



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

RONNE MICHEL DA CRUZ CORRÊA

**MODELAGEM E VALIDAÇÃO DO USO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO
FLUTUANTE EM ÁGUA**

FORTALEZA

2015

RONNE MICHEL DA CRUZ CORRÊA

**MODELAGEM E VALIDAÇÃO DO USO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO
FLUTUANTE EM ÁGUA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistema de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques Carvalho

FORTALEZA

2015

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca de Pós-Graduação em Engenharia - BPGE

C845m Corrêa, Ronne Michel da Cruz.
 Modelagem e validação do uso de módulo fotovoltaico flutuante em água / Ronne Michel da Cruz
Corrêa. – 2015.
 101 f. : il. color., enc. ; 30 cm.

 Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de
Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2015.
 Área de Concentração: Sistema de Energia Elétrica.
 Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

 1. Engenharia elétrica. 2. Energia solar. 3. Energia – Fontes alternativas. I. Título.

CDD 621.3

RONNE MICHEL DA CRUZ CORRÊA

MODELAGEM E VALIDAÇÃO DO USO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO
FLUTUANTE EM ÁGUA

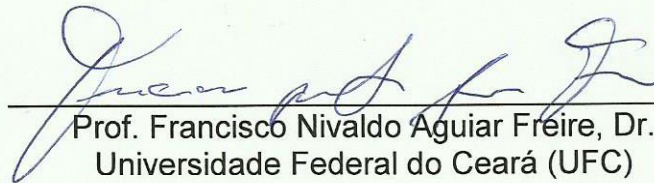
Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistema de Energia Elétrica.

Aprovada em: 30/01/2015

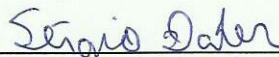
BANCA EXAMINADORA



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



Prof. Francisco Nivaldo Aguiar Freire, Dr.
Universidade Federal do Ceará (UFC)



Prof. Sérgio Daher, Dr.-Ing.
Universidade Federal do Ceará (UFC)



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

A Deus.

Aos meus pais, Reginaldo e Maria Irá.

A minha esposa, Kathiane.

AGRADECIMENTO

A Deus pela vida e saúde.

A minha família, em especial meus pais e esposa pelo apoio e cooperação, durante o período de formação.

Ao Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho, pela orientação e supervisão.

Aos professores participantes da banca examinadora, Paulo Peixoto Praça, Sérgio Daher e Francisco Nivaldo Aguiar Freire, pelas valiosas colaborações e sugestões.

Aos professores do curso de pós-graduação em Engenharia Elétrica, pelos ensinamentos e oportunidade de troca de experiências.

Aos colegas do Laboratório de Energias Alternativas, Elissandro, Sigefredo e Lorena pelas ajudas e sugestões.

Aos colegas da turma de mestrado, pelas reflexões, críticas e sugestões recebidas.

À CAPES, pelo apoio financeiro com a manutenção da bolsa de auxílio.

Ao CNPq pelo financiamento do projeto “Desempenho ótico-elétrico-térmico de painéis fotovoltaicos imersos e flutuantes em água” (Processo: 478530/2013-7).

A todos que participaram de forma direta e/ou indireta no presente trabalho.

“Não é o quanto fazemos, mas quanto amor colocamos naquilo que fazemos. Não é o quanto damos, mas quanto amor colocamos em dar.”

Madre Teresa de Calcutá.

RESUMO

Esta dissertação apresenta a combinação de um modelo elétrico e térmico para representar as características do módulo fotovoltaico flutuante em água. A partir do modelo proposto é realizada simulação no software MATLAB/Simulink e validado com dados obtidos através de experimento realizado. Foram realizados dois experimentos no Laboratório de Energias Alternativas da UFC a fim de validar o modelo proposto através da utilização de dois módulos fotovoltaicos de característica de fabricação distintas, um monocristalino da Azur Solar GmbH modelo TSM 160M e um policristalino da Solartec modelo KS20T. O modelo proposto mostrou-se satisfatório quando comparado os resultados do modelo com os dados medidos, que são irradiância, temperatura frontal, posterior e curva característica I-V do módulo fotovoltaico. A irradiância é obtida através do piranômetro modelo LP02 do fabricante Hukseflux Thermal Sensor, as temperaturas foram medidas com sensores de temperatura tipo termorresistência PT 100 e as curvas características foram obtidas através do traçador de curva mini-KLA, do fabricante Ingenieurbüro. O módulo monocristalino apresentou erros inferiores a 4% para os valores de corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e ponto de máxima potência. Visando diminuir o erro alterou-se o modelo elétrico proposto inicialmente no ponto de máxima potência e foram obtidos erros inferiores a 2% para os valores de corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e ponto de máxima potência. O módulo policristalino apresentou erros inferiores a 10% para os valores de corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e ponto de máxima potência. Observou-se o rendimento do módulo policristalino flutuante em água em relação ao uso convencional (instalado sobre o solo), sendo registrada uma diferença de temperatura da célula em determinado horário do dia de até 29°C entre as duas aplicações; como consequência, obteve-se melhor eficiência do módulo flutuante em água com ganhos de potência de até 17% em relação ao uso convencional.

Palavras-chave: Módulo Solar Fotovoltaico, Modelagem Térmica e elétrica.

