CARLOS ADRIANO BOHN

# INFLUÊNCIAS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS REVESTIDOS POR POLICARBONATO ALVEOLAR E COMPACTO

CASCAVEL PARANÁ – BRASIL FEVEREIRO – 2019 CARLOS ADRIANO BOHN

# INFLUÊNCIAS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS REVESTIDOS POR POLICARBONATO ALVEOLAR E COMPACTO

Dissertação apresentada à Universidade Estadual do Oeste do Paraná, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, para a obtenção do título de Mestre.

Orientador: Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza

CASCAVEL PARANÁ – BRASIL FEVEREIRO – 2019 Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Bohn, Carlos Adriano Influências na geração de energia elétrica em módulos fotovoltaicos revestidos por policarbonato alveolar e compacto / Carlos Adriano Bohn; orientador(a), Samuel Nelson Melegari de Souza, 2019. 162 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Campus de Cascavel, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, 2019.

 Energia fotovoltaica. 2. Eficiência energética. 3. Sistemas fotovoltaicos integrados à edificação. I. Souza, Samuel Nelson Melegari de. II. Título.

## CARLOS ADRIANO BOHN

Influências na geração de energia elétrica em módulos fotovoltaicos revestidos por policarbonato alveolar e compacto

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura em cumprimento parcial aos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Energia na Agricultura, área de concentração Agroenergia, linha de pesquisa Fontes Renováveis e Racionalização de Energia Na Agroindústria e Agricultura, APROVADQ(A) pela seguinte banca examinadora:

Orientador(a) - Samuel Nelson Melegari de Souza Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)

Jair Attonio Cruz Siqueira

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)

Jean-marc Stephane/Lafay

Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Campus de Pato Branco (UTFPR)

Cascavel, 28 de fevereiro de 2019

## LISTA DE FIGURAS

| Figura 1 - Participação de fontes renováveis na geração de energia elétrica5            |
|---|
| Figura 2 - Capacidade instalada quanto à geração distribuída de energia entre os anos   |
| de 2015 e 2017. Fonte: Adaptado de EPE (2017, p.34) e EPE (2018, p.38)7                 |
| Figura 3 - Número de unidades consumidoras com GD fotovoltaica no Brasil entre          |
| 2010 e jan/20198  |
| Figura 4 - Potência instalada em GD fotovoltaica no Brasil entre 2010 e jan/20199       |
| Figura 5 - Comparação das projeções feitas em 2015 e em 2017 para a quantidade          |
| de unidades consumidoras com geração distribuída do tipo fotovoltaica10                 |
| Figura 6 - Comparação das projeções feitas em 2015 e em 2017 para a potência            |
| instalada em geração distribuída do tipo fotovoltaica10                                 |
| Figura 7 - Irradiação solar global horizontal média anual para a Alemanha12             |
| Figura 8 - Irradiação solar global horizontal média anual para o Brasil13               |
| Figura 9 - Interferência da irradiância solar na curva característica I-V de uma célula |
| em silício cristalino na temperatura de 25°C15  |
| Figura 10 - Influência da temperatura da célula fotovoltaica na tensão desta - dada     |
| uma irradiância de 1000 W/m <sup>2</sup> e espectro AM 1,515                            |
| Figura 11 - Curvas I-V para o módulo fotovoltaico CS6P-260P da Canadian Solar17         |
| Figura 12 - Ilustração dos parâmetros utilizados para o cálculo do espaçamento          |
| mínimo de obstáculos até o painel fotovoltaico19  |
| Figura 13 - Fator de espaçamento conforme a latitude do local de instalação do          |
| sistema fotovoltaico19  |
| Figura 14 - Órbita da Terra em torno do Sol e estações do ano para o hemisfério sul.    |
|   |
| Figura 15 - Trajetória do Sol no Verão e Inverno no hemisfério sul                      |
| Figura 16 – Capacidade estimada de conversão para módulos fotovoltaicos instalados      |
| em diferentes orientações e inclinações23   |
| Figura 17 - Exemplo de um sistema fotovoltaico off-grid com acumulação25                |
| Figura 18 - Exemplo de um sistema fotovoltaico on-grid26                                |
| Figura 19 - Formas mais usuais de instalação dos módulos fotovoltaicos: (a) Solo; (b)   |
| Poste; (c) <i>Brise</i> ; (d) Telhado27   |

| Figura 20 - Módulos fotovoltaicos instalados sobre o telhado: exemplo de building         |
|---|
| attached photovoltaic modules (BAPV)28  |
| Figura 21 - Algumas das possibilidades de integração de módulos fotovoltaicos à           |
| edificação: exemplo de building integrated photovoltaics (BIPV)                           |
| Figura 22 - Telhado fotovoltaico BIPV: (a) telha cerâmica acrescida de módulo             |
| fotovoltaico; (b) telha fotovoltaica em vidro fabricada pela Tesla                        |
| Figura 23 - Protótipo de telha fotovoltaica/térmica: (a) esquema da serpentina; (b)       |
| painel real32   |
| Figura 24 - Cobertura BIPV em policarbonato33   |
| Figura 25 – Esquema do comportamento da luz com um material genérico34                    |
| Figura 26 - Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células c-Si.           |
|   |
| Figura 27 - Vidro texturizado, popular entre módulos fotovoltaicos em c-Si36              |
| Figura 28 - Propriedades <i>Lexan™ Thermoclear™ SABIC</i> : (a) resistência aos           |
| impactos, (b) peso  |
| Figura 29 - Estabilidade dimensional com a variação da temperatura: <i>Lexan</i> ™, PVC e |
| Acrílico  |
| Figura 30 - Esquema do comportamento da luz em um policarbonato do tipo alveolar.         |
|   |
| Figura 31 - Policarbonato alveolar SABIC: diferentes espessuras e configurações de        |
| paredes   |
| Figura 32 - Algumas especificações para as chapas em policarbonato alveolar cristal       |
| (cor: 112) da SABIC Lexan™ Thermoclear™   |
| Figura 33 - Painel fotovoltaico: <i>Lexan</i> ™ <i>BIPV by SABIC</i> 43                   |
| Figura 34 – Localização do telhado experimental montado no campus da UNIOESTE             |
| Cascavel/PR46   |
| Figura 35 - Identificação dos módulos KRPF-10P e módulos experimentais                    |
| confeccionados já fixados ao telhado experimental47                                       |
| Figura 36 - Diagramas dos circuitos para determinação dos dados quanto à geração          |
| de energia fotovoltaica pelos módulos Kript® KRPF-10P                                     |
| Figura 37 - Diagramas dos circuitos para determinação dos dados quanto à geração          |
| de energia fotovoltaica pelos módulos experimentais confeccionados                        |
| Figura 38 – Módulo Kript KRPF-10P utilizado no experimento                                |

| Figura 39 – Célula fotovoltaica AOSHIKE em silício policristalino 52x26mm52         |
|---|
| Figura 40 – Módulo fotovoltaico experimental confeccionado para o experimento. (a)  |
| frente; (b) verso; (c) detalhe da caixa de junção53                                 |
| Figura 41 - Módulos fotovoltaicos experimentais confeccionados para o estudo, sem   |
| qualquer tipo de cobertura, identificados pelas letras E, F, G e H54                |
| Figura 42 - Resistores cerâmicos 10W – 82 $\Omega$ e 18 $\Omega$                    |
| Figura 43 - Resistores cerâmicos de 82 $\Omega$ conectados em paralelo55            |
| Figura 44 - Montagem das cargas resistivas entre dissipadores em alumínio56         |
| Figura 45 - Módulo de cargas resistivas construído para os módulos fotovoltaicos    |
| KRPF-10P  |
| Figura 46 - Módulo de cargas resistivas construído para os módulos experimentais.   |
|   |
| Figura 47 - Medição em <i>High-Side</i> e <i>Low-Side</i> 57                        |
| Figura 48 - Sensor de tensão e corrente contínua INA219 da Adafruit <sup>®</sup> 58 |
| Figura 49 - Multiplexador I <sup>2</sup> C TCA9548A59                               |
| Figura 50 - Diagrama básico de aplicação do multiplexador I2C TCA9558A com os       |
| sensores INA21960   |
| Figura 51 - Protoboards MP-830A instaladas no painel do datalogger61                |
| Figura 52 - Diagrama da geração, armazenamento e fornecimento de energia ao         |
| sistema de aquisição de dados62   |
| Figura 53 - Caixa de montagem para abrigo do sistema de armazenamento e             |
| fornecimento de energia e do <i>datalogger</i> 64                                   |
| Figura 54 - Esquema de ligação do módulo KM(P)50 ao controlador de carga65          |
| Figura 55 - Conexões do controlador de carga EPEVER Tracer 1210A67                  |
| Figura 56 - Diagrama de conexão das baterias em paralelo aos disjuntores68          |
| Figura 57 - Diagrama de conexão dos três disjuntores: D1, D2 e D369                 |
| Figura 58 - Timer digital programável SINOTIMER mod. TM-618H 12V70                  |
| Figura 59 - Diagrama das conexões do timer programável SINOTIMER mod. TM-618H       |
| 12V71   |
| Figura 60 - Reguladores de tensão alimentados a partir do timer programável e       |
| tensões reguladas para os dispositivos72  |
| Figura 61 - Piranômetro CMP3 Kipp & Zonen® fixado junto ao módulo fotovoltaico.73   |
| Figura 62 – Ilustração para o datalogger CR1000 da Campbell Scientific              |

| Figura 63 – Diagrama da conexão do piranômetro CMP3 ao datalogger CR1000 para            |
|--|
| o registro da irradiância solar incidente sobre os módulos fotovoltaicos75               |
| Figura 64 - Datalogger experimental com o Arduino Mega e Iduino Yun Shield76             |
| Figura 65 - <i>Arduino™ Mega 2560.</i> 77  |
| Figura 66 - Fluxograma da atuação do Arduino MEGA 2560 como datalogger78                 |
| Figura 67 - Placa de comunicação Iduino Yun Shield produzido pela Geeetech80             |
| Figura 68 - RTC (real time clock) baseado no circuito integrado DS323181                 |
| Figura 69 - Sensor digital de temperatura DHT2282  |
| Figura 70 - Sensor digital de temperatura DS18B2083                                      |
| Figura 71 - Esquema para a ligação de diversos sensores DS18B20 em um condutor.          |
|  |
| Figura 72 - Modem 3G/4G com roteador wireless D-link DWR-91085                           |
| Figura 73 - Suporte com cápsula fabricado para utilização externa do modem 3G/4G         |
| <i>DWR-910</i> 85  |
| Figura 74 - Esquema da utilização do relé para a alimentação do modem 3G/4G86            |
| Figura 75 - Diagrama do sistema datalogger com o Arduino MEGA 256087                     |
| Figura 76 - Multímetros digitais Minipa® utilizados: (a) ET-2042C e (b) ET-2042C88       |
| Figura 77 - Exemplos de chapas de policarbonato do tipo alveolar (a) e compacto (b).     |
|  |
| Figura 78 - Dimensões do policarbonato alveolar código 452RS10 da SABIC <sup>TM</sup> 90 |
| Figura 79 - Módulos fotovoltaicos durante a caracterização: (a) KRPF-10P e (b)           |
| experimentais92  |
| Figura 80 - Módulos KRPF-10P (A, B, C e D) no período da caracterização93                |
| Figura 81 - Módulos experimentais (E, F, G e H) durante o período da caracterização.     |
|  |
| Figura 82 - Visão geral do telhado experimental construído para a montagem               |
| permanente95   |
| Figura 83 - Destaque dos módulos fotovoltaicos instalados sob as chapas de               |
| policarbonato alveolar e compacto95  |
| Figura 84 - Diagrama com o cabeamento e posicionamento dos sensores de                   |
| temperatura DS18B2096  |
| Figura 85 - Cabo para a conexão de três sensores DS18B20 ao datalogger97                 |

| Figura 86 – Vista do posicionamento do telhado experimental em relação a um sistema    |
|--|
| de aquecimento solar de água98   |
| Figura 87 - Etiqueta de eficiência energética para o módulo fotovoltaico KRPF-10P.     |
| Figura 88 - Exemplos de perfis de irradiância solar diária para diferentes condições   |
| Cilmaticas   |
| piranômetro  |
| Figura 90 – Irradiância solar registrada entre os dias 4 e 17/04/18 com a indicação do |
| momento de sombreamento no piranômetro104  |
| Figura 91 - Destaque da energia registrada durante o sombreamento dos módulos          |
| fotovoltaicos e do piranômetro no dia 06/04/2018105                                    |
| Figura 92 - Destaque da energia linearizada durante o sombreamento dos módulos         |
| fotovoltaicos e do piranômetro no dia 06/04/2018107                                    |
| Figura 93 - Eficiência do módulo A em relação à irradiância solar incidente109         |
| Figura 94 - Potência gerada pelos módulos fabricados em relação a irradiância solar    |
| incidente110   |
| Figura 95 - Eficiência dos módulos fotovoltaicos experimentais em relação a            |
| irradiância solar incidente111   |
| Figura 96 - Telhado experimental com a disposição de todos os módulos fotovoltaicos    |
| e das diferentes chapas em policarbonato – a montagem permanente113                    |
| Figura 97 - Temperatura ambiente externo em julho/2018114                              |
| Figura 98 - Temperatura ambiente interno (forro) em julho/2018115                      |
| Figura 99 - Temperaturas máximas registradas em julho/2018, com os módulos A, B,       |
| C e D  |
| Figura 100 - Temperaturas máximas registradas em julho/2018, com os módulos A,         |
| E, F e G116  |
| Figura 101 - Amplitude térmica registrada em julho/2018, com os módulos A, B, C e      |
| D117   |
| Figura 102 - Temperaturas registradas em 30/07/2018, com os módulos A, B, C e D.       |
|  |

## LISTA DE TABELAS

| Tabela 1 - Geração elétrica no Brasil entre os anos de 2015 e 2017 (GWh)   5            |
|---|
| Tabela 2 - Capacidade instalada para geração de energia elétrica no Brasil (sem         |
| geração distribuída)6   |
| Tabela 3 - Perspectiva de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos14                |
| Tabela 4 - Eficiência de células, coeficiente de temperatura e expectativa de vida para |
| diferentes tecnologias fotovoltaicas16  |
| Tabela 5 - Irradiação solar para diferentes planos na cidade de Cascavel/Paraná22       |
| Tabela 6 - Alguns dos principais fornecedores de vidro para a indústria de módulos      |
| fotovoltaicos   |
| Tabela 7 - Relação de policarbonatos disponíveis para a montagem do sistema             |
| Lexan™ BIPV SABIC   |
| Tabela 8 - Relação de módulos fotovoltaicos disponíveis para o sistema Lexan™ BIPV      |
| SABIC   |
| Tabela 9 - Especificações técnicas do módulo fotovoltaico Kript KRPF-10P51              |
| Tabela 10 - Especificações técnicas da célula fotovoltaica utilizada na fabricação dos  |
| módulos (células AOSHIKE A3D046-C801)52   |
| Tabela 11 - Especificações técnicas teóricas para os módulos fotovoltaicos              |
| confeccionados  |
| Tabela 12 - Especificações técnicas básicas do sensor INA219 – Adafriut <sup>®</sup> 58 |
| Tabela 13 - Especificações técnicas do módulo fotovoltaico Komaes® KM(P)5065            |
| Tabela 14 - Características técnicas do controlador de carga Tracer 1210A – EPVER®      |
|   |
| Tabela 15 - Especificações técnicas da bateria Moura 12MVA-767                          |
| Tabela 16 - Especificações técnicas do conversor buck XL401572                          |
| Tabela 17 - Especificações técnicas do piranômetro CMP3 da Kipp & Zonen <sup>®</sup> 73 |
| Tabela 18 - Especificações técnicas datalogger CR1000 Campbell Scientific74             |
| Tabela 19 - Especificações técnicas para o sensor DHT22 / AM230282                      |
| Tabela 20 - Especificações técnicas para o sensor DS18B2083                             |
| Tabela 21 - Especificações técnicas para o policarbonato alveolar LT2UV452RS10 e        |
| o policarbonato compacto XL102UV da SABIC™90  |

| Tabela 22 - Linearização da irradiância solar durante o sombreamento do piranômetro,                           |
|--|
| dia 06/04/2018107  |
| Tabela 23 - Comparação da energia antes e após a linearização do sombreamento                                  |
|  |
| Tabela 24 - Comparação da eficiência antes e após a linearização do sombreamento                               |
|  |
| Tabela 25 - Energia gerada e eficiência apresentada pelos módulos E, F, G, e H no                              |
| dia 28/05/2018111  |
| Tabela 26 - Temperatura e amplitude térmica mínima, média e máxima registradas                                 |
| em julho/2018118   |
| Tabela 27 - Energia total e média diária dos 21 dias de monitoramento dos módulos                              |
| A, B, C e D121   |
| Tabela 28 - Perda de energia pelos módulos <i>B</i> , <i>C</i> e <i>D</i> em relação ao módulo <i>A</i> nos 21 |
| dias122  |
| Tabela 29 - Eficiência dos módulos A, B, C e D em relação à irradiação123                                      |
| Tabela 30 - Predição da energia gerada por A, B, C e D no dia 31/07/2018 a partir da                           |
| eficiência registrada no dia 06/04/2018124   |
| Tabela 31 - Energia total e média diária para 85 dias de monitoramento dos módulos                             |
| A, B, C e D  |
| Tabela 32 - Perda de energia pelos módulos <i>B</i> , <i>C</i> e <i>D</i> em relação ao módulo <i>A</i> nos 85 |
| dias127  |
| Tabela 33 - Perda de energia pelos módulos <i>B</i> e <i>C</i> em relação ao módulo <i>D</i> nos 85            |
| dias127  |
| Tabela 34 - Energia total e média diária dos 21 dias de monitoramento dos módulos                              |
| <i>E</i> , <i>F</i> e <i>G</i> 128   |
| Tabela 35 - Perda de energia pelos módulos <i>E</i> e <i>F</i> em relação ao módulo <i>G</i> nos 21            |
| dias129  |
| Tabela 36 - Energia total e média diária para 85 dias de monitoramento dos módulos                             |
| <i>E</i> , <i>F</i> e <i>G</i> 130   |
| Tabela 37 - Perda de energia pelos módulos <i>E</i> e <i>F</i> em relação ao módulo <i>G</i> nos 85            |
| dias130  |

BOHN, Carlos Adriano. Me. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, fevereiro, 2019. Influências na geração de energia elétrica em módulos fotovoltaicos revestidos por policarbonato alveolar e compacto. Professor Orientador Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza.

#### RESUMO

É crescente o interesse pelo investimento na geração da própria energia elétrica, em especial aquela proveniente da fonte solar fotovoltaica, também, mas não na mesma intensidade, cresce o interesse em integrar os sistemas fotovoltaicos às edificações, sendo uma das soluções comerciais disponíveis aquela que utiliza-se do policarbonato em conjunto com módulos fotovoltaicos flexíveis, solução esta que permite a criação de superfícies fotovoltaicas curvas o que dá mais liberdade na integração à arquitetura da edificação. Entretanto, há possíveis impactos que tendem a reduzir a eficiência do sistema, como o aumento da temperatura das células fotovoltaicas e a redução da irradiância solar que chega até estas células. Com isto, neste estudo foi construído um telhado experimental, com um módulo fotovoltaico instalado da forma convencional, sobre e afastado do telhado, e outros seis módulos instalados de forma integrada ao telhado, pelo lado interno e cobertos por policarbonatos alveolar e compacto. Foram monitoradas as temperaturas externa, dentro do telhado e da parte traseira dos módulos, a energia gerada em cada um dos módulos e irradiância solar incidente no mesmo plano dos módulos. Ao final foi verificado que, em uma comparação entre os dois formatos de instalação (tradicional e integrado), o módulo instalado da maneira tradicional apresentou a maior eficiência, enquanto o módulo fixado sob o policarbonato compacto gerou cerca de 27% menos energia elétrica que o módulo sobre o telhado. Quanto ao policarbonato alveolar, os módulos fixados sob o policarbonato alveolar orientado na vertical apresentaram o pior desempenho entre todos, enquanto os módulos fixados sob o policarbonato alveolar orientado na horizontal apresentaram um desempenho um pouco melhor, mas ainda assim distante daqueles fixados sob o policarbonato compacto. Em relação às temperaturas, o módulo fixado sobre o telhado apresentou as menores temperaturas e menores amplitudes térmicas, o módulo sob o policarbonato alveolar orientado na vertical apresentou as maiores temperaturas e amplitudes térmicas, seguido pelo módulo sob o policarbonato alveolar orientado na horizontal, e o módulo fixado sob o policarbonato compacto. A perda na geração de energia elétrica provocada pela adição do policarbonato foi superior a 1/4 em relação ao sistema instalado da maneira convencional, sem falar que houve maior acúmulo de poeira sobre as chapas de policarbonato que no módulo coberto pelo vidro. Assim, a utilização do policarbonato parece ser interessante apenas em instalações em que a integração exige superfícies curvas, do contrário a melhor solução é a utilização do próprio módulo fotovoltaico integrado à edificação, sem a adição de outros materiais sobre sua superfície.

PALAVRAS-CHAVE: silício policristalino; SFIE; eficiência energética.

BOHN, Carlos Adriano. MSc. State University of Western Paraná, 2019, February. Influences on electricity generation in photovoltaic modules covered by multiwall and solid polycarbonate. Teacher Advisor: Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza.

#### ABSTRACT

There is growing interest in investing in the generation of own electric energy, especially that coming from the solar photovoltaic source, also, but not in the same intensity, the interest in integrating the photovoltaic systems to the buildings grows, being one of the commercial solutions available the one that uses the polycarbonate with flexible photovoltaic modules, a solution that allows the creation of curved photovoltaic surfaces, which gives more freedom in the integration of the building architecture. However, there are possible impacts that tend to reduce system efficiency, such increasing the temperature of photovoltaic cells and reducing the solar irradiance that reaches these cells. So in this study, an experimental roof was built, with a photovoltaic module installed in the conventional way, over the roof, and six other modules installed in an integrated to the roof way, on the inner side and covered by multiwall and solid polycarbonate. The temperatures were monitores, as the external and inner ambiente and back of the modules temperatures, also the energy generated by each of the modules and incident solar irradiance in the same plane of the modules. At the end, it was verified that, in a comparison between the two installation formats (traditional and integrated), the module installed in the traditional way presented the highest efficiency, while the module fixed under the compact polycarbonate generated about 27% less electric energy than the module over the roof. Concerning the multiwall polycarbonate, the modules fixed under the vertically oriented multiwall polycarbonate presented the worst performance among all, while the modules fixed under the horizontally oriented multiwall polycarbonate presented a slightly better performance, but still far from those fixed under the solid polycarbonate. Regarding the temperatures, the module fixed over the roof presented the lowest temperatures and lower thermal amplitudes, the module under the vertically oriented multiwall polycarbonate presented the highest temperatures and thermal amplitudes, followed by the module under the multiwall polycarbonate oriented horizontally, and the module module fixed under the solid polycarbonate. The electrical energy generation loss caused by addition of the polycarbonate was higher than 1/4 in relation to the system installed in the conventional way, not to mention that there was greater accumulation of dust on the polycarbonate's sheets than on the module covered by glass. Thus, the use of polycarbonate seems to be interesting only in installations where integration requires curved surfaces, otherwise the best solution is to use the photovoltaic module itself integrated with the building, without the addition of other materials on its surface.

## ÍNDICE

| 1. INTRODUÇÃO  | 1          |
|--|------------|
| 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA   | 4          |
| 2.1. Geração de Energia Elétrica no Brasil   | 4          |
| 2.1.1. Geração Distribuída de Energia Elétrica   | 6          |
| 2.1.2. Geração de Energia Fotovoltaica   | 8          |
| 2.2. Potencial Fotovoltaico Brasileiro   | .11        |
| 2.3. Fatores Externos que Interferem na Produção de Energia Fotovoltaica               | .14        |
| 2.4. Posicionamento de um Sistema Fotovoltaico   | .18        |
| 2.4.1. Localização de um Sistema Fotovoltaico  | .18        |
| 2.4.2. Orientação de um Sistema Fotovoltaico   | .20        |
| 2.4.3. Inclinação de um Sistema Fotovoltaico   | .21        |
| 2.5. Sistemas Fotovoltaicos Quanto ao Tipo de Instalação                               | .23        |
| 2.5.1. Sistema Fotovoltaico Off-Grid Sem Baterias                                      | .24        |
| 2.5.2. Sistema Fotovoltaico Off-Grid Com Baterias                                      | .24        |
| 2.5.3. Sistema Fotovoltaico On-Grid  | .25        |
| 2.6. Sistemas Fotovoltaicos Quanto à Forma de Instalação                               | .27        |
| 2.6.1. Sistema Fotovoltaico Fixado à Edificação  | .28        |
| 2.6.2. Sistema Fotovoltaico Integrado à Edificação (SFIE)                              | .29        |
| 2.7. Perdas na Irradiância Solar Percebida Pelas Células Fotovoltaicas                 | .34        |
| 2.7.1. Cobertura de Módulos Fotovoltaicos com Vidro                                    | .34        |
| 2.7.2. Cobertura de Módulos Fotovoltaicos com Policarbonato                            | .38        |
| 2.7.3. Soluções Comerciais de BIPV com Policarbonato                                   | .42        |
| 3. MATERIAL E MÉTODOS  | .46        |
| 3.1. Localização da Montagem Experimental  | .46        |
| 3.2. Montagem Experimental para a Determinação da Geração Fotovoltaica                 | .47        |
| 3.2.1. Módulo Fotovoltaico Kript® KRPF-10P   | .50        |
| 3.2.2. Módulo Fotovoltaico Experimental Desenvolvido                                   | .51        |
| 3.2.3. Cargas Resistivas   | .54        |
| 3.2.4. Medição da Tensão e Corrente Contínua   | .57        |
| 3.3. Geração, Armazenamento e Fornecimento de Energia aos Sistemas de Aquisio de Dados | ção<br>.61 |
| 3.3.1. Módulo Fotovoltaico Komaes® KM(P)50   | .64        |
| 3.3.2. Controlador de Carga  | .66        |
| 3.3.3. Baterias 12 V   | .67        |

| 3.3.4. Disjuntores / Seccionadores  | .68 |
|---|-----|
| 3.3.5. Temporizador Digital Programável                                   | .70 |
| 3.3.6. Reguladores de Tensão em Corrente Contínua                         | .71 |
| 3.4. Sistema de Aquisição de Dados para a Irradiância Solar               | .72 |
| 3.5. Sistema Experimental de Aquisição de Dados para a Energia Gerada     | .75 |
| 3.5.1. Circuito Microcontrolado Arduino <sup>™</sup> Mega 2560            | .77 |
| 3.5.2. Circuito de Comunicação Iduino Yun Shield                          | .79 |
| 3.5.3. Relógio de Tempo Real (RTC – Real Time Clock)                      | .80 |
| 3.5.4 Sensores Digitais de Temperatura – DS18B20 e DHT22                  | .81 |
| 3.5.5. Modem de Internet 3G/4G com Comunicação Wireless                   | .84 |
| 3.6. Aferição das Grandezas Determinadas no Experimento                   | .87 |
| 3.7. Chapas em Policarbonato  | .89 |
| 3.8. Montagem para Caracterização dos Módulos Fotovoltaicos               | .91 |
| 3.9. Montagem Permanente dos Módulos Fotovoltaicos                        | .94 |
| 3.10. Determinação da Energia Gerada e Eficiência Energética              | .98 |
| 3.11. Análise e Comparação dos Módulos Fotovoltaicos                      | 101 |
| 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO   | 103 |
| 4.1. Resultados da Montagem para Caracterização dos Módulos Fotovoltaicos | 103 |
| 4.1.1. Caracterização dos Módulos Fotovoltaicos KRPF-10P                  | 103 |
| 4.1.2. Caracterização dos Módulos Experimentais                           | 109 |
| 4.2. Resultados da Montagem Permanente dos Módulos Fotovoltaicos          | 112 |
| 4.2.1. Temperaturas Registradas   | 113 |
| 4.2.2. Energia Gerada Pelos Módulos Fotovoltaicos KRPF-10P – 21 Dias      | 120 |
| 4.2.3. Energia Gerada Pelos Módulos Fotovoltaicos KRPF-10P – 85 Dias      | 126 |
| 4.2.4. Energia Gerada Pelos Módulos Experimentais – 21 Dias               | 128 |
| 4.2.5. Energia Gerada Pelos Módulos Experimentais – 85 Dias               | 129 |
| 5. CONCLUSÕES   | 132 |
| 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS   | 134 |
| ANEXO A – LINEARIZAÇÃO DA ENERGIA GERADA PELOS MÓDULOS A, B,              | Ce  |
| D DURANTE O SOMBREAMENTO  | 142 |
| ANEXO B – MODULOS A, B, C e D EM JULHO/2018                               | 146 |
| ANEXO C – MODULOS E, F e G EM JULHO/2018                                  | 147 |

#### 1. INTRODUÇÃO

É crescente o interesse em produzir e consumir energia elétrica proveniente de fontes renováveis de energia, em detrimento daquelas que utilizam combustíveis fósseis, como petróleo, gás natural e carvão mineral, e outras fontes não renováveis e altamente poluidoras do ar. Como sabemos, a energia renovável que mais se destaca no mundo é aquela proveniente do Sol.

No Brasil, o interesse na energia proveniente do Sol já é antigo. Entretanto, foi apenas em 2012, com o surgimento de uma normatização, a Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012), que a produção de energia elétrica em pequena escala foi permitida, promovendo a oportunidade para que cada pessoa pudesse gerar sua própria energia elétrica e ainda tivesse uma conexão da forma convencional com alguma distribuidora de energia elétrica para que não ficasse sem energia quando sua "microusina" não desse conta da produção.

E desde que foi complementada por outra normatização em 2015, a RN nº 687 (ANEEL, 2015), é permitido criar consórcios para a geração de energia – contanto que esta geração seja proveniente de uma fonte renovável – admitindo que sejam criados grupos de pessoas ou a união de pessoas e comércio para que possam construir um sistema de geração e compartilhar a energia produzida, ou seja, esta RN-687 permitiu que vizinhos, seja em um condomínio fechado ou imóveis separados, possam se unir para adquirir todo o equipamento necessário e, então, dividir em proporções por eles estipuladas, a energia produzida.

Com combustíveis fósseis cada vez mais caros e de difícil acesso, é iminente uma trajetória no sentido de que a população se envolva mais com a produção de energia elétrica proveniente de meios renováveis como solar, eólica, biomassa e hidráulica.

Com a junção de interesses, bem como a necessidade por parte da população quanto à geração energia, arquitetos e engenheiros trabalham no sentido de fazer com que aconteça da maneira mais harmônica possível com o ambiente em que vivem, integrando, por exemplo, módulos fotovoltaicos à fachada de um edifício ou, então, utilizando os módulos, que naturalmente produzem sombra, para sombrear um local em que se busca isto. De modo semelhante, a utilização de módulos fotovoltaicos translúcidos que permitam a instalação em janelas que ficam sob o sol forte, permitindo a produção de energia e também a diminuição da penetração da luz solar no ambiente.

Os exemplos citados estão relacionados com energia fotovoltaica, visto que são inúmeras as possibilidades de se integrar a geração de energia ao ambiente em que se vive. A fonte dependerá sempre da disponibilidade e, no caso do Brasil, a energia solar tem destaque. Por este motivo é que o foco deste estudo envolve, justamente, essa fonte de energia abundante em nosso país. Entretanto, vale salientar que, embora esteja *gratuitamente* disponível, sua conversão em energia elétrica ainda representa um custo relativamente alto.

Referindo-se ao Brasil, a geração de energia elétrica é predominante de fontes renováveis e, embora a fonte solar seja abundante, é a geração por meio de hidroelétricas que domina a maior parcela das fontes renováveis. Como se sabe, as hidroelétricas dependem da disponibilidade de água em seus reservatórios que, por conseguinte, dependem da incidência de chuvas em determinadas localizações. Por isso, como apontado por Pereira et al. (2017), é interessante para o sistema elétrico nacional como um todo o uso do recurso solar disponível no país, pois a geração fotovoltaica proporcionaria um controle hídrico nos reservatórios das grandes usinas hidrelétricas, em especial naqueles períodos com menor incidência de chuvas. Além disso, ainda favoreceria a otimização de novos investimentos na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

De acordo com REN21 (2018), a capacidade mundial instalada em energia fotovoltaica cresceu mais de 5.000% entre os anos de 2007 (com 8 GW) e 2017 (com 402 GW), sendo que, somente no ano de 2017, foi adicionada uma potência instalada de pelo menos 98 GW, crescimento este impulsionado majoritariamente pela China.

Tratando de geração de energia fotovoltaica em plantas de pequena e média escala, comumente a geração de energia fotovoltaica em edificações residenciais e comerciais se dá pela instalação de um painel de módulos fotovoltaicos posicionados sobre o telhado ou na cobertura dos imóveis, instalação em que o telhado (ou cobertura) original permanece, sendo adicionado então a estrutura de fixação do painel e os módulos fotovoltaicos. Esta é tida como a maneira tradicional de instalação conhecida por *Building Attached Photovoltaic Modules* (BAPV) que, em uma tradução

livre para o português, resultaria em algo como "módulos fotovoltaicos fixados à edificação".

Considerando um cenário em que um sistema fotovoltaico é instalado sobre o telhado de uma grande edificação como um pavilhão, por exemplo, composto por algumas dezenas de módulos fotovoltaicos, o peso adicionado sobre este telhado pode ser tal a exigir algum tipo de reforço estrutural deste, o que elevaria ainda mais o custo do sistema. Além do mais, considerando a substituição do vidro que recobre as células fotovoltaicas por outro material mais leve como o policarbonato, talvez não fosse necessário o reforço estrutural do telhado, mas, qual seria o impacto desta substituição na geração de energia elétrica pelos módulos fotovoltaicos?

Portanto, este estudo tem como objetivo analisar o impacto causado na geração de energia elétrica em módulos fotovoltaicos recobertos por chapas de policarbonato dos tipos alveolar e compacto.

Foram também elaborados os seguintes objetivos específicos:

- Construir um experimento que possibilite as medições de geração de energia, temperatura e irradiância solar incidente;
- Comparar a energia elétrica gerada pelos diferentes módulos fotovoltaicos sob as mesmas condições e, posteriormente, sob condições variadas;
- Verificar a interferência do material de cobertura na geração de energia elétrica;
- Observar a interferência do material de cobertura na elevação da temperatura dos módulos fotovoltaicos;
- Propor a alternativa com a maior conversão de energia como uma solução de utilização em sistemas fotovoltaicos integrados às edificações.

