



## MODELOS DE AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO PARA A REGIÃO DOS LAGOS

César Luiz de Azevedo Dias

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientadores: David Alves Castelo Branco  
Maurício Cardoso Arouca

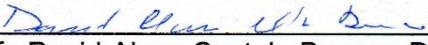
Rio de Janeiro  
Setembro de 2017

MODELOS DE AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS  
DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO PARA A REGIÃO DOS LAGOS

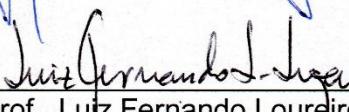
César Luiz de Azevedo Dias

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ  
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS  
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM  
PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

  
Prof. David Alves Castelo Branco, D.Sc.

  
Prof. Maurício Cardoso Arouca, D.Sc.

  
Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D.

  
Prof. Carlos Alberto Aragão de Carvalho Filho, Ph.D.

  
Prof. Rogério Atem de Carvalho, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2017

Dias, César Luiz de Azevedo

Modelos de Avaliação de Desempenho de Diferentes  
Tecnologias de Geração Fotovoltaica: Estudo de Caso  
para Região dos Lagos / César Luiz de Azevedo Dias. –  
Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017

XX, 239 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: David Alves Castelo Branco

Maurício Cardoso Arouca

Tese (doutorado) – UFRJ / COPPE / Programa de  
Planejamento Energético, 2017

Referência Bibliográfica: p. 212-239

1. Modelos para Estimativa de Performance FV. 2.  
Sistemas Fotovoltaicos. 3. Geração Distribuída. I. Castelo  
Branco, David Alves II. Universidade Federal do Rio de  
Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético.  
III. Título.

Dedico este trabalho:

A minha esposa Miriam e ao meu  
filho Vinícius pelos incondicionais apoios e  
por compreenderem as minhas ausências;

Aos meus tios Rodolpho e Tânia  
pelo carinho, apoio e acolhida.

*“A comunidade dos pesquisadores é uma espécie de órgão do corpo da humanidade: alimentado por seu sangue, esse órgão secreta uma substância essencial à vida que deve ser fornecida a todas as partes do corpo, na falta da qual ele perecerá. Isso não quer dizer que cada ser humano deva ser atulhado de saberes eruditos e detalhados, como ocorre frequentemente em nossas escolas nas quais [o ensino das ciências] vai até o desgosto. Não se trata também de o grande público decidir sobre questões estritamente científicas. Mas é necessário que cada homem que pensa tenha a possibilidade de participar com toda lucidez dos grandes problemas científicos de sua época e isso, mesmo se sua posição social não lhe permita consagrar uma parte importante de seu tempo e de sua energia à reflexão científica. É somente quando cumpre essa importante missão que a ciência adquire, do ponto de vista social, o direito de existir” Albert Einstein (1924)*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por tudo.

Aos professores David Alves Castelo Branco e Maurício Cardoso Arouca, orientadores desta tese, pelas sugestões, dedicação e incentivo.

Ao professor Luiz Fernando Loureiro Legey pelo significativo apoio e especial cordialidade.

Ao professor Fernando Amorim (*in memoriam*) pela indicação, apoio e amizade.

Aos professores Luiz Fernando Loureiro Legey, Rogério Atem de Carvalho e Carlos Alberto Aragão de Carvalho Filho por aceitarem fazer parte da banca examinadora desta tese e pelas valiosas contribuições.

Aos professores do Programa de Planejamento Energético que contribuíram nesta etapa de minha formação.

A todos funcionários do PPE, em especial à Sandra Bernardo, Paulo Feijó e Simone Vedovi pela cordialidade e apoio.

Aos colegas e amigos do PPE, em especial a Alan Emanuel Ribeiro pelo apoio e companheirismo.

Ao amigo João André Duarte da Silva pela valiosa colaboração.

A ENEL, pelos investimentos oriundos de seu plano de Pesquisa & Desenvolvimento e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL pelos recursos concedidos por meio do Edital nº 13/2012, intitulado “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração de energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”, que possibilitaram a instalação do pátio de geração fotovoltaica que permitiu a produção dos dados utilizados nesta pesquisa.

Ao pesquisador Ernesto Moscardini Junior pelo apoio e companheirismo

A todos que, de alguma forma, apoiaram essa realização.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

**MODELOS DE AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO PARA A REGIÃO DOS LAGOS**

César Luiz de Azevedo Dias

Setembro/2017

Orientadores: David Alves Castelo Branco

Maurício Cardoso Arouca

Programa: Planejamento Energético

Embora o Brasil apresente elevados níveis de irradiação solar, somente na presente década começou a adotar políticas assertivas e instrumentos regulatórios que estimulam a disseminação da produção fotovoltaica (FV). O sucesso da difusão da energia FV está sustentado na confiabilidade de seus sistemas que resulta da análise eficaz capaz de permitir a escolha apropriada de suas tecnologias de geração, sendo estas dependentes dos fatores físicos climáticos do ambiente, entretanto as informações disponíveis para suporte às estimativas das performances e produções dessas tecnologias ainda são escassas. Dessa forma, este trabalho objetiva estudar os comportamentos de seis tecnologias FV no ambiente real de conversão com o propósito de fornecer ferramentas que permitam predizer suas performances e produções energéticas em sistemas conectados às redes elétricas. Assim, esta pesquisa analisou duas abordagens comumente empregadas na predição energética FV, sendo a primeira focando na estimativa de desempenho e a segunda na produção de energia. No entanto, ambas utilizam modelos que não responderam satisfatoriamente aos testes efetuados sob condições operacionais climáticas da Região dos Lagos, Rio de Janeiro, Brasil, para as tecnologias FV analisadas. A avaliação desses modelos foi efetuada por meio da metodologia de regressão múltipla, incluindo testes a ela associados: qualidade de ajuste ( $R^2$ ), confiabilidade da equação de regressão (estatística F) e dos parâmetros estimados (p-valores). Alternativamente, são propostos dois novos modelos preditores que apresentaram respostas satisfatórias aos testes, além de bons resultados, quando comparados com medições reais. Assim, os dois novos modelos revelaram ser bons estimadores do desempenho e da produção energética das tecnologias FV conectadas às redes elétricas de distribuição sob as condições climáticas da referida região do estudo.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

PERFORMANCE EVALUATION MODELS OF DIFFERENT PHOTOVOLTAIC GENERATION TECHNOLOGIES: A CASE STUDY FOR LAKES REGION

César Luiz de Azevedo Dias

September/2017

Advisor: David Alves Castelo Branco  
Maurício Cardoso Arouca

Department: Energy Planning

Although Brazil presents high levels of solar irradiation, only in the present decade did it adopt assertive policies and regulatory instruments that stimulate the dissemination of photovoltaic (PV) production. The success of the PV energy diffusion is based on the reliability of its systems that results from the effective analysis capable of allowing the appropriate choice of its generation technologies, these being dependent on the physical climatic factors of the environment and the information available to support the estimates of the performances and productions of these technologies are still scarce. Therefore, this work aims to study the behavior of six different photovoltaic technologies in the real environment of conversion with the purpose of providing tools that allow predicting their performances and energy productions in systems connected to the electric networks. This research analyzed two approaches commonly used in PV energy prediction, the first focusing on performance estimation and the second on energy production. However, both approaches use models that did not respond satisfactorily to the tests performed under climatic operating conditions of the Lakes Region, Rio de Janeiro, Brazil, for the analyzed photovoltaic technologies. The evaluation of these models was performed using the multiple regression methodology, including associated tests: quality of fit ( $R^2$ ), reliability of the regression equation (F-statistic) and estimated parameters (p-values). Alternatively, two new predictor models have been proposed and presented satisfactory answers to the applied tests, as well as good results, when compared to real measurements obtained in the field. Thus, the two new models proved to be good estimators of the performance and energy production of the photovoltaic technologies connected to the distribution networks under the climatic conditions of the study region.

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>2 ENERGIA SOLAR E GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>13</b>
2.1 ENERGIA SOLAR .....	13
2.1.1 Radiação solar .....	13
2.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	27
<b>3 TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>31</b>
3.1.1 Tecnologias de Silício.....	32
3.1.2 Tecnologias de filme fino.....	44
3.1.3 Concentradores fotovoltaicos (CFV) .....	81
3.1.4 Divisores espectrais .....	100
3.2 PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA..	103
3.2.1 Circuito equivalente ideal de uma célula FV .....	104
3.2.2 Circuito equivalente real de uma célula FV .....	106
3.2.3 Curva ( $I \times V$ ) e parâmetros elétricos característicos de uma célula FV .....	106
3.2.4 Eficiência de conversão de uma célula FV .....	108
3.2.5 Degradação e garantias das células e módulos fotovoltaicos .....	110
<b>4 CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS FV E FIGURAS DE MÉRITO .....</b>	<b>113</b>
4.1 CONSTITUIÇÃO E CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS FV.....	113
4.1.1 Módulos fotovoltaicos .....	113
4.1.2 Painel ou <i>array</i> fotovoltaico .....	116
4.1.3 Eficiência dos módulos fotovoltaicos .....	121
4.1.4 <i>Performance Ratio</i> de um sistema fotovoltaico .....	125
4.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS.....	128
4.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS AS REDES (SFCRS) .....	129
<b>5 AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DAS VARIÁVEIS AMBIENTAIS NOS DESEMPENHOS DOS SISTEMAS FV .....</b>	<b>134</b>

<b>5.1 CARACTERÍSTICAS DA REGIÃO E ESTRUTURA EXPERIMENTAL .....</b>	<b>134</b>
5.1.1 Características da Região dos Lagos .....	134
5.1.2 Estrutura Experimental.....	141
<b>5.2 INFLUÊNCIA DAS VARIÁVEIS AMBIENTAIS NA GERAÇÃO FV .....</b>	<b>168</b>
5.2.1 Velocidade do vento .....	168
5.2.2 Umidade relativa.....	170
5.2.3 Pressão atmosférica.....	173
5.2.4 Temperatura ambiente .....	174
5.2.5 Irradiação e Irradiância.....	176
<b>6 MODELOS PREDITORES DE PERFORMANCE E DE PRODUÇÃO FV.....</b>	<b>182</b>
6.1 ANALISE E DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS .....	185
6.1.1 Modelos de Estimativa de Performance FV .....	186
6.1.2 Modelos de Estimativa de Produção FV.....	190
6.2 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	194
6.2.1 Discussão sobre os modelos de estimativa de performance FV .....	194
6.2.2 Discussão sobre modelos de produção FV .....	199
6.2.3 Discussão sobre as respostas energéticas dos sistemas pesquisados ....	203
<b>7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA FUTUROS TRABALHOS.....</b>	<b>207</b>
<b>8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>212</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Consumo de Energia Elétrica: (a) Brasil e América Central e do Sul .....	1
Figura 2: Concentrações de CO <sub>2</sub> atmosférico obtidas no Observatório Mauna Loa.....	3
Figura 3: Capacidade e adições anuais mundial de energia solar FV, 2005–2015.....	5
Figura 4: Fator médio de emissão anual de CO <sub>2</sub> /MWh da Geração Elétrica - SIN.....	6
Figura 5: Evolução da capacidade e da energia hidráulica do SIN .....	7
Figura 6: Distribuição da instalação fotovoltaica acumulada em 2015 .....	8
Figura 7: Capacidade de geração líquida adicionada (MW) de 2000 a 2015 na EU 28.....	8
Figura 8: Variação anual da irradiância solar extraterrestre .....	14
Figura 9: Diferentes comprimentos de onda da radiação eletromagnética .....	15
Figura 10: Variações sazonais .....	16
Figura 11: Variação da declinação solar .....	17
Figura 12: Irradiância incidente inclinada e normal com a superfície .....	18
Figura 13: Variações da Massa de Ar com ângulo zenital .....	20
Figura 14: Irradiância global x comprimento de onda para diferentes AM .....	21
Figura 15: Irradiação solar de um corpo negro, extraterrestre e no nível do mar .....	22
Figura 16: Turbidez Linke X espessura óptica do aerossol e teor de vapor .....	22
Figura 17: Trajetória relativa do sol e formação dos ângulos.....	23
Figura 18: Rota química purificação do silício a partir do SiGM .....	35
Figura 19: Vista do corte de um cadinho com crescimento de cristais - Czochralski .....	36
Figura 20: Fluxo de produção de uma célula solar padrão m-Si .....	38
Figura 21: Cortes transversais de células de Si com contatos embutidos .....	39
Figura 22: Principais perdas numa célula de silício com bandgap = 1,1 eV.....	41
Figura 23: Processo de produção de fitas de silício - EFG .....	42
Figura 24: Vista esquemática - método RST e seção transversal da estrutura resultante .....	43
Figura 25: Processo String Ribbon com crescimento simultâneo de fitas de silício .....	43
Figura 26: Processo roll-to-roll de célula filme fino.....	45
Figura 27: Potência máxima FV a-Si a) relativa a nominal b) reativa a máxima inicial .....	47
Figura 28: Célula típica de silício amorfo de concepção p-i-n .....	49
Figura 29: Espectro solar x comprimento de onda - célula tandem a-Si e $\mu$ Si .....	51
Figura 30: Estrutura tandem de dupla camada de a-Si e $\mu$ Si.....	52

Figura 31: Estrutura convencional de uma célula GaAs.....	54
Figura 32: Seção transversal de uma célula FV de filme fino CdTe/CdS .....	56
Figura 33: a) Mini-módulo CIGS b) Seção transversal do módulo CIGS.....	58
Figura 34: Montagem célula CIGS .....	59
Figura 35: Representação esquemática de uma DSSC .....	60
Figura 36: Princípios de funcionamento e diagrama de nível de energia da DSSC .....	61
Figura 37: DSCS - a) substrato flexível plano e curvo; (b) densidade energética .....	63
Figura 38: Célula MJ - Curva espectral e representação esquemática .....	66
Figura 39: Célula Multijunção Metamórfica Invertida.....	69
Figura 40: Moth eye a) superfície comum b) nanoestruturada c) nanoestruturas d) omatídeo ..	70
Figura 41: a) dispositivo emissor de luz b) célula OFV monocamada .....	71
Figura 42: Condutividade elétrica típica de polímeros conjugados. ....	71
Figura 43: Diagrama de energias de semicondutor orgânico .....	73
Figura 44: Sistema básico OFV bicamada .....	75
Figura 45: Esboço esquemático - célula OFV Bulk heterojunção.....	75
Figura 46: Célula utilizando tintas FV de nano cristais.....	79
Figura 47: NTC a) parede única b) "quiral" c) "armchair" (d) "zig-zag" e) multiparede .....	80
Figura 48: CFV a) utilizado lente b) utilizando espelhos .....	82
Figura 49: Tecnologias dos elementos óticos da concentração dos CFV.....	84
Figura 50: Concentração ótica geométrica.....	86
Figura 51: Eficiência versus concentração numa célula m-Si .....	88
Figura 52: Configurações comuns dos componentes dos concentradores fotovoltaicos .....	89
Figura 53: Coletor solar plano: a) rastreamento de 1 eixo b) rastreamento de 2 eixos .....	90
Figura 54: a) mecanismo rastreador b) rastreador SF20 c) sitio com CFV .....	91
Figura 55: a) Reflexão e concentração CFV b) CFV parabólico c) CFV parabólico 2 eixos.....	92
Figura 56: Concentrador linear parabólico .....	93
Figura 57: CFV Cassegrain a) partes componentes b) partes de um módulo CFV.....	93
Figura 58: Corte esquemático de uma lente Fresnel típica .....	95
Figura 59: Fresnel-Kohler a) Lente b) SOE c) Vista 3D .....	95
Figura 60: a) Detalhe CFV-LSO b) Conjunto CFV-LSO .....	96
Figura 61: Percurso dos raios solares em diferentes CFV .....	96
Figura 62: Ângulo de aceitação de CFV.....	98

Figura 63: Lentes Fresnel do CFV Daido Stell .....	99
Figura 64: Dome-Fresnel Köhler (DFK) CFV-FK (UPM) .....	99
Figura 65: Efeito da auto lavagem dos domes com lentes de Fresnel .....	100
Figura 66: Divisão espectral em um CFV .....	102
Figura 67: a) CFV- 2 espelhos seletivos b) Receptor sem concentração com espelho dicroico .....	102
Figura 68: Divisão espectral CFV (a) com conjunto de prismas (b) com 2 espelhos .....	103
Figura 69: Circuito ideal equivalente de uma célula FV .....	104
Figura 70: Circuito equivalente de uma célula FV .....	106
Figura 71: Curva $V \times I$ e $P \times V$ de uma célula ou módulo FV.....	107
Figura 72: Evolução da eficiência das células FV .....	109
Figura 73: EQ de uma célula FV p-i-n de $\mu$ C-Si:H, e célula FV a-Si:H/ $\mu$ C-Si:H .....	109
Figura 74: EQE de células e módulos FV .....	110
Figura 75: Degradação máxima de módulos FV por 3 formas de garantia .....	112
Figura 76: Células FV em série e Paralelo .....	113
Figura 77: Composição de um módulo FV m-Si.....	114
Figura 78: Conexão de diodos de passagem .....	115
Figura 79: Representação esquemática de um módulo FV .....	115
Figura 80: Gráfico I-V com variação da irradiância em módulo FV a temperatura de 25º C ....	116
Figura 81: Painel ou array fotovoltaico .....	116
Figura 82: Composição de curvas I x V de associações de módulos FV .....	117
Figura 83: Topologia a) série b) paralelo c) série-paralelo d) total cruzada e) ponte f) favo de mel .....	118
Figura 84: Curvas P-V de módulo FV: (a) padrão (b) incompatibilidade .....	119
Figura 85 Topologias: “total-cross tied” (TCT) e “bridge-link” (BL) .....	120
Figura 86: Perdas por incompatibilidade nas topologias SP, TCT, BL .....	120
Figura 87: Evolução das eficiências das células FV .....	121
Figura 88: Etiqueta de eficiência para módulos FV .....	122
Figura 89: Efeitos sobre a variação da temperatura sobre um módulo FV .....	123
Figura 90: Eficiência Evans-Florschuetz X temperatura de operação.....	125
Figura 91: Sistemas FV a) cargas em CC b) cargas CC e CA .....	128
Figura 92: Instalações FV conectadas e fora da rede .....	130
Figura 93: Conexão à rede de BT da Ampla (com inversor) .....	132

Figura 94: Mesorregião das Baixadas Litorânea - destaque para Microrregião /dos Lagos.....	135
Figura 95: Temperatura da superfície do mar (TSM) - plataforma continental .....	136
Figura 96: Comportamento do vento na região Oeste do Oceano Atlântico Sul .....	137
Figura 97: Velocidade média sazonal do vento a 50 m de altura (m/s) .....	138
Figura 98: Precipitação média em 8 anos - municípios do Rio de Janeiro e Cabo Frio .....	138
Figura 99: Radiação diária média (kwh/m <sup>2</sup> .dia) - coord. 22,7469°S, 41,8819°O .....	140
Figura 100: Vista parcial do Pátio de Pesquisa de Geração Solar FV - Enel/IFF.....	141
Figura 101: Layout do pátio de geração fotovoltaica.....	142
Figura 102: Estrutura montada com módulos FV .....	143
Figura 103: Esquema de ligação do array a-Si .....	145
Figura 104: Esquema de ligação do array a-Si/μ-Si.....	147
Figura 105: Esquema do array p-Si.....	149
Figura 106: Esquema de ligação do array m-Si .....	151
Figura 107: Esquema de ligação do array CIGS .....	154
Figura 108: Esquema de ligação do array CdTe SF 280 .....	157
Figura 109: Esquema de ligação do array CdTe - FS-4110-2.....	160
Figura 110: SFCR do IFF/Ampla-Enel.....	161
Figura 111: Curva de eficiência do Inversor FVI-10.0 TL-OUTD-S .....	164
Figura 112: Analisador inteligente de energia WM5-96.....	164
Figura 113: Caixa de ligação instalada de strings no Pátio geração FV .....	165
Figura 114: Célula calibrada compensada .....	166
Figura 115: a) Piranômetro CMP; b) Piranômetro SPN1.....	166
Figura 116: Componentes da estação solarimétrica do pátio FV .....	167
Figura 117: Potência a-Si; a-Si/μSi; p-Si; m-Si; CIGS e CdTe x Veloc. do vento .....	168
Figura 118: Energia a-Si; a-Si/μSi; p-Si; m-Si; CIGS e CdTe x Veloc. do vento média diária ..	169
Figura 119: Histograma - velocidade do vento – 4 estações 2016.....	170
Figura 120: Energia a-Si; a-Si/μSi; p-Si; m-Si; CIGS e CdTe x Umid. relativa média diária.....	171
Figura 121: Potência - a-Si; a-Si/μSi; p-Si; m-Si; CIGS e CdTe x Umid. relativa do ar .....	172
Figura 122: Temperatura ambiente e umidade relativa - dia típico .....	172
Figura 123: Energia - a-Si, a-Si/μSi, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe x pressão atm. média diária....	173
Figura 124: Potência- a-Si; a-Si/μSi; p-Si; m-Si; CIGS e CdTe x Pressão atm. 30/11/2015. ....	174
Figura 125: Temperatura ambiente e temperatura dos módulos FV 28/02/2016 .....	175

Figura 126: Potência - a-Si, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe x Temperatura ambiente .....	175
Figura 127: Energia - a-Si, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe x Temp. amb. média diária .....	176
Figura 128: Potência - array a-Si, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe x Irradiância POA .....	177
Figura 129: Energia - a-Si, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe x Irradiação POA .....	178
Figura 130: Irradiância POA e Potência gerada no array m-Si - 01 a 02/12/ 2015 .....	179
Figura 131: Irradiância - Componentes Global, Difusa e Direta - 01 a 02/12/ 2015 .....	179
Figura 132: Irradiância POA, Potência - CIGS, p-Si e m-Si - 02 e 03/04/2016 .....	179
Figura 133: Temperatura ambiente e Irradiância direta - 01 a 05/12/2015 .....	180
Figura 134: Eficiência relativa do módulos x temperaturas dos módulos .....	181
Figura 135: Dependência de P com as variáveis explicativas - modelo PVUSA - CIGS.....	196
Figura 136: Performance Ratio a-Si, m-Si, CdTe-FS-280 - abril a junho de 2016.....	204
Figura 137: Performance Ratio a-Si, m-Si, CdTe-FS-4110-2 – dez./2016 e jan./2017.....	204
Figura 138: Performance Ratio aSi/ $\mu$ Si, p-Si, CIGS - abril a junho de 2016 .....	205
Figura 139: Performance Ratio aSi/ $\mu$ Si, p-Si, CIGS – dez./2016 e jan./2017.....	205

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classificação dos CFV .....	87
Tabela 2: Classe de Eficiência de módulos FV - INMETRO .....	122
Tabela 3: Características elétricas dos módulos a-Si sob STC.....	143
Tabela 4: Características elétricas dos módulos a-Si NOTC.....	144
Tabela 5: Características térmicas dos módulos a-Si .....	144
Tabela 6: Características do array a-Si .....	145
Tabela 7: Características elétricas dos módulos a-Si/ $\mu$ -Si sob STC .....	146
Tabela 8: Características elétricas dos módulos a-Si/ $\mu$ -Si sob NOTC .....	146
Tabela 9: Características térmicas dos módulos a-Si/ $\mu$ -Si .....	146
Tabela 10: Características do array a-Si/ $\mu$ -Si.....	147
Tabela 11: Características elétricas dos módulos p-Si sob STC.....	148
Tabela 12: Características elétricas dos módulos p-Si sob NOTC.....	148
Tabela 13: Características térmicas dos módulos p-Si .....	149
Tabela 14: Características do array p-Si .....	149
Tabela 15: Características elétricas dos módulos m-Si sob STC.....	150
Tabela 16: Características elétricas dos módulos m-Si sob NOTC .....	150
Tabela 17: Características térmicas dos módulos m-Si .....	151
Tabela 18: Características do array m-Si .....	152
Tabela 19: Características elétricas dos módulos CIGS sob STC .....	152
Tabela 20: Características elétricas dos módulos CIGS sob NOTC .....	153
Tabela 21: Características térmicas dos módulos CIGS .....	153
Tabela 22: Características do array CIGS.....	154
Tabela 23: Características elétricas da tecnologia CdTe SF280 sob STC.....	155
Tabela 24: Características elétricas da tecnologia CdTe SF280 - NOTC .....	155
Tabela 25: Características térmicas da tecnologia CdTe - SF280 .....	156
Tabela 26: Características do array CdTe SF280 .....	157
Tabela 27: Características elétricas da tecnologia CdTe FS-4110 sob STC.....	158
Tabela 28: Características elétricas da tecnologia CdTe FS-4110 sob NOTC.....	158
Tabela 29: Características térmicas da tecnologia CdTe - FS-4110-2.....	159
Tabela 30: Características do array CdTe - FS-4110-2.....	160

Tabela 31: Tipos, modelos e fabricantes dos módulos FV .....	161
Tabela 32: Características dimensionais, elétricas e figuras de mérito dos módulos FVs .....	162
Tabela 33: Características dos arrays FVs .....	162
Tabela 34: Características elétricas do inversor.....	163
Tabela 35: Coeficientes de regressão do modelo PVUSA.....	188
Tabela 36: Coeficientes de regressão - modelo proposto de estimativa de performance FV ..	190
Tabela 37: Coeficientes de regressão do modelo EMAT .....	192
Tabela 38: Coeficientes de regressão do Modelo Proposto para estimativa de Produção FV.	193
Tabela 39: Coeficientes de determinação do modelo PVUSA .....	194
Tabela 40: Testes <i>F</i> e <i>p</i> -valor do modelo PVUSA.....	195
Tabela 41: Coeficiente de determinação $R^2$ Modelo Proposto - Estimativa de Performance ...	197
Tabela 42: Valores do teste F e p-valor do Modelo de Performance Proposto .....	197
Tabela 43: Potências - Modelo proposto de estimativa de performance e PVUSA PTC.....	198
Tabela 44: Coeficientes de determinação $R^2$ do Modelo EMAT.....	199
Tabela 45: Valores do teste F e p-valor do Modelo EMAT .....	200
Tabela 46: Coeficientes de regressão $R^2$ do Modelo Proposto de Produção FV .....	201
Tabela 47: Valores do teste F e p-valor do Modelo de produção Proposto.....	202
Tabela 48: Energia medida e estimada – Modelos: Proposto e EMAT .....	203
Tabela 49: Relação entre potências FV e as áreas ocupadas pelos arrays.....	206

## SIGLAS E ABREVIATURAS

A - Área

AM - Massa de Ar

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica

a-Si - Silício amorfo

a-Si:H - Silício amorfo hidrogenado

ANN - *Artificial Neural Network*

ASTM - *American Society for Testing Materials*

AZO - Óxido de Zinco Dopado com Alumínio (ZnO:Al)

BCFV – Baixa Concentração Fotovoltaica

BHJ - Bulk Heterojunção

BIPV - Building-integrated photovoltaics

c - Velocidade da luz no vácuo

CA – Corrente contínua

CC – Corrente alternada

CdTe - Telureto de Cádmio

CDTN - Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear

CEC - *California Energy Commission*

Cg - Concentração ótica geométrica

CIGS – Disseleneto de cobre-índio-gálio-selênio

CFV - Concentrador fotovoltaico

c-Si - Silício cristalino

CVD - Deposição química a vapor (*Chemical Vapor Deposition*)

DOE - *United States Department of Energy*

DSC, DSSC células solar sensibilizadas por corante (*dye-sensitized solar cell*)

E - Energia

FEFAP - Evaporação por Feixe de Elétrons Assistida por Plasma

EFG - *Edge defined Film fed Growth*

EG – *Bandgap* - Energia para mover um elétron do átomo para o estado livre

EIA - *U.S. Energy Information Administration*

EMAT - *Energy Rating at Maximum Ambient Temperature*

$E_{mensal}$  - Produção média mensal de energia

ENCE - Etiqueta Nacional de Conservação de Energia Elétrica

EP - Evaporação por Plasma  
EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas  
EQE - Eficiência quântica externa  
ESW - Efeito Staebler-Wronski  
EU 28 - 28 países membros instituidores do tratado da União Europeia  
eV - Elétron-Volt  
f – Frequência  
F - Teste da significância da regressão múltipla  
FF - Fator de Preenchimento  
FGV - Fundação Getúlio Vargas  
G - Irradiância  
h - Constante de proporcionalidade de Planck  
H - Irradiação solar diária total  
HCFV – Alta Concentração Fotovoltaica  
HIT - Heterojunção com Filmes Finos Intrínsecos  
Hz - Hertz  
I - Corrente elétrica,  
IBGE- Instituto brasileiro de Geografia e Estatística  
 $I_D$  - Corrente do díodo no escuro  
IEA - *International Energy Agency*  
IEC - *International Electrotechnical Commission*  
 $I_L$  - Corrente foto gerada  
 $I_{mp}$  – Corrente no ponto de máxima potência  
INMET – Instituto Nacional de Meteorologia  
INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial  
 $I_{sc}$  - Corrente de curto-circuito  
ITO - Óxido de índio dopado com estanho ( $In_2O_3:Sn$ )  
j - Joule  
K - Constante de Boltzmann  
LCOE - Custo Nivelado de Energia Elétrica  
LEMS - Laboratório de Engenharia e Modificações de Superfícies  
MCFV - Média Concentração Fotovoltaica  
MAPE - *Mean Absolute Percentage Error*  
MPPT- *Maximun Power Point Tracking*  
m-Si - Silício monocristalino  
NASA - *National Aeronautics and Space Administration*

nc-Si - Silício nanocristalino  
nip - Junção n-i-p  
NOCT - *Nominal Operating Cell Temperature*  
NREL - *National Renewable Energy Laboratory*  
NTC - Nanotubo de Carbono  
OFV – Célula Orgânica Fotovoltaica  
ONU - Organização das Nações Unidas  
P - Potência  
PBE - Programa Brasileiro de Etiquetagem  
PEDOT:PSS – poli (3,4-etilenodioxitiofeno) dopado com poli(estireno-sulfônico)  
PECVD - Deposição Melhorada de Vapor químico através de Plasma  
PG&E - *Pacific Gas and Electric*  
POA - *Plane of Array*  
 $P_m$  - Potência máxima  
 $P_{mpp}$  - Potência nominal de pico  
 $P_{mod}$  - Potência de saída do módulo  
pin – Junção p-i-n  
PMMA – Polimetilmetacrilato  
p-Si - Silício policristalino  
PTC - *PVUSA Test Conditions*  
PVUSA - *Photovoltaics for Utility Scale Applications*  
QD - *Quantum Dot*  
QDDSSC - Células Solar Sensibilizadas por Pontos Quânticos  
QE - Eficiência Quântica  
RAD - *Ribbon Against Drop*  
REN21 - Renewable Energy Policy Network for 21st Century  
 $R_p$  - Resistência em paralelo  
 $R_s$  - Resistência em série  
 $R^2$  - Coeficiente de determinação  
RST - *Ribbon on a Sacrificial Template*  
SEL - *Stacked Elemental Layer* - empilhamento elementar de camada  
SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede  
SEM – *Scanning electron microscopy* (Microscópio eletrônico de varredura)  
SHJ - *Silicon Heterojunction* (Heterojunção de Silício)  
SiGE - Silício de Grau Eletrônico  
SiGM - Silício de Grau Metalúrgico

SiGS - Silício de Grau Solar

SIN - Sistema Interligado Nacional

STC - *Standard Test Conditions*

$T_a$  - Temperatura ambiente

$T_c$  - Temperatura da célula fotovoltaica

$T_m$  – Temperatura do módulo fotovoltaico

$T_{max}$  – Temperatura ambiente máxima

$T_{med}$  – Temperatura ambiente média

TCO - Óxido Condutor Transparente (*Transparent Conductive Oxide*)

TL - Coeficiente de Turbidez Linke

$T_{max}$  - Temperatura ambiente máxima

TSM - Temperatura da Superfície do Mar

UHCFV - Ultra alta Concentração Fotovoltaica

UMG - *Upgraded Metallurgical Grade*

USDE - *Unite State Department of Energy*

UV-Vis - Região do espectro eletromagnético do ultravioleta ao visível

$V_{oc}$  - Tensão de circuito aberto

$V_{mp}$  - Tensão no ponto de máxima potência

$V_w$  - Velocidade do vento

WEC - *World Energy Council*

X - Fator de concentração ótico

XRD - Difração de Raios -X

$\mu$ Si - Silício Microcristalino

$\mu$ -Si:H - Silício microcristalino hidrogenado

$\alpha$  - Coeficiente de temperatura da corrente de curto circuito

$\beta$  - Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto

$\gamma$  - Coeficiente de temperatura da potência

$\eta$  - Eficiência

$\eta_R$  - Eficiência nas condições STC

$\theta$  - Ângulo de aceitação

$\lambda$ - Comprimento de onda da luz

$\tau$  - Transmitância ótica

$\Omega$  – Ohm

## 1 INTRODUÇÃO

É preponderante o papel da energia elétrica no desenvolvimento de uma sociedade, entretanto, as suas formas tradicionais de produção, baseadas na queima de combustíveis fósseis, respondem por uma significativa parcela das emissões antropogênicas danosas que contribuem para a degradação ambiental da Terra. A estreita visão de que a natureza está à disposição do homem a qualquer preço tem trazido problemas como a intensificação das alterações climáticas, a redução na biodiversidade global e outras consequências prejudiciais ao Planeta.

O desenvolvimento de modelos matemáticos que possibilitam estimar as performances e produções das tecnologias FV, como os apresentados neste estudo, permite disponibilizar ferramentas capazes de promover as avaliações e estimativas energéticas FV para apoio aos consumidores, planejadores e projetistas de tecnologias de geração solar fotovoltaica facilitando a disseminação dessa fonte renovável, abundante, amplamente disponível e inesgotável.

Segundo os dados da *International Energy Agency IEA* (2015), o consumo de energia elétrica mundial vem apresentando um histórico de elevação constante e aponta uma considerável projeção no seu crescimento, embora em alguns poucos países desenvolvidos como Suécia e Reino Unido o consumo de energia tenha estabilizado ou reduzido, o que não ocorre com a demanda mundial, pois à medida que os países elevam o padrão de desenvolvimento, o consumo per capita aumenta, sobretudo nos considerados emergentes. O gráfico ilustrado na figura 1a aponta a tendência ascendente de evolução no consumo de energia elétrica no Brasil e na América Central e do Sul, projeção semelhante referente ao consumo de energia elétrica mundial é revelada no gráfico da figura 1b.

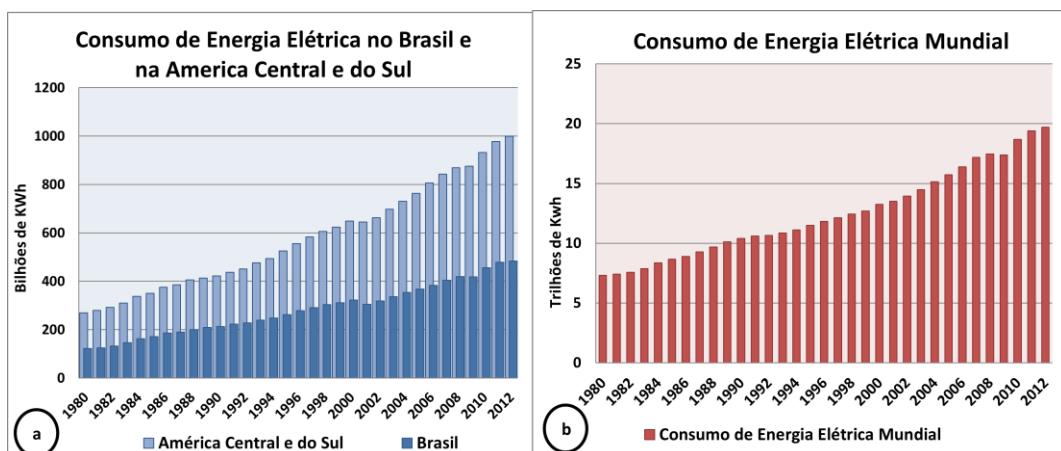


Figura 1: Consumo de Energia Elétrica: (a) Brasil e América Central e do Sul (b) Mundial  
Fonte: Ilustração própria, dados EIA (2015)

Embora haja uma crescente atenção às fontes de energia com baixas emissões de carbono, segundo a (IEA, 2016a), os combustíveis fósseis continuam a dominar o mix energético global onde a parcela de petróleo, carvão e gás natural no consumo global de energia tem se mostrado estável nos últimos 25 anos.

Rockström *et al.* (2013) argumentam que, pela primeira vez, estamos evidenciando mudanças induzidas pelo homem sobre a forma como se dá o funcionamento do sistema Terra, isso irá desencadear, além da redução de oportunidades de desenvolvimento para as futuras sociedades, consequências extremas em longo prazo para a humanidade. Schellnhuber *et al.* (2012) expuseram, no relatório elaborado para Banco Mundial, um cenário devastador com a elevação média global da temperatura ambiente em 4 °C, apontando sérias consequências, tais como: inundações de cidades costeiras; regiões áridas se tornarem completamente secas, regiões úmidas se tornarem alagadas, oceanos acidificados; intensas ondas de calor e; temperaturas extremas em diversas regiões, especialmente nos trópicos. Além do estresse térmico, esse aquecimento fará com que o Planeta enfrente uma crescente escassez de alimentos e água e consequente elevação das taxas de desnutrição, aumento de ocorrências e de intensidades de ciclones, além de danos irrecuperáveis a biodiversidade. O relatório indica ainda que a maior parte dos efeitos de tais eventos impactará com maior intensidade as regiões mais pobres do mundo, especialmente na Ásia e na África.

Shaw (2013) argumenta a favor da manutenção da política climática de elevação média global da temperatura ambiente no limite de 2 °C, tecendo críticas ao estabelecido em 4 °C no estudo desenvolvido para o Banco Mundial, especialmente por julgar que esse valor poderá induzir as discussões da política climática mundial para um nível mais arriscado, expõe ainda, dentre outros problemas, que a elevação em apenas 1,5 °C já conduziria à fome mais de cinco milhões de pessoas no mundo.

A figura 2 ilustra a evolução da concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera, constatados pelo observatório de Mauna Loa no Havaí, onde a linha vermelha revela o comportamento dos valores medidos de dióxido de carbono e a curva de cor preta suas concentrações médias anuais, depois de corrigidos os dados da sazonalidade. O referido gráfico permite perceber a contínua e significativa elevação no período de março de 1958 a setembro de 2016 e evidencia a tendência ao contínuo crescimento se ações concretas não forem adotadas.

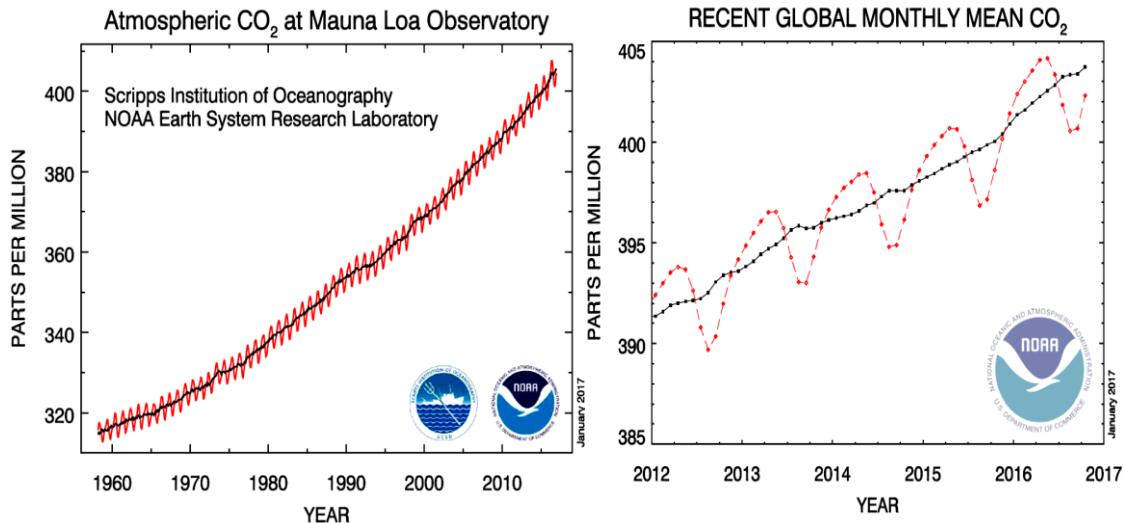


Figura 2: Concentrações de CO<sub>2</sub> atmosférico obtidas no Observatório Mauna Loa  
Fonte: (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2017)

Os problemas ambientais são decorrentes, em grande parte, da produção da energia, sobretudo as que derivam dos combustíveis fósseis, o que tornam premente a necessidade de adotar, de forma global, princípios e práticas eficazes de sustentabilidade tais como a disseminação das fontes de baixo carbono buscando garantir um futuro ambientalmente seguro. Segundo Razikov *et al.* (2011): “O mundo vai necessitar de cerca de 20 TW de energia não-CO<sub>2</sub> para estabilizar o CO<sub>2</sub> na atmosfera até meados do século [...]. O emprego das fontes de energia como a solar oportuniza o desenvolvimento de ações nesse sentido.

Bilhões de pessoas no mundo estão privadas ao acesso a serviços satisfatórios de energia, objetivando reduzir essa carência a Organização das Nações Unidas - ONU adotou a iniciativa denominada “Energia Sustentável para Todos”, integrando governos, setores da iniciativa privada e sociedade civil. A referida iniciativa tem três objetivos interligados, que devem ser alcançados até 2030, que ensejam: assegurar o acesso universal aos modernos serviços de energia; dobrar a taxa global de melhoria da eficiência energética e; duplicar a quota das energias renováveis na matriz energética global (ONU, 2013).

Embora mais de 64 % da capacidade da conversão de eletricidade no Brasil origine dos seus recursos hídricos (ANEEL, 2017), sua expansão esbarra nas limitações impostas por questões ambientais e socioantropológicas que inibem a construção de grandes barragens (Almeida Prado Jr *et al.*, 2016). Essas limitações

acarretam na restrição da capacidade de armazenamento da reserva hídrica e do tempo de regularização com consequente redução da segurança energética do Sistema Integrado Nacional - SIN<sup>1</sup>. Outro ponto que deve ser considerado é que o crescimento previsto na geração hidrelétrica está concentrado na Região Norte do País, muito distante dos maiores centros de consumo (Tolmasquim, 2016). Segundo Santos *et al.* (2013) “[...] a região amazônica possui mais de 70% do potencial hidrelétrico remanescente [...]”.

Os reservatórios das hidrelétricas, além de suas funções típicas como as de estocar a água, formar desnível e regularizar vazões, possuem outro papel importante sob a ótica ambiental que é o de capacitar o funcionamento de outras fontes renováveis, servindo como acumuladores para as energias intermitentes, como a eólica e a solar (Tolmasquim, 2016). Assim, os reservatórios utilizados coordenadamente com as citadas fontes, podem reduzir a necessidade de utilização dos combustíveis fósseis para gerar energia.

A geração termonuclear, em função das questões relativas à segurança e eliminação de resíduos radioativos, enfrenta fortes barreiras, principalmente após o acidente nuclear ocorrido em Fukushima Daiichi, em março de 2011. Tais obstáculos têm retardado os diversos planos que empregam esse tipo de fonte em vários países e até, como decidiu a Alemanha, o total abandono dos novos projetos, além do fechamento de oito centrais nucleares e a aprovação de uma lei no parlamento germânico, por larga maioria, para a desativação total das usinas nucleares até o ano de 2022 (Lechtenböhmer e Samadi, 2013).

A produção termonuclear de eletricidade, segundo Santos *et al.* (2013), exerce um importante papel na garantia, confiabilidade e segurança energética do Brasil, operando na geração de base em complemento da energia hidrelétrica, com fatores de capacidade mais elevados que outras fontes térmicas. O País possui uma grande de reserva de urânio, realiza seu enriquecimento e controla todo o ciclo desse combustível nuclear. O Brasil possui duas usinas termonucleares em operação com capacidade de 1.990 MW e está construindo uma terceira, projetada para 1405 MW,

---

1 Sistema Integrado Nacional – SIN- É o sistema de grande porte de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema é formado pelas empresas do território brasileiro das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (Ons, 2013).

com entrada em operação comercial prevista em até 2018 (Corrêa Da Silva *et al.*, 2016).

As incertezas sobre o uso e implicações da energia nuclear acendeu o debate internacional sobre o seu futuro e proporcionou a oportunidade de promover planejamentos de provimentos de energia com configurações mais sustentáveis (Selosse *et al.*, 2013). Mesmo com as vantagens apresentadas pela geração nuclear de produzir uma expressiva quantidade de energia com baixas emissões de carbono e baixos custos de produção, fatores como os riscos dos investimento e custos de capital se tornam cada vez mais elevados face às questões da instabilidade da política nuclear com a elevação do nível de exigências de segurança para tais instalações (Santos *et al.*, 2013), além disso, as usinas nucleares demandam muito tempo de construção, em torno de dez anos (Corrêa Da Silva *et al.*, 2016).

Embora a produção da energia elétrica por meio de fonte solar fotovoltaica em escala mundial tenha registrado considerável crescimento, elevando a marca de 5,1 GWp para 227 GWp entre 2005 e 2015, conforme ilustrado no gráfico da Figura 3, (REN21, 2016), menos 1% do total da energia elétrica produzida foi originada por meio de fonte FV em 2014 (Teske *et al.*, 2015a).

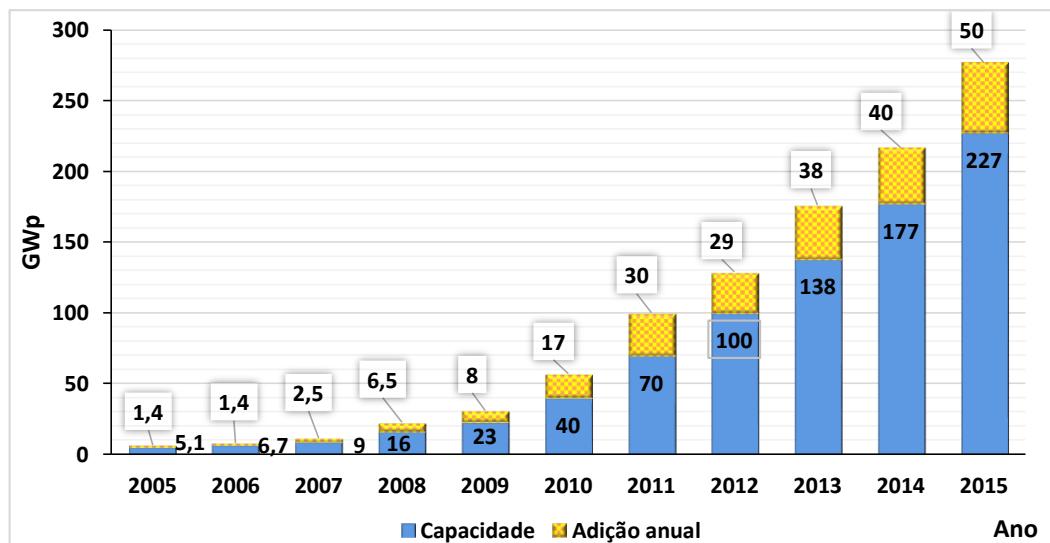


Figura 3: Capacidade e adições anuais mundiais de energia solar FV, 2005–2015  
Fonte: (REN21, 2016)

Em função da geração de energia elétrica ser predominantemente hídrica os fatores de emissões de tCO<sub>2</sub>/MWh são relativamente baixos no Brasil, quando comparadas com o que ocorre com outros países (Oró *et al.*, 2014), embora tenha ocorrido um crescimento pela necessidade de utilização das fontes fósseis no país em 2014 e 2015, como pode ser visualizado no gráfico ilustrado na figura 4. Na Alemanha,

em decorrência de ter sido gerada 19 TWh de energia elétrica através de fonte fotovoltaica, cerca 10 milhões de toneladas de emissões de CO<sub>2</sub> foram evitadas em 2011 (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2012).

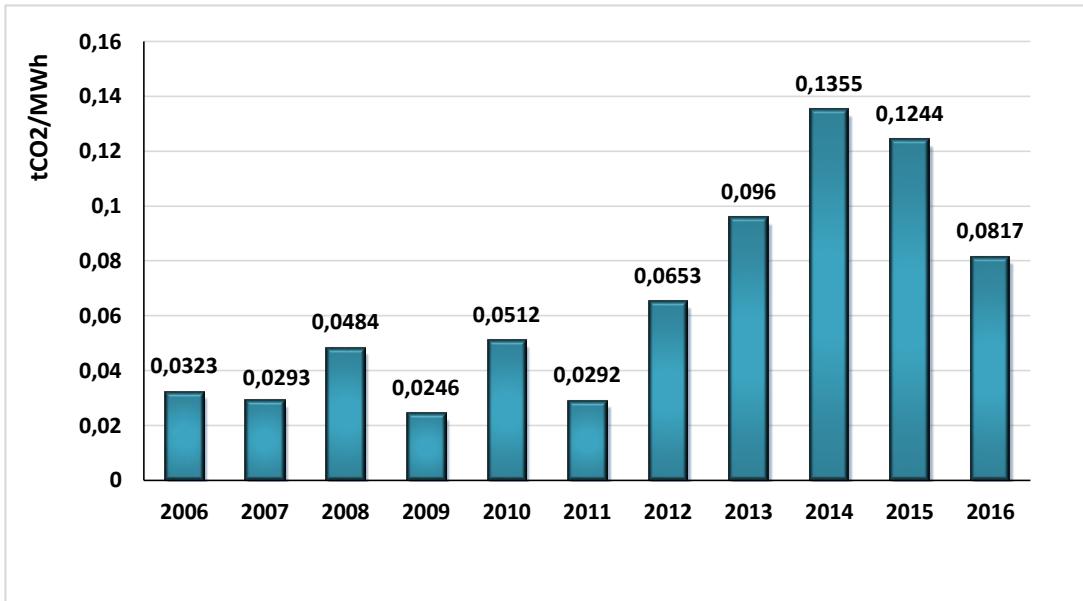


Figura 4: Fator médio de emissão anual de CO<sub>2</sub> /MWh da Geração Elétrica - SIN  
Fonte: ilustração própria, dados do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (2017)

Uma forte apreensão dos planejadores e operadores do Sistema Integrado Nacional (SIN) e do Operador Nacional do Sistema (ONS) é que a capacidade dos reservatórios nos últimos anos vem sofrendo uma redução considerável que, segundo (Roberto Pereira D'araujo, 2014) os níveis de seus estoques vêm reduzindo significativamente ao longo do tempo o que tem implicado numa significativa redução na capacidade de regularização, conforme ilustrado no gráfico da Figura 5. Segundo o referido autor, isso vem ocorrendo em função do modelo empregado que não ser capaz de apresentar a devida sensibilidade para a redução da reserva hídrica. O modelo elabora o planejamento de suas ofertas, contudo devido aos elevados preços da geração por fontes térmicas, opera executando o despacho das hidráulicas no lugar dessas desconsiderando a capacidade de regularização. No gráfico da figura 5 é possível observar que os valores resultantes da razão entre a potência hidráulica instalada e a potência hidráulica total foram reduzindo ao longo do tempo enquanto a energia hidráulica sobre o total gerado se manteve relativamente estável. Assim, é possível perceber que a redução na capacidade de regularização dos reservatórios se dá em função do aumento do consumo de energia e pela dificuldade de agregação de reservas hidráulicas, já que as construções de reservatórios requerem longo tempo para

ser concluídas além de esbarrar em questões socioambientais, principalmente as que limitam a devastação de áreas verdes e ocupação de territórios indígenas (Almeida Prado Jr *et al.*, 2016; Ribeiro *et al.*, 2016). Com isso, o sistema fica impedido de recompor o volume necessário para tentar regularizar a sua capacidade e se não ocorrer, em curto prazo, uma forte política que vise a introdução massiva de fontes renováveis o perfil do sistema de geração brasileiro tende a sofrer uma modificação que poderá ampliar a utilização das fontes de fósseis.

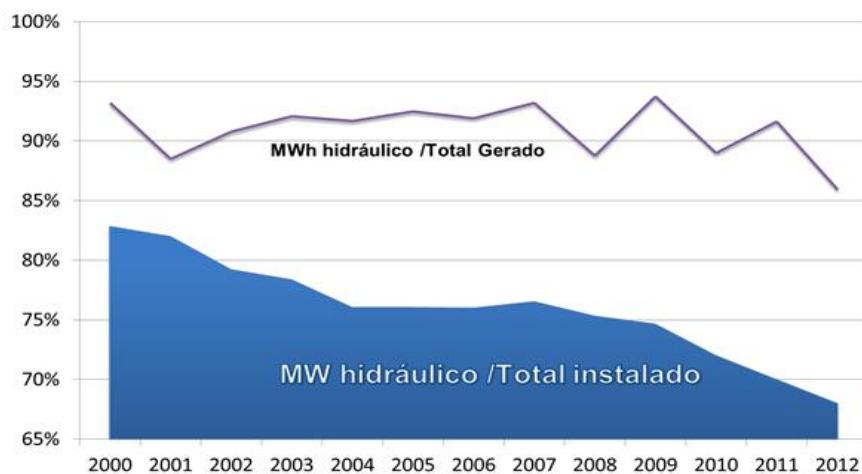


Figura 5: Evolução da capacidade e da energia hidráulica do SIN  
Fonte: Roberto Pereira D'araujo (2014)

A energia solar fotovoltaica em 2011 e 2012 apresentou na União Europeia maior elevação de capacidade do que qualquer outra tecnologia, embora o referido período não tenha sido positivo para os fabricantes dessas tecnologias devido aos preços declinantes, a redução dos incentivos governamentais, a crise econômica mundial e excessos de estoques (REN21, 2012; 2013).

A implementação do programa tarifário *feed-in* da Alemanha, no ano de 2000, fundamentalmente deu início a história de sucesso da geração solar, desde então a capacidade de energia solar global instalada se elevou a um fator bastante expressivo (Michael Schmela, 2016). A figura 6 ilustra a distribuição da instalação fotovoltaica global acumulada até o ano de 2015 onde a Europa participa com 40 %, enquanto a China e Japão e EUA juntos com 48% e o restante do mundo com 12% (Sampaio e González, 2017).

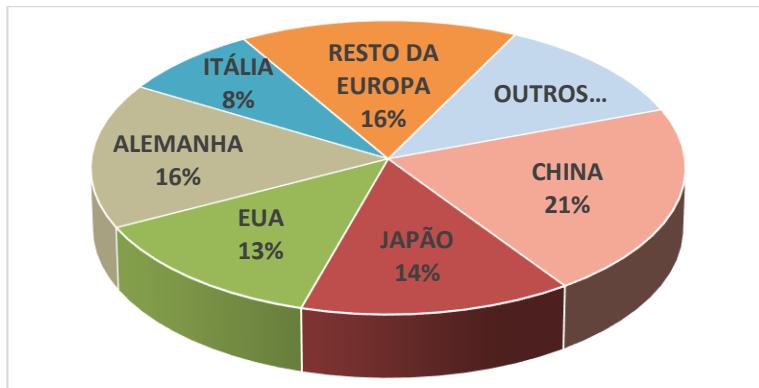


Figura 6: Distribuição da instalação fotovoltaica acumulada em 2015

Fonte: (Sampaio e González, 2017)

O gráfico da figura 7 ilustra a capacidade de geração líquida adicionada por cada tipo de fonte de energia nos países da EU-28, sendo possível observar a introdução expressiva de fontes renováveis, principalmente as eólica e solar fotovoltaica, embora revele também uma substancial adição da geração à gás, por outro lado constata-se a ocorrência de um razoável descomissionamento das gerações por fontes nuclear e fósseis, como o carvão e óleo combustível. Em 2012 foi registrado um saldo representativo na capacidade descomissionada de 1183 MW da geração nuclear, contudo em 2013 o ocorreu uma adição em 100 MW nesse bloco de países (EPIA, 2014).

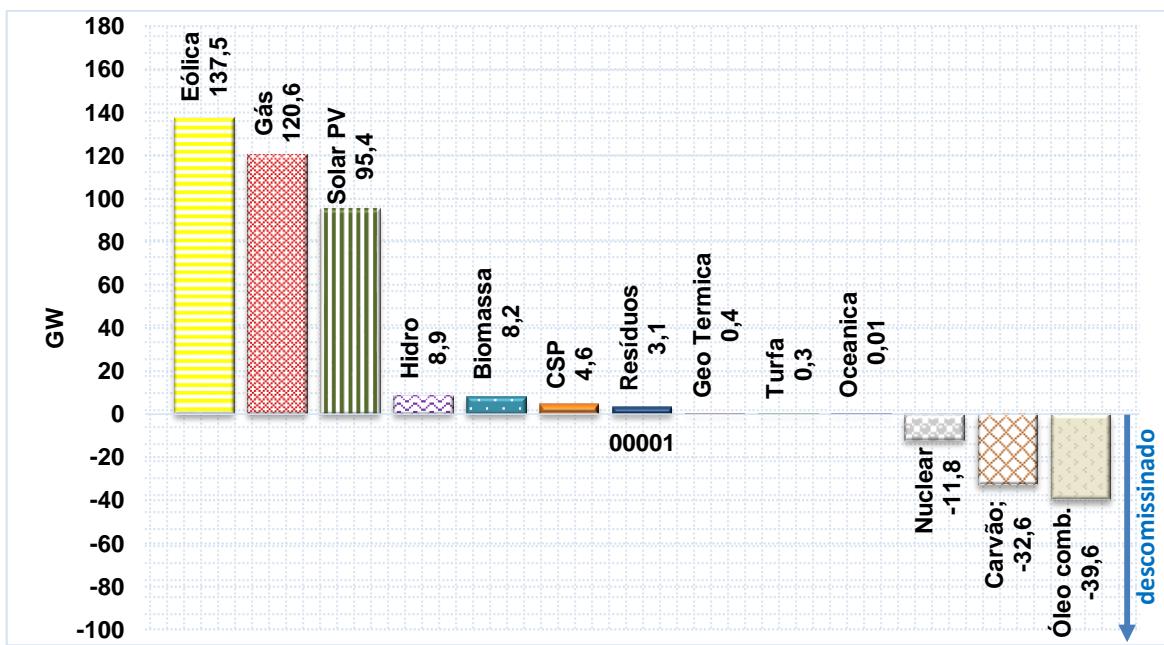


Figura 7: Capacidade de geração líquida adicionada (MW) de 2000 a 2015 na EU 28

Fonte:(Michael Schmela, 2016)

Devido às dimensões do território brasileiro, 8.515.767,049 km<sup>2</sup> (IBGE, 2012) e ao modelo de sistema integrado adotado, onde os pontos de geração, em geral, situam-se muito distantes dos centros de consumo, as expressivas distâncias percorridas pelas linhas de transmissão originam significativas perdas (Corrêa Da Silva *et al.*, 2016; Tolmasquim, 2016). Se o custo dessas perdas fosse associado ao valor da energia fotovoltaica distribuída poderia agregar valor além do que lhe é atribuído pelo seu quilowatt-hora (Rüther e Zilles, 2011). Assim, a opção de disseminar sistemas de geração distribuída conectados as redes poderá contribuir para reduzir as perdas, suavizar o carregamento das redes e linhas, diversificar a matriz energética do País, além de retardar os investimentos em aumento de capacidade das subestações e linhas transmissão (ANEEL, 2014; Tolmasquim, 2016).

A configuração do sistema elétrico brasileiro, com base na geração hidrelétrica, grandes extensões de linhas de transmissão que são demandadas para conduzir a energia aos distantes centros consumidores e interligar o sistema integrado, evidenciou sua fragilidade quando, em 2001, foi palco de um racionamento de energia elétrica e uma grande escassez nos reservatórios em 2015 (Almeida Prado Jr *et al.*, 2016; Corrêa Da Silva *et al.*, 2016). O modelo da expansão geração hídrica no Brasil vem sofrendo uma transição na sua configuração, passando a não ser mais concebido com reservatórios de grande porte, dotados de elevada capacidade de regularização, pois suas novas plantas passaram a ser projetadas para operação à fio d'água, isso ocorre, não só pelas questões socioambientais, mas também porque seu expressivo potencial hídrico está localizado na Região Norte cujo perfil topográfico não favorece grandes desníveis, (Corrêa Da Silva *et al.*, 2016; Tolmasquim, 2016). Essas questões ampliam o espaço para vislumbrar a evolução da geração distribuída no País.

A posição geográfica do Brasil com quase todo o seu território situado entre os Trópicos de Câncer e Capricórnio, onde os raios solares incidem, em grande parte do ano, com ângulo próximo a perpendicular, favorece o aproveitamento de valores elevados de irradiação solar (Tolmasquim, 2016).

Objetivando promover o uso de fontes alternativas no País, o governo brasileiro, através da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, sancionou a Resolução Normativa 482/2012, com base no Decreto nº 5.163, estabelecendo as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuídas para as potências até 100 kW e entre 100 kW a 1 MW, respectivamente. A referida resolução institui o preceito no qual a energia ativa gerada na unidade consumidora compense o

seu consumo, permitindo que o consumidor instale pequenos geradores de energias incentivadas originadas de fontes como: eólica, solar, hídrica e a biomassa na sua unidade consumidora e, não só receber, mas também fornecer energia elétrica a rede de distribuição local. Novas regras foram instituídas pela ANEEL ampliando as possibilidades para instalação das micro e minigeração distribuídas permitindo que sejam utilizados, além da cogeração qualificada, qualquer outro tipo de fonte renovável, e ainda, designar como microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 kW e por minigeração distribuída com potência acima de 75 kW e inferior ou igual a 5 MW, com limitando a hídrica em 3 MW. Outros ganhos foram apresentados pela nova regulamentação: expansão do prazo de utilização dos créditos de energia gerada pelo consumidor nas próximas faturas, passando de 36 para 60 meses; permissão de instalação de geração distribuída de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, admitindo a partilha da energia gerada entre as unidades; estabelecimento da figura de “geração compartilhada”, permitindo a associação de consumidores em consórcios ou cooperativas para implantar uma micro ou minigeração distribuída de forma a abater quantidade de energia gerada da consumida (ANEEL, 2015).

Outra ação governamental visando alavancar a geração por fonte solar foi estabelecida pela portaria do Ministério de Minas e Energia – MME nº 226/2013. Essa portaria institui os procedimentos iniciais referentes à compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração no ambiente regulado, através do Leilão "A-3". É a primeira vez que as fontes de energia solar fotovoltaica e eliotérmica estão sendo contempladas nesse tipo de comercialização (Teske *et al.*, 2015a).

As pesquisas e inovações tecnológicas concernentes às energias renováveis têm aumentado de forma generalizada, com destaque, nos últimos anos, para as fontes de origem solar fotovoltaica. Muitos investimentos têm sido feitos buscando o aprimoramento dos dispositivos, sobretudo objetivando elevar suas eficiências e reduzir os custos de produção. Pesquisas têm se voltado tanto para o desenvolvimento de materiais quanto para as concepções tecnológicas e métodos de fabricação (Makrides *et al.*, 2013). A indústria da geração fotovoltaica tem sido considerada uma das mais crescentes no mundo (Sampaio e González, 2017), nas últimas décadas os módulos fotovoltaicos obtiveram expressivos ganhos de eficiência tanto nas concepções quanto nos processos produtivos. Os avanços têm seguido diferentes caminhos tais como: utilização de substratos de baixo custo nos dispositivos de película fina; desenvolvimento de componentes orgânicos; tecnologias de células de multijunção; evolução de concentradores óticos e rastreamento solar dentre outros.

Embora haja um esforço contínuo na melhoria da eficiência dos geradores FV e redução de seus custos (IEA, 2014; Sampaio e González, 2017), cabe ressaltar que nem sempre a redução de custos FV é alcançada, pois pequenas melhorias na eficiência podem conduzir a um custo muito alto (IEA, 2014).

As tecnologias de geração solar fotovoltaica ainda são pouco consolidadas e difundidas no País e as informações fornecidas pelos fabricantes são restritas as obtidas nos ensaios sob condições específicas diferentes das encontradas no campo. De forma geral, a utilização dos métodos de avaliação das performances FV é complexa por dependerem, não só das características intrínsecas dos geradores, mas também das peculiaridades e intermitências climáticas de cada da região, o que requer trabalho especializado (Aste *et al.*, 2013; Rus-Casas *et al.*, 2014). Os softwares utilizados nas simulações de performances e produção fotovoltaica apresentam preços elevados inviabilizando a utilização por projetistas FV de pequena escala ou consumidores finais (Aste *et al.*, 2013; Senturk e Eke, 2017).

Pelo exposto, torna-se relevante estudar o comportamento das tecnologias FV no ambiente real de produção de forma avaliar seus comportamentos e apresentar modelos simplificados capazes de predizer suas performances e produções sob as condições variáveis do ambiente, servindo como ferramentas para apoio aos projetistas e consumidores interessados nos sistemas FV.

A realização desse estudo também se mostra imperativa pois, além de permitir reduzir as incertezas associadas ao desempenho e produção dos sistemas fotovoltaicos, pode contribuir para diminuir as dificuldades de avaliação do retorno e dos riscos dos aportes financeiros aplicados aos projetos de geração FV, tanto por parte dos investidores quanto pelos agentes financeiros (Overholm, 2015; Tolmasquim, 2016), e ainda, pode servir como um instrumento promotor da difusão de conhecimentos de uma fonte renovável que serve como instrumentos para o alicerce ao desenvolvimento em prol de um futuro energético sustentável.

Esta tese está dividida em sete capítulos, incluindo esta introdução. O capítulo dois trata das questões relacionadas a energia solar com ênfase nos aspectos relacionados a irradiação e seus componentes, a importância de conhecimento do potencial solar para a geração fotovoltaica e ainda, os princípios da conversão FV e vantagens em relação as outras fontes de energia.

O terceiro capítulo apresenta as principais tecnologias de geração solar fotovoltaica, para isso discorre sobre suas formas de produções, principais características, eficiências, assim como suas evoluções tecnológicas.

O capítulo quatro apresenta os tipos e as configurações de módulos de geração fotovoltaica, suas características e principais figuras de mérito, as particularidades dos sistemas isolados e dos conectados às redes elétricas de distribuição de energia.

O quinto capítulo está dividido em três partes, onde na primeira são descritos as principais características da região de estudo, destacando as suas peculiaridades climáticas e, na segunda é apresentada a estrutura experimental utilizada para o estudo detalhando o sistema de energia FV, seus arranjos, os instrumentos e dispositivos empregados para geração e coleta dos dados utilizados para monitorar as variáveis climáticas, solarimétricas e elétricas bem como para produzir as análises dos modelos preditores FV. Na terceira parte são analisados os possíveis relacionamentos entre variáveis elétricas geradas pelos arrays FV com as variáveis climáticas da região, a partir dos dados coletados em campo, de maneira a verificar suas possíveis contribuições como variáveis explanatórias dos modelos matemáticos de estimativas energéticas desenvolvidos no estudo.

O capítulo seis, analisa dois modelos preditores destinados a estimar as performances e produções das tecnologias estudadas e apresenta os dois novos modelos desenvolvidos destinados a estimar as performances e produções energéticas de tecnologias FV. Ainda no capítulo seis, são discutidos os resultados das análises dos modelos e das performances energéticas de cada uma das tecnologias FV, sob as condições da região e estabelecidas comparações entre os modelos existentes e propostos.

Por fim, o capítulo sete apresenta as principais conclusões e recomendações de alguns temas para futuros estudos, que se relacionam de forma direta ou indireta com esta pesquisa.

## **2 ENERGIA SOLAR E GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

### **2.1 ENERGIA SOLAR**

O Sol é responsável por quase toda a energia que alimenta o sistema climático da Terra, superando em muito todas as outras fontes de energia combinadas (Kopp, 2016). Considerada inesgotável, na escala humana de tempo, a energia solar, de algum modo, responde pela origem de quase todas outras “fontes de energia” do Planeta, seja: pela produção da fotossíntese da biomassa; por sua ação na atmosfera resultando a formação dos ventos e as ondas do oceano; no ciclo da água que promove o funcionamento das hidrelétricas; nas ações promovidas em outros períodos geológicos, originando os combustíveis fósseis, e; nos aproveitamentos diretos produzindo calor, efeitos termoelétricos e fotovoltaicos.

O valor da energia solar por quantidade de área, ou a intensidade de radiação solar, diminui à medida que aumenta o afastamento do Sol. Essa redução é proporcional ao inverso do quadrado da distância entre o sol e o ponto considerado. Assim, dada a enorme distância que separa o Sol e a Terra, apenas uma pequena parte da energia solar atinge a superfície terrestre. A potência do sol interceptada pela Terra é cerca de  $1,8 \times 10^{11}$  MW (Parida *et al.*, 2011), sendo que energia solar anualmente recebida pela Terra é superior a quatro mil vezes ao consumo anual mundial (Muñiz, J. M. M. J. *et al.*, 2012).

#### **2.1.1 Radiação solar**

A energia radiante emitida pelo Sol, transmitida sob forma de onda eletromagnética é denominada de radiação solar. A densidade média do fluxo energético da radiação solar no topo da atmosfera, medida sob uma superfície perpendicular aos raios solares, lhe confere um valor de Irradiância média de 1366,1 W/m<sup>2</sup> (Elbaakh *et al.*, 2011; Dazhi *et al.*, 2012). Esse valor recebe a denominação de “constante solar”. Segundo Jiménez-Muñoz *et al.* (2012), no decorrer do ano, em função da forma elíptica da órbita terrestre e das alterações que ocorrem superfície solar, dada as suas transformações complexas e dinâmicas, o valor da constante solar sofre uma variação de  $\pm 3,3\%$ . No gráfico da figura Figura 8 pode ser observado a variação anual da irradiância solar extraterrestre na parte superior da atmosfera terrestre em função do seu percurso elíptico desenvolvido pela Terra em reação ao Sol.

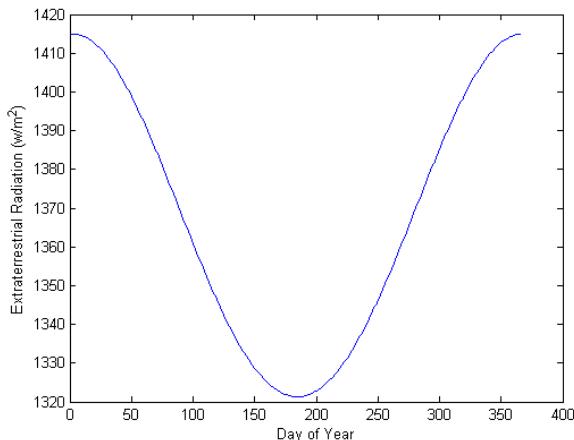


Figura 8: Variação anual da irradiância solar extraterrestre  
Fonte: (Sandia National Laboratories, 2016)

A radiação eletromagnética é uma forma de transmissão de energia que não necessita de um meio material para ocorrer. O fenômeno da radiação pode ser descrito através do modelo de ondas eletromagnéticas ou como um fluxo de fótons, por meio do modelo de partículas, advindo dos conceitos da Física Quântica. Assim a energia de um fóton pode ser relacionada com a frequência ou com o comprimento da onda eletromagnética.

#### 2.1.1.1 O Espectro Solar

A energia produzida pelo Sol é transmitida através do espaço, sob forma de radiação eletromagnética emitida radialmente, propagadas através de ondas de diferentes frequências e comprimentos. O conjunto completo dessas ondas compõe o vasto espectro de radiação solar, onde a faixa da luz visível está inserida. Segundo Eltbaakh *et al.* (2011) a relação funcional entre a intensidade e comprimento de onda é chamada de distribuição espectral solar que, de forma aproximada, se assemelha ao espectro emitido por um corpo negro a uma temperatura de 5900 K.

Os distintos comprimentos de onda radiação eletromagnética produzem diferentes efeitos físicos, onde a parte visível ao olho humano é restrita a uma faixa estreita do espectro da radiação solar, que compreende a banda de comprimento de onda de  $0,39 \times 10^{-6}$  m a  $0,77 \times 10^{-6}$  m, que apresenta uma coloração que varia entre o violeta até o vermelho (Bilbao *et al.*, 2015), conforme ilustrado no detalhe da figura 9. A outra parte, invisível ao olho humano, corresponde às faixas de ondas relativas a radiações do tipo infravermelho, ultravioleta, raios-X, raios-gama etc. A intensidade de

pico da radiação do Sol está situado dentro da região visível do espectro eletromagnético (Lueking e Cole)

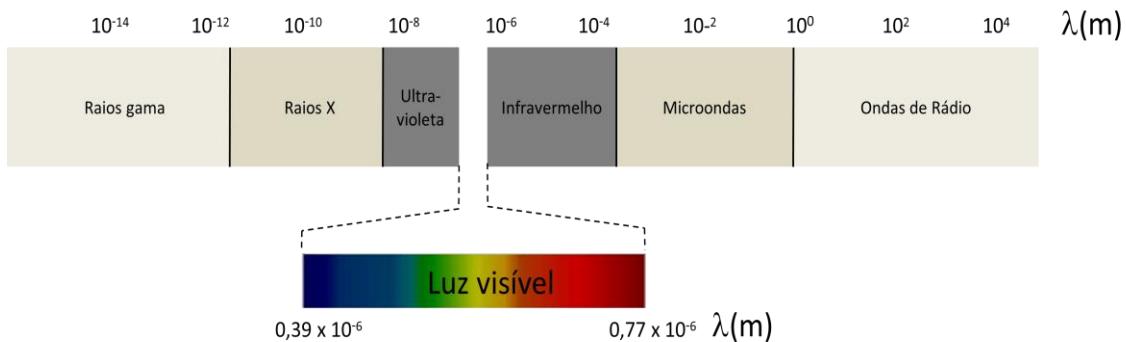


Figura 9: Diferentes comprimentos de onda da radiação eletromagnética  
Fonte: adaptado de Villalva e Gazoli (2012)

Para Eltbaakh *et al.* (2011) o conhecimento do espectro da radiação do Sol na superfície da terra é importante para o desenvolvimento de certas aplicações de energia solar e que os comprimentos de onda compreendidos entre  $0,3 \times 10^{-6}$  m e  $10 \times 10^{-6}$  m possuem especial importância para as aplicações solares e climatológica, pois 99% da radiação solar ocorre neste intervalo. Conforme Sirisamphanwong e Ketjoy (2012) existem dois parâmetros principais que afetam a distribuição de irradiação espectral, sendo eles, as condições atmosféricas e o posicionamento do sol.

Cada tipo de material que constitui as diferentes as células FV oferece uma resposta distinta aos diversos comprimentos de onda do espectro da radiação solar incidente sobre ele. Sirisamphanwong e Ketjoy (2012) apontam o exemplo das respostas espetrais aos intervalos de comprimento de onda da radiação incidente sobre o silício amorfo (a-Si) e o silício policristalino (p-Si) situados, respectivamente, entre 305-820 nm, e 305-1200 nm do espectro solar e que, embora a resposta espectral do primeiro seja mais estreita do que a do segundo, a distribuição da irradiação espectral oferece uma resposta energética mais elevada com silício amorfo.

### 2.1.1.2 Radiação Solar na Superfície da Terra

A distância entre Terra e o Sol é a é designada de unidade astronômica, designada por UA, sendo  $1[\text{UA}] = 1.495978706960 \times 10^{11} \pm 0.1 \text{m}$  (Arakida, 2009) ou, aproximadamente 149.597.870 km e, como enunciado anteriormente, em função da excentricidade orbital, varia no transcurso do ano. O ponto em que a Terra fica mais afastada do Sol recebe a denominação de Afélio, distando aproximadamente 1,017 UA

equivalente a 152.096.154 km e, quando está mais próxima, distante 147.099.586 km ou 0,983 UA, recebe o nome de periélio (Yamasoe e Correa, 2016).

A trajetória elíptica descrita pela Terra tem seu plano inclinado em relação ao plano do equador. A direção geográfica Norte-Sul, devido a essa inclinação, está defasada do Norte-Sul magnético da Terra.

O movimento desenvolvido entre a Terra e o Sol é bastante complexo e faz com que os valores da radiação variem a todo momento em qualquer ponto na superfície da Terra conforme o posicionamento relativo. Segundo (Eltbaakh *et al.*, 2011) essa variação depende da geometria do globo, de sua rotação, da excentricidade da órbita e da longitude do periélio. As variações mais intensas ocorrem nas regiões polares e nos períodos de solstício<sup>2</sup>, no entanto, conforme está ilustrado na figura 10, próximo à linha do Equador e durante os equinócios, período em que a duração solar do dia é igual a da noite em todo o Planeta, ocorre a menor variação da radiação solar.

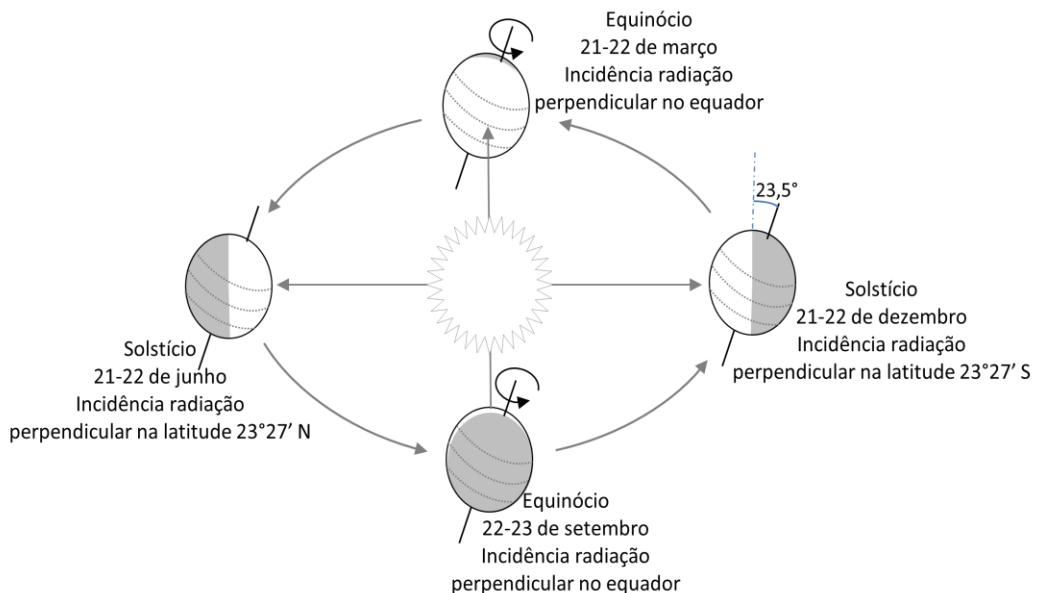


Figura 10: Variações sazonais

Fonte: Elaboração própria, adaptado de (NASA - National Aeronautics and Space Administration, 2011)

<sup>2</sup> Solstício representa o instante em que o Sol atinge maior declinação em latitude em relação à linha do Equador, fato que provoca maior duração do dia no hemisfério Norte, caracterizando o solstício de verão (dia maior que a noite). Ocasião em que, pela simetria existente entre os dois hemisférios, no Hemisfério Sul ocorre o solstício de inverno quando se dá a maior duração da noite.

O fluxo de radiação solar que atinge a superfície da Terra depende do valor da declinação solar ( $\delta$ ), que expressa o ângulo entre o eixo de rotação da Terra e o plano vertical da órbita ou, o ângulo entre a direção da radiação solar e o equador da Terra. Conforme ilustrado na figura 11, o ângulo  $\delta$  varia entre os limites de  $-23,45^\circ$  a  $23,45^\circ$  conforme os dias do ano (Kleidon, 2013).

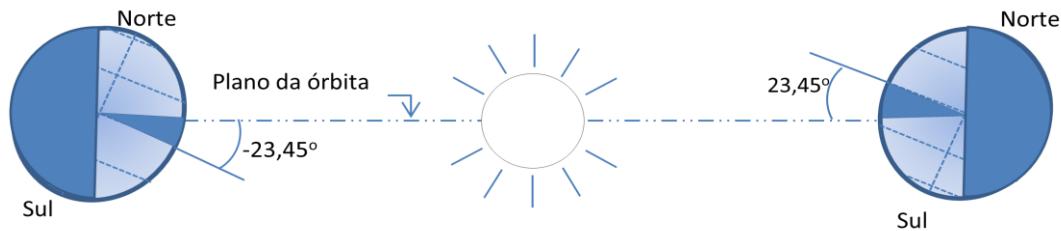


Figura 11: Variação da declinação solar  
Fonte: elaboração própria, baseado em Kleidon (2013)

Sendo a radiação composta por um fluxo de fôtons, têm-se que energia eletromagnética transmitida “E” expressa em Joule (j) ou elétron-volt (eV) é dada pela relação de Max Planck, descrita na equação 1, também denominada de equação de Planck-Einsten, onde a energia é diretamente proporcional a frequência “f” expressa em Hertz (Hz) e ajustada pela constante de proporcionalidade Planck “h” cujo valor é aproximadamente  $6,636 \times 10^{-34}$  (js) (Villalva e Gazoli, 2012). Há portanto uma relação inversa entre a energia de um fôton e o comprimento de onda da luz “ $\lambda$ ” como pode ser visto na equação 2.

$$E = h \cdot f \quad (1)$$

$$E = h / \lambda \quad (2)$$

A propagação das ondas eletromagnéticas do Sol no vácuo ocorre a uma velocidade constante de “ $c_0$ ” igual a 299.792.458 m/s (BIPM - International Bureau Of Weights Measures, 2006), sendo essa velocidade abrandada quando propagada em meios materiais. A frequência da onda eletromagnética não depende do meio em que a radiação se propaga. O comprimento de onda, conforme apresentado na equação 3, é diretamente proporcional a frequência e a velocidade de propagação da onda eletromagnética (Villalva e Gazoli, 2012).

$$c = \lambda \cdot f \quad (3)$$

Pela contribuição do matemático e astrônomo Johann Heinrich Lambert, que enunciou a lei do cosseno, em 1760, conforme ilustrado na figura 12, é possível

expressar que a irradiância ( $I_z$ ) incidente inclinadamente sobre uma superfície é igual ao produto entre o valor da mesma irradiância incidente na superfície na direção normal ( $I_n$ ) e o cosseno do ângulo de inclinação ( $Z$ ), denominado de ângulo zenital. Assim é possível concluir que à medida que aumenta o ângulo  $Z$ , formado entre o Zênite local, o valor da Irradiância<sup>3</sup> solar será reduzido segundo a expressão da equação 4.

$$I_z = I_n \times \cos Z \quad (4)$$

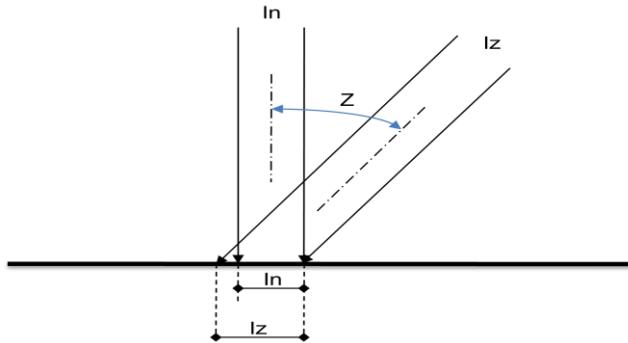


Figura 12: Irradiância incidente inclinada e normal com a superfície  
Fonte: elaboração própria, baseado em Ahmad, S. et al. (2013).

