

Energia Solar e Eólica 2

Paulo Jayme Pereira Abdala
(Organizador)

 **Atena**
Editora

Ano 2019

Paulo Jayme Pereira Abdala
(Organizador)

Energia Solar e Eólica 2

Atena Editora
2019

2019 by Atena Editora

Copyright © da Atena Editora

Editora Chefe: Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira

Diagramação e Edição de Arte: Geraldo Alves e Karine de Lima

Revisão: Os autores

Conselho Editorial

- Prof. Dr. Alan Mario Zuffo – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
Prof. Dr. Álvaro Augusto de Borba Barreto – Universidade Federal de Pelotas
Prof. Dr. Antonio Carlos Frasson – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Prof. Dr. Antonio Isidro-Filho – Universidade de Brasília
Profª Drª Cristina Gaio – Universidade de Lisboa
Prof. Dr. Constantino Ribeiro de Oliveira Junior – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Profª Drª Daiane Garabeli Trojan – Universidade Norte do Paraná
Prof. Dr. Darllan Collins da Cunha e Silva – Universidade Estadual Paulista
Profª Drª Deusilene Souza Vieira Dall’Acqua – Universidade Federal de Rondônia
Prof. Dr. Eloi Rufato Junior – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Prof. Dr. Fábio Steiner – Universidade Estadual de Mato Grosso do Sul
Prof. Dr. Gianfábio Pimentel Franco – Universidade Federal de Santa Maria
Prof. Dr. Gilmei Fleck – Universidade Estadual do Oeste do Paraná
Profª Drª Girlene Santos de Souza – Universidade Federal do Recôncavo da Bahia
Profª Drª Ivone Goulart Lopes – Istituto Internazionele delle Figlie de Maria Ausiliatrice
Profª Drª Juliane Sant’Ana Bento – Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Prof. Dr. Julio Candido de Meirelles Junior – Universidade Federal Fluminense
Prof. Dr. Jorge González Aguilera – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
Profª Drª Lina Maria Gonçalves – Universidade Federal do Tocantins
Profª Drª Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte
Profª Drª Paola Andressa Scortegagna – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Profª Drª Raissa Rachel Salustriano da Silva Matos – Universidade Federal do Maranhão
Prof. Dr. Ronilson Freitas de Souza – Universidade do Estado do Pará
Prof. Dr. Takeshy Tachizawa – Faculdade de Campo Limpo Paulista
Prof. Dr. Urandi João Rodrigues Junior – Universidade Federal do Oeste do Pará
Prof. Dr. Valdemar Antonio Paffaro Junior – Universidade Federal de Alfenas
Profª Drª Vanessa Bordin Viera – Universidade Federal de Campina Grande
Profª Drª Vanessa Lima Gonçalves – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Prof. Dr. Willian Douglas Guilherme – Universidade Federal do Tocantins

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) (eDOC BRASIL, Belo Horizonte/MG)

E56 Energia solar e eólica 2 [recurso eletrônico] / Organizador Paulo Jayme Pereira Abdala. – Ponta Grossa (PR): Atena Editora, 2019. – (Energia Solar e Eólica; v. 2)

Formato: PDF

Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader

Modo de acesso: World Wide Web

Inclui bibliografia

ISBN 978-85-7247-067-4

DOI 10.22533/at.ed.674192201

1. Energia – Fontes alternativas. 2. Energia eólica. 3. Energia solar. I. Abdala, Paulo Jayme Pereira.

CDD 621.042

Elaborado por Maurício Amormino Júnior – CRB6/2422

O conteúdo dos artigos e seus dados em sua forma, correção e confiabilidade são de responsabilidade exclusiva dos autores.

2019

Permitido o download da obra e o compartilhamento desde que sejam atribuídos créditos aos autores, mas sem a possibilidade de alterá-la de nenhuma forma ou utilizá-la para fins comerciais.

www.atenaeditora.com.br

APRESENTAÇÃO

As chamadas energias renováveis, também conhecidas como energias alternativas ou ainda energias limpas são três denominações possíveis para qualquer forma de energia obtida por meio de fontes renováveis, e que não produzem grandes impactos ambientais negativos. Atualmente, com a grande preocupação mundial em compensar as emissões de CO₂, o consumo deste tipo de energia tem sido o foco de governos e empresas em todo globo.

Neste sentido, o Brasil possui uma matriz energética bastante limpa, onde predomina o uso de hidrelétricas, apesar do crescimento do uso de termelétricas, as quais são abastecidas por combustível fóssil. No Brasil, o setor energético é responsável por grande parte das emissões de CO₂, ficando atrás somente do setor agrícola que reapresenta a maior contribuição para o efeito estufa brasileiro.

A energia proveniente do sol é a alternativa renovável mais promissora para o futuro e, por este motivo tem recebido maior atenção e também mais investimentos. A radiação solar gratuita fornecida pelo sol pode ser captada por placas fotovoltaicas e ser posteriormente convertida em energia elétrica. Esses painéis usualmente estão localizados em construções, como indústrias e casas, o que proporciona impactos ambientais mínimos. Esse tipo de energia é uma das mais fáceis de ser implantada em larga escala. Além de beneficiar os consumidores com a redução na conta de energia elétrica reduzem as emissões de CO₂.

Com relação à energia eólica, o Brasil faz parte do grupo dos dez países mais importantes do mundo para investimentos no setor. As emissões de CO₂ requeridas para operar esta fonte de energia alternativa são extremamente baixas e é uma opção atrativa para o país não ser dependente apenas das hidrelétricas. Os investimentos em parques eólicos vem se tornando uma ótima opção para neutralização de carbono emitidos por empresas, indústrias e etc.

Neste contexto, este EBOOK apresenta uma importante contribuição no sentido de atualizar os profissionais que trabalham no setor energético com informações extremamente relevantes. Ele está dividido em dois volumes contendo artigos práticos e teóricos importantes para quem deseja informações sobre o estado da arte acerca do assunto.

Paulo Jayme Pereira Abdala

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	10
ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA PARA A INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NOS CAMPI IFG ITUMBIARA E URUAÇU	
Sergio Batista da Silva Olívio Carlos Nascimento Souto Fernando Nunes Belchior Ghunter Paulo Viajante Elias Barbosa Macedo Vera Ferreira Souza	
DOI 10.22533/at.ed.6741922011	
CAPÍTULO 2	24
ESTUDO DE VIABILIDADE PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA PLANTA FOTOVOLTAICA INTEGRADA EM UM SHOPPING CENTER DE FORTALEZA - CE	
Sofia da Costa Barreto Paulo Cesar Marques de Carvalho	
DOI 10.22533/at.ed.6741922012	
CAPÍTULO 3	41
ESTUDO DO COMPORTAMENTO E QUALIDADE FÍSICO-QUÍMICA DO ABACAXI SECADO EM SECADOR HÍBRIDO SOLAR-ELÉTRICO	
Raphaela Soares da Silva Camelo Juliana Lobo Paes Milena Araujo Silva Madelon Rodrigues Sá Braz Dhiego Santos Cordeiro da Silva Camila Lucas Guimarães	
DOI 10.22533/at.ed.6741922013	
CAPÍTULO 4	54
ESTUDOS TEÓRICOS E EXPERIMENTAIS SOBRE O CUINSE ₂ E SUA APLICAÇÃO EM DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS	
Yuri Hamayano Lopes Ribeiro Denis Gilbert Francis David Marcus Vinícius Santos da Silva Jailton Souza de Almeida	
DOI 10.22533/at.ed.6741922014	
CAPÍTULO 5	66
EXPERIÊNCIA DE CURSO GRATUITO DE INSTALADOR DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE OFERECIDO PELO IFTO CAMPUS PALMAS	
Claudio Silva dos Santos Abimael Ribeiro Martins Adail Pereira Carvalho Brunno Henrique Brito	
DOI 10.22533/at.ed.6741922015	
CAPÍTULO 6	78
IMPACTO DA LEI PALMAS SOLAR NA ANÁLISE FINANCEIRA DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM PALMAS - TO	
Isamara Quirino de Castro Carlos Brunno Henrique Brito	

Felipe Tozzi Bittencourt
DOI 10.22533/at.ed.6741922016

CAPÍTULO 7 91

IMPACTOS DOS INCENTIVOS DOS GOVERNOS DO ESTADO E DO MUNICÍPIO NA MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA EM PALMAS - TO

Allan Carlos do Nascimento Silva
Brunno Henrique Brito

DOI 10.22533/at.ed.6741922017

CAPÍTULO 8 104

IMPLANTAÇÃO E AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE DOIS GERADORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS DIRETAMENTE NO BARRAMENTO C.C. DO LABORATÓRIO DE SISTEMAS HÍBRIDOS/MINIRREDES (GEDAE/UFPA)

Jorge Augusto Leal Corrêa
Claudomiro Fábio de Oliveira Barbosa
Marcos André Barros Galhardo
João Paulo Alves Veríssimo
Israel Hidai Lobato Lemos
Edinaldo José da Silva Pereira
João Tavares Pinho

DOI 10.22533/at.ed.6741922018

CAPÍTULO 9 121

INFLUÊNCIA DA SUJEIRA NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Elismar Ramos Barbosa
Merlim dos Santos Ferreira de Faria
Fabio de Brito Gontijo

DOI 10.22533/at.ed.6741922019

CAPÍTULO 10 132

INFLUÊNCIA DO ESPECTRO SOLAR EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SOB CÉU LIMPO, CÉU PARCIALMENTE NUBLADO E CÉU NUBLADO

Guilherme Marques Neves
Waldeir Amaral Vilela
Enio Bueno Pereira
Luiz Angelo Berni

DOI 10.22533/at.ed.67419220110

CAPÍTULO 11 146

INTENSIFICAÇÃO DA TRANSFERÊNCIA DE CALOR EM COLETOR SOLAR DE PLACA PLANA ATRAVÉS DE GERADOR DE VÓRTICE LONGITUDINAL DO TIPO DELTA

Felipe Augusto Santos da Silva
Leandro Oliveira Salviano

DOI 10.22533/at.ed.67419220111

CAPÍTULO 12 161

METODOLOGIA COMPUTACIONAL DE CONTROLE DE QUALIDADE DE DADOS DE IRRADIÂNCIA SOLAR

Marcus Vinícius Contes Calça
Matheus Rodrigues Raniero
Alexandre Dal Pai
Carlos Roberto Pereira Padovani
Domingos Mario Zeca Fernando

CAPÍTULO 13 174

PROJETO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA ABRIGOS DE PONTOS DE ÔNIBUS NA AV. ALMIRANTE BARROSO – BELÉM/PA

Ana Laura Pinheiro Ruivo Monteiro
Edinaldo José da Silva Pereira
Everton Leandro Santos Amaral
Ítalo de Sousa
Magda Tayane Abraão de Brito

DOI 10.22533/at.ed.67419220113

CAPÍTULO 14 191

PROJETO PRELIMINAR DE UM RADIÔMETRO ABSOLUTO PARA MEDIR A IRRADIÂNCIA SOLAR TOTAL

Franciele Carlesso
Jenny Marcela Rodriguez Gomez
Luiz Angelo Berni
Graziela da Silva Savonov
Luis Eduardo Antunes Vieira
Waldeir Amaral Vilela
Edson Luiz de Miranda

DOI 10.22533/at.ed.67419220114

CAPÍTULO 15 200

PROJETO, DESENVOLVIMENTO E TESTE DE FOGÕES SOLARES

Diego Lopes Coriolano
Erico Diogo Lima da Silva
Iraí Tadeu Ferreira de Resende
Vanina Cardoso Viana Andrade
Denilson Pereira Gonçalves
Renan Tavares Figueiredo
Odésia Leonor Sanchez de Alsina

DOI 10.22533/at.ed.67419220115

CAPÍTULO 16 213

PROPOSTA DE RETROFIT NO SISTEMA DE ILUMINAÇÃO E ESTUDO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM DOS BLOCOS DA UTFPR EM CURITIBA

Larissa Barbosa Krasnhak
Jair Urbanetz Junior

DOI 10.22533/at.ed.67419220116

CAPÍTULO 17 229

PROPOSTA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA OTIMIZAÇÃO DO GASTO PÚBLICO COM O CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DE UMA UNIDADE DE ENSINO FEDERAL IMPLANTADA NA REGIÃO DO VALE DO SÃO FRANCISCO

Adriano Moraes da Silva
Rebeca Lorena Santos Maia e Silva
Danielle Bandeira de Mello Delgado

DOI 10.22533/at.ed.67419220117

CAPÍTULO 18 246

PLATAFORMA PORTÁTIL E DE BAIXO CUSTO PARA A AQUISIÇÃO DA CURVA CARACTERÍSTICA

DE CÉLULAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

Júlio César Madureira Silva
Augusto César da Silva Bezerra
Claudinei Rezende Calado
Ana Luiza F. Maia
Amanda Ribeiro Amorim

DOI 10.22533/at.ed.67419220118

CAPÍTULO 19 255

SISTEMA DE AQUISIÇÃO PARA PAINÉIS FOTOVOLTAICOS COM ARMAZENAMENTO DE DADOS EM SERVIDOR REMOTO UTILIZANDO PLATAFORMAS OPEN SOURCE RASPBERRY PI E ARDUINO

José Ilton de Oliveira Filho
Wilk Coelho Maia

DOI 10.22533/at.ed.67419220119

CAPÍTULO 20 263

SUJIDADE DEPOSITADA SOBRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM GOIÂNIA: MORFOLOGIA E COMPOSIÇÃO QUÍMICA

Pedro Victor Valadares Romanholo
Bernardo Pinheiro de Alvarenga
Enes Gonçalves Marra
Sérgio Pires Pimentel

DOI 10.22533/at.ed.67419220120

CAPÍTULO 21 275

TRATAMENTO E ANÁLISE DE DADOS SOLARIMÉTRICOS DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DA EMC/UFG

Jéssica Alice Alves da Silva
Bernardo Pinheiro de Alvarenga
Sérgio Pires Pimentel
Enes Gonçalves Marra

DOI 10.22533/at.ed.67419220121

CAPÍTULO 22 290

TESTES DE SENSIBILIDADE PARA DIFERENTES PARAMETRIZAÇÕES CUMULUS DO MODELO WRF PARA MELHORAR AS ESTIMATIVAS DE VENTO

Lucia Iracema Chipponelli Pinto
Francisco Jose Lopes de Lima
Fernando Ramos Martins
Enio Bueno Pereira

DOI 10.22533/at.ed.67419220122

CAPÍTULO 23 303

O ENSINO SOBRE ENERGIAS RENOVÁVEIS NOS CURSOS DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA NAS UNIVERSIDADES BRASILEIRAS

André Barra Neto
Ana Paula Pinheiro Zago
Márcia Helena da Silva
Mirian Sousa Moreira
José Eduardo Ferreira Lopes

DOI 10.22533/at.ed.67419220123

CAPÍTULO 24	317
POTENCIALIDADE DO BIOGÁS GERADO PELA CODIGESTÃO ENTRE DEJETO BOVINO E SUÍNO	
<ul style="list-style-type: none"> Juliana Lobo Paes Camila Ferreira Matos Gabriel Araújo e Silva Ferraz Giancarlo Bruggianesi Camila Kelly de Queiroz Caroline Stephanie Gomes de Castro Soares 	
DOI 10.22533/at.ed.67419220124	
CAPÍTULO 25	333
SIMULAÇÃO DE UMA PLANTA OTEC DE CICLO FECHADO OPERANDO NO BRASIL	
<ul style="list-style-type: none"> Marcus Godolphim de Castro Neves Hélio Henrique Rivabene Ferreira Dias Cassio Roberto Macedo Maia Ricardo Alan Verdú Ramos 	
DOI 10.22533/at.ed.67419220125	
CAPÍTULO 26	344
ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE 24 MESES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE NO ESTADO DO TOCANTINS	
<ul style="list-style-type: none"> Brunno Henrique Brito Thálisson Câmara Belém Márcio Serafim de Almeida Felipe Tozzi Bittencourt 	
DOI 10.22533/at.ed.67419220126	
CAPÍTULO 27	359
ESTUDO TECNOLÓGICO DE SISTEMAS DE CULTIVO DE MICROALGAS	
<ul style="list-style-type: none"> Robson de Souza Santiago Bruno Lindbergh Sousa Yordanka Reyes Cruz Estevão Freire Suely Pereira Freitas Gisel Chenard Díaz 	
DOI 10.22533/at.ed.67419220127	
CAPÍTULO 28	376
INFLUÊNCIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM AEROPORTOS SOBRE A SEGURANÇA DAS OPERAÇÕES AERONÁUTICAS	
<ul style="list-style-type: none"> Francisco Wilson Falcão Júnior Paulo Cesar Marques de Carvalho Wilson Cabral de Sousa Júnior 	
DOI 10.22533/at.ed.67419220128	
SOBRE O ORGANIZADOR	390

ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA PARA A INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NOS CAMPI IFG ITUMBIARA E URUAAÇU

Sergio Batista da Silva
Olívio Carlos Nascimento Souto
Fernando Nunes Belchior
Ghunter Paulo Viajante
Elias Barbosa Macedo
Vera Ferreira Souza

RESUMO: O presente trabalho apresenta uma análise de viabilidade técnica e econômica para a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica nos campi do Instituto Federal de Goiás - IFG, nos municípios de Itumbiara-GO e Uruaçu-GO, com o objetivo de atender ao consumo total de energia das referidas instituições. A partir das faturas de energia elétrica referentes ao ano de 2016, obteve-se os dados de consumo que propiciaram as análises realizadas neste trabalho, baseado nas resoluções normativas 482/2012 e 687/2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Os cálculos foram efetuados empregando-se o programa computacional PVSyst 6.6.4, que permite dimensionar a potência mínima de um sistema fotovoltaico, a fim de garantir o autoconsumo da instituição e, por consequência, redução significativa nos valores pagos com energia elétrica. Os resultados apontaram uma economia anual de energia para o campus Itumbiara de R\$ 168.474,41, equivalente a uma redução de 93,51% no valor faturado. Já para

o campus Uruaçu a economia anual chegou ao valor de R\$ 202.140,13 alcançando uma redução de 99,94% nos gastos com energia elétrica. A avaliação econômica foi realizada utilizando o *Payback* descontado, onde os resultados sinalizaram a viabilidade econômica do projeto, com um retorno financeiro do empreendimento em cerca de 11 anos para ambos os campi.

PALAVRAS-CHAVE: Viabilidade Econômica, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Compensação de Energia.

ABSTRACT: This paper presents an economic feasibility study for the installation of photovoltaic systems connected to the grid on the campuses of the IFG in the municipalities of Itumbiara and Uruaçu - Goiás, aiming to make up for all the energy demand of these institutions. The study was carried out using data on energy consumption, referring to rates for the year 2016, and all the analysis regarding the electric energy compensation system was based on normative resolutions 482/2012 and 687/2015 of ANEEL. Featuring the electricity monthly consumption were carried out the way of calculations to obtain the scaling of minimum power for compensation of all consumption, given that energy bills are one of the biggest expenses in most public institutions of higher education. The results indicated an annual energy savings for the Itumbiara campus of R\$

168,474.41, equivalent to a reduction of 93.51% in the amount billed. For the Uruaçu campus, the annual savings reached R\$ 202,140.13, represented a reduction of 99.94% in the energy bill. The economic valuation was performed through discounted Payback and Net Present Value (NPV) methods, which signaled the economic viability of the project with a financial return of the project in about 11 years for both campuses. **KEYWORDS:** Economic viability, Photovoltaic systems, Energy Compensation.

1 | INTRODUÇÃO

Diante da crescente necessidade de minimizar os impactos prejudiciais ao meio ambiente e também de racionalização de custos, a busca por meios alternativos de produção de energia tem sido bastante elevada nos últimos anos (Silva, *et al*, 2013). Entre todas as fontes renováveis de energia, a geração solar fotovoltaica (FV) é a que mais tem se destacado no contexto da Geração Distribuída (GD). Esta, tem por característica principal, produzir energia no local de consumo, bem como ao próximo dos centros de consumo. Com o aumento do interesse em sistemas de energia renováveis, esse tema tem sido incluído em programas de financiamento, sendo também implementadas políticas energéticas como forma de incentivo ao uso de fontes renováveis de energia. Esta estratégia tem sido utilizada nos países desenvolvidos (IRENA, 2017).

No Brasil, em 17 Abril de 2012, a ANEEL publicou a RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482 (RN482), a qual estabelece as condições gerais para a implantação de sistemas de microgeração e minigeração distribuída conectados aos sistemas de distribuição de energia elétrica. A energia elétrica produzida além do consumo da unidade consumidora por ser compensado, criando créditos para o consumidor (ANEEL, 2012).

Em novembro de 2015, foi publicada a RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687 (RN687) a qual fez uma revisão na RN482, e entre outras alterações, normalizou as categorias de micro e minigeração distribuídas, referindo-se a microgeração distribuída a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW, para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes (ANEEL, 2015). A classificação da minigeração ainda sofreu nova alteração com a publicação da RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 786 de outubro de 2017, o qual altera os limites, isto é, superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2017).

No primeiro semestre de 2016, foi aberto pelo Instituto Federal Sul de Minas Gerais (IFSuldeMinas), por meio da Comissão Especial de Licitação, designada pela portaria número 796 de 20/04/16 um edital de licitação para aquisição de microgeração

solar fotovoltaica, o qual previa a contratação de empresa para a instalação de 82 sistemas fotovoltaicos conectados à rede, com capacidade instalada de 70,2 kWp espalhadas em diversos campi de diferentes institutos federais do país. Neste mesmo edital, dois campi do Instituto Federal de Goiás (IFG) foram contemplados, sendo eles, o campus de Itumbiara e o campus de Uruaçu (IFSULDEMINAS, 2016).

Diante deste contexto, a proposta de trabalho é realizar um estudo sobre o potencial para instalação de um sistema de energia solar fotovoltaica em dois campi do IFG (Itumbiara e Uruaçu), visando dimensionar sua capacidade de modo a suprir e compensar o consumo de energia dos respectivos campi. A Fig.1 apresenta a distribuição dos 14 campi do IFG, destacando a localização dos campi Uruaçu (4) ao norte do estado e Itumbiara (5) ao sul, divisa com o estado de Minas Gerais.



Fig. 1 - Localização dos Campi do IFG no estado de Goiás – destaque para os campi 4 e 5, Uruaçu e Itumbiara.

Neste estudo, as faturas de energia, referente ao ano de 2016, são avaliados, visando criar uma metodologia para classificar qual ou quais as melhores opções para instalação destes sistemas, considerando fatores como: potência instalada; inclinação e orientação dos arranjos FV e contratos de energia junto à CELG-D pertencente ao grupo ENEL Distribuição Brasil. Buscando sempre, maximizar os benefícios da redução das faturas de energia, bem como, avaliar a viabilidade econômica de ambos os projetos com melhores ganhos financeiros quando levado em consideração o tempo de retorno de cada projeto.

2 | METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO

Com vistas a proceder ao dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos de ambos

os campi para que sejam realizados os estudos de viabilidade econômica, faz-se necessária identificar as principais informações, tais como: radiação solar, consumo de energia, demanda, etc.

2.1 Irradiação Solar e Potencial de Geração FV no Brasil

O conceito de irradiação solar é definido como a energia incidente por unidade de superfície de um dado plano, obtida pela integração da irradiância durante um intervalo de tempo, normalmente uma hora ou um dia (Pinho e Galdino, 2014). A disponibilidade de radiação solar é determinada tanto por condições atmosféricas (nebulosidade, umidade relativa do ar, etc.) quanto dependente da latitude local e da posição no tempo (hora do dia e dia do ano) (ANEEL, 2008).

Devido à sua localização, sendo a maior parte na região intertropical, o Brasil é dotado de grande potencial para o aproveitamento de energia solar durante todo o ano. Essa característica permite traçar um panorama futuro de inúmeros benefícios, dentre eles o desenvolvimento de regiões remotas onde há um elevado custo para a instalação de redes elétricas convencionais, comparando-se ao retorno do investimento, além de proporcionar a oferta regular de energia em períodos de estiagem.

A irradiação média brasileira sob o plano horizontal é de 4,96 kWh/m²/dia, com média mínima de 4,53 kWh/m²/dia na região sul do país, e média máxima de irradiação de 5,49 kWh/m²/dia localizado na região nordeste (Pereira et al., 2017).

A Fig. 2 ilustra a distribuição de radiação solar mensal em todas as regiões do país. Pode-se observar que a região central se destaca como aquela de maior incidência de radiação solar nos meses de agosto a fevereiro.

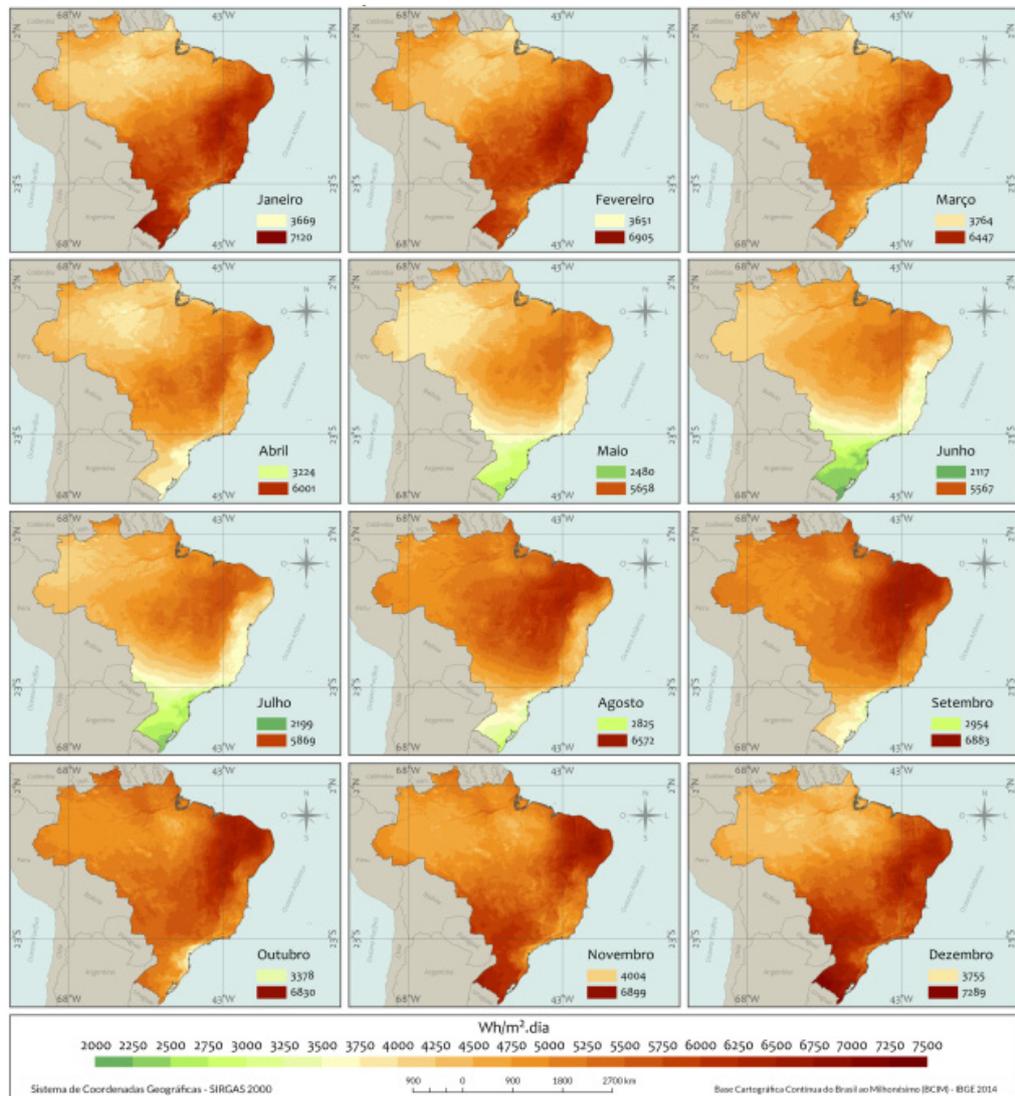


Fig. 2 - Total da irradiação solar global horizontal – médias mensais (Pereira et. al., 2017)

2.2 Caracterização dos Campi

O campus Itumbiara está localizado na região sul do estado de Goiás, cujas coordenadas geográficas são: latitude $18^{\circ} 26'$ ao Sul e longitude de $49^{\circ} 13'$ a Oeste. Os telhados que permitem receber máxima radiação solar devem possuir desvio azimutal de 50° (Noroeste) e ângulo de inclinação de aproximadamente 10 graus. O campus Uruaçu encontra-se localizado ao norte do estado, sendo sua Latitude $14^{\circ} 31' 29''$ ao Sul e na Longitude $49^{\circ} 08' 27''$. Desta forma, os telhados com orientações Leste/Oeste e desvio azimutal de 7° (Nordeste) proporcionam recebimento de máxima radiação solar. Ambos os campi estão enquadrados na modalidade tarifária A4 horo sazonal verde. De acordo com a RN 687, a potência máxima do sistema de geração distribuída de uma unidade consumidora enquadrada na modalidade tarifária A4 está limitada à demanda contratada.

2.3 Irradiação Solar nos Municípios de Itumbiara-GO e Uruaçu-GO

De acordo com dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar a irradiação solar na região onde se localiza o município de Itumbiara, apresenta um valor diário médio anual no plano horizontal de 5,24 kWh/m²/dia (Pereira et. al., 2017). A maior média diária mensal é de 5,77 kWh/m²/dia e ocorre no mês de dezembro. Já a menor média é de 4,39 kWh/m²/dia e acontece no mês de junho coincidindo com o período do solstício de inverno.

Para o município de Uruaçu-GO, o valor diário médio anual no plano inclinado é 5,31 kWh/m²/dia, sendo encontrado a maior média diária mensal de 5,74 kWh/m²/dia no mês de agosto. Já a menor média mensal é de 4,67 kWh/m²/dia registrada no mês junho. O gráfico da Fig. 3 apresenta o perfil de irradiação para o plano horizontal para as regiões avaliadas neste trabalho.

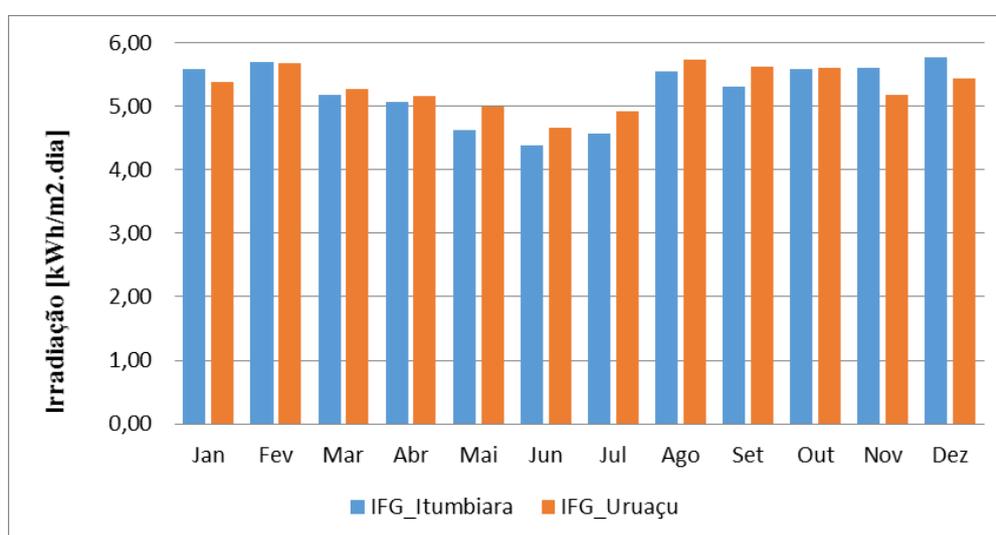


Fig. 3 - Irradiação solar diária mensal no plano horizontal para as localidades avaliadas.

2.4 Características do Consumo de Energia

O período de análise do consumo de energia no campus Itumbiara se restringiu, para este trabalho, ao ano de 2016. Importante ressaltar que sendo uma unidade consumidora do grupo A4 horo sazonal verde, o consumo é faturado considerando tarifas diferenciadas em dois postos horários diferentes, ou seja, consumo fora ponta e de ponta (18:00 e as 21:00 hrs).

No horário de ponta não há radiação solar suficiente para geração de energia pelo sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR), portanto a produção fica restrita ao horário fora de ponta. De acordo com a curva de carga da edificação e da potência instalada do sistema fotovoltaico poderá haver excedente de energia a qual será injetado na rede elétrica e, conseqüentemente, gerar créditos a serem compensados em faturas subsequentes.

A partir das faturas mensais de energia dos meses de janeiro a dezembro de 2016, obteve-se os valores de consumo conforme Tab. 1:

Mês	Consumo Fora de ponta [kWh]	Consumo Ponta [kWh]	Total [kWh]
jan/16	31.406,40	4.338,79	35.745,19
fev/16	9.568,80	721,65	10.290,45
mar/16	21.124,80	2.958,55	24.083,35
abr/16	25.963,20	4.448,30	30.411,50
mai/16	22.053,60	3.686,68	25.740,28
jun/16	17.388,00	2.971,29	20.359,29
jul/16	13.543,20	2.405,37	15.948,57
ago/16	10.454,40	1.504,44	11.958,84
set/16	16.977,60	3.051,00	20.028,60
out/16	22.356,00	3.692,52	26.048,52
nov/16	25.228,80	3.938,11	29.166,91
dez/16	22.356,00	3.692,52	26.048,52
Total	238.420,80	37.409,22	275.830,02

Tab. 1 - Consumo de energia no campus Itumbiara ano 2016

Para o campus Uruaçu a análise também foi baseada nas faturas referentes ao ano de 2016 conforme a metodologia utilizada para o campus Itumbiara. Na Tab. 2, estão registrados os dados de consumo para os meses de janeiro a dezembro do ano supracitado:

Mês	Consumo Fora de ponta [kWh]	Consumo Ponta [kWh]	Total [kWh]
jan/16	11.106,90	1668,77	12.775,67
fev/16	22.158,45	4.335,53	26.493,98
mar/16	17.908,79	2.879,33	20.788,12
abr/16	22.834,94	4.366,19	27.201,13
mai/16	23.975,77	4.984,51	28.960,28
jun/16	21.881,7	4.853,27	26.734,97
jul/16	18.093,29	4.091,84	22.185,13
ago/16	15.633,29	2.923,12	18.556,41
set/16	24.018,82	4.532,27	28.551,09
out/16	26.315,84	5.175,5	31.491,34
nov/16	23.360,77	4.528,64	27.889,41
dez/16	20.384,17	4.076,37	24.460,54
Total	247.672,73	48.415,34	296.088,07

Tab. 2 - Consumo de energia no campus Uruaçu ano 2016

Uma vez que ambas as unidades consumidoras possuem tarifas diferenciadas, de acordo com a legislação vigente, a energia gerada pelo sistema deve ser prioritariamente utilizada para abater o consumo mensal no mesmo período em que foi

gerada, ou seja no período fora de ponta. Caso a geração de energia seja maior que o consumo para este posto horário, haverá um excedente na produção mensal (crédito) o qual deve ser utilizado para compensar o consumo no horário de ponta aplicando-se um fator de ajuste (ANEEL, 2016).

Quanto aos sistemas fotovoltaicos a serem instalados nas unidades consumidoras, de acordo com a RN687, a potência nominal está limitada à demanda contratada de 250 kW para o campus Itumbiara e 180 kW para o campus Uruaçu, conforme os respectivos contratos de demanda. Os valores supracitados definem a potência nominal dos inversores fotovoltaicos o que não impede que a potência total dos módulos fotovoltaicos possa ser superior ao dos inversores. Importante observar que deve-se respeitar as condições mínimas da capacidade dos inversores, como os limites de tensão e corrente.

O dimensionamento do SFCR foi realizado tendo por objetivo garantir o auto consumo das unidades consumidoras tanto para o horário fora de ponta como para o horário de ponta conforme apresentados nas Tabs. 1 e 2. Conforme supracitado, para compensação da energia consumida no horário de ponta, deve-se aplicar um fator de ajuste à energia excedente no horário fora de ponta, para correção dos valores.

O fator de ajuste tem por objetivo diferenciar a compensação de energia para o horário de ponta tendo em vista que a produção pelo sistemas fotovoltaicos ocorrem no período fora de ponta, conforme Eq. 1 (ANEEL, 2016):

$$F_c = \frac{TE_{fp}}{TE_p} \quad (1)$$

Onde TE_{fp} é a tarifa da energia consumida no período fora de ponta e TE_p a tarifa praticada no horário de ponta. As tarifas estão descritas na Tab. 3 e correspondem aos valores praticados para modalidade horo sazonal verde do ano de 2016.

Modalidade Tarifária Verde			
	kWh Ponta (R\$)	kWh Fora de ponta (R\$)	kWh HR (R\$)
TE	0,363720	0,229290	0,229290

Tab. 3 - Tarifas de energia / Modalidade tarifária verde (CELG) - ano 2016

2.5 Critérios de Dimensionamento dos SFCRs

Dispondo da energia total consumida durante o ano de 2016 no campus e, considerando a irradiação média diária para cada mês do ano, torna-se possível estimar a energia mensal produzida pelo SFCR. Para isso é necessário calcular a potência de pico do painel fotovoltaico (P_{FV}) por meio da Eq. 2 (Pinho e Galdino, 2014):

$$P_{FV}(Wp) = \frac{E/TD}{HSP_{MA}} \quad (2)$$

Onde:

E (Wh/dia) - Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste;

HSP_{MA} (h) - Média diária anual das horas de sol pleno (HSP) incidente no plano do painel FV;

TD - Taxa de desempenho (adimensional).

Para uma análise mais precisa os resultados foram realizadas simulações com o programa *PVsyst* versão 6.64. Para ambos os SFCRs, a inclinação dos telhados foram as mesmas, isto é, 10° (Fig. 4.a). O desvio azimutal para o campus de Itumbiara é único, cerca de 50° a oeste (Fig. 4.b). Já para o campus de Uruaçu, devido as características do telhado, foi necessário orientar os módulos para a posição leste-oeste, conforme apresentados na Fig. 4 (c) e (d).

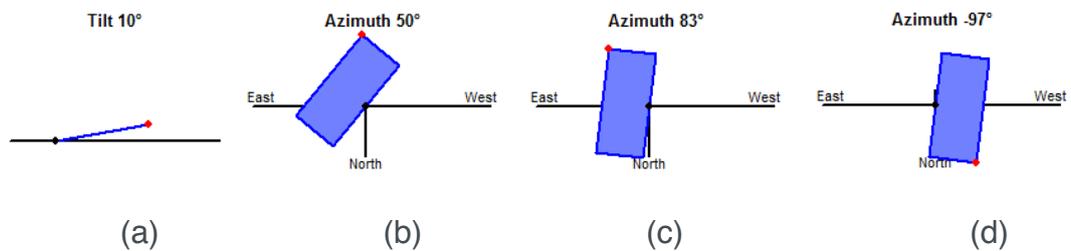


Fig. 4 - (a) Ângulo de Inclinação dos módulos; (b) Azimute para o telhado do campus de Itumbiara; (c) e (d) Azimute múltiplo para o telhado no campus de Uruaçu.

Os SFCR foram simulados utilizando módulos do fabricante *Canadian Solar*, modelo CS6K-270P, de 270 Wp cada.

3 | RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com o objetivo de avaliar qual a potência do SFCR necessária para garantir o autoconsumo de cada unidade consumidora, aplicou-se o fator de ajuste nos valores de consumo registrado para o horário de ponta resultantes das tabs. 1 e 2.

3.1 Dimensionamento dos SFCRs

De acordo com a Tab. 3 e aplicando-se os valores à Eq. 1 o fator de ajuste para a presente análise é igual a 0,630403 que será utilizado para a correção da energia excedente a ser compensada no horário de ponta.

Após a aplicação do fator de ajuste nos valores de consumo na ponta, o consumo total anual corrigido para o campus Itumbiara resultou em cerca de 297 MWh. Espera-se, portanto que o SFCR dimensionado produza energia suficiente para garantir o

autoconsumo da unidade consumidora. O valor do consumo total corrigido para o campus Uruaçu apresentou para o ano de 2016 o valor de 324,5 MWh.

A partir da energia total consumida (corrigida) durante o ano de 2016, da irradiação média diária a cada mês do ano, calculou-se a potência de pico do painel FV (PFV) por meio da Eq. 2 em ambos os campi. Foi considerando uma taxa de desempenho de 0,75 e a média diária anual das horas de sol pleno (HSP) incidente no plano dos módulos fotovoltaicos igual a 5,34 kWh/m².dia para o campus Itumbiara e igual a 5,33 kWh/m².dia para o campus Uruaçu (obtida por simulação no programa PVSyst).

Aplicando os valores resultantes na Eq. 2, obteve-se a potência de pico do SFCR no valor de 203,5 kWp para o campus Itumbiara-GO e 222,38 kWp para o campus Uruaçu-GO

Conforme estabelece a RN687 faz-se necessário a alteração do contrato de demanda do campus de Uruaçu-GO pois a potência do sistema FV para garantir o autoconsumo (compensar todo o consumo de energia requerida pela unidade consumidora) é superior à demanda contratada de 180 kW.

3.2 Simulação dos SFCR no PVSyst para os Campi do IFG, Itumbiara-GO e Uruaçu-GO

A Tab. 4 apresenta as descrições dos componentes utilizados na simulação, com o PVSyst além da potência nominal resultante da simulação para ambas unidades consumidoras.

Descrição	Itumbiara [Quant.]	Uruaçu [Quant.]	Unidade
Módulos <i>Canadian Solar</i> - CS6K-270P	720	800	un.
Inversor ABB - PRO-33.0-TL-OUTD-400	6	-	un.
Inversor ABB - TRIO-27.6-TL-OUTD	-	6	un.
Módulos em série	24	20	un.
<i>Strings</i> em paralelo	5	5	un.
Potência nominal FV	194,4	216	kWp

Tab. 4 – Características dos componentes utilizados na simulação no PVSyst

Após a simulação dos SFCR, os resultados foram tabulados e apresentados, conforme a Tab. 5.

Mês	ITUMBIARA					URUAÇU				
	Glob _{Hor}	T _{Amb}	Glob _{Inc}	E _{Prod}	Prod. Esp.	Glob _{Hor}	T _{Amb}	Glob _{Inc}	E _{Prod}	Prod. Esp.
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh	kWh/kWp	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh	kWh/kWp
Jan	173,2	25,8	167,8	25548	131,42	166,8	25,0	165,5	27750	128,47

Fev	159,5	25,9	158,3	23979	123,35	159,1	25,4	157,8	26518	122,77
Mar	160,5	25,4	161,9	24637	126,73	163,6	25,3	162,4	27541	127,5
Abr	151,9	23,8	159,6	24622	126,66	155,1	24,9	154,2	26001	120,38
Mai	143,3	22,4	152,5	23794	122,4	154,6	23,8	153,5	26281	121,67
Jun	131,6	21,5	142,8	22346	114,95	140	23,4	139	23848	110,41
Jul	141,6	22,9	152	23601	121,4	152,8	24,5	152	25877	119,8
Ago	172	24,6	184	28116	144,63	177,8	25,8	177,1	29798	137,95
Set	159,2	25,8	164,1	24846	127,81	168,9	26,1	168	28064	129,93
Out	173	26	172,6	26154	134,54	173,6	25,6	172,7	29033	134,41
Nov	167,9	25,7	163,7	25001	128,61	155,3	25	154,1	26238	121,47
Dez	179	25,1	171,3	26072	134,12	168,9	25,0	167,6	28429	131,62
TOTAL	1912,7	24,6	1950,5	298718	1536,62	1936,5	25	1923,9	325378	1506,38

Tab. 5 – Resultados da Simulação

É possível observar que os valores calculados pela Eq. 2, diferem dos valores resultantes da simulação no *PVSyst*. Para o campus Itumbiara, o valor passou de 203,5 kWp para 194,4 kWp, e para o campus Uruaçu, o valor passou de 222,38 para 216 kWp. Consequentemente, o resultado da taxa de desempenho simulada pelo programa resultou em um valor superior, resultando em uma taxa de 0,78 e 0,77 para os campi Itumbiara e Uruaçu respectivamente.

De acordo com dados da tabela, é possível perceber um pequeno ganho de desempenho para o SFCR simulado no campus Itumbiara, cerca de 2% apenas, mesmo com o dimensionamento dos SFCR ligeiramente menores, comparados aos resultados da Eq. 2.

3.2 Análise da Economia de Energia com o SFCR

A análise foi realizada considerando o consumo de energia por posto horário (Ponta e Fora de Ponta), considerando suas respectivas tarifas para o ano de 2016, incluindo os impostos (ICMS, PIS e COFINS). Os valores médios das tarifas aplicados pela concessionária local no período foram de R\$ 1,7474 para o horário ponta e R\$ 0,48151 para o horário fora de ponta. Considerando os valores encontrados nas tabs. 3 e 5, a comparação entre a energia faturada com e sem o SFCR é apresentado na Tab. 6 para o IFG campus Itumbiara.

Mês	Fatura sem SFCR ponta (R\$)	Fatura sem SFCR fora de ponta (R\$)	Fatura com SFCR ponta (R\$)	Fatura com SFCR fora de ponta (R\$)	Diferença entre as faturas (R\$)
jan/16	7.581,60	15.122,50	7.581,60	3.612,94	11.509,56
fev/16	1.261,01	4.607,47	-	-	5.868,48
mar/16	5.169,77	10.171,80	-	-	15.341,57
abr/16	7.772,96	12.501,54	-	-	20.274,50
mai/16	6.442,10	10.619,03	501,92	-	16.559,21

jun/16	5.192,03	8.372,50	-	-	13.564,53
jul/16	4.203,14	6.521,19	-	-	10.724,33
ago/16	2.628,86	5.033,90	-	-	7.662,76
set/16	5.331,32	8.174,88	-	-	13.506,20
out/16	6.452,31	10.764,64	-	-	17.216,95
nov/16	6.881,45	12.147,92	-	-	19.029,37
dez/16	6.452,31	10.764,64	-	-	17.216,95
Total	65.368,87	114.802,00	8.083,53	3.612,94	168.474,41

Tab. 6 - Energia faturada nos postos fora de ponta e na ponta antes e após a compensação para o campus Itumbiara

A análise das diferenças obtidas entre o valor pago pelo consumo sem o SFCR e o valor obtido com a operação do mesmo, permite deduzir que poderá ser alcançada uma economia anual de 93,51% sob o valor faturado. Considerando condições de geração semelhantes ao longo dos anos esse resultado seria mantido caso o SFCR permaneça funcionando normalmente.

Para o IFG campus Uruaçu, foram aplicados os mesmos critérios, e os resultados apresentados na Tab. 7 apontaram uma expressiva economia quando se considera o SFCR dimensionado para garantir o autoconsumo do campus.

Para o horário fora de ponta foi possível abater completamente o valor da fatura a pagar. Porém, para o horário de ponta, apenas o mês de dezembro não foi possível atingir a compensação total do consumo do mês. Mesmo assim, a economia anual estimada foi de R\$ 202.140,13 o que representa uma redução de 99,94% sob a fatura anual referente a energia consumida.

Mês	Fatura sem SFCR ponta	Fatura sem SFCR fora de ponta	Fatura com SFCR ponta	Fatura com SFCR fora de ponta	Diferença entre as faturas
jan/16	R\$ 2.893,51	R\$ 5.305,77	-	-	8.199,28
fev/16	R\$ 7.517,46	R\$ 10.585,09	-	-	18.102,55
mar/16	R\$ 4.992,53	R\$ 8.555,03	-	-	13.547,56
abr/16	R\$ 7.570,62	R\$ 10.908,25	-	-	18.478,88
mai/16	R\$ 8.642,74	R\$ 11.453,23	-	-	20.095,97
jun/16	R\$ 8.415,18	R\$ 10.452,89	-	-	18.868,07
jul/16	R\$ 7.094,92	R\$ 8.643,16	-	-	15.738,09
ago/16	R\$ 5.068,46	R\$ 7.468,02	-	-	12.536,48
set/16	R\$ 7.858,59	R\$ 11.473,79	-	-	19.332,38
out/16	R\$ 8.973,90	R\$ 12.571,08	-	-	21.544,98
nov/16	R\$ 7.852,30	R\$ 11.159,44	-	-	19.011,74
dez/16	R\$ 7.068,10	R\$ 9.737,52	R\$ 121,46	-	16.684,16
Total	R\$ 83.948,33	R\$ 118.313,26	R\$ 121,46	R\$ 0,00	202.140,13

Tab. 7 - Energia faturada nos postos fora de ponta e na ponta antes e após a compensação para o campus Uruaçu

3.3 Análise da Viabilidade Econômica com a Implantação do SFCR

Os campi de Itumbiara e Uruaçu foram contemplados com sistemas de geração fotovoltaica de potência igual a 70,2 kWp através de edital público do IFSuldeminas. Para estes sistemas o custo de instalação (mão-de-obra e material) foi da ordem de R\$ 6.657,14 por kWp instalado. Este valor médio foi empregado para estimar o custo de implantação considerando as potências determinadas para ambos os campi. Vale ressaltar que, diferentemente do setor privado, a administração pública os custos de serviços para a realização das obras, apresentam custo mais elevado, resultando também em um maior tempo para retorno dos investimentos.

Neste sentido, para o campus Itumbiara, a estimativa do custo total do projeto é de R\$ 1.294.148,02 sendo que a aquisição dos módulos representa a maior porcentagem dos gastos. Para o campus de Uruaçu a estimativa de custo total do projeto resultou em R\$ 1.437.942,24.

O tempo de vida útil do sistema é estimado em 25 anos, sendo que a cada ano devem ser consideradas as despesas com manutenção e por volta do décimo e do vigésimo ano é necessário considerar a troca dos inversores. Considerando o montante economizado todos os anos pelo sistema.

Para avaliar a viabilidade econômica da implantação dos sistemas fotovoltaicos tendo por meta a compensação total do consumo das unidades consumidoras utilizou-se o método do *Payback* descontado. Os resultados apontaram para o retorno do investimento de 11 anos, ou seja, apresenta viabilidade por estar dentro do período de vida útil dos módulos.

4 | CONCLUSÕES

A análise desenvolvida neste trabalho teve por objetivo dimensionar a capacidade de geração para possíveis sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) a serem instalados no IFG nos campi Itumbiara e Uruaçu, e apresentar um panorama da viabilidade e do retorno econômico dos referidos sistemas. Para tal, foi realizada a avaliação dos dados relativos ao potencial solar das regiões onde estão localizados os campi, e ao consumo de energia para o ano de 2016, das respectivas instituições de ensino.

A partir dos cálculos de dimensionamento da capacidade de geração de energia de ambos os SFCRs foram obtidos os valores de 181,43 kWp para o campus Itumbiara e 222,4 kWp para o campus Uruaçu, sendo que para a instalação deste último seria necessária a solicitação do aumento da potência disponibilizada para a instituição uma vez que o valor calculado é superior ao da demanda contratada.

Ambos os sistemas foram modelados no PVSyst, apresentando

valores ligeiramente diferente aos valores calculados, sendo eles, 194,4 kWp para o campus Itumbiara e 216 kWp para o campus Uruaçu. Diferença que está ligada às características mais completas e detalhadas no programa, como as perdas do sistema.

Os resultados das análises apontaram uma economia anual de energia para o campus Itumbiara de 93,51% no valor faturado referente ao consumo de energia. Já para o campus Uruaçu a economia anual chegou ao valor de R\$ 202.140,13 alcançando uma redução de 99,94% nos gastos com o consumo de elétrica. A avaliação econômica foi realizada utilizando o método de *Payback* descontado, o qual sinaliza a viabilidade econômica do projeto com um retorno financeiro do empreendimento em cerca de 11 anos para ambos os campi.

REFERÊNCIAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 3. ed. Brasília: ANEEL, 2008. Disponível em: <<http://www.ANEEL.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 28 de agosto de 2018.

_____. “RESOLUÇÃO NORMATIVA N_482”, de 17 de abril de 2012. Brasília, DF, 2012.

_____. “RESOLUÇÃO NORMATIVA N_687”, de 24 de novembro de 2015. Brasília, DF, 2015.

_____. Caderno Temático ANEEL: Microgeração e Minigeração Distribuída. Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 2^a edição, 2016.

_____. “RESOLUÇÃO NORMATIVA N_786”, de 17 de outubro de 2017. Brasília, DF, 2017.

PINHO, J.; GALDINO, M. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb, 2014.

IFSULDEMINAS. “RDC 01/2016 - SRP - Placas Fotovoltaicas”, 2016. DISPONÍVEL em:<<https://portal.ifsuldeminas.edu.br/pro-reitoria-administracao/compras-e-licitacoes/241-regimediferenciadodecompras>> Acesso em: 21 agosto de 2018.

IRENA INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY. “*Rethinking Energy 2017*”. Disponível em: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REthinking_Energy_2017.pdf> Acesso em 28 de agosto de 2018.

MONTEIRO JR, A; SOUZA, M.S; ALBUQUERQUE, F.L.; SOUTO, O.C.N.; SILVA, S.B. “Análise de viabilidade econômica de sistema fotovoltaico conectado à rede em prédios públicos: um estudo de caso comparativo nos estados de Goiás e Tocantins”. XIV, CEEL,2016. Universidade Federal de Uberlândia, Minas Gerais, Brasil.

PEREIRA, E.B; MARTINS, F.R; GONÇALVES, A.R; COSTA, R.S.; LIMA, F.J.L; RÜTHER, R.; ABREU, S.L; TIEPOLO, G.M; PEREIRA, S.V; SOUZA, J.G. Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2º edição. São José dos Campos. Brasil, 2017.

SILVA, S.B., SILVA, M. M., SEVERINO, OLIVEIRA, M.A.G., “A stand-alone hybrid photovoltaic, fuel cell and battery system: a case study of Tocantins, Brazil” *Renewable Energy*, 57 (2013), pp. 384-389

ESTUDO DE VIABILIDADE PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA PLANTA FOTOVOLTAICA INTEGRADA EM UM SHOPPING CENTER DE FORTALEZA - CE

Sofia da Costa Barreto

Paulo Cesar Marques de Carvalho

Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Elétrica
Fortaleza - CE

RESUMO: Com os elevados custos de energia elétrica nos grandes empreendimentos como shoppings, os empreendedores procuram uma redução nos custos energéticos. Devido aos preços cada vez mais acessíveis e aos incentivos e leis do governo, a implantação de micro e minigeração de energia elétrica, através das plantas fotovoltaicas (FV), tem atingido hoje objetivos ambientais e financeiros favoráveis. A presente pesquisa tem a finalidade de dimensionar e analisar a viabilidade da implementação de planta FV em um shopping de Fortaleza, Ceará. Após os conceitos teóricos, a área disponível para implementação do projeto FV é determinada e um estudo de sombreamento é realizado, com o programa SketchUP, para definição da área útil para o projeto; foi adotado que 90% dessa área seria utilizada, considerando um espaçamento entre os módulos FV, resultando em 3.188,11 m². Com base na área útil e os dados da demanda contratada do shopping, de valor igual a 5500 kW, é desenvolvido o dimensionamento do projeto. Por fim uma comparação entre quatro

tipos de placas FV é proposta e é desenvolvida uma análise financeira, com auxílio do programa RETScreen4. É apresentado o tempo de retorno do investimento para cada alternativa, concluindo-se assim pela viabilidade do projeto. Das 4 alternativas estudadas, a placa CdTe foi a que apresentou pior *payback*, com 8,8 anos, e menor VPL, de R\$ 2.214.785; a placa p-Si foi a que apresentou melhor *payback*, 7 anos, porém, a placa m-Si apresentou maior VPL, de R\$ 6.809.107, se tornando assim a melhor alternativa.

PALAVRAS-CHAVE: Geração fotovoltaica, Análise financeira, Dimensionamento fotovoltaico.

ABSTRACT: With the high electricity costs in large enterprises such as shoppings, entrepreneurs seek a reduction in energy costs. Due to increasingly affordable prices, incentives and government laws; the implantation of micro and mini electricity generation using photovoltaic (PV) plants has achieved favorable environmental and financial objectives. The present research has the purpose of dimensioning and analyzing the feasibility of the implementation of a PV plant in a shopping in Fortaleza, Ceará. After the theoretical concepts, the available area for implementation of the PV project is determined and a shading study is carried out with the SketchUP program, in order

to have a useful area for the project; it was considered the use of 90% of this area, considering a space between the PV modules, resulting in 3188.11 m². Based on the usable area and the shopping contracted demand data, equal to 5500 kW, the project design is developed. Finally, a comparison between four types of PV panels is proposed and a financial analysis is carried out with the help of the RETScreen4 program. The time of return of the investment is presented for each alternative, thus concluding the viability of the project. Of the 4 studied alternatives, the CdTe panel presented the worst payback, with 8.8 years, and lowest NPV, of R \$ 2,214,785; the p-Si panel presented the best payback, 7 years, however, the m-Si plate presented the highest NPV of R \$ 6,809,107, thus becoming the best alternative.

KEYWORDS: Photovoltaic Generation, Financial analysis, Photovoltaic Sizing.

1 | INTRODUÇÃO

A matriz energética brasileira é composta em sua maior parte por hidrelétricas, a qual em 2016 representou 68,1% da oferta interna de energia. Porém, a forte dependência do país a este tipo de fonte tem demonstrado suas consequências nos últimos anos. O longo período de estiagem sobre importantes bacias hidrográficas do país, tem trazido o racionamento energético e o aumento da tarifa de energia elétrica.

A energia solar, é uma das mais promissoras alternativas energéticas do futuro, por ser inesgotável na escala terrestre de tempo. O Brasil possui altos índices de irradiação solar, entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano, segundo AHK ([201-]), a área com a menor irradiação solar no sul do Brasil, se encontra até 20% mais irradiada do que a área mais irradiada da Alemanha, um dos maiores produtores de energia solar.

O alto consumo de energia elétrica em shopping centers (muitas vezes, 45% dos gastos destas empresas) aliado a grandes áreas inutilizadas, como os terraços e cobertura de estacionamentos, faz da geração solar fotovoltaica (FV) ser uma boa opção para utilização em empreendimentos desse tipo.

O shopping em estudo, situado em Fortaleza, CE, possui uma grande área exposta ao sol, a qual soma mais de 5000m². A área disponível está presente no último piso (L3) e será descrita com mais detalhes adiante.

Dada a motivação do alto consumo de energia elétrica em shopping centers, da necessidade de diversificação da matriz energética do país e dos altos índices de irradiação solar no Brasil, a presente pesquisa tem o objetivo de propor a implementação de um projeto básico de um sistema FV integrado em um shopping center de Fortaleza - CE.

2 | REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Energia solar fotovoltaica

O Sol é um recurso inesgotável de energia, levando em consideração a escala de tempo de vida no planeta Terra. Segundo Pereira et al. (2017, p. 15), “a taxa de energia emitida pelo Sol é aproximadamente constante há bilhões de anos com uma potência atual da ordem de $3,86 \cdot 10^{26}$ W.”

A conversão direta da energia solar em energia elétrica, resulta dos efeitos da irradiação sobre determinados materiais semicondutores, através do efeito FV. O efeito FV, relatado por Edmond Becquerel, em 1939, “é o efeito em que os fótons da luz estimulam os elétrons a saltar para a camada de condução, que sob condições favoráveis irá originar uma tensão e corrente elétrica.” (Santiago, Rocha e Carvalho, 2016, p. 2).

O comportamento elétrico da célula solar pode ser descrito por meio de poucas grandezas, facilitando, dessa forma, a comparação de diferentes células entre si. Os principais parâmetros para caracterizar uma célula solar são lidos a partir da curva característica (Borges Neto e Carvalho, 2012):

- Corrente de curto-circuito (I_{sc}): Nesse caso, não há tensão externa na célula solar; a corrente é a maior possível;
- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): Nesse caso, não há corrente externa que supere a diferença de potencial entre as regiões dopadas;
- Ponto de potência máxima (MPP): Ponto de operação no qual a potência entregue alcança o maior valor. A respectiva corrente e tensão nesse ponto são I_{MPP} e V_{MPP} ;
- Fator de forma (FF): Relação entre a potência no MPP e o produto da corrente de curto-circuito vezes a tensão de circuito aberto. Valores usuais para células solares ficam entre 70 e 80%;
- Rendimento (η): Relação entre a potência no MPP e a potência total da luz incidente. Células solares de Si normalmente encontradas no comércio alcançam rendimentos de 13 a 15%.

A energia solar possui baixa manutenção, longa vida útil, possibilidade de ser instalada praticamente em qualquer lugar e é uma energia limpa e silenciosa. Das desvantagens da energia solar pode citar-se o alto custo de aquisição, a dependência climática, o fato de não produzir energia durante a noite e as formas de armazenamento da energia solar serem pouco eficientes quando comparadas por exemplo com os combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás).

2.2 Funcionamento do sistema solar FV

Um sistema solar FV conectado à rede possui dois equipamentos principais e fundamentais: os painéis FV e o inversor. Além deles são necessários também os

dispositivos de proteção e de medição.

Os painéis FV convertem a energia solar em energia elétrica, em corrente contínua. Essa corrente é conduzida para o inversor, o qual converte a energia recebida em corrente contínua para corrente alternada, para ser usada em casa ou para ser injetada na rede. Para exportar a eletricidade gerada para a rede (GD), é necessário um medidor bidirecional, que mede a energia gerada e a energia consumida, possibilitando assim contabilizar os créditos de energia ao final do mês (Fotaic energia solar, 2016).

Quando o fornecimento de eletricidade do estabelecimento é feito em alta tensão, o sistema tem que conter ainda um transformador elevador para adequar o nível de tensão de saída do inversor e poder injetar a energia gerada na rede. O esquema do funcionamento do sistema FV, em baixa tensão, pode ser observado na figura 1.

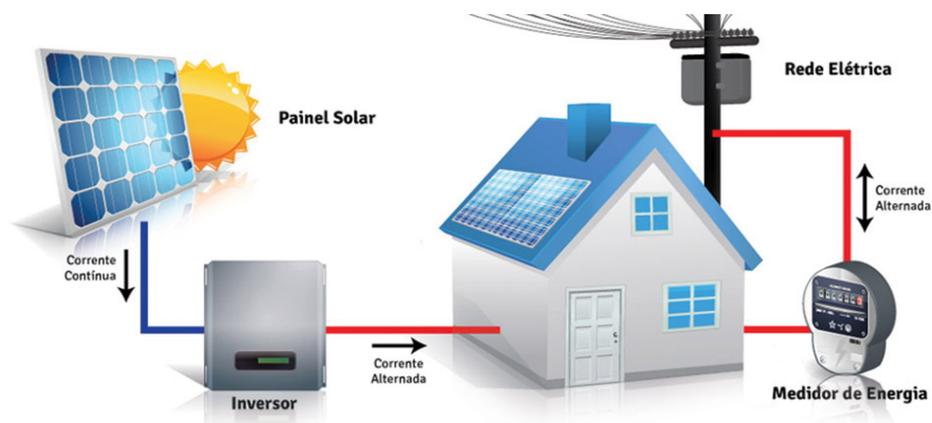


Figura 1 – Esquema sistema FV. Fonte: Espaço Luz energia fotovoltaica, [201-].

2.3 Tipos de painéis FV

As células FV são divididas em dois grupos: silício cristalino e filmes finos. O silício cristalino (c-Si) é a tecnologia mais tradicional (representa mais de 85% do mercado), é considerada uma tecnologia consolidada e confiável e possui a melhor eficiência comercialmente disponível. Faz uso de lâminas cristalinas, relativamente espessas, o que aumenta os custos de produção. Pode ser do tipo:

a) Silício monocristalino (m-Si):

É a tecnologia mais antiga e também uma das mais caras, porém possui alta eficiência (entre 14 e 21%) com relação a outras tecnologias. São produzidos através de um único cristal puro de silício, que é cortado em lâminas individuais. Possui cor uniforme, indicando silício de alta pureza, e cantos tipicamente arredondados. Quanto maior a pureza do silício, melhor será a conversão de luz solar em energia elétrica;

b) Silício policristalino (p-Si):

Apresenta menor eficiência de conversão (entre 13 e 16,5%) em comparação

com o monocristalino, porém com menor custo de produção. Possui processamento mais simples e menor perfeição cristalina. Os cristais de silício são fundidos em um bloco, preservando a formação de múltiplos cristais (daí o nome ser policristalino).

Os painéis FV de filmes finos tem uma modesta participação no mercado. Existem dificuldades associadas à disponibilidade dos materiais, vida útil e rendimento das células. Na sua produção, o material é colocado diretamente sobre uma superfície, como o vidro ou metal, por exemplo. O material pode ser:

c) Silício amorfo (a-Si):

Exige um gasto menor de silício, se tornando mais barato, porém, menos eficiente. Os módulos disponíveis no mercado estão na faixa de 8-9% de eficiência. Esta tecnologia não é afetada pela temperatura de operação. Uma outra vantagem é que este material pode ser utilizado como material de revestimento na edificação (Portal solar, [201-]).

d) Telureto de Cádmio (CdTe):

A eficiência opera normalmente na faixa de 9-11%. Os custos de produção são atrativamente baixos, porém, como são pouco utilizados no Brasil, possuem um custo mais elevado (Lei da oferta e da procura). A baixa abundância dos elementos envolvidos e sua toxicidade são aspectos que devem ser levados em conta (Santiago, Rocha e Carvalho, 2016).

e) Cobre, índio e gálio seleneto (CIS/CIGS):

Em comparação com as outras tecnologias de filme-fino acima, as células solares CIGS mostraram o maior potencial em termos de eficiência. Estas células solares contêm menos quantidades do cádmio (material tóxico que é encontrado em células solares de CdTe). Tem eficiência entre 10-12% e já existem alguns sendo vendidos no Brasil passando dos 13% (Portal solar, [201-]).

Detalhes como a tecnologia do módulo FV, sombreamento, inclinação do painel FV, orientação geográfica, irradiação e análise da fatura de energia elétrica do consumidor, são importantes pontos a serem levados em consideração em um projeto FV, como poderemos observar mais adiante.

2.4 Geração FV em shopping Centers

Os elevados custos com energia elétrica em empreendimentos como shopping centers representam grande preocupação aos empreendedores. Muitas vezes, a fatura de energia significa um dos maiores custos destas empresas, ficando atrás somente

da folha de pagamento, segundo estudo divulgado pela ABRASCE, a fatura pode chegar a 45% dos gastos (Abegás, 2013). Os shoppings brasileiro estão investindo cada vez mais em medidas de eficiência energética, a qual pode-se incluir a geração de energia solar.

Somado a esses elevados custos com energia elétrica, os shoppings contam com muitas áreas inutilizadas, como as coberturas dos estabelecimentos e dos estacionamentos, sendo boa oportunidade para a implantação de sistemas FV.

O primeiro shopping center do Brasil a produzir eletricidade a partir da geração FV foi o Shopping Plaza Casa Forte, localizado em Recife. Com um investimento de R\$ 300 mil, o shopping conta com 156 painéis instalados no estacionamento e potência instalada 38,22 kW. Existem ainda projetos em fase de execução para outros shopping centers no Brasil. Esses empreendimentos também poderão alugar telhados para geração FV, contudo, este tema ainda está em fase de estudo. Segundo Magnabosco (2015, página única), “[...] preocupado em viabilizar o aumento da oferta de energia no curto e médio prazos, o Ministério de Minas e Energia (MME) estuda a possibilidade de autorizar proprietários de indústrias e shopping centers, por exemplo, a alugarem seus telhados para empresas geradoras de energia. Nesses locais seriam instalados painéis fotovoltaicos, com capacidade de geração de energia a partir da incidência dos raios solares.”

3 | CARACTERIZAÇÃO DO SHOPPING CENTER

O shopping Center em estudo é um dos mais recentes shoppings de Fortaleza - CE, inaugurado em Outubro de 2016. Com uma Área Bruta Locável (ABL) de 54.865 m², nas quais apenas aproximadamente 54,5% em funcionamento e área construída de 159.396 m² com diversificado mix de lojas e equipamentos de lazer.

O shopping recebe alimentação em Alta Tensão (69 kV) da Enel (concessionária local). O empreendimento é consumidor Grupo A3, série B-2, tarifa horo-sazonal azul. Caracteriza-se por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e a época do ano (período seco e período úmido). O horário de ponta na cidade de Fortaleza – CE é entre as 17:30 e 20:30. O período úmido entre dezembro e abril e o período seco entre maio e novembro.

O shopping center conta com uma grande área disponível no pavimento L3, a saber 5082m², exposta ao sol, sendo uma boa oportunidade para se utilizar a geração FV. A figura 2 mostra a planta baixa da cobertura do shopping, a área disponível está destacada em verde. A área em questão possui chão de laje impermeável e está a uma altura de 16,87m do solo.

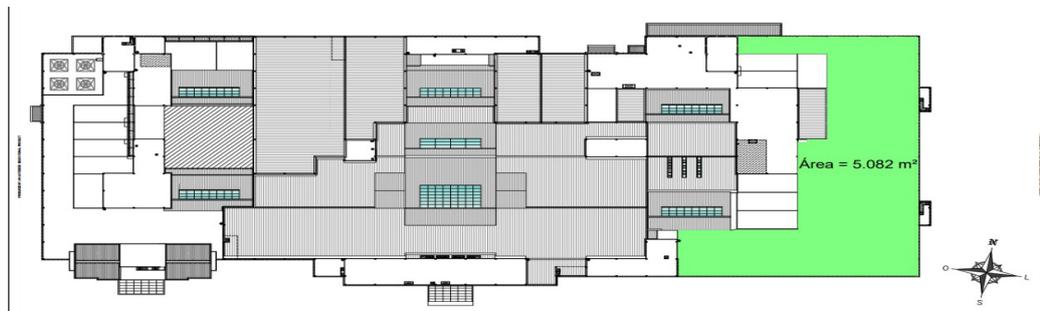


Figura 2 – Planta baixa da cobertura do shopping com indicação da área disponível.

Além de ter essa área disponível, o shopping tem uma ótima localização geográfica, Fortaleza – CE, que se encontra próximo à linha do Equador. Encontra-se também em um bairro onde a predominância de residências são casas, não tendo portanto, prédios mais altos que a instalação para atrapalhar a geração FV, conforme figura 3.



Figura 3 – Foto do shopping center com indicação de área disponível para geração FV.

De conhecimento da área disponível para o projeto, pode-se dar continuidade ao estudo do projeto.

4 | ESTUDO DO SOMBREAMENTO

Para instalar sistemas FV com potências elevadas, faz-se necessário associar módulos em série e em paralelo com o objetivo de obter valores de tensão e corrente apropriados para a aplicação que se deseja.

Possíveis sombreamentos de células FV podem ocasionar perdas na geração de energia elétrica, pois, como os módulos FV são associados em série, se uma ou mais célula recebe menos irradiação solar do que as células do mesmo conjunto, a corrente total vai ser limitada pela célula de menor corrente. Outro fator importante da decorrência do efeito do sombreamento é o risco de danos ao módulo, pois, “uma célula que estiver sombreada pode funcionar como carga para as demais células

ocasionando uma dissipação exagerada de potência sobre ela e, por consequência, provocando um aquecimento que pode causar danos à célula. Esse fenômeno é conhecido como *hot-spot heating* (pontos quentes).” (Rampinelli e Krenzinger, 2006, p. 2).

O gráfico 1 exibe o efeito do sombreamento em apenas uma das células de um dos 4 módulos em série em um sistema FV. Como a corrente no módulo sombreado foi reduzida, a corrente total do sistema é reduzida também.

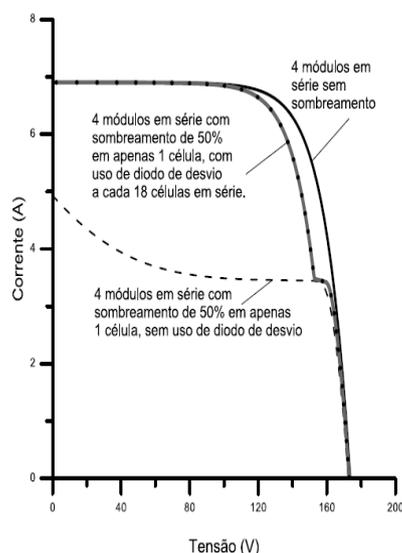


Gráfico 1 – Curva I-V para 4 módulos conectados em série.

Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

Para evitar essa ocorrência, são utilizados diodos de desvio, chamados *bypass*, que auxiliam com um caminho paralelo a corrente, diminuindo as perdas por dissipação de potência no módulo sombreado. Nesse caso, a célula sombreada não gera energia elétrica, mas também não se comporta como carga para as demais células do módulo.

Quando a célula não estiver sombreada, o diodo *bypass* encontra-se reversamente polarizado, não permitindo que por ele circule corrente elétrica. No entanto, quando uma célula estiver sombreada, o mesmo encontra-se diretamente polarizado permitindo que por ele circule corrente. (RAMPINELLI; KRENZINGER, 2006).

4.1 Área útil para instalação dos módulos FV

O estudo do sombreamento do local é um elemento chave no projeto da instalação de módulos FV. Na presente pesquisa, a análise de sombreamento foi realizada com a ajuda do programa *SketchUP* que, com uma base de dados, trabalha em conjunto com um mapa da área via satélite.

Após a modelagem tridimensional do shopping e sua correta localização geográfica (através da ferramenta “*Geo-Location*” do *SketchUP*), foi feita a análise

de sombreamento através da simulação da trajetória solar em diferentes horários e meses do ano.

O primeiro estudo foi realizado para a projeção das sombras no solstício de inverno (21 de Junho) e de verão (21 de Dezembro), de 7:00h às 17:00h. Foram escolhidos os solstícios de inverno e verão pois é o momento em que o sol atinge o maior grau de afastamento angular da linha do Equador.

Através da análise da variação da trajetória do sol, optou-se por considerar como área sombreada, a região que é atingida pela sombra no período diário das 8:00h às 16:00h. É durante este horário que a intensidade da irradiação solar é mais elevada.

No segundo estudo foi possível delimitar a área atingida pela sombra, traçando-se uma linha contornando a sombra nos horários escolhidos (8:00h e 16:00h), no solstício de verão e de inverno (figura 4). Pode-se observar a área útil para a aplicação de módulos FV na figura 5.

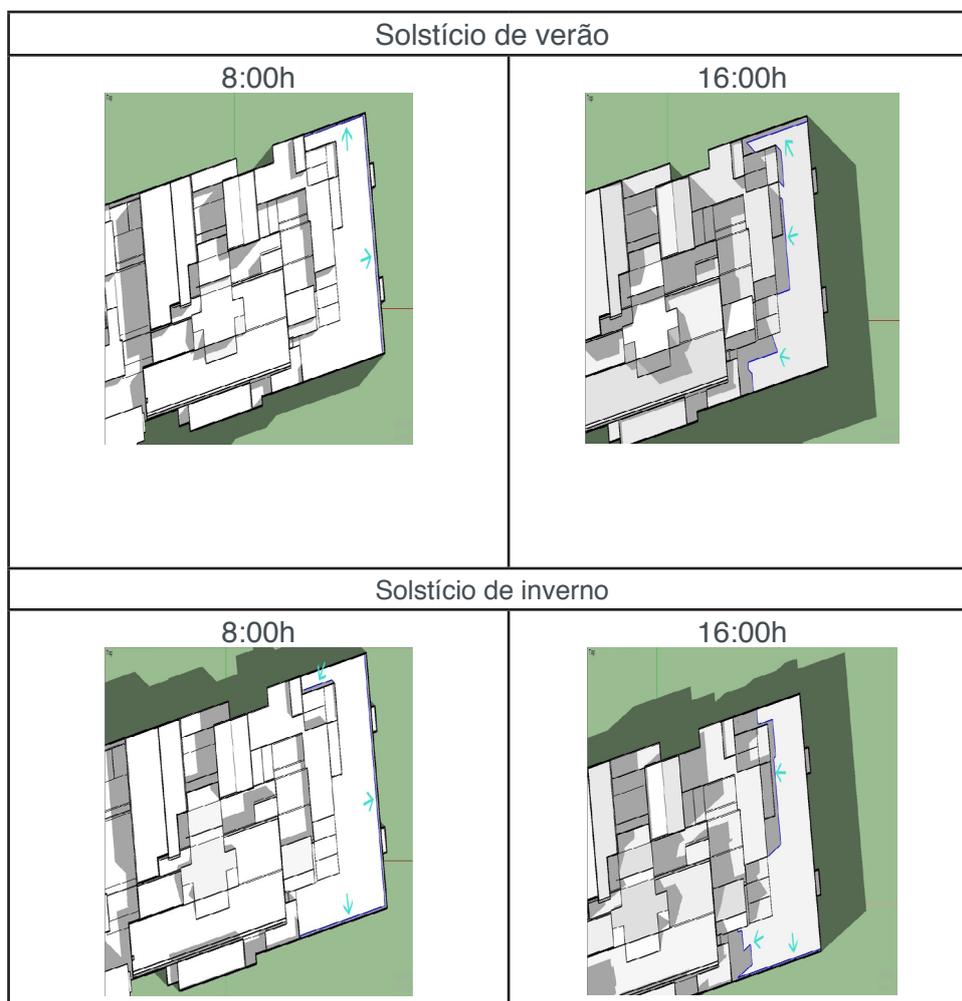


Figura 4 – Contornando o sombreamento para o shopping em estudo.

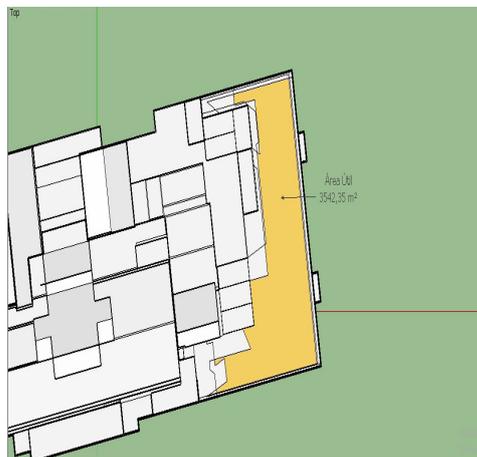


Figura 5 – Área útil para instalação dos painéis FV.

A área útil para a aplicação de células FV resulta então em 3542,35m², o que corresponde a 69,7% da área disponível, ou seja, boa parte da área disponível pode ser utilizada sem que o sombreamento atrapalhe a produção de energia elétrica, mais uma comprovação das boas condições do local para este tipo de investimento.

5 | DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

5.1 Análise da fatura de energia elétrica do consumidor

O consumo médio mensal e diário de energia elétrica foi determinado a partir das faturas de energia do meses de novembro de 2016 (inauguração do shopping) até outubro de 2017, conforme apresentado na tabela 1.

A média de consumo mensal neste período foi de 1.270.817 kWh, já a média de consumo diário foi de 42.361 kWh. A demanda contratada é de 3300 kW fora ponta e 2200 kW ponta.

Consumo (kWh)			
Mês	Hora ponta	Fora ponta	TOTAL
Nov/16	134.800	1.406.400	1.541.200
Dez/16	151.900	1.374.100	1.526.000
Jan/17	132.100	1.058.300	1.190.400
Fev/17	129.700	1.075.600	1.205.300
Mar/17	106.100	956.500	1.062.600
Abr/17	116.400	1.016.800	1.133.200
Mai/17	130.100	1.221.400	1.351.500
Jun/17	137.700	1.110.900	1.248.600
Jul/17	130.400	1.112.200	1.242.600
Ago/17	137.500	1.166.200	1.303.700
Set/17	121.300	1.040.900	1.162.200

Out/17	125.500	1.157.000	1.282.500
		Média mensal anual	1.270.817
		Média diária	42.361

Tabela 1 – Fatura de energia elétrica do consumidor.

Pode-se notar pela tabela 1 que os meses de maior consumo são novembro e dezembro, relacionados aos meses de inauguração do shopping e final de ano, em que o movimento no comércio é mais elevado; vale salientar também que o mesmo adotou alternativas para diminuir o consumo de energia elétrica a partir do mês de dezembro. Além desses meses, maio e agosto tiveram consumo acima da média mensal.

5.2 Irradiação solar

Os dados de irradiação solar foram obtidos através do programa *RETScreen4*, o qual será utilizado para os cálculos de tempo de retorno do investimento, no capítulo 6. O *Software RETScreen4* é um programa para análise de viabilidade de projetos de energia limpa, baseado em Excel, que determina a viabilidade técnica e financeira de projetos de eficiência energética, energias renováveis e cogeração.

A irradiação solar diária horizontal e irradiação solar diária inclinada de 12 meses e a irradiação diária média anual são demonstradas na tabela 2. A média anual de irradiação solar diária horizontal para cidade de Fortaleza é de 5,56kWh/m²/dia e inclinada é de 5,46 kWh/m²/dia.

Mês	Irradiação solar diária – horizontal kWh/m ² /d	Irradiação solar diária – inclinada kWh/m ² /d
Janeiro	5,33	5,52
Fevereiro	5,14	5,21
Março	4,67	4,62
Abril	4,53	4,36
Mai	5,03	4,68
Junho	5,00	4,57
Julho	5,69	5,19
Agosto	6,19	5,81
Setembro	6,25	6,09
Outubro	6,47	6,53
Novembro	6,36	6,59
Dezembro	6,06	6,35
Anual	5,56	5,46

Tabela 2 – Dados de irradiação solar em Fortaleza – CE.

Pode-se observar que a menor irradiação solar diária são entre os meses de março a junho, considerados os meses chuvosos na cidade de Fortaleza – CE, prevalecendo uma elevada irradiação o resto do ano.

5.3 Orientação geográfica e inclinação dos painéis FV

Para maximizar a captação e a geração de energia elétrica ao longo do ano, é importante levar em consideração a orientação geográfica e a inclinação dos painéis FV.

A orientação ideal para os módulos FV, no hemisfério sul, é para o norte geográfico. Pode-se observar na figura 6 o norte geográfico no local em estudo.

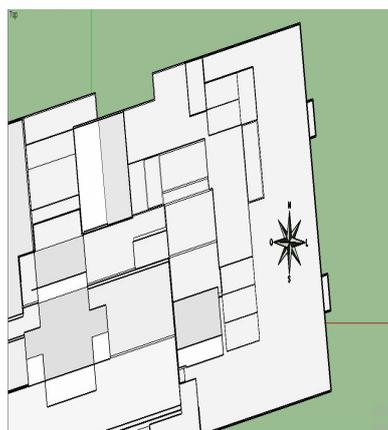


Figura 6 – Correta orientação dos painéis no local em estudo.

Quanto a inclinação dos módulos FV, de acordo com Ribeiro (2015), deve ser levado em consideração a tabela 3.

Latitude Local	Ângulo de Inclinação Recomendado
0° a 10°	$\varphi = 10^\circ$
11° a 20°	$\varphi = \text{latitude}$
21° a 30°	$\varphi = \text{latitude} + 5$
31° a 40°	$\varphi = \text{latitude} + 10$
41° ou mais	$\varphi = \text{latitude} + 15$

Tabela 3 – Ângulo de inclinação recomendado para os módulos FV.

A latitude de Fortaleza é de 3° sul, portanto, a inclinação adotada deve ser 10°, para favorecer uma autolimpeza dos módulos devido ao acúmulo de partículas que podem atrapalhar o funcionamento do painel.

5.4 Painéis fotovoltaicos

A escolha da placa FV envolve fatores como eficiência, área ocupada, potência nominal e preço. Para efeito de comparação, foram escolhidas 4 painéis de tecnologias

diferentes: 2 de fi1 me fino e 2 de Silício (Si) cristalino. Os painéis de filmes finos escolhidas utilizam tecnologia Si Amorfo (a-Si) e Telureto de Cádmiio (CdTe); os painéis de Si cristalino escolhidas usam Si Monocristalino (m-Si) e Si policristalino (p-Si) de diferentes potências e eficiências.

A quantidade de placas a serem adotadas foi calculada através da fórmula 1.

$$Qntd\ placas = \frac{\text{área útil disponível} \times Fa}{\text{área do módulo FV}} \quad (1)$$

Em que a área útil disponível foi de 3542,35 m², encontrada no tópico 4.1; Fa é o fator de área, de 0,9, adotado para se obter um espaçamento entre os módulos necessário para futuras manutenções preventivas e corretivas do sistema e a área do módulo FV é a área de cada módulo a ser utilizado. Os painéis escolhidos e suas características podem ser observados na tabela 4.

Alternativa	Tecnologia	Fabricante	Potência (W)	Área do painel FV (m ²)	Eficiência	Potência instalada (kW)	Quantidade de placas
1	a-Si	Q-Cells	145	1,78	8,16%	259,69	1791
2	CdTe	BP Solar	80	1,21	8,60%	210,72	2634
3	m-Si	Sunpower	320	1,62	19,62%	629,44	1967
4	p-Si	Kyocera	215	1,49	14,48%	459,88	2139

Tabela 4 – Painéis FV escolhidos para efeito comparativo

Em princípio, a eficiência não deve nortear a escolha do módulo a não ser que a área disponível para instalação seja um fator restritivo, o que não é o caso, pois o shopping dispõe de uma boa área disponível. Devem ser levados em consideração não só a eficiência mas também o custo e a durabilidade da placa.

5.5 Estimativa de custos

Para a determinação dos custos envolvidos no estudo de implementação da planta FV, considerou-se a tabela do Histórico de Preços de Sistemas fotovoltaicos – Preços consumidos – Geração Distribuída – Brasil (Greener, 2017). Essa tabela foi elaborada pela empresa Greener, a qual realizou uma pesquisa de mercado entrevistando 454 empresas no período de 31 de maio a 23 de junho de 2017, com amostragem de empresas de todo o país.

Como a tecnologia de painéis FV mais utilizada no Brasil é a de Silício Policristalino, considerou-se que os valores da pesquisa realizada pela Greener seriam referentes a esta tecnologia. Os valores dessa tabela, levam em consideração o sistema FV como um todo, desde o projeto de implantação, módulos e inversores utilizados até a instalação dos mesmos. A composição do preço com relação aos componentes necessários nas instalações FV podem ser observados no gráfico 2.

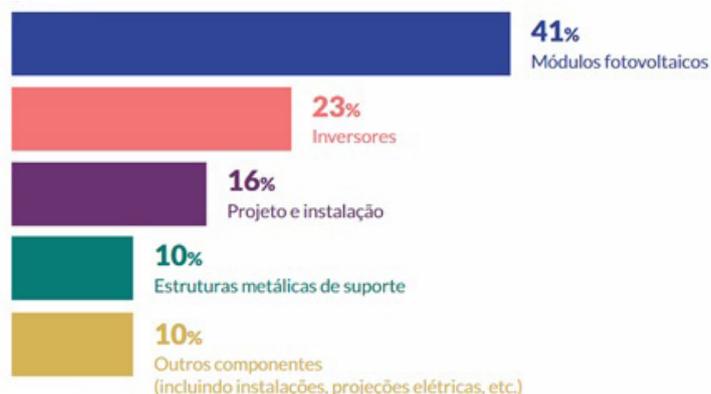


Gráfico 2 – Composição do custo total da instalação de um sistema FV.

Fonte: IDEAL, 2017.

Uma vez que a pesquisa realizada pela Greener acerca do preço do sistema FV só leva em consideração a tecnologia p-Si, foi necessário estimar os valores das outras tecnologias (a-Si, CdTe e m-Si). Essa estimativa foi feita a partir de uma média dos valores encontrados no mercado. Os valores médios por Wp encontrados foram:

- a-Si = R\$ 4,12/Wp;
- CdTe = R\$ 4,57/Wp.
- m-Si = R\$ 3,66/Wp;
- p-Si = R\$ 2,83/Wp;

Os valores mercadológicos dos diferentes tipos de painéis foram utilizados com a finalidade de estabelecer e fundamentar a relação de precificação entre os diferentes sistemas analisados. A partir disso, construí-se uma equivalência para cada tipo de placa com base nos valores unitários comerciais e os valores encontrados na pesquisa realizada pela Greener para Junho/2017. Obteve-se os valores finais por Wp para cada tipo de placa, como pode-se ver na tabela 5.

Alternativa	Tecnologia	Fabricante	Potência (W)	Eficiência	Quantidade de painéis	Potência nominal Sistema (kW)	Valor do Wp
1	a-Si	Q-Cells	145	8,16%	1791	259,69	R\$ 5,45
2	CdTe	BP Solar	80	8,60%	2634	210,72	R\$ 5,72
3	m-Si	Sunpower	320	19,62%	1967	629,44	R\$ 4,82
4	p-Si	Kyocera	215	14,48%	2139	459,88	R\$ 4,38

Tabela 5 – Resumo sistema para cada tipo de placa

6 | ANÁLISE FINANCEIRA E RESULTADOS

Para análise financeira da planta FV foi utilizado o programa *RETScreen4*. Foi adotada as tarifas da fatura de energia elétrica do consumidor no horário fora de ponta, que é o horário em que o sistema FV estará produzindo mais eletricidade. Foi considerado uma inflação de 6,29%, referente ao ano de 2016 (Cury, Boeckel e Cavallini, 2017). O tempo de vida útil dos painéis adotado foi de 25 anos, igual para todas as alternativas. A energia exportada para rede por cada sistema, pode ser observada na tabela 6.

Com os valores estimados, pôde-se fazer a análise financeira e estudo de viabilidade no programa *RETScreen4* com base no tempo de retorno (*payback*), Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) de cada investimento.

O resumo dos resultados obtidos podem ser observados na tabela 6, para melhor comparação.

Alternativa	Tecnologia	Potência instalada (kW)	Energia exportada para rede (MWh)	Investimento inicial (R\$)	Tempo de Retorno (anos)	VPL (R\$)	TIR
1	a-Si	288,55	480,79	1.486.033	7,7	3.356.873	12,30%
2	CdTe	234,16	377,33	1.271.255	8,4	2.529.302	11,10%
3	m-Si	699,52	1086,09	3.276.552	7,5	7.662.375	12,70%
4	p-Si	511,055	793,47	2.139.276	6,7	5.852.480	14,40%

Tabela 6 – Resultados obtidos

7 | CONCLUSÃO

A presente pesquisa tem como objetivo dimensionar e estudar a viabilidade financeira da implantação de uma usina FV integrada em um shopping center de Fortaleza, Ceará. Como primeira etapa, foi realizado um estudo de sombreamento no local, nos solstícios de inverno e verão, resultando em uma área útil de 3542,35 m², o que significa que 69,7% da área disponível pode ser utilizada para geração FV sem que o sombreamento atrapalhe. Para o dimensionamento foi considerado ainda uma margem de 10% de espaçamento entre os módulos FV para futuras manutenções preventivas e corretivas, resultando em uma área de 3.188,11 m² para instalação dos módulos. Adicionalmente, o shopping em estudo se encontra em um bairro que tem predominância de casas e a área para instalação dos módulos FV está a uma altura elevada do solo (cerca de 16 metros), sendo mais difícil ter obstáculos gerando sombras e atrapalhando na geração de eletricidade. Todos esses fatores comprovam as boas condições para implementação de geração FV no shopping em estudo.

O estudo de viabilidade financeira foi realizado com a ajuda do programa *RETScreen4*, que a partir do valor do Wp estimado de cada tecnologia de placa

analisada, gerou o gráfico do tempo de retorno (*payback*), o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR) para cada alternativa. As quatro alternativas estudadas apresentam VPL positivo, sugerindo que são viáveis e que possuem investimento justificável e atrativo. A pior alternativa foi a tecnologia CdTe, a qual possui maior *payback* (8 anos e 8 meses), menor VPL (R\$ 2.214.785), menor TIR (10,4%) e menor taxa de eletricidade exportada para rede (339,56 MWh). A placa p-Si foi a que apresentou melhor TIR (14,4%) e melhor *payback*, com 7 anos, porém a placa m-Si possui o maior VPL, de R\$ 6.809.107, se tornando assim a melhor alternativa. A placa m-Si possui ainda a maior taxa de eletricidade exportada para rede (977,28 MWh) e um bom tempo de retorno, 7 anos e 7 meses. A placa a-Si também possui um bom tempo de retorno próximo ao da placa m-Si, de 8 anos e 1 mês. Grande parte disso se deve também aos altos índices de irradiação na cidade de Fortaleza.

O projeto pode ainda ter um impacto positivo na demanda contratada do shopping, pois o horário em que ocorre a maior geração FV coincide com o horário em que ocorre o pico da demanda de energia elétrica do shopping, referente à grande parcela da carga de ar condicionado nos horários de maiores temperaturas.

Podem ser consideradas para futuros estudos outras áreas para aplicação de geração FV, como a área da cobertura do shopping e o estacionamento da área externa, aumentando assim a geração FV e aproveitando ainda mais as áreas disponíveis do shopping.

Assim, o objetivo do presente estudo foi alcançado, concluindo-se que a implementação de geração FV no shopping é viável para todas as tecnologias FV estudadas e que o shopping em estudo possui grande potencial para geração FV.

REFERÊNCIAS

Abegás, 2013. **Energia mais barata nos shopping centers**. Disponível em: <<http://www.abegas.org.br/Site/?p=16685>>. Acesso em: 11 novembro 2017.

AHK, [201-]. **Energia Solar**. Disponível em: <<http://ahkbusiness.de/pt/energias-renovaveis/perfil-do-setor-eletrico/energia-solar/>>. Acesso em: 14 novembro 2017.

M. R. Borges Neto; P. C. M. Carvalho: **Geração de Energia Elétrica - Fundamentos**; Editora Érica, 2012 (ISBN 978-85-365-0422-3)

Cury, A., Boeckel, C., Cavallini, M., 2017. **Inflação oficial fecha 2016 em 6,29%, diz IBGE**. G1. Disponível em: <<https://g1.globo.com/economia/noticia/inflacao-oficial-fecha-2016-em-629-diz-ibge.ghtml>>. Acesso em: 15 novembro 2017.

Espaço luz energia fotovoltaica, [201-]. **Sistema on grid**. Disponível em: <<http://www.espacozluzfotovoltaica.com.br/sistema/>>. Acesso em: 09 novembro 2017.

Fotovoltaica energia solar, 2016. **Manual da energia solar**.

Greener, 2017. **Análise do mercado fotovoltaico de geração distribuída**.

Ideal, 2017. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica**.

Magnabosco, A., 2015. **Indústrias e shoppings poderão alugar telhados para gerar energia solar.** Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,industrias-e-shoppings-poderao-alugar-telhados-para-gerar-energia-solar,1650116>> acesso em: 11 novembro 2017

Pereira et al, 2017. **Atlas Brasileiro de energia solar.**

Pinho, J. T.; Galdino, M. A. **Manual de Engenharia para sistemas Fotovoltaicos.** Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, CEPEL – CRESESB, edição revisada e atualizada, Rio de Janeiro, março 2014.

Portal solar, [s.d]. **Tipos de painel solar fotovoltaico.** Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: 10 novembro 2017.

Rampinelli, G.A., Krenzinger, A., 2006. **Efeito do sombreamento em células de uma associação de módulos fotovoltaicos.**

Ribeiro, A., 2015. **Análise da Influência da Localização, Área e Forma de Sítios no Potencial de Geração de Energia Elétrica de Pequena Escala no Brasil: Um Método para as Fontes Solar e Eólica.** Dissertação de Doutorado, UFRJ, Rio de Janeiro.

Santiago, M. V., Rocha, D. A., Carvalho, G. L., 2016. **Estudo de caso do dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico no Campus João Pinheiro II do Centro Universitário UNA.**

ESTUDO DO COMPORTAMENTO E QUALIDADE FÍSICO-QUÍMICA DO ABACAXI SECADO EM SECADOR HÍBRIDO SOLAR-ELÉTRICO

Raphaela Soares da Silva Camelo

Universidade Federal Fluminense, Escola de Engenharia,
Niterói - Rio de Janeiro

Juliana Lobo Paes

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,
Departamento de Engenharia, Seropédica - Rio de Janeiro

Milena Araujo Silva

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,
Departamento de Engenharia, Seropédica - Rio de Janeiro

Madelon Rodrigues Sá Braz

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,
Departamento de Engenharia,
Seropédica - Rio de Janeiro

Dhiego Santos Cordeiro da Silva

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,
Departamento de Engenharia, Seropédica - Rio de Janeiro

Camila Lucas Guimarães

Universidade Federal Fluminense, Escola de Engenharia,
Niterói - Rio de Janeiro

vem sendo amplamente estudados, sobretudo procedimentos ecologicamente corretos. Nesse sentido, com o presente trabalho objetivou-se estudar as características físico-químicas e o comportamento de secagem do abacaxi seco em secador híbrido solar de baixo custo. O secador híbrido foi constituído de câmara de secagem, coletor solar e sistema de exaustão. Durante a secagem foram coletados dados de temperatura, umidade e velocidade do ar ambiente e dentro da câmara de secagem. A temperatura, umidade relativa e velocidade do ar de secagem foram respectivamente, 46,8 °C, 49,8% e 1,0 m.s⁻¹. Foram avaliados o pH, sólidos solúveis totais e o teor de água do abacaxi *in natura* e após a secagem solar. Após o processo de secagem solar, o abacaxi atingiu 21, 4% de teor de água. De acordo com os resultados obtidos pode-se inferir a viabilidade da utilização do secador híbrido solar sobre produtos secos com características físico-químicas de acordo com a legislação vigente.

PALAVRAS-CHAVE: Secagem solar, Energias alternativas, Secador de baixo custo

RESUMO: O Brasil é um dos principais produtores mundiais de frutas, no entanto, ainda há setores que carecem de infraestrutura e tecnologias que tenham como finalidade a diminuição do desperdício das frutas. A adoção de métodos que busquem reduzir essas perdas

ABSTRACT: Brazil is one of the world's leading producers of fruit, however, there are still sectors that lack infrastructure and technologies that aim to reduce fruit waste. The adoption of methods that seek to reduce these losses have been widely studied, especially ecologically

correct procedures. In this sense, the objective of this work was to study the physical-chemical characteristics and the drying behavior of dry pineapple in a low-cost solar hybrid dryer. The hybrid dryer was composed of a drying chamber, solar collector and exhaust system. During drying, data was collected on temperature, humidity and air velocity in the room and inside the drying chamber. The temperature, relative humidity and drying air velocity were, respectively, 46.8 °C, 49.8% and 1.0 m.s⁻¹. The pH, total soluble solids and water content of pineapple au naturel and after solar drying were evaluated. After the solar drying process, the pineapple reached 21.4% water content. According to the results obtained, it is possible to infer the viability of using the solar hybrid dryer on dry products with physicochemical characteristics according to the current legislation.

KEYWORDS: Solar drying, Alternative energies, Low-cost dryer

1 | INTRODUÇÃO

O abacaxi (*Ananas comosus L. Merrl*) é uma fruta de clima tropical, com origem no continente americano, sendo mundialmente apreciado, por seu aroma e sabor característicos. Em 2016, a produção brasileira de abacaxi foi de 1.736,9 milhões de frutos, contribuindo com 8,6% do volume total da fruticultura nacional (IBGE, 2016). No entanto, por ser uma fruta altamente perecível, carece de estudos e técnicas que visem formas alternativas para a comercialização e destinação final dos excedentes da produção agrícola. Dentre as técnicas existentes, pode-se adotar o processo de secagem da fruta na etapa de pós-colheita. A secagem é uma operação térmica visando a remoção do teor de água do produto, e como consequência, acarreta em reduzir a proliferação de microrganismos, reações químicas e deterioração do alimento (MENEGETTI et al., 2012; EL-SEBAIL; SHALABY, 2013; BARBOSA DE LIMA et al., 2016; TIWARI, 2016).

Geralmente, os tipos de secadores de produtos agrícolas disponíveis no mercado são acionados por energia elétrica ou gás para o aquecimento da massa de ar de secagem. No entanto, os elevados índices de poluição e o custo de produção, causados pelo uso de combustíveis fósseis, tem estimulado a busca pela utilização de fontes de energia limpas e renováveis (MACHADO et al., 2012). Esse modelo de secagem evidencia a necessidade, sobretudo no âmbito socioeconômico, em promover economia de energia e ao ser uma opção de geração de renda (ALMEIDA et al., 2016). Nesse contexto, a secagem utilizando energia solar tem se mostrado uma alternativa viável, principalmente em países de clima tropical e em pequenas comunidades agrícolas.

Na secagem solar indireta, o produto é seco em câmara de secagem, protegido da ação solar direta, resultando produtos de melhor qualidade (NASCIMENTO et al., 2015). Nesse processamento, a radiação solar é utilizada para aquecer o ar de

secagem, através do coletor solar. Em secadores híbridos solar de exposição indireta, a energia térmica solar é utilizada para aquecer o ar de secagem, e a energia elétrica para acionar o sistema de exaustão, possibilitando um sistema mais econômico e sustentável que o convencional (FALCÃO FILHO, 2011).

Tendo em vista que o principal agente de secagem nesse sistema é o sol, adota-se a secagem intermitente, uma vez que não é possível fazer uso da radiação solar no período noturno. A secagem intermitente é uma alternativa mais efetiva, se comparada à secagem contínua, visto que promove a redistribuição de umidade, elevando as taxas de secagem quando o processo é reiniciado (DEFRAEYE, 2016). Esse modelo propicia a economia de energia, devido ao desligamento noturno do sistema de exaustão e o aquecimento do ar pela radiação solar. As condições do processo de secagem híbrida com intermitência, também podem ser benéficas para a qualidade do produto, visto que o mesmo fica menos tempo exposto a temperaturas elevadas.

Contudo, esse modelo de secagem híbrida intermitente ainda carece de estudos. O processo de secagem e a dinâmica dos mecanismos internos de transferência de massa são específicos para cada produto (PARK et al., 2014). Na literatura não se encontram trabalhos que contemplem a secagem solar do abacaxi, com processo de intermitência para pequenos produtores. Nesse sentido, objetivou-se com o presente trabalho estudar o comportamento e qualidade físico-química do abacaxi secado em secador híbrido solar.

2 | MATERIAL DE MÉTODOS:

O experimento foi realizado em secador híbrido solar localizado na área experimental do Departamento de Engenharia (DE) / Instituto de Tecnologia (IT) da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ), campus Seropédica no período 01 a 04 de fevereiro de 2016. Este município localizado no Estado do Rio de Janeiro, encontra-se situado na latitude de 22° 44' 38" S e longitude 43° 42' 27" W. O clima da região é classificado como A, tropical com chuvas de verão, segundo a classificação de Köppen (VILLA et al. 2016). As análises foram realizadas no Laboratório de Pré-Processamento de Produtos Agrícolas no DE/IT da UFRRJ.

O secador híbrido solar-elétrico foi constituído pelo coletor solar, câmara de secagem e sistema de exaustão (Fig. 1). Ressalva-se que o secador foi considerado híbrido solar-elétrico por ser acionado com energia solar para o aquecimento do ar de secagem e elétrico convencional para fornecer energia ao sistema de exaustão.



Figura 1 – Secador híbrido solar-elétrico

Para constituição do coletor solar utilizou-se caixa metálica no formato retangular com dimensões de 0,68 x 3,00 x 0,14 m (largura x comprimento x altura). As laterais e base inferior da caixa foram constituídas de material isolante (isopor), seguido por chapa lisa de alumínio. No interior do coletor solar foi acondicionada uma superfície absorvedora de radiação solar composta por estrutura sanfonada de alumínio em perfil triangular pintada de preto fosco. Os canais superiores da superfície absorvedora foram vedados para evitar a passagem de ar ambiente. Na parte superior do coletor solar utilizou-se cobertura vidro liso incolor com espessura de 0,004 m. Tendo em vista possibilitar melhor aproveitamento da radiação solar incidente, o secador híbrido solar-elétrico foi posicionado faceando o norte de Seropédica e o coletor disposto de maneira que formasse uma angulação de 32° com a horizontal (MORAES et al., 2004).

O sistema de exaustão solar, com a finalidade de forçar a circulação de ar no interior da câmara de secagem é composto por um exaustor com potência de 152 W. O exaustor foi instalado na parte superior da câmara de secagem. Para proteção do equipamento contra agentes ambientais, instalou-se uma cobertura de proteção denominada “chapéu chaminé”.

A câmara de secagem foi feita a partir de uma estufa de laboratório desativada, nas dimensões 0,77 x 0,64 x 0,80 m (largura x comprimento x altura) e volume de 0,355 m³. No interior da câmara foram instaladas prateleiras de aço inoxidável, com crivos de um centímetro de forma a permitir a passagem do ar.

O abacaxi da variedade pérola foi adquirido em comércio local, do município de Seropédica no estado do Rio de Janeiro. Considerou-se na seleção das frutas aparência da casca, grau de maturação e uniformidade (Fig. 2 A). As frutas foram cortadas manualmente em rodela de 1 cm de espessura. Em seguida, foi realizado

tratamento sanitificante, em solução de água mineralizada e água sanitária, na proporção 1:10 por cinco minutos. Após o tratamento sanitificante os abacaxis foram dispostos em badeiras e colocados no secador híbrido solar (Fig. 2 B).

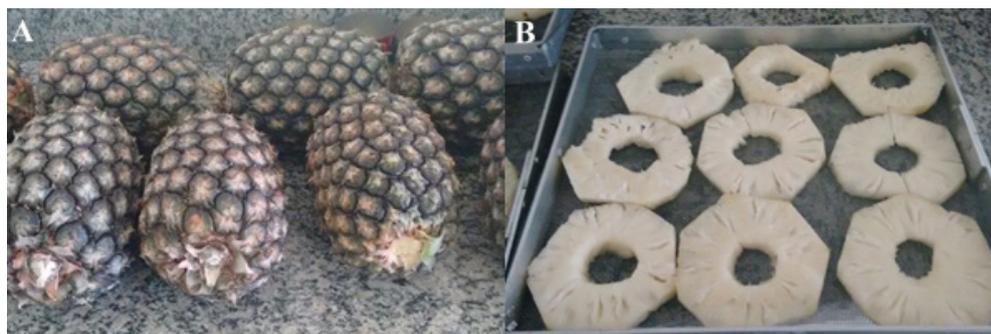


Figura 2 – Abacaxi A) selecionado de acordo com a uniformidade e B) acondicionados nas bandejas

Durante a secagem solar, foram coletados os dados de temperatura, velocidade do ar e umidade, ambiente e no interior da câmara de secagem. O monitoramento da temperatura do ar de secagem e ambiente foi realizado através de termopares distribuídos entre a entrada e saída coletor solar, prateleiras inferior, mediana e superior da câmara de secagem e saída do exaustor. Para a coleta de dados utilizaram-se os termopares conectados a um milivoltímetro com precisão de $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$ (Fig. 3).

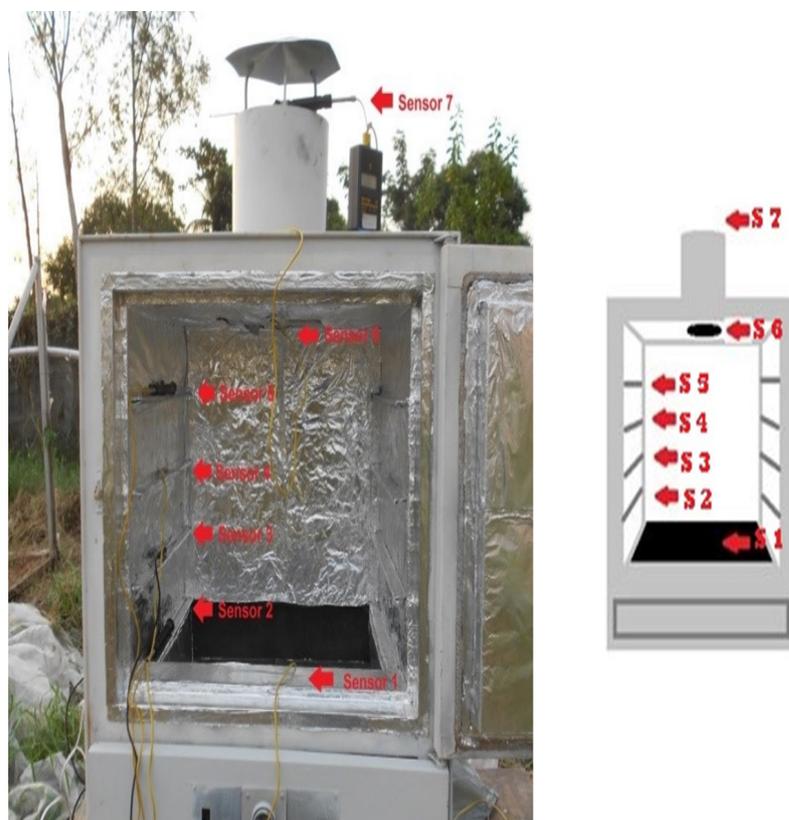


Figura 3 - Distribuição dos termopares durante a secagem

Para o monitoramento da umidade relativa do ar de secagem e ambiente utilizou-se um termo higrômetro marca Minipa, modelo MTH-1380. O termo higrômetro foi

posicionado na saída do exaustor da câmara de secagem, para a medição da umidade relativa do ar de secagem, e na posição ao lado da câmara de secagem, para medição da umidade relativa ambiente. A fim de monitorar a velocidade do ar de secagem, utilizou-se um termo anemômetro digital da marca Minipa modelo MDAll, na saída do exaustor da câmara de secagem.

A redução da massa das amostras durante o processo de secagem foi monitorada por gravimetria, pesando-se o conjunto bandeja e fruta a cada hora, em balança semi-analítica, com resolução de 0,01 g. As pesagens foram conduzidas até que as amostras atingissem o equilíbrio higroscópico com as condições do ar de secagem, ou seja, quando a variação da massa permanecesse constante na segunda casa decimal por três pesagens consecutivas (FARIA et al., 2012).

Para a determinação da razão de umidade em função do período de operação de secagem correlacionou-se o teor de água instantâneo com o teor de água inicial e o teor de água de equilíbrio utilizando-se a Eq. 1, em que RU_{exp} corresponde a razão de umidade experimental (adimensional), X^* ao Teor de água do produto (% b.s.), X_i^* ao teor de água inicial do produto (% b.s.) e X_e^* ao teor de água de equilíbrio (% b.s.)

$$RU_{exp} = \frac{X^* - X_e^*}{X_i^* - X_e^*} \quad (1)$$

Em amostras de abacaxi *in natura* e após a secagem foi realizada a caracterização físico-química com as análises de teor de água, sólidos solúveis totais e pH. As análises foram realizadas em triplicata e de acordo com as normas técnicas laboratoriais do Instituto Adolpho Lutz (IAL, 1985). A comparação dos valores médios das análises físico-químicas do abacaxi *in natura* e seco foi feita pelo teste Tukey a 5% probabilidade, com o uso do programa estatístico SISVAR 5.6. Os gráficos foram plotados utilizando-se o programa computacional Sigma Plot 2001, versão 7.0.

3 | RESULTADOS E DISCUSSÃO

A secagem do abacaxi ocorreu em quatro dias seguidos. No primeiro dia o período de secagem foi de 10:30 às 17:30 h, no segundo de 8:30 às 17:30 h, no terceiro de 08:30 às 16:30 h e no quarto de 08:30 às 14:30 h. O processo totalizou 77 h, destas 45 h representam o período de intermitência. A velocidade do ar média no interior da câmara de secagem foi de 1,0 m s⁻¹.

Apresenta-se, na Fig. 4 a curva de temperatura do ar de secagem solar do abacaxi e ambiente em função do período de secagem.

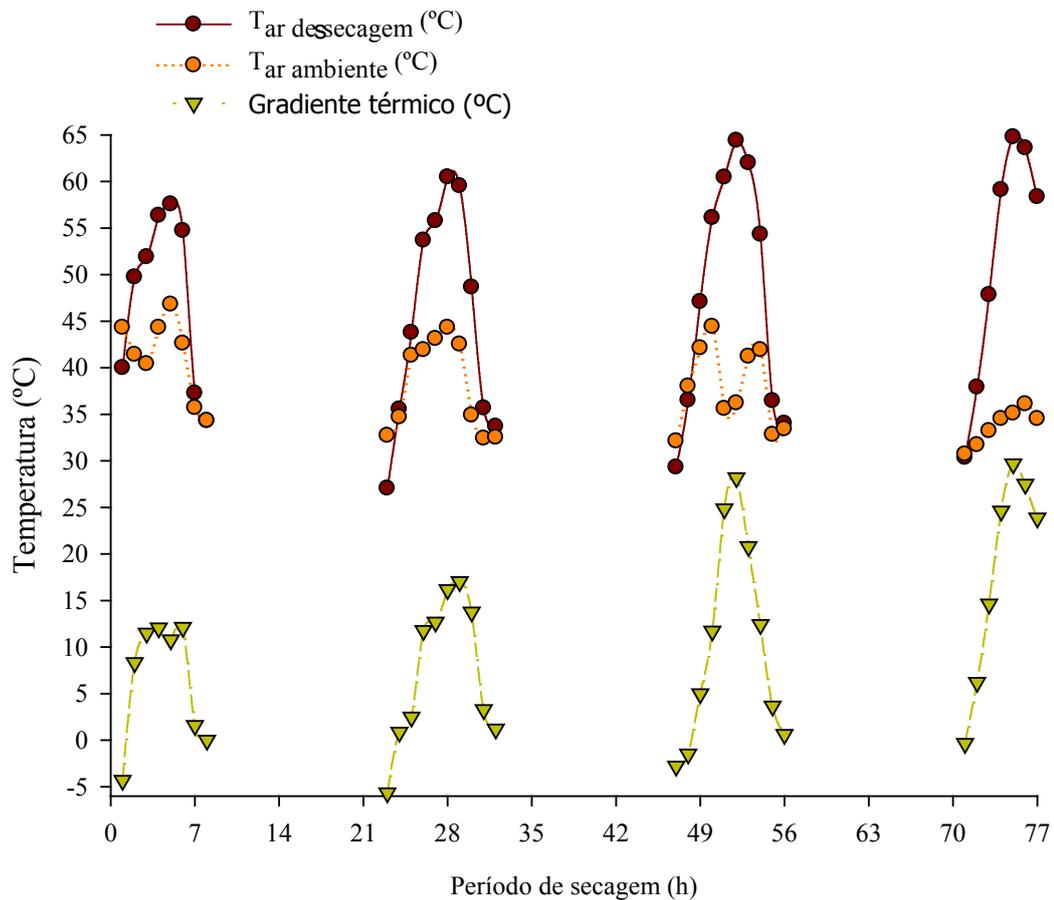


Figura 4 - Temperatura (T °C) da câmara de secagem ($T_{ar\ de\ secagem}$), ambiente ($T_{ar\ ambiente}$) e a diferença entre esses dois parâmetros em função do período de secagem solar do abacaxi

A temperatura é o fator de maior influência na cinética de secagem solar do abacaxi, quanto maior a temperatura, maiores as taxas de secagem (ALEXANDRE et al., 2009). No entanto, a cinética de secagem e a qualidade do produto podem ser influenciados pela variação da temperatura no interior da câmara de secagem ao longo do processo, uma vez que não há controle para manter a temperatura constante. Em adição, maior gradiente térmico existente entre a temperatura do ar de secagem e ambiente no secador híbrido solar-elétrico comprova a eficiência de vedação da câmara de secagem. Este comportamento pode ser verificado na Fig 4, na qual demonstra que as temperaturas mais elevadas ocorreram no interior da câmara de secagem.

A temperatura máxima alcançada no interior da câmara de secagem foi 69,3 °C às 12:30 h no quarto dia. Nesse mesmo momento, o ar ambiente apresentava a temperatura de 35,1 °C, ou seja, um acréscimo de 34,2 °C (Fig. 4). Com relação a temperatura mínima atingida no interior da câmara de secagem, obteve-se 25,9 °C às 08:30 h no segundo dia, sendo o ar ambiente 32,7 °C apresentando uma redução de 6,8 °C com relação a ambiente (Fig. 4). Essa diferença pode ser explicada pela retenção do ar frio noturno no coletor solar. Ao se acionar o sistema de exaustão, após o período de intermitência, o ar frio é deslocado para o interior da câmara de secagem,

ocasionando na menor temperatura na mesma.

Assim como a temperatura, a umidade relativa tem uma elevada importância no processo de secagem, pois interfere na velocidade em que ocorre a perda de água do alimento (CELESTINO, 2010). O aumento da temperatura do ar de secagem, associado a redução da umidade relativa são fatores que comprovam a eficiência de secagem do secador híbrido solar. A curva de umidade relativa (%) do ar de secagem, do ar ambiente e o gradiente, em função do período de secagem está apresentada na Fig 5.

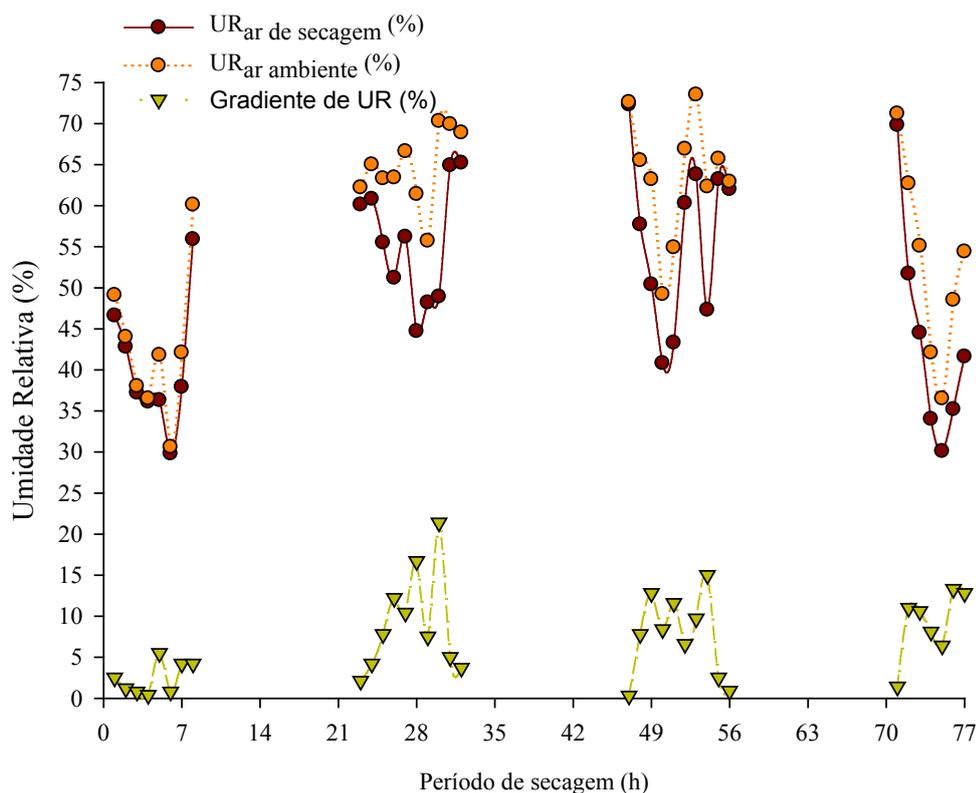


Figura 5 - Umidade Relativa (UR %) da câmara de secagem (URar de secagem), ambiente (URar ambiente) e a diferença entre esses dois parâmetros em função do tempo de monitorado durante a secagem solar do abacaxi

Como esperado, os maiores valores de umidade relativa foram registrados no ar ambiente. A máxima umidade relativa alcançada no ambiente foi 73,5% às 14:30 h no terceiro dia. Nesse mesmo momento, a umidade relativa no interior da câmara de secagem era de 63,8% (Fig. 5). No que se refere a umidade relativa mínima atingida no interior da câmara de secagem, obteve-se 29,8 % às 15:30 h no primeiro dia, sendo o ar ambiente 30,6 % (Fig. 5). De acordo com as propriedades higroscópicas, o fluxo de vapor de água ocorre no sentido da maior para a menor pressão parcial de vapor. Assim, o aquecimento do ar de secagem determina a redução da umidade relativa e, conseqüentemente o aumento do potencial de retenção de água. Observa-se que a umidade relativa foi um fator inversamente proporcional a temperatura, isto é, quanto maior a temperatura, menor a umidade relativa e, conseqüentemente maior a taxa de secagem. Em estudo sobre a cinética de secagem do resíduo do abacaxi, Alexandre et

al. (2013) fez a mesma constatação, que a umidade relativa diminuía conforme havia aumento da temperatura.

Guimarães et al. (2017) ao avaliar o comportamento de secagem de um secador híbrido solar-elétrico relatou variação média do incremento da temperatura e redução de umidade entre o ar de secagem no interior da câmara e ambiente de 8,24 °C e 6,5%, respectivamente. Segundo esses autores, o secador híbrido solar-elétrico apresentou condições de temperatura e umidade relativa efetiva para secagem de manga. Já Camelo et al. (2017) ao secar a maçã em secador híbrido solar-elétrico composto por coletor solar, câmara de secagem e exaustor acionado por energia elétrica convencional verificou que a variação média da temperatura e umidade relativa entre o ar de secagem no interior da câmara e ambiente foi, respectivamente, 7,8 °C e 3,1%, com velocidade do ar 1,0 m s⁻¹.

Em suma, para o estudo da cinética de secagem do abacaxi a temperatura, umidade relativa, velocidade do ar de secagem média foi 46,8 °C; 49,8% e 1,0 m s⁻¹, respectivamente.

Apresentam-se na Fig. 6 os valores experimentais de razão de umidade (adimensional) em função do período de secagem (h) do secador híbrido solar-elétrico contendo abacaxi.

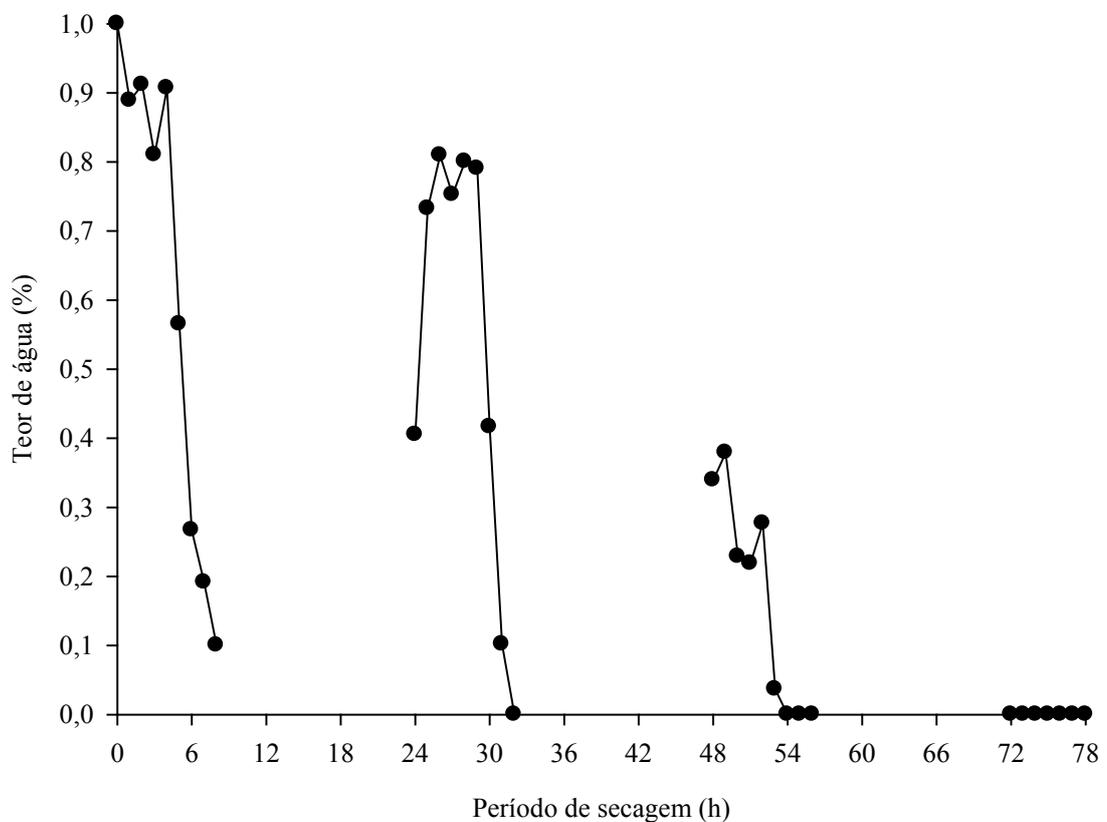


Figura 6- Razão de umidade em função do período de secagem (h)

Observa-se que conforme há o aumento de temperatura (Fig. 4) também há maior

redução da razão de umidade. Esse fenômeno também foi constatado por Alexandre et al. (2009), em que há aumento da taxa de secagem de acordo com o aumento de temperatura, ao estudar a cinética de secagem do abacaxi pérola em fatias, em secador de leito fixo. Verifica-se que houve acentuada redução da razão de umidade no primeiro dia de secagem. Comportamento semelhante foi observado por Batista et al. (2014) e Lingayat et al. (2017), ao avaliarem a secagem de banana, em secador de bandeja e secador solar direto e indireto, respectivamente.

Após o período de intermitência de 15 h (período noturno) há reabsorção de água pelo abacaxi, a isso se atribui os picos de elevação no teor de água da fruta no início de cada dia (Fig. 6). Durante o processo de reabsorção de água, causado pela intermitência, o teor de água da fruta difunde do interior do sólido para a superfície, diminuindo desta forma, o gradiente de umidade e aumentando a taxa e a eficiência de secagem (RAMALHO et al. 2010). Observa-se que ao final de cada dia de secagem (Fig. 6), sobretudo do segundo dia, o abacaxi tende a entrar em equilíbrio, fato confirmado no quarto dia de secagem, quando o equilíbrio higroscópico foi atingido.

O comportamento semelhante foi relatado por Camelo et al. (2017) ao secar a maçã em sistema de intermitência no secador híbrido solar-elétrico. Segundo os autores, houve rápida redução do teor de água nas primeiras horas, com tendência a atingir o equilíbrio no final dos 4 dias de secagem. Esses autores relataram aumento no teor de água da fruta após o período de intermitência.

Com relação a caracterização físico-química, apresentam-se na Figura 7 amostras de abacaxis secos em secador híbrido solar-elétrico.



Figura 7 - Amostra de abacaxi seco

Com relação a caracterização físico-química, apresentam-se na Tab. 1 os resultados obtidos de teor de água, sólidos solúveis totais e pH do abacaxi *in natura* e

seco, em que as letras minúsculas distintas na mesma coluna representam diferenças significativas entre as médias pelo teste de Tukey a 5% de probabilidade de erro.

PA (dias)	TA (%)	SST (°Brix)	pH
<i>In natura</i>	86,98a	13,03a	4,52 ^a
Seco	21,44b	13,13a	4,73 ^a

Tabela 1 - Valores médios de teor de água (TA), sólidos solúveis totais (SST) e pH do abacaxi.

Observa-se que houve redução de 65,54% do teor de água do abacaxi seco em secador híbrido solar. Esse valor está de acordo com o relatado por Celestino (2010), ao determinar que um produto naturalmente seco, deve ter seu teor de água reduzido de 50 a 70% ao sol. Como esperado, o teor de água do abacaxi seco em secador híbrido solar (Tab. 1) está de acordo com o encontrado por Ramos et al. (2008) ao obter 20,6 % em secador de bandeja. Essa faixa de teor de água é de grande importância, sobretudo para o setor industrial, uma vez que garante que não haverá proliferação de microorganismos (GONÇALVES e BLUME, 2008).

Os valores de sólidos solúveis totais (Tab. 1) estão de acordo com a Instrução Normativa nº 01 de 2000 (MAPA, 2000), o qual determina um percentual mínimo em °Brix 11,0. Os sólidos solúveis totais dos abacaxis submetidos ao processo de secagem solar não variaram estatisticamente, sendo superior quando comparados com os *in natura*. Resultado semelhante foi encontrado por Souto et al. (2010), ao estudar o abacaxi em diferentes temperaturas de armazenamento. O leve incremento nos teores de sólidos solúveis pode ser explicado, sobretudo, devido à concentração de açúcares naturais correspondente à perda de água pelo processo de secagem.

O valor de pH do abacaxi seco está de acordo com o encontrado por Barbosa, et al. (2014) e Ramos et al. (2008), que encontraram 4,21 e 4,1 respectivamente. Contudo, deve-se levar em consideração que o abacaxi é um fruto ácido, essa característica proporciona estabilidade ao produto seco, diminuindo a probabilidade de desenvolvimento e proliferação de microorganismos (SANTOS et al., 2013). Não houve diferença estatística entre o abacaxi *in natura* e o seco em secador híbrido solar (Tab. 1), comportamento semelhante foi observado por Ramos et al. (2008).

4 | CONCLUSÃO

O secador híbrido solar-elétrico foi considerado uma alternativa para secar abacaxi, sobretudo para pequenos produtores. A temperatura e umidade foram fatores importantes para avaliar o comportamento da secagem solar do abacaxi. Após o período de intermitência há aumento na razão de umidade nas primeiras horas de secagem solar. O abacaxi seco possui características físico-químicas de acordo com a legislação vigente e em padrão para comercialização.

5 | AGRADECIMENTOS

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e ao Programa BIEXT da UFRRJ.

REFERÊNCIAS

ALEXANDRE, H. V.; GOMES, J.P.; NETO, A.L.B.; SILVA, F.L.H.; ALMEIDA, F.A.C. **Cinética de secagem de abacaxi CV pérola em fatias**. Revista Brasileira de Produtos Agroindustriais, vol. 11, n. 2, pp. 123-128, 2009.

ALEXANDRE, H. V.; SILVA, F. L. H.; GOMES, J. P.; SILVA, O. S.; CARVALHO, J. P. D.; LIMA, E. E. **Cinética de secagem do resíduo de abacaxi enriquecido**. Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, vol. 17, n. 6, p. 640– 646, 2013.

ALMEIDA, I. B.; LIMA, M. A. A.; SOUZA, L. G. M. **Desenvolvimento de secador solar construído a partir de material reciclado**. HOLOS, vol. 4, n. 32, pp. 197-205, 2016.

BARBOSA, L. S.; MACEDO, J. L.; SANTOS, C. M.; MACHADO, A. V. **Estudo da secagem de frutos tropicais do nordeste**. Revista Verde, vol. 9, n. 1, pp.186-190, 2014.

