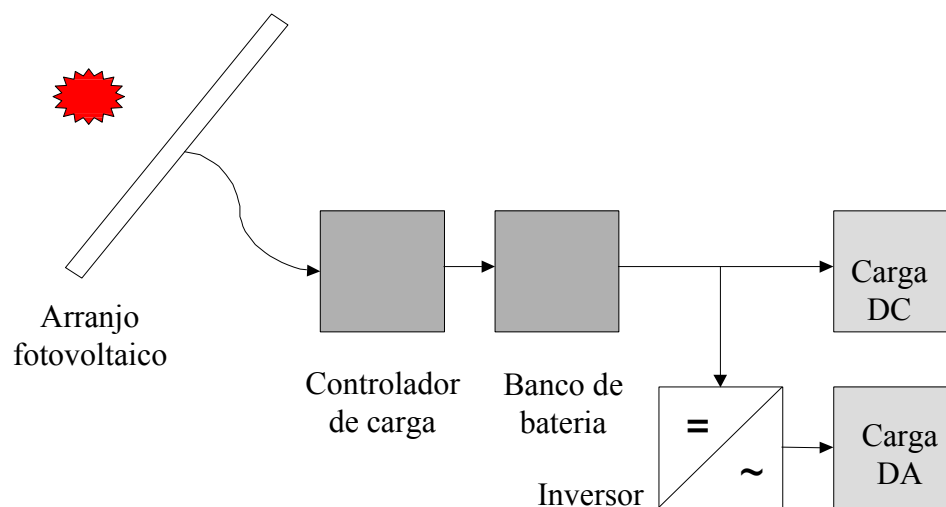


Figura 15: Montagem típica de sistema fotovoltaico isolado  
Fonte: Pearsall e Hill (2001)

### **2.6.2.1.**

#### **Sistemas fotovoltaicos isolados residenciais**

Os sistemas fotovoltaicos isolados residenciais ou domésticos são aqueles sistemas que fornecem eletricidade às residências e que, como o próprio nome já diz, não estão conectados à rede de distribuição de eletricidade local (Chaurey e Kandpal, 2010; Saberbein e Aye, 2012). No Brasil, esses sistemas atendem às comunidades isoladas, fornecendo eletricidade, na maior parte dos casos, para iluminação, refrigeração e outras cargas de baixo consumo (Zilles *et al.*, 2000; Morante e Zilles, 2001; Mendonça *et al.*, 2006).

### **2.6.2.2.**

#### **Sistemas fotovoltaicos isolados não domésticos**

Os sistemas fotovoltaicos isolados não domésticos foram as primeiras aplicações comerciais para sistemas terrestres. Esses sistemas fornecem energia para uma ampla escala de aplicações, tais como em telecomunicação, refrigeração de medicamentos e vacinas em postos de saúde, bombeamento de água e outros (Markvart, 2000; Fedrizzi *et al.*, 2006).

### **2.6.3.**

#### **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede**

Outro modo de utilizar a energia fotovoltaica consiste num sistema de energia interligado à rede que atua como uma fonte de energia auxiliar. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser centralizados ou distribuídos.

A Figura 16 apresenta a montagem típica de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

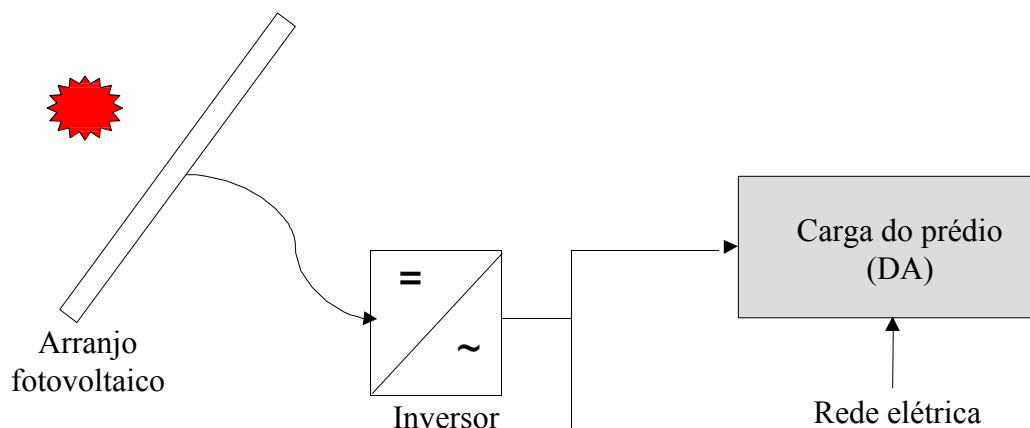


Figura 16: Montagem típica de sistema fotovoltaico conectado à rede  
Fonte: Pearsall e Hill (2001)

### 2.6.3.1.

#### Sistemas fotovoltaicos centralizados conectados à rede

Os sistemas fotovoltaicos centralizados conectados à rede executam a função de usinas de energia (fornecem exclusivamente energia à rede, como é apresentado na Figura 17). A fonte de alimentação por tal sistema não é associada com um consumidor em particular. Este sistema não armazena energia, pois toda a energia produzida é entregue à rede e utilizada para consumo próprio. Esses sistemas são tipicamente instalados em terrenos ou campos e funcionam normalmente a certa distância do ponto de consumo, como a usina solar São Lourenço da Mata (Itaipava Arena Pernambuco), que tem potência instalada de 1 MW e que resultou da parceria entre o Grupo Neoenergia, por meio da distribuidora Celpe (PE) e a Odebrecht Energia.

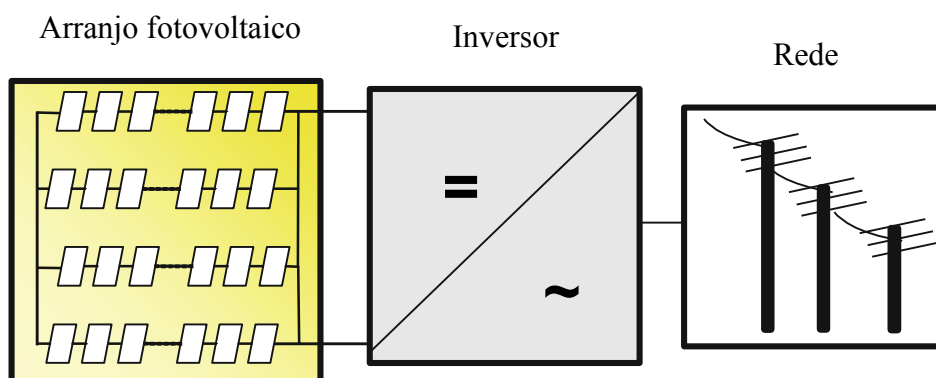


Figura 17: Sistema fotovoltaico centralizado conectado à rede  
Fonte: Rekioua e Matagne (2012)

### 2.6.3.2.

#### Sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede

Esses sistemas são instalados para o fornecimento direto de energia ao consumidor, que pode usar a energia da rede elétrica convencional para complementar a quantidade de energia demandada (Figura 18).

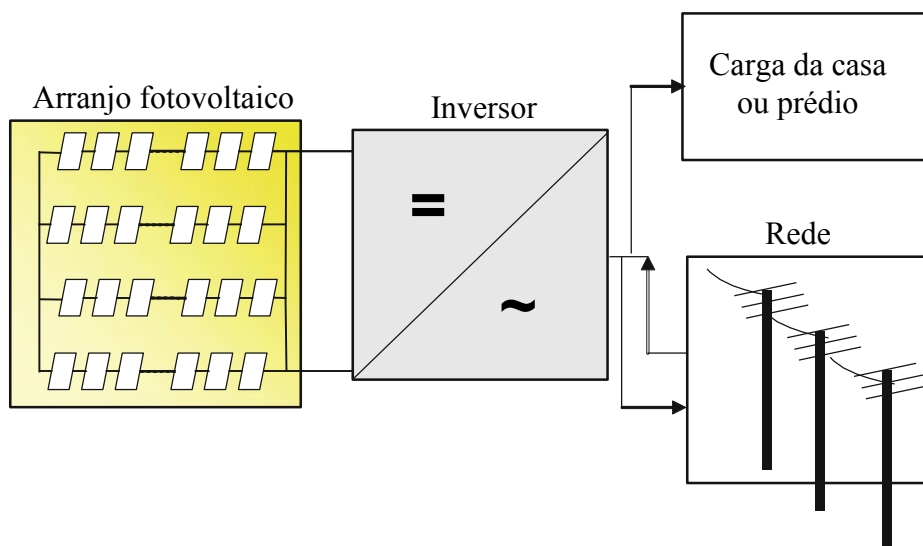


Figura 18: Sistema fotovoltaico distribuído conectado à rede  
Fonte: Rekioua e Matagne (2012)

Além disso, caso a energia demandada seja inferior à energia gerada, o sistema oferece a possibilidade ao consumidor de atuar como fornecedor, ou seja, vender a energia excedente gerada pelo sistema para a distribuidora. Por suas características, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede têm se mostrado atrativos para a geração distribuída de energia em residências que buscam ser ecologicamente corretas com emissão zero de carbono (Candido *et al.*, 2009; Chaurey e Kandpal, 2010; Diniz *et al.*, 2011; Van Els *et al.*, 2012).

### 2.6.4.

#### Sistemas fotovoltaicos híbridos

Os sistemas fotovoltaicos híbridos são aqueles que, desconectados da rede convencional, apresentam mais de uma fonte de geração de energia (mostrado na Figura 19), como por exemplo, turbinas eólicas, geração diesel entre outras (Beluco *et al.*, 2008; Silva *et al.*, 2012; Silva *et al.*, 2013). A utilização de várias



formas de produção de energia elétrica exige a otimização e o sincronismo do uso das energias (Silva *et al.*, 2010; Silva *et al.*, 2011).

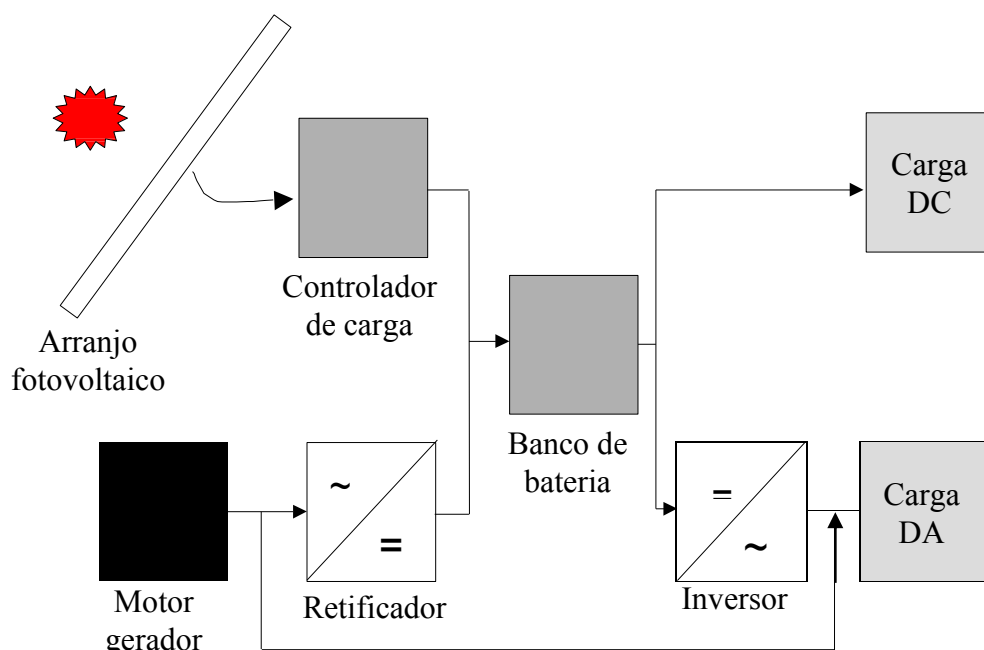


Figura 19: Configuração básica de um sistema fotovoltaico híbrido  
Fonte: Pearsall e Hill (2001)

### 2.6.5. Condições adversas na conversão fotovoltaica

Dentre as condições adversas que podem ocorrer durante o processo de conversão fotovoltaica podem ser mencionadas: as condições adversas de temperatura, deficiência de *matching* por sombreamento parcial e mesmo orientação inadequada na instalação dos painéis, em desacordo com as coordenadas geográficas mais adequadas. No que concerne à orientação adequada dos painéis, a empresa de equipamentos fotovoltaicos Tigo Energy menciona uma pesquisa que avaliou o posicionamento de painéis instalados em residências nos Estado Unidos, observando que, na sua maioria, os telhados não estão orientados adequadamente na direção de radiação máxima. Também, um reduzido percentual de residências não apresentava obstruções à luz solar, produzindo sombreamento.

O posicionamento e o sombreamento, entendidos como condições adversas à operação da conversão fotovoltaica, constituem temas de investigação nesta pesquisa de mestrado. Nesse contexto, é importante observar que os problemas que resultam de condições adversas na geração distribuída são distintos daqueles

que ocorrem na geração centralizada. No caso da geração centralizada, escolhem-se regiões favoráveis, minimizando as condições adversas. Espera-se no futuro um crescimento de instalações de geração distribuída residencial na presença de condições adversas, que nem sempre poderão ser evitadas.

Assim, o objetivo deste trabalho consiste em avaliar a influência do uso de conversores CC-CC na eficiência da conversão fotovoltaica na presença de sombreamento parcial. O trabalho estudou três tecnologias de painéis fotovoltaicos: monocristalino, policristalino e filme fino de junção dupla (*tandem*).

## 2.7.

### **Conversor fotovoltaico para máxima transferência de potência**

Recentemente, os sistemas fotovoltaicos passaram a ser assistidos por um conversor do tipo CC-CC integrado com um método de controle que tem a função de seguir ótima (MPP), assim simulando o papel do inversor na usina fotovoltaica. Uma das principais funções do inversor é encontrar a máxima potência que o arranjo fotovoltaico pode fornecer ao injetar a energia convertida na rede elétrica. Para realizar esta função o inversor beneficia-se de um algoritmo denominado MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) que realiza essa tarefa. Devido às limitações que são inerentes aos inversores, essa nova tecnologia MPPT mostrou-se eficaz para assegurar condições de operação na vizinhança dessa condição de máxima potência. Os dispositivos desenvolvidos com essa nova tecnologia são os micro-inversores e os conversores CC-CC. Neste caso, o sistema não é afetado pelos módulos sombreado e os módulos sem sombra operam na sua máxima potência. Todos os módulos fornecem sua máxima potência (mesmo os sombreados).

#### 2.7.1.

##### **Tipos de conversores CC-CC**

Em muitas aplicações faz-se necessário converter o nível de tensão de uma fonte CC para outro de valor mais adequado. Os circuitos que alteram o nível de tensão CC são conhecidos como conversores CC-CC. Quatro são as topologias mais usadas de corrente contínua para efeitos de aplicações fotovoltaicas:

*conversor buck*, *conversor boost*, *conversor buck-boost* e *conversor cuk* (Mohan *et al.*, 2002; Czarkowski, 2011; Di Piazza, M. e Vitale, G., 2013; Kasper *et al.*, 2014). Em todos esses circuitos, um dispositivo de alimentação é utilizado como um interruptor. Um sistema fotovoltaico básico com um conversor CC-CC é ilustrado na Figura 20.

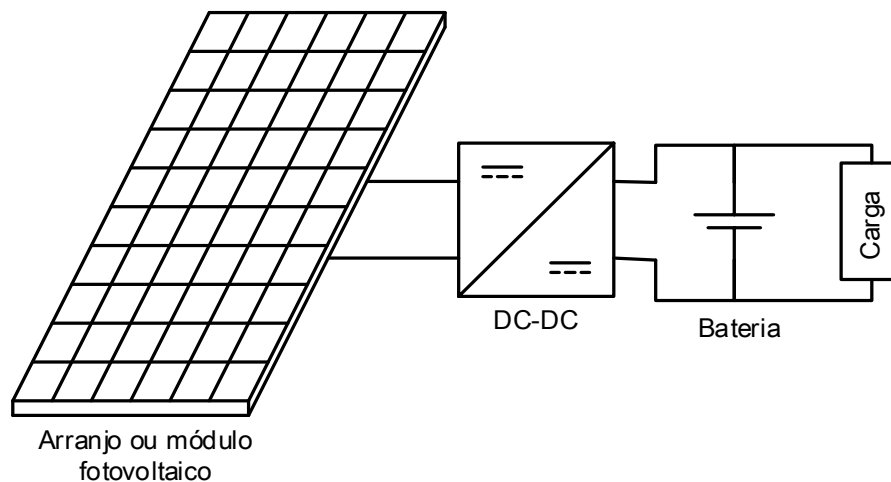


Figura 20: Um sistema fotovoltaico básico com conversor CC-CC  
Fonte: Kasper *et al.* (2014)

#### 2.7.1.1. Conversor *buck* (abaixador)

O *conversor buck* é um conversor CC-CC do tipo abaixador de tensão (*step-down*) na medida em que a tensão de saída é menor que a tensão de entrada; sua topologia típica é ilustrada na Figura 21.

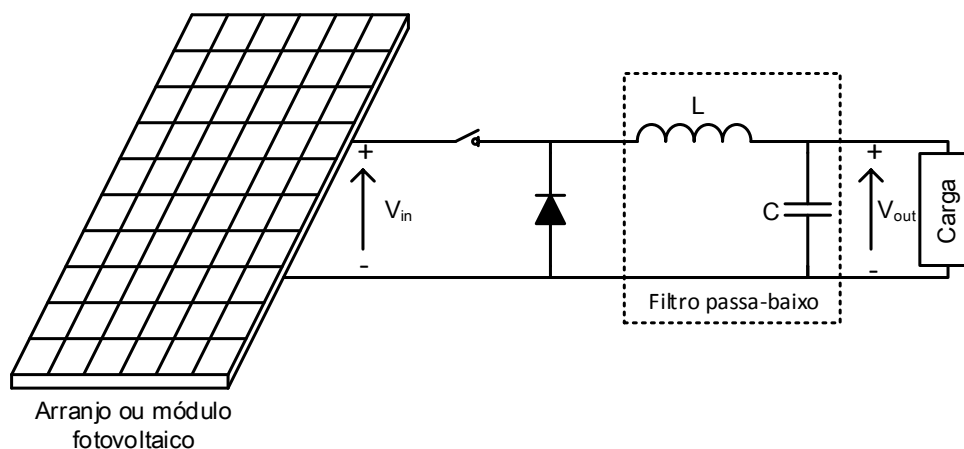


Figura 21: *Conversor buck*  
Fonte: Di Piazza, M. e Vitale, G. (2013)

A tensão de entrada ( $V_{in}$ ) e a tensão de saída ( $V_{out}$ ) são relacionadas pela taxa de condução da chave, denominado por *duty cycle* ( $d$  varia entre 0 e 1) do sinal PWM (*Pulse Width Modulation*, modulação por largura de pulso) levando à redução na tensão de saída. A transferência de potência é controlada pela frequência de chaveamento e/ou tempo de fechamento da chave, segundo a relação.

$$\frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{T_{on}}{T} = d \quad (1)$$

Nesta equação,  $T_{on}$  denota o tempo em que a saída está ligada e  $T$  o período do sinal de chaveamento.

### 2.7.1.2.

#### Conversor *boost* (elevador)

Ao contrário do *conversor buck* o *conversor boost* é um conversor CC-CC do tipo elevador (*step-up*) de tensão. O seu funcionamento baseia-se no carregamento e descarregamento de energia do indutor ( $L$ ), que é controlado pelo *duty cycle* ( $d$ ) do sinal aplicado ao interruptor  $T$ . Deste modo, o ganho de tensão também estará diretamente dependente do *duty cycle* do sinal aplicado no interruptor  $T$ , como descrito pela equação (2).

Sua topologia típica é ilustrada na Figura 22.

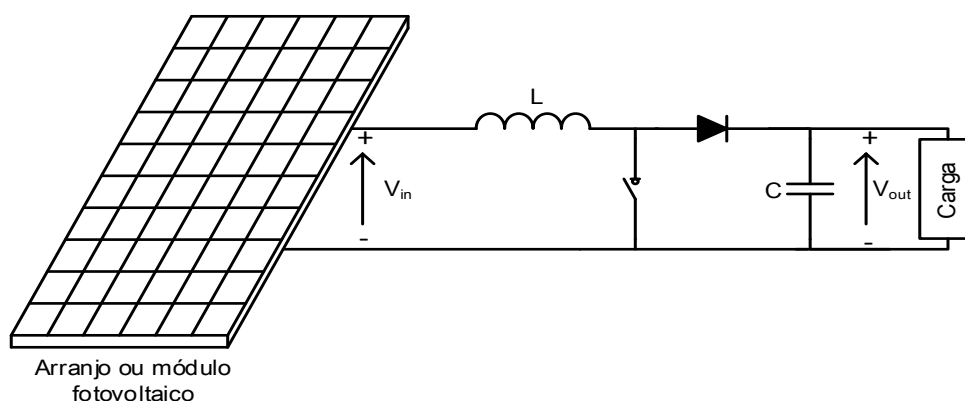


Figura 22: *Conversor boost*  
Fonte: Di Piazza, M. e Vitale, G. (2013)

$$\frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{T}{T - T_{on}} = \frac{1}{1 - d} \quad (2)$$

### 2.7.1.3.

#### Conversor *buck-boost* (abaixador ou elevador)

O *conversor buck-boost* é um conversor CC-CC com características similares às dos *conversores buck* e *boost*, ou seja, do tipo elevador e abaixador (*step-up/step-down*) de tensão. Durante o período de condução do interruptor, o indutor é carregado com a tensão de entrada aos seus terminais, enquanto durante o período de não-condução, o interruptor mantém-se descarregado de qualquer tensão  $-V_{out}$  em seus terminais, tendo em conta que este conversor inverte a tensão na saída. A relação entre as tensões de entrada e de saída é dada pelo *duty cycle* ( $d$ ) do sinal aplicado no interruptor T, conforme representado pela equação (3).

$$\frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{T_{on}}{T - T_{on}} = \frac{d}{1 - d} \quad (3)$$

A topologia típica é ilustrada na Figura 23.

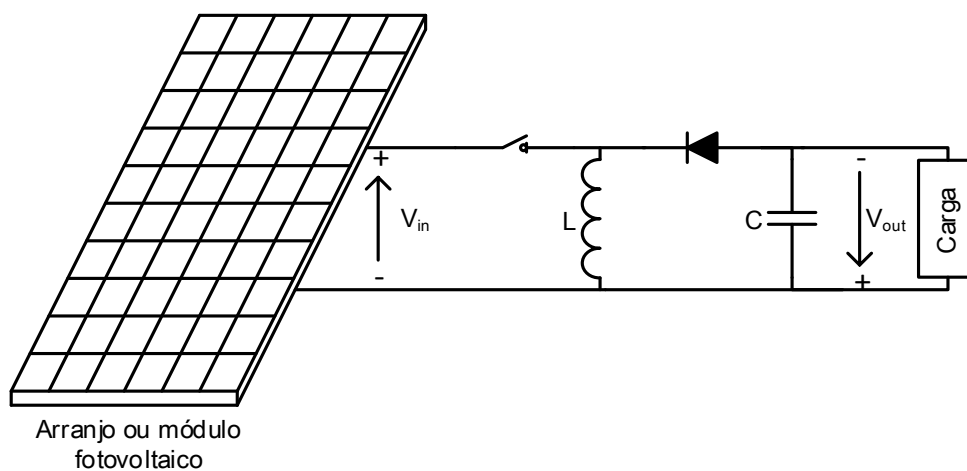


Figura 23: *Conversor buck-boost*  
Fonte: Di Piazza, M. e Vitale, G. (2013)

#### 2.7.1.4. Conversor *cuk*

Similar ao *conversor buck-boost* (este se refere a *conversor boost*, seguido por um *conversor buck*), o *conversor cuk* fornece uma tensão de saída que pode ser maior ou menor que a tensão de entrada, mas a polaridade da tensão de saída é oposta à da tensão de entrada, conforme caracterizado pela equação:

$$\frac{V_{in}}{V_{out}} = -\frac{d}{1-d} \quad (4)$$

É ilustrada na Figura 24 a topologia típica de um *conversor cuk*.

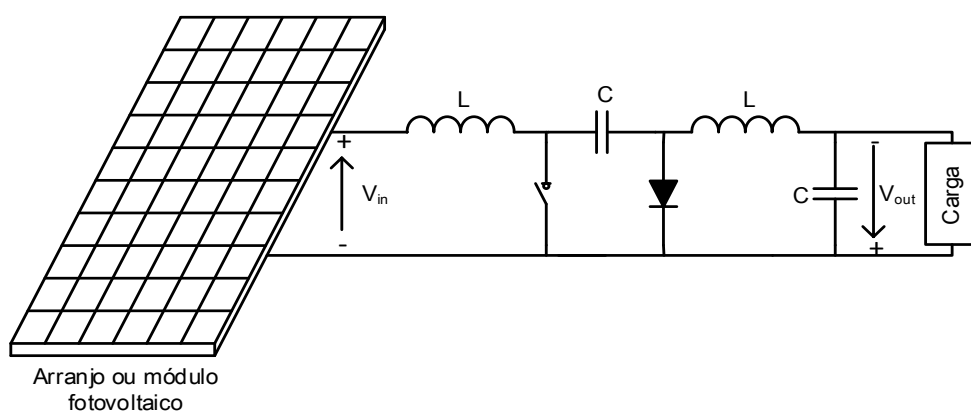


Figura 24: *Conversor cuk*  
Fonte: Mohan *et al.* (2002)

#### 2.7.2. Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT)

Devido às características não lineares da célula fotovoltaica (e.g.: temperatura, radiação solar incidente), à condição da carga e a fatores externos (e.g.: sombreamento parcial), pesquisadores descobriram que a eficiência de um sistema fotovoltaico pode ser aumentada pela melhoria da eficiência da conversão fotovoltaica, ou seja, uma melhoria do material da célula fotovoltaica, ressaltando-se, entretanto, que este fator isoladamente não é suficiente para assegurar o máximo de potência.

A eficiência de um sistema fotovoltaico é afetada principalmente por três fatores, notadamente pelas características:

- Físico-químicas do painel fotovoltaico: a eficiência de módulos fotovoltaicos comerciais varia entre 20 - 28 % (Green *et al.*, 2014);

- Construtivas do inversor: a eficiência de inversores comercialmente utilizados (e.g.: Sma (2012)) varia entre 96 a 99 %;
- Funcionais do algoritmo utilizado para rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), o que pode assegurar ganhos de eficiência superior a 90 % (Piegari e Rizzo, 2010).

É importante extrair o máximo de potência possível de um sistema fotovoltaico. Entretanto, para conseguir operar neste nível de tensão, conversores CC-CC controlados por algoritmos de rastreamento de máxima potência (com a função de assegurar que a operação se dê na vizinhança do ponto de máxima potência, MPP) devem ser inseridos após os módulos fotovoltaicos para garantir condições ideais de operação (Figura 25).

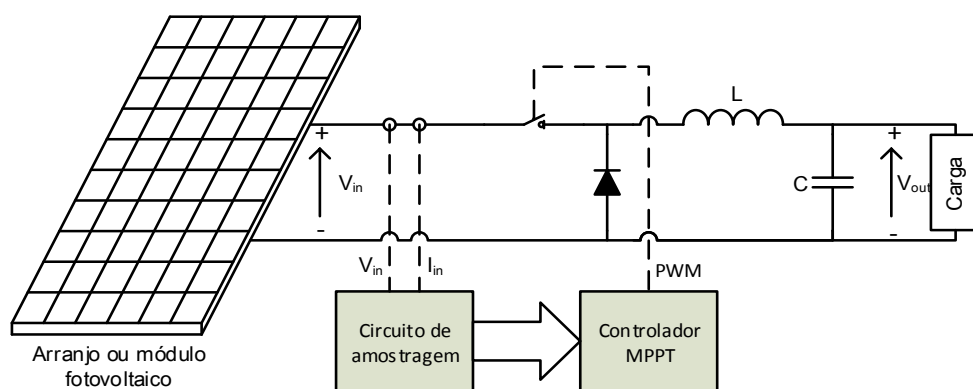


Figura 25: Arranjo fotovoltaico com conversor *buck* e MPPT

Muitos são os algoritmos de MPPT utilizados hoje em dia, incorporando diferentes técnicas para maximizar a transferência de potência a partir dos painéis fotovoltaicos. Alguns dos algoritmos são usados com maior frequência e discutidos na literatura, em destaque para os métodos *perturba e observa*, descritos por Chihchiang e Jong Rong (1996); Chihchiang *et al.* (1998); Femia *et al.* (2004); Dong *et al.* (2012); Naik e Yaragatti (2013); Sera *et al.* (2013); Saxena e Gupta (2014); Jusoh *et al.* (2015); Rajani e Pandya (2015), e o *condutância incremental*, discutidos por Bangyin *et al.* (2007); Safari e Mekhilef (2011a; 2011b); Kish *et al.* (2012); Banu *et al.* (2013); Sera *et al.* (2013), que caracterizam métodos já consolidados na literatura especializada, conforme a seguir resumidos a título de contextualização.

### 2.7.2.1. Perturba e Observa (P&O)

O método P&O é o mais utilizado e difundido na literatura de rastreamento de máxima potência (Reza Reisi *et al.*, 2013), notadamente pela simplicidade do algoritmo que utiliza e pela sua implementação (Figura 26).

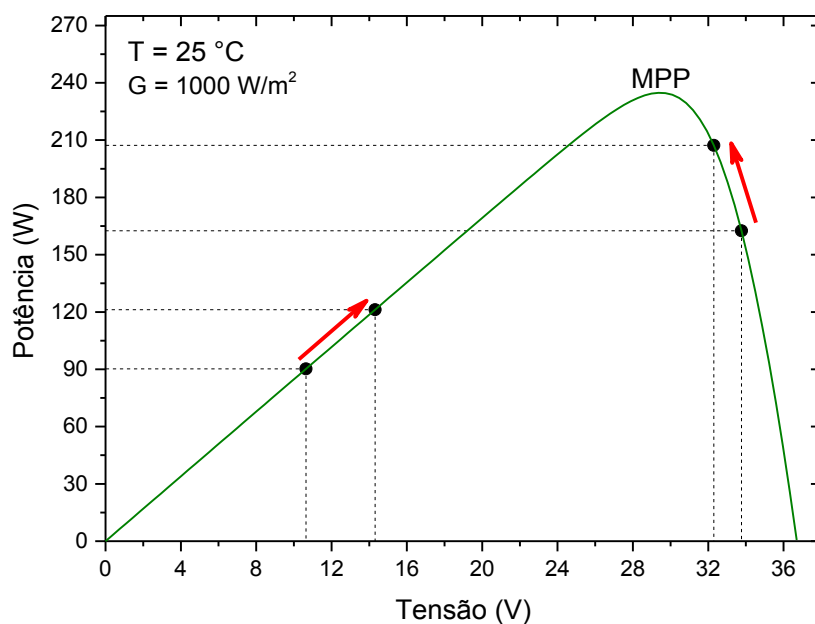


Figura 26: Pontos de operação da curva característica P-V  
(TPB156X156-60-P 235 W)

Seu princípio de funcionamento resulta da introdução de uma perturbação na tensão de operação seguida da observação do comportamento da potência (aumenta ou diminui) no gerador fotovoltaico. Se a potência aumenta, isso significa que a perturbação está na direção certa para chegar mais perto do MPP, de modo que o algoritmo irá continuar na mesma direção. Se a potência diminui, isso significa que o ponto de operação se afastou do MPP, e a direção de perturbação deve ser revertida para se mover na direção do MPP.

O processo se repete e, como resultado, o ponto de operação fica oscilando em torno do valor exato da tensão de máxima potência (Hohm e Ropp, 2000). Porém, sua desvantagem aparece quando ocorrem mudanças bruscas de radiação solar e temperatura, tornando o método lento, devido ao tempo de convergência do algoritmo (Hussein *et al.*, 1995). Na Figura 27 se ilustra o fluxograma do algoritmo.



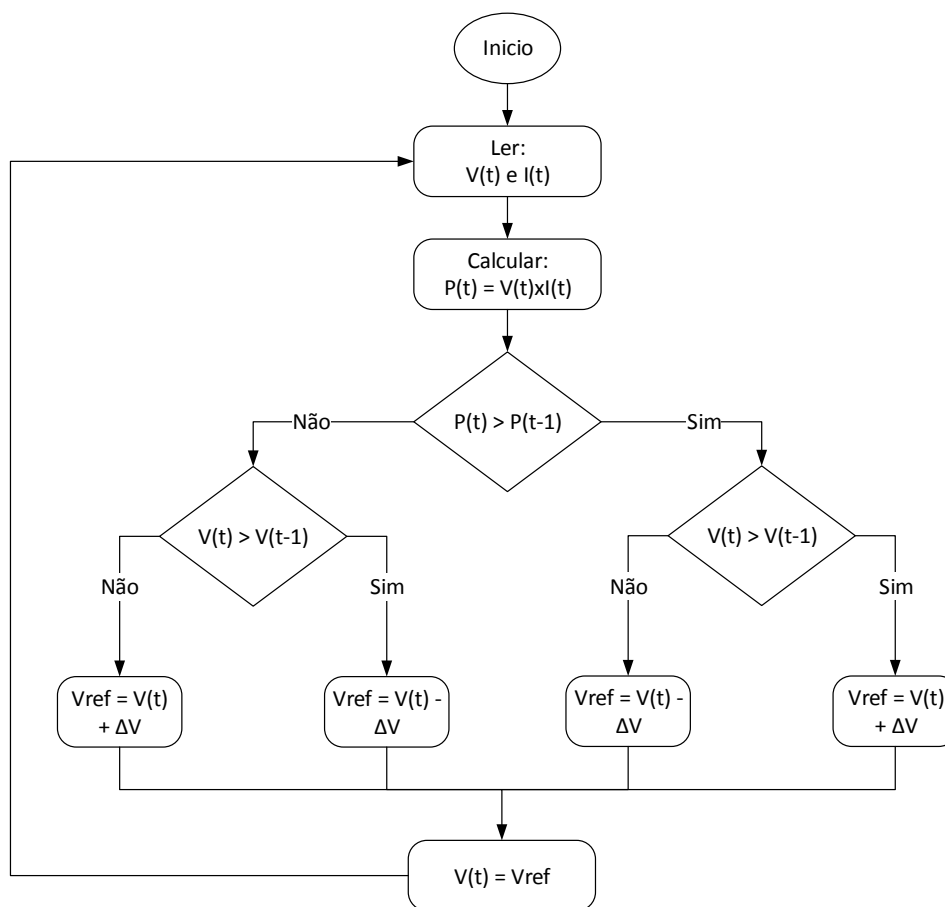


Figura 27: Fluxograma do algoritmo P&O

### 2.7.2.2. Condutância incremental (InCond)

A ideia básica de funcionamento do método InCond consiste em assegurar que a tangente da curva P-V no MPP seja horizontal; i.e. valor nulo da derivada da curva (Hussein *et al.*, 1995). Também é possível encontrar uma localização relativa do ponto de operação para o MPP. Um valor positivo da derivada denota que o ponto de operação encontra-se na subida da curva. Na condição contrária, i.e.: de derivada negativa, o ponto de operação posiciona-se na descida da curva indicando que o MPP será alcançado quando a derivada for nula. Esse raciocínio é ilustrado na Figura 28.

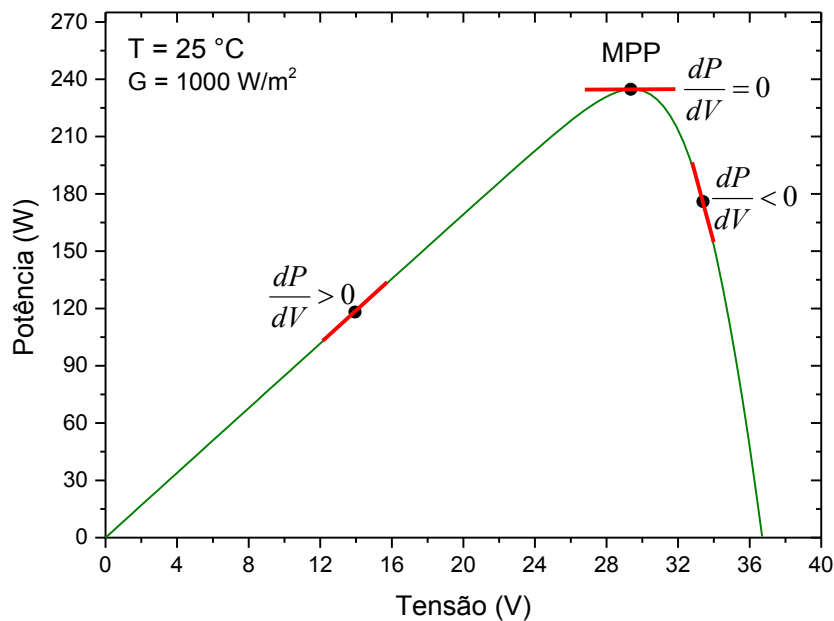


Figura 28:  $dP/dV$  na curva característica P-V  
(TPB156X156-60-P 235 W)

As equações são escritas em termos de tensão e corrente, conforme descrito pela seguinte expressão:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I \frac{dV}{dV} + V \frac{dI}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \cong I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (5)$$

O fluxograma básico do algoritmo do InCond é semelhante ao da P&O, requerendo, basicamente, três condições:

- $\Delta I/\Delta V > -I/V$ ; significa que o ponto de funcionamento está à esquerda do MPP e a tensão deve ser incrementada.
- $\Delta I/\Delta V < -I/V$ ; significa que o ponto de funcionamento está à direita do MPP e a tensão deve ser diminuída.
- $\Delta I/\Delta V \approx -I/V$ ; significa que o ponto de funcionamento está no MPP.

A Figura 29 ilustra, com base no fluxograma do algoritmo, esses critérios determinantes.

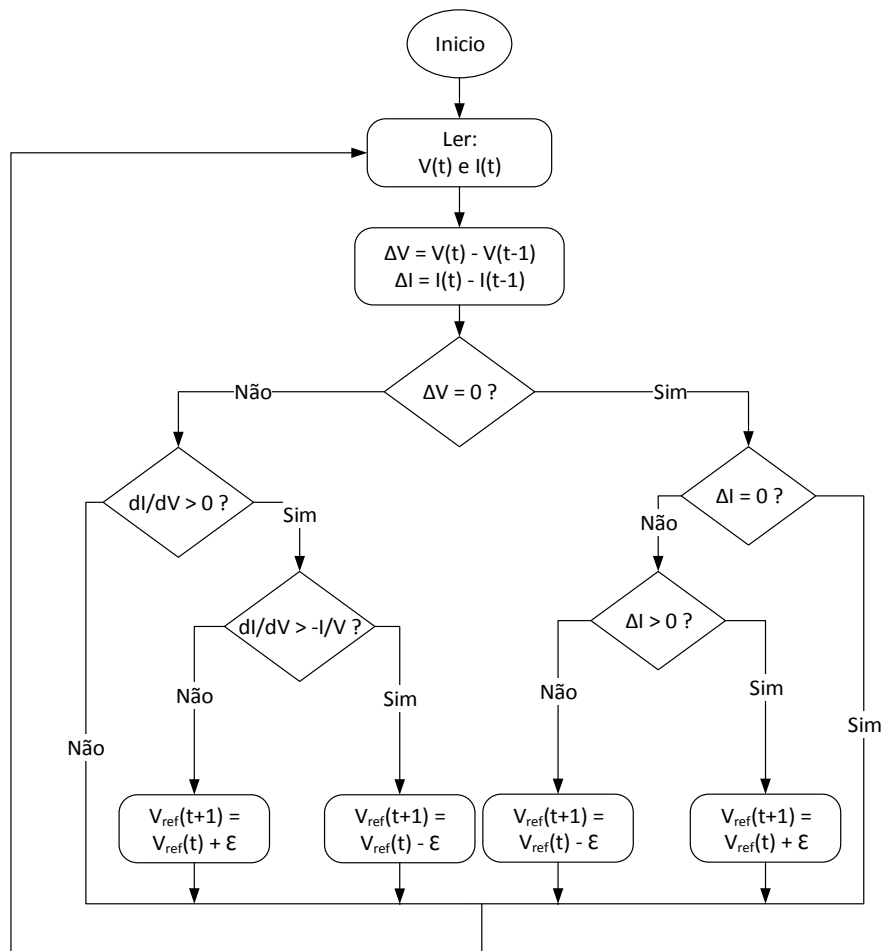


Figura 29: Fluxograma do algoritmo InCond

Os dois métodos são satisfatórios e eficientes para o rastreamento do ponto de máxima potência. Apresentam resultados semelhantes e com bom aproveitamento de potência, desempenho e fácil aplicação. Porém, sua desvantagem aparece quando ocorrem mudanças bruscas de radiação solar e temperatura, tornando os métodos lentos devido ao tempo de convergência do algoritmo (Murtaza *et al.*, 2013; Nemsy *et al.*, 2013; Pukhrem, 2014; Tofoli *et al.*, 2015).

### 2.7.3. Módulo otimizador de potência da Tigo Energy

Conforme discutido em seções anteriores, para as condições ambientais de temperatura e radiação solar incidente, e para as condições impostas pela carga aplicada, o módulo Tigo Energy otimizador de potência assegura uma tensão de saída tal que a conversão fotovoltaica ocorra no ponto de máxima potência.

Basicamente, o módulo Tigo Energy opera segundo uma topologia de “*conversor buck com retificação síncrona*” (Burger *et al.*, 2010; Deline *et al.*, 2011). A Tigo Energy é detentora da patente deste sistema de gerenciamento via conversores CC-CC, que funciona como uma bomba de carga, enquanto o condensador de entrada do conversor funciona como capacitor de saída do circuito (Hadar e Arditi, 2014). Para o amortecimento de altas frequência de oscilação, o uso do sistema de otimizadores Tigo Energy adiciona um indutor na saída do circuito. Com o acoplamento deste indutor ao circuito, tem-se um *conversor buck com retificação síncrona*, como é mostrado na Figura 30.

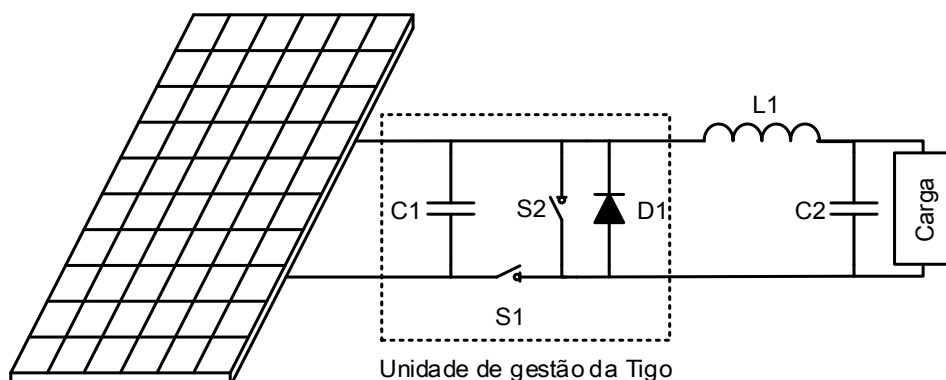


Figura 30: Conversor buck com retificação síncrona  
Fonte: Burger *et al.* (2010)

O método de controle utilizado para o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) foi desenvolvido e patenteado como um sistema “*Impedance matching*” (Besser e Matan, 2011; Deline *et al.*, 2011), cujo esquema equivalente do circuito elétrico é reproduzido na Figura 31.

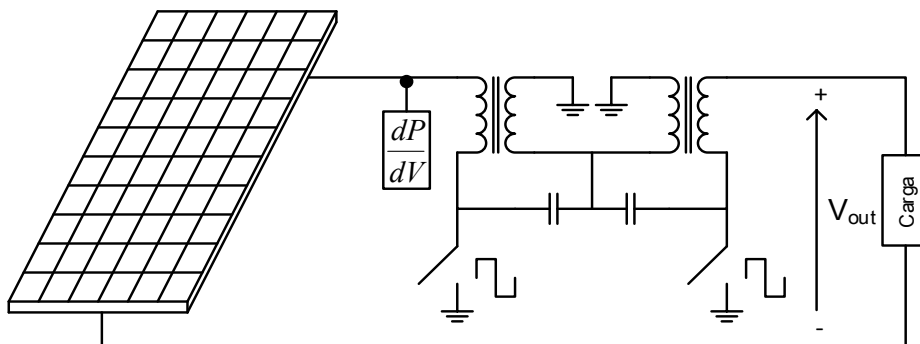


Figura 31: Circuito elétrico do MPPT “*impedance matching*”  
Fonte: Besser e Matan (2011)

Conforme ilustrado na Figura 32, o extrator de energia funcionam de tal modo que a impedância da fonte e a impedância de carga podem assumir vários valores. O extrator de energia corresponde dinamicamente à impedância da fonte e da carga para a transferência máxima de potência. Este extrator inclui circuitos de detecção (detecta continuamente mudanças de energia) e é operado de tal modo que atua dinamicamente entre a fonte e a carga, em resposta às alterações detectadas de energia. Corresponde, assim, a uma impedância de uma fonte de energia para a impedância de uma carga (Besser e Matan, 2011). Fundamentado em continuados trabalhos consistentes de pesquisa, a Tigo Energy desenvolveu um método que assegura ganhos da eficiência na conversação fotovoltaica na presença de sombreamento parcial ou de diferenças da conversão fotovoltaica em distintos módulos num mesmo arranjo ("*mismatch loss*"), conforme ilustrado na Figura 32.