ABSTRACT

This dissertation presents the combination of an electrical and thermal model to represent the characteristics of the photovoltaic module floating in water. Based on the proposed model a MATLAB / Simulink software simulation is made and validated with data obtained through a experiment performed. Two experiments were conducted in the UFC Alternative Energy Laboratory in order to validate the model proposed by the use of two distinct manufacturing photovoltaic modules, a monocrystalline produced by Azur Solar GmbH model TSM 160M and a polycrystalline produced by Solartec model KS20T. The model proposed was satisfactory compared the model results with measured data, which is irradiance, temperature front, rear and IV characteristic curve of the PV module. The irradiance is obtained by a pyranometer LP02 model Hukseflux manufactured by Thermal Sensor, temperatures were measured with temperature sensors type thermo EN 100 and the characteristic curves were obtained by tracer curve mini-KLA, manufactured by Ingenieurbüro. The monocrystalline module errors were lower than 4% for short-circuit current values, open circuit voltage and maximum power point. To reduce the error the electric model initially proposed was changed at the point of maximum power and were obtained errors lower than 2% for the short-circuit current values, open circuit voltage and maximum power point. The polycrystalline module showed errors lower than 10% for the short-circuit current values, open circuit voltage and maximum power point. The polycrystalline module floating in water performance was compared to the conventional use (installed on the ground), being recorded a cell temperature difference at any given time of day to 29 °C between the two applications; as a consequence, better efficiency was obtained floating on the water module with power gains of up to 17% compared to conventional usage.

Palavras-chave: Solar Photovoltaic Module, Thermal Modeling and electric.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 - FONTES RENOVÁVEIS E NÃO RENOVÁVEIS NA MATRIZ ELÉTRICA	18
FIGURA 2 - SISTEMA FV FLUTUANTE EM AICHI NO JAPÃO	21
FIGURA 3 - EXPERIMENTO FV SUBMERSO EM PISA NA ITÁLIA.....	22
FIGURA 4 - EXPERIMENTO COM LÂMINA DE ÁGUA SOBRE A SUPERFÍCIE DO PAINEL FV REALIZADO NO RIO DE JANEIRO, BRASIL.....	23
FIGURA 5 - EXPERIMENTO COM LÂMINA DE ÁGUA SOBRE A SUPERFÍCIE DO PAINEL FV REALIZADO EM KERMAN NO IRÃ	24
FIGURA 6 - RESERVATÓRIO CASTANHÃO CEARÁ, BRASIL.....	25
FIGURA 7 - CAMPO ELÉTRICO (E), JUNÇÃO P-N	28
FIGURA 8 - MODELO FUNCIONAL DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA	29
FIGURA 9 - REPRESENTAÇÃO DAS PERDAS NA CÉLULA SOLAR	30
FIGURA 10 - RESPOSTA ESPECTRAL DE UMA CÉLULA SOLAR DE SILÍCIO POLICRISTALINO E ESPECTRO SOLAR PARA DIFERENTES ÂNGULOS DE ELEVAÇÃO DO SOL E MASSAS DE AR EQUIVALENTES.....	30
FIGURA 11 - PERDAS ÔHMICAS	31
FIGURA 12 - COMPONENTES DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO	32
FIGURA 13 - SÍMBOLO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	33
FIGURA 14 - CURVA CARACTERÍSTICA DE UM CÉLULA SOLAR NO ESCURO E ILUMINADA	33
FIGURA 15 - CURVAS DA CORRENTE (LINHA CONTINUA) E POTÊNCIA (LINHA TRACEJADA) DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA EM FUNÇÃO DA TENSÃO	35
FIGURA 16 - EFEITO DA RESISTÊNCIA SÉRIE NA CURVA I-V DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA, SENDO TODAS AS CURVAS PARA A MESMA TEMPERATURA E IRRADIÂNCIA, CONSIDERANDO EM ABERTO A RESISTÊNCIA PARALELO ($R_p = \infty$).	36
FIGURA 17 - EFEITO DA RESISTÊNCIA PARALELO NA CURVA I-V DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA, SENDO TODAS AS CURVAS PARA A MESMA TEMPERATURA E IRRADIÂNCIA, CONSIDERANDO NULA A RESISTÊNCIA SÉRIE ($R_s = 0$).....	36
FIGURA 18 - INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA SOLAR NA CURVA CARACTERÍSTICA I-V DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA DE SILÍCIO CRISTALINO NA TEMPERATURA DE 25 °C.....	37
FIGURA 19 - INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA DA CÉLULA FOTOVOLTAICA NA CURVA I-V (PARA IRRADIÂNCIA DE 1.000 W/M ² , ESPECTRO AM1,5).	38
FIGURA 20 - CIRCUITO ELÉTRICO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA IDEAL	39
FIGURA 21 - CIRCUITO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA COM PERDAS	41
FIGURA 22 - DIAGRAMA DO MODELO DE RESISTÊNCIAS PARA DISSIPAÇÕES TÉRMICAS DA CÉLULA FV.....	45
FIGURA 23 - BLOCO REPRESENTADO VALORES DE ENTRADA E SAÍDA DO MÓDULO FV FLUTUANTE COM MODELO TÉRMICO E ELÉTRICO NO MATLAB/SIMULINK	48
FIGURA 24 - FLUXOGRAMA DE COMBINAÇÃO DOS MODELOS TÉRMICO E ELÉTRICO	49
FIGURA 25 - LABORATÓRIO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS	50
FIGURA 26 - TANQUE PRÉ-MOLDADO UTILIZADO NO EXPERIMENTO	50
FIGURA 27 - TELA DO SISTEMA DE MONITORAMENTO DE AQUISIÇÃO DE DADOS.	51