BATISTA, D. V. S.; CARDOSO, R. L.; GODOY, R. C. B.; BARRETO, N. S. E. **Estabilidade físico-química e microbiológica de banana passa orgânica**. Ciência Rural, vol. 44, n. 10, pp. 1886-1892, 2014.

BRASIL. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento - Instrução Normativa Nº 01 de 7 de janeiro de 2000: Regulamento **Técnico Geral para fixação dos Padrões de Identidade e Qualidade para polpa de fruta**. Brasília, DF, Disponível em:< <http://www.agricultura.gov.br/> >. Acesso em: 05/11/2017.

CAMELO, R.S.S.; PAES, J.L.; LOUVISI, T.A. de P.; GUIMARÃES, C.L.; BRUGGIANESI, G. **Estudo do teor de água da maçã desidratada em secador solar híbrido**. Anais do CONBEA 2017 - XLVI Congresso Brasileiro de Engenharia Agrícola, Maceió, 2017.

CELESTINO, S. M. C., **Princípio de secagem de alimentos**. Embrapa Cerrados, 2010.

DEFRAEYE, T. **Towards more efficient intermittent drying of fruit: Insights from combined hygrothermal-quality modeling, Innovative**. Food Science and Emerging Technologies, vol. 38, pp. 262–271, 2016.

EL-SEBAILI, A. A.; SHALABY, S. M. **Experimental investigation of an indirect-mode forced convection solar dryer for drying thymus and mint**. Energy Conversion and Management, vol. 74, pp. 109-116, 2013.

FARIA, R.Q; TEIXEIRA, I.R; DEVILLA, I.A.; ASCHERI, D.P.R.; RESENDE, O. **Cinética de secagem de sementes de crambe**, Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, vol. 16, n. 5, pp. 573–583, 2012.

GUIMARÃES, C.L., PAES, J.L., CAMELO, R.S.S., LOUVISI, T.A.P.; SILVA, M.A.S. **Avaliação do comportamento de um secador híbrido para desidratação de manga**. Anais do CONBEA 2017 - XLVI Congresso Brasileiro de Engenharia Agrícola, Maceió, 2017.

GONÇALVES, A.A.; BLUME, A.R. **Efeito da desidratação osmótica como tratamento preliminar na secagem do abacaxi.** Estudos tecnológicos, vol. 4, n. 2, pp. 124-134, 2008.

IAL. INSTITUTO ADOLFO LUTZ. **Métodos físico-químicos para análise de alimentos.** 4ed. Brasília: ANVISA, Ministério da Saúde, p.1018, 1985.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Levantamento Sistemático da Produção Agrícola,** vol. 29, n. 11, pp.1-8, 2016.

LINGAYAT, A.; CHANDRAMOHAN, V. P.; RAJU, V. R. K. Design, **Development and Performance of Indirect Type Solar Dryer for Banana Drying.** Energy Procedia, vol.109, p. 409–416, 2017.

MACHADO, A. V.; OLIVEIRA, E. L.; SANTOS, E. S.; OLIVEIRA, J. A.; FREITAS, L. M. **Estudo da influência da espessura no tempo de secagem do pendículo de caju em secadores solar de radiação direta e indireta.** Revista Verde, vol. 7, n. 1, pp. 256 – 263, 2012.

MENEGHETTI, V. L., AOSANI, E.; ROCHA, J. C.; OLIVEIRA, M.; ELIAS, M. C.; POHNDORF, R. S. **Modelos matemáticos para a secagem intermitente de arroz em casca.** Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, vol. 16, n. 10, pp.1115–1120, 2012.

MORAES, S.O.; NEGRINI, A.C.A.; PRECOPPE, M.F.M.; MEIRA, M.L.R.. **Secador solar de baixo custo para frutas e hortaliças.** ESALQ-USP, 2004.

NASCIMENTO, A. L. A.; SILVA, L. C. R.; SANTOS, M. A.; PEREIRA, S.; CHAUCA, M. N. C.; BRANDI, I. V. **Desenvolvimento de desidratador solar de alimentos com sistema de aquisição de dados em plataforma Arduino.** Caderno de ciências agrárias, vol. 7, n. 2, pp. 29-34, 2015.

PARK, K. J. B.; PARK, K. J.; ALONSO, L. F. T.; CORNEJO, F. E. P.; FABBRO, I. M. D. **Secagem: Fundamentos e equações.** Revista Brasileira de Produtos Agroindustriais, vol. 16, n. 1, pp. 93-127, 2014.

RAMALHO, L. A.; LOVERA, N. N.; SCHMALKO, M. E. **Effect of the application of intermittent drying on Ilex.** Journal of Food Engineering, vol. 97, pp. 188–193, 2010.

RAMOS, A. M.; QUINTERO, A.C.F.; FARAONI, A.S.; SOARES, N.F.F.; PEREIRA, J. A. M. **Efeito do tipo de embalagem e do tipo de armazenamento nas qualidades físico-químicas e microbiológica de abacaxi desidratado.** Alimentos e Nutrição, vol. 19, n. 3, pp. 259-269, 2008.

SANTOS, M. L.; MACHADO, A. V.; ALVES, F. F. M.; COSTA, A. P. L. M. **Estudo físico-químico de maçã desidratada em secador convectivo.** Revista Verde, vol. 8 , n. 1 , pp. 30 – 37, 2013.

SOUTO, R. F.; DURIGAN, J. F.; SANTOS, L. O.; SOUZA, B. S.; MENEGUCCI, J. L. P. **Características químicas de abacaxi ‘pérola’ após tratamento com calor e armazenagem em três temperaturas.** Revista Brasileira de Fruticultura, vol. 32, n. 1, pp. 047-056, 2010.

TIWARI, A. **A Review on Solar Drying of Agricultural Produce.** Journal Food Processing & Technology, vol. 7, p.1-12, 2016.

VILLA, E. B.; PEREIRA, M. G.; ALONSO, J. M.; BEUTLER, S. J.; LELES, P. S. S. **Aporte de serrapilheira e nutrientes em área de restauração florestal com diferentes espaçamentos de plantio.** Floresta e Ambiente, vol. 23, n. 1, p. 90-99, 2016.

ESTUDOS TEÓRICOS E EXPERIMENTAIS SOBRE O CuInSe_2 E SUA APLICAÇÃO EM DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS

Yuri Hamayano Lopes Ribeiro

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia
Feira de Santana – Bahia

Denis Gilbert Francis David

Universidade Federal da Bahia, Instituto de Física
Salvador – Bahia

Marcus Vinícius Santos da Silva

Universidade Federal da Bahia, Instituto de Física
Salvador – Bahia

Jailton Souza de Almeida

Universidade Federal da Bahia, Instituto de Física
Salvador – Bahia

RESUMO: As demandas energéticas mundiais têm levantado discussões em torno do uso de fontes de energia renováveis e fomentado pesquisas acerca da conversão fotovoltaica. Com isso, um dos concernimentos dessa área é a diminuição do custo de produção da energia com a busca de novas tecnologias para o desenvolvimento de células solares. Uma dessas tecnologias utiliza filmes finos de CuInSe_2 (CIS) na confecção da camada absorvedora dos dispositivos fotovoltaicos. Tomando essa direção, este trabalho propôs-se a estudar as propriedades físicas do CIS, desenvolvendo cálculos teóricos através de DFT a partir da parametrização PBE e também do potencial de troca mBJ. Foram obtidos

resultados para a densidade de estados e a óptica para o CIS bulk – esses foram comparados com resultados experimentais de XPS para a banda de valência e medidas de elipsometria para a função dielétrica. Além disso, o trabalho também apresenta o desenvolvimento de um dispositivo fotovoltaico baseado em filmes finos de $\text{SnO}_2:\text{F}$ (FTO), In_2Se_3 (IS) e CIS. Estes dois últimos materiais foram crescidos por eletrodeposição e caracterizados por EDS e MEV. O dispositivo foi caracterizado através de medidas elétricas a fim de observar se ele apresentava o comportamento característico de um diodo, como também seu comportamento resistivo frente a iluminação.

PALAVRAS-CHAVE: energia solar, células fotovoltaicas, eletrodeposição

ABSTRACT: The world energetic demand has called discussions about the resort of renewable energies, and, thus, fomented researches about the photovoltaic conversion. This research field is concerned with making the energy production costs a little cheaper, and, for this, looks for new technologies for the production of solar cells. One of these technologies has used CuInSe_2 (CIS) thin films as the absorber of photovoltaic cells. Looking towards this field, this work has proposed to study the physical properties of CIS. First, it was done theoretically with DFT calculations, using PBE parameterization, and

the mBJ exchange potential. The calculated density of states and optics for the bulk CIS were compared with XPS experimental measurements for the valence band, and with ellipsometry measurements for the dielectric function. Besides that, this work presents the development of a thin film photovoltaic cell presenting the following structure: SnO₂:F (FTO), In₂Se₃ (IS), CIS. These two last materials were grown by electrodeposition, and characterized with EDS and SEM. The device was characterized by electrical measurements – the aim was to observe if it presented the diode character, as well as observe its behavior when illuminated.

KEYWORDS: solar energy, photovoltaic cells, electrodeposition

1 | INTRODUÇÃO

Atualmente, o mercado é dominado pelas células solares fabricadas a partir do silício cristalino (Si), que possui a mais alta eficiência de conversão de energia, 24,5% (em laboratório), embora algumas pesquisas apontem que as células que utilizam uma multijunção de filmes finos de GaAs cheguem a atingir eficiência de 41,1% (em laboratório) (Kodigala, 2010). O Si conseguiu atingir projeção na manufatura das células devido ao domínio das técnicas de crescimento desse material, que possibilita o desenvolvimento de amostras sem defeitos. Mesmo com essa projeção, o silício não possui as características desejadas para o seu uso como material absorvedor em uma célula, pois apresenta gap de energia de 1,1 eV, além de coeficiente de absorção razoavelmente baixo. Além disso, a energia fotovoltaica gerada com o Si possui alto custo de produção, com valor médio 110 dólares/MWh (NREL OpenEI, 2015) – dados dos Estados Unidos da América. Por outro lado, algumas características estão a seu favor, pois apresenta estabilidade e confiabilidade na sua performance em ambientes externos.

Dentre os materiais proeminentes na fabricação das células com a tecnologia de filmes finos, podemos apontar o CIS, que é um semiconductor tipo *p*, policristalino, de gap-direto, com energia variando entre 0,96 e 1,2 eV (Kodigala, 2010) (Shah, 1999) (Kang, 2006), e possui coeficiente de absorção alto. Em laboratório, pesquisas apontam que as células solares fabricadas a partir do CIS têm apresentado eficiência de 18,8% (Shah, 1999) (Kang, 2006). Quanto à sua estabilidade, não apresenta problemas de degradação induzida pela luz, muito menos instabilidade quando operando em ambientes quentes e húmidos. Além desses aspectos, é esperado que as células fabricadas com essa tecnologia apresentem custo de fabricação bem menor que aquelas fabricadas a partir do Si, pois envolvem uma quantidade bem pequena de material em sua manufatura (indica-se que a espessura do filme esteja entre 1 e 1,5 µm), apesar do índio ser um elemento que apresenta alto custo.

As características apresentadas para o CIS na manufatura de células solares têm encorajado o aumento das pesquisas de suas propriedades e, nos últimos anos,

diversos trabalhos têm sido publicados, utilizando diversas técnicas de crescimento para o CIS e, dentre elas, a eletrodeposição (Silva, 2010) (Kang, 2006) (Taunier, 2005) (Liu, 2011). Essa técnica é interessante por apresentar baixo custo de aplicação, não necessitar de técnicas de vácuo, ser de fácil, rápida e segura aplicação a grandes áreas, não produzir gases tóxicos, além de gerar pouco descarte e se mostrar apropriada para aplicações industriais (Kang, 2006) (Samantilleke, 2011) (Li, 2012). Sendo assim, optamos por estudar o CIS como camada absorvedora de uma célula solar, utilizando o método de eletrodeposição para o seu crescimento.

2 | ESTUDO TEÓRICO DO CIS

A fim de obter melhor compreensão acerca das propriedades físicas do CIS, optou-se pela realização de cálculos de teórica baseados em primeiros princípios, utilizando o Teorema do Funcional da Densidade (DFT). Tais cálculos foram implementados através do Vienna *Ab initio* Simulation Package (VASP) (Kresse; Hafner, 1993) (Kresse; Hafner, 1994) (Kresse; Furthmuller, 1996a) (Kresse; Furthmuller, 1996a).

2.1 Detalhes Computacionais

O termo de troca e correlação é tratado dentro da Aproximação do Gradiente Generalizado (GGA), com a parametrização Perdew-Burke-Ernzerhof (PBE). Quanto aos detalhes dos cálculos, foi utilizada a energia de corte de 410 eV para a expansão das funções de onda. As integrações na zona de Brillouin foram realizadas a partir de uma malha de 7x7x5 pontos k , gerados pelo esquema de Monkhorst-Pack. Os pseudopotenciais utilizados apresentavam as seguintes configurações eletrônicas de valência: Cu: $3p^6, 3d^{10}, 4p^1$; In: $4d^{10}, 5s^2 5p^1$; Se: $4s^2, 4p^4$.

Infelizmente, o método PBE apresenta falhas na predição do *gap* de energia de materiais semicondutores. Como essa característica influencia diretamente em as propriedades ópticas do material e, conseqüentemente, possui implicações sobre seu comportamento absorvedor, decidiu-se pela realização de cálculos adicionais que pudessem encontrar um valor mais preciso para o *gap*. Para tal, foi empregado o potencial de troca Tran-Blaha modified Becke-Johnson (mBJ). Os parâmetros $a=0,012$ e $b=1,023 \text{ bohr}^{1/2}$ foram ajustados sistematicamente de modo a obter o melhor valor possível para o *gap* de energia, em relação ao valor medido experimentalmente.

2.2 Estrutura Cristalina

<i>Referência</i>	<i>a (Å)</i>	<i>c (Å)</i>	<i>c/a</i>	<i>u</i>	<i>B₀ (GPa)</i>	<i>B'₀</i>
*(Madelung, 2004)	5,781	11,552	1,998	0,250	-	-
(Belhaldj, 2004)	5,733	11,39	1,988	0,250	53,22	-
(Ghosh, 2015)	5,807	11,62	2,001	0,239	56,62	-
*(Neuman apud Belhaldj, 2004)	-	-	-	-	53,6	-
Este trabalho	5,896	11,78	1,998	0,250	52,71	5,0
Desvio D _%	2%	2%	2%		1,7%	

Tabela 1 – Parâmetros de rede e constantes calculadas (*resultado experimental).

O CIS se apresenta na estrutura cristalina da calcopirita, com uma rede tetragonal descrita pelo grupo espacial $I\bar{4}2d$ (número 122) cujos parâmetros de rede determinados experimentalmente são $a=5,781$ Å; $c=11,552$ Å (Madelung, 2004). Tomando estes valores como ponto de partida, foi realizado o cálculo de otimização dos parâmetros a e c/a , a fim de minimizar a energia do sistema. Os dados gerados ao longo deste procedimento foram ajustados com a equação de estado de Birch-Murnaghan, permitindo a determinação de alguns parâmetros à pressão zero: coeficiente de compressibilidade (B_0) e de sua primeira derivada (B'_0), parâmetros de redes e da energia total (E_0). Essas informações estão postas na tabela 1, na qual se pode observar que os valores determinados aqui para os parâmetros de rede, como também o módulo de compressibilidade, apresentaram desvio relativo menor que 5%, em relação aos valores experimentais. Ainda, a razão c/a e a constante do deslocamento do ânion (u) apresentaram valores próximos aos experimentais, mostrando pequeno desvio em relação aos valores esperados para a estrutura da blenda de zinco: $c/a=2$ e $u=1/4$.

2.3 Densidade de Estados (DOS)

Os resultados dos cálculos para a densidade de estados total no CIS estão apresentados na Figura 1. Nesses gráficos é possível observar a variação da DOS em função do método de cálculo (PBE ou mBJ), os quais foram comparados com uma medida da banda de valência do CIS utilizando a espectroscopia de fotoelétrons-X (XPS). Com isso foi notado que o cálculo com mBJ fez com que os estados do In:d passassem a estar mais localizados, com intensidade maior e posicionados mais próximos dos picos experimentais (16,3 e 17,3 eV). Há, também, com o mBJ,

modificações nos estados que formam o topo da banda de valência, dominados por orbitais Cu:d. Esses estados ficam mais concentrados entre 0 e -3 eV, em conformidade com os resultados experimentais, e com uma hibridização com os orbitais Se:p. Os estados que passam a ficar entre -4 e -5 eV são formados por uma hibridização entre os orbitais In:s e Se:p.

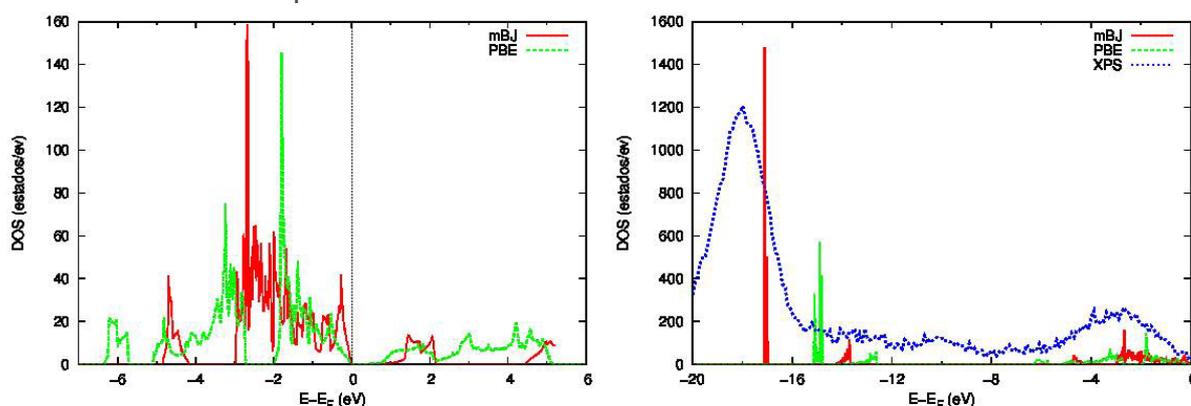


Figura 1 – Densidade de estados: (*esquerda*) comparação entre os métodos de cálculos; (*direita*) banda de valência comparada com medidas experimentais.

Quanto aos estados da banda de condução, os resultados com PBE mostram que os estados superpostos em uma só banda de energia, indo de 0 até 5 eV, passam, com o mBJ, para duas bandas de energia distintas: a primeira até 2 eV, formada por uma hibridização de orbitais In:s e Se:p; a segunda iniciando em 4,5 eV, formada por uma hibridização de orbitais In:p e Se:p. Como esperado, o *gap* de energia, que foi calculado como 46 meV através do PBE, passa ao valor de 520 meV para os cálculos com mBJ. Esses valores e outros da literatura estão presentes à tabela 2.

<i>Referência</i>	LDA	PBE	mBJ	mBJ+U	Experimental
(Madelung, 2004)	-	-	-	-	1,02
(Alonso, 2001)	-	-	-	-	1,04
(Belhaldj, 2004)	0,26	-	-	-	-
(Ghosh, 2015)	-	0,748	1,234	-	-
(Zhang, 2013)	-	-0,29	0,46	0,97	-
Este trabalho	-	0,046	0,520	-	-

Tabela 2 – Valores de *gap* de energia (expressa em eV).

2.4 Óptica

Os resultados para os cálculos da função dielétrica estão apresentados nos gráficos da figura 2, comparados com resultados experimentais obtidos por elipsometria, realizada por Alonso (2001). Uma vez que o *gap* calculado por ambos os métodos ficou abaixo do valor experimental, foi utilizado o método da tesoura, no qual se adicionou 0,994 eV para os resultados do método PBE e 0,52 eV para o mBJ. O intuito dessa operação é transladar as componentes da função dielétrica a fim de obter

uma comparação direta com os resultados experimentais.

Nos resultados obtidos a partir da parametrização PBE é possível observar que ϵ_1 possui uma tendência geral bem próxima ao resultado experimental, assim como os resultados com mBJ. Um aspecto negativo dos resultados com PBE é que eles preveem valores muito altos para ϵ_1 na região de baixas energias, o que não é observado experimentalmente. Por outro lado, o resultado com o mBJ apresenta valores mais próximos da realidade, embora apresente uma diferença acentuada do comportamento de ϵ_1 a partir de 4 eV.

Quanto à parte imaginária da função dielétrica, os resultados com o PBE também apresenta uma tendência bem próxima ao resultado experimental, salvo pelo fato de que a transição presente em 1,5 eV esteja sendo prevista com intensidade maior que os resultados experimentais. Além disso, a transição entre o topo da banda de valência e o fundo da banda de condução também é prevista com intensidade mais alta que a experimental. Novamente, os resultados com o mBJ estão mais próximos dos experimentais, salvo pela diferença acentuada no comportamento de ϵ_2 a partir de 4 eV.

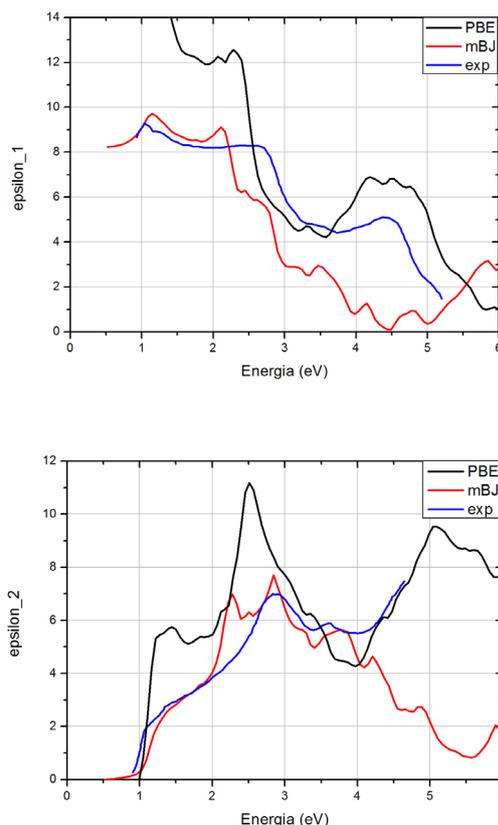


Figura 2 – Função dielétrica do CIS, calculados através do método PBE e mBJ, em comparação com o resultado experimental de Alonso (2001).

3 | FABRICAÇÃO DO DISPOSITIVO

Kodigala (2010) comenta sobre as características que devem guiar a escolha

dos quatro elementos descritos acima, apontando que a camada absorvedora deve possuir energia de *gap* em torno de 1,55 eV, que é o *gap* para o qual se possui a melhor relação de eficiência de conversão. Além disso, o material absorvedor deve possuir *gap* direto e alto coeficiente de absorção. Quanto à escolha da segunda camada, não deve haver muita diferença entre suas características de rede em relação à camada absorvedora – o mesmo deve acontecer para suas características térmicas. Tal cuidado leva a uma redução na criação de uma densidade de estados na interface entre as duas camadas, o que poderia gerar perdas por recombinação dos pares elétron-buraco. Outras observações a serem feitas é que tais materiais devem possuir eletro-afinidades compatíveis, bem como devem formar baixa resistência elétrica no contato. Com isso, evita-se uma diferença muito grande para o potencial na junção. A terceira camada, com tratamento ante-reflexivo, deve funcionar como uma janela ótica e ser um semicondutor tipo *n* com energia de *gap* alta e resistividade baixa. Com essas características, esse material deve apresentar alta transmitância na região do visível, como também deve atuar como um bom eletrodo.

Portanto, propôs-se a montagem de um dispositivo fotovoltaico, que contem a seguinte estrutura: $\text{CuInSe}_2/\text{In}_2\text{Se}_3/\text{SnO}_2:\text{F}$. Neste dispositivo, o CIS desempenha o papel da camada absorvedora, conforme fatores já explanados anteriormente; na segunda camada tem-se o In_2Se_3 (semicondutor tipo *n*), também conhecida como camada “buffer” – pois tem o papel de aumentar a eficiência de conversão da célula solar; o FTO (semicondutor tipo *n*) será o eletrodo/janela ótica, atendendo às necessidades especificadas acima.

Os filmes finos de CIS e In_2Se_3 (IS) foram crescidos por eletrodeposição potencioestática. Essa é uma técnica interessante por apresentar baixo custo, não necessitar de técnicas de vácuo, ser de fácil, rápida e segura aplicação a grandes áreas, não produzir gases tóxicos, além de gerar pouco descarte. Quanto ao $\text{SnO}_2:\text{F}$ (FTO), foi utilizada a técnica de pirólise de spray.

3.1 Eletrodeposição

O crescimento do filme de CIS (e IS) foi realizado através do método de eletrodeposição, para a qual contamos com um potencioestato Autolab. Foi utilizada uma célula eletroquímica de três eletrodos: um eletrodo de trabalho, que será o filme condutor de FTO; um eletrodo de referência (Ag/AgCl); um eletrodo auxiliar de platina. O banho eletrolítico conta com uma solução de suporte aquosa de NaBF_4 a 0,1 mol/L. A solução de depósito é composta por: SeO_2 (a 6,89 mmol/l), $\text{In}_2(\text{SO}_4)_3$ (a 3,6 mmol/l) e CuSO_4 (a 3,5 mmol/l) – para a deposição do IS, apenas foi retirada a solução o sulfato de cobre.

Resultados de estudos de voltametria catódica sobre a solução de depósito mostram a existência de um potencial de redução da mistura $\text{CuSO}_4+\text{In}_2(\text{SO}_4)_3+\text{SeO}_2$ localizado em -0,27 V. A presença do eletrodo de FTO inseriu uma ligeira modificação

no perfil do voltamograma da solução, deslocando o potencial de redução para -0,33 V. Com isso, o potencial de trabalho contínuo para a deposição do CIS foi ajustado para -0,55 V (Ag/AgCl) – foi utilizado o potencial de trabalho de -1,0 V (Ag/AgCl) para a deposição do In_2Se_3 .

3.2 Análise Estequiométrica

Para a análise das características das amostras que compõem o dispositivo foram realizadas medidas de espectroscopia por dispersão de energia (EDS). A tabela 3 apresenta as concentrações atômicas para os filmes de CIS e IS após estes passarem pelo processo de tratamento térmico, que visa a melhoria de sua cristalinidade, como também o aumento da homogeneidade da sua superfície. Os resultados mostram concentrações bem próximas aos valores almejados, embora haja, ainda, pequenos desvios estequiométricos que podem contribuir para a formação de cristalitos defeituosos. As espessuras dos filmes componentes do dispositivo foram medidas como 1,9 μm para o CIS; 0,5 μm para o IS; 0,34 μm para o FTO.

<i>Amostra</i>	<i>Concentrações Atômicas (%)</i>		
	Cu	Se	In
CIS (7-1-A)	24,6	46,2	29,2
IS (8-4-B)	-	56,6	43,4

Tabela 3 – Percentuais atômicos (At%) para o CIS e IS.

3.3 Medidas Elétricas na Junção CIS-IS-FTO

Para avaliar o comportamento elétrico da junção, foram realizadas medidas de tensão e corrente $V \times I$, que foram realizadas através do uso de um osciloscópio e um gerador de sinais. A figura 4 apresenta um desses resultados, no qual é claro que o dispositivo se comporta como um diodo, embora ainda sejam encontrados problemas de homogeneidade ao longo de sua superfície. Tais problemas de homogeneidade refletem na resposta $V \times I$ de alguns da superfície do dispositivo, que apresentam uma característica não-linear, mas com certo desvio em relação à resposta de um diodo.

Ainda, foram realizadas medidas da resistência elétrica através do dispositivo. Com essas é possível observar as mudanças da resistência em função da iluminação da amostra, ou seja, mudanças na população de pares elétron-buraco no interior do dispositivo. As medidas foram realizadas por um multímetro com pontas de prova conectadas às extremidades do dispositivo: FTO e o filme de CIS. A iluminação foi efetuada por uma lâmpada halógena tipo H4, 12 V, com 60 W de potência. O resultado dessas medidas está resumido na tabela 4, que apresenta o comportamento resistivo de amostras distintas.

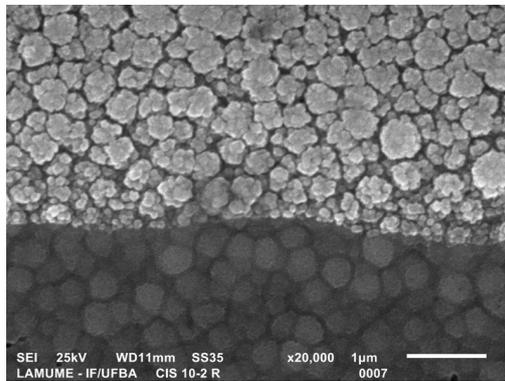


Figura 3 – Imagem de microscopia eletrônica de varredura (MEV) para o dispositivo.

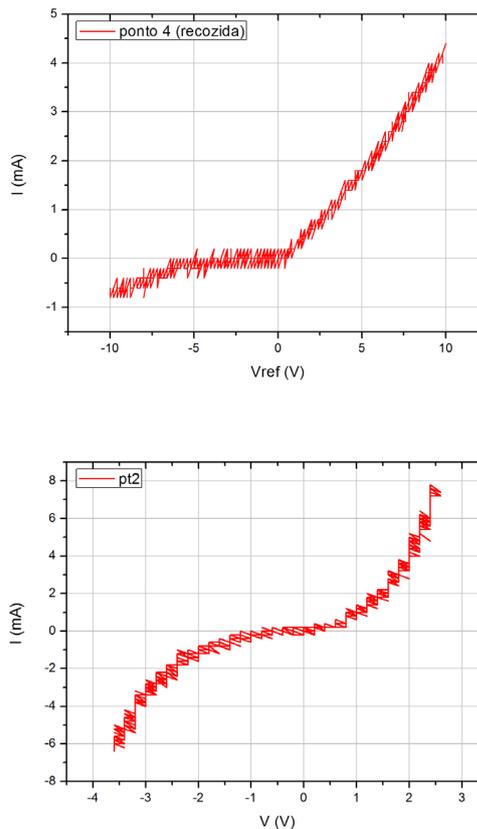


Figura 4 – Medida de tensão e corrente sobre pontos distintos de um mesmo dispositivo.

Do mesmo modo que aconteceu com a resistência, as medidas de resistência através do dispositivo também variaram em função dos diferentes pontos da superfície, corroborando com a hipótese de problemas de homogeneidade no dispositivo. Mesmo assim, as medidas presentes à tabela 4 mostram uma queda na resistividade, em função da iluminação, que vão de 0,6 a 3,5 KW. A fim de mensurar a magnitude nessa variação na resistência, também foram realizadas medidas sobre uma amostra composta apenas de um filme de CIS sobre o FTO – essa mostrou uma variação de apenas 0,046 KW com a iluminação.

Amostra	Composição	Iluminação	R (KΩ)
10-2-BA	FTO+IS+CIS	Não	13,3
		Sim	9,8
18-1-BA	FTO+IS+CIS	Não	5,4
		Sim	4,8
18-3-BA	FTO+IS+CIS	Não	8,1
		Sim	7,0
7-1-A	FTO+CIS	Não	0,424
		Sim	0,378

Tabela 4 – Medidas de resistência através do dispositivo com/sem iluminação.

4 | DISCUSSÃO E CONCLUSÃO

Os resultados experimentais ainda não apresentam uma medida da eficiência quântica do dispositivo, ou mesmo da tensão gerada por ele. Isso é justificado simplesmente pelo fato de que os estudos ainda estão na fase de aprimoramento do dispositivo fotovoltaico, que tenta resolver os problemas de homogeneidade no seu comportamento elétrico. Tais problemas podem estar associados à existência de pequenos curtos circuitos entre os filmes de CIS e FTO, com possíveis causas no processo de crescimento dos filmes, ou mesmo por possíveis falhas no filme de IS. Os resultados das medidas elétricas indicam, também, que o uso do IS como “buffer” influencia positivamente no comportamento do dispositivo, uma vez que apenas a junção dos filmes de FTO (semicondutor tipo n) e CIS (semicondutor tipo p) não mostrou variações significativas em sua resistência quando iluminados (tabela 4), apesar de medidas V_x demonstrarem um comportamento não linear.

Os resultados teóricos para a densidade de estados mostram a evolução da localização dos orbitais eletrônicos de valência, a partir dos quais se pode concluir que o uso do potencial mBJ realmente melhora a previsão do *gap* de energia, que é consequência de um melhor posicionamento dos orbitais, como foi observado na figura 1. Outra consequência do posicionamento mais acertado dos orbitais eletrônicos é o resultado obtido para a função dielétrica. Nesse caso, os cálculos com mBJ melhoram a previsão da constante ϵ_0 , como também trazem valores para ϵ_1 e ϵ_2 mais próximos dos resultados experimentais apresentados por Alonso (2001).

Como perspectiva para os resultados teóricos, é previsto o uso de outros funcionais e potenciais a fim de melhorar a previsão da localização dos orbitais eletrônicos, que, como consequência, deve melhorar a previsão do *gap* e da óptica. Com isso, se terá maior clareza quanto às transições ópticas que ocorrem na faixa de energias de interesse para a absorção e funcionamento do dispositivo fotovoltaico (espectro de radiação eletromagnética entre o visível e o infravermelho próximo), permitindo melhor descrição do funcionamento do dispositivo. Outra perspectiva é passar a realizar cálculos teóricos com o IS.

Por fim, os resultados apresentados aqui mostram que houve sucesso no desenvolvimento de uma célula fotovoltaica baseada em filmes finos de IS e CIS, que

apresentou comportamento elétrico similar ao de um diodo, como também apresentou resistividade sensível a iluminação. As perspectivas para os resultados experimentais são de aprimorar o dispositivo e medir a sua eficiência quântica.

REFERÊNCIAS

- ALONSO, M. I. et al., 2001. *Optical functions and electronic structure of CuInSe_2 , CuGaSe_2 , CuInS_2 , and CuGaS_2* . **Physical Review B**, 63: pp. 0752031-07520313.
- BELHALDJ, M. et al., 2004. *Structural, electronic and optical calculations of $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ ternary chalcopyrites*. **Physica Status Solidi**, 241: pp. 2516-2528.
- GHOSH, A. et al., 2015. *Electronic and optical modeling of solar cell compound CuXY_2 ($X=\text{In, Ga, Al}$; $Y=\text{S, Se, Te}$): first-principles study via Tran-Blaha modified Becke-Johnson exchange potential approach*. **Journal of Material Science**, 50: pp. 1710-1717.
- KANG, S. H. et al. *Characterization of electrodeposited CuInSe_2 (CIS) film*. **Electrochimica Acta**, vol. 51, 2006 (4433-4438).
- KODIGALA, S. R. **Thin Films and Nanostructures: $\text{Cu}(\text{In}_{1-x}\text{Ga}_x)\text{Se}_2$ based thin film solar cells**. Academic Press: Burlington, 2010.
- KRESSE, G.; HAFNER, J. *Ab initio molecular dynamics for liquid metals*. **Physical Review B**, v. 47, p. 558, 1993.
- KRESSE, G.; HAFNER, J. *Ab initio molecular-dynamics simulation of the liquid-metal-amorphous-semiconductor transition in germanium*. **Physical Review B**, v. 49, p. 14251, 1994.
- KRESSE, G.; FURTHMULLER, J. *Efficiency of ab-initio total energy calculations for metals and semiconductors using a plane-wave basis set*. **Computational Materials Science**, v. 6, p. 15-50, 1996.
- KRESSE, G.; FURTHMULLER, J. *Efficient iterative schemes for ab initio total-energy calculations using a plane-wave basis set*. **Physical Review B**, v. 54, p. 11169, 1996.
- LI, Y. et al., 2012 *Film growth mechanism for electrodeposited copper indium selenide compounds*. **Thin Solid Films**, vol. 524, (20-25).
- LIU, F. et al. *Preparation of $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ thin films by pulse electrodeposition*. **Journal of Alloys and Compounds**, vol. 509, 2011 (L129-L133).
- MADELUNG, O., 2004. **Semiconductors: Data Handbook**. Springer.
- NREL OpenEI Transparent Cost Database (<http://en.openei.org/apps/TCDB/>). Accessed 27/11/2015.
- SAMANTILLEKE, A. P. et al. *Flexible CuInSe_2 photovoltaic cells fabricated by non-vacuum techniques*. **Thin Solid Films**, vol. 519, 2011 (7272-7275).
- SHAH, A. et al. *Photovoltaic technology: the case for thin-film solar cells*. **Science**, vol. 285, 1999 (629-698).
- TAUNIER, S. et al. *$\text{Cu}(\text{In,Ga})(\text{S,Se})_2$ solar cells and modules by electrodeposition*. **Thin Solid Films**, vols. 480-481, 2005 (526-531).
- ZHANG, Y. et al., 2013. *Near-edge band structures and band gaps of Cu-based semiconductors*

predicted by the modified Becke-Johnson potential plus an on-site Coulomb U. The Journal of Chemical Physics, 139: pp. 184706.

EXPERIÊNCIA DE CURSO GRATUITO DE INSTALADOR DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE OFERECIDO PELO IFTO CAMPUS PALMAS

Claudio Silva dos Santos

Instituto Federal de Educação Ciência e
Tecnologia do Tocantins – IFTO - Campus Palmas
Palmas - Tocantins

Abimael Ribeiro Martins

Instituto Federal de Educação Ciência e
Tecnologia do Tocantins – IFTO - Campus Palmas
Palmas - Tocantins

Adail Pereira Carvalho

Instituto Federal de Educação Ciência e
Tecnologia do Tocantins – IFTO - Campus Palmas
Palmas - Tocantins

Brunno Henrique Brito

Instituto Federal de Educação Ciência e
Tecnologia do Tocantins – IFTO - Campus Palmas
Palmas - Tocantins

RESUMO: Este artigo tem como principal objetivo apresentar a primeira experiência do Campus Palmas do Instituto Federal do Tocantins (IFTO) com um curso de qualificação profissional na área de sistemas fotovoltaicos. Através do Projeto Social de Inclusão Digital (PSID), que atua a vários anos com cursos de capacitação profissional, observou-se a necessidade e foi possível lançar o curso instalador de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) gratuitamente. O objetivo específico é atender uma deficiência por profissionais nessa área de mercado, já que as

várias empresas instaladas nas proximidades e na capital do Tocantins. As mesmas estão encontrando dificuldades em encontrar mão de obra qualificada para execução de projetos de SFCR. A procura por esse curso superou as expectativas oportunizando o aumento na quantidade de vagas devido ao tamanho da demanda, o curso foi composto por com mais de 50% da carga horária de atividades prática. Os resultados mostram que a faixa de idades e graduações escolares das pessoas é bem diversificada e que cerca de 90% dos alunos entendem que o curso atendeu às suas expectativas.

PALAVRAS-CHAVE: Curso, Energia Solar, Mão de obra Qualificada.

FREE TRAINING EXPERIENCE OF
INSTALLER OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS
CONNECTED TO THE NETWORK OFFERED
BY THE IFTO CAMPUS PALMAS

ABSTRACT: This article has as main objective to present the first experience of Campus Palmas of the Federal Institute of Tocantins (IFTO) with a professional qualification course in the area of photovoltaic systems. Through the Social Inclusion Digital Project (PSID), which has been working for several years with professional training courses, it was observed the need and it was possible to launch the installer course of

grid-connected photovoltaic systems (SFCR) free of charge. The specific objective is to address a deficiency by professionals in this market area, since the various companies located nearby and in the capital of Tocantins. They are finding it difficult to find qualified workforce for SFCR projects. The demand for this course exceeded expectations, giving rise to the increase in the number of places due to the size of the demand, the course was composed of more than 50% of the hours of practical activities. The results show that the range of ages and graduation rates of people is well diversified and that about 90% of students understand that the course met their expectations.

KEYWORDS: Course, Solar Energy, Qualified Labor.

1 | INTRODUÇÃO

O aumento da demanda de energia elétrica e a crescente preocupação ambiental no mundo abrem espaço para a inserção de fontes mais limpas e renováveis na matriz energética do nosso País. Entre as alternativas existentes, destaca-se a energia solar, originária de uma fonte praticamente inesgotável e cuja utilização tem se acentuado nos últimos anos. No Brasil, além do alto índice de radiação solar, o histórico de aumento de eficiência, a queda dos custos e a regulação favorável à instalação de sistemas fotovoltaicos conectados a rede, tanto em centros urbanos quanto no meio rural, têm impulsionado as pessoas, instituições públicas e privadas no desenvolvimento do setor.

Sendo assim, diversas pesquisas acadêmicas relacionadas à análise de iniciativas de eletrificação com sistemas fotovoltaicos no Brasil permitiram analisar o processo de implementação e dispuseram a respeito das dificuldades encontradas para a consolidação da opção no País. Entre essas pesquisas encontra-se a escassez de mão de obra qualificada para instalação e, sobretudo se pensado em longo prazo, para a manutenção dos sistemas fotovoltaicos. Uma das piores consequências da falta de conhecimento é que ela pode levar projetos de eletrificação a serem mal projetados e mal executados, influenciando negativamente na reputação do sistema e fazendo com que as aplicações sejam menos absorvidas pelo mercado no território nacional.

O empecilho apontado por tais pesquisas revela a falta de investimento em formação de mão de obra para atuar em projetos de eletrificação com sistemas fotovoltaicos, ocasionando a falta de profissionais qualificados para trabalhar em todas as etapas de um processo de implantação, execução e gestão. Isso tem acarretado alguns insucessos que afetam a difusão e levam ao descrédito na eficácia do sistema fotovoltaico, causando graves obstáculos à sua expansão na matriz energética no País (ZILLES ET AL., 2009).

O problema referente à qualificação de profissionais pode ser observado do ponto de vista da instalação, acompanhamento e manutenção dos sistemas, mas igualmente do desenvolvimento de uma cadeia nacional de suprimentos fundamentais para sua

consolidação da tecnologia fotovoltaica no País. Esse cenário justifica a existência de um amplo espaço para iniciativas de qualificação dos recursos humanos que estarão conectados diretamente e indiretamente, pois o conhecimento a respeito da tecnologia solar ainda está restrito a poucos especialistas e pesquisadores. Além disso, são poucos os locais que promovem a produção e a divulgação de conhecimentos sobre essa tecnologia a preço acessível e competitivo.

A resolução nº 482, de 17 de abril de 2012, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e as regras para o sistema de compensação das concessionárias, com esta resolução começa os avanços ocorridos na esfera normativa. Após a regulamentação da microgeração e minigeração distribuída, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) têm se destacado por serem de fácil instalação e manutenção para clientes de pequeno e grande porte. Além disso, as frequentes diminuições nos custos dos sistemas, e os ótimos índices de radiação no Brasil os frequentes aumentos nas tarifas de energia têm proporcionado um crescimento exponencial deste sistema, como pode ser visto na Figura 1 (ANEEL, 2017).

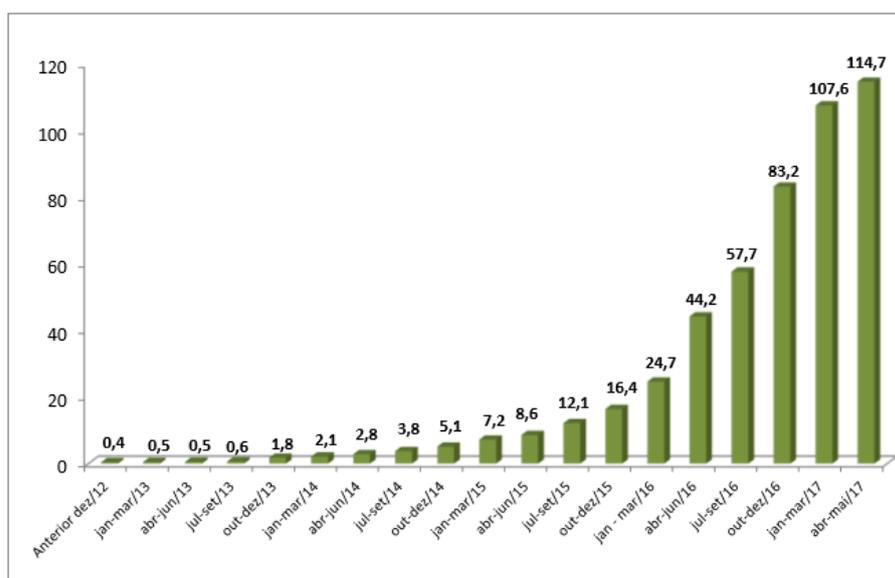


Figura 1- Evolução dos SFCR's no Brasil/FONTE: ANEEL (2017)

Uma vez estabelecidas essas regras que viabilizam a implantação em larga escala da tecnologia fotovoltaica, tornou-se fundamental que os sistemas fotovoltaicos sejam instalados adequadamente, comprovando sua viabilidade para as que pessoas que estarão utilizando o sistema. Para que isso ocorra em um cenário de crescimento tão rápido, torna-se evidente a necessidade de mão de obra qualificada, sendo necessário, para tanto, que a transmissão do conhecimento se efetive e se expanda na mesma rapidez a custo acessível. Esta é uma problemática cuja resolução é a criação de iniciativas para a formação de profissionais especializados em sistemas fotovoltaicos.

A implementação de projetos em diversos lugares do Brasil e do mundo tem

evidenciado a necessidade de formar pessoas tecnicamente capacitadas nas aplicações fotovoltaicas, com a finalidade de garantir a sua sustentabilidade. Ainda, é possível observar que a formação desses recursos humanos deveria levar em conta alguns estágios fundamentais (Morante et al., 2006).

O presente trabalho se propõe então a abarcar essas duas necessidades: a estruturação de pesquisa do IFTO e a qualificação de recursos humanos a preço acessível, que no caso foi ofertado gratuitamente. Tais finalidades foram atendidas por meio de um projeto social de inclusão digital ofertado pela instituição a mais de 14 anos, que visa qualificação mão de obra da cidade por intermédio de estudantes dos cursos de graduação do campus como monitores e colaboradores externos.

2 | CURSO DE INSTALADOR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

2.1 Projeto Social de Inclusão Digital - PSID

O Projeto Social de Inclusão Digital é realizado a mais de 14 anos no Campus Palmas do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia (IFTO). Esse projeto visa à capacitação profissional da comunidade da cidade de Palmas-TO. Todos semestres são ofertados cursos em diferentes modalidades de conhecimento aos finais de semana, tendo como espinha dorsal os estudantes do campus que possuem habilidade em alguma área, ou que estão precisando cumprir as horas de estágio supervisionado que se prontificam via edital para serem monitores dos cursos ofertados. A comunidade, com 2 kg de alimento, realiza sua inscrição. Excedendo o número de vagas, é realizado um sorteio entre os inscritos. Ao longo de 14 anos, o projeto já capacitou mais de 14 mil pessoas em diferentes cursos, contribuindo diretamente para a qualificação profissional da mão de obra local a um custo benefício, pois, os cursos são ministrados aos finais de semana, oportunizando as pessoas a trabalharem durante a semana, e estudarem aos finais de semana.

No segundo semestre de 2017 foi incorporado o curso instalador de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, ministrado por dois estudantes do curso de engenharia elétrica, um estudante do curso subsequente técnico em eletrotécnica, um colaborador externo e dois professores da área da indústria como orientadores dessa equipe. O curso teve 100 inscritos para 40 vagas. Foi necessário realizar o sorteio das vagas. Após uma readequação do projeto por conta da alta demanda, decidiu-se por aumentar o quantitativo de vagas para 50. Para melhor atender a comunidade, o curso é ministrado aos finais de semana pela manhã.

2.2 Demanda de mão obra especializada local

Os SFCR têm crescido exponencialmente em todo País. Analisando esse cenário através do seu corpo docente, o IFTO vislumbrou a implantação do curso em um projeto social, com o intuito principal de ofertar capacitação profissional para as pessoas que querem o conhecimento e que tem como barreira o investimento inicial em cursos pagos.

A capital do Tocantins atualmente conta com 12 empresas cadastradas na prefeitura atuando na área de energia solar. A deficiência em mão de obra qualificada para a instalação de sistemas fotovoltaicos trás dificuldades para as empresas em estarem ofertando um serviço de qualidade e, conseqüentemente, atender a demanda crescente em projetos.

O curso ofertado pelo IFTO Campus Palmas estará formando 50 novos instaladores, que estarão capacitados a estarem trabalhando no mercado de forma individual, empreendendo o seu próprio negócio, e podendo os mesmos ser contratados pelas empresas existentes.

2.3 Otimizando os Recursos

A capacidade estrutural do IFTO em ofertar o curso de instalador de sistemas fotovoltaicos conectados à rede ocorreu após dois eventos. O primeiro diz respeito à compra por meio de licitação, de uma usina fotovoltaica com 260 painéis de 270 Wp, totalizando 70,2 kWp de potência instalada. Tal instalação foi realizada estrategicamente sobre os blocos laboratoriais da área de indústria no Campus Palmas do IFTO. O segundo evento, que possibilitou a compra dos materiais e a construção do telhado baixo para a realização do treinamento, foi a participação de um dos professores da área de indústria em um programa de apoio à pesquisa interno.

Devido à crise que o Brasil enfrenta, foi necessário otimizar os recursos da pesquisa da melhor forma possível. Por isso, inicialmente surgiu a ideia de abrir apenas uma turma do curso de instalador de sistemas fotovoltaicos conectados à rede para instalar o sistema adquirido com as verbas do programa de pesquisa. Com a alta demanda pelo curso, agora a coordenação da área indústria já toma como certo a oferta semestral de mais turmas.

2.4 Metodologia do curso

O curso é ministrado aos finais de semana, sendo cada dia composta por 4 horas de aula, totalizando uma carga horária de 60 horas. Destas 60 horas de curso, 28 horas são destinadas às aula teórica e 32 horas às aulas práticas, seguindo a ementa da Tabela 1.

Ementa do curso Instalador Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.	
Conteúdo	Carga horária (horas)
Ciclo Teórico – 28 horas.	
Conhecendo o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	8
Dimensionamento básico de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	8
Análise do Retorno Financeiro de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	8
Análise de Projetos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede	4
Ciclo Prático – 32 horas.	
Montagem da Estrutura	8
Instalação dos Painéis Fotovoltaicos	8
Instalação dos Inversores Grid -Tie	8
Conexão à Rede e Análise da Geração	8

Tabela 1- Ementa do curso ministrado no IFTO Campus Palmas.

3 | RESULTADOS DO PROJETO

Ao longo de 8 finais de semana, foi realizado o curso instalador sistema fotovoltaico conectado à rede, e aplicado um questionário no *google* com algumas perguntas, conforme as figuras.

A Figura 2 apresenta o perfil de idade dos estudantes que fizeram o curso, onde é possível perceber que a maioria é de jovens, entre 18 e 25 anos, apresentando uma tendência do mercado, que cada vez mais mostra que os jovens enxergam a capacitação profissional como caminho para crescerem profissionalmente, bem como acompanham os assuntos que estão em pauta no momento, como é o caso do crescimento atual dos SFCR.

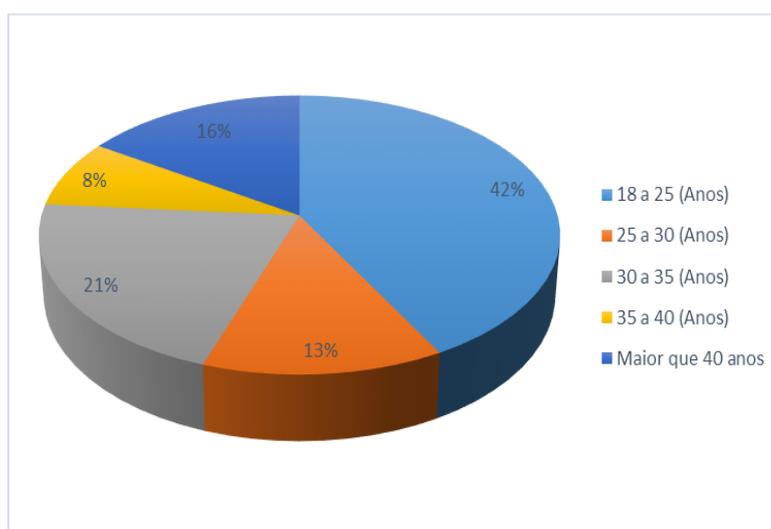


Figura 2- Faixa etária dos participantes do curso.

A Figura 3 apresenta dados bem significantes enquanto ao grau de instrução dos estudantes, apresentando uma tendência em acesso ao conhecimento, pois, temos

todos os estudantes acima dos 18 anos, e temos 34% apenas com ensino fundamental e 34% com ensino superior incompleto. Esses dados justificam o papel da instituição de ensino em ofertar cursos de capacitação de uma outra modalidade. Através de um projeto social, temos uma turma bem heterogênea em grau de instrução, aumentando o desafio dos monitores em repassar o conhecimento, de forma linear, para que todos entendam e aprendam o conteúdo ministrado. Com esses dados em mãos, prospecta-se que o conhecimento em energia solar, foi difundido em todos os ramos de instrução da comunidade que participou do curso, não limitando a inclusão, mas levando oportunidades para todos.

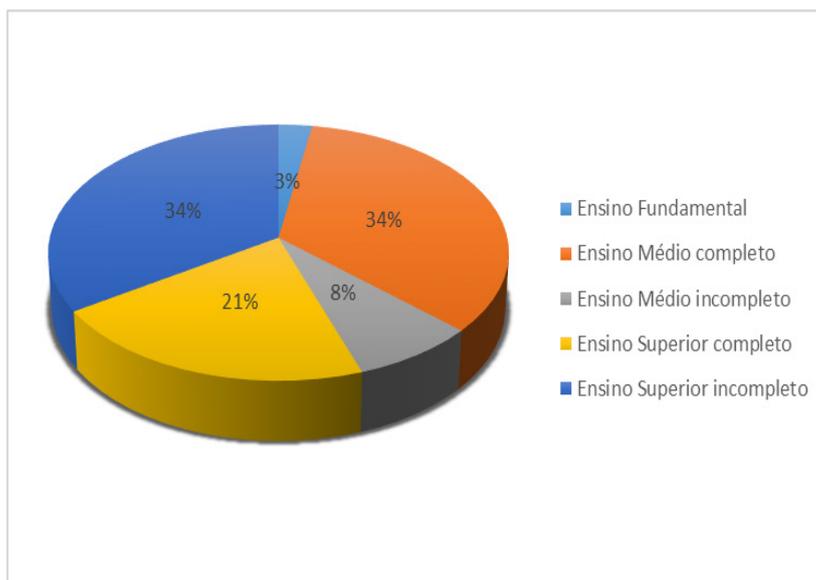


Figura 3- Escolaridade dos participantes do curso.

A Figura 4 traz um questionamento da equipe que ministrou o curso em validar se a quantidade de horas foi suficiente, pois, o mercado local apresenta inúmeros cursos voltados para energia solar, porém com carga horária inferior a 60 horas. O IFTO, sendo pioneiro no Estado do Tocantins implantando uma usina solar no campus Palmas, oportunizou pela primeira vez um curso na área, e conforme os estudantes a quantidade de horas ministradas é satisfatória para aprendizagem do foco do curso.

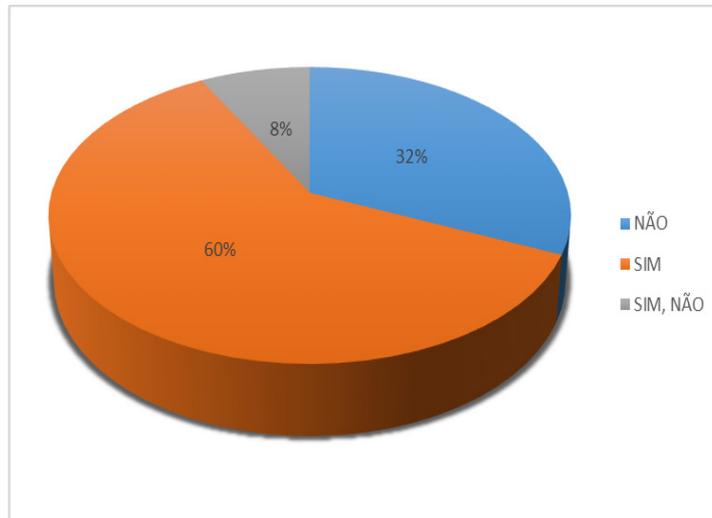


Figura 4- A carga horária do curso foi suficiente

A Figura 5, demonstra que antes de começar o curso 50% dos que começaram, sabiam pouco sobre o assunto energia solar, e só 26% consideram que tinha um conhecimento bom na área.

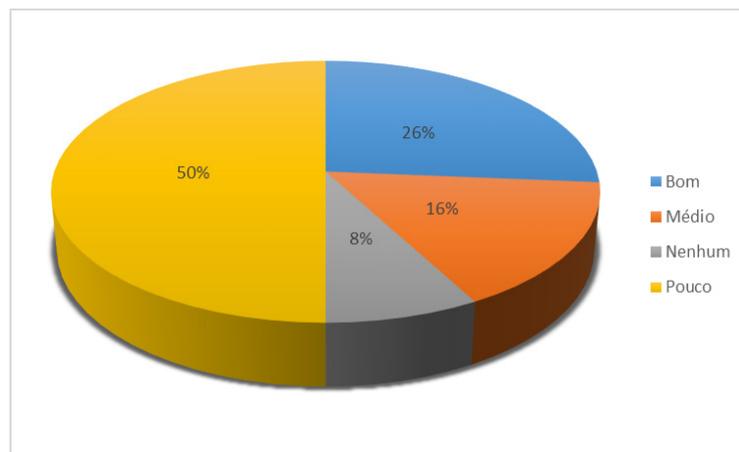


Figura 5- Conhecimento adquirido antes do curso

A Figura 6, exemplifica o objetivo das pessoas que estavam fazendo o curso após terminarem, e 50% estavam se capacitando profissionalmente para atuar na área, logo teremos no mínimo 25 instaladores no mercado.



Figura 6- Razão para estarem fazendo o curso.

Por fim a Figura 7, apresenta a avaliação dos estudantes sobre a qualidade do curso ofertado. Mais da metade classificou o curso como bom, mostrando que a instituição está no caminho certo, e por ser o primeiro curso ministrado por estudantes com o auxílio dos professores, o desempenho é satisfatório.

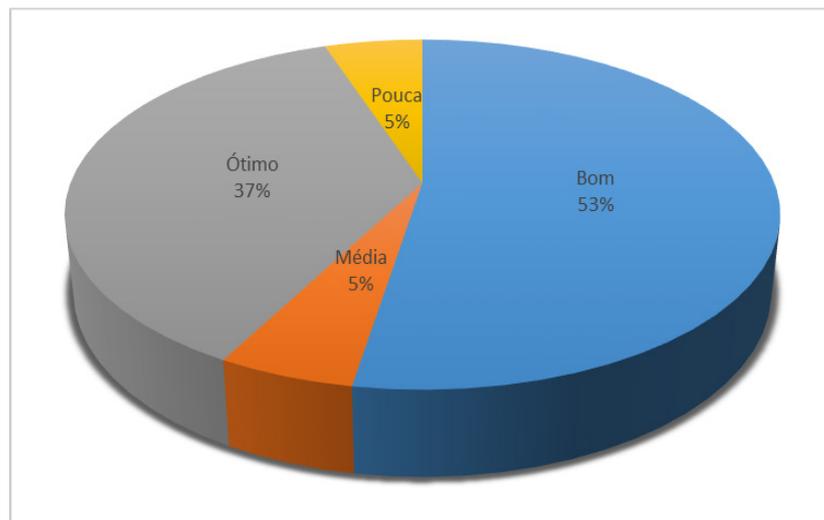


Figura 7- O curso atendeu a expectativa.

O curso se desenvolveu a teoria alinhada com a prática. As figuras 8 a 13 mostram como foi o andamento da primeira turma do curso de Instalador de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede oferecido pelo IFTO Campus Palmas.



Figura 8 - Visita técnica de alguns projetos sistemas fotovoltaicos no IFTO e apresentação do curso em sala de aula.



Figura 9- Ministração das aulas teóricas e medidas de seguranças.



Figura 10- Demonstração de conexões e fixações dos módulos fotovoltaicos os trilhos.



Figura 11- Repassando as instruções técnicas para realização da aula prática.



Figura 12- Realização prática da montagem das estruturas de fixação dos módulos fotovoltaicos.



Figura 13- Estudantes do curso de instalações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

4 | CONCLUSÃO

Com a capacitação técnica, os estudantes puderam colocar em prática os conhecimentos adquiridos em sala de aula nas estruturas preparadas para o desenvolvimento deste curso, como o apoio de editais de pesquisa. As respostas obtidas pelo questionário demonstram que a criação do curso de Instalador de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede foi válida, e atende à necessidade das pessoas que procuraram o curso.

A faixa etária dos estudantes é bem diversificada, demonstrando que independentemente da idade, existe oportunidade de emprego nesse novo nicho de mercado. Quanto ao nível de instrução dos alunos, percebe-se que há uma grande procura por essa área de estudantes que tem ensino médio completo e estudantes do ensino superior. A grande maioria ainda tem com pouco conhecimento nesta nova área que está em ascensão e fizeram o curso com propósito de capacitação profissional. A pesquisa mostra também que o curso atendeu às expectativas dos alunos.

Portanto o curso de Instalador de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

está sendo bem aceito na primeira experiência e poderá atender a esse novo nicho de mercado com profissional treinado e capacitado para execução de projetos de sistemas fotovoltaicos na capital do Estado do Tocantins.

REFERÊNCIAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2017. **Nota Técnica nº 0056/2017, de 24 de maio de 2017** – Brasil, Brasília.

Morante, F., A. Mocelin e R. Zilles (2006). **Capacitación y Transferencia Tecnológica: su importancia en la sostenibilidad de los proyectos basados en tecnología solar fotovoltaica. AVERMA, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Edición especial de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente, ASADES, Volumen 10, Tema 12, artículo 12-02, pp. 12-01/12-08.**

ZILLES, R.; MOCELIN, A.; MORANTE, F. **Programa brasileiro de formação e certificação de instaladores de sistemas fotovoltaicos de pequeno e médio porte.** Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 13, 2009. Impreso en la Argentina. ISSN 0329-5184.

IMPACTO DA LEI PALMAS SOLAR NA ANÁLISE FINANCEIRA DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM PALMAS - TO

Isamara Quirino de Castro Carlos

Instituto Federal do Tocantins – *Campus* Palmas
Palmas - TO

Brunno Henrique Brito

Instituto Federal do Tocantins – *Campus* Palmas
Palmas - TO

Felipe Tozzi Bittencourt

Instituto Federal do Tocantins – *Campus* Palmas
Palmas - TO

RESUMO: Após a regulamentação dos sistemas de geração distribuída em 2012, por meio da Resolução Normativa nº 482 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), atualizada em 2015 pela Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro, os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) têm ficado cada vez mais atrativos devido às quedas frequentes nos custos dos sistemas e às altas periódicas nas tarifas de energia. Nesse sentido, este artigo realiza o estudo do impacto da Lei Palmas Solar, que incentiva a inserção de SFCR no município de Palmas - TO, na viabilidade econômica dos sistemas de Microgeração Distribuída. Para isso, inicialmente é realizado o estudo do tempo de retorno financeiro e, na sequência, é realizada uma análise comparativa entre se investir no SFCR ou em uma aplicação de renda fixa. Os resultados aqui apresentados mostram que a

economia gerada pelo SFCR pode fazer este sistema se pagar entre 33 e 69 meses e que o valor acumulado investindo-se em um SFCR à longo prazo pode ficar até 4,4 vezes maior que o valor acumulado investindo em renda fixa. Os resultados também mostram que os incentivos da Lei Palmas Solar podem fazer o sistema se pagar até 32 meses mais rápido.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar, Viabilidade, Microgeração.

THE IMPACT OF PALMAS SOLAR LAW IN THE FINANCIAL AVALIATION OF THE PHOTOVOLTAIC MICROGENERATION IN PALMAS - TO

ABSTRACT: After the regulation of the distributed generation systems in 2012 by ANEEL Normative Resolution No. 482 (National Agency for Electric Energy), and updated by Normative Resolution No. 687 of November 24, 2015, grid-connected Photovoltaic Systems (SFCR) have become increasingly attractive for the frequent falls in system costs and periodic increases in energy tariffs. In this sense, this article studies the impact of the Palmas Solar Law, which stimulates the inclusion of SFCR in the municipality of Palmas-TO, in the economic viability of these systems. For this, the study of the time of financial return is initially carried out, and a comparative analysis

is then carried out between whether to invest in the SFCR or in a fixed income application. The results presented here show that the SFCR-generated economy can make this system if it repays between 33 and 69 months and that the value accumulated by investing in a long-term SFCR can be up to 4.4 times greater than the accumulated value by investing in fixed income. They also show that the incentives of the Palmas Solar Law can make the system pay itself up to 32 months faster.

KEYWORDS: Solar energy, Feasibility, Microgeneration.

1 | INTRODUÇÃO

O sistema de geração e transmissão de energia elétrica brasileiro possui matriz energética hidro-termo-eólica com predominância hídrica (ONS), sendo que o potencial hidráulico corresponde a cerca de 61% da mesma (ANEEL, 2017). Para diminuir os custos de produção de energia elétrica, é necessário que haja índices pluviométricos satisfatório (BRITO, 2015). Além disso, existe cada vez menos viabilidade de construção de grandes usinas hidrelétricas próximas aos grandes centros de carga, o que resulta em construções de linhas de transmissão maiores, uma vez que linhas mais longas causam mais perdas de energia. Em virtude da distância das usinas hidrelétricas até suas cargas e a dependência por bons índices pluviométricos, faz-se necessário intensificar a geração distribuída, também conhecida como geração próxima à carga (FINARDI, 2003).

Nesse cenário, a geração distribuída de fontes renováveis de energia tem sido gradualmente incentivada a nível global. No Brasil, por exemplo, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou em 2012 a Resolução Normativa nº 482, posteriormente atualizada em 2015 pela resolução nº 687, que regulamenta a inserção da microgeração (sistemas de até 75kW de potência) e da minigeração (sistemas maiores que 75kW e menores que 5MW de potência) distribuída de fontes renováveis de energia e apresenta o sistema de compensação da energia elétrica produzida e injetada na rede elétrica (ANEEL, 2016).

Após a publicação da Resolução 482, a inserção de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) têm se destacado. Alguns dos fatores que podem ter contribuído para essa tendência pelo uso dos SFCR's são: praticidade na instalação, baixo custo de manutenção, tendência de queda nos custos dos SFCR's nos últimos anos, altas frequências nas tarifas de energia das concessionárias. Nesses cenários, a ANEEL tem projetado um crescimento exponencial da inserção de SFCR's (ANEEL, 2017).

Nos SFCR's, a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos passa por um inversor, que tem a função de sincronizar a energia gerada pelo sistema fotovoltaico com a energia da rede elétrica, e é conectada à rede elétrica da concessionária de energia. Nesse caso, ocorre o sistema de compensação, onde a unidade consumidora troca

energia elétrica com a concessionária, ou seja, a unidade consumidora fornece energia elétrica à rede quando o consumo é menor que a geração fotovoltaica e consome a energia elétrica da rede quando a geração é menor que o consumo. O sistema de compensação baseia-se em créditos de energia. Quando a energia gerada com a energia consumida apresentarem um balanço líquido positivo, são gerados créditos de energia que podem ser utilizados para abater o consumo nos meses subsequentes (ANEEL, 2016).

Os moradores do município de Palmas - TO têm motivos para acreditar na geração fotovoltaica. A capital do estado do Tocantins possui índices médios de irradiação solar (que está diretamente ligado à geração de um módulo fotovoltaico) equivalente ao dobro dos índices do país com a maior capacidade instalada de geração fotovoltaica (Alemanha) (SWERA, 2017). Palmas - TO também é privilegiada em incentivos fiscais por parte do governo estadual e municipal, dentre os quais se destacam o desconto de até 80% do Imposto Predial e Territorial Urbano (IPTU) por 5 anos proporcional ao índice de aproveitamento de energia solar, do Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISSQN), e do Imposto de Transferência de Bens Imóveis (ITBI), concedido pela Lei Complementar nº 327 de 2015. Além disso, existe a isenção de 25% do Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre a energia injetada na rede elétrica, concedido pelo governo do Estado do Tocantins em novembro de 2015 por meio do Decreto nº 5338.

Todos esses incentivos governamentais e os bons índices de irradiação solar sugerem um bom investimento em SFCR's em Palmas - TO. Deste modo, o presente artigo visa analisar a viabilidade econômica, com foco no desconto do IPTU proporcionado pela Lei Palmas Solar, de um sistema de microgeração fotovoltaico na cidade de Palmas - TO.

2 | METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho consiste inicialmente em pesquisas bibliográficas, análises de artigos, normas técnicas de distribuição, resoluções, monografias e sites especializados para conhecer o processo de geração fotovoltaica, os detalhes técnicos relativos aos SFCR's, e as ferramentas relativas às análises econômicas. Na sequência, foi realizada uma pesquisa de campo para levantar os custos dos sistemas em Palmas - TO. Por fim, foi utilizado o programa computacional EXCEL para realizar as diversas simulações dos SFCR's.

A proposta desse artigo consiste em fazer duas análises para diversos sistemas de microgeração fotovoltaicos. A primeira análise consiste no estudo de tempo de retorno do investimento dos diversos sistemas. Já a segunda análise consiste em uma análise comparativa entre investir em renda fixa ou no SFCR.

Para realizar o estudo de tempo de retorno de investimento, foi necessário seguir, na sequência, as seguintes etapas:

- Estimar a geração mensal de cada sistema considerando a Equação 1 (VILLALVA; GAZOLI, 2015).

$$G = P \times I \times n \times \eta \quad (1)$$

Onde: P = Potência instalada do sistema (Wp); I = irradiação solar incidente no plano do sistema (KWh/m². dia); n = número de unidades do intervalo de tempo a ser considerado (horas, dias, meses); η = rendimento.

- Considerar a depreciação anual na geração especificada pelos painéis fotovoltaicos.
- Estimar o custo de cada sistema considerando: o preço base do kit de energia solar que forma o sistema fotovoltaico, o valor do projeto necessário para a instalação do sistema, o valor da mão de obra para instalação do sistema e uma margem para eventuais gastos extras que possam surgir.
- Utilizar a ferramenta matemática denominada payback descontado (tempo de retorno sobre o investimento). Para a estimativa da economia mensal proporcionada pelo sistema, foi considerada a Equação 2 (CURY; SOUZA; GONÇALVES; FILHO, 2012).

$$VP_{FCp} = FC_p \div (1 + TMA)^P \quad (2)$$

Onde: VP – valor presente líquido da economia proporcionada pelo sistema; FC – fluxo de caixa dado pelo produto da tarifa da energia vigente multiplicado pela geração daquele mês; TMA – taxa mínima de atratividade; P – períodos, em anos, futuros considerados.

Para realizar a análise comparativa entre investir em renda fixa ou no SFCR, foi necessário seguir as seguintes etapas:

- Estimar o rendimento de um valor igual ao do sistema fotovoltaico em uma aplicação de renda fixa ao longo de 25 anos, tempo médio de vida útil do SFCR;
- Investir em um SFCR e estimar o rendimento das aplicações das economias proporcionadas pelo sistema na mesma carteira de renda fixa que considera rendimento da aplicação anterior.
- Verificar o mês que o valor dos investimentos se igualam;
- Comparar os valores acumulados ao final de 15 anos e 25 anos, considerando a troca do inversor após 15 anos (tempo médio de vida útil) (ANEEL, 2017).

3 | RESULTADOS

Para a obtenção dos resultados apresentados a seguir, foi considerado: rendimento do sistema de 80%; irradiações médias mensais obtidas pelos dados da NASA, com média anual de 5,36 kWh/m².dia (SWERA, 2017); depreciação de 0,6% ao ano na geração do painel fotovoltaico; tarifa vigente de R\$0,80367/kWh; reajuste anual médio de 5,6% na tarifa de energia (Nakabayashi, 2014); desconto da meta da inflação (TMA = 4,5%); taxa de rendimento de renda fixa igual a 0,6% ao mês; troca do inversor após 15 anos; e descontos médios de IPTU's variando entre R\$0,00 e R\$1.600,00.

Os custos levantados para os SFCR's simulados, bem como a geração anual de cada sistema, podem ser conferidos na Tab. 1. Os orçamentos foram realizados considerando painéis fotovoltaicos de 320Wp.

SFCR (kWp)	Base (R\$)	Mão de Obra (R\$)	Projeto (R\$)	Outros (R\$)	TOTAL (R\$)	Reais por kWp (R\$)	Geração Anual (kWh)
1,28	6622	600	1500	500	922	7204	2003
1,6	8010	750	1500	500	10760	6725	2504
1,92	9999	900	1500	500	12899	6718	3005
2,56	11581	1200	2000	600	15381	6008	4007
3,2	12661	1500	2000	600	16761	5238	5008
3,84	15615	1800	2000	600	20015	5212	6010
4,48	16937	2100	2000	600	21637	4829	7012
5,12	17458	2400	2000	750	22608	4416	8013
5,76	19397	2700	2000	750	24847	4314	9015
6,4	20979	3000	2000	750	26729	4176	10017
7,68	27147	3600	2000	750	33497	4362	12020
8,96	32442	4200	2500	750	39892	4452	14023
9,6	33247	4500	2500	750	40997	4270	15025
10,24	36362	4800	2500	750	44412	4337	16027
15,36	49443	7200	3000	1000	60643	3948	24040
20,48	61840	9600	3000	1000	75440	3684	32054
24,96	72182	11700	3500	1000	88382	3541	39065
30,72	83729	14400	3500	1000	102629	3341	48081
40,32	119741	18900	3000	1000	142641	3538	63106
49,92	143457	23400	3500	1000	171356	3433	78131
61,44	166364	28800	4000	1000	200164	3258	96161
74,88	209739	35100	5000	1000	250839	3349	117196

Tabela 1 - Custos e gerações anuais de sistemas em Palmas - TO

Para facilitar o entendimento dos resultados, inicialmente as análises são realizadas em um sistema base, sendo escolhido o de 3,2 kWp, e na sequência as análises são generalizadas para todos os sistemas simulados.

3.1 Tempo de Retorno Financeiro no Caso Base

A Fig. 1 apresenta o comportamento do retorno financeiro ao longo do tempo no SFCR de 3,2 kWp. Percebe-se, nesta figura, que o sistema se paga por volta dos 51 meses e o retorno total do valor investido ocorre após cerca de 101 meses.

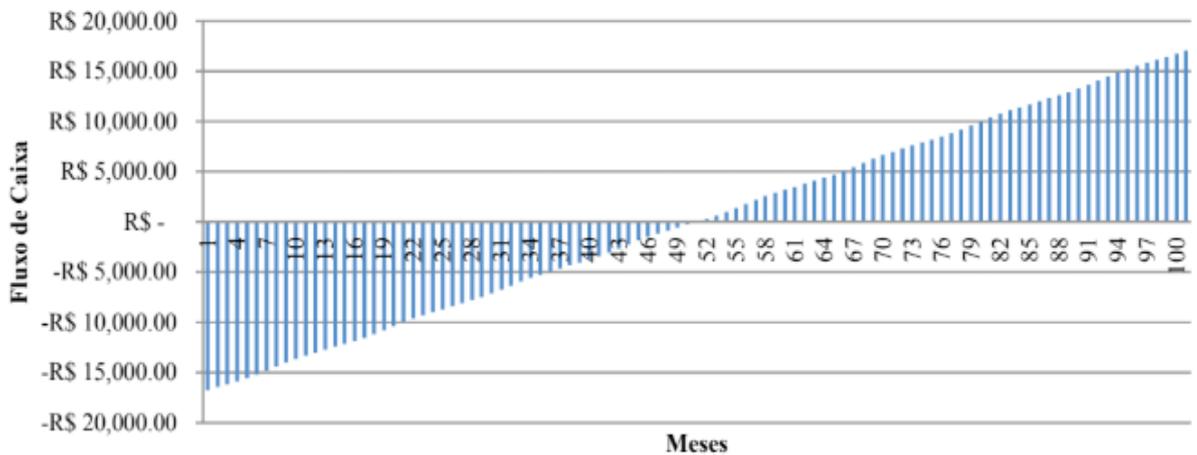
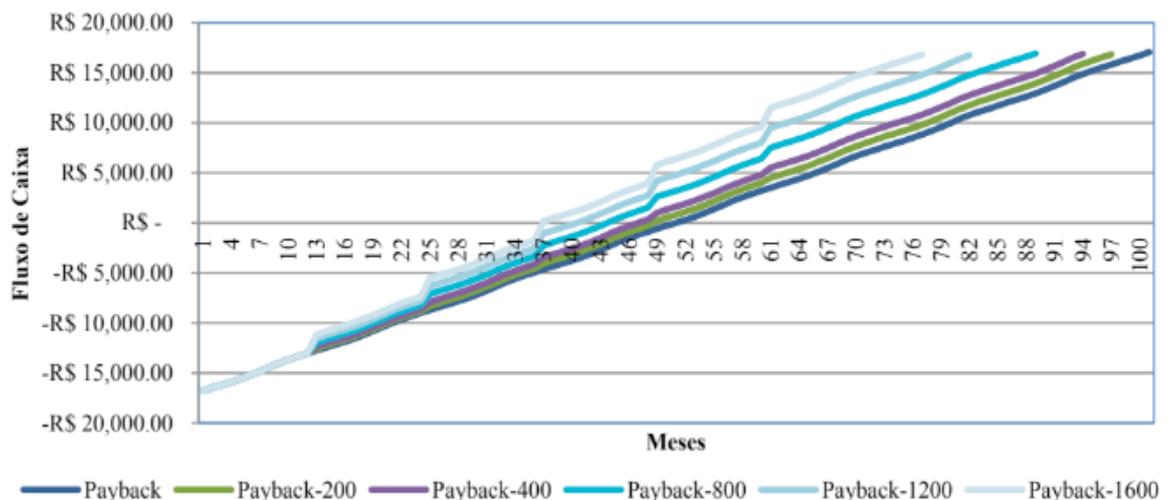


Figura 1 – Payback no sistema de 3,2 kWp sem o desconto do IPTU

Na Fig. 2, podem ser vistos os efeitos que diferentes descontos médios de IPTU's ao longo dos 5 primeiros anos de funcionamento do SFCR provocam no tempo de retorno do investimento. Por exemplo, a linha referente ao índice “Payback-200” refere-se à análise do tempo de retorno do investimento quando o desconto médio no IPTU da residência com o SFCR é de R\$200,00. Neste caso o sistema se paga em cerca de 49 meses, dois meses mais cedo que quando não é concedido o desconto, e o retorno total do valor investido ocorre após cerca de 97 meses, 4 meses mais cedo que quando não é concedido o desconto. Na simulação que considera um desconto médio de R\$1.600,00 por cinco anos no IPTU (linha “Payback-1600”), o sistema se paga após cerca de 37 meses e o retorno total do investimento ocorre após cerca de 77 meses.



3.2 Comparação de Investimentos no Caso Base

A Fig. 3 traz a comparação entre investir na carteira de renda fixa todo o dinheiro que seria investido em um SFCR e investir o dinheiro resultante da economia gerada pelo SFCR de 3,2 kWp na mesma carteira de renda fixa ao longo de 25 anos. Nesta figura, percebe-se que o valor acumulado ao final de 25 anos investindo no SFCR (R\$275.290,61), mesmo considerando a troca do inversor após 15 anos de operação, ficou bem maior que o valor acumulado investindo o valor do sistema diretamente em renda fixa (R\$100.255,29). Em outras palavras, podemos concluir que o valor acumulado investindo no sistema após 25 anos ficou cerca de 2,75 vezes maior que o valor acumulado investindo o valor do sistema diretamente na aplicação de renda fixa. Isso ocorre devido ao valor investindo no SFCR ter correção anual da tarifa de energia elétrica além da correção habitual da rentabilidade da renda fixa. Destaca-se também que o valor acumulado se iguala após cerca de 61 meses.

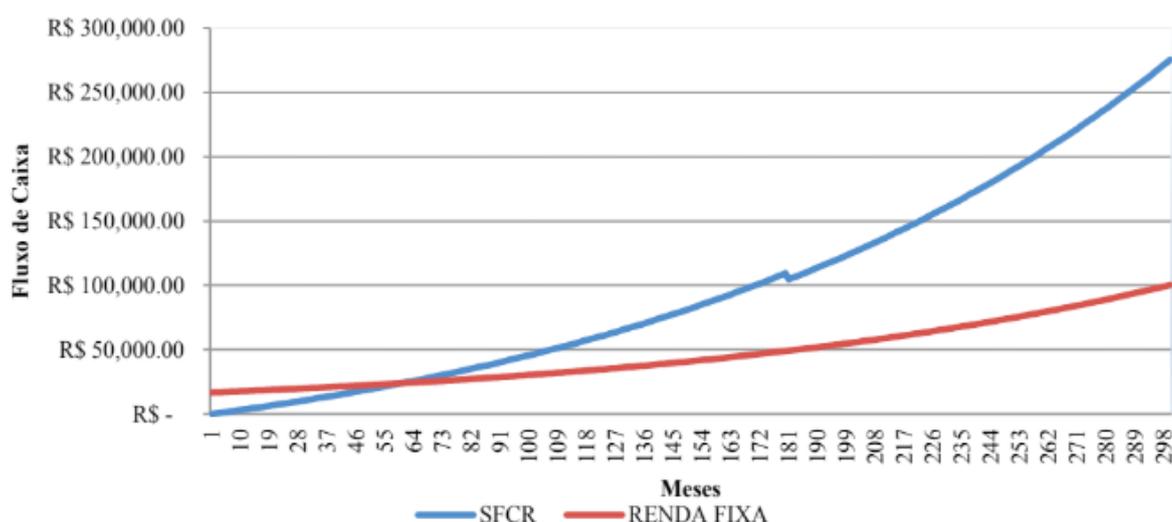


Figura 3 – Comparação de investimentos (Renda fixa x SFCR sem desconto no IPTU)

Quando é comparado o investimento diretamente em renda fixa com o investimento das economias proporcionadas pelo SFCR considerando as economias proporcionadas pelas diferentes médias de desconto de IPTU, o valor acumulado após 25 anos do investimento no SFCR tende a aumentar ainda mais, como pode ser visualizado na Fig. 4. No melhor cenário, considerando desconto médio de R\$1.600,00 ao ano por 5 anos, o valor acumulado investindo no sistema ficou cerca de 3,1 vezes maior que o valor acumulado investindo o valor do sistema diretamente em renda fixa.

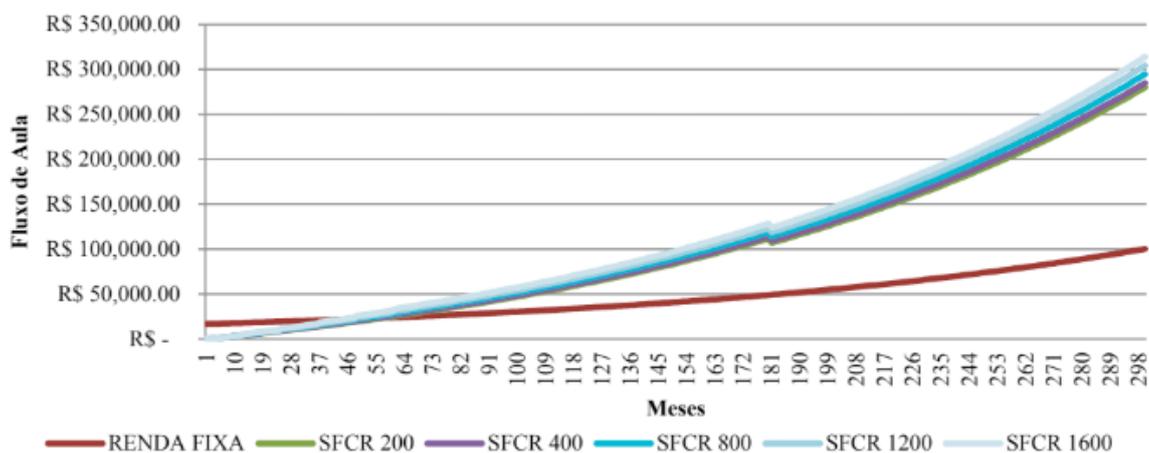


Figura 4 – Comparação de Investimentos (Renda Fixa x SFCR com diferentes descontos no IPTU)

3.3 Síntese dos Resultados no Caso Base

A partir dos resultados anteriormente apresentados, e diversificando mais os cenários simulados, obtém-se os resultados apresentados na Tab. 2, que apresenta uma síntese de todos os resultados obtidos considerando o sistema de 3,2kWp para diferentes descontos médios de IPTU. Nesta tabela pode ser verificado, na sequência: o tempo que o sistema leva para se pagar (linha “pago”); o tempo que ocorre o retorno total do valor total investido (linha “retorno”); o tempo que os investimentos se igualam quando são comparados (linha “igualar”); quantas vezes o valor acumulado investindo no SFCR ao final de 15 anos fica maior que o valor investindo o valor do sistema diretamente em renda fixa (linha “após 15”); e quantas vezes o valor acumulado investindo no SFCR ao final de 25 anos fica maior que o valor investindo o valor do sistema diretamente em renda fixa (linha “após 25”). Em resumo, percebe-se, por exemplo, que o sistema se paga entre 37 e 51 meses; o retorno total do valor investido ocorre entre 77 e 101 meses; os tempos que os investimentos se igualam ocorre entre 44 e 61 meses; o valor acumulado investindo as economias do SFCR pode ficar entre 2,2 e 2,6 vezes maior após 15 anos e entre 2,8 e 3,1 vezes maior após 25 anos que o valor acumulado investindo o valor do sistema diretamente em uma aplicação de renda fixa.

	Descontos no IPTU (R\$)																					
	0	120	160	200	240	320	400	480	560	640	720	800	880	960	1040	1120	1200	1280	1360	1440	1520	1600
PAGO	51	50	49	49	49	48	47	47	46	45	45	44	44	43	42	42	41	40	39	39	38	37
RETORNO	101	99	98	97	97	95	94	93	92	91	90	89	88	86	85	84	82	81	80	79	78	77
IGUALA	61	59	58	58	57	56	55	54	53	52	51	50	49	49	49	49	48	47	46	45	45	44
APOS 15	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6
APOS 25	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1

Tabela 2 - Resultados do sistema base de 3,2kWp

Logo, percebe-se que o principal incentivo da Lei Palmas Solar, desconto no IPTU, para o SFCR de 3,2 kWp pode causar uma redução significativa no tempo que o sistema leva para ter o retorno financeiro e no valor acumulado quando se investe

DESC.	Tamanho do SFCR (kWp)																					
	1,28	1,60	1,92	2,56	3,20	3,84	4,48	5,12	5,76	6,40	7,68	8,96	9,60	10,24	15,36	20,48	24,96	30,72	40,32	49,92	61,44	74,88
0	90	82	82	71	61	60	56	50	49	47	49	50	48	49	44	41	39	37	39	38	36	37
120	83	78	78	69	59	59	54	49	48	46	49	50	48	48	44	41	39	37	39	38	36	37
160	81	76	77	68	58	58	54	49	48	46	48	50	47	48	44	41	39	37	39	38	36	37
200	80	74	76	67	58	58	54	49	47	46	48	49	47	48	44	41	39	37	39	38	36	37
240	78	73	74	66	57	57	53	48	47	46	48	49	47	48	44	41	39	37	39	38	36	37
320	74	70	72	65	56	57	53	48	47	45	48	49	47	48	44	41	39	37	39	38	36	37
400	70	67	69	63	55	56	52	47	46	45	47	49	47	47	44	41	39	36	39	38	36	37
480	67	65	67	61	54	55	51	47	46	45	47	49	46	47	43	41	39	36	39	38	36	37
560	64	62	65	61	53	54	50	46	45	44	47	48	46	47	43	40	39	36	39	38	36	37
640	61	61	62	60	52	54	49	46	45	44	46	48	46	47	43	40	39	36	39	38	35	37
720	61	60	61	58	51	54	49	45	45	44	46	48	46	46	43	40	38	36	39	38	35	37
800	58	58	61	57	50	52	49	45	44	43	46	47	45	46	43	40	38	36	39	37	35	37
880	55	56	60	56	49	51	49	44	44	43	45	47	45	46	43	40	38	36	39	37	35	37
960	54	54	58	55	49	50	48	44	44	43	45	47	45	46	43	40	38	36	39	37	35	37
1040	51	52	56	53	49	49	47	44	43	42	45	46	45	45	42	40	38	36	38	37	35	37
1120	49	49	55	52	49	49	47	43	43	42	45	46	44	45	42	39	38	36	38	37	35	37
1200	49	49	53	50	48	49	46	43	42	41	44	46	44	45	42	39	38	36	38	37	35	37
1280	49	49	51	49	47	49	46	42	42	41	44	46	44	45	42	39	38	36	38	37	35	37
1360	49	49	49	49	46	48	45	42	42	41	44	45	44	45	42	39	38	36	38	37	35	36
1440	48	49	49	49	45	47	45	41	41	40	43	45	44	44	42	39	37	36	38	37	35	36
1520	46	48	49	49	45	47	44	41	41	40	43	45	43	44	41	39	37	36	38	37	35	36
1600	44	46	49	49	44	46	44	40	40	39	43	45	43	44	41	39	37	36	38	37	35	36

Tabela 4 – Tempo em que os investimentos se igualam quando comparados

Percebe-se, analisando a Tab. 4, que os tempos para os investimentos se igualarem variou entre 36 meses (no SFCR de 74,88kWp que tem um desconto médio de R\$1.600,00) e 90 meses (no SFCR de 1,28kWp sem desconto no IPTU).

DESC.	Tamanho do SFCR (kWp)																					
	1,3	1,6	1,9	2,6	3,2	3,8	4,5	5,1	5,8	6,4	7,7	8,96	9,6	10,2	15,4	20,5	25	30,7	40,3	49,9	61,4	74,9
0	1,63	1,74	1,74	1,95	2,24	2,25	2,42	2,65	2,71	2,80	2,68	2,63	2,74	2,70	2,97	3,18	3,31	3,50	3,31	3,41	3,59	3,50
120	1,68	1,79	1,78	1,98	2,26	2,27	2,45	2,67	2,73	2,82	2,70	2,64	2,75	2,71	2,97	3,19	3,31	3,51	3,31	3,41	3,60	3,50
160	1,70	1,80	1,79	1,99	2,27	2,28	2,45	2,68	2,74	2,83	2,70	2,65	2,76	2,71	2,98	3,19	3,31	3,51	3,31	3,41	3,60	3,50
200	1,71	1,82	1,81	2,00	2,28	2,29	2,46	2,69	2,75	2,83	2,71	2,65	2,76	2,72	2,98	3,19	3,32	3,51	3,32	3,42	3,60	3,50
240	1,73	1,83	1,82	2,01	2,29	2,29	2,47	2,69	2,75	2,84	2,71	2,65	2,77	2,72	2,98	3,19	3,32	3,51	3,32	3,42	3,60	3,50
320	1,77	1,86	1,84	2,03	2,31	2,31	2,48	2,71	2,77	2,85	2,72	2,66	2,77	2,73	2,99	3,20	3,32	3,52	3,32	3,42	3,60	3,50
400	1,80	1,89	1,87	2,05	2,33	2,33	2,50	2,72	2,78	2,86	2,73	2,67	2,78	2,74	2,99	3,20	3,32	3,52	3,32	3,42	3,60	3,50
480	1,84	1,92	1,89	2,08	2,35	2,34	2,51	2,74	2,79	2,88	2,74	2,68	2,79	2,74	3,00	3,20	3,33	3,52	3,32	3,42	3,60	3,50
560	1,87	1,95	1,92	2,10	2,37	2,36	2,53	2,75	2,81	2,89	2,75	2,69	2,80	2,75	3,00	3,21	3,33	3,53	3,33	3,42	3,61	3,50
640	1,91	1,98	1,94	2,12	2,39	2,38	2,54	2,77	2,82	2,90	2,76	2,69	2,80	2,76	3,01	3,21	3,34	3,53	3,33	3,43	3,61	3,51
720	1,94	2,01	1,97	2,14	2,41	2,39	2,56	2,78	2,83	2,91	2,77	2,70	2,81	2,77	3,01	3,22	3,34	3,53	3,33	3,43	3,61	3,51
800	1,98	2,04	1,99	2,16	2,43	2,41	2,57	2,80	2,84	2,92	2,78	2,71	2,82	2,77	3,02	3,22	3,34	3,54	3,33	3,43	3,61	3,51
880	2,01	2,07	2,02	2,18	2,45	2,42	2,59	2,81	2,86	2,94	2,79	2,72	2,83	2,78	3,02	3,23	3,35	3,54	3,33	3,43	3,61	3,51
960	2,05	2,10	2,04	2,20	2,47	2,44	2,60	2,82	2,87	2,95	2,80	2,73	2,84	2,79	3,03	3,23	3,35	3,54	3,34	3,43	3,61	3,51
1040	2,08	2,13	2,07	2,22	2,49	2,46	2,62	2,84	2,88	2,96	2,81	2,74	2,84	2,79	3,04	3,23	3,35	3,55	3,34	3,44	3,61	3,51
1120	2,12	2,16	2,09	2,24	2,51	2,47	2,63	2,85	2,90	2,97	2,82	2,74	2,85	2,80	3,04	3,24	3,36	3,55	3,34	3,44	3,62	3,51
1200	2,15	2,19	2,12	2,26	2,53	2,49	2,65	2,87	2,91	2,99	2,83	2,75	2,86	2,81	3,05	3,24	3,36	3,55	3,34	3,44	3,62	3,51
1280	2,19	2,22	2,14	2,29	2,54	2,51	2,66	2,88	2,92	3,00	2,84	2,76	2,87	2,82	3,05	3,25	3,37	3,56	3,35	3,44	3,62	3,52
1360	2,22	2,25	2,17	2,31	2,56	2,52	2,68	2,90	2,94	3,01	2,85	2,77	2,88	2,82	3,06	3,25	3,37	3,56	3,35	3,44	3,62	3,52
1440	2,26	2,28	2,20	2,33	2,58	2,54	2,69	2,91	2,95	3,02	2,86	2,78	2,88	2,83	3,06	3,26	3,37	3,56	3,35	3,45	3,62	3,52
1520	2,29	2,31	2,22	2,35	2,60	2,55	2,71	2,92	2,96	3,03	2,87	2,78	2,89	2,84	3,07	3,26	3,38	3,56	3,35	3,45	3,62	3,52
1600	2,33	2,34	2,25	2,37	2,62	2,57	2,72	2,94	2,98	3,05	2,88	2,79	2,90	2,85	3,07	3,26	3,38	3,57	3,36	3,45	3,63	3,52

Tabela 5 – Quantas vezes o acumulado no SFCR fica maior que na renda fixa após 15 anos

A partir da análise da Tab. 5, é possível verificar que, após 15 anos, o valor acumulado investindo-se no SFCR chegou a ser 3,52 vezes maior que o valor acumulado do valor do sistema sendo investido diretamente em uma aplicação de renda fixa.

DESC.	Tamanho do SFCR (kWp)																							
	1,28	1,6	1,92	2,56	3,2	3,84	4,48	5,12	5,76	6,4	7,68	8,96	9,6	10,2	15,4	20,5	25	30,7	40,3	49,9	61,4	74,9		
0	1,96	2,62	2,12	2,38	2,75	2,76	2,99	3,28	3,36	3,47	3,32	3,25	3,39	3,34	3,68	3,95	4,12	4,37	4,12	4,25	4,48	4,36		
120	2,02	2,65	2,15	2,41	2,77	2,78	3,01	3,30	3,38	3,49	3,33	3,26	3,41	3,35	3,69	3,96	4,12	4,37	4,12	4,25	4,49	4,36		
160	2,03	2,67	2,17	2,42	2,78	2,79	3,02	3,31	3,38	3,49	3,34	3,27	3,41	3,33	3,69	3,96	4,12	4,38	4,12	4,25	4,49	4,36		
200	2,05	2,68	2,18	2,43	2,79	2,80	3,02	3,31	3,39	3,50	3,34	3,27	3,41	3,36	3,69	3,96	4,13	4,38	4,13	4,25	4,49	4,36		
240	2,07	2,69	2,19	2,44	2,80	2,81	3,03	3,32	3,40	3,50	3,35	3,27	3,42	3,36	3,70	3,97	4,13	4,38	4,13	4,26	4,49	4,36		
320	2,10	2,72	2,22	2,46	2,82	2,82	3,05	3,34	3,41	3,52	3,36	3,28	3,43	3,37	3,70	3,97	4,13	4,38	4,13	4,26	4,49	4,36		
400	2,14	2,74	2,24	2,48	2,84	2,84	3,06	3,35	3,42	3,53	3,37	3,29	3,43	3,38	3,71	3,97	4,13	4,39	4,13	4,26	4,49	4,36		
480	2,17	2,77	2,27	2,51	2,86	2,86	3,08	3,36	3,44	3,54	3,38	3,30	3,44	3,38	3,71	3,98	4,14	4,39	4,13	4,26	4,49	4,37		
560	2,21	2,80	2,29	2,53	2,88	2,87	3,09	3,38	3,45	3,55	3,39	3,31	3,45	3,39	3,72	3,98	4,14	4,39	4,14	4,26	4,50	4,37		
640	2,24	2,82	2,32	2,55	2,90	2,89	3,11	3,39	3,46	3,57	3,40	3,32	3,46	3,40	3,72	3,99	4,15	4,39	4,14	4,26	4,50	4,37		
720	2,28	2,85	2,34	2,57	2,92	2,91	3,12	3,41	3,48	3,58	3,41	3,32	3,46	3,41	3,73	3,99	4,15	4,40	4,14	4,27	4,50	4,37		
800	2,31	2,87	2,37	2,59	2,94	2,92	3,14	3,42	3,49	3,59	3,42	3,33	3,47	3,41	3,73	4,00	4,15	4,40	4,14	4,27	4,50	4,37		
880	2,35	2,90	2,39	2,61	2,96	2,94	3,15	3,44	3,50	3,60	3,43	3,34	3,48	3,42	3,74	4,00	4,16	4,40	4,15	4,27	4,50	4,37		
960	2,38	2,92	2,42	2,63	2,98	2,95	3,17	3,45	3,52	3,61	3,44	3,35	3,49	3,43	3,74	4,00	4,16	4,41	4,15	4,27	4,50	4,37		
1040	2,42	2,95	2,44	2,65	3,00	2,97	3,18	3,46	3,53	3,63	3,45	3,36	3,50	3,43	3,75	4,01	4,16	4,41	4,15	4,27	4,50	4,37		
1120	2,46	2,98	2,47	2,67	3,02	2,99	3,20	3,48	3,54	3,64	3,46	3,36	3,50	3,44	3,75	4,01	4,17	4,41	4,15	4,28	4,51	4,38		
1200	2,49	3,00	2,49	2,70	3,04	3,00	3,21	3,49	3,55	3,65	3,47	3,37	3,51	3,45	3,76	4,02	4,17	4,42	4,15	4,28	4,51	4,38		
1280	2,53	3,03	2,52	2,72	3,06	3,02	3,23	3,51	3,57	3,66	3,48	3,38	3,52	3,46	3,77	4,02	4,17	4,42	4,16	4,28	4,51	4,38		
1360	2,56	3,05	2,54	2,74	3,07	3,04	3,24	3,52	3,58	3,67	3,48	3,39	3,53	3,46	3,77	4,03	4,18	4,42	4,16	4,28	4,51	4,38		
1440	2,60	3,08	2,57	2,76	3,09	3,05	3,26	3,54	3,59	3,69	3,49	3,40	3,54	3,47	3,78	4,03	4,18	4,43	4,16	4,28	4,51	4,38		
1520	2,63	3,11	2,59	2,78	3,11	3,07	3,27	3,55	3,61	3,70	3,50	3,83	3,54	3,48	3,78	4,03	4,18	4,43	4,16	4,29	4,51	4,38		
1600	2,67	3,13	2,62	2,80	3,13	3,08	3,29	3,57	3,62	3,71	3,51	3,97	3,55	3,49	3,79	4,04	4,19	4,43	4,17	4,29	4,52	4,38		

Tabela 6 – Quantas vezes o acumulado no SFCR fica maior que na renda fixa após 25 anos

Analisando a Tab. 6, é possível verificar que após 25 anos, e considerando a troca do inversor após 15 anos, o valor acumulado investindo-se no SFCR chegou a ser 4,38 vezes maior que o valor acumulado do valor do sistema sendo investido diretamente em uma aplicação de renda fixa.

4 | CONCLUSÃO

O desenvolvimento do presente estudo possibilitou uma análise de como os incentivos fiscais podem incentivar e melhorar a apuração dos resultados na viabilidade econômica de um microgerador na cidade de Palmas - TO. Além disso, também permitiu uma pesquisa comparativa entre investir todo o dinheiro necessário para instalar um SFCR em uma aplicação de renda fixa ou aplicar o dinheiro em um SFCR e investir a rentabilidade desse sistema na mesma carteira de renda fixa.

Os resultados são apresentados para unidades consumidoras com variados tamanhos de SFCR's enquadrados na microgeração distribuída, levando em consideração que a viabilidade da microgeração depende de condições diversas como, desempenho do sistema, nível de irradiação solar, energia gerada, perfil da curva de carga do microgerador e das condições vigentes nas tarifas de energia elétrica para o grupo consumidor em questão.

Analisando os payback's para cada tamanho de sistemas de microgeração fotovoltaicos simulados, percebeu-se que o tempo para o investimento ser pago pode variar entre 32 e 69 meses e na análise de retorno do investimento, verificou-se que o retorno total do investimento ocorre entre 64 e 137 meses. Constatando-se que quanto maior for o desconto do IPTU e maior o tamanho do sistema, menor é o tempo de retorno do investimento.

Na sequência da apresentação dos resultados, foi constatado que é muito mais

viável investir em um SFCR e aplicar o valor economizado do que aplicar todo o valor necessário para instalar esse sistema à longo prazo, tendo em vista que os tempos que os investimentos se igualam ocorre entre 36 e 90 meses, e que o valor acumulado investindo as economias do SFCR ocorre entre 1,63 e 3,52 vezes maior após 15 anos e entre 1,96 e 4,38 vezes maior após 25 anos que o valor acumulado investindo o valor do sistema diretamente em uma aplicação de renda fixa.

Dessa forma, percebe-se o quanto o incentivo do desconto do IPTU proporcionado pela Lei Palmas Solar pode ser vantajosa para instalação de um SFCR, constatando a excelência do investimento para médio e longo prazo, permitindo assim, que os objetivos propostos foram alcançados de forma satisfatória.

5 | AGRADECIMENTOS

Agradecimento especial aos meus professores orientadores Me. Brunno Henrique Brito e o Me. Felipe Tozzi Bittencourt pelo apoio e dedicação na construção e aperfeiçoamento deste artigo.

REFERÊNCIAS

- ANEEL - **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2017. Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>
- ANEEL - **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2016. Cadernos Temáticos ANEEL: Micro e Minigeração Distribuída – Sistema de Compensação de Energia Elétrica, Brasil, Brasília.
- ANEEL - **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2012. Resolução Normativa N°482, de 17 de Abril de 2012, Brasil, Brasília.
- ANEEL - **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2015. Resolução Normativa N° 687, de 24 de Novembro de 2015, Brasil, Brasília.
- ANEEL - **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2017. Nota Técnica n° 0056/2017, Brasil, Brasília.
- BRITO, B. H, 2015. **Análise comparativa de diferentes metodologias para a solução do problema de comissionamento de unidades de usinas hidrelétricas acopladas em cascata**, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.
- CURY, M.; SOUZA, C.; GONÇALVES, D.; FILHO, J., 2012. **Série Gestão Empresarial: Finanças Corporativas**. Rio de Janeiro: FGV, 11ª EDIÇÃO, pp. 73-78.
- Estado do Tocantins, 2015. **Decreto N° 5338 de 20 de novembro de 2015**, Palmas.
- Finardi, E. C, 2003. **Alocação de Unidades Geradoras Hidrelétricas em Sistemas Hidrotérmicos utilizando relaxação lagrangeana e programação quadrática sequencial**. Tese de Doutorado, PPGEEL, UFSC, Florianópolis.
- NAKABAYASHI, R, 2014. **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica**. 2014. 58 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

ONS - **Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2015. Sistema Interligado Nacional (SIN), Operador Nacional do Sistema Elétrico, Brasil, Brasília.

Prefeitura Municipal de Palmas, 2015. **Lei Complementar Nº 327 de 24 de novembro de 2015**, Palmas.

SWERA - **National Renewable Energy Laboratory (NREL)**, 2017. Disponível em: <<https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=0&bL=groad&cE=0&IR=0&mC=40.21244%2C-91.625976&zL=4>>

VILLALVA, M. G, 2015. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2. ed. São Paulo: Editora Érica.

IMPACTOS DOS INCENTIVOS DOS GOVERNOS DO ESTADO E DO MUNICÍPIO NA MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA EM PALMAS - TO

Allan Carlos do Nascimento Silva

Faculdade Católica do Tocantins, Centro Superior
Politécnico
Palmas - Tocantins

Brunno Henrique Brito

Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia do Tocantins, Departamento de
Engenharia Elétrica
Palmas - Tocantins

RESUMO: O Brasil possui uma matriz elétrica do tipo hidro-termo-eólica, com predominância de usinas hidrelétricas e linhas de transmissão conectadas em todo o território nacional por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN). O enorme uso de fonte hídricas na geração de energia elétrica no Brasil é justificado pela sua imensa bacia hidrográfica. No entanto, os cenários hidrológicos cada vez menos previsíveis e com escassez de chuvas têm mostrado necessidade de diversificar as fontes geradoras de energia elétrica no Brasil. Neste cenário, a energia solar fotovoltaica tem se difundido bastante nos últimos anos no País devido aos ótimos índices de irradiação solar e, sobretudo após a publicação da Resolução 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que regulamentou a micro e minigeração distribuída. Logo, este trabalho apresenta o impacto dos incentivos ao

aproveitamento de energia solar concedidos pelo governo do Tocantins e a Prefeitura de Palmas com enfoque na viabilidade técnica e econômica da microgeração solar fotovoltaica na cidade de Palmas-TO. Os resultados mostram que, para as residências analisadas, a isenção do ICMS proporcionada pelo estado do Tocantins da energia injetada na rede e o desconto no IPTU proporcionado pela Prefeitura de Palmas fazem o tempo para o sistema se pagar ser adiantado em até 33 meses.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar, Viabilidade, Incentivos Financeiros

ABSTRACT: Brazil has a hydroelectric-wind-type electrical matrix, with a predominance of hydroelectric plants and transmission lines connected throughout the national territory through the National Interconnected System (SIN). The enormous use of hydroelectric sources in the generation of electric energy in Brazil is justified by its immense hydrographic basin. However, hydrological scenarios that are less predictable and have a shortage of rainfall have shown a need to diversify the sources of electricity generation in Brazil. In this scenario, photovoltaic solar energy has been widespread in recent years in the country due to the excellent solar irradiation rates and, especially after the publication of Resolution 482/2012 of the National Electric Energy Agency (ANEEL),

which regulated micro and small-scale distributed. Therefore, this work presents the impact of the incentives for the use of solar energy granted by the government of Tocantins and the City of Palmas, focusing on the technical and economic viability of solar photovoltaic microgeneration in the city of Palmas-TO. The results show that, for the residences analyzed, the ICMS exemption provided by the Tocantins state of the energy injected into the network and the IPTU discount provided by the City of Palmas with payback of 33 months.

KEYWORDS: Solar Energy, Feasibility, Financial Incentives

1 | INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro atualmente é caracterizado pela fonte de geração hidro-termo-eólica com predominância hidrelétrica. Isso ocorre devido às ricas bacias hidrográficas e ao custo de operação reduzido em usinas hidrelétricas se comparado à outras fontes de geração de energia. No entanto, o setor elétrico brasileiro tem enfrentado nos últimos anos problemas para manter o suprimento de energia elétrica à população, uma vez que a demanda vem aumentando bem mais rápido que a capacidade de oferta. Além disso, em algumas épocas do ano tudo se agrava devido aos baixos níveis de água nos reservatórios de importantes usinas hidrelétricas do país (ONS, 2017).

Segundo Finardi (2003), um dos grandes problemas do sistema elétrico brasileiro, é a falta de planejamento a curto e médio prazo nas formas de operação das matrizes elétricas nas últimas décadas. Sabe-se que as usinas hidrelétricas não têm a mesma eficiência no decorrer de todo o ano e, assim, o órgão Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) acaba tendo de recorrer às termelétricas para garantir o fornecimento de energia elétrica no país. Além de ser uma fonte de energia mais cara, as termelétricas são também mais poluentes, devido à queima de combustíveis fósseis para movimentar as turbinas a vapor. Para reduzir a dependência por boas vazões afluentes e os níveis de gases poluentes emitidos na atmosfera é preciso diversificar a matriz elétrica, buscando fontes alternativas e limpas do ponto de vista ambiental e econômico, tais como a energia eólica, solar fotovoltaica e biomassa (Villalva, 2015).

A fonte alternativa que pode ser considerada a melhor no momento, levando em conta o enorme potencial brasileiro, é a energia solar fotovoltaica (ANEEL, 2017). Com o objetivo de regulamentar a micro e minigeração a ANEEL (2012) publicou a Resolução Normativa (RN) nº 482, uma medida importante para estimular a geração distribuída e diversificar a matriz elétrica no Brasil. A microgeração solar fotovoltaica, foco deste trabalho, é definida pela RN nº 687, que alterou a RN 482/2012, como a central geradora de energia conectada à rede de distribuição com potência instalada de até 75 kW (ANEEL, 2015).

O Tocantins é bastante privilegiado pelos bons índices de irradiação solar

em praticamente todo o seu território devido à sua posição geográfica. O governo do estado do Tocantins (2015), com o objetivo de incentivar a micro e minigeração solar distribuída, o publicou o decreto nº 5338 que isenta o imposto de circulação de mercadorias e serviços (ICMS) em 25% sobre a energia gerada por um sistema solar fotovoltaico e isenta o ICMS de 18% na compra de equipamentos necessários para sua implantação. Com esses benefícios a unidade consumidora que possuir um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) no Tocantins não pagará o ICMS sobre a energia consumida da rede da concessionária a título de compensação, pagará apenas os valores referentes à diferença entre o consumo e a energia gerada no SFCR, além de garantir um desconto na compra dos equipamentos.

A Prefeitura de Palmas (2015), também procurando incentivar a instalação de sistemas fotovoltaicos na capital, criou o programa Palmas Solar com a lei complementar nº 327. Esta lei estabelece desconto de até 80% do imposto predial e territorial urbano (IPTU), dentre outros impostos municipais, proporcional ao índice de aproveitamento do sistema de energia solar. De acordo com o decreto nº 1220 da Prefeitura de Palmas (2016), que regulamenta a lei complementar 327/2015, se a geração média mensal for maior ou igual ao consumo médio mensal no período de 12 meses o desconto do IPTU será de 80%.

Assim, dentro deste panorama, este trabalho tem o intuito de apresentar um estudo de caso em quatro residências na cidade de Palmas, onde são analisados os impactos dos incentivos estadual e municipal em relação aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, mostrando assim as vantagens da implantação de sistemas de microgeração fotovoltaica, tendo como base as viabilidades técnica e econômica e o tempo de retorno do investimento.

2 | ESTUDO DE CASO

Para obtenção dos resultados deste trabalho, inicialmente é realizado o levantamento dos dados necessários para dimensionamento do projeto de instalação de um sistema de microgeração solar fotovoltaica em quatro residências da cidade de Palmas/TO, denominadas residências A, B, C e D. Na sequência, são feitos os estudos referentes à estimativa de geração e o tempo de retorno do investimento (*payback*), levando em conta o desconto de 80% do IPTU e a isenção do ICMS sobre a energia injetada na rede elétrica, a fim de apresentar as viabilidades técnica e econômica da instalação de um SFCR. As unidades consumidoras apresentadas nesse estudo de caso têm sua energia elétrica fornecida pela concessionária local, grupo Energisa Tocantins, com conexão monofásica.

Após o dimensionamento de cada residência, são calculadas as estimativas de geração dos SFCR's e comparadas com a energia consumida pelas residências A, B, C e D no período de agosto de 2016 a julho de 2017. Dois fatores são relevantes para

o cálculo da estimativa de geração do SFCR para os próximos anos: as perdas de 8% na conversão de energia solar em elétrica; e a depreciação anual do módulo igual a 0,7%. Ambos os valores adotados para cálculo foram informados no *datasheet* do fabricante dos módulos fotovoltaicos.

2.1 Viabilidade econômica

São analisados dois casos para cada residência, onde cada um apresenta um tempo de retorno diferente. No primeiro caso será levado em consideração o *payback* sem levar em conta a isenção do ICMS e o desconto do IPTU. Já no segundo caso é apresentado o *payback* considerando o desconto do IPTU e a isenção do ICMS. O objetivo de apresentar dois casos distintos é mostrar o impacto dos incentivos concedidos pelos governos estadual e municipal no tempo de retorno do investimento em um SFCR instalado em Palmas. No primeiro caso é considerado o valor do kWh igual a R\$ 0,76430, que é o valor do kWh injetado na rede (vendido pela concessionária a outros consumidores) pelo SFCR considerando o benefício da isenção do ICMS. No segundo caso, o valor do kWh injetado na rede é igual a R\$ 0,57323 (sem ICMS), nessa ocasião o cliente pagaria a energia consumida da rede com ICMS incluso. O rendimento foi calculado tendo como base o valor em reais por kWh pagos à concessionária Energisa Tocantins. No entanto, sabe-se que a tarifa de energia tem seu valor reajustado pelo menos uma vez ao ano, assim é necessário calcular o rendimento para os próximos anos considerando esse reajuste.

Um estudo realizado por Nakabayashi (2014), em que foi avaliado o custo de energia nas 27 capitais brasileiras, mostra que a média de reajuste tarifário para os próximos 12 anos é igual a 5,6% em Palmas. Deste modo, para o cálculo do rendimento do SFCR para os próximos 12 anos será utilizado neste trabalho o valor médio de 5,6% de reajuste tarifário a cada ano.

Para análise do tempo de retorno do investimento foi utilizada uma ferramenta da matemática financeira denominada *payback* descontado. Diferentemente do *payback* simples, o descontado considera uma taxa de desconto anual que nesse caso é o valor economizado em tarifas de energia, além de outros fatores que influenciam o rendimento a cada ano. Assim o *payback* descontado apresenta um valor mais confiável quanto maior for o período analisado.

2.2 Dimensionamento e tempo de retorno do investimento da residência A

A residência A serviu de base para o estudo de viabilidade técnica e econômica deste trabalho. A mesma fica localizada na quadra 204 Sul, bairro Plano Diretor Sul. Essa residência dispõe de uma área edificada de 141,29 m². O IPTU anual cobrado pela prefeitura à residência A é no valor de R\$ 1225,00 (mil duzentos e vinte e cinco reais). O consumo médio mensal da residência A é de 431,08 kWh. Dividindo o valor

do consumo por 30 (quantidade média de dias de um mês) pode-se obter o consumo médio diário (Cmd). Então: $Cmd = 431,08 / 30 = 14,37$ kWh. O valor da irradiância solar diária média (Is) na cidade de Palmas é 5,12 kWh/m².dia de acordo com dados do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL, 2014). O rendimento do sistema (η_s), de acordo com o fabricante, é de 92%. Assim, em posse desses dados, pode-se encontrar através da Eq. 1 o valor da potência instalada do sistema que a residência necessitará (Villalva, 2015).

$$P = \frac{Cmd}{I_s} \times \frac{1}{\eta_s\%} \quad (1)$$

Onde: P_i - potência instalada; Cmd - consumo médio diário; I_s – irradiância solar diária média; η_s - rendimento do sistema.

Realizando os cálculos obtém-se:

$$P = \frac{14,37}{5,12} \times \frac{1}{92\%}$$

$$P_i = 3,05 \text{ kWp}$$

$$P_i = 3,12 \text{ kWp}$$

De acordo com os cálculos realizados, e adequando o valor encontrado para os kits de equipamentos de geração fotovoltaica disponíveis, foi obtido o valor da potência necessária para o sistema fotovoltaico igual a 3,12 kWp, o que equivale a 12 painéis fotovoltaicos com potência de 260 W cada.

Incluindo todos os custos referentes ao projeto, aquisição, frete, e instalação do sistema fotovoltaico proposto para a residência A, a despesa total foi estimada em R\$ 24.064,96 (vinte e quatro mil e sessenta e quatro reais e noventa e seis centavos), conforme descrito na Tab. 1.

DESCRIÇÃO DA DESPESA	R\$
Materiais e equipamentos	19.264,96
Mão de Obra/instalação	1.800,00
Elaboração do Projeto	2.000,00
Frete	1000,00
Valor total	24.064,96

Tabela 1 - Custos da instalação do SFCR proposto para a Residência A.

A capacidade de geração desse sistema foi calculada através da Eq. 2 (Villalva, 2015):

$$GT = n \times I_s \times P_{\text{máx}} \times N_p \quad (2)$$

Onde: GT – Geração total (kWh); n – Número de dias no ano; I_s – irradiância solar diária média (kWh/m².dia); $P_{máx}$ – Potência máxima do painel fotovoltaico (kWp); N_p – Número de painéis.

Assim, foram obtidos os resultados apresentados na Tab. 2, onde são mostrados os valores da estimativa de geração a cada ano para um período de doze anos e o tempo de retorno do investimento.

Payback SEM isenção do ICMS e SEM desconto no IPTU						
Tempo	Geração com Depreciação	Geração com Perdas	Tarifa de Energia (R\$/kWh)	Rendimento R\$	Desconto no IPTU (R\$)	Saldo R\$
1	6036,61	5553,68	0,57323	3183,54	0,00	-R\$ 24.064,96
2	5994,35	5514,81	0,60533	3338,28	0,00	-R\$ 20.881,42
3	5952,39	5476,20	0,63923	3500,55	0,00	-R\$ 17.543,14
4	5910,73	5437,87	0,67503	3670,70	0,00	-R\$ 14.042,59
5	5869,35	5399,80	0,71283	3849,13	0,00	-R\$ 10.371,89
6	5828,27	5362,00	0,75275	4036,23	0,00	-R\$ 6.522,76
7	5787,47	5324,47	0,79490	4232,42	0,00	-R\$ 2.486,53
7 anos e 1 mês	597,20	549,43	0,83941	461,19	0,00	-R\$ 2.025,34
7 anos e 2 meses	489,39	450,23	0,83941	377,93	0,00	-R\$ 1.647,41
7 anos e 3 meses	496,07	456,38	0,83941	383,09	0,00	-R\$ 1.264,31
7 anos e 4 meses	466,08	428,79	0,83941	359,93	0,00	-R\$ 904,38
7 anos e 5 meses	479,70	441,32	0,83941	370,45	0,00	-R\$ 533,93
7 anos e 6 meses	467,17	429,79	0,83941	360,77	0,00	-R\$ 173,16
7 anos e 7 meses	450,55	414,50	0,83941	347,94	0,00	R\$ 174,78
8	5746,96	5287,20	0,83941	4438,15	0,00	R\$ 1.745,89
9	5706,73	5250,19	0,88642	4653,88	0,00	R\$ 6.184,04
10	5666,78	5213,44	0,93606	4880,10	0,00	R\$ 10.837,92
11	5627,11	5176,94	0,98848	5117,31	0,00	R\$ 15.718,02
12	5587,72	5140,70	1,04384	5366,05	0,00	R\$ 20.835,32

Tabela 2 - Tempo de Retorno do Investimento (*Payback* descontado) do SFCR sem o desconto do IPTU e sem isenção do ICMS na residência A.

A partir dos dados obtidos na Tab. 2 percebe-se que o sistema fotovoltaico da residência A se pagará em 7 anos e 6 meses, totalizando 90 meses para liquidar o investimento.

Para visualizar melhor o impacto dos benefícios oferecidos pelo Estado do Tocantins e pelo Município de Palmas, a Tab. 3 apresenta o *payback* com isenção do

ICMS e com desconto do IPTU.

Payback da Residência A - COM isenção do ICMS e COM desconto do IPTU						
Tempo (ano)	Geração com Depreciação	Geração com Perdas	Tarifa de Energia (R\$/ kWh)	Rendimento R\$	Desconto no IPTU (R\$)	Saldo R\$
1	6036,61	5553,68	0,7643	4244,68	980,00	-R\$ 24.064,96
2	5994,35	5514,81	0,80710	4451,00	980,00	-R\$ 18.840,28
3	5952,39	5476,20	0,85230	4667,36	980,00	-R\$ 13.409,28
4	5910,73	5437,87	0,90003	4894,23	980,00	-R\$ 7.761,92
5	5869,35	5399,80	0,95043	5132,13	980,00	-R\$ 1.887,69
5 anos e 1 mês	597,92	550,09	1,00365	552,10	0,00	-R\$ 1.335,59
5 anos e 2 meses	489,97	450,78	1,00365	452,42	0,00	-R\$ 883,17
5 anos e 3 meses	496,67	456,93	1,00365	458,60	0,00	-R\$ 424,57
5 anos e 4 meses	466,64	429,31	1,00365	430,88	0,00	R\$ 6,31
5 anos e 5 meses	480,27	441,85	1,00365	443,46	0,00	R\$ 449,77
6	5828,27	5362,00	1,00365	5381,59	0,00	R\$ 4.224,44
7	5787,47	5324,47	1,05986	5643,18	0,00	R\$ 9.606,03
8	5746,96	5287,20	1,11921	5917,48	0,00	R\$ 15.249,21
9	5706,73	5250,19	1,18188	6205,12	0,00	R\$ 21.166,69
10	5666,78	5213,44	1,24807	6506,74	0,00	R\$ 27.371,81
11	5627,11	5176,94	1,31796	6823,02	0,00	R\$ 33.878,55
12	5587,72	5140,70	1,39177	7154,67	0,00	R\$ 40.701,56

Tabela 3 - Tempo de Retorno do Investimento (*Payback* descontado) do SFCR proposto para a residência A considerando incentivos de IPTU e ICMS.

De acordo com os dados apresentados na Tab. 3, pode-se constatar que o sistema fotovoltaico proposto para a residência A se pagará em 5 (cinco) anos e três meses, ou seja, 63 meses, e no décimo ano de operação o consumidor já teria economizado em faturas de energia e IPTU o valor equivalente a outro SFCR com as mesmas características deste projeto. Assim, a partir dos dados apresentados, pode-se afirmar

que é bastante viável a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede nessa residência, onde a economia do IPTU nos cinco anos concedidos pela prefeitura totalizará um valor de R\$ 4.900,00. Deste modo, observa-se que os benefícios do desconto do IPTU e a isenção do ICMS sobre a energia consumida da rede podem causar grande impacto no tempo de retorno do investimento de um SFCR em Palmas.

A Fig. 1 apresenta as curvas dos fluxos de caixa financeiros em função do tempo (anos) com e sem os benefícios concedidos pelos governos estadual e municipal.

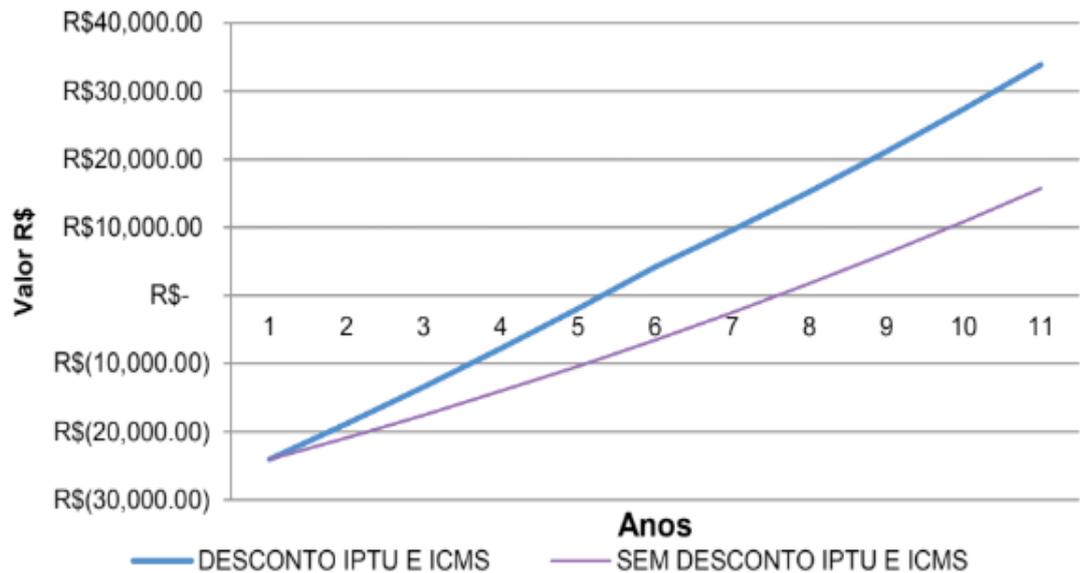


Figura 1 - Curva do rendimento financeiro em função do tempo da residência A.

Portanto é possível perceber através da Fig. 1 o grande impacto que os incentivos dos governos do estado e do município causam na microgeração solar fotovoltaica em Palmas, pois conforme os dados deste segundo caso, que considerou a isenção do ICMS e o desconto do IPTU, percebe-se que o tempo de retorno do investimento é bem menor que o primeiro caso que não considerou os dois benefícios.

2.3 Dimensionamento e tempo de retorno do investimento da residência B

O método utilizado para cálculo do tempo de retorno do investimento da residência B foi o mesmo da residência A (base do estudo de caso), ou seja, o *payback* descontado. Desta forma, foi calculado o *payback* com os dados da geração do SFCR considerando o fator de depreciação de 0,7% a cada ano de operação e com as perdas de 8% na conversão de energia.

Considera-se aqui uma residência localizada na quadra 603 Sul na cidade de Palmas com um consumo médio mensal de 291,66 kWh. Deste modo, para o cálculo do tempo de retorno do investimento foi considerado o valor total do sistema de 2,08kWp proposto para a residência B estimado em R\$ 19.248,00, incluindo todos os custos referentes à instalação do sistema fotovoltaico e também o valor do IPTU de R\$

925,00 (novecentos e vinte e cinco reais). Então o desconto de 80% concedido pela prefeitura seria igual a R\$ 740,00 (setecentos e quarenta reais).

Portanto, foi encontrado no primeiro caso, onde é levado em consideração o desconto do IPTU e a isenção do ICMS, o tempo de retorno do investimento da residência B igual a 71 meses. No segundo caso, onde o *payback* não levou em conta a isenção do ICMS e o desconto do IPTU, o tempo de retorno do investimento será com 104 meses.

A curva do rendimento financeiro em função do tempo para a residência B está explicitada na Fig. 2, onde se pode perceber a diferença entre cada caso.

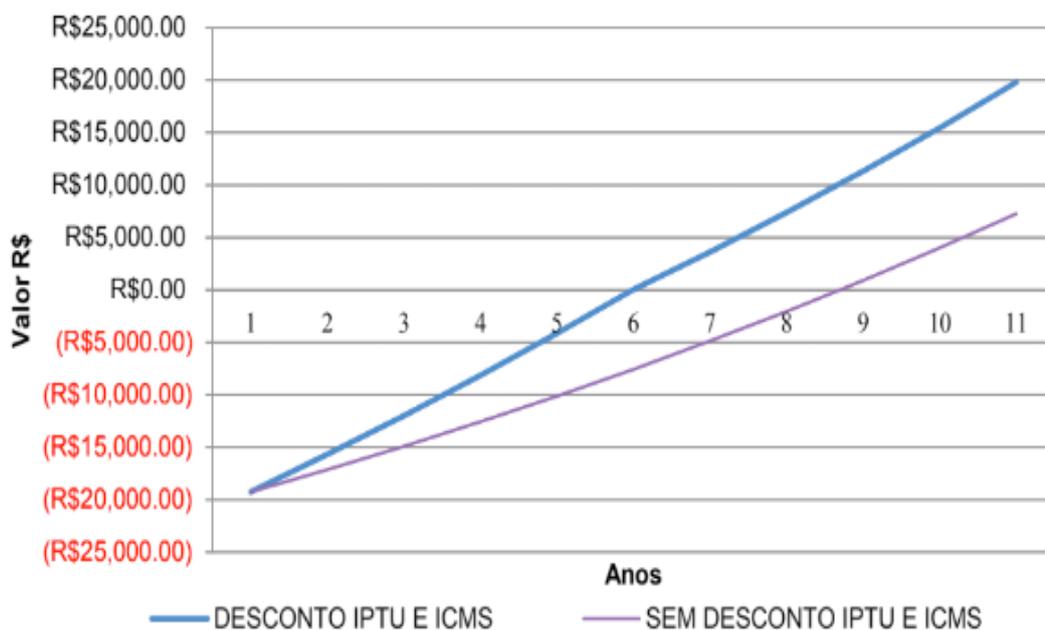


Figura 2 - Curva do rendimento financeiro em função do tempo da residência B.

Com os resultados do tempo de retorno do investimento e analisando a Fig. 2, é possível constatar que a instalação de um sistema fotovoltaico na residência B e em outras residências com as mesmas características é bastante viável, pois apesar do consumo anual dessa unidade consumidora não ser tão alto, ela terá grande economia em faturas de energia por ano e no desconto anual do IPTU durante cinco anos. Percebe-se também o impacto dos incentivos financeiros dos governos estadual e municipal no tempo de retorno do investimento.

2.4 Dimensionamento e tempo de retorno do investimento na residência C

Para a análise da residência C é considerada uma casa localizada na quadra 406 Norte na cidade de Palmas, ou seja, foi feito o estudo para uma localidade mais distante das outras residências apresentadas anteriormente, a fim de apresentar a viabilidade em diferentes pontos da cidade com valores distintos de IPTU. A residência C possui um consumo médio mensal 379,75 kWh e o valor pago de IPTU é de R\$ 456,00 (quatrocentos e cinquenta e seis reais). Então, o desconto anual do IPTU de

80% concedido pela prefeitura seria igual a R\$ 364,80 (trezentos e sessenta e quatro reais e oitenta centavos), totalizando R\$ 1.824,00 (mil oito centos e vinte e quatro reais) nos cinco anos de concessão desse benefício. O valor total do sistema proposto para a Residência C foi estimado em R\$ 22.069,28 (Vinte e dois mil e sessenta e nove reais e vinte e oito centavos) com uma potência de 2,60 kWp.