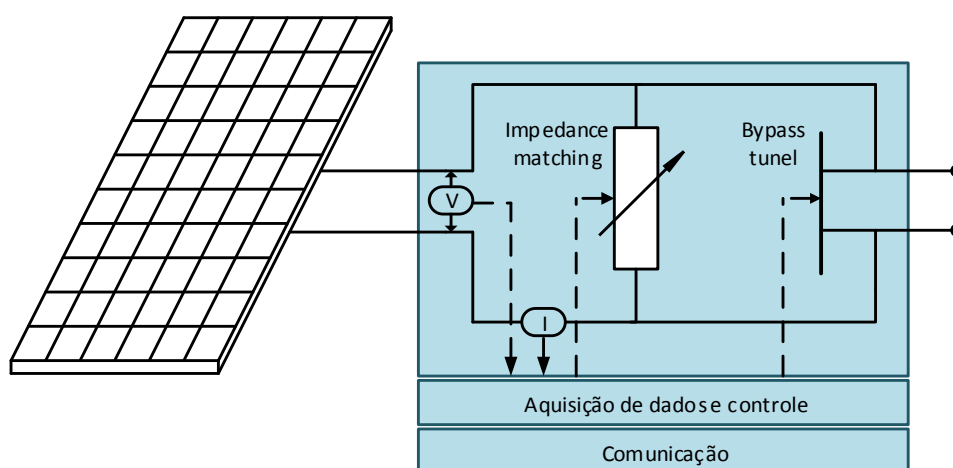


Figura 32: Esquema do circuito da Tigo Energy (*impedance matching*)  
Fonte: Tigo Energy (04/10/14)

A "*Impedance matching*" idealizada pela Tigo Energy fornece uma solução para os problemas causados por painéis que exibem incompatibilidade (*mismatch*). Para entender o funcionamento do módulo CC-CC (fabricado pela Tigo Energy faz-se uma analogia com um sistema hidráulico, envolvendo duas seções de tubos com água. O módulo fotovoltaico com a maior capacidade de geração (150 W) pode ser equiparado ao tubo de maior diâmetro, enquanto que um módulo fotovoltaico com uma menor capacidade de geração (50 W) é representado pelo tubo de menor diâmetro, conforme ilustrado na Figura 33, a seguir:

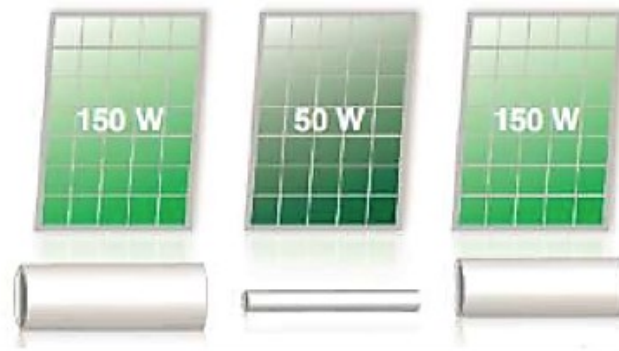


Figura 33: Exemplo do método “*Impedance matching*”  
Fonte: Tigo Energy (04/04/2015)

Ou seja, ligar os módulos fotovoltaicos é análogo a conectar esses tubos e permitir o escoamento da água através deles. À medida que o tubo do lado direito (mais fino que o tubo da esquerda) o fluxo de água vai ser comprometido:

- O painel mais fraco (tubo mais fino) terá que lidar com corrente mais alta do que sua capacidade, resultando em dissipação de calor.
- Por analogia, a potência total da string fica comprometida (o tubo mais fino poderá a vaziar e terá sua vazão).

A solução de conversores CC-CC patenteada pela Tigo Energy cria um caminho paralelo para que a corrente flua em torno dos painéis fracos, permitindo uma otimização do fluxo da energia, assim maximizando a eficiência da conversão fotovoltaica na vizinhança do ponto de operação em máxima potência. Este túnel de desvio (“*by-pass tunel*”) é ilustrado na Figura 34.

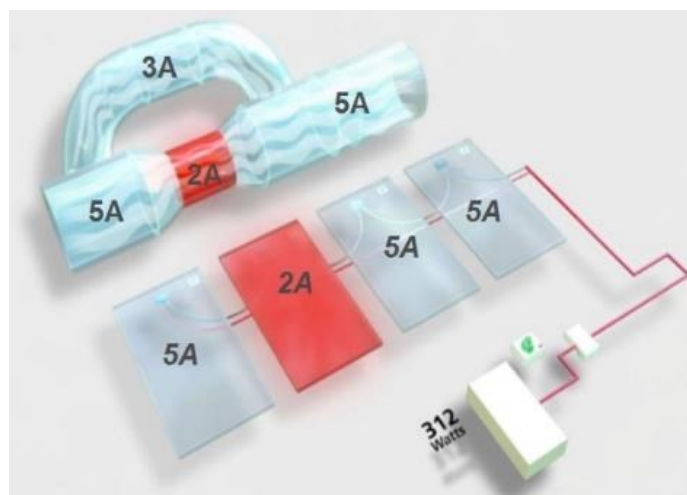


Figura 34: Exemplo do túnel de desvio  
Fonte: Tigo Energy (04/04/2015)

### 3

## Modelagem de módulos fotovoltaicos

Fundamentado em modelos matemáticos descritos na literatura que visam simular arranjos fotovoltaicos, este capítulo propõe as bases conceituais de um método simplificado para a extração dos parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico, a partir de informações técnicas do fabricante e da modelagem do comportamento do painel exposto à radiação solar na presença de sombreamento parcial.

### 3.1.

#### Modelagem de uma célula fotovoltaica

A representação de uma célula fotovoltaica por meio de um circuito elétrico segue, na grande maioria dos casos, um dos seguintes três modelos usados para descrever o circuito elétrico equivalente de uma célula:

- O modelo simplificado (Weidong *et al.*, 2004),
- O modelo de um diodo (Kennerud, 1969) ou
- O modelo de dois diodos (Gow e Manning, 1999).

O modelo matemático utilizado para descrever uma célula fotovoltaica neste trabalho foi baseado no circuito elétrico equivalente do modelo de um diodo levando em consideração reflexões de distintos trabalhos descritos na literatura especializada (Liu e Dougal, 2002; Sera *et al.*, 2007; Villalva *et al.*, 2009; Ghani *et al.*, 2014).

A Figura 35 mostra o circuito equivalente simplificado ou modelo ideal de um único diodo de uma célula fotovoltaica. Neste modelo, a corrente elétrica gerada pelo efeito fotovoltaico é representada por uma fonte de corrente  $I_{ph}$ , enquanto a junção *pn* é representada pela corrente  $I_d$  do diodo na ausência de luz, comumente denominada “corrente no escuro”, que incorpora os efeitos da corrente de saturação reversa do diodo  $I_{sat}$  e o fator ideal (“*diode quality fator*” ou “*ideality fator of a diode*”) do diodo *n*.

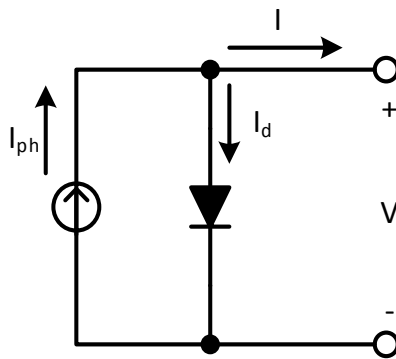


Figura 35: Circuito equivalente ideal de uma célula fotovoltaica

Do circuito da Figura 35:

$$I = I_{ph} - I_d \quad (6)$$

A corrente que circula por um diodo de junção *pn* em função da tensão aplicada pode ser descrita pela equação de Shockley (Shockley, 1949):

$$I_d = I_{sat} \left[ e^{\frac{qV}{nk_B T_c}} - 1 \right] \quad (7)$$

Nesta expressão,  $V$  é a tensão aplicada aos terminais do diodo,  $k_B$  é a constante de Boltzman,  $T_c$  é a temperatura absoluta da célula fotovoltaica  $q$  é a carga elétrica do elétron e  $n$  é o fator de idealidade ( $1 \leq n \leq 2$ ).

Desta forma, a equação de uma célula fotovoltaica em função da tensão elétrica pode ser expressa por:

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left[ e^{\frac{qV}{nk_B T_c}} - 1 \right] \quad (8)$$

Em uma célula real existem outros efeitos (perdas), que resultam na alteração do circuito equivalente da Figura 35 para o circuito da Figura 36.

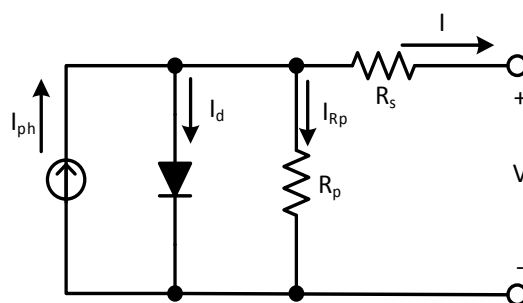


Figura 36: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica



Algumas dessas perdas são representadas por resistências inseridas no modelo da célula fotovoltaica (Figura 36), (i) como é o caso da resistência paralela  $R_p$  ( $\Omega$ ), que representa as perdas internas pela corrente de fuga no bordo da célula fotovoltaica (a corrente que circula pela resistência paralela) e (ii) a resistência em série  $R_s$  ( $\Omega$ ) que representa as perdas causadas devido às quedas de tensão nos contatos metálicos da célula (Hersch e Zweibel, 1982; Gray, 2011).

Analisando as correntes no circuito equivalente do modelo de um diodo incluindo perdas, a primeira lei de Kirchhoff (lei dos nós) estabelece que a soma algébrica das correntes em um nó é nula, então, no modelo a corrente  $I$  de saída convertida da célula fotovoltaica é obtida pela equação (9).

$$I = I_{ph} - I_d - I_{R_p} \quad (9)$$

Segundo estudiosos do tema (Chenni *et al.*, 2007; Duffie e Beckman, 2013), a corrente  $I_{ph}$  é praticamente uma função linear da radiação solar incidente e da temperatura da placa, conforme representado pela equação (10).

$$I_{ph} = \left( \frac{G}{G_{ref}} \right) [I_{ph,ref} + \mu_{I_{sc}}(T_c - T_{c,ref})] \quad (10)$$

$I_{ph,ref}$  é a corrente convertida pela célula fotovoltaica nas condições padrão de ensaio ou de referência (STC, *Standard Test Conditions*, definidas pela IEC 61215 "Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval", conforme a Tabela 1);  $G$  ( $\text{W/m}^2$ ) é a potência de radiação incidente na temperatura da célula  $T_c$  (K);  $G_{ref}$  ( $\text{W/m}^2$ ) é a potência de radiação incidente, na temperatura dada pela condição padrão de ensaio da célula  $T_{c,ref}$  (K) e  $\mu_{I_{sc}}$  (A/K) é o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito da célula fotovoltaica.

Tabela 1: Condições padrão de ensaio segundo as Normas IEC 61215

Descrição	Valor
Potência de radiação Incidente	1 000 $\text{W/m}^2$
Temperatura Ambiente	25 °C
Massa de ar <sup>5</sup>	1,5 AM

<sup>5</sup> O termo "massa de ar" é comumente utilizado para indicar o comprimento da trajetória percorrida pelo feixe solar na atmosfera pela radiação direta, expresso por um múltiplo do caminho percorrido até um ponto ao nível do mar, com o sol a pino.

Considerando as perdas devido à resistência em série que influi na corrente  $I_d$ , a nova equação é dada por:

$$I_d = I_{sat} \left[ e^{\left( \frac{V + R_s I}{n V_t} \right)} - 1 \right] \quad (11)$$

Nesta equação,  $V_t$  é a tensão térmica;  $k_B = 1,3806 \times 10^{-23}$  J/K é a constante de Boltzman e  $q = 1,6022 \times 10^{-19}$  C é a carga elétrica do elétron.  $V_t$  é calculada pela relação dada na equação (12).

$$V_t = \frac{k_B T_c}{q} \quad (12)$$

A corrente de saturação reversa do diodo  $I_{sat}$  é dependente da temperatura. Diferentes autores propõem modelos para o cálculo da temperatura da placa fotovoltaica ( $T_c$ ), a exemplo dos trabalhos de Eicker (2003); De Soto *et al.* (2006); Chenni *et al.* (2007); Messenger e Ventre (2010); Femia *et al.* (2012); Duffie e Beckman (2013). Neste trabalho  $I_{sat}$  é calculada pela equação (13) proposta por Duffie e Beckman (2013):

$$I_{sat}(T_c) = I_{sat,ref} \left[ \frac{T_c}{T_{c,ref}} \right]^3 e^{\left( \frac{q}{k_B} \left( \frac{E_{g,ref}}{T_{c,ref}} - \frac{E_g}{T_c} \right) \right)} \quad (13)$$

$I_{sat,ref}$  é a corrente de saturação reversa do diodo na condição-padrão de referência da célula fotovoltaica e  $E_g$  é a energia do *band-gap* do material da célula fotovoltaica.

Da segunda lei de Kirchhoff (lei das malhas), estabelece-se que a soma algébrica das tensões ao longo de uma malha fechada e num mesmo sentido é nula. Na Figura 37 (destaque em vermelho) é mostrada a malha de tensões elétricas que envolve as resistências e os terminais.

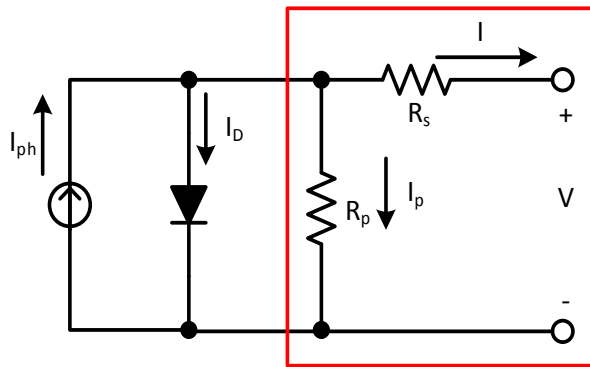


Figura 37: Esquema do cálculo do  $I_p$

Obtém-se que:

$$-V - R_s I + R_p I_p = 0 \quad (14)$$

$$I_p = \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (15)$$

Substituindo-se as equações (11) e (15) em (9) obtém-se:

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left[ e^{\left( \frac{V + R_s I}{n V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (16)$$

Nesta equação existem cinco parâmetros ( $R_s, R_p, I_{sat}, I_{ph}$  e  $n$ ) a serem determinados para uma célula fotovoltaica, a partir dos dados fornecidos pelo fabricante para um módulo fotovoltaico, dos quais se obtém a curva I-V completa.

### 3.1.1. Características da curva I-V

A norma *NBR10899/TB-328* da ABNT define a curva característica tensão versus corrente como a “representação dos valores da corrente de saída de um conversor fotovoltaico, em função da tensão, para condições preestabelecidas de temperatura e radiação”.

Existem três pontos de funcionamento da célula fotovoltaica que merecem atenção particular: **corrente de curto-circuito**, **tensão de circuito aberto** e **ponto de máxima potência**, que serão analisados para as condições padrão de referência. Nas equações a seguir o subscrito “*ref*” foi inserido para denotar que os valores indicados referem-se à condição padrão de referência.

### 3.1.1.1.

#### Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ )

A *corrente de curto-circuito* é a corrente que circula por uma célula fotovoltaica iluminada quando seus terminais de saída estão em *curto-circuito*, o que implica em uma tensão eléctrica nula (Figura 38).

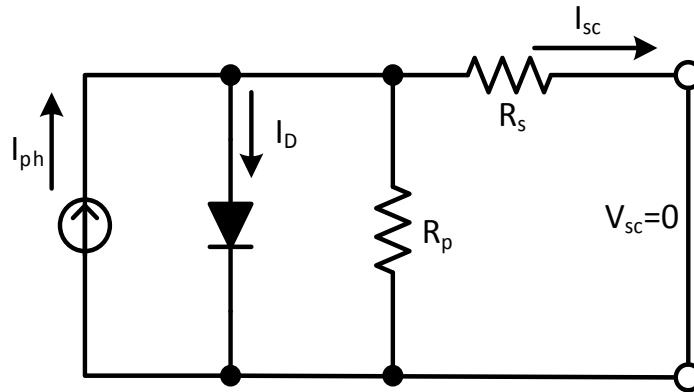


Figura 38: Corrente de curto-circuito para o modelo de um diodo

Então, a partir da equação (16) obtém-se:

$$I_{sc,ref} = I_{ph,ref} - I_{sat,ref} \left[ e^{\left( \frac{R_{s,ref} I_{sc,ref}}{n_{ref} V_{t,ref}} \right)} - 1 \right] - \frac{R_{s,ref} I_{sc,ref}}{R_{p,ref}} \quad (17)$$

### 3.1.1.2.

#### Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ )

A *tensão de circuito aberto* é a tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica iluminada com os terminais desconectados, o que faz com que a corrente que circula seja nula (Figura 39).

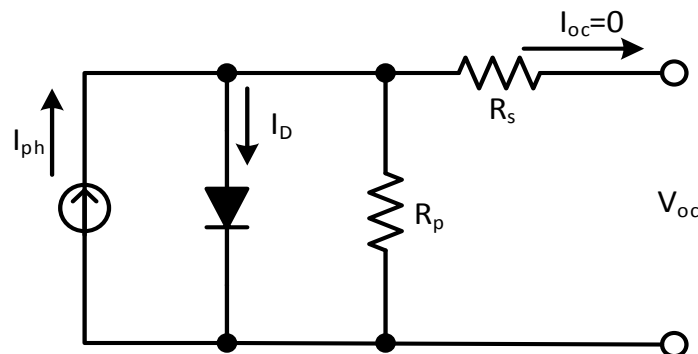


Figura 39: Tensão de circuito aberto para o modelo de um diodo

A partir da equação (16) obtém-se:

$$0 = I_{ph,ref} - I_{sat,ref} \left[ e^{\left( \frac{V_{oc,ref}}{n_{ref} V_{t,ref}} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{oc,ref}}{R_{p,ref}} \quad (18)$$

### 3.1.1.3.

#### Ponto de máxima potência ( $I_{mp}, V_{mp}$ )

O *ponto de máxima potência* é o ponto da curva I-V para o qual o produto tensão *versus* corrente é máximo.

$$I_{mp,ref} = I_{ph,ref} - I_{sat,ref} \left[ e^{\left( \frac{V_{mp,ref} + R_{s,ref} I_{mp,ref}}{n_{ref} V_{t,ref}} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{mp,ref} + R_{s,ref} I_{mp,ref}}{R_{p,ref}} \quad (19)$$

A Figura 40 ilustra o gráfico da curva característica de um módulo fotovoltaico, simulado pelo modelo simplificado de um único diodo, cujo *script* desenvolvido encontra-se documentado no Apêndice B.1.

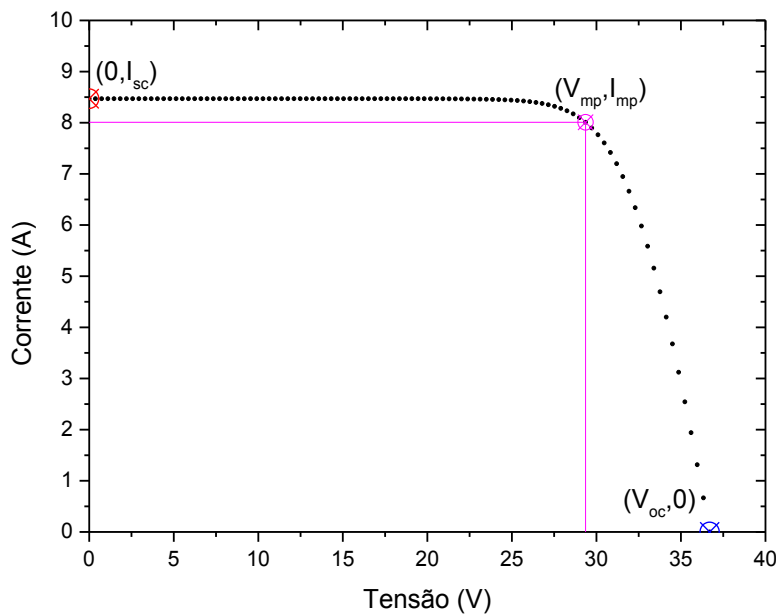


Figura 40: Curva característica I-V para um módulo fotovoltaico

## 3.2.

### Modelagem matemática de um módulo fotovoltaico

A célula fotovoltaica é um material semicondutor. Considerando um diodo semicondutor de silício de  $1 \text{ cm}^2$  com capacidade de produzir uma tensão de

circuito aberto entre 0,5 a 0,6 V (Sze e Ng, 2006) e uma corrente de curto circuito da ordem de 20 a 30 mA (Duffie e Beckman, 2013), então uma única célula fotovoltaica possui capacidade para produzir entre 1 e 1,5 W em condições padrões de referência (potência baixa para a maioria das aplicações domésticas e industriais). O módulo fotovoltaico pode ser obtido por meio da associação de várias células fotovoltaicas, que podem ser associadas em série, em paralelo ou em uma combinação destas (mistas).

### 3.2.1. Associação em série de células fotovoltaicas

Um módulo fotovoltaico formado por uma associação de  $N_s$  células fotovoltaicas idênticas e conectadas em série pode ser representado por um circuito elétrico equivalente, como é ilustrado na Figura 41.

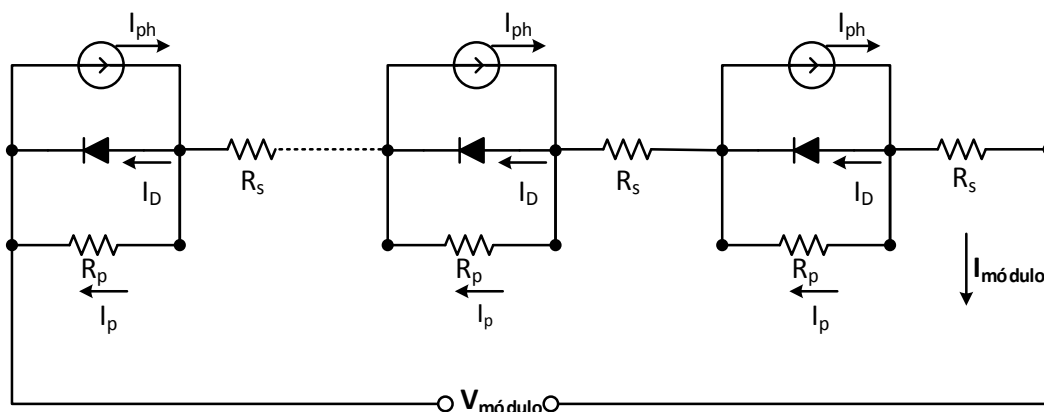


Figura 41: Associação em série de células fotovoltaicas idênticas  
Fonte: Sheraz Khalid e Abido (2014)

Com base no circuito da Figura 41, pode-se elaborar um circuito simplificado que facilita a sua análise (Figura 42), cujo desenvolvimento foi baseado nos trabalhos de Farret e Simões (2006); Sheraz Khalid e Abido (2014).

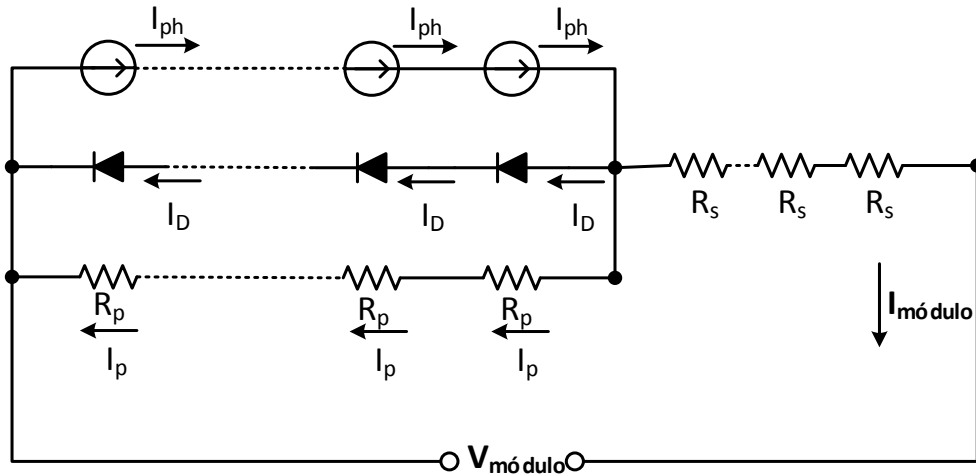


Figura 42: Redução do circuito equivalente das células em séries  
Fonte: Sheraz Khalid e Abido (2014)

Pela observação do circuito equivalente da Figura 42, observa-se que (i) os parâmetros de perdas de cada célula ( $R_s$  e  $R_p$ ) se apresentam em série e (ii) a corrente do diodo é  $I_d$ . Este circuito pode ser representado de forma simplificada por um único resistor equivalente e por um diodo. Obtém-se, assim, uma forma compacta do circuito equivalente de um módulo fotovoltaico formado de  $N_s$  células em série como ilustrado na Figura 43.

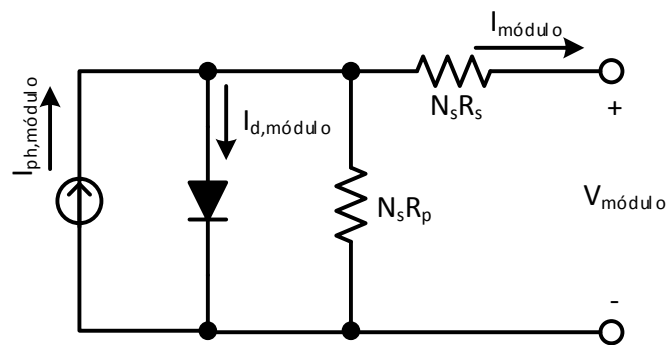


Figura 43: Forma compacta do circuito equivalente (células em série)

Deste circuito resulta uma corrente do diodo que se obtém a partir da equação (11):

$$I_{d,módulo} = I_{sat} \left[ e^{\left( \frac{V + N_s R_s I}{n N_s V_t} \right)} - 1 \right] \quad (20)$$

Da Figura 41, que ilustra  $N_s$  células ligadas em série, a tensão do módulo é a soma das tensões de cada uma das células fotovoltaicas ligadas em série.

$$V_{\text{módulo}} = V_{\text{célula } 1} + V_{\text{célula } 2} + \dots + V_{\text{célula } N_s} \quad (21)$$

Considerando que todas as células apresentam uma mesma tensão elétrica para a mesma radiação incidente, obtém-se:

$$V_{\text{célula } 1} = V_{\text{célula } 2} = \dots = V_{\text{célula } N_s} \quad (22)$$

Da equação (21) resulta:

$$V_{\text{módulo}} = N_s V_{\text{célula}} \quad (23)$$

Como as células são idênticas, estas apresentam a mesma corrente para um mesmo nível de radiação solar:

$$I_{\text{módulo}} = I_{\text{célula } 1} = I_{\text{célula } 2} = \dots = I_{\text{célula } N_s} \quad (24)$$

Para estas simplificações do circuito equivalente de uma associação em série de  $N_s$  células, a nova relação I-V pode ser descrita pela equação (25):

$$I_{\text{módulo}} = I_{ph} - I_{sat} \left[ e^{\left( \frac{V_{\text{módulo}} + N_s R_s I_{\text{módulo}}}{n N_s V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{\text{módulo}} + N_s R_s I_{\text{módulo}}}{N_s R_p} \quad (25)$$

### 3.2.2.

#### Associação em paralelo de células fotovoltaicas

Um módulo fotovoltaico obtido pela associação paralela de  $N_p$  células fotovoltaicas pode ser representado por um circuito elétrico equivalente tal qual mostrado na Figura 44.

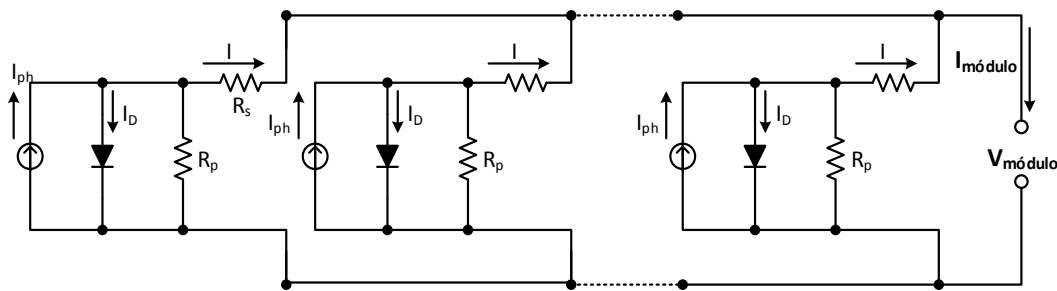


Figura 44: Associação paralela de células fotovoltaicas  
Fonte: Farret e Simões (2006)



Considerando que as  $N_p$  células fotovoltaicas mostradas na Figura 44 são idênticas, pode-se afirmar que a diferença de potencial estabelecida entre os diodos e as resistências paralelas tem o mesmo valor. A partir dessa constatação, é possível conceber o circuito elétrico simplificado mostrado na Figura 45, que ilustra resistências e diodos redistribuídos de forma mais conveniente para a análise já que as tensões exibidas são as mesmas para um mesmo nível de radiação solar, conforme descrito pela equação (26).

$$V_{\text{módulo}} = V_{\text{célula } 1} = V_{\text{célula } 2} = \dots = V_{\text{célula } N_p} \quad (26)$$

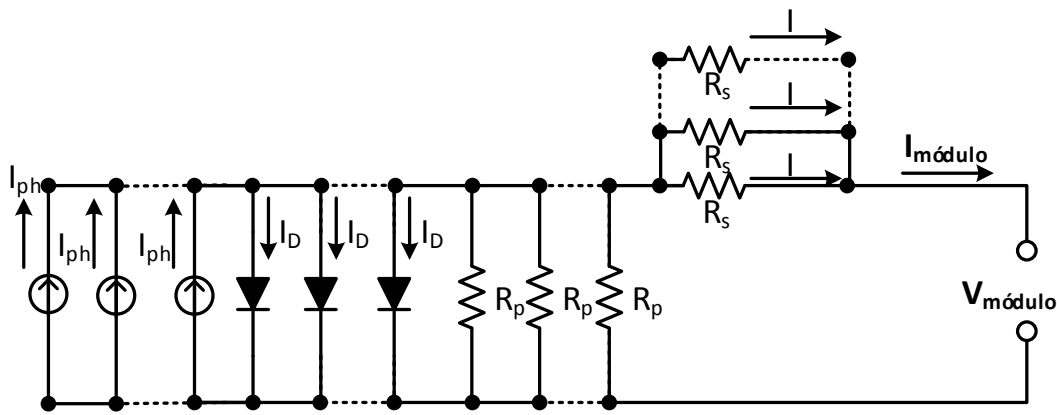


Figura 45: Redução do circuito equivalente das células em paralelo  
Fonte: Farret e Simões (2006)

Da Figura 45 observa-se que a corrente do módulo fotovoltaico é dada pela soma da corrente de cada célula fotovoltaica, para a mesma radiação solar incidente.

$$I_{\text{módulo}} = I_{\text{célula } 1} + I_{\text{célula } 2} + \dots + I_{\text{célula } N_p} \quad (27)$$

E considerando que por cada célula fotovoltaica circula a mesma corrente quando exposta à mesma radiação solar incidente pode-se escrever:

$$I_{\text{célula } 1} = I_{\text{célula } 2} = \dots = I_{\text{célula } N_s} \quad (28)$$

A corrente que circula pelo módulo formado por uma associação de células em paralelo é dada pela expressão:

$$I_{\text{módulo}} = N_p I_{\text{célula}} \quad (29)$$

Para estas simplificações do circuito equivalente obtido da associação em paralelo de  $N_p$  células, a nova relação I-V pode ser descrita pela equação (30):

$$I_{\text{módulo}} = N_p I_{ph} - N_p I_{sat} \left[ e^{\left( \frac{V_{\text{módulo}} + \frac{R_s I_{\text{módulo}}}{N_p}}{n V_t} \right)} - 1 \right] - N_p \left( \frac{V_{\text{módulo}} + \frac{R_s I_{\text{módulo}}}{N_p}}{R_p} \right) \quad (30)$$

### 3.2.3.

#### Associação mista de células fotovoltaicas

Neste tipo de associação mista, o circuito elétrico equivalente possui as características da associação em série e em paralelo, conforme ilustrado na Figura 46.

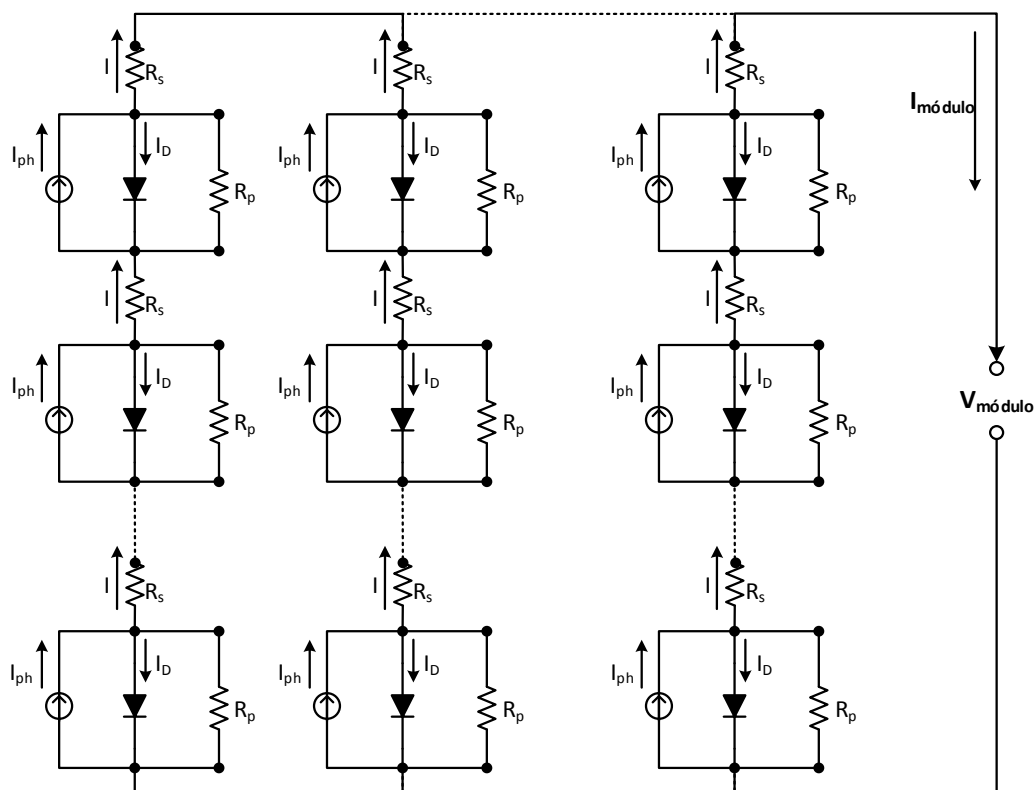


Figura 46: Associação mista de células fotovoltaicas

A partir das equações (25) e (30) obtém-se a equação (31), que representa a curva característica de um módulo fotovoltaico composto por uma associação mista de células idênticas, sai de  $N_s$  células em série e  $N_p$  células em paralelo.

$$I_{\text{módulo}} = N_p I_{ph} - N_p I_{sat} \left[ e^{\left( \frac{\frac{V_{\text{módulo}} + \frac{R_s I_{\text{módulo}}}{N_p}}{N_s}}{n V_t} \right)} - 1 \right] - N_p \left( \frac{\frac{V_{\text{módulo}} + \frac{R_s I_{\text{módulo}}}{N_p}}{N_s}}{R_p} \right) \quad (31)$$

### 3.2.4.

#### Determinação dos parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico

Com base nos desenvolvimentos descritos na seção 3.1 (para uma célula fotovoltaica) e nas seções 3.2.1, 3.2.2 e 3.2.3 (para uma associação de células) obtêm-se os parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico a partir da modelagem de uma célula fotovoltaica. O modelo de circuito equivalente de um único diodo é o mais popular e software fotovoltaico (e.g. PV\*SOL, PVsyst, SAM, Helioscope) incluem correções específicas do ajuste no seu algoritmo. A equação do módulo fotovoltaico utilizada neste trabalho é baseada nos trabalhos de De Soto *et al.* (2006); Mermoud e Lejeune (2010); Hansen (2013); Hansen *et al.* (2013); esta equação depende de 5 parâmetros principais (De Soto *et al.*, 2006):

$$I_{\text{módulo}}(I_{ph}, I_{sat}, R_s, R_p, n) = N_p I_{ph} - N_p I_{sat} \left[ e^{\left( \frac{V_{\text{módulo}} + \frac{N_s}{N_p} R_s I_{\text{módulo}}}{n N_s V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{\text{módulo}} + \frac{N_s}{N_p} R_s I_{\text{módulo}}}{\frac{N_s}{N_p} R_p} \quad (32)$$

A equação não linear (32) apresenta uma relação tensão-corrente de natureza transcendental, cuja solução requer o uso de métodos numéricos. Distintos métodos numéricos estão disponíveis na literatura para a solução da equação do módulo fotovoltaico (Kennerud, 1969; Charles *et al.*, 1981; Enebish *et al.*, 1993).

Os parâmetros do módulo fotovoltaico (que levam em consideração informações técnicas do fabricante) foram determinados fazendo uso da função

“*fsolve*” do software Matlab, utilizado para solucionar sistemas de equações não lineares. Neste desenvolvimento, os valores de  $I_{ph}$ ,  $I_{sat}$ ,  $R_s$ ,  $R_p$  e  $n$  foram determinados com base nos trabalhos desenvolvidos por Alqahtani (2012); Tian, Mancilla-David, Ellis, Jenkins, *et al.* (2012); Tian, Mancilla-David, Ellis, Muljadi, *et al.* (2012); Mohapatra *et al.* (2013); Nayak *et al.* (2013); Aoun *et al.* (2014); Ding *et al.* (2014); Laudani *et al.* (2014); Ma *et al.* (2014).

A partir do desenvolvido na seção 3.1.1 e substituindo os dados técnicos do módulo fotovoltaico reportados pelo fabricante na equação (32) para as condições padrão de referência, obtém-se que:

1. Na condição de curto-circuito, a tensão nos terminais do módulo é nula:

$$I_{sc,ref} = N_p I_{ph,ref} - N_p I_{sat,ref} \left[ e^{\left( \frac{R_{s,ref} I_{sc,ref}}{n_{ref} N_p V_{t,ref}} \right)} - 1 \right] - \frac{R_{s,ref} I_{sc,ref}}{R_{p,ref}} \quad (33)$$

2. Na condição de tensão de circuito aberto, o módulo fotovoltaico não é conectado a nenhuma carga e a corrente que circula pelos seus terminais é nula:

$$0 = N_p I_{ph,ref} - N_p I_{sat,ref} \left[ e^{\left( \frac{V_{oc,ref}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{oc,ref}}{\frac{N_s}{N_p} R_{p,ref}} \quad (34)$$

3. No ponto de máxima potência; i.e.: condição em que o módulo fornece a sua máxima potência, obtém-se os valores de tensão e corrente pelo produto (de valor máximo):

$$I_{mp,ref} = N_p I_{ph,ref} - N_p I_{sat,ref} \left[ e^{\left( \frac{V_{mp,ref} + \frac{N_s}{N_p} R_{s,ref} I_{mp,ref}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{mp,ref} + \frac{N_s}{N_p} R_{s,ref} I_{mp,ref}}{\frac{N_s}{N_p} R_{p,ref}} \quad (35)$$

4. Uma equação adicional pode ser obtida considerando que a derivada da função potência em relação à tensão é zero no ponto de potência máxima (Figura 47):

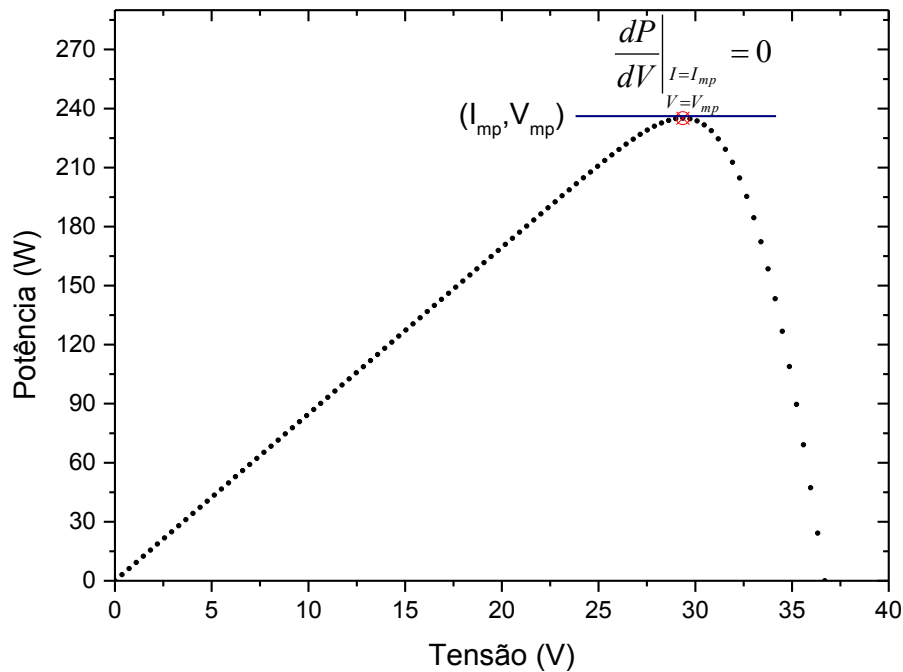


Figura 47: A curva típica P-V de um módulo fotovoltaico

$$\left(\frac{dP}{dV}\right)_{\substack{V=V_{mp} \\ I=I_{mp}}} = 0 \quad (36)$$

$$\left(\frac{dP}{dV}\right)_{\substack{V=V_{mp} \\ I=I_{mp}}} = \left(\frac{d(VI)}{dV}\right)_{\substack{V=V_{mp} \\ I=I_{mp}}} = \left(I + V \frac{dI}{dV}\right)_{\substack{V=V_{mp} \\ I=I_{mp}}} \quad (37)$$

A equação (32) pode ser escrita da seguinte forma:

$$I = f(I, V) \quad (38)$$

Calculando a diferencial total da função expressa pela equação (38):

$$dI = dI \frac{\partial f(I, V)}{\partial I} + dV \frac{\partial f(I, V)}{\partial V} \quad (39)$$

A manipulação algébrica desta equação permite escrever:

$$\frac{dI}{dV} = \frac{\frac{\partial f(I, V)}{\partial V}}{1 - \frac{\partial f(I, V)}{\partial I}} \quad (40)$$

Substituindo a equação (40) na equação (37) obtém-se a quarta equação para compor o sistema desejado de cinco equações:

$$I_{mp,ref} + V_{mp,ref} \left. \frac{\frac{\partial f(I, V)}{\partial V}}{1 - \frac{\partial f(I, V)}{\partial I}} \right|_{\substack{V=V_{mp} \\ I=I_{mp}}} = 0 \quad (41)$$

$$I_{mp,ref} - V_{mp,ref} \frac{\frac{N_p I_{sat,ref}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} e^{\left( \frac{V_{mp,ref} + \frac{N_s R_{s,ref} I_{mp,ref}}{N_p}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} \right)} + \frac{1}{\frac{N_s}{N_p} R_{p,ref}}}{1 + \frac{I_{sat,ref} R_{s,ref}}{n_{ref} V_{t,ref}} e^{\left( \frac{V_{mp,ref} + \frac{N_s R_{s,ref} I_{mp,ref}}{N_p}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} \right)} + \frac{R_{s,ref}}{R_{p,ref}}} = 0 \quad (42)$$

5. No modelo de cinco parâmetros de uma célula fotovoltaica, a resistência  $R_p$  afeta a inclinação da curva característica I-V (Kennerud, 1969; Chan e Phang, 1987; Hadj Arab *et al.*, 2004; Sera *et al.*, 2007; Lo Brano *et al.*, 2010; Can e Ickilli, 2013). Portanto, a quinta e última equação pode ser estabelecida a partir da derivada da corrente em relação à tensão no ponto de curto circuito, conforme mostrado na Figura 48. Obtém-se, assim:

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{\substack{I=I_{sc} \\ V=0}} \approx -\frac{1}{R_p} \quad (43)$$

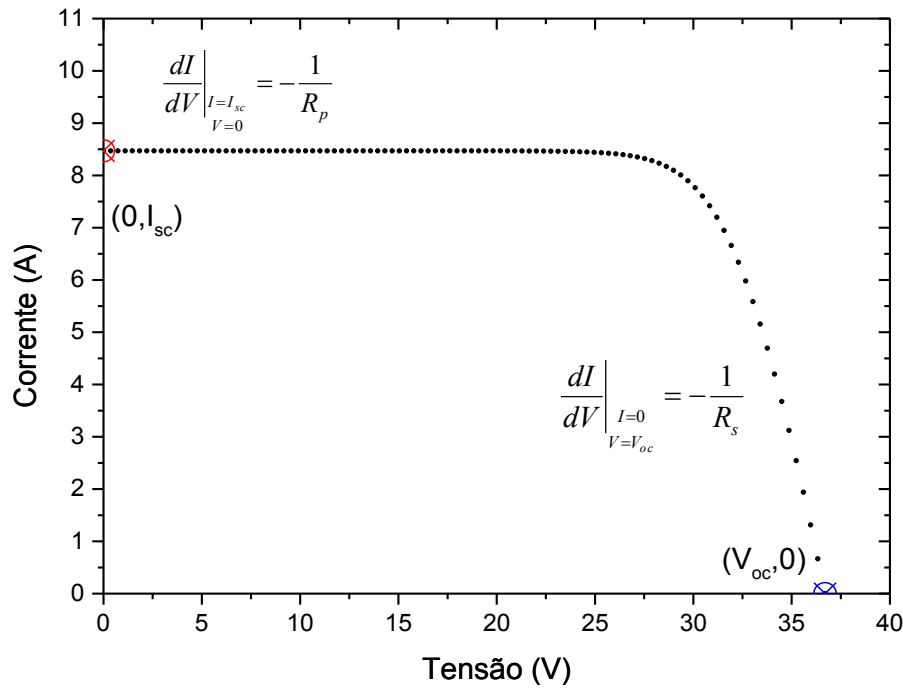


Figura 48: A curva típica I-V de um módulo fotovoltaico

Substituindo a equação (43) na equação (37), pode-se deduzir a quinta equação:

$$\begin{aligned}
 & \frac{N_p I_{sat,ref}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} e^{\left( \frac{\frac{N_s R_{s,ref} I_{sc,ref}}{N_p}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} \right)} + \frac{1}{\frac{N_s}{N_p} R_{p,ref}} \\
 & - \frac{1}{1 + \frac{I_{sat,ref} R_{s,ref}}{n_{ref} V_{t,ref}} e^{\left( \frac{\frac{N_s R_{s,ref} I_{sc,ref}}{N_p}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} \right)} + \frac{R_{s,ref}}{R_{p,ref}}} \approx -\frac{1}{R_p}
 \end{aligned} \quad (44)$$

6. Além das cinco equações já definidas seria possível obter uma sexta equação (pouco utilizada), na qual a resistência  $R_s$  afeta a inclinação da curva característica I-V (Hadj Arab *et al.*, 2004; Lo Brano *et al.*, 2010; Can e Ickilli, 2013). Portanto, uma sexta equação pode ser estabelecida a partir da derivada da corrente em relação à tensão no ponto de tensão de circuito aberto, conforme ilustra a Figura 48.