Onde:

$$I_n = J_o = \text{constante solar} = 1366,1 \text{ W/m}^2$$

$$Z_h = \text{ângulo zenital em dado instante}$$

$$\cos Z_h = \sin \Phi \sin \delta + \cos \Phi \cos \delta \cos h \quad (5)$$

Sendo:

$$\Phi = \text{latitude (0 a } \pm 90^\circ)$$

$$h = \text{ângulo horário} = [(\text{horário local} - 12).15]$$

$$\delta = \text{declinação solar (0 a } \pm 23,45^\circ)$$

$$\delta = 23,45^\circ \sin [(360/365).(NDA - 80)] \quad [\text{em graus}] \quad (6)$$

$$\delta = 0,4093 \sin [(2\pi NDA / 365) - 1,405] \quad [\text{em radianos}] \quad (7)$$

$\delta$  com valor negativo significa o posicionamento do Sol no hemisfério sul

---

<sup>3</sup> A Irradiância é definida como o fluxo radiante incidente de qualquer radiação eletromagnética por unidade de área. No Sistema Internacional a Irradiância é expressa em  $\text{W/m}^2$

Onde: NDA é o número de dias transcorrido no ano, conforme ilustram os exemplos: 20 de Janeiro = 20; 16 de julho = 197.

A distância do Sol a Terra varia continuamente o que influencia no valor da irradiância solar que incide no topo da atmosfera terrestre, este valor é proporcional ao inverso do quadrado da distância (desconsiderando, no caso, que existe uma ininterrupta variação própria da atividade solar), sendo possível determinar o valor da Irradiância extraterrestre através da equação 8:

$$I_z = J_o \left( \frac{d}{D} \right)^2 \cos Z_h \quad (8)$$

O valor da irradiância se altera ao longo do dia e do ano em função da trajetória relativa estabelecida entre a Terra e o Sol, por conseguinte com a latitude terrestre. O valor estimado da Irradiância extraterrestre diária ( $Q_o$ ) pode ser obtido integrando os valores instantâneos de  $I_z$ , conforme equação 9:

$$Q_o = \int I_z dh = \int J_o \left( \frac{d}{D} \right)^2 \cos Z_h dh \quad (9)$$

Que resulta na expressão 10:

$$Q_o = 3,76 \left( \frac{d}{D} \right)^2 \left( \frac{\pi}{180} h_n \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \sin h_n \right) \quad (10)$$

Sendo:

$h_n$  = o ângulo horário do nascer do sol, expresso pela equação 11:

$$h_n = \cos^{-1}(-\tan \phi \cdot \tan \delta) \quad (11)$$

Nos valores obtidos por esses cálculos não estão considerados os efeitos de absorção que ocorrem no transcurso da atmosfera. A radiação que chega ao limite superior da atmosfera é denominada de radiação total, que é resultado de energia radiante integrada do horário do nascimento ao pôr do Sol, conhecida como radiação extraterrestre ou radiação na ausência da atmosfera ( $R_a$ ). A radiação solar durante seu deslocamento na atmosfera é acometida por uma série de efeitos de absorções, reflexões, reemissões resultando no que se denomina de radiação solar incidente ( $R_s$ ) que se subdivide nas componentes: radiação direta e radiação difusa. A radiação direta é aquela que alcança a superfície da Terra sem ser acometida por desvios na atmosfera ou interceptação das nuvens, enquanto a radiação difusa considera os desvios que sofre durante a trajetória e sua difusão na atmosfera.

Uma parcela da radiação solar que atinge a superfície da Terra pode sofrer reflexão, absorção ou transmissão. A fração da energia total incidente que é refletida

pela superfície, na abordagem da energia solar, recebe a denominação de albedo ( $r$ ) (Muñiz, J. M. M. J. et al., 2012). Assim é possível dizer que a radiação originada do albedo resulta da parcela de reflexões da radiação direta ou difusa recebida pelas e superfícies que se encontram no entorno de um determinado ponto e por elas emitidas.

#### 2.1.1.2.1 Massa de Ar e Turbidez Atmosférica

Os valores da Irradiância que chegam ao nível do solo, conforme já descrito, são atenuados por efeitos que acometem a radiação solar durante o transcurso da atmosfera, e estão relacionados com a Massa de Ar (AM) e o coeficiente de Turbidez Linke (TL) (Inman et al., 2013).

A massa de ar está relacionada com a espessura da camada atmosférica por onde se desenvolve o transcurso da radiação solar até o local onde incide a radiação. Assim, o comprimento do trajeto ótico através da qual a radiação se propaga na atmosfera até atingir o nível onde está instalado o sistema FV está sujeito ao ângulo zenital que define o percurso dessa radiação. Portanto, para um maior ângulo do zênite solar corresponde um valor mais elevado de AM. Na figura 13 é possível visualizar os valores da variação da massa de ar. O valor de AM é igual a 1 quando o sol está a pino, isto é seu ângulo em relação ao zênite é igual a  $0^\circ$ , e para um ângulo zenital igual a  $60^\circ$  valor de  $AM = 2$ . Assim, o valor da massa de ar depende da latitude e do instante em que o sol está posicionado e definido pelo seu ângulo zenital.

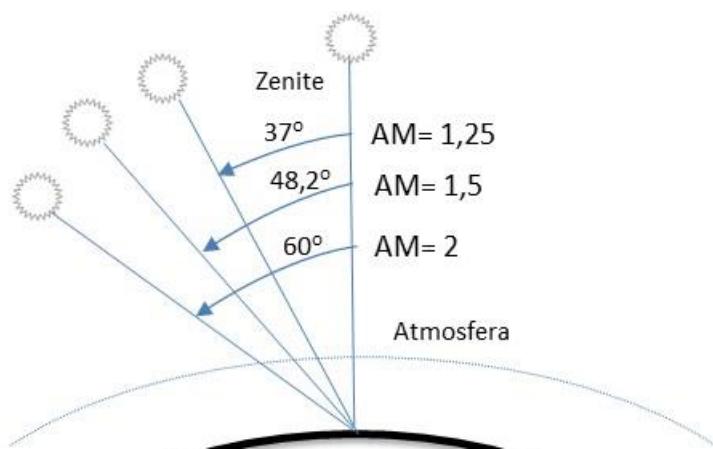


Figura 13: Variações da Massa de Ar com ângulo zenital  
Fonte :(Stoffel, 2013)

Como as condições reais de iluminação solar variam conforme a localização geográfica, o período do dia e do ano, para fins de padronização, a análise da

eficiência de conversão das células solares de diferentes fabricantes é geralmente avaliada em laboratórios, sendo as células iluminadas com espectros de luz com massa de ar simulada (Avrutin *et al.*, 2011). Os valores de AM = 0 e AM = 1.5 são usados, respectivamente, para aplicações espaciais e terrestres. Como indicado na Figura 13, o valor AM = 1.5 está correlacionado com a irradiação solar na superfície da Terra nas latitudes médias 48,2°. Este coeficiente de massa de ar pode ser obtido através do inverso do cosseno da latitude média da Terra ( $1/\cos 48,5^\circ = 1,5$ ) (Villalva e Gazoli, 2012).

A densidade de potência de luz, ou irradiação, incidente é 1367 W/m<sup>2</sup> e 963 W/m<sup>2</sup> respectivamente para os espectros de refletância o AM = 0 e AM = 1.5, sendo os valores padronizados pela American Society for Testing Materials - ASTM E891-87 (normal direta) e ASTM E892-87 (global), que servem de referência para as outras normas nacionais e internacionais (Avrutin *et al.*, 2011). A figura 14 permite visualizar a redução das irradiações solar global com a elevação dos valores de massa de ar nos comprimentos de onda do espectro solar.

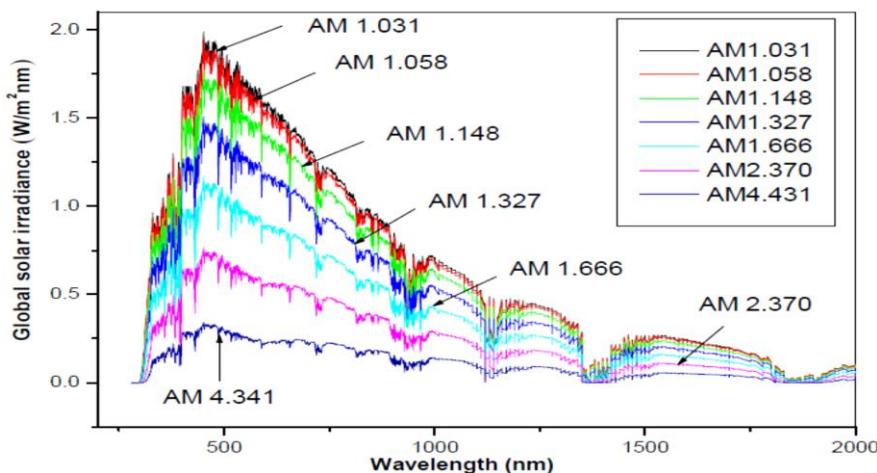


Figura 14: Irradiância global x comprimento de onda para diferentes AM  
Fonte: (Guechi *et al.*, 2013)

A composição da atmosfera é bastante variável e sua composição resulta de gases, vapor d'água e aerossóis (pequenas partículas líquidas ou sólidas capazes de seguir o movimento das correntes de ar). Esses componentes, cujas concentrações variam em função do tempo e da localização, promovem complexos efeitos de absorções, reflexões, e remissões da irradiação solar produzindo sua atenuação durante o trajeto que desenvolve na atmosfera. Esse efeito é denominado de turbidez atmosférica, sendo expresso pelo coeficiente de Turbidez Linke (TL) (Inman *et al.*, 2013).

Os efeitos de atenuação sobre a radiação solar que ocorrem na atmosfera estão expressos na figura 15, relacionados com a distribuição espectral solar nas curvas da irradiação solar extraterrestre e após o percurso na atmosfera, assim como a de um corpo negro a 5900 K. As áreas sombreadas representam os efeitos que decorrem dos constituintes atmosféricos apresentados que atenuam a irradiação no transcurso até o nível do mar.

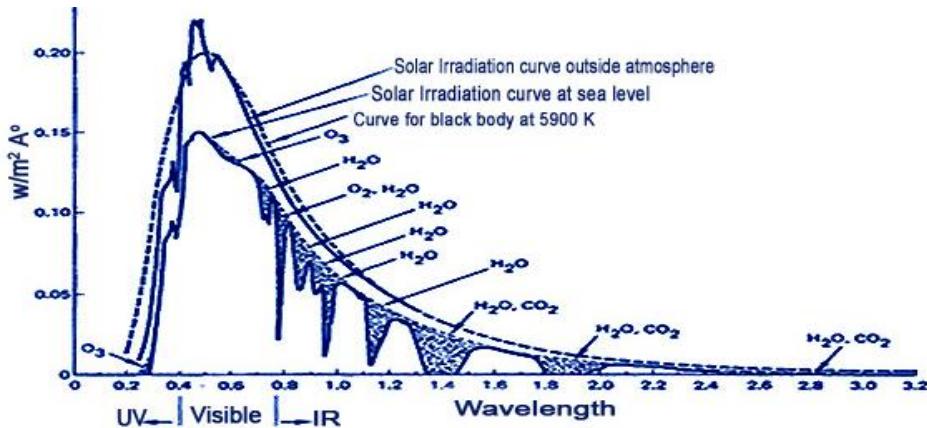


Figura 15: Irradiação solar de um corpo negro, extraterrestre e no nível do mar  
Fonte: NASA (2008)

O gráfico ilustrado na figura 16 relaciona o índice de Turbidez Linke ( $T_L$ ) a partir da conversão executada por Ineichen (Ineichen, 2008) para um valor de  $AM = 2$ , ao nível do mar, com os valores do teor de vapor d'água atmosférico e o conteúdo aerossol com espessura ótica de 550 nm presentes na atmosfera.

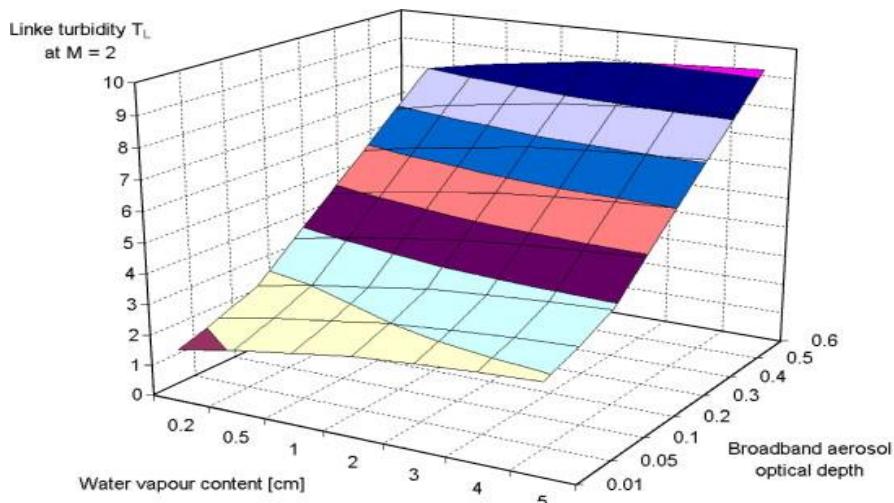


Figura 16: Turbidez Linke X espessura óptica do aerossol e teor de vapor  
Fonte: Ineichen (2008)

### 2.1.1.3 Componentes da Irradiância Solar

Existe uma divisão distinta das componentes da Irradiância solar, sendo Irradiância Normal Direta (DNI) e Irradiância Horizontal Difusa (DHI) onde, a soma geométrica dessas duas resulta no que se denomina de Irradiância Global Horizontal (GHI) (Padovan *et al.*, 2014):

$$GHI = DHI + DNI \cdot \cos Z \quad (12)$$

Sendo:

$Z$  = ângulo azimutal<sup>4</sup> e DNI fornecido pelo expressão 13:

$$DNI = I_0 e^{(-\delta_{cda} T_L \cdot AM)} \quad (13)$$

Onde:  $\delta_{cda}$  representa a espessura ótica de uma atmosfera limpa e seca,  $T_L$  o coeficiente de Turbidez Linke,  $AM$  = Massa de Ar

Como os valores da irradiância variam em função do posicionamento relativo do sol, as variáveis angulares exercem funções importantes nos projetos dos geradores fotovoltaicos. A figura 17 expressa alguns desses ângulos anteriormente descritos, além da altura solar ( $\gamma_s$ ) que é definida pelo o ângulo formado entre o raio solar e sua projeção desenvolvida sobre o plano horizontal do local (Muñiz, J. M. M. J. *et al.*, 2012).

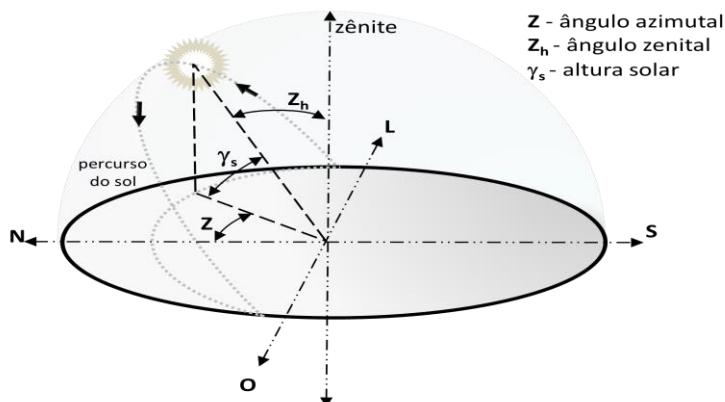


Figura 17: Trajetória relativa do sol e formação dos ângulos  
Fonte: adaptado de Ahmad, S. *et al.* (2013)

<sup>4</sup> Azimute originado do árabe *as-sumut* que significa percurso ou direção é medida do ângulo formado pela linha de projeção da posição do Sol no plano do horizonte local e a linha geográfica Norte – Sul. O ângulo desenvolvido no sentido horário iniciando pelo Norte.

A complexidade do movimento relativo da Terra com o Sol, assim como as intercorrências dos componentes atmosféricos fazem com que não seja possível determinar valores precisos e inalteráveis da radiação ao longo do tempo. Diversos modelos são adotados para efetuar estimativas da irradiação solar, entretanto podem estar relacionados a diferentes aplicações, assim é essencial buscar os que visem as aplicações energéticas específicas (Padovan *et al.*, 2014), como também a disponibilidade de dados confiáveis para que seja possível traduzir adequadamente o potencial energético de um determinado local.

#### **2.1.1.4 Importância dos dados do potencial solar**

Os investimentos de geração fotovoltaica devem estar amparados nas informações referentes ao potencial de energia solar incidente no local que se deseja instalar. Os estudos precisos relativos à variabilidade do recurso solar, obtidos por dados históricos, são fundamentais para sustentar o processo de tomada de decisão dos investidores assim como para as políticas energéticas. Vignola *et al.* (2012) apontam que a precisão de dados do potencial do local possui um significativo papel na estimativa da probabilidade de desempenho futuro. Para Martins e Pereira (2011) as avaliações do potencial de radiação solar em locais onde não existem medições podem ser realizadas de forma aproximada utilizando métodos de interpolação/extrapolação dos dados coletados em regiões próximas ou através de modelos numéricos de transferência, entretanto, alertam sobre a confiabilidade dos resultados dessas estimativas, ficando os seus empregos sujeitos a determinações de suas incertezas. Segundo Vignola *et al.* (2012) diversos sites solares não dispõem de número estações meteorológicas distribuídas em quantidade suficiente capaz de proporcionar cobertura às diversas regiões com proximidade satisfatória, de tal forma que recurso solar não altere consideravelmente ao longo de seus afastamentos, e que devido aos efeitos microclimáticos, distâncias relativamente pequenas podem apresentar resultados significativamente díspares. Malagueta *et al.* (2013) destacam que no Brasil apenas 24 localidades possuem dados climáticos detalhados.

Para Vignola *et al.* (2012) os dados de satélite mostram-se bastante vantajosos por estarem disponíveis para um local onde se deseja realizar um projeto e permite estabelecer comparações com dados medidos no solo. Porfirio e Ceballos (2013) apontam, em estudo realizado no Nordeste do Brasil, que a “*estimativa de irradiação por satélite mostra boa concordância em relação às verdades terrestre*” tendo representado satisfatoriamente o ciclo diário de irradiação direta normal medida,

tanto em dias claros como em parcialmente nublados. No entanto, Vignola *et al.* (2012) alertam que os dados históricos produzidos por satélites, em grande parte, não incluem elementos que geram grandes impactos sobre os valores de irradiação anuais, tais como a ocorrência de erupções vulcânicas ou, como exemplifica Martins e Pereira (2011), “[...] a queima de biomassa durante a estação seca nas regiões Norte e Centro-Oeste brasileiras” podendo comprometer a estimativa da irradiação potencial de um local.

Os modelos de satélites, em alguns locais e situações, também podem produzir erros se fatores como a superfície de albedo ou teor aerossol atmosférico não forem devidamente analisados e ajustados, mas quando for possível promover a validação com dados medidos em terra, a confiança nesses modelos pode ser aumentada. Para Inman *et al.* (2013) a fidelidade dos sistemas de previsão da irradiação solar ao nível do solo para diferentes microclimas ainda continua evasiva diante da grande complexidade do efeito não-linear e caótico dos movimentos das nuvens, embora reconhecendo que, nos últimos anos, diversas abordagens promissoras tenham sido desenvolvidas.

Para Vignola *et al.* (2012) a sofisticação e a incorporação de dados de entrada que incluem os efeitos físicos capazes de interferir nos dados da irradiação estão se tornando mais presentes nos modelos nas regiões onde já existem significativas atividades de utilização da energia solar, tais como nos EUA e em alguns países da Europa, entretanto nações como o Brasil não possuem conjuntos de dados históricos significativos, assim sendo, é de extrema importância a obtenção de confirmações com medições locais para que os resultados obtidos de satélite possam ser validados.

No Brasil algumas iniciativas têm procurado reduzir os obstáculos de acesso a dados confiáveis do potencial solar incidente nas diversas regiões do País, produzindo trabalhos como o Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de dados terrestres (Tiba, 2001), o Atlas Brasileiro de Energia Solar<sup>5</sup> (Pereira *et al.*, 2006) desenvolvido

---

<sup>5</sup> O Atlas Brasileiro de Energia Solar foi coordenado pelo Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos CPTEC do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais INPE que o elaborou em parceria com o Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (LABSOLAR/UFSC) sendo produzido pelo projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), com patrocínio do PNUMA (Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente) e GEF (Fundo Global para o Meio Ambiente)

pelo CPTEC/INPE em parceria com o Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (LABSOLAR/UFSC), através do projeto *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA).

O projeto SWERA tem como principal objetivo promover a inserção de fontes de energia renováveis na matriz energética de alguns países. Para elaboração dos mapas para as regiões atendidas pelo referido projeto foram adotados alguns modelos, sendo que o BRASIL-SR foi o modelo empregado para o desenvolvimento dos mapas solares do Brasil e América do Sul.

O Instituto Nacional de Meteorologia - INMET possui uma rede estações automáticas que operam ligadas a vários sensores de dispositivos meteorológicos, dentre eles os de radiação solar que podem ter seus históricos disponibilizados gratuitamente. Para atender à demanda de dados mais confiáveis, a fim de dar suporte as gerações de energia renováveis no País, foi desenvolvido e está sendo coordenado pelo CPTEC/INPE o projeto SONDA<sup>6</sup> (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais). Esse projeto é composto por uma rede de coleta de dados de superfície através de algumas estações distribuídas no território nacional, visando possibilitar o desenvolvimento de modelos numéricos, assim como o aprimoramento da base de dados do potencial solar e eólico.

Os estudos desses dados podem oferecer indicativos do potencial de energia solar de uma determinada região, entretanto estão sujeitos a incertezas que podem advir de aspectos físicos e metodológicos. Assim um estudo confiável do potencial solar da região deve ser abalizado com dados obtidos no local. Para Martins e Pereira (2011): “[...] a estimativa mais precisa do potencial energético solar para um local específico é determinada com a instalação de piranômetros na área de interesse para o desenvolvimento de um projeto de exploração do recurso solar.”

---

<sup>6</sup> Projeto SONDA é desenvolvido pelo CPTEC/INPE obteve financiamento da PETROBRÁS e da Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP (empresa pública de direito privado vinculada ao Ministério da Ciência e Tecnologia). O objetivo principal do projeto é prover dados de alta qualidade para a validação de modelos utilizados na estimativa de potencial energético de fontes renováveis. As estações do projeto SONDA distinguem-se em quatro: as de referência, estações solares avançadas, estações solares básicas e estações eólicas. As estações de referência coletam, além dados meteorológicos básicos, os relativos à radiação solar difusa, direta e global e os de iluminância e de radiação foto sinteticamente ativa (PAR).

A ANEEL através das instruções elaboradas pela Empresa de Pesquisas energéticas (EPE) (Epe, 2014a) exige, nos leilões de instalação de geração fotovoltaicas, que os participantes apresentem, para fins de cadastramento e habilitação técnica, os dados relativos às radiações solares do local onde será realizada a instalação do empreendimento e, em obediência a Portaria MME nº 21/2008, será exigido do participante do leilão, no ato do cadastramento, que apresente:

“ - Para empreendimentos sem tecnologia de concentração da radiação: a partir de 2016, o mínimo de um ano de medição da irradiação global horizontal no local do empreendimento; e

- Para empreendimentos com tecnologia de concentração da radiação: a partir de 2016, o mínimo de um ano de medição da irradiação direta normal no local do empreendimento, e, a partir de 2018, o mínimo de três anos desta medição.”

## 2.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A conversão da irradiação solar diretamente em eletricidade foi descrito por Edmond Becquerel, em 1839 (Razykov *et al.*, 2011; Sampaio e González, 2017), que informou a ocorrência de uma diferença de potencial elétrica nas extremidades de um material eletrolítico causada pela absorção da luz, posteriormente, em 1941, Shoemaker Russell Ohl desenvolveu uma célula fotovoltaica de silício. Entretanto, o surgimento de uma célula solar comercialmente viável só ocorreu mais de um século após a descoberta do fenômeno, quando pesquisadores em laboratórios da Bell, em 1954, conseguiram aumentar eficiência de uma célula constituída de Silício cristalino de 6% para 11% sob a incidência direta da luz solar (Singh, 2013).

As células solares tiveram uma rápida evolução na década de 1950, cabe registrar que o primeiro gerador fotovoltaico prático com potência de 1 W foi empregado no satélite Vanguard em 1958, (Singh, 2013). Os programas espaciais e uso em satélites, assim como a crise energética da década de 1970 muito contribuíram com as pesquisas e o desenvolvimento das tecnologias fotovoltaicas (Razykov *et al.*, 2011).

Pesquisas têm sido empreendidas buscando colocar no mercado células fotovoltaicas com maior eficiência de conversão e menor custo de fabricação, tanto para geração de energia em grande escala como para aplicação em configuração *stand-alone* e de distribuição. Essa última forma de utilização tem sido amplamente investigada e tornou-se o modelo de referência, pois tem se mostrado como solução

técnica e economicamente mais viável (Jager-Waldau, 2011; Singh, 2013). A conversão fotovoltaica ainda é considerada uma opção de provimento de eletricidade relativamente cara, embora tenha tido uma contínua redução de preço desses geradores, assim como têm elevado suas eficiências, sugerindo um cenário mais promissor para essas tecnologias num futuro próximo (Singh, 2013).

O efeito fotovoltaico é uma característica física própria de materiais que possuem propriedades semicondutoras com capacidade de absorver a energia trazida pelos fótons da radiação eletromagnética solar que, quebrando as ligações das suas estruturas moleculares, transfere uma parcela dessa energia para os elétrons, formando então pares de portadores de cargas ou, como comumente denominados, elétrons e lacunas.

Os semicondutores podem ser considerados um caso particular de materiais isolantes, onde a diferença dessa classificação se dá na magnitude do *gap* da banda proibida de energia, ou seja, a banda de valência que é a última banda de energia total ou parcialmente ocupada pelos elétrons, sucedida pela camada denominada de banda de condução do átomo. A energia contida entre essas duas bandas é denominada energia de banda proibida, “bandgap”, ou *gap* de energia ( $E_g$ ), usualmente apresentada em elétron-volt (eV) (Zilles et al., 2012a). A camada ou banda em que o elétron se situa está relacionada com a quantidade de energia que ele possui em relação ao átomo de origem, assim a banda de valência possui elétrons capazes de efetuar ligações químicas com elétrons de outros átomos em determinadas situações, como nas incidências dos fótons, adquirindo energia suficiente para saltar a “bandgap” e migrar para uma banda de nível energético mais elevado, chamada de banda de condução, onde ganham liberdade de movimentação no semicondutor (Muñiz, J. M. M. J. et al., 2012). Isso é possível desde que a energia do fóton ( $h\nu$ ) seja igual ou maior que a diferença de energia entre as bandas de valência e condução  $E_g$ .

A quantidade de elétrons livres ou lacunas no semicondutor é chamada de concentração intrínseca. Para que as cargas elétricas do semicondutor intrínseco possam gerar a corrente elétrica de forma a conduzir para um circuito externo, são adicionadas impurezas químicas ao elemento, o que origina a característica extrínseca do material (Muñiz, J. M. M. et al., 2012). Assim, por exemplo, se ao silício for acrescido determinado tipo de elemento a sua estrutura semicondutora estará se executando um processo conhecido como dopagem. Ao proceder essa dopagem ao silício com um elemento pentavalente, de impureza doadora, como o fósforo, obtém-se um material com elétrons livres, chamados de portadores de carga negativa tipo “n”,

contudo, se for acrescentado um elemento trivalente como o boro, obtém-se um material com características inversas, de impureza aceitadora, ou seja, com ausência de elétrons, sendo esses denominados portadores de cargas positivas tipo “p”, ou ainda de “buracos” ou “lacunas” (Zilles *et al.*, 2012a).

Para que seja possível compor a célula fotovoltaica duas camadas do material semicondutor são unidas, sendo uma do tipo p e outra do tipo n, formando a junção p-n. Na junção surge um campo elétrico, na região n existe concentração de elétrons que buscam migrar para a camada p, esta, por sua característica, se encontra com excesso de buracos. Ocorre que, quando o elétron migra para a região p, abandona um íon doador positivo no lado n, da mesma forma que do lado p fica o íon aceitador negativo, provocando assim uma circulação dos portadores de carga. Essa circulação tenderia a estabilizar, formando entre as camadas uma área de redução de mobilidade dos portadores de carga, chamada de região de depleção, cessando assim o campo elétrico após alcançar o equilíbrio entre as cargas. Entretanto, quando os elétrons, que se encontram nas bandas de valência do semicondutor, são atingidos pelos fôtons da radiação luminosa, esse equilíbrio é rompido promovendo o restabelecimento do campo elétrico com o reaparecimento dos pares de elétrons-lacunas. Dessa forma estabelece a diferença de potencial necessária à produção de corrente que circula quando são conectadas cargas aos terminais da célula (Zilles *et al.*, 2012a).

Tratamentos físico-químicos no material semicondutor são realizados a fim de evitar perdas e promover seu melhor aproveitamento ao efeito fotovoltaico (Azzouzi e Tazibt, 2013). Essas perdas também podem ocorrer pelo excesso de energia contida no fóton ( $hv-E_g$ ) promovendo o efeito denominado de termalização (Pinheiro, 2010).

As características de um sistema fotovoltaico lhes conferem algumas vantagens em relação a outras fontes de energia, tais como: a conversão direta da luz em eletricidade através de um dispositivo de estado sólido simples; ausência de partes móveis; capacidade de funcionar sem supervisão por longos períodos; natureza modular onde diferentes níveis de correntes, tensões e potência podem ser obtidos com integração simples; custo de manutenção reduzido; longa vida eficaz; alta confiabilidade; respostas rápidas às mudanças na produção a radiação de entrada; permitem o uso em geração descentralizada (Silveira *et al.*, 2013; Singh, 2013). Somam-se a essas conveniências o fato do gerador fotovoltaico não consumir qualquer tipo de combustível, não originar qualquer ruído durante a operação, não lançar qualquer substância contaminante ao ambiente, não gerar calor, não provocar

interferência nos voos dos pássaros, oferecer maior segurança do que outras tecnologias durante o funcionamento e, ainda não requerer espaços úteis nas edificações, permitindo a instalação sobre os telhados ou coberturas e algumas de suas tecnologias podem ser empregadas nas composições arquitetônica ou como elemento decorativo. Soma-se ainda a abundância da sua fonte, com ampla disponibilidade geográfica, oferecendo a tecnologia fotovoltaica significativas vantagens em escalabilidade e portabilidade sobre outros tipos de fontes alternativas (Ahmad, J. et al., 2013).

Devido ao ciclo natural do Sol e intermitência aleatória de sua irradiação causada pela obstrução de nuvens e outros elementos surgem fatores econômicos que limitam o uso de energia fotovoltaica, dentre eles estão a necessidade de armazenamento de energia nos sistemas FV isolados e os elevados preços dos equipamentos exigidos para os sistemas conectados às redes (Singh, 2013). A necessidade de dispor de extensas áreas para a instalação também pode se apresentar como um fator restritivo, principalmente para instalações de grande porte. Segundo (Taghvaei et al., 2013), o ponto fraco da geração fotovoltaica é a sua natureza intermitente, variável e não linear que conduz a elevação dos custos de instalação por kW gerado.

A energia fotovoltaica tem sido bastante empregada no atendimentos aos consumidores que demandam potências de pequeno valor e que se encontram em locais remotos que não apresentam viabilidade econômica para serem atendidos por redes de distribuição. Existe uma grande tendência para a utilização de estações fotovoltaicas independentes, distribuídas em zonas afastadas, devido aos benefícios que esta fonte de energia pode oferecer em relação a outras (Taghvaei et al., 2013).

Segundo Singh (2013), a integração arquitetônica de materiais de construção que incorporam as propriedades fotovoltaicas, nos chamados sistemas fotovoltaicos *building-integrados* (BIPV), como telhas, pisos, visores etc., podem oferecer não só as vantagens da estética, como também a econômica, pois ao utilizar os materiais BIPV, deve ser considerada a economia envolvida no dispêndio que haveria na aquisição dos componentes convencionais de um sistema FV.

### **3 TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Diferentes tipos de tecnologias fotovoltaicas são encontradas no mercado especializado e podem apresentar constituições e particularidades que variam na forma, desempenho energético, detalhes construtivos ou adequação a um determinado tipo de aplicação. As características dos diversos materiais semicondutores das células fotovoltaicas podem se distinguir na cristalinidade, coeficiente de absorção da luz e custo (Muñiz, J. M. M. J. et al., 2012).

As pesquisas visando o aprimoramento das células FV têm sido expressivas, envolvendo questões relacionadas ao rendimento, durabilidade, flexibilidade, potência, disponibilidade de matéria-prima, facilidade e velocidade de fabricação, tamanho, peso, preço etc. Dentre os variados elementos ativos empregados na fabricação das células fotovoltaicas, o silício tem um grande destaque, dado a abundância na natureza, propriedades semicondutoras e maturidade alcançada na produção de componentes para a indústria eletroeletrônica.

Com os estudos desenvolvidos, em 1961, por Shockley e Queisser, foi possível calcular a eficiência máxima de conversão de uma célula FV sob iluminação referente a emissão do espectro solar próximo a de um corpo negro sob temperatura superficial de 6000 K, (Rühle, 2016), estabelecendo um marco no limite de rendimento termodinâmico próximo a 31% apurado para uma única célula solar “clássica” de silício, composta de apenas uma junção, formada por um semicondutor de silício do tipo-p e outro tipo-n. O estabelecimento desse limite de rendimento estimulou a produção de pesquisas buscando o desenvolvimento de diferentes tipos de células que pudessem superar essa fronteira, criando novas gerações de células FV.

Assim, hoje encontramos diferentes constituições de células solares, sendo elas subdivididas em quatro tipos, classificadas por Falcão (2012) como:

Homojunção - consiste em uma junção p-n com o mesmo material semicondutor;

Heterofaces - similar à homojunção, mas com uma “janela” de alta banda proibida necessária para reduzir as perdas por recombinação;

Barreira Schottky - consiste em uma junção de metal com semicondutor;

Heterojunção - consiste em uma junção entre dois semicondutores diferentes.

A partir da década de 1960 os compostos semicondutores pertencentes aos elementos III-V e II-VI da tabela periódica começaram a ser pesquisados para

aplicações em células FV e também foram desenvolvidos o silício policristalino, as tecnologias de células solares de películas finas, assim como os processos de manufatura por deposição. Com isso, foi possível elevar capacidade de produção, reduzir o consumo de material e energia requerida no processo fabricação, tais fatores contribuíram para o decréscimo dos preços das células FV para aplicações terrestres (Razykov *et al.*, 2011).

Segundo Queisser (2009) para aplicações terrestres é necessário que a eficiência das células sejam de pelo menos de 15 a 16% pois mesmo se os custos fossem zero, o sistema FV ainda seria caro, considerando as outras despesas, especialmente as relativas a montagem dos painéis sobre os suportes, os componentes necessários para conectar o sistema à rede de distribuição ou para possibilitar o armazenamento. Existem ainda influência de muitos fatores não-técnicos nos custos dos sistemas FV que devem ser considerados, merecendo incentivos públicos (Dávi *et al.*, 2016).

A seguir são destacadas algumas tecnologias fotovoltaicas destinadas ao uso terrestre, dentre elas estão modelos já consolidados e produzidos em escala comercial e outros mais recentes que, ou estão em estágio de desenvolvimento tecnológico, ou ainda não atingiram uma escala competitiva no mercado.

### **3.1.1 Tecnologias de Silício**

O silício (Si) é o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre (Muñiz, J. M. M. J. *et al.*, 2012; Sampaio e González, 2017) não sendo encontrado no estado elementar, mas sob a forma de silicatos e óxidos (Davis *et al.*, 2016). O Si possui estrutura cristalina cúbica onde os átomos estão ligados covalentemente, pertence ao grupo IV da tabela periódica, classificado como semicondutor possuindo *bandgap* de 1,12 eV (Sampaio e González, 2017) sendo o é o elemento químico mais empregado na fabricação das células fotovoltaicas.

Os significativos investimentos aplicados em pesquisas e desenvolvimento geraram forte base tecnológica na produção de semicondutores que, associados economias de escala e a sua abundância na natureza, fizeram do Si o elemento predominante no mercado de produção das células fotovoltaicas (Zilles *et al.*, 2012a), respondendo por aproximadamente 90% da matéria-prima utilizada para produção desses dispositivos (Kim e Osseo-Asare, 2012; Sampaio e González, 2017).

### **3.1.1.1 Produção e purificação do silício**

A matéria-prima básica mais comumente utilizada na produção dos semicondutores de silício é o quartzo ou dióxido de silício ( $\text{SiO}_2$ ) (Muñiz, J. M. M. et al., 2012).

A produção de silício de quartzo é um exemplo do que está sendo chamado de Tecnologia Cumulativa, ou seja, a que perdura através de evoluções históricas e não desaparece, mas adapta-se às necessidades em constante mudança de demandas sociais. (Platias et al., 2013)

A purificação do silício pode ser obtida por diferentes processos que lhe conferirem distintos graus de pureza que são requeridos para as suas variadas aplicações. O grau demandado de pureza do Si para emprego na metalurgia gira em torno 98 e 99%, recebendo a denominação de Silício de Grau Metalúrgico (SiGM), alcançado através de processo de redução carbotérmica do quartzo com coque em fornos especiais de alta temperatura a arco elétrico (Delannoy, Yves, 2012; Reznichenko, 2016)

Para a produção de dispositivos eletrônicos e de geração fotovoltaica, é essencial que o Si empregado apresente um índice de pureza muito mais elevado do que os obtidos para o grau metalúrgico requerendo tratamentos mais apurados. A pureza necessária para os dispositivos eletrônicos é na ordem 9N, isto é, 99,9999999%, recebendo a denominação de Silício de Grau Eletrônico (SiGE), enquanto que para aplicações fotovoltaicas a pureza requerida é designada como Silício Grau Solar (SiGS) apresentando o grau 6 N ou 99,9999% (Ranjan et al., 2011; Muñiz, J. M. M. et al., 2012) (Seigneur et al., 2016). Assim a matéria-prima destinada a aplicações solares pode apresentar um custo menor que o da produção dos dispositivos eletrônicos (Delannoy, Yves, 2012).

As dificuldades inerentes aos processos para a produção específica para o mercado solar, comumente conduzem os fabricantes de células FV lançarem mão do subproduto gerado para a indústria eletrônica que no processo de produção não atingiu o nível de pureza necessária para a classificação SiGE, todavia a indústria de equipamentos solar esbarra na dependência de uma oferta estável desse material de refugo (Luo et al., 2011).

A pureza do silício pode ser obtida por métodos e técnicas específicas, onde os mais usuais são apresentados concisamente a seguir:

**Métodos Físicos de purificação:** São obtidos a partir do SiGM e ocorrem valendo-se da propriedade de solubilidade mais elevada das suas impurezas para segregá-las através do processo de fusão. Os fabricantes de silício metalúrgico geralmente fornecem um produto que tratado com o conhecido processo *Upgraded Metallurgical Grade* (UMG) se revela mais apurado do que o SiGM convencional, apresentando menor quantidade de impurezas, principalmente de P e B, requerendo purificações menos intensas no processo de produção das células solares.

**Método da Fusão por Zona (FZ):** Esse processo tem início com a fusão do extremo de um lingote de silício seguido pela movimentação vagarosa da zona de calor de fusão no sentido longitudinal do lingote, de forma que solidificação do silício com maior pureza vai sendo obtida em função da difusão dos átomos das impurezas para região fundida. O processo é refeito tantas vezes quanto for necessário elevar o grau de pureza. A extremidade que concentra as impurezas se solidifica, sendo removida (Delannoy, Yves 2012). Esse método proporciona as vantagens de obter um elevado grau de pureza com produção veloz, entretanto requer uma barra de forma cilíndrica uniforme e sem defeitos, o que o torna mais caro o processo. Esse método é mais empregado quando se deseja alcançar purezas elevadas. Na década de 1970, as células fotovoltaicas para utilizações espaciais produzidas através desse processo sofreram degradação adicional após a exposição à radiação (El Chaar et al., 2011).

**Métodos químicos de purificação:** Normalmente são realizados através da ação de um composto resultante da reação do gás clorídrico anidro sob o silício de grau metalúrgico moído, que é realizado sobre o leito fluidizado de um reator (FBR) *Fluidized Bed Reactor*, a uma temperatura entre 300°C e 400°C, dando origem a compostos como triclorosilano ( $\text{HSiCl}_3$ ) ou (TCS), o tetra cloreto de silício ( $\text{SiCl}_4$ ) e o silano ( $\text{SiH}_4$ ) que são submetidos a uma sequência de processos de destilação que objetivam a segregação e purificação.

**Processo Siemens:** esse método é realizado por meio da CVD (*Chemical Vapor Deposition*) deposição química a partir do vapor do TCS com hidrogênio, obtida através de arco voltaico desenvolvido nos eletrodos de carbono em reatores do tipo U, conforme ilustrado na figura 18, obtendo-se o SiGE policristalino sob forma de finas barras que se desenvolvem a uma taxa de crescimento de 1 a 2 cm/dia (Delannoy, Yves 2012). Esse processo é extremamente energointensivo e apresenta uma grande perda motivada pelo arrefecimento para evitar deposição sobre as superfícies internas da parede da câmara de reação, onde até 90% da energia pode ser desperdiçada (Davis et al., 2016). O processo Siemens resulta em materiais com preços elevados

(Platias *et al.*, 2013), entretanto inovações tecnológicas puderam ser incorporadas ao processo permitindo reduzir redução o custo de produção (Reznichenko, 2016).

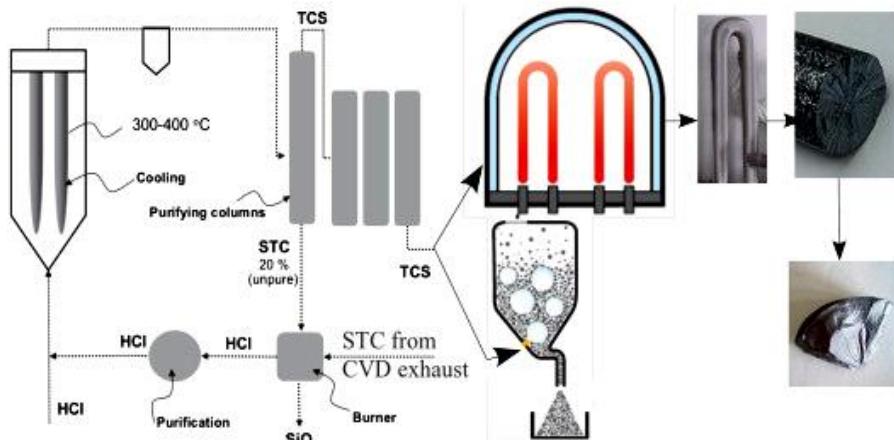


Figura 18: Rota química purificação do silício a partir do SiGM  
Fonte: Delannoy, Yves (2012)

O desenvolvimento de alternativas ao tradicional de processo Siemens para a produção silício puro, foi acelerado em função do aumento da demanda pela energia solar e pelos altos custos de produção do SiGE. A fabricação de silício policristalino por este método é ainda a forma de obtenção da matéria-prima mais utilizada para a fabricação de células solares (Safarian *et al.*, 2012). Objetivando reduzir as necessidades energéticas do processo, a indústria do SiGS passou utilizar o método de separação reativa em substituição ao de destilação simples, assim como substitui os reatores originais pelos de leito fluidizado (Ranjan *et al.*, 2011).

**Método Dupont:** Consiste em reduzir o tetrahalosilano ( $\text{SiX}_4$ ) tetracloreto de silício ou o trihalosilano ( $\text{SiHX}_3$ ) em reator de leito fluidizado. Esse processo gera quantidades substanciais de pó de silício amorfo e polímeros que quando em contato com clorossilanos se tornam explosivos (Seigneur *et al.*, 2016) além de apresentar outras dificuldades, assim foi substituído por outros processos.

**Processo Czochralski:** Após alcançado o silício policristalino ultrapuro, o monocristal pode ser obtido através do método Czochralski (CZ). Esse processo é realizado através da técnica de solidificação rotativa direcional que se dá a partir de um fragmento (semente) do cristal de silício cristalino com uma pequena quantidade de dopante do tipo p, normalmente o boro. O monocristal é gerado em um cadiño a temperatura de fusão de 1410 °C de forma lenta e bastante controlada pela diminuição da temperatura para que ocorra a cristalização do silício, conforme esquematizado na

figura 19. O crescimento de monocrystal quase perfeito se dá a partir do modelo da semente e pelo puxamento vertical do produto da fusão, onde o comprimento e diâmetro do cristal são definidos pela a quantidade de silício policristalino fundido, a velocidade de rotação da semente, o gradiente de temperatura no interior do cadiño e pela velocidade da contra-rotação (Goodrich *et al.*, 2013). O processo pode demorar dois dias ou mais para produzir um único lingote de silício. (Ranjan *et al.*, 2011).

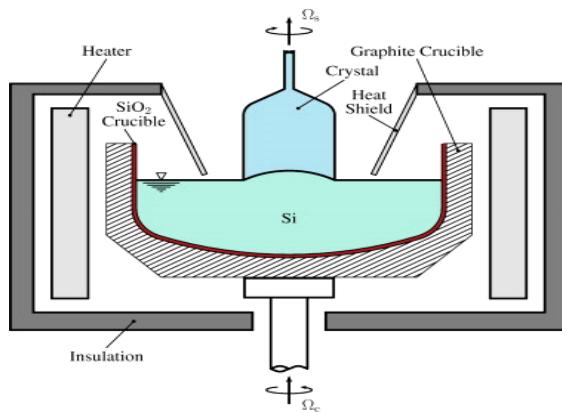


Figura 19: Vista do corte de um cadiño com crescimento de cristais - Czochralski  
Fonte: Raufisen *et al.* (2009)

Uma técnica substituta ao processo Czochralski permite produzir células com maior eficiência em forma de lâminas através do princípio de solidificação direcional. Nesse processo o silício policristalino é fundido num cadiño de base retangular e passa a receber um lento arrefecimento de baixo para cima, vai se cristalizando por meio da nucleação de pequenos cristais que se originam no fundo do cadiño e se desenvolvem no sentido em que ocorre o arrefecimento, originando as estruturas verticais.

Somente após ano de 2005 os processos dedicados a produção de matéria-prima direcionada a indústria de silício para aplicação solar passaram a ser empregados (Peng *et al.*, 2013). Atualmente o silício de grau solar é considerado como a primeira escolha para a fabricação das células fotovoltaicas, com isso várias pesquisas têm sido realizadas objetivando aprimorar as formas de produção do SiGS, assim como encontrar métodos substitutivos aos processos dispendiosos como o Siemens.

Outras técnicas e processos têm sido empregados pelos fabricantes, tais como: i) Tecnologia Ribbon, cujo método de obtenção tem como base a tensão superficial formada a partir da fusão do silício que ocorre entre dois filamentos paralelos sob elevada temperatura, originando uma fina película de silício que é

puxada verticalmente, solidificando-se no espaço entre os filamentos; ii) o processo SOLSILC, cujo o método oferece a vantagem de consumir pouca energia, quatro vezes menos energia que o processo da Siemens (Seigneur *et al.*, 2016), se dá via redução carbotérmica do quartzo e carbono, utilizado plasma a redução do quartzo, com posterior solidificação unidirecional, que pode originar, quando o quartzo for devidamente selecionado, um produto com pequena concentração de B e P; iii) o método denominado Chemical Physics (CP), desenvolvido pela ProPower Co., tem início com a fusão o SiGM em ambiente de vácuo onde são removidas diversas impurezas, seguindo para um refino mais apurado, onde emprega o oxigênio numa fusão sob temperatura elevada e ação de um campo magnético no vácuo, onde segregam mais impurezas, passando então para uma etapa de fundição e solidificação direcional dando origem ao lingote do SiGS. O método CP é capaz de produzir o SiGS a um custo bem inferior ao do processo Siemens (Liang *et al.*, 2010).

Existem muitos desafios e oportunidades que podem fornecer melhorias nas tecnologias de produção, por meio de inovação de processo e “*retro-fitting*”, a otimização dos processos e o controle não-linear avançado têm sido requeridos em muitas áreas de produção do Si e algumas evoluções podem ser vistas em Seigneurs *et all* (Seigneur *et al.*, 2016).

### **3.1.1.2 Silício monocristalino (m-Si)**

A tecnologia do m-Si alcançou um estágio maduro sendo bastante difundida e com larga escala de produção (El Chaar *et al.*, 2011). As células m-Si possuem aparência uniforme e, dependendo do tratamento antirreflexo empregado, podem apresentar a coloração azulada ou preta.

Como anteriormente descrito, o processo de purificação e cristalização resulta num lingote cilíndrico que é conduzido para usinagem, sendo então cortado, desbastado e arredondado em suas bordas, originando os *wafers* (finas fatias), com espessura de 200 a 350 µm, apresentando resistividade na ordem de 1 Ωcm. A tensão residual térmica durante a fundição pode resultar em quebra de wafers antes, durante e após a fabricação de células solares e módulos (Seigneur *et al.*, 2016). Atualmente a maioria, se não todos os *wafers* usados nas células solares de silício monocristalino são produzidos utilizando um método de corte por fio (Seigneur *et al.*, 2016).

O processo de corte utilizado na produção das células m-Si apresenta uma desvantagem, em virtude dos fios utilizados nos cortes serem tão espessos quanto os *wafers* resultantes, fazendo com que 50% ou mais do material já depurado e caro seja

eliminado como pó, tornando necessário reciclar do material, elevando o custo de produção (Ranjan *et al.*, 2011). Entretanto, o surgimento da técnica denominada *kernfless* tem permitido eliminar a produção dos resíduos de silício (Seigneur *et al.*, 2016).

O fluxo do processo de produção da célula fotovoltaica, a partir da obtenção da lâmina silício m-Si, conforme ilustrado na figura 20, tem início com a aplicação de testes de aceitação dos wafers objetivando, já no início do processo, garantir a eficiência do produto. Essa avaliação se faz necessária porque a matéria-prima pode ser adquirida de diferentes fabricantes, ou ter sofrido danos no processo de corte ou no transporte. As lâminas por serem cortadas por fios extremamente abrasivos, suas superfícies costumam apresentar defeitos e para sejam corrigidos, no método padrão, é aplicado um tratamento químico capaz de remover parcialmente as microfissuras e falhas superficiais assim como a limpeza pois, após o processo de corte, a superfície pode carregar contaminantes orgânicos e inorgânicos gerados no processo (Davis *et al.*, 2016). Os wafers são encaminhados para a dopagem, onde recebem as “impurezas” de tipo n, por meio da vaporização de oxicloreto de fósforo ( $\text{POCl}_3$ ), seguido por um aquecimento à temperatura entre 800 e 900 °C que tem por finalidade de promover a difusão do fósforo (Goodrich *et al.*, 2013). Entretanto, esse tratamento torna a superfície vítreia inibindo o contato elétrico, sendo necessário sua remoção, por meio de banho químico. O banho também promove o necessário isolamento de borda, tornando possível constituir apenas uma junção p-n no topo da célula.



Figura 20: Fluxo de produção de uma célula solar padrão m-Si  
Fonte: (Goodrich *et al.*, 2013)

A texturização da superfície, sob forma de inúmeras pirâmides aleatórias invertidas, evita que parte da luz incidente seja refletida. Essa texturização tem significativa importância para melhorar o desempenho da célula, o que conduz a um aumento relativo de cerca 40% na absorção. (Razykov *et al.*, 2011; Jiang *et al.*, 2015).

Outra forma de reduzir ainda mais o efeito de reflexão é pela adição de um revestimento de material antirreflexo (AR), tal como os hidrogenados de nitreto de silício ( $\text{SiN}_x:\text{H}$ ). A deposição química assistida por plasma (PECVD), obtido com a reação de plasma ativado entre o silano ( $\text{SiH}_4$ ) e amoníaco ( $\text{NH}_3$ ), vem sendo amplamente empregada na constituição do revestimento antirreflexo (Goodrich *et al.*, 2013).

Para complementar a estrutura das células e permitir suas conexões, são adicionados os contatos elétricos a esses wafers originando a célula solar típica, mas geralmente é necessário incluir outro passo de processamento para a remoção de uma camada fina de vítreo de fosfossilicato que é criada durante o processo de difusão (Jiang *et al.*, 2015). Para produção dos contatos é geralmente empregado um processo de metalização serigráfica, por meio de um *screen-printer*, onde se deposita, sobre a superfície superior da lâmina de silício, uma pasta de prata ou uma composição de prata com um percentual de alumínio, modulada por uma máscara que estabelece o desenho que configura o contato. Após a impressão dos contatos as lâminas seguem para um forno de secagem a temperaturas baixas, em torno de 200 °C. Na sequência, são produzidos os contatos no lado oposto por meio de nova impressão, passando por novo aquecimento próximo a 810 °C para que a pasta seja recozida para estabelecer melhor contato elétrico com o silício (Goodrich *et al.*, 2013).

A serigrafia é o método mais aplicado na metalização dos contatos das células solares, em função do alto rendimento que se obtém no processo, entretanto algumas características indesejáveis como alta resistência de contato entre a grade e o Si reduzem a eficiência da célula. Existem no mercado células solares que empregam contatos embutidos em ranhuras usinadas a laser, conforme ilustrado na figura 21, ao invés vez dos executados por serigrafia. (Avrutin *et al.*, 2011; Jiang *et al.*, 2015).

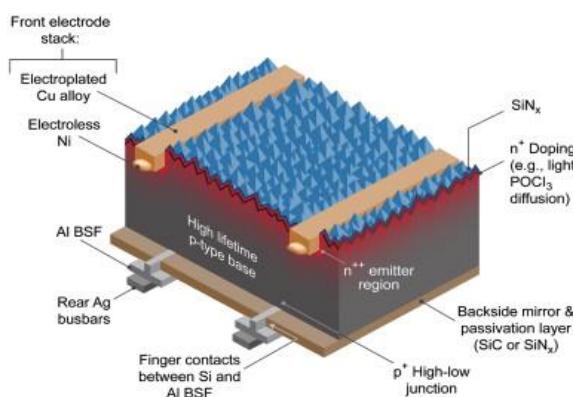


Figura 21: Cortes transversais de células de Si com contatos embutidos  
Fonte: (Goodrich *et al.*, 2013)

Alguns projetos utilizam o processo denominado *wrap-through* que empregam laser para executar finos furos que permitem levar o contato, comumente posicionado na parte da frontal, para o lado de trás da célula (Cho et al., 2013). A transferência de posição dos contatos permite que quase toda área frontal da célula possa absorver a radiação solar sem o sombreamento decorrentes das linhas do metal.

Na última etapa de processamento da célula são realizadas as medições da tensão e corrente de cada uma delas, cujo objetivo principal é selecionar as células para minimizar as perdas por “*mismatch*”<sup>7</sup> que originam da disparidade que pode ocorrer entre células quando ligadas em série na constituição dos módulos. A seleção permite que as células sejam interligadas conforme suas densidades de corrente no ponto de máxima potência para formar a associação (Goodrich et al., 2013).

Por fim, as células recebem os eletrodos terminais para que sejam associadas e ligadas ao circuito exterior. Utiliza-se, normalmente, para formar os eletrodos uma película condutora em uma das faces e uma tela metálica na outra.

Embora o espectro solar consista de fótons com energias de 0,4 eV a 4,0 eV, a eficácia das células de silício tem seu limite restrito ao que foi expresso por Shockley e Queisser. Na figura 22 é possível observar as principais perdas sofridas por uma célula convencional solar de Si, onde o valor da bandgap do material semicondutor determina a parte da energia solar que pode ser convertida pela célula. Os fótons com uma energia inferior ao valor da *bandgap* não são absorvidos, já os fótons com energia superior perdem o excesso de sua energia pelo efeito da termalização, que representa a maior perda sofrida pela célula, o que acaba redundando em mais aquecimento e consequente redução do rendimento energético. A parcela de energia incidente remanescente sofre perdas termodinâmicas inevitáveis, relativas a extração dos elétrons foto excitados dos contatos antes de recombinação radiativa (Semonin et al., 2012).

---

<sup>7</sup> Perda ou Efeito *Mismatch* é causado pela interligação de células fotovoltaicas ou que não possuem propriedades idênticas ou que, na operação, são submetidas a condições diferentes uma da outra como, por exemplo, um sombreamento. Esse efeito faz com que as células ou módulos não funcionem no seu ponto de máxima potência individual quando estão associados em série ou paralelo. Em vez disso, elas executam um máximo combinado, conduzindo a uma redução no desempenho, em que a potência é menor que o resultado que seria obtido pela associação, considerando os valores máximos individuais (Forniés et al., 2013).

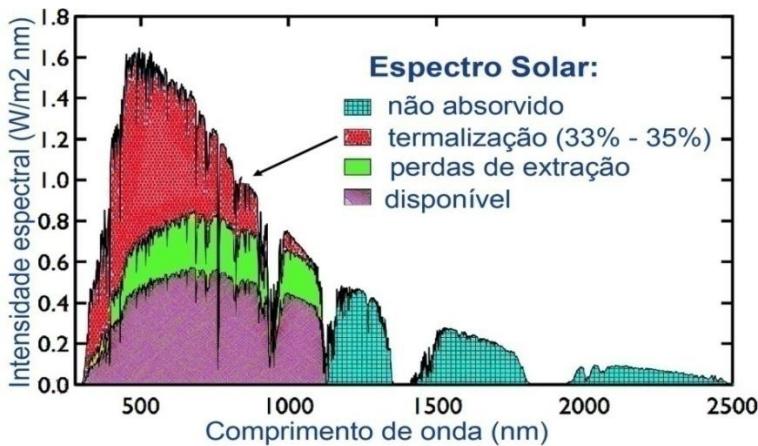


Figura 22: Principais perdas numa célula de silício com  $bandgap = 1,1\text{ eV}$   
 Fonte: Ilustração própria baseado em: (Asim *et al.* (2012); Semonin *et al.*, 2012)

A introdução de novos elementos e técnicas de produção propiciaram maior eficiência na célula solar de silício monocristalino com o decorrer dos anos. Em 1950 a eficiência dessas células alcançava apenas 15%, em 1970 elevou para cerca de 20%, evoluindo sua eficácia, continuamente, até alcançar 28% (Tyagi *et al.*, 2013).

A tecnologia baseada na arquitetura denominada *Rear Emitter Passivated Locally-diffused* (PERL) reúne diversas propriedades que permitem oferecer uma eficiência em torno de 25% mais elevada (Goodrich *et al.*, 2013; Jiang *et al.*, 2015). Uma das principais características das células PERL compreende no encobrimento quase completo das células com dióxido de silício, uma passivação interfacial que reduz bastante as perdas recombinação de óxido nas áreas cobertas e a execução de pequenos furos na parte posterior da célula a fim de estabelecer a menor área possível do contato do metal. Embora o elevado custo restrinja a sua aplicação todos os aspectos idealizados da célula PERL, vários de seus conceitos básicos estão sendo aplicados em vários projetos e pesquisa industrial (Goodrich *et al.*, 2013).

### 3.1.1.3 Silício policristalino (p-Si)

Essas células requerem processos de fabricação mais simples com temperaturas mais baixas e menor custo de produção do que os das células monocristalinas, o p-Si é composto por uma junção de cristais múltiplos com dimensões e orientações espaciais diversas que proporcionam um aspecto heterogêneo as suas células. Embora sejam mais elevadas as eficiências de conversão de energia de células de silício monocristalino que as de silício policristalino, os menores custos de produção desses últimos os tornam mais convenientes para a produção fotovoltaica (Ansari Dezfoli *et al.*, 2016).

Existem quatro processos importantes de fundição para células de silício, incluindo o método de troca de calor, o método de fundição eletromagnética, o método *Travelling Heater Method* e o método de fundição convencional (Ansari Dezfoli *et al.*, 2016). Técnicas fabris conduziram a uma maior eficiência na produção dessas células, tais como o EFG (Edge defined film fed growth), onde fitas de silício são retiradas da massa fundida através de um molde que determina a sua forma, conforme ilustrado na figura 23. Em verdade, o EFG é uma variação do método do crescimento de cristal CZ. A estabilização das bordas das fitas é um problema que ocorre nesse processo. Assim, com o objetivo de solucionar essa questão, uma subsidiária americana da empresa Schott Solar desenvolveu uma técnica, baseada no método EFG, que consiste em extrair uma estrutura, sob a forma tubular octogonal, originada por cristais que se desenvolvem lentamente, a uma velocidade 2 cm/min, em grandes cadinhos de grafite. Essa estrutura pode alcançar uma altura de seis metros com a espessura de apenas 0,3 mm. Desse material são retiradas lâminas através de corte a laser. Embora Schott Solar tenha desenvolvido esse processo automatizado, recentemente a empresa interrompeu a sua linha de produção fotovoltaica cristalina, permanecendo com a produção de filmes finos de silício amorfo (Schott Solar, 2013).

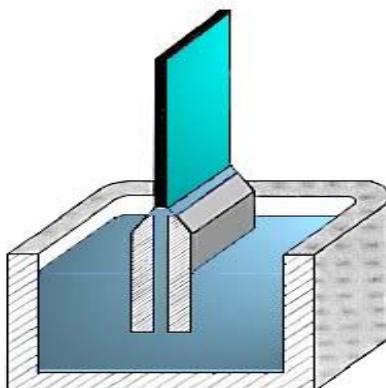


Figura 23: Processo de produção de fitas de silício - EFG  
Fonte: adaptado de (Kiel University, 2013)

Outro método bem difundido é o denominado “ribbon growth”, que consiste na cultura fitas ou folhas finas de silício policristalino, onde através de sementes de cristais especiais, mergulhados em silício derretido, são puxados lentamente para cima (El Chaar *et al.*, 2011). Esse método recebeu a designação inicial de ESR (*Edge Stabilized Ribbon*) e levou anos sendo desenvolvido até atingir a fase de produção industrial. A técnica permite oferecer maior resistência mecânica ao material de forma a produzir fitas de silício multicristalinas de 100 µm, cerca de um terço da espessura do que se obtém no silício monocristalino. O processo *String Ribbon* permite produzir

lâminas com as dimensões próximas a requerida para o produto, possibilitando eliminar o custo associado ao processo de corte dos lingotes e da fração de material eliminada de pelos fios de corte e sua reciclagem. Esse processo permite alcançar altas velocidades de produção (Hess *et al.*, 2013).

Diferentes técnicas são utilizadas para produzir Si através de fitas. O método RST ou *Ribbon on a Sacrificial Template*, modelo concebido através de fita sacrificial, originário da técnica “*ribbon against drop*” (RAD). O método RST é caracterizado pelo crescimento vertical combinado com a utilização de um substrato, conforme ilustrado na Figura 24. A técnica resulta crescimento das fitas a taxas de 4 a 7 cm/min, bem mais rápido quando comparado com os métodos de borda definida EFG (Derbouz *et al.*, 2012).

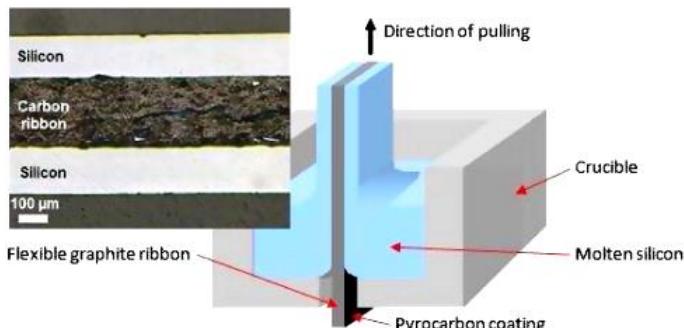


Figura 24: Vista esquemática - método RST e seção transversal da estrutura resultante  
Fonte: (Derbouz *et al.*, 2012; Evergreen Solar Co Ltd, 2013)

A figura 25 esboça o processo de fabricação, desenvolvido pela empresa *Evergreen Solar*, que obtém crescimento simultâneo de duas a quatro fitas de silício em apenas um forno de crescimento de cristal.

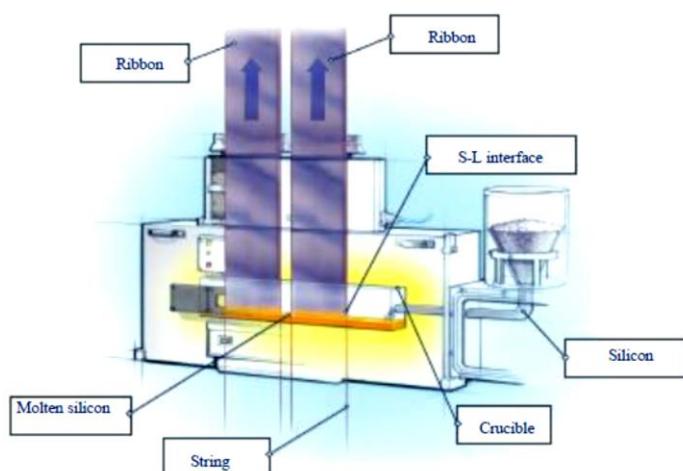


Figura 25: Processo String Ribbon com crescimento simultâneo de fitas de silício  
Fonte: (Evergreen Solar Co Ltd, 2013)

Outro processo, desenvolvido pela empresa 1366, denominado *Direct Wafer*, Technologies, produz diretamente wafers de silício formando placas individuais através de um banho de silício fundido, designado “monocristalino-equivalentes”. Uma folha fina de silício policristalino com características de superfície única é retirada de um forno e cortada na medida através do método “*laser-trimmed*”, um processo semi contínuo de alto rendimento, completado em apenas 25 segundos, tem como vantagem eliminar a perda que ocorre com a geração de resíduos de silício pelos cortes dos lingotes no processo convencional (DOE, 2011; Mendelsohn *et al.*, 2012).

O a-Si deu origem aos primeiros módulos fotovoltaicos da tecnologia filme fino e instituiu a transição entre a primeira e segunda geração de células fotovoltaicas apresentadas na sequência:

### **3.1.2 Tecnologias de filme fino**

As tecnologias de filme fino surgem como a segunda geração de células fotovoltaicas mediante a deposição de camadas bastante finas de materiais semicondutores sobre alguns tipos de substratos rígidos ou flexíveis que permitem confeccionar painéis solares com características flexíveis, mais leves e translúcidos. Essas peculiaridades possibilitaram a ampliação do comércio fotovoltaico pela versatilidade que oferecem (El Chaar *et al.*, 2011). Embora os registros de eficiência dos painéis de células de filme fino elevem a cada ano, deve-se notar que ainda são menores os convencionais (Van Deelen e Frijters, 2017).

As células solares de silício de película fina apresentam importantes vantagens sobre as cristalinas convencionais, tais como: a espessura do Si pode ser reduzida a 50 µm; o material semicondutor pode ser depositado em substratos de baixo custo como plásticos, metais ou vidro e; podem ser fabricados no tamanho módulo e em estruturas integralmente interligadas (Razykov *et al.*, 2011). A técnica de fabricação das células de filme fino pode ser realizada através da vaporização, pulverização catódica, eletrodeposição dentre outras técnicas de deposição. Sua produção dispensa a utilização de elevadas temperaturas, assim como o uso de substratos caros, e possibilita o emprego de reduzida quantidade de matéria-prima semicondutora. Esses fatores tornaram possível reduzir o custo por unidade de área, mantendo uma eficiência razoável (Avrutin *et al.*, 2011).

A nomenclatura filme fino é utilizada para designar diversas tecnologias fotovoltaicas produzidas a partir de grande variedade de matérias-primas e tipos, tais como: silício amorfo; silício nano, micro ou policristalino; telureto de cádimio (CdTe);

disseleneto de cobre-índio-gálio; células multijunção policristalina; células sensibilizadas por corante; dentre outras (Parida *et al.*, 2011; Tao *et al.*, 2011; Meillaud *et al.*, 2015).

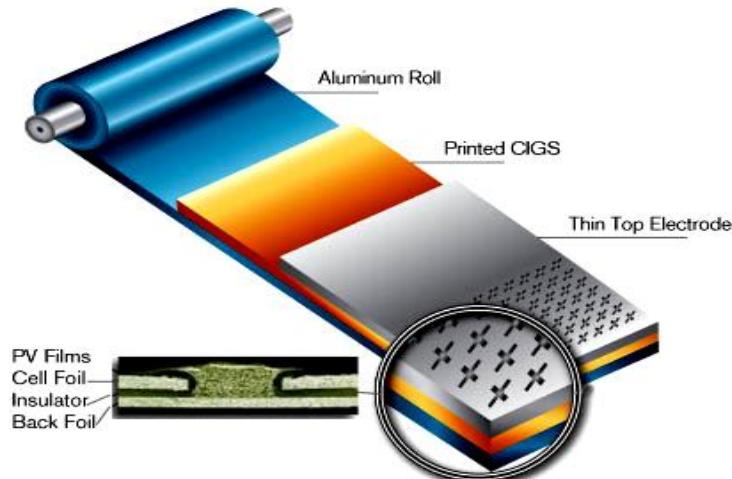


Figura 26: Processo roll-to-roll de célula filme fino  
Fonte: (Nanosolar Co., 2013)

Nessa tecnologia não existe distinção entre célula e módulo, uma vez que uma única célula de filme fino pode constituir um módulo com área bastante vasta. Os dispositivos de película fina podem ser feitos monoliticamente, isto é, depositando uma camada após a outra sequencialmente sobre um substrato. Um dos processos bastante empregados na fabricação da tecnologia de filme fino está ilustrado na figura 26, denominado de *roll-to-roll*, com a utilização de técnicas de impressão que permitem obter grande velocidade na produção. Apresentando características estéticas que permitem a versatilidade e a praticidade de uso, com comprovada flexibilidade em transparência, cor, tamanho e tipo de substrato (Meillaud *et al.*, 2015), as tecnologias de filme fino permitem que, a partir de um rolo da célula solar, o painel seja estendido e cortado no comprimento desejado para ser acomodado na superfície onde será utilizado.

Algumas vantagens nas tecnologias de filmes finos podem ser destacadas, tais como: melhor aproveitamento em baixos níveis de irradiação e sobre a radiação solar difusa; menor perda de rendimento na geração pela elevação de temperatura (Villalva e Gazoli, 2012). Outros atributos favoráveis dessas tecnologias são que, pelo fato do módulo ser constituído de uma única grande célula, comparado aos módulos compostos por conjuntos de células, é que o sombreamento em parte do módulo resulta em menor perda energética decorrente do efeito “*mismatch*”. Outro benefício que pode apresentar uma tecnologia de filme fino é custo reduzido, devido ao

processo de fabricação ocorrer sob temperaturas mais baixas sendo, assim menos energointensivo e sua estrutura linear de fabricação permite elevar a escala de produção, deste modo as células solares de película fina são mais baratas que as células solares convencionais de silício (Tyagi *et al.*, 2012; Pandey *et al.*, 2016).

### 3.1.2.1 Silício amorfo (a-Si)

O silício amorfo não apresenta formação cristalina, ou seja, seus átomos estão estruturados desordenadamente com imperfeições estruturais e de ligação. Um problema que se verifica no emprego das células a-Si é a ocorrência do processo de Degradação Induzida pela Luz (LID), também denominado de Efeito Staebler-Wronski (ESW). Quando o a-Si é exposto à luz do sol, principalmente no início da sua operação, mais intensamente nas primeiras 48 h, ocorre um processo de degradação, esse efeito, em geral, satura com o decorrer do tempo, reduzindo a taxa da LID. Esses defeitos inibiam o seu emprego na geração fotovoltaica, contudo esse problema foi contornado através de técnicas de hidrogenação resultando no Silício Amorfo Hidrogenado (a-Si:H) (Han, G. *et al.*). A combinação com o H possibilitou reduzir os problemas estruturais do material, pois a adição de hidrogênio permitiu compensar as ligações flutuantes, além de aliviar as tensões mecânicas interatômicas, permitindo a dopagem do material e a abertura de espaço para melhor organização dos átomos de silício reduzindo a ocorrência de defeitos e melhorando a mobilidade, ou seja, promovendo o aprimoramento das propriedades optoeletrônicas do material.

Uma pesquisa realizada por Radue e Van Dyk (2010) em três módulos comerciais de silício amorfo, instalados ao ar livre, analisou o comportamento energético dos materiais, estando representados graficamente na figura 27, onde a ilustração da esquerda apresenta a relação entre a potência máxima gerada e a nominal e a da direita relaciona a potência máxima gerada e a potência máxima inicial, sendo possível observar que os três módulos apresentaram significativa degradação inicial e que os módulos Si-2 e Si-3 continuaram a degradar nos quatro meses subsequentes, obtendo uma relativa estabilidade durante o restante do período, enquanto o Si-1 continuou apresentando expressiva degradação no tempo restante do estudo. Segundo os autores o Si-1 foi considerado como tendo falha operacional do módulo, enquanto Si-2 e Si-3 operaram dentro de garantia dos fabricantes, ou seja, classificado em 80%  $P_{MAX}$  (Radue e Van Dyk, 2010).

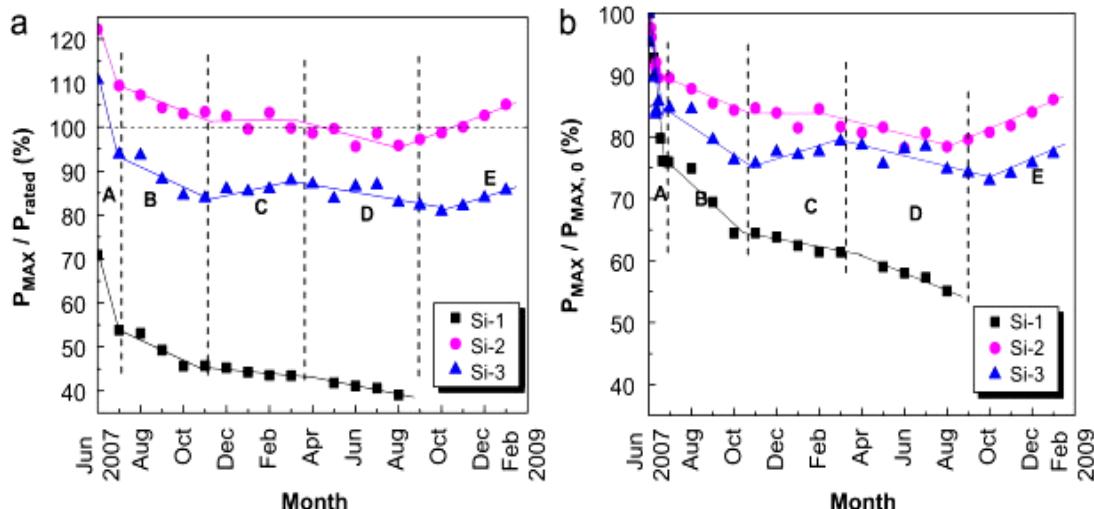


Figura 27: Potência máxima FV a-Si a) relativa a nominal b) reativa a máxima inicial  
Fonte: Radue e Van Dyk (2010)

Diversos estudos apontam que temperaturas elevadas de funcionamento dos módulos a-Si podem estabilizar e melhorar seus desempenho (Kaldellis *et al.*, 2014). O a-Si:H quando submetido a elevadas temperaturas pode reverter parte da degradação originada pelo efeito Staebler-Wronski, assim, mesmo quando foto-exposto essa capacidade de recuperar uma parcela de sua potência degradada é possível quando atinge temperaturas ambiente elevadas na sua operação (Pathak *et al.*, 2012). Após compreender, em parte, a solução dos problemas da LID, o a-Si:H tem condições de concorrer no mercado de energia pois oferece as vantagens características dos dispositivos de filme finos (Meillaud *et al.*, 2015).

A estrutura atômica a-Si tem um grande efeito sobre as propriedades eletrônicas do material proporcionando um valor de bandgap de 1,7 eV enquanto que o silício cristalino é de apenas 1,1 eV (El Chaar *et al.*, 2011). O a-Si apresenta uma taxa de absorvência de luz, cerca de 40 vezes maior do que a do silício cristalino (Tyagi *et al.*, 2012; Ramli *et al.*, 2015).

Por possuir reduzida espessura de semicondutor, os dispositivos de silício de película fina têm baixas absorções energéticas, próximas ao valor da *bandgap* do semicondutor, isso representa um problema para essas células. As células convencionais constituídas de m-Si ou  $\mu$ -Si também apresentam pequena absorção próxima ao *bandgap*, no entanto a técnica de captura através da texturização piramidal da superfície, possível nos wafers com espessura convencional possibilita elevar

absorção da radiação, entretanto os filmes finos, por possuírem espessura reduzida, não comportam esse artifício de ganho geométrico da texturização.

### 3.1.2.2 Silício amorfo (a-Si) junções dupla e tripla

Numa célula de c-Si, na junção **p-n** é originado um campo elétrico interno onde elétrons do lado **n** migram para os “buracos” do lado **p**, originando um acúmulo de elétrons em **p**, tornando-o eletricamente negativo e, simultaneamente, ocorre uma redução de elétrons do lado **n** tornando-o eletricamente positivo. O acúmulo dessas cargas dificulta a continuidade de migração de mais elétrons do lado **n** para o lado **p**, assim, o processo alcança um equilíbrio formando uma barreira elétrica capaz de manter os elétrons livres remanescentes no lado **n**. Nas células de silício amorfo hidrogenado, em função de seus defeitos, as impurezas presentes no material se incorporam produzindo um intenso fluxo de corrente de recombinação. Para que isso não ocorra foi criada uma estrutura que adiciona uma camada intrínseca (**i**) entre as camadas **p** e **n** formando assim uma junção **p-i-n** (USDE, 2013c). A camada **i** deve ser espessa, pois é região de depleção que separa as camadas **p** e **n**, de maneira a estabelecer um campo elétrico interno proporcionando o movimento dos pares elétron-buraco. Uma célula típica concebida com a estrutura **pin** é estruturada, conforme esboçado na figura 27, por uma lâmina de vidro e um Óxido Transparente Condutor TCO<sup>8</sup>, uma camada ultrafina e transparente superior do tipo **p** com 0,008 µm de silício amorfo, de forma que a luz possa por ela atravessar para gerar elétrons livres na camada intrínseca (**i**), uma camada com maior espessura, cerca de 0,5 a 1 µm e uma camada inferior fina do tipo **n** com cerca de 0,02 µm. As camadas **p** e **n** são produzidas por meio de dopagem do silício amorfo, o que objetiva induzir um campo elétrico em toda a região intrínseca criando o movimento de elétrons na camada **i** (USDE, 2013c).

---

<sup>8</sup> TCO é uma camada constituída de um material que oferece propriedades de transparência e condutividade elétrica, possuem elevada *bandgap* e alta concentração de portadores na banda de condução. São usados como eletrodos transparentes nas células fotovoltaicas, em monitores de tela plana, diodos emissores de luz (LEDs), eletrônica flexível e como materiais eletrocrônicos, como o vidro eletricamente comutável das “janelas inteligentes” (alteraram suas propriedades de transmissão de luz em resposta a tensão empregada). Os materiais geralmente empregados na produção do TCO são: óxido de ZnO; o Óxido de índio dopado com estanho (ITO) ( $In_2O_3:Sn$  utilizado na maior parte dos dispositivos de base orgânica) e; o óxido de estanho dopado com flúor ( $SnO_2:F$ ) (Falcão, 2012; Proffit *et al.*, 2012)

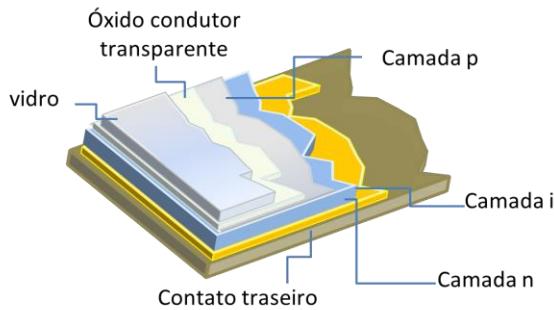


Figura 28: Célula típica de silício amorfo de concepção p-i-n  
Fonte: elaboração própria, baseado em USDE (2013c)

As células com mais de uma junção são menos suscetíveis a fotodegradação em função das finas camadas foto geradoras frontais. O efeito da degradação ocorre com menor intensidade quanto maior for o campo elétrico na camada *i*, o que está relacionado com a espessura da camada e a intensificação das dopagens das camadas **p** e **n**. As camadas frontais também exercem a função de filtro, absorvendo uma parcela da radiação que seria dirigida as junções subsequentes, obtendo com isso a redução do ESW. Com isso, as estruturas como as de dupla e de tripla junção, podem oferecer maior eficiência das células de silício filme fino.

Vários estudos sobre a redução da degradação do a-Si têm sido realizados, sendo dirigidos, em especial, para composições de materiais bifásicos, ou seja, uma combinação de pequenos cristais de silício cristalino incorporados a uma matriz amorfia que dão origem aos materiais denominados silício microcristalino ( $\mu$ c-Si:H) ou nanocristalino (nc-Si:H) (Gomes, 2009; De Giorgi *et al.*, 2015). A eficiência da célula Si/nc-Si (thin-film cell) é de aproximadamente 12,7 % sob as condições de espectro AM 1.5 e irradiação de 1000 W/m<sup>2</sup> com temperatura da célula de 25 °C (Green *et al.*, 2016).

### 3.1.2.3 Silício microcristalino ( $\mu$ Si), nanocristalino (nc-Si) e Protocrystalino (pr-Si)

Outra concepção de células fotovoltaicas de silício de filme fino são as denominadas de microcristalinas ( $\mu$ Si), cujo material é composto por regiões de Si cristalino imerso em uma matriz amorfia de Si. Essa constituição permite que sejam alcançados maiores eficiências estabilizadas, em comparação com as obtidas a partir de a-Si:H (Avrutin *et al.*, 2011). Uma parcela é constituída por partículas em escala micrométrica, com espessura inferior a 10  $\mu$ m, de silício microcristalino ( $\mu$ Si), inferior a 90%, e a outra é complementada por silício amorfio (Silva, 2010).

Os métodos utilizados para sua fabricação são semelhantes aos utilizados para fabricar os filmes de silício amorfo. O controle da estrutura dos filmes de silício microcristalino pode ser realizado pela razão de silano/hidrogênio no processo de mistura dos gases sob temperatura de 200 °C a 250 °C (Avrutin et al., 2011). O emprego do gás silano ( $\text{SiH}_4$ ) é feito em baixa concentração com o hidrogênio de modo a induzir a formação microcristalina.

Como o processo não requer altas temperaturas, o  $\mu\text{Si}$  pode ser empregado na produção de filmes finos em substratos de baixo custo como o vidro, metais e plásticos. Dado o baixo grau de absorção da radiação luminosa do silício cristalino, as estruturas das superfícies do silício microcristalino e suas camadas de contatos TCO devem receber texturização a fim de favorecer a captação da luz e melhorar seu rendimento energético. A evolução da tecnologia de silício de película fina traz como marco importante o surgimento de silício nanocristalino de alta qualidade (nc-Si:H) (Guha et al., 2013).

Existem diferentes proposições para definir a nomenclatura das estruturas amorfas e cristalinas das células de filmes finos, tanto no que se refere à parcela de cada um seus componentes quanto nas dimensões de suas partículas. O nc-Si:H é um material de fase mista composto por grãos nanocristalinos que se desenvolvem em aglomerados da ordem de algumas centenas de nanômetros. No entanto, as regiões nanoporosas também podem aparecer durante o crescimento da camada, particularmente em  $\mu\text{c-Si:H}$ , e também em a-Si: H (Meillaud et al., 2015). Alguns autores consideram que a natureza da estrutura nanocristalina (nc-Si) difere da microcristalina apenas por suas partículas apresentarem dimensões inferiores à dezena de nanômetros, assim as denominações microcristalina e nanocristalina são empregadas com o mesmo significado ((Silva, 2010; Avrutin et al., 2011; Guha et al., 2013; Meillaud et al., 2015)).