### 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

#### 2.1. Geração de Energia Elétrica no Brasil

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2018 (EPE, 2018), o qual é baseado nos dados apurados no ano de 2017 (ano base), o setor elétrico brasileiro emitiu, em média, 104,4 kg de Gás Carbônico (CO<sub>2</sub>) para produzir 1 MWh, valor este superior ao registrado no relatório de 2017 (EPE, 2017) com uma média de 101,3 kg de CO<sub>2</sub> para cada 1 MWh. Ainda assim, se pode considerar este índice muito baixo quando é comparado com países da União Europeia, China e Estados Unidos da América (EUA).

O aumento na emissão de CO<sub>2</sub> pode ser explicado pela elevação de 0,9% no consumo final de eletricidade entre os anos de 2016 e 2017, sendo que os setores que mais contribuíram para este aumento no consumo de eletricidade foram o comercial (1,5%) e o industrial (1,1%). O setor residencial também registrou um acréscimo de 0,8% no consumo de energia elétrica no mesmo período (EPE, 2018).

Quanto à participação de energia renováveis na Matriz Energética Brasileira, está manteve-se entre as mais elevadas do mundo, como ilustrado na Figura 1, havendo um crescimento entre os anos de 2015 e 2016 em razão da queda da geração térmica, a base de combustíveis fósseis, ao incremento das gerações eólicas e hidráulicas (EPE, 2017). Além disso, entre os anos de 2016 e 2017 houve uma redução da participação das renováveis, por conta da elevação na geração térmica para compensar a redução na geração hidráulica (EPE, 2018). Na mesma figura, a sigla OCDE significa: Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico, a qual é composta por 35 países e conhecida como *grupo dos países ricos*.

Dividindo-se a geração de energia elétrica pelos diversos tipos de fontes de energia, conforme dados da Tabela 1, pode-se perceber que, no período entre 2015 e 2016, houve uma forte queda na utilização de derivados de petróleo, em contrapartida, ocorreu um aumento na geração de energia a partir de fontes renováveis como hidrelétrica, biomassa, eólica (aproximadamente 55%) e solar fotovoltaica (aproximadamente 45%).



Figura 1 - Participação de fontes renováveis na geração de energia elétrica. Fonte: Adaptado de EPE (2017, p. 32) e EPE (2018, p. 32)

Já no período entre 2016 e 2017, as variações mais expressivas foram: o aumento de 16,1% na utilização do gás natural (em razão da necessidade de maior geração de energia por meio das usinas térmicas); crescimento de 26,5% na geração eólica; e o aumento de 875,6% na geração de energia elétrica pela fonte solar fotovoltaica.

| Fonto                     | Ge      | eração Elétrica* (GWI | n)      |
|---------------------------|---------|-----------------------|---------|
| Fonte                     | 2015    | 2016                  | 2017    |
| Hidrelétrica              | 359.743 | 380.911               | 370.906 |
| Gás Natural               | 79.490  | 56.485                | 65.593  |
| Biomassa **               | 47.394  | 49.236                | 49.385  |
| Derivados do Petróleo *** | 25.657  | 12.103                | 12.733  |
| Nuclear                   | 14.734  | 15.864                | 15.739  |
| Carvão Vapor              | 18.856  | 17.001                | 16.257  |
| Eólica                    | 21.626  | 33.489                | 42.373  |
| Solar Fotovoltaica        | 59      | 85                    | 832     |
| Outras ****               | 13.669  | 13.723                | 14.144  |
| Geração Total             | 581.228 | 578.898               | 587.962 |

Tabela 1 - Geração elétrica no Brasil entre os anos de 2015 e 2017 (GWh)

Fonte: Adaptado de EPE (2017, p.35) e EPE (2018, p.33)

Notas: \*Inclui geração distribuída; \*\*Inclui lenha, bagaço de cana e lixívia; \*\*\*Inclui óleo diesel e óleo combustível; \*\*\*Inclui outras fontes primárias, gás de coqueria e outras secundárias.

#### 2.1.1. Geração Distribuída de Energia Elétrica

Para fins de informação, pode-se observar na Tabela 2 a capacidade instalada de geração de energia elétrica (sem considerar a geração distribuída), em que a fonte hidrelétrica se destaca "com folga" das demais, enquanto que a fonte solar, e considerando os anos de 2016 e 2016, esta representava, respectivamente, apenas 0,015% e 0,016% do total, isto é, uma parte quase que irrisória na capacidade instalada no Brasil. Já no ano de 2017, houve um salto de 3826% na capacidade instalada nesta mesma fonte, agora representando aproximadamente 0,6% da capacidade instalada total.

| Eanta            | Ca      | apacidade Instalada* (M) | N)      |
|------------------|---------|--------------------------|---------|
| Fonte            | 2015    | 2016                     | 2017    |
| Hidrelétrica     | 91.650  | 96.925                   | 100.275 |
| Térmica **       | 39.580  | 41.276                   | 41.628  |
| Nuclear          | 1.990   | 1.990                    | 1.990   |
| Eólica           | 7.633   | 10.124                   | 12.283  |
| Solar            | 21      | 24                       | 935     |
| Capacidade total | 140.874 | 150.338                  | 157.112 |

Tabela 2 - Capacidade instalada para geração de energia elétrica no Brasil (sem geração distribuída)

Fonte: Adaptado de EPE (2017, p.33) e EPE (2018, p.37)

Notas: \*Não inclui geração distribuída; \*\*Inclui biomassa, gás, petróleo e carvão mineral.

O termo Geração Distribuída de Energia Elétrica, desde o ano de 2012, tem recebido mais atenção por parte da população brasileira, pois a ANEEL publicou a Resolução Normativa N° 482 (ANEEL, 2012) que estabeleceu, principalmente, as condições gerais para a micro e minigeração distribuída pelos consumidores e também quanto ao sistema de compensação de energia elétrica. Vale salientar que a microgeração é caracterizada como aquela proveniente de fontes renováveis e potência instalada menor ou igual a 75 kW.

Esta resolução sofreu algumas modificações impostas por outra RN publicada em 2015 também pela ANEEL, a de N° 687 (ANEEL, 2015), a qual reiterou que o sistema de compensação é válido para abatimento da produção excedente na energia consumida por consumidores de mesmo CPF (Cadastro de Pessoa Física) ou CNPJ (Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica), e alterou o prazo máximo para esta compensação: de 36 meses (vide RN N°482) para 60 meses (vide RN N° 687). Enquanto na Tabela 2 os dados não contemplam a capacidade instalada referente à geração distribuída, na Figura 2 somente os dados referentes à GD são apresentados. Fazendo, então, uma comparação com os anos de 2015 e 2016, podese perceber que o crescimento da GD do tipo solar foi muito mais expressivo que as demais fontes.





Conforme os dados apresentados na Figura 2, para os anos de 2016 e 2017, o crescimento mais expressivo foi para a fonte eólica, a qual apresentou um salto de 5150% na capacidade instalada, seguido da fonte hidráulica com 848%, a solar com 307% e a térmica com 218%.

Considerando que, na Tabela 2, o destaque foi o crescimento da capacidade instalada para a fonte do tipo solar fotovoltaica e, na Figura 2, a fonte solar fotovoltaica se destaca na capacidade instalada, percebe-se a relevância da energia fotovoltaica dentre as fontes renováveis utilizadas, tanto que o tema central deste trabalho é voltado para esta fonte de energia elétrica e, portanto, recebe um destaque na sequência.

#### 2.1.2. Geração de Energia Fotovoltaica

Com a RN n° 482 (ANEEL, 2012), a geração distribuída de energia fotovoltaica começou a avançar de fato no Brasil, como ilustrado pela Figura 3, a qual mostra o avanço no número de unidades consumidoras com geração distribuída de energia a partir da fonte fotovoltaica. Dados estes obtidos do *website* da ANEEL (2019), que disponibiliza dados atualizados quanto à geração distribuída no Brasil, dividindo-a em quatro tipos (fontes):

- CGH Central Geradora Hidrelétrica;
- EOL Central Geradora Eólica;
- UFV Central Geradora Fotovoltaica;



UTE – Central Geradora Termelétrica.

Figura 3 - Número de unidades consumidoras com GD fotovoltaica no Brasil entre 2010 e jan/2019. Fonte: Adaptado de ANEEL (2019)

A Figura 4 mostra, com a mesma fonte de dados utilizada na Figura 3, a potência instalada em GD do tipo fotovoltaica no Brasil, alcançando um pouco mais de 500 MW no início do mês de jan/2019. Trata-se de um grande avanço ao analisar que, em 2010, a potência era de apenas 100 kW (ou 0,10 MW).



Figura 4 - Potência instalada em GD fotovoltaica no Brasil entre 2010 e jan/2019. Fonte: Adaptado de ANEEL (2019)

Comparando-se com os dados de Nascimento (2017), os quais apontam que a Índia, em 2015, ocupava a décima posição na capacidade instalada de geração fotovoltaica com 5 GW, o Brasil, hoje com seus 500 MW instalados, está muito distante de uma capacidade como aquela.

Nascimento (2017) ainda aponta que dentre os dez países que possuem a maior geração de energia fotovoltaica, cinco estão localizados na Europa, sendo eles: Alemanha (39,7 GW), Itália (18,9 GW), Reino Unido (8,8 GW), França (6,6 GW) e Espanha (5,4 GW).

Com base na nota técnica n° 0056/2017 (ANEEL, 2017), que faz uma estimativa para o número de consumidores residenciais e comerciais que podem vir a instalar ou receber os créditos provenientes da microgeração solar fotovoltaica entre os anos de 2017 e 2024, é preciso considerar os efeitos da crise vivida no Brasil, em 2015, a qual provocaria uma redução naquela aceleração percebida na Figura 3, porém, ainda assim, aponta um grande crescimento no setor.

A Figura 5 aponta a correção na projeção quanto ao número de unidades consumidoras que receberiam créditos provenientes das instalações de geração distribuída fotovoltaica, sendo que a linha vermelha aponta para a projeção anterior emitida em 2015 pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD), enquanto a linha verde corresponde à projeção emitida em 2017.



Figura 5 - Comparação das projeções feitas em 2015 e em 2017 para a quantidade de unidades consumidoras com geração distribuída do tipo fotovoltaica. Fonte: Adaptado de ANEEL (2017)

A Figura 6 aponta a correção na projeção quanto à potência instalada em geração distribuída fotovoltaica. Espera-se que, com a crise ocorrida em 2015, alguns investimentos em geração distribuída fotovoltaica que estavam previstos não saiam do papel, ao menos por enquanto.





Fonte: Adaptado de ANEEL (2017)

Em uma análise rápida, compilando os gráficos das Figuras 3, 4, 5 e 6, percebe-se que para o mês de jan/2019 o número de unidades consumidoras ainda está distante daquilo que foi projetado tanto em 2015, quanto em 2017. Por outro lado, a respeito da potência instalada, para o mesmo mês, esta ultrapassa a projeção feita em 2017 e está muito próxima de ultrapassar a projeção de 2015.

#### 2.2. Potencial Fotovoltaico Brasileiro

Tratou-se até aqui das normatizações quanto à produção de energia elétrica a partir da fonte solar e, também, um apanhado numérico de como está a adesão da população acerca da produção de energia fotovoltaica e, ainda, algumas projeções para os próximos anos. Agora, então, faz-se necessário verificar qual é, de fato, o potencial fotovoltaico em solo brasileiro, e o quão interessante pode ser investir na produção de energia proveniente de tal fonte renovável.

Portanto, neste tópico, o potencial fotovoltaico é abordado quanto à irradiância solar dada em W/m<sup>2</sup>, a qual fornece a quantia disponível de energia proveniente do sol (em W) por unidade de área (em m<sup>2</sup>). Lembrando que tal eficiência – fornecida pelo fabricante de um determinado módulo fotovoltaico, por exemplo – é diretamente relacionada com a quantia da irradiância solar disponível que o módulo é capaz de converter em energia elétrica. E, por isso, a importância de conhecer a irradiância e também a irradiação solar (Wh/m<sup>2</sup>), que informa a energia fornecida pelo sol por unidade de área (em m<sup>2</sup>).

Fazendo uma comparação entre o Brasil e a Alemanha acerca da questão de geração fotovoltaica, a Alemanha se destaca em diversos pontos, principalmente quanto à capacidade instalada. De acordo com IEA (2017), em 2016, a Alemanha possuía a terceira maior capacidade instalada do mundo em energia fotovoltaica, perdendo apenas para a China (em primeiro) e os Estados Unidos (em segundo).

O relatório produzido por IEA (2017) elenca ainda a capacidade instalada em energia fotovoltaica por habitante, ficando a Alemanha em primeira colocação com uma proporção de 511 W/per capita, na frente do Japão com 336 W/per capita e Itália com 322 W/per capita.

IRENA (2018) registra uma capacidade instalada em geração fotovoltaica igual a 40.716 MW para a Alemanha no ano de 2016. No Brasil, no mesmo ano, foi

registrada uma capacidade instalada inferior a 81 MW em energia fotovoltaica (EPE, 2017).

Entretanto, a Alemanha registra uma irradiação solar global horizontal média anual variando entre 1000 e 1200 kWh/m<sup>2</sup>, como mostra a Figura 7. Sendo que o máximo registrado para a Alemanha é inferior ao mínimo registrado para o Brasil, isto é, conforme a Figura 8, em nosso país, a irradiação solar global horizontal média anual varia entre 1534 e 2264 kWh/m<sup>2</sup>.

Por isso, pode-se considerar que o Brasil tem aproveitado muito pouco do enorme potencial fotovoltaico que possui, pois, até mesmo em regiões não muito propícias para a geração de energia a partir desta fonte, como a região costeira mais ao Sul e Sudeste, a produção de energia elétrica ainda seria maior que a registrada em qualquer região da Alemanha.



Figura 7 - Irradiação solar global horizontal média anual para a Alemanha. Fonte: SOLARGIS (2018)



Figura 8 - Irradiação solar global horizontal média anual para o Brasil. Fonte: SOLARGIS (2018)

Ainda comparando a Alemanha com o Brasil, considera-se a capacidade instalada em geração de energia fotovoltaica, sendo que, em 2017, a Alemanha alcançou uma potência instalada de aproximadamente 42 GW (REN21, 2018), enquanto no Brasil, ao final deste mesmo ano, registrou-se uma capacidade instalada de apenas 1,1 GW, sendo 935 MW sem considerar a GD (vide Tabela 2) e 174,5 MW em GD (vide Figura 2).

Diferença tal que muito se refere a falta de interesse no investimento em sistemas fotovoltaicos, interesse este diretamente ligado à viabilidade econômica, algo tido como a principal desvantagem na adoção da GD fotovoltaica nos dias atuais. Mas EPE (2016) sustenta uma perspectiva de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos nas próximas décadas, de forma mais significativa para o consumidor residencial, como mostra a Tabela 3.

| Sistema<br>Fotovoltaico | 2013<br>(R\$/Wp) | 2020<br>(R\$/Wp) | 2030<br>(R\$/Wp) | 2040<br>(R\$/Wp) | 2050<br>(R\$/Wp) |
|-------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Residencial             | 7,00             | 4,40             | 3,20             | 2,70             | 2,30             |
| Comercial               | 6,50             | 4,20             | 3,00             | 2,50             | 2,10             |
| Industrial              | 6,00             | 3,40             | 2,70             | 2,30             | 2,00             |

Tabela 3 - Perspectiva de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos

Fonte: Adaptado de EPE (2016, p. 220)

No momento, a viabilidade econômica seria o principal fator na decisão do consumidor adotar, ou não, a GD fotovoltaica. Assim, fica evidente a importância do levantamento dos aspectos que podem interferir no bom funcionamento de um sistema fotovoltaico, em especial quanto aos módulos fotovoltaicos em si, sendo os objetos analisados neste estudo.

#### 2.3. Fatores Externos que Interferem na Produção de Energia Fotovoltaica

A conversão da energia solar em energia elétrica por um módulo fotovoltaico é influenciada por alguns fatores externos ao módulo em si, como a irradiância incidente sobre as células, a temperatura das células e também a distribuição espectral da luz incidente (PINHO e GALDINO, 2014). Inclusive, as características dos módulos fotovoltaicos são, normalmente, especificadas sob a chamada Condição Padrão de Teste (CPT) ou do inglês STC – *Standard Test Conditions*.

As condições mencionadas, para os testes em módulos fotovoltaicos, incluem: a irradiância incidente perpendicular ao plano das células igual a 1000 W/m<sup>2</sup>; o espectro de massa de ar igual a 1,5; e, por fim a temperatura da célula durante os testes igual a 25 °C.

A influência da irradiância solar incidente na potência gerada por um módulo fotovoltaico é ilustrada na Figura 9 – a chamada *curva característica I-V*.

De acordo com Pinho e Galdino (2014), no levantamento dos dados do gráfico da Figura 9, a célula é mantida sob uma temperatura constante de 25 °C e, então, a corrente elétrica gerada por esta célula tem um comportamento linear com a variação da irradiância, isto é, a corrente é elevada com o aumento da irradiância, enquanto que a tensão elétrica gerada – a tensão de circuito aberto (Voc) – tem um comportamento na forma logarítmica com a variação da irradiância.



Figura 9 - Interferência da irradiância solar na *curva característica I-V* de uma célula em silício cristalino na temperatura de 25°C. Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 126)

Quanto ao efeito da elevação da temperatura na potência gerada pela célula fotovoltaica, que acontece naturalmente com o aumento da irradiância solar sobre a célula, ou ainda, pela elevação da temperatura ambiente onde a célula se encontra, este acarreta na redução significativa da tensão da célula e, consequentemente, reduz a sua eficiência (PINHO e GALDINO, 2014).

A figura 10 ilustra o efeito da elevação da temperatura na redução da tensão da célula fotovoltaica, mantida uma irradiância solar fixa em 1000 W/m<sup>2</sup> e espectro de massa do ar igual a 1,5.



Figura 10 - Influência da temperatura da célula fotovoltaica na tensão desta - dada uma irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup> e espectro AM 1,5. Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 127)

A sensibilidade à variação da temperatura varia de material para material, inclusive, para Rüter (2004), o aumento da temperatura ambiente não provoca redução na potência gerada de módulos do tipo silício amorfo (a-Si), ao contrário do que aconteceria com todas as outras tecnologias em células fotovoltaicas. Sendo assim, módulos constituídos em a-Si seriam ideais em climas quentes como o encontrado no Brasil.

Enquanto que, Rüter (2004), afirma que módulos fotovoltaicos do tipo silício amorfo (a-Si) não sofrem redução na potência gerada com o aumento da temperatura, Agrawal e Tiwari (2010) apontam que, dentre seis tecnologias fotovoltaicas por eles comparadas para a utilização em BIPV, aquela com o menor coeficiente de temperatura é a do tipo a-Si, mas este coeficiente não é nulo, como mostra a correção da eficiência de acordo com o coeficiente de temperatura para cada uma das tecnologias fotovoltaicas mostradas na Tabela 4.

| Tecnologia fotovoltaica                    | Eficiência da<br>célula (%) | Correção da<br>eficiência pelo<br>coeficiente de<br>temperatura | Expectativa<br>de vida<br>(anos) |
|--|-----------------------------|---|----------------------------------|
| Silício mono-cristalino (c-Si)             | 14~19                       | 0,0045  | 30                               |
| Silício poli-cristalino (p-Si)             | 13~17                       | 0,0045  | 30                               |
| Fita em Silício cristalino (r-Si)          | 14~16                       | 0,0045  | 30                               |
| Silício amorfo (a-Si)                      | 6~8                         | 0,0020  | 20                               |
| Telureto de cádmio (CdTe)                  | 7~11                        | 0,0025  | 15                               |
| Disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS) | 8~13                        | 0,0036  | 5                                |

Tabela 4 - Eficiência de células, coeficiente de temperatura e expectativa de vida para diferentes tecnologias fotovoltaicas

Fonte: Adaptado de Agrawal e Tiwari (2010, p. 1474)

Kumar, Sudakar e Samykano (2019), ao comparar a performance de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias quando instalado nas formas BAPV e BIPV, lembram do impacto significativo que a temperatura pode provocar na performance do sistema fotovoltaico, e também confirmaram a relação direta entre a irradiância e a temperatura, então, em seus resultados, considerando os efeitos da temperatura e da irradiância, uma perda de 10,2% para o sistema BAPV e de 13,6% para o sistema BIPV, e na comparação de performance, os módulos instalados na forma BIPV apresentaram desempenho pior que os seus semelhantes instalados na forma BAPV.

Em contraste com a curva característica I-V da Figura 10, em que visualmente não houve variação na corrente com a alteração da temperatura, ao analisar uma dada curva característica I-V para um módulo fotovoltaico comercial, pode-se perceber que o aumento da temperatura das células acarreta, além da redução da tensão na célula, o aumento da corrente, mas não o suficiente para manter a relação de potência inalterada, como ilustra a Figura 11 – retiradas das especificações de um módulo fotovoltaico em silício policristalino de 260 Wp fabricado pela *Canadian Solar*.

Além da temperatura e da irradiância incidente sobre os módulos, há outros fatores externos que influenciam o desempenho do sistema fotovoltaico, sendo um deles o acúmulo de poeira sobre a superfície dos módulos, o que pode impactar na queda de performance em até 26% de acordo com Jiang, Lu e Sun (2011), e reforçado por Sayyah, Horestein e Mazumder (2014), Yilbas et al. (2016) e Mehmood, Al-Sulaiman e Yilbas (2017).

Considerando os três fatores externos que interferem na energia produzida por um módulo fotovoltaico, em relação à temperatura das células não há muito o que fazer, a não ser utilizar algum artifício externo que a mantenha em níveis reduzidos. Agora, quanto à irradiância solar, há sim o que ser feito a respeito para que o sistema fotovoltaico instalado aproveite ao máximo a irradiação disponível, sendo este o assunto abordado no próximo tópico.



Figura 11 - Curvas I-V para o módulo fotovoltaico CS6P-260P da Canadian Solar. Fonte: Adaptado de Canadian Solar (2015)

#### 2.4. Posicionamento de um Sistema Fotovoltaico

No momento da instalação de um sistema fotovoltaico, deve-se observar alguns fatores para a melhor eficiência deste sistema, sendo três os principais fatores: a localização, a orientação e a inclinação dos módulos fotovoltaicos.

#### 2.4.1. Localização de um Sistema Fotovoltaico

Quanto à localização do sistema fotovoltaico, é de extrema importância que não haja projeção de qualquer sombra sobre os módulos fotovoltaicos durante toda a movimentação do sol que ocorre ao longo do dia (do leste para o oeste) e ao longo do ano (maior ou menor inclinação), o que reduziria a irradiância incidente sobre o sistema e, consequentemente, reduziria a energia produzida.

Sendo assim, a fim de evitar a interferência de obstáculos no painel fotovoltaico, Pinho e Galdino (2014) apresentam um cálculo da distância mínima a ser mantida entre um obstáculo e o painel fotovoltaico, calculado pela Equação 1. Onde: d faz referência a distância mínima a ser mantida entre o obstáculo e o painel fotovoltaico (m); *Fe* refere-se ao *Fator de Espaçamento* obtido da curva apresentada na Figura 13;  $h_{ob}$  representa a altura do obstáculo; e, h é a altura de instalação do painel fotovoltaico.

$$d = Fe(h_{ob}-h_i)$$
(1)

Sendo estas variáveis ilustradas na Figura 12, quando o obstáculo pode ser, por exemplo, uma edificação, uma árvore ou, até mesmo, outro painel fotovoltaico, ou outro obstáculo qualquer que possa projetar sombra sobre o sistema.

O método proposto por Pinho e Galdino (2014) garante que não há projeção de sombra pelo obstáculo sobre o painel fotovoltaico durante o inverno, nos dias mais curtos do ano (21 de junho no hemisfério sul e 21 de dezembro no hemisfério norte), ainda, três horas antes e depois do meio dia solar.



Figura 12 - Ilustração dos parâmetros utilizados para o cálculo do espaçamento mínimo de obstáculos até o painel fotovoltaico.

Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014, p. 365)



Figura 13 - Fator de espaçamento conforme a latitude do local de instalação do sistema fotovoltaico. Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 365)

A variação da posição solar ao longo do ano se deve à posição da Terra em relação ao Sol ao longo de sua órbita elíptica. Em relação ao plano normal desta órbita elíptica, o eixo de giro da Terra inclinado em aproximadamente 23,45°, sendo +23,45° próximo ao dia 21 de junho, dia este que indica o solstício de inverno no hemisfério sul, e -23,45° próximo ao dia 21 de dezembro, indicando o solstício de verão no mesmo hemisfério (PINHO e GALDINO, 2014), como ilustra a Figura 14.



Figura 14 - Órbita da Terra em torno do Sol e estações do ano para o hemisfério sul. Fonte: Adaptado de Lorenzo (2011, p. 987)

#### 2.4.2. Orientação de um Sistema Fotovoltaico

A orientação de um sistema fotovoltaico está vinculada à localização da instalação deste sistema, pois varia com esta. No geral, os módulos fotovoltaicos devem estar orientados em direção à Linha do Equador (PINHO e GALDINO, 2014).

Neste caso, para um sistema instalado no hemisfério sul da Terra, os módulos devem ser orientados ao norte, pois para um observador localizado neste hemisfério, como ilustra a Figura 15, o Sol, ao longo de todo o ano, a insolação "vem" do norte (posição relativa do Sol). Enquanto para um sistema instalado no hemisfério norte, a face do painel fotovoltaico deverá estar orientada na direção sul. Confirmando, então, o que orientam Pinho em Galdino (2014).



Figura 15 - Trajetória do Sol no Verão e Inverno no hemisfério sul. Fonte: Adaptado de Lorenzo (2011, p. 990)

Souza (2016) acrescenta sobre a orientação ideal, sendo aquela em que o painel fotovoltaico é orientado com um ângulo azimutal de superfície igual a zero, na qual o azimute é o equador.

#### 2.4.3. Inclinação de um Sistema Fotovoltaico

O terceiro dos principais fatores a ser observado no momento da instalação de um sistema fotovoltaico é a inclinação dos módulos em relação ao plano horizontal. Assim, como ilustrado pela Figura 15, o Sol apresenta uma trajetória que varia ao longo do ano, justificando o interesse e a importância da correta inclinação dos módulos fotovoltaicos a fim de que se possa tirar o máximo proveito da energia solar.

Pinho e Galdino (2014) orientam que os módulos fotovoltaicos sejam instalados com uma inclinação igual à latitude do local onde são instalados, desde que a latitude deste local seja superior a 10° tanto ao Norte quanto ao Sul, enquanto para localidades situadas nesta faixa mais próxima à Linha do Equador é sugerida uma inclinação igual a 10°, a fim de que, na ocorrência de chuva, esta possa limpar os módulos fotovoltaicos.

Marinoski, Salamoni e Rüther (2004) apontam para uma maior produção de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico quando este é instalado com uma inclinação igual à latitude do local, apesar de sugerir a instalação em uma inclinação inferior (15°) em razão da inclinação do telhado que já cobre a edificação estudada e também módulos fotovoltaicos instalados na vertical (90°) ao longo da fachada de um edifício, com o propósito de redução nos custos e também menor interferência estética.

Gasparin e Krenzinger (2016) analisam o posicionamento de um sistema fotovoltaico instalado em dez diferentes cidades brasileiras, chegando à conclusão de que o melhor posicionamento se dá direcionando-os ao Norte e com inclinação próxima à latitude local. Entretanto, ainda apontam que pequenas variações, tanto na direção quanto na inclinação do sistema fotovoltaico, não interferem muito na produção de energia elétrica, embora tais variações possam gerar mais ou menos energia ao longo de todo o ano, dependendo da região onde é instalado o sistema.

Debastiani (2013) montou também seu experimento na cidade de Cascavel, utilizou uma inclinação igual à latitude local somados 5° para seu painel fotovoltaico,
ou seja, seu experimento ficou com uma inclinação de 30° em relação ao plano horizontal.

Gnoatto et al. (2008) também realizou seu experimento na cidade de Cascavel e muito próximo ao experimento executado nesta dissertação, sendo que os autores posicionaram seu painel fotovoltaico com uma inclinação igual à latitude do local, ou seja, aproximadamente 25°.

Niedzialkoski et al. (2012) analisaram e compararam a eficiência global de um sistema fotovoltaico isolado para o bombeamento de água para diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos – silício mono e policristalino. No estudo, os autores instalaram os módulos fotovoltaicos voltados para o norte geográfico e inclinados em 35° em relação ao plano horizontal, sendo este ângulo correspondente com a latitude local acrescida de 10°.

De Carli (2016) fez uma análise de viabilidade econômica para a implantação de um sistema fotovoltaico em uma célula urbana rural e, em seu estudo, considerou uma inclinação para o painel fotovoltaico igual à latitude local.

SOUZA (2016) aproxima por meio de cálculos, para instalações de sistemas fotovoltaicos localizados em latitudes entre 15° e 30°, uma inclinação ideal aquela igual à latitude acrescida de 5° para sistemas *off-grid*, e, igual à latitude reduzida de 5° para sistemas *on-grid*. Logo, para um sistema fotovoltaico instalado em uma latitude de 25° e conectado à rede (*on-grid*), o painel deveria estar inclinado em 20° em relação ao plano horizontal.

De acordo com os dados apresentados na Tabela 4, dados estes fornecidos pelo programa SunData (CRESESB, 2019) para a cidade de Cascavel-Paraná, podese verificar uma pequena variação na irradiação solar diária média anual nas inclinações 25° (igual a latitude local) e 21° (a que apresentou maior média anual).

| ÂNGULO                  | INCLINAÇÃO | Irradiação solar diária média anual<br>(kWh/m².dia) |       |
|-------------------------|------------|---|-------|
|                         |            | Média   | Delta |
| Plano Horizontal        | 0° N       | 4,75  | 3,38  |
| Ângulo igual a latitude | 25° N      | 4,96  | 1,65  |
| Maior média anual       | 21° N      | 4,97  | 1,93  |
| Maior mínimo mensal     | 45° N      | 4,66  | 0,95  |
|                         |            |   |       |

Tabela 5 - Irradiação solar para diferentes planos na cidade de Cascavel/Paraná

Fonte: Adaptado de CRESESB (2019), atualizado em 9 de jan. 2019

Para ilustrar possíveis perdas devido ao posicionamento diferente daquele tido como ideal para a instalação de módulos fotovoltaicos, a Figura 16 apresenta uma estimativa para a redução na eficiência de módulos com células de Silício, de acordo com a orientação e inclinação destes. Na figura citada, o posicionamento ideal apresentaria 100% do rendimento esperado enquanto, por exemplo, para este mesmo módulo colocado na vertical (perpendicular ao plano de instalação), mas ainda com a face voltada para o Norte, este apresentaria aproximadamente 70% daquele rendimento esperado para a condição dita ideal.





Pela Figura 16 percebe-se a importância de considerar a orientação e inclinação tidas como ideais para o local de instalação do sistema fotovoltaico, pois, ao ignorá-las, é possível que se cometa um erro de dimensionamento do sistema.

#### 2.5. Sistemas Fotovoltaicos Quanto ao Tipo de Instalação

Quando se aborda o tipo de instalação de um sistema fotovoltaico, deve-se entender que estar-se-á tratando dos diferentes componentes deste sistema, assim

como a integração entre os componentes e especificidades existentes em cada um dos tipos de instalação, conforme é tratado na sequência.

#### 2.5.1. Sistema Fotovoltaico Off-Grid Sem Baterias

Em primeiro lugar, entende-se por um sistema *off-grid* que, em uma tradução livre para o português significa "fora da rede", aquele sistema de geração de energia elétrica, seja ele por meio fotovoltaico, eólico, hidrelétrico, etc., não está conectado com a rede de distribuição de energia elétrica pertencente a qualquer distribuidora de energia, isto é, trata-se de um sistema isolado em que a energia produzida é consumida *in loco* (no próprio local).

Agora, mais especificamente um sistema fotovoltaico *off-grid* sem acumulação (ou sem baterias), refere-se a um formato de instalação em que a energia produzida pelo módulo fotovoltaico só pode ser utilizada enquanto houver produção de energia, ou seja, enquanto houver sol o suficiente incidindo sob o módulo fotovoltaico haverá potência elétrica sendo entregue por ele, não havendo uma forma de armazená-la e utilizar após cessada a irradiância solar sobre o módulo.

Um exemplo típico da utilização deste sistema é o bombeamento de água de um local para outro mais elevado, quando é preciso utilizar uma bomba d'água eletromecânica e também energia elétrica para o seu funcionamento. Nesse caso, o sistema é dimensionado para bombear uma determinada quantia de água durante a incidência de sol no sistema fotovoltaico, ao passo que naqueles momentos nos quais não há sol ou ele é insuficiente para fazer com que a bomba funcione, não haverá bombeamento de água.

#### 2.5.2. Sistema Fotovoltaico Off-Grid Com Baterias

Já neste sistema, ainda do tipo *off-grid*, são instaladas baterias de corrente contínua para que a energia produzida pelo módulo fotovoltaico durante a incidência de sol possa ser armazenada e utilizada em algum outro momento em que não há produção de energia pelo sistema fotovoltaico. Comumente são utilizadas mais de uma bateria de corrente contínua, formando o que se chama de *banco de baterias*,

sendo composto por baterias em série e/ou paralelo de forma a obter tensões como 12, 24, 48 V, dependendo dos equipamentos utilizados no sistema fotovoltaico.

Neste formato, é comum utilizar um inversor de corrente para que converta a corrente contínua da bateria em corrente alternada e em tensões mais elevadas como 127 ou 220 V para que, assim, possa energizar equipamentos como televisores, geladeiras, entre outros que utilizam corrente alternada, como ilustra a Figura 17.



Figura 17 - Exemplo de um sistema fotovoltaico *off-grid* com acumulação. Fonte: PME Engenharia (2017)

Este é um sistema tipicamente aplicado em regiões remotas, nas quais não existe uma rede de distribuição de energia elétrica próxima, bem como teria um custo muito alto para implantá-la naquele local gerando, portanto, desinteresse por parte das distribuidoras de energia elétrica. Sendo assim, este sistema deve ser dimensionado para atender a todo o consumo de energia elétrica que o usuário teria, considerando todos os equipamentos elétricos que este viria a utilizar.

A maior desvantagem deste tipo de sistema fotovoltaico é a necessidade da utilização de baterias de corrente contínua, pois estas devem ser substituídas em média a cada cinco anos, além de necessitarem de um ambiente propício para a instalação.

## 2.5.3. Sistema Fotovoltaico On-Grid

Este é o sistema ao qual se refere quando se trata da geração distribuída de energia elétrica. Assim, ao contrário do *off-grid*, há uma conexão entre o sistema

fotovoltaico instalado na propriedade do usuário e a rede de distribuição de energia pertencente a alguma distribuidora de energia, como ilustra a Figura 18.