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{I=0, V=V_{oc}} \approx -\frac{1}{R_s} \quad (45)$$

Deste desenvolvimento algébrico obtém-se:

$$\begin{aligned}
& \frac{N_p I_{sat,ref}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} e^{\left(\frac{V_{oc,ref}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}}\right)} + \frac{1}{\frac{N_s}{N_p} R_{p,ref}} \\
& - \frac{1}{1 + \frac{I_{sat,ref} R_{s,ref}}{n_{ref} V_{t,ref}} e^{\left(\frac{V_{oc,ref}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}}\right)} + \frac{R_{s,ref}}{R_{p,ref}}} \approx - \frac{1}{R_{s,ref}}
\end{aligned} \quad (46)$$

Finalmente, a partir das equações (33), (34), (35), (42) e (44) pode-se resolver a equação do modelo de um diodo (equação (32)) para um módulo fotovoltaico de forma iterativa, para os valores dos parâmetros  $R_{s,ref}$ ,  $R_{p,ref}$ ,  $n_{ref}$ ,  $I_{sat,ref}$  e  $I_{ph,ref}$ . Como estas cinco equações não podem ser analiticamente resolvidas, os valores das variáveis desconhecidas devem ser obtidos por métodos numéricos. Dentre os métodos disponíveis na literatura podem-se citar: o método de *Newton-Raphson* (Dobos, 2012; Subudhi e Pradhan, 2012; Can e Ickilli, 2013), o método da função de *Lambert W* (El Tayyan, 2014; Ghani *et al.*, 2014), o método de *Levenberg-Marquardt* (Gow e Manning, 1999; De Blas *et al.*, 2002; Ding *et al.*, 2014; Ma *et al.*, 2014) e outros métodos (Cotfas *et al.*, 2013; Appelbaum e Peled, 2014).

O método numérico desenvolvido neste trabalho para resolver as equações não lineares utilizou a função “*fsolve*” do Matlab (este método incorpora o algoritmo de “*Levenberg-Marquardt*” e o algoritmo de “*Gauss-Newton*”). Ao utilizar a função “*fsolve*” de Matlab foi possível adotar os seguintes três diferentes algoritmos:

- *Trust-region-dogleg*
- *Trust-region-reflective*
- *Levenberg-Marquardt*

Os algoritmos *Trust-region-dogleg* e *Trust-region-reflective* só podem ser usados quando o sistema de equações é quadrado, ou seja, quando o número de equações é igual ao número de incógnitas. Já o algoritmo de *Levenberg-Marquardt* e *Gauss-Newton* não requer que o sistema de equações seja determinado, requerendo portanto que o número de equações seja definido pelo total de variáveis em questão. Foi a partir desta constatação e baseando-se no modelo proposto pela *National Renewable Energy Laboratory* (SAM-NREL) e nos trabalhos desenvolvidos por Dobos (2012); Tian, Mancilla-David, Ellis, Muljadi, *et al.* (2012); Ma *et al.* (2014), que foi possível considerar uma sexta além das cinco equações já obtidas. A sétima e última equação garante que o



coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto ( $k_v$ ) é corretamente prevista pelo modelo.

$$k_v = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \approx \frac{V_{oc} - V_{oc,ref}}{T - T_{ref}} \quad (47)$$

$$V_{oc} = V_{oc,ref} + k_v(T - T_{ref}) \quad (48)$$

A temperatura da célula satisfaz à relação  $T = T_{ref} \pm 10$  K, baseada nos trabalhos de Dobos (2012); Tian, Mancilla-David, Ellis, Muljadi, *et al.* (2012). Considerando a equação (34) e a tensão de circuito aberto numa temperatura  $T$ , obtém-se que:

$$0 = N_p I_{ph} - N_p I_{sat} \left[ e^{\left( \frac{V_{oc}}{n N_s V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{\frac{N_s}{N_p} R_p} \quad (49)$$

A solução das equações do modelo de um único diodo é obtida pelo método de *Levenberg-Marquardt* que leva em conta a seguinte matriz “ $x$ ” e congrega as variáveis a serem obtidas (parâmetros do módulo fotovoltaico).

$$x = \begin{bmatrix} n_{ref} \\ R_{s,ref} \\ R_{p,ref} \\ I_{ph,ref} \\ I_{sat,ref} \end{bmatrix} \quad (50)$$

A função “ $F$ ” que contém as equações não lineares desenvolvidas pelo modelo de um diodo é mostrada na equação (51), que busca a condição  $F(x) = 0$  (Apêndice A.1).

$$F = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \\ f_4 \\ f_5 \\ f_6 \end{bmatrix} \quad (51)$$

Quando algoritmos de otimização não linear (*Levenberg-Marquardt*) para resolver problemas matemáticos, ou qualquer outro método numérico, são utilizados para resolver o modelo de um único diodo e obter os parâmetros de um

módulo fotovoltaico, entende-se que valores de inicialização fazem-se necessários. A determinação desses valores iniciais para as cinco incógnitas não é uma tarefa trivial, uma vez que a escolha inadequada desses valores iniciais resultará na não-convergência do algoritmo. Estes valores podem ser definidos por:

- Para  $n$ , o valor depende da estrutura do material usado; i.e.: policristalino, monocristalino, amorfo (filme fino) ou outro. Para o caso de um módulo fotovoltaico policristalino ou monocristalino o valor inicial está na faixa mostrada na equação (52) (Carrero *et al.*, 2011).

$$1 \leq n \leq 1,5 \quad (52)$$

- Para  $I_{ph}$ , o valor pode ser aproximado pela  $I_{sc}$  (De Soto *et al.*, 2006), assumindo que  $I_{sat} \approx 0$  e que a resistência paralela é muito grande ( $R_s \ll R_p$ ); assim, em condições de curto circuito, obtém-se.

$$I_{sc} = I_{ph} - I_{sat} \left[ e^{\left( \frac{R_s I_{sc}}{n N_p V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{R_s I_{sc}}{R_p} \quad (53)$$

$$I_{ph} \approx I_{sc} \quad (54)$$

- Para  $I_{sat}$ , utilizando a tensão de circuito aberto e substituindo a equação (54) na equação (34) e considerando a resistência paralela muito grande ( $V_{oc} \ll R_p$ ), obtém-se que (Peng *et al.*, 2013):

$$0 = I_{sc} - I_{sat} \left[ e^{\left( \frac{V_{oc}}{n N_s V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_p} \quad (55)$$

$$I_{sc} \approx I_{sat} \left[ e^{\left( \frac{V_{oc}}{n N_s V_t} \right)} - 1 \right] \quad (56)$$

$$I_{sat} \approx \frac{I_{sc}}{e^{\left( \frac{V_{oc}}{n N_s V_t} \right)} - 1} \quad (57)$$

- Para determinar o valor inicial de  $R_s$  considerou-se a recomendação de Villalva *et al.* (2009),  $R_s \approx 0,001 \Omega$ , já que  $R_s$  é muito pequena comparando-a com a resistência paralela do módulo fotovoltaico.
- A determinação do valor inicial de  $R_p$  considera o trabalho de Villalva *et al.* (2009), expresso pela equação (58).

$$R_p \approx \frac{V_{mp}}{I_{sc} - I_{mp}} - \frac{V_{oc} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (58)$$

A Figura 49 ilustra o algoritmo do método proposto neste trabalho, desenvolvido para determinar os valores de  $I_{ph,ref}$ ,  $I_{sat,ref}$ ,  $R_{s,ref}$ ,  $R_{p,ref}$  e  $n_{ref}$ .

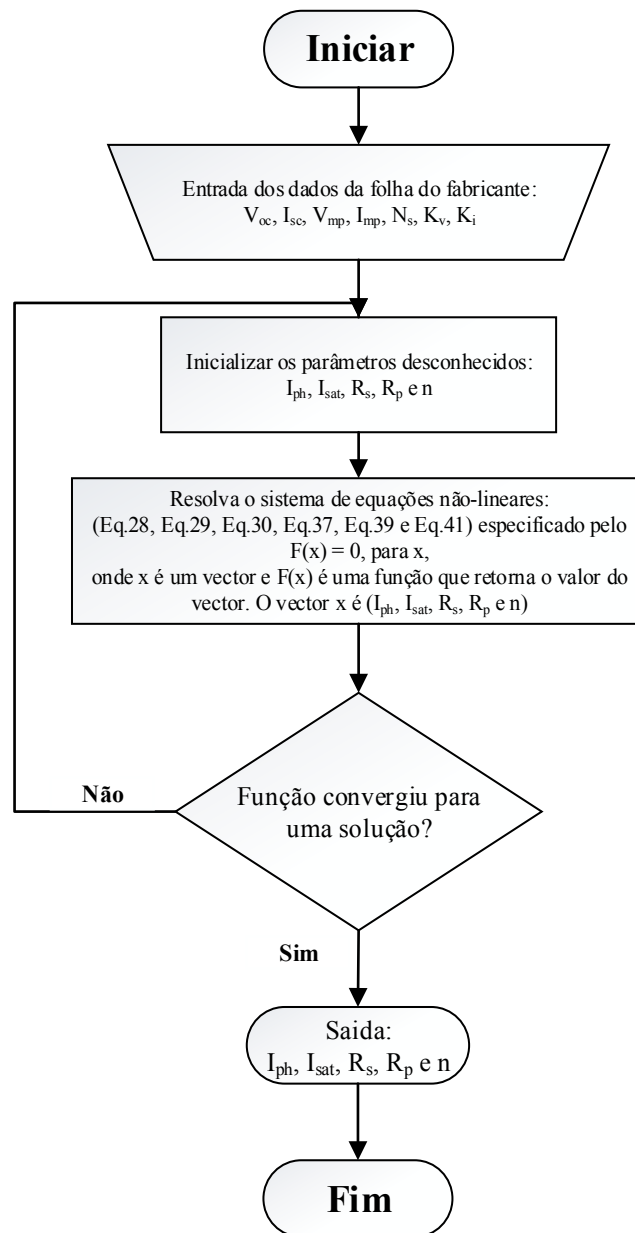


Figura 49: Diagrama para determinar parâmetros elétricos do módulo PV  
Fonte: modificado no trabalho de Alqahtani (2012)

### 3.2.5.

#### Validação da modelagem do módulo fotovoltaico

Para a validação desta modelagem foram realizadas comparações dos parâmetros elétricos obtidos a partir de dados técnicos fornecidos pelo fabricante

do módulo fotovoltaico e com base nos modelos propostos pelo PVsyst e SAM (base de dados do CEC do NREL), conforme mostrado na Tabela 2 (o Apêndice B.3 detalha o *script* feito no Matlab para determinar os parâmetros do módulo fotovoltaico a partir de dados técnicos fornecidos pelo fabricante para as condições padrão de referência, baseado no diagrama de fluxo apresentado na Figura 49). Essas são as comparações que permitiram validar o modelo desenvolvido.

Tabela 2: Parâmetros elétricos do modelo de um único diodo  
(Comparação do modelo proposto com dados da literatura)

Modulo fotovoltaico	$I_{ph}$	$I_{sat}$	$R_s$	$R_p$	$n$
Policristalino – (Kyocera KC 175GHT-2)					
Lo Brano e Ciulla (2013)	8,118	1,107E-10	0,284	83,302	0,947
Orioli e Di Gangi (2013)	8,070	8,460E-11	0,258	125,466	0,942
PVsyst	8,090	4,000E-10	0,310	180,000	0,999
CEC - SAM	8,111	1,050E-09	0,251	95,690	1,042
<b>Método analítico proposto</b>	<b>8,105</b>	<b>8,110E-09</b>	<b>0,217</b>	<b>113,723</b>	<b>1,144</b>
Policristalino – (Kyocera KC 200GT)					
Cubas <i>et al.</i> (2014)	8,214	9,83E-08	0,231	594,851	1,300
Lun <i>et al.</i> (2013)	8,227	4,26E-10	0,336	160,100	1,391
Lineykin <i>et al.</i> (2014)	8,200	1,05E-09	0,262	194,400	1,050
Villalva <i>et al.</i> (2009)	8,214	9,83E-08	0,221	415,441	1,300
El Tayyan (2011)	8,215	4,81E-08	0,247	414,890	1,235
PVsyst	8,210	8,210E-10	0,340	220,000	1,031
CEC - SAM	8,226	7,98E-10	0,325	171,700	1,030
<b>Método analítico proposto</b>	<b>8,219</b>	<b>8,41E-09</b>	<b>0,283</b>	<b>248,779</b>	<b>1,147</b>
Monocristalino – (Sun Earth Solar Power TDB125X125-72-P 175W)					
Hejri <i>et al.</i> (2014)	5,214	1,42E-09	0,535	737,350	1,090
PVsyst	5,210	8,00E-11	0,650	550,000	0,966
CEC - SAM	5,218	3,25E-10	0,543	350,390	1,022
<b>Método analítico proposto</b>	<b>5,213</b>	<b>2,65E-09</b>	<b>0,511</b>	<b>879,852</b>	<b>1,122</b>
Monocristalino – (ET Solar ET-M572190BB)					
Tian, Mancilla-David, Ellis, Muljadi, <i>et al.</i> (2012)	5,565	1,77E-09	0,500	524,664	1,118
PVsyst	5,180	2,50E-10	0,590	500,000	1,027
CEC - SAM	5,656	1,55E-10	0,465	162,600	0,999
<b>Método analítico proposto</b>	<b>5,565</b>	<b>1,78E-09</b>	<b>0,500</b>	<b>525,110</b>	<b>1,119</b>
Monocristalino – (Schüco MPE 175 MS 05)					
Lineykin <i>et al.</i> (2014)	5,180	1,02E-08	0,511	734,400	1,200
PVsyst	5,170	2,00E-10	0,650	600,000	1,012
CEC - SAM	5,174	9,07E-11	0,712	855,400	0,978
<b>Método analítico proposto</b>	<b>5,177</b>	<b>1,60E-09</b>	<b>0,582</b>	<b>898,314</b>	<b>1,107</b>
Monocristalino – (Shell Solar Powermax Ultra 175-C (SQ175))					
Ma <i>et al.</i> (2014)	5,449	1,20E-09	0,700	196,200	1,086
PVsyst	5,430	1,25E-09	0,790	350,00	1,088
SAM SDK	5,437	5,29E-11	0,802	164,221	0,952
<b>Método analítico proposto</b>	<b>5,449</b>	<b>1,66E-09</b>	<b>0,689</b>	<b>200,811</b>	<b>1,102</b>

A partir dos parâmetros elétricos da célula fotovoltaica pode-se calcular a corrente e tensão nos terminais da célula fotovoltaica. Este trabalho utilizou a

função de *Lambert W*, que permite o cálculo aparentemente explícito da corrente da célula fotovoltaica como uma função não linear da tensão da célula fotovoltaica. A função *Lambert W* –originada a partir do trabalho de J. H. Lambert (1758) – é definida pela solução da equação,  $w(x) \cdot e^{w(x)} = x$  para  $x \geq -e^{-1}$ . Embora não seja geralmente utilizada na modelação dos componentes eletrônicos, suas propriedades têm sido bem documentadas (Corless *et al.*, 1996; Veberič, 2012). A função de *Lambert W* não pode ser expressa em termos de funções elementares, mas pode ser eficientemente resolvida fazendo uso de softwares específicos, a exemplo do Matlab (Ding e Radhakrishnan, 2008; Ghani e Duke, 2011; Ghani *et al.*, 2013), Maple (Jain *et al.*, 2006; Aazou e Assaid, 2009) ou Mathematica (Yadir *et al.*, 2009).

Os cálculos de  $V(I)$  e  $I(V)$  pela função de *Lambert W* são amplamente demonstrados na literatura (Banwell e Jayakumar, 2000; Jain e Kapoor, 2004) e, mais especificamente, pelos trabalhos de Di Piazza, M. C. e Vitale, G. (2013), que explicitam as equações (59) e (60) para o cálculo da tensão e corrente da célula fotovoltaica via função de *Lambert W*.

$$V(I) = R_p(I_{ph} - I + I_{sat}) - R_s I - nN_s V_t \text{LambertW} \left\{ \frac{R_p I_{sat}}{nN_s V_t} \exp \left[ \frac{R_p}{nN_s V_t} (I_{ph} - I + I_{sat}) \right] \right\} \quad (59)$$

$$I(V) = \frac{R_p(I_{ph} + I_{sat}) - V}{R_p + R_s} - \frac{nN_s V_t}{R_s} \text{LambertW} \left\{ \frac{R_s R_p I_{sat}}{nN_s V_t (R_p + R_s)} \exp \left[ \frac{R_s \left( I_{ph} R_p + I_{sat} R_p + \frac{R_p}{R_s} V \right)}{nN_s V_t (R_p + R_s)} \right] \right\} \quad (60)$$

A partir dos dados obtidos para o módulo fotovoltaico da tecnologia policristalina do fabricante Kyocera (KC 175GHT-2) mostrados na Tabela 2, constroem-se as curvas P-V e I-V. Os parâmetros elétricos são então obtidos a partir do método analítico proposto, que demonstrou ter boa aproximação quando os resultados são comparados àqueles descritos na literatura, evidências essas ilustradas nas Figura 50 e Figura 51.

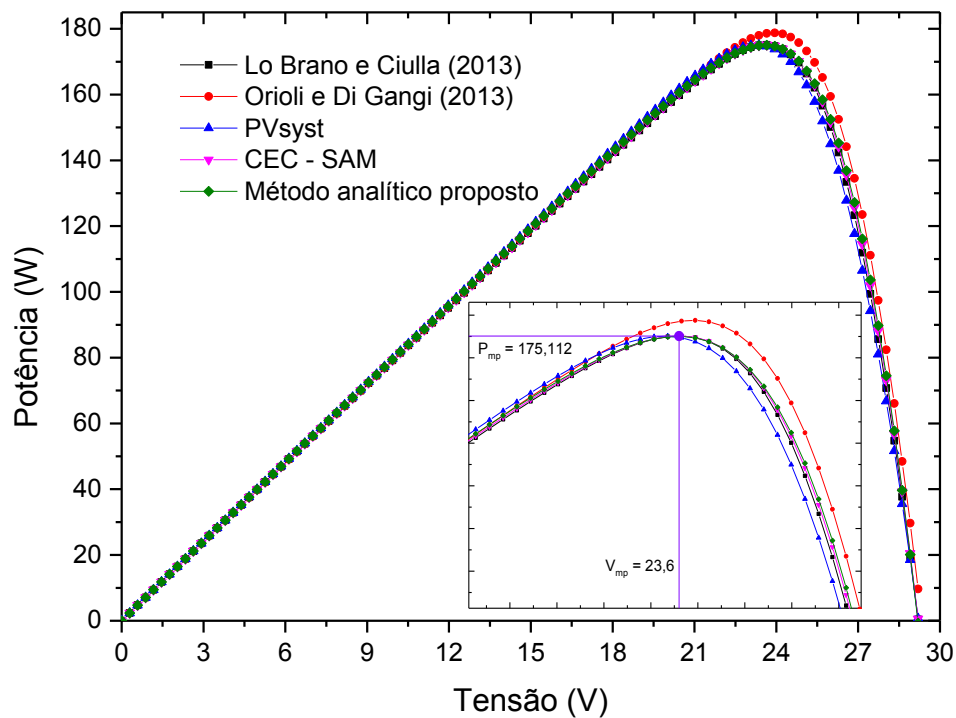


Figura 50: Comparação dos parâmetros elétricos P-V  
(Modelo do painel policristalino: KC 175GHT-2)

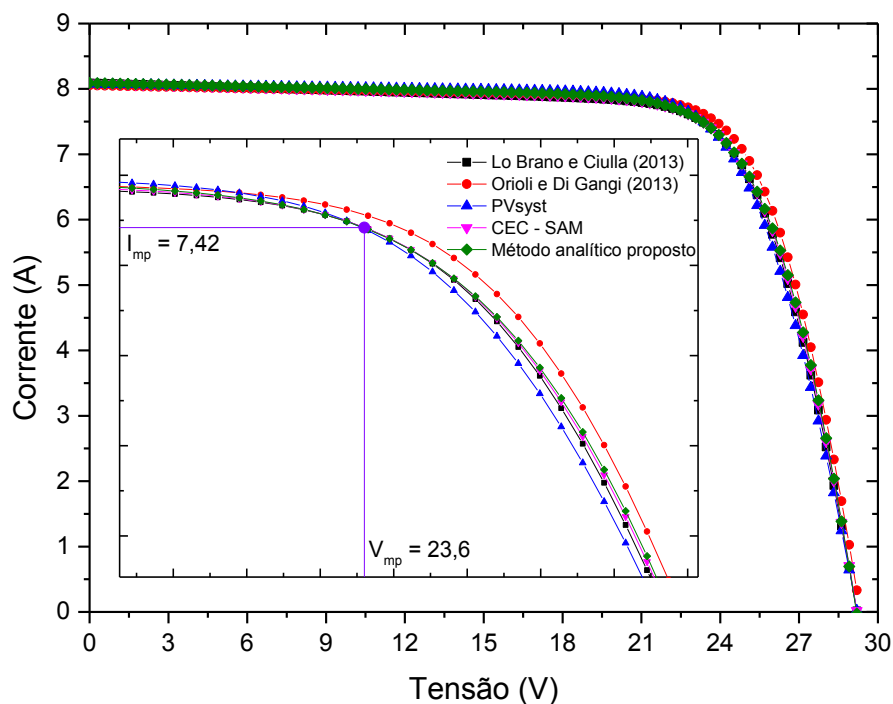


Figura 51: Comparação dos parâmetros elétricos I-V  
(Modelo do painel: KC 175GHT-2)

Até este nível do desenvolvimento, foram obtidos os parâmetros do módulo fotovoltaico ( $I_{ph,ref}$ ,  $I_{sat,ref}$ ,  $R_{s,ref}$ ,  $R_{p,ref}$ ,  $n_{ref}$ ) a partir dos dados do fabricante

para as condições-padrão de referência. Na sequência, faz-se necessário generalizar o modelo para outras condições de operação, para diferentes níveis de radiação solar incidente e de temperatura de operação da célula. Nesta seção descreve-se a dependência dos parâmetros investigados com a temperatura da célula e a radiação solar incidente.

A corrente convertida pela célula fotovoltaica ( $I_{ph}$ ) é dependente da radiação solar incidente ( $G$ ) e da temperatura da célula fotovoltaica ( $T_c$ ), cujo estudo tem merecido a atenção de distintos autores (De Soto *et al.*, 2006; Villalva *et al.*, 2009; Attivissimo *et al.*, 2013; Siddique *et al.*, 2013; Ding *et al.*, 2014). A equação (61) apresenta a fórmula de cálculo dessa corrente elétrica:

$$I_{ph}(G, T_c) = \left( \frac{G}{G_{ref}} \right) [I_{ph,ref} + \mu_{I_{sc}}(T_c - T_{c,ref})] \quad (61)$$

A corrente de saturação reversa do diodo ( $I_{sat}$ ) é principalmente dependente da temperatura da célula e é expressa pela equação a seguir, já referenciada por estudiosos do tema (De Soto *et al.*, 2006; Tian, Mancilla-David, Ellis, Muljadi, *et al.*, 2012; Tossa *et al.*, 2014), em que  $E_g$  é a energia de banda proibida:

$$I_{sat}(T_c) = I_{sat,ref} \left[ \frac{T_c}{T_{c,ref}} \right]^3 e^{\left( \frac{q}{k_B} \left( \frac{E_{g,ref}}{T_{c,ref}} - \frac{E_g}{T_c} \right) \right)} \quad (62)$$

Dos trabalhos feitos por Bashahu e Nkundabakura (2007); Tian, Mancilla-David, Ellis, Muljadi, *et al.* (2012); Nouar *et al.* (2014) conclui-se que o valor de  $n$  não é crítico para definir as condições de funcionamento do módulo fotovoltaico, e pode-se utilizar:

$$n = n_{ref} \quad (63)$$

Segundo trabalhos descritos na literatura (De Soto *et al.*, 2006; Lo Brano *et al.*, 2010; Lo Brano *et al.*, 2012; Ma *et al.*, 2014), a resistência paralela ( $R_p$ ) é considerada inversamente proporcional à radiação solar absorvida, como é mostrado na equação (64):

$$R_p(G) = \frac{R_{p,ref}}{G/G_{ref}} \quad (64)$$

A resistência em série ( $R_s$ ) é considerada independente da temperatura e da radiação solar incidente para ambas as condições de funcionamento (De Soto *et al.*, 2006; Celik e Acikgoz, 2007; Tian, Mancilla-David, Ellis, Muljadi, *et al.*, 2012; Ma *et al.*, 2014).

$$R_s = R_{s,ref} \quad (65)$$

De acordo com trabalhos desenvolvidos (De Soto *et al.*, 2006; Villalva *et al.*, 2009; Tian, Mancilla-David, Ellis, Muljadi, *et al.*, 2012), a relação da tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) com a temperatura  $T$  é dada pela seguinte relação:

$$V_{oc}(T) = V_{oc,ref} + k_v(T - T_{ref}) \quad (66)$$

Na realidade, esta equação carece de qualquer dependência da radiação solar, já que os módulos fotovoltaicos exibem dependência da radiação solar incidente. Diminuindo a radiação solar reduz-se a tensão de circuito aberto, mas isso ocorre segundo a relação logarítmica (Alqahtani, 2012; Siddique *et al.*, 2013) mostrada pelas equações (67) e (68).

$$V_{oc}(G, T) = V_{oc}(T) + nV_t \log \left( G / G_{ref} \right) \quad (67)$$

$$V_{oc}(G, T) = V_{oc,ref} + k_v(T - T_{ref}) + nV_t \log \left( G / G_{ref} \right) \quad (68)$$

Com base no método desenvolvido no presente trabalho foi possível extrair os parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico a partir dos dados do fabricante para as condições-padrão de referência, obtendo-se, assim, os parâmetros elétricos para o módulo fotovoltaico (PV) Sun Earth Solar Power (TPB156X156-60-P 235 W, policristalino), conforme documentado na Tabela 3.



Tabela 3: Parâmetros elétricos do módulo PV (TPB156X156-60-P)

Modelo	$I_{ph}$ (A)	$I_{sat}$ (A)	$R_s$ ( $\Omega$ )	$R_p$ ( $\Omega$ )	$n$
PVsyst	8,470	3,60E-10	0,320	350,00	0,998
CEC - SAM	8,514	2,07E-10	0,389	100000	0,974
SAM SDK	8,560	2,18E-10	0,387	682,867	0,976
<b>Método analítico proposto</b>	<b>8,491</b>	<b>1,12E-09</b>	<b>0,329</b>	<b>799,934</b>	<b>1,047</b>

Para os dados do módulo fotovoltaico da Tabela 3, desenvolveu-se a simulação dos parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico para diferentes níveis de radiação solar incidente e temperaturas do módulo fotovoltaico. A Figura 52 e a Figura 53 mostram os resultados das curvas simuladas para os diferentes níveis de radiação solar, para uma mesma temperatura do módulo fotovoltaico ( $T_{módulo} = 25\text{ °C}$ ). Já a Figura 54 e a Figura 55 ilustram os resultados das curvas simuladas para diferentes valores de temperatura do módulo fotovoltaica referente ao nível de radiação solar de referência ( $G = 1000\text{ W/m}^2$ ).

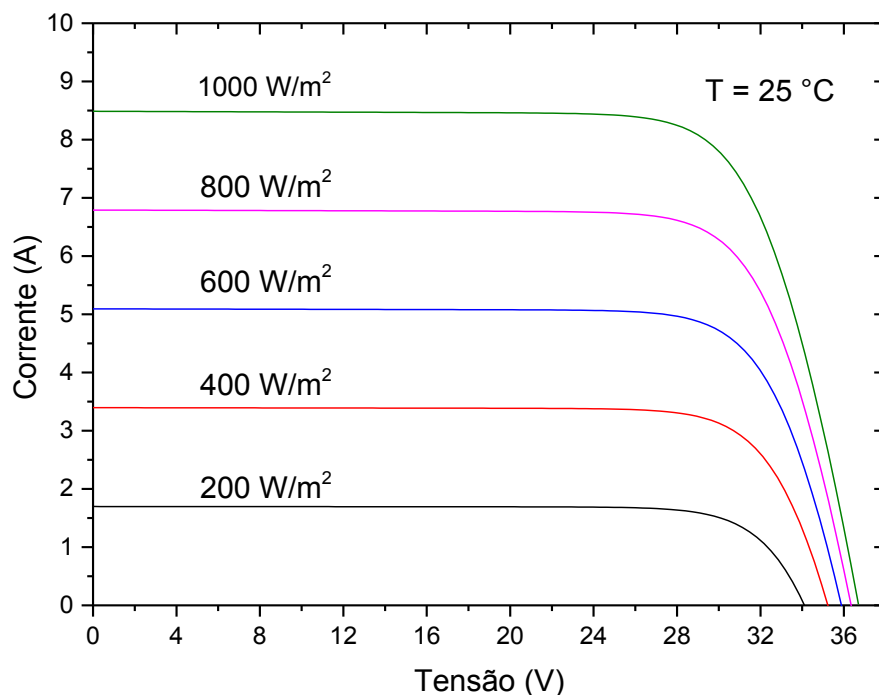


Figura 52: Característica I-V para diferentes níveis de radiação  
(TPB156X156-60-P 235 W)

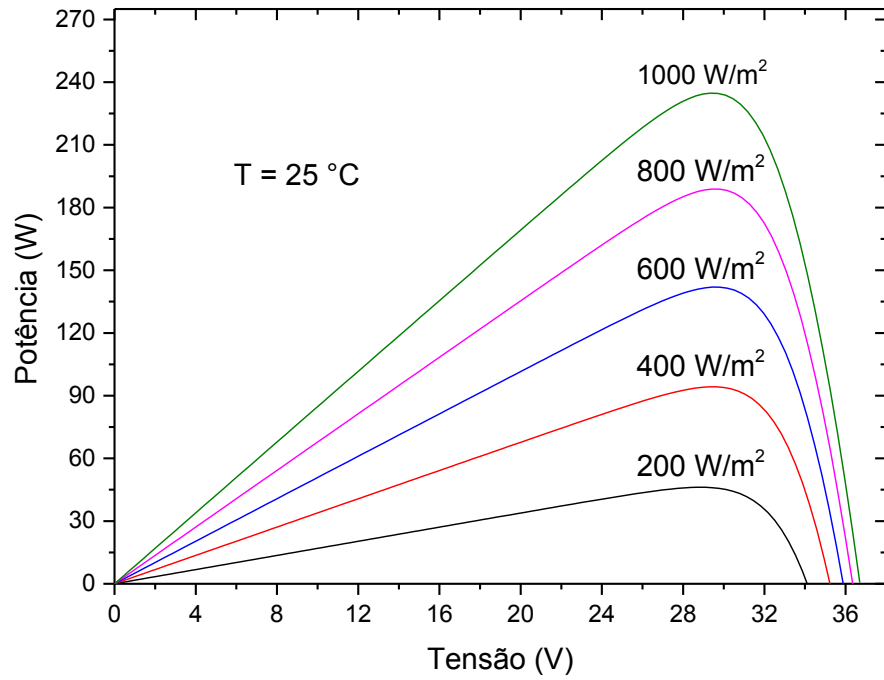


Figura 53: Característica P-V para diferentes níveis de radiação  
(TPB156X156-60-P 235 W)

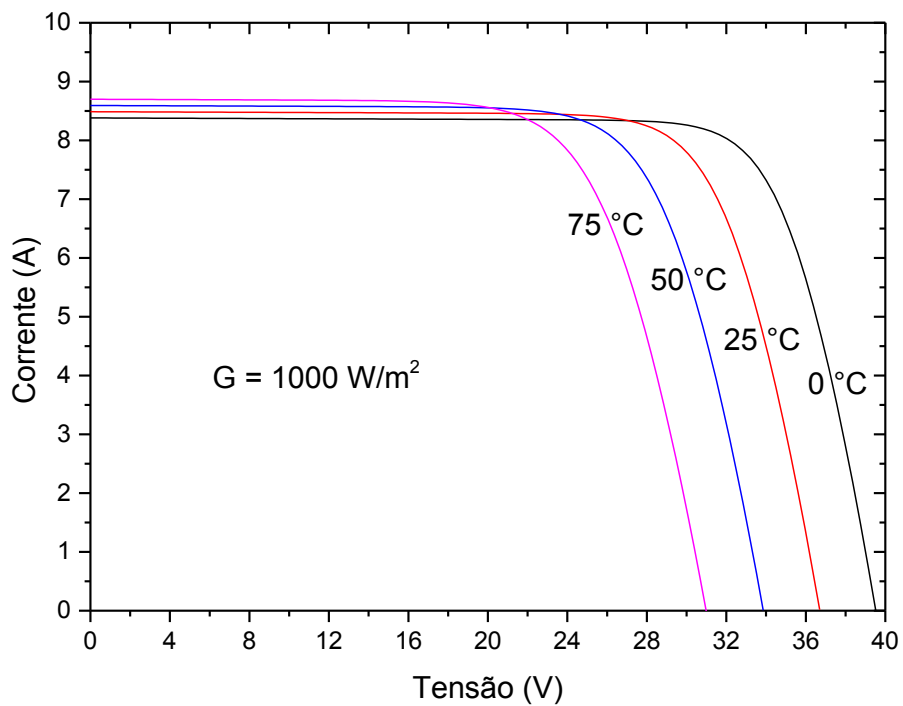


Figura 54: Característica I-V para diferentes temperaturas  
(TPB156X156-60-P 235 W)

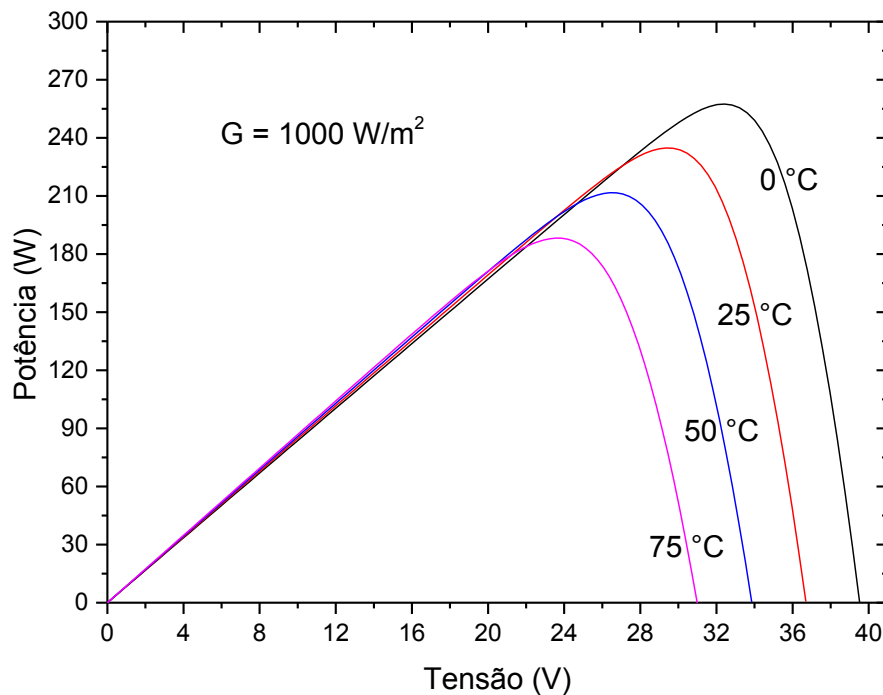


Figura 55: Característica P-V para diferentes temperaturas (TPB156X156-60-P 235 W)

Até esta fase do desenvolvimento, foi obtida a simulação da curva I-V e P-V com base no método analítico proposto (que faz uso dos parâmetros elétricos do modelo de um único diodo, extraídos dos dados técnicos do fabricante na condição padrão de referência). Na sequência, desenvolveu-se a simulação para diferentes níveis de radiação solar e na temperatura teórica. O capítulo a seguir valida o método com base em resultados experimentais realizados em condições adversas de operação.

## 4

### Efeito do sombreamento parcial na eficiência da conversão fotovoltaica

Um sistema fotovoltaico é frequentemente montado em coberturas de edifícios, fachadas, ou em ambientes urbanos em que os módulos fotovoltaicos são expostos a sombreamentos parciais inevitáveis. Sombreamentos parciais podem resultar de diferentes situações, dentre elas: depósito de sujeira sobre o painel, sombras de edifícios e árvores adjacentes, presença de nuvens. O indesejável efeito do sombreamento parcial sobre um painel fotovoltaico pode comprometer de forma drástica a eficiência da conversão fotovoltaica. Sob certas condições operacionais, uma célula fotovoltaica exposta ao sombreamento parcial pode aquecer ao extremo, a ponto de comprometer o próprio material do substrato da célula fotovoltaica (Alonso-García *et al.*, 2006; Silvestre e Chouder, 2007; 2008). Tal fenômeno é conhecido como **“pontos quentes”** ou **“hot-spots”** (Molenbroek *et al.*, 1991; Herrmann *et al.*, 1997; García *et al.*, 2003; Wohlgemuth e Herrmann, 2005; García *et al.*, 2014), fazendo com que a corrente disponível para o sistema diminua e conseqüentemente a potência elétrica da conversão.

Além da perda de potência causada pelo sombreamento parcial num sistema fotovoltaico, perdas podem ocorrer por dissociação ou descasamento, fenômeno conhecido por **“mismatch”**. Devido a diferenças no processo de fabricação, os módulos não são necessariamente idênticos (Wilson *et al.*, 2006; Kaushika e Rai, 2007; Chouder e Silvestre, 2009; Di Dio *et al.*, 2009; Spertino e Akilimali, 2009; Guerrero *et al.*, 2014; Shirzadi *et al.*, 2014). Este fator corresponde à diminuição da potência real de um sistema fotovoltaico, quando comparado à soma das potências individuais de todos os módulos associados.

Neste capítulo reuniremos as evidências que comprovam o desempenho teórico de um módulo fotovoltaico em condições adversas de operação a partir do método analítico proposto desenvolvido na seção 3 com ajuda do PSpice.

As condições de operação constituem fatores determinantes em um sistema fotovoltaico. A exposição de um módulo fotovoltaico ao sombreamento (ainda

que parcial) ou a acúmulo de sujeira (ainda que localizada) certamente compromete o seu desempenho na conversão fotovoltaica. Assim, a corrente total do proveniente do arranjo instalado ficará limitada.

Para o caso de um módulo fotovoltaico, uma célula do módulo fotovoltaico completamente sombreada funciona como uma carga para as demais células da associação em série do módulo fotovoltaico, recebendo como tensão inversa a soma das tensões das demais células. Como resultado desta anomalia, a célula aquece acima do normal, provocando os chamados “pontos quentes” (*hot spots*) nos módulos fotovoltaicos, o que poderá resultar na deterioração da célula com consequente interrupção do circuito, portanto impedindo a passagem da corrente.

Para evitar que a célula e, também o módulo do sistema fotovoltaico, instalações mais elaboradas fazem uso de sistemas de proteção, a seguir explicados.

#### **4.1. Proteção de sistemas fotovoltaicos**

Para evitar que a célula e o módulo num sistema fotovoltaico se danifiquem, são instalados “*diodos de passagem*” (*bypass*) a grupos de células no módulo fotovoltaico e “*diodos de bloqueio*” a grupos em série de módulos num sistema fotovoltaico, respectivamente, que oferecem caminhos alternativos para a corrente, limitando a perda de potência no módulo fotovoltaico ou no sistema fotovoltaico (Hecktheuer e Krenzinger, 2000).

##### **4.1.1. Diodo de passagem**

Em uma condição de operação ideal, o diodo de passagem é conectado em paralelo com cada célula fotovoltaica, mas com a polaridade oposta. Sob condições normais de operação, cada célula fotovoltaica será polarizada diretamente e, portanto, o diodo de passagem será polarizado de forma reversa, comportando-se, então, como um circuito aberto. A Figura 56 ilustra o borne de saída da corrente e a tensão gerada entre os conectores de duas ou três 3 células conectadas em série com ou sem diodo de passagem, na ausência de sombreamento parcial.

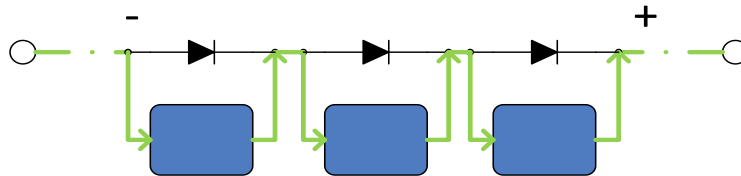


Figura 56: Diodos de passagem com células fotovoltaicas não sombreadas

Fonte: Pinho e Galdino (2014)

A Figura 57 ilustra o gráfico corrente elétrica (A) *versus* tensão (V) associada a este circuito:

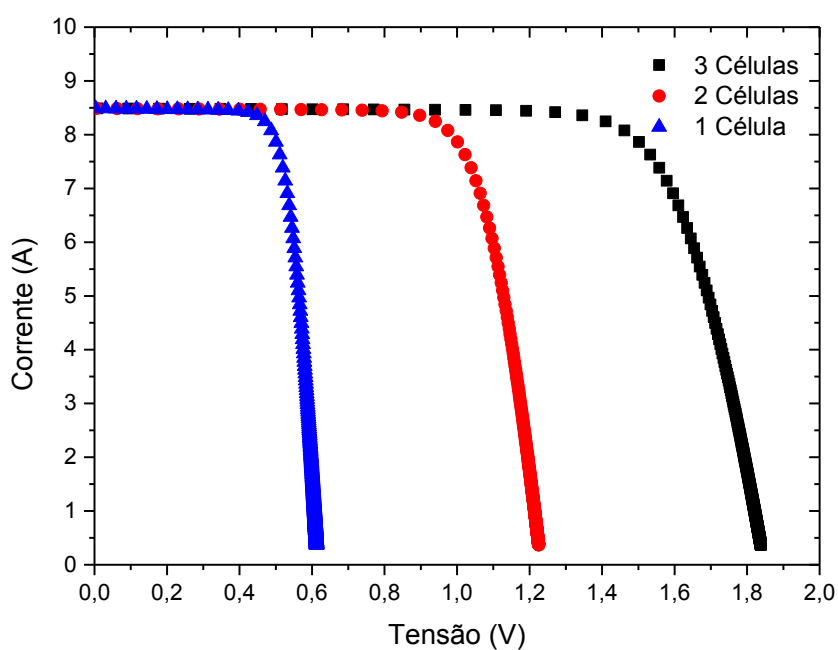


Figura 57: Gráfico I-V de 1 célula, 2 células em série e 3 células em série

A Figura 58 ilustra a situação, sem diodo de passagem, em que uma das células fotovoltaicas é exposta ao sombreamento parcial:

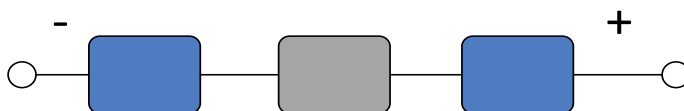


Figura 58: Células fotovoltaicas ligadas em série sem diodo de passagem

A Figura 59 ilustra o gráfico corrente elétrica (A) *versus* Tensão (V) para a condição do circuito da Figura 58 relacionado às células fotovoltaicas ligadas em série sem diodo de passagem em que uma das células está exposta ao

sombreamento parcial. Observa-se, neste caso, que a corrente é delimitada pela célula fotovoltaica sombreada.

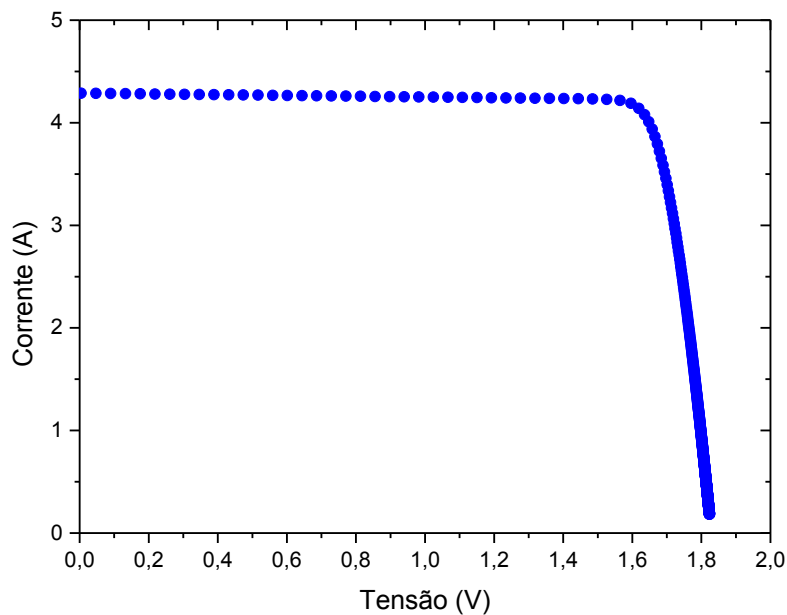


Figura 59: Gráfico I-V da saída das células da Figura 58

Na sequência, a Figura 60 ilustra o circuito modificado que adiciona à situação caracterizada na figura 58 um diodo de passagem a cada uma das células fotovoltaicas. Nessa nova configuração, o diodo de passagem passa a ser diretamente polarizado e conduz corrente, causando uma queda de tensão da ordem de 0,7 V .