A denominação de protocrystalina (proto-Si) é dada ao material que, no processo de produção CVD, surge anteriormente à ocorrência da transição do Si amorfo para microcristalino, num intervalo muito estreito das proporções da mistura do silano/hidrogênio, onde o método é dependente da morfologia da superfície do substrato. A região da fase protocrystalina é também denominada como a camada de incubação, pois é uma fase de mudança gradual entre a amorfa do crescimento inicial da película para a fase do aparecimento de cristais de nucleação de grãos (Jiang et al., 2012).

As características optoeletrônicas do proto-Si:H lhe conferem algumas propriedades, dentre elas a de reduzir o efeito da degradação induzida pela luz, tornando seu valor bem inferior ao dos dispositivos fotovoltaicos com base em a-Si convencional (AVRUTIN *ET AL.*, 2011). Resultados mais expressivos podem ser atingidos com adequação da razão silano/hidrogênio (Jiang *et al.*, 2012) e através da combinação dessa tecnologia com as de silício amorfo em células em estruturas “tandem”, descritas a seguir.

### 3.1.2.4 Células Tandem micromorfas: Silício amorfo/microcristalino (a-Si/μSi)

Uma célula com apenas uma junção consegue converter somente uma fração da luz solar incidente em eletricidade pois os fótons com energias inferiores a  $E_g$  não são absorvidas, enquanto os com energia superior a  $E_g$  as converte em calor (Pandey *et al.*, 2016). Uma melhoria substancial na eficiência de conversão pode ser obtida de forma que para cada intervalo de energia incidente da divisão do espectro solar haja, um valor correspondente de  $E_g$  na célula para aproveitamento da energia correspondente à faixa do espectro luminoso (Muñiz, J. M. M. *et al.*, 2012(Guha, 2013 #344))(Guha *et al.*, 2013). Com essa técnica as células solares tandem superam os limites das células de junção única e, desse modo, obtém maior eficiência na captura de faixas de onda dos diferentes comprimentos do espectro da luz solar, o que pode ser observado no exemplo gráfico da figura 29, relacionado a célula tandem composta de a-Si e μSi, as setas delimitam a faixa de absorção do espectro em que os materiais utilizam para converter a faixa de luz solar em eletricidade. Essa combinação permite que, além do maior aproveitamento o espectro solar, a célula se torne menos suscetível à degradação induzida pela luz, pois as camadas superiores funcionam como filtros ópticos para as inferiores. A origem da terminologia micromorfa advém das expressões microcristalina e amorfa (Zheng *et al.*, 2012).

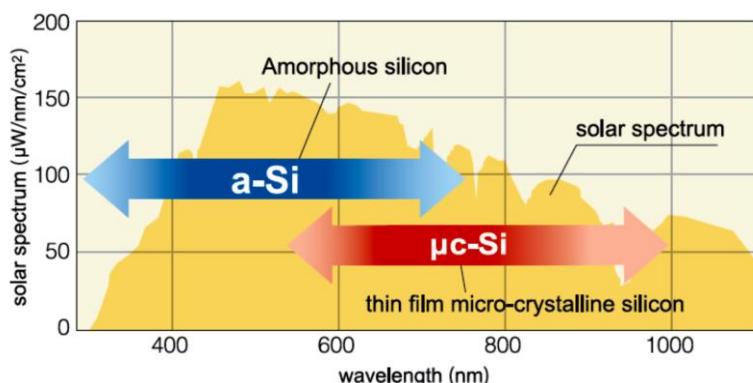


Figura 29: Espectro solar x comprimento de onda - célula tandem a-Si e μSi  
Fonte: Kaneka Co (2013)

Um exemplo de uma estrutura tandem, conforme pode ser visualizado na figura 30, é realizado através da locação de uma célula de a-Si sobreposta a outra constituída de silício microcristalino  $\mu$ Si.

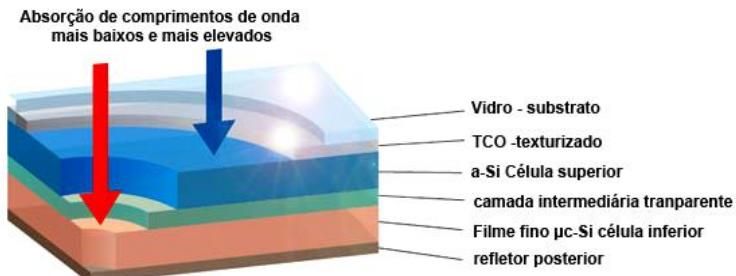


Figura 30: Estrutura tandem de dupla camada de a-Si e  $\mu$ Si  
Fonte: Kaneka Co (2013)

As células fotovoltaicas tandem podem se compostas por diferentes números de camadas de células com distintos intervalos de energia, sendo empilhadas de maneira a garantir que a camada que recebe a luz diretamente do sol possua  $E_g$  mais elevada e absorva os fótons incidentes com potenciais energéticos mais elevados concatenados com suas faixas energéticas e, transmita as camadas inferiores os fótons dotados de energia mais baixa (Guha *et al.*, 2013). Os fótons que atingem a camada imediatamente subsequente possuem nível energético mais elevado do que a sucede que, por sua vez, procederá da mesma forma que a anterior, absorvendo os fótons de energia mais alta e transmitindo os de mais baixa, sucessivamente aos níveis inferiores da pilha até atingir a última camada. Com essa técnica, foi possível constituir as células solares de tripla junção a-Si:H/a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H, onde, aproveitando os diferentes valores das *bandgaps* de a-Si:H e  $\mu$ c-Si:H, é possível empreender mais eficácia na absorção energética do espectro solar (300-1100 nm) (Zheng *et al.*, 2012).

A fabricação das células tandem, obviamente, é mais complexa que a de células de junção única, assim, alguns cuidados no projeto devem ser tomados. Uma vez que as camadas das células superiores transmitem os fótons com menos energia para as inferiores, os contatos traseiros de suas camadas não podem ser constituídos de elementos metálicos contínuos para que isso não impeça a transmissão dos fótons. Se as células de uma pilha são ligadas separadamente, devem ser fornecidos diferentes circuitos externos de carga para cada célula. Se as células forem ligadas em série, apenas uma ligação a carga externa pode ser feita, nesse caso, para obter máxima eficiência, a espessura e as lacunas das células individuais de cada banda

devem ser ajustadas de modo que as photocorrentes em todas as células possam ser iguais (Pandey *et al.*, 2016).

As vantagens oferecidas por essa tecnologia que permitem favorecer a sua escolha são: as baixas temperaturas para produção; possibilidade de utilizar substratos de custo reduzido; farta disponibilidade de seus componentes; ausência de materiais tóxicos e perigosos (Zheng *et al.*, 2012).

### **3.1.2.5 Células de Arseneto de Gálio (GaAs)**

O arseneto de gálio (GaAs) é um material semicondutor composto de elementos pertencentes ao grupo III e V da tabela periódica, sua constituição apresenta uma estrutura cristalina semelhante a do silício. Oferece como vantagem um elevado nível de absorção de luz, quando comparado com células solares baseadas em Si, isso permite demandar apenas poucos micrômetros de espessura de GaAs para absorver a mesma quantidade de luz solar do Si, entretanto as células de GaAs têm custo de fabricação extremamente elevado (Tyagi *et al.*, 2013). A eficiência da tecnologia GaAs de filme fino sob as condições AM 1.5, irradiação 1000W/m<sup>2</sup> e temperatura da célula 25 °C, é de 24.1% ± 1.0 % (Green *et al.*, 2016). Uma característica importante que pode ser destacada no GaAs é a sua capacidade de suportar elevadas temperaturas, o possibilita seu emprego nas tecnologias de concentração ótica. Uma das desvantagens das células FV de GaAs é a de utilizar substâncias consideradas perigosas na sua produção, tais como os gases PH<sub>3</sub> e o AsH<sub>3</sub>, o que requer cuidados especiais no manuseio e transporte desses gases (Muñiz, J. M. M. J. *et al.*, 2012).

Algumas tecnologias fotovoltaicas têm lançado mão do GaAs em virtude das suas vantajosas propriedades. Assim, esse material tem estado presente em diferentes projetos, não só nas tecnologias de película fina, como nos elementos ativos dos concentradores ópticos, nas células heteroface e heterojunção.

Uma estrutura de célula solar típica de GaAs, cultivada por MOCVD, está ilustrada na figura 31, onde é possível observar os diversos elementos constituintes do dispositivo, tais como: superfície de revestimento anti-reflexo (AR); grade metalálica de contato frontal; camadas de dopagem que objetivam melhorar o contato ôhmico; camadas de janela de AlGaAs de alto *bandgap* destinadas a reduzir a recombinação de superfície. Na parte traseira do dispositivo se localiza, além do um substrato apresentado, as camadas adicionais AlGaAs que possibilitam a redução de recombinação superficial e introdução de um campo de superfície posterior, Back

Surface Field (BSF) e as camadas tampão e contatos metálicos. No entanto, existem diversos outros modelos de células diferentes da estrutura apresentada.

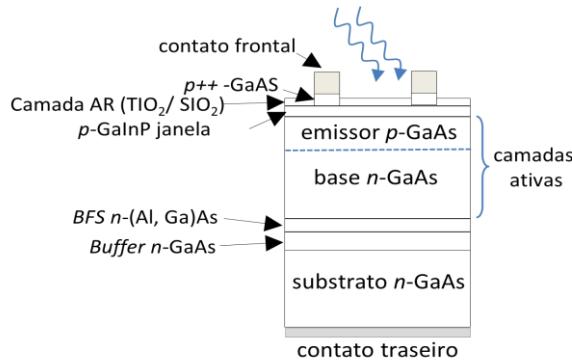


Figura 31: Estrutura convencional de uma célula GaAs  
Fonte: (Shan e Qi, 2015)

### 3.1.2.6 Células de Telureto de Cádmio (CdTe)

Composta pelos elementos Cádmio (Cd) e Telúrio (Te) que fazem parte do grupo de semicondutores do tipo II-VI, a célula fotovoltaica de Telureto de Cádmio possui um intervalo de banda óptica direta de 1,44 eV, valor próximo do necessário da eficiência de conversão dos dispositivos de junção única sob irradiação terrestre (Avrutin *et al.*, 2011; USDE, 2013b). As suas aplicações no mercado de FV tiveram início em dispositivos eletrônicos como as calculadoras, entretanto suas aplicações na área de energia elétrica ocorreram mais recentemente. As células fotovoltaicas de CdTe apresentam baixos custos de produção e possuem altas eficiências quando comparadas as outras tecnologias de filmes finos (IRENA, 2012a). O CdTe de película fina é considerada a tecnologia mais econômica disponível (EPIA e Greenpeace, 2011).

Os filmes de CdTe apresentam forma policristalina com granulometria que varia entre 0,1  $\mu\text{m}$  e 10  $\mu\text{m}$  (Birkmire e McCandless, 2010). As matérias-primas constituintes das células do CdTe advém de subprodutos de processos de obtenção de outros materiais, o Cd deriva da mineração de Zinco, o Te resulta, principalmente, do processamento do cobre. Seus módulos geralmente utilizam placas de vidro como substratos. As maiores eficiências das células fotovoltaicas CdTe são obtidas a partir da forma policristalina. Diferentemente do arranjo das células de filme fino de silício amorfo que são configuradas em estrutura tipo **p-i-n**, as células de CdTe são conformadas sob a forma **n-i-p**.

A produção das células do CdTe, enfrentam alguns obstáculos em função de suas matérias-primas, pois o Te é pouco abundante na natureza e sua disponibilidade, em longo prazo, depende da capacidade da otimização da extração, refino e reciclagem do cobre. O Cd é um metal pesado com capacidade de produzir consideráveis efeitos negativos nos organismos vivos, mesmo em concentrações muito pequenas. Entretanto, segundo Razykov *et al.* (2011), as operações fotovoltaicas estão isentas de emissões dessa substância e a tecnologia dos módulos de CdTe é segura, não apresentando riscos significativos. Todavia, segundo IRENA (2012a) a tecnologia CdTe pode ter sua escala comercial limitada em função da toxicidade do cádmio e pela possível indisponibilidade futura do telúrio

As características do CdTe o torna um material ideal para aplicação de geração fotovoltaica, possuindo um *bandgap* próximo de 1,5 eV e elevado coeficiente de absorção ótica, adequado a faixa do espectro solar terrestre, isso lhe permite absorver de 99% dos fótons disponíveis em apenas alguns micrometros de espessura (Avrutin *et al.*, 2011). Apresenta eficiência de  $21.0\% \pm 0.4\%$  para célula e  $18.6 \pm 0.6\%$  para filme fino sob as condições de espectro AM 1.5, irradiância de  $1000\text{W/m}^2$  sob temperatura de  $25^\circ\text{C}$  na célula (Green *et al.*, 2016).

A boa estabilidade química do CdTe permite que suas células de filme fino possam ser produzidas por uma variedade de processos, tais como o de sublimação em espaço fechado (CSS); evaporação a vácuo; a epitaxia<sup>9</sup> de camada atômica (ALE); deposição física por pulverização e eletrodeposição (Birkmire e Mccandless, 2010). Após a realização do processo de deposição, os filmes de CdTe devem receber tratamentos que permitam reduzir a sua alta concentração de defeitos e o seu elevado valor resistivo que são capazes de produzir diversos problemas na operação. Para sanar esses inconvenientes é realizado um tratamento de pós deposição ou ativação que pode ser efetuado através de processo térmico-químico sob a presença de  $\text{CdCl}_2$  (Tyagi *et al.*, 2013).

Alguns avanços tecnológicos permitiram elevar o desempenho das células de CdTe. Uma dessas melhorias foi obtida através do implemento de uma heterojunção simples, conjugando o CdTe tipo **p** com sulfeto de cádmio (CdS) tipo **n** (Tyagi *et al.*,

---

<sup>9</sup> Epitaxia ou crescimento epitaxial é o método de deposição de uma micro camada de material de único cristal sobre a superfície de um substrato de cristal, geralmente através deposição química a vapor (CVD). O material depositado é geralmente o mesmo que o substrato, sendo denominado de homo-epitaxia ou, comumente, de **epi**.

2013), outro progresso foi obtido por meio da adição de uma camada de um óxido condutor transparente (TCO) empregando o óxido de estanho, conforme esboçado na figura 312, que serviu para facilitar a circulação de corrente através da parte superior da célula em substituição a grade metálica original. A camada de CdS deve possuir dimensão bastante fina, entre 50 a 80 nm de espessura, pois embora o CdS seja essencial para a constituir a junção eletrônica para reduzir a indesejada absorção na região espectral da luz azul, é necessário que os fótons consigam atravessá-la para que possam atingir a "camada absorvente" do CdTe. Por este motivo essa camada CdS é denominada de "camada de janela" (Avrutin *et al.*, 2011).

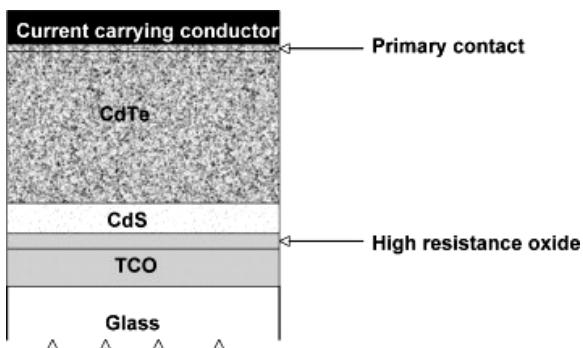


Figura 32: Seção transversal de uma célula FV de filme fino CdTe/CdS  
Fonte: Birkmire e McCandless (2010)

### 3.1.2.7 Células de Disseleneto de Cobre-Índio-Selênio (CIS) e Cobre-Índio-Gálio-Selênio (CIGS)

As células de disseleneto de cobre, índio ( $\text{CuInSe}_2$ ) ou, como comumente é denominada, seleneto de cobre e índio (CIS), são dispositivos fotovoltaicos constituídos de elementos pertencentes aos grupos I, III e VI da tabela periódica que obtém os benefícios de suas características permitindo alcançar elevados coeficientes de absorção ótica. A utilização do seleneto confere ao material uma melhor uniformidade e reduz o número de pontos de recombinação o que favorece a eficiência quântica do filme e, por conseguinte, eleva o rendimento da conversão fotovoltaica (El Chaar *et al.*, 2011). As células CIS apresentam um *bandgap* de 1,54 eV, valor próximo ao ideal para a conversão de energia solar (USDE, 2013b).

O material mais comum na utilização da camada do topo ou janela da CIS é o sulfeto de cádmio (CdS), embora, por vezes, o zinco seja adicionado com a finalidade de aprimorar a transparência (USDE, 2013b). Com a adição de pequenas quantidades de gálio, coligando com o índio as células FV de Disseleneto de Cobre-Índio, foi obtido

um ganho de rendimento através da elevação do nível da *bandgap*, isso impulsionou o desenvolvimento da tecnologia Cobre-Índio-Gálio-Selênio (CIGS).

Desde a invenção da tecnologia CIS, ocorrida em 1974, vários desafios foram superados para aumentar a sua eficiência e comercialização (Jager-Waldau, 2011). Análises apontam que as células de CIGS apresentam *bandgap* direto que pode absorver uma parcela significativa do espectro solar, permitindo-lhe alcançar a mais alta eficiência de qualquer tecnologia de filme fino (USDE, 2017), sendo registrado o valor de  $22.6 \pm 0.5\%$ , sob condições STC (Green *et al.*, 2016). Por conta de sua eficiência laboratorial, a tecnologia CIGS tem se tornado uma escolha bastante popular nos últimos tempos (Pandey *et al.*, 2016).

A composição em filmes finos multicamadas das células CIGS têm seus funcionamentos explicados por um complexo modelo de heterojunção, diferentemente das células de silício que são baseadas em junção **p-n**. Para a produção dos filmes CIGS é possível empregar diversos métodos de deposição, tais como: galvanoplastia; pulverização catódica e impressão (El Chaar *et al.*, 2011). Segundo Jager-Waldau (2011) três métodos têm dominado tanto a pesquisa quanto a produção em grande escala, são eles: a co-evaporação; a selenização/sulfidização da camada precursora e da elementar e; o empilhamento elementar de camada “*stacked elemental layer*” (SEL).

Os módulos CIGS são confeccionados de trás para frente, isso permite empregar um material de suporte não transparente, o que possibilita o uso de uma grande variedade de substratos. Esse fato traz como vantagem a redução do seu custo de produção pelo emprego mais materiais baratos em seu substrato (Avrutin *et al.*, 2011), geralmente o vidro, o aço inoxidável e a poliamida (El Chaar *et al.*, 2011; Jager-Waldau, 2011; Blösch *et al.*, 2013). Na figura 33a está ilustrado um protótipo de um mini-módulo CIGS montado em substrato polimérico de película flexível; na figura 33b está esquematicamente esboçada a secção transversal do módulo CIGS figurando os seus componentes sobre o substrato de vidro intercalado pelo molibdênio. Todos os dispositivos CIS e CIGS de alta eficiência usam o molibdênio no contato posterior dada a sua função de trabalho e da alta refletividade do seu filme (USDE, 2017).

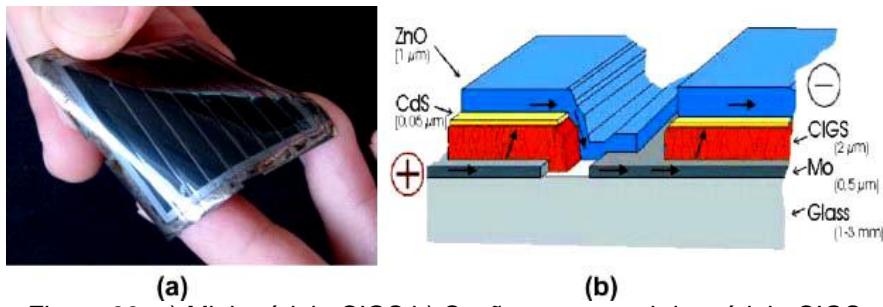


Figura 33: a) Mini-módulo CIGS b) Seção transversal do módulo CIGS  
Fonte: Razykov *et al.* (2011)

O processo de produção das células CIGS tem início com a deposição de uma de película com espessura de 500 a 1000 nm de Molibdênio (Mo) sobre um substrato, como pode ser visualizado na pilha esboçada na figura 34. Seguidamente, é adicionada uma camada absorvedora composta de 1 a 2,5  $\mu\text{m}$  de espessura de CIGS, sob temperaturas superiores a 500 °C, através do processo de co-evaporação direta dos elementos ou pela deposição de camadas de precursores metálicos e, posteriormente, pelos processos de selenização e/ou sulfetização. A próxima etapa do processo é realizada depositando a camada de CdS tipo n de 50 a 80 nm de espessura através de banho químico. Para compor a camada janela é adicionada uma película intrínseca e homogênea de óxido de zinco (ZnO tipo n+) com 50 nm de espessura através de pulverização catódica ou por CVD e, ainda é adicionada o Al-ZnO dopado, objetivando prevenir possíveis regiões de curto-círcito, posteriormente, complementando a pilha, realiza-se a deposição da camada ITO, que é a janela ótica da célula. Nas diferentes etapas do processo de produção, são executados riscos a laser para criar as células individuais, sendo essas ligadas em série (Avrutin *et al.*, 2011; USDE, 2013a). Para que seja possível estabelecer a ligação da célula realiza-se a deposição de seus contatos sob forma de grade metálica com Ni/Al (Avrutin *et al.*, 2011). A espessura total do semicondutor utilizado nesta célula solar é de 1.2 a 4.04  $\mu\text{m}$ , o que é muito fino comparado com o silício cristalino que é de 170 a 200  $\mu\text{m}$  (Lee e Ebong, 2017).

Embora haja técnicas alternativas de produção, tais como pulverização catódica reativa, pulverização por magnetrão e a eletrodeposição, os processos de co-evaporação e de reação precursora são os mais comuns (USDE, 2017).



Figura 34: Montagem célula CIGS  
Fonte: adaptado de Selin Tosun *et al.* (2012)

Como já relatado, para neutralização do ataque do ZnO, o material mais empregado é CdS, no entanto sua baixa *bandgap* impede que muitos fótons de alta energia possam atingir camada absorvente do CIGS. Um substituto adequado para o CdS tem sido pesquisado objetivando aumentar a eficiência dessas células (USDE, 2013b).

A camada de absorção, constituída de Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub>, converte a energia dos fótons em elétrica e a fornece aos condutores adjacentes. As CIGS geralmente utilizam o Molibdênio em função do seu baixo coeficiente de expansão térmica, sua alta condutividade elétrica, por ser um material inerte e sua eficiência em aderir a célula ao substrato. A forte aderência de Mo é essencial, pois o substrato deve suportar as tensões induzidas durante a fabricação da célula, sem rachaduras ou delaminação (Amouzou *et al.*, 2013). A Figura 34 permite visualizar o esboço das camadas de uma típica célula CIGS.

Os módulos CIGS apresentam degradação sob alta temperatura e umidade, assim sendo, necessitam de revestimentos adicionais de proteção que evitem suas deteriorações. Geralmente os módulos fotovoltaicos CIGS são encapsulados por vidro, copolímero de etileno acetato de vinila (EVA) e uma folha traseira com borda vedante, de maneira que as células fiquem protegidas contra os efeitos da umidade (Lee *et al.*, 2012). De acordo com relatos de Lee *et al.* (2012), quando foram expostos ao teste de calor úmido, conforme as prescrições da norma IEC 61646, alguns módulos CIGS apresentaram descoloração que tiveram início nas bordas e se estenderam para os centros. A deterioração foi significativamente associada à redução de sua eficiência e do Fator de Forma (FF) (Lee *et al.*, 2012). A adição de camada de dióxido de estanho sobre as células CIGS pode aumentar significativamente o tempo de vida do dispositivo, formando uma barreira contra a difusão de água (Selin Tosun *et al.*, 2012).

Quanto ao elementos das CIGS na natureza, não se tem relatos de dificuldades de disponibilidade para o selênio e gálio em longo prazo, todavia o índio é um elemento bastante demandado para outras utilizações, como na produção do óxido de índio e estanho (ITO), material óxido transparente utilizado em displays de cristal líquido em telas planas de televisores, monitores e outros dispositivos. No entanto, a reciclagem do índio de módulos fotovoltaicos desativados pode ser facilmente alcançada (El Chaar *et al.*, 2011).

### 3.1.2.8 Células fotovoltaicas sensibilizadas por corante (DSSC)

As células solares sensibilizadas por corante “*Dye-sensitized solar cells*” (DSSC) ou (DSC) apresentam um conceito, inspirado na conversão da energia solar em energia química pela fotossíntese. Através de um estudo desenvolvido e relatado por Brian O'Regan e Michael Grätzel, em 1991 (Tobin *et al.*, 2011), foi possível converter energia solar em energia elétrica por meio de uma DSSC.

A DSSC possui uma estrutura relativamente simples, com baixo custo de fabricação (Tyagi *et al.*, 2012) e está representada na figura 35 ilustrando os seus componentes: placas de vidro ou plástico revestidas internamente com dióxido de estanho (TCO); filme semicondutor porosos, geralmente o TiO<sub>2</sub>; sensibilizador corante “*dye*” adsorvido sobre a superfície do semicondutor; um eletrólito contendo um mediador redox baseado em iodeto/tri-iodeto; contra-eletrodo capaz de regenerar o mediador redox, de platina ou substitutos alternativos baseados em carbono (Nazeeruddin *et al.*, 2011).

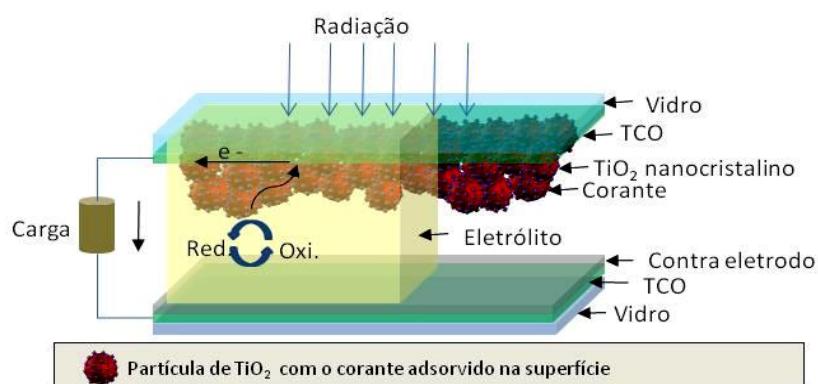


Figura 35: Representação esquemática de uma DSSC  
Fonte: elaboração própria, baseado em Nazeeruddin *et al.* (2011)

O princípio da conversão da energia da DSSC tem como base a injeção de elétrons do estado foto-excitado de um sensibilizador para a banda de condução de

um óxido semicondutor com a presença de um mediador, ou seja, um par redox integrado ao eletrólito, cuja função é reduzir o corante oxidado. O desempenho do DSSC depende principalmente do sensibilizador do corante (Ludin *et al.*, 2014). A sequência do funcionamento é apresentada no esquema da figura 36, onde o início ocorre com a absorção de um fóton da radiação solar pelo corante sensibilizador S que, levando o sensibilizador ao estado excitado  $S^*$ , entrega um elétron para a banda de condução do semicondutor, tornando o sensibilizador oxidado  $S^+$ . O elétron recebido flui pela rede semicondutora até chegar ao contato posterior e, após sua circulação pelo do circuito externo, segue para o contra-eletrodo para que o mediador redox regenere o sensibilizador oxidado e, dessa forma, o circuito seja completado. Assim, com a continuidade da incidência da radiação luminosa sobre a célula, é estabelecida uma estável e regenerativa conversão de energia fotovoltaica (Nazeeruddin *et al.*, 2011). Como é possível perceber, diferentemente das células fotovoltaicas de primeira e segunda geração, baseadas em materiais semicondutores de estado sólido, a disposição DSSC típica combina fases líquidas e sólidas (Ludin *et al.*, 2014).

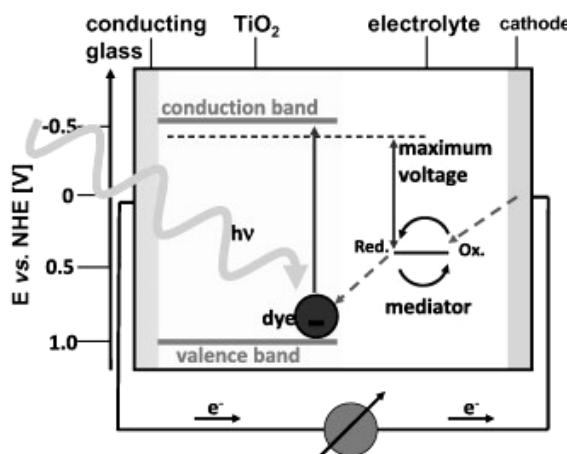


Figura 36: Princípios de funcionamento e diagrama de nível de energia da DSSC  
: Fonte: Nazeeruddin *et al.* (2011)

A DSSC apresenta a característica de ser menos sensível à iluminação direta incidente, mas apresenta vantagem sobre outras células FV nas respostas a radiação natural difusa (Tobin *et al.*, 2011). Os rendimentos obtidos nas DSSCs ainda não atingiram níveis competitivos no mercado, tendo sido relatada à eficiência de 11.9 % para uma célula Sharp, em laboratório com irradiância 1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5 e temperatura a 25 °C (Green *et al.*, 2013).

A preferência pelo TiO<sub>2</sub> como foto-eletrodo semicondutor se dá pelas vantagens da disponibilidade e baixo custo. Os sensibilizadores à base de complexos de rutênio foram os primeiros empregados. (Nazeeruddin *et al.*, 2011).

A tecnologia DSSC apresenta expressivo potencial de redução dos custos de produção. A sua integração com produtos diferentes e a vasta flexibilidades na forma, cor e transparência podem oferecer oportunidades comerciais para aplicações em nicho de mercado (Hagfeldt *et al.*, 2013). Entretanto, para que essa tecnologia FV se torne uma alternativa competitiva às demais, é necessário que algumas melhorias sejam alcançadas, principalmente no que se refere aos aspectos críticos da sua eficiência de conversão, assim como, o aumento da vida útil, necessitando alcançar pelo menos 25 anos com eficiência para aplicações externas (Maçaira *et al.*, 2013).

Além da vantagem oferecida pela DSSC em responder melhor à radiação natural difusa, a sua estabilidade intrínseca foi confirmada por extensivos testes luz de imersão acelerada ao longo da última década, diferentemente do que se dá com silício amorfo que apresenta elevado grau de degradação (Nazeeruddin *et al.*, 2011).

Por suas características as DSSCs apresentam vantagem atinentes as soluções *Building-integrated photovoltaics* (BIPV), visto que um dos seus atributos é o de capturar e converter luz em eletricidade com um nível de transparência inatingível por outras tecnologias FV, permitindo oferecer bons resultados estéticos quando aplicadas em janelas, claraboias etc. Como as áreas edificadas consomem aproximadamente 50% da produção de energia do mundo, dos quais metade é demandada como energia elétrica (Jiang *et al.*, 2013), essa capacidade de conversão da energia solar em elétrica no local de consumo, é um ponto merece destaque.

Uma pesquisa realizada sobre o desempenho de DSCS em substratos flexíveis de metal/plástico, no formato curvo e plano, em condições exteriores, durante o ciclo diário, conforme ilustra a figura 37, mostra que ocorreu um aumento na energia produzida por unidade de área ocupada para o dispositivo curvado com raio de 13,5 cm em relação ao instalado de forma plana (Zardetto *et al.*, 2014). Esse trabalho demonstra, segundo o autor, as atratividades da tecnologia DSSC para as aplicações onde são necessários praticidade, flexibilidade e adaptabilidade dos dispositivos FV.

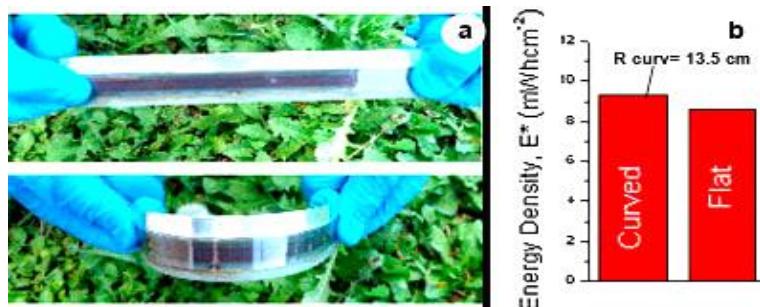


Figura 37: DSCS - a) substrato flexível plano e curvo; (b) densidade energética  
Fonte: Zardetto *et al.* (2014)

Jiang *et al.* (2013) verificaram que os corantes de células solares à base de solvente ultrapassaram 1000 horas de operação sob temperatura de 85 °C. Contudo o uso de solventes nas DSSC tem sido considerado um fator ambientalmente negativo para utilizações externas dessa tecnologia. Grande parte das pesquisas concernentes a essas células têm sido conduzidas não só em direção ao desenvolvimento de corantes que absorvam a luz com mais eficiência como buscando eliminar o uso de solventes nos seus eletrólitos (El Chaar *et al.*, 2011).

A utilização de corantes naturais como sensibilizadores, embora respondam com baixa eficiência, são potenciais alternativas aos usuais corantes caros e raros. Além do benefício ambiental, os corantes naturais podem oferecer vantagens como: produção com baixo custo; simplicidade na técnica de preparação e; possibilidade de criar produtos com efeitos decorativos, a exemplo dos módulos policromos (Asim *et al.*, 2012).

Maçaira *et al.* (2013) consideram que as pesquisas mais promissoras relacionadas às DSSC estão sendo dirigidas à utilização de materiais nanoestruturados, tal como o aperfeiçoamento do foto-eletrodo a fim de melhorar a captação da luz, a foto corrente, a foto voltagem e o fator de preenchimento. Para Peng *et al.* (2012) é importante para o desenvolvimento da DSSC a constituição nanocristalina altamente porosa da película de TiO<sub>2</sub> que possibilita obter maior área superficial de absorção intrínseca.

Apesar dos obstáculos no desenvolvimento da tecnologia DSSC, seu futuro deve ser observado, não só pelas questões relacionadas ao baixo custo de produção e versatilidade de suas aplicações, como pelo que tem sido anunciado sobre sua evolução, especialmente relacionados ao desenvolvimento da nanotecnologia e novos corantes.

### **3.1.2.9 Célula de Perovskita**

O mineral perovskite foi descoberto em 1839 nas Montanhas Urais, na Rússia, pelo mineralogista alemão Gustav Rose e sua denominação homenageia o mineralogista russo Lev Alexeievitch Perovsky (Moure e Peña, 2015). O mineral é composto de cálcio, titânio e oxigénio sob a forma  $\text{CaTiO}_3$ , entretanto a denominação perovskita tem sido dada aos compostos que exibem estruturas similares a apresentada pelo mineral. As células solares de perovskita compreendem mais comumente os materiais de híbridos orgânicos-inorgânicos com base em  $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$  com um intervalo de banda apropriado (1,55 eV), (Senthilarasu et al., 2015).

O interesse despertado na perovskita, principalmente nos pesquisadores que buscam a eficiência de conversão FV, ocorre em função da alta absorção ótica, do longo comprimento de difusão e baixa taxa de recombinação (Han, G. et al.). As células da perovskita, de fácil produção, ampliam o caminho para um potencial mercado de células solares com base em técnicas de fabricação de baixo custo (Senthilarasu et al., 2015).

As DSSC foram as primeiras células solares que utilizaram a perovskita onde o corante foi substituído por minúsculos cristais do seu haleto inorgânico-orgânico com a finalidade de melhorar suas propriedades (Han, G. et al., 2017). Embora as perovskitas de halogenetos metálicos sejam mais baratas que os corantes convencionais, revelaram-se sensíveis à temperatura e umidade e sua estabilidade e longevidade ainda não foram determinadas (Senthilarasu et al., 2015). A literatura aponta um novo enfoque de estrutura perovskita com formação nanoestruturada de  $\text{PbI}_2$  e o uso de alta concentração de  $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{I}$  que foram utilizados para constituir um filme de perovskita de alta qualidade com boa eficiência fotovoltaica (Zhang et al., 2015).

Liu et al. (2013) mencionam que a estruturação nanométrica não é necessária para obter altas eficiências com uma célula solar simples de heterojunção planar contendo perovskita como camada absorvente e ainda que, sob luz solar simulada, foi possível obter eficiências superiores a 15 % com uma célula de arquitetura simples.

### 3.1.2.10 Células Multijunção (MJ)

O limite Shockley-Queisser<sup>10</sup>, ou teoria do balanço detalhado, que estabeleceu máxima eficiência teórica de uma célula solar de única junção (Zhang, 2013), serviu como um marco teórico nos estudos e desenvolvimento das tecnologias de geração FV. A partir da divulgação do referido limite, diversas pesquisas e desenvolvimento têm como escopo desenvolver células que ultrapassem essa fronteira da eficiência, dentre eles destacam-se os trabalhos de desenvolvimento e aprimoramento das células Multijunção (MJ) (Huang *et al.*, 2016). A literatura tem apontado as células solares de junção múltipla como uma das opções mais promissoras para conversão eficiente da luz solar em eletricidade (Yang *et al.*, 2016).

Conforme já descrito resumidamente neste trabalho, as células tandem micromorfas e as células fotovoltaicas multijunção, também denominadas células tandem ou cascata, resultam da composição de múltiplas camadas de sub células com distintas bandas de absorção da radiação solar que são ordenadamente empilhadas obedecendo a classificação de seus diferentes Eg. Essa técnica permite a célula resultante, absorver uma faixa mais ampla do espectro luminoso, resultando em maior ganho energético. Como pode ser observado na Figura38, a sub célula superior, detentora de maior Eg, absorve os fótons com maior energia radiação solar incidente, oriundos das faixas de onda de menor comprimento, gerando uma tensão elétrica ao mesmo tempo que permite que os fótons não absorvidos, providos de menor energia, sejam transmitidos para segunda sub célula que se encontra na camada abaixo gerando uma tensão menos elevada que a da primeira camada. Sucessivamente, as de radiações de comprimentos onda cada vez mais longos vão alcançando as células das camadas inferiores, essas absorvem os fótons na faixa selecionada do seu *bandgap*, geram energia elétrica e transmitem os fótons com menor energia, numa consecutiva geração por absorção seletiva do espectro solar até atingir a célula que se encontra na base da cascata.

---

<sup>10</sup> Limite de „yg8yz\az””, estabelecido em 1961, por William Shockley e Hans Queisser, indica que uma célula de única junção absorve apenas uma fração do corpo negro de luz do espectro de solar, ou a máxima eficiência teórica de uma célula solar com uma única junção pn. Assumindo o Sol e a célula como corpos negros a temperaturas de 6000 °K e 300 °K, respectivamente, é atingido um limite de 30% para uma bandgap de energia de 1,1 eV. (Shockley e Queisser, 1961). A base da teoria foi retomada em 1967 por C.D. Mathers, que, generalizando o resultado para qualquer espectro solar ou absorção, obteve um limite de 31% sob o espectro AM1 (Zhang, 2013).

Alguns tipos de tecnologia que aplicam a concepção MJ foram se tornando competitivas no mercado pois seu ganhos de conversão, pela absorção de maior quantidade de fótons, permite reduzir a área ativa ocupada pelos geradores fotovoltaicos que em diversos casos podem ser bastante representativos. Assim algumas aplicações buscam aumentar o número de junções das células FV. Uma célula de dupla junção compostas de GaAs/InGaP, já apresentava boa eficiência, com a adição de mais uma junção a captura do espectro solar é ampliada gerando mais energia FV (Tyagi *et al.*, 2013).

Na Figura38 está ilustrada uma célula típica representativa composta de materiais III-V bem como a curva do espectro de irradiância solar onde é possível observar a correspondência entre as faixas do espectro luminoso visível com as absorções energéticas das camadas.

Células MJ para uso terrestre já apresentam rendimentos confirmados de  $38.8\% \pm 1.2\%$  para a de cinco junções produzida Spectrolab e de  $37.9\% \pm 1.2\%$  e a composta por InGaP/GaAs/InGaAs produzida pela Sharp, medida em condições de laboratório sob irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ , AM 1.5, com temperatura de  $25^\circ\text{C}$  (Green *et al.*, 2016).

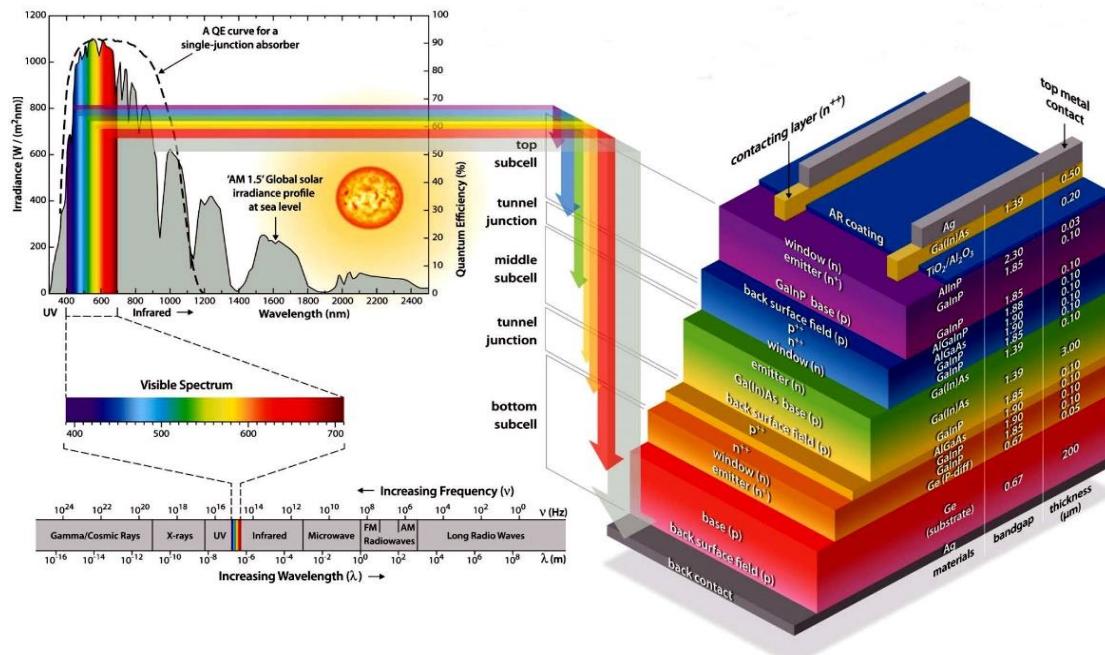


Figura38: Célula MJ - Curva espectral e representação esquemática  
Fonte: (Woodhouse e Goodrich, 2013) adaptada de Friedman, D.; Olson, J.; Kurtz, S.

A escolha dos *bandgaps*, na forma determinada pelo espectro solar, é essencial para a eficácia da célula. Nas tecnologias MJ as *bandgaps* podem ser

associadas por meio de ajustes, mas é necessário que a junção de topo tenha um valor de banda proibida mais elevada que a junção inferior (Lee e Ebong, 2017).

Uma célula MJ pode ser confeccionada de duas maneiras: através do empilhamento, onde as células individuais são produzidas separadamente e sobrepostas mecanicamente, de forma que as sub células com menor  $E_g$  fique sempre na parte mais baixa da pilha e as sub células colocadas na parte mais alta da apresentam valores de  $E_g$  cada vez mais elevados. Já na abordagem monolítica, uma sub célula completa é preliminarmente confeccionada e, na sequência, respeitando os valores mais elevados dos  $E_g$ s, são implantadas as camadas superiores, que podem ser cultivadas ou diretamente depositadas sobre as anteriores, mediadas pelas junções e conectadas em série. A técnica monolítica de crescimento epitaxial é, atualmente, a mais empregada na produção das células solares de multijunção (Yang et al., 2016).

As junções que interligam as sub-células das células MJ monolíticas operam como diodo túnel entre as bandas de valência e condução e constituindo camadas altamente dopadas de natureza transparente, recebendo a denominação de túneis junção, com espessura de apenas alguns nanômetros. As tensões das camadas das sub-células, conectadas em série, produzem uma tensão mais elevada do que uma célula solar de junção única, pois resultam no valor do somatório das tensões produzidas por cada uma das junções, e a corrente que flui através de cada sub célula é a mesma do conjunto (Tiwari et al., 2016). Entretanto, como nas aplicações terrestres as células estão sujeitas a alterações do espectro solar nos diferentes momentos do dia, a conexão em série representa uma grande limitação para o desempenho do conjunto. Uma solução para apontada para isso seria colocar as células lado a lado para dividir a irradiação recebida, dessa forma as diferentes faixas do espectro podem ser absorvidas pelas células cujas *bandgaps* melhor concatenem com a banda da radiação recebida e a converta em energia elétrica. Porém essa configuração horizontal se torna mais complexa devido a necessidade de controlar e otimizar o desempenho de cada um dos dispositivos com suas seleções do espectro luminosos. Maiores rendimentos podem ser obtidos por meio do uso de lentes ou espelhos concentradores para focalizar a radiação luminosa em pequenas células.

As células multijunção compostas por elementos dos grupos III e V apresentam características que permitem ajustes através da variação da composição de suas ligações produzindo bons resultados, porém alguns defeitos podem ocorrer nas suas redes cristalinas, como deslocamentos, reduzindo o desempenho da célula.

O arseneto de gálio (GaAs) é a substância que apresenta a mais alta eficiência de conversão em todos os tipos de células solares, devido ao seu elevado coeficiente de absorção, mobilidade do portador e *bandgap* direta (Hwang *et al.*, 2016), no entanto, a fim de reduzir o custo e aumentar a robustez, os fabricantes têm procurado utilizar o germânio (Ge).

A eficiência da célula MJ está relacionada com o aumento de camadas, entretanto a complexidade de produção eleva o custo, assim é necessário buscar um equilíbrio entre a eficiência e custo de produção. Conforme a opção pelo substrato, escolhe-se a arquitetura das células, a técnica epitaxial, o método de crescimento e o processamento pós-crescimento, critérios que determinarão o custo total (Tiwari *et al.*, 2016).

A abordagem de crescimento invertido *Inverted Matataomorphic* (IMM), ilustrada na figura 39, permite as sub-células de alta bandgap sejam cultivadas em primeiro lugar, mas a escolha dos materiais das sub-células fica determinada pelas características requeridas para a correspondência da rede “*lattice-matched*”, a corrente correspondente e as suas eficiências optoeletrônicas. Após o crescimento epitaxial, a superfície superior é planificada e limpa para permitir o processo de ligação (Veinberg-Vidal *et al.*, 2016). A técnica de cultivo dos semicondutores com incompatibilidade de rede ou “*lattice-mismatched*”<sup>11</sup>, através do cultivo por último dos materiais com encontros mais incompatíveis, possibilitou mitigar o efeito de tensão e o controle de deslocamentos causados pela incompatibilidade da rede cristalina de uma sub-célula para outra, possibilitando a devida seleção dos *bandgaps*. Feng *et al.* (2015) apresentaram uma nova abordagem com células MJ através de um projeto onde um dispositivo constituído por uma célula fotovoltaica InGaP/GaAs conectada em série foi empilhada mecanicamente sobre uma célula de silício com ligações elétricas independentes. Ou seja, na produção da célula FV InGaP/GaAs os contatos traseiros ficam dispostos ao mesmo nível mas a junção dupla e a célula de silício desacoplados eletricamente, possibilitando acessar a energia de ambas as células separadamente contornando o problema da incompatibilidade.

---

<sup>11</sup> “*lattice-mismatched*” – denominação atribuída à situação em que dois materiais com diferentes e incompatíveis constantes de rede são agrupados pela deposição de um material sobre o outro. Essa incompatibilidade de rede impedirá o crescimento de película epitaxial desprovida de defeito.

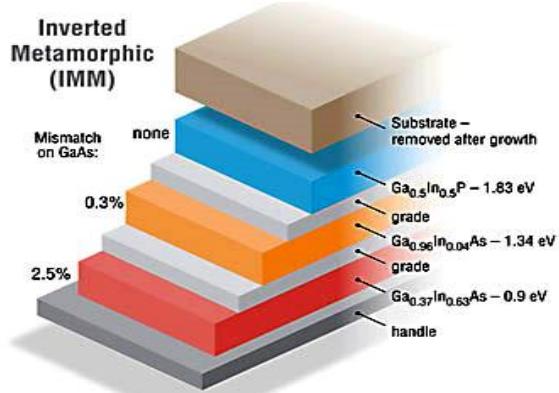


Figura 39: Célula Multijunção Metamórfica Invertida  
Fonte: (NREL, 2017b)

O projeto IMM, adicionou mais dois benefícios à célula, um deles é de um suporte transportador ou "pega" para a célula e o outro, a possibilidade de remover seletivamente o substrato inicial do material da célula após seu crescimento produzindo produzir um dispositivo ultrafino e bem flexível (NREL, 2017b).

Para que as células MJ possam ter elevado desempenho absorvendo eficientemente os fôtons da ampla gama do espectro solar e convertê-los em eletricidade, é necessário que radiação possa atingir eficazmente a camada superior da célula. Para tal, é fundamental que o revestimento AR apresente reduzida refletância às diferentes radiações do espectro solar e assim absorver, da melhor forma, os fôtons com diferentes níveis energéticos. Além disso, essa baixa refletância é necessária para os diversos ângulos de incidência luminosa, a fim de garantir aplicabilidade nos variados sistemas (Friedman, 2010; Diedenhofen *et al.*, 2012).

Uma pesquisa inspirada nas estruturas oculares como as que compõe os olhos da mariposa, com unidades denominadas omatídeos, tornou possível desenvolver uma superfície AR com maior eficiência, permitindo atender tanto as questões referentes à incidência luminosa onidirecional quanto à absorção da radiação em faixa mais ampla do espectro solar. Em função do mitemismo do método, essa tecnologia recebeu a denominação de "*Moth eye*". Seu arranjo tem como base uma nanoestrutura composta de inúmeros cones finos que se estendem sobre uma película acondicionada por outra fina camada, possibilitando a eliminação dos efeitos das interferências ópticas da radiação luminosa incidente nas interfaces de materiais de filme fino, conforme ilustrado nos detalhes da figura 40, que apresenta: (a) superfície com interferência do filme fino; (b) superfície nano-estruturada sem interferência "*Moth eye*"; (c) nanoestruturas "*Moth eye*"; (d) imagem do olho estruturado com omatídeo. Conforme descrito, essa técnica permite reduzir o efeito designado "interferência de

“filme fino” que ocorre quando a luz atravessa duas camadas de diferentes materiais, sendo refletida pela camada inferior, cuja a indesejada ocorrência podem acarretar em efeito seletivo de comprimentos de onda e dos ângulos da radiação solar que incidem sobre os filmes finos de células fotovoltaicas (Qiaoyin *et al.*, 2013).

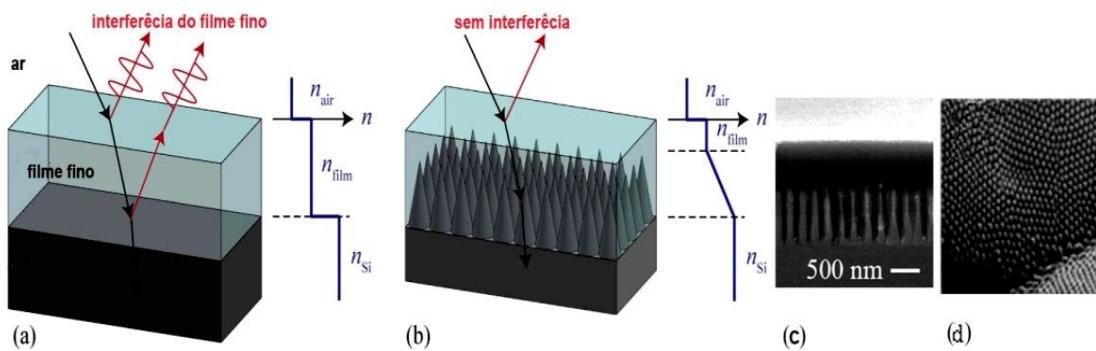


Figura 40: Moth eye a) superfície comum b) nanoestruturada c) nanoestruturas d) omatídeo  
Fonte: adaptado de (Qiaoyin *et al.*, 2013)

A eficácia obtida pela camada antirreflexo adicional com estrutura “Moth eye”, colocada sobre a superfície de uma célula GaAs através de um método de impressão, resultou na elevação da eficiência de conversão total da célula de 27,77% para 28,69%, a 100 sois, conforme observação de Han *et al* (Han *et al.*, 2011).

O uso de células solares MJ geralmente está dirigido aos concentradores fotovoltaicos terrestres pois conseguem mitigar o alto custo de suas produções, sendo também as escolhidas para aplicações espaciais, onde a alta eficiência das células é crítica. Segundo Asim *et al.* (2012), algumas condições podem afetar a aceitação da célula heterojunção no mercado e inibir o seu desenvolvimento, tais como: o custo de produção; a disponibilidade e toxicidade dos materiais; retorno econômico e energético; durabilidade; dentre outros.

### 3.1.2.11 Células fotovoltaicas orgânicas (OFV)

As células OFVs são divididas em duas classes: células OFV de pequenas moléculas e células OFV baseadas em polímeros conjugados. Existem ainda as células solares sensibilizadas por corante DSSC, descritas anteriormente, que podem ser classificadas como tecnologia híbrida inorgânica/orgânica (USDE, 2014).

Os materiais semicondutores orgânicos podem ser compostos por pequenas moléculas dando origem ao *Organic Light-Emitting Diode* (OLED), ou por polímeros conjugados originando o *Polymer Light-Emitting Diode* (PLEDs), como ilustrada na Figura 41a. Os materiais PLEDs, em especial, têm sido foco de crescente atenção (Guo *et al.*, 2013), tanto pelo setor produtivo quanto nas pesquisas acadêmicas. O

crescente interesse pelo desenvolvimento desses materiais se dá em função de possibilitar o emprego de métodos de produção com custo reduzido como os de impressão por jato de tinta (Thejo Kalyani e Dhoble, 2012).

As propriedades dos materiais do PLED permitem, por meio de um processo inverso, que a energia luminosa incidente seja convertida em energia elétrica. Assim, fundamentalmente, os atributos desses materiais tornaram possível a concepção das células OFV conforme ilustrado figura 41b.

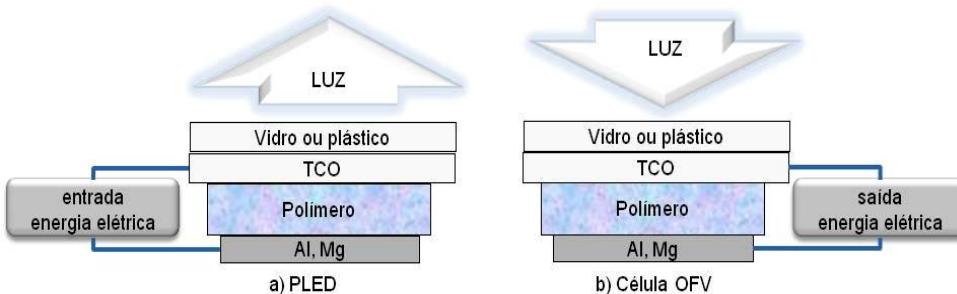


Figura 41: a) dispositivo emissor de luz b) célula OFV monocamada  
Fonte: adaptado de (Grova, 2012)

Em virtude das propriedades elétricas e fotoluminescentes singulares, os polímeros conjugados têm oportunizado um vasto leque de aplicações eletroeletrônicas e apresentam diversas vantagens sobre as tecnologias concorrentes (Cassemiro, 2013).

Uma importante propriedade encontrada nos polímeros conjugados é sua extensa faixa de diferentes valores de condutividades elétrica. Essa distinção permite que esses polímeros sejam caracterizados desde as classes que os distinguem como material isolante, atravessando a categoria de semicondutor, estendendo até as que os qualificam como condutores metálicos, como ilustrado da figura 42 que apresenta as diferentes faixas de condutividade elétrica em ( $\text{Siemens/metro}$ ) das classes de materiais que podem se enquadrar os polímeros conjugados.

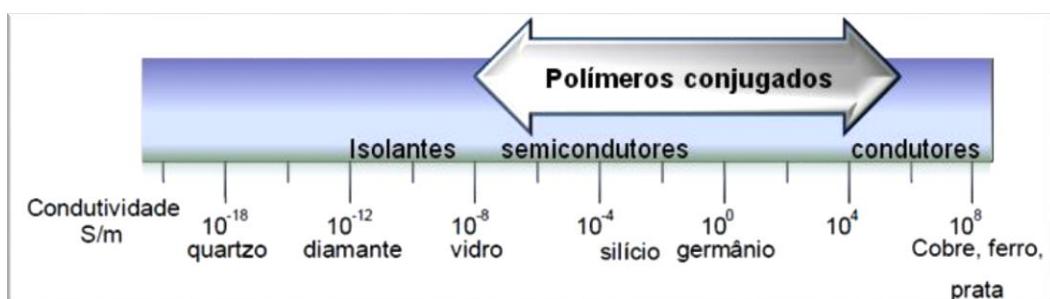


Figura 42: Condutividade elétrica típica de polímeros conjugados.  
Fonte: adaptado de (Grova, 2012)

A função dos materiais das células OFV está basicamente pautada nas suas afinidades eletrônicas, nos seus potenciais elétricos e na mobilidade dos portadores de carga ou potenciais de ionização. As OFVs de pequenas moléculas utilizam materiais com moléculas de ampla absorção na porção do espectro eletromagnético visível próximo do infravermelho, entretanto como a energia dos transportadores de cargas diminui com o aumento do comprimento de onda, a diferença de potencial elétrica gerada pelos dispositivos é limitada (Grova, 2012). Já os polímeros conjugados das células orgânicas proporcionam algumas vantagens em relação aos outros tipos células solares pois, além do baixo custo, possuem elevados coeficientes de absorção ótica permitindo o emprego de camadas reduzidas com espessuras de células de filme fino (tipicamente 100 nm) (El Chaar *et al.*, 2011). As características desses materiais ainda lhes conferem propriedades que tornam possível suas aplicações sobre substratos plásticos possibilitando employar variadas técnicas para produção sob temperatura reduzida, tais como o processo de impressão *roll-to-roll* (Razykov *et al.*, 2011).

Os processos básicos que se desenvolvem no funcionamento nas células solares orgânicas podem ser descritos nos seguintes passos: excitação para formação do exciton, difusão do exciton, dissociação do exciton e recolhimento de carga. Os polímeros conjugados têm como base uma estrutura de elétrons  $\pi$  conjugados, que são constituídos por cadeias de carbono-carbono, dispostas alternadamente em ligações simples e duplas. A matéria orgânica entre os dois eletrodos de escalonamento das bandas de energia é constituída para a geração de exciton, onde suas moléculas que servem de doadoras de elétrons se caracterizam pela presença de elétrons  $\pi$ , em geral num polímero conjugado chamado « tipo p ». Estes elétrons são excitados pelos fótons emitidos pelo espectro de luz visível ou próximo a ele, sendo conduzidos para a órbita molecular alto ocupada, denominada transição  $\pi-\pi$ . Os pares de elétrons/lacunas de um material orgânico, se encontram muito próximos com forte acoplamento. Para que ocorra a dissociação dos excitons dá-se a diferença das funções de trabalho entre os eletrodos com o surgimento de um gradiente de campo elétrico. A força de campo elétrico ao atuar sobre os excitons, criados pelo doador e receptor, os desloca para um ponto na fronteira entre os dois diferentes tipos de materiais, onde os excitons se dissociam em um par de cargas elétricas que são transportadas aos eletrodos. Os elétrons através dos aglomerados de material receptor e as lacunas dos aglomerados do material doador originam a força eletromotriz do dispositivo que está relacionada com a diferença de energia entre os níveis doador e o receptor denominados HOMO e LUMO.

Assim, os orbitais  $\pi$  são divididos em: orbital molecular ocupado mais alto “highest occupied molecular orbital” (HOMO) e; orbital molecular não ocupado mais baixo “lowest unoccupied molecular orbital” (LUMO). Sendo que HOMO corresponde ao nível dos orbitais ligantes  $\pi$ , enquanto o LUMO aos antiligantes  $\pi^*$ , onde este último possui energia mais elevada (Silva, 2009; Canestraro, 2010a). A diferença de energia existente entre HOMO e LUMO sendo bem maior que a energia térmica (KBT), onde KB é a constante de Boltzamann e T a temperatura, é designada como a energia da *bandgap*, conforme ilustrado na figura 43. Na maioria dos polímeros conjugados esta diferença gira em torno de 1,5 e 3,5 eV (Canestraro, 2010b).

A ocorrência de sobreposição dos orbitais  $\pi$  com moléculas vizinhas possibilita a mudança eletrônica dos níveis LUMO e HOMO. Pela pouca força existente em função das ligações *van der Waals*<sup>12</sup>, a troca é tão pouco eficiente que os elétrons ficam mais presos as moléculas individuais. Sendo as ligações covalentes mais fortes, não há ocorrência de elétrons livres, como acontece nos processos das células inorgânicas (Silva, 2009).

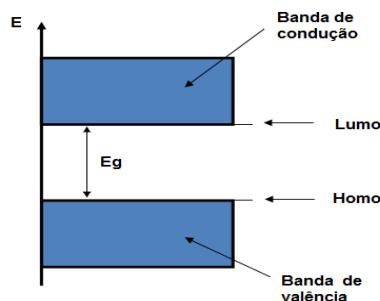


Figura 43: Diagrama de energias de semicondutor orgânico  
Fonte: (Cassemiro, 2013)

O entendimento da eletrônica orgânica das células fotovoltaicas foi descrita resumidamente por Vogelbaum e Sauvé (2017) da seguinte forma: a absorção de luz em semicondutores orgânicos com baixos níveis dielétricos cria excitons, mas que podem ser separados em cargas livres, criando assim uma corrente, estes excitons

<sup>12</sup> Uma ligação denominada van der Waals surge num determinado instante em que há um pouco mais de elétrons de um lado do núcleo do que do outro; os centros das cargas positivas e negativas não concordam nesse instante, produzindo um fraco dipolo. Existe, então, uma força entre as extremidades opostas dos dipolos, em átomos adjacentes, e que tende a mantê-los unidos. O físico holandês Johannes Diderik van der Waals (1837-1923) foi agraciado com o Nobel de Física, em 1910, com a teoria de forças intermoleculares, em sua tese de doutorado sobre continuidade dos estados líquidos e gasosos “*Continuiteit de van den Gas-en Vloeistoestand*” (1873) Valderrama (2010).

devem atingir uma interface baseada em materiais com níveis de energia compensados. Assim, consistem de um doador de elétrons que transporta buracos e um aceitador de elétrons que transporta elétrons. Após a separação de excitons, os buracos e elétrons migram para o ânodo e o cátodo, respectivamente, movidos por uma diferença de função de trabalho entre os dois eletrodos (Vogelbaum e Sauvé, 2017).

A estrutura típica da célula fotovoltaica orgânica é composta por uma camada ativa de material orgânico, situada entre dois eletrodos, sendo um deles transparente, o TCO, em geral ITO (óxido de índio e estanho), possibilitando que a luz incida sobre a camada ativa. Para o outro eletrodo é empregado, comumente o alumínio, magnésio, ouro ou outros metais (Grova, 2012). Muitos destes dispositivos utilizam, entre o ânodo ITO e a camada de transporte de lacunas HTL, uma camada transportadora capaz de reduzir a ocorrência de curto circuito e facilitar a injeção dos buracos, empregando, geralmente, o poli(3,4-etilenodioxitofeno) dopado com poliestireno-sulfônico PEDOT:PSS sob forma ácida em solução aquosa (Grova, 2012; Cook *et al.*, 2014).

De início os dispositivos OFV eram produzidos com polímeros conjugados condutores de lacunas, compostos por apenas uma camada ativa, tipo homojunção, constituída geralmente de poliacetileno (PA). Estas células ofereciam eficiências bastante reduzidas, em torno de 0,1%. Contudo, com a substituição do PA por outras classes de polímeros conjugados, empregando doadores de elétrons tais como o politiofeno (PT) e o polifenileno vinílico (PPV), combinando com substâncias doadoras de lacunas apropriadas, unindo na mesma célula os elementos doador de elétrons (D) e acceptor de elétrons (A), orientando os níveis HOMO e LUMO e o intervalo de banda de copolímeros resultantes, foi possível elevar substancialmente o rendimento do dispositivo (Silva, 2009; Guo *et al.*, 2013).

A maioria dos dispositivos OFV adota a arquitetura onde a camada ativa é do tipo Bulk Heterojunção (BHJ) (Bian *et al.*, 2012; Jørgensen *et al.*, 2013), onde a interface entre os dois semicondutores orgânicos, chamados de doador e acceptor eletrônicos se interpenetram, não estando distintamente posicionados, mas se encontram dispersos aleatoriamente na camada ativa da célula, essa característica originou a denominação de Bulk Heterojunção (Ray *et al.*, 2011). A estratégia da adoção da heterojunção é que, ao empregar materiais com diferentes afinidades eletrônicas e potenciais de ionização, favoreça a dissociação do exciton, sendo o elétron e o buraco recebidos por materiais compatíveis com cada um deles.

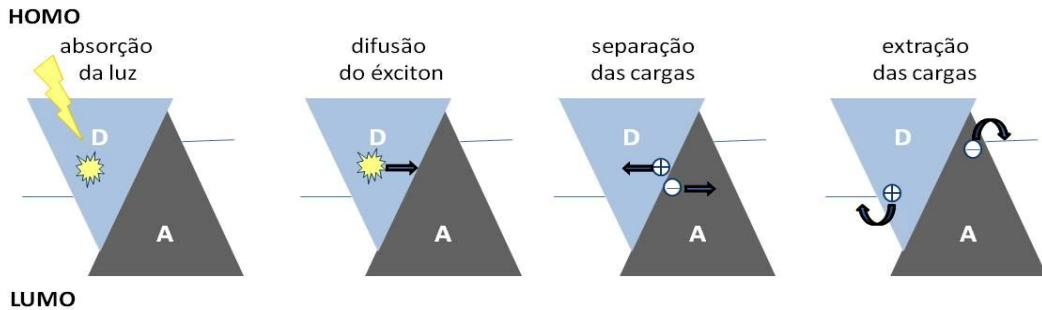


Figura 44: Sistema básico OFV bicamada  
Fonte: adaptado de (Sigma-Aldrich Co., 2013)

O esquema da figura 44 ilustra o mecanismo de funcionamento da célula de dupla camada em seus fundamentos principais, esboçado nas seguintes etapas: absorção de luz pela camada ativa, ou seja, os materiais fotoativos recebem os fótons, quando os elétrons são excitados da banda de valência para a banda de condução, resultando a formação dos excitons, em função do gradiente de concentração, os excitons difundem para a interface do doador (D) - receptor(A), ocorre à dissociação dos excitons originando os elétrons e buracos. Assim, surge a distinção dos buracos ou portadores de carga positiva e dos elétrons ou portadores de carga negativa e, conforme ilustrado na Figura 45, onde a região com hachura azul representa fase acceptora e a região em castanho a doadora. Os excitons estão indicados pela forma circular com sinais + e -; os portadores de carga estão indicados por círculos com sinal negativo para o elétron e positivo para o buraco. No momento em que se dão os deslocamentos dos buracos e elétrons para os eletrodos correspondentes, ocorre a geração da energia fotovoltaica promovendo a circulação da corrente elétrica para a carga por meio dos eletrodos. (Bian *et al.*, 2012).

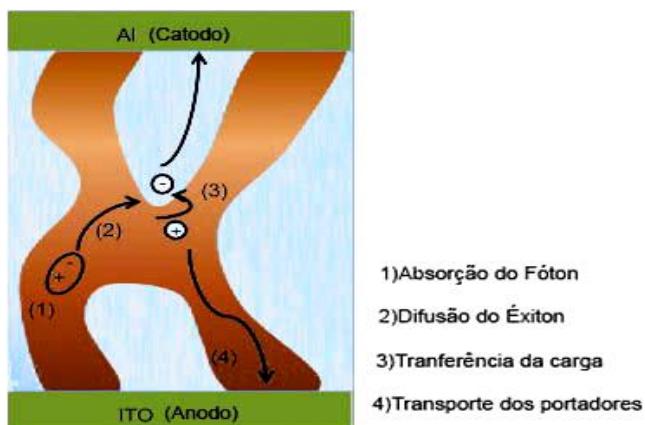


Figura 45: Esboço esquemático - célula OFV Bulk heterojunção.  
Fonte: (Ray *et al.*, 2011)

Novos e revolucionários conceitos relativos às eficiências dessas células estão sendo pesquisados em decorrência de um crescente interesse em nanoestruturas e na física quântica, por exemplo, a criação de vários excitons de um único fóton em pontos quânticos de tamanho adequado para o nível da *bandgap* (Nozik, 2008; Arent *et al.*, 2011). Para El Chaar *et al.* (2011) o interesse pelos materiais das células orgânicas ocorre em virtude a sua flexibilidade mecânica e a facilidade que apresentam para o descarte. Cassemiro (2013) acrescenta outras conveniências das propriedades das células OFV, tais como: a facilidade de processamento, dada a solubilidade em solventes orgânicos e; possibilidade de ajuste químico da *Eg*. Segundo Scharber e Sariciftci (2013), os principais benefícios que têm sido apontados para as células OFV são: o baixo peso e flexibilidade dos seus módulos, que lhes conferem boas condições para transporte e possibilidade de instalação em diversos tipos e formas de superfícies, assim como o atributo de permitir que sejam enrolados para armazenamento; semi-transparéncia; facilidade de integrar com outros produtos; os novos horizontes de artigos para o mercado, como as incorporações as vestimentas; custos de produção significativamente menores, quando comparadas a tecnologias inorgânicas convencionais; possibilidade de produção por meio modernos processos contínuos de impressão; curtos períodos de retorno da energia consumida na produção; abundância de suas matérias-primas e; não toxicidade com baixos impactos ao meio ambiente na fabricação e funcionamento.

Apesar das vantagens apresentadas pela célula OFV, barreiras tem sido apontadas para esses dispositivos na competição no mercado FV, dentre elas estão: as baixas eficiências de conversão energética (Servaites *et al.*, 2009; Ray *et al.*, 2011) e rápidas degradações sob as condições de operação (Ray *et al.*, 2011).

Com as melhorias ocorridas nos últimos anos, as células OFVs estão emergindo como tecnologia de nicho, entretanto o seu desenvolvimento futuro não é claro, sua eficiência ainda é muito reduzida como também é acentuada a instabilidade ao longo do tempo (IRENA, 2012b). Com isso, as grandes tarefas para os pesquisadores são de promover melhorias nas suas performances e aumentar sua estabilidade e vida útil desses dispositivos, visto que são aspectos críticos para seu sucesso no mercado (Xie *et al.*, 2012) . Green *et al.* (2016) apresentaram o rendimento confirmado de uma célula orgânica para aplicações terrestres, produzida pela Toshiba, de 11.2 %  $\pm$ 0.3%, avaliada em laboratório, irradiação de 1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5, temperatura de 25 °C.

Grandes esforços têm sido empreendidos com o objetivo desenvolver materiais com novas estruturas moleculares, como também para aperfeiçoar, através de estratégias inovadoras, os dispositivos das células solares, visando aproveitar maior faixa do espectro solar (Bian *et al.*, 2012), mas enquanto as eficiências convencionais de células solares de silício revelam valores na ordem de 20-25%, as orgânicas atingem eficiências de apenas 10-15% (Vogelbaum e Sauvé, 2017).

### **3.1.2.12 Nanoestruturas aplicadas a geração fotovoltaica**

Os materiais fotovoltaicos também apresentam possibilidades de conformar suas propriedades físicas e químicas em estruturas nanométricas, como já apresentado em alguns tópicos anteriores deste trabalho, a nanotecnologia tem sido aplicada, em especial, às tecnologias de filmes finos. Assim, muitos estudos têm sido concentrados no desenvolvimento de componentes e métodos aplicando a nano escala. Para El Chaar *et al.* (2011), bons resultados têm sido demonstrados no viés da conversão espectral com o emprego de nanomateriais para elevação da eficácia das células FV. Algumas limitações apresentadas nas tecnologias convencionais FV podem ser reduzidas quando introduzidos componentes em escala nano, dada as suas capacidades de controlar a energia do *bandgap*. O destaque tem ocorrido em alguns desenvolvimentos que objetivam elevar a eficiência de conversão, seja pela concepção de pontos quânticos (QDs) ou nas estruturas de nanomateriais. (El Chaar *et al.*, 2011).

As superfícies das células quando nanoestruturadas podem reduzir as perdas de reflexão quando o tamanho das nanoestruturas é menor do que o comprimento de onda da luz incidente. Sendo os componentes do material da camada da superfície nanoestruturado ativo não haverá a necessidade de revestimentos antirreflexo ou texturização que oneram a fabricação da célula fotovoltaica (Beard *et al.*, 2014).

#### **3.1.2.12.1 Tecnologias FV baseadas em pontos quânticos (QD)**

As células solares de pontos quânticos ou *Quantum Dots Solar Cells* (QDSCs) utilizam semicondutores quânticos que, aplicando as novas contribuições da fotofísica quântica, têm conseguido abrir novos caminhos na utilização de células solares de última geração. Conhecidos como “átomos artificiais” os pontos quânticos

ou *quantum dots* (QD) podem ser definidos como nanopartículas semicondutoras de tamanho reduzidos, quase zero-dimensional, inferiores ao tamanho do Raio de Bohr<sup>13</sup>, (Albero et al., 2014). As diversas propriedades oferecidas pelos materiais das QDSCs os distinguem de outros tipos de semicondutores em especial no que se refere a: boa estabilidade química; vasta absorção luminosa; fotoluminescência condicionada ao seu tamanho do QD e; elevada instabilidade de luminescência (Kango et al., 2014).

As células solares de pontos quânticos (QDSCs) possuem potencial para superar o limite de Shockley Queisser de eficiência da célula solar junção única, devido a vários mecanismos de conversão fotovoltaica da ampla faixa do espectro solar (Zhou e Coleman, 2016). Como os pontos quânticos podem apresentar diferentes faixas de tamanho e, como seus níveis de energias são ajustáveis com a dimensão de seus pontos, é possível modular a energia do *bandgap* por meio da variação do tamanho dos pontos quânticos (Kamat, 2013). Uma célula FV confeccionada materiais convencionais não possui tal atributo.

A capacidade de ajustar o tamanho dos pontos quânticos traz algumas vantagens, principalmente no que se refere à possibilidade de sintonizar diferentes faixas espectrais da luz, o que permite obter ganhos em regiões energéticas luminosas mais próximas do infravermelho, possibilitando elevar o rendimento da célula FV.

Três diferentes configurações moleculares de células solares baseados de pontos quânticos têm sido estudada, a saber: fotoeletrodos compostos por conjuntos de pontos quânticos; células solares sensibilizadas por pontos quânticos e; QDs dispersos em matrizes poliméricas de semicondutores orgânicos (Albero et al., 2014). A nanoestruturação utilizada nas células orgânicas e nas DSSC é uma forma que permite contornar a exigência de semicondutores de alta freqüência dielétrica (Beard et al., 2014). A QDDSSC opera sob o princípio onde os QDs tomam a função do corante sensibilizante nas DSSC.

Nos últimos anos, em função do seu desenvolvimento, a tecnologia QDDSSC têm sido alvo de mais atenção. A contribuição da nanotecnologia na eficiência da célula FV é atribuída, principalmente ao elevado valor da razão entre área superficial e o volume. Sendo o tamanho da superfície das partículas extremamente grande em

---

<sup>13</sup> O Raio de Bohr, ou seja, é o tamanho do raio da camada eletrônica mais próxima do núcleo do átomo, correspondente à órbita n=1. (Parente, 2013)

comparação ao volume, as mudanças em sua superfície promovem alterações em algumas das suas propriedades (Asim *et al.*, 2012)

O emprego de QDs ou nano cristais (NC) oferecem elevada absorção de luz, algumas tecnologias utilizam nanopartículas de óxidos metálicos, como  $\text{TiO}_2$  dopado com elementos como o nitrogênio na concepção de filmes finos (Asim *et al.*, 2012). As técnicas com NC permitem produzir de células fotovoltaicas através de rotas de baixo custo com alto rendimento empregando revestimentos simples ou métodos de impressão (Bucherl *et al.*, 2013). A indústria tem produzido tintas semicondutoras a partir de NC para serem empregadas na fabricação das células PV de filmes finos (Beard *et al.*, 2014). A figura 46 apresenta o esboço esquemático da célula FV que emprega a tecnologia de nanocristais a partir das tintas fornecidas pela empresa Nanum Nanotecnologia.



Figura 46: Célula utilizando tintas FV de nano cristais.

Fonte: (Nanum Nanotecnologia Sa., 2014)

Os nanomateriais podem ser empregados nos revestimentos utilizando diversos tipos de processos, tais como: pulverizações; dispersões e suspensões ou; via *roll-to-roll*. Três vias de síntese com diferentes variantes foram estabelecidas para a produção dos materiais nano estruturados: método de arco de descarga de ablação a laser; deposição de vapor químico (CVD) e; deposição melhorada de vapor químico através de plasma (PECVD) (Borchers e Vohrer, 2014). A aplicação dos QDs pode ser encontrada em tecnologias que evoluíram a partir de conceitos de dispositivos nanoestruturados tais como as células de Si, CdTe, CIGS, perovskita processadas em solução (Beard *et al.*, 2014).

### 3.1.2.12.2 Tecnologias FV baseadas em nanotubos de carbono

Os nanotubos de carbono (NTC) apresentam características mecânicas e elétricas singulares conforme seu tamanho, quiralidade e orientação. Os NTCs são construídos por uma rede hexagonal de carbono estruturada de forma vetorial composta por números de linhas "n" e números de coluna "m" sob forma de folha enrolada. A figura 47 ilustra os nanotubos de carbono de parede única dos tipos denominados “quiral”, “armchair” e “zig-zag”, designados segundo o arranjo hexagonal dos átomos de carbono ao longo do cilindro e ainda, os nanotubos carbono multiparedes, apresentado no item (e), que contém mais de uma folha de grafeno na sua estrutura (El Chaar *et al.*, 2011; Borchers e Vohrer, 2014).

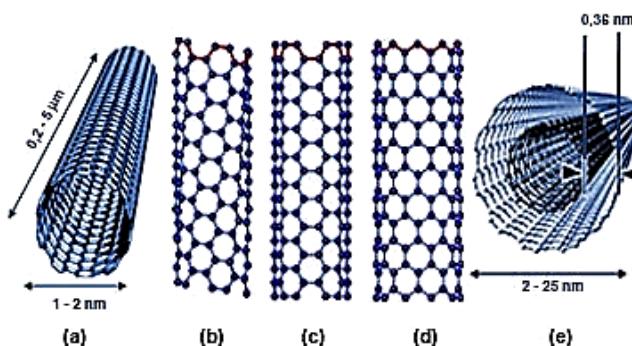


Figura 47: NTC a) parede única b) “quiral” c) “armchair” (d) “zig-zag” e) multiparede  
Fonte: baseado em (El Chaar *et al.* (2011); Borchers e Vohrer (2014))

Os experimentos liderados por Paul McEuen em nanotubos de carbono de parede simples possibilitaram verificar que níveis mais elevados de energia dos fótons produziram um efeito “multiplicador” sobre a quantidade de corrente elétrica produzida quando iluminadas diferentes áreas do nanotubo com lasers diferentes de cores sob temperatura controlada (El Chaar *et al.*, 2011). Devido ao nanotubo ser muito estreito, os elétrons trafegam alinhados em fila, circunstância em que os conduz a um estado “excitado” fazendo com que passem a gerar mais elétrons a partir dos fótons incidentes que, numa célula fotovoltaica convencional, seriam perdidos. Esse efeito possibilita que a célula FV de nanotubo converta uma maior fração de radiação luminosa em eletricidade. Barkelid e Zwiller (2013) concluiram em seu trabalho com diodo nanotubo carbono de parede única que:

As eficiências de até 23% foram medidas em um nanotubo diodo. Isso mostra o potencial dos nanotubos de carbono para aplicações fotovoltaicas e que as ressonâncias ópticas não só melhoram a absorção da luz em diodos de nanotubos de carbono, mas também apresentam uma maior eficiência de conversão de energia intrínseca.

A literatura sugere que os nanotubos de carbono de paredes simples possuindo uma grande área de contato e alta mobilidade de portadores de carga, podem atuar como centros de dissociação de excitons superiores. No entanto, a sua insolubilidade tem se apresentado como um gargalo para a utilização dessas estruturas nas células orgânicas (Bhatia e Ujjain, 2017).

As células solares utilizando nanotubos de carbono apesar de se mostrarem promissoras, os índices de eficiência da conversão de energia ainda são modestos. Recentemente os nanotubos de carbono passaram a ser utilizados em combinações com junções **pn** de Si em compósitos ou integrado em células fotovoltaicas orgânicas, objetivando obter dispositivos FV de alta eficiência (Barkelid e Zwiller, 2013). Os NTCs quando revestidos de materiais semicondutores especiais tipo **p** e **n**, possibilitam o aumento a área de superfície o que melhora a produção de eletricidade (El Chaar et al., 2011).

Segundo Tune e Shapter (2013) pesquisas recentes têm demonstrado que os nanotubos de carbono com paredes simples (SWNTs) são extremamente resistentes à degradação química e física e apresentam potenciais vantagens relativas a custo nas utilizações futuras deste material nas células FVs. Entretanto, as propriedades de absorção ótica dos nanotubos de carbono, fundamentalmente diferentes das de outros materiais FV, tornam complexas suas aplicações dado o grande número de espécies de nanotubos com distintos níveis de absorções espectrais que, consequentemente, eleva números de combinações possíveis.

Relatos de pesquisas têm indicado que estrutura empregando nanotubos de carbono não contribui para a geração de foto-corrente nas células solares de silício, embora indique que a utilização de nanotubos de carbono diretamente na absorção de luz solar em dispositivos fotovoltaicos de outras arquiteturas se mostra promissora e, ainda, que ocorre progresso significativo nesse campo. Os filmes de nanotubos de carbono oferecem bons resultados quando aplicados como eletrodos transparentes frontais, contribuindo com a redução do sombreamento ótico, consequentemente, elevando o desempenho de células solares de silício (Tune et al., 2012).

### **3.1.3 Concentradores fotovoltaicos (CFV)**

Um sistema concentrador solar emprega lentes, refletores ou uma combinação destes para concentrar a luz solar em um pequeno feixe, podendo conter sistemas agregados de rastreamento solar. (Chong et al., 2013). A indústria e o mercado de CFV têm conseguido expressivos progressos nos últimos anos, a

capacidade de produção mundial alcançou 500 MW/ano e as instalações acumuladas conectadas à rede já atingiram a marca de 330 MWp (Philipps *et al.*, 2015). Para (Veinberg-Vidal *et al.*, 2016):

O princípio chave do CFV é o uso de óptica de concentração eficiente em termos de custos que reduz a área da célula MJ cara altamente eficiente, permitindo potencialmente um custo competitivo de eletricidade (LCOE) em algumas áreas ensolaradas com altos valores de irradiação normal direta.