Figura 18 - Exemplo de um sistema fotovoltaico *on-grid.* Fonte: PME Engenharia (2017)

Tal conexão se dá por meio da utilização de um inversor, diferente daquele utilizado no sistema *off-grid* com baterias, mas que converte a energia produzida pelo painel fotovoltaico, em corrente contínua, para uma corrente, tensão e frequência compatíveis com a rede de energia local. Além disso, este inversor administra o uso da energia produzida pelo sistema fotovoltaico como, por exemplo, em um momento do dia em que a produção de energia elétrica é superior àquela consumida, esta energia excedente é injetada na rede da distribuidora de energia para ser usada por qualquer outro consumidor. Este excedente é tratado no tópico 2.1.1, que trata da geração distribuída de energia elétrica.

O principal benefício deste tipo de instalação é que não há a utilização de baterias para armazenar a energia elétrica produzida e não utilizada. Sendo assim, o consumidor, com uma instalação *on-grid*, não corre o risco de ficar sem energia elétrica em caso de alguma pane no sistema fotovoltaico ou de ausência de sol, a não ser que falte energia também na rede de distribuição de energia.

Ao diferenciar os sistemas fotovoltaicos em *off-grid* e *on-grid*, difere-se estes sistemas quanto à forma como os diferentes componentes são conectados e utilizados, independentemente da forma e local que o painel fotovoltaico é instalado. Então, para tratar das diferentes formas de instalação dos módulos fotovoltaicos foi criado o próximo tópico 2.6.

### 2.6. Sistemas Fotovoltaicos Quanto à Forma de Instalação

Seja qual for a forma de instalação de um sistema fotovoltaico, uma estrutura estará associada a tal, tendo como função posicionar os módulos fotovoltaicos de uma forma estável e planejada conforme a forma e local o sistema é instalado.

Algumas das formas mais usuais de instalação dos módulos fotovoltaicos são ilustradas pela Figura 19, sendo que cada uma tem suas vantagens e desvantagens.



Figura 19 - Formas mais usuais de instalação dos módulos fotovoltaicos: (a) Solo; (b) Poste; (c) *Brise*; (d) Telhado. Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014, p. 369)

A forma apresentada na Figura 19-a, apesar de ser compatível com sistemas fotovoltaicos de qualquer porte, é comumente utilizada em situações onde o espaço físico não seja um problema, pelo espaço que ocupa em solo. Ao utilizar esta forma de instalação, tem-se alguns benefícios como a maior facilidade na instalação e manutenção, porém, por estar mais próxima do solo, é mais sujeita a situações de sombreamento (PINHO e GALDINO, 2014).

Já a forma apresentada na Figura 19-b é mais indicada para sistemas de pequeno porte, devido, principalmente, ao peso dos módulos no painel fixado ao poste. Esta forma também é de fácil instalação, mas de difícil manutenção, por outro lado, está menos sujeita a interferência de sombreamento (PINHO e GALDINO, 2014).

No caso das formas "c" e "d", apontadas na Figura 19, são indicadas para sistemas compatíveis com a área e a suportabilidade mecânica do local de instalação, ainda, ambos apresentam uma instalação mais trabalhosa e sempre um trabalho em altura. No entanto, a instalação em forma de *brise* (Figura 19-c) tem uma vantagem,

pois ajuda a reduzir a carga térmica interna da edificação, ao causar um sombreamento na edificação (PINHO e GALDINO, 2014).

Sendo o foco deste estudo nas formas de instalação "c" e "d" apontadas na Figura 19, os próximos dois tópicos tratarão justamente daquela instalação tradicional na qual os módulos fotovoltaicos são fixados sobre o telhado/cobertura da edificação e também daquela instalação em que os módulos compõe a edificação em si, fazendo parte dela.

# 2.6.1. Sistema Fotovoltaico Fixado à Edificação

A forma de instalação de módulos fotovoltaicos mais conhecida por *building applided/attached photovoltaic* (BAPV), sendo que os termos *applied* e *attached* variam conforme a referência, refere-se a forma tradicional como são instalados os módulos, isto é, sobre o telhado ou cobertura de uma edificação e, por isso, o nome faz menção aos módulos aplicados ou fixados à edificação, como ilustra a Figura 20.



Figura 20 - Módulos fotovoltaicos instalados sobre o telhado: exemplo de *building attached photovoltaic modules* (BAPV). Fonte: Evergreen Solar (2018)

Apesar de ser a forma mais usual de instalação, a aplicação de módulos fotovoltaicos à edificação (BAPV) nem sempre é bem vista de uma perspectiva arquitetônica, como aponta Zomer et al. (2013), ao destacar os benefícios visuais que um sistema fotovoltaico integrado à edificação (BIPV do inglês – *Building Integrated* 

*Photovoltaic*) traria para dois aeroportos brasileiros, visto que os módulos fotovoltaicos fariam parte da cobertura ao invés de instalar módulos fotovoltaicos anexados à edificação.

Por outro lado, Goossens, Goverde e Catthoor (2018) ao levantar o efeito do vento sobre os dois sistemas – BAPV e BIPV – destacam a menor perda de potência no sistema BAPV devido ao menor aquecimento das células fotovoltaicas, isto porque neste tipo de instalação comumente os módulos são fixados sobre trilhos que os distanciam alguns centímetros do telhado e, assim, permitem o fluxo de ar tanto pela parte superior quanto pela parte inferior dos módulos fotovoltaicos. No sistema BIPV há um maior aquecimento pelo ar circular apenas na parte superior dos módulos e, consequentemente, uma maior redução na potência gerada.

Outro ponto não favorável em um sistema BAPV, quando comparado com BIPV, está no desperdício de materiais e mão de obra, ou então, um maior gasto ao considerar que se está cobrindo uma edificação duas vezes, considerando que há a construção do telhado/cobertura e posteriormente é instalado um painel com diversos módulos fotovoltaicos que poderiam exercer a função do telhado, o que acontece no BIPV.

### 2.6.2. Sistema Fotovoltaico Integrado à Edificação (SFIE)

Já a forma de instalação de módulos fotovoltaicos conhecida por *building integrated photovoltaics* (BIPV) – tendo a versão em português: sistema fotovoltaico integrado à edificação (SFIE) – refere-se a um formato relativamente novo, ao menos no Brasil, quanto à fixação dos módulos. O termo *integrado* refere-se à incorporação dos módulos à edificação propriamente dita, isto é, os módulos fazem parte da edificação, podendo ser integrados aos telhados inclinados ou planos, fachadas e também na função de sombreamento como em *brises* e vidraças semitransparentes, preocupando-se mais com a aparência que a eficiência do sistema, como ilustra a Figura 21 com algumas das várias formas possíveis de integrar o sistema fotovoltaico à edificação.

O maior interesse em integrar o sistema fotovoltaico à edificação, seja por questões arquitetônicas ou para evitar o desperdício ao construir uma segunda cobertura sobre a cobertura já existente, por exemplo, é recente, porém este tipo de instalação não é uma novidade. Na Alemanha, por exemplo, a primeira instalação deste tipo foi realizada em 1991, na cidade de Aachen, enquanto a primeira linha de produção de módulos fotovoltaicos dedicados ao BIPV foi finalizada em 1993, também na Alemanha, pertencente à empresa *Pilkington* com sede no Reino Unido (BENEMANN et al , 2001).



Figura 21 - Algumas das possibilidades de integração de módulos fotovoltaicos à edificação: exemplo de *building integrated photovoltaics* (BIPV). Fonte: Adaptado de S-Energy (2018)

Para Jelle e Breivik (2012), até se pode colocar um módulo fotovoltaico abaixo ou dentro do material utilizado no telhado ou parede, porém o sistema BIPV consiste no fato que de o módulo fotovoltaico é o material de revestimento da edificação, servindo, ao mesmo tempo, como uma proteção às intemperes e uma fonte geradora de eletricidade. Portanto, a adoção de sistemas BIPV poderia proporcionar economia em materiais e mão de obra e, ainda, reduzir os custos com eletricidade.

Contrariando as ideias de Jelle e Breivik (2012) de BIPV real, a Figura 22-a mostra um sistema que alguns autores consideram como sendo do tipo BIPV enquanto outros o classificam como BAPV em razão do fato de que os módulos fotovoltaicos sejam adicionados ao telhado, ao invés de assumir o papel de cobertura do imóvel. Enquanto as telhas da Figura 22-b seguem bem o conceito de BIPV, já que as telhas são módulos fotovoltaicos, inclusive o fabricante destas, em específico, a *Tesla Solar Roof*, dispõe de diferentes aparências para suas telhas fotovoltaicas, dando ao cliente uma maior liberdade na questão visual do telhado desejado.



Figura 22 – Telhado fotovoltaico BIPV: (a) telha cerâmica acrescida de módulo fotovoltaico; (b) telha fotovoltaica em vidro fabricada pela *Tesla*. Fonte: (a) Jetson Green (2010); (b) Tesla Solar Roof (2018)

Quanto à utilização de sistemas BIPV, Jelle e Breivik (2012) alertam para dois aspectos importantes a serem considerados e avaliados na adoção destes: o primeiro remete-se à necessidade de uma certa circulação de ar pela parte posterior dos módulos, em especial naqueles constituídos por células fotovoltaicas em silício mono e policristalino (c-Si e p-Si), em razão de sua maior sensibilidade ao calor provocando uma maior redução na potência gerada. O segundo aspecto refere-se ao posicionamento dos módulos fotovoltaicos, pois, uma vez que estes acompanham o *design* da edificação, o sistema BIPV pode não gerar uma energia em quantidade satisfatória, devido à inclinação e orientação da superfície onde o sistema é utilizado, como já tratado no tópico 2.4 deste estudo.

Já no sentido de reduzir o aquecimento das células fotovoltaicas em módulos instalados na forma BIPV, Chen, Pao, e Yin (2018) desenvolveram uma solução que compreende uma telha composta por algumas células fotovoltaicas em silício amorfo (a-Si) aplicadas sob uma chapa de vidro, ainda, abaixo deste conjunto estão um dissipador em alumínio com uma serpentina de tubos por onde circula água, conforme ilustra a Figura 23. Portanto, eles criaram um sistema BIPV que ainda aproveita o calor absorvido pelo módulo para aquecer a água que por ele passa, desta forma, ao transferir o calor do módulo fotovoltaico para a água a temperatura das células reduz e a eficiência aumenta.



Figura 23 - Protótipo de telha fotovoltaica/térmica: (a) esquema da serpentina; (b) painel real. Fonte: Adaptado de Chen, Pao e Yin (2018, p. 308)

A solução desenvolvida por Chen, Pao e Yin (2018) é uma derivação do BIPV que, então, incluindo o aproveitamento térmico, transforma o sistema no que é chamado por *building integrated photovoltaic/thermal* – BIPVT. Este sistema, que foi desenvolvido nos Estados Unidos – um país com regiões propensas à ocorrência de neve, possui uma outra aplicação: na ocorrência de acúmulo de neve e/ou formação de gelo sobre as telhas, por eles desenvolvidas, pode-se inverter o sentido de circulação de água, injetando água quente nas telhas e provocando o derretimento da neve/gelo acumulado sobre elas.

Santos e Rüther (2012) apontam o alto potencial na implantação de sistemas BIPV em residências unifamiliares urbanas em regiões de baixas latitudes do Brasil, destacando ainda a tecnologia de silício amorfo – filmes finos – como a ideal para climas quentes como o do Brasil, tecnologia menos propensa a perda de potência com o aumento da temperatura.

Qualquer que seja a destinação dada ao sistema BIPV em uma edificação, um aspecto irrefutável concerne a robustez necessárias aos módulos fotovoltaicos utilizados neste sistema, pois, como apontam Jelle e Breivik (2012), são estes elemento que devem proporcionar a devida proteção as mais diversas intemperes à edificação, uma vez que estão substituindo elementos construtivos.

Conforme a tecnologia das células fotovoltaicas, é que se define a estrutura dada ao módulo fotovoltaico, isto é, o tipo de célula define aspectos como, por

exemplo, a flexibilidade ou não dos módulos, assim como o nível de transparência que se pode dar a ele. A exemplo das células de filmes finos, as quais são confeccionadas a partir do depósito de várias finas camadas de material semicondutor sobre uma superfície plana, seja ela rígida ou flexível, permitindo assim a construção de módulos utilizando vidro, metal flexível ou polímeros (CERÓN, CAAMAÑO-MARTÍN e NEILA, 2013).

Um destes polímeros utilizados em sistemas BIPV é o policarbonato, pois, dentre os diversos aspectos positivos deste polímero para este uso, destaca-se a possibilidade de curvatura a frio e, sendo assim, bastaria a instalação de módulos fotovoltaicos também flexíveis sob o policarbonato e, então, instalá-los de acordo com a necessidade. A Figura 24 ilustra um sistema do tipo BIPV com módulos flexíveis fixados sob o policarbonato alveolar.

O policarbonato em questão é o *Lexan™ Thermoclear™* fabricado pela *SABIC* (Saudi Basic Industries Corporation) e, além do fato de ser flexível e moldado a frio, o policarbonato quando comparado com vidros utilizados na cobertura de módulos fotovoltaicos (vidros específicos para tal aplicação) se destaca no peso, por ser mais leve, e na resistência, por ser mais resistente.



Figura 24 - Cobertura BIPV em policarbonato. Fonte: Rosato (2013)

Como este estudo está diretamente ligado ao material utilizado na cobertura de módulos fotovoltaicos, mais especificamente o vidro e o policarbonato, na sequência estes materiais são abordados individualmente e comparados.

## 2.7. Perdas na Irradiância Solar Percebida Pelas Células Fotovoltaicas

Para que se possa verificar a influência do material de cobertura dos módulos fotovoltaicos na irradiância solar que atinge as células, no primeiro instante é necessário o entendimento da interação da luz com os sólidos, mais especificamente qual o comportamento da irradiância solar incide sobre o módulo fotovoltaico até que atinja a superfície da célula.

## 2.7.1. Cobertura de Módulos Fotovoltaicos com Vidro

De maneira genérica, o comportamento da energia solar incidente em um vidro, por exemplo, é semelhante ao ilustrado pela Figura 26, onde:  $E_0$  representa a energia solar incidente,  $E_R$  representa a energia refletida pelo material,  $E_A$  representa a energia absorvida pelo material e,  $E_T$  representa a energia que, de fato, é transmitida para o outro lado do material.



Figura 25 – Esquema do comportamento da luz com um material genérico.

Do esquema apresentado na Figura 25 pode-se tirar as seguintes relações:

i. Transmitância ou Transmissividade (T): corresponde à fração da energia incidente sobre o material que consegue atravessá-lo, dada pela Equação 2;

$$T = \frac{E_T}{E_O}$$
(2)

 ii. Absorvância ou Absortividade (A): corresponde à fração da energia incidente sobre o material que é absorvida por ele, dada pela Equação 3;

$$A = \frac{E_A}{E_O}$$
(3)

iii. Refletância ou Refletividade (R): corresponde à fração da energia incidente sobre o material que é por ele desviada para a região de origem, dada pela Equação 4.

$$R = \frac{E_R}{E_O}$$
(4)

Considerando um material ideal, leva-se em conta a verdadeira e suficiente relação da Equação 5.

$$E_{O} = E_{T} + E_{A} + E_{R} \tag{5}$$

Pode-se dizer que um material é transparente quando a transmissividade deste é próxima de um (T  $\approx$  1), e o material é opaco quando a transmissividade é próxima de zero (T  $\approx$  0).

O esquema apresentado na Figura 28 trata de um material simples, ou de uma camada, agora voltando para o estudo do comportamento da irradiância solar incidente sobre um módulo fotovoltaico, deve-se levar em consideração a montagem deste, a qual possui, de forma geral para módulos com células em silício mono ou policristalino, cinco camadas como ilustradas na Figura 26. Sendo elas: o vidro; EVA

encapsulante; as células fotovoltaicas; EVA encapsulante; chapa posterior (normalmente em PVC).



Figura 26 - Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células c-Si. Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 132)

Dependendo do fabricante do módulo fotovoltaico, é adicionada uma película antirreflexo sobre o vidro – caracterizando mais uma camada – ou, então, o mais utilizado pela indústria atualmente, isto é, um vidro chamado de *antirreflex*o, mas que, na verdade, é texturizado. Com isso, esta rugosidade é que provoca a redução na reflexão. Um exemplo de vidro texturizado antirreflexo é mostrado na Figura 27.



Figura 27 - Vidro texturizado, popular entre módulos fotovoltaicos em c-Si. Fonte: Trojek (2010, p. 90)

Fischer, Metz e Raithel (2012) apontam que a adição de uma superfície com tratamento antirreflexo com ação na faixa UV (ultravioleta) do espectro da irradiância

solar proporciona um aumento de até 2,5% na transmissividade quando comparado com um vidro sem tal tratamento. Este aumento na energia transmitida por meio das camadas se dá pela seletividade proporcionada pelo antirreflexo.

Em se tratando de vidro, Trojek (2010, p. 91) apresenta uma tabela com alguns dos principais fornecedores de vidros especiais para a indústria de módulos fotovoltaicos, a partir da qual atentou-se para as informações quanto à transmitância destes materiais, sendo que Tabela 6 traz um recorte com algumas das informações mais relevantes o estudo proposto.

| Fornecedor                           | Tipo de vidro        | Transmissividade (%) |
|--------------------------------------|----------------------|----------------------|
| Centrosolar Glas                     | Liso / com AR        | 91,0 ~ 97,0          |
|                                      | Texturizado / com AR | 91,5 ~ 97,5          |
| AGC Solar                            | Liso / com AR        | 91,0 ~ 93,4          |
|                                      | Texturizado / com AR | 91,5 ~ 93,9          |
| F-Glass                              | Liso / com AR        | 91,3 ~ 93,8          |
| Hecker Glastechnik                   | Liso / com AR        | 90,0 ~ 96,6          |
|                                      | Texturizado / com AR | 91,6 ~ 96,6          |
| Henan Succeed New Energy<br>Material | Texturizado / com AR | 91,6 ~ 97,3          |

Tabela 6 - Alguns dos principais fornecedores de vidro para a indústria de módulos fotovoltaicos

Fonte: Adaptado de Trojek (2010, p. 91) Nota: AR – Antirreflexo.

A partir dos dados da Tabela 6, pode-se observar que a adição de uma película antirreflexo ou, então, o uso de um vidro antirreflexo no módulo fotovoltaico resulta e uma boa melhora na transmissividade do conjunto, ainda, este adicional não é uniforme entre os fornecedores, enquanto um chega a acrescentar 6,6% outro fica nos 2,5% de acréscimo. Subentendendo-se que, além da variação na qualidade do vidro, há também a variação na qualidade do tratamento antirreflexo dado a ele.

Em consulta à um catálogo da empresa *Sisecam* (SISECAM, 2014), a qual é especializada em vidros planos específicos para sistemas fotovoltaicos e também aquecedores planos de água, em relação aos vidros com espessura de 3,2 mm, aponta uma transmitância de 95,2%, considerando o vidro com antirreflexo do tipo prismático – aquele com as superfícies rugosas. Valor este próximo daqueles apresentados por Trojek (2010).

#### 2.7.2. Cobertura de Módulos Fotovoltaicos com Policarbonato

Tomando como exemplo o policarbonato *Lexan™ Thermoclear™* produzido pela *SABIC*, desenvolvido em 1953, este é um termoplástico amorfo, caracterizado pelos altos níveis de propriedades térmicas, elétricas, ópticas e mecânicas. Sendo assim, no geral, as propriedades de uma lâmina *Lexan™* incluem: resistência a grandes impactos (vide Figura 28-a); transparência cristalina natural; estabilidade dimensional em temperaturas elevadas (vide Figura 29); resistência a chamas; leveza (vide Figura 28-b); resistência à ação do tempo; e, alta capacidade de moldagem.



Figura 28 - Propriedades *Lexan™ Thermoclear™ SABIC*: (a) resistência aos impactos, (b) peso. Fonte: Adaptado de SABIC (2015, p. 25)

Os dados da Figura 28 são válidos para o policarbonato compacto, ou sólido da *SABIC* e tomando como exemplo a espessura de 3 mm (Figura 28-b), pode-se constatar que o policarbonato desta espessura tem o peso (kg/m<sup>2</sup>) reduzido em quase 54% quando comparado com o vidro da mesma espessura.

Quanto ao comportamento do policarbonato na questão da transmissividade da luz, o policarbonato compacto comporta-se da mesma forma que o vidro – conforme esquema já apresentado na Figura 25 – variando apenas a transmissividade em si.

A Figura 29 mostra a menor variação dimensional do policarbonato *Lexan*<sup>™</sup> com a mudança de temperatura quando comparado com o PVC e o Acrílico, característica importante quando se trata de utilizá-lo em sistemas do tipo BIPV.



Figura 29 - Estabilidade dimensional com a variação da temperatura: *Lexan*™, PVC e Acrílico. Fonte: SABIC (2013a, p. 21)

No tocante à transmissividade apresentada pelo policarbonato compacto da *SABIC*, esta informa um valor médio de 88% de transparência para o modelo *Lexan*<sup>™</sup> *XL102UV* de espessuras 3,0; 4,5; e 6,0 mm (SABIC, 2012b). O modelo em questão é o ideal para aplicações que exijam boa resistência às intemperes e a maior transmissividade possível.

Já o policarbonato do tipo alveolar, ou multiparedes, apresenta um comportamento diferenciado na transmissão da irradiância solar incidente sobre ele, como ilustra a Figura 30. Onde:  $E_0$  representa a energia solar incidente;  $E_R$  representa a energia refletida pelo material;  $E_A$  representa a energia absorvida pelo material;  $E_T$  representa a energia transmitida de forma direta;  $E_{Dout}$  representando a energia difusa que é radiada para o lado externo; e  $E_{Din}$  representando a energia difusa que é radiada para o lado externo; e  $E_{Din}$  representando a energia difusa que é radiada para o lado externo; e  $E_{Din}$  representando a energia difusa que é radiada para o lado interno e, assim, a energia que de fato atravessa o policarbonato alveolar é dada pela soma de apresentada na Equação 6.

$$\mathsf{E}_{\mathsf{T}\mathsf{T}} = \mathsf{E}_{\mathsf{T}} + \mathsf{E}_{\mathsf{Din}} \tag{6}$$





O policarbonato do tipo alveolar possui diversas configurações, não apenas variações de espessura, coloração e transparência, mas também quanto ao número de paredes e a configuração destas paredes na parte interna do policarbonato alveolar, como ilustra a Figura 31 com algumas das configurações disponibilizadas pela *SABIC*.





Na Figura 32 são apresentadas algumas características referentes às chapas de policarbonato alveolar *Lexan™ Thermoclear*™ com proteção UV nos dois lados (por isso o código: *LT2UV*) da *SABIC*, relacionando o tipo de estrutura e número de paredes do policarbonato alveolar com sua transmissividade.

Atentando-se para os dados selecionados da Figura 32, destacando duas espessuras de chapas, 10 mm e 16 mm, faz-se as observações: o policarbonato com 10 mm de espessura e com apenas duas paredes apresenta uma transmissividade igual a 80%, mas adicionando três paredes a transmissividade para 65%. Efeito semelhante acontece com o policarbonato de 16 mm de espessura, o qual com apenas três paredes a transmissividade apresentada é de 78%, mas aumentando o número de paredes a transmissividade cai para 58% e 54%, para cinco e nove paredes, respectivamente.

| Grade name   | Structure          | Gauge (mm) | Weight (kg/m²) | U-value * (W/m² K) | TST 112 (%)## |
|--------------|--------------------|------------|----------------|--------------------|---------------|
| LT2UV452RS10 | 2-Wall Rectangular | 4.5        | 1.00           | 3.86               | 83            |
| LT2UV62RS13  | 2-Wall Rectangular | 6          | 1.30           | 3.56               | 82            |
| LT2UV82RS15  | 2-Wall Rectangular | 8          | 1.50           | 3.26               | 82            |
| LT2UV102RS17 | 2-Wall Rectangular | 10         | 1.70           | 3.02               | 80            |
| LT2UV105R175 | 5-Wall Rectangular | 10         | 1.75           | 2.48               | 65            |
| LT2UV163TS27 | 3-Wall Tunnel      | 16         | 2.70           | 2.27               | 78            |
| LT2UV165X27  | 5-Wall X-structure | 16         | 2.70           | 1.88               | 58            |
| LT2UV169X    | 9-Wall X-structure | 16         | 2.50           | 1.77               | 54            |
| LT2UV189X    | 9-Wall X-structure | 18         | 2.70           | 1.69               | 53            |
| LT2UV209X    | 9-Wall X-structure | 20         | 2.80           | 1.59               | 53            |
| LT2UV205X32  | 5-Wall X-structure | 20         | 3.20           | 1.69               | 66            |
| LT2UV259X    | 9-Wall X-structure | 25         | 3.00           | 1.40               | 52            |
| LT2UV255X34  | 5-Wall X-structure | 25         | 3,40           | 1.51               | 65            |
| LT2UV325X38  | 5-Wall X-structure | 32         | 3.80           | 1.32               | 65            |
| LT2UV409X43  | 9-Wall X-structure | 40         | 4.30           | 1.10               | 52            |
| LT2UV459X45  | 9-Wall X-structure | 45         | 4.50           | 1.04               | 52            |
| LT2UV509X48  | 9-Wall X-structure | 50         | 4.80           | 0.99               | 52            |
| LT2UV55S     | 9-Wall X-structure | 55         | 5.00           | 0.90               | 52            |

Figura 32 - Algumas especificações para as chapas em policarbonato alveolar cristal (cor: 112) da SABIC Lexan<sup>™</sup> Thermoclear<sup>™</sup>. Fonte: Adaptado de SABIC (2013a)

Portanto, analisando o geral dos dados apresentados na Figura 32 pode-se constatar que, na utilização de policarbonato do tipo alveolar, a perca na transmissividade será maior quanto maior a espessura e também o número de

paredes internas, sendo mais sensível ao número de paredes que a espessura do policarbonato.

Toro, Ruschel e Krenzinger (2015) analisaram a influência da orientação (horizontal e vertical) das aletas do policarbonato alveolar de espessuras 6 e 10 mm, sob diversos ângulos de incidência da luz solar, na transmissividade desta luz. Eles relatam que, apesar de não apresentar um comportamento linear como ocorre para o vidro, com o aumento do ângulo de incidência da luz, a tendência da transmissividade é reduzir, para ambas as orientações das aletas, justificando que isto se daria em decorrência, possivelmente, do sombreamento provocado pelas aletas com as múltiplas reflexões que ocorrem dentro das câmaras do policarbonato alveolar.

Estudando o uso do policarbonato alveolar na cobertura de aquecedores solar de água, Toro, Ruschel e Krenzinger (2015) levaram em conta ângulos de inclinação variando entre 9° e 66°, obtendo, para todos os ângulos analisados, uma maior transmissividade no policarbonato alveolar com as aletas orientadas na horizontal, quando comparado com a mesma chapa de policarbonato com as aletas orientadas na vertical. Sendo assim, um dos resultados para uma chapa de policarbonato alveolar de espessura de 6 mm e ângulo de incidência da luz igual a 39°, chegou aos seguintes valores de transmissividade: 78% com as aletas orientadas na horizontal e 65% para o policarbonato alveolar com as aletas orientadas na vertical.

Com isso, a orientação das aletas do policarbonato alveolar instaladas sobre o módulo fotovoltaico também afetaria a energia elétrica produzida e, assim, o interesse em verificar esta geração de energia para ambas as orientações do policarbonato.

## 2.7.3. Soluções Comerciais de BIPV com Policarbonato

Apesar de o policarbonato do tipo alveolar apresentar uma transmissividade consideravelmente inferior ao do vidro fotovoltaico, a própria *SABIC* possui uma solução em BIPV utilizando tal policarbonato que, na verdade, trata-se da junção de chapas de policarbonato *Lexan™ Termoclear™* multiparedes com módulos fotovoltaicos flexíveis, como mostra a Figura 33.



Figura 33 - Painel fotovoltaico: *Lexan™ BIPV by SABIC*. Fonte: Adaptado de SABIC (2012a, p. 11)

Para esta solução, SABIC (2012a) aponta diversos benefícios como:

- i. Fácil instalação, proporcionando economia de tempo e custos com a instalação;
- ii. Muito mais leve quando comparado com os sistemas fotovoltaicos tradicionais;
- iii. Alto índice de isolamento térmico transmitância térmica podendo chegar a valores de 1 W/m<sup>2</sup>.K;
- iv. Flexibilidade possibilitando curvatura a frio;
- v. Transparência possibilidade de escolha do nível de transparência desejada;
- vi. Integração à edificação podendo ser utilizado na janela, cobrindo uma parede ou até mesmo como cobertura;
- vii. Produção de energia com eficiência semelhante aos módulos fotovoltaicos tradicionais.

Não há dúvidas de que o maior benefício desta solução proposta pela SABIC está na flexibilidade dada aos painéis fotovoltaicos, possibilitando aplicações do tipo BIPV simples em coberturas externas às edificações como estacionamento ou áreas de circulação cobertas, sem exigir o reforço das estruturas para receber as chapas em policarbonato e os módulos fotovoltaicos flexíveis.

De acordo com a própria SABIC, na montagem de um de seus sistemas Lexan<sup>™</sup> BIPV caracterizam dois os passos para definir os componentes deste sistema. Em primeiro lugar, deve-se selecionar o policarbonato, conforme a transmitância térmica, o peso e a transparência desejada, dentre as possibilidades apresentadas na Tabela 7.

| Código SABIC | Espessura<br>(mm) | Peso<br>(kg/m²) | Transm. Térmica<br>(W/m².K) | Transmissividade<br>(%) |
|--------------|-------------------|-----------------|-----------------------------|-------------------------|
| LT2UV105RS   | 10                | 1,75            | 2,39                        | 65                      |
| LT2UV163TS   | 16                | 2,70            | 2,27                        | 74                      |
| LT2UV169X    | 16                | 2,50            | 1,77                        | 54                      |
| LT2UV209X    | 20                | 2,80            | 1,59                        | 53                      |
| LT2UV259X    | 25                | 3,00            | 1,40                        | 51                      |
| LT2UV509X    | 40                | 4,80            | 0,99                        | 50                      |

Tabela 7 - Relação de policarbonatos disponíveis para a montagem do sistema Lexan™ BIPV SABIC

Fonte: Adaptado de SABIC (2012a, p. 14)

O segundo passo é definir os módulos fotovoltaicos a serem instalados e, para tal, deve-se considerar a geração de energia desejada, respeitando disponibilidade de espaço no policarbonato a ser instalado. As opções de módulos fotovoltaicos estão na Tabela 8.

Tabela 8 - Relação de módulos fotovoltaicos disponíveis para o sistema Lexan™ BIPV SABIC

| Características          | CV70 | CV80 | CV140 | CV160 |
|--------------------------|------|------|-------|-------|
| Potência máxima (W)      | 70   | 80   | 140   | 160   |
| Eficiência do módulo (%) | 14   | 14   | 14,2  | 14,2  |
| N° células fotovoltaicas | 18   | 20   | 36    | 40    |
| Curvatura máxima         | 25%  | 25%  | 25%   | 25%   |
| Largura (mm)             | 380  | 670  | 745   | 1300  |
| Comprimento (mm)         | 1560 | 880  | 1560  | 880   |
| Peso (kg)                | 1,5  | 1,7  | 3,0   | 3,3   |

Fonte: Adaptado de SABIC (2012a, p. 15)

Um ponto interessante neste sistema BIPV da SABIC está na caixa de conexão (*junction box*) dos módulos fotovoltaicos, dependendo de como os módulos

são fixados ao policarbonato, esta caixa pode ser fixada na lateral do policarbonato e, assim, possibilitando esconder todos os cabos por dentro da estrutura de fixação do policarbonato.

Esta solução de BIPV proposta pela *SABIC* mostra que é sim possível substituir o vidro na cobertura de módulos fotovoltaicos, porém, em seu sistema, dentre as opções de policarbonato, aquele de melhor transmissividade apresenta uma transparência de apenas 74%. Contudo, conforme tratado no tópico 2.7.2, pode-se verificar outras possibilidades com maiores níveis de transmissividade, como o policarbonato compacto de 3,0 mm e 88 % de transmissividade e, também, o policarbonato alveolar de 4,5 a 8,0 mm com transmissividade na faixa de 82 a 83%.

Possibilidades como estas estão no escopo deste estudo. Sendo assim, no próximo capítulo o material utilizado na investigação proposta é apresentado, bem como suas especificações e, na sequência, a metodologia utilizada é esclarecida. Por fim, são evidenciados os resultados e discutidos seguidos da conclusão a respeito da utilização do policarbonato em sistemas BIPV.

# **3. MATERIAL E MÉTODOS**

## 3.1. Localização da Montagem Experimental

A montagem do experimento se deu próxima às instalações do Centro de Análise de Sistemas Alternativos de Energia (CASA) da Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE) – campus Cascavel, como situa a Figura 34. A localização geográfica desta montagem é definida pelas coordenadas de Latitude 24° 59' Sul e Longitude 53° 27' Oeste, com uma altitude de aproximadamente 754 metros acima do nível do mar, sendo que a cidade de Cascavel está localizada no clima subtropical e irradiação solar diária média anual de 4,75 kWh/m<sup>2</sup>.dia (CRESESB, 2019) no plano horizontal.



Figura 34 – Localização do telhado experimental montado no campus da UNIOESTE Cascavel/PR.

Nesta localização, foi montado um sistema experimental para a aquisição e registro de dados (como um *datalogger*), além de efetuar cálculos com os dados monitorados, como: temperatura, tensão, corrente, potência, data e hora, além de ser responsável por enviar alguns destes dados para um servidor *on-line*, sendo utilizado o *ThingSpeak*<sup>TM</sup>.

# 3.2. Montagem Experimental para a Determinação da Geração Fotovoltaica

Na montagem prática do estudo para a avaliação do potencial de geração fotovoltaica, foram utilizados ao todo sete módulos fotovoltaicos: quatro deles do mesmo fabricante e modelo – o *Kript*® *KRPF-10P* – e outros três módulos experimentais confeccionados para o estudo, como apontados na Figura 35.



Figura 35 - Identificação dos módulos KRPF-10P e módulos experimentais confeccionados já fixados ao telhado experimental.

Sendo o objetivo do estudo a avaliação na geração de energia elétrica por estes módulos fotovoltaicos sob diferentes influências, mais especificamente quanto ao modo de instalação e a adição ou não de diferentes materiais sobre cada um dos módulos, foi necessário determinar as seguintes grandezas de interesse do sistema fotovoltaico:

- Tensão média (V);
- Correte média (A);

- Potência média (W);
- Irradiância solar global (W/m<sup>2</sup>);
- Temperatura ambiente e superficial (°C).