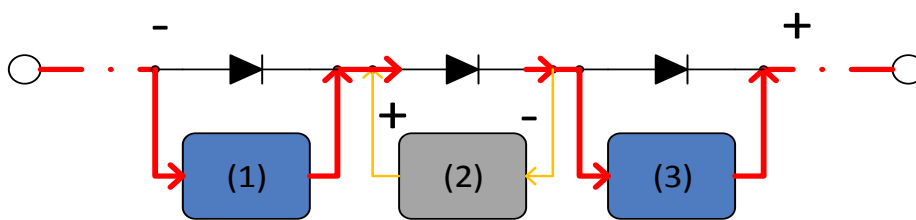


Figura 60: Diodos de passagem com uma célula sombreada  
Fonte: Pinho e Galdino (2014)

A saída I-V do arranjo de células fotovoltaicas ligadas em série mostrado na Figura 60 é mostrada na Figura 61, que ilustra uma célula fotovoltaica (célula 2) exposta ao sombreamento parcial e duas outras não expostas ao sombreamento.

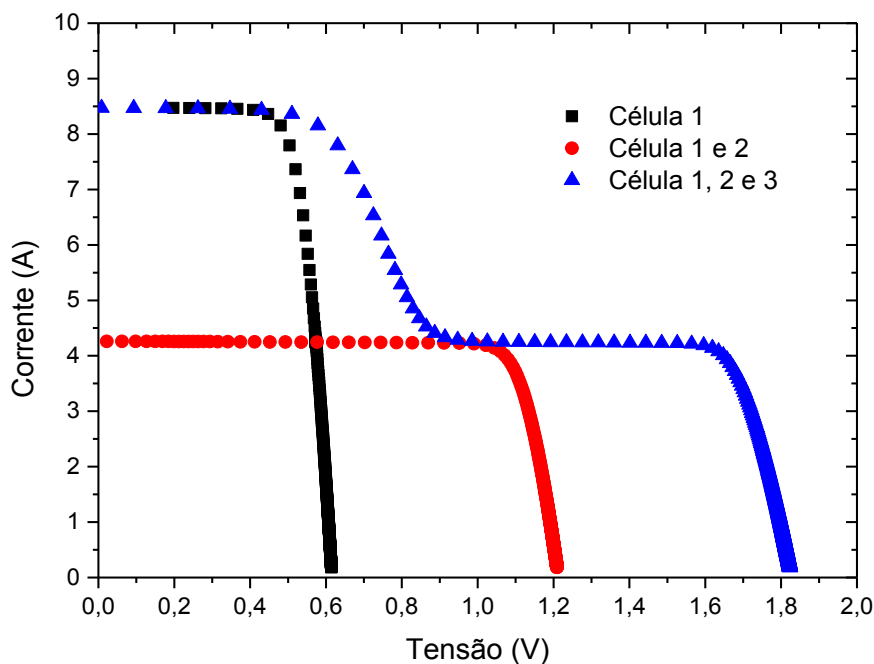


Figura 61: Gráfico I-V para a configuração da Figura 60

Normalmente, o fabricante do módulo fotovoltaico instala o diodo de passagem em arranjos de células fotovoltaicas conectadas em série, considerado entre 15 e 30 células fotovoltaicas para cada diodo de passagem, conforme ilustra a Figura 62. Trabalhos realizados sob condições de sombreamento parcial demonstram que, quando o módulo fotovoltaico é sombreado, o diodo de passagem pode reduzir o efeito da tensão inversa (Silvestre *et al.*, 2009; Díaz-Dorado *et al.*, 2010; Ziar *et al.*, 2012; Dhere *et al.*, 2013; Pinho e Galdino, 2014).

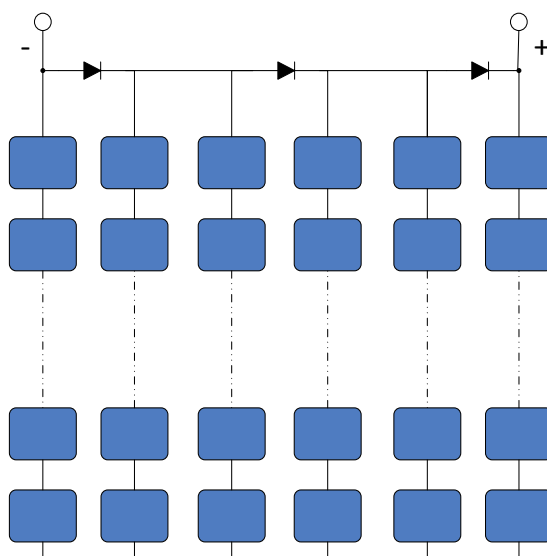


Figura 62: Diagrama dos diodos de passagem no módulo fotovoltaico



#### 4.1.2. Diodo de bloqueio

O diodo de bloqueio protege associações em paralelo de grupos de módulos fotovoltaicos conectados em série, contrapondo-se a outros arranjos em que correntes reversas originam-se de outras associações de módulos fotovoltaicos. Um arranjo de módulos PV (*string*) que apresente menor tensão que outra *string* a ele conectado funciona como carga para a *string* de maior tensão, portanto drenando energia do módulo de menor tensão para o de maior tensão. Em sistemas simples, se a tensão das baterias for menor que a tensão do arranjo fotovoltaico, esta induz uma carga e a energia armazenada nas baterias se dissipa nos módulos do arranjo fotovoltaico. A Figura 63 ilustra um associação de módulos em paralelo (Wiles e King, 1997; Pinho e Galdino, 2014).

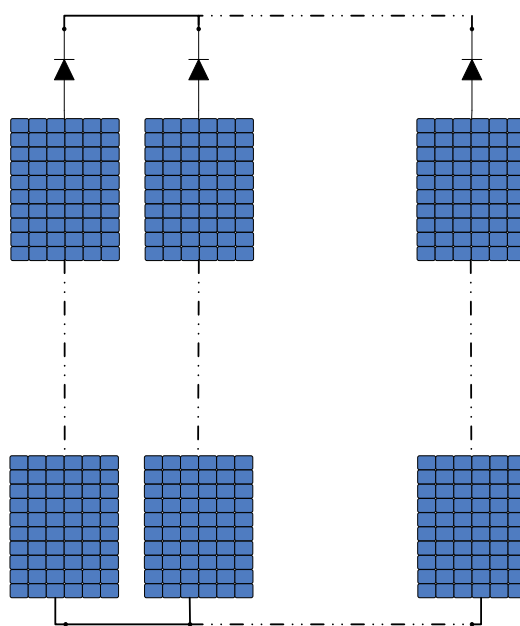


Figura 63: Associação de módulos em paralelo com diodos de bloqueio

#### 4.2. Aplicação do modelo na presença de sombreamento parcial

A Figura 64 ilustra o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (modelo de um único diodo) em que é adicionado um diodo de passagem no circuito elétrico. A proposição deste circuito foi inspirada em trabalhos da literatura (Petrone *et al.*, 2007; Wang e Hsu, 2010; Chuanchaiyakul e

Chaitusaney, 2013; Seyedmahmoudian *et al.*, 2013; Fialho *et al.*, 2014; Sun *et al.*, 2014).

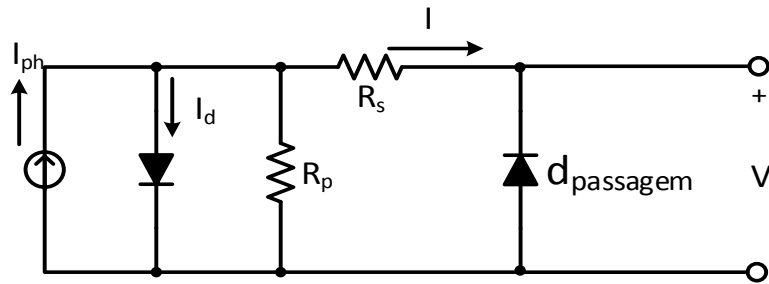


Figura 64: Célula fotovoltaica com diodo de passagem

A relação entre a corrente de saída e a tensão da célula fotovoltaica, com o diodo de passagem, é dada pela equação (69):

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left[ e^{\left( \frac{V + R_s I}{n V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} - I_{passagem} \left[ e^{\left( \frac{-V}{n V_t} \right)} - 1 \right] \quad (69)$$

A equação (69) é similar à equação transcendental da corrente e tensão de uma célula fotovoltaica (equação (16)), que não pode ser resolvida por técnicas numéricas (Karatepe *et al.*, 2007; Petrone *et al.*, 2007). A modelagem que permite avaliar o efeito do sombreamento parcial fez uso de uma associação de células fotovoltaicas em série. O desenvolvimento foi inspirado nos trabalhos de Patel e Agarwal (2008); Ishaque e Salam (2011); Bidram *et al.* (2012); Chuanchaiyakul e Chaitusaney (2013); Bai *et al.* (2015), que estabelecem a associação em série de “ $n_{total}$ ” células de um módulo fotovoltaico; de “ $n_{sombra}$ ” células fotovoltaicas expostas ao sombreamento parcial e de “ $n_{sem\ sombra}$ ” células fotovoltaicas agrupadas em série sem exposição ao sombreamento parcial. Ou seja:

$$n_{total} = n_{sombra} + n_{sem\ sombra} \quad (70)$$

A Figura 65 ilustra essa associação em série de células PV na presença e na ausência de sombreamento parcial.

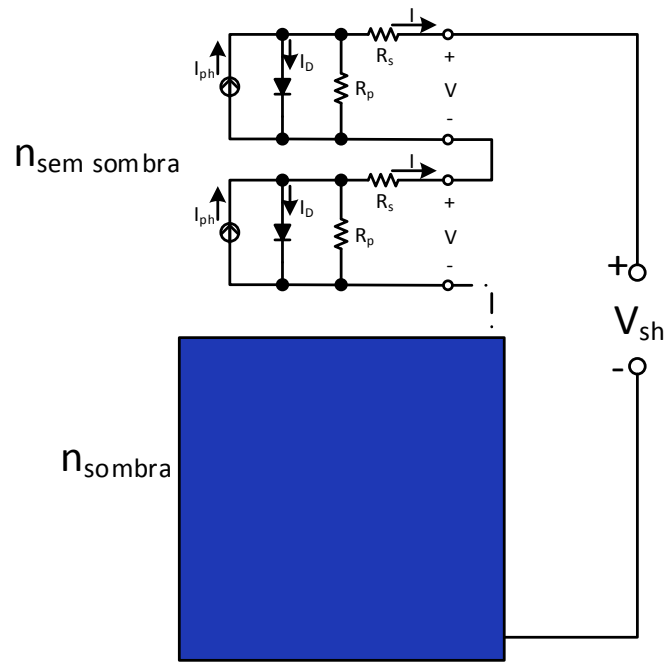


Figura 65: Células em série na presença e ausência de sombreamento

A tensão de saída do arranjo proposto de células fotovoltaicas na presença e ausência de sombreamento é dada pela seguinte equação:

$$V_{sh} = (n_{sombra})V_{sombra} + (n_{sem\ sombra})V_{sem\ sombra} \quad (71)$$

Dos desenvolvimentos anteriormente descritos, sabe-se que os parâmetros elétricos que dependem da radiação solar incidente são  $I_{ph}$  e  $R_p$  (Quaschnig e Hanitsch, 1996; Masters, 2013), o que permite concluir que a corrente que circula pela célula fotovoltaica com sombreamento parcial é dada pela equação:

$$I_{sombra} = I_{ph,sombra} - I_{sat} \left[ e^{\left( \frac{V_{sombra} + R_s I_{sombra}}{nV_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{sombra} + R_s I_{sombra}}{R_{p,sombra}} \quad (72)$$

A Figura 66 ilustra o esquema elétrico associado a este arranjo.

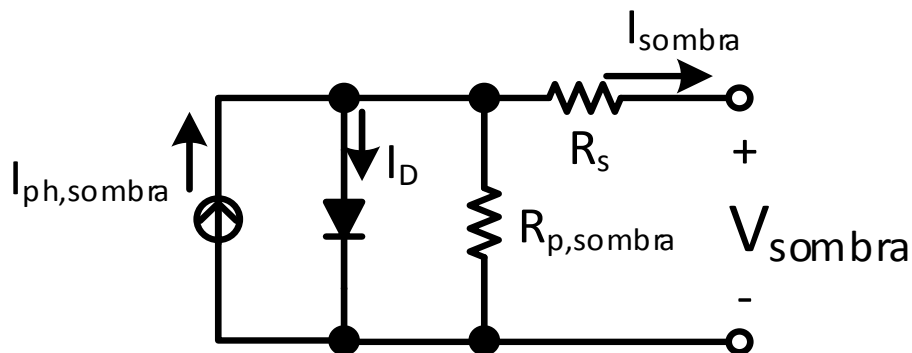


Figura 66: Circuito de uma célula fotovoltaica com sombreamento parcial

A partir da Figura 64 para uma célula fotovoltaica pode-se entender para um módulo fotovoltaico com “ $d$ ” diodos de passagem e “ $m$ ” células fotovoltaicas por cada grupo de diodo de passagem, como se representa o esquemático de uma célula sombreada em módulo fotovoltaico pela Figura 67.

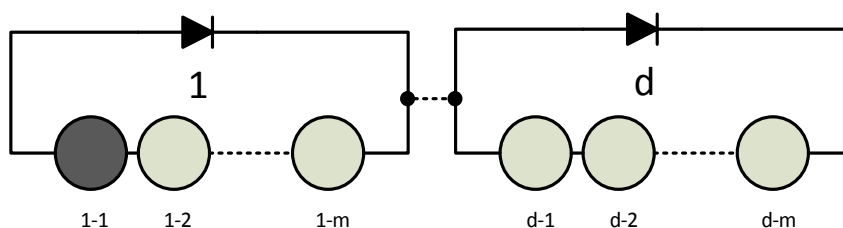


Figura 67: Esquemático de uma célula sombreada num módulo PV  
Fonte: Bai *et al.* (2015)

Esta configuração suscita duas alternativas para a tensão elétrica exibida pela célula fotovoltaica dependendo da faixa de corrente que por ela circula.

1. *Situação em que  $0 < I < I_{ph,1-1}$*  – quando a corrente que circula pela célula fotovoltaica resulta da polarização direta do diodo de passagem, o que implica numa tensão elétrica desprezível (praticamente zero) segundo Chuanchaiyakul e Chaitusaney (2013); Masters (2013).

$$V_{sombra,célula\ fotovoltaica} \approx 0 \quad (73)$$

2. *Situação em que  $I_{ph,1-1} < I < I_{ph,1-i} (i=2 \rightarrow m)$*  – quando a corrente que circula pela célula fotovoltaica possui o comportamento normal esperado.

### 4.3.

#### Validação do modelo de sombreamento parcial

A validação do modelo de sombreamento parcial de um módulo fotovoltaico foi feita com base no software *OrCAD/PSpice (Personal Simulation Program with Integrated Circuit Emphasis) 16.5<sup>6</sup>*, amplamente utilizado por estudiosos do tema: Gow e Manning (1999); Castaner e Silvestre (2002); Aziz *et al.* (2006); Ramaprabha e Mathur (2008); Ramaprabha e Mathur (2009); Silvestre *et al.* (2009); Kubba (2010); Cui *et al.* (2011); Moballegh e Jiang (2011); Yuncong *et al.* (2011); Gadjeva e Hristov (2013); Kubba (2013); Zegaoui *et al.* (2014). A construção do modelo da célula e do módulo fotovoltaico baseou-se no modelo matemático da célula fotovoltaica desenvolvido na seção 3.1. A simulação (modelagem) do módulo fotovoltaico que incorpora dados do fabricante do módulo foi comparada com a simulação realizada pelo uso do software OrCAD/PSpice (na ausência e na presença de sombreamento).

A partir dos dados da Tabela 3 para um módulo fotovoltaico, obtém-se os parâmetros elétricos para a célula fotovoltaica (composta por 60 células fotovoltaicas) nas condições-padrão de referência, dando assim origem à Tabela 4.

Tabela 4: Parâmetros elétricos da célula fotovoltaica (TPB156X156-60-P)

$I_{ph}$ (A)	$I_{sat}$ (A)	$R_s$ (m $\Omega$ )	$R_p$ ( $\Omega$ )	$n$
8,491	1,12E-09	5,48	13,332	1,047

A partir dos parâmetros elétricos da célula fotovoltaica da Tabela 4 constrói-se o circuito elétrico equivalente para o modelo de um único diodo (Figura 68), situação em que o diodo (D1) exibe as seguintes características elétricas: IS=1.12E-09, N=1.047.

<sup>6</sup> O PSpice é um software que tem como objetivo descrever e simular circuitos elétricos em geral, capaz de analisar o comportamento de circuitos no domínio do tempo, no domínio da frequência, determinação da tensão nodal e da corrente em cada ramo do circuito. Aplica-se, também, para estudos de análise transiente, dentre outras aplicações (Rashid, 2004).

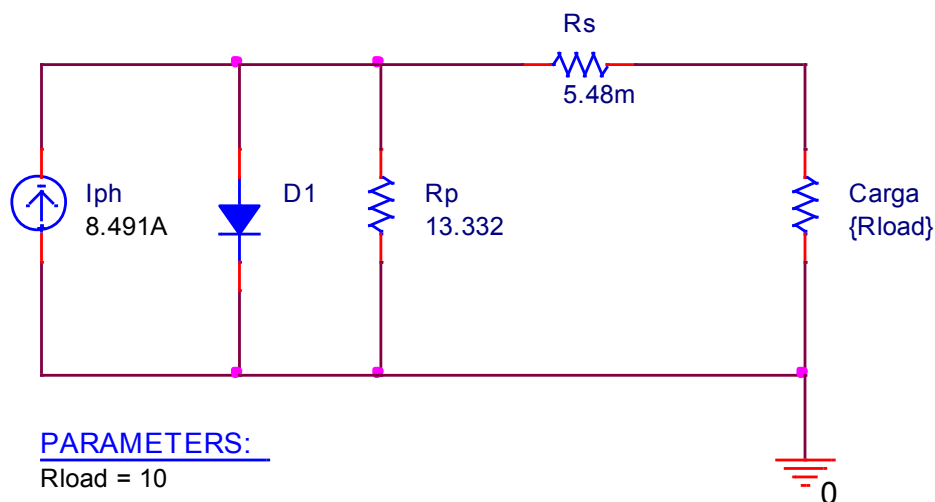


Figura 68: Modelo da célula fotovoltaica em PSpice

A Figura 69 ilustra a excelente concordância entre os resultados obtidos do modelo desenvolvido neste trabalho com os resultados obtidos da simulação realizada pelo PSpice, podendo-se observar a boa aproximação do modelo desenvolvido nesta dissertação:

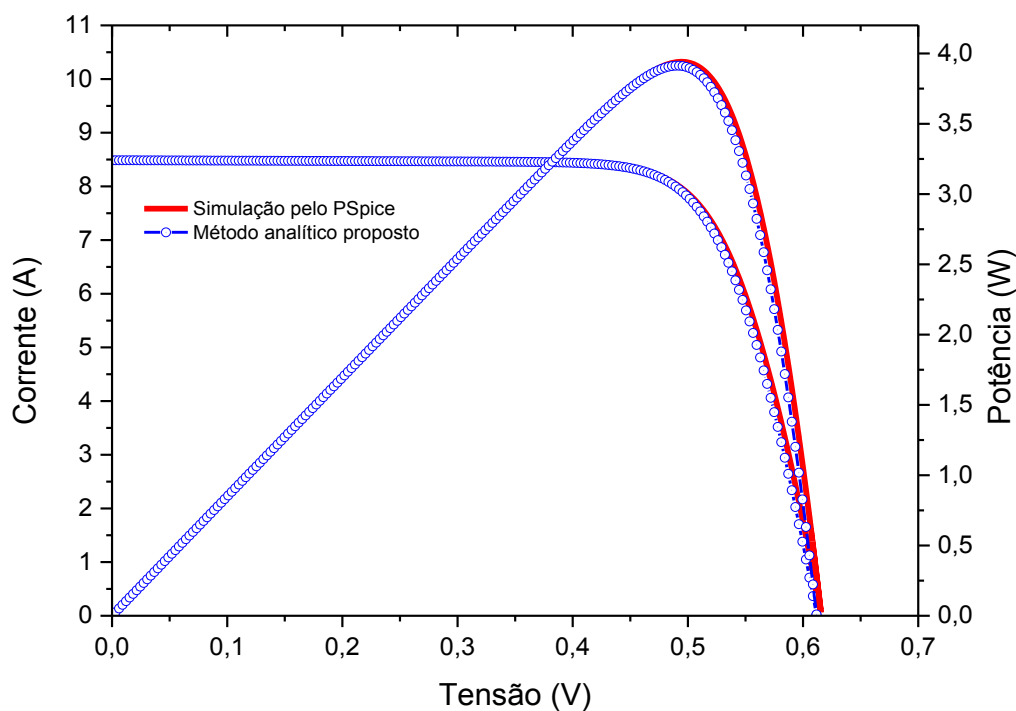


Figura 69: Comparação entre o modelo posposto e a simulação PSpice

Cabe lembrar que o módulo fotovoltaico fabricado pela Sun Earth Solar Power (TPB156X156-60-P 235W), possui três diodos de passagem instalados no módulo fotovoltaico, arranjo em que cada diodo de passagem possui agrupadas 20

células fotovoltaicas policristalinas. A Figura 70 ilustra o diagrama esquemático do módulo fotovoltaico.

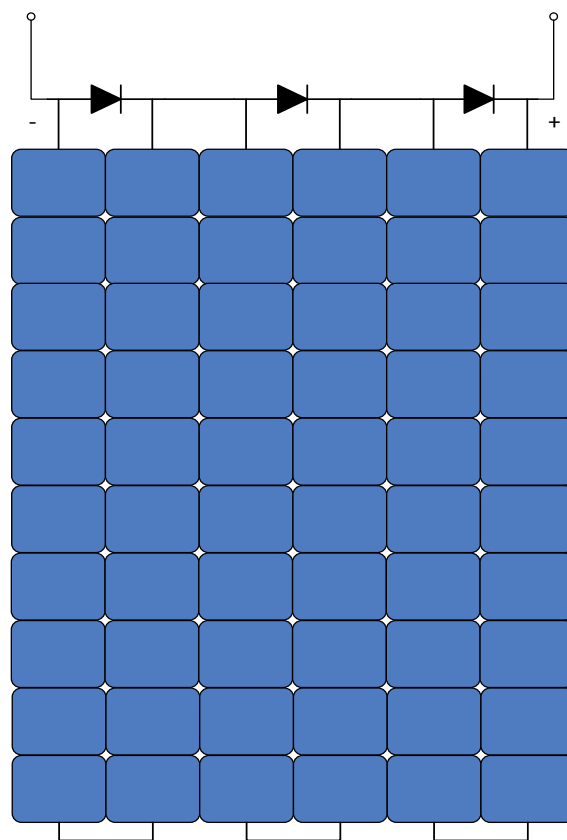


Figura 70: Diagrama esquemático do módulo fotovoltaico

A partir da simulação da célula fotovoltaica (ilustrada na Figura 68) pelo software PSpice, foram desenvolvidos blocos hierárquicos em série da célula fotovoltaica para se obter a simulação do um módulo fotovoltaico pelo sistema PSpice, conforme ilustrado na Figura 71. Esse arranjo caracteriza a condição-padrão de referência dos parâmetros elétricos utilizados da célula fotovoltaica.

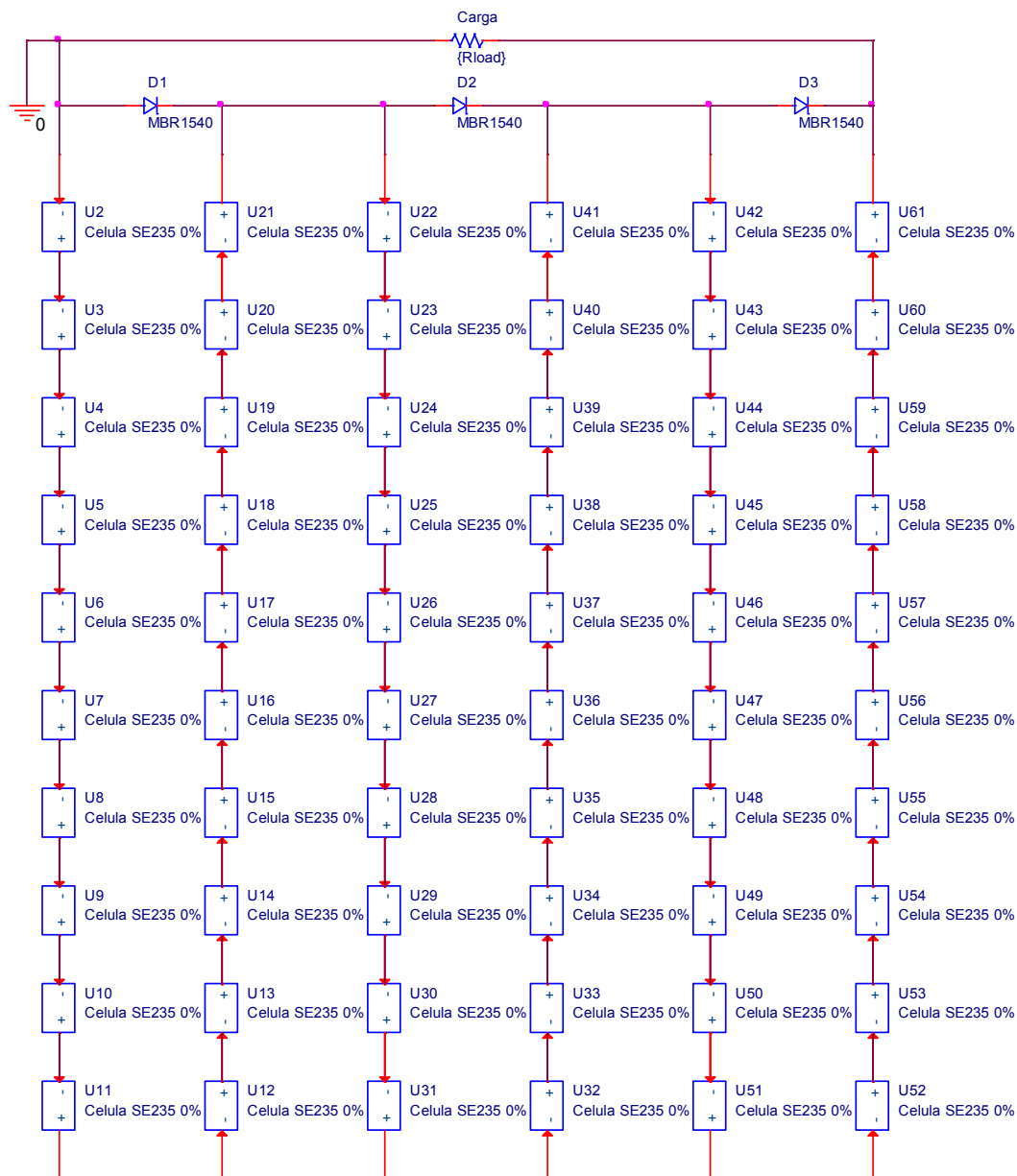


Figura 71: Simulação do módulo fotovoltaico no PSpice

A validação da modelagem do módulo fotovoltaico baseada no trabalho de Bai *et al.* (2015), desenvolvida na presença de sombreamento parcial foi feita para duas situações distintas:

- **Situação #1**, sombreamento parcial de 50 % da radiação solar incidente induzida no módulo fotovoltaico, conforme ilustrado na Figura 72 e na Figura 73, que descreve os dados iniciais de entrada para o *script* desenvolvido em Matlab. Na sequência, a Figura 74 e Figura 75



comparam os resultados da simulação desenvolvida com os resultados obtidos pelo PSpice.

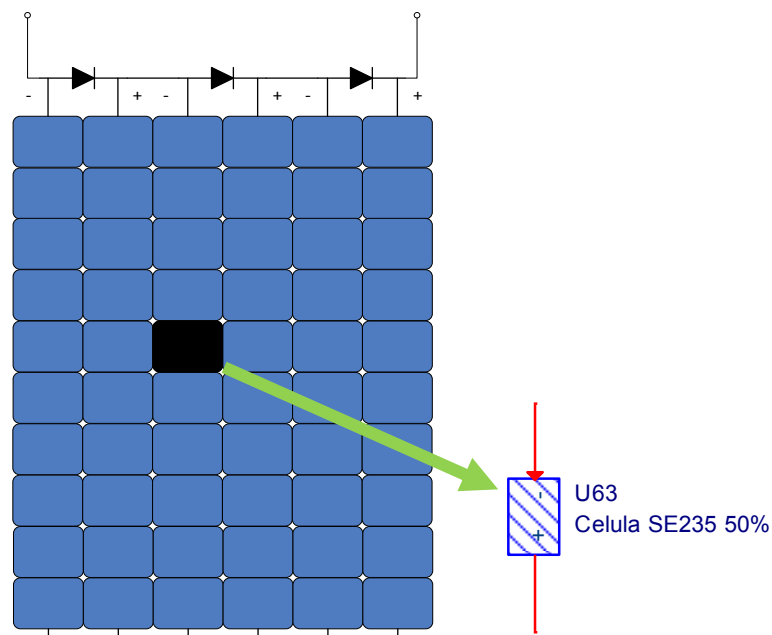


Figura 72: Módulo fotovoltaico exposto a sombreamento de 50 %

```

Command Window

Numero de diodos bypass :3

DATOS DO GRUPO DO DIODO BYPASS NUMERO: 1
Numero de subgrupos : 1
Numero de celulas en el subgrupo; Temperatura; Insolacion : [20;25;0]

DATOS DO GRUPO DO DIODO BYPASS NUMERO: 2
Numero de subgrupos : 3
Numero de celulas en el subgrupo; Temperatura; Insolacion : [4,1,15;25,25,25;0,0.5,0]

DATOS DO GRUPO DO DIODO BYPASS NUMERO: 3
Numero de subgrupos : 1
Numero de celulas en el subgrupo; Temperatura; Insolacion : [20;25;0]
fx >> |
  
```

Figura 73: Script desenvolvido em Matlab (Apêndice B.7)

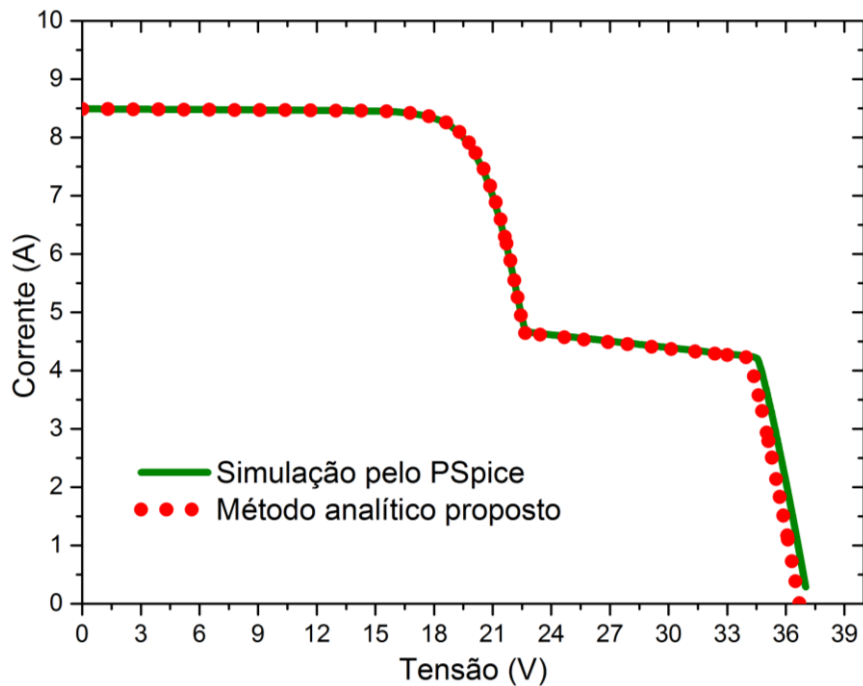


Figura 74: Curva I-V sombreamento de 50 % (situação #1)

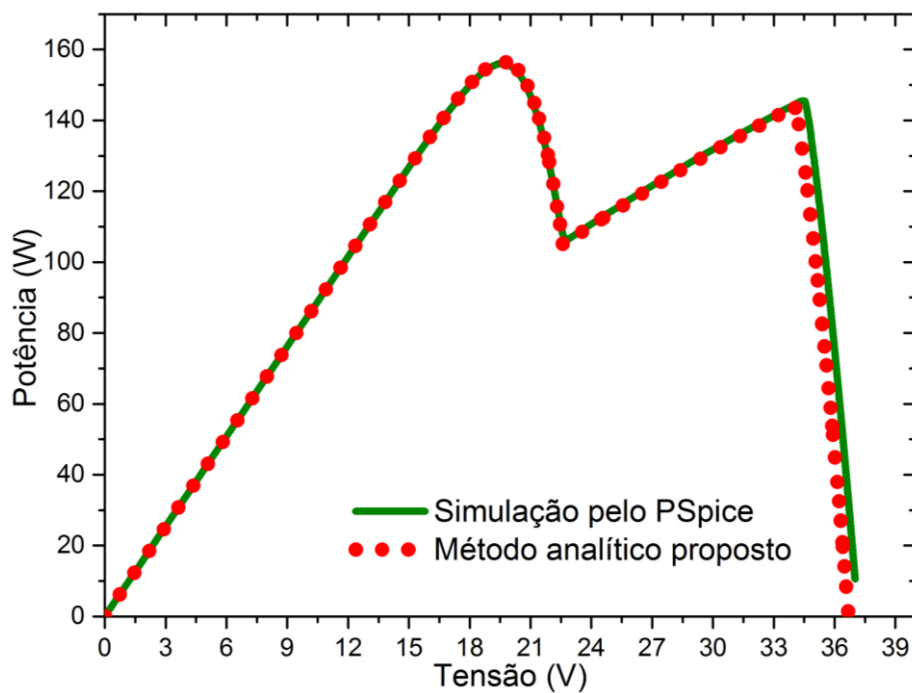


Figura 75: Curva P-V sombreamento de 50 % (situação #1)

- **Situação #2**, o sombreamento parcial da radiação solar da célula fotovoltaica entre 50 % e 25 %, conforme ilustrado na Figura 76 e na Figura 77, que caracteriza os dados iniciais de entrada para o *script* desenvolvido em Matlab. Similarmente, a Figura 78 e a Figura 79

comparam os resultados da simulação desenvolvida com os resultados obtidos pelo PSpice.

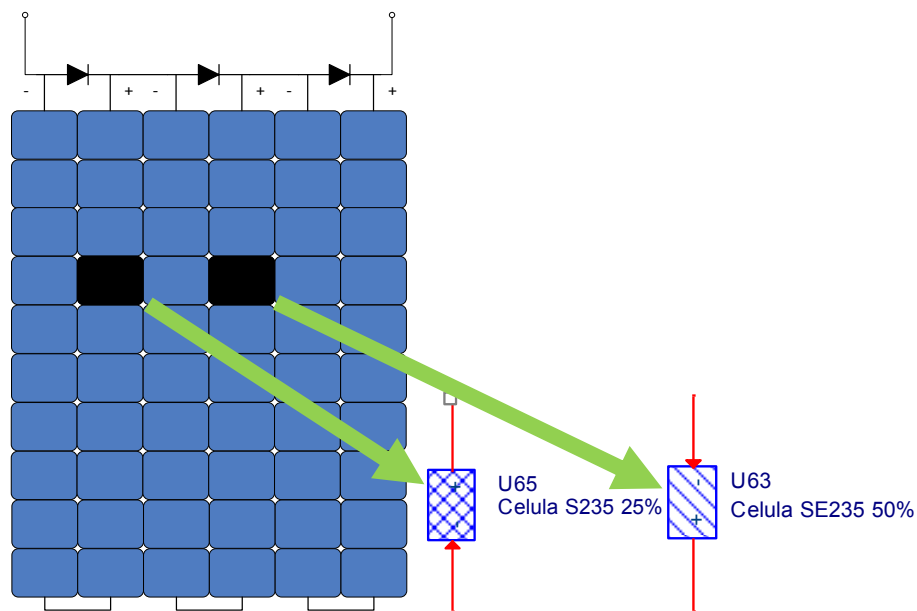


Figura 76: Duas células PV expostas a sombreamento de 25 % e 50 %

```

Command Window

Numero de diodos bypass :3

DATOS DO GRUPO DO DIODO BYPASS NUMERO: 1
Numero de subgrupos : 1
Numero de celulas en el subgrupo; Temperatura; Insolacion : [20;25;0]

DATOS DO GRUPO DO DIODO BYPASS NUMERO: 2
Numero de subgrupos : 3
Numero de celulas en el subgrupo; Temperatura; Insolacion : [3,1,16;25,25,25;0,0.5,0]

DATOS DO GRUPO DO DIODO BYPASS NUMERO: 3
Numero de subgrupos : 3
Numero de celulas en el subgrupo; Temperatura; Insolacion : [3,1,16;25,25,25;0,0.25,0]
  
```

Figura 77: *Script* desenvolvido em Matlab (Apêndice B.7)

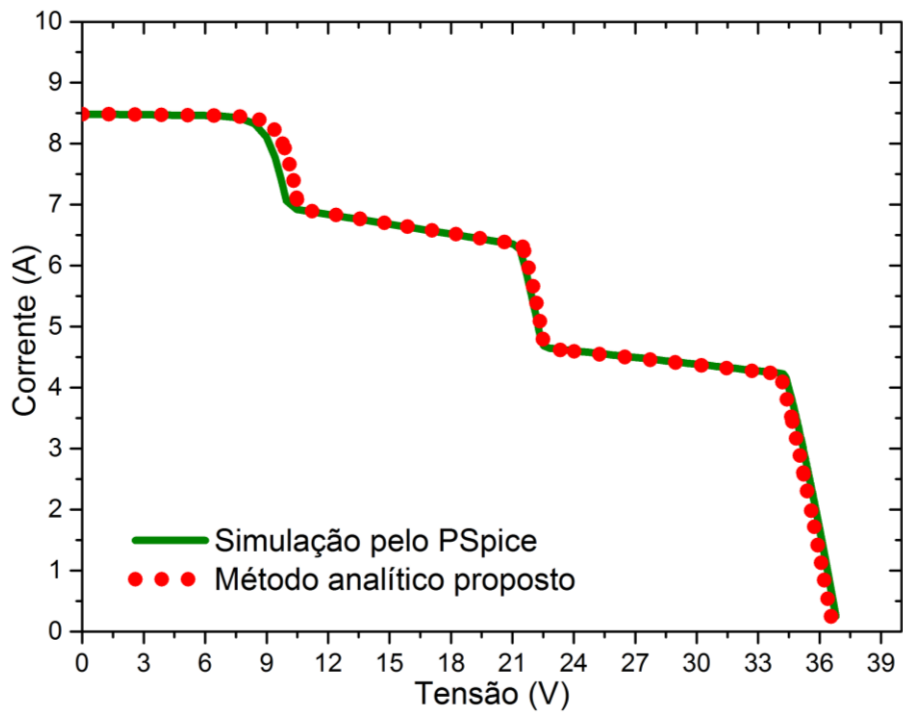


Figura 78: Curva I-V sombreamento de 25 e 50 % (situação #2)

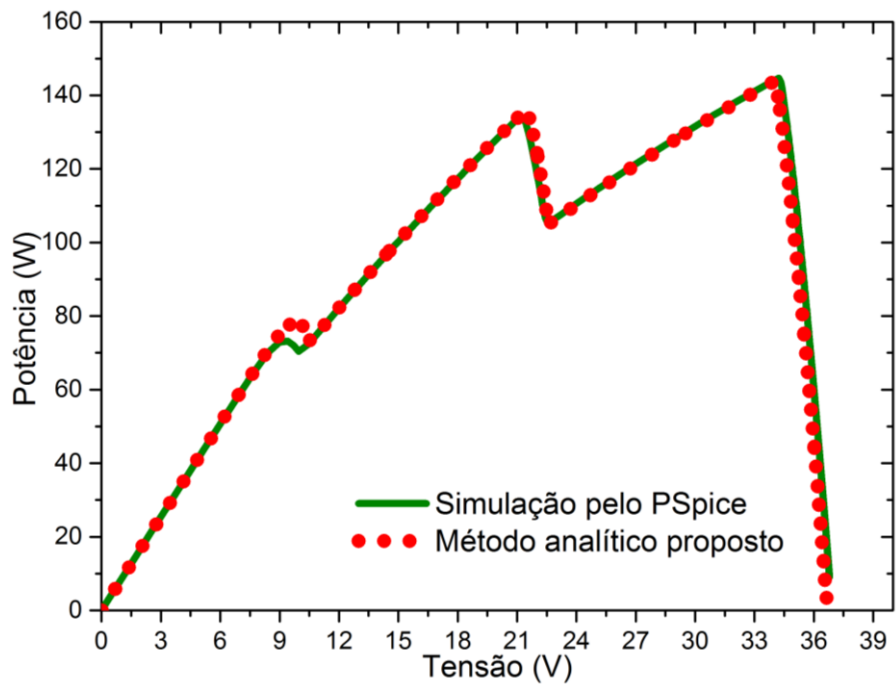


Figura 79: Curva P-V sombreamento de 25 e 50 % (situação #2)

#### 4.4.

#### Ensaio experimental no Laboratório da PUC-Rio

A investigação sobre o efeito do sombreamento parcial na eficiência da conversão fotovoltaica tem por objetivo (i) orientar usuários da energia fotovoltaica sobre as limitações e comprometimentos que tais sombreamentos podem acarretar na eficiência da conversão fotovoltaica pretendida e (ii) oferecer aos projetistas de sistemas e usinas fotovoltaicas uma ferramenta computacional de apoio à decisão sobre a tecnologia mais adequada para atender às necessidades específicas da instalação pretendida. Para viabilizar este estudo, o projeto desenvolveu um simulador que permite prever as saídas do painel fotovoltaico (tensão e corrente) para os seguintes dados de entrada: radiação solar incidente e temperatura da célula fotovoltaica (temperatura essa que depende, por sua vez, da temperatura ambiente e da velocidade do vento na vizinhança do módulo fotovoltaico).

##### 4.4.1.

##### Calibração do piranômetro Eppley

O piranômetro é um instrumento que mede a radiação solar (medida da quantidade de radiação solar que atinge uma superfície plana). Em consonância à Norma ISO 9847:1992 (1992) a calibração do piranômetro Eppley modelo PSP foi realizada por comparação com o piranômetro padrão de referência *Kipp & Zonen* modelo CMP 21, conforme ilustrado na Figura 80.



Figura 80: Esquema da calibração do piranômetro Eppley (PSP)

O sensor CMP 21 é um piranômetro padrão secundário da *Kipp & Zonen*. A calibração foi feita expondo ambos os instrumentos à radiação solar direta no telhado do laboratório LAME/PUC-Rio, instalado no Edifício Pe. Laércio Dias de Moura, no campus da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio).

A calibração foi realizada nos dias 1 e 2 de dezembro de 2014, fazendo uso de equipamentos e da infraestrutura laboratorial do Lame/PUC-Rio, em particular do certificado de calibração do piranômetro utilizado como padrão (piranômetro CMP 21, certificado esse incluído no Anexo A), cujos parâmetros são transcritos na Tabela 5, a seguir.

Tabela 5: Dados do certificado de calibração do piranômetro padrão

Piranômetro padrão		
Fabricante	KIPP & ZONEN	
Modelo	CMP 21	
Número de Série	140042	
Certificado	9990140042	
Data de Emissão	01/04/2014	
Sensibilidade	11,65	$\mu\text{V}/(\text{W} \cdot \text{m}^2)$
Incerteza	1,4	%

A calibração foi realizada com base em 11 206 medições individuais, que podem incluir valores duvidosos (medições erradas) e dados que refletem algum fenômeno físico não considerado. Para excluí-los judiciosamente empregou-se o critério de Chauvenet (Holman, 2011) aos resultados das medições realizadas. Após a eliminação de valores duvidosos, nova média e desvio padrão foram recalculados para consubstanciar a análise, assim produzindo os valores finais mostrados na Tabela 6.

Tabela 6: Resultados finais (filtro pelo critério de Chauvenet)

Pontos medidos	$n_{\text{crítico}}$	4,0822
	Pontos medidos	11206
	Média	1,275
	Desvio padrão	0,0343
Pontos aproveitados	Pontos aproveitados	11140
	Média	1,277
	Desvio padrão	0,0198

Os resultados das medições de calibração pelo critério de Chauvenet comparados com os resultados fornecidos pelo piranômetro Eppley (PSP) são mostrados na Tabela 7. O cálculo da sensibilidade do piranômetro PSP indicou o valor  $S = 9,1 \frac{\mu V}{W \cdot m^2}$ , com uma incerteza de 3,4 %.

Tabela 7: Resultado da calibração do piranômetro PSP (Anexo B)

Objeto		
Fabricante	EPPLEY	
Modelo	PSP	
Data de Emissão	03/12/2014	
Sensibilidade	9,1	$\mu V/(W \cdot m^2)$
Incerteza	3,4	%

#### 4.4.2.

#### Efeito do sombreamento na eficiência da conversão fotovoltaica

A Figura 81 ilustra detalhes do estudo do impacto do sombreamento na conversão fotovoltaica nos painéis fotovoltaicos instalados no Laboratório de Energias Alternativas da PUC-Rio (cobertura do Edifício da Fundação Padre Leonel Franca, FPLF), no campus da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), que permitiu criar situações de sombreamento parcial pelo uso de telas semi-permeáveis à radiação solar.



Figura 81: Instalação dos módulos fotovoltaicos estudados

A pesquisa foi planejada para se desenvolver em conformidade ao protocolo de ensaios do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE/USA) homologado pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL/USA), conforme documentado na literatura especializada (Deline *et al.*, 2012). A Figura 81 mostra os módulos estudados, georeferenciados nas coordenadas: 22°58'48,33''S e 43°14'03,64''O, montados em uma estrutura fixa inclinada de 8 graus no telhado do Edifício da FPLF, voltados para o norte geográfico. O módulo utilizado para este estudo foi o Sun Earth Solar Power de modelo TPB156X156-60-P 235 W (policristalino), conforme documentado na Tabela 3 e na Tabela 4.

A montagem do experimento foi realizada conforme ilustrado na Figura 82, fazendo uso do piranômetro Eppley (PSP), calibrado especificamente para utilização nesta pesquisa, assim assegurando a confiabilidade das medições da radiação solar incidente.