Os resultados obtidos para a residência C foram os seguintes: no primeiro caso (com desconto do IPTU e a isenção do ICMS) o tempo de retorno do investimento é igual a 73 meses; e no segundo caso (sem a isenção do ICMS e sem o desconto do IPTU) o tempo de retorno do investimento será com 97 meses. A diferença de tempo entre cada caso está explicitada na Fig. 3, onde é possível perceber, assim como nos estudos anteriores das residências A e B, que o tempo de retorno do investimento é bem menor quando se considera os dois incentivos financeiros.

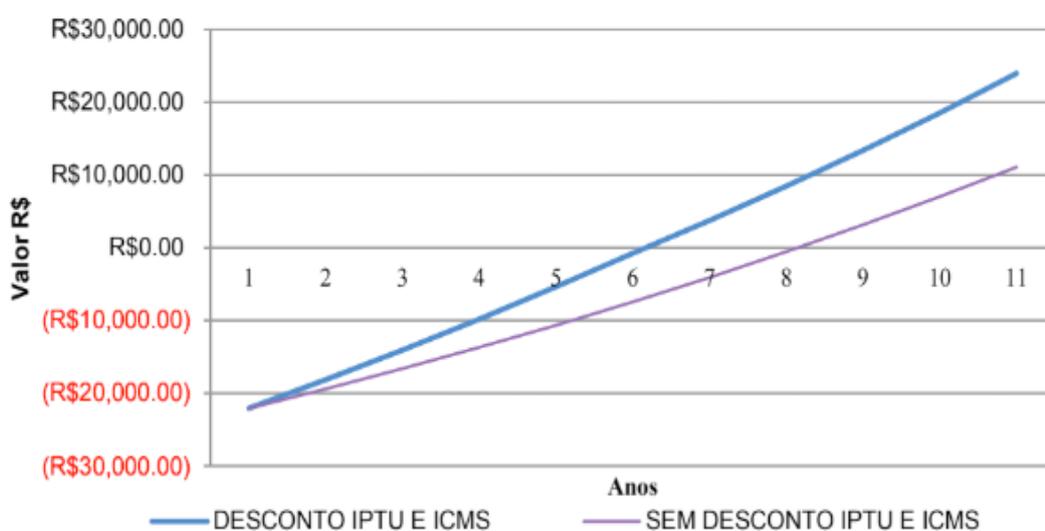


Figura 3 - Curva do rendimento financeiro em função do tempo da residência C.

Analisando a Fig. 3 pode-se afirmar que é bastante viável, do ponto de vista econômico, a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede numa residência na localidade e com as características da residência C em Palmas.

2.5 Dimensionamento e tempo de retorno do investimento na residência D

Por fim apresenta-se neste tópico a análise de viabilidade de mais uma unidade consumidora denominada residência D localizada na quadra 806 Sul na cidade de Palmas. A residência D tem um consumo médio mensal de energia elétrica bastante superior em relação às outras analisadas anteriormente, de 626,66 kWh, e o SFCR proposto é de 4,16 kWp, tendo um custo total de R\$ 30.612,61 (trinta mil seiscentos e doze reais e sessenta e um centavos).

Considera-se também para o cálculo do *payback* o valor do IPTU de R\$ 455,81 (quatrocentos e cinquenta e cinco reais e oitenta e um centavos), que representa o valor pago por um imóvel com as características da residência D na quadra 806 Sul

em Palmas. Logo, o desconto anual do IPTU de 80% concedido pela prefeitura seria igual a R\$ 364,65 (trezentos e sessenta e quatro reais e sessenta e cinco centavos), totalizando R\$ 1.823,25 (mil oito centos e vinte e três reais e vinte e cinco centavos) nos cinco anos de concessão deste benefício.

Portanto, com os dados obtidos nos cálculos do *payback* foi encontrado que no primeiro caso onde é levado em consideração o desconto do IPTU e a isenção do ICMS o tempo de retorno do investimento foi igual a 68 meses. Já no segundo caso, onde o *payback* não levou em conta a isenção do ICMS e o desconto do IPTU, o tempo de retorno do investimento será com 87 meses. A Fig. 4 possibilita analisar cada curva de rendimento financeiro em função do tempo da residência D.

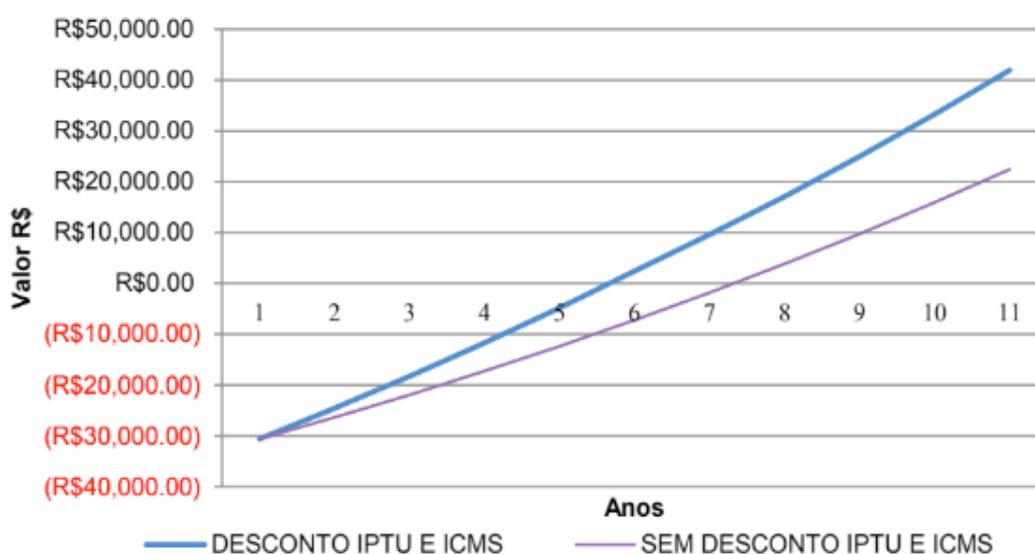


Figura 4 - Curva do rendimento financeiro em função do tempo da residência D.

2.6 Síntese dos resultados

A partir dos resultados do tempo de retorno do investimento considerando o incentivo do desconto do IPTU e da isenção do ICMS na energia consumida da rede nas quatro residências analisadas (A, B, C e D), foi elaborado um comparativo para cada caso entre as residências. O objetivo desse comparativo, apresentado na Tab. 4, é mostrar a viabilidade econômica da instalação de um SFCR nos diferentes tipos de residências, localizadas em regiões distintas na cidade de Palmas.

	CASOS SIMULADOS		PAYBACK (MESES)	
	Consumo anual (kWh)	Valor do IPTU (R\$)	Com incentivos	Sem incentivos
Residência A	5173	1225,00	63	90
Residência B	3500	925,00	71	104
Residência C	4557	456,00	73	97
Residência D	7520	455,81	68	87

Tabela 4 - Comparativo do tempo de retorno do investimento entre as quatro residências

analisadas.

Na Tab. 4 pode-se observar a diferença no tempo do retorno do investimento do SFCR nas quatro residências com e sem incentivos fiscais proporcionados pelo estado do Tocantins e pelo município de Palmas. Com os incentivos fiscais, por exemplo, todas as residências apresentam um baixo tempo de retorno do investimento em comparação aos dados sem incentivos fiscais, uma vez que o primeiro caso considera os dois incentivos adotados no cálculo do *payback* neste trabalho, ou seja, o desconto de 80% do IPTU concedido pela Prefeitura de Palmas e a isenção do ICMS na energia consumida da rede.

3 | CONCLUSÃO

A realização deste trabalho por meio de levantamentos bibliográficos e estudos de casos mostrou a viabilidade técnica e econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede na cidade de Palmas.

Os incentivos financeiros também são necessários para o crescimento do uso de energia solar. Neste trabalho foi possível perceber o grande impacto que os incentivos concedidos pelo governo do estado do Tocantins e pela prefeitura causam no tempo de retorno do investimento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em Palmas.

Conforme foi apresentado neste trabalho o tempo de retorno do investimento em todas as quatro residências analisadas variou de 5 a 6 anos para o cálculo considerando o desconto de 80% do IPTU e a isenção do ICMS na energia consumida da rede e de 7 a pouco mais de 8 anos nas situações em que não foram considerados nenhum dos incentivos. Então, é possível afirmar que esses incentivos financeiros causam um grande impacto positivo na microgeração solar fotovoltaica em Palmas.

O objetivo da apresentação desse tempo de retorno do investimento é mostrar para a sociedade a viabilidade do investimento, pois se qualquer pessoa física desejar adquirir um empréstimo para instalação de um sistema fotovoltaico e parcelá-lo em 60 ou 70 meses, poderá custear tais parcelas com o dinheiro que pagaria pelas faturas de energia para a concessionária e ao final do empréstimo estaria com o sistema quitado e sem pagar pelo consumo de energia, pois este seria suprido do sistema fotovoltaico. Além de tudo, a viabilidade econômica da instalação de SFCR's se justifica também pelo fato de que o retorno do investimento se dá em torno de 5 a 6 anos, considerando os incentivos, financeiros e os fabricantes dos módulos fotovoltaicos estimam em torno de 25 anos o funcionamento do sistema, enquanto sua vida útil é estimada em torno de 30 anos, ou seja, após o retorno financeiro do investimento a unidade consumidora teria mais de 20 anos de uso do sistema sem pagar altos valores de faturas de energia elétrica.

4 | AGRADECIMENTOS

À Deus, por toda a força, motivação e inspiração e às pessoas que colaboraram de alguma forma para a pesquisa e elaboração deste trabalho.

Aos amigos que disponibilizaram os dados de suas residências para realização do estudo de caso.

REFERÊNCIAS

ANEEL, 2012. **Resolução Normativa N° 482**, de 17 de abril de 2012, Agência Nacional de Energia Elétrica, [S.l.].

ANEEL, 2015. **Resolução Normativa N° 687, de 24 de novembro de 2015**, Agência Nacional de Energia Elétrica, [S.l.].

ANEEL, 2017. **Nota Técnica n° 0056/2017**, de 24 de maio de 2017, Agência Nacional de Energia Elétrica, [S.l.].

CEPEL, 2014. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**, CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro.

Finardi, E. C., 2003. **Alocação de Unidades Geradoras Hidrelétricas em Sistemas Hidrotérmicos Utilizando Relaxação Lagrangeana e Programação Quadrática Sequencial**, Tese de Doutorado, PPGEEL, UFSC, Florianópolis.

Governo do Estado do Tocantins, 2015. Decreto N° 5338, de 20 de novembro de 2015, Palmas.

Nakabayashi, R., 2014. **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica**, Dissertação de Mestrado, PPGE, USP, São Paulo.

ONS, 2017. **Sistemas Isolados**. Disponível em: < <http://ons.org.br> >. Acesso em: 31 out. 2017.

Prefeitura de Palmas, 2015. **Lei Complementar N° 327** de 24 de novembro de 2015, Palmas.

Prefeitura de Palmas, 2016. **Decreto N° 1220** de 28 de março, Palmas.

Villalva, M. G., 2015. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**, Érica.

IMPLANTAÇÃO E AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE DOIS GERADORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS DIRETAMENTE NO BARRAMENTO C.C. DO LABORATÓRIO DE SISTEMAS HÍBRIDOS/ MINIRREDES (GEDAE/UFPA)

Jorge Augusto Leal Corrêa

Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas.
Belém – PA.

Claudio Fábio de Oliveira Barbosa

Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas.
Belém – PA.

Marcos André Barros Galhardo

Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas.
Belém – PA.

João Paulo Alves Veríssimo

Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas.
Belém – PA.

Israel Hidaí Lobato Lemos

Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas.
Belém – PA.

Edinaldo José da Silva Pereira

Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas.
Belém – PA.

João Tavares Pinho

Universidade Federal do Pará, Instituto de

Tecnologia, Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas.
Belém – PA.

RESUMO: Este trabalho discorre sobre o processo de implantação de dois geradores fotovoltaicos conectados ao barramento de 48 Vc.c. do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirredes localizado no Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE). Para tanto, são descritos os principais objetivos e componentes do Laboratório. As informações do processo de montagem, instalação e comissionamento dos subsistemas introduzidos são também aqui apresentadas de forma sucinta. Os resultados dos ensaios operacionais mostram a produção, perdas, e eficiências de cada subsistema. Avaliando-se os resultados obtidos, verificam-se alguns valores abaixo do esperado, como, por exemplo, a eficiência dos controladores com valores de aproximadamente 90 % (sob condições de carregamento acima de 20 %) e as *Performance Ratio* dos subsistemas, com valores um pouco abaixo de 80 %. Sombreamentos parciais, tensões de entrada dos controladores de carga e a dispersão de parâmetros entre módulos são alguns fatores que podem justificar tais resultados.

PALAVRAS-CHAVE: Sistemas Fotovoltaicos,

ABSTRACT: This work discusses the process of implantation of two photovoltaic generators connected to the 48 VDC bus of the Laboratory of Hybrid Systems/Mini-grids located in the Group of Studies and Development of Energy Alternatives (GEDAE). Therefore, the main objectives and components of the Laboratory are described. The information about the process of assembly, installation and commissioning of the introduced subsystems are also briefly described. The results of the operational tests show the production, losses, and efficiency of each subsystem. Evaluating the results obtained, it is verified that there are some values lower than expected, such as the efficiency of the controllers with values of approximately 90 % (under loading conditions above 20 %), and the performance ratio of the subsystem with values a little below 80 %. Partial shading, input voltage of the load controllers and the dispersion of parameters between modules are some factors that may justify such results.

KEY WORDS: Photovoltaic Systems, Hybrid Energy Systems, Mini-grids.

1 | INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um bem indispensável para o processo de desenvolvimento da sociedade e, para isso, deve estar acessível para todos de forma confiável, segura e com qualidade. De acordo com a Agência Internacional de Energia, existem hoje no mundo, cerca de 1,1 bilhão de pessoas sem acesso à energia elétrica (IEA, 2017).

No Brasil, um dos principais motivos da ausência de energia elétrica está relacionado à condição de pobreza, em conjunto com a situação de isolamento geográfico e a baixa densidade populacional, o que é verificado principalmente em vários locais das regiões Norte, Nordeste e Centro Oeste. Deste modo, torna-se economicamente inviável a conexão dessas localidades com a rede convencional de energia elétrica.

Deparando-se com esse problema, outras formas de geração de eletricidade precisam ser exploradas. No campo de abrangência dos sistemas isolados, uma alternativa eficiente são os sistemas híbridos de energia, os quais comumente utilizam as fontes renováveis de energia como, por exemplo, solar fotovoltaica e eólica e, como complementação, grupos geradores a óleo combustível, e realizam a distribuição da energia por intermédio de minirredes.

Entretanto, existe uma carência de profissionais especializados no desenvolvimento de projetos, instalação, comissionamento, monitoração e avaliação de desempenho de sistemas híbridos de energia no Brasil. Além disso, são poucas as informações referentes ao desempenho real de tais sistemas (acompanhamento da operação), o que dificulta uma análise técnica e econômica mais precisa e, conseqüentemente, sua implementação prática.

Com o objetivo de contribuir para a redução desse déficit de profissionais, bem

como difundir as tecnologias alternativas para geração de eletricidade e disseminar o conhecimento sobre energias renováveis, sistemas híbridos e minirredes, este trabalho propõe-se a descrever o processo de implantação de dois geradores fotovoltaicos (GFVs) de 3 kWp cada, conectados diretamente no barramento c.c. de um sistema híbrido fotovoltaico/diesel com armazenamento de energia em baterias e acoplamento c.a. Em termos de operação, o trabalho avalia o desempenho dos geradores fotovoltaicos e dos controladores de carga.

2 | IMPLANTAÇÃO DE DOIS GFVS NO LABORATÓRIO DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIA/MINIRREDES

2.1 DESCRIÇÃO DO LABORATÓRIO

A implementação do Laboratório visa promover a pesquisa sobre sistemas fotovoltaicos e sistemas híbridos, através da realização de experimentos e ensaios operacionais, cujos resultados servirão de base para avaliação do desempenho de tais sistemas. O Laboratório possibilita ainda a capacitação de recursos humanos, por intermédio da realização de cursos, treinamentos, palestras, visitas técnicas com demonstrações práticas, tendo como público alvo engenheiros, técnicos, professores e estudantes de ensino superior, técnico e médio.

O Laboratório, implementado no Campus Universitário da Universidade Federal do Pará, Município de Belém, nas dependências do GEDAE, consiste de um conjunto de equipamentos que compõem um sistema elétrico autossuficiente de fornecimento de energia, com ênfase no recurso renovável. Sendo assim, o Laboratório é atualmente composto em sua essência por (Barbosa *et al.*, 2016), (Barbosa *et al.*, 2017) e (Corrêa, 2017):

- Sistema de geração: subdividido em 7 geradores fotovoltaicos (GFV-01, GFV-02, GFV-03, GFV-04, GFV-05, GFV-06 e GFV-07) e 1 grupo gerador diesel (GGD). Os GFVs reunidos possuem uma capacidade nominal de 13,125 kWp; e o GGD têm capacidade nominal de 12 kVA.
- Sistema de condicionamento de potência: composto por 6 inversores de tensão bidirecionais de 4,5 kW cada (INVB-01A, INVB-02A, INVB-03A, INVB-01B, INVB-02B e INVB-03B), resultando em uma capacidade total de 27 kW; 3 inversores de tensão conectados à rede de 700 W cada (INVG-01, INVG-02 e INVG-03); 2 inversores de tensão conectados à rede de 2 kW cada (INVG-04 e INVG-05), totalizando 6,1 kW; e 2 controladores de carga (CCA-01 e CCA-02) conectados respectivamente ao GFV-04 e GFV-05 (somando 6 kWp).
- Sistema de armazenamento: composto por 2 bancos de baterias (BB-01 e

BB-02) com capacidade de 48 kWh cada.

- Quadros de distribuição e comando (QDC): destinados à fácil e segura conexão entre os componentes dos sistemas. Dentre eles: 1 QDC- *Cluster A* (ou *Multicluster Box*), 1 QDC- *Cluster B*, 2 QDC-FV (Quadro de Distribuição e Comando – Fotovoltaica) e 2 *string boxes*.
- Dispositivos de proteção (DP): 21 chaves seccionadoras-fusíveis destinadas à proteção dos equipamentos e à realização segura de manobras ou ações de manutenção; e 10 disjuntores termomagnéticos, sendo 3 tripolares, 4 bipolares e 3 monopolares; 7 DPS c.a. 275V/45 kA e 2 DPS c.c. 600 Vc.c./40kA.
- Minirrede de distribuição (MD): rede de distribuição trifásica, isolada e composta por cabos multiplex de alumínio.
- Cargas elétricas: 11 refletores LED de 20 W cada, 1 carga bifásica programável com capacidade de até 3,6 kW; 1 carga trifásica resistiva com capacidade de dissipação de até 20 kW e o próprio prédio do GEDAE com seus diversos tipos de cargas de iluminação e tomadas/equipamentos.
- Sistema de monitoramento (SM): *data logger*, sensores e gerenciadores de comunicação e controle.
- Chave estática de transferência: chave estática trifásica de transferência automática, com capacidade de 30 kVA.

A Figura 1 apresenta o diagrama esquemático atual dos principais componentes do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirredes. Em seguida é apresentada uma caracterização sucinta dos principais componentes do sistema.

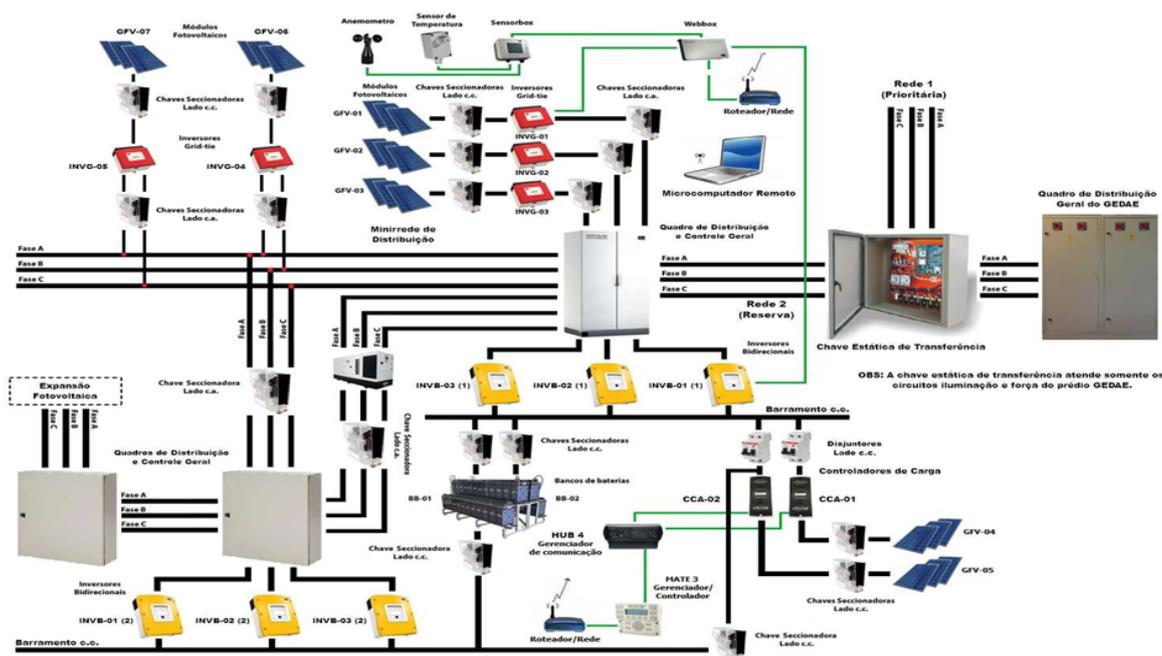


Figura 1 - Diagrama esquemático atual do sistema.

GFV-01 – composto por 5 módulos YL 185 P-23b/ YINGLI conectados em série,

resultando em: 117,5 V (Vmp); 147,5 V (Voc); 7,87 A (Imp); 8,45 A (Isc); 0,925 kWp).

GFV-02 e GFV-03 – idênticos, compostos cada um por 5 módulos SPR-220-BLK-U/SUNPOWER conectados em série, resultando em: 205 V (Vmp); 243 V (Voc); 5,37 A (Imp); 5,85 A (Isc); 1,1 kWp.

GFV-04 e GFV-05 – idênticos, compostos cada um por 12 módulos de silício policristalino KD250GH-4FB2/ KYOCERA. Cada gerador é formado pela conexão em paralelo de 3 *strings*, as quais possuem 4 módulos interligados em série, resultando em: 119,2 V (Vmp); 147,6 V (Voc); 25,17 A (Imp); 27,27 A (Isc); 3 kWp.

GFV-06 e GFV-07 – idênticos, compostos cada um por 8 módulos de silício policristalino KD250GH-4FB2/ KYOCERA conectados em série, resultando em: 238,4 V (Vmp); 295,2 V (Voc); 8,39 A (Imp); 9,09 A (Isc); 2 kWp.

GGD – unidade fabricada pela Leon Heimer, sendo cabinada e insonorizada e com potência emergencial (*standby*) 12 kVA; potência contínua (*prime*) de 10 kVA; tensão de 220 V fase-fase; 127 V fase-neutro; fator de potência de 0,8; comando e controle automático e microprocessado.

INVB-01A, INVB-02A e INVB-03A – unidades de inversão (modelo 4548-US SMA) de 4,5 kW cada, alocados no *Cluster A*, sendo destinados à formação da minirrede de distribuição de energia (fornecimento de sinal de tensão) para atendimento das cargas elétricas. São utilizados tanto para inverter o sinal de tensão c.c. para c.a (atendimento de cargas típicas), como retificar o sinal de tensão c.a. para c.c (carregamento do banco de baterias).

INVB-01B, INVB-02B e INVB-03B – unidades de inversão (modelo 4548-US SMA) de 4,5 kW cada alocados no *Cluster B*, sendo destinados às mesmas funções dos que compõem o *Cluster A*.

INVG-01, INVG-02 e INVG-03 – unidades de inversão (modelo 700U SMA) de 0,7 kW cada; ao contrário dos INVBs, esses só permitem a conversão de energia em um único sentido, convertendo o sinal de tensão c.c. dos GFVs para c.a, visando à conexão com a minirrede elétrica (atendimento de cargas típicas).

INVG-04 e INVG-05 – unidades de inversão (modelo 2000HF SMA) de 2 kW cada, possuindo as mesmas funções do modelo 700U SMA.

CCA-01 e CCA-02 – conversores c.c./c.c. (modelo FlexMax 60), cuja função é gerenciar e controlar o fluxo de energia transportado para as baterias, protegendo-as contra cargas e descargas excessivas.

BB-01 e BB-02 – idênticos, compostos cada um por 24 baterias (2 Vc.c./1.000 Ah – modelo 17TFS-1000 Fulguris) interligadas em série, totalizando 48 kWh de capacidade (podem ser conectados em paralelo, duplicando a capacidade de armazenamento para 96 kWh).

QDC-Cluster A – unidade fabricada pela SMA America (modelo MCB-12U) como um sistema integrado de distribuição c.a. para os INVBs, INVGs e GGD, mantendo conexão com a minirrede que, no caso em questão, é vista pelo QDC como a própria carga. Atende, apenas, um *cluster* (denominado *Cluster A*) com 3 inversores

bidirecionais (INVB-01A, INVB- 02A e INVB-03A) e 3 inversores conectados à rede (INVG-01, INVG-02 e INVG-03).

QDC-Cluster B – feito em chapa de aço tratado à base de fosfato de ferro com grau de proteção IP 54 e IK 10. De forma análoga ao QDC-Cluster A, o QDC Cluster B acondiciona as conexões com os inversores bidirecionais (INVB-01B, INVB-02B e INVB-03B), grupo gerador a diesel e a minirrede (cargas).

QDC-FV – possui características construtivas semelhantes ao QDC-Cluster B, sendo responsável por alocar a geração fotovoltaica do Cluster B. Outro QDC-FV foi projetado para abrigar os dispositivos de proteção, barramentos e conexões elétricas dos GFV-04 e GFV-05.

STRING BOXES – com as mesmas características construtivas dos QDC-FV, destinadas à proteção e seccionamentos dos circuitos do lado c.c. e lado c.a. do GFV-06 e GFV-07.

MD – minirrede de distribuição de energia elétrica aérea com cerca de 1 km de comprimento linear, sendo projetada de modo a emular uma rede de distribuição isolada. Para tanto, além da disposição dos 18 postes de concreto armado de 7 m de altura e do cabeamento com cabos multiplexados de alumínio de 35 mm² (4 condutores - 3 fases e 1 neutro), com chaves contadoras e auxiliares (em fase de instalação) posicionadas em pontos estratégicos, as quais, dependendo do modo de operação (*ON/OFF*), determinam as diferentes configurações de rede, como longa, curta, anel ou radial.

SM - acompanhamento do desempenho do sistema através do uso de sensores e equipamentos de aquisição de dados da SMA e OutBack Power. São estes, o *Sunny SensorBox* (em conjunto com o sensor de irradiância solar, sensor de temperatura da parte posterior do módulo, sensor de temperatura ambiente e anemômetro, é destinado especificamente à aquisição de dados meteorológicos); *Sunny WebBox* (destinado à coleta e disponibilização de informações de operação do INVB-01A (mestre), dos INVG-01, INVG-02 e INVG-03 e do próprio *Sunny SensorBox*). Salienta-se que para energização do *Sunny SensorBox* utiliza-se um dispositivo auxiliar, o *Power Injector*; *MATE3* (responsável por monitorar os parâmetros elétricos dos controladores de carga CCA-01 e CCA-02); e o *HUB4* (gerencia a comunicação de sistemas, permitindo que o *MATE3* e os controladores de carga se conectem e se integrem em um ponto através de cabeamento CAT5). Vale ressaltar que o *Sunny WebBox* e o *MATE3* estão conectados a um computador por meio de um roteador de internet *wireless*.

CHAVE ESTÁTICA DE TRANSFERÊNCIA – modelo trifásico de 30 kVA, fabricado pela Amplimag, tem como função manter a carga prioritária alimentada a partir de duas redes de alimentação, sendo, em condições normais, a energia da rede de distribuição da UFPA (entrada 1). Na ausência ou falha de energia desta rede, o Laboratório (entrada 2) de forma automática passar a suprir a demanda das cargas prioritárias do prédio (circuitos de força e iluminação).

As Figuras 2 a 10 apresentam os principais componentes anteriormente

mencionados.



Figura 2 - GFV-01.



Figura 3 - GGD.



Figura 4 - GFV-02 e GFV-03.



Figura 5 - GFV-04 e GFV-05.



Figura 6 - GFV-06 e GFV-07.



Figura 7 - Bancos de baterias.



Figura 8 - MATE3 (Cinza) e HUB4 (preto).



Figura 9 - INVBs (amarelo), CCAs (preto).

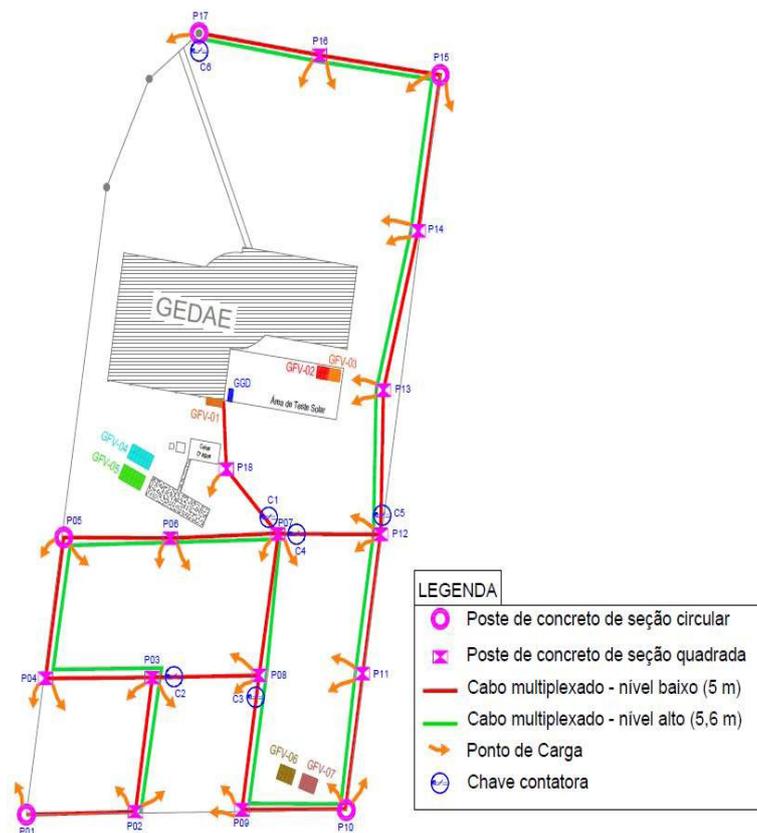


Figura 10 - Croqui da disposição dos geradores e da minirrede de distribuição.

2.2 MONTAGEM, INSTALAÇÃO E COMISSONAMENTO DOS GFV-04 E GFV-05

O primeiro passo foi identificar um local adequado para a montagem e instalação dos geradores, onde houvesse área disponível suficiente e não houvesse, em seu entorno, nenhum obstáculo que pudesse sombrear os geradores total ou parcialmente.

Na seleção do local para montagem e instalação dos geradores fotovoltaicos foram considerados: disponibilidade de área; inexistência de obstáculos causadores de sombra sobre a face dos GFVs; proximidade com a sala Central de Energia (CE) do Laboratório. Salienta-se que a sala CE foi escolhida como o espaço para a instalação dos CCAs e do sistema de monitoramento, devido à mesma ser ampla, iluminada, ventilada e protegida de influências climáticas diretas (como chuva e vento forte). Ademais, o referido espaço garante o acesso restrito, bem como a circulação segura de pessoas autorizadas, visando à execução de procedimentos de operação e manutenção. Após a escolha do local, foi elaborado um desenho técnico tridimensional das estruturas de sustentação dos geradores fotovoltaicos, com o intuito de guiar os processos de montagem e instalação das estruturas e de fixação dos módulos nas mesmas.

A fim de obter uma maior durabilidade das estruturas perante as condições climáticas locais, decidiu-se utilizar perfis de alumínio tipo L para a confecção das mesmas, sendo cada uma capaz de acomodar até 12 módulos fotovoltaicos modelo KD250H – Kyocera. Ademais, os elementos de fixação, como parafusos, porcas e arruelas, foram escolhidos em aço inoxidável, pois apresentam ótima resistência à

corrosão e possuem alta durabilidade.

O terreno destinado à construção dos geradores apresenta diversas irregularidades e partes alagadiças em determinados períodos do ano. Portanto, antes do processo de montagem das estruturas na área em questão, necessitou-se construir sapatas isoladas de concreto armado para suportar a carga dos geradores e nivelar horizontalmente as bases das estruturas. Após a concretagem e nivelamento das sapatas foram instalados os pilares das estruturas, as travessas e as demais vigas de sustentação, seguido pela etapa de fixação e conexão dos módulos fotovoltaicos. Vale ressaltar que, em busca de obter um melhor aproveitamento energético dos geradores, os módulos foram orientados para o norte geográfico. Para evitar acúmulos de poeira, folhas ou outros materiais que venham a reduzir a eficiência dos geradores, os módulos foram posicionados com uma inclinação de 12° em relação ao plano horizontal, tendo em vista que, para esta inclinação, as chuvas são capazes de promover a “autolimpeza” dos módulos, retirando boa parte destes materiais de suas superfícies (CRESESB, 2014).

No que diz respeito às conexões elétricas, ambos os geradores são formados por 3 *strings* em paralelo, cada uma com 4 módulos em série. Em cada gerador, os terminais das strings foram conectados a uma chave seccionadora fusível (CSF) instalada dentro do QDC-FV. As saídas das chaves foram conectadas aos barramentos c.c. que, por sua vez, estão conectados aos CCAs.

Em relação ao processo de fabricação do QDC-FV, utilizaram-se barras chatas de cobre para confecção dos barramentos c.c. e foram instaladas duas CSFs, destinadas a proteção e manobra. Para garantir a segurança do operador foi criada uma proteção de acrílico, de modo a impedir o toque acidental nos barramentos energizados. Por fim, o QDC-FV foi fixado em um dos pilares frontais da estrutura de alumínio do GFV-04.

Em seguida, procedeu-se com o aterramento das estruturas, dos módulos e do QDC-FV, de modo a garantir a segurança dos usuários e dos equipamentos em questão. Nesta etapa foram utilizadas 2 hastes de cobre, cada uma para um gerador. Após serem fincadas no solo ao lado de seus respectivos geradores, foram conectadas às estruturas de alumínio. Logo após, foram feitos o aterramento módulo a módulo e o aterramento do QDC-FV.

Os controladores de carga (CCA-01 e CCA-02) foram instalados na sala Central de Energia do GEDAE. Como o fabricante não especificava o espaçamento mínimo necessário para permitir a ventilação durante a operação, os dois CCAs foram instalados lado a lado, porém respeitando a distância mínima requerida pelos outros equipamentos ao redor.

Com relação às conexões elétricas, os condutores que saem dos barramentos c.c. do QDC-FV foram conectados na entrada dos CCAs. O aterramento destes equipamentos foi realizado no barramento “terra” do QDC-Cluster A (*Multicluster*). A saída de cada CCA foi conectada a um disjuntor e, posteriormente, ao barramento

c.c. do banco de baterias. Estes disjuntores foram abrigados dentro de uma caixa termoplástica com tampa transparente, a qual foi fixada na parede, próxima ao barramento c.c. do banco de baterias.

Os equipamentos responsáveis pelo monitoramento das grandezas elétricas do barramento c.c. são o *HUB4* e o *MATE3*. Ambos foram fixados dentro da sala Central de Energia, logo acima dos CCAs e, por fim, foram realizadas as conexões necessárias entre os dispositivos de monitoramento e os CCAs.

Posteriormente, iniciou-se o processo de comissionamento. Tal etapa consistiu na realização de um conjunto de atividades de inspeção e testes mecânicos controlados, com o intuito de verificar se as conexões dos condutores estavam seguras, se os bornes, parafusos e porcas estavam bem apertados, etc. Ademais, realizaram-se testes elétricos, como, por exemplo, o teste de continuidade em toda a extensão dos circuitos, confirmação das polaridades, verificação do aterramento, etc. Com isso, foi possível confirmar que o sistema estava devidamente instalado e apto para funcionar com segurança, garantindo a integridade física do Laboratório e de pessoas que o utilizam. As Figuras 11 a 14 apresentam parte dos procedimentos de montagem, instalação e comissionamento dos equipamentos supracitados.



Figura 11 - Montagem das estruturas.



Figura 12 - Instalação dos GFV-04 e GFV-05.



Figura 13 - QDC-FV.



Figura 14 - CCA-01 e CCA-02.

2.3 ENSAIOS OPERACIONAIS

Para obtenção dos parâmetros elétricos necessários para análise do sistema,

foram realizadas medições *in loco* através de um osciloscópio digital Fluke com exatidão na medição de potência ativa de 3 %, o qual foi conectado na entrada e na saída dos CCAs. Com o auxílio de um computador e do *software FlukeView ScopeMeter* foi possível registrar medições pontuais dos parâmetros elétricos dos CCAs.

Quanto ao registro dos dados, em intervalos de 10 minutos, realizaram-se duas medições consecutivas, sendo uma no CCA-01 e outra no CCA-02. Ao final de cada medição também foram gerados registros das informações de temperatura e irradiância contidas no *Sunny WebBox*.

O ensaio foi realizado durante quatro dias consecutivos (08/09/2017 a 11/09/2017), com seu início às 06h40 e seu término às 18h00. No decorrer do ensaio, utilizou-se uma carga resistiva trifásica de 3,3 kW conectada à minirrede dos sistemas híbridos. Neste caso, a carga trifásica simula uma demanda de potência elétrica ativa fixa na minirrede, o que impediu o carregamento total dos bancos de baterias do sistema.

Eficiência dos controladores de carga - Neste ensaio são mostrados gráficos das curvas de eficiência dos CCAs em função da potência de saída normalizada, bem como as perdas de conversão c.c./c.c. em função do carregamento. Vale ressaltar que a potência de saída normalizada é a razão entre a potência de saída medida e potência nominal do controlador, mas, neste caso, adotou-se a potência nominal do GFV.

As Figuras 15 a 26 apresentam, em ordem cronológica, as curvas de eficiência em função da potência normalizada, bem como a variação das perdas em função da potência de saída normalizada.

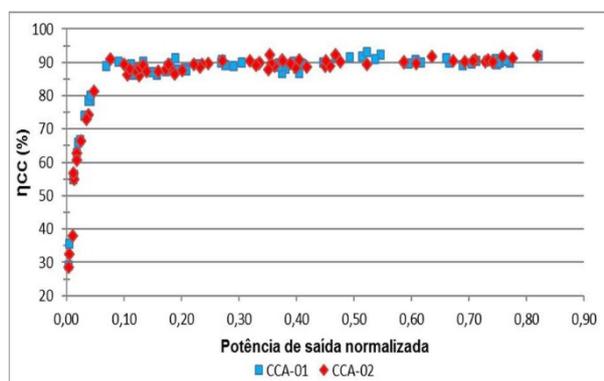


Figura 15 - Curva de eficiência dos CCA (08/08/17).

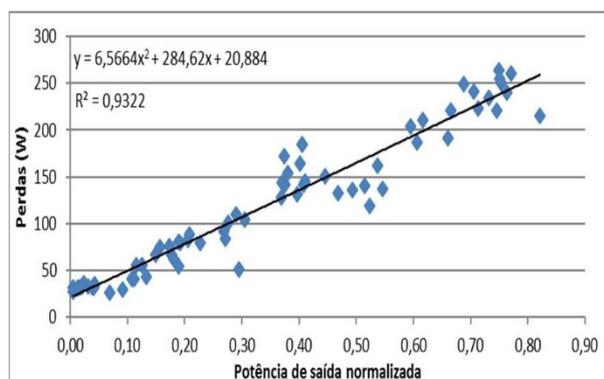


Figura 16 - Perdas de conversão CCA-01 (08/08/17).

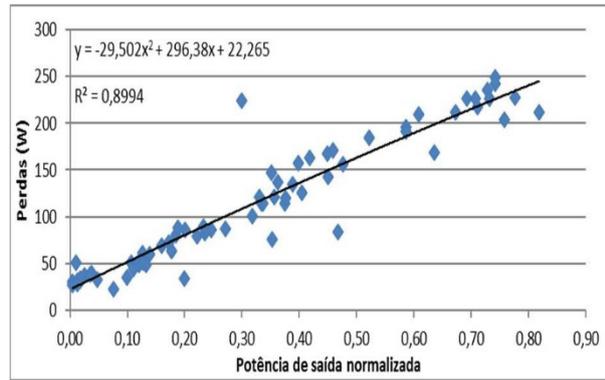


Figura 17 - Perdas de conversão CCA-02 (08/08/17).

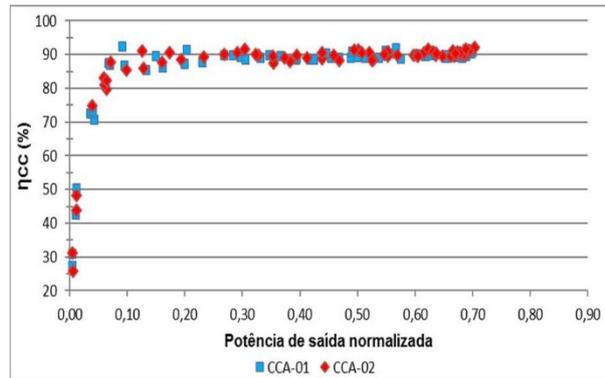


Figura 18 - Curva de eficiência dos CCA (09/08/17).

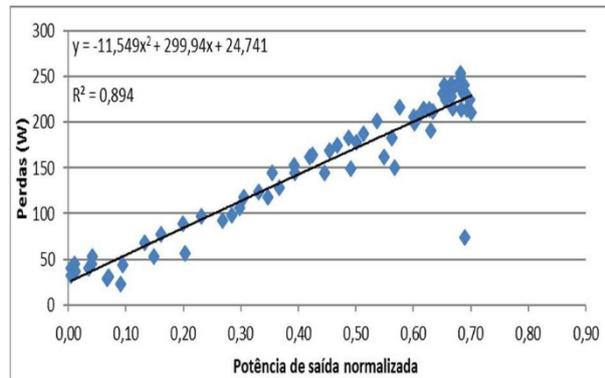


Figura 19 - Perdas de conversão CCA-01 (09/08/17).

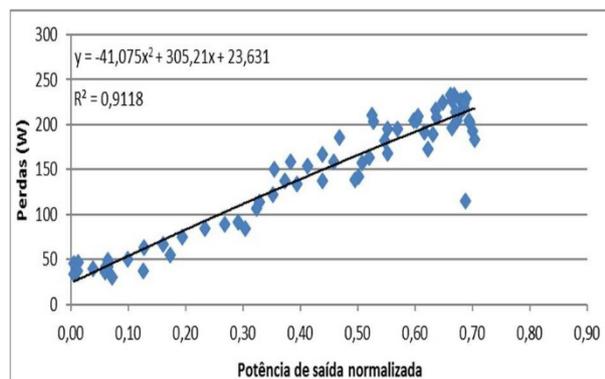


Figura 20 - Perdas de conversão CCA-02 (09/08/17).

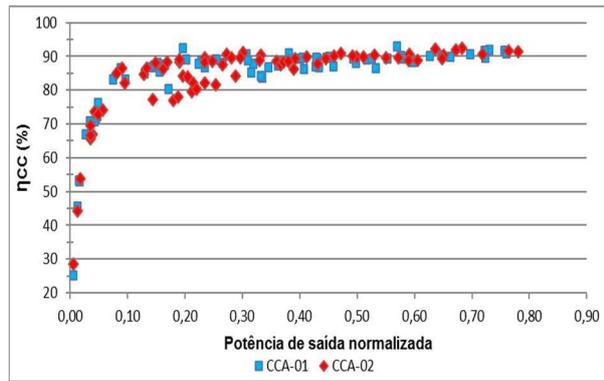


Figura 21 - Curva de eficiência dos CCA (10/08/17).

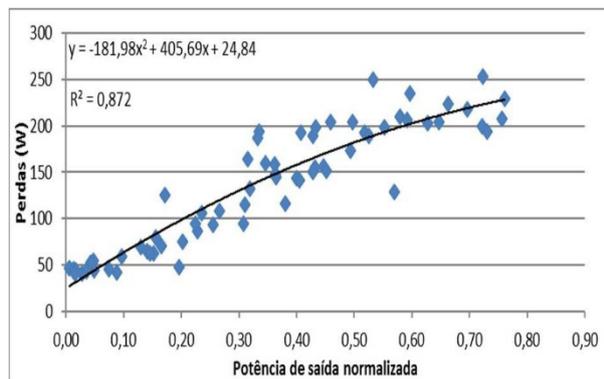


Figura 22 - Perdas de conversão CCA-01 (10/08/17).

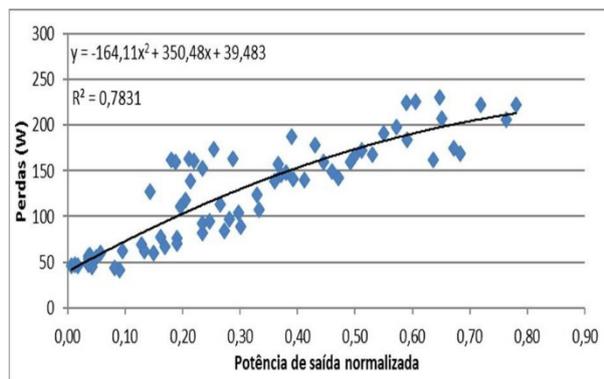


Figura 23 - Perdas de conversão CCA-02 (10/08/17).

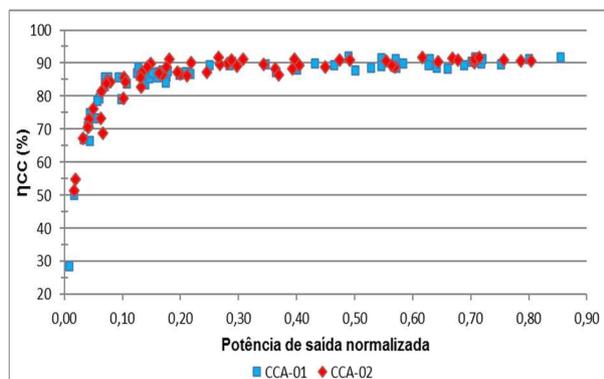


Figura 24 - Curva de eficiência dos CCA (11/08/17).

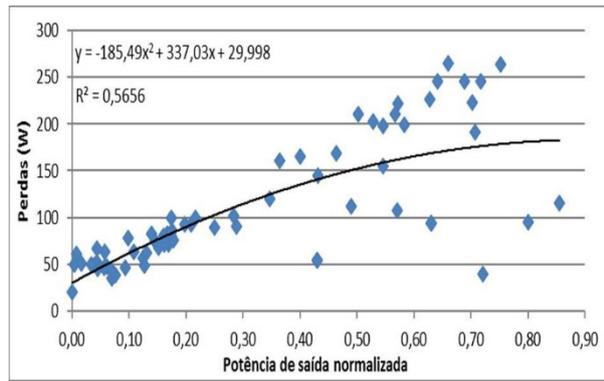


Figura 25 - Perdas de conversão CCA-01 (11/08/17).

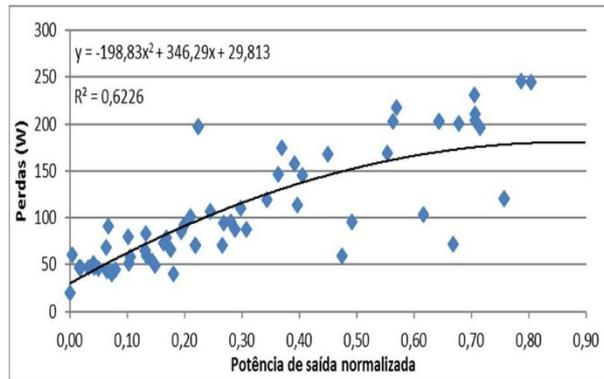


Figura 26 - Perdas de conversão CCA-02 (11/08/17).

Para avaliar a eficiência dos controladores, o fabricante OutBack Power (2013) disponibiliza algumas curvas de eficiência. No caso em questão, a curva escolhida (Figura 27) foi baseada em um sistema com tensão de saída (banco de baterias) igual a 48 V e tensão de entrada (gerador fotovoltaico) constante de 100 V (caso semelhante ao aplicado no Laboratório).

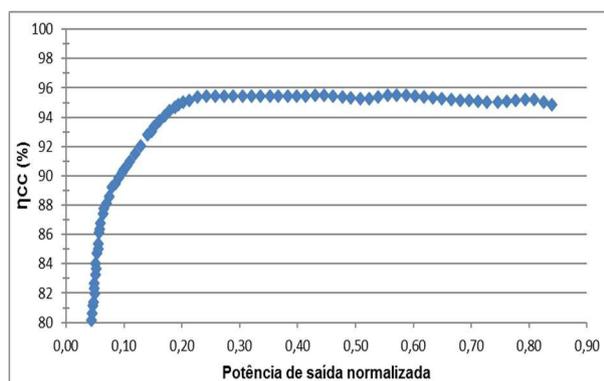


Figura 27 - Curva de eficiência dada pelo fabricante.

De acordo com as curvas de eficiência medidas dos CCAs, é possível observar que as eficiências estabilizam em aproximadamente 90%, que ficou abaixo do valor fornecido pelo fabricante (aproximadamente 95%). Tal resultado era esperado, levando em consideração que a curva de eficiência do fabricante foi realizada em Laboratório, sob as condições padrão de ensaio (STC) e com tensão de entrada do CCA constante.

Os CCAs operam em um ambiente não climatizado artificialmente (sala CE do GEDAE) e em determinados momentos do dia, possivelmente, a temperatura interna dos equipamentos atinge valores superiores a 40 °C, o que pode ser uma das causas de diferença de eficiência encontrada quando comparada com os dados do fabricante. Outra possível causa para essa discrepância de eficiência está relacionada à exatidão dos aparelhos utilizados nas medições.

Com relação às perdas de conversão dos CCAs, constatam-se valores bem diferenciados para cada dia de ensaio. No entanto, para todos os dias analisados, nota-se uma perda superior a 160 W para valores de carregamento acima dos 70 %. Quanto às perdas por autoconsumo, ou seja, estando a potência de saída normalizada igual a zero, correspondem a aproximadamente 30 W. O manual do fabricante não disponibiliza informações a respeito do autoconsumo de operação dos controladores de carga; logo, não foi possível elaborar um comparativo com os valores obtidos.

Produtividade e perdas por captura dos GFVs - Neste tópico são apresentadas figuras de mérito comumente empregadas para avaliação de sistemas fotovoltaicos. A Tabela 1 apresenta valores de energia produzida (E_p), rendimento global do sistema (PR), produtividade de referência (Y_R), produtividade de arranjo (Y_A), produtividade final do sistema (Y_F), e perdas por captura (L_C).

Tabela 1 - Desempenho do sistema: energia produzida (E_p), rendimento global do sistema (PR), produtividade de referência (Y_R), produtividade de arranjo (Y_A), produtividade final do sistema (Y_F), e perdas por captura (L_C).

Dia	GFV	E_p (kWh)	PR (%)	Y_R (kWh/ kWp/dia)	Y_A (kWh/kWp/ dia)	Y_F (kWh/kWp/dia)	L_C (%)
08/08/17	GFV-04	11,96	73,88	5,39	4,45	3,99	17,54
	GFV-05	11,30	73,57	5,12	4,21	3,77	17,85
09/08/17	GFV-04	15,13	74,50	6,77	5,63	5,04	16,82
	GFV-05	15,13	74,45	6,77	5,61	5,04	17,21
10/08/17	GFV-04	11,80	75,78	5,19	4,44	3,93	14,41
	GFV-05	10,91	70,80	5,14	4,12	3,64	19,75
11/08/17	GFV-04	11,26	77,90	4,82	4,17	3,75	13,46
	GFV-05	10,88	78,60	4,61	4,03	3,63	12,67
Média	GFV-04	12,54	75,51	5,54	4,67	4,18	15,56
	GFV-05	12,06	74,36	5,41	4,49	4,02	16,87

Percebe-se que as médias de produtividade de ambos os geradores foram bem próximas entre si. No entanto, a média de energia produzida, eficiência global e, conseqüentemente, as perdas por captura do GFV-04 (CCA-01) foram melhores em comparação com o GFV-05 (CCA-02). Tal diferença pode ser justificada pela radiação solar disponível no plano de cada GFV no momento da medição (obtenção não simultânea dos dados), a exatidão dos aparelhos utilizados, bem como operação das células fora das condições padrão de ensaio, sombreamentos parciais, dispersão

de parâmetros entre módulos e sujeiras.

Durante o período de medições foram produzidos cerca de 98,3 kWh de energia; gerada pelos dois GFVs. A fim de avaliar a produtividade do sistema, estimou-se a energia dos dois GFVs para os quatro dias de ensaio, resultando em 107,68 kWh. Nota-se que o valor da energia medida obtida ao longo dos ensaios foi bem próximo do valor de energia estimado, o que comprova a efetividade da produção de energia dos geradores.

3 | COMENTÁRIOS FINAIS

O Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirredes detém um amplo potencial para disseminar estudos, pesquisas e capacitação de profissionais da área de energias renováveis, com enfoque em sistemas fotovoltaicos e sistemas híbridos de energia. No presente trabalho descreveram-se as etapas desde a montagem até os testes operacionais para efetivação de um sistema composto por dois geradores fotovoltaicos conectados diretamente ao barramento c.c. de 48 V.

Os resultados apresentados neste trabalho mostraram que os dois subsistemas inseridos apresentaram um desempenho satisfatório, tendo como base os dados fornecidos pelos fabricantes dos equipamentos e as figuras de mérito utilizadas. Entretanto, alguns resultados apresentaram valores abaixo do esperado, como, por exemplo, a eficiência dos controladores, que apresentaram valores de aproximadamente 90 % (sob condições de carregamento acima de 20 %) e a *Performance Ratio* dos subsistemas, que abrangeram valores um pouco abaixo de 80 %. Contudo, conforme foi descrito, constataram-se diversos fatores que podem justificar os resultados obtidos, como, por exemplo, exatidão dos aparelhos utilizados nas medições, bem como a operação do subsistema fora das condições padrão de teste, sombreamentos parciais, tensão de entrada do CCA e dispersão de parâmetros entre módulos.

4 | AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio do CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) para a realização do presente trabalho, no âmbito do projeto “Estudo de Minirredes Inteligentes Aplicadas a Sistemas Isolados e Interconectados”, aprovado na Chamada MCTI/CNPq/CT-ENERG N° 33/2013 – Tecnologia em *Smart Grids*.

REFERÊNCIAS

BARBOSA, C. F. O., CORRÊA, J. A. L., VERÍSSIMO, J. P. A., LEMOS, I. H. L., GALHARDO, M. A. B., PEREIRA, E. J. S., PINHO, J. T., MANITO, A. R. A. **Laboratory of Hybrid Systems and Mini-Grids.**

33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, Holanda, 2017.

BARBOSA, C. F. O., VERÍSSIMO, P. H. A., PINHO, J. T., CORRÊA, J. A. L., GALHARDO, M. A. B. **Laboratório de Sistemas Híbridos de Energia e Minirredes (Implementação e Ensaios Operacionais)**. VI CBENS – VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte, 2016.

CORRÊA, J. A. L. **Implantação e Avaliação de Desempenho de Dois Geradores Fotovoltaicos Conectados Diretamente no Barramento c.c. de um Sistema Híbrido de Energia**. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Pará, 2017.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2004.

IEA (International Energy Agency). **World Energy Outlook Special Report**. OECD/IEA, Paris, 2017.

OUTBACK POWER. **Owner's Manual: FLEXmax Series Charge Controllers (FLEXmax 80, FLEXmax 60)**, Version C. Arlington, Washington, USA, 2013.

INFLUÊNCIA DA SUJEIRA NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Elismar Ramos Barbosa

Centro Universitário de Patos de Minas,
Departamento de Engenharia Elétrica
Patos de Minas - Minas Gerais

Merlim dos Santos Ferreira de Faria

Centro Universitário de Patos de Minas,
Departamento de Engenharia Elétrica
Patos de Minas - Minas Gerais

Fabio de Brito Gontijo

Centro Universitário de Patos de Minas,
Departamento de Engenharia Elétrica
Patos de Minas - Minas Gerais

RESUMO: Este trabalho pretende mostrar as diferenças entre a produção de energia elétrica em placas fotovoltaicas limpas e sujas. Entenda-se “limpas” como placas fotovoltaicas livres de acúmulo de poeira, lama, folhas, fezes ornitológicas e outros tipos de materiais que impedem o fluxo de raios solares até o interior das células das placas fotovoltaicas, prejudicando assim o seu rendimento na geração de energia elétrica. Já as placas sujas são as que apresentam algum tipo das sujeiras descritas acima, visto que os sistemas instalados em topos de residências e edifícios ficam sujeitos ao acúmulo destes materiais com o passar do tempo. Com base nos dados coletados é possível verificar a necessidade de realizar limpezas periódicas nas placas

fotovoltaicas que compõem esses sistemas, pois o rendimento deste, com placas limpas pode ser até 10% maior em relação a sistemas que não recebem nenhum tipo de limpeza.

PALAVRAS-CHAVE: placa fotovoltaica, raios solares, sujeira.

ABSTRACT: This work shows the differences between the production of electric energy in clean and dirty photovoltaic panels. The term “clean” is understood to mean photovoltaic panels free of accumulation of dust, mud, leaves, ornithological faeces and other types of materials that impede the flow of solar rays into the cells of the photovoltaic cells, thus damaging their yield in the generation of electricity. The dirty plates are those that present some type of dirt described above, since the systems installed in tops of residences and buildings are subject to the accumulation of these materials over time. Based on the data collected, it is possible to verify the need to perform periodic cleaning on the photovoltaic panels that make up these systems, since the efficiency of these with clean plates can be up to 10% higher in relation to systems that do not receive any type of cleaning.

KEYWORDS: photovoltaic plate, solar rays, dirt.

1 | INTRODUÇÃO

A tecnologia dos sistemas fotovoltaicos está cada vez mais desenvolvida e acessível em quase todo mundo. O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 por Edmond Becquerel que verificou que placas metálicas, de platina ou prata, mergulhadas num eletrólito, produziam uma pequena diferença de potencial quando expostas à luz (BLASQUES, PINHO, 2007). O sistema fotovoltaico permite a transformação de raios solares em energia elétrica através do efeito fotovoltaico, e quando esse processo ocorre é possível posteriormente transformar a tensão contínua produzida pelos painéis em alternada, para que assim possa alimentar a maioria das cargas domésticas e industriais de todo mundo.

As características de um sistema fotovoltaico dependem dos materiais empregados na constituição das placas, podendo ser eles o silício, germânio, gálio, entre outros elementos. O mais comumente utilizado é o silício, visto que este é o segundo elemento mais abundante no planeta Terra, obtido através do quartzo ou areia de praia, o que o torna extremamente barato e acessível em relação a outros elementos semicondutores. (CECCHINI, 2003)

As placas fotovoltaicas que utilizam silício na sua constituição normalmente são denominadas monocristalino, com grau de pureza de até 99,9999% de silício, obtendo assim um aproveitamento de conversão entre 15% a 20% da luz solar incidente. Também podem ser feitas de silício policristalino, com aproveitamento entre 10% a 15%, ou ainda de amostras de silício amorfo, sendo este com menor aproveitamento de conversão, da ordem de 5% a 10%. (BLASQUES, PINHO, 2007)

Fatores externos também podem alterar a eficiência de um painel fotovoltaico, o grau de insolação de um determinado local onde o sistema será instalado e a temperatura a que o mesmo estará exposto são os principais fatores analisados antes da instalação de uma planta fotovoltaica, mas, um fator bastante importante tem sido deixado de lado por empresas que implementam esse tipo de tecnologia, o “fator sujeira”. Ocorre que na composição do ar além de oxigênio, nitrogênio e gás carbônico, existe outros fatores que podem ocasionar o acúmulo de sujeira nos painéis fotovoltaicos, fatores estes como poeira, restos de seres vivos ou organismos microscópicos como o ácaro, lama, folhas, fezes ornitológicas e outros tipos de materiais que possam impedir a passagem dos raios solares até as células das placas fotovoltaicas. Estes elementos, com o passar do tempo formam uma camada de sujeira sobre a superfície dos módulos fotovoltaicos causando assim uma possível perda na geração de energia. (MUNDO ESTRANHO, 2011)

Com dados coletados de um sistema fotovoltaico grid-tie, foi possível a realização de ensaios durante um período de trinta dias a fim de observar a influência do fator sujeira na geração fotovoltaica, obtendo dados de geração de placas limpas sem influência de qualquer tipo de “sujeira” e de placas “sujas”, sendo a maior parte da sujeira formada por poeira, provinda principalmente de obras de construções civis

presentes na região.

2 | REFERENCIAL TEÓRICO

O Sol é a principal fonte de energia para a Terra, além disso, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de sua utilização por meios de conversão e armazenamento de energia, como por exemplo, a térmica e a elétrica (CRESCER-CEPEL, 2014).

A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (Efeito Fotovoltaico). Edmond Becquerel relatou o fenômeno em 1839, quando nos extremos de uma estrutura de matéria semicondutora surge o aparecimento de uma diferença de potencial elétrico, devido à incidência de luz, explicado através da Fig. 1 (BOAVENTURA, 2013).

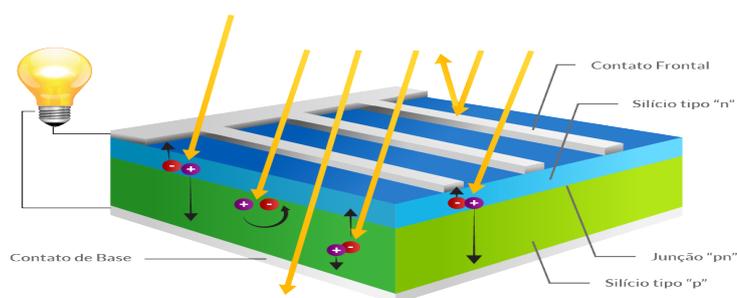


Figura 1 - Princípio de funcionamento de um módulo fotovoltaico

A irradiação solar e a temperatura são os dois principais fatores que influenciam a produção de energia pelos módulos fotovoltaicos. A corrente gerada pelo módulo varia linearmente com a irradiância, enquanto que a tensão varia logaritmicamente. Fig.2 apresenta as características de corrente e tensão em uma célula fotovoltaica da Kyocera modelo KC50T, retirada do data sheet do fabricante.

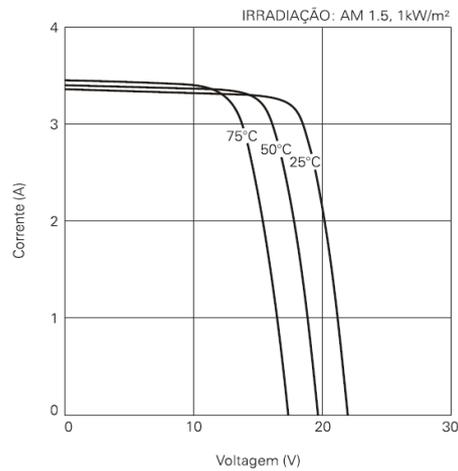


Figura 2 - Características de corrente e tensão em uma célula fotovoltaica

Com o aumento da irradiação, aumenta também a temperatura da célula e, conseqüentemente, esta tende a reduzir a eficiência do módulo. Isso ocorre porque a tensão diminui significativamente com o aumento da temperatura, enquanto que a corrente sofre uma elevação muito pequena (PALZ, 1995).

A autora Giovanna (2010) afirma que, para que haja recepção de uma maior intensidade luminosa é necessário o acompanhamento, ou, pelo menos, um melhor posicionamento das placas fotovoltaicas para o aproveitamento máximo deste movimento. As placas fotovoltaicas são geralmente instaladas em uma posição fixa, devido ao alto custo dos equipamentos que seguem a posição do sol no céu. Deste modo, é fundamental determinar a melhor inclinação para cada região, em função da latitude local e das características climáticas da região, a fim de estabelecer uma maior eficiência, evitando ainda o acúmulo de grandes quantidades de sujidades, acarretando uma menor produção de energia.

A sujidade pode ser composta por diferentes partículas. A poeira pode ser definida como qualquer material particulado de diâmetro inferior a $500\mu\text{m}$ é composto por pequenas quantidades de pólen (vegetação, fungos, bactérias), células humanas/animais, fibras de carpete/materiais têxteis e outras micro areias, sendo mais comumente, minerais orgânicos geomorfológicos (areia, argila, calcário erodido). O tamanho da partícula, dos componentes, e do formato da poeira pode variar de região para região no mundo inteiro. Além disso, o comportamento da deposição e a taxa de acumulação podem variar significativamente em diferentes localidades. Esses fatores são baseados na geografia, no clima e na urbanização de uma região (KAZMERSKI, 2015). Perdas por poeira podem ser mitigadas através de limpeza evitando sombreado indesejado das células.

De acordo com Kamila (2013), o acúmulo de sujeira pode ocasionar pequenas sombras sobre as células, podendo reduzir o rendimento do sistema como um todo, pois a célula sobre a qual incidir a menor quantidade de radiação é que irá determinar a corrente de geração do módulo e, conseqüentemente, a potência gerada de todo o

conjunto de geração. Uma célula quando sombreada pode vir até a atuar como uma carga, levando ao aquecimento do módulo.

3 | MATERIAIS E MÉTODOS

O sistema fotovoltaico utilizado encontra-se instalado na Cidade de Patos de Minas, mais especificamente no Centro Universitário de Patos de Minas (UNIPAM). O município está localizado na região do Triângulo Mineiro e Auto Paranaíba, com 18° 34' 44" latitude Sul, 46° 31' 05" longitude Oeste e apresenta uma altitude de 832 metros. (GEOGRAFO,2016)

A Micro usina Fotovoltaica do UNIPAM é considerada como sistema on-gride por ser interligada à rede de distribuição de energia elétrica, contém 240 placas fotovoltaicas, possuindo uma potência máxima de geração de 12 kWp. As placas estão fixadas a 70 cm do solo por blocos de concreto e estruturas metálicas, tendo como inclinação 20 graus apontando para o Norte, como mostra a Fig. 3.



Figura 3 - Micro usina fotovoltaica UNIPAM

A micro usina está subdividida em três conjuntos de 80 placas (denominada de strings) do tipo policristalino, fabricante Kiocera, modelo KT 50, tensão padrão 17,11 volts, corrente máxima 3,11 Ampere e potência de 56 Watts, como mostram as especificações técnicas disponibilizadas pelo fabricante apresentadas na Tab. 1.

CARACTERIZA	ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS
Máxima potência	54 Watts
Tolerância	+15% / - 5%
Voltagem de máxima potência	17,4 Volts
Corrente de máxima potência	3,11 Amps
Voltagem de circuito aberto	21,7 Volts
Corrente de curto circuito	3,31 Amps
Peso	5,0 kg

Temperatura nominal de operação de célula	47 °C
Icc coeficiente de temperatura de corrente	$1,33 \times 10^{-3} \text{ A/}^\circ\text{C}$
Vca coeficiente de temperatura da tensão	$-8,21 \times 10^{-2} \text{ A/}^\circ\text{C}$

Tabela 1 - Especificações técnicas do módulo fotovoltaico KC50T da KYOCERA

O inversor no sistema de geração fotovoltaica realiza o processo de transformação dos sinais contínuos, vindos da placa, para um sinal alternado. O sistema onde ocorreu a realização deste trabalho utiliza três inversores INGETEAM, modelo Ingecon Sun Lite 3,68TL. Os inversores são divididos por strings, cada inversor realiza o processo de transformação de sinais contínuos para sinais alternados de uma string. A Fig. 4 apresenta os inversores INGETEAM, modelo Ingecon Sun Lite 3,68TL instalados na edificação em estudo.



Figura 4 – Inversor INGETEAM modelo Ingecon Sun Lite 3,68TL

O aparelho possui uma interface com o usuário através de um display de cristal líquido, no qual são mostrados dados de geração como corrente, tensão e potência. O valor máximo tensão e corrente de entrada no inversor respectivamente 550V e 22A. Já sua saída tem como tensões configuráveis 220V/230V/240V com frequência de 50-60hz, e corrente de 17 amperes.

A micro usina conta ainda com um medidor polifásico eletrônico bidirecional classe B, fabricante Nansen e um quadro de junção de carga onde ocorre a injeção da energia elétrica gerada na micro usina à rede de energia já existente na edificação.

Para a realização da pesquisa foram utilizadas as três string (uma string limpa e duas string sujas). Os painéis sujos estão há um ano trabalhando sem manutenção, tendo como forma de limpeza apenas a água da chuva, considerando que no período de 10 maio até 31 de julho de 2016 não houve nenhuma intervenção climática na região, conclui-se que a sujeira acumulada depositou-se de forma natural proveniente de poeira e fezes de aves.

A limpeza das placas foi realizada a cada sete dias, no período de 01 a 31 de Julho de 2016. Foram utilizados como material de limpeza a água e um tecido humedecido. A aquisição de dados foi adquirida através dos inversores citados anteriormente, as

quais fornecem através do software de monitoramento da planta, INGECON SUM monitor, que armazena os dados de potência a cada 15 minutos.

4 | RESULTADOS

Uma usina solar, com tecnologia fotovoltaica, necessita de irradiação solar para entrar em operação. A micro usina do UNIPAM não faz uso de banco de baterias ou algo similar para suprir a energia nos períodos em que não houver insolação. Como a usina é diretamente conectada à rede elétrica, o objetivo é produzir o máximo de energia para a rede no período em que houver irradiação disponível. De acordo os dados obtidos através de análise da geração de energia nos meses de junho e julho de 2016, foi possível obter a curva característica de geração por horas do dia, o regime de produção diário dos meses em estudo é previsto de acordo com o formato de curva indicado na Fig. 5.

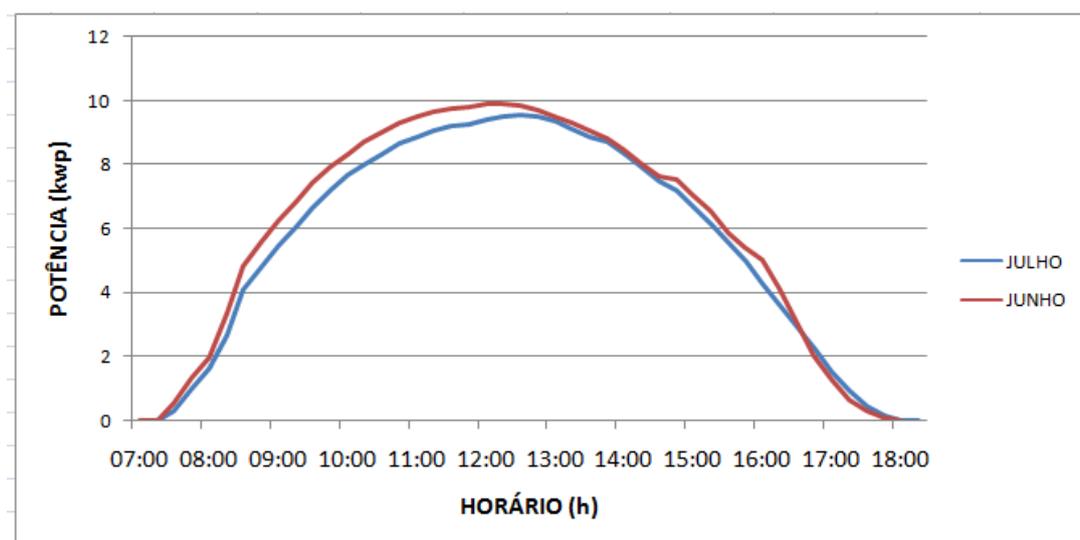


Figura 5 – Curva da potência gerada na micro usina em kWp pela hora do dia

Analisado o comportamento da produção de energia por horas do dia, pode-se concluir que a potência gerada em Kwp manteve os mesmos parâmetros de geração entre os meses de Junho e Julho, confirmando que não houve alterações climáticas nos meses em estudo. Após a confirmação da estabilidade das condições climáticas iniciou-se a coleta de dados através do banco de dados do INGECON SUM, a fim de obter os dados de geração nos meses de Junho e Julho de 2016.

A geração total de energia no mês de Junho foi de 1.639,22 kWh, sendo, 548,14 kWh no inversor 1, 546,66 kWh no inversor 2, 547,42 kWh no inversor 3, A Fig. 6 apresenta a comparação da geração de energia entre as três string referente ao mês de Junho de 2016, antes da limpeza dos painéis.

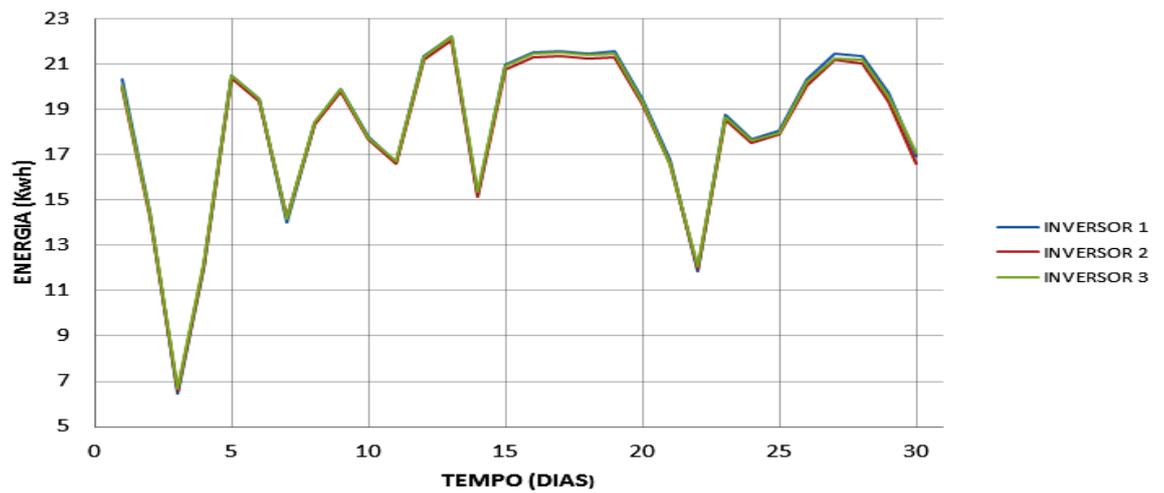


Figura 6 - Geração de Energia antes da limpeza das placas

Analisando os dados obtidos através da Fig. 6, observa-se que a geração de energia no mês de Junho obteve as mesmas características de geração nas três strings em estudo.

De acordo com o objetivo da pesquisa, o qual é analisar a produção de energia pelas placas, sendo elas sujas e limpas, deu-se início em Julho de 2016 a limpeza das mesmas, podendo ser observado que, quando a limpeza das placas é realizada, a produção aumenta. A Fig.7 apresenta a comparação das placas fotovoltaicas antes e depois da limpeza, respectivamente.



Figura 7 - Comparação dos módulos fotovoltaicos antes da limpeza e depois da limpeza

A geração de total de energia no mês de Julho, onde ocorreu a limpeza das placas referente a string 3, inversor 3 foi de 1.834,62 kWh, sendo, 594,8 kWh no inversor 1, 592,13 kWh no inversor 2 e 647,69 kWh no inversor 3. A Fig. 8 apresenta a comparação da geração de energia entre as três strings no mês de Julho, onde ocorreu a limpeza das placas a cada sete dias.

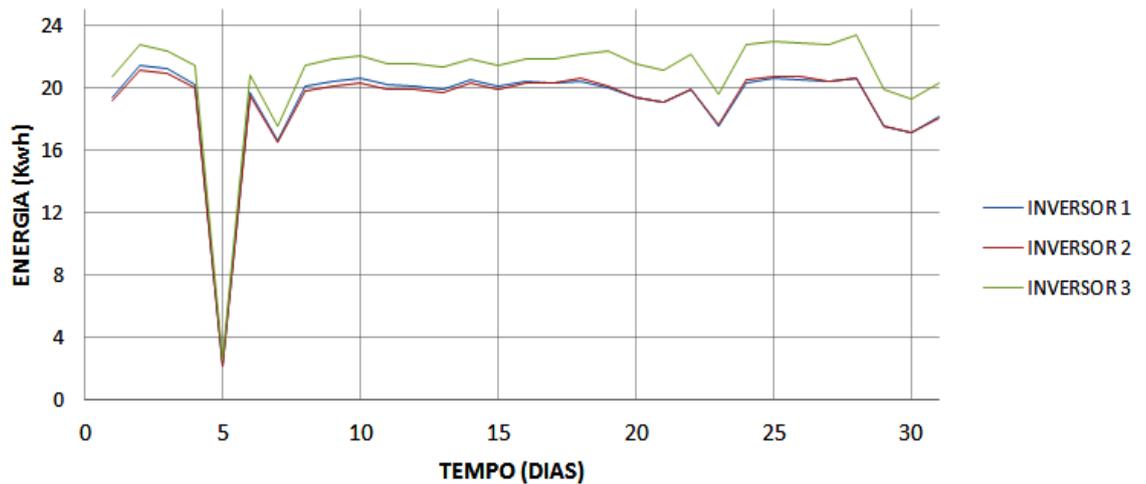


Figura 8 - Comparação da geração de energia entre as três strings no mês de Julho

Verificou-se, após a análise e comparação, que a os dados obtidos no inversor 3 utilizado na string onde houve a limpeza das placas apresentou uma eficiência 10,26% maior que a configuração de painéis sujos. A Fig. 9 apresenta a comparação da geração de energia da string 3 antes e depois da limpeza.

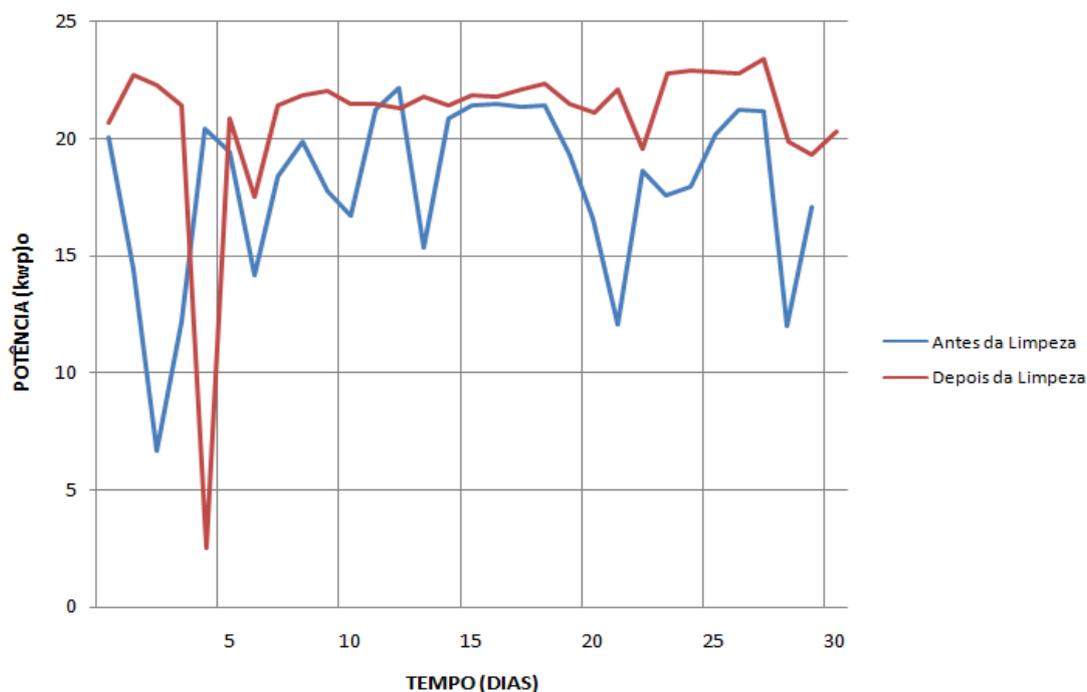


Figura 9 - Comparação da geração de energia antes e depois da limpeza

Levando em consideração que a produção de energia elétrica através do efeito fotovoltaico está ligada diretamente à irradiação solar e temperatura ambiente, foi possível concluir que a falta de manutenção nos módulos fotovoltaicos influencia diretamente na geração de energia, pois o acúmulo de “sujeira” impede a incidência dos módulos com a irradiação solar, dificultando também a troca de calor dos mesmos com o ambiente externo. Confirmando que a sujeira dos painéis causa uma diminuição na eficiência do sistema.

5 | CONCLUSÃO

Esta pesquisa permitiu entender o funcionamento de um sistema fotovoltaico e o impacto que a sujeira sob as placas fotovoltaicas pode causar no rendimento do sistema como um todo. Através dos dados obtidos do sistema fotovoltaico utilizado, foram feitas análises técnicas que permitiram comparar os valores de geração de energia advinda das placas totalmente limpas com as que continham acúmulo de “sujeiras”. Assim sendo foi constatada uma produção de energia de quase 10% menor das placas sujas em relação às placas limpas. O acúmulo de sujeira foi agregado durante aproximadamente um ano nas placas “sujas” analisadas, já as placas limpas tiveram uma manutenção semanal de limpeza feita com água e utilizando um pano tipo flanela limpo. Constatou-se então que através de um procedimento relativamente simples, prático e de baixo custo é possível fazer um sistema fotovoltaico apresentar rendimento nominal muito próximo do apresentado quando o sistema é novo, sem incidência de desgaste pelo tempo e pela sujeira. Para isso as manutenções de limpeza

das placas fotovoltaicas devem ser feitas periodicamente, visto que o acúmulo de sujeira é diferente de acordo com o lugar onde o sistema está implantado fica evidente que a periodicidade pode variar, sendo o ideal entre limpezas semanais, quinzenais ou mensais.

REFERENCIAS

Blasques, L. C. M., Vale, S. B., Pinho, J. T., 2007. **Sistema Solar Fotovoltaico para Geração de Eletricidade na Estação Científica Ferreira Penna do Museu Paraense Emílio Goeldi**, Caxiuanã – Pará, I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza.

BOAVENTURA, B.B. **A Energia Solar Fotovoltaica e a Aplicação na Usina Solar de Tauá.** – Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica, 2013.

CECCHINI, T. **Otimização das regiões altamente dopadas de células solares fabricadas por processos térmicos rápidos de pequeno porte.** 2003. 102 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2003.

CRESSEB-CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Grupo de Trabalho de Energia Solar. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos** / Rio de Janeiro, CRESEB, 2014.

GEOGRAFO: **Coordenadas Geográficas.** <http://www.geografos.com.br/cidades-minas-gerais/patos-de-minas.php> Acesso 30/09/2016 Acesso 10 dezembro 2016

GIOVANNA, C. C. Giovanardi.; COBENGE, **Congresso Brasileiro de Educação em Engenharia, XXXVIII.**, 2010, Fortaleza-CE.; Hotel Gran Marquise, 2010.

KAMILA. **Aplicação de Energia Fotovoltaica para Prédios Administrativos e Áreas Industriais.** – Juis de Fora: UFJF / Engenharia Elétrica, 2013.

POR REDACAO MUNDO ESTRANHO. **Como se forma a poeira ?.** Mundo estranho. Sao Paulo Sp, 18 apr. 2011. Disponível em: <<http://mundoestranho.abril.com.br/ciencia/como-se-forma-a-poeira/>>. Acesso em: 17 set. 2016.

INFLUÊNCIA DO ESPECTRO SOLAR EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SOB CÉU LIMPO, CÉU PARCIALMENTE NUBLADO E CÉU NUBLADO

Guilherme Marques Neves

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
São José dos Campos – São Paulo

Waldeir Amaral Vilela

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
São José dos Campos – São Paulo

Enio Bueno Pereira

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
São José dos Campos – São Paulo

Luiz Angelo Berni

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
São José dos Campos – São Paulo

RESUMO: Os módulos fotovoltaicos são avaliados de acordo com as condições padrões de teste (irradiância de 1000 W/m^2 , temperatura do módulo de 25°C e o espectro da radiação descrito nas normas IEC, ASTM ou ABNT). Porém tais condições raramente ocorrem em campo ao mesmo tempo, de modo que a eficiência medida em laboratório dificilmente acontecerá durante o tempo de vida dos módulos. Considerando que os efeitos causados nos módulos fotovoltaicos de silício amorfo (a-Si) e monocristalino (m-Si) pelas variações espectrais ainda não são muito bem compreendidas, foi realizado um estudo em campo descrito neste trabalho. Para tanto, dois sistemas de coletas de dados foram instalados no campus do INPE em Cachoeira Paulista –

SP: um para coleta dos espectros da radiação solar e outro para monitoramento dos módulos fotovoltaicos. Dos dados gerados por estes sistemas, somente os coletados às 12:00 horas entre os meses de agosto de 2015 e janeiro de 2016 foram utilizados neste trabalho, tendo sido eles classificados em dados de céu limpo, parcialmente nublado ou nublado de acordo com o índice de limpidez calculado com dados fornecidos pela rede SONDA. De acordo com os resultados das análises dos dados, dias nublados apresentam espectros com maiores valores de energia média dos fótons e melhor aproveitamento pelos módulos de a-Si e m-Si quando comparados com os espectros descritos nas normas. Também foi possível observar que o módulo de m-Si sofreu menor influência das variações espectrais do que o módulo de a-Si devido ao efeito chamado de “efeito de compensação”.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar, Espectro Solar, Módulos Fotovoltaicos

ABSTRACT: The photovoltaic modules are rated according to the Standard Test Conditions (1000 W/m^2 , module temperature of 25°C and a spectrum described by the IEC, ASTM or ABNT standards). However, such conditions rarely occur in the field at the same time, so the efficiency obtained in laboratory hardly occur during the lifetime of the pv modules. Taking

into account that the effects caused by the spectral variations in amorphous silicon (a-Si) and monocrystalline silicon (m-Si) pv modules are still not very well understood, the study described in this work was carried out. Two data acquisition systems were developed and installed at the campus of Brazilian's National Institute of Space Researches (INPE) in Cachoeira Paulista - SP: a system that collect the solar radiation spectra and another system that collect datas of the pv modules. Only datas generated by these systems collected at 12:00 a.m. between august 2015 and january 2016 were used in this work and were classified as data of clean weather, partly clear weather or cloudy weather according to the clearness index calculated using data provided by the SONDA network. According to the results, cloudy weather presents spectra with higher values of average photon energy and better utilization by the modules of a-Si and m-Si when compared with the spectrum described by the standards. It was also possible to observe that the m-Si module had less influence of the spectral variations than the a-Si module due to the so-called "offset effect".

KEYWORDS: Solar Energy, Solar Spectrum, Photovoltaic Modules

1 | INTRODUÇÃO

Para que possam ser comercializados e utilizados, os módulos fotovoltaicos são avaliados sob condições padrões de teste conhecidas como STC (do inglês *Standard Test Conditions*), onde seus parâmetros de engenharia são medidos sob uma irradiância de 1000 W/m^2 , temperatura de célula fotovoltaica de 25°C e espectro da radiação solar global sob condição de Massa Ar 1,5 (chamado de espectro AM 1.5 G) de acordo com o padrão IEC 60904-3, ASTM G173-03 ou ABNT NBR 10899. Apesar de padronizar o método de medição e permitir que resultados obtidos em diferentes laboratórios para quaisquer tecnologias possam ser comparados, as condições do STC não são representativas para as que ocorrem em campo. Por exemplo, Minemoto, Nagae e Takamura (2007), dentre outras coisas, mostrou em seu trabalho que, em um intervalo de coleta de dados ambientais em campo entre agosto de 2003 e julho de 2006 na cidade japonesa de Kusatsu, somente 0,8890% de todas as condições satisfizeram simultaneamente às condições de irradiância, espectro da radiação solar e temperatura de célula especificadas nas STC.

Em campo os parâmetros como irradiância, ângulo de incidência, espectro ou temperatura variam ao longo do tempo devido à vários processos físicos que ocorrem entre a radiação solar, os módulos fotovoltaicos e a atmosfera. Por isso os parâmetros que influenciam na geração de energia nos módulos fotovoltaicos acabam sendo muito diferentes dos adotados pelo STC. Assim, devido à estas diferenças, é de se esperar que a avaliação de eficiência conduzida em laboratório sob as condições propostas pelo STC dificilmente ocorrerão em campo (Ishii *et al.*, 2013; Dirnberger *et al.*, 2015; Neves, 2016).

A fim de compreender melhor o funcionamento dos módulos fotovoltaicos fora

das condições padrão, vários estudos foram e continuam sendo realizados em vários países, focando principalmente compreender melhor os efeitos de vários parâmetros atmosféricos no funcionamento dos módulos fotovoltaicos em campo. Como explicado no trabalho de Dirnberger *et al.* (2015), muitos destes estudos colaboraram para que a influência causada pela variação da irradiância e da temperatura no desempenho dos módulos se tornasse bem conhecidas. Já as influências causadas pelas variações espectrais da radiação solar ainda carecem de mais estudos, apesar dos vários trabalhos já conduzidos nesta área. No trabalho de Ishii *et al.* (2013), por exemplo, estudou-se os efeitos causados pelos espectros da radiação solar sob as condições de céu limpo e céu nublado em módulos fotovoltaicos baseados no silício (policristalino, amorfo e de dupla junção a-Si:H/ μ c-Si:H) e baseado na tecnologia CIGS em nove cidades japonesas. De acordo com os resultados encontrados, todos módulos apresentaram melhores aproveitamentos do espectro da radiação solar sob céu nublado, sendo que o módulo de silício amorfo e o a-Si:H/ μ c-Si:H se mostraram mais influenciáveis pelas variações de espectro sob céu limpo.

No trabalho de Nofuentes *et al.*, (2014) também estudou-se os efeitos dos espectros em módulos fotovoltaicos de silício amorfo e monocristalino na cidade de Jaen (Espanha). De acordo com os resultados, o espectro foi melhor aproveitado pelos módulos de silício amorfo e monocristalino em situações onde o mesmo possuía um maior percentual de fótons mais energéticos. Sendo que ganhos mais pronunciados foram obtidos para o módulo de silício amorfo. Um outro exemplo é o trabalho de Minemoto, Nagae e Takamura. (2007), que estudou o impacto causado por parâmetros ambientais (como o espectro solar e a temperatura) em módulos de silício amorfo e policristalino na cidade de Kusatsu (Japão) e verificou-se que módulos de a-Si são mais afetados pelas variações espectrais do que pelas variações de temperatura, diferentemente de módulos de m-Si, que se mostraram mais sensíveis às mudanças de temperatura do que às de espectro. De acordo com Dirnberger *et al.* (2015), os resultados obtidos pelos vários estudos não são fáceis de serem comparados devido à diversos fatores, como o fato de terem sido realizados em regiões com perfis atmosféricos diferentes, utilizarem parâmetros para avaliação do desempenho dos módulos e análise dos espectros da radiação solar, etc. Porém em todos eles mostram que as influências espectrais dependem da latitude e longitude do local, do clima, intervenções humanas no local, etc., sendo que a intensidade de tais influências dependem da Resposta Espectral do modulo fotovoltaico.

No Brasil, Haag e Krezinger (2010) mostraram através de simulações que o espectro padrão sugerido pela norma americana ASTM G173-03 pode não ser representativas para cidades brasileiras e para a maioria dos países da América do Sul. Isso é devido aos diferentes padrões climatológicos apresentados por estas regiões, que levam à valores diferentes de espessura óptica de aerossóis, coluna de água precipitável, etc. Assim, os espectros sul-americanos apresentariam maiores diferenças na região do ultravioleta devido à aerossóis provenientes de queimadas e

na região do infravermelho devido às diferentes concentrações de vapor d'água na atmosfera.

Tendo em vista que os espectros solares encontrados em campo no Brasil são diferentes do especificado pelas normas e que os impactos causados pelas variações deste parâmetro nos módulos fotovoltaicos ainda não são bem conhecidos, este trabalho tem como objetivo investigar a influência de espectros coletados sob céu claro, parcialmente nublado e nublado na cidade brasileira de Cachoeira Paulista, que é uma cidade com clima muito representativo do sudeste brasileiro, em módulos fotovoltaicos da tecnologia de silício amorfo e monocristalino.

2 | METODOLOGIA

2.1 MEDIÇÃO DO ESPECTRO DA RADIAÇÃO SOLAR

Foram desenvolvidos dois sistemas de medições que foram instalados no Laboratório de Instrumentação Meteorológica – LIM/INPE em Cachoeira Paulista – SP (latitude: 22° 34' S e longitude: 45° 00' W): o Sistema de Aquisição de Espectros (SAE) e o Sistema de Aquisição Fotovoltaico (SAF). O primeiro foi desenvolvido para coletar os espectros da radiação solar, enquanto que o segundo tem por função monitorar o desempenho de alguns módulos fotovoltaicos. Para ilustrar tais sistemas, um esquema de ambos com todos seus equipamentos pode ser visto na Fig. 1.

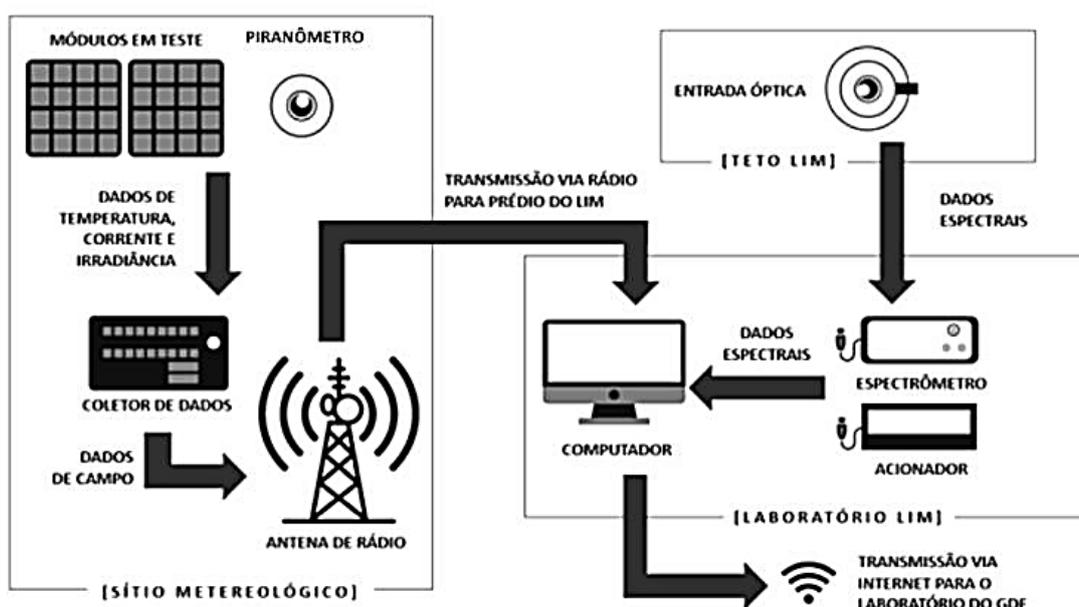


Figura 1 – Esquema do sistema de coleta de dados montado em Cachoeira Paulista.

O Sistema de Aquisição de Espectro (SAE) encontra-se em operação no LIM desde 2015 e é constituído por uma interface óptica desenvolvida especialmente

para ser utilizada neste trabalho, um cabo de fibra óptica (comprimento de 25 m e número de abertura de 0,22), um espectrorradiômetro (modelo CCD 2048 fabricada pela GetSpec e faixa de operação entre 200 nm e 1100 nm), um acionador eletrônico desenvolvido com a plataforma livre Arduino UNO2 e um microcomputador. Nesse sistema, a radiação solar passa pela interface óptica, que está instalada no topo do prédio do LIM no plano horizontal e é enviada através do cabo de fibra óptica para o espectrorradiômetro, situado dentro do laboratório. Os dados de espectros são coletados, processados e armazenados no microcomputador sempre que o acionador envia um sinal automaticamente em um dos horários pré-determinado (de hora em hora, das 8:00 as 18:00). Na Fig. 2 é possível observar uma foto da interface óptica.



Figura 2 – Interface Óptica desenvolvida em laboratório para a coleta dos dados espectrais.

O Sistema de Aquisição Fotovoltaico (SAF) está instalado em um sítio de medições meteorológicas em frente ao prédio do LIM. Ele é constituído por um coletor de dados CR1000 da Campbell, termopares tipo K, resistores Shunt para medições de corrente de curto-circuito dos módulos, rádios transmissor e receptor para comunicação de dados, um piranômetro modelo CM11 da Kipp & Zonen instalado no mesmo plano que os módulos, um computador e módulos fotovoltaicos de silício amorfo e monocristalino montados no plano inclinado no ângulo da latitude local. Na Tab. 1 são apresentadas as características elétricas dos módulos utilizados, medidas no Simulador Solar do Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo em conjunto com os coeficientes térmicos da corrente de curto circuito, que foram informadas pelo fabricante. No SAF, a aquisição de dados é automática e ocorre de minuto a minuto, onde são coletados os valores da corrente de curto-circuito (I_{sc}) e da temperatura dos módulos, além da irradiância solar global no plano inclinado. Os dados são coletados e enviados para o microcomputador. A Fig. 3 mostra uma foto dos dois módulos estudados neste trabalho.

	a-Si	m-Si
Fabricante	Heizmann	Siemens
Modelo	KSMM106	SM10
Isc (A)	0,159	0,715
Voc (V)	24,0	19,9
Imp (A)	0,125	0,659
Vmp (V)	17,6	15,4
Pmax (Wp)	2,21	10,1
FF	0,578	0,713
α (%/°C)	0,083	0,17

Tabela 1 – Características elétricas dos módulos de a-Si e m-Si para as condições de irradiância 1000 W/m², temperatura de célula 25 °C e espectro AM 1,5G. Os valores de coeficiente térmico da corrente de curto circuito foram informadas pelos fabricantes.

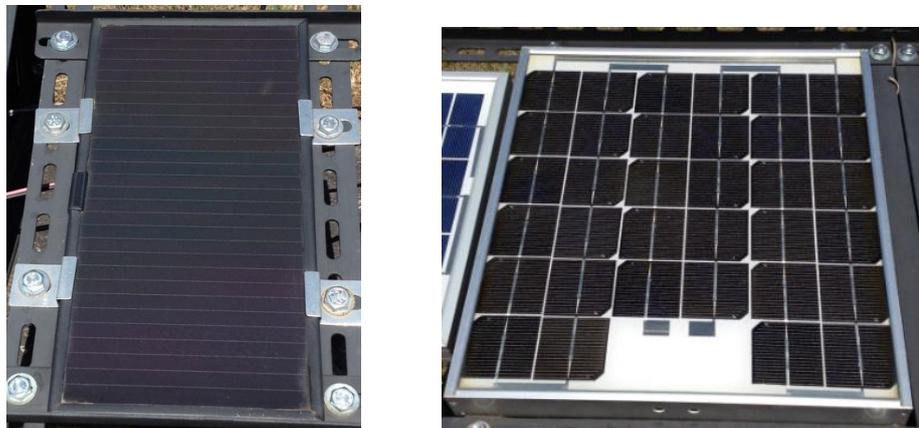


Figura 3 – Módulos estudados de a-Si à esquerda e m-Si à direita

2.2 SELEÇÃO DOS DADOS COLETADOS

Neste trabalho, somente os dados medidos no horário das 12:00 horas no período entre agosto de 2015 e janeiro de 2016 foram utilizados. Para que pudessem ser analisados, os dados coletados foram agrupados de acordo com a condição na qual o céu se encontrava durante o momento de sua aquisição em três categorias, em dados de céu limpo, parcialmente nublado e nublado. Tal condição foi estimada utilizando como indicador o Índice de Limpidez (K_t), definido pela Eq. (1) abaixo.

$$K_t = \frac{H}{H_0} \quad (1)$$

Sendo H a irradiância global na horizontal medida no local (W/m²) e H_0 a irradiância no topo da atmosfera (W/m²). O K_t indica a atenuação da irradiância solar que chega à superfície terrestre causada por elementos atmosféricos como nuvens, poluição, poeira, etc., e pode ser utilizado para indicar o grau de nebulosidade para um determinado local em um determinado horário (Iqbal, 1983; Silva, 2011). Segundo

Ricieri (1998) citado por Silva (2011), no caso da cidade de Botucatu-SP, valores de K_t menores que 0,3 estariam relacionados à condição de céu nublado, K_t entre 0,3 e 0,65 estariam relacionados à condição de céu parcialmente nublados e valores de K_t maiores que 0,65 estariam relacionados à condição de céu limpo. O valor do K_t foi calculado utilizando-se dados de irradiância global fornecidos pelo projeto SONDA – Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais da estação localizada em Cachoeira Paulista na área próxima ao experimento de avaliação dos módulos e aquisição de espectros.

2.3 ANÁLISE DOS ESPECTROS SOLARES

Os espectros da radiação solar e as suas variações foram estudados através de um fator conhecido como Energia Média dos Fótons ou EMF (do inglês *Average Photon Energy* ou *APE*). Este parâmetro é definido pela Eq. (2) abaixo e determina a energia média dos fótons de um determinado espectro da radiação solar, indicando a coloração do espectro (Jardine *et al.*, 2002). Para os casos onde o espectro solar possui um valor de EMF menor, é dito que o mesmo possui um tom avermelhado por ser mais rico na região do Infravermelho, enquanto que nos casos dos espectros com maiores valores de EMF, eles são mais ricos na região do Visível ou Ultravioleta e por isso ditos possuir uma coloração azulada (Nofuentes *et al.*, 2014; Dirnberger *et al.*, 2015).

$$EMF = \frac{\int_b^a H(\lambda)d\lambda}{q \int_b^a \phi(\lambda)d\lambda} \quad (2)$$

Sendo $H(\lambda)$ o valor da irradiância espectral ($W/m^2 \text{ nm}$), q a carga do elétron (C), $\Phi(\lambda)$ o fluxo de fótons ($n^\circ \text{ fótons}/m^2s \text{ nm}$) e 'a' e 'b' o intervalo de comprimento de onda do espectro analisado (em nm). Neste trabalho, o EMF foi calculado no intervalo entre 350 nm e 950 nm.

2.4 ANÁLISE DOS EFEITOS ESPECTRAIS NOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para estudar a influência do espectro solar no funcionamento dos módulos fotovoltaicos escolhidos, utilizou-se o Fator Espectral Corrigido (FEC), que é um parâmetro baseado no Fator Espectral (do inglês *Spectral Factor* ou *SF*), também conhecido como Fator de Descasamento Espectral (do inglês *Spectral Mismatch Factor* ou *MM*). O SF (ou MM) está definido nas normas ASTM E973 e IEC 60904-7 e indica os impactos espectrais causados nos módulos, sendo tais impactos, os ganhos ou perdas de energia que os módulos experimentam devido à fração da irradiância que é absorvida por eles em campo relacionada à irradiância total incidente, comparado com seus funcionamentos sob o espectro padrão (Nofuentes *et al.*, 2014; Dirnberger

et al., 2015; Neves, 2016). O FE pode ser calculado através da Eq. (3) (Alonso-Abella et al., 2014).

$$FE = \left(\frac{I_{SCCAMPO}}{H_{CAMPO}} \right) \cdot \left(\frac{I_{SCSTC}}{H_{STC}} \right)^{-1} \quad (3)$$

Sendo que $I_{SCcampo}$ é a corrente de curto circuito dos módulos medida em campo (A), H_{campo} a irradiância medida em campo (W/m^2), I_{SCstc} é a corrente de curto circuito dos módulos medida em laboratório sob as condições do STC (A) e H_{stc} é a irradiância especificada no STC ($1000 W/m^2$).

No caso da FEC, a Eq. (3) foi modificada de acordo com as instruções da norma IEC 60891 para corrigir o valor das correntes medidas dos módulos em campo para o valor de $25^\circ C$ conforme descrito pela Eq. (4). Com isso pôde-se avaliar somente os efeitos causados pelas variações dos espectros nos módulos fotovoltaicos. Assim, para os casos onde o FEC apresenta valor maior que a unidade, ocorre os chamados ganhos espectrais, ou seja, os módulos se beneficiam mais do espectro em campo do que quando comparado com o padrão. Para os casos onde o FEC é menor que a unidade ocorre as perdas espectrais, onde os módulos se beneficiam menos do espectro incidente quando comparado com o espectro padrão (Neves, 2016).

$$FEC = \left(\frac{I_{SCCAMPO}}{H_{CAMPO}} \right) \cdot \left(\frac{I_{SCSTC}}{H_{STC}} \right)^{-1} \cdot \left[\frac{1}{(1 + \alpha (T_{CAMPO} - T_{STC}))} \right] \quad (4)$$

Onde α é o coeficiente térmico da corrente de curto circuito ($^\circ C^{-1}$), T_{CAMPO} é a temperatura dos módulos em campo ($^\circ C$) e T_{STC} a temperatura dos módulos em laboratório ($25^\circ C$).

3 | RESULTADOS

A variação da Energia Média dos Fótons com o valor de Índice de Limpeza para Cachoeira Paulista é apresentado na Figura 4. De acordo com estes resultados, dias nublados (dias cujo $K_t < 0,3$) apresentam espectros com maiores energias médias do que dias com céu claro ($K_t > 0,65$) ou céu parcialmente nublados ($0,3 < K_t < 0,65$). Considerando que o vapor d'água presente nas nuvens absorve radiação em vários intervalos de comprimento de onda na região do Infravermelho (IV), o que ocorre em dias nublados é que os fótons desta região espectral são absorvidos em grande quantidade pela grande massa de vapor d'água presente nas nuvens (Iqbal, 1983). Como os fótons do Infravermelho são menos energéticos, na média, a energia dos fótons destes espectros aumenta. Em dias de céu claro, onde a concentração de vapor d'água na atmosfera é muito menor, a absorção da radiação no Infravermelho

não ocorre com tanta intensidade e por consequência a EMF é menor. Já para dias parcialmente nublados, como observado, os resultados ficam no meio termo devido à provavelmente à presença parcial de nuvens.

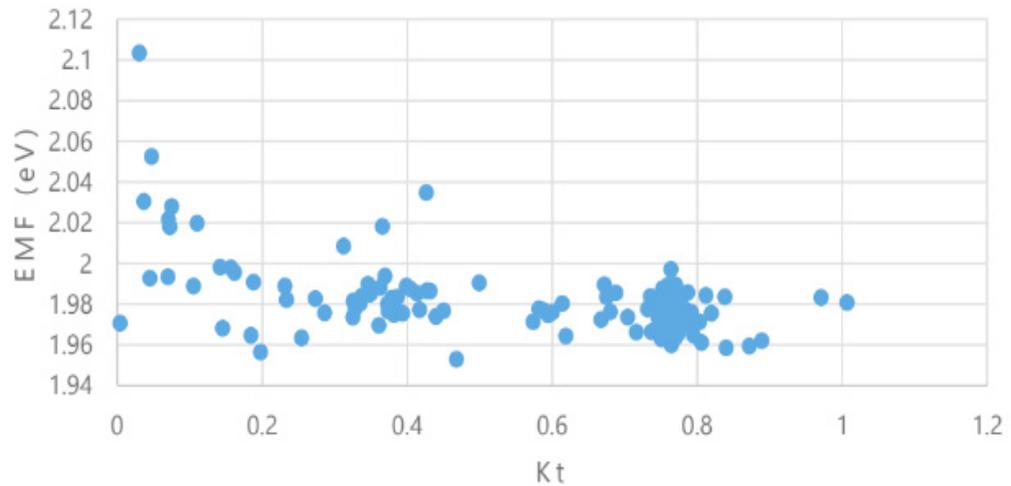


Figura 4 – Relação entre a EMF e o Kt para a localização de Cachoeira Paulista - SP.

Além do vapor d'água, outro efeito atmosférico também pode ter colaborado para que a EMF seja maior sob as condições de céu nublado. Como proposto por Seckmeyer, Erb e Albold (1996) e explicado fisicamente por Kylling, Albold e Seckmeyer (1997), a transmitância das nuvens é seletiva espectralmente e maior para menores comprimentos de onda, permitindo que mais fótons com maiores estados energéticos possam chegar à superfície, interferindo para a média da energia dos fótons de um determinado espectro.

A influência das variações de espectros nos módulos fotovoltaicos de silício amorfo e silício monocristalino podem ser vistas na Figura 5. Nela, analisando a relação entre o FEC e o Kt para o módulo de a-Si, pode-se perceber primeiramente que em todas as condições de céu houveram ganhos espectrais para este tipo de tecnologia. Isto indica que o espectro solar incidente em Cachoeira Paulista – SP foi melhor aproveitado por este módulo do que o espectro padrão utilizado para qualificá-lo em laboratório. Também é possível observar que sob as condições de céu nublado, a tendência do FEC foi de aumentar, ocorrendo sob estas condições maiores ganhos espectrais do que sob céu limpo ou sob céu parcialmente nublado.

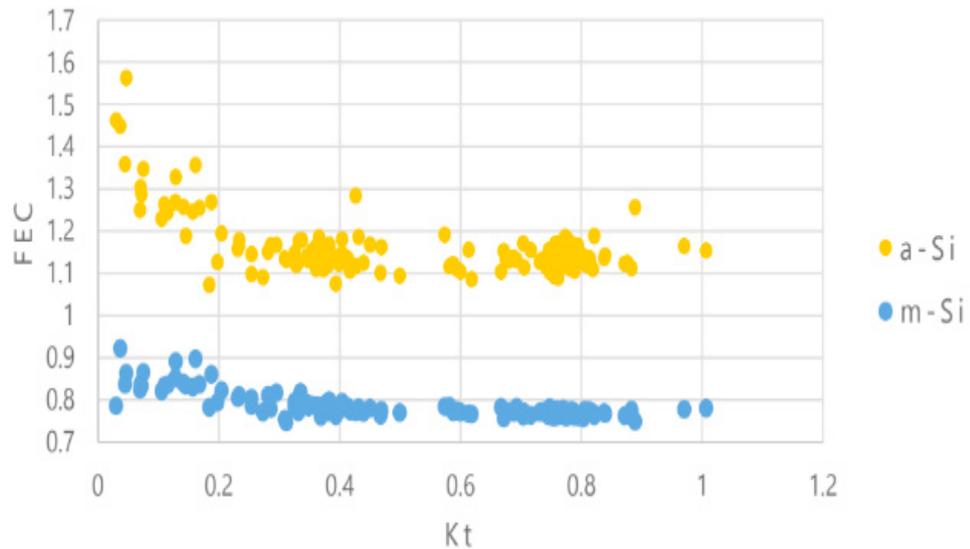


Figura 5 – Relação entre o FEC do módulo de a-Si e o Kt.

Na Figura 5 também é possível ver a relação do FEC com o Kt para o módulo de m-Si. Diferentemente do que ocorreu no caso do a-Si, a grande maioria dos valores de FEC ficou abaixo da unidade em todas as condições de céu. Isto mostra que o espectro padrão foi melhor aproveitado por este módulo do que os espectros encontrados em Cachoeira Paulista. Em contrapartida, assim como ocorreu para o módulo de a-Si, sob as condições de céu nublado também ocorreram os maiores valores de FEC, indicando que, para estes dois módulos, a radiação solar predominantemente difusa é mais favorável para seu desempenho.

Para compreender as influências espectrais nos módulos estudados, os valores de FEC dos módulos de a-Si e m-Si ao longo dos seis meses de coleta de dados foram analisados e seguem nas Figuras 6 e 7 respectivamente discriminados pela condição do céu. Como pode ser observado, os valores de FEC para ambos os módulos são maiores para céu nublado, enquanto que para os dados de céu parcialmente nublado e limpo não há muitas diferenças de valores.

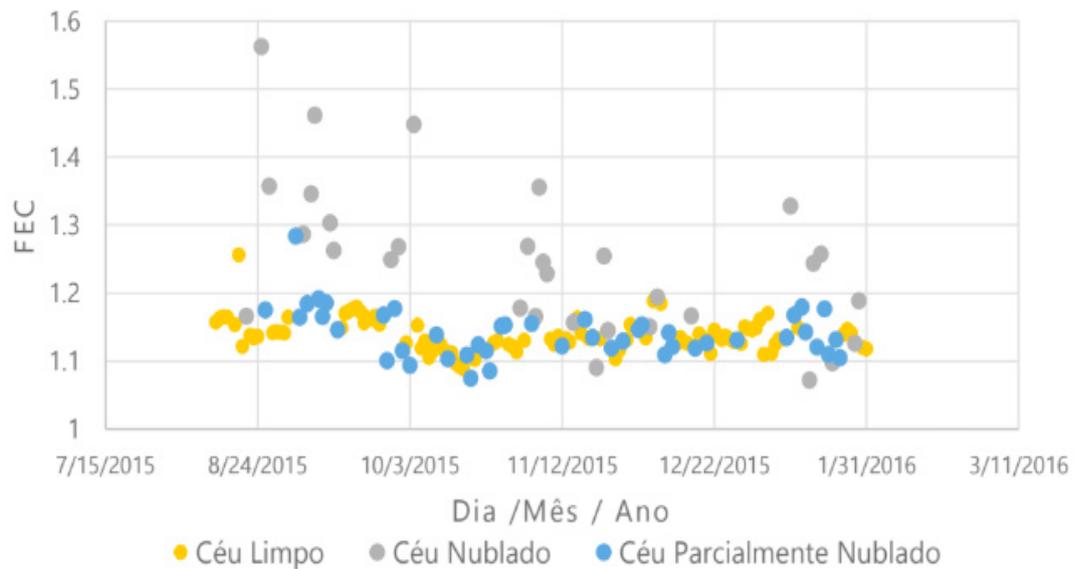


Figura 6 – Variação do FEC para o módulo de a-Si ao longo do tempo.

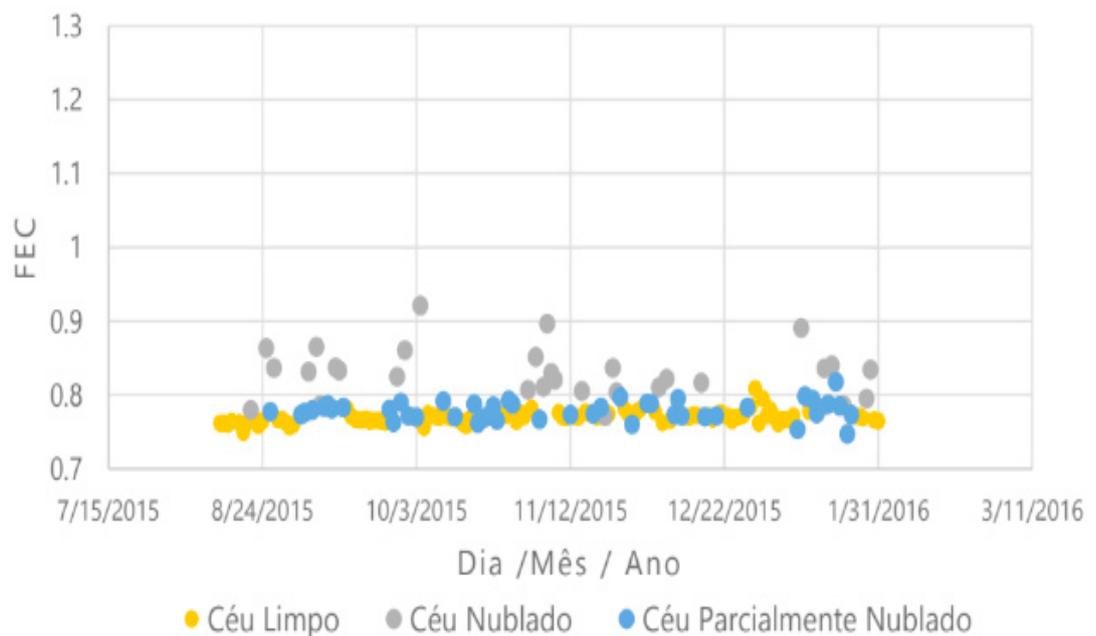


Figura 7 – Variação do FEC para o módulo de m-Si ao longo do tempo.

Analisando o desvio dos dados obtidos somente sob céu limpo para ambos os módulos obteve-se um desvio padrão de aproximadamente 0,07 para o a-Si e de aproximadamente 0,03 para o m-Si. Considerando que nesta situação efeitos causados por elementos atmosféricos como os aerossóis, variação da massa ar, etc., nos espectros não são mascarados pelos efeitos das nuvens, isto indica em um primeiro momento que o módulo de silício amorfo se mostrou mais suscetível à tais variações espectrais do que o de silício monocristalino. Isto é resultado do chamado “efeito de compensação”, que ocorre somente para o módulo de m-Si. De acordo com Ishii *et al.* (2013), as variações ocasionadas nos espectros com maiores intensidades no ultravioleta e visível pelo espalhamento Rayleigh são contrabalanceadas pelas

variações ocasionadas pela ação do vapor d'água na região do Infravermelho e, pelo fato de os módulos de m-Si possuírem uma Resposta Espectral capaz de absorver radiação nestas três regiões (entre aproximadamente 200 nm e 1100 nm), as variações espectrais ocorridas em dias de céu limpo implicam em pequenos ganhos ou perdas espectrais para estes módulos. Este efeito não ocorre no caso dos módulos de a-Si devido ao seu intervalo de Resposta Espectral mais estreito (entre aproximadamente 300 nm e 800 nm), que é capaz de absorver as regiões afetadas somente pelo espalhamento Rayleigh, levando à maiores variações nos valores de FEC.

4 | CONCLUSÕES

De acordo com os estudos realizados, dias nublados apresentam espectros solares com maiores valores de EMF quando comparados com dias de céu limpo ou céu parcialmente nublado. Esta diferença se deve à dois fatores: ao vapor d'água das nuvens que absorve radiação nos comprimentos de onda do Infravermelho e à transmitância das nuvens, que é maior na região de menores comprimentos de onda. Estes dois fenômenos, juntos, fazem com que um maior percentual de fótons de maiores energias estejam presentes nos espectros da radiação solar na média, mais fótons mais energéticos esteja presente nos espectros da radiação solar, elevando os valores de EMF sob tais condições.

Quanto às influências espectrais nos módulos fotovoltaicos, no caso do módulo de a-Si, houveram ganhos espectrais em todas as condições de céu, mostrando que este módulo aproveitou melhor os espectros solares em campo do que o espectro padrão. No caso do módulo de m-Si ocorreu o oposto, mostrando que o espectro padrão foi melhor aproveitado por ele do que os obtidos em campo. Em ambos os módulos, maiores FEC foram obtidos sob condições de céu nublado, indicando que para os módulos estudados, espectros solares de maiores EMF e compostos predominantemente pela radiação difusa podem ser melhor aproveitados por eles.

Com relação aos espectros solares obtidos em céu claro, observa-se que suas variações mostraram maiores influência nos ganhos ou perdas espectrais no caso do módulo de a-Si quando comparado com o módulo de m-Si. Isto se deve provavelmente ao “efeito de compensação” que ocorre no módulo de m-Si por apresentar uma Resposta Espectral que se estende em um intervalo maior de comprimento de onda que a do a-Si, podendo as variações que ocorrem no espectro ocasionadas pelo espalhamento Rayleigh serem compensadas pelos efeitos do vapor d'água.

5 | AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e à

Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo auxílio à pesquisa realizada, aos integrantes do Laboratório de Instrumentação Meteorológica (LIM) pelos auxílios com os sistemas de coleta de dados, ao projeto SONDA pelos dados cedidos e ao Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo pela caracterização elétrica dos módulos fotovoltaicos utilizados neste trabalho.

REFERÊNCIAS

Associação Brasileira De Normas Técnicas (ABNT), (2006). **NBR 10899 Conversão Fotovoltaica de Energia Solar**. Rio de Janeiro.

Alonso-Abella, M., Chenlo, F., Nofuentes, G., Torres-Ramírez, M., (2014). **Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: The case of four specific sites**. Energy, vol. 67, pp. 435-443.

American Society for Testing and Materials (ASTM), (2015). **E973 Standard Test Method for Determination of the Spectral Mismatch Parameter Between a Photovoltaic Device and a Photovoltaic Reference Cell**. Estados Unidos da América.

American Society for Testing and Materials (ASTM), (2012). **G173-03 Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical on 37° Tilted Surface**. Estados Unidos da América.

Dirnberger, D., Blackburn, G., Müller, B., Reise, C., 2015 - **On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different PV Technologies**, Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 132, pp. 431-442.

Haag, R., Krenzinger, A., 2010. **Estimativa da distribuição espectral da irradiância solar para distintas regiões da américa do sul**, Avanços em Energias Renováveis e Meio Ambiente, vol. 20.

International Electrotechnical Commission (IEC), (2008). **IEC 60904-3 Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data**. Estados Unidos da América.

International Electrotechnical Commission (IEC), (2009). **IEC 60891 Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics**. Estados Unidos da América.

Iqbal, M., 1983. **An introduction to solar radiation**, Elsevier.

Ishii, T., Otani, K., Takashima, T., Xue, Y., 2013. **Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions**, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 21, n. 4, pp. 481-489.

Jardine, C. N., Betts, T. R., Gottschalg, R., Infield, D. G., Lane, K., 2002. **Influence of spectral effects on the performance of multijunction amorphous silicon cells**. In: Proc. Photovoltaic in Europe Conference.

Kylling, A.; Albold, A.; Seckmeyer, G., 1997. **Transmittance of a cloud is wavelengthdependent in the UVrange: Physical interpretation**. Geophysical Research Letters, vol. 24, n. 4, pp. 397-400.

Minemoto, T., Nagae, S., Takamura, H., 2007. **Impact of spectral irradiance distribution and temperature on the outdoor performance of amorphous Si photovoltaic modules**, Solar energy materials and solar cells, vol. 91, n. 10, pp. 919923.

Neves, G., 2016. **Influência do espectro da radiação solar em módulos fotovoltaicos**, Dissertação de Mestrado, INPE, São José dos Campos.

Nofuentes, G., García-Domingo, B., Muñoz, J. V., Chenlo, F., 2014. **Analysis of the dependence of the spectral factor of some PV technologies on the solar spectrum distribution**, Applied energy, vol. 113, pp. 302-309.

Ricieri, R. P., 1998. **Modelos de estimativa e avaliação dos métodos de medida da radiação solar difusa**, Tese (Doutorado em Energia na Agricultura), Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Ciências Agrônômicas, Botucatu.

Seckmeyer, G.; Erb, R.; Albold, A., 1996. **Transmittance of a cloud is wavelengthdependent in the UV range**. Geophysical Research Letters, vol. 23, n. 20, pp. 2753-2755.

Silva, V. A. M., 2011. **Influência da cobertura do céu na estimativa da radiação solar utilizando modelo digital de elevação**, Monografia (Especialização em Física Ambiental), UFMT, Cuiabá.

INTENSIFICAÇÃO DA TRANSFERÊNCIA DE CALOR EM COLETOR SOLAR DE PLACA PLANA ATRAVÉS DE GERADOR DE VÓRTICE LONGITUDINAL DO TIPO DELTA

Felipe Augusto Santos da Silva

Universidade Estadual Paulista (UNESP),
Faculdade de Engenharia de Energia
Rosana – São Paulo

Leandro Oliveira Salviano

Universidade Estadual Paulista (UNESP),
Departamento de Engenharia Mecânica
Ilha Solteira – São Paulo

RESUMO: Preocupações quanto aos impactos ambientais e a escassez dos recursos fósseis para a geração de energia tem motivado o desenvolvimento tecnológico de alternativas renováveis que complementem a matriz energética. Coletores solares de placa planas são utilizados em aplicações domésticas ou comerciais para o aquecimento de fluídos, minimizando a demanda por energia elétrica empregada para o aquecimento de água em chuveiros e piscinas, que muitas vezes onera a fatura de energia elétrica. Contudo, o desenvolvimento de tecnologias que intensifique a conversão da energia solar para a energia térmica ainda permanece como uma importante área de desenvolvimento para aumentar a eficiência do sistema solar. Geradores de vórtices longitudinais (GVL) do tipo delta-winglet são técnicas passivas consolidadas aplicadas em trocadores de calor compactos, mas que ainda são pouco utilizadas na área

solar térmica. Aplicando a Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD), neste trabalho avaliamos o processo de intensificação da transferência de calor através da aplicação de GVL do tipo delta-winglet no interior dos tubos de um coletor solar de placa plana. A melhor razão entre a transferência de calor e a perda de carga foi verificada para o ângulo de ataque dos GVL de 30°, enquanto a maior transferência de calor foi atingida para o ângulo de ataque igual a 45°, independentemente do número de Reynolds (300, 600 ou 900). Além disso, os geradores de vórtices 1 e 2 apresentaram impacto significativo apenas no fator de atrito, podendo ser eliminados sem prejuízo à transferência de calor.

PALAVRAS-CHAVE: Energia solar, Coletor solar, Intensificação da transferência de calor

ABSTRACT: Continental concerns about the environmental impacts and the scarcity of fossil energy resources for generation of energy has progressively motivated the technological development of alternatives from renewable sources that could complement the energy matrix. Flat plate solar collectors could be used in domestic or commercial applications for fluid heating, minimizing the demand for electricity which is traditionally used for water heating in showers and swimming pools. It often increases a lot the electric bill. However, the development

of technologies that improve the process of energy conversion from solar radiation to thermal energy remains an important development area to increase the efficiency of solar system. Longitudinal vortex generators type delta-winglet are important passive techniques applied in compact heat exchangers, but it is few applied on solar thermal area. Through Computational Fluid Dynamics (CFD), this work evaluates the process of augmentation of heat transfer by vortex generators type delta-winglet on a flat plate solar collector. The high argumentation ratio between heat transfer and pressure drop is verified for the attack angle of vortex generator at 30° , whereas the higher heat transfer is achieved for attach angle of 45° , for all Reynolds number evaluated (300, 600 and 900). Moreover, the vortex generator 1 and 2 just impact on friction factor and for this case could be suppressed without significant impact on overall transfer.

KEYWORDS: Solar Energy, Solar collector, Augmentation of Heat Transfer

1 | INTRODUÇÃO

A incidência da radiação solar sobre o globo terrestre desempenha um papel fundamental para a vida na Terra e é aplicada em muitas atividades humanas. Uma importante aplicação é a conversão da energia solar em energia térmica ou elétrica (KEMERICH et al., 2016). Esse processo tem ganhado cada vez mais atenção devido ao aumento populacional e, conseqüentemente, o aumento da demanda por energia. Além disso, preocupações quanto aos impactos ambientais e a escassez dos recursos de origem fóssil para a geração de energia pressionam para que a conversão da energia solar seja cada vez mais empregada, ocupando um papel fundamental entre as fontes de energias renováveis. Visto isso, políticas públicas têm incentivado a utilização da energia solar em residências populares, principalmente o uso de coletores solares para o aquecimento de água, enfatizando a necessidade de desenvolvimento de pesquisas que visem o desenvolvimento de novas tecnologias para a produção de coletores a baixo custo que apresentem maior eficiência de conversão (MARQUES, 2015).

Nacionalmente a utilização da energia solar como fonte alternativa é ainda mais interessante, pois o Brasil é um dos países mais propensos à radiação solar durante todo o ano, por estar localizado na zona intertropical do planeta (TIBA, 2000). Dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar de 2006 mostram que apesar da região Sul ter o menor potencial de energia solar no Brasil, com radiação média global de $5,2 \text{ kW/m}^2$, isto representa uma diferença de aproximadamente de 11,8% em relação ao maior índice brasileiro na região Nordeste, com radiação média global de $5,9 \text{ kW/m}^2$.

Assim, considerando este relevante potencial de aproveitamento da energia proveniente da incidência solar, prospecta-se a possibilidade de diminuir a dependência do petróleo e do equilíbrio na geração de energia elétrica em épocas de estiagem, visto que na matriz energética brasileira as hidrelétricas se destacam. A conversão direta da radiação solar em energia térmica para o aquecimento da água de chuveiros

e piscinas para uso doméstico ou comercial pode gerar uma economia significativa na fatura de energia elétrica, uma vez que o aquecimento de água pode ser responsável pela maior parcela na fatura mensal de energia (PEREIRA et al., 2006).

Coletores solares são muito utilizados para realizar a conversão da energia solar para energia térmica em fluídos, no entanto, o aumento da eficiência da transferência de calor ainda é um desafio (SHUKLA et al., 2013). Estudos de técnicas passivas, caracterizadas pela modelagem da arquitetura dos coletores, tem conquistado um espaço importante nas pesquisas (LIU; SAKR, 2013). Uma linha bastante explorada é a utilização de fitas torcidas (*Twisted-taped*) para o aumento da transferência de calor nos tubos circulares por onde passa o fluído em um coletor solar de placa plana. Entretanto, a inserção destes dispositivos no interior dos tubos causa uma perda de carga elevada, exigindo, desta forma, maior potência de bombeamento do fluído podendo tornar o sistema economicamente inviável (GARG et al., 2016).

Como alternativa, esse trabalho propõe a utilização de geradores de vórtices longitudinais do tipo *delta-winglet* para intensificar a transferência de calor em um coletor solar de placa plana, a partir da simulação computacional, desde que uma das principais características termo hidráulicas desta técnica é promover o aumento significativo da transferência de calor com moderada perda de carga (LEI et al., 2017). Além disso, são dispositivos geometricamente simples e podem ser facilmente produzidos pelos atuais processos de manufatura industrial.