De posse destas duas primeiras grandezas – tensão e corrente – pode-se calcular a potência média por meio da 1ª Lei de Ohm, como mostra a Equação 7.

Pot (W) = TENSÃO (V) \* CORRENTE (A) 
$$(7)$$

Como já abordado, a potência gerada por um módulo fotovoltaico é diretamente influenciada pela irradiância incidente sobre ele. Então, em um estudo como este, de campo e não laboratorial, em que o sistema é exposto às condições reais de utilização de sistemas fotovoltaicos, torna-se fundamental conhecer o valor da irradiância solar, ao mesmo tempo que se verifica a tensão e corrente elétrica produzida pelo módulo.

Portanto, a irradiância solar global incidente sobre o plano de inclinação idêntica a dos módulos fotovoltaicos em análise, é obtida a partir do piranômetro *CMP3*, sendo que a saída dada pelo *datalogger CR1000*, ao qual o piranômetro é conectado, para a irradiância também é dada em termos de potência –  $W/m^2$ .

A potência produzida pelos módulos fotovoltaicos é também influenciada pela temperatura das células. Assim, os diversos sensores de temperatura instalados na superfície traseira dos módulos em estudo colaboram, então, com a medição da temperatura superficial ao mesmo tempo que as outras medições são realizadas. Com estes dados, pode-se verificar a influência do material de cobertura dos módulos fotovoltaicos e também a influência do modo como estes são instalados na temperatura superficial posterior destes mesmos módulos.

Para a determinação da energia gerada em cada um dos módulos fotovoltaicos, foi designada uma carga resistiva e um sensor capaz de monitorar a tensão e a corrente contínua do circuito em que é inserido, como ilustra a Figura 36, para os módulos *KRPF-10P* e a Figura 37, para os módulos experimentais confeccionados em razão do estudo.

As diferenças entre as Figuras 36 e 37 estão nos módulos fotovoltaicos e no valor da carga resistiva, valor este que varia conforme as especificações do módulo ao qual a carga é conectada.



Figura 36 - Diagramas dos circuitos para determinação dos dados quanto à geração de energia fotovoltaica pelos módulos *Kript® KRPF-10P*.



Figura 37 - Diagramas dos circuitos para determinação dos dados quanto à geração de energia fotovoltaica pelos módulos experimentais confeccionados.

Na sequência, cada um destes elementos utilizados para a determinação dos dados quanto à geração fotovoltaica pelos módulos *KRPF-10P* e os módulos experimentais é abordado de forma detalhada.

## 3.2.1. Módulo Fotovoltaico Kript® KRPF-10P

Foram utilizados quatro módulos *Kript*® *KRPF-10P*, como o a Figura 38, com especificações técnicas apresentadas na Tabela 9, os quais representam módulos fotovoltaicos comerciais, sendo cobertos por um vidro específico para tal aplicação. Neste estudo, estes módulos são tomados como referência na análise das influências da adição de uma superfície protetora sobre os módulos que já estão prontos para a utilização.



Figura 38 – Módulo Kript KRPF-10P utilizado no experimento.

Estes quatro módulos fotovoltaicos foram identificados desde o início da análise pelas letras: **A**, **B**, **C** e **D**. Com isso, os dados obtidos podem ser devidamente creditados aos módulos corretos.

Os módulos *KRPF-10P* utilizados no estudo proposto possuem na cobertura das células um vidro específico para tal aplicação, o qual, mesmo sendo categorizado como de alta transmissividade (ou transmitância), reduz em quase 10% a energia solar que, de fato, atinge as células fotovoltaicas. Assim, o estudo poderia não ser conclusivo ao acrescentar sobre o vidro um outro material de cobertura, sendo interessante, então, eliminar a interferência deste vidro naqueles módulos que receberiam a cobertura em policarbonato, mas, em razão da forma como os módulos

fotovoltaicos são industrialmente fabricados, pelo encapsulamento das diversas camadas componentes do módulo, não é possível executar a separação destas camadas sem que as células sejam danificadas.

| Característica  | Especificação Técnica* |  |  |
|---|------------------------|--|--|
| Máxima Potência (Pmax)  | 10 W                   |  |  |
| Tolerância  | ± 3%                   |  |  |
| Tensão de Máxima Potência (Vmp)   | 16,5 V                 |  |  |
| Corrente de Máxima Potência (Imp)   | 0,6 A                  |  |  |
| Tensão de Circuito Aberto (Voc)   | 22,1 V                 |  |  |
| Corrente de Curto Circuito (Isc)  | 1,2 A                  |  |  |
| Tensão Máxima do Sistema (Vsist)  | 715 V                  |  |  |
| Coeficiente de Temperatura para a potência (Tpm)  | -0,48 % / °C           |  |  |
| Eficiência do Módulo (η)  | 10,00 %                |  |  |
| Tipo de Célula  | Silício Policristalino |  |  |
| Nº de Células   | 36                     |  |  |
| Dimensões   | 350x294x19 mm          |  |  |
| Peso Total  | 1,2 kg                 |  |  |
| * STC/CPT: Irradiação 1000 W/m <sup>2</sup> ; Espectro AM 1,5; Temperatura da Célula 25 ºC. |                        |  |  |

Tabela 9 - Especificações técnicas do módulo fotovoltaico Kript KRPF-10P

Surgiu aí o interesse no desenvolvimento de alguns módulos fotovoltaicos experimentais, nos quais as células ficam diretamente expostas e sem a adição de qualquer material de proteção possibilitando, assim, a verificação da interferência da adição de apenas o policarbonato como cobertura de proteção das células fotovoltaicas.

# 3.2.2. Módulo Fotovoltaico Experimental Desenvolvido

Ao desenvolver os módulos fotovoltaicos experimentais, optou-se pela utilização de células fotovoltaicas em Silício Policristalino, seguindo o mesmo padrão daquelas utilizadas nos módulos *KRPF-10P*.

As células adquiridas, como a da Figura 39, são comercializadas em pacotes com 100 unidades cada e, de acordo com o distribuidor, cada uma delas é capaz de gerar uma potência máxima de 0,252 W, conforme apresenta a Tabela 10.



Figura 39 – Célula fotovoltaica AOSHIKE em silício policristalino 52x26mm.

Tabela 10 - Especificações técnicas da célula fotovoltaica utilizada na fabricação dos módulos (células AOSHIKE A3D046-C801)

| Característica  | Especificação Técnica*        |  |  |
|---|-------------------------------|--|--|
| Máxima Potência (Pmax)  | 0,252 W                       |  |  |
| Tolerância  | ± 5%                          |  |  |
| Tensão de Máxima Potência (Vmp)   | 0,518 V                       |  |  |
| Corrente de Máxima Potência (Imp)   | 0,487 A                       |  |  |
| Tensão de Circuito Aberto (Voc)   | 0,564 V                       |  |  |
| Corrente de Curto Circuito (Isc)  | 0,532 A                       |  |  |
| Coeficiente de Temperatura para a potência (Tpm)  | Não informado pelo fabricante |  |  |
| Eficiência da célula (η)  | 17,4 %                        |  |  |
| Tipo de Célula  | Silício Policristalino        |  |  |
| Dimensões 52x26x0,25 mm   |                               |  |  |
| * STC/CPT: Irradiação 1000 W/m <sup>2</sup> ; Espectro AM 1,5; Temperatura da Célula 25 ºC. |                               |  |  |

Considerando que estes módulos foram confeccionados contendo 36 destas células e conectadas em série, cada módulo desenvolvido (Figura 40) deveria atingir uma potência máxima e também dimensões próximas daquelas apresentadas pelo módulo *KRPF-10P*.

Na impossibilidade de realizar um ensaio dentro dos padrões técnicos mencionados pela Portaria N° 004/2011 do INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – (INMETRO, 2011), as especificações técnicas teóricas (baseado apenas nas informações da Tabela 10) para os quatro módulos fotovoltaicos confeccionados são apresentadas na Tabela 11.



Figura 40 – Módulo fotovoltaico experimental confeccionado para o experimento. (a) frente; (b) verso; (c) detalhe da caixa de junção.

Os padrões técnicos supramencionados, referem-se às condições STC (25 °C; AM1,5; 1000 W/m<sup>2</sup>) com procedimentos descritos pelo tópico 10.2 da norma *IEC 61215*, conforme determina a Portaria n° 004/2011 (INMETRO, 2011).

| Característica   | Especificação Técnica*        |  |
|--|-------------------------------|--|
| Máxima Potência (Pmax)   | 9,0 W                         |  |
| Tolerância   | ± 5%                          |  |
| Tensão de Máxima Potência (Vmp)  | 18,65 V                       |  |
| Corrente de Máxima Potência (Imp)  | 0,487 A                       |  |
| Tensão de Circuito Aberto (Voc)  | 20,30 V                       |  |
| Corrente de Curto Circuito (Isc)   | 0,532 A                       |  |
| Tipo de Célula   | Silício Policristalino        |  |
| Nº de Células  | 36                            |  |
| Dimensões SEM moldura  | 280 x 220 mm (área = 0,06 m²) |  |
| Dimensões COM moldura *  | 350 X 280 mm (área = 0,10 m²) |  |
| * O espaço ocupado pelas células ficou muito próximo daquele para o módulo KRPF-10P. |                               |  |

Tabela 11 - Especificações técnicas teóricas para os módulos fotovoltaicos confeccionados

As 36 células conectadas em série foram depositadas sobre uma chapa em PVC de 1 mm de espessura, para dar uma certa suportação ao arranjo e também possibilitar a conexão dos cabos de ligação na parte posterior desta chapa. Uma imagem dos quatro módulos confeccionados é apresentada na Figura 41, sendo que abaixo de cada um dos módulos ainda foi adicionada uma segunda chapa, em acrílico, apenas para dar mais segurança durante o transporte destes módulos.



Figura 41 - Módulos fotovoltaicos experimentais confeccionados para o estudo, sem qualquer tipo de cobertura, identificados pelas letras *E*, *F*, *G* e *H*.

Estes quatro módulos fotovoltaicos confeccionados também foram identificados desde o início da análise por letras: *E*, *F*, *G* e *H*. E, da mesma forma, os dados obtidos podem ser devidamente creditados aos módulos corretos. Além disso, pela Figura 39 percebe-se que foram confeccionados quatro destes módulos, porém somente três são utilizados na determinação dos dados, pois um deles apresentou anomalias e acabou sendo descartado do estudo, conforme é explicado no tópico 4.1.2.

#### 3.2.3. Cargas Resistivas

Para verificar a produção de energia pelos módulos fotovoltaicos em estudo, foi designada e instalada uma carga do tipo resistiva para cada um dos módulos, sendo que cada uma destas cargas foi especificada levando em consideração dois parâmetros do módulo fotovoltaico: a tensão em máxima potência (Vmp) e a corrente em máxima potência (Imp). A partir destes dois parâmetros, e com a utilização da Equação 8, foi determinada uma resistência, aqui chamada de resistência de máxima potência (Rmp), advinda da *Lei de Ohm*.

$$\mathsf{Rmp} = \frac{\mathsf{Vmp}}{\mathsf{Imp}} \tag{8}$$

A resistência Rmp calculada pela Equação 8 é dada em Ohm (Ω) e, a partir dela, é que um resistor de potência compatível com a Pmax do referido módulo fotovoltaico é designado como carga para este.

Como as potências Pmax dos módulos utilizados neste estudo ficam próximas de 10 W, os resistores utilizados para as cargas resistivas são todos especificados com uma dissipação de pelo menos 10 W. Assim sendo, optou-se pela utilização de resistores do tipo cerâmico, como apresentados na Figura 42.

Quanto ao dimensionamento dos resistores de carga para os módulos *KRPF-10P*, com a utilização da Equação 8, foi calculada uma resistência Rmp igual a 27,5  $\Omega$ , sendo então designada a utilização de três resistores com resistência igual a 82  $\Omega$  conectados em paralelo, como mostra a Figura 43, o que resultou em uma resistência equivalente de 27,3  $\Omega$ , próxima daquela calculada.



Figura 42 - Resistores cerâmicos  $10W - 82 \Omega e 18 \Omega$ .





Já para os módulos experimentais, foi calculada uma resistência Rmp de aproximadamente 38  $\Omega$ , então, a carga resistiva foi montada com a utilização de dois resistores com resistência igual a 18  $\Omega$  conectados em série, o que resultou em uma resistência equivalente de 36  $\Omega$ .

Devido à dissipação de potência exigida pelos módulos fotovoltaicos ser próxima daquela especificada pelos resistores, fez-se necessária a utilização de dissipadores de calor e, para tal, foram utilizadas chapas de alumínio com 3 mm de espessura e 70 mm de largura cortadas em um comprimento suficiente para cobrir todos os resistores. A montagem foi em forma de *sanduíche*, sendo que os resistores foram alocados entre duas chapas de alumínio, assim como mostra a Figura 44.



Figura 44 - Montagem das cargas resistivas entre dissipadores em alumínio.

Já para a montagem final e conexão dos cabos elétricos, foram acrescentados alguns conectores presos aos dissipadores, a fim de facilitar a montagem e desmontagem. As Figuras 45 e 46 mostram os dois módulos de cargas resistivas construídos para serem utilizados, respectivamente, com os módulos *KRPF-10P* e com os módulos experimentais confeccionados.



Figura 45 - Módulo de cargas resistivas construído para os módulos fotovoltaicos KRPF-10P.



Figura 46 - Módulo de cargas resistivas construído para os módulos experimentais.

## 3.2.4. Medição da Tensão e Corrente Contínua

Para calcular a potência elétrica produzida pelos módulos fotovoltaicos *KRPF-10P* e os módulos experimentais, faz-se necessária a medição tanto da corrente circulante, quanto da tensão na carga em corrente contínua. Assim, optou-se pela utilização do sensor *INA219*, da *Texas Instruments*.

O que diferencia o *INA219* dos demais sensores, é a possibilidade de medir a corrente pelo lado de alta (do inglês, *high-side*) como ilustra a Figura 47, e isto faz com que seja possível medir a corrente circulante e também a tensão na carga. Outro motivo que tornou sua escolha possível, é o fato de atender à faixa de valores da tensão e corrente geradas pelos módulos em questão.



Figura 47 - Medição em *High-Side* e *Low-Side*. Fonte: Adaptado de Mouser Electronics® (s.d.)
Ainda, o INA219 identifica a queda de tensão ocorrida no resistor *shunt* (o resistor que fica em série com a carga, conforme ilustra a Figura 47 e identificado pela inscrição *R100* na Figura 48, possibilitando eliminar a interferência que o próprio sensor causa ao ser inserido em série com a carga.



Figura 48 - Sensor de tensão e corrente contínua *INA219 da Adafruit*<sup>®</sup>. Fonte: Adafruit® (2018a)

Algumas das especificações técnicas para o sensor INA219 são apresentadas na Tabela 12, sendo que foram utilizados dados tanto do fabricante do sensor como ele é comercializado – Figura 48 – e também do fabricante do CI em específico.

Tabela 12 - Especificações técnicas básicas do sensor INA219 - Adafriut®

| Característica                        | Especificação Técnica               |
|---------------------------------------|-------------------------------------|
| Tensão monitorada                     | 0 ~ 26 Vcc                          |
| Corrente monitorada                   | ± 3,2 A (resolução de 0,8 mA)       |
| Tensão de alimentação                 | 3 ~ 5,5 Vcc                         |
| Erro máximo na medição (-25 ~ +85 ºC) | ± 0,5 % (tensão e corrente)         |
| Autoconsumo                           | ≤ 1 mA                              |
| Comunicação                           | I <sup>2</sup> C                    |
| Endereçamento                         | 4 canais (configurados fisicamente) |
| Temperatura operacional               | -40 ~ +125 °C                       |

Fonte: Adaptado de Adafruit® (2018a) e Texas Instruments (2015)

Uma das limitações deste sensor é a possibilidade de utilizar até 4 unidades dele em um mesmo circuito sem que haja conflito de endereçamento na comunicação. Esta limitação se deve ao protocolo de comunicação utilizado (l<sub>2</sub>C, conforme

Tabela 12) e a possibilidade de apenas quatro diferentes endereçamentos para este sensor com uma combinação entre *A0* e *A1* (em *Address* na Figura 48).

Contudo, como visto nas Figura 36 e 37, são utilizados ao todo 7 unidades deste sensor na determinação das tensões e correntes geradas pelos 7 módulos fotovoltaicos em estudo. Portanto, foi fundamental a utilização de um multiplexador para comunicação  $I_2C$ , o qual, de forma simplificada, permite selecionar uma das várias entradas como sinal de saída.

O multiplexador utilizado foi o *TCA9548A* fabricado pela *Texas Instruments*, como mostra a Figura 49. Este circuito integrado possibilita a conexão de até oito elementos com comunicação  $l^2C$ , de endereços iguais ou diferentes, resultando em um único endereço  $l^2C$  a ser acessado pelo microcontrolador.



Figura 49 - Multiplexador I<sup>2</sup>C TCA9548A.

Especificamente neste estudo, foram conectados ao *TCA9548A* sete sensores *INA219* configurados com o endereço padrão (0x40 – sem qualquer *jumper* em *A0* e *A1*). Sendo assim, o microcontrolador, ao buscar informações de um determinado sensor *INA219* conectado ao barramento *I*<sup>2</sup>*C*, deve na verdade procurar pelo endereço correspondente ao multiplexador *TCA9548A* e, então, informar um dos oito canais disponíveis aos quais está conectado o sensor *INA219* desejado.

Por meio de um diagrama básico, a Figura 50 ilustra como os sete sensores *INA219* foram conectados ao multiplexador *TCA9548A*, sendo que o sensor *Ch.0* refere-se ao sensor conectado ao módulo fotovoltaico *A*, o sensor *Ch.1* conectado ao módulo *B*, assim por diante até o sensor *Ch.6* o qual é conectado ao módulo *G*.

Quanto à entrada nº 7 do multiplexador – o oitavo canal – este foi deixado em aberto ou não conectado (NC).



Figura 50 - Diagrama básico de aplicação do multiplexador I<sub>2</sub>C TCA9558A com os sensores INA219.

Ademais, para a conexão dos sensores de tensão e corrente (*INA219*), o multiplexador e também outros componentes que são conectados ao microcontrolador, foram utilizadas placas de prototipagem chamadas de *protoboard*, as quais possibilitam que os componentes sejam montados/encaixados sobre ela e conectados de uma forma provisória, não necessitando de solda.

O conjunto de *protoboards* instaladas dentro do painel do *datalogger* é formado por três *protoboards MP-830A* (fabricadas pela *Minipa*®) e encaixadas como mostra a Figura 51, enquanto os componentes marcados com: *DS18B20*, *DHT22* e *RTC* são tratados no tópico 3.5.



Figura 51 - Protoboards MP-830A instaladas no painel do datalogger.

# 3.3. Geração, Armazenamento e Fornecimento de Energia aos Sistemas de Aquisição de Dados

Como o sistema de aquisição de dados foi montado para funcionar de forma autônoma, sem a intervenção humana nas medições e também independente de uma conexão com a energia elétrica de algum local próximo, foi montado um sistema responsável apenas por gerar, armazenar e fornecer energia a todos os componentes do conjunto – conjunto este ilustrado pelo diagrama da Figura 52. Podendo esta ser

denominada como a primeira parte do sistema de aquisição de dados, enquanto a segunda parte é aquela pertinente ao sistema de aquisição e tratamento dos dados propriamente ditos.



Figura 52 – Diagrama da geração, armazenamento e fornecimento de energia ao sistema de aquisição de dados.

Como pode ser visualizado no diagrama da Figura 52, na primeira parte um módulo fotovoltaico é responsável por gerar a energia elétrica, enquanto um banco de baterias armazena esta energia gerada, passando por um controlador de cargas, o qual, como subtende-se pelo próprio nome, é encarregado por administrar o quanto da energia gerada pelo módulo fotovoltaico é direcionado para o armazenamento nas baterias.

Quanto ao fornecimento desta energia armazenada a todo o sistema de aquisição de dados, um temporizador programável se encarrega de delimitar o período em que esta energia é disponibilizada ao sistema e distribuída para quatro elementos principais: para três reguladores de tensão, os quais rebaixam a tensão da bateria para uma tensão compatível com aquela exigida pelos diferentes circuitos do sistema; e diretamente conectado a outro sistema de aquisição de dados, independente do montado neste experimento, o *datalogger CR1000*.

Do diagrama apresentado na Figura 52, todos aqueles elementos representados, com a exceção do módulo fotovoltaico *KM(P)50*, foram acondicionados em um caixa de montagem, como mostra a Figura 51. Essa caixa tem a função de proteger os componentes sensíveis às intempéries, confeccionada em chapa de aço e pintada a pó, medindo 400x300x200 mm (altura x largura x profundidade), com uma vedação em borracha na porta, a qual não se mostrou muito eficiente e acabou exigindo a montagem de uma cobertura extra em PVC, como ilustra a Figura 53.

Na sequência, cada um destes elementos utilizados na geração, armazenamento e fornecimento de energia ao sistema de aquisição de dados é abordado de uma forma mais detalhada.



Figura 53 – Caixa de montagem para abrigo do sistema de armazenamento e fornecimento de energia e do *datalogger*.

# 3.3.1. Módulo Fotovoltaico Komaes® KM(P)50

O módulo fotovoltaico *Komaes*® *KM*(*P*)50 foi instalado com a única finalidade de fornecer energia para a carga das baterias 12 V instaladas dentro da caixa do *datalogger*. Poderia este módulo fornecer energia diretamente a todo o sistema, mas o funcionamento ficaria condicionado à presença de uma irradiação solar mínima necessária para gerar energia o suficiente para tal. Por isso, a necessidade da implantação de baterias para o armazenamento da energia gerada nos períodos de sol, fornecendo energia ao sistema independentemente de haver ou não irradiação solar disponível.

Algumas das especificações técnicas do módulo fotovoltaico *KM(P)50* são apresentadas na Tabela 13.

| Característica  | Especificação Técnica* |
|---|------------------------|
| Máxima Potência (Pmax)  | 50 W                   |
| Tolerância  | ± 5%                   |
| Tensão de Máxima Potência (Vmp)   | 17,74 V                |
| Corrente de Máxima Potência (Imp)   | 2,84 A                 |
| Tensão de Circuito Aberto (Voc)   | 21,56 V                |
| Corrente de Curto Circuito (Isc)  | 3,04 A                 |
| Tensão Máxima do Sistema (Vsist)  | 750 V                  |
| Eficiência do Módulo (η)  | 14,25 %                |
| Tipo de Célula  | Silício Policristalino |
| № de Células  | 36                     |
| Dimensões   | 750X510X30 mm          |
| Peso Total 4,5 kg   |                        |
| * STC/CPT: Irradiação de 1000 W/m <sup>2</sup> ; Espectro de Massa de Ar 1,5; Temperatura da Célula |                        |
| de 25 °C.   |                        |

Tabela 13 - Especificações técnicas do módulo fotovoltaico Komaes® KM(P)50

Fonte: Adaptado de Komaes Solar (s.d.)

Os terminais do módulo fotovoltaico KM(P)50 não foram diretamente conectados aos terminais das baterias, mas sim a um disjuntor e ao controlador de carga – como ilustrado pela Figura 54 – que é responsável pela carga das baterias.



Figura 54 - Esquema de ligação do módulo KM(P)50 ao controlador de carga.

#### 3.3.2. Controlador de Carga

Para o controle do carregamento das baterias armazenadas dentro da caixa do *datalogger*, foi instalado, na parte interna desse um controlador de cargas, o qual recebe a energia proveniente do módulo fotovoltaico KM(P)50 e administra a carga das baterias com tensão de 12 V.

O controlador de cargas utilizado é o *Tracer 1210A* fabricado pela *EPEVER*<sup>®</sup>, específico para a carga de baterias como: selada, em gel e chumbo-ácido. Suas especificações técnicas são apresentadas na Tabela 14. Este controlador de cargas possui entrada para sensor de temperatura objetivando o monitoramento da temperatura das baterias, ainda, uma porta para comunicação RS485, a qual é utilizada com alguns periféricos da marca e também ao computador possibilitando o monitoramento do controlador.

O controlador de carga em questão permite a conexão e controle de uma carga, como ilustrado na Figura 55, sendo que aos terminais de alimentação de carga foram conectados alguns LEDs, os quais foram fixados na parte superior do painel do *datalogger* proporcionando iluminação caso seja necessário acessar o painel à noite, por exemplo. Esta iluminação é controlada por meio do botão *on/off* disponível na interface do *Trace 1210A*.

| Especificação Techica                    |  |
|--|--|
| 12 ou 24 Vcc (autodetecção)              |  |
| 10 A                                     |  |
| 9 ~ 32 Vcc                               |  |
| 100 Vcc                                  |  |
| 130 W (p/ 12 Vcc); 260 W (p/ 24 Vcc)     |  |
| ≤ 20 mA (p/ 12 Vcc); ≤ 16 mA (p/ 24 Vcc) |  |
| -3 mV / ºC / 2V (25 ºC)                  |  |
| IP30                                     |  |
| -25 ~ +45 °C                             |  |
| RS485 (conector RJ45)                    |  |
| Positivo Comum                           |  |
|  |  |

Tabela 14 - Características técnicas do controlador de carga Tracer 1210A - EPVER®

Fonte: Adaptado de EPEVER® (2017)

A conexão do controlador de carga instalado dentro do painel do *datalogger* é ilustrada pela Figura 55.



Figura 55 - Conexões do controlador de carga *EPEVER Tracer 1210A*. Fonte: Adaptado de EPEVER® (2015)

## 3.3.3. Baterias 12 V

Como todos os dispositivos utilizados pelo *datalogger* são alimentados por até 12 V, optou-se pela utilização de bateria do tipo selada, estacionária, com tensão de 12 V e capacidade de 7 Ah, bateria esta comumente empregada em sistemas de alarme. A bateria utilizada foi a de modelo *12MVA-7* fabricada pela *Moura*, com as especificações técnicas apresentadas na Tabela 15.

| Característica     |            | Especificação Técnica |  |
|--------------------|------------|-----------------------|--|
|                    | C20        | 7 Ah                  |  |
| Canacidada naminal | C10        | 6,5 Ah                |  |
| Capacidade nominal | C5         | 6,35 Ah               |  |
|                    | C1 4,53 Ah |                       |  |
| Peso               |            | 2,10 kg               |  |
| Dimensões (CxLxA)  |            | 151x65x94 mm          |  |

Tabela 15 - Especificações técnicas da bateria Moura 12MVA-7

Fonte: Adaptado de Acumuladores Moura S.A. (2017)

As baterias foram conectadas em paralelo, como ilustra a Figura 56, para que obtivesse uma tensão total de 12 V e uma capacidade total de 14 Ah, aumentando, assim, a autonomia do sistema de aquisição de dados.



Figura 56 - Diagrama de conexão das baterias em paralelo aos disjuntores.

Foi oportuna a instalação de duas baterias com a conexão mostrada na Figura 56, em decorrência de que com apenas uma bateria instalada no sistema, após três ou quatro dias com baixa ou nenhuma produção de energia pelo módulo fotovoltaico *KM(P)50* (em razão dos períodos com chuva ou céu encoberto), o sistema começava a apresentar mau funcionamento.

## 3.3.4. Disjuntores / Seccionadores

Para a proteção do sistema de carga das baterias é aconselhável a instalação de disjuntores próprios para tal utilização, ou seja, próprio para uma tensão em corrente contínua e com níveis de proteção para sobrecorrente e curto-circuito compatíveis com as especificidades do circuito.

No entanto, este tipo de disjuntor tem um custo elevado, ainda mais se considerar que, para o circuito em questão, no qual a tensão máxima do sistema fotovoltaico seria inferior a 22 V – tensão esta referente a de circuito aberto para o módulo fotovoltaico KM(P)50 – e a corrente máxima ficaria próxima dos 3 A – corrente de curto-circuito do mesmo módulo – a proteção dos componentes poderia ser feita com a utilização de alguns simples fusíveis, com custo muito mais em conta, porém

que não permitiriam uma manobra do circuito, o que possibilitaria conectar e desconectar os diferentes componentes do sistema com facilidade.

Por conta deste custo elevado, na caixa do *datalogger* foram instalados três disjuntores especificados para corrente alternada (mais baratos e fáceis de encontrar no mercado) do tipo: bipolar; Curva C; 10 A; 220/380 Vca, conforme a conexão ilustrada na Figura 57.



Figura 57 - Diagrama de conexão dos três disjuntores: D1, D2 e D3.

Estes três disjuntores da Figura 57 foram utilizados com a única função de seccionamento da alimentação dos diferentes elementos do sistema, sendo que: o disjuntor  $D_1$  proporciona a desconexão dos polos positivo e negativo do módulo fotovoltaico que alimentam o controlador de carga; o disjuntor  $D_2$  possibilita a desconexão da carga da bateria pelo controlador de carga; enquanto o disjuntor  $D_3$  tem a função de estabelecer/interromper o fornecimento de energia a todo o circuito em corrente contínua do *datalogger*.

## 3.3.5. Temporizador Digital Programável

Este estudo leva em consideração a produção de energia elétrica por meio da conversão da energia solar em eletricidade. Logo, não faz sentido, ou então, não se faz necessário que o *datalogger* fique monitorando e registrando dados 24 horas por dia, isto é, dia e noite. Portando, para delimitar o horário de funcionamento do *datalogger*, foi instalado um temporizador digital programável (ou *timer*) modelo *TM-618H 12V* como o apresentado na Figura 58, o qual possibilita que uma carga seja acionada apenas em determinados horários e dias da semana. Além disso, favorece diversas programações com tais parâmetros e, no estudo em voga, foi programado para que o *datalogger* funcionasse das 8h às 18h diariamente.



Figura 58 - Timer digital programável SINOTIMER mod. TM-618H 12V. Fonte: Adaptado de SINOTIMER® (2018)

Durante este intervalo de tempo programado, o temporizador digital permite a passagem da corrente elétrica que vem das baterias, passa pelo disjuntor  $D_3$  (vide Figura 57), segue aos reguladores de tensão em corrente contínua e para a alimentação direta do *datalogger CR1000*, como ilustra a Figura 59.





## 3.3.6. Reguladores de Tensão em Corrente Contínua

Como a tensão liberada pelas baterias é de aproximadamente 12 Vcc, enquanto a tensão exigida pelos demais elementos do *datalogger* é inferior, foram utilizados conversores do tipo *buck*, os quais convertem uma tensão em corrente contínua em outra tensão inferior também em corrente contínua. Ademais, sendo um rebaixador de tensão, a tensão de entrada deve ser sempre superior à tensão de saída.

O conversor *buck* utilizado é baseado no circuito integrado *XL4015*, o qual apresenta as especificações técnicas evidenciadas na Tabela 16. Como mostra a Figura 60, foram utilizados, ao todo, três conversores de tensão *XL4015*, sendo que um teve sua saída regulada para uma tensão igual a 9 Vcc e conectado à placa do microcontrolador. Os outros dois reguladores tiveram suas saídas reguladas para uma tensão igual a 5 Vcc, sendo que um alimenta especificamente o modem de internet

3G/4G e o outro alimenta todos os sensores e demais componentes eletrônicos conectados à *protoboard* fixada dentro da caixa do *datalogger*.

| Característica            | Especificação Técnica |
|---------------------------|-----------------------|
| Tensão de entrada         | 8 ~ 36 Vcc            |
| Tensão de saída ajustável | 1,25 ~ 32 Vcc         |
| Corrente máxima de saída  | 5 A                   |
| Eficiência de conversão   | 96%                   |
| Frequência de chaveamento | 180 kHz (fixa)        |

Tabela 16 - Especificações técnicas do conversor buck XL4015

Fonte: Adaptado de XLSEMI (s.d)



Figura 60 - Reguladores de tensão alimentados a partir do timer programável e tensões reguladas para os dispositivos.

#### 3.4. Sistema de Aquisição de Dados para a Irradiância Solar

Para mensurar a irradiância solar global incidente em um plano, é importante a utilização de um sensor chamado piranômetro. O piranômetro empregado no estudo foi o *CMP3* produzido pela *Kipp & Zonen®*, com sensibilidade (específica para o instrumento utilizado) de 15,3  $\mu$ V/W/m<sup>2</sup>. Instrumento este classificado como de *segunda classe* de acordo com a norma *ISO-9060*.

A Tabela 17 apresenta algumas das especificações técnicas deste piranômetro. Como o piranômetro mede a irradiância incidente no plano em que ele é instalado, este sensor foi fixado junto ao módulo fotovoltaico KM(P)50 – Figura 61 – durante a determinação de dados deste estudo.

| Característica                                | Especificação Técnica  |
|---|------------------------|
| Modelo  | CMP3                   |
| Sensibilidade                                 | 5 ~ 20 µV/W/m²         |
| Faixa Espectral                               | 300 ~2800 nm           |
| Irradiância Solar Máxima                      | 2000 W.m <sup>-2</sup> |
| Tempo de resposta (95%)                       | 18 s                   |
| Dependência da Temperatura (-10 ~ +40 °C)     | ± 5 %                  |
| Não Linearidade (0 ~ 1000 W.m <sup>-2</sup> ) | < ± 2,5 %              |
| Ângulo de visão                               | 180°                   |
| Temperatura Operacional'                      | -40 ~ +80 °C           |

Tabela 17 - Especificações técnicas do piranômetro CMP3 da Kipp & Zonen®

Fonte: Adaptado de Kipp & Zonen® (2018)



Figura 61 - Piranômetro CMP3 Kipp & Zonen® fixado junto ao módulo fotovoltaico.

Uma vez que o sinal de tensão, visto aqui como sensibilidade do instrumento, proporcional à irradiância solar, trata-se de uma tensão de baixa magnitude, sendo, no caso específico do *CMP3* utilizado neste estudo, de apenas 15,3  $\mu$ V para cada unidade de irradiância (W/m<sup>2</sup>) – exemplificando para uma irradiância igual a 1000 W/m<sup>2</sup>, este *CMP3* emitiria um sinal de 0,0153 V (ou 15,3 mV) – valor este muito baixo para ser lido por um instrumento qualquer e mantendo a precisão da leitura.

Então, para fazer a aquisição e gravação dos dados fornecidos pelo piranômetro *CMP3* – e unicamente para esta função – foi utilizado o *datalogger CR1000* da *Campbell Scientific*® (Figura 62). Para tal sensor, especificamente, a programação do *CR1000*, por meio de sua interface de programação chamada *Short* 

*Cut* e de fornecimento pela própria *Campbell Scientific*, é bastante simplificada, bastando informar o modelo do sensor (neste caso *CMP3*) e a sua sensibilidade, especificada no corpo do próprio sensor (neste caso  $15,3 \,\mu\text{V/W/m}^2$ ).