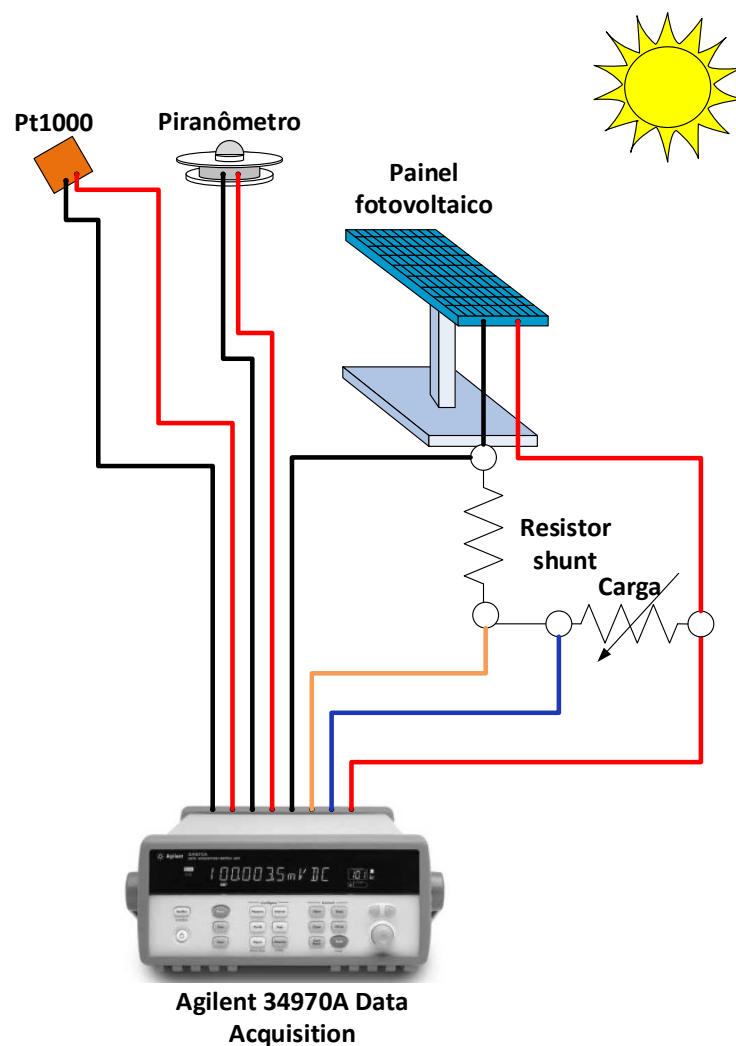


Figura 82: Esquema da instalação dos equipamentos utilizados



A temperatura da célula fotovoltaico foi medida por um transdutor Pt-1000, de fabricação Fronius, cujas especificações técnicas são descritas na Tabela 8.

Tabela 8: Especificações do Pt-1000 (dados do fabricante)

Fabricante	Fronius
	Sensor com filmes adesivos para medições em superfícies, tecnologia de 2 fios
Grandeza	$\Omega$
Incerteza	$\pm 0,8 \%$ (0 – 100 °C)
Faixa de medição	0 – 100 °C (1000 $\Omega$ – 1385 $\Omega$ )
Sensibilidade	3,85 $\Omega/^{\circ}\text{C}$

Dois conjuntos independentes de experimentos foram realizados com o módulo fotovoltaico TPB156X156-60-P 235 W: *na ausência e na presença de sombreamento*. As saídas do módulo fotovoltaico (tensão e corrente), foram monitoradas e medidas, conforme descrito a seguir.

#### ***Experimento #1: medições na ausência de sombreamento***

A curva característica do módulo fotovoltaico foi construída com base em medições realizadas na ausência de exposição ao sombreamento. As medições, cujos resultados são mostrados na Figura 83, foram realizadas no dia 11 de dezembro de 2014, em dia de céu limpo e ensolarado, durante o curto intervalo de tempo entre 13:41:52:487 e 13:46:56:023. A radiação solar incidente e a temperatura do módulo fotovoltaica foram calculadas considerando os valores médios nesse intervalo de tempo. A carga máxima (resistência) utilizada foi de 30  $\Omega$  (a variação da carga foi realizada manualmente). Medições preparatórias foram realizadas no dia anterior com uma carga máxima de 20  $\Omega$  em distintas condições de radiação solar incidente e temperatura da célula fotovoltaica, assim permitindo a caracterização da curva característica na ausência de sombreamento. Os resultados dessas medições estão reportados na Figura 84 e 85.

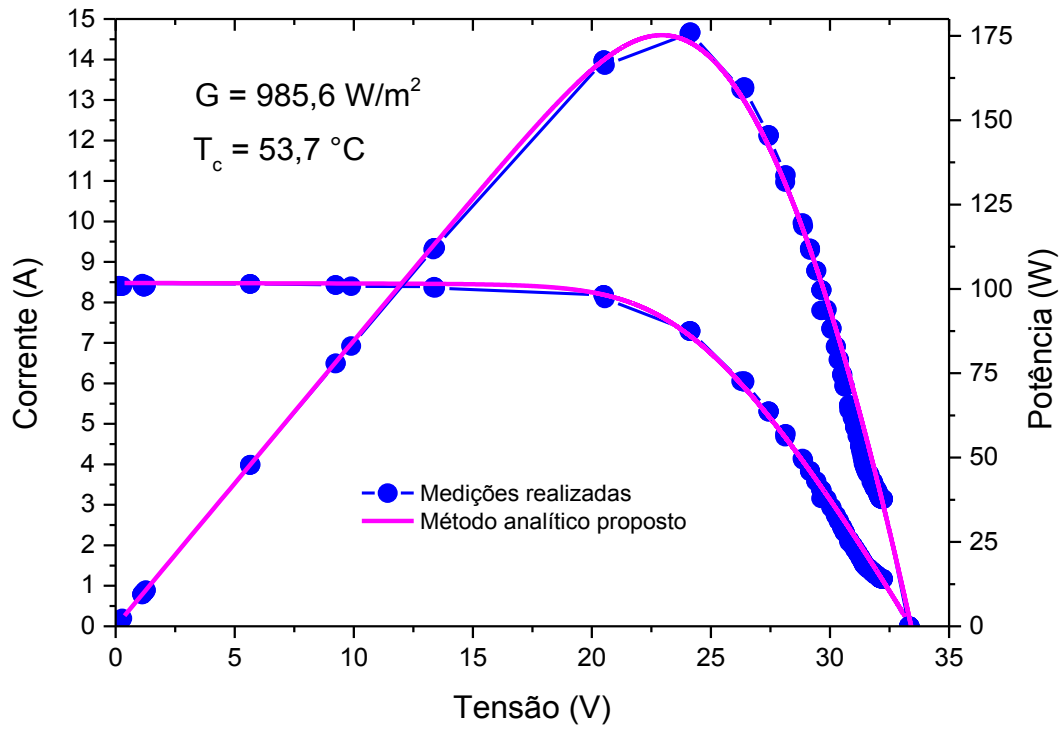


Figura 83: Curva característica I-V e P-V sem sombreamento

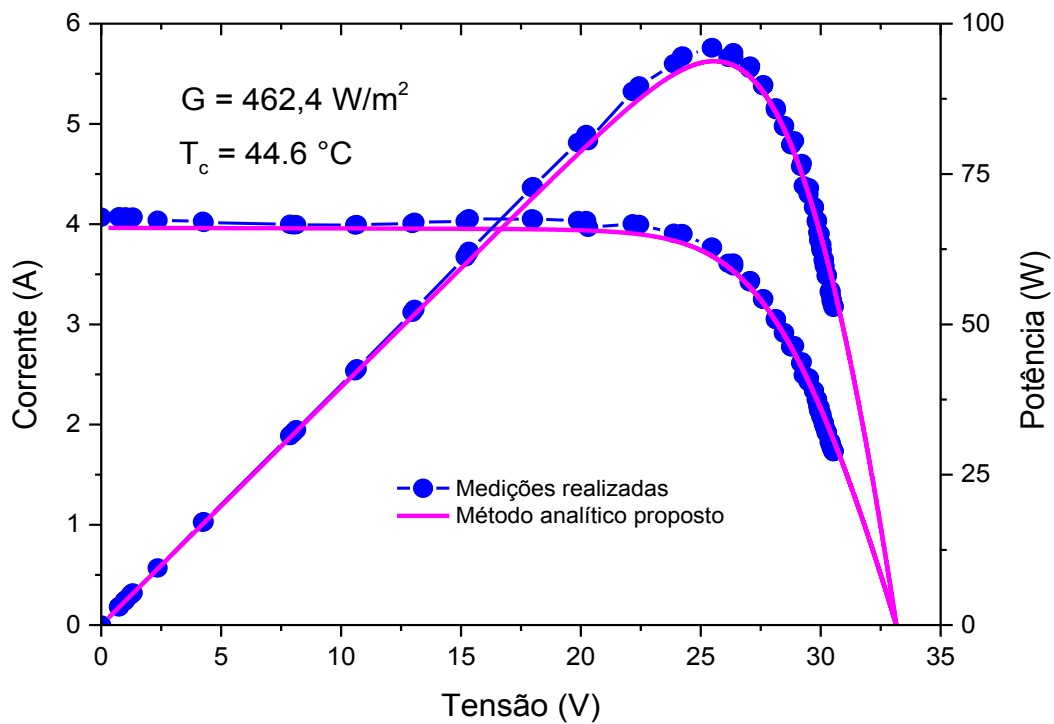


Figura 84: Curva I-V e P-V ( $G = 462,4 \text{ W/m}^2$  e  $T_c = 44,6 \text{ }^\circ\text{C}$ )

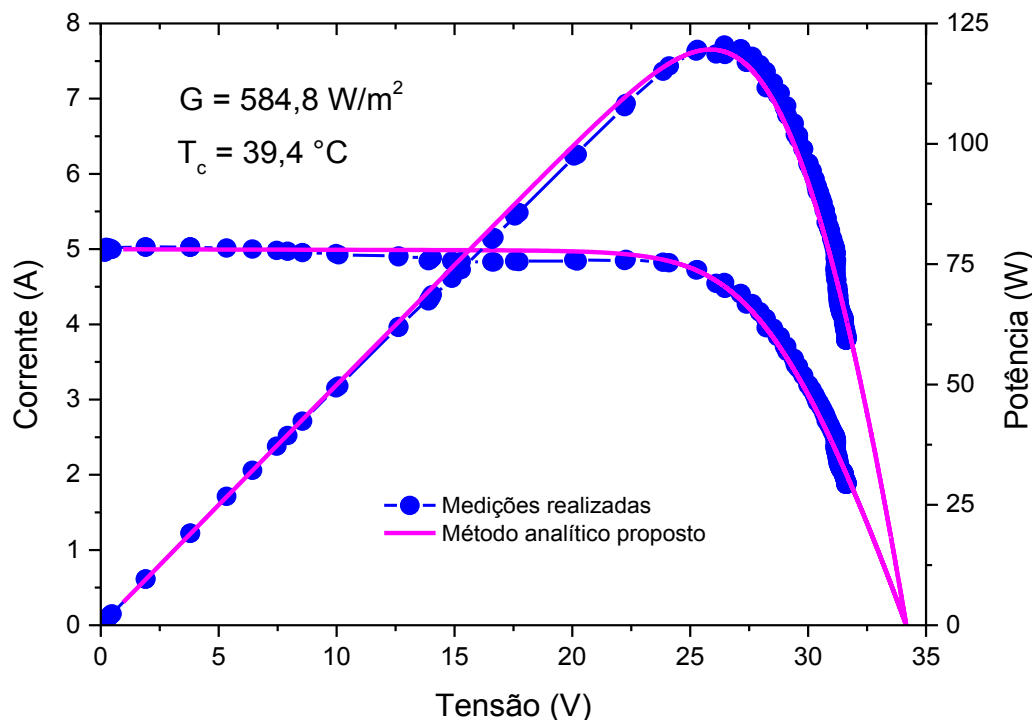


Figura 85: Curva I-V e P-V ( $G = 584,8 \text{ W/m}^2$  e  $T_c = 39,4 \text{ }^\circ\text{C}$ )

### Experimento #2: medições na presença de sombreamento parcial

Similarmente às medições acima reportadas na ausência de sombreamento, experimentos foram repetidos expondo os painéis fotovoltaicos a um sombreamento parcial induzido por telas-filtro. Esta técnica de exposição a um sombreamento parcial foi inspirada no trabalho de Deline *et al.* (2012), que propôs o uso deste tipo de telas semipermeáveis à radiação solar. Essas telas são caracterizadas na Tabela 9.

Tabela 9: Características da tela para sombreamento

Características	
Tipo	Tela para sombreamento
% Sombra	70
Abertura da malha	0,70 (linha vertical) x 1,10 (linha horizontal)
Cor	Preta

Para obter o fator de sombreamento da tela, medições foram realizadas cobrindo o piranômetro com a tela, e posteriormente repetidas sem a sua interferência. Cuidados foram tomados para que o intervalo entre essas medições (com e sem tela) não excedessem 5 minutos. Os experimentos realizados

permitiram determinar o valor do fator de sombreamento da tela utilizada, mostrado ser 0,75 (Figura 86).

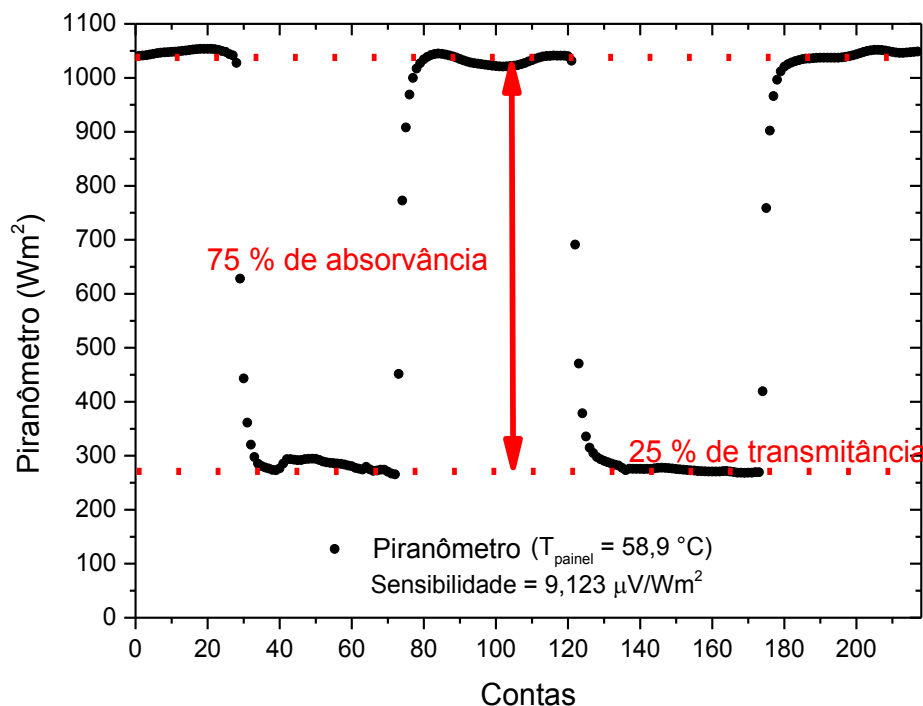


Figura 86: Cálculo do fator de sombreamento da tela

A Figura 87 ilustra a montagem do experimento realizado (medições de tensão e corrente do módulo fotovoltaico) na presença de sombreamento parcial. As características da malha semitransparente utilizada encontram-se documentadas na Tabela 9. A Figura 87 ilustra a situação em que 33 % do painel fotovoltaico foi coberto (sombreado). A Figura 88 mostra a curva característica do módulo fotovoltaico, construída com base em resultados de medições realizadas quando o painel foi exposto a sombreamento parcial (dados coletados no dia 10 de dezembro do 2014), durante o intervalo de tempo entre 12:18:43:480 e 12:22:25:218. Os valores reportados da radiação solar incidente e da temperatura do módulo fotovoltaica referem-se a valores médios nesse intervalo de tempo, para uma carga máxima de  $20 \text{ } \Omega$  (a variação da carga foi realizada manualmente).



Figura 87: Montagem do experimento na presença de sombreamento parcial

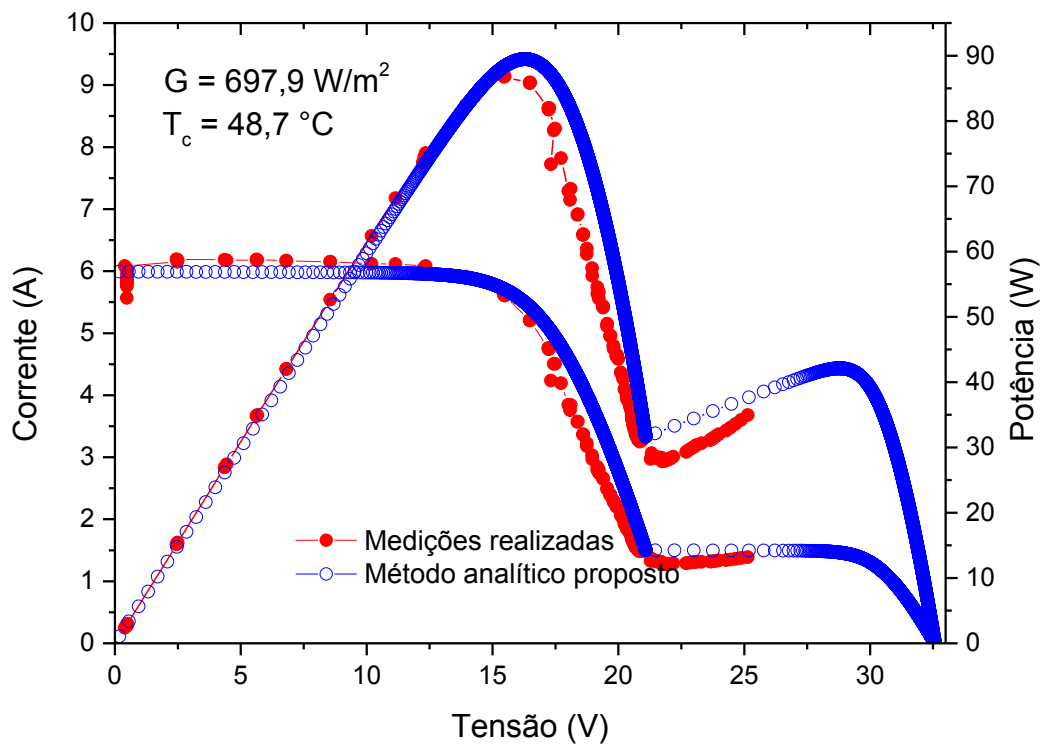


Figura 88: Curva característica I-V e P-V com sombreamento parcial

## **Influência do uso de conversores CC-CC na conversão fotovoltaica em condições adversas de operação: estudo do caso da usina fotovoltaica da Light**

Ao contrário do que usualmente ocorre em projetos de conversão fotovoltaica centralizada de usinas de grande porte, na microgeração distribuída nem sempre é possível assegurar condições adequadas para a conversão fotovoltaica. É quase inevitável, na vizinhança da usina fotovoltaica, a presença de edificações de maior altura, antenas, elementos estéticos arquitetônicos e outros que projetem sombras na superfície dos módulos fotovoltaicos em horários mais variados. Muito frequentemente, também, os telhados disponíveis para a instalação dos módulos fotovoltaicos não estão voltados para as orientações de radiação máxima (norte geográfico), ou não apresentam o ângulo de inclinação mais adequado para a fixação dos módulos fotovoltaicos.

O sombreamento parcial é um efeito adverso que afeta sensivelmente a eficiência da conversão fotovoltaica produzindo perdas significativas. Díaz-Dorado *et al.* (2014) discutem os efeitos do sombreamento parcial em um arranjo de módulos fotovoltaicos, mostrando a redução da potência elétrica e a variação do arranjo fotovoltaico. A Figura 89 ilustra, tomando como referência o caso sem sombreamento, o expressivo impacto que o sombreamento pode causar nas curvas de corrente e potência elétrica (para as situações com ou sem diodo).

Essas curvas referem-se à conversão convencional de energia solar em eletricidade, isto é, um arranjo de módulos fotovoltaicos ligados a um inversor. O arranjo dos módulos fotovoltaicos pode ser em série, paralelo ou numa combinação destes. Cada arranjo possui uma curva característica P-V e I-V, sendo que o arranjo em série é o mais afetado pelo sombreamento parcial (Woyte *et al.*, 2003; Ramabadran e Mathur, 2009; MäKi e Valkealahti, 2012; Pareek *et al.*, 2013). A literatura especializada discute diferentes enfoques para mitigar este efeito (Young-Hyok *et al.*, 2011; Bidram *et al.*, 2012; El-Dein *et al.*, 2013b; a; Webber e Riley, 2013; La Manna *et al.*, 2014). Como foi observado, a potência

elétrica de um arranjo convencional se reduz drasticamente pelo sombreamento parcial, entretanto, outras perdas podem ocorrer comprometendo o processo de conversão CC-CA no inversor.

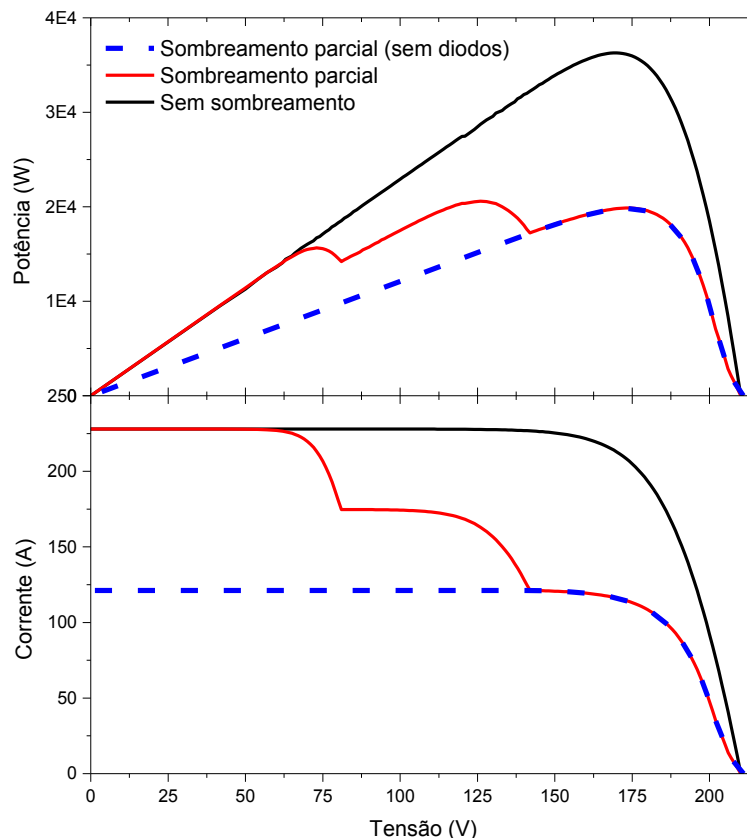


Figura 89: Curvas de P-V e I-V (com e sem: diodos e sombreamento)  
Fonte: baseado nos trabalhos de Patel e Agarwal (2008); Díaz-Dorado *et al.* (2014)

### 5.1.

#### Estudo de caso: usina fotovoltaica no Centro Cultural Light

Esta seção descreve a instalação da usina fotovoltaica instalada no telhado do Museu Light da Energia (Light SESA), sistema conectado à rede elétrica de baixa tensão da Light, objeto do Projeto de Light/Aneel 080/2011, executado pelo Programa de Pós-Graduação em Metrologia da PUC-Rio com a cooperação da Empresa Ecoluz do Brasil Ltda.

### 5.1.1. Localização da instalação

A usina fotovoltaica conectada à rede foi instalada no telhado do Museu Light da Energia (latitude 22°54'6,39''S e longitude 43°11'14,69''O) do Centro Cultural Light, localizado na Av. Marechal Floriano n. 168, Centro, na cidade do Rio de Janeiro. A Figura 90 ilustra a vista superior do telhado do Museu Light da Energia, onde foram instalados os módulos fotovoltaicos.



Figura 90: Usina fotovoltaica instalada no Museu da Energia da Light

### 5.1.2. Condições meteorológicas

A cidade do Rio de Janeiro possui clima tropical semiúmido, com maior concentração de chuvas no verão. A temperatura ambiente média anual varia na faixa de 22 °C a 27 °C, com radiação solar anual média de 1 691 kWh/m<sup>2</sup> (Tabela 10) para as coordenadas geográficas do Museu Light da Energia, conforme ilustrado na Figura 91 (lembramos que: (i) a *radiação global*, é radiação solar total que atinge uma superfície sendo igual a soma da radiação direta e da radiação difusa, (ii) a *radiação difusa* é a luz solar recebida indiretamente, resultante da ação da difração nas nuvens, nevoeiro, poeiras em suspensão e outros obstáculos na atmosfera e (iii) a *radiação direta* é a luz solar recebida diretamente do sol através de um raio solar.).



Tabela 10: Condições meteorológicas da cidade do Rio de Janeiro

Mês	Radiação global horizontal (kWh/m <sup>2</sup> .mês)	Radiação difusa horizontal (kWh/m <sup>2</sup> .mês)	Temperatura ambiente (°C)	Velocidade do vento (m/s)
Janeiro	181,54	88,75	25,89	1,92
Fevereiro	156,58	78,99	26,57	2,03
Março	162,19	74,11	26,65	1,73
Abril	121,68	62,69	26,13	1,69
Maio	119,04	46,97	23,69	1,68
Junho	96,48	42,70	22,87	1,65
Julho	117,55	39,15	21,77	1,76
Agosto	125,74	47,67	22,19	1,87
Setembro	126,72	71,34	22,05	2,12
Outubro	151,03	76,93	23,09	2,23
Novembro	158,40	81,73	23,64	2,05
Dezembro	174,10	86,60	24,99	2,12
<b>Ano</b>	<b>1 691,04</b>	<b>797,64</b>	<b>24,13</b>	<b>1,90</b>

Fonte: Meteonorm, ano de referência 1990

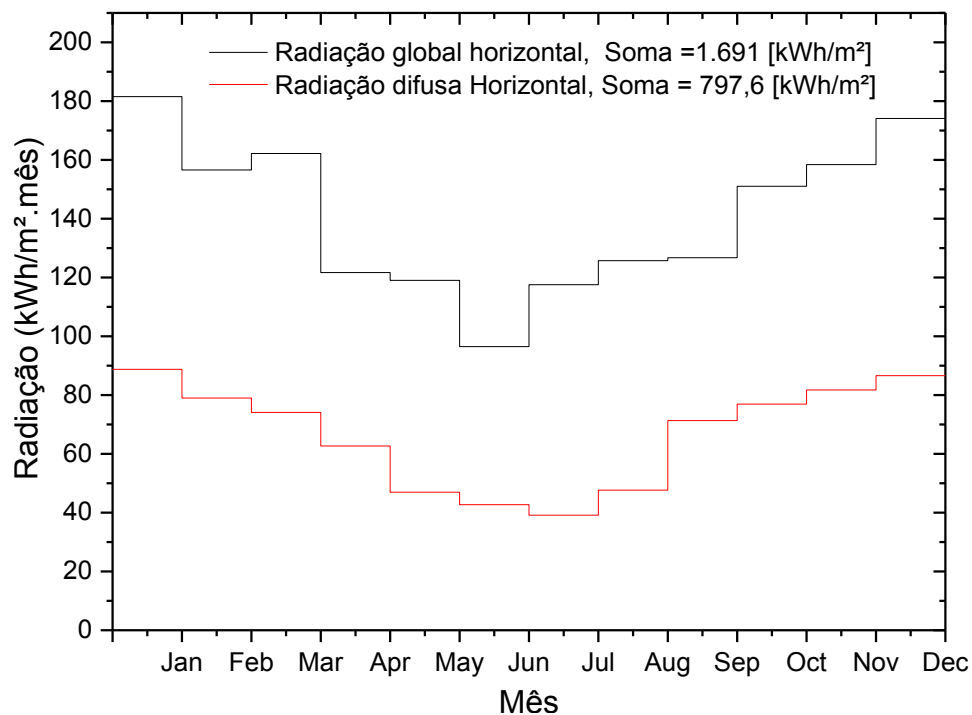


Figura 91: Radiação solar para latitude: -22,90 e longitude: -43,19  
 Fonte: Meteonorm, ano de referência 1990

### 5.1.3.

#### Características do sistema fotovoltaico instalado

Totalizando 102 painéis fotovoltaicos, a potência real instalada na concessionária é de 18 kW. A usina integra: STRING #1, composto de 48 módulos de células de silício amorfo (filme fino, potência máxima de 142 W) do fabricante DuPont Apollo (filmes finos a-Si/ $\mu$ c-Si, Modelo DA142-C1), dispostos nas duas primeiras fileiras (ilustrado no topo da Figura 1); STRING #2, composto de 27 módulos policristalinos do fabricante Yingli Energia (Modelo YL245P-29b, potência máxima de 245 W), dispostos na terceira fileira no telhado e STRING #3, composto de 27 painéis do tipo monocristalino do fabricante Tecnometal DYA Energia Solar (Modelo SV250D20M, potência máxima de 250 W), dispostos na quarta (última) fileira mais baixa do telhado. Os painéis fotovoltaicos selecionados são, todos, certificados (etiquetados) pelo Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), que atua como certificador de equipamentos fotovoltaicos no Brasil.

A Figura 92 mostra outra visão do conjunto dos 102 painéis da usina fotovoltaica (painéis do tipo células de silício amorfo nas primeiras duas colunas, do tipo policristalino na segunda fileira e monocristalino na terceira fila).

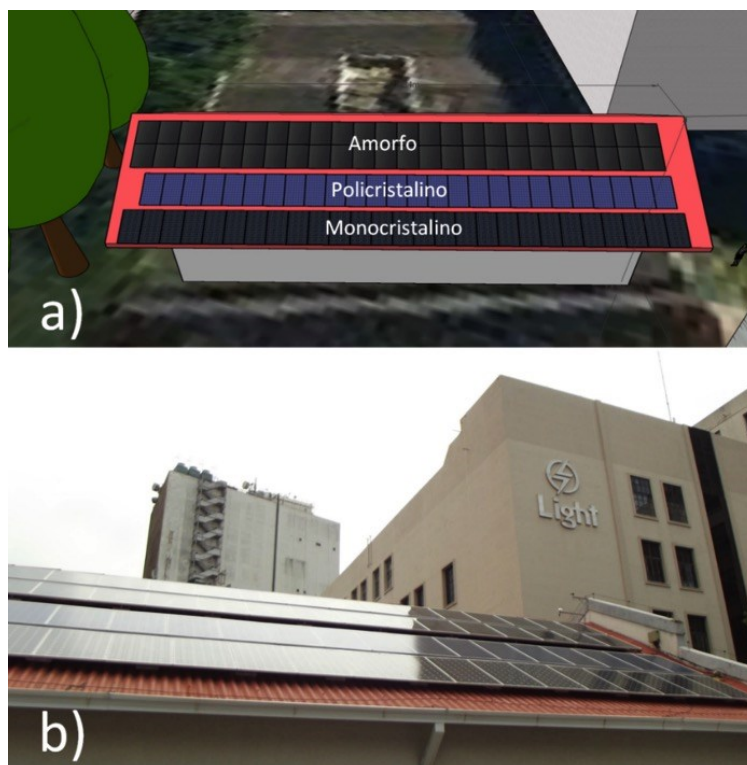


Figura 92: Esquema dos arranjos fotovoltaicos

Conforme pode ser observado, a presença de edificações existentes na vizinhança causa sombreamento parcial, assim comprometendo a eficiência da conversão fotovoltaica. Essa condição adversa foi caracterizada na seção 1, nas figuras 2, 3 e 4. A Figura 93 mostra o mapeamento das sombras no telhado em horários distintos (fotografias realizadas no dia 28 de outubro de 2014).



Figura 93: Sombreamento causado pela presença de árvores

A Figura 94 ilustra o esquema de montagem dos conversores CC-CC (otimizadores de potência) fabricados pela Tigo Energy, pela primeira vez utilizados no Brasil. O sistema Tigo Energy instalado na usina fotovoltaica instalada no telhado do Museu Light da Energia Light compreende (i) 48 unidades do módulo MM-ES170, que são ligados diretamente a cada módulo fotovoltaico amorfo; (ii) 27 unidades do módulo MM-2ES50, que são ligados a cada par de módulos policristalino e 27 módulos da tecnologia de módulos monocristalino. Os conversores CC-CC fabricados pela Tigo Energy são controlados mediante a unidade de gerenciamento MMU com a ajuda de Gateways (radio), assim permitindo que todos estes dados coletados ( $P_{mpp}$ ,  $I_{mpp}$ ,  $V_{mpp}$  e  $T_m$ ) sejam enviados e armazenados na nuvem (base de dados on line) acessável via interface web.

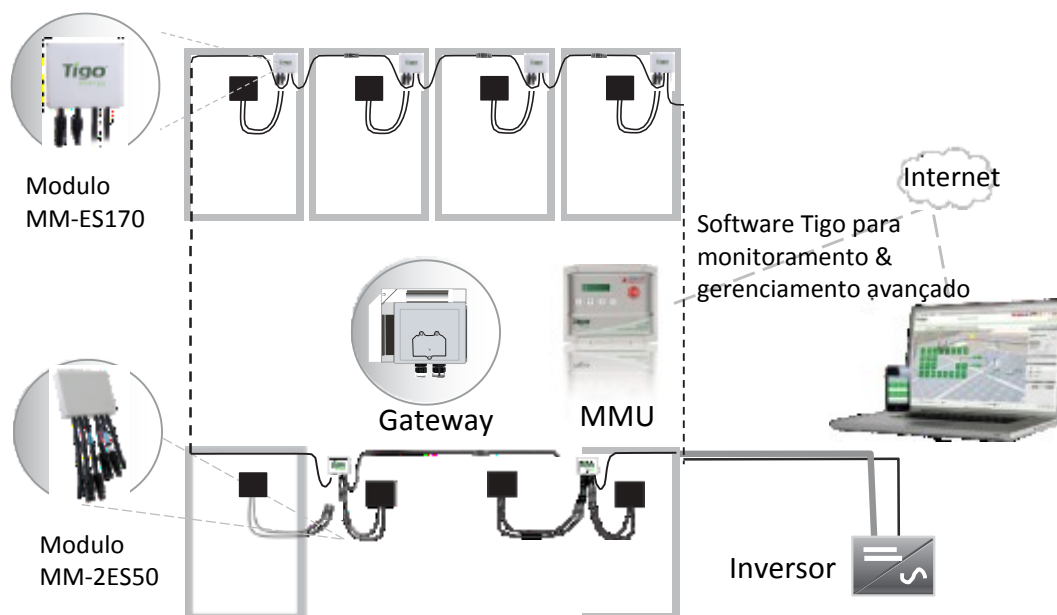


Figura 94: Esquema da instalação dos conversores CC-CC  
Fonte: Tigo Energy (P/N: 002-00038-00)

#### 5.1.3.1. Arranjo fotovoltaico de silício amorfo

A Figura 95 mostra o inversor Fronius IG Plus 60 V-1 (que interliga 48 módulos amorfos totalizando 6,82 kW conectados em 16 grupos de 3 módulos respectivamente).



Figura 95: Imagem do inversor Fronius IG Plus 60 na sala do controle

A Figura 96 apresenta o esquema elétrico do arranjo de painéis amorfos conectados a 48 conversores MM-ES170 Tigo Energy (um para cada módulo fotovoltaico).

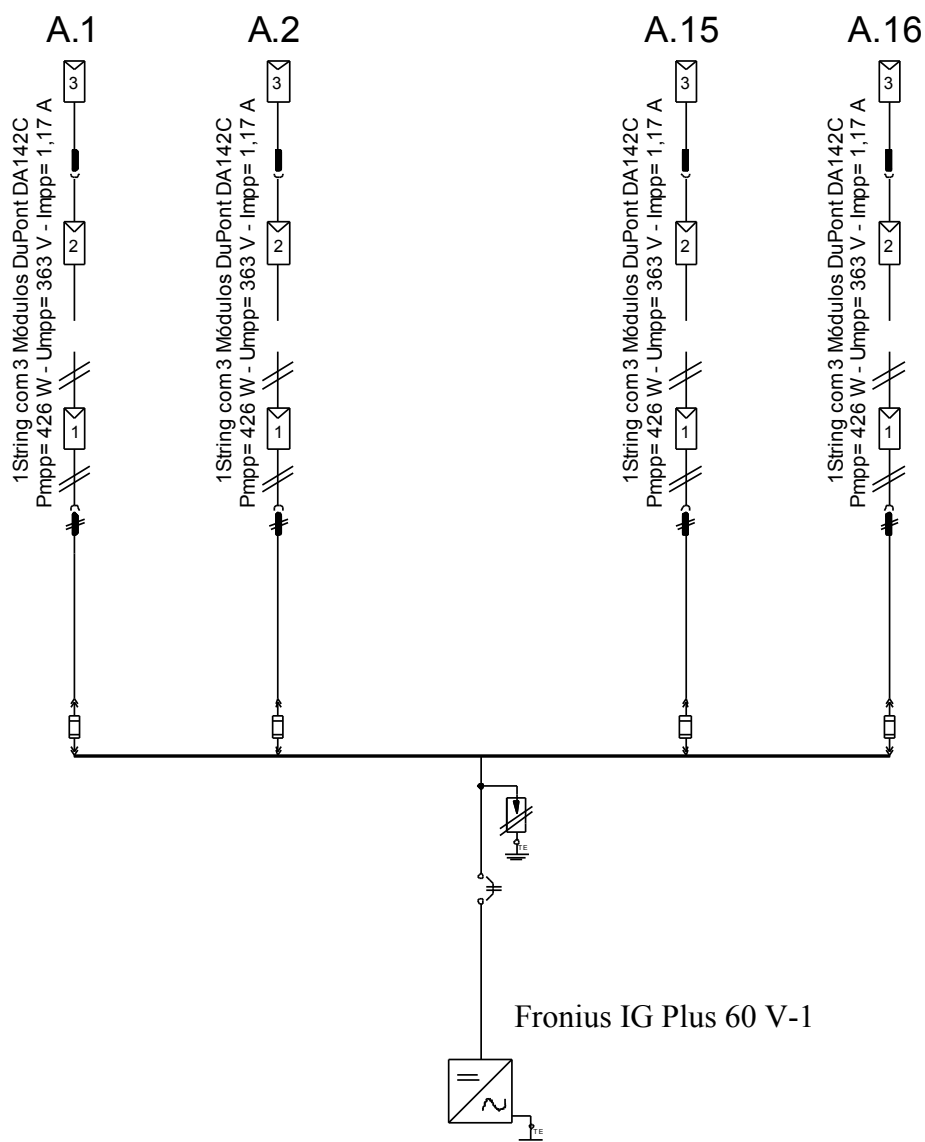


Figura 96: 16 *strings* de 3 módulos amorfos conectados ao inversor

### 5.1.3.2. Arranjo fotovoltaico policristalino

O arranjo fotovoltaico de módulos do tipo policristalino totaliza uma potência máxima de 245 W, interligados a dois inversores Fronius IG-Plus 30V1, ilustrado na Figura 97, a seguir.



Figura 97: Inversores Fronius IG Plus 30 V-1

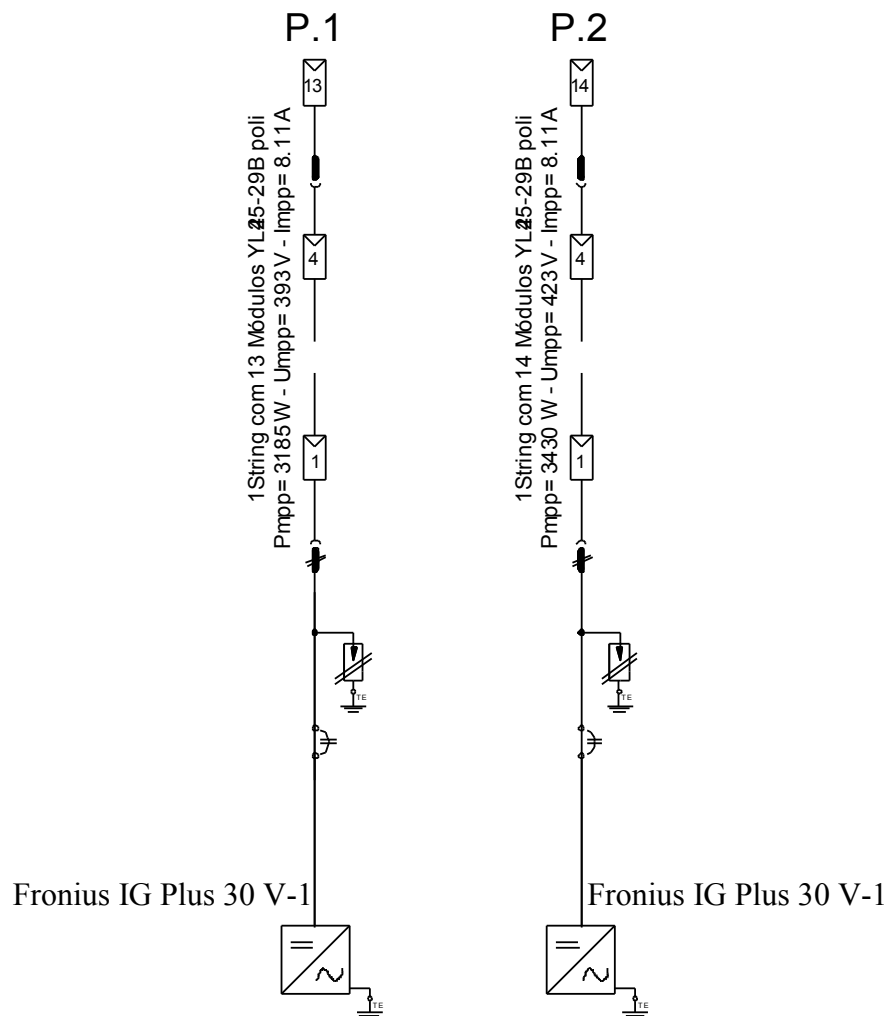


Figura 98: Strings de 13 e 14 módulos do tipo policristalino

Os 27 módulos totalizam uma potência de 6,62 kW e estão divididos em dois grupos de 13 e 14 módulos fotovoltaicos, conforme ilustrado na Figura 98. Este arranjo integra 14 conversores MM-2ES Tigo Energy (um conversor para dois módulos fotovoltaicos).

### 5.1.3.3. Arranjo fotovoltaico monocristalino

O arranjo fotovoltaico monocristalino integra os módulos fotovoltaicos com potência instalada de 250 W (Tabela 11).

Tabela 11: Características técnicas do módulo monocristalino

<b>Fabricante (modelo): Tecnometal (SV250D20)</b>	
<b>Características Elétricas (1 000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C, AM 1.5)</b>	
Potência máxima ( $P_{\text{máx}}$ )	250 W
Eficiência do módulo (%)	15,5
Tensão no ponto de máxima potência ( $V_{\text{mp}}$ )	31,01 V
Corrente no ponto de máxima potência ( $I_{\text{mp}}$ )	8,10 A
Tensão no circuito aberto ( $V_{\text{oc}}$ )	38,17 V
Corrente de curto circuito ( $I_{\text{sc}}$ )	8,80 A
Fonte: INMETRO	

Os 27 módulos instalados somam uma potência de 6,75 kW e estão divididos em dois grupos de 13 e 14 módulos fotovoltaicos, conforme ilustrado na Figura 99, que apresenta dois inversores Fronius IG Plus 30 V-1 (Figura 97).

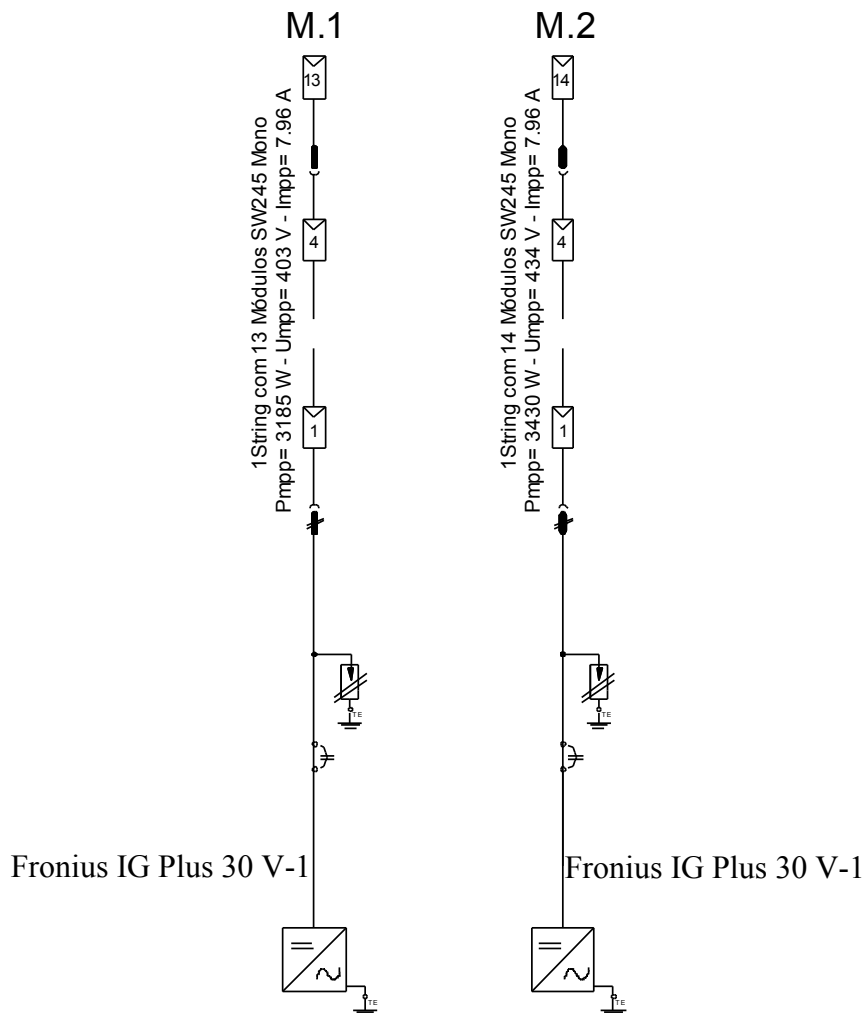


Figura 99: 2 strings de 13 e 14 módulos monocristalino ligados ao inversor

#### 5.1.4. Estimativa de geração do sistema fotovoltaico

Com base nos dados de radiação solar e temperatura da região da cidade do Rio de Janeiro (Meteonorm: banco de dados meteorológicos de referência, Tabela 10) foram realizadas simulações da energia elétrica gerada pelo arranjo amorfo e policristalino. Essas simulações levaram em consideração a inclinação ( $20^\circ$ ) e o azimute ( $-160^\circ$  para PVsyst e  $160^\circ$  para Helioscope) dos módulos para a instalação sem, entretanto, considerar o sombreamento nesse local.