2 | METODOLOGIA COMPUTACIONAL

2.1 EQUAÇÕES GOVERNANTES

A modelagem numérica da transferência de calor e do escoamento de um fluído no interior de um tubo de seção transversal circular considera as hipóteses de escoamento incompressível e tridimensional, regime permanente e laminar, (CHESHMEH, 2012). Considerando um fluído Newtoniano com propriedades constantes, as equações da Continuidade, *Momentum* e Energia, podem ser definidas, respectivamente:

$$\frac{\partial}{\partial x_j} (\rho u_j) = 0 \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial x_j} (\rho u_j u_i - \tau_{ij}) = \frac{\partial p}{\partial x_j} \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial x_j} \left(\rho u_j h_i - k \frac{\partial T}{\partial x_j} \right) = -u_j \frac{\partial p}{\partial x_j} + \tau_{ij} \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \quad (3)$$

2.2 PARÂMETROS TERMO HIDRÁULICOS

O escoamento em um tubo circular é caracterizado pelo número de *Reynolds* (Re) e é calculado em função do diâmetro do tubo, Eq. (4). Os parâmetros para o cálculo da transferência de calor e da perda de pressão são expressos pelo número de *Nusselt* (Nu) e fator de atrito (*f*), respectivamente, definidos pela Eq. (5) e Eq. (6).

$$Re = \frac{\rho u D}{\mu} \quad (4)$$

$$Nu = \frac{h D}{k_f} \quad (5)$$

$$f = \frac{2 \Delta p}{\rho u^2} \frac{D}{L_T} \quad (6)$$

Onde, *u* é a velocidade média (m/s), ρ é a densidade (Kg/m³), μ é a viscosidade cinemática do fluido (Kg/m.s), k_f a condutividade térmica do fluido (W/m.K), *D* é o diâmetro do tubo (m), *h* é o coeficiente de transferência de calor (W/m².K), *p* é a pressão (Pa) e *L_T* o comprimento.

A perda de pressão (Δp) é calculada a partir da diferença de pressão entre a entrada (*Inlet*) e a saída (*Outlet*) do domínio computacional, expressa pela Eq. (7).

$$\Delta p = \bar{P}_{Outlet} - \bar{P}_{Inlet} \quad (7)$$

Onde:

$$\bar{p} = \frac{\iint_A p dA}{\iint_A dA} \quad (8)$$

Por fim, o coeficiente da transferência de calor convectiva é determinado de acordo com a equação:

$$h = \frac{q''}{(T_W - T_M)} \quad (9)$$

Onde T_W e T_M é a temperatura média na parede do tubo e a temperatura média do domínio, respectivamente.

2.3 DOMÍNIO COMPUTACIONAL E CONDIÇÕES DE CONTORNO

Considerando a simetria geométrica do coletor solar de placa plana, o domínio computacional considera apenas um único tubo (flauta), reduzindo o custo computacional e, conseqüentemente, o tempo de processamento. As características geométricas e

operacionais do coletor solar avaliados são semelhantes aos equipamentos aplicados em residências assistidas por programas sociais do governo federal. Idealizou-se uma placa de 0,98 m disposta de forma simétrica na direção do eixo-x e deslocada 0,0008 m (e) na direção negativa do eixo-y no interior do tubo, para suportar dez geradores de vórtices do tipo *delta-winglet* espaçados igualmente ao longo da placa.

O tubo possui diâmetro de 0,00952 m (3/8") e 1 m de comprimento. A vazão de água normalmente verificada neste tipo de coletor solar, medida no tubo principal de alimentação, varia entre 75 a 220 litros por horas (l/h). O coletor solar comercial considerado tem nove tubos paralelos. Desta forma, considerando a situação ideal de uniformidade na distribuição de água entre os tubos, adotou-se as vazões de 8,3, 16,6 e 24,4 l/h por tubo, o que representa os números de *Reynolds* de 300, 600 e 900, respectivamente. Os geradores possuem razão de aspecto 2, onde a base é duas vezes a altura (a) de 0,004 m, como pode ser visto na Figura 1.

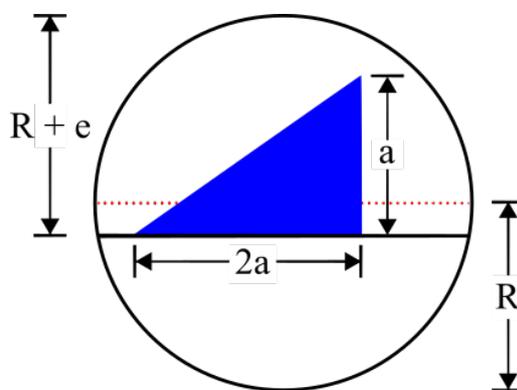


Figure 1 - Plano Transversal do Domínio Computacional

Na entrada do domínio (*Inlet*) computacional e na saída (*Outlet*) são adotados velocidade prescrita e pressão prescrita, respectivamente. Sobre a superfície do tubo é definido um fluxo de calor médio constante de 750 W/m^2 . A transferência de calor conjugada (condução/convecção) é considerada nos geradores de vórtices e na placa. O escoamento na parede do tubo, assim como nos geradores de vórtices e na placa, é considerado sem escorregamento. Foram analisados três ângulos de ataque para os geradores de vórtices *delta-winglet*, sendo os ângulos de 15° , 30° e 45° . A Figura 2 mostra o domínio computacional submetido a um fluxo de calor constante com os dez gerados de vórtices espaçados igualmente ao longo da placa no interior do tubo.

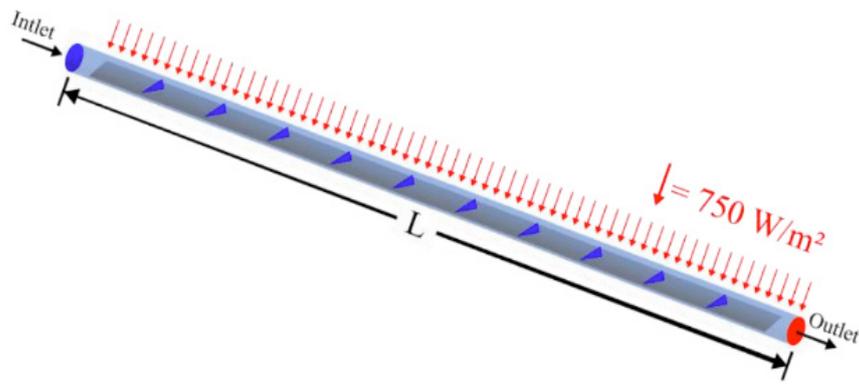


Figure 2 - Domínio Computacional

2.4 INDEPENDÊNCIA DE MALHA E VALIDAÇÃO DO MODELO NUMÉRICO

A análise de independência de malha, com os geradores de vórtices, considera a metodologia *GCI - Grid Convergence Index* proposto por (DIVISION et al., 2008). A Tabela 1 mostra as três diferentes densidades de malhas avaliadas:

	Quantidade de elementos	Fator de refinamento, $r = \left(\frac{G_n}{G_{n+1}} \right)^{\frac{1}{3}}$
Grid 1 (G_1)	436.323	-
Grid 2 (G_2)	974.060	1,31
Grid 3 (G_3)	2.152.009	1,30

Tabela 1 – Características da malha para cada *Grid*.

Segundo (DIVISION et al., 2008), é desejável que o Fator de Refinamento seja maior que 1,30 e, conforme é mostrado na Tabela 1, a recomendação é seguida em relação as densidades de malha. O procedimento para se obter o GCI foi aplicado para o número de *Nusselt* e fator de atrito considerando a situação mais crítica, ou seja, número de *Reynolds* igual a 900 e ângulo de ataque do gerador de vórtice de 45°. Na Tabela 2, é mostrado que a maior incerteza é de 1,94% para o fator de atrito. Assim, considerando o baixo valor do GCI, a independência de malha é atingida e a malha intermediária (*Grid 2*) pode ser utilizada para as demais configurações dos geradores de vórtices.

GCI (%)	
Número de Nusselt	1,27
Fator de Atrito	1,94

Tabela 2 - *Grid Convergence Index*.

Os elementos de malha *Grid 2* foram avaliados a partir do critério “*Orthogonal Quality*”. Este parâmetro é calculado considerando os vetores normais para determinar os cossenos de cada face dos tetraedros, obtendo a ortogonalidade dos elementos, que deve estar entre 0 e 1. Em malhas tetraédricas, a qualidade da malha é considerada satisfatória quando o valor de ortogonalidade se aproxima do valor unitário. Desta forma, considerando o valor médio obtido de 0,90083, os elementos de malha *Grid 2* são considerados adequados para os propósitos do presente trabalho.

A validação do modelo é feita comparando os resultados da simulação numérica com os valores teóricos. Segundo (INCROPERA et al., 2014), o valor de *Nusselt* para um escoamento interno em regime laminar e completamente desenvolvido em tubos circulares, com fluxo de calor constante sobre superfície, deve ser de 4,36 e o fator de atrito é definido pela Eq. (10):

$$f = \frac{64}{Re} \quad (10)$$

Contudo, considerando os resultados para o número de *Reynolds* igual a 900 e escoamento interno em um tubo liso, a Figura 3 mostra que a diferença entre os resultados numéricos e teóricos para o número de *Nusselt* e o fator de atrito são de 3,54% e 2,54%, respectivamente. Desta forma, os resultados da modelagem numérica são considerados satisfatórios.

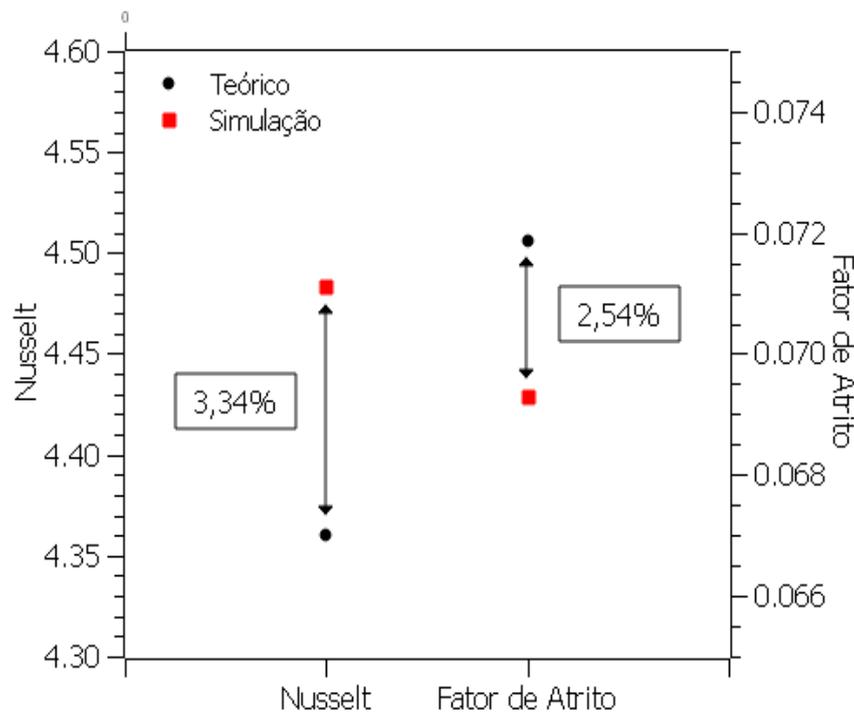


Figura 3 - Gráfico da validação do modelo computacional.

3 | RESULTADOS E DISCUSSÃO

A simulação numérica foi realizada no pacote comercial *ANSYS* 18.0. A Figura 4 apresenta a razão de intensificação da transferência de calor em função da inserção dos geradores de vórtices (Nu) em relação do tubo liso (Nu_0). Como pode ser observado, a intensificação na transferência de calor foi significativamente alcançada para os três números de *Reynolds* e ângulos de ataque avaliados. Ângulos de ataque maiores resultaram no aumento mais significativo da transferência de calor, independentemente do número de *Reynolds*, entretanto, é evidente também a maior dificuldade em intensificar a transferência de calor para baixo número de *Reynolds* ($Re = 300$), apesar da notável intensificação de mais de 40% para o ângulo de ataque igual a 45° .

O processo de intensificação da transferência de calor por meio de geradores de vórtices também resulta no aumento da perda de carga do sistema, avaliado através do fator de atrito. A Figura 5 mostra os resultados da razão entre o fator de atrito (f) com geradores de vórtices e o fator de atrito (f_0) considerando o tubo liso. Como pode ser observado, o aumento no ângulo de ataque dos geradores de vórtices *delta-winglet* está diretamente ligado ao aumento da perda de carga, independentemente do número de *Reynolds*. O aumento no número de *Reynolds* também provoca a elevação na penalização na perda de carga. Conforme mostrado na Figura 4, a maior razão de intensificação na transferência de calor é alcançada para o ângulo de ataque de 45° ; porém, para este ângulo é também observado a maior razão do fator de atrito.

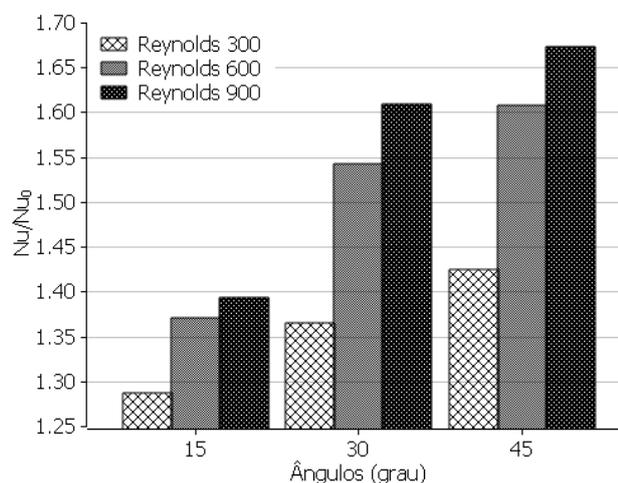


Figura 4 - Aumento do número de *Nusselt*.

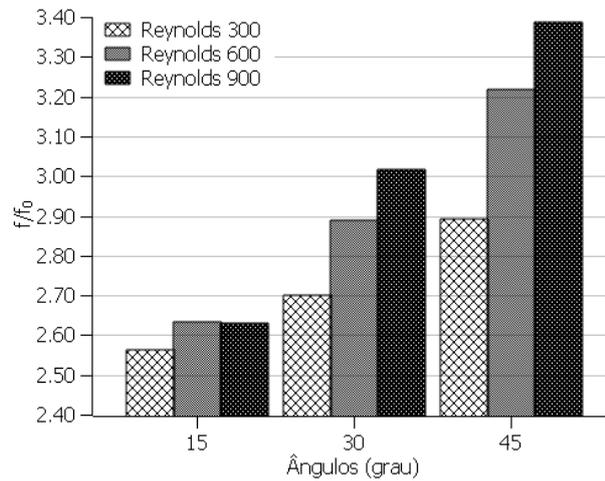


Figura 5 - Aumento do fator de atrito.

Deste modo, a bem-sucedida aplicação das técnicas passivas no processo de intensificação da transferência de calor deve apresentar boa relação entre o aumento da transferência de calor e a perda de carga associada. Assim, como pode ser visto na Figura 6, a melhor relação é alcançada para o ângulo de ataque de 30° e número de *Reynolds* 600 e 900. Outra relação interessante é observada para o ângulo de ataque de 15° e número de *Reynolds* 900, pois apesar da baixa intensificação da transferência de calor para o ângulo de ataque de 15°, evidenciado na Figura 4, o impacto na perda de carga associada é também relativamente baixo. Apesar de indicar a maior razão de transferência de calor (Figura 4), o ângulo de ataque de 45° apresenta as piores relações entre o aumento da transferência de calor e a perda de carga associada para os três números de *Reynolds* analisados.

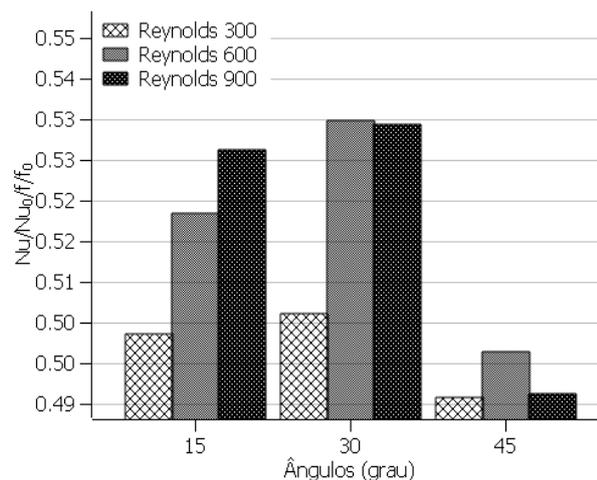


Figura 6 - Relação entre o aumento da transferência de calor e perda de carga associada.

As Figura 7, Figura 8 e Figura 9 mostram os impactos dos geradores de vórtices no escoamento do fluido ao longo do tubo para os números de *Reynolds* de 300, 600 e 900, respectivamente. As características termo hidráulicas são avaliadas observando o comportamento do número de *Nusselt* e do fator de atrito para os ângulos de ataque

de 30° e 45°, que representam a melhor e a pior relação entre a transferência de calor e o fator de atrito, respectivamente, como apresentado na Figura 6. A Tabela 3 indica a posição de cada gerador de vórtice *delta-winglet* sobre a placa no interior do tubo.

Gerador de vórtice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Posição (m)	0,059	0,157	0,255	0,353	0,451	0,549	0,647	0,745	0,843	0,941

Tabela 3 - Posição dos geradores de vórtices ao longo do tubo.

São evidentes o impacto local e a jusante dos geradores de vórtices ao longo do tubo, tanto para a transferência de calor quanto para a perda de carga. Além disso, o aumento no ângulo de ataque aumento a transferência de calor com significativa penalização na queda de pressão do escoamento, corroborando com os resultados apresentados nas Figura 4 e 5. Nota-se também, independentemente do número de *Reynolds*, que o desenvolvimento da camada limite no início do tubo resulta na maior transferência de calor e também na maior perda de carga, como consequência dos maiores gradientes de propriedade. Assim, o impacto dos geradores de vórtice 1 e 2 influenciam significativamente apenas no fator de atrito, podendo, desta forma, serem eliminados sem prejuízo considerável à transferência de calor e com significativo benefício na redução da perda de carga global do sistema. Finalmente, o comportamento de *Nusselt* e do fator de atrito pode ser considerado periódico a partir do gerador de vórtice 4, localizado na posição 0,353 m, conforme a Tabela 3.

Os aspectos termo hidráulicos são analisados a partir dos campos de velocidade e temperatura em planos transversais, conforme mostrados nas Tabela 4 e Tabela 5, respectivamente. A análise considera o escoamento próximo ao gerador de vórtice 5, quando o número de *Nusselt* e o fator de atrito já se comporta de forma periódica, conforme evidenciado na Figura 7, Figura 8 e Figura 9. Novamente, são considerados para análise a melhor (ângulo de ataque de 30°) e a pior (ângulo de ataque de 45°) relação entre a transferência de calor e perda de carga, além do tubo liso (*Smooth*) que é o referencial para comparação.

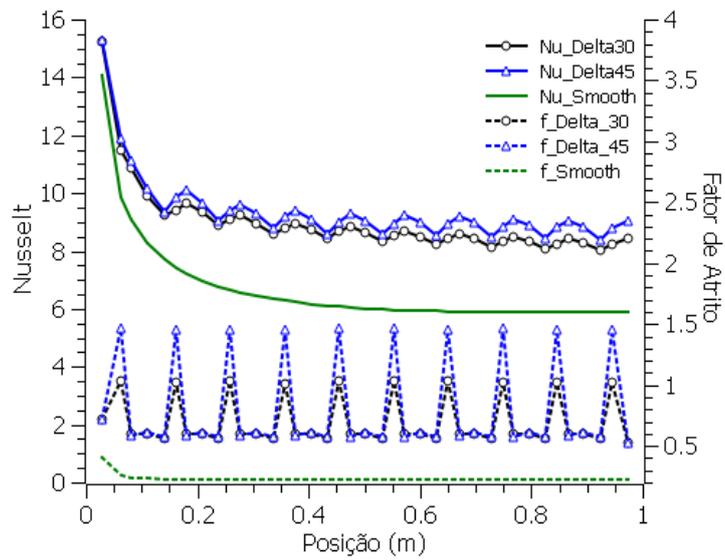


Figura 7 - Comportamento de *Nusselt* e fator de atrito ao longo do tubo para *Reynolds* 300.

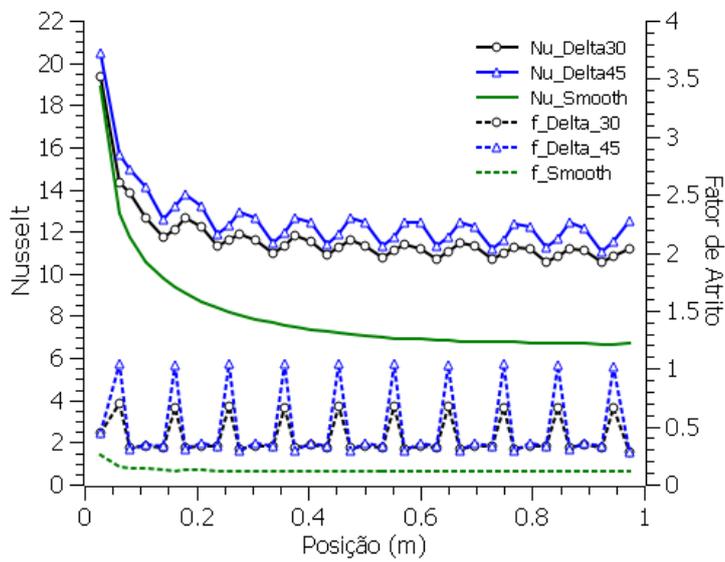


Figura 8 - Comportamento de *Nusselt* e fator de atrito ao longo do tubo para *Reynolds* 600.

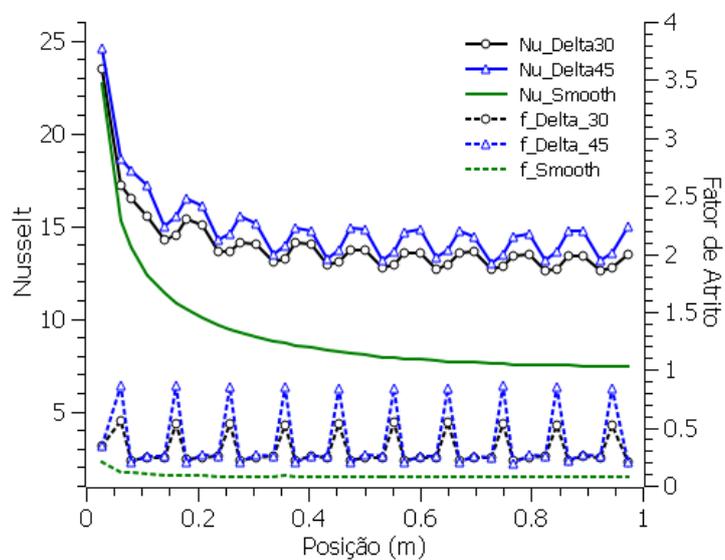


Figura 9 - Comportamento de *Nusselt* e fator de atrito ao longo do tubo para *Reynolds* 900.

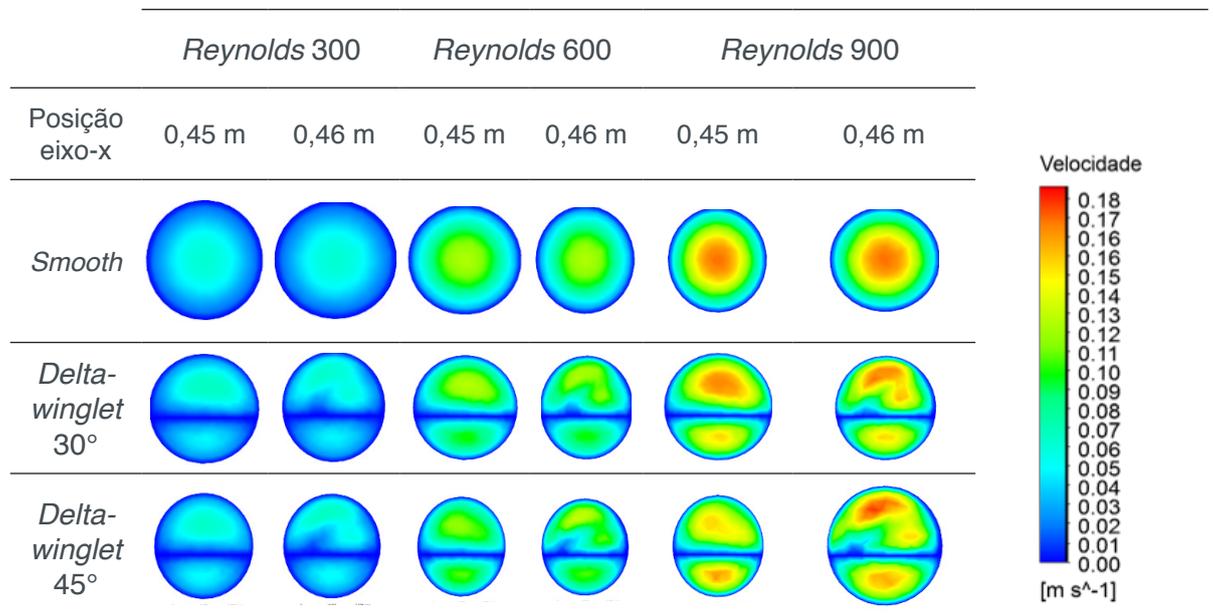


Tabela 4 - Velocidade nos planos transversais do tubo antes e depois do gerador de vórtice *delta-winglet 5*

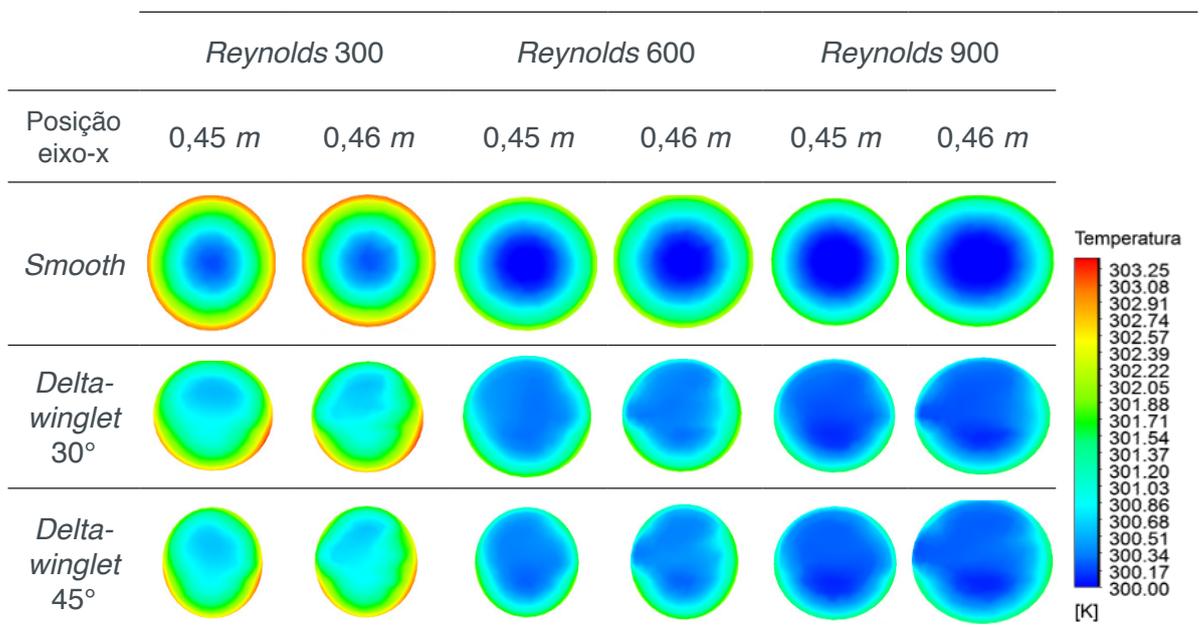


Tabela 5 - Temperatura nos planos transversais do tubo antes e depois do gerador de vórtice *delta-winglet 5*

A Tabela 4 mostra que para o tubo liso (*Smooth*) o comportamento do escoamento do fluido é parabólico, com maior aceleração no centro da sessão transversal. Para os tubos com geradores de vórtices identifica-se uma maior aceleração do fluido próxima a parede do tubo após o gerador de vórtice 5. A aceleração do fluido é mais evidente conforme aumenta o ângulo de ataque. A distorção do escoamento é provocada pela geração do escoamento secundário longitudinal em função da inserção dos geradores de vórtices. O vórtice longitudinal gerado aumenta a mistura entre as correntes frias e quentes, conforme é mostrado na Tabela 5, além de reduzir a espessura das camadas limites térmica e dinâmica.

Apesar do deslocamento da placa no eixo-y ter sido inicialmente idealizado para que fosse possível um maior fluxo mássico na região dos geradores de vórtices, os planos transversais de velocidade mostram que em função da maior resistência ao escoamento, o fluxo indicou a tendência de deslocar-se para a parte de baixo da placa, evidenciado pela maior aceleração na parte de baixo do tubo com geradores de vórtices a 45°. Desta forma, os resultados indicam que a hipótese inicialmente adotada quanto a instalação dos geradores de vórtices sobre a placa deslocada deve ser reavaliada, e a condição simétrica pode ser uma opção mais adequada. Finalmente, para número de *Reynolds* baixo a difusão da energia térmica é bastante acentuada, conforme mostra a Tabela 5, caracterizando a dificuldade de intensificar a transferência de calor mostrada na Figura 4. Este comportamento é sensivelmente diferente conforme pode ser visto no campo de velocidade e temperatura para a condição de 45° e número de *Reynolds* 900.

4 | CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho, analisou-se a aplicação de geradores de vórtices longitudinais do tipo *delta-winglet* para o aumento da eficiência de conversão térmica de coletor solar de placa plana, comercialmente aplicado em residências assistidas por ações governamentais. O desempenho da transferência de calor e da perda de carga foram analisados numericamente por meio da modelagem computacional realizada no software comercial *ANSYS* 18.0. Os parâmetros geométricos dos geradores de vórtices *delta-winglet* foram os ângulos de ataque de 15°, 30° e 45°, e as características operacionais correspondem aos números de *Reynolds* de 300, 600 e 900.

Os resultados permitem concluir que:

- A aplicação de geradores de vórtices *delta-winglet* para intensificar a transferência de calor em coletores solares de placa plana é uma técnica passiva muito efetiva;
- A intensificação da transferência de calor a partir de técnicas passivas é preponderantemente dificultada em baixo número de *Reynolds*;
- As melhores relações entre a transferência de calor e a perda de carga associada aconteceram com os geradores de vórtices posicionados com ângulo de ataque de 30°, independentemente do número de *Reynolds*;
- A maior transferência de calor é obtida para o ângulo de ataque de 45°, entretanto, para esta configuração é também verificada a maior penalização na perda de carga do sistema;
- Os geradores de vórtices 1 e 2 apresentam impacto significativo apenas no fator de atrito, podendo ser eliminados sem prejuízo a transferência de calor.

5 | AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo, pela bolsa de iniciação científica (Processo: 2017/00608-0) e fomento (Processo: 2016/14620-9). À Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” – Campus Experimental de Rosana/SP, por fornecer o apoio institucional para o desenvolvimento de pesquisa científica.

REFERÊNCIAS

- CHESHMEH, A. Velocity Boundary Layer Analysis of a Flat Plate Heat Exchanger in Laminar Flow : A Case Study. v. 2, n. 6, p. 310–314, 2012.
- DIVISION, F. E. et al. Procedure for Estimation and Reporting of Uncertainty Due to Discretization in CFD Applications. v. 130, n. July, p. 128–131, 2008.
- GARG, M. O. et al. Heat transfer augmentation using twisted tape inserts : A review. v. 63, p. 193–225, 2016.
- INCROPERA, F. et al. **Fundamentos de Transfêrencia de Calor e Massa**. 7. ed. [s.l.: s.n.].
- KEMERICH, P. DA C. et al. Paradigmas da energia solar no Brasil e no mundo. **Electronic Journal of Management, Education and Environmental Technology (REGET)**, v. 20, n. 1, p. 241–247, 2016.
- LEI, Y. et al. Improving the thermal hydraulic performance of a circular tube by using punched delta-winglet vortex generators. **International Journal of Heat and Mass Transfer**, v. 111, p. 299–311, 2017.
- LIU, S.; SAKR, M. A comprehensive review on passive heat transfer enhancements in pipe exchangers. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 19, p. 64–81, 2013.
- MARQUES, R. Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios. 2015.
- PEREIRA, E. B. et al. **Brazilian Atlas of Solar Energy**. [s.l.: s.n.].
- SHUKLA, R. et al. Recent advances in the solar water heating systems : A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 19, p. 173–190, 2013.
- TIBA, C. Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Terrestres. **Atlas Solarimétrico do Brasil**, v. 1, p. 111, 2000.

METODOLOGIA COMPUTACIONAL DE CONTROLE DE QUALIDADE DE DADOS DE IRRADIÂNCIA SOLAR

Marcus Vinícius Contes Calça

Faculdade de Ciências Agrônômicas - UNESP
Botucatu - São Paulo

Matheus Rodrigues Raniero

Faculdade de Ciências Agrônômicas - UNESP
Botucatu - São Paulo

Alexandre Dal Pai

Faculdade de Ciências Agrônômicas - UNESP
Botucatu - São Paulo

Carlos Roberto Pereira Padovani

Faculdade de Tecnologia de Botucatu
Botucatu - São Paulo

Domingos Mario Zeca Fernando

Universidade Pedagógica de Moçambique
Manica - Moçambique

RESUMO: O correto dimensionamento de dados medidos permite que órgãos públicos, entidades acadêmicas e organizações não-governamentais planejem e gerenciem, de forma mais adequada, recursos energéticos renováveis. Correlacionando, inclusive, informações de energia solar em estudos de conversão de energia térmica, fotovoltaica e de biomassa, e em experimentos sobre a influência dos raios solares em cultivos de agrícolas. O objetivo do experimento foi desenvolver uma metodologia computacional de controle de qualidade de dados medidos de irradiância solar global, difusa e direta em superfície horizontal.

Os dados foram obtidos pela Estação de Radiometria Solar da FCA - UNESP de Botucatu, em uma amostra de janeiro a dezembro de 2008 com resolução temporal de 5 minutos. O procedimento foi desenvolvido com base em uma sequência de filtros computacionais de testes físicos e lógicos produzidos por meio da linguagem de consulta estruturada (SQL) com aplicação no SGBD MySQL. Observou-se que a irradiância global horizontal obteve a maior taxa de reprovação de suas medidas, enquanto que, a irradiância difusa e direta horizontal obtiveram taxas de reprovação estatisticamente similares. A metodologia foi capaz de identificar medidas espúrias, porém, análises estatísticas em gráficos desenhados a partir dos pontos medidos podem colaborar significativamente para resultados mais completos.

PALAVRAS-CHAVE: irradiância solar, radiação solar medida, filtragem de dados.

ABSTRACT: The correct measurement of data allows public bodies, academic entities and non-governmental organizations to plan and manage, more appropriately, renewable energy resources. Correlating, also, information of solar energy in studies of conversion of thermal, photovoltaic and biomass energy, and in experiments on the influence of solar rays in agricultural crops. The objective of the experiment was to develop a computational methodology for the quality

control of measured data of global, diffuse and direct solar irradiance on the horizontal surface. The data were obtained by the Solar Radiometry Station of the FCA - UNESP of Botucatu, in a period from January to December 2008 with a 5-min resolution. The procedure was developed based on a sequence of computational filters of physical and logical tests produced using the structured query language (SQL) with application in the MySQL DBMS. It was observed that the global horizontal irradiance obtained the highest reprobation rate of its measurements, whereas diffuse and direct horizontal irradiance obtained statistically similar reproduction rates. The methodology was able to identify spurious measures, however, statistical analyzes in graphs drawn from the measured points can collaborate significantly for more complete results.

KEYWORDS: solar irradiance, measured solar radiation, data filtering.

1 | INTRODUÇÃO

O crescimento da demanda, carência de oferta, e restrições socioeconômicas, são indicativos de que recursos energéticos alternativos sejam mais explorados no Brasil. A evolução da tecnologia neste setor resultou em diversos avanços no decorrer dos anos, por meio de estudos sobre a geração, transmissão e distribuição final de energia. Conjuntos de dados devidamente estruturados podem ser interpretados por órgãos públicos, entidades acadêmicas e organizações não-governamentais, no sentido de apoiar o planejamento e a gestão de recursos renováveis, nas diferentes regiões brasileiras. Além de possuir importância fundamental em áreas como arquitetura, agricultura, engenharia e biologia (ANEEL, 2005; MUNEER *et al.*, 2007).

A perspectiva coloca em evidência a importância de conjuntos de dados de qualidade, pois servem de subsídio em diversas aplicações da energia solar. No entanto o caminho percorrido até a obtenção de um conjunto de dados consistente, contém diversos impasses. Existem duas grandes categorias de problemas em dados medidos de irradiância solar, os erros oriundos dos equipamentos e os erros advindos das atividades de manutenção. As causas mais comuns para erros de equipamentos são o desalinhamento do anel de sombreamento da irradiância difusa, nivelamento incorreto dos sensores, excremento de pássaros sobre a cúpula do instrumento, campos elétricos na proximidade dos cabos, e o mais recorrente, apagões no sistema de fornecimento de energia. Já os erros causados por atividades de manutenção são ocasionados por atividades repetitivas de processamento de dados e por pouco domínio de conhecimento do perfil de irradiância incidente na localidade (MUNEER *et al.*, 2007; PASHIARDS; KALOGIROU, 2016).

O controle de qualidade em dados de irradiância solar é uma atividade de grande importância na área da climatologia, onde é responsável, principalmente, por identificar falhas e corrigi-las. Qualificando-se, portanto, como um excelente procedimento para filtragem de dados espúrios e obtenção de dados consistentes. Muitos dos

procedimentos da literatura apresentam filtros de controle de qualidade da irradiância solar global, difusa e direta em superfície horizontal, que se baseiam na relação física entre elas, delimitando valores máximos e mínimos, de acordo com a localidade da estação de coleta dos dados. Outro procedimento bastante utilizado é a análise gráfica de uma determinada série temporal de irradiâncias, que na maioria dos casos é feita após a aplicação dos filtros físicos (MUNEER *et al.*, 2007; MORENO-TEJERA *et al.*, 2015; PASHIARD; KALOGIROU, 2016; IL SUNG-ZO *et al.*, 2017).

Este estudo propôs a aplicação de um procedimento computacional para o controle de qualidade de dados medidos da irradiância solar, baseado em uma série sequencial de testes físicos e lógicos de filtragem de medidas. Os filtros foram produzidos por meio de algoritmos pela linguagem de consulta estruturada SQL, e foram executados a partir da tecnologia de gerenciamento de banco de dados MySQL. A proposta foi aplicada nas irradiâncias global, difusa e direta em superfícies horizontais, visto que são as mais comuns em estações solarimétricas e meteorológicas.

Na seção 2 será descrita a metodologia de implementação do experimento, onde na seção 2.1 são apresentadas informações a respeito da estação e instrumentação de coleta dos dados, na seção 2.2 é descrita as particularidades da amostra de irradiâncias solares utilizada, junto de uma breve descrição das ferramentas e tecnologias computacionais de automatização dos filtros, e na seção 2.3 é feito um detalhamento a respeito do processo de controle de qualidade. Na seção 3 são apresentados os resultados do experimento (amostra do ano de 2008). Por fim na seção 4 os autores relatam suas conclusões sobre o procedimento.

2 | MATERIAL E MÉTODOS

2.1 ESTAÇÃO E INSTRUMENTAÇÃO

A Estação de Radiometria Solar (latitude 22,85° sul, longitude 48,45° oeste e 786 metros de altitude) está inserida no ambiente rural da Faculdade de Ciências Agrônomicas - UNESP de Botucatu, e exerce atividades de monitoramento da radiação solar desde a década de 90. As medidas são armazenadas em arquivos no padrão ASCII e CSV e processadas posteriormente por meio de programas de computadores desenvolvidos para tais especificidades.

A irradiância global horizontal foi medida por um piranômetro Eppley - PSP, a direta em incidência normal por um pireliômetro Eppley - NIP equipado com um dispositivo Eppley - ST 3 de rastreamento solar, e a difusa horizontal também por um piranômetro Eppley - PSP equipado com um anel de sombreamento MEO, e corrigida a partir dos fatores criados por Dal Pai *et al.* (2016). As medidas foram gerenciadas pelo sistema de aquisição de dados CR23X da Campbell Scientific.

2.2 BANCO DE DADOS

O controle de qualidade foi criado para ser aplicado no banco de dados com resolução temporal de 5 minutos (5-min), também conhecido como série instantânea, ou dados brutos, na unidade de W/m^2 . As medidas foram coletadas a cada 5 segundos a partir de uma rotina de varredura no CR23X, e após a concretização de 60 leituras uma média é feita e registrada para aquele período totalizando 288 médias de 5 minutos para cada dia do ano. Semanalmente os dados foram descarregados em um servidor local (PC) por meio de um módulo I/O (entrada e saída de dados) de interface USB/Serial.

O banco de dados compunha uma amostra com medidas da irradiância global horizontal (I_g), difusa horizontal (I_d), e direta horizontal (I_b). As medidas originais da irradiância direta foram realizadas a partir da incidência solar, portanto, para se chegar a irradiância direta simulada no plano horizontal as medidas tiveram de ser multiplicadas pelo cosseno do ângulo zenital para cada instante do dia. As três componentes foram selecionadas pois são as mais comuns em estações meteorológicas e solarimétricas ao redor do mundo, nesse sentido, espera-se maiores aplicações envolvendo-as. A amostra continha dados de janeiro a dezembro do ano de 2008 e compreendia um total de 103.643 registros incluindo o período noturno.

Os dados foram manipulados por meio da tecnologia de gerenciamento de banco de dados MySQL (Oracle Corporation) em sua versão 5.7 SE - *Standard Edition*. O MySQL SE é um programa computacional do tipo SGBD - Sistema de Gerenciamento de Banco de Dados *open source* que possibilita o acesso, organização e manipulação de dados a partir de entidades e relacionamentos. As entidades são tabelas estruturadas por linhas e colunas, de forma similar as planilhas eletrônicas do Microsoft Excel®, e são interconectadas a partir de relacionamentos. A maior vantagem ao utilizar um SGBD como um repositório de dados (estrutura lógica de armazenamento) é a existência de uma linguagem interna, de alto nível, de gerenciamento do conteúdo, neste caso, conhecida como SQL (*structured query language*), ou linguagem de consulta estruturada (TAKAI *et al.*, 2005).

2.3 CONTROLE DE QUALIDADE

O controle de qualidade em dados solarimétricos (radiometria solar) é uma atividade laboriosa que envolve uma série de filtros computacionais de aplicação de limites (máximo e mínimo) aceitáveis, dentro dos quais se espera que os dados estejam (JOURNÉE E BERTRAND, 2011). Neste estudo o controle de qualidade foi baseado em algoritmos SQL e implementados com o objetivo de selecionar os dados que estiverem dentro dos limites, conseqüentemente, nenhuma informação será

descartada do banco de dados.

Os filtros aplicaram uma série de testes lógicos nos valores, o que retornou uma resposta *booleana* (aprovado ou reprovado). Neste sentido foram desenvolvidos três filtros sequenciais, que testaram os dados e de acordo com o resultado selecionaram essa informação para compor o conjunto final de dados. Isto é, os algoritmos foram responsáveis por verificar se uma medida estava entre um limite máximo e mínimo, caso estivesse, essa medida estava apta a passar no próximo teste, caso não estivesse, essa medida simplesmente era ignorada, e não selecionada para o próximo teste. No último teste os dados considerados aptos foram convertidos em um arquivo ASCII e disponibilizados para estudos posteriores.

A primeira fase de filtragem foi responsável por identificar e marcar como nulos os valores das irradiâncias global, difusa e direta na horizontal registrados para o período noturno. Nesse caso, o filtro é responsável por selecionar medidas que compreendiam ângulo zenital (Eq. 1) menor que 80° , que representa o período diurno. O filtro permitiu descartar medidas afetadas pelo efeito do cosseno (precisão do instrumento).

$$Z = \arccos(\text{Cos}Z) \quad (1)$$

onde $\text{Cos}Z$ (Eq. 2) é o cosseno do ângulo zenital.

$$\text{Cos}Z = \text{sen } \Phi \text{ sen } \delta + \text{cos } \Phi \text{ cos } \delta \text{ sen } h \quad (2)$$

onde Φ é a latitude do local e δ (Eq. 4) é a declinação solar e h é o ângulo horário instantâneo (Eq. 3).

$$h = (12 - h^*) \cdot 15 \quad (3)$$

onde h^* é a hora do dia.

$$\delta = 23.45 \text{ sen}\left(\frac{360}{365}(\text{DJ}-80)\right) \quad (4)$$

onde DJ é o dia juliano que representa os dias do ano (dias decorridos de 1 a 365 para anos comuns e de 1 a 366 para anos bissextos).

A segunda fase de filtragem foi desenvolvida baseada na seleção de valores que apresentassem resposta positiva a uma série de comparações lógicas propostas por Dal Pai *et al.* (2016), e implementadas para os dados brutos de estudos do Laboratório de Radiometria Solar da Faculdade de Ciências Agronômicas - UNESP de Botucatu e nos estudos de Kudish e Evseev (2008). Foram selecionadas medidas onde a irradiância global horizontal fosse menor do que a irradiância no topo da atmosfera em superfície horizontal e maior que zero, onde a irradiância direta horizontal fosse menor do que a constante solar e maior ou igual a zero, e onde a irradiância difusa

horizontal fosse maior do que 10% da irradiância global horizontal e menor do que a irradiância global horizontal. A irradiância difusa horizontal, antes de ser filtrada, teve de ser corrigida a partir dos fatores de correção do anel de sombreamento MEO, uma vez que, este método de medida causa uma certa subjetividade nos valores medidos (DAL PAI *et al.*, 2016).

A terceira fase de filtragem se baseou na seleção de valores que compreendiam as frações instantâneas da irradiância global ($K_t = I_g/I_o$), difusa ($K_d = I_d/I_g$) e direta ($K_b = I_b/I_g$) em superfície horizontal, onde I_o representa a irradiância no topo da atmosfera em superfície horizontal (Eq. 5). As frações foram calculadas e gravadas em estruturas (*table*) na plataforma MySQL, onde seu resultado deveria compreender um valor entre zero e um. Neste filtro foram selecionadas apenas as medidas em que a fração continha um valor entre o intervalo esperado. Os resultados entre o intervalo proposto representam para K_t a quantidade de irradiância global horizontal, com relação a irradiância no topo da atmosfera no plano horizontal (I_o) que chegou a superfície. Representam para K_d a porção de irradiância difusa horizontal compreendida na irradiância global horizontal e para K_b a porção de irradiância direta horizontal compreendida na irradiância global horizontal.

$$I_o = I_{sc} E_o \cos Z \quad (5)$$

onde I_{sc} é a constante solar (1367 W/m^2) e E_o é o fator de correção da excentricidade da órbita terrestre (Eq. 6).

$$E_o = 1 - 0.0009464 \sin(F) - 0.01671 \cos(F) - 0.0001489 \cos(2F) - 0.00002917 \sin(3F) - 0.0003438 \cos(4F) \quad (6)$$

considerou-se $F = 360 \text{ DJ}/365$.

As três fases do controle de qualidade dos dados foram aplicadas em uma sequência de 7 filtros computacionais (Tab. 1) por meio de algoritmos SQL. A sequência foi desenvolvida de acordo com procedimentos de mesma natureza, descritos na literatura. A maioria das metodologias considera não descartar as medidas reprovadas nos filtros, marcando-as com *flags* (mecanismo lógico que confirma ou não um determinado conteúdo) que identificam sua qualidade. Porém, para este caso, as medidas filtradas foram replicadas para outras estruturas da tecnologia MySQL, o que significa dizer que os dados brutos (sem filtragem), ao final do processo, compunham uma estrutura lógica e os dados aprovados (com filtragem) no controle de qualidade compunha outra estrutura lógica, mantendo dessa forma todas as informações (MUNEER *et al.*, 2007; KUDISH; EVSEEV, 2008; JOURNÉE; BERTRAND, 2011; Dal Pai *et al.*, 2016; IL SUNG-ZO *et al.*, 2017).

Sequência	Fase	Filtro Condição de Aprovação
(1)	1ª Fase	$Z > 80^\circ$
(2)	2ª Fase	$0 < I_g < I_o$
(3)	2ª Fase	$0 \leq I_b < I_{sc}$
(4)	2ª Fase	$0.1 I_g \leq I_d \leq I_g$
(5)	3ª Fase	$0 < K_t < 1$
(6)	3ª Fase	$0 < K_d < 1$
(7)	3ª Fase	$0 \leq K_b < 1$

Tabela 1 - Sequência dos filtros computacionais de controle de qualidade dos dados.

Em termos computacionais os dados brutos (sem tratamento) foram importados e armazenados em uma estrutura lógica (*table*) do SGBD MySQL. Os algoritmos de aplicação das três fases de filtragem foram desenvolvidos e executados a partir de funções (*stored procedures*) SQL sequencialmente. Enquanto que ao final do processo os dados filtrados foram exibidos a partir de uma estrutura de visualização (*view*) e armazenados em outra estrutura lógica (*table*), o que permitiu a exportação das medidas tratadas para um arquivo ASCII semelhante ao arquivo de dados brutos. Neste sentido, o MySQL proporciona um ambiente computacional completo para o tratamento, armazenamento, processamento e disponibilização dos dados. É uma ferramenta de software (servidor de banco de dados) amplamente utilizada pela comunidade acadêmica e fornece uma experiência similar ao Microsoft Excel[®], Microcal Origin[®] e até mesmo o MathWork MATLAB[®], com a diferença e vantagem de ser um produto nativo para gerenciamento de grandes volumes de dados relacionados e não-relacionados, que permite a interconexão com interfaces pela internet.

3 | RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os dados das irradiâncias solares foram processados com base nos meses do ano de 2008, para que desta forma, o resultado das filtrações pudesse apresentar informações sazonais a comunidade científica. Neste contexto, a Tab. 2, a seguir, retrata a quantidade de medidas que continha a irradiância global horizontal (I_g), irradiância difusa horizontal (I_d) e irradiância direta horizontal (I_b) no arquivo ASCII com os dados brutos (sem tratamento).

Mês	Dados Brutos		
	I_g	I_d	I_b
Janeiro	4594	3635	4063
Fevereiro	4068	3703	3175
Março	4450	2773	4028
Abril	4095	3265	3899

Maio	3972	3931	3863
Junho	3409	3386	3299
Julho	3535	3903	3772
Agosto	4019	4001	3929
Setembro	4223	4200	4168
Outubro	4618	4605	4573
Novembro	4676	4657	4669
Dezembro	4863	4717	4737
TOTAL	50522	46776	48175

Tabela 2 - Quantidade de Medidas no Arquivos de Dados Brutos.

Nota-se que o período com maior ocorrência de medidas no arquivo de dados brutos é dezembro para todas as irradiâncias, onde a irradiância global horizontal obteve a maior quantidade com 4863 pontos medidos. O período com menor ocorrência de medidas é junho para a irradiância global horizontal, maio para a irradiância difusa horizontal e fevereiro para a irradiância direta horizontal, onde a difusa obteve a menor quantidade com 2773 pontos medidos.

Obeve-se, para cada fase do controle de qualidade, uma resposta (aprovado ou reprovado) dos algoritmos com relação aos dados para cada filtro (Tab. 2). O resultado das etapas após as três fases do controle de qualidade pode ser observado no esquema a seguir (Tab. 3).

Mês	Após 1ª Fase			Após 2ª Fase			Após 3ª Fase		
	Ig	Id	Ib	Ig	Id	Ib	Ig	Id	Ib
Janeiro	4097	3249	3713	4088	3244	3713	4088	3244	3713
Fevereiro	3639	3316	2868	3636	3307	2863	3636	3307	2859
Março	3934	2547	3642	3933	2529	3642	3933	2529	3638
Abril	3566	2866	3444	3566	2863	3444	3566	2863	3444
Maio	3404	3400	3336	3404	3340	3336	3404	3340	3336
Junho	2894	2894	2814	2894	2877	2814	2894	2877	2814
Julho	3042	3374	3225	3042	3374	3225	3042	3374	3221
Agosto	3518	3515	3441	3518	3464	3441	3518	3464	3411
Setembro	3747	3747	3715	3747	3746	3715	3747	3746	3653
Outubro	4138	4139	4129	4138	4139	4129	4138	4139	4129
Novembro	4170	4166	4166	4169	4166	4166	4169	4166	4155
Dezembro	4315	4296	4242	4314	4295	4242	4314	4295	4237
TOTAL	44464	41509	42735	44449	41344	42730	44449	41344	42610

Tabela 3 - Quantidade de Medidas no Após Filtragens.

Após a aplicação da primeira fase de controle de qualidade observou-se a maior redução de medidas das irradiâncias, devido ao descarte de valores ao nascer e pôr do sol, que poderiam estar afetados pelo erro do cosseno. Esta etapa é importante também pois permite o descarte de medidas imprecisas devido as características

de operação dos instrumentos de medida (JOURNÉE; BERTRAND, 2011). Para a irradiância global horizontal a diferença total de dados brutos (Tab. 2) com relação a primeira fase do controle de qualidade (Tab. 3) foi de 6058 medidas, que representam em torno de 12% dos dados. Para a irradiância difusa horizontal a diferença foi de 5267 medidas, que representam em torno de 11% dos dados. E para a irradiância direta horizontal a diferença foi de 5440 medidas, que representam em torno de 11% dos dados. Neste sentido, para a primeira fase do controle de qualidade, uma média de 11.35% dos dados do conjunto inicial (dados brutos) foram classificados como reprovados, ou inadequados, para compor o conjunto final (dados filtrados).

Após a aplicação da segunda fase do controle de qualidade, que é uma etapa responsável por delinear o limite mínimo (valor inferior que uma medida pode apresentar) e o limite máximo (valor superior que uma medida pode atingir), observou-se uma leve redução na quantidade de medidas. Nesta fase é feita uma verificação, com o intuito de averiguar se as medidas apresentavam valores maiores que o limite superior, ou menores que o limite inferior, de acordo com os filtros 2, 3 e 4 (Tab. 1). Medidas reprovadas nestes filtros tendem a apresentar erros operacionais, de desalinhamento do anel de sombreamento da irradiância difusa, por causa do orvalho (bastante recorrente nas primeiras horas do dia) e/ou devido a excremento de pássaros nos sensores, ou falhas maiores como o desligamento do sistema de aquisição de dados (MUNEER *et al.*, 2007). Para a irradiância global horizontal a diferença total de dados da primeira com relação a segunda fase do controle de qualidade (Tab. 3) foi de 15 medidas, que representam 0.03% dos dados. Para a irradiância difusa horizontal a diferença foi de 165 medidas, que representam aproximadamente 0.4% dos dados. E para a irradiância direta horizontal a diferença foi de 5 medidas, que representam algo em torno de 0.01% dos dados, respectivamente. Neste sentido, para a segunda fase de controle de qualidade, com relação a primeira, uma média de 0.14% dos dados foram reprovados para compor o conjunto final.

Por fim, após a aplicação da terceira fase de controle de qualidade, observou-se a menor reprovação dos dados pelos filtros. Esta etapa tem como objetivo a identificação de picos e/ou saltos extremos das medidas, além da detecção de medidas onde o sensor estava obstruído. Para a irradiância global horizontal e difusa horizontal não se obteve diferença, na segunda com relação a terceira fase do controle de qualidade. E para a irradiância direta horizontal a diferença foi de 120 medidas, que representam algo em torno de 0.3% dos dados, respectivamente. Neste sentido, para a terceira fase do controle de qualidade, com relação a segunda fase, apenas dados da irradiância direta na horizontal foram reprovados a compor o conjunto final.

O controle de qualidade de dados de irradiâncias solares é um procedimento composto por testes computacionais semi-automatizados e análise gráfica e estatística de medidas de uma determinada série histórica. Para este estudo foi aplicado apenas o controle de qualidade a partir de testes computacionais, uma vez que, é um tipo de análise bem fundamentada e de fácil operação. Entretanto a literatura demonstra

que o desenho dos dados medidos em gráficos proporciona boas metodologias para análise e validação de valores. O gráfico mais recorrente neste tipo de assunto é o que relaciona o K_t e o K_d com o intuito de demarcar estatisticamente os limites máximos e mínimos para as duas irradiâncias (MUNEER, et al., 2007; PASHIARD; KALOGIROU, 2016).

Pode-se obter maiores indícios da qualidade dos dados medidos a partir da plotagem de gráficos da irradiância global horizontal sem filtragem (Fig. 1-a) e após a filtragem (Fig. 1-b), irradiância difusa horizontal sem filtragem (Fig. 1-c) e após a filtragem (Fig. 1-d) e da irradiância direta horizontal sem filtragem (Fig. 1-e) e após a filtragem (Fig. 1-f).

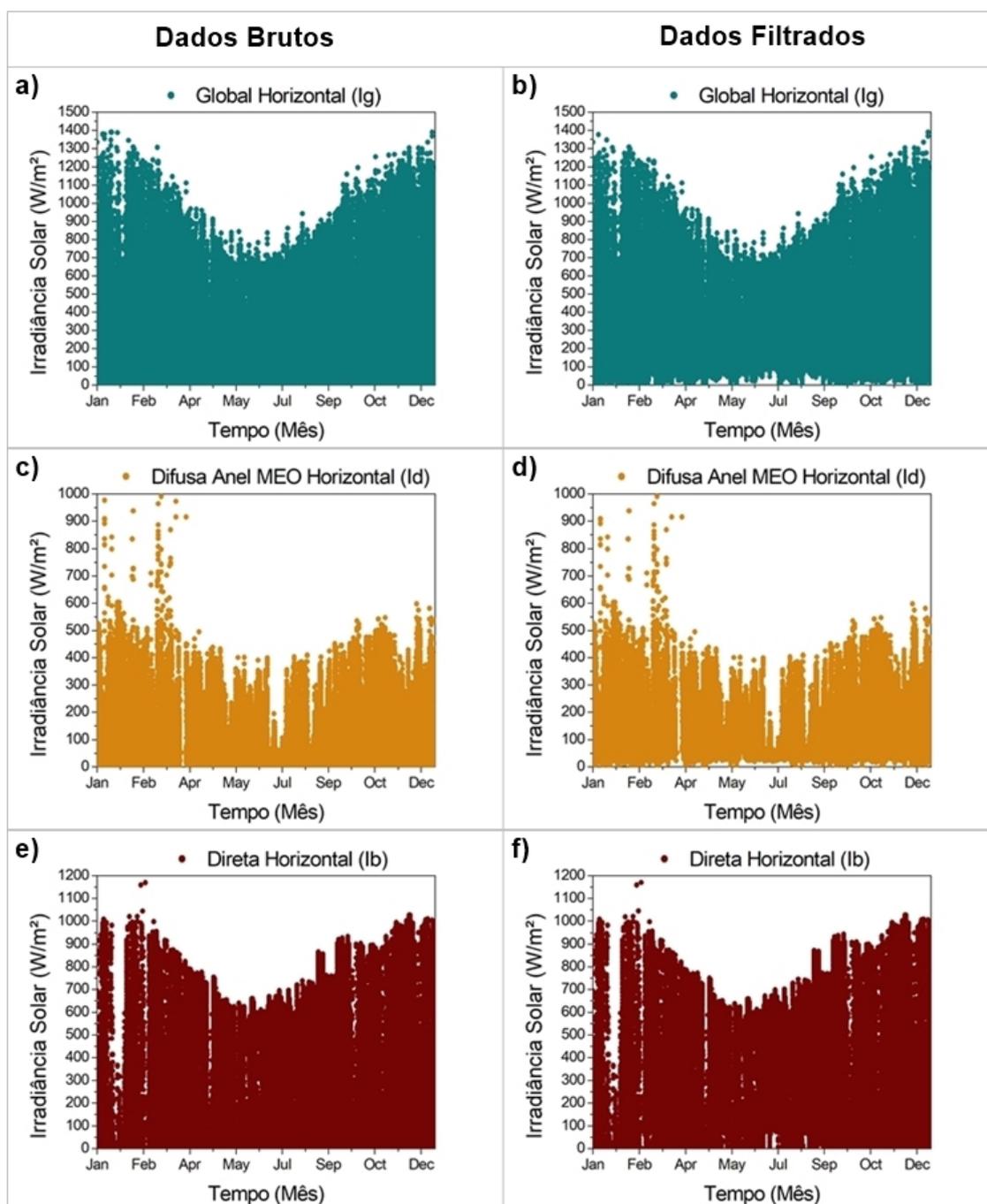


Figura 1 - Gráficos das Irradiâncias Antes e Após a Filtragem.

A plotagem dos dados da irradiância solar em gráficos de dispersão é um processo de extrema importância em atividades de pesquisa, pois tem como finalidade auxiliar o pesquisador na investigação de lacunas no período medido. Neste caso específico pode-se observar que as três irradiâncias seguem uma tendência, apresentando os maiores valores no verão e os menores no inverno. Para a irradiância global e direta horizontal é mais perceptível a tendência, enquanto que para a irradiância difusa horizontal observa-se pontos dispersos entre os meses de janeiro a março, o que pode representar anomalias (pontos fora da curva de tendência) nos dados. O tratamento desse tipo de anomalia (identificada por meio da plotagem de uma série histórica) é algo que deve ser melhor estudado, devido a relevância dos dados anômalos para a série de dados, porém, é uma tarefa essencial para atividades posteriores de modelagem.

A ausência de medida, em muitos casos, pode ser um transtorno, principalmente se os dados forem utilizados para modelagem estatística, ou matemática, de uma componente solar. Uma forma lógica de se contornar esta situação (lacunas) é realizar a estimativa da irradiância global (I_{gEst}) por meio da soma das medidas da irradiância difusa e direta (Eq. 6) para o mesmo período, porém, é preciso que a difusa esteja corretamente corrigida a partir dos métodos desenvolvidos para cada caso, ou seja, que se tenha uma medida de qualidade. Este método é válido para a irradiância global horizontal uma vez que é uma componente solar compreendida por dois tipos de medidas, a difusa, que é resultado da ação de espalhamento da atmosfera, e a direta, que é a irradiância provinda diretamente do disco solar. O método da estimativa por diferença é uma forma de se contornar a ausência dos valores da irradiância direta (I_{bEst}) e difusa (I_{dEst}) horizontal, isto requer que, ao menos, se tenha medidas de duas irradiâncias com qualidade comprovada. No caso da irradiância direta horizontal, usa-se a diferença entre a global e a difusa horizontal (Eq. 7) e no caso da irradiância difusa horizontal, usa-se a diferença entre a global e a direta horizontal (Eq. 8).

$$I_{gEst} = I_d + I_b \quad (6)$$

$$I_{bEst} = I_g - I_d \quad (7)$$

$$I_{dEst} = I_g - I_b \quad (8)$$

É importante ressaltar que as análises e propostas de soluções apresentadas a respeito do preenchimento de medidas das irradiâncias nos períodos de ausência podem ser realizadas para qualquer conjunto de dados, desde que, se tenha boas medidas das componentes solares. Tais propostas devem ser implementadas antes do procedimento de controle de qualidade, já que, o algoritmo desenvolvido para aplicação dos filtros pode ignorar tais dados se apresentarem reprovação as condições apresentadas (Tab. 2).

4 | CONCLUSÃO

A primeira fase do controle de qualidade foi a que demonstrou a maior filtragem das medidas das irradiâncias solares, uma vez que a delimitação do ângulo zenital em 80° provoca a reprovação das primeiras medidas do dia, que são afetadas pelo erro do cosseno e pela imprecisão do instrumento de medição. A segunda e terceira fase do controle de qualidade apresentaram poucas reprovações nos testes, o que indicou que a maioria dos dados se encontravam dentro de um padrão de qualidade pré-estabelecido pelos autores em questão e pela literatura da área.

A irradiância global horizontal (I_g) foi a que obteve a maior taxa de reprovação de suas medidas. Do total de 50522 medidas (dados brutos), 44449 valores (filtrados) foram aprovados e selecionados para compor o conjunto de dados de qualidade, o que representa uma taxa de reprovação de 12.02% dos dados. A irradiância difusa (I_d) e direta (I_b) horizontal obtiveram praticamente a mesma taxa de reprovação de suas medidas. Do total de 46776 medidas (dados brutos), 41344 valores (filtrados) foram aprovados e selecionados para compor o conjunto de dados de qualidade para a irradiância difusa e dos 48175 pontos medidos (dados brutos), 42610 valores (filtrados) foram aprovados e selecionados. Respectivamente, 11.61% e 11.55% dos dados da irradiância difusa e direta horizontal foram reprovados.

A metodologia computacional para o controle de qualidade dos dados de irradiâncias solares (global, difusa e direta em superfície horizontal) foi capaz de identificar medidas espúrias e descartá-las na consolidação de um conjunto de dados de qualidade das medidas. Porém, colaborativamente a este método, composto de filtros físicos e comparações lógicas, é necessário a aplicação de métodos estatísticos de análise de gráficos das medidas, pois pode-se observar nos gráficos desenhados que ainda restam pontos fora da curva de tendência das componentes solares.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. ANEEL, Brasília, 2 ed., 2005.

DAL PAI, A., *et al.* MEO shadowring method for measuring diffuse solar irradiance: Corrections based on sky cover. **Renewable Energy**, n. 99, p. 754-763, 2016.

IL SUNG-ZO., *et al.* Baseline Surface Radiation Network (BSRN) Quality Control of Solar Radiation Data on the Gangneung-Wonju National University Radiation Station. **Asia-Pacific Journal of Atmospheric Sciences**, n. 53, p. 11-19, 2017.

JOURNÉE, M. BERTRAND, C. Quality control of solar radiation data within the RMIB solar measurements network. **Solar Energy**, v. 85, p. 72-86, 2011.

KUDISH, A. I., EVSEEV, E. G. The assessment of four different correction models applied to the diffuse radiation measured with a shadow ring using global and normal beam radiation measurements for Beer Sheva, Israel. **Solar Energy**, n. 82, p. 144-156, 2008.

MUNEER, T., *et al.* Discourses on solar radiation modeling. **Renewable & Sustainable Energy**

Reviews, n. 11, p. 551-602, 2007.

MORENO-TEJERA, S., ET AL. A proposed methodology for quick assessment of timestamp and quality control results of solar radiation data. **Renewable Energy**, n.78, p. 531-537, 2015.

PASHIARDS, S., KALOGIROU, S. A. Quality control of solar shortwave and terrestrial longwave radiation for surface radiation measurements at two sites in Cyprus. **Renewable Energy**, n. 96, p. 1015-1033, 2016.

TAKAI, O. K., *et al.* **Introdução à Banco de Dados**. São Paulo: DCC-IME-USP. 2005. Acesso em: 17 out. 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/2qYjUxK>>.

PROJETO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA ABRIGOS DE PONTOS DE ÔNIBUS NA AV. ALMIRANTE BARROSO – BELÉM/PA

Ana Laura Pinheiro Ruivo Monteiro

Universidade Federal do Pará - Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas. Belém – Pa.

Edinaldo José da Silva Pereira

Universidade Federal do Pará – Coordenador do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas. Belém – Pa.

Everton Leandro Santos Amaral

Faculdade Estácio de Belém – IESAM. Graduando em Engenharia Mecânica. Belém – Pa.

Ítalo de Sousa

Universidade Federal do Sul e Sudeste do Pará – Pós graduando em Geotecnologias e Recursos Naturais na Amazônia Oriental. Marabá – Pa.

Magda Tayane Abraão de Brito

Escola Estadual de Educação Tecnológica do Estado do Pará – Coordenadora do curso Técnico em Meio Ambiente. Itaituba – Pa.

RESUMO: A iluminação noturna via fonte solar em abrigos de pontos de ônibus em Belém, além de se utilizar de uma fonte de energia renovável, também proporciona conforto e segurança para os usuários de transporte público. A eletricidade proporcionada por esta tecnologia pode também ser direcionada para o carregamento de baterias de celular, contribuindo para o atendimento de necessidades de trabalho, emergência ou lazer. Este trabalho objetivou projetar um sistema fotovoltaico e estudar a

viabilidade econômica de geração de energia elétrica para abrigos de pontos de ônibus da Avenida Almirante Barroso, Belém - Pará. Utilizou-se o Método de Lumens para o cálculo luminotécnico, seguido do dimensionamento dos componentes do sistema proposto para cada modelo de abrigo. Este sistema é composto de módulos fotovoltaicos, controlador de carga, banco de baterias, sensor fotoelétrico, luminárias para lâmpadas LED e portas USB. Para análise econômica, fez-se o uso do Valor Presente Líquido (VPL). O sistema proposto para cada modelo de abrigo gera eletricidade suficiente para atender satisfatoriamente o consumo necessário de cada cenário estudado, gerando uma estimativa anual de 192,28 kWh para o modelo de abrigo 1, 330,30 kWh para o modelo 2, 413,27 kWh para o modelo 3, 660,61 kWh para o modelo 4 e 330,30 kWh para o modelo de abrigo 5. Entretanto, apesar do sistema ser considerado economicamente inviável para todos os modelos de abrigo, pois não há uma completa compensação financeira do investimento, dentro de seu ciclo de vida útil, estimado em 25 anos, os benefícios quanto à segurança e comodidade são evidentes.

PALAVRAS - CHAVE: Energia renovável, Iluminação fotovoltaica, *Sistema autônomo*.

ABSTRACT: The night lighting by solar source in bus stop shelters in Belém is projected not

only to use renewable energy source, but also to provide comfort and security for users of public transportation. The exploitation of energy produced by this technology could be used to charge cell phone batteries that are used in work situations, emergency or leisure. This paper aims to design a photovoltaic system and study the technical and economic feasibility of electric power generation for bus stop shelters at Almirante Barroso Avenue, Belém - Pará. The lumens method was used for lighting calculation, followed by sizing the proposed system components for each bus stop shelter model. This system is composed of photovoltaic modules, charge controller, battery bank, photoelectric sensor, LED light fixtures and USB ports. For economic analysis, the Net Present Value (NPV) was used. The proposed system for each shelter model generates enough electricity to satisfactorily meet the required consumption of each scenario, generating an annual energy estimated of 192.28 kWh for the shelter model 1, 330.30 kWh for shelter model 2, 413, 27 kWh for shelter model 3, 660.61 kWh for shelter model 4 and 330.30 kWh for shelter model 5. However, the system is considered economically unfeasible for all shelter models, because there is not complete financial compensation of the investment within the life cycle time estimated initially for the project of 25 years. The benefits of safety and convenience are evident.

KEYWORDS: renewable energy; photovoltaic lighting; off-grid system.

1 | INTRODUÇÃO

O sistema de iluminação pública contribui para uma melhoria de segurança da população no espaço urbano, promovendo melhor qualidade de vida aos transeuntes. Paralelamente, é importante atentar para a necessidade de uma maior eficiência do sistema de iluminação e do uso racional dos recursos energéticos naturais, contribuindo, em última análise, com a preservação do meio ambiente.

A resolução Nº 414/2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL - classifica iluminação pública como:

Art.5º § 6º Fornecimento para iluminação de ruas, praças, avenidas, túneis, passagens subterrâneas, jardins, vias, estradas, passarelas, abrigos de usuários de transportes coletivos, logradouros de uso comum e livre acesso, inclusive a iluminação de monumentos, fachadas, fontes luminosas e obras de arte de valor histórico, cultural ou ambiental, localizadas em áreas públicas e definidas por meio de legislação específica, exceto o fornecimento de energia elétrica que tenha por objetivo qualquer forma de propaganda ou publicidade, ou para realização de atividades que visem a interesses econômicos.

Conforme dados divulgados pela cartilha do CREA-PR, Schulz (2016), a iluminação pública é responsável por aproximadamente 4,5 % da demanda nacional, e a 3,0 % do consumo total de energia elétrica do país, o que equivale a uma demanda de 2,2 GW e a um consumo de 9,7 bilhões de kWh/ano. Por conseguinte, observa-se que a iluminação pública responde por um consumo energético considerável para o

país.

O sistema de energia fotovoltaica é uma alternativa que visa manter um equilíbrio na relação custo-benefício adaptáveis a múltiplas demandas de luminosidade.

A iluminação noturna via fonte solar em abrigos de pontos de ônibus em Belém, além de utilizar uma fonte de energia renovável, proporciona mais conforto e, principalmente, segurança aos usuários de transporte público, pois a penumbra muitas vezes pode expor essas pessoas à ação de assaltantes e os locais públicos ao ataque de vândalos. Uma forma também de aproveitar a energia elétrica gerada por esse sistema é através da instalação de portas USB para carregamento de bateria de aparelhos celulares, objeto de comunicação de grande importância para a sociedade que presta assistência em situações de trabalho, lazer ou até mesmo em emergências, tornando-se, portanto, indispensável a sua recarga ao longo do dia.

Sendo assim, o trabalho tem como objetivo projetar um sistema fotovoltaico e estudar a viabilidade econômica de geração de energia elétrica, para iluminação e carregamento de baterias de aparelhos celulares, em abrigos de pontos de ônibus da Avenida Almirante Barroso, Belém - Pará

2 | METODOLOGIA

2.1 Caracterização da área de estudo

A Avenida Almirante Barroso, que já foi conhecida como a Estrada de Ferro Belém-Bragança (1885) e depois como Av. Tito Franco (1929), é considerada a principal via de entrada e saída do município de Belém do Pará. A citada avenida é um dos principais corredores viários da Região Metropolitana de Belém, sendo de grande importância para o ordenamento territorial da capital paraense, interligando-se à Rodovia BR-316, estabelecendo uma conexão a outros municípios da região metropolitana de Belém (Ananindeua, Marituba, Benevides, Santa Bárbara, Santa Isabel e Castanhal). Esta via apresenta uma extensão de aproximadamente 6 km e, abrange os bairros de São Brás, Marco, Souza e Castanheira.

Foi realizada uma visita em loco, no mês de junho de 2016, para levantar a quantidade de abrigos de pontos de ônibus existentes na avenida, assim como seus respectivos modelos.

No traçado da avenida de duplo sentido, encontram-se 33 paradas de ônibus, ilustradas na Fig. 1, sendo 17 paradas no sentido Mercado de São Brás – Entroncamento, representadas pelos números pares, e 16 paradas no sentido inverso, identificadas pelos números ímpares.



Figura 1 - Pontos de ônibus - Av. Alm. Barroso

Em ambas as vias da avenida, identificou-se 4 modelos de abrigos, distintos tanto nas características estruturais como visuais. A Tab. 1 apresenta o perfil de cada modelo em relação às suas dimensões e a quantidade de abrigos de cada modelo.

MODELO	DIMENSÕES (m) (COMPRIMENTO; LARGURA; ALTURA)	ÁREA (m ²)	QUANTIDADE
M1	3,00 x 2,03 x 2,73	6,09	8
M2	6,00 x 2,02 x 2,73	12,18	12
M3	18,34 x 1,83 x 2,87	34,20	1
M4	21,41 x 2,20 x 2,53	44,69	1
M5	6,40 x 2,00 x 2,70	12,80	3

Tabela 1 - Características dos abrigos.

O modelo M3, descrito na Tab. 1, foi dado como referência para o desenvolvimento do sistema, o que facilitou a aplicabilidade da metodologia para o cálculo luminotécnico utilizado neste trabalho. Entretanto, a Av. Almirante Barroso possui mais duas paradas com o mesmo modelo de abrigo, porém de maior comprimento, sendo uma de 36,68 m e outra de 61,13 m, com áreas de 67,12 m² e 111,87 m², respectivamente, as quais não são tratadas neste momento.

Modelou-se graficamente a estrutura civil dos abrigos, a partir da coleta das dimensões de cada modelo, no *software* de desenho técnico *AutoDesk / AutoCad*, sendo estes considerados cenários para dimensionamento do sistema fotovoltaico, representados nas Fig. 2.

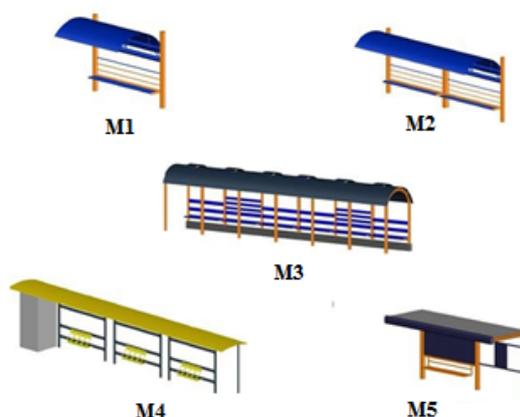


Figura 2 - Modelo das estruturas físicas dos abrigos em estudo.

2.2 Sistema Proposto / Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

A Fig. 3 exemplifica o sistema proposto, no qual a tensão de saída dos painéis e de entrada dos equipamentos integrantes deste, é de 12 V, com exceção das portas USB que são alimentadas com 5 V, devido à padronização da tensão de carregamento das baterias de aparelhos celulares. Essa redução ocorre através de um regulador de tensão que está acoplado à porta USB, característica de adaptadores veiculares para carregamento de bateria de celulares via cabo USB.

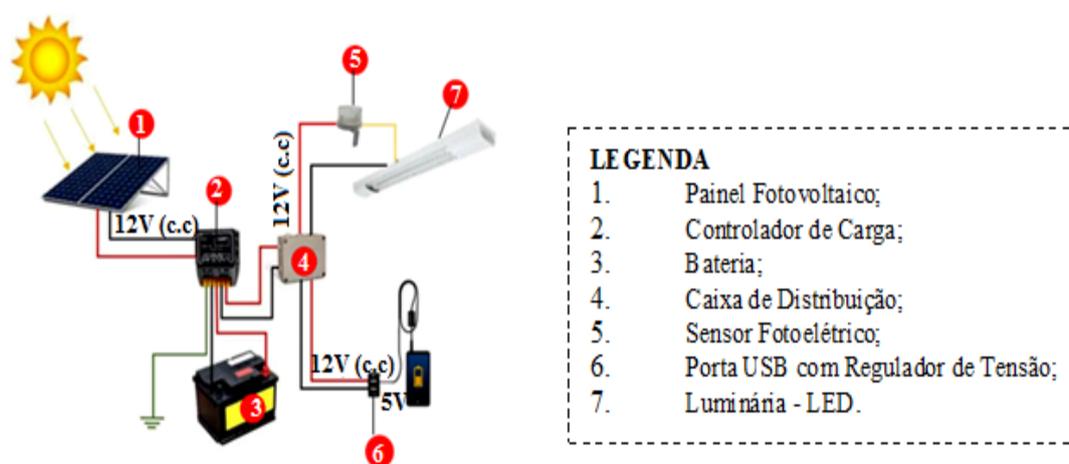


Figura 3 - Sistema fotovoltaico autônomo proposto.

2.3 Dimensionamento do Sistema de Iluminação Interna

Utilizou-se o Método de Lumens para dimensionar o sistema de iluminação. Calculou-se o número de luminárias necessárias para atender o iluminamento das áreas em estudo com base a metodologia de Creder (1995) e a Norma Brasileira ISO/

CIE 8995-1:2013 da ABNT, que estabelece os valores de iluminância média mínima em ambientes de trabalho para iluminação de interiores.

A Norma enuncia que 20 lux de iluminância horizontal, no mínimo, são exigidos para reconhecer as características da face humana. Como a proposta do trabalho é iluminar um ambiente de modo a visualizar uma pessoa, sem necessidade de desenvolver qualquer tarefa com maior grau de definição, estimou-se um nível de iluminância mínimo de 30 lux. Utilizou-se como referência para este trabalho a lâmpada de LED tubular modelo T8 e de potência de 9W, da Solarled.

Em seguida, fez-se a escolha da luminária, definida como comercial e provida de colmeia. A determinação do índice de local, que relaciona as dimensões da área com a altura da luminária em relação ao plano de trabalho, foi escolhida para a iluminação direta, sendo essa estipulada a partir das dimensões de cada modelo de abrigo. Após a realização destas etapas o número de luminárias para cada modelo de abrigo pôde ser determinado.

2.4 Dimensionamento dos Geradores Fotovoltaicos

Para dimensionamento do gerador fotovoltaico, necessário para atender cada abrigo, foi considerado o mês de incidência solar mais crítico em Belém, mês de março, buscando garantir o atendimento das cargas durante todo o período requerido. A Tab. 2 mostra a irradiância solar média incidente na cidade de Belém, no ano de 2013, dados esses medidos localmente.

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
3,9	4,02	3,89	4,88	5,31	5,41	5,84	5,62	5,90	6,28	5,43	4,97

Tabela 2 - Níveis de irradiância mensal - kWh/m² (Maia, 2015).

O número de horas de sol pleno (HSP) é importante para calcular a potência do gerador fotovoltaico. Segundo Seguel (2009), essa grandeza reflete o número de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m², de tal forma que a energia resultante seja equivalente à energia acumulada durante o dia, representada pela Eq. (1).

$$HSP \text{ (h/dia)} = \frac{\text{Mês crítico de irradiância solar (kWh/m}^2\text{)}}{1\text{kW/m}^2} \quad (1)$$

Ao dimensionar o consumo de energia elétrica requerido para cada cenário, consideraram-se os valores quantitativos das potências de cada elemento que será instalado nas paradas, lâmpadas e pontos USB, e as horas de uso dos mesmos.

Segundo Carneiro (2009), as perdas no sistema fotovoltaico apresentam em geral, 3 % para o cabeamento, 3 % para sujeira nos módulos, 10 % para o fator temperatura, 14 % para o controlador de carga em conjunto ao quadro de baterias.

Dentre estas, ainda existem as perdas por eventuais sombreamentos, que atingem valores de aproximadamente 5 % em cenários urbanos (MELO, 2012). O fator de perda foi estimado em 0,7, considerando uma redução de 30 % da eficiência do sistema.

A potência do sistema, necessária para sustentar o consumo diário de cada abrigo, durante o pior mês de radiação solar, pode ser calculada pela Eq. 2, adaptada de Alvarenga (sem data), onde F_p corresponde ao fator de potência.

$$P (W_p) = \frac{\text{Consumo diário de energia (Wh/Dia)}}{HSP \times F_p} \quad (2)$$

2.5 Dimensionamento do Banco de Baterias

Para estimar o banco de baterias necessário para atender cada abrigo é muito importante determinar o tempo de autonomia que estas devem ter para alimentar as cargas por determinado tempo, mesmo que não haja a geração de energia devido à falta de radiação solar. Como a região de estudo apresenta alto índice de radiação solar durante o ano, face sua característica climática, considerou-se que a autonomia será de apenas dois dias.

Sempre que a bateria descarrega e é recarregada, saindo do estado de plena carga, finaliza-se um ciclo desta. Relacionado a isto, define-se a profundidade de descarga máxima (%), que por sua vez determina o limite de energia a ser retirado do banco de baterias. Para este projeto foi adotado o valor de 0,3 ou 30 %, com o propósito de aumentar a vida útil da bateria, pois a profundidade dos ciclos é inversamente proporcional à durabilidade efetiva do quadro de depósito de carga. Portanto, a capacidade do banco de baterias foi calculada com base na Eq. 3, no qual a Tensão_B é a tensão nos terminais do banco de baterias.

$$\text{Capacidade (Ah)} = \frac{\text{Consumo total (Wh/Dia)} \times \text{Autonomia (Dias)}}{\text{Tensão}_B \times \text{Profundidade de descarga}_{\text{máxima}}} \quad (3)$$

2.6 Dimensionamento do Controlador de Carga

O controlador de carga deve ser dimensionado com base nas características do sistema fotovoltaico que está sendo utilizado e da carga demandada. Os níveis máximos das correntes elétricas envolvidas no sistema são de fundamental importância para a determinação das características deste, tanto das que se originam no módulo fotovoltaico quanto das que são solicitadas pelas cargas.

A capacidade do controlador deve ser superior a corrente dos painéis ou as de consumo, na que tiver maior valor, fazendo-se necessário calcular ambas as correntes.

Para determinar a corrente máxima solicitada pelas cargas, relacionou-se a potência total exigida pela carga e tensão do banco de baterias, conforme exposto pela Eq. 4.

$$\text{Corrente do controlador}_{\text{carga}} = \left(\frac{\text{Potência (W)}}{\text{Tensão}_B \text{ (V)}} \right) \quad (4)$$

Para o cálculo da corrente proveniente dos módulos utilizou-se a Eq.5, onde I_{cc} é a corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico (obtida pelas informações técnicas fornecidas pelo fabricante).

$$\text{Corrente do controlador}_{\text{módulos}} = I_{cc} \text{ (A)} \times n^{\circ} \text{ de módulos em paralelo} \quad (5)$$

2.7 Análise Econômica

Para o cálculo de viabilidade econômica deste projeto utilizou-se o Valor Presente Líquido (VPL).

O indicador foi calculado usando o *software Microsoft Office - Excel*, a partir de variáveis como o fluxo de caixa, resultante da entrada e saída de recursos financeiros do projeto durante 25 anos, partindo do ano de instalação, o custo de energia gerada/evitada, custo de manutenção e operação e, de substituição de equipamentos de acordo com a vida útil estimada destes, no caso do sistema proposto. O banco de baterias e o controlador de carga são os equipamentos que devem ser substituídos, o primeiro a cada três anos e, o último a cada dez anos.

Para o estudo destas variáveis tomou-se como referência os cálculos desenvolvidos por Pereira *et al* (2014), adaptando-as para o sistema fotovoltaico autônomo em estudo.

Para o cálculo do fluxo de caixa, representada pela Eq. 6, levou-se em consideração o valor da energia produzida (C_{EN}) em relação ao custo de operação e manutenção ($C_{O\&M}$) em função da taxa de inflação (g), que foi estimada a partir da média do Índice Geral de Preços (IGPI) em 7,4% entre os anos de 2010 e 2015, onde PRV é o valor presente total dos equipamentos substituídos.

$$Q_j = (C_{EN} - (C_{O\&M} + PRV) \times (1 + g)^j) \quad (6)$$

Calculou-se o custo da energia produzida (C_{EN}), através da relação direta entre a energia gerada (E_{GER}), em kWh, e a tarifa de iluminação pública ajustada, mostrada na Eq. 7. A tarifa ajustada foi estimada a partir da média tarifária dos últimos 10 anos, do Estado do Pará, excetuando-se os anos atípicos, resultando o valor de 10,19 %.

$$C_{EN} = E_{GER} \times \text{Tarifa ajustada} \quad (7)$$

A energia anual produzida foi estimada, partindo da média da irradiância mensal relacionada ao rendimento do painel fotovoltaico em conjunto com a área do mesmo, e associado ao fator de perdas, para cada ano, descrita na Eq. 8. Este cálculo foi

adaptado do trabalho de Miranda (2014), no qual n expressa o número de dias, η a eficiência nominal do painel, I_0 a Irradiação média do mês e A é a Área total do painel fotovoltaico.

$$E_{GER} = \sum_{i=janeiro}^{dezembro} (1 - Fp) \times I_0 \times A \times \eta \times n \quad (8)$$

O custo de manutenção e operação foi estimado, segundo Pereira (2014), em 1% do custo de aquisição dos módulos para cada modelo de abrigo, sendo feito uma somatória para o período de 25 anos (N). Esse valor é dado a cada ano j pela Eq. 9. Adotou-se ainda uma taxa de desconto (i) anual de 10 %, valor comum entre aplicações financeiras.

$$C_{O\&Mj} = \sum_{j=1}^N \frac{0,01 \times \text{Custo dos módulos}}{(1 + i)^j} \quad (9)$$

O valor presente total dos equipamentos substituídos (PRV) foi determinado a partir da Eq. 10, onde AVE é o valor de aquisição de equipamento e y o ano de substituição de equipamento.

$$PRV = \sum_y \frac{AVE + (AVE \times g \times y)}{(1 + i)^y} \quad (10)$$

Para a quantificação do custo inicial aplicado ao projeto, foram levados em consideração os custos dos componentes que fazem parte do sistema proposto, como segue na Tab. 3, assim como suas respectivas quantidades utilizadas para cada cenário em estudo, mais o custo de instalação. Segundo Pereira *et al* (2014), o custo de instalação dos módulos é dado como 10 % do custo de aquisição dos mesmos. Partindo disso, adotou-se neste trabalho este mesmo critério para o cálculo do custo de instalação do sistema, incluindo-se também 10 % do custo dos controladores de carga.

COMPONENTE	Módulo 120W	Módulo 230W	Módulo 320W	Controlador MPPT 10A	Bateria 90Ah	Bateria 100Ah
PREÇO UNITÁRIO (R\$)	539	854	1.190,00	599	320	350
COMPONENTE	Sensor fotoelétrico	Suporte	Cabo	Carregador USB	Lâmpada de Tubo	Luminária
PREÇO UNITÁRIO (R\$)	27	20	2,5	8	54	90

Tabela 3 - Investimento do Projeto.

Para o cálculo do VPL, fez-se o uso de todos os indicadores e variáveis citados anteriormente, relacionando o fluxo de caixa à taxa de desconto, aos pagamentos

futuros, custo de operação e manutenção e a substituição de equipamentos, e a receita, custo da energia entregue pelos módulos fotovoltaicos.

3 | RESULTADOS E DISCUSSÕES

O cálculo luminotécnico, pelo Método de Lumens, quantifica o número de luminárias necessárias para iluminar as áreas dos cenários em estudo, sem comprometer as atividades desenvolvidas em cada espaço pelos usuários, ou mesmo desperdiçar energia por superdimensionamento dos sistemas. A Tab. 4 expressa a quantidade destas para cada modelo de abrigo, além da quantidade de portas USB, determinadas de acordo com o comprimento de cada abrigo.

MODELO DE ABRIGO	LUMINÁRIA (QUANTIDADE)	PORTA USB (QUANTIDADE)
M1	0,86 ≈ 1	2
M2	1,42 ≈ 2	3
M3	2,96 ≈ 3	4
M4	3,86 ≈ 4	4
M5	1,27 ≈ 2	3

Tabela 4 - Luminárias e Portas USB por modelo de abrigo.

A Tab. 5 descreve o consumo diário de energia solicitado por cada modelo de abrigo com base na quantidade de lâmpadas e portas USB.

	CARGA	POTÊNCIA (W)	TENSÃO (V)	USO (h/dia)	QUANTIDADE	ENERGIA (Wh/dia)
M1	Lâmpada de LED	9	12	12	2	216
	Porta USB	5	5	10	2	100
TOTAL						316
M2	Lâmpada de LED	9	12	12	4	432
	Porta USB	5	5	10	3	150
TOTAL						582
M3	Lâmpada de LED	9	12	12	6	648
	Porta USB	5	5	10	4	200
TOTAL						848
M4	Lâmpada de LED	9	12	12	8	864
	Porta USB	5	5	10	4	200
TOTAL						1064
M5	Lâmpada de LED	9	12	12	4	432
	Porta USB	5	5	10	3	150
TOTAL						582

Tabela 5 - Consumo diário de energia elétrica.

A partir da Eq. 2, em conjunto com a análise do consumo diário apresentado na

Tab. 5, determinou-se a potência do gerador fotovoltaico, em Wp, de cada cenário estudado, exibidos na Tab. 6. Com base nisso, obteve-se o número mínimo de painéis fotovoltaicos que devem ser instalados, gerando energia elétrica suficiente para alimentar as cargas e carregar o banco de baterias de cada abrigo. A quantificação do número de geradores fotovoltaicos foi feita para módulos solares com algumas características técnicas diferentes, como pode ser visualizado na Tab. 7, com o objetivo de diminuir os custos e a geração de um grande excedente de energia elétrica.

MODELO DE ABRIGO	POTÊNCIA MÍNIMA [Wp]	NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
M1	116,05	1 de 120 Wp
M2	213,73	1 de 230 Wp
M3	311,42	1 de 320 Wp
M4	390,74	2 de 230 Wp
M5	213,73	1 de 230 Wp

Tabela 6 - Potência mínima do gerador fotovoltaico para determinação do número de módulos.

	Área (m)	Eficiência %
Módulo fotovoltaico 120 Wp	1,00	14,90
Módulo fotovoltaico 230 Wp	1,62	15,80
Módulo fotovoltaico 320 Wp	1,92	16,68

Tabela 7 - Características dos módulos fotovoltaicos.

Através da relação do consumo diário do módulo com a tensão da bateria, em conjunto com a profundidade de descarga da mesma e, considerando a autonomia da bateria para dois dias, expresso pela Eq. 3, pôde-se determinar o número de baterias que irá atender à demanda de cada cenário proposto. Os resultados estão demonstrados na Tab. 8. A solução adotada foi a de menor capacidade de armazenamento, portanto a que contempla 2 baterias de 90 Ah.-

MODELO DE ABRIGO	M1	M2	M3	M4	M5
CAPACIDADE (Ah)	176	324	471	591	324
BATERIA (QUANTIDADE)	2 de 90 Ah	4 de 90 Ah	5 de 100 Ah	6 de 100 Ah	4 de 90 Ah

Tabela 8 - Relação da Capacidade (Ah) e quantidade de baterias para cada modelo de abrigo.

Para o dimensionamento do controlador de carga foi necessário calcular as correntes a partir dos geradores fotovoltaicos e do consumo, referente a cada modelo de abrigo. Sendo assim, a Tab. 9 mostra esses dados, que foram calculados pelas Eq. 4 e 5. Com base nestes, escolheu-se controladores apropriados para sistemas *off-grid*, que operam em tensão de 12 V, com algoritmo de carga da bateria por MPPT (Ponto Rastreador de Máxima Potência), com corrente acima do calculado para o sistema,

tendo como base a corrente de curto circuito dos módulos, já que estas apresentaram-se com valor maior em relação a corrente demandada pelas cargas.

MODELO DE ABRIGO	M1	M2	M3	M4	M5
I _{cc} - módulos (A)	6,71	8,5	9,26	17	8,5
DEMANDA CORRENTE - Cargas (A)	2,33	4,25	6,17	7,67	4,25
CORRENTE DO CONTROLADOR DE CARGA	10	10	10	10	10

Tabela 9 - Corrente mínima calculada para o controlador de cargas / corrente do controlador

A Fig. 4 mostra como ficaria instalado o sistema dimensionado no modelo 4, com os módulos inclinados para o Norte e com um ângulo de 10°. Ressalta-se que, caso os módulos estivessem alinhados com o teto não haveria um comprometimento no desempenho do sistema, já que a cidade está próxima da linha do equador, contribuindo favoravelmente, por outro lado, com a estética do projeto.



Figura 4 - Modelo da estrutura física do modelo 4, com a instalação do sistema.

As portas USB foram alocadas individualmente e distribuídas entre as colunas de ferro dos abrigos, de acordo com a quantidade estimada para cada modelo. As luminárias foram distribuídas de acordo com a área dos cenários. O custo inicial total do projeto de implementação do sistema fotovoltaico autônomo, para o Modelo 1 foi de R\$ 2.238,00, Modelo 2 R\$ 3.442,00, Modelo 3 R\$ 4.526,00, Modelo 4 R\$ 5.723,00 e para o Modelo 5 foi de R\$ 3.455,00. A Tab. 10 detalha a relação quantidade (Q) e preço dos componentes, assim como o custo de instalação para cada modelo.

COMPONENTES	M1		M2		M3		M4		M5	
	Q	CUSTO (R\$)								
Módulo fotovoltaico 120 W	1	539,00								
Módulo fotovoltaico 230 W			1	854,00			2	1.708,00	1	854,00
Módulo fotovoltaico 320 W					1	1.190,00				
Controlador de carga com MPPT 10 A	1	599,00	1	599,00	1	599,00	1	599,00	1	599,00
Bateria automotiva 90 Ah	2	640,00	4	1.280,00					4	1.280,00
Bateria automotiva 100 Ah					5	1.749,95	6	2.099,94		
Sensor fotoelétrico	1	27,00	1	27,00	1	27,00	1	27,00	1	27,00
Suporte Painel Fotovoltaico	4	80,00	4	80,00	4	80,00	8	160,00	4	80,00
Cabo Fotovoltaico	10	25,00	15	38,00	30	75,00	30	75,00	20	50,00
Adaptador Veicular - Carregador USB	2	16,00	3	24,00	4	32,00	4	32,00	3	24,00
Lâmpada de Tubo	2	108,10	4	217,00	6	325,00	8	433,00	4	217,00
Luminária	1	90,00	2	180,00	3	270,00	4	360,00	2	180,00
Custo total		2.124,00		3.297,00		4.347,00		5.492,00		3.310,00
Custo de instalação		114,00		146,00		179,00		231,00		146,00
CUSTO INICIAL		2.238,00		3.442,00		4.526,00		5.723,00		3.455,00

Tabela 10 - Custo inicial de implantação do projeto.

A produção estimada de energia elétrica e a demanda total solicitada para cada abrigo ao ano é apresentada nas Tab. 11 e 12 respectivamente, mostrando que a demanda é plenamente atendida.

	jan	fev	mar	abril	maio	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Σ
M1	12,20	12,58	12,17	15,27	16,62	16,93	18,27	17,59	18,46	19,65	16,99	15,55	192,28
M2	20,96	21,61	20,91	26,23	28,54	29,08	31,39	30,21	31,71	33,76	29,19	26,72	330,30
M3	26,23	27,04	26,16	32,82	35,71	36,38	39,28	37,80	39,68	42,24	36,52	33,43	413,27
M4	41,93	43,22	41,82	52,46	57,08	58,16	62,78	60,42	63,43	67,51	58,37	53,43	660,61
M5	20,96	21,61	20,91	26,23	28,54	29,08	31,39	30,21	31,71	33,76	29,19	26,72	330,30

Tabela 11 – Energia elétrica gerada por ano (kWh/ano).

M1	M2	M3	M4	M5
113,76	209,52	305,28	383,04	209,52

Tabela 12 - Demanda de energia (kWh/ano).

As Tab. 13 e 14 exibem a tarifa de iluminação pública pela Celpa, que foi reajustada para 25 anos, necessária para o cálculo do C_{ENG} , assim como os valores do Custo Total – CT, referente ao custo inicial de investimento do projeto, $C_{O\&M}$ e PRV, resultando em uma variação do fluxo de caixa, entre valores positivos e negativos (valores em vermelho), o que influenciou diretamente o VPL de cada modelo. Observa-se que os Q negativos deram-se justamente nos anos em que houve substituições do banco de

baterias e dos controladores de carga, que são de extrema importância para manter a eficiência do sistema.

ANO	Tarifa kWh	M1			M2			M3		
		C _{ENG} (R\$)	CT (R\$)	Q (R\$)	C _{ENG} (R\$)	CT (R\$)	Q (R\$)	C _{ENG} (R\$)	CT (R\$)	Q (R\$)
0			2.237,59	2.237,59		3.442,06	3.442,06		4.525,48	4.525,48
1	0,3111	59,82	5,26	54,55	102,74	8,33	94,41	128,55	11,62	116,93
2	0,3121	60,01	5,14	54,87	103,08	8,14	94,95	128,98	11,34	117,63
3	0,3126	60,11	592,59	532,47	103,26	1.183,08	1.079,82	129,20	1.325,84	1.196,64
4	0,3132	60,22	4,90	55,32	103,45	7,76	95,69	129,43	10,81	118,62
5	0,3137	60,32	4,78	55,54	103,63	7,57	96,05	129,66	10,56	119,10
6	0,3143	60,43	526,32	465,89	103,81	1.050,69	946,88	129,88	998,11	868,23
7	0,3148	60,53	4,56	55,98	103,99	7,22	96,77	130,11	10,07	120,05
8	0,3154	60,64	4,45	56,19	104,17	7,05	97,12	130,34	9,83	120,51
9	0,3159	60,75	456,52	395,78	104,35	911,23	806,88	130,57	751,74	621,18
10	0,3165	60,85	774,14	713,29	104,54	408,56	304,02	130,80	779,26	648,47
11	0,3170	60,96	4,14	56,82	104,72	6,56	98,16	131,02	9,15	121,88
12	0,3176	61,07	389,04	327,97	104,90	776,40	671,50	131,25	566,52	435,27
13	0,3182	61,17	3,95	57,22	105,09	6,25	98,83	131,48	8,72	122,76
14	0,3187	61,28	3,86	57,42	105,27	6,11	99,16	131,71	8,51	123,20
15	0,3193	61,39	327,03	265,64	105,45	652,49	547,04	131,94	427,24	295,29
16	0,3198	61,49	3,68	57,82	105,64	5,82	99,82	132,17	8,12	124,06
17	0,3204	61,60	3,59	58,01	105,82	5,68	100,14	132,41	7,92	124,48
18	0,3209	61,71	271,93	210,22	106,01	542,40	436,40	132,64	322,48	189,84
19	0,3215	61,82	3,42	58,40	106,19	5,42	100,78	132,87	7,55	125,32
20	0,3221	61,93	1.504,01	1.442,09	106,38	226,10	119,72	133,10	738,15	605,05
21	0,3226	62,03	224,13	162,10	106,57	446,91	340,34	133,34	243,67	110,34
22	0,3232	62,14	3,18	58,96	106,75	5,04	101,71	133,57	7,03	126,54
23	0,3238	62,25	3,11	59,14	106,94	4,92	102,02	133,80	6,86	126,94
24	0,3243	62,36	183,40	121,04	107,13	365,55	258,42	134,04	184,37	50,33
25	0,3249	62,47	2,96	59,51	107,31	4,69	102,62	134,27	6,54	127,73

Tabela 13 - Estudo Econômico, abrigos M1, M2 e M3.

ANO	Tarifa R\$/kWh	M4			M5		
		C _{ENG} (R\$)	CT (R\$)	Q (R\$)	C _{ENG} (R\$)	CT (R\$)	Q (R\$)
0			5.722,44	5.722,44		3.454,56	3.454,56
1	0,3111	205,48	16,67	188,81	102,74	8,33	94,41
2	0,3121	206,17	16,27	189,89	103,08	8,14	94,95
3	0,3126	206,53	1.943,86	1.737,33	103,26	1.183,08	1.079,82
4	0,3132	206,89	15,51	191,38	103,45	7,76	95,69
5	0,3137	207,25	15,15	192,10	103,63	7,57	96,05
6	0,3143	207,62	1.726,45	1.518,84	103,81	1.050,69	946,88
7	0,3148	207,98	14,44	193,54	103,99	7,22	96,77
8	0,3154	208,34	14,10	194,24	104,17	7,05	97,12
9	0,3159	208,71	1.497,47	1.288,76	104,35	911,23	806,88
10	0,3165	209,07	783,34	574,26	104,54	776,62	672,08
11	0,3170	209,44	13,12	196,32	104,72	6,56	98,16
12	0,3176	209,81	1.276,08	1.066,28	104,90	776,40	671,50
13	0,3182	210,17	12,51	197,66	105,09	6,25	98,83
14	0,3187	210,54	12,21	198,33	105,27	6,11	99,16
15	0,3193	210,91	1.072,64	861,73	105,45	652,49	547,04
16	0,3198	211,28	11,64	199,63	105,64	5,82	99,82
17	0,3204	211,65	11,37	200,28	105,82	5,68	100,14
18	0,3209	212,02	891,88	679,86	106,01	542,40	436,40
19	0,3215	212,39	10,84	201,55	106,19	5,42	100,78
20	0,3221	212,76	231,39	18,63	106,38	226,10	119,72
21	0,3226	213,13	735,07	521,94	106,57	446,91	340,34
22	0,3232	213,51	10,09	203,42	106,75	5,04	101,71
23	0,3238	213,88	9,85	204,03	106,94	4,92	102,02
24	0,3243	214,25	601,45	387,20	107,13	365,55	258,42
25	0,3249	214,63	9,39	205,24	107,31	4,69	102,62

Tabela 14 - Estudo Econômico, abrigos M4 e M5.

O cálculo de viabilidade econômica para 25 anos resultou, para os cinco modelos de abrigo, valor presente líquido negativo, como mostra a Tab. 15. Isso significa que o retorno financeiro do projeto não existirá dentro desse período.

MODELO	M1	M2	M3	M4	M5
VPL (R\$)	-6.018,33	-7.474,87	-7.710,37	-11.420,85	-7.855,43

Tabela 15 - Valor Presente Líquido.

Este resultado deu-se por consequência da necessidade de armazenamento de energia. Como já foi mencionada na revisão de literatura a bateria é o equipamento que mais penaliza o sistema devido sua curta vida útil, exigindo maior número de substituições dentro do período cíclico do projeto, 25 anos.

4 | CONCLUSÕES

O estudo objetivou projetar uma alternativa sustentável de geração de energia elétrica através do aproveitamento de radiação solar, no qual atendesse a demanda de cargas (portas USB e lâmpadas LED) de abrigos de pontos de ônibus da Av. Almirante Barroso, localizada na cidade de Belém do Pará, visando oferecer conforto e segurança nesses ambientes para os usuários de transportes públicos.

Os resultados da análise econômica evidenciaram o que já se esperava, que o projeto de implantação de sistema fotovoltaico autônomo, como alternativa de minimizar os custos, é economicamente deficitário dentro do período analisado, devido, principalmente, ao elevado custo de aquisição e número de trocas das baterias, que se fazem essenciais para a eficiência desse sistema. Porém, a sustentabilidade deve se fazer presente nos projetos tecnológicos atuais, buscando equilíbrio nos aspectos econômicos, ambientais e sociais. Sendo assim, este projeto atende a dois pilares desse tripé, o ambiental e o social, contribuindo para a melhora da qualidade de vida a longo prazo em um meio ambiente equilibrado para a presente e futuras gerações. Acrescente-se que, em que pese as necessárias trocas de baterias, a opção por um sistema fotovoltaico autônomo permite sua operação independentemente da rede elétrica da concessionária de energia elétrica local

Assim, o projeto é interessante, pois supre as necessidades sociais e ao mesmo tempo contribui para a minimização dos impactos ambientais gerados por outros meios de produção de energia elétrica, benefícios esses que podem ser quantificados numericamente através de indicadores sociais como expectativa de vida, IDH, saúde, taxa de mortalidade, entre outros, que são consequências de investimentos que focam primeiramente a qualidade de vida da população.

O sistema proposto para os modelos de abrigo gera eletricidade suficiente para atender satisfatoriamente o consumo necessário de cada cenário estudado. Observa-se, a partir dos resultados de energia produzida, que o sistema fotovoltaico dimensionado, com base no mês de menor incidência de radiação solar, irá gerar um excedente de energia elétrica, que poderia, por exemplo, ser aproveitada para alimentar painéis informativos, os quais indicariam aos usuários quais as linhas de ônibus que parariam no ponto específico e seus respectivos horários. Sendo assim, este projeto pode servir de referência para estudos futuros a fim de reaproveitar essa energia, visando não só o benefício financeiro, mas também o ambiental e o social.

Outra possibilidade que vale a pena ser estudada, em relação ao objetivo deste trabalho, é o uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, o que possivelmente diminuiria o custo inicial, devido a não aquisição de equipamentos de armazenamento, tornando mais atrativo o VPL e, minimizando os resíduos gerados pelos sistemas, já que não haveria baterias na composição destes.

REFERÊNCIAS

ALVARENGA, C. A. **Como dimensionar um gerador fotovoltaico com baterias.** [2015?]. Disponível em: <<http://www.solenerg.com.br/files/Como-dimensionar-um-geradorfotovoltaico-com-baterias.pdf>>. Acessado em: 20 de Agosto, 2016.

BRASIL, ANEEL. **Resolução ANNEL nº 414 de 9 de Setembro de 2010.** Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>>. Acessado em 08 de Junho de, 2016.

CARNEIRO, J. **Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos: Sistemas Ligados à Rede e Sistemas Autônomos.** PROJECTO INTERDISCIPLINAR II. Escola de Ciências Departamento de Física da Universidade de Minho - Braga, 2009.

CREDER, H. **Instalações Elétricas.** Editora LTC, 13ª ed. 1995. p.187 – 213.

MAIA, K. C. dos S. **Análise de desempenho de um sistema fotovoltaico domiciliar de pequeno porte operando com diferentes equipamentos.** 2015. 100 f, Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará. Belém, 2015. Cap, 4.

MELO, E. G. **Geração solar fotovoltaica: estimativa do fator do sombreamento e irradiação em modelos tridimensionais de edificações.** Trabalho para obtenção do título de mestre. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – SP, 2012.

PEREIRA, E. J. da S. et al. **Methodology of risk analysis by Monte Carlo Method applied to power generation with renewable energy.** *Renewable Energy: An International Journal*. Belém, v. 69, p.347-355. Setembro, 2014.

SCHULZ, Willy. Série de Cadernos Técnicos da Agenda Parlamentar: **Iluminação Pública.** CREA-PR, 2016.

SEGUEL, J. I. L. **Projeto de sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital.** Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2009.

PROJETO PRELIMINAR DE UM RADIÔMETRO ABSOLUTO PARA MEDIR A IRRADIÂNCIA SOLAR TOTAL

Franciele Carlesso
Jenny Marcela Rodriguez Gomez
Luiz Angelo Berni
Graziela da Silva Savonov
Luis Eduardo Antunes Vieira
Waldeir Amaral Vilela
Edson Luiz de Miranda

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
São José dos Campos - SP

RESUMO: As variações da Irradiância Solar Total (TSI, em inglês) têm impacto no balanço de energia e no clima da Terra. Medidas da TSI tem sido realizadas continuamente por instrumentos a bordo de satélites durante os últimos quatro ciclos solares. No entanto, combinar essas medidas ainda é desafiador devido à degradação dos elementos do sensor e à estabilidade a longo prazo da eletrônica. Aqui descrevemos os esforços preliminares para projetar um radiômetro absoluto com base no princípio de substituição elétrica que está em desenvolvimento no Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

PALAVRAS-CHAVE: Radiômetro absoluto, Irradiância solar total, Cavidade absorvedora

ABSTRACT: The total solar irradiance impacts the Earth's energy balance and climate. TSI measurements have been carried out

continuously by instruments on board satellites during the last four solar cycles. However, these measurements are still challenging due to the sensor degradation and the long-term stability of the electronics. Here we describe the preliminary efforts to design an absolute radiometer based on the principle of electrical substitution under development at the National Institute for Space Research (INPE).

KEYWORDS: Absolute radiometer, Total solar irradiance, Absorbing cavity

1 | INTRODUÇÃO

A energia proveniente do Sol está diretamente relacionada com os processos biológicos, físicos e químicos, ou seja, está relacionada com a vida na Terra. Essa energia é um fator determinante de influência no clima e supera em 2500 vezes todas as outras fontes de energias naturais combinadas (KOPP, Greg, 2014). As mudanças climáticas têm sido objeto de estudo e discussão pela comunidade científica e é uma das grandes preocupações mundiais. O *World Meteorological Organisation do Global Climate Observing System (WMO/GCOS)* identificou a Irradiação Solar Total (TSI, do inglês) como uma das 50 variáveis climáticas essenciais para os trabalhos da

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) e também do conhecido *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) (WALTER *et al.*, 2017). Por exemplo, o IPCC, 2013 quantificou a influência da TSI no clima em torno de 8 % (ERMOLLI *et al.*, 2013).

A radiação solar é o fluxo de energia emitida pelo Sol e transmitida sob a forma de radiação eletromagnética. As medidas de Irradiância Solar Total são definidas como potência total da energia proveniente do Sol por unidade de área a 1 UA (unidade astronômica) integradas espacial e espectralmente. As medidas são realizadas utilizando radiômetros absolutos, os quais são definidos como um instrumento que pode detectar e quantificar o nível de radiação incidente utilizando meios de quantificação diretos a outros fenômenos físicos mensuráveis, por exemplo, a temperatura (PARR; DATLA; GARDNER, 2005). Durante muitos anos essa energia foi considerada erroneamente uma constante de valor 1.365 Wm^{-2} . No entanto, desde 1978 o monitoramento contínuo da TSI tem demonstrado variações em diferentes escalas de tempo. Essas variações, além de impacto no clima, também têm impacto na atmosfera da Terra, ou seja, na química da atmosfera superior, da ionosfera e da estratosfera (ERMOLLI *et al.*, 2013; VIEIRA, L. E. A. *et al.*, 2011).

Nos últimos 39 anos as medidas da TSI foram realizadas por mais de doze instrumentos a bordo de satélites em diferentes missões, conforme visualizado na Figura 1. As observações realizadas por esses instrumentos estavam convergindo para um determinado valor, no entanto, em 2003 foi lançado o instrumento *Total Irradiance Monitor* (TIM) que apresentou valores em torno de 4 W/m^2 inferiores aos apresentados por instrumentos como o VIRGO E ACRIM III. Em 2005, um *workshop* foi realizado para identificar as possíveis razões das diferenças observadas nas medidas e concluiu-se que a parcela da luz espúria, devido ao design do instrumento, é uma das principais fontes da diferença juntamente com outras potenciais fontes de erro como a calibração da cavidade, degradação do filme absorvedor e da área de abertura (BUTLER *et al.*, 2008). Como resultado do *workshop* observou-se que além da sobreposição de medidas com diferentes instrumentos, era necessário haver uma intercalibração dos radiômetros em solo. Como resultado, KOPP, G *et al.* (2007) iniciou a montagem de um laboratório para calibração absoluta dos instrumentos em solo o TRF (*Total Solar irradiance Radiometer Facility*) em Boulder, Colorado, USA. Os dados apresentados na Figura 1 evidenciam as diferenças das medidas devido à calibração instrumental e também devido à degradação, principalmente do elemento sensor, que ocorre em ambiente espacial.

A reconstrução da irradiância com base nos dados observados pelos instrumentos é fundamental para estudo do clima global em longas escalas de tempo como também em outras áreas de estudo da física solar como a heliosismologia ou variações em curtas escalas de tempo como são os flares ou as ejeções de massa coronal que podem afetar o clima espacial. Dessa forma o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais iniciou o desenvolvimento de um radiômetro absoluto de banda larga com a finalidade de estudo

e desenvolvimento da tecnologia nacional desse modelo de instrumento. Nesse artigo descrevemos os esforços preliminares no INPE para construir um protótipo para testes de bancada e para auxiliar na caracterização mecânica e eletrônica do instrumento.

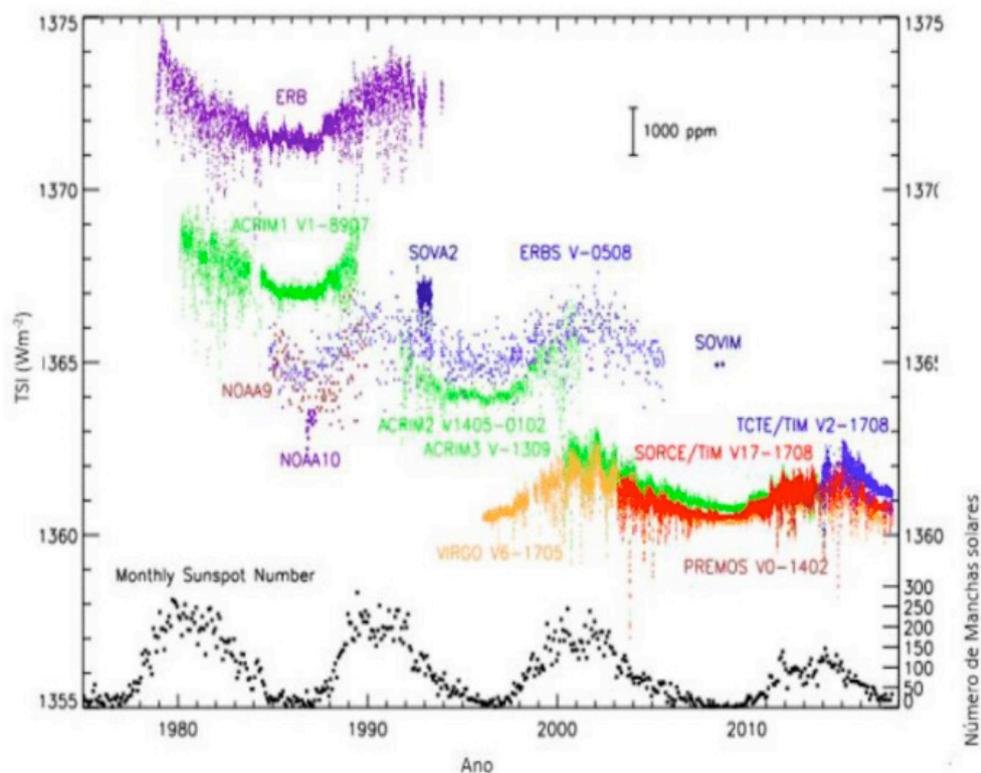


Figura 1- O registro de dados da TSI realizada por diferentes instrumentos. Adaptado de KOPP, G, 2016

2 | DELINEAMENTO DO PROJETO

O instrumento faz parte da Missão GSST (*Galileo Solar Space Telescope*) que tem como objetivo realizar observações da evolução da estrutura magnética da fotosfera, cromosfera, região de transição e corona solar. A missão é composta por um conjunto de instrumentos incluindo um radiômetro para monitorar a variabilidade da emissão eletromagnética total que chega ao topo da atmosfera terrestre (TSI). Atualmente, a missão está em fase de análise na divisão de Engenharia e Tecnologia Espaciais do INPE. Além dos objetivos científicos, o desenvolvimento do instrumento tem importância fundamental para a capacitação e exploração de novas tecnologias em diferentes áreas. O projeto engloba uma equipe multidisciplinar do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais em cooperações com o Laboratório Nacional de Astrofísica (LNA) e a Universidade de São Paulo (USP). A elaboração do projeto está seguindo um procedimento formal e estruturado de engenharia de sistemas para o desenvolvimento do radiômetro de banda larga. Essa abordagem nos permite definir objetivamente os requisitos para o instrumento, especificamente, no gerenciamento dos seguintes itens: definição dos objetivos, o escopo, e os produtos do projeto; identificação de restrições,

premissas, riscos e dependências; desenvolvimento de conceito; requerimentos técnicos; definição dos orçamentos; definição de normas técnicas; preparação da documentação para aquisição de componentes; modelagem de desempenho; verificação e validação; montagem, integração, testes, e comissionamento. Nesta fase do projeto, estamos construindo um protótipo de bancada para a realização dos testes iniciais e para ajudar na caracterização da estrutura mecânica, eletrônica e óptica. Embora seja o projeto de um protótipo de prova de conceito, todos os requisitos estão sendo definidos próximos aos requisitos para a operação espacial (BERNI, L. A. *et al.*, 2016).

3 | DESCRIÇÃO DO PROJETO

O Radiômetro de banda larga brasileiro é um radiômetro de substituição elétrica (*electrical substitution radiometer*). O projeto conceitual do instrumento baseia-se em radiômetros existentes, como o instrumento TIM a bordo do satélite SORCE (KOPP, Greg; LAWRENCE, 2005). Esse tipo de instrumento depende fortemente de cavidades absorvedoras de radiação solar, a qual foi construída de prata pura (99,4 - 99,9%) eletrodepositada devido à alta condutividade térmica. O interior da cavidade foi revestido com um material preto para absorver a luz solar incidente. Como material absorvedor, nesse projeto, foi utilizado um filme de Ni-P enegrecido. O desenvolvimento do filme de Ni-P enegrecido foi estudado e as relações entre estrutura morfológica, composição química e absorção de revestimento foram descritas em CARLESSO *et al.* (2017). O filme de Ni-P foi depositado no interior da cavidade utilizando a técnica *electroless* e, posteriormente, enegrecido através de ataque químico utilizando um ácido oxidante. Na Figura 2 observa-se duas versões com diferentes geometrias das cavidades construídas. A geometria cônica foi alterada adicionando-se uma extremidade curva com o objetivo de auxiliar no fluxo da solução durante a deposição do Ni-P e também no enegrecimento do filme.

Posteriormente, um fio resistor será envolto na parede exterior das cavidades, somente na região cônica, para aquecer a mesma região aquecida quando o sensor é exposto à radiação solar. Essa resistência é encapsulada com uma camada epoxy para manter uma boa condução térmica do enrolamento para a cavidade. Externamente a cavidade é revestida com ouro para reduzir as perdas radiativas para o meio.

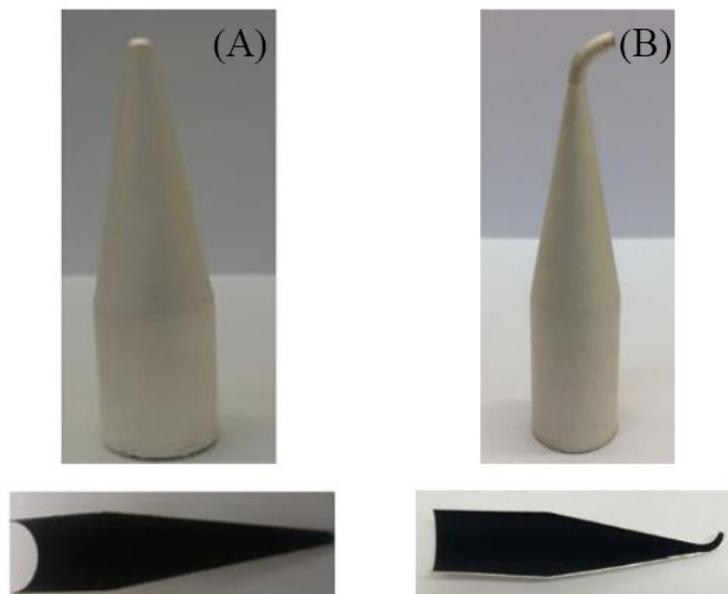


Figura 2 - Cavidade absorvedora de radiação solar cônica (A) e cavidade de extremidade curva (B) com revestimento interno de Ni-P enegrecido.

A calibração do radiômetro completo é um fator determinante para obtenção de medidas confiáveis. Além disso, a calibração de cada subsistema permite fazer um levantamento completo de todas as incertezas envolvidas. A absorção da cavidade (α) é uma das fontes individuais de incerteza, ou seja, contribui para a incerteza do instrumento completo. A grandeza medida para a determinação da incerteza é a refletância da cavidade ($1 - \alpha$). As medidas de refletância foram realizadas no INPE utilizando uma configuração experimental, visualizada Figura 3, constituída basicamente de uma lâmpada halogênia de quartzo como fonte, um monocromador (*OL 750-M-D Double Monochromator da Gooch & Housego*), um módulo óptico (*OL 750-10 Mirror Imaging Optics Module*) para focar na saída da esfera integradora (*Newport*) e um detector (*OL 750-HDS-300 Silicon*). Como referência foi utilizado o padrão LabsphereR (*Spectralon Reflectance SRT-99-050*). Na Figura 4 visualiza-se a refletância espectral total da cavidade na região de 400 nm a 1000 nm. Observa-se que a refletância total aumenta significativamente partir de 700 nm, mas não excede 0,5 % para comprimentos de onda menores que 1000 nm.

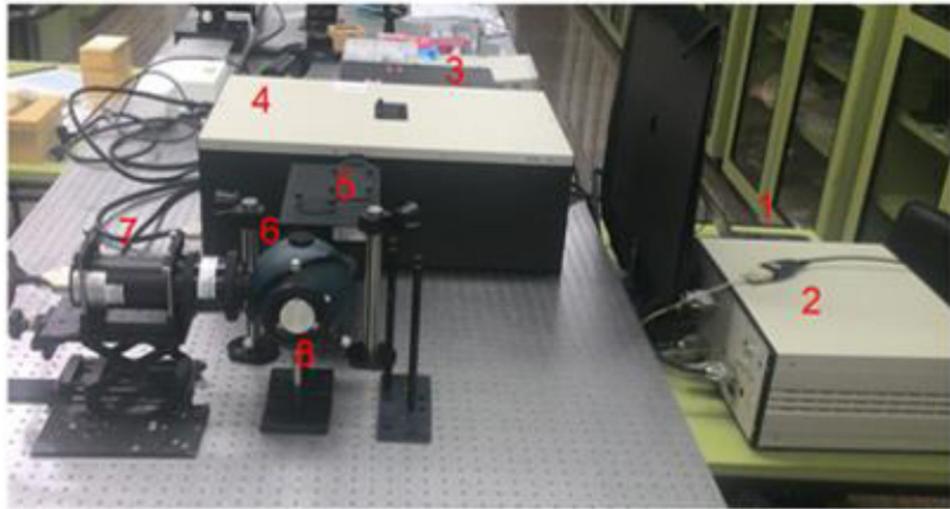


Figura 3 - Imagem da configuração experimental para medidas de refletância. 1 – Computador, 2 – Controlador, 3 – Fonte, 4 – Monocromador duplo, 5 – Módulo de Imagem Óptica de Espelho, 6 – Esfera integradora, 7 – Detector e 8 – Amostra.

O instrumento (Figura 5) opera com três cavidades alternadamente, para aumentar a vida útil do dispositivo enquanto a quarta cavidade é utilizada como referência e só é exposta anualmente. Através desse ciclo de exposição das cavidades é possível monitorar a degradação do material absorvedor e fazer as correções necessárias nas medidas da TSI. As cavidades cônicas são mantidas a uma temperatura de equilíbrio de 31°C através da passagem de uma corrente elétrica pelos resistores. Quando um dos *shutter* é aberto, expondo a cavidade à radiação solar, a temperatura da cavidade tende a aumentar. A corrente é, então, ajustada para que a temperatura seja mantida. Assim a queda de corrente é mensurada, e conhecendo a área de entrada do radiômetro é possível determinar, a potência ótica. Para essas medidas as cavidades operam sempre em pares enquanto uma é exposta a radiação a outra é mantida com o obturador fechado à temperatura de referência. A determinação da potência ótica é relativamente simples, no entanto, a verificação das incertezas envolvidas e aplicação das correções é primordial para obtenção de medidas válidas.

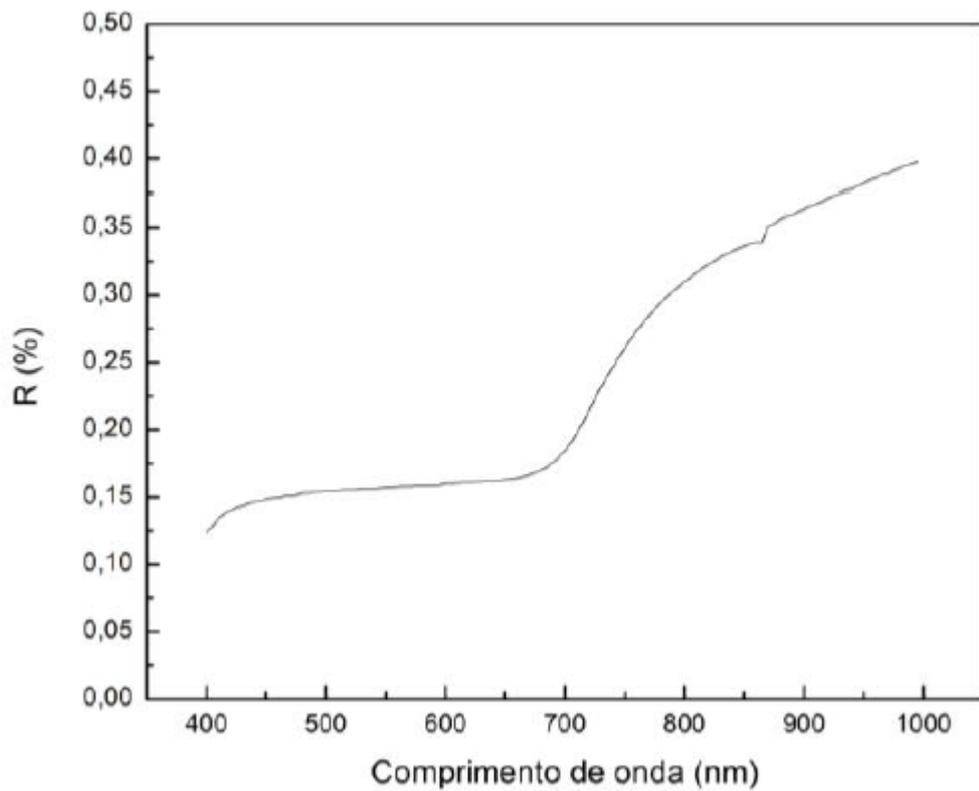


Figura 4 - Refletância total da cavidade em função do comprimento de onda.

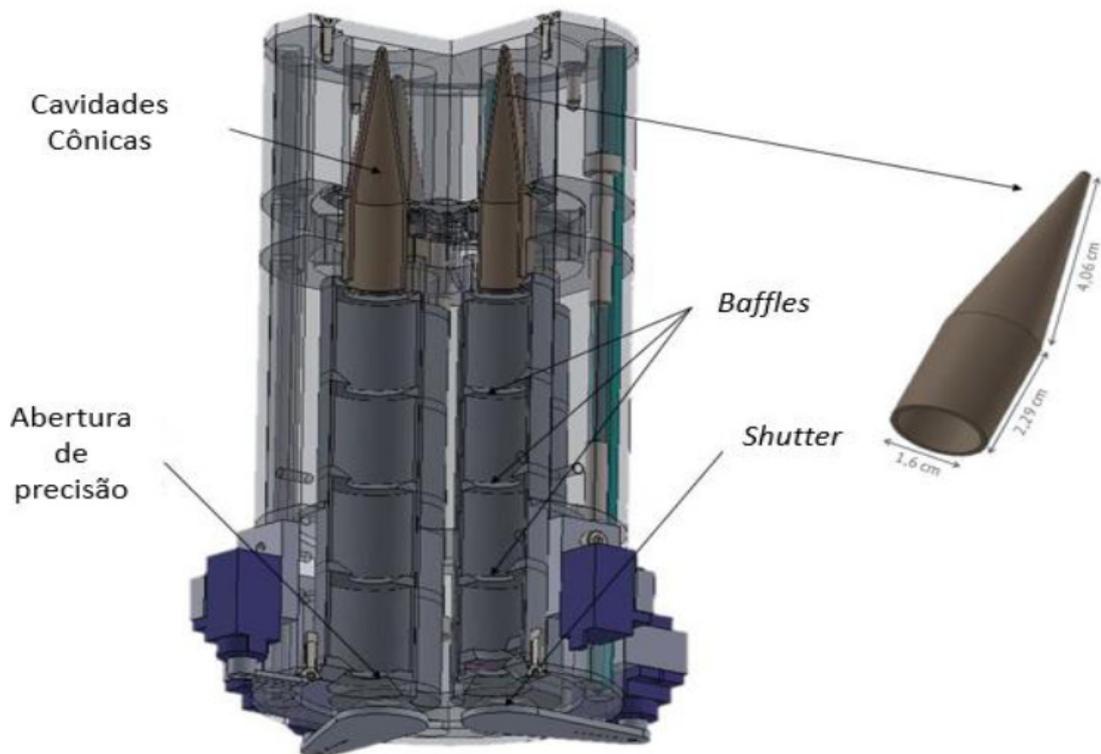


Figura 5- Projeto do Radiômetro absoluto em desenvolvimento. Adaptado de BERNI, L. A. *et al.*, 2016

Uma primeira versão do desenvolvimento do radiômetro foi construída na Escola

da engenharia EEL-USP/Lorena utilizando a plataforma Arduino para a capacitação de recursos humanos. Foram elaborados circuitos de alimentação, drivers de potência, circuitos de conversão de sinais e um sistema para transmissão de dados via radiofrequência. O radiômetro realiza medidas em solo, embora funcione similarmente aos instrumentos TIM (MENEZES, 2017).