Conforme ilustrado na figura 48 o concentrador FV tem como princípio o redirecionamento a luz solar através de dispositivos óticos para uma área reduzida contendo células fotovoltaicas. Assim sendo, como área que reúne as atividades fotovoltaicas é reduzida a intensidade da luz recebida por ela é aumentada (Reis, 2013). O custo referente à aquisição dos materiais, tanto para um sistema concentrado quanto para um sem concentração, devem ser levados em consideração para determinar a configuração ideal para a instalação (Chong *et al.*, 2009).

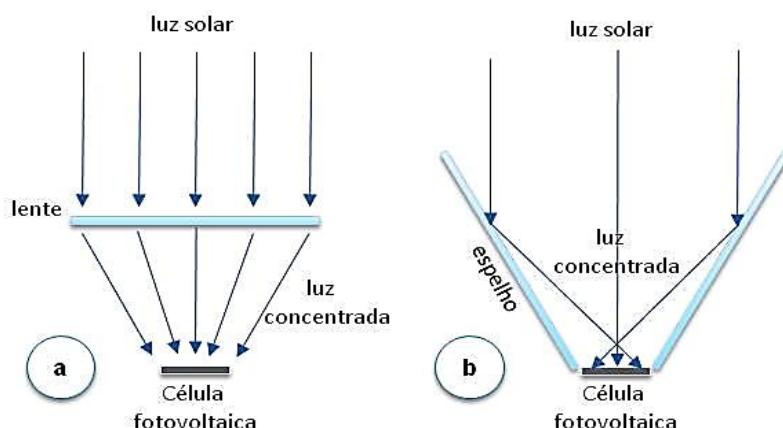


Figura 48: CFV a) utilizado lente b) utilizando espelhos  
Fonte: Ilustração própria, baseado em (Reis, 2013)

Em análise relativa ao tratado intitulado Limite de Shockley e Queisser, o próprio Queisser (2009) reconhece que a utilização da concentração solar deveria ter sido considerada quando no estabelecimento do referido tratado, expondo o seguinte:

Considere as suposições feitas em nosso tratado do balanço detalhado. Em primeiro lugar, apenas consideramos "um sol", isto é nós negligenciado formas de concentração da luz solar incidente. Se utiliza uma lente, em seguida, se reduz a entropia, isso significa que haverá imediatamente um aumento da eficiência de conversão. (Na verdade, eu havia incluído esta extensão simples em meus cálculos, mas o nosso contrato com o governo foi especificado de outra forma, de modo que deixamos de discutir essa possibilidade em nosso relatório.) Pode-se usar, de fato, concentradores, mas depois se enfrenta os problemas: (1) sempre dispor corretamente a célula em

direção ao sol e; (2) provavelmente, terá de combater o enorme aquecimento promovido pela iluminação concentrada pelo dispositivo através de resfriamento com água (Queisser, 2009).

Um sistema concentrador fotovoltaico (CFV) geralmente apresenta como componentes os seguintes elementos: concentrador ótico, composto principalmente de lentes e/ou espelhos; célula fotovoltaica ou conjunto delas; dissipador térmico; sistema de rastreamento solar.

É recomendável que os concentradores solares acompanhem o movimento aparente do sol para promover a constante incidência da radiação direta sobre sua área de captação. O direcionamento permanente ao posicionamento que permite a incidência direta da radiação solar possibilita elevar a produção de energia a níveis acima dos obtidos sem o rastreamento, entretanto, sua eficiência elétrica reduz de maneira substancial quando na ocorrência de nuvens que restringem essa incidência direta. Sistemas de baixa concentração geralmente possuem faixa de ângulos de aceitação mais ampla e, em alguns casos, não necessitam perseguir o movimento aparente do sol, o que conduz a uma redução expressiva no custo (Barlev *et al.*, 2011).

As limitações sistemas de CFV estão nos custos para promover a devida focalização, o controle do posicionamento e nos dispositivos de refrigeração (Parida *et al.*, 2011).

### **3.1.3.1 Tipos de concentradores fotovoltaicos (CFV)**

Os sistemas de CFV podem ser classificados em dois tipos de concentração: formador de imagem e; não formador de imagem (Sellami e Mallick, 2013). As tecnologias dos elementos ópticos mais utilizadas na concentração dos sistemas CFV estão ilustradas na figura 49.

O concentrador formador de imagem possui um foco e pode ser construído com elementos reflexivos ou refratários. Nesse tipo de concentrador é necessário que os raios solares incidam paralelamente ao eixo focal e, assim, apenas a radiação direta normal pode ser concentrada. Já o concentrador não formador de imagem não possui foco e em geral são reflexivos e utilizam as componentes direta e difusa da radiação solar, mas proporcionam reduzido fator de concentração, cerca de 2 vezes (Viana, 2010).

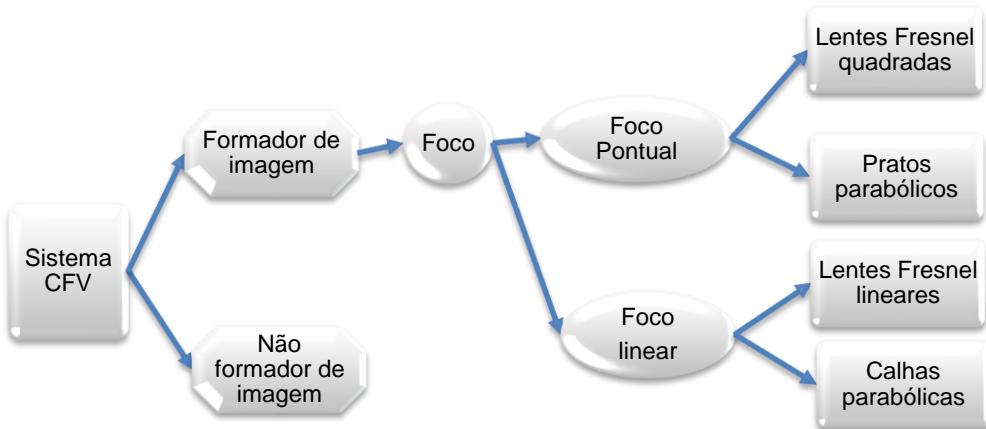


Figura 49: Tecnologias dos elementos ópticos da concentração dos CFV.  
Fonte: ilustração própria com base em (Viana, 2010)

Objetivando aumentar a proporção de concentração de energia solar de alguns sistema CFV podem utilizar concentrações secundárias ou terciárias. Esse recurso também pode servir para homogeneizar a distribuição do fluxo solar no receptor (Chong *et al.*, 2013).

As eficiências que têm sido obtidas pelas células multijunção, em função dos recentes desenvolvimentos tecnológicos, quando aplicadas a concentradores se mostram mais expressivas do que qualquer outra abordagem, a exemplo da marca de 43.5% obtida numa célula produzida pela Solar Junction, sob a faixa de 400 -1000 sóis (Kurtz, 2012). Após a obtenção de eficiências elevadas nas células solares multijunção, pela perspectiva de alcançar a maiores eficácia em seus usos, ocorreu um crescimento expressivo nas aplicações de CFV (Chong *et al.*, 2013).

Embora haja diversas técnicas de concentração, as tecnologias ópticas podem ser classificadas com base em cinco amplos grupos, e suas denominações advêm dos seus métodos de focagem principal. Assim, de acordo com Chong *et al.* (2013), os sistemas concentradores são classificados como: “*lente com focalização linear; lente de focalização bidimensional; refletor com focalização linear; refletor com focalização bidimensional e; sistema de receptor central.*”

Como a radiação solar difundida pelos componentes atmosféricos e nuvens (componente difusa) não pode ser absorvida pela célula do concentrador (Kim e Dutta, 2012), somente a componente direta da radiação solar é aproveitada no processo de concentração, seja com a utilização de espelhos parabólicos ou pelas lentes, é necessário que o sistema ofereça, além de uma boa concepção ótica de

concentração, mecanismos de monitoramento e controles precisos para uma concentração eficiente.

De acordo com Reis (2013) alguns elementos componentes dos dispositivos de concentrações fotovoltaicas podem ser definidos do seguinte modo:

**Célula concentradora:** dispositivo fotovoltaico básico utilizado sob a iluminação da luz solar concentrada.

**Concentrador receptor:** unidade ou grupo de células do concentrador e da ótica secundária (se houver) que receber a luz solar concentrada e integra os meios de transferência de energia térmica e elétrica. O receptor pode ser feito de vários sub receptores, que consiste em uma porção menor do receptor no tamanho original.

**Módulo concentrador:** grupo de receptores, componentes óticos e outros relacionados, montados e interligados, que recebem a luz diretamente do sol. Todos estes componentes são geralmente pré-fabricados como uma unidade, o ponto de foco não é ajustável em campo. Um módulo poderá ser composto por vários sub-módulos, sendo este uma parte física independente.

**Conjunto concentrador:** grupo de módulos e outros componentes relacionados, montados e interligados, que recebem a luz diretamente do sol. Todos estes elementos são, normalmente, compostos separadamente, necessitam ser instalados no campo, onde ocorre o ajustamento do seu foco. Um conjunto pode ser feito de vários subconjuntos, sendo estes fisicamente autônomos.

Os enfoques relativos aos CFV podem variar amplamente em função do tipo de célula fotovoltaica utilizada, taxa de concentração, tipo de óticas empregado e da sua conformação geométrica.

A razão da concentração ótica geométrica é fornecida pela expressão ( $C_g = A / a$ ), definida como a razão entre a área (A) de abertura do concentrador pela área do receptor das células solares (a) (Kim e Dutta, 2012), conforme ilustrado na figura 50. O valor da razão ou fator de concentração  $C_g$  é adimensional sendo normalmente especificado por um número seguido do caractere “X”, que indica quanto resulta do produto da concentração da radiação do solar incidente. O fator de concentração também pode ser especificado através do número de “sóis”, equivalendo ao fator “X”.

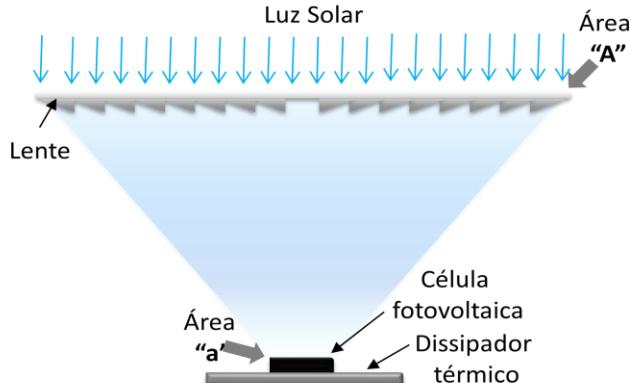


Figura 50: Concentração ótica geométrica  
Fonte: Ilustração própria, baseado em (Kim e Dutta, 2012)

Os sistemas CFV podem ser classificados segundo o fator de concentração, no entanto, diferentes autores e instituições, em diferentes períodos de tempos, utilizam maneiras diversas de classificar. Para (Shanks *et al.*, 2016) a ótica de concentração pode ser classificada da seguinte forma:

**Baixa Concentração Fotovoltaica (BCFV)** - sistemas que apresentam uma razão de concentração típica inferior a 10X ou 10 sóis;

**Média Concentração Fotovoltaica (MCFV)** - sistemas com razão de concentração típica que se encontra entre 10X e 100X, e

**Alta Concentração Fotovoltaica (HCFV)** – sistemas com valores de concentração de 100X a 2000X.

**Ultra alta Concentração Fotovoltaica (UHCFV)** – sistemas com valores de concentração acima de 2000X.

A alta concentração fotovoltaica (HCFV) é aquela em que o foco do feixe de radiação ocupa uma área bastante reduzida, consequentemente, possibilitando um menor emprego de material fotovoltaico. Como o custo da concentração é elevado, faz-se necessário que as células sejam suficientemente eficientes para responder ao investimento dessa concentração. Philipps *et al.* (2015) consideram que o princípio fundamental do CFV é o uso da ótica concentrada com custo eficiente que reduz a área da célula de alta eficiência de maneira a permitir que o Custo Nivelado de Energia Elétrica (LCOE) seja competitivo. O LCOE compara a energia solar concentrada com a tecnologia padrão FV de placa plana. Deste modo, o autor não considera incluídos na sua classificação sistemas com fatores de concentração entre 100 e 300 sóis porque suas configurações atuais não apresentaram um nível custo-

competitivo no LCOE comparados aos outros modelos de CFV. Então a classificação se dá conforme ilustrado na tabela 1.

Tabela 1: Classificação dos CFV

Classe de CFV	Razão típica de concentração	Rastreador	Tipo de gerador
Alta Concentração FV (HCFV)	300-1000	2 eixos	Células FV III-V - MJ
Baixa Concentração FV	< 100	1 ou 2 eixos	c-Si e outras células

Fonte:(Philipps *et al.*, 2015)

Embora o aumento do fator de concentração solar eleve o desempenho da maioria das tecnologias FV, o acréscimo de temperatura, oriundo dessa concentração, pode reduzir substancialmente a eficiência das células FV, assim como comprometer suas estabilidades e tempos de vida (Jakhar *et al.*, 2016).

O fator de concentração ótimo de cada célula depende de sua curva característica de eficiência, que está relacionada à temperatura de operação e com a irradiação direta normal incidente (DIN). Células orgânicas e de silício amorfos são, geralmente, muito sensíveis a elevação de temperatura o que impede de serem empregadas em concentradores. As células FV convencionais de silício monocristalino operaram eficientemente em concentrações de 1 a 100X sem necessitar empregar dispositivos ativos de resfriamento (Barlev *et al.*, 2011).

O gráfico da figura 51 relaciona a eficiência em função da concentração da radiação solar sobre uma célula de m-Si, onde é possível visualizar que, sob condições espectrais de AM1.5, sem concentração, ou seja, 1 X, o valor da eficiência apresentado é de 20,7% e que, sob concentração de 500 X, a célula alcança eficiências de 26,5% (Mcconnell e Fthenakis, 2012). Isso ocorre porque a sua eficiência conduz ao aumento da tensão elétrica e do fator de preenchimento. Entretanto, maiores valores de concentração solar necessitam de concepções que o acréscimo de corrente elétrica possibilitem a dissipação do calor adicional gerado, caso contrário, ocorrerá substancial queda na eficiência, como pode ser observado na figura 51. Além disso, valores muito altos de temperatura podem afetar fisicamente as células fotovoltaicas (Mojiri *et al.*, 2013).

De acordo com IRENA (2012) os sistemas de média concentração de até 100 sóis podem ser combinados com as células de silício, mas as temperaturas elevadas

levam a redução de sua eficiência, enquanto sistemas de alta de concentração além de 500 sóis são geralmente associados a células multijunção. Fernandes *et al* (2011) relata que diversos fabricantes recomendam que a temperatura não exceda 100 °C e que as células devem ser acopladas a placas dissipadoras de calor e que há necessidade de utilizar sistemas de arrefecimento para alguns concentradores.

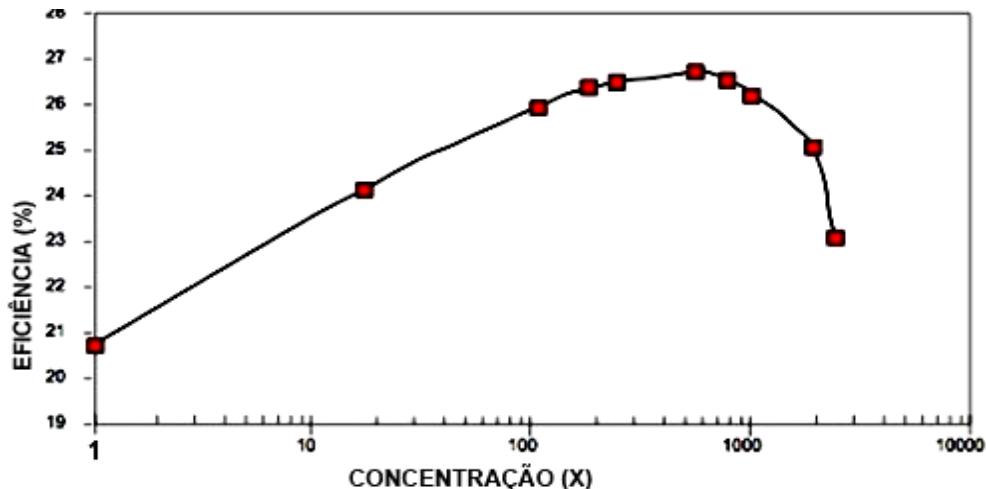


Figura 51: Eficiência versus concentração numa célula m-Si  
Fonte: Mcconnell e Fthenakis (2012)

Os sistemas dissipadores de calor podem ser classificados como ativos ou passivos. A dissipação do calor é considerada bastante importante, não só pelo que pode representar para eficiência da célula, como pelo seu tempo de vida IRENA (2012).

Algumas técnicas têm sido propostas e empregadas para promover o resfriamento nas células FV sob luz concentrada. Essas técnicas podem ser passivas ou ativas. Alguns parâmetros devem ser levados em conta para selecionar a tecnologia de resfriamento, são eles: área disponível para refrigeração; taxa de fluxo de fluido; e coeficiente de transferência de calor (Jakhar *et al.*, 2016). O resfriamento passivo pode ser feito por escoamento induzido de flutuação, utilizando dissipador de calor plano ou através do emprego de aletas.

Nas concentrações acima de 150X são empregados métodos de resfriamento ativos tais como: ventilação; incidência de água; refrigeração por canais. (Mojiri *et al.*, 2013). O calor extraído das células dos dispositivos CFV pelos processos de resfriamento pode ser dissipado para o ambiente ou aproveitado utilizando coletores, constituindo um sistema híbrido fotovoltaico e térmico (PV/T) e, desta forma, simultaneamente, gerar eletricidade e energia térmica (Mojiri *et al.*, 2013; Han, X. *et al.*, 2017).

Existem métodos que atuam na “pré-absorção” ótica, ou seja, antes que a irradiação solar incida sobre a célula, ocorre uma seleção, sob forma de filtragem ótica, que separa as faixas do espectro solar com comprimentos de onda que não serão convertidos em eletricidade, evitando que fóton de determinada faixa de energia que não serão aproveitados na conversão atinjam a célula gerando calor, elevando mais sua temperatura. Esse método concatena as faixas de ondas do espectro solar com os valores dos *bandgap* das células e com isso minimiza o problema de aquecimento e, consequentemente, aumenta a eficiência (Mojiri *et al.*, 2013).

Além dos fatores de concentração, alguns outros pontos são importantes nos sistemas CFV e, dessa forma devem ser considerados, dentre eles destacam-se: conjunto ótico; tipo de célula fotovoltaica; sistema de refrigeração; sistema de rastreamento; materiais empregados. A ilustração apresentada figura 52 sintetiza algumas diferentes configurações dos componentes dos concentradores fotovoltaicos existentes no mercado abordados no curso deste trabalho.



Figura 52: Configurações comuns dos componentes dos concentradores fotovoltaicos  
Fonte: adaptado de Reis (2013)

A eficácia do sistema concentrador é dependente da correta e permanente orientação para o Sol. Assim, é fundamental que o CFV seja provido de um sistema rastreador que permita mantê-lo continuamente direcionado para o Sol durante a sua trajetória aparente diária diurna. Além determinar maiores eficiências, o rastreamento permite que os sistemas CFV produzam uma quantidade maior de energia ao longo do dia, o que ainda o torna mais importante principalmente durante a parte final do tarde, quando ocorrem os picos de demanda de energia elétrica (Philipps *et al.*, 2015).

Os rastreadores são providos de elementos eletromecânicos controlados eletronicamente por microprocessadores ou por computadores, podendo ser composto por um eixo ou dois eixos. Esses eixos definem as possibilidades de promover as devidas inclinações nas diferentes orientações do concentrador.

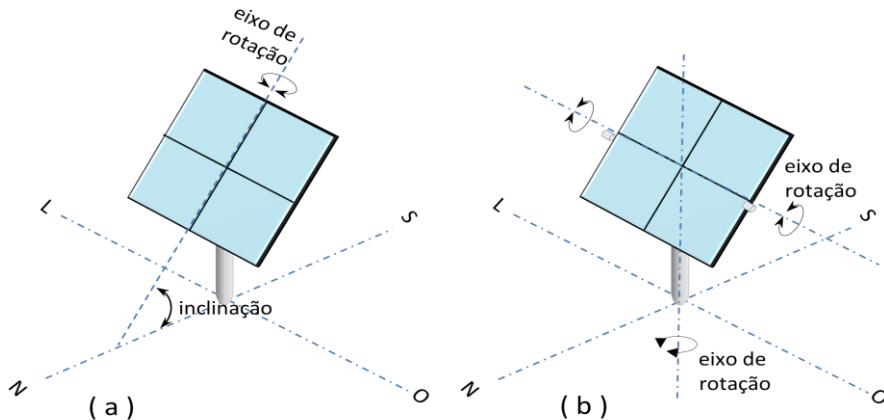


Figura 53: Coletor solar plano: a) rastreamento de 1 eixo b) rastreamento de 2 eixos  
Fonte: baseado em Koussa *et al.* (2011); NREL, (2013)

Conforme ilustra a figura 53a, um rastreador de um eixo possui a placa coletora montada sobre um eixo de rotação vertical, tendo a sua superfície fixada sob um ângulo de inclinação com direção Norte-Sul, em função da sua localização geográfica, sendo o Sol rastreado na direção Leste-Oeste. Já o rastreador de dois eixos é capaz de mover-se, independentemente em duas direções (azimute e elevação), conforme pode ser observado na figura 53b, de forma que o plano do coletor fique posicionado permanentemente perpendicular aos raios solares conseguindo acompanhar, de forma permanente, o movimento diurno aparente do sol.

Os rastreadores instalados em uma planta podem ter suas orientações comandadas a partir de controle centralizado, permitindo, assim, uma redução no custo da instalação que seria onerada com aquisição de diversos microprocessadores, softwares etc. A figura 54a permite visualizar o mecanismo de movimentação do rastreador solar de dois eixos SF20, produzido pela Feina. Na figura 54b estão expostas imagens de alguns rastreadores SF20, instalados no campo, enquanto na figura 54c figuram alguns concentradores fotovoltaicos de dois eixos instalados numa usina fotovoltaica localizada em Flix, Tarragona, Espanha.



Figura 54: a) mecanismo rastreador b) rastreador SF20 c) sitio com CFV

Fonte: Feina S.L. (2014)

Para que um sistema CFV seja economicamente eficaz os aspectos básicos como alto fator de concentração, eficácia e tolerância (ângulo de aceitação) devem ser assegurados (Datas *et al.*, 2013). Os sistemas de alta concentração requerem dispositivos de rastreamento de dois eixos (Barlev *et al.*, 2011).

A possibilidade de eliminar o sistema de rastreamento solar torna os concentradores fixos atraentes para o mercado BIPV (Sellami e Mallick, 2013). A utilização de concentradores em locais que apresentam baixa DIN não são economicamente indicados, dado o alto custo do equipamento. Entretanto, em função dos decrescentes custos dessa tecnologia, estudos têm demonstrado que um H CFV pode ser uma boa alternativa em locais que apresentam níveis de DNI superiores a 1400 kWh/m<sup>2</sup>/ano (Viana *et al.*, 2011).

### 3.1.3.1.1 Refletores Parabólicos

#### 3.1.3.1.1.1 Foco pontual

Os concentradores parabólicos com foco pontual utilizam a conformação desenvolvida em curvaturas sob forma parabólica dispostas simetricamente no sentido transversal e longitudinal constituídas por materiais que possuem superfícies altamente refletivas de tal forma que raios luminosos que as atingem sejam dirigidos para um único ponto focal, independente do ponto que atingem a superfície do concentrador, estabelecendo a concentração luminosa, conforme é esboçado na figura 55a. Assim, é possível compreender porque o aumento da área superficial reflexiva do concentrador parabólico permite elevar sua potência. Na figura 55b está ilustrado um refletor parabólico produzido pela Replex Plastics, enquanto na (c) pode

se visualizar um concentrador, produzido pela Selectronic Austrália, equipado com rastreador de dois eixos, provida com célula multijunção e resfriamento ativo.

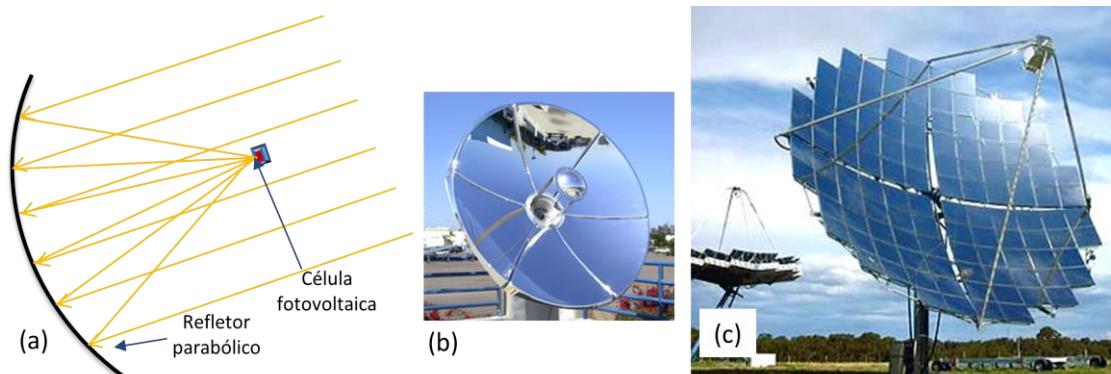


Figura 55: a) Reflexão e concentração CFV b) CFV parabólico c) CFV parabólico 2 eixos  
Fonte: Ilustração própria; (Replex Plastics (2013); Selectronic Australia Pty Ltd (2013))

A distância que separa a superfície do concentrador e o ponto de concentração da luz (foco), é denominada de distância focal. Um refletor parabólico é denominado de raso quando o seu foco está posicionado fora da linha de borda do refletor, enquanto o refletor em que foco se localiza na linha interior da borda é chamado de profundo.

### 3.1.3.1.1.2 Foco linear

Os concentradores fotovoltaicos parabólicos com foco linear possuem seção transversal parabólica constante ao longo do seu comprimento. O foco de sua concentração se desenvolve longitudinalmente em forma de linha. Um concentrador tipo C7 Tracker, produzido pela Sun Power Co, cuja razão de concentração solar é de 7X é exibido na figura 56. Este concentrador é dotado de um sistema de rastreamento solar que conduz as fileiras de seus espelhos parabólicos de eixo horizontal na direção que permite que reflexões dos raios solares incidentes sejam encaminhados, concentradamente focados, para as linhas das células FV, dispostas paralelamente ao eixo do refletor. A tecnologia das células fotovoltaicas de silício cristalino que compõe o concentrador C7 Tracker, apresentado na Figura 56, promete oferecer uma eficiência mais elevada em função da técnica que transfere o calor das grades condutoras metálicas da superfície frontal da célula para sua face posterior, dessa forma, possibilita que haja maior incidência de luz sobre a superfície ativa da célula. Outro artifício utilizado no sistema consiste em espelhar a superfície interna traseira para que a reflexão da luz retorne ao interior da célula (Sunpower Co, 2012).

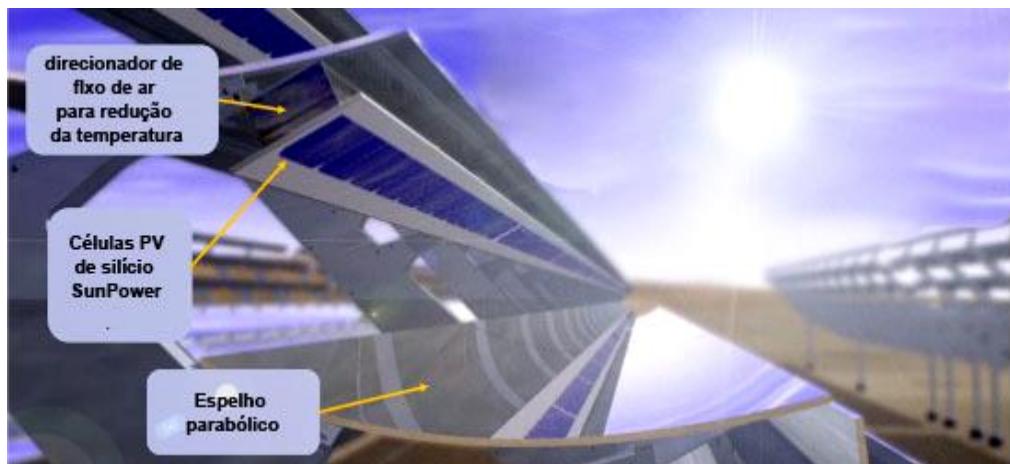


Figura 56: Concentrador linear parabólico  
Fonte: adaptado de Sunpower Co (2012)

### 3.1.3.1.1.3 Refletor Cassegrain

O refletor Cassegrain clássico é composto por: um refletor parabólico, que desempenha a função de espelho primário; um refletor hiperbólico que opera com espelho secundário e; outros elementos de suporte a concentração (Viana, 2010). Na figura 57a é possível visualizar um concentrador Cassegrain composto do seu componente refletivo primário com forma parabólica, sendo atingido por raios solares que, por sua vez, são refletidos para uma área focal onde deparam com refletor secundário que reflete o feixe de luz, com maior concentração, para o componente de reflexão terciária que, com nova concentração, projeta o feixe luminoso para o ponto ativo da célula fotovoltaica. Na figura 57b é possível visualizar parte de um módulo com concentradores Cassegrain instalados no campo. A refrigeração da célula do concentrador é obtida de forma passiva por meio de dissipador de calor.

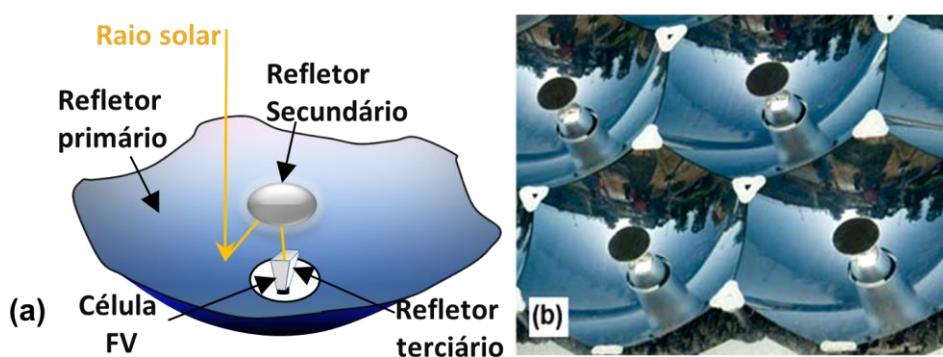


Figura 57: CFV Cassegrain a) partes componentes b) partes de um módulo CFV  
Fonte: (Chemisana (2011); Energize, 2013)

### **3.1.3.1.2 Concentrador com lentes Fresnel**

A tecnologia das lentes de Fresnel, sob o ponto de vista focal, pode ser dividida em: a) foco pontual, quando as lentes possuem configuração simétrica circular em torno do seu eixo, ou b) o foco linear, quando as lentes possuem uma secção transversal constante ao longo do eixo transversal, concentrando a luz em forma linha. A lente Fresnel com foco pontual possui superfície superior plana e, conforme ilustra a figura 58, seu lado oposto é formado por diversos sulcos e relevos que originam prismas inclinados desenvolvidos no plano em forma de anéis concêntricos que se tornam menos espessos, à medida que se aproximam do centro. A concepção da lente Fresnel linear é análoga a pontual, entretanto ao invés de constituir um ponto de foco elas desenvolvem uma linha focal. O coletor linear Fresnel pode conter um conjunto de lentes dispostas em uma fileira montadas longitudinalmente sobre o eixo do dispositivo de localização do sol. (Barlev *et al.*, 2011).

Os sistemas CFV costumam empregar as lentes de Fresnel, em aplicações onde o tamanho, peso e custo de um elemento de lente esférica poderiam tornar proibitivo o emprego do concentrador (Miller e Kurtz, 2011). Geralmente as lentes Fresnel são confeccionadas em vidro, resina acrílica polimetilmacrilato (PMMA) ou outros tipos de composições utilizando plástico ou vidro e plástico e, apresentam áreas pequenas e espessuras reduzidas (3-5 mm) (Barlev *et al.*, 2011).

A lente Fresnel pode ser considerada, essencialmente, uma sequência de prismas. A lente Fresnel formadora de imagem refrata a luz de um objeto e compõe uma imagem no plano focal, entretanto, pode apresentar aberrações devido à produção imprecisa das pontas de prisma e das ranhuras (Xie *et al.*, 2011). A iluminação concentrada de forma irregular no receptor fotovoltaico do concentrador pode ser um problema ocasionado pela utilização de lentes Fresnel convencionais. A incidência da irradiação solar sem uma distribuição uniforme de sua intensidade produz aquecimento e quedas resistivas aos sistemas CFV o que conduz a redução de sua potência elétrica gerada (Barlev *et al.*, 2011).

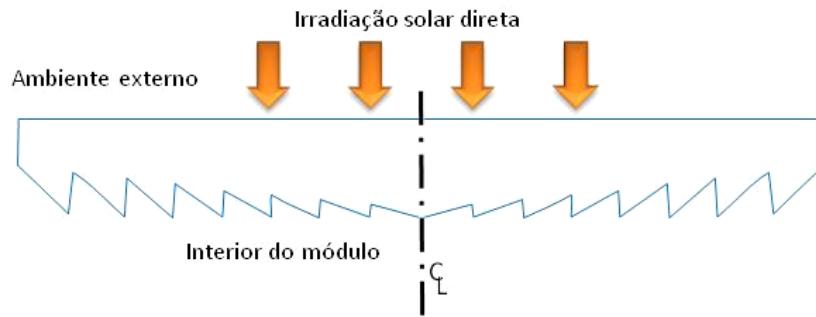


Figura 58: Corte esquemático de uma lente Fresnel típica  
Fonte: ilustração própria, baseado em Miller e Kurtz (2011)

Dentre as diversas pesquisas realizadas buscando desenvolver concentradores fotovoltaicos está um projeto de concentrador ótico que compreende uma lente de Fresnel e um elemento de refração secundário, onde os dois apresentam simetria rotacional dividida, uma ótica que produz tanto a concentração de luz desejada com elevada tolerância com uma boa homogeneização luminosa realizada por integração Köhler. A Figura 59 ilustra: no quadro (a) a face superior de uma lente Fresnel de quatro vias; em (b) uma lente utilizada como elemento ótico secundário (SOE) confeccionada em vidro; enquanto que em (c) uma vista em três dimensões do concentrador four-unit Fresnel Köhler (FK) onde está esboçado uma lente Fresnel com o elemento óptico primário (POE) concentrando os raios (linhas tracejadas) sobre a superfície da SOE e sua distribuição dos raios luminosos sobre a superfície da célula e ainda, apresenta os raios originados (linhas contínuas) de um determinado ponto do POE concentrados no ponto central célula fotovoltaica.

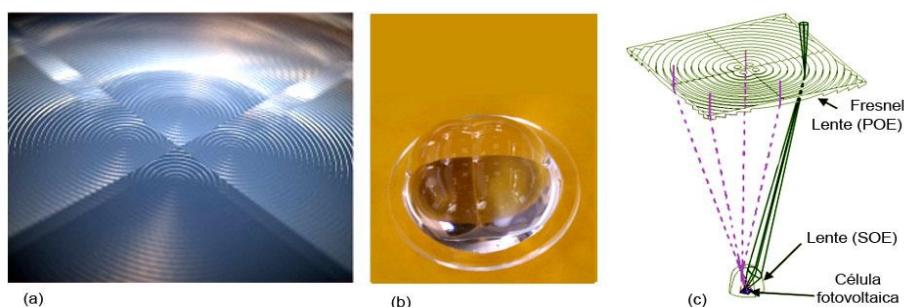


Figura 59: Fresnel-Köhler a) Lente b) SOE c) Vista 3D  
Fonte: Benítez et al. (2010a)

### 3.1.3.1.3 Concentrador Solar Ótico a Luz-guiada (LSO)

O concentrador Solar Ótico a Luz-guiada (LSO), apresentado na figura 60 a, possui uma estrutura óptica bastante simples, seus componentes são confeccionados em acrílico e vidro. O concentrador LSO foi desenvolvido pela Morgan Solar Inc e tem como princípio confinar a luz solar no seu interior, orientando os raios luminosos de

forma planar e os concentra em forma de feixe central sobre a célula fotovoltaica. Na figura 60 b estão apresentados alguns conjunto de concentradores LSO instalados em campo.

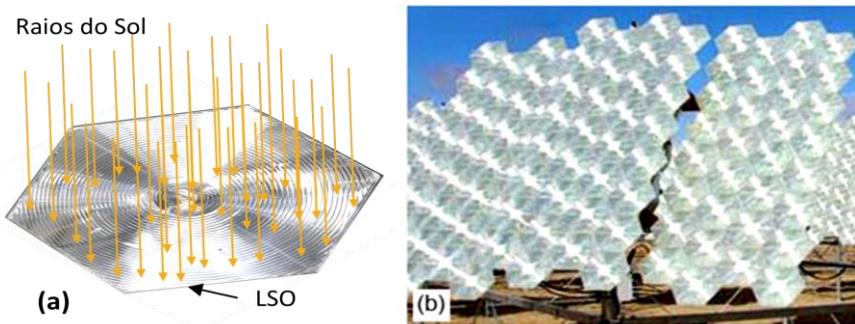


Figura 60: a) Detalhe CFV-LSO b) Conjunto CFV-LSO  
Fonte: (Chemisana (2011); Morgan Solar Inc (2014))

O concentrador fotovoltaico LSO utiliza células fotovoltaicas de tripla junção (III-V), possui resfriamento do tipo passivo. Na Figura 61 estão esboçados algumas configurações dos raios solares em diferentes tipos de concentradores fotovoltaicos, o que possibilita observar que os raios solares do concentrador da tecnologia LSO elimina a necessidade de promover um distanciamento vertical para constituir o foco sobre a célula fotovoltaica, como ocorre em lentes do tipo Fresnel e nos refletores parabólicos ou Cassegrain.

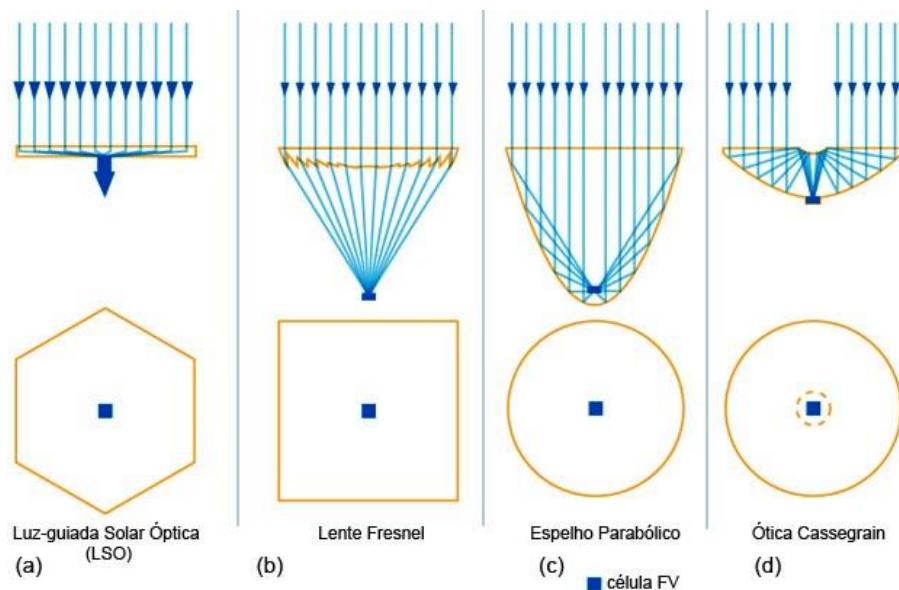


Figura 61: Percurso dos raios solares em diferentes CFV  
Fonte: Morgan Solar Inc (2014)

### 3.1.3.1.4 Concentrador FV Dome-Fresnel Köhler (DFK)

Para que a energia elétrica produzida por um sistema CFV seja de baixo custo é necessário que se tenha eficiência ótica e preço reduzido do concentrador, para isso é necessário que o sistema possua elevada tolerância de fabricação, obtida através do alto ângulo de aceitação e elevado grau de concentração, maior que 500X, para, com isso, compensar o elevado custo das células multijunção necessárias a alta eficiência CFV (Zamora *et al.*, 2012). Nos sistema de concentração FV ocorre um trade-off<sup>14</sup> entre os dois parâmetros fundamentais: o fator de concentração ( $c$ ) e Ângulo de Aceitação<sup>15</sup> ( $\theta$ ) conforme ilustra a figura 62. Esses dois parâmetros podem ser descrito pela função de mérito o Produto Concentração-Aceitação (PAC), que representa a qualidade do comportamento do sistema em questões globais (Zamora *et al.*, 2009). Onde:

$$PAC = \sqrt{Cg} \sin \theta \leq n \quad (14)$$

Sendo  $Cg$  a concentração geométrica, definida como a relação da área de abertura do concentrador pela área da célula solar,  $n$  o índice de refração do meio em que o receptor está imerso e,  $\theta$  o ângulo de aceitação.

Por outro lado, para um dado ângulo de aceitação, maior PAC permite uma concentração mais elevada, consequentemente, reduz o tamanho da célula e custo. É importante que um CFV, além de concentração e ângulo de tolerância, garanta uma boa uniformidade da irradiação sobre a célula para permitir a eficiência, longa vida das células e confiabilidade ao concentrador (Benítez *et al.*, 2010b).

A figura 62 ilustra um exemplo de uma lente e um receptor de um concentrador solar onde é possível observar que, quando o desenvolvimento do ângulo sobre o eixo ótico  $\alpha$  é menor ou igual ao ângulo de aceitação  $\theta$ , todos os raios incidirão sobre o receptor o que permite a captura da energia luminosa dessa

---

<sup>14</sup> A expressão *trade-off* pode ser definida como uma circunstância que requer uma escolha conflitante, ou seja, onde se perde um atributo ou o valor em algo para que se possa obter, em troca, outro predicado ou valor.

<sup>15</sup> Ângulo de aceitação representa a máxima angulação do raio solar que pode ser captado por um concentrador. O seu valor depende da concentração da óptica e o índice de refração do meio em que está imerso. Ângulo de aceitação é também definido como o valor do grau de precisão com que o concentrador deve acompanhar o sol, ou seja, o grau de tolerância a erros de seguimento admitido por um concentrador solar.

incidência, isso não ocorre quanto  $\alpha$  é maior que  $\theta$  visto que nenhum dos raios luminosos não irá incidir no receptor, portanto não ocorrerá produção de energia FV.

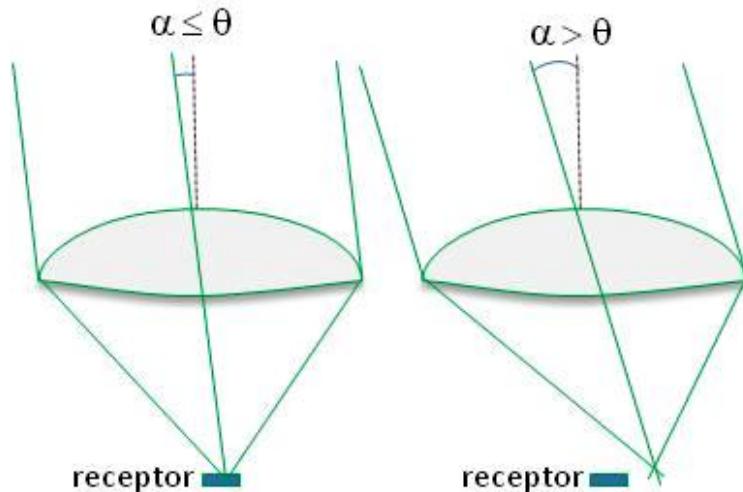


Figura 62: Ângulo de aceitação de CFV  
Fonte: Ilustração própria, baseado em (Welford, 2012)

Um destaque pode ser dado a um projeto de HCFV denominado "*Intrepid*", elaborado para alcançar elevada eficiência óptica com alta aceitação concentração (CAP), com irradiância espacial e espectral uniforme e eliminação de perdas de vazamento de luz. O projeto tem como base dois dispositivos desenvolvidos anteriormente: o das lentes Fresnel em forma de cúpula conforme ilustra a Figura 63, idealizado pela Daido Steel, equipados com sistema de lentes e; o concentrador FK desenvolvido pela UPM. O projeto incorpora também células multijunção eficientes produzidas por outras empresas. A forma desse concentrador, que recebeu a denominação Dome-Fresnel Köhler (DFK), compreende duas partes, de acordo com o ilustrado na figura 64, sendo uma composta por uma lente Fresnel em forma de cúpula POE e outra como SOE. As partes POE e SOE são subdivididas em quatro setores simétricos idênticos que realizam, conjuntamente, a concentração com o seu quarto correspondente através da integração Köhler. A integração Köhler proporciona uma boa uniformidade da irradiação na superfície da célula, sem aumentar a complexidade do sistema por meio de qualquer elemento adicional (Zamora *et al.*, 2012).



Figura 63: Lentes Fresnel do CFV Daido Stell  
Fonte: (Daido Stell Co. Ltd., 2014)

É particularmente importante que o PAC possua valor elevado, uma vez que isso possibilita o aumento da concentração sem que haja alteração do ângulo de aceitação. Além disso, por ser o SOE encapsulado a célula fica mais protegida. Sua composição em quatro partes possibilita a atenuação dos problemas de envelhecimento precoce do SOE causados pelos efeitos da insolação (Datas *et al.*, 2013).

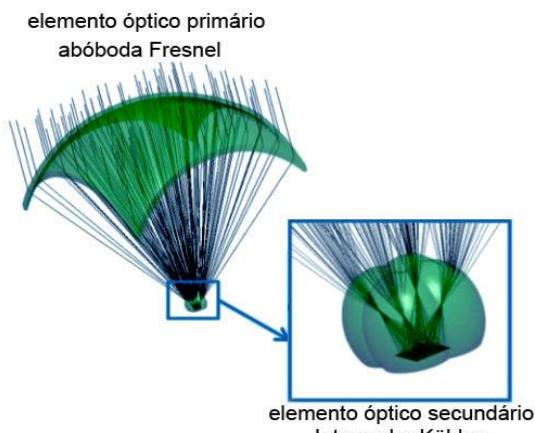


Figura 64: Dome-Fresnel Köhler (DFK) CFV-FK (UPM)  
Fonte: Datas *et al.* (2013)

### 3.1.3.1.5 Concentradores FV - considerações adicionais

Segundo Chong *et al.* (2013) a perda da eficiência dos sistemas CFV ocorre principalmente sobre seu material ótico. As principais preocupações costumam ocorrer devido aos efeitos da sujidade e envelhecimento que causam descoloração e aparecimento de sulcos reduzindo substancialmente a potência elétrica, comprometendo a fiabilidade e durabilidade desses sistemas.

Para Vivar *et al.* (2010), a sujidade dos CFV é variável e específica para diferentes locais assim, é difícil generalizar, entretanto buscando estabelecer um

padrão de frequência de limpeza, foram realizados alguns ensaios em locais como Madrid (Espanha) e Canberra (Austrália). Os resultados desses estudos apontaram que a sujidade em sistemas CFV produziu perdas, em média próximas a 14%. Nessas pesquisas alguns concentradores chegaram a níveis de perdas de desempenho elétrico de até 26%, quando o sistema se manteve sujo durante quatro meses. As perdas por sujidade nos sistemas CFV são muito mais representativas do que para módulos fotovoltaicos planos (Vivar *et al.*, 2010). A redução da potência elétrica nos dispositivos fotovoltaicos planos é em média 4% (Chong *et al.*, 2013). Alguns sistemas recebem limpeza periódica, podendo ser equipados com chuveiros destinados a promover suas lavagens.

O sistema concentrador fotovoltaico que emprega lentes Fresnel em forma de abóbada apresenta uma proposta interessante que favorece a limpeza natural, conforme pode ser observado na figura 65, pois um pequeno volume de água, proveniente de uma chuva reduzida, pode ser suficiente para remover a sujeira (Algora e Rey-Stolle, 2016).

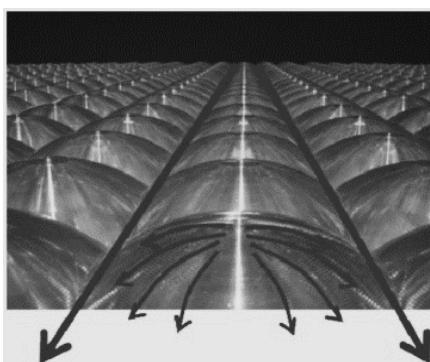


Figura 65: Efeito da auto lavagem dos domes com lentes de Fresnel  
Fonte: (Algora e Rey-Stolle, 2016)

### 3.1.4 Divisores espectrais

Como já mencionado em 2.1.1.1, cada material empregado na constituição das diversas tecnologias FV oferece uma resposta diferente aos distintos comprimentos de onda do espectro da radiação solar que incide sobre ele. Essas diferenças estão relacionadas com a estrutura intrínseca da célula FV. A elevação da temperatura é considerada um fator importante na redução das eficiências das células, assim como pode comprometer as suas estabilidades e vida útil. Portanto, procurar formas de levar às distintas células fotovoltaicas as faixas do espectro solar que possam oferecer melhores respostas de conversão energéticas, bem como, evitar que ocorram elevações excessivas de temperaturas que venham interferir nas suas

eficiências e duração, têm se apresentado como grandes desafios nas pesquisas na área da geração fotovoltaica. Deste modo, as tecnologias relacionadas à divisão de feixe espectral podem apresentar importantes alternativas na melhoria de um sistema de conversão, aproveitando com melhor eficiência a luz solar incidente na conversão energética.

Dispositivos que adotam as técnicas de divisão do feixe espectral estão sendo considerados sistemas promissores na promoção da eficiência na conversão fotovoltaica, uma vez que a divisão em múltiplos caminhos óticos para diferentes receptores, permitem evitar que os fótons com energia não correspondente ao Eg da célula FV, que não seriam absorvidos por sua área ativa, incidam sobre ela, dissipando suas energias sob forma de calor, elevando sua temperatura e, consequentemente, reduzindo sua eficiência de conversão (Christensen, 2012).

Uma célula multijunção é um exemplo do aproveitamento da divisão espectral da radiação luminosa, embora não haja divisão dos caminhos óticos das faixas do espectro solar antes de atingi-la, conforme apresentado anteriormente neste trabalho. As células MJ, embora alcancem eficiências de até 47,7% (Green *et al.*, 2013), são consideradas muito caras (Mojiri *et al.*, 2013). Todavia, é possível realizar divisão espectral através de diversos meios que permitam separar as faixas do espectro luminoso de forma a enviá-las especificamente a diferentes receptores compatíveis procurando obter um menor custo por energia gerada.

Diferentes técnicas que permitem a minimização de incompatibilidade têm sido desenvolvidas pelos pesquisadores, dentre elas está a do espectro solar luminoso em diferentes bandas de comprimentos de onda.

O método de decomposição é realizado por meio de um divisor de feixe espectral que conduz para uma determinada célula solar a faixa do espectro que melhor se concatena com sua *bandgap*, permitindo a minimização de incompatibilidade da faixa da energia luminosa incidente com a Eg (Mojiri *et al.*, 2013). Essa divisão pode ser realizada oticamente sob arranjos em série, com transmissão da luz de um dispositivo para o outro ou em paralelo através do fracionamento da luz antes de atingir os receptores (Christensen, 2012). As formas empregadas para promover a divisão do feixe luminoso são: elementos prismáticos, elementos difrativos/holográficos, concentradores luminescentes, filtros de filme fino etc. (Christensen, 2012).

A utilização de materiais semicondutores com distintos *bandgaps* permite realizar o aproveitamento de diferentes faixas do espetro solar, a exemplo do que

ilustra a figura 66, a luz concentrada incide sobre um filtro dícróico plano, sendo por ele dividida em duas faixas de onda, uma delas é transmitida e a outra é refletida. Dessa forma, cada faixa é direcionada para células com diferentes *bandgaps*.

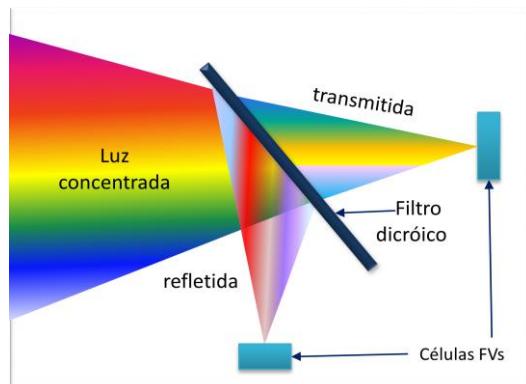


Figura 66: Divisão espectral em um CFV.  
Fonte: Ilustração própria, baseado em Christensen (2012)

Na figura 67a é possível observar mais um exemplo de divisão espectral de conversão fotovoltaica, onde se vê esboçado um sistema concentrador fotovoltaico e, a ele adicionados dois filtros dícrôicos que dividem o espectro em faixas e sub faixas. Essas subdivisões, com seus diferentes comprimentos de ondas, são enviadas a três receptores distintos, cada um com faixas específicas de conversão do espectro solar. Na figura 67b é possível visualizar um sistema fotovoltaico sem concentração equipado com um filtro dícrôico que divide o a luz solar incidente em duas faixas de comprimento de onda e, pela atuação das células tandem, essas bandas são novamente divididas, resultando em quatro diferentes faixas de conversão fotovoltaica (Mojiri et al., 2013).

Existem diversos métodos que permitem subdividir o espectro solar, entretanto, uma única divisão traz a vantagem de reduzir as perdas óticas em virtude da redução do número de interfaces a que a luz é submetida.

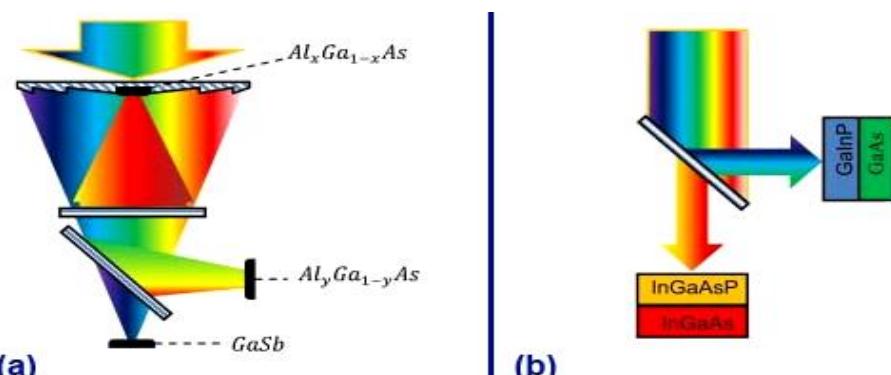


Figura 67: a) CFV- 2 espelhos seletivos b) Receptor sem concentração com espelho dícroico  
Fonte:(Mojiri et al., 2013)

A figura 68a ilustra um sistema composto por um conjunto de prismas, dispostos em curva, que concentra e divide o espectro luminoso solar em duas diferentes faixas espectrais, que são distintamente emitidas para as células com *bandgap* apropriados. No esboço da figura 68b estão dispostos dois refletores parabólicos deslocados um do outro de forma a permitir que espelho interior concentre, divida e reflita uma faixa de comprimento de onda mais elevado do espectro luminoso a um ponto focal onde se encontra uma célula fotovoltaica com  $E_g$  mais alto, enquanto a outra parcela do espectro, com energia mais baixa, é refletida também de forma concentrada pelo segundo espelho para a segunda célula com  $E_g$  menor (Mojiri *et al.*, 2013).

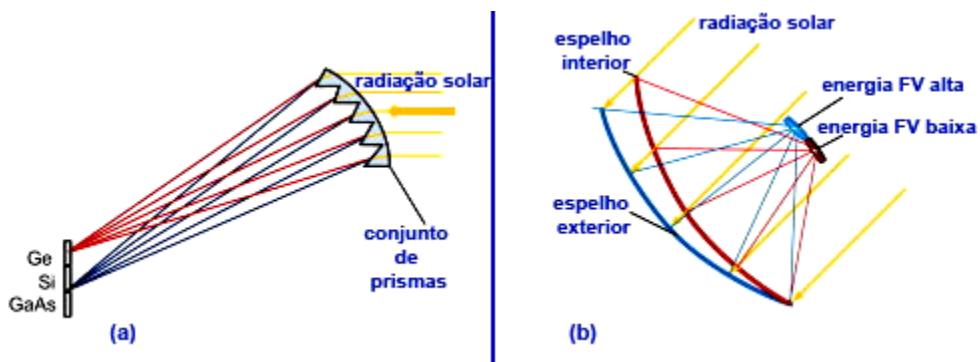


Figura 68: Divisão espectral CFV (a) com conjunto de prismas (b) com 2 espelhos  
Fonte: (Mojiri *et al.*, 2013)

O processo divisão do feixe espectral permite elevar a eficiência energética de um conjunto, uma vez que comporta aplicar sobre um dos receptores do sistema a parte do espectro solar que sua conversão realize de forma mais eficaz, desviando para outros receptores as faixas do espectro solar compatíveis com suas conversões /empregos. Portanto, é possível utilizar um faixa do espectro para outro tipo de conversão que não a fotovoltaica, como a térmica, possibilitando que o recurso da divisão espectral origine sistemas híbridos fotovoltaicos e térmicos FV/T, onde a aplicação energia térmica também seja necessária. A conversão eficiente da luz solar em calor útil ou trabalho é de interesse global crescente (Phelan *et al.*, 2013).

### 3.2 Parâmetros característicos de uma célula fotovoltaica

As células fotovoltaicas possuem características que devem ser devidamente conhecidas de forma a garantir as melhores aplicações e aproveitamentos. Dentre

essas propriedades estão os parâmetros elétricos e térmicos que expressam valores fundamentais para a realização dos dimensionamentos.

### 3.2.1 Circuito equivalente ideal de uma célula FV

Quando uma célula FV está iluminada e não está conectada a nenhuma carga ou com carga de impedância infinitamente elevada, surge em seus terminais uma diferença de potencial denominada de tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ).

Uma célula ideal pode ser considerada uma fonte de corrente variável onde, a corrente gerada pela irradiação luminosa ( $I_L$ ) é função direta da radiação incidente na célula e, com menor proporção, da temperatura em que se encontra o referido dispositivo (Zilles *et al.*, 2012a).

O circuito ideal equivalente relativo a uma célula FV de uma junção pn pode ser representado segundo o esquema da figura 69. Assim, a corrente da célula solar pode ser expressa a partir da equação 15.

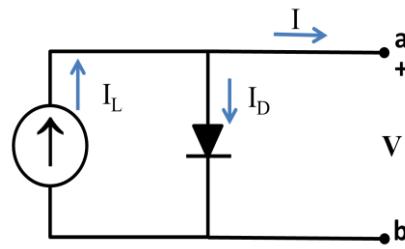


Figura 69: Circuito ideal equivalente de uma célula FV  
Fonte: Ilustração própria baseado em (Zilles *et al.*, 2012a)

$$I = I_L + I_D \quad (15)$$

Sendo  $I$  é a corrente elétrica da célula,  $I_L$  a corrente foto gerada e  $I_D$  a corrente do diodo no escuro, expressa pela equação (16).

$$I_D = I_0 \left[ \exp\left(\frac{qV}{mKT_c}\right) - 1 \right] \quad (16)$$

Onde  $I_0$  é o valor da corrente de saturação reversa do diodo no escuro;  $q$  é o valor da carga do elétron ( $q=1,602 \times 10^{-19}$ ),  $V$  é o valor da tensão nos terminais do diodo;  $K$  o valor da constante de Boltzmann ( $k = 1,38 \times 10^{-23}$ ),  $T$  representa o valor

temperatura equivalente de operação da célula em °Kelvin e  $m$  é o valor referente ao fator de idealidade do diodo<sup>16</sup> (idealmente entre 1 e 2 para o m-Si) (Zilles *et al.*, 2012a).

Como já comentado, a corrente foto gerada além de depender do nível de radiação também é sensível a variação da temperatura da célula, isto é, a elevação da temperatura origina uma pequena elevação da corrente gerada  $I_L$  (Tsengenes e Adamidis, 2011). Essa ação pode ser representada pelo coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito.

A corrente reversa que ocorre em um diodo de junção **pn** resulta da movimentação dos portadores de cargas migrando os elétrons de **p** para **n** e as lacunas de **n** para **p**. Por conseguinte a corrente de saturação  $I_0$  está relacionada ao coeficiente de difusão de elétrons e lacunas. São gerados termicamente os portadores minoritários. As alterações de temperatura exercem significativa influência na corrente de saturação reversa (Zilles *et al.*, 2012a).

Substituindo  $I_B$ , expresso em 16, na equação 15 o valor de  $I$  pode ser fornecido pela expressão 17:

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{eV}{mKT_c}\right) - 1 \right] \quad (17)$$

É possível verificar, pela análise da equação 17, que quando fechado em curto-circuito os terminais  $V=0$ , o valor de  $I$  do circuito é igual ao da corrente foto gerada  $I_L$ . Quando em circuito aberto  $I = 0$ , surge uma tensão da auto polarização, onde a corrente de polarização equilibra a corrente gerada. Essa tensão é denominada Tensão de Circuito Aberto ( $V_{oc}$ ), podendo ser obtida através da expressões 18 e 19:

$$V_{oc} = \frac{mKT_c}{e} \ln\left(1 + \frac{I_L}{I_0}\right) \quad (18)$$

$$\text{Sendo } I_L \gg I_0, \text{ então } V_{oc} = \frac{mKT_c}{e} \ln\left(\frac{I_L}{I_0}\right) \quad (19)$$

<sup>16</sup> Grande parte dos dispositivos apresenta um coeficiente de não idealidade do diodo igual a 1, ou seja, há, um percurso paralelo a fonte de corrente permitindo a circulação da corrente. O parâmetro ( $m$ ) é adicionado para considerar a não idealidade do diodo. Esse valor pode variar entre 1 e 2, esse constitui o denominado Modelo Único do Diodo. Há também o Modelo de Dois Diodos, inserindo dois diodos com distintos valores de corrente saturação, ou seja, um com  $m=1$  e outro com  $m=2$ . (Zilles *et al.*, 2012a)

### 3.2.2 Circuito equivalente real de uma célula FV

Na célula FV real existem imperfeições que promovem perdas originadas por alguns fatores citados anteriormente. Assim, um circuito mais completo com novos elementos (uma resistência paralela  $R_p$  e uma em série  $R_s$ ) melhor traduz a representação esquemática de uma célula fotovoltaica, conforme pode ser visualizado na figura 70. A resistência em série é relativa às perdas ôhmicas dos contatos metálicos e de suas interfaces com a camada da célula, a resistência em paralelo tem origem das correntes parasitas da borda, entre a camada superior e a inferior e, ainda, das irregularidades e impurezas presentes no material (Tsengenes e Adamidis, 2011). Assim, é possível concluir que  $I_p$  representa as correntes de fuga.

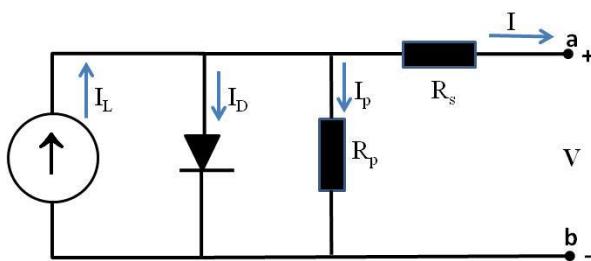


Figura 70: Circuito equivalente de uma célula FV  
Fonte: Ilustração própria, baseado em Tsengenes e Adamidis (2011)

Pela análise do circuito é possível concluir que o valor da real da corrente  $I$  da célula pode ser obtido pelo resultado pela expressão 20:

$$I = I_L - I_0 - I_p \quad (20)$$

Assim sendo, substituindo  $I_D$  e  $I_p$ , tem-se o que expressa a equação 21:

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp \left( \frac{eV}{mK T_c} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (21)$$

### 3.2.3 Curva ( $I \times V$ ) e parâmetros elétricos característicos de uma célula FV

Nas condições determinadas pelo padrão STC é originada a curva da tensão versus corrente (linha tracejada vermelha) e, também, a curva de potência de uma célula ou de um módulo FV (linha contínua azul), conforme o gráfico ilustrado na figura 71, onde são apresentados os valores paramétricos que possibilitam examinar o desempenho da geração fotovoltaica, dentre eles: a tensão de circuito aberto  $V_{oc}$ , obtida nos terminais do diodo quando não existe carga acoplada e a corrente de curto circuito  $I_{sc}$ , medida nos terminais quando estão em curto-círcuito (Zilles et al., 2012b), conforme mostrado no circuito equivalente esboçado na Figura 69. Para um mesmo

nível de irradiação através do produto dos valores de corrente e tensão obtém-se a curva P-V

O ponto de máxima potência, onde acontece a transferência máxima de potência  $P_{mp}$ , que pode ser obtido através do ponto de inflexão “joelho” da curva I x V e, através das coordenadas tensão e corrente de máxima potência  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$  respectivamente. Segundo Zilles et al (2012), com base no  $I_{sc}$  e no  $V_{oc}$  pode-se estimar que os valores típicos de  $V_{mp}$  ocorrem na faixa de 75% a 90% de  $V_{oc}$ , e para  $I_{mp}$  entre 85% a 90% de  $I_{sc}$ .

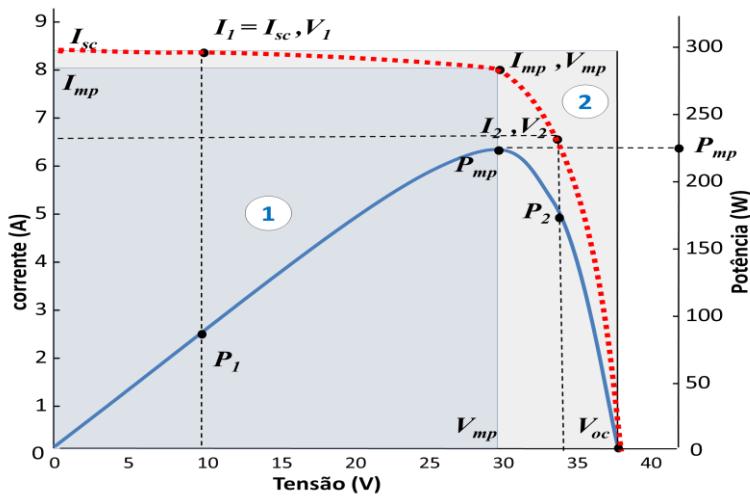


Figura 71: Curva V x I e P x V de uma célula ou módulo FV  
Fonte: Elaboração própria, baseado em (Zilles et al. (2012a); Bai et al., 2014)

Se  $P_{máx}$  é a máxima potência que o dispositivo pode atingir e se refere ao ponto  $I_{mp}$  e  $V_{mp}$  da curva I x V, então o seu valor pode ser expresso pelo produto entre tensão máxima e a corrente máxima, conforme a equação 22. Assim:

$$P_{mp} = I_{mp} \times V_{mp} \quad (22)$$

### 3.2.3.1 Fator de Preenchimento ou Fator de Forma

Um grau da qualidade da célula ou módulo FV pode ser fornecido pelo Fator de Preenchimento ou Fator de Forma (**FF**), do inglês *Fill Factor*, esse valor expressa a razão entre a potência máxima alcançável pela a potência teórica (produto da tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito), conforme a equação 23:

O valor de FF também pode ser obtido através divisão do valor da área do retângulo 1 pela da área do retângulo 2 do gráfico ilustrado na Figura 71. Como o valor da potência teórica é sempre superior ao da potência máxima, o FF sempre será

inferior a um. O fator de preenchimento é uma figura de mérito importante pois determina o quanto próximo a curva I x V está da idealidade (Zilles *et al.*, 2012a).

$$FF = \frac{I_{mp} \times V_{mp}}{I_{sc} \times V_{oc}} \quad (23)$$

### 3.2.4 Eficiência de conversão de uma célula FV

Assim como os demais geradores de energia, as células fotovoltaicas não possuem capacidade de converter toda a energia luminosa incidente na célula em energia elétrica. Menos de 20% da irradiação solar que incide sobre uma célula fotovoltaica é transformada em energia elétrica (Bayrakci *et al.*, 2014). Uma vez que cada tipo de material semicondutor possui características diferentes, cada um deles consegue converter com maior ou menor eficiência a energia recebida da luz em eletricidade. Quando um fóton incide numa célula solar, somente aqueles cuja energia é igual ou ligeiramente maior do que o intervalo de banda do semicondutor pode ser convertido, os fótons com energia mais baixa não são absorvidos pela célula solar, enquanto os fótons com energia muito mais alta são perdidos sob forma de calor (Bünzli e Chauvin, 2014; De La Mora *et al.*, 2017). As excitabilidades e respostas de conversão das distintas tecnologias e materiais que compõe os geradores FV são diferentes para cada nível espectral da radiação luminosa incidente, ou seja, cada tipo de material possui sensibilidade espectral relativa aos diferentes níveis do espectro luminoso. (Zilles *et al.*, 2012b).

A eficiência de conversão de energia, apresentada na equação 24, resulta das perdas inerentes ao processo e de suas limitações tecnológicas. Essa eficiência constitui um parâmetro importante e será aplicado no curso desta pesquisa, e é definido como a razão entre a máxima potência elétrica gerada pelo dispositivo e a potência da radiação solar incidente no mesmo.

$$\eta = \frac{P_{mp}}{P_{incidente}} = \frac{FF \times V_{oc} \times I_{sc}}{A \times G} \quad (24)$$

Onde:  $\eta$  indica a eficiência (especificada nas condições STC); A o valor da área superficial da célula ou a área da superfície do módulo;  $V_{oc}$  o valor da tensão em circuito aberto;  $I_{sc}$  o valor da corrente de curto circuito; FF o fator de preenchimento e; G o valor da Irradiância solar. A figura 72 apresenta a evolução da eficiência ao longo do tempo de algumas células FV.

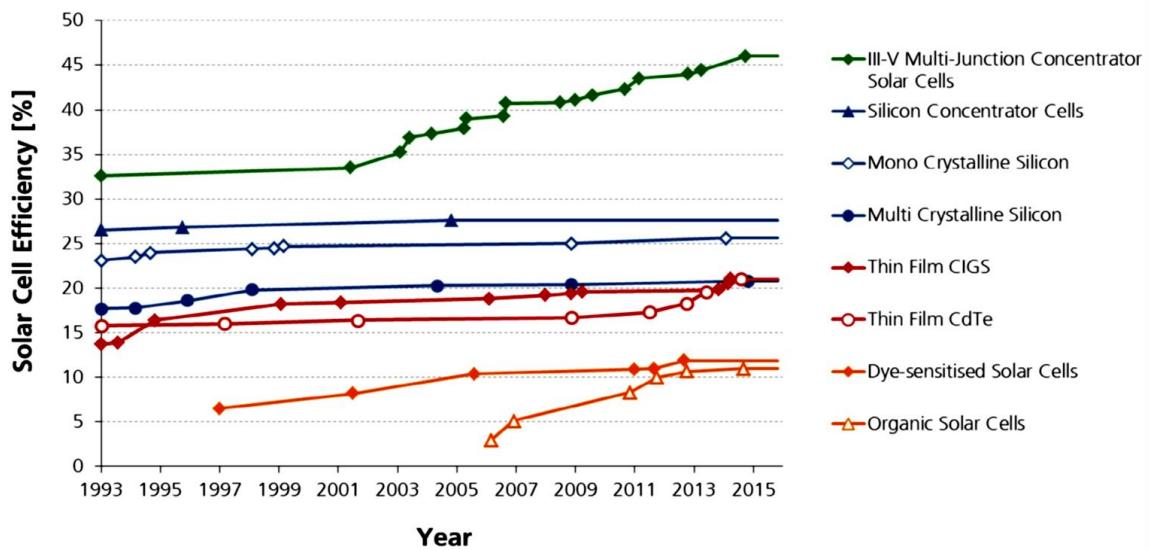


Figura 72: Evolução da eficiência das células FV  
Fonte: (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2016)

O desempenho das células e módulos FV podem ser demonstrado a através do conceito da Eficiência Quântica (*QE*) em função do comprimento de espectro de radiação solar (Zhu *et al.*, 2010; Green *et al.*, 2013). A *QE* pode ser definida como a razão entre o número de portadores coletados pela célula solar e número de fótons de uma determinada energia que incide sobre a célula FV. O entendimento desse conceito tem auxiliado no desenvolvimento de nova geração de células FV que obtém maior aproveitamento das energias provenientes dos fótons correspondentes as distintas bandas do espectro solar.

O gráfico da Figura 73 ilustra um exemplo publicado por Zhu *et al.* (2010) onde se pode observar a eficiência quântica de uma célula FV junção única p-i-n de  $\mu$ C-Si:H, como também de uma célula tandem constituída das camadas de a-Si:H/ $\mu$ C-Si:H ( $1 \times 1 \text{ cm}^2$ ).

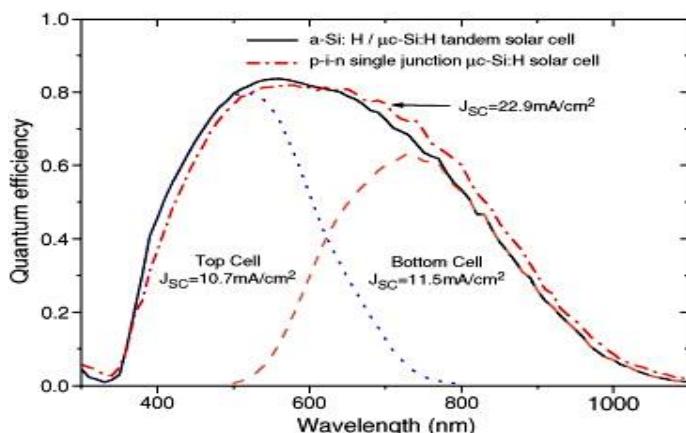


Figura 73: EQ de uma célula FV p-i-n de  $\mu$ C-Si:H, e célula FV a-Si:H/ $\mu$ C-Si:H  
Fonte:Zhu et al. (2010)

Embora a QE seja uma função do comprimento de onda da energia e indique a quantidade de corrente elétrica que a célula é capaz de produzir quando recebe a irradiação de fótons em determinado comprimento de onda, o valor de QE não considera as perdas ópticas ocorridas na superfície da célula, tais perdas são consideradas pela Eficiência Quântica Externa (EQE), essa medida de eficiência considera o efeito de perdas tais como transmissão e reflexão que ocorre quando na incidência dos fótons na superfície da célula fotovoltaica. Semelhantemente a eficiência quântica, a resposta espectral de uma célula FV pode ser expressa através da equação 25, da mesma forma, tem-se os valores das respostas espectrais internas (SR) e externa (ESR) (Fernández Fernández, 2012).

$$SR(\gamma) = \frac{q\gamma}{hc} QE(\gamma) \quad (25)$$

Onde:  $\gamma$  representa o comprimento de onda,  $h$  constante de Planck e  $c$  a velocidade da luz no vácuo.

Na figura 74 é possível visualizar um gráfico que apresenta os resultados das Eficiências Quânticas Externas (EQE) versus os comprimentos de onda em diferentes dispositivos produzidos por alguns fabricantes, tais como, células e módulos GaAs, células sensibilizadas por corante e ainda, de módulos e células orgânicas.

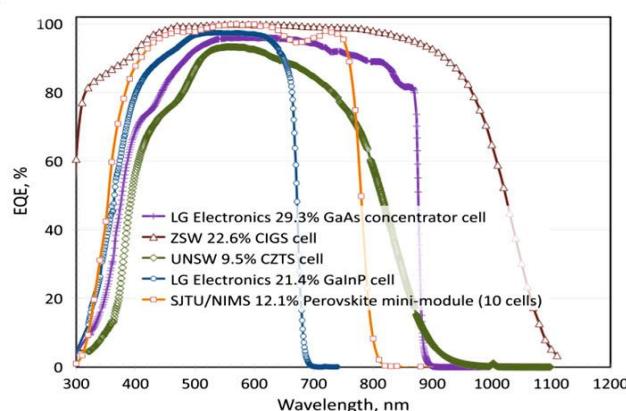


Figura 74: EQE de células e módulos FV  
Fonte: (Green et al., 2016)

### 3.2.5 Degradação e garantias das células e módulos fotovoltaicos

A perda relativa ao fornecimento energético de uma célula fotovoltaica no decorrer do tempo é denominada de degradação. A degradação é considerada uma perda difícil de ser evitada (Almeida, 2012). Conhecer a proporção que uma tecnologia FV degrada ao longo dos anos é fundamental para quem projeta, utiliza ou investe no

sistema, visto que um valor elevado de degradação conduz a redução da produção de energia e, por consequência, pode levar ao comprometimento do retorno do investimento financeiro (Jordan e Kurtz, 2011).

Os estudos da degradação das células fotovoltaicas que eram inicialmente aplicados aos programas espaciais, com crise do petróleo de 1973, o foco foi voltado para aplicações terrestres. No entanto, com ambiente com características tão diversas das enfrentadas nas aplicações espaciais, diversos desafios para assegurar a confiabilidade a longo prazo dos módulos fotovoltaicos tiveram que ser superados, como por exemplo, nos EUA o monitoramento dos dados oriundos dos primeiros sistemas fotovoltaicos terrestres instalados levaram a sugerir que as perdas ao longo do tempo fossem originadas pela degradação relativa ao intenso escurecimento do encapsulante das células FV, posteriormente foi diagnosticada que grande parte advinha da má qualidade das soldagens dos componentes (Jordan e Kurtz, 2013). O NREL, no início da sua atuação, passou a divulgar que as taxas de degradação do a-Si eram bem superiores a 1 %/ano para a junção única e conjunto de módulos, em geral as análises foram realizadas em testes contínuo, onde as observações não eram superiores a um ano, posteriormente puderam concluir que parte dessa perda era relativa a degradação inicial induzida pela luz (Jordan e Kurtz, 2013).

As garantias oferecidas pelos fabricantes de módulos de m-Si fora do Brasil, conforme ilustrado no gráfico da Figura 75, costumam ser de 3 a 5 anos para ocorrência de defeitos de fabricação e de 25 anos para assegurar um desempenho mínimo. Assim os produtos cobertos deverão ser substituídos quando apresentarem esses tipos de falhas no decorrer do tempo correspondente (Pinho *et al.*, 2014). De forma geral, ainda segundo os autores, os fabricantes asseguram que nos 10 a 12 primeiros anos de operação os desempenhos dos geradores FVs apresentem no mínimo uma potência de pico 90 % da potência nominal e 80 % pelo período que varia de 20 a 25 anos. Outros fabricantes oferecem formas diferentes de garantia, assegurando que o dispositivo apresentará no mínimo 95 % da potência nominal nos primeiros 5 anos, de 90 % até os 12 anos, 85 % até os 18 e 80 % até que atinja os 25 anos.

Existem fabricantes que optam por uma maneira diferente de garantir o limite da eficiência de seus produtos, limitando a taxa de degradação do dispositivo na ordem de 0,7 % a 0,8 %/ano. É possível observar no gráfico da figura 75 a proporcionalidade da área desenvolvida abaixo das curvas com geração de energia, onde se verifica que a área sob G3 é maior que as demais, consequentemente uma

maior garantia na produção de energia pode ser afiançada por essa modalidade (Pinho *et al.*, 2014).

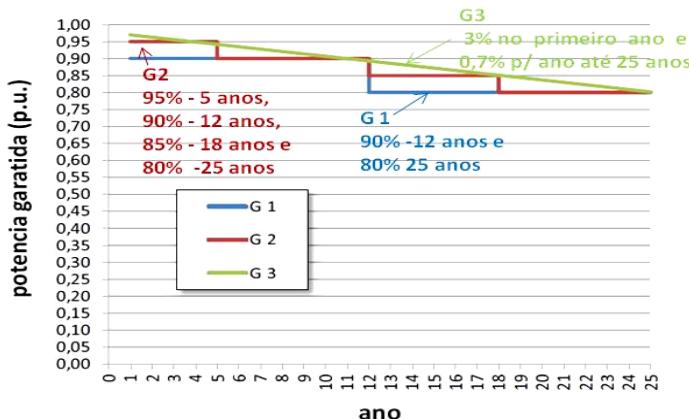


Figura 75: Degradação máxima de módulos FV por 3 formas de garantia  
Fonte:Pinho *et al.* (2014)

A questão da degradação é um tema controverso, em geral quando uma tecnologia atinge a marca de 20 % tem sido considerada fracassada. Entretanto, esse índice não é consensual posto que um gerador fotovoltaico que apresente uma elevada degradação em um período, mas que seja de uma tecnologia bastante eficiente, se comparado ao resultado final de outro de tecnologia com baixo grau de degradação mas pouca eficiência, a conclusão será que o de elevada degradação venha apresentar um rendimento maior (Jordan e Kurtz, 2013).

O dinamismo existente no mercado fotovoltaico onde existe um contínuo desenvolvimento tecnológico e constantes mudanças que podem ocorrer no surgimento e na descontinuidade de produtos como também nas empresas produtoras pode afetar as reais garantias oferecidas. Existe a possibilidade que não haja, ou que seja bastante raro, produtores de dispositivos FV com tempo superior a vinte anos de existência, assim essas garantias oferecidas para os dispositivos FVs por extensos períodos podem se tornar voláteis, pois a curta vida no mercado não condiz com uma garantia de extenso período (Pinho *et al.*, 2014).

Estudos desenvolvidos por Jordan e Kurtz (2013) mostram que os índices de degradação obtidos em cerca de 2000 avaliações de módulos e sistemas FV no decorrer do tempo conduziram a uma taxa média de 0,8 %/ano e a um valor mediano de 0,5%/ano. Nessas pesquisas também foi possível concluir que para tecnologias de película fina as taxas têm demonstrado evoluir ao longo dos últimos dez anos, entretanto, as degradações ainda estão mais próximas de 1 %/ano do que a 0,5 %/ano necessários para satisfazer às garantias comerciais de 25 anos.

## 4 CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS FV E FIGURAS DE MÉRITO

### 4.1 CONSTITUIÇÃO E CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS FV

#### 4.1.1 Módulos fotovoltaicos

Como a quantidade de energia gerada pelas pequenas células FV é reduzida, faz-se necessário associá-las para atender as solicitações do consumo. Nas configurações mais comuns os módulos FV são compostos por agrupamento de células associadas em série e paralelo, conforme ilustrado na figura 76, assim com diferentes formas de associação das células FV é possível produzir níveis de tensão e potência elétrica de maneira a constituir módulos que possam atender a variadas solicitações (La Manna *et al.*, 2014).

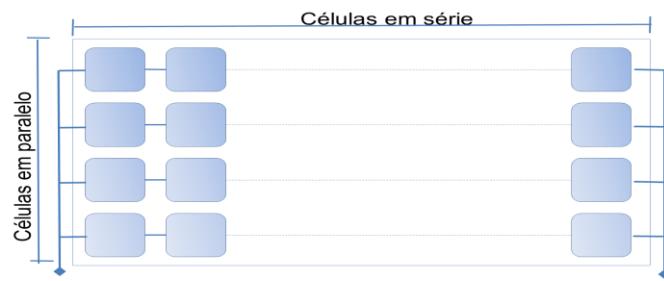


Figura 76: Células FV em série e Paralelo  
Fonte: adaptado de (Zilles *et al.*, 2012a)

Os módulos fotovoltaicos podem ser produzidos em diversos tamanhos. Em geral, os módulos de 12 V são constituídos por células de silício mono e policristalino por associações que possuem de 32 a 44 células (Zilles *et al.*, 2012a).