FIGURA 28 - SENSOR DE TEMPERATURA TIPO TERMORRESISTÊNCIA PT 100 UTILIZADO NA PARTE POSTERIOR DO MÓDULO	52
FIGURA 29 - SENSOR DE TEMPERATURA TIPO TERMORRESISTÊNCIA PT 100 UTILIZADO NA PARTE FRONTAL DO MÓDULO	52
FIGURA 30 - PIRANÔMETRO MODELO LP02 UTILIZADO	53
FIGURA 31 - TRAÇADOR DE CURVA I-V, MINI-KLA UTILIZADO	54
FIGURA 32 - INTERFACE DO PROGRAMA MINLES UTILIZADO NA COLETA DE DADOS	54
FIGURA 33 - MÓDULO FLUTUANTE, SUSTENTADO POR ESTRUTURA METÁLICA	55
FIGURA 34 - VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURAS NO MÓDULO MONOCRISTALINO - 20 DE DEZEMBRO DE 2014	56
FIGURA 35 - MEDIÇÃO 1: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO MONOCRISTALINO	57
FIGURA 36 - MEDIÇÃO 1: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO MONOCRISTALINO	57
FIGURA 37 - MEDIÇÃO 2: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO MONOCRISTALINO	58
FIGURA 38 - MEDIÇÃO 2: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO MONOCRISTALINO	58
FIGURA 39 - MEDIÇÃO 3: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO MONOCRISTALINO	59
FIGURA 40 - MEDIÇÃO 3: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO MONOCRISTALINO	59
FIGURA 41 - MEDIÇÃO 1: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V SIMULADA E EXPERIMENTAL CONSIDERANDO A INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA COM MÓDULO MONOCRISTALINO	62
FIGURA 42 - MEDIÇÃO 1: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V SIMULADA E EXPERIMENTAL CONSIDERANDO A INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA COM MÓDULO MONOCRISTALINO	62
FIGURA 43 - MEDIÇÃO 2: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V SIMULADA E EXPERIMENTAL CONSIDERANDO A INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA COM MÓDULO MONOCRISTALINO	63
FIGURA 44 - MEDIÇÃO 2: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V SIMULADA E EXPERIMENTAL CONSIDERANDO A INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA COM MÓDULO MONOCRISTALINO	63
FIGURA 45 - MEDIÇÃO 3: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V SIMULADA E EXPERIMENTAL CONSIDERANDO A INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA COM MÓDULO MONOCRISTALINO	64
FIGURA 46 - MEDIÇÃO 3: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V SIMULADA E EXPERIMENTAL CONSIDERANDO A INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA COM MÓDULO MONOCRISTALINO	64

FIGURA 47 - MÓDULO FV FLUTUANTE COM AUXÍLIO DE ISOPOR.....	66
FIGURA 48 - VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURAS NO MÓDULO POLICRISTALINO – 24 DE JANEIRO DE 2015	67
FIGURA 49 - VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURAS NO MÓDULO POLICRISTALINO – 04 DE FEVEREIRO DE 2015.....	67
FIGURA 50 - VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURAS NO MÓDULO POLICRISTALINO – 05 DE FEVEREIRO DE 2015.....	68
FIGURA 51 - MEDIÇÃO 1: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 24 DE JANEIRO DE 2015	70
FIGURA 52 - MEDIÇÃO 1: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 24 DE JANEIRO DE 2015	70
FIGURA 53 - MEDIÇÃO 2: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 24 DE JANEIRO DE 2015	71
FIGURA 54 - MEDIÇÃO 2: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 24 DE JANEIRO DE 2015	71
FIGURA 55 - MEDIÇÃO 3: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 24 DE JANEIRO DE 2015	72
FIGURA 56 - MEDIÇÃO 3: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 24 DE JANEIRO DE 2015	72
FIGURA 57 - MEDIÇÃO 1: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 04 DE FEVEREIRO DE 2015	73
FIGURA 58 - MEDIÇÃO 1: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 04 DE FEVEREIRO DE 2015	73
FIGURA 59 - MEDIÇÃO 2: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 04 DE FEVEREIRO DE 2015	74
FIGURA 60 - MEDIÇÃO 2: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 04 DE FEVEREIRO DE 2015	74
FIGURA 61 - MEDIÇÃO 3: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 04 DE FEVEREIRO DE 2015	75
FIGURA 62 - MEDIÇÃO 3: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 04 DE FEVEREIRO DE 2015	75
FIGURA 63 - MEDIÇÃO 1: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 05 DE FEVEREIRO DE 2015	76
FIGURA 64 - MEDIÇÃO 1: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 05 DE FEVEREIRO DE 2015	76
FIGURA 65 - MEDIÇÃO 2: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 05 DE FEVEREIRO DE 2015	77
FIGURA 66 - MEDIÇÃO 2: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 05 DE FEVEREIRO DE 2015	77