4 | CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse é o primeiro projeto de um radiômetro absoluto de banda larga no Brasil e nessa fase está sendo construído um demonstrador de conceito. Para isso estamos empregando um modelo para o ciclo de vida do desenvolvimento do sistema que descreve as atividades a serem realizadas e os resultados que devem ser produzidos durante o desenvolvimento. Uma primeira versão do elemento sensor com baixa refletância já foi finalizada bem como o desenvolvimento de metodologias para a sua caracterização óptica.

REFERÊNCIAS

BERNI, L. A. *et al.* Preliminary design of the brazilian's national institute for space research broadband radiometer for solar observations. **Proceedings of the international astronomical union**, 2016. v. 12, n. S328, p. 224–226.

BUTLER, J. J. *et al.* Sources of differences in on-orbital total solar irradiance measurements and description of a proposed laboratory intercomparison. **Journal of research of the national institute of standards and technology**, 1 ago. 2008. v. 113, n. 4, p. 187–203.

CARLESSO, F. *et al.* Nickel-phosphorous development for total solar irradiance measurement. **Proceedings of the international astronomical union**, 2016. v. 12, n. S328, p. 221–223.

ERMOLLI, I. *et al.* Recent variability of the solar spectral irradiance and its impact on climate modelling. **Atmospheric chemistry and physics**, 2013. v. 13, n. 8, p. 3945–3977.

KOPP, G. *et al.* The tsi radiometer facility - absolute calibrations for total solar irradiance instruments. **Proc. spie**, 2007. v. 6677, p. 667709.

KOPP, G. **Driving solar measurements**. São José dos Campos: LASP, 2014.

KOPP, G. Magnitudes and timescales of total solar irradiance variability. **Journal of space weather and space climate**, 2016. v. 6, n. 27, p. A30.

KOPP, G.; LAWRENCE, G. The total irradiance monitor (tim): instrument design. **The solar radiation and climate experiment (sorcer): mission description and early results**, 2005. p. 91–109.

MENEZES, R. T. De. **Desenvolvimento de instrumentação aplicada ao estudo da atividade solar**. São José dos Campos: Instituto nacional de Pesquisas Espaciais, 2017.

PARR, A. C.; DATLA, R. U.; GARDNER, J. **Optical radiometry**: Academic Press, 2005.

VIEIRA, L. E. A. *et al.* Evolution of the solar irradiance during the holocene. **iaap**, 2011. v. 531, p. A6.

WALTER, B. *et al.* The clara / norsat-1 solar absolute radiometer : instrument design , characterization and calibration. **Metrologia**, 2017. v. 54, n. 5, p. 674–682.

PROJETO, DESENVOLVIMENTO E TESTE DE FOGÕES SOLARES

Diego Lopes Coriolano

Instituto Federal de Sergipe
Aracaju-Sergipe

Erico Diogo Lima da Silva

Instituto Federal de Sergipe
Aracaju-Sergipe

Iraí Tadeu Ferreira de Resende

Instituto Federal de Sergipe
Aracaju-Sergipe

Vanina Cardoso Viana Andrade

Instituto Federal de Sergipe
Aracaju-Sergipe

Denilson Pereira Gonçalves

Instituto Federal de Sergipe
Aracaju-Sergipe

Renan Tavares Figueiredo

Universidade Tiradentes
Aracaju-Sergipe

Odélsia Leonor Sanchez de Alsina

Universidade Tiradentes
Aracaju-Sergipe

RESUMO: Atualmente, com o aumento da população mundial, a necessidade de cozimento de alimentos cresce e com isso existe uma grande necessidade de se obter novas alternativas de geração de calor de maneira sustentável. Nesse contexto, o Brasil necessita de novas fontes geradoras e a

energia solar pode ser uma solução, por ser limpa e renovável. Este trabalho consistiu no projeto, montagem e aplicação de três protótipos de baixo custo de fogões solares. Para a construção do concentrador utilizou-se uma antena tipo parabólica de 900 mm de diâmetro e 50 mm de profundidade com 401 espelhos, de dimensões 40 x 40 mm, colados na superfície da antena, já o tipo caixa foi construído em caixas de papelão de 470 x 350 mm e 300 x 410 mm pintadas em preto e revestidas internamente com papel alumínio, isoladas termicamente, e um vidro na parte superior para ganho de calor com o efeito estufa e o fogão tipo funil foi construído com papelão em forma de um funil gigante, sendo essencial utilizar um recipiente para cobrir a panela e fazer o efeito estufa. A finalidade de artigo é analisar o cozimento de alimentos com o concentrador solar, para demonstrar uma das suas aplicações, e com os fogões solares. O concentrador atingiu temperatura máxima de 187 °C na panela de metal e os fogões solares atingiram a temperatura de 78 °C e 111 °C no tipo caixa e tipo funil, respectivamente. Os três protótipos projetados mostraram eficientes para o cozimento de alimentos, podendo ser uma alternativa viável para substituir o cozimento tradicional com lenha e gás.

PALAVRAS-CHAVE: Fogão Solar, Energia Solar, Sustentabilidade

ABSTRACT: Nowadays, as the world population grows, the need for cooking food grows and there is a great need to obtain heat generation new alternatives in a sustainable way. In this context, Brazil needs new generating sources and solar energy can be a solution, because it is clean and renewable. This work consists of no design, assembly and application of three low-cost prototypes of solar cookers. For the construction of the concentrator was used a parabolic antenna of 900 mm in diameter and 50 mm of depth with 401 mirrors, of dimensions 40 x 40 mm, glues in the surface of the antenna, already has box box built in cartons of 470 x 350 mm and 300 x 410 mm painted in black and internally lined with thermally insulated aluminum foil and a top glass for heat gain with the stove effect and funnel type cooker was built with cardboard in the form of a giant funnel, being essential, use a container to cover a pot and greenhouse. The purpose of the article is to analyze the cooking of food with the solar concentrator, to demonstrate one of its applications, and with the solar cookers. The maximum temperature concentrator of 187 ° C in the metal pan and the solar cookers at the temperature of 78 ° C and 111 ° C not box type and funnel type, respectively. The three prototypes designed were efficient for cooking food, and could be a viable alternative to replace traditional cooking with firewood and gas.

KEYWORDS: Solar Cooker, Solar Energy, Sustainability

1 | INTRODUÇÃO

Atualmente, as energias renováveis, como a energia solar, são usadas em diferentes países em todo o mundo para fins de cocção. O dispositivo que é usado para cozinhar alimentos usando energia solar é conhecido como fogão solar e tem aplicação efetiva em energia solar conversão de energia. A cozedura solar é eficaz nas partes de mundo onde a irradiação solar é entre 450 W/m² a 1100 W/m² (Islam, 2014)

Os fogões solares foram apresentados há muito tempo como uma solução interessante para o problema do mundo de diminuir o uso de lenha e outros problemas ambientais associados à demanda de combustível para cozinhar. O uso de fogões solares resulta em economia de combustível, além de aumentar a segurança energética para as famílias rurais que utilizam combustíveis comerciais. (Al-Soud, 2010)

Yettou (2014) ao considerar as aplicações térmicas da energia solar, o cozimento solar apresenta a melhor opção e mais promissor para a energia solar térmica. Os fogões solares oferecem muitas vantagens, incluindo economia de combustível, redução na emissão de gases de efeito estufa, economia de lenha, baixo custo e alta durabilidade, entre outros. No entanto, em muitas partes do mundo, especialmente nos países em desenvolvimento, os recursos de energia para a cozinha a lenha e os combustíveis fósseis ainda predominam com a maior parcela do consumo global de energia no setor residencial. Esta situação cria sérios problemas ecológicos, como o desmatamento, problemas econômicos e de saúde com o uso de lenha. Por outro lado,

espera-se que a demanda global de energia para cozimento de alimentos aumente com o aumento da população nos próximos anos, podendo agravar ainda mais os problemas supracitados.

Há uma grande quantidade de modelos de fornos solares, desenvolvidos em muitos países. Por exemplo, uma gama diversificada de fornos de concentrador parabólico, também fornos tipo caixa. As cozinhas mais avançadas aparecem em tubos de vácuo, concentradores simples com superfícies refletoras de baixo custo, e assim por diante. O fogão solar é uma tecnologia social que permite ao mesmo tempo a obtenção de bons alimentos e o desenvolvimento sustentável, diminuindo o impacto no meio ambiente, reduzindo, mesmo que parcialmente, o consumo de lenha (Moura, 2007).

É uma maneira simples, segura e conveniente de cozinhar alimentos sem consumir combustíveis, aquecer a cozinha e poluir o meio ambiente. É apropriado para milhões de pessoas em todo o mundo com combustível e recursos financeiros escassos para pagar o combustível para cozinhar. Os fogões solares também podem ser usados para ferver água, fornecendo acesso a água potável para milhões de pessoas, prevenindo as doenças transmitidas pela água. Os fogões solares têm muitas vantagens, sobre a saúde, renda dos usuários e sobre o meio ambiente (Kimambo, 2007).

Dentro os diversos tipos de fogão solar, há o fogão tipo caixa que possui em sua estrutura básica conta com placa refletora e uma superfície enegrecida cuja finalidade é absorver os raios solares. Esta absorção promove a conversão de energia em calor que, suprimido pelo espelho, gera o calor para cocção. Em suma, a capacidade térmica resultante da placa refletora é de extrema importância no funcionamento do fogão, interferindo diretamente na sua eficiência (Cuce, 2013).

O fogão solar tipo funil é um refletor tem a forma de um funil gigante forrado com uma folha de alumínio, fácil de fazer. Esse funil é como um fogão parabólico, exceto pelo fato de que a luz é concentrada ao longo de uma linha (não um ponto) no fundo do funil. (Jones, 2003).

Portanto o objetivo deste trabalho é projetar, desenvolver e testar três tipos diferentes de fogões solares comparando as diferenças térmicas e o tempo de cozimento dos alimentos obtidos pelo uso do fogão solar tipo caixa, tipo funil e tipo concentrador solar.

2 | MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Fogão Solar Tipo Caixa

O fogão solar utilizado para os experimentos foi o tipo caixa, onde foi levado em

consideração o baixo custo de montagem, sendo os materiais de fácil aquisição e tendo ainda como finalidade a possibilidade do seu uso por famílias de baixa renda, como tecnologia social.

Para a montagem do fogão foram utilizadas duas caixas de papelão de tamanhos diferentes, de forma que uma caixa posicione-se dentro da outra com folga de 20 mm entre as caixas, isopor para realizar o isolamento térmico entre as caixas, um pedaço de papelão maior que a caixa grande, com o intuito de fazer a tampa para refletir os raios solares para dentro do forno e melhorar a eficiência energética, um vidro cortado com tamanho da caixa menor, para diminuir as perdas térmicas, uma chapa de metal de metal preta, para absorver a energia solar e papel alumínio para cobrir a tampa e a parte interna do forno solar, apresentado na Fig. 1.



Figura 1: Detalhe do fogão solar tipo caixa

2.2 Fogão Solar Tipo Concentrador Solar Parabólico

Nos experimentos realizados foi utilizado um concentrador solar de foco fixo montado na base de uma antena parabólica tipo de televisão, com 900 mm de diâmetro e 50 mm de profundidade, projetado um sistema de suporte regulável na altura e direção para melhor ajuste do foco, visando aproveitamento da máxima incidência solar. Na superfície do concentrador, foram utilizados 401 espelhos de área 160 mm² cada, fixados com cola de silicone própria para espelhos, conforme mostra a Fig. 2.



Figura 2: Detalhe do fogão solar com concentrador parabólico

2.3 Fogão Solar Tipo Funil

O fogão Fun-Panel é um fogão solar portátil que se baseia no design do fogão de funil solar. Normalmente feitos de painéis de papelão, que pode ser reciclado de caixas de papelão usadas, com revestimento de superfície reflexiva, como papel alumínio, filmes de poliéster metalizado, folhas de alumínio polido. Os painéis são dobrados de modo a concentrar o foco onde será colocada a panela para cocção. Este tipo de fogão apresenta menor rendimento, temperaturas de até 100 °C ou pouco mais (é possível cozinhar nestas temperaturas). O tempo de cozimento é maior. Para maior rendimento a panela deve ser revestida de saco plástico para fornos (300 °C) ou recipiente de vidro transparente.

Os materiais de construção necessários para fazer um fogão Fun-Panel são simples e de baixo custo. Uma caixa de papelão que mede cerca de 500 mm em todas as arestas. Outros materiais de construção necessários são parafusos, arruelas, papel alumínio e porca plástica. Para construir, corte a caixa de papelão em forma de cubo para obter dois grandes painéis retangulares como mostrado na Fig.3.a. Cada painel retangular grande é composto de uma face quadrada da caixa juntamente com uma aba de cobertura. Colado papel de alumínio em um lado de cada um dos dois grandes painéis de papelão retangulares. Junte os dois grandes painéis retangulares, para formar o fogão, conforme apresta a Fig. 3.b

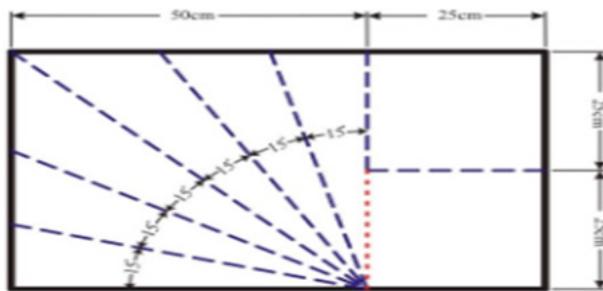


Figura 3.a Dimensões do fogão solar



Figura 3.b Fogão Solar tipo funil

2.4 Instrumentação e Aquisição de Dados

A medição da temperatura do forno solar tipo caixa e tipo funil foram realizadas por um sensor de temperatura tipo K conectado ao multímetro modelo Hiraki HM-2010. Os dados foram coletados manualmente e anotados com intervalo de 5 em 5 minutos, durante os experimentos. Para aferição da temperatura no fogão solar tipo concentrador, utilizou-se uma câmera térmica infravermelha THT47 da HT Instruments que possui uma faixa de temperatura de $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ com um $0,06\text{ }^{\circ}\text{C}$ de sensibilidade térmica para a medição das temperaturas e um termômetro infravermelho da Fluke com range de -30 a $350\text{ }^{\circ}\text{C}$. Por fim, para medição da temperatura ambiente utilizou-se a Estação Meteorológica Oregon Scientific - WMR200A instalada no local dos experimentos.

3 | RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Concentrador Solar de Foco Fixo

Foram realizados experimentos no Instituto Federal de Sergipe para obtenção de resultados para comprovação de eficiência do concentrador solar. O primeiro experimento utilizou-se ovos (29/01/2016), o segundo camarão (05/02/2016), o terceiro peixe (20/05/2016), e no quarto frango (20/05/2016) todos com manteiga na frigideira para melhorar o preparo; ambos os experimentos realizados no entre 11h30minh e 13h00min.

Souza et al. (2010) utilizaram uma antena tipo parabólica de 600 mm de diâmetro com o objetivo de verificar a ebulição da água aplicada ao foco do concentrador solar, a temperatura máxima atingida na panela foi de $123\text{ }^{\circ}\text{C}$ e a temperatura da água $78\text{ }^{\circ}\text{C}$. A segunda etapa do trabalho foi aumentar a eficiência térmica do projeto, para isso foi acoplada outro concentrador de 600 mm de diâmetro e a temperatura máxima foi $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ na panela e a água atingiu $100\text{ }^{\circ}\text{C}$, comprovando ser eficiente o protótipo construído.

Experimento 1: Ovos.

A estrutura do concentrador foi montada e logo após começou o preparar do ovo que foi exposto ao foco do concentrador, conforme Fig. 4. A escolha do ovo, como primeiro alimento, foi pelo fato de ser um alimento de fácil preparo, para verificar a eficiência do concentrador projetado. O experimento iniciou-se com a temperatura ambiente de 30 °C verificou-se que o foco gerado pelo concentrador estava sendo suficiente, porém um problema naquele dia foram as nuvens. A temperatura máxima na frigideira foi de 117 °C e o experimento teve duração de 31 min.



Figura 4. Frigideira, com ovo, colocada no foco do concentrador solar e o multímetro fazendo a leitura da temperatura na panela.

Experimento 2: Camarão.

Os camarões foram colocados na frigideira e exposto ao foco do concentrador. A temperatura ambiente média no local foi de 31 °C, a temperatura máxima da frigideira, sem os camarões, foi de 182 °C (Fig. 5). Apesar de céu nublado e algumas nuvens a temperatura máxima na frigideira, com os camarões, foi de 162 °C e após 25 min os camarões estavam prontos.

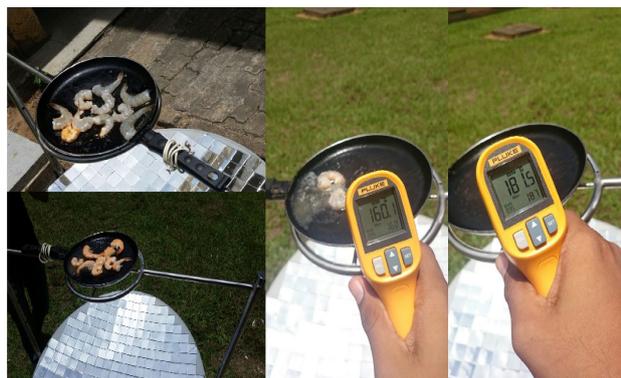


Figura 5. Frigideira, com camarão, colocada no foco do concentrador solar e o multímetro fazendo a leitura da temperatura na panela.

Experimento 3: Peixe

O clima no dia estava favorável, céu claro e sem nuvens, com temperatura ambiente média de 34 °C e céu ensolarado com poucas nuvens. Os filés de peixe foram colocados na frigideira com manteiga (Fig.6), no início do experimento a temperatura

era de 42,4 °C, após 2 min exposto ao Sol a frigideira apresentava uma temperatura de 102,3 °C e atingiu a temperatura máxima de 150 °C, após 6 min. O experimento apresentou êxito e em 26 min o peixe estava cozido.



Figura 6. Frigideira, com peixe, colocada no foco do concentrador solar e o termômetro fazendo a leitura da temperatura na panela.

Experimento 4: Frango

O frango foi colocado na frigideira, untada com manteiga, e colocado no foco do concentrador solar. A temperatura média ambiente no local do experimento era de 34 °C. A temperatura máxima na frigideira foi de 166 °C e assim se manteve estável até que conseguimos fritar o frango, conforme apresenta a Fig. 7. O cozimento teve duração de 31 min apresentou textura e sabor conforme os padrões.

Após a realização dos experimentos, verificou-se que o concentrador solar se mostrou eficiente para o preparo de alimentos, comprovante uma das suas aplicações de conversão de energia. O custo de fabricação do fogão foi de, aproximadamente, R\$120.



Figura 7. Frigideira, com frango, colocada no foco do concentrador solar e o multímetro fazendo a leitura da temperatura na panela.

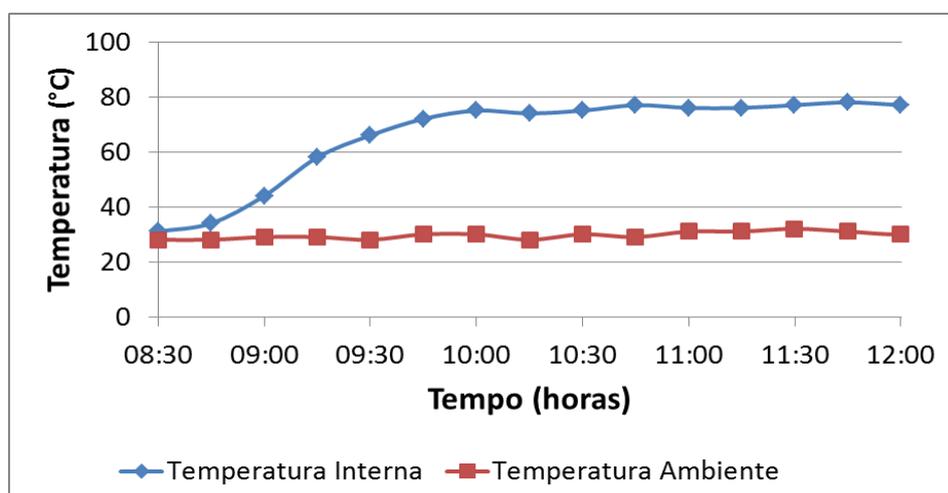
3.2. Fogão Solar Tipo Caixa

O experimento foi realizado no Instituto Federal de Sergipe no dia 27/05/2016. Visando melhor análise dos dados coletados de temperatura interna do fogão, com o multímetro, foi aferida a temperatura ambiente com o sistema de aquisição de dados de baixo custo, utilizando o sensor LM35 e a plataforma arduino. A Fig. 8 apresenta o fogão solar, a temperatura instantânea no interior do fogão era 78 °C.

Na Fig. 9 indica a temperatura interna do fogão solar e a temperatura ambiente. Utilizou-se duas panelas, a primeira com arroz integral e a segunda com carne moída com legumes. Para o cozimento dos alimentos foi necessário um tempo de exposição ao Sol de 3 h e 20 min. Percebe-se que a temperatura interna do fogão cresceu nos primeiros 90 minutos e, praticamente, manteve-se estável em 78 °C. Já a temperatura ambiente, houve uma variação entre o valor máximo e mínimo de 4 °C e apresentou uma média de 33,2 °C durante o experimento. Moura (2007) utilizou um forno solar tipo caixa, visando o preparo de pizza pré-cozida, e atingiu temperatura máxima de 71 °C com temperatura ambiente de 32 °C com tempo de preparo de 1h e 09min.



Figura 8: Fogão solar para cozimento de alimentos.



3.3 Fogão Solar Tipo Funil

O experimento foi realizado no IFS no dia 18/11/2017 para o cozimento de carne moída com legumes. Teve início às 9h e terminou às 11:15. A temperatura máxima registrada no interior da panela foi de 111 °C aferida com o sensor de temperatura tipo K conectado ao multímetro modelo Hiraki HM-2010 e a temperatura ambiente máxima foi 32,6 °C registrada com a estação meteorológica instalada no local do experimento. A Fig. 10 apresenta o alimento ao final do cozimento com o fogão solar tipo funil.



Figura 10: Carne moída com legumes após 2h15min cozinhando no fogão solar tipo funil

Nesse experimento constatou-se a necessidade de acompanhar junto com a temperatura ambiente a radiação solar da região. Os dados de radiação solar no nível do solo são importantes para uma ampla gama de aplicações em meteorologia, engenharia, ciências agrícolas (particularmente para física do solo, hidrologia agrícola, modelagem de culturas e estimativa de evapotranspiração de culturas), bem como na saúde. (Belúcio, 2014; Badescu, 2014).

Na Fig. 11 apresenta o gráfico com a temperatura interna da panela, temperatura ambiente e a radiação solar coleta através do INMET, 2017.

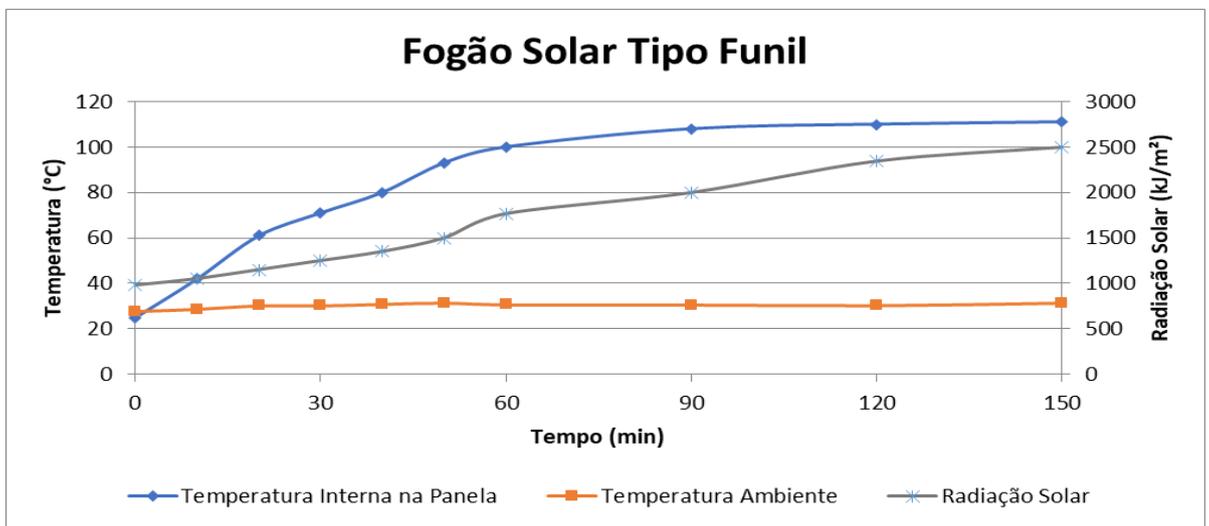


Figura 11: Temperatura interna na panela, temperatura ambiente e radiação solar no experimento do fogão tipo funil

4 | CONCLUSÕES

O uso da energia solar, por ser uma energia limpa e renovável, vem sendo ampliado cada vez mais, como também a busca de novas tecnologias para o seu aproveitamento, tal pesquisa pôde evidenciar a exploração de uma nova fonte de energia para a produção de alimentos, com um produto saudável, de baixo custo e com a utilização de matérias-primas acessíveis.

O fogão solar tipo concentrador de foco fixo apresentou a maior temperatura na panela, ainda sem o alimento (182 °C), após inserir os alimentos houve uma diminuição da temperatura que não comprometeu a cocção. O fogão tipo concentrador solar foi utilizado para fritar os alimentos. Já o fogão tipo caixa atingiu temperatura máxima de 78°C em 90 min e também obteve sucesso na cocção da carne moída com legumes e do arroz integral em aproximadamente 210 min. Por fim, o fogão tipo funil registrou temperaturas acima de 110 °C e cozinhou carne moída com legumes em 135 min.

Portanto, os resultados obtidos a partir deste trabalho mostram que, em várias condições de insolação e vento, diferentes tipos de fogões solares são superiores aos outros, apresentando vantagens e desvantagens em cada caso particular.

A comparação entre os três tipos de fogões mostra que nas melhores condições de operação, os fogões solares tipo caixa têm menor temperatura em comparação com os fogões tipo funil. O fogão solar tipo concentrador atingiu temperaturas mais elevadas e, conseqüentemente, tempos de cozimento mais baixos do que qualquer outro fogão testado em dias ensolarados sem nuvens e céu limpo. Recomenda-se que o concentrador solar seja o tipo de fogão mais adequado em áreas com longas durações de forte radiação solar sem cobertura de nuvens e, principalmente, baixa interferência do vento.

Os fogões solares mostram-se como protótipos ideais de captação da energia

solar, mesmo em meses de pouca incidência solar, sendo capaz de atingir altas temperaturas em pouco tempo e, assim, realizar o cozimento dos alimentos. Ademais, a capacidade térmica do concentrador pode ser utilizada para fins diversos dentro do ramo energético. Além disso, o uso de fogões solares ao invés do fogão convencional é importante para a conscientização socioambiental da população sobre a utilização de energias limpas e que não atingem negativamente o meio ambiente.

As tecnologias de cozimento solar podem desempenhar um papel fundamental para reduzir ou substituir o consumo de energia de outras fontes em um futuro próximo. Adicionalmente, a cozinha solar é a melhor opção que oferece um uso promissor para a energia solar. Além de suas diversas vantagens (por exemplo, economia de combustível e energia elétrica, redução de CO₂, conservação de lenha e etc.), a divulgação em grande escala de fogões solares ainda é limitada devido a diversos problemas. Para superar essa limitação e apreender mais benefícios desses sistemas, mais tentativas de pesquisa devem ser realizadas no futuro em todo o mundo, para aumentar sua eficiência e melhorar seu desempenho atual.

Como trabalhos futuros, recomenda-se a medição da radiação solar em todos os experimentos e com estações solarimétrica instaladas no local onde o experimento está sendo realizado e com coletas das informações em intervalos menores aos que foram apresentados nesse trabalho.

REFERÊNCIAS

Al-Soud, M. S., Abdallah, E., Akayleh, A., Abdallah, S., & Hrayshat, E. S. (2010). **A parabolic solar cooker with automatic two axes sun tracking system**. Applied Energy, 87(2), 463-470.

Arenas JM (2007) **Design, development and testing of a portable parabolic solar kitchen**. Renew Energy 32:257–266

Badescu, V. **Modeling solar radiation at the earth's surface**. Springer, 2014.

Belúcio, L. P., da Silva, A. P. N., Souza, L. R., & de Albuquerque Moura, G. B. (2014). **Radiação solar global estimada a partir da insolação para Macapá (AP)**. Revista Brasileira de Meteorologia, 29(4), 494-504.

Cuce, Erdem; Cuce, P. M. **A comprehensive review on solar cookers**. Applied Energy, v. 102, p. 1399-1421, 2013.

INMET, **Consulta Dados da Estação Automática**. 2017. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br>. Acessado 18 nov. 2017.

Islam, Md Didarul et al. **Indirect Solar Cooking Using a Novel Fresnel Lens and Determination of its Energy and Exergy Efficiencies**. In: ASME 2014 12th Biennial Conference on Engineering Systems Design and Analysis. American Society of Mechanical Engineers, 2014. p. V002T09A011-V002T09A011.

Jones, S. E. **O Fogão Solar de Funil Como fazer e usar o Fogão e Refrigerador Solar da BYU**. Brigham Young University. Disponível em: < <http://solarcooking.org/portugues/funnel-pt.htm> > Acessado em 10 nov. 2017.

Kimambo, C. Z. M. **Development and performance testing of solar cookers**. Journal of energy in Southern Africa, v. 18, n. 3, p. 41-51, 2017.

Moura, J. P. **Construção e avaliação térmica de um fogão solar tipo caixa**, Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, UFRN, 2007.

Mussard, Maxime; Gueno, Alexandre; Nydal, Ole Jørgen. **Experimental study of solar cooking using heat storage in comparison with direct heating**. Solar Energy, v. 98, p. 375-383, 2013.

Souza, L. G. M.; Ramos Filho, R. E.; Medeiros JR., A. P.; Bezerra, C. M.; Rebouças, G. F. S.; CABRAL, R. **Fogão Solar com Parábola Reciclável de Antena** VI CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA MECÂNICA, Campina Grande, 2010.

Yettou, F. et al. **Solar cooker realizations in actual use: An overview**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 37, p. 288-306, 2014.

PROPOSTA DE RETROFIT NO SISTEMA DE ILUMINAÇÃO E ESTUDO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM DOS BLOCOS DA UTFPR EM CURITIBA

Larissa Barbosa Krasnhak

Universidade Tecnológica Federal do Paraná,
Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil
Curitiba – Paraná

Jair Urbanetz Junior

urbanetz@utfpr.edu.br

Universidade Tecnológica Federal do Paraná,
Programa de Pós Graduação em Sistema de
Energia
Curitiba – Paraná

these items, aiming to rationalize energy consumption on site with the installation of more efficient equipment. The study also shows a preliminary design of a photovoltaic solar system integrated with the I-J block, which is capable of generating electrical energy using photovoltaic modules, thereby increasing the energy efficiency of a building.

KEYWORDS: Photovoltaic solar energy, Sustainable constructions, Energy efficiency.

RESUMO: Este trabalho apresenta um levantamento dos equipamentos utilizados na iluminação do bloco I-J do campus Ecoville da UTFPR em Curitiba, propondo a alteração desses equipamentos, tendo como objetivo racionalizar o consumo energético no local com a instalação de equipamentos mais eficientes. O estudo ainda apresenta um pré-dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico integrado ao bloco I-J, o qual é capaz de gerar energia elétrica com a utilização de módulos fotovoltaicos, aumentando assim, a eficiência energética do edifício.

PALAVRAS-CHAVE: Energia solar fotovoltaica, Construções sustentáveis, Eficiência energética.

ABSTRACT: This paper presents a survey of equipment used in the lighting of the I-J Block Ecoville UTFPR campus, proposing to change

1 | INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica exige novas alternativas que tragam resultados efetivos para reduzir os impactos ao meio ambiente e o consumo de matéria prima, haja vista que as fontes não-renováveis de energia são as mais utilizadas no mundo atualmente, o que vem causando grande preocupação, pois dentro de alguns anos a tendência é que as fontes de matéria prima se esgotem.

Diante desse cenário, vários estudos vêm sendo conduzidos com o intuito de solucionar essa problemática, buscando o desenvolvimento de fontes alternativas para geração de energia elétrica com uma cultura sustentável, não utilizando recursos esgotáveis e, conseqüentemente, causando menos

impacto ao meio ambiente.

Sendo assim, é possível citar diversas fontes renováveis, tais como: energia hídrica; energia eólica; energia solar; energia geotérmica; energia das ondas e marés; energia da biomassa, entre outras.

Dentre as referidas fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica vem sendo cada vez mais utilizada nos países desenvolvidos, demonstrando ótimos resultados, pois sua geração é advinda do Sol, o qual é abundante e considerado inesgotável em nosso planeta.

Entretanto, a preocupação não pode centrar-se apenas com a forma de geração de energia, mas também com o consumo, buscando, para tanto, a utilização de equipamentos mais eficientes e edifícios com estratégias e modelos de funcionamento que visem a redução do consumo de energia, pois é mais vantajoso reduzir o desperdício de energia do que necessitar cada vez mais de uma maior geração de energia para o desenvolvimento das atividades.

O artigo apresenta alternativas de como reduzir o consumo de energia elétrica no bloco I-J do campus Ecoville da UTFPR em Curitiba, bem como implementar um pré-dimensionamento de um sistema para geração de energia elétrica no local, solucionando a problemática de limitação de oferta.

1.1 Construções sustentáveis

O alto crescimento populacional, a desigualdade social, a falta de planejamento das cidades, as mudanças climáticas, os desastres naturais, o alto consumo de recursos e a exploração desenfreada das florestas descrevem o modelo de crescimento atual, o qual desequilibra a relação entre o homem e o ambiente natural (LAMBERTS et al., 2007).

Segundo o Conselho Internacional da Construção (CIB), a indústria da construção é o setor que mais consome recursos naturais e energia, e o que mais contribui com a geração de resíduos sólidos, líquidos e gasosos. A estimativa é que os resíduos sólidos gerados pelo setor equivalem a mais de 50% do total. Sendo assim, as edificações possuem grande potencial para trazer bons resultados no processo de recuperação do meio ambiente, trazendo para esse setor o grande foco da busca pelo desenvolvimento sustentável (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, n.d.).

Diante desse contexto, surgem as edificações sustentáveis, que promovem o uso racional de recursos naturais e a utilização de materiais ecologicamente corretos, minimizando assim, os efeitos no ambiente em que estão inseridas. A durabilidade e a capacidade de perdurar ao longo do tempo (a maneira como responde as condições de poluição do ar, da água e do solo e aos impactos ambientais) também estão diretamente ligadas ao conceito de sustentabilidade das edificações, sendo a durabilidade uma das principais questões, pois considera a qualidade do processo construtivo e dos materiais empregados (BLUMESCHEIN, 2004).

1.2 Sistemas de iluminação artificial

Na área de iluminação, a qualidade da luz é primordial, tanto no desempenho das atividades como na influência no estado emocional e no bem-estar das pessoas. Vários trabalhos realizados no Brasil apontam alguns problemas frequentes nos sistemas de iluminação, os quais geralmente estão fora dos padrões técnicos adequados. Os problemas mais recorrentes são: iluminação em excesso, falta de aproveitamento da iluminação natural, uso de equipamentos com baixa eficiência luminosa, falta de comandos (interruptores) nas luminárias, ausência de manutenção e hábitos de uso inadequados (RODRIGUES, 2002).

Segundo a Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo realizada pelo Procel (2008), o sistema de iluminação artificial representa 26% do consumo de energia em Instituições de ensino, Gráfico 1. Por apresentar grande parte do consumo de energia, o sistema de iluminação possui grande potencial para aumentar a eficiência nessas edificações.

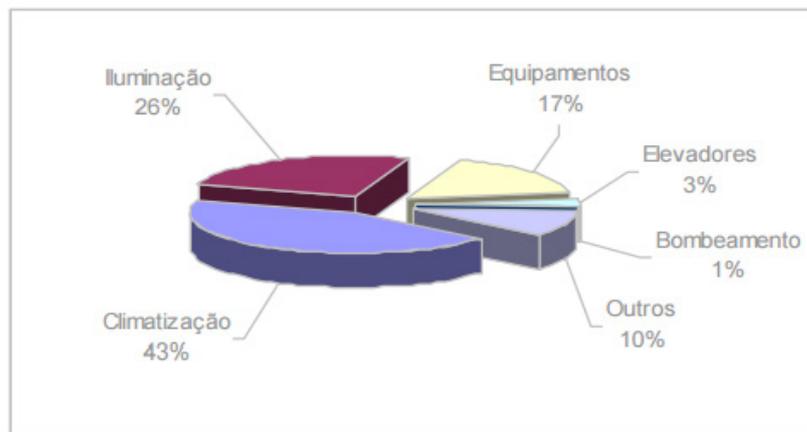


Gráfico 1: Consumo de energia em Instituições de Ensino

Fonte: PROCEL (2008)

A geração de energia elétrica convencional é centralizada e distante do ponto de consumo. Com a distribuição da energia ocorrem perdas que ocasionam o aumento nos custos de produção e causam danos às concessionárias e ao meio ambiente. Devido a esses fatores, uma boa estratégia para solucionar alguns dos problemas enfrentados pelas concessionárias e pelo meio ambiente é aumentar a eficiência energética, pois ela reduz a taxa de crescimento de demanda por energia sem diminuir os bens e serviços fornecidos (SALAMONI e RÜTHER, 2003).

A eficiência dos sistemas de iluminação artificial está diretamente ligada às características técnicas, ao rendimento e eficiência de um conjunto de elementos, dentre eles: lâmpadas, luminárias, reatores, circuitos de distribuição e controle, iluminação natural, cores das superfícies internas e mobiliário (RODRIGUES, 2002).

1.3 Energia Solar Fotovoltaica

Os raios solares além de trazerem a luz e o calor essencial para a vida na Terra podem gerar energia tanto na forma de calor como de eletricidade. A conversão direta de luz em eletricidade é chamada Energia Solar Fotovoltaica. Tal processo de conversão ocorre pelo efeito fotovoltaico, no qual as células fotovoltaicas, dispositivos fabricados com um material semicondutor, recebem os fótons (pequenos elementos provenientes da luz solar) despertando os elétrons. O movimento dos elétrons, presente no material semicondutor, gera corrente elétrica e consequentemente eletricidade (PINHO e GALDINO, 2014).

Sistema Fotovoltaico (SFV) consiste no conjunto de elementos necessários para converter diretamente energia solar em energia elétrica. O principal componente do SFV é o painel fotovoltaico e dependendo da aplicação inclui dispositivos para controle, supervisão, armazenamento e condicionamento da energia gerada. A fixação, estrutura de suporte e a fundação (quando necessária) fazem parte do SFV (LAMBERTS et al., 2010).

Os SFV podem ser classificados em duas categorias principais: sistemas isolados e sistemas conectados à rede, Fig. 1. Nos dois casos pode operar com apenas uma fonte energética (fotovoltaica) ou mais de uma fonte, denominado sistema híbrido que pode combinar energia fotovoltaica e eólica, por exemplo. Para definir qual sistema será utilizado, deve ser feito um estudo levando em consideração qual a aplicação, a disponibilidade de recursos, as restrições de cada projeto (investimento inicial, custo de manutenção, área ocupada pelo SFV, etc.), entre outros (PINHO e GALDINO, 2014).

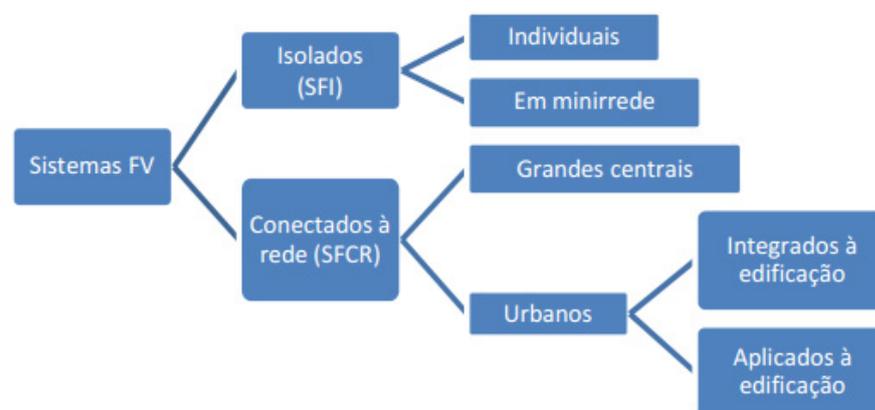


Figura 1: Sistemas FV

Fonte: Urbanetz Junior (2010)

No aspecto ambiental, a cadeia produtiva dos painéis FV possui baixo impacto e, apesar de existirem rejeitos químicos (principalmente cádmio, arsênio e selênio) decorrentes da produção, o correto descarte desses produtos evita efeitos negativos.

A emissão de gases do efeito estufa dos painéis, em todo seu ciclo de vida, são extremamente baixas e a energia empregada na fabricação é compensada em alguns meses de funcionamento (GREENPEACE, 2010).

Além dos ganhos ambientais, a energia solar fotovoltaica permite a utilização em pequena escala e pode ser instalada próxima ao ponto de consumo (na forma distribuída), minimizando as perdas de energia na transmissão e distribuição da geração centralizada (SALAMONI e RÜTHER, 2003).

2 | METODOLOGIA

Para o caso de estudo foi realizado um levantamento visual e fotográfico in loco do sistema de iluminação artificial do bloco I-J, o qual foi verificado com os projetos de iluminação do bloco fornecidos pelo Departamento de Projetos e Obras (DEPRO) da UTFPR. Para o pré-dimensionamento do sistema fotovoltaico, além de uma inspeção visual, foi realizada a conferência de alguns dados como área disponível e as dimensões necessárias, mediante o projeto da planta de cobertura, também fornecido pela UTFPR - DEPRO.

Ainda no pré-dimensionamento do sistema fotovoltaico, as coordenadas geográficas do local foram encontradas no Google Earth, os valores típicos de irradiação solar foram retirados do Banco de dados de irradiação solar do Projeto SWERA, o qual tem como base o Atlas Brasileiro de Energia Solar. O programa Radasol foi utilizado para calcular a irradiação solar incidente no plano do painel FV, considerando seu ângulo de inclinação e desvio azimutal.

O presente estudo demonstra o quanto é possível reduzir o consumo de energia do sistema de iluminação utilizando equipamentos mais eficientes e, ainda, o quanto de energia um sistema fotovoltaico acoplado à edificação é capaz de gerar, priorizando a viabilidade técnica e com baixo custo. Também foram determinados e especificados alguns dos equipamentos e materiais necessários para o *retrofit* na iluminação e para a instalação do sistema fotovoltaico.

A escolha do bloco I-J deu-se pelo fato de ser utilizado pelos alunos e professores do Departamento de Construção Civil e do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da UTFPR. A edificação possui 4.646 m² de área construída e abrange 3 pavimentos: térreo, 1º andar e 2º andar. Destaca-se por ter salas e laboratórios multidisciplinares, salas para os professores, salas de aula e um terraço agradável. Foi inaugurado em 2011 e desde então comporta os usuários.

2.1 Caso de estudo referente ao sistema de iluminação

Na procura de mecanismos capazes de melhorar a eficiência energética do sistema de iluminação do bloco, foi priorizada a forma menos invasiva e que tenha

bons resultados e permita o uso de pouco recurso financeiro.

Partindo desse princípio, os pontos de destaque para atender o objetivo foram: identificar e quantificar os equipamentos de iluminação artificial existentes na edificação; realizar uma avaliação visual do atual estado de conservação do sistema de iluminação; identificar problemas recorrentes; sugerir o *retrofit* em equipamentos que tragam economia de energia; proporcionar um fluxo luminoso similar ao atual.

Com a leitura e interpretação dos projetos e o levantamento visual e fotográfico in loco, foi possível a identificação dos principais equipamentos de iluminação utilizados atualmente. Verificou-se que o bloco segue um padrão de iluminação. Dentro desse padrão, identifica-se a presença em todas as salas e áreas de circulação do bloco a luminária de sobrepor para 2 lâmpadas fluorescentes tubulares de 32W com refletor e aletas refletivas fabricados em alumínio, sendo a luminária mais utilizada, Fig. 2.



Figura 2: Luminária de sobrepor

Fonte: Os autores

O conjunto que compõe a luminária de sobrepor possui 2 lâmpadas fluorescentes tubulares T8 com potência nominal de 32W e um reator eletrônico. O conjunto consome, conforme especificação dos fabricantes, 69 W e o fluxo luminoso corresponde a 4700 lúmens.

Outro equipamento de iluminação está presente nos maiores laboratórios multidisciplinar são os refletores de sobrepor orientáveis, dispostos na altura indicada de 4 metros. A Fig. 3 ilustra esse equipamento.

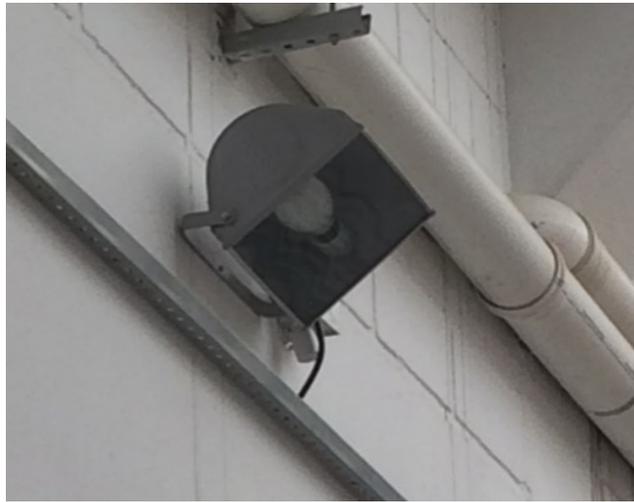


Figura 3: Refletor

Fonte: Os autores

Cada refletor é composto por uma lâmpada de vapor metálico com potência de 250W e por um reator. O conjunto consome 264W e fluxo luminoso de 18.000 lm.

Em todos os banheiros, a luminária circular de embutir para 2 lâmpadas fluorescentes compactas está presente, Fig. 4.



Figura 4: Luminária circular de embutir

Fonte: Os autores

As lâmpadas fluorescentes compactas utilizadas na luminária circular de embutir possuem potência de 20W e fluxo luminoso igual a 1.200 lm, totalizando 40W nessas luminárias.

A partir das luminárias e equipamentos auxiliares especificados anteriormente, foi possível elaborar uma tabela com a identificação do tipo e quantidade de luminárias existentes na edificação e estimar a potência total instalada.

	Luminária de sobrepor com 2 lâmpadas fluorescentes tubular de 32W cada e reator	Refletor com lâmpada de 250W e reator	Luminária circular com 2 lâmpadas fluorescentes compactas de 20W cada
Quantidade total	579	38	22
Potência unitária* (W)	69	264	40
Potência total (W)	39.951	10.032	880

Tabela 1 – Quantidade de luminária por local.

Fonte: Os autores

Uma simples inspeção visual sobre a conservação e necessidade de manutenção foi de grande importância, haja vista que as luminárias se encontram em bom estado, a maioria não necessitando de substituição. Então a sugestão se baseia em manter as luminárias existentes e trocar somente as lâmpadas, tornando essa uma prática sustentável. Porém, apesar dos refletores não apresentarem maus sinais, a troca por equipamentos mais eficientes resulta na inutilização dos componentes do equipamento, como: refletor, lâmpada e reator.

Através da quantificação dos principais equipamentos de iluminação, chegou-se ao número total de luminárias existentes e a carga instalada. Com a identificação das principais características do sistema de iluminação artificial, iniciou-se a pesquisa para encontrar soluções que possam reduzir o consumo de energia para o sistema.

A fim de tornar o presente estudo mais prático e identificar a redução de consumo que o *retrofit* proporcionaria, foi criado um cenário de utilização do sistema de iluminação, pois não se teve acesso ao consumo da edificação, e o tempo para realização do estudo não foi suficiente para realizar esse tipo de medição. O cenário orienta que as salas de aula, demais salas e área de circulação utilizam 10 horas de iluminação diária e os laboratórios e banheiros 6 horas diárias. A consideração também define o uso em dias úteis, de segunda a sexta-feira e 22 dias úteis mensais.

Para as lâmpadas fluorescentes tubulares utilizadas nas luminárias de sobrepor, encontrou-se disponível no mercado lâmpadas LED que se encaixam perfeitamente na luminária e ainda, não necessitam de reator para o acionamento e nem alteração no sistema. A Fig. 5 ilustra a lâmpada LED, mais eficiente que as lâmpadas fluorescentes utilizadas atualmente. O fluxo luminoso passaria de 4.700 para 4.200 lúmens, podendo ser similar, porém necessita estudos *in loco* para avaliar.



Figura 5: Lâmpada tubular de LED

Fonte: Philips (2016)

O atual sistema consome 69W e com a substituição das lâmpadas por LED,

o sistema consumiria 40W. Com esses dados, fez-se uma tabela para demonstrar os benefícios do *retrofit* para o caso dessa luminária. Com redução de 42,03% no consumo de energia, a substituição por lâmpadas LED mais eficientes, além de ganho em durabilidade (as LED têm duração especificada em 40.000 horas e as fluorescentes 16.000 horas), garantem uma redução de 3,09 MWh no consumo mensal de energia.

Outra pesquisa foi realizada a fim de encontrar um equipamento que substitua os refletores utilizados. Chegou-se à conclusão que novamente a tecnologia LED é mais adequada para a situação. O refletor de LED encontrado, Fig. 6, apresenta menor consumo de energia e fluxo luminoso de 19.500 lúmens, superior ao fornecido pelo sistema atual, que é 18.000 lúmens. Além disso, a durabilidade da lâmpada de vapor metálico varia de 5.000 a 20.000 horas, já para o refletor a estimativa é 50.000 horas. A substituição traz uma economia de 321,02 kWh/mês e redução de 24,24% no consumo de energia.



Figura 6: Refletor de LED

Fonte: Boss computer (2016)

Por fim, para as luminárias circulares presentes nos sanitários encontrou-se uma lâmpada LED mais eficiente para substituir as existentes. A lâmpada fluorescente compacta utilizada atualmente possui 1.200 lúmens, porém, pelo fato da lâmpada de LED ser muito superior, considerou-se como substituta uma lâmpada de LED com potência de 9W e 900 lúmens, Figura 7.



Figura 7: Lâmpada de LED

Fonte: Taschibra (2016)

O *retrofit* propõe a substituição dos sistemas utilizados atualmente pela tecnologia LED. A Tab. 2 resume as diferenças de consumo no cenário do sistema atual e o proposto.

	Consumo estimado (kWh/mês)	
	Situação atual	Proposta de retrofit
Luminária de sobrepor	7.374,44	4.275,04
Refletor	1.324,22	1.003,20
Luminária circular	116,16	52,27
RESULTADO	8.814,83	5.330,51
ECONOMIA DE ENERGIA	3.484,32 kWh/mês	39,53%

Tabela 2 – Redução no consumo de energia com o *retrofit* proposto.

Fonte: Os autores

A estimativa da proposta de *retrofit* é economizar aproximadamente 3.484 kWh/mês, uma redução de 39,53% no consumo de energia comparado ao sistema utilizado na edificação. Mas é possível melhor ainda mais esse cenário, aumentando a eficiência do sistema com a instalação de sensores de presença, equipamentos que detectam a presença dos ocupantes e acionam a iluminação.

Além da redução no consumo de energia, a durabilidade também é outra grande vantagem, pois assim o custo de manutenção e operação reduziria, tendo em vista que as lâmpadas possuem vida útil muito superior as atuais, Tab. 3.

	Durabilidade especificada (horas)	
	Situação atual	Proposta de retrofit
Luminária de sobrepor	16.000	40.000
Refletores	20.000	50.000
Luminária circular	6.000	25.000

Tabela 3 – Durabilidade das lâmpadas.

2.2 Caso de estudo referente ao sistema solar fotovoltaico

O ponto de partida para o estudo de pré-dimensionamento do sistema solar fotovoltaico conectado à rede foi identificar a cobertura do bloco I-J, a área disponível e as condições para instalação dos módulos. Com o projeto de Planta de Piso fornecido pela UTFPR através do DEPRO, foi possível verificar as dimensões da cobertura do bloco I-J e a posição que se encontra. Com uma medição angular realizada no software AutoCAD, detectou-se que a cobertura possui um desvio azimutal em relação ao Norte de 64° Leste. O telhado possui 3 águas e com o AutoCAD encontrou-se a área de cada água, conforme descrito na Fig. 8. As áreas obtidas referem-se somente ao espaço que no desenho estão indicadas como telhas, pois é a área considerada para a colocação dos módulos fotovoltaicos.

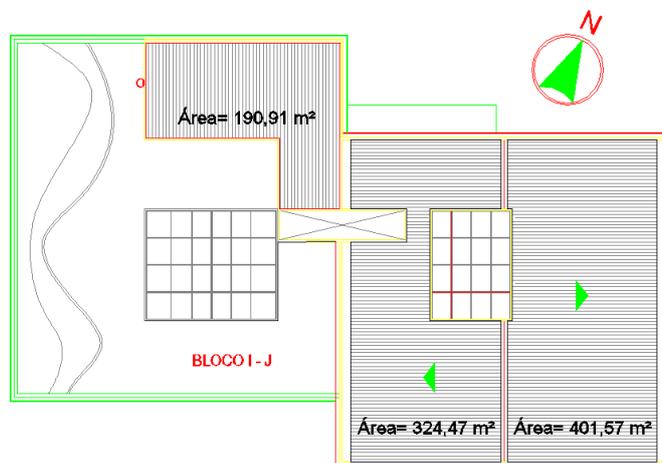


Figura 8: Planta de cobertura do bloco IJ

Fonte: Adaptado de UTFPR - DEPRO (2013)

A água do telhado escolhida para o pré-dimensionamento foi a de $401,57 \text{ m}^2$, pois é a mais favorável para a colação do painel, não possui sombreamento e conta com a maior área dentre as 3.

O módulo adotado para compor o sistema foi o HR-315P da marca ELCO, um modelo atualizado do módulo que está presente no SFV da sede Neville da UTFPR (URBANETZ JUNIOR *et al.*, 2016). Além disso, as células que compõe o módulo são de silício policristalino, tecnologia mais comercializada atualmente. O módulo possui potência especificada de 315 Wp e dimensões $1952 \times 992 \times 40 \text{ mm}$.

O painel compõe-se com 143 módulos, borda livre de $1,35 \text{ m}$ e $1,825 \text{ m}$, Fig. 9.

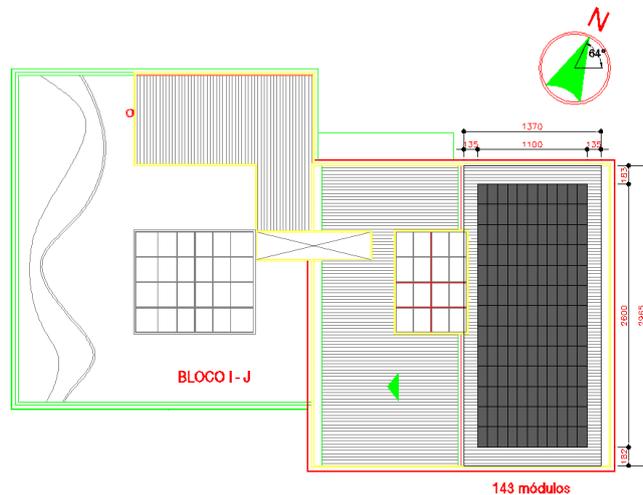


Figura 9: Planta de cobertura do bloco IJ com módulos

Fonte: Adaptado de UTFPR - DEPRO (2013)

Então, foram encontradas as coordenadas geográficas do campus Ecoville com o auxílio do Google Earth para prosseguir o estudo de pré-dimensionamento do SFVCR. Com a coordenada do campus definida em (-25,44°, -49,35°), encontrou-se no banco de dados do Projeto SWERA a coordenada que mais se aproxima do local, a coordenada (-25,43°, -49,37°). A distância entre as duas coordenadas é aproximada em 2,22 km.

Da planilha global horizontal do Projeto SWERA retirou-se os dados de irradiação solar incidente na coordenada (-25,43°, -49,37°) e criou-se a estação UTFPRECOVILLE no programa Radasol com esses dados. A próxima etapa foi encontrar os valores de irradiação no plano do painel fotovoltaico. Para isso, admitiu-se uma inclinação de 10° para a instalação do painel, mínima definida para autolimpeza através da chuva. No programa RADIASOL, na estação ECOVILLE UTFPR, colocou-se a inclinação de 10° e o desvio azimutal de 64° Leste em relação ao Norte. Com o uso do programa obteve-se os valores de irradiação no plano do painel FV, Tab. 4.

		Irradiação Solar Diária em kWh/m ² .dia												
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
H_{TOT}	=	5,78	5,67	5,27	4,51	3,62	3,34	3,61	4,55	4,57	5,24	6,23	6,04	4,87

Tabela 4 – Dados de irradiação solar no plano do painel FV.

Fonte: Os autores

Definida a quantidade de módulos do painel, calculou-se a potência do mesmo: 315 Wp X 143 módulos = 45.045 Wp. Baseado na potência de 45.045 Wp e uma taxa de desempenho de 75% do SFCR obteve-se os valores de energia que o SFVCR geraria, utilizando a Eq. 1.

$$E = \frac{P_{FV} \cdot H_{TOT} \cdot PR}{G} \quad (1)$$

Onde:

45,045	P_{FV} - Potencia do painel FV (kW)
4,87	H_{TOT} - irradiação solar incidente no plano dos módulos FV (kWh/m ² .dia)
0,75	PR - Performance Ratio

Encontraram-se então os dados de geração de energia mensal para o SFVCR, Tab. 5, sendo a média mensal 4.935,81 kWh e 60,05 MWh/ano.

ENERGIA em kWh/mês											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
6.053,37	5.363,51	5.519,25	4.570,94	3.791,21	3.385,13	3.780,74	4.765,20	4.631,75	5.487,83	6.314,18	6.325,67

Tabela 5 – Geração de energia do SFVCR.

Fonte: Os autores

Por fim, para ilustrar o referido painel, criou-se uma imagem perspectiva com uma foto retirada do Google Earth. As Fig. 10 apresentam a situação atual da cobertura do bloco I-J e a Fig. 11 ilustra uma perspectiva da cobertura da edificação com o painel FV proposto.



Figura 10: Cobertura do bloco I-J

Fonte: Google Earth (2016)



Figura 11: Perspectiva da cobertura do bloco I-J com o painel FV

Fonte: Adaptado de Google Earth (2016)

3 | CONCLUSÕES E DISCUSSÕES

A iluminação artificial é responsável por grande parte do gasto energético das edificações, principalmente nas Instituições de Ensino. Diante disso, uma ótima alternativa para reduzir tais gastos com energia elétrica consiste em utilizar novas tecnologias de lâmpadas, as quais estão disponíveis com fluxo energético equivalente as utilizadas em grande parte dos edifícios, porém com menor consumo energético.

O presente estudo mostrou que a substituição das lâmpadas e refletores proporcionou para o cenário proposto uma redução de 39,53% no consumo energético do sistema de iluminação da edificação.

Além disso, outro aspecto relevante foi em relação a durabilidade das lâmpadas de LED propostas, no qual em determinado caso chega a ser 4 vezes mais durável que a lâmpada utilizada atualmente. Nesse sentido, vislumbra-se que os benefícios são diversos, dentre eles a redução de gastos com manutenção e reparo do sistema.

Ademais, visando diminuir ainda mais o consumo de energia na Universidade, foi proposta a instalação de um Sistema Solar Fotovoltaico na cobertura do bloco analisado, sendo esse, um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede, nos moldes da Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 da ANEEL, utilizando-se o sistema de compensação de energia.

O Sistema Fotovoltaico projetado utiliza uma das águas da cobertura do bloco I-J, sendo esta a mais favorável em relação ao Norte. Nesta área elencada optou-se por uma disposição capaz de comportar 143 módulos de 315 Wp cada, totalizando 45,045 kWp.

Estima-se que o Sistema é capaz de gerar em média 4.935,81 kWh por mês, representando 60,05 MWh por ano, sendo que esta quantidade de energia representa 55,99% do cenário de consumo considerado para as lâmpadas existentes na edificação atualmente e, 92,60% do consumo de energia do cenário considerado com

as luminárias propostas no *retrofit*.

Com isso, quando se observa a composição do *retrofit* no sistema de iluminação artificial em conjunto com o SFVCR, verifica-se que eles representam 95,52% de economia de energia face a situação atual do sistema de iluminação, porém este percentual ainda poderia ser ampliado com a utilização de sensores de presença em mais ambientes analisados, haja vista que no levantamento in loco visualizou-se uma baixa utilização de tais equipamentos.

Ainda, por tratar-se de um ambiente universitário, com formadores de opinião, constata-se que além dos benefícios com a redução do consumo de energia elétrica, a inserção de equipamentos mais eficientes e a instalação de um SFVCR irão trazer benefícios de caráter intangível para todos, diante da otimização e efficientização do edifício público de maneira geral.

REFERÊNCIAS

ANEEL. Resolução Normativa nº 482. Agência Nacional de Energia Elétrica. 2012. Brasil, 12p.

Blumenschein, R. N. A sustentabilidade na cadeia produtiva na indústria da construção. Tese de Doutorado. CDS, UnB, Brasília, 2004. Disponível em:< <https://rmdaveiga.files.wordpress.com/2011/01/tese-blumenschein.pdf>>. Acesso em: 31 de agosto de 2016.

Boss Computer. Refletor LED 200W Super Branco Bivolt. 2016. Disponível em:< <http://www.bosscomputer.com.br/refletor-led-200w-super-branco>>. Acesso em: 05 de outubro de 2016.

Google Earth. Programa Google Earth. 2016.

Greenpeace. Revolução energética: a caminho do desenvolvimento limpo. Brasil, 2010. 40 p.

Lamberts, R.; Ghisi, E.; Pereira, C. D.; Batista, J. O. Casa eficiente: consumo e geração de energia. Florianópolis: UFSC/LabEEE, 2010. 76 p.

Lamberts, R.; Triana, M.A.; Fossati, M.; Batista, J.O. Sustentabilidade nas Edificações: Contexto internacional e algumas referências brasileiras na área. Florianópolis, 2007. Disponível em:< <http://www.labeee.ufsc.br/sites/default/files/sustentabilidade-edificaco-es-contexto%20internacional-referencias-brasileiras.pdf>>. Acesso em: 31 de agosto de 2016.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. Brasil. Disponível em:< <http://www.mma.gov.br/cidades-sustentaveis/urbanismo-sustentavel/construcao-sustentavel>>. Acesso em: 31 de agosto de 2016.

Philips. Catálogo de produtos. 2016. Disponível em:< <http://www.lighting.philips.com.br>>. Acesso em: 11 de setembro de 2016.

Pinho, J. T.; Galdino, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, CEPEL - CRESESEB. 2014.

PROCEL. Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo: ano base 2005. PROCEL – ELETROBRAS, 2008. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7B5A08CAF0-06D1-4FFE-B335-95D83F8DFB98%7D&Team=¶ms=itemID=%7B9B879391-1D29-4834-8554-34E61FBD1AA9%7D;&UIPartUID=%7B05734935-6950-4E3F-A182-629352E9EB18%7D>>. Acesso em: 31 de agosto de 2016.

Rodrigues, P. Manual de Iluminação Eficiente. 1ª ed. 2002. Disponível em:< <http://arquivos>>.

portaldaindustria.com.br/app/conteudo_18/2014/04/22/6281/Manual_Iluminacao.pdf>. Acesso em: 04 de setembro de 2016.

Salamoni, I. T.; Rütther, R. Sistema fotovoltaico integrado à edificação e interligado à rede elétrica: Eficiência energética e Sustentabilidade. In: ENCAC – COTEDI 2003, Curitiba. 2003.

Taschibra. Catálogo de produtos. Santa Catarina, Brasil. 2016. Disponível em:< <http://www.taschibra.com.br>>. Acesso em: 04 de outubro de 2016.

UFRGS. Programa RADIASOL. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br/#softwares>>. Acesso em: 13 de agosto de 2016.

Urbanetz Junior, J. Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade. Florianópolis, 2010. 189 p.

Urbanetz Junior, J.; Tiepolo, G. M.; Casagrande Junior, E. F.; Tonin, F. S.; Mariano, J. D. Geração Distribuída Fotovoltaica: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos da UTFPR em Curitiba. In: XCBPE 2016, Gramado. 2016.

UTFPR - DEPRO. Projeto Planta de piso Ecoville UTFPR. 2013.

PROPOSTA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA OTIMIZAÇÃO DO GASTO PÚBLICO COM O CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DE UMA UNIDADE DE ENSINO FEDERAL IMPLANTADA NA REGIÃO DO VALE DO SÃO FRANCISCO

Adriano Moraes da Silva

Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia da Bahia
Paulo Afonso Bahia

Rebeca Lorena Santos Maia e Silva

Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia da Bahia
Paulo Afonso Bahia

Danielle Bandeira de Mello Delgado

Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia da Bahia
Paulo Afonso Bahia

RESUMO: A geração distribuída traz em seu escopo um conceito inovador e bastante aplicável em projetos de eficiência energética. Entretanto, a possibilidade de gerar energia para o próprio consumo, bem como injetar excedentes na rede, requer estudos mais aprofundados de viabilidade técnica a fim de estabelecer uma melhor relação custo-benefício na utilização de energia elétrica. Em vista disso, este trabalho analisa o consumo de eletricidade do IFBA Campus de Paulo Afonso, avaliando o impacto que o Sistema Fotovoltaico instalado provoca no consumo de energia elétrica da instituição, bem como apresenta uma proposta de sistema para composição de um plano de eficiência energética no Campus. Utilizam-se como procedimentos técnicos a pesquisa

bibliográfica, exploratória, capaz de subsidiar a análise dos dados. Quanto aos resultados verifica-se que a instituição precisa de um sistema fotovoltaico de 101,4 kWp para reduzir a demanda no período fora de ponta e reduzir o impacto que este período causa nos custos com energia elétrica. Afora, este trabalho contribui ainda com estudos sobre o tema abordado, além de subsidiar a análise crítica sobre o programa “Desafio da Sustentabilidade” e ampliar o debate a cerca da geração distribuída e eficiência energética no Brasil.

PALAVRAS-CHAVE: Eficiência Energética, Geração Distribuída, Energia Solar, Sistemas Fotovoltaicos.

ABSTRACT: Distributed generation is an innovative and quite applicable practice in energy efficiency projects. Therefore, self-generating electricity and injecting surpluses in the electrical network require further studies related to the technical feasibility aiming to establish a better cost-benefit ratio in the use of electricity. The purpose of this paper is to analyse the electricity consumption of a public higher education institution (IFBA/Campus de Paulo Afonso), evaluating the impact that the photovoltaic system installed causes in the electricity consumption, as well as to present a system proposal for the composition of an energy efficiency plan in that institution. Regarding the

methods, it was conducted a bibliographical and exploratory research to support the data analysis. Our results show that the institution needs a photovoltaic system of 101.4 kWp to reduce demand in the off-peak period and to reduce the impact that this period causes on electricity costs. In addition, this paper also contributes with studies about photovoltaic systems, subsidizing the critical analysis of the program “Challenge of Sustainability” and broadening the debate about distributed generation and energy efficiency in Brazil.

KEYWORDS: Energy Efficiency, Distributed Generation, Solar Energy, Photovoltaic Systems.

1 | INTRODUÇÃO

A implantação de sistemas de geração fotovoltaica tem sido uma alternativa promissora quando se discute soluções energéticas sustentáveis (Silva, et. al, 2017). O Brasil, ao final de 2016, gerava cerca de 81 MWp de energia solar fotovoltaica, representando 0,05% da capacidade instalada total do país. Do total de 81 MWp existentes em 2016, 24 MWp correspondiam à geração centralizada e 57 MWp à Geração Distribuída (GD) (MME, 2017).

Geração Distribuída define-se como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e/ou consumidores específicos (Barbosa; Azevedo, 2013). Esses microssistemas de geração apresentam fácil instalação, manutenção simplificada e redução considerável de perdas elétricas por estarem localizadas próximo da carga de consumo, além das vantagens socioeconômica e ambientais, com a redução da emissão de gases do efeito estufa, geração de empregos locais, aumento da arrecadação e aumento de investimentos (Silva, et. al, 2017; Absolar, 2016; Barbosa; Azevedo, 2013).

O conceito da GD traz em seu escopo possibilidades inovadoras onde pessoas físicas e jurídicas, consumidoras de energia elétrica, podem não apenas gerar energia para seu próprio consumo, como também injetar eletricidade na rede. Esse conceito tem sido amplamente discutido nos últimos anos e se tornado tendência evidente em diversos países. No Brasil, foi aberta essa possibilidade em 17 de abril de 2012, com a publicação da Resolução Normativa (RN) N° 482/2012, um elemento concentrado com abordagem administrativa e técnica (ANEEL, 2012).

As normas, em seu escopo, trazem conceitos mais técnicos e específicos do processo de implantação de micro e minissistemas de geração de energia. Com isso, as normas são mais difundidas no meio comercial e especializado, tais como entre as distribuidoras e empresas responsáveis pela implantação de sistemas fotovoltaicos. Verifica-se que, não existe ainda uma difusão social, o que dificulta muitas vezes a participação mais ampla do consumidor no contexto institucional da GD (Gonçalves,

2018). Entretanto, o Brasil tem apresentado uma evolução considerável, pois tem buscado a partir de uma norma específica, detalhar os requisitos necessários para a implantação da microgeração ou minigeração distribuída, estabelecendo as condições tanto para o consumidor quanto para a empresa distribuidora de energia, além de oferecer meios econômicos facilitadores para este processo.

O potencial brasileiro de geração de energia fotovoltaica é superior ao dobro do consumo residencial do país. Este fato está associado ao capacidade de ampliação da GD, a partir da instalação de painéis fotovoltaicos em telhados residenciais, sobretudo nas as regiões mais povoadas (Nascimento, 2017; Santos; Conti, 2017). Além disso, meios autônomos e sustentáveis de geração de energia tem sido um recurso bastante procurado por apresentam atualmente um caminho pouco agressivo ao meio ambiente e economicamente viável.

Posto isso, verifica-se que a preocupação com o desenvolvimento sustentável e ações de gestão ambiental é uma tendência evidente e vem ganhando um espaço crescente no âmbito das Instituições de Ensino Superior (IES). Isto tem se revelado a partir da abordagem educacional, na preparação de estudantes e no fornecimento de informações e conhecimentos sobre gestão ambiental e nos exemplos práticos incorporados na operação de seus campi (Tauchen; Brandli, 2006; Senna Et. Al, 2013; Ruscheinsky; Medeiros, 2016).

À luz disso, o Ministério de Educação lançou em 2014 o programa “Desafios da Sustentabilidade” um programa de inovação do Ministério da Educação desenvolvido através da identificação de soluções inovadoras recomendadas aos Institutos Federais de Educação (IFEs), onde implementam projetos com soluções de alto impacto para a eficiência do gasto público. Nesse sentido destacam-se a criação de usinas de minigeração fotovoltaica com capacidade aproximada de 5MWh, capazes de reduzir em até 100% os custos dos IFEs com energia elétrica (MEC, 2017).

Nesse contexto, o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia (IFBA), Campus de Paulo Afonso, foi contemplado com um sistema on-grid com a capacidade de geração de 10.000 Watts-pico (Wp), através da Comissão Interna de Sustentabilidade Ambiental do IFBA do Campus Salvador (CISA), a fim de otimizar os custos com as contas de energia, que nos últimos anos fugiu do planejamento orçamentário da instituição.

Maia (2017) evidenciou no consumo do IFBA-Campus de Paulo Afonso que o período fora de ponta nos últimos anos teve o maior impacto nas faturas de energia, condicionando a instituição a tomar medidas de racionamento. Os estudos demonstraram que a mudança da modalidade tarifária na qual o IFBA em Paulo Afonso se enquadra atualmente não é viável, bem como o aumento do valor da demanda contratada. Posto isso, Moraes e Farias (2017), verificaram que o microssistema de 10.000 Wp instalado na instituição não atende a realidade de consumo, bem como não contribui para redução da demanda no horário fora de ponta.

Este estudo é uma extensão do trabalho realizado por Moraes *et al* (2018), no

qual busca apresentar uma proposta de um sistema fotovoltaico capaz de reduzir a demanda no período fora de ponta, bem como o impacto negativo que esse horário causa nas faturas de energia, de modo que atenda a real necessidade da instituição atualmente, que é ampliar seu consumo de energia provendo recursos energéticos.

Em relação à estrutura deste trabalho, além desta seção introdutória, a próxima seção aborda os métodos utilizados para se chegar à proposta ideal de um sistema fotovoltaico para IFBA-Campus Paulo Afonso. Na sequência, tem-se o referencial teórico, que discute os aspectos relacionados com a geração distribuída e o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), além da reflexão acerca da importância e da necessidade de implantação de um sistema fotovoltaico eficiente. Em seguida, apresentam-se os resultados e, por fim, as considerações finais.

2 | MÉTODOS

É realizado o levantamento detalhado das faturas de energia elétrica da instituição entre abril e dezembro de 2017, a fim de obter as informações sobre demandas, tarifação e consumo de energia elétrica nos horários na ponta e fora de ponta. A partir disso, é delineado o perfil de consumo do Instituto e identificadas as demandas energéticas das atividades desenvolvidas no campus. Também está inserida nesta etapa, a avaliação do sistema fotovoltaico implantado, tal como o estudo sobre os dados de geração fornecidos pelo sistema de supervisão de geração da unidade solar fotovoltaica, através da plataforma [server.growatt](http://server.growatt.com) (2017), disponibilizada pelo a Growatt®.

Verificado que a alteração da modalidade tarifária, bem como o aumento da demanda ativa contratada não seriam as medidas ideais para o atual comportamento de consumo, buscou-se estudar meios de eficiência do gasto de energia elétrica.

Para tanto, foram revisada na literatura o que há de mais recente sobre eficiência energética, bem como os principais meios normativos tais como as RN N° 414/2010 que estabelece as condições gerais para o fornecimento de energia elétrica e informações sobre o faturamento para consumidores do grupo A.; RN N° 687/2015 que é a norma mais atual pautada na geração distribuída e compensação de energia, além de alterar a RN N° 482/2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST).

Na sequência é proposto um sistema ideal para o IFBA-Campus de Paulo Afonso a partir do estudo sobre os níveis de radiação solar, considerando fator de depreciação das placas solares e consumo médio no horário fora de ponta, sendo este o período da geração e compensação de energia. Busca-se nessa etapa, encontrar um SFCR capaz de reduzir o consumo no período fora de ponta, bem como, a diminuição dos custos da instituição com as contas de energia, tendo em vista que o campus é recente, está em fase de expansão e que o racionamento de energia pode prejudicar o desenvolvimento das atividades acadêmicas.

3 | MICROGERAÇÃO NO IFBA-PAULO AFONSO

O desenvolvimento de atividades voltadas à gestão energética requer o conhecimento não somente sobre a problemática, mas também sobre os meios de regulação do fornecimento de energia elétrica. Nesse sentido, este item abordará dois aspectos importantes: o IFBA-Campus de Paulo Afonso; bem como os processos de tarifação de energia, por meio da Resolução Normativa vigente da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) N° 414, de 9 de setembro de 2010; os conceitos sobre GD e o sistema de compensação de energia serão apresentados na sequência através da RN N° 687/2015, que altera a RN N° 482, de 17 de abril de 2012.

3.1 IFBA Campus Paulo Afonso

O IFBA, criado pela Lei nº 11.892/2008, surge como resultado das mudanças promovidas no antigo Centro Federal de Educação Tecnológica da Bahia (CEFET - BA). É uma instituição comparada às universidades, porém mais ampla porque oferta a formação básica em cursos de nível médio, além da graduação e pós-graduação. Em Paulo Afonso, o instituto foi inaugurado em 2010 ofertando 3 cursos técnicos na modalidade integrada e subsequente, e com a abertura do curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica em 2012 a instituição demandou uma maior infraestrutura, inaugurando assim o prédio anexo em 2015, considerada assim uma instituição recente e ainda em fase de expansão. O IFBA Campus de Paulo Afonso está enquadrado como consumidor do grupo A, com nível de tensão entre 2,3 e 25 kV classificado como Poder Público Federal. A demanda contratada da instituição são de 80kW, permitindo variações para até 84kW sem que haja cobrança da parcela de ultrapassagem, pois o limite de tolerância segundo a ANEEL (2010) é de 5%, sendo este um item importante também para a determinação no custo de disponibilidade no processo de compensação de energia.

O contrato do campus para o fornecimento de energia elétrica e demanda de potência ocorre com a Coelba que fornece tensão de 13,8 kV. Considerando que o IFBA Paulo Afonso se encontra em processo de expansão e seus hábitos de consumo e carga instalada estão sofrendo alterações, é eminente a necessidade de estudos que otimizem a utilização do Sistema de geração fotovoltaica atualmente instalado na instituição.

3.2 SFCR e a Compensação de Energia no Brasil

O sistema de compensação é difundido no mundo de duas formas, o feed-in-tariff

e o net metering, este último adotado no Brasil através da ANEEL. Neste método foge das questões tributárias, o cliente deposita a energia excedente na distribuidora que a devolve em outro horário, a conta mensal é calculada sobre a diferença entre consumo e geração (Rauschmayer; Galdino, 2014).

A RN ANEEL nº 687/2015 traz a compensação de energia como um sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa (ANEEL, 2015).

Segundo as regras do Art. 7 da RN ANEEL nº 482/2012, é apurada a diferença entre consumo bruto da rede e a injeção na rede, isto é, o consumo líquido. Se o consumo líquido for negativo, ou seja, se houver mais energia injetada do que consumida, haverá crédito para compensação nos meses subsequentes. Se a diferença for negativa ou inferior ao custo de disponibilidade, então este será cobrado pela concessionária ao consumidor. Se a diferença for maior do que o custo de disponibilidade, esta diferença aparece na conta como base de faturamento e impostos (Rauschmayer; Galdino, 2014).

Para consumidores do grupo A o custo de disponibilidade é o valor mínimo cobrado de qualquer consumidor, independentemente se ele gera energia ou não. Nesses termos, do ponto de vista normativo, verifica-se que é mais interessante gerar energia em quantidade inferior ao custo de disponibilidade, não produzindo crédito. Este fato é desvantajoso e desmotivante para o gerador porque limita seu potencial de geração. Nesses termos, verifica-se também que o custo de disponibilidade é o principal parâmetro para se estabelecer um sistema de compensação de energia eficiente (Rauschmayer; Galdino, 2014).

Todavia, a GD com o SFCR trazem vantagens consideráveis para o consumidor, tais como, a economia nos custos de consumo, e como consequência a redução do preço da eletricidade, a partir da possibilidade de diferenciar o preço da energia ao longo do dia e informar ao cliente em tempo real as mudanças de preço e o seu consumo, e, ainda, controlar a carga dos clientes em caso de aumento excessivo da demanda (Câmara; Castro, 2016; Lopes et. al, 2015; Matos; Catalão, 2013).

4 | RESULTADOS

Esta seção apresenta e discute os resultados encontrados a partir da caracterização do IFBA Campus Paulo Afonso como consumidor e cliente da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), avalia o acompanhamento da geração do sistema fotovoltaico implantado no IFBA, e apresenta um sistema capaz de atender satisfatoriamente a demanda da instituição, de tal modo que contribua com a aplicação de uma gestão energética pautada na sustentabilidade.

4.1 Consumo de Energia Elétrica do IFBA Campus Paulo Afonso

Projetos de eficiência energética geralmente são elaborados a partir da análise dos parâmetros de consumo de eletricidade do cliente a fim de nortear decisões importantes para a melhoria do uso de eletricidade. Nesse sentido, as faturas de energia elétrica se destacam por ser um recurso de análise simples e didático, que geralmente em seu escopo informações importantes, capazes de fundamentar medidas importantes para execução de projetos de eficiência energética. A luz disso foram avaliadas as faturas de consumo de energia do IFBA-Campus Paulo Afonso durante o ano de 2017, a fim de delinear e compreender o perfil de consumo da instituição.

A partir do levantamento dos dados, verificou-se que o Instituto adicionou novas cargas em suas instalações relacionadas principalmente com a climatização de laboratórios e da biblioteca, esse fato por sua vez, segundo a Comissão de Gestão Energética do campus (2017), implicou em 2017 um aumento no consumo de 8,11% relação ao ano de 2016, destacando-se nesse cenário o horário fora de ponta (Figura 1) que tem se apresentado maior do que o horário na ponta durante todos os meses do ano, inclusive entre fevereiro e abril, meses comumente mais quentes na região.

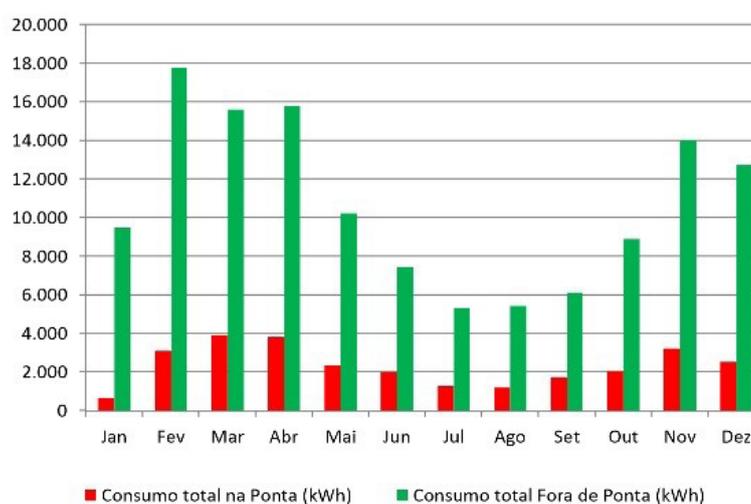


Figura 1. Consumo do IFBA Campus Paulo Afonso no Período de Ponta e Fora de Ponta em kWh (IFBA, 2017)

O IFBA possui suas atividades acadêmicas e administrativas concentradas no horário fora de ponta. Com isso, o aumento nas faturas de energia elétrica é resultado do consumo intenso neste horário, o que provocou em alguns meses a cobrança de multas pela ultrapassagem da demanda contratada. Diante disso, a instituição passou a limitar o consumo, tendo em vista que o planejamento orçamentário não supriria o gasto com energia.

Nesse aspecto, destaca-se o consumo ativo no período fora de ponta porque é nesse horário que é através de um SFCR é possível implantar um sistema compensação de energia elétrica, capaz de reduzir o consumo nesse período. A compensação de

energia ocorre na relação do consumo ativo com a energia gerado e injetada na rede. Trata-se do consumo direto, também classificado na literatura como consumo próprio, que é a relação existente entre a energia ativa gerada e a compensada diretamente pela unidade consumidora (Coelba, 2014; Rauschmayer, 2014; Vecchia, 2016).

A tarifação no horário na ponta e fora de ponta é diferente para consumidores do grupo A (Coelba, 2017). Nesse sentido, quando são analisadas as faturas sob o ponto de vista financeiro, percebe-se que é o horário na ponta responsável pela maior parcela do valor pago no consumo de eletricidade (Figura 2). O valor tarifário varia de acordo com as bandeiras, nos meses de agosto e setembro, por exemplo, possuem os maiores valores porque são tarifados na bandeira amarela e vermelha, as mais caras segundo as regulamentações normativas brasileiras (ANEEL, 2015).

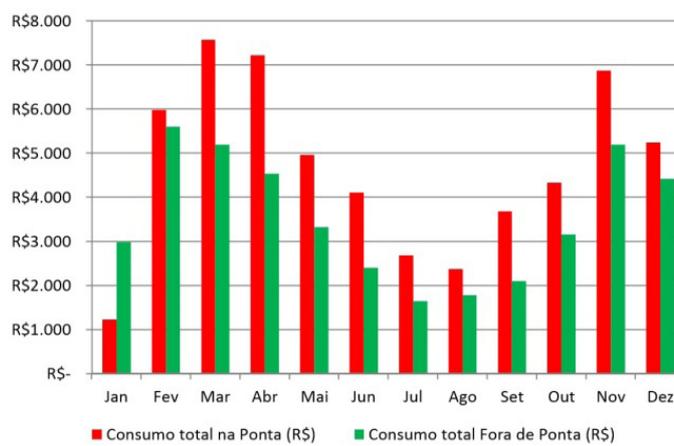


Figura 2. Consumo do IFBA Campus Paulo Afonso no Período de Ponta e Fora de Ponta em R\$ (IFBA, 2017)

Verifica-se que o horário de Ponta é o mais representativo no custo total das faturas, correspondendo a 12,5% do período faturado (IFBA, 2017). Entretanto, é durante o dia que a compensação de energia acontece, com isso um SFCR impacta na redução do consumo fora de ponta e conseqüentemente na demanda consumida desde horário. Diante disso, foi verificado também que parte do valor pago nas faturas de eletricidade da instituição é proveniente de multas contratuais cobradas pelo excesso do consumo no horário fora de ponta, o que elevou o valor das faturas, como pode ser observado na Figura 3.

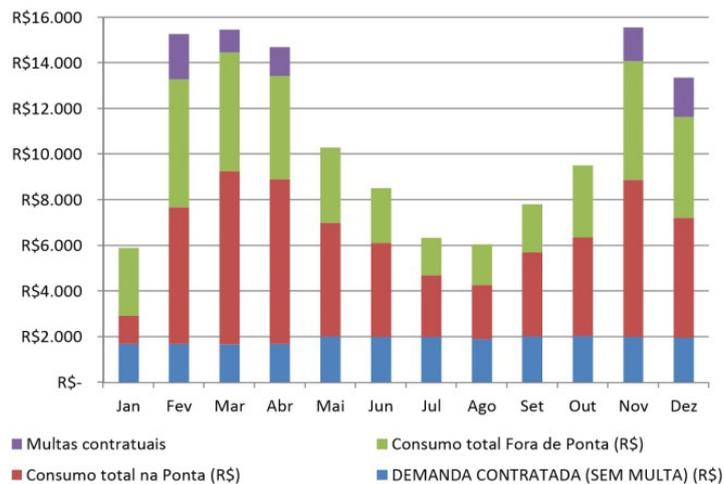


Figura 3. Composição das Faturas do IFBA Campus Paulo Afonso no Período de Ponta e Fora de Ponta em R\$ (IFBA, 2017).

Nesses casos, o excesso é adicionado ao faturamento regular à cobrança pela ultrapassagem, isto ocorre porque a energia elétrica é faturada pelo valor consumido, porém o faturamento da demanda se dar pelo valor contratado, que é a referência para a realização da cobrança. (ANEEL, 2010). Várias medidas foram tomadas, entre elas o desligamento dos condicionadores de ar durante o horário fora de ponta, entretanto esta medida não é mais adequada durante o verão devido às condições climáticas da região, evidenciado assim a necessidade de construção de um plano de eficiência energética para o campus.

A diferença entre o que é cobrado nos períodos de ponta e fora de ponta é pequeno diante das multas cobradas sobre o excesso de consumo no horário fora de ponta. Entretanto, foi verificado que a mudança da modalidade tarifária na qual o IFBA se enquadra atualmente não é viável, bem como o aumento do valor da demanda contratada (MAIA, 2017). Nesse sentido, a utilização de um sistema fotovoltaico para compensação de energia no período fora de ponta é a medida mais viável porque além de contribuir com a redução da demanda, diminuirá o impacto que esse período provoca nas faturas. O sistema também permitirá a redução do consumo e o desenvolvimento das atividades academia sem a influência de racionamento de energia, assim sendo oferecendo uma boa proposta de eficiência energética para o campus (Bueno et. al, 2017; Santos et. al, 2017; Maia, 2017; Keller; Carvelli, 2016).

4.2 Sistema Fotovoltaico instalado no IFBA Campus Paulo Afonso

Em março de 2017, duas centrais de geração solar fotovoltaica de 5 kWp cada foram implantadas no campus, totalizando uma potência instalada de 10kWp (Figura 4). O IFBA foi contemplado com o sistema on-grid através da Comissão Interna de Sustentabilidade Ambiental do IFBA do Campus Salvador (CISA), e por meio do Programa de inovação do Ministério da Educação em prol da eficiência do gasto público: “Desafio da Sustentabilidade”, cuja finalidade é reduzir o custo do gasto com

as contas de água e luz das instituições de ensino.



Figura 4. Sistema Fotovoltaico On-grid instalado no IFBA-Campus Paulo Afonso.

As informações necessárias para o acompanhamento da produção são adquiridas através de um servidor de dados disponibilizado pelo fabricante dos inversores na Rede Mundial de Computadores. Estes dados são tratados posteriormente em planilha própria onde também são cruzados com informações das faturas da concessionária. O quadro 1, mostra um resumo do acompanhamento da produção no ano 2017, onde se pode visualizar a produção média diária em cada mês, a produção total mensal e anual, bem como o impacto financeiro correspondente:

O monitoramento da geração foi iniciado no mês de abril de 2017 por meio da plataforma `server.growatt` disponibilizada pelo a Growatt®, fabricante dos inversores de frequência do sistema. Os dados de geração foram confrontados com as informações de consumo no horário fora de ponta apresentadas nas faturas de energia a fim de verificar qual a contribuição que a geração do sistema fotovoltaico instalado no instituto tem sobre o consumo de eletricidade. A Tabela 1 seguinte, demonstra a geração mensal, bem como o impacto financeiro correspondente (Tabela 1).

Meses	Geração kWh	Custo do kWh	Valor R\$ Economizado
JAN	--	0,31	--
FEV	--	0,24	--
MAR	565,50	0,33	188,67
ABR	1.107,90	0,29	318,03
MAI	785,20	0,33	255,22
JUN	655,00	0,32	211,03
JUL	719,60	0,31	222,92
AGO	895,60	0,33	295,20
SET	1.191,70	0,34	408,94
OUT	1.526,50	0,35	541,40

NOV	1.579,90	0,37	586,16
DEZ	1.427,60	0,35	496,55

Tabela 1. Impacto Financeiro da Geração no Horário Fora de Ponta no IFBA-Campus Paulo Afonso

Verifica-se que utilização da geração de energia proveniente do sistema solar fotovoltaico instalado no IFBA Campus Paulo Afonso, não implica em uma redução considerável do impacto que o período fora de ponta causa nos custos de energia. Nesse sentido, para fins de eficiência é necessário aumentar a capacidade de geração instalada no campus, pois o atual sistema com 10 kW, tem uma participação discreta com cerca de 5,5% do que é consumido (Moraes, et al, 2018). Diante disso, evidencia-se a eminente necessidade de elaboração de uma proposta que ofereça a instituição um sistema fotovoltaico que contribua efetivamente com a eficiência energética no consumo de eletricidade no campus.

4.3 Sistema Fotovoltaico ideal para eficiência dos gastos com consumo de eletricidade no IFBA Campus Paulo Afonso

O sistema de compensação de energia deve ser planejado baseado em uma potência de sistema fotovoltaico que possibilite o abatimento total dos custos mensais com consumo de energia elétrica (LASTE et. al, 2015). Entretanto, como o IFBA é um consumidor do grupo A e nesse caso o consumo do horário na ponta é mais caro que o no horário fora da ponta (COELBA, 2017), o sistema fotovoltaico deverá ser projetado para atender ao eminente problema de excesso da demanda contratada provocado pelo o horário fora de ponta, que ao longo de 2017 representou 82,72% do consumo total da instituição.

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico foi considerado o método adotado pelo Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, compilado pelo Centro de Referencias para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito (CRESESB), criado para ampliar o conhecimento, bem como implementar estudos e pesquisas ao que concerne à energia solar e eólica no Brasil (Cresesb, 2008). O Manual é um material didático, concentrado e traz em seu escopo subsídios que auxiliam do ponto de vista técnico projetos de sistemas fotovoltaicos (Cresesb, 2014).

Diante disso, para se calcular a potência necessária do sistema fotovoltaico, foi considerado o consumo médio de 10.472,26 kWh durante o horário fora de ponta ao longo de 2017. A partir do consumo médio é encontrada a energia consumida diariamente no mês (de 349,07 kWh. Após esta etapa, é verificado a quantidade de horas de sol pleno no plano do painel fotovoltaico (, que segundo dados do Cresesb (2018), a região de Paulo Afonso Bahia possui um 5,39 kWp. Dois fatores de redução são considerados nesse contexto, o fator de redução (derating) da potência dos módulos fotovoltaicos (, no qual o acúmulo de sujeiras, degradação física e perdas de

desvio de temperatura. A este fator atribue-se o valor de 0,75. Outro fator de redução considerado é (derating) da potência devido as perdas no sistema, tal como fiação, controladores, diodo entre outros, para este o valor considerado é de 0,9 (Cresesb, 2018). Aplicando os respectivos valores na formula que se segue, o IFBA deverá contar com um sistema de com potencia de 95,94 kWp.

$$P_m = \max_{i=1}^{12} \left(\frac{L_i}{(HSP_i \times Red_1 \times Red_2)} \right) \quad (1)$$

Todavia, é comum encontrar no mercado sistemas tabelados cuja o valor agregado está definido de acordo com a potência, nesse caso deve-se buscar o sistema que atenda a potência calculada. Para fins práticos, é considerado a tabela disponibilizada pela PHB Solar, empresa brasileira e pioneira com a fabricação de inversores, bem como com soluções para geração distribuída no país (PHB, 2018). Nesse aspecto, considerando a tabela de preços disponibilizada em dezembro de 2017, o IFBA campus Paulo Afonso deveria ter um sistema de 101,4 kWp para solucionar os atuais problemas de consumo e demanda da instituição, esse sistema está avaliado em 269.749 reais e 81 centavos (PHB, 2017).

Quanto as condições de geração do sistema, considera-se que o IFBA Campus Paulo Afonso está inserido no contexto climático do bioma da Caatinga, que apresenta os maiores valores de radiação solar global. Nesse cenário, com destaque para a região do vale do rio São Francisco, espaço geográfico propício para a geração de energia proveniente de sistemas fotovoltaicos (EPE, 2012). Nesse contexto, a região apresentou ao longo de 2017 radiação solar média de 5,39 kWh/m², superior a média nacional (CRESESB, 2018; LABSOL, 2017). Com isso, se um sistema de 101,4 kWp estivesse em pleno funcionamento, a geração de energia teria o comportamento disposto na Figura 5, diante do consumo no horário fora de ponta da instituição.

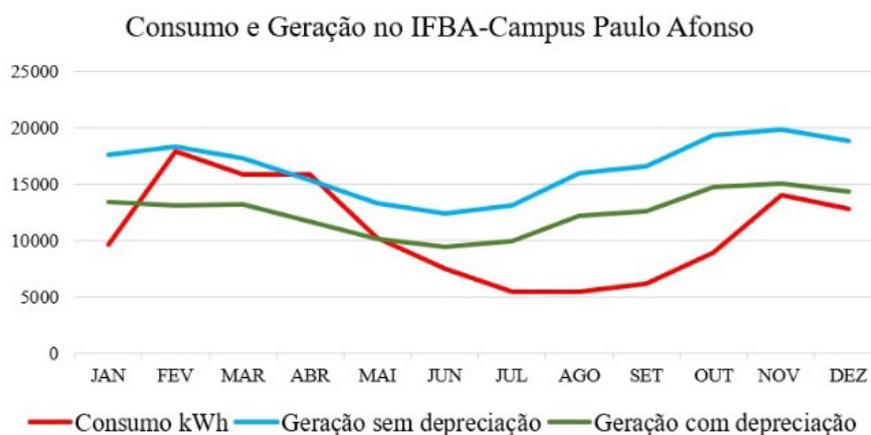


Figura 5. Consumo no Horário fora de Ponta e Geração de um sistema de 101,4 kWp para o IFBA Campus Paulo Afonso.

O gráfico demonstra que o sistema dimensionado atende bem o consumo no horário fora de ponta, verificando que ao longo do ano o consumo está predominantemente

abaixo da energia gerada, o que é ideal em sistema de compensação de energia para geração de créditos. No período onde o consumo está entre os índices de geração com e sem depreciação, foram justamente os meses que houve a cobrança de multas pelo excesso de consumo, verifica-se então que mesmo nesse período o sistema atenderia a demanda, pois o consumo é variável dentro do intervalo da geração nos aspectos considerados. O fator de depreciação representa possíveis condições desfavoráveis para o desempenho da geração fotovoltaica, tais como sujeira nas placas, inclinação e orientação dos painéis, sombra projetada na área da face frontal, possíveis correntes de fuga além dos fatores climáticos (Alcy Junior; Santana, 2017; Correia; Urbanetz Junior, 2015; Pinho; Galdinho, 2014).

O funcionamento eficiente de um sistema fotovoltaico depende de manutenções preventivas e preditivas respectivamente, que consiste em um trabalho de antecipação dos possíveis problemas e em monitorar as condições e o desempenho do sistema. Onde a escolha do local e o modo de instalação desde que bem feitas, possibilitará escoamento da água e a limpeza dos módulos (Lucrecio; Dullius, 2015).

5 | CONCLUSÃO

A partir dos resultados conclui-se que o IFBA Campus Paulo Afonso apresenta bom potencial para o desenvolvimento de uma política de gestão onde o consumo de eletricidade esteja pautado na eficiência energética. Ao longo de 2017 a instituição apresentou excessos no consumo de eletricidade no qual provocaram a cobrança de multas das quais fugiram do plano orçamentário, implicando na tomada de medidas emergenciais de racionamento de energia. Vale destacar que o Campus se encontra em processo de expansão e tanto seus hábitos de consumo quanto a carga instalada estão sofrendo alterações.

Nesse cenário, foi visto que a mudança da modalidade tarifária na qual o IFBA se enquadra atualmente não é viável, bem como o aumento do valor da demanda contratada não seria a medida mais eficaz. Este fato evidencia a eminente necessidade de um projeto fotovoltaico que contribua com a eficiência energética do campus a partir da redução do consumo no período fora de ponta, este responsável pelos problemas que a instituição tem apresentado com os gastos com o consumo de eletricidade.

Verificou-se que o sistema fotovoltaico instalado no IFBA Campus Paulo Afonso não possui uma potência adequada ao perfil de consumo da instituição, cabendo nesse aspecto a avaliação do “Programa Desafio da Sustentabilidade”, que neste caso, não atinge seu objetivo que é otimizar o gasto público com o consumo de eletricidade, implicando na ineficiência do sistema de compensação de energia. Diante disso, considera-se então que o IFBA apesar de contemplado com a central geradora fotovoltaica, não existiu antes um estudo prévio a respeito da realidade de consumo do instituto. Entretanto, considera-se que o sistema fotovoltaico no campus

tem contribuições significativas no desenvolvimento de atividade de ensino, pesquisa e extensão.

De acordo com o exposto, e a partir do estudo realizado sobre o consumo de eletricidade da instituição, verificou-se que para o IFBA ter um sistema de compensação energia eficiente, deverá implantar um sistema fotovoltaico capaz de gerar 95,94 kWp, potência necessária para suprir o consumo da instituição no horário fora de ponta, no mercado o sistema encontrado é de 101,4 kWp. Para se ter um sistema de compensação de energia eficiente a potencia do SFCR deve estar alinhado com o comportamento do consumo da unidade consumidora.

O Sistema de geração distribuída é ideal para unidades consumidoras que desenvolvem a maior parte de suas atividades no período diurno, ou seja, no horário fora de ponta. Diante disso, o SFCR adequado à realidade do consumo do IFBA Campus Paulo Afonso e aplicável para solucionar os problemas que a instituição vem passando com o consumo de eletricidade durante o período fora de ponta, concretizando-se como uma boa proposta de eficiência energética para o campus.

6 | AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o suporte financeiro fornecido pelo Programa Institucional de Bolsa de Iniciação em Desenvolvimento Tecnológico e Inovação (PIBIT/IFBA).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional De Energia Elétrica - Aneel. Resolução Normativa N° 414. Brasil, 2010.

Agência Nacional De Energia Elétrica - Aneel. Resolução Normativa N° 482, De 17 De Abril De 2012. Estabelece as Condições Gerais Para o acesso de Microgeração e Minigerção Distribuída Aos Sistemas De Distribuição De Energia Elétrica, O Sistema De Compensação De Energia Elétrica, E Dá Outras Providências. Disponível Em <[Http://Www.Aneel.Gov.Br/Cdoc/Ren2012482.Pdf](http://www.aneel.gov.br/cdoc/ren2012482.pdf)>. Acesso Em 17 Mar, 2018.

Agência Nacional De Energia Elétrica. Resolução Normativa N°687, De 24 De Novembro De 2015. Altera A Resolução Normativa N° 482, De 17 De Abril De 2012, E Os Módulos 1 E 3 Dos Procedimentos De Distribuição – Prodist. Disponível Em:< [Http://Www.Bioenergiaengenharia.Com.Br/Resolucao%20normativa%20ren%20687_2015.Pdf](http://www.bioenergiaengenharia.com.br/resolucao%20normativa%20ren%20687_2015.pdf)>. Acesso Em 18 . 2017.

Alcy Júnio, M; Santama, K. G. S; Desempenho de sistemas FV de acordo com a inclinação e azimute. Revista Fotovolt, n. 8, Janeiro 2017. Disponível em:<http://www.arandanet.com.br/revista/fotovolt/materia/2017/02/21/desempenho_de_siste_mas_fv.html>. Acesso em 08 Nov. 2017.

Associação Brasileira De Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR. Geração Distribuída Solar Fotovoltaica. Encontro Nacional dos Agentes do Setor Elétrico – ENASE. Rio de Janeiro, 2016.

Bueno, B. G; Vier, L. C; Moura, J; Rossi, C. T; Estudo De Viabilidade Para Utilização De Placas Fotovoltaicas Em Habitações Populares. In: XXVII Congresso Regional de Iniciação Científica e Tecnologia em Engenharia, 2017.

Câmara, L. S. C; Castro, N; Universidade Federal Do Rio De Janeiro, Projeto De Dissertação. Uma

Análise Regulatória Do Impacto Da Difusão Da Geração Distribuída Fotovoltaica De Pequeno Porte Sobre As Distribuidoras De Energia Elétrica No Brasil, 2016. 25p, Il. Tcc (Graduação)

Centro De Referências Para Energia Solar E Eólica Sergio De Salvo Brito (CRESESB). Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 20 Mar. 2018.

Centro De Referencias Para Energia Solar E Eólica Sergio De Salvo Brito (CRESESB). Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=o_cresesb. Acesso em: 20 Mar. 2018.

Centro De Referencias Para Energia Solar E Eólica Sergio De Salvo Brito (CRESESB). Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014.

Companhia De Eletricidade Do Estado Da Bahia - Coelba. Conexão De Microgeradores Ao Sistema De Distribuição Em Baixa Tensão. Disponível Em: <File:///C:/Users/Adria/Appdata/Local/Packages/Microsoft.Microsoftedge_8wekyb3d8bbwe/Tempstate/Downloads/Sm04.14-01.011.Pdf>. Acesso: 10 De Set. 2017.

Companhia De Eletricidade Do Estado Da Bahia. Opções Tarifárias. Disponível em: <<http://servicos.coelba.com.br/residencialrural/Pges/Alta%20Tens%C3%A3o/opcoes-tarifarias.aspx>>. Acesso em: 05 Jan. 2018.

Correia, K. S. V. M; Urbanetz Junior, J; Universidade Tecnológica Federal Do Paraná, Departamento Acadêmico De Eletrotécnica. Análise Do Desempenho De Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede Elétrica Em Curitiba, 2015. 64p, Il. Tcc (Graduação)

Empresa De Pesquisa Energética (EPE). Análise Da Inserção Da Geração Solar Na Matriz Elétrica Brasileira. Rio De Janeiro, 2012.

Gonçalves, W. J; Geração Distribuída: conhecimento das normativas regulatórias. Revista das Engenharias, Arquitetura e Urbanismo, Geografia, Gestão, Decisão e Memória, ano I, n. 1, 2018.

Growatt. Sistema Online De Monitoramento. Disponível Em: <<Http://Server.Growatt.Com/>>. Acesso Em 31 De Out. 2017

Instituto Federal De Educação, Ciência E Tecnologia Da Bahia (IFBA) – Campus Paulo Afonso. Relatório Anual 2017 – Comissão de Gestão Energética. Paulo Afonso, 2017.

Keller, C. R; Carvelli, E; Análise De Um Sistema Fotovoltaico Instalado Em Uma Edificação Comercial. Revista UNINGÁ, v.28, n.3, p.43-50, 2016.

Laboratório De Energia Solar - Labsol. Universidade Federal Do Rio Grande Do Sul. Porto Alegre, 2017.

Laste, J. M. D; Sakaguti, E. M; Romani, M; Análise de Faturamento de Energia Elétrica de uma Instalação de Armazenagem de Grãos com Net Metering Via Geração Fotovoltaica. In: 10º Congresso sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rura. São Paulo, 2015

Lopes, Y; Fernandes, N. C; Saade, D. C. M; Geração Distribuída De Energia: Desafios E Perspectivas Em Redes De Comunicação. In: Xxxiii Simpósio Brasileiro De Redes E Comptadores E Sistemas Distribuídos. Vitória, 2015

Lucrecio, Willian; Dullius, Alexandre. Universidade Federal Do Paraná, Programa de Educação Continuada em Ciências Agrárias. Dimensionamento e Retorno De Investimento De Geração De Energia Solar Residencial: Um Estudo De Caso No Município De Araranguá SC, 2015. 37P, il. TCC (Especialização).

Maia, Rebeca; Delgado, Danielle. Instituto Federal De Educação, Ciência E Tecnologia Da Bahia, Coordenação De Engenharia Elétrica. Estudo De Adequação Técnica e Tarifária de uma Unidade Consumidora do Poder Público – Ifba – Campus De Paulo Afonso, 2017. 64p, il. TCC (Graduação).

Matos, D.M.B; Catalão, J.P.S; Geração Distribuída E Os Seus Impactes No Funcionamento Da Rede Elétrica: Parte 1. In: International Conference On Engineering. Covilhã, Portugal, 2013.

Ministério Da Educação. Desafio da Sustentabilidade: Programa de Inovação do Ministério da Educação em prol da Eficiência do Gasto Público. Disponível em: <<http://desafiodasustentabilidade.mec.gov.br/>>. Acesso em 01 Mar. 2018.

Ministério De Minas E Energia - MME. Boletim mensal de monitoramento do setor elétrico – dezembro de 2016. Brasília: MME, 2017.

Moraes, A. S; Delgado, D. B. M; Alves, S. F; Análise Do Impacto Da Geração Fotovoltaica Na Redução Do Consumo De Energia Elétrica De Uma Instituição De Ensino Federal No Sertão Baiano. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado, 2018.

Moraes, Adriano; Farias, Saulo. Instituto Federal De Educação, Ciência E Tecnologia Da Bahia, Coordenação De Engenharia Elétrica. Análise Do Impacto Da Geração Fotovoltaica Na Redução Do Consumo de Energia Elétrica Fora de Ponta no IFBA Campus Paulo Afonso, 2017. 58p, il. TCC (Graduação).

Nascimento, R. L; Energia Solar No Brasil: Situação E Perspectivas. Estudo Técnico. Câmara Dos Deputados. Brasília, 2017

PHB Solar. Disponível em: < <https://www.energiasolarphb.com.br/quem-somos.php>>. Acesso: 20 Mar 2018.

PHB Solar. Kits Fotovoltaicos. Disponível em: <<https://www.energiasolarphb.com.br/kits-fotovoltaicos.php>>. Acesso: 20 Mar 2018.

Pinho, J. T; Galdino, K. S; Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: < http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em 08 de Nov, 2017

Rauschmayer, H; Galdino, M. A; Os Impactos da Regulamentação Aneel/482 e da Legislação Tributária no Retorno Financeiro de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. In: V Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife, 2014.

Ruscheinsky, A; Medeiros, M. F. S; A Gestão De territórios sustentáveis e as ações estratégias das universidades. Guaju, Matinhos, v.2, n.2, p. 125-160, 2016.

Santos, D. R. C. G; Nascimento, G. F; Xavier, V. L. C; Costa, J. F; Energia Solar Fotovoltaica: Um Estudo De Caso Da Aplicação No Sistema De Iluminação Em Uma Instituição De Ensino Profissionalizante. Revista GEINTEC. v.7, n.2, p.3859-3875, 2017.

Santos, E. P; Conti, T. N; Mercado profissional para a área de energia e eficiência energética no Brasil. Revista Internacional de Ciências, v. 07, n. 02, p. 142 - 158, 2017.

Senna, A. J. T Et. Al; Em Busca de uma Universidade Mais Sustentável: Identificação e Análise dos Aspectos Ambientais de uma Unidade de uma Instituição Federal Multicampi de Ensino Superior. In: IV Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental. Salvador, 2013.

Silva, C. F; Chaves, P. R; Barbosa, G. S; Energia solar como Solução Energética Sustentável em Cidade Compactas. V.5, n.31, p. 68-77, 2017.

Tauchen, J; Brandli, L. L; A Gestão Ambiental Em Instituições de Ensino Superior: Modelo para Implantação em Campus Universitário. Revista Gestão & Produção, v.13, n.3, p.503-515, 2006.

Vecchia, N. A. D; Geração Distribuída Para Compensação De Energia Elétrica. In: Conferência Internacional De Energias Inteligentes. Curitiba, 2016.

PLATAFORMA PORTÁTIL E DE BAIXO CUSTO PARA A AQUISIÇÃO DA CURVA CARACTERÍSTICA DE CÉLULAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

Júlio César Madureira Silva
Augusto César da Silva Bezerra
Claudinei Rezende Calado
Ana Luiza F. Maia
Amanda Ribeiro Amorim

Centro Federal de Educação Tecnológica de
Minas Gerais – Cefet MG

RESUMO: Os parâmetros de desempenho e vida útil de uma célula fotovoltaica são obtidos através da curva corrente-tensão (curva IV) do dispositivo. Diferentemente das células fotovoltaicas inorgânicas (silício), as células poliméricas orgânicas apresentam problemas de estabilidade. Procedimentos básicos, sem a utilização de unidades SMU (*source meter unit*) para o levantamento desta curva, foram descritos em 2011 (REESE et al., 2011) e os dados reportados ajudarão na formulação de normas específicas para este novo tipo de dispositivos fotovoltaicos. Este trabalho propõe a utilização de uma plataforma de aquisição de dados mais acessível e barata, para a aquisição dos dados necessários para o traçado da curva JV de dispositivos fotovoltaicos. A plataforma usada para o protótipo apresentado neste trabalho foi o ARDUINO UNO, que possui hardware e software abertos, 14 entradas/saídas digitais (das quais 6 podem ser usadas como saídas

PWM) e 6 entradas analógicas. A velocidade de operação do processador é de 16 MHz e a comunicação com módulos externos é feita utilizando-se a conexão serial USB. A fim de comparação e validação dos dados adquiridos com a plataforma proposta, são apresentados também os dados adquiridos com uma unidade SMU comercial, modelo KEITHLEY 2400. Os resultados obtidos mostram que o protótipo proposto apresentou dados coesos com os valores esperados (faixa de erro menor que 5%).¹

PALAVRA CHAVE: células fotovoltaicas, polímeros semicondutores, curvas características, estabilidade, vida útil

ABSTRACT: The performance parameters as well as the lifetime of a solar cell can be inferred from the current-voltage curve (IV curve) of the device. Unlikely their inorganic counterpart (silicon based), the organic polymer solar cells face stabilities issues. Basic procedures, not requiring SMU (source meter unit) to perform the IV curve, were described in 2011 (REESE et al., 2011) and all the data acquired are supposed to help in proposing specific standards for this new type of photovoltaic devices. This paper presents an accessible and not expensive platform for data acquisition needed in order to plot the IV curve for photovoltaic devices.

1 Artigo para CBCiMat 06/10/2016

The platform used for the prototype here is ARDUINO UNO, it has both hardware and software open source, 14 digital input/output (of which 6 can be used as PWM outputs) and 6 analog inputs. The CPU speed is 16 MHz and all external communication is made using USB connection. In order to check and validate the data acquired with the proposed prototype, this paper also shows the data acquired with a professional SMU, KEITHLEY 2400. The results indicate that the proposed prototype presented the expected data correctly (error range below than 5%).

KEYWORDS: solar cells, semiconductor polymers, characteristic curves, stability, lifetime

1 | INTRODUÇÃO

A área de dispositivos fotovoltaicos passou por um processo evolutivo considerável desde o surgimento, no início dos anos 50, da primeira célula fotovoltaica, baseada em silício monocristalino e que, segundo Jorgensen et al. (2012), pode ser considerada como “a primeira célula fotovoltaica qualificadamente tecnológica”. Gevorgyan et al. (2016) menciona que após décadas de pesquisas e estudos, o estado da arte dos dispositivos fotovoltaicos encontra-se dividido em uma tecnologia inorgânica (baseada em silício) já consolidada comercialmente e com normas internacionais (IEC e ASTM) para validar a vida útil de novos módulos (em torno de 20-30 anos) e novas tecnologias “rapidamente emergentes”, como é o caso das células fotovoltaicas orgânicas (*organic photovoltaic cells – OPV*), células solares sensibilizadas por corantes (*dye sensitized solar cells – DSSC*), células de perovskita (*perovskite solar cells – PVSK*), dentre outras. Krebs (2012) explica que as células baseadas em cristais inorgânicos são “intrinsecamente estáveis”, e os mecanismos de degradação são basicamente associados a questões externas como soldas, barramentos e conectores. Já com relação às novas tecnologias, mais especificamente tratando das células OPV, a questão da estabilidade e vida útil vem sendo investigada constantemente, com a busca de uma metodologia própria para este tipo de célula. Gevorgyan et al. (2016) menciona que “grande esforço está sendo aplicado no desenvolvimento de uma metodologia que permita tanto a condução de testes de falha quanto para a confiança em relação a durabilidade ou previsão da vida útil no ambiente final de uso, baseado em testes acelerados”.

Reese et al. (2011) publicou os protocolos iniciais para medição e relato dos parâmetros de estabilidade de dispositivos OPV com o intuito diminuir a discrepâncias dos dados até então relatados por diferentes grupos, estabelecendo assim, critérios para que os dados possam ser comparados e formando-se assim um banco de dados confiável. Essas atitudes são muito importantes neste tipo de tecnologia que apresenta muitas características (internas e externas), ainda desconhecidas, associadas à degradação.

Jorgensen et al. (2012) menciona que o número de publicações sobre degradação de células OPV representa menos de 5% de todo trabalho publicado até 2010. Gevorgyan (2016) menciona que entre 2286 artigos analisados no ano de 2015, apenas 303 continham dados de vida útil, sendo os demais referentes a discussões sobre a teoria por detrás da questão da estabilidade. Reese (2011) menciona que não é preciso equipamento sofisticado (*source meter unit – SMU*) para atender às exigências dos níveis 1 (básico) e 2 (intermediário) da ISOS (*international summit on OPV stability*). Trabalhos anteriores publicados por Krebs et al. (2009) e Madsen et al. (2014) (baseados em estudos interlaboratoriais (*Round Robin – RR e Inter-laboratory Study – ILS*)) foram realizados procurando envolver o maior número de participantes e propondo procedimentos padrões de medição de parâmetros (sem a necessidade de equipamentos sofisticados) para servir como uma forma de integração entre grandes laboratórios de pesquisa e grupos menores de pesquisadores da área e padronizar os procedimentos para análise e relatório dos dados obtidos. Neste sentido este trabalho sugere um aparato mais acessível e portátil a ser utilizado para adquirir os parâmetros elétricos necessários para o levantamento da curva característica de dispositivos fotovoltaicos, com fins de monitoramento e análise dos mesmos.

2 | MEDIÇÃO E RELATÓRIO DE DADOS REFERENTES À ESTABILIDADE OPERACIONAL DE DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS ORGÂNICOS

Dam e Larsen-Olsen (2016) explicam que a medição dos parâmetros de uma célula fotovoltaica é feito com a varredura de um valor de tensão elétrica aplicada sobre a célula, medindo-se a resposta da corrente elétrica na mesma. A curva característica desta da célula (curva IV) é o gráfico dos valores de corrente obtidos em função da tensão elétrica aplicada, conforme pode ser visto na Figura 1.

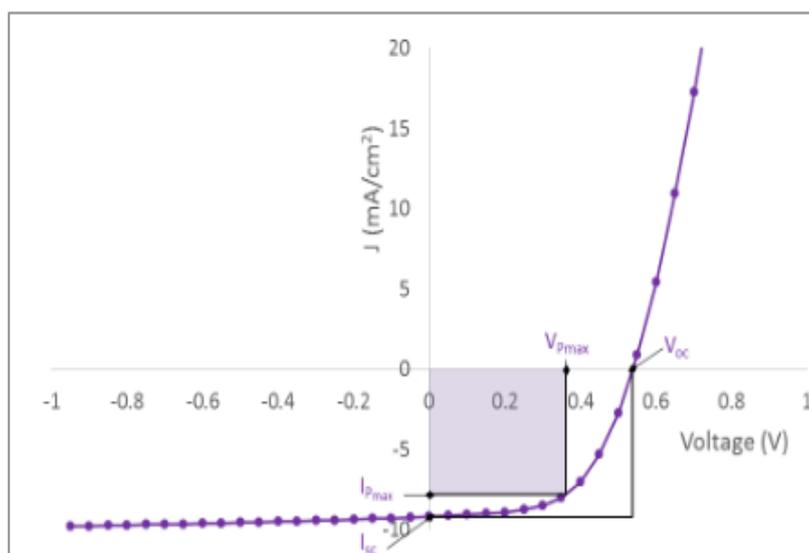


Figura 1: Exemplo de uma curva IV para uma célula fotovoltaica com destaque para os pontos de potência máxima ($V_{P_{max}} \cdot I_{P_{max}}$) e a tensão de circuito aberto V_{OC} e corrente de curto circuito

O ponto indicado como V_{oc} (*open circuit voltage*) refere-se à tensão de circuito aberta, ou seja, à máxima tensão fornecida pela célula (quando esta está sem carga conectada). Já o ponto indicado na Figura 1 como I_{sc} (*short circuit current*) refere-se ao valor máximo de corrente que a célula pode fornecer, ou seja, quando a carga conectada aos seus terminais for igual a zero. Reese (2011) explica que com a utilização de um simples voltímetro é possível a medição dos parâmetros V_{oc} e I_{sc} . Entretanto, o ponto de operação de uma célula fotovoltaica está relacionado com o ponto de potência máxima MPP (*maximum power point*), indicado na Figura 1 como o produto do valor da tensão V_{Pmax} · I_{Pmax} . Dam e Larsen-Olsen (2016) explicam ainda, que mais importante que o valor máximo de potência de uma célula fotovoltaica é a relação entre esta (potência máxima) e o produto entre os valores de V_{oc} e I_{sc} , parâmetro este definido como Fator de preenchimento (*fill factor – FF*):

$$F = \frac{I_{Pmax} \times V_{Pmax}}{I_{sc} \times V_o} \quad (1)$$

Outro parâmetro extraído da curva JV é a eficiência da célula (*power conversion efficiency – PCE*), que é a razão entre a eletricidade gerada e a energia luminosa de entrada:

$$PCE = \frac{I_{sc} \times V_o \times F}{P_{luminosa}} \quad (2)$$

Reese (2011) explica que o traçado da curva com os valores de PCE obtidos ao longo do tempo revela a instabilidade dos parâmetros das células OPV cuja explicação está relacionada com a diversidade de materiais e às diferentes arquiteturas utilizadas na construção do dispositivo, sendo as razões intrínsecas para falhas destes dispositivos pouco conhecidas ainda e minimizadas, na prática, com o uso de um encapsulamento apropriado.

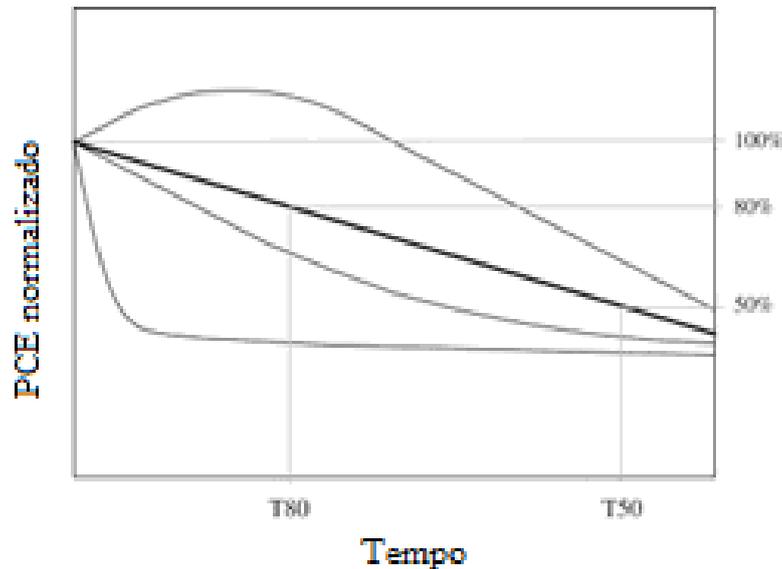


Figura 2: Exemplos da evolução de 3 curvas de eficiência (PCE) ao longo do tempo de operação de células fotovoltaicas orgânicas. Os tempos T_{80} e T_{50} foram obtidos supondo um dispositivo com decaimento linear e referem-se a 80% e 50% do valor inicial da eficiência dos dispositivos.

Fonte: Adaptado Reese et al., 2011.

3 | MATERIAIS E MÉTODOS

Reese (2011) sugere que, para o traçado da curva IV, a faixa de valores de tensão contenha no mínimo de 100-200 pontos para possibilitar uma determinação precisa das características do dispositivo (V_{oc} , I_{sc} , MPP e FF) com intervalo de medição entre os dados de 10-100 ms, dependendo assim alguns segundos para a aquisição de todos os dados necessários para a curva. Para essa finalidade, utilizou-se a plataforma de hardware e software abertos ARDUINO UNO, que possui 14 entradas/saídas digitais (com 6 saídas configuráveis como moduladas por largura de pulso (*pulse width modulation – PWM*) e 6 entradas analógicas. A Figura 3 mostra o esquema utilizado para implementação do circuito.

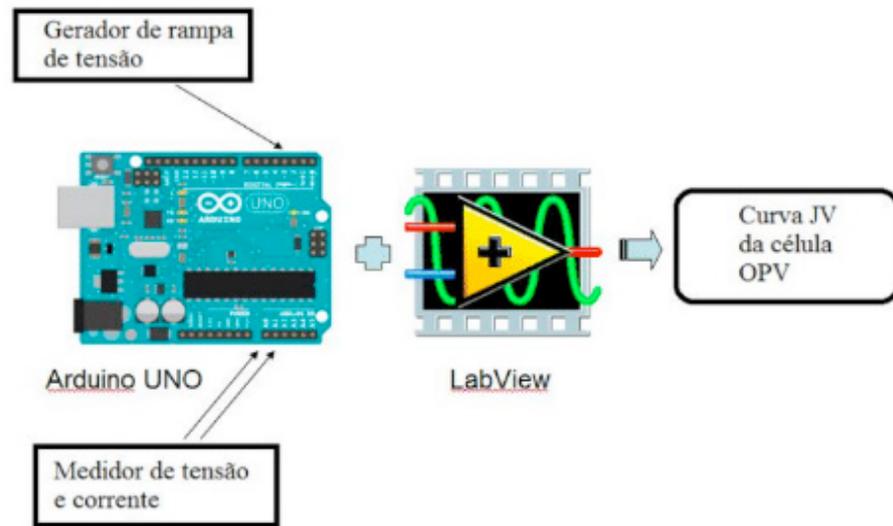


Figura 3: Esquema do sistema de aquisição de dados para levantamento da curva JV de células OPV.

Fonte: Próprio autor.

Conforme pode ser visto na Figura 3, utilizou-se também o ambiente de desenvolvimento de software LabView (National Instruments) com o intuito de facilitar a construção da interface gráfica para visualização dos dados adquiridos. A Figura 4 mostra o painel frontal e o diagrama de blocos criados com o LabView.

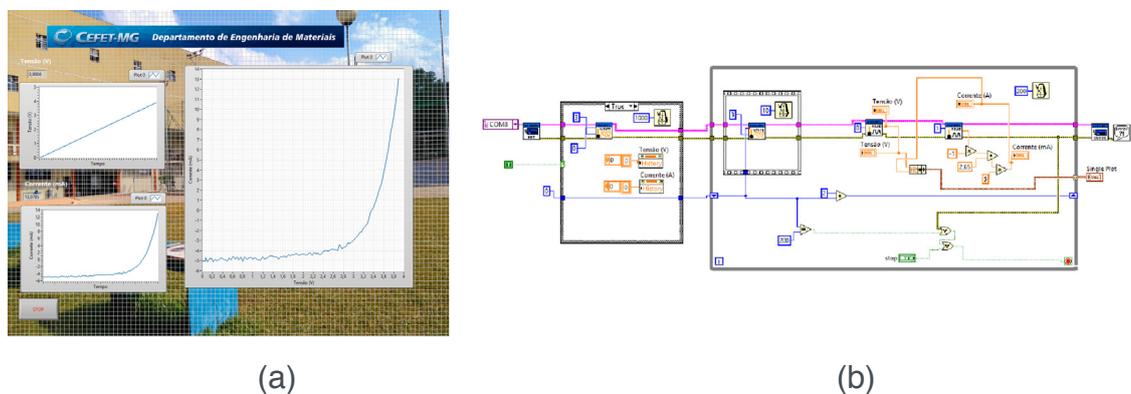
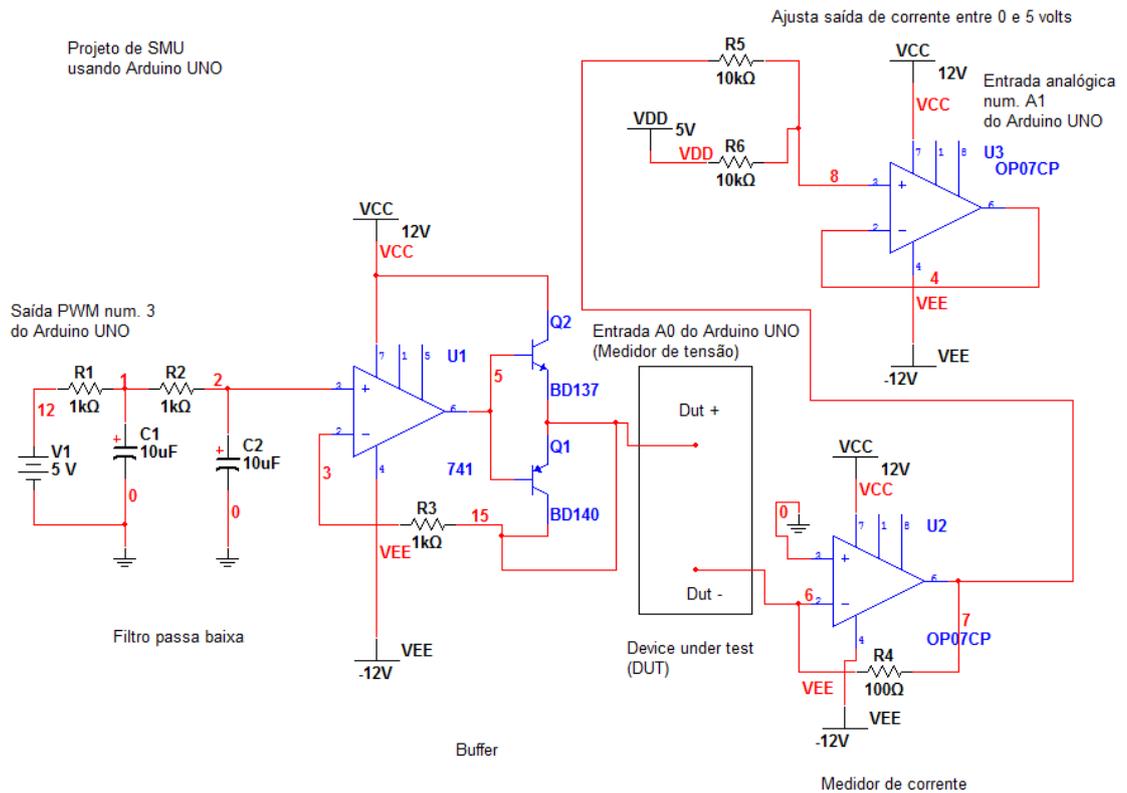


Figura 4: (a) Painel frontal e (b) Diagrama de blocos construídos usando LabView

Fonte: Próprio autor

A Figura XX mostra o projeto do circuito eletrônico utilizado para a implementação do protótipo apresentado.



Foi utilizado para este trabalho, uma célula de silício com as seguintes especificações: $V_{OC} = 3,43 \text{ V}$ e $I_{SC} = 16 \text{ mA}$. Para a geração do espectro de referência AM 1.5 (1000 W/m^2 , conforme IEXXXX), foi utilizado o simulador solar SUN 2000 (ABET TECHNOLOGIES), previamente calibrado utilizando-se a célula de calibração de silício, modelo RR_196_O. Já para a comparação dos resultados, foi utilizado o equipamento comercial SMU (*source meter unit*), KEITHLEY 2400. O aparato utilizado para a aquisição de dados é mostrado na Figura 5.