Para estruturar mecanicamente os módulos e oferecer proteção contra as intempéries, assim como isolação elétrica a contatos indesejáveis e garantir a eficiência são devidamente encapsulados com materiais apropriados e guarneçidos em variados tipos de estruturas. Um esboço representativo da constituição de um módulo FV composto de células de silício cristalino está ilustrado na Figura 77, onde em sua composição básica apresenta na parte frontal uma placa de vidro temperado de alta transparência sobre uma camada de acetato de etil vinila (EVA), estabilizado para a radiação ultravioleta. Essas células são assentadas sobre outra camada de EVA estabilizada e de um filme isolante que geralmente é uma combinação de polímeros tais como fluoreto de polivinila (PVF) ou Tedlar®, tereftalato de polietileno (PET). Para dar suporte, promover o acabamento e facilitar a instalação, as camadas que compõe o módulo são emolduradas com perfis de alumínio, geralmente tratados

por anodização. Sob o conjunto é instalada uma caixa destinada a abrigar os diodos by-pass e as conexões elétricas (Pereira e Oliveira, 2011; Pinho *et al.*, 2014).

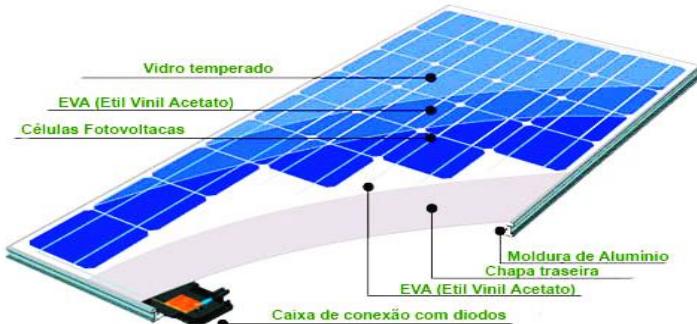


Figura 77: Composição de um módulo FV m-Si

Fonte: Helios Photovoltaic Co. Ltd. (2011)

Um importante aspecto a ser considerado nos módulos fotovoltaicos é a possível ocorrência de sombreamentos sobre as células que estão associadas em série, que podem causadas por objetos ou sujeiras que acumuladas ou depositadas sobre as superfícies dos módulos encobrindo suas células de forma parcial ou total. Esse sombreamento ocorrendo sobre uma ou mais células fará com que a corrente circulante da associação fique condicionada aos limites das suas recepções luminosas. Havendo uma célula totalmente encoberta, a corrente total da série tenderá a ser nula, entretanto estando as demais células iluminadas, a luz incidente produzirá energia que fará com que a célula sombreada receba uma tensão inversa gerada pelas demais. Essa ocorrência promoverá um superaquecimento da célula formando os denominados “pontos quentes”, esse aquecimento tende a ser mais elevado quanto maior for a irradiação sobre as células iluminadas. O efeito poderá conduzir a inutilização da célula sombreada e a consequente interrupção total da corrente do conjunto. Uma técnica utilizada para contornar esse problema é a de promover a instalação de um diodo, associando em paralelo a célula ou, em geral, a uma série delas, promovendo um circuito “*by-pass*”, que permite a corrente elétrica percorrer um caminho de contorno das células sombreadas. Na figura 78a está ilustrado um “*by-pass*” contornando 12 células em série, enquanto na figura 78b o contorno se dá em 18 células em série.

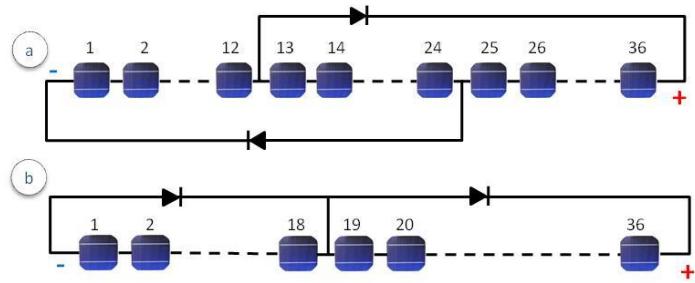


Figura 78: Conexão de diodos de passagem  
Fonte: Zilles *et al.* (2012a)

Os módulos com tecnologia de filme finos, como já relatado neste trabalho, formam uma única célula, portanto não há conexões internas, assim as propriedades elétricas do módulo como potência, tensão e corrente estão relacionadas à área da célula, as propriedades materiais e constituição tecnológica. Os módulos com tecnologia de filmes finos podem ser desenvolvidos de diversas formas e modelos. A tecnologia de filmes finos corresponde aproximadamente a 12% do mercado desses dispositivos fotovoltaicos (Pinho *et al.*, 2014).

Na figura 79 está ilustrada a representação esquematicamente de um módulo fotovoltaico, onde o lado que apresenta um triângulo expressa o polo positivo do dispositivo.



Figura 79: Representação esquemática de um módulo FV  
Fonte: ABNT (2006)

Como já mencionado, a potência de saída de um módulo fotovoltaico depende do nível de irradiância incidente sobre suas células FV e das condições ambientais a que está submetido, em especial as condições de temperatura ambiente. Observando a Figura 80 é possível verificar as respostas para diferentes valores de irradiância sob uma temperatura constante de 25 °C e MA 1,5 para um módulo fotovoltaico com células de m-Si, onde se pode constatar que, à medida que diminuem os valores da irradiância, ocorrem pequenas variações da tensão, mas uma significativa redução nos valores da corrente.

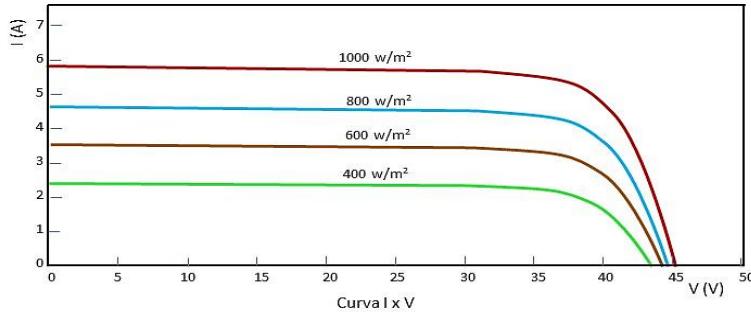


Figura 80: Gráfico I-V com variação da irradiância em módulo FV a temperatura de 25º C  
Fonte: Ilustração própria com base em (Almaktar et al., 2015)

Considerando a expressão 24, nas condições STC, ou seja, introduzindo o valor da Irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>, a eficiência de um módulo fotovoltaico pode ser obtida segundo a equação 26.

$$\eta = \frac{P_{mp(STC)}}{A \times E_{(STC)}} = \frac{P_{mp(STC)}}{A \times 1000 \text{ w/m}^2} \quad (26)$$

#### 4.1.2 Painel ou array fotovoltaico

Um sistema gerador fotovoltaico pode ser formado por apenas um módulo, ou por diferentes configurações de suas associações. Usualmente associa-se um conjunto de módulos série, compondo um *string*, sendo este levado a um ponto onde se conecta a outros *strings* semelhantes em paralelo, formando o que recebe a denominação de conjunto, painel ou *array*, conforme pode ser visualizado na figura 81. A associação em série dos módulos permite obter tensões mais elevadas e, obtido o valor da tensão desejado, é possível elevar a capacidade de circulação de corrente do *array* associando os *strings* em paralelo.

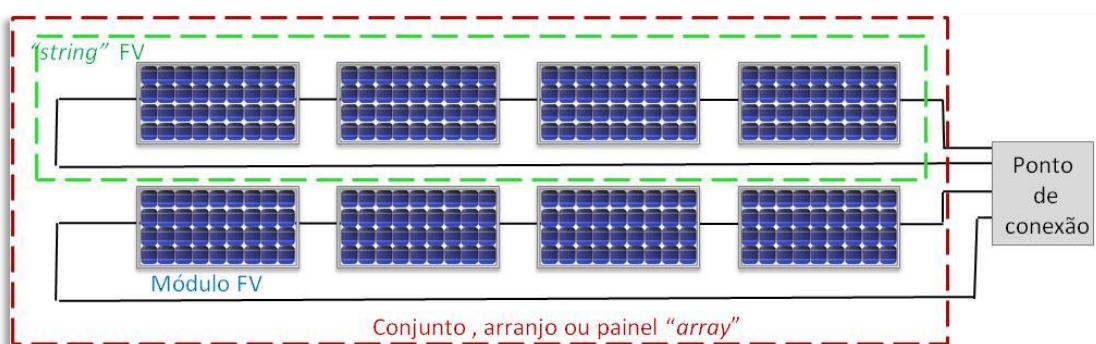


Figura 81: Painel ou array fotovoltaico  
Fonte: adaptado de La Manna et al. (2014)

Não obstante haja módulos de diferentes valores de potência, as condições de aplicações do mercado, tais como as instalações conectadas a rede elétrica, têm conduzido os fabricantes a produzirem módulos com potências mais elevadas. Porém, essa elevação conduz ao aumento do peso do dispositivo, o que tornar pior as condições de transporte, manuseio e instalação, tais dificuldades têm estabelecido limites as elevações de potência dos módulos produzidos pela indústria (Zilles *et al.*, 2012a). A composição dos gráficos ilustrados na figura 82 apresenta o desenvolvimento das curvas I x V conforme o tipo de associação empregada.

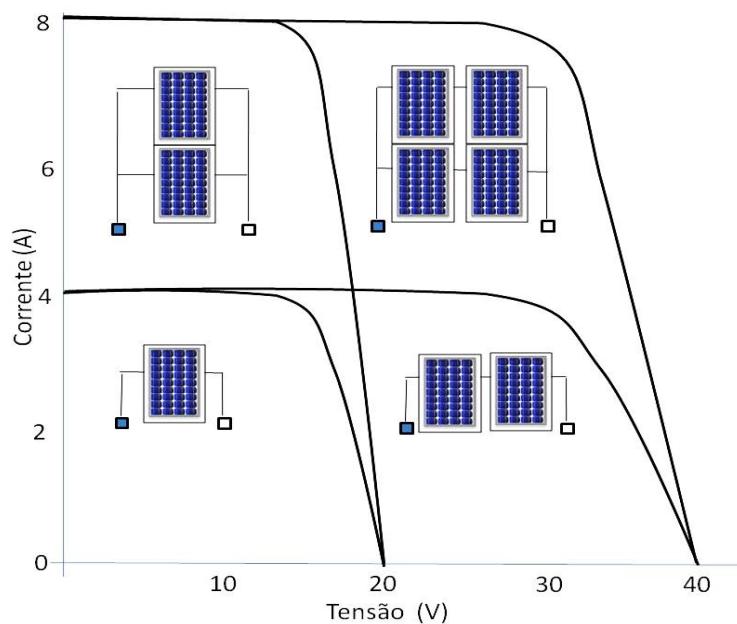


Figura 82: Composição de curvas I x V de associações de módulos FV  
Fonte: ilustração própria, baseado em Zilles *et al.* (2012a)

Como já mencionado, as associações dos geradores fotovoltaicos são imprescindíveis para que seja possível alcançar os valores de tensões e potências elétricas necessárias aos sistemas. Cada tipo de topologia FV apresenta vantagens e desvantagens, como será comentado nos parágrafos seguintes. A Figura 83 apresenta as topologias: series; paralelo; série-paralelo; cruzamento total "*total-cross tied*"; ponte "*bridge-link*"; favo de mel "*honey-comb*" (La Manna *et al.*, 2014).

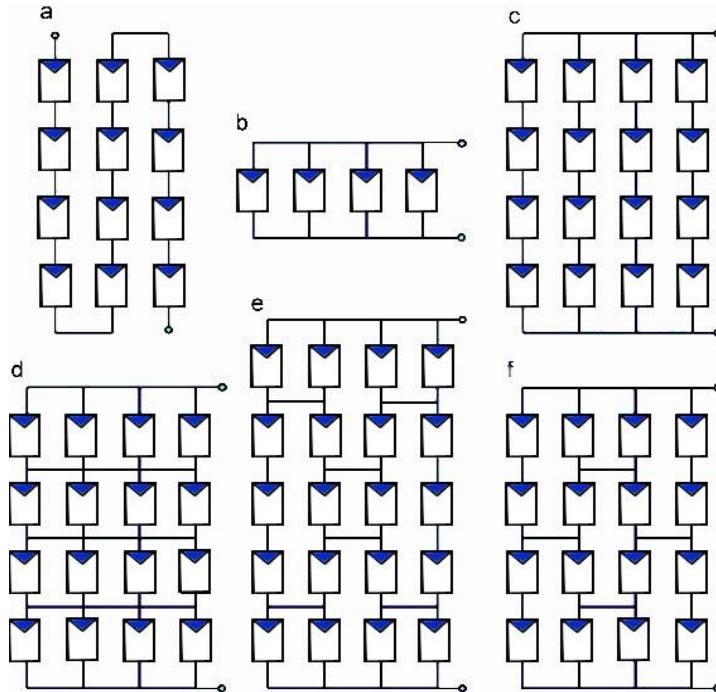


Figura 83: Topologia a) série b) paralelo c) série-paralelo d) total cruzada e) ponte f) favo de mel

Fonte: La Manna *et al.* (2014)

As células FV, mesmo que originárias de uma mesma linha de produção, podem não apresentar características paramétricas elétricas idênticas e, quando associadas, podem produzir efeitos indesejáveis como a ocorrência de perdas por descasamento “*mismatch*”, também denominado de incompatibilidade. A tendência é que com o decorrer do tempo essas perdas se agravem e produzam aquecimento excessivo de algumas regiões do módulo FV. Preocupados com isso, os fabricantes procuram compor os módulos FVs de forma que as células associadas possuam características elétricas com a maior semelhança possível entre elas. No entanto é necessário ficar atento com as disparidades que podem ocorrer nos sistemas de módulos FV associados pois muitas vezes podem apresentar valores diferentes dos enunciados em seus dados de placa, oriundos das diferenças de constituição das diversas células (mesmo que esses parâmetros estejam limitados a faixa de tolerância) ou que possam surgir de uma degradação desigual que ocorre no transcorrer da utilização por desgastes irregulares, ou motivado por sombreamentos diferentes sobre as células (La Manna *et al.*, 2014).

Outro problema que pode advir do descasamento, posto que a mitigação das perdas de incompatibilidade é necessária, é que a maioria dos módulos fotovoltaicos comerciais incorpora um ou mais diodos *bypass* ligados em paralelo com um grupo de células associadas em série. Esses diodos afetam significativamente as curvas

elétricas do gerador fotovoltaico com um descompasso importante produzindo um ou mais pontos locais de máxima potência, isso poderá conduzir uma reação equivocada no comportamento do inversor no seguimento do ponto de máxima potência (MPPT)<sup>17</sup> ao seguir eletronicamente a curva característica P-V. A Figura 84 ilustra duas curvas PxV de módulo FV, onde em (a) apresenta as condições padrão com um ponto de máxima potência e a curva (b) retrata a efeito da condição de incompatibilidade, apresentando dois pontos de máxima potência.

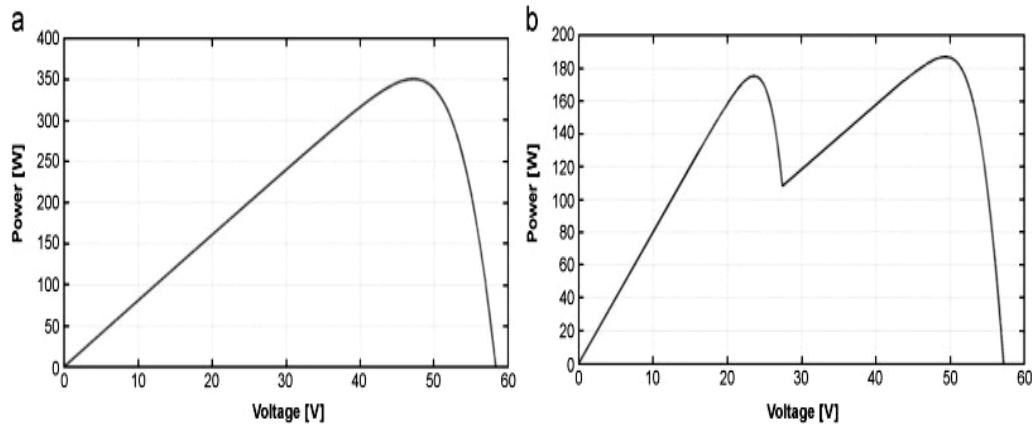


Figura 84: Curvas P-V de módulo FV: (a) padrão (b) incompatibilidade  
Fonte: La Manna *et al.* (2014)

Muitas soluções que visam reduzir as perdas provocadas pelas incompatibilidades têm sido propostas, a exemplo das estratégias de interconexões elétrica da matriz através da reconfiguração dinâmica das ligações elétricas entre os módulos fotovoltaicos e através dos métodos que utilizam as topologias de cruzamento total, total-cross tied (TCT) e a conexão em ponte, bridge-link (BL) (Picault *et al.*, 2010; La Manna *et al.*, 2014), conforme os esboços ilustrados na figura 85.

---

<sup>17</sup> O seguimento do ponto de máxima potência (MPPT) “é um processo de controle no qual o inversor procura manter o gerador fotovoltaico operando em uma região da sua curva característica na qual o produto corrente × tensão tenha o seu valor máximo, de forma a otimizar a extração de potência do gerador fotovoltaico. A eficiência de MPPT é um número que indica o grau de precisão, tanto em termos de rapidez como de magnitude, com que o seguidor do ponto de máxima potência atinge o seu objetivo”.(Prieb, 2012)

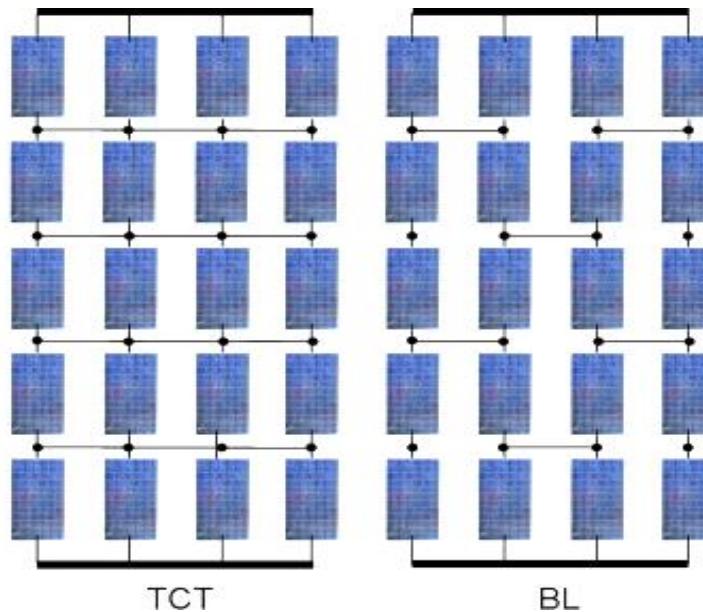


Figura 85 Topologias: “total-cross tied” (TCT) e “bridge-link” (BL)  
Fonte: (Picault *et al.* (2010); La Manna *et al.* (2014))

Análises realizadas nas topologias SP, TCT e BL, instaladas em condições de sombreamento parcial e na ausência de sombra apontam seus resultados no gráfico ilustrado na figura 86, onde é possível observar as perdas percentuais produzido pelo efeito *mismatch* e as perdas sem ocorrência de sombras. O estudo possibilitou concluir que as perdas sem a ocorrência de sombreamento foram inferiores a 2%, enquanto que quando na ocorrência de parcial sombreamento elevaram-se em até 7% na ligação SP e em 3,5% na topologia TCP. Sendo possível concluir não só a ocorrência das perdas por descasamentos, como a possibilidade de reduzi-las, na ocorrência de sombreamento parcial, através do emprego de topologias alternativas como a TCP. (Picault *et al.*, 2010).

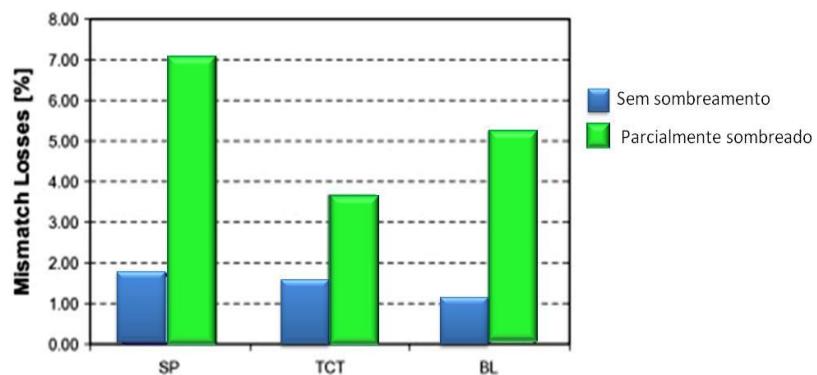


Figura 86: Perdas por incompatibilidade nas topologias SP, TCT, BL  
Fonte: Picault *et al.* (2010)

#### 4.1.3 Eficiência dos módulos fotovoltaicos

Alguns avanços tecnológicos nos últimos anos trouxeram resultados significativos na eficiências das células e módulos fotovoltaicos, de tais feitos podem ser observado na figura 87, merecendo realce as células concentradoras de junção dupla e, especialmente as de junção tripla.

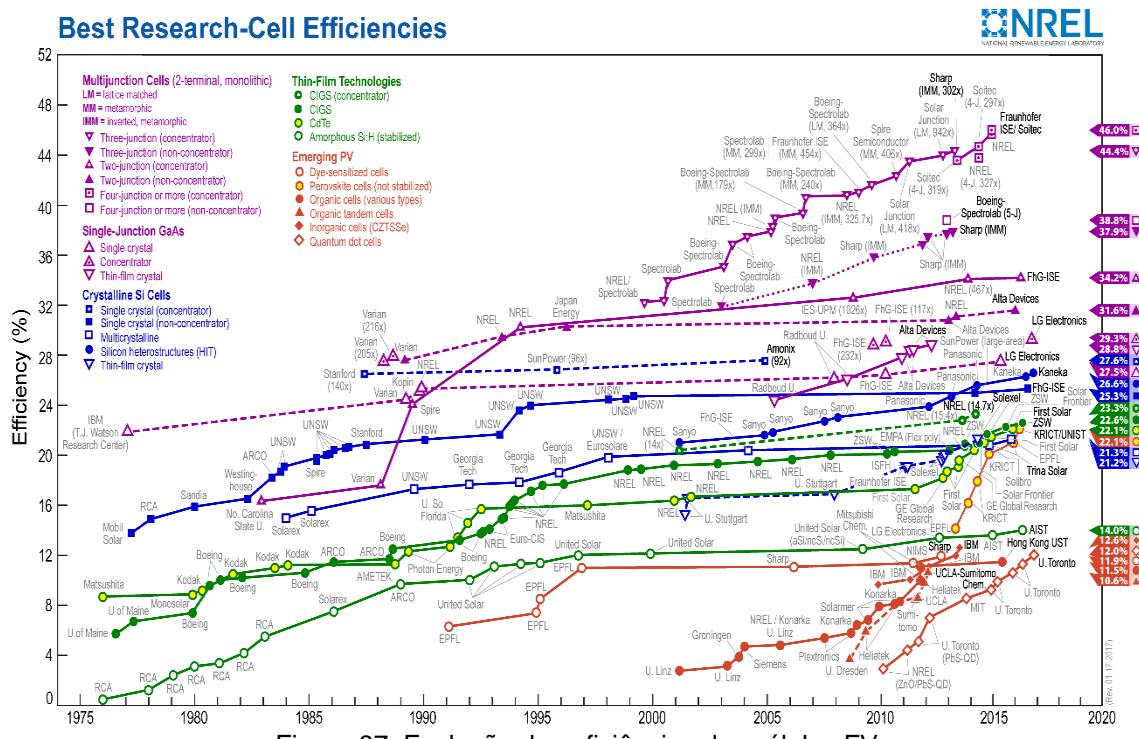


Figura 87: Evolução das eficiências das células FV

Fonte:(NREL, 2017a)

O Programa Brasileiro de Etiquetagem PBE instituído pelo INMETRO regulamentou o uso da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia Elétrica (ENCE) especificamente para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica. A ENCE objetiva levar informações aos consumidores para orientá-los sobre a eficiência e outras características dos equipamentos FV. Esse programa que foi estabelecido através da Portaria 004/2011 do INMETRO tornou compulsória a etiquetagem para o setor fotovoltaico estabelecendo regras de forma equânime à informação pública. A Portaria 357, de 01 de agosto de 2014, que trata da adequação aos requisitos de avaliação da conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica. O escopo do regulamento engloba os módulos produzidos, comercializados e importados constituídos de mono-Si e de poli-Si como também os de tecnologia de filme fino. O programa abrange outros equipamentos que compõe os sistemas FV, como baterias, os controladores de carga e inversores. (INMETRO, 2011; 2014)

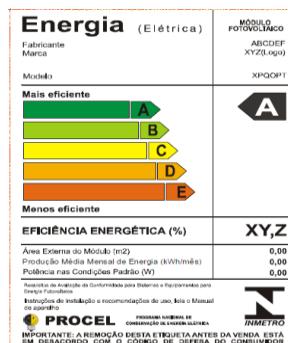
Tabela 2: Classe de Eficiência de módulos FV - INMETRO

Classe de Eficiência Energética	ÍNDICE DE MÓDULO	
	Silício cristalino (mono-Si ou poly-Si)	Filme fino
A	EE > 13,5	EE > 9,5
B	13,5 >= EE > 13,0	9,5 >= EE > 7,5
C	13,0 >= EE > 12,0	7,5 >= EE > 6,5
D	12,0 >= EE > 11,0	6,5 >= EE > 5,5
E	EE < 11,0	EE < 5,5%

Fonte: (INMETRO, 2017)

A classe de eficiência energética dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino mono-Si ou poly-Si e dos filmes finos são rotuladas de acordo com o que determina a tabela 2. As etiquetas apontam a classe de eficiência energética, utilizando para simbolizar o caractere (A, B, C, D ou E), conforme ilustra a Figura 88 e ainda indicam os valores referentes a potência do módulo e sua produção média mensal de energia.

Figura 88: Etiqueta de eficiência para módulos FV



Fonte: INMETRO (2011)

A produção mensal de energia é estimada pela resolução do PBE (INMETRO, 2011) utilizando um fator de segurança de 20 %, sendo calculada por meio da expressão 27, considerando uma irradiação diária média mensal de 5 kWh/m<sup>2</sup> com base de 30 dias por mês, ou seja, 150 kWh/m<sup>2</sup>.

$$E_{\text{mensal}} = \frac{150h \times P_{\text{nominal}} [\text{kW}]}{1.20} \quad (27)$$

Se os módulos pudessem gerar sob as condições STC os seus desempenho seriam extremamente mais elevados, contudo isso não ocorre. Os valores da temperatura, irradiação, ventilação, assim como as características do espectro da irradiação que incidem sobre o módulo se alteram no decorrer do tempo, sendo fortemente dependentes da localização do módulo. Assim, dada as características e sensibilidades próprias da tecnologia de cada módulo, é importante verificar quanto de

irradiância é degradada em relação às STC e quanto cada célula pode responder nas condições peculiares de cada ambiente onde são instaladas.

#### 4.1.3.1 Efeitos da temperatura na eficiência dos módulos fotovoltaicos

A temperatura exerce fator crítico na eficiência das células fotovoltaicas, a sua elevação leva a um decremento da sua potência de saída (Tyagi *et al.*, 2013). A variação da temperatura afeta diferentemente os parâmetros elétricos das distintas tecnologias das células FV. Nos incrementos de temperatura acima da definida no padrão STC, ocorrem aumentos pouco significativos nos valores das correntes de curto circuito nas células de silício policristalino e ainda menos expressivos nas de silício amorfo, sendo essas variações irrelevantes na elevação da potência de saída, dado que ocorrem taxas de redução bem mais significativas nos valores da tensão em circuito aberto e na potência dos módulos FV(Coelho e Martins (2012); Zilles *et al.* (2012a)).

A figura 89 ilustra dois gráficos relativos ao módulo KC200GT, produzido pela Kyocera, onde ambos são plotados sob as mesmas condições de irradiância e massa de ar. O gráfico (a) ilustra corrente elétrica versus voltagem para variadas temperaturas nas células onde é possível observar a redução dos valores da tensão à medida que se eleva o valor da temperatura, enquanto variação da corrente é insignificante; o gráfico (b) apresenta a relação da potência gerada versus voltagem nos terminais do módulo, sendo reveladas as reduções da potência e da tensão à medida que a temperatura da célula é elevada.

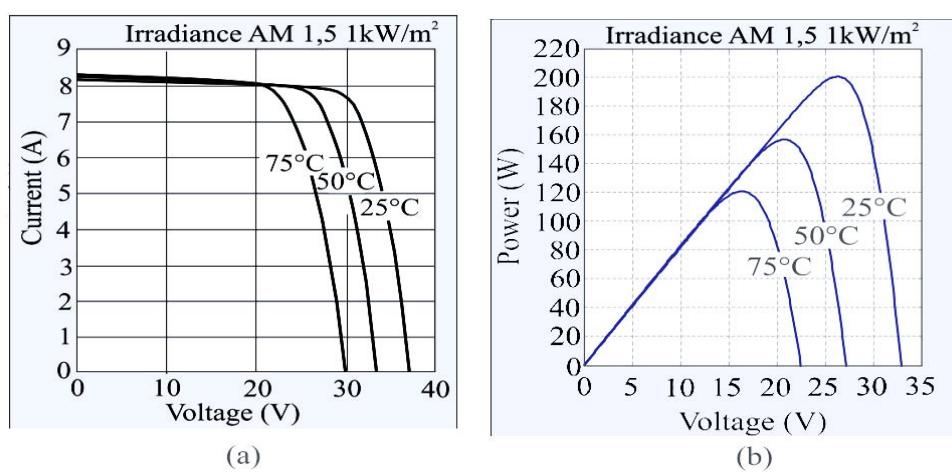


Figura 89: Efeitos sobre a variação da temperatura sobre um módulo FV  
Fonte: (Coelho e Martins (2012); Kyocera Solar Inc (2012))

Existem diversas de correlações apontadas na literatura que possibilitam expressar a temperatura da célula fotovoltaica em função das variáveis atmosféricas,

tais como a temperatura ambiente, velocidade do vento e irradiação, como também com as características dos materiais constituintes das células e módulos FV, como a transmitância dos vidros etc. (Dubey *et al.*, 2013). Há também diversas correlações estabelecidas entre temperatura e eficiência elétrica da célula ou módulo FV ( $\eta_c$ ), embora muitas assumam a forma linear e difiram apenas nos valores numéricos dos parâmetros relevantes que dependem dos materiais e sistemas.

Como regra geral, o pico de potência dos módulos fotovoltaicos ( $P_m$ ) diminui em 0,3-0,4% para cada aumento de 1° C na temperatura da célula FV acima condições de teste padrão (STC) (Ayompe *et al.*, 2011).

O valor da potência máxima de uma célula ou módulo fotovoltaico pode ser expresso pela equação 28, relacionando os valores máximos de corrente e tensão, ou ainda, através da tensão de circuito aberto, a corrente de curto circuito e o fator de preenchimento (FF).

$$P_{mp} = V_{mp}I_{mp} = (FF) \times V_{oc}I_{sc} \quad (28)$$

A tensão de circuito aberto e o fator de preenchimento são reduzidos substancialmente com a elevação da temperatura, enquanto a corrente de curto-círcito apresenta uma suave elevação. De acordo com Dubey *et al.* (2013), uma relação que conduz ao rendimento da célula em função da temperatura pode ser expressa pela equação 29.

$$\eta_c = \eta_{ref}[1 - \beta_{ref}(T_c - T_{ref}) + \gamma \log_{10} I(t)] \quad (29)$$

Onde  $\eta_{ref}$  representa a eficiência do módulo a temperatura de referência  $T_{ref}$  com Irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>;  $\beta_{ref}$  é o coeficiente da temperatura;  $\gamma$  corresponde ao coeficiente de radiação solar sendo, em geral, seu valor atribuído zero (Dubey *et al.*, 2013) apud Evans (1981). Assim, resulta na equação 30:

$$\eta_c = \eta_{ref}[1 - \beta_{ref}(T_c - T_{ref})] \quad (30)$$

Os valores de  $\eta_{ref}$ ,  $T_{ref}$  e  $\beta_{ref}$  são normalmente fornecidos pelo fabricante das células FV. O valor real do coeficiente de temperatura depende do material da célula FV e da temperatura de referência, podendo ser obtido pela equação 31:

$$\beta_{ref} = \frac{1}{T_0 - T_{ref}} \quad (31)$$

Onde  $T_0$  é o valor da temperatura onde a eficiência elétrica do módulo fotovoltaico cai para zero. Para as células solares de silício cristalino o valor de  $T_0$  é 270 °C (Dubey *et al.*, 2013) apud Evans Florschuetz.

O comportamento da eficiência relativa em função da temperatura de funcionamento de quatro diferentes módulos FV baseados em silício está ilustrado no gráfico da figura 90, onde a relação  $\eta_r/\eta_{ref}$  se tornou conhecida como relação de Evans-Floschuetz.

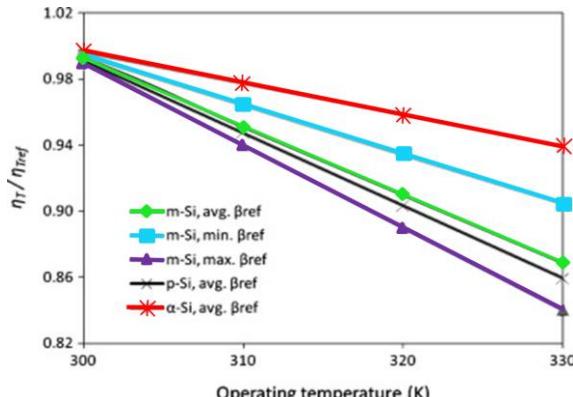


Figura 90: Eficiência Evans-Floschuetz X temperatura de operação  
Fonte: Skoplaki e Palyvos (2009)

#### 4.1.4 Performance Ratio de um sistema fotovoltaico

A eficácia de um sistema fotovoltaico pode ser obtida através do parâmetro bastante difundido nas aplicações dos sistemas FV denominado *Performance Ratio* (PR), sendo frequentemente designado como fator de qualidade ou rendimento global do sistema por considerar todas as suas perdas. O PR é uma figura de mérito que permite ser utilizado para comparar o rendimento de um sistema fotovoltaico com outro ou, para acompanhar o estado do sistema durante um longo período de tempo. A PR é bastante utilizada internacionalmente, pois avalia a relação entre energia elétrica produzida em relação a solar incidente e a potência nominal

Para que se possa obter o valor da PR de um sistema fotovoltaico é necessário possuir os valores da radiação solar da localização do sistema, dimensões da superfície do módulo FV e rendimento do módulo que são fornecidos pelo fabricante. O intervalo de tempo ideal para o cálculo da análise da PR é de um ano, como descrito na expressão 32 {SMA, 2016 #619}, contudo podem-se adotar outros períodos menores se, por exemplo, houver interesse em comparar um sistema FV com outro.

$$PR = \frac{\text{Rendimento real do sistema (em geral um ano)} [kWh]}{\text{Rendimento teórico do sistema (em geral um ano)} [kWh]} \quad (32)$$

A PR pode ser expresso pela razão entre o rendimento real do sistema no intervalo de tempo (em geral um ano) e a radiação sobre a área do módulo no mesmo intervalo de tempo multiplicado pelo rendimento dos módulos. Ou seja, o valor do rendimento real do sistema FV, que fornece energia à rede pode ser obtido através da leitura no medidor de energia pelo valor médio da radiação solar para o período da análise multiplicada pela área da superfície do módulo e com o seu rendimento teórico, conforme indicado.

Assim, o cálculo da PR para o módulo fotovoltaico indica o rendimento efetivo produzido por um módulo em relação ao rendimento teoricamente máximo possível para este módulo, apresentado pelas expressões 33 e 34:

$$PR = \frac{\text{Rendimento efetivo}}{\text{Rendimento nominal teórico máximo(referência)}} \quad (33)$$

$$PR = \frac{\text{energia gerada pelo módulo (período dia...ano) [kWh]}}{\text{energia máxima teórica do módulo (período dia...ano) [kWh]}} \quad (34)$$

O rendimento efetivo refere-se à energia em quilowatts gerada pelo módulo durante todo o ano. O rendimento teórico máximo é resultado acumulado da irradiação solar, considerando a quantidade de energia elétrica que o módulo pode gerar se operado sob as condições STC.

$$E_{teórica} = \text{irradiância} \left[ \frac{Wh}{m^2} \right] \times \text{área do mód.} [m^2] \times \text{eficiência do mód.} \quad (35)$$

A eficiência do módulo é definida como expresso em 36:

$$\eta = \frac{\text{potência de saída do mód.}}{\text{área do mód.} \times \text{potência de irradiação/área}} \quad (36)$$

Sendo a potência de irradiação por área no padrão STC definida 1000 W/m<sup>2</sup>.

Então a eficiência do módulo:

$$\eta = \frac{Pmod_{stc} [kW]}{A_{mod} [m^2] \times 1 \left[ \frac{kW}{m^2} \right]} \quad (37)$$

$$E_{teórica} = \frac{\text{irradiância} \left[ \frac{Wh}{m^2} \right] \times A_{mod} [m^2] \times Pmod_{stc} [kW]}{A_{mod} [m^2] \times 1 \left[ \frac{kW}{m^2} \right]} \quad (38)$$

Sendo que a área do módulo da fração é excluída pelo cancelamento, tem-se que a eficiência teórica é dada pela equação 39:

$$E_{teórica} = \frac{I_{solar} \times Pmod_{stc}}{I_{STC}} \quad (39)$$

Onde:  $I_{SOLAR}$  = irradiação solar total por  $m^2$  para o ano

$P_{mod\ STC}$  = potência de saída de módulo nas condições STC

$I_{STC}$  = irradiância nas condições STC = 1kW/ $m^2$

Se o rendimento real produzido por um módulo é indicado por  $E_{real}$ , então o coeficiente de rendimento ou Performance Ratio pode ser obtido pela expressão 40:

$$PR = \frac{E_{real} [kWh]}{\frac{I_{solar} \left[ \frac{kWh}{m^2} \right] \times P_{mod\ STC} [kW]}{1 \frac{kW}{m^2}}} \quad (40)$$

A  $PR$ , conforme expresso em 41, pode ser calculada pela razão entre a produtividade do sistema fotovoltaico final designado ( $Y_F$ ) e o rendimento de referência ( $Y_R$ ) conforme o descrito na Norma IEC 61724 (Nobre, 2015).

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (41)$$

O rendimento final do sistema  $Y_F$  é a razão entre a saída da energia CA e potência nominal (de placa) CC do conjunto fotovoltaico ( $P_{STC}$ ).

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_{STC}} \quad (42)$$

$$\text{ou} \quad Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} \times dt}{P_{STC}} \quad (43)$$

Sendo expresso em horas (h) ou kWh/kW<sub>p</sub>.

A produtividade referência ( $Y_R$ ) pode ser descrita como a razão entre a irradiância total no plano do módulo  $G_{mod}$ , pela irradiância fotovoltaica de referência,  $G_{STC} = 1.000\ W/m^2$ .

$$Y_R = \frac{\int_{t_1}^{t_2} G_{mod} \times dt}{G_{STC}} \quad (44)$$

Representando o número equivalente de horas do ponto de referência da Irradiância. Assim o PR, descrito por  $Y_F / Y_R$ , resulta no expresso em 45 ou 46:

$$PR = \frac{\frac{E_{AC}}{P_{STC}}}{\frac{\int_{t_1}^{t_2} G_{mod} \times dt}{G_{STC}}} \quad (45)$$

$$PR = \frac{G_{STC}}{P_{STC}} \times \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} \times dt}{\int_{t_1}^{t_2} G_{mod} \times dt} \quad (46)$$

## 4.2 Sistemas fotovoltaicos isolados

Os sistemas fotovoltaicos autônomos ou isolados são caracterizados pela ausência de conexão com a rede distribuidora de energia elétrica. Bastante utilizados em locais remotos, os sistemas autônomos podem alimentar diretamente uma carga em corrente contínua e, para isso, conforme ilustrado no esquema da figura 91a, devem empregar baterias e regulador de carga. A função das baterias é possibilitar o armazenamento da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, evitando a variação da entrega da energia na carga decorrente da intermitência da geração, sujeita ao ciclo solar e variações do ambiente. O regulador tem a função de promover o gerenciamento a fim de garantir o carregamento perfeito das baterias e resguardá-las de forma que não sejam sobrecarregadas ou descarregadas profundamente. Alguns modelos de controlador de carga possuem a função de maximizar a produção energia entregue pelos painéis FV com o rastreamento eletrônico inteligente do ponto de máxima potência ou *Maximum Power Point Tracking – MPPT* (Villalva e Gazoli, 2012).

Geralmente as cargas são específicas para alimentação em CA, surge a necessidade de instalação um inversor CC/CA para converter em CA a energia CC gerada pelos módulos FV e ajustar a tensão para os níveis de consumo usuais, por exemplo de 12V para 127 V ou 220V como ilustrado na figura 91b.

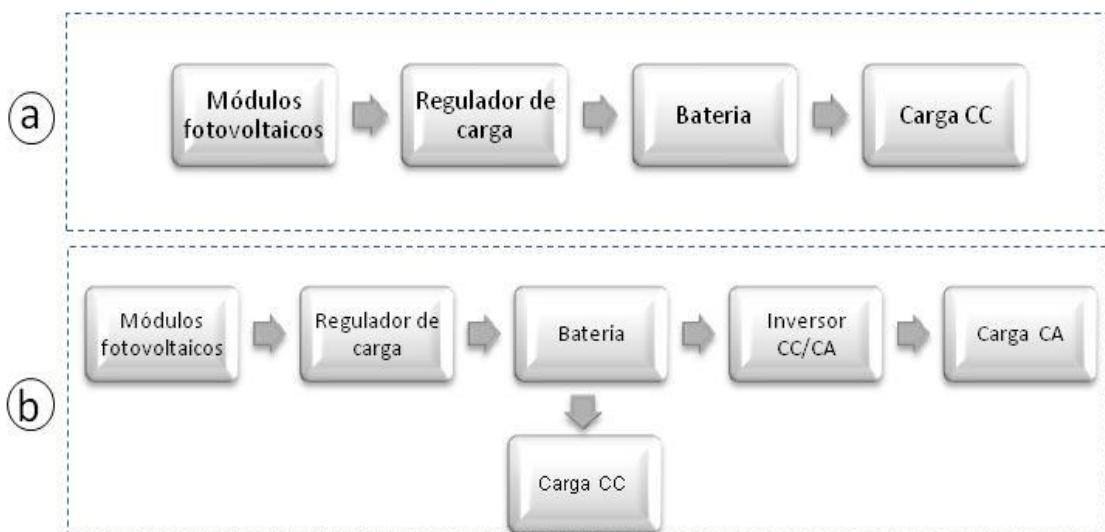


Figura 91: Sistemas FV a) cargas em CC b) cargas CC e CA  
Fonte: Muñiz, J. M. M. J. et al. (2012)

Embora a energia fotovoltaica tenha surgido como economicamente viável para uso terrestres no suprimento autônomo de energia elétrica em áreas isoladas sem acesso à rede (Zilles *et al.*, 2012b; Tolmasquim, 2016), o emprego por meio de geração distribuída integrada à rede passou a predominar destacadamente no mercado, a partir das políticas de incentivo que foram promovidas por diversos países, de tal forma que essa configuração supera 99% da capacidade total instalada mundial (Teske *et al.*, 2015b). Nas regiões mais pobres e sem acesso à rede de distribuição de energia elétrica, os sistemas FV isolados ainda constituem um mercado considerável (IRENA, 2012a).

#### 4.3 Sistemas fotovoltaicos conectados as redes (SFCRs)

A geração distribuída promovida pelas fontes de energia alternativas traz algumas vantagens, visto que os potenciais de geração centralizada normalmente estão distantes dos pontos de consumo. Segundo Manfren *et al.* (2011), além da redução das emissões de carbono, outros benefícios da geração distribuída podem ser apontados, tais como: adiamento das expansões e ampliação da capacidade das linhas de transmissão e das redes de distribuição; a segurança no abastecimento e redução da dependência de combustíveis fósseis; maior proteção contra falhas do sistema elétrico; mercado para os pequenos investidores; envolvimento dos clientes diretos na demanda de energia e nos programas de redução dos picos de potência. Cabe registrar que em países com alta penetração de geração distribuída os SFCR mostraram promover estresses inesperados nas redes elétricas (Obi e Bass, 2016).

Atualmente o mercado dos sistemas FV fora da rede não pode ser comparado com o conectado à rede em âmbito mundial. A implantação de sistemas conectados à rede superou de forma muito acelerada os fora da rede, como evidenciado no gráfico ilustrado na figura 92. As aplicações fora da rede têm ocorrido de forma bastante expressiva em países como a China, Japão e Austrália (IEA, 2016b).

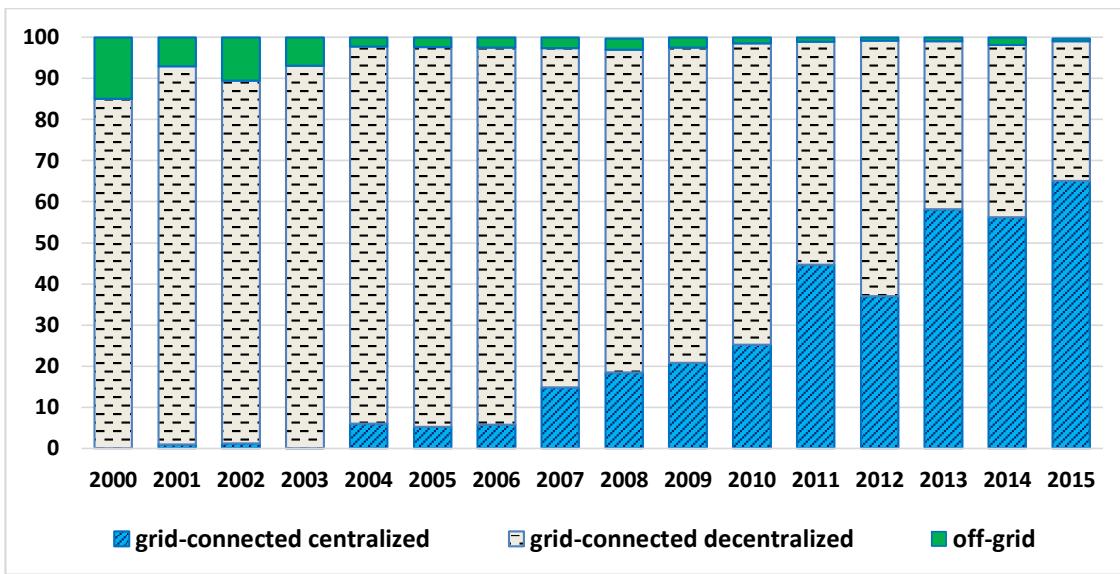


Figura 92: Instalações FV conectadas e fora da rede

Fonte: (IEA, 2016b)

Os sistemas FV conectados à rede distribuidora de energia elétrica motivaram o crescimento da indústria fotovoltaica mundial (Zilles *et al.*, 2012a). Com a possibilidade de conectar um sistema fotovoltaico diretamente a rede traz como a vantagem para o consumidor a eliminação do custo de aquisição e manutenção dos dispositivos utilizados para acumulação da energia, uma vez que, em sistemas como os adotados no Brasil, a energia gerada que não for consumida no momento pode ser entregue a rede distribuidora e utilizadas como crédito em suas contas.

No Brasil, a partir da Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL, publicada em 19/04/2012, ficou instituído a possibilidade de acesso da minigeração e microgeração distribuídas das fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa às redes das distribuidoras de energia elétrica (Ribeiro *et al.*, 2016).

Com as disposições da resolução 482/2012, posteriormente alterada e complementada pela resolução 517, de 11 de dezembro de 2012, os consumidores que gerarem energia em sua unidade poderão obter créditos da quantidade de energia ativa injetada na rede a serem consumidos no prazo máximo de 36 meses. Dessa forma, os créditos serão abatidos dos valores da conta de energia do consumidor que, assim, pagará somente o que exceder da quantidade de energia por ele produzida. Uma vantagem adicional traz a resolução 482/2012 é de permitir que consumidor que possui outra unidade de consumo possa transferir os créditos de uma conta para outra (Zomer, 2014) desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda (ANEEL, 2012a). Em novembro de 2015 a ANEEL ampliou as possibilidades para micro e minigeração

distribuída permitindo o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 kW e minigeração distribuída as de potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW, o prazo de validade dos créditos passou para 60 meses e permitiu empreendimentos de múltiplas unidades consumidora tais como condomínios e, ainda geração compartilhada que poderá abrigar cooperativas ou consórcios de consumidores (ANEEL, 2015). Vinte uma unidades da federação aderiram a ao Convênio ICMS<sup>18</sup> 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) que isenta o pagamento do tributo ICMS sobre o excedente de energia elétrica gerada por sistemas de geração distribuída, como a solar fotovoltaica (Confaz, 2015) evitando que o referido imposto incida sobre a energia que foi gerada pela sua unidade no momento em que ela é creditada a sua conta. Não obstante, trmite no Congresso Nacional o Projeto de Lei do Senado Nº 249/2014 que visa alterar a Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996, que possibilitará a não incidência do valor do ICMS relativa as operações de compensação de energia elétrica (Senado Federal, 2014).

O lançamento da Norma NBR 16274, pela Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, revela um passo importante para a segurança e disseminação dos SFCRs uma vez que estabelece os requisitos mínimos para avaliação do desempenho de um SFCR, requerendo informações e documentações mínimas que devem ser compiladas depois de realizada sua instalação. A norma descreve a documentação e os ensaios de comissionamento aplicáveis às suas instalações em baixa-tensão de CA e CC, além de estabelecer critérios de inspeção fundamentais para analisar a correta operação do sistema e sua segurança {ABNT, 2014 #618}.

Outras ações têm sido tomadas para incentivar a difusão das FV, em especial os SFCRs, dentre elas, pode ser destacadas: a criação do Plano de Ação Conjunta Inova Energia, através da ANEEL, FINEP e BNDES, que tem como intuito, dentre outros, apoiar o desenvolvimento e domínio tecnológico das empresas nacionais no segmento relacionado a cadeia produtiva da geração FV, tais como a purificação de

---

<sup>18</sup> ICMS - Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação. Este imposto é definido pelo Art. 16 do Código Tributário Nacional - Lei 5172/66 alterada pela Lei Complementar nº 118, de 09 de fevereiro de 2005, sendo de competência de cada estado da federação e do Distrito Federal instituí-los através de decretos estaduais. O ICMS é cobrado no estado de origem do serviço ou bem, entretanto a energia elétrica e os derivados do petróleo constituem duas exceções. Fonte:(Brasil, 2005)

SiGS, produção de wafers e células de Si e de outros tecnologias e demais equipamentos usados nos sistemas FV; regras inovadoras de credenciamento e apuração de conteúdo local, definidas pelo BNDES, com vistas oferecer alternativas flexíveis de nacionalização do segmento FV, através de um plano para o credenciamento e financiamento de equipamentos fotovoltaicos, publicado em agosto de 2014, incluindo componentes e processos de forma progressiva ao longo do plano, como, por exemplo, a produção de células de silício cristalino a partir de 2020 (EPE, 2014b).

As empresas distribuidoras estabeleceram seus padrões e especificações técnicas em obediência as prescrições das resoluções ANEEL 482/2012 e 517/2012, das normas da ABNT e internacionais, de forma a garantir que os consumidores realizem a interligação dos seus geradores as redes das concessionárias. O padrão instituído pela distribuidora de energia elétrica da região da presente pesquisa, a concessionária AMPLA, estabeleceu a configuração dos acoplamentos às suas redes de distribuição da minigeração e microgeração distribuídas conforme o esquema simplificado ilustrado na figura 93 (Ampla, 2013).

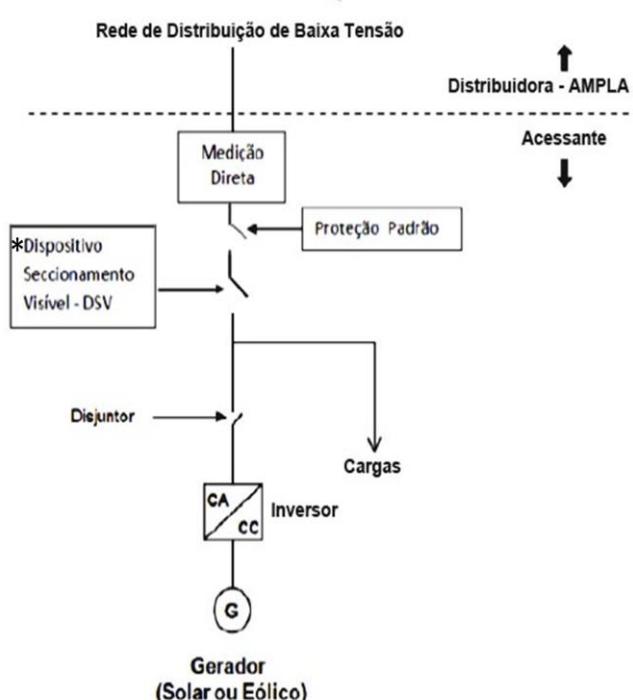


Figura 93: Conexão à rede de BT da Ampla (com inversor)  
Fonte:Ampla (2013)

Todos os inversores comerciais aplicados aos SFCRs devem possuir um sistema que impeça o ilhamento, ou seja, um recurso capaz de promover a interrupção

do fornecimento de energia a rede elétrica da distribuidora na ocorrência de falhas do suprimento, descontinuidade do fornecimento ou ausência da energia na rede. O recurso de evitar que a energia elétrica gerada na unidade seja injetada na rede de distribuição quando ela for desligada por falha ou manobra é de extrema importância pois permite promover a devida segurança dos equipamentos, instalações e pessoas, principalmente para as equipes de manutenção das distribuidoras de energia elétrica que executam os serviços de reparos na rede. Assim, a concessionária Ampla, com objetivo de garantir a segurança em suas redes, lacra os sistemas anti-ilhamento dos inversores de forma a garantir que o consumidor não altere os seus parâmetros (Ampla, 2013)

A ANEEL (2014), através do Despacho N° 720/2014, objetivando reduzir a complexidade e o custo de instalação dos SFCRs, retirou a obrigatoriedade de instalação do Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV) dos sistemas de micro geração distribuída que conectam ás redes de distribuição de energia. Essa decisão foi tomada por considerar que os inversores já realizam a devida desconexão das redes em caso de falta de energia no sistema e, ainda que o uso do DSV no sistema eleva sua queda de tensão, dificulta e aumenta o custo da instalação.

## **5 AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DAS VARIÁVEIS AMBIENTAIS NOS DESEMPENHOS DOS SISTEMAS FV**

Neste capítulo serão apresentadas as principais características climáticas da região do estudo e o detalhamento da estrutura física instalada que possibilitou a realização dos estudos das tecnologias fotovoltaicas no referido ambiente. Também serão analisadas as possíveis dependências das diversas variáveis climáticas, através dos dados meteorológicos e solarimétricos coletados no ambiente, com as potências e energias geradas pelas tecnologias FV de maneira a selecionar as que apresentem significância na composição de modelos das previsões energéticas FV. Para isso, cada uma das referidas variáveis foram avaliadas por meio dos gráficos de dispersão relacionando com os dados das potências e energias gerados pelos *arrays* das tecnologias que, posteriormente, serão examinados e submetidos aos testes estatístico através da análise de regressão.

### **5.1 CARACTERÍSTICAS DA REGIÃO E ESTRUTURA EXPERIMENTAL**

#### **5.1.1 Características da Região dos Lagos**

A Microrregião dos Lagos integra a Mesorregião das Baixadas Litorâneas do Estado do Rio de Janeiro e, conforme os dados da Divisão Territorial Brasileira do IBGE (2014), é composta pelos seguintes municípios: Araruama; Armação dos Búzios; Arraial do Cabo; Cabo Frio; Iguaba Grande; São Pedro da Aldeia e; Saquarema. A área ocupada pela Microrregião é de 2.017.298 km<sup>2</sup>, com número estimado de habitantes de 606.630 (IBGE, 2016). Segundo a Fundação CEPERJ (2014) Cabo Frio é por excelência o principal centro regional, dado a diversificação de suas atividades comerciais e de serviços, onde o turismo, favorecido pelas condições do meio natural, é apontado como responsável pelo crescimento do Município. Na figura 94 está ilustrado o mapa da Mesorregião das Baixadas Litorâneas do Estado do Rio de Janeiro e, em destaque, a área referente à Microrregião dos Lagos.

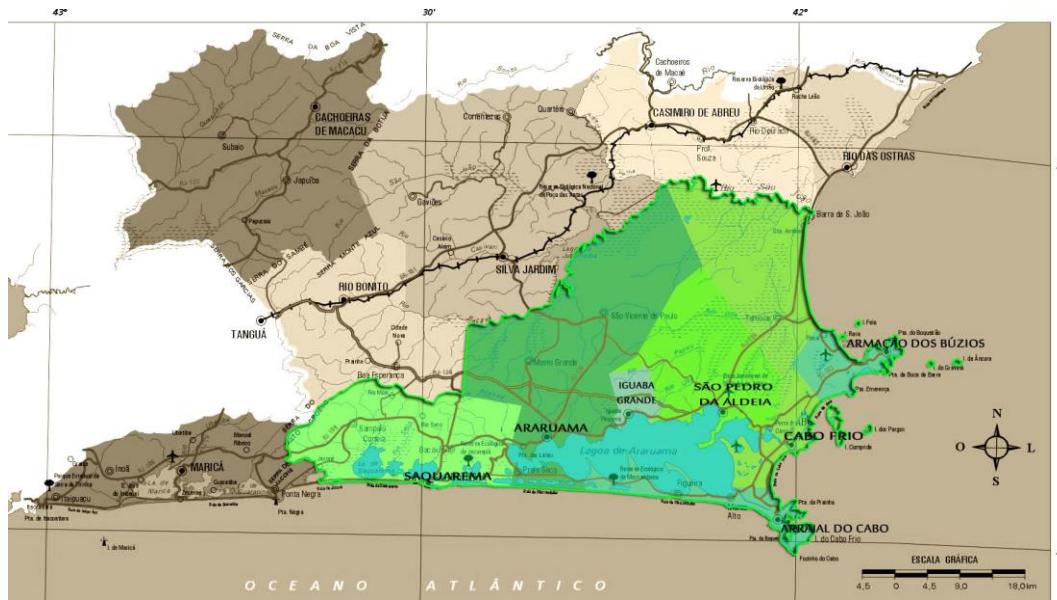


Figura 94: Mesorregião das Baixadas Litorânea - destaque para Microrregião /dos Lagos  
Fonte: Ilustração própria baseado em (CEPERJ, 2010)

Caracterizada por suas peculiaridades climáticas a Microrregião do Lagos distingue-se pelo clima semiárido, em contraste com as particularidades pluviométricas existentes nas demais regiões do Estado do Rio de Janeiro que são caracterizadas pelo clima tropical úmido. As peculiaridades climáticas dessa microrregião originam o denominado enclave climático que é “*explicado pelo clima semiárido local de Cabo Frio, ligado, entre outros fatores, à presença de uma ressurgência costeira e ao regime de ventos da região, o qual pode ser perturbado por eventos do El Niño*” (Coe e Carvalho, 2013), assim como pelo amplo afastamento da linha da costa até a Serra do Mar (Santos, 2010).

A ocorrência de uma ressurgência costeira é considerada a principal característica oceanográfica da Região dos Lagos. A corrente de água fria oriunda da Água Central do Atlântico Sul (ACAS) afloram na plataforma continental da região de Cabo Frio (Coe e Carvalho, 2013). Os registros da variabilidade da Temperatura da Superfície do Mar (TSM), ou em inglês Sea Surface Temperature (SST), do Atlântico Sul têm papel importante para os estudos dos parâmetros climáticos regionais, posto que interferem na distribuição global de calor que, por sua vez, regula o clima. Assim a dinâmica das interações oceano-atmosfera representa uma questão fundamental na pesquisa climática (Cordeiro *et al.*, 2014). Na figura 95 estão ilustrados mapas com

alguns resultados dos valores das TSM obtidos num período de dez anos, apontados por Cordeiro *et al.* (2014) com base no AVHRR/NOAA<sup>19</sup>, onde se verifica que os valores mais baixos de temperatura da água localizam-se próximos à costa em função do fenômeno ressurgência marinha costeira, assim, as águas mais quentes originadas da Corrente do Brasil ficam afastadas do continente na região. A ilustração à direita apresenta em detalhe a parte da Região dos Lagos que margeia a Lagoa de Araruama e os locais de coleta das medições no Oceano Atlântico.

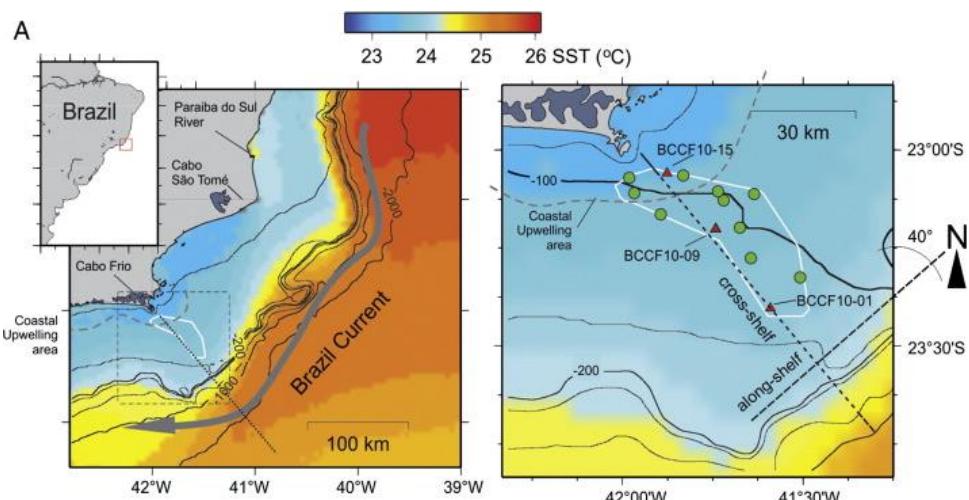


Figura 95: Temperatura da superfície do mar (TSM) - plataforma continental  
Fonte: (Cordeiro *et al.*, 2014)

De acordo com a análise realizada por Ribeiro (2010), a ressurgência costeira é o padrão predominante na circulação oceânica da região apresentando temperatura média inferiores a 20 °C, com menor ocorrência nos meses de inverno, ainda assim, o valor médio da temperatura da superfície do mar na referida estação é baixo, próximo a 21 °C.

A intensificação da ressurgência na região de Cabo Frio induz a uma redução na precipitação e, consequentemente, a um aumento na aridez climática, evaporação e salinidade das lagoas. (Coe e Carvalho, 2013)

<sup>19</sup> Advanced Very High Resolution Radiometer (AVHRR) Radiometer avançado de altíssima resolução, são instrumentos tipo sensor espaciais que se encontram a bordo de ambos os satélites que permitem medir a radiação térmica emitida da Terra estando sobre a administração dos laboratórios da (NOAA) National Oceanic and Atmospheric Administration.

A brisa marítima<sup>20</sup> é um importante fenômeno atmosférico presente na região costeira de Cabo Frio e sua ocorrência conduz o ar úmido com temperatura mais fria, presente sobre o oceano, para o continente (Ribeiro, 2010).

Muitas vezes a circulação se comporta como uma célula fechada, onde, sobre o continente há movimentos ascendentes na frente de brisa, em altitude há uma circulação de retorno, do continente para o oceano, e sobre o oceano há movimentos descendentes, fechando a célula com a brisa em superfície do oceano para o continente (Ribeiro, 2010).

Segundo Santos (2010) durante todo ano, a região do estudo fica sujeita aos ventos predominantes originados de Leste/Nordeste, sendo que no período do verão isso ocorre sobre a costa situada entre 15° S e 35° S e, no inverno fica restrita entre as latitudes 20° S e 25° S, conforme pode ser visualizado nas ilustrações da Figura 96, onde o quadro à esquerda indica o comportamento eólico na região Oeste do Oceano Atlântico Sul, apresentando a tensão de cisalhamento do vento no mês de janeiro e o da direita no mês de julho.

[...] a topografia da região é fator determinante na circulação atmosférica da região e indiretamente influencia o fenômeno de ressurgência costeira, devendo ser considerada em estudos sobre as circulações atmosférica e oceânica da região, [...] (Ribeiro, 2010).

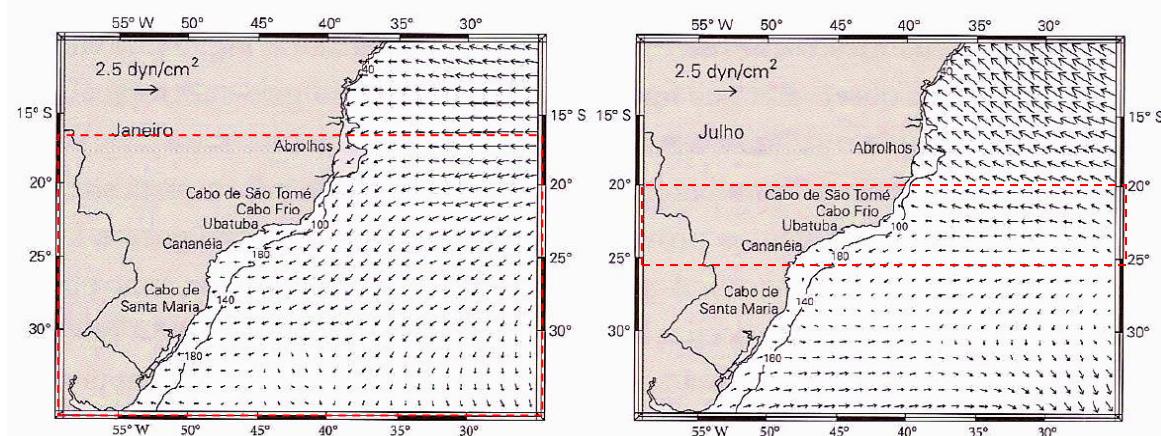


Figura 96: Comportamento do vento na região Oeste do Oceano Atlântico Sul  
Fonte: Adaptado (Santos, 2010) apud Castro 1996

<sup>20</sup> Denomina-se brisa marítima a circulação de meso-escala que acontece nas zonas costeiras. Essa brisa ocorre em função do gradiente diferenciado de temperatura entre o continente e o mar durante o dia, devido à resposta mais lenta à elevação de temperatura do oceano à radiação solar em relação ao continente. A diferença da temperatura do ar que fica acima do continente e do que se encontra sobre o oceano promove uma pressão na camada de ar que o força a conduzir o ar que encontra sobre o oceano, normalmente mais frio e mais úmido, para o continente (Ribeiro, 2010).

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro aponta a velocidade média sazonal do vento, nas coordenadas 22,746944° Sul, 41,881944° Oeste, a 50 m de altura, nos diversos períodos do ano superior a 7m/s (Amarante *et al.*, 2012), conforme pode ser visualizado no gráfico da figura 97.

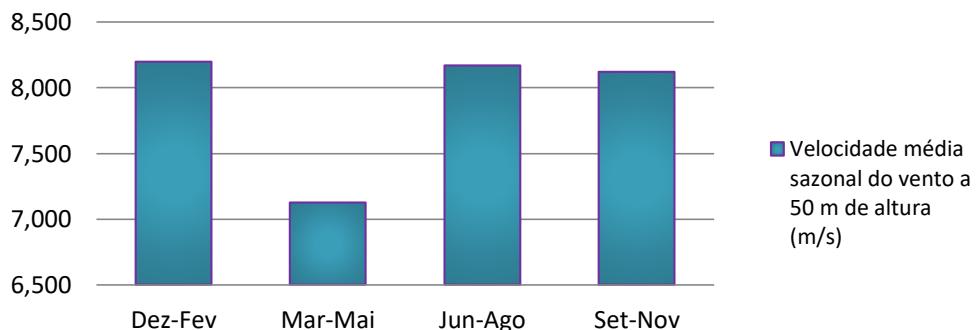


Figura 97: Velocidade média sazonal do vento a 50 m de altura (m/s)

Fonte: Elaboração própria, baseado em (Amarante *et al.*, 2012)

As precipitações que ocorrem na região de Cabo Frio são fracas, registrando média anual de 854 mm/ano, a taxa de evaporação oscila entre 1.200 e 1.400 mm anual, sua temperatura média anual é de 23 °C. O gráfico da Figura 98 esboça um comparativo histórico das precipitações das cidade de Cabo Frio e da cidade do Rio de Janeiro, capital do estado.

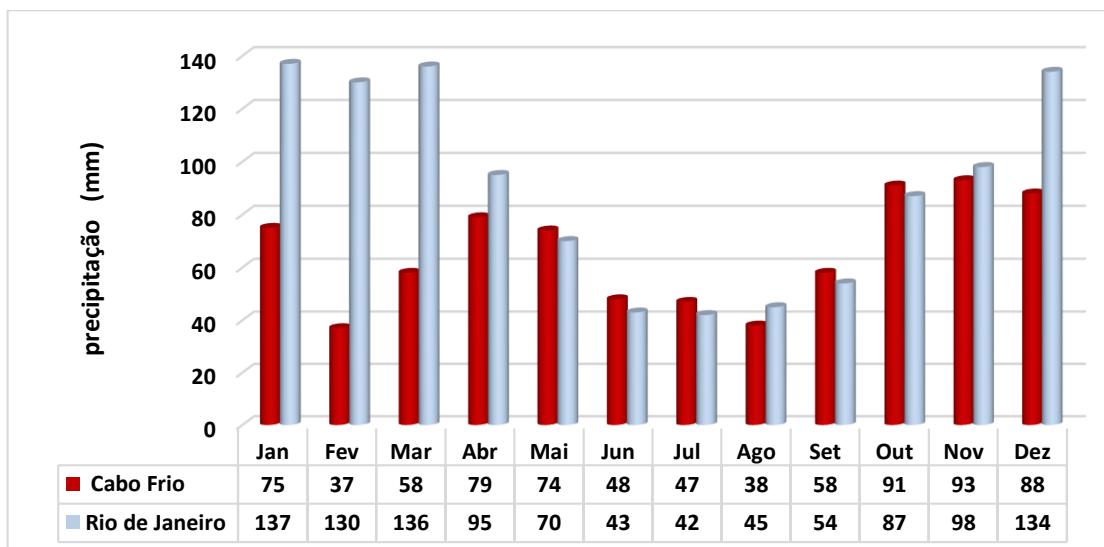


Figura 98: Precipitação média em 8 anos - municípios do Rio de Janeiro e Cabo Frio

Fonte: (Inmet, 2013)

As características da topográfica da região, que influenciam no fenômeno da ressurgência marinha costeira e dos ventos predominantemente direcionados ao

continente, possibilitam a redução da temperatura na costa. A baixa formação de nuvens favorece a incidência da radiação solar. Essas peculiaridades podem se traduzir como oportunidades favoráveis à instalação de fontes renováveis de conversão solar oferecidas pela região de estudo.

Essas condições geoclimáticas, aparentemente favoráveis, também podem ser percebidas por meio dos sinais presentes na região, assim como na história do seu desenvolvimento econômico, posto que é possível constatar a marca da intensidade dos ventos pela quantidade significativa de dunas presentes no território, assim como pelo vasto número moinhos de ventos que fornecem energia as salinas e que simbolizam a região. No passado recente a Região dos Lagos foi uma das maiores produtora de sal do país, valendo-se das energias eólica e solar para promover sua produção. A caracterização climática da região, no estudo realizado por (Coe e Carvalho, 2013), evidencia que:

[...] foram feitas análises multivariadas de similaridade entre pluviosidade, insolação, temperatura, evaporação e umidade relativa, comparando a região de Cabo Frio, com seu entorno mais úmido e com a caatinga do Nordeste brasileiro. Pelos resultados, pode-se afirmar que Cabo Frio se assemelha mais à caatinga que a seu entorno úmido, comprovando-se o “enclave” climático.

O foco desta pesquisa foi concentrado nos municípios de Cabo Frio e Armação de Búzios em virtude do laboratório onde se deu a coleta dos dados ter sido instalado na divisa entre os dois municípios.

O município de Armação de Búzios possui uma área territorial de 70.278 km<sup>2</sup> e população estimada de 27.560 habitantes (IBGE, 2016), sua emancipação político-administrativa de Cabo Frio é relativamente recente, ocorrida em 1995 (IBGE, 2016). Este município, em períodos de alta temporada, recebe um volume muito grande de turistas, ocupando a sexta ou sétima posição do país, no entanto, se forem excluídos os grandes centros urbanos e apenas considerarmos as cidades médias, os balneários, Armação dos Búzios passa a se constituir o principal destino do Brasil no recebimento de turistas estrangeiros (Fonseca, 2011).

A Lei Orgânica do Município de Armação dos Búzios no seu artigo 303, § 4º, veta a construção de imóveis com mais de dois pavimentos em toda extensão municipal e estipula que a altura máxima com telhado será de 7,80 m contados a partir do piso de nível mais baixo do pavimento inferior da edificação. Essa legislação impõe uma característica horizontal para o crescimento imobiliário, isso para geração fotovoltaica pode representar um atributo favorável, uma vez que resulta num maior

percentual de área de telhado por habitante, em relação aos demais municípios do País. Outro aspecto que pode ser considerado favorável a captação solar é o que dispõe a Lei Complementar 27/2010, denominada Lei de Uso e Ocupação do Solo do Município de Armação dos Búzios (Câmara Municipal De Armação Dos Búzios, 2010), que determina uma taxa de ocupação bastante rigorosa, tal fato acaba por promover um afastamento muito mais amplo entre as novas edificações, comparado a outros município brasileiros. Assim, considerando os limites impostos pelas alturas das edificações e o amplo distanciamento entre elas, a possibilidade de sombreamento das edificações sobre os painéis fotovoltaicos são reduzidas.

A abundante oferta de vento durante todas as estações do ano, predominantemente no verão, também representa outra vantagem da região para geração fotovoltaica, uma vez que a ventilação poderá favorecer o resfriamento dos módulos, conferindo-lhes uma melhor eficiência. A baixa pluviosidade e pouca formação de nuvens favorecem a ocorrência da irradiação solar direta e maior número de horas de insolação. Por outro lado a existência da névoa marinha e baixa ocorrência de chuvas, podem promover perdas de eficiência nos módulos FV por reduzir a intensidade da irradiação direta e reduzir a lavagem natural da superfície dos módulos. (Kaldellis *et al.*, 2014; Dirnberger *et al.*, 2015).

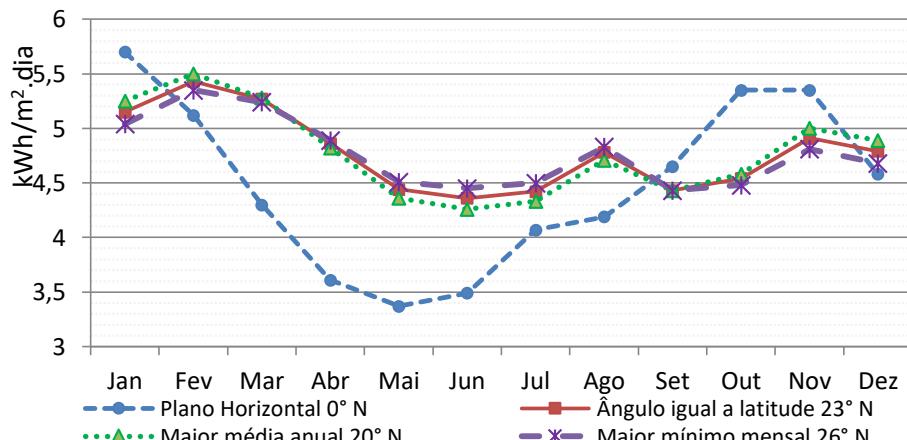


Figura 99: Radiação diária média ( $\text{kwh}/\text{m}^2.\text{dia}$ ) - coord.  $22,7469^\circ\text{S}$ ,  $41,8819^\circ\text{O}$

Fonte: SunData - CRESCESB- CEPEL (2016)

No gráfico da figura 99 podem ser visualizadas as curvas de variações da radiação diária média sobre o plano horizontal, sobre o plano com ângulo próximo a latitude, a da maior média anual e, a que apresenta o maior valor mínimo diário anual da cidade de Cabo Frio, distante 20,4 km de Armação dos Búzios, nas coordenadas  $22,746944^\circ\text{ Sul}$ ,  $41,881944^\circ\text{ Oeste}$ . Segundo o CRESCESB (2016), o ângulo igual a latitude é usado normalmente para locais onde são desenvolvidas atividades

permanentes como as residências, porém quando se pretende maximizar a geração anual de energia fotovoltaica utiliza-se, geralmente, o ângulo com o maior valor médio diário de irradiação anual e nas situações onde se desenvolve uma atividade que requer um fornecimento contínuo de energia elétrica utiliza-se o ângulo com maior valor mínimo diário.

### 5.1.2 Estrutura Experimental

O desenvolvimento experimental desta pesquisa teve como base as observações, análises, tratamentos e formulações dos dados primários derivados dos registros das variáveis climáticas e energéticas obtidas dos equipamentos e instrumentos instalados no Pátio de Geração Solar Fotovoltaica, apresentado na Figura 100, fruto do convênio com a Enel, com recursos advindo do edital 13/210 da ANEEL, implantado no *campus* Cabo Frio do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Fluminense, situado na cidade de Cabo Frio, em área vizinha à divisa com o município de Armação dos Búzios, Estado do Rio de Janeiro, Brasil, nas coordenadas geográficas 22° 48' 56" S, 41° 58' 54" O. Os registros das medições geradas no pátio FV puderam ser observados em tempo real, por meio de um sistema supervisório, assim como armazenados em banco de dados. As medições foram, por vezes, confrontadas com medições no local de forma a promover acompanhamento e aferição das condições operacionais do sistema em operação no campo.



Figura 100: Vista parcial do Pátio de Pesquisa de Geração Solar FV - Enel/IFF  
Fonte: do autor

O pátio de pesquisa de geração solar funciona como um laboratório ao ar livre, conforme layout ilustrado na figura 101, sendo equipado com arrays compostos com as seguintes tecnologias FV: a-Si; a-Si/ $\mu$ Si; p-Si; m-Si; CIGS; CdTe. Além das tecnologias descritas, encontram-se também instalados no referido pátio diversos equipamentos e dispositivos destinados a promover segurança às instalações e suporte ao funcionamento, aos registros e coleta de dados elétricos, climáticos e solarimétricos, tais como: inversores; equipamentos de proteção e manobra elétrica, medidores de parâmetros elétricos e climáticos; estação solarimétrica, assim como dispositivos destinados a comunicação, armazenamento e transferência de dados coletados. Tal estrutura, cujas características de seus componentes estão descritas nos próximos tópicos deste estudo, permitiu avaliar o comportamento e a produção, em condições operacionais no campo, das tecnologias fotovoltaicas estudadas.

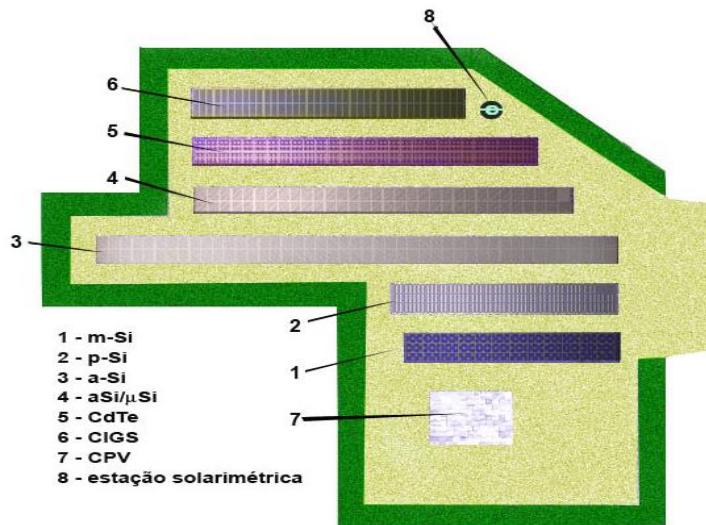


Figura 101: Layout do pátio de geração fotovoltaica

Diversas etapas foram cumpridas para o desenvolvimento desta pesquisa, objetivando garantir a qualidade e confiabilidade dos resultados, dentre elas destacam-se as seguintes: acompanhamento dos posicionamentos e instalação dos equipamentos e módulos no campo; coleta sistemática de dados; monitoramento e registro de incidentes capazes de interferir nos dados da pesquisa; tratamentos, manutenções, comparações e análises dos dados coletados; estudos e desenvolvimento de cálculos das produções e rendimentos energéticos; checagens com dados dos fabricantes e prescrições de normas técnicas, regulamentações e outras publicações; estudo de correlações entre as variáveis ambientais com as produções e performances FV; aplicação de testes de análises de regressão linear a

modelos de classificação e produção energética existentes com as variáveis físicas climáticas da região; desenvolvimento e análise de modelos para estimativas de performance e produção energética FV.

Os arrays das diversas tecnologias FV foram instalados nos racks alicerçados com base de concreto, apresentados na Figura 102, inclinados segundo o ângulo da latitude local com superfícies voltadas para o Norte.



Figura 102: Estrutura montada com módulos FV

#### 5.1.2.1 Características dos módulos e array a-Si

O array da tecnologia a-Si é composto por módulos fotovoltaicos de filme fino de silício amorfo em junção única, modelo DA100-A5, produzidos pela DuPont Apollo, com dimensões físicas de 1409mm x 1110mm x 35mm, estruturados em quadro de alumínio com cobertura frontal em vidro temperado e capa traseira confeccionada em Tedlar. As características elétricas dos módulos a-Si, em condições de teste padrão STC e NOTC, são apresentadas nas tabelas 3 e 4, respectivamente.

As garantias que esses módulos recebem de seu fabricante sé de 80% durante 25 anos a contar de sua aquisição (Du Pont Apollo Limited, 2013a).

Tabela 3: Características elétricas dos módulos a-Si sob STC

Tecnologia a-Si			
Características elétricas	Símbolo	Valor	Unidade
Potência Nominal	$P_{nom}$	100	W
Tolerância da potência nominal	$\Delta P_{nom}$	5	%
Tensão de circuito aberto	$V_{oc}$	97	V
Corrente de curto-circuito	$I_{sc}$	1,77	A
Tensão na potência máxima	$V_{mpp}$	72,0	V
Corrente na potência máxima	$I_{mpp}$	1,39	A
Corrente máxima reversa	$I_r$	3	A
Tensão de circuito aberto (inicial)	$V_{oc\ inic}$	102	V
Corrente de curto-circuito (inicial)	$I_{sc\ inic}$	1,89	A

Fonte: Du Pont Apollo Limited (2013a)

Tabela 4: Características elétricas dos módulos a-Si NOTC

Tecnologia a-Si			
Características elétricas	Símbolo	Valor	Unidade
Potência nominal	$P_{nom}$	75	W
Tensão de circuito aberto	$V_{oc}$	90	V
Corrente de curto-circuito	$I_{sc}$	1,42	A
Tensão na potência máxima	$V_{mpp}$	67	V
Corrente na potência máxima	$I_{mpp}$	1,12	A

Fonte: Du Pont Apollo Limited (2013a)

As características térmicas, expressas pelos coeficientes de temperatura de seus parâmetros elétricos de geração dos módulos da tecnologia a-Si estão apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5: Características térmicas dos módulos a-Si

Tecnologia a-Si			
Características térmicas	Símbolo	Valor	Unid
Temp. nominal de operação da Célula	NOTC	$43.4 \pm 0.2^\circ\text{C}$	°C
Coeficiente de temperatura de $P_{max}$	$\gamma$	- 0.25	%/°C
Coeficiente de temperatura de $V_{oc}$	$\beta_{Voc}$	- 0.30	mV/°C
Coeficiente de temperatura de $I_{sc}$	$\alpha_{Isc}$	+ 0.09	mA/°C

Fonte: Du Pont Apollo Limited (2013a)

O fator de preenchimento do módulo de filme fino a-Si, obtido através da equação 23, resultou no valor de  $FF_{a-Si} = 0,5829$ . Deste modo o rendimento, sob as condições STC, de cada módulo a-Si com área de incidência de  $1,564 \text{ m}^2$ , calculado através da equação 24, resultou num valor de  $\eta_{a-Si} = 6,4 \%$ .