FIGURA 67 - MEDIÇÃO 3: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 05 DE FEVEREIRO DE 2015	78
FIGURA 68 - MEDIÇÃO 3: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V SIMULADA E EXPERIMENTAL COM MÓDULO POLICRISTALINO – 05 DE FEVEREIRO DE 2015	78
FIGURA 69 - MÓDULO INSTALADO SOBRE O SOLO.....	80
FIGURA 70 - VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURAS COM MÓDULO FV POLICRISTALINO OPERAÇÃO CONVENCIONAL - 22 DE JANEIRO DE 2015.....	81
FIGURA 71 - VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURAS COM MÓDULO FV POLICRISTALINO OPERAÇÃO CONVENCIONAL - 06 DE FEVEREIRO DE 2015.....	81
FIGURA 72 - VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURAS COM MÓDULO FV POLICRISTALINO OPERAÇÃO CONVENCIONAL - 07 DE FEVEREIRO DE 2015.....	82
FIGURA 73 - COMPARAÇÃO ENTRE AS TEMPERATURAS CALCULADAS DAS CÉLULAS DO MÓDULO CONVENCIONAL E FLUTUANTE, RESPECTIVAMENTE DIAS 22 E 24 DE JANEIRO DE 2015.	82
FIGURA 74 - COMPARAÇÃO ENTRE AS TEMPERATURAS CALCULADAS DAS CÉLULAS DO MÓDULO FLUTUANTE E CONVENCIONAL, RESPECTIVAMENTE DIAS 04 E 06 DE FEVEREIRO DE 2015.	83
FIGURA 75 - COMPARAÇÃO ENTRE AS TEMPERATURAS CALCULADAS DAS CÉLULAS DO MÓDULO FLUTUANTE E CONVENCIONAL, RESPECTIVAMENTE DIAS 05 E 07 DE FEVEREIRO DE 2015.	83
FIGURA 76 - MEDIÇÃO 1: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V MÓDULO POLICRISTALINO CONVENCIONAL E FLUTUANTE EM ÁGUA RESPECTIVAMENTE DIAS 22 E 24 DE JANEIRO DE 2015	85
FIGURA 77 - MEDIÇÃO 1: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V MÓDULO POLICRISTALINO CONVENCIONAL E FLUTUANTE EM ÁGUA RESPECTIVAMENTE DIAS 22 E 24 DE JANEIRO DE 2015	85
FIGURA 78 - MEDIÇÃO 2: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V MÓDULO POLICRISTALINO CONVENCIONAL E FLUTUANTE EM ÁGUA RESPECTIVAMENTE DIAS 22 E 24 DE JANEIRO DE 2015	86
FIGURA 79 - MEDIÇÃO 2: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V MÓDULO POLICRISTALINO CONVENCIONAL E FLUTUANTE EM ÁGUA RESPECTIVAMENTE DIAS 22 E 24 DE JANEIRO DE 2015	86
FIGURA 80 - MEDIÇÃO 3: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V MÓDULO POLICRISTALINO CONVENCIONAL E FLUTUANTE EM ÁGUA RESPECTIVAMENTE DIAS 22 E 24 DE JANEIRO DE 2015	87
FIGURA 81 - MEDIÇÃO 3: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V MÓDULO POLICRISTALINO CONVENCIONAL E FLUTUANTE EM ÁGUA RESPECTIVAMENTE DIAS 22 E 24 DE JANEIRO DE 2015	87
FIGURA 82 - MEDIÇÃO 1: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V MÓDULO POLICRISTALINO FLUTUANTE EM ÁGUA E CONVENCIONAL RESPECTIVAMENTE DIAS 04 E 06 DE FEVEREIRO DE 2015	88
FIGURA 83 - MEDIÇÃO 1: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V MÓDULO POLICRISTALINO FLUTUANTE EM ÁGUA E CONVENCIONAL RESPECTIVAMENTE DIAS 04 E 06 DE FEVEREIRO DE 2015	88
FIGURA 84 - MEDIÇÃO 2: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V MÓDULO POLICRISTALINO FLUTUANTE EM ÁGUA E CONVENCIONAL RESPECTIVAMENTE DIAS 04 E 06 DE FEVEREIRO DE 2015	89
FIGURA 85 - MEDIÇÃO 2: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V MÓDULO POLICRISTALINO FLUTUANTE EM ÁGUA E CONVENCIONAL RESPECTIVAMENTE DIAS 04 E 06 DE FEVEREIRO DE 2015	89
FIGURA 86 - MEDIÇÃO 3: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V MÓDULO POLICRISTALINO FLUTUANTE EM ÁGUA E CONVENCIONAL RESPECTIVAMENTE DIAS 04 E 06 DE FEVEREIRO DE 2015	90

FIGURA 87 - MEDIÇÃO 3: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V MÓDULO POLICRISTALINO FLUTUANTE EM ÁGUA E CONVENCIONAL RESPECTIVAMENTE DIAS 04 E 06 DE FEVEREIRO DE 2015	90
FIGURA 88 - MEDIÇÃO 1: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V MÓDULO POLICRISTALINO FLUTUANTE EM ÁGUA E CONVENCIONAL RESPECTIVAMENTE DIAS 05 E 07 DE FEVEREIRO DE 2015	91
FIGURA 89 - MEDIÇÃO 1: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V MÓDULO POLICRISTALINO FLUTUANTE EM ÁGUA E CONVENCIONAL RESPECTIVAMENTE DIAS 05 E 07 DE FEVEREIRO DE 2015	91
FIGURA 90 - MEDIÇÃO 2: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V MÓDULO POLICRISTALINO FLUTUANTE EM ÁGUA E CONVENCIONAL RESPECTIVAMENTE DIAS 05 E 07 DE FEVEREIRO DE 2015	92
FIGURA 91 - MEDIÇÃO 2: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V MÓDULO POLICRISTALINO FLUTUANTE EM ÁGUA E CONVENCIONAL RESPECTIVAMENTE DIAS 05 E 07 DE FEVEREIRO DE 2015	92
FIGURA 92 - MEDIÇÃO 3: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA I-V MÓDULO POLICRISTALINO FLUTUANTE EM ÁGUA E CONVENCIONAL RESPECTIVAMENTE DIAS 05 E 07 DE FEVEREIRO DE 2015	93
FIGURA 93 - MEDIÇÃO 3: COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA P-V MÓDULO POLICRISTALINO FLUTUANTE EM ÁGUA E CONVENCIONAL RESPECTIVAMENTE DIAS 05 E 07 DE FEVEREIRO DE 2015	93