Estes resultados são apresentados nas Tabelas 12 e 13 (48 módulos fotovoltaicos amorfo e 26 módulos fotovoltaicos policristalino).



Tabela 12: Balanço e resultados gerais - Arranjo amorfo

Mês	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Janeiro	181,50	25,89	179,20	1,04	0,99	7,71	7,34
Fevereiro	156,50	26,57	147,90	0,86	0,82	7,71	7,35
Março	162,20	26,65	142,30	0,82	0,78	7,68	7,31
Abril	121,60	26,13	99,70	0,58	0,55	7,70	7,31
Mai	119,00	23,69	85,50	0,49	0,46	7,58	7,18
Junho	96,40	22,87	66,10	0,37	0,35	7,53	7,12
Julho	117,50	21,77	79,30	0,45	0,43	7,53	7,14
Agosto	125,70	22,19	96,30	0,56	0,53	7,72	7,33
Setembro	126,50	22,05	109,80	0,65	0,62	7,86	7,46
Outubro	150,90	23,09	139,80	0,82	0,78	7,83	7,44
Novembro	158,40	23,64	155,80	0,91	0,87	7,79	7,41
Dezembro	174,10	24,99	174,60	1,01	0,97	7,74	7,36
Ano	1 690,30	24,11	1 476,40	8,55	<b>8,13</b>	7,71	7,33

Fonte: PVsyst

Tabela 13: Balanço e resultados gerais - Arranjo policristalino

Mês	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Janeiro	181,50	25,89	179,20	0,95	0,90	12,47	11,84
Fevereiro	156,50	26,57	147,90	0,79	0,75	12,52	11,90
Março	162,20	26,65	142,30	0,76	0,72	12,56	11,92
Abril	121,60	26,13	99,70	0,54	0,51	12,69	11,98
Mai	119,00	23,69	85,50	0,46	0,43	12,67	11,94
Junho	96,40	22,87	66,10	0,35	0,33	12,63	11,86
Julho	117,50	21,77	79,30	0,43	0,40	12,65	11,93
Agosto	125,70	22,19	96,30	0,53	0,50	12,84	12,11
Setembro	126,50	22,05	109,80	0,60	0,57	12,92	12,22
Outubro	150,90	23,09	139,80	0,76	0,72	12,74	12,08
Novembro	158,40	23,64	155,80	0,84	0,80	12,66	12,02
Dezembro	174,10	24,99	174,60	0,93	0,88	12,53	11,90
Ano	1 690,30	24,11	1 476,40	7,92	<b>7,51</b>	12,64	11,97

Fonte: PVsyst

Legendas:

GlobHor: Irradiação global horizontal

T Amb: Temperatura Ambiente

GlobInc: Incidência global no plano do colet.

EArray: Energia efetiva na saída do arranjo

E\_Grid: Energia injetada na rede

EffArrR: Efic. E. saída arranjo/área

EffSysR: Efic. E. saída sistema/área

A relação entre a energia normalizada do arranjo amorfo e o arranjo policristalino para um período de um ano e simulado no PVsyst é mostrado na Figura 100 para a potência nominal de 6,82 kW e 6,37 kW, respectivamente.

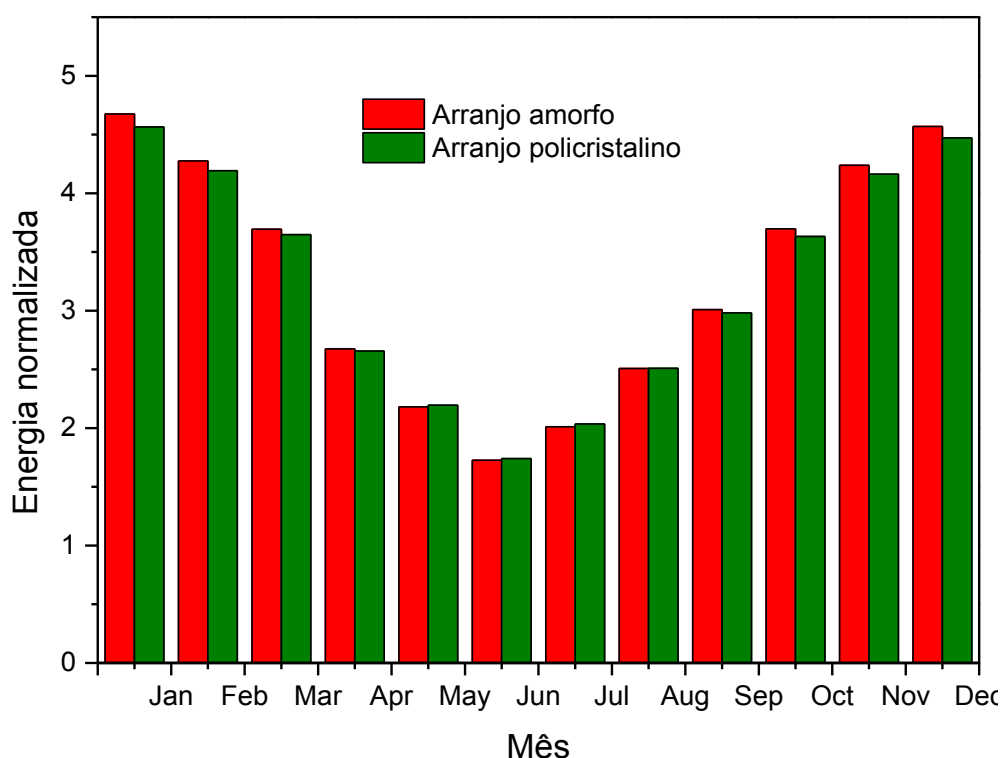


Figura 100: Produções normalizadas (kW instalado)  
Potência nominal 6,82 kW (amorfo) e 6,37 kW (policristalino)

Os resultados da simulação indicam que: (i) o arranjo amorfo com capacidade de 6,82 kW gera 8,13 MWh no período de um ano, com um fator de desempenho de 80,8 % e (ii) o arranjo policristalino com capacidade de 6,37 kW gera 7,51 MWh no período de um ano, com um fator de desempenho de 79,8 %. A Figura 101 e a Figura 102 ilustram diagramas que relacionam a energia solar de entrada com os processos de transformação e suas respectivas perdas e, também, a energia total gerada e injetada na rede pelos arranjos amorfo e policristalino, respectivamente. Esses gráficos contribuem para o entendimento das perdas associadas à conversão fotovoltaica para cada sistema fotovoltaico. Dentre os tipos de perda, as que comprometem a eficiência da conversão fotovoltaica, quedas de temperatura e *mismatch* entre painéis.

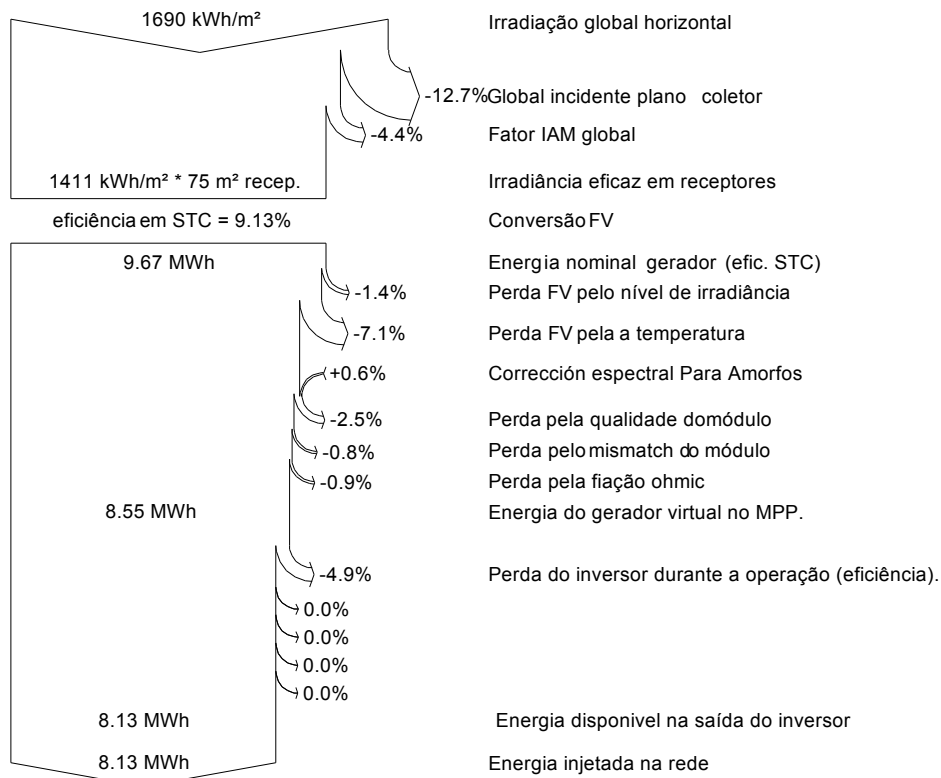


Figura 101: Diagrama da perda da energia ao longo do ano (amorfo)  
Fonte: PVsyst

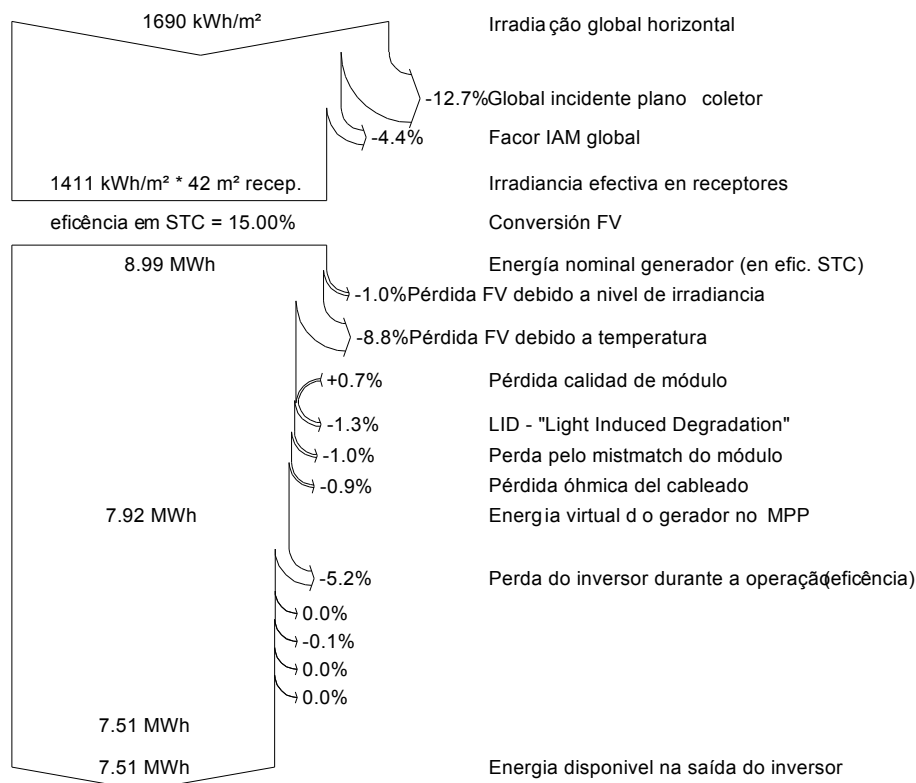


Figura 102: Diagrama da perda da energia ao longo do ano (policristalino)  
Fonte: PVsyst

O sombreamento e a orientação (azimute) no sistema fotovoltaico estudado constituem parâmetros relevantes, já que os módulos fotovoltaicos na instalação do Museu Light da Energia encontram-se expostos para o sul geográfico e não para o norte geográfico, posição esta que asseguraria maior eficiência na conversão fotovoltaica. Este estudo em condições adversas desenvolveu-se com base no software *HelioScope* da *Folsom Labs* para o arranjo policristalino (26 módulos com 6,37 kW). A Figura 103 ilustra o arranjo com uma inclinação de 31°.



Figura 103: Vista da montagem do arranjo fotovoltaico policristalino  
Fonte: HelioScope

A título de ilustração, a Figura 104 exemplifica como varia o azimute em função do posicionamento escolhido do painel no telhado. Embora os módulos instalados no Museu Light da Energia tenham sido montados por escolha da concessionária com um ângulo de azimute de 160 °, o azimute de 360 ° seria o ângulo correto para maximizar a conversão fotovoltaica.

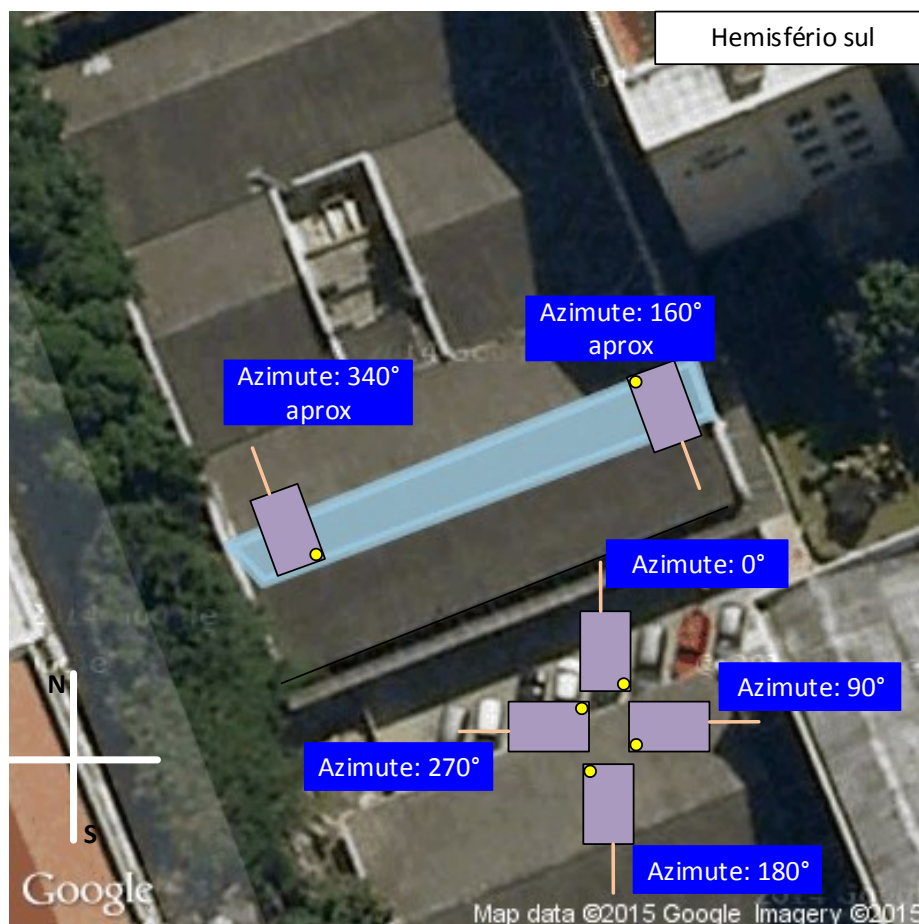


Figura 104: O azimute como é visto pelo HelioScope

A partir dos relatórios gerados pelo *HelioScope*, os 26 módulos Yingli Solar (YL245P-29b) somam uma potência de 6,37 kW e estão divididos em dois grupos de 13 módulos fotovoltaicos, ligados a dois inversores Fronius IG Plus 30 V-1.

Conforme mostrado na Tabela 14, a instalação no azimute de 160° produz 2,14 MWh a menos que seria capaz de produzir se estivesse no azimute de 340° (rotação de 180° em relação a posição anterior); ou seja, uma perda de 27 % na energia produzida.

Tabela 14: Comparação da energia produzida sem sombreamento

Sem sombreamento	Azimute 160 °	Azimute 340 °
Produção anual	7,90 MWh	10,04 MWh
Relação de rendimento	77,2 %	80,2 %
kWh/kW	1 240,4	1 575,6

A Figura 105 ilustra a produção mensal na ausência de sombreamento, do sistema na orientação de 160° e na orientação ideal de 340°.

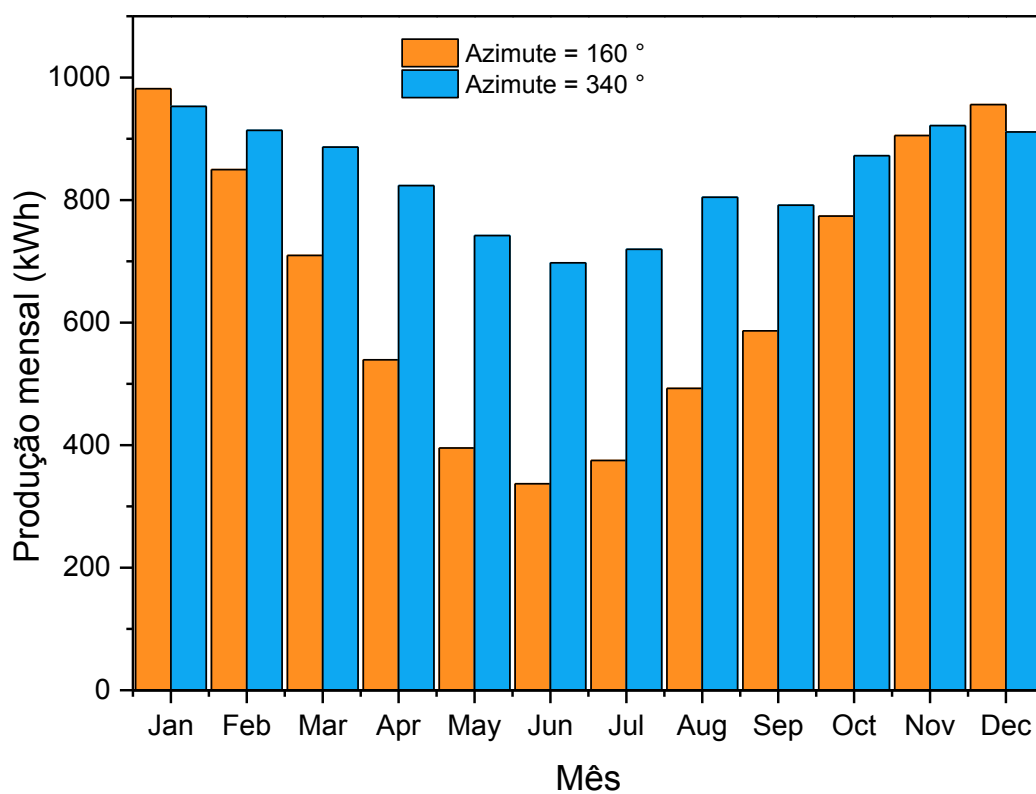


Figura 105: Produção mensal dos arranjos sem sombreamento

Ao introduzir o efeito de sombreamento parcial (ilustrado na Figura 106) da vizinhança da usina fotovoltaica, obtém-se a produção mensal pelo período de um ano como é mostrada na Figura 107 (com sombreamento parcial e sem sombreamento).

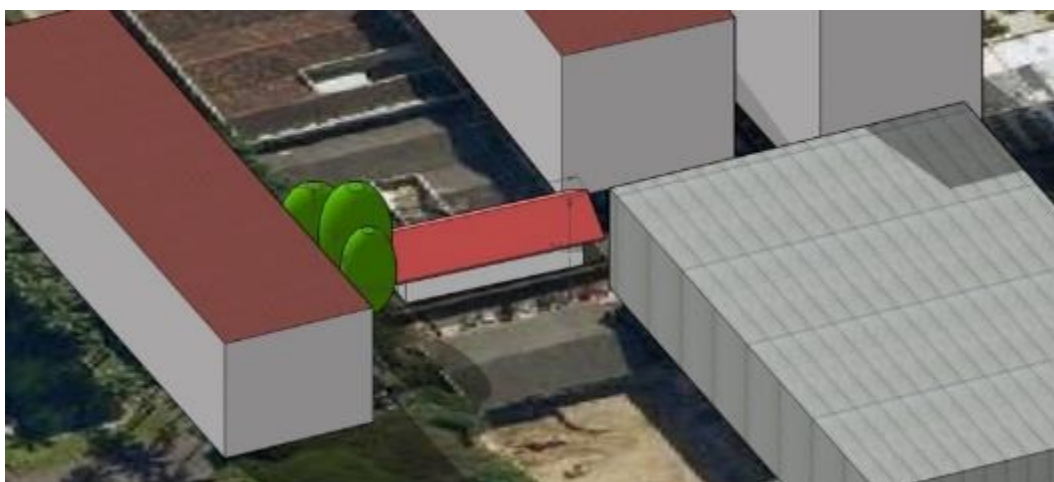


Figura 106: Edificações que geram sombreamento parcial no sistema FV

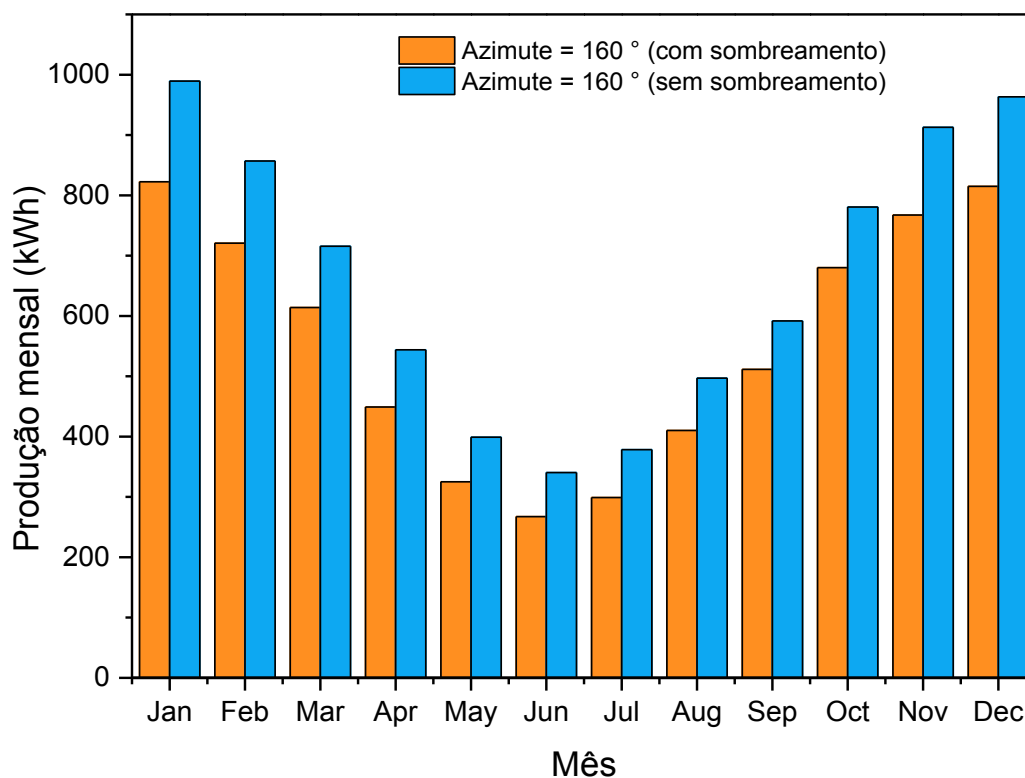


Figura 107: Produção mensal do arranjo com ângulo de azimute de 160°

Similarmente, na presença de sombreamento parcial, o efeito do azimute (de 160° para 340°) impacta 1,218 MWh (17,8 %), conforme documentado nos resultados constantes da Tabela 15.

Tabela 15: Comparação da energia produzida com sombreamento

Com sombreamento	Azimute 160 °	Azimute 340 °
Produção anual	5,62 MWh	6,84 MWh
Relação do rendimento kWh/kW	54,9 %	54,7 %
	882,7	1.073,9

Na sequência, repete-se a análise na ausência e na presença de sombreamento, porém considerando que os painéis estão conectados ao conversor CC-CC da Tigo Energy, modelo MM-ES50 (1 conversor para cada módulo fotovoltaico). A Tabela 16 resume os resultados encontrados.

Tabela 16: Comparação: energia produzida com conversores CC-CC

Azimute	160°		340°	
Sombreamento	Não	Sim	Não	Sim
<b>Produção anual (MWh)</b>	<b>7,97</b>	<b>6,68</b>	<b>10,12</b>	<b>8,23</b>
Relação do rendimento	77,9 %	65,3 %	80,9 %	65,8 %
kWh/kW	1 251,1	1 048,9	1 588,6	1 292,5

A combinação dos resultados das Tabelas 14, 15 e 16 permite avaliar o impacto positivo do uso do conversor CC-CC da TIGO Energy no ganho da energia produzida, conforme resumido na Tabela 17.

Tabela 17: Ganho de energia resultante do uso do conversor CC-CC

[Valores expressos em MWh]			
Azimute = 160°	Sem Conv. CC-CC	Com Conv. CC-CC	Ganho
sem sombra	7,90	7,97	0,9 %
com sombra	5,62	6,68	18,9 %
Azimute = 340°			
sem sombra	10,04	10,12	0,8 %
com sombra	6,84	8,23	20,3 %

Conv. CC-CC: Conversor CC-CC da Tigo Energy

Embora o uso do conversor CC-CC praticamente não produza efeito positivo na ausência de sombreamento (< 1%), na presença de sombreamento a contribuição do conversor CC-CC é expressiva, 18,9% para a instalação com azimute 160° (situação da usina da Light) e 20,3% na posição de azimute 340°. Esta simulação foi realizada com o software *HelioScope* aplicado à tecnologia de painéis do tipo policristalino.

A Figura 108 ilustra, respectivamente, a distribuição da produção mensal nas condições de sombreamento parcial para o azimute de 160°, nas condições sem e com a assistência dos conversores CC-CC da Tigo Energy.



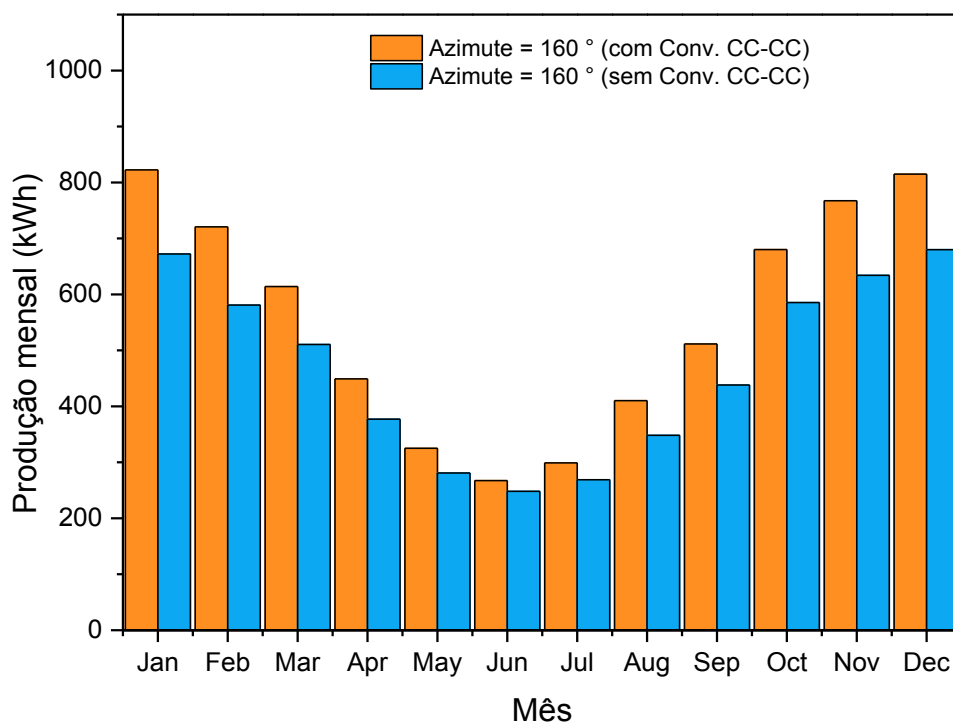


Figura 108: Produção mensal com sombreamento parcial  
(Azimute =160°, com utilização de conversores CC-CC, Tigo Energy)

Já a Figura 109 estabelece a comparação dos dados da Tabela 16, enfatizando, ainda, as limitações impostas à usina da Light com a decisão de instalar os painéis fotovoltaicos no azimute indesejável (isto é: 160°, já que voltados para o sul geográfico) ao invés de instalá-los voltados ao norte geográfico (Azimute 340°). Os dados dessa figura 109 caracteriza, também, as perdas associadas ao sombreamento e os ganhos recuperados com o uso dos conversores CC-CC nas condições de sombreamento.

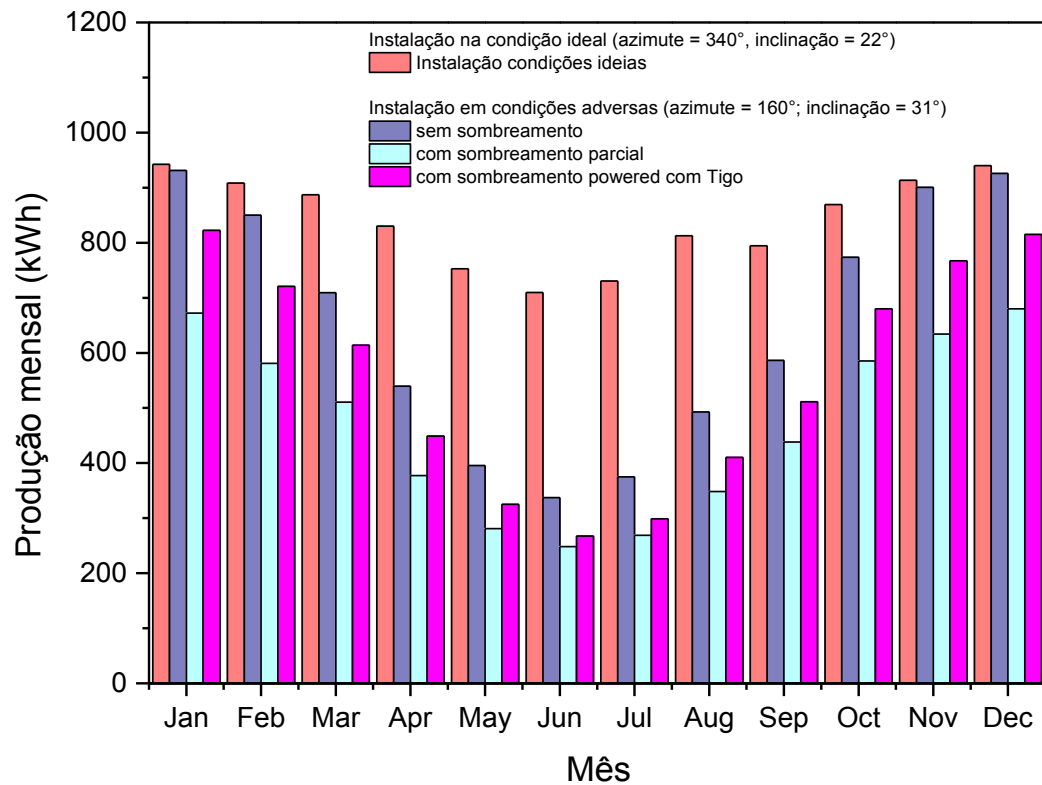


Figura 109: Comparação da produção mensal do arranjo policristalino

Conforme esperado, o comprometimento da instalação no azimute errado é mais acentuado nos meses de inverno que nos meses de verão. Já a contribuição dos conversores CC-CC para compensar o sombreamento se manifesta mais intensamente no período de verão quando a radiação é mais intensa.

As figuras 100 e 111 ilustram, respectivamente, em termos da produção total e em termos percentuais, o ganho de eficiência pelo uso do conversor CC-CC para cada mês do ano.

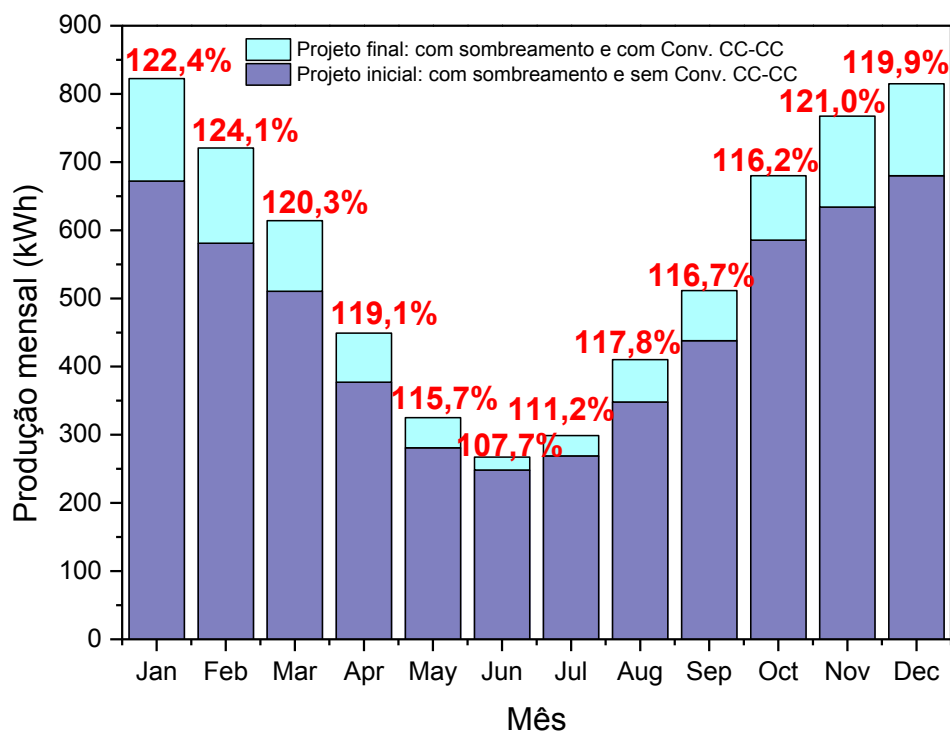


Figura 110: Comparação do arranjo fotovoltaico com o Projeto inicial

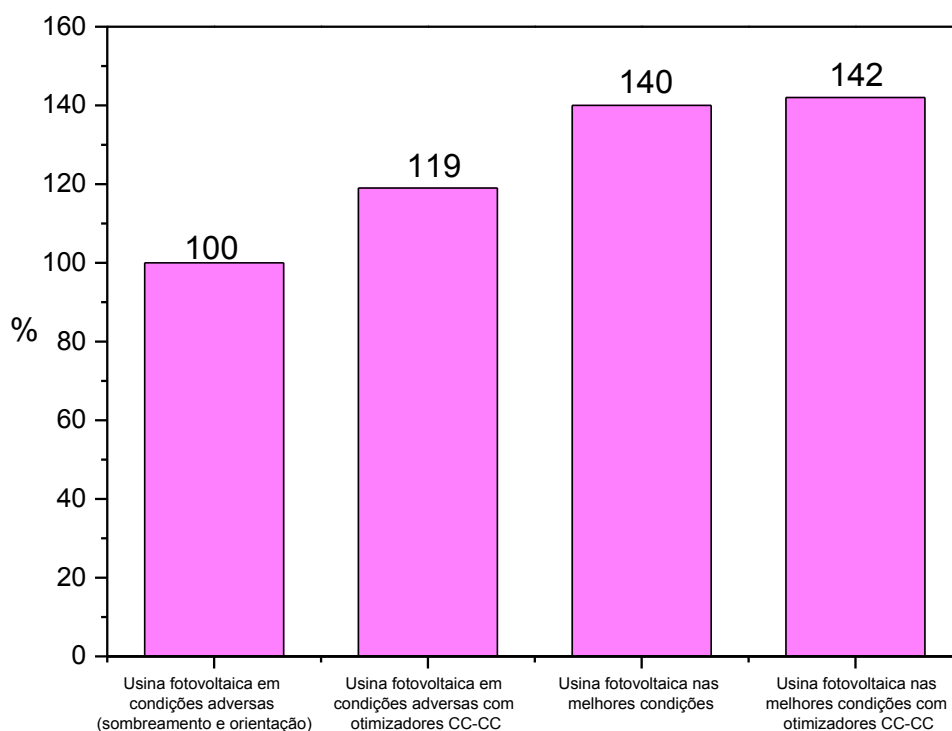


Figura 111: Geração Anual do arranjo em diferentes condições de operação

Uma vantagem incontestável do sistema de gerenciamento dos dados disponibilizados em nuvem da tecnologia de conversores CC-CC da Tigo Energy refere-se à sua capacidade de fazer a gestão individual de cada módulo e de cada

*string*. Essa capacidade técnica inovadora permite identificar problemas que eram impossíveis de serem detectados pela tecnologia convencional, que apenas fornece dados globais do conjunto de painéis conectados a um mesmo inversor. A Figura 112 ilustra uma imagem típica do sistema gestor da Tigo Energy extraída da base de dados no dia 31 de Março do 2015, que permite observar o fenômeno conhecido por *mismatch loss*. Ou seja, não existe nenhuma razão óbvia para que dois painéis de uma mesma tecnologia, produzidos da mesma batelada de material, instalados lado-a-lado (portanto expostos às mesmas condições ambientais e de radiação e no mesmo azimuth) apresentarem desempenhos tão distintos.

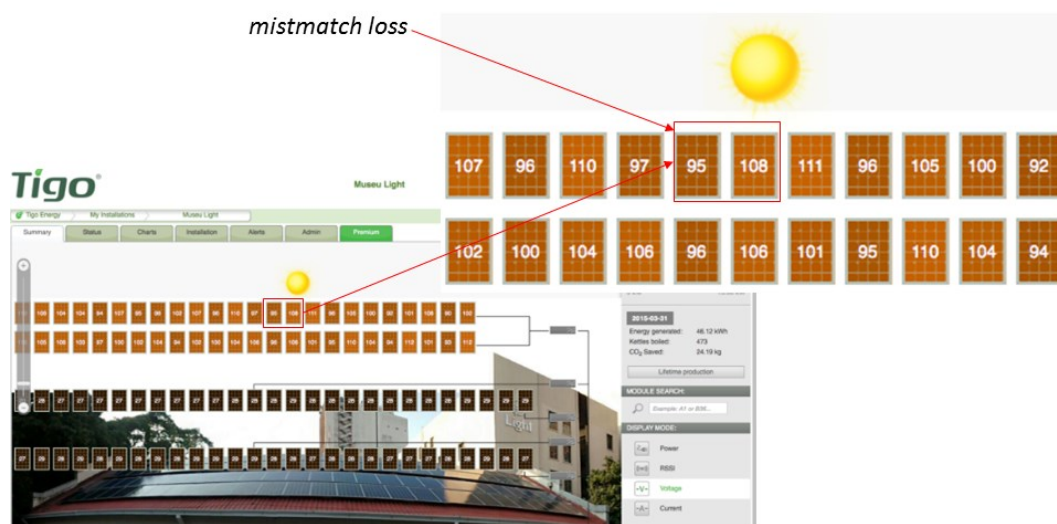


Figura 112: Imagem típica do gestor Tigo Energy da usina Light PV

Esse fenômeno de *mismatch loss* pode ser percebido com mais facilidade pela Figura 112 que mostra painéis similares, montados lado-a-lado e que produzem tensões de circuito fechado (usina em operação). Por exemplo, dois painéis vizinhos mostram tensões de 95 V e de 108 V, que corresponde a uma diferença de 13,7%, impossível de ser explicada por diferenças na radiação incidente.

Esse é apenas um dos diversos aspectos revelados por esse sistema inovador de gestão painel-a-painel e que fundamentará estudos complementares desta pesquisa de mestrado.

A Figura 113 ilustra a produções de energia (que totalizou 46,12 kWh, no dia 31 de Março do 2015) da recém comissionada usina fotovoltaica da Light, utilizada como fonte de estudo de caso desta dissertação.

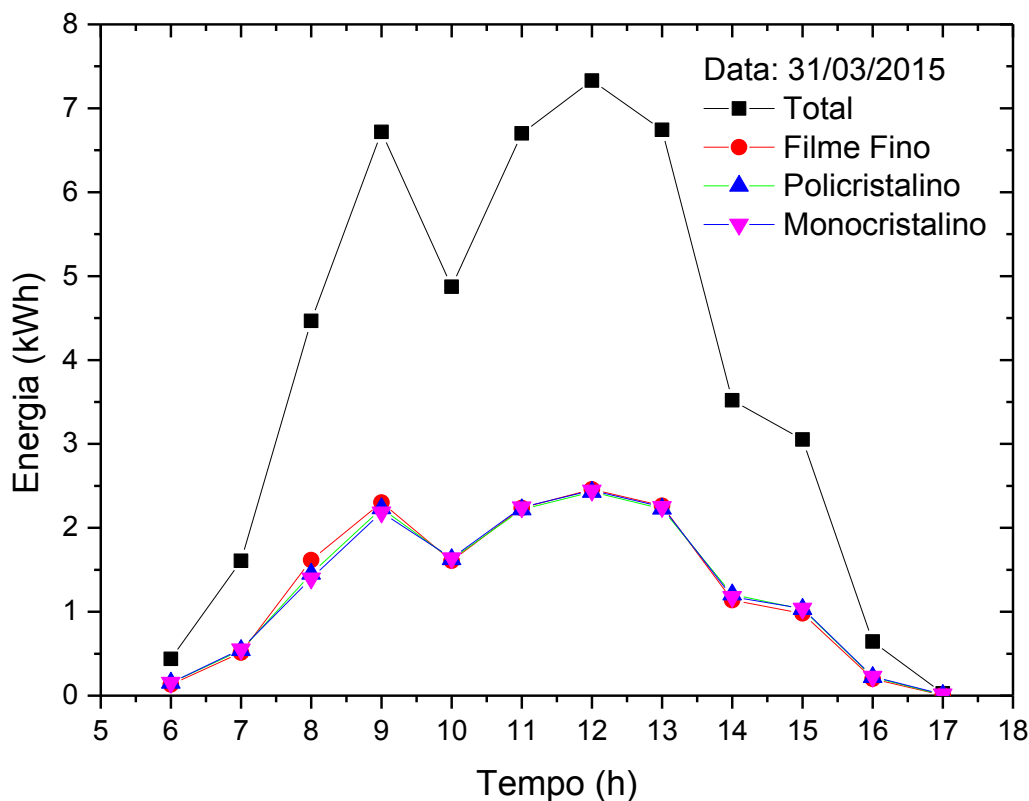


Figura 113: Produção de energia (31/04) do arranjo simulado

A Figura 114 ilustra a produção da energia normalizada na área total de painéis fotovoltaicos (apara cada uma das três tecnologias estudadas), na data 31 de Março de 2014, que representa um dia típico de operação num mês intermediário entre o fim do verão e do outono. Resultados assim estratificados são extremamente úteis para fundamentar outras análises em desdobramentos futuros deste trabalho.

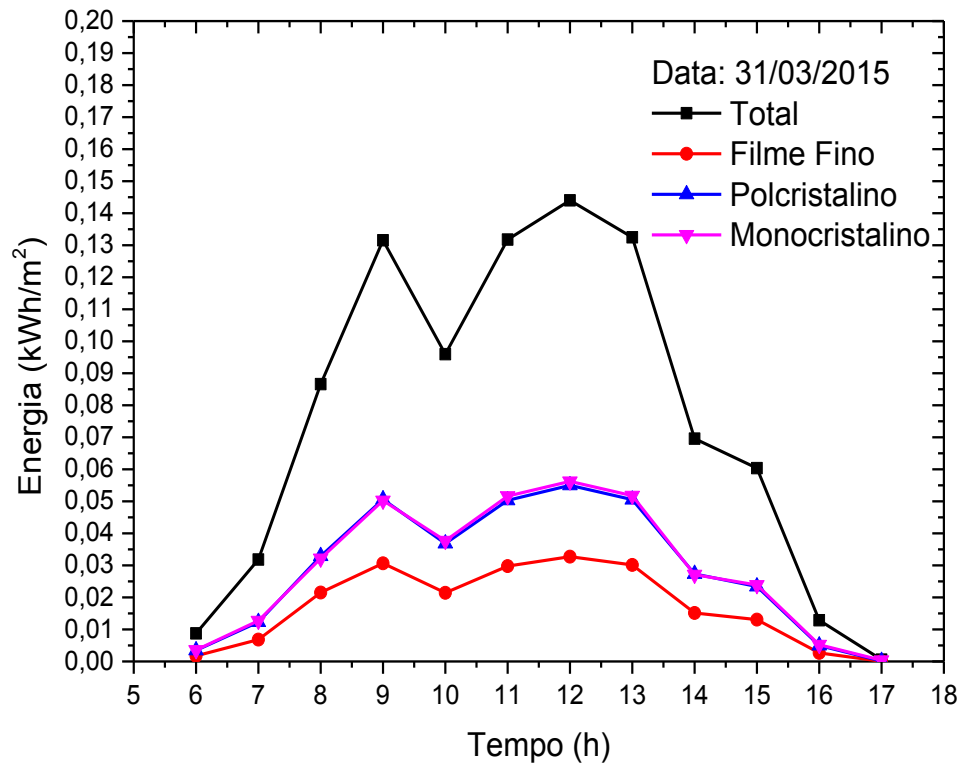


Figura 114: Produção de energia normalizada (31/04) do arranjo simulado

## 6 Conclusões

Em sintonia com os objetivos originalmente formulados, este capítulo apresenta as conclusões mais relevantes do trabalho.