Figura 62 – Ilustração para o datalogger CR1000 da Campbell Scientific. Fonte: Campbell Scientific® (2018)

Algumas das especificações técnicas referentes ao *CR1000* são apresentadas na Tabela 18.

Tabela 18 - Especificações técnicas datalogger CR1000 Campbell Scientific

| Característica                   | Especificação Técnica                      |  |
|----------------------------------|--|--|
| Tensão de alimentação            | 9,6 ~ 16 Vcc                               |  |
| Entradas analógicas              | 16 (terminação simples) ou 8 (diferencial) |  |
| Entradas / Saídas digitais       | 8 (terminação simples) ou 4 (pares Tx/Rx)  |  |
| Contadores de pulso              | 2  |  |
| Terminais de excitação de tensão | 3  |  |
| Precisão tensão analógica        | $\pm$ (0,06% leitura + offset)             |  |
| Limite de tensão entradas        | ± 5 Vcc                                    |  |
| Portas de comunicação            | RS-232 / Paralela / Serial (CS I/O)        |  |
| Protocolos de comunicação        | PakBus, Modbus, DNP3, SDI-12, SDM          |  |
| SRAM                             | 4 MB                                       |  |
| Temperatura de operação          | -25 ~ +50 °C                               |  |
| Dimensões                        | 23,8 x 10,1 x 5,4 mm                       |  |
| Peso                             | 1,0 kg                                     |  |

Fonte: Adaptado de Campbell Scientific® (2018)

A Figura 63 ilustra quanto à conexão do piranômetro ao *datalogger CR1000* na determinação de dados quanto à irradiância solar global incidente no plano de instalação do piranômetro.



Figura 63 – Diagrama da conexão do piranômetro *CMP3* ao *datalogger CR1000* para o registro da irradiância solar incidente sobre os módulos fotovoltaicos.

O *CR1000* foi programado de forma a realizar uma leitura a cada 10 segundos e a média para estas leituras é registrada a cada novo minuto. Logo, nesta configuração a média calculada pelo *CR1000* é baseada em 6 amostras.

Quanto à aquisição e tratamento dos dados referentes à produção de energia pelos módulos fotovoltaicos em estudo, foi utilizado um segundo sistema de aquisição de dados, um *datalogger* experimental desenvolvido especificamente para o estudo, conforme é tratado na sequência.

## 3.5. Sistema Experimental de Aquisição de Dados para a Energia Gerada

Para a aquisição, tratamento e registro dos dados relacionados com a geração de energia fotovoltaica pelos sete módulos em estudo, foi utilizado um segundo *datalogger* que foi experimentalmente desenvolvido baseado na plataforma *Arduino*<sup>TM</sup>, por apresentar um baixo custo, pela fácil aquisição e, principalmente, pela facilidade de programação ou implementação de, por exemplo, sistemas de controle, monitoramento e registro de dados.

O *datalogger* experimental – como mostra a Figura 64, fixado na lateral interna da caixa do datalogger – é baseado no circuito microcontrolado *Arduino Mega 2560*, o qual nesta aplicação foi responsável por:

- Interpretar as informações sobre tensões e correntes medidas pelos sensores *INA219*, e com estes dados calcular a potência e energia gerada para cada um dos sete módulos fotovoltaicos em estudo;
- Interpretar os dados fornecidos pelos sensores para as temperaturas dos ambientes externo e interno, e temperatura superficial para a parte posterior dos módulos em estudo;
- Registrar todos estes dados tensões, correntes, potências e temperaturas – em uma unidade de gravação;
- Acompanhar o horário local, por meio de um *relógio de tempo real*, para que estas gravações sejam realizadas no momento correto que, no caso, deve ocorrer a cada novo minuto;
- Transmitir alguns destes dados para um servidor on-line, mais especificamente o servidor ThingSpeak<sup>TM</sup>, que foi desenvolvido propriamente para aplicação da chamada Internet das Coisas (do inglês, Internet of Things – IoT).



Figura 64 - Datalogger experimental com o Arduino Mega e Iduino Yun Shield.

#### 3.5.1. Circuito Microcontrolado Arduino<sup>™</sup> Mega 2560

O modelo escolhido para a utilização como *datalogger* foi o *Arduino™ Mega* 2560 ver.3, como o da Figura 65, por ter uma capacidade de processamento suficientemente grande para a aplicação em um *datalogger*, o qual exige uma quantia relativamente elevada e constante de medições, além de cálculos básicos como soma, subtração, divisão e multiplicação, a serem executadas e gravadas a cada minuto, por exemplo.



Figura 65 - *Arduino™ Mega 2560.* Fonte: ARDUINO™ (2018)

O microcontrolador *ATmega2560* presente em tal placa é o *cérebro* por trás de todo o processamento dos dados enviados pelos diferentes sensores e demais elementos para a placa ao qual estão conectados, ou seja, os sensores de temperatura, tensão e corrente elétricas, além de atuadores como relés e sinalizadores como LEDs.

No Arduino, a programação foi feita de forma que a média é calculada a partir de 10 amostras para cada uma das variáveis: tensão, corrente e temperatura; quando um novo minuto se inicia, a média calculada é, então, gravada na memória *flash* e alguns destes dados enviados para o servidor *on-line*. O número de 10 amostras foi determinado a partir do tempo que o microcontrolador leva para fazer um ciclo completo das leituras, processamentos e ações programadas sem que o registro de um novo minuto passasse desapercebido, sendo que para as dez amostras tal ciclo leva entre quarenta e quarenta e cinco segundos, dando uma margem de segurança ao *datalogger*. O fluxograma dos processos executados pelo *Arduino* como um *datalogger* no estudo proposto é apresentado na Figura 66.



Figura 66 - Fluxograma da atuação do Arduino MEGA 2560 como datalogger.

A memória disponível no *Arduino Mega* para gravação de dados, a *EEPROM* (sigla em inglês para *Electrically-Eresable Programmable Read-Only Memory*), destinada para dados provenientes não da programação em si, é um tanto quanto baixa, apenas 4 kB. Por isso, para uma aplicação como *datalogger*, alguma outra forma para o armazenamento de todos estes dados, teve que ser adotada, assunto este tratado no tópico 3.5.2.

## 3.5.2. Circuito de Comunicação Iduino Yun Shield

A placa *Iduino Yun Shield* fabricada pela *Geeetech* (Shenzhen Getech Technology Co.) foi desenvolvida para solucionar as deficiências quanto à conexão e armazenamento, comuns nas placas *Arduino<sup>TM</sup>* mais simples. Baseado e praticamente igual ao *Arduino Yún*, o *Iduino Yun* tem algumas vantagens sobre aquele produzido pela *Arduino* como: maior flexibilidade ao ser compatível com outras placas da família *Arduino* (*Uno*, *Duemilanove*, *Mega*, etc.); utiliza uma antena externa proporcionando uma conexão mais estável; e possui um armazenamento maior que o *Arduino Yún* (GEEETECH, 2016).

Foi utilizada a placa *Iduino Yun Shield*, como a da Figura 67, principalmente por custar menos da metade quando comparada ao *Arduino Yún*, bem como pelo seu diferencial na questão da antena externa, o que auxilia no caso de montagens em espaços confinados, como a caixa do *datalogger* em questão, ao permitir a adição de uma antena externa com um maior ganho de sinal.

Alguns dos pontos destacados pelo fabricante e que reforçam a escolha pela utilização desta placa de expansão (comumente chamada de *shield*) no *datalogger*.

- Sistema operacional: Linux (OpenWrt);
- Compatível com a interface de programação Arduino IDE;
- Atualização do software de programação por intermédio da rede;
- Suporta conexão com a internet via cabo (LAN), WiFi ou modem 3G;
- Suporta USB flash drive (ou pen drive) para armazenamento de dados;
- Compatível com Arduino Leonardo, Uno, Duemilanove, Diecimila e Mega.



Figura 67 - Placa de comunicação *Iduino Yun Shield* produzido pela *Geeetech*. Fonte: Geeetech® (2016)

O Iduino Yun suporta tanto a utilização de USB flash drive, para a expansão de sua memória acerca da gravação de dados, como também a conexão com a *internet* via comunicação *WiFi* (wireless ou sem fios). Esta placa pode ser utilizada para gravar os dados nesta memória externa e também enviá-los, por exemplo, para um servidor *on-line* garantindo, assim, ainda mais segurança na questão de armazenamento de dados.

Uma forma de menor custo para expandir a memória do Arduino Mega, seria a instalação de um shield com cartão de memória ou cartão SD (do inglês Secure Digital Memory Card), porém o Iduino Yun Shield ainda possibilita a conexão remota para a comunicação com o Arduino Mega, o que foi muito útil na aplicação experimental em questão ao permitir a programação e acompanhamento da atuação do datalogger a distância.

#### 3.5.3. Relógio de Tempo Real (RTC – Real Time Clock)

A função de um *relógio de tempo real*, ou RTC (do inglês, *Real Time Clock*), é informar e administrar dados como segundos, minutos, horas, dia do mês, dia da semana, mês do ano e o ano. Quando dotado de uma bateria de *backup*, o RTC consegue manter estes dados atualizados para uma próxima conexão e requisição. Aplicado ao *datalogger*, o RTC contribui com estes dados supracitados quando o *datalogger* executa o registro de todos os dados para os quais foi programado registrar. O RTC utilizado é baseado no circuito integrado DS3231, fabricado pela *Maxim Integrated* e mostrado na Figura 68.



Figura 68 - RTC (real time clock) baseado no circuito integrado DS3231.

O circuito eletrônico da Figura 68 pode ser alimentado por uma tensão entre 3,3 e 5 Vcc (MAXIM INTEGRATED<sup>TM</sup>, 2015a) e sua comunicação se dá por meio do protocolo  $I^2C$ , a mesma utilizada pelos sensores *INA219* e pelo multiplexador *TDA9548A*, mas sem conflito de endereçamento e, portanto, não necessitando ser conectado ao multiplexador para se comunicar corretamente com o *Arduino Mega 2560*.

#### 3.5.4 Sensores Digitais de Temperatura – DS18B20 e DHT22

São várias as opções de sensores para a medição de temperatura, seja ela ambiente ou de superfície, variando, principalmente, quanto ao tipo de sinal de comunicação do sensor, digital ou analógico. Neste estudo, optou-se pela utilização de sensores do tipo digital pela facilidade de implementação e também pela conveniência quando o sensor não fica próximo do dispositivo de medição, neste caso não fica muito próximo do *Arduino*.

Foram utilizados dois modelos de sensores digitais de temperatura. O primeiro deles, apresentado na Figura 69, mais conhecido por *DHT22* e baseado no circuito

integrado *AM2302*, o qual produzido pela *Adafruit Industries LLC*, capaz de medir tanto a temperatura, quanto a umidade relativa do ambiente em que está inserido, como indicam as características técnicas presentes na Tabela 19 para os sensores DHT22 e AM2302.



Figura 69 - Sensor digital de temperatura DHT22

| Característica        |                  | Especificação Técnica                    |  |
|-----------------------|------------------|--|--|
| Tensão de alimentação |                  | 3,3 ~ 5,5 Vcc                            |  |
| Sinal de saída        | ì                | Sinal digital (one-wire bus)             |  |
| Elemento sen          | sitivo           | Capacitivo (polímero sensível à umidade) |  |
|                       | Faixa de medição | -40 ~ 80 °C                              |  |
| Temperatura           | Precisão         | ± 0,5 °C                                 |  |
|                       | Resolução        | 0,1 °C                                   |  |
|                       | Faixa de medição | 0 ~ 100 %RH                              |  |
| Umidade               | Precisão         | ±2 %RH                                   |  |
|                       | Resolução        | 0,1 %RH                                  |  |
| Taxa de amos          | stragem          | < 0,5 Hz (não menos que a cada 2 s)      |  |
| Distância máx         | kima             | Até 100 m                                |  |

Tabela 19 - Especificações técnicas para o sensor DHT22 / AM2302

Fonte: Adafruit® (2018b)

O sensor *DHT22* foi aplicado na medição da temperatura e umidade internas da caixa do *datalogger*, a fim verificar as condições as quais todos os elementos eletrônicos ali estavam expostos.

O segundo modelo de sensor digital de temperatura utilizado foi o *DS18B20*, Figura 70, fabricado pela *Dallas Semiconductor / Maxim Integrated*. Este capaz de medir apenas a temperatura, como indicam as especificações técnicas presentes na Tabela 20.



Figura 70 - Sensor digital de temperatura DS18B20.

Tabela 20 - Especificações técnicas para o sensor DS18B20

| Característica        |                  | Especificação Técnica                    |  |
|-----------------------|------------------|--|--|
| Tensão de alimentação |                  | 3,0 ~ 5,5 Vcc                            |  |
| Sinal de saída        | I                | Sinal digital (one-wire bus) endereçável |  |
|                       | Faixa de medição | -55 ~ 125 ⁰C                             |  |
| Temperatura           | Precisão         | ± 0,5 °C (-10 ~ +85 °C)                  |  |
|                       | Resolução        | 0,1 °C                                   |  |

Fonte: Adaptado de Maxim Integrated<sup>™</sup> (2015b)

A principal vantagem do sensor *DS18B20* sobre o sensor *DHT22* está na questão da comunicação, sendo ambos digitais, os dados são transmitidos serialmente por meio de um único condutor, o chamado protocolo *1-Wire* (em português, um fio), mas apenas o *DS18B20* possui um número serial único, permitindo que a busca das informações ocorra a partir do número de identificação de cada um dos sensores. Assim sendo, na utilização do *DS18B20*, pode-se conectar vários sensores na mesma linha de dados, e, ainda assim, utilizando apenas uma porta do microcontrolador (MCROBERTS, 2011). A ligação de diversos sensores *DS18B20* deve ser realizada como ilustrado na Figura 71.



Figura 71 - Esquema para a ligação de diversos sensores DS18B20 em um condutor.

Ao todo foram utilizados 10 sensores *DS18B20* conectados ao *datalogger*, alguns medindo a temperatura ambiente e outros medindo a temperatura da parte traseira dos módulos fotovoltaicos em estudo, sendo estes fixados com a face achatada do sensor voltada para a parte traseira do módulo. Mais detalhes a respeito da aplicação destes 10 sensores DS18B20 são tratados no tópico 3.9.

#### 3.5.5. Modem de Internet 3G/4G com Comunicação Wireless

Um modem de *internet 3G/4G*, aquela proveniente da rede de telefonia móvel, com comunicação *wireless* (*WiFi*), foi adicionado ao sistema *datalogger* com dois propósitos: o primeiro é fornecer uma conexão com a internet para o *Iduino Yun Shield* conectado ao *Arduino Mega 2560* e, assim, possibilitar o envio de dados para um servidor *on-line*; O segundo propósito se dá na comunicação remota com um computador conectado na mesma rede *wireless*. Com isso, de forma remota, o programa do *Arduino Mega* pode ser atualizado e o acompanhamento da execução deste programa pode ser realizado.

Fabricado pela *D-Link,* o modem de *internet 3G/4G* modelo DWR-910, como mostra a Figura 72, possibilita uma comunicação sem fios entre o modem e dispositivos compatíveis com a rede *wireless*, bastando ser alimentado por uma fonte de tensão igual a 5 Vcc a partir do conector USB. Ou ainda, pode ser conectado diretamente em um computador e, ainda assim, comunicar-se com outros dispositivos pela rede *wireless*.



Figura 72 - Modem 3G/4G com roteador wireless D-link DWR-910.

A utilização de um dispositivo como este poderia ser ignorada, caso houvesse próximo do local de instalação do *datalogger* algum roteador de internet – como *ADSL*, por exemplo – próximo o suficiente para conectar-se com o *Iduino Yun* por meio de cabo *LAN* ou pela conexão *wireless*.

Para uma melhor conexão com a operadora de telefonia móvel, o modem precisou ser instalado de forma que ficasse para o lado de fora do painel do *datalogger*, uma vez que é feito em metal, o que reduz, significativamente, a recepção de ondas de rádio na parte interna. Então, tanto o modem quanto a antena do *lduino Yun* foram colocados para o lado de fora do painel, sendo a antena fixada no próprio painel enquanto o modem foi acondicionado dentro de uma espécie de cápsula confeccionada especificamente para tal fim, como mostra a Figura 73.



Figura 73 - Suporte com cápsula fabricado para utilização externa do modem 3G/4G DWR-910.

Como o funcionamento do modem de internet 3G/4G demonstrou-se muito instável, especialmente em dias muito quentes, estando o dispositivo confinado dentro daquela cápsula – Figura 73 – em que a temperatura interna supera, e muito, a externa ainda mais quando exposto ao sol, optou-se pela adição de um dispositivo capaz de *resetar* o modem.

Para tal função utilizou-se um módulo relé, como ilustrado na Figura 74, dotado de um relé eletromagnético que reage abrindo ou fechando seus contatos de saída conforme um sinal de entrada é estabelecido. A Figura 74 ilustra como se deu a conexão deste módulo relé ao modem 3G/4G. O funcionamento do modem está vinculado ao "estado de repouso" do módulo relé, isto é, na ausência do sinal de comando o relé permanece no estado de repouso – mantendo a alimentação no terminal NF (Normalmente Fechado) – enquanto na presença do sinal de comando o relé é acionado e, então, passa a alimentar o terminal NA (Normalmente Aberto), eliminando a alimentação do modem fazendo com que este desligue. Após um certo tempo, o sinal de comando é novamente eliminado e o modem volta a ser alimentado.



Figura 74 - Esquema da utilização do relé para a alimentação do modem 3G/4G.

Ao final da montagem do *datalogger* experimental com o *Arduino Mega*, o sistema se assemelha ao diagrama representado na Figura 75, em que, para simplificar a ilustração, apenas um conjunto formado por: um módulo fotovoltaico, um sensor *INA219* e um componente de carga são representados, mas, no todo, são 7 destes conjuntos, isto é, compreende: os sete módulos fotovoltaicos nomeados por *A*, *B*, *C*, *D*, *E*, *F* e *G*; os sete sensores INA219 nomeados conforme o canal que cada um ocupa no multiplexador (*Ch. 0, 1, 2, 3, 4, 5* e *6*); e os sete componentes de carga também nomeados conforme o módulo fotovoltaico aos quais são conectados (*A*, *B*, *C*, *D*, *E*, *F* e *G*).

Como já visto, esses sete sensores *INA219* são conectados a apenas um multiplexador de comunicação *I*<sup>2</sup>*C*, o *TCA9548A*, o qual realiza a comunicação com cada um dos sensores, um por vez, bem como envia os dados solicitados ao microcontrolador, isto é, para o *Arduino MEGA 2560*.

São conectados também ao Arduino MEGA 2560 os sensores de temperatura (DS18B20) e umidade (DHT22), além do sistema *RTC*. Por fim, acoplado ao *Arduino MEGA 2560* está o *Iduino Yun Shield*,



Figura 75 - Diagrama do sistema datalogger com o Arduino MEGA 2560.

#### 3.6. Aferição das Grandezas Determinadas no Experimento

Para a verificação das tensões e correntes geradas por todos os módulos fotovoltaicos em estudo e a comparação destes valores com aqueles fornecidos pelos sensores INA219, periodicamente, foram utilizados dois multímetros concomitantes, para que se pudesse medir tanto corrente quanto tensão instantânea.

Para a medição da tensão, em corrente contínua, foi utilizado o multímetro digital *Minipa ET-2042* (Figura 76-a), com precisão de ±0,5% nas escalas utilizadas (MINIPA®, 2006). No estudo proposto, foi preferido utilizar o multímetro *ET-2042C* para a medição de tensão e não a medição da corrente por dois motivos: primeiro porque suas escalas para a medição de corrente contínua são apenas três: 20 mA, 200 mA e 20 A, assim sendo a escala a ser utilizada no experimento teria que ser –

nas condições nominais dos módulos fotovoltaicos em estudo – a de 20 A, uma escala alta para medir, por exemplo, 0,5 A. O segundo motivo, e também o principal, é que o multímetro, para a medição da corrente, exige que seja inserido em série com o circuito em que se deseja medir a corrente, ou seja, o circuito deve ser interrompido e as ponteiras do multímetro é que fecham o circuito, o que limita a praticidade para efetuar as medições.



Figura 76 - Multímetros digitais Minipa® utilizados: (a) ET-2042C e (b) ET-2042C.

Já o alicate amperímetro digital *ET-3320A* (Figura 76-b), também fabricado pela *Minipa*, pode medir a corrente, tanto contínua quanto alternada, de uma forma muito mais prática, por meio de uma garra que deve ser aberta e, então, fechada entorno de um dos condutores ligados à carga, com uma precisão de ±2%, sendo, portanto, o selecionado para a medição da corrente contínua na montagem prática deste estudo.

Até aqui foram apresentados o material utilizado para a determinação da energia fotovoltaica gerada, os dois sistemas de aquisição de dados – o *datalogger CR1000* e o *datalogger* experimental com o *Arduino Mega* – além dos multímetros

utilizados na aferição das tensões e correntes de interesse no estudo. O material que ainda falta refere-se às chapas de policarbonato utilizadas na montagem experimental final.

#### 3.7. Chapas em Policarbonato

Elementos norteadores, as chapas de policarbonato escolhidas para a utilização neste estudo levaram em consideração o menor custo e também a menor dificuldade de aquisição. Dificuldade associada ao modo como estes materiais são comercializados, normalmente encontrados na forma de chapas medindo 2 m x 1 m, no caso do policarbonato compacto; e medindo 6 m x 1 m, no caso do policarbonato alveolar.

Na Figura 77, estão representados os dois tipos de policarbonato utilizados, o alveolar (Figura 77-a) e o compacto ou sólido (Figura 77-b).



Figura 77 - Exemplos de chapas de policarbonato do tipo alveolar (a) e compacto (b). Fonte: SABIC (2018a) e SABIC (2018b)

Ao todo foram utilizadas três chapas medindo 0,5 m x 1,0 m (largura x comprimento), sendo uma chapa de policarbonato compacto com espessura de 3,0 mm, e duas chapas de policarbonato alveolar com espessura de 4,5 mm, todas produzidas pela  $SABIC^{TM}$  – Saudi Basic Industries Corporation.

Quanto às características técnicas, iniciando pelo policarbonato alveolar – chamado de Lexan<sup>TM</sup> Termoclear<sup>TM</sup> General Purpose Multi-Wall Sheets pela fabricante  $SABIC^{TM}$  – o modelo utilizado com espessura de 4,5 mm e cor cristal é identificado pelo código LT2UV452RS10 nos manuais técnicos da SABIC<sup>TM</sup>. Quanto

às dimensões, são apresentadas na Figura 78 e específicas para o policarbonato alveolar utilizado no estudo.



Figura 78 - Dimensões do policarbonato alveolar código 452RS10 da SABIC<sup>™</sup>. Fonte: SABIC (2013)

Já o policarbonato compacto (ou sólido), o qual mais se assemelha ao vidro na questão de aparência – chamado de Lexan<sup>TM</sup> Solid Sheet UV Protected pela fabricante SABIC<sup>TM</sup> – o modelo utilizado possui espessura de 3,0 mm e cor cristal, sendo identificado pelo código XL102UV nos manuais técnicos da SABIC. Algumas das especificações técnicas para os policarbonatos alveolar e compacto utilizados no estudo são apresentadas na Tabela 21.

Tabela 21 - Especificações técnicas para o policarbonato alveolar *LT2UV452RS10* e o policarbonato compacto *XL102UV* da *SABIC*<sup>TM</sup>

| Característica            | Especificação Técnica*  |                        |  |
|---------------------------|-------------------------|------------------------|--|
|                           | Alveolar (LT2UV452RS10) | Compacto (XL102UV)     |  |
| Estrutura                 | 2 paredes - retangular  | Sólido                 |  |
| Espessura                 | 4,5 mm                  | 3,0 mm                 |  |
| Peso                      | 1,0 kg.m <sup>-2</sup>  | 3,6 kg.m <sup>-2</sup> |  |
| Transmitância de energia* | 83 %                    | 88 %                   |  |

Fonte: Adaptado de SABIC (2016) e SABIC (2012b)

Caracterizados todos os módulos fotovoltaicos e também os dois tipos de policarbonato utilizados no experimento, tais módulos foram avaliados quanto à produção de energia em quatro diferentes cenários: o primeiro, sem a adição do policarbonato; o segundo, com a adição do policarbonato compacto sobre o módulo; o terceiro, com a adição do policarbonato alveolar e as aletas orientadas na vertical sobre o módulo; e o quarto cenário, com a adição do policarbonato alveolar com as aletas orientadas na horizontal.

Foi oportuno apresentar o material utilizado no estudo de uma maneira visual (por meio de imagens do elemento em si e/ou diagrama da sua utilização) e também

algumas especificações técnicas, a fim de que possa ser reproduzido ou posteriormente modificado em algum aspecto. Em seguida, enfatiza-se a metodologia aplicada no tocante ao experimento para a determinação das grandezas de interesse do sistema fotovoltaico.

Acerca da metodologia, a execução do experimento pode ser dividida, na prática, em dois períodos: a caracterização e a permanente. O primeiro levou em consideração as condições originais dos módulos fotovoltaicos, isto é, mantendo-se as características originais sem considerar a adição de chapas em policarbonato sobre os módulos. No caso do segundo período, na montagem permanente, a determinação das grandezas fez uso do telhado experimental montado para acomodar os módulos e as chapas em policarbonato sobre eles fixados possibilitando, assim, a comparação entre o comportamento de um módulo fotovoltaico original e o mesmo módulo com a adição do policarbonato sobre suas células.

#### 3.8. Montagem para Caracterização dos Módulos Fotovoltaicos

O período nomeado como *caracterização*, teve por objetivo determinar a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos acerca da adição de qualquer tipo de cobertura extra às células fotovoltaicas, como ilustra a Figura 79 para os módulos *KRPF-10P* e os módulos experimentais confeccionados. Tal etapa permitiu verificar as particularidades de cada um dos módulos fotovoltaicos e, com isso, também possibilitou a comparação com as características técnicas teóricas esperadas para cada módulo, conforme tratado no tópico 3.3 deste estudo.

Na Figura79-a, os quatro módulos *KRPF-10P* foram agrupados sobre uma base metálica, a mesma utilizada em antenas de banda KU, por favorecer um acoplamento vertical com um mastro de diâmetro aproximado de 42 mm, bem como o ajuste de inclinação da base para um ângulo entre 0° e 90° em relação ao mastro.

Na Figura 79-b, os quatro módulos experimentais desenvolvidos com as células fotovoltaicas diretamente expostas – sem a adição de qualquer material sobre as células, como película encapsulante e vidro – foram apoiados sobre um módulo fotovoltaico já devidamente instalado próximo ao local do experimento.



Figura 79 - Módulos fotovoltaicos durante a caracterização: (a) KRPF-10P e (b) experimentais.

Em ambos os casos apresentados na Figura 79, pode-se observar que acima dos módulos fotovoltaicos foi fixado o piranômetro *CMP3* com a mesma inclinação e direção aos quais os módulos foram também expostos no tocante à irradiação solar.

Na Figura 80, apresenta-se com mais detalhes como ocorreu a montagem para o levantamento inicial de dados dos módulos fotovoltaicos *KRPF-10P*. Sendo assim, os quatro módulos fotovoltaicos *KRPF-10P* foram posicionados a aproximadamente 4 m do solo (identificados por: *A*, *B*, *C* e *D*) e também são apontados outros elementos do sistema: o módulo fotovoltaico *KM(P)50* (posicionado a aproximadamente 3 m do solo), o piranômetro *CMP3* e a caixa com o *datalogger* – onde foram acondicionados tanto o sistema *datalogger* com *Arduino*, quanto o *datalogger CR1000*, facilitando a coleta de dados.

Para o levantamento inicial dos dados para os módulos fotovoltaicos experimentais, o módulo KM(P)50 e a caixa do datalogger tiveram de ser instalados mais próximos ao local em que foram acomodados os módulos experimentais, como mostra a Figura 81, e, por conta disso, o levantamento dos dados iniciais ocorreram em períodos diferentes para as duas montagens.



Figura 80 - Módulos KRPF-10P (A, B, C e D) no período da caracterização.



Figura 81 - Módulos experimentais (E, F, G e H) durante o período da caracterização.
#### 3.9. Montagem Permanente dos Módulos Fotovoltaicos

A montagem dita permanente refere-se ao telhado experimental construído para acomodar os quatro módulos fotovoltaicos KRPF-10P, os três módulos experimentais e também o módulo KM(P)50, além de abrigar a caixa com os sistemas de coleta de dados.

O telhado de uma água – como é usualmente chamada a superfície plana e inclinada da cobertura de uma edificação – foi construído tanto para acomodar todos os oito módulos fotovoltaicos utilizados no experimento, bem como para simular o aquecimento que a utilização dos mesmos materiais provocaria no forro de uma casa. Este ainda foi elevado em 2,50 metros do solo, como mostra a Figura 82, a fim de evitar a projeção de sombras como a de pessoas transitando próximas do experimento.

Na Figura 82, sobre o telhado – lado externo – foram instalados o módulo fotovoltaico KM(P)50, responsável pela carga da bateria do *datalogger*, e também um dos módulos KRPF-10P, o módulo **A**, o qual forneceu dados correspondentes a um sistema convencional de instalação do sistema fotovoltaico. Pelo lado interno, sob as chapas em policarbonato, foram instalados os demais módulos fotovoltaicos, sendo que para cada chapa de policarbonato foi instalado um par de módulos composto por: um KRPF-10P (**B**, **C** e **D**) e um módulo experimental (**E**, **F** e **G**).

Na Figura 83, em destaque, estão especificados cada um dos módulos instalados sob cada uma das chapas em policarbonato, observando-se que: os módulos B e E foram instalados sob a chapa de policarbonato do tipo alveolar com as aletas orientadas na vertical; os módulos C e F foram instalados sob a chapa de policarbonato do tipo alveolar com as aletas orientadas na vertical; os módulos D e G foram instalados sob a chapa de policarbonato do tipo compacto (ou sólido). Todos os módulos foram fixados diretamente em contato com as diferentes chapas de policarbonato, sem espaçamento, e o entorno de cada um foi selado com silicone acético transparente, vedando completamente a passagem de ar pela superfície dos módulos do policarbonato também foram vedadas com silicone.



Figura 82 - Visão geral do telhado experimental construído para a montagem permanente.



Figura 83 – Destaque dos módulos fotovoltaicos instalados sob as chapas de policarbonato alveolar e compacto.

O telhado experimental também possibilitou a instalação dos nove sensores de temperatura *DS18B20*, como ilustrado pelo diagrama da Figura 84. Sete desses sensores foram instalados em contato com a parte traseira de cada um dos módulos em estudo (A, B, C, D, E,  $F \in G$ ), enquanto os outros dois foram responsáveis por registrar a temperatura ambiente, um para o ambiente externo (instalado na parte inferior do telhado) e o outro para o ambiente interno (instalado dentro do forro do telhado), ambos abrigados do sol.



Figura 84 - Diagrama com o cabeamento e posicionamento dos sensores de temperatura DS18B20.

Quanto à ligação dos sensores *DS18B20* até o datalogger, em razão do protocolo de comunicação *1-wire* (conforme visto no tópico 3.5.4), foram utilizados cabos do tipo LAN (do inglês, *Local Area Network*) os quais possuem 4 pares de fios trançados, comumente utilizados em redes de comunicação entre computadores. Como ilustra a Figura 84, foram utilizados três cabos deste tipo e cada cabo atendeu a três sensores, sendo que a conexão de cada trio de sensores seguiu a ordem ilustrada pela Figura 85, na qual o VCC representa a alimentação de 5 Vcc que é

comum a todos os sensores e os outros três pares de cabos são formados pelo par: GND e a conexão com o terminal de dados de cada sensor *DS18B20*.



Figura 85 - Cabo para a conexão de três sensores DS18B20 ao datalogger.

No que se refere à inclinação dos módulos fotovoltaicos, analisando as nove referências citadas no tópico 2.4.3, pode-se verificar uma dissonância quanto à *melhor* inclinação de um sistema fotovoltaico, mas também pode-se verificar uma maior consistência nos dados apresentados pelo projeto SunData (CRESESB, 2019), o qual mostra que a inclinação ideal para um sistema fotovoltaico deve ter um ângulo igual ao da latitude do local da instalação.

Assim, o telhado experimental e a estrutura de elevação foram construídos de modo que os módulos ficassem inclinados em 25º em relação ao plano horizontal, inclinação igual a latitude do local de instalação – Cascavel / PR.

Agora quanto à orientação do telhado experimental, no tópico 2.4.2 da referência bibliográfica foi tratada como orientação ideal para um sistema fotovoltaico instalado no hemisfério sul da Terra, aquela voltada para o dito *norte verdadeiro*. Orientação dada ao sistema de aquecimento solar de água na Figura 86, na qual também pode-se perceber que o telhado não segue a mesma orientação. Essa divergência ocorreu porque o telhado foi construído próximo ao gradil que também aparece na Figura 86.

Entretanto, a orientação divergente daquela tida como a ideal – com face voltada ao norte verdadeiro – não interfere no estudo evidenciado, uma vez que todos os componentes utilizados na determinação das grandezas de interesse do sistema fotovoltaico – piranômetro e todos os módulos fotovoltaicos – estão expostos à irradiação solar com uma mesma inclinação e orientação.



Figura 86 – Vista do posicionamento do telhado experimental em relação a um sistema de aquecimento solar de água.

#### 3.10. Determinação da Energia Gerada e Eficiência Energética

De posse dos dados referentes à potência elétrica média gerada pelos módulos fotovoltaicos, também em relação à irradiância solar registrada pelo piranômetro e da área externa dos módulos fotovoltaicos, pode-se calcular a eficiência energética da conversão da energia solar em energia elétrica para cada um dos módulos.

Para os módulos *KRPF-10P*, a sua área externa é dada pela etiqueta de eficiência energética, como destacada na Figura 87. Esta etiqueta é elaborada por intermédio do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) e normatizada pelo INMETRO, sendo que para esse módulo fotovoltaico em específico a eficiência energética apontada é de 10 %, isto é, nas condições de teste o módulo é capaz de converter 10 % da irradiância solar incidente em energia elétrica. Mas, para calcular a eficiência energética para valores de irradiância diferente daquela tida como padrão (1000 W/m<sup>2</sup>), é necessário o conhecimento da área do módulo que, conforme destacado na Figura 84, é de 0,1 m<sup>2</sup>.



Figura 87 - Etiqueta de eficiência energética para o módulo fotovoltaico KRPF-10P.