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - ESPESSURA E CONDUTIVIDADES TÉRMICAS DOS MATERIAIS COMPONENTES DO MÓDULO FV.....	46
TABELA 2 - DADOS INICIAIS PARA A SIMULAÇÃO (AZUR SOLAR GMBH MODELO TSM 160M)	47
TABELA 3 - DADOS INICIAIS PARA A SIMULAÇÃO (SOLARTEC MODELO KS20T).....	47
TABELA 4 - MEDIÇÕES REALIZADAS COM MÓDULO MONOCRISTALINO - 20 DE DEZEMBRO DE 2014	56
TABELA 5 - COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS SIMULADOS E EXPERIMENTAIS	60
TABELA 6 - COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS REFERENTE ÀS CURVAS OBTIDAS VIA SIMULAÇÃO E EXPERIMENTO CONSIDERANDO A INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA	65
TABELA 7 - MEDIÇÕES REALIZADAS COM MÓDULO POLICRISTALINO – 24 DE JANEIRO DE 2015	68
TABELA 8 - MEDIÇÕES REALIZADAS COM MÓDULO POLICRISTALINO – 04 DE FEVEREIRO DE 2015	69
TABELA 9 - MEDIÇÕES REALIZADAS COM MÓDULO POLICRISTALINO – 05 DE FEVEREIRO DE 2015	69
TABELA 10 - COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS REFERENTES ÀS CURVAS OBTIDAS VIA SIMULAÇÃO E EXPERIMENTO DO MÓDULO FV POLICRISTALINO – 24 DE JANEIRO DE 2015	79
TABELA 11 - COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS REFERENTES ÀS CURVAS OBTIDAS VIA SIMULAÇÃO E EXPERIMENTO DO MÓDULO FV POLICRISTALINO – 04 DE FEVEREIRO DE 2015	79
TABELA 12 - COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS REFERENTES ÀS CURVAS OBTIDAS VIA SIMULAÇÃO E EXPERIMENTO DO MÓDULO FV POLICRISTALINO – 05 DE FEVEREIRO DE 2015	80
TABELA 13 - MEDIÇÕES REALIZADAS COM MÓDULO CONVENCIONAL E FLUTUANTE, RESPECTIVAMENTE DIAS 22 E 24 DE JANEIRO DE 2015.	84
TABELA 14 - MEDIÇÕES REALIZADAS COM MÓDULO FLUTUANTE E CONVENCIONAL, RESPECTIVAMENTE DIAS 04 E 06 DE FEVEREIRO DE 2015.	84
TABELA 15 - MEDIÇÕES REALIZADAS COM MÓDULO FLUTUANTE E CONVENCIONAL, RESPECTIVAMENTE DIAS 05 E 07 DE FEVEREIRO DE 2015.	84

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas

EPE Empresa de Pesquisa Energética

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

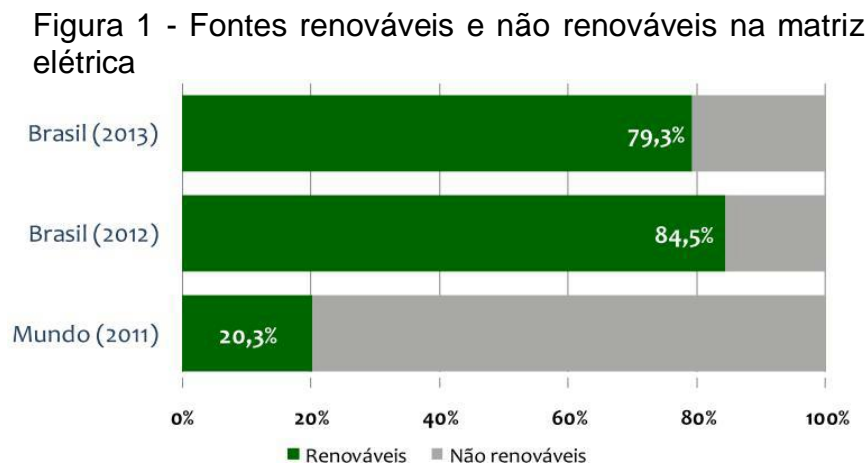
A	Área do módulo fotovoltaico
e_EVA_frontal	Espessura do EVA frontal
e_EVA_inferior	Espessura do EVA inferior
e_tedlar	Espessura do Tedlar
e_vidro	Espessura do vidro
Eabs	Erro absoluto
Erel	Erro Relativo
FF	Fator de forma
G	Irradiância
Gref	Irradiância de referência nas condições padrões
Id	Corrente que percorre o diodo
Imp	Corrente de máxima potência
Imp_sc	Corrente de máxima potência nas condições padrões
Iph	fotocorrente
Ipv	Corrente fornecida pela Célula fotovoltaica
Isc	Corrente de curto-circuito
K	Constante de Boltzman
k_EVA	Condutividade térmica do EVA
k_tedlar	Condutividade térmica do tedlar
k_vidro	Condutividade térmica do vidro
Pmp	Ponto de máxima potência
q	Carga do elétron
Q	Fluxo de calor
R_{k,B}	Resistência térmica da parte posterior do módulo fotovoltaico
R_{k,F}	Resistência térmica da parte frontal do módulo fotovoltaico
R_{k-EVA Frontal}	Resistência térmica do EVA na parte frontal do módulo fotovoltaico
R_{k-EVA Posterior}	Resistência térmica do EVA na parte posterior do módulo fotovoltaico
R_{k-Tedlar}	Resistência térmica do Tedlar
R_{k-vidro}	Resistência térmica do vidro
Rs	Resistência série
Rsh	Resistência paralela
Tc	Temperatura da célula fotovoltaica
Tref	Temperatura de referência da célula fotovoltaica nas condições padrões
Vmp	Tensão de máxima potência
Vmp_sc	Tensão de máxima potência nas condições padrões
Voc	Tensão de circuito aberto
Vpv	Tensão fornecida pela Célula fotovoltaica
α	Coeficiente de temperatura de corrente
β	Coeficiente de temperatura de tensão
η	Rendimento da célula fotovoltaica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	OBJETIVOS DO TRABALHO	25
1.2	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	25
2	CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	27
2.1	CÉLULAS FOTOVOLTAICAS E O EFEITO FOTOVOLTAICO.....	27
2.2	FATORES QUE INFLUENCIAM NA EFICIÊNCIA DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	29
2.3	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	31
2.4	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICA	33
2.4.1	<i>CURVA I-V.....</i>	<i>33</i>
2.4.2	<i>EFEITO DAS RESISTÊNCIAS SÉRIE E PARALELA SOBRE A CURVA CARACTERÍSTICA I-V</i>	<i>35</i>
2.4.3	<i>INFLUÊNCIA DA IRRADIÂNCIA SOLAR SOBRE A CURVA CARACTERÍSTICA I-V</i>	<i>37</i>
2.4.4	<i>INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA SOBRE A CURVA CARACTERÍSTICA I-V.....</i>	<i>37</i>
2.5	MODELOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	38
2.5.1	<i>MODELO IDEAL DE UM CÉLULA FOTOVOLTAICA COM UM DIODO.....</i>	<i>38</i>
2.5.2	<i>MODELO REAL DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA COM UM DIODO</i>	<i>40</i>
3	MODELAGEM E VALIDAÇÃO DO USO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO FLUTUANTE EM ÁGUA.....	42
3.1	MODELAGEM ELÉTRICA DA CÉLULA FV	42
3.2	MODELAGEM TÉRMICA DA CÉLULA FV.....	44
3.3	SIMULAÇÃO.....	46
3.4	VALIDAÇÃO EXPERIMENTAL.....	49
3.4.1	<i>SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS E SENSORES.....</i>	<i>51</i>
3.4.2	<i>EXPERIMENTO COM MÓDULO MONOCRISTALINO.....</i>	<i>55</i>
3.4.3	<i>EXPERIMENTO COM MÓDULO POLICRISTALINO.....</i>	<i>65</i>
3.4.4	<i>COMPARAÇÃO ENTRE MÓDULO FV FLUTUANTE E CONVENCIONAL</i>	<i>80</i>
4	CONCLUSÕES	95
	REFERÊNCIAS	97

