



A Importância da Energia Solar para o Desenvolvimento Sustentável

**Jaqueline Oliveira Rezende
(Organizadora)**

Jaqueline Oliveira Rezende
(Organizadora)

A Importância da Energia Solar para o Desenvolvimento Sustentável

Atena Editora
2019

2019 by Atena Editora
Copyright © Atena Editora
Copyright do Texto © 2019 Os Autores
Copyright da Edição © 2019 Atena Editora
Editora Executiva: Prof^a Dr^a Antonella Carvalho de Oliveira
Diagramação: Lorena Prestes
Edição de Arte: Lorena Prestes
Revisão: Os Autores

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

Conselho Editorial

Ciências Humanas e Sociais Aplicadas

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
Prof. Dr. Constantino Ribeiro de Oliveira Junior – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Prof^a Dr^a Cristina Gaio – Universidade de Lisboa
Prof. Dr. Deyvison de Lima Oliveira – Universidade Federal de Rondônia
Prof. Dr. Gilmei Fleck – Universidade Estadual do Oeste do Paraná
Prof^a Dr^a Ivone Goulart Lopes – Istituto Internazionele delle Figlie de Maria Ausiliatrice
Prof. Dr. Julio Candido de Meirelles Junior – Universidade Federal Fluminense
Prof^a Dr^a Lina Maria Gonçalves – Universidade Federal do Tocantins
Prof^a Dr^a Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte
Prof^a Dr^a Paola Andressa Scortegagna – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Prof. Dr. Urandi João Rodrigues Junior – Universidade Federal do Oeste do Pará
Prof^a Dr^a Vanessa Bordin Viera – Universidade Federal de Campina Grande
Prof. Dr. Willian Douglas Guilherme – Universidade Federal do Tocantins

Ciências Agrárias e Multidisciplinar

Prof. Dr. Alan Mario Zuffo – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
Prof. Dr. Alexandre Igor Azevedo Pereira – Instituto Federal Goiano
Prof^a Dr^a Daiane Garabeli Trojan – Universidade Norte do Paraná
Prof. Dr. Darllan Collins da Cunha e Silva – Universidade Estadual Paulista
Prof. Dr. Fábio Steiner – Universidade Estadual de Mato Grosso do Sul
Prof^a Dr^a Girlene Santos de Souza – Universidade Federal do Recôncavo da Bahia
Prof. Dr. Jorge González Aguilera – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
Prof. Dr. Ronilson Freitas de Souza – Universidade do Estado do Pará
Prof. Dr. Valdemar Antonio Paffaro Junior – Universidade Federal de Alfenas

Ciências Biológicas e da Saúde

Prof. Dr. Benedito Rodrigues da Silva Neto – Universidade Federal de Goiás
Prof.^a Dr.^a Elane Schwinden Prudêncio – Universidade Federal de Santa Catarina
Prof. Dr. Gianfábio Pimentel Franco – Universidade Federal de Santa Maria
Prof. Dr. José Max Barbosa de Oliveira Junior – Universidade Federal do Oeste do Pará

Profª Drª Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte
Profª Drª Raissa Rachel Salustriano da Silva Matos – Universidade Federal do Maranhão
Profª Drª Vanessa Lima Gonçalves – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Profª Drª Vanessa Bordin Viera – Universidade Federal de Campina Grande

Ciências Exatas e da Terra e Engenharias

Prof. Dr. Adélio Alcino Sampaio Castro Machado – Universidade do Porto
Prof. Dr. Eloi Rufato Junior – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Prof. Dr. Fabrício Menezes Ramos – Instituto Federal do Pará
Profª Drª Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte
Prof. Dr. Takeshy Tachizawa – Faculdade de Campo Limpo Paulista

Conselho Técnico Científico

Prof. Msc. Abrãao Carvalho Nogueira – Universidade Federal do Espírito Santo
Prof. Dr. Adaylson Wagner Sousa de Vasconcelos – Ordem dos Advogados do Brasil/Seccional Paraíba
Prof. Msc. André Flávio Gonçalves Silva – Universidade Federal do Maranhão
Prof.ª Drª Andreza Lopes – Instituto de Pesquisa e Desenvolvimento Acadêmico
Prof. Msc. Carlos Antônio dos Santos – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro
Prof. Msc. Daniel da Silva Miranda – Universidade Federal do Pará
Prof. Msc. Eliel Constantino da Silva – Universidade Estadual Paulista
Prof.ª Msc. Jaqueline Oliveira Rezende – Universidade Federal de Uberlândia
Prof. Msc. Leonardo Tullio – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Prof.ª Msc. Renata Luciane Polsaque Young Blood – UniSecal
Prof. Dr. Welleson Feitosa Gazel – Universidade Paulista

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) (eDOC BRASIL, Belo Horizonte/MG)	
134	<p>A importância da energia solar para o desenvolvimento sustentável [recurso eletrônico] / Organizadora Jaqueline Oliveira Rezende. – Ponta Grossa (PR): Atena Editora, 2019.</p> <p>Formato: PDF Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader Modo de acesso: World Wide Web Inclui bibliografia ISBN 978-85-7247-616-4 DOI 10.22533/at.ed.003190309</p> <p>1. Energia – Fontes alternativas. 2. Energia solar. 3. Desenvolvimento sustentável. I. Oliveira, Jaqueline Rezende.</p> <p style="text-align: right;">CDD 621.47</p>
Elaborado por Maurício Amormino Júnior – CRB6/2422	

Atena Editora
Ponta Grossa – Paraná - Brasil
www.atenaeditora.com.br
contato@atenaeditora.com.br

APRESENTAÇÃO

A matéria-prima para a geração de energia elétrica, no cenário mundial, ainda é constituída predominantemente pelos combustíveis fósseis, os quais são compostos pelo gás natural, carvão mineral e petróleo. Segundo a Agência Internacional de Energia, em 2016, esses combustíveis foram responsáveis por 65,1% da matriz energética mundial. O emprego desses é notoriamente preocupante, pois são fontes finitas e causam elevados impactos ambientais, como a chuva ácida e a destruição da camada de ozônio, devido liberarem para a atmosfera gás carbônico durante seu processo de queima.

Dessa forma, a energia solar apresenta como principais características a utilização de uma matéria-prima inesgotável, o sol, e não causa impactos ao meio ambiente durante a conversão da energia solar em energia elétrica. Portanto, sendo o desenvolvimento sustentável caracterizado pela utilização dos recursos naturais necessários para o desenvolvimento de diversos setores, como o social, energético e econômico, sem comprometer esses recursos para atender as próximas gerações, a energia solar tem se consolidado como uma fonte de energia alternativa e renovável que contribuí para atender a demanda de eletricidade de modo sustentável.

Nesse contexto, esse *e-book* apresenta artigos que discorrem sobre as principais características da energia solar, destacando suas vantagens e desvantagens, aplicações e desenvolvimento dessa tecnologia no Brasil. Também são descritos estudos sobre a implementação de um sistema de geração de energia solar fotovoltaica e análise de um sistema em operação.

Em seguida, esse exemplar contempla estudos sobre a influência da associação de módulos fotovoltaicos e o sombreamento sobre esses sistemas, é apresentado uma pesquisa sobre um sistema fotovoltaico híbrido e são discutidos os fundamentos e validação de um sistema arrefecedor para usinas fotovoltaicas.

Além disso, são apresentados trabalhos que relatam as características da sujidade acumulada sobre módulos fotovoltaicos, o desenvolvimento de um *software* para projeto e simulação de sistemas solares e a geração de dados de irradiação solar nas condições brasileiras, imprescindíveis nos estudos sobre energia solar fotovoltaica.

Jaqueline Oliveira Rezende

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	1
ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: DESENVOLVIMENTO E APLICAÇÕES	
Frank Wesley Rodrigues Kaique Rhuan de Azevedo Albuquerque Joel Adelaide Medeiros Jonathan Jefferson Pereira Moura Diego Henrique da Silva Cavalcanti Rafael Pereira de Medeiros Hugo Rojas Espinoza	
DOI 10.22533/at.ed.0031903091	
CAPÍTULO 2	10
ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO CENTRO DE EDUCAÇÃO AMBIENTAL DA ARCELOR MITTAL TUBARÃO	
Bruna Machado Christ Stefanie Lievore Cruz Warley Teixeira Guimarães	
DOI 10.22533/at.ed.0031903092	
CAPÍTULO 3	22
ANÁLISE DE MERCADO DE TECNOLOGIA SOLAR FOTOTÉRMICA E PROPOSTA DE MODELO DE NEGÓCIO	
Ricardo Alberto Rodríguez-Carvajal Rafael García Gutierrez Paula C. Isiordia-Lachica Martín Picón Nuñez Jesús Hernández Ruíz German Eduardo Devora-Isiordia	
DOI 10.22533/at.ed.0031903093	
CAPÍTULO 4	36
ANÁLISES DE EFEITOS EXTERNOS SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS TAIS COMO ASSOCIAÇÃO E SOMBREAMENTO POR MEIO DO ATP	
Leonardo Rosenthal Caetano Silva Jaqueline Oliveira Rezende Geraldo Caixeta Guimarães Raul Vitor Arantes Monteiro	
DOI 10.22533/at.ed.0031903094	
CAPÍTULO 5	50
ANÁLISE 2E DE UM SISTEMA SOLAR PARA O TRATAMENTO DE ÁGUA UTILIZANDO ÓPTICA ANIDÓLICA	
Eduardo González-Mora Eduardo Armando Rincón-Mejía	
DOI 10.22533/at.ed.0031903095	
CAPÍTULO 6	64
DISEÑO DE SISTEMAS HIBRIDOS FV-H ₂	
Fernando Gutiérrez-Martín	
DOI 10.22533/at.ed.0031903096	

CAPÍTULO 7	74
FUNDAMENTOS E MEIOS DE UNIDADE FOTOVOLTAICA ARREFECIDA CONTENDO ASPECTOS TÉCNICOS E GEOGRÁFICOS	
<ul style="list-style-type: none"> André Luiz Veiga Gimenes Pascoal Henrique da Costa Rigolin Angélica Luana Linhares Vinícius Oliveira da Silva Stefania Gomes Relva Miguel Edgar Morales Udaeta 	
DOI 10.22533/at.ed.0031903097	
CAPÍTULO 8	91
ACEPÇÃO E VALIDAÇÃO PROCEDIMENTAL DE SISTEMA ARREFECEDOR MODULAR PARA USINA FOTOVOLTAICA	
<ul style="list-style-type: none"> André Luiz Veiga Gimenes Pascoal Henrique da Costa Rigolin Angélica Luana Linhares Vinícius Oliveira da Silva Diego Biaseto Bernhard Miguel Edgar Morales Udaeta 	
DOI 10.22533/at.ed.0031903098	
CAPÍTULO 9	105
CARACTERIZAÇÃO FÍSICO-QUÍMICA DA SUJIDADE DEPOSITADA SOBRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM ZONAS CLIMÁTICAS DE MINAS GERAIS	
<ul style="list-style-type: none"> Suellen Caroline Silva Costa Amanda Mello Faria Veloso Abreu Marcelo Machado Viana Pedro Paiva Brito Cristiana Brasil Maia Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz Lawrence Lee Kazmerski 	
DOI 10.22533/at.ed.0031903099	
CAPÍTULO 10	119
SIMVR-SOLAR: FERRAMENTA COMPUTACIONAL DE REALIDADE VIRTUAL PARA PROJETO E SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	
<ul style="list-style-type: none"> Cleber Onofre Inácio Hugo Tavares Vieira Gouveia Ismael Humberto Ferreira dos Santos Luiz Fernando Almeida Fontenele Paulo Henrique Fernandes Ferreira Rodrigo Guido Araújo 	
DOI 10.22533/at.ed.00319030910	
CAPÍTULO 11	133
GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS DE IRRADIAÇÃO DIÁRIA PARA AS CONDIÇÕES CLIMÁTICAS BRASILEIRAS	
<ul style="list-style-type: none"> Cleber Onofre Inácio Hugo Tavares Vieira Gouveia Luiz Fernando Almeida Fontenele Paulo Henrique Fernandes Ferreira 	
DOI 10.22533/at.ed.00319030911	

CAPÍTULO 12 147

GERENCIAMENTO DE REDES DE ENERGIA INTELIGENTES (REI) EMPREGANDO ANÁLISE POR MODELO PREDITIVO ATRAVÉS DE REDES MODULARES EXPANSÍVEIS DE INSTRUMENTAÇÃO

Elói Fonseca

José Francisco Resende da Silva

Victor Hugo Paezane dos Anjos

Diego Henrique do Amaral

Gabriel de Souza Cordeiro

Naiara de Souza Lima

Bruna Malaguti

Felipe Emanuel Sales

DOI 10.22533/at.ed.00319030912

SOBRE A ORGANIZADORA 154

ÍNDICE REMISSIVO 155

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: DESENVOLVIMENTO E APLICAÇÕES

Frank Wesley Rodrigues

Universidade Federal da Paraíba, Departamento de Engenharia Elétrica João Pessoa – Paraíba

Kaique Rhuan de Azevedo Albuquerque

Universidade Federal da Paraíba, Departamento de Engenharia Elétrica João Pessoa – Paraíba

Joel Adelaide Medeiros

Universidade Federal da Paraíba, Departamento de Engenharia Elétrica João Pessoa – Paraíba

Jonathan Jefferson Pereira Moura

Universidade Federal da Paraíba, Departamento de Engenharia Elétrica João Pessoa – Paraíba

Diego Henrique da Silva Cavalcanti

Universidade Federal da Paraíba, Departamento de Engenharia Elétrica João Pessoa – Paraíba

Rafael Pereira de Medeiros

Universidade Federal da Paraíba, Departamento de Engenharia Elétrica João Pessoa – Paraíba
Campina Grande – Paraíba

Hugo Rojas Espinoza

Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Mecánica y Mecánica Eléctrica
Rímac – Lima

RESUMO: Com o aumento gradativo da população e dos padrões de consumo da sociedade atual, os debates envolvendo as questões energéticas estão sendo cada vez mais frequentes. A base energética do Brasil gira em torno das hidrelétricas, visto que o país possui uma ótima disponibilidade hídrica. Com os

constantemente períodos de secas e pela escassez dos recursos não renováveis causado pelo consumo desenfreado, voltam-se os olhos para fontes de energias renováveis. Neste contexto, a energia solar fotovoltaica surge com destaque entre as fontes de energia renováveis, devido a mesma ser considerada uma fonte de geração inesgotável, necessitar de manutenção mínima e manifestar constantes avanços tecnológicos. Este trabalho possui como objetivo apresentar o desenvolvimento dessa forma de geração no Brasil, dando ênfase a evolução da sua potência instalada e suas principais aplicações, além de enfatizar as vantagens e desvantagens da sua utilização.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar Fotovoltaica. Desenvolvimento. Aplicações.

PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY: DEVELOPMENT AND APPLICATIONS

ABSTRACT: With the gradual increase in population and consumption patterns of today's society, debates on energy issues are becoming more and more frequent. Brazil's energy base revolves around hydroelectric dams, as the country has an excellent water availability. With the constant droughts and the scarcity of nonrenewable resources caused by uncontrolled consumption, the focus is on renewable energy sources. In this context,

photovoltaic solar energy emerges with prominence among renewable energy sources, due to it being considered a source of inexhaustible generation, requiring minimal maintenance and manifesting constant technological advances. This work aims to present the development of this form of generation in Brazil, emphasizing the evolution of its installed power and its main applications, besides emphasizing the advantages and disadvantages of its use.

KEYWORDS: Photovoltaic Solar Energy. Development. Applications.

1 | INTRODUÇÃO

Atualmente a demanda energética de abastecimento é cada vez maior, principalmente, quando falamos no aumento populacional e na ampla utilização dos recursos tecnológicos. Observando esse cenário, a necessidade de se investir em novas formas de energia e tecnologia torna-se cada vez mais indispensável, visto que a adoção da geração alternativa possibilite um baixo impacto ambiental e que apresente uma boa solução. Assim, ainda que as hidrelétricas sejam uma fonte limpa e renovável, a geração é influenciada pelo nível dos reservatórios e ocorrência de chuvas ao longo dos anos, tornando a geração dependente desse fator climático (GALDINO, 2016).

Dentre as fontes de energia alternativas, a geração solar fotovoltaica vem ganhando destaque graças a sua baixa emissão de poluentes, a necessidade de pouca manutenção e principalmente por gerar energia localmente, ou seja, não necessita de linhas de transmissões que provocam perdas e impactos ambientais (IMHOFF, 2007). Além do que, agregada a uma redução de custos, vem apresentando grande crescimento mundial.

Além da contribuição de redução da utilização de recursos derivados do petróleo, a energia solar fotovoltaica também pode ser utilizada em sistemas de irrigação de culturas, de refrigeração de alimentos, vacinas e remédios, aquecimento e iluminação artificial, conforto térmico e iluminação natural em projetos de construção civil entre outros (MARTINS *et al*, 2004), logo fica claro a importância da energia solar fotovoltaica ser estudada e de ser ampliada nos diversos tipos de setores contribuindo com o meio ambiente e a economia do país (OLIVEIRA, 2017).

Com base no exposto acima, o presente estudo tem por objetivo fazer um relato da situação brasileira perante a utilização e implantação de projetos de aproveitamento de energia solar fotovoltaica, além de realçar as suas principais aplicações.

2 | ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão da radiação solar em eletricidade por intermédio de materiais semicondutores, esse fenômeno é conhecido como efeito fotovoltaico (PINHO, 2012).

O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839 pelo francês Edmond Becquerel, que observou através de um experimento muito simples, que quando placas metálicas, de platina ou cobre são mergulhadas em um eletrólito (solução condutora de eletricidade) produzem uma diferença de potencial que aumentava com a presença da luz solar (VALLERA, 2006).

Os materiais utilizados para produzir esse efeito são chamados de células solares ou fotovoltaicas. O principal material utilizado para fabricação das células solares é o silício. Porém, inúmeras pesquisas têm sido realizadas com o intuito de desenvolver células com boa durabilidade e alta eficiência, entre esses materiais se destacam as células de Telureto de Cádmio na forma de filme fino, as de Heterojunção (HTJ) e as células de Arsenieto de gálio.

Com relação a sua classificação os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos de acordo com a forma de distribuição da energia elétrica. Sendo assim, estes sistemas são classificados em dois grupos: Sistemas Isolados (*off grid*) e Sistemas Conectados à Rede (*on grid*). Esse último apresentam duas configurações distintas: os sistemas fotovoltaicos distribuídos e os sistemas fotovoltaicos centralizados (RUTHER *et al*, 2005).

3 | PANORAMA MUNDIAL DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Na última década a energia solar fotovoltaica vem ganhando cada vez mais destaque no cenário mundial, com uma alta taxa de crescimento que deverá manter-se devido ao apelo mundial por energias limpas, sendo essa uma das formas de geração mais eficientes e menos nocivas ao meio ambiente (SILVA, 2015).

Um aspecto que tem contribuído bastante para esse crescimento acelerado é a redução nos preços dos equipamentos necessários para geração dessa forma de energia. Essa redução é consequência dos altos investimentos do setor privado e público é também pela busca de novas formas de geração de energia devido aos constantes aumentos no preço da energia elétrica.

Na Figura (1) é possível observar a evolução da capacidade de energia solar fotovoltaica instalado no mundo. No ano de 2017 foram instalados 99,1 GW isso levou a uma capacidade de energia solar global total de mais de 400 GW. A capacidade de energia solar fotovoltaica acumulada cresceu em 32% em 2017. Em apenas 10 anos, a capacidade mundial total de energia solar fotovoltaica aumentou em mais de 4.300% - de 9.2 GW em 2007 para 404.5 GW em 2017.

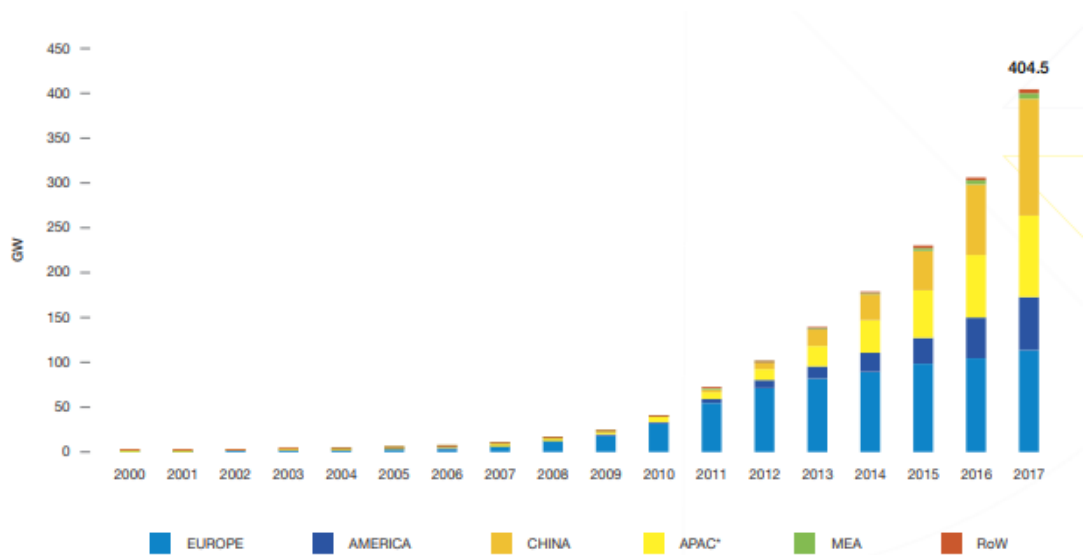


Figura 1: Evolução da capacidade de energia fotovoltaica instalada no mundo 2000-2017 (Global Market Outlook, 2018).

Entre os países com maior capacidade instalada merece destaque a China, esse país concentra 32% de toda a carga instala no mundo. Na Figura (2) é ilustrada a participação dos 10 países com maior capacidade instalada em 2017, segundo a Global Market Outlook.

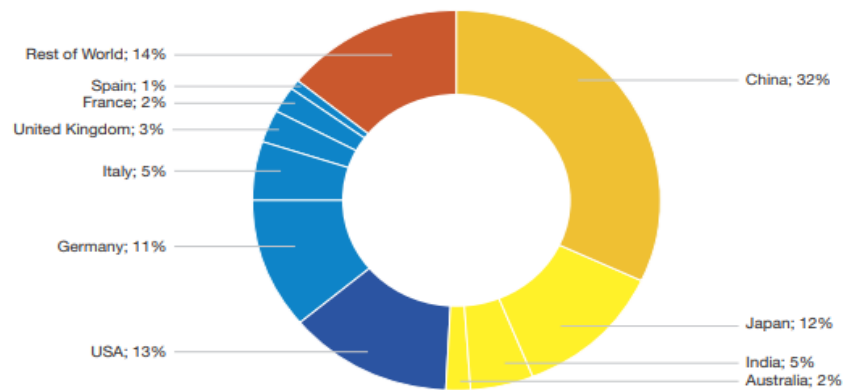


Figura 2: Os 10 países com maior capacidade instalada de energia fotovoltaica em 2017 (Global Market Outlook, 2018).

3.1 Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

O Brasil é um dos países com maior potencial para geração de energia solar fotovoltaica, isso por que a maior parte de seu território é localizado próximo a linha do equador o que faz com que o tempo de incidência de luz solar não varie muito e a média anual pode variar entre 5 a 8 horas diárias (ANEEL, 2005).

A partir de 2012, o Brasil apresentou um avanço significativo de crescimento de geração de energia solar fotovoltaica, um dos motivos foi à criação da Resolução Normativa - REN nº 482, de 17/04/2012, onde estabeleceu as condições gerais para

o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e criou o sistema de compensação de energia elétrica correspondente. Na Figura 3, é possível observar o crescimento da potência instalada no Brasil e sua projeção para o ano de 2019.

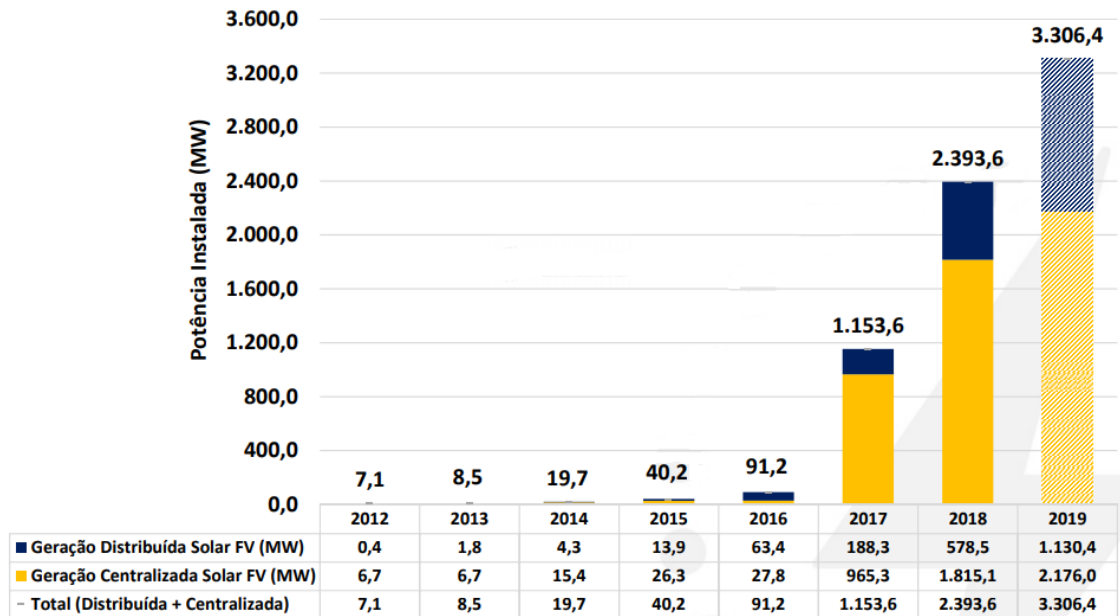


Figura 3: Potência instalada da energia solar fotovoltaica no Brasil e sua projeção para 2019 (SAUAIA, 2019).

Em relação a sua representação na matriz energética brasileira a energia solar fotovoltaica ainda possui uma pequena participação, como se verifica na Figura (4). Porém, segundo a projeção da *Bloomberg New Energy Finance* em 2040 a energia solar fotovoltaica possuirá 32% de participação na matriz energética brasileira (SAUAIA, 2019).

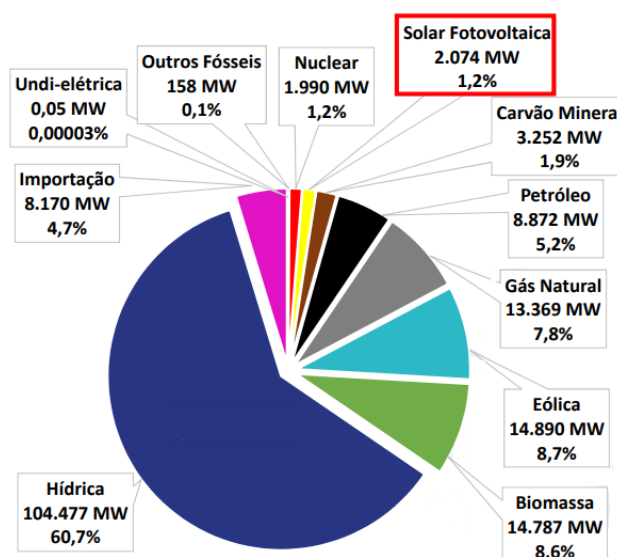


Figura 4: Matriz elétrica brasileira – potência em MW (SAUAIA, 2019).

4 | APLICAÇÕES DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICAS

Energia solar fotovoltaica é um tipo de energia alternativa que vem se expandindo ao redor do mundo. Existe uma predisposição para que surjam cada vez mais dispositivos de captação e armazenamento, com preços mais acessíveis como forma de estímulo ao comércio e ao uso consciente dessa energia. Nesta seção serão apresentadas algumas formas de aplicação dessa tipo de geração.

4.1 Sistemas Fotovoltaicos Residenciais

A utilização de sistemas fotovoltaicos no setor residencial tem impulsionado o mercado desse tipo de geração. Esses sistemas têm sido instalados tanto em áreas urbanas como em localidades de difícil acesso a energia elétrica.

Em residências urbanas a energia solar esta sendo empregada com o princípio de melhorar a conta de energia elétrica, tendo em vista, que no Brasil o excesso da geração de energia solar fotovoltaica é injetado na rede elétrica, no qual esse montante pode ser compensado na conta de energia elétrica.

Nas residências rurais isoladas situadas principalmente nas regiões norte do Brasil, as quais sofrem com a ausência de energia elétrica já que a região é considerada não rentável economicamente, são utilizados sistemas autônomos (*off grid*), de pequeno porte, com o objetivo básico de atender principalmente a demanda de iluminação (OLIVEIRA, 2016).

4.2 Centrais Elétricas Fotovoltaicas

As centrais elétricas fotovoltaicas executam a função de estações centralizadas de energia. A fonte de alimentação desse sistema não é associada com um cliente particular da eletricidade. Estes sistemas são tipicamente instalados em terrenos ou campos e funciona normalmente a certa distância do ponto de consumo, necessitando de sistema de transmissão e distribuição até o ponto de consumo.

Apesar das grandes centrais fotovoltaicas terem potência muito inferior em comparação às grandes centrais hidroelétricas, nucleares, etc., não há nenhuma barreira técnica ou qualquer restrição quanto à confiabilidade desses sistemas (RODRIGUES, 2017).

4.3 Sistema de Telefonia

Os sistemas de telefonia muitas às vezes precisam ser instalados em lugares remotos e de difícil acesso a energia elétrica. Logo, os sistemas de energia fotovoltaica surgem como uma boa aplicação para solução desse problema, tendo em visto, que esses empecilhos não impedem a implementação dessa forma de geração e

apresentam um bom desempenho.

4.4 Satélites

Os primeiros satélites com placas solares foram construídos na década de 60, estas placas erram vistas como uma fonte de energia inesgotável para os satélites além de possuírem baixo peso e flexibilidade. Esta alternativa se mostrou mais viável que a utilização de pilhas convencionais, até nos dias de hoje os veículos espaciais são equipados com células solares (VALLERA, 2006).

Os painéis utilizados no espaço são constituídos por células solares, que em geral usam Arsênio e Gálio em sua composição, o que garante maior eficiência na produção de energia elétrica. Em testes realizados na superfície da Terra, esse tipo de painel chegou a ter eficiência de 33,9%, praticamente o dobro das placas comuns de silício. O que limita a produção comercial de painéis a base de Arsênio e Gálio ainda é seu alto custo (GOMES, 2016).

4.5 Sistema de Bombeamento de Água

Sistemas fotovoltaicos para bombeamento de água são umas das principais e mais vantajosas aplicação da energia solar fotovoltaica. Alguns exemplos da utilização de sistemas fotovoltaicos para o bombeamento de água são: irrigação de campos através de do bombeamento de água dos reservatórios; abastecimento residencial; esgotamento de águas de poços artesanais, minas, de garagens e subestações alagadas pelo excesso de chuva (PEREIRA, 2010).

5 | VANTAGENS E DESVANTAGENS

A energia solar fotovoltaica apesar de ser considerada uma energia limpa, possui vantagens e desvantagens em relação a sua utilização.

Como principais vantagens:

- A tecnologia de geração de energia fotovoltaica apresenta qualidades ecológicas, pois o produto final é não poluente, silencioso e não perturba o ambiente;
- O custo de operação é baixo, não necessita de combustível ou transporte;
- Não utiliza peças móveis, o que facilita a sua utilização em locais isolados;
- Permite aumentar a potência instalada através de incorporações de módulos adicionais.
- Enquanto, como desvantagens têm-se:
- Ainda possui um custo de fabricação dos módulos fotovoltaicos bastante elevados, embora cada vez mais barato;
- O rendimento real de conversão de um módulo é reduzido face ao custo do investimento;

- Exigir um alto investimento inicial para sua geração.

6 | CONCLUSÃO

Com o crescimento do consumo de combustíveis fósseis, tem-se adotado a procura por sistema de produção de energia que seja totalmente e ou parcialmente limpo, representando soluções para a crescente demanda energética mundiais visando minimizar os impactos negativos sobre o meio ambiente, dentre tais soluções destacam-se aquelas baseadas em fontes inesgotáveis de energia, tal como a energia solar, que aumenta gradativamente devido a consciência ambiental das pessoas como a economia que a mesma trás possibilitando um melhor aproveitamento financeiro e energético.

Para que a energia solar fotovoltaica continue nesse processo de crescimento é necessário um maior investimento e incentivo a inovação com objetivo de torna os sistemas fotovoltaicos mais eficientes e consequentemente mais baratos.

No Brasil, a energia elétrica gerada a partir da geração solar fotovoltaica pode ser uma das soluções para a demanda de energia, sendo que o país possui uma localização privilegiada, o qual fornece uma grande incidência solar. Espera-se que nos próximos anos o Brasil apresente um grande acréscimo nesse tipo de geração e que no futuro possa configurar entre os países considerados como referência.

Por ultimo, nota-se que além de colaborar no crescimento, a sua utilização é considerada altamente estratégica para os países em desenvolvimento já que podem auxiliar na desaceleração do fluxo migratório, ajudar em atividades do campo, levar energia elétrica as regiões mais remotas, entre outros.

REFERÊNCIAS

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil. 2. ed.** Brasília: ANEEL, 2002. 243 p.

GALDINO, J. C. **Análise crítica entre dois software de dimensionamento e simulação fotovoltaico.** 2016. 63 f. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2016.

GLOBAL Market Outlook. **Solar Power**, 2018. Disponível em: <<http://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2018/09/Global-Market-Outlook-2018-2022.pdf>>. Acesso em: 06 Jul. 2019.

GOMES, Mario. **A Energia Solar na Conquista do Espaço.** Disponível em: <<http://greenbras.com/energia-solar/energia-fotovoltaica/a-energia-solar-na-conquista-do-espaco/>>. Acesso em: 07 Jul. 2019.

IMHOFF, Johninon. **Desenvolvimento de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos,** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria, 2007.

MARTINS R. F., et al **Levantamento dos recursos de energia solar no Brasil com o emprego de satélite geostacionário - o Projeto Swera.** Rev. Bras. Ensino Fis. v. 26, n. 2, São Paulo, 2004.

OLIVEIRA, O. G.; OLIVEIRA, R. H.; GOMES, R. O. Energia solar: um passo para o crescimento. **REGRAD-Revista Eletrônica de Graduação do UNIVEM-ISSN 1984-7866**, v. 10, n. 01, p. 377-389, 2017.

PEREIRA, D. A. **Sistemas fotovoltaicos para bombeamento de água**. 2010. 65 f. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

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

RODRIGUES, F. W. **A tendência de crescimento da energia solar fotovoltaico**. 2017. 60 f. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2017.

RUTHER, R. et al. **Avaliação do impacto da geração distribuída utilizando sistemas solares fotovoltaicos integrados à rede de distribuição**. 2005.

SAUAIA, R. L. ABSOLAR, 2018. Disponível em: <<https://www.cnabrazil.org.br/assets/images/Painel-2-RODRIGO-SUAIA-ABSOLAR.pdf>> . Acesso em: 01 Jun. 2019.

SILVA, Rutelly Marques da. **Energia solar no Brasil: dos incentivos ao desafios**. 2015.

VALLERA, Antônio M.; BRITO, Miguel Centeno. Meio século de história fotovoltaica. **Gazeta de Física**, v. 1, n. 2, 2006.

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO CENTRO DE EDUCAÇÃO AMBIENTAL DA ARCELOR MITTAL TUBARÃO

Bruna Machado Christ

FAESA - Faculdades Integradas
Espírito-Santenses Vitória – Espírito Santo

Stefanie Lievore Cruz

FAESA - Faculdades Integradas
Espírito-Santenses Vitória – Espírito Santo

Warley Teixeira Guimarães

FAESA - Faculdades Integradas
Espírito-Santenses Vitória – Espírito Santo

RESUMO: A busca por fontes de energia limpas e renováveis tornou-se muito importante no atual contexto mundial, devido ao esgotamento e aumento do preço de combustíveis fósseis. Além disso, uma série de consequências negativas ao meio ambiente são geradas pelas fontes fósseis, logo alternativas energéticas que não acarretem tantos prejuízos são o alvo de muitas pesquisas. É nesse contexto que a energia fotovoltaica, que utiliza a radiação solar para ser convertida em eletricidade, funciona como uma forma de minimizar os problemas com a poluição. As vantagens da energia fotovoltaica são inúmeras, dentre elas há a possibilidade de produzir energia em casa ou levar a lugares não atendidos pela distribuidora elétrica, como ilhas, campings, sítios, fazendas, embarcações e comunidades distantes. Em vista disso, neste projeto foi analisada

a viabilidade técnica para a implementação de um sistema de geração de energia solar fotovoltaica no Centro de Educação Ambiental da Arcelor Mittal Tubarão (CEA), em Vitória, ES. Foram analisadas as condições presentes no CEA, como estrutura dos telhados, áreas de sombreamento e consumo local. A decisão para o dimensionamento não foi tão simples, pois são poucos os telhados adequados para suportar o peso do conjunto de módulos fotovoltaicos e porque a área de sombreamento é significativa, entretanto, foi possível dimensionar um sistema isolado e um sistema conectado à rede para atender ao local e para fins educativos.

PALAVRAS-CHAVE: Educação ambiental, Energia Solar, Fotovoltaica

TECHNICAL FEASIBILITY ANALYSIS FOR THE IMPLEMENTATION OF A POWER GENERATION SYSTEM SOLAR PHOTOVOLTAIC IN EDUCATION CENTER OF ARCELOR MITTAL TUBARÃO

ABSTRACT: The search for clean and renewable energy sources has become very important globally, due to the exhaustion and rising prices of fossil fuels. In addition, a number of environmentally negative effects are generated by the use of fossil fuels as sources of energy and thus alternative energies with less negative impacts are the target of much research. In this context, photovoltaic energy, the use of

energy generated by the sun to generate electricity, works as a way to minimize the problems with pollution generated by fossil fuels. The advantages of photovoltaic energy are numerous, among them there is the possibility of producing energy at home or bringing it to places not served by electricity distributors, such as islands, campsites, ranches, farms, boats and remote communities. Due to these advantages, this project analyzes the technical feasibility for the implementation of a photovoltaic solar power generation system at Environmental Education Center of Arcelor Mittal Tubarão (CEA), in Vitória, ES. The infrastructure present at CEA was analyzed, like structure of roofs, shading areas and local consumption. The decision for sizing was not simple, since there are few roofs suitable to support the weight of the photovoltaic modules. Because the shading area is significant, however, it was possible to scale both an Off-Grid system and a Grid-tie system to supply CEA and for educational purposes.

KEYWORDS: Environmental Education, Solar Energy, Photovoltaic

1 | INTRODUÇÃO

O aumento da demanda de energia elétrica em todo o mundo, aliada à necessidade de diminuir a dependência de combustíveis fósseis e a preferência por fontes de energia que não poluem, têm levado à busca de novas fontes de energia para a geração de eletricidade (Villalva & Gazoli, 2013).

O Sol possui um papel de extrema importância para a existência dos seres humanos e o Brasil possui uma posição geográfica privilegiada para explorar a luz solar (Santos & Jabbour, 2015). Segundo Varella e colaboradores (2009), o Brasil possui grandes reservas de quartzo para a produção de silício. É nesse contexto, que se insere a utilização de painéis fotovoltaicos, fonte de energia renovável, que não somente movimentam a economia, mas auxiliam no meio ambiente.

Os painéis se baseiam no efeito fotoelétrico para obtenção de energia. O efeito fotoelétrico ocorre por meio da transformação direta da luz em energia elétrica, recorrendo-se, para isso, às células solares (Sidawi e col., 2011). Novos tipos de células solares e materiais estão sendo desenvolvidos devido à competitividade e à concorrência entre pesquisadores, e por último, mas não menos importante, por causa de fatores políticos e econômicos (Cotfas & Cotfas, 2013).

No Brasil a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2015). Tornando-se uma forma de incentivar e regulamentar o uso de tal fonte de energia nesse país.

Há dois tipos de sistemas fotovoltaicos: o sistema isolado (Off-grid) e o sistema conectado à rede (Grid-tie). O primeiro é caracterizado por não haver conexão com a rede elétrica, sendo a energia produzida armazenada em baterias que garantem o suprimento em períodos sem a radiação solar. O segundo opera em paralelismo com

a rede elétrica, com o objetivo de gerar eletricidade para consumo local, podendo reduzir ou eliminar o consumo da rede pública ou mesmo gerar excedente de energia (Villalva & Gazoli, 2013).

A Arcelor Mittal Tubarão visa produzir com responsabilidade e ajudar a empresa e comunidades onde estão presentes a se desenvolverem de forma sustentável. Como uma primeira ação sistemática de educação ambiental, o Programa Interagir de Educação Ambiental foi iniciado pela empresa em 1996 em Vitória, ES. Direcionado inicialmente aos empregados próprios, em 2002, foi estendido aos empregados das empresas parceiras. Do Programa Interagir nasceu a ideia de criação do CEA, local onde se realizam os Encontros de Educação Ambiental, nos quais são apresentados, anualmente, os resultados do programa. Desde a sua criação, já foram apresentados mais de uma centena de trabalhos de melhorias ambientais, desenvolvidos pelos empregados próprios e de empresas parceiras, e implantados em seus postos de trabalho visando à melhoria contínua e o aprimoramento da gestão ambiental da empresa. Estruturado a partir do conceito de que os investimentos em equipamentos e sistemas de controle ambiental só atingem eficiência e qualidade se acompanhados por um forte engajamento das pessoas, o objetivo central do Programa Interagir é promover a mudança de comportamento e atitudes frente às questões ambientais nas atividades da empresa.

Assim como a Arcelor Mittal Tubarão busca o desenvolvimento relacionado com a sustentabilidade, realizando a conscientização dos próprios empregados da empresa e também o público que visita as suas instalações, outros locais no Brasil vêm desenvolvendo ações para promover essa ideia, como em Búzios, RJ. Nesta cidade, há um programa chamado Cidade Inteligente que tem como objetivo promover a conscientização dos moradores para um consumo mais eficiente de energia. Com isso, três escolas municipais de Búzios estão utilizando painéis solares para gerar energia. A inovação é possibilitada por sistemas fotovoltaicos de 5kW para cada, instalados pela Prátil, empresa de serviços da Endesa Brasil, que podem gerar economia de até 30% na conta de luz das unidades. Já em Minas Gerais e São Paulo, um projeto idealizado pelo Greenpeace para a Escola Estadual Professor Oswaldo Aranha Bandeira de Mello (SP) e na Escola Municipal Professor Milton Magalhães Porto (MG), lançou uma campanha de crowdfunding (financiamento coletivo), para conseguir comprar o material necessário para instalar o sistema. Para a organização, a instalação dessa tecnologia em escolas pode ajudar a plantar uma semente de conscientização nas crianças, criando o hábito frequente de buscar soluções inteligentes renováveis para o problema de energia.

O objetivo do trabalho foi analisar a viabilidade técnica para instalação de geradores fotovoltaicos no Centro de Educação Ambiental da Arcelor Mittal Tubarão, e posteriormente, dimensionar um sistema de produção de energia solar fotovoltaica, tendo como base a Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17/04/2012, para atender ao consumo de energia elétrica nas edificações existentes.

2 | METODOLOGIA

2.1 Condições encontradas na Arcelor Mittal Tubarão

Durante o mês de julho do ano de 2015 foram levantados os dados referentes à estrutura, sombreamento e inclinação dos telhados do Centro de Educação Ambiental da empresa Arcelor Mittal Tubarão, localizada em Vitória-ES. O CEA é composto pelas edificações esquematizadas na Fig. 1.

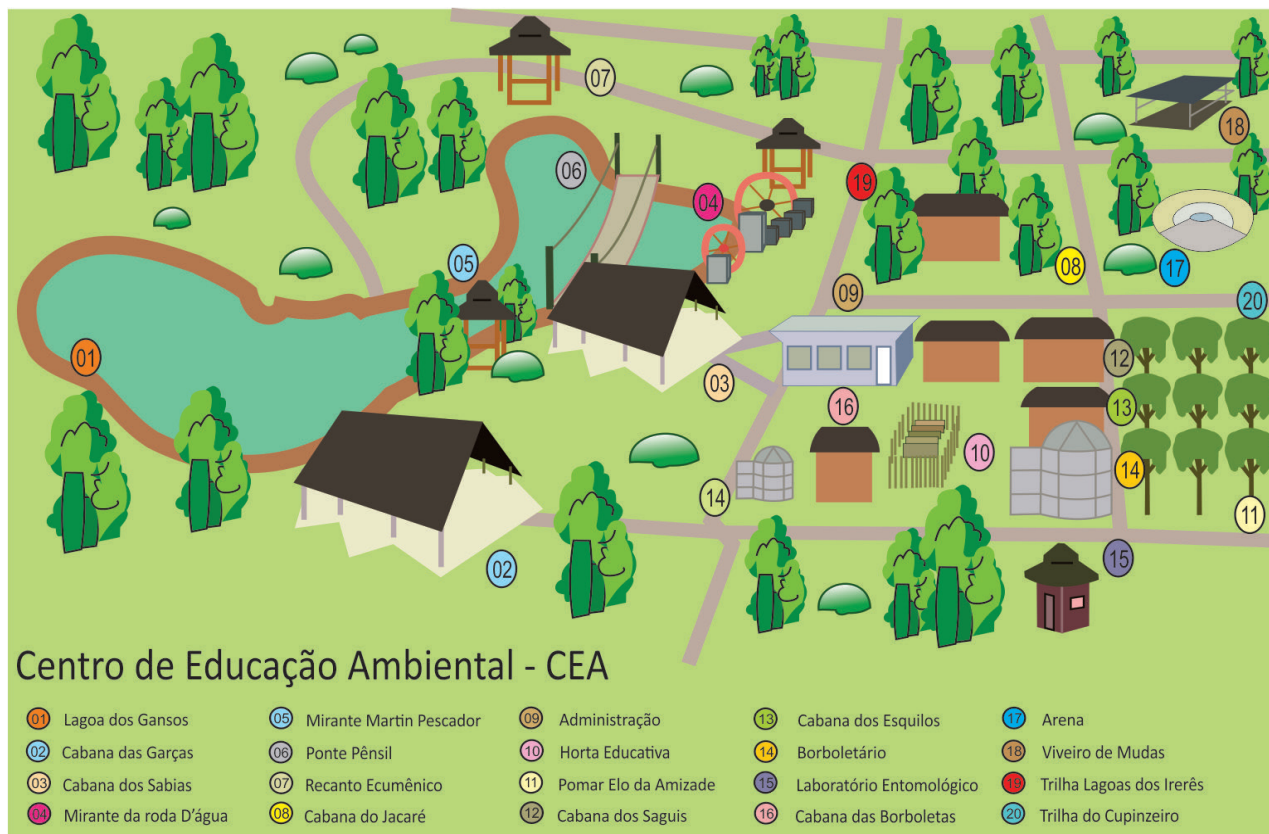


Figura 1 – Ilustração do Centro de Educação Ambiental da Arcelor Mittal Tubarão.

2.2 Determinação da estimativa de consumo elétrico do CEA

Foi realizado um levantamento das cargas instaladas e tempo de utilização, gerando uma estimativa do consumo elétrico do CEA, incluindo iluminação interna e externa de todas as edificações e o consumo dos condicionadores de ar. Para tanto, foram registrados a cada equipamento o número de horas diárias de utilização, por meio de consultas feitas aos funcionários. De acordo com o Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética, pode-se calcular o consumo médio de energia (kWh) de um equipamento de acordo com o seu hábito de uso, sendo necessária a procura da potência do aparelho no manual do fabricante. O consumo mensal médio foi obtido pela Eq. (1).

$$\text{Consumo} = \sum \frac{\text{Potência do equipamento (W)} \times \text{N}^{\circ} \text{ de horas utilizadas} \times \text{N}^{\circ} \text{ de dias de uso ao mês}}{1000} \quad (1)$$

3 | RESULTADOS

3.1 Determinação do consumo elétrico do CEA da Arcelor Mittal Tubarão

As Tab. 1 e 2 esquematizam o consumo energético do CEA. O consumo total é aproximadamente 10,5 MWh.

CONSUMO POR ILUMINAÇÃO	CONSUMO MENSAL (kWh/mês)
Área interna	740,6
Área externa	2.095,2
Total	2.835,8

Tabela 1 – Estimativa de consumo mensal por iluminação do CEA da Arcelor Mittal Tubarão.

LOCAL	CONSUMO MENSAL (kWh/mês)
Banheiros (feminino/masculino)	346,6
Administração	689
Escritório	445
Copa/Cozinha	319,9
Cabana do Jacaré	1.889,2
Cabana do Saguí	434,7
Cabana dos Esquilos	352,8
Cabana do Sabiá	197,1
Cabana da Borboleta	39,4
Borboletário	268,3
Cabana das Garças	987,2
Vestiários (feminino/masculino)	443,5
Depósito de limpeza	3,52

Sala de reunião	41,3
Área externa	4.027,1
Total	10.484,62

Tabela 2 – Estimativa de consumo total de cada edificação do CEA da Arcelor Mittal Tubarão.

3.2 Mapeamento das zonas de sombreamento

As estruturas de telhado mais adequadas para suportar o peso do conjunto de painéis são as das edificações do banheiro e administração, de acordo com as respectivas estruturas. As demais edificações que compõem o CEA apresentam estrutura em madeira sem resistência suficiente para a implementação do sistema. As Fig. 2 e 3 mostram a esquematização do sombreamento encontrado nesses telhados. As inclinações referentes à água 1 de cada telhado são aquelas voltadas para o norte geográfico e as mais favoráveis para a instalação dos painéis. Essa orientação melhora o aproveitamento da luz solar ao longo do dia, pois durante todo o tempo os painéis recebem os raios solares incidindo sobre sua superfície.

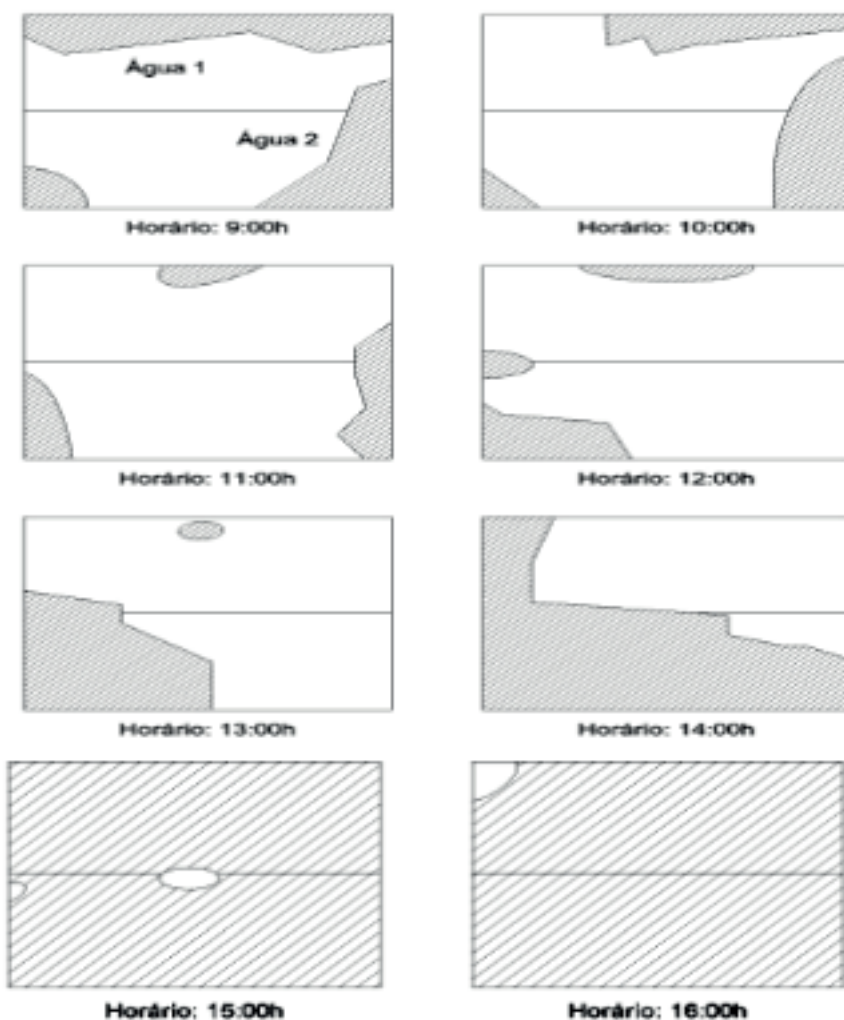


Figura 2 - Sombreamento sobre o telhado do prédio da administração ao longo do dia.