Quanto aos módulos experimentais confeccionados, a área externa não é idêntica para todos os quatro, variando entre 0,09 m<sup>2</sup> e 0,10 m<sup>2</sup>. Sendo adotada, então, uma área de 0,10 m<sup>2</sup> para todos como referência acerca do cálculo da eficiência energética.

Como a irradiância solar incidente é dada pelo Sistema Internacional (SI) em termos de metros quadrados (W/m<sup>2</sup>), para a comparação direta entre a energia disponível, dada pela irradiância solar global incidente, com a energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos, é necessária a correção desta para uma área equivalente ao da irradiância, isto é, deixando todos os termos no padrão de W/m<sup>2</sup>. Sendo assim, para os módulos *KRPF-10P*, a potência média gerada deve ser dividida pelo valor da sua área externa (0,10 m<sup>2</sup>); já para os módulos experimentais, a potência média gerada também deve ser dividida por 0,10 m<sup>2</sup>, por considerar que em uma instalação comercial o módulo experimental seria encapsulado e *emoldurado* resultando, então, em uma área externa muito próxima da área do módulo *KRPF-10P*.

Com isso, a eficiência de um módulo fotovoltaico pode ser calculada por meio da Equação 9, onde:  $\eta$  é a eficiência calculada (%),  $P_{GM}$  é a potência gerada média de dado módulo fotovoltaico (W), A é a área externa do mesmo módulo (m<sup>2</sup>) e a irradiância solar média (*Irrad<sub>M</sub>*) conforme dado pelo piranômetro (W/m<sup>2</sup>).

$$\eta (\%) = \frac{\frac{P_{GM}}{A} \left(\frac{W}{m^2}\right)}{\text{Irrad}_M \left(\frac{W}{m^2}\right)} * 100\%$$
<sup>(9)</sup>

Para o cálculo da energia elétrica produzida, utiliza-se Equação 10, em que a energia gerada pelo módulo fotovoltaico ( $E_G$ ) é dada pelo intervalo em horas, assim  $t_1$  e  $t_2$  referem-se ao intervalo de tempo da potência gerada média ( $P_{GM}(t)$ ).

$$E_{G} \left(Wh/m^{2}\right) = \int_{t_{1}}^{t_{2}} P_{GM}(t) dt$$
<sup>(10)</sup>

De maneira análoga ao cálculo da energia gerada pelo módulo fotovoltaico, a energia solar disponível ( $E_{SD}$ ), também chamada de irradiação solar, pode ser calculada pela Equação 11, em que  $t_1$  e  $t_2$  também se referem ao intervalo de tempo da irradiância solar incidente medida pelo piranômetro ( $Irrad_M(t)$ ).

$$\mathsf{E}_{\mathsf{SD}}\left(\mathsf{Wh}/\mathsf{m}^{2}\right) = \int_{t_{1}}^{t_{2}} \mathsf{Irrad}_{\mathsf{M}}(\mathsf{t}) \,\mathsf{d}\mathsf{t} \tag{11}$$

Sendo o intervalo de tempo entre as medições realizadas no experimento igual a sessenta segundos, as Equações 10 e 11 fazem uso da relação dada pela Equação 12 para o cálculo das energias horárias, disponíveis e geradas.

$$(t_2-t_1) = \Delta t = 1 \text{ minuto } \therefore \Delta t = \frac{1}{60} \text{ horas}$$
 (12)

Assim, do modo como os dados foram determinados no estudo, tanto a energia gerada, quanto a energia disponível são dadas pela sexagésima parte da potência gerada e potência disponível, respectivamente.

#### 3.11. Análise e Comparação dos Módulos Fotovoltaicos

Seguindo a separação da determinação dos dados em duas etapas – a *caracterização* e a *permanente* – a análise destes dados também é separada para que, ao final, se possa fazer as comparações e constatações obtidas.

Os dados levantados passam por todas as condições climáticas comuns à região em que o estudo é realizado, isto é, há dados coletados em dias com céu claro, com poucas ou muitas nuvens, com neblina, parcialmente nublado, nublado ou ainda com chuva. Em razão disso, no levantamento inicial da potência e energia geradas foram considerados dias em que o céu estava o mais claro possível e sem presença de nuvens, pois, como ilustra a Figura 88, a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos é maior e de comportamento mais linear nestas condições, ao contrário do que acontece em dias nublados ou chuvosos.



Figura 88 - Exemplos de perfis de irradiância solar diária para diferentes condições climáticas. Fonte: Adaptado de Pinho et. al. (2008)

Quanto à análise e comparação dos módulos fotovoltaicos, na montagem para caracterização a metodologia aplicada difere entre os módulos *KRPF-10P* e os módulos experimentais, pois os primeiros foram expostos, ao mesmo tempo, às condições de campo pelo período de 14 dias consecutivos, na tentativa de expô-los ao maior número possível de dias às condições ideais de irradiância solar, como supracitado. Sendo assim, a comparação do desempenho dos módulos *KRPF-10P* se deu pela potência máxima gerada para dada irradiância solar máxima e também pela energia que foi produzida por eles no decorrer dos dias monitorados.

A eficiência dos módulos *KRPF-10P* também foi levantada a fim de verificar se algum deles apresentou uma eficiência muito diferente dos demais, possibilitando também a verificação da tolerância apontada pelo fabricante nas especificações técnicas do módulo fotovoltaico.

Já para os módulos fotovoltaicos experimentais, a metodologia difere tanto na coleta dos dados, quanto na comparação entre os módulos, pois como eles foram expostos às condições de campo sem qualquer proteção sobre as células, foi necessário o cuidado para evitar acúmulo de poeira, vento, humidade entre outras condições que poderiam danificar permanentemente as células fotovoltaicas.

Desta forma, os módulos experimentais foram também expostos, ao mesmo tempo, às mesmas condições de campo, por aproximadamente cinco horas divididas em três dias durante o horário de maior irradiância solar incidente, isto é, aproximadamente entre 11h30min e 13h30min, conforme valores obtidos por intermédio do piranômetro *CMP3*. Para o período monitorado, foi possível levantar uma relação entre a irradiância solar e a potência elétrica gerada nos módulos e também calcular a energia produzida dentro do mesmo período, para compará-los entre os módulos experimentais.

Como a exposição às condições de campo para os módulos *KRPF-10P* se deu e um momento diferente daquela para os módulos experimentais, não foi possível fazer uma comparação, ou então uma correlação, entre os dois tipos de módulos fotovoltaicos. Diferentemente do que acontece na segunda fase do experimento em que são expostos a condições semelhantes, resguardadas as especificidades dos materiais utilizados na cobertura daqueles, conforme tratado no tópico 3.9.

# 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

#### 4.1. Resultados da Montagem para Caracterização dos Módulos Fotovoltaicos

A primeira etapa do experimento, a montagem para caracterização dos módulos fotovoltaicos, objetivou levantar a eficiência com que cada um dos módulos fotovoltaicos em estudo conseguiu converter a irradiância solar incidente em energia elétrica. Portanto, as variáveis medidas foram a irradiância solar global no plano inclinado – obtida a partir do piranômetro *CMP3* da *Kipp & Zonen* – e os dados quanto à tensão e corrente elétricas geradas nos módulos em estudo, comparando assim a potência elétrica média gerada com a irradiância incidente média disponível, ambas médias realizadas minuto a minuto em unidades de W/m<sup>2</sup>, assim como faz-se a comparação entre a energia elétrica gerada com a irradiação solar incidente em unidades de Wh/m<sup>2</sup>.

### 4.1.1. Caracterização dos Módulos Fotovoltaicos KRPF-10P

Os módulos fotovoltaicos *KRPF-10P* foram expostos ao Sol pelo período de quatorze dias (entre os dias 4 e 17 de abril de 2018), sendo que neste período apenas o dia 06/04/2018 apresentou uma irradiância solar satisfatoriamente linear, como mostra a Figura 89 em comparação com a Figura 90 para outros dias neste período.



Figura 89 - Irradiância solar registrada no dia 06/04/2018 e sombreamento sobre o piranômetro.



Figura 90 – Irradiância solar registrada entre os dias 4 e 17/04/18 com a indicação do momento de sombreamento no piranômetro.

Na Figura 89, destacou-se um comportamento que pode ser percebido em todos os quatorze dias em que a irradiância foi monitorada, como ilustra a Figura 90 com doze destes dias, sendo que tal comportamento foi notado apenas ao analisar os dados no final do período. Este se deve ao sombreamento, uma faixa de sombra, produzido por uma tubulação de PVC, com diâmetro de <sup>3</sup>⁄<sub>4</sub>", utilizada em um sistema de aquecimento solar instalado próximo ao local escolhido para a fixação dos módulos fotovoltaicos KRPF-10P na primeira fase do experimento.

Além disso, em razão do posicionamento dos módulos fotovoltaicos e do piranômetro em relação ao obstáculo causador deste sombreamento, a faixa de sombra percorre os elementos em diferentes momentos, como mostra o gráfico da Figura 91. Com isso, pode-se perceber que por volta de 9h15min do dia 06/04/2018, o primeiro elemento afetado pelo sombreamento foi o módulo **D**, seguido do módulo **C** e quando estes já estavam *livrando-se* do sombreamento, foram afetados os módulos **B** seguido do **A**. Por fim, e com menor duração, o piranômetro foi atingido, sendo que por volta de 10h15min todos os elementos já estavam novamente sob a luz direta do sol.



Figura 91 - Destaque da energia registrada durante o sombreamento dos módulos fotovoltaicos e do piranômetro no dia 06/04/2018.

Ao analisar visualmente os dados da Figura 91, pode-se verificar que estarse-ia cometendo um erro considerável, se os módulos fotovoltaicos fossem analisados quanto à energia gerada por eles ao longo deste dia, sem que o efeito causado pelo sombreamento – sendo este móvel ao longo do tempo – seja analisado e considerado nos cálculos, uma vez que a irradiação incidente não absorvida pelos módulos **A** e **B** (em razão do sombreamento) é superior àquela não absorvida pelos módulos **C** e **D**.

Uma possível solução para eliminar – ou ao menos minimizar – os impactos causados pelo sombreamento sobre os elementos analisados é a linearização das curvas obtidas no *período da caracterização* (para os módulos A, B,  $C \in D$ ), isto é, os dados registrados durante o sombreamento de cada um dos elementos são desconsiderados, bem como apenas os valores de energia gerada e também da irradiação solar registrados antes do sombreamento e após o sombreamento são considerados para a comparação dos módulos fotovoltaicos. Já naquele intervalo em que o elemento em questão sofreu o sombreamento, a energia – energia gerada no caso do módulos fotovoltaicos e irradiação solar no caso do piranômetro – é computada, então, pela linearização do seu comportamento.

A Tabela 22 exemplifica esta linearização executada para os valores de irradiância solar registrados pelo piranômetro durante o sombreamento. Assim, 10h06min foi considerado o momento inicial, ainda não afetado pela sombra, e 10h15min foi considerado o momento final, com a volta da incidência direta da luz solar sobre a lente do piranômetro. Nesse sentido, foi calculado o chamado *deslocamento médio* durante o intervalo do sombreamento, ou seja, é a média do intervalo entre 10h06min e 10h15min, sendo este valor igual a 4,11 W/m<sup>2</sup>.min.

Na Tabela 22 é possível verificar que a perda de irradiância durante o sombreamento do piranômetro foi de aproximadamente 2887,10 W/m<sup>2</sup>, a qual convertida em termos de energia – ou irradiação solar – representaria uma perca de aproximadamente 48,12 Wh/m<sup>2</sup>.

Aplicando o mesmo procedimento para a linearização da potência gerada pelos módulos fotovoltaicos *A*, *B*, *C* e *D* durante o sombreamento, foi verificado: para o módulo *A* uma perda de 1416,315 W/m<sup>2</sup> (23,605 Wh/m<sup>2</sup>); para o módulo *B* uma perda de 1158,19 W/m<sup>2</sup> (19,303 Wh/m<sup>2</sup>); para o módulo *C* uma perda de 1185,9 W/m<sup>2</sup> (19,765 Wh/m<sup>2</sup>); e, para o módulo *D* uma perda de 962,125 W/m<sup>2</sup> (16,035 Wh/m<sup>2</sup>), conforme dados tabelados no Anexo A.

| Horório    | Irradiância –              | Durante o                   | Irradiância –      |
|------------|----------------------------|-----------------------------|--------------------|
| HUIANU     | original (W/m <sup>2</sup> | ) sombreamento              | linearizada (W/m²) |
| 10:06      | 751,30                     | Início: 751,30              | 751,30             |
| 10:07      | 727,40                     |                             | 755,41             |
| 10:08      | 562,80                     |                             | 759,52             |
| 10:09      | 305,90                     | Declessments                | 763,63             |
| 10:10      | 114,20                     | Desiocamento                | 767,74             |
| 10:11      | 102,60                     | 11100.                      | 771,86             |
| 10:12      | 232,80                     | 4,11 (\\//112.1111)         | 775,97             |
| 10:13      | 495,40                     |                             | 780,08             |
| 10:14      | 730,20                     |                             | 784,19             |
| 10:15      | 788,30                     | Fim: 788,30                 | 788,30             |
| Somatório: | 4810,90                    |                             | 7698,00            |
| Diferença: | 2                          | 2887,10 W/m² (ou 48,12 Wh/i | m²)                |

Tabela 22 - Linearização da irradiância solar durante o sombreamento do piranômetro, dia 06/04/2018

Em comparação com a Figura 91, a Figura 92 mostra a resposta da linearização, eliminado o sombreamento sobre os módulos fotovoltaicos e também sobre o piranômetro.



Figura 92 - Destaque da energia linearizada durante o sombreamento dos módulos fotovoltaicos e do piranômetro no dia 06/04/2018.

Considerando agora a energia gerada e também a irradiação solar ao longo de todo o dia 06/04/2018, a Tabela 23 mostra a comparação desta energia antes e após a linearização do sombreamento, sendo possível notar que a diferença percentual encontrada para o piranômetro é consideravelmente inferior àquelas para os módulos fotovoltaicos, uma vez que o tempo de sombreamento a que o piranômetro foi submetido é inferior ao tempo para os módulos.

| Flomonto         | Energia original total | Energia linearizada  | Diferença | Diferença |
|------------------|------------------------|----------------------|-----------|-----------|
| Elemento         | no dia (Wh/m²)         | total no dia (Wh/m²) | (Wh/m²)   | (%)       |
| Irradiação Solar | 7628,70                | 7676,82              | 48,12     | 0,63      |
| Módulo A         | 639,82                 | 663,42               | 23,61     | 3,69      |
| Módulo B         | 622,92                 | 642,22               | 19,30     | 3,10      |
| Módulo C         | 656,30                 | 676,07               | 19,77     | 3,01      |
| Módulo D         | 636,05                 | 652,09               | 16,07     | 2,52      |

Tabela 23 - Comparação da energia antes e após a linearização do sombreamento

Ainda na comparação, a Tabela 24 traz um comparativo quanto à eficiência da conversão da energia solar em energia elétrica pelos quatro módulos fotovoltaicos *KRPF-10P*, evidenciando a dependência da irradiação solar incidente sobre um módulo fotovoltaico na sua eficiência, isto é, quanto menor a irradiância solar incidente, menor será a eficiência do módulo na geração de energia elétrica.

Eficiência original Eficiência linearizada Diferença Elemento total no dia (%) total no dia (%) (%) Módulo A 8,39 8,64 0,25 Módulo B 8,17 8,37 0,20 Módulo C 8,60 0,21 8,81 Módulo D 8,34 8,49 0,15

Tabela 24 - Comparação da eficiência antes e após a linearização do sombreamento

Exemplificando para o módulo fotovoltaico **A**, a Figura 93 ilustra a influência da irradiância solar incidente sobre o módulo na sua eficiência de conversão da energia solar em energia elétrica.



Figura 93 - Eficiência do módulo A em relação à irradiância solar incidente.

Com a citada linearização do sombreamento sobre os módulos fotovoltaicos, e estendendo a faixa de tolerância para a potência nominal ( $\pm$  3% vide Figura 87) indicada pelo fabricante destes módulos, para a energia total produzida ao longo do dia 06/04/2018, pode-se verificar a similaridade dos referidos módulos. Então, tomando como referencial o módulo *A* (aquele que é instalado da maneira tradicional na segunda parte do experimento), o módulo *B* converteu 96,80% da energia transformada pelo módulo *A*, enquanto os módulos *C* e *D* converteram, respectivamente, 101,91% e 98,29% da energia transformada pelo módulo *A*, estando todos dentro da tolerância indicada pelo fabricante.

Pondo os módulos fotovoltaicos KRPF(10)P em uma ordem decrescente quanto à sua eficiência (η), escreve-se: η (C) > η (A) > η (D) > η (B), o que pode ser confirmado observando a Figura 92.

# 4.1.2. Caracterização dos Módulos Experimentais

Obtidos os dados necessários para a análise inicial dos módulos fotovoltaicos *KRPF-10P*, o procedimento foi repetido então para os módulos experimentais confeccionados, com a devida modificação no número de dias e também o tempo que ficaram expostos à radiação solar. Tal redução foi necessária, uma vez que os módulos experimentais foram apenas fixados sobre uma chapa de PVC e nenhuma

cobertura de proteção foi adicionada às células fotovoltaicas. Sendo assim, as células ficaram expostas a todas as intemperes possíveis, como poeira, umidade, rajadas de vento e, até mesmo, exposta a vândalos.

Desta forma, para os módulos fotovoltaicos experimentais, foi verificada a faixa horária com a maior irradiância solar incidente, a qual ficou concentrada entre 11h e 13h. Com isso, os módulos foram expostos ao sol em três dias distintos (25, 26 e 28/05/2018), todos com o céu limpo e na referente faixa horária. Sendo a irradiância solar do dia 28/05/2018 entre 11h e 12h40min a mais linear entre estes três dias, esse foi o dia tomado como referencial para a caracterização dos módulos experimentais.

Em primeiro lugar, quanto à potência elétrica gerada pelos módulos E, F, G e H neste dado intervalo de tempo, pela Figura 94 pode-se verificar que todos geraram uma potência inferior a 6,5 W com uma irradiância solar de 1000 W/m<sup>2</sup>, ou seja, todos fugiram da potência de pico esperada entre 8,55 e 9,45 Wp, conforme especificado para as células fotovoltaicas utilizadas e calculado para os módulos experimentais (vide tópico 3.2.2).





Ainda na Figura 94, pode-se perceber que o módulo fotovoltaico *H* gerou uma potência elétrica consideravelmente inferior aos demais ao longo de toda a faixa de irradiância solar incidente mensurada no intervalo.

Este comportamento para o módulo H é confirmado ao calcular a energia elétrica gerada no intervalo em comparação com a energia disponível, isto é, enquanto a energia solar disponível – ou irradiação solar – foi de 1637,28 Wh/m<sup>2</sup>, os módulos E, F, G e H geraram, respectivamente: 100,63 Wh/m<sup>2</sup>; 98,71 Wh/m<sup>2</sup>; 102,00 Wh/m<sup>2</sup>; e 83,06 Wh/m<sup>2</sup>. A eficiência do módulo H, consequentemente, apresentou-se inferior aos demais, como mostra a Figura 95 ao relacionar a eficiência dos módulos de fabricação própria com a irradiância solar incidente.



Figura 95 - Eficiência dos módulos fotovoltaicos experimentais em relação a irradiância solar incidente.

Pondo os módulos fotovoltaicos em uma ordem decrescente quanto à sua eficiência (η), pode-se escrever:  $\eta$  (*G*) >  $\eta$  (*E*) >  $\eta$  (*F*) >  $\eta$  (*H*); como pode ser observado na Tabela 25.

| Tabela 25 - Energia gerada e eficiência apresentada pelos módulos E, F, G, e H no dia 28/05/2 | 2018 |
|---|------|
|---|------|

| Elemente         | Energia total no | Eficiência total no |
|------------------|------------------|---------------------|
| Elemento         | período (Wh/m²)  | período (%)         |
| Irradiação Solar | 1637,28          |                     |
| Módulo E         | 100,63           | 6,15                |
| Módulo F         | 98,71            | 6,03                |
| Módulo G         | 102,00           | 6,23                |
| Módulo H         | 83,06            | 5,07                |

Ao investigar alguma possível causa para tal disparidade, foi constado que algumas das células fotovoltaicas do módulo *H* estavam "em curto", isto é, comportavam-se como um curto-circuito, não contribuindo em nada com a tensão e corrente geradas pelo módulo fotovoltaico em questão. Como nenhum teste de bancada com rigor técnico foi executado com os módulos experimentais antes de expô-los ao levantamento de dados do experimento, não é possível especificar se o defeito aconteceu após a exposição das células ao sol ou se as células já apresentavam defeito de fábrica.

Por conta dessa desconformidade apresentada pelo módulo fotovoltaico experimental H – quando a performance é comparada com os módulos E,  $F \in G$  – foi determinada a retirada deste módulo dentre as possíveis variáveis do estudo, restando, portando, os outros três módulos experimentais os quais, determinadas as variáveis de interesse na montagem para caracterização, foram instalados sob as chapas de policarbonato, dando início à segunda etapa do estudo com a fixação de todos os módulos ao telhado experimental, conforme tratado no tópico 3.9.

## 4.2. Resultados da Montagem Permanente dos Módulos Fotovoltaicos

Após instalados os oito módulos fotovoltaicos no telhado experimental, como mostra a Figura 96, iniciou-se, então, a segunda etapa da determinação das grandezas – a partir do dia 2 de julho de 2018 – a qual objetivou, assim como na primeira etapa, levantar a eficiência com que cada um dos sete módulos fotovoltaicos em estudo converteu a irradiância solar disponível em potência elétrica. Contudo, nesta segunda etapa são consideradas as particularidades impostas a cada um dos módulos, isto é, a forma como cada um deles foi instalado no telhado experimental.

Se na primeira etapa (módulos fotovoltaicos sem a adição de uma cobertura extra) a determinação das grandezas de interesse precisou ser diferenciada entre os módulos *KRPF-10P* e os módulos experimentais, pelas razões já tratadas no tópico 4.1, nesta segunda etapa todos os módulos são expostos ao mesmo tempo à irradiância solar, variando apenas a forma de instalação e o material que recobre os módulos.



Figura 96 - Telhado experimental com a disposição de todos os módulos fotovoltaicos e das diferentes chapas em policarbonato – a montagem permanente.

Na montagem permanente, os módulos fotovoltaicos são comparados um a um com a irradiância solar global incidente, levando em conta a transformação da energia solar em energia elétrica. Também é realizada a comparação das diferentes formas de instalação abordadas –  $BAPV \in BIPV$  – ao considerar, respectivamente, os dados referentes aos módulos *KRPF-10P*: um instalado sobre o PVC (módulo **A**) e os outros três (módulos **B**, **C** e **D**) instalados sob as chapas de policarbonato.

Com o monitoramento da temperatura pela parte traseira dos sete módulos em estudo foi possível verificar também alguma relação entre o material que recobre o módulo fotovoltaico e a temperatura registrada pelo módulo, assim como comparar as temperaturas registradas nos dois métodos de instalação.

# 4.2.1. Temperaturas Registradas

Tal como fora tratado no tópico 2.3, o aumento da temperatura nas células fotovoltaicas impacta negativamente na geração de energia elétrica. Assim, pelo simples fato de instalar um módulo fotovoltaico de forma abrigada, isto é, sem a livre circulação de ar pela parte posterior deste módulo – como presume-se para uma instalação do tipo BIPV – é esperada uma queda na eficiência do sistema fotovoltaico justamente pelo aumento na temperatura das células.

A fim de verificar a influência do material que recobre os módulos fotovoltaicos **B** e **E** (cobertos pelo policarbonato com as aletas orientadas na vertical), **C** e **F**  (cobertos pelo policarbonato alveolar com as aletas orientadas na horizontal) e  $D \in G$ (cobertos pelo policarbonato compacto), a temperatura coletada na parte posterior de cada um destes são comparadas com a temperatura registrada pelo módulo A, instalado da maneira tradicional, sobre e espaçado do telhado experimental.

Antes de tratar as temperaturas específicas dos módulos fotovoltaicos, é interessante verificar o comportamento das temperaturas do ambiente externo e do ambiente interno (o forro do telhado experimental), analisando o primeiro período de medições para a montagem permanente, o qual transcorreu entre os dias 2 e 31 de julho de 2018, sendo registrados 21 dias de dados.

Para o ambiente externo, na Figura 97 estão representados os valores diários para a temperatura mínima, média e máxima no período supracitado, no qual para o período foram registradas as temperaturas: mínima de 6,39 °C (10/07/18); máxima de 28,76 °C (16 e 17/07/18) e média de 20,90 °C. Quanto à amplitude térmica – diferença entre a temperatura máxima e a temperatura mínima registrada em um determinado período de tempo – no período, a menor foi de 6,13 °C (06/07/18), a máxima foi de 16,35 °C (30/07/18) e a média para o período foi de 10,62 °C.





Para o ambiente interno (forro), na Figura 98 estão representados os valores diários para a temperatura mínima, média e máxima no período supracitado, sendo que em cada um deles foram registradas as temperaturas: mínima de 4,74 °C (11/07/18); máxima de 42,88 °C (30/07/18) e média de 27,69 °C. Quanto à amplitude

térmica no período, a menor foi de 16,48 °C (06/07/18), a máxima foi de 37,25 °C (30/07/18) e a média para o período foi de 24,78 °C.



Figura 98 - Temperatura ambiente interno (forro) em julho/2018.

Fazendo uma comparação entre estes dois ambientes – externo e interno – pode-se verificar que a amplitude térmica dentro do forro do telhado é mais que o dobro da registrada para o ambiente externo. Por isso, é de se esperar que os módulos fotovoltaicos fixados pelo lado de dentro deste forro (B, C, D, E,  $F \in G$ ) apresentem uma temperatura consideravelmente superior àquela registrada pelo módulo instalado do lado externo (A).

Primeiro, a partir da Figura 99 – com as temperaturas máximas registradas neste mesmo período para os módulos A, B,  $C \in D$  além das temperaturas dos ambientes interno e externo – percebe-se que a menor temperatura máxima foi registrada pelo ambiente externo, enquanto a maior temperatura máxima foi apontada pelo módulo B.

Na Figura 99, também é possível constatar que a instalação dos módulos fotovoltaicos pelo lado de dentro do forro e ainda cobertos pelo policarbonato resulta no aumento expressivo da temperatura das células fotovoltaicas. Sendo que o maior aquecimento foi provocado pelo policarbonato alveolar com as aletas orientadas na vertical (com o módulo **B** registrando 69,5 °C no dia 30/07/18), seguido do policarbonato alveolar com as aletas orientadas na horizontal (com o módulo **C** registrando 66,72 °C) e, com o menor aquecimento, o policarbonato compacto (com o módulo **D** registrando 62,25 °C). Já a temperatura para o módulo **A** teve um

comportamento próximo da temperatura do ambiente interno. Então, colocando as temperaturas máximas (T) em uma ordem decrescente obtém-se a seguinte relação:  $T_{módulo\_B} > T_{módulo\_C} > T_{módulo\_D} > T_{módulo\_A} > T_{Amb.Interno} > T_{Amb.Externo}.$ 



Figura 99 - Temperaturas máximas registradas em julho/2018, com os módulos A, B, C e D.

Este mesmo comportamento e padrão aconteceu com as temperaturas máximas registradas para os módulos *E*, *F* e *G*, como mostra a Figura 100.



Figura 100 - Temperaturas máximas registradas em julho/2018, com os módulos A, E, F e G.

Considerando o comportamento das temperaturas máximas apresentadas nas Figuras 99 e 100, tem-se a indicação de que o policarbonato alveolar com as aletas orientadas na vertical provocou o maior aquecimento dentre as três variáveis (alveolar na vertical, alveolar na horizontal e compacto), pois ele recobre os módulos fotovoltaicos  $\boldsymbol{B}$  e  $\boldsymbol{E}$ , sendo que apresentaram as maiores máximas quando comparadas com os outros módulos semelhantes. Já o policarbonato compacto provocou o menor aquecimento dentre as três variáveis, recobrindo os módulos  $\boldsymbol{D}$  e  $\boldsymbol{G}$ . No entanto, todas as três variações de cobertura provocaram um aumento significativo na temperatura das células fotovoltaicas quando comparadas com o módulo  $\boldsymbol{A}$ .

A amplitude térmica provocada pela adição do policarbonato nos módulos *B*, *C* e *D*, além da amplitude térmica para o módulo *A*, para os ambientes interno e externo é exposta na Figura 101.



Figura 101 - Amplitude térmica registrada em julho/2018, com os módulos A, B, C e D.

Para o período de 21 dias, ainda, na Tabela 26 estão discriminados os valores de mínima, média e máxima para as temperaturas e também para a amplitude térmica registradas por todos os módulos fotovoltaicos em estudo e ambientes interno e externo.

|                  | Temperatura (°C) |       |        | Amplitude Térmica (°C) |       |        |
|------------------|------------------|-------|--------|------------------------|-------|--------|
|                  | Mínima           | Média | Máxima | Mínima                 | Média | Máxima |
| Ambiente Externo | 6,39             | 20,90 | 28,76  | 6,13                   | 10,62 | 16,35  |
| Ambiente Interno | 4,74             | 27,69 | 42,88  | 16,48                  | 24,78 | 37,25  |
| Módulo A         | 4,56             | 30,28 | 48,16  | 20,05                  | 28,14 | 42,10  |
| Módulo B         | 3,94             | 43,43 | 69,50  | 37,11                  | 51,05 | 65,03  |
| Módulo C         | 3,94             | 41,75 | 66,72  | 35,35                  | 48,66 | 62,35  |
| Módulo D         | 3,54             | 39,18 | 62,25  | 32,57                  | 44,13 | 58,20  |
| Módulo E         | 4,01             | 39,30 | 63,70  | 32,49                  | 44,62 | 58,95  |
| Módulo F         | 4,46             | 38,09 | 60,92  | 31,60                  | 42,51 | 55,71  |
| Módulo G         | 3,81             | 37,00 | 57,45  | 29,81                  | 40,20 | 52,96  |

Tabela 26 - Temperatura e amplitude térmica mínima, média e máxima registradas em julho/2018

Analisando o comportamento das temperaturas ao longo de um dia – das 8 às 18 horas – como mostra a Figura 102 com as temperaturas para os ambientes interno e externo e os módulos A, B,  $C \in D$  registradas no dia 30/07/2018 (a maior amplitude térmica do período), percebe-se que permanece quase que ao longo do dia todo a ordem já citada, com a maior temperatura para o módulo B, seguida da temperatura para o módulo C, D, A, para a do ambiente interno e a mais baixa para a temperatura do ambiente externo.



Figura 102 - Temperaturas registradas em 30/07/2018, com os módulos A, B, C e D.

Notou-se que a associação da localização da fixação dos módulos fotovoltaicos B, C, D, E, F e G pelo lado interno do telhado experimental com o acréscimo das chapas em policarbonato sobre estes módulos, implicou no aumento considerável da temperatura na parte posterior dos módulos. O que era esperado ao entender que tais módulos estariam privados de uma circulação de ar pelas superfícies, diferente do que aconteceu com o módulo A que, instalado sobre e afastado do telhado, permite a circulação do ar, trocando calor com o ar pelas superfícies superior e inferior.

Agora, como esta maior temperatura poderia impactar a geração de energia pelos módulos em estudo? Para ter uma dimensão do impacto causado na energia gerada, basta verificar uma das características técnicas para os módulos fotovoltaicos, o *coeficiente de temperatura para a potência máxima* (T<sub>Pm</sub>), o qual traduz o impacto causado pelo aumento da temperatura das células fotovoltaicas na potência máxima gerada pelo módulo fotovoltaico.

Tal coeficiente é especificado para cada módulo fotovoltaico, conforme fabricante, modelo e tipo de célula utilizada. Para as células fotovoltaicas utilizadas nos módulos experimentais não há a especificação de tal coeficiente, então, não foi possível estimar um impacto baseando-se no aumento da temperatura. Já para os módulos *KRPF-10P*, conforme tratado no tópico 3.2.1 – Tabela 9, o *coeficiente de temperatura T*<sub>Pm</sub> é igual a -0,48 % / °C, que significa dizer que para cada 1 °C acima do padrão de especificação da potência máxima (que é de 25 °C), a potência máxima do módulo sofre uma queda de 0,48 % no seu valor máximo.

Assim, como a comparação neste estudo se dá entre o módulo A (aquele instalado da maneira tradicional – BAPV) e os módulos B, C e D (instalados de forma integrada – BIPV) é possível afirmar, com base nas Figuras 99, 101 e 102 e nos dados da Tabela 26, que os módulos B, C e D sofreram um maior impacto na energia gerada em decorrência da temperatura das células fotovoltaicas que o módulo A. Isto em decorrência apenas da maior temperatura registrada para os módulos B, C e D.

Entretanto, deve-se considerar ainda a redução da irradiância solar que chega até as células fotovoltaicas dos módulos B,  $C \in D$  em razão do acréscimo do policarbonato sobre eles que, segundo o fabricante e conforme visto no tópico 3.7, corresponderiam a uma redução de 17 % para os módulos  $B \in C$  (sem considerar a orientação das aletas do policarbonato alveolar) e de 12 % para o módulo D.

Tomando como exemplo as temperaturas registradas no dia 30/07/2018, o módulo **A** apresentou temperaturas superiores a 25 °C por 7 horas e 15 minutos e, em média, 15,55 °C acima deste patamar. No mesmo dia, o módulo **B** registrou temperaturas superiores a 25 °C também por 7 horas e 15 minutos, mas com uma média de 30,37 °C acima dos 25 °C. O módulo **C** por 7 horas e 13 minutos registrou uma temperatura em média 28,29 °C acima dos 25 °C. O módulo **D** por 6 horas e 59 minutos registrou uma temperatura em média 25,67 °C acima dos 25 °C.

Tomando o módulo **A** como referência, também para o dia 30/07/2018, o módulo **B**, por 7 horas e 14 minutos, superou a temperatura do módulo **A**, em média, 14,86 °C. O módulo **C**, por 7 horas e 3 minutos, superou a temperatura do módulo **A** em média 12,98 °C. Já o módulo **D**, por 6 horas e 36 minutos, superou a temperatura do módulo **A** em 10,40 °C. Dados que reforçam o entendimento de que, no caso de um sistema fotovoltaico a ser instalado da forma integrada – BIPV, não apenas o material que recobre os módulos fotovoltaicos deve ser levado em conta, mas também a forma como os módulos serão dispostos quanto ao aquecimento a que serão expostos na exposição à irradiação solar.