No que concerne ao objetivo geral, foi possível mostrar pela simulação desenvolvida que, de fato, o uso de conversores CC-CC impacta positivamente na eficiência da conversão fotovoltaica em condições adversas de operação (i.e.: na presença de sombreamento parcial dos painéis fotovoltaicos, quando estes indesejavelmente estão voltados para o eixo sul e montados num ângulo de inclinação que não corresponde ao da radiação máxima). Esses dados estão resumidos na Tabela 17, que confirma ganhos de energia da ordem de 20% (20,3% para Azimute de 340° e 18,9% para Azimute de 160°) quando conversores CC-CC são utilizados nas condições adversas de operação acima caracterizadas.

No que concerne aos objetivos específicos, foi possível concluir:

**Objetivo específico #1:** O capítulo 3 dedicou-se a desenvolver a metodologia para estimar os parâmetros elétricos de um painel fotovoltaico a partir de especificações técnicas do fabricante. Conforme documentado na Tabela 2 (Capítulo 3), o método proposto de um único diodo mostrou-se adequado para estimar os Parâmetros Elétricos do modelo:  $I_{ph}(A)$ ,  $I_{sat}(A)$ ,  $R_s(\Omega)$ ,  $R_p(\Omega)$  e  $n$ , cujos resultados foram comparados com resultados consagrados de outros métodos documentados na literatura especializada [Lo Brano e Ciulla (2013), Orioli e Di Gangi (2013)] e dados produzidos por softwares comerciais [PVsyst e CEC-SAM]. Os dados da Figura 50 comprovam a excelente concordância dos resultados do método proposto com os dados da literatura quando todos esses Parâmetros Elétricos são conjuntamente utilizados para calcular as curvas características Tensão-Potência Elétrica (P-V) e Tensão-Corrente Elétrica (V-I) para o caso da tecnologia de painéis policristalinos (Modelo 175GHT-2 do fabricante Kyocera).

**Objetivo específico #2:** O capítulo 4 reúne as evidências que comprovam o desempenho teórico de um módulo fotovoltaico em condições adversas de operação. Para ambas as situações estudadas (de uma única célula e de duas células de um mesmo módulo fotovoltaico), simulações realizadas para diferentes graus de sombreamento parcial (50 % no primeiro caso e com sombreamentos de entre de e entre expostas a sombreamento parcial entre 50 % e 25 % nas células adjacentes 1 e 2), para uma mesma radiação solar incidente induzida no módulo fotovoltaico estudado, confirmam a excelente modelagem realizada e os dados calculados com base no software comercial *PSpice*. A Figura 74 e a Figura 75 ilustram o estudo na primeira situação e os dados da Figura 78 e Figura 79 e 60 os dados da segunda situação estudada, exibindo ótima concordância.

**Objetivo específico #3:** Similarmente ao que foi confirmado para o objetivo #2, este objetivo específico de avaliar o método proposto de um único diodo com dados experimentais realizados no laboratório de Energias Alternativas da PUC-Rio (na cobertura do Edifício da Fundação padre Leonel Franca) foi alcançado dada a boa concordância obtida. Os dados das Figura 83, da Figura 84 e da Figura 85 (Curva característica I-V e P-V sem sombreamento), bem como os dados da Figura 88 (Curva característica I-V e P-V com sombreamento parcial) confirmam a boa concordância obtida para o caso do painel fotovoltaico fabricado pela Sun Earth Solar Power, modelo TPB156X156-60-P, de 235 W (policristalino).

Complementando os objetivos perseguidos neste trabalho, o estudo de caso caracterizado no capítulo 5 (Estudo de caso no âmbito do desenvolvimento do Projeto de P&D Light/Aneel 080/2011), explicitou as vantagens competitivas do uso de conversores CC-CC, assim permitindo o gerenciamento painel-a-painel da usina fotovoltaica, gerenciamento esse revelador de episódios não detectáveis pelas tecnologias supervisórias tradicionais. O trabalho destacou, também, os ganhos introduzidos pelo uso dos conversores CC-CC forçando a conversão fotovoltaica ocorrer na vizinhança da condição de operação de potência máxima.

Finalmente considerado promissor, a usina fotovoltaica recentemente instalada no telhado do Museu Light da energia, nas instalações do Centro Cultural da Light (Light SESA), integrando três tecnologias distintas de painel fotovoltaico (amorfo, poli e monocristalino) e fazendo uso de um gerenciador de



dados em nuvem que permite acesso remoto via internet, deve ser percebida como uma usina-laboratório que abre uma nova frente de pesquisa para avançar o conhecimento sobre fenômenos não completamente compreendidos pelos estudiosos da área.

## 7

### Recomendações

- Monitoramento da Usina Fotovoltaica Light durante o seu primeiro ano da operação, tendo em vista que esta foi instalada como usina-laboratório que permite acesso remoto.
- Implementar ferramentas de simulação que levem em conta os efeitos adversos de operação.

## Referências bibliográficas

AAZOU, S.; ASSAID, E. M. Modelling real photovoltaic solar cell using Maple. Microelectronics (ICM), 2009 International Conference on, 2009, 19-22 Dec. 2009. p.394-397.

ABNT. **NBR 10899: Energia solar fotovoltaica - Terminologia** ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. ABNT NBR 10899:2013 11 p. 2013.

ALONSO-GARCÍA, M. C.; RUIZ, J. M.; CHENLO, F. Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 90, n. 3, p. 329-340, 2/15/ 2006. ISSN 0927-0248. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024805001145>>.

ALQAHTANI, A. H. A simplified and accurate photovoltaic module parameters extraction approach using matlab. Industrial Electronics (ISIE), 2012 IEEE International Symposium on, 2012, 28-31 May 2012. p.1748-1753.

AOUN, N. et al. Evaluation and Validation of Equivalent Five-Parameter Model Performance for Photovoltaic Panels Using Only Reference Data. **Energy and Power Engineering**, v. 6, p. 235-245, 2014.

APPELBAUM, J.; PELED, A. Parameters extraction of solar cells – A comparative examination of three methods. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 122, n. 0, p. 164-173, 3// 2014. ISSN 0927-0248. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024813005813>>.

ARAÚJO, G. L. 3 “La célula solar”. In: (Ed.). **Electricidad Solar Fotovoltaica: sistemas fotovoltaicos autónomos**, 1985. cap. Parte I: Fundamentos de la electricidad solar fotovoltaica,

ASHCROFT, N. W.; MERMIN, N. D. **Solid State Physics**. Saunders College, 1976.

ATTIVISSIMO, F. et al. On the performance of the double-diode model in estimating the maximum power point for different photovoltaic technologies. **Measurement**, v. 46, n. 9, p. 3549-3559, 11// 2013. ISSN 0263-2241. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263224113002650>>.

AZIZ, A. et al. Symbolization of the electric diagram of the marketed solar panels in the Orcad-Pspice environment. **Moroccan Journal of Condensed Mater**, v. 7, n. 1, p. 38-41, 2006.

BAI, J. et al. Characteristic output of PV systems under partial shading or mismatch conditions. **Solar Energy**, v. 112, p. 41-54, 2015. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X14005568>>.

BANGYIN, L. et al. Analysis and Improvement of Maximum Power Point Tracking Algorithm Based on Incremental Conductance Method for Photovoltaic Array. Power Electronics and Drive Systems, 2007. PEDS '07. 7th International Conference on, 2007, 27-30 Nov. 2007. p.637-641.

BANU, I. V.; BENIUGA, R.; ISTRATE, M. Comparative analysis of the perturb-and-observe and incremental conductance MPPT methods. 2013 - 8th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering, ATEE 2013, 2013.

BANWELL, T. C.; JAYAKUMAR, A. Exact analytical solution for current flow through diode with series resistance. **Electronics Letters**, v. 36, n. 4, p. 291-292, 2000. ISSN 0013-5194.

BASHAHU, M.; NKUNDABAKURA, P. Review and tests of methods for the determination of the solar cell junction ideality factors. **Solar Energy**, v. 81, n. 7, p. 856-863, 7// 2007. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X06002842>>.

BECQUEREL, A. E. Memoire sur les effets d'electricques produits sous l'influence des rayons solaires. **Comptes Rendus Hebdomadaires des Séances de l'Académie des Sciences**, v. 9, p. 561-567, 1839a.

\_\_\_\_\_. Recherches sur les effets de la radiation chimique de la lumière solaire, au moyen des courants électriques. **Comptes Rendus Hebdomadaires des Séances de l'Académie des Sciences**, v. 9, p. 145-149, 1839b.

BELUCO, A.; SOUZA, P. K.; KRENZINGER, A. PV hydro hybrid systems. **Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)**, v. 6, n. 7, p. 626-631, 2008. ISSN 1548-0992. Acesso em: 04/08/2014.

BESSER, D. A.; MATAN, S. **Power extractor for impedance matching**. Patent US 7960870 B2. XSLENT ENERGY TECHNOLOGIES, L.: Patent US 7960870 B2 2011.

BIDRAM, A.; DAVOUDI, A.; BALOG, R. S. Control and Circuit Techniques to Mitigate Partial Shading Effects in Photovoltaic Arrays. **Photovoltaics, IEEE Journal of**, v. 2, n. 4, p. 532-546, 2012. ISSN 2156-3381.

BÖER, K. W. The Photovoltaic Effect. In: (Ed.). **Survey of Semiconductor Physics**: Springer Netherlands, v.2, 1992. cap. 21, p.701-719. ISBN 978-94-010-5293-1.

BROWN, A. S.; GREEN, M. A. Detailed balance limit for the series constrained two terminal tandem solar cell. **Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures**, v. 14, n. 1-2, p. 96-100, April 2002. ISSN 1386-9477. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1386947702003648> >. Acesso em: 01/08/2014.

BURGER, B. et al. Module integrated electronics - An overview. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2010, Valencia, Spain. p.3700-3707.

CAN, H.; ICKILLI, D. Parameter Estimation in Modeling of Photovoltaic Panels Based on Datasheet Values. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 136, n. 2, p. 021002-021002, 2013. ISSN 0199-6231. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1115/1.4024923> >.

CANDIDO, D. B. et al. Implementation of a stand-alone photovoltaic system based on decentralized dc-dc converters. Power Electronics Conference, 2009. COBEP '09. Brazilian, 2009, Sept. 27 2009-Oct. 1 2009. p.174-180.

CARLSON, D. E.; WRONSKI, C. R. Amorphous silicon solar cell. **Applied Physics Letters**, v. 28, n. 11, p. 671-673, 1976. Disponível em: < <http://scitation.aip.org/content/aip/journal/apl/28/11/10.1063/1.88617> >. Acesso em: 31/07/2014.

CARMO, D. L. D. **Metodologia para identificação de potenciais usuários de conversão fotovoltaica: estudo de caso de grandes clientes de uma concessionária de energia elétrica**. 2014. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Metrologia para a Qualidade e Inovação, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

CARRERO, C. et al. Accurate and fast convergence method for parameter estimation of PV generators based on three main points of the I-V curve. **Renewable Energy**, v. 36, n. 11, p. 2972-2977, 11// 2011. ISSN 0960-1481. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148111001698> >.

CASTANER, L.; SILVESTRE, S. **Modelling photovoltaic systems using PSpice**. John Wiley and Sons, 2002. ISBN 0470845279.

CELIK, A. N.; ACIKGOZ, N. Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models. **Applied Energy**, v. 84, n. 1, p. 1-15, 1// 2007. ISSN 0306-2619. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261906000511> >.

COOK, G.; BILLMAN, L.; ADCOCK, R. **Photovoltaic Fundamentals**. National Renewable Energy Laboratory, p.68. 1995. (DOE/CH10093-117-Rev. 1)

CORLESS, R. M. et al. On the LambertW function. **Advances in Computational Mathematics**, v. 5, n. 1, p. 329-359, 1996. Disponível em: < <http://link.springer.com/10.1007/BF02124750> >.

COTFAS, D. T.; COTFAS, P. A.; KAPLANIS, S. Methods to determine the dc parameters of solar cells: A critical review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 28, n. 0, p. 588-596, 12// 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113005571> >.

CUBAS, J.; PINDADO, S.; DE MANUEL, C. New Method for Analytical Photovoltaic Parameters Identification: Meeting Manufacturer's Datasheet for Different Ambient Conditions. In: ORAL, A. Y.; BAHSI, Z. B., *et al* (Ed.). **International Congress on Energy Efficiency and Energy Related Materials (ENEFM2013)**: Springer International Publishing, v.155, 2014. cap. 21, p.161-169. (Springer Proceedings in Physics). ISBN 978-3-319-05520-6.

CUI, Y. *et al*. PROTEUS-based simulation platform to study the photovoltaic cell model under partially shaded conditions. Electric Information and Control Engineering (ICEICE), 2011 International Conference on, 2011, 15-17 April 2011. p.3446-3449.

CZARKOWSKI, D. 13 - DC-DC Converters. In: RASHID, M. H. (Ed.). **Power Electronics Handbook (Third Edition)**. Boston: Butterworth-Heinemann, 2011. p.249-263. ISBN 978-0-12-382036-5.

CZOCHRALSKI, J. Ein neues Verfahren zur Messung der Kristallisationsgeschwindigkeit der Metalle. **Zeitschrift für Physikalische Chemie**, v. 92, p. 219-221, 1918.

CHAN, D. S. H.; PHANG, J. C. H. Analytical methods for the extraction of solar-cell single- and double-diode model parameters from I-V characteristics. **Electron Devices, IEEE Transactions on**, v. 34, n. 2, p. 286-293, 1987. ISSN 0018-9383.

CHARLES, J. P. *et al*. A practical method of analysis of the current-voltage characteristics of solar cells. **Solar Cells**, v. 4, n. 2, p. 169-178, 9// 1981. ISSN 0379-6787. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0379678781900673> >.

CHAUREY, A.; KANDPAL, T. C. Assessment and evaluation of PV based decentralized rural electrification: An overview. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 8, p. 2266-2278, October 2010. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110001164> >. Acesso em: 04/08/2014.

CHENNI, R. *et al*. A detailed modeling method for photovoltaic cells. **Energy**, v. 32, n. 9, p. 1724-1730, 9// 2007. ISSN 0360-5442. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544206003501> >.

CHIHCHIANG, H.; JONG RONG, L. DSP-based controller application in battery storage of photovoltaic system. Industrial Electronics, Control, and Instrumentation, 1996., Proceedings of the 1996 IEEE IECON 22nd International Conference on, 1996, 5-10 Aug 1996. p.1705-1710 vol.3.

CHIHCHIANG, H.; JONGRONG, L.; CHIHMING, S. Implementation of a DSP-controlled photovoltaic system with peak power tracking. **Industrial Electronics, IEEE Transactions on**, v. 45, n. 1, p. 99-107, 1998. ISSN 0278-0046.

CHOUDE, A.; SILVESTRE, S. Analysis Model of Mismatch Power Losses in PV Systems. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 131, n. 2, p. 024504-024504, 2009. ISSN 0199-6231. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1115/1.3097275> >.

CHUANCHAIYAKUL, N.; CHAITUSANEY, S. Calculation of shading effect in PV module by graphical method with experimental validation. Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2013 10th International Conference on, 2013, 15-17 May 2013. p.1-5.

DAVID, F. *et al*. **Photovoltaic (PV) Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections**. 2012

DE BLAS, M. A. *et al*. Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices. **Renewable Energy**, v. 25, n. 3, p. 371-380, 3// 2002. ISSN 0960-1481. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148101000568> >.

DE SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. **Solar Energy**, v. 80, n. 1, p. 78-88, 1// 2006. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X05002410> >.

DELINE, C. et al. A performance and economic analysis of distributed power electronics in photovoltaic systems. **Contract**, v. 303, p. 275-3000, 2011.

DELINE, C. et al. Photovoltaic shading testbed for module-level power electronics. **Contract**, v. 303, p. 275-3000, 2012.

DENG, X.; SCHIFF, E. A. Amorphous Silicon-Based Solar Cells. In: (Ed.). **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**: John Wiley & Sons, Ltd, 2005. cap. 12, p.505-565. ISBN 9780470014004.

DEUTSCHE GESELLSCHAFT, F. S. **Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers**. Earthscan Publications Ltd., 2008. ISBN 1844074420. Acesso em: 27/07/2014.

DERE, N. G. et al. The reliability of bypass diodes in PV modules. 2013. p.88250I-88250I-8.

DI DIO, V. et al. A mathematical model to determine the electrical energy production in photovoltaic fields under mismatch effect. Clean Electrical Power, 2009 International Conference on, 2009, 9-11 June 2009. p.46-51.

DI PIAZZA, M.; VITALE, G. DC/DC Power Converters. In: (Ed.). **Photovoltaic Sources**: Springer London, 2013. cap. 7, p.203-251. (Green Energy and Technology). ISBN 978-1-4471-4377-2.

DI PIAZZA, M. C.; VITALE, G. **Photovoltaic Sources**. London: Springer London, 2013. ISBN 978-1-4471-4377-2. Disponível em: < <http://link.springer.com/10.1007/978-1-4471-4378-9> >.

DÍAZ-DORADO, E.; CIDRÁS, J.; CARRILLO, C. Discrete I-V model for partially shaded PV-arrays. **Solar Energy**, v. 103, n. 0, p. 96-107, 5// 2014. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X14000668> >.

DÍAZ-DORADO, E. et al. Influence of the shadows in photovoltaic systems with different configurations of bypass diodes. Power Electronics Electrical Drives Automation and Motion (SPEEDAM), 2010 International Symposium on, 2010, 14-16 June 2010. p.134-139.

DING, J.; RADHAKRISHNAN, R. A new method to determine the optimum load of a real solar cell using the Lambert W-function. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 92, n. 12, p. 1566-1569, 12// 2008. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024808002262> >.

DING, K. et al. A simplified model for photovoltaic modules based on improved translation equations. **Solar Energy**, v. 101, n. 0, p. 40-52, 3// 2014. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13005331> >.

DINIZ, A. S. A. C. et al. Review of the photovoltaic energy program in the state of Minas Gerais, Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 6, p. 2696-2706, August 2011. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211100102X> >. Acesso em: 04/08/2014.

DOBOS, A. P. An Improved Coefficient Calculator for the California Energy Commission 6 Parameter Photovoltaic Module Model. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 134, n. 2, p. 021011-021011, 2012. ISSN 0199-6231. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1115/1.4005759> >.

DOBZAN, L. et al. Comparison of electrical characteristics of silicon solar cells. **Journal of Achievements in Materials and manufacturing Engineering**, v. 18, n. 1-2, p. 215-218, 2006. Disponível em: < [http://www.journalamme.org/papers\\_amme06/1306.pdf](http://www.journalamme.org/papers_amme06/1306.pdf) >. Acesso em: 17/06/2014.

DONG, J.; ZHANG, C.-J.; LI, Y.-B. Comparison of duty ratio perturbation & observation and reference voltage perturbation & observation methods applied in MPPT. Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC), 2012 7th International, 2012, 2-5 June 2012. p.1358-1362.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4th. John Wiley & Sons, 2013. 936 ISBN 978-0-470-87366-3.

EICKER, U. **Solar Technologies for Buildings**. John Wiley & Sons, 2003. ISBN 978-0-471-48637-4.

EL-DEIN, M. Z. S.; KAZERANI, M.; SALAMA, M. M. A. Optimal Photovoltaic Array Reconfiguration to Reduce Partial Shading Losses. **Sustainable Energy, IEEE Transactions on**, v. 4, n. 1, p. 145-153, 2013a. ISSN 1949-3029.

\_\_\_\_\_. An Optimal Total Cross Tied Interconnection for Reducing Mismatch Losses in Photovoltaic Arrays. **Sustainable Energy, IEEE Transactions on**, v. 4, n. 1, p. 99-107, 2013b. ISSN 1949-3029.

EL CHAAR, L.; LAMONT, L. A.; EL ZEIN, N. Review of photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 5, p. 2165-2175, June 2011. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111000050> >. Acesso em: 28/07/2014.

EL TAYYAN, A. PV system behavior based on datasheet. **Journal of Electron Devices**, v. 9, n. 20011, p. 335-341, 2011.

EL TAYYAN, A. A. An approach to extract the parameters of solar cells from their illuminated IV curves using the Lambert W function. **Turkish Journal of Physics**, p. 1-15, 2014.

ENEBISH, N. et al. Numerical analysis of solar cell current-voltage characteristics. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 29, n. 3, p. 201-208, 4// 1993. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0927024893900352> >.

FARRET, F. A.; SIMÕES, M. G. Photovoltaic Power Plants. In: (Ed.). **Integration of Alternative Sources of Energy**: John Wiley & Sons, Inc., 2006. cap. 6, p.129-158. ISBN 9780471755623.

FEDRIZZI, M. C.; ZILLES, R.; SAUER, I. L. Implantação de sistemas de bombeamento fotovoltaico em comunidades tradicionais Questões a se considerar. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 10, p. 12-09-12-16, 2006. Disponível em: < <http://www.asades.org.ar/modulos/averma/trabajos/2006/2006-t012-a002.pdf> >. Acesso em: 04/08/2014.

FEJFAR, A. et al. Model of electronic transport in microcrystalline silicon and its use for prediction of device performance. **Journal of Non-Crystalline Solids**, v. 338-340, n. 0, p. 303-309, June 2004. ISSN 0022-3093. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0022309304001371> >. Acesso em: 31/07/2014.

FEMIA, N. et al. Perturb and observe MPPT technique robustness improved. Industrial Electronics, 2004 IEEE International Symposium on, 2004, 4-7 May 2004. p.845-850 vol. 2.

FEMIA, N. et al. **Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems**. CRC Press, 2012. ISBN 978-1-4665-0691-6. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1201/b14303-1> >.

FIALHO, L. et al. Effect of Shading on Series Solar Modules: Simulation and Experimental Results. **Procedia Technology**, v. 17, p. 295-302, 2014. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212017314004769> >.

GADJEVA, E.; HRISTOV, M. Behavioral parameterized SPICE models of photovoltaic modules. Mixed Design of Integrated Circuits and Systems (MIXDES), 2013 Proceedings of the 20th International Conference, 2013, 20-22 June 2013. p.355-359.

GARCÍA, M. et al. Observed degradation in photovoltaic plants affected by hot-spots. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 22, n. 12, p. 1292-1301, 2014. ISSN 1099-159X. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1002/pip.2393> >.

GARCÍA, M. C. A. et al. Thermal and electrical effects caused by outdoor hot-spot testing in associations of photovoltaic cells. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 11, n. 5, p. 293-307, 2003. ISSN 1099-159X. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1002/pip.490> >.

GEHRLICHER SOLAR SPAIN. **Ecoluz Gehrlicher Solar do Brasil completes the construction and commissioning of the photovoltaic plant of Pituaçu football stadium in Salvador de Bahia (Brazil)** Salvador de Bahia, Brazil 2012.

GERMAN FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS et al. **World Record Solar Cell with 44.7% Efficiency**. <http://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/press-releases/presseinformationen-2013/world-record-solar-cell-with-44.7-efficiency>: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: 6 p. 2013.

GHANI, F.; DUKE, M. Numerical determination of parasitic resistances of a solar cell using the Lambert W-function. **Solar Energy**, v. 85, n. 9, p. 2386-2394, 9// 2011. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X1100243X> >.

GHANI, F.; DUKE, M.; CARSON, J. Numerical calculation of series and shunt resistances and diode quality factor of a photovoltaic cell using the Lambert W-function. **Solar Energy**, v. 91, n. 0, p. 422-431, 5// 2013. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X12003295> >.

GHANI, F. et al. The numerical calculation of single-diode solar-cell modelling parameters. **Renewable Energy**, v. 72, n. 0, p. 105-112, 12// 2014. ISSN 0960-1481. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114003759> >.

GOETZBERGER, A.; KNOBLOCH, J.; VOSS, B. **Crystalline Silicon Solar Cells**. John Wiley & Sons, 1998. 254 ISBN 978-0-471-97144-3.

GOW, J. A.; MANNING, C. D. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. **Electric Power Applications, IEE Proceedings -**, v. 146, n. 2, p. 193-200, 1999. ISSN 1350-2352.

GRAY, J. L. The Physics of the Solar Cell. In: (Ed.). **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**: John Wiley & Sons, Ltd, 2011. p.82-129. ISBN 9780470974704.

GREEN, M. Photovoltaics: coming of age. 21st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1990, Orlando, USA. May. p.1-8.

GREEN, M. A. et al. Solar cell efficiency tables (version 44). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 22, p. 701-710, July 2014. ISSN 1099-159X. Disponível em: < <http://doi.wiley.com/10.1002/pip.2525> >. Acesso em: 10/7/2014.

GUERRERO, J. et al. Analysis of mismatch and shading effects in a photovoltaic array using different technologies. **IOP Conference Series: Materials Science and Engineering**, v. 59, n. 1, p. 012007, 2014. ISSN 1757-899X. Disponível em: < <http://stacks.iop.org/1757-899X/59/i=1/a=012007> >.

HADAR, R.; ARDITI, S. **Systems and methods to balance solar panels in a multi-panel system**. Patent US 20150028683 A1 TIGO ENERGY, I.: Patent US 20150028683 A1 2014.

HADJ ARAB, A.; CHENLO, F.; BENGHANEM, M. Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems. **Solar Energy**, v. 76, n. 6, p. 713-723, // 2004. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X0400012X> >.

HÄNNI, S. et al. High-efficiency microcrystalline silicon single-junction solar cells. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 5, p. 821-826, 2013. ISSN 1099-159X. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1002/pip.2398> >. Acesso em: 31/07/2014.

HANSEN, C. W. Estimation of Parameters for Single Diode Models Using Measured IV Curves. 39th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Tampa, FL, 2013.

HANSEN, C. W.; LUKETA-HANLIN, A.; STEIN, J. S. Sensitivity of Single Diode Models for Photovoltaic Modules to Method Used for Parameter Estimation. 2013.

HECKTHEUER, L.; KRENZINGER, A. Uso de Diodos de Bypass e de Bloqueio na Proteção de Sistemas Fotovoltaicos. **Anais do CONEM 2000**, v. CD-ROM, 2000.

HEJRI, M. et al. On the Parameter Extraction of a Five-Parameter Double-Diode Model of Photovoltaic Cells and Modules. **Photovoltaics, IEEE Journal of**, v. 4, n. 3, p. 915-923, 2014. ISSN 2156-3381.



HERRMANN, W.; WIESNER, W.; VAASSEN, W. Hot spot investigations on PV modules-new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes. Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE, 1997, 29 Sep-3 Oct 1997. p.1129-1132.

HERSCH, P.; ZWEIBEL, K. **Basic photovoltaic principles and methods**. Solar Energy Research Inst., Golden, CO (USA). 1982

HOHM, D. P.; ROPP, M. E. Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, programmable, maximum power point tracking test bed. Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE, 2000, 2000. p.1699-1702.

HOLMAN, J. **Experimental Methods for Engineers**. 8th. McGraw-Hill Science, 2011. 800 ISBN 0073529303

9780073529301.

HUSSEIN, K. H. et al. Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-**, v. 142, n. 1, p. 59-64, 1995. ISSN 1350-2360.

IEA PVPS PROGRAMME. **Trends In Photovoltaic Applications**. 2013. (978-3-906042-14-5)

ISHAQUE, K.; SALAM, Z. A comprehensive MATLAB Simulink PV system simulator with partial shading capability based on two-diode model. **Solar Energy**, v. 85, n. 9, p. 2217-2227, 2011. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X11002118> >.

J. MCCANN, M. et al. A review of thin-film crystalline silicon for solar cell applications. Part 1: Native substrates. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 68, n. 2, p. 135-171, May 2001. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024800002427> >. Acesso em: 29/07/2014.

JAIN, A.; KAPOOR, A. Exact analytical solutions of the parameters of real solar cells using Lambert W-function. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 81, n. 2, p. 269-277, 2/6/ 2004. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024803002605> >.

JAIN, A.; SHARMA, S.; KAPOOR, A. Solar cell array parameters using Lambert W-function. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 90, n. 1, p. 25-31, 1/6/ 2006. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024805000334> >.

JUSOH, A. B.; MOHAMMED, O. J. E. I.; SUTIKNO, T. Variable step size Perturb and observe MPPT for PV solar applications. **Telkommika (Telecommunication Computing Electronics and Control)**, v. 13, n. 1, p. 1-12, 2015. Disponível em: < <http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-84923167397&partnerID=40&md5=bef9f86405c34916927b1e8bdce14464> >.

KARATEPE, E.; BOZTEPE, M.; ÇOLAK, M. Development of a suitable model for characterizing photovoltaic arrays with shaded solar cells. **Solar Energy**, v. 81, n. 8, p. 977-992, 2007. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X06003070> >.

KASPER, M.; BORTIS, D.; KOLAR, J. W. Classification and Comparative Evaluation of PV Panel-Integrated DC-DC Converter Concepts. **Power Electronics, IEEE Transactions on**, v. 29, n. 5, p. 2511-2526, 2014. ISSN 0885-8993.

KAUSHIKA, N. D.; RAI, A. K. An investigation of mismatch losses in solar photovoltaic cell networks. **Energy**, v. 32, n. 5, p. 755-759, 5// 2007. ISSN 0360-5442. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544206001423> >.

KENNERUD, K. L. Analysis of Performance Degradation in CdS Solar Cells. **Aerospace and Electronic Systems, IEEE Transactions on**, v. AES-5, n. 6, p. 912-917, 1969. ISSN 0018-9251. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1109/TAES.1969.309966> >.

KHAN, B. H. **Non-conventional energy resources**. Tata McGraw-Hill Education, 2006. 335 ISBN 0070606544.

KISH, G. J.; LEE, J. J.; LEHN, P. W. **Modelling and control of photovoltaic panels utilising the incremental conductance method for maximum power point tracking.** *IET Renewable Power Generation*: Institution of Engineering and Technology. 6: 259-266 p. 2012.

KITTEL, C. **Introduction to Solid State Physics.** 7th. John Wiley & Sons, 1986.

KUBBA, Z. M. Measuring the effect of cell mismatch on PSPICE module model output. **Baghdad Science Journal**, v. 7, n. 3, 2010.

KUBBA, Z. M. Analysis of Partially Shaded PSPICE-PV Modules for Series-Parallel and TCT Configuration. **Journal of Al-Nahrain University**, v. 16, n. 4, p. 94-100, 2013.

KUMAR, S.; HAWK, R. M. Thin Film Deposition of Silicon for Solar Cell Applications. **Journal of the Arkansas Academy of Science**, v. 51, p. 109, 1997. Acesso em: 31/07/2014.

LA MANNA, D. et al. Reconfigurable electrical interconnection strategies for photovoltaic arrays: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 33, n. 0, p. 412-426, 5// 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114000926> >.

LAMBERT, J. H. Observationes variae in mathesin puram. **Acta Helvetica, physico-mathematico-anatomico-botanico-medica**, v. 3, p. 128-168, 1758.

LAUDANI, A. et al. Very Fast and Accurate Procedure for the Characterization of Photovoltaic Panels from Datasheet Information. **International Journal of Photoenergy**, v. 2014, p. 10, 2014. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1155/2014/946360> >.

LINEYKIN, S.; AVERBUKH, M.; KUPERMAN, A. An improved approach to extract the single-diode equivalent circuit parameters of a photovoltaic cell/panel. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 30, n. 0, p. 282-289, 2// 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113007144> >.

LIU, S.; DOUGAL, R. A. Dynamic multiphysics model for solar array. **Energy Conversion, IEEE Transactions on**, v. 17, n. 2, p. 285-294, 2002. ISSN 0885-8969.

LO BRANO, V.; CIULLA, G. An efficient analytical approach for obtaining a five parameters model of photovoltaic modules using only reference data. **Applied Energy**, v. 111, n. 0, p. 894-903, 11// 2013. ISSN 0306-2619. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261913005539> >.

LO BRANO, V.; ORIOLI, A.; CIULLA, G. On the experimental validation of an improved five-parameter model for silicon photovoltaic modules. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 105, n. 0, p. 27-39, 10// 2012. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024812002620> >.

LO BRANO, V. et al. An improved five-parameter model for photovoltaic modules. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 94, n. 8, p. 1358-1370, 8// 2010. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024810001686> >.

LUN, S.-X. et al. A new explicit I-V model of a solar cell based on Taylor's series expansion. **Solar Energy**, v. 94, n. 0, p. 221-232, 8// 2013. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13001539> >.

LYNN, P. A. **Electricity from Sunlight: An Introduction to Photovoltaics.** John Wiley & Sons, 2010. 238 ISBN 978-0-470-74560-1.

MA, T.; YANG, H.; LU, L. Development of a model to simulate the performance characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules/strings/arrays. **Solar Energy**, v. 100, n. 0, p. 31-41, 2// 2014. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13005203> >.

MÄKI, A.; VALKEALAHTI, S. Power Losses in Long String and Parallel-Connected Short Strings of Series-Connected Silicon-Based Photovoltaic Modules Due to Partial Shading Conditions. **Energy Conversion, IEEE Transactions on**, v. 27, n. 1, p. 173-183, 2012. ISSN 0885-8969.

MAKOTO, K. Present Status and Future Prospects of Silicon Thin-Film Solar Cells. **Japanese Journal of Applied Physics**, v. 50, n. 3R, p. 030001, 2011. ISSN 1347-4065. Disponível em: < <http://stacks.iop.org/1347-4065/50/i=3R/a=030001> >. Acesso em: 31/07/2014.

MAKRIDES, G. et al. Potential of photovoltaic systems in countries with high solar irradiation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 2, p. 754-762, February 2010. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032109001634> >. Acesso em: 23/7/2014.

MARKVART, T. **Solar electricity**. John Wiley & Sons, 2000. ISBN 0471988529.

MASTERS, G. M. **Renewable and efficient electric power systems**. John Wiley & Sons, 2013. ISBN 1118633490.

MEIER, J. et al. Intrinsic microcrystalline silicon ( $\mu\text{c-Si:H}$ )-a promising new thin film solar cell material. Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1994, 1994 IEEE First World Conference on, 1994, December. p.409-412.

MEIER, J. et al. On the Way Towards High Efficiency Thin Film Silicon Solar Cells by the "Micromorph" Concept. **MRS Online Proceedings Library**, v. 420, p. null-null, 1996. ISSN null. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1557/PROC-420-3> >. Acesso em: 1996.

MEILLAUD, F. et al. Limiting factors in the fabrication of microcrystalline silicon solar cells and microcrystalline/amorphous ('micromorph') tandems. **Philosophical Magazine**, v. 89, n. 28-30, p. 2599-2621, 2009/10/01 2009. ISSN 1478-6435. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1080/14786430902738772> >. Acesso em: 2014/08/01.

MENDONÇA, M. A. F. et al. Energização rural comunitária: experiências com sistemas fotovoltaicos. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 10, p. 12-39-12-46, 2006. ISSN 0329-5184 Disponível em: < <http://www.asades.org.ar/modulos/averma/trabajos/2006/2006-t012-a006.pdf> >. Acesso em: 04/08/2014.

MERMOUD, A.; LEJEUNE, T. **Performance assessment of a simulation model for PV modules of any available technology** 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. Valencia, Spain: 5 p. 2010.

MESSINGER, R. A.; VENTRE, J. **Photovoltaic Systems Engineering**. 3rd. CRC Press, 2010. ISBN 9781439802922.

MOBALLEGH, S.; JIANG, J. Partial shading modeling of photovoltaic system with experimental validations. Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, 2011, 24-29 Jul 2011. p.1-9.

MOHAN, N.; UNDELAND, T. M.; ROBBINS, W. P. **Power Electronics: Converters, Applications and Design**. United States of America: Wiley, 2002. ISBN 978-0-471-22693.

MOHAPATRA, A.; NAYAK, B. K.; MOHANTY, K. B. Comparative study on single diode photovoltaic module parameter extraction methods. Power, Energy and Control (ICPEC), 2013 International Conference on, 2013, 6-8 Feb. 2013. p.30-34.

MOLENBROEK, E.; WADDINGTON, D. W.; EMERY, K. A. Hot spot susceptibility and testing of PV modules. Photovoltaic Specialists Conference, 1991., Conference Record of the Twenty Second IEEE, 1991, 7-11 Oct 1991. p.547-552 vol.1.

MORANTE, F.; ZILLES, R. Energy demand in solar home systems: the case of the communities in Ribeira Valley in the state of São Paulo, Brazil. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 9, n. 5, p. 379-388, July 2001. ISSN 1099-159X. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1002/pip.382> >. Acesso em: 04/08/2014.

MURTAZA, A. F. et al. Comparative analysis of maximum power point tracking techniques for PV applications. Multi Topic Conference (INMIC), 2013 16th International, 2013, 19-20 Dec. 2013. p.83-88.

NAIK, A.; YARAGATTI, U. Modeling a grid connected photovoltaic system with perturb and observe based maximum power point tracking. **Distributed Generation and Alternative Energy**

**Journal**, v. 28, n. 4, p. 49-72, 2013. Disponível em: <

<http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-84897785738&partnerID=40&md5=f57abeaca8937152c6e6390fa55a607a> >.

NAYAK, B. K.; MOHAPATRA, A.; MOHANTY, K. B. Parameters estimation of photovoltaic module using nonlinear least square algorithm: A comparative study. India Conference (INDICON), 2013 Annual IEEE, 2013, 13-15 Dec. 2013. p.1-6.

NDIAYE, A. et al. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. **Solar Energy**, v. 96, n. 0, p. 140-151, October 2013. ISSN 0038-092X. Disponível em: <  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13002703> >. Acesso em: 15/7/2014.

NEMSI, S. et al. Comparative study between two maximum power point tracking (MPPT) techniques for photovoltaic system. **Revue des Energies Renouvelables**, v. 16, n. 4, p. 773-782, 2013.

INTERNATIONAL STANDARDS ORGANIZATION, ISO 9847:1992. **Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer** 1992.

NOUAR, A. et al. Evaluation and Validation of Equivalent Five-Parameter Model Performance for Photovoltaic Panels Using Only Reference Data. **Energy and Power Engineering**, v. 6, n. 9, p. 235-245, 2014.

ODEH, I.; YOHANIS, Y. G.; NORTON, B. Economic viability of photovoltaic water pumping systems. **Solar Energy**, v. 80, n. 7, p. 850-860, July 2006. ISSN 0038-092X. Disponível em: <  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X0500191X> >. Acesso em: 03/07/2014.

ORIOLO, A.; DI GANGI, A. A procedure to calculate the five-parameter model of crystalline silicon photovoltaic modules on the basis of the tabular performance data. **Applied Energy**, v. 102, n. 0, p. 1160-1177, 2013. ISSN 0306-2619. Disponível em: <  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261912004813> >.

ORTEGA, L. L. M. **Conversão fotovoltaica: comparação de modelos de desempenho**. 2013. 116 Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Metrologia para a Qualidade e Inovação, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

PALMIRO, F. et al. Design and implementation of a 480W three-phase converter for photovoltaic remote regions water pumping system. Power Electronics Conference (COBEP), 2013 Brazilian, 2013, 27-31 Oct. 2013. p.589-594.

PAREEK, S.; RUNTHALA, R.; DAHIYA, R. Mismatch losses in SPV systems subjected to partial shading conditions. Advanced Electronic Systems (ICAES), 2013 International Conference on, 2013, 21-23 Sept. 2013. p.343-345.

PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 3, p. 1625-1636, April 2011. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110004016> >. Acesso em: 28/07/2014.

PATEL, H.; AGARWAL, V. MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 23, n. 1, p. 302-310, 2008. Disponível em: < <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4453994> >.

PATEL, M. R. **Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation**. 2. CRC Press, 2005. ISBN 9780849315701. Disponível em: <  
<http://www.crcpress.com/product/isbn/9780849315701> >.

PEARSALL, N. M.; HILL, R. Photovoltaic Modules, Systems and Applications. In: (Ed.). **Clean Electricity from Photovoltaics**: World Scientific Publishing, 2001. p.671-712.

PENG, L. L.; SUN, Y. Z.; MENG, Z. An Improved Model of Photovoltaic Cell Using Lambert W Function. **Applied Mechanics and Materials**, v. 368, p. 1196-1200, 2013. ISSN 3037857927.

PETRONE, G.; SPAGNUOLO, G.; VITELLI, M. Analytical model of mismatched photovoltaic fields by means of Lambert W-function. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 91, n. 18, p.

1652-1657, 2007. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024807002061> >.

PIEGARI, L.; RIZZO, R. Adaptive perturb and observe algorithm for photovoltaic maximum power point tracking. **Renewable Power Generation, IET**, v. 4, n. 4, p. 317-328, 2010. ISSN 1752-1416.

PINHO, J. T.; GALDINO, A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaico**. Rio de Janeiro: CEPTEL-CRESESB, 2014.

PUKHREM, S. Comparative analysis of photovoltaic maximum power point tracking (MPPT) algorithm. Power and Energy Student Summit (PESS) 2014, 2014, Stuttgart, Germany.

QUASCHNING, V. **Technology Fundamentals - Photovoltaic Systems**. Renewable Energy World. 7: 4 p. 2004.

QUASCHNING, V.; HANITSCH, R. Influence of shading on electrical parameters of solar cells. Photovoltaic Specialists Conference, 1996., Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, 1996, 13-17 May 1996. p.1287-1290.

RAJANI, S.; PANDYA, V. Simulation and comparison of perturb and observe and incremental conductance MPPT algorithms for solar energy system connected to grid. **Sadhana**, v. 40, n. 1, p. 139-153, 2015/02/01 2015. ISSN 0256-2499. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1007/s12046-014-0312-z> >.

RAMABADRAN, R.; MATHUR, B. Effect of Shading on Series and Parallel Connected Solar PV Modules **Modern Applied Science** v. 3, n. 10, p. 10, 2009.

RAMAPRABHA, R.; MATHUR, B. Impact of partial shading on solar PV module containing series connected cells. **International Journal of Recent Trends in Engineering**, v. 2, n. 7, p. 56-60, 2009.

RAMAPRABHA, R.; MATHUR, B. L. Modelling and simulation of Solar PV Array under partial shaded conditions. Sustainable Energy Technologies, 2008. ICSET 2008. IEEE International Conference on, 2008, 24-27 Nov. 2008. p.7-11.

RASHID, M. H. **Introduction to PSpice Using OrCAD for Circuits and Electronics**. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall, 2004.

REKIOUA, D.; MATAGNE, E. Photovoltaic Applications Overview. In: (Ed.). **Optimization of Photovoltaic Power Systems**: Springer London, 2012. cap. 1, p.1-29. (Green Energy and Technology). ISBN 978-1-4471-2348-4.

REZA REISI, A.; HASSAN MORADI, M.; JAMASB, S. Classification and comparison of maximum power point tracking techniques for photovoltaic system: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 19, n. 0, p. 433-443, 3// 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112006661> >.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Editora UFSC, 2004. ISBN 8587583042.

SABERBEIN, K. S. V.; AYE, L. Technical and Financial Feasibility of a Stand-alone Photovoltaic System for Rural Electrification in the Andean South Region of Peru. **Journal of Sustainable Development**, v. 5, n. 11, p. 32-45, October 2012. ISSN 1913-9071. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.5539/jsd.v5n11p3> >. Acesso em: 04/08/2014.

SAFARI, A.; MEKHILEF, S. Implementation of incremental conductance method with direct control. TENCON 2011 - 2011 IEEE Region 10 Conference, 2011a, 21-24 Nov. 2011. p.944-948.

\_\_\_\_\_. Incremental conductance MPPT method for PV systems. Electrical and Computer Engineering (CCECE), 2011 24th Canadian Conference on, 2011b, 8-11 May 2011. p.000345-000347.

SANTOS, Í. P. D. **Desenvolvimento de ferramenta de apoio à Decisão em projetos de integração solar Fotovoltaica à arquitetura**. 2013. Tese de Doutorado (Ph.D). Engenharia Civil., Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

SANTOS, J. B. D.; JABBOUR, C. J. C. Adoção da energia solar fotovoltaica em hospitais: revisando a literatura e algumas experiências internacionais. **Saúde e Sociedade**, v. 22, p. 972-977, September 2013. ISSN 0104-1290. Disponível em: < [http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0104-12902013000300026&nrm=iso](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0104-12902013000300026&nrm=iso) >. Acesso em: 03/07/2014.

SAXENA, A. R.; GUPTA, S. M. Performance analysis of P&O and incremental conductance MPPT algorithms under rapidly changing weather conditions. **Journal of Electrical Systems**, v. 10, n. 3, p. 292-304, 2014. Disponível em: < <http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-84907030578&partnerID=40&md5=3af8d49e14d1341009c1da7e6b6afa4b> >.

SERA, D. et al. On the perturb-and-observe and incremental conductance mppt methods for PV systems. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 3, n. 3, p. 1070-1078, 2013. Disponível em: < <http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-84880132438&partnerID=40&md5=ad7ab2eeaaac9163faaffbcb23bf511b> >.

SERA, D.; TEODORESCU, R.; RODRIGUEZ, P. PV panel model based on datasheet values. *Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium on*, 2007, 4-7 June 2007. p.2392-2396.

SEYEDMAHMOUDIAN, M. et al. Analytical Modeling of Partially Shaded Photovoltaic Systems. **Energies**, v. 6, n. 1, p. 128-144, 2013. ISSN 1996-1073. Disponível em: < <http://www.mdpi.com/1996-1073/6/1/128> >.

SHAH, A. Chapter IC-1 - Thin-Film Silicon Solar Cells. In: MCEVOY, A.; MARKVART, T., *et al* (Ed.). **Practical Handbook of Photovoltaics (Second Edition)**. Boston: Academic Press, 2012. p.209-281. ISBN 978-0-12-385934-1.

SHAH, A. et al. Basic efficiency limits, recent experimental results and novel light-trapping schemes in a-Si:H, uc-Si:H and "micromorph tandem" solar cells. **J. Non-Crystalline Solids**, v. 338-240, p. 639-645, 2004. Disponível em: < <http://infoscience.epfl.ch/record/133924> >. Acesso em: 01/08/2014.

SHARP CORPORATION. **Sharp Develops Concentrator Solar Cell with World's Highest Conversion Efficiency of 44.4%**. <http://sharp-world.com/corporate/news/130614.html> 2013.

SHERAZ KHALID, M.; ABIDO, M. A. A novel and accurate photovoltaic simulator based on seven-parameter model. **Electric Power Systems Research**, v. 116, n. 0, p. 243-251, 11// 2014. ISSN 0378-7796. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779614002193> >.

SHIRZADI, S.; HIZAM, H.; WAHAB, N. I. A. Mismatch losses minimization in photovoltaic arrays by arranging modules applying a genetic algorithm. **Solar Energy**, v. 108, n. 0, p. 467-478, 10// 2014. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X14003818> >.