A configuração do *array* da tecnologia a-Si foi composta por 90 módulos constituindo um arranjo de 18 *strings* com 5 módulos associados em paralelo, conforme ilustrado na Figura 103, devidamente conectados no interior da caixa de ligação. Os terminais resultantes de cada *string* foram conectados aos dispositivos de medição e proteção, associados e interligados ao inversor que converte em CA trifásica a energia gerada pelos módulos em CC e, dessa forma segue para o analisador de energia e, posteriormente, ao barramento geral onde se interligam a

rede de BT do campus que, por sua vez, está conectada à rede da concessionária de energia elétrica.

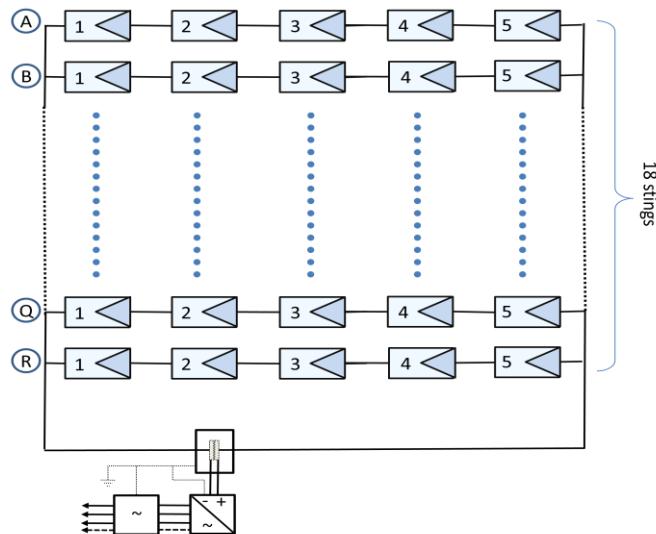


Figura 103: Esquema de ligação do array a-Si

Os valores resultantes da tensão em circuito aberto e da potencial nominal do sistema obtido pelo arranjo dos módulos a-Si estão descritos na Tabela 6.

Tabela 6: Características do array a-Si

Topologia - Tecnologia a-Si	Valor	Unidade
Módulos em série- string	5	un
Strings em paralelo	18	un
Tensão do arranjo	500	V
Potência do arranjo	9	kWp
Ângulo de montagem	22,8	grau

Fonte: Elaboração própria, baseado em Du Pont Apollo Limited (2013a)

### 5.1.2.2 Características dos módulos e array a-Si/μ-Si

O array para o desenvolvimento dos estudos da tecnologia a-Si/μ-Si foi constituído por módulos FV do tipo filme fino com junção tandem produzidos pela da DuPont Apollo, modelo DA142-C1. As células dos módulos são compostas por uma fina camada ativa de silício amorfo (a-Si) e micro-silício cristalino ( $\mu$ -Si) em junção tandem sobre substrato estruturado em perfis de alumínio, com dimensões externas de 1409mm x 1110mm x 35mm, composto por cobertura frontal em TCO e vidro, encapsulado com EVA e capa posterior em *backsheet*. As características elétricas dos módulos, em STC e NOTC, são apresentadas na Tabela 7 e Tabela 8, respectivamente.

Tabela 7: Características elétricas dos módulos a-Si/ $\mu$ -Si sob STC

Tecnologia a-Si/ $\mu$ -Si			
Características elétricas	Símbolo	Valor	Unidade
Potência Nominal	$P_{nom}$	142	W
Tolerância da potência nominal	$\Delta P_{nom}$	5	%
Tensão de circuito aberto	$V_{oc}$	156,59	V
Corrente de curto-circuito	$I_{sc}$	1,42	A
Tensão na potência máxima	$V_{mpp}$	119,31	V
Corrente na potência máxima	$I_{mpp}$	1,19	A
Corrente máxima reversa	$I_r$	2	A

Fonte: Du Pont Apollo Limited (2012a)

Tabela 8: Características elétricas dos módulos a-Si/ $\mu$ -Si sob NOTC  
Tecnologia a-Si/ $\mu$ -Si

Características Elétricas	símbolo	Valor	Unidade
Potência nominal	$P_{nom}$	105	W
Tensão de circuito aberto	$V_{oc}$	145	V
Corrente de curto-circuito	$I_{sc}$	1,16	A
Tensão na potência máxima	$V_{mpp}$	110	V
Corrente na potência máxima	$I_{mpp}$	0,95	A

Fonte: Du Pont Apollo Limited (2012a)

As características térmicas, expressas pelos coeficientes de temperatura de seus parâmetros elétricos de geração dos módulos da tecnologia a-Si/ $\mu$ -Si são apresentadas na Tabela 9.

Tabela 9: Características térmicas dos módulos a-Si/ $\mu$ -Si

Tecnologia a-Si/ $\mu$ -Si			
Características térmicas	Símbolo	Valor	Unidade
Temp. nominal de operação da Célula	NOTC	$43.4 \pm 0.2^\circ$	°C
Coeficiente de temperatura de $P_{max}$	$\gamma$	-0,30	%/°C
Coeficiente de temperatura de $V_{oc}$	$\beta_{Voc}$	-0,35	mV/°C
Coeficiente de temperatura de $I_{sc}$	$\alpha_{Isc}$	+0,09	mA/°C

Fonte: Du Pont Apollo Limited (2012a)

O fabricante do módulo DA142-C1 oferece, em relação a potência nominal mínima, garantia de 90 % para os primeiros 10 anos e de 80 % para 25 anos (Du Pont

Apollo Limited, 2012a). As dimensões externas do módulo pesquisado são 1,409 x 1,11x0,035 m. O fator de preenchimento do módulo a-Si/μ-Si, calculado através da equação 23, resultou no valor de  $FF_{a\text{-Si}/\mu\text{-Si}} = 0,6346154$ . Assim, sob as condições STC, o rendimento de cada módulo a-Si/μ-Si foi obtido por meio da equação 25, resultando no valor de  $\eta_{a\text{-Si}/\mu\text{-Si}} = 10,13\%$ . O array da tecnologia a-Si/μ-Si foi composto por 63 módulos configurados através do arranjo formado por 21 *strings* de 3 módulos que, por sua vez, foram associados em paralelo, conforme ilustrado na Figura 104. Os terminais resultantes de cada *strings* são ligados aos dispositivos de medição e proteção, associados e conectados ao inversor que converte em CA trifásica a energia gerada pelos módulos em CC e, dessa forma, segue para o analisador de energia e, posteriormente, ao barramento geral onde interligam a rede de BT do *campus* que, por sua vez, está conectada à rede da concessionária de energia elétrica.

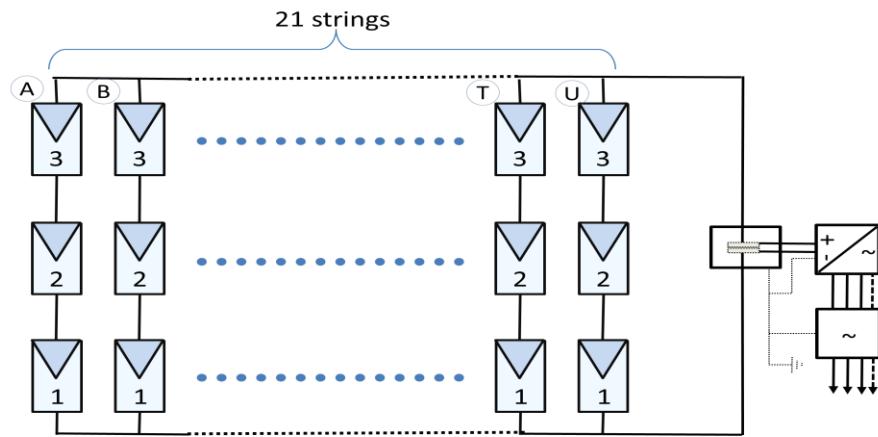


Figura 104: Esquema de ligação do array a-Si/μ-Si

Os valores resultantes da tensão em circuito aberto e da potência nominal do sistema obtido pelo array dos módulo a-Si/ μ-Si encontram-se descritos na Tabela 10.

Tabela 10: Características do array a-Si/μ-Si

Topologia - Tecnologia a-Si/μ-Si		
Descrição	Valor	Unidade
Módulos em série – string	3	un
Strings em paralelo	21	un
Tensão do arranjo	468	V
Potência do arranjo	8,95	kWp
Ângulo de montagem	22,8	Grau

Fonte: Baseado em Du Pont Apollo Limited (2012a)

### 5.1.2.3 Características dos módulos e array p-Si

Para as análises do comportamento da tecnologia p-Si foram utilizados módulos modelo SF220-30-1P235L, produzidos pela Hanwha Solar One, composto por 60 células de silício policristalino de 156mm x 156mm, encapsulados em EVA, emoldurado em quadro de alumínio anodizado, capa posterior em folha compósita e cobertura frontal em vidro temperado. O módulo possui dimensões externas de 1652 mm x 1000 mm x 50 mm e suas características elétricas em STC e NOTC podem ser observadas na Tabelas 11 e 12, respectivamente.

Tabela 11: Características elétricas dos módulos p-Si sob STC

Tecnologia p-Si			
Características Elétricas	Símbolo	valor	unidade
Potência Nominal	$P_{nom}$	235	W
Tolerância da potência nominal	$\Delta P_{nom}$	+5	%
Tensão de circuito aberto	$V_{oc}$	36,8	V
Corrente de curto-circuito	$I_{sc}$	8,44	A
Tensão na potência máxima	$V_{mpp}$	30,1	V
Corrente na potência máxima	$I_{mpp}$	7,81	A
Corrente máxima reversa	$I_r$	15	A

Fonte: Hanwha Solarone Co. Ltd. (2012)

Tabela 12: Características elétricas dos módulos p-Si sob NOTC

Tecnologia p-Si			
Características Elétricas	símbolo	valor	unidade
Potência Nominal	$P_{nom}$	170	W
Tensão de circuito aberto	$V_{oc}$	33,5	V
Corrente de curto-circuito	$I_{sc}$	6,74	A
Tensão na potência máxima	$V_{mpp}$	27,3	V
Corrente na potência máxima	$I_{mpp}$	6,23	A

Fonte: Hanwha Solarone Co. Ltd. (2012)

Os coeficientes de temperatura referente à tecnologia p-Si são apresentados na tabela 13.

Tabela 13: Características térmicas dos módulos p-Si

Tecnologia p-Si			
Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Temp. nominal de operação da	NOTC	$45 \pm 3\%$	°C
Coeficiente de temperatura $P_{nom}$	Y	- 0.45	%/°C
Coeficiente de temperatura $V_{oc}$	$\beta V_{oc}$	- 0.32	%/°C
Coeficiente de temperatura $I_{sc}$	$\alpha I_{sc}$	+ 0.04	%/°C

Fonte: Hanwha Solarone Co. Ltd. (2012)

O fator de preenchimento do módulo de p-Si, fornecido pela equação 23, foi de  $FF_{p-Si} = 0,75688$ . Deste modo, o rendimento sob as condições STC, obtido para os módulos p-Si, dado pela expressão 24, resultou em  $\eta_{p-Si} = 14,1\%$ .

Os valores resultantes da tensão em circuito aberto e da potência nominal do sistema obtido pelo arranjo dos módulos p-Si estão descritos na tabela 14.

Tabela 14: Características do array p-Si

Topologia - Tecnologia p-Si		
Descrição	Valor	Unidade
Módulos em série – string	19	un
Strings em paralelo	2	un
Tensão do arranjo	699,2	V
Potência do arranjo	8,93	kW
Ângulo de montagem	23,6	grau

Fonte: baseado em Hanwha Solarone Co. Ltd. (2012)

O array da tecnologia p-Si foi formado pela associação em paralelo de 2 strings, cada um com 19 módulos p-Si, conforme ilustrado na figura 105. Os terminais resultantes de cada string são ligados aos dispositivos de medição e proteção, associados e conectados ao inversor que converte em CA trifásica a energia gerada pelos módulos em CC e, dessa forma, segue para o analisador de energia de onde é conduzida ao barramento geral onde se interliga à rede BT do campus que, por sua vez, é conectada à rede da concessionária de energia elétrica.

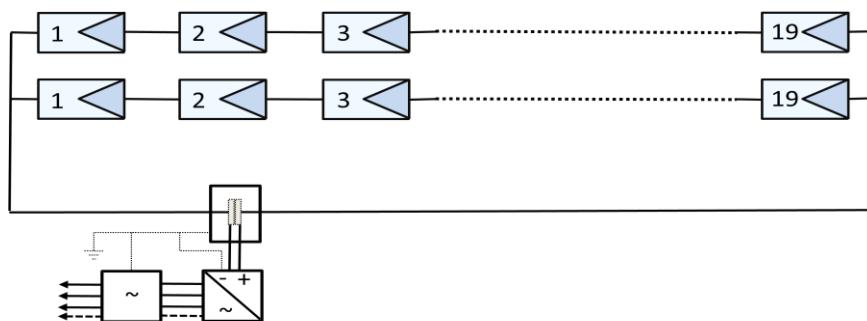


Figura 105: Esquema do array p-Si

#### 5.1.2.4 Características dos módulos e array m-Si

Para os estudos do comportamento da tecnologia m-Si foram utilizados módulos modelo YL260C-30b fabricados pela Yingli Solar Panda, constituídos, cada um, por com 60 células nas dimensões de 156 mm x 156 mm, encapsulados em EVA, instaladas em quadro de alumínio anodizado, como dimensões de 1650 mm x 990 mm x 40 mm, providos de cobertura frontal de vidro temperado de baixo teor de ferro. Suas características elétricas, sob STC e NOTC, estão apresentadas nas tabelas 15 e 16, respectivamente.

Tabela 15: Características elétricas dos módulos m-Si sob STC

Tecnologia m-Si			
Características Elétricas	Símbolo	Valor	unidade
Potência Nominal	$P_{nom}$	260	W
Tolerância da potência nominal	$\Delta P_{nom}$	0/+ 5	%
Tensão de circuito aberto	$V_{oc}$	38,6	V
Corrente de curto-circuito	$I_{sc}$	8,91	A
Tensão na potência máxima	$V_{mpp}$	30,8	V
Corrente na potência máxima	$I_{mpp}$	8,46	A
Corrente máxima reversa	$I_r$	15	A

Fonte: Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. (2013)

Tabela 16: Características elétricas dos módulos m-Si sob NOTC

Tecnologia m-Si			
Características Elétricas	Símbolo	Valor	Unidade
Potência nominal	$P_{nom}$	188,8	W
Tensão de circuito aberto	$V_{oc}$	35,5	V
Corrente de curto-circuito	$I_{sc}$	7,18	A
Tensão na potência máxima	$V_{mpp}$	27,7	V
Corrente na potência máxima	$I_{mpp}$	6,79	A

Fonte: Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. (2013)

As características térmicas expressas pelos coeficientes de temperatura de seus parâmetros elétricos de geração dos módulos da tecnologia m-Si estão apresentadas na tabela 17.

Tabela 17: Características térmicas dos módulos m-Si

Tecnologia m-Si			
Características térmicas	Símbolo	Valor	Unidade
Temp. nominal de operação da Célula	NOTC	46 ± 2	°C
Coeficiente de temperatura de Pmax	$\gamma$	-0,42	%/°C
Coeficiente de temperatura de Voc	$\beta_{Voc}$	-0,31	mV/°C
Coeficiente de temperatura de Isc	$\alpha_{Isc}$	0,04	mA/°C
Coeficiente de temperatura de Vmpp	$\beta_{Vmpp}$	-0,41	mV/°C

Fonte: Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. (2013)

O fabricante do módulo YL260C-30b assegura 1 ano de garantia a 98% da potência nominal mínima, 10 anos com 92 % da potência nominal e 82 % da potência nominal durante 25 anos. As dimensões externas do módulo p-Si, excluindo a borda de montagem é de 1,65x 0,99 m.

O fator de preenchimento do módulo de m-Si, calculado através da expressão 23, resulta no valor de  $FF_{m-Si} = 0,7576281$ . Deste modo o rendimento, sob STC, de cada módulo m-Si, dado pela equação 24, resulta em  $\eta_{m-Si} = 15,95 \%$ .

O sistema da tecnologia m-Si, composto por 34 módulos, foi configurado através do arranjo constituído por 2 *strings* associados em paralelo contendo, cada um, 17 módulos conforme ilustrado Figura 106. Os terminais dos *strings* são levados à caixa de ligação onde são associados e conectados a dispositivos de medição e proteção, os terminais resultantes são ligados ao inversor que transforma em CA trifásica a CC gerada pelos módulos e a conduz, após a ligação ao analisador de energia, ao medidor e barramento geral.

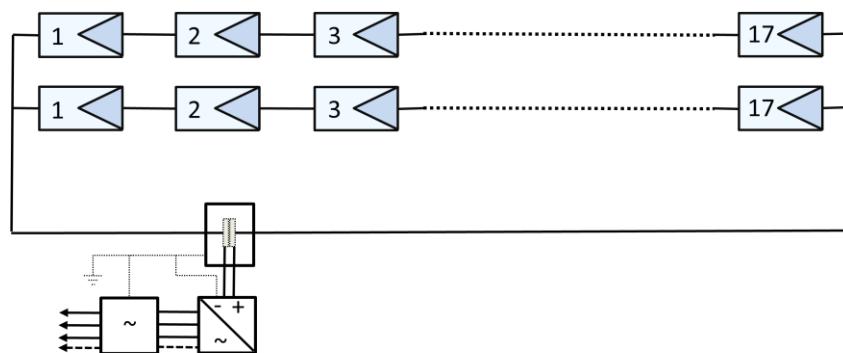


Figura 106: Esquema de ligação do array m-Si

Os valores resultantes da tensão em circuito aberto e da potência nominal do sistema obtido pelo arranjo dos módulos m-Si encontram-se descritos na tabela 18.

Tabela 18: Características do array m-Si  
**Topologia - Tecnologia m-Si**

Descrição	Valor	Unidade
Módulos em série- string	17	un
Strings em paralelo	2	un
Tensão do arranjo	656,2	V
Potência do arranjo	8,84	kWp
Ângulo de montagem	22,8	Grau

Fonte: baseado em Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. (2013)

#### 5.1.2.5 Características dos módulos e array CIGS

O array da tecnologia CIGS foi realizado utilizando módulos fotovoltaicos modelo PowerMax Strong 120, produzidos pela Avancis GmbH & Co, constituído de filme fino em substrato de vidro, sendo protegido contra a umidade através de selo butílico. O módulo possui cobertura frontal em vidro temperado montado em estrutura de alumínio emoldurado em esquadria de câmara oca apresentando dimensões externas de 1,595m x 0,674m x 0,035 m. As características elétricas desses módulos, em STC e NOTC, são apresentadas nas tabelas 19 e 20, respectivamente.

Tabela 19: Características elétricas dos módulos CIGS sob STC

Tecnologia CIGS			
Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Potência Nominal	$P_M$	120	W
Tolerância da potência nominal	$\Delta P_{nom}$	-0/+5	%
Tensão de circuito aberto	$V_{oc}$	58,5	V
Corrente de curto-circuito	$I_{sc}$	3,21	A
Tensão na potência máxima	$V_{mpp}$	42,8	V
Corrente na potência máxima	$I_{mpp}$	2,80	A
Corrente máxima reversa	$I_r$	5,0	A

Fonte: (Avancis GmbH & Co., 2014b)

Tabela 20: Características elétricas dos módulos CIGS sob NOTC

Tecnologia CIGS			
Parâmetro	Símbolo	Valor	Unid.
Potência Nominal	$P_{nom}$	89,5	W
Tensão de circuito aberto	$V_{oc}$	54,6	V
Corrente de curto-circuito	$I_{sc}$	2,57	A
Tensão no mpp	$V_{mpp}$	39,9	V

Fonte: (Avancis GmbH & Co., 2014b)

As características térmicas, expressas pelos coeficientes de temperatura de seus parâmetros elétricos de geração dos módulos da tecnologia CIGS, são apresentadas na tabela 21.

Tabela 21: Características térmicas dos módulos CIGS

Tecnologia CIGS			
Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Temp. nominal de operação da Célula	$T_N$ (NOTC)	45	°C
Coeficiente de temperatura $P_{nom}$	$\gamma$	-0,39	%/°C
Coeficiente de temperatura $V_{oc}$	$\beta_{V_{oc}}$	-170	mV/°C
Coeficiente de temperatura $I_{sc}$	$\alpha_{I_{sc}}$	0,1	mA/°C
Coeficiente de temperatura $V_{mpp}$	$\beta_{V_{mpp}}$	-140	mV/°C

Fonte: (Avancis GmbH & Co., 2014b)

O fabricante do módulo CIGS garante nos primeiros 10 anos o rendimento mínimo de 90 % da potência nominal do módulo e de 80 % até 20 anos (Avancis GmbH & Co., 2014b). As dimensões externas do referido módulo, excluindo bordo de montagem, é de 1,595 x 0,686 m.

O fator de preenchimento do módulo CIGS, obtido por meio da expressão 23, resultou no valor de  $FF_{CIGS} = 0,638177$ . Assim, sob as condições STC, o rendimento de cada módulo CIGS pode ser calculado através da equação 24, resultando o valor de  $\eta_{CIGS} = 10,95 \%$ .

O sistema com a tecnologia CIGS foi composto por 74 módulos através de uma topologia formada por duas associações ligadas ao inversor, sendo a primeira delas configurada através de um arranjo formado por 6 strings, onde cada um deles é composto por 9 módulos que, por sua vez, foram associados em paralelo, conforme ilustrado na Figura 107. A segunda associação foi composta por 21 módulos

constituindo 3 *strings* com 7 módulos que foram associados em paralelo. Os *strings* estabelecem suas conexões com os dispositivos de medição e proteção e são associados no interior da caixa de ligação e, seguidamente, são ligados ao inversor que converte a CC em CA trifásica entregando aos medidores de CA de onde segue para o barramento geral que está conectada à rede do Instituto que, por sua vez, está interligada a rede de média tensão da concessionária de energia elétrica.

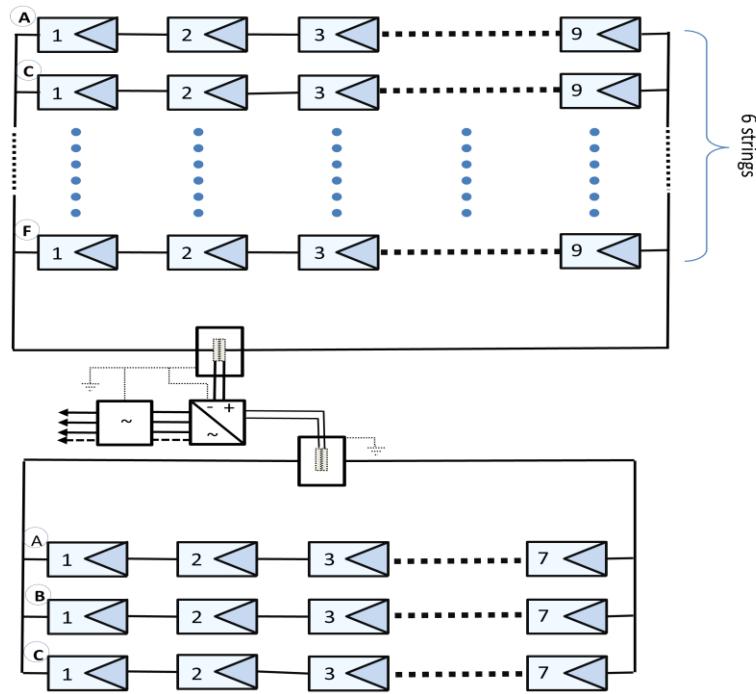


Figura 107: Esquema de ligação do array CIGS

Os valores resultantes da tensão em circuito aberto e da potência nominal do sistema obtido pelo arranjo dos módulos CIGS são apresentados na tabela 22.

Tabela 22: Características do array CIGS

Topologia - Tecnologia CIGS		
Descrição	Valor	Unidade
Módulos em série – string	9/7	un
Strings em paralelo	6/3	un
Tensão do arranjo	526,5/409,5	V
Potência do arranjo	8,8	kW
Ângulo de montagem	22,8	Grau

Fonte: baseado em (Avancis GmbH & Co., 2014b)

### 5.1.2.6 Características dos módulos e array CdTe (SF-280)

O desenvolvimento da pesquisa relativa à tecnologia CdTe foi realizado utilizando módulos fotovoltaicos de filme fino, modelo FS-280, produzidos pela First Solar, provido de 116 células em heterojunção simples com camada semicondutora tipo-p produzida com CdTe conjugada com a do tipo-n composta por sulfeto de cádmio (CdS). As células são encapsuladas com material laminado com vedação de borda, sendo protegidas contra a umidade por meio de selo butílico. Os módulos possuem dimensões externas de 1,2 m x 0,60m x 0,068 m e suas características elétricas, em STC e NOTC, são apresentadas nas tabelas 23 e 24, respectivamente.

Tabela 23: Características elétricas da tecnologia CdTe SF280 sob STC

Tecnologia CdTe			
Características elétricas	Símbolo	Valor	Unidade
Potência Nominal	$P_{\text{mpp}}$	80	W
Tolerância da potência nominal	$\Delta P_{\text{nom}}$	+/- 5	%
Tensão de circuito aberto	$V_{\text{oc}}$	94	V
Corrente de curto-circuito	$I_{\text{sc}}$	1,23	A
Tensão na potência máxima	$V_{\text{mpp}}$	71,2	V
Corrente na potência máxima	$I_{\text{mpp}}$	1,12	A
Corrente máxima reversa	$I_r$	2	A

Fonte: First Solar (2011)

Tabela 24: Características elétricas da tecnologia CdTe SF280 - NOTC

Tecnologia CdTe			
Características Elétricas	símbolo	Valor	Unidade
Potência nominal	$P_{\text{nom}}$	60	W
Tensão de circuito aberto	$V_{\text{oc}}$	85,1	V
Corrente de curto-circuito	$I_{\text{sc}}$	1	A
Tensão na potência máxima	$V_{\text{mpp}}$	66,8	V
Corrente na potência máxima	$I_{\text{mpp}}$	0,9	A

Fonte: First Solar (2011)

As características térmicas, expressas pelos coeficientes de temperatura de seus parâmetros elétricos de geração dos módulos da tecnologia CdTe são apresentadas na tabela 25.

Tabela 25: Características térmicas da tecnologia CdTe - SF280

Tecnologia CdTe			
Características térmicas	símbolo	Valor	Unid
Temp. nominal de operação da Célula	NOTC	45	°C
Coeficiente de temperatura de $P_{MPP}$	$\gamma$	-0,25	%/°C
Coeficiente de temperatura de $V_{oc}$	$\beta_{Voc}$	-0,25	mV/°C
Coeficiente de temperatura de $I_{sc}$	$\alpha_{Isc}$	+0,04	mA/°C
Coeficiente de temperatura de $V_{mpp}$	$\beta_{Vmpp}$		mV/°C

Fonte: First Solar (2011a)

Em função dos problemas ambientais que podem resultar após suas desativações, o fabricante dos módulos FS-280 possui um programa de coleta e reciclagem gerenciado pelo ciclo de vida do gerador, proporcionando aos proprietários, sem custo, de forma pré-financiada, o retorno dos módulos para reciclagem no fim de suas vidas úteis. A garantia de eficiência oferecida pelo produtor do módulo CdTe é de no mínimo 90% da potência nominal nos primeiros 10 anos e de 80 % durante os 25 anos após a aquisição (First Solar, 2011a).

O fator de preenchimento dos módulos de CdTe FS-280, obtido através da expressão 23, resulta no de valor de  $FF_{CdTe} = 0,69068$ . Deste modo o rendimento de cada módulo, calculado através da equação 24, sob as condições STC, resultou o valor  $\eta_{CdTe} = 11,09 \%$ .

A composição do sistema da tecnologia CdTe FS-280 foi obtida através da associação de 112 módulos configurados através do arranjo formado por 8 *strings* contendo cada um 14 módulos que, por sua vez, foram associados em paralelo na caixa de ligação dos *strings*, conforme ilustrado na figura 108. Os *strings* estabelecem suas conexões com os dispositivos de medição e proteção e as associações no interior da caixa de ligação e, seguidamente, são conectados ao inversor que converte a CC em CA trifásica e entrega aos medidores de CA de onde seguem para o barramento geral que está conectado à rede do *campus* que, por sua vez, interliga à rede de média tensão concessionária de energia elétrica.

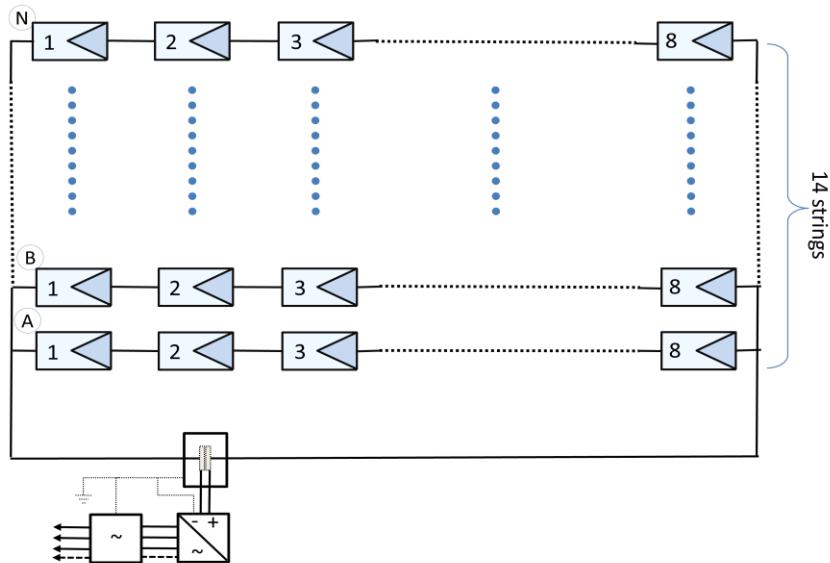


Figura 108: Esquema de ligação do array CdTe SF 280

Os valores resultantes da tensão em circuito aberto e da potência nominal do sistema obtido pelo arranjo dos módulos CdTe FS280 são apresentados na tabela 26.

Tabela 26: Características do array CdTe SF280

Topologia - Tecnologia CdTe		
Descrição	Valor	Unid.
Módulos em série- string	8	un
Strings em paralelo	14	un
Tensão do arranjo	732	V
Potência do arranjo	8,96	kWp
Ângulo de montagem	22,8	Grau

Fonte: baseado First Solar (2011a)

O sistema instalado no pátio de geração solar agrupa e conecta todos os arrays descritos anteriormente a um barramento geral que interliga o sistema através de um transformador para ajustar os valores de tensão trifásica a da rede do campus/concessionária.

### 5.1.2.7 Características dos módulos e array CdTe (FS-4110-2)

A pesquisa com os módulos CdTe FS-4110-2 é mais resumida, pois não ocorreu desde o início da pesquisa, ela teve lugar ao substituir os módulos CdTe FS-280. Esses módulos são também da tecnologia de filme fino, produzidos pela First Solar, constituído por 216 células em heterojunção simples com camada semicondutora tipo-p, produzida com CdTe conjugada com a do tipo-n composta CdS. As células são encapsuladas com material laminado com vedação de borda para proteção contra a umidade. Os módulos possuem dimensões externas de 1,2 m x 0,60m x 0,068 m e contam com cobertura frontal de vidro temperado com antirreflexo. As características elétricas dos módulos CdTe FS-4110 são apresentadas em STC e NOTC nas tabelas 27 e 28, respectivamente.

Tabela 27: Características elétricas da tecnologia CdTe FS-4110 sob STC

Tecnologia CdTe			
Características elétricas	Símbolo	Valor	Unidade
Potência Nominal	$P_{\text{mpp}}$	110	W
Tolerância da potência nominal	$\Delta P_{\text{nom}}$	+/- 5	%
Tensão de circuito aberto	$V_{\text{oc}}$	87,2	V
Corrente de curto-circuito	$I_{\text{sc}}$	1,75	A
Tensão na potência máxima	$V_{\text{mpp}}$	69,4	V
Corrente na potência máxima	$I_{\text{mpp}}$	1,59	A
Corrente máxima reversa	$I_r$	4	A

Fonte: (First Solar, 2015)

Tabela 28: Características elétricas da tecnologia CdTe FS-4110 sob NOTC

Tecnologia CdTe			
Características elétricas	Símbolo	Valor	Unidade
Potência nominal	$P_{\text{nom}}$	82	W
Tensão de circuito aberto	$V_{\text{oc}}$	82,1	V
Corrente de curto-circuito	$I_{\text{sc}}$	1,41	A
Tensão na potência máxima	$V_{\text{mpp}}$	64,1	V
Corrente na potência máxima	$I_{\text{mpp}}$	1,28	A

Fonte (First Solar, 2015)

As características térmicas expressas pelos coeficientes de temperatura dos parâmetros elétricos de geração dos módulos da tecnologia CdTe são apresentadas na tabela 29.

Tabela 29: Características térmicas da tecnologia CdTe - FS-4110-2

Tecnologia CdTe			
Características térmicas	símbolo	Valor	Unidade
Temp. nominal de operação da Célula	NOTC	45	°C
Coeficiente de temperatura de $P_{MPP}$	$\gamma$	-0,34	%/°C
Coeficiente de temperatura de $V_{oc}$	$\beta_{V_{oc}}$	-0,39	mV/°C
Coeficiente de temperatura de $I_{sc}$	$\alpha_{I_{sc}}$	+0,04	mA/°C

Fonte: (First Solar, 2015)

Em função dos problemas ambientais que podem resultar após suas desativações, o fabricante dos módulos FS-4110 possui um programa de coleta e reciclagem gerenciado pelo ciclo de vida do gerador, proporcionando sem custo aos proprietários, de forma pré-financiada, o retorno dos módulos para reciclagem no fim de suas vidas úteis. A garantia de eficiência oferecida pelo produtor é de no mínimo 90% da potência nominal nos primeiros 10 anos e de 80 % durante os 25 anos após a aquisição (First Solar, 2011a).

O fator de preenchimento dos módulos de CdTe FS-4110, obtido através da expressão 23, resulta no valor de  $FF_{CdTe} = 0,7231$ . De tal modo o rendimento de cada módulo, calculado através da equação 24, sob as condições STC, resultou o valor de  $\eta_{CdTe} = 15,32 \%$ .

A composição do sistema da tecnologia CdTe FS-4110 foi obtida através da associação de 80 módulos configurados através do arranjo formado por 10 *strings* contendo cada um 8 módulos que, por sua vez, foram associados em paralelo na caixa de ligação dos *strings*, conforme ilustrado na Figura 109. Os terminais resultantes do arranjo foram conectados ao inversor que converte em CA trifásica a energia gerada pelos módulos em CC e, dessa forma, conecta o circuito resultante ao medidor e, posteriormente, ao barramento geral onde interliga com a rede de BT do campus e, consequentemente, a rede da concessionária de energia elétrica.

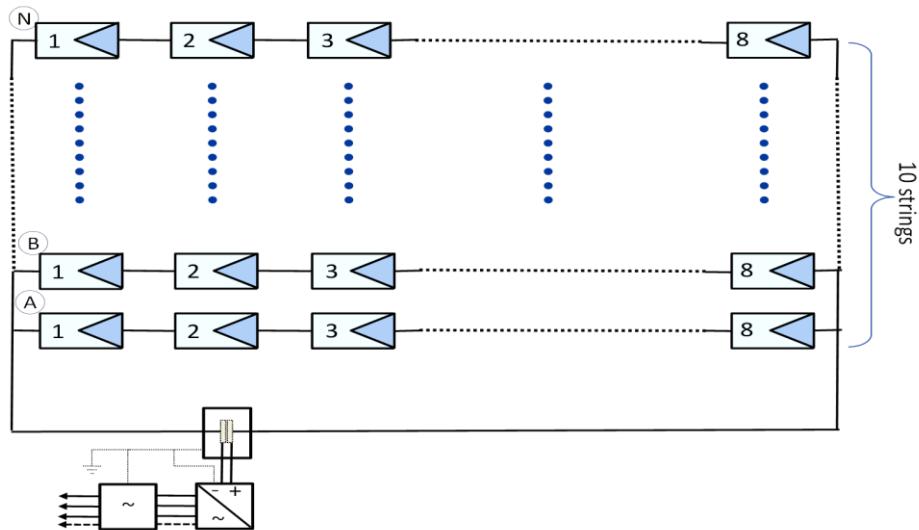


Figura 109: Esquema de ligação do array CdTe - FS-4110-2  
Fonte: Ilustração do autor

Os valores resultantes da tensão em circuito aberto e da potência nominal do sistema, obtido pelo arranjo dos módulos CdTe FS-4110-2, são apresentados na tabela 30.

Tabela 30: Características do array CdTe - FS-4110-2

Topologia - Tecnologia CdTe		
	Valor	Unid.
Módulos em série- string	8	un
Strings em paralelo	10	un
Tensão do arranjo	697,6	V
Potência do arranjo	8,80	kWp
Ângulo de montagem	22,8	Grau

Fonte: Elaboração própria, baseado First Solar (2011a)

#### 5.1.2.8 Composição e figuras de mérito do sistema FV

As principais características e figuras de mérito referente aos elementos e arrays de cada uma das tecnologias do sistema serão sintetizadas neste tópico de forma a facilitar a realização das análises e interpretação desta pesquisa.

Na tabela 31 estão apresentadas as descrições dos tipos e modelos dos módulos das tecnologias FV pesquisadas e seus respectivos fabricantes.

Tabela 31: Tipos, modelos e fabricantes dos módulos FV

Tecnologia	Modelo	Fabricante
1. a-Si (thin film)	DA100	Du Pont Apollo
2. a-Si/ $\mu$ Si (thin film -Tandem Junção)	DA142	Du Pont Apollo
3. p-Si	SF220-30-1P235L	Hanwha SolarOne
4. m-Si (n-type)	YL260C-30b	Yngli Green Energy
5. CIGS (thin film)	PowerMax® STRONG 120	AVANCIS GmbH & Co.
6. CdTe (thin film)	FS-280	First Solar

Fonte: (First Solar, 2011b; Du Pont Apollo Limited, 2012b; Hanwha Solarone Co. Ltd., 2012; Yngli Green Energy Holding Company, 2012; Du Pont Apollo Limited, 2013b; Avancis Gmbh & Co., 2014a)

Os arrays foram instalados em sistemas fixos, apoiados em estruturas contínuas tipo *racks* abertos, equipados com módulos descritos na tabela 31, com as superfícies voltadas para o Norte, inclinadas no ângulo da latitude local, possuindo afastamentos suficientes para não permitir sombreamentos recíprocos ou de objetos adjacentes que possam promover obstáculos à irradiação solar sobre os planos dos módulos. A figura 110 esboça o diagrama unifilar simplificado do sistema, com o conjunto de arrays das tecnologias estudadas interligados à rede do campus/concessionária de energia.

#### Sistema de Geração Fotovoltaica

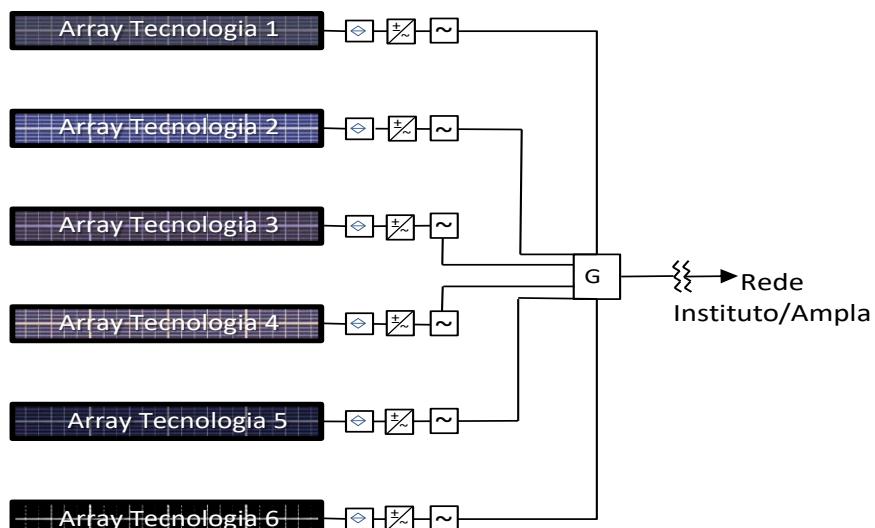


Figura 110: SFCR do IFF/Ampla-Enel

A tabela 32 sintetiza as características elétricas, sob condições STC, fornecidas pelos fabricantes e os valores calculados do FF, o rendimento dos módulos FV e as áreas das superfícies de cada um dos módulos das tecnologias estudadas.

Tabela 32: Características dimensionais, elétricas e figuras de mérito dos módulos FVs

	<b>Unid</b>	<b>a-Si</b>	<b>a-Si/<math>\mu</math>-Si</b>	<b>p-Si</b>	<b>m-Si</b>	<b>CIGS</b>	<b>CdTe FS280</b>	<b>*CdTe FS4110</b>
V <sub>oc</sub>	V	97	156.59	36.8	38.6	58.5	94	87,2
I <sub>sc</sub>	A	1.77	1.42	8.44	8.91	3.21	1.23	1,75
V <sub>mp</sub>	V	72	119.31	30.1	30.8	42.8	71.2	69,4
I <sub>mp</sub>	A	1.39	1.19	7.81	8.46	2.8	1.12	1,59
FF	-	0.60542	0.63852	0.757	0.76	0.6382	0.6897	0,7231
$\eta_{mod}$	%	6.4	9.63822	15.76	17.8	11.181	11.462	15.30
A <sub>mod</sub>	m <sup>2</sup>	1.473	1.473	1.491	1.460	1.072	0.696	0,72

Fonte: First Solar, 2011b; Du Pont Apollo Limited, 2012b; Hanwha Solarone Co. Ltd., 2012; Yngli Green Energy Holding Company, 2012; Du Pont Apollo Limited, 2013b; Avancis GmbH & Co., 2014a

A tabela 33 reúne as informações referentes as quantidades de módulos utilizados em cada arranjo das tecnologias FV estudadas, o número de *strings* de cada topologia que determinam o resultado da tensão em circuito aberto das associações de cada tecnologia em STC e ainda, apresenta a potência nominal de pico de cada uma das topologias e as dimensões dos módulos e área externa do arranjo.

Tabela 33: Características dos arrays FVs

<b>Característica/Tecnologia</b>	<b>Unid</b>	<b>p-Si</b>	<b>m-si</b>	<b>a-si</b>	<b>aSi/<math>\mu</math>Si</b>	<b>CdTe FS280</b>	<b>CdTe FS4110</b>	<b>CIGS</b>
Número de módulos	un	38	34	90	63	112	80	74
Potência nominal do modulo	W <sub>p</sub>	235	260	100	142	80	110	120
Potência do array	W <sub>p</sub>	8930	8840	9000	8946	8960	8800	8880
Módulos em série – string	un	19	17	5	3	8	8	9
Tensão do array V <sub>oc</sub>	V	699,2	656,2	485	468	732	6976,6	527
Comprimento modulo (ext)	m	1,552	1,652	1,409	1,409	1,2	1,200	1,595
Largura módulo (ext)	m	1,000	1,000	1,100	1,100	0,600	0,600	0,686
Área externa do array	m <sup>2</sup>	60,53	59,47	139,49	99,19	80,64	0,72	80,96

Fonte: elaboração própria com base nos data sheet dos fabricantes - (First Solar, 2011b;(First Solar, 2015) Du Pont Apollo Limited, 2012b; Hanwha Solarone Co. Ltd., 2012; Yngli Green Energy Holding Company, 2012; Du Pont Apollo Limited, 2013b; Avancis GmbH & Co., 2014a

### 5.1.2.9 Inversores

O emprego do inversor eletrônico tem fundamental importância nos SFCRs, embora sua função básica seja a de converter a energia elétrica gerada em corrente

contínua para alternada, na conexão à rede ele deve apresentar comportamento semelhante ao de uma fonte de corrente, de forma a injetar uma corrente elétrica senoidal com baixa distorção harmônica em perfeito sincronismo com a rede.

O inversor é o elemento central dos sistemas fotovoltaicos. Além de executar a conversão da energia elétrica em corrente contínua para corrente alternada, ele também é responsável pelo gerenciamento da energia entregue à rede e pelo seguimento do ponto de máxima potência (Prieb, 2012).

Os inversores instalados nos sistemas FV estudados promovem o sincronismo da conexão com a rede da distribuidora e cumprem outras funções de extrema importância no sistema, como as de controle e segurança do circuito, em especial a de proteger contra um possível “ilhamento”, para isso o inversor é munido com um sistema de desligamento automático de segurança denominado “anti-ilhamento”. O inversor utilizado tem ainda a função de promover o maior aproveitamento da energia gerada pelos módulos, garantindo a qualidade através do seguimento do ponto de máxima potência programado por meio de um algoritmo de *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), que busca processar com elevada eficiência e ainda promover a entrega nas condições adequadas à rede CA a que está conectada (Díez-Mediavilla *et al.*, 2013) sob uma constante supervisão garantindo que parâmetros como a tensão e a frequência se encontrem sempre nas faixas de operação.

O modelo dos inversores utilizados nos referidos nos arrays e sistema foi o FVI-10.0-OUTD-S, produzido pela POWER-ONE Aurora/ABB, suas características elétricas estão descritas na tabela 34. Esse modelo de inversor possui dois MPPTs independentes, suas curvas de eficiência estão apresentadas na figura 111 e, segundo a Power-One (2013), apresentam eficiência de até 97,8 %.

Tabela 34: Características elétricas do inversor

Corrente Contínua			Corrente Alternada		
Parâmetro	Valor	Unid.	Parâmetro	Valor	Unid.
$V_{CCmax}$	900	V	$V_{CA\ nom}$	400	V 3φ,3W+N+PE
$V_{CCMPP}$	200-850	V	$f_{nom}$	50	Hz
$V_{CCMPP,\ Full\ Power}$	300-750	V	$P_{CA\ nom\ (\cos\phi=1)}$	1000	W @ 55º C
$I_{cc\ Max}$	2 x 17	A	$P_{CA\ nom\ (\cos\phi=0.9)}$	1000	W @ 50º C
$I_{sc\ Max}$	2 x 22	A	$I_{CA\ Max}$	16.6	A

Fonte: Power-One (2013)

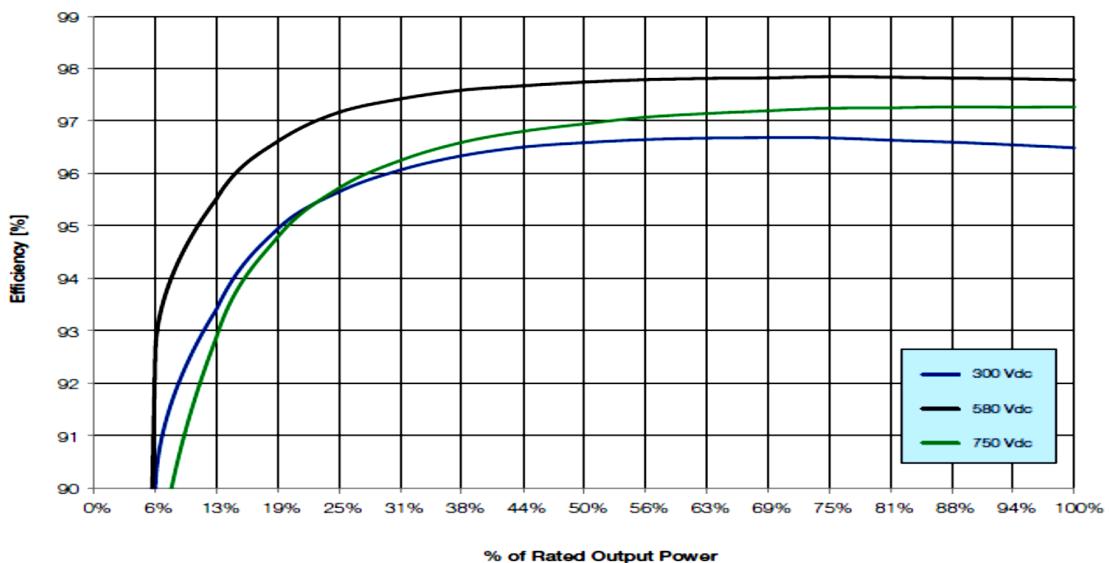


Figura 111: Curva de eficiência do Inversor FVI-10.0 TL-OUTD-S  
Fonte: Power-One (2013)

#### 5.1.2.10 Elementos das medições e registros dos dados

##### Analisador inteligente de energia

Nas medições das potências e outros parâmetros elétricos gerados foram utilizados os medidores analisadores inteligentes modulares de redes trifásico, *Smart Power Quality Analyzers* VMU5-96 com classe de precisão 0,2 de corrente e tensão, conforme ilustrado na Figura 112. O dispositivo permite o gerenciamento simultâneo de três portas com 8 saídas analógicas, 12 entradas digitais, 16 alarmes e porta serial (Modbus, Ethernet) (Carlos Gavazzi, 2011).



Figura 112: Analisador inteligente de energia WM5-96  
Fonte: Carlos Gavazzi (2011)

## Módulos e dispositivos registradores dos parâmetros dos *strings*

Cada uma das caixas de ligação dos *strings*, ilustrada na Figura 113, recebe os condutores oriundos de cada um dos *strings* de cada *array* das tecnologias estudadas, a caixa também abriga dispositivos denominados *Eos-Array* que executam medição e controle dos *strings* de forma dividida e independente com finalidade de melhorar a confiabilidade crítica de cada uma das tecnologias FV. Os conjuntos modulares *Eos-Array* objetivam controlar as instalações fotovoltaicas utilizando para isso uma unidade principal registradora de dados VMU-M e elementos controladores de *strings* tipo VMU-S. Além desses elementos, consta também na caixa de ligação, uma unidade de reforço isolamento VMU-1 que está ligada a cada conjunto em combinação com os módulos VMU, esse dispositivo permite melhorar o isolamento da tensão de entrada de medição para a terra a partir de 800VDC a 1000VDC (Carlos Gavazzi, 2011).



Figura 113: Caixa de ligação instalada de strings no Pátio geração FV  
Fonte: imagem do autor (2016)

As caixas de ligação também abrigam as unidades de proteção de fusíveis, uma fonte de alimentação comutada modular e proteção contra surtos DSB53.

## Célula Calibrada Compensada

Para estabelecer registros e comparativos das medições da irradiância foram empregados dispositivos designados como célula calibrada compensada, conforme ilustrada na Figura 114. Tal dispositivo é constituído por sensores que medem a irradiância solar, a temperatura da própria célula e a temperatura do ambiente, tornando possível promover compensação da temperatura da célula nos registros realizados (Artesa, 2013). Esses dispositivos foram instalados junto a alguns *arrays*

sob a inclinação *Plane of Array* (POA), como também fizeram parte do conjunto da estação solarimétrica.

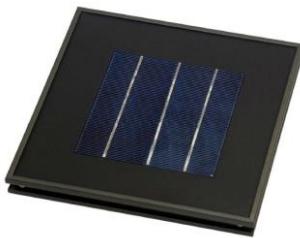


Figura 114: Célula calibrada compensada  
Fonte: Artesa (2013)

## Piranômetros

Na instalação do pátio fotovoltaico foram utilizados alguns piranômetros, um do tipo CMP11, produzido pela Kipp & Zonen, ilustrado na Figura 115a, que tem seu princípio de funcionamento baseado na detecção térmica passiva, conhecida como termopilha<sup>21</sup>, classe de exatidão de 0,2 % (Kipp & Zonen, 2016), sendo posicionados conforme a indicação nº 2 da Figura 116 permitindo coletar os dados de Irradiância Global Horizontal e a Irradiância POA. Outro tipo de piranômetro, modelo SPN1, ilustrado na Figura 115b, posicionado conforme a indicação nº 3 da Figura 116, integra a estação solarimétrica, esse dispositivo caracteriza-se por possuir uma matriz composta de sete mini sensores tipo termopilha e um padrão de sombreamento gerado por computador para obter os valores as Irradiâncias Global e Difusa. Os registros dessas variáveis solares, obtidas pelo piranômetro SPN1, permitem que sejam processados os valores da Irradiância Direta pela subtração dos valores da Irradiância Difusa da Irradiância Global (Delta-T Devices Ltd, 2016).



Figura 115: a) Piranômetro CMP; b) Piranômetro SPN1  
Fonte: a- (Kipp & Zonen, 2016); b- (Delta-T Devices Ltd, 2016)

<sup>21</sup> Os piranômetros que funcionam com o princípio da termopilha que responde à energia total absorvida pelo revestimento de superfície preta que é espectralmente não seletiva de coloração, e de aquecimento. O calor pela irradiação gerado flui através de uma resistência térmica para o dissipador de calor (o corpo piranometer). A diferença de temperatura entre a resistência térmica do detector de tensão torna-se uma função linear da radiação solar absorvida (Kipp & Zonen, 2016).

## Outros sensores e registradores

Além dos componentes anteriormente citados, a estação conta ainda com diversos instrumentos e sensores que estão descritos a seguir: anemômetro ultrassônico destinado a coletar os dados instantâneos relativos a velocidade e posicionamento do vento; termo higrômetro que é responsável pelas medições de temperatura ambiente e umidade; pluviômetro destinado a coletar os dados pluviométricos, respectivamente ilustrados nas indicações 4, 5 e 6 da Figura 116 e; um sensor barométrico para coletar os registros da pressão atmosférica. Foram instalados na parte posterior dos módulos de cada *array* das tecnologias FV sondas com sensores de temperatura destinadas a registrar os valores da variável dos módulos FV.

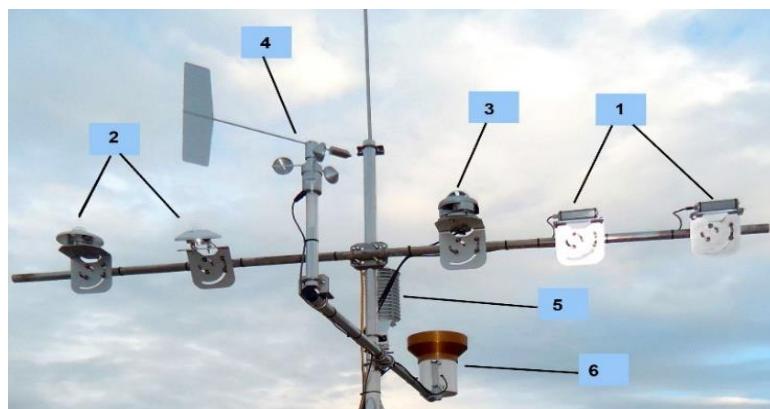


Figura 116: Componentes da estação solarimétrica do pátio FV  
Fonte: Ilustração do autor

## Registrador de Dados

Os dados das medições elétricas foram centralizados no Registrador de Dados de Medição e Controle - *Datalogger CR1000* Campbell Scientific, sincronizados com dados climatológicos e solarimétricos que, possuindo inteligência de roteamento distribuída para avaliar continuamente de forma automática a alternância dos links para uma rota de backup (Scientific, 2014), possibilitaram o armazenamento local e a transmissão dos dado coletados através de um protocolo próprio, via Internet. A configuração permitiu registrar e disponibilizar os dados coletados a cada segundo, como também integralizá-los por minuto. Os dados de todas as variáveis puderam ser monitorados a distância, utilizando as ferramentas programadas de exibição através de um supervisório desenvolvido especificamente para tais acompanhamentos.

## 5.2 INFLUÊNCIA DAS VARIÁVEIS AMBIENTAIS NA GERAÇÃO FV

Diferentes gráficos de dispersão foram plotados objetivando averiguar, de forma preliminar, possíveis correlações entre as performances e produções das tecnologias FV com as variáveis independentes ambientais de forma a selecionar as que demonstrassem possibilidade contribuir como explanatória nos modelos de estimativas energéticas FV.

Para estabelecer coerência com a produção fotovoltaica, os gráficos empregaram dados das variáveis nos períodos com a presença da luz solar.

### 5.2.1 Velocidade do vento

Os gráficos de dispersão da Figura 117 delineiam a relação entre a velocidade do vento versus a potência gerada pelos arrays das tecnologias a-Si, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe FS-280. Pelas dispersões apresentadas em cada um dos gráficos não é possível afirmar que possa ocorrer dependência das variáveis potências geradas pelos arrays das tecnologias com a variável velocidade do vento no ambiente do estudo.

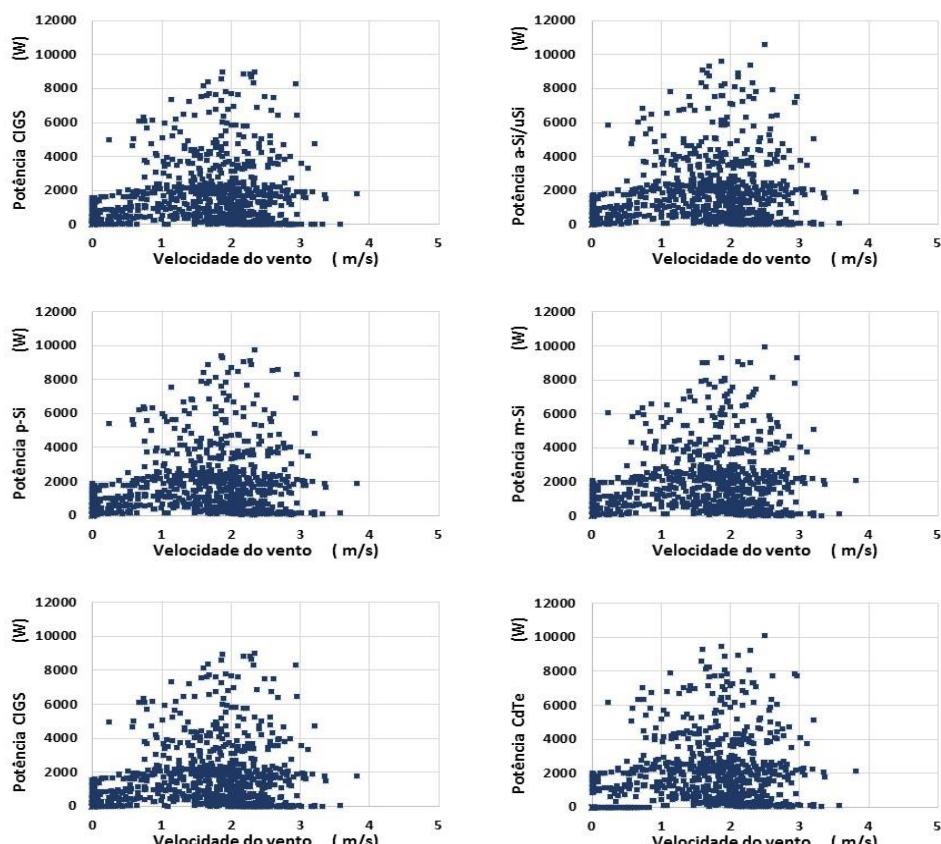


Figura 117: Potência a-Si; a-Si/ $\mu$ Si; p-Si; m-Si; CIGS e CdTe x Veloc. do vento

Os gráficos esboçados na Figura 118 relacionam as energias geradas pelos arrays das tecnologias a-Si, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe com a velocidade média diária do vento durante o período compreendido de novembro de 2015 a outubro de 2016. Pelas dispersões observadas nos citados gráficos não é possível afirmar que ocorre dependência das energias geradas pelos arrays das tecnologias a-Si; a-Si/ $\mu$ Si; p-Si; m-Si; CIGS e CdTe, com velocidade do vento da região do estudo.

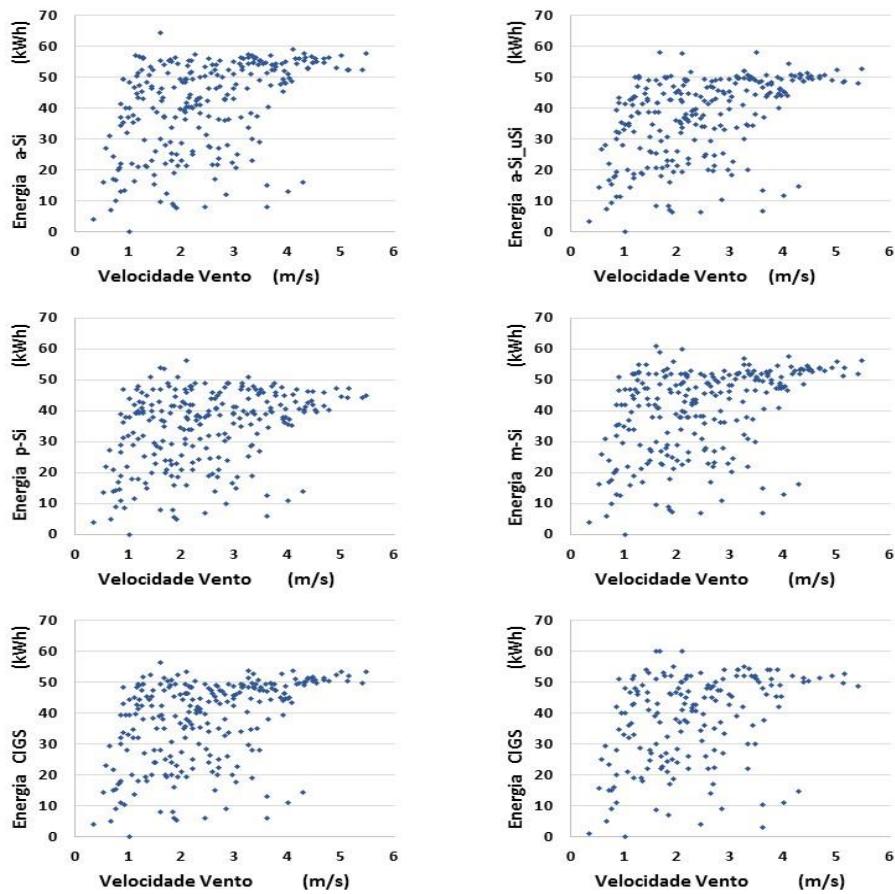


Figura 118: Energia a-Si; a-Si/ $\mu$ Si; p-Si; m-Si; CIGS e CdTe x Veloc. do vento média diária

Alguns padrões utilizam a velocidade do vento nas classificações fotovoltaicas, a exemplo da referência PTC que aponta valor da velocidade do vento de 1 m/s nos ensaios de dispositivos FV. Entretanto foi constatado que a ocorrência da referida velocidade do vento é pouco frequente na região para que seja adotada como um padrão, tal afirmação pode ser observada pelo revelado no histograma da

A figura 119 ilustra a frequência versus as classes da velocidade do vento obtidas nas amostras coletadas em campo, em 2016, na região do estudo. A rara ocorrência do referido valor da velocidade do vento também foi demonstrada na pesquisa de campo realizada nos laboratórios da NREL, Colorado, EUA produzida por (Myers, 2009).

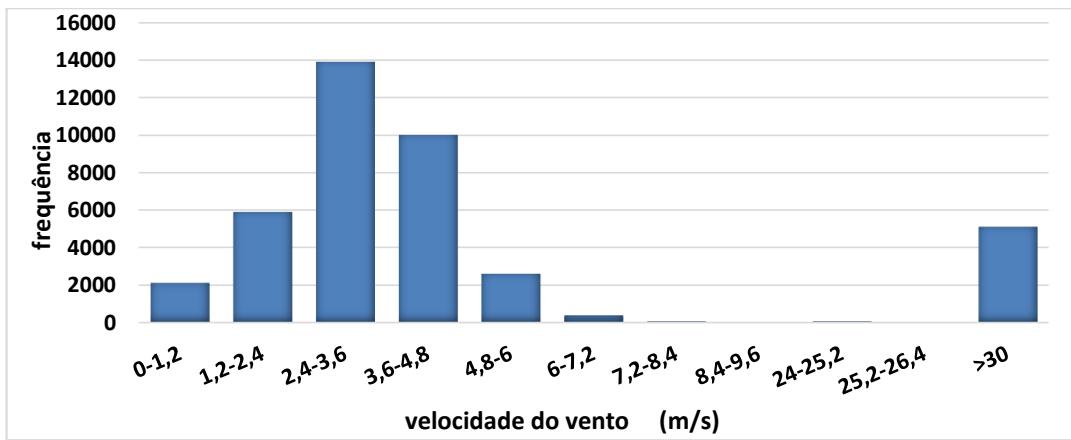


Figura 119: Histograma - velocidade do vento – 4 estações 2016

### 5.2.2 Umidade relativa

A variável umidade relativa estabelece a relação entre a pressão parcial da água contida no ar e a pressão de vapor da água sob temperatura do ar ambiente, ou seja, expressa em valores percentuais a razão estabelecida entre a umidade absoluta, ou a quantidade de água no ar do ambiente, e a máxima que poderia ocorrer (na saturação) na mesma referência de temperatura. Esses valores podem influenciar o meio onde se dá o transcurso da luz na atmosfera e, embora a literatura especializada assinale que a variação da umidade relativa produz efeito insignificante no desempenho da célula fotovoltaica (Mekhilef *et al.*, 2012).

O transcurso da radiação solar na atmosfera, como já apontado neste trabalho, considera os valores da massa ar igual 1.5, conforme a *American Society*, considerando as latitudes médias na superfície da Terra (Villalva e Gazoli, 2012). Conforme descrito em 2.1.1.2.1, a radiação solar também pode sofrer influência da turbidez atmosférica.

Pelas análises do gráfico apresentado na Figura 120, onde se encontram ilustrados as relação entre as energias produzidas pelos arrays das tecnologias a-Si; a-Si/ $\mu$ Si; p-Si; m-Si; CIGS e CdTe versus a média diária da umidade relativa local, coletadas no período de fevereiro a junho de 2016, observa-se pelo grau de dispersão apresentado, não existir possibilidade de ocorrer dependência entre as variáveis energias produzidas pelas tecnologias com a variável umidade relativa do ar média diária do local de estudo no período analisado.

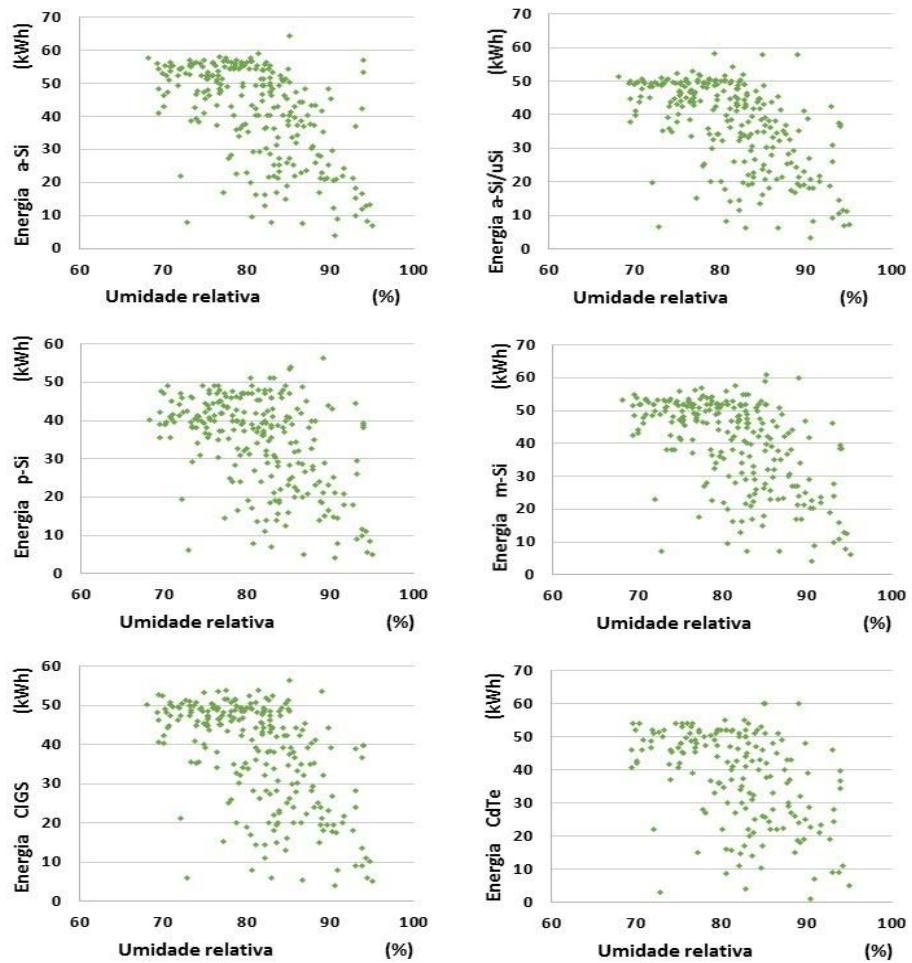


Figura 120: Energia a-Si; a-Si/μSi; p-Si; m-Si; CIGS e CdTe x Umid. relativa média diária

Os gráficos ilustrados na Figura 121 relacionam as variáveis potências geradas pelos arrays das tecnologias a-Si, a-Si/μSi, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe FS-280 e a umidade relativa do ambiente de estudo no período de um dia típico, coletados em 30/11/2015. As dispersões observadas nos gráficos revelam não existir possibilidade de ocorrer dependência entre as variáveis potências geradas pelas referidas tecnologias com a variável umidade relativa do ar.

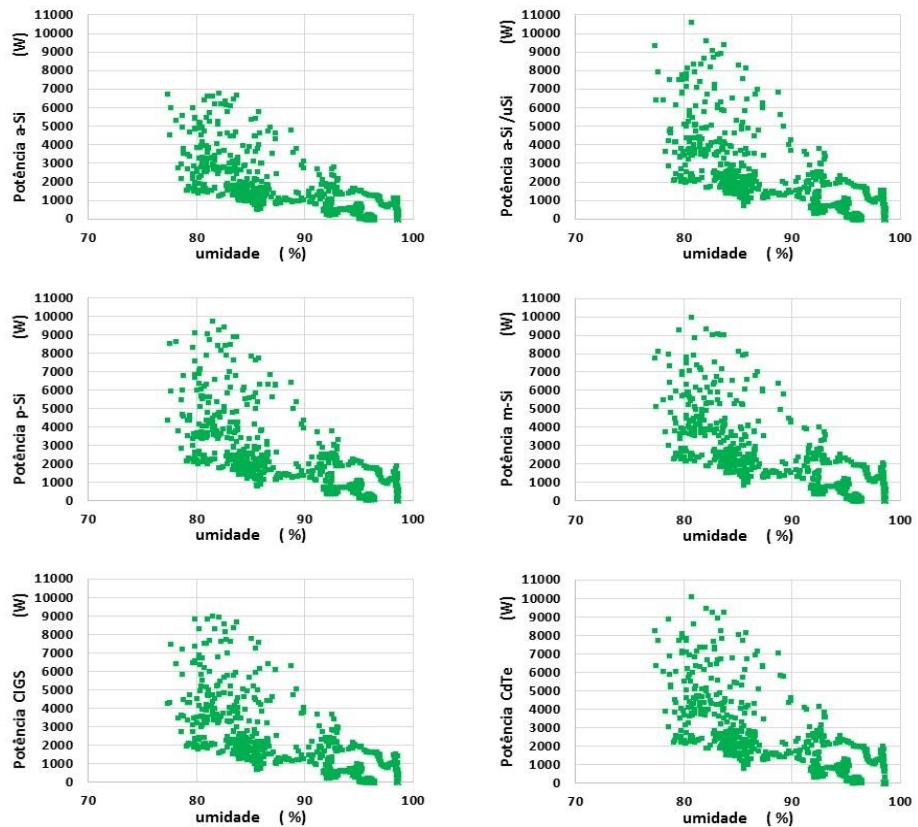


Figura 121: Potência - a-Si; a-Si/μSi; p-Si; m-Si; CIGS e CdTe x Umid. relativa do ar

A Figura 122 apresenta um gráfico que exemplifica a ocorrência de baixa dispersão no relacionamento entre a umidade e a temperatura ambiente em um dia típico no local de estudo, com dados do dia 30/11/2015, revelando a possível existência de uma forte associação entre a umidade e a temperatura ambiente. Dessa forma a variável umidade relativa do ar não foi aplicada no desenvolvimento dos modelos posto que não deve ocorrer colinearidade entre as variáveis explicativas no modelo, já que a temperatura ambiente foi utilizada como variável explicativa nos modelos analisados.

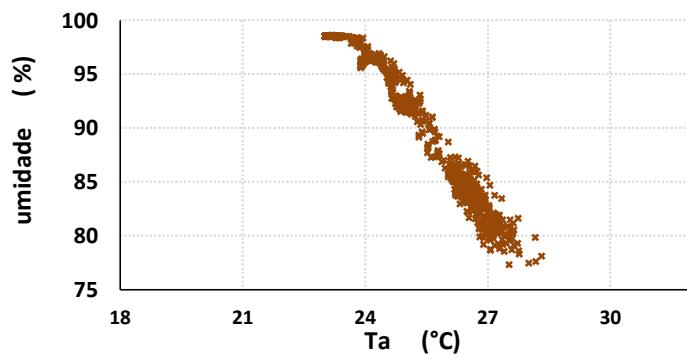


Figura 122: Temperatura ambiente e umidade relativa - dia típico

### 5.2.3 Pressão atmosférica

Outra variável ambiental que nas análises gráficas não apresentou evidências de existir dependência das energias geradas pelas tecnologias foi a pressão atmosférica. Conforme pode ser visualizado nos gráficos da Figura 123 não se pode afirmar que exista possibilidade que as variáveis energias geradas pelos arrays das tecnologias a-Si, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe FS-280 sejam dependentes da variável pressão atmosférica média diária, sob os dados coletados na região no período de novembro de 2015 a outubro de 2016.

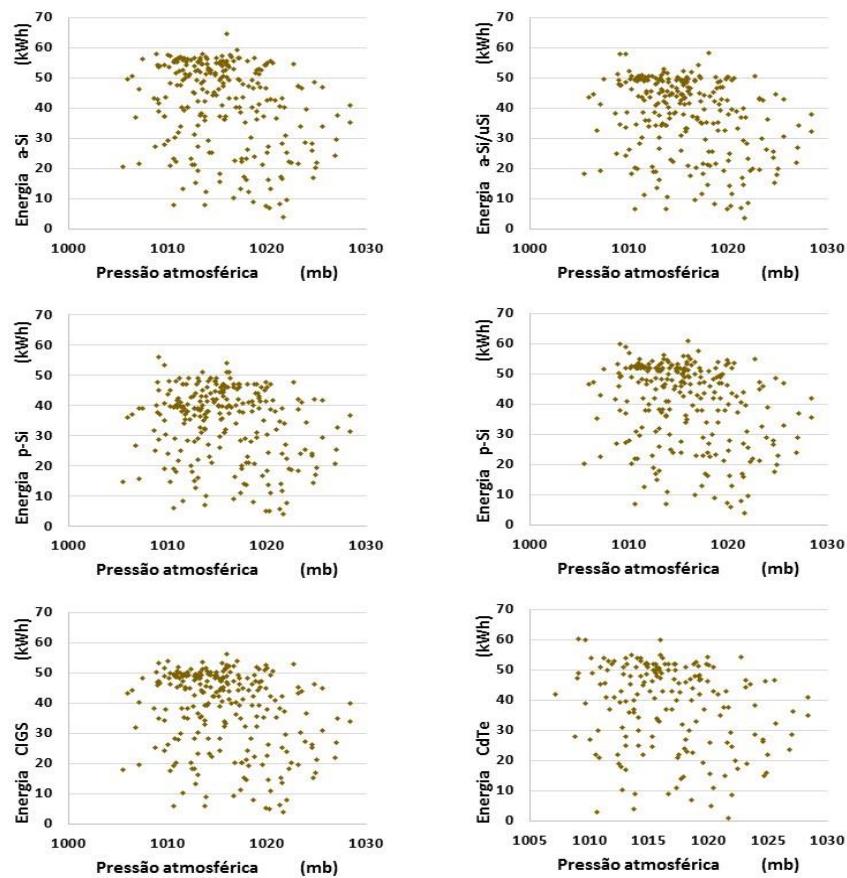


Figura 123: Energia - a-Si, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe x pressão atm. média diária

Os gráficos apresentados na Figura 124 ilustram os relacionamentos das potências geradas pelos arrays a-Si, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe versus a pressão atmosférica no ambiente do estudo, durante o período do dia 30 de novembro de 2015. Pelo que se observa na dispersão apresentada nos citados gráficos, não se evidencia ser possível existir dependência das variáveis potências dos arrays com a variável pressão atmosférica.

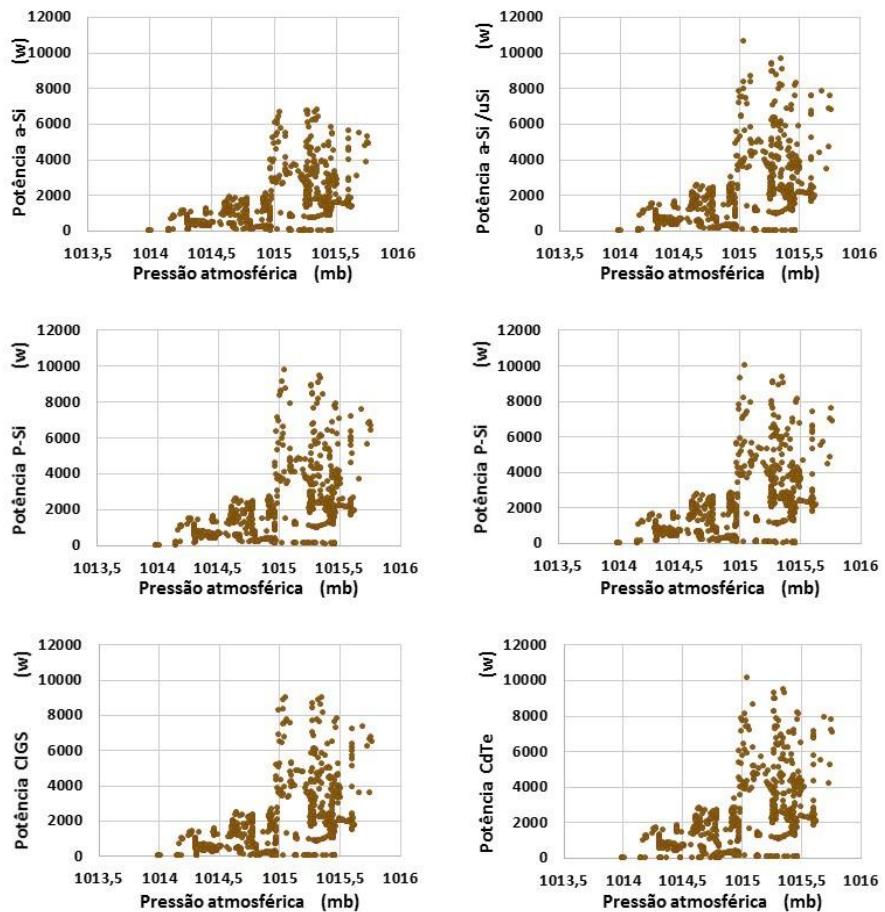


Figura 124: Potência- a-Si; a-Si/ $\mu$ Si; p-Si; m-Si; CIGS e CdTe x Pressão atm. 30/11/2015.

#### 5.2.4 Temperatura ambiente

Como já mencionado nesse estudo, a temperatura de operação desempenha um papel chave no processo de conversão de energia fotovoltaica e que o desempenho da célula FV reduz a medida que se eleva a temperatura como resultado do aumento das taxas de recombinação dos portadores internos (Dubey *et al.*, 2013). Como a temperatura da célula FV, em condições normais de operação, está relacionada com a temperatura ambiente e a variação da temperatura afeta muito pouco a corrente de curto circuito mas reduz bastante a tensão de circuito aberto (Zilles *et al.*, 2012a), o efeito da temperatura sobre tensão é muito mais significativo do que sobre a corrente de curto circuito.

O gráficos da figura 125 revelam os comportamentos das temperaturas de operação dos módulos fotovoltaicos das tecnologias FV em campo, durante um dia de verão, sendo possível observar que a temperatura ambiente atingiu valor máximo de 36,14 °C, enquanto as temperaturas dos módulos atingem faixas de valores bastante elevados, superiores a 81 °C.

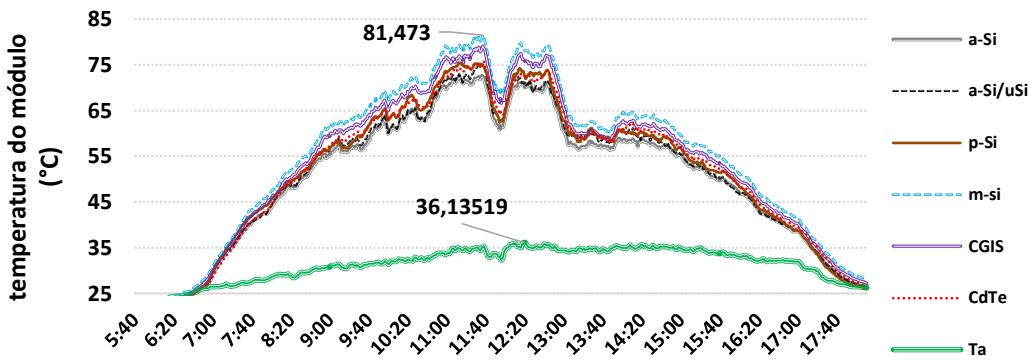


Figura 125: Temperatura ambiente e temperatura dos módulos FV 28/02/2016

Os gráficos das Figura 126 ilustram a relação entre a temperatura ambiente e a potência gerada pelos arrays das tecnologias a-S, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe FS-280 no decorrer do dia 30/11/2015. As baixa dispersões apresentadas nos gráficos revelam a possibilidade de haver dependências das potências geradas pelos arrays PV com a variável temperatura ambiente. Isso confirma, como apontado na literatura, a importância de incluir da temperatura ambiente como variável explanatória nos modelos de predição energética FV (Huld *et al.*, 2013; Rus-Casas *et al.*, 2014).