### 4.2.2. Energia Gerada Pelos Módulos Fotovoltaicos KRPF-10P – 21 Dias

No tópico 4.2.1, percebeu-se que a adição do policarbonato sobre os módulos fotovoltaicos causou uma elevação das temperaturas nos módulos fotovoltaicos. Além disso, quanto à geração de energia por estes módulos, também já era esperada uma redução na energia produzida por aqueles instalados sob as chapas de policarbonato, uma vez que elas, vide tópico 2.7.2, possuem uma transmissividade inferior a 100%, consequentemente, reduzem a energia solar transmitida para as células fotovoltaicas. Ademais, para as chapas de policarbonato utilizadas no experimento, conforme apontado no tópico 3.7, os valores da transmissividade são de: 88% para o policarbonato compacto e 83% para o policarbonato alveolar.

Na Tabela 27, são apresentadas, além da irradiação solar, as energias totais e médias diárias produzidas nos módulos *KRPF-10P* mensuradas ao longo dos 21 dias monitorados durante o mês de julho/2018, enquanto no Anexo B as mesmas informações são discriminadas dia a dia.

| Flementos        | Energia Total | Eficiência Total η | Energia Média  | Desvio Padrão |
|------------------|---------------|--------------------|----------------|---------------|
| Liomontoo        | (kWh/m²)      | (%)                | Diária (Wh/m²) | (Wh/m²)       |
| Irradiação Solar | 109,29        |                    | 5204,20        | 683,06        |
| Módulo A         | 8,39          | 7,68               | 399,74         | 85,55         |
| Módulo B         | 5,18          | 4,74               | 246,67         | 56,07         |
| Módulo C         | 5,42          | 4,96               | 258,27         | 58,95         |
| Módulo D         | 6,08          | 5,56               | 289,67         | 64,43         |

Tabela 27 - Energia total e média diária dos 21 dias de monitoramento dos módulos A, B, C e D

Com base nos dados expostos na Tabela 27, é possível constatar que, de fato, a transmissividade do policarbonato alveolar é inferior à transmissividade do policarbonato compacto, uma vez que a energia gerada pelo módulo D – instalado sob o policarbonato compacto – foi de 6,08 kWh/m<sup>2</sup>, enquanto o módulo B – instalado sob o policarbonato alveolar com as aletas na vertical – gerou 5,18 kWh/m<sup>2</sup> e o módulo C – instalado sob o policarbonato alveolar com as aletas na vertical – gerou 5,18 kWh/m<sup>2</sup> e o módulo C – instalado sob o policarbonato alveolar com as aletas na vertical – gerou 5,18 kWh/m<sup>2</sup> e o módulo C – instalado sob o policarbonato alveolar com as aletas na horizontal – gerou 5,42 kWh/m<sup>2</sup>. Já para o módulo A – instalado da maneira tradicional, sobre o telhado e sem a adição de uma cobertura extra – gerou uma energia igual a 8,39 kWh/m<sup>2</sup>, isto é, consideravelmente superior a energia gerada pelos módulos B,  $C \in D$ , conforme o esperado pelo visto na teoria.

Agora, também analisando a energia gerada ao longo dos 21 dias do mês de julho/2018, mas apontando a quantia de energia perdida – ou, na verdade, deixada de ser gerada – pelos módulos **B**, **C** e **D** (aqueles com a adição da cobertura em policarbonato) em relação à energia gerada pelo módulo **A**, pela Tabela 28 pode-se, verificar que: o módulo **B** – coberto pelo policarbonato alveolar com as aletas na vertical – apresentou o pior desempenho, com uma perda de 38,29% na energia gerada em relação ao módulo **A**; seguido pelo módulo **C** – coberto pelo policarbonato alveolar com as aletas na horizontal – com uma perda de 35,39%; e o módulo **D** – coberto pelo policarbonato compacto – com a menor perda, 27,54% em relação ao módulo **A**. Dados que, mais uma vez, comprovam a superioridade do policarbonato compacto em relação ao alveolar, quanto à transmissividade da luz.

Com o intuito de analisar a influência da orientação com que as aletas das chapas de policarbonato alveolar foram instaladas – vertical e horizontalmente – na geração de energia pelos módulos *B* e *C*, respectivamente, poder-se-ia deduzir, a partir dos dados apresentados na Tabela 28, que a orientação das aletas no sentido

horizontal impacta positivamente na geração de energia pelo módulo *C* quando comparado com o módulo *B*.

| Flomontos | Energ    | Energia perdida (Wh/m²) em relação ao módulo A |              |               |  |  |
|-----------|----------|--|--------------|---------------|--|--|
| Elementos | Total    | (%)  | Média Diária | Desvio Padrão |  |  |
| Módulo B  | 3.214,54 | 38,29  | 153,07       | 29,87         |  |  |
| Módulo C  | 2.970,75 | 35,39  | 141,46       | 27,13         |  |  |
| Módulo D  | 2.311,52 | 27,54  | 110,07       | 21,56         |  |  |

Tabela 28 - Perda de energia pelos módulos B, C e D em relação ao módulo A nos 21 dias

Tal resultado concordaria com os resultados obtidos por Toro, Ruschel e Krenzinger (2015) quando verificaram que para dada chapa de policarbonato alveolar com as aletas na horizontal a transmissividade é superior àquela apresentada pela mesma chapa com as aletas na vertical, apesar de a diferença não ser linear para uma variação no ângulo de incidência da luz solar.

Na intenção de firmar uma conclusão a respeito da influência da orientação das aletas na geração de energia pelos módulos fotovoltaicos, faz-se necessário considerar os dados levantados na primeira etapa deste experimento, quando os módulos *KRPF-10P* foram caracterizados e, de acordo com o apresentado no item 4.1.1 – Tabela 28, a eficiência calculada para o módulo **B** (8,37%) foi inferior a todos os outros três módulos, **A** (8,64%), **C** (8,81%) e **D** (8,49%).

Como a eficiência varia com a temperatura das células fotovoltaicas e da irradiância solar incidente, para a comparação da energia gerada entre a primeira e segunda etapa, buscou-se naqueles 21 dias monitorados durante julho/2018 um dia em que a eficiência do módulo **A** se aproximasse o máximo possível da eficiência tomada como referência para a primeira etapa – 8,64% de acordo com a Tabela 26.

As eficiências para os módulos **A**, **B**, **C** e **D** durante a segunda etapa são apontadas na Tabela 29, sendo estas as médias diárias obtidas ao relacionar a energia total gerada pelo módulo em relação à irradiação solar total incidente em um mesmo dia.

Na Tabela 29, posicionando a coluna da irradiação em ordem decrescente de intensidade, na primeira linha de dados, para o dia 31/07/2018, foi registrada a maior irradiação do período de 21 dias, ainda, a eficiência calculada para o módulo **A** é

justamente igual àquela procurada para comparar a primeira com a segunda etapa do experimento, isto é, igual a 8,64%.

| Dia (2018)    | Irradiação | ο Eficiência – η (%) |          |          |          |  |
|---------------|------------|----------------------|----------|----------|----------|--|
| Dia (2010)    | (Wh/m²) ↓  | Módulo A             | Módulo B | Módulo C | Módulo D |  |
| 31/07         | 6369,88    | 8,64 %               | 5,50 %   | 5,76 %   | 6,38 %   |  |
| 10/07         | 6123,09    | 8,27 %               | 5,08 %   | 5,33 %   | 5,92 %   |  |
| 12/07         | 5988,76    | 8,38 %               | 5,20 %   | 5,44 %   | 6,11 %   |  |
| 14/07         | 5774,42    | 8,15 %               | 5,08 %   | 5,31 %   | 5,97 %   |  |
| 15/07         | 5727,05    | 8,14 %               | 5,07 %   | 5,31 %   | 5,96 %   |  |
| 17/07         | 5673,39    | 8,10 %               | 5,05 %   | 5,29 %   | 5,93 %   |  |
| 05/07         | 5547,10    | 7,78 %               | 4,74 %   | 4,92 %   | 5,56 %   |  |
| 04/07         | 5485,14    | 7,80 %               | 4,78 %   | 4,96 %   | 5,61 %   |  |
| 30/07         | 5472,29    | 7,93 %               | 4,94 %   | 5,23 %   | 5,80 %   |  |
| 16/07         | 5330,71    | 8,01 %               | 5,00 %   | 5,19 %   | 5,84 %   |  |
| 21/07         | 5227,33    | 8,07 %               | 5,19 %   | 5,41 %   | 6,00 %   |  |
| 27/07         | 5219,71    | 7,45 %               | 4,60 %   | 4,84 %   | 5,37 %   |  |
| 25/07         | 5122,64    | 7,50 %               | 4,58 %   | 4,86 %   | 5,48 %   |  |
| 11/07         | 5101,10    | 7,55 %               | 4,56 %   | 4,77 %   | 5,32 %   |  |
| 07/07         | 4945,09    | 7,06 %               | 4,24 %   | 4,45 %   | 5,06 %   |  |
| 13/07         | 4926,74    | 7,52 %               | 4,67 %   | 4,93 %   | 5,52 %   |  |
| 20/07         | 4773,11    | 7,68 %               | 4,71 %   | 4,98 %   | 5,58 %   |  |
| 02/07         | 4384,11    | 6,22 %               | 3,71 %   | 3,81 %   | 4,39 %   |  |
| 29/07         | 4342,67    | 7,07 %               | 4,39 %   | 4,55 %   | 5,10 %   |  |
| 03/07         | 4125,76    | 6,42 %               | 3,73 %   | 3,92 %   | 4,49 %   |  |
| 06/07         | 3628,16    | 5,74 %               | 3,45 %   | 3,60 %   | 4,08 %   |  |
| Média         | 5204,20    | 7,59 %               | 4,68 %   | 4,90 %   | 5,50 %   |  |
| Desvio Padrão | 683,06     | 0,74 %               | 0,53 %   | 0,56 %   | 0,60 %   |  |

Tabela 29 - Eficiência dos módulos A, B, C e D em relação à irradiação

Ao fazer uma previsão da produção de energia elétrica pelos módulos A, B,  $C \in D$ , para o dia 31/07/2018 a partir da eficiência registrada por estes módulos no dia 06/04/2018, estar-se-á possibilitando a comparação entre o valor previsto e o que, de fato, foi registrado para aquele dia, assim permitindo estimar a quantia de energia perdida pelos módulos B,  $C \in D$  quando a eles foram acrescentados os painéis em policarbonato, conforme dados expostos na Tabela 30. Com isso, a coluna nomeada "energia predita" foi calculada a partir da multiplicação da eficiência registrada em

cada um dos módulos no dia 06/04/2018 (o dia referência) pela irradiação solar verificada no dia 31/07/2018.

| 06/04/2018     |            | 31/07        | 31/07/2018 |         | Diferença |         |
|----------------|------------|--------------|------------|---------|-----------|---------|
| -<br>Flementos | Energia    | Eficiência n | Energia    | Energia |           |         |
| Liementos      |            |              | Gerada     | Predita | (Wh/m²)   | (%)     |
|                | (\v\n/n1-) | (70)         | (Wh/m²)    | (Wh/m²) |           |         |
| Irradiação     | 7676,82    |              | 636        | 9,88    |           |         |
| Módulo A       | 663,42     | 8,64 %       | 550,55     | 550,51  | + 0,07    | 0,01 %  |
| Módulo B       | 642,22     | 8,37 %       | 350,30     | 532,91  | - 182,58  | 34,26 % |
| Módulo C       | 676,07     | 8,81 %       | 367,06     | 561,00  | - 193,91  | 34,57 % |
| Módulo D       | 652,09     | 8,49 %       | 406,25     | 541,10  | -134,83   | 24,92 % |

Tabela 30 - Predição da energia gerada por *A*, *B*, *C* e *D* no dia 31/07/2018 a partir da eficiência registrada no dia 06/04/2018

Mantidas as eficiências obtidas na primeira etapa do estudo, calculou-se a energia predita para o dia 31/07/2018 e então é calculada a diferença de energia subtraindo da energia predita o valor da energia gerada neste dia, assim pelas últimas duas colunas ("Diferença") da Tabela 30, pode-se estimar o impacto causado em cada uma das chapas de policarbonato na geração de energia pelo módulo fotovoltaico instalado sobre ela.

Uma comparação com essa natureza possibilitou levar em consideração aquelas particularidades de cada um dos módulos fotovoltaicos, isto é, a pequena diferença de eficiência da conversão de energia que cada um dos módulos apresenta em relação ao módulo **A**, conforme verificado na primeira etapa do estudo.

Apesar de ser uma aproximação, como mostra a diferença de 0,01 % para o módulo **A** (Tabela 30), pode-se determinar que para o módulo **B** houve uma perda de 182,58 Wh/m<sup>2</sup>, para o módulo **C** houve uma perda de 193,91 Wh/m<sup>2</sup>, e para o módulo **D** houve uma perda de 134,83 Wh/m<sup>2</sup> na geração de energia quando comparados com as suas formas originais de instalação – sem a adição do policarbonato.

Em outras palavras, a partir dos dados apresentados na Tabela 30, o policarbonato compacto provocou uma redução de 24,92 % na energia elétrica gerada pelo módulo **D**, enquanto o policarbonato do tipo alveolar com as aletas orientadas na vertical provocou uma redução de 34,26 % na energia elétrica gerada pelo módulo **B** e, por fim, o policarbonato do tipo alveolar com as aletas orientadas na horizontal

provocou uma redução de 34,57 % na energia gerada pelo módulo *C*, representando o maior impacto negativo entre as três coberturas avaliadas.

Portanto, ao considerar as especificidades de cada um dos módulos *KRPF-10P*, estes dados discordam dos resultados obtidos por Toro, Ruschel e Krenzinger (2015), os quais afirmam que a transmitância para o policarbonato alveolar com as aletas orientadas na horizontal é superior à transmitância para o mesmo policarbonato com as aletas orientadas na vertical. Em outras palavras, para estes autores a perda de energia pelo módulo *B* deveria ser superior à energia perdida pelo módulo *C*.

Toro, Ruschel e Krenzinger (2015), apenas trataram da transmitância do policarbonato alveolar com as aletas em diferentes orientações. Com isso, fica uma dúvida quanto ao possível maior ou menor aquecimento provocado pela diferente orientação das aletas do policarbonato alveolar nas células fotovoltaicas que recobrem.

Com o uso dos dados apresentados no tópico 4.2.1, a partir do qual foi verificado que o módulo **B** registrou a maior temperatura em relação aos demais módulos fotovoltaicos, inclusive o módulo **C**. Em consequência disso, o módulo **B** teria uma maior perda na potência máxima gerada em razão da maior temperatura de suas células, dever-se-ia confirmar o defendido por Toro, Ruschel e Krenzinger (2015), ainda, acrescentar ao estudo deles no caso de uma aplicação do policarbonato alveolar na cobertura de células fotovoltaicas. O que não aconteceu pela metodologia utilizada na aqui chamada de predição da energia gerada pelos módulos **A**, **B**, **C** e **D** no dia 31/07/2018 a partir da eficiência registrada no dia 06/04/2018.

Um dos possíveis motivos que fizeram com que a metodologia supracitada não fosse confirmada, pode ser, e muito provavelmente deve ser, explicado pelo fato de não ter consideradas as temperaturas nos dois dias em questão – 06/04 e 31/07/2018 – pois como já visto até aqui a temperatura e a irradiância interferem diretamente na geração de energia por um módulo fotovoltaico.

Dessa maneira, as perdas na geração de energia pelos módulos fixados sob o policarbonato, a serem consideradas na discussão deste estudo, devem levar em conta um longo período e não apenas um dia, bem como considerando o maior número possível de cenários e variações para o clima ao longo deste intervalo.

#### 4.2.3. Energia Gerada Pelos Módulos Fotovoltaicos KRPF-10P – 85 Dias

Aumentando o período da determinação da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos *A*, *B*, *C* e *D*, para 85 dias, prazo este que transcorreu entre os dias 2/07 e 19/12/2018, o qual inclui extremos nas temperaturas e irradiância solar, implicou em um resultado semelhante ao apresentado para o período de 21 dias – tratado no tópico 4.2.2 – conforme segue a apresentação e análise dos resultados.

Na Tabela 31 são apresentadas a irradiação solar total e média diária para o período de 85 dias, além da energia total gerada pelos módulos A, B, C e D com a média diária e suas eficiências na conversão de energia solar em energia elétrica para o mesmo intervalo de tempo.

| Elementos        | Energia Total | Eficiência Total η | Energia Média  | Desvio Padrão |
|------------------|---------------|--------------------|----------------|---------------|
| Liomontoo        | (kWh/m²)      | (%)                | Diária (Wh/m²) | (Wh/m²)       |
| Irradiação Solar | 478,93        |                    | 5.634,51       | 1.861,37      |
| Módulo A         | 38,24         | 7,99               | 449,93         | 187,79        |
| Módulo B         | 23,89         | 4,99               | 281,12         | 120,22        |
| Módulo C         | 24,52         | 5,12               | 288,46         | 122,24        |
| Módulo D         | 27,79         | 5,80               | 326,90         | 137,96        |
|                  |               |                    |                |               |

Tabela 31 - Energia total e média diária para 85 dias de monitoramento dos módulos A, B, C e D

Fazendo uma comparação entre os dados expostos na Tabela 31 – para um intervalo de 85 dias – e os dados expostos na Tabela 27 – para um intervalo de 21 dias – é perceptível a melhora na eficiência total para todos os módulos fotovoltaicos, o que era esperado uma vez que as médias diárias para as energias disponível e geradas aumentou. Para ambos os intervalos de tempo, pondo os módulos em uma ordem decrescente quanto a eficiência, escreve-se:  $\eta(A) > \eta(D) > \eta(C) > \eta(B)$ .

Todavia, houve uma redução na diferença de desempenho entre os módulos  $B \in C$ , sendo que para os 21 dias o módulo B gerou 4,63 % menos energia que o módulo C, enquanto no período de 85 dias o módulo B gerou 2,61 % menos energia que o módulo C.

Comparando o desempenho dos módulos **B**, **C** e **D** em relação ao módulo **A**, calculou-se a energia perdida – ou que foi deixada de produzir caso os módulos **B**, **C** e **D** estivessem nas mesmas condições que o módulo **A** – conforme dados apresentados na Tabela 32.

| Flomontos | Energ     | Energia perdida (Wh/m²) em relação ao módulo A |        |               |  |  |
|-----------|-----------|--|--------|---------------|--|--|
| Elementos | Total     | Total (%)                                      |        | Desvio Padrão |  |  |
| Módulo B  | 14.349,14 | 37,52  | 168,81 | 68,09         |  |  |
| Módulo C  | 13.724,74 | 35,89  | 161,47 | 66,74         |  |  |
| Módulo D  | 10.457,24 | 27,34  | 123,03 | 50,25         |  |  |

Tabela 32 - Perda de energia pelos módulos B, C e D em relação ao módulo A nos 85 dias

Na Tabela 32, entende-se que fazendo uma comparação entre o modo tradicional de instalação de um sistema fotovoltaico (sistema *BAPV*) em comparação com um sistema que é integrado à edificação (sistema *BIPV*) a instalação de um módulo fotovoltaico sob o policarbonato alveolar com as aletas orientadas na vertical (como o módulo *B*) provoca uma queda de 37,52 % na energia gerada pelo módulo; já a instalação de um módulo fotovoltaico sob o policarbonato alveolar com as aletas orientadas na vertical como a módulo *B*) provoca uma queda de 37,52 % na energia gerada pelo módulo; já a instalação de um módulo fotovoltaico sob o policarbonato alveolar com as aletas orientadas na horizontal (como o módulo *C*) provoca uma redução de 35,89 % na energia gerada; enquanto a instalação de um módulo fotovoltaico sob o policarbonato compacto (como o módulo *D*) provoca uma redução de 27,34 % da energia gerada por este módulo.

Comparando os dados da Tabela 32 – para o intervalo de 85 dias – com os dados da Tabela 28 – para o intervalo de 21 dias – percebe-se que para os módulos B e D houve uma redução na energia perdida: de 38,29 % para 37,52 % no módulo B e de 27,54 % para 27,34 % no módulo D. Já para o módulo C, houve uma elevação de 35,39 % para 35,89 % com o aumento no intervalo de tempo.

Ao verificar o desempenho dos módulos **B** e **C** em relação ao módulo **D**, calculou-se a energia perdida em razão da aplicação do policarbonato alveolar ao invés do policarbonato compacto analisando, então, apenas o desempenho do sistema fotovoltaico integrado – BIPV – conforme dados apresentados na Tabela 33.

Tabela 33 - Perda de energia pelos módulos B e C em relação ao módulo D nos 85 dias

|           | Energ    | ia perdida (Wh/m | <sup>2</sup> ) em relação ao móo | dulo D        |
|-----------|----------|------------------|----------------------------------|---------------|
| Elementos | Total    | (%)              | Média Diária                     | Desvio Padrão |
| Módulo B  | 3.891,90 | 14,01            | 45,79                            | 18,03         |
| Módulo C  | 3.267,49 | 11,76            | 38,44                            | 17,10         |

Na Tabela 33, entende-se que, em comparação com a utilização do policarbonato compacto (como no módulo *D*), recobrir um módulo fotovoltaicos com policarbonato alveolar com as aletas orientadas na vertical (como no módulo *B*) reduz em média 14,01 % a energia gerada, enquanto recobrir um módulo fotovoltaico com policarbonato alveolar com as aletas orientadas na horizontal (como no módulo *C*) reduz em média 11,76 % a energia gerada.

### 4.2.4. Energia Gerada Pelos Módulos Experimentais – 21 Dias

Assim como aconteceu nos módulos fotovoltaicos *KRPF-10P*, no caso dos módulos experimentais também se esperava uma redução na eficiência da conversão de energia solar em energia elétrica, por conta da cobertura em policarbonato, a qual ocasiona a redução da transmissividade da luz – segundo o tópico 2.7.2 – e o aumento da temperatura das células – conforme tópico 4.2.1.

Na Tabela 34, são evidenciados os dados quanto à energia total e médias diárias para a energia disponível – irradiação solar – e a energia gerada pelos módulos experimentais *E* (fixado sob o policarbonato alveolar com as aletas na vertical), *F* (fixado sob o policarbonato alveolar com as aletas orientadas na horizontal) e *G* (fixado sob o policarbonato compacto) no período de 21 dias transcorridos entre 02 e 31/07/2018. Vale frisar que os dados dia a dia estão no Anexo C.

| Elementos        | Energia Total | Eficiência Total η | Energia Média  | Desvio Padrão |
|------------------|---------------|--------------------|----------------|---------------|
|                  | (kWh/m²)      | (%)                | Diária (Wh/m²) | (Wh/m²)       |
| Irradiação Solar | 109,29        |                    | 5204,20        | 683,06        |
| Módulo E         | 3,12          | 2,85               | 148,53         | 33,33         |
| Módulo F         | 3,10          | 2,83               | 147,49         | 32,72         |
| Módulo G         | 3,66          | 3,35               | 174,27         | 38,24         |

Tabela 34 - Energia total e média diária dos 21 dias de monitoramento dos módulos E, F e G

Pelo exposto na Tabela 34, percebe-se que, diferentemente do que ocorreu para os módulos *KRPF-10P* – vide Tabela 27 –, o módulo fotovoltaico que apresentou o pior desempenho não foi aquele instalado sob o policarbonato alveolar com as aletas orientadas na vertical (como o módulo *E*, com eficiência total de 2,85 %), mas sim o módulo *F*, com eficiência total de 2,83%. Já o módulo *G* confirmou sua superior performance comparado aos demais módulos (*E* e *F*), com eficiência total de 3,35 %. Comparando o desempenho dos módulos E e F em relação ao módulo G, calculou-se a energia perdida – ou que foi deixada de produzir caso os módulos E e F estivessem nas mesmas condições que o módulo G – conforme dados apresentados na Tabela 35.

Tabela 35 - Perda de energia pelos módulos *E* e *F* em relação ao módulo *G* nos 21 dias

| Elementos | Energia perdida (Wh/m²) em relação ao módulo G |       |              |               |  |
|-----------|--|-------|--------------|---------------|--|
|           | Total  | (%)   | Média Diária | Desvio Padrão |  |
| Módulo E  | 540,42   | 14,77 | 25,73        | 5,23          |  |
| Módulo F  | 562,35   | 15,37 | 26,78        | 5,64          |  |

Concordando com o apresentado na Tabela 34, os dados da Tabela 35 apontam a maior perda provocada pelo uso do policarbonato alveolar com as aletas na horizontal (como no módulo *F*), em comparação com a utilização do mesmo policarbonato, mas com as aletas orientadas na vertical.

Deve-se atentar para o fato de que, na análise realizada com os dados expostos nas Tabelas 34 e 35, não foram levadas em conta as particularidades de cada um dos módulos experimentais, as quais, assim como apontado no tópico 4.1.2, retratam uma superioridade do módulo *E* sobre o módulo *F* quanto à eficiência.

Entretanto, a caracterização dos módulos experimentais ocorreu em um curto espaço de tempo, espaço este com um pouco mais de uma hora – como tratado no tópico 4.1.2 – o que pode ter introduzido alguma falsa interpretação a respeito da eficiência dos módulos fotovoltaicos. Portanto, a análise destes módulos também é realizada em um período mais longo, de 85 dias que transcorreu entre os 02/07/2018 e 19/12/2018, assim como para os módulos *KRPF-10P* no tópico 4.2.3.

# 4.2.5. Energia Gerada Pelos Módulos Experimentais – 85 Dias

Aumentar o intervalo de 21 dias para 85 dias fez com que o módulo E apresentasse uma menor eficiência que o módulo F, como mostra a Tabela 36. Dessa forma, o comportamento destes estão de acordo com o ocorrido para os módulos KRPF-10P – pior desempenho para aquele módulo fixado sob o policarbonato alveolar com as aletas na vertical.
| Flementos        | Energia Total | Eficiência Total η | Energia Média  | Desvio Padrão |
|------------------|---------------|--------------------|----------------|---------------|
| Liomonico        | (kWh/m²)      | (%)                | Diária (Wh/m²) | (Wh/m²)       |
| Irradiação Solar | 478,93        |                    | 5.634,51       | 1.861,37      |
| Módulo E         | 13,62         | 2,84               | 160,19         | 65,89         |
| Módulo F         | 14,15         | 2,95               | 166,45         | 72,09         |
| Módulo G         | 17,00         | 3,55               | 199,98         | 84,74         |
|                  |               |                    |                |               |

Tabela 36 - Energia total e média diária para 85 dias de monitoramento dos módulos E, F e G

Na Tabela 36 e, em comparação com a Tabela 34, – com os dados para o período de 21 dias – percebe-se que houve um incremento na eficiência total para o módulo *G*, de 3,35 % para 3,55 %. Quanto ao módulo *F*, sua eficiência aumentou de 2,83 % para 2,95 %, enquanto o módulo *E* teve sua eficiência reduzida de 2,85 % para 2,84 % assumindo, assim, a pior eficiência dentre os três módulos experimentais em análise.

A fim de quantificar a diferença que há entre as três instalações do tipo BIPV utilizadas no experimento, verificou-se o desempenho dos módulos *E* e *F* em relação ao módulo *G*, calculando a energia perdida em razão da utilização do policarbonato alveolar ao invés do policarbonato compacto, como mostram os dados na Tabela 37.

| Elementos | Energia perdida (Wh/m²) em relação ao módulo G |       |              |               |  |
|-----------|--|-------|--------------|---------------|--|
|           | Total  | (%)   | Média Diária | Desvio Padrão |  |
| Módulo E  | 3.382,28                                       | 19,90 | 39,79        | 21,77         |  |
| Módulo F  | 2.850,12                                       | 16,77 | 33,53        | 16,12         |  |

Tabela 37 - Perda de energia pelos módulos E e F em relação ao módulo G nos 85 dias

Na Tabela 37 e, em comparação com os dados apresentados na Tabela 35, percebe-se que, além da inversão entre os módulos *E* e *F* como supracitada, o percentual de energia perdida pelos módulos *E* e *F* em relação ao módulo G aumentou, sendo que para o módulo *E* elevou de 14,77 % para 19,90%, enquanto para o módulo *F* aumentou de 15,37 % para 16,77 %.

Considerando o maior intervalo de tempo – 85 dias – e os dados apresentados na Tabela 37, entende-se que, para os módulos experimentais, a aplicação do policarbonato alveolar com as aletas orientadas na vertical (como no módulo *E*) reduz em 19,90% a energia gerada por este módulo fotovoltaico, enquanto na aplicação do

mesmo policarbonato, mas com as aletas orientadas na horizontal (como no módulo F) a redução é de 16,77% na produção de energia.

Fazendo uma comparação entre a perda de energia pelos módulos experimentais  $E \in F$  em relação ao módulo G – conforme Tabela 37 – com a perda de energia pelos módulos *KRPF-10P*  $B \in C$  em relação ao módulo D – conforme Tabela 33 – percebe-se que em ambos os casos a perda foi maior por aqueles módulos fixados sob o policarbonato alveolar com as aletas orientadas na vertical (módulos  $B \in E$ ). Percebe-se também que os módulos experimentais se apresentaram mais sensíveis às influências causadas pela adição do policarbonato, tanto na questão da redução da transmissividade, quanto na questão do aumento da temperatura. A perda do módulo B em relação ao D foi de 14,01 %, enquanto a perda do módulo E em relação do G foi de 19,90 %. A diferença de perda entre os módulos  $E \in F$  (3,13 %) também foi maior que a perda entre os módulos  $B \in C$  (2,25 %).

Quanto à influência específica da temperatura nesta última comparação, apesar de nos módulos experimentais não ser possível fazer afirmações, uma vez que os coeficientes de temperatura – para a tensão, corrente e potência – das células fotovoltaicas são desconhecidos, assim como assumindo que tais células são semelhantes às aplicadas nos módulos *KRPF-10P*, pode-se entender que esta maior sensibilidade se deve à interferência na irradiação solar incidente nas células, e não em razão da maior temperatura registrada pelos módulos sob o policarbonato alveolar, uma vez que os módulos *KRPF-10P* apresentaram temperaturas consideravelmente mais elevadas que os módulos experimentais, como visto no item 4.2.1.

## 5. CONCLUSÕES

Em relação aos dois intervalos de registros de dados, o mais curto com 21 dias – no mês de julho de 2018 – e o mais longo com 85 dias – entre os meses de julho a dezembro de 2018 – este último resultou em dados mais consistentes para o sistema fotovoltaico, uma vez que agregou as mais variadas condições climáticas comuns à região do estudo.

Referente às temperaturas, assim como tendo em mente que o aumento da temperatura das células fotovoltaicas acarreta na redução da eficiência do módulo fotovoltaico, a melhor performance foi a do módulo *KRPF-10P* instalado da maneira tradicional – sobre o telhado – registrando as menores máximas e também as menores amplitudes térmicas entre todos os módulos em estudo. Já o módulo *KRPF-10P* instalado sob o policarbonato alveolar orientado na vertical registrou as maiores máximas e também as maiores amplitudes térmicas entre todos os módulos térmicas entre todos os módulos fotovoltaico provoca um aumento na temperatura das células deste módulo e, consequentemente, uma redução em sua eficiência.

Quanto à energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos, o módulo instalado da maneira tradicional – sobre o telhado – apresentou uma eficiência consideravelmente superior aos demais módulos instalados sob as chapas de policarbonato. Em uma comparação direta entre o módulo instalado sobre o telhado e aquele – de mesmas características – fixado sob o policarbonato compacto, a perda de energia foi superior a 27%. Para ter uma ideia do impacto apontado por este dado, considera-se um sistema fotovoltaico qualquer fixado da maneira tradicional e dimensionado para gerar 4 kWh/dia em média, ao adicionar o policarbonato compacto sobre este sistema, a energia gerada não passaria de 3 kWh/dia em média.

Acerca da orientação das aletas do policarbonato alveolar, pode-se perceber que a orientação na vertical ocasionou aumento nas temperaturas e menor produção de energia elétrica quando comparada com a orientação na horizontal, o que converge com o referencial teórico levantado.

Com relação aos materiais utilizados no experimento para a composição do sistema fotovoltaico integrado à edificação, o policarbonato compacto se demonstrou mais interessante em relação à produção de energia. Contudo, ao longo da execução do experimento, percebeu-se o acúmulo acentuado de poeira sobre a superfície das chapas de policarbonato, tanto o compacto quanto o alveolar. Além desta poeira ser mais difícil de limpar naturalmente com uma chuva que no módulo fotovoltaico coberto em vidro, visto que o acúmulo de poeira impacta diretamente na passagem da irradiância solar para as células fotovoltaicas.

Percebe-se que uma boa forma de integrar módulos fotovoltaicos à edificação é utilizando estes módulos como cobertura da edificação, sem a adição de outros materiais, apesar disto ser interessante em coberturas com bom posicionamento solar, superfície plana e de dimensões compatíveis com os módulos a serem instalados. Atualmente, há soluções comerciais para ambos os casos, seja na utilização do policarbonato associado ao módulo fotovoltaico, seja na utilização de módulos fotovoltaicos convencionais na cobertura de edificações. Com isso, a determinação do sistema ideal dependerá dos interesses do investidor, ou seja, se é a solução mais barata, a mais esteticamente atraente ou a mais adequada ao espaço físico disponível para a sua instalação.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACUMULADORES MOURA S.A. **Catálogo Moura Estacionária Nobreak.** [S.I: s.n.], 2017. 7 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2Mrv7SX">https://bit.ly/2Mrv7SX</a>>. Acesso em: 01 jun. 2018.

ADAFRUIT®. Adafruit INA219 current sensor breakout. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2U6hjQo>">https://bit.ly/2U6hjQo></a>. Acesso em: 01 jun. 2018a.

ADAFRUIT®. **DHT11, DHT22 and AM2302 sensors.** Disponível em: <a href="https://bit.ly/2CEAxYU">https://bit.ly/2CEAxYU</a>>. Acesso em: 04 mai. 2018b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Nota Técnica N° 0056/2017-SRD/ANEEL, 24 de maio de 2017. [S.I: s.n.], 2017. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2kAROqG">https://bit.ly/2kAROqG</a>>. Acesso em: 01 jun. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482**: Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012. Brasil, 2012. 12 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2jtPNxt">https://bit.ly/2jtPNxt</a>>. Acesso em: 01 jul. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687**: Resolução Normativa N° 687, de 24 de novembro de 2018. Brasil, 2015. 25 p. Disponível em: <https://bit.ly/2jHrlpF>. Acesso em: 01 jul. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Unidades consumidoras com geração distribuída.** Disponível em: <a href="https://bit.ly/2HsdkvZ">https://bit.ly/2HsdkvZ</a>>. Acesso em: 04 jan. 2019.