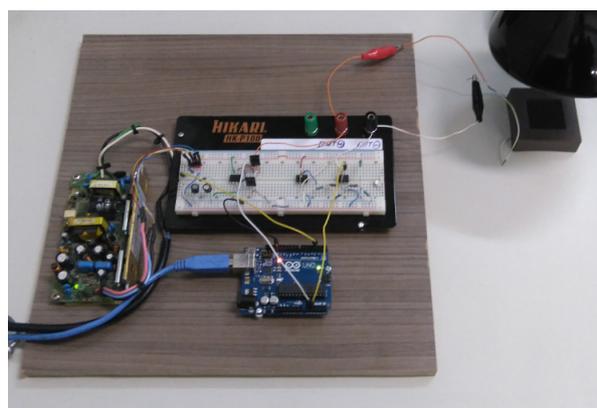


Figura 5: Aparato montado para a aquisição dos dados para levantamento da curva IV.

Fonte: Próprio autor.

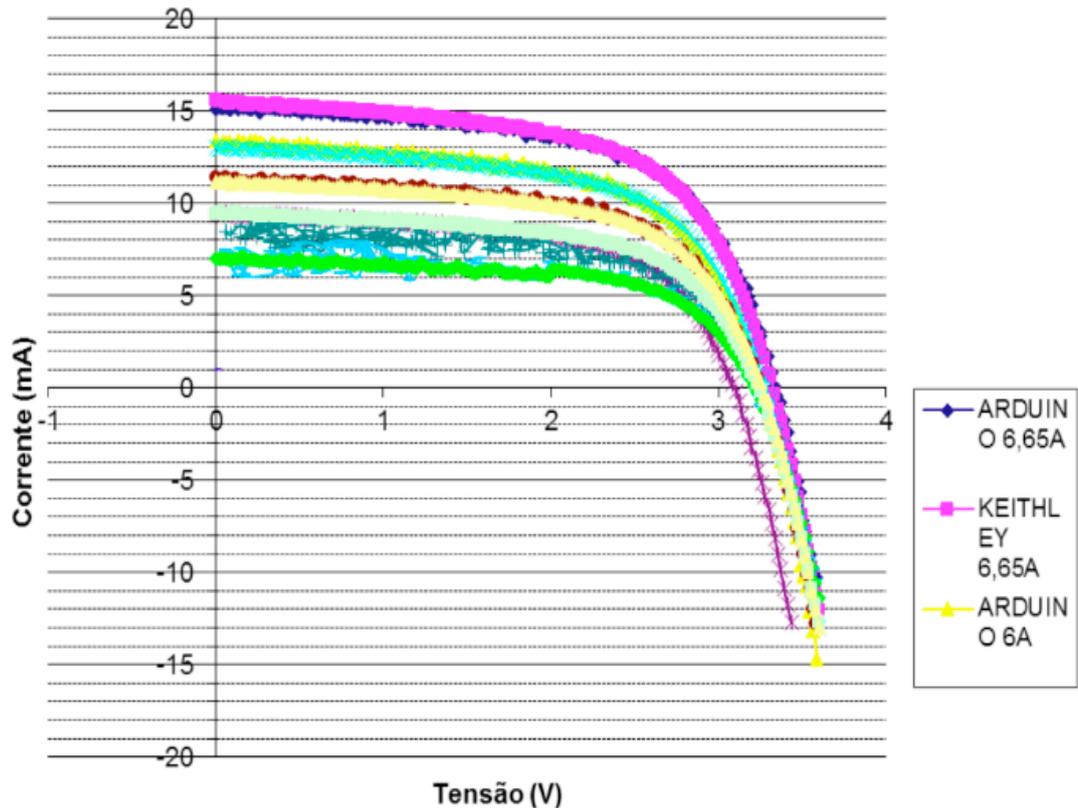
A Figura 6 mostrauma visão geral do “set” montado para a realização do “ensaio”.

Para validação das medidas, foram realizadas medições com diferentes valores

de irradiações (a partir do valor padrão AM 1.5 que é dito de 1 SUN). A tabela xx mostra os valores usados:

	Corrente (A)
1 sol	6,65
0,9 sol	6,00
0,83 sol	5,50
0,75 sol	5,00

4 | RESULTADOS E DISCUSSÃO



5 | CONCLUSÃO

O desenvolvimento de uma metodologia de testes de falhas e previsão de durabilidade de vida útil de células fotovoltaicas orgânicas passa pela análise de testes acelerados de vida útil de dispositivos sob diferentes condições (*outdoor* e *indoor*) obedecendo-se a protocolos predefinidos. Assim, o aumento do banco de dados obtidos com experimentações é crucial para o estabelecimento de normas próprias para este tipo de tecnologia.

O uso de ferramentas mais acessíveis e baratas para a aquisição de dados de desempenho de células OPV pode diminuir o tempo necessário para um melhor entendimento dos fenômenos referentes à degradação e melhoria da vida útil destes dispositivos.

O aparato apresentado neste trabalho mostrou resultados satisfatórios quando

comparado com os resultados obtidos com um equipamento comercial.

6 | AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Capes (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pelo apoio financeiro oferecido para o desenvolvimento do trabalho, bem como ao Cefet MG, Departamento de Engenharia de Materiais e ao CTNanotubos - UFMG pelo espaço e materiais/equipamentos de apoio utilizados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

JORGENSEN, M. et al. Stability of Polymer Solar Cells. **Advanced Materials**. 2012, 24, 580-612.

GEVORGYAN, S. A. et al. Baselines for lifetime of organic solar cells. **Advanced Energy Materials**. 2016.

KREBS, F. C. **Stability and Degradation of Organic and Polymer Solar Cells**. Wiley, 2012.

REESE, M. O. et al. Consensus stability testing protocols for organic photovoltaic materials and devices. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. 2011, 95, 1253-1267.

KREBS, F. C. et al. A round robin study of flexible large-area roll-to-roll processed polymer solar cell modules. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. 2009, 93, 1968-1977.

MADSEN, M. V. et al. Worldwide outdoor round robin study of organic photovoltaic devices and modules. **Solar Energy Materials & Solar Cells**. 2014, 30, 281-290.

DAM, Henrik Friis; LARSEN-OLSEN Thue Trofod. Characterization: IV- curves. Disponível em: < <http://plasticphotovoltaics.org/lc/characterization/lc-measure.html>>. Acesso em: 30 ago. 2016.

SISTEMA DE AQUISIÇÃO PARA PAINÉIS FOTOVOLTAICOS COM ARMAZENAMENTO DE DADOS EM SERVIDOR REMOTO UTILIZANDO PLATAFORMAS OPEN SOURCE RASPBERRY PI E ARDUINO

José Ilton de Oliveira Filho

King Abdullah University of Science and Technology, Departamento de Eletrofísica
Thuwal, Mekkah – Arábia Saudita

Wilk Coelho Maia

Universidade Federal do Piauí, Departamento de Engenharia Elétrica
Teresina – Piauí

RESUMO: Este trabalho consiste em um protótipo de um sistema de aquisição de dados interligado via rede sem fio para armazenamento de dados em servidor remoto. Neste estudo, são apresentadas a placa de aquisição e o princípio de funcionamento de todo o sistema desenvolvido, desde a medição até o armazenamento dos dados de um painel fotovoltaico em um servidor remoto. A utilização de um servidor remoto conectado à internet implica na possibilidade de análise, manipulação e controle dos dados em questão de qualquer lugar do mundo, com as configurações necessárias.

PALAVRAS-CHAVE: Painel Fotovoltaico, Aquisição, Servidor Remoto.

ABSTRACT: This paper consists of a prototype of a data acquisition system connected via wireless network for data storage on remote server. In this study are presented the acquisition board and the operating principle of the whole

system developed from the measurement data until storage of a photovoltaic panel on a remote server. Using a remote server connected to the Internet implies the possibility of analysis, manipulation and control of such data from anywhere in the world, with the necessary settings.

KEYWORDS: Photovoltaic panel, Acquisition, Remote Server.

1 | INTRODUÇÃO

O Brasil possui um grande potencial de energia solar durante todo o ano, por ser um país localizado, em sua maior parte, na região intertropical (Tiba et al., 2000; Colle e Pereira, 1997). Com a utilização da energia solar, haveria benefícios a longo prazo, viabilizando o desenvolvimento de regiões remotas onde o custo da eletrificação pela rede convencional é demasiadamente alto com relação ao retorno financeiro do investimento, regulando a oferta de energia em situações de estiagem, diminuindo a dependência do mercado de petróleo e reduzindo as emissões de gases poluentes na atmosfera, como estabelecido na Conferência de Kyoto (Martins et al, 2004).

Segundo Ranhotigamage e Mukhopadhyay (2011), há uma necessidade crescente do

monitoramento do comportamento dos painéis fotovoltaicos. O entendimento dos diferentes fatores e das condições de luz são importantes para se extrair a máxima potência de um painel ou de uma matriz de painéis. Katsuya, Shigeyasu, e Go (2006) juntamente com Phelps, Lo e Michael (2004), afirmam que isto pode ser conseguido traçando as características I-V de painéis ou matrizes de painéis sob diferentes condições atmosféricas. Diversos trabalhos foram realizados para a medição da curva I-V-P, através de distintos tipos de sistemas de aquisição de dados e, em seguida, foram usados para controlar o ponto máximo de potência para assim ter-se um maior aproveitamento dos painéis (Griesbach, 1996).

A larga escala de integração dos recursos renováveis necessita de uma minuciosa análise dos seus impactos no sistema de geração elétrico. Um dos principais problemas relacionados a esses tipos de recursos é a estabilidade do sistema elétrico, devido às imprevisíveis variações dos recursos renováveis (Pérez-Arriaga, 2011). A saída dos geradores fotovoltaicos mostra variações determinísticas devido aos movimentos do sol, bem como imprevisíveis, devido às condições climáticas (Mills et al., 2009). Devido a isso, a estabilidade de um sistema fotovoltaico requer gravações de seus dados sobre grandes períodos (Petrescu, Lupu e Azzouzi, 2013).

Existem no mercado inúmeros sistemas de aquisição de dados e, na última década, houve o surgimento de vários trabalhos voltados a baratear e melhorar a eficiência desses sistemas. A maioria dos atualmente existentes utiliza conexão física para transferência de dados, além de que, em quase todos os casos, um computador é utilizado para fazer os cálculos ou gerenciar o armazenamento dos dados pertinentes, como gráficos e dados processados. Os microprocessadores, usados nesses sistemas, são usados apenas para a obtenção dos valores analógicos e convertidos para dados digitais. Parashar e Dhankhar (2014) propõem, em seu trabalho, o uso de uma rede sem fio, reduzindo significativamente o custo de comunicação de um sistema de aquisição em uma área geográfica pequeno. Em um trabalho recente, Y.L. Soon, K.B. Gan, & M. Abdullah (2015) propõem a substituição de um computador comum por um Raspberry PI em sistema de aquisição de dados SID, levando a um barateamento e maior acessibilidade dos dados.

Este trabalho traz a proposta de apresentar um sistema viável e operacional para aquisição, armazenamento, processamento e controle de dados, sem a necessidade de um computador externo para processamento de dados e com toda a comunicação feita de forma sem fio.

2 | METODOLOGIA

2.1 Princípio de operação

Para este trabalho utilizou-se duas plataformas de desenvolvimento *open source*, as plataformas Arduino e Raspberry Pi. A plataforma Arduino é projetada com um microcontrolador que pode ser programado em linguagem C++ com auxílio de bibliotecas próprias, possuindo uma rica biblioteca de exemplos de programas com funcionalidades de placa, disponíveis para download online (Arduino, 2015). As portas analógicas dessa plataforma são configuradas para aquisição de leituras instantâneas dos valores de tensão presentes nas mesmas. O microcontrolador (uC) Atmega328P, fabricado pela Atmel, é o responsável pelo processamento executado na placa Arduino.

O Atmega328P é considerado um uC de alto desempenho, tendo baixo consumo, com uma corrente de trabalho em torno de 0,2mA. Ele possui 1KB de memória EEPROM, 2KB de SRAM, seis canais PWM, oito canais digitais e seis canais analógicos; sua tensão de operação é de 1.8 a 5.5volts, o clock pode ser de 0 à 20MHz e possui uma serial universal USART e interface SPI (Atmel, 2009; Mota et al, 2011).

Como servidor, utilizou-se o Raspberry Pi, um computador de baixo custo baseado em processador de arquitetura ARM, do tamanho de um cartão de crédito, que se conecta a um monitor ou TV e usa teclado e mouse comuns. É um pequeno dispositivo que permite pessoas de todas as idades explorarem a computação e aprender como programar em linguagens como Scratch e Python. Com ele, você é capaz de fazer tudo o que se espera de um desktop, desde navegar na internet, reproduzir vídeos em alta definição a criar planilhas, documentos e jogar jogos (Raspberry Foundation, 2015).

Utilizando o Arduino, elaborou-se um sistema de aquisição de dados de uma série de sensores acoplados aos painéis fotovoltaicos. Após a aquisição dos dados, os dados são, então, enviados por um transmissor RF ao servidor. A Fig. 1 mostra esse sistema:

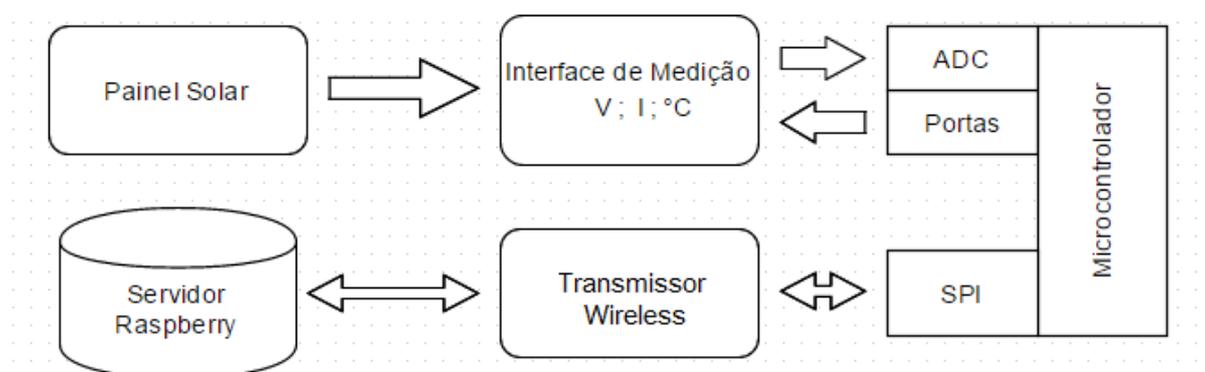


Figura 1- Topologia do Sistema.

2.2 Detalhes da implementação do sistema

A aquisição de dados enfocou 3 variáveis do sistema: a temperatura, a corrente

e a tensão. Para aquisição da tensão, utilizou-se um divisor de tensão, projetado com um fator de 1/6 entre o nível captado, enviado ao microcontrolador, e a saída do painel fotovoltaico. Para a medição de corrente, utilizou-se um resistor de potência em série com a carga do sistema e se mediu o nível de tensão sobre ele. A corrente foi, então, calculada de acordo com a Lei de Ohm. Empregando o sensor LM35, um circuito integrado cuja saída é linear e proporcional à temperatura em graus célsius, foi aferida a temperatura do painel. O esquemático da placa de aquisição é mostrado na Fig. 2.

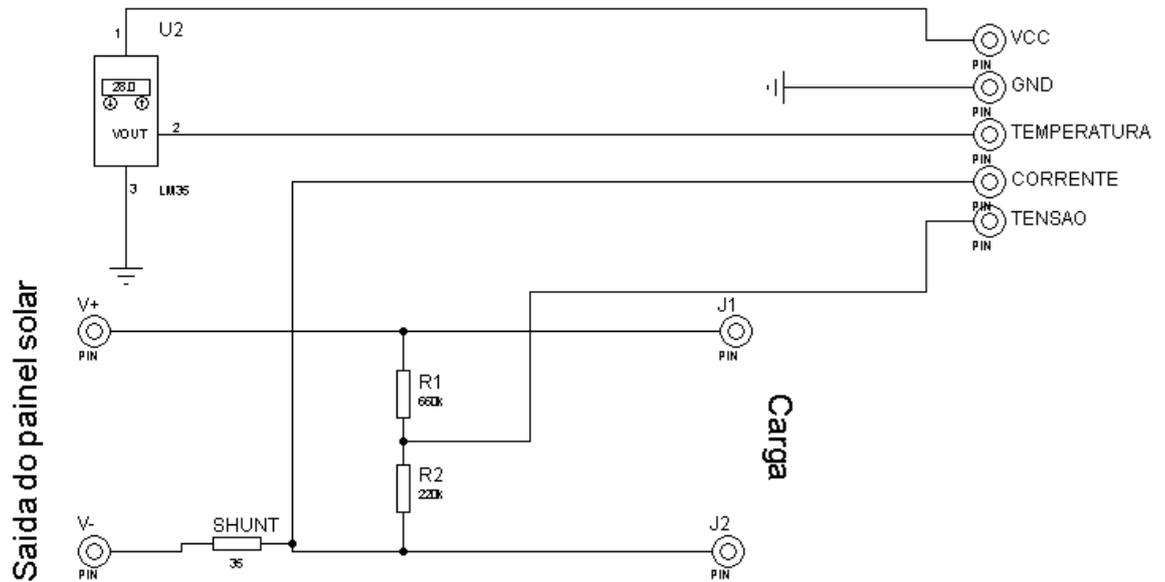


Figura 2- Esquemático da placa de aquisição.

Instalou-se a distribuição Arch Linux ARM 2014.06 num cartão microSD de 2GB, para ser usado em um Raspberry Pi modelo B (rev. 2). As ferramentas de desenvolvimento foram atualizadas e foram instalados os pacotes da linguagem Python e a biblioteca de controle das portas de entrada e saída para essa linguagem e para a linguagem C. Instalou-se, também, a biblioteca RF24, *open source*, para interface entre o sistema operacional e o módulo transreceptor nRF24L01+ (Seow, 2014). Finalmente, instalou-se o pacote apache para implementação de um servidor http, possibilitando acesso remoto aos dados coletados sem necessidade de conhecimentos específicos em ambiente Linux.

Usando o módulo transreceptor nRF24L01+, interfaceado pela conexão SPI do Raspberry, foi implementada uma topologia de rede do tipo estrela, como é mostrada na Fig. 3, baseando-se no modelo DHCP, onde o servidor registra cada novo cliente com um código local para comunicação, análogo ao IP.

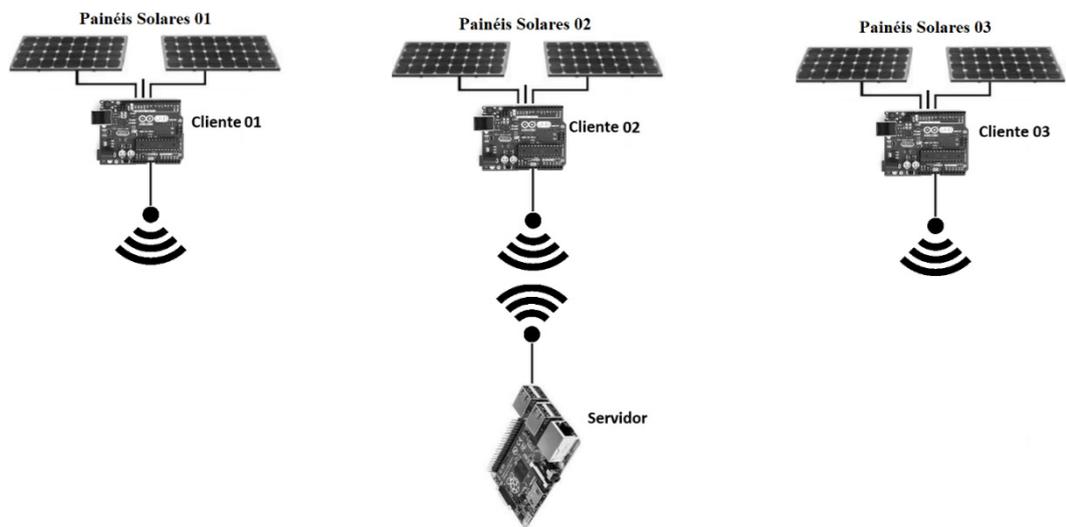


Figura 3- Network do tipo estrela entre Arduino e Raspberry.

3 | RESULTADOS E DISCUSSÕES

O sistema descrito na seção anterior foi implementado e, durante o período de 08:30 às 18:00 de um dia, a cada 5 minutos, dados de tensão, temperatura e corrente foram colhidos pelo sistema de aquisição implementado com o Arduino e enviados ao servidor remoto. O servidor ficou, então, responsável por armazenar esses valores em arquivos de texto para análise posterior.

Gerou-se gráficos dos resultados obtidos utilizando a ferramenta *matplotlib* (Hunter, 2007), em linguagem Python. Esses são expostos na Fig. 5, à medida que a Fig. 4 dá uma visão geral do sistema concebido e utilizado para as aferições.

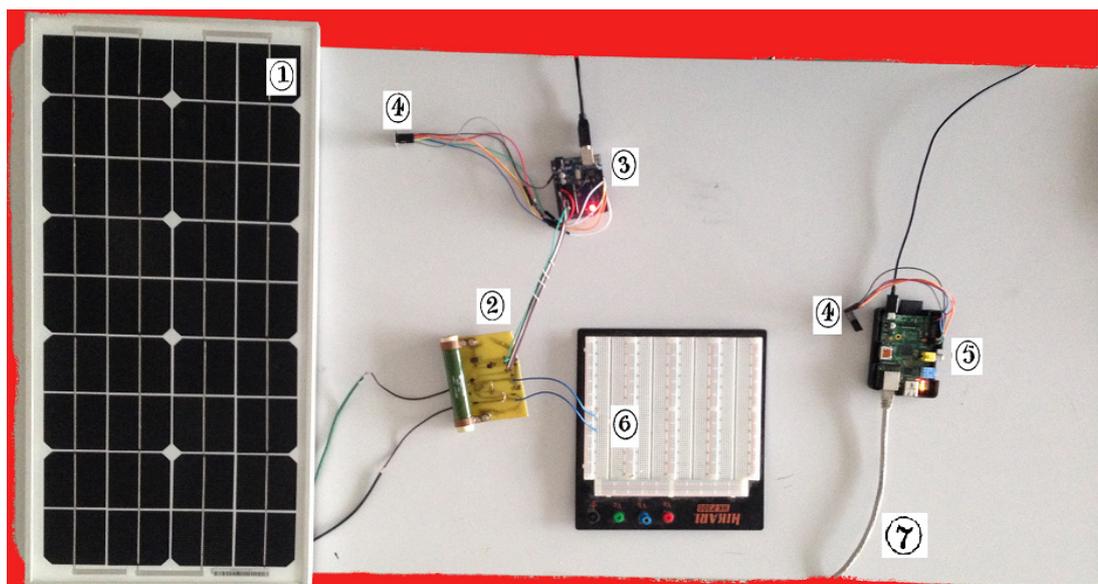


Figura 4 – (1) Painel Fotovoltaico; (2) Módulo de aquisição de dados; (3) Arduino; (4) Módulo de transmissão Wireless 2.4Ghz; (5) Raspberry; (6) Conexão de saída para carga; (7) Cabo RJ45 para conexão com internet.

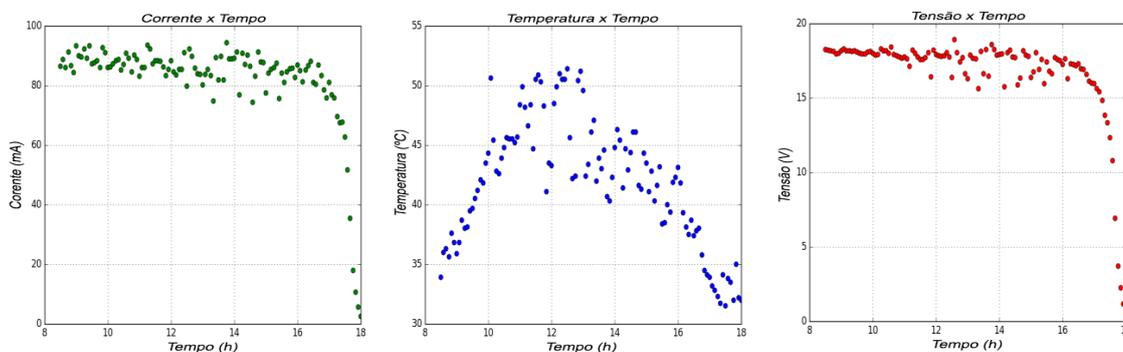


Figura 5 – Dados adquiridos pelo sistema durante um período de 11 horas e 30 minutos. Corrente em verde, temperatura do painel fotovoltaico em azul e tensão em vermelho.

Os resultados obtidos mostram uma consistência nos valores de tensão obtidos pelo painel durante o período de aferição, com alguns pontos destoando levemente dos demais, no período das 11 às 16 horas. Um efeito similar é encontrado no gráfico de corrente. Isso implica numa constância na potência fornecida pelo sistema durante o dia, até cerca de 16:30.

Esperar-se-ia um aumento na potência fornecida pelo painel nos horários de pico de incidência solar. Contudo, nesses horários, há um aumento considerável na temperatura do painel fotovoltaico. Esse fato pode explicar o motivo da queda de rendimento na transformação de energia solar em energia elétrica, visto que um aumento de temperatura tem efeito negativo nesse processo de conversão.

4 | CONCLUSÃO

O sistema será usado para criar uma base de dados, em um período a ser determinado, onde sua aquisição irá resultar num levantamento de potência gerada pelo painel em pequenos intervalos de tempo, entre 5 à 10 segundos. Onde estes dados são necessários para estudar o impacto da variabilidade da energia fotovoltaica e a sua estabilidade nos sistemas de energia. Além disso, esta base de informações irá fornecer dados úteis para os estudos sobre o uso de sistemas de armazenamento de energia para aumentar a compatibilidade das centrais fotovoltaicas com os requisitos do sistema de energia.

Tem-se, no sistema desenvolvido, um barateamento dos sistemas já existentes, uma vez que não se é necessário a utilização de um computador convencional para armazenamento e tratamento dos dados, mas sim um módulo Raspberry Pi. Além do barateamento, nota-se melhoria na infraestrutura de transmissão de dados, através do uso de transmissão sem fio, facilitando a inclusão de novos pontos na rede e de mudança de localização. A aquisição de dados de toda uma matriz de painéis solares se torna possível através da topologia de rede configurada em estrela.

O sistema proposto faz uso de um servidor administrado por um Raspberry Pi,

à medida que os sistemas existentes no mercado utilizam um computador mais caro, superdimensionado para as necessidades do projeto. Isso proporciona uma diminuição de custos na implementação do projeto, haja vista o investimento inferior necessário para aquisição de um módulo Raspberry Pi, quando comparado a um computador convencional.

Há, ainda, a possibilidade de se utilizar o servidor central conectado à rede como fonte de dados remota, através da internet. Dessa forma, os dados obtidos pelo sistema de aquisição podem ser salvos em servidores remotos ou acessados à distância; e mesmo alguma técnica de controle remoto, com ação ou supervisão humana, pode ser implementada sem a necessidade da presença física de um técnico junto ao sistema, ideal para regiões de difícil acesso.

REFERÊNCIAS

Arduino (2015). **Arduino®**. Disponível em: <http://arduino.cc/>. Acesso em: 22/ 07/ 2015.

ATMEL, 8161D-AVR (2009). **MICROCONTROLLER with 4/8/16/32k bytes in-system programmable flash**. Disponível em: < <http://www.atmel.com/Images/doc8161.pdf> >. Acesso em: 22/05/2015.

Blasques, L. C. M., Vale, S. B., Pinho, J. T., 2007. **Sistema Solar Fotovoltaico para Geração de Eletricidade na Estação Científica Ferreira Penna do Museu Paraense Emílio Goeldi, Caxiuana – Pará**, I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza.

Burger, B., Rüther, R., 2006. **Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature**, Solar Energy, vol. 80, n. 1, pp. 32-45.

Colle, S., Pereira, E.B., 1998. **Atlas de Irradiação Solar do Brasil. Primeira Versão para Irradiação Global Derivada de Satélite e Validada na Superfície**, Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), Brasília, pp. 58.

Duffie, J. A., Beckman, W. A., 1991. **Solar Engineering of Thermal Processes**, John Wiley & Sons.

Griesbach, C. R., 1996. **Fault-tolerance solar array control using digital signal processing for peak power tracking**, in Proc. 31st Intersociety Energy Conversion Eng. Conf., vol. 1, pp. 260–265, DOI:10.1109/IECEC.1996.552881.

Hunter, J. D., 2007. **Matplotlib: A 2D graphics environment**. *Computing In Science & Engineering*, IEEE COMPUTER SOC.

Katsuya, H., Shigeyasu, H., Go, O., 2006. **Development of a high-speed system measuring a maximum power point of PV modules**, in Proc. IEEE 4th World Conf. Record. Photovoltaic Energy Conversion, pp. 2262–2263.

Martins, F. R., Pereira, E. B., Echer, M. P. S., 2004. **Levantamento dos recursos de energia solar no Brasil com o emprego de satélite geostacionário - o Projeto Swera**, Revista Brasileira de Ensino de Física. vol.26 no.2 São Paulo.

Mills, A. et al., 2009. **Understanding variability and uncertainty of photovoltaics for integration with the electric power system**, Research report, Lawrence Berkeley National Laboratory, December 2009.

Mota, A. A., Mota, L.T.M; Oliveira, V. C.; Trocopio, E. T., 2011. **Implementação de Medidor de Energia Elétrica em Plataforma de Hardware Livre Para Estudos de Comportamento de Redes Inteligentes**. XXXIX Congresso Brasileiro de Educação em Engenharia-COBENGE.

Oliveski, R. C., 2000. **Análise Numérica e Experimental dos Campos de Temperatura e Velocidade em Armazenadores Térmicos**, Tese de Doutorado, PROMEC, UFRGS, Porto Alegre.

Pérez-Arriaga, I. J., 2011. **Managing large scale penetration of intermittent renewables**, MIT Energy Initiative Symposium Framework paper, April 20, 2011.

Petrescu, C., Lupu, C., Tudor, F.S., Azzouzi, M., 2013. **Data Acquisition System for Recording of Photovoltaic Panel Power**, 2nd International Conference on Systems and Computer Science (ICSCS) Villeneuve d'Ascq, France, August 26-27, 2013.

Phelps, R., Lo, B., Michael, S., 2004. **Evaluation and testing of the solar cell measurement system onboard the naval postgraduate school satellite NPSAT1**, in Proc. 22nd AIAA Int. Commun. Satellite Syst. Conf. Exhibit (ICSSC), Monterey, CA, May 9–12, pp. 1–8.

Raspberry Pi Foundation. **Raspberry Pi**. Disponível em <https://www.raspberrypi.org/>. Acesso em: 22/03/2015.

Seow, S, 2014. **Arduino and Raspberry Pi driver/libraries for nRF24L01**. Disponível em: < [https://github.com/Stanley seow/ RF24](https://github.com/Stanley%20seow/RF24)>. Acesso em: 28/10/2015.

Tiba, C. et al., 2000. **Atlas Solarimétrico do Brasil: banco de dados terrestres**, Editora Universitária da UFPE, Recife.

SUJIDADE DEPOSITADA SOBRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM GOIÂNIA: MORFOLOGIA E COMPOSIÇÃO QUÍMICA

Pedro Victor Valadares Romanholo

Mestrando em Engenharia Elétrica e de
Computação

Universidade Federal de Goiás
Goiânia – Goiás

Bernardo Pinheiro de Alvarenga

Enes Gonçalves Marra

Sérgio Pires Pimentel

Professor Doutor da Escola de Engenharia
Elétrica, Mecânica e de Computação
Universidade Federal de Goiás
Goiânia – Goiás

RESUMO: A tecnologia de fabricação de módulos fotovoltaicos avançou intensamente nas últimas décadas, oferecendo ao mundo equipamentos mais eficientes e menos onerosos. Devido a suas características intrínsecas de funcionamento, os módulos são instalados o mais livre possível de obstruções físicas, principalmente daquelas que causem sombreamento. Entretanto, ao serem instalados ao ar livre, estes equipamentos são submetidos a ações climáticas e das substâncias que compõem a atmosfera em que estão inseridos. Desta maneira, partículas suspensas no ar se depositam sobre a superfície dos módulos, comprometendo a operação destes. A extensão do impacto causado pela deposição de partículas dependerá principalmente da

morfologia e da composição química destas. A partir disto, realizou-se uma investigação das características físico-químicas da sujidade depositada sobre os módulos do sistema de geração solar fotovoltaica instalado na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás. Com este objetivo, foram coletadas amostras da sujidade depositada, a qual teve sua morfologia analisada via técnica de Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV) e sua composição química via técnica de espectroscopia de energia dispersiva (EDS). Os resultados obtidos mostram uma grande variação no tamanho e morfologia das partículas, sendo observado um intervalo de valores entre, aproximadamente, 10 e 100 μm para o diâmetro destas. A caracterização química apresenta indícios da presença de compostos orgânicos e minerais, resíduos de poluição urbana e dejetos de pássaros.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar, Sujidade, Módulos Fotovoltaicos.

ABSTRACT: The fabrication technology of photovoltaic modules has greatly advanced in the last decades, offering the world cheaper and more efficient devices. Due to its intrinsic operational characteristics, these devices have to be installed in such places that there are no physical obstructions, especially those which might lead to module's surface shadowing.

However, being exposed to open air environment, these devices also become exposed to climatic factors and to the existing substances in the atmosphere. Hence, suspended particles in the air start to deposit onto module's surface, compromising the operation of devices. The impact, caused by particles deposition, on photovoltaic systems depends primarily on particles morphology and chemical composition. Therefore, a physical chemical investigation was conducted on dust deposited on the surface of modules of the solar photovoltaic generation system at the Electrical, Mechanical and Computing Engineering School of Federal University of Goiás. Collected material's morphology was analyzed by means of scanning electron microscopy (SEM) and its chemical composition was examined by energy-dispersive X-ray spectroscopy (EDS). Results showed nonuniform particle morphology and size ranging from 10 to 100 μm . Chemical characterization indicated the presence of minerals and organic compounds, urban pollution residues and bird dropping.

KEYWORDS: Solar Energy, Dusting, Photovoltaic Modules.

1 | INTRODUÇÃO

O processo fotovoltaico de conversão de energia é uma tecnologia proeminente no aproveitamento da abundância do recurso solar. Para que esta riqueza natural seja adequadamente desfrutada, tem-se que os sistemas fotovoltaicos, responsáveis pela captação e conversão de energia, são usualmente instalados em zonas onde há uma alta intensidade de radiação solar. A partir da revisão realizada por Sarver et al. (2013), observa-se que, normalmente, as regiões escolhidas para grandes empreendimentos desta natureza apresentam clima seco e intensa atividade dos ventos. Assim, torna-se imprescindível conhecer as características climáticas da região selecionada, principalmente acerca do comportamento da ação dos ventos e da precipitação. É por meio destes fenômenos naturais que ocorre a poluição, bem como a limpeza, da superfície dos módulos.

Um fenômeno a que todo módulo fotovoltaico está submetido é o da deposição de matéria particulada em sua superfície, i.e., acúmulo de sujeidade. Como mostrado por Ghazi et al. (2014), esta sujeidade pode ser composta por uma miríade de substâncias, sendo a mais comum delas a poeira (por poeira entende-se qualquer agregado de partículas com menos de 500 μm de diâmetro). A identidade da poeira também é diversa, podendo conter pólen, material têxtil e frequentemente minerais orgânicos, como areia e argila. Segundo Sarver et al. (2013), a origem da sujeidade pode ser traçada a partir da dinâmica dos ventos, que podem transportar partículas depositadas no solo, resíduos produzidos por automóveis e a própria poluição urbana e industrial. Naturalmente, as características da sujeidade e a forma como esta se deposita variam sensivelmente tanto com as condições climáticas quanto geográficas.

A caracterização da sujeidade presente na superfície de módulos fotovoltaicos é

baseada em uma investigação da morfologia das partículas, de sua composição química e de suas propriedades físicas. Uma análise completa deve considerar as interações da sujidade com o material no qual se deposita e com as condições ambientais em que se insere. Esforços tem sido empregados para a melhor compreensão da relação entre a sujidade e o desempenho dos sistemas fotovoltaicos, já que em situações extremas o sistema pode cessar seu funcionamento ou mesmo sofrer danos que comprometam significativamente sua operação (estas situações extremas podem ser observadas em ambientes desérticos caso não haja limpeza regular dos módulos), como mostrado pelo estudo desenvolvido por Makrides et al. (2012) e Ghazi et al. (2014). A Fig. 1 mostra o efeito de um acúmulo severo de sujidade na superfície de módulos fotovoltaicos instalados no Egito.



Figura 1: Instalação de módulos fotovoltaicos no Egito.

Fonte: Ghazi et al. (2014)

Com o objetivo de se executar um estudo de caso acerca dos efeitos da sujidade depositada sobre a superfície de módulos fotovoltaicos, foi realizada uma caracterização físico-química das substâncias depositadas sobre os dispositivos instalados na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG). Esta caracterização foi realizada por meio da técnica de Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV) e da técnica de Espectroscopia de Energia Dispersiva (EDS).

2 | SISTEMA ESTUDADO

O sistema fotovoltaico analisado se encontra instalado no telhado de um centro de aulas da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG), localizada na cidade de Goiânia.

Goiânia está situada na latitude 16,68° sul e longitude 49,24° oeste. A temperatura média compensada anual é de 23,2 °C e o índice pluviométrico anual é igual a 1.570

mm. Existem duas estações bem definidas, uma seca (maio a setembro) e uma chuvosa (outubro a abril) (INMET). O sistema de geração solar fotovoltaica da EMC é composto por 145 módulos de silício policristalino da marca SUN EARTH. Cada módulo possui potência igual a 235 Wp, sendo que o sistema completo possui potência instalada igual a 34 kWp. São utilizados oito inversores da marca Eltek (seis com potência igual a 4,4 kW e dois com 2,9 kW). O arranjo físico dos módulos pode ser observado por meio da Fig. 2.

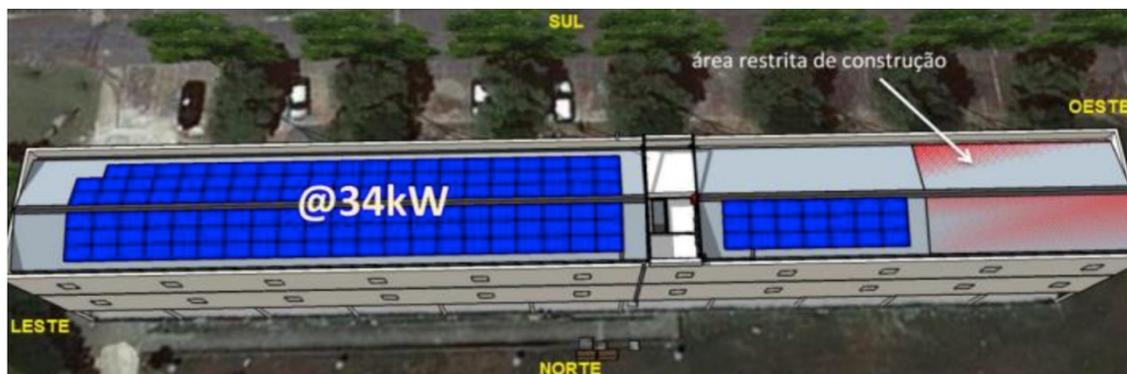


Figura 2: Configuração dos módulos da EMC.

Na mesma área onde estão instalados os módulos, encontra-se uma central meteorológica capaz de mensurar e armazenar os valores para a velocidade e direção do vento, temperatura ambiente, umidade relativa do ar, índice pluviométrico, irradiância solar e pressão atmosférica.

A Fig. 3 mostra uma imagem capturada de uma parte do sistema de geração fotovoltaica. Na figura, nota-se a presença de algumas marcações na superfície dos módulos (indicadas pelas setas em vermelho). Estas marcações são utilizadas no acompanhamento da deposição de sujeira nos módulos, objetivando analisar a velocidade na qual o processo ocorre. Salienta-se que os módulos nunca foram limpos desde a data de sua instalação, há cerca de um ano.



Figura 3: Sujidade depositada sobre os módulos.

3 | METODOLOGIA

Com a finalidade de se investigar as características físico-química da sujidade depositada sobre os módulos, foi realizada a coleta de amostras do material. A metodologia utilizada foi via raspagem com bastonetes de algodão. Foram coletadas 5 amostras no total, sendo três destas coletadas diretamente dos módulos do sistema de geração e as outras duas obtidas a partir do módulo conectado à central meteorológica. A escolha da zona de coleta foi feita qualitativamente, detendo-se a quatro tipos de sujidade observadas: manchas de coloração esbranquiçada, manchas de coloração escura, regiões onde a sujidade se mostrou visualmente uniforme e região onde a sujidade apresentou grande volume. Com exceção da amostra volumosa, todas as outras três regiões possuíam sujidade distribuída em forma de película, i.e., sem relevo. O Quadro 1 mostra a classificação utilizada para cada tipo de amostra.

Amostra	Características
1	Regiões esbranquiçadas nos módulos
2	Manchas escuras nos módulos
3	Sujidade uniformemente distribuída sobre os módulos
4	Sujidade volumosa no módulo da central meteorológica
5	Material sedimentado sobre o módulo da central meteorológica

Quadro 1: Classificação das amostras coletadas.

Após a coleta, as amostras foram isoladas em embalagens plásticas e

encaminhadas para análise junto ao Centro Regional para o Desenvolvimento Tecnológico e Inovação (CRTI), localizado na UFG. Para a investigação, as amostras foram fixadas em fita adesiva de carbono sobre porta amostras de alumínio e recobertas com carbono, como material condutor. As análises morfológicas foram realizadas em um microscópio eletrônico de varredura (MEV) marca Jeol, modelo JSM-IT300, em baixo vácuo no modo detecção de elétrons retroespalhados (BED-C). A inspeção composicional foi realizada pela técnica de espectroscopia de energia dispersiva (EDS), com um detector de raios-X Oxford Instruments X-MaxN.

4 | CARACTERIZAÇÃO MORFOLÓGICA E QUÍMICA

Os resultados das análises morfológicas via microscopia são apresentados em micrográficos, sendo que a análise da composição química é mostrada via espectro EDS. As Fig. 4 e 5 mostram os resultados obtidos para a amostra 1.

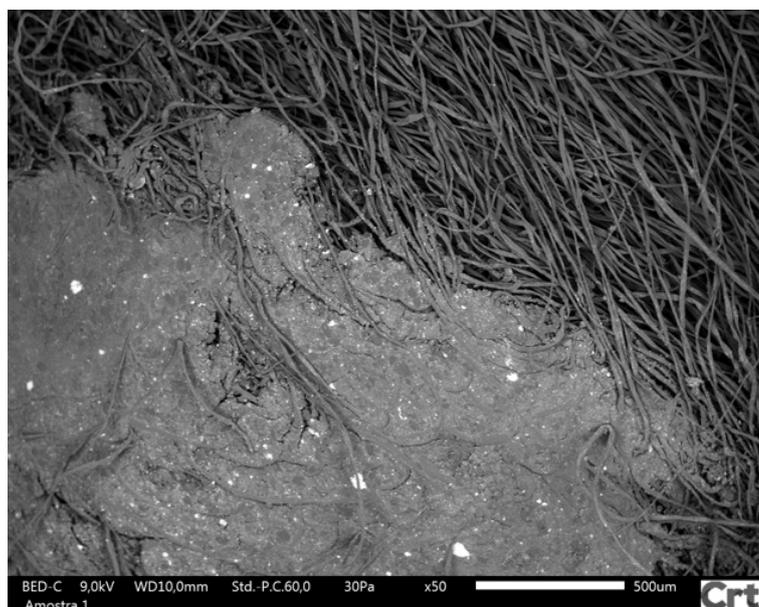


Figura 4: Micrográfico da amostra 1.

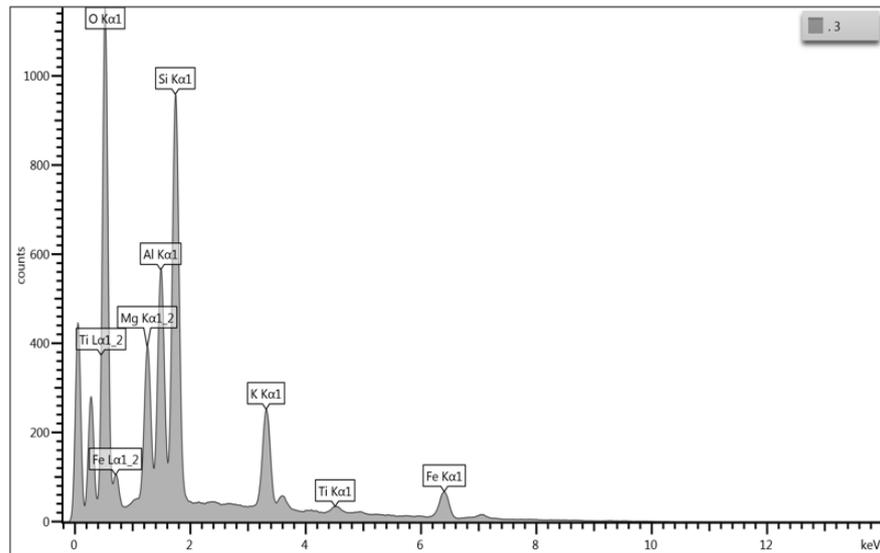


Figura 5: Espectro EDS da amostra 1.

Observa-se que a sujidade representada pela amostra 1 se apresenta aglomerada, dificultando a estimativa do tamanho das partículas que a compõem. Uma possível explicação para a aglomeração apresentada é dada por Cabanillas e Munguía (2011), onde os pesquisadores mostram que materiais orgânicos de origem urbana e da agricultura agem como substâncias “colantes”, mantendo as partículas da sujidade unidas. Por meio do espectro EDS é possível analisar a composição química da amostra. A alta concentração de silício, alumínio e magnésio traz indícios da presença de minerais como quartzo e caulinita. O estudo desenvolvido por Costa et al. (2016) traz resultados semelhantes aos observados para o sistema aqui estudado. As Fig. 6 e 7 trazem os micrográficos e o espectro EDS da amostra 2.

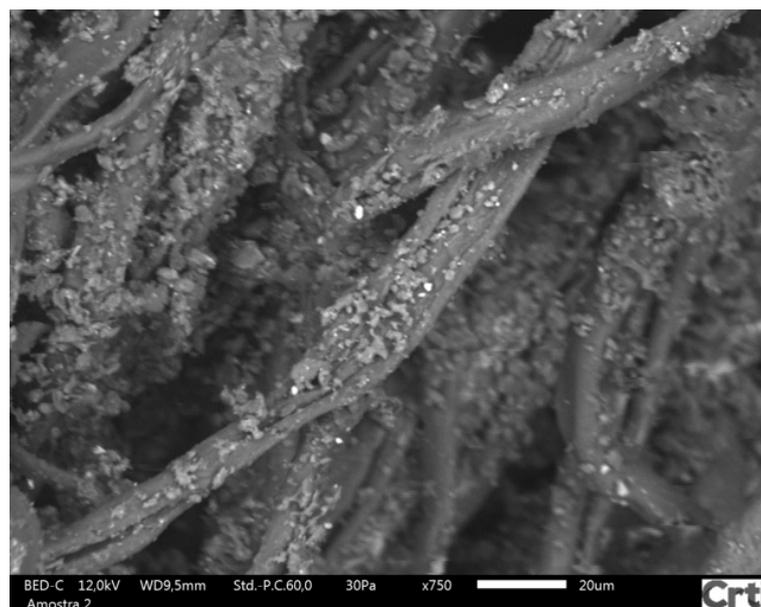


Figura 6: Micrográfico da amostra 2.

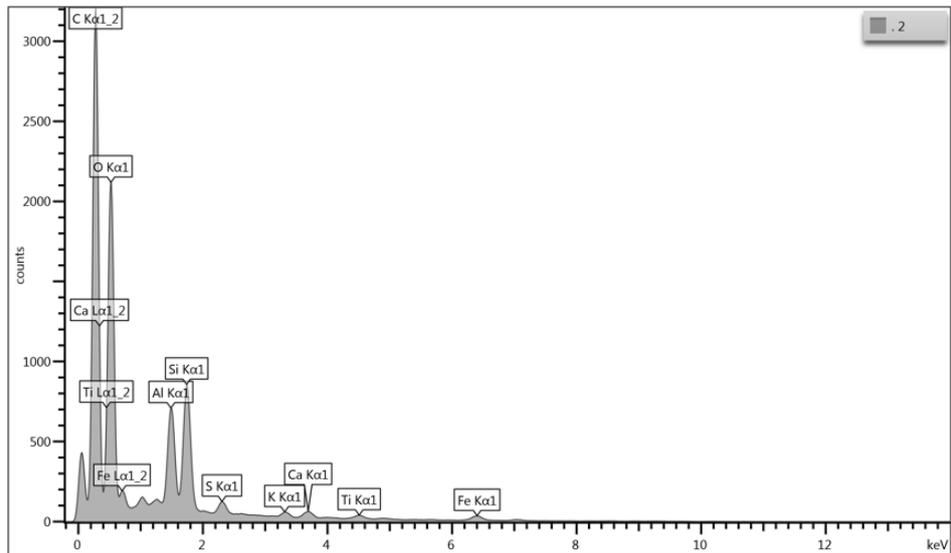


Figura 7: Espectro EDS da amostra 2.

Diferentemente da amostra 1, a sujidade representada pela amostra 2 se mostra distribuída, de modo que é possível observar que o tamanho médio das partículas é menor que 10 μm . Partículas muito pequenas apresentam grande dificuldade em sua remoção. Como mostrado por Cuddihy (1980, 1983, 1984), para partículas menores que 10 μm , as forças de atração destas aumentam com a diminuição de seus tamanhos, fazendo com que ventos de até 150 m/s sejam ineficazes em sua remoção. Appels et al. (2013) mostrou que partículas com diâmetro menor que 10 μm não foram removidas na presença de chuva. O espectro EDS mostra uma composição semelhante à da amostra 1. A alta concentração de carbono observada indica a presença de compostos orgânicos. As Fig. 8 e 9 mostram os resultados da análise realizada na amostra 3.

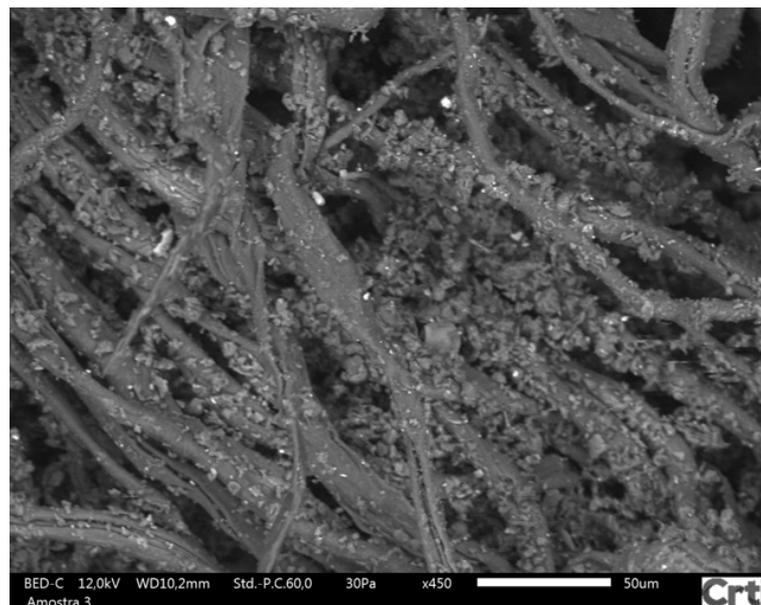


Figura 8: Micrográfico da amostra 3.

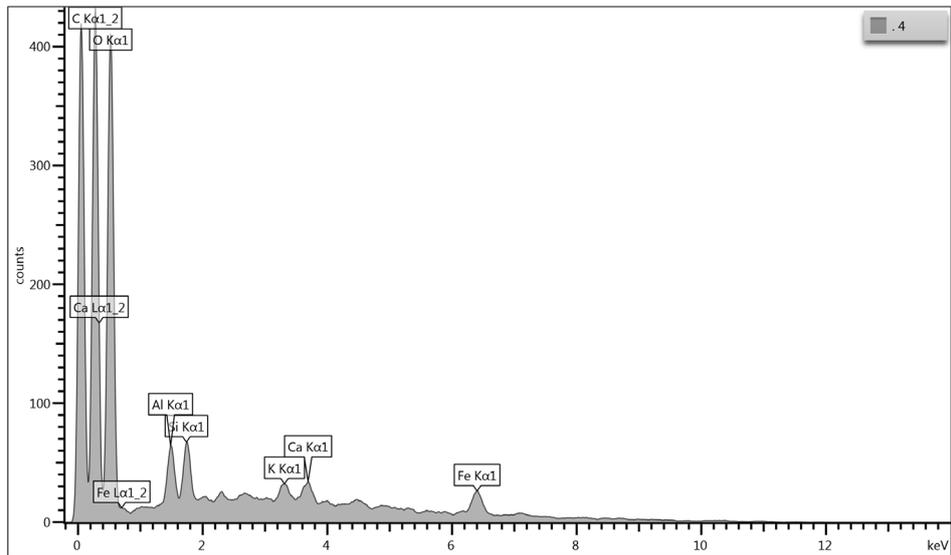


Figura 9: Espectro EDS da amostra 3.

A amostra 3 se assemelha muito à amostra 2, tanto morfológicamente quanto em sua composição química. A alta concentração de cálcio encontrada é um indício da presença de carbonatos. Os resultados da amostra 4 são mostrados via Fig. 10 e 11.



Figura 10: Micrográfico da amostra 4.

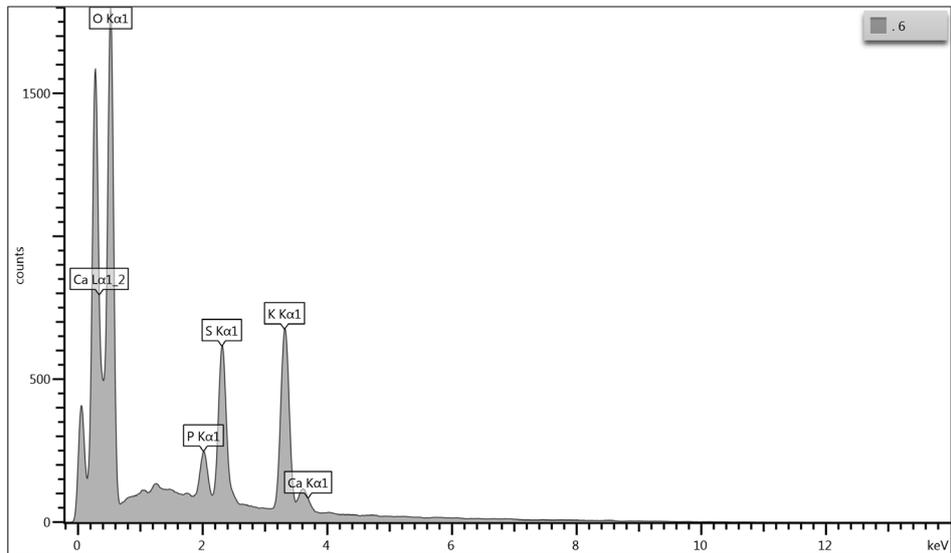


Figura 11: Espectro EDS da amostra 4.

O espectro EDS da amostra 4 apresenta alta concentração de enxofre e oxigênio, indícios da presença de ânions sulfato e/ou óxido de enxofre, produzidos a partir da queima de combustíveis fósseis. Dincer (2000) mostra que o enxofre liberado na queima deste tipo de combustível pode se depositar a seco nos módulos, na forma de dióxido de enxofre, ou por via úmida, onde o dióxido de enxofre se oxida formando ácido sulfúrico e, em seguida, se dissocia e é depositado sobre a superfície como o íon sulfato. As Fig. 12 e 13 trazem os resultados obtidos para a amostra 5.

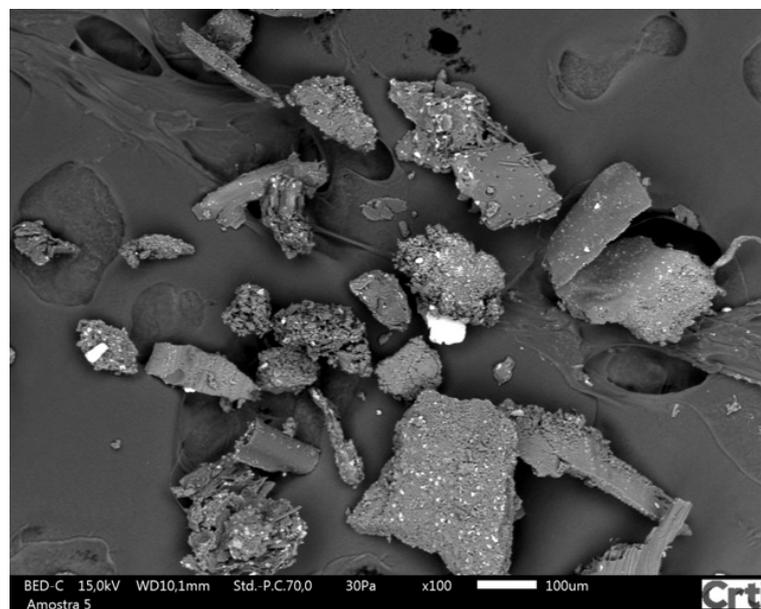


Figura 12: Micrográfico da amostra 5.

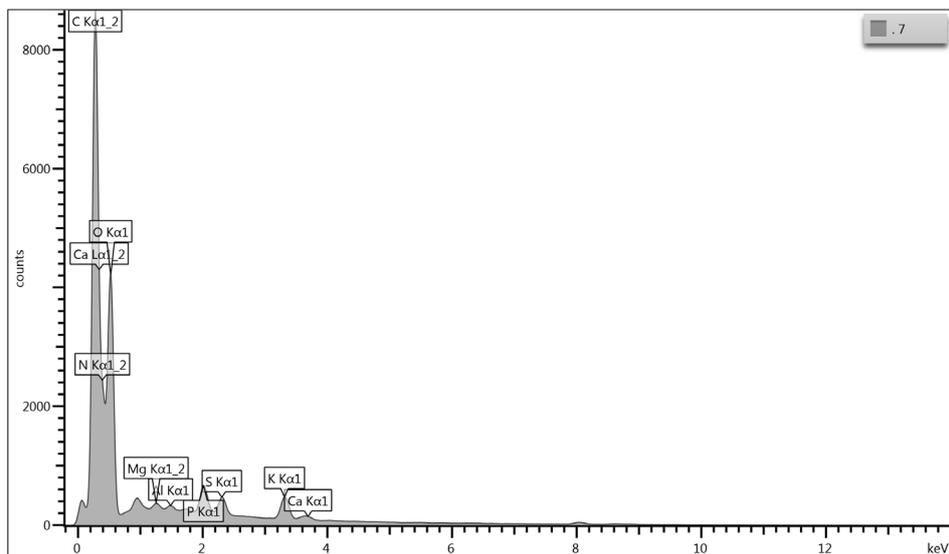


Figura 13: Espectro EDS da amostra 5.

Diferentemente das outras quatro amostras, a coleta da amostra 5 não foi feita a partir de bastonete de algodão, mas sim retirando-se uma alíquota do material sedimentado sobre o módulo. Como pode ser observado a partir da Fig. 12, esta amostra apresenta grãos muito maiores que os observados nas Fig. 4, 6, 8 e 10. Inicialmente, suspeitou-se que a sujidade representada por esta amostra seria originária de dejetos de pássaros. Esta suspeita vai ao encontro do espectro EDS, o qual apresenta altas concentrações de carbono, oxigênio, cálcio e nitrogênio. Ainda, o resultado pode ser comparado aos obtidos pelo estudo apresentado por Huang et al. (2011), onde os autores realizam uma investigação detalhada sobre as características físico-químicas de dejetos de pássaros em estruturas de rodovias.

Hammond et al. (1997) mostra em seu estudo que o impacto de dejetos de pássaros sobre módulos fotovoltaicos é muito maior que o causado pela deposição de poeira e sujeira comum. Maghami et al. (2016) mostra que a deposição destes dejetos sobre os módulos pode provocar danos severos ao dispositivo, visto que a presença deste tipo de sujidade acarreta facilmente o aparecimento de *hot spots*, diminuindo a geração do sistema e podendo até mesmo causar danos irreversíveis.

5 | CONCLUSÕES

Foram coletadas diversas amostras da sujidade depositada sobre a superfície de módulos fotovoltaicos. Por meio da técnica de microscopia eletrônica de varredura e da espectroscopia de energia dispersiva, foi possível obter informações acerca da composição química e da morfologia da sujidade coletada. As amostras 2 e 3 apresentaram partículas na ordem de 10 μm , o que dificulta a eliminação destas por meio de chuvas e ventos. No entanto, foi observado na amostra 5 partículas bem maiores, na ordem de 100 μm . Em todas as amostras foi observada a presença de

silício, indicando possível participação de areia ou de outra estrutura do dióxido de silício. Além disso, existe a possível presença de compostos orgânicos.

REFERÊNCIAS

APPELS, R. et al. **Effect of soiling on photovoltaic modules**. Solar Energy. Volume 96, p. 283-291, 2013.

CABANILLAS, R. E.; MUNGUÍA, H. **Dust accumulation effect on efficiency of Si photovoltaics modules**. Journal of Renewable and Sustainable Energy. Volume 3, 2011.

COSTA, S.; ABREU, A. et al. **Caracterização físico-química da sujidade depositada sobre módulos fotovoltaicos instalados em zonas climáticas de Minas Gerais**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belo Horizonte, 2016.

CUDDIHY, E. F. **Theoretical considerations of soil retention**. Solar Energy Materials. Volume 3, p. 21-33. 1980.

CUDDIHY, E. F. **Surface soiling: theoretical mechanisms and evaluation of low- soiling coatings**. In: Proceedings of the flat-plate solar array project research forum on quantifying degradation. P. 379-396. 1983.

CUDDIHY, E. F.; WILLIS, P. B. **Antisoiling technology: theories of surface soiling and performance of antisoiling surface coatings**. Jet propulsion laboratory report. 1984.

DINCER, I. **Renewable energy and sustainable development: a crucial review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Issue 4, p.157- 175, 1999.

GHAZI, S.; SAYIGH, A.; IP, K. **Dust effect on flat surfaces - A review paper**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Issue 33, p.742- 751, 2014.

HAMMOND, R.; SRINIVASAN, D.; HARRIS, A.; WHITFIELD, K.; WOHLGEMUTH, J. **Effects of soiling on PV module performance and radiometer performance**. In: Proceedings of the 26th IEEE PVSC, Anaheim. New York. P. 1121–1124. 1997.

HUANG, C. P.; LAVENBURG, G. **Impacts of Bird Droppings and Deicing Salts on Highway Structures: Monitoring, Diagnosis, Prevention**. Civil and Environmental Engineering, University of Delaware. Dezembro, 2011.

MAGHAMI, M.R. et al. **Power loss due to soiling on solar panel: A review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Issue 59, p.1307- 1316, 2016.

MAKRIDES, G.; ZINSSER, B.; NORTON, M. **Performance of photovoltaics under actual operating conditions**. In: Makrides, G.; Zinsser, B.; Norton, M. Third Generation Photovoltaics. Março, 2012.

SARVER, T. et al. **A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Issue 22, p.698-733, 2013.

TRATAMENTO E ANÁLISE DE DADOS SOLARIMÉTRICOS DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DA EMC/UFG

Jéssica Alice Alves da Silva
Bernardo Pinheiro de Alvarenga
Sérgio Pires Pimentel
Enes Gonçalves Marra

Universidade Federal de Goiás – Escola de
Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação
– EMC / UFG
Goiânia - Goiás

RESUMO: A expansão da energia solar fotovoltaica é uma alternativa cada dia mais viável para a matriz energética brasileira. No entanto, para que o investimento apresente maior produtividade e viabilidade financeira, é necessário um adequado dimensionamento do sistema que se torna mais preciso a partir de um estudo confiável do recurso solar, sua fonte primária de energia, com valores históricos pelo maior período possível. Neste estudo são apresentados os resultados obtidos a partir da medição e análise de dados meteorológicos medidos na estação meteorológica instalada na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação – EMC, da Universidade Federal de Goiás - UFG, no estado de Goiás, durante dois anos, agosto de 2015 a julho de 2016 e agosto de 2016 a julho de 2017. A partir das irradiâncias solares medidas, calculou-se a média de irradiância instantânea por minuto de cada mês e produziram-se curvas de dias

médios mensais, bem como do dia médio anual. Calcularam-se as irradiações solares diárias do mês, a partir das quais foram produzidos histogramas com apresentação do valor diário de irradiação (kWh/m^2) e média mensal dos meses do período, bem como o mês diário anual e, por fim, a média global diária de irradiação do ano. Este estudo apresenta também os comportamentos da temperatura do ar, velocidade do vento, índice de precipitação pluviométrica e umidade relativa do ar, com médias mensais anuais e dias médios mensais anuais, a fim de estabelecer possíveis correlações entre estes diversos fatores climáticos no desempenho de um sistema fotovoltaico.

PALAVRAS-CHAVE: Irradiação solar, Irradiância solar, Energia fotovoltaica

ABSTRACT: Photovoltaic solar energy has been a more viable alternative to Brazilian energy matrix composition due to its each day growing use. Nevertheless, a suitable and accurate system design is required in order increase productivity and financial viability to investment. Reliable photovoltaic system sizing is as accurate as better solar resource is assessed from long term reliable historical values once that is the primary resource for PV energy. This text presents results from solar irradiance processing and analysis of data

measured for two years, from August 2015 to July 2017, at a weather station installed at the School of Electrical, Mechanical and Computer Engineering (EMC) at the Federal University of Goiás (UFG), at City of Goiania, Goiás State, Brazil. The minute-to-minute average solar irradiance of theoretical equivalent days for each month over the year were calculated from one-minute sampled irradiance measurements for each day of a given month. Additionally, typical daily solar irradiances (kWh/m²) for each month over a year were calculated and presented as daily stem-plots of months as well as the average daily irradiation for each month over the measured period. Furthermore, a theoretical average month over a year was calculated from typical monthly days and the average daily irradiance over a year was assessed. This work also presents month average values over a year for air temperature in Celsius degrees, wind speed, rainfall quantities and air humidity in order to figure out possible correlation among these diverse weather quantities and PV system performance.

KEYWORDS: Solar Irradiation, Solar Irradiance, Photovoltaic Energy

1 | INTRODUÇÃO

Recentemente o setor de energia elétrica mundial vem sofrendo mudanças de paradigmas tais como a inserção de geração distribuída (GD) e de fontes renováveis intermitentes de energia tais como eólica, solar fotovoltaica (FV) e solar heliotérmica. Associado a estas transformações, a evolução de novas tecnologias de geração têm possibilitado uma diversificação da matriz energética e posicionando estes empreendimentos como uma alternativa de complementação das fontes convencionais de energia elétrica, conforme aponta Polizel e Pelegrini (2007). No Brasil as fontes despacháveis de energia elétrica capazes de atender a demanda são as hidroelétricas e as termoelétricas a gás, a óleo, a carvão e nucleares.

Diversamente das fontes convencionais despacháveis de energia, a energia solar é intermitente e apresenta variabilidades temporal e espacial elevadas em razão de sua forte relação com o clima local e fatores tais como cobertura de nuvens, concentração de gases atmosféricos, sistemas sinóticos, entre outros fatores astronômicos associados aos movimentos orbital e de rotação da Terra (PEREIRA, 2017, p. 9).

Assim, para a potencialização de projetos de aproveitamento de energia solar de um determinado local, é recomendável a realização de medições locais, procurando avaliar a radiação solar com variações anuais, sazonais, diárias e as influências climáticas. Uma análise do potencial do recurso solar requer um levantamento extenso dos níveis de radiação solar por meio de medições com instrumentos solarimétricos. Com o interesse de atender a essa necessidade, este trabalho busca tratar dados de irradiância solar, temperatura do ar, umidade relativa do ar, velocidade do vento e precipitação pluviométrica, medidos na estação meteorológica da EMC/UFG com

intervalos de amostragem de um minuto no período de agosto de 2015 a julho de 2017.

2 | ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica surge da conversão direta da radiação solar em energia elétrica. Isso ocorre devido à interação da radiação luminosa (fótons) na estrutura atômica de determinados materiais semicondutores que ao absorverem radiação solar produzem pares de portadores elétron-lacunas, denominado efeito fotoelétrico. O efeito fotoelétrico na região de cargas espaciais da junção semicondutora de materiais PN é denominado efeito fotovoltaico e é o princípio de funcionamento das células solares ou células fotovoltaicas.

A eficiência energética das células fotovoltaicas vem aumentando ao longo dos anos de seu desenvolvimento tecnológico.

Atualmente encontram-se células fotovoltaicas com rendimento em ambiente de laboratório superior a 20%, havendo inclusive células fotovoltaicas com tecnologia de heterojunção associada à concentração solar por lentes com rendimento energético em laboratório de até 34% (VALLÊRA E BRITO, 2006).

A eficiência energética das células fotovoltaicas não depende somente de fatores intrínsecos tais como pureza do material, métodos de fabricação, mas também de fatores externos como chuva, sombreamento provocado por nuvens ou árvores, poeira, umidade relativa do ar, temperatura ambiente, velocidade do vento, poluentes dispersos no ar, entre outros fatores externos. Os fatores climáticos não são controláveis, embora relativamente previsíveis, e tornam necessária a determinação adequada dos fatores climáticos a fim de realizar projetos confiáveis.

2.1 Radiação solar

A radiação solar é uma forma de transferência de energia advinda do sol, por meio da propagação de ondas eletromagnéticas (ABNT, 2013). Assim sendo, a irradiância solar é a quantidade de energia solar que incide sobre uma superfície por unidade de área desta superfície e é medida em watts por metro quadrado (W/m^2). Já a grandeza irradiação solar é a irradiância solar integrada durante um intervalo de tempo, geralmente dado em horas e é medida em watts vezes hora por metro quadrado (Wh/m^2).

A energia incidente sobre a superfície terrestre depende de condições atmosféricas, como também da latitude local, bem como do horário e da estação do ano. A Figura 1 ilustra de forma simplificada a interação da radiação solar com a atmosfera.

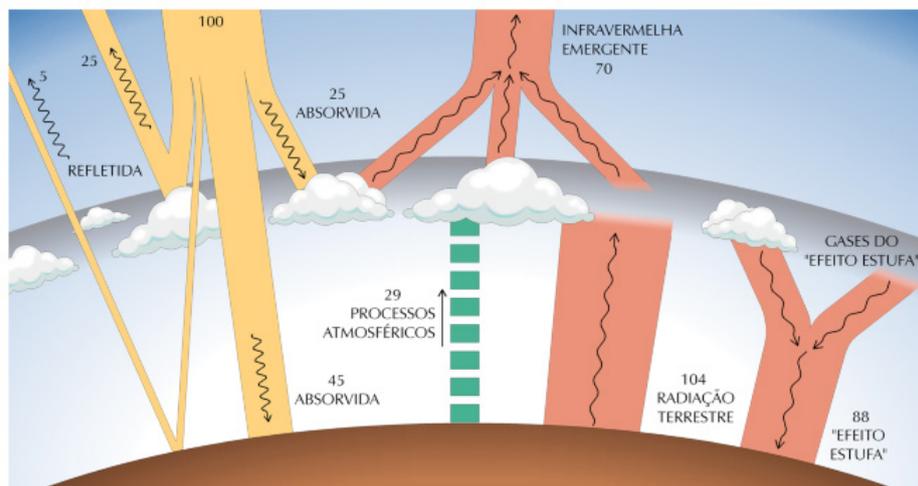


Figura 1- Imagem esquemática da fração de radiação solar em diversos processos de interação com constituintes atmosféricos.

Fonte: (PEREIRA, 2017).

Observa-se então que a atmosfera terrestre age como um filtro que bloqueia e dispersa parte da irradiância solar incidente. Assim, a irradiância total, ou potência radiante solar total, é a junção de três componentes, a irradiância direta, difusa e de albedo. A irradiância direta é a irradiância solar que incide diretamente na superfície, sem sofrer reflexões. A irradiância difusa é a potência solar proveniente de reflexões provocadas pela atmosfera. Há também o albedo, que é a reflexão solar provocada pelo ambiente tais como solo, vegetação, edificações e outros. De acordo com Pinho e Galdino (2014), em um dia totalmente sem nuvens no mínimo 20% da irradiância que incide sobre uma superfície de captação é difusa, enquanto que em um dia totalmente nublado 100% da irradiação que incide sobre uma superfície de captação é difusa.

3 | METODOLOGIA

3.1 Estação Meteorológica – EMC/UFG

Os dados utilizados nesse estudo foram medidos na estação meteorológica instalada na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), a uma latitude de 16,68° Sul e uma longitude de 49,24° Oeste. A estação está instalada sobre o telhado do Bloco B da EMC, no Campus Colemar Natal e Silva da Universidade Federal de Goiás (UFG) possui instrumento para registrar irradiância solar global (W/m^2) no plano horizontal, temperatura do ar ($^{\circ}C$), velocidade do vento (m/s), direção do vento ($^{\circ}$), índice de precipitação pluviométrico (mm), umidade relativa do ar (%) e pressão atmosférica (mBar), amostrados e registrados em períodos de 1 (um) minuto e disponibilizados para o público por este grupo de estudos da EMC/UFG através da página <http://sites.google.com/site/sfvemcufg> na internet desde julho do ano de 2015.

As Tabelas 1 e 2 apresentam as especificações técnicas dos instrumentos instalados na estação meteorológica da EMC/UFG ilustrada na Figura 2.

Marca / Modelo	Hukseflux – LP02	Faixa de medição	0 a 2000 W/m ²
Grandeza medida	Radiação Solar	Classificação ISO	Segunda Classe
Faixa espectral	285 nm – 3000 nm	Sensibilidade (nominal)	15μV / (W/m ²)
Grau de incerteza	Verão: 6,2%; Inverno: 9,9%		

Tabela 1 – Especificações técnicas: piranômetro

Grandeza	Marca / Modelo	Resolução	Precisão
Temperatura	Campbell - CS215	0,01 °C	± 0,4 °C (5 a 40 °C)
Umidade Relativa do ar		0,03 %	± 4 % (0% a 100%)
Precipitação Pluviométrica	Texas Electronics -TR25I	0,2 mm	1 % até 50 mm/hr
Velocidade do Vento	R M Young – 03002-5	-	± 0,5 m/s

Tabela 2 – Especificações técnicas dos demais instrumentos



Figura 2- Estação meteorológica da EMC/UFG (lat.: - 16,68° e long.: - 49,24°).

3.2 Tratamento e análise dos dados

Os dados de irradiância solar, assim como também os de temperatura, umidade relativa do ar, precipitação pluviométrica e velocidade do vento foram coletados via internet (<http://sites.google.com/site/sfvmcufg>). A Figura 3 apresenta a distribuição dos dados disponibilizados.

Instante do medido	Registro	Velocidade do vento	Direção do vento	Temp. Ambiente	Umid. Relat. do Ar	Índice Pluviométrico	Irradiância Solar	Press. Atmosf.
Measurement Time	RECORD	Wind Speed	Wind Direction	Air Temperature	Relative Humidity	Precipitation	Solar Irradiance	Atm. Pressur
mm/dd/aa hh:mm	#	m/s	° (0=North, CW)	°C	%	mm	W/m² - Global	mBar
01/05/2017 00:00	743852	0.4083333	72.63	21.44	79.32	0	2.834926	941.43
01/05/2017 00:01	743853	0.5583333	131.53	21.4	79.57	0	2.902119	941.47
01/05/2017 00:02	743854	0.3083334	82.78	21.39	79.65	0	2.905319	941.56
01/05/2017 00:03	743855	0.75	100.34	21.36	79.65	0	2.906919	941.33
01/05/2017 00:04	743856	0.7666667	109.26	21.37	79.76	0	2.90052	941.43
01/05/2017 00:05	743857	0.225	68.7	21.35	79.78	0	2.778931	941.49
01/05/2017 00:06	743858	0.3958333	76.15	21.33	79.92	0	2.924517	941.39
01/05/2017 00:07	743859	0.3708333	111.23	21.32	79.95	0	2.79173	941.58

Figura 3 – Dados disponibilizados pela estação meteorológica

Após coleta dos dados, cada variável foi analisada separadamente, desta forma alocaram-se os dados em planilhas distintas no Excel, por variável e por mês, para o tratamento e análise. Considerou-se um período de amostragem de dois anos, envolvendo os meses de agosto de 2015 a julho de 2016 para o primeiro ano e agosto de 2016 a julho de 2017 para o segundo ano.

A fim de se produzirem curvas de dias médios teóricos típicos mensais de irradiância, calculou-se a média de irradiância solar instantânea por minuto de cada mês, com a metodologia mostrada na Eq. (1).

$$G_{mi} = \frac{\sum_{d=1}^n G_d}{n} \quad (1)$$

sendo G_{mi} é a irradiância média mensal instantânea (no instante 00:00, 00:01, 00:02...), G_d é a irradiância solar do instante para aquele dia em questão, n é a quantidade de dias do mês analisado. As curvas do dia médio teórico típico anual para os dois anos de medição foram calculadas a partir dos valores dos dias teóricos médios mensais por minuto de irradiância solar.

As irradiações médias diárias teóricas de cada mês foram calculadas a partir do método de integração numérica da curva de irradiância em watts por metro quadrado, a partir da aproximação da integral pela soma das irradiâncias instantâneas dos 1440 minutos que há em um dia, conforme Bomfim e Santos (2017) apresentam. A Eq. 2 ilustra esse método.

$$H = \int_a^b G(x) dx = \sum_{i=0}^n G_{mi} * \Delta x \quad (2)$$

onde G_{mi} é a irradiância média mensal instantânea encontrada pela Eq. (1), Δx é a variação do tempo, ou seja, um minuto. Uma vez conhecida à área sob a curva, tem-se a irradiação diária do período em questão. Assim produziram-se histogramas com apresentação da irradiação solar diária média mensal, bem como também a média global do mês em estudo para todos os meses analisados.

Os dados de temperatura, velocidade do vento e umidade relativa do ar, seguem

a mesma metodologia aplicada à irradiância solar, utilizando então a Equação 1. Portanto, calcula-se a média instantânea por minuto de cada mês para estas grandezas, permitindo a construção das curvas de dias médios mensais de temperatura, velocidade do vento e umidade relativa do ar, para o período de medição.

O índice de precipitação pluviométrica foi calculado através da soma de todos os valores diários de precipitação. O índice é calculado em milímetros sendo que cada milímetro equivale a um litro de água por metro quadrado de superfície. Assim, produziram-se histogramas com o índice de precipitação pluviométrica média diária para cada mês e determinou-se também a respectiva média mensal. Foram também produzidos histogramas com o índice de precipitação pluviométrica total de cada mês do período.

Por fim, produziram-se gráficos relacionando os fatores climáticos analisados com o intuito de verificar se existe relação entre duas ou mais variáveis que interferem no desempenho de um sistema fotovoltaico. Com a finalidade de fundamentar essa relação utiliza-se da correlação estatística, Montgomery e Runger (2015) afirma que a correlação é uma medida de associação do grau de relacionamento entre duas variáveis, ela é calculada a partir da Eq. (2).

$$r = \frac{cov(x,y)}{S_x S_y} = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2}} \quad (2)$$

4 | RESULTADOS E DISCUSSÕES

Produziram-se curvas de dias médios para todos os meses e do dia médio anual, para os dois anos analisados, agosto de 2015 a julho de 2016, e também agosto de 2016 a julho de 2017, bem como a curva com o dia médio para todo o período registrado. Foram também agrupados os meses semelhantes com a finalidade de observar a diferença do mesmo mês para diferentes anos.

Após cálculo de irradiação diária, produziram-se histogramas com apresentação da irradiação solar diária e sua respectiva média mensal para cada mês analisado. A Tabela 3 apresenta a irradiação média mensal para o período.

Meses	Irradiação (kwh/m ²)	Meses	Irradiação (kwh/m ²)
Agosto/15	5,71	Agosto/16	5,23
Setembro/15	5,42	Setembro/16	5,95
Outubro/15	5,86	Outubro/16	5,73
Novembro/15	5,47	Novembro/16	4,52
Dezembro/15	5,43	Dezembro/16	5,58
Janeiro/16	4,11	Janeiro/17	5,57
Fevereiro/16	5,65	Fevereiro/17	5,13

Março/16	4,99	Março/17	5,10
Abril/16	5,56	Abril/17	4,97
Mai/16	4,75	Mai/17	4,86
Junho/16	4,76	Junho/17	4,75
Julho/16	5,16	Julho/17	5,32

Tabela 3 – Irradiação média mensal em kWh/m²

Observa-se que para o ano de agosto de 2015 a julho de 2016 os meses que apresentaram maior e menor irradiação foram outubro e janeiro, respectivamente. No entanto, para o ano de agosto de 2016 a julho de 2017, os meses que apresentaram maior e menor irradiação foram setembro e novembro, respectivamente.

Desta forma, a Figura 4 apresenta as curvas do dia médio mensal de irradiância solar para os meses que obtiveram os melhores e os piores índices de irradiação solar apresentados na Tabela 3 acima.

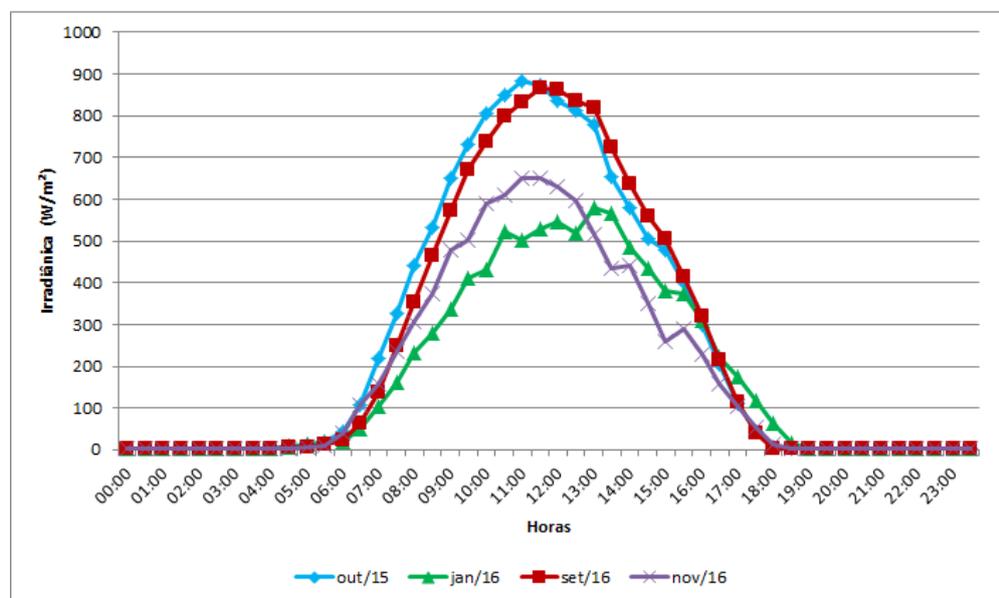


Figura 4 – Curvas do dia médio mensal de irradiância para os melhores e os piores meses analisados.

Nota-se que o desempenho das curvas para outubro de 2015 e setembro de 2016 foram próximos, mesmo se tratando de anos diferentes. Observa-se que as curvas de janeiro de 2016 e novembro de 2016 foram bem instáveis mesmo se tratando de curvas de irradiância solar média mensal, isso se justifica pelas intensas variações climáticas destes meses, que apresentam dias chuvosos ou ensolarados.

A Figura 5 apresenta uma comparação entre três curvas de dias médios mensais e anual de irradiância solar para o período em estudo.

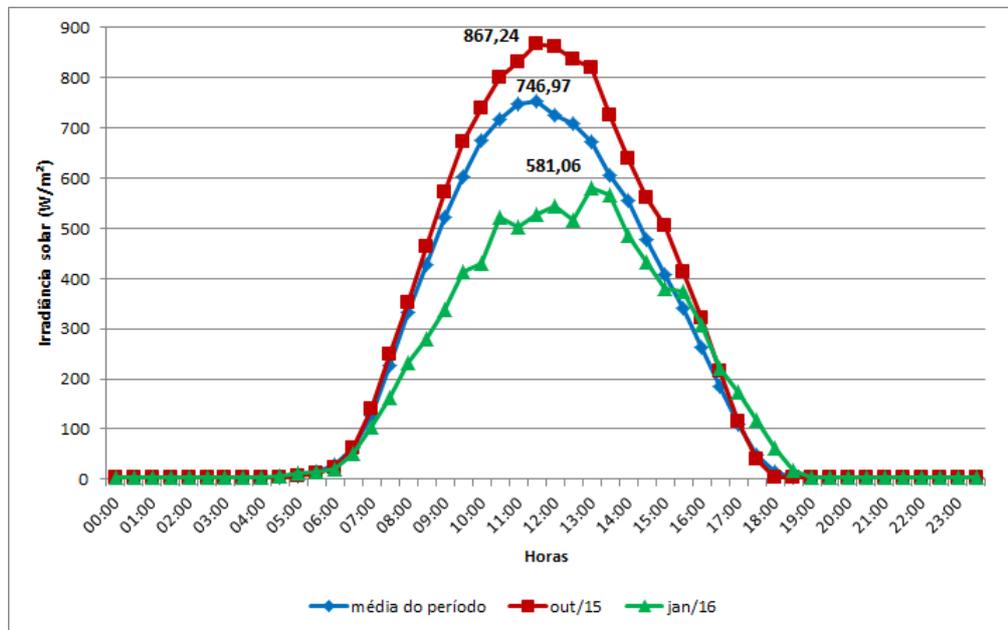


Figura 5 - Comparação entre curvas do dia médio de irradiância solar.

O critério adotado para selecionar os meses utilizados na Figura 5 foi aquele que obteve maior e menor pico de irradiância solar dentre os meses analisados. Sendo assim, observa-se que a curva que possui maior irradiância solar equivale ao mês de outubro de 2015, na qual tem um pico de irradiância por volta das 12 (doze) horas, com valor de 867,24 W/m². A curva do meio representa o dia médio dos dois anos analisados, este possui um pico de irradiância por volta 12 (doze) horas, com valor de 756,97 W/m². A curva que possui menor irradiância solar equivale ao mês de janeiro de 2016, que possui um pico de irradiância solar por volta das 13 horas e 30 minutos aproximadamente, com valor de 581,06 W/m².

Para os meses analisados acima se produziram também os histogramas de irradiação solar média diária e sua respectiva média mensal. A Figura 6 apresenta este histograma.

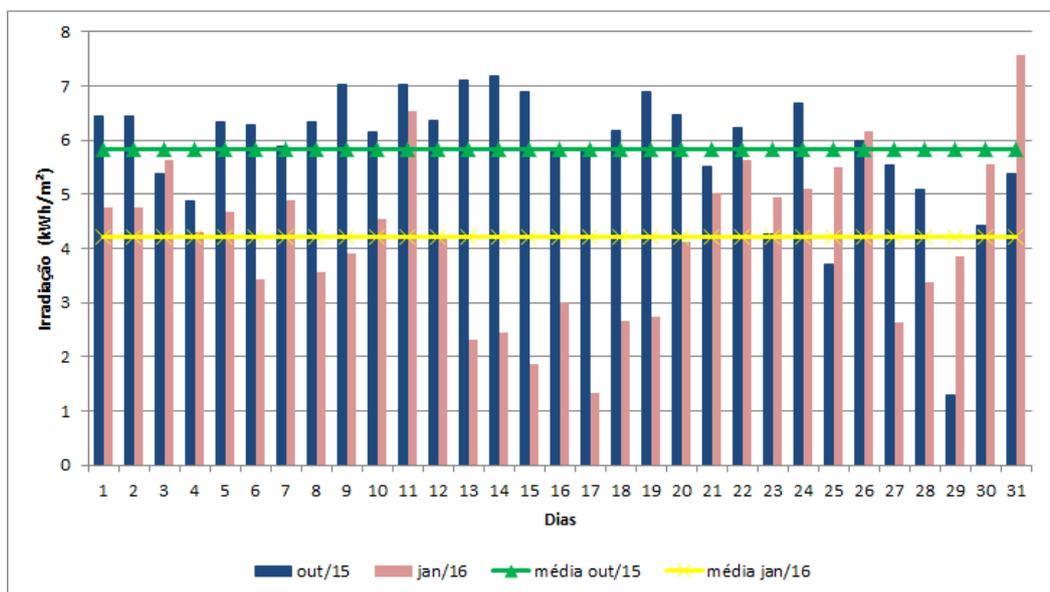


Figura 6 - Irradiação diária para outubro de 2015 e janeiro de 2016 com suas respectivas médias mensais.

O mês de janeiro em Goiânia é marcado por chuvas frequentes, localizadas em dias de sol com nuvens, característica do verão local, o que corrobora com os índices de irradiação solar diários de janeiro do ano de 2016, apresentados na Figura 6, tendo apresentado a menor média mensal. Por outro lado, o mês de outubro encontra-se entre o final do inverno e início de primavera, o qual é marcado por bastante sol, o que justifica os resultados encontrados para os maiores índices de irradiação solar diária da figura acima para o mês de outubro do ano de 2015.

Com a finalidade de relacionar alguns outros fatores climáticos que influenciam no desempenho dos painéis fotovoltaicos com a incidência de radiação solar, em Goiânia, seguem-se algumas relações realizadas entre os fatores climáticos analisados.

De acordo com Cantor (2017), a umidade relativa do ar está relacionada com a quantidade de água dispersa como suspensão na atmosfera. Quando a radiação solar atinge uma gota de água no ar, esta pode sofrer reflexão, refração ou difração, desta forma a quantidade de radiação direta que atinge uma superfície será menor no período seco (baixa umidade relativa do ar). Deste modo, a Figura 7 relaciona a irradiância solar (W/m^2) com a umidade relativa do ar (%) para os meses de janeiro de 2016 e outubro de 2015.

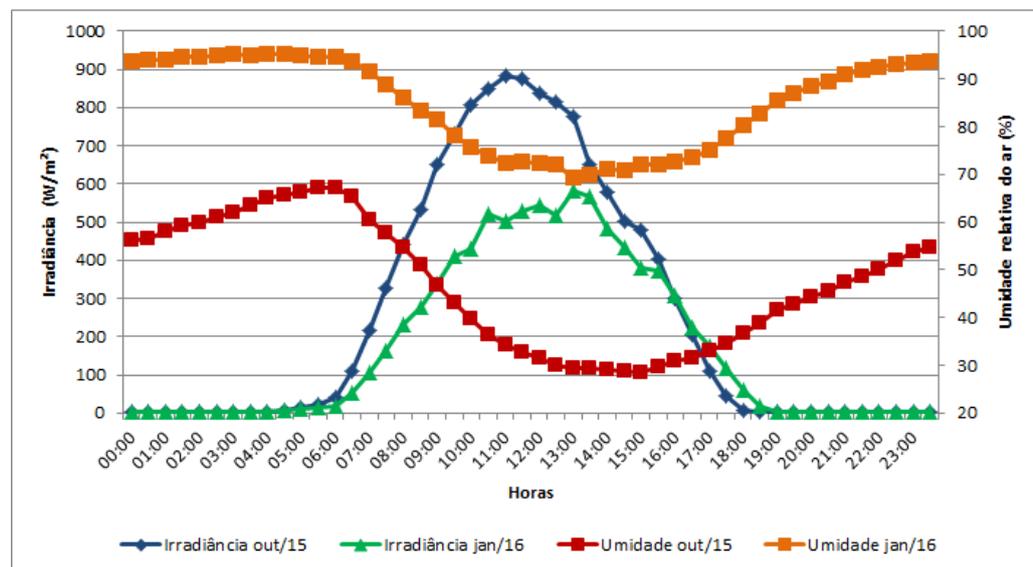


Figura 7 - Irradiância solar (W/m^2) e umidade relativa do ar (%) para os meses de outubro de 2015 e janeiro de 2016.

A Figura 7 demonstra então que o aumento da umidade reduz a irradiância, consequentemente a potência de saída do sistema fotovoltaico. Observa-se que o mês de outubro possui uma curva de irradiância elevada, em contrapartida a umidade relativa do ar atingiu até 30% no período de maior irradiância. Já o mês de janeiro possui uma curva de irradiância menor, no entanto a umidade relativa do ar foi elevada durante todo o dia típico para este mês. A Figura 8 apresenta uma comparação entre

a irradiação média mensal (kWh/m²) com a umidade relativa do ar média (%).

A Figura 8 indica que os meses de agosto, setembro e outubro apresentaram índices de umidade relativa do ar inferiores aos demais, de outro modo a irradiação foi superior. Além disso, o mês de janeiro exibe uma grande diferença entre os dois anos analisados tanto para irradiação como para a umidade relativa do ar, indicando a variação climática local ao longo dos anos, havendo verões mais chuvosos com temperaturas mais amenas e verões menos chuvosos com temperaturas mais elevadas.

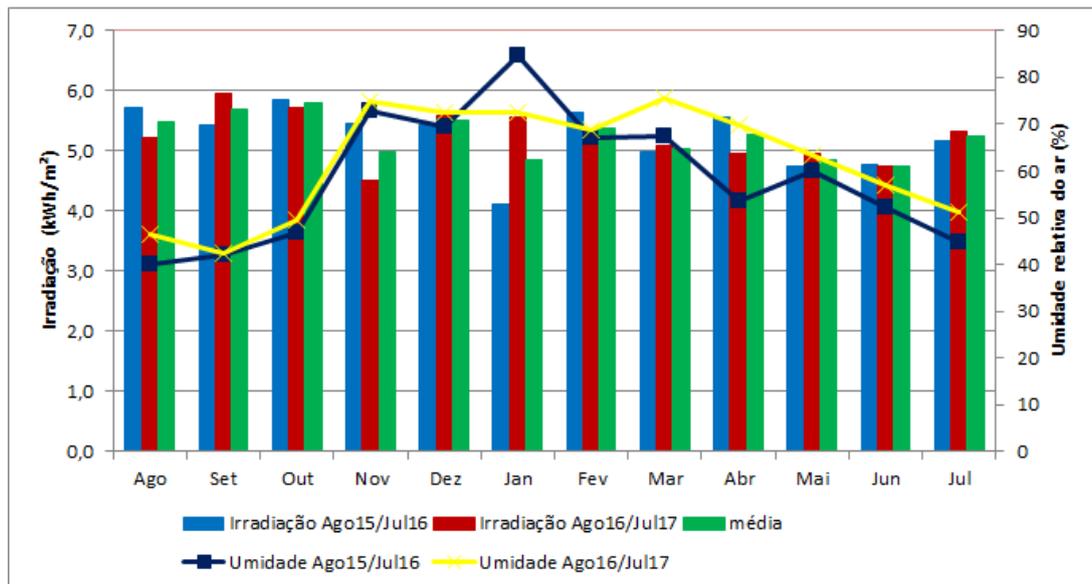


Figura 8 - Irradiação solar média mensal e umidade relativa do ar média mensal para os meses de agosto de 2015 a julho de 2017.

A Figura 9 ilustra os resultados da precipitação pluviométrica total (mm) e a temperatura média (°C) por mês.

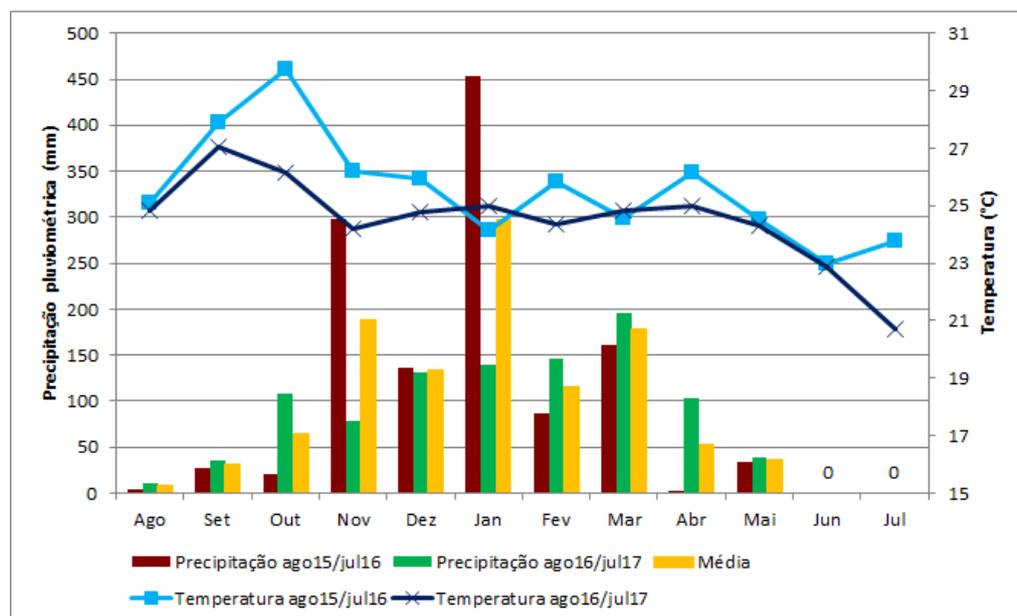


Figura 9 – Precipitação total mensal e temperatura média mensal para o período de agosto de 2015 a julho de 2017.

Observa-se que a temperatura média mensal varia em torno de nove graus durante o ano. Os meses de junho e julho apresentam as temperaturas mais baixas do ano, tempo seco e escassez de chuvas.

Outra variável climática que interfere no desempenho do sistema fotovoltaico é o vento. Este atua em processos de troca de calor com o ambiente, consequentemente reduzindo a temperatura de módulos fotovoltaicos. Quanto maior for a velocidade do vento, maior será a troca de calor por convecção na superfície de um módulo. Segundo TamizhMani (2003), a temperatura do módulo pode ser reduzida cerca de $1,45^{\circ}\text{C}$ por cada m/s de velocidade do vento.

Assim a Figura 10 apresenta a velocidade do vento e a temperatura do ar. Pode-se observar que os índices de velocidade do vento do período de agosto de 2016 a julho de 2017 foram maiores e como consequência os índices de temperatura ao longo do dia foram inferiores ao período de agosto de 2015 a julho de 2016.

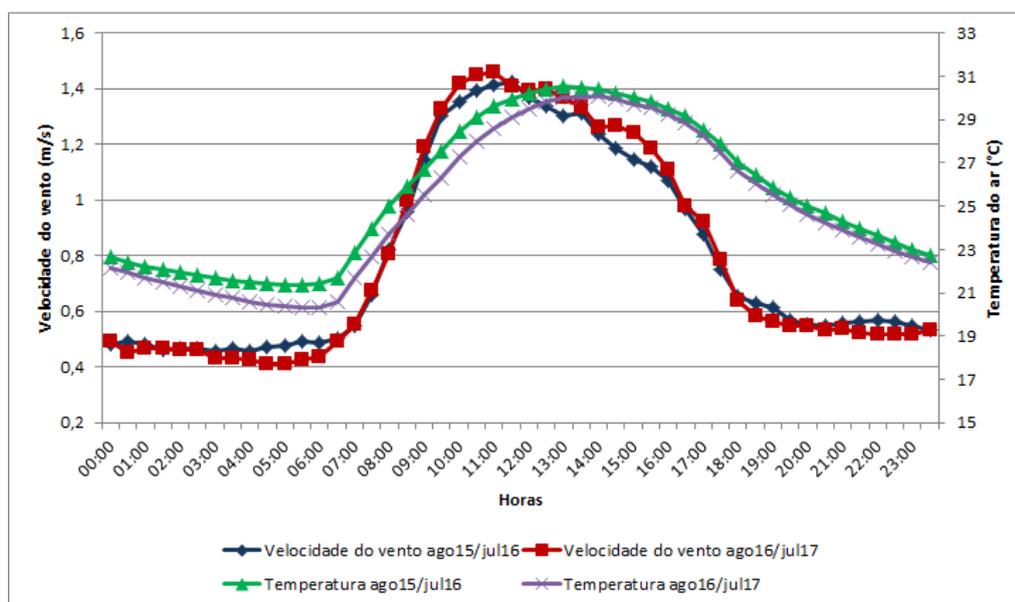


Figura 10 – Velocidade do vento em m/s: dia médio anual para os períodos de agosto de 2015 a julho de 2016 e agosto de 2016 a julho de 2017.

Todo o tratamento e análise de dados, com suas respectivas curvas e histogramas estão disponibilizados através da página <https://sites.google.com/site/tratamentoeanalisededados/home> na internet.

4.1 Validação dos resultados encontrados

A fim de se validar as comparações realizadas entre os dados observados associados aos gráficos mostrados neste trabalho seguem-se os índices de correlação calculados e alguns diagramas de dispersão. A Tabela 4 apresenta a correlação das variáveis com dados do dia médio anual, ou seja, uma análise ao longo de um dia típico do ano.

Correlação	Irradiância (W/m ²)	Velocidade do vento (m/s)
Temperatura (°C)	0,7738	0,8981
Umidade relativa do ar (%)	-0,7220	-0,8603

Tabela 4 – Correlação: dia médio anual

Por outro lado a Tabela 5 apresenta índices de correlação calculados através das médias mensais das variáveis.

Correlação	Irradiação (kWh/m ²)
Temperatura (°C)	0,577901303
Precipitação pluviométrica (mm)	-0,331035996

Tabela 5 – Correlação: média mensal

Segundo Cohen (1988), citado por Figueiredo Filho e Júnior (2009), valores entre 0,10 a 0,29 podem ser considerados como pequenos; de 0,30 a 0,49 podem ser considerados como médios, e valores entre 0,50 e 1,0 podem ser interpretados como grandes dependências estatísticas lineares entre as variáveis. Assim percebe-se que para a análise do dia típico anual todas variáveis tem grande relação estatística. Por outro lado, na Tabela 5 a precipitação pluviométrica apresenta uma média dependência, o que pode ser justificado pela grande variabilidade climática do local.

Para a construção dos diagramas de dispersão considerou-se o dia médio anual para cada variável analisada. A Figura 12 apresenta estes diagramas.

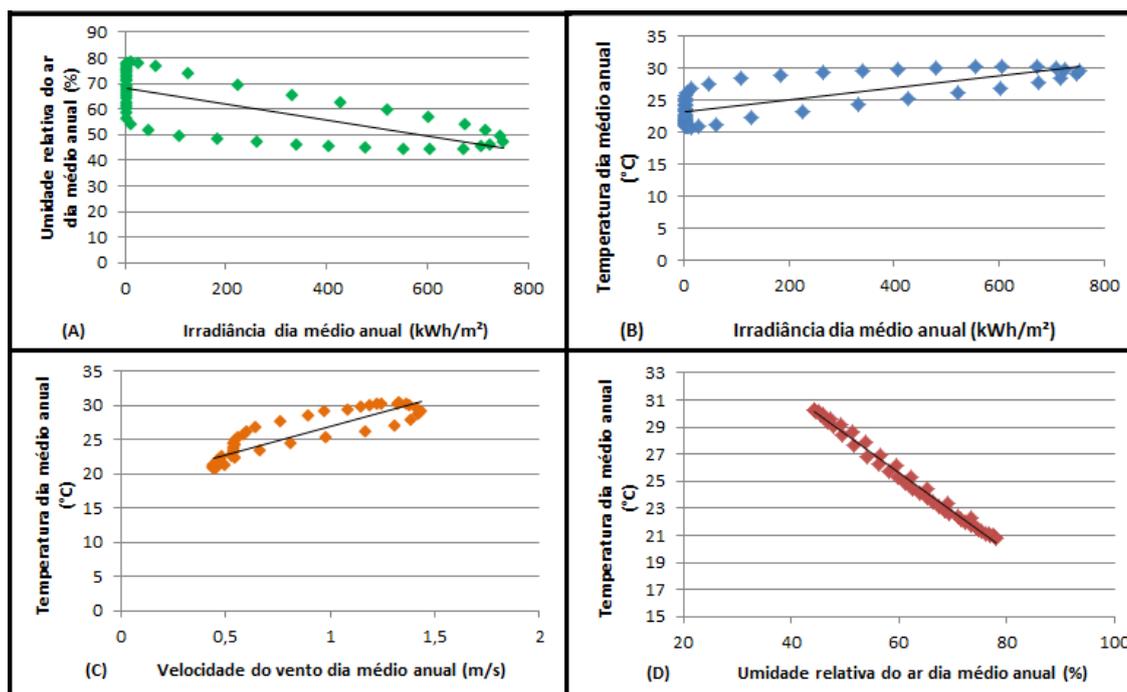


Figura 12 – Diagramas de dispersão associando algumas variáveis analisadas.

5 | CONCLUSÕES

Apesar da relevância do assunto, os resultados obtidos constituem apenas uma etapa inicial da análise de dados da Estação Solarimétrica da EMC/UFG. Tendo em vista os resultados expostos, conclui-se que há variação climática com potencial para exercer significativa influência sobre o desempenho de sistemas fotovoltaicos. A irradiação, irradiância, temperatura do ar, umidade relativa do ar, precipitação pluviométrica e velocidade do vento variaram de modo simultâneo e interrelacionado. O melhor desempenho do sistema seria potencialmente atingido sob condições de maior irradiância solar, menor precipitação pluviométrica, menor temperatura, maior velocidade do vento e menor umidade relativa do ar.

No local de coleta dos dados analisados, observou-se que quanto maior for à umidade relativa do ar, menores serão o índice de claridade e a irradiância direta sobre a superfície de captação, acarretando redução da produtividade do sistema. Ademais, o aumento da umidade no ar produz maior precipitação pluviométrica e reduz a irradiância direta.

A velocidade do vento acarreta deslocamento de massas de ar e redução da umidade relativa. Por outro lado, o vento favorece a redução na temperatura dos módulos fotovoltaicos através da troca de calor, elevando a produtividade.

Por fim, a análise indicou uma irradiação solar global média diária de 5,24 kWh/m², equivalente a um período diário médio de aproximadamente 5,24 horas de sol pleno (HSP) ao logo do período avaliado na estação meteorológica da EMC/UFG em Goiânia-GO, Brasil.

6 | AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao CNPq pela concessão da bolsa de mestrado para Jéssica A. A. da Silva. Este trabalho foi desenvolvido através do Projeto de P&D ANEEL número PD-3033-002/2014 financiado pelas Empresas: Espora Energética S/A; Transenergia Renovável S/A (TER), Transenergia São Paulo S/A (TSP) e Caldas Novas Transmissão (CNT).

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 10899: Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia**. 2ª ed. Rio de Janeiro: 2013. 11 p.

BONFIM, H. V.; SANTOS, S. F. D. **Utilização de Conceitos de Cálculo para Verificação da Eficiência de uma Placa Solar**. Revista de Ciências exatas e tecnológicas, Aracaju, v. 4, n. 1, p. 29-34, 2017.

CANTOR, G. A. R. **Influência dos Fatores Climáticos no Desempenho de Módulos Fotovoltaicos em Regiões de Clima Tropical**. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-graduação em Energias Renováveis. Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2017.

FIGUEIREDO FILHO, D. B.; SILVA JÚNIOR, J. A. **Desvendando os Mistérios do Coeficiente de Correlação de Pearson (r)**. Revista Política Hoje, Pernambuco, v. 18, n. 1, 2009.

HUKSEFLUX, Thermal Sensors. **User Manual LP02: Second class pyranometer**. Disponível em: <https://www.hukseflux.com/sites/default/files/product_manual/LP02_manual_v1606.pdf>. Acesso em: 21 set. 2017.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. **Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros**. 5ª ed. Rio de Janeiro: LTC, 2015. 522p.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RUTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel - Cresesb, 2014. 530 p.

POLIZEL, L. H.; PELEGRINI, M. A. **Espaço e Entraves Regulatórios da Inserção de Geração Distribuída no Sistema Elétrico Brasileiro**. Congresso Brasileiro de Regulação. Recife. 2007.

TAMIZHMANI, G. Et al. **Photovoltaic module thermal/Wind performance: Long – Term Monitoring and Model Development Fot Energy Rating**. Arizona State University East, Photovoltaic Testing Laboratory, NCPV and Solar Program Review Meeting. Meza, Arizona. 2003.

VALLÊRA, A. M.; BRITO, M. C. **Meio Século de História Fotovoltaica**. 2006. Disponível em: <<http://solar.fc.ul.pt/gazeta2006.pdf>>. Acesso em: 10 set. 2017.

TESTES DE SENSIBILIDADE PARA DIFERENTES PARAMETRIZAÇÕES CUMULUS DO MODELO WRF PARA MELHORAR AS ESTIMATIVAS DE VENTO

Lucia Iracema Chipponelli Pinto

l.chipponelli@inumet.gub.uy

Instituto Uruguayo de Meteorologia, INUMET

Francisco Jose Lopes de Lima

francisco.lopes.lima@gmail.com

Fernando Ramos Martins

fernando.martins@unifesp.br

Universidade Federal de São Paulo, Campus
Baixada Santista, Instituto do Mar

Enio Bueno Pereira

enio.pereira@inpe.br

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, Centro
de Ciência do Sistema Terrestre

RESUMO: Os modelos de mesoescala são ferramentas que demandam investimentos relativamente baixos e vem apresentando resultados favoráveis. Porém, também possuem limitações, por exemplo, a dificuldade em representar a turbulência, esta dificuldade está intrinsecamente relacionada à impossibilidade em reproduzir os processos físicos de trocas turbulentas de momento, energia e massa, entre superfície e atmosfera. Visto essas limitações este trabalho apresenta uma série de testes de sensibilidade entre o modelo de mesoescala WRF configurado com diferentes parametrizações físicas e a velocidade do vento medida em estações meteorológicas automáticas do INMET situadas no NEB. O

modelo WRF foi configurado com 3 domínio de resolução 5 x 5 km sobre a região em estudo, a localização desta grades se obteve a partir de uma análise de agrupamento realizada previamente com dados de intensidade do vento de 121 EMA do NEB para o período de 2008 a 2013. Os testes de sensibilidade configuraram um total de 12 experimentos, para os 3 primeiros dias do mês de maio de 2009. Ao analisar os resultados observa-se que independente das parametrizações adotadas, há uma forte tendência a superestimação da intensidade dos ventos pelo modelo WRF para as 13 localidades escolhidas para realizar análise estatística do erro quadrático médio e viés. Como era esperado algumas parametrizações são mais adequadas para um domínio do que para outro, em função do NEB ser influenciado por diferentes sistemas meteorológicos, por exemplo, o ciclo anual da precipitação do litoral leste é diferente ao da região central do NEB.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Eólica, Modelo WRF, Previsão de Vento.

ABSTRACT: Mesoscale models are tools that require relatively low investments and has been showing favorable. However, also have limitations, for example, the difficulty in representing the turbulence, this difficulty is intrinsically related to the impossibility to reproduce the physical processes of turbulent

trade at the moment, energy and mass, between surface and atmosphere. It seen these limitations this paper presents a series of sensitivity tests between the Mesoscale Model WRF configured with different physical parameterizations and the wind speed measured in automatic weather stations of the INMET located in the NEB. The WRF model was configured with domain 3 (grid) of 5 x 5 km resolution over the region under study, the location of this grid if obtained from a Cluster Analysis previously performed with wind intensity data of 121 automatic weather stations of the NEB for the period 2008 to 2013. The configured sensitivity tests a total of 12 experiments, for the first 3 days of the month of May 2009. When reviewing the results it is observed that independent of the parameterizations adopted, there is a strong tendency to overestimation of the intensity of the winds by the WRF model for the 13 localities chosen to perform statistical analysis of mean square error and bias. As it was expected some parameterizations are more suitable for that domain to another, depending on the NEB to be influenced by different weather systems, for example, the annual cycle of precipitation on the east coast is different to that of the central region of the NEB.

KEYWORDS: Wind Power, WRF Model, Wind Forecast.

1 | INTRODUÇÃO

Na atualidade, temas relacionados à degradação do meio ambiente e às mudanças climáticas têm feito parte frequente dos noticiários e de discussões entre cientistas, órgãos governamentais e mundo empresarial. A energia é um ingrediente essencial para o crescimento econômico e o consumo per capita pode ser usado como um indicativo de desenvolvimento social e da qualidade de vida de uma população (Goldemberg, 1998). No entanto, a questão energética é preocupação urgente, já que os processos convencionais de geração de energia elétrica estão entre os principais responsáveis pelas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) (Pazheri *et al.*, 2014).

Nesse contexto, fontes de energia que reduzem as emissões de GEE tem apresentado um crescimento significativo em todo o mundo. A energia eólica está entre as fontes de energia renováveis mais usados na atualidade. Silva *et al.* (2013) trazem uma discussão sobre o desenvolvimento das chamadas tecnologias alternativas (renováveis) que refletem diretamente nas novas diretrizes institucionais e supera o paradigma tecnológico que se baseia no aumento da capacidade de expansão das usinas geradoras.

O Brasil é um país privilegiado sob o aspecto energético, pois seu relevo, hidrografia e clima tropical permitem o aproveitamento das diversas fontes renováveis de energia, como a hidráulica, biomassa, eólica e solar (Amarante *et al.*, 2001; Martins *et al.*, 2008; Costa *et al.*, 2013; Schmidt *et al.*, 2016). A Figura 1 mostra a participação das diversas fontes de energia na matriz elétrica brasileira, sendo que as usinas hidrelétricas contribuem com mais da metade da geração de eletricidade.

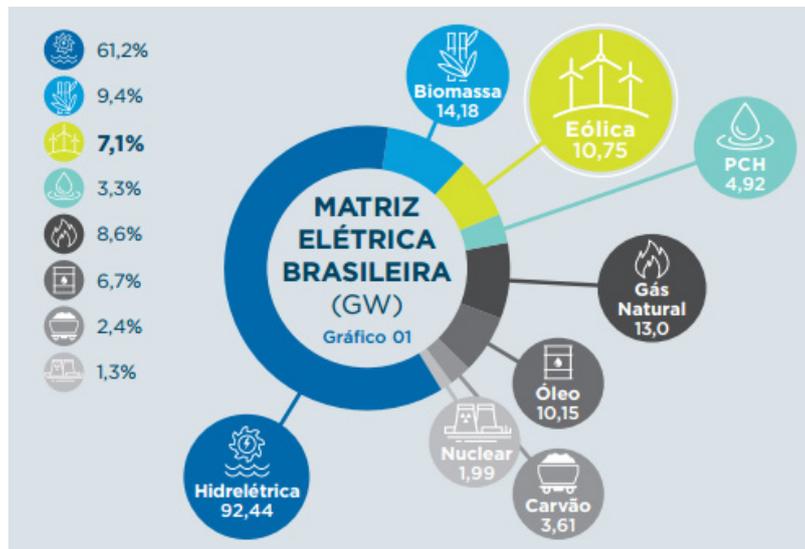


Figura 1 - Matriz elétrica brasileira (em GW) em maio 2016, por fonte de combustível.

Fonte: ABEEOLICA - Boletim de dados (2016).

O ano de 2016 terminou com 10,75 GW de potência eólica instalada, o que representou um crescimento de 23,06% de potência em relação a dezembro de 2015, quando a capacidade instalada era cerca de 9000 MW. Considerando todas as fontes de geração de energia elétrica, em 2016, foram instalados 9,43 GW de potência, cujo crescimento foi liderado principalmente pelas fontes hidrelétrica e eólica, que representaram 60,15% e 21,35%, respectivamente (ABEEOLICA, 2017).

A confiabilidade das previsões do vento num local ou região de interesse é essencial. A aplicação da modelagem atmosférica no prognóstico do tempo é muito importante, e traz uma série de benefícios para as mais diversas atividades econômicas da sociedade: turismo; agricultura; aviação civil; geração de energia, transporte marítimo; planejamento urbano, entre outros (Ramos *et al.*; 2013). Atualmente o mapeamento de áreas com elevado potencial eólico para a exploração comercial é realizada com o uso de modelos atmosféricos que demandam um investimento relativamente baixo (Costa, 2004; Chou *et al.*, 2006; Martins *et al.*, 2008). Os modelos atmosféricos de mesoescala também vêm sendo utilizados para a previsão em curto e médio prazo do vento, imprescindíveis para o planejamento da operação dos parques eólicos e do sistema de distribuição de energia (De Maria *et al.*, 2008; Lyra, 2007; Monteiro *et al.*, 2009; Lima *et al.*, 2012; Siqueira *et al.*, 2012).

O objetivo deste estudo foi verificar se é coerente configurar o modelo meteorológico de mesoescala WRF (*Weather Research and Forecasting*) para o Nordeste do Brasil (NEB). com o mesmo conjunto de parametrizações físicas (camada limite, convecção, microfísica e radiação). Para isso se realizou uma série de testes de sensibilidade entre o modelo WRF configurado com diferentes parametrizações físicas e a velocidade do vento medida em estações meteorológicas automáticas (EMA) do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) situadas no NEB.

2 | METODOLOGIA

Para desenvolver esta pesquisa foi utilizada a versão 3.6 do modelo atmosférico de mesoescala WRF. Trata-se de um modelo não hidrostático de previsão numérica de tempo.

Os testes de sensibilidade permitiram estabelecer a configuração do modelo WRF para de cada uma das regiões homogêneas definidas na análise de agrupamento. Tanto nas simulações dos testes de sensibilidade como nas rodadas de previsão de velocidade do vento foram usados os dados do modelo global GFS (*Global Forecast System*) como condições iniciais. As saídas do modelo atmosférico global GFS do NCEP foram utilizadas como condições iniciais e contorno no período compreendido nos anos de 2009 e 2012. Os dados apresentam resolução espacial de 1° e resolução temporal de 6 horas, e 64 níveis na vertical. O conjunto de dados de tipo de solo e uso do terreno utilizado é disponibilizado pela USGS, dividido em 24 categorias (USGS 24 - *category data*).

Todas as previsões com o WRF foram inicializadas as 18:00 UTC com horizonte de simulação de 72 horas utilizando as primeiras 6 horas como o tempo de ajuste do modelo (*spin up*).

2.1 Parametrizações físicas do WRF

O modelo WRF foi configurado para os testes de sensibilidade de alguns esquemas de parametrizações físicas e aplicadas a cada domínio, domínios estes obtidos através da concordância da AA (Pinto, 2017). No WRF é permitida a escolha de diferentes esquemas parametrizações numéricas para os diferentes processos físicos na atmosfera que ocorrem numa escala espacial menor que a resolução horizontal estabelecida para a execução do modelo. O modelo WRF possui uma configuração padrão (configuração *default*), descrita na Tabela 1, que é utilizada para qualquer execução após sua instalação se o usuário não indicar alterações desejadas, na Tabela 2 estão descritas outras características importantes do modelo WRF.

Parâmetro ou processo físico	Valor ou parametrização
Microfísica (convecção explícita)	WSM3 (Hong <i>et al.</i> , 2004)
Radiação onda longa	RRTM (Mlawer <i>et al.</i> , 1997)
Radiação onda curta	Dudhia (Dudhia, 1989)
Camada superficial	MM5 similaridade (Paulson, 1970)
Processos de superfície	Noah-LSM (Chen; Dudhia, 2001)
Camada limite planetária	Yonsei University (Hong <i>et al.</i> , 2006)
Convecção rasa e profunda	Kain-Fritsch (Kain; Fritsch, 1990; 1993)

Tabela 1 - Parametrizações *default* adotada pelo modelo WRF.

Equações básicas	Totalmente compressíveis
Coordenadas verticais	Terrain following para altura de pressão
Estrutura horizontal da grade	Arakawa-C
Método de integração	3ª ordem Runge-Kutta
Equações	Conservação da massa, momento e escalares usando equação prognostica na forma de fluxo
Advecção	Diferenças centradas de 6ª ordem ou 5ª ordem “up wind”

Tabela 2 - Característica do modelo WRF.

Fonte: Adaptado Carvalho *et al.*, 2013.

Os testes avaliaram a confiabilidade da previsão da velocidade do vento em função de parametrizações para quatro processos físicos: Radiação, Microfísica, Convecção Profunda (*cumulus*) e Camada Limite Planetária (CLP), mantendo a parametrização de camada superficial e esquema de superfície na configuração *default* do WRF. Os esquemas de parametrização da camada superficial e processos de superfície não foram testados, pois, como mencionado anteriormente, influenciam mais os fluxos de calor, umidade da atmosfera e solo.

Na Tabela 3 estão especificadas as diferentes parametrizações utilizadas neste estudo para cada processo físico. Tais esquemas de parametrizações físicas foram escolhidos levando-se em conta a revisão de literatura, onde se verificou quais parametrizações foram adotadas para o WRF, principalmente em estudos para o NEB, por exemplo: Oliveira (2013), Ramos *et al.*, (2013), Lima (2015) e Mattar e Borvaran (2016).

Parametrizações Físicas	Tipos de Parametrizações			
Microfísica	WSM3	WSM6	Lin	Thompson
Radiação Onda Longa	RRTM	RRTMG	New Goddard	
Radiação Onda Curta	Dudhia	RRTMG	New Goddard	
Convecção (<i>cumulus</i>)	Kain-Fritsch	Grell-3D	Betts-Miller	Desligada
Camada Limite Planetária	YSU	MYJ	MYNN 2,5	ACM2

Tabela 3 - Parametrizações físicas utilizadas para realizar os testes de sensibilidade.

A parametrização de convecção ou parametrização de *cumulus* tem por objetivo representar os fluxos verticais resultantes de correntes ascendentes e descendentes não resolvidas pelo modelo por ocorrerem em escalas menores do espaçamento de grade aplicado a simulação. Esta parametrização corresponde ao conjunto de equações responsáveis pela formação da componente convectiva da precipitação. Nesta pesquisa foram usadas três parametrizações de *cumulus* disponíveis no

WRF - Kain-Fritsch (*default*), Betts-Miller e Grell-3D e ainda a opção com nenhuma parametrização executada. A parametrização de Kain; Fritsch, (1990; 1993) utiliza um modelo de nuvem simples, com correntes de umidade ascendentes e descendentes, incluindo efeitos de interação com a atmosfera e uma microfísica relativamente simples. Grell 3D é um aprimoramento da parametrização de Grell e Devenyi (2002) indicado para uso em simulações com alta resolução espacial. Os autores introduziram uma parametrização de cúmulos por conjunto em que múltiplos esquemas de convecção e variações são rodados simultaneamente para todos os elementos de malha, produzindo uma média dos resultados. A princípio, a média pode ser ponderada a fim de aperfeiçoar a parametrização, mas geralmente pesos iguais são atribuídos. Os esquemas são todos do tipo fluxo de massa, mas com diferentes parâmetros para correntes ascendentes e descendentes de entranhamento e desentranhamento e eficiência de precipitação. O esquema de parametrização convectiva desenvolvido por Betts-Miller é um esquema estático, do tipo ajuste convectivo, no qual a convecção profunda é vista como um processo termodinâmico consistindo em transporte de calor e umidade aos níveis superiores a fim de reduzir ou remover a instabilidade condicional. Neste tipo de esquema, existe um perfil crítico de umidade e temperatura para que o processo convectivo se inicie (Oliveira, 2014).

2.2 Configuração do modelo para previsão da velocidade do vento

Para realizar os testes foram escolhidos apenas os três primeiros dias do mês de maio de 2009. O mês de maio foi escolhido por pertence à estação chuvosa em praticamente todo o NEB (Costa, 2006; Moura *et al.*, 2009). A estação chuvosa foi escolhida devido ao aumento da complexidade dos processos físicos na atmosfera e, dessa forma, torna-se possível conhecer o desempenho do modelo WRF na condição em que tipicamente apresenta menor destreza para a simulação do vento (Ramos *et al.*, 2013).

O domínio mais externo; domínio 1 possui resolução horizontal de 15 km e cobre toda a região NEB. Os domínios de maior resolução (5 km) estão aninhados à grade de menor resolução (15 km). Somente os parâmetros meteorológicos obtidos dos domínios de alta resolução foram de fato utilizados neste estudo (domínios 2, 3 e 4). Na Tabela 4 e Figura 2 WRF.

	Domínio 1	Domínio 2	Domínio 3	Domínio 4
Resolução	15 km	5 km	5 km	5 km
Nº pontos em x	143	340	181	160
Nº pontos em y	151	166	316	199

Tabela 4 - Especificações dos domínios horizontais usadas nas simulações com o modelo WRF.

É importante mencionar que os resultados dos experimentos numéricos realizados nesta estudo foram validados por meio de comparação com os valores observados em 18 estações meteorológicas automáticas (EMAs) do INMET já validadas e qualificadas conforme procedimento descrito anteriormente. Tais estações foram escolhidas levando-se em conta municípios do NEB que possuem parques de geração eólica ou que pertencem a uma região de potencial eólico elevado. Vale ressaltar que foram utilizadas pelo menos cinco EMAs para validação das estimativas em cada um dos três domínios estabelecidos.

Um ponto importante a ser esclarecido é que ao realizar o cálculo dos desvios (RMSE e ME) com as estações selecionadas ou como todas as estações de cada região homogênea levavam para as mesmas conclusões. E assim, optou-se por realizar os cálculos do ME para todas as estações de cada domínio e para os cálculos do RMSE apenas para os conjuntos selecionados previamente na Tabela 4. No caso do RMSE optou-se por apresentar os cálculos desta medida de erro para o conjunto de 18 estações para o NEB como um todo, já para os cálculos da medida do erro ME verificamos que quando aumentávamos o número de estações meteorológicas na análise dos resultados os ganhos nas previsões aumentava significativamente em todos os experimentos, uma melhor descrição pode ser encontrada em Pinto (2017).

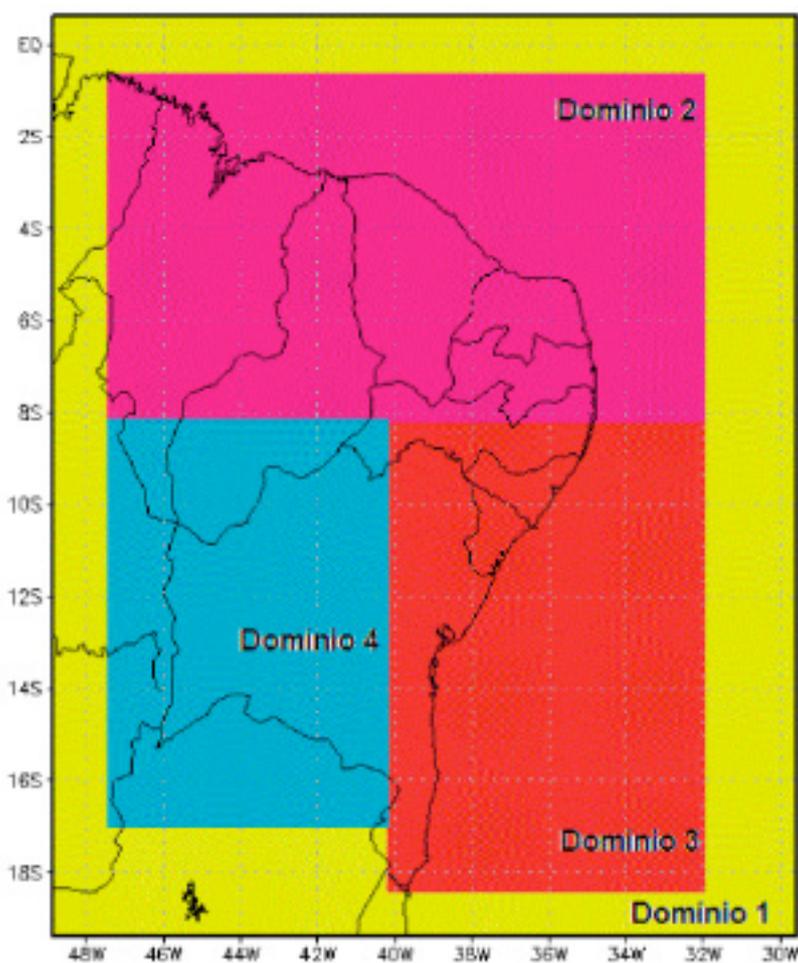


Figura 2 - Grades aninhadas utilizadas nos experimentos com o modelo WRF.

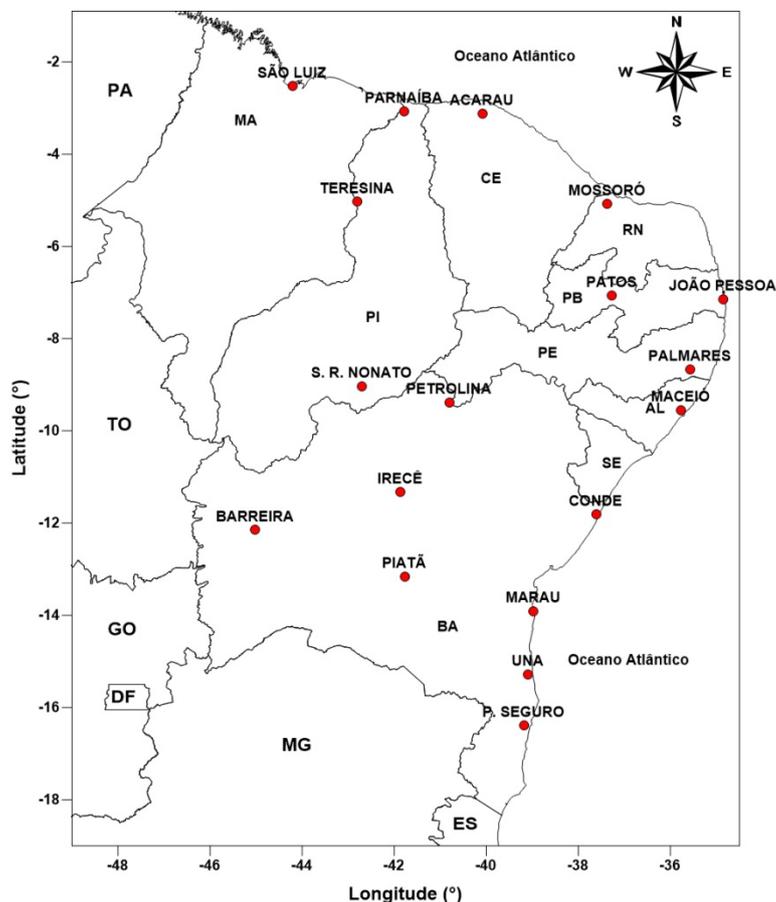


Figura 3 - Localização das EMAs do INMET utilizadas para os testes de sensibilidade.