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos tem-se verificado um aumento no consumo de energia elétrica em todo o mundo e tem-se buscado a utilização de fontes de energias renováveis, devido aos impactos sócio ambientais decorrentes de utilização de fontes convencionais. O Brasil possui uma posição de liderança no tocante ao uso de fontes renováveis de energia, visto que a base da matriz de geração de eletricidade nacional é baseada em hidrelétricas, correspondendo a cerca de 63% da geração total, (ANEEL, 2014). Em 2013, a participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira manteve-se entre as mais elevadas do mundo, conforme Figura 1, porém apresentando uma queda em relação ao ano anterior devido às condições hidrológicas desfavoráveis e ao aumento da geração térmica nacional, (EPE, 2014). Devido aos fatores mencionados anteriormente existe uma tendência de uma lenta redução da participação da geração hidrelétrica na matriz elétrica, visto que o potencial hídrico brasileiro ainda não explorado encontra-se na região amazônica, sendo seu uso polêmico, pois envolve questões ambientais que impactam em seu pleno aproveitamento.



A necessidade da complementariedade do sistema elétrico brasileiro, fortemente concentrado na hidroeletricidade, aliada ao fato da luz solar ser uma fonte limpa e renovável, deve levar o uso do recurso solar a ganhar espaço na matriz de energia elétrica do Brasil ao longo dos próximos anos. O país tem uma elevada taxa de irradiação solar 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: (Pereira et al, 2006) (Martins & Pereira, 2011), mostrando que o Brasil tem um significativo potencial de geração de energia elétrica através da tecnologia solar fotovoltaica (FV).

Ao longo dos últimos anos houve políticas governamentais para a utilização de energias renováveis como o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), um dos mais importantes programas de eletrificação rural usando sistemas de energia renováveis. Pode-se considerar como a primeira iniciativa que efetivamente incorporou o uso da energia solar fotovoltaica em âmbito nacional. O programa iniciou em operação em 1994, com o intuito de amenizar o problema da falta de acesso à energia elétrica de comunidades rurais e remotas em várias regiões do Brasil. Foram instalados aproximadamente 9 mil sistemas FV de geração de energia elétrica e de bombeamento de água. Os sistemas foram instalados de junho de 1996 a dezembro de 2001 e implantados por todos os 26 Estados brasileiros, especialmente nas regiões Norte e Nordeste (Galdino & Lima, 2002).

Em 2002 foi estabelecido o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), considerado o maior programa brasileiro de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (Varella, Cavaliero, & Silva, 2008). O programa visava promover o uso da energia eólica, da biomassa e de pequenas entradas hidroelétricas; a tecnologia a energia solar FV não foi incluída entre as fontes alternativas contempladas pelo programa.

Em 2012 houve um avanço significativo em relação à regulamentação do setor, com a resolução 482 da ANEEL, publicada em abril de 2012, que estabelece as condições gerais para a conexão à rede de micro-geração (até 100 kW) e da mini-geração (de 100 kW a 1 MW) a partir de fontes renováveis e propõe o sistema de compensação de energia.

Até outubro de 2014 existem 220 unidades fotovoltaicas, conectadas à rede, em operação no Brasil com uma potência total de aproximadamente 14,6MW, destacando-se a usina de Nova Aurora, maior usina em operação no país, com potência de 3MW, localizada na cidade de Tubarão, estado de Santa Catarina. Embora a energia solar FV corresponda a 0,01% da matriz de energia elétrica brasileira (ANEEL, 2014), esta forma de energia tende a ser bastante promissora e

com crescente participação na matriz de energia elétrica. A tímida participação da geração FV deve-se, principalmente, ao fato da eficiência das células FV ser ainda reduzida e as poucas com eficiência mais alta possuem um custo de produção ainda muito elevado.

Ao longo dos anos tem-se buscado o aumento de eficiência em unidades FV, como a melhoria nas tecnologias de produção, assim como a utilização de unidades FV em meios que minimizem as perdas óticas e térmicas, visto que a irradiação incidente e a temperatura de operação influenciam a eficiência de unidades FV. Muitas aplicações utilizando módulos FV e a refrigeração por água tem sido propostas por pesquisadores no mundo visando redução da temperatura de operação do módulo FV e conseqüentemente aumento de eficiência global. Pesquisas têm sido desenvolvidas com aplicações de módulos FV submersos em água, módulos flutuantes em água e aplicação de jatos de água uniforme de modo que se forme uma lâmina d'água na superfície frontal dos módulos. A água, além de ser utilizada como líquido refrigerante, também funciona como um filtro para a irradiação, visto que quando a irradiação incide sobre um módulo FV, parte é refletida de volta para o ar e outra parte é transmitida por meio do material que constitui o módulo. De acordo com (Krauter, 2006), que utilizou um modelo ótico de três camadas, incluindo múltiplas reflexões dentro e entre essas camadas, materiais com propriedades ideais a serem instalados na interface com o vidro são aqueles cujo índice de refração aproxime-se do valor 1,33. Não há materiais sólidos com essas características, apenas a água o possui, constituindo-se num meio ótico ideal para a redução de perdas por reflexão.