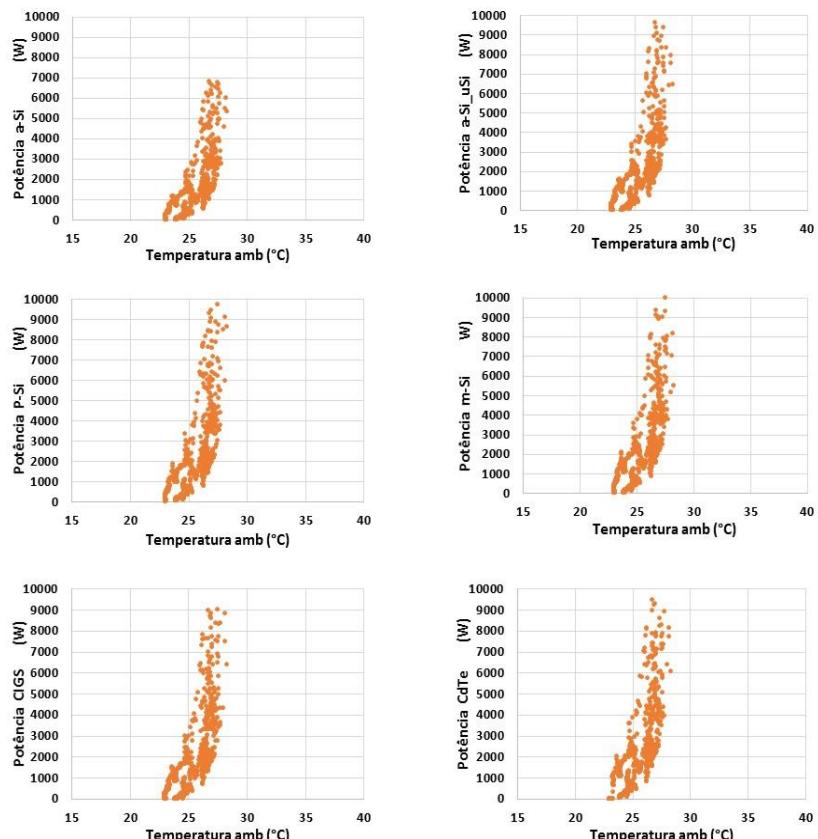


Figura 126: Potência - a-S, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe x Temperatura ambiente

Os gráficos da figura 127 relacionam as energias geradas pelos arrays das tecnologias a-Si, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe FS-280 com a temperatura média diária no decorrer do período de novembro de 2015 outubro de 2016. Pelas análises efetuadas nas dispersões apresentadas nos referidos gráficos observa-se que é possível ocorrer fracas dependências das energias geradas pelos arrays das citadas tecnologias com a variável temperatura média ambiente. A literatura tem registrado tanto a utilização da variável temperatura média como a máxima diária em modelos de predição da produção FV (Aste et al., 2013; Rus-Casas et al., 2014).

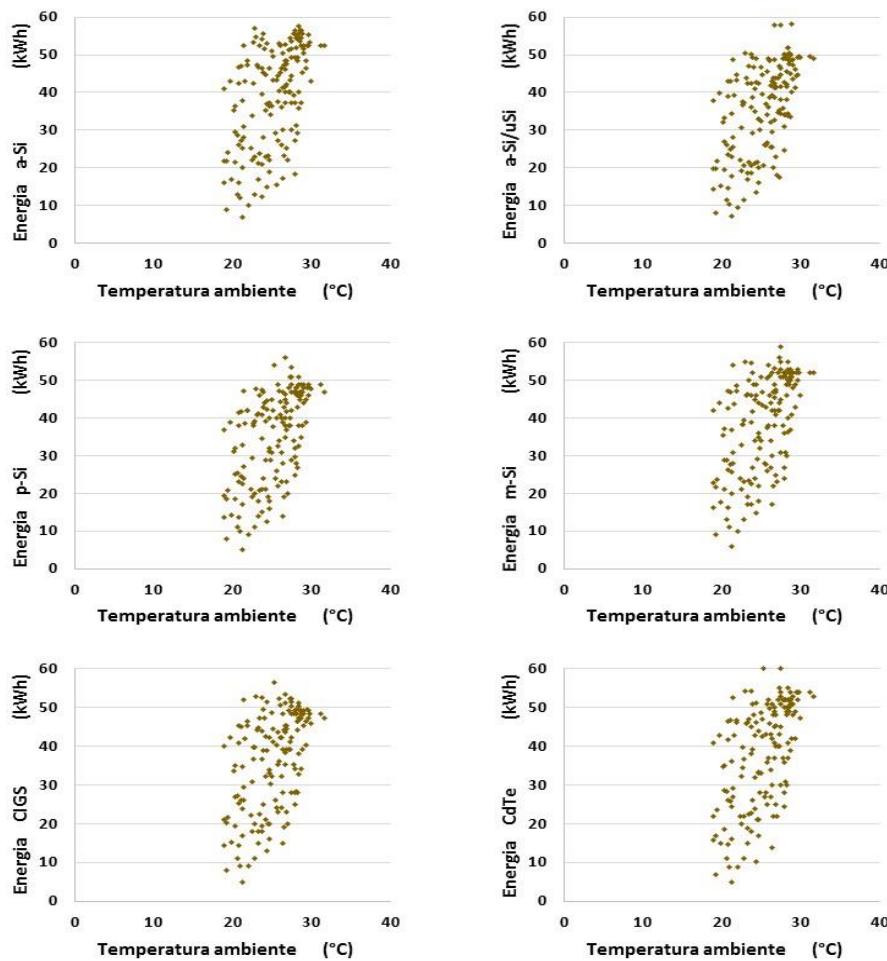


Figura 127: Energia - a-Si, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe x Temp. amb. média diária

### 5.2.5 Irradiação e Irradiância

Nas análises do gráficos relativos a irradiância incidente sob o ângulo dos módulos, expresso na figura 128 com dados de um dia típico, obtidos em 28/02/2016, apontaram a existência de baixas dispersões nos relacionamentos entre as variáveis o que demonstrou a possibilidade de existir dependências das variáveis potências dos

arrays das tecnologias a-Si, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe FS-280 com a irradiância POA.

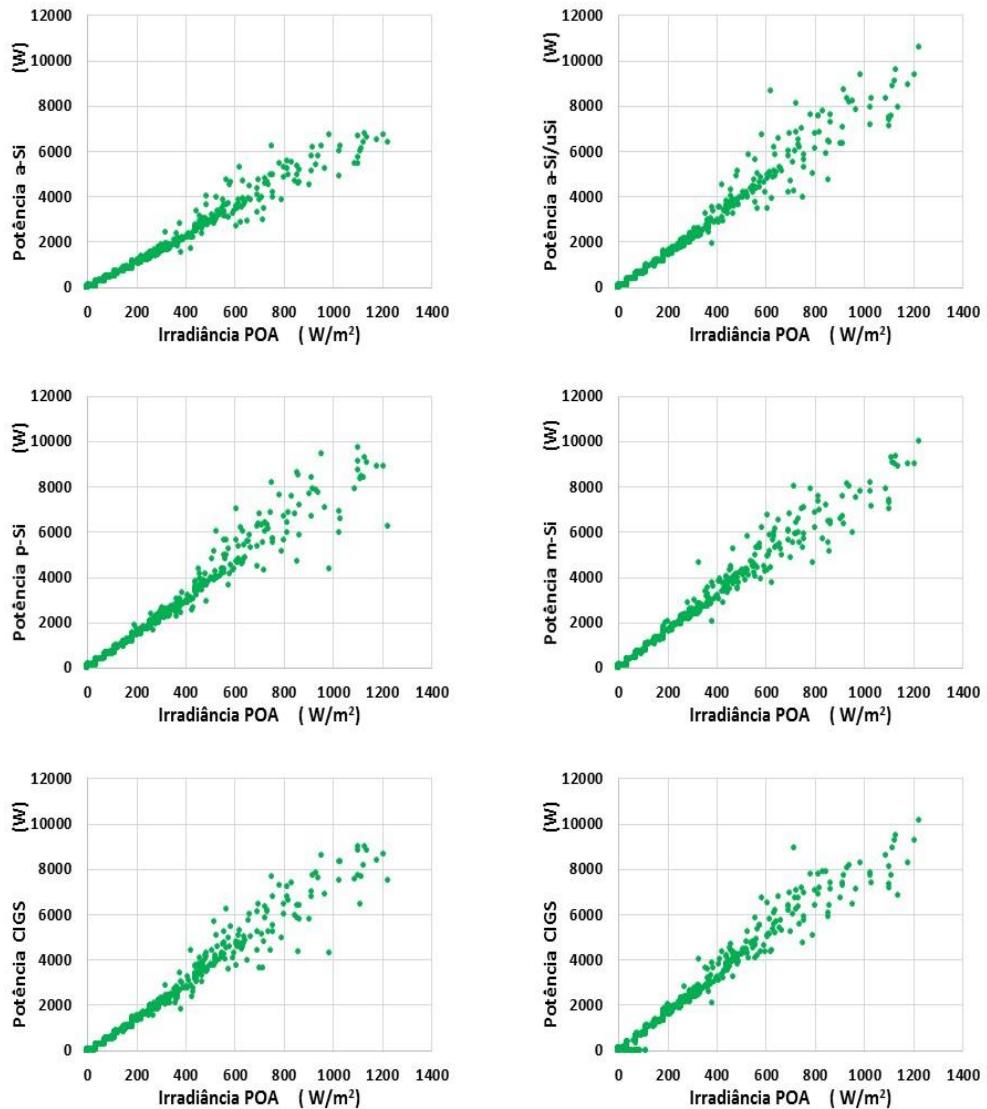


figura 128: Potência - array a-Si, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe x Irradiância POA

Os gráficos da figura 129 apresentam as produções das tecnologias a-Si, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe FS-280 versus a irradiação diária POA no decorrer do período de novembro de 2015 a outubro 2016. As baixas dispersões de seus pontos revelam que as energias geradas pelos arrays podem ser dependentes da variável irradiação POA.

A literatura tem revelado o emprego das variáveis independentes irradiação e irradiância POA, respectivamente, em modelos de predição de produção de energia e da potência FV (Myers, 2009; Aste *et al.*, 2013; Rus-Casas *et al.*, 2014).

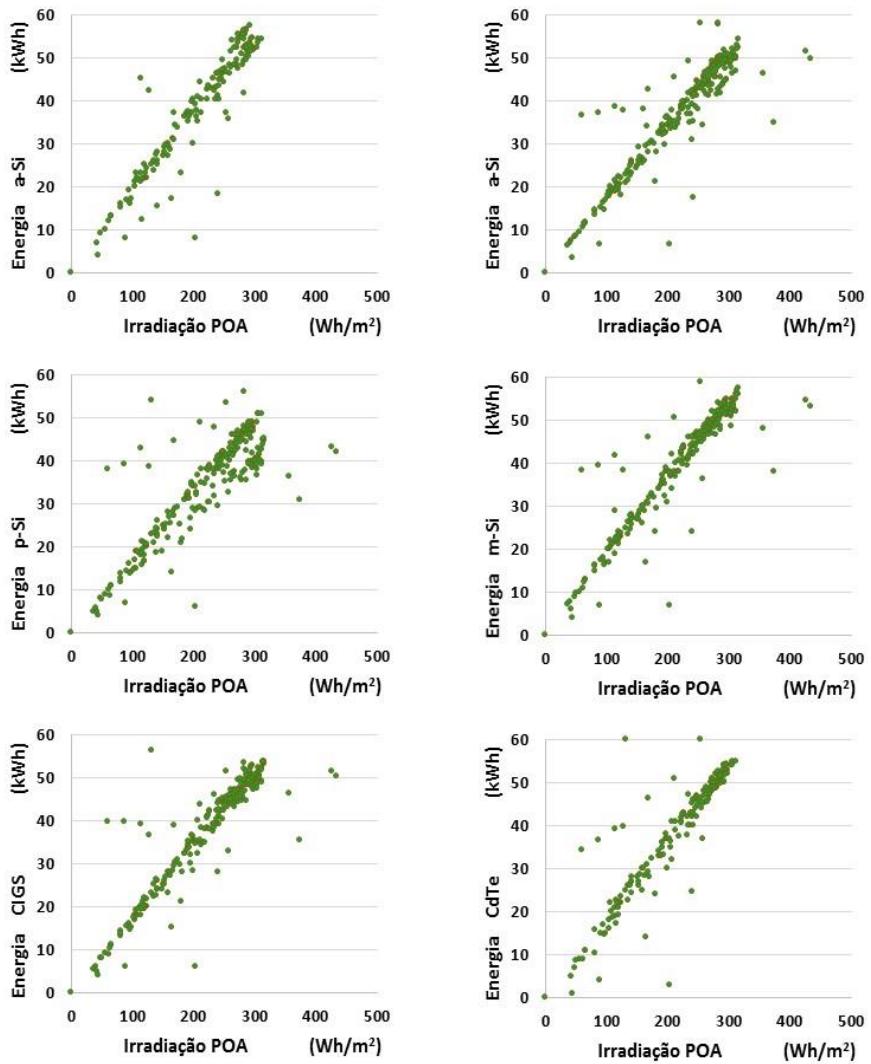


Figura 129: Energia - a-Si, a-Si/μSi, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe x Irradiação POA

Na Figura 130 se encontra ilustrado o gráfico que revela o comportamento da Irradiância POA e da potência gerada no array da tecnologia m-Si no decorrer dos dias 01 e 02 de dezembro, sendo possível observar que no dia 01/12 os valores relativos potência FV gerada seguem as variações dos valores da irradiância POA que se desenvolve de acordo com participação da componente difusa conforme ilustrado na figura 131, enquanto no dia 02/12 há uma participação um pouco maior da componente direta na potência gerada pela tecnologia m-Si.

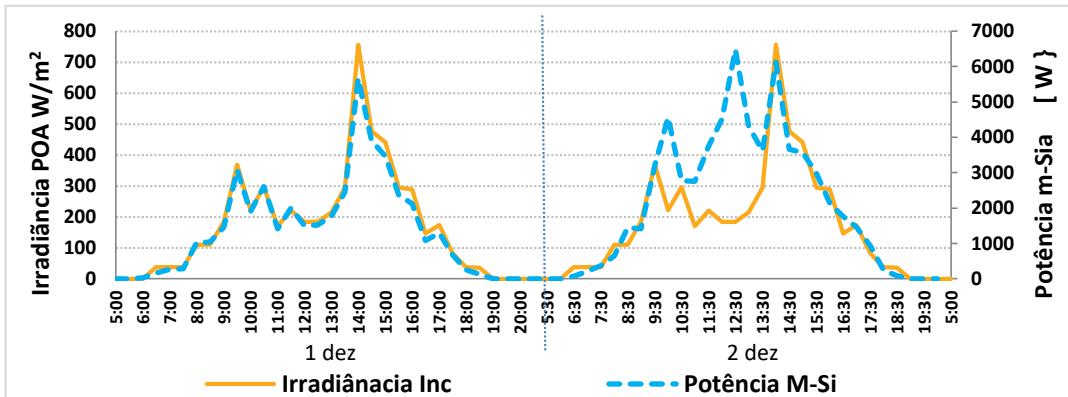


Figura 130: Irradiância POA e Potência gerada no array m-Si - 01 a 02/12/ 2015

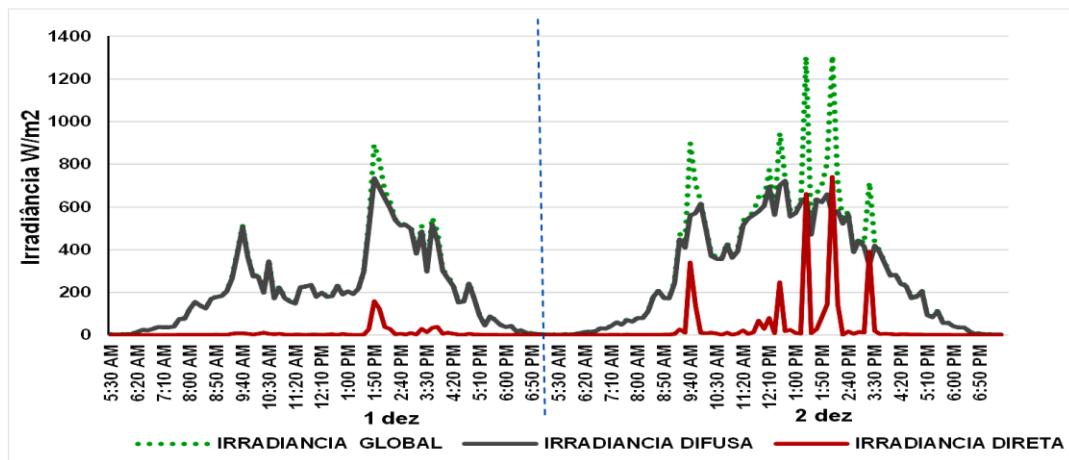


Figura 131: Irradiância - Componentes Global, Difusa e Direta - 01 a 02/12/ 2015

O gráfico ilustrado na Figura 132 revela a curva da variação da irradiância POA e da geração instantânea dos arrays das tecnologias p-Si, m-Si e pSi no decorrer dos dias 02 e 03 de abril de 2016, onde pode ser observado que as curvas da potências geradas pela três tecnologias acompanham durante todo período o desenvolvimento da curva da irradiância.

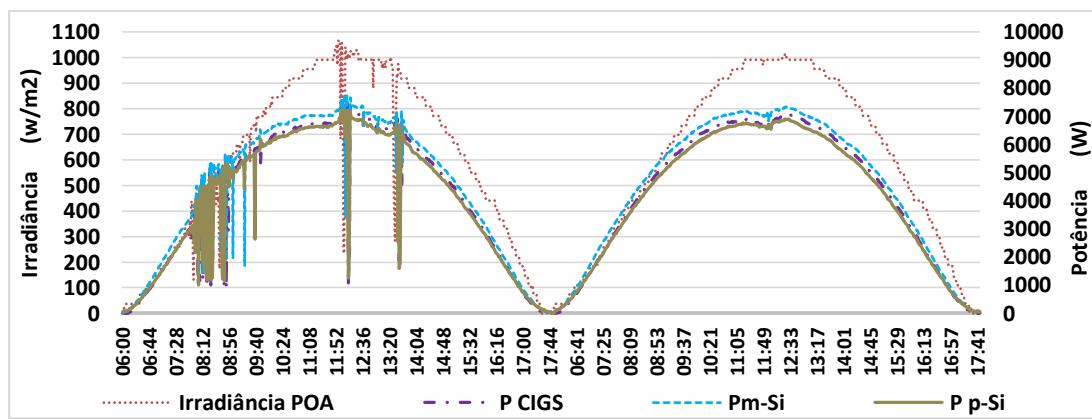


Figura 132: Irradiância POA, Potência - CIGS, p-Si e m-Si - 02 e 03/04/2016

O comportamento da temperatura ambiente e da irradiação POA durante o período 01 a 05 de dezembro de 2015, na região do estudo, incluindo os horário sem luz solar, estão ilustrados no gráfico na Figura 133. É possível perceber que no dia 02 de dezembro há registros de irradiação superiores 1300 W/m<sup>2</sup>, tais valores podem ser atribuídos a ampliações ópticas da refração da luz produzidos por efeitos borda de nuvens que por alguns momentos projetam valores mais elevados de irradiação sobre os módulos FV (Shibata *et al.*, 2015). As rápidas variações da irradiação provocadas pelos efeitos de borda ou pela velocidade de deslocamento das nuvens promovem o efeito denominado “solar ramp” (Mills, 2010). Uma vez que a potência gerada pelos módulos fotovoltaicos reage rapidamente a mudanças da irradiação solar isso pode trazer algumas consequências ao funcionamento do sistema, tais como: problemas para os inversores no segmento do MPPT; queima de fusíveis dos strings; dentre outros.

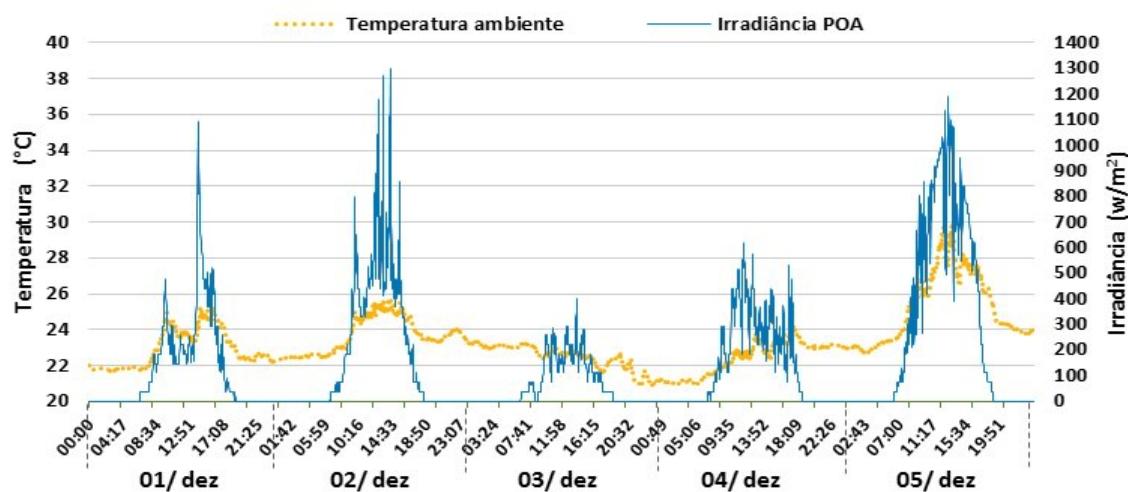


Figura 133: Temperatura ambiente e Irradiância direta - 01 a 05/12/2015

O gráfico da Figura 134 apresenta o comportamento da razão  $\eta/\eta_R$  relacionada com variação da temperatura de operação dos módulos FV ( $T_{mod}$ ) das tecnologias estudadas descritas na Tabela 31, onde  $\eta$  representa o rendimento instantâneo do módulo e  $\eta_R$  o rendimento nominal em STC, obtidos da através da equação 47. Os valores de  $\eta$  e  $T_{mod}$  foram obtidos nas medições realizadas em campo relativos a Irradiâncias com valores a partir de 800 W/m<sup>2</sup>. Como mostra a Figura 134, os rendimentos de todas as tecnologias reduzem a medida que os valores das temperaturas dos seus módulos se elevam, isso indica que existe influência da temperatura sobre a produção fotovoltaica, bem como aponta para a relevância de sua inclusão na composição do modelo preditor de suas performances, o que vai ao

encontro com o que expõe a literatura (Lam et al., 2012; Aste et al., 2013; Huld et al., 2013). Foi observado nas análises experimentais efetuadas que o comportamento linear na redução do rendimento dos módulos ocorre a partir de valores próximos a 800 W/m<sup>2</sup>.

$$\eta_R = \frac{FF \times V_{oc} \times I_{sc}}{A \times G_{STC}} \quad (47)$$

Onde:  $\eta_R$  representa a eficiência do módulo nas condições STC (%); **A** o valor da área da superfície do módulo em m<sup>2</sup>; **V<sub>oc</sub>** o valor da tensão em circuito aberto ; **I<sub>sc</sub>** o valor da corrente de curto circuito em A; **FF** o Fator de preenchimento e; **G** o valor da Irradiância nas STC em W/m<sup>2</sup>.

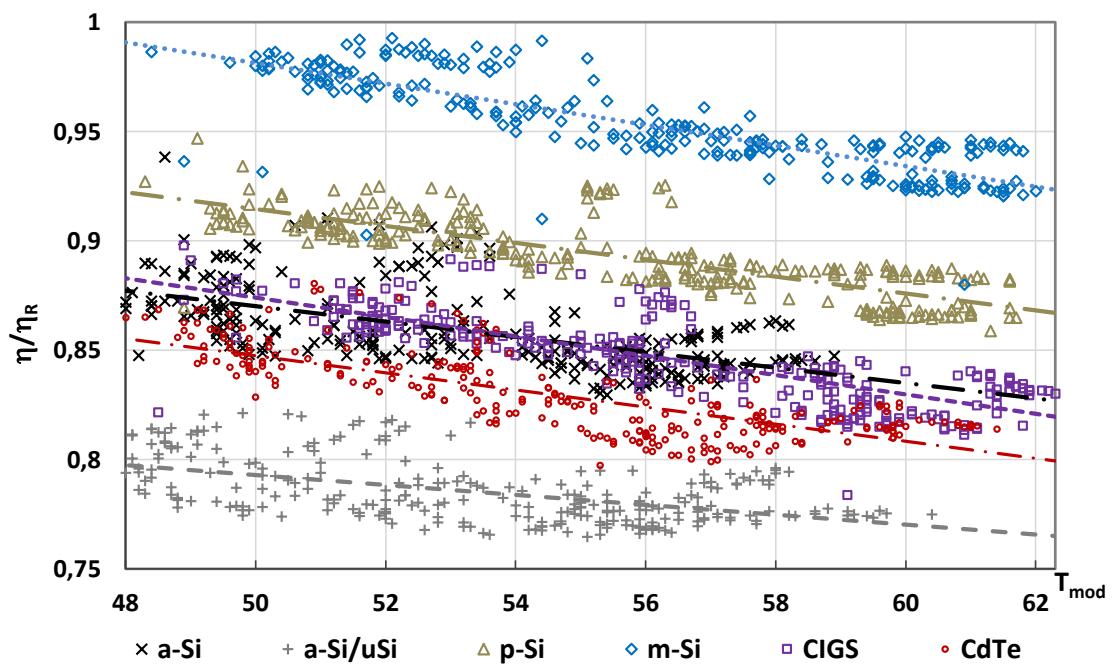


Figura 134: Eficiência relativa do módulos x temperaturas dos módulos

Fonte: Elaborado pelo autor

## **6 MODELOS PREDITORES DE PERFORMANCE E DE PRODUÇÃO FV**

A literatura apresenta variados métodos que objetivam estimar e classificar as performances e produções FV mas, basicamente, resultam em dois tipos de modelos: os que originam diretamente a estimativa da produção energética FV para um determinado período, em geral um ano, e; os que predizem as performances ou as potências geradas pelo sistema FV. Essa última permite que seja empregado o artifício de integrar os valores resultantes do modelo de performance com o número de horas pico solar para estimar a produção num determinado período (Aste *et al.*, 2013; Rus-Casas *et al.*, 2014; Almaktar *et al.*, 2015; Graditi *et al.*, 2016).

Dentre as metodologias utilizadas para obtenção dos modelos das previsões energéticas FV se encontram as seguintes: as que aplicam os parâmetros obtidos das tecnologias, tais como as curvas corrente versus tensão do módulo ou sistema FV; as que empregam dados gerados das potências elétricas ou energia em outros locais para cálculo de suas estimativas; as que utilizam dados extraídos das grandezas elétricas e climáticas por meio de análise de regressão linear; as que são baseados em dados das variáveis climáticas combinados com um modelo de diodos. Alguns pesquisadores têm empregado ferramentas de aprendizagem computacional estruturada na Artificial Neural Network (ANN) associadas às bases das metodologias citadas (Mellit *et al.*, 2011; Almaktar *et al.*, 2015).

Existem aplicativos de simulação que são desenvolvidas a partir de dados obtidos na literatura associados com os disponibilizados pelos fabricantes dos dispositivos combinados com bases de dados climáticos, contudo, em geral, não são muito confiáveis pois têm revelado diferenças representativas de valores nas origens afetando a qualidade dos seus resultados (Aste *et al.*, 2013; Ernst *et al.*, 2016). Diversos métodos, como os descritos, estão retratados em Rus-Casas et al. (Rus-Casas *et al.*, 2014).

A previsão de produção fotovoltaica é geralmente bastante complexa pois as variáveis de seus modelos além de condicionadas as propriedades tecnológicas dos variados tipos e modelos de geradores FV, também são dependentes das variações climáticas com suas intermitências, instabilidades e características geograficamente distintas. Alguns modelos presentes na literatura empregam elementos que estão disponíveis apenas em países desenvolvidos, tais como constates que retratam diferentes faixas do espetro solar por regiões geográficas. Em geral, os softwares utilizados em simulações das performances FV apresentam preços bastante elevados,

o que acaba restringindo as suas utilizações pelos projetistas FV com pequena escala de produção assim como os usuários finais (M'sirdi *et al.*, 2012).

A análise de regressão linear, considerado um dos métodos mais importantes da econometria e largamente utilizado em diversas áreas, incluindo no desenvolvimento de modelos energéticos, contempla um amplo conjunto de técnicas estatísticas (Hoffmann, 2016), que possibilitam estudar o relacionamento entre uma variável denominada dependente e uma ou várias variáveis independentes. A regressão múltipla é uma extensão da regressão simples, ou seja, quando se emprega apenas uma variável independente (preditora) recebe a denominação de análise de regressão simples, caso sejam utilizados duas ou mais variáveis independentes é chamada análise de regressão múltipla. A relação estabelecida entre as variáveis dependente e a(s) independente(s) é representada por meio de um modelo matemático, ou seja, por uma equação onde são associadas as referidas variáveis. Dessa forma, um modelo utiliza o relacionamento existente entre duas ou mais variáveis, de maneira que uma delas possa ter seu valor estimado em função das demais. A utilização da regressão múltipla é aconselhável pois a introdução de mais um fator possibilita aumentar a força nos testes estatísticos e, suprime a possibilidade da ocorrência de vieses caso fosse ignorada uma variável explanatória que pudesse afetar consideravelmente a variável dependente (Wonnacott e Wonnacott, 1990).

Assim, assumindo que na regressão linear múltipla ocorre uma relação linear ou linearizável entre a variável dependente  $y$  e variáveis independentes  $x_1, x_2, x_3, \dots, x_p$ , podemos representar essa relação por meio de um modelo matemático com um número  $p$  de variáveis explicativas conforme ilustra a equação 48:

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_{i1} + \beta_2 x_{i2} + \dots + \beta_p x_{ip} + \epsilon_i , \quad i = 1, \dots, n \quad (48)$$

Onde:  $y_i$  representa o valor da variável dependente da observação  $i = 1, \dots, n$ ,

$X_{i1}, X_{i2}, \dots, X_{ip}$ ,  $i = 1, \dots, n$ ; representam os valores da  $i$ -ésima das  $p$  variáveis independentes (ou regressoras),  $\beta_0$  exprime o intercepto e  $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_p$  os coeficientes parciais de regressão.

A ausência da multicolinearidade entre variáveis independentes é um pressuposto para um modelo de regressão linear múltipla, ou seja duas ou mais variáveis explanatórias do modelo não devem estar correlacionadas.

Tanto o modelo da regressão linear múltipla, quanto o da regressão linear simples, obedecem aos seguintes pressupostos:

- i) Se os erros possuem o valor esperado igual a zero,  $E(\varepsilon_i) = 0$ ,  $\varepsilon_i = 1, \dots n$ ;
- ii) Homoscedasticidade, ou variância constante dos erros  $\varepsilon$ ,  $\text{var}(\varepsilon_{ip}) = \sigma^2$
- iii) Ausência de autocorrelação, ou de correlação serial, entre os termos do erro,  $\text{cov}(\varepsilon_p, \varepsilon_{p+s}) = 0$  para  $s \neq 0$ ;
- iv) Os erros são distribuídos sob forma normal

A estimativa dos parâmetros da regressão múltipla foi efetuada neste trabalho empregando o método dos mínimos quadrados ordinários tanto na metodologia para avaliação de modelos preditores existentes como no processo de desenvolvimento de novos modelos. Dessa forma as variáveis ambientais, a partir dos dados obtidos em campo, foram avaliadas de maneira a verificar a possibilidade de eliminar aquelas que não apresentassem contribuições aos modelos e foram analisadas as que demonstrassem poder ser utilizadas como preditoras das performances e produções energéticas das tecnologias fotovoltaicas pesquisadas.

Foram removidos os dados discrepantes (*outliers*) para as análises e desenvolvimento dos modelos, uma observação irregular, atípica ou incomum, isto é, aquela que diferiu muito das observações da amostra (Gujarati e Porter, 2011). Se um *outlier* for influente irá interferir sobre a função de regressão ajustada, assim a não exclusão desse ponto pode modificar substancialmente os valores ajustados. Os *outliers* foram revelados pelos dados fora do intervalo definidos pelos limite inferior (Li) e o limite superior (Ls) definidos pelas expressões 49 e 50, respectivamente:

$$Li = Q_1 - 1,5Q \quad (49)$$

$$Ls = Q_3 + 1,5Q \quad (50)$$

$$Q = Q_3 - Q_1 \quad (51)$$

Onde  $Q_1$  representa o 1º quartil dos dados,  $Q_3$  o 3º quartil dos dados e  $Q$  a amplitude do interquartil, ou seja, a diferença entre o 3º e o 1º quartil conforme apresentado na expressão 51.

Foram aplicados os testes mais representativos da análise de regressão, a saber: o coeficiente de determinação<sup>22</sup> ( $R^2$ ) que avalia a qualidade do ajuste da equação de regressão aos dados observados; o valor da estatística ( $F$ ) que permite verificar a significância da regressão múltipla; e os (**p-valores**) associados a cada coeficiente da equação de regressão, que permitem testar o grau de credibilidade da hipótese nula ao nível de significância adotado, ou seja, a probabilidade do coeficiente ser igual a zero (Gujarati e Porter, 2011; Gujarati, 2009; Wooldridge, 2010).

Tendo em conta a importância de validação dos modelos desenvolvidos, assim como estabelecer comparativos entre os resultados estimados pelos modelos analisados e os valores reais medidos em campo, foi empregado o método estatístico MAPE (*Mean Absolute Percentage Error*), conforme expresso na equação 52, onde seus resultados tornaram possível observar as medidas de precisão de suas estimativas.

$$MAPE = \frac{\sum_{t=1}^n |(y_t - \hat{y}_t)/y_t|}{n} \quad (52)$$

Onde:  $y_t$  indica os valores reais medidos, os  $\hat{y}_t$  são os valores estimados e  $n$  o número de observações realizadas.

## 6.1 ANALISE E DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS

Dentre os modelos pesquisados, este estudo se deteve a dois modelos com significativa representatividade na literatura, sendo promovidos análises e testes estatísticos objetivando verificar a possibilidade de empregá-los como preditores da performance e da produção energética para as seis tecnologias FV sob as condições do ambiente local. Primeiramente, buscando encontrar um modelo que permitisse promover de forma eficiente a estimativa e classificação das performances das tecnologias FV, foi analisado o modelo *Photovoltaics for Utility Scale Applications* (PVUSA) (Myers, 2009; Sharma e Chandel, 2013; Belluardo *et al.*, 2015; California, 2016) e, posteriormente, visando obter um modelo capaz de ser empregado como bom preditor da produção energética FV para as citadas tecnologias, analisou o modelo *Energy Rating at Maximum Ambient Temperature* EMAT (Aste *et al.*, 2013).

---

<sup>22</sup> O coeficiente de determinação  $r^2$  (no caso de duas variáveis) ou  $R^2$  (regressão múltipla) é uma medida resumida que diz quanto a linha de regressão amostral ajusta-se aos dados (Gujarati e Porter, 2011).

Em virtude dos resultados insatisfatórios obtidos, foram montados e testados um amplo número de estruturas de modelos, inspirados na literatura, (Aste et al., 2013; Rus-Casas et al., 2014; Almaktar et al., 2015; Graditi et al., 2016) objetivando desenvolver dois modelos capazes de fornecer as referidas previsões de forma satisfatória nas condições da região do estudo, que ora são apresentados. Os modelos foram desenvolvidos empregando a metodologia de análise de regressão linear múltipla, sendo o primeiro destinado a classificação e estimativa das performances FV, e o segundo se destina as previsões da produção das energias FV.

Na construção dos modelos foram empregados os dados coletados em campo utilizando a análise de regressão para instrumentalizar a metodologia do processo do encontro das variáveis climáticas capazes de explanar de forma mais significativa a variável resposta da potência ou energia geradas pelas tecnologias estudadas, assim como realizar as inferências sobre os parâmetros. Foram utilizados os recursos dos softwares Origin 8 e MS Excell para executar os filtros necessários, desenvolver as análises gráficas, as estimativas dos parâmetros das equações de regressão, assim como nas análises e composições dos modelos preditores.

Visando democratizar o uso por interessados nas previsões energéticas FV, foi priorizado o desenvolvimento de modelos de pouca complexidade, que empregassem dados de fácil acesso, de forma a possibilitar o uso aos diversos interessados nas previsões energéticas FV.

#### **6.1.1 Modelos de Estimativa de Performance FV**

Como anteriormente mencionado, os modelos podem ser desenvolvidos para estimar e classificar as performances dos módulos ou sistemas fotovoltaicos revelando suas potências ou predizendo suas produções energéticas para um determinado período, geralmente um ano. O primeiro método avaliado neste estudo foi concebido para permitir a previsão de potências FV, suas análises buscaram verificar a possibilidade de aplicação do seu modelo às performances FV das tecnologias pesquisadas sob as condições climáticas da região, assim como produzir seus coeficientes de regressão.

Para a realização das análises dos modelos avaliados e desenvolvidos para estimativa da performance foram utilizados os dados coletados a cada segundo, integralizados para minuto e devidamente ajustados de forma a proporcionar simultaneidade entre os dados registrados das variáveis ambientais e elétricas. Para evitar que valores oriundos de perturbações e distorções pudessem afetar os

resultados das análises dos modelos pesquisados, além das proteções elétricas instaladas no sistema, foram efetuados tratamentos dos dados de forma a remover os *outliers* encontrados nos dados coletados. Dessa forma, valores inconsistentes ou com grande afastamento dos demais que, porventura, pudessem ter sido originados por eventos como: a incidência de descargas atmosféricas; desligamentos; pouso de pássaros nos sensores; falha na coleta ou transmissão dos dados; avarias nos instrumentos etc. foram devidamente suprimidos.

A escolha do primeiro método para ser avaliado neste estudo se deu em função da importância do seu desenvolvimento e por ter dado origem a uma referência que é empregada por instituições e fabricantes para a classificar performances das tecnologia FV (Makrides et al., 2013; California, 2016) e se encontra descrito a seguir:

#### **6.1.1.1 O modelo PVUSA**

O método *Photovoltaics for Utility Scale Applications* (PVUSA) originou de um projeto de parceria pública privada que contou a participação de membros como o *U.S. Department of Energy* (DOE), a *California Energy Commission* (CEC), o *Pacific Gas and Electric* (PG&E), dentre outros (Makrides et al., 2013; California, 2016). O seu modelo, expresso na equação 53, foi desenvolvido por meio de análise estatística de regressão linear múltipla com objetivo de classificar a potência gerada por módulos FV expostos ao ar livre, com dados obtidos num período aproximado de 30 dias, utilizando as seguintes variáveis: potência gerada pelo sistema; irradiância POA; temperatura ambiente e; velocidade do vento local (Myers, 2009; Sharma e Chandel, 2013; Belluardo et al., 2015; California, 2016).

$$P = aG + bG^2 + c GWS + dGT_a \quad (53)$$

Onde:  $P$  representa a potência de saída do sistema em W;  $G$  a irradiância POA em  $\text{W/m}^2$ ;  $T_a$  temperatura ambiente em  $^{\circ}\text{C}$ ;  $WS$  a velocidade do vento no local em m/s, a 10 m acima do solo;  $a$ ,  $b$ ,  $c$  e  $d$  os coeficientes de regressão. Cabe observar que o PVUSA utiliza apenas a faixa valores de dados de irradiância a partir de 500  $\text{W/m}^2$  (Myers, 2009).

Do desenvolvimento do projeto PVUSA também resultou a formulação das conhecidas condições PVUSA *Test Conditions* (PTC) que são empregadas por fabricantes e instituições avaliadoras nos ensaios de módulos e equipamentos FV e para obter suas classificações (Makrides et al., 2013; California, 2016). As condições PTC definem os valores de irradiância ( $1.000 \text{ W/m}^2$ ), temperatura ambiente ( $20 ^{\circ}\text{C}$ ) e

velocidade do vento (1 m/s) para os ensaios de classificação dos módulos FV (Myers, 2009; Makrides *et al.*, 2013; Belluardo *et al.*, 2015; California, 2016).

O método PVUSA foi aplicado às tecnologias descritas na Tabela 31 buscando verificar a viabilidade do seu emprego nas estimativas das performances das tecnologias FV por meio de análises de regressão linear com base nos dados extraídos em campo, assim como para obter os coeficientes de regressão do modelo para cada uma das tecnologias estudadas sob as condições ambientais da região.

Embora a Região do Lagos não apresente variações climáticas acentuadas como observadas em outros países e regiões, as análises foram executadas com dados obtidos nas quatro estações do ano, coletados em medições externas sob condições variadas de tempo no período de novembro de 2015 a outubro de 2016.

Na Tabela 35 estão descritos os coeficientes resultantes das análises de regressão realizadas no modelo PVUSA, obtidos por meio de conjuntos de dados extraídos em campo, para cada uma das tecnologias estudadas.

Tabela 35: Coeficientes de regressão do modelo PVUSA.

Tecnologia	Coeficiente			
	<b>A</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>d</b>
<b>a-Si</b>	1,086173	-0,0001	-0,004013	-0,000536
<b>a-Si/<math>\mu</math>-Si</b>	1,040356	-0,00007	-0,006183	-0,000382
<b>p-Si</b>	1,067719	-0,000101	-0,007125	-0,000741
<b>m-Si</b>	1,217484	-0,00015	-0,008734	-0,000185
<b>CIGS</b>	1,157784	-0,000102	-0,009599	0,00003
<b>CdTe FS-280</b>	1,204361	-0,000181	-0,006742	-0,000467

Os detalhes e a discussão dos resultados dos testes de análise de regressão e a qualidade dos ajustes do modelo PVUSA serão apresentados em 6.2.1, entretanto como o resultados dos testes se revelaram insatisfatórios para que o modelo pudesse ser aplicado às previsões das performances energéticas das tecnologias estudadas sob as condições de campo da região, este estudo desenvolveu e testou um novo modelo preditor para estimar as performances das tecnologias FV que será apresentado na sequência.

### 6.1.1.2 Modelo Proposto para estimativa de performance FV

A equação 54 apresenta um modelo proposto, desenvolvido com o objetivo estimar as performances energéticas dos módulos ou sistemas FV, através da predições dos valores das potências geradas pelos seus *arrays* conectados à rede de distribuição de energia elétrica, utilizando a metodologia da análise de regressão linear múltipla, inspirado em modelos presentes na literatura (Aste *et al.*, 2013; Hossain *et al.*, 2014; Rus-Casas *et al.*, 2014; Almaktar *et al.*, 2015).

Para o desenvolvimento do citado modelo foram utilizados dados sob as mesmas condições ambientais e períodos de tempo considerados nas análises realizadas no modelo PVUSA, descrito anteriormente.

$$P = a G + b \left( \frac{G}{T_a} \right)^2 + c GT_a \quad (54)$$

Onde: **P** representa a potência de saída do sistema em W/Wp; **G** a irradiância POA em W/m<sup>2</sup>; **T<sub>a</sub>** a temperatura ambiente em °C e; **a**, **b** e **c** expressam os coeficientes de regressão obtidos para cada um dos tipos de tecnologias analisados no estudo.

Assim como nos ensaios executados no modelo anterior, os dados foram tratados de maneira a remover os *outliers* de forma a evitar distorções nas análises e no desenvolvimento do modelo. Para promover consistência no ensaio e coerência na concepção do modelo, os valores também foram filtrados de maneira a possibilitar unicamente a utilização dos registros das variáveis correspondentes a valores da irradiância superiores a 500 W/m<sup>2</sup> (Myers, 2009).

Os dados foram colhidos das variáveis do ambiente e do sistema de geração FV com módulos montados em *racks* abertos, sem sombreamento mútuo, conectados à rede, onde os valores das medições elétricas foram obtidos em CA. A utilização dos dados das variáveis elétricas geradas após convertidos em CA pelos inversores na composição do modelo, traz como vantagem a dedução das perdas resultantes dos componentes do sistema FV, exceto as que surgirem devido a futuras degradações, permite responder com maior fidelidade os resultados da geração FV para os sistemas conectados as redes de distribuição elétrica.

O emprego das variáveis independentes referentes à irradiância solar e temperatura ambiente se fez em função de suas importâncias nas participações da composição do modelo, já demonstrado neste estudo, além do que tem sido destacado

na literatura sobre a relevância da presença dessas variáveis nos modelos de estimativas energéticas FV (Lam et al., 2012; Aste et al., 2013; Huld et al., 2013).

Na Tabela 36 estão descritos os valores dos coeficientes resultantes das análises de regressão do modelo de performance proposto que determinam a intensidade cada termo do modelo para cada uma das tecnologias FV estudadas.

Tabela 36: Coeficientes de regressão - modelo proposto de estimativa de performance FV

Tecnologia	Coeficiente		
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
<b>a-Si</b>	1,071522633	-0,05205	-0,005
<b>a-Si/<math>\mu</math>-Si</b>	1,114469868	-0,05776	-0,00892
<b>p-Si</b>	1,136686945	-0,08193	-0,00991
<b>m-Si</b>	1,525696716	-0,15045	-0,01843
<b>CIGS</b>	1,347850292	-0,0789	-0,01629
<b>CdTe FS-280</b>	1,438052044	-0,13361	-0,01559

Os detalhes e a discussão dos resultados dos testes de análise de regressão e a qualidade dos ajustes do modelo proposto para estimativa da performance FV serão discutidos em 6.2.1, onde também será realizada uma comparação com os resultados estimados pelo modelo PVUSA.

### 6.1.2 Modelos de Estimativa de Produção FV

As estimativas da produção de energia fotovoltaica eram, usualmente, obtidas por meio do produto de um valor constante, referente ao rendimento obtido em função da potência nominal nas condições padrão, com o período de tempo de geração FV que se desejava prever. Esse artifício atendia satisfatoriamente as previsões baseadas nas células em silício cristalino, pois suas propriedades materiais apresentavam respostas de conversão energética bem próximas a forma linear com a irradiação (Bashir et al., 2014; Viganó et al., 2014), contudo a evolução tecnológica inseriu no mercado diferentes tecnologias FV produzidas com materiais ativos com respostas de conversão energética distantes do comportamento linear (Viganó et al., 2014).

A seguir, serão descritas as análises realizadas em um modelo de estimativa de produção de energia FV já consagrado (Aste et al., 2013) para as tecnologia estudadas sob as condições climáticas da região. Posteriormente, dado as respostas não satisfatórias aos testes estatísticos da análise de regressão para as tecnologias a-Si, p-Si e CIGS, será apresentado um modelo denominado Modelo Proposto de

Produção FV para possibilitar estimar a produção das energias FV de todas as tecnologias pesquisadas.

Para a realização das análises dos modelos avaliados e desenvolvidos para estimativa da produção PV foram utilizados os dados coletados a cada segundo, integralizados para o período diário onde foram obtidos irradiação total diária, temperatura média, energia elétrica produzida, devidamente ajustados de forma a proporcionar simultaneidade entre os dados registrados das variáveis ambientais e as elétricas.

Em virtude da substituição dos módulos do *array* tecnologia CdTe durante o período de obtenção dos dados, realizada pela coordenação do projeto, não serão realizadas as análises e desenvolvimento do modelo de estimativa de produção para a referida tecnologia.

#### 6.1.2.1 Modelo EMAT

O modelo *Energy Rating at Maximum Ambient Temperature* (EMAT), apresentado na equação 55, foi analisado nesta pesquisa por ser considerado um dos modelos mais significativos dos que correlacionam os fatores climáticos para produção da energia FV (Aste *et al.*, 2013), seu desenvolvimento se deu com base na análise de regressão linear múltipla, possui uma estrutura simples que emprega apenas duas variáveis independentes de fácil obtenção, a saber: a irradiação diária POA e a temperatura máxima diária.

$$E = \mathbf{a} H + \mathbf{b} \frac{H}{T_{max}^2} + \mathbf{c} T_{max} \quad (55)$$

Onde: **E** é a energia total diária produzida em (Wh/dia); **H** representa a irradiação total diária POA em (Wh/m<sup>2</sup>/dia); **T<sub>max</sub>** é a temperatura ambiente máxima em (°C) e **a**, **b** e **c** representam os coeficientes de regressão do modelo.

O modelo EMAT foi desenvolvido utilizando apenas módulos de três tecnologias, silício monocristalino, silício policristalino e Silício-EFG instalados ao ar livre.

Para a realização da análise do modelo EMAT, os dados foram coletados durante o período de um ano, de novembro de 2015 a dezembro de 2016. Assim como nos modelos anteriores, os dados foram filtrados de forma a remover os *outliers* dos

dados relativos a irradiação e respectivas temperaturas média e máxima diárias de forma a evitar distorções na análise produzida.

Os dados das energias elétricas geradas foram obtidos após sua conversão em CA, assim as perdas ocorridas nos *arrays*, nas instalações e no inversor já estão consideradas nos resultados do modelo, o que permite traduzir com maior fidelidade as performances para os sistemas conectados à rede.

Para possibilitar comparar a produção entre as diferentes tecnologias, o modelo empregou os valores alusivos a razão entre as energias geradas e potências nominais de pico instaladas kWh/P<sub>mpp</sub> (kWh/Wp) de cada uma das tecnologias analisadas.

Na Tabela 37 estão apresentados os valores dos coeficientes de regressão obtidos por meio da análise de regressão múltipla para o modelo EMAT de cada uma das tecnologia no ambiente de estudo.

Tabela 37: Coeficientes de regressão do modelo EMAT

Tecnologia	Coeficientes de regressão		
	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>
<b>a-Si</b>	0,817556	13,65775	0,005458
<b>a-Si/μSi</b>	0,736092	24,85601	0,003661
<b>p-Si</b>	0,720289	2,672178	0,004136
<b>m-Si</b>	0,779487	43,63189	0,004668
<b>CIGS</b>	0,761935	46,78699	-0,00268

Os resultados dos testes de análise de regressão e a qualidade dos ajustes do modelo EMAT se encontram detalhados em 6.2.2, entretanto os resultados dos testes só se mostraram satisfatórios para as tecnologias a-Si/μ-Si e m-Si.

#### **6.1.2.2 Modelo proposto de estimativa de produção FV**

Uma novo modelo foi desenvolvido nesta pesquisa, e está apresentado na equação 56, empregando as técnicas da análise de regressão linear múltipla com base nas cinco tecnologias estudadas sob as condições do ambiente da região. O modelo proposto para estimar a produção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede das tecnologias FV estudadas foi inspirado em modelos descritos na literatura especializada (Aste *et al.*, 2013; Hossain *et al.*, 2014; Rus-Casas *et al.*, 2014; Almaktar *et al.*, 2015).

O modelo desenvolvido neste estudo para estimar a energia produzida emprega as seguintes variáveis preditoras: irradiação diária; temperatura ambiente máxima diária e; temperatura ambiente média diária. As condições ambientais e os períodos de tempo considerados na estimativa do modelo proposto foram os mesmos aplicados a análise do modelo EMAT anteriormente analisado.

$$E = a \ H + b \frac{H}{(T_{max} - T_{med})^2} + c \ \frac{H}{T_{max}} \quad (56)$$

Onde:  $E$  representa a energia gerada pelo array em kWh/Wp;  $H$  a irradiação POA em kWh/m<sup>2</sup>;  $T_{med}$  a temperatura ambiente em °C;  $T_{max}$  a temperatura ambiente máxima em °C e;  $a$ ,  $b$  e  $c$  os coeficientes de regressão obtidos para cada um dos tipos de tecnologias analisados no estudo.

Assim como nas análises realizadas nos modelos para estimativa da produção apresentados anteriormente, os dados aplicados nas análises para o desenvolvimento do modelo proposto de estimativa de produção foram devidamente tratados para remoção dos *outliers*, porventura encontrados, de maneira a produzir maior confiabilidade ao modelo preditor proposto.

O valores descritos na Tabela 38 representam os coeficientes de regressão calculados através da análise de regressão múltipla no desenvolvimento do Modelo de Esse coeficiente determinam a intensidade cada termo do modelo para cada uma das tecnologias FV estudadas.

Tabela 38: Coeficientes de regressão do Modelo Proposto para estimativa de Produção FV

Tecnologia	Coeficiente		
	a	b	c
a-Si	0,778740	-0,11166	2,88812
a-Si/μ-Si	0,660167	-0,11776	4,040680
p-Si	0,421094	-0,24099	9,582414
m-Si	0,629910	-0,13577	6,948062
CIGS	0,558824	-0,19232	7,802166

Os detalhes e a discussão dos resultados revelados nos testes de análise de regressão e a qualidade dos ajustes do modelo proposto para estimativa da produção FV encontram-se descritos em 6.2.2 onde também poderão ser encontrados os resultados obtidos das comparações realizadas com as previsões do modelo EMAT para as tecnologias estudadas.

## 6.2 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Os modelos PVUSA e o Proposto para Estimativa das Performances FV foram avaliados, para cada uma das tecnologias estudadas, através dos principais testes da análise de regressão linear como também por meio de termos estatísticos MAPE, realizadas com valores estimados pelos modelos, empregando dados obtidos em períodos fora da amostra, comparados aos dados reais coletados.

Os valores das potências aplicados nas análises do modelo corresponderam a razão entre os dados obtidos das potências instantâneas geradas e os da potência nominal de pico instalada  $P/P_{mpp}$  ( $W/W_p$ ) de cada uma das tecnologias estudadas, de forma a permitir comparar e classificar suas produções sob uma mesma referência.

### 6.2.1 Discussão sobre os modelos de estimativa de performance FV

As tabelas 39 e 40 sintetizam, para cada tecnologia estudada, os valores resultantes dos testes mais significativos das análises estatísticas de regressão linear para o modelo PVUSA com base nos valores das variáveis geradas em campo.

Tabela 39: Coeficientes de determinação do modelo PVUSA

Variável	Potência do array - regressão simples					
	$R^2$					
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe Fs-280
G	0.98726	0.98905	0.99083	0.99088	0.99012	0.98977
$G^2$	0.95209	0.95760	0.97020	0.95563	0.95643	0.95056
G Ta	0.97391	0.97384	0.97608	0.97255	0.97032	0.97333
G WS	<b>0.35154*</b>	<b>0.34532*</b>	<b>0.33783*</b>	<b>0.35722*</b>	<b>0.36587*</b>	<b>0.35300*</b>
Observação: * Não revela bom ajuste						
Variável	Potência do array - regressão múltipla					
	$R^2$					
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe
G						
$G^2$						
G Ta	0.98773	0.98961	0.99174	0.99265	0.99218	0.99132
G WS						

Tabela 40: Testes *F* e *p*-valor do modelo PVUSA

Variável	Potência do array - regressão simples					
	F					
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe F <sub>S-280</sub>
G	0	0	0	0	0	0
G <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	0
G Ta	0	0	0	0	0	0
G WS	0	0	0	0	0	0
p-valor						
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe F <sub>S-280</sub>
G	0	0	0	0	0	0
G <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	0
G Ta	0	0	0	0	0	0
G WS	0	0	0	0	0	0
Potência do array - regressão múltipla						
F						
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe
G	0	0	0	0	0	0
G <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	0
G Ta						
G WS						
p-valor						
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe F <sub>S-280</sub>
G	0	0	0	0	0	0
G <sup>2</sup>	1.95E-88	4.83E-59	6.50E-160	0	4.75E-154	0
G Ta	6.88E-31	8.63E-102	2.39E-180	4.50E-249	0	2.76E-127
G WS	3.19E-38	1.03E-27	5.40E-132	3.42E-09	0.3210 **	6.06E-43
<b>Observação:</b> ** A hipótese nula não foi rejeitada a um nível de significância de 95%						

Os resultados expressos pelos coeficientes de determinação R<sup>2</sup>, da análise do modelo PVUSA, não revelaram bons ajustes ao modelo, sob dados originados no local do estudo, para todas as seis tecnologias avaliadas, conforme podem ser visualizados na Tabela 39. O teste F apresenta, de forma geral para o modelo, uma boa significância de regressão linear múltipla para todas as tecnologias examinadas. Quanto aos resultados dos testes de *p*-valor, a Tabela 40 mostra que, em relação à tecnologia GIGS, a hipótese nula não pode ser rejeitada a um nível de significância de 95%, indicando uma possível má associação entre P, potência gerada pelo array, sob as condições ambientais na região do estudo.

O comportamento da variável dependente potência P da tecnologia CIGS em função das variáveis explicativas do modelo se encontram demonstradas na figura 135 por meio dos gráficos que ilustram os relacionamentos: P e G; P e G<sup>2</sup>; P e GxT<sub>a</sub> e; P e GxWS. É possível observar uma forte dependência entre P e G e P e G<sup>2</sup> e menos forte

entre  $P$  e  $T_a$ , entretanto para a variável irradiância associada à velocidade do vento, não é possível afirmar que possa existir uma vinculação com  $P$ . As demais tecnologias estudadas apresentaram resultados semelhantes aos mostrados na Figura 135.

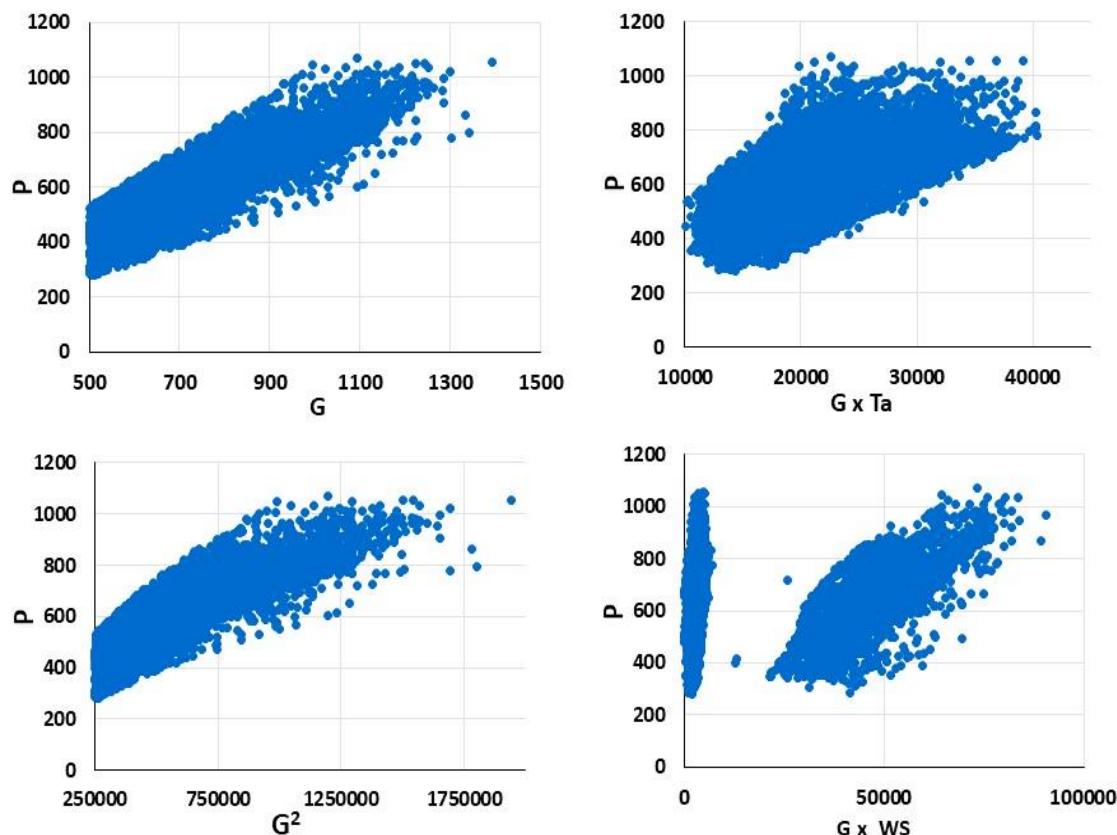


Figura 135: Dependência de  $P$  com as variáveis explicativas - modelo PVUSA - CIGS.

Numa análise efetuada no modelo PVUSA no *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), no Colorado, EUA, aplicado a tecnologia *dual junction* FV, foi relatado a existência de correlação entre a potência do array FV com a irradiância POA, o que não foi demonstrado para as outras duas variáveis independentes, principalmente a associada a velocidade do vento (Myers, 2009).

Com relação ao modelo de performance proposto, desenvolvido no curso desta pesquisa, as Tabelas 41 e 42 resumem as estatísticas de análise de regressão para cada uma das tecnologias estudadas. Como pode ser observado na Tabela 41, os elevados valores obtidos de  $R^2$  indicam que ocorrem bons ajustes para todas as tecnologias estudadas.

Tabela 41: Coeficiente de determinação  $R^2$  Modelo Proposto - Estimativa de Performance

Variável	Potência do Array – regressão simples					
	$R^2$					
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe $F_{s-280}$
G	0.987419	0.989054	0.990828	0.990462	0.990626	0.989767
(G/Ta) <sup>2</sup>	0.916978	0.924011	0.92242	0.946900	0.937302	0.91834
G Ta	0.974785	0.973845	0.976079	0.986489	0.974969	0.973331
	Potência do Array – regressão múltipla					
	$R^2$					
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe $F_{s-280}$
G	0.987587	0.989603	0.991556	0.991765	0.992258	0.991341
(G/Ta) <sup>2</sup>						
G Ta						

Os valores resultantes do teste F, expressos na Tabela 42, demonstram que ocorre uma regressão múltipla altamente significativa nas análises de todas as tecnologias estudadas. Em relação aos resultados obtidos do p-valor para cada uma das tecnologias, observa-se que a hipótese nula foi rejeitada a um nível de significância de 95% para as variáveis explicativas do modelo, indicando a existência de significância na associação das variáveis utilizadas sob as condições ambientais da região do estudo nas estimativas das potências de todas as tecnologias pesquisadas.

Tabela 42: Valores do teste F e p-valor do Modelo de Performance Proposto

Variável	Potência do Array – regressão simples					
	F					
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe $F_{s-280}$
G	0	0	0	0	0	0
(G/Ta) <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0
	p-valor					
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe $F_{s-280}$
G	0	0	0	0	0	0
(G/Ta) <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	0
G Ta	0	0	0	0	0	0
	Potência do Array – regressão múltipla					
	F					
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe $F_{s-280}$
G	0	0	0	0	0	0
(G/Ta) <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	0
G Ta	0	0	0	0	0	0
	p-value					
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS	CdTe $F_{s-280}$
G	0	0	0	0	0	0
(G/Ta) <sup>2</sup>	4.83E-46	5.66E-84	2.83E-216	1.81E-301	1.28E-175	2,02145E-14
G Ta	1.81E-43	1.64E-200	0	1.98E-210	0	4,6475E-26

A título de promover a validação do modelo proposto, assim como estabelecer comparações entre os modelos de estimativa de performances e classificação FV, foram obtidos dados num período de 23 dias fora da amostra (*out-of-sample*) dos utilizados no desenvolvimento do modelo. Compatibilizando com os padrões STC e PTC, foram efetuadas análises com dados reais medidos das potências geradas pelos diversos *arrays* e os estimados por cada um dos modelos, computados com base nas condições de irradiância  $1000\text{ W/m}^2$ , dentro dos limites da classe de exatidão do piranômetro (Kipp & Zonen, 2016). As análises para todas as tecnologias estudadas foram realizadas em termos estatísticos *MAPE* e se encontram sintetizadas na Tabela 43.

Tabela 43: Potências - Modelo proposto de estimativa de performance e PVUSA PTC

Tecnologia	Potência Medida (W/W <sub>p</sub> )	Modelo PVUSA		Modelo Proposto de Classificação FV	
		Potência Estimada (W/ W <sub>p</sub> )	MAPE (%)	Potência Estimada (W/ W <sub>p</sub> )	MAPE (%)
a-Si	876,46	885,31	-1,0091	865,12	1,2947
a-Si/ $\mu$ Si	793,90	815,39	-2,7078	793,62	0,0344
p-Si	748,72	787,85	-5,2265	756,40	-1,0264
m-Si	812,85	848,94	-4,4408	821,03	-1,0060
CIGS	782,55	815,83	-4,2532	797,66	-1,9300
CdTe F <sub>s-280</sub>	834,60	854,34	-2,3651	833,40	0,1444

Como pode ser observado na Tabela 43, os baixos valores apresentados do MAPE resultantes dos cômputos das potências estimadas pelo Modelo de Classificação Proposto e os valores das potências medidas (inferiores a 2 %), indicam ocorrer bons ajustes entre as suas previsões e os dados reais das potências geradas pelos *arrays* para todas as tecnologias estudadas, o que ratifica os bons resultados obtidos nos testes da análise de regressão linear o que permite conferir ao modelo o atributo de preditor para as tecnologias estudadas sob condições do ambiente da região do estudo. Os valores de MAPE apresentados para o modelo PVUSA são, exceto para a tecnologia a-Si, superiores aos obtidos com Modelo Proposto, indicando com isso apresentar pior qualidade de ajuste. Embora os resultados apresentados do MAPE relativos as potências medidas e estimadas no modelo PVUSA tenham revelado valores relativamente baixos, isso não permite conferir ao modelo a qualidade necessária como preditor das performances energéticas das tecnologias

estudadas no ambiente da região, uma vez que os resultados obtidos nos testes de análise de regressão não se mostraram suficientemente satisfatórios para nenhuma das tecnologias FV estudadas.

### 6.2.2 Discussão sobre modelos de produção FV

Os modelos EMAT e o Proposto para Estimativa de Produção FV serão, a seguir, avaliados por meio dos principais testes da análise de regressão linear como também através de termos estatísticos MAPE, onde serão comparados, por meio dos dados obtidos de períodos fora da amostra, às estimativas geradas pelos modelo com os valores reais medidos.

As Tabelas 44 e 45 sintetizam as estatísticas de análise de regressão do modelo EMAT para cada uma das tecnologias estudadas. Pelos elevados resultados revelados pelos coeficientes de determinação  $R^2$  é possível concluir pela ocorrência de bons ajustes do modelo EMAT para todas as tecnologias analisadas em campo.

Tabela 44: Coeficientes de determinação  $R^2$  do Modelo EMAT

Variável	<b>Energia do array - regressão simples</b>				
	<b><math>R^2</math></b>				
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS
H	0,997830	0,997767	0,995444	0,998753	0,99832117
$H/T_{max}^2$	0,948782	0,950234	0,944410	0,953759	0,95425495
$T_{max}$	0,930119	0,923905	0,925993	0,931100	0,92867420
Variável	<b>Energia do array - regressão múltipla</b>				
	<b><math>R^2</math></b>				
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS
H					
$H/T_{max}^2$	0,997932	0,997904	0,995506	0,99903	0,99860008
$T_{max}$					

É possível constatar pelos valores resultantes do teste F, apresentados na Tabela 45, que a regressão múltipla se mostra bastante significativa nas análises do modelo EMAT para todas as tecnologias apresentadas. Entretanto os resultados obtidos do *p*-valor para cada uma das tecnologias FV, revelaram que a hipótese nula foi rejeitada a um nível de significância de 95% para as variáveis explicativas do modelo apenas para duas tecnologias: a-Si/ $\mu$ -Si e m-Si. Ou seja, os *p*-valores encontrados nas análise das tecnologias a-Si, p-Si e CIGS indicaram que a hipótese nula não pode ser rejeitada a um nível de significância de 95%, revelando a

possibilidade de má associação entre a energia produzida pelos *arrays* e as variáveis preditoras do ambiente na região do estudo para as três tecnologias citadas.

Tabela 45: Valores do teste F e p-valor do Modelo EMAT

Variável	<b>Energia array - regressão simples</b>				
	<b>F</b>				
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS
H	6,9E-262	4,7E-250	9,4E-219	2E-282	1,395E-268
$H/T_{max}^2$	5,4E-128	5,4E-124	3,1E-118	5,5E-131	9,038E-131
$T_{max}$	7,9E-115	9,8E-107	9,8E-107	2,9E-114	3,062E-112
<b>p-value</b>					
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS
H	5,3E-263	3,7E-251	1E-219	1,1E-283	9,377E-270
$H/T_{max}^2$	2E-128	1,9E-124	1,2E-118	1,9E-131	3,104E-131
$T_{max}$	3,3E-115	4,3E-107	4,2E-107	1,2E-114	1,297E-112
<b>Energia array - regressão múltipla</b>					
	<b>F</b>				
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS
H					
$H/T_{max}^2$	6,1E-259	1,1E-247	1,1E-214	1,2E-287	5,085E-271
	<b>p-value</b>				
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS
H	8,7E-117	1,5E-112	2,16E-84	2,2E-142	1,558E-128
$H/T_{max}^2$	<b>**0,1735</b>	0,007776	<b>**0,83689</b>	1,17E-09	8,5525E-09
$T_{max}$	0,008037	0,047257	<b>**0,11826</b>	0,001028	<b>**0,10420</b>
<b>**OBSERVAÇÃO: A Hipótese nula não foi rejeitada a nível de 95%</b>					

As Tabelas 46 e 47 sintetizam os resultados dos testes das estatísticas de análise de regressão do modelo proposto para estimativa de produção FV desenvolvido neste estudo para cada uma das tecnologias estudadas. Pelos elevados valores revelados de  $R^2$  é possível concluir que ocorrem bons ajustes do Modelo Proposto de Estimativa de Produção FV para todas as cinco tecnologias analisadas em campo.

Tabela 46: Coeficientes de regressão  $R^2$  do Modelo Proposto de Produção FV

Variável	<b>Energia do array - regressão simples</b>				
	<b><math>R^2</math></b>				
	<b>a-Si</b>	<b>a-Si/<math>\mu</math>-Si</b>	<b>p-Si</b>	<b>m-Si</b>	<b>CIGS</b>
H	0,997888157	0,99783332	0,989244436	0,998247527	0,997939798
$H/(T_{\max}-T_{\text{med}})^2$	0,67891418	0,70586613	0,682161408	0,686812154	0,69542919
$H/T_{\max}$	0,986507237	0,98726189	0,983542452	0,985027172	0,990008672
Variável	<b>Energia array - regressão múltipla</b>				
	<b><math>R^2</math></b>				
	<b>a-Si</b>	<b>a-Si/<math>\mu</math>-Si</b>	<b>p-Si</b>	<b>m-Si</b>	<b>CIGS</b>
H	0,997988708	0,99805952	0,9907026	0,99886731	0,998811194
$H/(T_{\max}-T_{\text{med}})^2$					
$H/T_{\max}$					

Os valores resultantes do teste F, apresentados na Tabela 47, revelaram a existência de regressão múltipla altamente significativa nas análises do Modelo Proposto de Produção FV para todas as tecnologias no ambiente da região da pesquisa. Nos resultados obtidos do *p-valor* para cada uma das tecnologias foi possível observar que a hipótese nula foi rejeitada a um nível de significância de 95 % para as variáveis explicativas do modelo a para as cinco tecnologias das analisadas o que permite vislumbrar a ocorrência da associação entre a energia produzida pelos arrays das tecnologias e as variáveis independentes do ambiente na região do estudo utilizadas no Modelo Proposto de Produção FV.

Tabela 47: Valores do teste F e p-valor do Modelo de produção Proposto

Variável	<b>Energia array - regressão simples</b>				
	<b>F</b>				
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS
H	4,9566E-263	2,796E-251	2,9327E-183	3,5903E-268	2,332E-257
$H/(T_{\max} - T_{\text{med}})^2$	3,86779E-50	9,9029E-52	8,04828E-48	1,08423E-50	4,35703E-51
$H/T_{\max}$	1,6999E-184	2,408E-179	2,9179E-166	5,9878E-196	3,2653E-192
<b>p-value</b>					
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS
H	3,7372E-264	2,135E-252	4,9678E-184	2,4663E-269	1,7365E-258
$H/(T_{\max} - T_{\text{med}})^2$	3,07036E-50	7,6244E-52	6,36592E-48	8,53358E-51	3,39609E-51
$H/T_{\max}$	3,2216E-185	4,435E-180	6,0969E-167	9,6971E-197	5,3337E-193
<b>Energia array - regressão múltipla</b>					
	<b>F</b>				
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS
H					
$H/(T_{\max} - T_{\text{med}})^2$	4,1225E-260	8,959E-251	8,6719E-185	3,1274E-281	7,6666E-275
$G/T_{\max}$					
<b>p-value</b>					
	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si	p-Si	m-Si	CIGS
H	8,76209E-66	1,0776E-61	7,8217E-13	5,61299E-73	1,21084E-67
$H/(T_{\max} - T_{\text{med}})^2$	0,007656854	0,00335706	0,001938147	1,10839E-05	7,14623E-10
$G/T_{\max}$	0,003544907	6,2263E-06	2,94155E-07	7,12263E-19	5,4704E-24
NOTE:					

A partir dos dados obtidos fora da amostra, num período de trinta dias, foi possível validar o Modelo Proposto de Produção FV, em função dos baixos valores revelados pelo MAPE, para todas as tecnologias estudadas, obtidos da comparação estabelecida entre os valores estimados pelo modelo proposto e os valores das energias medidas geradas pelos arrays das tecnologias FV, conforme descritos na Tabela 48. Também são apresentados na referida tabela os valores medidos e estimados do modelo EMAT, também com dados fora da amostra, e os resultados do MAPE para as diversas tecnologias. Foi possível observar que os valores obtidos do MAPE referente ao modelo EMAT são mais elevados que os previstos pelo Modelo Proposto de Estimativa de Produção para todas as tecnologias estudadas.

Tabela 48: Energia medida e estimada – Modelos: Proposto e EMAT

Tecnologia	PRODUÇÃO - ENERGIA				
			Modelo EMAT		Modelo da Estimativa da Produção
	Medido	Estimado	MAPE	Estimado	MAPE
	(kWh/kWp)	(kWh/kWp)	(%)	kWh/kWp	(%)
<b>a-Si</b>	144,6210	140,8211	<b>-2,6274</b>	146,1582	<b>1,0629</b>
<b>a-Si/<math>\mu</math>Si</b>	110,1159	107,9268	<b>-1,9879</b>	110,9067	<b>0,7181</b>
<b>p-Si</b>	119,2154	114,8165	<b>-3,6899</b>	117,4526	<b>-1,4787</b>
<b>m-Si</b>	153,4517	149,3578	<b>-2,6679</b>	153,3238	<b>-0,08340</b>
<b>CIGS</b>	143,4522	146,5199	<b>2,1385</b>	143,7847	<b>0,2318</b>

Como pode ser observado na Tabela 48, os baixos valores apresentados de MAPE entre a energias ativas medidas nos arrays das tecnologias estudadas e as estimadas pelo Modelo Proposto de Produção FV (inferiores a 1,5 %), indicam a ocorrência de bons ajustes entre as previsões do modelo e os dados reais obtidos em campo, isso permite confirmar os bons resultados apresentados nos testes da análise de regressão linear e a qualidade do modelo como preditor para as tecnologias estudadas nas condições do ambiente da pesquisa. Os valores de MAPE resultantes da energias ativas medidas em campo e as estimadas para o modelo EMAT foram superiores aos do Modelo Proposto de Produção para todas tecnologias estudadas, revelando qualidade um pouco inferior no ajuste entre as previsões do modelo EMAT e os dados reais na comparação realizada. Embora os resultados revelados pelo do MAPE do modelo EMAT tenham apresentado valores relativamente baixos, isso não lhe confere qualidade necessária como modelo preditor das produções FV das tecnologias **a-Si**, **p-Si** e **CIGS** no ambiente da região, uma vez que nos testes de análise de regressão os resultados não se mostraram suficientemente satisfatórios. No entanto os citados testes mostraram ser possível afiançar o modelo EMAT como preditor das produções energéticas FV para as tecnologias a-Si/ $\mu$ Si e m-Si.

### 6.2.3 Discussão sobre as respostas energéticas dos sistemas pesquisados

A eficácia das tecnologias FV estão expressas por meio da evolução das *Performance Ratio* diárias reveladas pelos seus arrays durante o período de abril a junho de 2016, conforme os registros apresentados nos gráficos das figuras 136 e 138, e durante o período de dezembro de 2016 a janeiro de 2017 conforme os

registros dos gráficos da Figura 137 e da Figura 139 (as tecnologias foram subdivididas nos gráficos para permitir melhor visualização). Como já observado, a tecnologia CdTe teve seus módulos substituídos, assim a figura 136 descreve a PR do modelo FS-280, enquanto o gráfico da Figura 137 revela os resultados do modelo FS-4110-2. É possível verificar que o modelo CdTe FS-4110-2 apresenta valores de PR mais elevados que o modelo FS-280r, entretanto cabe destacar que o modelo da série FS-4110-2 foi instalado recentemente, portanto ainda em observação quanto a ocorrência de degradações.

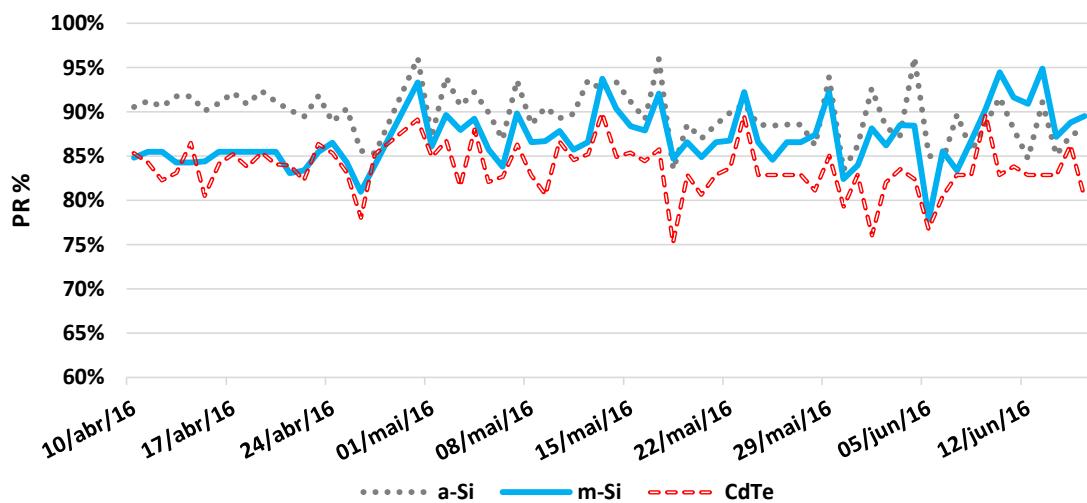


Figura 136: Performance Ratio a-Si, m-Si, CdTe-FS-280 - abril a junho de 2016

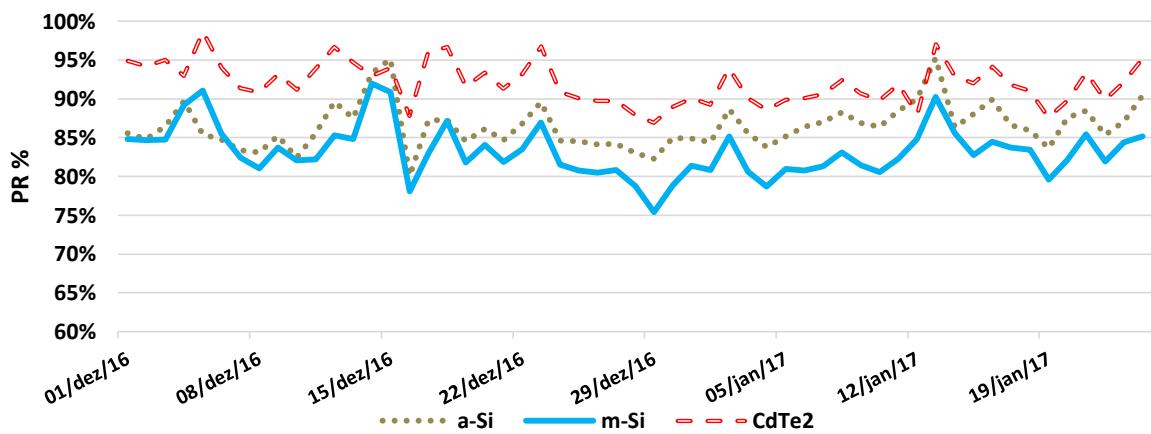


Figura 137: Performance Ratio a-Si, m-Si, CdTe-FS-4110-2 – dez./2016 e jan./2017

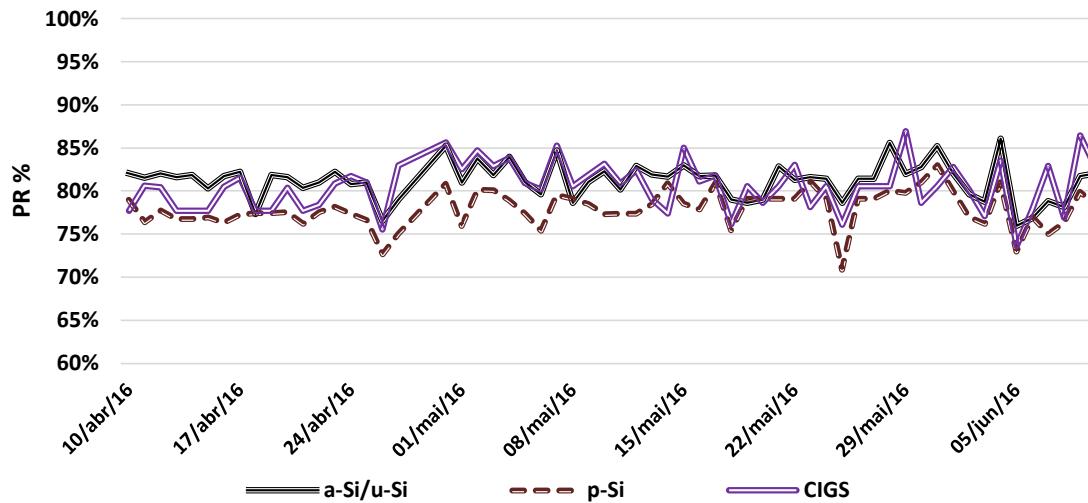


Figura 138: Performance Ratio aSi/ $\mu$ Si, p-Si, CIGS - abril a junho de 2016

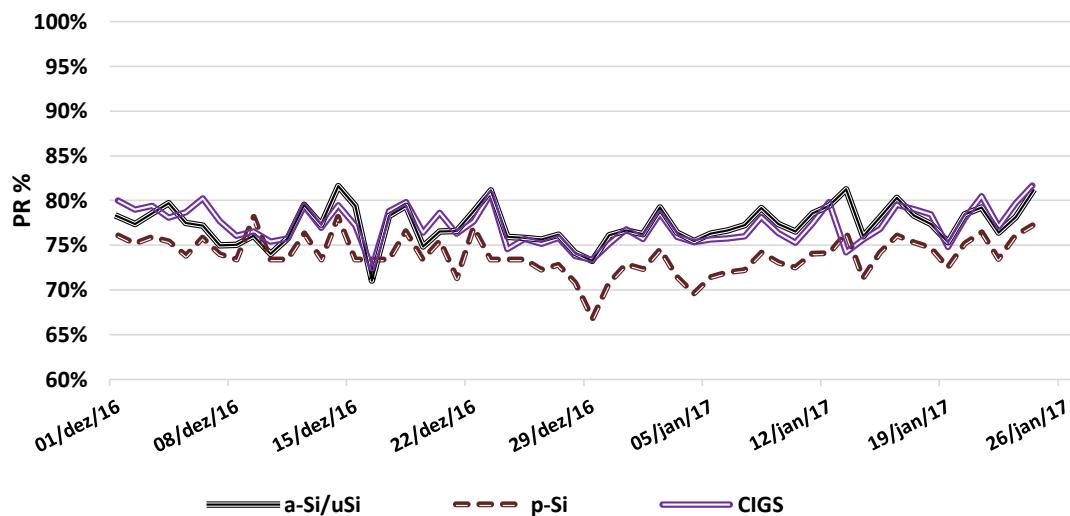


Figura 139: Performance Ratio aSi/ $\mu$ Si, p-Si, CIGS – dez./2016 e jan./2017

Comparando as PR das tecnologias apresentada no gráfico da figura 136 com os da figura 137, assim como os da figura 138 com os da figura 139, é possível observar que nos meses de maior temperatura ambiente na região da pesquisa as PR revelam valores inferiores aos dos meses com temperaturas mais baixas, exceto a CdTe que não pode ser estabelecida a comparação já que os módulos foram substituídos. A tecnologia a-Si, seguida pela m-Si revelaram os maiores valores das PR durante todo o período analisado, enquanto a tecnologia p-Si demonstrou os mais baixos.