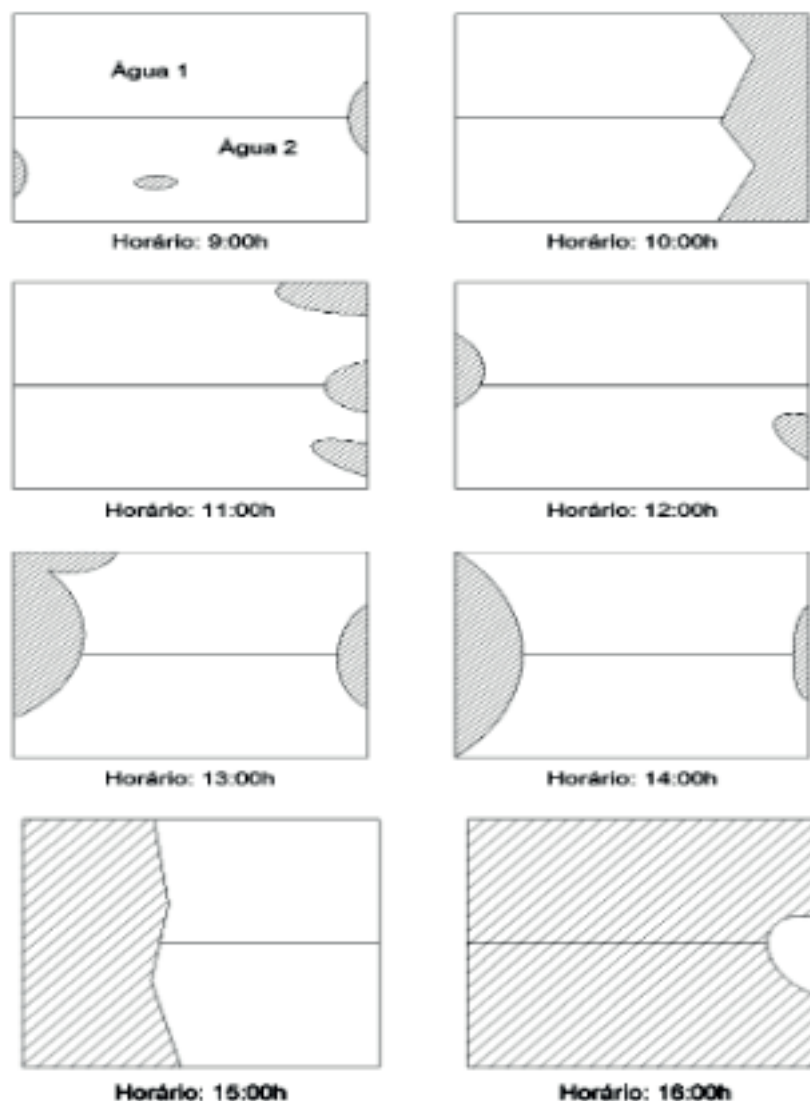


Figura 3 - Sombreamento sobre o telhado do prédio dos banheiros ao longo do dia.

3.3 Proposta para o Centro de Educação Ambiental da Arcelor Mittal Tubarão

Baseado nos dados levantados para o CEA da Arcelor Mittal Tubarão, propõe-se um sistema fotovoltaico conectado à rede nos telhados das edificações da administração e banheiros, orientados ao norte geográfico, com o intuito de atender o consumo de energia gerado pela iluminação interna. Também está incluída nesta proposta a implantação de um sistema isolado na forma de um totem, que funcionará como um posto de recarga de dispositivos móveis de telecomunicação.

Ambos os sistemas serão visíveis aos visitantes e, portanto, contribuirão para a educação ambiental daqueles que por lá transitarem.

Houve dificuldade na tomada da decisão quanto ao local de instalação do sistema, uma vez que a estrutura da maioria dos telhados não era suficientemente resistente para suportar todo o peso do conjunto de painéis, com exceção da edificação dos banheiros e da administração.

Outro problema enfrentado foi o sombreamento dos telhados, uma vez que há

uma grande densidade de árvores próximas aos mesmos. São poucas as horas do dia nas quais ocorre uma radiação satisfatória para a produção de energia elétrica por meio de painéis fotovoltaicos. Mesmo nos telhados selecionados a insolação ocorre diariamente entre 9 e 14 horas, um período de tempo relativamente curto.

3.4 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico Isolado

O sistema isolado proposto tem como objetivo a recarga de dispositivos móveis, e foi considerado o caso mais extremo de carregamento, com 15 cargas completas de celulares com capacidade de 3050 mAh (capacidade de carga alta para celulares) por dia e alimentação de uma lâmpada de LED de potência de 11 W para iluminação do totem exemplificado na Fig. 4. A energia consumida foi calculada com base no consumo desses dois equipamentos.

Além disso, com o propósito de garantir que em dias nublados o fornecimento de energia não será interrompido, a bateria usada deverá armazenar o dobro de energia necessária diariamente. A Tab. 3 mostra os equipamentos necessários para a configuração do totem que se baseará em um sistema fotovoltaico isolado.

EQUIPAMENTOS	QUANTIDADE	ESPECIFICAÇÃO
Luminária LED	1	Potência 11W
Painel fotovoltaico	1	Potência 255Wp
Controlador de carga	1	MPPT 10A/12V
Bateria estacionária	1	105Ah/12V
Inversor off-grid	1	12V/127V

Tabela 3 – Quantidade e especificação dos equipamentos para configuração do totem de recarga de dispositivos móveis.

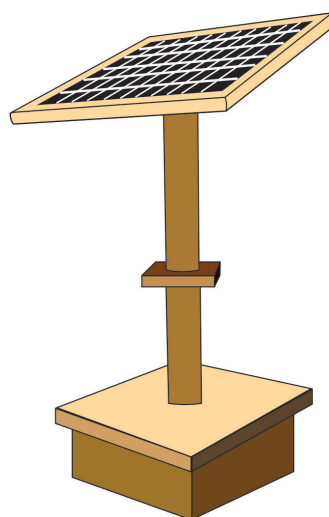


Figura 4 - Exemplificação do totem de recarga de dispositivos móveis.

3.5 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

O intuito do sistema conectado à rede proposto nesse projeto é atender à demanda de energia consumida para a iluminação interna do CEA. Uma proposta levantada para o futuro é a substituição das lâmpadas fluorescentes por lâmpadas de LED, que apresentam um consumo de energia menor.

O consumo da iluminação interna do CEA é de aproximadamente 740,6 kWh/mês. O sistema mostrado na Fig. 5 foi dimensionado para atender 80% da demanda energética.

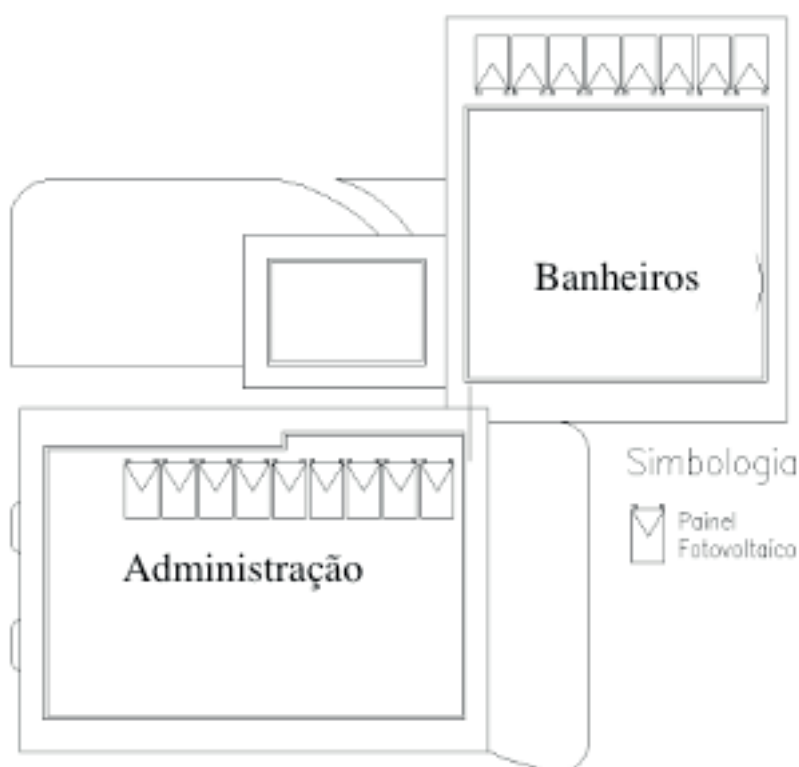


Figura 5 - Esquema da localização dos painéis fotovoltaicos sobre os telhados da administração

e banheiro.

Os equipamentos necessários para o sistema conectado à rede elétrica estão especificados na Tab.4.

EQUIPAMENTOS	QUANTIDADE	ESPECIFICAÇÃO
Painéis fotovoltaicos	17	Potência 255Wp
Inversor grid-tie	1	5000W/1000Vcc

Tabela 4 – Especificação dos equipamentos para o sistema fotovoltaico conectado à rede.

4 | CONCLUSÃO

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico requer o conhecimento de uma série de condições locais. Para o CEA da Arcelor Mittal Tubarão as dificuldades enfrentadas foram as estruturas dos telhados, que na maioria não eram adequadas para suportar o peso do conjunto de painéis fotovoltaicos, o sombreamento significativo dos telhados e o alto consumo de energia para atender todas as cargas instaladas.

A solução encontrada nesse trabalho foi o dimensionamento de dois sistemas fotovoltaicos: isolado e conectado à rede. O primeiro apresenta como objetivo a recarga de dispositivos móveis de telecomunicação e o segundo, suprir 80% do consumo de iluminação interna da CEA. Ambos contribuirão para o meio ambiente e para fins educativos, uma vez que a Arcelor Mittal Tubarão é visitada frequentemente por estudantes e empregados da empresa.

Espera-se que a instalação física do projeto seja realizada em 2016 e que ele possa ser uma fonte educativa e conscientizadora para os cidadãos capixabas que visitarem o CEA, melhorando a percepção a cerca da energia solar fotovoltaica.

AGRADECIMENTOS

Às Faculdades Integradas Espírito-Santenses - FAESA, à Arcelor Mittal Tubarão e à Technosolar Comércio e Serviços Ltda, pelo apoio com o qual foi possível desenvolver este estudo.

REFERÊNCIAS

Ambiente Energia. Disponível em <https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2015/02/escolas-publicas-em-mg-e-sp-ganham-paineis-solares/25414>. Acesso em 20/10/2015.

Ampla. Disponível em https://www.ampla.com/media/332205/paineis_solares_buzios.pdf. Acesso em 20/10/2015.

Aneel. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 09/09/2015.

Arcelor Mittal Tubarão. Disponível em <http://tubarao.ArcelorMittal.com/sustentabilidade/centro-educacao-ambiental/atividades/index.asp>. Acesso em 20/10/2015.

Daniel Tudor Cotfas and Petru Adrian Cotfas, “**A Simple Method to Increase the Amount of Energy Produced by the Photovoltaic Panels,**” International Journal of Photoenergy, vol. 2014, Article ID 901581, 6 pages, 2014.

Procel. Disponível em <http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7BE6BC2A5F-E787-48AF-B485-439862B17000%7D>. Acesso em 23/10/2015.

PROCEL INFO. Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7BE6BC2A5F-E787-48AF-B485-439862B17000%7D>

Santos, J. B., Jabbour, C. J. C. **Adoção da energia solar fotovoltaica em hospitais: revisando a literatura e algumas experiências internacionais.** Saude soc., São Paulo , v. 22, n. 3, p. 972-977, Sept. 2013.

Available from [http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0104-](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0104-12902013000300026&lng=en&nrm=iso)

[12902013000300026&lng=en&nrm=iso](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0104-12902013000300026&lng=en&nrm=iso). Access on 09 Sept. 2015. <http://dx.doi.org/10.1590/S0104-12902013000300026>.

Sidawi, F. et al. **Electrical properties in photovoltaic solar modules.** Microelectronics International, Southampton, v. 28, n. 1, p. 12-16, 2011.

Varella, F., Gomes, R. D. M., Januzzi, G. M. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil: panorama da atual legislação.** Campinas: International Energy Initiative, 2009. Disponível em: <http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/RELATORIO_PROJETO_2_FINAL.pdf>. Acesso em: 09 set. 2015.

Villalva, M. G., Gazoli, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações – Sistemas Isolados e Conectados à Rede.** São Paulo, 2013.

ANÁLISE DE MERCADO DE TECNOLOGIA SOLAR FOTOTÉRMICA E PROPOSTA DE MODELO DE NEGÓCIO

Ricardo Alberto Rodríguez-Carvajal
Rafael García Gutierrez
Paula C. Isiordia-Lachica
Martín Picón Nuñez
Jesús Hernández Ruíz
German Eduardo Devora-Isiordia

RESUMO: A indústria solar mexicana está nascendo desde que existe a comercialização de tecnologia importada. Desenvolvemos iniciativas que buscam criar esta indústria no México, uma delas é a criação do Centro Mexicano de Inovação em Energia Solar (CeMIE-Sol) criado em 2013, este projeto terminou em janeiro de 2019, gerando projetos em tecnologia fotovoltaica, fototérmica e infra-estrutura para certificações de qualidade. Os principais atores foram o setor acadêmico e de pesquisa, gerando tecnologia que foi avaliada com ferramentas como Nível Tecnológico de Maturidade (TRL), análise de custos, projeções financeiras e propostas de modelos de negócios, a fim de trazer comercializar os desenvolvimentos e gerar inovação, dando lugar a uma indústria solar mexicana. Os resultados deste centro têm gerado propriedade industrial, mas sem uma visão de mercado por falta de informação útil, uma vez que não está disponível no momento. Com base na identificação do potencial de mercado da tecnologia fototérmica, este artigo

propõe um modelo de negócio para um projeto derivado do CeMIE-Sol que traz sua integração mais próxima da cadeia de valor da indústria solar nacional e internacional.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Energia Solar, Inovação Industrial, Propriedade Intelectual.

MARKET ANALYSIS OF PHOTOTHERMAL SOLAR TECHNOLOGY AND BUSINESS MODEL PROPOSAL

ABSTRACT: A Mexican solar industry is being born since there is a commercialization of imported technology. We develop initiatives that seek to raise this industry, not Mexico, one of the centers of the Mexican Solar Energy Innovation Center (CeMIE-Sol) created in 2013, this project finished in 2019, gearing projects in photovoltaic, photothermal and infra-red technology. structure for certificações de qualidade. The main principles are academic research and development, gerarging technology that has been supported by technological standards of Maturidade (TRL), analysis of custos, financial projeções and proposals of business models, in order to commercialize the development and gerar inovação , giving rise to a Mexican solar industry. The results of this center, the industrial property, plus the market's vision due to the lack of useful information, since it is not available at

any time. Based on the identification of the market potential of photothermal technology, this article proposes a business model for a derivative project of CeMIE-Sol that traces its integration next to the value chain of national and international solar industry.

KEYWORDS: Solar Energy, Industrial Innovation, Intellectual Property.

INTRODUÇÃO

Este trabalho é baseado em uma análise de mercado da tecnologia fototérmica, anteriormente realizada por meio de consultoria internacional previsões (Rodríguez-Carvajal, et al, 2018), cujo objetivo foi identificar o potencial de integração dos desenvolvimentos tecnológicos de um projeto do CeMIE-Sol. Este documento mostra um estudo de caso específico que corresponde ao projeto P03 “Produção de eletricidade solar através de sistemas de disco parabólico, a partir de fotocélulas de alta eficiência e dispositivos termiônicos avançados”, para o qual é proposto um modelo de negócios que contribui para a abordagem de estratégias para sua integração na cadeia de valor da indústria solar

Um dos regulamentos que está impulsionando o desenvolvimento do mercado é a Lei de Transição de Energia (LTE), que estabelece que a Secretaria de Energia (SENER) fixará como meta uma participação mínima de energia limpa na geração de energia elétrica de 25% para 2018, 30% para 2021 e 35% para 2024.

Também a Lei Geral de Mudanças Climáticas (LGCC), contempla promover o uso de energias renováveis como medida de mitigação às mudanças climáticas, a lei estabelece os seguintes objetivos e aspirações: reduzir em 2020 30% das emissões em relação à linha de base bem como uma redução de 50% nas emissões para 2050 em relação às emissões de 2000. Isso leva o México a enfrentar desafios tecnológicos, econômicos e políticos, que abrem um mercado para atingir as metas estabelecidas pelo governo.

Uma das grandes oportunidades que motivou essa abertura para a transição energética é o impulso para a investigação e desenvolvimento e inovação, a LGCC prevê a concessão de estímulos fiscais para a realização de atividades relacionadas a:

- Pesquisa, incorporação ou uso de mecanismos, equipamentos e tecnologias que visem evitar, reduzir ou controlar as emissões; bem como promover práticas de eficiência energética.
- Pesquisa e incorporação de sistemas de eficiência energética; e desenvolvimento de energias renováveis e tecnologias de baixa emissão de carbono.

Para as empresas usuárias e consumidoras de vetores de energia, visando principalmente o consumo de energia elétrica, mas sem deixar de fora o consumo de outras energias utilizadas para a geração de calor industrial.

Além disso, em 2014, os CEMIEs foram criados como uma linha estratégica do

SENER e do CONACYT (Conselho Nacional de Ciência e Tecnologia) para fortalecer as capacidades nacionais em energia geotérmica, solar e eólica. A criação do CEMIE Sol representa um novo esquema, pois reúne 57 participantes - 47 institutos de pesquisa e ensino superior e 10 empresas privadas líderes -.

O CEMIE Sol ajudará na criação de tecnologias para melhorar a exploração do recurso solar, o desenvolvimento de capacidades empreendedoras e a geração de talentos de classe mundial.

Entre suas linhas de pesquisa, o CEMIE Sol inclui mapeamento de recursos solares, P & D de materiais, células solares e módulos fotovoltaicos, combustíveis solares, calor de processo e calor para eletricidade. Esses temas estão integrados em duas grandes áreas: fototérmica e fotovoltaica.

O apoio econômico do Fundo de Sustentabilidade Energética ao CEMIE Sol representa um dos maiores investimentos realizados até agora em termos de P & D em energia solar; o CEMIE Sol conta com 452,8 milhões de pesos de apoio direto e 9,8 milhões de pesos de recursos concorrentes.

Os projetos do CEMIE Sol que estão desenvolvendo tecnologia e inovação no assunto da energia fototérmica são:

- Produção de energia solar através de sistemas de discos parabólicos, a partir de fotocélulas de alta eficiência e dispositivos termiônicos avançados.
- Desenvolvimento de tanques de armazenamento solares térmicos
- Desenvolvimento de sistemas de refrigeração operados com energia solar.
- Combustíveis solares e processos industriais (COSOLPI).
- Desenvolvimento de coletores, sistemas solares e sistemas autônomos de baixa temperatura com novos materiais para o México.
- Laboratório de testes de baixa e média temperatura, laboratório para projeto e integração de sistemas termo-solares assistidos por computador.
- Inventário Nacional do Recurso Solar (Mapa do Recurso Solar).
- Materiais seletivos e reflexivos para sistemas de conversão de energia solar em energia térmica. (CEMIE SOL, 2013)

ENERGÍA SOLAR FOTOTÉRMICA

Comparada com a energia solar fotovoltaica em larga escala, a energia solar fototérmica recebeu menos atenção dentro da reforma energética; No entanto, é a tecnologia solar mais profundamente enraizada no mercado mexicano e tem contribuído com mais energia para a matriz energética do país nos últimos anos. Até 2015, a superfície total instalada de Aquecedores Solares de Água (CSA) somava pouco mais de 3 milhões de metros quadrados. Se o ritmo de crescimento registrado pela energia solar fototérmica no período 2010-2015 continuar - em termos de superfície

total instalada e nova superfície instalada anualmente -, estima-se que até 2020 esta tecnologia poderá atingir uma área total instalada entre 5 milhões e 6 milhões de metros quadrados.

Embora nos últimos anos tenha havido uma tendência ascendente, o potencial do país para a tecnologia fototérmica é muito maior. De acordo com um estudo realizado em 2015 pela Agência IRENA e SENER, estima-se que exista um potencial fototérmico solar de 33 GW distribuído nos setores industrial e de construção (SENER / IRENA REMAP 2030 México). O potencial de água quente sanitária e refrigeração em edifícios é de 24 GW, enquanto no setor industrial um potencial de 9 GW é calculado - 80% deles na indústria de transformação -; 7GW (\pm 10,3 milhões de metros quadrados) estão localizados no setor de baixa temperatura - em processos típicos das indústrias têxtil e de alimentos, por exemplo - e 2GW (\sim 2,9 milhões de metros quadrados) estão em processos de média temperatura, para quais sistemas de concentração são necessários. (Energia Solar, 2018).

EL CALOR SOLAR INDUSTRIAL

O consumo final de energia térmica no setor industrial é maior que o consumo de eletricidade em todo o mundo. No entanto, muito mais se fala de eletricidade. Figura 1

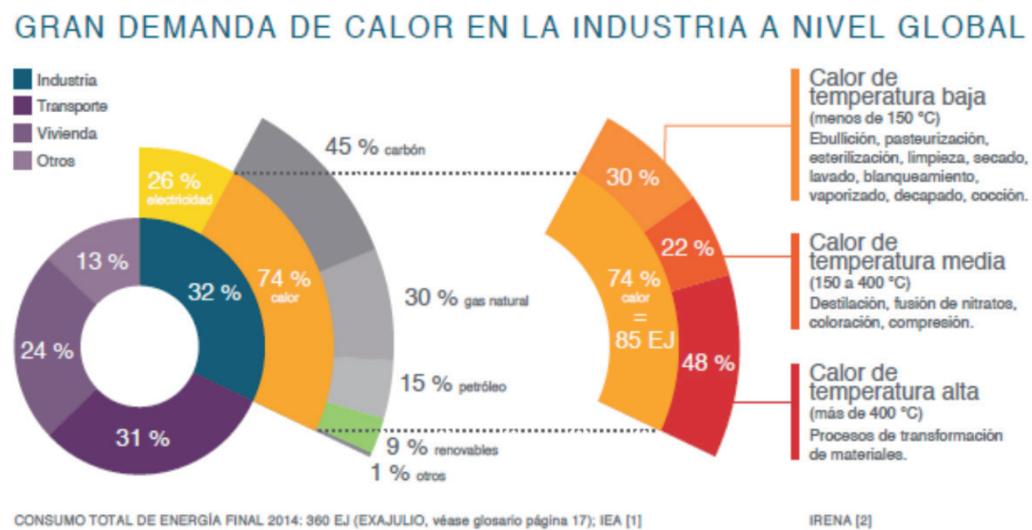


Figura 1 Distribuição do uso de calor solar do processo em nível global.

Fonte: Calor solar industrial, Solar Payback, 2016.

Atualmente, o calor dos processos industriais (SHIP, por sua sigla em inglês) é suprido em 90% por meio de carvão, petróleo e gás; e essa demanda cresce 1,7% ao ano projetada para 2030.

A tecnologia térmica solar é amplamente utilizada em todas as regiões do mundo para fornecer água quente, calor e espaço fresco, produtos secos e fornecer calor, vapor ou refrigeração para processos industriais ou uso comercial de cozinha. Até o

final de 2016, as tecnologias de aquecimento e resfriamento solar foram vendidas em pelo menos 127 países. A capacidade acumulada de coletores de vidro (placa plana e tubo a vácuo) e coletores não vidrados em operação aumentou para um total de 456 GWth no final do ano, comparado a 435 GWth um ano antes. (Renewables 2017, Relatório de Status Global)

Assim como em 2015, os cinco primeiros países com capacidade instalada são: China, Estados Unidos, Turquia, Alemanha e Brasil. Os coletores solares térmicos de todos os tipos forneceram aproximadamente 375 TWh (1.350 PJ) de calor por ano até o final de 2016, o equivalente ao conteúdo de energia de 221 milhões de barris de petróleo. A instalação de novos sistemas solares térmicos estagnou desde 2016, devido aos baixos preços dos combustíveis fósseis. Desacelerações significativas foram registradas na Polônia (-58%), França (-35%), Áustria (-19%) e Israel (-16%). Entre os 20 maiores mercados, e apresentando crescimento, estão países como Dinamarca (84%), México e Índia (ambos 6%) (Figura 2). Assim como em 2015, os cinco principais países em novas instalações em 2016 foram China, Turquia, Brasil, Índia e Estados Unidos. Os 20 principais países para instalações solares térmicas representaram uma estimativa de 94% do mercado global em 2016. (Renewables 2017, Global Status Report)

Na maioria desses 20 países importantes, os mercados eram dominados pelos coletores de placas: na China e na Índia, mais da metade das novas instalações em 2016 são coletores de tubo a vácuo. No mercado atual, as tecnologias utilizadas são assim distribuídas: os coletores a vácuo representam 75% das novas instalações, os coletores de placas planas, compostos por 21%, e os coletores de água não vitrificada, os restantes 4%. Na Figura 2 pode-se observar que o mercado mexicano cresceu 6%.

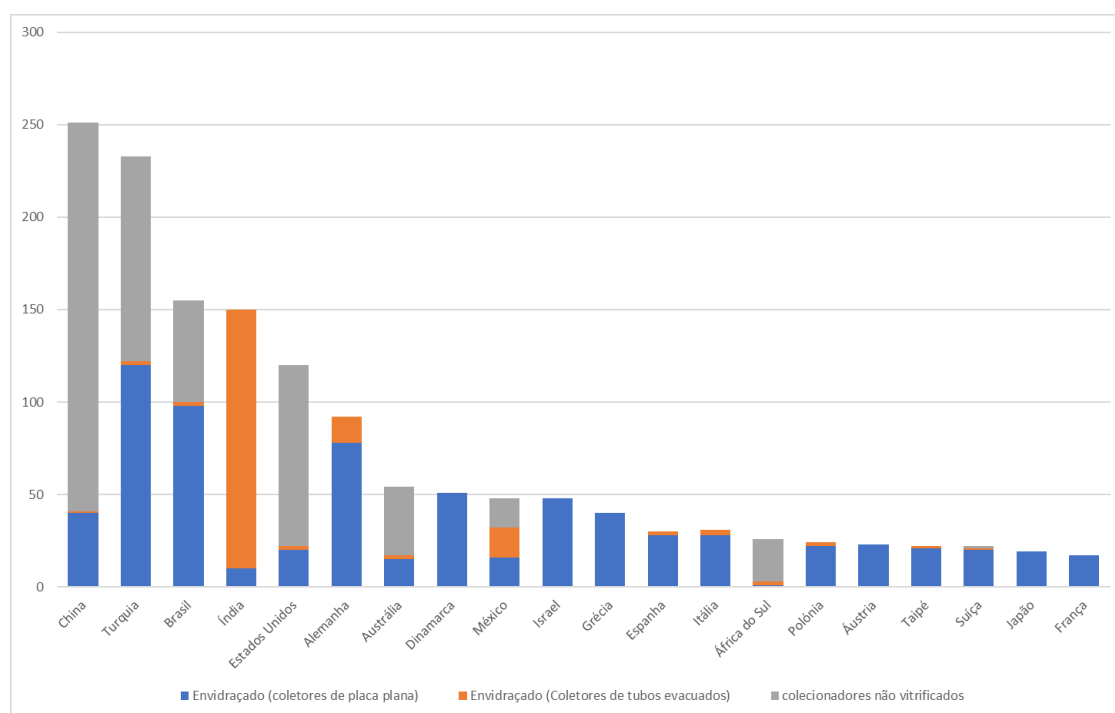


Figura 2 Os 20 principais países com capacidade instalada de aquecedores solares de água.

O mercado de aquecedores solares de água é o que está crescendo, isso se deve a diferentes políticas e projetos que promovem e financiam a aquisição desses dispositivos.

O aquecimento de água é a operação que consome mais energia em casa, com quase 50% do consumo de energia da casa, o aquecedor de água representa mais que o dobro do refrigerador (22%) e mais que o triplo do ar condicionado (15%) e essa iluminação (15%).

Fatores estruturais, como o alto regime solar do México (5,2 kW / m² / dia) e o acelerado progresso tecnológico, e fatores de curto prazo, como tendências no mercado de combustíveis fósseis e a taxa de câmbio, tornam o aquecimento de água solar uma alternativa de alto potencial para reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE).

No México há uma década, os esforços foram intensificados para promover o uso de aquecedores solares de água (CSA), destacando o Programa para a Promoção de Aquecedores Solares de Água no México. Nessas circunstâncias, esses esforços permitiram que as vendas da CSA atingissem níveis próximos a 400.000 m² por ano, em comparação com um potencial estimado em mais de 2 milhões de m² por ano. As principais realizações estão ocorrendo no novo equipamento de habitação, deixando o setor de habitação pré-existente um pouco atrasado. (Relatório Bimcon, 2017).

A oferta ao público em geral da CSA ainda é incipiente. No entanto, a forte rede de revendedores de aquecedores convencionais é facilmente utilizável para distribuir CSA massivamente. Apenas a marca Calorex refere-se a 2.517 pontos de venda de aquecedores a gás em seu site.

Durante a última década, as CSAs foram ganhando insight nesse mercado com uma taxa de crescimento anual média de 14%. No entanto, apenas um em cada 20 lares mexicanos tem um aquecedor solar de água. O nicho que registrou o maior crescimento da CSA é o de novas moradias de interesse social, fortemente apoiadas por programas como Green Mortgage e Sustainable Housing. Dos 31,4 milhões de domicílios no México, 42% (13,2 milhões) usam aquecedores a gás. 63% das despesas familiares em energia são precisamente em gás, e deste 54% é usado para aquecer a água. Assim, o potencial de vendas da CSA foi estimado em 2 milhões de m² por ano, dos quais apenas cerca de um quinto está sendo alcançado.

ESTUDO DE CASO DO PROJETO "PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE SOLAR ATRAVÉS DE SISTEMAS DE DISCOS PARABÓLICOS, A PARTIR DE FOTOCÉLULAS DE ALTA EFICIÊNCIA E DISPOSITIVOS TERMIONICOS AVANÇADOS"

Este projeto foi financiado pelo Conselho Nacional de Ciência e Tecnologia e pela

Secretaria de Energia do governo mexicano, que afirmou em seus objetivos:

Desenvolver tecnologia para competir comercialmente com combustíveis fósseis quando for implementada em larga escala com base na Concentração Fotovoltaica (CPV, por sua sigla em inglês). Este sistema combina as melhores características dos métodos fotovoltaico (PV) e de concentração de energia solar (CSP), produzindo dois vetores de energia, como eletricidade e calor de processo.

Desde o início deste desenvolvimento, foram consideradas questões de negócios e proteção industrial e transferência de tecnologia, para as quais foram desenvolvidas diferentes atividades estratégicas para agregar valor ao desenvolvimento científico e tecnológico do projeto.

Entre as atividades realizadas, destaca-se a aplicação do Nível Tecnológico de Maturidade (TRL, na sigla em inglês), como guia de projeto para ver o progresso proposto por este modelo, conforme proposto pela NASA (National Aeronautics and Space Administration). por suas siglas em inglês). O Canvas Business Model também foi aplicado para apresentar de forma sintética as informações de interesse para potenciais investidores. Abaixo estão as tabelas de avaliação de TRL do projeto P03 "Produção de eletricidade solar através de sistemas de discos parabólicos, de fotocélulas de alta eficiência e dispositivos termiônicos avançados", onde pode ser visto que a maturidade obtida no desenvolvimento do projeto veio no nível 7, colocando esta tecnologia pronta para ser comercializada ou transferida. Nas Figuras 3, 4, 5 e 6 pode-se observar que a autoavaliação dos níveis foi satisfatória, pois foram desenvolvidos para protótipos funcionais que operam em condições reais do ambiente, e as propostas dos primeiros sistemas de manufatura foram desenvolvidas para produzir essa tecnologia.

Nível de Maturidade Tecnológica	Elementos chave	Parâmetros esperados no final do estágio. Se você não cumpriu os seguintes aspectos, você está em um nível mais baixo do TRL.	Estado atual da tecnologia (sim / não)
Desenvolvimento da invenção	1 Pesquisa básica Princípios básicos observados e relatados. Artigos científicos publicados sobre os princípios da nova tecnologia.	1 Você terminou a pesquisa básica da sua ideia?	Sim
		2 Você identificou princípios básicos de pesquisa que poderiam ser traduzidos em novos princípios que podem ser usados em novas tecnologias?	Sim
	2 "Pesquisa de laboratório. Conceito tecnológico e / ou aplicação tecnológica formulada. Pesquisa aplicada Publicações ou referências que destacam as aplicações da nova tecnologia. Início da invenção".	1 Você realizou uma análise dos artigos científicos, modelos ou teorias científicas que suportam a aplicação da ideia em alguma área tecnológica?	Sim
		2 Você realizou estudos de busca e análise de patentes em nível nacional e internacional, e os resultados indicaram que não há desenvolvimento igual à sua ideia? (marca tecnológica benck)	Sim
		3 Você já explorou princípios básicos de manufaturabilidade?	Sim
		4 Você já explorou possíveis usuários da invenção?	Sim
		5 Você tem um grupo de pesquisa que possa facilitar a avaliação inicial da viabilidade da tecnologia?	Sim
		6 Você já contemplou um plano de licenciamento de tecnologia para terceiros?	Sim

Figura 3. Nível 1 de avaliação de LRT e 2. Preparação própria com evidência do projeto P03.

Nível de Maturidade Tecnológica		Elementos chave	ID	Parâmetros esperados no final do estágio. Se você não cumpriu os seguintes aspectos, você está em um nível mais baixo do TRL.	Estado Actual de la Tecnologia (Si/No)
Validação do conceito	3	Pesquisa de laboratório. Prova experimental de conceito Primeira avaliação da viabilidade de um conceito e sua tecnologia.	1	Você tem os componentes da sua invenção tecnológica identificados?	Sim
			2	Você realizou algum processo de validação de mercado em sua invenção? (P & D no laboratório, além de conversas com usuários em potencial)	Sim
			3	Você realizou / atualizou estudos de pesquisa e análise de patentes em nível nacional e internacional, e os resultados indicaram que não há desenvolvimento igual à sua ideia? (benchmark tecnológico)	Sim
			4	Os resultados da pesquisa e análise de patentes indicam que a invenção pode ser protegida por algum mecanismo de proteção?	Sim
			5	Você realizou um estudo sobre os aspectos regulatórios (comitês de ética, normas, ISOs e certificações) que são necessários para a sua invenção tecnológica?	Sim
			6	Você já contemplou um plano de licenciamento de tecnologia para terceiros?	Sim
	4	Desenvolvimento tecnológico. Validação tecnológica em nível laboratorial Validação de um protótipo inicial com componentes integrados no laboratório com baixa confiabilidade de comportamento.	1	Você integrou os principais componentes de sua invenção tecnológica?	Sim
			2	Você realizou testes de validação da eficácia da referida invenção no laboratório?	Sim
			3	Você explorou em aspectos de maior profundidade / certificações de manufaturabilidade relacionadas ao desenvolvimento de sua invenção tecnológica?	Sim
			4	A validação de mercado da sua invenção continuou com mais entrevistas com usuários em potencial e estudos de mercado?	Sim
			5	Sua invenção tecnológica funciona no nível de laboratório?	Sim
			6	Você identificou riscos tecnológicos de mercado e financeiros com um plano de mitigação?	Sim
			7	Você atualizou os estudos de patentes nacionais e internacionais, e você definiu uma estratégia para gestão da propriedade intelectual? (benchmark tecnológico)	Sim
			8	Você já contemplou um plano de licenciamento de tecnologia para terceiros?	Sim

Figura 4. Nível de avaliação LRT 3 e 4. Preparação própria com evidência do projeto P03.

Nível de Maturidade Tecnológica		Elementos chave	ID	Parâmetros esperados no final do estágio. Se você não cumpriu os seguintes aspectos, você está em um nível mais baixo do TRL.	Estado Actual de la Tecnologia (Si/No)
Desenvolvimento de protótipo	5	Desenvolvimento tecnológico. Tecnologia validada em laboratório mas em condições de um ambiente relevante (condições que simulam condições existentes em um ambiente real). A integração dos componentes começa a ser altamente confiável. No caso de plataformas tecnológicas, o ambiente relevante deve considerar as condições industriais, e não o laboratório acadêmico experimental. Processo de planejamento de negócios	1	Você já testou seu protótipo no laboratório em condições reais?	Sim
			2	Você identificou e considerou completamente os aspectos de manufatura do futuro produto?	Sim
			3	O protótipo em escala real atende aos regulamentos e / ou disposições legais ou ao ambiente do setor?	Sim
			4	Você atualizou os estudos de patentes nacionais e internacionais, e você definiu uma estratégia para gestão da propriedade intelectual? (benchmark tecnológico)	Sim

Figura 5. Nível de avaliação da LRT 5. Preparação própria com evidência do projeto P03.

Nível de Maturidade Tecnológica		Elementos chave	ID	Parâmetros esperados no final do estágio. Se você não cumpriu os seguintes aspectos, você está em um nível mais baixo do TRL.	Estado Actual de la Tecnologia (Si/No)
Produção piloto e demonstração	6	Demonstração tecnológica. Tecnologia demonstrada em um ambiente relevante (No caso de plataformas tecnológicas, o ambiente relevante deve considerar as condições industriais, e não o laboratório acadêmico experimental). Pré-produção de um produto, incluindo testes em um ambiente real	1	Você tem tecnologias integradas de produtos e fabricação em uma planta piloto? (considerando todos os aspectos da manufaturabilidade)	Sim
			2	Você tem o novo produto alinhado com as tecnologias de produção?	Sim
			3	Você tem usuários em potencial que testam a produção em pequena escala?	Sim
			4	Você tem uma organização operativa de acordo com as necessidades de operação da produção? (marketing, logística, produção e outros)	Sim
			5	O processo teve início no registro das certificações exigidas pelas autoridades governamentais para a produção e implantação do protótipo?	Sim
	7	Desenvolvimento de Produto. Demonstração de protótipo no nível do sistema em um ambiente operacional real (sistema real) Produção em escala reduzida para demonstração em ambiente operacional real. Produção em escala reduzida para demonstração em ambiente operacional real	1	Você tem um processo de fabricação operacional de baixa escala? (produzindo produtos comerciais)	Sim
			2	Você tem usuários em potencial para experimentar a versão final do produto?	Sim
			3	Possui estrutura organizacional adequada para implementação?	Sim
			4	Você tem um produto acabado para testar os primeiros clientes?	Sim

Fig. 7. Nível 6 de avaliação do TRL e 7. Preparação própria com evidência do projeto P03.












Fig 8. Fabricação de protótipos, elaboração própria, projeto P03



Fig 9. Foto do protótipo funcional em ambiente real, própria descrição, projeto P03

A ferramenta Modelo de Negócio Canvas apresenta de forma bastante sintética o potencial comercial do projeto, que é apresentado a seguir:

<p>7. Associações chave : </p> <ul style="list-style-type: none"> • Indústria elétrica nacional e internacional • Indústria da construção civil • Indústria automotiva • Indústria Eletrônica • Centros de pesquisa e desenvolvimento tecnológico 	<p>6. Atividades-chave </p> <ul style="list-style-type: none"> • Investigação e desenvolvimento • Aplicações de demonstração em larga escala • Desenvolvimento de negócios • Associação com empresas que necessitam de vetores energéticos de calor e eletricidade 	<p>2. Proposta de valor </p> <p>Redução dos custos de energia, com maior eficiência ao combinar um sistema de produção de calor de processo e energia elétrica</p>	<p>3. Relações com clientes </p> <ul style="list-style-type: none"> • Instaladores certificados independentes • Desenhos personalizados • Baixos custos 	<p>1. Segmento de clientes </p> <ul style="list-style-type: none"> • Setor de energia • Setor industrial • Setor de alimentos • Comerciantes e distribuidores
<p>8. Recursos principais </p> <ul style="list-style-type: none"> • Células de união tripla • Arranjos ópticos • Espelhos com ótica Köhler • Sistemas de rastreamento solar • Sistemas de refrigeração 			<p>4. Canais de contato </p> <ul style="list-style-type: none"> • Vendas diretas • Lojas comerciais • Vendas pela internet 	
<p>9. Estrutura de custos </p> <ul style="list-style-type: none"> • Instalações de fabricação • Materiais • Equipes • Design da aplicação • Logística e transporte para instalação 			<p>5. Fonte de ingressos </p> <ul style="list-style-type: none"> • Aplicações no setor • Integração em cadeias de fornecimento de energia elétrica • Integração na indústria a um nível geral (alimentos, automóveis, calçado entre outros ...) 	

A proposta de valor apresentada é a redução dos custos de produção de energia, uma vez que são utilizados dois vetores de energia, como energia elétrica e térmica, para que esta tecnologia possa ser utilizada nas crescentes necessidades demandadas pelas empresas. indústria em geral. O interessante é poder gerar uma solução atrativa para os possíveis usuários, não se restringindo ao comércio, casa ou indústria, se não expandindo o leque de opções para o governo nas comunidades marginalizadas.

Impacto Ecológico

Os produtos gerados pelo projeto visam aumentar a rentabilidade dos projetos fotovoltaicos e fototérmicos, aumentando a capacidade instalada no país, reduzindo a quantidade de energia elétrica consumida em fontes não renováveis e reduzindo as emissões de gases de efeito estufa, como resultado da combustão de energia fóssil. O design, fabricação e instalação dos produtos seguirão sempre as diretrizes do desenvolvimento sustentável, respeitando o meio ambiente.

Impacto Social

Empregos de alto valor agregado serão criados para a fabricação, instalação e manutenção de tecnologia, promovendo o treinamento de recursos humanos na geração de tecnologias limpas. Tecnologia de alta qualidade desenvolvida no México através da articulação do IES-empresa. Aumento de suas capacidades tecnológicas para competir como fornecedor internacional.

Impacto científico

A propriedade intelectual é gerada para sua exploração ou comercialização

nacional nos mercados internacionais. Publicações e apresentações sobre as metodologias de avaliação utilizadas foram geradas.

Barreiras à Entrada no Mercado da Indústria Solar

A principal barreira é a confiança do cliente, uma vez que a maioria das usinas fotovoltaicas e / ou fototérmicas operam intermitentemente devido às condições naturais do movimento do sol. No entanto, as barreiras para entrar no mercado para o sucesso do nosso projeto podem ser separadas da seguinte forma:

Barreiras Econômicas

Condições de financiamento favoráveis para garantir a viabilidade deste projeto em relação à concorrência, a necessidade de estabelecer vendas a exigência de capital substancial para investir nas próximas etapas, volume necessariamente pequeno. Custo alvo, que deve comparar o ganho de poder com o custo instalado por watt do projeto interconectado

Barreiras Técnicas

Capacidade de produção que atende a necessidade de nosso mercado alvo. Embora a experiência até o momento sugira que a tecnologia atingirá o desempenho técnico descrito acima, ainda há uma escassez de dados sobre a confiabilidade a longo prazo dos sistemas, embora o registro do sistema protótipo Gen2 apresente um bom augúrio nesse sentido. . Em relação às barreiras regulatórias, elas ainda não são importantes, embora os padrões para rastreadores solares estejam em desenvolvimento. Os padrões a serem seguidos são os mesmos de qualquer maquinário de automação.

Foco de Inserção no Mercado

Esta inovação proporciona ao mercado um valor acrescentado da energia térmica, a favor do ambiente, promovendo aplicações inovadoras de fontes de energia, o que nos coloca na vanguarda como fortes promotores da integração na concepção e construção de projetos industriais. Atualmente, no mercado latino-americano, há pouca presença da tecnologia de energia solar por meio da concentração fotovoltaica e do rastreamento solar, e ainda mais a consideração de seu uso calorífico. A abordagem de inserção será bastante apoiada por ter uma planta de demonstração, onde você pode ver a operação da planta, sua viabilidade econômica e a capacidade de executar este tipo de projeto. Por outro lado, há contatos de vários complexos de mineração que demonstraram interesse em obter sistemas de produção de eletricidade ou água quente para reduzir o impacto ambiental de suas operações. A principal estratégia será mostrar os resultados da planta de demonstração para o pessoal dos complexos de mineração e compartilhar os custos de nível de produção elétrica e térmica, bem

como oferecer estudos de viabilidade de instalações de plantas similares em seus complexos.

Cliente-alvo para o qual o produto, processo ou serviço é tratado, bem como as necessidades do cliente atendidas pelo produto ou serviço proposto (que o diferencia de outros similares) e a maneira pela qual os clientes atualmente atendem a essas necessidades

Tem uma estratégia para penetrar no mercado, apresentando principalmente resultados muito competitivos em tempo e custos, uma vez que se destina a colocar as instalações fotovoltaicas, o mais próximo possível das fábricas, sendo esta uma vantagem para o cliente. O mercado alvo será projetos industriais em que os permutadores de calor intervêm, ou nos quais a água a uma temperatura superior a 80 ° C é necessária.

Processos industriais onde temperatura mais alta é requerida, este subproduto pode ser integrado àqueles processos nos quais apenas o calor necessário para atingir acima de 95-100 ° C é aplicado. Normalmente trabalham com caldeiras e condensadores de vapor, que requerem algum tipo de combustível para elevar a massa de água a esta temperatura, estes custos poderiam ser reduzidos se a água para estes processos, com uma temperatura próxima a 80 ° C

O diferencial de calor necessário é pouco para atingir a temperatura necessária de acordo com o tipo de processo ou aplicação. Esse tipo de alternativas torna a operação de alguns processos mais rentável e rentável do ponto de vista do custo de operação, com a tendência de substituir tecnologias que podem fazer a diferença no curto e médio prazo.

CONCLUSÕES

O mercado de energia solar térmica no México está crescendo anualmente, dando um potencial importante para resolver, embora existem fabricantes nacionais, como Módulo Solar Calorex, Rheem México, IUSA, entre outras marcas, estas não são fabricadas com 100% de componentes mexicanos .

desenvolvimento da cadeia Proveeduría para este mercado deve ser uma estratégia nacional, bem como o fornecimento de fabricantes mexicanos podem ser integrados em cadeias globais, e penetrar no mercado da América Central e Latina.

O esforço feito por grupos de cientistas mexicanos tem sido muito bom como o caso do projeto P03, onde maturidade tecnológica chegou ao projecto, com uma pesquisa de desenvolvimento de três anos e desenvolvimento mostrado, isto foi conseguido através da interação de cientistas, engenheiros e empresários, desenvolvimento resultando cadeia potencial aquecedores proveeduría mexicana e coletores solares.

A contribuição do México sobre a questão do aproveitamento da energia solar tem de ser abordado de forma holística, com políticas apropriadas públicas, planos econômicos favoráveis para a sociedade, e uma abordagem ambiental para redução

de GEE, para ajudar a mitigação das mudanças climáticas.

Como uma nova tecnologia, o mercado apresenta barreiras à entrada que são difíceis de superar para que foram identificados os principais impactos de desenvolvimento e barreiras, deixando a tarefa de um estudo mais aprofundado para propor estratégias que abordam essas barreiras e inserção é alcançada desenvolvimentos tecnológicos mexicanos nas cadeias da indústria solar global. A contribuição do México no uso da energia solar deve ser abordada de maneira integral, com políticas públicas adequadas, planos econômicos favoráveis para a sociedade e uma abordagem ambiental para a redução de GEE, que ajudem a mitigar a mudança climática

AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao Projeto CEMIE SOL P03, “PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE SOLAR ATRAVÉS DE SISTEMAS DE DISCOS PARABÓLICOS, A PARTIR DE FOTOCÉLULAS DE ALTA EFICIÊNCIA E DISPOSITIVOS TERMIÔNICOS AVANÇADOS”, pela motivação e apoio para a apresentação deste trabalho.

REFERÊNCIAS

Artículo de Revista:

Herrera Alcázar, Concepción; Andrade Vallejo, María Antonieta (2010). Estudio técnico-económico de colectores solares planos para zonas rurales del estado de Oaxaca, Investigación y Ciencia, vol. 18, núm. 50, septiembre-diciembre, 2010, pp. 55-68

Barbel Epp, Oropeza Marisol, 2017, EL CALOR SOLAR INDUSTRIAL, SOLAR PAYBACK,

Del Rio Antonio, Rodríguez Carvajal, Ricardo, Centro Mexicano de Innovación en Energía Solar, CEMIE-SOL, 2014, SENER, Fondo de Sustentabilidad Energética.

L. Ariadna Velasco Montiel / Fernando F. Velasco Montiel, 2012, Tecnología solar: costo-beneficio de los calentadores solares, RUA 7 □ Enero - Julio 2012 pp16-20.

Oscar Alfredo Jaramillo Salgado, Manuel Martínez Fernández, Jorge Alberto Tenorio Hernández y Jesús Antonio del Río Portilla, 2014, "Estrategia de Transición para promover el uso de Tecnologías y Combustibles más limpios en el tema de energía solar" 2014, pp. 1-19

Rabia Ferroukhi (IRENA), Paolo Frankl (IEA) and Christine Lins (REN21), Renewable Energy Policies in a Time of Transition, 2018 IRENA, OECD/IEA and REN21, ISBN 978-92-9260-061-7.

J. Santiago Rodríguez Suárez, Emmanuel Espinoza Navarrete, GIZ, Joscha Rosenbuch, Hermilio O. Ortega Navarro, IER, Dr. Manuel Martínez Fernández, Dra. Karla G. Cedano Villavicencio, Miriam M. ArmentaEnergía Solar, PROMÉXICO, 2017. PROMEXICO, ISBN: 978-607-97294-8-6

Virginia Guadalupe López Torres, Dra. Ma. Carmen Alcalá Álvarez, Dr. Luis Ramón Moreno Moreno, La Cadena de Suministro de la Energía Solar, Conciencia Tecnológica No. 43, Enero-Junio 2012, pp 18-24

Artículo de Revista en Prensa:

Programa de Innovación Orientada, Sector Energía Solar, TechBA, México, FUMEC, 2014.

Informe_Bimcon_1t_2017.pdf recuperado en:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/294406/Informe_Bimcon_1t_2017.pdf

Libro

REN21. 2017., Renewables 2017 Global Status Report, (Paris: REN21 Secretariat), ISBN 978-3-9818107-6-9

ANÁLISES DE EFEITOS EXTERNOS SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS TAIS COMO ASSOCIAÇÃO E SOMBREAMENTO POR MEIO DO ATP

Leonardo Rosenthal Caetano Silva

Universidade Federal de Uberlândia
Uberlândia – MG

Jaqueline Oliveira Rezende

Universidade Federal de Uberlândia
Uberlândia – MG

Geraldo Caixeta Guimarães

Universidade Federal de Uberlândia
Uberlândia – MG

Raul Vitor Arantes Monteiro

Universidade Federal de Uberlândia
Uberlândia – MG

RESUMO: Este artigo apresenta o estudo computacional dos efeitos externos da associação de células e módulos fotovoltaicos, incluindo o efeito de sombreamento, utilizando o software *Alternative Transients Program* (ATP). Os resultados obtidos são comparados com as citações literais e as informações provenientes dos fabricantes, validando, assim, o modelo computacional utilizado.

Palavras-Chave – Associação de módulos e células fotovoltaicas, ATP, efeitos externos, energia fotovoltaica, geração distribuída, sombreamento.

ANALYSIS OF EXTERNAL EFFECTS ON PHOTOVOLTAIC SYSTEMS SUCH AS ASSOCIATION AND SHADOWING VIA ATP

ABSTRACT: This paper presents the computational study of external effects regarded to the association of photovoltaic cells and modules, including shadowing effects, using the software *Alternative Transients Program* (ATP). The results are compared to literal quotations and that information provided by the manufacturers, thus validating the computer model used.

KEYWORDS: Association of photovoltaic modules and cells, ATP, distributed generation, external effects, photovoltaic energy, shadowing.

1 | INTRODUÇÃO

A quantidade de energia produzida por um sistema fotovoltaico depende da forma como são associados seus módulos e dos fatores externos de temperatura e irradiação.

Independentemente da ligação desse tipo de produção de energia elétrica com cargas, primeiramente, é necessário estudar as condições climáticas para a sua instalação e definir o padrão associativo do sistema. Locais com baixa irradiação ou altas temperaturas não oferecem bons rendimentos aos sistemas, enquanto que o contrário contribui para o bom

funcionamento [1] [2].

No Brasil, as regiões Nordeste, Centro-Oeste e Norte possuem o maior potencial de aproveitamento da energia solar. Mesmo as regiões menos privilegiadas possuem taxas de irradiação melhores do que as da Alemanha ou outros países europeus que se utilizam largamente a energia solar fotovoltaica.

Mesmo com altos índices favoráveis à instalação de sistemas fotovoltaicos na maioria do território nacional ao longo do ano, ainda é baixo o investimento nessa área, ficando o mercado de produção de energia elétrica ainda focado em outros meios.

Os informes gerais da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de Maio de 2015 mostram que a produção fotovoltaica participa de 0,01% da demanda geral de energia do Brasil, gerando uma potência de 15.179 kW. Os empreendimentos na área prometem mais 338.488 kW, mas nenhuma nova usina está em construção no momento [3].

Países em condições naturais mais desfavoráveis estão mais avançados na exploração dessa fonte, como Alemanha, Itália e Espanha, que apresentam consumos altíssimos [4].

A resolução 482/2012 publicada pela ANEEL, em abril de 2012, deve estimular a produção de energia elétrica no Brasil por meio da produção fotovoltaica. Ela define um sistema de compensação, de modo que o produtor independente pode gerar durante o dia para a concessionária e abater do preço a pagar quando precisar de energia a noite.

Um ponto vantajoso é que o pequeno gerador fica alheio às variações do preço da energia elétrica, já que o preço da concessionária varia e inflaciona, ao passo que a produção fotovoltaica se mantém na média e o investimento é fixo. O mini ou micro gerador tem custos apenas na instalação e o investimento se paga, em média, entre 8 e 12 anos, podendo diminuir com a variação de preço da concessionária.

Mesmo com grandes vantagens na geração solar fotovoltaica, o rendimento dos módulos comerciais ainda é baixo, estando em torno de 13 a 17% e a conexão com a rede depende de técnicas de busca do ponto de máxima potência em conversores, encarecendo e exigindo mão de obra especializada na instalação.

Este artigo tem como objetivo apresentar como os efeitos externos de irradiação e temperatura afetam sistemas fotovoltaicos, além de descrever as associações em que esse tipo de sistema pode ser montado, utilizando-se de fatos literários, dados disponibilizados por fabricantes e resultados obtidos por modelo computacional.

2 | O FUNCIONAMENTO DA FOTOCÉLULA

2.1 A Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica é produzida por materiais semicondutores e, como tal, consiste de uma junção *p-n*. O material superior à junção deve ser translúcido a fim

de permitir que os fótons sejam absorvidos pelo material [2]. A estrutura de uma célula fotovoltaica é apresentada na Figura 1 [2].