3 | RESULTADOS

Os testes de sensibilidade utilizaram os índices estatísticos (RMSE e ME) para cada um dos experimentos onde foram testadas as diferentes parametrizações de convecção (cumulus) em cada domínio, Figuras 4a e 4b.

Analisando as Figuras 4a e 4b encontram-se os resultados dos quatro experimentos distintos para convecção, descritas na Tabela 4.2 (ctl, cum2, cum5 e cumD). Pode-se verificar que as estimativas de vento obtidas no experimento cum5, que utiliza o esquema de parametrização Grell 3D, apresentou os menores desvios ME e RMSE em praticamente todos os domínios, sendo apenas no domínio 4 o valor de RMSE mais baixo para o experimento cumD. Porém vale ressaltar que para o índice ME no domínio 4 o melhor resultado também foi do experimento cum5 (Grell 3D), mas para este domínio 4 tantos os valores de RMSE e ME dos experimentos os valores dos índices apresentam diferenças bem pequenas. Desta forma, a parametrização Grell 3D será adotada para os domínios 2 e 3. Em geral, o experimento cum5 forneceu dados com uma superestimação da velocidade do vento (valores positivos de ME) em todas as regiões homogêneas (domínios).

Para finalizar a escolha de qual parametrização de convecção que foi mais apropriada para cada um dos domínios, levou-se em conta as características espaciais (relevo) e do clima e sua sazonalidade nos domínios estabelecidos e tomou-se com base

em outros estudos que utilizaram o modelo WRF para a região NEB. A parametrização Grell 3D é frequentemente adotada (Oliveira, 2013; Ramos *et al.*, 2013; Lima, 2015). Exceção feita ao domínio 4 onde optou-se por não utilizar a parametrização de convecção (cumD) já que este domínio cobre a região mais continental e árida do NEB, onde temos longos períodos de estiagem e conseqüentemente menor formação de nuvens, principalmente convectivas.

Em outra análise, foi avaliada a evolução temporal para cada um dos experimentos nos diferentes domínios (Figura 5). Verificou-se que os valores estimados da velocidade do vento são maiores que os valores médios de cada domínio para todos os experimentos. As simulações de forma geral conseguem acompanhar a variabilidade temporal do vento para estes três dias, as diferenças entre os experimentos são pequenas, porém nos três gráficos (Figura 5a, 5b e 5c) uma pequena melhoria nas simulações do experimento cum5 (Grell 3D) como ressaltado na análise estatística.

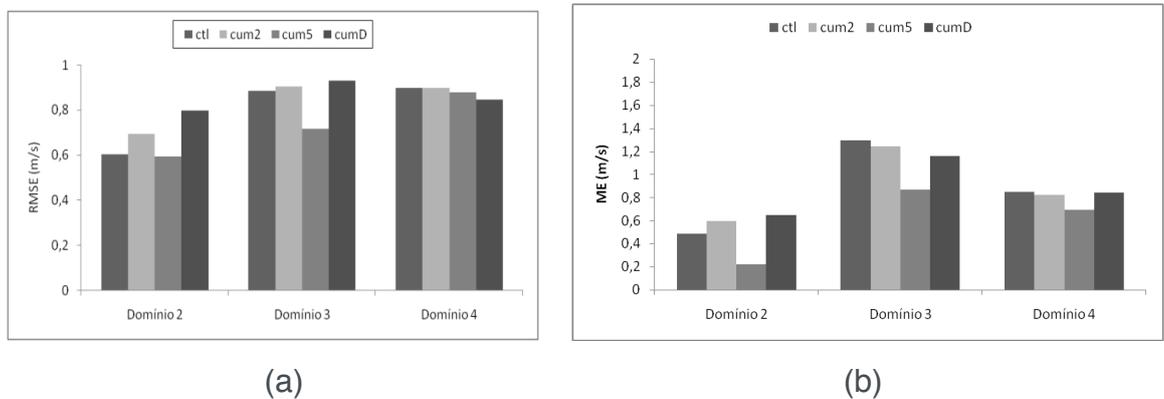
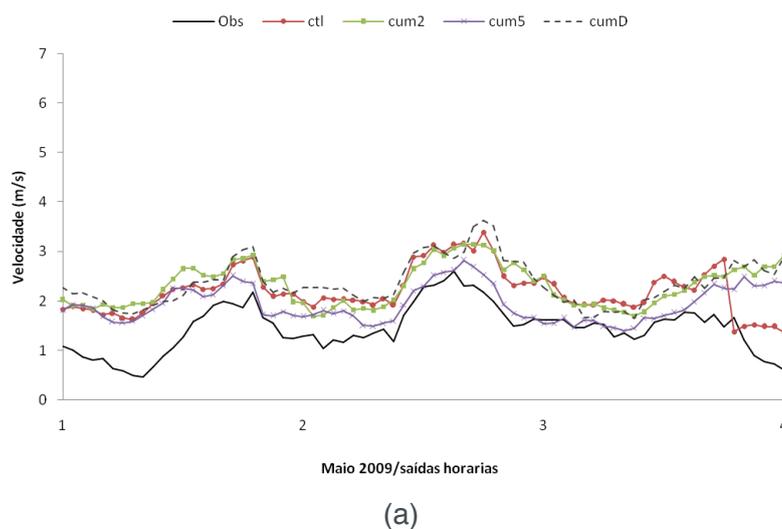


Figura 4 – Índices estatísticos velocidade do vento para os domínios das diferentes parametrizações de convecção (*cumulus*): (a) RMSE e (b) ME.



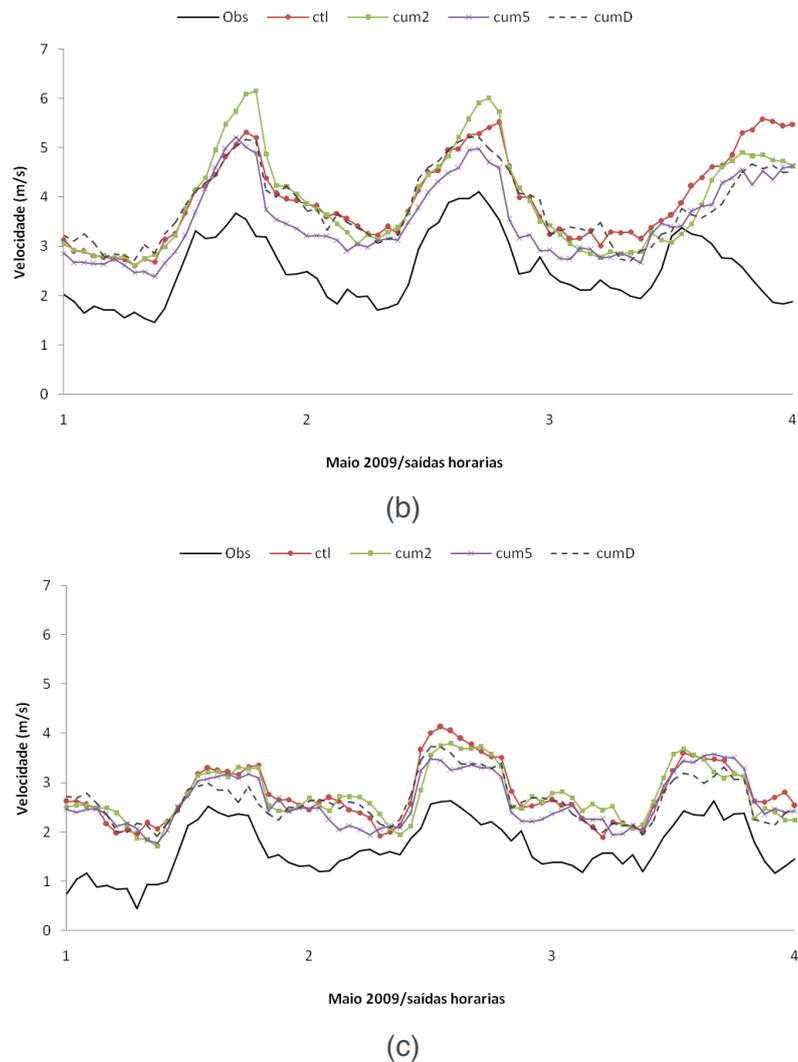


Figura 5 - Evolução temporal da velocidade do vento para o modelo WRF para as diferentes configurações de convecção (cumulus): (a) Domínio 2; (b) Domínio 3 e (c) Domínio 4.

4 | CONCLUSÕES

Por motivos de espaço mostramos apenas os resultados dos testes de sensibilidade realizados para as diferentes configurações de parametrizações de convecção (*cumulus*), porem estes mesmo testes foram realizados para outros esquemas de parametrizações físicas e colocamos os resultados na Tabela 5, porem só iremos ressaltar os resultados encontrados para os esquemas de parametrização de convecção.

Como era esperado, há diferenças entre as parametrizações mais adequadas para cada domínio em razão do NEB ser influenciado por diferentes sistemas meteorológicos e, conseqüentemente, se obtém ciclo anual da precipitação do litoral leste diferente ao da região central do NEB.

	Convecção	Microfísica	CLP	Radiação
Domínio 2	Grell 3D (cum5)	WSM3 (ctl)	YSU (ctl)	RRTM/Dudhia (ctl)

Domínio 3	Grell 3D (cum5)	WSM3 (ctl)	MYNN 2,5 (pbl5)	RRTM/Dudhia (ctl)
Domínio 4	Desligado (cumD)	WSM3(ctl)	MYNN 2,5 (pbl5)	RRTM/Dudhia (ctl)

Tabela 5 - Esquemas das principais parametrizações físicas para cada região (domínio) do NEB a ser utilizado no WRF.

Verifica-se que, após os testes de sensibilidade para os diferentes esquemas de parametrização disponíveis no WRF, cada domínio da região NEB ficou com uma configuração diferente, sendo a velocidade do vento em superfície mais sensível aos esquemas de convecção e CLP, para o período analisado. Porém estes resultados podem ser considerados parciais, pois os experimentos configurados alteravam apenas a parametrização em análise e as demais permaneciam fixas com a configuração default de quando se faz a instalação do WRF, o que faz com que os resultados encontrados (configuração) para cada domínio ainda não tenham sido testados. Por exemplo, o domínio 3 não foi realizado o experimento com parametrização de convecção (Grell 3D) e CLP (MYNN2,5).

REFERÊNCIAS

Amarante, O. A. C.; Brower, M.; Zack, J.; de Sá, A. L. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília: MME, 2001. 45p.

Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEOLICA). **Boletim anual de geração eólica 2016**. 2017.

Carvalho, M. A. V.; Abrunhosa, M. L.; Lopes, J. R. O. **Manual de instalação, compilação e execução do modelo de mesoescala WRF no ICEA (Versão 3.4.1)**. São José dos Campos, 2013. Nota Técnica, 52 p.

Chen, F.; Dudhia, J. **Coupling an advanced land-surface/ hydrology model with the Penn State/ NCAR MM5 modeling system. Part I: model implementation and sensitivity**. Monthly Weather Review, v. 129, p. 569 - 585, 2001.

Chou, C. S.; Paiva Neto, A. C.; Chagas, D. J.; Lyra, A. A.; Pereira, E. B. **Mapeamento eólico para o nordeste**. In: Congresso Brasileiro de Meteorologia, 14. (CBMET), Florianópolis, SC. Proceedings... Rio de Janeiro: SBMet, 2006. CD-ROM; Papel. (INPE-14550-PRE/9580).

Costa, A. O.; Oliveira, L. B.; Lins, M. P. E.; Silva, A. C. M.; Araújo, M. S. M.; Pereira Jr., A. O.; Rosa, L. P. **Sustainability analysis of biodiesel production: A review on different resources in Brazil**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.27, p. 407 - 412, 2013.

Costa, P. A. Da S. **Atlas do potencial eólico para Portugal continental**. 2004. 144 p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia da Terra) - Universidade de Lisboa, Lisboa, 2004.

Costa, R. S. **Avaliação do desempenho do modelo de mesoescala MM5 na simulação de eventos de precipitação extrema no estado de Alagoas**. 2006. 184 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, 2006.

De Maria, P. H. S.; Costa, A. A.; Sombra, S. S. **Modelagem numérica em alta resolução para previsão de geração de energia eólica no Ceará**. Revista Brasileira de Meteorologia, v.23, n.4, p. 477 - 489, 2008.

Dudhia, J. **Numerical study of convection observed during the winter monsoon experiment using a mesoscale two-dimensional model.** Journal of the Atmospheric Sciences, v. 46, n. 20, p. 3077 - 3107, 1989.

Goldemberg, J. J. Energia e desenvolvimento. Estudos Avançados, v. 12, n. 33, p. 7–15, 1998.

Grell, G. A., Devenyi, D. **A generalized approach to parameterizing convection combining ensemble and data assimilation techniques.** Geophysical Research Letters, v. 29, n. 14, 1693, 2002.

Hong, S.Y.; Dudhia, J.; Chen, S. H. **A revised approach to ice-microphysical processes for the bulk parameterization of clouds and precipitation.** Monthly Weather Review, v. 132, n. 1, p. 103 - 120, 2004.

Hong, S.Y.; Noh, Y.; Dudhia, J. **A new vertical diffusion package with an explicit treatment of entrainment processes.** Monthly Weather Review, v.134, p. 218 - 234, 2006.

Kain, J. S.; Fritsch, J. M. **A one-dimensional entraining detraining plume model and its application in convective parameterization.** Journal of the Atmospheric Science, v. 47, n. 23, p. 2784 - 2802, 1990.

Kain, J. S.; Fritsch, J. M. **Chapter 16 - Convective parameterization for mesoscale models: the Kain-Fritsch scheme. The representation of cumulus in numerical models.** Boston: American Meteorological Society, Meteorological Monographs, v. 44, n. 46, p. 165 - 177; 1993.

Lima, F. J. L.; Cavalcanti, E. P.; Souza, E. P.; Silva, E. M. **Evaluation of the wind power in the state of Paraíba using the mesoscale atmospheric model brazilian developments on the regional atmospheric modelling system.** Renewable Energy, v. 2012, p. 16, 2012.

Lyra, A. A. **Testes de sensibilidade e avaliação das previsões de vento do modelo ETA para região nordeste. 2007.** 106 p. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, Cachoeira Paulista, 2007.

Martins, F. R.; GUARNIERI, R. A.; PEREIRA, E. B. **O aproveitamento da energia eólica.** Revista Brasileira de Ensino de Física, v. 1, p. 1 - 13, 2008.

Mattar, C.; Borvarán, D. **Offshore wind power simulation by using WRF in the central coast of Chile.** Renewable Energy, v. 94, p. 22 - 31, 2016.

Mlawer, E. J.; Taubman, S. J.; Brown, P. D.; Iacono, M. J.; Clough, S. A. **Radiative transfer for inhomogeneous atmosphere: RRTM, a validated correlated k model for the longwave.** Journal of Geophysical Research, v.102, n. D14, p. 16663 - 16682, 1997.

Monteiro, C.; Bessa, R.; Miranda, V.; Botterud, A.; Wang, J.; Conzelmann, G. **Wind Power forecasting: State-of-the-art 2009.** Argonne: Argonne National Laboratory, 216 p., 2009.

Moura, G. B. De A.; Aragão, J. O. R. De; Melo, J. S. P. De; Silva, A. P. N. Da; Giongo, P. R.; Lacerda, F. F. **Relação entre a precipitação do leste do nordeste do Brasil e a temperatura dos oceanos.** Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, v. 13, n. 4, p. 462 - 469, 2009.

Oliveira, E. M. G. **Parametrizações convectivas no modelo WRF e sua relação com a precipitação durante ciclogêneses no sudeste da América do Sul.** 2014. 95 p. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

Oliveira, S. S. De. **Análise do potencial eólico do estado da Paraíba utilizando modelos de mesoescala.** 2013, 129 p. Tese (Doutorado em Meteorologia) - Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2013.

Oliveira, S. S.; SOUZA, E. P. **Análise de modelos de mesoescala para caracterização do potencial eólico do estado da Paraíba.** Revista Brasileira de Meteorologia, v. 32, n.2, p. 277 - 291, 2017.

Paulson, C. A. **The mathematical representation of wind speed and temperature profiles in the unstable atmospheric surface layer.** Journal of Applied Meteorology, v. 9, p. 857 - 861, 1970.

Pazheri, F. R.; Othman, M. F.; Malik, N. H. **A review on global renewable electricity scenario.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, n. 31, p. 835-845, 2014.

Pinto, L. I. C. **Avaliação do modelo WRF para aplicação em previsão de recurso eólico no nordeste brasileiro.** 2017, 231 p. Tese (Doutorado em Ciências do Sistema Terrestre) – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São Jose dos Campos, 2017.

Ramos, D. N. S.; Lyra, R. F. DA F.; Silva Jr., R. S. **Previsão do vento utilizando o modelo atmosférico WRF para o estado de Alagoas.** Revista Brasileira de Meteorologia, v. 28, n. 2, p. 163 - 172, 2013.

Schmidt, J., Cancelli, R., Pereira Jr., A. O. **An optimal mix of Schmidt PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil.** Renewable Energy, v. 85, p. 137 - 147, 2016.

Silva, N. F.; Rosa, L. P.; Freitas, M. A. V.; Pereira, M. G. **Wind energy in Brazil: From the power sector's expansion crisis model to the favorable environment.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 22, p. 686 - 697, 2013.

Siqueira, J. M. S.; Cerqueira, S. A. A. G.; Leal Jr, J. B. V.; Pellegrini, C. C. **O uso de alta resolução numérica horizontal e vertical na avaliação do potencial eólico do norte de Minas Gerais.** In: Congresso Brasileiro de Meteorologia, 17., 2012, Gramado. Anais... Rio de Janeiro: SBMet, 2012.

O ENSINO SOBRE ENERGIAS RENOVÁVEIS NOS CURSOS DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA NAS UNIVERSIDADES BRASILEIRAS

André Barra Neto

Universidade Federal de Goiás
Catalão - Goiás

Ana Paula Pinheiro Zago

Universidade Federal de Goiás
Catalão - Goiás

Márcia Helena da Silva

Universidade Federal de Goiás
Catalão - Goiás

Mirian Sousa Moreira

Universidade Federal de Goiás
Catalão - Goiás

José Eduardo Ferreira Lopes

Universidade Federal de Uberlândia
Uberlândia - Minas Gerais

RESUMO: Este artigo apresenta um estudo do ensino sobre Energias Renováveis nos cursos de graduação em Engenharia Elétrica nas Universidades Brasileiras. Com o aumento da inserção destas fontes renováveis no Brasil, principalmente após a resolução 482/12, houve um intenso crescimento de empresas neste segmento o que demanda profissionais capacitados, principalmente de Engenheiros Eletricistas. Além disso, apenas o ensino convencional dos cursos de graduação não é suficiente para atender esta demanda, visto que requerem conhecimentos específicos. Desta forma, foi avaliado o ensino sobre Energias

Renováveis, nos cursos de Engenharia Elétrica, em 278 das principais Universidades brasileiras classificadas no Ranking da Folha. Como resultado, constatou-se que 43,88% dos cursos não ofertam disciplinas na área e que o percentual da carga horária total média do curso de Engenharia Elétrica destinado ao ensino de Energias Renováveis é de apenas 1,10% (2,02% quando consideradas apenas as instituições que ofertam disciplinas nesta área). Sendo assim, nota-se uma fragilidade na formação dos profissionais da área.

PALAVRAS-CHAVE: Ensino, Capacitação, Energias Renováveis.

ABSTRACT: This article presents a study of the teaching about renewable energy in the undergraduate courses in electrical engineering in the Brazilian universities. With the increase in the insertion of these renewable sources in Brazil, mainly after resolution 482/12, there was an intense growth of companies in this sector, which demands qualified professionals, mainly of electrical engineers. In addition, only the conventional teaching of undergraduate courses is not sufficient to meet this demand, since they require specific knowledge. In this way, the teaching about renewable energy was evaluated in the electrical engineering courses, in 278 of the main Brazilian universities classified in the Folha Ranking. As a result, it was found

that 43,88% of the courses do not offer courses in the area and that the percentage of the average total workload of the electrical engineering course destined to the teaching of renewable energy is only 1,10% (2,02% when considering only those institutions offering courses in this area). Thus, there is a weakness in the training of professionals in this area.

KEYWORDS: Teaching, Training, Renewable Energies.

1 | INTRODUÇÃO

O Brasil apresenta atualmente um crescimento exponencial da inserção de fontes Renováveis em sua Matriz Energética. Conforme ANEEL (2017), desde a resolução 482/2012, foram 10.530 consumidores conectados à rede. Deste total, 10.422 da fonte solar, 40 de Biogás, 5 de Biomassa, 50 da Eólica, 12 Hídrica e 1 de cogeração qualificada. Esses consumidores possuem uma potência instalada de 114,5 MW e a projeção da Aneel é ainda de um crescimento mais acelerado para os próximos anos, prevendo, até 2024, 886.723 consumidores conectados à rede com uma potência estimada total de 3.209 MW.

Mas para que este crescimento ocorra, há a necessidade de profissionais qualificados na área. Conforme relatório da *International Renewable Energy Agency - IRENA* (2017), hoje o setor emprega mais de 9,8 milhões de pessoas no mundo sendo o crescimento constante e acelerado. No Brasil, por ser um segmento relativamente novo, o mercado de trabalho ainda está se adaptando a esta nova demanda. Para se ter pessoas qualificadas para este segmento é necessário um esforço conjunto de toda a sociedade e, principalmente, das Universidades.

A necessidade de mão-de-obra qualificada cresce 5% ao ano no mundo todo em posições de trabalho, sinalizando um aumento além do previsto no setor de energias renováveis, se tornando fundamental que as universidades tenham como foco essa área de atuação (ASSUNÇÃO, 2016). No entanto, quando a universidade deixa de fazer seu papel as empresas são obrigadas a formar seu próprio pessoal.

Segundo dados do IBGE (2017), no Brasil atualmente há 14 milhões de pessoas desempregadas e a procura de emprego, do total de 207.7 milhões de habitantes, enquanto empresas possuem cargos desocupados, já que as mesmas demandam trabalhadores mais qualificados do que aqueles disponíveis no mercado. Segundo IPEA (2011), a falta de qualificação apresentada pelos trabalhadores inativos e por desempregados é o principal empecilho para o retorno ao mercado de trabalho, sendo tanto pela falta de capacitação prática, como capacitação teórica.

Dados do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA, 2009) apontam um aumento de pessoas desempregadas com alta escolaridade, evidenciando a qualidade do ensino superior no Brasil. Apesar de haver em muitos outros países fenômeno semelhante, no Brasil a escassez de mão-de-obra capacitada é mais acentuada,

principalmente em empresas que necessitam de engenheiros (IPEA, 2011). Essa deficiência de mão-de-obra acarreta sérias consequências os cidadãos brasileiros, empresas locais, pessoas advindas de outros países em busca de emprego no Brasil, atingindo o futuro da economia brasileira de modo geral.

Desse modo, percebe-se que os currículos tradicionais deixam a desejar em relação a formação desses profissionais, já que há uma gama de pessoas em busca de recolocação no mercado e também a adequação nesta nova realidade. Sendo assim, o objetivo do presente estudo é verificar, nas matrizes curriculares dos cursos de Graduação em Engenharia Elétrica das principais universidades brasileiras, a existência de componentes curriculares relacionados a energias renováveis, mas especificamente à energia solar (fotovoltaica).

2 | CRESCIMENTO ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL

A principal fonte de geração de energia no Brasil atualmente tem sido as hidrelétricas, no entanto, em consequência da diminuição dos fluxos fluviais, a distribuição dessa energia gera um aumento em tarifas, além de prejuízos ambientais e sociais. Investir em outros meios de geração de energia e armazenamento também significa novos empregos que podem impulsionar as economias locais e comunidades (EPIA, 2017). Segundo Pacheco (2006), as energias renováveis são originadas de ciclos naturais de transformação da radiação solar e se caracterizam como um grupo de fontes de energia denominadas de não-convencionais, incluindo-se nesta esfera a energia eólica, biomassa e a solar.

O Brasil apresenta um grande diferencial em relação a outros países, por possuir um enorme potencial na geração de energia por vários meios, incluindo as fontes de energia renováveis e também a busca pelo desenvolvimento de fontes alternativas de energia (PACHECO, 2006). Bronzatti e Neto (2008) afirmam que para conceber um novo cenário, existe um enorme potencial em relação a Energia Eólica e Solar. Segundo estudo do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica – CRESESB/CEPEL, a Energia Eólica no Brasil possui um potencial de 143 GW, sendo que uma parcela desse potencial pode ser proveitosa comercialmente nos litorais do Nordeste, Sudeste e Sul do país. Já para energia solar, apesar de todo seu potencial, são necessários investimentos em tecnologia para redução dos custos de implantação e geração. O desenvolvimento tecnológico e o acúmulo de experiência operacional ajudaram na diminuição do custo das energias renováveis. Na abertura da década de 1970, os módulos fotovoltaicos custavam diversas centenas de milhares de dólares por pico de quilowatt (kWp) produzidos, sendo então grande parte destinados à área aeroespacial e outros usos especializados. Já nos anos 80, os custos baixaram de US \$ 50.000 para cerca de US \$ 25.000 por kWp; em 1990, caíram para US \$ 6.000 por kWp, tornando os módulos fotovoltaicos comercialmente viáveis para usos em pequena

escala (ESMAP, 2005).

No final de 2016, o número de micro e minigeração distribuída foi 4,4 vezes superior que a quantidade registrada no mesmo período no ano de 2015, indicando um crescimento intensificado, porém abaixo do potencial de expansão total no país (ANEEL, 2017). O uso de qualquer fonte renovável (energia hidráulica, solar, eólica, biomassa), além da cogeração qualificada (AMÉRICA DO SOL, 2017), denomina-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (KW) e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW, sendo as mesmas conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2017).

Fontes de energias renováveis forneceram aproximadamente 19,2% de consumo final global de energia em 2014 e continuou crescendo em 2015. Cerca de 147 gigawatts (GW) da capacidade de energia renovável foi adicionado em 2015, sendo o maior aumento registrado de todos os tempos (REN21, 2016). De acordo com América do Sol (2017), no fim de 2015, todos os continentes, exceto a Antártida, produziam energia solar e 22 países com produção superior a 1 GW de capacidade instalada. Os quatro mercados que mais cresceram foram China, Japão, Estados Unidos e Reino Unido. Índia, Alemanha, República da Coreia, Austrália, França e Canadá complementam o quadro dos 10 maiores.

No Brasil foi instalado e conectado, até maio de 2017, mais de 10 mil painéis solares de microgeração de energia, dobrando-se a capacidade instalada em seis meses, já que em outubro de 2016 eram somente cinco mil painéis (AMÉRICA DO SOL, 2017). Considerando-se a energia solar fotovoltaica, o biogás, a biomassa, energia eólica, hídrica e cogeração qualificada, a distribuição dos geradores instalados por essas fontes de energia, indica uma fonte solar fotovoltaica representando 99% do número total de instalações, seguida pela fonte eólica. Em termos de potência instalada total no Brasil de energias renováveis, a fonte solar responde por 70% e a eólica por 9%, sendo que o biogás, biomassa, hídrica e cogeração qualificada apresentam porcentagens menores (ANEEL, 2017). Nos países industrializados, a energia fotovoltaica é utilizada como meio de fornecimento de poder de telecomunicações, assim como para fornecimento de proteção catódica de oleodutos e gasodutos, como uma fonte de eletricidade em lares e edifícios e em várias aplicações de “luxo”. Já em países em desenvolvimento, as aplicações comuns são para iluminação doméstica, bombeamento de água, carregamento de bateria e fornecimento de eletricidade para clínicas e escolas rurais (ESMAP, 2005).

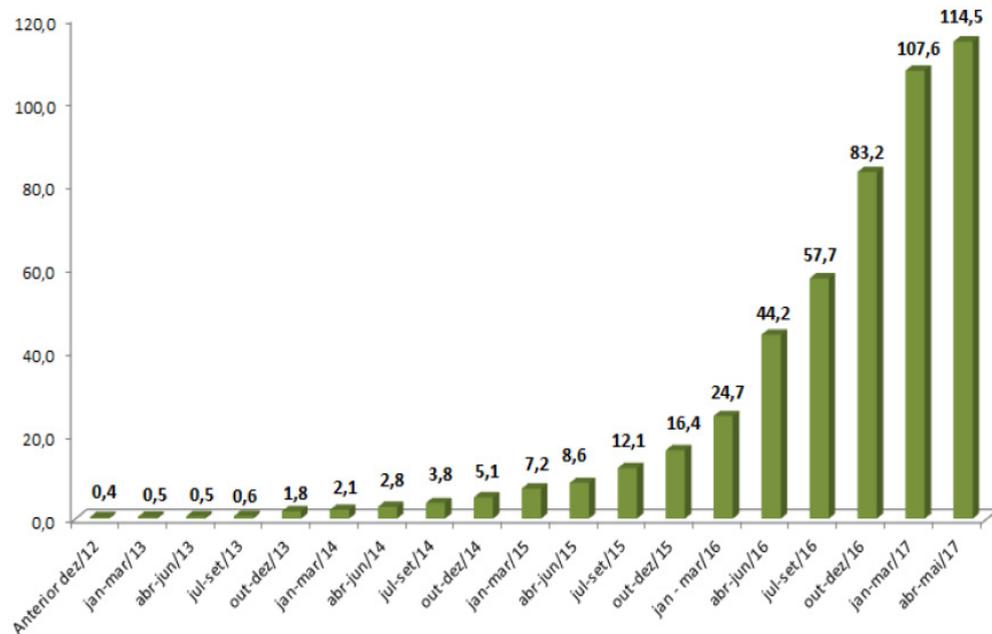


Figura 1: Evolução da potência instalada (MW) até 23/05/17.

(Fonte: ANEEL, 2017)

De acordo com a Fig. 1 a evolução da potência instalada, desde 2012, evidencia um aumento de 407% entre o período de 2015 e 2016. Com relação à participação dos consumidores, destaca-se a classe residencial com 79,5% e a comercial com 15%, sendo a maior concentração de sistemas no estado de Minas Gerais, seguido por São Paulo (ANEEL, 2017).

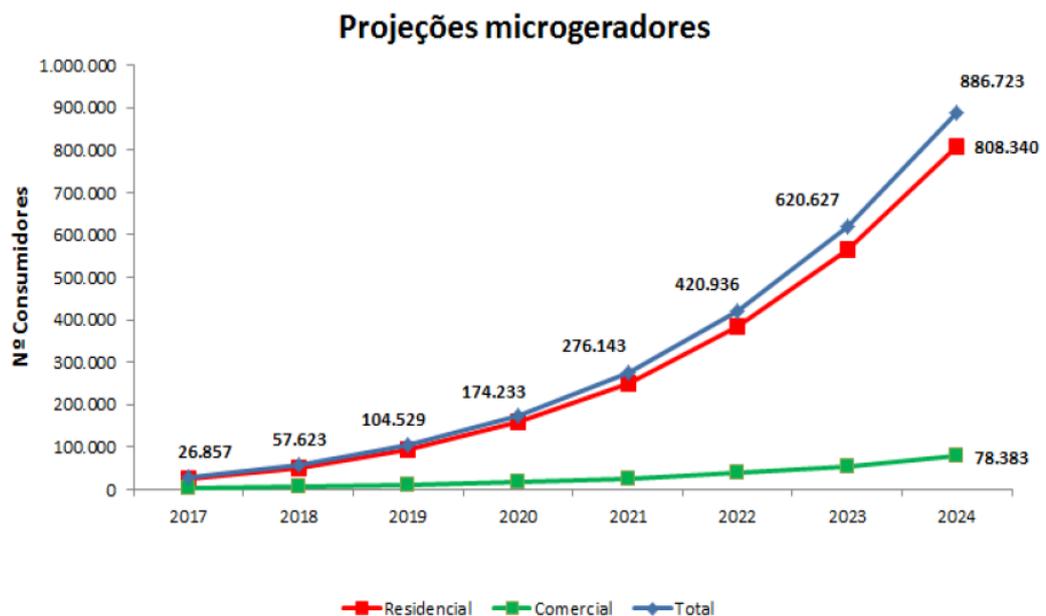


Figura 2: Projeção de unidades consumidoras que receberiam os créditos.

(Fonte: ANEEL, 2017)

Na Fig. 2, percebe-se as projeções de 2017 a 2024 para os mercados residencial e comercial, indicando o número de consumidores que adotariam a microgeração por

qualquer modalidade permitida por ano. Os resultados das projeções indicam que 886,7 mil unidades consumidoras podem vir a receber os créditos oriundos de microgeração distribuída solar fotovoltaica em 2024, sendo 808,3 mil no setor residencial e 78,4 mil no setor comercial, totalizando a potência instalada de aproximadamente de 3,2 GW (ANEEL, 2017). Nos próximos cinco anos, o PV solar representará as maiores adições de capacidade anual para energias renováveis, superando o vento e a energia hidráulica, sendo impulsionada por reduções contínuas de custos de tecnologia e dinâmicas de mercado (IEA, 2017).

Segundo IRENA (2017), a projeção de energia solar instalada no mundo todo em 2030 é de 2.921 milhões MW em potência, chegando em 2050 a a potência de 6.348 milhões MW, gerando dessa forma aproximadamente 9,1 milhões de empregos no mundo todo. Já no Brasil, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2017), as projeções são de que em 2024 seja atingido a potência de 3.209 MW totais, sendo 102 MW em 2017, 215 MW em 2018, 385 MW em 2019, 638 MW em 2020, 1.006 MW em 2021, 1.528 MW em 2022, 2.248 MW em 2023 e 3.209 MW em 2024, como pode ser visualizado na Fig. 3. Dessa forma, tais fatos indica uma amplitude considerável da capacidade de geração de empregos no setor de energias renováveis do mercado brasileiro.

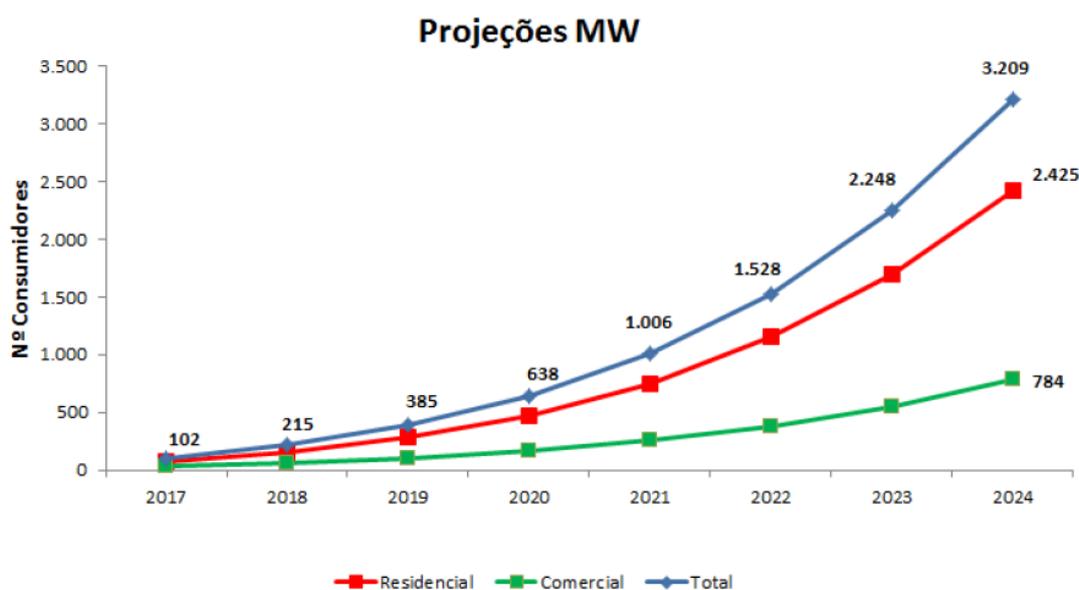


Figura 3: Projeção de potência instalada.

(Fonte: ANEEL, 2017)

Com essa popularização de fontes alternativas de energia, consequentemente, aumenta-se a procura por profissionais especializados na área, tornando-se um dos principais desafios para as empresas. De acordo com Porta (2013), a complexidade para a contratação de pessoal treinado delonga o processo de um projeto e amplia o custo final, constituindo assim um obstáculo para a implantação acelerada de energia renovável, independentemente do grau de desenvolvimento do país. No entanto, a escassez de pessoal habilitado tende a ser menos desafiadora em países

desenvolvidos, enquanto os países em desenvolvimento, tendo menos provedores de treinamento e educação, estão menos providos para atender às carências emergentes de competências, evidenciando a alta demanda por profissionais capacitados para trabalhar no setor.

3 | MÉTODO

Para a realização do estudo aqui proposto, foram avaliadas as matrizes curriculares das 286 instituições do *Ranking* da Folha de São Paulo das melhores Universidades de Engenharia Elétrica do Brasil no ano de 2016. Este *ranking* pontua as posições referentes a avaliação do mercado, qualidade de ensino, qualificação dos professores (doutorado e mestrado), pontuação no Enade, dedicação integral ou parcial dos professores e avaliação do MEC, tanto das instituições públicas quanto das privadas. Devido à impossibilidade de acesso às informações em 8 universidades, a amostra da pesquisa é composta por 278 universidades.

A pesquisa é quantitativa, tendo como instrumento para a análise dos dados, a estatística descritiva.

Nas matrizes curriculares foram pesquisadas disciplinas com os seguintes termos: Energias Renováveis, Energia Limpa, Energia Verde, Eficiência Energética, Energia Fotovoltaica, Biomassa, Energia Eólica, Energia Térmica.

4 | RESULTADOS E DISCUSSÃO

Seguindo o objetivo deste artigo, que é verificar a existência de componentes curriculares relacionados a energias renováveis, mais especificamente aqueles relacionados à energia solar (fotovoltaica), nas matrizes curriculares dos cursos de Engenharia Elétrica das principais universidades brasileiras, verificou-se primeiramente, o quantitativo de disciplinas relacionadas ao tema, de acordo com os termos definidos anteriormente. Assim, de acordo com a Tab. 1, nota-se que 43,88% das universidades pesquisadas não possuem qualquer disciplina sobre energias renováveis e que 36,69% possuem apenas 1 (uma) disciplina sobre o tema. Apenas 19,42% das instituições possuem duas ou mais disciplinas.

Quantidade de universidades	% Total	Quantidade de disciplinas
122	43,88%	0
102	36,69%	1
44	15,83%	2
6	2,16%	3
1	0,36%	4
2	0,72%	5
1	0,36%	8
278	100,00%	-

Tabela 1: Quantitativo de disciplinas relacionadas ao tema

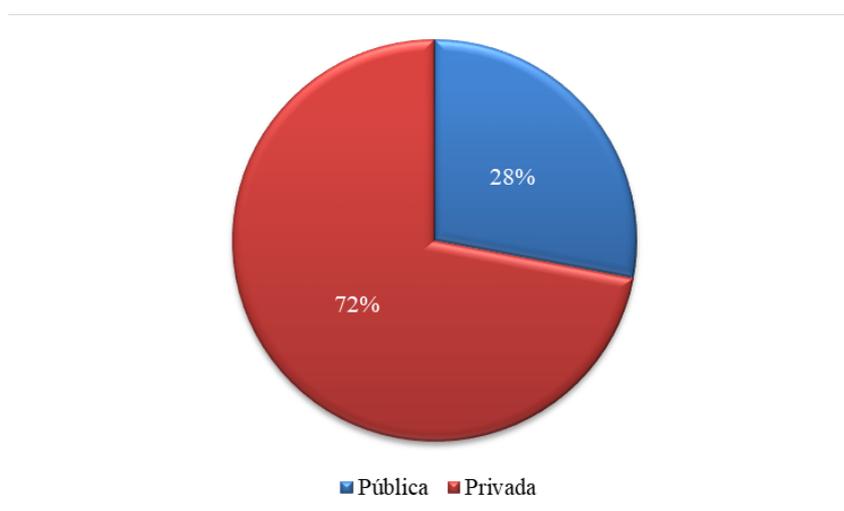


Figura 4: Instituições

Quando a análise é feita, separando-se as instituições entre pública (28%) e privada (72%), conforme Fig. 4, verifica-se que dentre as universidades públicas, praticamente metade ainda não inseriu em seus planos pedagógicos de curso disciplinas relacionadas ao tema. Nas universidades privadas, apesar da proporção ser menor (41,8%), a situação também não demonstra grandes interesses por parte das instituições em relação ao ensino de tecnologias de energias renováveis. Se forem consideradas as instituições que ministram disciplinas, tanto nas universidades públicas quanto privadas, a concentração está em apenas uma disciplina. O percentual de instituições em relação ao número de disciplinas ministradas consta na Tab. 2.

Universidades	0	1	2	3	4	5	8
Privadas	201	41,8%	41,29%	16,41%	0,49%	0,00%	0,49%
Públicas	77	49,35%	24,67%	15,58%	6,49%	1,29%	1,29%

Tabela 2: Quantitativo de disciplinas - Empresas públicas e privadas

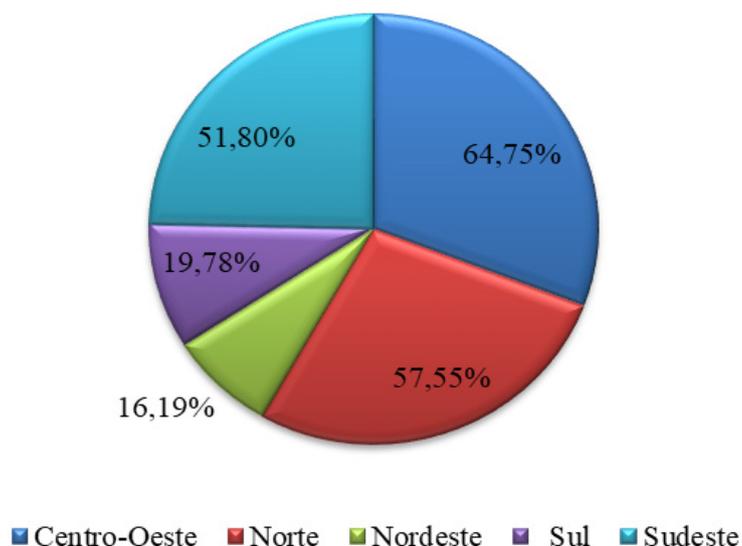


Figura 5: Instituições por região

Na Fig. 5, as instituições de ensino foram separadas por região, constatando-se que estão concentradas da seguinte forma: Centro-Oeste (64,75%); Norte (57,55%); Nordeste (16,19%); Sul (19,78%); Sudeste (51,80%). A Tab. 3, mostra que a região onde parece haver uma maior preocupação das instituições de ensino em incluir em seus projetos pedagógicos disciplinas relacionadas às energias renováveis é o Nordeste, onde 71,11% dos cursos possuem disciplinas sobre o tema. A grande incidência de ventos na região e os investimentos feitos em energia eólica podem justificar, em parte, esse fato. A região Sul apresenta os piores resultados, visto que apenas 34,55% de suas instituições incluem disciplinas relacionadas ao tema nos cursos de engenharia elétrica. No Sudeste, região com maior concentração de instituições de ensino, tanto públicas quanto privadas, 48,61% das mesmas não possuem, nos projetos pedagógicos dos cursos de engenharia elétrica, disciplinas relacionadas ao tema. No entanto, nesta região aparecem as únicas instituições que apresentam quatro ou mais disciplinas nos currículos dos cursos.

	Quantidade de universidades	0	1	2	3	4	5	8
Centro-Oeste	18	33,33%	55,56%	11,11%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Norte	16	43,75%	25,00%	25,00%	6,25%	0,00%	0,00%	0,00%
Nordeste	45	28,89%	33,33%	31,11%	6,67%	0,00%	0,00%	0,00%
Sul	55	65,45%	34,55%	18,18%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Sudeste	144	48,61%	37,50%	9,72%	1,39%	0,69%	1,39%	0,69%

Tabela 3: Concentração de universidades por região com quantitativo de disciplinas

Se forem consideradas as cargas horárias totais das matrizes curriculares dos cursos de engenharia elétrica pode-se verificar que: (1) em média, os cursos possuem carga horária total de 3.997 horas, sendo 1,10% (43,79 horas) destinadas às disciplinas

de energias renováveis; (2) nas instituições públicas, a carga horária total média é de 4.045 horas, sendo 1,31% (53,14 horas) destinadas às energias renováveis; (3) nas instituições privadas, a carga horária total média é de 3.978 horas, sendo 1,00% (39,87 horas) destinadas às disciplinas sobre energias renováveis.

Pode-se notar que apesar das universidades públicas possuírem um menor percentual de universidades que incluíram nos projetos pedagógicos dos cursos de engenharia elétrica disciplinas relacionadas ao tema, em termos de percentual de carga horária sobre o assunto, as mesmas apresentam melhores resultados, mesmo tendo cargas horárias totais maiores que as privadas.

Quando se desconsidera os cursos que não possuem disciplinas relacionadas ao tema, verifica-se que dentre às universidades públicas, cuja carga horária total média passa a ser de 4.032 horas, 2,6% (104,92 horas) são destinadas às disciplinas em questão. Já nas universidades privadas, cuja carga horária total média passa a ser de 3.947 horas, 1,8% (71,17 horas) são destinadas às disciplinas sobre o tema.

Os dados referentes à carga horária também foram analisados considerando-se a região onde a instituição de ensino está localizada. Na Tab. 4, são apresentadas as cargas horárias totais médias por região, bem como o percentual dessa carga horária destinado aos componentes curriculares relacionados à energia renovável, levando-se em consideração o total de instituições e somente aquelas que possuem disciplinas relacionadas ao tema.

Constata-se, em média, que 1,10% da carga horária total média dos cursos que compõem a amostra são destinados à disciplinas sobre o assunto. Esse percentual aumenta para 2,02% quando são consideradas apenas as instituições que possuem as referidas disciplinas nos projetos pedagógicos dos cursos de engenharia elétrica. Ao analisar as regiões, nota-se que o Norte e o Nordeste se destacam como as regiões com maiores percentuais de cargas horárias destinadas ao assunto em questão. A Amazônia e o potencial eólico do Nordeste podem justificar o maior interesse das regiões por questões ambientais e, conseqüentemente, por energias renováveis.

Embora as regiões Sudeste e Centro Oeste, devido ao ritmo da atividade econômica, serem áreas com maior consumo de energia elétrica no país, de acordo com o Atlas de Energia Elétrica do Brasil (2008), as instituições dessas regiões apresentam menores percentuais e disciplinas relacionadas a energia renovável nos currículos dos cursos de engenharia elétrica.

Região	Todas as instituições da amostra			Instituições que possuem disciplinas relacionadas ao tema		
	Carga horária média	Carga horária disciplinas energias renováveis	%	Carga horária média	Carga horária disciplinas energias renováveis	%
Centro-Oeste	4.018	41,72	1,04%	4.107	62,58	1,52%
Norte	4.015	54,19	1,35%	3.960	96,33	2,43%
Nordeste	3.962	64,43	1,63%	3.974	91,45	2,30%
Sul	3.979	41,45	1,04%	3.996	78,46	1,96%
Sudeste	4.010	36,92	0,92%	3.932	76,64	1,95%
Total	3.997	43,79	1,10%	3.970	80,25	2,02%

Tabela 4: Carga horária por região

Como mostrado na Tab. 5, observando-se as 278 Universidades que compõem a amostra da pesquisa, verifica-se que 185 delas não ofertam a disciplina de Energias Renováveis, 277 não ofertam a disciplina de Energia Limpa, nenhuma delas ofertam a disciplina de Energia verde, 173 não dispõem da disciplina de Eficiência Energética, 268 não ofertam a disciplina de Energia Fotovoltaica, 276 não ofertam a disciplina Biomassa, 272 não dispõem da disciplina de Energia Eólica e 276 não ofertam a disciplina de Energia Térmica.

Nota-se que há um número maior de disciplinas ofertadas com temas gerais, ou seja, “Energias Renováveis” e “Eficiência Energética”, que podem aglutinar em seus conteúdos todos as fontes de energias limpas. Há uma falta de disciplinas cujo conteúdo se aprofunde especificamente nas tecnologias de cada fonte de energia como biomassa, energia eólica, energia térmica e energia fotovoltaica. A energia fotovoltaica se destaca dentre essas fontes, mas ainda de forma incipiente.

	Não ofertam	Ofertam
Energias Renováveis	185	93
Energia Limpa	277	1
Energia Verde	278	0
Eficiência Energética	173	105
Energia Fotovoltaica	268	10
Biomassa	276	2
Energia Eólica	272	6
Energia Térmica	276	2

Tabela 5: Quantidade de universidades que não ofertam/ofertam as disciplinas

Na Tab. 6, pode ser verificado a quantidade de universidades, públicas e privadas, que ofertam/não ofertam disciplinas dos temas averiguados na presente pesquisa. Tanto nas públicas como nas privadas, as disciplinas ofertadas apresentam termos genéricos. Nas instituições públicas, no entanto, parece haver uma maior preocupação com a inclusão de componente curricular relacionado à energia fotovoltaica.

	Não ofertam		Ofertam	
	Públicas	Privadas	Públicas	Privadas
Energias Renováveis	50	135	27	66
Energia Limpa	76	201	1	0
Energia Verde	77	201	0	0
Eficiência Energética	51	122	26	79
Energia Fotovoltaica	69	199	8	2
Biomassa	76	200	1	1
Energia Eólica	73	199	4	2
Energia Térmica	77	199	0	2

Tabela 6: Quantidades de Universidades públicas/privadas que não ofertam/ofertam as disciplinas

5 | CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi apresentado um estudo referente ao ensino sobre energias renováveis nos cursos de graduação em Engenharia Elétrica nas Universidades brasileiras, tendo em vista a avaliação das matrizes curriculares dos cursos de Engenharia Elétrica listados no *Ranking* da Folha (2016).

Nas matrizes curriculares, foi levantada a existência de disciplinas com os seguintes termos: Energias Renováveis, Energia Limpa, Energia Verde, Eficiência Energética, Energia Fotovoltaica, Biomassa, Energia Eólica e Energia Térmica.

Foi demonstrado pelos resultados da pesquisa que os cursos de engenharia elétrica das universidades brasileiras apresentam, em sua maioria, currículos tradicionais, ainda não demonstrando preocupação em qualificar profissionais para atuarem com tecnologias relacionadas às energias renováveis. Algumas instituições, no entanto, já começam a incluir o tema em suas matrizes curriculares, apesar de que ainda com poucas disciplinas.

Apesar deste estudo analisar a presença de diversas disciplinas relacionadas à energia renovável nos currículos dos cursos de engenharia elétrica, existe uma preocupação maior em avaliar a presença de conteúdos relacionados especificamente à energia fotovoltaica, devido ao crescimento desta fonte de energia e a falta de profissionais no mercado com qualificação para atender a demanda de empresas e consumidores. Verificou, no entanto, que apenas 10 instituições de ensino (8 públicas e 2 privadas) possuem, nos projetos pedagógicos dos cursos de engenharia elétrica componentes curriculares relacionados especificamente ao tema. Tal constatação pode justificar a falta de profissionais qualificados na área e levanta a questão sobre a formação ideal dos profissionais da engenharia elétrica.

A partir dos resultados, conclui-se que o desafio de aumentar a participação das fontes renováveis no Brasil requer uma mudança nas matrizes curriculares das Universidades brasileiras. Constatou-se que a oferta de disciplinas sobre o tema é pequena e dispersa, sendo que apenas 1,10% da carga horária total média dos cursos são dedicadas ao ensino sobre fontes renováveis (2% se forem consideradas apenas

as instituições que já ofertam disciplinas). Além disso, a maioria das disciplinas sobre energias renováveis ofertadas nos cursos de engenharia elétrica das universidades brasileiras possuem caráter não obrigatório, ou seja, são optativas para os alunos dos cursos, demonstrando descompromisso com a qualificação profissional nesta área.

Sugere-se, para pesquisas futuras, uma avaliação qualitativa com relação aos conteúdos apresentados nas disciplinas sobre energias renováveis ministradas nos cursos de engenharia elétrica no Brasil. Além disso, sugere-se a expansão da pesquisa para outros cursos que também podem contribuir para a formação profissional dos trabalhadores na área de energia renovável.

6 | AUTORIZAÇÕES/RECONHECIMENTO

Os autores autorizam a publicação do presente trabalho, assumindo total responsabilidade sobre o conteúdo do mesmo.

REFERÊNCIAS

AMÉRICA DO SOL. Disponível em: < <http://www.americadosol.org/>>. Acesso em: Out. 2017.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, DF. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/>>. Acesso em: Out, 2017.

ASSUNÇÃO, Janaína Wille. RH e a empregabilidade no setor de energia renovável no Brasil. Portal Mundo RH. São Paulo, nov. 2016.

ATLAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. 3ª Ed. Brasília, 2008.

BRASIL. Aneel. Nota técnica nº 0056 de 24 de maio de 2017. **Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024**. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9>. Acesso em: 04 out. 2017.

BRONZATTI, Fabricio Luiz; NETO, Alfredo Iarozinski. **Matrizes Energéticas No Brasil: Cenário 2010-2030**. Abepro - XXVIII Encontro Nacional De Engenharia De Produção, Rio de Janeiro, Out. 2008.

EPIA - European Photovoltaic Industry Association. 2017. Disponível em: <http://www.solarpowereurope.org/media/press-releases/>>. Acesso em: Out. 2017.

ESMAP - Energy Sector Management Assistance Program. Washington, U.S.A. Disponível em: <<https://esmap.org/sites/default/files/esmap-files/07005.P044440.Renewable%20Energy%20Potential%20in%20Selected%20Countries%20Volume%20I%20North%20Africa%20Central%20Europe%20and%20the%20Former%20Soviet%20Union%20and%20Volume%20II%20Latin%20America.pdf>>. Acesso em: Out. 2017.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Desemprego atinge 14 milhões de pessoas em abril**. Rio de Janeiro, março, 2013. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/busca.html?searchword=desemprego&searchphrase=all>>. Acesso em: nov. 2017.

IEA – International Energy Agency. Disponível em: <<http://www.iea.org/renewables/>>. Acesso em: Out. 2017.

IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. **A desigualdade no desemprego no Brasil metropolitano**. Comunicado da Presidência, n. 29. Brasília: IPEA, 2009. Disponível em: Acesso em: Nov. 2017.

IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. **Inflação, Desemprego e Choques cambiais: Novas Evidências para o Brasil**. 2011. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=10498&catid=270>. Acesso em: nov. 2017.

IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. **Radar: tecnologia, produção e comércio exterior**. 2011. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=7666>. Acesso em: nov. 2017.

IRENA - Internacional Renewable Energy Agency. **Renewable energy benefits: Leveraging local capacity for solar PV**. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi (2017).

NETO, André Barra et. al. **Estudo De Viabilidade Econômica / Financeira Para A Inserção Da Micro Geração Fotovoltaica No Estado De Minas Gerais**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte, Abr. 2016.

PACHECO, Fabiana. Energias Renováveis: breves conceitos. Conjuntura e Planejamento, Salvador, n.149, p.4-11, Out. 2006.

PORTA, Hugo Lucas. **Dismantling the barriers to a renewables-based knowledge economy with IRENA**. Thursday, 28 March, 2013. Renewable Energy Magazine. Interview granted to Dan Mccue.

FOLHA DE SÃO PAULO. Ranking da Folha de São Paulo. 2016. Disponível em: <<http://ruf.folha.uol.com.br/2014/rankingdecursos/engenhariaeletrica/>>. Acesso em: nov. 2017.

RENEWABLES 2016 GLOBAL STATUS REPORT. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Report. Paris, France. 2016. Report. Ren21.

TOLMASQUIM, Mauricio T.; GUERREIRO, Amílcar; GORINI, Ricardo. Matriz Energética Brasileira: Uma Prospectiva. Scielo – Novos Estudos CEBRAP, São Paulo, no.79, Nov. 2007.

POTENCIALIDADE DO BIOGÁS GERADO PELA CODIGESTÃO ENTRE DEJETO BOVINO E SUÍNO

Juliana Lobo Paes

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,
Departamento de Engenharia,
Seropédica - Rio de Janeiro

Camila Ferreira Matos

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,
Departamento de Solos,
Seropédica - Rio de Janeiro

Gabriel Araújo e Silva Ferraz

Universidade Federal de Lavras, Departamento
de Engenharia, Lavras – Minas Gerais

Giancarlo Bruggianesi

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,
Departamento de Engenharia,
Seropédica - Rio de Janeiro

Camila Kelly de Queiroz

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,
Departamento de Engenharia,
Seropédica - Rio de Janeiro

Caroline Stephanie Gomes de Castro Soares

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,
Departamento de Engenharia,
Seropédica - Rio de Janeiro

biodigestores rurais contribui para a integração das atividades agropecuárias, aproveitando resíduo agrícola com pouco ou nenhum valor comercial. Objetivou-se neste trabalho estudar a codigestão anaeróbica dos resíduos agrícolas característicos das propriedades rurais localizada no Município de Seropédica e Itaguaí - RJ. Utilizaram-se três protótipos de biodigestores modelo indiano para a codigestão de dejetos nas proporções 1:1, 1:4 e 4:1 bovino:suíno. Amostras do afluente e efluente foram caracterizados por sólidos totais e voláteis, condutividade elétrica e pH. Avaliou-se a produção e potencial de biogás, o índice de explosividade e os componentes monóxido de carbono, sulfato de hidrogênio e oxigênio. Os efluentes mantiveram-se dentro da faixa ideal de pH para produção de biogás, apresentaram aumento da condutividade elétrica e reduções de sólidos totais e voláteis. Pode-se inferir que maiores proporções de bovino tende apresentar melhores características quantitativa do biogás.

PALAVRAS-CHAVE: Biodigestor, Codigestão, Índice de explosividade.

RESUMO: Diante da crise no setor hídrico e energético, torna-se necessário investimento em tecnologias economicamente viáveis que visem em conjunto o tratamento de águas residuais e a geração de energia. A adoção de

ABSTRACT: Considering the crisis in the hydric and energetic field, there is a need for an investment in economically viable technologies which focus on both raw water treatment and energy generation. The adoption of rural

biodigesters contributes for the integration of farming activities, making useful agricultural waste with little or none commercial value. This paper aimed to study the anaerobic codigestion of agricultural waste present on rural properties located in the Country of Seropédica and Itaguaí - RJ. Three prototypes of Indian biodigestors were used for the agricultural waste codigestion in the proportions of 1:1, 1:4 and 4:1 bovine:swine. Affluent and effluent samples were characterized by total and volatile solids, electrical conductivity and pH. It was evaluated the production and biogas potential, the explosivity index and the chemical components carbon monoxide, hydrogen sulphate and oxygen. The effluents remained within the ideal pH range for biogas production. They presented an increase in electrical conductivity and reduction of total and volatile solids. It can be inferred that higher proportions of bovine waste tends to present better quantitative and characteristics of biogas.

KEYWORDS: Biodigester, Codigestion, Explosivity index.

1 | INTRODUÇÃO

Nos países em desenvolvimento, existem grandes desafios a serem enfrentados no que tange ao acesso a recursos energéticos e gerenciamento dos seus recursos hídricos. Deve-se visar a redução da disposição de carga poluente oriundas de atividades agropecuárias, tais como bovino e suinocultura (Lansing *et al.* 2008).

O processo de biodigestão anaeróbica em biodigestores representa uma alternativa para o tratamento de resíduos. Por meio destes reatores é possível reduzir o potencial poluidor e dos riscos sanitários dos dejetos ao mínimo, gerar biogás, utilizado como fonte de energia renovável, e permitir a reciclagem do efluente pela produção de biofertilizante (Amaral *et al.* 2004; Silva *et al.* 2012; Quadros *et al.* 2010; Avaci *et al.* 2013).

Ainda no âmbito da redução de emissão dos gases do efeito estufa (GEE's), países em desenvolvimento como o Brasil, podem participar do mercado de crédito de carbono ao implantar projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), tais como a introdução biodigestores nas propriedades rurais. Por meio da adoção deste instrumento, estabelecido no Protocolo de Quioto, é possível além de conservar o meio ambiente, não só a nível regional, mas também mundial, promover o desenvolvimento econômico sustentável (Zilber e Koga, 2008).

A partir da negociação dos créditos de carbono e utilização do biogás como fonte de energia, o produtor reduz seus custos de produção e conseqüentemente, há maior oportunidade de investimento em outros setores, sem se preocupar com o sistema de tratamento dos dejetos (Orrico *et al.* 2009). De acordo com Bernstorff (2009), o projeto de MDL aplicado à suinocultura reduz as emissões de GEE's e promove créditos de carbono, demonstrando viabilidade técnica e econômica, sustentabilidade, e ainda boa rentabilidade financeira aos suinocultores.

Devido à importância da utilização de biodigestores rurais, é imprescindível

analisar os fatores que interferem na produção de biogás. Dentre estes, destaca-se a codigestão, que consiste na biodigestão anaeróbica de dois ou mais substratos em uma mesma estrutura (Avicenna *et al.* 2015). Segundo Rodrigues *et al.* (2014) a codigestão com resíduos agrícolas completa a composição dos substratos e, assim, permite a melhoria da biodegradabilidade no interior dos biodigestores. Estudos realizados por Ogunwande *et al.* (2013), indicaram que a codigestão entre dejetos de suíno e galinha ocasionou aumento na produção de biogás quando comparado com a biodigestão anaeróbica desses dejetos separadamente. Segundo Orrico *et al.* (2015), a combinação entre dejetos de suínos e dos resíduos lipídicos vem sendo amplamente explorada, com melhorias na degradação dos substratos em digestão e, conseqüentemente, dos rendimentos de biogás. A codigestão de resíduos humanos e suínos apresentou resultados satisfatórios com relação a DBO, DQO e coliformes fecais. No entanto, os efluentes gerados não podem ser descartados diretamente em corpos d'água, existindo a possibilidade da utilização como biofertilizante (Silva *et al.* 2012). Galbiatti *et al.* (2010) relatou que a combinação entre bagaço de cana-de-açúcar e esterco bovino prejudica a produção e qualidade do biogás. Segundo Macias-Corral *et al.* (2008) a codigestão entre dejetos de vaca leiteira e fração orgânica de resíduos sólidos urbanos acarretou em maiores rendimentos de gás metano. Ainda segundo esses autores, promoveu efeitos sinérgicos, resultando em maior conversão em massa e menor peso e volume do residual digerido.

Em sistema de tratamento biológico anaeróbio e aeróbio com dejetos de suíno realizado por Angonese *et al.* (2006), observou-se expressivas reduções de DBO, DQO, Sólido Totais (ST) e Sólidos Voláteis Totais (SVT) para o efluente resultante do biodigestor. Esses resultados indicam a eficiência em reduzir e estabilizar a matéria orgânica dos dejetos de suínos utilizados nas condições adotadas no referido estudo.

Considerando a necessidade de avaliação da produção de biogás em regiões com área rural, como Bacia Hidrográfica do Guandu - RJ, objetivou-se com este estudo analisar a potencialidade da combinação de dejetos de bovino e suíno em biodigestores rurais.

2 | MATERIAL E MÉTODOS

O experimento foi conduzido no Laboratório de Eletrificação Rural e Energias Alternativas no Departamento de Engenharia da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ), localizada no município de Seropédica, RJ (Latitude: 22° 44' 29" S, Longitude: 43° 42' 19" W). O processo de biodigestão anaeróbica foi avaliado no período de julho a dezembro de 2015.

Os substratos utilizados nos biodigestores foram dejetos de bovino e suíno, provenientes do setor de Bovinocultura e Suinocultura do Instituto de Zootecnia da UFRRJ, sendo coletados 24 h antes do início do experimento, a fim de evitar fermentação

excessiva e perdas na geração de biogás. Os biodigestores foram abastecidos com os substratos diluídos em água (afluente) com teores de sólidos totais em torno de 8% (Orrico Jr. *et al.* 2010), nas proporções 1:4, 1:1 e 4:1 bovino:suíno. As proporções utilizadas no experimento de bovino:suíno foram baseadas em estudos preliminares no Laboratório de Eletrificação Rural e Energias Alternativas. Adotou-se sistema de abastecimento em batelada.

Amostras do afluente e efluente foram caracterizados por meio das análises de sólidos totais, sólidos voláteis, condutividade elétrica (*CE*) e potencial hidrogeniônico (*pH*) (EMBRAPA, 2009). As análises no afluente (*A*) e efluente (*E*) foram realizadas em triplicada.

Utilizou-se no experimento bateria de nove protótipos de biodigestores (modelo indiano) constituídos de câmara de fermentação, gasômetro e manômetro de coluna d'água (Fig. 1).

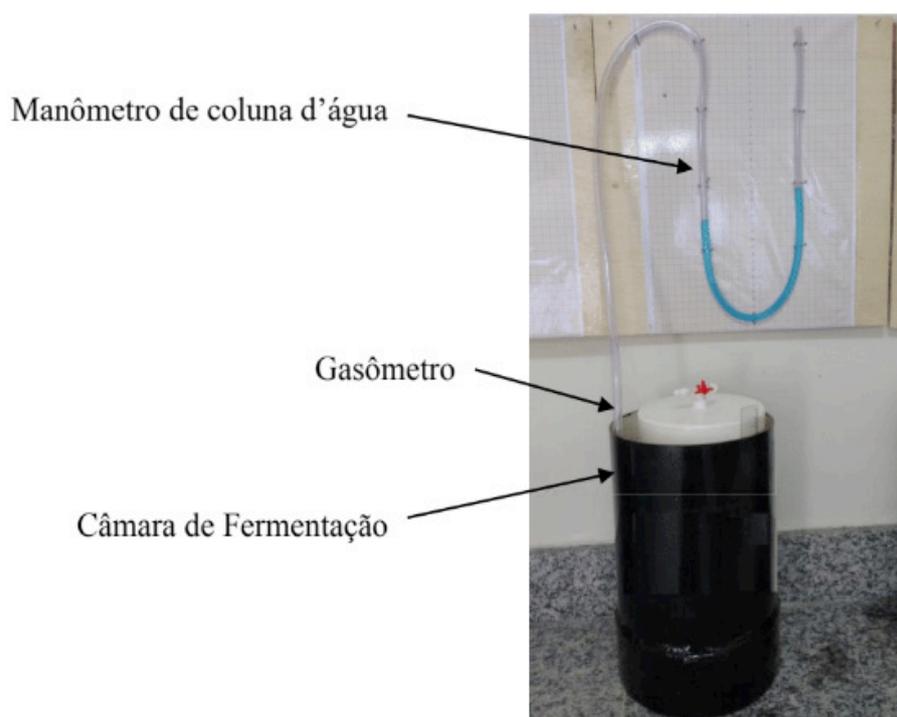


Figura 1 - Biodigestores de bancada modelo Indiano.

Os biodigestores foram dispostos sobre bancada, em condições de temperatura ambiente, abrigados de luz solar e chuvas. A câmara foi utilizada para acondicionar o substrato e o gasômetro para armazenar o biogás gerado. Como câmara de fermentação foi utilizada um tubo fechado por conexão CAP, ambos em PVC, com diâmetro de 0,10 m e capacidade de 0,0023 m³.

Uma mangueira de silicone foi acoplada na lateral externa da câmara de fermentação e conectada ao manômetro de coluna d'água. Antes de começar a produção de biogás, o nível de água em ambos os lados do manômetro permaneceu o mesmo. O gasômetro foi montada com tubo e CAP em PVC com diâmetro de 0,15 m. No CAP foi conectada uma válvula de três vias anexada a uma mangueira de

silicone para a coleta do biogás produzido. A câmara de fermentação esteve inserida no interior do gasômetro. O sistema câmara de fermentação e gasômetro foi inserido no interior de um tubo com diâmetro de 0,20 m preenchido com água (“selo de água”). A finalidade do selo d’água foi servir de suporte para o gasômetro flutuar, proporcionar condições anaeróbias e armazenar o gás produzido. Assim, para o funcionamento do gasômetro adotou-se o sistema flutuante. Por este sistema, à medida que ocorreu a produção de biogás, houve deslocamento na direção vertical do gasômetro. Esse deslocamento foi medido por uma regra graduada fixa o gasômetro.

O volume de biogás produzido diariamente foi determinado pelo produto do deslocamento vertical do gasômetro e sua área da seção transversal interna durante 23 semanas, ou seja, 161 dias. A correção do volume de biogás para as condições de 1 atm e 20 °C foi mensurada conforme metodologia empregada por Matos *et al.* (2017).

O monitoramento da temperatura ambiente e interna dos biodigestores foi realizado com termopar conectado a milivoltímetro com precisão de $\pm 0,1$ °C. Para medir a temperatura interna, o termopar foi inserido na válvula de três vias fixada na parte superior do gasômetro após a caracterização do biogás. Adotou-se esse ponto para medir a temperatura, devido ao fato que na região superior do biodigestor ocorre a maior atividade microbiana (Tavares *et al.* 2016).

Após cada leitura, foi medido o Limite Superior de Explosividade (% LEL) com calibração para o gás metano (CH_4) e concentrações de sulfato de hidrogênio (*ppm* H_2S), monóxido de carbono (*ppm* CO) e oxigênio (*vol* O_2) do biogás gerado com o Explosímetro Digital Portátil de 4 Gases da marca Instrutherm. O monitoramento da temperatura foi realizado com termopares inseridos no gasômetro após a caracterização do biogás. Finalizado a coleta de dados, o gasômetro foi esvaziado utilizando-se o registro de descarga do biogás (torneira de três vias).

Os potenciais de produção de biogás foram calculados utilizando-se os dados de produção semanal e as quantidades de substrato, ST adicionados (ST_{adic}) e SV (SV_{adic}) adicionados nos biodigestores. Os valores foram expressos em m^3 de biogás por kg de substrato, ST_{adic} e SV_{adic} .

Para a avaliação dos resultados referentes ao ensaio de biodigestão anaeróbia da mistura entre dejetos de suínos e bovinos foi adotado delineamento inteiramente casualizado, constando 3 tratamentos (3 proporções de misturas de dejetos e 3 repetições (biodigestores)). Os resultados do potencial de produção de biogás e das variáveis de caracterização do afluente e efluente foram submetidos à análise de variância seguido do teste de Tukey ao nível de 5% de probabilidade pelo programa estatístico SISVAR, versão 5.6.

Os gráficos de produção semanal e caracterização do biogás foram feitos utilizando-se o programa computacional Sigma Plot 2001, versão 7.0, para ambiente Windows.

3 | RESULTADOS E DISCUSSÃO

Apresentam-se na Tab. 1 os valores médios de potencial hidrogeniônico, condutividade elétrica, teores de sólidos totais e voláteis, no afluente e efluente nas proporções de 1:1, 1:4 e 4:1. Na Tab. 1, médias com * na coluna diferem do valor do afluente ao nível de 5% de probabilidade.

O pH está associado ao desempenho do processo de biodigestão anaeróbica, uma vez que afeta o desenvolvimento das bactérias produtora de metano (Quadros *et al.* 2010; Sánchez-Hernández *et al.* 2013). Na codigestão anaeróbica entre bovino e suíno, os afluentes e efluentes mantiveram-se dentro da faixa ideal de produção de biogás, embora tenha ocorrido aumento significativo do pH na proporção 1:4 (Tab. 1). Ainda, pode-se observar que o pH nas proporções 1:1 e 4:1 mantiveram-se dentro do intervalo ideal (6,5–7,5) de desenvolvimento das bactérias metanogênicas (Gelegenis *et al.* 2007).

Proporção	pH		CE ($\mu\text{s cm}^{-1}$)		ST (%)		SV (%)		ST	SV
	A	E	A	E	A	E	A	E	Reduções	Reduções
1:1	7,45	7,53*	766,7	1333,82*	8,61	5,21*	1,72	0,83*	39	51
1:4	7,22	7,69*	900,7	1608,4*	8,93	6,75*	1,79	0,92	24	47
4:1	7,42	7,49	697,7	1011,49*	7,80	5,07*	1,74	0,99*	35	42

Tabela 1 - Valores médios de potencial hidrogeniônico, condutividade elétrica, teores de sólidos totais e voláteis, no afluente e efluente nas proporções de 1:1, 1:4 e 4:1.

O aumento significativo da condutividade elétrica entre os afluentes e efluentes em todas as combinações de bovino e suíno (Tab. 1) pode ser atribuído ao aumento na concentração de sais solúveis durante o processo de biodigestão anaeróbica (Fregoso *et al.* 2001). O aumento na condutividade elétrica também foi verificado por Silva *et al.* (2012) ao avaliar as características físico-química da codigestão entre dejetos de suíno e humano destinados ao uso como fertilizante agrícola. Segundo esses autores, a utilização do efluente como fertilizante deve ser controlado com o aumento no grau de salinidade.

Para os teores de sólidos totais e voláteis, verifica-se na Tab. 1 que os valores dos efluentes em todas as proporções estudadas foram inferiores ao do afluente, apresentando acentuadas reduções. Esse comportamento indica eficiência da biodigestão anaeróbia pela degradação de material orgânico pelas bactérias, e conseqüentemente, produção de biogás (Itodo & Awulu, 1999; Orrico Jr *et al.* 2010). A eficiência de remoção do processo de codigestão nas proporções de 1:1, 1:4 e 4:1 (bovino:suíno) apresenta-se superior ao relatado em outros trabalhos. De acordo com Cremonez *et al.* (2015), a codigestão anaeróbia da vinhaça, oriunda dos processos de produção do etanol hidratado, e dos resíduos de suinocultura removeu apenas 29,9% SV para o reator termicamente controlado e 25,4% SV do reator a temperatura ambiente. Já no trabalho desenvolvido por Vivian *et al.* (2010), o sistema implementado (biodigestor e lagoas de estabilização) para o tratamento de dejetos de

suíno apresentou eficiência de remoção de ST e SV de 24 e 35%, respectivamente.

A proporção 4:1 apresentou maiores valores de redução de sólidos totais e voláteis quando comparado com os outros tratamentos (Tab. 1). Esse comportamento indica eficiência da biodigestão anaeróbia com a degradação de material orgânico pelas bactérias, e conseqüentemente, produção de biogás (Itodo & Awulu, 1999; Orrico Júnior et al., 2010).

Apresenta-se na Fig. 2 a temperatura média no interior dos biodigestores utilizados para codigestão anaeróbia entre o dejetos bovino e suíno nas proporções 1:1, 1:4 e 4:1

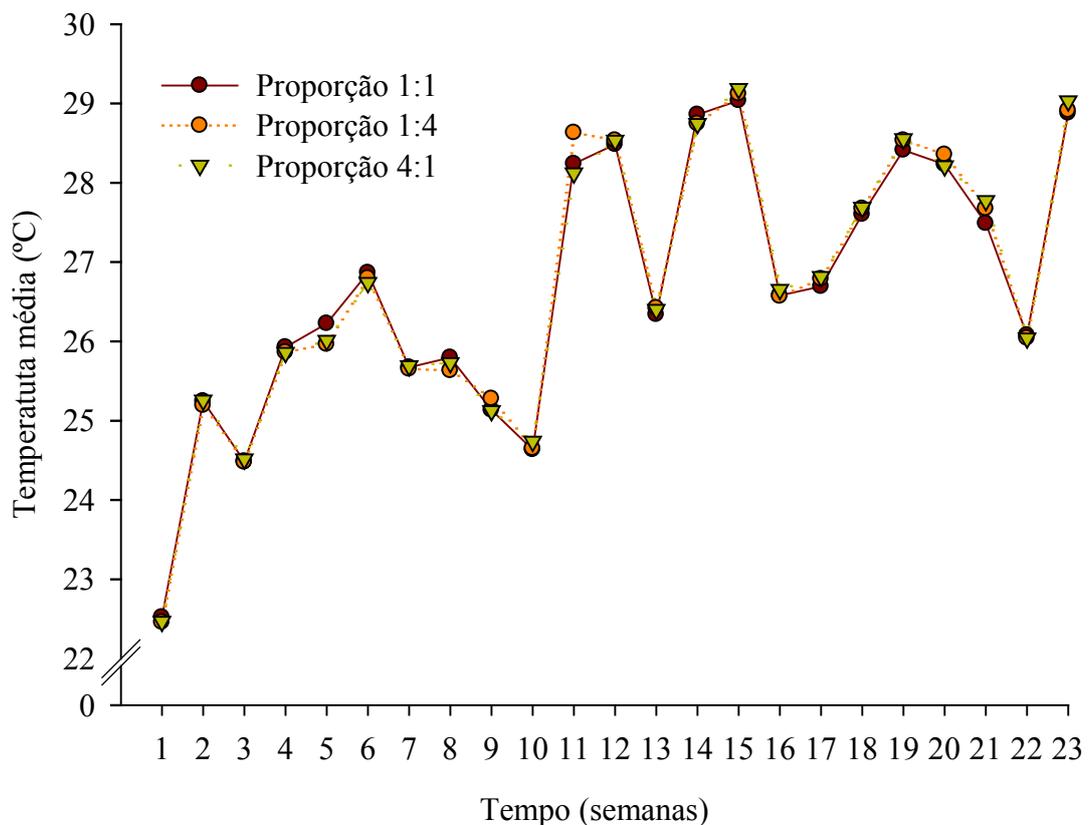


Figura 2 - Variação semanal média da temperatura interna do biodigestor

Observa-se que não houve variação da temperatura no interior dos biodigestores entre as diferentes proporções bovino:suíno, apresentando média de 26,7 °C. No entanto, ao longo do experimento a temperatura interna apresentou grande oscilação, variando de 22,5 °C no início do experimento até 29,1 °C na 15ª semana, com amplitude térmica de 6,6 °C.

Observa-se também que a temperatura oscilou dentro da faixa mesofílica (20 a 40 °C) (Salam *et al.* 2011; Salam *et al.* 2015). Comumente, a biodigestão anaeróbia é conduzida na faixa mesofílica, devido a maior estabilidade, demanda menos gasto energético e ideal para produção de biogás (Fernandez *et al.* 2008).

Na Fig. 3, apresenta-se a produção de biogás durante 23 semanas de biodigestão

anaeróbica. Pode-se observar que a mistura bovino:suíno 4:1 apresentou início de produção de biogás mais adiantando, seguido das proporções 1:1 e 1:4.

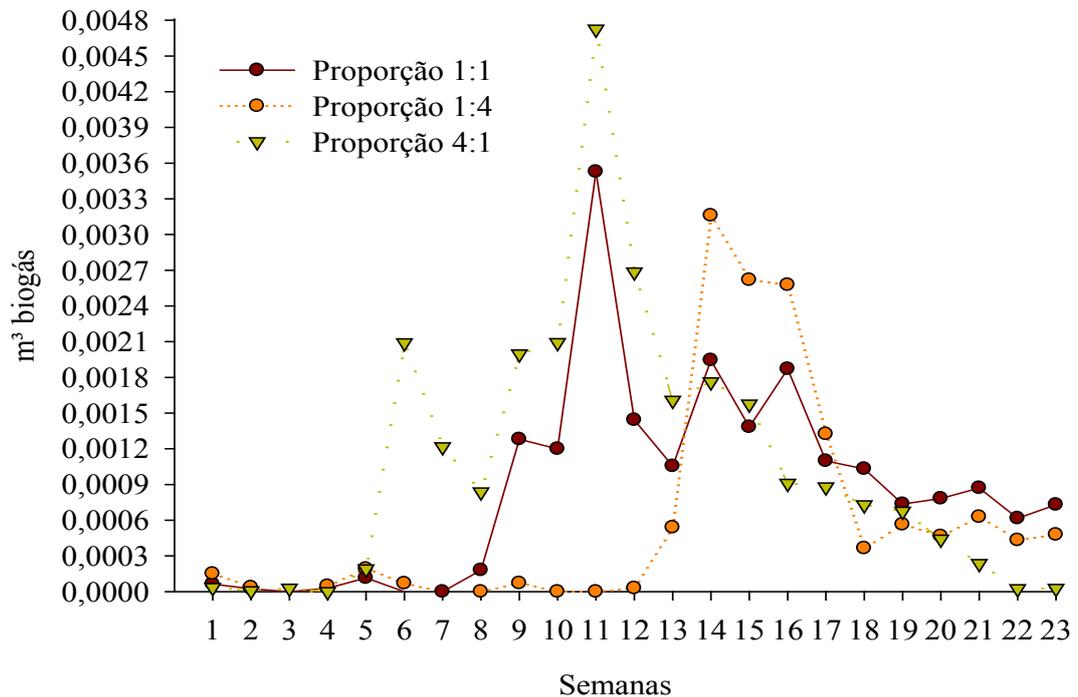


Figura 3 - Produção semanal em m³ de biogás da mistura em diferentes proporções.

Observa-se ainda, na Fig. 3, que o principal pico de produção de biogás nas proporções 4:1 e 1:1 ocorreu na 11ª semana, enquanto na mistura 1:4 após 14 semanas de biodigestão. A proporção de 4:1 apresentou pico de produção de biogás de 0,0047 m³, sendo superior 0,0035 e 0,0032 m³ produzidos por 1:1 e 1:4, respectivamente (Fig. 3). Em todas as proporções estudadas, verifica-se que há decaimento na produção de biogás após 14ª semanas do início do abastecimento dos biodigestores (Fig. 3). No entanto, para as proporções de 1:1 e 1:4, a partir da 19ª semana a produção de biogás tendeu ser constante e para 4:1 na 22ª semana a produção cessou (Fig. 3).

Resultados obtidos por Xavier e Lucas Junior (2010) ao avaliar a biodigestão anaeróbica de dejetos de vaca leiteira e Silva *et al.* (2013) esterco ovinocaprino, manipueira e biofertilizante corroboram ao deste estudo. Esses autores verificaram maiores produção de biogás nas primeiras semanas do processo de biodigestão, seguido por um decréscimo. A maior produção de biogás em menores tempos de retenção hidráulico pode estar atribuída às maiores cargas orgânica presentes no material afluente.

O período de maior produtividade de biogás para as proporções de 4:1, 1:1 e 1:4 foi entre a 5ª e 14ª (totalizando 10 semanas), 8ª e 16ª (totalizando 9 semanas) e 12ª e 18ª (totalizando 7 semanas) semanas, respectivamente (Fig. 3). O adiantamento bem como a maior faixa de produção de biogás gerado em biodigestores de batelada

abastecidos com esterco bovino quando comparado com suíno foi verificado por Galbiatti *et al.* (2010). Sendo assim, esses resultados evidenciam que a maior fração de dejetos bovino favorece o processo de biodigestão anaeróbica e, conseqüentemente, a produção de biogás.

A produção média de biogás foi maior no aflúente composto por principalmente dejetos de bovino (0,0251 m³) em comparação demais tratamentos. Como era de se esperar, a proporção 4:1, que possui maior quantidade de dejetos de bovino, apresentou maior potencial energético, expresso em produção de biogás (por kg de substrato, de ST, de SV adicionado), em relação às demais misturas (Tab. 2).

Tratamento	Produção de biogás (m ³)	Potenciais (m ³ de biogás/kg)		
		Substrato	STadic	SVadic
1:1	0,0194	0,0114	0,1322	0,6626
1:4	0,0135	0,0080	0,0924	0,4632
4:1	0,0251	0,0148	0,1714	0,8588

Tabela 2 - Produção (m³) e potenciais de produção de biogás (por kg de substrato, de ST, de SV adicionado).

Assim como observado para a menor redução de sólidos totais (Tab. 1), a combinação de 1:4 bovino:suíno apresentou inferior produção e potencial de biogás (Tab. 2). Desta forma, fica evidente a contribuição que a adição em maior proporção de dejetos de bovino teve sobre a eficiência do processo de biodigestão anaeróbica.

Provavelmente o comportamento da produção de biogás apresentado na Fig. 2 e na Tab. 2 pode ter ocorrido devido a utilização de maior percentual de dejetos de bovino do que de suíno. O mesmo comportamento foi apresentado por Alves *et al.* (2012) ao adicionar dejetos de bovino e de suíno à torta de manona. De acordo com esses autores, a combinação com dejetos de bovino proporciona maiores produções de biogás quando comparado com o dejetos de suíno. Ainda, segundo Galbiatti *et al.* (2010) a produção acumulada de biogás ao utilizar esterco bovino foi muito superior quando comparado com a esterco de suíno.

Esse comportamento da produção de biogás apresentado pela codigestão entre bovino:suíno nas diferentes proporções deve ser devido ao teor de matéria orgânica dos substratos e biodegradabilidade (Macias-Corral *et al.* 2008). Assim, maiores proporções de dejetos de suíno quando em associação a bovinos pode ocasionar em redução no metabolismo dos microrganismos promotores da digestão anaeróbica diante da menor oferta de substrato (Kuczman *et al.* 2011).

Os resultados obtidos de potencial de biogás estiveram de acordo aos apresentados na literatura, o que comprova a eficiência da utilização de mistura de dejetos bovino:suíno em biodigestores. Dessa forma, a codigestão bovino:suíno atende da maioria das propriedades rurais, uma vez que geralmente tem mais de uma atividade agropecuária em funcionamento. Dessa forma, não há necessidade utilizar

diferentes biodigestores para cada tipo de dejetos.

Ao avaliar o aproveitamento de dejetos de caprinos e ovinos em um biodigestor contínuo de PVC flexível Quadros *et al.* (2010) relataram produção média de $0,003 \text{ m}^3 \text{ kg}^{-1}$ de substrato. Esse valor foi muito inferior ao encontrado nas três proporções utilizadas nesse experimento. Segundo esses autores, o valor encontrado é equivalente a 2,8 botijões de 13 kg de GLP, o que ao ano a produção de biogás corresponderia a R\$ 1.118,00. Em termos de eletricidade, essa quantidade de biogás produzido manteria 2,6 lares ao ano (Quadros *et al.* 2010). Dessa forma, pode-se inferir a maior economia e capacidade de geração de energia ao utilizar o biogás oriundo da codigestão entre dejetos de bovino e suíno.

O potencial de produção de biogás por kg de ST obtido no experimento foi em média $0,1714$ e $0,1322 \text{ m}^3$ para as proporções bovino:suíno 4:1 e 1:1, respectivamente. Esses valores foram superiores ao encontrado por Amaral *et al.* (2004) na biodigestão anaeróbica em biodigestores do modelo indiano abastecidos com dejetos de bovino leiteiro. Em termos de m^3 por kg SV adicionados, em todas as proporções em estudo, a produção de biogás foi superior ao encontrado na biodigestão de dejetos de bovino leiteiro (Amaral *et al.* 2004).

O índice de explosividade do metano, componente de maior concentração no biogás (Avaci *et al.* 2013), definido pelo Limite Inferior de Inflamabilidade (LEL), situa-se em concentração de 5% v/v (Silva *et al.* 2010). Dessa forma, o biogás produzido, ao longo de 23 dias de biodigestão anaeróbica, na maior proporção de dejetos de bovino (4:1) apresentou superior LEL médio (94,8% equivalente a 4,74 de CH_4 v/v) quando comparado com a proporção de 1:4 (72,6% equivalente a 3,63 de CH_4 v/v) e 1:1 (66,4% equivalente a 3,32 de CH_4 v/v).

Observa-se na Fig. 3 que para a proporção 1:1 o LEL atingiu 100% entre a 12^a e 18^a semana, seguida de queda para 66,7% nas semanas posteriores. Na proporção 1:4, atingiu-se 100% LEL entre a 2^a e 5^a, 11^a e 18^a e 20^a e 22^a semanas. Já na proporção 4:1, o LEL manteve-se constante em 100% de explosividade a partir da 3^a até a 23^a semana. Observa-se que as faixas de explosividade de 100% em todas as proporções em estudo enquadram o período de maior produtividade de biogás (Fig. 2).

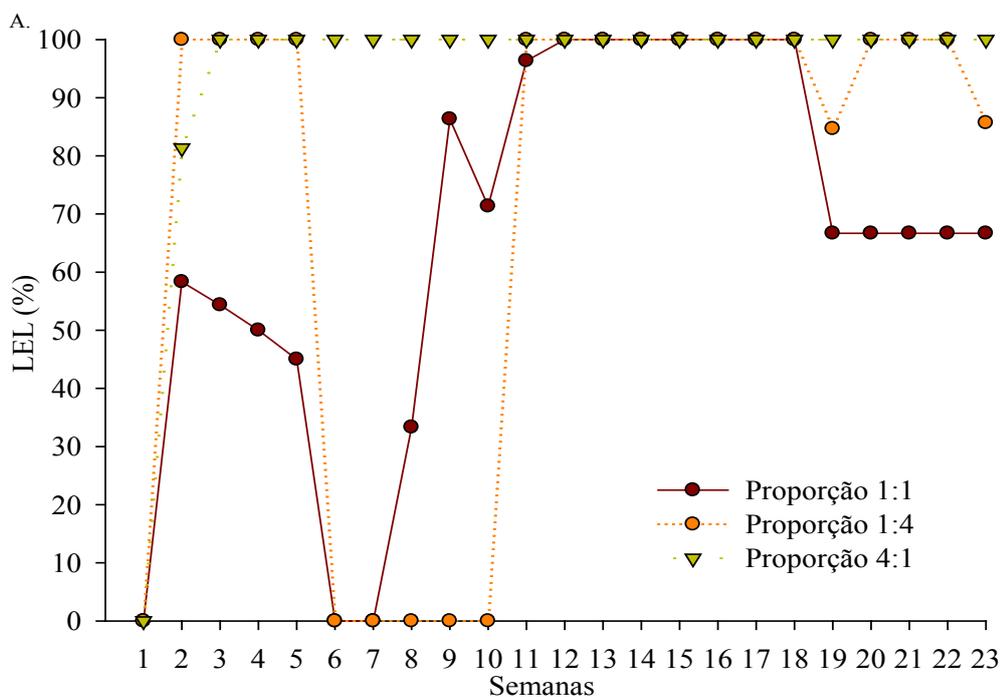


Figura 3 - Caracterização semanal do biogás produzido nas proporções de 1:1, 1:4 e 4:1: LEL

A época do ano em que se apresentaram maiores valores de LEL, ou seja, concentração mínima capaz de um determinado gás provocar a combustão do produto a partir de uma fonte de ignição (Silva *et al.* 2010) foi o inverno. Os resultados obtidos neste experimento estiveram de acordo com Amorim *et al.* (2004), ao relatarem que em biodigestores batelada tratando dejetos de caprinos no inverno apresentou queima após 42 dias, ou seja, 6 semanas de abastecimentos.

Ao longo de 23 dias de biodigestão, em ordem crescente, a concentração média de monóxido de carbono e de sulfeto de hidrogênio nas proporções 1:1, 4:1 e 1:4 foi de 18,6; 26,6 e 35,0 ppm e 12,6; 16,9 e 18,6 ppm, respectivamente (Fig. 4 e 5). Nas três proporções em estudo, esses componentes apresentaram maiores picos de produção na 2ª semana de biodigestão, com exceção do H₂S na proporção 4:1 (Fig. 5).

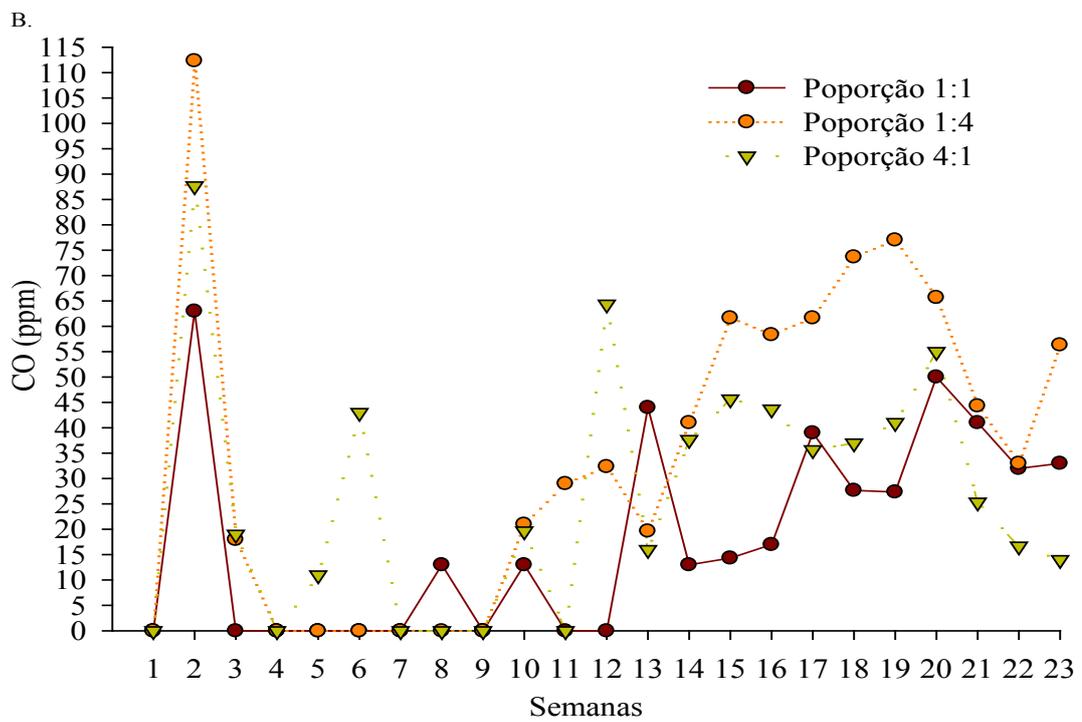


Figura 4 - Caracterização semanal do biogás produzido nas proporções de 1:1, 1:4 e 4:1: CO

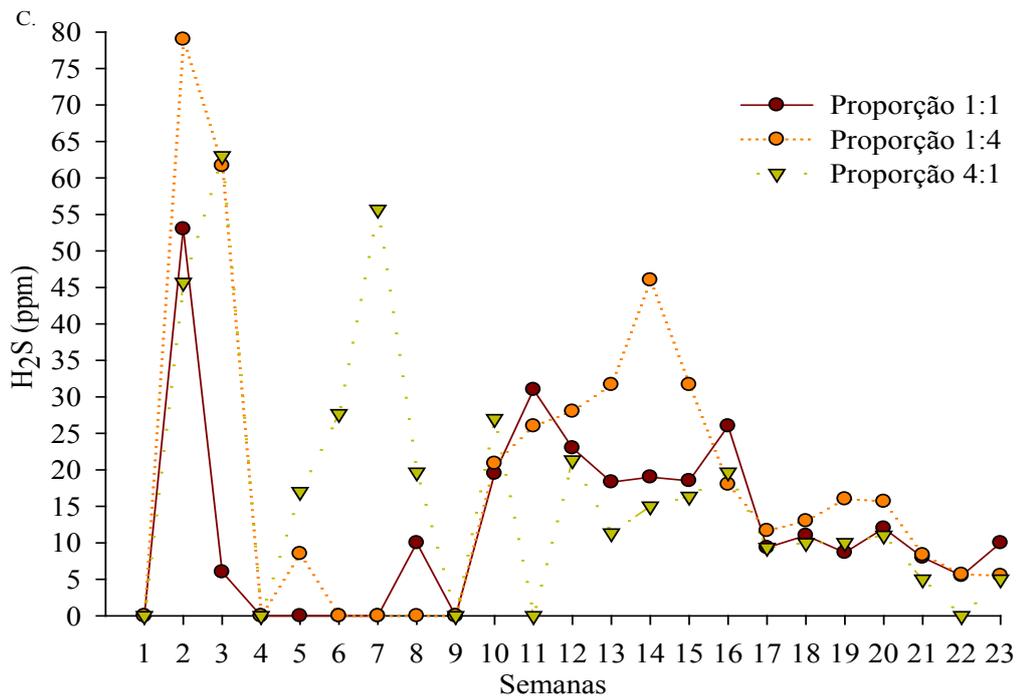


Figura 5 - Caracterização semanal do biogás produzido nas proporções de 1:1, 1:4 e 4:1: H₂S.

Já na Fig. 6 a concentração de oxigênio média na proporção 1:1 apresentou maiores valores (7,9% vol.), seguido das misturas 1:4 (7,1% vol.) e 4:1 (1,9% vol.). O valor médio obtido na proporção 4:1 foi próximo ao encontrado por Galbiatti *et al.* (2010). Segundo esses autores, o biogás produzido da biodigestão anaeróbia de dejetos de

bovino e suíno em biodigestor em biodigestores no sistema de abastecimento em batelada durante 217 dias apresentou concentração média, respectivamente, 1,4 e 1,9% de O_2 .

Com relação ao pico de produção do componente O_2 , verificou-se que ocorreu na proporção 1:1, 1:4 e 4:1 na 6^a, 2^a e 3^a semana, seguido expressivo decréscimo (Fig. 6). A tendência de redução da concentração de O_2 tenderam com o aumento das semanas de biodigestão anaeróbica também foi relatado por Galbiatti *et al.* (2010) ao estudar, qualitativamente, o biogás produzido por esterco de aves de corte com cama de capim napier, esterco de aves de corte com cama de capim napier triturado; esterco suíno, esterco bovino e esterco de bovino misturado com 50% de bagaço de cana-de-açúcar.

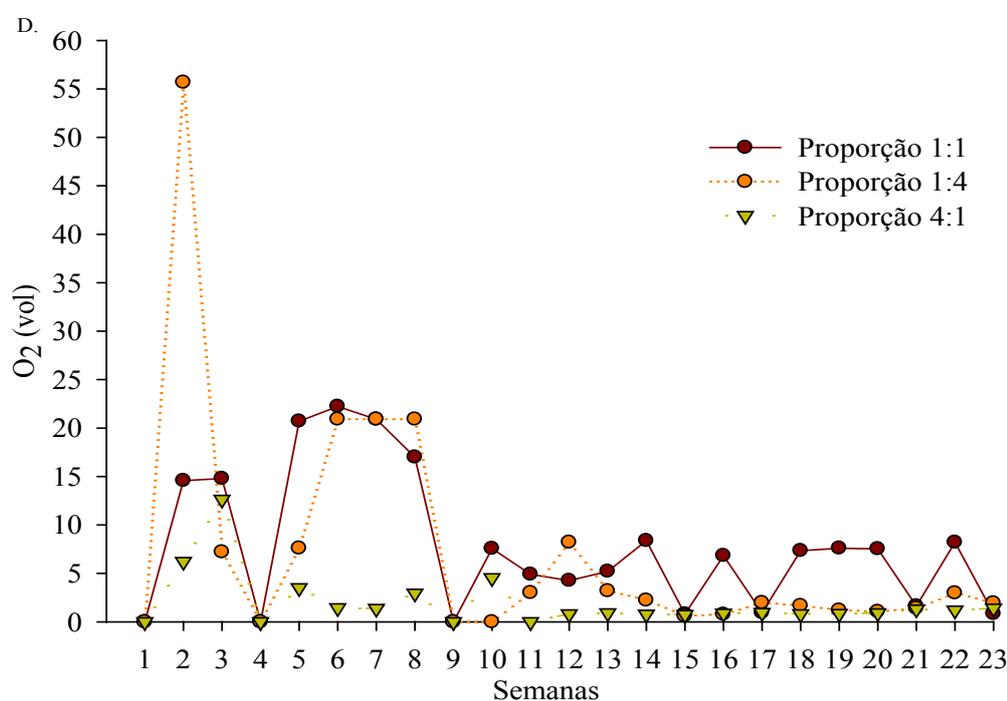


Figura 6 - Caracterização semanal do biogás produzido nas proporções de 1:1, 1:4 e 4:1: O_2

4 | CONCLUSÃO

A codigestão entre dejetos de bovino e suíno mostrou ter efeito significativo na digestão anaeróbica, sendo eficiente na remoção dos teores de sólidos totais e voláteis e na produção de biogás. A adição em maior proporção de dejetos de bovino do que suíno (4:1) apresentou melhores resultados de potencial de produção de biogás e Limite Inferior de Inflamabilidade constante em menor tempo de biodigestão e baixo teor de oxigênio.

5 | AGRADECIMENTOS

À AGEVAP – Agência de Bacias, pelo apoio financeiro concedido a pesquisa.

REFERÊNCIAS

Alves, E. E. N.; Souza, C. F.; Inoue, K. R. A., 2012. Produção de biogás e biofertilizante a partir da biodigestão da torta de mamona com adição dejetos de animais, *Engenharia na Agricultura*, vol. 20, n.6, pp. 493-500.

Amaral, C. M. C. do; Amaral, L.A. do; Junior, J.de L; Nascimento, A. A. do; Ferreira, de S. D.; Machado, M. R. F., 2004. Biodigestão anaeróbia de dejetos de bovinos leiteiros submetidos a diferentes tempos de retenção hidráulica, *Revista Ciência Rural*, vol. 34, n.6, pp. 1897-1902.

Amorim, A.C., Lucas Júnior, J.de, Resende, K.T., 2004. Biodigestão anaeróbia de dejetos de caprinos obtidos nas diferentes estações do ano, *Engenharia Agrícola*, vol.24, n. 1, pp.16-24.

Angonese, A. R.; Campos, A. T.; Zacarkim, C. E.; Matsuo, M. S. Cunha, F., 2006. Eficiência energética de sistema de produção de suínos com tratamento dos resíduos em biodigestor, *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental*, vol.10, pp. 745–750.

Avaci, A. B.; Sousa, S. N. M. de; Wernecke, I.; Chaves, L. I., 2013. Financial economic scenario for the microgeneration of electric energy from swine culture-originated biogas, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 25, pp. 272–276.

Avicenna; Mel, M.; Ihsan, S. I.; Setyobudi, R. H., 2015. Process Improvement of Biogas Production from anaerobic co-digestion of cow dung and corn husk. *Procedia Chemistry*, vol. 14, pp. 91-100.

Bernstorff, C., 2006. Créditos de Carbono e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL: Captura de Metano no Tratamento de Dejetos Suínos, Pós-Graduação em Engenharia do Meio Ambiente, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Cremonese, P.A.; Rossi, E. DE; Feroldi, M.; Teleken, J.G.; Feiden, A.; Dieter, J., 2009. Codigestão de água residual de suinocultura e vinhaça sob diferentes condições térmicas, *Revista de Ciências Agrárias*, vol.38, pp.103-110.

Fernandez, J., Perez, M., Romero, L.I., 2008. Effect of substrate concentration on dry mesophilic anaerobic digestion of organic fraction of municipal solid waste (OFMSW). *Bioresource Technology*, vol. 99, pp. 6075-6080.

Fregoso, M.deJ.S., Ferrera-Cerrato, R., Barra, J.E., González, G.A., Santos, J.T., Gómez, L.B., Pérez, G.P. 2001. Producción de biofertilizantes mediante biodigestión de excreta líquida de cerdo, *Terra Latinoamericana*, vol. 19, n. 4, pp. 353-362.

Galbiatti, J. A.; Caramelo, F. G.; Gerardi, E. A. B.; Chiconato, D., 2010 Estudo qualiquantitativo do biogás produzido por substratos em biodigestores tipo batelada, *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental*, vol. 14, n.4, pp. 432-437.

Gelegenis, J.; Georgakakis, D.; Angelidaki, I.; Christopoulou, N.; Goumenaki, M., 2007. Optimization of biogas production from olive-oil mill wastewater, by codigesting with diluted poultry-manure, *Applied Energy*, vol.84, pp.646–663.

Giacobbo, G.; Zenatti, D. C.; Feiden, A.; Blanco, M. F. J.; Tietz, C. M.; Weber, R., 2013. Influência da variabilidade da temperatura ambiente na co-digestão anaeróbia de dejetos de bovinocultura de leite e cama de aviário. *Acta Iguazu*, vol. 2, pp. 55-69.

- Itodo, I. N.; Awulu, J. O., 1999. Effects of total solids concentrations of poultry, cattle, and piggery waste slurries on biogas yield, Transactions of the ASAE, vol. 42, pp. 1853- 1855.
- Kuczaman, O.; Gomes, S.D.; Tavares, M.H.F.; Torres, D.G.B.; Alcantra, M.S., 2011. Produção específica de biogás a partir de manipueira em reator de fase única, Revista Engenharia Agrícola, vol.31, pp.143-149.
- Macias-Corral, M.; Samani, Z.; Hanson, A.; Smith, G.; Funk, P.; Yu, H.; Longworth, J., 2008. Anaerobic digestion of municipal solid waste and the effect of co-digestion with dairy cow manure, Bioresource Technology, vol.17, pp.8288-8293.
- Matos, C. F.; Pinheiro, E. F. M.; Paes, J. L.; Lima, E.; Campos, D. V. B., 2017. Produção de biogás a partir de dejetos de bovinos de leite, sob sistema orgânico e convencional de produção. Revista engenharia agrícola. vol. 37, n. 6.
- Tavares, S. G; Feiden, A.; Correia, A. F.; Soares, C. M. T.; Gregolin, M. R. P., 2016. Influência das variações térmicas climáticas na produção de biogás, Nativa, vol.4, n.5, pp.287-295.
- Lansing, S.; Botero, R.B.; Martin, J. F., 2008. Waste treatment and biogas quality in small-scale agricultural digesters. Bioresource Technology, vol. 99, pp. 5881–5890.
- Ogunwande, G. A.; Osunade, J. A.; Adeagbo, A. O.; Fakuyi, O. F., 2013. Effects of co-digesting swine manure with chicken manure on biogas production. Ife Journal of Science, vol. 15, pp. 1-8.
- Orrico, A.C.A.; Orrico Junior, M.A.P.; Lucas Junior, J de., 2009. Biodigestão anaeróbia de dejetos de suínos com e sem separação da fração sólida em diferentes tempos de retenção hidráulica, Revista Engenharia Agrícola, vol.29, pp. 474-482.
- Orrico, A.C.A.; Sunada, N. DA S.; Lucas Junior, J. DE; Orrico Junior, M.A.P; Schwingel, A.W., 2015. Codigestão anaeróbia de dejetos de suínos e níveis de inclusão de óleo de descarte, Engenharia Agrícola, vol.35, pp. 657-664.
- Quadros, D. de G.; Oliveira, A. de P. M.; Regis, U.; Valladares, R.; Souza, P. H. F.; Ferreira, E. de J., 2010. Biodigestão anaeróbia de dejetos de caprinos e ovinos em reator contínuo de PVC flexível, Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, vol. 14, n.3 pp. 326–332.
- Rodrigues, J.P.; Orrico, A.C.A.; Orrico JR., M.A.P.; SENO, L.O.; ARAÚJO, L.C.; Sunada, N.S., 2014, Adição de óleo e lipase sobre a biodigestão anaeróbia de dejetos suínos, Ciência Rural, vol.44, pp.544-547.
- Salam, B.; Biswas, S.; Das, T. K., 2011. Biogas from thermophilic anaerobic digestion of cow dung. Anais... In: International Conference on Mechanical Engineering, Dhaka, Bangladesh.
- Salam, B.; Biswas, S.; Rabbl, M. S., 2015. Biogas from Mesophilic Anaerobic Digestion of Cow Dung Using Silica Gel as Catalyst. Procedia Engineering, vol. 105, pp. 652-657.
- Sánchez-Hernández, E. P.; Weiland, P.; Borja, R., 2013. The effect of biogas sparging on cow manure characteristics and its subsequent anaerobic biodegradation, International Biodeterioration & Biodegradation, vol. 83, pp. 10-16.
- Silva, J. R. G.; Rocha, A. R.; Ferreira, A. S., 2010. A importância de detecção de gases para prevenção de danos à segurança, meio ambiente e saúde: fontes de interferência em sinais 4 a 20 Ma, Revista Bolsista de Valor, vol. 1, pp. 359-364.
- Silva, W. T. L.; Novaes, A. P. L.; Kuroki, V.; Almeida, L. F.; Magnoni Júnior, M. L., 2012. Avaliação físico-química de efluente gerado em biodigestor anaeróbio para fins de avaliação de eficiência e aplicação como fertilizante agrícola, Química Nova, vol. 35, n.1, pp. 35-40.

Silva, C. de O.; Santos, A. S.; Santos, M. B. dos; Cezar, V. R. dos S., 2013. Biodigestão anaeróbia com substrato formado pela combinação de esterco ovinocaprino, manipueira e biofertilizante, Revista Ibero-Americana de Ciências Ambientais, vol. 4, n.1, pp. 88-103.

Vivan, M.; Kunz, A.; Stolberg, J.; Perdomo, C. E Techio, V.H., 2010. Eficiência da interação biodigestor e lagoas de estabilização na remoção de poluentes em dejetos suínos, Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, vol.14, pp.320-325.

Xavier, C. DE A.N.; Junior, J. DE L., 2010. Parâmetros de dimensionamento para biodigestores batelada operados com dejetos de vacas leiteiras com e sem uso de inóculo, Revista Engenharia Agrícola, vol.30, n.2, pp.212-223.

Zilber, S. N.; Koga, E., 2008. Mercado de créditos de carbono no Brasil no contexto das empresas, XXV Simpósio de Gestão da Inovação Tecnológica. Anais... Brasília.

SIMULAÇÃO DE UMA PLANTA OTEC DE CICLO FECHADO OPERANDO NO BRASIL

Marcus Godolphim de Castro Neves

Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”

Ilha Solteira – São Paulo

Hélio Henrique Rivabene Ferreira Dias

Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”

Ilha Solteira – São Paulo

Cassio Roberto Macedo Maia

Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”

Ilha Solteira – São Paulo

Ricardo Alan Verdú Ramos

Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”

Ilha Solteira – São Paulo

RESUMO: Atualmente, a busca por novas fontes de energias renováveis tem sido o motivo de pesquisas e investimentos, sendo que a possibilidade de exploração da energia dos oceanos pode ser uma interessante alternativa. Um desses processos é baseado na extração da energia térmica solar acumulada na superfície dos oceanos. Parte dessa energia pode ser transformada em eletricidade e em vários outros subprodutos por meio de um processo conhecido como Conversão da Energia Térmica dos Oceanos (OTEC), que utiliza a diferença de temperatura da água entre a superfície e

a profundidade de 1.000 m. As usinas OTEC podem operar em sistemas térmicos abertos, fechados ou híbridos, sendo que, para operar de forma adequada, o local de instalação da usina OTEC deve ter águas com temperatura média da superfície maior que 24°C. O Brasil possui várias regiões que atendem esta condição sendo, portanto, um dos países com boa capacidade de instalação de usina OTEC para ajudar a suprir sua demanda energética. Diante deste contexto, este trabalho apresenta a simulação numérica da operação de uma planta OTEC de ciclo térmico fechado no litoral brasileiro, utilizando parâmetros encontrados na literatura, mostrando que esse tipo de usina é capaz de exportar em torno de 14 MW, sendo uma boa alternativa de substituição de termelétricas a gás ou combustíveis fósseis.

PALAVRAS-CHAVE: Energia, Oceano, OTEC

ABSTRACT: The searching for news sources of clean and renewable energy has been the reason of a lot of researches and investments and the seas are a good alternative to explore. The oceans have, at least, four means of energy generation; being one of them is using the solar thermal energy accumulated in their surfaces. Per day, the oceans accumulates thermal energy equivalent to 250 million of oil barrels and this energy can be converted to into electricity and various byproducts by means a process named

Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC). OTEC plants operate in three distinct thermal cycles: open, closed and hybrid. For operating at adequate form, the local of installation of an OTEC plant must have the sea surface temperature average greater than 24 °C. Brazil have a lot of locals in its offshore line with sea surface temperature average equal or greater than this temperature, being one of the countries with good capacity to install an OTEC plant to attempt electrical and energetic demands. Therefore, this work aims the computational simulation of operation of a closed thermal cycles of an OTEC plant in the Brazilian offshore line, using the parameters found in literature, showing that this kind of plant is able to export 14 MW, being an interesting alternative to replace diesel stationary engines.

1 | INTRODUÇÃO

Segundo projeções do Plano Nacional de Energia 2030, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia (2007), o Brasil deverá atingir 47% de utilização de fontes renováveis em sua matriz energética. Algumas fontes renováveis alternativas têm começado a se tornarem importantes nos últimos anos, como, por exemplo, geração eólica e a fotovoltaica.

Por outro lado, por ter um vasto litoral, o Brasil também pode aproveitar de forma significativa o potencial energético que os oceanos podem oferecer. Existem várias formas de aproveitamento da energia (cinética, química ou térmica) dos oceanos em eletricidade, podendo ser por meio das marés, das correntes oceânicas, das ondas, do gradiente de salinidade (osmose) e da conversão da energia térmica do oceano (Eletronorte, 2013).

Os oceanos são grandes acumuladores de energia solar em suas superfícies, podendo, em áreas tropicais, atingir o equivalente a 250 milhões de barris de petróleo por dia. Esta energia térmica acumulada pode ser convertida em energia elétrica por meio de um processo denominado Conversão da Energia Térmica do Oceano, comumente conhecida pela sigla OTEC, originada de Ocean Thermal Energy Conversion (Etemadi et al., 2011).

As vantagens da geração de eletricidade por este processo é que são que os recursos da OTEC são vastos, naturalmente renováveis e não poluentes. Adicionalmente, essa tecnologia produz diversos subprodutos, como água fresca para consumo e irrigação; alimentos marinhos para indústrias, sal e água gelada; dentre outros (Crews, 1997). Um sistema OTEC de 100 MWe pode reduzir uma quantidade de emissões de CO₂ em 140.000 toneladas por ano, se comparada com uma usina termelétrica de mesma capacidade (Tahara, Horiuchi e Kojima, 1995).

No entanto, existem algumas desvantagens da geração de eletricidade numa planta OTEC, sendo que dentre eles podem ser destacados os seguintes: baixa eficiência na conversão de energia, necessidade de um investimento inicial alto (entre

50 e 100 milhões de dólares para construir uma planta com capacidade de 10 MWe), custos de energia entre US\$0,13/kWh e US\$0,65/kWh (Upshaw, 2012).

De acordo com Etemadi et al. (2011), uma planta OTEC trabalha com a diferença de temperatura entre a água da superfície do oceano e a água localizada em um ponto a 1.000 m de profundidade. Em áreas tropicais, este gradiente de temperatura é em torno de 20 °C. Essa diferença ocorre porque a água do mar se torna fria conforme a profundidade aumenta (Reis e Souza, 2007).

A Figura 1 mostra como um sistema OTEC gera seus subprodutos e a Figura 2 mostra a variação da temperatura da água do oceano de acordo com a profundidade.

Embora as usinas OTEC possam operar em ciclos aberto, fechado ou híbrido, neste trabalho os estudos serão concentrados no ciclo fechado, cujo esquema típico simplificado é mostrado na Figura 3.

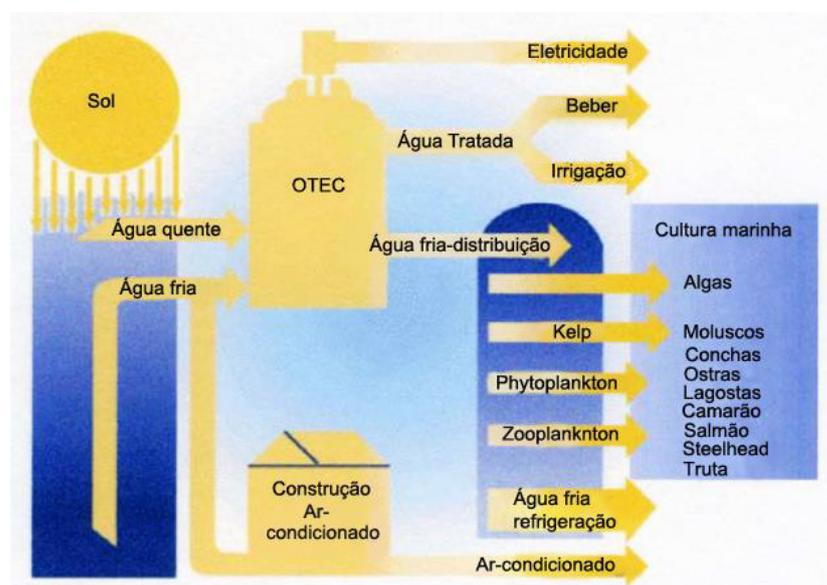


Figura 1 - Como uma usina OTEC gera os subprodutos (Adaptado de <http://www.nrel.gov>)

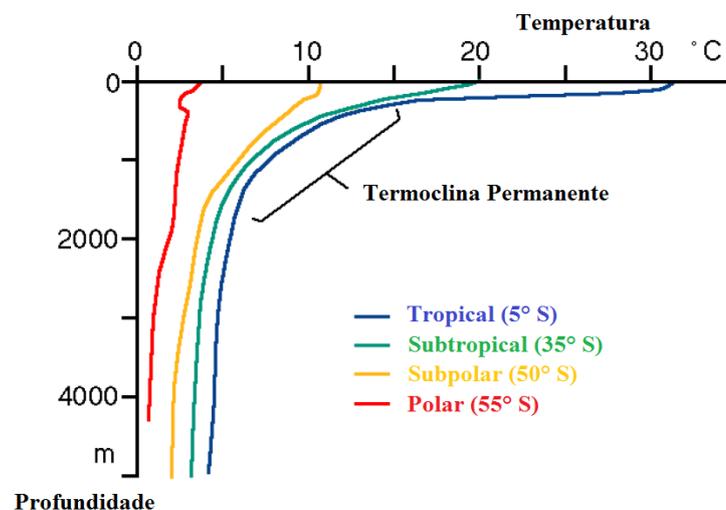


Figura 2 - Estrutura termal típica das águas dos oceanos (Reis e Souza, 2007)

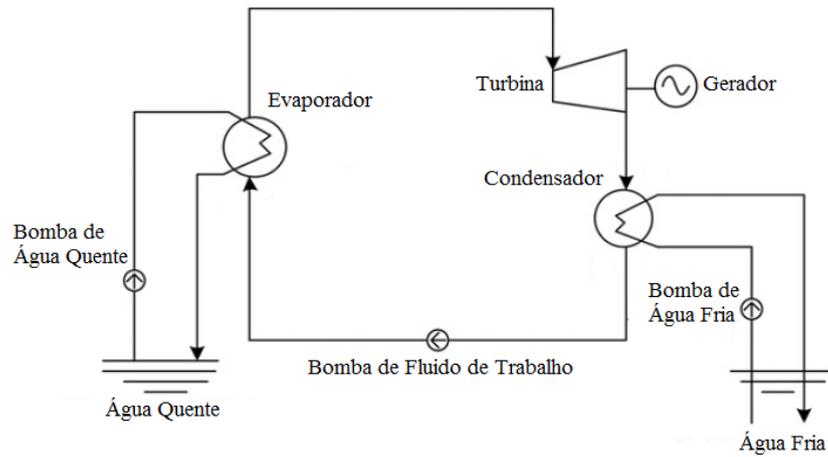


Figura 3 - Ciclo fechado de uma planta OTEC (Faizal e Ahmed, 2013)

O ciclo fechado produz eletricidade por meio do ciclo de Rankine. O fluido de trabalho é um fluido com baixa temperatura de ebulição, sendo que o mais utilizado é a amônia, sendo que Bharathan (2012) também recomenda estudar a utilização do propileno. O ciclo de Rankine de uma OTEC consiste em dois trocadores de calor, uma turbina a vapor e uma bomba. A água quente obtida na superfície é bombeada para o trocador de calor e, então, o fluido de trabalho aumenta sua temperatura até mudar de estado para o de vapor superaquecido. O vapor produzido aciona uma turbina de baixa pressão (Upshaw, 2012) e, após sair da turbina, como vapor com título, vai para o condensador, onde troca calor com a água fria da profundidade tornando-se líquido, sendo depois bombeado novamente para o evaporador (Faizal e Ahmed, 2013).

Para aumentar a geração de energia elétrica num ciclo fechado pode ser adicionado um outro estágio. Cada estágio é um outro ciclo fechado, onde a saída de água quente do primeiro estágio alimenta o evaporador do segundo estágio e a água gelada entra no condensador do segundo estágio e sua saída alimenta o condensador do primeiro estágio, fazendo o caminho oposto da água quente (Upshaw, 2012).

Na Figura 4 é mostrada a média da temperatura da superfície da água da costa brasileira nos quatro meses do verão de 2013.

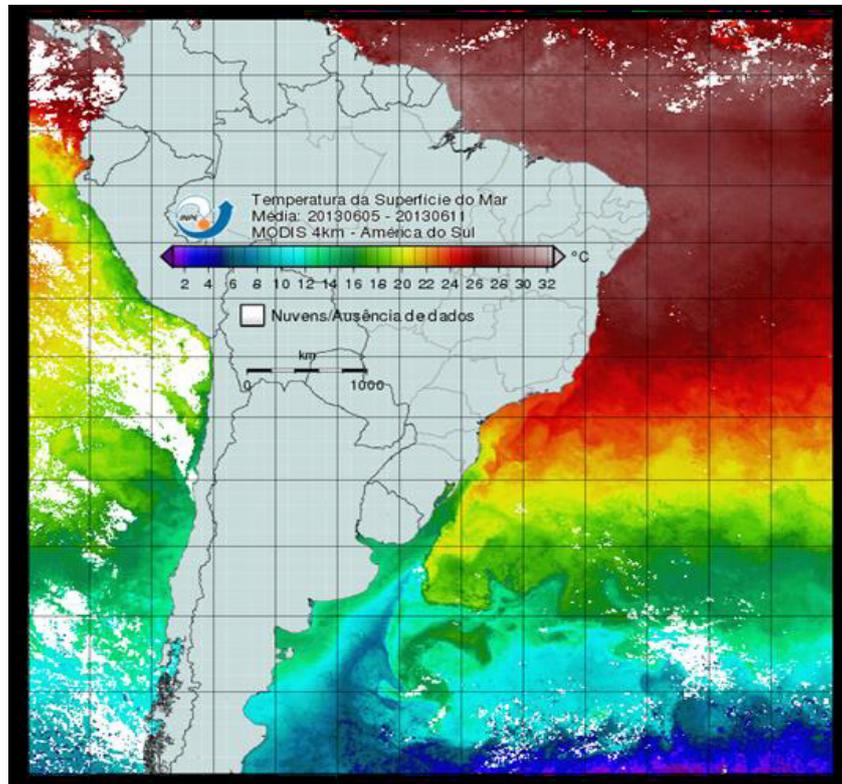


Figura 4 - Temperatura da superfície das águas na costa brasileira no verão (<http://satellite.cptec.inpe.br>)

É possível observar que a temperatura da costa do nordeste brasileiro é em torno de 28 °C, o que sugere que este é um local que possui um bom potencial para instalação de uma usina OTEC, pois, segundo Nihous (2007), a média da temperatura da água da superfície deve ser acima de 24 °C para um bom aproveitamento do gradiente térmico dos oceanos.

2 | DESCRIÇÃO DO CASO ESTUDADO

O caso simulado trata-se de uma planta OTEC de ciclo fechado e com um estágio, como pode ser observado na Figura 5. Trata-se de um ciclo Rankine com turbina, bomba, pré-aquecedor, evaporador, superaquecedor, condensador e resfriador, sendo que o fluido de trabalho é a amônia. O trocador de calor possui uma bomba para alimentação de água da superfície e de profundidade. O aquecedor, superaquecedor e resfriador foram adicionados para aumentar a eficiência do condensador e do evaporador, porque a diferença de temperatura entre os dois fluidos (amônia e água) é muito baixa e a quantidade de calor é alta.

Deste modo, foi necessário um trocador de calor maior e mais eficiente. O coeficiente global de troca de calor para o condensador, evaporador e outros trocadores de calor foram adotados de acordo com Upshaw (2012), Uehara et al. (2009) e Avery e Hu (1994), estando entre 3,5 kW/m²K e 4,5 kW/m²K. A eficiência das bombas e turbina foram obtidas com base em dados de Upshaw (2012) e Bharathan (2011).

A simulação foi feita usando o programa EES® - Engineering Equation Solver (Klein e Alvarado, 1995), definindo as condições da costa brasileira e as equações termodinâmicas foram resolvidas, sendo que os parâmetros usados na simulação são mostrados na Tabela 1.

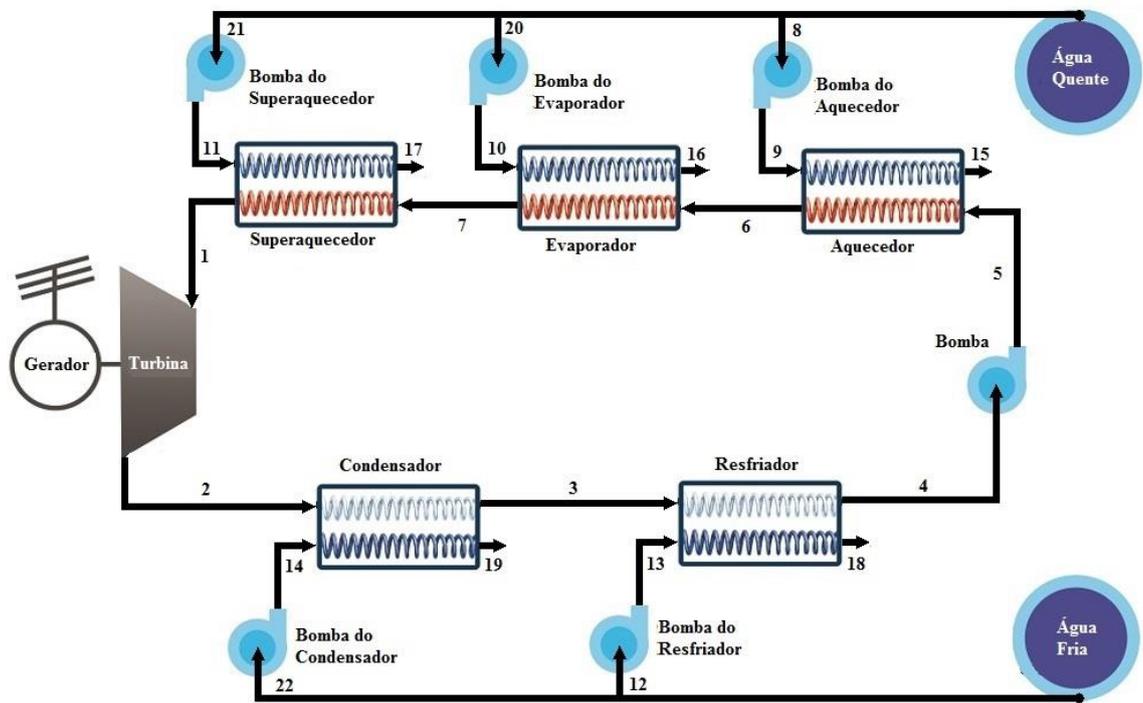


Figura 5 - Planta OTEC simulada

Parâmetro	Valor
Temperatura da água quente (°C)	26
Temperatura da água fria (°C)	4,5
Eficiência da bomba (%)	85
Eficiência da turbina (%)	85
Coeficiente global de transferência de calor (evaporador e condensador) (kW/m²K)	4,25
Coeficiente global de transferência de calor (outros trocadores de calor) (kW/m²K)	3,75
Eficiência do gerador elétrico (%)	98
Perda de carga no aquecedor (bar)	0,048
Perda de carga no evaporador (bar)	0,108
Perda de carga no superaquecedor (bar)	0,162
Perda de carga no condensador (bar)	0,086
Perda de carga no resfriador (bar)	0,119

Tabela 1 - Parâmetros utilizados na simulação da OTEC

3 | 3. METODOLOGIA

Considerando o processo em regime permanente e assumindo que todas as variações de energias cinética e potencial são desprezíveis, bem como a conservação

da massa, a primeira e a segunda lei da termodinâmica para um volume de controle são representadas da seguinte forma simplificada (Van Wylen, Borgnakke e Sonntag, 1994):

$$\sum \dot{m}_e - \sum \dot{m}_s = 0 \quad (1)$$

$$\dot{Q}_{vc} - \dot{W}_{vc} + \sum \dot{m}_e h_e - \sum \dot{m}_s h_s = 0 \quad (2)$$

$$\dot{S}_{ger,vc} + \sum \frac{\dot{Q}_{vc,j}}{T_j} \sum \dot{m}_e s_e - \sum \dot{m}_s s_s = 0 \quad (3)$$

Onde:

\dot{m}_e é a vazão mássica de entrada no volume de controle [kg/s];

\dot{m}_s é a vazão mássica de saída do volume de controle [kg/s];

\dot{Q}_{vc} é o fluxo de calor [kW];

\dot{W}_{vc} é a potência gerada ou consumida pelo volume de controle [kW];

h_e é a entalpia do fluido na entrada do volume de controle [kJ/kg];

h_s é a entalpia do fluido na saída do volume de controle [kJ/kg];

$\dot{S}_{ger,vc}$ é o fluxo de entropia gerada no volume de controle [kW/ K];

s_e é a entropia do fluido na entrada do volume de controle [kJ/kg K];

s_s é a entropia do fluido na saída do volume de controle [kJ/kg K];

T é a temperatura [K].

A análise energética é capaz de levar em conta a qualidade da energia e as fontes de irreversibilidade no processo, sendo necessária a utilização da análise exergética. De acordo com Bejan, Tsatsaronis e Moran (1996), a exergia específica total é composta pela exergia física e química:

$$\bar{e}x_{total} = \bar{e}x_{fis} + \bar{e}x_{qui} \quad (4)$$

Onde:

$\bar{e}x_{total}$: exergia molar total [kJ/kg mol];

$\bar{e}x_{fis}$: exergia molar física [kJ/kg mol];

$\bar{e}x_{qui}$: exergia molar química [kJ/kg mol].

Uma vez que o ciclo OTEC não possui combustível e desconsiderando os efeitos das energias cinética e potencial, a exergia física de um escoamento é avaliada baseada em um estado de equilíbrio restrito do sistema em um ambiente padrão ou estado morto (P0, T0), por meio de:

$$\bar{e}x_{fis} = (\bar{h} - \bar{h}_0) - T_0(\bar{s} - \bar{s}_0) \quad (5)$$

Onde:

\bar{h}_0 : entalpia do estado morto [kJ/kg mol];

\bar{s}_0 : entropia do estado morto [kJ/kgK mol].

A eficiência global da planta OTEC baseada na Primeira Lei da Termodinâmica é a razão da energia disponível (seja ela térmica ou elétrica) para exportação e da potência fornecida, de acordo com:

$$\eta_{overall} = \frac{\sum \dot{W}_o - \sum \dot{W}_i}{\sum \dot{Q}_i} \quad (6)$$

Onde:

$\eta_{overall}$: eficiência global do ciclo [%];

\dot{W}_o : potência que sai do ciclo [kW];

\dot{W}_i : potência que entra no ciclo [kW];

\dot{Q}_i : fluxo de calor que entra no ciclo [kW].