Um protótipo de módulos FV flutuantes foi instalado na superfície da água do açude de Aichi no Japão. O protótipo é constituído de dois sistemas de 10 kWp instalados sobre flutuadores (Figura 2) não existindo contato direto da água com os módulos FV. Um dos módulos FV é arrefecido através da água, que é bombeada e pulverizado sobre os painéis através de aspersores, o outro módulo FV não possui arrefecimento. Conforme estudo realizado por (Ueda, Sakurai, Tatebe, Itoh, & Kurokawa, 2008), os dois sistemas FV flutuantes foram comparados também com um sistema FV de 10kWp montado em terra próximo ao açude. Como resultado da comparação verificou-se uma maior eficiência dos painéis arrefecidos, tendo em um

determinado mês do estudo uma redução de 17,0% para 7,4% da taxa de perda devido ao aumento de temperatura do módulo.

Figura 2 - Sistema FV flutuante em Aichi no Japão



Fonte: (Ueda et al., 2008).

Um experimento de FV submerso foi realizado em Pisa na Itália. O experimento tinha como objetivo verificar a eficiência de um painel monocristalino submerso em diferentes profundidades. O experimento consiste de uma piscina com uma estrutura contendo painéis FV capazes de mover-se, assim controlando o nível de água acima dos painéis (Figura 3). O comportamento do módulo FV submerso a 4cm e 40cm é analisado e comparado com um idêntico posicionado com o mesmo ângulo do lado de fora da piscina. Conforme estudo realizado por (Lanzafame, et al., 2010), a eficiência média diária do módulo FV submerso com coluna d'água de 4 cm aumentou cerca de 10%, enquanto que o módulo FV submerso com coluna d'água de 40 cm obteve perda de aproximadamente de 16%.

Figura 3 - Experimento FV submerso em Pisa na Itália



Fonte: (Lanzafame et al., 2010)

(Krauter, 2004), realizou um experimento no Rio de Janeiro, no qual verificou o desempenho óptico e térmico de um módulo FV com a parte superior percorrida por uma lâmina d'água de 1 cm, (Figura 4). A água é bombeada de um tanque próximo ao módulo FV e injetada sobre o mesmo através de bicos, de maneira que a lâmina d'água percorra uniformemente o módulo FV. Os dados experimentais são comparados com outro módulo FV sob as mesmas condições ambientais, no entanto sem a lâmina d'água sobre o mesmo. Como resultado verificou-se que o fluxo de água melhorou a qualidade óptica em 1,5%, visto que a água atua como um filtro para a irradiação, reduzindo as perdas por reflexão, também houve uma redução significativa da temperatura, tendo uma diferença de 22°C em um determinado instante do dia, assim, contribuindo para um aumento de rendimento do painel FV, ao longo do dia, em 10,3%.

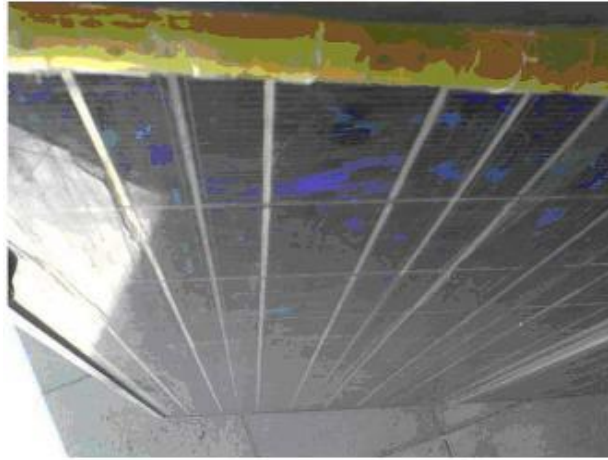
Figura 4 - Experimento com lâmina de água sobre a superfície do painel FV realizado no Rio de Janeiro, Brasil



Fonte: (Krauter, 2004)

(Kordzadeh, 2010), realizou um pesquisa experimental em Kerman no Irã. Um dos objetivos da pesquisa foi verificar o comportamento de módulos FV quando os mesmos são percorridos por uma lâmina d'água na parte frontal, Figura 5. Os painéis FV são utilizados para alimentar um sistema de bombeamento de água, que também é responsável por injetar uma lâmina d'água uniforme sobre os painéis FV. Os dados experimentais foram comparados com outros painéis FV sem a lâmina d'água sobre os mesmos. Como resultado do experimento notou-se um melhoramento óptico na superfície dos painéis FV. A fina lâmina d'água, com índice de refração de cerca de 1,3, melhora a transmitância óptica de células fotovoltaicas. Observou-se também uma redução significativa da temperatura, reduzindo em 25°C em um determinado instante do dia do experimento.