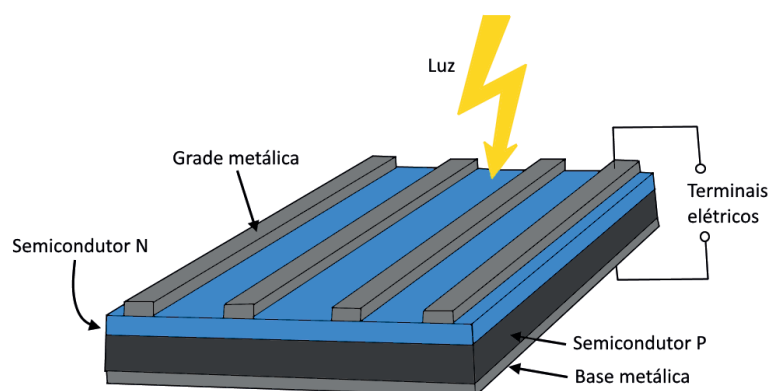


Figura 1. Estrutura de uma célula fotovoltaica [2].

O circuito equivalente da célula fotovoltaica segue a equação (1) e é mostrado na Figura 2[1]. Nota-se que o símbolo de transformador da Figura 2 é utilizado aqui e por outros autores [1] para indicar que há a transformação de energia solar para elétrica de forma direta.

$$I_{Cell} = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q}{kT}(V_{load} + I_{Cell}R_s)} - 1 \right] - \frac{V_{load} + I_{Cell}R_s}{R_p} \quad (1)$$

Onde:

I_{ph} Corrente fotogerada, em Amperes (A).

I_D Corrente no semicondutor, em Amperes (A).

V_D Tensão no semicondutor, em Volts (V).

R_s Resistência série da célula, em Ohms (Ω).

R_p Resistência paralela da célula, em Ohms (Ω).

k Constante de Boltzmann (1,38065E10-23), em Joule por Kelvin (J/K)

q Magnitude da carga do elétron (1,60217E10-19), em Coulomb (Q)

T Temperatura absoluta na célula, em Kelvin (K).

I_{Cell} Corrente de saída da célula, em Amperes (A).

V_{Load} Tensão na carga, em Volts (V).

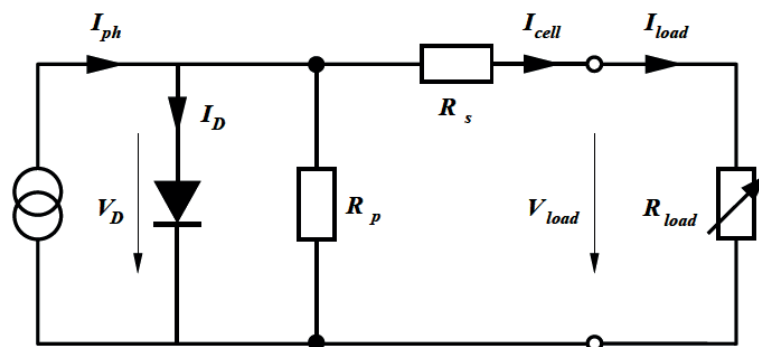


Figura 2. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica [1].

A célula fotovoltaica, então, tem a saída de corrente pela tensão mostrada pela Figura 3 [5] para diversas mudanças de carga. Nota-se que para um circuito aberto a tensão é máxima, enquanto para um curto-circuito a corrente é máxima.

A potência segue uma elevação à medida que a tensão aumenta e a corrente se mantém próxima de seu valor de curto-circuito. Com a queda da corrente, a tensão continua aumentando, a curva de potência encontra um ponto máximo de operação (*Maximum Power Point – MPP*) e decresce até o circuito aberto [1][5].

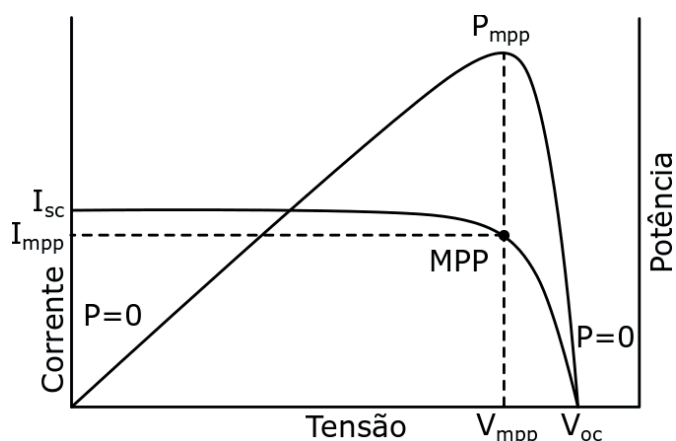


Figura 3. Curva corrente por tensão de um módulo fotovoltaico [5].

2.2 O Efeito da Irradiação na Célula Fotovoltaica

A corrente emitida por uma célula fotovoltaica é diretamente relacionada à irradiação solar em sua superfície. A corrente de curto-circuito é linearmente proporcional a esta irradiação. [1]

Já a tensão de circuito aberto se refere à tensão através do diodo interno da junção p-n quando a fotocorrente gerada passa por ele. A dependência da tensão de circuito aberto à irradiação corresponde à dependência que a tensão da junção p-n tem com a fotocorrente, de forma que quando a irradiação é baixa – sendo também a fotocorrente gerada – a tensão de circuito aberto é baixa. [1]

A Figura 4 ilustra como é o formato da curva de corrente por tensão em diversas irradiações.

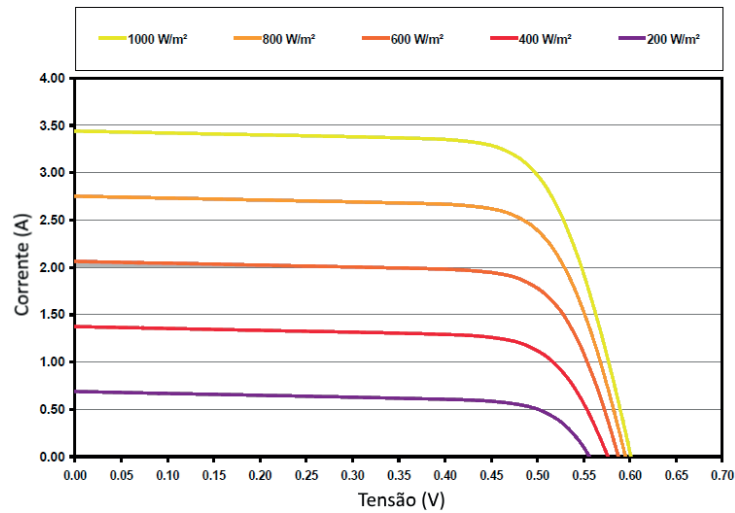


Figura 4. Curva corrente por tensão de uma célula fotovoltaica com diferentes irradiações[1].

2.3 O Efeito da Temperatura na Célula Fotovoltaica

Em semicondutores a largura de banda de energia diminui com o aumento da temperatura. Em maiores temperaturas, mais fótons têm energia suficiente para criar pares $p-n$ na célula fotovoltaica. Como consequência da crescente difusão dos portadores minoritários, na corrente de curto-circuito, é observado um ligeiro aumento, porém o efeito é muito pequeno, sendo de apenas 0,07% de aumento por *Kelvin* [1].

A tensão de circuito aberto é fortemente dependente da temperatura, caindo 0,4% por *Kelvin* e a potência caindo de 0,4 a 0,5% por *Kelvin* [1].

A temperatura deve ser considerada em projeto, já que a instalação de módulos em locais exteriores pode levar a um aumento de 40 *Kelvin* acima da temperatura ambiente. A Figura 5 apresenta o efeito da temperatura em uma célula fotovoltaica.

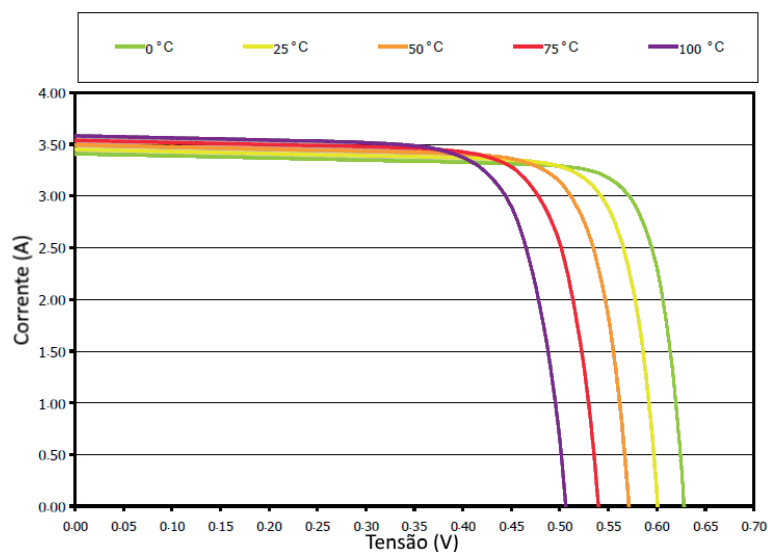


Figura 5. Curva de corrente por tensão de uma célula fotovoltaica com diferentes temperaturas[1].

3 | DE CÉLULAS A ARRANJOS

Células fotovoltaicas quase nunca são utilizadas individualmente. Células de mesmas características são agrupadas para formar arranjos com potências variando de alguns watts até megawatts.

3.1 Associação Paralela de Células Fotovoltaicas

Para sistemas que requerem correntes mais altas, são utilizadas células em paralelo. Com a tensão na célula individual sendo a mesma, a corrente é somada no ponto de conexão. A Figura 6 mostra a associação em paralelo de células fotovoltaicas.

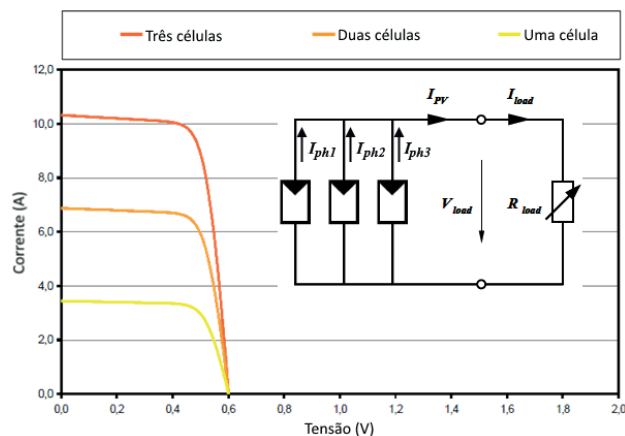


Figura 6. Curva de corrente por tensão em célula fotovoltaica paralelas [1].

O desempenho do sistema quando há sombreamento parcial ou total de uma das células é assegurado, já que a célula sombreada não afetará as outras, visto que a tensão é a mesma e a corrente total é a soma das correntes individuais.

A desvantagem da associação em paralelo é que para uma corrente maior é necessário o uso de condutores mais grossos, além de a baixa tensão acarretar perdas maiores.

3.2 Associação Série de Célula Fotovoltaica Sem Diodos de By-Pass

A associação de célula fotovoltaica em série torna a corrente de todo o arranjo a mesma e as tensões individuais são somadas ponto a ponto. A Figura 7 apresenta a associação em série e o seu comportamento na curva de corrente por tensão.

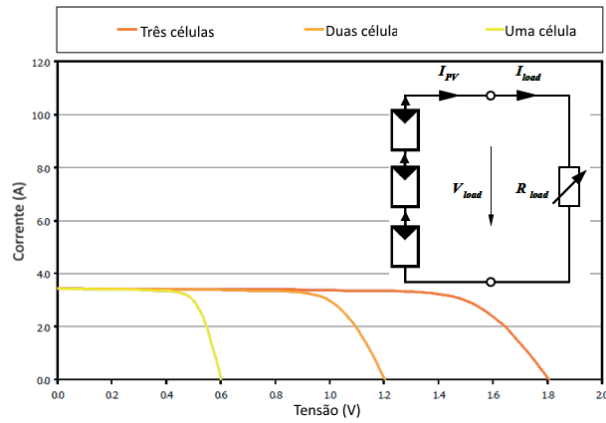


Figura 7. Curva de corrente por tensão em células fotovoltaicas em série [1].

No caso de sombreamento total, o sistema fica comprometido, já que se uma das células deixa de funcionar, todo o sistema fica sem corrente.

A solução neste caso é a aplicação de diodos de *by-pass* (do inglês, evitar), desviando o caminho da corrente das células com defeito ou sombreadas

3.3 Associação Série de Células Fotovoltaicas Com Diodos de By-Pass

O diodo de *by-pass* em antiparalelo em cada célula permite o curso da corrente por todas as células, mesmo que apresentem sombreamento, como visto na Figura 8.

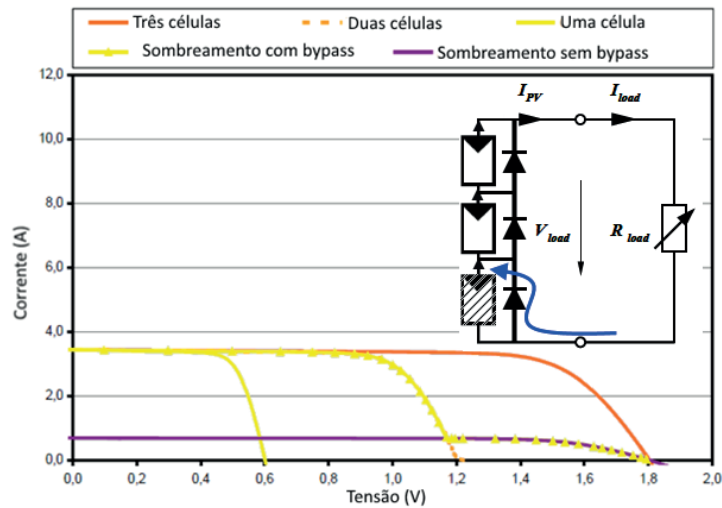


Figura 8. Curva de corrente por tensão em células fotovoltaicas em série com diodo de by-pass [1].

4 | IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

O sistema estudado pode ser visto na Figura 9, consistindo de um módulo fotovoltaico conectado a uma carga em rampa e com as entradas de temperatura e irradiação.

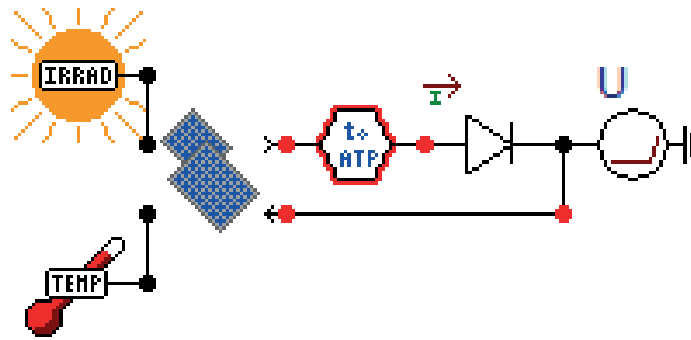


Figura 9. Sistema estudado.

O modelo da célula fotovoltaica utilizado é o de Rauschembach [6] e a linguagem utilizada para sua concepção foi a MODELS, incluída no próprio ATP (*Alternative Transients Program*). A tomada de corrente acontece no diodo na saída do módulo e a tomada de tensão na fonte em rampa que está representada como carga, evitando tomadas ponto-a-ponto.

O módulo fotovoltaico que será submetido a testes é o módulo CSUN 270-60M da *China Sunergy*. Os dados elétricos do módulo estão contidos na Tabela 1.

Modelo	CSUN (QSAR) 270-60M
Máxima potência (W)	270
Tolerância	3%
(V)	38,3
(A)	9,07
(V)	31,2
(A)	8,65
Eficiência	16,63%

Tabela 1 - Parâmetros do módulo fotovoltaico utilizado [7]

5 | SIMULAÇÃO E RESULTADOS

5.1 O Efeito da Irradiação no Módulo

A simulação no programa ATP de diferentes irradiações para o módulo apresentado resulta na Figura 10, onde seu valor nominal é representado na curva de 1000 W/m².

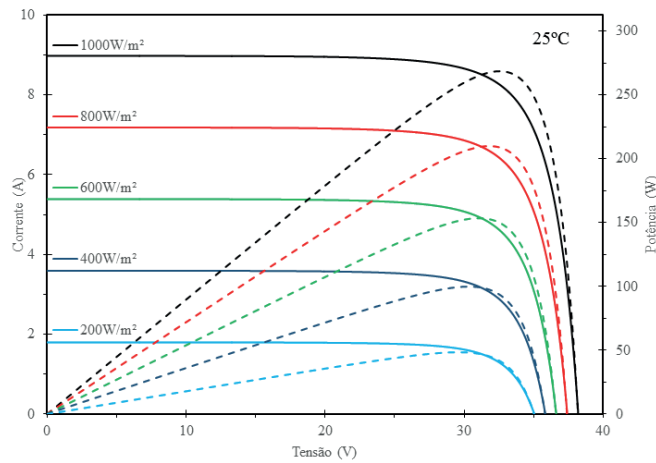


Figura 10. Corrente e potência por tensão para diferentes irradiações, pela simulação.

A Figura 11 serve de comparação com a realidade da simulação computacional e é provinda do manual do fabricante do módulo. Nota-se a semelhança com o resultado da simulação computacional, sendo observada a linearidade da corrente de curto-circuito com a irradiação apresentada.

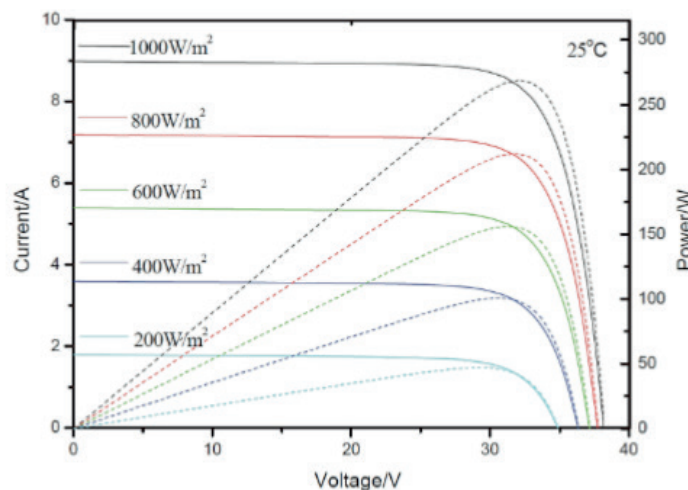


Figura 11. Corrente e potência por tensão em diferentes níveis de irradiação, dado do fabricante. [7]

5.2 O Efeito da Temperatura no Módulo

A simulação no programa ATP de diferentes temperaturas para o módulo resulta na Figura 12, onde seu valor nominal é representado na curva de 25 °C, ou 298,15 Kelvin.

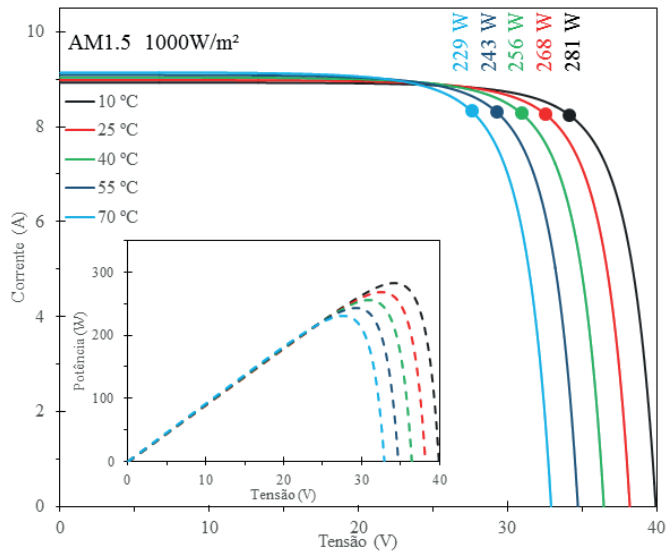


Figura 12. Corrente e potência por tensão para diferentes temperaturas, pela simulação.

Da mesma forma que foi validado o modelo computacional para diferentes irradiações, a Figura 13 foi obtida do manual do fabricante, sendo comparadas as semelhanças com a Figura 12. Desta vez o fabricante disponibiliza pontos de máxima potência nas curvas, sendo possível uma análise mais concreta.

O comportamento do módulo simulado está correto, ainda que com pequenas diferenças nos joelhos das curvas. O maior desvio está na curva de 70 °C, onde são encontrados 8 watts a mais na simulação computacional, ou 3% de erro. Os efeitos na tensão de circuito aberto são percebidos corretamente.

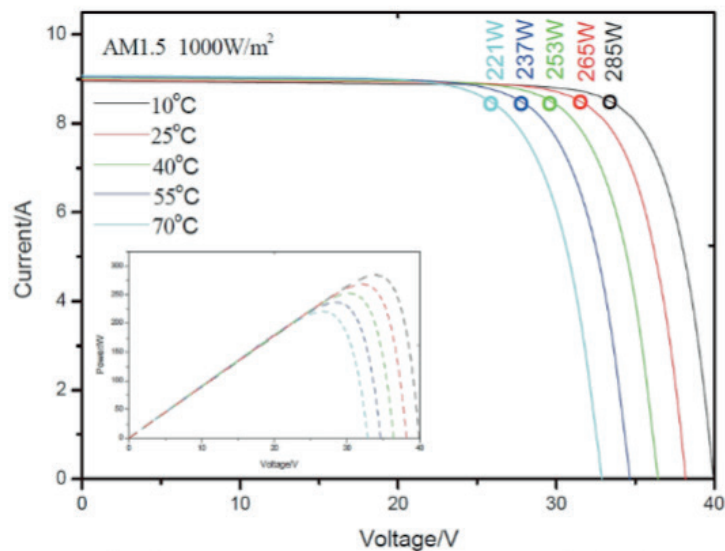


Figura 13. Corrente e potência por tensão em diferentes níveis de temperatura, dado do fabricante. [7]

5.3 Associação em Paralelo de Módulos

Na associação paralela de módulos, como visto na Figura 14, a corrente de curto-circuito é aumentada proporcionalmente. O que acontece neste caso é a soma

das correntes dos módulos, já que estão ligados nos mesmos pontos os terminais dos módulos. Neste caso a irradiação e a temperatura foram mantidas, já que o comportamento não seria diverso dos casos já apresentados.

Com o aumento de células em paralelo há apenas a soma das correntes, portanto a simulações desse tipo são semelhantes. A potência aumenta proporcionalmente com o aumento de módulos no mesmo arranjo paralelo. E caso um dos módulos estivesse com defeito, o sistema de n módulos funcionaria como se estivessem em paralelo $n-1$ módulos.

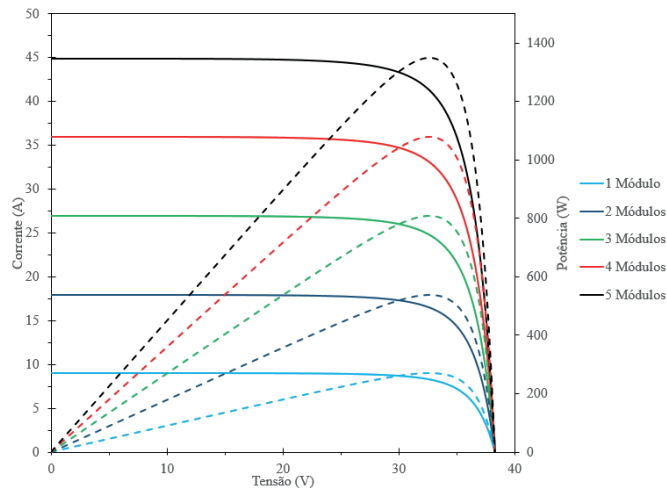


Figura 14. Corrente e potência por tensão para associações em paralelo, pela simulação.

5.4 Associação em Série de Módulos

Na associação em série, como explanada na seção III deste artigo, existe o problema de a corrente ser interrompida, no caso de um sombreamento completo, ou limitada, quando o sombreamento for parcial.

A Figura 15 mostra a simulação de cinco módulos em série.

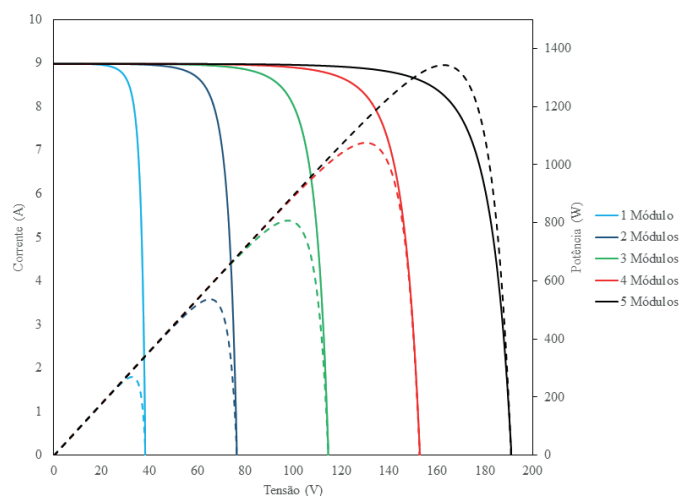


Figura 15. Corrente e potência por tensão para associações em série, pela simulação.

Quando todos os módulos têm os mesmos níveis de irradiação e temperatura,

o funcionamento ocorre como na Figura anterior, mas a utilização dos módulos em ambientes externos faz com que esse desempenho não seja possível a todo instante de tempo.

Um sombreamento de um módulo acarreta o mesmo problema de limitação de corrente que é imposto à célula unitária. Como a utilização externa implica em variações na irradiação de cada módulo, deve-se ter em mente que podem ocorrer sombreamentos nos módulos, como na Figura 16.

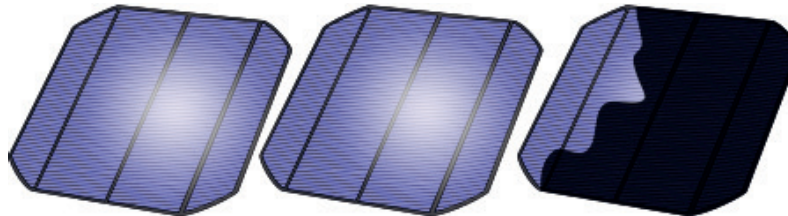


Figura 16. Sombreamento parcial de um sistema de módulos.

A Figura 17 mostra a utilização serial de três módulos sendo que um está com um sombreamento parcial de 80% (20% de aproveitamento de irradiação) e no sistema não há a utilização de diodos de *by-pass*.

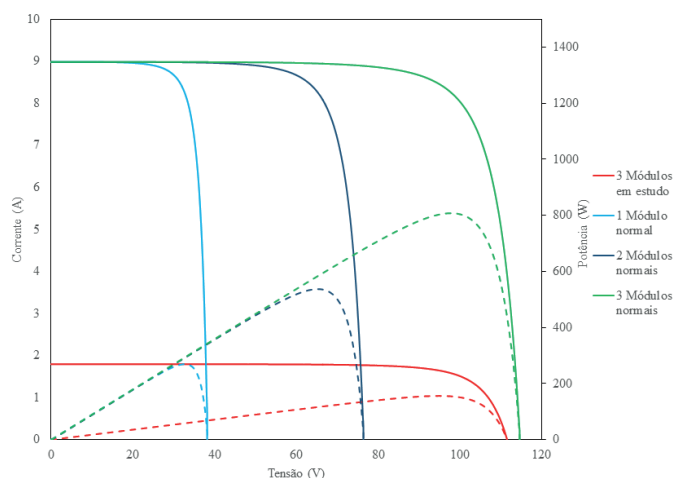


Figura 17. Corrente e potência por tensão para associações em série sem diodo de *by-pass*, pela simulação.

Vê-se de imediato que a corrente do conjunto cai a 20%, mesmo que apenas uma célula esteja sombreada. Como nas células individuais, os módulos em série também têm a mesma propriedade com a corrente limitada à mais baixa da série.

Com a utilização de diodos de *by-pass* em cada conexão a capacidade de produção do circuito aumenta drasticamente, já que ainda acontece a soma das tensões e as correntes se mantém altas até a utilização do último módulo.

A Figura 18 exhibe os mesmos três módulos em série, mas agora com a utilização de diodos de *by-pass* em cada conexão, com o objetivo de aumentar a corrente de

curto do sistema.

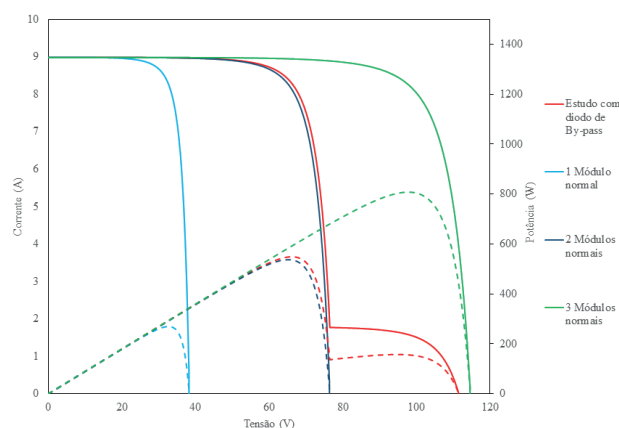


Figura 18. Corrente e potência por tensão para associações em série com diodo de by-pass, pela simulação.

A utilização de diodos de *by-pass* consegue fazer com que a potência do sistema se mantenha alta até a necessidade de utilização do terceiro módulo. O sistema se comporta como com dois módulos e, ao decair, utiliza alguma potência restante disponível do terceiro para cargas que exigem tensões altas.

Vê-se a diferença entre os dois modelos, enquanto um, sem o diodo, desenvolvia uma potência máxima de 156 watts, a utilização do *by-pass* elevou a potência máxima para 547 watts. A corrente de curto-circuito, que estava em 1,79 amperes, agora fica em 8,98 amperes. Já a tensão continua a mesma para os dois modelos, confirmando o apresentado na seção 3.

6 | CONCLUSÕES

O funcionamento da célula fotovoltaica foi descrito e a aplicação das propriedades em módulos comerciais foi estudada, podendo ser observados os comportamentos sob diversas condições externas e de associação.

O software ATP é suficiente para ensaios fotovoltaicos e se apresenta como uma ótima opção didática e profissional, gerando resultados próximos e confiáveis das situações apresentadas na literatura.

O grau de proximidade do modelo computacional com os dados do fabricante é grande, confirmando que o modelo proposto por Rauschembach é válido e muito próximo da realidade, podendo ser aplicado em projetos de implantação e estudos de caso.

Outra constatação é a necessidade de utilização de diodos de *by-pass* em antiparalelo com cada módulo, de forma a evitar a limitação de corrente no sistema e trazer melhor rendimento ao projeto.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o suporte financeiro da CAPES e também o apoio fornecido pela Universidade Federal de Uberlândia.

REFERÊNCIAS

KININGER, Franz. **Photovoltaic Systems Technology**. Kassel: Universität Kassel, 2003. 151 p.

VILLALVA, Marcelo Gradella, GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia Solar Fotovoltaica – Conceitos e Aplicações**. Editora Érica. 2015. ISBN: 978-85-365-0416-2.

ANEEL. **Informações Gerais Banco de Informações de Geração (13/05/2015)**. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: Mai. 2015.

Revista Exame. **OS 10 países que mais usam energia solar no mundo**. Exame.com, 2012. Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/economia/noticias/os-10-paises-que-mais-usam-energia-solar-no-mundo>>. Acesso em: Mai. 2015.

BREZA, Paraskevi. **Modelling and simulation of a PV generator for applications on distributed generation systems**. 2013. 108f. Dissertação (mestre em ciências) – Faculty of Applied Sciences, Delft University of Technology, Holanda, 2013.

RAUSCHEMBACH, Hans S. **Solar Cell Array Design Handbook– The Principles and Techology of Photovoltaic Energy Conversion**. Van Nostrand Reinhold Company, 1980. ISBN: 978-94-011-7917-1. Pp. 30-241.

CSUN. **CSUN 260-60M-BB**. 2012. Manual do produto. Disponível em <<http://www.chinasunenergy.com>>. Acesso em Mai. 2015.

ANÁLISE 2E DE UM SISTEMA SOLAR PARA O TRATAMENTO DE ÁGUA UTILIZANDO ÓPTICA ANIDÓLICA

Eduardo González-Mora

Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma del Estado de México Toluca, México

Eduardo Armando Rincón-Mejía

Programa de Energía, Universidad Autónoma de la Ciudad de México Ciudad de México, México

RESUMO: A análise 2E (energia e exergia) e a metodologia de projeto para um concentrador solar do tipo CPC (Compound Parabolic Collector) sem imagem óptica que, usando apenas radiação solar, alcança um tratamento terciário em águas residuais contendo resíduos orgânicos provenientes de biodigestores anaeróbios. Para o seu projeto, modelos existentes baseados em geometria analítica e cálculo vetorial foram usados para calcular a superfície refletiva. O projeto do sistema de tratamento de água consiste, como nos fornos solares Tolokatsin originais, em um CPC otimizado e truncado com um receptor circular para maximizar o tempo de operação, a irradiância concentrada e otimizar o uso de materiais. Para determinar o desempenho térmico 2E do sistema de tratamento de água, foram calculados os fluxos de calor no sistema, com modelos relevantes, considerando a cidade de Toluca, no México, como referência para as condições de irradiância. O trabalho exposto compreende apenas um elemento de

um sistema híbrido do trem de tratamento de resíduos que permite reciclar todo o lixo, o que torna-se um recurso valioso e utilizável.

PALABRAS-CHAVE: Tolokatsin, CPC, tratamento de águas residuais, energia, exergia

2E ANALYSIS OF A SOLAR SYSTEM FOR WATER TREATMENT USING ANIDOLIC OPTICS

ABSTRACT: The 2E analysis (energy and exergy) and the design methodology for a non-imaging optics CPC-type (Compound Parabolic Collector) solar concentrator that, using only solar radiation, achieves a tertiary treatment in waste water containing organic waste coming from an anaerobic biodigester. For its design, existing models based on analytical geometry and vector calculation were used to calculate the reflective surface. The design of the water treatment system consists, as in the original Tolokatsin solar ovens, in an optimally truncated CPC with a circular receiver to maximize the operating time, the concentrated irradiance and optimize the use of materials. To determine the thermal performance 2E of the water treatment system, heat flows in the system were calculated, with relevant models, considering the city of Toluca, Mexico, as a reference for the irradiance conditions. The exposed work comprises only one element of a hybrid system

of the waste treatment train that allows to recycle all the waste, which then becomes a valuable and usable resource.

KEYWORDS: Tolokatsin, CPC, waste water treatment, energy, exergy

1 | INTRODUCTION

The anidolic optics - or nonimaging optics - arises in the middle of 1960 as a result of the developments carried out independently by Baranov in the USSR, Ploke in Germany and Winston in the USA, with the development of the compound parabolic concentrator (CPC) (GONZÁLEZ-MORA; RINCÓN-MEJÍA, 2018; TAPIA S.; DEL RÍO P., 2009).

Compound parabolic collectors (CPCs) are made up of mirrors designed to redistribute solar radiation, both diffuse and direct, in a localized area. The geometry of the concentrator depends on several parameters in order to increase the use of radiation (WINSTON; MIÑANO; BENÍTEZ, 2005). Initially, CPCs were devised for applications detecting Cherenkov radiation in high-energy physics; However, due to its characteristics, its use has been extended to different sectors, such as solar concentration for wastewater treatment.

From the technical and economic point of view, it is plausible to think about thermo-photochemical processes for the elimination of different persistent residues such as antibiotics and bacteria with devices that use only concentrated solar energy. This statement is the result of old experiences in the field of research in which some photochemical prototypes focused on the treatment of wastewater have been successfully developed (ALMAZÁN-SÁNCHEZ et al., 2017; COLLARES-PEREIRA, 2005; TSYDENOVA; BATOEV; BATOEVA, 2015) the UV radiation source was the sunlight collected by a compound parabolic concentrator (CPC-2D, as well as in the theoretical analysis of a novel geometry to achieve similar results (GONZÁLEZ-MORA, 2017), also because the specific process to eliminate this type of waste requires a temperature higher than , with a variable power of depending on the exposure time (RAM; ANDREESCU; DING, 2011; TCHOBANOGLIOUS, G., BURTON, F.L., STENSEL, 2003); thus, it is attractive to think of a hybrid system that allows producing energy and with a low environmental impact, minimizing the waste generated (ISLAS-ESPINOZA; DE LAS HERAS, 2018).

However, to propose a functional prototype, it is necessary to make a proposal validated by theoretical models in order to ensure the thermal conditions that allow effective treatment of wastewater, so that its coupling to a hybrid system can be beneficial and operational.

2 | CONCENTRATOR DESIGN: OPTOGEOMETRIC DESCRIPTION

The main objective of anidolic optics is the transfer of radiation in an efficient and controlled manner, so this type of optics is used for the design of concentrators and illuminators where image formation is not strictly necessary, although it cannot be discarded, and where Aberrations are not strictly aberrations since image formation is not prioritized. Instead of having an object, you have a light source and instead of an image you have a receiver where an irradiance map from the source will be produced. There are two fundamental aspects in the design of concentrators for the solar area, one is to maximize the transfer of flow and the other is to create controlled distributions of the irradiance (FERNÁNDEZ-BALBUENA, 2011).

The most important parameter of a solar concentrator is the concentration coefficient, which allows directly relating the amount of energy that will be redirected to the receiver. Considering Fig. 1, which shows a generic solar concentrator that allows to collect the flow of solar energy over an area of capture or opening (A) concentrating it in another surface of smaller size, called receiver or exit (A'); the geometric concentration coefficient is defined in eq. (1); where θ_0 defines the acceptance half-angle, within which the light is captured in the opening area and redirected to the receiver. The radiation is said to be accepted through an acceptance angle θ_0 because the incident radiation within this angle reaches the receiver after passing through the opening area. The acceptance angles in practice range from the minimum of the solar disc subtension (around 0.27°) to 45° (DUFFIE; BECKMAN, 2013; KALOGIROU, 2014).

$$C_g = \frac{A}{A'} = \frac{1}{\sin^2 \theta_0} \quad (1)$$

According to the Second Law of Thermodynamics and the Stefan-Boltzmann Law (or through the concept of étendue conservation), the maximum ideal concentration of a solar concentrator can be determined with ease. The maximum value that can reach a solar concentrator is of the order of 46214 using only curved mirrors (GONZÁLEZ-MORA; RINCÓN-MEJÍA, 2018). Although the geometric concentration coefficient (C_g) for CPCs theoretically reaches the maximum thermodynamic limit, CPCs are designed for low concentration applications having values between 10 with different temperature ranges in the receiver (KALOGIROU, 2007).

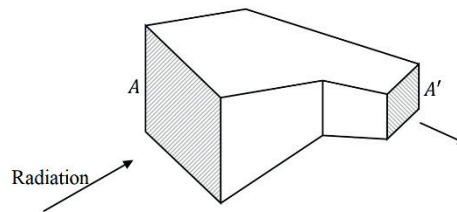


Fig. 1. Schematic diagram of a concentrator. Adapted from (WINSTON; MIÑANO; BENÍTEZ, 2005).

Very ideally, considering only radiation as a transport phenomenon, the temperature that can be reached with a solar concentrator can be related to the concentration of the device through (GONZÁLEZ-MORA; RINCÓN-MEJÍA, 2018):

$$T_r \propto \left(\frac{C_g}{C_{g,max}} \right)^{1/4} \quad (2)$$

Within the entire available geometries of solar concentrators, the design of a symmetrical compound parabolic concentrator (CPC) with a circular section receiver was chosen, in order to be able to easily handle the residual water.

Regardless of the type of receiver that the CPC may have, the rays that enter the concentrator with a maximum acceptance semi-angle (extreme rays) must be reflected by the mirror so that they tangentially reaches the receiver; while all the rays that enter with an angle less than the maximum semi-angle (i.e. inside the total angular acceptance angle), are directed to the receiver after passing through the internal optics of the CPC (reflection or refraction) The description for a CPC with cylindrical receiver, is obtained for the coordinate axes, whose reflecting surface is generated considering the characteristic that every ray entering inside the angular acceptance angle is intercepted by the receiver; but, if the rays of light enter parallel to the focal axis, at any point where a ray of light strikes, the normal to the reflector bisects the incoming angle between the tangent and the receiver passing through, and the incident ray (GONZÁLEZ-MORA; RINCÓN-MEJÍA, 2018).

Taking into consideration the above, the geometry of the mirrors for the CPC with circular receiver of radius are formed by two symmetrical curves, as shown in the Fig. 2. The first curve (and) is called involute whose parametric equations are described in (3), while the second curve (and) corresponds to a curve called antiaustics or macrofocal parabola (CHAVES, 2017) with parametric equations (4).

$$ED: \begin{cases} x(t) = a(\sin t - t \cos t) \\ y(t) = -a(\cos t + t \sin t) \end{cases}; \quad 0 \leq t \leq \frac{\pi}{2} + \theta_0 \quad (3)$$

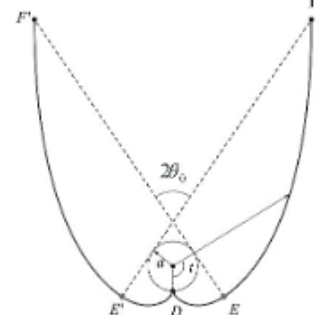
$$DF: \begin{cases} x(t) = a \left[\frac{\sin \theta_0 \cos(t - \theta_0) - \left(\frac{\pi}{2} + t + \theta_0\right) \cos t}{1 + \sin(t - \theta_0)} + \cos \theta_0 \right] \\ y(t) = -a \left[\frac{\cos \theta_0 \cos(t - \theta_0) + \left(\frac{\pi}{2} + t + \theta_0\right) \sin t}{1 + \sin(t - \theta_0)} - \sin \theta_0 \right] \end{cases}; \quad \frac{\pi}{2} + \theta_0 \leq t \leq \frac{3\pi}{2} - \theta_0 \quad (4)$$


Fig. 2. Geometry for the CPC with circular receiver (GONZÁLEZ-MORA; RINCÓN-MEJÍA, 2018).

However, in practice it is common to truncate the height of the CPC to an established angle in order to save material. At present, there are several criteria and methodologies to truncate the CPC-2D; several authors, based on the works described by Winston and Rabl in the 1970s, state that truncating the height of the CPC will not have a great impact on the opening of the entrance (the curve that should be truncated will be the antiaustic). Thus, truncating the CPC, a considerable decrease in the height of the CPC can be achieved with very little reduction in the concentration factor, which has a favourable effect on the economy and manufacture of the same, since the amount of mirror to be used is reduced (NILSSON, 2005).

Within the various truncation criteria is the Rincón criterion, which establishes that the CPC-2D must be truncated in such a way that none of the rays parallel to the angle of incidence that are directed towards the receiver are blocked by the mirrors of the CPC-2D, which results in an optimized anidic optical concentrator (RINCÓN MEJÍA; DURÁN GARCÍA; LENTZ HERRERA, 2009).

Given that, for the application to be developed, a temperature lower than is desired, which is the main limiting factor, with the aim of achieving the elimination of persistent waste in water, with eq. (2) we can obtain a approximate concentration coefficient for the concentrator; However, this equation only models a phenomenon purely governed by radiation, so the geometric concentration must be greater than that obtained directly, this with the purpose that, when considering losses by thermal and optical, the conditions are met of design without major problem.

Thus, a geometric concentration of is considered for an optimally truncated CPC, so that global losses are not a limitation to achieve the elimination of waste. When applying the Rincón's criterion, we have the equations for the CPC, which can be seen graphically in Fig. 3; while in eq. (5) and eq. (6) the parametric equations that describe the curve are shown.

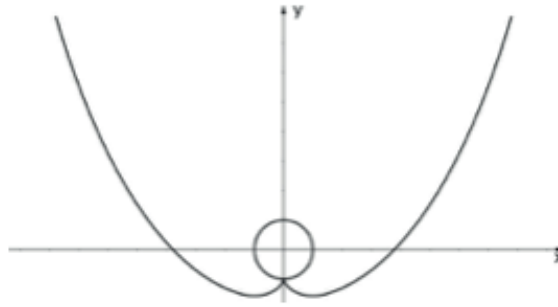
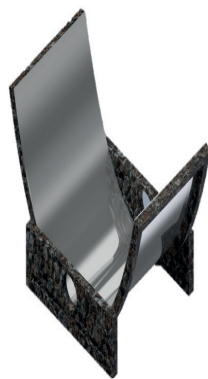


Fig. 2. Geometry for the designed CPC(GONZÁLEZ-MORA; RINCÓN-MEJÍA, 2018).

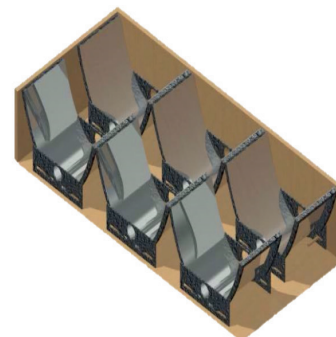
$$\begin{cases} x(t) = \sin t - t \cos t \\ y(t) = -(\cos t + t \sin t) \end{cases}; \quad 0 \leq t \leq 1.8606 \quad (5)$$

$$\begin{cases} x(t) = \frac{0.2857 \cos(t - 0.9583) - (1.8606 + t) \cos t}{1 + \sin(t - 0.2898)} + 0.9583 \\ y(t) = - \left[\frac{0.9583 \cos(t - 0.9583) + (1.8606 + t) \sin t}{1 + \sin(t - 0.2898)} - 0.2857 \right] \end{cases}; \quad 1.8606 \leq t \leq 3.8431 \quad (6)$$

The equations described in (5) and (6) are in their dimensionless form, which allows scaling the curves to any radius. For the prototype it is considered that the receiver will consist of a test tube of radius and long, so that the receiver can contain , in Fig. 4. (a) the 3D prototype is shown, and in (b) an arrangement with 6 concentrators that will allow several tests to be carried out simultaneously; while in (c) a photograph of the real prototype can be seen.



(a)



(b)

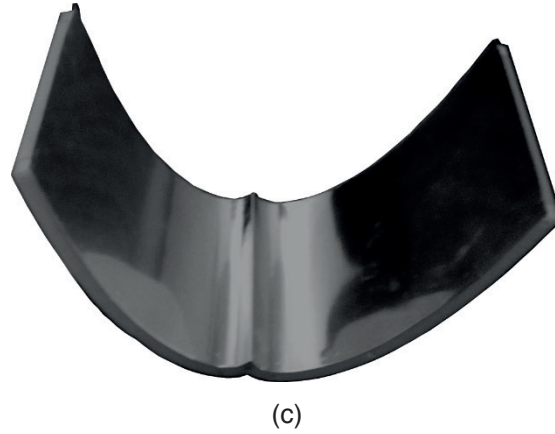


Fig. 4. CPC prototype for water treatment. (a) 3D model of a CPC. (b) Arrangement of the CPC provision. (C) Photograph of the prototype, where the back and previous parts have been omitted to appreciate the curvature of the mirror.

3 | ANALYSIS 2E OF THE CONCENTRATOR

The thermal analysis was carried out taking as reference the conditions of the city of Toluca, Mexico (), considering that the prototype will be oriented in the N-S direction. Next, we describe the methodology with the results for any typical day n . To determine the amount of energy that will be captured by each CPC, it is necessary to determine the solar angles for an inclined surface, such as the declination, the solar time and the zenith angle using eqs. (7) to (9). In this description, several standard calculations related to the Earth-Sun geometry are omitted, since they are available in the literature and can be determined without major complications knowing the location and the number of the day (DUFFIE; BECKMAN, 2013; GOSWAMI, 2015; KALOGIROU, 2009)

$$\delta_s = 23.45^\circ \sin \left(360 \frac{240 + n}{365} \right) \quad (7)$$

$$\theta_z = \tan^{-1} \frac{\tan \beta_s}{\left| \cos(\gamma_s - \gamma) \right|} \quad (8)$$

$$\alpha_s = 90^\circ - \theta_z \quad (9)$$

To determine the values of direct and diffuse radiation, the values of the atmospheric transmission must be determined, according to the Hottel model (DUFFIE; BECKMAN, 2013), eqs. (10) and (11), where the factors, and vary according to the geographical

altitude, as well as the climate of the region. Thus, direct and diffuse solar radiation at ground level is determined using (10) and (11).

$$\tau_b = a_0 + a_1 e^{-\frac{k}{\cos\theta_z}} \quad (10)$$

$$\tau_d = 0.271 - 0.294\tau_b \quad (11)$$

$$G_b = G_{on}\tau_b\cos\theta_z \quad (12)$$

$$G_d = G_{on}\tau_b \quad (13)$$

To calculate the irradiance that captures and concentrates any concentrator (GONZÁLEZ-MORA; RINCÓN-MEJÍA, 2018), we consider a virtual angle that will be the difference of the angle of inclination (θ) and the acceptance half-angle (θ_0); this virtual angle will define the direct radiation capture factor by:

$$F_C = \begin{cases} C_g & \text{if } \theta_C \leq \tan^{-1}(\tan\theta_z \cos\gamma) \leq \beta + \theta_0 \\ 0 & \text{if } \theta_C \geq \tan^{-1}(\tan\theta_z \cos\gamma) \geq \beta + \theta_0 \end{cases} \quad (14)$$

So the direct irradiance that enters the concentrator will be:

$$G_{b,C} = G_{b,\beta} F_C \cos\theta_0 \quad (15)$$

To calculate the diffuse radiation that can enter the concentrator, it is considered:

$$G_{d,C} = \begin{cases} \frac{G_{d,\beta}}{C_g} & \text{si } \beta + \theta_0 < 90^\circ \\ \frac{G_{d,\beta}}{2} \left(\frac{1}{C_g} + \cos\beta \right) & \text{si } \beta + \theta_0 > 90^\circ \end{cases} \quad (16)$$

The radiation collected by the concentrator will then be the contribution of direct

and diffuse radiation:

$$G_C = G_{b,C} + G_{d,C} \quad (17)$$

Thus, the thermal power concentrated in the receiver is

$$\dot{Q}_C = A \eta_o G_C \quad (18)$$

Where η_o is the optical performance, defined by the optical properties of the materials to be used (reflectance, absorptance and transmittance). Considering that a MIRO-SUN® sheet, a Pyrex® glass receiver, will be used, the optical performance is estimated at 0.6319.

The thermal loss model encompasses the three phenomena of heat transport (conduction, convection and radiation) considering the climatological conditions of Toluca (CONAGUA, 2000). For the conduction phenomenon, the Fourier's Law is used, eq. (19). For convection, the Adiatori's approach is used instead of the Newton's law of cooling, eq. (20). Finally, the Stefan-Boltzmann law models the heat losses by radiation, eq. (21) (ADIUTORI, 2017; BERGMAN et al., 2011).

$$\dot{Q}_{l-cond} = -\kappa \nabla T \quad (19)$$

$$\dot{Q}_{l-conv} = A_r f(\Delta T) \quad (20)$$

$$\dot{Q}_{l-r} = \varepsilon_r \sigma (T_r^4 - T_{sky}^4) \quad (21)$$

Where κ is the thermal conductivity of the elements that support the receiver, ε_r is the infrared emittance of the receiver and T_{sky} is the effective temperature of the sky, which can be determined if the dew point temperature of the environment is known (DUFFIE; BECKMAN, 2013). Thus, the total heat losses in the receiver will be the contribution of the three phenomena in an additive manner, as seen in equation (22).

$$\dot{Q}_{l-t} = \dot{Q}_{l-cond} + \dot{Q}_{l-conv} + \dot{Q}_{l-r} \quad (22)$$

In this way, the useful thermal power of the concentration system will be the difference of the concentrated thermal power and the heat losses, as stated in (23), while the energy efficiency according to the first law of thermodynamics can be determined by (24), where T_a is the temperature of the environment.

$$\dot{Q}_u = \dot{Q}_C - \dot{Q}_{l-t} \quad (23)$$

$$\eta_I = \frac{\dot{Q}_u}{\dot{Q}_C} = \eta_o - \frac{U_l(T_r - T_a)}{C_g G_C} \quad (24)$$

To perform an exergy analysis, it is necessary to define the input exergy as the exergy from the Sun. While there are several models that allow quantifying the amount of solar exergy (BEJAN, 2016; PARROTT, 1978; PETELA, 2010), all depart from the assumption that the Sun is a black body with effective temperature T_s , and is referenced to a reference temperature T_0 . The Petela model (PETELA, 1964, 2010) considers the exergy of the radiation emitted by the Sun towards space; whereas the Parrot model (PARROTT, 1978) quantifies the exergy of solar radiation on the Earth's surface; that is, consider the transfer of radiative exergy between the surface of the Sun and the Earth's surface. The Parrot model is stated in eq. (25).

$$\dot{B}_G = A(G_b + G_d) \left[1 - \frac{4}{3} \frac{T_0}{T_s} (1 - \cos\theta_s)^{\frac{1}{4}} + \frac{1}{3} \left(\frac{T_0}{T_s} \right)^4 \right] \quad (25)$$

Where θ_s is the measurement of the solar disk ($0^\circ 16'$), T_s , is the effective temperature of the Sun (5777k) and T_0 is the reference temperature ($298K$). The exergy balance of a thermal system is defined in (26).

$$\dot{B}_d = \left(1 - \frac{T_0}{T_r}\right) \dot{Q}_u \quad (26)$$

Thus, exergy performance is calculated by:

$$\eta_{II} = 1 - \frac{\dot{B}_d}{\dot{B}_{DNI}} \quad (27)$$

4 | RESULTS

Using the methodology described in the previous section, Table 1 shows the results for the representative days of each month, and Fig. 5 shows the thermal performance of the system, result of graphing eq. (24).