SHOCKLEY, W. The Theory of p-n Junctions in Semiconductors and p-n Junction Transistors. **Bell System Technical Journal**, v. 28, n. 3, p. 435-489, 1949. ISSN 1538-7305. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1002/j.1538-7305.1949.tb03645.x> >.

SIDDIQUE, H. A. B.; PING, X.; DE DONCKER, R. W. Parameter extraction algorithm for one-diode model of PV panels based on datasheet values. *Clean Electrical Power (ICCEP)*, 2013 International Conference on, 2013, 11-13 June 2013. p.7-13.

SILVA, E. T.; ANDRADE TORRES, E.; ALVES DA COSTA, C. Energização em comunidade isolada com sistema híbrido eólico e solar-fotovoltaico e erradicação da miséria: estudo de caso de uma comunidade quilombola na Bahia. **identidade!**, v. 17, n. 1, p. 66-82, 2012. ISSN 2178-437X. Acesso em: 04/08/2014.

SILVA, S. B.; DE OLIVEIRA, M. A. G.; SEVERINO, M. M. Economic evaluation and optimization of a photovoltaic-fuel cell-batteries hybrid system for use in the Brazilian Amazon. **Energy Policy**, v. 38, n. 11, p. 6713-6723, November 2010. ISSN 0301-4215. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510005057> >. Acesso em: 04/08/2014.

SILVA, S. B.; OLIVEIRA, M. A. G.; SEVERINO, M. M. Sizing and Optimization of Hybrid Photovoltaic, Fuel Cell and Battery System. **Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)**, v. 9, n. 1, p. 817-822, 2011. ISSN 1548-0992. Acesso em: 04/08/2014.

SILVA, S. B.; SEVERINO, M. M.; DE OLIVEIRA, M. A. G. A stand-alone hybrid photovoltaic, fuel cell and battery system: A case study of Tocantins, Brazil. **Renewable Energy**, v. 57, n. 0, p. 384-389, September 2013. ISSN 0960-1481. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113001018> >. Acesso em: 04/08/2014.

SILVESTRE, S.; BORONAT, A.; CHOUDER, A. Study of bypass diodes configuration on PV modules. **Applied Energy**, v. 86, n. 9, p. 1632-1640, 9// 2009. ISSN 0306-2619. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261909000269> >.

SILVESTRE, S.; CHOUDER, A. Shading effects in characteristic parameters of PV modules. *Electron Devices*, 2007 Spanish Conference on, 2007, Jan. 31 2007-Feb. 2 2007. p.116-118.

\_\_\_\_\_. Effects of shadowing on photovoltaic module performance. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 16, n. 2, p. 141-149, 2008. ISSN 1099-159X. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1002/pip.780> >.

SMA. **Sunny Family 2012/2013 -Product catalog**. SMA 2012.

SPERTINO, F.; AKILIMALI, J. S. Are Manufacturing I-V Mismatch and Reverse Currents Key Factors in Large Photovoltaic Arrays? **Industrial Electronics, IEEE Transactions on**, v. 56, n. 11, p. 4520-4531, 2009. ISSN 0278-0046.

SRIRAMAN, S. et al. Mechanism of hydrogen-induced crystallization of amorphous silicon. **Nature**, v. 418, n. 6893, p. 62-65, 07/04/print 2002. ISSN 0028-0836. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1038/nature00866> >.

STREET, R. A. **Hydrogenated amorphous silicon**. Cambridge University Press, 2005. ISBN 9780521019347.

SUBUDHI, B.; PRADHAN, R. A comparative study on solar array parameter extraction methods. **International Journal of Renewable Energy Technology**, v. 3, n. 3, p. 295-315, 2012. ISSN 1757-3971.

SUN, Y. et al. Investigating the Impact of Shading Effect on the Characteristics of a Large-Scale Grid-Connected PV Power Plant in Northwest China. **International Journal of Photoenergy**, v. 2014, p. 9, 2014. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1155/2014/763106> >.

SZE, S. M.; NG, K. K. **Physics of Semiconductor Devices**. 3rd. John Wiley & Sons, 2006. 832 ISBN 978-0-471-14323-9.

TIAN, H. et al. **A Detailed Performance Model for Photovoltaic Systems**. 2012

TIAN, H. et al. A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels. **Solar Energy**, v. 86, n. 9, p. 2695-2706, 9// 2012. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X12002150> >.

TIGO ENERGY, I. Tigo Energy. 04/04/2015. Disponível em: < <http://www.tigoenergy.com> >. Acesso em: 04/04/2015.

\_\_\_\_\_. **Tigo Energy's Patented Impedance Matching**. 04/10/14

\_\_\_\_\_. **Installation and safety manual for tigo energy® module maximizer™ es, 2es, j-es**: Tigo Energy P/N: 002-00038-00.

TOFOLI, F. L. et al. Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Systems. **International Journal of Photoenergy**, v. 2015, p. 10, 2015. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1155/2015/812582> >.

TOMASZEWSKI, P. E.; CAHN, R. W. Jan Czochralski and His Method of Pulling Crystals. **MRS Bulletin**, v. 29, n. 05, p. 348-349, 2004. ISSN 1938-1425. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1557/mrs2004.105> >. Acesso em: 31/07/2014.

TOSSA, A. K. et al. A new approach to estimate the performance and energy productivity of photovoltaic modules in real operating conditions. **Solar Energy**, v. 110, n. 0, p. 543-560, 12//

2014. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X1400485X> >.

TYAGI, V. V. et al. Progress in solar PV technology: Research and achievement. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 20, n. 0, p. 443-461, April 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112005291> >. Acesso em: 18/07/2014.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **International Energy Outlook 2013**. 2013. (DOE/EIA-0484(2013))

VAN ELS, R. H.; DE SOUZA VIANNA, J. N.; BRASIL JR, A. C. P. The Brazilian experience of rural electrification in the Amazon with decentralized generation – The need to change the paradigm from electrification to development. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 3, p. 1450-1461, April 2012. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111005776> >. Acesso em: 04/08/2014.

VEBERIČ, D. Lambert W function for applications in physics. **Computer Physics Communications**, v. 183, n. 12, p. 2622-2628, 2012. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0010465512002366> >.

VEPŘEK, S.; MAREČEK, V. The preparation of thin layers of Ge and Si by chemical hydrogen plasma transport. **Solid-State Electronics**, v. 11, n. 7, p. 683-684, July 1968. ISSN 0038-1101. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038110168900713> >. Acesso em: 31/07/2014.

VERGARA, S. C. **Projetos e relatórios de pesquisa em administração**. 14. Atlas, 2013. ISBN 8522417121.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. **Power Electronics, IEEE Transactions on**, v. 24, n. 5, p. 1198-1208, 2009. ISSN 0885-8993.

WANG, Y. J.; HSU, P. C. Analytical modelling of partial shading and different orientation of photovoltaic modules. **Renewable Power Generation, IET**, v. 4, n. 3, p. 272-282, 2010. ISSN 1752-1416.

WEBBER, J.; RILEY, E. Mismatch Loss Reduction in Photovoltaic Arrays as a Result of Sorting Photovoltaic Modules by Max-Power Parameters. **ISRN Renewable Energy**, v. 2013, p. 9, 2013. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1155/2013/327835> >.

WEIDONG, X.; DUNFORD, W. G.; CAPEL, A. A novel modeling method for photovoltaic cells. Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual, 2004, 20-25 June 2004. p.1950-1956 Vol.3.

WILES, J. C.; KING, D. L. Blocking diodes and fuses in low-voltage PV systems. Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1997. p.1105-1108.

WILSON, K.; DE CEUSTER, D.; SINTON, R. A. Measuring the Effect of Cell Mismatch on Module Output. Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on, 2006, May 2006. p.916-919.

WOHLGEMUTH, J.; HERRMANN, W. Hot spot tests for crystalline silicon modules. Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE, 2005, 3-7 Jan. 2005. p.1062-1063.

WOYTE, A.; NIJS, J.; BELMANS, R. Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results. **Solar Energy**, v. 74, n. 3, p. 217-233, 3// 2003. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X03001555> >.

YADIR, S. et al. Illuminated solar cell physical parameters extraction using mathematica. Computer Systems and Applications, 2009. AICCSA 2009. IEEE/ACS International Conference on, 2009, 10-13 May 2009. p.63-64.

YAN, B. et al. On the bandgap of hydrogenated nanocrystalline silicon intrinsic materials used in thin film silicon solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 111, n. 0, p. 90-96, April



2013. ISSN 0927-0248. Disponível em: <  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024812005843> >.

YOUNG-HYOK, J. et al. A Real Maximum Power Point Tracking Method for Mismatching Compensation in PV Array Under Partially Shaded Conditions. **Power Electronics, IEEE Transactions on**, v. 26, n. 4, p. 1001-1009, 2011. ISSN 0885-8993.

YUNCONG, J.; QAHOUQ, J. A. A.; ORABI, M. Matlab/Pspice hybrid simulation modeling of solar PV cell/module. Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2011 Twenty-Sixth Annual IEEE, 2011, 6-11 March 2011. p.1244-1250.

ZEGAOUI, A. et al. Modeling of the Characteristics of Photovoltaic Sources Feeding a HVDC Bus. **Energy Procedia**, v. 50, p. 437-444, 2014. Disponível em: <  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214007899> >.

ZHANG, W. et al. Thin-film Silicon Solar Cells on Dry Etched Textured Glass. **Energy Procedia**, v. 44, n. 0, p. 151-159, May 2014. ISSN 1876-6102. Disponível em: <  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610213018353> >. Acesso em: 31/07/2014.

ZHAO, Z. X. et al. Nanocrystalline silicon thin films deposited by high-frequency sputtering at low temperature. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 86, n. 1, p. 135-144, February 2005. ISSN 0927-0248. Disponível em: <  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024804002831> >. Acesso em: 31/07/2014.

ZIAR, H. et al. Bypass diode characteristic effect on the behavior of solar PV array at shadow condition. Power Electronics and Drive Systems Technology (PEDSTC), 2012 3rd, 2012, 15-16 Feb. 2012. p.229-233.

ZILLES, R.; LORENZO, E.; SERPA, P. From candles to PV electricity: a four-year experience at Iguape–Cananéia, Brazil. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 8, n. 4, p. 421-434, 2000. ISSN 1099-159X. Disponível em: < [http://dx.doi.org/10.1002/1099-159X\(200007/08\)8:4<421::AID-PIP323>3.0.CO;2-J](http://dx.doi.org/10.1002/1099-159X(200007/08)8:4<421::AID-PIP323>3.0.CO;2-J) >. Acesso em: 04/08/2014.

## Apêndices

### APÊNDICE A: Função “F”

A.1. Vector F que contém as equações não lineares desenvolvidas pelo modelo de um diodo no Capítulo 3.

$$\begin{aligned}
 & N_p I_{ph,ref} - N_p I_{sat,ref} \left[ e^{\left( \frac{R_{s,ref} I_{sc,ref}}{n_{ref} N_p V_{t,ref}} \right)} - 1 \right] - \frac{R_{s,ref} I_{sc,ref}}{R_{p,ref}} - I_{sc,ref} \\
 & N_p I_{ph,ref} - N_p I_{sat,ref} \left[ e^{\left( \frac{V_{oc,ref}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{oc,ref}}{\frac{N_s}{N_p} R_{p,ref}} \\
 & N_p I_{ph,ref} - N_p I_{sat,ref} \left[ e^{\left( \frac{V_{mp,ref} + \frac{N_s}{N_p} R_{s,ref} I_{mp,ref}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{mp,ref} + \frac{N_s}{N_p} R_{s,ref} I_{mp,ref}}{\frac{N_s}{N_p} R_{p,ref}} - I_{mp,ref} \\
 & I_{mp,ref} - V_{mp,ref} \frac{\frac{N_p I_{sat,ref}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} e^{\left( \frac{V_{mp,ref} + \frac{N_s}{N_p} R_{s,ref} I_{mp,ref}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} \right)} + \frac{1}{\frac{N_s}{N_p} R_{p,ref}}}{1 + \frac{I_{sat,ref} R_{s,ref}}{n_{ref} V_{t,ref}} e^{\left( \frac{V_{mp,ref} + \frac{N_s}{N_p} R_{s,ref} I_{mp,ref}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} \right)} + \frac{R_{s,ref}}{R_{p,ref}}} \\
 & - \frac{\frac{N_p I_{sat,ref}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} e^{\left( \frac{\frac{N_s}{N_p} R_{s,ref} I_{sc,ref}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} \right)} + \frac{1}{\frac{N_s}{N_p} R_{p,ref}}}{1 + \frac{I_{sat,ref} R_{s,ref}}{n_{ref} V_{t,ref}} e^{\left( \frac{\frac{N_s}{N_p} R_{s,ref} I_{sc,ref}}{n_{ref} N_s V_{t,ref}} \right)} + \frac{R_{s,ref}}{R_{p,ref}}} + \frac{1}{R_p} \\
 & N_p I_{ph} - N_p I_{sat} \left[ e^{\left( \frac{V_{oc}}{n N_s V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{\frac{N_s}{N_p} R_p}
 \end{aligned}$$

## Apêndice B: Scripts feitos no MATLAB

### B.1. Código em MATLAB para obter os parâmetros característicos de um módulo fotovoltaico a partir dos dados da folha do fabricante usando o modelo de um único diodo simplificado

```
% Modelo de um diodo simplificado com uma resistência em serie
% 4 variáveis a determinar: Iph, Io, A e Rs
% STC
% A : Fator de qualidade do diodo
% Rs: Resistência em serie
% Iph = Isc
% Io = Iscn/(exp((q*Voc)/(A*k*T)) - 1)

clc
clear
clear all

% Constantes
k = 1.3806503e-23; %Boltzmann [J/K]
q = 1.60217646e-19; %carga do elétron [C]

T = 25 + 273.15;

SunEarth235WPoly

Vt = Ns*k*T/q;

% Parâmetros a extrair:
% x(1) = R_s, x(2) = n
x=fsolve(@(x)PV_model_01(x, Vocn, Iscn, Vmpn, Impn, Vt), [0;1]);
% Solução:
Rs = x(1);
n = x(2);

% Resolvendo a equação I-V para vários pares (V,I)
clear V
clear I

V = 0:Vocn/100:Vocn; % Vector tensão
I = zeros(1,size(V,2)); % Vector corrente
P = zeros(1,size(V,2)); % Vector potencia

Io = Iscn/(exp(Vocn/(n*Vt)) - exp((Iscn*Rs)/(n*Vt)));

for j=1:size(V,2)
    f(j) = Iscn - Io*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/(n*Vt)) - 1) - I(j);

    while (abs(f(j)) > 0.0001)
        f(j) = Iscn - Io*(exp((V(j) + I(j)*Rs)/(n*Vt)) - 1) -
I(j);
        df(j) = -(Io*Rs/(n*Vt))*exp((V(j) + I(j)*Rs)/(n*Vt)) - 1;
        I(j) = I(j) - f(j)/df(j);
        P(j) = I(j)*V(j);
    end
end
```

```

        end
    end

    Pmax_m = max(P);
    Orden = find(P==Pmax_m) + 1;

    % Traçando a curva I x V e P x V

    % Curva I x V
    figure(1)
    grid on
    hold on
    title('I-V curve');
    xlabel('V [V]');
    ylabel('I [A]');
    xlim([0 max(V)*1.1]);
    ylim([0 max(I)*1.1]);

    plot(V,I,'LineWidth',2,'Color','k')
    plot([0 Vmpn Vocn],[Iscn Impn
    0],'o','LineWidth',2,'MarkerSize',5,'Color','k')
    plot(V(Orden),I(Orden),'o','LineWidth',2,'MarkerSize',5,'Color','r'
    ')

    % Curva P x V
    figure(2)
    grid on
    hold on
    title('P-V curve');
    xlabel('V [V]');
    ylabel('P [W]');
    xlim([0 Vocn*1.1]);
    ylim([0 Vmpn*Impn*1.1]);

    plot(V,P,'LineWidth',2,'Color','k') %
    plot([0 Vmpn Vocn ],[0 Vmpn*Impn 0
    ],'o','LineWidth',2,'MarkerSize',5,'Color','k')
    plot(V(Orden),Pmax_m,'o','LineWidth',2,'MarkerSize',5,'Color','r')

function F = PV_model_01(x,V_oc,I_sc,V_mpp,I_mpp,V_t)
% Script contendo as equações que precisam ser resolvidos para
encontrar R_s e n utilizando parâmetros da folha de dados do
módulo
% x(1) = R_s, x(2) = n
Io = I_sc/(exp(V_oc/(x(2)*V_t)) - exp(I_sc*x(1)/(x(2)*V_t)));
Iph = Io*(exp(V_oc/(x(2)*V_t)) - 1);
dIdV = -((Io/(x(2)*V_t))*exp((V_mpp + I_mpp*x(1))/(x(2)*V_t)))/(1
+ Io*x(1)/(x(2)*V_t));
F = [-I_mpp + Iph - Io*(exp((V_mpp + I_mpp*x(1))/(x(2)*V_t)) -
1);...
    I_mpp + V_mpp*dIdV];
end

```

## B.2. Código em MATLAB da função F, onde se escrevem as equações não linear obtidas do modelo de um diodo para um modulo fotovoltaico

```

function F = PV_model_04(x, Voc, Isc, Vmp, Imp, Ns, Tn, Ki, Kv,
Eg)
% Constantes
k = 1.3806503e-23; %Boltzmann [J/K]
q = 1.60217646e-19; %carga do elétron [C]

T = Tn + 10;

Vt = k*T/q;
Vtn = k*Tn/q;

%Rs = x(1);
%Rp = x(2);
%n = x(3);
%Iph = x(4);
%Io = x(5);

dT = T-Tn;
Iph_T = x(4) + Ki*dT;
Io_T = x(5)*((T/Tn)^3)*exp((1/k)*(E_g(Eg,Tn)/Tn - E_g(Eg,T)/T));
Voc_T = Voc + Kv*dT;

F = [x(4) - x(5)*(exp(Isc*x(1)/(x(3)*Vtn*Ns)) - 1) - x(1)*Isc/x(2)
- Isc;...
x(5)*(exp(Voc/(x(3)*Vtn*Ns)) - 1) + Voc/x(2) - x(4);...
x(4) - x(5)*(exp((Vmp + x(1)*Imp)/(x(3)*Vtn*Ns)) - 1) - (Vmp +
x(1)*Imp)/x(2) - Imp;...
((x(5)/(x(3)*Vtn*Ns))*exp((Vmp + Imp*x(1))/(x(3)*Vtn*Ns)) +
1/x(2))/(1 + (x(5)*x(1)/(x(3)*Vtn*Ns))*exp((Vmp +
Imp*x(1))/(x(3)*Vtn*Ns)) + x(1)/x(2)) - Imp/Vmp;...
((x(5)/(x(3)*Vtn*Ns))*exp(Isc*x(1)/(x(3)*Vtn*Ns)) + 1/x(2))/(1
+ (x(5)*x(1)/(x(3)*Vtn*Ns))*exp(Isc*x(1)/(x(3)*Vtn*Ns)) +
x(1)/x(2)) - 1/x(2);...
Iph_T - Io_T*(exp(Voc_T/(x(3)*Vt*Ns)) - 1) - Voc_T/x(2)];
end

```

### B.3. Código em MATLAB do algoritmo feito para o método proposto neste trabalho, para obter os parâmetros do modulo fotovoltaico.

```

% Modelo de um diodo com uma resistência em serie e uma
resistência em paralelo
% 5 variáveis a determinar: Iph, Io, A, Rs e Rp

clc
clear
clear all

%% Constantes
k = 1.3806503e-23; %Boltzmann [J/K]
q = 1.60217646e-19; %carga do elétron [C]

SunEarth235WPoly

Vtn = k*Tn/q;

```

```

%% Valores iniciais:
A_i = A_C;
Iph_i = Iscn;
Isat_i = Iph_i / (exp(Vocn / (A_i * Ns * Vtn)) - 1);

Rs_i = 0.001;
Rp_i = Vmpn / (Iscn - Impn) - (Vocn - Vmpn) / Impn;

options = optimset('MaxIter',1000000,'MaxFunEvals',1000000);
[xx,fval,exitflag,output,jacobian] = fsolve(@(xx)PV_model_03(xx,
Vocn, Iscn, Vmpn, Impn, Ns, Vtn),
[Rs_i,Rp_i,A_i,Iph_i,Isat_i],options);
Rs = xx(1)
Rp = xx(2)
n = xx(3)
Iph = xx(4)
Io = xx(5)

```

#### B.4. Código em MATLAB da função para obter os pontos de I, V e P a partir dos dados de referência do modulo fotovoltaico.

```

function [I,V,P,Voc,Isc]=IV_GT(G, T, Vocn, Iscn, Kv, Ki, Ey, Ns,
Rs_stc, Rp_stc, A_stc, Iph_stc, Isat_stc)
% Constantes
k = 1.3806503e-23; %Boltzmann [J/K]
q = 1.60217646e-19; %carga do elétron [C]

Gn = 1000;

TnC = 25; %°C
Tn = TnC + 273.15; %K
T = T + 273.15; %K

dT = T - Tn;

Vt = k*T/q;
Iph = (G/Gn)*(Iph_stc + Ki*dT);
Isat = Isat_stc*((T/Tn)^3)*exp((1/k)*(E_g(Ey,Tn)/Tn -
E_g(Ey,T)/T));
A = A_stc;
Rp = Rp_stc / (G/Gn);
Rs = Rs_stc;

Voc = (Vocn + Kv*dT) + Ns*Vt*log(G/Gn);
Isc = (G/Gn)*(Iscn + Ki*dT);

V = 0:Voc/100:Voc; % Vector tensão
I = zeros(1,size(V,2)); % Vector corrente
P = zeros(1,size(V,2)); % Vector potencia

for j = 1 : size(V,2)
W(j) = lambertw((Rs*Rp*Isat / (A*Ns*Vt*(Rp +
Rs)))*exp((Rp*(Iph*Rs + Isat*Rs + V(j)))/(A*Ns*Vt*(Rp + Rs))));
I(j) = (Rp*(Iph + Isat) - V(j))/(Rp + Rs) - (A*Ns*Vt/Rs)*W(j);
P(j) = I(j)*V(j);

```

```
end
```

```
end
```

### B.5. Código em MATLAB da função para desenhar os pontos de I, V e P a partir dos dados de referência do modulo fotovoltaico.

```
clc
clear
clear all

SunEarth235WPoly

%Dados obtidos para o modulo fotovoltaico - SunEarth235WPoly
Rs_stc = 0.329;
Rp_stc = 799.934;
A_stc = 1.047;
Iph_stc = 8.491;
Isat_stc = 1.12E-09;

%% T = 25°C , G
[I1,V1,P1,Voc1,Isc1] = IV_GT(200, 25, Vocn, Iscn, Kv, Ki, Ey_C,
Ns, Rs_stc, Rp_stc, A_stc, Iph_stc, Isat_stc);
[I2,V2,P2,Voc2,Isc2] = IV_GT(400, 25, Vocn, Iscn, Kv, Ki, Ey_C,
Ns, Rs_stc, Rp_stc, A_stc, Iph_stc, Isat_stc);
[I3,V3,P3,Voc3,Isc3] = IV_GT(600, 25, Vocn, Iscn, Kv, Ki, Ey_C,
Ns, Rs_stc, Rp_stc, A_stc, Iph_stc, Isat_stc);
[I4,V4,P4,Voc4,Isc4] = IV_GT(800, 25, Vocn, Iscn, Kv, Ki, Ey_C,
Ns, Rs_stc, Rp_stc, A_stc, Iph_stc, Isat_stc);
[I5,V5,P5,Voc5,Isc5] = IV_GT(1000, 25, Vocn, Iscn, Kv, Ki, Ey_C,
Ns, Rs_stc, Rp_stc, A_stc, Iph_stc, Isat_stc);

% Curva I x V
figure(1)
grid on
hold on
title(Modulo);
xlabel('Tensão [V]');
ylabel('Corrente [A]');
plot(V1,I1,'LineWidth',2,'Color','k')
plot(V2,I2,'LineWidth',2,'Color','k')
plot(V3,I3,'LineWidth',2,'Color','k')
plot(V4,I4,'LineWidth',2,'Color','k')
plot(V5,I5,'LineWidth',2,'Color','k')

% Curva P x V
figure(2)
grid on
hold on
title(Modulo);
xlabel('Tensão [V]');
ylabel('Potência [W]');
plot(V1,P1,'LineWidth',2,'Color','k')
plot(V2,P2,'LineWidth',2,'Color','k')
plot(V3,P3,'LineWidth',2,'Color','k')
plot(V4,P4,'LineWidth',2,'Color','k')
```

```

plot(V5,P5,'LineWidth',2,'Color','k')

%% G = 1000, T
[I6,V6,P6,Voc6,Isc6] = IV_GT(1000, 0, Vocn, Iscn, Kv, Ki, Ey_C,
Ns, Rs_stc, Rp_stc, A_stc, Iph_stc, Isat_stc);
[I7,V7,P7,Voc7,Isc7] = IV_GT(1000, 25, Vocn, Iscn, Kv, Ki, Ey_C,
Ns, Rs_stc, Rp_stc, A_stc, Iph_stc, Isat_stc);
[I8,V8,P8,Voc8,Isc8] = IV_GT(1000, 50, Vocn, Iscn, Kv, Ki, Ey_C,
Ns, Rs_stc, Rp_stc, A_stc, Iph_stc, Isat_stc);
[I9,V9,P9,Voc9,Isc9] = IV_GT(1000, 75, Vocn, Iscn, Kv, Ki, Ey_C,
Ns, Rs_stc, Rp_stc, A_stc, Iph_stc, Isat_stc);

% Curva I x V
figure(3)
grid on
hold on
title(Modulo);
xlabel('Tensão [V]');
ylabel('Corrente [A]');
plot(V6,I6,'LineWidth',2,'Color','k')
plot(V7,I7,'LineWidth',2,'Color','k')
plot(V8,I8,'LineWidth',2,'Color','k')
plot(V9,I9,'LineWidth',2,'Color','k')

% Curva P x V
figure(4)
grid on
hold on
title(Modulo);
xlabel('Tensão [V]');
ylabel('Potência [W]');
plot(V6,P6,'LineWidth',2,'Color','k')
plot(V7,P7,'LineWidth',2,'Color','k')
plot(V8,P8,'LineWidth',2,'Color','k')
plot(V9,P9,'LineWidth',2,'Color','k')

```

## B.6. Código em MATLAB da função para obter a tensão a partir da corrente introduzida.

```

function V = V_GT(s, G, T, I, Ki, Ey, Ns, Rs_stc, Rp_stc, A_stc,
Iph_stc, Isat_stc)
% Constantes
k = 1.3806503e-23; %Boltzmann [J/K]
q = 1.60217646e-19; %carga do elétron [C]

Gn = 1000;
g = (1-s)*(G/Gn);

TnC = 25; %°C
Tn = TnC + 273.15; %K
T = T + 273.15; %K

dT = T - Tn;

```



```

Vt = k*T/q;
Iph = g*(Iph_stc + Ki*dT);
Isat = Isat_stc*((T/Tn)^3)*exp((1/k)*(E_g(Ey,Tn)/Tn -
E_g(Ey,T)/T));
A = A_stc;
Rp = Rp_stc/g;
Rs = Rs_stc;

% W = lambertw(((Rp*Isat)/(A*Ns*Vt))*exp(Rp*(Iph + Isat -
I)/(A*Ns*Vt)));

% Generate the argument of the LambertW function
argW = (Isat*Rp/(A*Ns*Vt))*exp(Rp*(-I + Iph + Isat)/(A*Ns*Vt));
inputterm = wapr_vec(argW); % Get the LambertW output
f = isnan(inputterm); % If argW is too big, the LambertW result
will be NaN and we have to go to logspace

% If it is necessary to go to logspace
if any(f)
    % Calculate the log(argW) if argW is really big
    logargW = log(Isat) + log(Rp) + Rp*(Iph + Isat - I)/(A*Ns*Vt)
    - (log(A*Ns*Vt));

    % Three iterations of Newton-Raphson method to solve
w=log(w)=logargW.
    % The initial guess is w=logargW. Where direct evaluation
(above) results
    % in NaN from overflow, 3 iterations of Newton's method gives
    % approximately 8 digits of precision.
    w = logargW;
    for i=1:5
        w = w*((1-log(w)+logargW)/(1+w));
    end;
    inputterm(f) = w(f);
end

V = Rp*(Iph + Isat - I) - I*Rs - (A*Ns*Vt)*inputterm;

end

```

### B.7. Código em MATLAB do script para calcular o sombreamento parcial num módulo fotovoltaico, baseado no trabalho de H. Patel.

```

clc
clear
clear all

SunEarth235WPoly

%Dados obtidos para o modulo fotovoltaico - SunEarth235WPoly
Rs_stc = 0.329;
Rp_stc = 799.934;
A_stc = 1.047;
Iph_stc = 8.491;
Isat_stc = 1.12E-09;

```

```

% El numero de diodos bypass que tiene el modulo
no_diode_bypass = input('Numero de diodos bypass :');

% La cantidad de celulas en cada grupo de diodo bypass
no_cell_dbypass = Ns/no_diode_bypass;

for j=1:no_diode_bypass
    fprintf('\n');
    fprintf('DATOS DO GRUPO DO DIODO BYPASS NUMERO: %d \n',j);
    S{j,1}=input('Numero de subgrupos : ');
    S{j,2}=input('Numero de celulas en el subgrupo; Temperatura;
Insolacion : ');
end

%Para uma celula fotovoltaica
Rs_stc = Rs_stc/Ns;
Rp_stc = Rp_stc/Ns;
Vocn = Vocn/Ns;
Kv = Kv/Ns;
Ns = 1;

for i=1:no_diode_bypass
    subgrupo(i)=S{i,1}(1,1);
end

for i=1:no_diode_bypass
    for j=1:subgrupo(i)
        n(i,j)=S{i,2}(1,j);
        g(i,j)=S{i,2}(3,j);
        Temp(i,j)=S{i,2}(2,j);
    end
end

for i=1:no_diode_bypass
    I_x = 0;
    V_x = 0.001;
    k = 0;

    while(V_x > 0)
        k = k + 1;

        volt_subgrupo = 0;

        for j=1:subgrupo(i)
            volt_subgrupo(j) = n(i,j)*V_GT(g(i,j), Gn, Temp(i,j),
I_x, Ki, Ey_C, Ns, Rs_stc, Rp_stc, A_stc, Iph_stc, Isat_stc);
        end

        V_x = sum(volt_subgrupo);

        V1(i,k) = V_x;
        I1(i,k) = I_x;
        P1(i,k) = V_x*I_x;

        I_x = I_x + 0.0005;
    end
end

```

```

%Eliminando el ultimo valor de V que seria el negativo, para el
caso de mi
%funcion
for i=1:no_diode_bypass
    for j=1:size(V1,2)
        if V1(i,j)>0
            V(i,j) = V1(i,j);
            I(i,j) = I1(i,j);
            P(i,j) = P1(i,j);
        end
    end
end

volt_grupo = 0;

for i=1:no_diode_bypass
    volt_grupo = volt_grupo + V(i,:);
end

pow_grupo = volt_grupo.*I(1,:);
i_grupo = I(1,:);

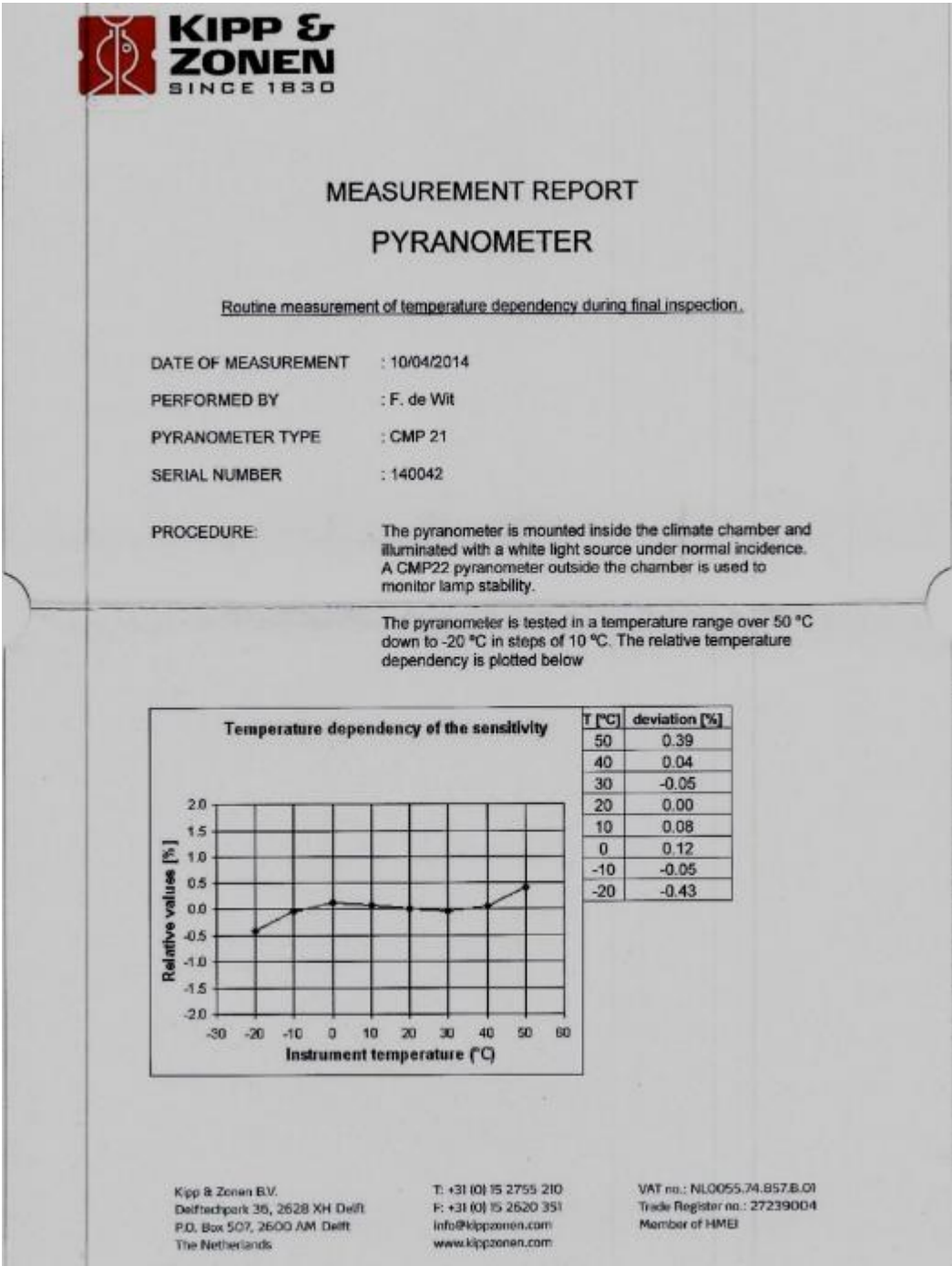
%Graficar
Voltaje = fliplr(volt_grupo);
Corriente = fliplr(i_grupo);
Potencia = fliplr(pow_grupo);

figure(1);
plot(volt_grupo,I(1,:));
figure(2);
    plot(volt_grupo,pow_grupo);

```

Anexos

Anexo A: Certificado de calibração do piranômetro CMP 21





**KIPP &  
ZONEN**  
SINCE 1830

# CALIBRATION CERTIFICATE

CERTIFICATE NUMBER 009990140042  
 PYRANOMETER MODEL CMP 21  
 SERIAL NUMBER 140042  
 SENSITIVITY 11.65  $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$  at normal incidence on horizontal pyranometer  
 IMPEDANCE 28  $\Omega$   
 TEMPERATURE  $22 \pm 2$  °C  
 REFERENCE PYRANOMETER Kipp & Zonen CMP 21 sn 070114 active from 01 January 2014  
 CALIBRATION DATE 01 April 2014  
 CLASSIFICATION ISO 9060, Secondary Standard

## Calibration procedure

The indoor calibration procedure is based on a side-by-side comparison with a reference pyranometer under an artificial sun fed by an AC voltage stabiliser. It embodies a 150 W Metal-Halide high-pressure gas discharge lamp. Behind the lamp is a reflector with a diameter of 16.2 cm. The reflector is above the pyranometers producing a vertical beam. The reference and test pyranometers are mounted horizontally on a table, which can rotate. The irradiance at the pyranometers is approximately 500  $\text{W}/\text{m}^2$ . During the calibration procedure the reference and test pyranometer are interchanged to correct for any non-homogeneity of the beam. This procedure is in accordance with ISO 9847, Type IIc.

## Hierarchy of traceability

The reference pyranometer was compared with the sun and sky radiation as source under mainly clear sky conditions using the "continuous sun-and-shade method". The measurements were performed in Davos (latitude: 46.8143°, longitude: -9.8458°, altitude: 1588 m above sea level). The readings are referred to the World Radiometric Reference (WRR) as stated in the WMO Technical Regulations. The originally estimated uncertainty of the WRR relative to SI is  $\pm 0.3\%$ .

The inclination of the receiver surface versus the true horizontal plane was set to 0.0 degrees, the instrument signal wire to the north. During the comparisons, the instrument received global radiation intensities from 711 to 1166 with a mean of 937  $\text{W}/\text{m}^2$ . The angle between the solar beam and the normal of the receiver surface varied from 24.0 to 49.7 with a mean of 34.3 degrees. The ambient temperature ranged from +10.4 to +18.2 with a mean of +15.5 °C. The sensitivity calculation and the single measurements deviation (sd) are based on 210 individual measurements. The obtained sensitivity value and its expanded uncertainty (95% level of confidence) are valid for similar conditions and are:  $8.39 \pm 0.11$   $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$  (that is corrected for its directional response by Kipp & Zonen to 9.43  $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$ ).

Dates of measurements: 4, 5, 6, 7, 8 June 2013

Global radiation data were calculated from the direct solar radiation as measured with the absolute cavity pyrheliometer PMO2 (member of the WSC, WRR Factor: 0.998623, based on the last International Pyrheliometer Comparison (PC-2010) and from the diffuse radiation as measured with a continuous disk shaded pyranometer Kipp & Zonen CM22 SN 020059 with sensitivity 8.91 (ventilated with heated air, instrument wire to the north).

## Justification of total instrument calibration uncertainty

The combined uncertainty of the result of the calibration is the positive "root sum square" of two uncertainties.

1. The expanded uncertainty due to random effects and instrumental errors during the calibration of the reference CMP 21 as given by the World Radiation Center in Davos is  $\pm 0.11/8.39 = \pm 1.3\%$ . (See traceability text).

2. Also based on experience the expanded uncertainty of the transfer procedure (calibration by comparison) is estimated to be  $\pm 0.5\%$ .

The estimated combined expanded uncertainty is the positive "root sum square" of these two uncertainties:  $\sqrt{(1.3^2 + 0.5^2)} = \pm 1.4\%$ .

## Notice

The calibration certificate supplied with the instrument is at the date of first use. Even though the calibration certificate is dated relative to manufacture, or recalibration, the instrument does not undergo any sensitivity changes when kept in the original packing. From the moment the instrument is taken from its packaging and exposed to irradiance the sensitivity may deviate with time. See the "non-stability" value (% change in sensitivity per year) given in the radiometer specifications.

Delft, The Netherlands, 01 April 2014

*Jaap Mes*

J. Mes  
(in charge of calibration facility)

*F. de Wit*

F. de Wit  
(in charge of test)

Kipp & Zonen B.V.  
 Delftechpark 36, 2628 XH Delft  
 P.O. Box 507, 2600 AM Delft  
 The Netherlands

T: +31 (0) 15 2755 210  
 F: +31 (0) 15 2620 351  
 info@kippzonen.com  
 www.kippzonen.com

VAT no.: NL0055.74.957.8.01  
 Trade Register no.: 27239004  
 Member of HMEI



## MEASUREMENT REPORT PYRANOMETER

### Routine measurement of directional error during final inspection

Mean cosine error of each new pyranometer type CMP 21 is measured by a simple routine.

#### Routine:

The pyranometer base is placed against the vertical turntable of a goniometer in the parallel (0,5°) beam of a sunsimulator.

Voltage output  $U(z)$  is measured for beam incidence (zenith) angles of 0°, 40°, 60°, 70° and 80° coming in over azimuth south (cable pointing to North).

Next the pyranometer output  $U(-z)$  is measured for incidence angles of -80°, -70°, -60°, -40° and 0° consequently for azimuth south. The dark signal is measured at the beginning of the routine in the middle and at the end. For each beam incident angle the dark signal is interpolated.

During the CMP 21 measurement cycle, a check is done on the azimuth error at 40° and 70° by measuring voltages for azimuth-directions S, E, N and W. Also at -70° and -40° this azimuth error is measured and the mean of both azimuth measurements cancels out the eventual error in the 0° position.

With the extended procedure at both 40° and -40° and 70° and -70° the specific cosine error for 8 azimuth directions (40° S, W, N and E and 70° E, N, W, S) can be calculated according to formula 1 and verified whether it is within  $\pm 10 \text{ W/m}^2$ .

The applied formula for the relative cosine error is:

$U(0^\circ)$  Pyranometer output voltage for normal incidence

$U(z)$  Pyranometer output voltage for angles (z)

Zero(z) Dark signal for angles

$$\frac{\left( \frac{U(z) + U(-z)}{2} - \text{zero}(z) \right)}{\left( \frac{U(0^\circ) + U(0^\circ)}{2} - \text{zero}(z) \right) \cos(z)} \times 100\% \quad \text{Formula 1.}$$

#### Relative cosine error at zenith angle in %

Zenith angle	South	East	North	West
40	-0.31	0.58	0.56	-0.27
60	-0.12			
70	-0.14	0.40	0.59	-0.34
80	1.26			

#### Absolute cosine error for 1000 $\text{W/m}^2$ beam radiation in $\text{W/m}^2$

Zenith angle	South	East	North	West
40	-2.36	4.41	4.30	-2.04
60	-0.58			
70	-0.47	1.38	2.01	-1.17
80	2.19			

PYRANOMETER MODEL: CMP 21

SERIAL NUMBER: 140042

Kipp & Zonen B.V.  
Deifttechpark 36, 2628 XH Delft  
P.O. Box 507, 2600 AM Delft  
The Netherlands

T: +31 (0) 15 2755 210  
F: +31 (0) 15 2620 351  
info@kippzonen.com  
www.kippzonen.com

VAT no.: NL0055.74.857.8.01  
Trade Register no.: 27239004  
Member of HMEI

## Anexo B: Relatório da calibração do piranômetro EPPLEY

Nome Data Instr INSTR 12/1/2014 07:26:07  
 Laboratório LAME/PUC-Rio  
 Relatório Calibração de Piranômetro  
 01 e 02/12/2014  
 Data 07:26:07  
 Temperatura 29,2  $\pm$  4,4  $^{\circ}\text{C}$

Padrão		
Fabricante	KIPP & ZONEN	
Modelo	CMP 21	
Número de Série	140042	
Certificado	9990140042	
Data de Emissão	01/04/2014	$\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$
Sensibilidade	11,65	
Incerteza	1,4	%

Objeto		
Fabricante	EPPLEY	
Modelo		
Número de Série		
Certificado		
Data de Emissão	03/12/2014	$\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$
Sensibilidade	9,123	
Incerteza	3,4	%

Critério de Chauvenet		
Pontos Medidos	$\eta_{critico}$	4,0822
	Pontos Medidos	11206
	Média	1,275
	Desvio Padrão	0,0343
Pontos Aproveitados	Pontos Aproveitados	11140
	Média	1,277
	Desvio Padrão	0,0198

Anexo C: Características do módulo FV - DA142-C1

PVSYST V6.34		08/04/15 15h54		
Characteristics of a PV module				
Manufacturer, model :		DuPont Apollo, DA142-C1		
Availability :		Prod. from 2010		
Data source :		Manufacturer 2011		
<hr/>				
STC power (manufacturer)	Pnom	142 Wp	Technology	uCSI-aSi:H
Module size (W x L)	1.110 x 1.409 m²		Rough module area	Amodule 1.56 m²
Number of cells	1 x 119		Sensitive area (cells)	Acells 1.45 m²
<hr/>				
Specifications for the model (manufacturer or measurement data)				
Reference temperature	TRef	25 °C	Reference irradiance	GRef 1000 W/m²
Open circuit voltage	Voc	156.0 V	Short-circuit current	Isc 1.43 A
Max. power point voltage	Vmpp	121.0 V	Max. power point current	Impp 1.17 A
=> maximum power	Pmpp	141.6 W	Isc temperature coefficient	mulsc 1.3 mA/°C
<hr/>				
One-diode model parameters				
Shunt resistance	Rshunt	1330 ohm	Diode saturation current	IoRef 15 nA
Serie resistance	Rserie	13.85 ohm	Voc temp. coefficient	MuVoc 0 mV/°C
			Diode quality factor	Gamma 2.80
Specified Pmax temper. coeff.	muPMaxR	-0.30 %/°C	Diode factor temper. coeff.	muGamma 0.010 1/°C
<hr/>				
Special parameter for amorphous modules				
Rshunt exponential	Rsh(G=0)	10000 ohm	Exponential parameter	Rsh exp 5.5
Recombination parameter	di² / mu tau	2.55 1/V	Spectral correction enabled	Yes
<hr/>				
Reverse Bias Parameters, for use in behaviour of PV arrays under partial shadings or mismatch				
Reverse characteristics (dark)	BRev	3.20 mA/V²	(quadratic factor (per cell))	
Number of by-pass diodes per module		1	Direct voltage of by-pass diodes	-0.7 V
<hr/>				
Model results for standard conditions (STC: T=25°C, G=1000 W/m², AM=1.5)				
Max. power point voltage	Vmpp	116.5 V	Max. power point current	Impp 1.23 A
Maximum power	Pmpp	142.8 Wc	Power temper. coefficient	muPmpp -0.33 %/°C
Efficiency(/ Module area)	Eff_mod	9.1 %	Fill factor	FF 0.640
Efficiency(/ Cells area)	Eff_cells	9.8 %		
<hr/>				
PV module: DuPont Apollo, DA142-C1				
PVsyst Evaluation mode				



Anexo D: Características do módulo FV - YL245P-29b