AGRAWAL, B.; TIWARI, G.n. Life cycle cost assessment of building integrated photovoltaic thermal (BIPVT) systems. **Energy And Buildings**, [S.I.], v. 42, n. 9, p.1472-1481, set. 2010. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.03.017.

ARDUINO®. **Arduino MEGA 2560 Rev.3.** Disponível em: <a href="https://bit.ly/2U6Yqgf">https://bit.ly/2U6Yqgf</a>. Acesso em: 01 jun. 2018.

ATERA INFORMÁTICA. **Multímetro e termômetro digital minipa ET-2042C.** Disponível em: <a href="https://bit.ly/2FLEooD">https://bit.ly/2FLEooD</a> Acesso em: 31 maio 2018. (il. color.)

B2W COMPANHIA DIGITAL. Alicate amperímetro digital ET-3320A azul/preto minipa. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2AUIGWs>">https://bit.ly/2AUIGWs></a>. Acesso em: 31 mai. 2018.

BENEMANN, J.; CHEHAB, O.; SCHAAR-GABRIEL, E. Building-integrated PV modules. **Solar Energy Materials And Solar Cells**, [S.I.], v. 67, n. 1-4, p.345-354, mar. 2001. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/s0927-0248(00)00302-0.

CAMPBELL SCIENTIFIC®. **CR1000 Measurement and control datalogger.** Disponível em: <a href="https://www.campbellsci.com/cr1000">https://www.campbellsci.com/cr1000</a>. Acesso em: 2 jul. 2018.

CANADIAN SOLAR. Quartech CS6P-260|265P: Datasheet. 5.3, San Ramon, Ca: Canadian Solar, 2015. 2 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2HrK0WE">https://bit.ly/2HrK0WE</a>>. Acesso em: 01 jul. 2018.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO – CRESESB. **Energia Solar:** Princípios e aplicações. [S.I: s.n.], 2006. 28 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2R7rpyq">https://bit.ly/2R7rpyq</a>. Acesso em: 03 jan. 2018.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO – CRESESB. **Potencial Solar - SunData V3.0.** 2018. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2U6i2RC">https://bit.ly/2U6i2RC</a>>. Acesso em: 09 jan. 2019.

CERÓN, I.; CAAMAÑO-MARTÍN, E.; NEILA, F. J. 'State-of-the-art' of building integrated photovoltaic products. **Renewable Energy**, [S.I.], v. 58, p.127-133, out. 2013. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.02.013.

CHEN, F.; PAO, F.; YIN, H. Advanced Building Integrated Photovoltaic/Thermal Technologies. **A Comprehensive Guide To Solar Energy Systems**, [S.I.], p.299-319, 2018. Elsevier. http://dx.doi.org/10.1016/b978-0-12-811479-7.00014-2.

DE CARLI, R. L. Análise de viabilidade econômica para a implantação de um sistema fotovoltaico em uma célula urbana. 2016. 105 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Energia na Agricultura, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, PR, 2016.

DEBASTIANI, G. Avaliação da eficiência energética de um sistema híbrido eólico-fotovoltaico para Cascavel-Paraná. 2013. 77 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Energia na Agricultura, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanço energético nacional 2017 - ano base 2016:** Relatório síntese. Rio de Janeiro, RJ: [S.n.], 2017. 61 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2T6k5oM">https://bit.ly/2T6k5oM</a>>. Acesso em: 03 jan. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanço energético nacional 2018 - ano base 2017:** Relatório síntese. Rio de Janeiro, RJ: [S.n.], 2018. 62 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2JG4cji">https://bit.ly/2JG4cji</a>>. Acesso em: 04 jan. 2019. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Nota Técnica DEA 13/15: Demanda de energia 2050. Rio de Janeiro: [s.n.], 2016. 257 p. (Estudos da Demanda de Energia).

EPEVER®. **Tracer A Series - MPPT solar charge controler:** Specifications. 2015. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2R3Ogeh">https://bit.ly/2R3Ogeh</a>>. Acesso em: 01 jul. 2018.

EPEVER®. **Tracer A Series - MPPT solar charge controller:** User Manual. 2017. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2FEKxTv>">https://bit.ly/2FEKxTv></a>. Acesso em: 01 jul. 2018.

EVERGREEN SOLAR. Grid-tied solar: benefits of staying connected to the grid. Disponível em: <a href="https://evergreensolar.com/how/grid-tied/">https://evergreensolar.com/how/grid-tied/</a>. Acesso em: 01 jul. 2018.

FISCHER, M.; METZ, A.; RAITHEL, S. Semi international technology roadmap for photovoltaics (ITRPV) - Challenges in c-Si technology for suppliers and manufactures. In: 27TH EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EZHIBITION, 27., 2012, Frankfurt - Germany. **Proceedings.** [s.l.]: [s.n.], 2012. p. 527 - 532. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2MpfTOi>">https://bit.ly/2MpfTOi></a>. Acesso em: 01 jul. 2018.

GASPARIN, F. P.; KRENZINGER, A. Desempenho de um sistema fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel. **Revista Brasileira de Energia Solar**, [S.I.], v. 8, n. 1, p.10-17, jul. 2017. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2S0FfHt">https://bit.ly/2S0FfHt</a>>. Acesso em: 01 jul. 2018.

GEEETECH®. **Iduino Yun Shield.** 2016. Disponível em: <a href="https://www.geeetech.com/wiki/index.php/lduino\_Yun\_Shield>">https://www.geeetech.com/wiki/index.php/lduino\_Yun\_Shield></a>. Acesso em: 01 jun. 2018.

GNOATTO, E. et al. Eficiência de um conjunto fotovoltaico em condições reais de trabalho na região de Cascavel. **Acta Scientiarum. Technology**, [S.I.], v. 30, n. 2, p.215-219, 20 out. 2008. Universidade Estadual de Maringa. http://dx.doi.org/10.4025/actascitechnol.v30i2.5496.

GOOSSENS, D.; GOVERDE, H.; CATTHOOR, F. Effect of wind on temperature patterns, electrical characteristics, and performance of building-integrated and building-applied inclined photovoltaic modules. **Solar Energy**, [S.I.], v. 170, p.64-75, ago. 2018. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2018.05.043.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **2016 - Snapshot of global photovoltaic markets:** Report IEA PVPS T1-21:2017. [S.I.: s.n.], 2017. 16 p. (PVPS - Photovoltaic Power Systems Programme). Disponível em: <a href="https://bit.ly/2JQB8q6">https://bit.ly/2JQB8q6</a>>. Acesso em: 01 jun. 2018. INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL – INMETRO. **PORTARIA N° 004/2011**: Portaria N° 004, de 04 de janeiro de 2011. [S.I.: s.n.], 2011. 50 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2FTQ1J1">https://bit.ly/2FTQ1J1</a>. Acesso em: 12 jul. 2018.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA. **Renewable capacity statistics 2018.** Abu Dhabi: Irena, 2018. 60 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2y5kZsv">https://bit.ly/2y5kZsv</a>. Acesso em: 02 jul. 2018.

JELLE, B. P.; BREIVIK, C. State-of-the-art Building Integrated Photovoltaics. **Energy Procedia**, [S.I.], v. 20, p.68-77, 20 jul. 2012. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2012.03.009.

JETSON GREEN. **Roof integrated solar with ceramic tiles.** 2010. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2WbcPKj">https://bit.ly/2WbcPKj</a>>. Acesso em: 10 jul. 2018. (il. color.)

JIANG, H.; LU, L.; SUN, K.. Experimental investigation of the impact of airborne dust deposition on the performance of solar photovoltaic (PV) modules. **Atmospheric Environment**, [s.l.], v. 45, n. 25, p.4299-4304, ago. 2011. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.atmosenv.2011.04.084.

KIPP & ZONEN. **CMP3 Pyranometer.** Disponível em: <a href="https://bit.ly/2T30KVy>">https://bit.ly/2T30KVy></a>. Acesso em: 29 mai. 2018.

KOMAES SOLAR®. **Solar module KM(P)50 - specification sheet.** Ningbo, China: Komaes, [20-?]. 1 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2ARHWI1">https://bit.ly/2ARHWI1</a>>. Acesso em: 29 mai. 2018.

KUMAR, N. M.; SUDHAKAR, K.; SAMYKANO, M. Performance coparison of BAPV and BIPV systems with c-Si, CIS and CdTe photovoltaic technologies under tropical weather conditions. **Case Studies in Thermal Enguneering**, [s.l.], v. 13, mar. 2019. Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/j.csite.2018.100374.

LORENZO, E. Energy collected and delivered by PV modules. In: LUQUE, Antonio; HEGEDUS, Steven (Ed.). **Handbook of photovoltaic science and engineering.** 2. ed. [S.I.]: Wiley, 2011. Cap. 22. p. 984-1042.

MARINOSKI, D. L.; SALAMONI, I. T.; RÜTHER, R. Pré-dimensionamento de sistema solar fotovoltaico: estudo de caso do edifício sede do CREA-SC. In: CONFERÊNCIA LATINO-AMERICANA DE CONSTRUÇÃO SUSTENTÁVEL, 1., 2004, São Paulo. **Anais.** São Paulo: ANTAC, 2004. p. 1 - 14. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2T7L43j">https://bit.ly/2T7L43j</a>. Acesso em: 09 jul. 2018.

MAXIM INTEGRATED<sup>™</sup>. **DS18B20 - Programmable resolution 1-wire digital thermometer:** Datasheet. 4. ed. [S.I.: s.n.], 2015a. 20 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/1TfMOTq">https://bit.ly/1TfMOTq</a>>. Acesso em: 02 jul. 2018.

MAXIM INTEGRATED<sup>™</sup>. **DS3231 - Extremely accurate I**<sup>2</sup>**C-integrated RCT/TCXO/Crystal.** 10. ed. [S.I.: s.n.], 2015b. 20 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2tJyECO>">https://bit.ly/2tJyECO></a>. Acesso em: 01 jul. 2018.

MCROBERTS, M. Arduino básico. São Paulo: Novatec, 2011. 453 p.

MEHMOOD, U.; AL-SULAIMAN, F. A.; YILBAS, B. S.. Characterization of dust collected from PV modules in the area of Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, and its impact on protective transparent covers for photovoltaic applications. **Solar Energy**, [s.l.], v. 141, p.203-209, jan. 2017. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.11.051.

MINIPA®. **ET-2042C multímetro digital - Manual de instruções.** São Paulo: [S.n.], [20-?]. 23 p.

MINIPA®. **ET-3320A alicate amperímetro digital - Manual de instruções.** São Paulo: [S.n.], 2016. 2 p.

MINIPA®. **Protoboard MP-830A:** Proposta Técnica. São Paulo: [S.n.], [20-?]. 1 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2MoEKBS">https://bit.ly/2MoEKBS</a>>. Acesso em: 31 maio 2018.

MOUSER ELECTRONICS. Sensor technology - making sense of current sensing. [20-?]. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2MpkJv1">https://bit.ly/2MpkJv1</a>>. Acesso em: 5 jun. 2018.

NASCIMENTO, R. L. **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas.** Brasília: Câmara dos Deputados, 2017. 46 p. (Estudo Técnico). Consultoria Legislativa da Área XII - Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos. Disponível em: <https://bit.ly/2R6LLrz>. Acesso em: 03 mai. 2018.

NIEDZIALKOSKI, R. K. et al. Avaliação de um sistema fotovoltaico utilizado para o bombeamento de água em Cascavel/PR. **Acta Iguazu**, Cascavel, v. 1, n. 3, p.44-49, 2012.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar.** 2. ed. São José dos Campos: Inpe, 2017. 88 p. II. (E-BOOK). Disponível em: <a href="https://bit.ly/2xauoNW">https://bit.ly/2xauoNW</a>>. Acesso em: 09 jul. 2018.

PINHO, J. T. et al. **Sistemas híbridos: soluções energéticas para a Amazônia.** 1. Ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396p.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Org.). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: Cepel - Cresesb, 2014. 530 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2fvyita">https://bit.ly/2fvyita</a>. Acesso em: 09 jul. 2018.

PME ENGENHARIA. **[Imagens sistemas fotovoltaicos].** Disponível em: <a href="https://bit.ly/2sJBszX">https://bit.ly/2sJBszX</a>>. Acesso em: 24 ago. 2017.

RENEWABLE ENERGY POLICY FOR THE 21ST CENTURY (REN21). **Renewables 2017 - global status report.** Paris, França: Ren21, 2017. 302 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/1ef0215">https://bit.ly/1ef0215</a>>. Acesso em: 04 jan. 2018.

RENEWABLE ENERGY POLICY FOR THE 21ST CENTURY (REN21). **Renewables 2018 - global status report.** Paris, França: Ren21, 2018. 52 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2KmhGoK">https://bit.ly/2KmhGoK</a>>. Acesso em: 04 jan. 2019.

ROSATO, D. First polycarbonate BIPV panels by Solbian Alternative Energy. 2013. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2T7LwP3">https://bit.ly/2T7LwP3</a>. Acesso em: 11 jul. 2018. (il. color.)

RÜTER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos:** O potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. Florianópolis: Labsolar, 2004. 114 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2FSw9pQ">https://bit.ly/2FSw9pQ</a>. Acesso em: 09 jul. 2018.

S-ENERGY. **BIPV module.** Disponível em: <a href="http://www.s-energy.com/eindex.php">http://www.s-energy.com/eindex.php</a>. Acesso em: 08 jul. 2018.

SAUDI BASIC INDUSTRIES CORPORATION – SABIC. **BIPV training - B&C meeting.** [S.I]: Sabic, 2012a. 32 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2FGW5Wj">https://bit.ly/2FGW5Wj</a>. Acesso em: 11 jul. 2018.

SAUDI BASIC INDUSTRIES CORPORATION – SABIC. Lexan<sup>™</sup> solid sheet. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2HsYANv">https://bit.ly/2HsYANv</a>>. Acesso em: 05 jul. 2018a.

SAUDI BASIC INDUSTRIES CORPORATION – SABIC. Lexan<sup>™</sup> Thermoclear<sup>™</sup> general purpose MWS: Product Datasheet. [S.I.]: Sabic, 2013a. 4 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2MpgJuq>">https://bit.ly/2MpgJuq></a>. Acesso em: 12 jul. 2018.

SAUDI BASIC INDUSTRIES CORPORATION – SABIC. Lexan<sup>™</sup> Thermoclear<sup>™</sup> multiwall polycarbonate sheet. [S.I.]: Sabic, 2013b. 44 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2S2rc4d">https://bit.ly/2S2rc4d</a>>. Acesso em: 12 jul. 2018.

SAUDI BASIC INDUSTRIES CORPORATION – SABIC. Lexan<sup>™</sup> Thermoclear<sup>™</sup> sheet. Disponível em: <https://bit.ly/2S1xZeu>. Acesso em: 05 jul. 2018b.

SAUDI BASIC INDUSTRIES CORPORATION – SABIC. Lexan<sup>™</sup> Thermoclear<sup>™</sup> sheet LT2UV452RS10: Declaration Performance. Bergen Op Zoom, Netherlands: Sabic, 2016. 3 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2WaTYyM">https://bit.ly/2WaTYyM</a>>. Acesso em: 12 jul. 2018.

SAUDI BASIC INDUSTRIES CORPORATION – SABIC. Lexan<sup>™</sup> XL102UV sheet (datasheet). [S.I.]: Sabic, 2012b. 3 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2sEuqwF">https://bit.ly/2sEuqwF</a>>. Acesso em: 12 jul. 2018.

SAUDI BASIC INDUSTRIES CORPORATION – SABIC. Portfólio de chapas Lexan<sup>™</sup> - specialty film & sheet. [S.I.]: Sabic, 2015. 28 p. Disponível em: <https://bit.ly/2Hsgujl>. Acesso em: 12 jul. 2018.

SANTOS, Í. P.; RÜTHER, R. The potential of building-integrated (BIPV) and buildingapplied photovoltaics (BAPV) in single-family, urban residences at low latitudes in Brazil. **Energy And Buildings**, [S.I.], v. 50, p.290-297, jul. 2012. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.03.052.

SAYYAH, A.; HORENSTEIN, M. N.; MAZUMDER, M. K.. Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels. **Solar Energy**, [s.l.], v. 107, p.576-604, set. 2014. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2014.05.030.

SINOTIMER®. **Universal input 12V 24V weekly timer.** Disponível em: <a href="https://bit.ly/2RWYmSU">https://bit.ly/2RWYmSU</a>>. Acesso em: 12 jun. 2018.

SISECAM. **Solar glass solutions by Sisecam - glass for photovoltaics.** [S.I.: s.n.], [20-?]. 2 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2FX3YpZ">https://bit.ly/2FX3YpZ</a>>. Acesso em: 12 jul. 2018.

SOLARGIS. **Solar resource maps and GIS data for 200+ countries.** Disponível em: <a href="https://solargis.com/maps-and-gis-data/overview/">https://solargis.com/maps-and-gis-data/overview/</a>. Acesso em: 09 jul. 2018.

SOUZA, R. **Os sistemas de energia solar fotovoltaica:** Livro digital de introdução aos sistemas solares. Ribeirão Preto, Sp: Bluesol Energia Solar, [2016]. 114 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2eHFZec">https://bit.ly/2eHFZec</a>>. Acesso em: 01 jul. 2018.

TESLA SOLAR ROOF. **Invisible solar roof.** Disponível em: <a href="https://www.tesla.com/solarroof">https://www.tesla.com/solarroof</a>. Acesso em: 11 jul. 2018. (il. color.)

TEXAS INSTRUMENTS. **INA219 zero-drift, bidirectional current/power monitor with I<sup>2</sup>C interface.**Dallas, Texas: Texas Instruments, 2015. 37 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2024RnY">https://bit.ly/2024RnY</a>>. Acesso em: 09 jul. 2018.

TEXAS INSTRUMENTS. **TCA9548A low voltage 8-channel I<sup>2</sup>C switch with reset.** Dallas, Texas: Texas Instruments, 2016. 36 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2R3R5fn">https://bit.ly/2R3R5fn</a>. Acesso em: 09 jul. 2018.

TORO, J. D. N.; RUSCHEL, C. S.; KRENZINGER, A. Estudo da transmitância do policarbonato alveolar em diferentes ângulos de incidência par cobertura de um coletor solar passivo. **Revista Brasileira de Energia Solar**, [s.l.], v. 6, n. 1, p.11-18, 01 jul. 2015. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2FHL0Eb">https://bit.ly/2FHL0Eb</a>>. Acesso em: 04 mai. 2018.

TROJEK, S. Anti-reflective glass makes clear gains. **Sun & Wind Energy**, [S.I.], n. 12, p.88-92, dez. 2010. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2FGa7at">https://bit.ly/2FGa7at</a>>. Acesso em: 11 jul. 2018.

XLSEMI. XL4015 - 5A 180 kHz 36V buck DC to DC converter: Datasheet. 1.5 [S.I.]: Xlsemi, [20-?]. 10 p. Disponível em: <a href="https://bit.ly/2R3hryl>">https://bit.ly/2R3hryl></a>. Acesso em: 09 jul. 2018.

YILBAS, B.s. et al. Influence of mud residues on solvent induced crystalized polycarbonate surface used as PV protective cover. **Solar Energy**, [s.l.], v. 125, p.282-293, fev. 2016. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2015.12.010.

ZOMER, C. D. et al. Performance compromises of building-integrated and buildingapplied photovoltaics (BIPV and BAPV) in Brazilian airports. **Energy And Buildings**, [S.I.], v. 66, p.607-615, nov. 2013. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.07.076.

| Horário    | Irradiancia –   | Durante o             | Irradiancia –      |  |
|------------|---|-----------------------|--------------------|--|
| Tiorano    | original (W/m²)   | sombreamento          | linearizada (W/m²) |  |
| 09:45      | 46,760  | Início: 46,760        | 46,760             |  |
| 09:46      | 43,390  |                       | 47,429             |  |
| 09:47      | 28,810  |                       | 48,099             |  |
| 09:48      | 14,230  |                       | 48,768             |  |
| 09:49      | 7,360   |                       | 49,437             |  |
| 09:50      | 5,155   |                       | 50,107             |  |
| 09:51      | 2,950   |                       | 50,776             |  |
| 09:52      | 1,830   |                       | 51,445             |  |
| 09:53      | 1,960   |                       | 52,115             |  |
| 09:54      | 2,090   |                       | 52,784             |  |
| 09:55      | 1,970   |                       | 53,454             |  |
| 09:56      | 1,840   |                       | 54,123             |  |
| 09:57      | 1.710   |                       | 54,792             |  |
| 09:58      | 1.710   |                       | 55.462             |  |
| 09:59      | 1.735   |                       | 56.131             |  |
| 10:00      | 1.760   | Deslocamento          | 56.800             |  |
| 10:01      | 1.830   | médio:                | 57.470             |  |
| 10:02      | 1.895   | 0,669 (W/m².min)      | 58.139             |  |
| 10:03      | 1,960   |                       | 58,808             |  |
| 10:04      | 2.460   |                       | 59,478             |  |
| 10:05      | 2,210   |                       | 60,147             |  |
| 10:06      | 1.960   |                       | 60.816             |  |
| 10:07      | 2,240   |                       | 61,486             |  |
| 10.08      | 2 710   |                       | 62 155             |  |
| 10:09      | 3 180   |                       | 62 825             |  |
| 10:10      | 3 040   |                       | 63 494             |  |
| 10.11      | 8 810   |                       | 64 163             |  |
| 10:12      | 14 580  |                       | 64 833             |  |
| 10:13      | 24,380  |                       | 65 502             |  |
| 10.14      | 44 120  |                       | 66 171             |  |
| 10:15      | 63 860  |                       | 66 841             |  |
| 10:16      | 67 510  | Fim: 67 510           | 67 510             |  |
| Somatório: | 412 005   | 1 111. 07,010         | 1828 320           |  |
| Diference: | 1/16  | 315 W/m² (ou 23 605 V | N/h/m²)            |  |
| Dilerença. | <sup>i</sup> a. 1+10,010 W/III <sup>-</sup> (UU 20,000 WII/III <sup>-</sup> ) |                       |                    |  |

Linearização da potência gerada pelo módulo fotovoltaico 'A' durante sombreamento, dia 06/04/2018

| Horário    | Irradiância –                | Durante o                       | Irradiância –      |  |  |
|------------|------------------------------|---------------------------------|--------------------|--|--|
|            | original (W/m <sup>2</sup> ) | sombreamento                    | linearizada (W/m²) |  |  |
| 09:39      | 41,570                       | Início: 41,570                  | 41,570             |  |  |
| 09:40      | 41,830                       |                                 | 42,160             |  |  |
| 09:41      | 32,710                       |                                 | 42,749             |  |  |
| 09:42      | 23,590                       |                                 | 43,339             |  |  |
| 09:43      | 10,160                       |                                 | 43,929             |  |  |
| 09:44      | 7,475                        |                                 | 44,518             |  |  |
| 09:45      | 4,790                        |                                 | 45,108             |  |  |
| 09:46      | 2,220                        |                                 | 45,698             |  |  |
| 09:47      | 1,950                        |                                 | 46,287             |  |  |
| 09:48      | 1,680                        |                                 | 46,877             |  |  |
| 09:49      | 1,900                        |                                 | 47,467             |  |  |
| 09:50      | 2,245                        |                                 | 48,056             |  |  |
| 09:51      | 2,590                        |                                 | 48,646             |  |  |
| 09:52      | 2,110                        |                                 | 49,236             |  |  |
| 09:53      | 1,995                        | Deslocamento                    | 49,825             |  |  |
| 09:54      | 1,880                        | médio:                          | 50,415             |  |  |
| 09:55      | 3,190                        | 0,590 (W/m².min)                | 51,005             |  |  |
| 09:56      | 2,705                        |                                 | 51,594             |  |  |
| 09:57      | 2,220                        |                                 | 52,184             |  |  |
| 09:58      | 3,050                        |                                 | 52,774             |  |  |
| 09:59      | 3,500                        |                                 | 53,363             |  |  |
| 10:00      | 3,950                        |                                 | 53,953             |  |  |
| 10:01      | 3,980                        |                                 | 54,543             |  |  |
| 10:02      | 4,780                        |                                 | 55,132             |  |  |
| 10:03      | 5,580                        |                                 | 55,722             |  |  |
| 10:04      | 7,830                        |                                 | 56,312             |  |  |
| 10:05      | 14,380                       |                                 | 56,901             |  |  |
| 10:06      | 20,930                       |                                 | 57,491             |  |  |
| 10:07      | 39,330                       |                                 | 58,081             |  |  |
| 10:08      | 49,295                       |                                 | 58,670             |  |  |
| 10:09      | 59,260                       | Fim: 59,260                     | 59,260             |  |  |
| Somatório: | 404,675                      |                                 | 4562,865           |  |  |
| Diferença: | 1158,                        | 1158,190 W/m² (ou 19,303 Wh/m²) |                    |  |  |

Linearização da potência gerada pelo módulo fotovoltaico 'B' durante sombreamento, dia 06/04/2018

| Horário    | Irradiância –   | Durante o             | Irradiância -      |
|------------|-----------------|-----------------------|--------------------|
|            | original (W/m²) | sombreamento          | linearizada (W/m²) |
| 09:15      | 31,520          | Início: 31,520        | 31,520             |
| 09:16      | 31,980          |                       | 32,101             |
| 09:17      | 29,745          |                       | 32,682             |
| 09:18      | 27,510          |                       | 33,263             |
| 09:19      | 14,980          |                       | 33,844             |
| 09:20      | 9,775           |                       | 34,425             |
| 09:21      | 4,570           |                       | 35,006             |
| 09:22      | 1,990           |                       | 35,588             |
| 09:23      | 1,890           |                       | 36,169             |
| 09:24      | 1,790           |                       | 36,750             |
| 09:25      | 1,640           |                       | 37,331             |
| 09:26      | 1,760           |                       | 37,912             |
| 09:27      | 1,880           |                       | 38,493             |
| 09:28      | 1,780           |                       | 39,074             |
| 09:29      | 1,845           |                       | 39,655             |
| 09:30      | 1,910           |                       | 40,236             |
| 09:31      | 1,890           |                       | 40,817             |
| 09:32      | 1,905           | Declacemente          | 41,398             |
| 09:33      | 1,920           | Desiocamento          | 41,979             |
| 09:34      | 2,070           | $\frac{11000}{1000}$  | 42,561             |
| 09:35      | 2,135           | 0,361 (\v/m².mm)      | 43,142             |
| 09:36      | 2,200           |                       | 43,723             |
| 09:37      | 1,870           |                       | 44,304             |
| 09:38      | 1,905           |                       | 44,885             |
| 09:39      | 1,940           |                       | 45,466             |
| 09:40      | 1,820           |                       | 46,047             |
| 09:41      | 1,915           |                       | 46,628             |
| 09:42      | 2,010           |                       | 47,209             |
| 09:43      | 2,260           |                       | 47,790             |
| 09:44      | 2,735           |                       | 48,371             |
| 09:45      | 3,210           |                       | 48,952             |
| 09:46      | 5,350           |                       | 49,534             |
| 09:47      | 11,790          |                       | 50,115             |
| 09:48      | 18,230          |                       | 50,696             |
| 09:49      | 37,580          |                       | 51,277             |
| 09:50      | 44,540          |                       | 51,858             |
| 09:51      | 51,500          |                       | 52,439             |
| 09:52      | 53,020          | Fim: 53,020           | 53,020             |
| Somatório: | 420,360         |                       | 1606,260           |
| Diferenca: | 1185            | ,90 W/m² (ou 19,765 W | /h/m²)             |

Linearização da potência gerada pelo módulo fotovoltaico 'C' durante sombreamento, dia 06/04/2018

| Horário    | Irradiância –   | Durante o             | Irradiância –      |
|------------|-----------------|-----------------------|--------------------|
|            | original (W/m²) | sombreamento          | linearizada (W/m²) |
| 09:15      | 30,320          | Início: 30,320        | 30,320             |
| 09:16      | 20,100          |                       | 30,870             |
| 09:17      | 11,985          |                       | 31,419             |
| 09:18      | 3,870           |                       | 31,969             |
| 09:19      | 1,850           |                       | 32,519             |
| 09:20      | 1,910           |                       | 33,068             |
| 09:21      | 1,970           |                       | 33,618             |
| 09:22      | 1,590           |                       | 34,168             |
| 09:23      | 1,570           |                       | 34,717             |
| 09:24      | 1,550           |                       | 35,267             |
| 09:25      | 1,520           |                       | 35,817             |
| 09:26      | 1,555           |                       | 36,366             |
| 09:27      | 1,590           |                       | 36,916             |
| 09:28      | 1,590           |                       | 37,466             |
| 09:29      | 1,650           | Deslocamento          | 38,015             |
| 09:30      | 1,710           | médio:                | 38,565             |
| 09:31      | 1,230           | 0,550 (W/m².min)      | 39,115             |
| 09:32      | 1,230           |                       | 39,664             |
| 09:33      | 1,230           |                       | 40,214             |
| 09:34      | 1,380           |                       | 40,764             |
| 09:35      | 1,350           |                       | 41,313             |
| 09:36      | 1,320           |                       | 41,863             |
| 09:37      | 2,050           |                       | 42,413             |
| 09:38      | 2,270           |                       | 42,962             |
| 09:39      | 2,490           |                       | 43,512             |
| 09:40      | 4,560           |                       | 44,062             |
| 09:41      | 8,595           |                       | 44,611             |
| 09:42      | 12,630          |                       | 45,161             |
| 09:43      | 24,340          |                       | 45,711             |
| 09:44      | 35,575          |                       | 46,260             |
| 09:45      | 46,810          | Fim: 46,810           | 46,810             |
| Somatório: | 233,390         |                       | 1195,515           |
| Diferença: | 962,            | 125 W/m² (ou 16,035 W | /h/m²)             |

Linearização da potência gerada pelo módulo fotovoltaico 'D' durante sombreamento, dia 06/04/2018

## ANEXO B – MÓDULOS A, B, C e D EM JULHO/2018

| Dia    | Irradiação    | Energia Gerada (Wh/m²) |          |          |          |
|--------|---------------|------------------------|----------|----------|----------|
| (2018) | Solar (Wh/m²) | Módulo A               | Módulo B | Módulo C | Módulo D |
| 02/07  | 4384,11       | 272,71                 | 162,46   | 166,98   | 192,25   |
| 03/07  | 4125,76       | 264,83                 | 153,90   | 161,71   | 185,32   |
| 04/07  | 5485,14       | 428,07                 | 262,15   | 271,96   | 307,48   |
| 05/07  | 5547,1        | 431,59                 | 262,93   | 272,70   | 308,36   |
| 06/07  | 3628,16       | 208,18                 | 125,07   | 130,66   | 148,13   |
| 07/07  | 4945,09       | 349,35                 | 209,82   | 220,03   | 250,07   |
| 10/07  | 6123,09       | 506,17                 | 310,90   | 326,49   | 362,36   |
| 11/07  | 5101,1        | 385,08                 | 232,53   | 243,42   | 271,37   |
| 12/07  | 5988,76       | 501,68                 | 311,16   | 325,88   | 365,70   |
| 13/07  | 4926,74       | 370,68                 | 229,95   | 243,13   | 272,16   |
| 14/07  | 5774,42       | 470,45                 | 293,55   | 306,40   | 344,48   |
| 15/07  | 5727,05       | 466,14                 | 290,19   | 304,33   | 341,42   |
| 16/07  | 5330,71       | 426,95                 | 266,58   | 276,83   | 311,26   |
| 17/07  | 5673,39       | 459,59                 | 286,56   | 300,13   | 336,45   |
| 20/07  | 4773,11       | 366,41                 | 224,59   | 237,61   | 266,17   |
| 21/07  | 5227,33       | 421,84                 | 271,10   | 283,02   | 313,66   |
| 25/07  | 5122,64       | 384,16                 | 234,87   | 249,05   | 280,84   |
| 27/07  | 5219,71       | 388,99                 | 240,16   | 252,56   | 280,38   |
| 29/07  | 4342,67       | 306,96                 | 190,82   | 197,43   | 221,28   |
| 30/07  | 5472,29       | 434,13                 | 270,39   | 286,40   | 317,63   |
| 31/07  | 6369,88       | 550,55                 | 350,30   | 367,06   | 406,25   |
| TOTAL  | 109.288,26    | 8.394,51               | 5.179,97 | 5.423,76 | 6.082,99 |

Energia gerada pelos módulos A, B, C e D no mês de julho de 2018

## ANEXO C – MÓDULOS E, F e G EM JULHO/2018

| Dia    | Irradiação    | Energia Gerada (Wh/m²) |          |          |  |
|--------|---------------|------------------------|----------|----------|--|
| (2018) | Solar (Wh/m²) | Módulo A               | Módulo B | Módulo C |  |
| 02/07  | 4384,11       | 98,54                  | 97,61    | 116,49   |  |
| 03/07  | 4125,76       | 91,92                  | 92,10    | 110,78   |  |
| 04/07  | 5485,14       | 155,58                 | 154,56   | 183,80   |  |
| 05/07  | 5547,1        | 155,88                 | 155,64   | 184,30   |  |
| 06/07  | 3628,16       | 77,20                  | 76,97    | 91,38    |  |
| 07/07  | 4945,09       | 125,32                 | 126,00   | 149,29   |  |
| 10/07  | 6123,09       | 187,86                 | 184,59   | 215,64   |  |
| 11/07  | 5101,1        | 141,60                 | 139,83   | 163,73   |  |
| 12/07  | 5988,76       | 186,95                 | 184,07   | 218,34   |  |
| 13/07  | 4926,74       | 138,77                 | 138,34   | 164,55   |  |
| 14/07  | 5774,42       | 174,84                 | 173,41   | 206,39   |  |
| 15/07  | 5727,05       | 173,21                 | 172,22   | 204,48   |  |
| 16/07  | 5330,71       | 158,89                 | 157,15   | 186,77   |  |
| 17/07  | 5673,39       | 171,16                 | 170,45   | 201,73   |  |
| 20/07  | 4773,11       | 136,44                 | 136,42   | 161,04   |  |
| 21/07  | 5227,33       | 165,41                 | 163,02   | 189,99   |  |
| 25/07  | 5122,64       | 142,37                 | 142,65   | 168,87   |  |
| 27/07  | 5219,71       | 145,04                 | 144,77   | 169,45   |  |
| 29/07  | 4342,67       | 116,74                 | 114,47   | 134,39   |  |
| 30/07  | 5472,29       | 164,00                 | 164,00   | 192,73   |  |
| 31/07  | 6369,88       | 211,51                 | 209,03   | 245,50   |  |
| TOTAL  | 109.288,26    | 3.119,23               | 3.097,30 | 3.659,65 |  |

Energia gerada pelos módulos *E*, *F* e *G* no mês de julho de 2018