A eficiência de Carnot é um bom parâmetro para verificação de como a planta OTEC possui uma eficiência baixa, porém se comparado à eficiência de Carnot com a eficiência global, pode-se observar que a planta OTEC possui uma eficiência global acima de 50% da sua eficiência máxima. A eficiência de Carnot pode ser calculada por:

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_f}{T_q} \quad (7)$$

Onde:

η_{Carnot} : eficiência de Carnot [%];

T_f : menor temperatura do ciclo [K];

T_q : maior temperatura do ciclo [K].

4 | 7. RESULTADOS

A Tabela 2 mostra os dados de pressão, temperatura, fluxo de massa e de algumas propriedades termodinâmicas obtidos através da simulação no EES®.

Ponto	P (bar)	T (°C)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg K)	\dot{m} (kg/s)	ex (kJ/kg)
1	8,86	22,0	1.483,88	5,374	300	303,306
2	5,44	6,5	1.432,30	5,407	300	241,887
3	5,44	6,5	230,20	1,109	300	321,236
4	5,44	6,0	227,90	1,100	300	321,619
5	8,86	6,1	228,50	1,101	300	321,921
6	8,86	21,0	298,50	1,345	300	319,173
7	8,86	21,0	1.480,84	5,364	300	303,248
8	1,01	26,0	109,00	0,381	1,751	0,026
9	1,06	26,0	109,03	0,381	1,751	0,056
10	1,12	26,0	109,04	0,381	29,548	0,066

11	1,17	26,0	109,05	0,381	76	0,076
12	1,01	4,5	19,02	0,069	174	3,069
13	1,13	4,5	19,03	0,069	174	3,079
14	1,10	4,5	19,03	0,069	90,157	3,079
15	1,01	231	96,95	0,340	1,751	0,200
16	1,01	23,0	96,47	0,339	29,548	0,018
17	1,01	23,0	96,45	0,339	76	0,088
18	1,01	5,48	23,13	0,083	174	3,005
19	1,01	5,52	23,32	0,084	90,157	2,896
20	1,01	26,0	109,00	0,381	29,548	0,026
21	1,01	26,0	109,00	0,381	76	0,026
22	1,01	4,5	19,02	0,069	90,157	3,069

Tabela 2 - Resultados termodinâmicos obtidos na simulação no EES®

A eficiência do ciclo foi de 4,06% e a eficiência de Carnot foi de 6,68%. Neste caso, a eficiência global é de 60% da eficiência de Carnot.

A potência produzida pela turbina, consumida pelas bombas e a disponível para exportação são mostradas na Tabela 3.

Equipamento	Potência (kWe)
Turbina	15.472,8
Bomba de fluido de serviço	191,0
Bomba do aquecedor	9,8
Bomba do evaporador	366,0
Bomba do superaquecedor	1,4
Bomba do condensador	893,5
Bomba do resfriador	2,4
Disponibilidade para exportação	14.740,7

Tabela 3 - Potência requerida para cada equipamento

5 | CONCLUSÕES

Com os resultados obtidos nas simulações, é possível perceber que uma planta OTEC de ciclo fechado pode ser usada para gerar energia elétrica no nordeste do Brasil. Mesmo que a planta possua uma baixa eficiência energética, ela pode gerar consideráveis quantidades de energia. Essa quantidade é suficiente para substituir uma planta que funciona com motores estacionários a diesel, por exemplo, os quais possuem um custo de geração de energia comparativamente mais alto do que outras fontes de energia no Brasil.

Com a capacidade de exportação de 14 MW de energia, a planta OTEC se mostrou uma boa alternativa para substituição de fontes de energia altamente

poluidoras e caras, como o diesel. Para confirmar o potencial de implantação, será estudado o custo de produção da energia e sua viabilidade econômica. Além disso, outros ciclos serão simulados no futuro. A ideia é implementar concentradores solares no ciclo fechado, a fim de se observar o aumento da potência gerada e da eficiência.

6 | AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao CNPq por conceder bolsas de mestrados aos dois primeiros autores.

REFERÊNCIAS

Avery, W. H., Hu, C., 1994. **Renewable Energy from the Ocean: A Guide to OTEC**. Oxford University Press

Bejan, A.; Tsatsaronis, G.; Moran, M., 1996. **Thermal design & optimization**. New York: John Wiley & Sons, 542 p.

Bharathan, D., 2011. **Staging Rankine cycles using ammonia for OTEC power production**. National Renewable Energy Laboratory. Technical Report NREL/TP-5500-49121, <<http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/49121.pdf>>, 18 p.

Crews, R., 1997. **OTEC Sites**:
http://www.trellis.demon.co.uk/reports/otec_sites.html. Acesso em: 18 Jan. 2013.

Eletronorte (Brasil). Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas. Introdução às Energias Renováveis. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/64299782/Introducao-as-Energias-Renovaveis-Apostila-Eletronorte>>. Acesso em: 23 Out. 2013.

Etemadi, A., Emdadi, A., AsefAfshar, O., Emami, Y., 2011. **Electricity generation by the ocean thermal energy**. Energy Procedia. vol.12, pp. 936-944.

Faizal, M., Ahmed, M. R., 2013. **Experimental studies on a closed cycle demonstration OTEC plant working on small temperature difference**. Renewable Energy. vol. 51, pp. 234-240.

Klein, S. A.; Alvarado, F. L., 1995. **EES - Engineering Equation Solver**. Middleton: F-Chart Software.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano nacional de energia 2030** / Ministério de Minas e Energia; colaboração Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME- EPE, 2007. 226 p.

Nihous, G., 2007. **An estimate of atlantic ocean thermal energy conversion (OTEC) resources**. Ocean Engineering, vol. 34, n. 17-18, pp. 2210-2221, 2007.

Reis, R. A. N., Souza, R. B., 2012. **Climatologia da estrutura termal do oceano Atlântico sudoeste a partir de dados observacionais de XBTS**. Scientific Initiation Final Relatory, CRS/INPE - MCTI, Santa Maria, RS, 7 p.

Tahara, K., Horiuchi, K., Kojima, T., 1995. **Ocean thermal energy conversion (OTEC) system as a countermeasure for CO2 problem - Energy balance and CO2 reduction potential**. Energy Conversion and Management, vol. 36, n. 6-9, pp. 857-860.

Uehara, H., Kusuda, H., Monde, M., Nakaoka, T., Sumitomo, H., 2009. **Shell-and-plate-type heat**

exchangers for OTEC plants. Journal of Solar Energy Engineering vol. 106, n. 3, pp. 286-290.

Upshaw, C. R., 2012. **Thermodynamic and economic feasibility analysis of a 20 mw ocean thermal energy conversion (OTEC) power plant.** Master Degree Dissertation, The University of Texas at Austin.

Van Wylen, G. J., Borgnakke, C., Sonntag, R. E., 2003. **Fundamentos da termodinâmica clássica.** 4 ed. São Paulo: Edgard Blücher, 589 p.

ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE 24 MESES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE NO ESTADO DO TOCANTINS

Brunno Henrique Brito

Instituto Federal de do Tocantins – Campus
Palmas

Palmas - Tocantins

Thálisson Câmara Belém

Instituto Federal do Tocantins – Campus Palmas

Palmas - Tocantins

Márcio Serafim de Almeida

Instituto Federal do Tocantins – Campus Palmas

Palmas - Tocantins

Felipe Tozzi Bittencourt

Instituto Federal do Tocantins – Campus Palmas

Palmas - Tocantins

RESUMO: Este trabalho tem como principal objetivo estimar a produção de energia elétrica, bem como as perdas envolvidas de um dos primeiros sistemas fotovoltaicos conectados à rede na cidade de Palmas, estado do Tocantins. Para isso, são analisados e comparados os níveis de irradiação solar local fornecidos por cinco bancos de dados históricos, assim como seus valores de medições reais. Analisando-se o histórico de produção do sistema, constatam-se perdas globais que variam de 9% a 18%, quando comparadas às gerações estimadas a partir dos índices de irradiação solar analisados. Os resultados apontam também um fator de capacidade de 19,5%. Além da análise de produção da energia pelo sistema, este

artigo também verifica o tempo do retorno do investimento, onde é constatado que o sistema instalado deve ser pago após cerca de 66 meses da data da instalação e após cerca de 45 meses se fosse instalado atualmente.

PALAVRAS-CHAVE: Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, Produção de Energia, Retorno do Investimento.

ABSTRACT: The main objective of this article is to estimate the electric energy production, as well as the losses involved in the generation of one of the first photovoltaic systems connected to the grid in the city of Palmas and in the state of Tocantins. For this are analyzed and compared the levels of local irradiation provided by five historical databases by real measurements. Analyzing the generation history of the system, there are global losses that vary from 9% to 18%, when compared to the generations estimated from the analyzed radiation indices. The results also indicate a Capacity Factor of 19.5%. In addition to the generation analysis, this article also verified the time of the return of the investment, where it is verified that the system in development must be paid after about 66 months of the installation date and after of 45 months if it were installed currently.

KEYWORDS: Photovoltaic System Networked, Generation, Payback.

1 | INTRODUÇÃO

A geração distribuída por fontes alternativas e renováveis vem acompanhando um crescimento exponencial nos últimos anos, principalmente por conta de uma forte queda nos custos de instalação atreladas ao aumento constante nas tarifas de energia e às melhorias políticas de incentivo. Além disso, existe uma dependência nacional em hidrelétricas que em geral apresentam grandes problemas socioambientais e de previsibilidade pluviométrica. Como consequência disto, existe uma evidente necessidade na diversificação da produção energética principalmente por fontes descentralizadas em todo o país buscando reduzir longas linhas de transmissão e aumentando assim a sua eficiência.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR), que compõem uma aplicação da energia solar, são um dos que mais se destacam na obtenção sustentável de energia com base em suas aplicações e estudos acerca do desempenho de diferentes projetos (Macêdo, 2006, Reich *et al.*, 2011), uma vez que seu uso permite ao usuário a produção de energia elétrica em sua própria residência de acordo com a resolução normativa nº 482, proposta pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012). O SFCR consiste basicamente em módulos fotovoltaicos, responsáveis por transformar a energia proveniente do sol em energia elétrica, conectados em inversores, que adéqua à produção dos módulos fotovoltaicos à energia fornecida pelas concessionárias. Com isso, a energia produzida pode ser injetada na rede elétrica quando a demanda da unidade consumidora for maior que o consumo. Segundo a resolução nº 482 da ANEEL, a energia produzida e injetada pelo SFCR geram créditos que podem ser abatidos da energia consumida da rede quando o sistema não estiver gerando ou está gerando menos que a demanda.

Portanto tem-se uma fonte limpa, renovável e virtualmente inesgotável, dispondo o Brasil de um grande potencial na aplicabilidade de tal produção uma vez que seus níveis médios de irradiação solar diários, a exemplo da região norte nosso local de estudo, é de 5,5 kWh/m² no plano horizontal (Colle *et al.*, 2000), e a progressiva redução no custo de instalação e manutenção, como também incentivos fiscais em alguns estados (ICMS, PIS, COFINS) viabilizam economicamente a implementação de micro gerações distribuídas.

Palmas-TO se destaca pelos incentivos proporcionados pelo programa Palmas Solar, que apoia a microgeração de energias renováveis, criado através da Lei complementar Nº 327 de 24 de janeiro de 2015 (Prefeitura de Palmas, 2015). O programa concede descontos de até 80% do imposto predial e territorial urbano (IPTU) estabelecido no artigo 14 da referida lei, assim como o mesmo desconto para impostos de qualquer natureza (ISSQN) e impostos de transferência de bens imóveis (ITBI) asseguradas nos artigos 15 e 16, conferidos a sistemas instalados de acordo com as especificações e normas propostas. Além de flexibilidades fiscais o programa Palmas Solar também estabelece incentivos de financiamento em pequenas instalações,

produção de equipamentos ou prestações de serviços. Logo, é notável o interesse municipal em instalações de sistemas fotovoltaicos, e fomentam análises acerca da geração e o entendimento de sua importância.

Neste cenário, este artigo tem como objetivo principal a análise da produção real de um SFCR residencial localizado na cidade de Palmas-TO. Trata-se de um dos primeiros sistemas desse tipo conectado no Estado do Tocantins. Após a análise das gerações mensais dos primeiros 24 meses de funcionamento do sistema, este trabalho apresenta uma análise financeira composta pelo estudo do tempo de retorno do investimento a partir do momento em que o sistema foi instalado.

2 | METODOLOGIA

Este trabalho tem como primeiro objetivo a análise da produção e a estimativa do desempenho global de um dos primeiros SFRC instalado na cidade de Palmas-TO num período de dois anos de desempenho. Para isso, inicialmente são realizadas análises dos níveis de irradiação solar na localidade do sistema indicado por cinco banco de dados (INPE High Resolution, INPE Moderate Resolution, NASA Low Resolution, NREL Moderate Resolution e Sundata) disponíveis por quatro diferentes instituições (NASA, INPE, NREL e CRESESB) (SWERA, 2017; CRESESB, 2017). O intuito é comparar esses dados históricos de irradiação solar com os índices reais medidos pelo instituto nacional de meteorologia (INMET). Como os dados de irradiação solar são fornecidos no plano horizontal, é necessário um fator de correção (R) que considere o ângulo zenital ao meio dia na cidade de Palmas-TO, que é de 10° . Para isso, foi utilizada a Eq. 1 (Perez *et al.*, 1987), que encontra este fator de correção considerando a irradiação solar direta, para obter um valor aproximado do fator de correção para corrigir os dados de irradiação solar global para um plano inclinado à 10° .

$$R = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (1)$$

Onde: θ - Ângulo de incidência no plano horizontal; θ_z - Ângulo zenital ao meio-dia.

Uma vez obtidas e analisadas as irradiações estimadas e medidas, são comparadas as capacidades de produções estimadas (G), em kWh, para o sistema a partir da Eq. 2 com as gerações reais medidas mensalmente pelo sistema (VILLALVA, 2015).

$$G = P \times I \times n \times \eta \quad (2)$$

Onde: P = Potência instalada do sistema (kWp); I = irradiação solar incidente no plano do sistema em horas de sol pleno (h/dia); n = número de unidades do intervalo de tempo a ser considerado (dias); η = desempenho global do sistema.

Pode-se também, para fins de determinação do desempenho do sistema, obter sua produtividade Y_f (final yield), definida através da Eq. 3 (MARION *et al.*, 2005).

$$Y_f = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t) dt}{P_{cc}} = \frac{E_g}{P_{cc}} \quad (3)$$

Onde: $P(t)$ - Potência instantânea de saída em função do tempo considerado, E_g – Energia produzida pelo sistema no período de tempo $t_2 - t_1$, P_{cc} - Potência nominal do sistema.

A unidade de medida da produtividade (Y_f) é kWh/kW, sendo portanto um valor que representa a produção de energia em kWh por unidade de potência (kW). Logo, a comparação entre sistemas por meio desta grandeza é independente de sua potência nominal.

Outro conceito importante na análise comparativa entre sistemas fotovoltaicos é o fator de capacidade, que mantém fixa a potência nominal e padroniza o intervalo de tempo considerado, sendo então o quociente entre a produtividade (Y_f) pelo tempo (número de horas em um ano). É entendido por Oliveira (2002) como sendo a capacidade de produzir energia que um sistema possui, se operasse em sua potência nominal durante as vinte quatro horas do dia, como representado na Eq. 4.

$$FCC (\%) = \frac{Y_f}{t_2 - t_1} \cdot 100 = \frac{E_g}{P_{cc} \cdot 24.365} \cdot 100 \quad (4)$$

Onde: FCC – Fator de capacidade do sistema; E_g - Energia produzida pelo sistema em um ano (kWh); P_{cc} - Potência nominal do sistema fotovoltaico (kW).

O segundo objetivo deste trabalho consiste em realizar uma análise financeira a partir da análise de produção do sistema. Para isso, inicialmente é verificado o tempo de retorno do investimento para o SFCR em questão. Para estimar a economia proporcionada pelo sistema, será utilizada a Eq. 5.

$$Vp = \frac{Fc}{(1 + TMA)^{ano}} \quad (5)$$

Onde: Vp – valor presente líquido da economia proporcionada pelo sistema; Fc – fluxo de caixa dado pelo produto da tarifa da energia vigente multiplicado pela produção daquele mês; TMA – taxa mínima de atratividade; ano – períodos, em anos, futuros considerados.

3 | RESULTADOS

3.1 Descrição do sistema

O SFCR analisado neste artigo foi um dos primeiros a ser instalados no Estado do Tocantins. Trata-se de um sistema de 3,57 kWp de potência nominal composto por 14 módulos fotovoltaicos de 255 Wp e eficiência de 15,85% da marca Canadian Solar, sendo 8 orientados 15° à leste e 6 orientados 15° à oeste, e um inversor de 4600 Wp da marca PHB. Os módulos fotovoltaicos têm uma vida útil estimada de mais de 25 anos e degradação da produção devido ao envelhecimento de 0,7% ao ano. O fabricante garante que em 10 anos de utilização a potência é de 97% e 90% do valor medido em condições padrão de medição, e entre 10 anos e 25 anos de utilização a potência se mantém na faixa de 80%. O sistema foi instalado em meados de setembro de 2015, tendo medições mensais integrais a partir de outubro de 2015. As características técnicas do módulo fotovoltaico e do inversor utilizados neste SFCR podem ser conferidas por meio das Tabelas 1 e 2.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Potência Nominal Máxima	255 W
Tensão de Máxima Potência	30,2 V
Corrente de máxima Potência	8,43 A
Tensão em Circuito Aberto	37,4 V
Corrente de Curto-Circuito	9,00 A
Tensão Máxima do Sistema	1000 V
Máxima Classificação da Série de Fusíveis	15 A

Tabela 1 - Características elétricas do módulo.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Tensão C.C Máxima	580 V _{cc}
Faixa de Operação SPMP	125 ~ 550 V _{cc}
Corrente C.C Máxima	20 A
Potência C.A. Nominal	4600 W
Tensão C.A. Nominal	220 V _{ca}
Frequência Nominal	60 Hz
Corrente C.A. Máxima	25 A
Grau de Proteção	IP65
Fator de Potência	>0,99
Temperatura de Operação	20 ~ 60 °C
Número de Strings em Paralelo	2

Tabela 2 - Características do inversor.

A residência atendida pela concessionária Energisa-TO e classificada como unidade consumidora residencial monofásica fica localizada na Quadra 603 Sul, Bairro Plano Diretor Sul, Palmas - TO, situada no hemisfério sul na latitude de $-10,25^\circ$ ao Sul e Longitude de $-48,32^\circ$ a Oeste. Na Fig. 1 pode ser visualizado o sistema em estudo.



a) Módulos fotovoltaicos

b) Inversor

Figura 1 – SFCR analisado.

3.2 Análise dos níveis de irradiação solar em Palmas-TO

Os níveis de irradiações solar começaram a ser medidos pelo INMET em Palmas-TO em fevereiro de 2016. Entre os meses de fevereiro de 2016 a setembro de 2017, os valores das irradiações retirados dos cinco bancos de dados históricos analisados e os valores reais medidos (INMET) podem ser analisados a partir da Fig. 2.

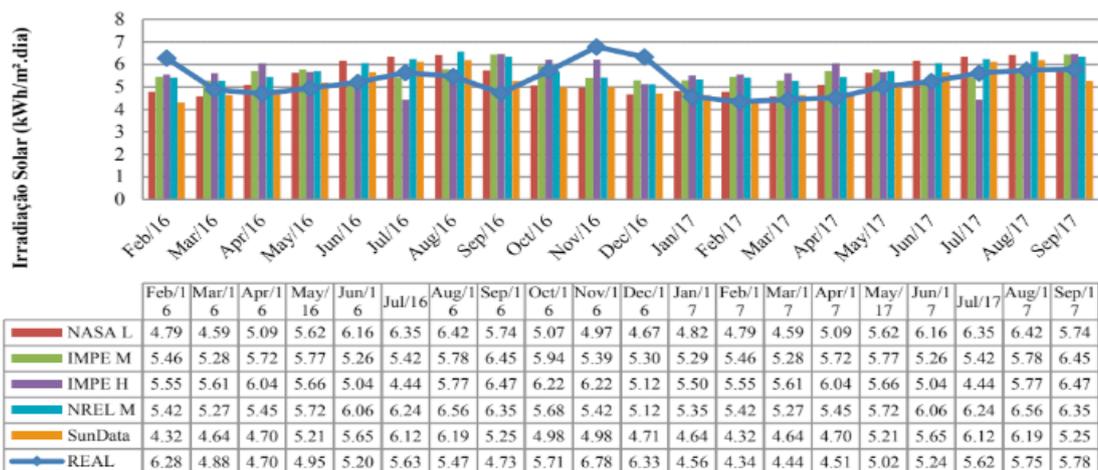


Figura 2 - Irradiações projetadas com relação às irradiações reais.

Percebe-se, a partir da Fig. 2 que, com exceção de alguns meses, os níveis de irradiação solar verificados seguiram as médias históricas de irradiação solar estimadas pelos diferentes institutos de pesquisa. As diferenças mensais entre as médias históricas de irradiação solar apresentadas pelos institutos de pesquisa e as

médias mensais medidas pelo INMET podem ser visualizadas na Fig. 3.

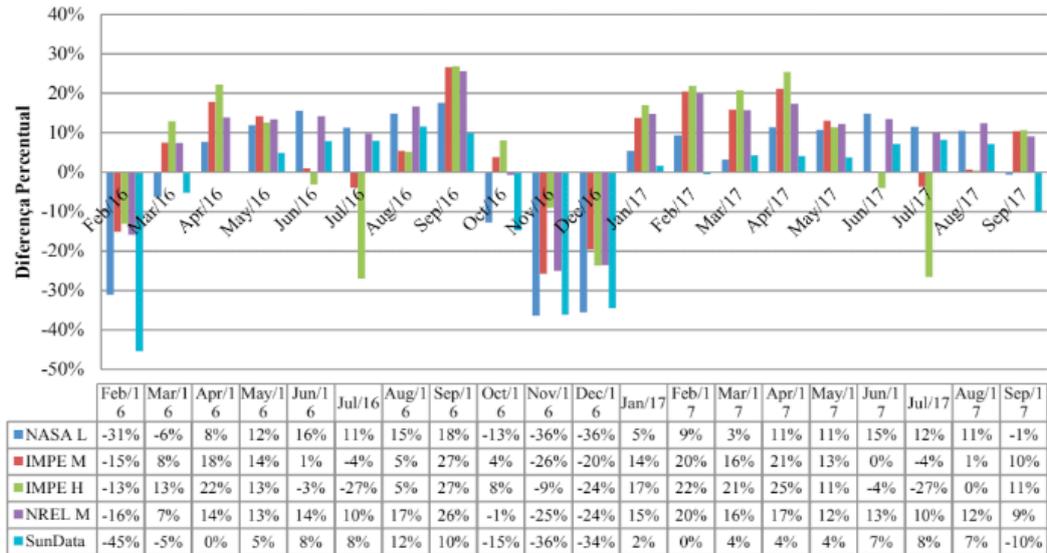


Figura 3 - Diferenças percentuais entre os valores projetados e reais de irradiação solar.

A comparação entre as médias das irradiações históricas obtidas pelos institutos de pesquisa e a média da irradiação solar efetivamente verificada pela estação meteorológica do INMET entre fevereiro de 2016 e setembro de 2017 pode ser verificada na Fig. 4.

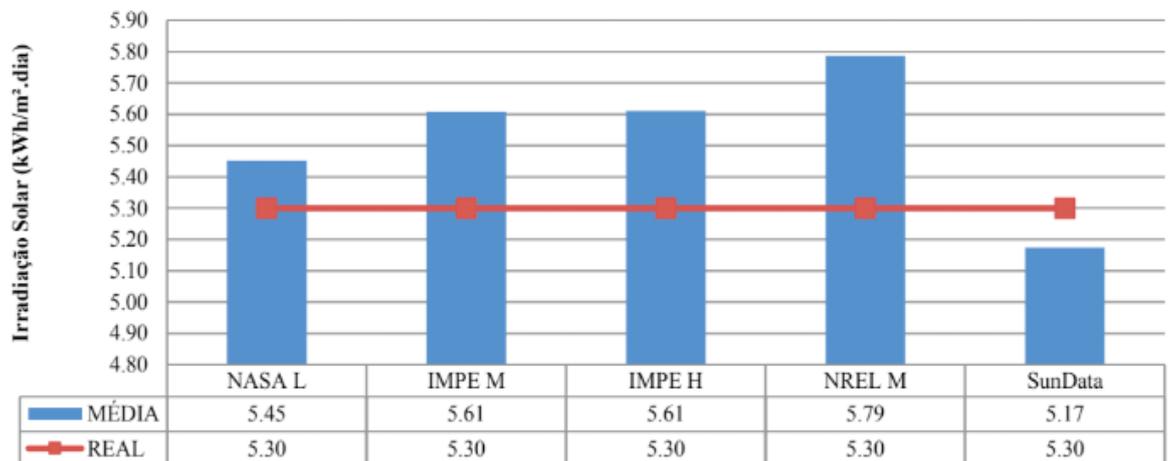


Figura 4 - Médias das radiações projetadas com relação à média dos valores reais.

As diferenças entre as médias históricas de irradiação solar apresentadas na Fig. 2 e a média medida podem ser visualizadas na Fig. 5.

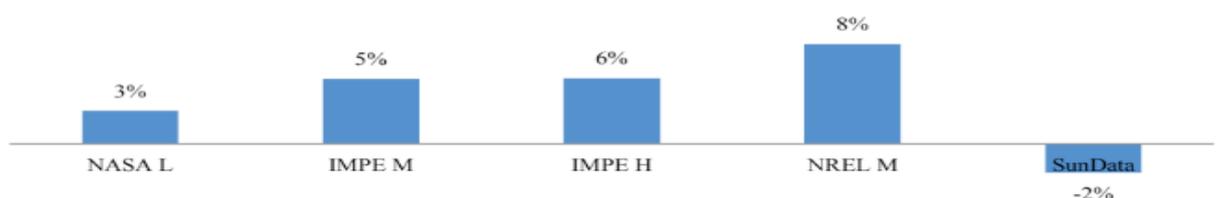


Figura 5 - Diferença percentual entre as médias históricas com relação às medidas.

Logo, constata-se que, em média, a produção real desde fevereiro de 2016 foi menor que quase todos os bancos de dados disponíveis para consulta.

3.3 Análise da produção do sistema

Os valores de energia elétrica mensal produzida pelo sistema fotovoltaico no período de funcionamento, de outubro de 2015 a setembro de 2017, do SFCR analisado podem ser conferidos na Fig. 6. Com exceção de alguns meses, verificou-se uma certa similaridade da energia mensal produzida nos dois anos de funcionamento do sistema.

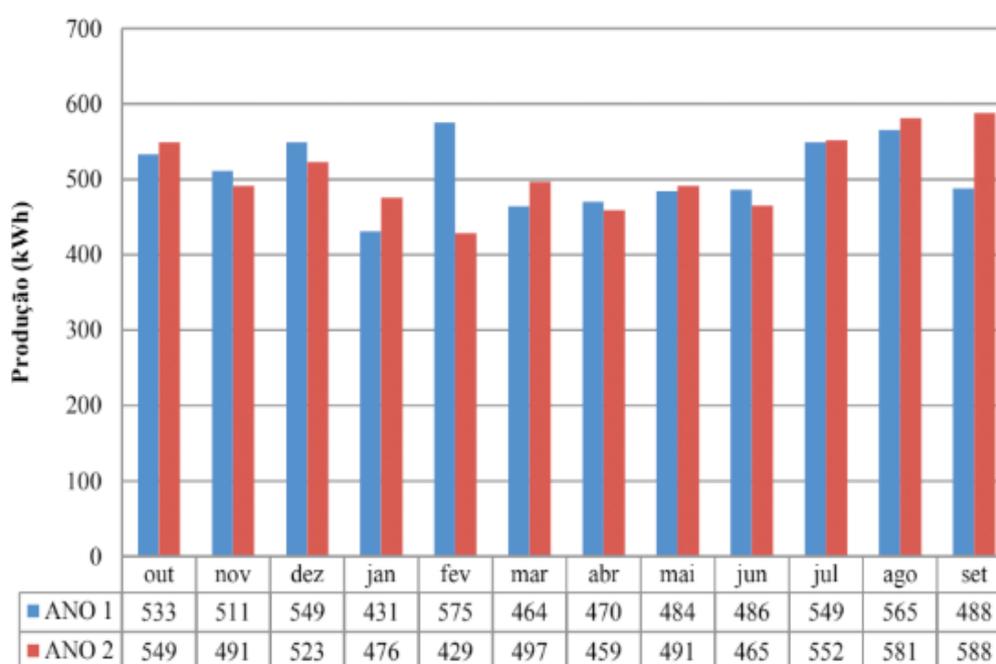


Figura 6 - Produção mensal de energia verificada no SFCR.

A comparação entre a produção anual estimada a partir dos índices de irradiação solar dos institutos de pesquisa sem considerar as perdas globais do sistema (rendimento global igual a 1) e as produções integralizadas do primeiro e do segundo ano de funcionamento do SFCR pode ser conferida por meio da Fig. 7. Pode ser observado, nessa figura, o efeito das perdas envolvidas em um SFCR.

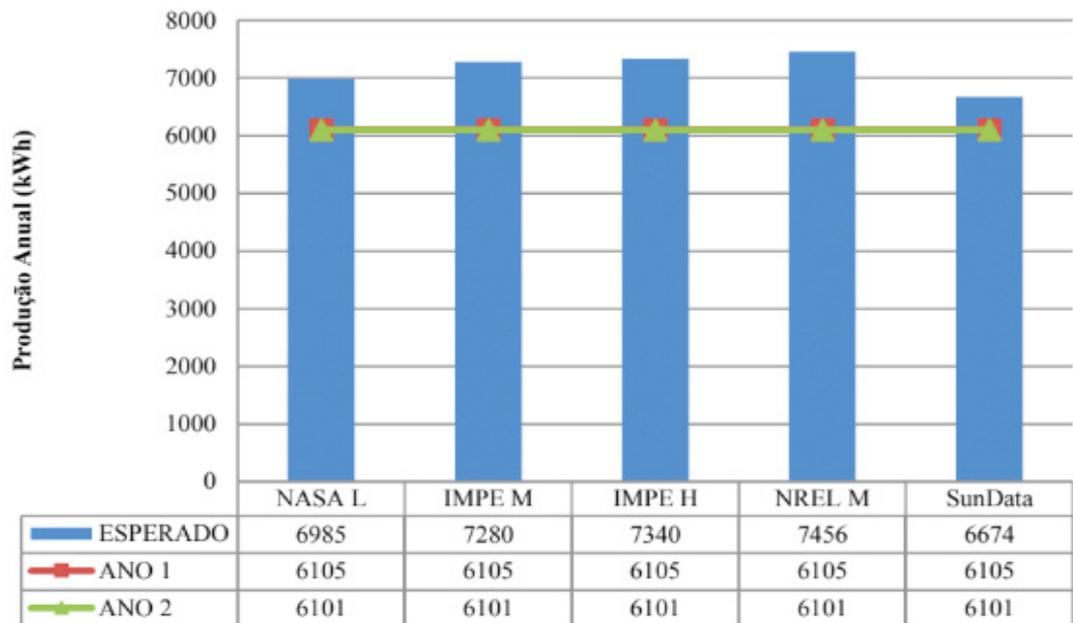


Figura 7 – Produções Anuais Estimadas x Produções Anuais Registradas.

A partir da análise da Fig. 7, podem-se estimar as perdas globais que podem ser consideradas para cada instituto de pesquisa (Fig. 8). Como a energia produzida pelo sistema no primeiro ano de funcionamento foi muito próxima à produzida no segundo ano, os valores percentuais de perdas estimadas nos dois anos de funcionamento do sistema foram praticamente os mesmos.

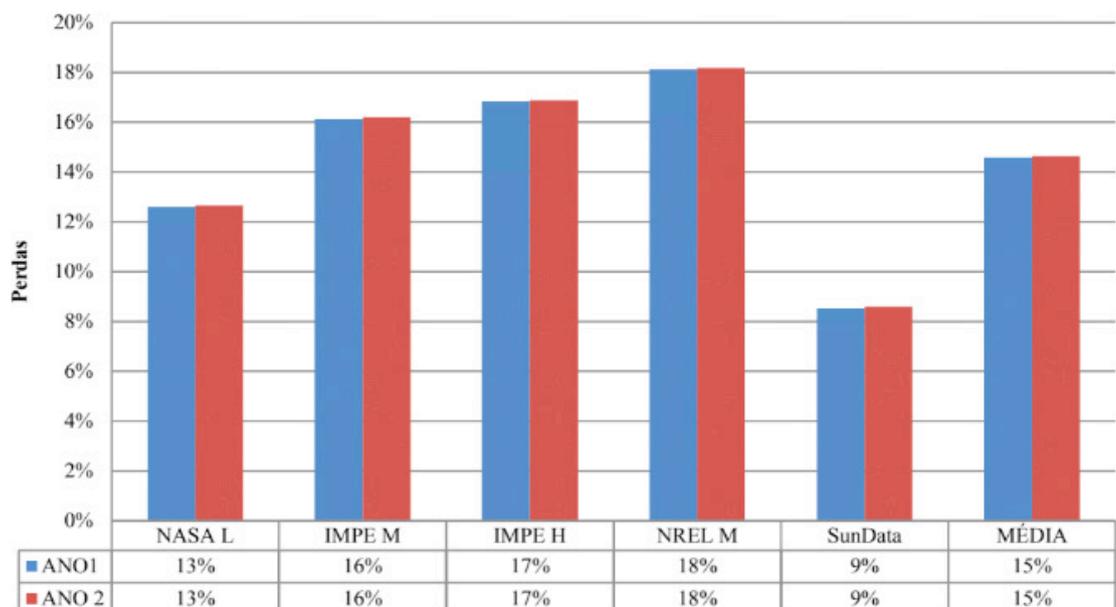


Figura 8 – Perdas dimensionadas para cada Instituto de Pesquisa.

Logo, percebem-se perdas globais que variam de 9% a 18% se comparadas às gerações reais medidas com as estimadas a partir dos índices de irradiação solar analisados.

Para dimensionar as perdas globais reais, foi necessário calcular a expectativa de produção de energia de cada mês a partir dos dados reais de irradiação solar apresentados na Fig. 1, utilizando a Eq. 2, considerando o rendimento igual a 1 (um). Desta forma pode-se comparar essa expectativa de produção de energia a partir dos índices de irradiação solar verificados com as produções realmente verificadas, como pode ser conferido na Fig. 9.

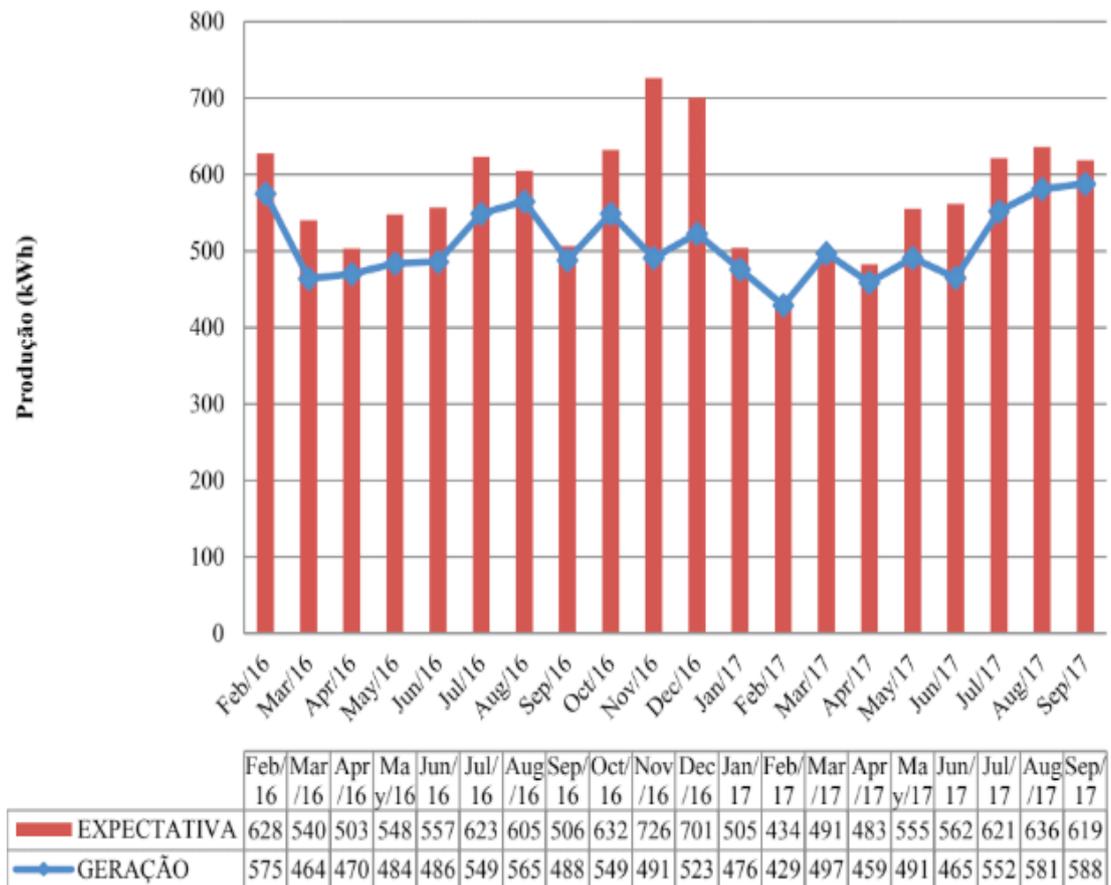


Figura 9 – Produção estimada x Produção real.

Considerando que a soma das expectativas de produções mensais apresentadas no Fig. 9 totaliza 11.472 kWh, e a soma das produções de energias verificadas totaliza 10.182 kWh, conclui-se que, nesse período, o índice de perdas globais do sistema foi de 11,27%. Vale ressaltar que essa estimativa de perdas globais inclui também as incertezas relativas aos índices de irradiações solares verificados.

Efetuada o cálculo do fator de capacidade para a produção de energia, de acordo com a Eq. 4, tomando a energia produzida considerando o primeiro ano de produção igual a 6105 kWh, encontra-se um valor aproximado de 19,5 %, que corresponde à produção de plena potência do sistema pelo período equivalente a 1665 horas por ano. Sua produtividade (Y_f), de acordo com a Eq. 3, é de 1710 kWh/kW, ou seja, são produzidos 1710 kWh de energia para cada 1 kW de potência do sistema. A Tab. 3 a seguir compara esses valores, aos de outros sistemas instalados no Brasil e em alguns outros países (ZILLES *et al.*, 2012), (JUNIOR, 2015), (MPHOLO

et al., 2015), (PADMAVATHI; DANIEL, 2013), (SINGH et al., 2015), (ROCHA et al., 2016) e (MORAITIS; VAN SARK, 2014).

SISTEMA	POTÊNCIA INSTALADA (kWp)	ANO DE OPAREÇÃO	LOCAL	Y_f (kWh/kWp)	FCC (%)
Residência	3,57	2015-2016	Palmas - TO	1710	19,5
Instituição Pública	56,4	2014-2015	Natal - RN	1656	18,9
UFTPR	2,1	2014	Curitiba - PR	1149	13,2
UFSC	2	2005	Florianópolis - SC	1277	14,6
USP/IEE	12,3	2004	São Paulo - SP	1090	12,5
764 sistemas	Média de 15,6	2011-2013	Alemanha	1030	11,7
532 sistemas	Média de 13,1	2011-2013	Itália	1285	14,7

Tabela 3 - Comparação entre diversos SFCR em operação.

Logo, percebe-se que o SFCR residencial em Palmas apresentou os maiores valores de produtividade e fator de capacidade com relação aos demais sistemas, fato que pode estar associado aos elevados índices de irradiação solar na região, e às perdas estimadas relativamente baixas.

3.4 Análise Econômica

Para estimar o tempo de retorno do investimento deste sistema é necessário, inicialmente, levantar os custos para a instalação do mesmo. O custo total do sistema instalado nessa unidade consumidora pode ser visualizado na Tab. 4.

DESCRIÇÃO	VALOR (R\$)
Equipamentos*	20.406,38
Elaboração do Projeto	1.114,00
Frete	964,37
Instalação dos módulos fotovoltaicos	2.300,00
Materiais adicionais	805,25
TOTAL	25.590,00

Tabela 4 - Composição dos custos necessários para instalação do SFCR analisado.

*refere-se aos módulos fotovoltaicos, inversor, StringBox cabos, conectores e suportes para fixação no telhado.

Para a análise do tempo de retorno do investimento, foi considerado: irradiações médias mensais obtidas pelos dados da NASA com média anual de 5,36 kWh/m².dia

(SWERA, 2017); rendimento do sistema de 87% (ou perdas globais de 13%), como estimado na análise da produção; depreciação de 0,7% ao ano no desempenho do módulo fotovoltaico; tarifa inicial vigente em 2015, quando o sistema foi instalado, de R\$0,66/kWh; reajuste anual médio de 5,6% na tarifa de energia; desconto da meta da inflação (TMA = 4,5%); e desconto médio de IPTU de R\$768,00 (cerca de 80% do valor integral do IPTU para esta residência) por 5 anos, como concedido pela Lei Palmas Solar. O fluxo de caixa até o retorno total do valor investido pode ser conferido na Fig. 10.

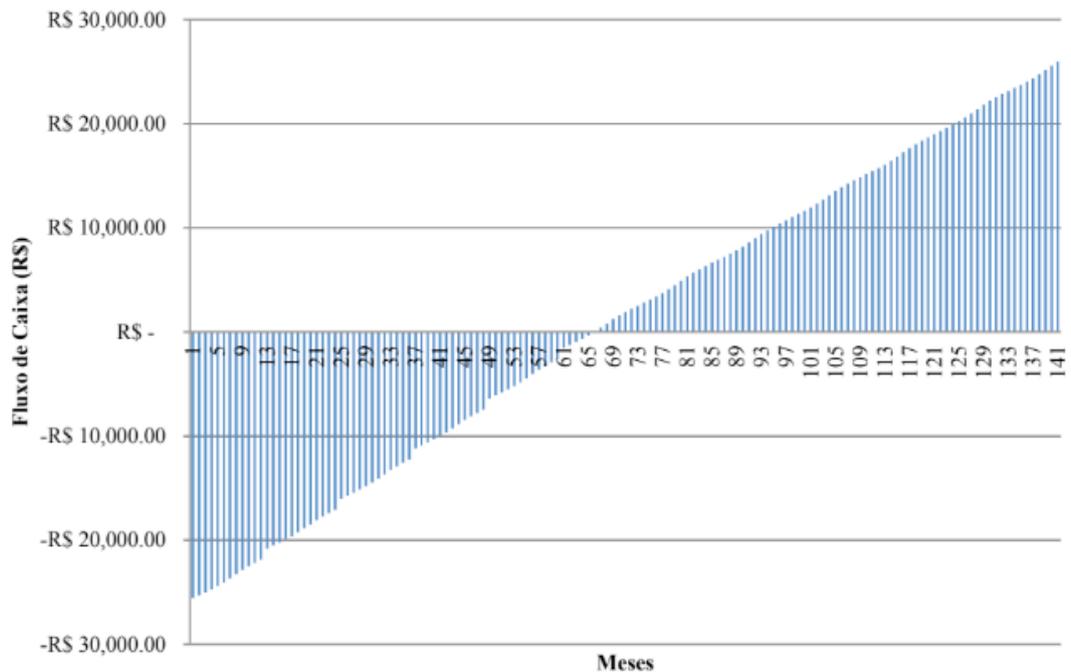


Figura 10 – Fluxo de Caixa a partir da instalação do sistema.

A partir da Fig. 10, percebe-se que o sistema deste micro gerador deve se pagar após cerca de 66 meses da instalação e o retorno total do valor investido deve ocorrer após 141 meses.

Atualmente, a tarifa de energia é de R\$0,80/kWh e o custo total de um sistema como esse é de cerca de R\$20.000,00. Nessas condições, o fluxo de caixa a partir de 2017 tende a seguir o comportamento apresentado na Fig. 11.

Analisando a Fig. 11, pode-se verificar que se um sistema semelhante ao instalado em 2015 na unidade consumidora analisada for instalado hoje em uma unidade consumidora semelhante, o mesmo se paga em cerca de 45 meses após a instalação, 21 meses mais cedo que o mesmo sistema instalado em 2015. Nesta mesma análise, verifica-se também que o retorno total do valor investido ocorre após 90 meses, 51 meses mais cedo que o sistema instalado em 2015.

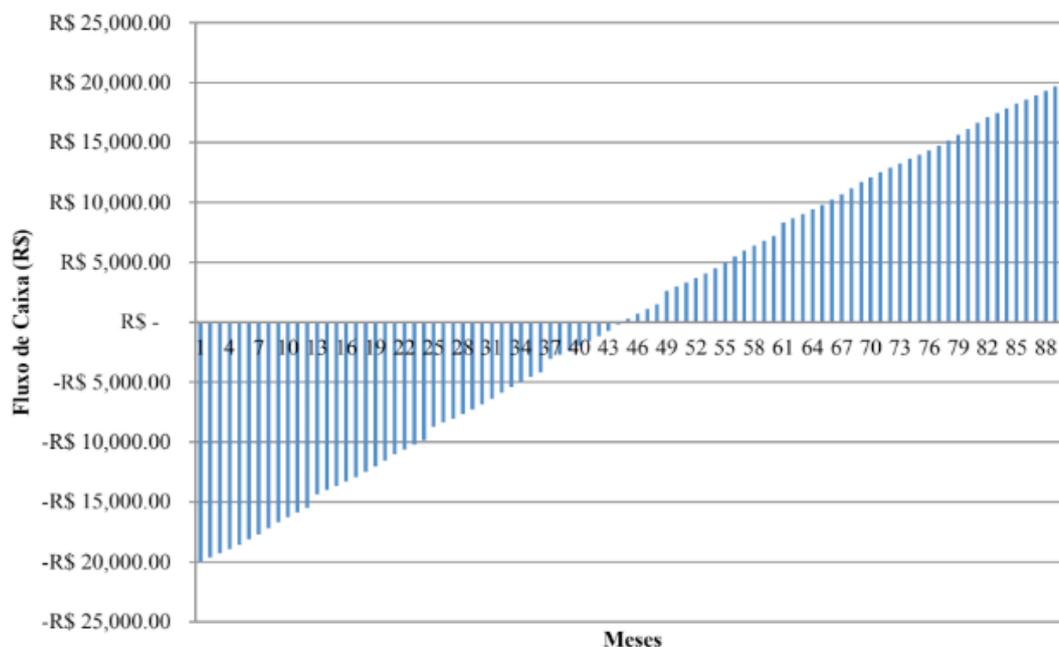


Figura 11 – Fluxo de Caixa a partir da instalação do sistema.

4 | CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo analisar e comparar a produção de um dos primeiros sistemas fotovoltaicos instalados no Estado do Tocantins a partir de diferentes dados históricos e reais de índices de irradiação solar para o município de Palmas-TO.

Os bancos de dados de índices de irradiação solar analisados apresentaram ligeiras diferenças em seus resultados que, em geral, ficaram bastante próximas dos valores reais medidos pelo INMET, com uma dispersão máxima de 8%. A produção do sistema fotovoltaico estimada sem perdas globais, como esperado, permaneceu acima da produção efetiva do sistema com perdas calculadas entre fevereiro de 2016 e setembro de 2017 de 11,27%, bastante próximo da média das perdas apontadas pelos dados históricos que variaram entre 9% e 15%. A análise da produção apontou também que os valores da produtividade (1710 kWh/kW) e do fator de capacidade (19,5%) se destacaram frente a outros sistemas instalados no Brasil e na Europa.

Este estudo também mostrou que a instalação do sistema vem se tornando cada vez mais economicamente viável, com a redução dos custos de instalação (diferença de quase seis mil reais entre os anos de 2015 e 2017), a implantação de incentivos fiscais por parte da prefeitura de Palmas com a Lei Palmas Solar, e os aumentos constantes na tarifa de energia elétrica. A análise de retorno do investimento do sistema revelou uma crescente diminuição com o passar dos anos no número de meses necessários para acontecer o retorno total do valor investido pelos créditos gerados pelo SFCR. A redução foi de 141 meses, para o sistema instalado em 2015, para 90 meses, para um eventual sistema instalado nas mesmas condições no presente ano de 2017.

Embora o custo inicial de investimento ainda seja elevado com relação à renda per capita média dos moradores da região, é interessante observar a evolução do processo, haja vista se tratar de um sistema de produção sustentável e descentralizado, sendo consideravelmente importante ao desenvolvimento da distribuição energética nacional.

REFERÊNCIAS

- ANEEL, 2012. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília, DF, 2012.
- Colle, S.; Pereira, E.B., 2000. Atlas de Radiação Solar do Brasil -INMET/LABSOLAR/CEPTEC/INPE.
- INMET. 2017. Banco de dados de irradiação solar e temperatura ambiente para a estação de Palmas. Disponível em <<https://www.inmet.gov.br/>>.
- INPE. 2017. Solar Radiation in Brazil. Disponível em <<https://en.openei.org/datasets>>.
- Junior, J. U., 2015. Energia Solar Fotovoltaica e o Desempenho do SFVCR do Escritório Verde da UTFPR, Instituto de Engenharia do Paraná. Disponível em: <http://iep.org.br/iep/wp-content/uploads/2015/09/Int-Energia-Solar-+-EV_16set2015.pdf>. Acesso em: 03 nov. 2015.
- Macêdo, W. N., 2006. Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede. 183 f. Tese de doutorado. Universidade de São Paulo, São Paulo.
- MARION *et al.* Performance parameters for grid-connected PV systems. 2005. In: IEEE PHOTOVOLTAICS SPECIALISTS CONFERENCE AND EXHIBITION, 31, 2005, Florida. Proceedings. IEEE: Piscataway,.
- Moraitis, P., Van Sark, W. G. J. H. M., 2014. Operational performance of grid-connected PV systems, 40th IEEE Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), Denver, Colorado, USA.
- Mpholo, M.; Nchaba, T.; Monese, M. 2015. Yield and performance analysis of the first grid-connected solar farm at Moshoeshoe I International Airport, Lesotho. *Renewable Energy Journal*, v. 81, p. 845-852.
- NASA. Surface meteorology and Solar Energy Release Data Set. Disponível em <<https://eosweb.larc.nasa.gov.br/sse>>.
- NREL. CSR Model data for South America. Disponível em: <<https://www.data.gov>>.
- Oliveira, S. H. F., 2002. Geração distribuída de eletricidade: inserção de edificadores fotovoltaicos conectados à rede no estado de São Paulo. Tese de Doutorado do programa interunidades de Pós-graduação em Energia, USP, São Paulo.
- Padmavathi, K.; Daniel, S. A. 2013. Performance Analysis of a 3 MWp grid connected solar photovoltaic power plant in India. *Energy for Sustainable Development*, v. 7, p. 615-625.
- Perez, R., R. Stewart, C. 1987. Arbogast, R. Seals and D. Menicucci. A New Simplified Version of the Perez Diffuse Irradiance Model for Tilted Surfaces, *Solar energy*, Vol 39, pp. 221-231.
- PREFEITURA DE PALMAS. 2015. Secretaria Municipal de Governo e Relações Institucionais – Lei complementar n° 327, 24 de novembro de 2015. Disponível em: <<https://legislativo.palmas.to.gov.br/media/leis/lei-complementar-327-2015-11-24-25-11-2015-17-35-2.pdf>>
- Reich, N; Mueller, B.; Sark, W.; Kiefer, K. Reise, C. 2011. Performance Ratio Revisited: IS PR >90% realistic?. In: 26th European PV Solar Energy Conference and Exhibition - EU PVSEC, Hamburg,

Germany. Pp. 717 – 726.

Rocha, A. V.; Rocha, F. A. F.; Souza, A. T. C.; 2016. Análise da Performance de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. VI CEBENS, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

Singh, V. P., Ravindra, B., Vijay, V., Bhatt, M. S., 2014. A comparative performance analysis of C-Si and A-Si PV based rooftop grid tied solar photovoltaic system in Jodhpur, 3rd International Conference on Renewable Energy Research and Applications, Milwaukee, Wisconsin, USA.

SWERA - National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2017. Disponível em: <<https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=0&bL=goad&cE=0&lR=0&mC=40.21244%2C-91.625976&zL=4>>.

Villalva, M. G, 2015. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações. 2. ed. São Paulo: Editora Érica.

Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A. B., Oliveira, S. H. F., 2012. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, Oficina de Textos.

ESTUDO TECNOLÓGICO DE SISTEMAS DE CULTIVO DE MICROALGAS

Robson de Souza Santiago

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química
Rio de Janeiro – RJ

Bruno Lindbergh Sousa

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química
Rio de Janeiro – RJ

Yordanka Reyes Cruz

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química
Rio de Janeiro – RJ

Estevão Freire

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química
Rio de Janeiro – RJ

Suely Pereira Freitas

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química
Rio de Janeiro – RJ

Gisel Chenard Díaz

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química
Rio de Janeiro – RJ

a partir de alimentos e oleaginosas, são limitados quanto a capacidade de atingir metas de produção de biocombustíveis, mudanças climáticas e crescimento econômico. Estes fatores aumentaram o interesse no desenvolvimento de biocombustíveis de terceira geração produzidos a partir de matérias-primas alternativas e não convencionais (alimentos), como as microalgas, que apresentam maiores potencialidades no setor.

As microalgas são microrganismos que podem ser cultivadas em ambientes impróprios para a agricultura, utilizam a luz do Sol e absorvem CO₂, características que as tornam relevantes em um cenário de redução de emissão de poluentes e eficiência energética.

O presente capítulo revisa o panorama atual do uso de microalgas para produção de biodiesel, incluindo seu cultivo, colheita, sistema de cultivo e sistema de captação da luz.

PALAVRAS-CHAVES: Microalgas. Tecnologias de sistemas de cultivo de microalgas, Sistemas de coleta e distribuição de luz, Fotobioreator, Biodiesel, Fibras ópticas, Tanque fechado opaco, LED , Iluminação.

RESUMO: A produção sustentável de energia renovável é um assunto amplamente discutido mundialmente, uma vez que é cada vez mais compreendido que os biocombustíveis de primeira geração, principalmente os produzidos

1 | INTRODUÇÃO

O uso de produtos fabricados por meio de processos químicos vem se tornando parte

integrante da vida do ser humano nos últimos séculos de forma mais intensa, a ponto de ser considerada impraticável a sua renúncia a esses produtos. O ser humano já não sabe viver sem tais itens. Materiais, medicamentos, alimentos, combustíveis e tantos outros são produzidos, em sua maioria, por meio de processos químicos, que por vezes deixam resíduos prejudiciais à natureza.

Com foco no aumento da eficiência e na redução de emissões, alternativas são procuradas para a obtenção de produtos já usados atualmente assim como novos produtos com potencial benéfico para a saúde humana e o meio ambiente.

Neste aspecto, microalgas oferecem perspectivas promissoras devido às suas características. Estes microrganismos apresentam vantagens de cultivo em relação a plantas e podem ser fonte viável de diversos produtos úteis para a indústria farmacêutica, alimentícia e cosmética (Borowitzka, 2012). A tecnologia necessária para um processo eficiente e economicamente viável, porém, tornou limitada a sua produção em comparação com o cultivo de vegetais.

A utilização de métodos comerciais de cultivo de microalgas surgiu por volta de seis décadas atrás (Borowitzka, 2013), mas o ímpeto pela utilização de fontes alternativas de combustível aumentou nos últimos anos o interesse pelo desenvolvimento de novos processos de cultivo de microalgas.

A busca incessante pelo desenvolvimento econômico impulsiona a demanda global por energia. De acordo com Carvalho (2015), aproximadamente 80% da energia mundial têm como origem a queima de combustíveis fósseis. A utilização desses combustíveis libera grandes quantidades de Gases de Efeito Estufa na atmosfera. Os efeitos das emissões a partir da queima de combustíveis fósseis têm sido amplamente debatidos. Graves alterações climáticas, percebidas no presente e previstas para o futuro, são consequências advindas da atual matriz energética, apontadas em diversos painéis dedicados ao impacto do homem na natureza. Mudanças de padrões climáticos, elevação do nível do mar, alagamento de vastas extensões de terras, aumento da temperatura global, morte de centenas de milhares de pessoas e extinção de até um milhão de espécies de seres vivos são algumas dessas consequências (Ahmad et al, 2011).

O impacto negativo dos combustíveis fósseis no meio ambiente revela a necessidade na redução de seu consumo. Aliado a esse fato, o crescimento da demanda global por energia aumentou o interesse na busca por fontes de energia renováveis (Quinn et al, 2015), algumas delas descobertas há mais de um século (Encarnação, 2008).

Entre as diversas alternativas de fontes de energia renováveis estudadas atualmente, os biocombustíveis são alvo de especial atenção. Os biocombustíveis são substâncias obtidas a partir de matérias-primas de origem biológica que podem ser utilizadas em substituição a combustíveis fósseis. Entre os biocombustíveis destacam-se o etanol e o biodiesel. O etanol é a fonte de energia renovável mais utilizada no Brasil (Carvalho, 2015). O biodiesel representa a principal alternativa aos combustíveis

fósseis (Ahmad et al, 2011), sendo o seu uso em substituição ao óleo diesel facilitado por não serem necessárias modificações significativas em equipamentos que já consumiam óleo diesel.

A utilização de biodiesel é promissora na busca pela redução da emissão de poluentes, pois sua cadeia de produção permite que se estabeleça um ciclo praticamente fechado de carbono (Louback, 2017), no qual o carbono emitido na queima do biodiesel é absorvido durante o cultivo da biomassa a ser utilizada em sua produção.

O biodiesel pode ser obtido a partir de diversas fontes de origem biológica, sendo as de origem vegetal as mais utilizadas. O uso de óleos vegetais apresenta vantagens econômicas e também sociais, por promover o desenvolvimento de regiões rurais. Fatores como sazonalidade, clima, disputa de espaços cultiváveis com a produção de alimentos, desmatamento, entre outros, são algumas das desvantagens do uso de fontes vegetais na produção de biodiesel.

Várias linhas de pesquisa se dedicam a elaborar novas rotas de produção e matérias-primas. Uma das fontes sustentáveis de energia mais promissoras é a produção de biodiesel a partir de microalgas (Ahmad et al, 2011). No entanto, o custo atual de produção ainda é elevado, o que dificulta a sua utilização industrial.

Na busca pela eficiência e baixo custo, diferentes processos para o cultivo de microalgas são estudados, desenvolvidos e aprimorados. Entre esses, a utilização de fotobiorreatores é uma solução promissora, por apresentar benefícios em relação ao método mais comum de produção de algas em tanques abertos de cultivo, tais como a redução da área necessária às instalações. As tecnologias essenciais para uma produção eficiente e com custo de produção competitivo estão sendo aprimoradas continuamente.

Microalgas possuem grande potencial como fonte energética e de insumos, além de tratamento de efluentes, com vantagens em relação a processos atuais. Outras aplicações inovadoras incluem a instalação de microlagas em edificações. Em 2014 foi construído na Alemanha um edifício residencial, chamado BIQ house, no qual foi instalado um modelo experimental denominado SolarLeaf. A fachada da construção é recoberta por fotobiorreatores de placa plana. As microalgas cultivadas recebem CO₂ proveniente do sistema de aquecimento central do edifício. A biomassa gerada é utilizada como matéria-prima em uma usina de biogás que abastece a região, incluindo o prédio. A fachada com fotobiorreatores de vidro também ajuda a controlar a luminosidade interna.



Figura 1.1 – SolarLeaf: Edifício com fachada recoberta por fotobiorreatores

Apesar dos avanços conquistados e do elevado nível de consolidação das tecnologias de cultivo de microalgas, ainda há muitos obstáculos a serem superados para uma efetiva produção em larga escala, com competitividade econômica e com uma destinação ambientalmente correta dos subprodutos gerados ou seu aproveitamento.

A propagação de luz no meio de cultivo é um aspecto limitante nas técnicas de cultivo atualmente empregadas. Microalgas necessitam de luz para seu metabolismo, mas a luz não consegue alcançar profundidades maiores que alguns centímetros. Esta característica limita o projeto de sistemas fechados e abertos, que precisam de grande área em relação a seu volume para maximizar a quantidade de luz recebida. Sistemas de rastreamento solar, captação e distribuição de luz têm o potencial de aumentar a eficiência do processo e possibilitar projetos mais compactos de sistemas de cultivo.

O desenvolvimento e aprimoramento das tecnologias e dos processos produtivos necessitam de apoio continuado, seja através de suporte econômico e financeiro, ou seja, a partir de políticas públicas que fomentem e incentivem os trabalhos rumo a objetivos bem definidos. Para estabelecer os rumos a serem seguidos, especialmente em meio a constantes transformações socioeconômicas e avanços em diferentes áreas do conhecimento, estudos de prospecção são de grande valia, ajudando a diminuir incertezas e riscos futuros e orientando esforços no desenvolvimento de novas tecnologias (Oliveira, 2014).

O acesso ao conhecimento tecnológico também representa potenciais oportunidades de empreendimento, fornecendo ao setor produtivo bases de informação que os ajudam a orientar investimentos e aproveitar novas possibilidades de negócios. Existem diversos métodos focados em gerenciar grandes quantidades de informação e transformá-las em conhecimento qualificado e acessível através da análise de publicações e de pedidos de depósito de patentes (Schlittler, 2012).

Análises de publicações em periódicos mostram as tendências científicas sobre

uma determinada área do conhecimento. Artigos são vetores de grandes quantidades de informação, com grande dinamismo. Pedidos de depósito de patente, por outro lado, precisam se enquadrar a certos requisitos e são rigorosamente analisados para serem aceitos. Por serem onerosos, são usados como proteção a tecnologias consideradas promissoras. Com isso, pedidos de patente podem indicar o nível de desenvolvimento tecnológico e de inovação de um país (Schlittler, 2012).

A utilização de microalgas como fonte de energia e de substratos úteis à indústria apresenta vantagens, notadamente ambientais, mas ainda carece de aprimoramentos em sua produção, para reduzir seus impactos e custos de produção. Levando em conta o cenário socioeconômico e ambiental, as perspectivas de crescimento da demanda energética elevam a necessidade de investimentos e desenvolvimento científico. Para dar os próximos passos, planejamento e informação são fundamentais. Desse modo, o presente trabalho apresenta um estudo no qual se analisa a produção científica e patentária em relação aos sistemas de cultivo utilizados para a produção de biomassa de microalgas e sistemas de coleta e distribuição de luz associados, fonte promissora de matéria-prima.

2 | BIOMASSA ALGAL DE ORIGEM MARINHA

2.1 Microalgas

O termo “microalga” define um conjunto diversificado de microorganismos capazes de realizar fotossíntese e produzir oxigênio, podendo ser procarióticos (cianobactérias) ou eucarióticos (algas verdes e diatomáceas, por exemplo) (Richmond, 2007), capazes de se multiplicar rapidamente e se adaptar a ambientes adversos graças à sua estrutura unicelular ou multicelular simples (Mata et al, 2010).

Microalgas formam um grupo de organismos com características muito diversas entre si em relação à sua estrutura celular, à sua morfologia, ciclos reprodutivos, funções ecológicas, entre outros. Tal diversidade também se apresenta a nível bioquímico, refletida na produção, através da fotossíntese, de uma gama extensa de carboidratos, lipídeos e proteínas; produtos com potencial valor comercial (Andersen, 2013). Apesar da diversidade, são fisiologicamente parecidos, com metabolismo similar com o das plantas (Leonett, 2016).

Microalgas não apresentam estruturas como raízes, caule ou folhas e se desenvolvem predominantemente em ambiente aquático, podendo ser também encontradas em ecossistemas terrestres, sob diversas condições ambientais. Há espécies de algas que se desenvolvem em ambientes desérticos, outros crescem na neve, outros, associados a líquens, sobrevivem em rochas (da Ponte, 2016). Segundo Mata et al (2010), em torno de 30.000 espécies de microalgas já foram estudadas, mas há estimativas de que existam mais de 50.000 espécies.

Microalgas podem obter energia e nutrientes de diversas formas: autotrófica, heterotrófica, mixotrófica, fotoheterotrófica. De acordo com Mata et al (2010), o metabolismo autotrófico utiliza luz como fonte de energia para a realização de fotossíntese e CO_2 como fonte de carbono. O heterotrófico faz uso de compostos orgânicos como fonte de energia e carbono. O mixotrófico realiza fotossíntese para obter energia, mas necessita de compostos orgânicos assim como CO_2 . O fotoheterotrófico requer luz quando utiliza compostos orgânicos como fonte de carbono (Leonett, 2016). Neste caso, a energia provém somente da luz. Mudanças no meio de crescimento influenciam no metabolismo das microalgas, que podem mudá-los para se adaptar às condições em que se encontram.

A simplicidade morfológica das microalgas em relação às plantas superiores reflete-se em uma resposta mais rápida para a adaptação às alterações de características do meio no qual os microorganismos se encontram. Essa característica contribui significativamente para o estudo e desenvolvimento de técnicas de cultivo e novas utilidades.

2.2 Produtos obtidos com microalgas

Os produtos bioquímicos que podem ser obtidos a partir de microalgas possuem aplicações nas indústrias de cosméticos, suplementos alimentares, químicas e farmacêuticas, além de servir como fonte energética (Oncel, 2013). Extensa pesquisa vem sendo realizada desde os primórdios, no século XIX, com cultivos de microalgas realizados em laboratório para análise (Borowitzka, 2013). Nos anos 1940 foi feita a proposição, por Harder e von Witsch, que microalgas, tais como diatomáceas, poderiam ser fontes de lipídeos, utilizados como combustíveis ou alimentação (Borowitzka, 2013). Desde então, várias linhas de pesquisa mundo afora se dedicam a desenvolver tecnologias para aumentar a produtividade aprimorando meios de cultivo e extração, isolando espécies e selecionando cepas, estudando os processos bioquímicos, os aspectos fisiológicos e as condições ideais (pH, temperatura, nutrientes, intensidade luminosa) para maximizar a produção dos bioprodutos desejados e solucionando os problemas encontrados no decorrer desses estudos.

O cultivo de microalgas em larga escala para aplicações comerciais teve início nos anos 1960 no Japão (Borowitzka, 1999). A produção de alimentos, ração animal e biocombustível a partir de microalgas apresenta diversas vantagens (Viêgas, 2015). A possibilidade de uso de terras impróprias à agricultura e de água marinha, cujo uso no cultivo de plantas é inviável, são aspectos que favorecem a utilização de microalgas. Há também uma menor dependência em relação à sazonalidade, com menor variação dos níveis de produção em relação à época do ano (Mata et al, 2010). O curto ciclo de vida da maioria das espécies, da ordem de horas, favorece a seleção de cepas e a produtividade.

O tratamento de efluentes contaminados com NH_4^+ , NO_3^- , PO_4^- utilizando microalgas

é vantajoso, pois tal processo de tratamento gera subprodutos comercializáveis (Viêgas, 2015). Diversos biocombustíveis podem ser obtidos, incluindo o biodiesel, bioetanol, biohidrogênio e biometano (Oncel, 2013). O impacto ecológico do uso de tais biocombustíveis é reduzido pela absorção de CO₂ pelas microalgas durante sua produção. O processo pode utilizar gases de combustão industriais e efluentes líquidos, os quais, combinados com a luz solar, contribuem para a sustentabilidade ambiental de seu uso (Cuellar-Bermudez et al, 2015). A oferta de combustíveis de origem vegetal renovável é muito menor que a demanda atual, sendo a produção por microalgas uma fonte promissora para ajudar a suprir as necessidades energéticas atuais e reduzir a dependência por combustíveis fósseis (Chisti, 2007).

A partir de microalgas também são comercializados produtos químicos de alto valor agregado, como carotenóides (β -caroteno, astaxantina), pigmentos de uso alimentar, cosmético e terapêutico (ficobiliproteínas), ácidos graxos e outros lipídeos, suplementos nutricionais e farmacêuticos, alimentos funcionais, fitoesteróis, poliidroxialconatos (para produção de plásticos biodegradáveis), polissacarídeos, entre outros (Borowitzka, 2012). Nem todos esses produtos estão inseridos em larga escala no mercado, devido à concorrência de outras fontes com custos de produção mais baixos nas condições atuais (macroalgas, plantas), como os polissacarídeos, por exemplo. O processo de aprovação da comercialização de aditivos alimentares e farmacêuticos por órgãos reguladores também é um fator que pode influenciar o sucesso comercial de produtos obtidos através de microalgas.

Apesar do potencial que apresenta, a produção de bioprodutos derivados de microalgas depende, entre outras coisas, da otimização dos meios de cultivo para alcançar maiores níveis de produtividade e redução de custos.

2.3 Sistemas de cultivo de microalgas

Diversos parâmetros influenciam o metabolismo celular das microalgas autotróficas, tais como: luz, temperatura, pH, concentração de CO₂ e O₂ dissolvido, disponibilidade de nutrientes, competição por patógenos ou outras algas, agitação, diluição do meio, frequência de colheita (Mata et al, 2010; Pires et al, 2017). Os meios de cultivo devem oferecer as condições ideais que favoreçam o crescimento das culturas de microalgas para obter a maior quantidade de biomassa possível.

O cultivo de microalgas pode ser realizado em sistemas abertos ou fechados. Sistemas abertos são aqueles cujas culturas são expostas ao ambiente. Sistemas fechados as culturas são totalmente confinadas no interior do vaso de cultivo, sem contato direto com o ambiente externo.

2.3.1 Sistemas abertos

Os sistemas abertos, construídos como tanques ou lagoas de diferentes tipos,

apresentam maior simplicidade de construção e operação. Apresentam diferentes formas e tamanhos; costumam ser utilizados em grandes escalas de produção. São rasos, não apresentam grande profundidade para permitir que a luz solar seja melhor absorvida pelas microalgas. Sistemas do tipo *raceway ponds*, nos quais a água é constantemente agitada e passa por chicanas, são mais eficientes. Por estar exposto ao ambiente, o cultivo em sistemas abertos está sujeito a contaminação por vírus, bactérias e outros microorganismos (Leonett, 2016), o que pode levar à competição pelos recursos disponíveis ou predação das microalgas e diminuir o rendimento em biomassa. Para prevenir a contaminação, pode-se manter o meio alcalino (Bahadar e Khan, 2013). No entanto, o alto pH do meio de cultivo limita o número de espécies de microalgas que podem ser cultivadas. Sistemas abertos não permitem o controle efetivo de parâmetros como temperatura e iluminação. A baixa concentração de CO₂ no ar pode dificultar sua absorção pelas microalgas e, conseqüentemente, seu crescimento (Mata et al, 2010). Sistemas de agitação, adição de CO₂ e colheita da biomassa aumentam a eficiência e a produtividade.

Lagos naturais são as formas mais simples de ambientes de cultivo de microalgas. Quando as condições naturais são favoráveis, com clima adequado e nutrientes em abundância, o crescimento de microalgas pode ocorrer espontânea e profusamente (Fortes, 2015). Borowitzka e Moheimani (2013) citam registros de cultivo de *Arthrospira* (*Spirulina*) em lagos naturais pelos povos astecas no México. Nos tempos atuais, há o cultivo comercial de microalgas em Mianmar (*Arthrospira*) e na Austrália (*Dunaliella salina*). Como poucos lugares oferecem condições ideais de cultivo, incluindo as que inibem a disputa de outras espécies de microorganismos, este método de cultivo é pouco utilizado.



Figura 2.1 - Lagoas naturais de cultivo de *Dunaliella salina* na Austrália para obtenção de β -caroteno (Borowitzka e Moheimani, 2013).

Sistemas inclinados são montagens abertas nas quais a cultura de algas em suspensão flui pela ação da gravidade da parte mais alta para a mais baixa. A cultura retorna para a parte superior através de bombeamento. Sistemas inclinados são

também conhecidos por modelo cascata ou filme descendente. A camada fina de cultivo permite uma boa absorção de luz em cultivos concentrados, mas o sistema apresenta grandes perdas por evaporação e dessorção de CO_2 , além do gasto energético pelo bombeamento contínuo (Fortes, 2015).

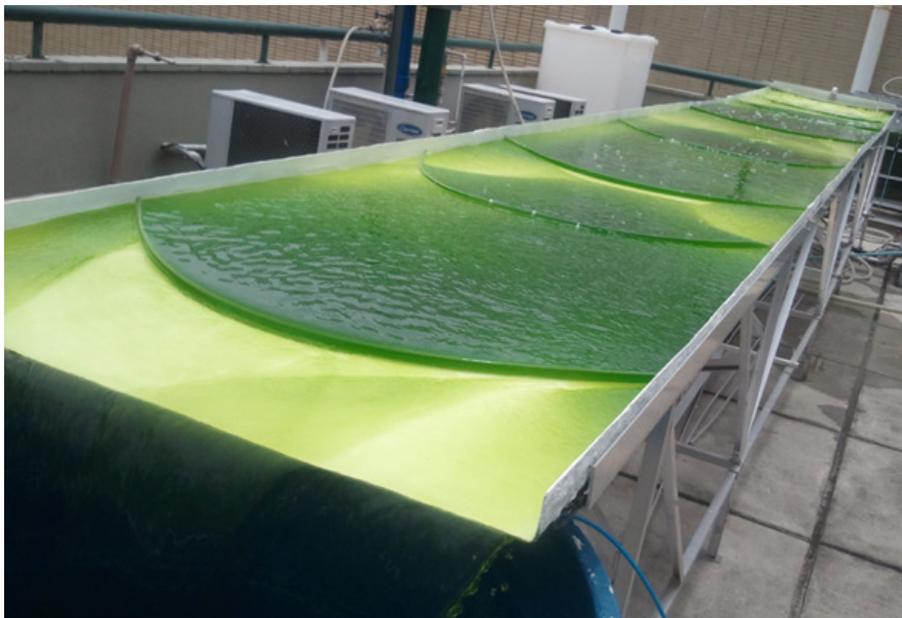


Figura 2.2 – Sistema inclinado instalado no laboratório GreenTec/EQ/UFRJ (Aranda et al, 2016).

Lagoas circulares são utilizadas no Japão, na Indonésia e em Taiwan para o cultivo de *Chlorella* (Borowitzka e Moheimani, 2013). No entanto, a construção em concreto e a operação cara são características que as tornam desvantajosas em relação a outros sistemas de cultivo (Fortes, 2015).

Sistemas tipo Raceway são tanques que formam circuitos fechados pelos quais o meio de cultivo circula com a ajuda de agitadores com pás, sendo possível a agitação por outros meios. O nome Raceway faz alusão ao formato dos circuitos fechados, que remetem a pistas de corrida. Lagoas Raceway são sistemas eficientes (Bahadar e Khan, 2013), com construção e operação relativamente baratos (Borowitzka e Moheimani, 2013). Podendo ser construídos com concreto ou escavados na terra com cobertura plástica, lagoas Raceway possuem baixo gasto energético e manutenção e limpeza fáceis (Brennan e Owende, 2010). Perdas por evaporação, contaminação por outras espécies e falta de controle de temperatura são desvantagens inerentes aos sistemas abertos (Fortes, 2015).

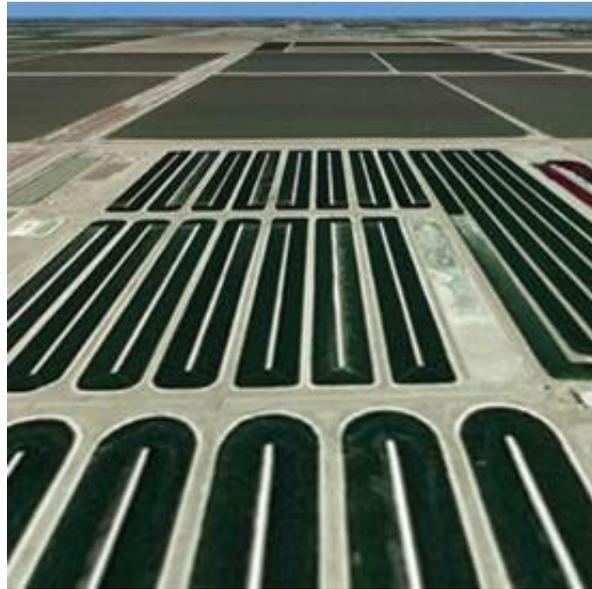


Figura 2.3 – Lagoas tipo Raceway – Pacific Northwest National Laboratory, EUA

2.3.2 Sistemas fechados

Os sistemas fechados de cultivo de microalgas são conhecidos como fotobiorreatores. Sistemas fechados permitem maior controle dos parâmetros e condições de cultivo, o que favorece uma maior produtividade de biomassa (Cuellar-Bermudez et al, 2015). Fotobiorreatores ocupam espaços menores em relação a sistemas abertos, reduzem a perda de água por evaporação e estão menos sujeitos à contaminação. O cultivo de microalgas em fotobiorreatores permite a utilização de gases de combustão ou resíduos líquidos, contribuindo com o tratamento destes rejeitos e reduzindo o impacto ambiental. De projeto mais elaborado, fotobiorreatores são mais caros para construir e operar em relação a sistemas abertos (Bahadar e Khan, 2013).

Fotobiorreatores podem apresentar diferentes configurações. Os mais comuns são os tipos tubulares, os de coluna vertical e os de placa plana (Pires et al, 2017). No entanto, há diversidade muito grande de projetos, fruto de pesquisa continuada na busca por maior eficiência e produtividade, reduzindo os custos de instalação e operação.

Modelos tubulares são utilizados em ambientes externos, dispostos de forma a maximizar a área iluminada pela luz solar. Construídos com material transparente, apresentam grande área de superfície por unidade de volume (Leonett, 2016). Podem ser instalados de forma horizontal, vertical ou inclinada (Pires et al, 2017). Segundo Bahadar e Khan (2013), fotobiorreatores tubulares são os tipos mais utilizados. A eficiência do cultivo depende em grande parte de trocas gasosas e fluxo otimizados, além da área exposta à iluminação ser a maior possível (Bahadar e Khan, 2013).

Em modelos tubulares em serpentina, uma malha formada por tubos transparentes ligados entre si, são dispostos de forma a permitir a exposição ao Sol, com as trocas de insumos (nutrientes, gases) acontecendo em compartimento separado. Modelos

tubulares tipo manifold consistem de séries de tubos paralelos interligados a coletores nas pontas, projetados de forma a reduzir a perda de carga durante o escoamento do meio de cultivo (Fortes, 2015). Fotobiorreatores helicoidais têm como característica uma maior razão área superficial/volume, aumentando a penetração de luz, limitando a contaminação, permitindo controle mais fácil da temperatura e maior transferência de CO_2 no meio de cultivo (Bahadar e Khan, 2013). Modelos tubulares não podem ser escalonados indefinidamente, pois em tubos de grande comprimento pode haver acúmulo de O_2 , deficiência de CO_2 e variações no pH (Brennan e Owende, 2010).

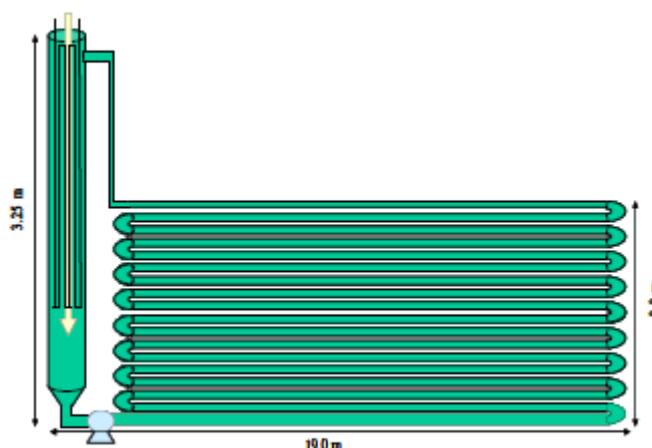


Figura 2.4 - Modelo de fotobiorreator tubular vertical desenvolvido na Espanha.



Figura 2.5 – Exemplo de fotobiorreator tubular tipo manifold

Fotobiorreatores de coluna vertical oferecem como característica uma agitação mais eficiente do meio de cultivo (Brennan e Owende, 2010), através de bolhas de ar ou outros sistemas de aeração. Podem ser iluminados através de material transparente ou internamente. Modelos de coluna vertical podem ser projetados com design compacto e permitem um melhor controle dos parâmetros de cultivo. A exposição ao Sol não é tão eficiente em comparação com outros modelos, pois a luz solar incide de forma oblíqua e parte da radiação é refletida para fora (Fortes, 2015). Sistemas de concentração ou distribuição de luz podem ser usados para corrigir esta deficiência.

Segundo Fortes (2015), modelos de cilindro vertical iluminados internamente podem atingir maior eficiência da utilização da luz.

Fotobiorreatores de placa plana apresentam consumo mais baixo de energia, grande capacidade de transferência de massa e não têm áreas escuras (onde a luz não alcança), o que aumenta a eficiência fotossintética em relação a modelos tubulares (Brennan e Owende, 2010; Pires et al, 2017). Nestes modelos pode-se obter maior densidade celular (Cuellar-Bermudez et al, 2015). As placas com o meio de cultivo podem ser inclinadas de modo a aumentar a exposição à luz solar em diferentes latitudes e estações do ano, assim como reduzi-la caso haja excesso de luz solar (Zittelli et al, 2013). Os modelos possuem facilidade de escalonamento e de controles de temperatura e circulação. Modelos de placa plana podem ser agrupados para conseguir maiores produtividades em uma determinada área. Zittelli et al (2013) citam sistemas de cultivo de baixo custo, fabricados com filmes plásticos e instalados verticalmente dentro de tanques de água, como piscinas, para sustentação e controle da temperatura.



Figura 2.6 – Fotobiorreator de placa plana desenvolvido na Arizona State University (EUA)

O desenvolvimento de novos tipos de fotobiorreatores busca aprimorar cada um dos aspectos que possa influenciar na viabilidade do cultivo de microalgas em larga escala. Os materiais utilizados na construção de um sistema fechado, por exemplo, são foco de atenção. Materiais transparentes são empregados para permitir o aproveitamento da luz solar. No entanto, tais materiais podem oferecer riscos aos operadores em caso de quebra, como o vidro. A exposição prolongada ao sol pode reduzir sua transparência, como é o caso de alguns polímeros, diminuindo a produtividade e a eficiência. O custo também é um fator importante, pois materiais transparentes são mais caros do que similares opacos.

Cada espécie de microalga possui necessidades fisiológicas específicas, assim como a obtenção de produtos diferenciados exige condições distintas de cultivo. Por isso, um modelo único de sistema de cultivo, com características ideais, não pode ser desenvolvido (Masojidek et. al., 2009).

2.4 Sistemas de captação de luz

Métodos de coleta, concentração e direcionamento de luz têm sido estudados para aumentar a eficiência de captação luminosa e permitir a construção de fotobiorreatores com materiais opacos, mais resistentes e baratos. Um sistema de cultivo de microalgas opaco, com distribuição interna de luz, não precisa ter grande área superficial por unidade de volume. Com isso, reduz-se a necessidade de grandes espaços e o projeto do fotobiorreator pode ser otimizado para atender outros requisitos, como a agitação e aeração. Sistemas para coletar a luz disponível também são úteis com fotobiorreatores transparentes instalados em regiões do planeta com menor disponibilidade de luz solar, como as áreas de maior latitude.

Sistemas de cultivo de microalgas podem fazer uso de fontes de luz natural ou artificial. A luz solar é uma das fontes energéticas com maior disponibilidade de uso, o que torna a sua utilização vantajosa em relação a fontes artificiais. No entanto, a sua disponibilidade não é constante, variando de acordo com diversos fatores. Dias nublados reduzem a quantidade de luz que chega ao solo. Regiões de clima temperado e com histórico de nebulosidade limitam a produtividade de sistemas de cultivo, sendo necessário o uso de métodos para concentrar a luz do sol. Regiões de alta latitude têm por característica grandes variações sazonais do período diário de luminosidade. No inverno o Sol nasce mais tarde e se põe mais cedo, deixando os dias com menos horas com luminosidade disponível. A exposição à luz solar também interfere no projeto de fotobiorreatores, pois a luz não consegue penetrar muito fundo em um meio com maior densidade de algas, deixando parte da cultura no escuro e limitando a produtividade. Assim os sistemas fechados devem ser construídos com uma relação área/volume maior, para que a luz possa ser melhor aproveitada.

Sistemas com fontes artificiais de luz são independentes em relação ao clima, sazonalidade e localização. Com disponibilidade luminosa constante, podem ser facilmente controlados e expandidos. Ciclos de iluminação em sistemas de cultivo podem seguir o padrão circadiano (no qual períodos claros e escuros são alternados a cada 12 horas), ou podem apresentar outras durações, com o objetivo de maximizar a produção de bioprodutos específicos.

A intensidade da fonte de luz à qual a cultura é exposta afeta o metabolismo das microalgas. Luz em excesso pode inibir o crescimento celular (fotoinibição) e até a morte da cultura (Richmond, 2004). Pigmentos presentes no metabolismo de seres autotróficos requerem a absorção de determinados comprimentos de onda. Mas como há vários pigmentos, capazes de absorver energia luminosa em praticamente toda a extensão do espectro da luz visível, a característica de espectro da fonte luminosa não interfere no crescimento das células (da Ponte, 2016). Ainda assim, lâmpadas com grande gama de espectro são mais adequadas para uso, como as fluorescentes, tipo daylight (luz do dia). A exposição das células à luz composta de comprimentos de onda específicos pode aumentar a produção de determinados bioprodutos em ambientes de

cultivo.

Lâmpadas fluorescentes são muito utilizadas em laboratórios de cultivo de microalgas, por serem econômicas e de grande vida útil. O desenvolvimento da tecnologia de diodos emissores de luz (LEDs) avançou muito em anos recentes. Em relação a outras fontes artificiais de luz, LEDs possuem grande eficiência energética, podem emitir luz em diversos comprimentos de onda, emitem luz direcional e não apresentam degradação do ciclo de vida se forem ligados e desligados muitas vezes (da Ponte, 2016).

Sistemas de iluminação artificial apresentam como desvantagem o custo energético, além da menor eficiência em relação ao uso direto de luz solar. Ambientes de cultivo de pequena escala, como os de inoculação e cultivo inicial de microalgas fazem uso de luz artificial para manter condições ideais de iluminação.

Para aproveitar a energia vinda do Sol, os sistemas de cultivo de microalgas mais utilizados atualmente precisam ser instalados em áreas externas. Sistemas fechados necessitam ser fabricados com materiais transparentes para que a luz possa entrar e ser captada pelas microalgas. Materiais transparentes apresentam custo maior de aquisição, como o policarbonato, ou podem ser frágeis, como o vidro, o que traz riscos de acidente com possível perda de produção.

Sistemas de concentração de luz solar para fotobiorreatores de microalgas oferecem a possibilidade de alcançar grande eficiência de distribuição de luz e eficiência energética (Ono e Cuello, 2003). A concentração de luz solar permite o cultivo de microalgas em condições menos favoráveis, como nebulosidades. Recursos de captação e distribuição de luz possibilitam a montagem de fotobiorreatores opacos, com materiais mais resistentes e baratos, além de design mais compacto, ocupando área menor para um mesmo volume.

Sistemas de concentração de luz podem ser compostos por lentes de Fresnel, peças ópticas que têm por vantagem o tamanho reduzido em relação a lentes convencionais de capacidade similar. Lentes de Fresnel são muito utilizadas como lentes de aumento, em lanternas e faróis de navegação litorânea. Sistemas de concentração de luz solar com lentes de Fresnel já são utilizados para a geração de energia elétrica e aquecimento de água (van Riesen et al, 2011).

Lentes de Fresnel lineares foram utilizadas por Masojídek et al (2003, 2009) no projeto de fotobiorreatores tubulares com o objetivo de concentrar a luz do Sol e focalizá-la sobre o cultivo de microalgas. Um sistema de rastreamento solar foi instalado para reposicionar as lentes de acordo com o deslocamento aparente do Sol pelo céu.

Sistemas desenvolvidos por empresas japonesas em parceria com a NASA (agência espacial norte-americana) para uso em câmaras de crescimento de plantas foram citados por Ono e Cuello (2003) como viáveis para uso em fotobiorreatores voltados para a fixação de CO_2 de gases de rejeito por microalgas. Estes sistemas utilizam conjuntos de lentes de Fresnel agrupados como favos de mel (honeycomb)

e protegidos por um domo acrílico transparente, concentrando a luz solar em cabos de fibra óptica. Sistema similar foi utilizado em pesquisas por Ogbonna et al (1999). Outros sistemas desenvolvidos nos Estados Unidos utilizam espelhos parabólicos, de vidro ou metal polido, para focalizar a luz em pontos de coleta com fibra óptica. A eficiência de tais sistemas aprimorou-se com o passar dos anos devido ao uso de fibras ópticas com melhor eficiência de transmissão (Ono e Cuello, 2003).

A distribuição uniforme de luz no interior de um fotobiorreator é um aspecto de grande importância para um bom aproveitamento da energia luminosa pelas microalgas e para a viabilidade técnica de fotobiorreatores opacos. Com este objetivo são empregadas fibras ópticas, que podem conduzir a luz para lugares que não estão necessariamente ao alcance de uma linha reta a partir de uma fonte pontual (da Ponte, 2016).

A penetração de luz no interior do meio de cultivo é afetada pela densidade celular, diminuindo exponencialmente com o aumento da concentração de células (Richmond, 2004). Assim, formam-se zonas escuras, onde a luz disponível não é suficiente para sustentar a fotossíntese. Um sistema de distribuição de luz eficiente deve levar a energia luminosa a todos os cantos do fotobiorreator, evitando a formação dessas zonas escuras. Consequências negativas de eventual excesso de luz, como a fotoinibição e morte celular, podem ser evitadas por intermédio de um controle da densidade celular e da turbulência do meio. Em maiores densidades, as células fariam sombra às outras mutuamente e reduziriam a exposição à luz forte a um padrão intermitente (Richmond, 2004).

Sistemas híbridos de iluminação contém lâmpadas LED para complementar a luz solar, especialmente quando a sua disponibilidade é insuficiente, como por exemplo em dias nublados (Ono e Cuello, 2003). Um sensor monitora a intensidade de luz solar recebida pelo sistema de coleta para controlar a iluminação artificial de forma a manter a intensidade de luz constante para a cultura de microalgas (Ogbonna et al, 1999).

REFERÊNCIAS

AHMAD, A.L.; MAT YASIN, N.H.; DEREK, C.J.C.; LIM, J.K. Microalgae as a sustainable energy source for biodiesel production: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.15 pp.584-593, 2011.

ANDERSEN, R.A. The Microalgal Cell. In: Richmond, A; Hu, Q. (editores) **Handbook of Microalgal Culture: Applied Phycology and Biotechnology**. Capítulo 1. Wiley, 2013.

BAHADAR, A.; KHAN, M.B. Progress in energy from microalgae: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v.27 pp.128-148, 2013.

BOROWITZKA, M.A. Commercial production of microalgae: ponds, tanks, tubes and fermenters. **Journal of Biotechnology** v.70 pp.313-321, 1999.

BOROWITZKA, M.A. High-value products from microalgae – their development and commercialisation. **J. Appl. Phycol.** v.25 pp.743-756, 2013.

BOROWITZKA, M.A.; MOHEIMANI, N.R. Open Pond Culture Systems. In: BOROWITZKA, M.A.; MOHEIMANI, N.R. (editores) **Algae for Biofuels and Energy**. Capítulo 8. Springer, Dordrecht, 2012.

BRENNAN, L.; OWENDE, P. Biofuels from microalgae – A review of technologies for production, processing, and extractions of biofuels and co-products. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 14 pp.557-577, 2010.

CARVALHO, C.M. **A expansão sustentável do cultivo da palma para a produção de biodiesel no Brasil: o caso do estado do Pará**. 105 p. Tese (doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, 2015.

CHISTI, Y. Biodiesel from microalgae. **Biotechnology Advance** v. 25 pp. 294-306, 2007

CUELLAR-BERMUDEZ, S.P.; GARCIA-PERWZ, J.S; RITTMANN, B.E.; PARRA-SALDIVAR, R. Photosynthetic bioenergy utilizing CO₂: an approach on flue gases utilization for third generation biofuels. **Journal of Cleaner Production**, v.98 pp. 53-65, 2015

da Ponte, D.A.M.P. **Performance de um fotobiorreator opaco com distribuição de fibras ópticas plásticas para iluminação interna**. 144f. Tese (doutorado) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2016.

ENCARNAÇÃO, A.P.G. **Geração de Biodiesel pelos Processos de Transesterificação e Hidroesterificação, Uma Avaliação Econômica**. 144 p. Dissertação (mestrado) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química. 2007

FORTES, M.M. **Fotobiorreatores para o cultivo de microalgas destinadas à produção de biodiesel**. 159 p. Tese (doutorado) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2015.

LEONETT, A.Z.F. **Biofixação de CO₂ e produção de hidrocarbonetos renováveis a partir da biomassa de microalgas**. 139 p. Dissertação (mestrado profissional) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2016.

LOUBACK, F.A. **Mapeamento tecnológico de tecnologias alternativas de produção de biodiesel**. 96 p. (projeto final) Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.

MASOJÍDEK, J.; SERGEJEVOVÁ, M.; ROTTNEROVÁ, K.; JIRKA, V.; KOREČKO, J.; KOPECKÝ, J.; ZAT'KOVÁ, I.; TORZILLO, G.; ŠTYS, D. A two-stage solar photobioreactor for cultivation of microalgae based on solar concentrators. **J. Appl. Phycol.** v. 21 pp.55-63, 2009.

MASOJÍDEK, J.; PAPÁČEK, Š.; SERGEJEVOVÁ, M.; JIRKA, V.; ČERVENÝ, J.; KUNC, J.; KOREČKO, J.; VERBOVIKOVA, O.; KOPECKÝ, J.; ŠTYS, D.; TORZILLO, G. A closed solar photobioreactor for cultivation of microalgae under supra-high irradiance: basic design and performance. **Journal of Applied Phycology** v.15, pp. 239-248, 2003.

MATA, T.M.; MARTINS, A.A.; CAETANO, N.S. Microalgae for biodiesel production and other applications: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.14 pp. 217-232, 2010.

OGBONNA, J.C.; SOEJIMA, T.; TANAKA, H. An integrated solar and artificial light system for internal illumination of photobioreactors. **Journal of Biotechnology**, v.70 p.289-297, 1999.

OLIVEIRA, S.D. **Prospecção tecnológica da produção de ácido succínico a partir de fontes renováveis: perspectivas e desafios**. 263 p. Tese (doutorado) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2014.

ONCEL, S.S. Microalgae for a macroenergy world. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.26 pp. 241-264, 2013.

ONO, E.; CUELLO, J.L. Design parameters of solar concentrating systems for CO₂-mitigating algal photobioreactors. In: GALE, J; KAYA, Y. (editores) **Greenhouse Gas Control Technologies** volume II. Elsevier, 2003.

PIRES, J.C.M.; ALVIM-FERRAZ, A.C.M; MARTINS, F.G. Photobioreactor design for microalgae production through computational fluid dynamics: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.79 pp. 248-254, 2017.

QUINN, J.C.; DAVIS, R. The potentials and challenges of algae based biofuels: A review of the techno-economic, life cycle, and resource assessment modeling. **Bioresource Technology**, v.184 pp. 444-452, 2015.

INFLUÊNCIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM AEROPORTOS SOBRE A SEGURANÇA DAS OPERAÇÕES AERONÁUTICAS

Francisco Wilson Falcão Júnior

Instituto Tecnológico de Aeronáutica,
Departamento de Engenharia Aeronáutica e
Mecânica
São José dos Campos - SP

Paulo Cesar Marques de Carvalho

Universidade Federal do Ceará, Departamento de
Engenharia Elétrica
Fortaleza – CE

Wilson Cabral de Sousa Júnior

Instituto Tecnológico de Aeronáutica,
Departamento de Engenharia Aeronáutica e
Mecânica
São José dos Campos - SP

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar, Aeroporto, Segurança.

ABSTRACT: This study introduces an analysis about the safety in the installation of photovoltaic (PV) systems in airports, initially presenting the main airports that already have systems installed in the world and the studies already made for implementation in Brazil. This is followed by an analysis of safety for airport operations as well as measures to mitigate risks. The study aims to help those interested in implementing PV systems in airports, guiding as to the location, direction of the panels and safety of the system components.

KEYWORDS: Solar Energy, Airport, Safety.

RESUMO: O presente estudo apresenta uma análise sobre a segurança na instalação de sistemas fotovoltaicos (FV) em aeroportos, inicialmente apresentando os principais aeroportos que já possuem sistemas instalados no mundo e os estudos já feitos para implementação no Brasil. Em seguida se faz uma análise em relação à segurança para as operações aeroportuárias, bem como as medidas de se mitigar os riscos. O estudo tem como objetivo auxiliar aos interessados em implementar sistemas FV em aeroportos, orientando quanto à localização, direcionamento dos painéis e segurança dos componentes do sistema.

1 | INTRODUÇÃO

Os edifícios residenciais, comerciais e de serviços têm apresentado uma crescente integração de tecnologias de dados, sistema informatizados e equipamentos para conforto ambiental e isso é acompanhado de um aumento na demanda por energia elétrica. Para a redução dos custos com energia elétrica as empresas têm buscado implementar sistemas de geração distribuída, abatendo de suas despesas parte da energia consumida. Para isso é primordial que o local tenha áreas abertas disponíveis

para a captação de energia solar.

Apesar da aviação ser uma das atividades mais seguras, os acidentes aeronáuticos podem assumir dimensões catastróficas, com a perda de muitas vidas e destruição de patrimônio de grande valor. Por este motivo, existem procedimentos de avaliação de riscos para todas as atividades operacionais.

O presente trabalho apresenta casos no mundo e estudos no Brasil de captação de energia solar em aeroportos, analisa os riscos potenciais ao se instalar sistemas fotovoltaicos (FV) nestes locais e a forma de se reduzir estes riscos utilizando a metodologia adotada pelos órgãos de controle e fiscalização.

2 | ESTUDOS SOBRE GERAÇÃO FV EM AEROPORTOS

As construções aeroportuárias têm a característica de serem primordialmente horizontais, com grandes áreas abertas, de pequenas inclinações, descobertas e livre de sombras (BRAUN *et al.*, 2007), assim podem ser consideradas construções ideais para a implementação de sistemas FV.

2.1 ESTUDOS NO BRASIL

O potencial solar brasileiro é um fator contribuinte para a implementação de sistemas FV (PEREIRA *et al.*, 2006). Foram feitos estudos nos aeroportos de Florianópolis (BRAUN *et al.*, 2007), Belém (SANTOS *et al.*, 2008), Confins (VIEIRA *et al.*, 2010), Porto Alegre (SOARES, 2014), Joinville (CRESPI *et al.*, 2015) e um estudo que apresenta seis aeroportos: Galeão e Santos Dumont (ambos no Rio de Janeiro), Guarulhos, São Paulo, Brasília e Florianópolis (BRAUN *et al.*, 2010), aonde se apresenta a viabilidade técnica e financeira do sistema FV.

No estudo de (BRAUN *et al.*, 2007), simulou-se quatro portes de sistemas FV e os três maiores podem suprir o consumo do Aeroporto Internacional de Florianópolis de 40% a 100%, bem como se concluiu que a implementação desse tipo de geração pode ocasionar o adiamento do investimento necessário para reforçar o sistema de distribuição e assim aumentar a confiabilidade do sistema elétrico.

Já no aeroporto de Belém, verificou-se uma alta demanda durante o dia e a madrugada, associada ao pico de demanda do aeroporto, bem como por conta do condicionamento de ar. Conclui-se que este último aspecto torna a aplicação dos sistemas FV mais interessante, pois possibilita uma redução significativa na demanda, no período diurno (SANTOS *et al.*, 2008). E o estudo cita que:

“Apesar da contribuição do sistema considerado ficar um pouco abaixo de 25% do consumo médio diário, outras áreas disponíveis no complexo aeroportuário permitem que a capacidade do sistema seja aumentada para elevar essa contribuição, ficando essa capacidade limitada apenas por fatores econômicos”.

O estudo do aeroporto de Confins (VIEIRA *et al.*, 2010), foi além e estimou o retorno do investimento para dois tipos de sistemas de compensação de tarifa e três modelos de geradores FV, concluindo que na melhor hipótese o retorno do investimento se daria em 9 anos, para uma vida útil do sistema de 25 anos. Vale observar que na época da publicação do trabalho ainda não existia a Resolução Normativa no 482 da ANEEL (ANEEL, 2012), que determina o sistema brasileiro de compensação de tarifa entre o fornecedor de energia elétrica e o microgerador, que diverge dos adotados no estudo.

Ao estudar seis distintos aeroportos em quatro estados brasileiros (BRAUN *et al.*, 2010), calculou o potencial de captação de energia solar utilizando apenas as áreas de cobertura dos edifícios estudados, chegando à conclusão que esta área iria suprir no mínimo 35% da demanda ao se utilizar a tecnologia menos eficiente, ou seja o silício amorfo (a-Si). Ao se utilizar a tecnologia mais eficiente, HIT (*Heterojunction with Intrinsic Thin Layer*), a contribuição foi em média 50% para a mesma área.

As simulações feitas para o aeroporto de Porto Alegre por (SOARES, 2014), apresentaram um tempo de retorno do investimento no sistema em torno de 5 anos, tomando como base o disposto na Resolução Normativa no 482 da ANEEL (ANEEL, 2012), que, para uma vida útil de 25 anos, torna a aplicação desta tecnologia muito viável.

Fazendo um estudo mais aprofundado de valores de projeto e de tarifas, (CRESPI *et al.*, 2015) apresentou duas opções de estudo de projeto para o aeroporto de Joinville. Uma com a utilização de uma tecnologia menos eficiente de silício amorfo e outra com a adoção de silício policristalino, chegando à conclusão que o retorno do investimento ocorre em 12 anos e 6 meses para o silício amorfo (Tab.1) e em 9 anos e 7 meses para o silício policristalino (tab. 2), os quais, para uma vida útil de 25 anos são investimentos que o estudo considera viáveis.

Investimento	R\$ 2.443.000,00
Total das economias em 25 anos	R\$ 13.500.075,10
Taxa de desconto mensal (TMA)	0,57%
Valor presente das economias	R\$ 5.062.630,98
TIR (Taxa interna de retorno)	1,12%
Payback estimado	150 meses
Custo de 2.405.074 kWh COM o sistema	R\$ 2.443.000,00
Custo de 2.405.074 kWh SEM o sistema (VP)	R\$ 5.062.630,98
Total economia (VP)	R\$ 2.619.630,98
% de economia (VP)	51,74%
Energia gerada em 25 anos	9.830.627
Estimativa R\$/kWh Sistema FV	R\$ 0,25
Estimativa R\$/kWh para 2016	R\$ 0,48

Tabela 1 - Análise de investimento de sistema FV com a utilização de silício amorfo no Aeroporto de Joinville, SC (CRESPI *et al.*, 2015).

Investimento	R\$ 1.886.000,00
Total das economias em 25 anos	R\$ 13.500.075,10
Taxa de desconto mensal (TMA)	0,57%
Valor presente das economias	R\$ 5.062.630,98
TIR (Taxa interna de retorno)	1,12%
Payback estimado	115 meses
Custo de 2.405.074 kWh COM o sistema	R\$ 1.886.000,00
Custo de 2.405.074 kWh SEM o sistema (VP)	R\$ 5.062.630,98
Total economia (VP)	R\$ 3.176.630,98
% de economia (VP)	62,75%
Energia gerada em 25 anos	9.830.627
Estimativa R\$/kWh Sistema FV	R\$ 0,25
Estimativa R\$/kWh para 2016	R\$ 0,48

Tabela 2 - Análise de investimento de sistema FV com a utilização de silício policristalino no Aeroporto de Joinville, SC (CRESPI *et al.*, 2015).

2.2 EXPERIÊNCIA MUNDIAL

No relatório *Aviation Climate Solutions* (ATAG, 2015), a *Air Transport Action Group*, identificou cerca de 100 aeroportos ao redor do mundo que possuem sistemas FV instalados ou em projeto (Fig. 1). No relatório, (ATAG, 2015) cita que o *Cochin International Airport* na Índia é o primeiro aeroporto no mundo a ser totalmente alimentado por energia solar com sistemas de painéis FV, além de informar que: “*The Airports Authority of India plans to generate 50 megawatts from solar plants at 30 airports by the end of 2015*” (ATAG, 2015). Desde sistemas pequenos como o do *Singapore’s Changi Airport* de 250 kW, até sistemas de 12,5 MW como o do *Indianapolis International Airport*, os aeroportos no mundo estão buscando reduzir os seus custos com energia elétrica através da geração local.



Figura 1- Aeroportos no mundo com instalações ou projetos FV (ATAG, 2015).

Podemos destacar as maiores instalações por potência nos seguintes aeroportos:

- *Indianapolis International Airport, USA (12,5 MW) (ATAG, 2015) (Fig. 2).*
- *Cochin International Airport, India (12 MW) (COOPER, 2016) (Fig. 3).*
- *Denver International Airport, USA (8 MW) (KANDT; ROMERO, 2014) (Fig. 4).*
- *Athens International Airport, Grécia (8 MW) (KANDT; ROMERO, 2014) (Fig. 5).*

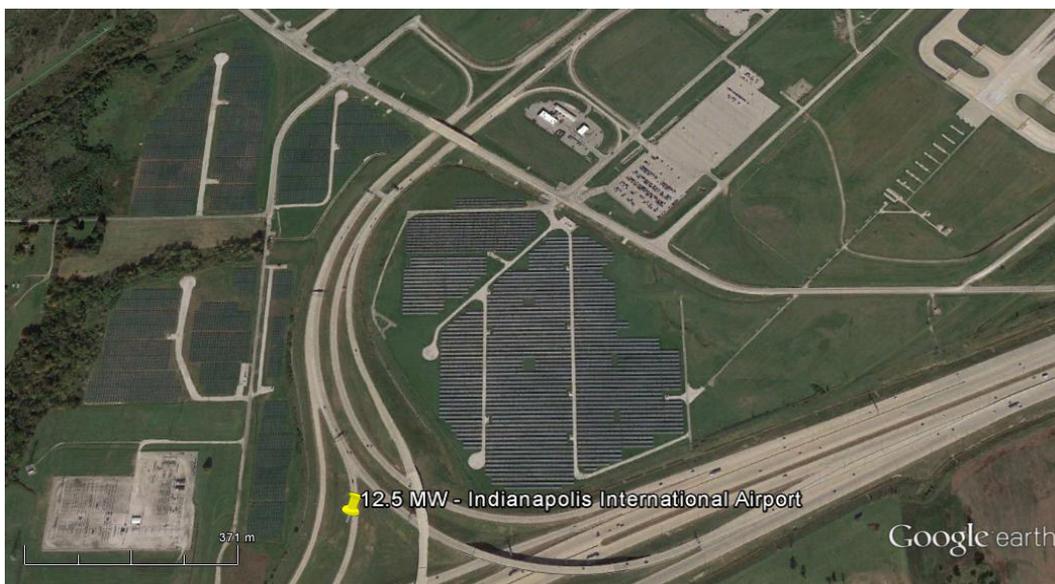


Figura 2 - Imagem de satélite das instalações FV do *Indianapolis International Airport, USA* (GOOGLE, 2017).



Figura 3 - Imagem de satélite das instalações FV do *Cochin International Airport, Índia.* (GOOGLE, 2017).



Figura 4 - Imagem de satélite das instalações FV do *Denver International Airport*, USA. (GOOGLE, 2017).

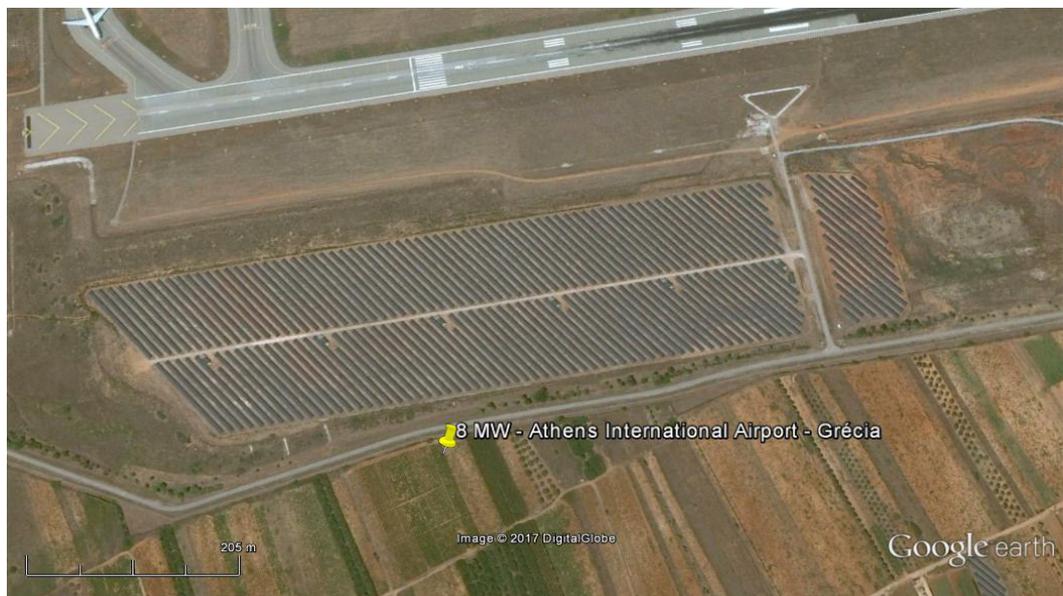


Figura 5 - Imagem de satélite das instalações FV do *Athens International Airport*, Grécia. (GOOGLE, 2017).

Comprovado pelos estudos, os aeroportos em geral possuem bastante área disponível para a implantação destes sistemas. A viabilidade financeira, também é comprovada com os estudos de retorno do investimento mostrando não só um prazo interessante em relação à vida útil do equipamento, como uma vantagem competitiva em um futuro que aponta para a escassez e conseqüente aumento de tarifas de energia elétrica. Mesmo assim, o Brasil não possui nenhum aeroporto com geração FV. Existe um projeto proposto pela INFRAERO à ANAC, como uma das iniciativas para redução das emissões de gases do efeito estufa, de implementação de um sistema de 1 MW para o Aeroporto de Palmas/TO, mas não foi além da proposta (ANAC, 2015).

2.3 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DE SISTEMAS FV PARA A SEGURANÇA DAS OPERAÇÕES AERONÁUTICAS

Para a análise da segurança em operações aeronáuticas, o apêndice 3 de (ANAC, 2016), traz um modelo em matriz para avaliação de probabilidade, severidade e tolerabilidade ao risco que é adotado também pela FAA (*Federal Aviation Administration* - entidade governamental responsável pelos regulamentos e todos os aspectos da aviação civil americana) e pela EASA (*European Aviation Safety Agency*, agência europeia com atividade similar a da FAA) com o objetivo de identificar e mitigar os riscos à segurança aeronáutica em aeroportos. É verificada a probabilidade de um evento ocorrer (Tab. 3), a severidade caso o evento ocorra (Tab. 4) e a matriz probabilidade x severidade (Fig. 6), onde se determina a tolerabilidade do risco.

Probabilidade do evento		
Definição qualitativa	Significado	Valor
Frequente	Provável que ocorra muitas vezes (tem ocorrido frequentemente)	5
Ocasional	Provável que ocorra algumas vezes (tem ocorrido com pouca frequência)	4
Remoto	Improvável que ocorra, mas possível (ocorre raramente)	3
Improvável	Bastante improvável que ocorra (não se tem notícia de que tenha ocorrido)	2
Muito improvável	Quase improvável que o evento ocorra.	1

Tabela 3 - Referência para a avaliação da probabilidade do risco.

Adaptado de (ANAC, 2016).

Severidade do evento		
Definição na aviação	Significado	Valor
Catastrófico	Destruição de equipamento Múltiplas mortes	A
Crítico	Uma redução importante das margens de segurança operacional, dano físico ou uma carga de trabalho tal que os operadores não podem desempenhar suas tarefas de forma precisa e completa. Lesões sérias Grave dano ao equipamento	B

Significativo	Uma redução significativa das margens de segurança operacional, uma redução na habilidade do operador em responder a condições operacionais adversas como resultado do aumento da carga de trabalho ou como resultado de condições que impedem sua eficiência. Incidente sério Lesões às pessoas	C
Pequeno	Interferência Limitações operacionais Utilização de procedimentos de emergência Incidentes menores	D
Insignificante	Consequências leves	E

Tabela 4 - Referência para a avaliação da severidade do risco.

Adaptado de (ANAC, 2016).

Probabilidade do risco	Severidade do risco				
	Catastrófico A	Crítico B	Significativo C	Pequeno D	Insignificante E
Frequente 5	5A	5B	5C	5D	5E
Ocasional 4	4A	4B	4C	4D	4E
Remoto 3	3A	3B	3C	3D	3E
Improvável 2	2A	2B	2C	2D	2E
Muito improvável 1	1A	1B	1C	1D	1E

Gerenciamento do risco	Índice de avaliação do risco	Critério sugerido
Região intolerável	5A, 5B, 5C, 4A, 4B, 3A	Inaceitável sob as circunstâncias existentes
Região tolerável	5D, 5E, 4C, 4D, 4E, 3B, 3C, 3D, 2A, 2B, 2C, 1A	Aceitável com mitigação do risco Pode requerer uma decisão da Direção
Região aceitável	3E, 2D, 2E, 1B, 1C, 1D, 1E	Aceitável

Figura 6 - Matriz de probabilidade x severidade na análise de risco.

Adaptado de (ANAC, 2016).

Esta matriz foi utilizada por (MOSTAFA *et al.*, 2016) para classificar os riscos potenciais na implantação de sistemas FV em aeroportos. O primeiro risco a ser analisado é a refletividade, que é quando a luz do sol se reflete ao atingir as superfícies envidraçadas em certo ângulo de incidência.

Em 2010, mais de 15 aeroportos nos EUA estavam operando com instalações solares e o interesse dos aeroportos naquele país em energia solar crescia rapidamente.

Por estes motivos, a FAA resolveu publicar uma orientação técnica para os aeroportos que se interessavam em implementar esta tecnologia em seus projetos (PLANTE *et al.*, 2010). Neste documento a FAA identifica a refletividade como o maior problema que a implementação de sistemas FV em aeroportos pode causar. Os riscos identificados foram:

- Uma breve perda de visão (cegueira instantânea), que pode afetar pilotos, controladores de voo e aves (ao serem atingidas, estas podem se desorientar e causar outros riscos).
- Possível interferência com os sistemas de auxílio à navegação via raios infravermelhos.
- Possível interferência com os sistemas de comunicação.

Não existem documentos similares ao da FAA produzidos pela agência europeia EASA (*European Aviation Safety Agency*), nem pela brasileira (ANAC - Agência Nacional de Aviação Civil).

Os painéis FV são caracteristicamente fabricados para absorver a maior quantidade de luz possível incidente. Assim, os painéis atuais refletem apenas 2% da luz solar incidente, dependendo do ângulo do sol e assumindo que estes usam revestimentos anti-reflexivos (PLANTE *et al.*, 2010).

Mesmo assim, a *RPS Planning & Development*, no interesse da implementação destes sistemas em aeroportos, encomendou à *Spaven Consulting*, um trabalho no sentido de identificar os possíveis problemas de refletividade para os pilotos. Para análise, eles conferiram todos os relatos de refletividade entre os anos de 2010 e 2011 nos bancos de dados da *UK Aircraft Accident Investigation Board* (AAIB) do Reino Unido e do *US National Transportation Safety Board* (NTSB) Americano, ambas as organizações são responsáveis pelas investigações de acidentes e incidentes aeronáuticos em seus países. Em ambos os casos não foram encontrados nenhum relato de refletividade associado às instalações FV (SPAVEN, 2011). O relatório da *Spaven Consulting* ainda observa que, devido à sua pouca reflexão, é improvável que os sistemas solares “a caminho” de um aeroporto causem problemas de refletividade. Além disso, porque o nariz de uma aeronave comercial está inclinado ligeiramente para cima antes da aterrissagem, é mais provável que qualquer refletividade incida na parte inferior do avião do que na sua cabine.

Por outro lado, em 2012 o *Manchester-Boston Regional Airport* em Manchester, New Hampshire, EUA, implantou um sistema de 530 kW no último andar de um edifício garagem de seis andares, que serviam também como cobertura contra o sol para os automóveis no local. O sistema não causou nenhum incômodo aos pilotos, mas os controladores de voo reclamaram que o sistema causava cegueira instantânea nos primeiros 45 minutos da manhã (Fig. 7), de tal forma que foram obrigados a cobrir 25%

do sistema com lonas.

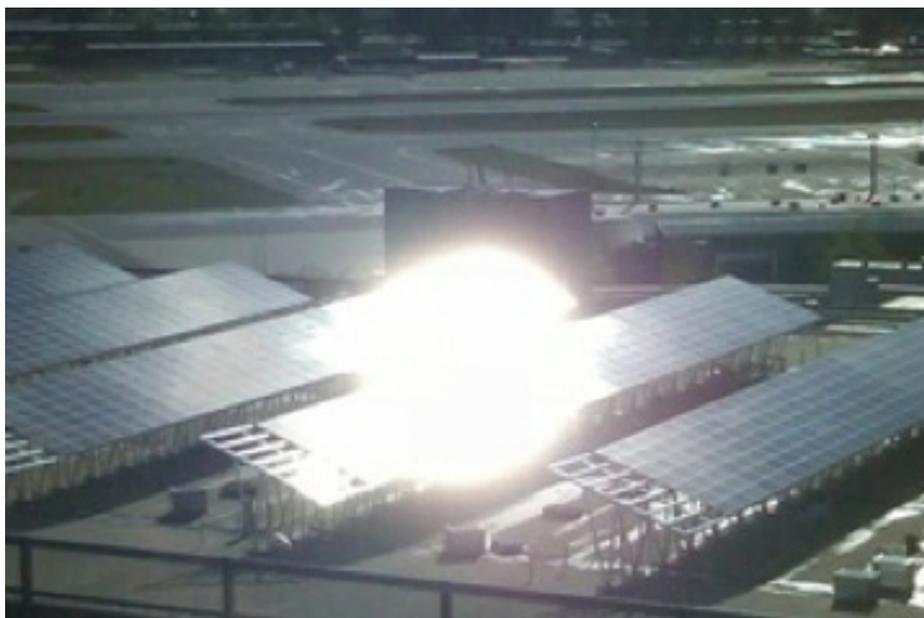


Figura 7 - Imagem do sistema FV do *Manchester-Boston Regional Airport* visto da torre de controle (KANDT; ROMERO, 2014).

Para resolver este problema, foram pensadas as soluções de mover os painéis para outro local, alterar a inclinação e adicionar persianas à torre de controle. O problema foi inserido no programa de computador *Solar Glare Hazard Analysis Tool* (SGHAT) do *Sandia National Laboratories* e a solução encontrada foi a de rotacionar os painéis em 90°, o que resultou em uma perda de 10% de eficiência do sistema (KANDT; ROMERO, 2014).

Na análise de risco de (MOSTAFA *et al.*, 2016), a refletividade ficou com a probabilidade 5, pois pode acontecer várias vezes por ano. A severidade ficou indicada com a classe C, pois se um piloto ou controlador de voo for ofuscado durante as ações críticas de decolagem ou pouso, pode acontecer um acidente grave. Assim, a refletividade ficou com a matriz de risco 5C e, portanto, um risco “inaceitável sob as circunstâncias existentes”.

Para reduzir o nível de risco e evitar que estes problemas ocorram (MOSTAFA *et al.*, 2016) sugeriu adotar alguns dos seguintes cuidados até que, em uma nova avaliação, a matriz de risco resulte em um nível aceitável:

- É necessário que se proceda a um estudo durante a confecção do projeto, sugere-se o programa de computador *Solar Glare Hazard Analysis Tool* (SGHAT) do *Sandia National Laboratories*.
- Os painéis devem ser instalados longe das cabeceiras de aproximação, pouso e decolagem.
- Os painéis devem ser escuros e fabricados com materiais que absorvam a luz.

- Os painéis devem ser cobertos com um revestimento anti-reflexo.
- As superfícies do painel devem ser rugosas, tanto quanto possível. Isso faz com que a luz seja refletida de forma difusa.
- Se necessário, persianas devem ser adicionadas à torre de controle.
- As unidades devem ser giradas para ficarem de costas às rotas e operações no horário do por do sol.
- Finalmente, se necessário, as operações de voo devem ser restritas durante os períodos em que o brilho possa afetar a aeronave.

Ao se adotar as medidas necessárias, a matriz de risco para a refletividade de (MOSTAFA *et al.*, 2016), resultou no nível 1D (aceitável).

O Segundo risco encontrado por (MOSTAFA *et al.*, 2016) foi a interferência eletromagnética que os equipamentos eletrônicos do sistema FV podem causar aos sistemas aeronáuticos. Isto pode ocasionar reflexão dos sinais do radar e/ou a produção de sinais falsos. Além disso, os demais sistemas de auxílio à navegação e pouso são bem sensíveis e críticos para a operação, qualquer interferência com estes equipamentos pode causar problemas significativos. Assim, na análise de risco a interferência eletromagnética ficou com a classificação 4B na matriz de risco sendo, portanto, um risco “inaceitável sob as circunstâncias existentes”.

As sugestões para correção do problema são as seguintes:

- É preciso garantir a não interferência eletromagnética do sistema FV usando quadros blindados.
- Os cabos também precisam ser blindados ou torcidos.
- Os inversores devem possuir filtros ou serem protegidos em locais blindados.
- Instalar o sistema a uma distância de 250-500 pés (76,2 a 152,4 metros) dos sistemas de navegação existentes para minimizar o bloqueio ou reflexão física dos sinais de radar.

Após a adoção das soluções sugeridas, a classificação de risco reduziu para 2C (aceitável com a mitigação do risco).

Como terceira análise, citou-se o risco causado por animais. Dificilmente os aeroportos conseguem eliminar completamente a entrada de animais em sua área. Os painéis FV atraem principalmente pequenos animais (coelhos, cães, gatos e pássaros) por conta de serem ideais para descanso, com locais sombreados e estruturas para empoleiramento. Os pássaros podem se sentir atraídos pelas estruturas do sistema e, eventualmente, voar em direção às aeronaves, causando impacto com estas. Embora recentemente algumas pesquisas em três estados americanos sobre o uso das instalações FV pelos pássaros tenha demonstrado que instalações FV não aumentam

os riscos com pássaros já existentes (MOSTAFA *et al.*, 2016), a classificação deste risco na matriz foi 4B e as medidas de mitigação propostas para levar a classificação ao nível 2B foram:

- O sistema FV deve incluir proteções para evitar a permanência de animais no local.
- Lasers podem ser usados para dissuadir os pássaros de entrar nas áreas dos aeroportos.
- Em última análise e embora indesejável, caça e envenenamento podem ser praticados.

A última análise abordada foi o eventual desprendimento de partes do sistema FV, por qualquer motivo, e possível impacto destas partes em aeronaves, equipamentos ou pessoas. Nestes casos até mesmo pequenas peças, como parafusos, podem causar acidentes sérios se forem sugadas pelas turbinas das aeronaves. A análise deste risco foi classificada como 3B e as medidas de mitigação sugeridas são:

- Fixar bem todas as peças dos módulos FV.
- Examinar regularmente a fixação das peças dos módulos FV.
- Executar a manutenção dos módulos FV.
- Usar barreiras ou cercas para manter as peças que se soltem longe das pistas do aeroporto.
- Afastar o sistema FV das pistas e locais aonde as turbinas das aeronaves possam causar desprendimento.

Após a adoção das soluções sugeridas, a classificação de risco de (MOSTAFA *et al.*, 2016) reduziu para 1A (aceitável com a mitigação do risco).

3 | CONCLUSÕES

Após análise dos riscos relativos à instalação de sistemas FV em aeroportos, verifica-se que as medidas necessárias são relativamente fáceis de implementação. Assim, se conclui que existe uma oportunidade significativa para utilização deste tipo de geração nos aeroportos. Torna-se necessário um quadro detalhado para o projeto, instalação e manutenção do sistema FV para orientar os administradores, pesquisadores e engenheiros.

Durante a fase de projeto, deve-se verificar a localização do sistema FV através de programas computacionais tais como *Solar Glare Hazard Analysis Tool* (SGHAT) do *Sandia National Laboratories*, para avaliação de possíveis problemas com a

refletividade. Para manter a segurança aeronáutica, admite-se uma perda de eficiência na geração FV nestes casos, mas essa perda deve ser avaliada no estudo de retorno do investimento. Também nesta fase, deve-se estudar a melhor localização levando em conta os riscos de interferência eletromagnética, posicionando os painéis FV longe dos equipamentos de navegação e comunicação, bem como afastar de áreas que possam causar o desprendimento de peças.

Na fase de instalação é necessário garantir que todas as partes e componentes estão muito bem fixados, com travas e proteções anti-corrosão. Adicionalmente, deve-se elaborar o plano de manutenção para manter o sistema FV em bom estado para evitar o desprendimento de peças, treinando os envolvidos na manutenção.

Para a fase de manutenção do sistema FV, se deve atender ao plano elaborado na fase anterior, bem como utilizar os meios necessários para evitar a permanência de aves e outros pequenos animais. Limpeza periódica da superfície dos painéis FV evitando acúmulo de poeira e sujeira também deve fazer parte da rotina de manutenção.

Ao tomar estes cuidados e medidas de prevenção, pode-se instalar sistemas FV em áreas de aeroportos de maneira segura, aproveitando a ampla área livre e descoberta destes locais.

REFERÊNCIAS

ANAC. **Plano de ação para redução das emissões de gases do efeito estufa da aviação civil brasileira**. 2015.

ANAC. **Guia para elaboração de manual de gerenciamento da segurança operacional (mgso) - aeródromos classe i e ii**. 2016.

ATAG. **Aviation climate solutions**. Air Transport Action Group, p. 52-53, 2015.

Braun, P.; Jardim, C. d. S.; Rüther, R. **Análise da contribuição energética de sistemas fotovoltaicos integrados em edificações: Aeroporto Internacional de Florianópolis, um estudo de caso**. IX Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído, Ouro Preto, MG, p. 260-269, 2007.

Braun, P.; Santos, Í. P. dos; Zomer, C. D.; Rüther, R. **A integração dos sistemas solares fotovoltaicos em seis aeroportos brasileiros utilizando diferentes tecnologias de células solares**. Revista Brasileira de Energia Solar, v. 1, n. 1, p. 12-22, 2010.

Cooper, D. A. I. **Solar Energy Lifts Off at Airports Around the Globe-Solar Power Augments Copper Usage**. 2016. Disponível em: <https://www.copper.org/environment/sustainable-energy/renewables/solar/case-studies/A6176_Solar_Energy_Airports.pdf>. Acesso em: 17/10/2017.

Crespi, M. H. *et al.* **Análise energética e de custo do potencial fotovoltaico conectado à rede de energia elétrica do complexo aeroportuário de Joinville**. Joinville, 2015.

GOOGLE. **Google Earth** - Versão 7.1.2.2041. 2017. Disponível em: <<https://www.google.com/earth/download/gep/agree.html>>. Acesso em: 19/10/2017.

Kandt, A.; Romero, R. **Siting solar photovoltaics at airports**. In: Solar 2014 Conference

Proceedings, San Francisco, CA July. [S.l.: s.n.], 2014.

Mostafa, M. F.; Aleem, S. H. A.; Zobaa, A. F. **Risk assessment and possible mitigation solutions for using solar photovoltaic at airports.** In: IEEE. Power Systems Conference (MEPCON), 2016 Eighteenth International Middle East. [S.l.], 2016. p. 81-88.

Pereira, E. B.; Martins, F. R.; Abreu, S. d.; Rütther, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** [S.l.]: INPE, 2006.

Plante, J.; Barrett, S.; Vita, P. D.; Miller, R. **Technical guidance for evaluating selected solar technologies on airports.** Federal Aviation Administration, 2010.

Santos, F.; Pinho, J.; Macedo, W. **Estudo da inserção de um sistema fotovoltaico conectado à rede no complexo aeroportuário de Belém-PA.** In: Congresso Ibérico. [S.l.: s.n.], 2008. v. 14.

Soares, R. P. **Eficiência energética em aeroportos contribuições da geração solar fotovoltaica.** Universidade Federal de Santa Maria, 2014.

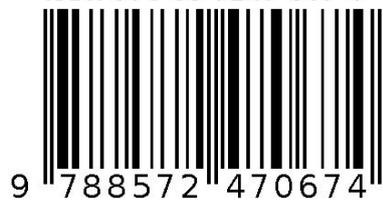
Spaven, C. **Solar photovoltaic energy facilities: assessment of potential for impact on aviation.** Spaven Consulting, 2011.

Vieira, C. S. *et al.* **Simulação de gerador solar fotovoltaico integrado à edificação e conectado à rede elétrica para suprir a demanda energética do Aeroporto Internacional Tancredo Neves: um estudo de caso.** 2010.

SOBRE O ORGANIZADOR:

Paulo Jayme Pereira Abdala possui graduação em Engenharia Eletrônica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca - RJ (1988), mestrado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2005) e pós-graduação em Gestão de Aviação Civil pela Universidade de Brasília (2003). Entre 1989 e 2008 foi Chefe do Laboratório de Ruído Aeronáutico e Emissões de Motores do DAC/ANAC, tendo desenvolvido centenas de estudos sobre poluição sonora e atmosférica oriundas da atividade aeronáutica. Foi representante oficial do Brasil em diversos Fóruns Internacionais sobre meio ambiente promovidos pela Organização de Aviação Civil Internacional OACI - Agência da ONU. Foi Coordenador dos Cursos de Engenharia de Produção, Elétrica, Civil e Mecânica na UNOPAR/PG entre 2013 e 2018. Atualmente é Consultor Independente para a AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL, OACI e INFRAERO. Tem experiência na área de Engenharia Eletrônica, atuando principalmente nos seguintes temas: acústica, meio ambiente e pedagogia (metodologia TRAINAIR/OACI).

Agência Brasileira do ISBN
ISBN 978-85-7247-067-4



9 788572 470674