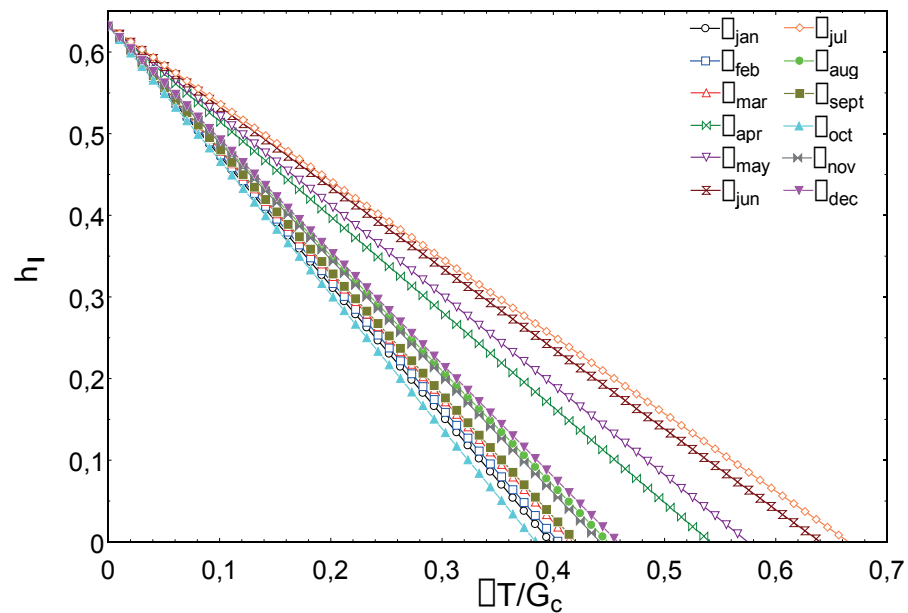


Fig. 5. Thermal performance of the system for each of the representative days of each month.

Month	Date	\dot{Q}_C [W]	\dot{Q}_{l-t} [W]	\dot{Q}_u [W]	\dot{Q}_u [WL^{-1}]	η_I	η_{II}
January	17	63.1908	34.4453	28.7455	406.6413	0.4549	0.6212
February	16	64.1187	34.4038	29.7148	420.3544	0.4634	0.6414
March	16	65.3101	34.3030	31.0071	438.6344	0.4748	0.6611
April	15	66.7030	32.1100	34.5930	489.3623	0.5186	0.7269
May	15	67.2241	31.7215	35.5026	502.2298	0.5281	0.7494
June	11	68.6092	31.3941	37.2151	526.4549	0.5424	0.7701
July	17	69.0627	31.3155	37.7472	533.9820	0.5466	0.7746
August	16	68.7030	35.4147	33.2883	470.9060	0.4845	0.6823
September	15	66.4343	35.6708	30.7635	435.1884	0.4631	0.6478
October	15	65.5981	36.6728	28.9253	409.1850	0.4409	0.6118
November	14	64.4220	34.5875	29.8345	422.0464	0.4631	0.6364
December	10	63.5028	33.9739	29.5289	417.7238	0.4650	0.6351

Table 1. Thermal performance of the system for the representative days of each month.

During the year, each CPC will deliver a useful average power of $453,9530 \text{ WL}^{-1}$, with an energy yield 0.4859 of and an exergetic yield of 0.6775 .

5 | CONCLUSIONS

The objective was to optimally design a wastewater treatment prototype, using an anidolic optical system. Based on the theoretical results of Table 1, the system design complies with the energy density restriction of $400 - 600 \text{ W L}^{-1}$, so the system will be expected to achieve the design objective.

The energetic and exergy performance have values that are more than acceptable for a concentration system that does not minimize convection losses; so that, if a glass cover is used, the heat transfer process by convection will be minimized, resulting in a noticeable improvement in both energy efficiency and exergy.

REFERENCES

ADIUTORI, E. **The new engineering**. 3. ed. Florida: Ventuno Press, 2017.

ALMAZÁN-SÁNCHEZ, P. T. et al. Treatment of Indigo-Dyed Textile Wastewater Using Solar Photo-Fenton with Iron-Modified Clay and Copper-Modified Carbon. **Water, Air, & Soil Pollution**, v. 228, n. 8, p. 294, jul. 2017.

- BEJAN, A. **Advanced Engineering Thermodynamics**. 1. ed. New Jersey: Wiley, 2016.
- BERGMAN, T. L. et al. **Fundamentals of Heat and Mass Transfer**. 7. ed. [s.l.] John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- CHAVES, J. **Introduction to NONIMAGING OPTICS**. 2. ed. New York: CRC Press, 2017.
- COLLARES-PEREIRA, M. Energía solar y óptica sin imágenes para la producción de agua limpia. In: **Solar Safe Water**. 1. ed. Iguazú: CIEMAT, 2005. p. 119–134.
- CONAGUA. **Normales Climatológicas. Toluca, México**. México: [s.n.]. Disponível em: <<http://smn.cna.gob.mx/observatorios/historica/toluca.pdf>>.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4. ed. [s.l.] John Wiley & Sons, Inc., 2013.
- FERNÁNDEZ-BALBUENA, A. Á. **Sistemas ópticos para concentración, captación y guiado de radiación solar**. [s.l.] UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID, 2011.
- GONZÁLEZ-MORA, E. **Diseño optogeométrico y evaluación de impacto ambiental - análisis de ciclo de vida de un colector solar tipo CPC para tratamiento de aguas residuales**. [s.l.] Universidad Europea del Atlántico / Universidad Internacional Iberoamericana, 2017.
- GONZÁLEZ-MORA, E.; RINCÓN-MEJÍA, E. A. **Conceptos básicos de la concentración solar. Notas de clase. FI-UAEM**Toluca, 2018.
- GOSWAMI, Y. D. **Principles of Solar Engineering**. 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2015.
- ISLAS-ESPINOZA, M.; DE LAS HERAS, A. Bioenergy Principles and Applications. In: RINCÓN-MEJÍA, E. A.; DE LAS HERAS, A. (Eds.). **Sustainable Energy Technologies**. 1. ed. Boca Raton: CRC, 2018.
- KALOGIROU, S. Recent Patents in Solar Energy Collectors and Applications. **Recent Patents on Engineering**, v. 1, n. 1, p. 23–33, 1 fev. 2007.
- KALOGIROU, S. A. **Solar Energy Engineering: Processes and Systems**. [s.l.] Elsevier, 2009.
- KALOGIROU, S. A. **Solar energy engineering : processes and systems**. 2. ed. [s.l.] Elsevier, 2014.
- NILSSON, J. **Optical Design and Characterization of Solar Concentrators for Photovoltaics**. [s.l.] Lund University, 2005.
- PARROTT, J. E. Theoretical upper limit to the conversion efficiency of solar energy. v. 21, n. 6, p. 227–229, 1978.
- PETELA, R. Exergy of Heat Radiation. **Journal of Heat Transfer**, v. 86, n. 2, p. 187, 1964.
- PETELA, R. **Engineering Thermodynamics of Thermal Radiation For Solar Power Utilization**. 1. ed. New York: McGraw Hill, 2010.
- RAM, M. K.; ANDREESCU, S.; DING, H. Persistent Pesticides: Detection and Control Using Nanotechnology. In: **Nanotechnology for Environmental Decontamination**. 1. ed. New York: McGraw Hill Professional, Access Engineering, 2011.
- RINCÓN MEJÍA, E. A.; DURÁN GARCÍA, M. D.; LENTZ HERRERA, Á. **New Solar Air Heater Based on Non-Imaging Optics for High-Temperature Applications**. ASME 2009 3rd International

Conference on Energy Sustainability, Volume 2. **Anais...**2009Disponível em: <<http://proceedings.asmedigitalcollection.asme.org/proceeding.aspx?articleid=1648081>>

TAPIA S., S.; DEL RÍO P., J. A. Concentrador parabólico compuesto : una descripción opto-geométrica. **Revista Mexicana de Física**, v. 55, n. 55, p. 141–153, 2009.

TCHOBANOGLIOUS, G., BURTON, F.L., STENSEL, H. D. **Metcalf and Eddy. Wastewater Engineering: Treatment and Reuse**. 4. ed. New York: McGraw Hill, 2003.

TSYDENOVA, O.; BATOEV, V.; BATOEVA, A. Solar-enhanced advanced oxidation processes for water treatment: Simultaneous removal of pathogens and chemical pollutants. **International Journal of Environmental Research and Public Health**, v. 12, n. 8, p. 9542–9561, 2015.

WINSTON, R.; MIÑANO, J.; BENÍTEZ, P. **Nonimaging optics**. 1. ed. New Jersey: Elsevier, 2005.

DISEÑO DE SISTEMAS HÍBRIDOS FV-H₂

Fernando Gutiérrez-Martín

Universidad Politécnica de
Madrid (UPM), ETSIDI*
Madrid, España

DESIGN OF PV-H₂ HYBRID SYSTEMS

RESUMEN: Los sistemas integrados FV-H₂ pueden desempeñar un papel efectivo para el suministro de energía distribuida en aplicaciones que requieren almacenamiento estacional con dispositivos compactos y estables. Su principal ventaja es la posibilidad de almacenar la energía excedente vía electrolisis (H₂) para su uso en pilas de combustible. Se presenta un método de diseño de sistemas híbridos FV-H₂ que considera los datos climatológicos y las variables eléctricas de los componentes para realizar balances de energía y evaluar el sistema en términos de requisitos de demanda, niveles de energía almacenada y costes resultantes. La energía suministrada por estos sistemas costaría aprox. lo mismo que los precios pagados por clientes domésticos, pero tienen el mérito de ser autónomos y el H₂ la capacidad de almacenamiento estacional evitando restricciones de electrificación y limitaciones de otros almacenamientos a corto plazo.

PALABRAS-CLAVE: Sistemas Híbridos, Energía Solar, Hidrógeno, Electrolisis

ABSTRACT: The integrated systems built with PV and H₂ could play an effective role in implementing a distributed energy supply in applications that require seasonal storage with compact, long life and low maintenance devices. The main advantage is the possibility of surplus energy storage by means of an electrolyzer which transforms electricity into H₂ that can be used in fuel-cells. This work concerns a methodology to design PV-H₂ hybrid systems that considers the weather data and the electrical variables of the components to perform energy balances and assess the system in terms of the load requirements, the levels of energy stored and the resulting costs. The energy supplied by these systems costs roughly the same as power prices paid by domestic customers, but they have the merit of being autonomous and H₂ has the capacity for seasonal energy storage avoiding electrification constraints and limitations of short-term storages.

KEYWORDS: Hybrid Power Systems, Solar Energy, Hydrogen, Electrolysis

* El estudio fue realizado en el seno del Máster propio Energías Renovables y Medio Ambiente (ERMA) de la UPM, al que el autor quiere agradecer el apoyo y ayuda prestados.

1 | INTRODUCCIÓN

El desarrollo de sistemas eficientes integrados por fuentes de energía renovable y tecnologías del hidrógeno puede desempeñar un papel importante en la reducción del uso de combustibles fósiles y las emisiones ambientales. Por su parte, la estructura difusa de la demanda de energía doméstica resulta favorable para implementar sistemas de generación distribuidos a partir de energías renovables, donde el sol es uno de los recursos preferidos por su fácil disponibilidad. Sin embargo, el carácter intermitente de la radiación solar hace que sea difícil producir energía fiable con módulos fotovoltaicos (FV) aislados; por ello, el suministro continuo de electricidad sin conexión a la red depende del almacenamiento, donde portadores como el hidrógeno (H_2) tienen la ventaja significativa de mantener su contenido energético cuando no están en uso.

La configuración de un sistema híbrido FV- H_2 para una vivienda autónoma se muestra en la Fig. 1. La principal característica del sistema es la posibilidad de utilizar la energía excedente transformándola en H_2 que se puede usar en una pila de combustible (FC): si la potencia del sistema primario (FV) es superior al consumo, el exceso se usa en un electrolizador (EL) para producir H_2 ; cuando no es suficiente, la energía proviene de la FC gracias al H_2 almacenado.

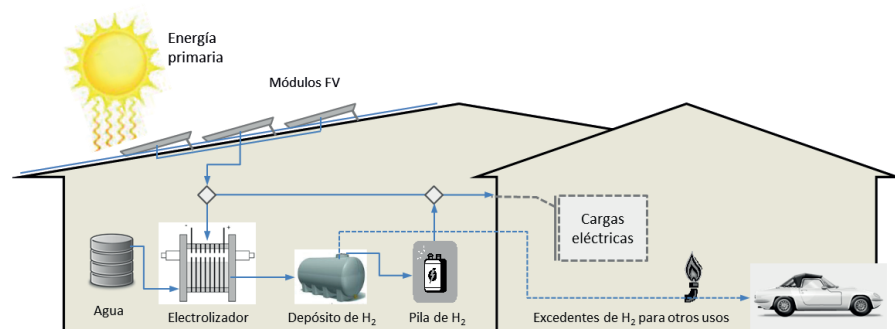


Fig. 1. Sistema híbrido autónomo basado en energía solar FV y almacenamiento de H_2

Por tanto, el sistema híbrido consta de módulos FV acoplados a un EL, con un depósito de H_2 y una FC, que deben cumplir ciertos requisitos:

- El sistema primario de energía debe suministrar un voltaje mínimo al EL para llevar a cabo la electrolisis del agua (teóricamente 1.23 V y en la práctica alrededor de 1.4 - 2 V).
- Cada subsistema (FV y EL) debería operar cerca de los puntos de máxima potencia (MPP) para maximizar la eficiencia en función de la radiación solar y temperatura.
- Las capacidades de cada subsistema deben seleccionarse cuidadosamente para satisfacer las demandas de electricidad, pero sin sobredimensionar el sistema.
- El sistema debería contener el mínimo de dispositivos auxiliares (e.g., acondicionamiento de energía, baterías y otros) para optimizar la eficiencia y los

costes totales.

Se han estudiado previamente sistemas híbridos basados en energías renovables e hidrógeno, incluyendo el recurso solar y las dinámicas de cargas, el acoplamiento FV-EL sin seguidores de potencia (MPPTs), la operación y eficiencia de los EL, así como las reducciones de costes requeridas para competir con los sistemas de energía convencionales (Alanne y Cao, 2017; Barbir, 2005; Deshmukh y Boehm, 2008; Erdinc y Uzunoglu, 2012; Yunez-Cano et al. 2016). De forma más específica, se han llevado a cabo estudios para encontrar el tamaño y operación de sistemas FV-EL acoplados de una forma directa para optimizar la transferencia de energía (Atlam et al. 2011; Khalilnejad et al. 2016, Migoni et al. 2016).

El presente trabajo se refiere a un nuevo modelo para el análisis y diseño de sistemas FV-H2, que considera los datos climáticos y las variables eléctricas de los componentes para realizar balances de energía y calcular la eficacia del sistema en términos de los requisitos de cargas. En la medida que en otros estudios el análisis se limita a sistemas más simples en los que la producción FV alimenta al EL en todo momento, en nuestro caso buscamos una disposición más deseable como la que muestra la Fig. 1, donde no hay conceptos definitivos para guiar el método de conexión FV-EL sin el uso de MPPTs. Debe señalarse que el objetivo del estudio no es una descripción detallada de la topología eléctrica del sistema, sino un modelo basado en el acoplamiento directo FV-EL. Por ello, el análisis no considera dispositivos electrónicos de potencia complejos ni baterías, mostrando simplemente como un conocimiento preciso de los subsistemas FV y EL permite optimizar sistemas autónomos de energía para satisfacer los consumos de electricidad a lo largo del tiempo; tanto los dispositivos electrónicos como las baterías suelen ser los elementos más frágiles de un sistema híbrido, por lo que la conexión directa FV-EL puede evitar estos problemas al tiempo que reduce el coste total del sistema. Este incluye una FC como dispositivo de energía auxiliar, lo que significa que no está siempre en funcionamiento; cuando esta se apaga, una batería sencilla podría proporcionar la energía mínima del bus eléctrico y responder a cambios rápidos en los dispositivos y cargas.

2 | RADIACION Y CARACTERIZACION DE LOS MODULOS SOLARES

Esta sección trata de la energía primaria (i.e., radiación solar) y las células FV que se simulan por medio de curvas de potencia a distintos niveles de radiación y temperatura en los módulos.

Energía Primaria

La fuente de energía primaria es la radiación solar que se convierte en eléctrica por medio de un conjunto de células FV, donde la generación de energía depende del nivel de insolación, la temperatura y las propiedades de las células.

Los perfiles de radiación (G) y temperatura (T) en los módulos FV pueden modelarse con las siguientes expresiones para fines de simulación:

$$G = \frac{1}{2} G_m [1 - \cos(2\pi t/\Delta t)] \quad (1a) \quad T = T_a + G(\text{NOCT} - 20)/800 \quad (1b)$$

donde G_m (W/m^2) es la densidad máxima de radiación solar, t es el tiempo entre la salida (t_1) y puesta del sol (t_2) ($\Delta t = t_2 - t_1$) y NOCT un parámetro característico de las celdas FV.

Este perfil depende de las condiciones climáticas, la latitud geográfica, la estación del año y la inclinación de los módulos, pero puede considerarse un día base para propósitos de cálculo preliminar de las instalaciones: e.g., $G_m = 1000 \text{ W}/\text{m}^2$, el amanecer y el ocaso a las 8 y 18 h, NOCT 47°C y temperatura ambiente: $T_a = 5 + 15 \cdot G/103$; de un modo paralelo, los cálculos se extenderían a períodos de tiempo más amplios con datos promedio de años-tipo o mediciones reales de estaciones meteorológicas locales.

Células Fotovoltaicas (FV)

La generación de energía de los módulos solares está determinada por las curvas características corriente-voltaje de las células FV. Estas curvas dependen de los niveles de radiación (G), de la temperatura (T) y de parámetros de modelo como los de Duffie y Beckmann (2006), uno de los más citados en la bibliografía, que ha sido seleccionado para caracterizar los módulos FV en este estudio (Ec. 2), junto con las relaciones para calcular los parámetros de la Tabla 1 y la hoja de especificaciones mostrada en la Fig. 2 (García-Valverde et al. 2011).

$$V = \alpha \cdot \ln [(I_{sc} - I)/I_o + 1] - I \cdot R_{s,r} \quad (2)$$

Para nuestro caso, los datos precisos son la corriente de cortocircuito ($I_{sc,r}$, μ_{isc}), la tensión en circuito abierto ($V_{oc,r}$, μ_{voc}), la intensidad y el voltaje para la máxima potencia ($I_{MPP,r}$, $V_{MPP,r}$), la banda de energía (E_g) y el n° de células en serie/paralelo (N_s , N_p).

<u>Parámetros en condiciones estándar (STC)</u>	<u>Variación respecto a STC</u>
$\alpha_r = (\mu_{voc} \cdot T_r - V_{oc,r} + E_g N_s) / (\mu_{isc} T_r / I_{sc,r} - 3)$	$\alpha = \alpha_r \cdot T / T_r$
$I_{o,r} = I_{sc,r} \exp [-V_{oc,r} / \alpha_r]$	$I_o = I_{o,r} (T/T_r)^3 \exp [(1 - T_r/T) \cdot E_g N_s / \alpha]$
$R_{s,r} = [\alpha_r \ln (1 - I_{MPP,r} / I_{sc,r}) - V_{MPP,r} + V_{oc,r}] / I_{MPP,r}$	$I_{sc} = G/G_r \cdot [I_{sc,r} + \mu_{isc}(T - T_r)]$

Tabla 1. Relaciones y variaciones del modelo respecto a las condiciones estándar

Las curvas corriente-voltaje (I-V) se muestran en la Fig. 2 junto con las estimaciones

de MPP para distintos valores de radiación solar y temperaturas que corresponderían a un perfil diario típico como el propuesto en la subsección anterior.

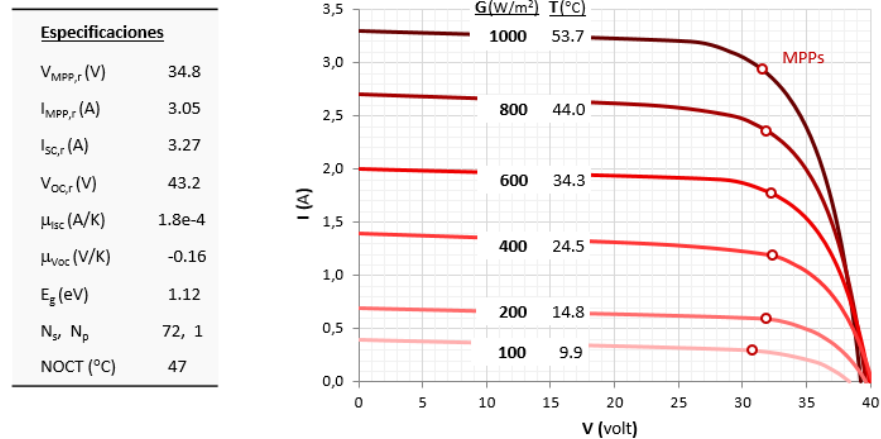


Fig. 2. Curvas I-V correspondientes a la tabla de especificaciones para los módulos FV en condiciones estándar (G_r : 1000 W/m^2 , T_r : 25°C); NOCT a 800 W/m^2 , 20°C y viento 1 m/s

3 I MODELADO Y SIMULACION DEL SISTEMA HÍBRIDO

El subsistema de almacenamiento y regeneración con hidrógeno consiste en un electrolizador de membrana protónica (PEM), un depósito de gas (H_2) y una pila de combustible (PEMFC). En un sistema híbrido conectado directamente, el EL opera en los puntos de intersección con las curvas de potencia de los módulos FV para diferentes niveles de radiación solar incidente.

El electrolizador recibe la energía de los módulos FV de acuerdo a sus características I-V de modo que estén acoplados lo más cerca posible a los MPPs. Para ello, tomamos la curva de un EL (PEM) que se ajusta a un modelo conciso de tres parámetros (E_c 3) (Shen et al. 2011), donde la densidad de corriente es la intensidad por unidad de área del electrodo (J , A/m^2).

$$V = [J + 2K(J \cdot R + E_0) + (J^2 + 4K \cdot E_0 \cdot J)^{1/2}] / 2K \quad (3)$$

Las características del EL se basan en investigaciones con celdas tipo PEM de baja resistencia y alta densidad de corriente, con electrodos de Pt/Ir a 90°C ; en estas condiciones, el potencial $E_0 = 1,40 \text{ V}$, la resistencia $R = 0,15 \text{ W}\cdot\text{cm}^2$ y la cinética $K = 27,8 \text{ W}\cdot\text{1cm}^2$ (Millet et al. 2010).

La posición y la forma de la curva del EL viene determinada por el número y el área de celdas conectadas en serie; e.g., la Fig. 3 muestra el acoplamiento del EL al MPP en el momento de máxima insolación: $NEL = 18$ y $SEL = 3,41 \text{ cm}^2$ por módulo (PV1), junto con las curvas del módulo FV para otros niveles de radiación solar.

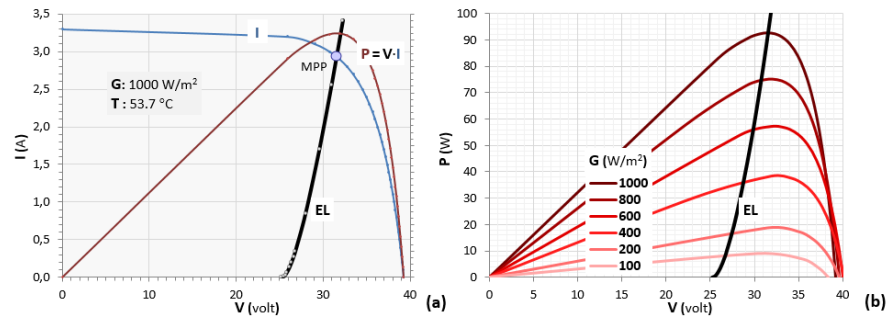


Fig. 3. Acoplamiento FV-EL al MPP (G_{\max}) (a) y para otros niveles de radiación (b)

Esta elección inicial del número y la superficie de los electrodos permite seguir el siguiente procedimiento para optimizar el diseño del sistema híbrido FV-EL por acoplamiento directo:

1. La intensidad de corriente del módulo FV se obtiene resolviendo de forma simultánea las Ec. 2-3, de acuerdo a los perfiles de radiación y temperatura (Ec. 1a y 1b):

$$I_{FV,t}(G_t, T_t) = 0 \quad (4)$$

2. Se agrega la generación de energía diaria y se compara con el consumo (C , kWh/día) para estimar el número de módulos con un factor de dimensionamiento adecuado (f):

$$P_{FV1} = \sum (I \cdot V)_{PV1,t} \quad (5a) \quad N_{FV} = f \cdot C / P_{FV1} \quad (5b)$$

3. De la generación total se resta el consumo en las horas con luz solar para imputar el exceso de energía horaria al electrolizador:

$$P_{FV} = \sum N_{FV} \cdot P_{FV1,t} \quad (6a) \quad P_{EL} = \sum |P_{FV,t} - C_t| \quad (6b)$$

4. La corriente total de los módulos FV conectados al EL se halla con $P_{ELt} = (I \cdot V)_{ELt}$ (Ec. 3), junto con el área de celda para la potencia máxima (nominal):

$$I_{EL,t} = f(P_{EL,t}) \quad (7a) \quad S_{CEL} = S_{EL} \cdot (P_{EL} / P_{FV1})_{\max} \quad (7b)$$

5. La producción de hidrógeno se estima con la ley de Faraday ($\mathfrak{F} = 96.5 \text{ kC/g}_{H_2}$), usando una eficiencia de corriente neta ($\eta_{EL} = 0,90$) para tener en cuenta las pequeñas pérdidas farádicas y el consumo de energía adicional fuera del electrolizador (BOP):

$$Q_H = S N_{EL} 3,6 \cdot \eta_{EL} I_{ELt} / \mathfrak{S} \quad (8)$$

6. Finalmente, se tiene en cuenta el hidrógeno utilizado por la pila de combustible (FC) para cubrir los déficits de potencia, con un rendimiento $\eta_{FC} = 0,60$ (PCI), así como la disponibilidad de H_2 en términos de diferencias de potencia (SOC):

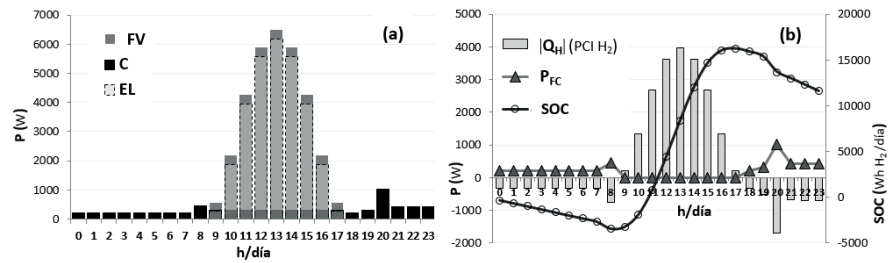
$$P_{FC} = \sum |C_t - P_{FVt}| \quad (9a)$$

$$SOC = \sum |Q_{H,t} - P_{FC,t} / \eta_{FC}| \quad (9b)$$

El procedimiento anterior se realiza con una hoja de cálculo que permite apreciar el conjunto de datos, las variables simuladas y los resultados obtenidos, tales como las salidas de potencia de los módulos (P_{FV}), los consumos de la vivienda (P_C), las entradas al electrolizador (P_{EL}), el hidrógeno producido (Q_H), la salida de la pila de combustible (P_{FC}) y el estado acumulativo de carga del sistema de almacenamiento a lo largo del día (SOC) (Fig. 4).

Al igual que con el perfil de radiación solar y temperatura, se ha tomado un perfil diario típico de consumos de la vivienda para propósitos de simulación, sobre la base de distintos aparatos eléctricos representativos, con sus potencias y horas de operación, que suman 7,635 kWh/día. Estas cargas ocurren sobre todo en la mañana y la tarde cuando hay poca disponibilidad solar, mientras en las horas centrales del día gran parte de la generación FV no se utiliza, cubriendo directamente solo el 36,5% de los consumos eléctricos; el resto (4,845 kWh) requiere por tanto los dispositivos de almacenamiento: i.e., el H_2 producido por el electrolizador se utiliza en la pila de combustible para cumplir con la dinámica de cargas que se muestra en las Fig. 4 a-b.

El programa permite simular el diseño del EL con distinto número y superficie de electrodos con objeto de optimizar el sistema híbrido (i.e., el tamaño y configuración del campo solar y el electrolizador que minimizan los costes totales y aseguran la cobertura de la demanda): los resultados indican que a medida que mejora el acoplamiento FV-EL, la dimensión requerida del campo solar disminuye pero el electrolizador se hace mucho más grande; i.e., en términos económicos, no sería ventajoso operar cerca de los MPPs (con menor densidad de corriente), incluso si ello da lugar a un consumo de energía más favorable; puede así concluirse que el criterio más importante para la optimización del sistema es la reducción del tamaño del EL en contraposición a la transferencia de energía de los módulos FV, debido tanto a los costes actuales de los componentes como a las características de tensión del EL.



Energía generada por módulo fotovoltaico, $P_{FV1} = \sum P_{FV1,t}(G_t)$	461,5 Wh/d
Número de módulos fotovoltaicos ($f=4,2$), $N_{FV} = f \cdot C / P_{FV1}$	70
Energía total del campo solar, $P_{FV} = \sum N_{FV} \cdot P_{FV1,t}$	32305 Wh/d
Energía al electrolizador, $P_{EL} = \sum P_{FV1,t} - C_t $	29515 Wh/d
Intensidad de corriente, $I_{EL} = \sum f(P_{EL,t})$	3490,4 kC/d
Superficie electródica, $S_{NEL} = N_{EL} \cdot S_{CEL}$	0,4095 m ²
Densidad de corriente (min-max), $J_m = I_{EL,m} / S_{CEL}$	0,43-8,60 kA/m ²
Hidrógeno producido, $Q_H = \sum N_{EL} \cdot 3,6 \cdot \eta_{EL} I_{EL,t} / 96,5$	586,0 g/d
Consumo energético unitario, $C_u = P_{EL} / Q_H$	50,4 kWh/kgH ₂
Energía de la pila de combustible, $P_{FC} = \sum C_t - P_{FV1,t} $	4845,0 Wh/d
Energía acumulada, SOC	11586 Wh _{H₂,PCI}

Fig. 4. Resultados de simulación del Sistema Híbrido

Por último, se realiza un estudio económico del sistema basado en el tamaño de los equipos, sus costes de inversión específicos, parámetros de vida útil y costes de operación (Tabla 2). Con ello, quizás el análisis más interesante es anticipar los valores de las variables operativas y los costes de los componentes, para asegurar que su hibridación con una fuente solar (FV) sea rentable en comparación a otras soluciones energéticas. La configuración anterior (Fig. 4) se considera óptima teniendo en cuenta la dinámica de operación, la eficiencia de conversión de energía, el tamaño de los equipos y los costes resultantes, donde los elementos críticos son los módulos fotovoltaicos y el electrolizador ya que la pila y depósito de hidrógeno tienen en la práctica las mismas dimensiones. La electricidad suministrada por el sistema híbrido cuesta 0,28 €/kWh, tras de deducir las ventas de H₂ (4 €/kg), i.e., aprox. igual al precio actual de la electricidad para consumidores domésticos en España, que incluye impuestos, gravámenes y otros costos regulados debido a la conexión a la red; sin embargo, el sistema híbrido tiene el mérito de ser autónomo y el H₂ la capacidad de almacenamiento estacional, evitando así las restricciones de electrificación en ubicaciones aisladas de la red, además de las limitaciones de las baterías que solo son capaces de almacenar energía a corto plazo.

Componentes	Tamaño (u)	Precio (€/u)	Inversión (€)	Costes (€/año)
Módulos FV	6481,5 W _p	1,29	8354,9	501,3 (39%)
Electrolizador	0,4095 m ² _{NEL}	10072	5391,1	323,5 (25%)
Pila de combustible	1,015 kW	3000	3045,0	380,6 (29%)
Depósito de H ₂	40,4 Nm ³	38	1535,4	84,4 (7%)
Total			18326	1290

Tabla 2. Análisis de costes del Sistema Híbrido

4 | CONCLUSIONES

La integración de tecnologías de hidrógeno y energía solar mediante la hibridación de paneles fotovoltaicos acoplados a un electrolizador es una opción viable, con costes operativos y de capital razonables, para satisfacer los consumos en una ubicación aislada de la red eléctrica.

El estudio presenta un modelo novedoso que considera el recurso solar, las características de los subsistemas y los requisitos de carga, para evaluar el sistema FV-H₂ según el tamaño de los componentes, los niveles de energía almacenados y los costes resultantes.

Los resultados muestran que a medida que mejora el acoplamiento directo (FV-EL), el campo solar se reduce pero el tamaño del EL se hace mucho mayor; por lo que no es particularmente ventajoso operar demasiado cerca de los puntos de máxima potencia con los sistemas actuales.

En todo caso, el coste neto de la energía suministrada por estos sistemas se aproxima al precio real de la factura en el mercado ibérico de electricidad para clientes abonados a la red eléctrica, con el mérito de su independencia y garantía de suministro a largo plazo; el uso de H₂ elimina la necesidad de gran número de placas solares y baterías, aunque puede haber una unidad de almacenamiento adicional como buffer de pequeño tamaño para variaciones rápidas de carga; cabe añadir que los elementos más frágiles en los sistemas híbridos FV suelen ser las baterías y los dispositivos electrónicos, por lo que el acoplamiento directo del EL y los módulos FV permite evitar estos problemas al tiempo que reduce los costes globales.

REFERENCIAS

Alanne K. and Cao S. (2017) Zero-energy hydrogen economy (ZEH2E) for buildings and communities including personal mobility. *Renew. Sust. Ener. Rev.* 71, 697-711.

Atlam O., Barbir F. and Bezmalinovic D. (2011) Method for optimal sizing of an electrolyzer directly

connected to a PV module. *Int. J. Hydrogen Energy* 36, 7012-18.

Barbir F. (2005) PEM electrolysis for production of H₂ from RES. *Solar Energy* 78, 661-69.

Deshmukh S.S. and Boehm R.F. (2008) Review of modeling details related to renewably powered hydrogen systems. *Renew. Sust. Ener. Rev.* 12, 2301-30.

Duffie J.A. and Beckman W.A. (2006) *Solar Engineering of Thermal Processes*, 3rd edn. Wiley Interscience, New York.

Erdinc O. and Uzunoglu M. (2012) Optimum design of hybrid renewable energy systems: overview of different approaches. *Renew. Sust. Ener. Rev.* 16, 1412-25.

García-Valverde R., Espinosa N. and Urbina A. (2011) Optimized method for photovoltaic-water electrolyser direct coupling. *Int. J. Hydrogen Energy* 36, 10574-86.

Khalilnejad A., Abbaspour A. and Sarwat A.I. (2016) Multi-level optimization approach for directly coupled photovoltaic-electrolyser system. *Int. J. Hydrogen Energy* 41, 11884-94.

Migoni G., Rullo P., Bergero F. and Kofman E. (2016) Efficient simulation of hybrid RES. *Int. J. Hydrogen Energy* 41, 13934-49.

Millet P. et al. (2010) PEM water electrolyzers: from electrocatalysis to stack development. *Int. J. Hydrogen Energy* 35, 5043-52.

Shen M., Bennett N., Ding Y. and Scott K. (2011) A concise model for evaluating water electrolysis. *Int. J. Hydrogen Energy* 36, 14335-41.

Yunez-Cano A., González R.G., Tufiño M., Barbosa R. and Escobar B. (2016) Solar-H₂ hybrid system integrated to a sustainable house in Mexico. *Int. J. Hydrogen Energy* 41, 19539-45.

FUNDAMENTOS E MEIOS DE UNIDADE FOTOVOLTAICA ARREFECIDA CONTENDO ASPECTOS TÉCNICOS E GEOGRÁFICOS

André Luiz Veiga Gimenes

Pascoal Henrique da Costa Rigolin

Angélica Luana Linhares

Vinícius Oliveira da Silva

Stefania Gomes Relva

Miguel Edgar Morales Udaeta

GEPEA/EPUSP, Grupo de Energia do

Departamento de Engenharia de Energia e

Automação Elétricas da Escola Politécnica da

Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil

RESUMO: O objetivo do trabalho é analisar unidades modulares de arrefecimento para módulos fotovoltaicos (PV), visando determinar, selecionar e adequar um sistema modular tal que seja utilizado em escala em uma usina solar fotovoltaica (UFV), de modo a aumentar seu rendimento na produção de energia elétrica. Metodologicamente analisa-se: as condições climáticas, geográficas e solares da região; os aspectos construtivos, de operação e manutenção do sistema de arrefecimento. Identificam três tipos principais, coletor PVT-líquido e/ou a ar, PV ventilado com recuperação de calor e sistema não PVT. O resultado conduz a opção pelo sistema PVT-líquido devido à região de instalação ser de clima tropical quente e seco com temperatura ambiente e índice de irradiação solar elevados, e, disponibilidade do fluido refrigerante predefinido. Conclui-se que os

arranjos determinativos para desenvolvimento de um módulo arrefecedor são do tipo serpentina e múltiplo-canais, por permitem a boa troca de calor entre o fluido e o módulo PV.

PALAVRAS-CHAVE: SFV, Energia Solar, Sistema de Arrefecimento, UFV.

BASICS AND MEANS TO COOLED-PHOTOVOLTAIC UNIT CONTAINING TECHNICAL AND GEOGRAPHICAL ASPECTS

ABSTRACT: The work aims to analyze modular cooling units for Photovoltaic (PV) modules to determine, select and tailor a modular system such that it is used in scale in a Photovoltaic Solar Power Plant (UFV) in order to increase its yield in the production of electricity. Methodologically analyzed: climatic, geographic and solar conditions of the installation region; the constructive aspects, operation and maintenance of the cooling system. Identified three main types of systems, PVT-collector liquid and/or air, ventilated PV with heat recovery and not PVT system. The result leads the option for PVT-liquid system due to the installation region is hot and dry tropical climate with high index of ambient temperature and solar radiation, and by the refrigerant fluid availability. Concluded that the determinative arrangements for development of a cooler module are of the type serpentine and multiple channel, by allow for

good heat exchange between the fluid and the PV module.

KEYWORDS: PV System, Solar Energy, Cooling system, PVPP.

1 | CONTEXTO INICIAL

A demanda de energia tem aumentando sistematicamente ao longo dos anos (IEA, 2017 e WB, 2018). Essa expansão é caracterizada com o surgimento, crescimento, consolidação, estagnação e decréscimo de diferentes fontes de recursos primários e suas respectivas tecnologias de conversão e produção de energia (UDAETA, 2012 e UDAETA et al., 2016a).

A produção de energia, elétrica e/ou térmica, ocasiona o aumento da temperatura dos equipamentos envolvidos na operação (SILVA, 2015a). Para reduzir este aumento que impacta diretamente na eficiência, vida útil e emissão de poluentes são empregados sistemas de arrefecimento (SILVA et al, 2016a), presentes em máquinas rotativas de produção de energia como os radiadores e bomba d' água utilizados para evitar o superaquecimento e a emissão de NOx em motores de combustão interna do tipo Diesel e Otto, trocador de calor dos mais diversos no caso das turbinas hidráulicas e a gás garantindo a integridade física dos mancais e das pás (GIMENES et al., 2018a).

Os módulos fotovoltaicos (PV), equipamentos de produção de energia elétrica em estado sólido, sofrem com os efeitos do aumento da temperatura durante a sua operação, pois absorvem 80% da radiação solar, dos quais apenas 5-20% é convertido em eletricidade (SILVA et al., 2015b), o restante da energia é convertido em calor, todo esse processo ocorre simultaneamente fazendo com que a temperatura dos módulos alcance 35°C acima da temperatura ambiente (van HELDEN *et al.*, 2004), em algumas regiões esses módulos podem atingir temperaturas superiores a 90°C podendo comprometer o seu funcionamento e até danificá-lo permanentemente (OH *et. al.*, 2010). A fim de melhorar o desempenho energético do sistema PV aparece o sistema híbrido de módulo fotovoltaico/térmico (PVT), no qual o calor gerado é extraído a partir do módulo PV para o sistema absorvedor térmico (SILVA et al., 2018a). Assim, esse trabalho tem como principal objetivo selecionar modelo de tecnologia arrefecedora para UFV pela análise dos sistemas de arrefecimento para módulos PV desenvolvidos e em desenvolvimento no mundo e introduzir o sistema modular mais adequado para região de baixa latitude no noroeste do estado de São Paulo, com o intuito de aumentar o rendimento na produção de energia elétrica.

A metodologia adotada para elaboração do trabalho baseia-se: (i) estudo dos fatores locais e geográficos da região de instalação da UFV; (ii) estudo dos fatores que causam o aumento da temperatura dos módulos PV; (iii) fundamentação técnica e científica do estado da arte das tecnologias de arrefecimento de módulos PV visando o entendimento dos fatores que influenciam seu funcionamento e desempenho, levantando, quando possível, os materiais empregados na construção dessas

tecnologias, métodos e processos de construção, operação, manutenção e medição das grandezas envolvidas; (iv) avaliação das tecnologias de arrefecimento para seleção do tipo mais indicado para a região de instalação da UFV; e (v) levantamento e análise da disponibilidade de água no local de instalação da UFV (UDAETA et al., 2018 e TSAI et al, 2018).

2 | ENTENDENDO AS QUALIDADES CLIMÁTICAS DA REGIÃO FOCO

A necessidade da caracterização e análise de dados meteorológicos e solarimétricos são primordiais para a realização, no sentido amplo da pesquisa e desenvolvimento, de projetos em escala real (GIMENES et al, 2018; NASCIMENTO et al, 2018 e RELVA, 2017a). Esses projetos demandam o levantamento, a medição, o armazenamento e a verificação de inúmeros parâmetros que possibilitam o próprio desenvolvimento da pesquisa (GIMENES et al., 2018). Essa caracterização, com base em dados localmente medidos, são importantes para determinar o potencial dos recursos energéticos (solar e eólico) contidos na bacia aérea local (SILVA et al., 2018a) e a sua possível complementariedade a bacia hidrográfica presente na região, ou seja, permitem avaliar a complementariedade entre do potencial de geração hídrica com a solar (RELVA et al., 2015) e/ou eólica .

Pela classificação *Koppen*, a região de instalação da UFV apresenta clima quente e seco (CEPAGRI, 2015), com temperatura média anual de 24,8°C com máxima e mínima média no ano de 33,0°C e 13,1°C, respectivamente. Índice pluviométrico anual de 1.309,4mm. No período seco que compreende os meses de abril a setembro, o índice pluviométrico é de 288,3 mm com média de 48,1 mm ao mês e menor índice, 22,80 mm, no mês de agosto. As temperaturas neste período apresentam média de 22,8°C e média máxima de 30,0°C. Durante o período chuvoso que compreende os meses de outubro a março, o índice pluviométrico é de 1.021mm, abrangendo 77% das chuvas do ano, com média de 170,2mm ao mês e maior índice, 225,9mm, no mês de janeiro. Temperaturas neste período apresentam média de 26,9°C e média máxima de 32,5°C. Dados da UNESP (2013), a maior temperatura ambiente registrada no local foi de 42,0°C, ocorridas em quatro dias distintos, e a maior média diária de temperatura foi 34,9°C, com mínima de 29,3°C e máxima de 38,9°C neste dia. Esses altos valores de temperatura ambiente diminuem a performance de geração de eletricidade do módulo PV (KAWAJIRI et al., 2011) (DUBEY et al., 2013), sendo o conhecimento do comportamento da temperatura local um fator ambiental importante para o garantir a performance do sistema (USAMA et al., 2012). Quando analisado o período de 2004-2013, dos índices pluviométricos (mm), insolação (h/dia) mensais, Fig. 1, é possível verificar que os menores índices de insolação coincidem com os máximos índices pluviométricos, ou seja, são inversamente proporcionais, e oscilam ao longo de um ano. Os maiores índices pluviométricos ocorrem no início de cada ano e os maiores períodos contínuos de insolação no meio do ano. O maior índice registrado no período,

596,1mm ocorrido em jan/2008, apresentou insolação média mensal de 5,4 h/dia, já à máxima insolação, 11,6 h/dia ocorrida em novembro de 2010, apresentou índice de 138,9mm. A média mensal de insolação e do índice pluviométrico para o período é de 7,7 h/dia e 127,6mm, respectivamente.

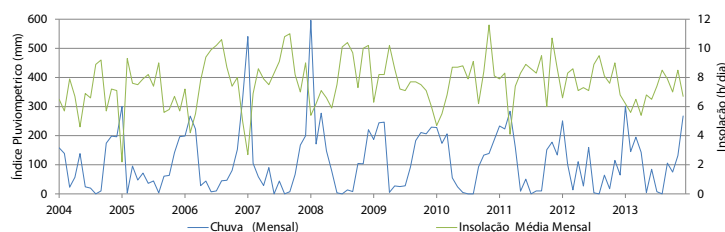


Figura 1 – Comportamento dos índices pluviométricos e insolação mensal para o período 2004-2013 (SILVA et al., 2016a e SILVA et al, 2018c).

O comportamento da radiação global ($\text{MJ}/\text{m}^2.\text{dia}$) é diretamente proporcional ao período de insolação, Fig. 2, e seus picos de máxima radiação global média coincidem com os picos de insolação. A maior radiação global média, $26,6 \text{ MJ}/\text{m}^2.\text{dia}$ ocorrido em dezembro/2008 coincide com a maior temperatura média desse ano de $26,7^\circ\text{C}$, e apresentou insolação média mensal de 10,2 h/dia. No período de máxima insolação, 11,6 h/dia ocorrida em novembro de 2010, a radiação global média foi de $26,2 \text{ MJ}/\text{m}^2.\text{dia}$, segunda maior média registrado para o período. A média da radiação global média para o período é de $19,1 \text{ MJ}/\text{m}^2.\text{dia}$. A curva de radiação global máxima apresenta oscilação menos intensa do que a apresentada pela radiação global mínima, essa característica demonstra que as mínimas oscilam mais que as máximas ao longo do ano, além disso, demonstram que a condição de alta radiação global é mais presente na região, já que a curva de radiação global média encontra-se mais próxima da máxima do que da mínima. A média da radiação global mínima e máxima para o período é de 9,4 e $24,9 \text{ MJ}/\text{m}^2.\text{dia}$, respectivamente, com pico de máximo de $35,4 \text{ MJ}/\text{m}^2.\text{dia}$ registrado no dia 04/12/2008 e insolação de 15,8 h/dia.

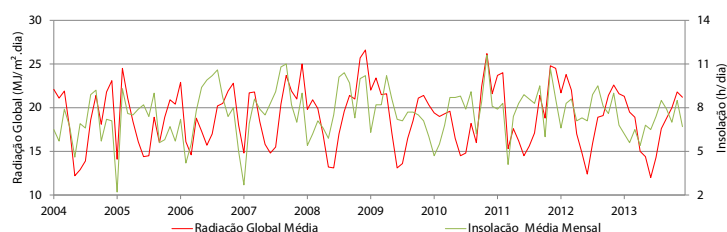


Figura 2 - Comportamento da radiação global média e insolação mensal para o período 2004-2013 (SILVA et al., 2016a e SILVA et al, 2018c).

3 | ANÁLISE DO EFEITO DA TEMPERATURA EM MÓDULOS PV

A temperatura do módulo PV é um parâmetro de grande importância devido a sua

influência na geração de energia (Silva et al., 2014). As células PV por estarem expostas aos raios solares aquecem modificando a eficiência do sistema e da energia de saída, uma vez que temperaturas mais altas reduzem a tensão produzida e, inversamente, tensões mais altas são produzidas em temperaturas menores (MERAL *et al.*, 2011). Qualquer sistema PV deve incluir o cálculo de ajuste devido o efeito da temperatura (KRAUTER, 2004). O efeito da temperatura é resultado de uma característica natural do silício (MERAL *et al.*, 2011), pois parte da incidência solar absorvida não é convertida em energia elétrica, mas dissipada sob a forma de calor, este é o motivo no qual a temperatura das células e módulos PV quando estão gerando sempre apresentarem temperaturas superiores a ambiente (TEE). As maiores temperaturas em um módulo PV são encontradas em sua superfície inferior devido à maior condutividade térmica do silício, material da célula PV, em relação ao material polímero da superfície inferior, geralmente é o tedlar (TEO *et al.*, 2012).

A queda da tensão ocasionada com o aumento da temperatura se dá pelo encolhimento do semicondutor devido à abertura da banda que influencia diretamente a tensão de circuito aberto (V_{ca}) que decresce seguindo a queda de tensão da junção p-n. Este efeito pode ser explicado pelo fator de potencial térmico do diodo, q/kT . Portanto as células PV possuem um coeficiente de temperatura negativo para a V_{ca} . Além disso, potência de saída menor, dado uma mesma fotocorrente, é resultado dos portadores de carga que são liberados com um menor potencial (SHENCK, 2010). Com o aumento da temperatura, mais uma vez a abertura da banda, intrínseco ao encolhimento dos semicondutores, mais energia incidente é absorvida devido ao aumento da porcentagem de luz incidente, que tendo energia suficiente eleva os portadores de carga da banda de valência para a banda de condução (MERAL *et al.*, 2011). Uma maior corrente fotoelétrica resulta, portanto, no aumento da corrente de curto-circuito para um determinado isolamento e as células fotovoltaicas tem um coeficiente positivo de temperatura I_{cc} (SHENCK, 2010). MAKRIDES *et al.* (2009) a região de maior aumento de temperatura ocorre no barramento principal, uma linha condutora que permite a interligação, captação e condução dos elétrons dos barramentos secundários, que assim como o primário, é uma linha condutora em paralelo responsável pela captação dos elétrons produzidos na banda de valência da célula PV. Nessa região encontram-se as maiores temperaturas da célula PV. PRIEB (2002), à medida que se aumenta a temperatura do módulo de silício observa-se uma diminuição da tensão a uma taxa $-2,2 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$, já a corrente de curto-circuito apresenta um ligeiro incremento da ordem de $0,06\%/^{\circ}\text{C}$, esse aumento reflete na potência, porém é insuficiente para compensar a perda de potência decorrente da diminuição da tensão. Resumindo, a variação da temperatura faz com que os pontos de operação correspondentes à extração de potência máxima variem.

A eficiência de conversão de energia (η) de uma célula PV é o percentual de potência convertida em relação à coletada quando conectado a um circuito elétrico, que pode ser calculada utilizando a razão entre a ponto de máxima potência ($P_{m\acute{a}x}$) dividida

pela radiação solar de entrada (W/m^2), sob as condições normais de ensaio, incidente na área superficial da célula (A_c). A η decresce com o aumento da temperatura, pois a potência de saída, que é diretamente proporcional à tensão de saída, decresce com o aumento da temperatura. Portanto, assim como a tensão, a eficiência de um módulo PV diminui com o aumento da sua temperatura.

4 | SISTEMA DE ARREFECIMENTO DE MÓDULOS PV

Nos sistemas fotovoltaicos/térmicos (PVT) a energia solar é convertida simultaneamente em calor, assim como, os coletores solares térmicos convencionais, e em eletricidade (SILVA et al., 2015c). A conversão real do calor ocorre no absorvedor, mas parte dessa energia é dissipada para o meio por radiação e convecção. Nos sistemas onde o absorvedor está em contato direto com o meio ele é chamado de PVT descoberto, neste caso as perdas de calor para o meio são consideráveis e as temperaturas e eficiência térmicas alcançadas por esse modelo são baixas, este tipo de sistema é indicado para os casos onde se deseja temperaturas de aquecimento mais baixas para a água ou para melhorar o rendimento na conversão elétrica do PV devido ao seu aquecimento. O outro grupo é caracterizado pelo sistema PVT cobertos que utilizam uma cobertura, geralmente transparente, colocada sob o absorvedor, ver Fig.3. Essa cobertura, dependendo do tipo de material utilizado, transmite cerca de 90% da radiação solar incidente, essa redução, para a maioria das aplicações, é menos importante do que o efeito do isolamento térmico da cobertura, que tem um efeito direto no aumento da eficiência térmica do sistema (VAN HELDEN *et al.*, 2004).

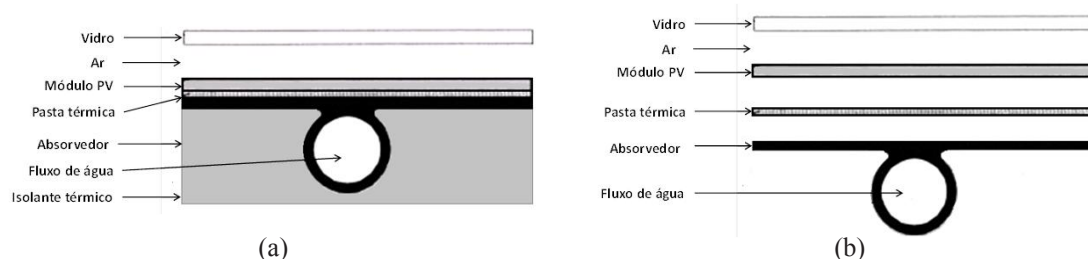


Figura 3 - Desenho representativo da estrutura do sistema PVT-água. (a) sistema com isolante térmico e (b) sistema sem isolante térmico.

O projeto deste sistema varia muito com o tipo de aplicação, que pode ser para uso de água quente e pré-aquecimento do ar para ventilação ou para resfriamento dos PV (ELNOZAHY *et al.*, 2015), a demanda térmica e elétrica pode ser suprida com a escolha do sistema PVT apropriado e sua viabilidade técnica está comprovada (HASAN *et al.*, 2010). Existem vários tipos e formas de sistemas PVT, que variam com o tipo de módulo fotovoltaico, com o tipo de fluido, quantidade de radiação e posicionamento geográfico da instalação (KUMAR *et al.*, 2015), e podem ser de placa plana ou concentrador e sua classificação varia de autor para autor, sendo mais comum

a classificação de acordo com o tipo de fluido de trabalho utilizado, dos quais os mais comuns são a água e o ar. Os sistemas PVT-água são mais eficientes na remoção de calor dos PV do que os sistemas PVT-ar (PRAKASH, 2004) devido à alta condutividade térmica da água em relação ao ar, resultando em uma grande transferência de calor dos PV para o fluido. Assim, na escolha de um sistema PVT, deve se levar em conta se o bom equilíbrio entre o aumento do rendimento térmico, que impacta diretamente no rendimento elétrico.

4.1 Coletor PVT-líquido

Os coletores PVT-líquidos consistem em um absorvedor de calor que pode ser uma serpentina ou uma série de tubos paralelos acoplados à superfície inferior do laminado de PV ou colado com um material adesivo epóxi por onde circula um fluido que promove o resfriamento do módulo (SILVA et al., 2016b; SILVA et al., 2017a). Além disso, o absorvedor pode conter um isolante térmico para reduzir as perdas térmicas da água para o meio ou no caso que se almeje a maior retirada de calor do módulo PV, o absorvedor não recebe o isolante térmico garantido maior troca de calor com o meio. Esse tipo de resfriamento é realizado por convecção forçada, na qual o fluido retira do módulo aumentando a eficiência elétrica na ordem de 4-5% e redução da temperatura das superfícies superior e inferior do módulo PV em 45,5% e 39%, respectivamente (ELNOZAHY *et al.*, 2015).

Existem diversos tipos de configurações para este tipo de coletor, sendo necessário utilizar, para todos os casos, uma bomba de circulação de água para o sistema. Os quatro principais modelos encontrados na literatura são: coletor chapa e tubo, coletor de canal, coletor de corrente livre e coletor com dois absorvedores. ZODAG *et al.* (2003), é preferível que o fornecimento de água se dê por baixo do módulo PV, de modo a melhorar a eficiência do ponto de vista do coletor. No entanto, do ponto de vista da simplicidade estrutural e do bom desempenho do sistema como um todo, é preferível um coletor do tipo chapa-tubo. Para que haja maior transferência de calor é preciso que a distância média entre a geração de calor e de coleta seja mínima. Outra sugestão, que se refere à área na qual o líquido flui sob a célula PV, é de que esta seja a maior possível e de preferência abranja toda a sua superfície. Esse efeito é demonstrado por (SILVA et al., 2017^a e Silva et al., 2018c). Para esta aplicação, existe a sugestão apresentada por VAN HELDEN *et al.* (2004), cujos múltiplos canais, cada um sob um conjunto de células PV em série, retira o calor gerado através do fluxo de água circulante dentro deles.

A forma mais simples de se fabricar um coletor PVT é através da fixação do laminado PV comercial ao absorvedor de um coletor térmico, também comercial. Esta configuração tem uma grande desvantagem, pois o módulo PV não ficar suficientemente protegido do ambiente, principalmente da umidade, trazendo problemas para aplicação comercial. Além disso, outros problemas relacionados ao isolamento elétrico podem

ocorrer, como por exemplo, o aumento da resistência térmica entre o laminado PV e o absorvedor pode ser demasiado devido ao aparecimento de camadas de ar, resultado de irregularidades na laminação ou devido ao material de tedlar, usualmente empregado na parte inferior de módulos PV apresentar baixa condutividade térmica (ZONDAG *et al.*, 2003). Uma técnica para produção desta tecnologia baseia-se na produção do módulo PVT compreendendo um laminado de células PV, seguido por um isolamento elétrico e por último um absorvedor. Este método é utilizado para obter uma resistência elétrica alta entre as células solares e o absorvedor, evitando o aumento da temperatura e perdas elétricas. Essa técnica também possui alguns problemas, como a deformação do laminado PVT devido à diferença de dilatação térmica entre o vidro da superfície e do laminado de metal do coletor. Para evitar este problema um laminado de tedlar aplicado a superfície inferior em vez do vidro reduz essa deformação, mas ao mesmo tempo a ausência do vidro requer um absorvedor suficientemente rígido para proporcionar apoio as células (ZONDAG *et al.*, 2003). Módulos PVT produzidos em tiras com película superior de plástico tem sido usado e o suporte é fornecido por um tubo de cobre, absorvedor, ao longo do centro da tira. Outro modelo utilizado, também de tiras de PVT, construído sobre chapas galvanizadas, no qual o suporte é fornecido através das bordas, que são dobradas, resultando em um perfil que posteriormente recebe os tubos de cobre que são fixados através do processo de soldagem. Absorvedores do tipo chapa-tubo possuem algumas restrições construtivas, devido aos tubos estarem fixados no nível inferior do absorvedor acabam por dificultar o processo de laminação do PV, aumentando o tempo de produção, resolver esse problema construtivo é demasiadamente complexo, pois soldar os tubos após a laminação das células PV prejudica o encapsulamento devido à alta temperatura da solda, ao mesmo tempo colá-lo pode comprometer a confiabilidade da transferência de calor. Uma opção de fixação é a utilização de uma placa de alumínio fixada através de um processo de cladeamento (CHOW *et al.*, 2006).

Independentemente da técnica e configuração escolhida para a produção do sistema PVT, é importante salientar que o encapsulante das células precisa suportar altas temperaturas na ordem de 130°C e as propriedades óticas das células PV devem ser suficientemente boas. Há a opção de encapsulamento a baixa temperatura em detrimento a laminação, que consiste na utilização de silicone com alta resistência a temperatura. Mas como toda solução possui algum tipo de desvantagem, a aplicação de silicone em termos de manuseio possui o risco de aprisionamento de ar entre as camadas fixadas diminuindo a eficiência das trocas térmicas.

4.2 Coletor PVT-ar e PV ventilado com recuperação de calor

Os coletores PVT-ar são semelhantes a um coletor de ar quente convencional com um laminado de PV funcionando na cobertura superior do canal de ar. Coletores PVT-ar são mais baratos que os PVT-líquidos devido a flexibilidade e facilidade de conversão, com poucas modificações, dos módulos PV convencionais e podem

ser construídos com ou sem vidro. Em geral são aplicados quando o usuário final possui uma demanda por ar quente, principalmente para usar o ar diretamente para aquecimento. Por outro lado, esta aplicação depende diretamente do mercado de sistemas de aquecimento de ar, que é baixa na maioria dos países, por exemplo, o Brasil, sendo indicado para pré-aquecimento do ar de ventilação de edifícios onde as temperaturas requeridas variam de 15-25°C.

Como a transferência de calor no sistema PVT-ar é mais crítica do que no sistema PVT-líquido, é importante que o modelo de transferência de calor adotado seja adequado, pois os efeitos na entrada, relacionados a transferência de calor em coletores a ar, mostram que em média o número de Nussel (Nu) varia 10% ao longo do comprimento de entrada para um canal suficientemente largo e o diâmetro hidráulico deve ser duas vezes que a altura do canal (EICKER *et al.*, 2000). O impacto do fluxo de ar induzido pela flutuação e transferência de calor através do canal vertical, aquecido a partir de uma das superfícies do módulo PV, aumenta a velocidade do fluxo de calor não uniforme dentro do duto. Esse efeito está ligado diretamente ao formato de saída do duto. Em síntese, para melhorar a transferência de calor do sistema a ar é preciso controlar o seu fluxo forçado e sua flutuação. Outra opção, muito usada em pesquisas experimentais, é o aumento da turbulência no canal de escoamento e da área da superfície de transferência de calor (HASAN *et al.*, 2010).

Em relação aos aspectos construtivos de fixação, do sistema de arrefecimento no módulo PV, e seus materiais empregados, o sistema PVT-ar se assemelha ao sistema PVT-água. A aplicação do ar como meio de transporte de calor em relação a outros fluidos de trabalho, como a água, possui algumas vantagens como o não congelamento do fluido no coletor, fator importante para regiões de clima frio, não há riscos em caso de vazamento, o custo do insumo refrigerante é zero e a sua disponibilidade é imediata e perene, é indicado para regiões no qual o acesso à água é restrito ou economicamente inviável, por outro lado possui baixa capacidade e condutividade térmica, resultando numa baixa transferência de calor, ou seja, não recomendado quando se deseja o arrefecimento do módulo PV, há grandes perdas de calor devido a vazamento de ar e no caso de sistema passivo, sem auxílio de um sistema de injeção de ar, o sistema PVT-ar pode operar com baixo rendimento devido à baixa densidade e condutividade térmica do ar.

A diferença entre PV ventilado com recuperação de calor e coletores PVT deve-se ao fato de que o sistema PVT, geralmente, ser projetado para um prédio específico não possuindo um sistema padronizado de fabricação. A forte ligação existente entre os dois tipos muitas vezes faz com que projetistas, sem experiência em relação a este tipo de tecnologia, forneçam a opção menos adequada ao projeto. Esta situação pode mudar uma vez que vários institutos e fabricantes, principalmente dos países europeus, onde essas pesquisas e tecnologias são mais desenvolvidas, estão fazendo um esforço para padronizar esses sistemas.

Módulos PV convencionais para fachadas e telhados, onde a incidência de ar

é muito frequente na superfície inferior dos módulos PV devido sua inclinação de instalação, permite que o ar os arrefeça por convecção natural. Esse calor pode ser recuperado, e neste caso é considerado que o PV funciona como um coletor PVT. Devido às facilidades de construção e operação, os sistemas PVT com extração de calor através do ar são muito estudados como alternativa e solução para sistemas *Build Integrated PV* (BIPV). Este sistema pode operar durante o inverno produzindo calor para aquecimento interno e durante o verão como sistema de refrigeração ativo (EICKER *et al.*, 2000). Um estudo abrangente de BAZILIAN *et al.* (2001), demonstrou que esse tipo de sistema é mais adequado a aplicações de baixa temperatura. Além disso, a integração de sistemas PV as construções poderiam atingir um projeto coeso tornando-se uma solução para fornecimento de energia em edifícios, concluindo que há grande necessidade de pesquisas na área para que os sistemas PVT se tornem uma realidade comercial (FENG *et al.*, 2015). Outro estudo, (CHARALAMBOUS *et al.*, 2007) demonstrou que coletores BIPV são mais adequados para condições com climas frio, ou seja, com baixa temperatura ambiente. Esse sistema, se utilizado em fachadas, pode proporcionar além de eletricidade ganhos como proteção do edifício a radiação solar, reduzindo a carga térmica de arrefecimento, fornecimento e complemento de calor para aquecimento interno dos edifícios, caso não haja demanda direta para o calor gerado, este pode ser utilizado para induzir diferença de pressão e ajudar no sistema de ventilação e devido à qualidade estética dos módulos solares, estes podem contribuir para a redução do custo de acabamento do edifício (HASAN *et al.*, 2010).

4.3 Sistema de arrefecimento de módulos PV não PVT

O sistema de arrefecimento de módulos PV não fotovoltaicos/térmicos (PVT) consiste da injeção de água sobre a sua superfície superior do módulo PV, esta água, ao escorrer pela superfície retira o calor armazenado no módulo através da transferência de calor por condução e convecção (SILVA *et al.*, 2015c; UDAETA *et al.*, 2016b) . Esse tipo de sistema é simples e conta com um módulo PV, uma bomba e um tanque de armazenamento de água. A injeção da água é feita sobre a superfície superior do módulo PV por diversos orifícios presentes num tubo, de modo a garantir trocas de calor homogêneas em toda a superfície (SILVA *et al.*, 2016a). Resultados obtidos pela ENDECON ENGINEERING (2001) indicaram que devido à perda de calor por convecção entre a água de refrigeração e a superfície superior do módulo PV, ocasionou um aumento de 15% na produção elétrica do sistema em condições de pico de radiação solar. Além disso, os resultados indicaram que um aumento em 5%, da energia entregue, pode ser obtido durante as estações secas e quentes. ODEH *et al.* (2009), com o intuito de melhorar o rendimento de um sistema de bombeamento de água alimentado pela energia elétrica, produzida por módulos PV, foi montado um arranjo que consistia em tubos para permitir o fluxo de água agindo por gravidade sobre a superfície do módulo PV. Os testes foram realizados em diferentes cidades

da Austrália, Sydney, Perth e Darwin, as quais possuem latitudes diferentes, e assim verificar o sistema em condições climáticas distintas. Os resultados mostraram que o aumento da potência de saída dos sistemas variava entre 4-10%, quando o sistema de arrefecimento operava, no qual parte desse aumento, 50%, deve-se diretamente pela refrigeração do módulo resultante do contato da água com a sua superfície, e a outra parte deve-se ao aumento da radiação solar incidente no módulo PV devido à refração do feixe de luz solar na camada de água.

5 | FORNECIMENTO DE ÁGUA

A instalação da UFV está localizada dentro da área de uma Usina Hidrelétrica (UHE), isto facilita a captação de água para o sistema de arrefecimentos dos módulos PV, mas sua utilização é possível caso seja aproveitada no final dos processos, quando a água após o uso é descartada a jusante da UHE, ou pela utilização direta da água do reservatório no sistema de arrefecimento com a condição de que a retorne para algum processo na UHE (Silva et al., 2016a e SILVA et al., 2017b) . Diversas opções de fornecimento foram encontradas e ao mesmo tempo descartadas. Assim, duas principais opções disponíveis são analisadas e discutidas.

5.1 Água de saída do sistema de refrigeração dos Mancais

A água de refrigeração dos mancais está disponível intermitentemente ao longo do ano apenas no período de operação em que as máquinas geradoras, na qual o sistema refrigera, estão operando. Esta, antes de entrar nos trocadores térmicos dos mancais, passa por um processo químico de cloração para eliminar o mexilhão amarelo e evitando a sua fixação nas superfícies das tubulações e mancais que podem inviabilizar a operação ao longo do tempo. Para a sua utilização seriam necessárias diversas intervenções físicas na estrutura da barragem da represa, como perfurações de paredes e tetos dentro da casa de máquinas de turbina, remanejamento dos dutos elétricos e lubrificantes existentes nas canaletas internas da barragem, desligamento e perfuração da linha principal de descarga dos trocadores de calor de quatro turbinas, construção de uma tubulação de 700m até a linha de enrocamento da barragem mais um prolongamento de 77m desta até a área da UFV. A temperatura de fornecimento dessa água durante o verão é elevada, máxima de 39°C e média anual de 32°C, e nos períodos mais frios, máxima de 29°C e média de 26°C.

5.2 Água da linha de enrocamento da UHE

A água da linha de enrocamento da UHE é bruta, captada no fundo do reservatório da UHE, proporcionando temperaturas amenas ao longo do ano devido à grande coluna de água existente, com máxima 29°C no verão, e média anual de 24°C, com mínima de 19°C no inverno. A linha de enrocamento, após sair das instalações internas da

barragem é fixada numa canaleta com cobertura, para abrigá-la do sol e evitar avarias, percorre uma distância inferior a 500m terminando no estacionamento do prédio administrativo da UHE. A distância entre o final desta linha à área de instalação da UFV é de 77m. Essa água apresenta diversos usos, limpeza geral do prédio administrativo e frota de veículos, irrigação dos jardins, alimentação de hidrantes, fornecimento para caminhões pipas. Essas condições tornam seu fornecimento contínuo não havendo interrupções ao longo do ano.

5.3 Análise do Fornecimento de Água

Após verificação em campo das possibilidades de fornecimento de água e através de análise qualitativa, ver Tab.1, determinou-se que a alimentação do sistema de arrefecimento seja fornecida pela linha de enrocamento, pois apresenta vantagens como proximidade entre a linha existente e a área da UFV, fornecimento contínuo e perene ao longo do ano sem a necessidade de bombeamento e principalmente por não necessitar de intervenções físicas na barragem da UHE.

Fornecimento	Vantagem	Desvantagem
Sistema de refrigeração dos Mancais	<p>Água clorada, não há necessidade de implantar um sistema de tratamento de água;</p> <p>Água de final de processo excluído a necessidade de retorná-la para montante ou outro processo da UHE;</p> <p>Sem necessidade de sistema de bombeamento.</p>	<p>Intervenções na estrutura civil da barragem;</p> <p>Desligamento de duas máquinas geradoras, durante o período de montagem do sistema;</p> <p>Remanejamento de dutos elétricos e lubrificantes utilizados na operação de máquinas geradoras;</p> <p>Construção de 777 m de prolongamento de tubos;</p> <p>Altas temperaturas de fornecimento de água;</p> <p>Fornecimento de água vinculado à operação das máquinas geradoras.</p>
Linha de enrocamento da UHE	<p>Implantação isenta de intervenções físicas que inviabilizem operações na UHE;</p> <p>Água de final de processo excluído a necessidade de retorná-la para montante ou outro processo da UHE;</p> <p>Sem necessidade de sistema de bombeamento;</p> <p>Prolongamento de 77 m da tubulação;</p> <p>Fornecimento perene ao longo do ano.</p>	<p>Implantação de um sistema de cloração.</p>

6 | CONCLUSÃO

O local de instalação da UFV apresenta clima quente e seco, com temperatura média e índice pluviométrico anual de 24,8°C e 1.609,4mm, respectivamente, período chuvoso ocorre nos meses de outubro a março, 77% das chuvas anuais, e o período seco entre os meses de abril a setembro. A radiação global média e período de insolação médio anuais são de 19,1 MJ/m².dia e 7,7 h/dia, respectivamente. Além disso, nos meses chuvosos foram registradas as maiores temperaturas históricas de 42°C. Essas características demonstram que o local apresenta grande período de insolação, altos níveis de radiação global e temperatura ambiente ao longo do ano diminuído a performance dos módulos PV devido ao aumento da sua temperatura de operação. Através de análise qualitativa das opções de fornecimento de água determinou-se que a alimentação do sistema de arrefecimento, seja fornecida pela linha do enrocamento da UHE. A partir da bibliografia e pelo entendimento do processo de termalização dos módulos fotovoltaicos (PV), no qual a temperatura da superfície inferior é maior que a superior, com diferença medida em campo de 8,1°C, pela condição de não desperdiçar água (sistema fechado), e necessidade de arrefecer o módulo PV ao máximo para aumento da produção de energia elétrica, fica evidente que a solução fotovoltaico/térmico líquido (PVT-líquido) sem isolamento térmico é a mais indicada. Outra característica observada deste tipo de sistema deve-se ao fato de permitir a utilização de módulos PV convencionais, apresenta alta capacidade de trocas térmicas e é indicado para região com clima quente. Dentro das opções, três sistemas são selecionados para construção, dois do tipo chapa tubo (serpentina) e um do tipo múltiplo-canais.

AGRADECIMENTOS

Esse trabalho foi parcialmente financiado pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES). Para o CNPQ (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), pela bolsa. À CESP por ser financiador do P&D ANEEL PE-0061-0037/2012.

REFERENCIAS

BAZILIAN M., LEEDERS F., VAN DER REE B. G. C., PRASAD D. **Photovoltaic cogeneration in the built environment**. Solar Energy 2001;71:57–69.

CEPAGRI (Brasil). **Centro de Pesquisas Meteorológicas e Climáticas Aplicadas a Agricultura**. UNICAMP, Campinas, Brasil, 2015b. Acessado em maio/2015 http://www.cpa.unicamp.br/outras-informacoes/clima_muni_236.html

- CHARALAMBOUS PG, MAIDMENT GG, KALOGIROU SA, YIAKOUMETTI K. **Photovoltaic thermal (PV/T) collectors: a review**. Applied Thermal Engineering 2007;27: 275–8.
- CHOW, T.; HE, W.; JI, J. **Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application**. Sol Energy 2006;80(3):298–306.
- DUBEY, S., SARVAIYA, J. N., SESHADRI, B. **Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world - A review**. Energy Procedia; 2013. (33) p. 311-321.
- EICKER U, FUX V, INFIELD D, LI M. **Heating and cooling of combined PV-solar air collectors facades**. In: Proceedings of international conference of 16th European PV solar energy; 2000. p. 1836–9.
- ELNOZAHY, A.; RAHMAN, A.; ALI, A.; ABDEL-SALAM, M.; OOKAWARA, S. **Performance of a PV module integrated with standalone building in hot arid areas as enhanced by surface cooling and cleaning**. In: Energy and Buildings, 2015, 88, p. 100-109.
- ENDECON ENGINEERING. **Energy technology development division, consultant report, a guide to photovoltaic (PV) system design and installation**. California Energy Commission; 2001. p. 1–40.
- FENG, C., ZHENG, H., WANG, R., YU, X., SU, Y. **A novel solar multifunctional PV/T/D system for green building roofs**. In: Energy Conversion and Management, 2015, (93) p. 63-71.
- GIMENES, A.L.V.; LINHARES, A. L.; ABREU JUNIOR, A.C.; ET AL. **Outdoor measurements for the development of pilot photovoltaic power systems with modular cooling arrangement**. Espacios, 2018a, 39(4), 32–45.
- GIMENES, A.; LINHARES, A.L.; ABREU JUNIOR, A.C.; ET AL. **Instrumental measurement of primary and secondary energy and systematization of big-data generated in a pilot eolic-solar system**. Espacios, 2018b, 39(8), 22–38.
- HASAN M. A., SUMATHY K. **Photovoltaic thermal module concepts and their performance analysis: A review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010) 1845–1859.
- IEA. (2017). **Key World Energy statistics 2017**. In IEA International Energy Agency. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- KAWAJIRI K, OOZEKI T, GENCHI, Y. **Effect of Temperature on PV Potential in the World**. Environmental Science and Technology 2011, 45 :9030-5.
- KRAUTER S. **Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels**. Solar Energy Materials and Solar Cells 2004; 82:13–37.
- KUMAR, A., BARENDAR, P., QURESHI, U. **Historical and recent development of photovoltaic thermal (PVT) technologies**. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, (42) p. 1428-1436.
- MAKRIDES G., ZINSSER B., GEORGHIOU G. E., Schubert M., Werner J. H. **Temperature behavior of different photovoltaic systems installed in Cyprus and Germany**. Solar Energy Materials & Solar Cells 93 (2009) 1095-1099.
- MERAL, M. E., DINÇER, F. **A review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems**. Yuzuncu Yil University, Department of Electrical and Electronics Engineering, Van, Turkey, 2011.

NASCIMENTO, A.; GIMENES, A.; LINHARES, A.L.; ET AL. **Design of the strategy for mass data from outdoor units of measurement of intermittent primary-energy quantities.** Espacios, 2018, 39(9), 24–43.

ODEH S., BEHNIA M. **Improving Photovoltaic Module Efficiency Using Water Cooling.** Heat Transfer Engineering, (2009), 30:6, p. 499-505.

OH, J., SAMY, G., MANI, T. **Temperature Testing and Analysis of PV Modules Per ANSI/UL 1703 and IEC 61730 Standards,** Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Program - 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, PVSC 2010, 2010, p. 984-988.

PRAKASH J. **Transient analysis of a photovoltaic thermal solar collector for cogeneration of electricity and hot air water.** Energy Conversion and Management, 1994;35:967–72.

PRIEB, C. **Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos.** Dissertação para Obtenção do Título de Mestre em Engenharia, UFRGS, 2002.

RELVA, S.G.; UDAETA, M.; GIMENES, A.; GRIMONI, J. **Solar energy analysis supported on hydropower modelling for taking advantage of photovoltaic power plants.** In: 2015 5th International Youth Conference on Energy (IYCE), 2015, p. 1–8.

RELVA, S.G. **Método de caracterização da irradiação para geração fotovoltaica: uma análise sistêmica da energia primária.** Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2017a.

RELVA, S.G.; UDAETA, M.; SILVA, V.O.; GIMENES, A.; GALVAO, L. **Comprehensive Analysis of Solarimetric Elements for Primary Energy Forecasting Methodologies Related to Photovoltaic Power Plants.** In: 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, 2017b, p. 2463-2469.

SHENCK N. S. **Alternative energy systems.** U.S. Naval Academy Lecture Readings, 2010.

SILVA, V. O.; UDAETA, M.; GIMENES, A.; GALVAO, L. **Analysis and Evaluation of Cooling Systems for the Selection and Prototype Development for Solar Photovoltaic Power Plant - ILS.** In: European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, 2014.

SILVA, V. O. **Estudo e modelagem da arquitetura modular de uma usina solar fotovoltaica arrefecida com protótipo de verificação.** Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2015a.

SILVA, V.O.; GIMENES, A.; GALVAO, L.; UDAETA, M. **Study, Verification and Selection of Cooling System Model for PV Modules with Verification Prototype.** In: European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2015b, p. 2153-2158.

SILVA, V.O.; UDAETA, M.; GIMENES, A.L.V.; et al.; **Design and Engineering of Modular Cooling Units for Photovoltaic Modules.** In: European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2015c, p. 2718-2723.

SILVA, V.O.; GIMENES, A.; UDAETA, M.; GALVAO, L. **Definição do Arrefecimento Modular para Desenvolvimento e Modelagem de Usina Fotovoltaica Arrefecida.** In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte, 2016a.

SILVA, V.O.; GIMENES, A.; ABREU JR., A.C.; UDAETA, M. **Desenvolvimento Empírico-Analítico de Unidade Arrefecedora para Uso Funcional em Módulos Fotovoltaicos.** In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte, 2016b.

SILVA, V.O., UDAETA, M., GIMENES, A., LINHARES, A.L. **Improving the Performance of**

Photovoltaic Power Plants with Determinative Module for the Cooling System. Energy and Power Engineering, 2017a, 9, p. 309–323.

SILVA, V.O.; GIMENES, A.; RELVA, S.G.; UDAETA, M.; GALVAO, L. **Design and Performance of a Real Scale Refrigerated Photovoltaic Plant Installed in a Hydroelectric Plant.** In: 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, 2017b, p. 2410-2412.

SILVA, V.O.; UDAETA, M.; GIMENES, A.; GALVÃO, L. **Real and Induced Characteristics in the Systemic Analysis of Behavior and Primary Energy Contained in Wind Power Source.** 2018 IEEE 9th Power, Instrumentation and Measurement Meeting (EPIM), Salto, 2018a, p. 1–6.

SILVA, V.O.; UDAETA, M.; GIMENES, A.; ABREU JUNIOR, A.C.; LINHARES, A. L.; RIGOLIN, P. **Development of Modular Cooling for Water-Cooled Photovoltaic Plant in Real Scale.** In Advanced Cooling Technologies and Applications, 2018b, p. 15.

SILVA, V.O.; GIMENES, A.; UDAETA, M. **Development of a real-scale cooling module for a PV power plant.** IET Renewable Power Generation, 2018c, 12(4), 450–455.

TEE, **Tools for Electrical engineering**, e-learning: <http://e-lee.ist.utl.pt>.

TEO, H. G., LEE, P. S., HAWLADER M. N. A. **An active cooling system for photovoltaic modules,** Applied Energy, 2012, 90, p. 309-315.

TSAI, E.; SILOTTO, B.; SILVA, V.; GALVAO, L.; UDAETA, M. **Análise Técnica para Concepção/ Projeto de Usina Solar Fotovoltaica Arrefecida em UHE.** In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 2018. p. 1-10.

UDAETA, M. E. M. **Novos Instrumentos de Planejamento Energético e o Desenvolvimento Sustentável – Planejamento Integrado de Recursos Energéticos na USP.** Universidade de São Paulo; Vol. 1, 2012.

UDAETA, M.; GIMENES, A.; RIGOLIN, P.; BERNAL, J. **Model of Energy Planning Considering both Energy Supply & Demand as Resources for Sustainable Development.** In J. Gonzalez (Ed.), Energy Planning: Approaches and Assessment, 2016a, 01 ed., pp. 1–34.

UDAETA, M.; SILVA, V.O.; GIMENES, A.; LINHARES, A.L. **Investigação Experimental em Escala Real de Seleção de Sistema Arrefecedor para Usinas Fotovoltaicas.** In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte, 2016b.

UDAETA, M.; SILOTTO, B.; TSAI, E.; GALVÃO, L.; SILVA, V.O.; GIMENES, A. **Basics about Cooled PV Plant Design inside the Site of a Hydro Power Plant.** 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC), 2018, p.1486–1490.

UNESP (Brasil). **Universidade Estadual Paulista**, 2013. Acessado em agosto/2013 <http://clima.feis.unesp.br/recebe_formulario.php>

USAMA, M. ARIF, A. F M., KELLEY, L., DUBOWSKY, S. **Three-dimensional thermal modeling of a photovoltaic module under varying conditions.** In: Solar Energy, 2012, 9(86) p. 2620-2631.

VAN HELDEN, W.; VAN ZOLINGEN, R.; ZONDAG, H. **PV thermal systems: PV panels supplying renewable electricity and heat.** In: Prog. Photovolt: Res. Appl. 2004; 12:415–426.

WB. (2018). **The World Bank Data.** Retrieved May 10, 2018, from <https://data.worldbank.org/country/brazil?view=chart>

ZONDAG, H.; DE VRIES, D.; VAN HELDEN, W.; VAN ZOLINGEN, R. VAN STEENHOVEN, A. **The**

yield of different combined PV-Thermal collector designs. Solar Energy 2003; 74(3): 253–269.

ACEPÇÃO E VALIDAÇÃO PROCEDIMENTAL DE SISTEMA ARREFECEDOR MODULAR PARA USINA FOTOVOLTAICA

André Luiz Veiga Gimenes

Pascoal Henrique da Costa Rigolin

Angélica Luana Linhares

Vinícius Oliveira da Silva

Diego Biaseto Bernhard

Miguel Edgar Morales Udaeta

GEPEA/EPUSP, Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil

RESUMO: O objetivo do trabalho é avaliar, medir e verificar a arquitetura e desempenho de unidades arrefecedoras a serem aplicadas em módulos fotovoltaicos comerciais. São analisados e testados métodos e procedimentos das atividades de desenvolvimento do modelo final de equipamento de arrefecimento para módulo PV, visando diminuir a temperatura de operação e aumento do desempenho da produção de energia elétrica de uma Usina Solar Fotovoltaica (UFV). Metodologicamente consolidam-se e realizam-se a descrição procedimental de desenvolvimento, a medição e verificação (M&V) de três modelos de unidades modulares arrefecedoras (UMAr). Assim evidencia-se que a produção dos dois modelos, parte do estudo, do tipo chapa-tubo não apresentaram problemas construtivos e nem operativos, porém o modelo do tipo

múltiplos canais apresenta sim problemas no processo, por exemplo, de soldagem, devido à pequena espessura das chapas, e apesar de tudo não resiste ao teste de estanqueidade, apresentando, por exemplo, vazamentos, tal que sua construção acarreta aumento dos custos de desenvolvimento. A M&V em ensaios empíricos demonstra que a temperatura de operação do módulo PV com o primeiro modelo permaneceu abaixo da temperatura NOCT ($47\pm 2^{\circ}\text{C}$), enquanto que os módulos PV sem UMaR apresentaram temperaturas superiores a $65,1^{\circ}\text{C}$. Com esses resultados conclui-se que o modelo mais apropriado visando à construção em série é o de serpentina denominado de modelo A.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar, Fotovoltaico/Térmico, Sistema de Arrefecimento de FV

DEVELOPMENT AND VALIDATION PROCEDURAL FOR MODULAR COOLER SYSTEM TO PHOTOVOLTAIC PLANT

ABSTRACT: The objective is to evaluate measure and verify the architecture and performance of modular cooling unit to be applied in commercial PV modules. They are analyzed and tested methods and procedures of the development activities of the final model of cooling equipment for PV module in order to reduce the operating temperature and increase

the performance of the electricity production of a Photovoltaic Solar Power Plant (UFV). Methodologically consolidate up and held the procedural description of development, measurement and verification (M&V) of three models of modular cooling units (UMAr). Thus it is evident that the production of the two models in the study of the plate-tube type did not demonstrate constructive and/or operational problems, however the model multiple channels type presents rather problems in the process, e.g., welding, due to the small thickness of plates, and though not resist the tightness test, showing, for example, leaks, such that its construction entails higher development costs. M&V empirical tests demonstrate that PV module operation temperature with the Model A remained below NOCT temperature (47 ± 2 °C), while the PV modules without UMAr showed temperatures above 65.1°C. With these results it is concluded that the most appropriate model for the construction in the series is called serpentine Model A.

KEYWORDS: Solar Energy, Photovoltaic/thermal, PV Cooling system

1 | INTRODUÇÃO

A grande exposição à radiação solar associada com alta temperatura ambiente eleva a temperatura de operação do módulo fotovoltaico (PV) (KAWAJIRI *et al.*, 2011) (TEO *et al.*, 2012) (DUBEY *et al.*, 2013), equipamento de produção de energia elétrica em estado sólido, impactando diretamente na sua eficiência e energia de saída, uma vez que temperaturas de operação altas reduzem a tensão produzida (ABDOLZADEH e Ameri, 2009). Esse efeito é intensificado em regiões tropicais, baixas latitudes, com grande incidência de radiação solar tal como a região de instalação da UFV do estudo localizada em uma Usina Hidrelétrica (UHE) no estado de São Paulo/Brasil (SILVA *et al.*, 2018a; UDAETA *et al.*; 2018). As maiores temperaturas em um módulo PV ocorrem na superfície inferior (TEO *et al.*, 2012) devido ao material polimérico que o constitui possuir condutividade térmica inferior ao silício, material da célula PV, ou seja, apresenta maior capacidade de reter calor. Essa diferença alcança ordem de 8,10 °C (SILVA *et al.*, 2015; SILVA *et al.*, 2017). Portanto, é preferível arrefecer o módulo PV a partir da superfície inferior (UDAETA *et al.*, 2016), em vez utilizar água, por exemplo, para arrefecer a superfície superior, esse fenômeno pode ser visto na Fig. 1, que apresenta a temperatura de operação das superfícies, superior e inferior, de um mesmo módulo PV.

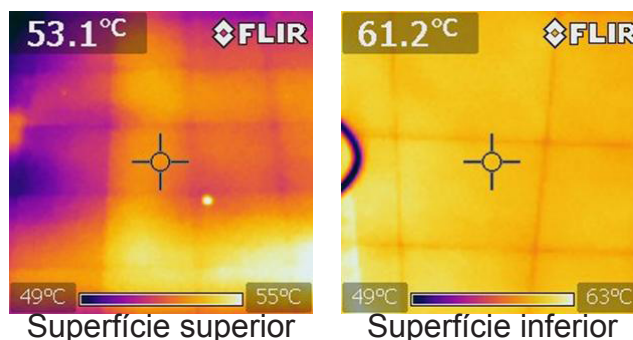


Figura 1 – Imagem infravermelha das superfícies superior e inferior do módulo PV instalado na UFV (SILVA et al. 2016).

Para solucionar problemas devido ao aumento excessivo da temperatura de operação dos módulos PV utilizam-se o sistema híbrido fotovoltaico térmico (PVT), no qual o calor gerado, é extraído a partir do módulo PV para o sistema absorvedor térmico (SILVA et al., 2015a). Existem diversos tipos de sistemas PVT (SILVA et al., 2015b; SILVA et al., 2016a), o simples é o que utiliza corrente de ar direcionada a parte de trás do módulo PV para refrigerá-lo. Outro tipo de sistema, um pouco mais complexo, consiste na utilização de um absorvedor de calor acoplado na parte posterior do PV, o absorvedor utiliza um fluido circulante, geralmente água, no qual o calor flui do módulo PV para o fluido. No caso específico da região de instalação da UFV, o tipo PVT-líquido é o mais indicado (SILVA *et al.*, 2014), por se tratar de clima tropical quente e seco (SILVA et al.; 2018a).

O sistema coletor do tipo PVT-líquido consiste em um absorvedor de calor, que pode ser uma serpentina ou uma série de tubos paralelos acoplados à superfície inferior do módulo PV, por onde circula um fluido promovendo o resfriamento do módulo (SILVA et al., 2018a). O absorvedor pode conter um isolante térmico para reduzir as perdas térmicas do fluido refrigerante para o meio ambiente, ver Fig. 2 (a), ou no caso em que se almeje a maior retirada de calor do módulo PV, o absorvedor não recebe o isolante térmico garantido maior troca de calor com o meio, ver Fig. 2 (b). Esse tipo de resfriamento é realizado por convecção forçada, no qual o fluido retira o calor do módulo PV aumentando sua eficiência na produção de energia elétrica na ordem de 4-5% (TEO *et al.*, 2012). Do ponto de vista da simplicidade estrutural e do bom desempenho do sistema como um todo é preferível um coletor do tipo chapatubo e para que haja maior eficácia de transferência de calor é preciso que a distância média entre a geração de calor e de coleta seja mínima (SILVA et al., 2018b). Quanto à circulação água é preferível que o fornecimento se dê por baixo do módulo PV de modo a melhorar a eficiência do ponto de vista do coletor (ZONDAG *et al.*, 2003).

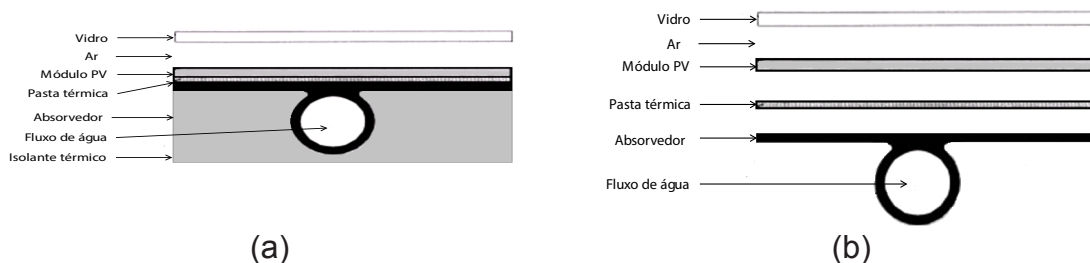


Figura 2 - Sistema PVT-água do tipo chapa tubo. (a) com isolante térmico e (b) sem isolante térmico.

Outra sugestão, que se refere à área na qual o líquido flui sob a célula PV, é de que esta seja a maior possível e de preferência abranja toda a sua superfície (SILVA et al., 2018a), como no caso dos absorvedores de múltiplos canais, ver Fig 3, onde cada canal abrange um conjunto de células PV em série retirando o calor gerado através do fluxo de água circulante dentro deles. Esta técnica permite que todas as células sejam atendidas igualmente (VAN HELDEN *et al*, 2004).

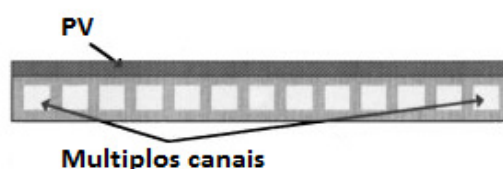


Figura 3 - Sistema PVT-água do tipo múltiplos canais.

Absorvedor do tipo chapa-tubo por estar fixado à superfície inferior do módulo PV dificulta o processo de laminação do mesmo, aumentando o tempo de produção, pois alta temperatura vinculada ao processo de soldagem dos tubos prejudica o encapsulamento das células, por outro lado a colagem pode comprometer a confiabilidade da transferência de calor devido a formação de bolhas de ar entre as superfícies reduzindo as trocas de calor entre o laminado e o absorvedor. Uma possível solução é fixação do absorvedor no laminado PV através de um processo de cladeamento (CHOW *et al*, 2006). Independentemente da técnica e configuração escolhida para a produção do sistema PVT, deve-se ter em mente que o encapsulante das células precisa suportar altas temperaturas na ordem de 130°C e ter propriedade ótica de reflexão baixa para garantir maior absorção de irradiância ao longo do dia (ELNOZAHY *et al*, 2015). Além disso, nem todas as células PV disponíveis comercialmente são adequadas para esta aplicação devido às perdas por reflexão do infravermelho. Em vez da laminação, uma técnica de encapsulamento a baixa temperatura pode ser utilizada, tal como a aplicação de silicone, que possui grande resistência a altas temperaturas. Mas como toda solução possui algum tipo de desvantagem, a aplicação de silicone em termos de manuseio apresenta o risco de aprisionamento de ar entre as camadas coladas.

Este trabalho expõe o desenvolvimento e procedimentos das atividades sistêmicas

de desenho, engenharia e produção de três modelos funcionais de equipamento para arrefecimento de módulo PV, de modo a reduzir a temperatura de operação e aumentar o desempenho na produção de energia elétrica com intervenção real em uma UFV efetivamente implantada e operando em área de uma UHE comercial em operação há 37 anos.

O desenvolvimento dos três modelos de Unidade Modular Arrefecedora (UMAr) para seleção de modelo final segue os seguintes passos: (i) seleção dos materiais empregados na construção dos modelos; (ii) determinação das dimensões dos arrefecedores; (iii) determinação dos métodos construtivos empregados no processo de fabricação; (iv) pré-testes de fixação e estanqueidade; (v) instalação de uma UMaR na UFV construída, para verificar possíveis dificuldades e adequações do equipamento e do sistema de fixação à usina; (vi) medição e Verificação (M&V) do funcionamento e operação dos modelos na Unidade de Provas (UP); e (vii) seleção do modelo final para construção em série.

2 | DESENVOLVIMENTO DE UNIDADES ARREFECEDORAS

O desenvolvimento de cada item que constitui o arrefecedor, Fig. 4, foi desenvolvido separadamente, primeiro houve a seleção dos materiais, seguido pelo desenvolvimento da junção chapa-tubo/chapa-chapa e por fim da pasta térmica.

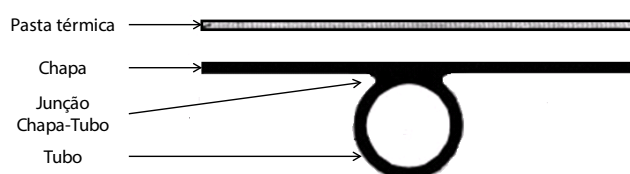


Figure 4 - Partes que constituem um arrefecedor do tipo chapa-tubo (SILVA et al., 2015b; SILVA et al., 2016).

A seleção do tipo de material utilizada na fabricação dos três modelos, sendo dois do tipo chapa-tubo e um do tipo múltiplos-canais, ocorreu pela análise sistêmica da bibliográfica, no qual se identificou a utilização de materiais metálicos na construção de trocadores de calor do tipo serpentina. Um estudo abrangente (Anderson e Duke, 2010) testou diferentes tipos de materiais para o coletor térmico, no qual foi utilizado aço, alumínio, cobre e aço inoxidável. Observou-se que o alumínio e o cobre, mesmo possuindo coeficiente de condutividade térmica maior que o aço, não apresentou ganhos significativos de eficiência, Fig. 5, concluindo que não há aumento da eficiência térmica, independentemente do tipo do material do coletor, pois a superfície inferior do módulo PV é de material polímero, com baixa condutividade térmica, e mesmo que se utilizem materiais com grande condutividade térmica nos coletores, o ganho de eficiência seria baixo, não justificando os altos custos na sua aquisição.

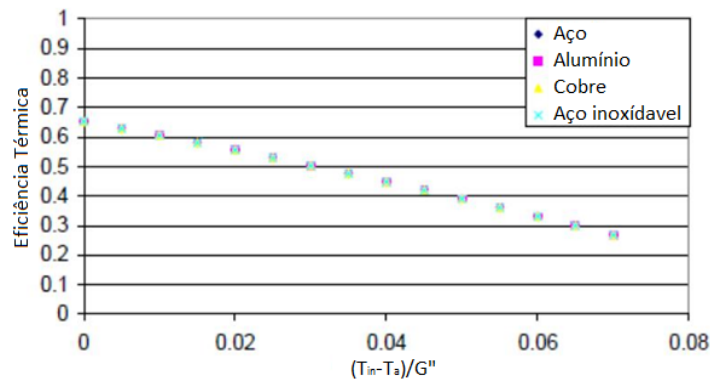


Figura 5 - Eficiência térmica em relação ao tipo de material utilizado no coletor de calor (ANDERSON et al., 2010).

Assim, a seleção do material da chapa e do tubo levou em consideração aspectos construtivos, técnicos, operativos, características física e química do material como: (i) primeiramente o material utilizado deve ser o aço; (ii) as dimensões, comprimento e largura, do módulo PV devem ser iguais ou próximas à chapa para evitar processos de corte, e por sua vez, descarte de material; (iii) material deve ser leve; (iv) capacidade de resistir às intempéries do tempo, pois o arrefecedor fica exposto ao tempo e sujeito a chuvas, sol e inversões térmicas ao longo do dia; (v) permitir processos de soldagem; (vi) o diâmetro do tubo deve ser pequeno, para garantir que a velocidade de escoamento do fluido seja de aproximadamente 2,0 m/s, sem demandar grande volume de água, inviabilizando o modelo; e (vii) pequena espessura do tubo, ponderando o peso, pois o seu comprimento é padronizado (6.000 mm), e resistência mecânica a flexão para garantir a rigidez e integridade estrutural do arrefecedor. Portanto, o tipo de chapa escolhido foi de aço fina com revestimento de zinco em bobina, norma NBR 7008 grau ZC, e do tubo foi o aço carbono DIN 2394 (atualmente DIN EM 10.305-3), no estado de fornecimento NBK (normalizado em atmosfera controlada).

2.1 Desenvolvimento dos Modelos do Tipo Chapa-Tubo

A produção das serpentinas iniciou com o dobramento e soldagem dos tubos.

Inicialmente, testou-se a capacidade do material de se deformar através do dobramento com uma dobradeira manual a frio. Com a constatação de que o material selecionado apresenta boa capacidade de deformação plástica sem sofrer ruptura, foram construídas as serpentinas, utilizando uma dobradeira automática a frio para garantir as dimensões, evitar desperdício de material, reduzir o tempo de produção e mobilização de mão de obra.

Após serem dobrados, os tubos foram unidos através do processo de soldagem. A seleção do tipo de solda iniciou com o teste da solda tipo MAG que apresentou péssimo acabamento, além, de pequeno vazamento na junção soldada durante o teste de estanqueidade, seguido pelo teste com solda tipo MIG, que apresentou bom acabamento e nenhum vazamento na junção soldada e ao longo da sua superfície

durante o teste de estanqueidade.

A junção chapa-tubo apresentou maiores dispêndios de tempo e de desenvolvimento relacionado à seleção de materiais, processo de fabricação e testes. Foram realizados diversos testes de soldagem para fixar o tubo na chapa.

O processo de ponteamento de solda foi definido como procedimento padrão para a junção chapa-tubo dos dois modelos. Testes iniciais foram realizados para determinar o tipo de solda a ser empregado no processo de ponteamento de solda devido à dificuldade de unir a chapa, pequena espessura, com o tubo, pequena superfície de contato e espessura, de modo que nenhum dos componentes sofresse fratura, deformação e empenamento.

Primeiramente testou-se a solda tipo TIG com deposição de material metálico na poça de fusão, resultando na deformação dos componentes e ponto de solda irregular, ocorrido devido à grande temperatura do arco elétrico e da pequena espessura dos componentes.

Após constatar que a solda tipo TIG não apresentou o acabamento esperado, testou-se a solda tipo MIG, a mesma utilizada na junção dos tubos da serpentina. Essa solda apresentou bom desempenho, garantindo a integridade física do material, provendo bom acabamento, além disso, demonstrou ser mais rápido quando comparado com a solda tipo TIG.

Assim, foi realizado outro teste de estanqueidade para verificar se houve algum tipo de perfuração nos tubos. Após o teste, verificou-se que a integridade física estava mantida não apresentando nenhum tipo de vazamento. Com isso, foi realizada a junção das serpentinas em suas respectivas chapas, ver Fig. 6.

Para aumentar a superfície de contato entre tubo e chapa, característica primordial para aumento das trocas térmicas entre o fluido refrigerante e a Unidade Modular Arrefecedora (UMAr), foi realizado, primeiramente, o procedimento de deposição de material metálico, no caso barra de estanho, por fusão, utilizando-se um maçarico alimentado por combustível GLP (gás liquefeito de petróleo). Este procedimento apresentou diversas dificuldades relacionadas à qualidade da deposição do material, formação de bolhas, espaços vazios e não linearidade da solidificação do material fundido, além de ser um processo lento devido a dificuldade de manipulação do filamento de estanho e controle da temperatura de chama.

Portanto, o método de deposição de material por fusão foi descartado, partindo para a utilização de material epóxi com razoável condutividade térmica, fácil manipulação, atóxica, e que confira boa rigidez à junção.

Assim, três tipos diferentes de pasta epóxi condutora foram elaboradas, pela empresa Flue 8, e posteriormente testadas. Uma das pastas apresentou melhor acabamento, facilidade de manipulação e menor tempo de espera de secagem, quanto às trocas térmicas, não foram detectadas diferenças entre os diferentes tipos.

Portanto, com a determinação do tipo de pasta epóxi condutora, os dois modelos do tipo chapa-tudo puderam ser finalizados, e a pasta adicionada. É importante frisar,

que esta pasta epóxi não possui nenhum estudo sobre a sua durabilidade ao longo do tempo, um, dois e até dez ou vinte como é o caso da garantia do módulo PV. Portanto, assim como será estudado e analisado o comportamento dos arrefecedores operando ao longo dos meses em campo, a pasta também passará por análise durante esse período, pois a validação da UMAr tem como característica, além da efetivação da queda de temperatura dos módulos PV, garantir que o equipamento resista às condições ambientes e de operação ao longo do tempo.

Após a aplicação da pasta e, posteriormente secagem da junção chapa-tubo, os modelos passaram por processos de acabamento, limpeza e inspeção visual, ver Fig. 6.



Figura 6 - Modelo do tipo chapa-tubo após receber aplicação de pasta térmica, polimento e tinta anti-corrosiva (SILVA et al., 2018b).

2.2 Desenvolvimento do Modelo do Tipo Múltiplos Canais

O desenvolvimento dos canais, dutos de direcionamento da passagem de água, consistiu na utilização de equipamentos de corte, tipo guilhotina para garantir uniformidade das dimensões, dobradeira mecânica para deformar as chapas cortadas e permitir a existência de perfil “U”, facilitando o processo de soldagem por ponteamento de solda.

A seleção do processo de fixação dos dutos na chapa metálica utilizou a conclusão do modelo anterior que definiu que a solda empregada na manipulação de chapas finas é tipo MIG.

Após a fixação de todos os dutos na chapa utilizada como base de fixação, ver Fig. 7, o equipamento passou por uma limpeza, para retirar objetos, rebarbas, escórias, inspeção visual para garantir que todos os dutos estivessem devidamente fixados e que nenhum objeto estivesse dentro no equipamento podendo causar entupimento, e, posteriormente receber uma cobertura metálica, chapa fina devidamente cortada, para selar o equipamento.



Figura 7 - Dutos fixados na chapa (SILVA et al., 2018b).

Assim, depois de finalizada sua construção, foi inferido o peso, apresentando peso seco elevado, o que dificultou a sua manipulação e se somado o peso da água, quando o modelo estiver operando, o seu peso total tornou-se excessivamente grande comprometendo a integridade física do módulo PV. Além disso, o modelo finalizado passou por teste de estanqueidade, o qual foi reprovado devido à ruptura das soldas. O modelo voltou para a mesa de soldagem diversas vezes para ser reparado e mesmo assim não passou nos sucessivos testes de estanqueidade.

Portanto, o modelo do tipo múltiplos canais foi descartado no processo de fabricação por não apresentar condições construtivas economicamente viáveis para sua finalização, uma vez que chapas mais grossa e outros tipos de solda poderiam ser empregados, mas isto necessitaria que outros modelos de fixação fossem elaborados, aumentando os custos de desenvolvimento com mobilização de pesquisadores, para selecionar novos materiais e processos de fabricação, compra de mais materiais e novos testes.

2.3 Desenvolvimento da Estrutura de Fixação Arrefecedor/Módulo Pv

O desenvolvimento da estrutura de fixação ocorreu a partir da premissa que este deve utilizar apenas a estrutura do quadro metálico do módulo fotovoltaico (PV) e ao mesmo tempo não prejudique o seu funcionamento e integridade física, essa característica é importante, pois as estruturas, nas quais os módulos PV são instalados para formarem uma usina, não possuem padronização. Além disso, a instalação deste suporte deve ser simples, rápida, e sem a necessidade de ferramentas especiais.

A fabricação do suporte consistiu na utilização de equipamentos de corte tipo guilhotina para garantir uniformidade das dimensões, seguido pela soldagem por ponteamto de solda com solda do tipo MIG, conferindo à estrutura um perfil do tipo “T”. As chapas, após a soldagem, foram conformadas em uma dobradeira mecânica de modo a permitir a fixação por pressão no quadro metálico do módulo PV. Esta configuração permite que o arrefecedor, independentemente do modelo final escolhido, seja instalado manualmente sem nenhum tipo de ferramenta. Além disso, as estruturas

passaram pelos processos de acabamento, limpeza e inspeção visual.

Ao término da construção, um modelo foi instalado no módulo PV da UFV, para verificação em campo da manipulação e implantação do sistema arrefecedor/módulo PV. Este procedimento foi realizado por dois técnicos e um pesquisador e iniciou com o desligamento do *string*, no qual o arrefecedor seria instalado, seguido pela desmontagem e retirada do módulo PV. Esta tarefa não apresentou dificuldades que consistiu na retirada de quatro parafusos. A duração da operação foi de 4min 32s. O módulo retirado foi colocado sobre uma manta com a superfície superior para baixo, para receber o arrefecedor e evitar avarias, o pesquisador, o instalou sem a necessidade de ferramentas, já que o sistema fixação, do arrefecedor no módulo PV, foi projetado para funcionar sobre pressão, sem a necessidade de ferramentas, e ser montado por apenas um operador. Esta operação durou 0min 46s.

Após a instalação do arrefecedor, os técnicos colocaram o sistema arrefecedor/módulo PV no *string* da UFV, ver Fig. 8, essa operação foi dispendiosa, pois durante a colocação dos parafusos um parafuso caiu no solo o que elevou o tempo da operação para 7min 13s. Tendo constatado que a fixação não apresentou nenhuma dificuldade de instalação e/ou ajustes, o sistema foi, mais uma vez, desmontado, 4min 07s, e encaminhado para a oficina, no qual o arrefecedor foi desmontado, 0min 27s, e o módulo PV pode ser recolocado na estrutura metálica da UFV. A operação de recolocação do módulo PV em sua estrutura foi de 4min 22s.



Figura 8 - Sistema arrefecedor/módulo PV instalado na UFV (SILVA et al., 2018b).

A totalização dos tempos dispendidos com o teste de fixação do sistema arrefecedor/módulo PV no *string* da Usina Solar Fotovoltaica (UFV) foi de 21min 27s, ver Tab. 1, não apresentou dificuldades operacionais e técnicas devido a presença e utilização de ferramentas ideais e equipe treinada para o serviço, o tempo seria menor caso não houvesse a queda do parafuso durante a operação. Isso serve como aprendizagem para a equipe, que deve desenvolver um novo processo para evitar esse tipo de imprevisto.

Procedimento	Tempo (min:ss)
Desmontagem dos módulos PV da UFV	4:32
Instalação do arrefecedor no módulo PV	0:46
Instalação do sistema PV na UFV	7:13
Retirada do sistema PV da UFV	4:07
Retirada do arrefecedor do módulo PV	0:27
Recolocação do módulo PV na UFV	4:22
Total	21:27

Tabela 1 - Resumo dos tempos de instalação do arrefecedor na UFV.

3 | ANÁLISE E VERIFICAÇÃO EMPÍRICA DO SISTEMA ARREFECEDOR

A Medição e Verificação M&V é realizada na U.P. que possui cinco módulos PV, dos quais dois possuem os diferentes modelos de arrefecedores do tipo chapa-tubo, os outros três são utilizados para comparar os dados de temperatura de operação (SILVA et al., 2015c):

- O módulo PV-2 recebe o modelo B arrefecedor do tipo chapa-tubo com raio de curvatura externa de 140,0 mm.
- O módulo PV-3 recebe o modelo A arrefecedor, também do tipo chapa-tubo, com raio de curvatura externa de 85,0 mm.
- O módulo PV-5, não recebe modelo de arrefecimento, uma vez que é utilizado para analisar e comparar a temperatura de operação ao longo do dia evidenciando o impacto da utilização de equipamento de arrefecimento em módulos PV.
- Cada um dos módulos PV-2, PV-3 e PV-5 recebem dois sensores de temperatura do tipo PT100, um no centro do módulo, Sensor Meio ou SM, e um na ponta, próximo a *junction box* do módulo PV, Sensor Ponta ou SP.

Durante o período de testes foram registradas 235 temperaturas superiores a 60°C presentes em 21 dias, 34,4% dos 61 dias de testes de operação da U.P. Essas temperaturas apresentaram média de 62,0°C, mínima de 60,0°C e máxima de 68,1°C. Os registros ocorreram exclusivamente nos sensores do módulo PV-5, sem arrefecimento, dos quais 23,0% registrado no S_{p_Sem} e 77,0% no sensor S_{M_Sem} . No mesmo instante, as menores temperaturas registradas ocorreram exclusivamente no módulo PV-3, com modelo A de arrefecedor, das quais 97,4% ocorreram no sensor S_{M_A} e 2,6% no sensor S_{p_A} , com média de temperatura de 41,5°C, mínima de 39,4°C e máxima de 43,6°C. A média da diferença entre a máxima e mínima temperatura

registrada num mesmo instante pelos sensores foi de 20,5°C, com mínima de 17,8°C e máxima de 25,6°C. Em relação à diferença de temperatura em um mesmo módulo PV, para essas máximas temperaturas, têm que o módulo PV-3, com o modelo A de arrefecedor, apresenta diferença de temperatura média de 1,1°C, menor média registrada, mínima de 0,01°C e máxima de 3,7°C, o módulo PV-2, com o modelo B de arrefecedor, a diferença média é de 1,69°C, mínima de 0,6°C e máxima de 2,3°C, já o módulo PV-5 apresenta média de 1,4°C, mínima 0,01°C e máxima de 5,12°C, maior diferença máxima registrada.

Além disso, a temperatura registra pelos sensores do módulo PV-3 mostram que o mesmo opera abaixo do seu limite de temperatura nominal de operação da célula (NOCT), já que as máximas registradas no sensor S_{M_A} e S_{P_A} foram de 43,6°C e 44,8°C, respectivamente, para o período, ver Tab. 2.

PV	Modelo	Sensor PT100	$T_{Méd}$ (°C)	$T_{Mín}$ (°C)	$T_{Máx}$ (°C)
2	Modelo B	S_{M_B}	44,2	42,5	46,8
		S_{P_B}	45,9	43,8	48,3
3	Modelo A	S_{M_A}	41,5	39,4	43,6
		S_{P_A}	42,6	40,2	44,8
5	-	S_{M_Sem}	61,9	58,9	67,4
		S_{P_Sem}	60,7	56,1	68,1

Tabela 2 - Temperaturas médias, mínimas e máximas dos 21 dias com $T > 60^\circ\text{C}$.

4 | CONCLUSÃO

O desenvolvimento dos modelos de Unidade Modular Arrefecedora (UMAr) não é trivial, os de tipo chapa-tubo não apresentaram problemas construtivos e nem operativos, já o modelo do tipo múltiplos canais apresentou problemas no processo de soldagem, devido à pequena espessura das chapas, e no teste de estanqueidade apresentando vazamento ao longo dos canais, fato que determinou a sua exclusão como modelo de arrefecimento, uma vez que a sua construção acarreta aumento dos custos com materiais, mão de obra e seleção de novos processos. O procedimento de fixação de uma das unidades modulares no módulo PV da UFV foi realizado em 0min:46ss por um pesquisador, a operação de instalação do conjunto arrefecedor/módulo PV no string da UFV durou 7min:13ss e realizado por dois operadores. Este tempo e pessoal mobilizado demonstra que a operação é simples, comprovando que o projeto e testes no período de construção dos modelos foram satisfatórios.

Com M&V empírica em unidade de provas, foi comprovado que os módulos PV-2 e PV-3, com UMAr, apresentam temperaturas de operação, durante o período de geração de energia, menores que o módulo PV-5, sem UMAr. As máximas temperaturas diárias registradas ocorreram exclusivamente no módulo PV-5, com temperaturas média, mínima e máxima de 62,0°C, 60,0°C e 68,1°C, respectivamente, a diferença dessas temperaturas com as mínimas registradas no mesmo instante são 20,5°C superior na média, com mínima diferença de 17,7°C e máxima de 25,6°C. Todas as mínimas temperaturas foram registradas nos sensores PT110 do módulo PV-3, com modelo A de arrefecedor. Quando comparada as temperaturas do módulo PV-2, modelo B de arrefecedor, com as do módulo PV-3, com o modelo A de arrefecedor, constatou-se que o módulo PV-3 opera sempre abaixo dos 45°C, ou seja, o modelo A permite que o módulo opere com temperatura inferior ao seu NOCT, pois as máximas registradas no módulo PV-3 foram de 43,6°C no S_{M_A} e 44,8°C no SP_A . Além disso, a relação da diferença de temperatura entre os sensores S_M e S_P em um mesmo módulo PV, para essas máximas temperaturas, são menores no módulo PV com modelo A, média 1,1°C, do que no módulo PV com modelo B, média de 1,7°C.

Portanto o modelo de UMAr selecionado para a produção em série e implantação em protótipo de UFV arrefecida é o modelo A, com raio de curvatura da serpentina de 85,0 mm.

AGRADECIMENTOS

Esse trabalho foi parcialmente financiado pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES). Para o CNPQ (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), pela bolsa. À CESP por ser financiador do P&D ANEEL PE-0061-0037/2012.

REFERÊNCIAS

ABDOLZADEH, M.; AMERI, M. **Improving the effectiveness of a photovoltaic water pumping system by spraying water over the front of photovoltaic cells**. In: Renewable Energy, 2009, 34 (1) p. 91-96.

ANDERSON, T.; DUKE, M.; Analysis of a Photovoltaic/Thermal Solar Collector for Building Integration. Department of Engineering, University of Waikato, Hamilton, New Zealand, 2010.

CHOW, T.; HE, W.; JI, J. **Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application**. Sol Energy 2006;80(3):298–306.

DUBEY, S., SARVAIYA, J. N., SESHADRI, B. **Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world: A review**. Energy Procedia; 2013. (33) p. 311-321.

ELNOZAHY, A.; RAHMAN, A.; ALI, A.; ABDEL-SALAM, M.; OOKAWARA, S. **Performance of a PV module integrated with standalone building in hot arid areas as enhanced by surface cooling and cleaning**. In: Energy and Buildings, 2015, 88, p. 100-109.

KAWAJIRI, K.; OOZEKI, T.; GENCHI, Y. **Effect of Temperature on PV Potential in the World.** Environmental Science and Technology, 2011, 45, 9030-5.

SILVA, V. O.; UDAETA, M.; GIMENES, A.; GALVAO, L. **Analysis and Evaluation of Cooling Systems for the Selection and Prototype Development for Solar Photovoltaic Power Plant - ILS.** In: European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, 2014.

SILVA, V. O. **Estudo e modelagem da arquitetura modular de uma usina solar fotovoltaica arrefecida com protótipo de verificação.** Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2015a.

SILVA, V.O.; GIMENES, A.; GALVAO, L.; UDAETA, M. **Study, Verification and Selection of Cooling System Model for PV Modules with Verification Prototype.** In: European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC), Hamburg, 2015b, p. 2153-2158.

SILVA, V. O.; UDAETA, M. E. M.; GIMENES, A. L. V.; et al. **Design and Engineering of Modular Cooling Units for Photovoltaic Modules.** In: European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC), Hamburg, 2015c, p. 2718-2723.

SILVA, V.O.; GIMENES, A.; ABREU JR., A.; UDAETA, M. **Desenvolvimento Empírico-Analítico de Unidade Arrefecedora para Uso Funcional em Módulos Fotovoltaicos.** In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte, 2016.

SILVA, V.O.; UDAETA, M.; GIMENES, A.; LINHARES, A. **Improving the Performance of Photovoltaic Power Plants with Determinative Module for the Cooling System.** Energy and Power Engineering, 2017, 9, 309–323

SILVA, V. O.; UDAETA, M.; GIMENES, A.; ABREU JUNIOR, A. C. DE, LINHARES, A. L., & RIGOLIN, P. H. C. **Development of Modular Cooling for Water-Cooled Photovoltaic Plant in Real Scale.** In Advanced Cooling Technologies and Applications, 2018a, p. 15.

SILVA, V.O., GIMENES, A.; UDAETA, M. **Development of a real-scale cooling module for a PV power plant.** IET Renewable Power Generation, 2018b, 12(4), 450–455.

TEO, H. G., LEE, P. S., HAWLADER M. N. A. **An active cooling system for photovoltaic modules,** Applied Energy, 2012, 90, p. 309-315.

UDAETA, M.; SILVA, V. O.; GIMENES, A.; LINHARES, A. **Investigação Experimental em Escala Real de Seleção de Sistema Arrefecedor para Usinas Fotovoltaicas.** In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte, 2016.

UDAETA, M.; SILOTTO, B.; TSAI, E.; GALVÃO, L.; SILVA, V.O.; GIMENES, A. **Basics about Cooled PV Plant Design inside the Site of a Hydro Power Plant.** 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC), 2018, p.1486–1490.

VAN HELDEN, W.; VAN ZOLINGEN, R.; ZONDAG, H. **PV thermal systems: PV panels supplying renewable electricity and heat.** In: Prog. Photovoltaic, Res. Appl. 2004; 12:415–426.

ZONDAG, H.; DE VRIES, D.; VAN HELDEN, W.; VAN ZOLINGEN, R. VAN STEENHOVEN, A. **The yield of different combined PV-Thermal collector designs.** Solar Energy 2003; 74(3), p. 253–269.

CARACTERIZAÇÃO FÍSICO-QUÍMICA DA SUJIDADE DEPOSITADA SOBRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM ZONAS CLIMÁTICAS DE MINAS GERAIS

Suellen Caroline Silva Costa

Amanda Mello Faria Veloso Abreu

Marcelo Machado Viana

Pedro Paiva Brito

Cristiana Brasil Maia

Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC Minas)/Pós-Graduação Engenharia Mecânica/Grupo de Estudos em Energia (GREEN-IPUC)

Belo Horizonte – Minas Gerais

Lawrence Lee Kazmerski

Colorado University (Boulder)/National Renewable Energy Laboratory (NREL)
Golden – Estados Unidos

RESUMO: O aumento da participação de sistemas fotovoltaicos na matriz elétrica brasileira vem induzindo o avanço de pesquisas, visando o aprimoramento da tecnologia solar e medidas mitigadoras para garantir o desempenho esperado desses sistemas. Os fatores meteorológicos são os que mais influenciam o desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, a condição meteorológica do local de instalação afeta consideravelmente o acúmulo de sujidades sobre os módulos fotovoltaicos, fazendo com que parte da radiação incidente não seja transmitida. Esse trabalho tem como objetivo a identificação composicional

e estrutural de sujidades depositadas sobre módulos fotovoltaicos localizados em diferentes cidades no Estado de Minas Gerais. Inicialmente, foi realizada uma análise microestrutural das partículas que compõem o material depositado. Em seguida, foram identificadas as condições meteorológicas, associando-as com as características da sujidade encontrada no local. Através dos resultados da análise físico-química foi possível observar que as amostras de sujidade coletadas nas cidades da região Norte de Minas Gerais apresentam a mesma composição de minerais, e diferentes em relação a cidade de Sete Lagoas.

PALAVRAS-CHAVE: Sistemas Fotovoltaicos, Condições Meteorológicas, Caracterização da sujidade.

ABSTRACT: The participation increase of photovoltaic systems in the Brazilian electrical matrix comes inducing the advancement of research, aiming the improvement of solar technology and mitigation actions to ensure the expected performance of these systems. The meteorological factors are those that most influence the performance of photovoltaic systems. Furthermore, the weather condition of the installation site affects considerably the accumulation of soiling on the solar modules, so that part of the incident radiation is not transmitted. This paper aims the compositional

and structural identification of soiling deposited on photovoltaic modules located in different cities in the state of Minas Gerais. Initially, it was made a microstructure analysis of particles comprising the deposited material. Then the weather conditions were identified by associating them with the characteristics of soiling of the features found on site. Through the results of physical-chemical analysis it was observed that the dust samples collected in the cities of the northern region of Minas Gerais have the same composition of minerals, and different over the city of Sete Lagoas.

KEYWORDS: Photovoltaic Systems, Meteorological Conditions, Characterization of Soiling.

1 | INTRODUÇÃO

A dependência por combustíveis fósseis e a preocupação com os níveis de emissões de poluentes vem incentivando o aumento da instalação de sistemas que utilizam fontes primárias renováveis. Nesse cenário, os sistemas fotovoltaicos são vistos como promissores por dependerem de uma fonte limpa e abundante em todo o país: a radiação solar. Porém, o aumento da instalação de sistemas fotovoltaicos como fonte complementar às gerações tradicionais (hidrelétricas e termelétricas) implica na necessidade do avanço da pesquisa quanto ao desempenho da tecnologia fotovoltaica. O desempenho de módulos fotovoltaicos, que são os responsáveis por converter a radiação solar em energia elétrica, está associado à expectativa quanto a sua confiabilidade. De acordo com Osterwald e McMahon (2009), um módulo fotovoltaico confiável é aquele que tem alta probabilidade de realizar sua função pretendida adequadamente durante a sua vida útil sobre as condições de operação encontradas em campo. Existem fatores que afetam o desempenho de módulos fotovoltaicos interferindo na confiabilidade da produção e reduzindo a sua vida útil; entre os principais estão a elevação da temperatura de operação e a deposição de sujidades. O grande impasse é que esses fatores são mais agravantes em regiões em que a instalação dessa tecnologia é vantajosa, por apresentarem elevada incidência de irradiância solar; porém possuem, normalmente, altas temperaturas e longos períodos secos, o que contribui para o acúmulo de sujidades e o surgimento de pontos quentes no módulo fotovoltaico. Segundo Piliouline e outros (2013), a deposição de sujidade sobre os módulos fotovoltaicos diminui a transmitância e produz perdas de energia média anual de até 3,3%, dependendo da composição físico-química da sujidade, percentual esse significativo para a tecnologia solar fotovoltaica.

Appels e outros (2013) avaliaram a consequência da deposição de poeira em módulos fotovoltaicos instalados na Bélgica. Os autores identificaram perdas entre 3 e 4% na potência de saída dos módulos, mesmo havendo chuva durante o período de monitoramento. Em relação às propriedades físicas da poeira encontrada, foi observado que o cimento ($10 \mu\text{m}$) é o principal causador da redução da transmitância, seguido da argila ($68 \mu\text{m}$) e areia ($250 \mu\text{m}$). A precipitação de chuva removeu as

partículas maiores, por exemplo, pólen (aprox. $60 \mu\text{m}$), mas sem o mesmo efeito para partículas menores ($2\text{-}10 \mu\text{m}$).

Al-Sabounchi, Yalyali e Al-Thani (2013) avaliaram o desempenho de um sistema fotovoltaico interligado à rede elétrica com uma capacidade instalada de 36 kWp, instalado em Abu Dhabi, nos Emirados Árabes. Nesse estudo, os autores avaliaram a produção de energia e o comportamento da tensão e da corrente dos módulos em relação à temperatura ambiente, à irradiância solar e à deposição de sujidades características da região. Os autores observaram que a taxa de aumento da temperatura da célula é maior do que a taxa de aumento da temperatura ambiente, e que a razão da produção (potência máxima fotovoltaica pela irradiância solar) pode reduzir em cerca de 20% quando a temperatura de operação varia de $39 \text{ }^\circ\text{C}$ para $78 \text{ }^\circ\text{C}$. No que diz respeito à deposição de poeira, a maior redução na produção de energia foi registrada ao longo de julho, estação de verão, atingindo em torno de 27%, devido à sua elevada média diária total de partículas de poeira em suspensão no ar (TSP), atingindo $860 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Já os meses de março e maio, compreendido no período da primavera, apresentaram $507 \mu\text{g}/\text{m}^3$ e $650 \mu\text{g}/\text{m}^3$ de TSP, respectivamente.

Boyle e outros (2013) fizeram um estudo para avaliar a influência da massa das partículas acumuladas e perdas de transmissão em placas de vidro, semelhante aos vidros utilizados em módulos fotovoltaicos. Os autores utilizaram placas de vidro temperado ($10 \text{ cm} \times 10 \text{ cm} \times 0,48 \text{ cm}$) com ângulos de inclinação de 0° , 40° e 180° instalados em *Commerce City Colorado*, região que tem várias fontes de contaminação notáveis nas proximidades, como por exemplo, várias estradas de tráfego intenso, extração de areia e cascalho, e uma refinaria de petróleo. A análise dos dados mostrou que para cada $1 \text{ g}/\text{m}^2$ de poeira que se acumulou sobre a superfície dos módulos fotovoltaicos resultou em uma redução de 5,8% na transmissão de radiação.

Al-Ammri e outros (2013) avaliaram as perdas de potência de saída dos módulos fotovoltaicos monocristalinos, com potência individual de 80 W, instalados em Bagdá, no Iraque. Os autores coletaram dados dos módulos em diferentes condições durante três meses: módulo sempre limpo, módulo limpo semanalmente, módulo limpo mensalmente, e módulo com deposição contínua de poeira (sem limpeza). Os resultados mostraram que o módulo limpo semanalmente teve perdas de energia de 14,1%, enquanto que o módulo limpo mensalmente e o módulos sem limpeza apresentaram perdas de 47,8% e 58,9%, respectivamente.

Naeem e Tamizhmani (2015) avaliaram as perdas por sujidade em módulos instalados com inclinação de 20° , considerando a influência das condições meteorológicas ao longo de períodos secos e úmidos na região do Arizona, nos Estados Unidos. Para isso, foram realizadas medições da corrente de curto-circuito de 24 módulos fotovoltaicos em intervalos de um minuto, juntamente com a medição da temperatura de operação do módulo, e dados meteorológicos. Os autores observaram que a chuva mais intensa pode funcionar como agente de limpeza em módulos sujos, enquanto a chuva leve pode atuar como agente de limpeza ou contribuir para o

aumento da adesão de sujidades sobre a superfície do módulo fotovoltaico, devido à possibilidade de sedimentação da poeira. Além disso, as tempestades de poeira, acompanhadas por chuva leve no Arizona, contribuíram para um aumento de perdas de 0,62%, sendo considerado um fator não agravante. Os resultados mostraram uma relação entre a taxa de sujidade e as variáveis meteorológicas, umidade relativa do ar e velocidade do vento. Para elevados índices de umidade relativa do ar, a taxa de sujidade aumenta, enquanto, para altas velocidades do vento, a taxa de sujidade apresenta efeito inverso.

De acordo com Sarver, Al-Qaraghuli e Kazmerski (2013), as perdas no desempenho de sistemas fotovoltaicos, considerando o efeito da deposição de poeira sobre os módulos, podem variar de 15 a 30% para as condições de poeira moderadas. Essa perda pode ainda ser mais significativa quando a poeira for cimentada, ou seja, combinação de umidade com poeira, dificultando a remoção.

A poeira que é depositada sobre o gerador fotovoltaico pode apresentar diferentes aspectos, variando em relação à localidade. No caso de centros urbanos, é notável a composição de carbono, devido às emissões dos veículos automotivos, apresentando uma textura semelhante a uma graxa, aderindo sobre a superfície do módulo. Costa (2011) identificou uma perda em torno de 30% em um sistema fotovoltaico instalado em Belo Horizonte, próximo a uma via de intenso tráfego de veículos, devido à deposição de sujidade de elevada aderência, dificultando a limpeza dos módulos fotovoltaicos. Nesses casos, mesmo com medidas de manutenção para a limpeza dos módulos, há dificuldade na remoção desse tipo de sujidades. Além disso, mesmo em casos em que o sistema é instalado em regiões remotas, afastadas de centros urbanos, a instalação pode ser em um local de difícil acesso, impedindo a limpeza com periodicidade.

Kazmerski e outros (2016) avaliaram interações fundamentais entre partículas de poeira/sujidade com várias superfícies de módulos fotovoltaicos, investigando a composição química, morfologia e adesão. A análise da adesão da partícula à superfície foi realizada utilizando a técnica de Microscopia de Força Atômica (AFM). Os autores mediram a força de adesão da partícula através da curvatura do cantilever (alavanca que fica presa à sonda) à medida que a partícula era puxada pela sonda. A análise composicional e morfológica das partículas foi realizada utilizando técnicas como Espectroscopia de Energia Dispersiva de Raios X (EDS) e Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV). Os resultados da composição foram obtidos para amostras coletadas no Brasil, provenientes de uma área rural e de uma área urbana próxima à rodovia com tráfego intenso. A análise química e morfológica mostrou componentes de combustível (diesel) na amostra coletada na área urbana. Já a amostra para a área rural indicou a presença, em grande parte, de componentes de silicatos secundários, produtos agrícolas e minerais específicos da localidade. Em relação à adesão, os resultados mostraram que a partícula com conteúdo significativo de superfície orgânica possui maior força de adesão em relação à partícula típica com baixo ou nenhum conteúdo orgânico sob condições secas. Além disso, partículas com conteúdo orgânico e secas,

após serem expostas às condições de umidade elevada, apresentaram maior força de adesão, devido ao processo de cementação. Os testes realizados, utilizando superfícies super-hidrofóbica e super-hidrofílica, mostraram redução significativa na força de adesão seja para partícula sem ou com conteúdo orgânico e para partícula cementada. A Fig. 1 mostra um gerador fotovoltaico instalado em Belo Horizonte, próximo a uma via de elevado tráfego. Uma amostra de sujeira desse gerador foi estudada por Lemos (2016) que identificou a existência de matéria orgânica em sua composição, com elevado percentual de carbono, e presença de biofilme formada por microrganismos de difícil remoção por limpeza natural como chuvas e ventos.



Figura 1 – Localização das cidades em Minas Gerais.

Tendo em vista a importância em considerar os efeitos da deposição de sujeiras no desempenho dos módulos fotovoltaicos, esse trabalho tem como objetivo apresentar a caracterização físico-química das sujeiras coletadas em módulos instalados no Estado de Minas Gerais, nas cidades de Diamantina, Montes Claros e Sete Lagoas. A localização das cidades é indicada na Fig. 2. Também é apresentado, o estudo referente à associação da composição das sujeiras com as condições meteorológicas das cidades, visando identificar as causas para a formação da sujeira e propor medidas mitigadoras para melhorar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos instalados nessas localidades.

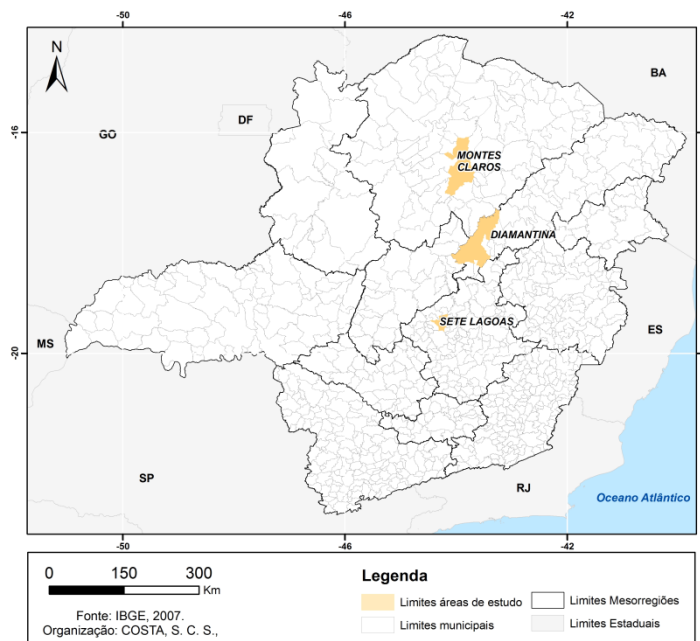


Figura 2 – Localização das cidades em Minas Gerais.

2 | METODOLOGIA

A caracterização físico-química das diferentes amostras de sujidade provenientes de módulos fotovoltaicos distintos instalados há mais de 10 anos foi realizada. Amostras de sujidade foram coletadas a partir de módulos fotovoltaicos instalados em três cidades de Minas Gerais recebendo a denominação:

- Sujidade 1: extraída do módulo instalado em Montes Claros;
- Sujidade 2: extraída do módulo instalado em Sete Lagoas;
- Sujidade 3: extraída do módulo instalado em Diamantina.

As amostras foram coletadas raspando delicadamente a superfície de vidro de cada um dos módulos fotovoltaicos com uma pá plástica. As amostras de material particulado foram armazenadas em recipientes plásticos lacrados até o momento de serem submetidas às técnicas de caracterização.

Para avaliação composicional e morfológica foram utilizadas técnicas como Espectroscopia de Energia Dispersiva de Raios X (EDS) e Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV). O microscópio utilizado foi o de modelo Quanta 200 - FEG – FEI, com tensão de aceleração de 200 V a 30 kV, corrente do feixe >100 nA, resolução 1,6 nm a 30 kV em alto vácuo e resolução 3,5 nm a 3 kV em baixo vácuo, aumento de 12x a 1.000.000x e detector de elétrons secundários e retroespalhados. Para avaliação cristalográfica e composicional utilizou-se um difratômetro de Raios X Rigaku modelo Geigerflex - 3034, radiação filtrada do Cu K α ($\lambda = 1,54056 \text{ \AA}$), tensão de 40 kV, corrente de 30 mA, constante de tempo igual a 0,5 s e velocidade de varredura de 2° min⁻¹. Fichas cristalográficas denominadas *powder diffraction file* (pdf) foram utilizadas na identificação dos minerais encontrados nas amostras.

Para caracterização climática das localidades foram utilizados dados

meteorológicos de uma série histórica de 25 anos, disponibilizada pelo Instituto de Meteorologia – INMET (2015), com o intuito de identificar as médias anuais das variáveis climáticas como temperatura ambiente e precipitação, entre outros. Esses dados foram tratados possibilitando a classificação das zonas climáticas para cada localidade. Com base nesses dados e na localização geográfica dessas cidades foram identificadas as influências para a deposição de sujidades sobre os módulos fotovoltaicos e as recomendações para mitigar o impacto da poeira.

3 | RESULTADOS

A seguir é apresentada a caracterização das zonas climáticas para as cidades de Diamantina, Montes Claros e Sete Lagoas, considerando uma série de dados históricos das variáveis climáticas para cada localidade. Nessa seção também são indicados os resultados da análise físico-química para as poeiras encontradas sobre os módulos fotovoltaicos instalados nessas cidades.

3.1 Condições Meteorológicas

As condições meteorológicas influenciam diretamente o desempenho dos sistemas fotovoltaicos, além de poder contribuir para o aumento da deposição de sujidades sobre os módulos fotovoltaicos. O índice pluviométrico elevado contribui para a limpeza dos módulos, eliminando parcialmente ou totalmente as sujidades depositadas. A condição da eliminação parcial ou total de sujidades depositadas sobre os módulos ocorre devido às características físico-químicas das partículas de poeira, sendo que algumas possuem maior facilidade de serem eliminadas que outras. Para a condição da eliminação parcial, é recomendada a limpeza mensal para a eliminação total das sujidades. A limpeza dos módulos deve ser realizada apenas utilizando água desmineralizada e materiais não abrasivos, visando não danificar a superfície do módulo.

O elevado índice da umidade relativa do ar, também pode causar impactos significativos no desempenho dos módulos fotovoltaicos, por induzir a formação do orvalho sobre os dispositivos, tendo como consequência o acúmulo de sujidades com maior força de adesão (cimentação da sujidade). Kazmerski e outros (2015, 2016) indicaram o processo de cimentação de partículas de sujidades sobre a superfície de módulos fotovoltaicos instalados na Arábia Saudita e no Brasil, sob condições de umidade e força de adesão significativamente elevada, devido às concentrações de material orgânico/mineral que ligam quimicamente a partícula à superfície sob a influência de água/umidade. Para localidades com elevada umidade relativa do ar são sugeridas limpezas mensais, podendo variar a frequência devido ao acúmulo de sujidades.

Além disso, a precipitação e a elevada umidade relativa do ar podem contribuir para formação de gotas d'água sobre a superfície do módulo fotovoltaico fazendo com

que parte da irradiância incidente sobre o dispositivo seja refletida. A Fig. 3 mostra a presença de gotas d'água sobre um módulo fotovoltaico de telureto de cádmio, instalado em Belo Horizonte, formada devido a elevada umidade relativa do ar no período noturno.

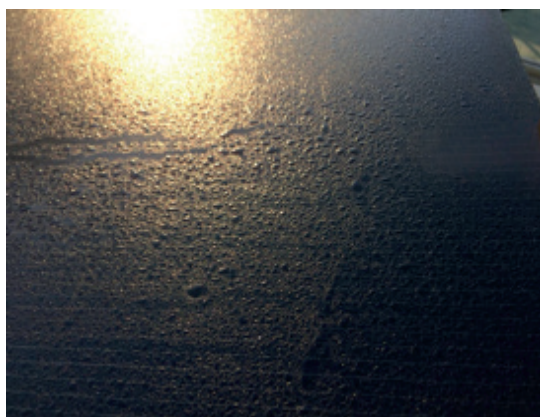


Figura 3 – Módulo de telureto de cádmio com gotas d'água formada pela elevada umidade relativa.

Outro fator importante que influencia a deposição de sujidades sobre os módulos fotovoltaicos é a latitude geográfica, já que se sugere que a inclinação dos módulos solares deve ser igual à latitude da localidade. Baixas latitudes requerem menor ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos, visando o ganho máximo solar, porém a menor inclinação propicia maior acúmulo de sujidades. Cano e outros (2014) identificaram que quanto menor a inclinação do minimódulo, ou seja, mais próxima da posição horizontal, as perdas por sujidade aumentam, chegando a uma média de 2,02% de perdas com ângulo de inclinação de 0°, enquanto que, para inclinação de 40°, esta perda reduz para 0,69%. Assim, antes de se definir alguma medida, deve-se comparar o impacto no desempenho do sistema para a situação de menor ângulo de inclinação (maior deposição de sujidades), e maior inclinação dos módulos fotovoltaicos (influencia na incidência da radiação solar).

De acordo com Sá Junior (2009), um dos sistemas de classificação climática mais abrangente é o Köppen-Geiger, que foi elaborado em 1900 por Wladimir Köppen, e modificado nos anos seguintes com a colaboração do meteorologista e climatologista alemão Rudolf Geiger, visando aperfeiçoar o modelo para caracterização das zonas climáticas. Segundo essa classificação, as cidades de Diamantina e Sete Lagoas estão inseridas na zona climática mesotérmica, classificada como Cwa por Köppen-Geiger, em que o inverno é seco e o verão é moderado a quente. A cidade de Montes Claros, clima classe Aw, está sob a influência do clima tropical (megatérmico), com estação seca no inverno. Na Tab. 1 são indicadas as características climáticas de cada localidade.

Cidade	Localização		Altitude (m)	Temperatura ambiente (°C)	Precipitação (mm)
	Latitude	Longitude			
Diamantina	18,25° S	43,60° W	1.293	16-23	1.285
Montes Claros	16,73° S	43,86° W	668,7	22-29	965
Sete Lagoas	19,47° S	44,25° W	761,3	18-24	1.286

Tabela 1 – Localização geográfica e características climáticas para as cidades

Fonte: INMET (2015)

A Fig. 4 apresenta as temperaturas médias anuais entre os anos de 1990 a 2014 para as cidades de Diamantina, Montes Claros e Sete Lagoas, obtidas a partir de INMET (2015). A temperatura média observada na série histórica para a cidade de Diamantina foi de 19,24 °C. Já para as cidades de Montes Claros e Sete Lagoas, as médias da temperatura ambiente foram 24,02 °C e 22,18 °C, respectivamente.

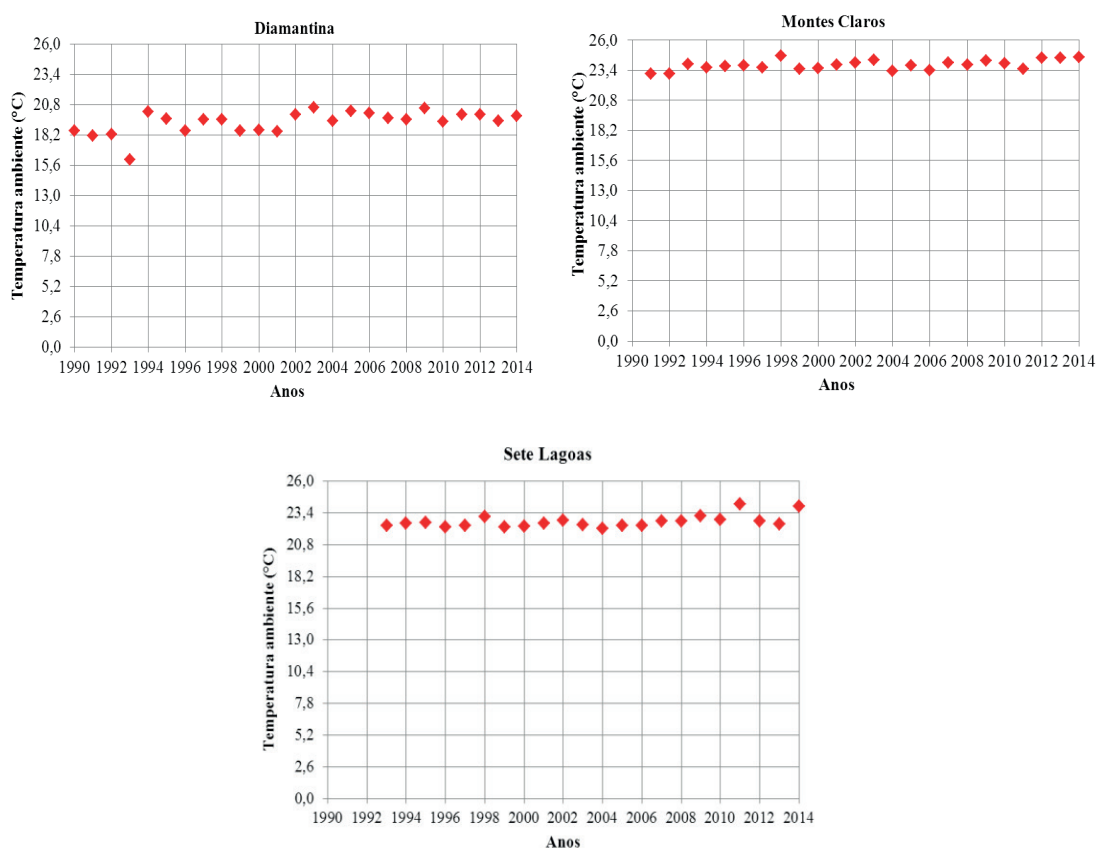


Figura 4 – Temperatura média anual para as cidades de Diamantina, Montes Claros e Sete Lagoas

Fonte: INMET (2015)

A cidade de Diamantina é a que possui menor temperatura ambiente média anual, devido à sua altitude. Apesar de estar localizada próxima ao Vale do Jequitinhonha, região caracterizada por longos períodos de seca e baixa umidade, a cidade de Diamantina apresenta elevados índices pluviométrico e de umidade relativa do ar.

A cidade de Montes Claros é a que apresenta maiores índices de temperatura

ambiente média anual, como consequência da baixa altitude e de sua localização na zona climática tropical, possuindo clima quente e seco, com período de chuvas concentradas entre os meses de outubro e março. A cidade de Sete Lagoas, apesar de possuir baixa altitude, semelhante à de Montes Claros, está inserida na zona climática mesotérmica, com verões quentes e chuvosos e invernos secos. É importante ressaltar que os índices meteorológicos indicados nesse trabalho variam de ano para ano, e que em relação à temperatura ambiente, é possível notar um aumento desse índice nos últimos anos em comparação com os dados iniciais da série avaliada.

3.2 Análise Físico-Química da Sujidade

A Fig. 5 mostra os difratogramas das amostras de sujidades coletadas. Picos característicos de fases cristalinas foram indexados para minerais como quartzo (pdf number 1-649), hematita (pdf number 1-1053) e caulinita (pdf number 1-527) encontrados em todas as amostras. Para as amostras de sujidade 1 e 2, extraídas de cidades do norte de Minas Gerais, foram identificados os minerais calcita (pdf number 1-837) e gipsita (pdf number 1-578). Na amostra de sujidade 3 o mineral dióxido de titânio (pdf number 1-1292) em sua fase cristalográfica rutilo foi identificado. É notável a predominância de partículas de calcita e quartzo na amostras de sujidades 1 e 2. Elminir e outros (2006) realizaram extensivas caracterizações das partículas de sujidade, depositadas em módulos fotovoltaicos instalados na região de Helwan, no Egito, identificando que a maior parte da sujidade dessa região é composta principalmente por quartzo e calcita, contendo ainda pequena quantidade de dolomita e minerais de argila. Morris (1980) também analisou amostras de sujidade originárias de Daggett na Califórnia por Difractometria de Raios X identificando em suas amostras quartzo, feldspato, calcita, micas, gipsita e caulinita.

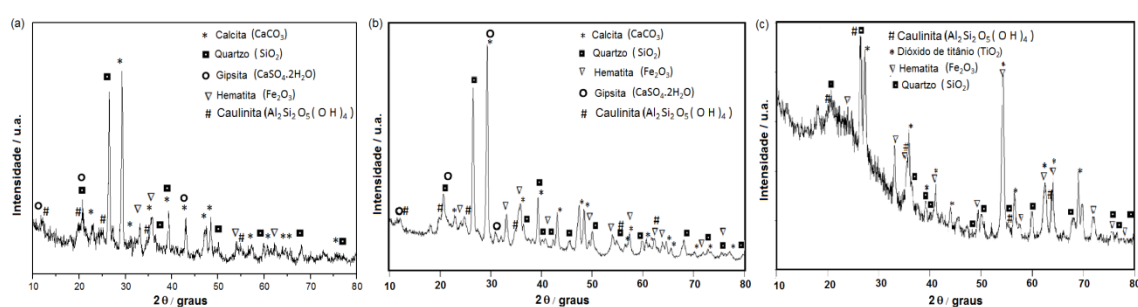


Figura 5 - Difratomogramas de Raios X das amostras de (a) sujidade 1, (b) sujidade 2 e (c) sujidade 3.

A Fig. 6 apresenta micrografias para a amostra de sujidade 1 e os respectivos espectros EDS identificando os principais elementos que compõem essa amostra.

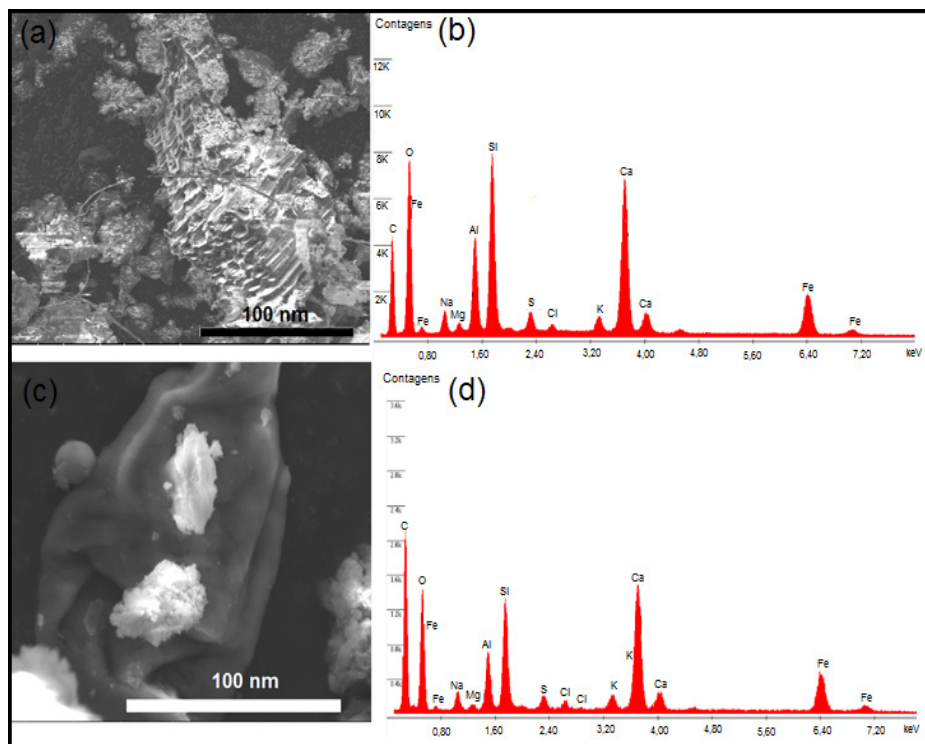


Figura 6 - (a) e (c) Imagens de microscopia eletrônica de varredura e (b) e (d) espectros EDS para a amostra de sujidade 1.

Pode ser observado na Fig. 6 que as partículas são heterogêneas em forma e sua distribuição de tamanho é ampla, com partículas tendo dimensões de $0,5 \mu\text{m}$ a $100 \mu\text{m}$. A maior parte das partículas tem dimensões na ordem de $10 \mu\text{m}$. Elementos como carbono, oxigênio, ferro, alumínio, silício, enxofre e cálcio são predominantemente encontrados, o que corrobora os resultados de difratometria de Raios X. O elemento enxofre é geralmente identificado associado a esses tipos de sujidade e é proveniente da queima de combustíveis fósseis.

A amostra de sujidade 2, Fig. 7, apresenta partículas com morfologias variadas e apresenta composição química semelhante à amostra de sujidade 1. Partículas esféricas de hematita com dimensões próximas a $4 \mu\text{m}$ são comuns nessa amostra, como mostrado na Figura 7c. Elminir et al. (2006) também avaliaram por EDS as sujidades encontradas na região do Egito, confirmando a presença de silicatos e feldspatos. Este estudo também relata a caracterização física e química de poeiras depositadas em outras localidades como Líbia, Arábia Saudita, Ornan e Bahrein, onde os elementos sódio e cloro aparecem em elevadas quantidades devido à proximidade do mar Mediterrâneo e do Golfo Pérsico.

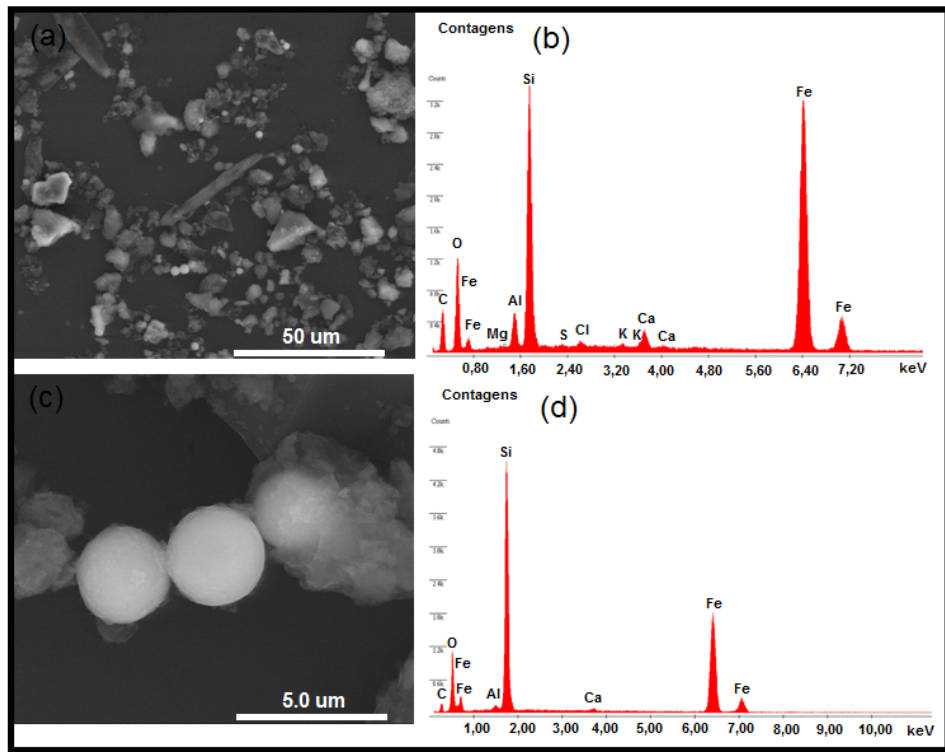


Figura 7 - (a) e (c) Imagens de microscopia eletrônica de varredura e (b) e (d) espectros EDS para a amostra de sujidade 2.

A Fig. 8 apresenta imagens obtidas por elétrons retroespalhados para a amostra de sujidade 3, em que é possível visualizar a presença das partículas com maior brilho constituídas por hematita (Figura 8c).

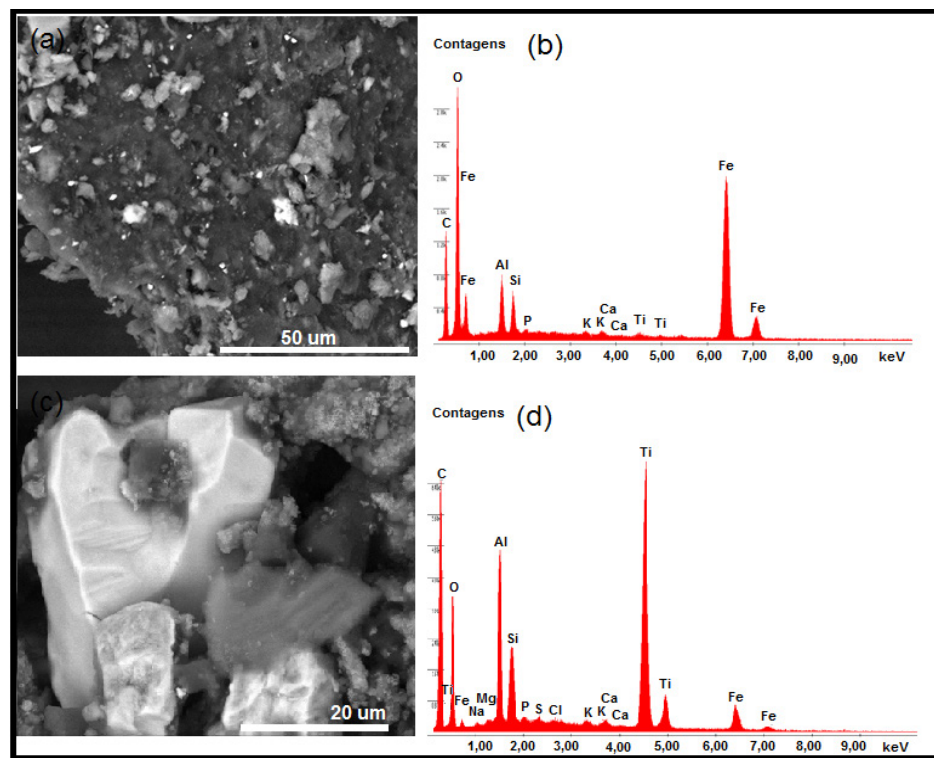


Figura 8 - (a) e (c) Imagens de microscopia eletrônica de varredura e (b) e (d) espectros EDS para a amostra de sujidade 3.

A presença do elemento titânio é evidente nos espectros de EDS mostrados. Para esta amostra, apresentada na Fig. 8, é comum a presença de um material mais aglomerado que contém partículas com elevada heterogeneidade em morfologia. Sayigh e outros (1985) também estudaram sujidades encontradas em módulos fotovoltaicos no Kuwait por microscopia eletrônica de varredura e visualizaram grãos com morfologias variadas.

4 | CONCLUSÕES

O presente trabalho possibilitou a definição das zonas climáticas das localidades em que foram coletadas as amostras de sujidades encontradas sobre módulos fotovoltaicos, resultando na indicação dos índices médios anuais das variáveis climáticas através do levantamento de uma série histórica. Com base nesse estudo, foram indicadas as influências da localização geográfica e das características das zonas climáticas na deposição de sujidades, além de recomendações que possam minimizar o impacto desse fator sobre o desempenho de sistemas fotovoltaicos. Para o elevado índice de umidade relativa do ar foi recomendada a limpeza mensal dos módulos, já que essa variável climática induz a formação de orvalho sobre os módulos, acarretando em um maior acúmulo de sujidades. Já o elevado índice de precipitação pode contribuir para a limpeza parcial ou total da sujidade.

Em relação à caracterização morfológica, estrutural e composicional das sujidades presentes nos módulos fotovoltaicos instalados no estado de Minas Gerais, foi possível indentificar por difratometria de Raios X os minerais que constituem as sujidades características de cada região selecionada. Para a região do Norte de Minas foram identificados os mesmos minerais enquanto para a cidade de Sete Lagoas, pertencente à região metropolitana de Belo Horizonte, foi identificada o mineral rutilo, não presente nas amostras de sujidade das cidades do Norte de Minas.

REFERÊNCIAS

- Al-Ammri, A. S.; Ghazi, A.; Mustafa, F. Dust effects on the performance of PV street light in Baghdad city. **Proc. Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)**, 2013 International, 18–22, 2013.
- Al-Sabounchi, A. M.; yalyali, S. A.; Al-Thani, H. A. Design and performance evaluation of a photovoltaic gri-connected system in hot weather conditions. *Renewable Energy*, v. 53, p. 71 – 78, 2013.
- Appels, R.; Lefevre, B.; Herteleer, B.; Goverde, H.; Beerten, A.; Paesen, R.; Medts, K.; Driesen, J.; Poortmans, J. Effect of soiling on photovoltaic modules. **Solar Energy**, v. 96, p. 283 – 291, 2013.
- Boyle, L., H. Flinchpaugh, and M. Hannigan. “**Impact of natural soiling on the transmission of PV cover plates.**” Proc. 39th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, (IEEE, NY; 2013) pp. 3276–78.
- Cano, J.; John, J. J.; tatapudi, S.; tamizhmani, G. Effect of tilt angle on soiling of photovoltaic modules. **2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)**, p. 3174 – 3176, 2014.

Costa, S. C. S. **Avaliação do potencial dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica com geradores de diversas tecnologias**. 2011. 82 f. Projeto (Graduação). Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – Curso Engenharia de Energia, Belo Horizonte, Minas Gerais.

Elminir, H.K.; Ghitas, A.E.; Hamid, R.H.; El-Hussainy, F.; Beheary, M.M.; Abdel-Moneim, K.M. Effect of dust on the transparent cover of solar collectors. **Energy Conservation and Management** 2006; 47:3192–203.

Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). **Banco de dados meteorológicos para ensino e pesquisa (BDMEP)** – Dados históricos. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=bdmep/bdmep>>. Acessado em: 10 out. 2016.

Kazmerski, L. L.; Diniz, A. S. A. C.; Maia, C. B. M.; Viana, M. M.; Brito, P.; Costa, S. C. S.; Machado Neto, L. V. B.; Cruz, L. O.; Hanriot, S. Fundamental Studies of the Adhesion of Dust to PV Module Surfaces: Chemical and Physical Relationships at the Microscale. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 6, p. 719 – 729, 2016. (Proc. 42nd IEEE Photovoltaic Spec. Conference, New Orleans, USA, 2015).

Kazmerski, L. L.; Diniz, A. S. A. C.; Maia, C. B.; Viana, M. M.; Costa, S. C. S.; Brito, P. P.; Campos, C. D.; Hanriot, S. M.; Cruz, L. R. O. Soiling Particle Interactions on PV Modules: Surface and Inter-Particle Adhesion and Chemistry Effect. **43rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**, Oregon, 2016.

Lemos, L. O. **Estudo do efeito do acúmulo de sujeira na eficiência de módulos fotovoltaicos**. 2016. 123 f. Dissertação (Mestrado). Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – Curso Engenharia de Materiais, Belo Horizonte, Minas Gerais.

Morris VL. Cleaning agents and techniques for concentrating solar collectors. **Solar Energy Materials**, v. 3, p. 35–55, 1980.

Naeem, M.; Tamizhmani, G. Climatological relevance to the soiling loss of photovoltaic modules. **Smart Grid (SASG)**, Saudi Arabia, 2015.

Osterwald, C. e McMahon, T. History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: A literature review. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 17, p. 11–33, 2009.

Piliouquine, M.; Cañete, C.; Moreno, R.; Carretero, J.; Hirose, J.; Ogawa, S.; Sidrach-De-Cardona, M. Comparative analysis of energy produced by photovoltaic modules with anti-soiling coated surface in arid climates. **Applied Energy**, v. 112, p. 626 – 634, 2013.

Sá Júnior, A. **Aplicação da classificação de Koppen para o zoneamento climático do Estado de Minas Gerais**. 2009. 113 f. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Lavras – Programa de pós-graduação em Engenharia Agrícola.

Sarver, T.; Al-Qaraghuli, A.; Kazmerski, L.L. 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**, v.22, p. 698 – 733, 2013.

Sayigh AAM, Al-Jandal S, Ahmed H. Dust effect on solar flat surfaces devices in Kuwait. **Proceedings of the international symposium on thermal application of solar energy**. Hakone, Japan; p. 95–100, 1985.

SIMVR-SOLAR: FERRAMENTA COMPUTACIONAL DE REALIDADE VIRTUAL PARA PROJETO E SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Cleber Onofre Inácio

cleberoi@petrobras.com.br

Hugo Tavares Vieira Gouveia

hugo.gouveia@petrobras.com.br

Ismael Humberto Ferreira dos Santos

ismaelh@petrobras.com.br

Luiz Fernando Almeida Fontenele

luizfontenele@petrobras.com.br

Paulo Henrique Fernandes Ferreira

phff@petrobras.com.br

Rodrigo Guido Araújo

r.guido@petrobras.com.br

Pesquisador da PETROBRAS - Petróleo
Brasileiro S.A.

Centro de Pesquisas e Desenvolvimento
(CENPES)

Rio de Janeiro - RJ

RESUMO: Baseando-se em uma estratégia inovadora na qual a visualização tridimensional fosse um ponto de partida e não apenas uma funcionalidade secundária, o SimVR-Solar foi concebido com o objetivo de disponibilizar informações para o desenvolvimento de projetos e simulações de sistemas fotovoltaicos de modo mais eficiente e intuitivo ao usuário. A principal ideia associada é a possibilidade de disponibilizar ao projetista dados e informações através de uma abordagem mais sistêmica e completa quanto ao contexto em que o

projeto será implantado, analisando desde informações quanto ao efeito do relevo ou obstáculos nas condições de sombreamento local, quanto à possibilidade de analisar dados de geração elétrica instantaneamente. Nesse âmbito, o presente trabalho descreve a ferramenta computacional em sua condição atual de desenvolvimento, abordando suas principais características e funcionalidades. A apresentação é realizada por meio de um exemplo de aplicação, cujas etapas de desenvolvimento do projeto e resultado final da simulação são comparadas com os resultados obtidos por algumas ferramentas utilizadas amplamente na área fotovoltaica, demonstrando o potencial e a confiabilidade da ferramenta.

PALAVRAS-CHAVE: Projeto de Sistema Fotovoltaico, Simulação Computacional, Realidade Virtual

SIMVR-SOLAR: VIRTUAL REALITY COMPUTATIONAL TOOL FOR DESIGN AND SIMULATION OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

ABSTRACT: Based on an innovative strategy in which the three-dimensional viewing was a starting point and not only a secondary feature, the SimVR-Solar was developed with the purpose to provide information for the development of design and simulation of photovoltaic systems in a more efficient and

intuitive way to the user. The main associated idea is the possibility to provide the designer with several information and local conditions through a more systematic and comprehensive approach of the context in which the project will be implemented by analyzing the local shading effect caused by relief or obstacles and the instantaneous power generation data. In this context, this paper describes the computational tool until its present development stage, showing its main features and functionalities. The presentation is performed by an application example, whose development stages of design and simulation results are compared with ones obtained by some tools widely used in the photovoltaic area, demonstrating the potential and reliability of the tool.

KEYWORDS: Photovoltaic System Design, Computational Simulation, Virtual Reality

AGRADECIMENTOS

O trabalho aqui apresentado é resultado de parceria entre a Petrobras e a PUC-Rio e foi realizado com recursos do programa de P&D do Setor Elétrico regulado pela ANEEL, no âmbito do projeto PD-0553-0017/2011 para atendimento à chamada de projeto estratégico nº 013/2011 da ANEEL.

1 | INTRODUÇÃO

Antes da implantação física de um sistema fotovoltaico, seja esse de pequeno, médio ou grande porte, é imprescindível que seja realizada previamente a etapa de projeto, que passa, entre outras coisas, pela definição do local de sua instalação física e pela escolha dos equipamentos utilizados, tais como módulos fotovoltaicos e inversores.

Também, no que diz respeito ao local, se faz necessário que sejam avaliados aspectos relacionados à ocorrência de obstáculos e à influência do relevo que porventura possam causar sombreamento no sistema, a fim de maximizar a produção de energia e, desse modo, obter-se um melhor retorno do investimento. Porém, por se tratar de um tipo de análise que envolve atividades de visita e inspeção no local de instalação, muitas vezes esse trabalho é feito em momento muito próximo ou mesmo já na etapa de implantação do sistema, quando o projeto do sistema fotovoltaico já se encontra em avançado nível de maturidade, o que pode implicar em revisão de algumas das soluções já adotadas.

No mercado, existem diversas ferramentas disponíveis para projetar e simular sistemas fotovoltaicos: algumas com maior detalhamento, outras mais simplificadas e outras mais fáceis de operacionalizar o processo. Cada uma delas possui vantagens e desvantagens em relação às demais. Contudo, a prática tem demonstrado a inexistência de uma ferramenta que mescle três características importantes: seja de uso fácil e intuitivo, utilize uma metodologia de cálculo confiável e tenha uma interface amigável que reproduza o modelo tridimensional (3D) em condições próximas às reais.

Nesse contexto, o presente trabalho objetiva descrever o SimVR-Solar, uma ferramenta computacional desenvolvida à princípio com enfoque de aplicação nas etapas de identificação de oportunidade e projeto conceitual, permitindo a realização da simulação de diversas configurações de sistemas fotovoltaicos, abordando as principais características e funcionalidades de equipamentos disponíveis no mercado, aliado com a visualização das condições locais de número de horas insolação, obstáculos e relevo próximo, inclusive horizonte próximo e horizonte distante.

Para o escopo deste trabalho, a apresentação da ferramenta é feita por meio de um exemplo prático de aplicação, com execução das etapas de desenvolvimento do projeto e simulação do desempenho no SimVR-Solar e em outras ferramentas amplamente utilizadas na área de energia fotovoltaica para fins de comparação.

2 | SIMVR-SOLAR

É uma visão consolidada entre os profissionais que trabalham com Realidade Virtual (RV) que a visualização com alto realismo gráfico (fotorrealismo) contribui significativamente na análise de muitos fenômenos reais simulados. Nos últimos anos, as aplicações envolvendo RV passaram a estar relacionadas cada vez mais a segmentos da indústria, e áreas como engenharia, medicina e geociências têm buscado soluções integradas com RV para melhor representação, percepção e análise (Ferreira, 2014). E, nas áreas em que tem sido aplicada, a RV tem permitido ganho nos processos de análise técnica, principalmente quando essa é conjugada com processos de simulação (Corseuil *et al.*, 2003), por exemplo, a visualização instantânea das consequências de mudanças de projeto em um modelo em avaliação, facilita a compreensão e traz maiores ganhos ao projetista durante o processo (Ferreira, 2014).

Entre os maiores benefícios proporcionados pela utilização de RV, são esperadas: maior velocidade e qualidade nos desenvolvimentos de engenharia (o que está sendo buscado através do desenvolvimento dessa ferramenta), redução do número de protótipos físicos e simulação de acesso a ambientes perigosos ou inacessíveis para o homem, além de poder treinar operadores nesses mesmos ambientes (Costa & Stefano, 2014).

Assim, diferentemente da maioria dos *softwares* de simulação fotovoltaica disponíveis no mercado, o SimVR-Solar buscou adotar uma estratégia, na qual a visualização 3D passou a ser um ponto de partida de desenvolvimento e não apenas uma funcionalidade secundária. Essa estratégia permite a tomada de decisões com um maior entendimento do projeto desde suas etapas iniciais, buscando, desse modo, trazer um processo inovador e mais intuitivo na construção de projetos fotovoltaicos, conferindo ao projetista a possibilidade de avaliar de forma mais precisa, desde as etapas mais iniciais do projeto (i.e., fase de identificação de oportunidade), o espaço 3D e as condições locais de insolação, incluindo o efeito das sombras na cena. No que diz respeito ao local da instalação, a ferramenta permite que sejam avaliados aspectos

relacionados à ocorrência de obstáculos e à influência do relevo que possam causar sombreamento no sistema, a fim de maximizar a produção de energia, e, assim, ter um melhor retorno do investimento.

Como base de desenvolvimento e motor gráfico, foi utilizado o Unity3D, ferramenta de programação e desenvolvimento de *softwares* bastante versátil que permite a montagem e visualização de cenários 3D de forma relativamente rápida (atualização visual) ainda que com configurações razoavelmente modestas de *hardware*. Essa é uma característica importante, tendo em vista que aplicações com controle interativo demandam tempos de resposta muito curtos e elevadas taxas de passagem de quadros.

Essa ferramenta de projeto apresenta algumas características diferenciadas, tais como:

- a. Flexibilidade à utilização e manipulação de dados disponíveis em formatos típicos de alguns *softwares* comerciais, tais como SketchUp (Trimble, 2015) e Google Earth (Google, 2015);
- b. Permite o acesso e *download* de informações locais de relevo e imagens georreferenciadas de satélite;
- c. Possui um módulo de criação e edição de *layout* básico, o qual permite a cópia, edição ou a introdução de novos elementos no modelo, gerados a partir de formas básicas como planos, cubos, cilindros etc.;
- d. Realiza cálculo do efeito de sombreamento sobre as superfícies do modelo, a partir da eclíptica solar e do movimento de elementos do modelo, como, por exemplo, a movimentação de módulos em rastreadores, etc.

Também, da forma como foi concebida, a ferramenta possui recursos que permitem a importação de dados geométricos em diversos pacotes e formatos, tais como: imagens de satélite, modelos numéricos de relevo e plantas provenientes de aplicativos CAD (*Computer Aided Design*).

Como ferramenta de cálculo, integrou-se à arquitetura do SimVR-Solar o SAM (*System Advisor Model Simulation Core* (SSC)), utilizando o *Software Development Kit* (SDK) (National Renewable Energy Laboratory, 2014), o qual é acessado em segundo plano, sem que seja necessário abrir diretamente a interface gráfica do simulador. E dessa forma, ocorre um intercâmbio de informações entre o editor e o simulador. O primeiro traduz as informações definidas no ambiente gráfico para as entradas que o simulador precisa no formato especificado, enquanto o segundo realiza a simulação e disponibiliza os resultados que são acessados pelo editor. Cabe ressaltar que as sombras oriundas da cena 3D são calculadas pelo SimVR-Solar e enviadas como insumo para o simulador, que é capaz de considerá-las para retornar o cálculo da produção de energia.

Na Fig. 1, são apresentados exemplos de alguns dos diferentes tipos de sistemas

fotovoltaicos passíveis de desenvolvimento no ambiente SimVR-Solar: (a) um sistema de pequeno porte, instalado em uma residência; (b) um de médio porte, instalado num telhado de um galpão; e, em (c) e, um de grande porte, desenvolvido para uma usina fotovoltaica.

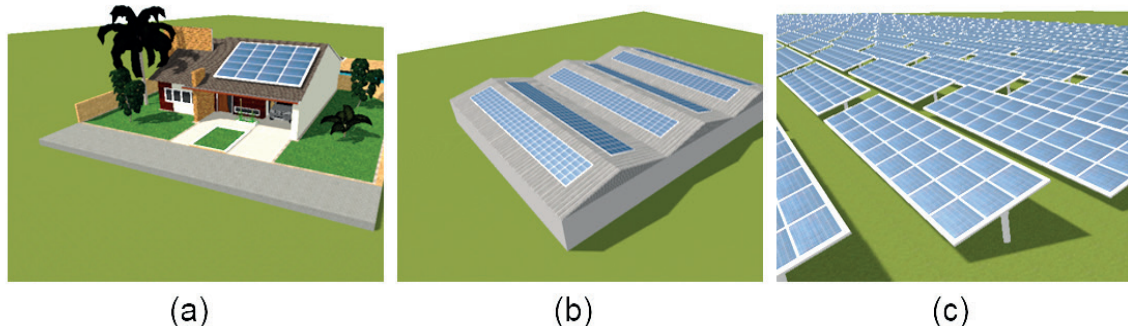


Figura 1 – Exemplos de projetos de sistemas fotovoltaicos elaborados no SimVR-Solar: (a) pequeno porte, (b) médio porte e (c) grande porte. Fonte: elaboração própria.

3 | FUNCIONALIDADES

Ao longo do desenvolvimento da ferramenta, diversas funcionalidades foram implementadas, algumas, na medida em que novas necessidades eram gradativamente identificadas, enquanto outras foram simplesmente inspiradas por características presentes em uma gama de *softwares* comerciais disponíveis no mercado, como: Ecotect (Autodesk, 2011), PVsyst (PVsyst, 2015), dentre outros (Tecgraf, 2014). Nesse desenvolvimento, também esteve presente a ideia de que, sempre que possível, se tentaria aproveitar as vantagens oriundas de uma utilização simbiótica com alguns *softwares* comerciais acessórios, como SketchUp e AutoCAD, visando permitir a obtenção de modelos mais precisos e representativos da situação real modelada, a partir de informação gerada por esses aplicativos. Aliado a isso, também foram despendidos esforços para que a disponibilização das funcionalidades dessa ferramenta ocorresse de forma bastante intuitiva para o usuário.

Na ferramenta, a visualização realista dos modelos foi implementada de forma a tentar ser o mais fiel possível aos elementos reais, fornecendo ao projetista uma condição de trabalho diferenciada que permite, durante o desenvolvimento do projeto, realizar as análises demandadas com uma desenvoltura visual superior (Tecgraf, 2014). A ferramenta ainda permite visualizar o funcionamento dos sistemas projetados em qualquer data e hora do ano desejada pelo usuário, com as respectivas sombras e movimentos dos equipamentos de rastreamento (Tecgraf, 2014). A posição do Sol é calculada levando em conta as coordenadas geográficas do projeto para gerar a iluminação e sombras. Além da entrada numérica, é possível mover um *slider* para visualizar a evolução da cena ao longo dos dias ou das horas.

O editor de cena, mostrado na Fig. 2, é o elemento central da aplicação (Tecgraf,

2014), onde o usuário visualiza a cena 3D que está sendo montada e pode selecionar objetos e manipulá-los, seja realizando uma operação de translação ou de rotação. A movimentação de objetos se dá de forma interativa por meio de um elemento auxiliar conhecido como *Gizmo*, que é uma espécie de sistema geométrico de eixos de referência (relativo a um objeto 3D específico), que é inserido artificialmente para facilitar a representação de uma movimentação, mas sem realmente pertencer ao objeto (Coors *et al.*, 2009).

Durante um projeto feito na ferramenta, os sistemas fotovoltaicos podem ser facilmente editados, considerando-se a localização geográfica, posicionamento espacial, orientação, arranjo, quantidades, modelo (tipo) de módulo fotovoltaico (e, obviamente, sua tecnologia e dimensões), e a estrutura de montagem (fixa ou com rastreamento em um ou em dois eixos), sendo essas escolhas observadas instantaneamente na cena 3D.

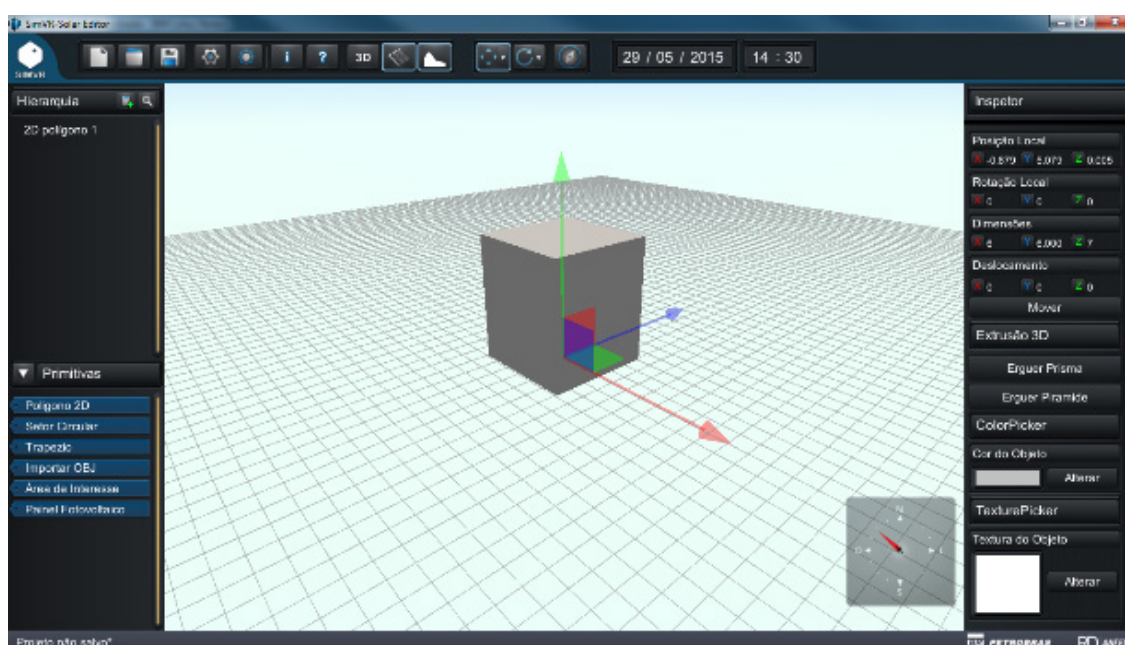


Figura 2 – Tela inicial do Sim-VR Solar com um objeto em cena. Fonte: elaboração própria.

O SimVR-Solar possui uma lógica padrão de criação do cenário 3D. Primeiramente, criam-se primitivas bidimensionais (2D) a partir das quais é possível fazer uma extrusão prismática ou piramidal para torná-la um objeto 3D. Primitivas são os objetos básicos pré-construídos disponíveis em uma galeria de objetos, através da definição e modificação de parâmetros básicos, como o comprimento do lado, no caso de um quadrado. A edição da cena 3D se utiliza da inserção de elementos primitivos planos parametrizáveis, que podem dar origem a triângulos, quadriláteros, setores circulares, circunferências e polígonos regulares em geral, como mostrado na Fig. 3 (a). Tais elementos podem gerar sólidos, como: prismas, pirâmides, cilindros, cones ou troncos, de acordo com os parâmetros passados pelo usuário. Podem-se aplicar cores ou texturas aos elementos, como apresentado na Fig. 3 (b).

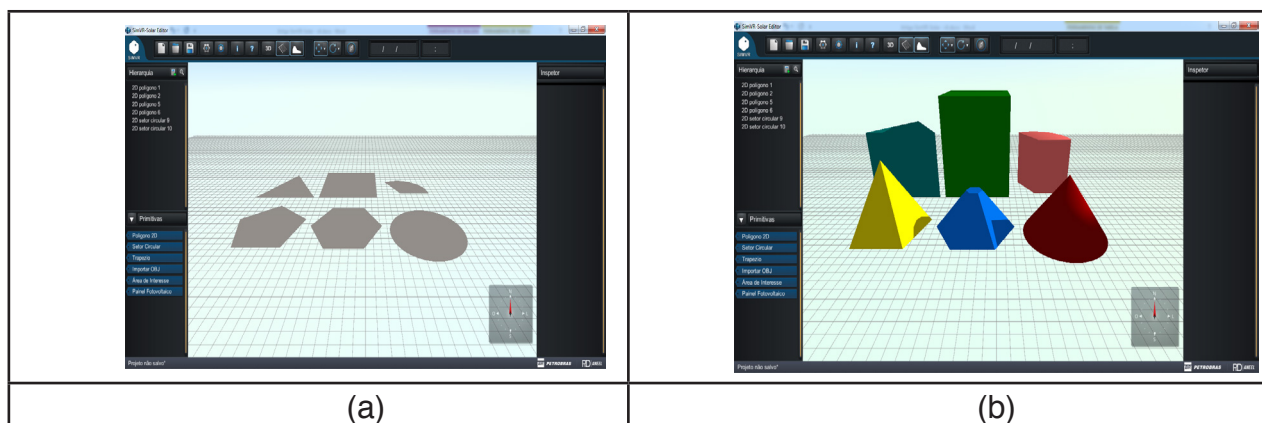


Figura 3 – Exemplo de criação de cena. Fonte: elaboração própria.

É importante observar que as sombras geradas pelos elementos são representadas instantaneamente levando em consideração as coordenadas geográficas do sistema, a data e o horário da cena.

Com o objetivo de posicionar objetos no cenário, o SimVR-Solar dispõe de manipuladores de translação e rotação. A translação permite que o usuário movimente objetos pela cena, de maneira a posicioná-los da forma que desejar e a rotação permite alterar a orientação do objeto. Em ambos os manipuladores existem modos alternativos com *snap*, que é uma ferramenta auxiliar que permite fazer ajustes precisos e calculados (Bier, 1990). Para a movimentação e rotação existe o *snap* de *grid*, que move ou gira, respectivamente, o objeto em intervalos fixos conforme o usuário move o *mouse*. Há ainda o *snap* de referência, onde o usuário escolhe um vértice ou aresta como referência e outro vértice ou aresta para mover. Isso fará que a posição de ambos coincida, movimentando o objeto alvo. Por fim, para a rotação existe a opção *off-axis*. Um objeto tem um eixo pivô, que, por convenção, está localizado no centro da sua base. No entanto, em determinadas situações, o usuário pode querer aplicar uma rotação com pivô em outro ponto do objeto. Com a rotação *off-axis* o usuário pode escolher um vértice ou uma aresta como pivô da rotação.

Ao utilizar o inspetor de propriedades, o usuário pode alterar numericamente as informações de transformação dos objetos da cena, bem como alterar eventuais parâmetros específicos de determinados objetos, como, por exemplo, aplicar volume a uma primitiva 2D. O SimVR-Solar permite, também, realizar estudos de sombreamento, verificando as possíveis ocorrências de sombras por causa da presença de obstáculos na cena 3D, e seu impacto no total de horas de insolação disponíveis ao sistema. Para isso, realiza o cálculo do movimento aparente do Sol em relação à Terra (eclípticas) de modo bastante próximo à realidade, utilizando a biblioteca *SilverLining* (Sundog Software, 2015), a qual utiliza dados provenientes da NASA (*National Aeronautics and Space Administration*).

Além de poder observar as sombras, o usuário pode fazer um levantamento detalhado da incidência solar em uma área. Para isso, é possível criar uma área de

interesse, que é um plano inserido na cena 3D e que não produz sombras. Esse plano deve ser posicionado e redimensionado para ocupar a área desejada. Em seguida, o usuário deve configurar os parâmetros do cálculo, definindo o intervalo de data e horário desejado. O sistema calcula o acúmulo de incidência solar em cada ponto desse plano e traduz essa informação numérica em cor, com base em um gradiente. Ao final do processo, o plano fica colorido, onde cada ponto tem uma cor que corresponde ao percentual de incidência solar (do total possível para o intervalo de tempo definido). É possível também exportar o resultado numericamente para uma planilha eletrônica. Na Fig. 4 (a) é mostrada uma área onde se deseja realizar um estudo de sombreamento, cujo resultado é apresentado de forma gráfica na Fig. 4 (b).

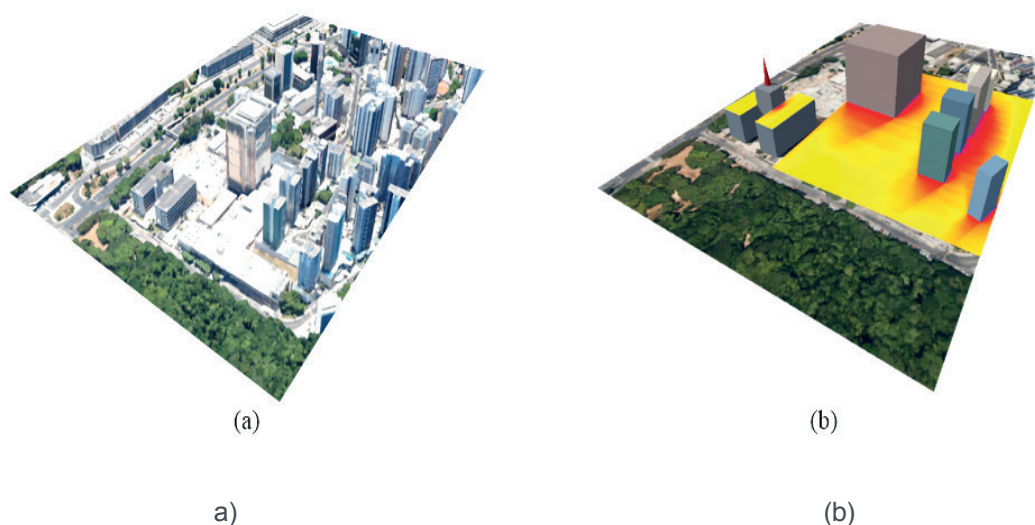


Figura 4 – (a) Área do estudo de sombreamento e (b) resultado gráfico do estudo de sombreamento. Fonte: (Google, 2015) e elaboração própria.

Nessa ferramenta, o painel fotovoltaico também é um elemento paramétrico. Ao inseri-lo na cena, o usuário deve especificar parâmetros como dimensão e quantidade de módulos. Além disso, pode ser definida a quantidade de painéis que compõem um *array*, escolhendo também a estrutura de montagem e parâmetros como elevação e uso ou não de rastreamento. Para exemplificar, na Fig. 5 (a) é mostrado um sistema fotovoltaico fixo composto por diferentes tecnologias de módulos, enquanto na Fig. 5 (b), pode-se observar uma montagem sobre estrutura de rastreamento.

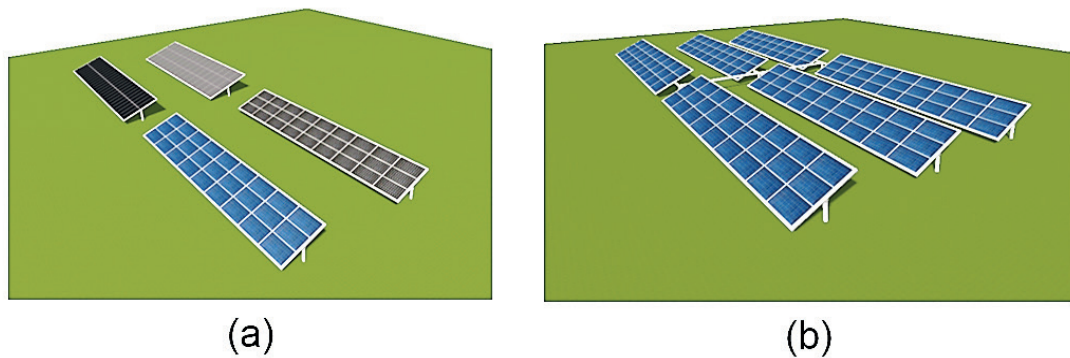


Figura 5 – Sistema fotovoltaico em (a) estruturas fixas com diferentes tecnologias de módulos, e (b) estrutura com rastreamento em um eixo horizontal Fonte: elaboração própria.

O painel sozinho não tem efeito na simulação até que seja associado a um subsistema fotovoltaico. Uma vez que isso aconteça, ao executar uma simulação, o sistema calcula a incidência de Sol no painel para montar uma tabela de sombreamento, que é enviada ao simulador para que esse possa levar em consideração as sombras da cena 3D no resultado da simulação.

Do ponto de vista computacional, a estrutura da ferramenta é composta por três componentes: *Core*, *Editor* e *Solar Editor GUI*. O *Core* é o núcleo do sistema, sendo encarregado de controlar a cena (organização dos objetos) e fazer a serialização da mesma. O *Editor* constrói uma camada em cima do *Core* para adicionar inteligência de comandos de edição. Por fim, o *Solar Editor GUI* é a camada de interface gráfica que cria os elementos visuais para o usuário final interagir com o sistema, acessando as funcionalidades expostas tanto pelo componente *Core* quanto pelo componente *Editor*.

Para atender à ideia de aproveitamento simbiótico e obtenção de melhor realismo de representação pelo modelo em trabalho, a importação de modelos gráficos é uma funcionalidade importante. Foi incluída a possibilidade de importação de modelos no formato OBJ onde, esses arquivos têm impacto sobre diversos aspectos do funcionamento da aplicação.

Por fim, também existem recursos adicionais para, por exemplo, o tratamento de colisão de elementos e a visualização de efeitos de iluminação e a influência de sombra, além de conter um editor de materiais, que permite criar modelos bastante realistas, contribuindo para tornar as experiências virtuais mais envolventes e com maior imersão.

4 | APLICAÇÃO

Para se demonstrar o funcionamento do SimVR-Solar, realizou-se a importação de um modelo 3D de uma casa, disponível na comunidade 3D *Warehouse* do

SketchUp (Trimble, 2015) e mostrada na Fig. 6 (a). Apenas como exemplo, situou-se a casa em Brasília/DF, nas coordenadas geográficas 15°50'54,44”S e 47°53'30,90”O, orientando-a conforme situação local indicada na Fig. 6 (b).



Figura 6 – Casa (a) no modelo 3D e (b) georreferenciada.

Fonte: adaptado de (Trimble, 2015) e de (Google, 2015).

O modelo arquitetônico da residência foi exportado para o formato de arquivo OBJ, o qual pode ser facilmente importado para o ambiente do SimVR-Solar. O resultado dessa importação pode ser verificado na Fig. 7 (a), na qual nota-se a riqueza de detalhes do modelo original, bem como a preservação das texturas dos elementos gráficos. Para efeitos de comparação, na Fig. 7 (b), é mostrado o resultado da importação do arquivo no formato DXF no Ecotect, enquanto, na Fig. 7 (c), observa-se uma representação do modelo desenhado completamente no PVsyst.

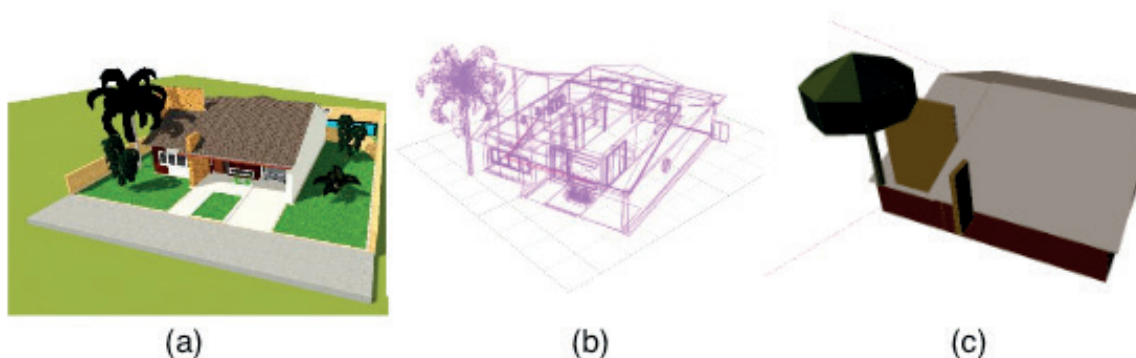


Figura 7 – Casa (a) importada no ambiente SimVR-Solar, (b) importada no ambiente Ecotect e (c) modelada no PVsyst. Fonte: elaboração própria.

Para a escolha do melhor local disponível para a instalação do sistema fotovoltaico, é necessário antes realizar o estudo de sombreamento a fim de verificar as áreas com menos influência dos obstáculos. Para isso, configuram-se os parâmetros do estudo de sombreamento, como arquivo de clima, datas e horários de início e fim, resolução espacial do plano de análise e resolução temporal. É possível também escolher a escala de cores utilizada para a apresentação do resultado, o qual é mostrado na Fig. 8.

Pela Fig. 8, também é possível observar uma concordância entre os resultados obtidos pelo Sim-VR Solar e pelo Ecotect, referentes ao estudo de sombreamento da área de interesse de instalação do sistema fotovoltaico. A escala de cores utilizada para ambas as simulações parte da cor azul (0 % do tempo de exposição aos raios solares), passando pela vermelha (50 % do tempo de exposição aos raios solares) e finalizando na cor amarela (100 % do tempo de exposição aos raios solares). Assim, verifica-se que, em nenhum momento do ano, ocorre incidência de raios solares na área interna à coluna que atravessa o telhado frontal da casa, como era de se esperar. No entorno dessa coluna, constata-se um sombreamento parcial, o qual diminui na medida em que o ponto de análise se distancia. Observam-se ainda, os efeitos dos sombreamentos causados pela árvore e pela outra coluna próxima à árvore. Na região mais distante dos obstáculos, o sombreamento é desprezível.

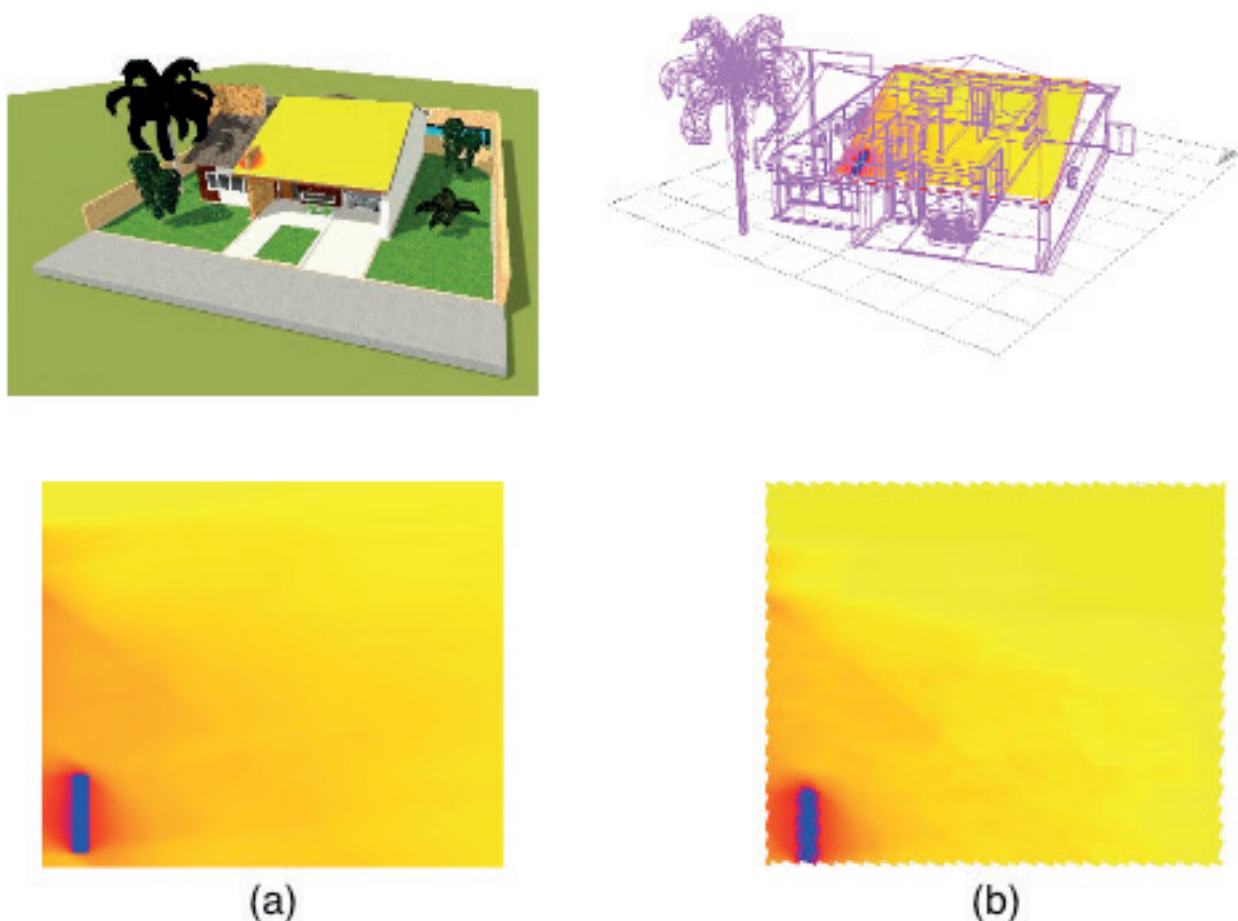


Figura 8 – Resultado do estudo de sombreamento no ambiente (a) SimVR-Solar e (b) Ecotect.
Fonte: elaboração própria.

Findo o estudo de sombreamento, definiu-se o melhor local disponível para a instalação, levando em consideração aspectos energéticos e estéticos, e procedeu-se com o dimensionamento do arranjo fotovoltaico, como indicado na Fig. 9.

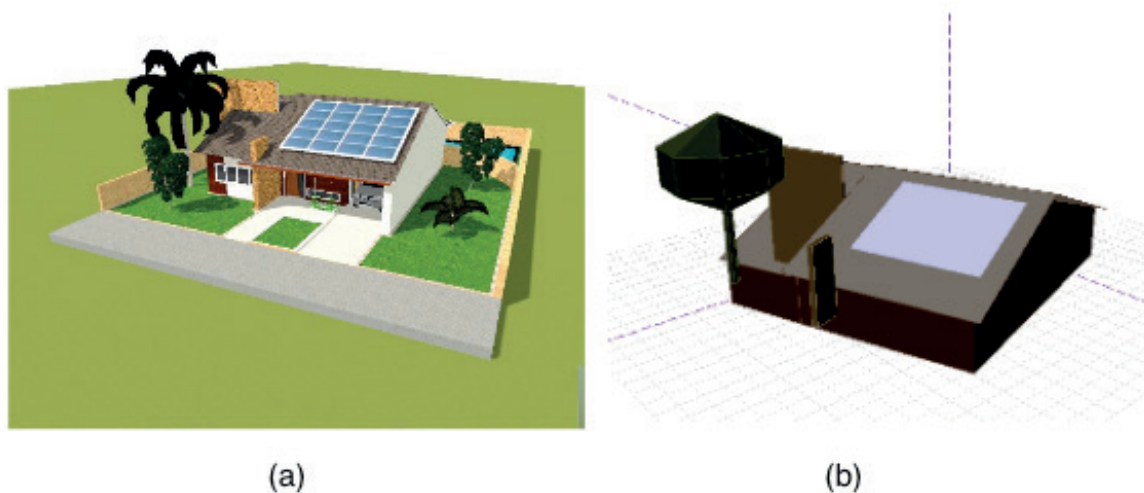


Figura 9 – Alocação dos módulos fotovoltaicos no (a) SimVR-Solar e (b) PVsyst.

Fonte: elaboração própria.

Para efeitos de validação da ferramenta, realizou-se a montagem de um mesmo sistema fotovoltaico no SimVR-Solar e no PVsyst, sendo os resultados apresentados na Fig. 10, na qual, observa-se que a diferença na produção anual de energia é de apenas 2,1 %, tendo uma diferença mínima de -0,9 % em junho e uma máxima de 5,2 % em fevereiro.

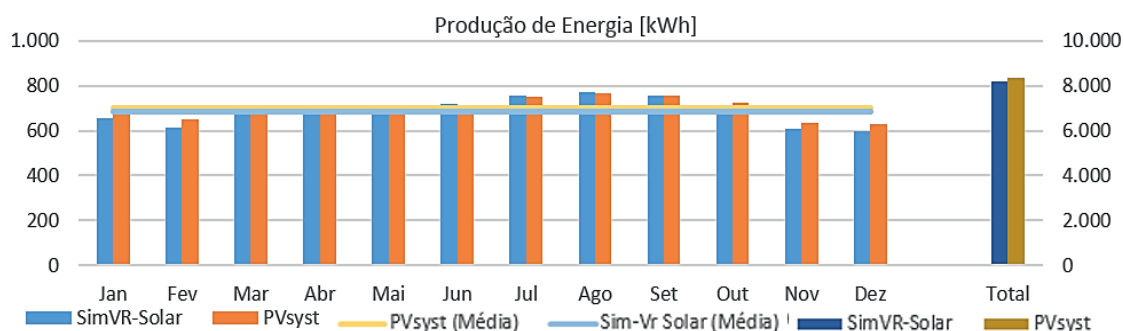


Figura 10 – Resultados de simulação de produção de energia do SimVR-Solar e do PVsyst.

Fonte: elaboração própria.

No que diz respeito aos indicadores de desempenho do sistema fotovoltaico, os resultados de produtividade, *performance ratio* e fator de capacidade apresentados pelo SimVR-Solar concordam com os do PVsyst, sendo mostrados na Fig. 11. Os resultados obtidos pelo SAM são similares aos do PVsyst, podendo haver diferenças da ordem de 2 % (Haroon, 2012).

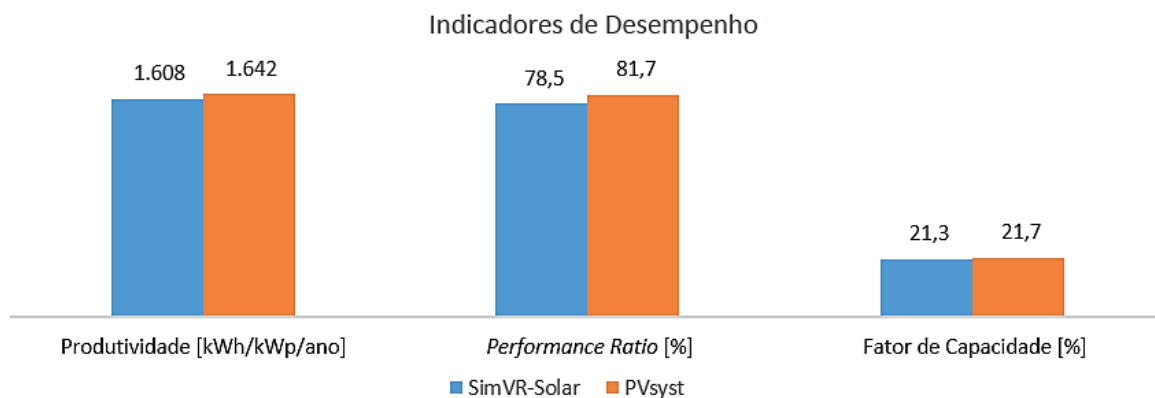


Figura 11 – Resultados de simulação de indicadores de desempenho do SimVR-Solar e do PVsyst. Fonte: elaboração própria.

5 | CONCLUSÕES

O principal diferencial do desenvolvimento aqui apresentado foi a criação de uma ferramenta que tenha partido do viés gráfico, proporcionando alta qualidade visual logo nas etapas iniciais do projeto de empreendimentos fotovoltaicos. Assim o projetista é capaz de visualizar de forma realística e imediata a cena que está sendo construída, incluindo as sombras que seriam projetadas em qualquer data do ano.

Posto isso, tendo em vista o conjunto de funcionalidades descritas anteriormente, o SimVR-Solar buscou introduzir, dentro de níveis aceitáveis de qualidade técnica, uma nova perspectiva na criação de projetos fotovoltaicos, que, como todo processo inovador, requer revisões e melhorias constantes, visto que a ferramenta explora uma área com uma abordagem diferente, em contraponto ao que é praticado atualmente na área de projeto de sistemas fotovoltaicos.

A visualização realista do modelo foi criada de forma a ser o mais fiel possível aos elementos reais, fornecendo ao projetista uma ferramenta que permite, durante o desenvolvimento do projeto, realizar as análises necessárias. Assim, os sistemas fotovoltaicos podem ser facilmente editados, levando em consideração a localização geográfica, o posicionamento espacial, a orientação, o arranjo, a quantidade, o modelo do módulo fotovoltaico (tecnologia e dimensões) e a estrutura de montagem (fixa ou com rastreamento em um ou em dois eixos), sendo essas modificações observadas instantaneamente na cena 3D.

Outro aspecto importante para o desenvolvimento futuro é a criação e interação com o modelo em ambientes imersivos, como *CAVEs*, *Power Walls* e também o Oculus Rift. Posto isso, pode-se usufruir dos benefícios inerentes à RV, permitindo a avaliação das diversas características do projeto por parte do especialista como se estivesse presente na planta real do projeto, mesmo antes de ela ter sido construída (Zyda, 2005).

REFERÊNCIAS

- AUTODESK, 2011. **Ecotect Analysis**. [Online] Disponível em: < <http://usa.autodesk.com/ecotect-analysis/> >. Acesso em janeiro de 2016.
- BIER, E. A., 1990. **Snap-dragging in Three Dimensions**. New York, NY, USA: s.n.
- COORS, V., HÜNLICH, K. & On, G., 2009. **Constraint-based Generation and Visualization of 3D City Models**. 3D Geo-Information Sciences, pp. 365-378.
- CORSEUIL, E. T. L. *et al*, 2003. **Buscando o Uso Operacional de Realidade Virtual em Grandes Modelos de Engenharia**. VI Symposium on Virtual Reality. Ribeirão Preto: [s.n.], p. 187-198.
- COSTA, M., STEFANO, F., 2014. **A Fábrica do Futuro**. Revista Exame, Ed. 1068, Ano 48, N° 12 de 9/7/2014, pp. 33-44.
- FERREIRA, P. H. F., 2014. **Prospecção da aplicação de tecnologias de realidade virtual em projetos de engenharia**, Monografia do Curso de Pós-Graduação em Gestão de Portfólio, Programas e Projetos. Escola Politécnica, UFRJ, Rio de Janeiro.
- GOOGLE, 2015. **Google Earth**. [Online] Disponível em < <http://www.google.com/earth/> >. Acesso em janeiro de 2016.
- HAROON, S., 2012. **PV Performance and Yield Comparisons**: NREL SAM and PVsyst. s.l.:Suniva.
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2014. **System Advisor Model (SAM)**. [Online] Disponível em < <http://sam.nrel.gov/> >.
- PVSYST, 2015. **PVsyst Photovoltaic Software**. [Online] Disponível em < <http://www.pvsyst.com/> >. Acesso em janeiro de 2016.
- SUNDOG SOFTWARE, 2015. **SilverLining 3D Clouds and Skies for OpenGL and DirectX**. [Online] Disponível em < <http://sundog-soft.com/sds/features/real-time-3d-clouds/> >.
- TECGRAF, 2014. **Relatório final de projeto - SimVR-Solar**, Rio de Janeiro: PUC-Rio.
- Trimble, 2015. **3D for Everyone I SketchUp**. [Online] Disponível em < <http://www.sketchup.com/> >. Acesso em janeiro de 2016.
- Trimble, 2015. **3D Warehouse**. [Online] Disponível em < <http://3dwarehouse.sketchup.com/> >. Acesso em janeiro de 2016.
- ZYDA, M., 2005. **From Visual Simulation to Virtual Reality to Games**. IEEE Computer Society, vol. 38, N° 9, pp. 25-32.

GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS DE IRRADIAÇÃO DIÁRIA PARA AS CONDIÇÕES CLIMÁTICAS BRASILEIRAS

Cleber Onofre Inácio

cleberoi@petrobras.com.br

Hugo Tavares Vieira Gouveia

hugo.gouveia@petrobras.com.br

Luiz Fernando Almeida Fontenele

luizfontenele@petrobras.com.br

Paulo Henrique Fernandes Ferreira

phff@petrobras.com.br

Pesquisador da PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A. Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (CENPES) Rio de Janeiro - RJ

RESUMO: Etapa essencial para o projeto e simulação de desempenho de sistemas de geração solar é a obtenção de dados climáticos para as localidades de interesse. No caso de sistemas fotovoltaicos, por exemplo, são normalmente utilizados dados em escala temporal horária para o cálculo da energia gerada. Em função da escassez de dados, frequentemente é realizada a geração sintética das séries de irradiação solar na escala temporal requerida mediante uso de diversos modelos empíricos em cascata. A literatura geralmente apresenta modelos calibrados com dados de medição de Europa e Estados Unidos.

Assim, o presente trabalho teve como objetivo apresentar os resultados de um exercício de adaptação de um desses modelos às

condições climáticas brasileiras com foco na etapa inicial de geração em cascata de dados sintéticos de irradiação solar, quando séries de médias mensais são convertidas em séries na escala diária. Com o uso de dados de medição nacionais foram obtidas seis variações de calibração considerando um modelo nacional e cinco regionais. O desempenho dos modelos propostos foi avaliado a partir de comparação com outras opções da literatura através de métricas relacionadas à distribuição de frequência dos valores diários e características sequenciais das séries temporais. Os modelos calibrados com dados regionais apresentaram desempenho superior aos demais, o que encoraja sua aplicação direta e eventuais trabalhos de aprimoramento com uso de técnicas de agrupamento de dados.

PALAVRAS-CHAVE: Matrizes de Markov, Radiação Solar, Séries Sintéticas

GENERATING SYNTHETIC SERIES OF DAILY SOLAR RADIATION FOR BRAZILIAN CLIMATIC CONDITIONS

ABSTRACT: A basic step for design and performance simulation of solar generation systems is to obtain climate data for the site of interest. The simulation of photovoltaic systems, for instance, often makes use of data in the hourly temporal resolution when the goal is to

compute the energy generated by the plant. The procedure commonly used to solve the problem of lack of data is the use of some “chain methods” in order to generate synthetic series of solar irradiation in the timescale required. Most of the studies presented in the literature use an empirical approach to calibration of models from local measurement data, generally from Europe and United States.

Thus, the work presented here aimed to adapt one of these models to Brazilian climate with focus on the initial stage of generation of synthetic data of solar radiation, when average monthly series are converted into series in the daily scale. Local measurement allowed to propose six different models, one national and five regional. The performance of each of the six proposed models was evaluated against popular models available in literature using metrics to compare probability density functions and sequential characteristics of the daily series. Regional models showed superior performance and its direct application or even improvement using more advanced data clustering methods is encouraged.

KEYWORDS: Markov Matrices, Solar Radiation, Synthetic Series

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi realizado com recursos financeiros da Petrobras vinculados ao programa de P&D do Setor Elétrico regulado pela ANEEL, no âmbito do projeto PD-0553-0017/2011 para atendimento à chamada de projeto estratégico nº 013/2011 da ANEEL. Os autores agradecem ao INPE e INMET pela valiosa contribuição para a pesquisa nacional ao construírem a infraestrutura, mantê-la e disponibilizarem os dados de uma rede de estações meteorológicas de qualidade e com cobertura de todo o território brasileiro.

1 | INTRODUÇÃO

Os resultados do leilão de Energia de Reserva de 2014 – LER 2014, o primeiro em nível federal em que houve a contratação de empreendimentos de geração fotovoltaica, e do primeiro leilão de Energia de Reserva de 2015 – 1º LER 2015 sugerem que a energia solar no Brasil pode ter iniciado uma trajetória semelhante à observada para a geração eólica. Com uma capacidade contratada da ordem de 2 GW_p para entrada em operação em 2017, o resultado desses leilões supera com folga os montantes previstos no Plano Decenal de Energia da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2014), que indicou a entrada de 500 MW_p anuais de geração fotovoltaica centralizada no período entre 2017 e 2023. No caso da geração distribuída, o mesmo plano considerou uma evolução mais tímida, da ordem de 664 MW em capacidade acumulada até 2023.

Uma etapa básica para o projeto e simulação de desempenho de sistemas de geração solar é a obtenção de dados climáticos para o local de interesse, em particular para os níveis típicos de radiação solar. Se, por um lado, dados de medição representativos das características climáticas de longo prazo não estão disponíveis

para todos os locais, por outro, os melhores levantamentos do recurso solar com abrangência completa do território brasileiro, como o apresentado por Pereira *et al.* (2006), apresentam valores de radiação solar apenas em escala temporal mensal. A simulação de sistemas fotovoltaicos, por exemplo, em razão de seu comportamento não-linear, requer informação em escala temporal mais detalhada, sendo a resolução horária a mais empregada quando o objetivo é calcular a energia gerada pela planta.

O expediente comumente utilizado para superar o problema da escassez de dados é o uso de métodos “em cascata” para a geração de séries sintéticas de irradiação solar na escala temporal requerida. Um roteiro bastante comum consiste no uso de uma sequência de médias mensais que caracterize o recurso solar no longo prazo e, então, a aplicação de: o método de Aguiar *et al.* (1988) para geração de série sintética em escala diária, o método de Aguiar *et al.* (1992) para conversão em uma série sintética com escala horária, o método de Erbs *et al.* (1982) para estimativa da fração difusa, e Perez *et al.* (1990) para a transposição para o plano inclinado dos coletores.

A maioria dos trabalhos presentes na literatura, incluindo os mencionados no parágrafo anterior, emprega uma abordagem empírica para calibração de seus modelos, a partir de dados de medição proveniente de locais geralmente localizados na Europa e Estados Unidos. Assim, antes de seu uso, faz-se mister a realização de testes para avaliar se tais métodos produzem dados com características semelhantes às que seriam verificadas através de medição no local de interesse.

Um exemplo de situação em que os resultados obtidos em simulação podem se distanciar significativamente da realidade é no cálculo do desempenho de uma usina fotovoltaica que empregue sistema de rastreamento solar. Os ganhos obtidos nesse caso provêm essencialmente do melhor aproveitamento da componente direta da radiação solar. O uso de um método para sintetizar informação em escala diária pode gerar séries com distribuição diferente do comportamento real, impactando diretamente o desempenho dos métodos a jusante até uma situação em que ocorreria uma sub ou superestimação dos níveis da componente difusa. Nesse caso, as estimativas do ganho obtido com o uso de sistemas de rastreamento poderiam levar o empreendedor a tomar uma decisão equivocada para o tipo de montagem dos módulos fotovoltaicos durante a etapa de projeto.

O trabalho aqui apresentado teve como foco a etapa inicial de geração de dados sintéticos de irradiação solar, quando séries de médias mensais são convertidas em séries na escala diária. Um exercício de adaptação do método de Aguiar *et al.* (1988) às condições climáticas brasileiras foi realizado e o desempenho obtido foi comparado com a calibração original e uma variação apresentada por Meteonorm (2014).

2 | SÉRIES DIÁRIAS DE IRRADIAÇÃO ATRAVÉS DE MCMC

O método proposto por Aguiar *et al.* (1988) figura como um dos mais populares para a geração sintética de sequências diárias de irradiação solar, tendo sido o escolhido para ser implementado em uma ferramenta comercial de simulação de desempenho de sistemas fotovoltaicos largamente utilizada pela indústria, o PVsyst. A técnica emprega a simulação de Monte Carlo via cadeias de Markov (MCMC) de 1ª ordem para gerar estocasticamente índices diários de claridade (\bar{K}_T) a partir de médias mensais do mesmo índice (\bar{K}_T). O índice de claridade é definido como a razão entre a irradiação global (ou irradiância) da série medida ou sintética e a irradiação global extraterrestre (passível de cálculo preciso), que é aquela que seria obtida na superfície caso não houvesse atmosfera, sendo, portanto, uma medida da transmitância atmosférica.

O método MCMC permite que, de uma forma simples e rápida, sejam reproduzidas as distribuições de frequência e características sequenciais das séries obtidas através de medição. Para seu uso, Aguiar *et al.* (1988) discretizaram os índices diários de claridade em dez estados e produziram dez matrizes de transição de Markov (MTM) P_n , indicadas pela Eq. (1):

$$P_n = \begin{bmatrix} P_{1-1} & P_{1-2} & \cdots & P_{1-10} \\ P_{2-1} & P_{2-2} & \cdots & P_{2-10} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{10-1} & P_{10-2} & \cdots & P_{10-10} \end{bmatrix}, \quad (1)$$

em que P_{i-j} é a probabilidade de transição do estado i ao j . Cada matriz engloba um faixa de valores de \bar{K}_T , por exemplo, $0,35 < \bar{K}_T \leq 0,40$. As linhas dessas matrizes apresentam apenas elementos entre zero e um, e o somatório de cada linha é igual a um. Os parâmetros P_{i-j} das dez matrizes foram estimados a partir de um total de 300 meses de medição de irradiação global de nove estações na Europa, África e Ásia, com predominância de climas temperados. Os elementos das matrizes foram obtidos a partir do estimador de máxima verossimilhança que consiste basicamente no cálculo da frequência de cada transição verificada nos dados históricos.

Tomando como entrada as matrizes P_n e 12 valores de \bar{K}_T , é possível iniciar o procedimento de geração das séries diárias. Inicialmente, as matrizes P_{acum-n} são calculadas pela acumulação das colunas de P_n . A seguir, para cada mês, a matriz P_{acum-n} correspondente é selecionada, e os estados são sorteados sequencialmente utilizando as linhas da matriz para determinar o próximo estado mediante uso de um gerador de números aleatórios entre zero e um com distribuição uniforme. Na Fig. 1 essa etapa é ilustrada. Por fim, os estados são convertidos em valores de K_T por interpolação linear e convertidos em irradiação diária, sendo o trecho de série aceito

caso atenda ao critério de tolerância para o valor mensal estabelecido pelo usuário.

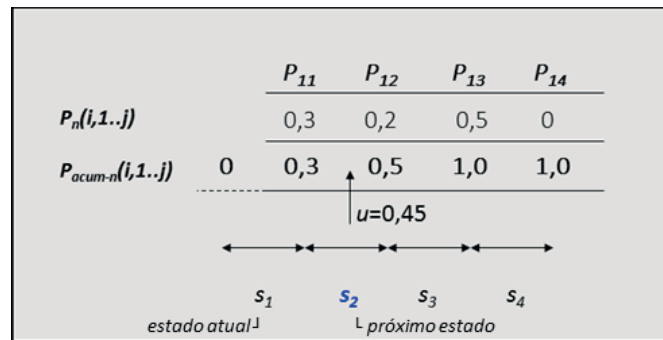


Figura 1 – Sorteio de estados com base em matrizes de transição de Markov.

A ferramenta comercial Meteonorm possibilita a obtenção de séries de radiação solar em nível mundial. Para tal, emprega uma variação do método de Aguiar *et al.* (1988) em que a variável modelada K_T foi substituída pelo índice de céu claro, K_{cs} , de forma que fatores locais como altitude e turbidez atmosférica fossem considerados (Meteonorm, 2014). Dados de 150 estações meteorológicas de diversas regiões do globo foram utilizados na calibração de nove matrizes de tamanho 10x10. Mapas globais de turbidez atmosférica típica e um modelo de céu claro são utilizados em conjunto com essas matrizes para a geração das séries sintéticas de irradiação diária com o emprego de algoritmo idêntico ao apresentado nos parágrafos anteriores.

3 | CALIBRAÇÃO DAS MTM A PARTIR DE DADOS DE MEDIÇÃO NACIONAIS

Para a calibração das MTM adaptadas às condições climáticas brasileiras, foram utilizados os dados das estações meteorológicas de observação de superfície automáticas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) (2014). As variáveis meteorológicas fornecidas pelo INMET são registradas em base horária, assim, realizou-se a integração diária da irradiação global para o cálculo do K_T e \bar{K}_T . Na Tab. 1 são apresentadas, para cada região do Brasil, as quantidades de estações meteorológicas, números de dias utilizados para cálculo do valor de K_T e também o número de meses para o cálculo de \bar{K}_T .

Região	Nº de estações	Nº de dias	Nº de meses
Norte	68	39.207	1.296
Nordeste	128	81.247	2.684
Sudeste	112	72.265	2.394
Centro-Oeste	89	55.411	1.832
Sul	82	51.002	1.688
Brasil	479	299.132	9.894

Tabela 1 – Informações referentes às estações de medição, utilizadas

Os valores apresentados na Tab. 1 são referentes aos anos de 2012 e 2013, após a realização de uma etapa de pré-tratamento dos dados do INMET. Nessa etapa, inicialmente foram excluídos os dias que continham lacunas (ou dados inconsistentes) em pelo menos uma hora do dia. Posteriormente, excluíram-se os meses que violaram os seguintes critérios de exclusão: mais do que três dias sem o valor de K_T ; e meses contendo dias com $K_T < 0,01$ ou $K_T > 0,90$.

Após a etapa de pré-tratamento, foram elaborados histogramas com as distribuições dos valores de K_T para o território brasileiro para diversos intervalos (ou classes) de \bar{K}_T . Com base na comparação desses histogramas com aqueles obtidos através da aplicação das MTM (e respectivas distribuições limite) propostas por Aguiar *et al.* (1988), observou-se que as distribuições dos valores sintéticos de K_T não são perfeitamente aderentes àquelas obtidas através da análise dos dados de medição. Como exemplo, são apresentados os histogramas para três diferentes classes de \bar{K}_T na Fig. 2, na qual se observam diversas diferenças entre as distribuições de frequência dos dados observados no Brasil (e suas diferentes regiões) e das séries sintéticas obtidas pelas MTM de Aguiar *et al.* (1988).

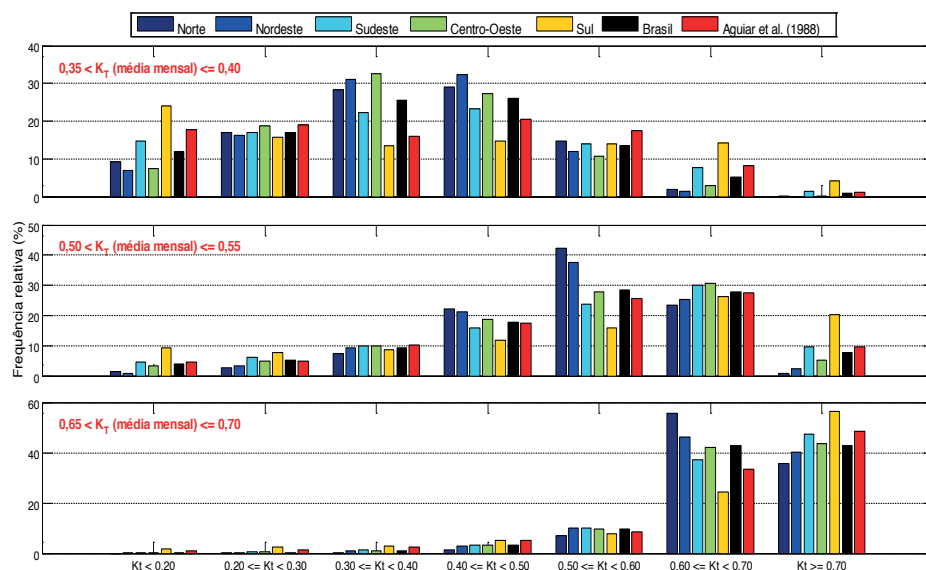


Figura 2 – Histogramas dos valores de K_T para 3 diferentes classes de \bar{K}_T .

3.1 Exemplo de Uma Mtm Calibrada Para o Brasil

Devido à restrição de espaço, será apresentada no presente artigo apenas uma das matrizes calibradas com o intuito de prover ao leitor um melhor entendimento de como é o formato da MTM. Na Tab. 2 é apresentada a MTM referente à classe $0,54 < \bar{K}_T \leq 0,57$, cujos estados são formados pelos valores de K_T pertencentes aos dez intervalos linearmente espaçados entre 0,0184 e 0,8422.

0,050	0,091	0,099	0,099	0,156	0,149	0,149	0,112	0,087	0,008
0,028	0,059	0,106	0,084	0,156	0,154	0,154	0,124	0,109	0,026
0,018	0,050	0,081	0,110	0,146	0,172	0,171	0,146	0,088	0,018
0,011	0,037	0,058	0,095	0,149	0,177	0,189	0,182	0,092	0,010
0,007	0,027	0,040	0,087	0,138	0,203	0,228	0,188	0,077	0,005
0,005	0,018	0,026	0,054	0,103	0,201	0,280	0,230	0,079	0,004
0,004	0,013	0,020	0,034	0,073	0,156	0,325	0,285	0,086	0,004
0,004	0,011	0,015	0,025	0,053	0,109	0,235	0,390	0,154	0,004
0,007	0,011	0,014	0,021	0,039	0,062	0,120	0,297	0,411	0,018
0,007	0,007	0,021	0,019	0,019	0,040	0,067	0,126	0,399	0,295

Tabela 2 – MTM calibrada para o Brasil, com $0,54 < \bar{K}_T \leq 0,57$.

4 | RESULTADOS

Com o objetivo de avaliar o desempenho dos modelos calibrados para as condições brasileiras, foram elaboradas diversas simulações para oito diferentes locais do Brasil. As séries utilizadas nas simulações fazem parte do banco de dados da rede SONDA, desenvolvida e coordenada pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE (2015). Na Tab. 3 são apresentadas informações referentes aos períodos das séries utilizadas.

Estação	Símbolo	Estado	Região	Período	
Brasília	BRB	DF	CO	nov/2008	out/2009
Caicó	CAI	RN	NE	jan/2004	dez/2004
Campo Grande	CGR	MS	CO	jan/2007	dez/2007
Florianópolis	FLN	SC	S	jan/2011	dez/2011
Ourinhos	ORN	SP	SE	dez/2009	nov/2010
Palmas	PMA	TO	N	jan/2010	dez/2010
Petrolina	PTR	PE	NE	fev/2011	jan/2012
São Martinho da Serra	SMS	RS	S	jan/2010	dez/2010

Tabela 3 – Séries utilizadas nas simulações dos modelos.

4.1 Critérios Para Comparação Entre os Desempenhos dos Modelos

Para a comparação entre os desempenhos dos modelos utilizados foram utilizadas, além da autocorrelação de primeira ordem, as métricas *KSI* e *OVER*, ambas propostas por Espinar *et al.* (2009). O parâmetro *KSI* (*Kolmogorov–Smirnov test Integral*) é definido pela integração das diferenças entre duas funções de probabilidade acumulada. As diferenças são calculadas a partir da Eq. (2):

$$D_n = \max |R(K_{T_i}) - S(K_{T_i})|, \quad K_{T_i} \in [K_{T_{\min}} + (n-1)p, K_{T_{\min}} + np], \quad (2)$$

em que $R(K_{T_i})$ é a função de densidade de probabilidade acumulada para a série de referência; $S(K_{T_i})$ é a função de densidade de probabilidade acumulada para a série sintética; K_{T_i} é o i -ésimo valor de K_T pertencente ao intervalo definido por n (inteiro positivo menor ou igual a 100) $p = 0,01(K_{T_{\max}} - K_{T_{\min}})$, $K_{T_{\max}} = 1$, e $K_{T_{\min}} = 0$.

De posse dos valores de D_n , é possível calcular o parâmetro KSI a partir da Eq. (3):

$$KSI(\%) = 100 \left[\frac{\int_{K_{T_{\min}}}^{K_{T_{\max}}} D_n dK_T}{V_c(K_{T_{\max}} - K_{T_{\min}})} \right], \quad (3)$$

em que V_c é o valor crítico para o qual é formulada a hipótese de que se todos os valores de D_n forem menores do que o valor crítico, então as distribuições podem ser consideradas estatisticamente idênticas. O valor crítico depende do número da população da amostra, sendo calculado para um nível de confiança de 99 % a partir da Eq. (4), conforme Massey Jr. (1951). No presente trabalho, cada amostra contém 365 valores de K_T , obtendo-se um valor crítico igual a 0,0853.

$$V_c = 1,63/\sqrt{N}. \quad (4)$$

A normalização do KSI pela área crítica (denominador da Eq. (3)) permite a comparação dos valores percentuais para diferentes conjuntos de teste. Segundo Espinar *et al.* (2009), o valor mínimo para o KSI é zero, indicando que as funções de distribuição de probabilidade acumulada dos dois conjuntos sob análise são iguais.

O cálculo do parâmetro $OVER$ é semelhante àquele utilizado para o cálculo do KSI , porém o parâmetro $OVER$ considera em sua integração apenas as diferenças cujos valores são superiores ao limite V_c , conforme Eq. (5).

$$OVER(\%) = 100 \left[\frac{\int_{K_{T_{\min}}}^{K_{T_{\max}}} z dK_T}{V_c(K_{T_{\max}} - K_{T_{\min}})} \right], \quad (5)$$

em que $z = D_n - V_c$ se $D_n > V_c$, ou $z = 0$ se $D_n \leq V_c$.

4.2 Nomenclatura dos Modelos

Conforme descrito anteriormente, foram utilizados dados de diversas localidades do Brasil para a calibração das MTM adaptadas às condições climáticas brasileiras. No total, foram calibradas 60 MTM, sendo dez para cada um dos seis modelos propostos neste trabalho.

Um dos modelos é denominado “BR-Nacional”, e a calibração de suas dez matrizes foi composta por todos os dados descritos na última linha da Tab. 1. Trata-se, portanto, de um modelo generalista. Os outros cinco modelos são referentes às regiões do Brasil e para a calibração de suas matrizes também foram utilizados os respectivos dados descritos na Tab. 1. O objetivo da calibração regional é verificar se as informações regionais que estão implícitas nos dados medidos se refletem nas séries sintéticas de K_T , melhorando assim os resultados. Os nomes dos modelos regionais propostos são: “BR-CO”, “BR-N”, “BR-NE”, “BR-S” e “BR-SE”, para as regiões Centro-oeste, Norte, Nordeste, Sul e Sudeste, respectivamente.

Os modelos da literatura que servirão como base de comparação foram denominados de acordo com a referência bibliográfica, logo, foram utilizados os trabalhos de Aguiar *et al.* (1988) e Meteonorm (2014).

4.3 Desempenho dos Modelos

Para a comparação entre os desempenhos, foram geradas, para cada um dos oito locais descritos na Tab. 3, dez séries sintéticas anuais de K_T com cada um dos modelos. Utilizou-se como critério de convergência um erro de 0,1 % do valor de \bar{K}_T , ou seja: para cada mês, a diferença máxima entre o valor de \bar{K}_T (valor medido) e a média dos valores sintéticos de K_T não pode ultrapassar $0,001\bar{K}_T$. Para cada uma das séries foram calculados os valores *KSI* e *OVER*, e posteriormente calcularam-se as médias desses valores. Esse processo foi denominado rodada típica.

Cabe ressaltar que as matrizes de transição do modelo de Meteonorm (2014) não são baseadas no K_T , mas sim no índice de céu claro K_{cs} , que varia entre zero e um. Para o cálculo de K_{cs} , e aplicação do modelo de Meteonorm (2014) utilizou-se o modelo proposto por Ineichen *et al.* (2002), que utiliza como um dos dados de entrada o índice de turbidez de Linke. Nesse caso, os índices de turbidez utilizados foram apresentados por Remund *et al.* (2003). A relação entre K_T e K_{cs} , é dada pela Eq. (6).

$$K_T = \frac{K_{cs}H_{cs}}{H_0}, \quad (6)$$

em que H_{cs} é a irradiação horizontal diária calculada segundo Ineichen *et al.* (2002), e H_0 é a irradiação horizontal diária extraterrestre.

Na Tab. 4, são apresentados os valores do *KSI* e *OVER* para uma rodada típica dos diversos modelos. De acordo com a análise do parâmetro *OVER*, observa-se claramente que o modelo de Aguiar *et al.* (1988) só conseguiu produzir séries sintéticas com parâmetro *OVER* nulo para localidades da região Centro-Oeste, enquanto que para localidades da região Sul seu desempenho foi o pior entre todos os modelos. O modelo de Meteororm (2014) apresentou melhores desempenhos do que o de Aguiar *et al.* (1988) para todas as localidades exceto na região Centro-Oeste. Em relação às médias do *OVER*, o modelo de Meteororm (2014) apresentou uma redução de 66 % em relação ao modelo de Aguiar *et al.* (1988). O modelo “BR-Nacional” apresentou resultados melhores do que os dois modelos anteriormente citados para alguns locais e piores para outros. Para localidades da região Sul, por exemplo, o seu desempenho foi pior do que o desempenho de Meteororm (2014). Em relação às médias do *OVER*, o modelo “BR-Nacional” apresentou uma redução de 59 % em relação ao modelo de Aguiar *et al.* (1988). Os modelos regionais foram aqueles que, de uma maneira geral, apresentaram os melhores desempenhos dentre os testados. Apenas três dos oito locais apresentaram parâmetro *OVER* ligeiramente diferente de zero após a simulação de uma rodada típica com os modelos regionais. Cabe um destaque para o desempenho do modelo “BR-S”, que reduziu significativamente o parâmetro *OVER* para a estação SMS. Em relação às médias do *OVER*, os modelos regionais apresentaram uma redução de aproximadamente 99 % em relação ao modelo de Aguiar *et al.* (1988).

Estação (Região)	MODELO							
	Aguiar et al.(1988)		Meteororm (2014)		BR-Nacional		BR-Regional	
	KSI (%)	OVER (%)	KSI (%)	OVER (%)	KSI (%)	OVER (%)	KSI (%)	OVER (%)
BRB (CO)	18,79	0,00	25,40	0,09	28,80	0,00	10,18	0,00
CAI (NE)	36,77	5,94	22,25	0,06	34,17	2,76	13,90	0,66
CGR (CO)	20,33	0,00	23,86	2,13	19,30	0,00	20,52	0,03
FLN (S)	68,08	18,61	29,54	0,00	41,30	1,73	23,86	0,00
ORN (SE)	35,13	4,81	25,02	0,34	20,62	0,00	17,85	0,00
PMA (N)	34,17	5,85	14,16	0,00	31,82	1,07	15,57	0,00
PTR (NE)	33,40	2,80	37,44	2,39	28,80	0,76	9,06	0,00
SMS (S)	88,18	28,55	76,01	17,60	80,92	20,82	31,79	0,21
Média	41,85	8,32	31,71	2,83	35,72	3,39	17,84	0,11

Tabela 4 – Valores do *KSI* e *OVER* para uma rodada típica dos diversos modelos.

Apenas a título ilustrativo, na Fig. 3 são apresentadas as distribuições dos valores de K_T para a estação de Brasília para apenas uma das dez simulações da rodada típica. Na cor azul estão representados os dados referentes às medições,

as distribuições obtidas com os modelos de Aguiar *et al.* (1988), Meteonorm (2014), “BR-Nacional” e “BR-CO” estão representadas nas cores vermelha, roxa, preta e verde, respectivamente. Observa-se claramente na Fig. 3 que os modelos produzem distribuições diferentes, e dependendo da faixa de valores do K_T , alguns se aproximam da distribuição real e outros se distanciam. Embora as distribuições sejam diferentes, nesse caso, o valor do parâmetro *OVER* foi nulo para os quatro modelos testados, assim, tais diferenças podem ser resultado apenas de variabilidade estatística.

Na Fig. 4 são apresentadas as probabilidades acumuladas da série proveniente de medição em São Martinho da Serra no ano de 2010, as probabilidades acumuladas de séries sintéticas produzidas com os modelos propostos, além das diferenças calculadas para cada um dos modelos, conforme a Eq. (2). Os resultados apresentados na Fig. 4 também são ilustrativos e foram obtidos para uma das dez simulações da rodada típica. Observa-se, na Fig. 4, que o modelo “BR-S” conseguiu reproduzir adequadamente a distribuição de probabilidades acumulada, sendo o único dentre os modelos testados que apresentou valor nulo para a métrica *OVER*.

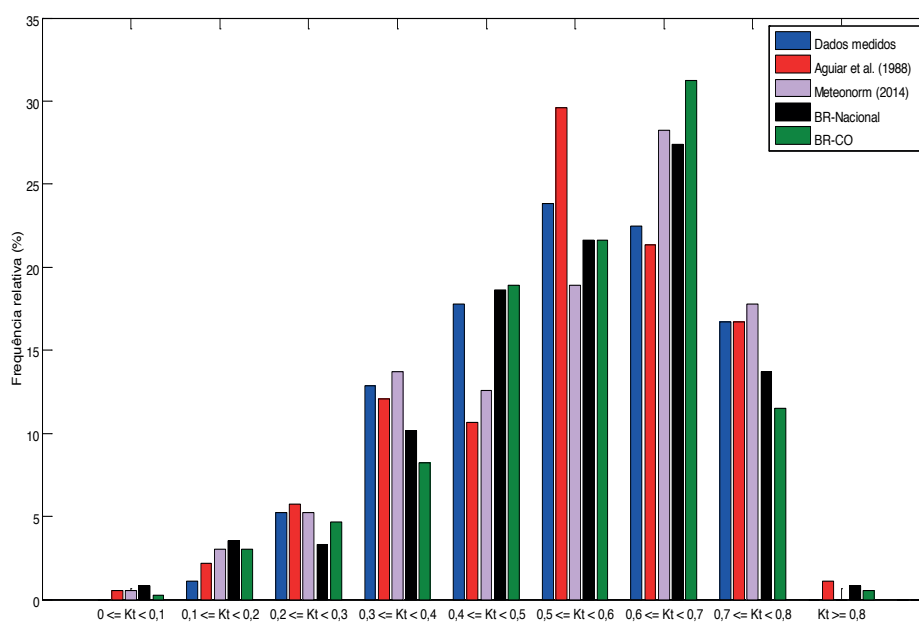


Figura 3 – Distribuições dos valores de K_T para a estação de Brasília.

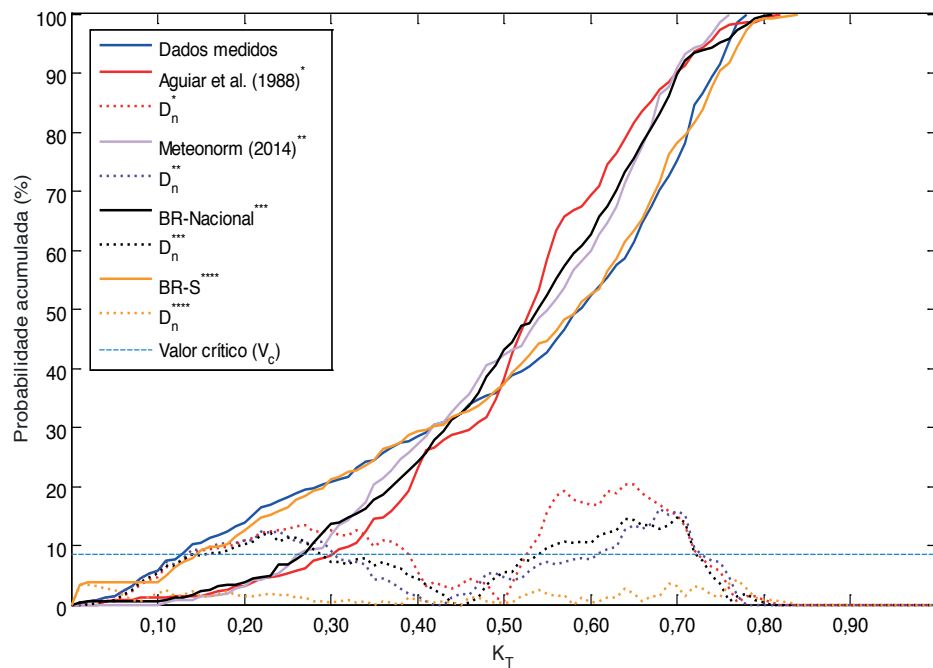


Figura 4 – Probabilidades acumuladas e diferenças para a estação de São Martinho da Serra.

Na Fig. 5 são apresentados os desvios obtidos para a métrica autocorrelação de primeira ordem (r_1) em relação aos dados de medição. É possível observar que o modelo de Aguiar *et al.* (1988) gerou séries com menor conexão com o valor de K_T do dia anterior, assim como os modelos Meteonorm e BR-Nacional, porém com menores desvios. O valor médio de r_1 para os dados de medição foi de 0,44, e de 0,3 para Aguiar *et al.* (1988), 0,36 para Meteonorm (2014), 0,39 para BR-Nacional e 0,4 para BR-Regional.

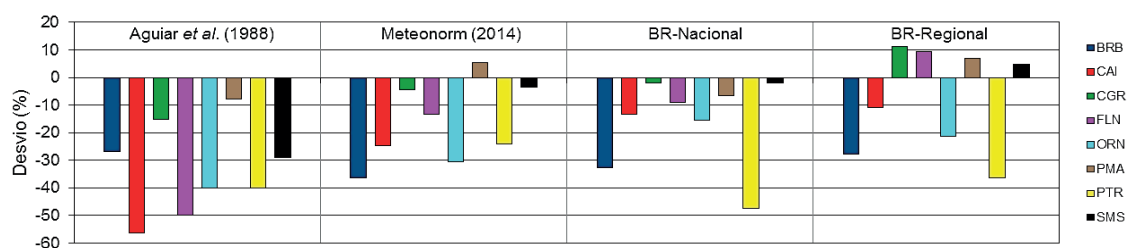


Figura 5 – Desvios da autocorrelação de primeira ordem para uma rodada típica.

5 | CONCLUSÕES

O modelo de referência da literatura para a geração de séries sintéticas de irradiação solar diária foi proposto por Aguiar *et al.* (1988) e emprega a técnica de simulação de Monte Carlo via cadeias de Markov (MCMC) de 1ª ordem para gerar estocasticamente os índices diários de claridade a partir de médias mensais do mesmo índice. Para seu uso, Aguiar *et al.* (1988) discretizaram os índices diários de claridade

em dez estados e produziram dez matrizes de transição de Markov (MTM). A principal contribuição do presente trabalho foi a adaptação do método proposto por Aguiar *et al.* (1988) às condições climáticas brasileiras. Para tal, utilizando-se dados das estações meteorológicas de observação de superfície automáticas do INMET, foram calibradas 60 MTM para o território nacional, sendo dez matrizes para cada um dos seguintes modelos: “BR-Nacional”, “BR-CO”, “BR-N”, “BR-NE”, “BR-S” e “BR-SE”.

O desempenho de cada um dos seis modelos propostos foi avaliado através das métricas *KSI*, *OVER* e r_p , ambos propostos por Espinar *et al.* (2009). Os dados de irradiação utilizados para cálculo do desempenho fazem parte do banco de dados da rede SONDA, do INPE. Ao todo foram utilizados os dados de um ano de medição para cada uma das oito estações localizadas em diferentes regiões do Brasil. Com base nas médias obtidas para todas as rodadas típicas de simulações, os modelos regionais apresentaram reduções de aproximadamente 54 % para o *KSI* e de 99 % para o *OVER*, ambos em relação ao modelo de Aguiar *et al.* (1988).

O estudo aqui apresentado constitui um primeiro passo no trabalho de adaptação para condições brasileiras de toda a cadeia de modelos de radiação solar utilizada em estudos de sistemas de energia solar. Os resultados encorajam, também, o aprimoramento com calibração de modelos específicos para cada localidade não necessariamente obtidos através de agrupamento de dados com base em divisões políticas do território nacional.

REFERÊNCIAS

- AGUIAR, R., COLLARES-PEREIRA, M., 1988. **Simple Procedure for Generating Sequences of Daily Radiation Values Using a Library of Markov Transition Matrices**, Solar Energy, vol. 40, n.3, pp. 269-279.
- AGUIAR, R., COLLARES-PEREIRA, M., 1992. **TAG: A Time-Dependent, Autoregressive, Gaussian Model for Generating Synthetic Hourly Radiation**, Solar Energy, vol. 49, n. 3, pp. 167-174.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), 2014. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023**. Rio de Janeiro: EPE.
- ERBS, D. G., KLEIN, S. A., DUFFIE, J. A., 1982. **Estimation of Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly - Average Global Radiation**, Solar Energy, vol. 28, n. 4, pp. 293 - 302.
- ESPINAR, B., RAMÍREZ, L., DREWS, A. *et al.*, 2009. **Analysis of Different Comparison Parameters Applied to Solar Radiation Data from Satellite and German Radiometric Station**, Solar Energy, vol 83, n. 1, pp. 118-125.
- INEICHEN, P., PEREZ, R., 2002. **A New Airmass Independent Formulation for the Linke Turbidity Coefficient**, Solar Energy, vol, 73, n. 3, pp. 151-157.
- INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET), 2014. INMET. Disponível em <http://www.inmet.gov.br>. Acesso em dezembro de 2014.
- INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE), 2015. Disponível em Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais - SONDA: <<http://sonda.ccst.inpe.br>>. Acesso em outubro

de 2015.

MASSEY JR., F. J., 1951. **The Kolmogorov-Smirnov Test for Goodness of Fit**, Journal of the American Statistical Association, vol. 46, n. 253, pp. 68-78.

METEONORM, 2014. **Handbook part II: theory – version 7.1**. Disponível em <http://meteonorm.com/images/uploads/downloads/mn71_theory.pdf>. Acesso em dezembro de 2014.

PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., DE ABREU, S. L., RÜTHER, R., 2006. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**, 1ª Ed., INPE, São José dos Campos, São Paulo.

PEREZ, R., INEICHEN, P., SEALS, R., MICHALSKY, J., STEWART, R., 1990. **Modeling Daylight Availability and Irradiance Components from Direct and Global Irradiance**, Solar Energy, vol. 44, n. 5, pp. 271-289.

REMUND, J., WALD, L., LEFEVRE, M., *et al.*, 2003. **Worldwide Linke turbidity information**. ISES Solar World Congress 2003, Jun 2003, Göteborg, Sweden. International Solar Energy Society (ISES), CD-ROM, 13 p, 2003.

GERENCIAMENTO DE REDES DE ENERGIA INTELIGENTES (REI) EMPREGANDO ANÁLISE POR MODELO PREDITIVO ATRAVÉS DE REDES MODULARES EXPANSÍVEIS DE INSTRUMENTAÇÃO

Elói Fonseca

Curso de Engenharia de Energia, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Avenida dos Barrageiros 1881, Distrito de Primavera, 19274-000, (São Paulo) Brasil, eloi.fonseca@unesp.br

José Francisco Resende da Silva

Victor Hugo Paezane dos Anjos

Diego Henrique do Amaral

Gabriel de Souza Cordeiro

Naiara de Souza Lima

Bruna Malaguti

Felipe Emanuel Sales

RESUMO: Pesquisa visando o desenvolvimento de inovadoras metodologias de gerenciamento de redes inteligentes (*Smart Grid Management*) a partir da análise de modelo preditivo, em uma plataforma de testes com sistema híbrido de armazenamento de energia empregando banco de baterias de íon-lítio e armazenamento de energia em hidrogênio através de eletrólise em um sistema de geração renovável em microrede. O gerenciamento usando modelo preditivo é baseado em processamento de dados e controle a partir de uma rede modular e expansível de instrumentação empregando tecnologias com capacidade de extração de componentes permitindo assim implementar

metodologias de redução significativa das oscilações e anomalias decorrentes das interações em conexão em redes de energia.

PALAVRAS-CHAVE: Redes Inteligentes, Modelo Preditivo, Armazenamento de energia

ABSTRACT: Scientific research that aims the development of innovative Smart Grid Management methodologies using the predictive model analysis in a hybrid energy storage system employing lithium-ion battery bank and energy storage in hydrogen by electrolysis in a microgrid renewable generation system. The management using predictive model is supported by data processing and control using a modular and expandable instrumentation network of technologies with capability of component extraction that allows develops new methodologies for significant reduction of the oscillations and anomalies resulting of the connection interactions in networks power sources.

KEYWORDS: Smart Grids, Predictable Model, Energy Storage

DESCRIÇÃO

Atualmente a pesquisa de eficientes tecnologias em armazenamento de fontes de energia renovável (RES *renewable energy*

sources) constitui importante etapa para a implantação de contínuo fornecimento de energia em uma rede de energia elétrica, em função da intermitência e instabilidade das RES fotovoltaicas e eólicas. A partir da Chamada de P&D Estratégico nº 21/2016 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL – Brasil) foi iniciada em 2017 na Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” (UNESP) pesquisa do projeto da Companhia Energética de São Paulo - CESP P&D 00061-0054/2016 para o desenvolvimento de inovadoras metodologias de gerenciamento de redes inteligentes (*Smart Grid Management*) empregando a análise de modelo preditivo (Frey et al., 2015)(Choi et al., 2011), proposta para um sistema híbrido de armazenamento de energia (banco de baterias de íon-lítio e sistema de armazenamento em hidrogênio por eletrólise) alimentado por um conjunto de plantas fotovoltaicas e torres com aerogeradores interconectadas como uma micro rede de energia.

As plantas fotovoltaicas do projeto são constituídas de distintas tecnologias de células fotovoltaicas, assim como modelos de inversores de fabricantes diferentes, sendo a capacidade de geração distribuída não uniformemente na rede, sendo:

- duas plantas com capacidade 250kWp sendo uma cristal amorfo flexível e uma silício policristalino;
- duas plantas com capacidade de 50 KWp sendo ambas monocristalinas uma com mecanismo de apontamento (*suntracker*) a outra fixa;
- duas com capacidade de 25kWp ambas em estruturas flutuantes instaladas no lago de usina hidroelétrica de Porto Primavera, sendo uma de cristal amorfo flexível e a outra de silício monocristalino;
- uma planta com capacidade de 400kWp sendo de silício monocristalino e
- duas torres aerogeradoras de 100kWp cada.

A estrutura física de distribuição das plantas é apresentada na figura 1.

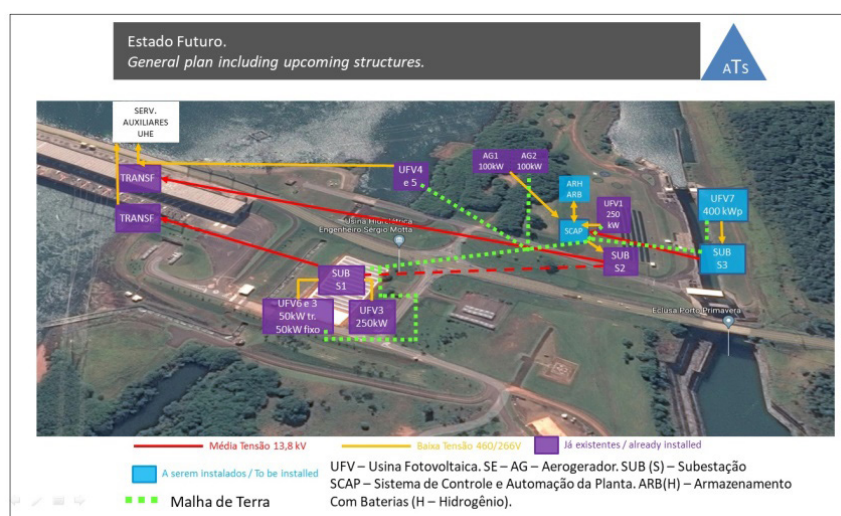


Figura 1: Configuração dos sistemas na Rede de Energia do Projeto

O sistema híbrido de armazenamento para fornecer capacidade de sustentação do fornecimento de energia pelo sistema da rede de geração consiste de:

- um banco de baterias de íon-lítio e
- sistema armazenamento de energia em hidrogênio através de eletrólise e reeletrificação por células combustível.

A estrutura operacional é apresentada na figura 2.

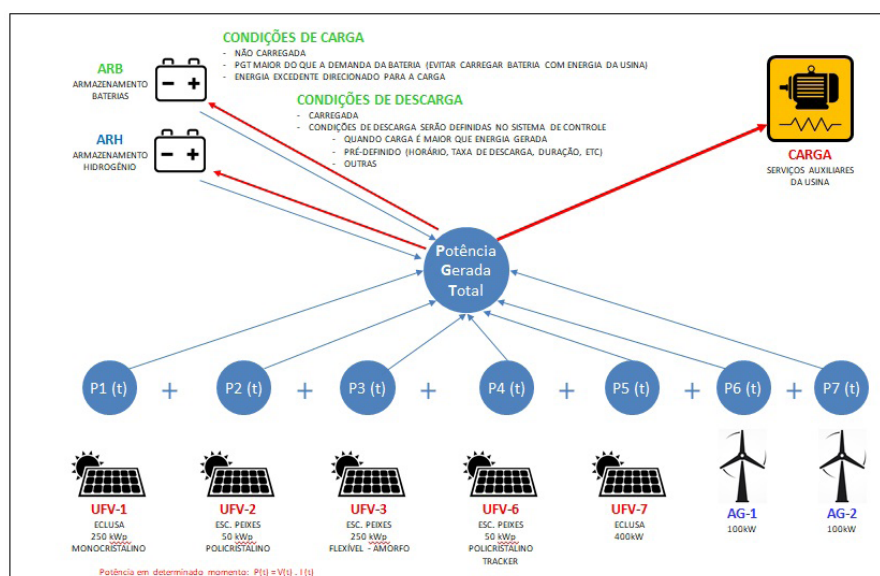


Figura 2: Controle operacional do armazenamento na Rede de Energia do Projeto

METODOLOGIA

Na análise preditiva dados históricos são empregados para previsão de eventos futuros através da representação por modelos matemáticos consistentes. Os modelos preditivos desenvolvidos serão testados com dados atualizados para previsão de comportamento e tomada de decisões de ações executadas para obter os melhores resultados. A análise preditiva permitirá assim desenvolver a análise prescritiva como o próximo objetivo pois a análise preditiva cria uma estimativa de tendencia de comportamento enquanto a análise prescritiva é um ramo da análise de dados que emprega modelos preditivos para sugerir ações a serem tomadas a fim de obter os melhores resultados (Markovic et al., 2015). O gerenciamento da rede de energia inteligente usando modelo preditivo será baseado em processamento de dados e controle a partir de uma rede modular e expansível de instrumentação empregando tecnologias com capacidade de extração de componentes através de análise por Processadores da família MSP430F67xxA para medidas de energia (Mesganaw, 2014), que permitem obter informações contínuas e detalhadas sobre parâmetros da geração, armazenamento e distribuição de cada segmento da rede, sendo estes dados organizados e armazenados em banco de dados relacional dedicado para suportar a

análise e processamento posterior. Os diagrama bloco dos sistemas de aquisição de dados com desenvolvimento de *firmware* de medidores inteligentes é apresentado na figura 3.

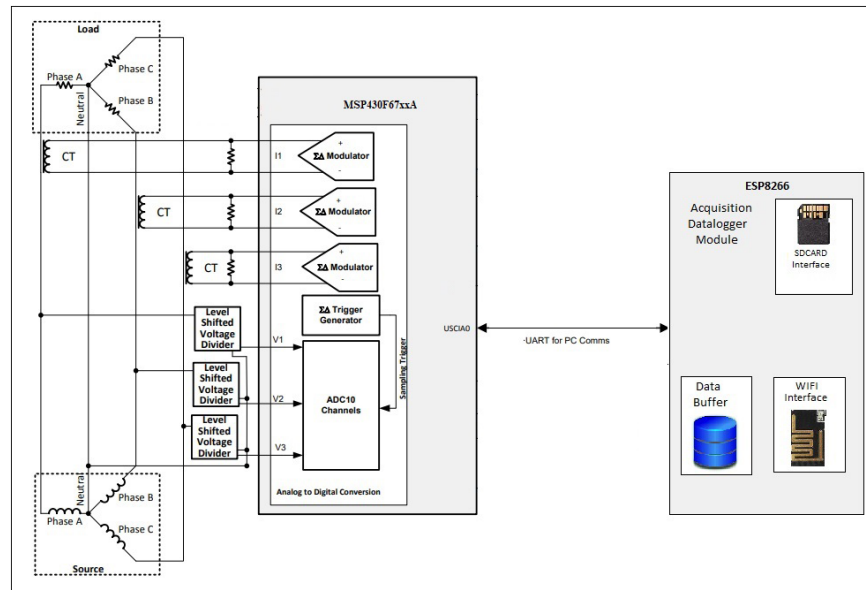


Figura 3: Estrutura em bloco dos medidores inteligentes.

Estes medidores incorporam a biblioteca de energia MSP430F67641A da Texas Instruments, que permite extrair parâmetros individuais por fase como V_{rms} , V_{pico} , I_{rms} , I_{pico} , P_{var} , P_{real} , Fator de Potência e tres métodos de cálculo de Distorção Harmônica Total (TDH_{IEC_F} , TDH_{IEC_E} e TDH_{IEEE}) em taxa de amostragem programável até 8096 amostras/segundo (Mesganaw, 2016) A compreensão da influencia de cada elemento constituinte da rede, fatores de variação e tipo de carga, interação entre fontes de geração distintas integradas em rede a partir dos dados adquiridos pela instrumentação permitirá desenvolver modelos matemáticos e estatísticos representativos comportamentais, como base para o desenvolvimento de inovadores mecanismos de controle ativo que permitam reduzir de forma significativa as oscilações e anomalias decorrentes das interações em conexão em redes de energia. O emprego de rede de instrumentação automatizada com tecnologias compatíveis com integração em rede na concepção de IoT (*Internet of Things*) em comunicação wireless, permitirá também o desenvolvimento de smart meters adaptados a aplicações de monitoramento e controle detalhado de microredes de energia renovável (TEXAS, 2016). Nestes medidores são empregadas para instrumentação de corrente bobinas de Rogowski (FREESCALE, 2011) (Megasnaw, 2014) tecnologia que apresenta vantagem sobre outros tipos de transformadores de corrente pelo emprego de núcleo de ar que ao contrário do núcleo de ferro apresenta uma baixa indutância permitindo assim resposta a rápidas variações de corrente elétrica. Outro fator relevante é a não saturação comum aos núcleos de ferro, sendo altamente linear mesmo quando submetido a elevadas intensidades de corrente típicas em aplicações em micro redes

de energia elétrica. Neste contexto, o sistema deverá permitir a aquisição de dados provenientes de instrumentação das plantas de geração, sistema de armazenamento e de distribuição de energia elétrica, para composição de dados em banco de dados relacional. As características desejáveis e as mandatórias das informações a serem obtidas através de monitoramento servem como regras de desenvolvimento seguidas nas fases posteriores do processo de desenvolvimento e implantação do Sistema de Gerenciamento do Banco de Dados Relacionais do projeto. A integração entre sistemas será abordada em linhas de requisitos, ações, metodologias e tecnologias a empregar para implementação do sistema de instrumentação completo. O modelo funcional do projeto do Sistema Gerenciador de banco de Dados do projeto está descrito em Blocos na figura 4. Será empregada para fins de descrição uma relação de entradas e saídas inerentes a cada processo individual e uma representação gráfica do processo.

a) Entradas:

- Comunicação com supervisor
- Comunicação com Inversores
- Comunicação com Smart Meters
- Comunicação com Sistema Hidrogênio
- Comunicação com Instrumentação Baterias Ion-Lítio
- Comunicação com Instrumentação Estação solarimétrica
- Comunicação com Instrumentação Estação anemométrica
- Comunicação com Sistemas de Comunicação

b) Saídas:

- Informações Alerta para Supervisor
- Informações para Sistema Gerenciador de Banco de Dados
- Sinais de Controle de Interfaces de Instrumentação
- Sinais de Controle de Interfaces de Comunicação de Dados

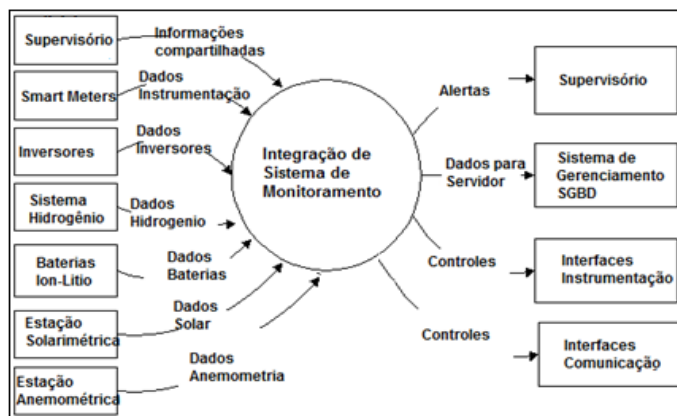


Figura 4 Descrição funcional Geral de Integração do Sistema de Instrumentação

A pesquisa empregando análise prescritiva, a partir dos modelos preditivos gerados depende de uma estrutura de supervisorio de monitoramento e controle robusto o suficiente para garantir o cumprimento dos requisitos de segurança e qualidade, com capacidade de automatização de processos e de controle dinâmicos que permitam realizar testes em procedimentos de avaliação dos modelos elaborados e extrapolação de resultados para realimentação do processo de pesquisa. O *backbone* do modelo proposto de supervisão e controle pode visto na figura 5.

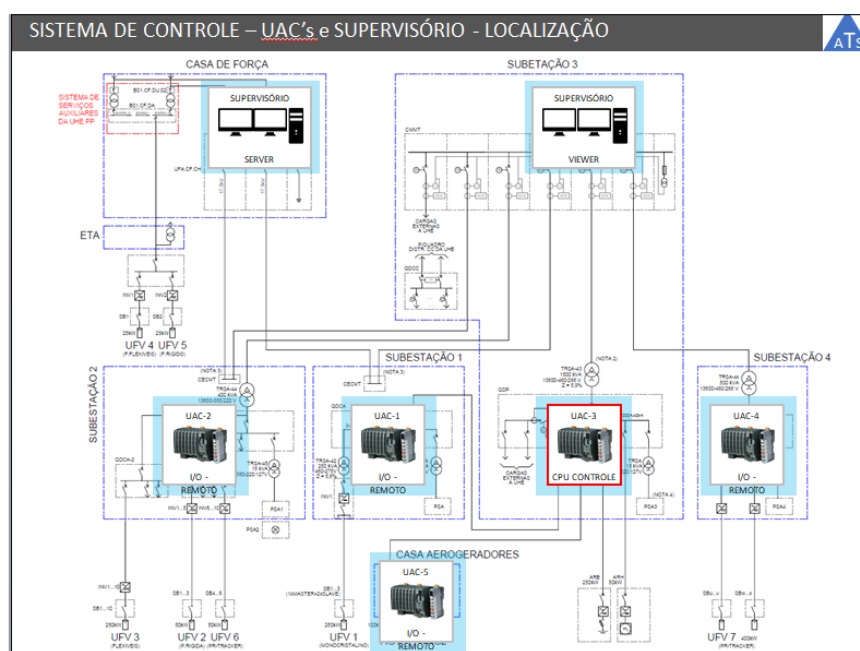


Figura 5 Descrição bloco do sistema de Supervisão e Controle

COMENTÁRIOS FINAIS

A pesquisa faz parte de uma estrutura que foi iniciada com a implantação de um parque fotovoltaico em projeto de chamada ANEEL anterior, sendo agora complementada com a abordagem do armazenamento e despacho de

energia. Os requisitos de qualidade e eficiência energética poderão ser verificados nos experimentos realizados e modelos comportamentais definidos para elaboração de modelos matemáticos representativos a partir da análise preditiva dos dados coletados. No contexto da crescente utilização de geração distribuída, microrredes de energia e disponibilidade de recursos com eficiência, espera-se colaborar com a geração de ferramentas a partir da análise preditiva para a análise prospectiva habilitando o desenvolvimento de sistemas de controle e monitoramento adequados aos perfil de expansão do emprego de energia renovável distribuída (Ribeiro, 2014). Será implantado um laboratório em cadeia reduzida no campus de Rosana da UNESP com aerogerador de 2,4kWp, planta solar de 3kWp sistema de armazenamento em hidrogênio por eletrolizador com célula combustível de 2,5kW e banco de baterias de 3kW para permitir a realização de ensaios e testes em cadeia reduzida com maior flexibilidade e agilidade. Esta estrutura de ensaios e coleta de dados em planta real e em cadeia reduzida laboratorial permitirá de forma mais concreta suportar adicionalmente pesquisadores em graduação e pós-graduação em pesquisas derivadas e executar treinamento de capacitação e operação de sistemas de energia renovável.

REFERÊNCIAS

- Choi, C.-S., Ian, J.I., Park, W.-K., Jeong, Y.-K. and Lee, I.-W. (2011) Proactive Energy Management System Architecture Interworking with Smart Grid. Proceedings of the IEEE 15th International Symposium on Consumer Electronics, Singapore, 1-4.
- FREESCALE SEMICONDUCTOR INC. (2011) MQX-Enabled MCF51EM256 Single-Phase Electricity Meter Reference Design Using the MCF51EM256, MC1322x and MMA7660FC, Rev. 0, disponível em http://www.nxp.com/files/32bit/doc/ref_manual/DRM121.pdf
- Frey, S., Disch, S., Reich, C., Knahl, M. and Clarke, N. (2015) Cloud Storage Prediction with Neural Networks. Proceedings of the Sixth International Conference on Cloud Computing, GRIDs, and Virtualization, Nice, 22-27 Março 2015, 68-72.
- Markovic, D.S., Zivkovic, D., Branovic, I., Popovic, R. and Cvetkovic, D. (2013) Smart Power Grid and Cloud Computing. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 24, 566-577. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.068>
- Mesganaw, M. (2016) TIDUB70A Total Harmonic Distortion Measurement For Energy Monitoring, TEXAS Instruments Technical Manual. disponível em www.ti.com/lit/ug/tidub70a/tidub70a.pdf
- Mesganaw, M., Venkat, K. (2014) Interfacing the MSP430AFE25x-Based Single-Phase E-Meter With a Host Processor, TEXAS Instruments.
- Ribeiro, P. F. et al (2014) Power systems signal processing for smart grids, John Wiley & Sons, ISBN-13: 978-1119991502.
- TEXAS INSTRUMENTS INCORPORATED (2016) The Internet of Things: Opportunities & Challenges, disponível em http://www.ti.com/ww/en/internet_of_things/pdf/14-09-17-IoTforCap.pdf

SOBRE A ORGANIZADORA

JAQUELINE OLIVEIRA REZENDE Possui graduação em Engenharia Elétrica, com certificado de estudos em Engenharia de Sistemas de Energia Elétrica e mestrado em Engenharia Elétrica, ambos pela Universidade Federal de Uberlândia (UFU). Atualmente é aluna de doutorado em Engenharia Elétrica, no Núcleo de Dinâmica de Sistemas Elétricos, pela Universidade Federal de Uberlândia. Atuou como professora nos cursos de Engenharia Elétrica e Engenharia de Controle e Automação. Tem realizado pesquisas em Sistemas de Energia Elétrica, dedicando-se principalmente às seguintes áreas: Energia Solar Fotovoltaica; Curvas Características de Painéis Fotovoltaicos; Dinâmica de Sistemas Elétricos; Geração Distribuída; Simulação Computacional; Algoritmo Genético.

ÍNDICE REMISSIVO

A

Aplicações 1, 2, 20, 32, 49, 79, 83, 121, 122, 150

Armazenamento de energia 147, 148, 149

Associação de módulos 5, 36

ATP 36, 43, 44, 48

C

Caracterização da sujidade 105

Células Fotovoltaicas 36, 41, 42, 78, 148

Condições Meteorológicas 105, 107, 109, 111

CPC 50, 51, 53, 54, 55, 56, 61, 62

D

Desenvolvimento 1, 8, 12, 23, 24, 28, 31, 32, 33, 34, 74, 75, 76, 86, 88, 89, 91, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 102, 103, 104, 119, 121, 122, 123, 131, 133, 147, 148, 150, 151, 153

E

Efeitos externos 36, 37

Electrolisis 64, 65

Energia 2, 5, 8, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 16, 17, 18, 19, 20, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 31, 32, 33, 34, 36, 37, 38, 40, 49, 50, 74, 75, 78, 79, 83, 86, 88, 89, 91, 92, 93, 95, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 110, 118, 120, 121, 122, 130, 133, 134, 135, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 153, 154

Energia Fotovoltaica 4, 6, 7, 10, 36, 121

Energia Solar 2, 5, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 19, 20, 22, 24, 25, 28, 32, 33, 34, 37, 38, 49, 74, 79, 88, 89, 91, 104, 134, 145, 146, 154

Energia Solar Fotovoltaica 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 19, 20, 24, 37, 49, 154

F

Fotovoltaico/Térmico 75, 86, 91

G

Geração distribuída 9, 36, 134, 148, 153

H

Hidrógeno 64, 65, 66, 68, 69, 70, 71, 72

I

Inovação Industrial 22

M

Matrizes de Markov 133

Modelo Preditivo 8, 147, 148, 149

P

Projeto de Sistema Fotovoltaico 119

Propriedade Intelectual 22, 31

R

Radiação Solar 2, 10, 11, 50, 75, 79, 83, 84, 92, 106, 112, 133, 134, 135, 137, 145

Realidade Virtual 119, 121, 132

Redes Inteligentes 147, 148

S

Séries Sintéticas 133, 135, 137, 138, 141, 142, 143, 144

SFV 74

Simulação computacional 44, 45, 119, 154

Sistema de arrefecimento de FV 91

Sistemas Fotovoltaicos 3, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 19, 20, 36, 37, 79, 105, 106, 108, 109, 111, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 131, 133, 135, 136

Sistemas Híbridos 64, 66, 72

Sombreamento 6, 10, 13, 15, 16, 19, 36, 41, 42, 46, 47, 119, 120, 122, 125, 126, 127, 128, 129

T

Tolokatsin 50, 51

Tratamento de águas residuais 50

U

UFV 74, 75, 76, 84, 85, 86, 91, 92, 93, 95, 100, 101, 102, 103

Agência Brasileira do ISBN
ISBN 978-85-7247-616-4