A disponibilidade de espaço é um fator que pode determinar a da escolha da tecnologia na implantação um sistema de geração FV, dado que a relação entre a unidade de potência gerada por um módulo FV e a área superficial requerida para incidência da irradiação luminosa é bastante variável para cada tipo de tecnologia. Assim a disponibilidade da área do sítio onde se pretende instalar o sistema condiciona o portfólio de tecnologias possíveis de serem empregadas (Ribeiro et al., 2016). Na Tabela 49 se encontram descritos os valores das potências geradas e as áreas das superfícies dos arrays FV, as áreas ocupadas no terreno, determinadas pelo ângulo de instalação dos módulos, e ainda os valores determinados pelas razão entre as potência gerada e as área ocupada no terreno por cada tecnologia FV.

Tabela 49: Relação entre potências FV e as áreas ocupadas pelos arrays

Ordem	Tecnologia	Array				Terreno	
		Potência/ Potência Nominal	Potência	Área	Potência/ Área	Área	Potência/ Área
		W/Wp	W	m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>
1	<b>m-Si</b>	812,85	7185,59	59,47	120,83	54,81709	<b>131,08</b>
2	<b>p-Si</b>	748,72	6686,07	60,53	110,46	55,79416	<b>119,83</b>
3	<b>CdTe<sub>FS-280</sub></b>	834,60	7478,02	80,64	92,73	74,33076	<b>100,60</b>
4	<b>CIGS</b>	782,55	6949,04	80,96	85,83	74,62573	<b>93,12</b>
5	a-Si/μSi	793,90	7102,23	99,19	71,6	91,42942	<b>77,68</b>
6	<b>a-Si</b>	876,46	7888,14	139,49	56,55	128,5764	<b>61,35</b>
*	CdTe <sub>FS-4110</sub>	913,42	8038,07	57,60	139,55	53,0934	151,39

\* Tecnologia recentemente instalada

Desconsiderando o modelo FS-4110-2 da tecnologia CdTe, dado que sua instalação ocorreu bem depois das demais tecnologias e, posto que essas já passaram pelo período de maior suscetibilidade aos efeitos da degradação inicial que acometem algumas tecnologias FV (Silvestre et al., 2016), a tecnologia m-Si revela o mais elevado valor estabelecido pela razão entre a potência gerada e a área ocupada pelo array FV, enquanto a tecnologia a-Si, embora tenha apresentado em praticamente todo o período valores de PR diário superiores aos das demais tecnologias, revelou um valor da referida relação mais baixo que todas as estudadas, conforme apresentados na Tabela 49.

## **7 Conclusões e recomendações para futuros trabalhos**

Esta pesquisa objetivou estudar o comportamento de seis diferentes tecnologias fotovoltaicas constituídas por arrays compostos por módulos de placas planas, conectados à rede elétrica de distribuição com o propósito de avaliar as relações mais significativas de suas conversões energéticas FV com as variáveis físicas ambientais da Região dos Lagos, RJ, Brasil. Especificamente, buscou-se analisar ou desenvolver modelos, através de dados coletados no ambiente real de produção, capazes de responder eficazmente as estimativas de performances e produções energéticas fotovoltaicas.

Assim sendo, foram analisados nos sistemas compostos por módulos das tecnologias FV a-Si, a-Si/ $\mu$ Si, p-Si, m-Si, CIGS e CdTe, sob as condições ambientais da região supra citada, dois modelos preditores consagrados, distintos em suas aplicações, sendo um destinado a estimar a potência e classificar as tecnologias FV, conhecido pela sigla PVUSA e, o modelo EMAT criado para estimar as produções de energia FV.

Primeiramente, foram estudadas as possíveis correlações entre as diversas variáveis ambientais e as variáveis elétricas potência e energia geradas pelos arrays das seis diferentes tecnologias FV, visando avaliar a importância desses fatores ambientais como variáveis independentes (explicativas) nas equações de regressão dos modelos desenvolvidos por este estudo.

As dispersões observadas nos gráficos revelaram possíveis dependências entre a variável “energia gerada” pelos arrays das diferentes tecnologias FV estudadas e a variável “irradiação solar diária”, o que foi confirmado pelos resultados obtidos na análise de regressão. Verificou-se também a possibilidade de dependência entre as variáveis “potência gerada” pelos arrays e a “irradiância solar”, o que também foi ratificado pelos resultados da análise de regressão.

No entanto, embora a velocidade do vento seja utilizada como variável independente em alguns modelos de estimativa energética como o PVUSA, as análises realizadas com os dados da região, não confirmaram a existência de correlação associada a essa variável com a potência ou com a energia gerada por pelos arrays das diferentes tecnologias estudadas. Da mesma forma, as variáveis climáticas pressão atmosférica e umidade relativa do ar não mostraram correlação significativa com a potência ou a energia geradas pelas tecnologias FV estudadas.

Com relação aos diferentes níveis de irradiação solar e temperatura ambiente, foi constatado que a eficiência de todas as tecnologias FV foi reduzida à medida que a temperatura dos módulos alcançava valores elevados. Observou-se ainda que para irradiâncias com valores superiores a aproximadamente 800 W/m<sup>2</sup>, a redução de eficiência passa a apresentar um comportamento próximo ao linear com a temperatura dos módulos.

Assim, como descrito na literatura especializada, foi constatado que as variáveis explanatórias mais significativas para compor o modelo de previsão da potência dos sistemas FV são a irradiação solar e a temperatura ambiente, enquanto para a predição da produção FV a irradiação solar total diária e as temperaturas ambiente média e máxima diárias são as variáveis mais significativas.

As análises realizadas com o modelo PVUSA, em condições de campo, evidenciam, a partir dos valores dos coeficientes de determinação, que a qualidade do ajuste desse modelo não foi satisfatória para nenhuma das tecnologias sob as condições do ambiente da região estudada e, ainda, que para a tecnologia CIGS a hipótese nula não foi rejeitada ao nível de significância de 5 %. Também não foi observada associação entre a potência gerada pelos diferentes arrays com a variável irradiação associada à velocidade do vento. Assim, é possível concluir que esse modelo não deve ser indicado para prever o desempenho energético das tecnologias avaliadas nas condições ambientais do local de estudo.

Com o propósito de encontrar um modelo que pudesse ser empregado nas predições das produções fotovoltaicas, foi avaliado o modelo EMAT, por meio da análise de regressão, sob as condições ambientais da região do estudo, para utilização nas predições das tecnologias a-Si, a-Si/ $\mu$ , p-Si, m-Si e CIGS. Embora os resultados das análises efetuadas tivessem revelado não só bons ajustes como a ocorrência de regressão múltipla bastante significativa para as referidas tecnologias, apenas para as tecnologias a-Si/ $\mu$ -Si e m-Si a hipótese nula, ao nível de significância de 5%, foi rejeitada em todos os parâmetros das variáveis do modelo EMAT. Ou seja, para as tecnologias a-Si, p-Si e CIGS não foi possível rejeitar a hipótese nula, o que mostra a pouca confiabilidade da associação entre a energia produzida pelos arrays e as variáveis explanatórias do ambiente na região do estudo. Desse modo, o modelo EMAT não deve ser indicado para prever a produção energética FV dessas três tecnologias, embora possa ser apontado como preditor de energia FV para as tecnologias a-Si/ $\mu$ -Si e m-Si na região de estudo.

Frente aos resultados pouco satisfatórios dos modelos avaliados, foram estudados diversos modelos alternativos utilizando as variáveis explanatórias mais adequadas às condições da região, aplicando técnicas análise de regressão em sucessivas iterações. Dessa forma, foram desenvolvidos dois modelos distintos, um com o propósito de estimar as potências das tecnologias FV e outro objetivando predizer a produção de energia.

O modelos para estimativa da potência e classificação FV proposto neste estudo, apresentou valores de coeficientes de determinação  $R^2$  bastante elevados, revelando bons ajustes para todas as tecnologias estudadas. Também foi evidenciado alto grau de significância nas regressões (elevado valor da estatística F) e boa confiabilidade dos parâmetros (hipótese nula rejeitada a um nível de significância de 5 %) para cada uma das tecnologias seis tecnologias estudadas. Portanto, é possível concluir que o modelo proposto para estimativa da potência é adequado para as condições do ambiente da região do estudo.

Diante dos bons resultados apresentados em termos da estatística MAPE (inferiores a 2 %), que confronta os valores das medições de campo com os resultados das previsões do modelo desenvolvido para estimativa da potência FV, foi possível validar o referido modelo preditor. Além da citada qualidade dos ajustes, o modelo criado para as previsões das performances FV também ofereceu respostas mais precisas do que o MAPE do modelo PVUSA para as tecnologias estudadas, exceto para a tecnologia a-Si que apresentou valores bastante próximos para os dois modelos. Portanto, foi possível concluir que o modelo desenvolvido para estimar as performances FV demonstra possuir os predicados necessários para ser adotado como preditor das potências elétricas dos sistemas compostos por qualquer das tecnologias pesquisadas conectadas as redes de distribuição.

Embora, na avaliação do modelo PVUSA, algumas tecnologias apresentem bons resultados em termos da estatística MAPE, isso não confere ao modelo a qualidade de preditor das performances das tecnologias FV para a região, haja vista os resultados insatisfatórios apresentados nos teste da análise de regressão.

Resultados semelhantes foram obtidos na análise de regressão do modelo proposto, destinado às previsões da produção FV, ou seja: elevados valores de  $R^2$ , altos valores para a estatística F e p-valores baixos (abaixo de 5 %), o que evidencia a adequação dos modelos preditores para todas as tecnologias pesquisadas.

Com relação à estatística MAPE, a análise revelou respostas satisfatoriamente precisas, com MAPEs inferiores a 1,5 % para as cinco tecnologias

avaliadas (a-Si, a-Si/ $\mu$ , p-Si, m-Si e CIGS). Ainda através da análise comparativa do MAPE foi possível constatar que os valores estimados pelo modelo desenvolvido revelaram ser mais precisos do que os originados pelo modelo EMAT para as cinco citadas tecnologias FV. Assim, considerando os bons resultados apresentados pelo modelo desenvolvido neste estudo, é possível afiançar seu emprego como preditor para as produções energéticas de sistemas conectados as redes de distribuição, na região do estudo, compostos por qualquer uma das cinco tecnologias FV pesquisadas.

Os valores revelados pelas PR diárias das diferentes tecnologias, calculadas no curso desta pesquisa, antes de ocorrer a substituição dos módulos da tecnologia CdTe-FS-280, revelaram que a tecnologia a-Si manteve a maior eficiência global diária em quase todo o período. Já a tecnologia m-Si apresentou a segunda melhor PR diária, seguida pela tecnologia CdTe-Fs-280. As tecnologias CIGS e a-Si/ $\mu$ Si mostraram desempenhos bem próximos e ficaram abaixo daqueles apresentados pela CdTe-FS-280, enquanto a tecnologia p-Si revelou os mais baixos valores diários de PR em quase todo o período observado.

Após a substituição da tecnologia CdTe pelo novo modelo FS-4110-2, os valores das PR diárias dessa tecnologia revelaram significativa elevação, em geral superior de 90 %, apresentando a maior eficiência global das tecnologias estudadas. No entanto, cabe observar que o novo modelo CdTe foi instalado recentemente, portanto ainda não foram observadas possíveis perdas originadas por degradações iniciais que podem acometer a algumas tecnologias FV.

Embora a tecnologia a-Si tenha apresentado, por quase todo o período, a mais elevada PR diária, na análise comparativa da potência pela área ocupada do terreno, a referida tecnologia revela a mais baixa relação W/m<sup>2</sup>, enquanto a m-Si apresentou valores da PR diária um pouco abaixo do que a-Si, entretanto sua relação potência gerada sobre a área ocupada demonstrou a mais elevada de todas as tecnologias pesquisadas.

Por fim, são apresentados os seguintes temas como recomendações para trabalhos futuros:

1. Analise dos modelos desenvolvidos nesta tese objetivando a aplicação nas previsões das performances e produções energéticas FV em outras regiões e países;

2. Obtenção dos coeficientes de regressão dos modelos preditores desenvolvidos nesta pesquisa para diferentes tecnologias de módulos planos;
3. Analise objetivando aplicação dos modelos desenvolvidos nesta pesquisa nas predições das tecnologias de concentradores fotovoltaicos;
4. Avaliação e análise do comportamento das tecnologias pesquisadas nesta tese diante das possíveis perdas de eficiência por degradações que podem acomete-las após o transcurso de alguns anos de funcionamento do sistema;
5. Pesquisa relacionadas as implicações causadas pelo efeito borda de nuvem nos dispositivos de suporte e proteção elétrica de sistema FV, assim como possíveis consequências nas redes de distribuição de energia elétrica.

## 8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. **Energia solar fotovoltaica - Terminologia.** NBR 10899. ABNT. Rio de Janeiro, Brasil: Associação Brasileira de Normas Técnicas,, NBR 10899 2006.

AHMAD, J. et al. Materials and methods for encapsulation of OPV: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 27, n. 0, p. 104-117, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113004048>>.

AHMAD, S. et al. On the effectiveness of time and date-based sun positioning solar collector in tropical climate: A case study in Northern Peninsular Malaysia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 28, n. 0, p. 635-642, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113004899>>. Acesso em: 12/10/2013.

ALBERO, J.; CLIFFORD, J. N.; PALOMARES, E. Quantum dot based molecular solar cells. **Coordination Chemistry Reviews**, v. 263–264, n. 0, p. 53-64, 2014. ISSN 0010-8545. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0010854513001446>>.

ALGORA, C.; REY-STOLLE, I. **Handbook on Concentrator Photovoltaic Technology.** John Wiley & Sons, 2016. ISBN 1118472969.

ALMAKTAR, M. et al. Artificial neural network-based photovoltaic module temperature estimation for tropical climate of Malaysia and its impact on photovoltaic system energy yield. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 23, n. 3, p. 302-318, 2015. ISSN 1099-159X. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/pip.2424>>.

ALMEIDA, M. P. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** 2012. Dissertação de mestrado, USP

ALMEIDA PRADO JR, F. et al. How much is enough? An integrated examination of energy security, economic growth and climate change related to hydropower expansion in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 1132-1136, 1// 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115010205>>.

AMARANTE, O. et al. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2001)** 2012.

AMOUZOU, D. et al. Adhesion, resistivity and structural, optical properties of molybdenum on steel sheet coated with barrier layer done by sol-gel for CIGS solar cells. **Thin Solid Films**, v. 531, n. 0, p. 535-540, 2013. ISSN 0040-6090. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0040609013001880>>.

AMPLA. **Conexão de acessante a rede de distribuição com sistema de compensação de energia - Geração Distribuída.** ETA – 020. Niterói , RJ: AMPLA 2013.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 517 de 11 de dezembro de 2012.** 517/2012.  
ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA Brasília, DF, Brasil: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica ,: 3 p. 2012a.

\_\_\_\_\_. **Resolução normativa nº 482/2012.** 482/2012. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - , A. Brasília: Diário Oficial da União. 19 de abril de 2012 2012b.

\_\_\_\_\_. **Despacho N° 720.** 720/2014. ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA Brasília: Diário Oficial da União 2014.

\_\_\_\_\_. **ANEEL amplia possibilidades para micro e minigeração distribuída.** Informações Técnicas, Últimas Notícias TÉCNICAS, I. Brasília, Brasil: ANEEL, 2015.

\_\_\_\_\_. **Capacidade de Geração do Brasil..** BIG - Banco de Informações de Geração. Brasília, BR: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica , 2017.

ANSARI DEZFOLI, A. R. et al. Modeling of poly-crystalline silicon ingot crystallization during casting and theoretical suggestion for ingot quality improvement. **Materials Science in Semiconductor Processing**, v. 53, p. 36-46, 10// 2016. ISSN 1369-8001. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1369800116301470> >.

ARAKIDA, H. Time delay in Robertson–McVittie spacetime and its application to increase of astronomical unit. **New Astronomy**, v. 14, n. 3, p. 264-268, 2009. ISSN 1384-1076. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1384107608000948> >.

ARENT, D. J.; WISE, A.; GELMAN, R. The status and prospects of renewable energy for combating global warming. **Energy Economics**, v. 33, n. 4, p. 584-593, 2011. ISSN 0140-9883. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988310001908> >.

ARTESA. **Medida de Radiación,Temperaturas de Célula y Ambiente - Manual de Operación y de Instalación.** Célula calibrada compensada, Manula de operación y de instalación. ARTESA. Madrid, ES: ARTESA 2013.

ASIM, N. et al. A review on the role of materials science in solar cells. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 8, p. 5834-5847, 2012. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211200384X> >.

ASTE, N. et al. A simplified model for the estimation of energy production of PV systems. **Energy**, v. 59, p. 503-512, 2013. ISSN 0360-5442. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054421300577X> >.

AVANCIS GMBH & CO. **PowerMax Strong.** julho 2014. Torgau, Germany: AVANCIS GmbH & Co.KG. 1: 4 p. 2014a.

\_\_\_\_\_. **PowerMax Strong.** julho 2014. Torgau, Germany: AVANCIS GmbH & Co.KG. 1: 4 p. 2014b.

AVRUTIN, V.; IZYUMSKAYA, N.; MORKOÇ, H. Semiconductor solar cells: Recent progress in terrestrial applications. **Superlattices and Microstructures**, v. 49,

n. 4, p. 337-364, 2011. ISSN 0749-6036. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0749603610002570>>.

AYOMPE, L. M. et al. Measured performance of a 1.72&#xa0;kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland. **Energy Conversion and Management**, v. 52, n. 2, p. 816-825, 2011. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890410003730>>.

AZZOUI, G.; TAZIBT, W. Improving Silicon Solar Cell Efficiency by Using the Impurity Photovoltaic Effect. **Energy Procedia**, v. 41, p. 40-49, 2013/01/01 2013. ISSN 1876-6102. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610213016895>>.

BAI, J. et al. Development of a new compound method to extract the five parameters of PV modules. **Energy Conversion and Management**, v. 79, n. 0, p. 294-303, 2014. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890413008170>>.

BARKELID, M.; ZWILLER, V. Single carbon nanotube photovoltaic device. **Journal of Applied Physics**, v. 114, n. 16, p. -, 2013. Disponível em: <<http://scitation.aip.org/content/aip/journal/jap/114/16/10.1063/1.4828485>>.

BARLEV, D.; VIDU, R.; STROEVE, P. Innovation in concentrated solar power. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 95, n. 10, p. 2703-2725, 2011. ISSN 0927-0248. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024811002777>>.

BASHIR, M. A. et al. Comparison of performance measurements of photovoltaic modules during winter months in Taxila, Pakistan. **International Journal of Photoenergy**, v. 2014, 2014. ISSN 1110-662X.

BAYRAKCI, M.; CHOI, Y.; BROWNSON, J. R. S. Temperature Dependent Power Modeling of Photovoltaics. **Energy Procedia**, v. 57, p. 745-754, 2014/01/01 2014. ISSN 1876-6102. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S187661021401649X>>.

BEARD, M. C.; LUTHER, J. M.; NOZIK, A. J. The promise and challenge of nanostructured solar cells. **Nat Nano**, v. 9, n. 12, p. 951-954, 12/print 2014. ISSN 1748-3387. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1038/nnano.2014.292>>.

BELLUARDO, G. et al. Novel method for the improvement in the evaluation of outdoor performance loss rate in different PV technologies and comparison with two other methods. **Solar Energy**, v. 117, p. 139-152, 7// 2015. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X15002182>>.

BENÍTEZ, P. et al. High performance Fresnel-based photovoltaic concentrator. **Optics Express**, v. 18, n. S1, p. A25-A40, 26/04/2010 2010a. Disponível em: <<http://www.opticsexpress.org/abstract.cfm?URI=oe-18-101-A25>>. Acesso em: 06/01/2014.

BENÍTEZ, P. et al. High performance Fresnel-based photovoltaic concentrator. **Optics Express**, v. 18, n. 101, p. A25-A40, 2010b. ISSN 1094-4087.

BHATIA, R.; UJJAIN, S. K. Soluble single-walled carbon nanotubes for photovoltaics. **Materials Letters**, v. 190, p. 165-168, 3/1/ 2017. ISSN 0167-577X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167577X17300095> >.

BIAN, L. et al. Recent progress in the design of narrow bandgap conjugated polymers for high-efficiency organic solar cells. **Progress in Polymer Science**, v. 37, n. 9, p. 1292-1331, 2012. ISSN 0079-6700. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0079670012000354> >.

BILBAO, J. et al. Global, diffuse, beam and ultraviolet solar irradiance recorded in Malta and atmospheric component influences under cloudless skies. **Solar Energy**, v. 121, p. 131-138, 11// 2015. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X15002637> >.

BIPM - INTERNATIONAL BUREAU OF WEIGHTS MEASURES. **The international system of units (SI)**. 8<sup>a</sup>. US Department of Commerce, Technology Administration, National Institute of Standards and Technology, 2006. 112 ISBN 92-822-2213-6.

BIRKMIRE, R. W.; MCCANDLESS, B. E. CdTe thin film technology: Leading thin film PV into the future. **Current Opinion in Solid State and Materials Science**, v. 14, n. 6, p. 139-142, 2010. ISSN 1359-0286. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1359028610000446> >.

BLÖSCH, P. et al. Alternative back contact designs for Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> solar cells on polyimide foils. **Thin Solid Films**, v. 535, n. 0, p. 220-223, 2013. ISSN 0040-6090. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S004060901201588X> >.

BORCHERS, K.; VOHRER, U. What are Carbon Nanotubes? Structures, properties, production techniques. **Carbon-based materials**, Stuttgart, Germany, 2014. Disponível em: < <http://www.igb.fraunhofer.de/en/competences/interfacial-materials/carbon-based-materials/what-are-carbon-nanotubes.html> >. Acesso em: 19/03/2014.

BRASIL. **Lei Federal nº 5.172, de 25 de outubro de 1966 (alterada pela Lei Complementar nº 118, de 09 de fevereiro de 2005).** Dispõe sobre o Sistema Tributário Nacional. Internet: [http://www.presidencia.gov.br/ccivil/Leis\\_L\\_BRASILEIRO\\_G\\_Brasilia\\_DF\\_Brasil\\_Diario\\_Oficial\\_da\\_Uniao-DOU\\_5172\\_2005.html](http://www.presidencia.gov.br/ccivil/Leis_L_BRASILEIRO_G_Brasilia_DF_Brasil_Diario_Oficial_da_Uniao-DOU_5172_2005.html)

BUCHERL, C. N.; OLESON, K. R.; HILLHOUSE, H. W. Thin film solar cells from sintered nanocrystals. **Current Opinion in Chemical Engineering**, v. 2, n. 2, p. 168-177, 2013. ISSN 2211-3398. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211339813000282> >.

BÜNZLI, J.-C. G.; CHAUVIN, A.-S. Lanthanides in solar energy conversion. **Handbook on the Physics and Chemistry of Rare Earths**, v. 44, p. 169-281, 2014. ISSN 0168-1273.

CALIFORNIA, G. S. **Incentive Eligible Photovoltaic Modules in Compliance with SB1 Guidelines.** Incentive Eligible Photovoltaic Modules in Compliance with SB1 Guidelines. California, EUA: State of California - California Energy Commission & California Public Utilities Commission 2016.

CÂMARA MUNICIPAL DE ARMAÇÃO DOS BÚZIOS. **Lei Complementar 27/2010.** 27. PREFEITURA DA CIDADE DE ARMAÇÃO DOS BÚZIOS. Armação dos Búzios, RJ, Brasil,: Prefeitura da Cidade de Armação dos Búzios., 27 2010.

CANESTRARO, C. D. **Dispositivos fotovoltaicos orgânicos, estudo de camadas ativas e eletrodos.** 2010a. 193 pp (Doutorado). Engenharia e Ciência dos Materiais, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, PR, BR.

\_\_\_\_\_. **Orgânicos, dispositivos fotovoltaicos eletrodos, estudo de camadas ativas e eletrodos.** 2010b. 197 Doutoramento (Doutorado). Engenharia e Ciência dos Materiais, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Pr.

CARLOS GAVAZZI. **Manual de Instrucciones del WM5-96 WM5-96 Contador de energía y analizador de redes modular.** SPA, C. G. A. Lainate (MI) - ITALY: Carlos Gavazzi 2011.

CASSEMIRO, S. D. M. **Síntese, caracterização e propriedades eletro-ópticas de copolímeros conjugados contendo unidades fluoreno alternadas com heterocíclicos para a confecção de dispositivos eletroluminescentes e fotovoltaicos.** 2013. 124 (Doutorado). Programa de Pós Graduação em Engenharia - PIPE Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, Curitiba , PR, Brasil.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO, C.; ELÉTRICA, C.-C. D. P. D. E. **Base de Dados de radiação solar incidente (irradiação solar).** Potencial Solar - SunData. Rio de Janeiro, Brazil: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito 2016.

CEPERJ. **Estado do Rio de Janeiro.** Estado RJ 2010 Jubileu. TERRITÓRIOS, I. D. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Governo do Estado do Rio de Janeiro, Secretaria de Palnejamento e Grestão: Mapa do Estado do Rio de Janeiro, Mesoregiões p. 2010.

\_\_\_\_\_. **Mercado de Trabalho Formal Emprego e Renda.** Fundação Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos do Rio de Janeiro - CEPERJ, . Rio de Janeiro: junho 2014. 2014

CHEMISANA, D. Building Integrated Concentrating Photovoltaics: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 1, p. 603-611, 2011. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110001978> >.

CHO, J. et al. Efficiency enhanced emitter wrap-through (EWT) screen-printed solar cells with non-uniform thickness of silicon nitride passivation layer in via-holes. **Solar Energy**, v. 90, p. 188-194, 4// 2013. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13000236> >.

CHONG, K.-K. et al. Design and development in optics of concentrator photovoltaic system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 19, n. 0, p. 598-612, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112006132> >.

CHONG, K. K. et al. Design and construction of non-imaging planar concentrator for concentrator photovoltaic system. **Renewable Energy**, v. 34, n. 5, p. 1364-1370,

2009. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148108003364>>.

CHRISTENSEN, E. L. **Solar Concentrated Photovoltaic Systems Using Spectral Splitting**. 2012. 189 pp (Doctor). The Institute of Optics Arts, Sciences and Engineering Edmund A. Hajim School of Engineering and Applied Sciences, University of Rochester, New York, USA.

COE, H. H. G.; CARVALHO, C. N. D. Seria Cabo Frio um enclave semiárido no litoral úmido do estado do rio de janeiro? Respostas do clima atual e da vegetação pretérita. **GEOUSP: espaço e tempo**, v. 33, n. 33, p. 136-152, 2013. ISSN 2179-0892. Disponível em: <<http://citrus.uspnet.usp.br/geousp/ojs-2.2.4/index.php/geousp/article/view/503/354>>. Acesso em: 27/04/2015.

COELHO, R. F.; MARTINS, D. C. An Optimized Maximum Power Point Tracking Method Based on PV Surface Temperature Measurement. 2012.

CONFAZ. **CONVÊNIO ICMS 16, DE 22 DE ABRIL DE 2015**. FAZENDÁRIA, C. N. D. P. Brasília, BR: Ministério da Fazenda 2015.

COOK, J. H.; AL-ATTAR, H. A.; MONKMAN, A. P. Effect of PEDOT-PSS resistivity and work function on PLED performance. **Organic Electronics**, v. 15, n. 1, p. 245-250, 2014. ISSN 1566-1199. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1566119913005168>>.

CORDEIRO, L. G. M. S. et al. Reconstruction of southwestern Atlantic sea surface temperatures during the last Century: Cabo Frio continental shelf (Brazil). **Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology**, v. 415, n. 0, p. 225-232, 2014. ISSN 0031-0182. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0031018214000303>>.

CORRÊA DA SILVA, R.; DE MARCHI NETO, I.; SILVA SEIFERT, S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 328-341, 6// 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116000290>>.

DAIDO STELL CO. LTD. Concentrated Photovoltaic. **Industry-government-academia research and development**, Nagoya, Japan, 2014. Disponível em: <<http://www.daido.co.jp/en/about/rd/collabo.html>>. Acesso em: 18/04/2015.

DATAS, A. et al. **NGCPV: A new generation of concentrator photovoltaic cells, modules and systems**. European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC). ISE, F. Paris, France: Fraunhofer ISE: 5 p. 2013.

DÁVI, G. A. et al. Energy performance evaluation of a net plus-energy residential building with grid-connected photovoltaic system in Brazil. **Energy and Buildings**, v. 120, p. 19-29, 2016. ISSN 0378-7788.

DAVIS, K. O. et al. Manufacturing metrology for c-Si module reliability and durability Part II: Cell manufacturing. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 225-252, 6// 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115016007>>.

DAZHI, Y.; JIRUTITIJAROEN, P.; WALSH, W. M. The Estimation of Clear Sky Global Horizontal Irradiance at the Equator. **Energy Procedia**, v. 25, n. 0, p. 141-148, 2012. ISSN 1876-6102. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610212011812> >.

DE GIORGI, M. G. et al. Error analysis of hybrid photovoltaic power forecasting models: A case study of mediterranean climate. **Energy Conversion and Management**, v. 100, p. 117-130, 2015. ISSN 0196-8904. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890415004422> >.

DE LA MORA, M. B. et al. Materials for downconversion in solar cells: Perspectives and challenges. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 165, p. 59-71, 6// 2017. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024817300697> >.

DELANNOY, Y. Purification of silicon for photovoltaic applications. **Journal of Crystal Growth**, v. 360, n. 0, p. 61-67, 2012. ISSN 0022-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0022024811010256> >.

DELANNOY, Y. Purification of silicon for photovoltaic applications. **Journal of Crystal Growth**, v. 360, p. 61-67, 12/1/ 2012. ISSN 0022-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0022024811010256> >.

DELTA-T DEVICES LTD. **SPN1 Sunshine Pyranometer**. LTD, D.-T. D. Cambridge, UK: Delta-T Devices Ltd. SPN1-PV3 2016.

DERBOUZ, A. et al. N-type silicon RST ribbon solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 107, n. 0, p. 212-218, 2012. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S092702481200325X> >.

DIEDENHOFEN, S. L. et al. Broadband and omnidirectional anti-reflection layer for III/V multi-junction solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 101, n. 0, p. 308-314, 2012. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024812000967> >.

DÍEZ-MEDIAVILLA, M. et al. Performance of grid-tied PV facilities: A case study based on real data. **Energy Conversion and Management**, v. 76, p. 893-898, 2013. ISSN 0196-8904. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890413004949> >.

DIRNBERGER, D. et al. On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different PV technologies. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 132, p. 431-442, 2015. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024814005169> >.

DOE. **Energy Department Finalizes \$150 Million Loan Guarantee to 1366 Technologies that Could Drive Down Manufacturing Costs and Make American Solar More Competitive** ENERGY, D. O. Washington D.C.: Office of Public Affairs 2011.

DU PONT APOLLO LIMITED. **C Series Thin Film Modules. C Series**. DU PONT APOLLO LIMITED. Shatin, N.T., Hong Kong: Du Pont Apollo Limited 2012a.

\_\_\_\_\_. **C Series Thin Film Modules.** C Series - Thin Film Modules - microcrystalline silicon (a-Si/μc-Si). DU PONT APOLLO LIMITED. Shatin, N.T., Hong Kong: Du Pont Apollo Limited 2012b.

\_\_\_\_\_. **A Series Thin Film Modules.** A Series. DU PONT APOLLO LIMITED. Shatin, N.T., Hong Kong: Du Pont Apollo Limited 2013a.

\_\_\_\_\_. **A Series Thin Film Modules.** A Series modules (a-Si) thin film technology. DU PONT APOLLO LIMITED. Shatin, N.T., Hong Kong: Du Pont Apollo Limited 2013b.

DUBEY, S.; SARVAIYA, J. N.; SESHADRI, B. Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review. **Energy Procedia**, v. 33, n. 0, p. 311-321, 2013. ISSN 1876-6102. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610213000829> >.

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, 2011. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111000050> >. Acesso em: 14/10/2013.

ELTBAAKH, Y. A. et al. Measurement of total and spectral solar irradiance: Overview of existing research. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 3, p. 1403-1426, 2011. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110003680> >.

ENERGIZE. **Cassegrain CPV.** BREVE6244B.JPG. Sèvres, France: Energize: módulo CPV Cassegrain p. 2013.

EPE. **EXPANSÃO DA GERAÇÃO - EMPREENDIMENTOS FOTOVOLTAICOS: Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica EPE-DEE-RE-065/2013-r1.** ENERGÉTICA, E. D. P. Rio de Janeiro, BR: EPE: 34 p. 2014a.

\_\_\_\_\_. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos.** Nota Técnica 19/14 DEA. DEA. Rio de Janeiro: EPE. 1 2014b.

EPIA. **Market Report 2013.** European Photovoltaic Industrian Association. Brussels, Belgium: March 2014. 2014

EPIA; GREENPEACE. **Solar generation 6: Solar photovoltaic electricity empowering the world.** European Photovoltaic Industry Association, Greenpeace International,. Belgium, p.99. 2011

ERNST, M. et al. Comparison of Ground-based and Satellite-based Irradiance Data for Photovoltaic Yield Estimation. **Energy Procedia**, v. 92, p. 546-553, 2016. ISSN 1876-6102. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216305665> >.

EVERGREEN SOLAR CO LTD. Evergreen Solar Edge 156 Wafer. 2013. Disponível em: < <http://www.evergreensolar.com/upload2/xp/156wafer-ENG.pdf> >. Acesso em: 06/11/2013.

FALCÃO, V. D. **Estudo de filmes finos transparentes e condutores de ZnO para aplicação em células solares de Si.** 2012. 106 p. Mestrado Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, MG.

FEINA S.L. Trackers FEINA Moline, ESpanha, p. Solar Tracker Feina SF20, 2014. Disponível em: < <http://www.tracker.cat/solar-tracker-feina-sf20-en/?lang=en> >. Acesso em: 13/01/2014.

FENG, H. et al. Analysis of the photovoltaic cells output power based on the door-connection under mismatch. 2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2015, 15-18 Nov. 2015. p.1-4.

FERNÁNDEZ FERNÁNDEZ, E. **Modelización y caracterización de células solares III-V multiunión y de módulos de concentración.** 2012. 216 pp Doctoral (Doctoral). Departamento de Electrónica y Computación, Universidad de Santiago de Compostela, Santiago de Compostela,.

FIRST SOLAR. **First Solar FS Series 2 PV Module.** [FS Series 2 PV Module](#). SOLAR, F. Arizona, EUA First Solar, Inc 2011a.

\_\_\_\_\_. **First Solar FS Series 2 PV Module.** [FS Series 2 PV Module](#). SOLAR, F. Arizona, EUA First Solar, Inc 2011b.

\_\_\_\_\_. **First Solar FS Series 2 PV Module.** [FS Series 4 PV Module](#). SOLAR, F. Arizona, EUA First Solar, Inc 2015.

FONSECA, M. A. P. D. Turismo e divisão territorial do trabalho no Polo Costa do Sol/RJ. **Mercator**, v. 10, n. 21, p. 17, jan./abr. 2011.

FORNIÉS, E. et al. The influence of mismatch of solar cells on relative power loss of photovoltaic modules. **Solar Energy**, v. 97, n. 0, p. 39-47, 2013. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13003149> >.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS, I. **Photovoltaics Report.** Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE. Freiburg, Ge: December 11, 2012. 2012

\_\_\_\_\_. **PHOTOVOLTAICS REPORT.** Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE. Freiburg, Germany: 17 November 2016, p.43. 2016

FRIEDMAN, D. J. Progress and challenges for next-generation high-efficiency multijunction solar cells. **Current Opinion in Solid State and Materials Science**, v. 14, n. 6, p. 131-138, 2010. ISSN 1359-0286. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S135902861000032X> >.

GOMES, L. P. Células solares de silício micro/nanocristalino. **Ciência & Tecnologia dos Materiais**, v. 21, p. 27-33, 2009. ISSN 0870-8312. Disponível em: < [http://www.scielo.org.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0870-83122009000100004&nrm=iso](http://www.scielo.org.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0870-83122009000100004&nrm=iso) >.

GOODRICH, A. et al. A wafer-based monocrystalline silicon photovoltaics road map: Utilizing known technology improvement opportunities for further reductions in

manufacturing costs. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 114, p. 110-135, 7// 2013. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024813000457> >.

GRADITI, G.; FERLITO, S.; ADINOLFI, G. Comparison of Photovoltaic plant power production prediction methods using a large measured dataset. **Renewable Energy**, v. 90, p. 513-519, 2016. ISSN 0960-1481. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148116300271> >.

GREEN, M. A. et al. Solar cell efficiency tables (version 41). **Progress in photovoltaics: research and applications**, v. 21, n. 1, p. 1-11, 2013. ISSN 1099-159X. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1002/pip.2352> >.

GREEN, M. A. et al. Solar cell efficiency tables (Version 49). **Progress in photovoltaics: research and applications**, v. Appl. 2017; 25:3-13, n. 1, p. 3-13, 28 November 2016 2016. Disponível em: < <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.2855/pdf> >.

GROVA, I. R. **Correlações entre composição, propriedades fotofísicas e comportamento fotovoltaico de copolímeros fluoreno-tiofeno**. 2012. 132 pp (Doutorado). Centro Politécnico - Engenharia e Ciência dos Materiais, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, PR, Brasil.

GUECHI, A.; CHEGAAR, M.; AILLERIE, M. Air Mass Effect on the Performance of Organic Solar Cells. **Energy Procedia**, v. 36, n. 0, p. 714-721, 2013. ISSN 1876-6102. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610213011697> >.

GUHA, S.; YANG, J.; YAN, B. High efficiency multi-junction thin film silicon cells incorporating nanocrystalline silicon. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 119, p. 1-11, 12// 2013. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024813001499> >.

GUJARATI, D. N. **Basic econometrics**. Tata McGraw-Hill Education, 2009. ISBN 0071333452.

GUJARATI, D. N.; PORTER, D. C. **Econometria Básica-5**. New York, NY, EUA: AMGH Editora, 2011. ISBN ISBN 0-07-337577-2/978-0-07-337577-9

GUO, X.; BAUMGARTEN, M.; MÜLLEN, K. Designing  $\pi$ -conjugated polymers for organic electronics. **Progress in Polymer Science**, v. 38, n. 12, p. 1832-1908, 2013. ISSN 0079-6700. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0079670013001196> >.

HAGFELDT, A. et al. Chapter ID-1 - Dye-Sensitized Photoelectrochemical Cells. In: MCEVOY, A.;CASTAÑER, L., et al (Ed.). **Solar Cells (Second Edition)**: Elsevier, 2013. p.385-441. ISBN 978-0-12-386964-7.

HAN, G. et al. Towards high efficiency thin film solar cells. **Progress in Materials Science**, 2017 2017. ISSN 0079-6425. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0079642517300178> >.

HAN, K.-S. et al. Enhanced performance of solar cells with anti-reflection layer fabricated by nano-imprint lithography. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 95,

n. 1, p. 288-291, 2011. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024810002540> >.

HAN, X. et al. Parametric analysis of a hybrid solar concentrating photovoltaic/concentrating solar power (CPV/CSP) system. **Applied Energy**, v. 189, p. 520-533, 3/1/ 2017. ISSN 0306-2619. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916318128> >.

HANWHA SOLARONE CO. LTD. **SF220 | Poly**. SF220 | Poly Hanwha Solar. HANWHA SOLARONE CO. LTD. Qidong City Jiangsu Province, China: Hanwha SolarOne Co. Ltd. 2012.

HELIOS PHOTOVOLTAIC CO. LTD. Design Characteristics. **PV Modules**, Jiangsu Province, China, 2011. Disponível em: < <http://www.helios-pv.com/en/technology/> >. Acesso em: 24/05/2014.

HESS, U. et al. Crystal defects and their impact on ribbon growth on substrate (RGS) silicon solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 117, n. 0, p. 471-475, 2013. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024813003656> >.

HOFFMANN, R. **Análise de regressão -Uma Introdução à Econometria**. PAULO, U. D. S. Piracicaba, SP: 393 p. 2016.

HOSSAIN, M. A. et al. Predictive linear regression model for microinverter internal temperature. 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2014, IEEE. p.0992-0996.

HUANG, T.-H. et al. Photovoltaic characteristics of each subcell evaluated in situ in a triple-junction solar cell. **Solid-State Electronics**, v. 126, p. 109-114, 12// 2016. ISSN 0038-1101. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038110116301368> >.

HULD, T. et al. Data sets for energy rating of photovoltaic modules. **Solar Energy**, v. 93, p. 267-279, 2013. ISSN 0038-092X.

HWANG, S.-T. et al. Bandgap grading and Al<sub>0.3</sub>Ga<sub>0.7</sub>As heterojunction emitter for highly efficient GaAs-based solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 155, p. 264-272, 10// 2016. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024816301817> >.

IBGE. IBGE apresenta nova área territorial brasileira: 8.515.767,049 km<sup>2</sup>. Rio de Janeiro, 2012 2012. Disponível em: < <http://saladeimprensa.ibge.gov.br/noticias?view=noticia&id=1&busca=1&idnoticia=2267> >. Acesso em: 20/05/2014.

\_\_\_\_\_ . **Divisão Territorial Brasileira**. DTB\_2014\_MUNICÍPIO.XLS. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística 2014.

\_\_\_\_\_ . **IBGE Cidades**. IBGE Cidades. Rio de Janeiro, Brasil: IBGE- Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística 2016.

IEA. **Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy**. International Energy Agency. Paris, France: SEPTEMBER 2014, p.55. 2014

\_\_\_\_\_. **Energy and Air Pollution - World Energy Outlook - Special Report.**  
International Energy Agency. Paris, France: June, 2016, p.265. 2016a

\_\_\_\_\_. **TRENDS 2016 IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS, Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2013.** International Energy Agency. Paris, france: 2014, p.72. 2016b

INEICHEN, P. Conversion function between the Linke turbidity and the atmospheric water vapor and aerosol content. **Solar Energy**, v. 82, n. 11, p. 1095-1097, 2008. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X08001035> >.

INMAN, R. H.; PEDRO, H. T. C.; COIMBRA, C. F. M. Solar forecasting methods for renewable energy integration. **Progress in Energy and Combustion Science**, n. 0, 2013. ISSN 0360-1285. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128513000294> >.

**INMET. Dados Climáticos - Cabo Frio**  
**Dados Climáticos - Rio de Janeiro.** Dados Climáticos para as Olímpíadas. Brasília, DF, Brasil: INMET, Instituto Nacional de Metrologia: 2 p. 2013.

INMETRO. **Portaria nº 004/ 2011.** 004/ 2011. Brasília - DF: INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL-INMETRO 44 p. 2011.

\_\_\_\_\_. **Portaria nº 357, de 01 de agosto de 2014.** TABELA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA - MÓDULOS. INMETRO. Brasília - DF: MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR -INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL-INMETRO 10 p. 2014.

\_\_\_\_\_. **Tabela de Eficiência Energética - Sistema de Energia Fotovoltaica.** Tabela de Eficiência Energética - Sistema de Energia Fotovoltaica - Módulos. INMETRO. Brasília - DF: Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial-INMETRO 44 p. 2017.

IRENA. Summary For Policy Makers: Renewable Power Generation Costs. **International Renewable Energy Agency Working Paper,,** v. 1: Power Sector, n. 4/5, p. 52, 06/ 2012 2012a. Disponível em: < <http://www.irena.org/menu/index.aspx> >. Acesso em: 20/10/2016.

\_\_\_\_\_. **SUMMARY FOR POLICY MAKERS:Renewable Power Generation Costs.** International Renewable Energy Agency, 2012b. 52 Disponível em: < <http://www.irena.org/menu/index.aspx> >. Acesso em: 20/10/2013.

JAGER-WALDAU, A. Progress in chalcopyrite compound semiconductor research for photovoltaic applications and transfer of results into actual solar cell production. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 95, n. 6, p. 1509-1517, 2011. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024810007105> >. Acesso em: 13/10/2013.

JAKHAR, S.; SONI, M. S.; GAKKAR, N. Historical and recent development of concentrating photovoltaic cooling technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 60, p. 41-59, 7// 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116001131> >.

JIANG, H. et al. Intelligent optimization models based on hard-ridge penalty and RBF for forecasting global solar radiation. **Energy Conversion and Management**, v. 95, p. 42-58, 2015. ISSN 0196-8904. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890415001338> >.

JIANG, N. et al. High temperature stability of dye solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 119, n. 0, p. 36-50, 2013. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S092702481300192X> >.

JIANG, Y.-L. et al. Improvement of Photodegradation of Silicon Thin-film Solar Cells by pc-Si:H/a-Si:H Multilayers. **Energy Procedia**, v. 15, n. 0, p. 248-257, 2012. ISSN 1876-6102. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610212003657> >.

JIMÉNEZ-MUÑOZ, J. C.; SOBRINO, J. A.; MATTAR, C. Recent trends in solar exergy and net radiation at global scale. **Ecological Modelling**, v. 228, n. 0, p. 59-65, 2012. ISSN 0304-3800. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0304380011006156> >.

JORDAN, D.; KURTZ, S. PV Degradation Rates—An Analytical Review. submitted to **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 2011.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 1, p. 12-29, January, 2013 2013. ISSN 1099-159X. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1002/pip.1182> >. Acesso em: 20/05/2014.

JØRGENSEN, M. et al. The state of organic solar cells—A meta analysis. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 119, n. 0, p. 84-93, 2013. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024813002559> >.

KALDELLIS, J. K.; KAPSALI, M.; KAVADIAS, K. A. Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. Experience obtained from outdoor measurements in Greece. **Renewable Energy**, v. 66, p. 612-624, June 2014 2014. ISSN 0960-1481. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114000123> >.

KAMAT, P. V. Quantum Dot Solar Cells. The Next Big Thing in Photovoltaics. **The Journal of Physical Chemistry Letters**, v. 4, n. 6, p. 908-918, 2013/03/21 2013. ISSN 1948-7185. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1021/jz400052e> >.

KANEKA CO. **Thin film silico Hybrid solar panel**. ENERGY, K. S. Japan: KANEKA CO 2013.

KANGO, S. et al. Semiconductor–Polymer Hybrid Materials. In: (Ed.). **Organic-Inorganic Hybrid Nanomaterials**: Springer, 2014. p.283-311.

KIEL UNIVERSITY. **Silicon for Solar Cells. Semiconductor.** Germany: Faculty of Engineering at Kiel University: 1-6 p. 2013.

KIM, E.; OSSEO-ASARE, K. Dissolution windows for hydrometallurgical purification of metallurgical-grade silicon to solar-grade silicon: Eh-pH diagrams for Fe silicides. **Hydrometallurgy**, v. 127-128, n. 0, p. 178-186, 2012. ISSN 0304-386X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0304386X12001296> >.

KIM, J. M.; DUTTA, P. S. Optical efficiency-concentration ratio trade-off for a flat panel photovoltaic system with diffuser type concentrator. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 103, n. 0, p. 35-40, 2012. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024812001687> >.

KIPP & ZONEN. **CMA serie - Albedómetro, CMP serie - Piranómetro - Manual de Usuario.** CMA and CMP KIPP & ZONEN. Delft, The Netherlands: Kipp & Zonen, 2016.

KLEIDON, A. Energy Balance. In: (Ed.). **Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences**: Elsevier, 2013. ISBN 978-0-12-409548-9.

KOPP, G. Earth's Incoming Energy: The Total Solar Irradiance. In: (Ed.). **Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences**: Elsevier, 2016. ISBN 978-0-12-409548-9.

KOUSSA, M. et al. Measured and modelled improvement in solar energy yield from flat plate photovoltaic systems utilizing different tracking systems and under a range of environmental conditions. **Applied Energy**, v. 88, n. 5, p. 1756-1771, 2011. ISSN 0306-2619. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261910005088> >.

KURTZ, S. **Opportunities and Challenges for Development of a Mature Concentrating Photovoltaic Power Industry (Revision)**. U.S. Department of Energy - Colorado, USA: November 2012, p.35 pp. 2012. (TP-520-43208)

KYOCERA SOLAR INC. **KC200GT High efficiency multicrystal photovoltaic module**. KYOCERA SOLAR, I. Scottsdale, USA: KYOCERA Solar, Inc 2012.

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, 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114000926> >.

LAM, K. H. et al. The application of dynamic modelling techniques to the grid-connected PV (photovoltaic) systems. **Energy**, v. 46, n. 1, p. 264-274, 2012. ISSN 0360-5442. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544212006548> >.

LECHTENBÖHMER, S.; SAMADI, S. Blown by the wind. Replacing nuclear power in German electricity generation. **Environmental Science & Policy**, v. 25, n. 0, p. 234-241, 2013. ISSN 1462-9011. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1462901112001499> >.

LEE, D.-W. et al. Effects of ZnO:Al films on CIGS PV modules degraded under accelerated damp heat. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 105, n. 0, p. 15-20, 2012. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024812002267> >.

LEE, T. D.; EBONG, A. U. A review of thin film solar cell technologies and challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 70, p. 1286-1297, 4// 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211631070X> >.

LIANG, Z. C. et al. Crystalline Si solar cells based on solar grade silicon materials. **Renewable Energy**, v. 35, n. 10, p. 2297-2300, 2010. ISSN 0960-1481. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148110000996> >.

LIU, M.; JOHNSTON, M. B.; SNAITH, H. J. Efficient planar heterojunction perovskite solar cells by vapour deposition. **Nature**, v. 501, n. 7467, p. 395-398, 09/19/print 2013. ISSN 0028-0836. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1038/nature12509> >.

LUDIN, N. A. et al. Review on the development of natural dye photosensitizer for dye-sensitized solar cells. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 31, p. 386-396, 3// 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113008058> >.

LUEKING, A. D.; COLE, M. W. Energy and mass balances related to climate change and remediation. **Science of The Total Environment**, 2016. ISSN 0048-9697. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969716327887> >.

LUO, D.-W. et al. Removal of boron from metallurgical grade silicon by electromagnetic induction slag melting. **Transactions of Nonferrous Metals Society of China**, v. 21, n. 5, p. 1178-1184, 2011. ISSN 1003-6326. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1003632611608406> >.

M'SIRDI, N. et al. **Sustainability in Energy and Buildings: Proceedings of the 3rd International Conference on Sustainability in Energy and Buildings (SEB'11)**. Springer Science & Business Media, 2012. ISBN 3642275095.

MAÇAIRA, J.; ANDRADE, L.; MENDES, A. Review on nanostructured photoelectrodes for next generation dye-sensitized solar cells. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 27, n. 0, p. 334-349, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113004565> >.

MAKRIDES, G. et al. Energy yield prediction errors and uncertainties of different photovoltaic models. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 4, p. 500-516, 2013. ISSN 1099-159X.

MALAGUETA, D. et al. Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system. **Energy Policy**, v. 59, n. 0, p. 198-212, 2013. ISSN 0301-4215. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513001833> >.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B. Estudo comparativo da confiabilidade de estimativas de irradiação solar para o sudeste brasileiro obtidas a partir de dados de satélite e por interpolação/extrapolação de dados de superfície. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 29, n. 2, p. 265-276, 2011. ISSN 0102-261X.

MCCONNELL, R.; FTHENAKIS, V. Concentrated Photovoltaics. In: 3.0, C. B. (Ed.). **Third Generation Photovoltaics**. 1<sup>a</sup>. Rijeka, Croácia: InTech, 2012. cap. Concentrated Photovoltaics, p.232. ISBN 978-953-51-0304-2.

MCT - MINISTÉRIO DA CIÊNCIA TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. **Fatores de Emissão de CO<sub>2</sub> pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil**. mensal. Brasília, DF, Brasil: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação 2017.

MEILLAUD, F. et al. Recent advances and remaining challenges in thin-film silicon photovoltaic technology. **Materials Today**, v. 18, n. 7, p. 378-384, 9// 2015. ISSN 1369-7021. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1369702115000826> >.

MEKHILEF, S.; SAIDUR, R.; KAMALISARVESTANI, M. Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 5, p. 2920-2925, 6// 2012. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112001050> >.

MELLIT, A.; PAVAN, A. M.; KALOGIROU, S. A. Application of Artificial Neural Networks for the Prediction of a 20-kWp Grid-Connected Photovoltaic Plant Power Output. In: GOPALAKRISHNAN, K.; KHAITAN, S. K., et al (Ed.). **Soft Computing in Green and Renewable Energy Systems**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2011. p.261-283. ISBN 978-3-642-22176-7.

MENDELSON, M.; LOWDER, T.; CANAVAN, B. **Utility-Scale Concentrating Solar Power and Photovoltaics Projects: A Technology and Market Overview**. National Laboratory Renewable Energy - NREL. Colorado, EUA. 2012

MICHAEL SCHMELA. **Global Market Outlook For Solar Power / 2016 - 2020**. GAËTAN MASSON, N. N. T. M. Brussels, Belgium: SolarPower Europe European Photovoltaic Industry Association: 40 p. 2016.

MILLER, D. C.; KURTZ, S. R. Durability of Fresnel lenses: A review specific to the concentrating photovoltaic application. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 95, n. 8, p. 2037-2068, 2011. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024811000456> >.

MILLS, A. **Understanding Variability and Uncertainty of Photovoltaics for Integration with the Electric Power System** 2010.

MME-MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Portaria nº 226 de 5 de julho de 2013**. Brasil: Ministério de Minas e Energia 2013.

MOJIRI, A. et al. Spectral beam splitting for efficient conversion of solar energy—A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 28, n. 0, p. 654-663, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113005662> >.

MORGAN SOLAR INC. Light-guide Solar Optic (LSO) SUN SIMBA. **SUN SIMBA CPV**, Toronto, Ontario, Canada, p. Light-guide Solar Optic, 05/01/2014 2014. Disponível em: <<http://morgansolar.com/about-sun-simba/>>. Acesso em: 05/01/2014.

MOURE, C.; PEÑA, O. Recent advances in perovskites: Processing and properties. **Progress in Solid State Chemistry**, v. 43, n. 4, p. 123-148, 12// 2015. ISSN 0079-6786. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0079678615000230>>.

MUÑIZ, J. M. M.; GARCÍA, R. C.; FORMACIÓN, B. V. **Energía solar fotovoltaica**. 7<sup>a</sup> edição. FC Editorial, 2012. 320.

MUÑIZ, J. M. M. J.; GARCÍA, C. R.; FORMACIÓN BUREAU VERITAS. **Energia Solar Fotovoltaica**. 7<sup>a</sup>. Madrid, Espanha: Fundación Confemetal, 2012. 320 ISBN 978-84-92735-77-8.

MYERS, D. **Evaluation of the Performance of the PVUSA Rating Methodology Applied to DUAL Junction PV Technology: Preprint. American Solar Energy Society Annual Conference**. LABORATORY, N. R. E. Buffalo, New York, USA: National Renewable Energy Laboratory 2009.

NANOSOLAR CO. Technology Overview: High-throughput roll-to-roll printable semiconductor technology to enable the world's lowest-cost thin-film solar panels. San Jose, CA, EUA, 2013. Disponível em: <<http://www.nanosolar.com/technology/technology-overview/>>. Acesso em: 24/06/2013.

NANUM NANOTECNOLOGIA SA. **Tintas fotovoltaicas**. TECHNOLOGIES, N. S. C. Lagoa santa - MG Nanum Nanotecnologia SA 2014.

NASA - NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION. Seasonal Variations. **Solar System Exploration**, EUA, 6 Jul 2011 2011. Disponível em: <[http://solarsystem.nasa.gov/multimedia/display.cfm?IM\\_ID=6764](http://solarsystem.nasa.gov/multimedia/display.cfm?IM_ID=6764)>. Acesso em: 08/09/2013.

NASA. **NASA-STD-3001 Space Flight Human-System Standard. Man-Systems Integration Standards**. 115, N.-S.-. EUA: National Aeronautics and Space Administration 2008.

NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION. **Monthly mean atmospheric carbon dioxide at Mauna Loa Observatory, Hawaii**. RECORD, F. M. L. C. EUA: National Oceanic and Atmospheric Administration / Earth System Research Laboratory 2017.

NAZEERUDDIN, M. K.; BARANOFF, E.; GRÄTZEL, M. Dye-sensitized solar cells: A brief overview. **Solar Energy**, v. 85, n. 6, p. 1172-1178, 2011. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X11000351>>.

NOBRE, A. **Short-term solar irradiance forecasting and photovoltaic systems performance in a tropical climate in Singapore**. 2015. Thesis Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianopolis, SC

NOZIK, A. J. Multiple exciton generation in semiconductor quantum dots. **Chemical Physics Letters**, v. 457, n. 1–3, p. 3-11, 2008. ISSN 0009-2614. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S000926140800479X>>.

NREL. **Best Research-Cell Efficiency**. EFFICIENCY, B. R.-C. Golden, CO, USA: National Renewable Energy Laboratory - U.S. Department of Energy., 4350px x 2457px; 2017a.

\_\_\_\_\_. III-V Multijunction Materials and Devices R&D. **Photovoltaics Research Home**, p. Inverted Metamorphic Multijunction, 24/05/2012 2017b. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/pv/multijunction.html>>. Acesso em: 10/03/2017.

OBI, M.; BASS, R. Trends and challenges of grid-connected photovoltaic systems – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 58, p. 1082-1094, 5// 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211501672X>>.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico,. **Sistema Interligado Nacional - SIN**, Rio de Janeiro, Brasil, p. Sistema Interligado Nacional, 2014 2013. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/o\\_que\\_e\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx)>. Acesso em: 23/12/2014.

ONU. **Sustainable energy for all: An overview**. Sustainable energy for all. NY, UEA: United Nations 2013.

ORÓ, E. et al. Energy management and CO<sub>2</sub> mitigation using phase change materials (PCM) for thermal energy storage (TES) in cold storage and transport. **International Journal of Refrigeration**, v. 42, p. 26-35, 6// 2014. ISSN 0140-7007. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140700714000498>>.

OVERHOLM, H. Spreading the rooftop revolution: What policies enable solar-as-a-service? **Energy Policy**, v. 84, p. 69-79, 2015. ISSN 0301-4215. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421515001718>>.

PADOVAN, A. et al. DNI Estimation Procedures for the Assessment of Solar Radiation Availability in Concentrating Systems. **Energy Procedia**, v. 57, p. 1140-1149, 2014/01/01 2014. ISSN 1876-6102. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214014672>>.

PANDEY, A. K. et al. Recent advances in solar photovoltaic systems for emerging trends and advanced applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 859-884, 1// 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115010138>>.

PARENTE, F. Á. G. UMA PROPOSTA PARA O ENSINO DO ÁTOMO DE BOHR NO ENSINO MÉDIO 2013. 88 (Mestre). Instituto de Física Programa de Pós-Graduação em Ensino de Física, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 3, p. 1625-1636, 2011. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110004016>>. Acesso em: 05/08/2013.

PATHAK, M. J. M. et al. The effect of hybrid photovoltaic thermal device operating conditions on intrinsic layer thickness optimization of hydrogenated amorphous silicon solar cells. **Solar Energy**, v. 86, n. 9, p. 2673-2677, 2012. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X12002137> >.

PENG, J.; LU, L.; YANG, H. Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 19, n. 0, p. 255-274, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112006478> >.

PENG, W. et al. Ellipsoidal TiO<sub>2</sub> Hierarchitectures with Enhanced Photovoltaic Performance. **Chemistry – A European Journal**, v. 18, n. 17, p. 5269-5274, 2012. ISSN 1521-3765. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1002/chem.201102975> >.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 1. São José dos Campos, SP, Brasil: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE, 2006. 60 ISBN 8517000307. Disponível em: < [http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil\\_solar\\_atlas\\_R1.pdf](http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf) >.

PEREIRA, F. A. D. S.; OLIVEIRA, M. Â. S. **Curso Técnico Instalador De Energia Solar Fotovoltaica**. Porto, Portugal: Publindústria, 2011. 395.

PHELAN, P. et al. Trends and Opportunities in Direct-Absorption Solar Thermal Collectors. **Journal of Thermal Science and Engineering Applications**, v. 5, n. 2, p. 021003-021003, 2013. ISSN 1948-5085. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1115/1.4023930> >.

PHILIPPS, S. et al. **Current Status of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology**. National Renewable Energy Laboratory - NREL & Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems - ISE. Freiburg, Germany & Golden, Colorado, USA. 2015

PICAULT, D. et al. Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses. **Solar Energy**, v. 84, n. 7, p. 1301-1309, 2010. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X10001556> >.

PINHEIRO, W. A. **CONSTRUÇÃO DE UM SISTEMA CSS PARA DEPOSIÇÃO DE CÉLULAS SOLARES DE CdS/CdTe SEM QUEBRA DE VÁCUO**. 2010. 179 p. (DOUTORADO). INSTITUTO MILITAR DE ENGENHARIA, Rio de Janeiro, RJ.

PINHO, J. T. et al. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, Brasil: CEPEL-CRESES, 2014. 530 Disponível em: < [http://www.creeses.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.creeses.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf) >. Acesso em: 22/05/2014.

PLATIAS, S.; VATALIS, K. I.; CHARALABIDIS, G. Innovative Processing Techniques for the Production of a Critical Raw Material the High Purity Quartz. **Procedia Economics and Finance**, v. 5, p. 597-604, 2013/01/01 2013. ISSN 2212-5671. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212567113000701> >.

PORFIRIO, A. C. S.; CEBALLOS, J. C. Um método de estimativa de irradiação solar direta normal a partir de imagens de satélite geoestacionário: resultados preliminares. XVI Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto. Foz do Iguaçu, PR: 6471-6479 p. 2013.

POWER-ONE. **Aurora photovoltaic Inverter. Installation and configuration manual.** SOLUTIONS, P.-O. R. E. Italy 2013.

PRIEB, C. W. M. Determinação da eficiência de seguimento de máxima potência de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição. 2012.

PROFFIT, D. E. et al. Surface studies of crystalline and amorphous Zn–In–Sn–O transparent conducting oxides. **Thin Solid Films**, v. 520, n. 17, p. 5633-5639, 2012. ISSN 0040-6090. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0040609012005366> >.

QIAOYIN, Y. et al. Antireflection effects at nanostructured material interfaces and the suppression of thin-film interference. **Nanotechnology**, v. 24, n. 23, p. 235202, 2013. ISSN 0957-4484. Disponível em: < <http://stacks.iop.org/0957-4484/24/i=23/a=235202> >.

QUEISSER, H. J. Detailed balance limit for solar cell efficiency. **Materials Science and Engineering: B**, v. 159–160, n. 0, p. 322-328, 2009. ISSN 0921-5107. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921510708003620> >.

RADUE, C.; VAN DYK, E. E. A comparison of degradation in three amorphous silicon PV module technologies. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 94, n. 3, p. 617-622, 2010. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024809004395> >.

RAMLI, M. A. M.; TWAHA, S.; AL-TURKI, Y. A. Investigating the performance of support vector machine and artificial neural networks in predicting solar radiation on a tilted surface: Saudi Arabia case study. **Energy Conversion and Management**, v. 105, p. 442-452, 2015. ISSN 0196-8904. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890415007426> >.

RANJAN, S. et al. Silicon solar cell production. **Computers & Chemical Engineering**, v. 35, n. 8, p. 1439-1453, 2011. ISSN 0098-1354. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S009813541100161X> >.

RAUFEISEN, A. et al. LES validation of turbulent rotating buoyancy- and surface tension-driven flow against DNS. **Computers & Fluids**, v. 38, n. 8, p. 1549-1565, 2009. ISSN 0045-7930. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045793009000024> >.

RAY, B.; NAIR, P. R.; ALAM, M. A. Annealing dependent performance of organic bulk-heterojunction solar cells: A theoretical perspective. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 95, n. 12, p. 3287-3294, 2011. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024811004090> >.

RAZYKOV, T. M. et al. Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects. **Solar Energy**, v. 85, n. 8, p. 1580-1608, 2011. ISSN 0038-092X.

Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X1000366X>>.

REIS, F. **Development of photovoltaic systems with concentration**. 2013. 158 (Doctor). Departamento de Engenharia Geográfica Geofísica e Energia Universidade de Lisboa, Lisboa, Portugal.

REN21. **Renewables 2012 Global Status Report**. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. 2012

\_\_\_\_\_. **Renewables 2013 Global Status Report**. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. 2013

\_\_\_\_\_. **Renewables 2016 Global Status Report**. REN21 Secretariat. Parhis, France: 06/02/2017, p.262. 2016. (ISBN 978-3-9815934-7-1)

REPLEX PLASTICS. **Solar Mirrors**. MIRRORS, S. Mount Vernon, USA: Replex Plastics 2013.

REZNICHENKO, M. Evolution of Requirements for Solar Grade Silicon. **Procedia Engineering**, v. 139, p. 41-46, 2016/01/01 2016. ISSN 1877-7058. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877705815030878>>.

RIBEIRO, A. E. D.; AROUCA, M. C.; COELHO, D. M. Electric energy generation from small-scale solar and wind power in Brazil: The influence of location, area and shape. **Renewable Energy**, v. 85, p. 554-563, 2016. ISSN 0960-1481.

RIBEIRO, F. N. D. **Padrões das circulações atmosférica e oceânica na região de ressurgência costeira de Cabo Frio**. 2010. Universidade de São Paulo

ROBERTO PEREIRA D'ARAUJO. **Da superfície para as profundezas: Um modelo com defeitos genéticos ESTUDOS E ARTIGOS**. Rio de Janeiro, Brasil: ILUMINA - Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético 2014.

ROCKSTRÖM, J. et al. **Sustainable Development and Planetary Boundaries**. United Nations 15 March 2013, p.45. 2013

RÜHLE, S. Tabulated values of the Shockley–Queisser limit for single junction solar cells. **Solar Energy**, v. 130, p. 139-147, 6// 2016. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X16001110>>.

RUS-CASAS, C. et al. Classification of methods for annual energy harvesting calculations of photovoltaic generators. **Energy Conversion and Management**, v. 78, p. 527-536, 2014. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890413007279>>.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**, v. 39, n. 3, p. 1027-1030, 2011. ISSN 0301-4215. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510009213>>.

SAFARIAN, J.; TRANELL, G.; TANGSTAD, M. Processes for Upgrading Metallurgical Grade Silicon to Solar Grade Silicon. **Energy Procedia**, v. 20, n. 0, p. 88-97, 2012. ISSN 1876-6102. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610212007412>>.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, p. 590-601, 7// 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117303076> >.

SANDIA NATIONAL LABORATORIES. **PV Performance Modeling Collaborative. Modeling Steps**. ADMINISTRATION, S. C. F. U. S. D. O. E. S. N. N. S. Albuquerque, NM, USA: Sandia Corporation 2016.

SANTOS, R. L. F. S. **Variabilidade subinercial das correntes na plataforma continental ao largo de Cabo Frio (RJ): observações**. 2010. 150 (Mestre). Instituto Oceanográfico, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP.

SANTOS, R. L. P. D. et al. The importance of nuclear energy for the expansion of Brazil's electricity grid. **Energy Policy**, v. 60, n. 0, p. 284-289, 2013. ISSN 0301-4215. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513003522> >.

SCHARBER, M. C.; SARICIFTCI, N. S. Efficiency of bulk-heterojunction organic solar cells. **Progress in Polymer Science**, v. 38, n. 12, p. 1929-1940, 2013. ISSN 0079-6700. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0079670013000427> >.

SCHOTT SOLAR. The solar module SCHOTT PERFORM™ POLY 235-250. **Photovoltaics**, Germany, 2013. Disponível em: < <http://www.schott.com/photovoltaic/english/schott-perform-poly.html?so=brazil&lang=portuguese> >. Acesso em: 04/11/2013.

SCIENTIFIC, C. **CR1000: measurement and control datalogger'**: Campbell Scientific, Inc.: 8 p. 2014.

SEIGNEUR, H. et al. Manufacturing metrology for c-Si photovoltaic module reliability and durability, Part I: Feedstock, crystallization and wafering. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 84-106, 6// 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115017268> >.

SELECTRONIC AUSTRALIA PTY LTD. **Solar Systems Project – Diesel Grid, Outback Aust.** CONCENTRATOR, P. D. Austrália: Selectronic Australia Pty Ltd. 400x300 2013.

SELİN TOSUN, B. et al. Improving the damp-heat stability of copper indium gallium diselenide solar cells with a semicrystalline tin dioxide overlayer. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 101, n. 0, p. 270-276, 2012. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S092702481200075X> >.

SELLAMI, N.; MALLICK, T. K. Optical characterisation and optimisation of a static Window Integrated Concentrating Photovoltaic system. **Solar Energy**, v. 91, n. 0, p. 273-282, 2013. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13000777> >.

SELOSSE, S.; RICCI, O.; MAİZI, N. Fukushima's impact on the European power sector: The key role of CCS technologies. **Energy Economics**, v. 39, n. 0, p. 305-312,

2013. ISSN 0140-9883. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988313001011>>.

SEMONIN, O. E.; LUTHER, J. M.; BEARD, M. C. Quantum dots for next-generation photovoltaics. **Materials Today**, v. 15, n. 11, p. 508-515, 2012. ISSN 1369-7021. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1369702112702201>>.

SENADO FEDERAL. **PROJETO DE LEI DO SENADO Nº 249, DE 2014 – COMPLEMENTAR. PLS 249, de 2014.** FEDERAL, S. Brasília, Brasil: Secretaria de Editoração e Publicações - Brasília-DF OS 13598/2014: 4 p. 2014.

SENTHILARASU, S. et al. Effects of spectral coupling on perovskite solar cells under diverse climatic conditions. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 133, p. 92-98, 2015. ISSN 0927-0248. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024814005686>>.

SENTURK, A.; EKE, R. A new method to simulate photovoltaic performance of crystalline silicon photovoltaic modules based on datasheet values. **Renewable Energy**, v. 103, p. 58-69, 2017. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148116309880>>.

SERVAITES, J. D.; RATNER, M. A.; MARKS, T. J. Practical efficiency limits in organic photovoltaic cells: Functional dependence of fill factor and external quantum efficiency. **Applied Physics Letters**, v. 95, n. 16, p. -, 2009. Disponível em: <<http://scitation.aip.org/content/aip/journal/apl/95/16/10.1063/1.3243986>>.

SHAN, T.; QI, X. Design and optimization of GaAs photovoltaic converter for laser power beaming. **Infrared Physics & Technology**, v. 71, n. 0, p. 144-150, 2015. ISSN 1350-4495. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1350449515000766>>.

SHANKS, K.; SENTHILARASU, S.; MALLICK, T. K. Optics for concentrating photovoltaics: Trends, limits and opportunities for materials and design. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 60, p. 394-407, 7// 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116001192>>.

SHARMA, V.; CHANDEL, S. S. Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 27, p. 753-767, 11// 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113004917>>.

SHAW, C. Choosing a dangerous limit for climate change: Public representations of the decision making process. **Global Environmental Change**, v. 23, n. 2, p. 563-571, 2013. ISSN 0959-3780. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959378013000034>>.

SHIBATA, N. et al. Performance validation of a photovoltaic inverter under enhanced cloud edge conditions. Future Energy Electronics Conference (IFECC), 2015 IEEE 2nd International, 2015, IEEE. p.1-5.

SHOCKLEY, W.; QUEISSER, H. J. Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells. **Journal of Applied Physics**, v. 32, n. 3, p. 510-519, 1961.

Disponível em: < <http://scitation.aip.org/content/aip/journal/jap/32/3/10.1063/1.1736034> >.

SIGMA-ALDRICH CO. **Organic Photovoltaics. Organic and Printed Electronics.** DEVICE, S. O. A. B. O. P. Wilmington, EUA: Sigma-Aldrich Co. LLC: Structure of a bilayer organic photovoltaic device p. 2013.

SILVA, L. B. D. **Desenvolvimento de um novo sistema portátil de detecção de sequências específicas de ADN/ARN a partir de nanossondas de ouro com integração de sensores ópticos baseados na tecnologia do silício nanocristalino.** 2010. 310 (Doutorado). Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa Lisboa.

SILVA, R. M. P. **Células Solares Orgânicas baseadas em MEH-PPV.** 2009. 57 pp (Mestrado ). Departamento de Física, Universidade de Aveiro, Aveiro, PT.

SILVEIRA, J. L.; TUNA, C. E.; LAMAS, W. D. Q. The need of subsidy for the implementation of photovoltaic solar energy as supporting of decentralized electrical power generation in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 20, p. 133-141, 4// 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112006685> >.

SILVESTRE, S. et al. Degradation analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Spanish continental climate conditions. **Solar Energy**, v. 139, p. 599-607, 12/1/ 2016. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X16304959> >.

SINGH, G. K. Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review. **Energy**, v. 53, n. 0, p. 1-13, 2013. ISSN 0360-5442. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544213001758> >. Acesso em: 13/10/2013.

SIRISAMPHANWONG, C.; KETJOY, N. Impact of spectral irradiance distribution on the outdoor performance of photovoltaic system under Thai climatic conditions. **Renewable Energy**, v. 38, n. 1, p. 69-74, 2012. ISSN 0960-1481. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148111003909> >.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. **Renewable Energy**, v. 34, n. 1, p. 23-29, 2009. ISSN 0960-1481. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148108001353> >.

STOFFEL, T. Chapter 1 - Terms and Definitions. In: KLEISSL, J. (Ed.). **Solar Energy Forecasting and Resource Assessment.** Boston: Academic Press, 2013. p.1-19. ISBN 978-0-12-397177-7.

SUNPOWER CO. **The State of LCPV Commercialization.** COMMERCIALIZATION, T. S. O. L. Silicon Valley, USA: SunPower Corporation, 2012.

TAGHVAEE, M. H. et al. A current and future study on non-isolated DC–DC converters for photovoltaic applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 17, p. 216-227, 1// 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112005242> >.

TAO, C. S.; JIANG, J.; TAO, M. Natural resource limitations to terawatt-scale solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 95, n. 12, p. 3176-3180, 2011. ISSN 0927-0248. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024811003527> >.

TESKE, S. et al. **Energy [R] evolution-A sustainable world energy outlook 2015**. International Renewable Energy Agency - IRENA September, 2015. 2015a

\_\_\_\_\_. Energy [R] evolution-A sustainable world energy outlook 2015. 2015b.

THEJO KALYANI, N.; DHOBLE, S. J. Organic light emitting diodes: Energy saving lighting technology—A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 5, p. 2696-2723, 2012. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112001153> >.

TIBA, C. **Atlas Solarimétrico do Brasil: banco de dados terrestres**. UFPE, 2001. ISBN 8573151420.

TIWARI, B.; HOSSAIN, M. J.; BHATTACHARYA, I. GaP/InGaAs/InGaSb triple junction current matched photovoltaic cell with optimized thickness and quantum efficiency. **Solar Energy**, v. 135, p. 618-624, 10// 2016. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X16302110> >.

TOBIN, L. L. et al. Characterising dye-sensitised solar cells. **Optik - International Journal for Light and Electron Optics**, v. 122, n. 14, p. 1225-1230, 2011. ISSN 0030-4026. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0030402610003712> >.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Rio de Janeiro, BR: Empresa de Pesquisa Energética (EPE). 1: 452 p. 2016.

TSENGENES, G.; ADAMIDIS, G. Investigation of the behavior of a three phase grid-connected photovoltaic system to control active and reactive power. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 1, p. 177-184, 2011. ISSN 0378-7796. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779610002075> >.

TUNE, D. D. et al. Carbon Nanotube-Silicon Solar Cells. **Advanced Energy Materials**, v. 2, n. 9, p. 1043-1055, 2012. ISSN 1614-6840. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1002/aenm.201200249> >.

TUNE, D. D.; SHAPTER, J. G. The potential sunlight harvesting efficiency of carbon nanotube solar cells. **Energy & Environmental Science**, v. 6, n. 9, p. 2572-2577, 2013. ISSN 1754-5692. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1039/C3EE41731J> >.

TYAGI, V. V.; KAUSHIK, S. C.; TYAGI, S. K. Advancement in solar photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid collector technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 3, p. 1383-1398, 2012. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111006058> >.

TYAGI, V. V. et al. Progress in solar PV technology: Research and achievement. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 20, p. 443-461, 4// 2013. ISSN

1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112005291>>.

USDE. Copper Indium Gallium Diselenide. **SunShot Initiative**, Washington, DC, 20/11/2013 2013a. Disponível em: <[http://www1.eere.energy.gov/solar/sunshot/pv\\_cigs.html](http://www1.eere.energy.gov/solar/sunshot/pv_cigs.html)>. Acesso em: 29/11/2013.

\_\_\_\_\_. **Photovoltaic Polycrystalline Thin-Film Cell Basics**. Washington, DC: U.S. Department of Energy - Office of Energy Efficiency & Renewable Energy 2013b.

\_\_\_\_\_. **Photovoltaic Silicon Cell Basics**. Washington, DC: U.S. Department of Energy - Office of Energy Efficiency & Renewable Energy 2013c.

\_\_\_\_\_. **Organic Photovoltaics Research**. Washington, DC: U.S. Department of Energy - Office of Energy Efficiency & Renewable Energy 2014.

\_\_\_\_\_. **COPPER INDIUM GALLIUM DISELENIDE. Photovoltaic**. Washington, DC: U.S. Department of Energy - Office of Energy Efficiency & Renewable Energy 2017.

VALDERRAMA, J. O. The legacy of Johannes Diderik van der Waals, a hundred years after his Nobel Prize for physics. **The Journal of Supercritical Fluids**, v. 55, n. 2, p. 415-420, 2010. ISSN 0896-8446. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S089684461000389X>>.

VAN DEELEN, J.; FRIJTERS, C. CIGS cells with metallized front contact: Longer cells and higher efficiency. **Solar Energy**, v. 143, p. 93-99, 2// 2017. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X16306570>>.

VEINBERG-VIDAL, E. et al. Manufacturing and Characterization of III-V on Silicon Multijunction Solar Cells. **Energy Procedia**, v. 92, p. 242-247, 8// 2016. ISSN 1876-6102. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216304933>>.

VIANA, T. D. S. **Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no Brasil**. 2010. 165 pp Doutorado (Doutor). Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

VIANA, T. S. et al. Assessing the potential of concentrating solar photovoltaic generation in Brazil with satellite-derived direct normal irradiation. **Solar Energy**, v. 85, n. 3, p. 486-495, 2011. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X10003944>>.

VIGANÓ, D. et al. Standardization of the energy performance of photovoltaic modules in real operating conditions. EPJ Web of Conferences, 2014, EDP Sciences. p.03014.

VIGNOLA, F. et al. Building a bankable solar radiation dataset. **Solar Energy**, v. 86, n. 8, p. 2218-2229, 2012. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X1200182X>>.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1ª. Érica, 2012. 224 ISBN 978-85-365-0416-2.

VIVAR, M. et al. Effect of soiling in CPV systems. **Solar Energy**, v. 84, n. 7, p. 1327-1335, 2010. ISSN 0038-092X. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X1000157X> >.

VOGELBAUM, H. S.; SAUVÉ, G. Recently developed high-efficiency organic photoactive materials for printable photovoltaic cells: a mini review. **Synthetic Metals**, v. 223, p. 107-121, 1// 2017. ISSN 0379-6779. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0379677916304477> >.

WELFORD, W. T. **High collection nonimaging optics**. San Diego. California: Elsevier, 2012. ISBN 0323157238.

WONNACOTT, T. H.; WONNACOTT, R. J. **Introductory Statistics**. Fifth New York, USA: Wiley, 1990. 736 ISBN 978-0471615187.

WOODHOUSE, M.; GOODRICH, A. **A Manufacturing Cost Analysis Relevant to Single- and Dual-Junction Photovoltaic Cells Fabricated with III-Vs and III-Vs Grown on Czochralski Silicon**. U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable September 30, 2013. 2013

WOOLDRIDGE, J. M. **Econometric analysis of cross section and panel data**. MIT press, 2010. ISBN 0262296799.

XIE, L.-H. et al. Polyfluorene-based semiconductors combined with various periodic table elements for organic electronics. **Progress in Polymer Science**, v. 37, n. 9, p. 1192-1264, 2012. ISSN 0079-6700. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0079670012000196> >.

XIE, W. T. et al. Concentrated solar energy applications using Fresnel lenses: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 6, p. 2588-2606, 2011. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111001341> >.

YAMASOE, M. A.; CORREA, M. D. P. **Processos Radioativos na Atmosfera**. 1ª. São Paulo, SP, BR: Oficina de Txtos, 2016. 142 ISBN 978-85-7975-229-2.

YANG, W.-X. et al. Investigation of room-temperature wafer bonded GaInP/GaAs/InGaAsP triple-junction solar cells. **Applied Surface Science**, v. 389, p. 673-678, 12/15/16 2016. ISSN 0169-4332. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0169433216316221> >.

YINGLI GREEN ENERGY HOLDING CO. LTD. **PANDA 60 Cell. 40mm SERIES**. LTD., Y. G. E. H. C. Baoding, China: Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. 2013.

YNGLI GREEN ENERGY HOLDING COMPANY. **Panda 60 cell YL260C-30b**. Yngli Green Energy Holding Company. COMPANY, Y. G. E. H. Baoding, Chine 2012.

ZAMORA, P. et al. The dome-shaped Fresnel-Köhler concentrator. **8TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONCENTRATING PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: CPV-8**, 2012, AIP Publishing. p.69-72.

ZAMORA, P. et al. Advanced PV concentrators. **Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**, 2009 34th IEEE, 2009, IEEE. p.000929-000932.

ZARDETTO, V. et al. Outdoor and diurnal performance of large conformal flexible metal/plastic dye solar cells. **Applied Energy**, v. 113, n. 0, p. 1155-1161, 2014. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261913007009>>.

ZHANG, D. **Holographic Spectrum-Splitting Optical Systems for Solar Photovoltaics**. 2013. 159 doctoral (Doctor). Department of Electrical and Computer Engineering, The University of Arizona, Arizona.

ZHANG, H. et al. A Smooth CH<sub>3</sub>NH<sub>3</sub>PbI<sub>3</sub> Film via a New Approach for Forming the PbI<sub>2</sub> Nanostructure Together with Strategically High CH<sub>3</sub>NH<sub>3</sub>I Concentration for High Efficient Planar-Heterojunction Solar Cells. **Advanced Energy Materials**, v. 5, n. 23, p. 1501354-n/a, 2015. ISSN 1614-6840. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/aenm.201501354>>.

ZHENG, X. X. et al. Effect of the n/p tunnel junction on the performance of a-Si:H/a-Si:H/μc-Si:H triple-junction solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 101, n. 0, p. 15-21, 2012. ISSN 0927-0248. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024812000955>>.

ZHOU, W.; COLEMAN, J. J. Semiconductor quantum dots. **Current Opinion in Solid State and Materials Science**, v. 20, n. 6, p. 352-360, 12// 2016. ISSN 1359-0286. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1359028616300729>>.

ZHU, H. et al. Influence of working pressure on ZnO:Al films from tube targets for silicon thin film solar cells. **Thin Solid Films**, v. 518, n. 17, p. 4997-5002, 2010. ISSN 0040-6090. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0040609010002890>>.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. SP, Brasil: Oficina de Textos, 2012a.

\_\_\_\_\_. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. SP, Brasil: Oficina de Textos, 2012b. 208.

ZOMER, C. D. **Método de estimativa da influência do sombreamento parcial na geração energética de sistemas solares fotovoltaicos integrados em edificações**. 2014. 258 (Doutorado). Centro Tecnológico, Universidade Federal De Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil.