



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ELISSANDRO MONTEIRO DO SACRAMENTO

MODELO ELÉTRICO-TÉRMICO PARA REPRESENTAR O
COMPORTAMENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES EM
ÁGUA A PARTIR DAS CONDIÇÕES CLIMÁTICAS DO SEMIÁRIDO
BRASILEIRO

FORTALEZA

2015

ELISSANDRO MONTEIRO DO SACRAMENTO

MODELO ELÉTRICO-TÉRMICO PARA REPRESENTAR O COMPORTAMENTO DE
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES EM ÁGUA A PARTIR DAS
CONDIÇÕES CLIMÁTICAS DO SEMIÁRIDO BRASILEIRO

Tese apresentada ao Curso de Doutorado em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia, da Universidade Federal do Ceará, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de concentração Energias Renováveis e Sistemas Elétricos.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho

Coorientador: Prof. Dr. Douglas Bressan Riffel

FORTALEZA

2015

S127m

Sacramento, Elissandro Monteiro do.

Modelo elétrico-térmico para representar o comportamento de módulos fotovoltaicos flutuantes em água a partir das condições climáticas do semiárido brasileiro / Elissandro Monteiro do Sacramento. – 2015.

121 f. : il. color., enc. ; 30 cm.

Tese (doutorado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2015.

Área de Concentração: Energias Renováveis e Sistemas Elétricos.

Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

Coorientação: Prof. Dr. Douglas Bressan Riffel.

1. Engenharia elétrica. 2. Correlação (Estatística). 3. Energia elétrica. Título.

ELISSANDRO MONTEIRO DO SACRAMENTO

MODELO ELÉTRICO-TÉRMICO PARA REPRESENTAR O COMPORTAMENTO DE
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES EM ÁGUA A PARTIR DAS
CONDIÇÕES CLIMÁTICAS DO SEMIÁRIDO BRASILEIRO

Tese apresentada ao Curso de Doutorado em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia, da Universidade Federal do Ceará, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de concentração Energias Renováveis e Sistemas Elétricos.

Aprovada em: 18/12/2015.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Kleber Araújo Lima
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Paulo Peixoto Praça
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Douglas Bressan Riffel
Universidade Federal de Sergipe (UFS)

Profa. Dr. Albemerc Moura de Moraes
Universidade Federal do Piauí (UFPI)

A Deus.

Aos meus pais, Eliana e Hilário.

AGRADECIMENTOS

Ao CNPq, pelo apoio financeiro.

Ao professor Paulo Cesar Marques de Carvalho, pela atenção e apoio incondicional durante a execução do estudo.

Ao professor Douglas Bressan Riffel, pelo tempo concedido nas discussões sobre tópicos envolvidos pelo tema, bem como pela doação de equipamentos.

Ao professor José Carlos de Araújo que gentilmente se prontificou a colaborar de forma essencial à realização deste estudo.

À todos os professores do programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica pelos conhecimentos repassados.

Aos professores participantes da banca examinadora Francisco Kleber, Paulo Praça, Douglas Riffel e Antonia Sonia Cardoso pelo tempo, bem como pelas valiosas colaborações e sugestões.

“Volta teu rosto sempre em direção ao sol e
então as sombras ficarão para trás”

Provérbio chinês

RESUMO

A presente tese trata de estudo realizado no Laboratório de Energias Alternativas (LEA) da UFC para verificar o comportamento elétrico-térmico de módulos fotovoltaicos de silício cristalino flutuantes em água. Para tal, experimentos com o uso de três (03) módulos FV, um (01) tanque de água, um (01) traçador de curvas I-V comercial, um (01) piranômetro de segunda classe e um (01) anemômetro de conchas foram desenvolvidos. Molduras de isopor foram utilizadas para flutuar os módulos FV na água do tanque. A temperatura foi medida em três pontos distintos dos módulos, de forma a obter uma média entre seus valores que representem a temperatura média do módulo FV. A partir de uma análise por regressão linear, uma correlação para determinar a temperatura média do módulo foi proposta. Após esta etapa, duas correlações para determinar as eficiências de conversão de módulos FV flutuantes em água foram analiticamente desenvolvidas. Reduções nas temperaturas de operação dos módulos FV, bem como ganhos em suas eficiências de conversão de até 18% foram verificados. Os ensaios com os módulos FV em contato com a água mostraram alguns problemas a serem enfrentados, como infiltrações sobre as suas superfícies frontais e nas caixas de contatos, sombreamento sobre as células devido às bordas das molduras e o impedimento do deslocamento da água acumulada nas superfícies frontais em dias chuvosos. Um modelo elétrico-térmico foi desenvolvido com o auxílio da ferramenta MATLAB/SIMULINK, de forma a representar fisicamente o comportamento de geração de módulos FV flutuantes em água. O modelo permitiu curvas I-V serem traçadas a partir dos valores de alguns parâmetros de entrada, como a irradiância incidente no plano horizontal, temperatura ambiente, temperatura da água e velocidade do vento, bem como outros informados pelos fabricantes em suas folhas de dados técnicos (corrente de curto circuito, tensão de circuito aberto, corrente e tensão no ponto de máxima potência, os coeficientes de temperatura e a área dos módulos). Como última etapa, o programa PVSyst foi utilizado para desenvolver um cenário de geração de energia elétrica de uma usina FV flutuante sobre as águas do reservatório Castanhão, no estado do Ceará, que proporcionaria o atendimento de 5% da demanda de energia elétrica de Fortaleza e 2% da demanda do estado do Ceará.

Palavras-chave: Módulos Fotovoltaicos flutuantes. Correlação. Modelo elétrico-térmico

ABSTRACT

This thesis deals about a study developed at the *Laboratório de Energias Alternativas* (LEA) - UFC to verify the electrical-thermal behavior of floating crystalline silicon photovoltaic modules on water. So, experiments using three (03) PV modules, 01 water tank, 01 commercial I-V curves tracer, 01 second class pyranometer and 01 anemometer were developed. Styrofoam frames were used to float the PV modules on water. The temperature was measured at three different points of the modules to obtain an average between their values, representing the PV module temperature. From a linear regression analysis, a correlation to determine the module average temperature was proposed. After this stage, two correlations to determine the efficiencies of floating PV modules on water were developed analytically. Reductions of the operating temperature of the PV modules as well as gains of conversion efficiencies up to 18% were observed. The tests with the PV modules in contact with water showed some problems to be faced, such as infiltration on their front surfaces and in the contact boxes, shading on the cell due to the frames edges and no displacement of water accumulated in front surfaces in rainy days. An electrical-thermal model was developed with the use of MATLAB / SIMULINK in order to physically represent the generation behavior of floating PV modules. This model allowed I-V curves to be drawn from the values of some input parameters, namely the incident irradiance on the horizontal plane, ambient temperature, water temperature and wind speed, as well as other reported by manufacturers technical data sheets (short-circuit current, open circuit voltage, current and voltage at the maximum power point, temperature coefficients and modules area). As the final stage, PVSyst program was used to develop a power generation scenario of a floating PV plant over the waters of Castanhão reservoir, in the state of Ceará, which would provide the service of 5% of the electricity demand of Fortaleza and 2% of the demand of the state of Ceará.

Keywords: Floating Photovoltaic modules. Correlation. Electrical-thermal model.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Atlas Solarimétrico do Brasil	19
Figura 2 - Níveis de irradiação solar mensais médios medidos em Fortaleza	20
Figura 3 - Características dos materiais isolantes, condutores e semicondutores.....	28
Figura 4 - Transição de um elétron da banda de valência para a de condução ao receber uma energia $h\nu$	29
Figura 5 - Desenho esquemático de uma célula solar de silício	30
Figura 6 - Curva I-V característica em diferentes níveis de irradiância	32
Figura 7 - Curvas características I-V para um módulo FV padrão em função de sua temperatura.....	33
Figura 8 - Sistemas FV flutuantes instalados entre os anos de 2008 e 2013	37
Figura 9 - Curva característica de um módulo fotovoltaico	51
Figura 10 - Modelo com um diodo	51
Figura 11 - Circuito elétrico do modelo de um diodo, uma resistência série e uma resistência	56
Figura 12 - Circuito elétrico do modelo de dois diodos, um resistor série e um resistor paralelo.....	57
Figura 13 - Sistema supervisorio no LEA.....	60
Figura 14 - Piranômetro instalado nas dependências do LEA	61
Figura 15 - Padrão utilizado para calibração dos sensores PT-100 utilizados no LEA.....	61
Figura 16 - Quatro dos sete transmissores de temperatura	62
Figura 17 - Calibração dos sensores PT-100	62
Figura 18 - Traçador MINI KLA utilizado nos experimentos	63
Figura 19 - Imagem interna da caixa datalogger CR10X	64
Figura 20 - Vista do anemômetro instalado sobre o tanque no LEA.....	65
Figura 21 - Sensores PT-100 instalados no módulo de 20 Wp policristalino antes da aplicação de silicone.	66
Figura 22 - Sensor PT-100 após a aplicação de silicone	66
Figura 23 - Módulo de 20 Wp policristalino flutuante	67
Figura 24 - Módulo de 20Wp policristalino em terra	68
Figura 25 - Moldura de isopor instalado no módulo de 20 Wp monocristalino	69
Figura 26 - Módulos de 20 Wp monocristalino e de 160 Wp monocristalino flutuantes...	69

Figura 27 - Verificação do funcionamento do MINI KLA em utilização paralela ao PVA 600.....	70
Figura 28 - Janela do PVSyst para definição dos parâmetros do projeto Jaguaribara (Açude Castanhão).....	73
Figura 29 - Temperatura do módulo FV policristalino de 20Wp em terra no dia 01/10.	75
Figura 30 - Temperatura do módulo monocristalino de 20Wp em terra no dia 01/10..	76
Figura 31 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo policristalino de 20Wp no dia 10/09.....	78
Figura 32 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo policristalino de 20Wp no dia 11/09	78
Figura 33 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo policristalino de 20Wp no dia 14/09.....	79
Figura 34 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo policristalino de 20Wp no dia 15/09	79
Figura 35 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo no dia 22/09. ...	82
Figura 36 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo no dia 23/09 ...	82
Figura 37 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo no dia 25/09. ...	83
Figura 38 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo no dia 26/09. ...	83
Figura 39 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo monocristalino de 160Wp no dia 22/09	86
Figura 40 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo monocristalino de 160Wp no dia 23/09.....	86
Figura 41 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo monocristalino de 160Wp no dia 25/09.....	87
Figura 42 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo monocristalino de 160Wp no dia 26/09.....	87
Figura 43 - Curvas para eficiência de conversão medido e calculado para o módulo monocristalino de 20Wp.	91
Figura 44 - Curvas para eficiência de conversão medido e calculado para o módulo monocristalino de 160Wp.	91
Figura 45 - Curvas para eficiência de conversão medido e calculado para o módulo policristalino de 20Wp.....	92

Figura 46 - Representação em diagrama de blocos do modelo elétrico-térmico proposto.	94
Figura 47 - Curvas modelada e traçada para o módulo monocristalino de 20Wp para o horário de 09:00hs.....	94
Figura 48 - Curvas modelada e traçada para o módulo monocristalino de 20Wp para o horário de 10:30hs.....	95
Figura 49 - Curvas modelada e traçada para o módulo monocristalino de 20Wp para o horário de 11:30hs.....	95
Figura 50 - Curvas modelada e traçada para o módulo monocristalino de 20Wp para o horário de 12:00hs.....	96
Figura 51 - Curvas modelada e traçada para o módulo monocristalino de 20Wp para o horário de 13:00hs.....	96
Figura 52 - Curvas modelada e traçada para o módulo monocristalino de 20Wp para o horário de 13:30hs.....	97
Figura 53 - Curvas modelada e traçada para o módulo monocristalino de 20Wp para o horário de 14:00hs.....	97
Figura 54 - Curvas modelada e traçada para o módulo policristalino de 20Wp para o horário de 09:30hs.	98
Figura 55 - Curvas modelada e traçada para o módulo policristalino de 20Wp para o horário de 10:00hs.	98
Figura 56 - Curvas modelada e traçada para o módulo policristalino de 20Wp para o horário de 10:30hs.	99
Figura 57 - Curvas modelada e traçada para o módulo policristalino de 20Wp para o horário de 11:00hs.	99
Figura 58 - Curvas modelada e traçada para o módulo policristalino de 20Wp para o horário de 12:00hs	100
Figura 59 - Curvas modelada e traçada para o módulo policristalino de 20Wp para o horário de 13:00hs.	100
Figura 60 - Curvas modelada e traçada para o módulo policristalino de 20Wp para o horário de 14:00hs.	101
Figura 61 - Curva de permanência para o Açude Castanhão	104
Figura 62 - Definição do horizonte topográfico para um ponto na região de instalação dos módulos FV no Açude Castanhão.....	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Projeção para a potência instalada de fontes renováveis de energia no Brasil em 2050 e situação em 2015	22
Tabela 2 - Etapas de trabalho	24
Tabela 3 - Valores típicos de eficiência de conversão para módulos fotovoltaicos de silício	31
Tabela 4 - Sistemas FV flutuantes instalados entre 2009-2013 no mundo	36
Tabela 5 - Correlações desenvolvidas para determinar a temperatura do módulo FV	44
Tabela 6 - Correlações para eficiência de conversão FV em função da temperatura	48
Tabela 7 - Medidas dos sensores PT-100 após ajustes através dos transmissores.....	60
Tabela 8 - Dados Técnicos MINI KLA.	63
Tabela 9 - Restrições nos valores das variáveis meteorológicas para uso da correlação..	77
Tabela 10 - Coeficientes de correlação e determinação entre os dados medidos e calculados para o módulo policristalino de 20Wp.....	77
Tabela 11 - Coeficientes de correlação e determinação entre os dados medidos e calculados para o módulo monocristalino de 20Wp.	80
Tabela 12 - Comparativos entre valor medido e valor calculado da temperatura do módulo FV policristalino de 20Wp.	80
Tabela 13 - Comparativos entre valor medido e valor calculado da temperatura do módulo FV monocristalino de 20Wp	84
Tabela 14 - Coeficientes de correlação e determinação entre os dados medidos e calculados para o módulo monocristalino de 160Wp	85
Tabela 15 - Comparativos entre valor medido e valor calculado da temperatura do módulo FV monocristalino de 160Wp.	88
Tabela 16 - Ganhos na eficiência de conversão para o módulo monocristalino de 20Wp..	89
Tabela 17 - Ganhos na eficiência de conversão para o módulo policristalino de 20Wp	90
Tabela 18 - Ganhos na eficiência de conversão para o módulo monocristalino de 160Wp	90
Tabela 19 - Erros absolutos e relativos referentes aos dados medidos e gerados pelas correlações de eficiência de conversão.	92
Tabela 20 - Comparações entre os valores gerados pelo modelo e pelo traçador para o módulo monocristalino de 20Wp.	101

Tabela 21 - Comparações entre os valores gerados pelo modelo e pelo traçador para o módulo policristalino de 20Wp.....	102
Tabela 22 - Parâmetros de entrada do modelo	104
Tabela 23 - Ganhos horários na Eficiência de Conversão do módulo monocristalino de 20 Wp.....	105

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

FV – Fotovoltaico

PRODEEM - Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios

DASOL - Associação Solar Térmica Brasileira

NOCT – Temperatura Nominal de Operação da Célula

FV

LEA – Laboratório de Energias Alternativas

STC – Condições padrão de teste

Wp – Watt-pico

LISTA DE SÍMBOLOS

I_0 – corrente de saturação do diodo

I_{ph} – fotocorrente gerada

q – carga do elétron

N_v – densidade efetiva de estados na banda de valência

N_c – densidade efetiva de estados na banda de condução

E_g – *Gap* de energia

k – constant de Boltzmann ($8,65 \times 10^{-5}$ eV/K)

T – temperatura absoluta

L_n – comprimento de difusão para os elétrons

L_p – comprimento de difusão para as lacunas

n_n – densidade de elétrons

τ_n – tempo de vida para o elétron

p_p – densidade de lacunas

τ_p – tempo de vida para a lacuna

η_{FV} – Eficiência de conversão do módulo fotovoltaico

T_c – Temperatura do módulo fotovoltaico

VMP – Tensão de circuito aberto

IMP – Corrente de curto circuito

A – área do módulo

G – irradiância incidente

Voc – Tensão de circuito aberto

Isc – Corrente de curto circuito

T_a – Temperatura ambiente

Ref – Condições de referência (Padrão de teste)

α – coeficiente de temperatura para a corrente de curto circuito

β – coeficiente de temperatura para potência

R_s – Resistência série

T_{água} – temperatura de superfície da água

Velvento – Velocidade do vento

A10 – Área da bacia hidrográfica do reservatório com probabilidade de 90% em ser superada

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Hipóteses	23
1.2	Objetivo geral	23
1.3	Objetivos específicos	23
1.4	Metodologia	24
1.5	Estrutura do presente projeto	24
2.	ASPECTOS FÍSICOS SOBRE O PROCESSO DE CONVERSÃO FOTOVOLTAICO	26
2.1	Semicondutores	27
2.2	Junção p-n	30
2.3	Geração fotovoltaica	31
2.4	Fontes de perdas na geração fotovoltaica	32
2.5	Características de geração de uma célula FV	34
3.	ESTADO DA ARTE DO USO DE PAINÉIS FV FLUTUANTES	36
4	COMPORTAMENTO TÉRMICO E ELÉTRICO DE MÓDULOS FV: CORRELAÇÕES E MODELOS	43
4.1	Correlações Matemáticas	43
<i>4.1.1</i>	<i>Correlações para determinar a temperatura da célula FV</i>	<i>43</i>
<i>4.1.2</i>	<i>Correlações para determinar a eficiência de conversão de módulos FV</i>	<i>47</i>
4.2	Modelos elétricos	50
<i>4.2.1</i>	<i>Modelo com apenas um diodo</i>	<i>51</i>
<i>4.2.2</i>	<i>Modelo com um diodo e um resistor em série</i>	<i>53</i>
<i>4.2.3</i>	<i>Modelo com um diodo, um resistor série e um resistor paralelo</i>	<i>56</i>
<i>4.2.4</i>	<i>Modelo com dois diodos, um resistor série e um resistor paralelo</i>	<i>57</i>
5	PARTE EXPERIMENTAL E SIMULAÇÕES	59
5.1	Etapa experimental	59
5.2	Tratamento dos Dados e Simulações	70
6	RESULTADOS EXPERIMENTAIS E SIMULADOS	75
6.1	Resultados Experimentais x Calculados – Análise Térmica	75
6.2	Resultados experimentais x calculados – Análise da Eficiência de Conversão	89
6.3	Modelo elétrico-térmico proposto	93
6.4	Modelagem para Açude Castanhão – Ce	103

7	CONCLUSÕES.....	107
	REFERÊNCIAS.....	110
	APÊNDICE A – BLOCOS DO MODELO ELÉTRICO-TÉRMICO.....	114
	ANEXO A – CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO DO PT-100 PADRÃO NAK.	115
	ANEXO B – FOLHAS DE DADOS DOS MÓDULOS MONOCRISTALINO E POLICRISTALINO DE 20Wp	116

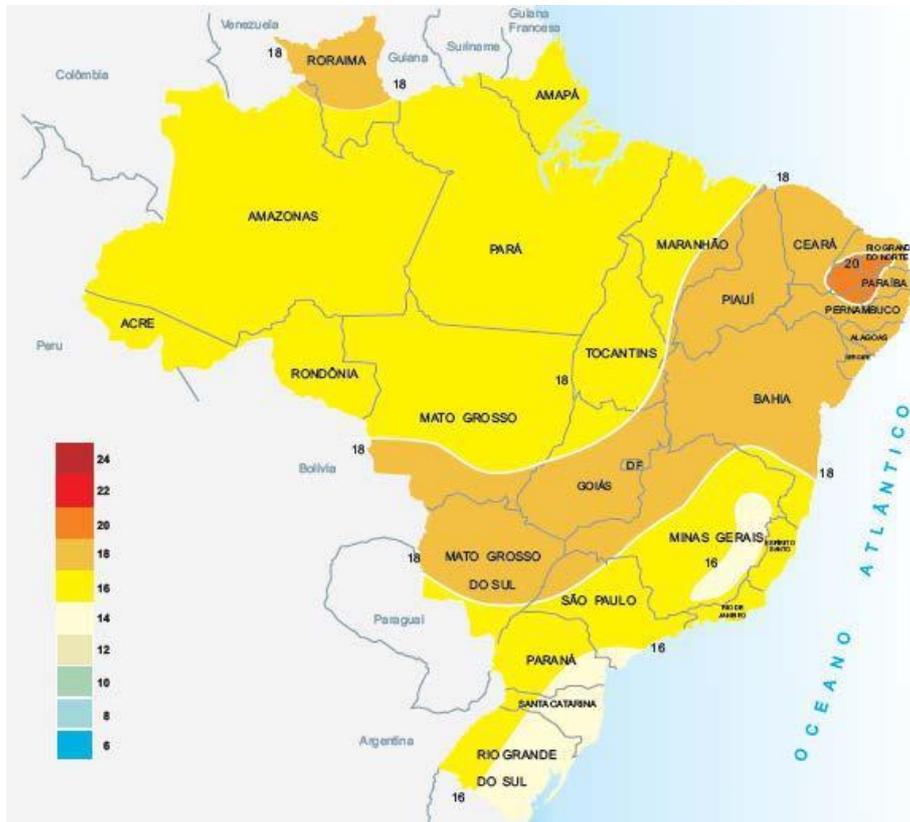
1 INTRODUÇÃO

Por décadas, o Brasil tem dado prioridade às hidroelétricas de grande porte como a base da matriz de geração de eletricidade nacional. A estrutura de geração brasileira em outubro de 2015 aponta que a maior fração pertence às hidroelétricas de grande e médio porte (cerca de 62% da geração total) (ANEEL, 2015), dando ao país posições de liderança no tocante ao uso de fontes renováveis de energia. Apesar da participação significativa, a parcela proporcional de tais hidroelétricas na estrutura de geração de eletricidade brasileira está diminuindo lentamente nos últimos anos. Na prática, não há mais potencial significativo para novas hidroelétricas de grande porte. Apesar de um grande potencial teórico existir na região Norte (bacia Amazônica), o uso é muito polêmico principalmente por razões ecológicas (inundação de áreas de florestas) e sociais (uso de terras indígenas), por exemplo.

Motivado por estas questões, nos últimos anos, o governo brasileiro está desenvolvendo políticas para diversificar a matriz de geração de eletricidade do país; uma das estratégias foi o chamado “Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia” (PROINFA), um programa governamental visando promover o uso da energia eólica, da biomassa e de pequenas centrais hidroelétricas. O sucesso foi obtido principalmente no setor eólico: final de 2002 os parques eólicos brasileiros apresentavam uma potência nominal de 22 MW, com uma fração insignificante de 0,03% da potência total do país; em 2015, o setor eólico apresenta uma potência nominal de 6,67 GW e uma participação de 4,78%, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Centrais fotovoltaicas (FV) não foram incluídas no PROINFA (PROINFA, 2013), porém contribuem atualmente com 25MW de potência instalada, representando 0,02% da potência elétrica gerada no país.

Assim, as políticas e incentivos governamentais podem ser considerados não satisfatórios em relação à energia solar FV, principalmente no caso de centrais e geração distribuída. O país tem uma irradiação solar anual elevada com uma variação sazonal e interanual baixa devido à localização em uma região tropical. Estas características são confirmadas pelas avaliações da energia solar para o território brasileiro: Atlas de irradiação solar do Brasil (INMET, 1998), Atlas solarimétrico do Brasil (CRESESB, 2000) e Atlas brasileiro de energia solar (PEREIRA et al, 2006).

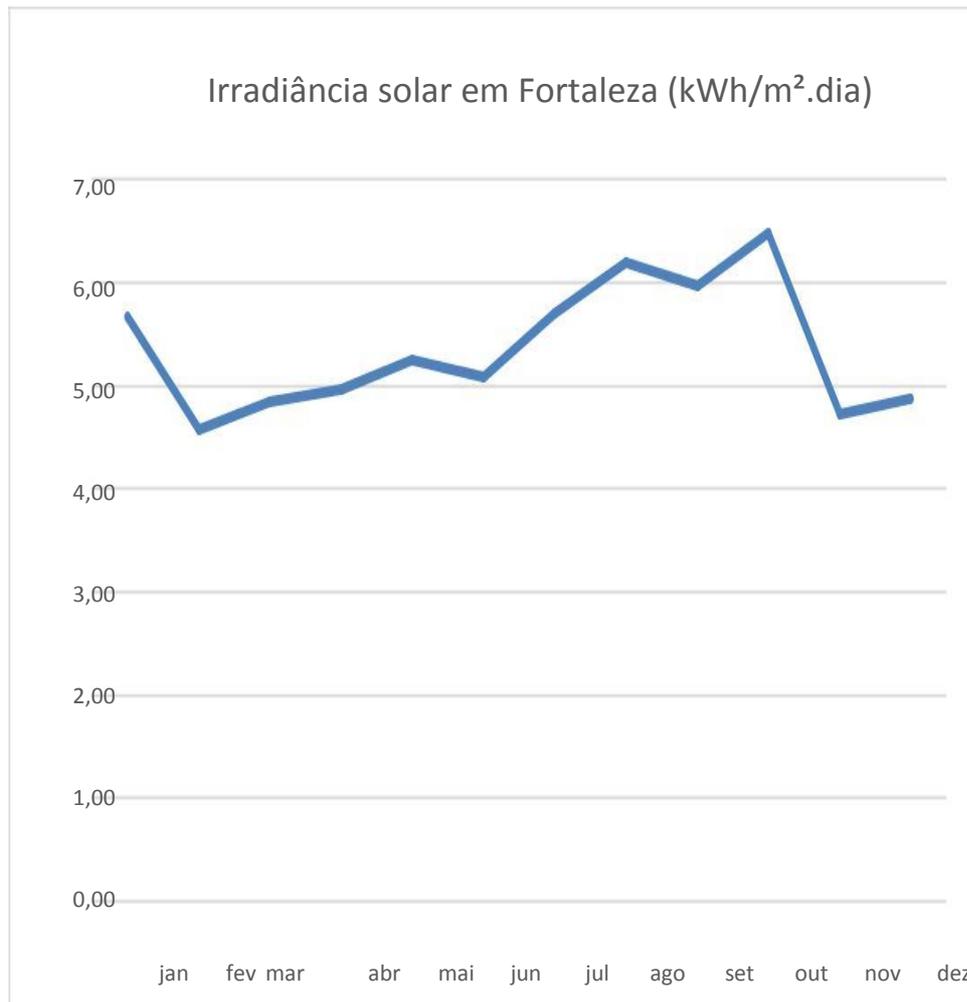
Figura 1 - Atlas Solarimétrico do Brasil



Fonte: CRESESB, 2000.

Adicionalmente a esta motivação, hidroelétricas brasileiras têm regimes sazonais quase que similares: elevadas vazões em dezembro – abril (estação chuvosa) e baixos níveis de reservatório em julho – outubro (estação seca). O recurso solar se comporta de forma complementar aos regimes hídricos sazonais: os mais baixos níveis de irradiação são encontrados durante os meses de chuva devido à maior cobertura de nuvens; assim, plantas solares (FV e térmicas) conectadas à rede podem poupar água dos reservatórios durante os críticos meses secos. A Figura 1 apresenta níveis de irradiação solar diária (valores mínimos, médios e máximos) medidos em Fortaleza, Brasil, para o período compreendido entre 2014 e 2015.

Figura 2 - Níveis de irradiação solar mensais médios medidos em Fortaleza



Energia solar para aquecimento de água é de longe o uso mais difundido do recurso solar no país, com uma indústria de aquecimento solar local bem desenvolvida. De acordo com a Associação Solar Térmica Brasileira (DASOL), a área de coletores instalada no país alcançou mais de 11,24 milhões de m². São 7.354 GWh de energia elétrica que deixam de ser consumidos pelo sistema convencional (DASOL, 2014).

Quanto a aplicação solar fotovoltaica, o primeiro uso registrado no modo autônomo no Brasil data dos anos 1980. Desde então, o programa mais importante de eletrificação em comunidades isoladas no país usando sistemas de energias renováveis foi o chamado “Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios” (PRODEEM), que iniciou operação em 1994. O objetivo deste programa foi abastecer de eletricidade uma população de cerca de 3,72 milhões de pessoas, vivendo em edificações comunitárias e remotas, tais como postos de saúde e escolas, não conectadas à rede (Borges Neto et al, 2010).

Em 2003 o TCU (Tribunal de Contas da União) recomendou a reestruturação do PRODEEM, de forma a analisar os problemas enfrentados com a implementação deste programa. Foram verificados que parte dos equipamentos estavam quebrados, outros não funcionavam por falta de componentes, bem como também foram detectados vários furtos de equipamentos. Outro programa de relevada importância implementado foi o “Luz para Todos” (LPT). Este é um programa maior que tem dado prioridade para a extensão da rede elétrica para o abastecimento de eletricidade de comunidades rurais, mas em alguns casos específicos a energia elétrica pode ser fornecida por fontes renováveis de energia no modo autônomo.

Recentemente, algumas iniciativas indicam que o sol começa a brilhar para centrais FV conectadas à rede no Brasil. Em 2011 entrou em operação a usina FV instalada em uma área rural do estado do Ceará, com uma potência nominal de 1 MWp, obtida por 4.680 módulos FV em um área de cerca 12.000 m². A unidade está projetada para uma potência final de 50 MWp (MPX, 2012). Em 2013 entrou em operação a Usina Fotovoltaica de Tanquinhos, instalada no estado de São Paulo, com uma capacidade instalada de 1,1 MWp. Em 2012 a Central Fotovoltaica de Pituaçu, na Bahia, entra em operação com uma capacidade instalada de 400 kWp. Em 2015 a empresa ENEL GREENPOWER inaugurou as usinas fotovoltaicas Fontes Solar I e II, com potência instalada de 11MW no estado de Pernambuco (ENEL, 2015).

2012 foi um ano importante na área da regulamentação. A resolução 482 da ANEEL, publicada em abril de 2012, fornece as condições gerais para o acesso da micro-geração (até 100 kW) e da mini-geração (de 100 kW a 1 MW) à rede de distribuição. A 482 considera as fontes hidro, solar, eólica, biomassa ou cogeração como fontes de eletricidade para alimentar a rede.

Além da citada resolução da ANEEL, o primeiro leilão de energia que também contemplará a fonte solar fora realizado no Brasil. No leilão de energia A-3/2013, dos 784 projetos cadastrados (19.413MW), a geração solar fotovoltaica totaliza em 109 projetos (2.729MW) e a heliotérmica em 290MW. Porém, como o preço médio da energia ficou nos R\$124,43/MWh, apenas projetos de eólica foram contratados. No 2º leilão de energia A-5/2013, de um total de 687 empreendimentos inscritos para participar, 88 estão relacionados diretamente com projetos de geração fotovoltaicos, perfazendo um total de 2.024MW. Com tais iniciativas, um cenário otimista para centrais FV conectadas à rede no Brasil parece finalmente se tornar realidade. O 1º Leilão de Energia de Reserva de 2015 proporcionou a contratação de 30 empreendimentos de geração de energia solar fotovoltaica, perfazendo uma capacidade de 1.043MWp de potência, a um preço médio de R\$301,79. As usinas fotovoltaicas estão previstas a serem construídas nos estados de Bahia, Piauí, Paraíba, Minas Gerais e Tocantins (ANEEL, 2015).

Do ponto de vista da sustentabilidade, o relatório “[r]evolução energética – perspectivas para uma energia global sustentável” aponta para o Brasil em 2050 o chamado “Cenário da revolução energética”, com uma participação cada vez mais significativa das fontes sustentáveis de energia. A projeção para a potência instalada de fontes renováveis de energia no Brasil em 2050 no “Cenário da revolução energética” é apresentada na tabela 1 (EREC – GREENPEACE, 2007)., juntamente com a situação existente em 2015.

Tabela 1 - Projeção para a potência instalada de fontes renováveis de energia no Brasil em 2050 e situação em 2015

Tipo de geração	Potência em 2015 (GW)	Potência em 2050 (GW)
Hídrica	87	87
Biomassa	13	40,9
Eólica	6,67	118
Geotérmica	0	1
Fotovoltaica	0,027	40
Oceânica	0	1
Total	106,697	288

Por características físicas, a conversão solar FV é dependente do comportamento de duas variáveis meteorológicas: irradiância incidente e a temperatura das células. A potência entregue pelos módulos FV é diretamente proporcional à irradiância incidente, sofrendo um efeito negativo com o aumento da temperatura da célula. Assim, uma condição ideal seria aquela em que o módulo FV estivesse exposto a um elevado nível de irradiância e baixa temperatura. Então, a utilização de água em contato direto com o módulo FV para arrefecê-lo pode contribuir diretamente para a redução da temperatura das células FV.

Tendo em vista essa dependência térmica no processo de geração fotovoltaica, o presente projeto de tese tem como objetivo principal estudar a utilização de módulos fotovoltaicos na configuração flutuante em água, para as condições climáticas encontradas no semiárido brasileiro. A partir de experimentos realizados nesta configuração, correlações serão obtidas para expressar o comportamento de geração de módulos FV, ideia essa proposta neste trabalho.

1.1 Hipóteses

- a) Módulos FV de silício cristalino têm suas eficiências de conversão aumentadas com a redução da temperatura de operação, obtida a partir do uso de forma flutuante em água;
- b) Correlações matemáticas podem ajudar a prever o comportamento elétrico-térmico de módulos FV flutuantes em água nas condições climáticas do semiárido nordestino;
- c) Um modelo elétrico-térmico pode ser utilizado para representar o comportamento de módulos FV flutuantes em água;
- d) A partir dos ganhos de eficiência observados é possível construir cenários de geração de eletricidade para uma usina FV flutuante em água de um reservatório.

1.2 Objetivo geral

Propor modelo e correlações para representar o comportamento elétrico-térmico de módulos FV flutuantes em água para as condições climáticas encontradas no semiárido brasileiro.

1.3 Objetivos específicos

- a) Instalar painéis FV nas condições convencional e flutuante em água; Realizar medições visando identificar o comportamento elétrico-térmico dos painéis FV instalados;
- b) Propor modelo elétrico-térmico que represente a utilização de módulos FV flutuantes em água;
- c) Propor correlações estatísticas que melhor representem as medições realizadas nos painéis FV instalados;

1.4 Metodologia

As etapas de trabalho para a realização do estudo serão as seguintes:

Tabela 2 - Etapas de trabalho

ETAPA	DESCRIÇÃO	METAS
1	Montagem do sistema de medição para temperatura e coleta e registro de dados medidos	Proporcionar as medições de temperatura e irradiação solar
2	Instalação do tanque de 12.000 L	Proporcionar a instalação de módulos FV flutuantes em água
3	Teste e calibração dos sensores PT-100 (termoresistivos)	Obter medições mais exatas
4	Instalação do sistema de aquisição de dados de vento – medição da intensidade de velocidade deste recurso	Proporcionar medições da intensidade de velocidade de vento
5	Preparação das molduras dos módulos FV	Proporcionar aos módulos FV flutuarem com suas partes traseiras em contato direto com a superfície da água
6	Escolha dos materiais isolantes dos sensores termoresistivos e da caixa de contato	Evitar pane nos funcionamentos dos sensores termoresistivos e dos módulos FV
7	Início dos experimentos com o módulo policristalino de 20 Wp	Caracterizar o comportamento de geração de módulos FV policristalinos flutuantes em água
8	Início dos experimentos com os módulos monocristalinos de 20 Wp e 160 Wp	Caracterizar o comportamento de geração de módulos FV monocristalinos flutuantes em água
9	Coleta e tratamento dos dados de temperatura, radiação e velocidade do vento	Preparar os resultados das medições para aplicação dos métodos de regressão linear
10	Aplicação de método de regressão linear para determinação das correlações	Determinar correlações entre as variáveis em análise
11	Escolha do modelo elétrico e determinação de um modelo elétrico-térmico	Determinar um modelo elétrico-térmico que represente o comportamento de geração de módulos FV flutuantes em água
12	Análise do comportamento de geração estudo de caso de uma usina FV flutuante	Apresentar resultados a partir de simulações com estudo de caso

1.4 Estrutura do presente projeto

A presente tese está estruturada em 8 (oito) capítulos. O primeiro contém uma introdução, revelando a motivação e os objetivos do trabalho.

No capítulo 2 é apresentada uma introdução teórica acerca da conversão FV, mostrando a influência da temperatura no comportamento de geração do módulo fotovoltaico.

No capítulo 3 é descrito o estado da arte em relação ao uso da configuração flutuante de módulos FV, sendo realizada uma revisão bibliográfica dos procedimentos adotados por autores que desenvolveram pesquisas neste âmbito.

No capítulo 4 são mostrados os modelos matemáticos utilizados para expressar os comportamentos térmico e elétrico de módulos fotovoltaicos.

No capítulo 5 é apresentada a metodologia de instalação dos módulos FV nas condições convencional e flutuante em água no Laboratório de Energias Alternativas (LEA) da UFC, bem como aquela utilizada para analisar os dados provenientes do experimento realizado e os modelos matemáticos encontrados.

No capítulo 6 são mostrados os resultados do experimento realizado, bem como das simulações e tratamento dos dados medidos.

No capítulo 7 são apresentadas as conclusões, bem como propostas para trabalhos futuros.

2 ASPECTOS FÍSICOS SOBRE O PROCESSO DE CONVERSÃO FOTOVOLTAICO

As células FV são os dispositivos responsáveis pela conversão direta da luz, natural ou artificial, em energia elétrica. A energia proveniente da irradiação é transmitida aos elétrons fracamente ligados aos átomos contidos nos materiais que compõem as células, procedimento este conhecido por efeito fotovoltaico. Este processo fora descoberto por Alexandre Edmond Becquerel, por volta de 1839, quando verificou que determinados tipos de materiais tinham a propriedade de produzir uma corrente elétrica quando expostos a um feixe de luz (CHEN, 2011). No ano de 1954 fora produzida, por Gerald Pearson, Calvin Fuller e Daryl Chapin a primeira célula solar de silício, com eficiência média de conversão de 6%. Posteriormente, painéis FV passaram a ser utilizados em programas espaciais.

De acordo com Green (2001), a eficiência de conversão de células solares aumentou de 6% na década de 50 para 14,5 na década de 60. Em 1974, os laboratórios COMSAT desenvolveram uma célula solar com eficiência média de 17,2%. No início dos anos 80, Green conseguiu construir uma célula FV com eficiência de 20% na Universidade de New South Wales. Em 1985, conseguiram superar os 20% de eficiência com células solares de silício. Mais recentemente, o desenvolvimento de células dos tipos PERC (*Passivated Emitter and Rear Contacts*), PERL (*Passivated Emitter Rear Locally Diffused*) e PERT (*Passivated Emitter Rear Totally Diffused*) atingiram, respectivamente, 20%, 24%, 24,5% e acima de 23%, respectivamente, pelo grupo de Green na Austrália. Estas estruturas são baseadas na realização de passivação na superfície posterior com um filme de SiO₂, de forma a minimizar as perdas por recombinação (NAIR STEM, 2007).

O Instituto Fraunhofer desenvolveu um tipo de célula FV multijunção que possui uma eficiência de conversão média de 44,7% com uma concentração de 297 sóis, obtida por meio do uso de lentes. Este equipamento é formado por quatro células diferentes em que cada uma absorve energia de parte do espectro solar. As células solares multijunção foram originalmente desenvolvidas para aplicações espaciais. Recentemente, com o desenvolvimento dos concentradores solares, este tipo de célula FV está permitindo projetar usinas solares com maior viabilidade econômica, por produzirem uma maior quantidade de eletricidade numa área menor (FRAUNHOFER INSTITUTE, 2013).

No presente capítulo são abordados os fundamentos teóricos relacionados ao processo de geração de energia elétrica por módulos FV, ou seja, os aspectos físicos intrínsecos a este processo de geração de energia elétrica.

2.1 Semicondutores

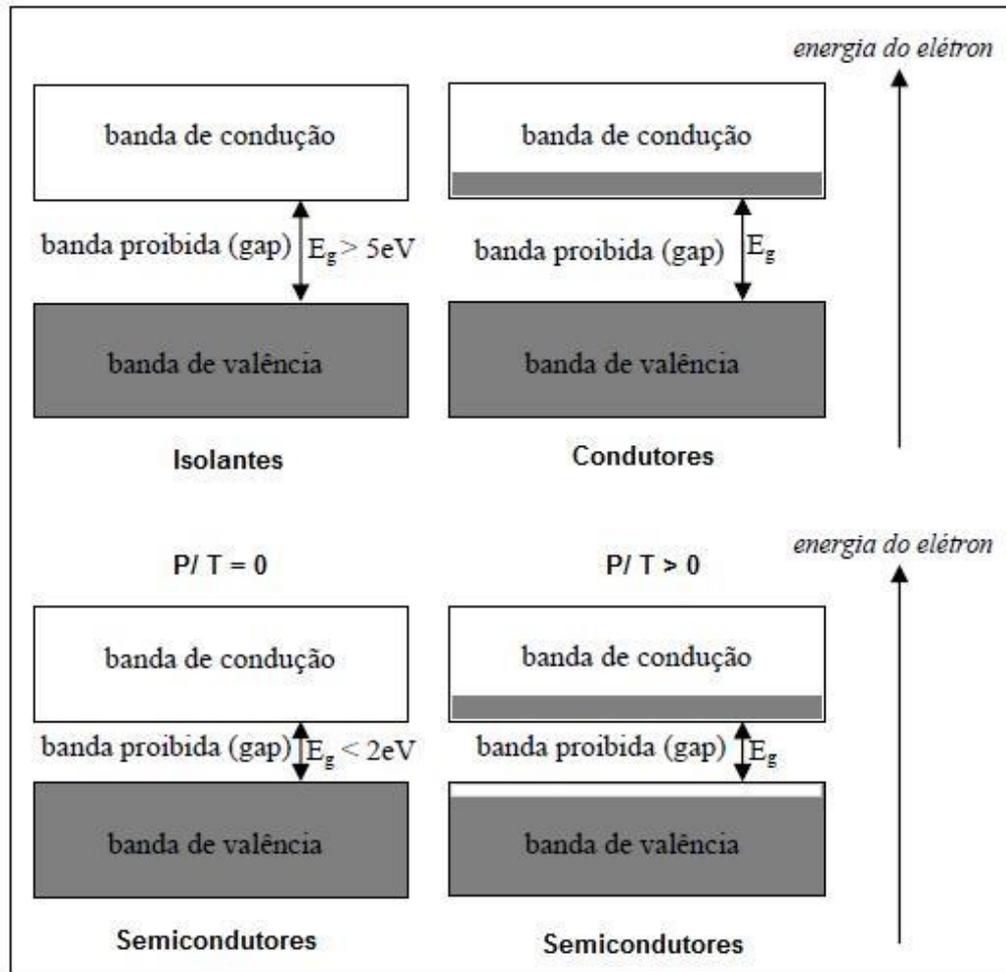
No processo de geração FV são utilizados materiais semicondutores, que possuem condutividade elétrica intermediária entre os condutores e os isolantes, sendo o silício aquele comercialmente mais usado. Esses materiais geram uma corrente elétrica quando incide um feixe de luz.

Dois átomos num sólido, separados, possuem, cada um, estados de energia quantizados. Ao aproximarmos esses dois átomos, suas funções de onda começam a se sobrepor. As camadas mais internas desses átomos são pouco influenciadas pela proximidade entre eles, devido ao fato dos elétrons estarem mais “presos” ao núcleo. Entretanto as camadas mais externas são bastante influenciadas, fazendo com que as autofunções dos átomos se sobreponham, e, ao se sobrepor, os níveis de energia se modificam. Um sólido é composto de vários átomos muito próximos um ao outro, de maneira que as autofunções de cada átomo influenciam a do átomo vizinho e o efeito dessa proximidade faz com que os elétrons das camadas mais externas de um átomo compartilhem níveis de energia. Assim, devido ao grande número de átomos próximos num sólido, os níveis de energia vão ser tão próximos um do outro que na verdade parecerão uma *banda* contínua de energia. (GOETZBERGER et al, 1997).

Os semicondutores são sólidos que, como os metais, tem sua condutividade elétrica baseada em elétrons livres. No entanto a condutividade em metais e semicondutores apresenta comportamentos opostos quando a temperatura está variando. Nos metais a condutividade diminui com o aumento da temperatura, enquanto nos semicondutores aumenta consideravelmente. Isto deve-se ao fato de que em temperaturas elevadas há uma maior quantidade de fônons, que representa um *quantum* de vibração da rede cristalina do semicondutor.

Uma característica dos semicondutores é que, teoricamente, quando submetidos ao zero absoluto, comportam-se como perfeitos isolantes; porém, quando submetidos à temperatura ambiente ou sob a ação de um feixe luminoso, ocorre liberação de elétrons (CECCHINI, 2003). Nos materiais semicondutores sob temperaturas próximas do zero absoluto, todos os elétrons encontram-se na banda de valência. Neste estado o semicondutor tem características de um isolante; à medida que sua temperatura aumenta, os elétrons absorvem energia passando para a banda de condução. A quantidade de energia necessária para que o elétron efetue essa transição corresponde ao intervalo da banda proibida (GOETZBERGER et al, 1997). A figura 2 mostra esse comportamento para os diferentes tipos de materiais cristalinos.

Figura 3 - Características dos materiais isolantes, condutores e semicondutores



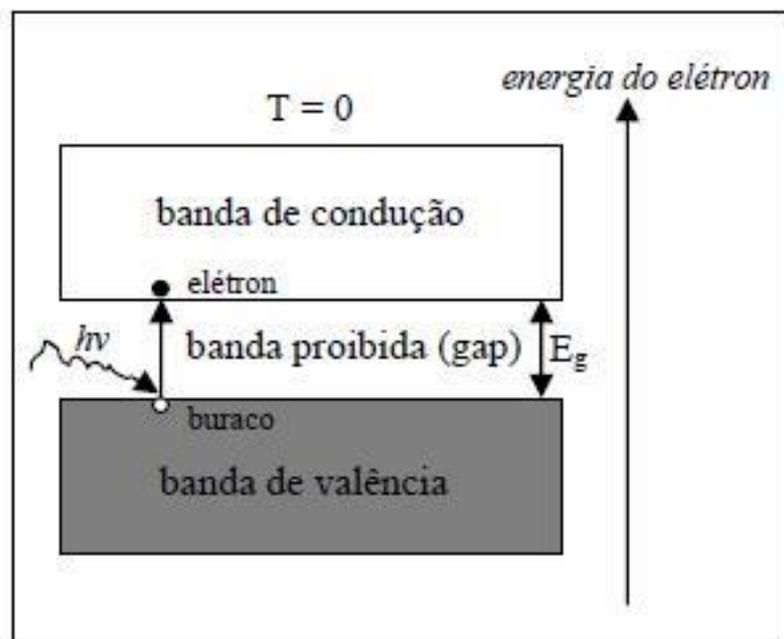
Fonte: PEREIRA, 2011

Os semicondutores se caracterizam por possuir uma banda de valência preenchida totalmente por elétrons e uma banda de condução com ausência de elétrons em baixas temperaturas. A separação entre essas bandas de energia, conhecida como gap de energia, é da ordem de 1,14 eV para o silício, sendo de 0,67 para o germânio; enquanto que para os materiais isolantes esse valor de gap é várias vezes maior. Essa banda de energia permite que fótons, na faixa do visível, com energia igual ou superior ao gap do material, excitem elétrons da banda de valência para banda de condução. (RAMPINELLI, 2007).

Os elétrons, ao transitarem para a banda de condução, deixam espaços desocupados na banda de valência, denominados buracos ou lacunas. Essas lacunas podem ser ocupadas por outros elétrons, que também geram lacunas. Assim, um conjunto de lacunas desloca-se no sentido inverso ao deslocamento dos elétrons. Essas lacunas são denominadas portadores de cargas positivas, enquanto os elétrons são portadores de cargas negativas. Para que os elétrons transitem para a banda de condução é necessário que o mesmo receba uma quantidade de energia pela colisão

com um fóton com energia $h\nu$ ou como consequência da colisão com fônons o suficiente, ou seja, maior ou igual à energia do gap (da banda proibida) (GOETZBERGER et al, 1998). A figura 3 mostra este efeito devido à colisão com um fóton. Um fônon é uma partícula que representa uma vibração da rede cristalina do material e altera o *momentum* do elétron quando colide com o mesmo.

Figura 4 - Transição de um elétron da banda de valência para a de condução ao receber uma energia $h\nu$.



FONTE: PEREIRA, 2011

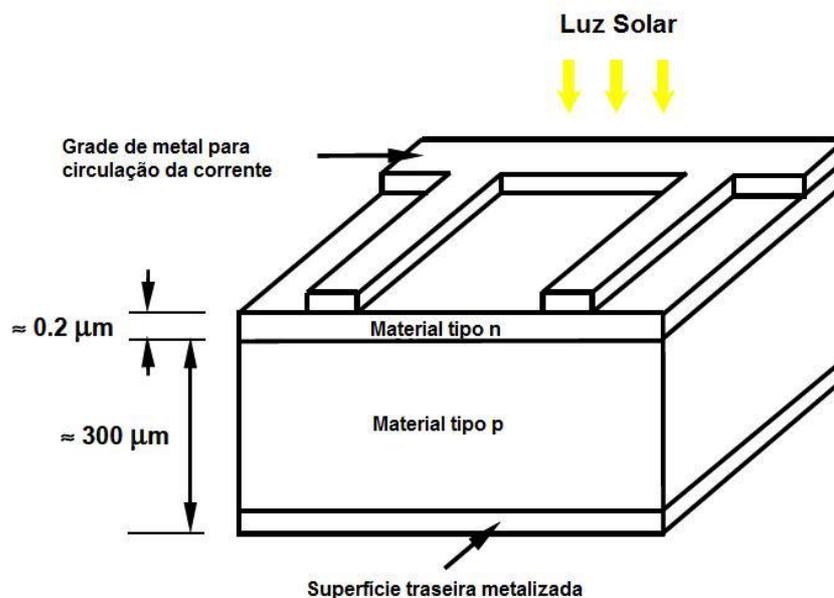
Os níveis de energia ocupados pelos elétrons na banda de condução dependem da probabilidade de um elétron alcançar um certo nível de energia, o que depende da temperatura. Essa probabilidade deve obedecer ao princípio de exclusão de Pauli, que afirma que cada estado disponível pode ser ocupado por um máximo de dois elétrons com spin diferentes, ou dito de outra maneira, a função de onda total de um sistema composto de duas partículas idênticas deve ser antissimétrica. O resultado do comportamento estatístico baseado neste princípio de seleção resulta na Distribuição de Fermi-Dirac.

O silício, sendo um semicondutor, pode ter sua condutividade elevada de duas maneiras: pela adição de elétrons na banda de condução ou pelo aumento de lacunas na banda de valência. Assim, é necessário que o semicondutor seja dopado com elementos pentavalentes (fósforo) para formar a camada tipo n e trivalentes (boro) para formar a camada tipo p, de forma a permitir a geração de uma fotocorrente estável. Ao inserir átomos desses elementos na estrutura

do silício, surgem níveis de energia dentro da banda proibida e próximas da banda de condução, o que aumenta o número de novos estados de energia permitidos para a banda de condução (DENIS, 2011).

A figura 4 mostra um esquema básico de uma célula solar de silício. A parte frontal, do tipo n, dopada com fósforo, fica exposta ao sol; enquanto que a parte inferior, do tipo p, dopada com boro, fica na parte inferior da célula FV e é maior do que a parte frontal. Caso não houvesse a inserção de átomos desses dopantes, o elétron livre do átomo de silício receberia energia, passaria da banda de valência para a de condução, gerando uma lacuna, e se recombinaria com esta lacuna, não gerando o efeito de geração de corrente elétrica pretendida.

Figura 5 - Desenho esquemático de uma célula solar de silício



Fonte: Adaptado de Universität Kassel (2003).

2.2 Junção p-n

Uma célula FV possui uma região onde as duas camadas do tipo p e n se encontram. Esta é designada por junção p-n, uma zona estabelecida entre duas camadas, sendo uma dopada por impurezas aceitadoras tipo p e a outra dopada por impurezas doadoras tipo n. Ao entrarem em contato, as duas camadas, elétrons migrarão da camada tipo n para a tipo p, devido aos seus estados termodinâmicos, e os portadores de cargas positivas migrarão no sentido inverso. Então, esse processo de difusão polarizará a região da junção, gerando um campo elétrico contrário ao fluxo de elétrons da camada n para a p. A força elétrica devido à existência deste cessa o movimento de portadores de

cargas, resultando na estabilidade da junção p-n. Porém, mesmo após o equilíbrio termodinâmico ser atingido, um pequeno fluxo de elétrons continua a existir por meio da junção. Isto é explicado pelo fato de que alguns elétrons sofrem excitações térmicas, gerando correntes térmicas. Outro fator gerador de condução de portadores de cargas por meio da junção são as correntes de recombinações, fenômeno associado aos elétrons existentes na região n que podem adquirir uma pequena quantidade de energia extra durante sua flutuação.

A junção p-n deve ser submetida a um feixe de fótons, proveniente da irradiação solar, com valores de energia (*gap* de energia) necessários para que os elétrons em excesso na camada n passem a ocupar as lacunas geradas na camada tipo p, gerando um campo elétrico que atua sobre um circuito conectado aos terminais da célula.

2.3 Geração fotovoltaica

A célula FV exposta à irradiação solar sofrerá colisões com partículas portadoras de energia denominadas fótons. Estes fornecerão energia aos elétrons que migrarão da banda de valência para a banda de condução, gerando um par elétron-lacuna. Caso estas colisões ocorram na região da junção ou próxima a ela, o processo de formação de uma fotocorrente será estável. O elétron da banda de condução migrará para a camada tipo n, enquanto que a lacuna gerada na banda de valência migrará para a camada tipo p. Desta forma, nenhum processo de recombinação ocorrerá mediante a agitação térmica. Assim, a concentração de portadores de cargas negativas aumentará na camada tipo n e a de portadores de cargas positivas aumentará na camada tipo p. Então, o surgimento de uma tensão elétrica entre os dois lados da junção sob irradiação solar é denominado efeito fotovoltaico. Ao serem conectados condutores ligando a célula FV a um circuito externo, ela fornecerá energia elétrica ao mesmo.

Existem três tipos básicos de células FV construídas a base de silício, quais sejam as células monocristalinas, policristalinas e as de silício amorfo. A tabela 2 mostra as eficiências de conversão médias destes tipos de células.

Tabela 3 - Valores típicos de eficiência de conversão para módulos fotovoltaicos de silício

Tecnologia	Máxima da célula em laboratório (%)	Máxima do módulo em laboratório (%)	Típica na indústria (%)
Silício Monocristalino	24,7	22,7	12 à 16

Silício			
Policristalino	19,8	15,3	11 à 14
Silício Amorfo	12,7	10,2	5 à 8

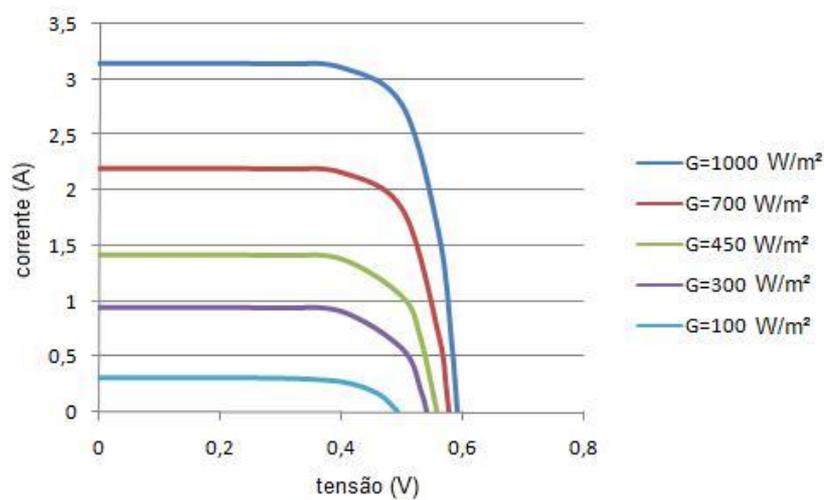
Fonte: Guia da energia solar

2.4 Fontes de perdas na geração fotovoltaica

A corrente de curto circuito, é linearmente proporcional à irradiância incidente sobre a superfície do módulo FV. Isto deve-se ao fato de que uma quantidade menor de partículas energeticamente carregadas, fótons, deve incidir sobre os portadores de carga no material da célula, incorrendo num número bem menor de formação do par elétron-lacuna, reduzindo o aumento na quantidade de elétrons na camada n e lacunas na camada p.

A tensão de circuito aberto sofre pequenas mudanças com a variação da irradiância incidente. A figura 5 mostra os comportamentos da tensão e corrente em relação à variação da irradiância incidente sobre uma célula FV.

Figura 6 - Curva I-V característica em diferentes níveis de irradiância

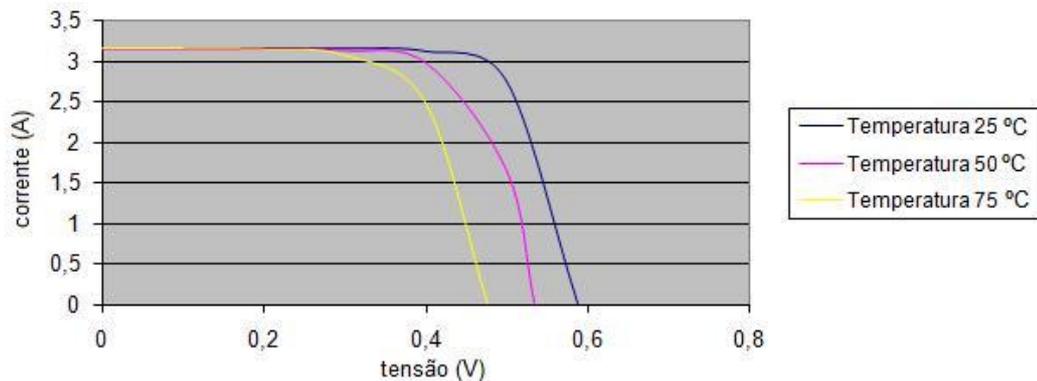


Fonte: Elaborado pelo autor.

A temperatura é uma variável de extrema importância no processo de geração FV. Para representar o desempenho de uma célula FV, de acordo com a variação de temperatura, coeficientes de temperatura são determinados. O coeficiente de temperatura para a corrente é positivo, ou seja, quanto maior a temperatura, maior a corrente gerada. Normalmente, a corrente

de curto circuito aumenta em 0,07% para cada grau Kelvin de aumento na temperatura de trabalho da célula. Porém, o coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto é negativo, normalmente valores em torno de -0,4% para cada grau Kelvin de aumento na temperatura de trabalho da célula. A figura 6 mostra este efeito sobre a curva I-V de um módulo FV.

Figura 7 - Curvas características I-V para um módulo FV padrão em função de sua temperatura.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Esses efeitos são explicados pela teoria de Schokley, sendo (Goetzberger et al, 1997)

$$I_0 = qN_vN_c \left[\exp\left(\frac{-E_g}{kT}\right) \right] \left(\frac{L_n}{n_n\tau_n} + \frac{L_p}{p_p\tau_p} \right)$$

$$V_{oc} = \frac{E_g}{q} - \frac{kT}{q} \times \ln\left[\frac{1}{I_{ph}} qN_vN_c \right] \left(\frac{L_n}{n_n\tau_n} + \frac{L_p}{p_p\tau_p} \right)$$

Sendo:

I_0 – corrente de saturação do diodo I_{ph} – fotocorrente gerada

q – carga do elétron

N_v – densidade efetiva de estados na banda de valência

N_c – densidade efetiva de estados na banda de condução E_g – Gap de energia

k – constant de Boltzmann ($8,65 \times 10^{-5}$ eV/K) T – temperatura absoluta

L_n – comprimento de difusão para os elétrons

L_p – comprimento de difusão para as lacunas

n_n – densidade de elétrons

τ_n – tempo de vida para o elétron

p_p – densidade de lacunas

τ_p – tempo de vida para a lacuna

A potência desenvolvida também varia com a temperatura, pois tensão e corrente variam. O valor para o coeficiente de temperatura para a potência está entre 0,4 e 0,5% negativos para cada grau Kelvin no aumento da temperatura de trabalho da célula FV.

A elevação da temperatura da célula FV gera um aumento na agitação térmica do material semiconductor, favorecendo a ocorrência do processo de recombinação entre o par elétron-lacuna. Esse é um fator limitante no processo de geração FV.

2.5 Características de geração de uma célula FV

A eficiência máxima de uma célula FV é calculada por:

$$\eta_{FV} = \frac{V_{MP} \cdot I_{MP}}{A \cdot G} \quad (2.1)$$

sendo V_{MP} e I_{MP} a tensão e corrente desenvolvidos no ponto de máxima potência, respectivamente, A é a área da célula e G a irradiância incidente. O valor encontrado com a aplicação desta equação é a eficiência fornecida pelo fabricante nas condições padrões de teste.

O fator de forma (FF) é um indicador da qualidade das células FV, dado por (ALTENER, 2004):

$$FF = \frac{V_{MP} \cdot I_{MP}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2.2)$$

sendo V_{oc} e I_{sc} a tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito, respectivamente.

A radiação incidente num meio pode sofrer alguns efeitos físicos, como ser

refletida, absorvida ou transmitida. Em células FV, parte da radiação incidente é refletida pela parte frontal. Segundo Krauter e Hanitsch (1996), as perdas por reflexão num painel FV estão entre 2 e 4% da radiação incidente. Estas são dependentes, para um ângulo de inclinação constante, da latitude onde o equipamento está instalado, do índice de claridade (razão entre a radiação que chega à superfície terrestre e aquela que atinge o topo da atmosfera), do tratamento de superfície da parte frontal do painel e do perfeito acoplamento (aquele que reduz as perdas por reflexão) entre os índices de refração nas camadas do módulo FV.

Quando um semicondutor é submetido a uma irradiação luminosa num dado comprimento de onda, pares elétrons-lacunas são desenvolvidos. Ao cessar a incidência de irradiação, a concentração de portadores de carga em excesso volta ao valor de equilíbrio para o material. Esse retorno ao seu valor de equilíbrio dá-se o nome de recombinação. Esta também é outro fator limitante no processo de geração FV. De acordo com Altener (2004), as perdas devido a este processo são, aproximadamente, 8,5% da radiação incidente.

Outra fonte de perdas é a relação entre a energia do fóton e a banda de energia (*gap* de energia) do material da célula FV; alguns fótons possuem maior ou menor quantidade de energia do que a banda de energia necessária para que ocorra o efeito FV. (GOETZBERGER et al, 1998).

3 ESTADO DA ARTE DO USO DE PAINÉIS FV FLUTUANTES

A produção de eletricidade de painéis FV muda quando os mesmos são colocados em ambientes aquáticos, visando redução de temperatura das células. Neste capítulo são abordados resultados obtidos por autores que propuseram utilizar volumes de água próximos a esses painéis, ressaltando as perspectivas do uso na disposição flutuante em água. Nesta configuração, os módulos FV flutuam com o auxílio de uma estrutura física, em corpos de água, sem o contato da parte traseira dos painéis com a água.

O uso de plantas FV flutuantes no setor energético é uma estratégia em fase inicial no mundo. Assim, um considerado número de publicações sobre esse assunto está ganhando notoriedade. Os projetos instalados entre 2009 e 2013 utilizando módulos FV flutuantes são sumarizados na tabela 3. A figura 7 mostra imagens dos sistemas instalados entre 2008 e 2013 (TRAPANI e SANTAFÉ, 2014).

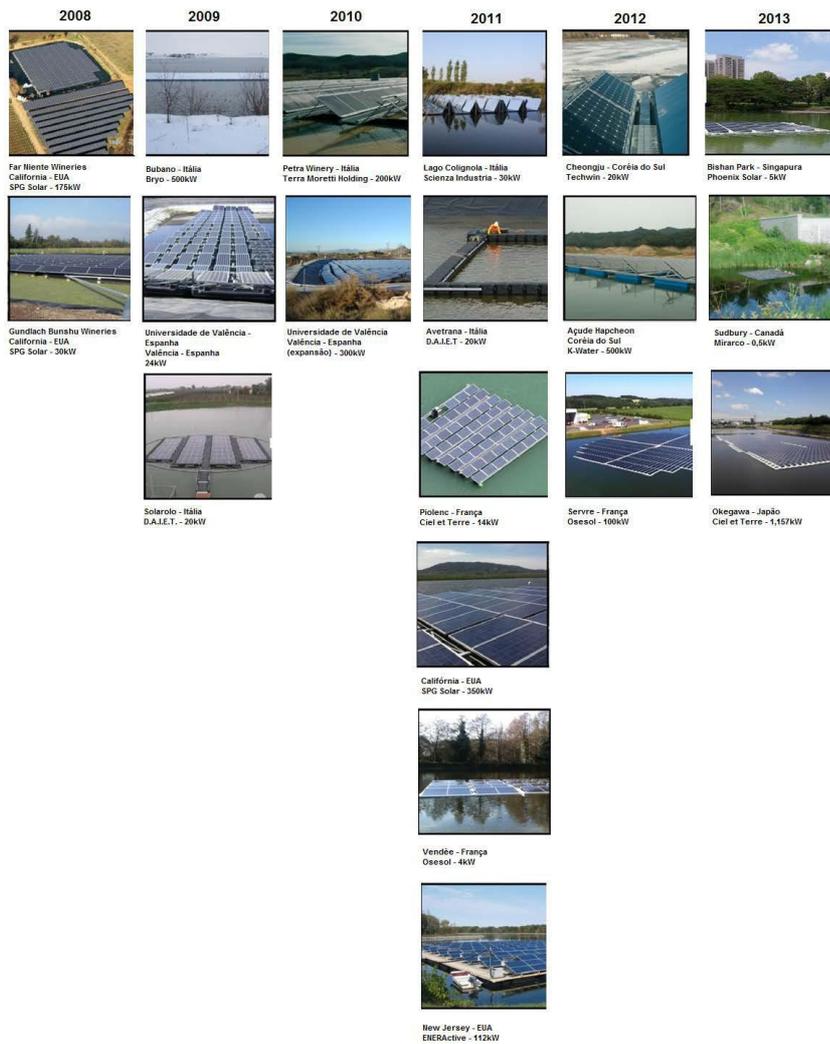
Tabela 4 - Sistemas FV flutuantes instalados entre 2009-2013 no mundo

Local/Empresa	País	Potência (kWp)	Ano
Aichi/National Institute of Advanced Industrial Science & Technology	Japão	20	2007
California/Far Niente Wineries	EUA	175	2008
California/Gundlach Bunshu Wineries	EUA	30	2008
Bubano/Bryo	Italia	500	2009
University of Valence/Celemin Energy & Polytechnic	Espanha	24	2009
Solarolo/D.A.I.E.T	Italia	20	2009
Petra Winery/Terra Moretti Holding	Italia	200	2010
University of Valence/Celemin Energy & Polytechnic (expansion)	Espanha	300	2010
Lake Colignola/Scienza Industria Technologia	Italia	30	2011
Avetrana/D.A.I.E.T	Italia	20	2011
Piolenc/Ciel et Terre	França	14	2011
Petaluma/SPG Solar	EUA	350	2011

Vendée/Osesol	França	4	2011
New Jersey/ENERActive	EUA	112	2011
Cheongiu/Techwin	Coréia do Sul	20	2012
Hapcheon dam/K-Water	Coréia do Sul	500	2012
Sevre/Osesol	França	100	2012
Bishan Park/Phoenix Solar	Singapura	5	2013
Sudbury/ MIRARCO	Canadá	0.5	2013
Okegawa/Ciel et Terre	Japão	1,157	2013

Fonte: Trapani e Santafé, 2014

Figura 8 - Sistemas FV flutuantes instalados entre os anos de 2008 e 2013



Fonte: Trapani e Santafé, 2014.

Um estudo de viabilidade, dimensionamento e análise de custos para um sistema de 1 MW flutuante num reservatório na Ilha Catalina foi realizado por Remer et al (1983). Um dos maiores problemas em Catalina é a escassez de água potável. Assim, um benefício agregado à utilização de módulos flutuantes é a redução da evaporação da água. De acordo com os autores, o sistema proposto aumenta a disponibilidade de energia elétrica em 25%, reduzindo consideravelmente o consumo de diesel para produção desta.

O desempenho de um sistema FV flutuante instalado sobre a superfície do lago Aichi, no Japão, foi analisado em Ueda et al (2008). O sistema foi desenvolvido e instalado por uma equipe de pesquisadores do Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia Industrial Avançada do Japão. Os módulos foram instalados numa inclinação de 1,3° orientados para sul, flutuando em placas de espuma de poliestireno sobre a água do reservatório. Dois sistemas de 10 kWp foram instalados, cada um contendo um sistema de fixação por âncoras. Um mecanismo de arrefecimento contendo um intermitente sistema que molha os módulos foi instalado em um dos sistemas de 10 kWp flutuantes e sua eficiência comparada a de outro sistema idêntico de 10 kWp montado sobre a terra nas proximidades do lago. Como resultado, as perdas devido ao efeito térmico nos módulos foram reduzidas de 17 para 7,4% em agosto de 2007. O efeito positivo do resfriamento torna-se menor no inverno, ganho de 3%.

O projeto que recebeu maior cobertura de notícias e é geralmente reivindicado como sendo o primeiro projeto FV flutuante do mundo (embora um projeto FV flutuante para fins de pesquisa foi instalado no ano anterior em Aichi, no Japão), foi o de Far Niente na Califórnia, EUA, instalado em 2008. A SPG Solar foi a empresa contratada para realizar a instalação deste sistema com potência de 175kWp. A motivação para o desenvolvimento foi a escassez de terras no local, uma vinícola, para esse fim. Os módulos FV foram instalados num ângulo de inclinação adequado para o local em estruturas pontuais para cada módulo, de forma que os mesmos flutuassem sem entrar em contato com a água do reservatório. A estrutura inclui espaços com caminhos entre as fileiras de módulos para facilitar serviços de manutenção no sistema. O sistema foi conectado à rede de distribuição local, gerando uma quantidade de energia maior do que aquela necessitada pela vinícola (TRAPANI e SANTAFÉ, 2014).

De acordo com a empresa SPG Solar, alguns benefícios são decorrentes da utilização de painéis FV nessa disposição, quais sejam a não ocupação de terras, a melhoria na qualidade da água (os painéis sombreiam a água, não propiciando condições favoráveis ao desenvolvimento de algas), melhoria na eficiência dos painéis (resfriamento dos equipamentos) e a redução da taxa de evaporação em até 70%.

A instalação em Gundlach Bunshu, vinícola na Califórnia, teve as mesmas motivações para a instalação que o sistema flutuante na vinícola Far Niente. O projeto foi concebido e instalado pela empresa SPG SOLAR, no ano de 2008. A diferença entre os dois sistemas é o nível de potência, pois o instalado em Far Niente foi de 275 kWp, aquele instalado em Gundlach Bunshu foi de 30 kWp (TRAPANI e SANTAFÉ, 2014).

A empresa CELEMIN ENERGY instalou um sistema FV flutuante de 24 kWp na Espanha em 2009 sobre as águas do lago Negret com o objetivo de analisar o impacto no processo de evaporação da água. A potência no ano seguinte fora elevada para 300 kWp devido à boa eficiência do sistema verificada. Os módulos, inclinados em 10°, flutuam sobre uma estrutura de polietileno sem ter contato direto com a água. De acordo com Ferrer Ferrer et al (2010) 45% dos custos de instalação do sistema foram associados à estrutura para flutuação.

Em 2009 a empresa D.A.E.I.T. instalou um sistema FV flutuante de 20 kWp na Itália. O sistema de flutuação fora projetado para intensificar as trocas de calor na parte traseira dos módulos com a camada de ar intermediária entre esta e a superfície da água (Trapani & Santafé, 2014). O sistema de flutuação possui algumas semelhanças com o instalado em Bubano, permitindo acesso de operadores para a realização de serviços de manutenção.

Um dos maiores projetos de sistemas FV flutuantes foi instalado em Bubano, na Itália, com 500 kWp, em 2009. O sistema fora instalado pela empresa Byro e é compartilhado por quatro empresas locais e conectado à rede da concessionária. O sistema é mantido flutuante por cubos de polietileno. Um interessante fato é que este foi o primeiro sistema FV flutuante exposto à neve e gelo. Relatos revelam que o principal impacto devido às baixas temperaturas foi sofrido pelo vidro da parte frontal, mas não foi o suficiente para congelar as águas do corpo de água. Resultados divulgados mostraram que esta instalação proporcionou um ganho de 20-25% na energia elétrica gerada devido ao efeito de resfriamento causado pela proximidade da água com a parte traseira dos módulos (TRAPANI e SANTAFÉ, 2014).

Na região do vinhedo Petra, na Itália, no ano de 2010, fora instalado um sistema FV flutuante cuja característica marcante fora o uso de um seguidor solar para os módulos, desenvolvido pela empresa Terra Moretti. A estrutura de suporte dos módulos foi projetada para manter os módulos de silício cristalinos numa orientação ótima de 40°, enquanto o sistema de seguimento solar operava em seguimento sobre um eixo (TRAPANI e SANTAFÉ, 2014).

De acordo com Cazzaniga et al (2012) um sistema FV flutuante de 30 kWp foi instalado sobre as águas do Lago Colignola, na Itália no ano de 2011. Subsistemas de seguimento solar e espelhos refletores foram adaptados para intensificar o desempenho do sistema gerador. Os espelhos foram dispostos em ângulos de -60° à +60°, o que resultou num aumento de um fator

multiplicador de 2 sobre a radiação efetiva incidente nos planos dos módulos. Este efeito resulta num aumento da temperatura dos módulos, sendo resfriados pela proximidade com a superfície da água. Estes dois subsistemas, concentração através de espelhos planos e flutuação em água, proporcionaram um aumento na eficiência de conversão de 60-70% quando comparada às eficiências de sistemas instalados sobre a terra (*ground mounted*).

Em 2011 as empresas D.A.E.I.T. e SPG Solar instalaram um sistema FV flutuante de 20 kWp em Avetrana, na Itália sobre estruturas de polietileno. Também no mesmo ano a empresa Ciel et Tèrre instalou um protótipo de 14 kWp na região de Piolenc, na França. A estrutura de flutuação deste projeto proporcionou aos módulos uma inclinação ótima, sem contato direto com a água. A empresa Ciel et Tèrre desenvolveu outro projeto na França de 1,2 MWp consistindo em 4530 módulos de 260 Wp flutuantes (SACRAMENTO et al, 2015).

A viabilidade econômica devido à instalação de diferentes tecnologias *offshore* foi realizada por Trapani et al (2013). De acordo com os autores, instalações de fazendas FV *offshore* usando módulos de filmes finos flexíveis em locais de latitudes entre 45°S e 45°N são competitivas com usinas eólicas *offshore*. Módulos de silício cristalino são menos atrativos economicamente devido à necessidade de utilização de estruturas de suporte.

Trapani e Millar (2014) investigaram o uso de ambientes *offshore* no entorno das Ilhas Maltesas para a instalação de sistemas FV flutuantes na superfície do mar. O estudo mostrou que a integração de sistemas FV flutuantes à matriz energética em Malta resulta numa redução dos custos totais de geração de energia elétrica, sendo que a instalação de um sistema de 12 MW é capaz de gerar 1% da demanda por energia elétrica em Malta. O efeito de resfriamento dos módulos FV resulta num aumento de 5% na geração de eletricidade pelo sistema.

Os resultados obtidos em 5 anos de experimentos com sistemas FV flutuantes instalados na superfície do reservatório Aich Ike, no Japão, foram divulgados por Ueda et al (2012). Um mecanismo intermitente de resfriamento dos módulos que jorra água pulverizada sobre a superfície dos painéis fora utilizado em um sistema de 10 kW. Este mecanismo proporcionou ao sistema apresentar melhores eficiências de conversão quando comparada a de um outro sistema de mesma potência instalada às margens do reservatório. Porém, problemas relacionados a algumas manchas de sujeira nos vidros das partes frontais dos módulos foram detectados, reduzindo a irradiância incidente nas células. Todavia, após a limpeza dos módulos, ganhos de eficiência maiores que 90% foram obtidos.

Abe McKay (2013) realizou simulações para a utilização de módulos FV flutuantes em três reservatórios nos Estados Unidos: Silver Lake, Folsom Lake e Lake Mead. Os incrementos nas eficiências de conversão em módulos flutuantes foram de 10% para o Silver Lake, 12% para

o Folsom Lake e 10% para o Lake Mead. Um modelo para estudo do comportamento das taxas de evaporação nesses corpos de água também fora utilizado, resultando numa queda média da evaporação de 70%. Em adição à redução da taxa de evaporação, painéis FV flutuantes praticamente não acumulam sujeira quando comparados àqueles instalados convencionalmente fora d'água, pois, de acordo com o autor, cada 100 dias de acumulação de poeira na parte frontal do painel resulta numa perda de 10% em sua eficiência de conversão.

Choi et al (2013) analisaram dados obtidos a partir da instalação de dois sistemas FV flutuantes instalados no açude Hapcheon, um de 100 kWp e outro de 500 kWp. Os sistemas estão conectados à rede da distribuidora de energia nacional da Coreia do Sul. Para a realização de uma análise comparativa da eficiência de geração, um sistema de 1 MWp fora instalado em Hamangun, localizado a 60 km a sudeste de Hapcheon, onde a irradiância solar e temperatura ambiente possuem comportamentos similares às de Hapcheon. O sistema flutuante apresentou um ganho de conversão de 11%. Este protótipo de 500 kWp foi o primeiro de uma série de projetos desenvolvidos pela empresa *Korea Water Corporation* (K-Water), que possui um planejamento para construir cerca de 1800 MWp de sistemas FV flutuantes até o ano de 2022.

A instalação de módulos FV flutuantes em reservatórios de água para irrigação foi proposta por Santafé et al (2014). Um protótipo de 20 kWp fora instalado e, como consequência dos bons resultados obtidos, a planta sofreu uma expansão para 300 kWp, ocupando a área total da bacia de água, cerca de 4490 m². Este sistema contribuiu para evitar que 5000 m³ de água sofresse o processo de evaporação. A razão de desempenho, conhecida como *Performance Ratio*, do sistema foi de 78%. Este indicador mostra o grau de utilização de um sistema FV e demonstra o efeito das perdas durante o processo de geração em função de suas causas, sendo definido pela razão entre a produção de energia real do sistema e aquela nas condições de referência, ou condições padrão de teste.

Uma companhia francesa, Ciel et Terre, instalou um sistema FV flutuante num reservatório no Japão que consiste em 4500 módulos, totalizando em 1,18 MWp. Os sistemas flutuantes geram 10% a mais de energia elétrica quando comparados àqueles sistemas instalados em telhados ou sobre a terra. Esta empresa possui um produto para suportar os módulos FV flutuantes sobre o reservatório, o Hydrelío®, mas este não proporciona a parte traseira do módulo entrar em contato com a água (TRAPANI e SANTAFÉ, 2014), pois os módulos flutuam sobre um suporte de polietileno de alta densidade, inclinados, com plataformas de apoio conectadas entre as linhas de módulos.

No Brasil, a única iniciativa para fomentar a utilização de módulos FV flutuantes foi divulgada através do edital 003/2015, publicado a partir de uma cooperação técnica entre as

Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) e a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), intitulado “CAPTAÇÃO DE PROJETO DE P&D PARA O DESENVOLVIMENTO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA A SER PROPOSTA PELA ELETRONORTE EM COOPERAÇÃO COM A CHESF PARA: Exploração de Energia Solar em Lagos de Usinas Hidrelétricas”. Porém, de acordo com uma das empresas vencedoras deste edital, os módulos serão instalados nas estruturas da empresa Ciel et Terre, que não proporcionam o contato da parte traseira do módulo com a água do reservatório (CHESF, 2015).

Em 2013 dois projetos, um em Singapura e outro no Canadá, foram instalados a partir do uso de módulos de filmes finos flexíveis flutuantes sobre a água no plano horizontal, com a parte traseira em contato com a água. Porém, ganhos na eficiência de conversão foram bem menores do que aqueles encontrados com a utilização de módulos de silício cristalinos, devido ao fato que os coeficientes de temperatura deste tipo de tecnologia são bem menores (TRAPANI e SANTAFÉ, 2014).

4 COMPORTAMENTO TÉRMICO E ELÉTRICO DE MÓDULOS FV: CORRELAÇÕES E MODELOS

O aumento gradual na demanda energética mundial, bem como problemas ambientais gerados a partir do uso de combustíveis fósseis têm resultado na busca por soluções mais limpas de geração de energia elétrica.

Uma opção ecologicamente correta é a obtenção de energia elétrica por meio da conversão de energia solar. Células FV realizam essa transformação de forma direta. São dispositivos que convertem a energia luminosa disponibilizada pelo sol em energia elétrica, sem a utilização de partes móveis. Como há uma distribuição espacial pela superfície do planeta do insumo energético (energia solar) para alimentação deste processo, o uso de painéis FV contribui diretamente para a intensificação da geração distribuída.

4.1 Correlações Matemáticas

As células fotovoltaicas (FV) são os dispositivos responsáveis pela conversão direta da irradiação solar em energia elétrica. A energia proveniente da radiação solar é transmitida aos elétrons livres contidos nos materiais que compõem as células, procedimento este conhecido por efeito fotovoltaico. O desempenho das células FV depende da irradiação incidente e da temperatura. Assim, a corrente de curto circuito cresce com a irradiância incidente na célula FV e com a temperatura. Porém, para um mesmo nível de irradiância, a tensão de circuito aberto decremente com o aumento da temperatura da célula FV, resultando numa redução da eficiência de conversão com o aumento da temperatura da célula FV.

Várias correlações foram desenvolvidas para expressar os comportamentos da temperatura e eficiência de conversão dos módulos FV em função de alguns parâmetros. Este capítulo mostra algumas destas funções matemáticas utilizadas para descrever os comportamentos térmico e elétrico de módulos FV.

4.1.1 Correlações para determinar a temperatura da célula FV

As correlações matemáticas podem ter um caráter explícito, revelando diretamente o valor da temperatura da célula ou do módulo (T_c) ou podem ter um caráter implícito, ou seja, envolverem variáveis que dependem diretamente do comportamento de T_c . Neste caso, são necessárias aplicações

de iterações e algumas ferramentas computacionais para determinar o valor de T_c . Como será mostrado, muitas correlações podem incluir um estado de referência que determina valores correspondentes para algumas variáveis tratadas.

Jakhrani et al (2011) listaram uma série de correlações, conforme tabela 4.

Tabela 5 - Correlações desenvolvidas para determinar a temperatura do módulo FV

Correlações	Autores
$T_c = T_a + kG_T$	Ross (1976)
$T_c = T_a \frac{G_T}{G_{c,NOCT}} (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT})^{(1-\frac{n_m}{n_m})}$	Rauschenbach (1980)
$T_c = 3,81 + 0,0282 \times 1,31G_T \times T_a - 165V_v$	Risser e Fuentes (1983)
$T_c = T_a + 0,028 \times G_T - 1$	Schott (1985)
$T_c = T_a + \frac{G_T}{800} (T_{c,NOCT} - 20)$	Ross e Smokler (1986)
$T_c = T_a + 0,035 \times G_T$	Ross e Smokler (1986)
$T_c = 30,006 + 0,0175(G_T - 300) + 1,14(T_a - 25)$	Lasnier e Ang (1990)
$T_c = T_a + \frac{(T_{c,NOCT} - 20)}{800} (219 + 832\overline{k_T})$	Didier (2001)
$T_c = T_a + kG_T, \text{sendo } k = 0,0058; 0,012 \text{ e } 0,03$	Krauter (2004)
$T_c = T_a + 0,031G_T$	Mondol et al (2005)
$T_c = T_a + 0,031G_T - 0,058$	Mondol et al (2007)
$T_c = T_a + \frac{G_c}{G_{c,NOCT}} \left(\frac{9,5}{5,7 + 3,8V_v} \right) \times (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT})^{(1-n_m)}$	Duffie e Beckman (2006)
$T_c = 0,943T_a + 0,028G_T - 1,528V_v + 4,3$	Chenni et al (2007)
$T_c = T_a + \omega \left(\frac{0,32}{8,91 + 2,0V_v} \right) G_T$	Skoplaki et al (2008)
$T_c = 0,943 \times T_a + 0,0195 \times G_T - 1,528 \times V_v + 0,3529$	Muzathik (2014)

De acordo com Ross (1976), os parâmetros chave responsáveis pela redução da temperatura da célula FV são a presença de materiais que possuam boa condutividade térmica entre a célula e superfícies externas que possuam elevada emissividade. A presença de ar entre essas superfícies gera um efeito estufa que eleva em até 15°C a temperatura da célula FV; a presença de

materiais com boa condutividade no módulo, bem como superfícies entre as células com elevada emissividade podem reduzir a temperatura em até 10°C; a presença de superfícies traseiras modificadas e aletas para aumentar o arrefecimento convectivo podem reduzir a temperatura da célula em até 5°C. Testes realizados em módulos de silício cristalino sem carga conectada, monitorados em ambientes abertos com sensores termopares instalados diretamente sobre as superfícies das células FV, proporcionaram a obtenção de dados que, tratados, revelaram a correlação mostrada na tabela 4, sendo T_c a temperatura da célula, k um parâmetro denominado parâmetro de Ross e G_T a irradiância incidente no plano da célula FV.

A correlação proposta em Rauschenbach (1980) foi proposta a partir de estudos com módulos de células de silício cristalino, mantendo um coeficiente de transferência de calor constante (Jakhani et al, 2011). Esta correlação permite determinar a temperatura da célula FV em função dos parâmetros na temperatura nominal de operação da célula (NOCT), sendo aquela sob irradiância de 800 W/m², temperatura ambiente de 20°C, distribuição espectral de AM 1,5 e velocidade do vento de 1 m/s.

Risser & Fuentes (1983) propuseram uma correlação para determinar a temperatura da célula FV em função de algumas variáveis meteorológicas, como irradiância incidente, temperatura ambiente e velocidade do vento. Esta foi determinada a partir de devido tratamento de dados dessas variáveis para um sistema de 104 kWp com seguidor do ponto de máxima potência.

A correlação proposta por Schott (1985) foi desenvolvida para velocidade de vento num intervalo de 1 a 1,5 m/s e temperatura ambiente de 0 a 35°C, exibindo a não existência da dependência da temperatura da célula FV com a velocidade do vento.

Ross & Smokler (1986) propuseram uma correlação para determinar a temperatura da célula FV em função da irradiância incidente, temperatura ambiente e as condições em NOCT. De acordo com os autores, este ponto foi escolhido como referência pois o módulo de silício cristalino utilizado nos seus experimentos teve uma produção anual de energia elétrica bem próxima do valor encontrado pela sua eficiência nas condições de NOCT multiplicada pela irradiância incidente no plano do módulo durante um ano no local de realização dos experimentos. Segundo os autores, o conceito de NOCT foi desenvolvido para proporcionar um meio conveniente para representar uma característica térmica do módulo e revelar uma temperatura de referência significativa para devida classificação de potência deste equipamento.

Lasnier & Ang (1990) após trabalharem com módulos de silício monocristalino empiricamente encontraram um modelo para expressar o comportamento da temperatura do módulo em função de parâmetros ambientais: $T_c = A + B(G_T - 300) + C$

T_a - 25), sendo G_T a irradiância incidente sobre o módulo e T_a a temperatura ambiente. Segundo os autores, os valores de A, B e C foram encontrados para o modelo de módulo trabalhado.

Didier (2001) propôs uma correlação dependente da temperatura ambiente e do índice de claridade mensal numa inclinação ótima para o local de análise. O índice de claridade (k_t) é a relação entre a irradiância que atinge a superfície terrestre num dado local (G_T) pela irradiância que atinge o topo da atmosfera (G_{TA}), ou seja, $k_t = (G_T/G_{TA})$ (Ricieri et al, 2006). O ponto de referência NOCT foi de 45°C, para módulos de silício cristalino e 50°C para módulos de silício amorfo (Skoplaki & Palyvos, 2009).

Krauter (2004) realizou experimentos no ano de 2002 na cidade do Rio de Janeiro onde utilizou uma estrutura fixa, tipo tanque, para os módulos FV com circulação forçada de água na parte traseira dos mesmos. Foram usados módulos de silício cristalino de 30 Wp, inclinados em 30° orientados para o norte. O tanque atua como um agente para arrefecer o módulo FV, reduzindo a sua temperatura de funcionamento. Então, com o uso de sensores de temperatura PT-100, foram medidas as diferenças entre a temperatura da célula FV e a ambiente. A partir do tratamento dos dados resultantes de medidas, foram obtidos três valores para o parâmetro de Ross k , sendo 0,03 para utilização convencional sem resfriamento por água, 0,012 e 0,0058 para os módulos instalados com resfriamento pela água. Estes parâmetros têm sua aplicação da correlação proposta por Ross (1976).

Mondol et al (2007) analisaram o desempenho de um sistema FV de 13 kWp, com módulos monocristalinos, conectados à rede na Irlanda. A performance deste sistema foi monitorada de abril de 2001 a dezembro de 2003. A simulação do comportamento deste sistema foi realizada com o uso do TRNSYS, sendo a temperatura de operação do módulo FV calculada usando a temperatura de operação nominal da célula (NOCT). Assim, uma nova correlação foi proposta por Mondol et al (2007) a partir de dados medidos da temperatura do módulo, temperatura ambiente e irradiância incidente. Verificou-se que a diferença entre a temperatura modelada e a medida foi menor nesta correlação proposta do que naquela proposta por Duffie & Beckman (1991).

Duffie e Beckman (2006) propuseram uma correlação para determinar a temperatura da célula FV a partir de uma análise do balanço de energia num módulo FV. Nas condições NOCT, parâmetros como temperatura do módulo, temperatura ambiente e irradiância solar foram usados e uma correlação dependente deste estado foi desenvolvida e proposta, considerando o valor de 0,9 para o produto entre a transmitância e absorptância da célula FV usada no módulo em análise.

Chenni et al (2007) propôs o uso da correlação desenvolvida por TamizhMani et al (2003). A partir da realização de experimentos com módulos de silício cristalinos, verificou por meio da análise de dados que existe uma correlação linear entre a temperatura do módulo FV e as variáveis meteorológicas temperatura ambiente, irradiância incidente e velocidade do vento independentemente do local de instalação do sistema FV e do tipo de tecnologia escolhida.

Skoplaki et al (2008) propuseram uma correlação que fosse dependente de um coeficiente de instalação do sistema FV (ω), definido com a razão entre o valor do parâmetro de Ross para uma situação de instalação em específico e o valor deste parâmetro para o caso de instalação em ambientes livres, ou abertos. O uso deste coeficiente permite estender o uso desta correlação proposta para situações além da montagem em ambientes abertos.

Muzathik (2014) propôs uma correlação para determinar a temperatura do módulo FV a partir de valores medidos das variáveis temperatura ambiente, irradiância incidente e velocidade do vento. Foi utilizada a ferramenta Matlab/Simulink para o desenvolvimento do modelo e a validação foi realizada com um módulo de silício cristalino. Como resultado, um coeficiente de correlação de 0,9763 foi obtido a partir do uso de dados medidos.

Skoplaki et al (2009) sumarizaram algumas correlações desenvolvidas e propostas por alguns pesquisadores. De acordo com estes, cuidados devem ser tomados na escolha para aplicação de cada correlação, pois foram desenvolvidas numa geometria determinada de instalação ou nível de integração de construção em mente. Assim, deve-se consultar as fontes para escolher a correlação mais apropriada à situação em análise.

4.1.2 Correlações para determinar a eficiência de conversão de módulos FV

Pesquisas foram desenvolvidas com o objetivo de monitorar o comportamento de geração de sistemas fotovoltaicos. Uma consequência da realização destes trabalhos foi a obtenção de correlações matemáticas que são usadas para quantificar, através da eficiência de conversão desses equipamentos (η_{pv}), a geração durante um determinado intervalo de tempo.

A tabela 5 sumariza algumas correlações e os autores correspondentes.

Tabela 6 - Correlações para eficiência de conversão FV em função da temperatura

Correlações	Autores
$\eta_{pv} = \eta_{ref}[1 - \beta_{ref}(T - T_{ref})]$	Evans e Florschuetz (1977)
$\eta_{PV} = \eta_{ref} - \mu(T_c - T_{ref})$	Bazilian e Prasad (2002)
$\eta_{pv} = \eta_{25} + b(T_c - 25)$	Durisch et al (1996)
$\eta_{pv} = \eta_0 - K(T^{\frac{1}{4}} - T_0^{\frac{1}{4}})$	Ravindra e Srivastava (1979/80)
$\eta_{pv} = \eta_{ref}[1 - \beta_{ref}(T_a - T_{ref}) - \frac{\beta_{ref}\tau\alpha GT}{U_L}]$	Siegel et al (1981)
$\bar{\eta}_{pv} = \eta_{ref}[1 - \beta_{ref}(\bar{T}_a - T_{ref}) - \frac{\beta_{ref}\bar{\tau}\alpha V \bar{H}_T}{nU_L}]$	Siegel et al (1981) 2
$\eta_{pv} = \eta_{ref}[1 - \beta(T - T_{ref}) + \log_{10}I]$	Evans (1981)
$\eta_{pv} = \eta_{ref}[1 - a_1(T_c - T_{ref}) + a_2 \ln(\frac{G_T}{1000})]$	Anis et al (1983)
$\eta_{pv} = -0,05T_{frontal} + 13,75$	Yamaguchi et al (2003)
$\eta_{pv} = -0,053T_{traseira} + 12,62$	Yamaguchi et al (2003)
$\eta_{pv} = 0,94 - 0,0043[\bar{T}_a + \frac{\bar{G}_T}{(22,4+8,7\bar{V}_V)} - 25] \pm 2,6\%$	Skoplaki e Palyvos (2009)

De acordo com Evans e Florschuetz (1977) a eficiência do módulo FV, definida como a razão entre a energia elétrica proveniente deste e a irradiância incidente sobre ele, decresce linearmente com o aumento da temperatura do módulo FV. Os parâmetros com índices subscritos *ref* são os valores nas condições padrões de teste ou de referência STC, irradiância de 1000 W/m², temperatura da célula de 25°C, distribuição espectral AM de 1,5. Foram utilizados módulos de silício cristalino, tendo como parâmetros de entrada os valores de $\eta_{ref} = 0,15$ e $\beta_{ref} = 0,0041^\circ\text{C}^{-1}$, sendo estes os valores da eficiência de conversão e do coeficiente de temperatura para potência máxima nas condições STC.

Um modelo numérico foi desenvolvido para simular a performance de um sistema FV instalado numa residência (Bazilian & Preasad, 2001). A habilidade do modelo para utilizar dados climáticos para simular a performance anual do sistema foi comparada com dados medidos e tratados. Um coeficiente de temperatura global da célula FV pode ser especificado no modelo de forma a ser utilizado para uma gama de tecnologias FV, incluindo silício amorfo.

Durisch et al (1996) propuseram uma correlação fortemente dependente com a irradiância incidente. Dois tipos de módulos FV foram utilizados em seus experimentos. O coeficiente de temperatura b é uma função da irradiância, ou seja, $b = f(G_T)$. A incerteza máxima relativa na eficiência tem sido estimada para ser menor do que $\pm 1\%$, a depender do tipo e tamanho da célula ou módulo FV e da constância da irradiância durante o período de teste. O coeficiente de temperatura da eficiência pode ser determinado dentro de uma faixa de incerteza de $\pm 3\%$.

Ravindra & Srivastava (1979/80) apresentaram uma correlação para representar a variação da eficiência máxima de um módulo FV com a temperatura. Os parâmetros de entrada são a η_0 (máxima eficiência teórica na temperatura de 0°C), η_T (máxima eficiência teórica na temperatura T) e K uma constante de proporcionalidade igual a 22,5. Assim, a variação na máxima eficiência teórica em relação a 0°C é proporcional à diferença entre as quartas raízes dos valores das temperaturas. Uma comparação foi realizada por Ravindra e Srivastava (1979/80) aplicando sua correlação com o estudo teórico de Wysocki & Rappaport, havendo elevada concordância de resultados. Desta forma, segundo os autores, a expressão deverá ter extrema utilidade na determinação de eficiência de conversão de módulos FV numa dada temperatura se o valor deste parâmetro for conhecido a uma temperatura de 0°C .

Um método para estimar a eficiência de conversão a partir de parâmetros do módulo FV e de valores de variáveis meteorológicas foi proposto por Siegel et al (1981). O uso de uma correlação para estimar valores instantâneos da eficiência de conversão de módulos FV foi mostrada, tendo um erro de até 5%. Uma segunda correlação foi proposta pelos autores para determinar a eficiência média mensal de um módulo FV, sendo $\overline{H_T}$ a irradiância diária média mensal por unidade de área sobre a superfície inclinada do módulo FV; $\beta_{ref} = 0,004^\circ\text{C}^{-1}$, $\eta_{ref} = 0,15$, $T_{ref} = 0^\circ\text{C}$, $V =$ *variável adimensional e n é o número de horas ou segundos por dia.*

Evans (1981) propôs uma correlação para descrever o comportamento da eficiência de conversão em função da temperatura e eficiência num ponto de referência, que posteriormente foram definidos por Notton et al (2005) como sendo 25°C e 0,125 respectivamente; bem como da temperatura do módulo e da insolação integralizada num tempo de uma hora (insolação horária incidente). O parâmetro γ é denominado como coeficiente de intensidade para a eficiência de conversão da célula FV, o qual depende do material utilizado para a produção da célula FV. Evans (1981) sugeriu o valor de 0,12 para células de silício.

Anis et al (1983) propôs uma correlação dependente de um ponto de referência

e da irradiância incidente no módulo FV. Para o silício, os parâmetros a_1 e a_2 possuem, respectivamente, os valores 0,005 e 0,052. Omitindo o termo em ln, ligeiramente superestima o valor da eficiência (Skoplaki e Palyvos, 2009).

No experimento de Yamaguchi et al (2003), foram usados termopares para as medias das temperaturas das partes frontal e traseira dos módulos utilizados. São propostas duas correlações dependentes da temperatura, uma dependente dos valores da parte frontal e outra da parte traseira. Fora proposta também uma correlação entre os valores das temperaturas nas partes frontal e traseira dos módulos, sendo $T_{frontal} = 1,06T_{traseira} + 22,6$. O erro máximo determinado por valores medidos foi de 4,6%.

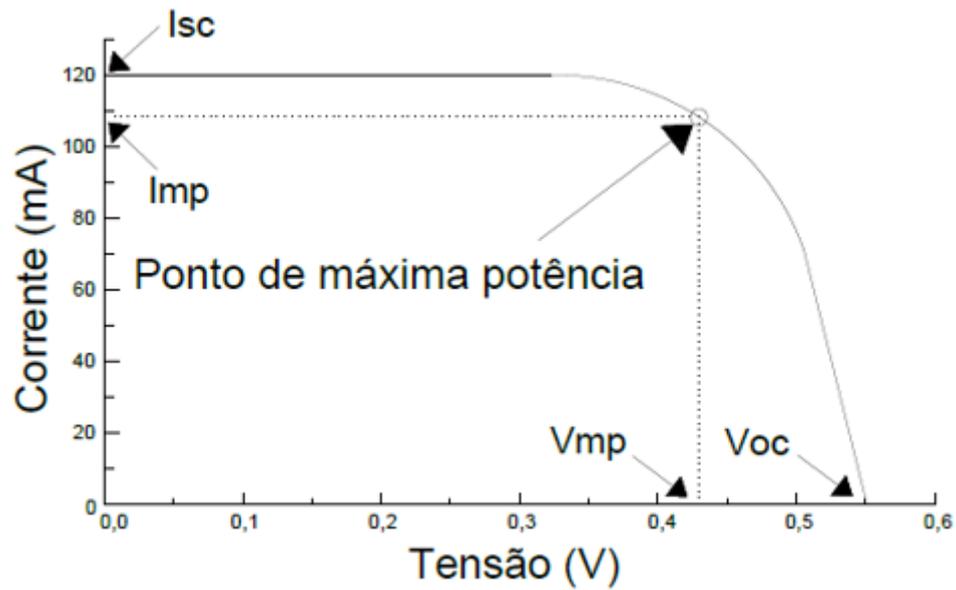
A correlação mostrada no CLEFS CEA 2004 mostra a dependência da eficiência de conversão com os valores médios diários das variáveis meteorológicas temperatura ambiente, irradiância e velocidade do vento (Skoplaki & Palyvos, 2009).

4.2 Modelos elétricos

Os fabricantes de painéis FV normalmente fornecem valores, nas condições de teste padrões: 1000 W/m², 25°C e 1,5 para Massa de Ar para alguns parâmetros relacionados com as características de geração, que são a tensão no ponto de máxima potência, a corrente no ponto de máxima potência, a potência máxima, a tensão de circuito aberto, a corrente de curto circuito e os coeficientes de temperatura (corrente de curto circuito, tensão de circuito aberto, potência máxima).

A figura 8 mostra alguns desses parâmetros numa curva corrente *versus* tensão, também conhecida como curva característica I x V, de um módulo FV.

Figura 9 - Curva característica de um módulo fotovoltaico



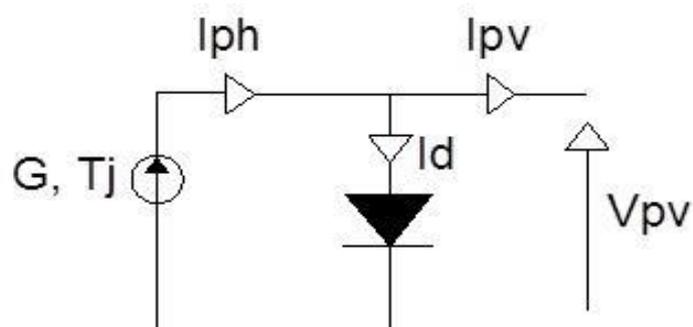
Existem algumas representações elétricas que são utilizadas para realizações de modelagens matemáticas, que são o modelo com apenas um diodo e uma fonte de corrente, um segundo modelo que aborda além dos parâmetros anteriores uma resistência em série, um terceiro modelo que aborda ainda uma resistência em paralelo e um quarto modelo e mais completo que utiliza um segundo diodo.

Este capítulo apresenta alguns modelos utilizados para representação de módulos FV.

4.2.1 Modelo com apenas um diodo

A figura 9 mostra o modelo contendo apenas um diodo. Esta é uma representação de uma célula FV ideal, sem considerar as perdas associadas ao processo de geração FV. O diodo representa a junção p-n.

Figura 10 - Modelo com um diodo



Fonte: Adaptado de REKIOUA e MATAGNE, 2012

No circuito representado na figura 6, G é a irradiância incidente na célula FV, T_j é a temperatura de operação da célula, I_{ph} é a fotocorrente gerada, I_{pv} a corrente de carga, V_{pv} a tensão na carga e I_d a corrente de diodo.

De acordo com a Lei de Kirchoff das correntes, tem-se que:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (2.1)$$

Sendo

$$I_d = I_0 \cdot \left[e^{\frac{q V_{pv}}{AKT_j} - 1} \right] \quad (2.2)$$

Então:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \cdot \left[e^{\frac{q V_{pv}}{AKT_j} - 1} \right] \quad (2.3)$$

sendo

$q = 1,6 \times 10^{-19} \text{C}$, K a constante de Boltzmann ($= 1,38 \times 10^{-23} \text{J/K}$), o fator de idealidade do diodo e I_0 a corrente de saturação reversa. Considerando a fotocorrente gerada igual à corrente de curto circuito, tem-se que

$$I_{pv} = I_{sc} - I_0 \cdot \left[e^{\frac{q V_{pv}}{AKTj}} - 1 \right]$$

Ao analisar a situação em que a corrente de carga seja nula, ou seja, $I_{pv} = 0$, então

$$V_{pv} = V_{oc} \quad (2.6)$$

Logo

$$I_{sc} - I_0 \cdot \left[e^{\frac{q V_{oc}}{AKTj}} - 1 \right] = 0$$

e

$$I_0 = \frac{I_{sc}}{e^{\frac{q V_{oc}}{AKTj}} - 1}$$

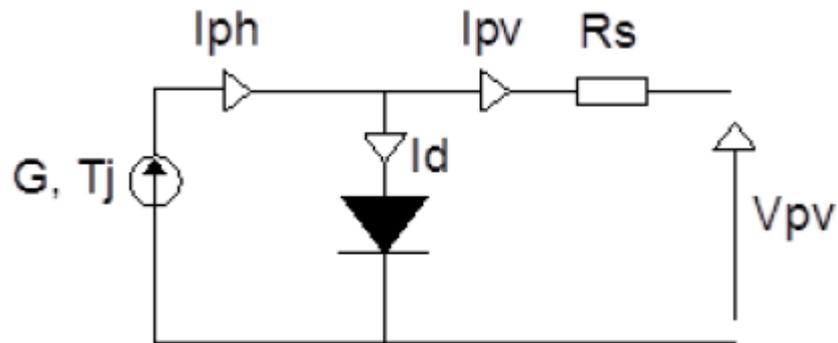
A partir do uso da equação 2.6 encontra-se o valor da corrente de saturação reversa.

4.2.2 Modelo com um diodo e um resistor em série

A figura 10 mostra a representação esquemática do modelo de um diodo e um resistor em série. Este resistor representa as perdas ôhmicas na célula FV.

(2.4)

Figura 10 - Circuito equivalente do modelo de um diodo e um resistor em série.



Fonte: Adaptado de REKIOUA e MATAGNE, 2012.

A corrente na carga será dada por

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \cdot e^{\left[\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{AKT_j} - 1 \right]}$$

Ao considerar a fotocorrente igual à corrente de curto circuito, tem-se que

$$I_{pv} = I_{sc} - I_0 \cdot e^{\left[\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{AKT_j} - 1 \right]}$$

A corrente de curto circuito para um determinado valor de temperatura da célula pode ser determinada pela relação

$$I_{sc}(T) = I_{sc(STC)} \cdot (1 + \alpha_{sc} \cdot \Delta T)$$

sendo $I_{sc}(T)$ a corrente de curto circuito para um dado valor de temperatura, $I_{sc}(STC)$ o valor da corrente de curto circuito nas condições padrões de teste (STC), α_{sc} o coeficiente de temperatura para a corrente de curto circuito e T a diferença de temperatura em relação àquela das condições STC (25°C). O valor da corrente de curto circuito para uma dada intensidade de irradiância incidente no módulo FV será dado por

$$I_{sc}(G) = I_{sc(STC)} \frac{G}{G_{STC}}$$

sendo $I_{sc}(G)$ a corrente de curto circuito para um dado valor de irradiância, $I_{sc}(STC)$ a corrente de curto circuito nas condições padrões de teste, G a irradiância incidente e G_{STC} a irradiância incidente nas condições padrões de teste (1000 W/m^2).

A corrente de saturação reversa para as condições de referência será dada por

$$I_{0(STC)} = \frac{I_{sc(STC)}}{\frac{V_{oc(STC)}}{e^{\frac{qAKT_j(STC)}{A}} - 1}}$$

Sejam

$$V_{T(STC)} = \frac{AKT_j(STC)}{q}$$

e

$$V_T = \frac{AKT_j}{q}$$

onde V_T é denominado potencial térmico. Assim, é possível reescrever a corrente de saturação reversa nas condições padrões na forma

$$I_{0(STC)} = \frac{I_{sc(STC)}}{\frac{V_{oc(STC)}}{e^{\frac{V_{oc(STC)}}{V_T(STC)}} - 1}}$$

A corrente de saturação reversa num dado valor de temperatura da célula FV será dada por

$$I_0(T_j) = I_{0(STC)} \cdot \left[e^{\left[\frac{\frac{E_g}{qAK} - \frac{E_g}{qAK}}{T_j - T_j(STC)} \right]} \right]$$

sendo E_g o *gap* de energia para o silício. Então, a corrente na carga será dada por

$$I_{pv} = \frac{G}{G_{STC}} \cdot I_{sc(STC)} \cdot [1 + \alpha_{sc} \cdot \Delta T] - \left[\left(\frac{I_{sc(STC)}}{\frac{V_{oc(STC)}}{V_T(STC)}} \right) \cdot \left(e^{\frac{\frac{E_g}{qAK} - \frac{E_g}{qAK}}{T_j - T_j(STC)}} \right) \cdot \left(\frac{T_j}{T_j(STC)} \right)^{\frac{3}{A}} \right] \cdot \left[e^{\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{AKT_j} \right)} - 1 \right] \quad (2.16)$$

sendo A o fator de idealidade do diodo. A resistência série pode ser determinada através da seguinte equação:

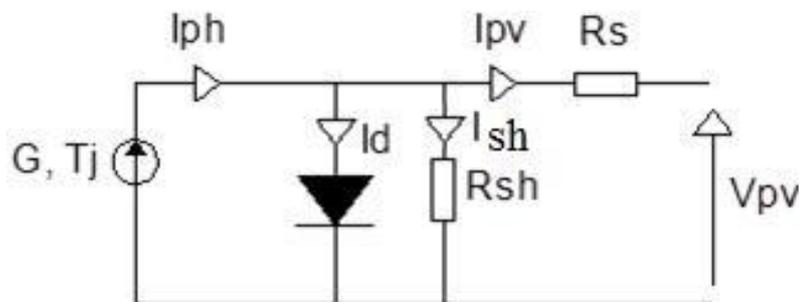
$$R_s = -\frac{dV_{pv}}{dI_{pv}} - q \frac{AKT_f}{I_{sc}}$$

Esta equação é utilizada ao igualar o valor da tensão na carga ao da tensão de circuito aberto. Usando as equações 2.18 e 2.19, juntamente com uma ferramenta computacional (MATLAB, por exemplo), é possível obter as características de tensão e corrente provenientes da célula FV.

4.2.3 Modelo com um diodo, um resistor série e um resistor paralelo

A figura 11 mostra o circuito elétrico que representa este modelo. Além de representar as perdas ôhmicas através da resistência série, o modelo também representa outras perdas que ocorrem no processo através do uso de uma resistência em paralelo (shunt).

Figura 11 - Circuito elétrico do modelo de um diodo, uma resistência série e uma resistência



Fonte: Adaptado de REKIOUA e MATAGNE, 2012.

Através da devida análise das correntes no circuito, percebe-se que

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{Rsh}$$

Substituindo a equação 2.2 na Equação 2.18 e desenvolvendo a corrente que passa pelo resistor *shunt* obtém-se a Equação 2.21.

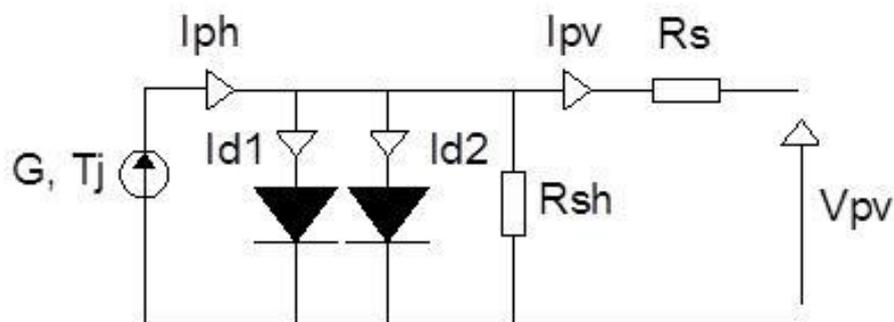
$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \cdot e^{\left[\frac{q}{AKT_j} \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{-1} - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \right]}$$

sendo R_{sh} a resistência *shunt*. O modelo possui cinco parâmetros (I_{ph} , I_0 , R_s , R_{sh} e A) a serem determinados a partir de condições particulares de temperatura e também de condições limitantes de tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito, tensão no ponto de máxima potência (V_{mpp}) e corrente no ponto de máxima potência (I_{mpp}). Há diferentes métodos para encontrar a solução da equação 2.19, sempre procurando utilizar dados fornecidos pelos fabricantes dos painéis FV. Assim, vários métodos têm sido propostos para encontrar esses diferentes parâmetros (Rekioua e Matagne, 2012).

4.2.4 Modelo com dois diodos, um resistor série e um resistor paralelo

A figura 12 mostra o circuito elétrico representativo deste modelo. Há, em relação ao modelo citado no tópico 4.2.3, a inserção de um diodo. Este modelo leva em conta o mecanismo de transporte elétrico de cargas no interior da célula FV. Os dois diodos representam os fenômenos de polarização da junção p-n. Estes representam as recombinações dos portadores de carga minoritários.

Figura 12 - Circuito elétrico do modelo de dois diodos, um resistor série e um resistor paralelo.



Fonte: Adaptado de REKIOUA e MATAGNE, 2012.

A partir de devida análise das correntes no circuito elétrico, percebe-se que:

Sendo I_{d1} e I_{d2} as correntes nos diodos 1 e 2, respectivamente. Estas podem ser

determinadas a partir das relações:

$$I_{d1} = I_{01} \cdot \left[e^{\frac{V_{pv}}{A_1 V_T}} - 1 \right]$$

e

$$I_{d2} = I_{02} \cdot \left[e^{\frac{V_{pv}}{A_2 V_T}} - 1 \right]$$

sendo V_T o potencial térmico. A equação final para o modelo será

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{01} \cdot \left[e^{\frac{V_{pv}}{A_1 V_T}} - 1 \right] - I_{02} \cdot \left[e^{\frac{V_{pv}}{A_2 V_T}} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}}$$

Onde, a partir de determinadas considerações e uso de ferramentas computacionais, é possível resolver a equação 2.23.

5 PARTE EXPERIMENTAL E SIMULAÇÕES

Ao analisar as características térmicas de módulos FV deve-se verificar o efeito conjunto de suas células associadas. Células FV operando num módulo podem ter diferentes níveis de temperatura, fato este associado ou não ao posicionamento destas no módulo (de Andrade, 2008). Uma possibilidade de identificar os comportamentos individuais de cada célula FV é realizar ensaios destrutivos, a partir dos quais sensores de medição de temperatura termoresistivos ou termopares são colocados em contato direto com a célula dentro do módulo, o que pode gerar danos estruturais ao módulo. Então, como forma de analisar os efeitos térmicos sobre os módulos FV flutuantes em água, sensores PT-100 foram instalados nas partes traseiras dos módulos, em três posições, e um valor médio entre as medidas foi considerado representativo para a realização dos experimentos.

Neste capítulo são mostrados os procedimentos adotados para as realizações dos trabalhos em quatro (04) módulos de silício cristalino: dois monocristalinos (20 Wp e 160 Wp) e dois policristalinos (85 Wp com degradação de 10 anos e 20 Wp), experimentais e computacionais.

5.1 Etapa experimental

No Laboratório de Energias Alternativas (LEA) da Universidade Federal do Ceará (UFC) foi desenvolvido um supervisor composto por um sistema de aquisição de dados com a utilização de um controlador lógico programável (TWIDO Twdcae40drf) e um computador. O sistema fora adaptado para realizar leituras de temperatura e irradiância provenientes de 07 (sete) sensores do tipo PT-100 e um Piranômetro Segunda Classe, mostrado na figura 14, devidamente calibrado segundo certificado em anexo. A figura 13 mostra uma imagem do supervisor em trabalho de leitura. Um dos sete sensores PT-100 foi utilizado para medir a temperatura ambiente e fora instalado num *radiation shield* sobre o prédio do LEA, juntamente com o piranômetro

Foram adquiridos e calibrados no LEA os 06 (seis) sensores de temperatura PT-100 para medir as temperaturas dos módulos FV. Fora utilizado como padrão um sensor da marca Naka e um Método Comparativo. A calibração fora realizada em banho de água e os ajustes realizados nos transmissores de temperatura da marca Nólus instalados, conforme figura 16. Devido às falhas apresentadas pelos sensores, o processo teve que ser individualizado, ou seja, um por vez. Dois pontos foram escolhidos para a realização dos ajustes, 20°C e 45°C. Estes foram escolhidos pois a faixa de trabalho desses sensores nos experimentos realizados com os módulos flutuantes em água não é inferior a 20°C e nem superior a 45°. Gelos em cubos e um mergulhão foram usados para resfriar e aquecer a água enquanto o processo de calibração era realizado. Dois dias foi o tempo de duração para

esta etapa de calibração dos sensores. A tabela 6 apresenta os resultados da calibração dos 06 (seis) sensores termoresistivos.

Tabela 7 - Medidas dos sensores PT-100 após ajustes através dos transmissores.

Pontos	Sensor						Padrão
	1	Sensor 2	Sensor 3	Sensor 4	Sensor 5	Sensor 6	
Temperatura (°C) @30°C	29,8	29,1	29,9	30,3	30,6	30,4	30
Temperatura (°C) @45°C	45,8	45,6	45,8	44,6	44,2	44,8	45

As figuras 15 e 17 mostram o equipamento padrão PT-100 do fabricante Naka e a execução desta etapa de calibração.

Figura 13 - Sistema supervisório no LEA

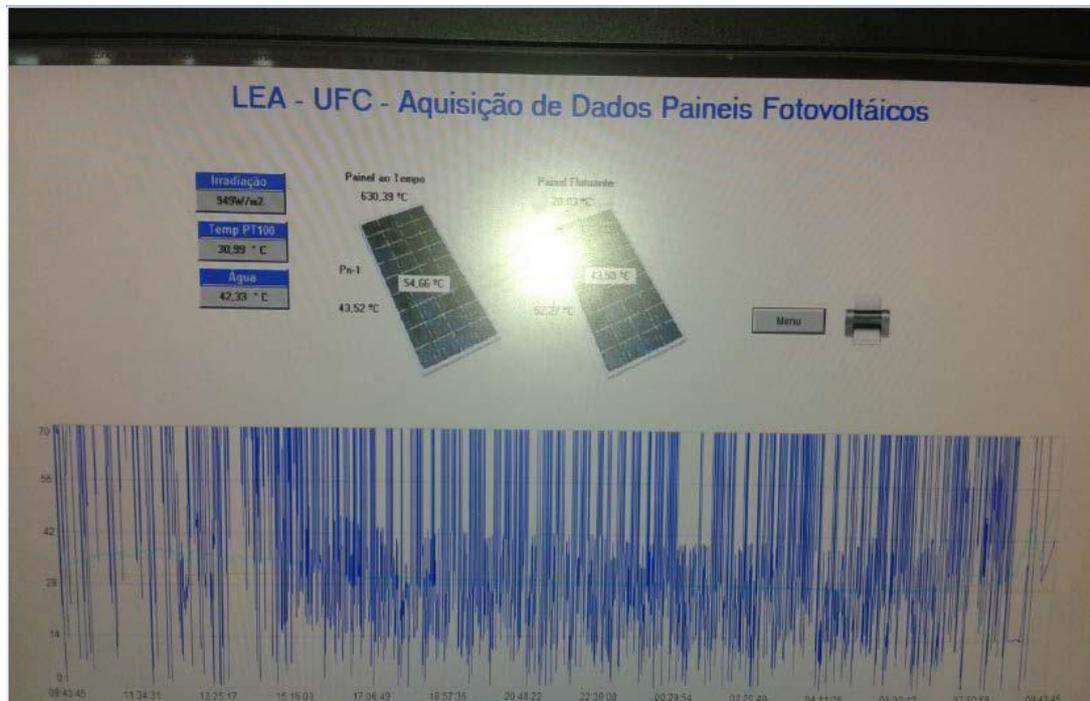


Figura 14 - Piranômetro instalado nas dependências do LEA



Figura 15 - Padrão utilizado para calibração dos sensores PT-100 utilizados no LEA.



Figura 16 - Quatro dos sete transmissores de temperatura



Figura 17 - Calibração dos sensores PT-100



Um tanque de capacidade para 12.030 L pré fabricado, em laminado reforçado de PVC flexível com estrutura tubular de aço ao carbono galvanizado a fogo com altura nominal de 1,20 m e diâmetro de 3,80 m, foi instalado na vizinhança do prédio do LEA. Um piso de alvenaria foi construído para receber este equipamento. Cerca de 01 mês foi o tempo necessário para a compra dos materiais, a execução da obra e a instalação do tanque.

Um traçador de curvas características de módulos FV foi adquirido (MINI KLA). A tabela 7 mostra os dados técnicos deste equipamento, bem como a figura 18 mostra uma imagem do traçador em sua mala.

Tabela 8 - Dados Técnicos MINI KLA.

Exatidão básica	$\pm 0,4\%$ fsr
Faixa de tensão (V)	até 120
Faixa de corrente (A)	até 8
Faixa de irradiância (W/m ²)	até 1300
Faixa de temperatura (°C)	-20 à 100
Máxima quantidade de amostra por par tensão-corrente	45k amostras/s
Controle de operações	2 botões
PC porta	RS232
Massa	600g

Figura 18 - Traçador MINI KLA utilizado nos experimentos



Um anemômetro de conchas foi instalado para realizar a medição da velocidade de vento. A aquisição dos dados provenientes do anemômetro foi realizada por um datalogger modelo CR10X. Este sistema foi instalado no LEA para adquirir dados de vento na região do tanque. As figuras 19 e 20 mostram uma vista interna do datalogger CR10X e o anemômetro de conchas instalado.

Figura 19 - Imagem interna da caixa datalogger CR10X



Figura 20 - Vista do anemômetro instalado sobre o tanque no LEA.



Após a preparação de todo o sistema de medição, sendo aquisição de dados pelo CLP e datalogger, instalação dos sensores de radiação (piranômetro segunda classe), sensores de temperatura, anemômetro e tanque, a etapa relacionada à preparação dos módulos FV para flutuarem em água foi iniciada. Nesta etapa, placas de isopor foram usadas como molduras para que os módulos flutuassem. Um trabalho de produção dessas molduras foi realizada manualmente, tendo cuidado para que os ajustes fossem os melhores possíveis, de forma a exigirem menos material de selagem (silicone). Todas as molduras originais de alumínio dos módulos FV foram retiradas, de modo a evitar que colchões de ar fossem gerados e não permitissem o contato da parte traseira dos módulos com a água.

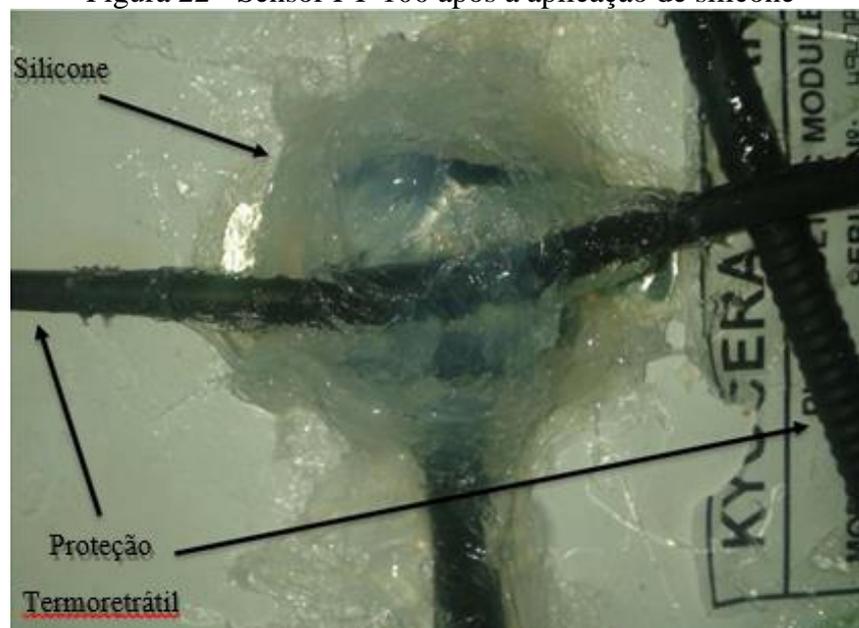
Os sensores de temperatura foram posicionados na parte traseira de cada módulo em pontos sobre o centro e nas bordas transversais e longitudinais, de forma a mapear regiões com comportamentos térmicos diferentes. A temperatura do módulo foi representada pelas médias aritméticas dos valores medidos nesses pontos. Todos os sensores PT-100 tiveram seus encapsulamentos cobertos por silicone, pois quando dois ou mais sensores eram colocados na água do tanque, ocorria uma falha na operação deles. Uma proteção termoretrátil teve que ser aplicada por toda a extensão dos cabos dos sensores, para evitar que estes fossem molhados e gerassem

falhas de operação. As figuras 21 e 22 mostram o posicionamento dos sensores no módulo e a cobertura de silicone sobre os encapsulamentos dos sensores PT-100.

Figura 21 - Sensores PT-100 instalados no módulo de 20 Wp policristalino antes da aplicação de silicone.



Figura 22 - Sensor PT-100 após a aplicação de silicone



Durante o mês de fevereiro de 2015 experimentos foram realizados utilizando um módulo de 20 Wp policristalino modelo KS20T. O módulo fora disposto nas condições flutuante

e em terra numa estrutura de ferro nas proximidades do LEA. As figuras 23 e 24 mostram o módulo disposto nas condições flutuante e em terra. Foram medidas as temperaturas na parte traseira do módulo, temperatura ambiente, bem como traçadas curvas características do módulo em horários específicos com o uso do traçador MINI KLA. Foram 10 dias de medições, sendo aproveitados 04 dias (04/02, 05/02, 06/02 e 07/02), pelas proximidades nos perfis diários de temperatura ambiente e radiação. Os resultados desta etapa foram publicados através artigo intitulado *Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs*, na revista *IET Renewable Power Generation* (doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0120).

Após esta primeira fase de medições, durante o mês de abril foram reiniciados os experimentos no laboratório. Porém, ao serem realizados testes com o MINI KLA, o mesmo apresentou falhas durante a sua operação, não executando o traçar de curvas. Ao entrar em contato com o fabricante, foi recomendado o envio do equipamento à Campinas. O representante em Campinas enviou ao LEA um equipamento da SOLMETRIC, modelo PVA 600, sendo possível, após o recebimento do MINI KLA, verificar o seu funcionamento. Os pontos traçados pelos dois traçadores foram muito próximos, estando as curvas praticamente sobrepostas. Após a constatação de conformidade no funcionamento do MINI KLA, uma segunda etapa do experimento fora planejada.

Figura 23 - Módulo de 20 Wp policristalino flutuante



Figura 24 - Módulo de 20Wp policristalino em terra



Numa segunda etapa de medições, 03 (três) módulos FV foram utilizados, sendo 01 de silício policristalino (20 Wp) e 02 de silício monocristalino (01 de 20 Wp e outro de 160 Wp). Inicialmente, os experimentos foram realizados usando o módulo policristalino. Nos dias 10/09, 11/09, 14/09 e 15/09 o módulo de 20 Wp policristalino foi disposto flutuante em água, e nos dias 16/09, 17/09 e 18/09 em terra sobre a estrutura de aço, com os sensores PT-100 instalados nas posições citadas. Os sensores 1, 2 e 3 foram anexados à parte traseira deste. Dados de temperatura do módulo, temperatura ambiente, irradiância incidente e velocidade do vento foram medidos e registrados. Foram escolhidos os instantes entre 09:00hs e 15:00hs para o traçar de curvas características, em intervalos de 30 minutos. Em cada ponto eram traçadas 08 curvas, de forma a facilitar a obtenção de pontos com níveis de irradiância coincidentes. Desta forma, foram traçadas cerca de 96 curvas características por dia para cada módulo FV.

Nos dias 22/09, 23/09, 25/09 e 26/09 foram realizados os experimentos com os módulos monocristalinos (20 Wp e 160 Wp) flutuantes em água. Os sensores 1, 2 e 3 foram anexados ao módulo de 20 Wp, enquanto que os sensores 4, 5 e 6 anexados ao módulo de 160 Wp. Nos dias 28/09, 29/09, 30/09 e 01/10 os dois módulos foram dispostos em terra sobre a estrutura em aço, sendo traçadas 08 curvas para cada instante de tempo, no mesmo intervalo entre 09:00hs e 14:00hs

Figura 25 - Moldura de isopor instalado no módulo de 20 Wp monocristalino



Figura 26 - Módulos de 20 Wp monocristalino e de 160 Wp monocristalino flutuantes.



Figura 27 - Verificação do funcionamento do MINI KLA em utilização paralela ao PVA 600



As figuras 25, 26 e 27 mostram, respectivamente, a moldura instalada num módulo FV, o experimento em curso e a verificação de funcionamento do traçador MINI KLA.

5.2 Tratamento dos Dados e Simulações

Nesta etapa de tratamento dos dados medidos, uma planilha contendo todos os valores medidos de temperatura e das variáveis irradiância, velocidade de vento, temperatura ambiente e temperatura da água no período compreendido de 10 a 26 de setembro de 2015 fora construída.

Foram medidos valores instantâneos das variáveis trabalhadas a cada minuto, com exceção da temperatura da água. Esta fora medida no intervalo de 30 minutos, manualmente, por um termômetro de haste. Os resultados foram extrapolados por uma curva de tendência gerada a partir do tratamento numérico dos resultados.

A partir da organização dos dados em planilha, a próxima etapa de trabalho foi a obtenção de uma correlação entre a temperatura do módulo, determinada pela média das temperaturas medidas, e os valores das variáveis meteorológicas monitoradas no LEA. Foram testados alguns métodos de regressão linear com todas as variáveis. É preciso saber que não existem modelos verdadeiros, ou seja, modelos representam uma aproximação da realidade. Assim, é necessário realizar uma seleção do melhor modelo representativo para o fenômeno em análise. Para a escolha do melhor modelo, nesta tese, o critério AIC (Critério de Informação de Akaike) foi utilizado, pois quanto menor o critério AIC melhor será o modelo. Por este critério de escolha do método de regressão, foi aplicado o *stepwise* de seleção de variáveis. Esta técnica

constrói, de forma iterativa, uma sequência de modelos de regressão linear através da adição ou remoção de variáveis em cada etapa de processamento. Este rito de regressão linear inicia formando um modelo com apenas uma variável, utilizando aquela que possui maior correlação com a variável resposta.

O desenvolvimento desta etapa que envolve análise estatística fora realizada em R, uma linguagem ou ambiente de trabalho desenvolvido para cálculos estatísticos. Esta ferramenta é largamente utilizada por estatísticos principalmente para análise de dados.

Após determinar uma correlação para obter a temperatura do módulo, esta foi utilizada, juntamente com a correlação de Evans e Florschuetz (1981), para determinar analiticamente duas correlações para obter as eficiências de conversão de módulos de silício mono e policristalinos.

Uma etapa posterior foi a utilização do ambiente MATLAB/SIMULINK para determinar um modelo elétrico-térmico que represente um módulo flutuante em água. Muitos modelos foram propostos para aplicações convencionais. Nesta tese, um modelo elétrico apresentado por Rekioua & Matagne (2012), o qual utiliza como parâmetros de entrada aqueles fornecidos em folhas de dados de fabricantes de módulos FV, foi modificado, acoplando este à correlação proposta nesta tese para determinar a temperatura do módulo FV. Assim, além dos valores dos parâmetros citados nas folhas de dados dos módulos, os valores de irradiância global incidente no plano horizontal, temperatura ambiente, velocidade do vento e temperatura de superfície da água do reservatório onde a planta FV flutuante está instalada, também são parâmetros de entrada do modelo, resultando no modelo elétrico-térmico proposto.

O modelo elétrico foi desenvolvido a partir da representação do modelo de um diodo. É caracterizado como um modelo com resolução bem simples, necessitando de apenas os valores de quatro parâmetros I_{sc} , V_{oc} , I_{pmp} e V_{pmp} , bem como dos coeficientes de temperatura fornecidos pelo fabricante. Assim, ele pode ser descrito pelas equações descrito pelas equações 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, e 5.8:

$$I_{pv} = I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp\left(\frac{V_{pv}}{C_2 V_{oc}}\right) - 1 \right] \right\} \quad 5.1$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_{mp}}{V_{oc}} - 1}{\ln\left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}}\right)} \quad 5.2$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}}\right) \exp\left(-\frac{V_{mp}}{C_2 V_{oc}}\right) \quad 5.3$$

$$\Delta I_{pv} = \alpha \left(\frac{G}{G_{ref}}\right) \Delta T + \left(\frac{G}{G_{ref}} - 1\right) I_{sc_{ref}} \quad 5.4$$

$$\Delta V_{pv} = -\beta \Delta T - R_s \Delta I_{pv} \quad 5.5$$

$$\Delta T = T_m - T_{ref} \quad 5.6$$

$$V_{pv}^* = V_{pv} + \Delta V_{pv} \quad 5.7$$

$$I_{pv}^* = I_{pv} + \Delta I_{pv}$$

Sendo G a irradiância global incidente sobre o módulo FV em W/m^2 , T_m a temperatura do módulo FV em $^{\circ}C$. Os parâmetros $C_1, C_2, \Delta I_{pv}, \Delta V_{pv}$ e ΔT são determinados em fases intermediárias, enquanto I_{sc}, V_{oc}, I_{mp} e V_{mp} são a corrente de curto circuito, tensão de circuito aberto, corrente no ponto de máxima potência e tensão no ponto de máxima potência, valores fornecidos pelo fabricante do módulo. Os parâmetros com índices subscritos *ref* são aqueles com valores nas condições padrões de teste. Os parâmetros α e β representam os coeficientes de temperatura para corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto e são fornecidos pelo fabricante do módulo. Este modelo é denominado dinâmico, pois dois de seus parâmetros de entrada, G e T , são variáveis no tempo.

De acordo com Bellini et al (2009), a resistência série (R_s) que representa perdas ôhmicas no módulo será determinada pela equação 5.9.

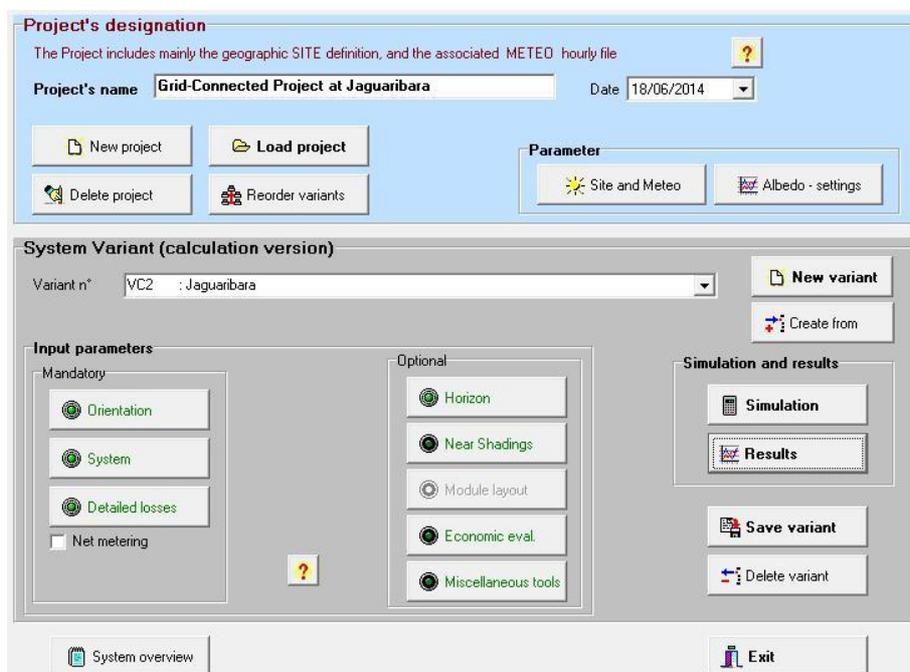
$$R_s = \left(C_2 \frac{V_{oc}}{I_{sc}}\right) \left(\frac{1}{1+C_1}\right)$$

A correlação determinada para gerar a temperatura do módulo foi utilizada para

adaptar e modificar o modelo elétrico, tendo o mesmo como parâmetros de entrada os dados do módulo fornecido na folha de dados do fabricante e os parâmetros relacionados às variáveis meteorológicas irradiância global incidente no plano horizontal, temperatura ambiente, velocidade do vento, bem como da temperatura de superfície da água do reservatório em análise.

Após a proposição de um modelo térmico-elétrico para representar o evento de utilização flutuante de módulos FV dispostos no plano horizontal com a superfície traseira em contato com a água do reservatório em análise, o programa PVSyst foi utilizado para realizar o cálculo de energia produzida no período de 01 ano. Este programa calcula parâmetros para um projeto solar FV, como a eletricidade gerada, perdas associadas e custos de produção. A figura 28 mostra uma imagem de uma janela do programa. A partir de uma interface gráfica, o desenvolvedor do sistema PV insere valores dos fatores de perdas, equipamentos a serem utilizados, bem como é possível representar a usina FV através de desenho, de forma a analisar as perdas por sombreamento geradas por obstáculos próximos, bem como pelo horizonte topográfico.

Figura 28 - Janela do PVSyst para definição dos parâmetros do projeto Jaguaribara (Açude Castanhão).



Alguns parâmetros de entrada são requeridos para a realização dos cálculos, como o modelo de módulo FV utilizado, inversores, layout da disposição dos módulos em campo, fatores de perdas e análise da influência de sombreamento sobre o processo de geração. Para determinar

a influência do sombreamento determinado pelo horizonte topográfico um programa livre disponível denominado *Orologi Solari* foi usado, sendo este alimentado por dados topográficos provenientes de SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*). O PVSyst possui uma vasta biblioteca com características de módulos FV e inversores fornecidos por fabricantes, bem como uma base de dados de radiação, temperatura ambiente e velocidade do vento fornecida pela *Meteonorm*. A partir de dados de geração de energia elétrica, sendo médias mensais horárias, os valores de ganhos de eficiência para cada hora obtida a partir do experimento realizado no LEA foram aplicados nestas médias. Como os experimentos foram realizados buscando o intervalo de maior geração FV, os ganhos na eficiência de conversão foram aplicados entre os horários de 9:00hs às 14:00hs.

6 RESULTADOS EXPERIMENTAIS E SIMULADOS

No capítulo 5 foram descritas as metodologias de trabalho para as realizações dos experimentos práticos e das simulações computacionais. Neste capítulo serão apresentados os resultados decorrentes destes, bem como mostrados os comportamentos dos modelos e métodos propostos.

6.1 Resultados Experimentais x Calculados – Análise Térmica

A utilização de módulos fotovoltaicos flutuantes em água proporciona uma redução na temperatura de funcionamento destes. As figuras 29 e 30 mostram os comportamentos das temperaturas dos módulos policristalino e monocristalino de 20Wp, respectivamente, em terra, sem o contato com a água.

Figura 29 - Temperatura do módulo FV policristalino de 20Wp em terra no dia 01/10.

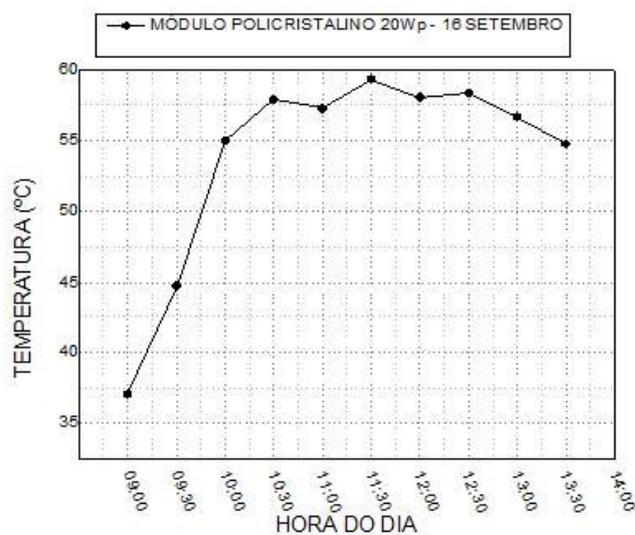
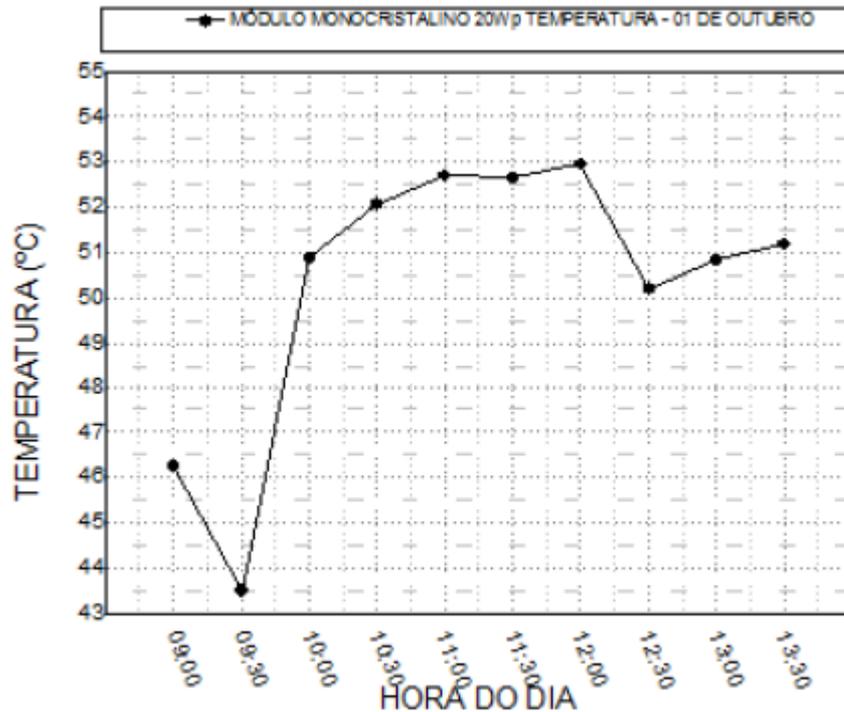


Figura 30 - Temperatura do módulo monocristalino de 20Wp em terra no dia 01/10.



Pode-se verificar que a temperatura do módulo policristalino, ao longo do intervalo entre 09:00 e 14:00hs, teve um valor mínimo de 37,04°C às 09:00hs e um valor máximo de 59,29°C às 11:30hs. A temperatura do módulo monocristalino teve uma variação entre 43,52°C e 52,97°C ao longo do dia.

Após a aplicação do método de regressão linear nos dados medidos e tratados no LEA, uma correlação foi obtida, de forma a representar o comportamento térmico de módulos de silício cristalinos flutuantes em água, dada por

$$17,81 \times 10^{-4}G + 1,33T_{amb} + 0,11T_{\acute{a}gua} - 0,05Vel_{vento} - 10,25 \quad (6.1)$$

sendo G a irradiância incidente, em W/m^2 , na parte frontal do módulo, T_{amb} a temperatura ambiente, $T_{\acute{a}gua}$ a temperatura da água e Vel_{vento} a velocidade de vento. Um valor de R^2 (coeficiente de determinação) de 0,81 e um valor de 0,90 para R (coeficiente de correlação), o que indica que a correlação encontrada possui uma boa representatividade em relação ao conjunto de dados de temperatura medidos. Esta foi obtida a partir do experimento realizado no LEA, tendo sido executado no período compreendido entre 09:00hs e 15:00hs. Assim, deve-se utilizar esta correlação verificando algumas restrições nos

valores das variáveis meteorológicas trabalhadas. A tabela 8 mostra os intervalos de valores dessas variáveis para uma aplicação mais exata da correlação proposta.

Tabela 9 - Restrições nos valores das variáveis meteorológicas para uso da correlação

Variável	Valor Mínimo	Valor Máximo
Irradiância (W/m ²)	150	1252
Temperatura Ambiente (°C)	25	33
Temperatura da água (°C)	29	34
Velocidade do vento (m/s)	0	5

As figuras 31, 32, 33 e 34 mostram gráficos do comportamento térmico do módulo FV policristalino de 20Wp flutuante em água. Foram plotadas as curvas medida e calculada, esta última determinada com o uso da correlação matemática encontrada através de regressão linear, para os valores de temperatura em cada instante. A partir da comparação dos valores mostrados nestas figuras e aqueles mostrados na figura 29 verifica-se a redução na temperatura de operação do módulo FV flutuante.

A tabela 9 mostra os coeficientes de determinação e correlação entre as curvas medida e calculada para o módulo policristalino de 20Wp.

Tabela 10 - Coeficientes de correlação e determinação entre os dados medidos e calculados para o módulo policristalino de 20Wp.

Dia	Coeficiente de correlação	Coeficiente de Determinação
10/set	0,9848	0,9698
11/set	0,9924	0,9848
14/set	0,9818	0,9641
15/set	0,989	0,9781

Figura 31 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo policristalino de 20Wp no dia 10/09.

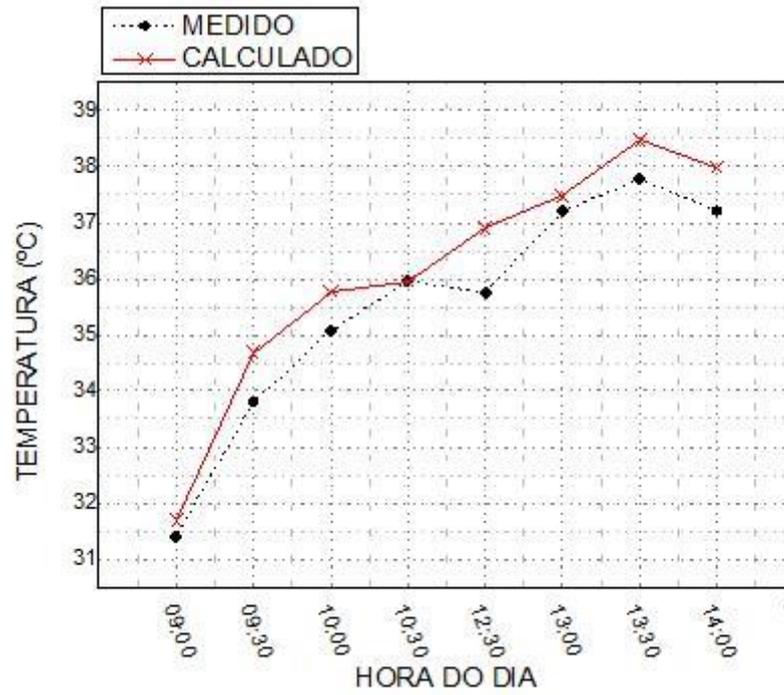


Figura 32 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo policristalino de 20Wp no dia 11/09

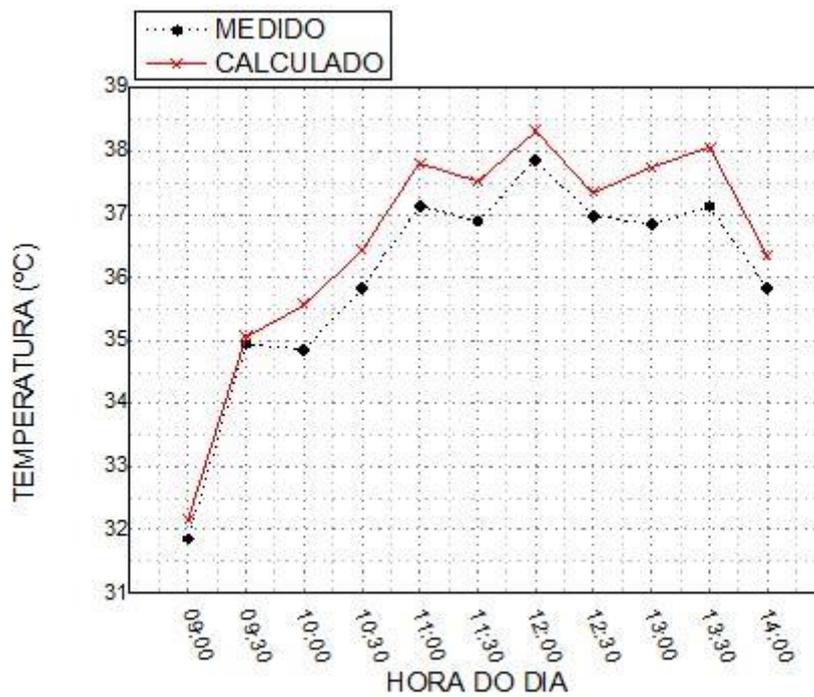


Figura 33 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo policristalino de 20Wp no dia 14/09.

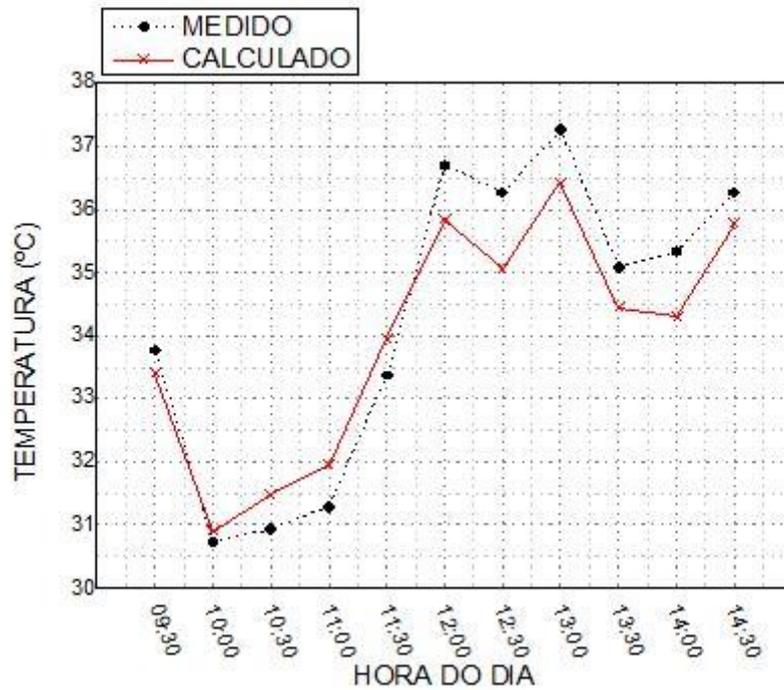
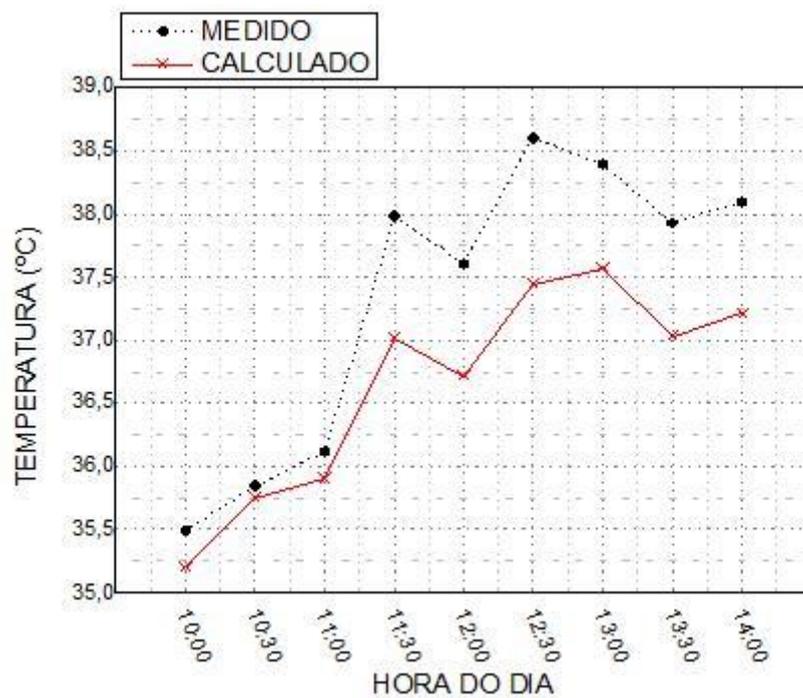


Figura 34 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo policristalino de 20Wp no dia 15/09



Percebe-se comportamentos semelhantes entre as curvas medido e calculado, o que revela a utilidade da correlação proposta. A tabela 11 mostra os erros absoluto e relativo referentes ao uso da correlação para determinar a temperatura do módulo FV. O valor máximo para o erro absoluto foi de 1,15 indicando um valor menor calculado pelo uso da correlação, enquanto que o valor mínimo foi de 0,01. Erros relativos menores do que 3,31% indicam que os resultados determinados com o uso da correlação proposta podem ser considerados satisfatórios.

As figuras 35, 36, 37 e 38 mostram os gráficos do comportamento da variável temperatura para o módulo de silício monocristalino de 20Wp.

A tabela 10 mostra os valores dos coeficientes de correlação e determinação entre os dados medidos e calculados para o módulo monocristalino de 20W.

Tabela 11 - Coeficientes de correlação e determinação entre os dados medidos e calculados para o módulo monocristalino de 20Wp.

Dia	Coeficiente de correlação	Coeficiente de Determinação
22/set	0,892	0,7957
23/set	0,8609	0,7411
25/set	0,9648	0,9308
26/set	0,8806	0,7755

Tabela 12 - Comparativos entre valor medido e valor calculado da temperatura do módulo FV policristalino de 20Wp.

Dia	Hora	Medido (°C)	Calculado (°C)	Erro absoluto (°C)	Erro Relativo (%)
	09:00	31,42	31,7	0,28	0,89%
	09:30	33,8	34,7	0,9	2,66%
	10:00	35,09	35,78	0,69	1,97%
	10:30	35,97	35,96	-0,01	-0,03%
10/set	12:30	35,77	36,9	1,13	3,16%
	13:00	37,21	37,47	0,26	0,70%
	13:30	37,78	38,46	0,68	1,80%
	14:00	37,21	37,98	0,77	2,07%
	09:00	31,86	32,15	0,29	0,91%

	09:30	34,95	35,07	0,12	0,34%
	10:00	34,87	35,58	0,71	2,04%
	10:30	35,84	36,44	0,6	1,67%
	11:00	37,13	37,8	0,67	1,80%
11/set	11:30	36,89	37,51	0,62	1,68%
	12:00	37,86	38,31	0,45	1,19%
	12:30	36,98	37,34	0,36	0,97%
	13:00	36,84	37,74	0,9	2,44%
	13:30	37,12	38,05	0,93	2,51%
	14:00	35,84	36,34	0,5	1,40%
	09:30	33,78	33,42	-0,36	-1,07%
	10:00	30,73	30,9	0,17	0,55%
	10:30	30,93	31,48	0,55	1,78%
	11:00	31,29	31,95	0,66	2,11%
	11:30	33,37	33,97	0,6	1,80%
14/set	12:00	36,7	35,84	-0,86	-2,34%
	12:30	36,27	35,07	-1,2	-3,31%
	13:00	37,25	36,42	-0,83	-2,23%
	13:30	35,1	34,45	-0,65	-1,85%
	14:00	35,33	34,31	-1,02	-2,89%
	14:30	36,27	35,77	-0,5	-1,38%
	10:00	35,49	35,2	-0,29	-0,82%
	10:30	35,84	35,75	-0,09	-0,25%
	11:00	36,11	35,9	-0,21	-0,58%
	11:30	37,98	37,02	-0,96	-2,53%
15/set	12:00	37,61	36,72	-0,89	-2,37%
	12:30	38,6	37,45	-1,15	-2,98%
	13:00	38,39	37,57	-0,82	-2,14%
	13:30	37,93	37,04	-0,89	-2,35%
	14:00	38,1	37,22	-0,88	-2,31%

Figura 35 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo no dia 22/09.

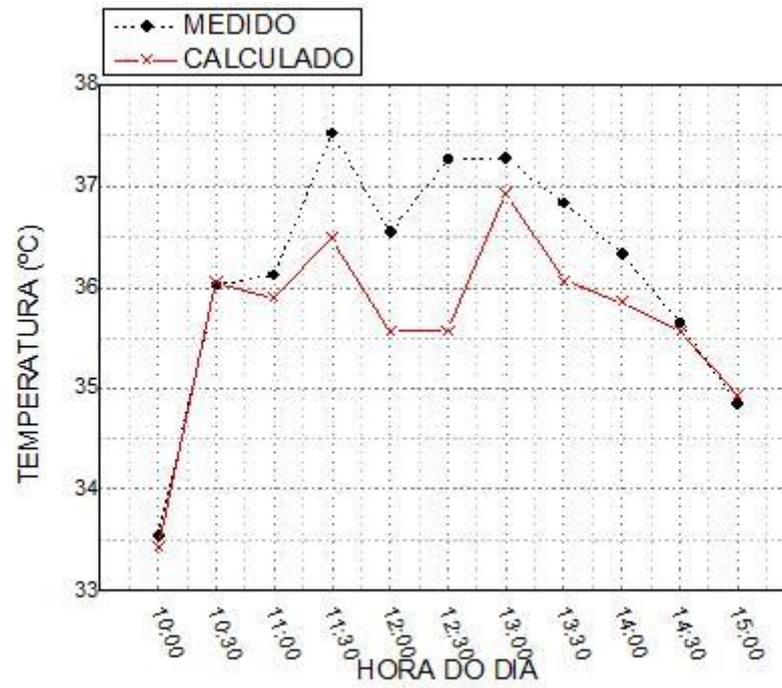


Figura 36 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo no dia 23/09

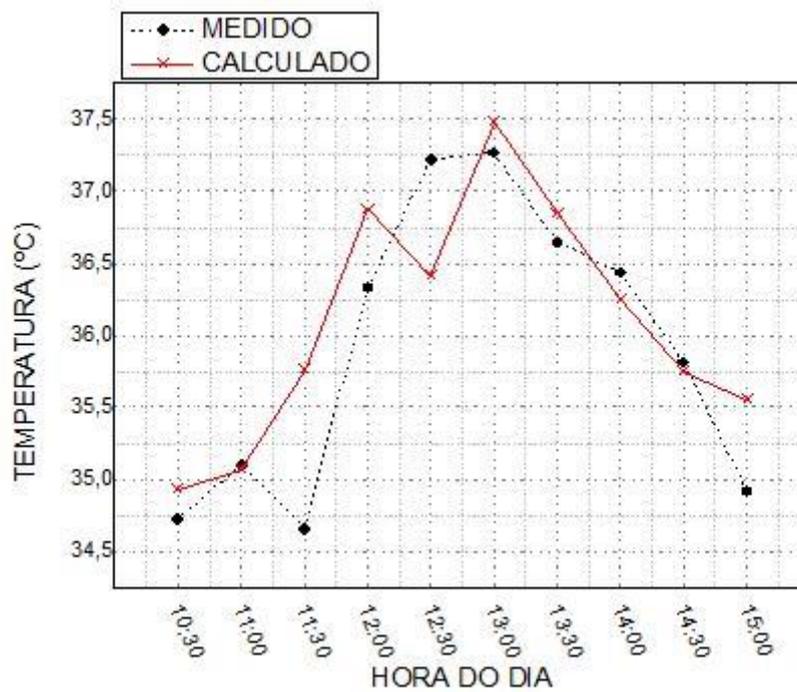


Figura 37 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo no dia 25/09.

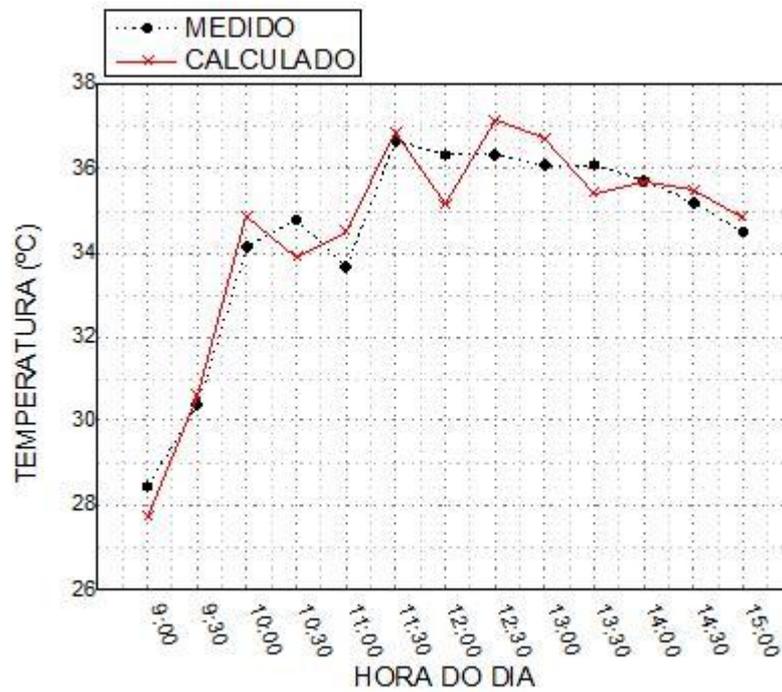
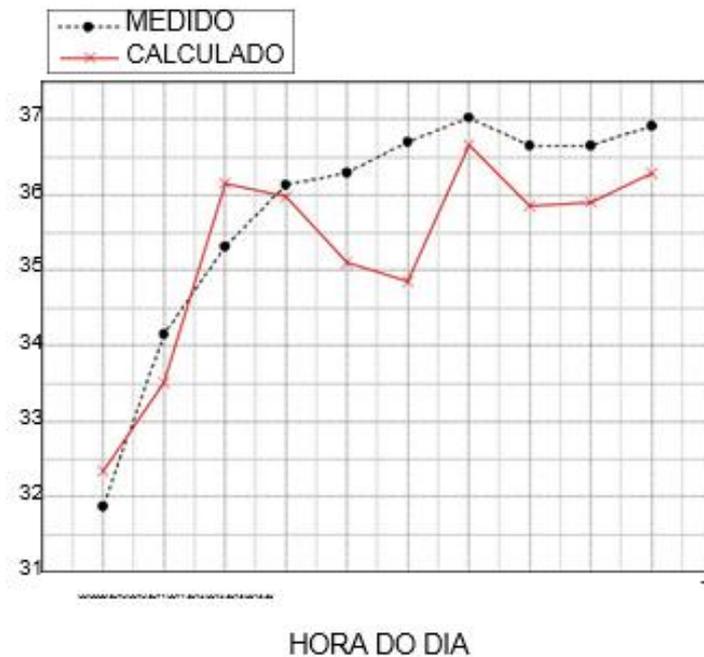


Figura 38 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo no dia 26/09.



A tabela 12 mostra os erros absoluto e relativo referentes ao uso da correlação para determinar a temperatura do módulo FV monocristalino de 20Wp. O valor máximo para o erro

absoluto foi de -1,85 indicando um valor maior calculado pelo uso da correlação, enquanto que o valor mínimo foi de -0,03. Erros relativos menores do que 5,04% indicam que os resultados determinados com o uso da correlação proposta podem ser considerados satisfatórios.

Tabela 13 - Comparativos entre valor medido e valor calculado da temperatura do módulo FV monocristalino de 20Wp

Dia	Hora	Medido (°C)	Calculado (°C)	Erro absoluto (°C)	Erro Relativo (%)
22/se t	10:00	33,54	33,43	-0,11	-0,33%
	10:30	36,03	36,06	0,03	0,08%
	11:00	36,13	35,9	-0,23	-0,64%
	11:30	37,53	36,49	-1,04	-2,77%
	12:00	36,55	35,58	-0,97	-2,65%
	12:30	37,27	35,58	-1,69	-4,53%
	13:00	37,28	36,92	-0,36	-0,97%
	13:30	36,84	36,07	-0,77	-2,09%
	14:00	36,34	35,86	-0,48	-1,32%
	14:30	35,66	35,57	-0,09	-0,25%
	15:00	34,84	34,93	0,09	0,26%
	10:30	34,73	34,93	0,2	0,58%
	11:00	35,1	35,07	-0,03	-0,09%
	11:30	34,66	35,77	1,11	3,20%
12:00	36,34	36,88	0,54	1,49%	
12:30	37,22	36,42	-0,8	-2,15%	
23/se t	13:00	37,27	37,48	0,21	0,56%
	13:30	36,65	36,85	0,2	0,55%
	14:00	36,44	36,26	-0,18	-0,49%
	14:30	35,82	35,76	-0,06	-0,17%
	15:00	34,92	35,55	0,63	1,80%
	09:00	28,45	27,72	-0,73	-2,57%
	09:30	30,36	30,59	0,23	0,76%

	10:00	34,14	34,88	0,74	2,17%
	10:30	34,79	33,9	-0,89	-2,56%
	11:00	33,68	34,53	0,85	2,52%
25/se	11:30	36,65	36,85	0,2	0,55%
t	12:00	36,34	35,15	-1,19	-3,27%
	12:30	36,34	37,15	0,81	2,23%
	13:00	36,08	36,71	0,63	1,75%
	13:30	36,08	35,41	-0,67	-1,86%
	14:00	35,72	35,68	-0,04	-0,11%
	14:30	35,2	35,48	0,28	0,80%
	09:00	31,87	32,34	0,47	1,47%
	09:30	34,15	33,51	-0,64	-1,87%
	10:00	35,31	36,15	0,84	2,38%
26/se	10:30	36,13	35,97	-0,16	-0,44%
t	11:00	36,29	35,1	-1,19	-3,28%
	11:30	36,7	34,85	-1,85	-5,04%
	12:00	37,02	36,66	-0,36	-0,97%
	12:30	36,65	35,85	-0,8	-2,18%

As figuras 39, 40, 41 e 42 mostram os gráficos do comportamento da variável temperatura para o módulo de silício monocristalino de 160Wp.

A tabela 13 mostra os valores dos coeficientes de correlação e determinação entre os dados medidos e calculados para o módulo monocristalino de 20W.

Tabela 14 - Coeficientes de correlação e determinação entre os dados medidos e calculados para o módulo monocristalino de 160Wp

Dia	Coeficiente de correlação	Coeficiente de Determinação
22/set	0,9641	0,9295
23/set	0,8386	0,7032
25/set	0,9695	0,9399

26/set	0,9488	0,9002
--------	--------	--------

Figura 39 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo monocristalino de 160Wp no dia 22/09

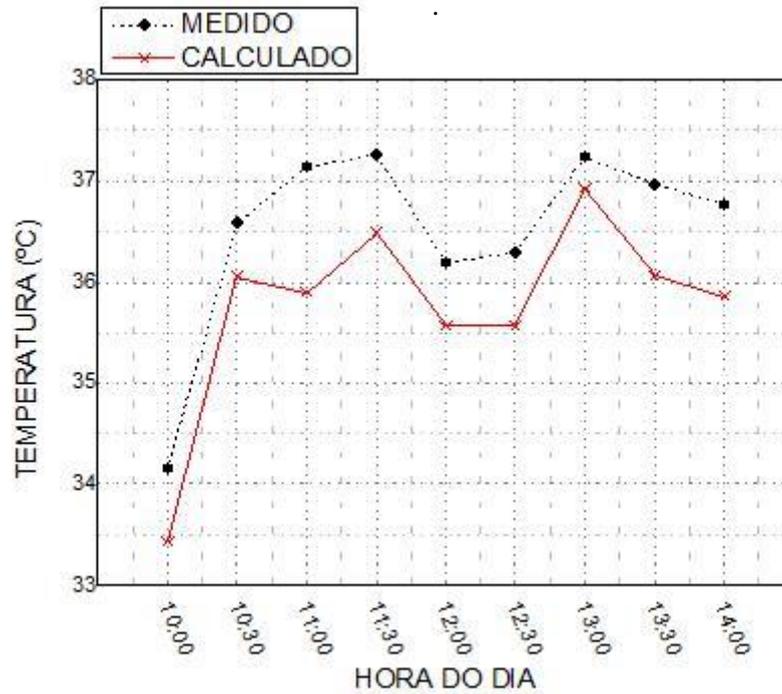


Figura 40 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo monocristalino de 160Wp no dia 23/09.

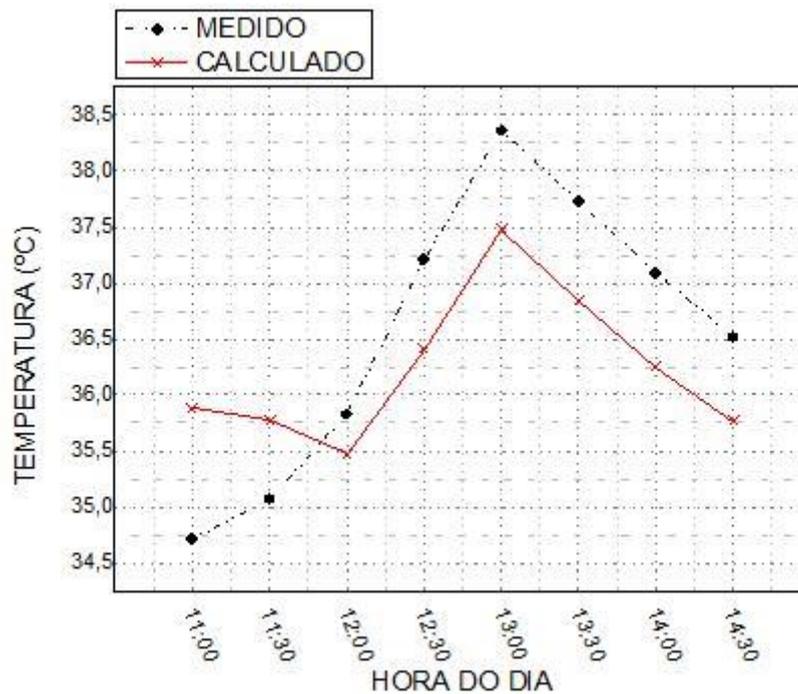


Figura 41 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo monocristalino de 160Wp no dia 25/09.

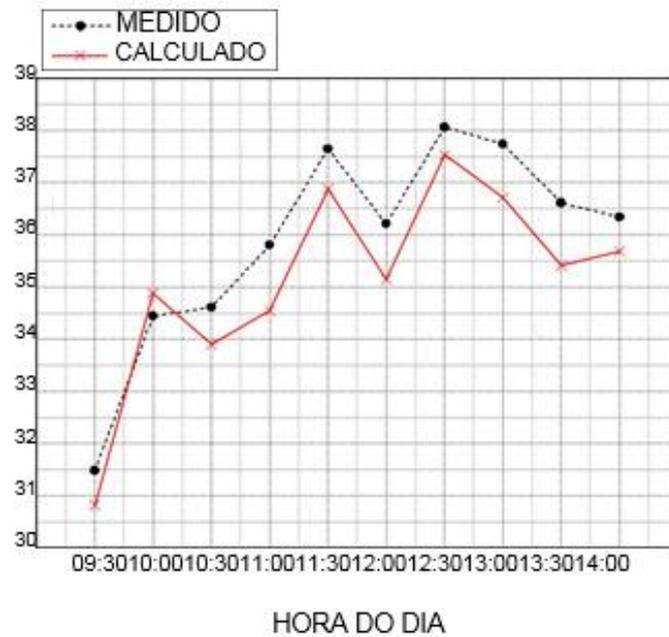
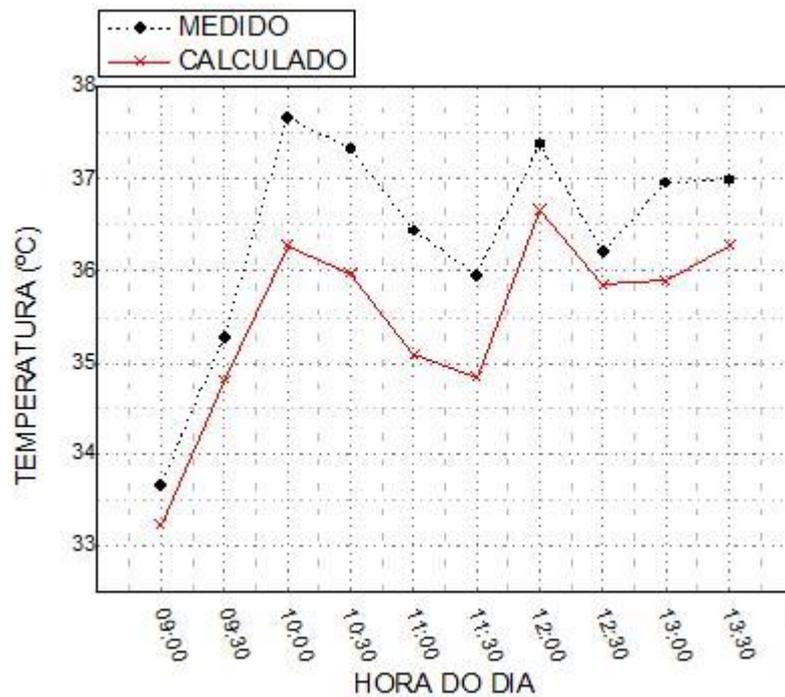


Figura 42 - Valores medidos e calculados para a temperatura do módulo monocristalino de 160Wp no dia 26/09.



A tabela 14 mostra os erros absoluto e relativo referentes ao uso da correlação para determinar a temperatura do módulo FV monocristalino de 160Wp. O valor máximo para o erro absoluto foi de -1,38 indicando um valor maior calculado pelo uso da correlação, enquanto que o valor mínimo foi de -0,32. Erros relativos menores do que 3,68% indicam que os resultados determinados com o uso da correlação proposta podem ser considerados satisfatórios.

Tabela 15 - Comparativos entre valor medido e valor calculado da temperatura do módulo FV monocristalino de 160Wp.

Dia	Hora	Medido (°C)	Calculado (°C)	Erro absoluto (°C)	Erro Relativo (%)
22/set	10:00	34,15	33,43	-0,72	-2,11%
	10:30	36,59	36,06	-0,53	-1,45%
	11:00	37,14	35,9	-1,24	-3,34%
	11:30	37,26	36,49	-0,77	-2,07%
	12:00	36,2	35,58	-0,62	-1,71%
	12:30	36,3	35,58	-0,72	-1,98%
	13:00	37,24	36,92	-0,32	-0,86%
	13:30	36,97	36,07	-0,9	-2,43%
	14:00	36,77	35,86	-0,91	-2,47%
	23/set	11:00	34,72	35,88	1,16
11:30		35,07	35,77	0,7	2,00%
12:00		35,83	35,47	-0,36	-1,00%
12:30		37,22	36,42	-0,8	-2,15%
13:00		38,36	37,48	-0,88	-2,29%
13:30		37,73	36,85	-0,88	-2,33%
14:00		37,1	36,26	-0,84	-2,26%
14:30		36,53	35,76	-0,77	-2,11%
25/set	09:30	31,48	30,82	-0,66	-2,10%
	10:00	34,44	34,88	0,44	1,28%
	10:30	34,61	33,9	-0,71	-2,05%
	11:00	35,8	34,54	-1,26	-3,52%
	11:30	37,64	36,88	-0,76	-2,02%
	12:00	36,21	35,15	-1,06	-2,93%

	12:30	38,06	37,53	-0,53	-1,39%
	13:00	37,74	36,71	-1,03	-2,73%
	13:30	36,61	35,41	-1,2	-3,28%
	14:00	36,34	35,68	-0,66	-1,82%
	09:00	33,66	33,22	-0,44	-1,31%
	09:30	35,29	34,8	-0,49	-1,39%
	10:00	37,66	36,28	-1,38	-3,66%
26/set	10:30	37,33	35,97	-1,36	-3,64%
	11:00	36,44	35,1	-1,34	-3,68%
	11:30	35,96	34,85	-1,11	-3,09%
	12:00	37,38	36,66	-0,72	-1,93%
	12:30	36,21	35,85	-0,36	-0,99%

6.2 Resultados experimentais x calculados – Análise da Eficiência de Conversão

A utilização de módulos flutuantes em água, quando comparados à utilização convencional em terra, gera um ganho na eficiência de conversão devido à redução nas temperaturas de funcionamento desses. As tabelas 15, 16 e 17 mostram os ganhos na eficiência de conversão para os módulos de 20Wp monocristalino e policristalino, bem como para o monocristalino de 160Wp.

Tabela 16 - Ganhos na eficiência de conversão para o módulo monocristalino de 20Wp

HORA	Ganho(%)
09:00	8,65
09:30	9,87
10:00	10,28
10:30	11,36
11:00	11,38
11:30	18,13
12:00	16,21
13:00	15,97
13:30	9,62
14:00	8,79

Tabela 17 - Ganhos na eficiência de conversão para o módulo policristalino de 20Wp

HORA	Ganho (%)
09:30	4,87
10:30	6,02
11:30	9,4
12:00	7,85
13:00	7,68
13:30	4,45

Tabela 18 - Ganhos na eficiência de conversão para o módulo monocristalino de 160Wp

09:30	15,3
10:30	14,4
11:30	16,4
12:00	18,53
13:00	16,8
13:30	6,8

A partir da correlação proposta para determinar a temperatura do módulo flutuante e aquela proposta por Evans & Florschuetz (1977), aplicando um tratamento analítico, a correlação

$$\eta_{FV_{mono}} = \eta_{STC} [1 - \beta(17,81 \times 10^{-4}G - 1,33T_{amb} - 0,11T_{\acute{a}gua} - 0,05Vel_{vento} - 35,25)] + 5,4 \quad (6.2)$$

para determinar a eficiência de conversão ($\eta_{FV_{mono}}$) para módulos flutuantes de silício monocristalinos foi obtida e dada por

sendo η_{STC} a eficiência nas condições padrões de teste (*Standard Test Conditions* – $G=1000W/m^2$, $T_{amb}=25^{\circ}C$ e $Massa\ de\ ar = 1,5$) e β o coeficiente de temperatura para potência máxima. As figuras 43 e 44 mostram as curvas plotadas para os valores de eficiência de conversão medido (a partir dos experimentos) e calculados (uso da correlação) para os módulos monocristalinos de 20Wp e 160Wp respectivamente.

Figura 43 - Curvas para eficiência de conversão medido e calculado para o módulo monocristalino de 20Wp.

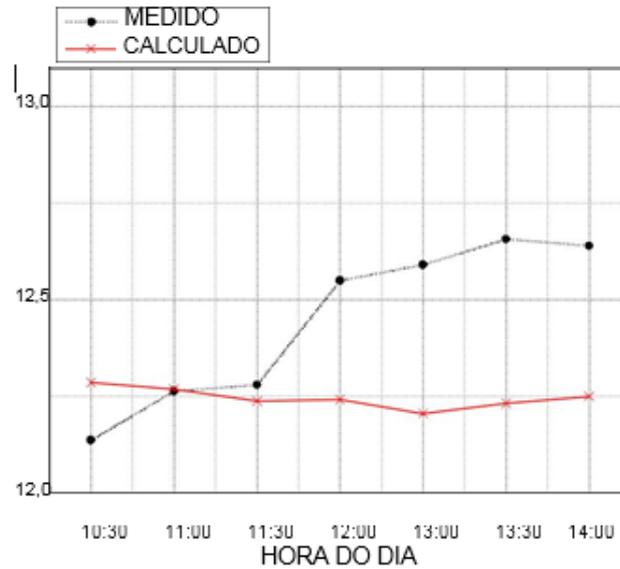
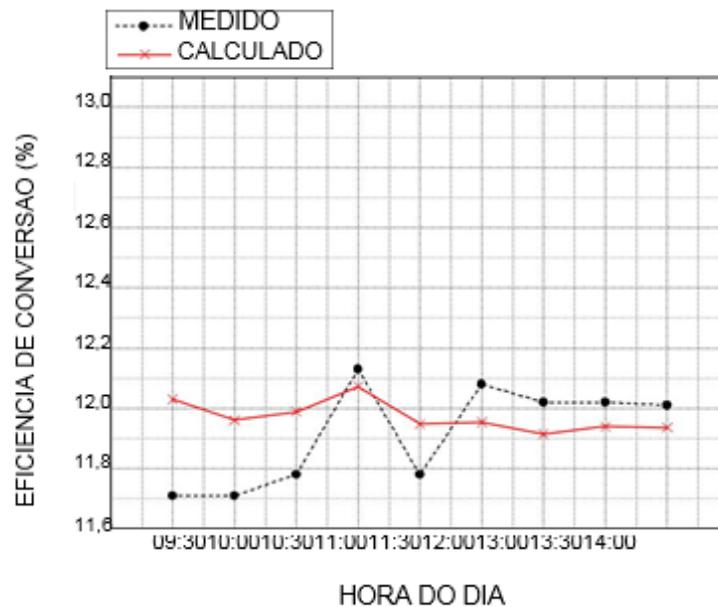


Figura 44 -Curvas para eficiência de conversão medido e calculado para o módulo monocristalino de 160Wp.

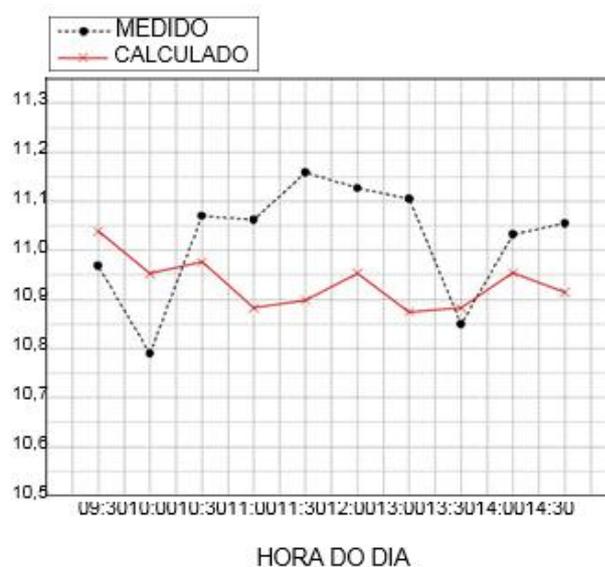


A mesma metodologia fora aplicada para obter uma correlação para determinar a eficiência de conversão em módulos flutuantes de silício policristalinos, dada por

$$\eta_{FV_{poli}} = \eta_{STC} [1 - \beta (17,81 \times 10^{-4} G - 1,33 T_{amb} - 0,11 T_{\acute{a}gua} - 0,05 V_{el_{vento}} - 35,25)] + 4,1 \quad (6.3)$$

A figura 45 mostra as curvas plotadas para a eficiência de conversão medida e calculada para o módulo policristalino de 20Wp.

Figura 45 - Curvas para eficiência de conversão medido e calculado para o módulo policristalino de 20Wp.



A tabela 18 mostra os erros absolutos e relativos referentes aos dados medidos e aqueles gerados pelas correlações de eficiência de conversão. Em relação ao módulo policristalino de 20Wp, o maior valor para o erro absoluto fora de 0,26% e o menor valor -0,03%. Para os módulos de silício monocristalinos, o maior erro absoluto fora de 0,42% e o menor fora de -0,01%. Em relação aos erros relativos, o maior valor para o módulo policristalino fora de 2,33% e o menor valor foi -0,31%. Para os módulos de silício monocristalinos, o maior erro relativo foi 3,35% e o menor foi -0,05%.

Tabela 19 - Erros absolutos e relativos referentes aos dados medidos e gerados pelas correlações de eficiência de conversão.

Módulo	Medido	Calculado	Erro Absoluto (%)	Erro Relativo (%)
	10,97	11,04	-0,07	-0,64%
	10,79	10,95	-0,16	-1,50%
	11,07	10,98	0,09	0,85%
	11,06	10,88	0,18	1,62%
20Wp Policristalino	11,16	10,90	0,26	2,33%

	11,13	10,95	0,17	1,56%
	11,10	10,87	0,23	2,07%
	10,85	10,88	-0,03	-0,31%
	11,03	10,95	0,08	0,71%
	11,05	10,91	0,14	1,27%
	12,14	12,29	-0,15	-1,23%
	12,26	12,27	-0,01	-0,05%
	12,28	12,24	0,04	0,34%
20Wp Monocristalino	12,55	12,24	0,31	2,45%
	12,59	12,21	0,38	3,05%
	12,66	12,23	0,42	3,35%
	12,64	12,25	0,39	3,09%
	11,71	12,03	-0,32	-2,73%
	11,71	11,96	-0,25	-2,14%
	11,78	11,99	-0,21	-1,77%
	12,13	12,07	0,06	0,48%
160Wp Monocristalino	11,78	11,95	-0,17	-1,42%
	12,08	11,95	0,13	1,05%
	12,02	11,91	0,11	0,88%
	12,02	11,94	0,08	0,67%
	12,01	11,94	0,07	0,61%

6.3 Modelo elétrico-térmico proposto

Após a etapa de obtenção das correlações para expressar o comportamento térmico de módulos fotovoltaicos flutuantes em água, um modelo físico fora desenvolvido, com o uso da ferramenta MATLAB/SIMULINK, para representar o comportamento elétrico-térmico destes equipamentos. A figura 46 mostra o modelo proposto. As figuras 47, 48, 49, 50, 51, 52 e 53 mostram gráficos gerados por dados provenientes do uso do modelo e do traçador MINI KLA para o módulo monocristalino de 20Wp. Percebe-se uma forte correlação entre as curvas.

Figura 46 - Representação em diagrama de blocos do modelo elétrico-térmico proposto.

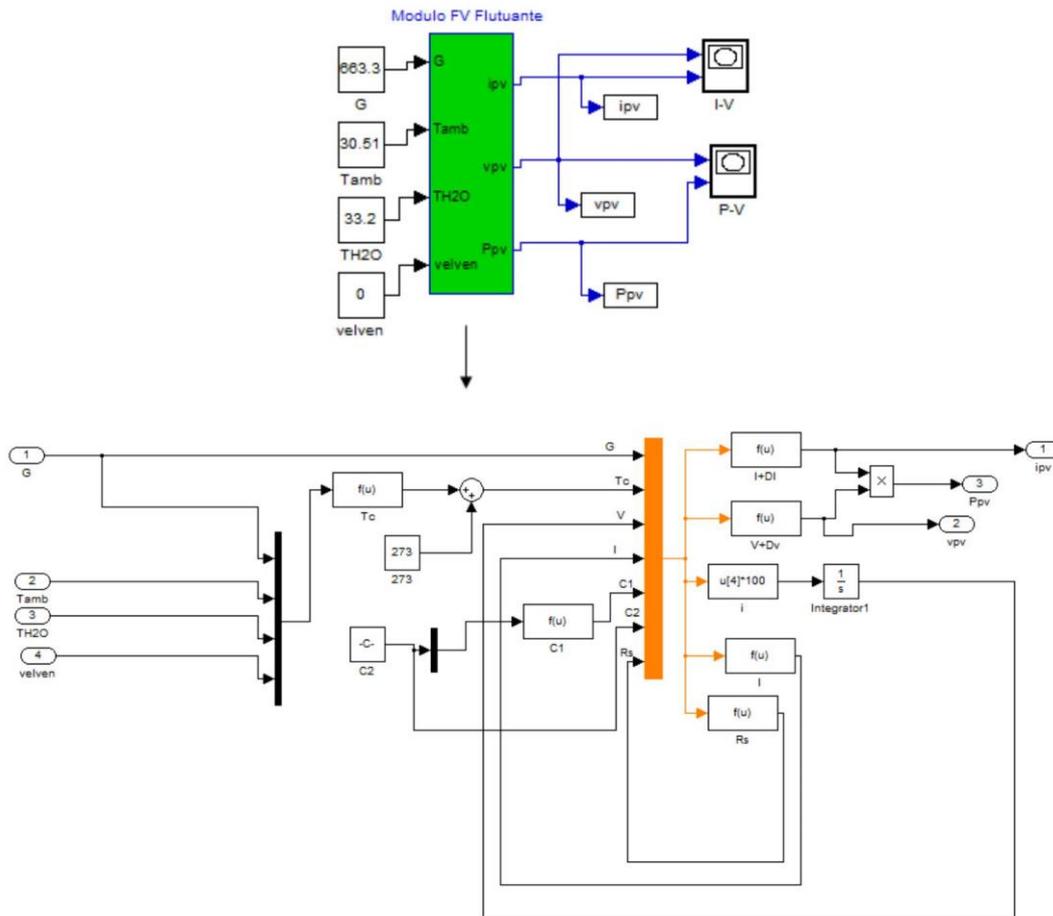


Figura 47 - Curvas modelada e traçada para o módulo monocristalino de 20Wp para o horário de 09:00hs

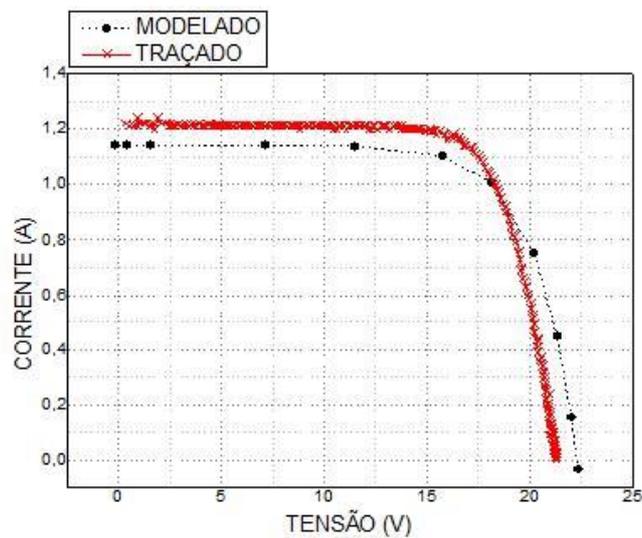


Figura 48 - Curvas modelada e traçada para o módulo monocristalino de 20Wp para o horário de 10:30hs.

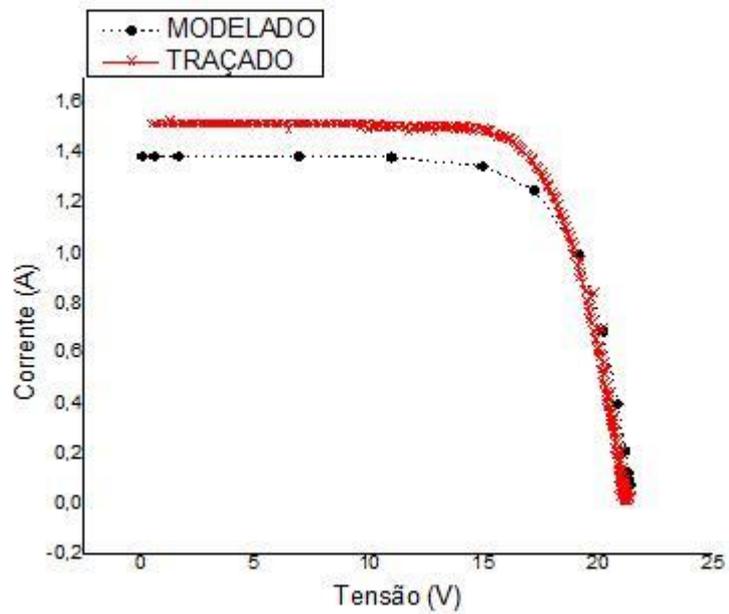


Figura 49 - Curvas modelada e traçada para o módulo monocristalino de 20Wp para o horário de 11:30hs

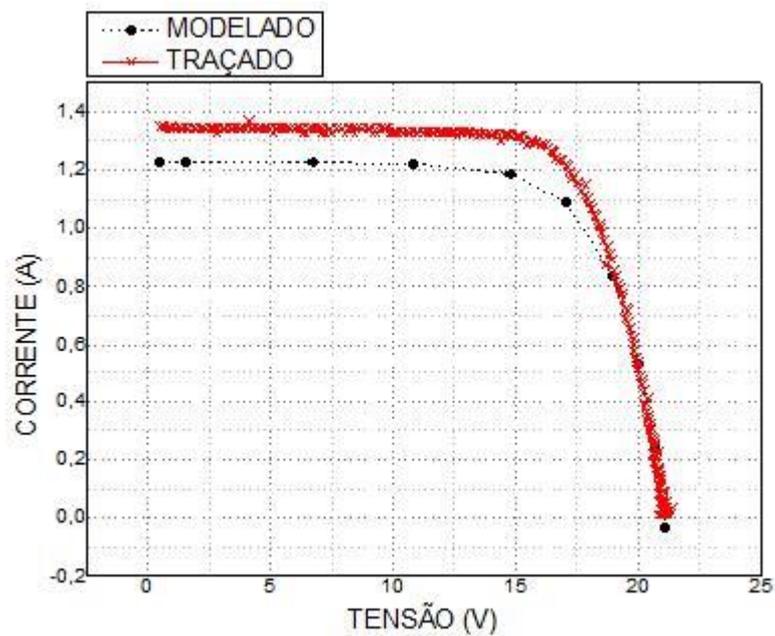


Figura 50 - Curvas modelada e traçada para o módulo monocristalino de 20Wp para o horário de 12:00hs.

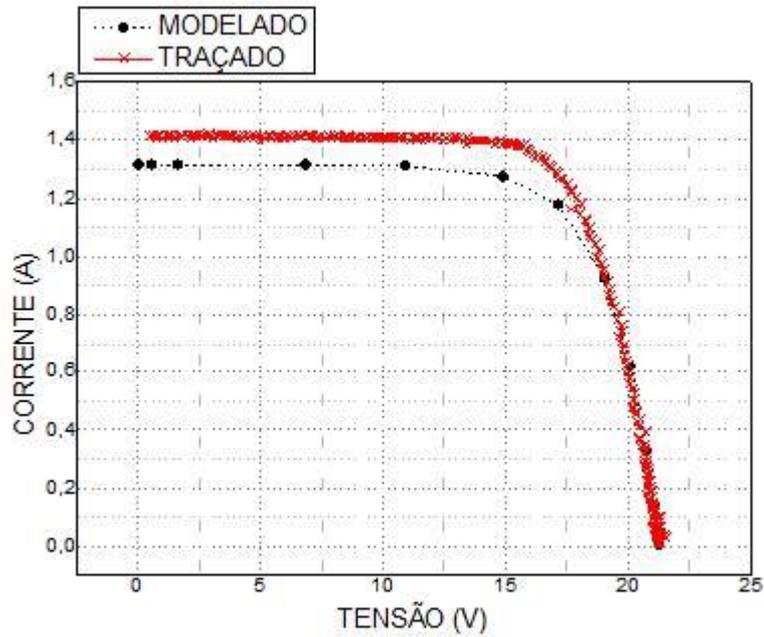


Figura 51 - Curvas modelada e traçada para o módulo monocristalino de 20Wp para o horário de 13:00hs.

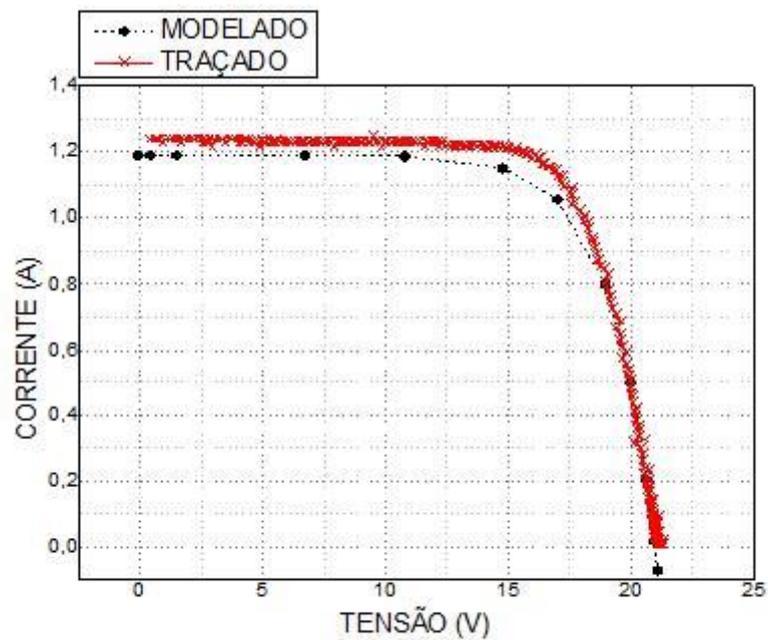


Figura 52 - Curvas modelada e traçada para o módulo monocristalino de 20Wp para o horário de 13:30hs.

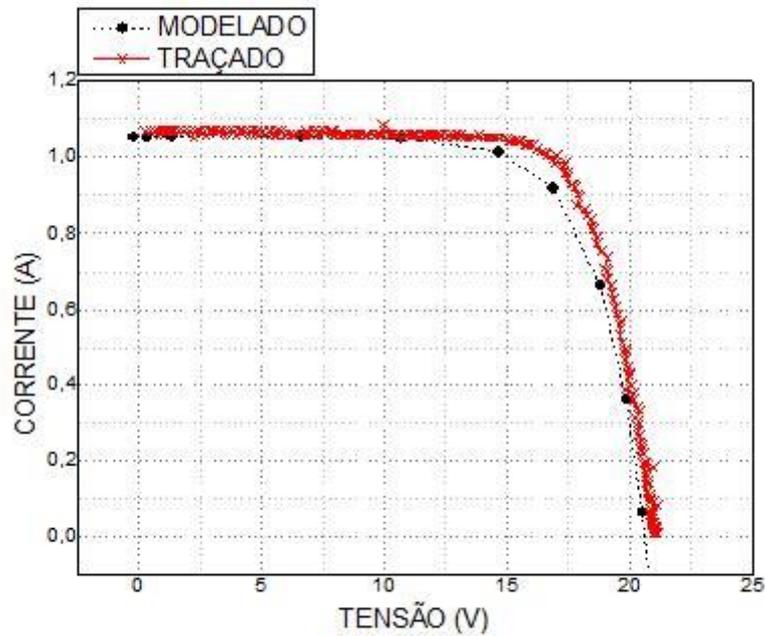
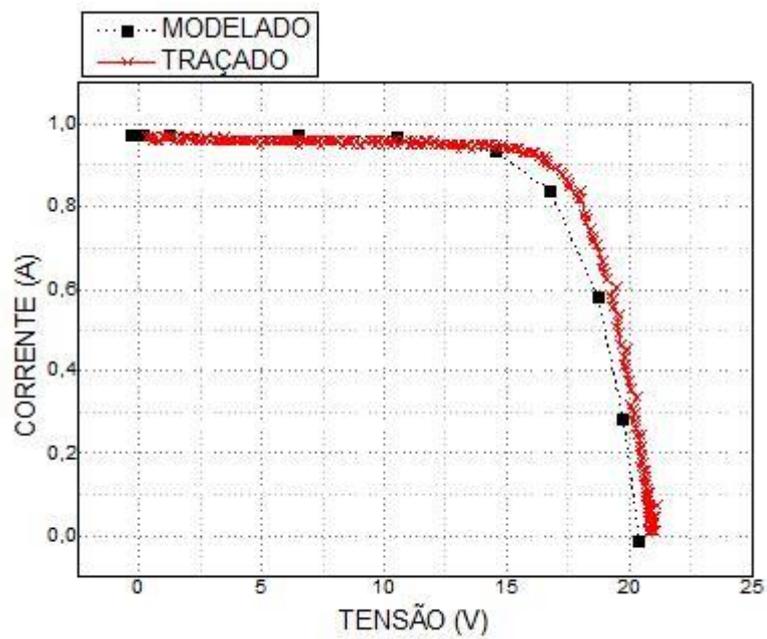


Figura 53 - Curvas modelada e traçada para o módulo monocristalino de 20Wp para o horário de 14:00hs.



As figuras 54, 55, 56, 57, 58, 59 e 60 mostram as curvas provenientes de dados gerados pelo modelo (plotado) e pelo uso do traçador (traçado) para o módulo policristalino de 20Wp.

Figura 54 - Curvas modelada e traçada para o módulo policristalino de 20Wp para o horário de 09:30hs.

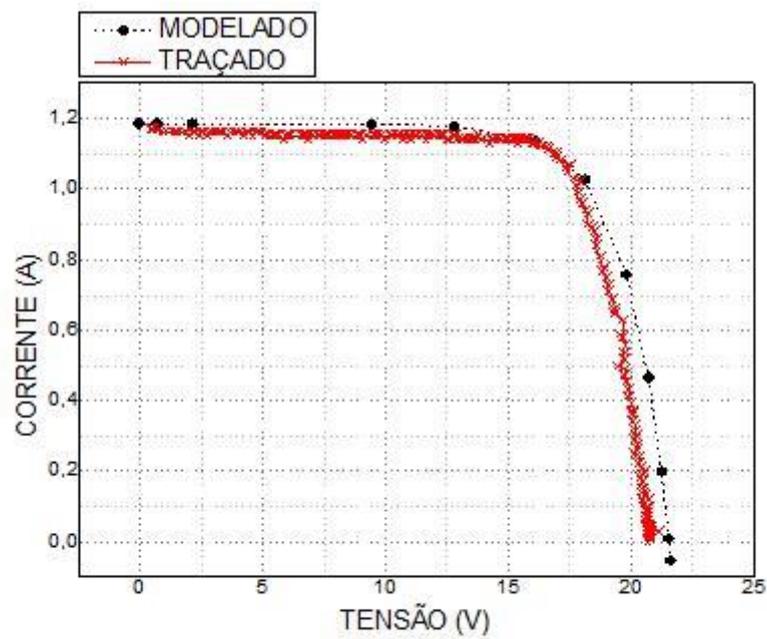


Figura 55 - Curvas modelada e traçada para o módulo policristalino de 20Wp para o horário de 10:00hs.

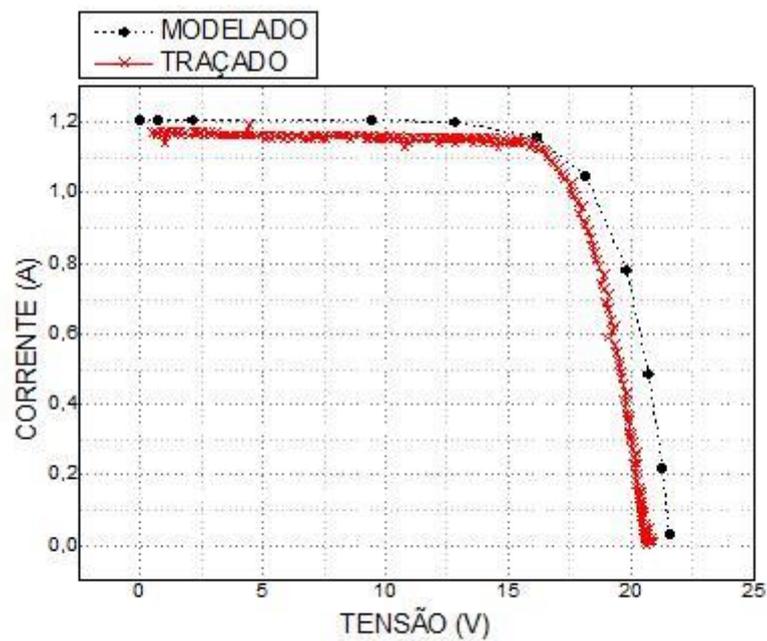


Figura 56 - Curvas modelada e traçada para o módulo policristalino de 20Wp para o horário de 10:30hs.

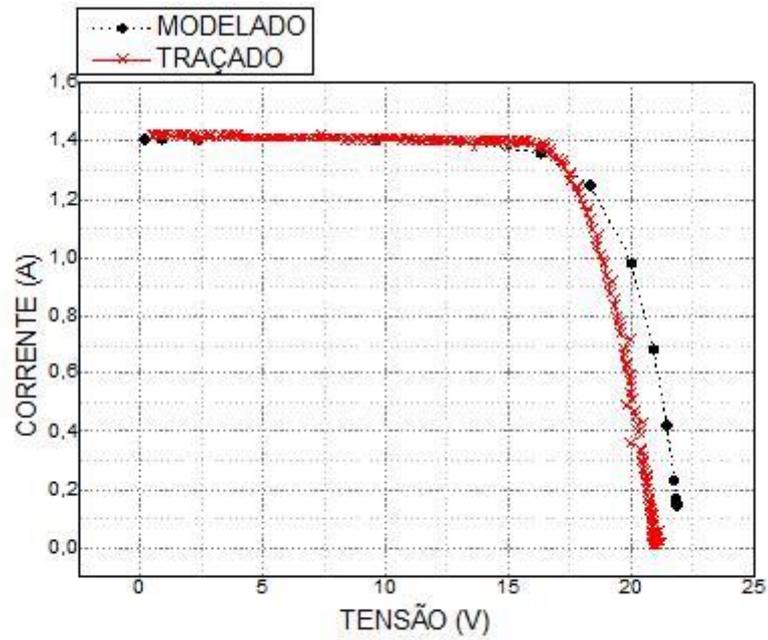


Figura 57 - Curvas modelada e traçada para o módulo policristalino de 20Wp para o horário de 11:00hs.

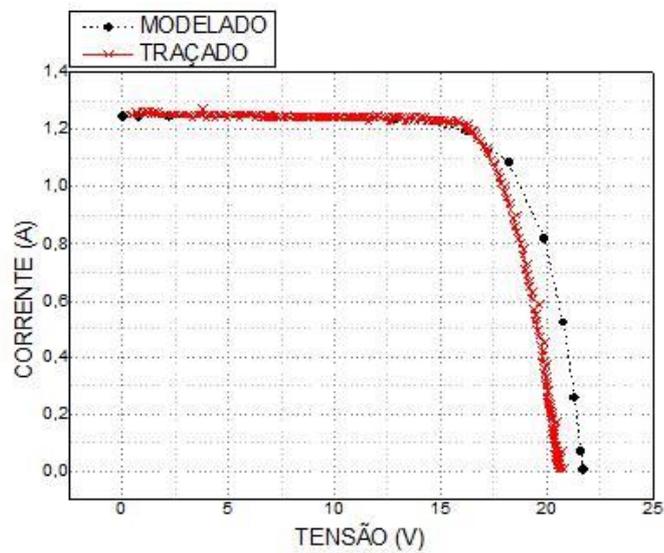


Figura 58 - Curvas modelada e traçada para o módulo policristalino de 20Wp para o horário de 12:00hs

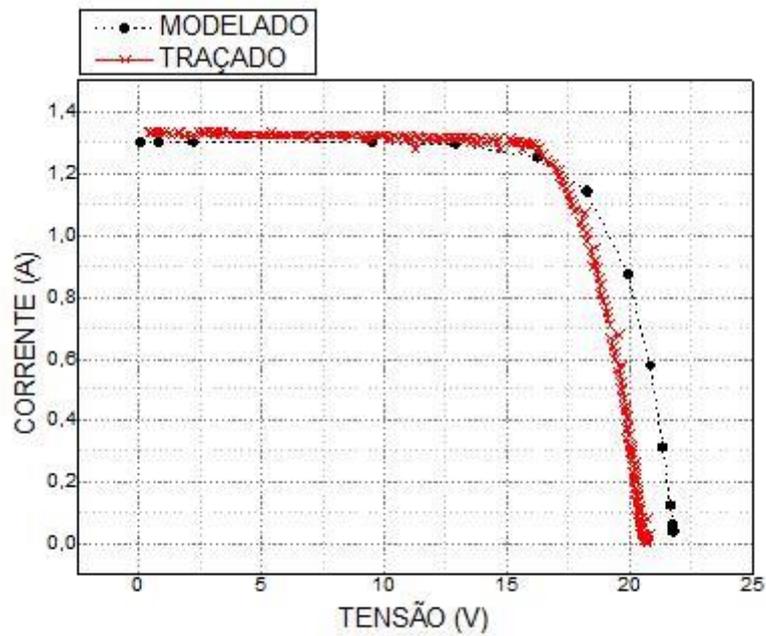


Figura 59 - Curvas modelada e traçada para o módulo policristalino de 20Wp para o horário de 13:00hs.

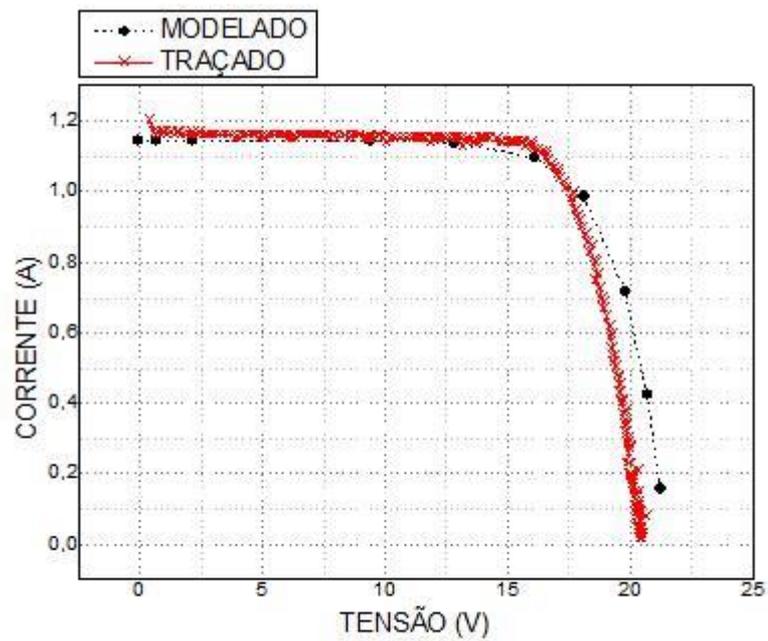
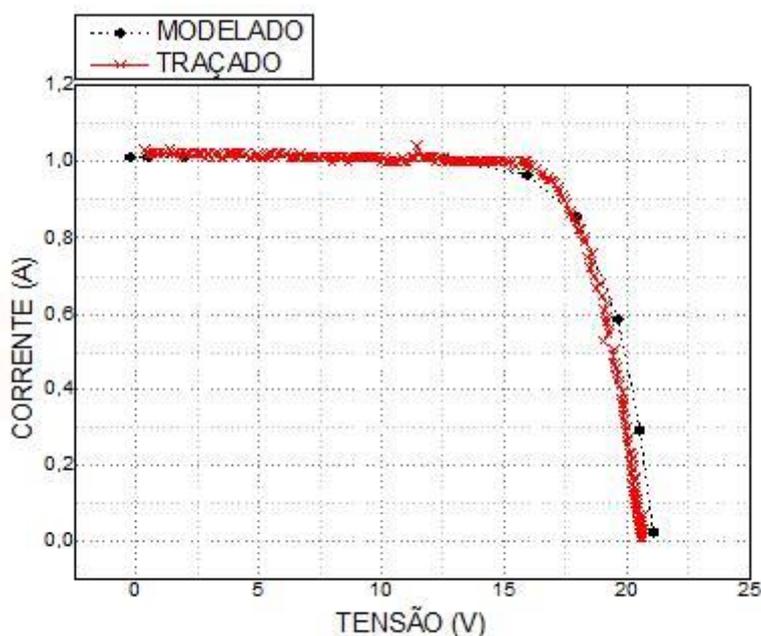


Figura 60 - Curvas modelada e traçada para o módulo policristalino de 20Wp para o horário de 14:00hs.



As tabelas 19 e 20 mostram os valores da corrente de curto circuito (I_{sc}), tensão de circuito aberto (V_{oc}) e máxima potência para os módulos de 20Wp monocristalino e policristalino, respectivamente, medidas pelo traçador e geradas pelo modelo. Os erros absoluto e relativo para cada grandeza foram calculados, de forma a comparar o desempenho do modelo.

Pode ser verificado, a partir da tabela 19, que, para o módulo monocristalino, o maior valor para o erro absoluto foi de $-2,33\text{W}$ para P_{mp} no horário de 11:00hs, gerando um erro relativo de 10,1%.

Tabela 20 - Comparações entre os valores gerados pelo modelo e pelo traçador para o módulo monocristalino de 20Wp.

Horário	Grandeza	Modelo	Traçador	Erro absoluto	Erro Relativo
09:00	I_{sc} (A)	1,14	1,24	-0,1	-8,1%
	V_{oc} (V)	21,09	22,56	-1,47	-6,5%
	P_{mp} (W)	18,27	19,41	-1,14	-5,9%
10:30	I_{sc} (A)	1,4	1,52	-0,12	-7,9%
	V_{oc} (V)	21,34	20,3	1,04	5,1%
	P_{mp} (W)	21,45	23,41	-1,96	-8,4%

	Isc (A)	1,34	1,47	-0,13	-8,8%
11:00	Voc (V)	21,3	19,89	1,41	7,1%
	Pmp (W)	20,64	22,97	-2,33	-10,1%
	Isc (A)	1,23	1,36	-0,13	-9,6%
11:30	Voc (V)	21,18	21,4	-0,22	-1,0%
	Pmp (W)	20,82	22,88	-2,06	-9,0%
	Isc (A)	1,31	1,41	-0,1	-7,1%
12:00	Voc (V)	21,27	21,51	-0,24	-1,1%
	Pmp (W)	20,21	18,6	1,61	8,7%
	Isc (A)	1,19	1,24	-0,05	-4,0%
13:00	Voc (V)	21,14	21,3	-0,16	-0,8%
	Pmp (W)	17,93	19,37	-1,44	-7,4%
	Isc (A)	1,05	1,07	-0,02	-1,9%
13:30	Voc (V)	21,01	21,15	-0,14	-0,7%
	Pmp (W)	15,51	17,11	-1,6	-9,4%
	Isc (A)	0,97	0,97	0	0,0%
14:00	Voc (V)	20,92	21,1	-0,18	-0,9%
	Pmp (W)	14,04	15,25	-1,21	-7,9%

A tabela 20 mostra que o maior erro absoluto para Pmp foi de -0,93W, gerando um erro relativo de -6,9%, no horário das 14:30hs.

Tabela 21 - Comparações entre os valores gerados pelo modelo e pelo traçador para o módulo policristalino de 20Wp.

Horário	Grandeza	Modelo	Traçador	Erro absoluto	Erro Relativo
	Isc (A)	1,18	1,17	0,01	0,9%
09:30	Voc (V)	21,65	21,11	0,54	2,6%
	Pmp (W)	18,6	18,77	-0,17	-0,9%
	Isc (A)	1,21	1,19	0,02	1,7%
10:00	Voc (V)	21,64	20,91	0,73	3,5%
	Pmp (W)	19,01	18,44	0,57	3,1%

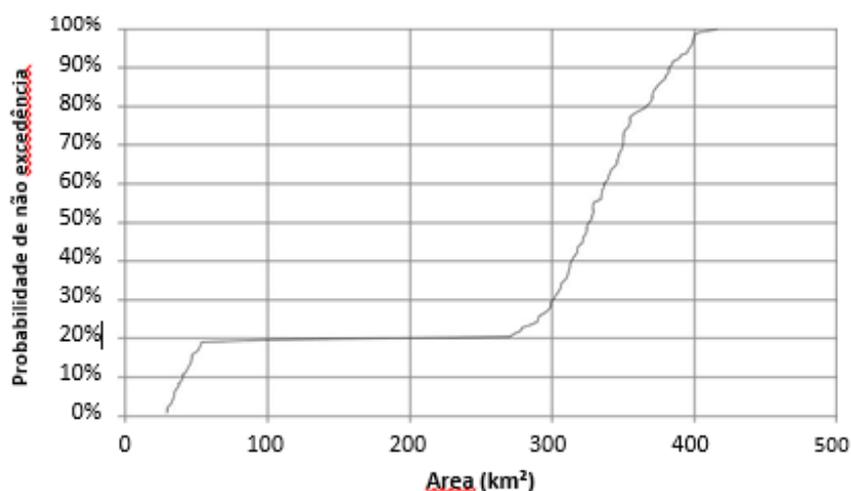
	Isc (A)	1,4	1,42	-0,02	-1,4%
10:30	Voc (V)	21,87	21,25	0,62	2,9%
	Pmp (W)	22,9	22,87	0,03	0,1%
	Isc (A)	1,24	1,27	-0,03	-2,4%
11:00	Voc (V)	21,7	20,82	0,88	4,2%
	Pmp (W)	19,78	19,87	-0,09	-0,5%
	Isc (A)	1,24	1,28	-0,04	-3,1%
11:30	Voc (V)	21,68	20,64	1,04	5,0%
	Pmp (W)	19,6	19,88	-0,28	-1,4%
	Isc (A)	1,3	1,33	-0,03	-2,3%
12:00	Voc (V)	21,77	20,84	0,93	4,5%
	Pmp (W)	20,84	20,88	-0,04	-0,2%
	Isc (A)	1,14	1,2	-0,06	-5,0%
13:00	Voc (V)	21,5	20,65	0,85	4,1%
	Pmp (W)	17,86	18,34	-0,48	-2,6%
	Isc (A)	1,01	1,04	-0,03	-2,9%
14:00	Voc (V)	21,36	20,68	0,68	3,3%
	Pmp (W)	15,38	16,11	-0,73	-4,5%
	Isc (A)	0,84	0,85	-0,01	-1,2%
14:30	Voc (V)	20,89	20,51	0,38	1,9%
	Pmp (W)	12,5	13,43	-0,93	-6,9%

6.4 Modelagem para Açude Castanhão – Ce

Um estudo de caso fora realizado utilizando como corpo de água o Açude Castanhão. A figura 61 mostra uma curva de permanência para este reservatório. Esta fora obtida a partir de dados medidos e disponibilizados pelo Departamento de Agronomia da Universidade Federal do Ceará (UFC) de janeiro de 2004 a dezembro de 2012. O platô visto na figura refere-se ao período em que o reservatório foi acumulando água, em 2004. Quando o período chuvoso foi iniciado, o açude ocupava uma área de 60 km². Devido ao excelente nível de precipitações naquele ano, a área da bacia hidrográfica do mesmo ocupou 280km². Após este evento, a área da bacia sempre excedeu 280km². Uma área mínima denominada A10 fora utilizada como parâmetro nas

simulações neste açude, o que correspondente a uma probabilidade de em 10% do tempo analisado a área será menor ou igual a este valor, sendo igual a 40km².

Figura 61 - Curva de permanência para o Açude Castanhão



Um estudo através do uso da ferramenta computacional PVSyst fora realizado considerando uma área máxima ocupada pelos módulos igual a 2% de A10 para o Castanhão, totalizando em 0,8km². Assim, uma usina FV contendo 487.350 módulos de silício monocristalino de 245Wp e 208 inversores *Sunny Central 500 HE-US* teve seu comportamento simulado. A tabela 21 mostra os parâmetros de entrada do modelo.

Tabela 22 - Parâmetros de entrada do modelo

Item	Parâmetro	Valor
1	Fator de perda térmica (W/m ² K)	29
2	Perdas Ôhmicas (%)	1,5
3	Degradação Induzida pela Luz (%)	2,5
4	Perdas por descasamentos (%)	1,0
5	Perdas por sujidade (%)	0,8

De acordo com Reise (2013) & Thevenard et al (2010), o fator de perda térmica de 29W/m²K foi utilizado prevendo uma montagem em terra com livre circulação de ar sobre os módulos; uma perda ôhmica de 1,5%, perdas no circuito DC; o LID (Degradação Induzida pela

Luz), de acordo com o fabricante SunEdison, fora aplicado ao módulo, ou seja, ele sofrerá uma degradação média de 2,5% nas primeiras horas de exposição à radiação solar; perdas por descasamentos ou *mismatch losses* são aquelas decorrentes dos descasamentos entre as células não idênticas de um mesmo módulo e entre os próprios módulos, principalmente no caso de haver problemas de sombreamento; perdas por sujeira estimadas em 0,8% devem-se principalmente a problemas de gotejamento de água nas superfícies frontais dos módulos, o que gera manchas de sujeiras (Choi et al, 2013). Toda a simulação fora realizada considerando os módulos em terra. Após as simulações, na tabela que mostra as médias horárias de energia elétrica gerada, são aplicados os ganhos na eficiência de conversão, calculados a partir dos resultados dos experimentos. O ganho ($Ganho_{\eta}$) foi determinado pela expressão

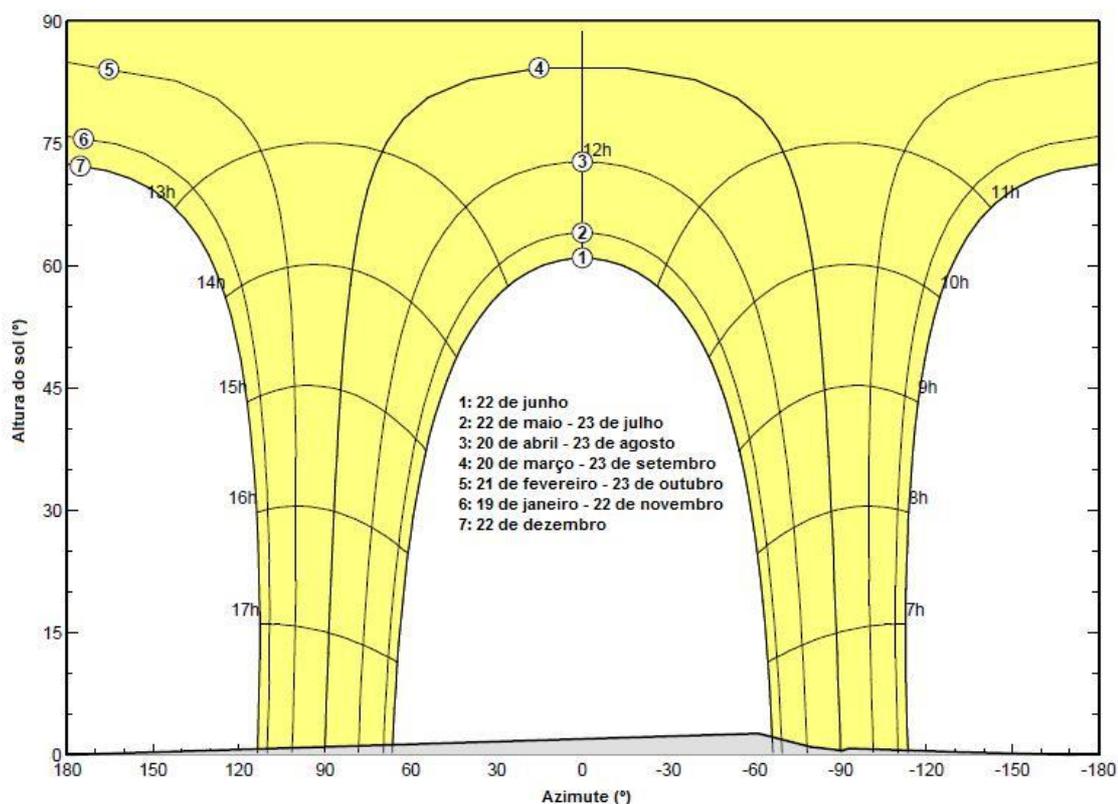
$$Ganho_{\eta} = (\eta_{flutuante} - \eta_{terra}) / \eta_{terra}$$

Tabela 23 - Ganhos horários na Eficiência de Conversão do módulo monocristalino de 20 Wp.

HORA	Ganho(%)
09:00	8,65
09:30	9,87
10:00	10,28
10:30	11,36
11:00	11,38
11:30	18,13
12:00	16,21
13:00	15,97
13:30	9,62
14:00	8,79

Para devida análise do sombreamento gerado pelo horizonte topográfico sobre a usina flutuante, foi escolhido um ponto na região de instalação dos módulos no Açude Castanhão. A figura 60 mostra o caminho do sol ao longo do ano simulado. A linha em preto, delimitando a área em cinza, mostra o sombreamento gerado pelo horizonte próximo na região de Jaguaribara, no ponto de instalação dos módulos no Açude Castanhão.

Figura 62 - Definição do horizonte topográfico para um ponto na região de instalação dos módulos FV no Açude Castanhão.



Como resultado das simulações, a usina geraria, no primeiro ano, 215,148GWh, representando cerca de 5,3% da energia consumida em Fortaleza e 2,01% de toda a energia consumida no estado do Ceará no ano de 2014.

7 CONCLUSÕES

O presente projeto de tese tem como objetivo principal desenvolver um modelo elétrico-térmico para representar o comportamento de módulos fotovoltaicos (FV) flutuantes em água a partir das condições climáticas encontradas no nordeste brasileiro. A partir desta motivação, foram realizados experimentos no Laboratório de Energias Alternativas (LEA) da UFC utilizando módulos FV flutuantes em água e em terra, para obtenção e comparação de dados de desempenho destes painéis nessas diferentes condições. Os resultados desses experimentos possibilitaram encontrar, a partir de regressão linear, correlações para determinar a temperatura do módulo FV, bem como sua eficiência de conversão. Após uma etapa de modelagem utilizando a ferramenta MATLAB/SIMULINK foi possível determinar um modelo elétrico-térmico para representar o funcionamento de módulos FV de silício cristalino flutuantes em água. Então, um estudo de caso foi simulado a partir da utilização do programa PVSyst para o Açude Castanhão, no estado do Ceará.

As dificuldades encontradas no transcorrer dos experimentos devem-se, principalmente, ao contato direto da parte traseira dos módulos com a superfície da água. Esta condição apresenta a vantagem de permitir aos módulos FV dissiparem boa parte do calor emanado para a água, que passa a ser o principal fluido de arrefecimento.

A etapa de realização dos experimentos proporcionou um aprendizado em relação às possíveis falhas no monitoramento de sistemas FV flutuantes. Para o devido monitoramento da temperatura dos módulos é necessário inicialmente testar os sensores termoresistivos ou termopares imersos em água. Um total de 20 sensores foram testados durante esta fase. Destes, apenas 06 (seis) apresentaram estabilidade ao entrar em contato com a água. Os outros apresentaram falhas, indicando a ocorrência de curto circuito.

Uma estrutura de isopor mostrou ser nos experimentos uma opção para manter o módulo flutuante, mas foi necessário o uso de silicone para evitar infiltrações. O uso de silicone como material selante não demonstrou ser uma escolha adequada para a utilização em longo prazo, pois após cinco dias em contato com a água ocorreram infiltrações nas caixas de contatos dos módulos. Então, constitui um desafio para fabricantes de módulos e responsáveis por plantas FV flutuantes determinar um isolamento para a caixa de contatos de forma a evitar a penetração de água e danos aos circuitos elétricos.

Os experimentos realizados no LEA com os módulos de silício cristalino mostraram a vantagem na utilização destes painéis na condição flutuante em água, proporcionando ganhos na energia elétrica gerada de até 18%, devido ao resfriamento quando em contato com este meio. Porém,

foi verificada a necessidade de melhoramento do projeto de estruturas de suporte para módulos flutuantes, evitando que haja atenuação na irradiância incidente sobre as células dos módulos, gerada pelas bordas das molduras de isopor. As bordas não podem ser elevadas, pois gerariam sombreamento sobre o módulo FV, principalmente nos períodos do início das manhãs e final das tardes.

As curvas obtidas a partir do uso da correlação para determinar a temperatura do módulo mostraram tendências semelhantes às obtidas a partir dos dados medidos no LEA pelos sensores PT-100, para os intervalos de valores das variáveis meteorológicas trabalhadas. Assim, verifica-se que um modelo linear é capaz de descrever o comportamento térmico de módulos FV flutuantes de silício cristalino para as condições encontradas na presente pesquisa.

Como parâmetros comparativos entre os valores de temperatura medidos e aqueles determinados pelo uso da correlação proposta, erros relativos menores do que 5% mostraram a eficácia do uso desta, aplicável às duas tecnologias de silício trabalhadas, monocristalino e policristalino. Verificou-se, também, que o principal responsável pelo aumento da temperatura do módulo FV é a temperatura ambiente.

As correlações propostas para determinar as eficiências de conversão de módulos de silício mono e policristalino proporcionaram obter curvas cujos comportamentos assemelham-se aos daquelas obtidas a partir dos dados medidos para mesma variável. Erros relativos menores do que 3%, comparando valores determinados pelo uso das correlações propostas e do traçador IV comercial, mostram a precisão na utilização da correlação proposta para analisar o comportamento de geração de módulos FV de silício cristalino flutuantes em água.

O modelo elétrico-térmico proposto apresentou boa performance, com desvios nos valores referentes ao ponto de máxima potência simulados em até 10% em relação aos valores medidos com o uso do traçador comercial de curvas características IV para o módulo de silício monocristalino de 20 Wp. O modelo obteve melhores resultados com o módulo de silício policristalino, tendo gerado um desvio máximo de 6,9% do valor medido. Estes desvios entre valores medidos e simulados devem-se às próprias limitações do modelo utilizado, sendo este uma representação simplificada do fenômeno analisado e algumas considerações que foram feitas, como exclusão da resistência paralela no modelo de um diodo, bem como das incertezas em relação aos valores fornecidos nas folhas de dados dos fabricantes dos módulos. Uma opção para verificar a consistência dos valores fornecidos pelos fabricantes em suas folhas de dados é a realização de testes em condições padrões para determinar os parâmetros de tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito e os coeficientes de temperatura do módulo FV.

A partir da utilização do software PVSyst, o estudo de caso prevendo a instalação de uma usina FV de 119,4 MWp flutuante sobre as águas do Açude Castanhão proporcionaria o

atendimento de 5% da demanda de energia elétrica de Fortaleza e 2% da demanda do estado do Ceará, considerando como valores de referência dados de consumo de eletricidade de 2014. Um ganho médio de 9% devido ao posicionamento dos módulos FV na condição flutuante em água foi determinado a partir dos experimentos realizados no LEA. O percentual da área da bacia hidrográfica do reservatório Castanhão ocupada pelos módulos FV seria de 2% sobre a área denominada A10 (40 km²), significando esta última que em 90% do tempo avaliado, a partir de um histórico de medições realizadas, a área ocupada pela bacia do Castanhão seria maior do que o valor desta.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Informações gerais**. 2015. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em:
- ANDRADE, A.C. **Análise e simulação da distribuição de temperaturas em módulos fotovoltaicos**. Tese de doutorado. Programa de pós graduação em engenharia mecânica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2008.
- ALTENER. **Energia Fotovoltaica**: manual sobre tecnologias, projeto e instalação. , 2004.
- ANIS, W.R.; MERTENS, R.P.; VAN OVERSTRAETEN, R.J. Calculation of solar cell operating temperature in a flat plate PV array. In: **Proceedings of Fifth EC Photovoltaic Solar Energy Conference**, pp. 520–524. October 12–16, Atenas, Grécia. 1983
- BATHKE, R. Brazil: Dawn of a new era. **Sun & Wind Energy**, 2011, p. 48 – 52
- BAZILIAN, M.; PRASAD, D. Modelling of a photovoltaic heat recovery system and its role in a design decision support tool for building professionals. **Renewable Energy**, vol 27, pp 57–68. 2002
- BORGES NETO, M.R., CARVALHO, P.C.M., CARIOCA, J.O.B., CANAFÍSTULA, F.G.F. Biogas/photovoltaic hybrid power system for decentralized energy supply of rural areas. **Energy Policy**, vol. 38, p. 4497-4506, 2010.
- CAZZANIGA, R.; ROSA-CLOT, M.; ROSA-CLOT, P.; TINA, G.M. Floating tracking cooling concentrating (FTCC) systems. **Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**, 38th IEEE, pp 514–519. 2012
- CECCHINI, T. **Otimização das regiões altamente dopadas de células solares fabricadas por processos térmicos rápidos**. 2003. Dissertação. Programa de pós graduação em engenharia e tecnologia de materiais. Faculdades de engenharia, física e química. PUC Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2003.
- CHEN, C.J. **Physics of Solar Energy**. Editora John Wiley & Sons. ISBN 978-0-470-64780-6
- CHENNI, R.; MAKHLOUF, M.; KERBACHE, T.; BOUZID, A. A detailed modeling method for photovoltaic cells. **Energy**, 32: 1724-1730. 2007
- CHESF. **Edital 003/2015**. Disponível em <http://webservice.eln.gov.br/pdnet/pd/arquivos/Edital%2003_2015.pdf>. Acesso em:
- CHOI, Y.K.; LEE, N.H.; KIM, K.J. **Empirical research on the efficiency of floating PV systems compared with overland PV systems**. Proc. Third Int. Conf. on Circuits, Communication, Electricity, Electronics, Energy, Systems, Signal and Simulation. Vol. 25, pp. 284–289. 2013
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W.A. Solar Engineering of Thermal Processes. 3 Edition, John Wiley and Sons Inc. 2006

DURISCH, W.; URBAN, J.; SMESTAD, G. Characterisation of solar cells and modules under actual operating conditions. **Renewable Energy**, vol 8, pp 359–366. 1996

ENEL. **Mídia e Investidores**. Disponível em < <http://www.enelgreenpower.com/pt-PT/brazil/> >. Acesso em: 2015.

EREC GREENPEACE. **[r]evolução energética: perspectivas para uma energia global sustentável**. 2007. Disponível em: <http://www.greenpeace.org.br/energia/pdf/cenario_brasileiro.pdf >. Acesso em:

EVANS, D.L.; FLORSCHUETZ, L.W. Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration. **Solar Energy**, vol 19, pp 255-262. 1977

_____. Simplified method for predicting photovoltaic array output. **Solar Energy**, vol 27, pp 555–560. 1981.

FRAUNHOFER INSTITUTE.. Disponível em <<http://www.inovacaotecnologica.com.br/https://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/press-releases/presseinformationen-2013/world-record-solar-cell-with-44.7-efficiency>>. Acesso em: 2013.

FERRER, C.F.; GISBERT, C.F.; SANTAFÉ, M.R.; GOZÁLVEZ, J.J.F.; ROMERO, F.J.S.; SOLER, J.B.T.; PUIG, E.P. **Technical performance of a photovoltaic floating cover system**. International Conference on Agricultural Engineering- AgEng 2010: towards environmental technologies. Clermont-Ferrand, France. 6–8 September, 2010.

GOETZBERGER, A. KNOBLOCH, J. VOSS, B. **Crystalline Silicon Solar Cells**. Ed. 1, New York: Wiley. 1998.

GREEN, M. A. Crystalline silicon solar cells. Disponível em: <http://www.tf.unikiel.de/matwis/amat/semi_en/running_term/articles_seminar/solar/general/overview_si_green.pdf > Acesso em: dia mês ano 2013.

GUIA DA ENERGIA SOLAR. **Conversão Fotovoltaica da Energia Solar**. Disponível em: < <http://www.cienciaviva.pt/rede/energia/himalaya2005/home/guia4.pdf> > Acesso em: dia mês ano

JAKHRANI, A.Q.; OTHMAN, A.K.; RIGIT, A.R.H.; SAMO, S.R. Comparison of Solar Photovoltaic Module Temperature Models. **World Applied Sciences Journal**. ISSN 1818-4952. 2011

KRAUTER, S.C.W. Development of an integrated solar home system. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, vol 82, pp 119–30. 2004

_____. Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, vol. 82, p. 131-137, 2004.

_____. **Solar electric power generation – photovoltaic energy systems modeling of optical and thermal performance, electrical yield, energy balance, effect on reduction of greenhouse gas emissions**. Springer-Verlag. Berlin, 2006.

_____. Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels. **Solar Energy Materials & Solar Cells**. Vol. 82, p.131-137, 2004.

LASNIER, F.; ANG, T.G. **Photovoltaic engineering handbook**, New York, Adam Hilger, pp: 258. 1990

MONDOL, J.D.; YOHANIS, Y.G.; SMYTH, M.; NORTON, B. Long-term validated simulation of a building integrated photovoltaic system. **Solar Energy**, vol 78, pp 163-176. 2005

McKEY, ABE. Floatovoltaics: quantifying the benefits of a hydro-solar power fusion. Tese de doutorado. Pomona senior theses, 2013. Disponível em: <http://scholarship.claremont.edu/pomona_theses/74>. Acesso em:

MPX. **Informações gerais**. Disponível em: < www.mpx.com.br>. Acesso em: 2012.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B. Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil; **Energy Policy**, 39, 2011, 4378 – 4390. Disponível em: < <http://www.mpx.com.br/pt/nossos-negocios/geracao-de-energia/usinas-em-operacao/Paginas/solar-taua.aspx#sthash.X4lBCXH5.dpuf> > Acesso em:

MUZATHIK, A.M. Photovoltaic Modules Operating Temperature Estimation Using a Simple Correlation. **International Journal of Energy Engineering**, vol. 4 , pp. 151-158. Agosto de 2014

MCKAY, A. **Fotovoltaics**: quantifying the benefits of a hydro-solar power fusion. Pomona Senior theses, 2013. Paper 74. Disponível em: <http://www.scholarship.claremont.edu/pomona_theses/74>. Acesso em:

NAIR, S. **Células solares de silício de alto rendimento**: otimizações teóricas e implementações experimentais utilizando processos de baixo custo. 2007. Tese de doutorado (Doutorado em Engenharia). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

PROINFA. **Informações gerais**. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/> > Acesso em:

PEREIRA, D. R. de O. **Construção e caracterização de célula solar tipo barreira ShottkyCdTe/Al**. 2011. Dissertação de Mestrado., Viçosa. Minas Gerais, 2011.

ROSA-CLOT, M.; ROSA-CLOT, P.; TINA, G.M.; SCANDURA, P.F. Submerged photovoltaic solar panel: SP2. **Renewable Energy**, vol. 35, p. 1862-1865, 2010.

ROSS, R.G. **Interface design considerations for terrestrial solar cell modules**, Proceedings of the 12th IEEE photovoltaic specialist's conference, Baton Rouge, LA, pp: 801-806. 1976

RAUSCHENBACH, H.S. **Solar cell array design handbook**. Van Nostrand Reinhold, New York, pp: 390-391. 1980

SACRAMENTO, E.M.; CARVALHO, P.C.M.; De ARAÚJO, J.C.; RIFFEL, D.B.; CORRÊA, R.M.C.; NETO, J.S.P. Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs. **IET Renewable Power Generation**. doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0120

RAMPINELLI, G. A. Análise da distribuição de tensões elétricas em uma associação de módulos de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Dissertação de mestrado, PROMEC, UFRGS, 2007.

REKIOUA, D.; MATAGNE, E. **Optimization of photovoltaic power systems: Modelization, Simulation and Control**. Springer-Verlag. Londres, 2012.

ROSS, R.G.; SMOKLER, M.I. Flat-plate solar array project final report-Vol. VI, **Engineering sciences and reliability**. Report DOE/JPL-1012-125. 1986

RAVINDRA, N.M.; SRIVASTAVA, V.K. Temperature dependence of the maximum theoretical efficiency in solar cells. **Solar Cells**, vol 1, pp 107– 109. 1979/80

REMER, D.S.; KELLY, B.C.; LIM, H.T. Aquatic photovoltaic facility for Catalina island. **Energy**, vol 6, pp. 461–472. 1983

REISE, C. **Quality of pv power plants: Yield Assessments**. Disponível em: <www.ise.fraunhofer.de>. Acesso em: dia mês ano.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J.A. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. **Renewable Energy**, vol 34, pp 23-29. 2009

SCHOTT, T. **Operation temperatures of PV modules**. **Proceedings of the sixth E.C. photovoltaic solar energy conference**, London, UK, pp: 392-396. 1985

SANTAFÉ, M.R.; SOLER, J.B.T.; ROMERO, F.J.S.; GISBERT, P.S.F.; GONZÁLVEZ, J.J.F.; GISBERT, C.M.F. Theoretical and experimental analysis of a floating photovoltaic cover for water irrigation reservoirs. **Energy**, vol 67, pp. 246–255. 2014

SIEGEL, M.D.; KLEIN, S.A.; BECKMAN, W.A. A simplified method for estimating the monthly-average performance of photovoltaic systems. **Solar Energy** 26, 413–418. 1981.

TINA, G.M.; ROSA-CLOT, M.; ROSA-CLOT, P.; SCANDURA, P.F. Optical and thermal behavior of submerged photovoltaic solar panel: SP2. **Energy**, vol. 39, p. 17-26, 2012.

TRAPANI, K. **Performance Testing of Lacustrine and Marine Deployment Environments for Large Scale Photovoltaic Arrays**. Tese de doutorado. Laurentian University, 2011.

TRAPANI, K.; SANTAFÉ, M.R. A review of floating photovoltaic installations: 2007–2013. **Progress in photovoltaics: research and applications**. Vol. 23, pp 524–532. 2014.

TRAPANI, K.; MILLAR, D.L.; SMITH, H.C.M. Novel offshore application of photovoltaics in comparison to conventional marine renewable energy technologies. **Renewable Energy**. Vol 50, pp. 879–888. 2013

TRAPANI, K., MILLAR, D.L. **Proposing offshore photovoltaic (PV) technology to the energy mix of the Maltese islands**. Proc. Ecos 2012 – The 25th Int. Conf. on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems. 2012

THEVENARD, D.; DRIESSE, A.; PELLAND, S.; TURCOTTE, D.; POISSANT, Y. **Uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions**. Rreport # 2010-122 (RP-TEC), 52 pp CanmetENERGY, Varennes Research Center, Natural Resources Canada. 31 de maio de 2010

UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ (UFC). **Banco de Dados de Açudes do Ceará**. Departamento de Agronomia, 2013.

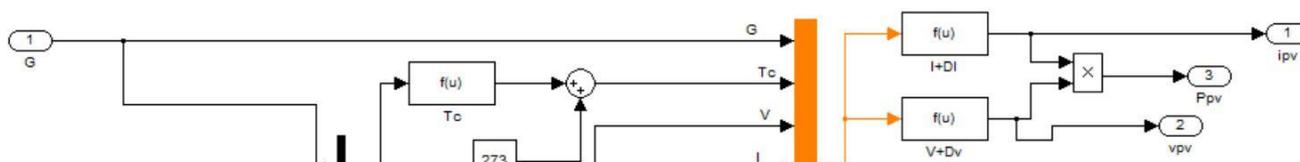
UNIVERSITÄT, K. **Photovoltaic Systems Technology**. Kassel, 2003.

UEDA, Y.; SAKURAI, T.; TATEBE, S.; ITOH, A., KUROKAUA, K. **Performance analysis of PV systems on the water**. 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conf. and Exhibition. Valence, Spain. 2008.

UEDA, Y.; KUROKAWA, K.; KONAGAI, M.; TAKAHASHI, S.; TERAZAWA, A.; AYAKI, H. **Five years demonstration results of floating PV systems with water spray cooling**. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conf. and Exhibition. 2012

YAMAGUCHI, T.; OKAMOTO, Y.; TABERI, M. Investigation on abundant photovoltaic power generated by 40 kW PV system in Wakayama National College of Technology. **Solar Energy Materials and Solar Cells** 75, 597–601. 2003

APÊNDICE A – BLOCOS DO MODELO ELÉTRICO-TÉRMICO



ANEXO A – CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO DO PT-100 PADRÃO NAKA

 **MEDICÇÃO**
SOLUÇÕES METROLÓGICAS INTEGRADAS

Certificado de Calibração
Laboratório Medição Contagem

Certificado: 18749/14 Data Calibração: 13/02/2014 Validade: 02/2015
OS: 229451-B/2014 1 / 1

Solicitante: TBM TEXTIL BEZERRA DE MENEZES S.A
BERNARDO MANOEL, 9981, 9981, FORTALEZA, CE
Contratante: O MESMO

Características do Instrumento
Descrição: TERMOMETRO DIGITAL Identificação: **TI-1001**
Marca: NAKA Modelo: NAKATERM 200
Nº Série: 55742

Condições Ambientais:
Serviço executado no Laboratório Medição Contagem
Temperatura: 21,3 °C Umidade: 47 %ur

Procedimentos
Calibração Executada conforme: ITTEC019 Revisão: 1

Padrões

Identificação	Marca	Certificado	Calibrado por	Validade
PTT-0110	TERMORESISTENCIA PADRÃO	ECIL	ECIL	11/2014
PTT-0111	CALIBRADOR PORTÁTIL	ECIL	ECIL	05/2015

Resultados Obtidos

TEMPERATURA

Faixa de Uso: -199,9 a 199,9 °C Limite Erro: 1,00000 °C para todos os pontos da tabela.
Faixa de indicação: -199,9 a 199,9 °C Valor de uma Divisão: 0,1 °C Laudo da Tabela: Aprovado

V.I	V.R	Tendência	Incerteza Expandida	(k)	Veff	Incerteza Expandida + Tendência	Limite de Erro (±)	Status
°C	°C	°C	°C			°C	°C	
0,0	-0,2	0,2	0,2	2,00	Infinito	0,4	1,00000	AP
20,0	20,2	-0,2	0,2	2,00	Infinito	0,4	1,00000	AP
50,0	50,4	-0,4	0,2	2,00	Infinito	0,6	1,00000	AP
70,0	70,3	-0,3	0,2	2,00	Infinito	0,5	1,00000	AP
100,0	100,5	-0,5	0,2	2,00	Infinito	0,7	1,00000	AP

NÃO HOLVE AJUSTE

V.I. Valor Indicado na unidade do mesmo.
V.R. Valor de Referência na unidade de medição do padrão.
- A incerteza expandida de medição relatada e declarada como a incerteza padrão de medição multiplicada pelo fator de abrangência k, o qual para uma distribuição t com Veff graus de liberdade efetivos corresponde a uma probabilidade de abrangência de aproximadamente 95%.
- A condição de Aprovado/Reprovado se restringe apenas às grandezas metrológicas do instrumento, sendo que o cliente é responsável pela condição e de responsabilidade do Cliente.
- A operação de ajuste / regulagem não faz parte do escopo dos serviços.
- A validade de calibração do instrumento, quando apresentada neste certificado, é de responsabilidade do cliente.

Laudo Final
Aprovado

APROVADO

Endereço Laboratório: RUA PAULO D'ASSUNÇÃO, N° 325, JD. INDUSTRIAL, CONTAGEM, MG.
Local de Emissão: RUA PAULO D'ASSUNÇÃO, N° 325, JD. INDUSTRIAL, CONTAGEM, MG.
Data de emissão: 13 de fevereiro de 2014


ZULMIRNA CARLA DE OLIVEIRA
Técnica Executora

Campo reservado ao Cliente


CARSTÃO DE LENO
Cliente Técnico

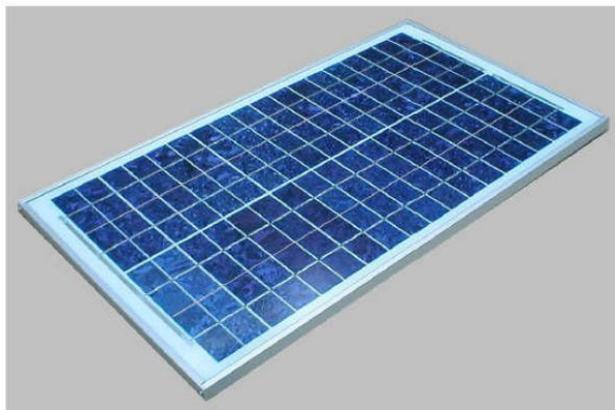
O CONTEÚDO APRESENTADO NESTE DOCUMENTO/REGISTRO TEM SIGNIFICADO RESTRITO E SE APLICA SOMENTE A ESTA SITUAÇÃO. É PROIBIDA A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DO MESMO SEM A AUTORIZAÇÃO DO EMITENTE.

ANEXO B – FOLHAS DE DADOS DOS MÓDULOS MONOCRISTALINO E POLICRISTALINO DE 20Wp



HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTAL PHOTOVOLTAIC MODULE

TYPICAL OUTPUT 20 Wp



HIGHLIGHTS OF KYOCERA PHOTOVOLTAIC MODULES

Kyocera's advanced cell processing technology and automated production facilities have produced a highly efficient multicrystal photovoltaic module.

These cells are encapsulated between a tempered glass cover and an EVA pottant with PVF back sheet to provide maximum protection from the severest environmental conditions.

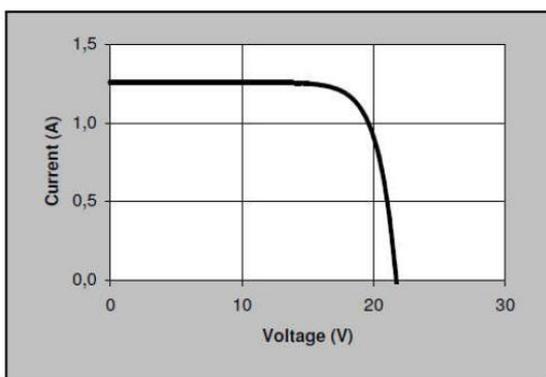
The entire laminate is installed in an anodized aluminium frame to provide structural strength and ease of installation.

■ Electrical Specifications

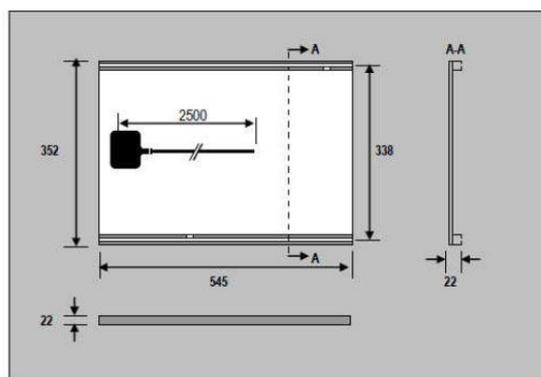
Nominal Power (NP)	20 Wp
Voltage @ NP	17,4 V
Current @ NP	1,16 A
Open Circuit Voltage	21,7 V
Short Circuit Current	1,26 A

■ Physical Specifications

Length	520 mm
Width	352 mm
Depth	22 mm
Weight	2,40 Kg



The electrical specifications are under test conditions of irradiance of 1 kW/m², Spectrum of 1.5 air mass and cell temperature of 25°C.
Minimum Power Output = Nominal Power - 10 %



All the distances are in mm.

Solar Leading Group Limited

www.solarleading.com



MONO 20W Solar Panel

Technical parameter(with tolerance +/-3%)

Maximum Power(W)	20W
Optimum Power Voltage(Vmp)	17.28V
Optimum Operating Current(Imp)	1.16A
Open Circuit Voltage(Voc)	21.24V
Short Circuit Current(Isc)	1.31A
Cell Efficiency (%)	14.85%
Module Efficiency (%)	10.95%

Mechanical Characteristics

Cell Type	Monocrystalline 62.5x62.5mm
No. of Cell	36(4x9)
Dimensions	630*290*25mm
Weight	2.2kgs
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction box	IP65 Rated
Output Cable	Depends on customers requirements

Packaging Configuration

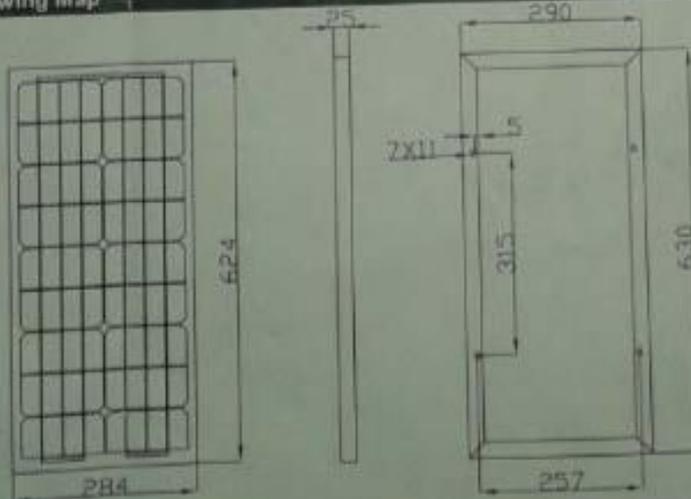
730*1100*460mm	43Pcs/Pallet,	3440Pcs/20'GP
1300*1100*410mm	80Pcs/Pallet,	8640Pcs/40'HQ

Temperature and Coefficients

Operating Temperature(°C)	-40°C - + 85°C
Temperature Coefficients of Pmax	-0.48%/°C
Temperature Coefficients of Voc	-0.35%/°C
Temperature Coefficients of Isc	0.04%/°C
Maximum System Voltage	600V(UL)/1000V(IEC) DC
Maximum Rated Current Series	10A
Nominal Operating Cell Temperature	47°C(±2°C)



Panel Drawing Map



Energia (2014-2015) **PROCEL**

Modelo: 20W
 Marca: Solar Leading
 Modelo: 20W

BOM, 2014-2015
 A
 B
 C
 D
 E

Marca: ENERGIA
 EFICIENCIA ENERGÉTICA (%) **10,9**

Nota: Sistema de Medición
 Fuente: Datos suministrados por el fabricante
 Método de Medición: PROCEL 2014-2015

PROCEL

Quality guarantee

- 1) Industry leading power output warranty(10 years/90%-25years/80%)
- 2) 5-year warranty on product-materials and processing technology
- 3) ISO9001 2000(Quality System Management) certified factory

Tests under standard testing conditions(1TC)