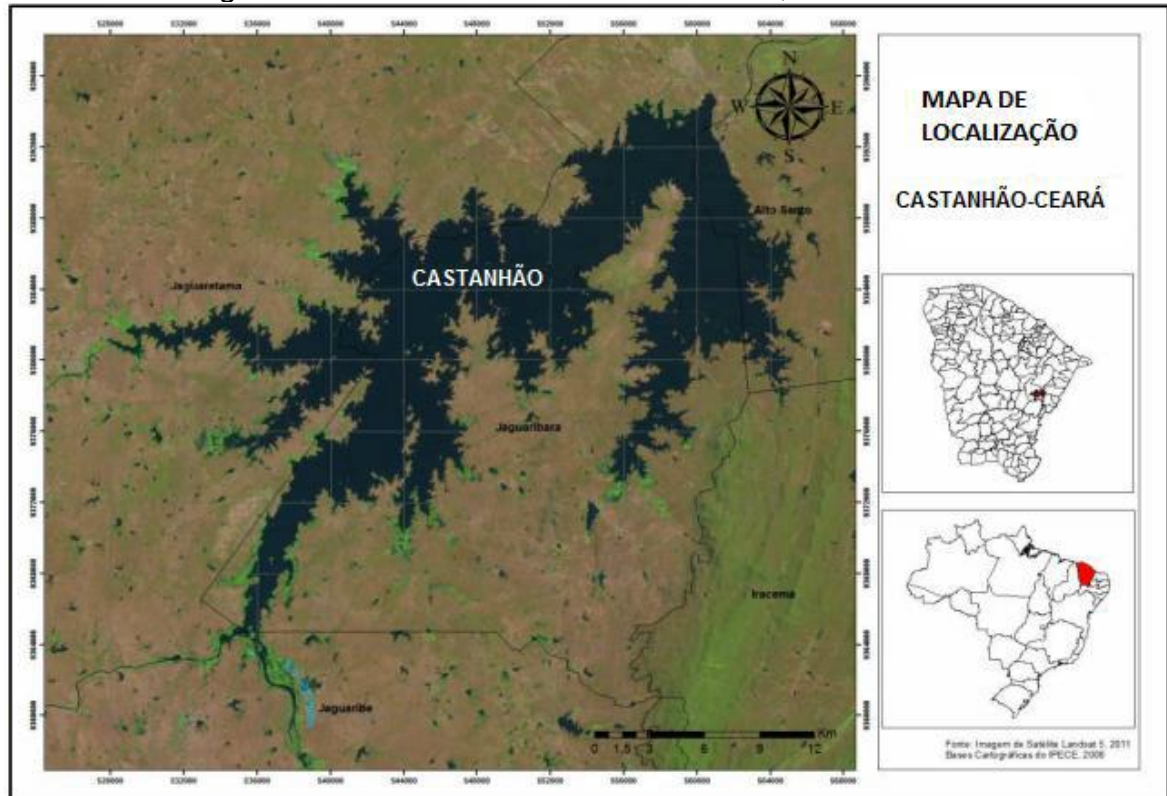
Figura 5 - Experimento com lâmina de água sobre a superfície do painel FV realizado em Kerman no Irã



Fonte: (Kordzadeh, 2010)

O trabalho de (Correa, Carvalho, Sacramento, & De Araújo, 2013) analisa o potencial de utilização de reservatórios no semi-árido brasileiro para instalação de plantas FV, utilizando-se duas configurações: painéis flutuantes e submersos. O reservatório escolhido para montagem do cenário foi o Castanhão, Figura 6, o maior reservatório de água no estado do Ceará. Foram utilizados para a análise da produção de eletricidade nas configurações de plantas FV flutuantes e submersa 2% e 5% da área inundada do Castanhão. Como resultado foi verificado que o uso de um percentual de áreas alagadas dos reservatórios para a instalação de painéis FV tem a vantagem de aumentar a eficiência dos módulos em até 15% para os painéis imersos e até 7,6% para os painéis flutuantes. Também inferiu-se que o uso de painéis FV flutuantes podem contribuir para a redução da evaporação da água nos reservatórios.

Figura 6 - Reservatório Castanhão Ceará, Brasil



Fonte: (Correa et al., 2013)

1.1 Objetivos do trabalho

Os objetivos da presente dissertação são:

- Modelar e simular a operação de um módulo FV monocristalino e policristalino flutuante em água;
- Instalar unidade experimental com módulo FV flutuante em água;
- Comparar dados medidos com dados simulados;
- Verificar o ganho de eficiência de um módulo FV policristalino flutuante em água em relação a aplicação convencional.

1.2 Estrutura da dissertação

A presente dissertação está dividida em quatro capítulos.

No Capítulo 1 é realizada a introdução deste trabalho.

No Capítulo 2 são apresentados os principais conceitos de células e módulos FV: princípio de operação, descrições gerais, características térmicas e elétricas.

No Capítulo 3 é apresentada a modelagem, simulação e dados experimentais de utilização de módulo FV flutuantes em água.

Por fim, no Capítulo 4 são apresentadas as conclusões alcançadas com o desenvolvimento e os resultados do trabalho realizado.

2 CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

2.1 Células fotovoltaicas e o efeito fotovoltaico

A célula solar, também denominada de célula fotovoltaica é o elemento básico para transformação da radiação luminosa em energia elétrica e pode ser compreendida como um dispositivo semicondutor que produz uma corrente elétrica, quando exposta à luz.

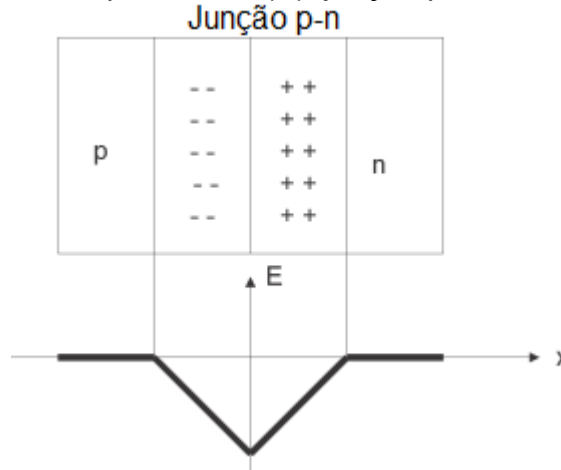
Um semicondutor a zero Kelvin possui uma banda de energia intermediária proibida para os elétrons, denominada banda proibida (gap). Outra banda é preenchida por elétrons, denominada de banda de valência e outra, uma banda de nível mais alto que é desprovida de elétrons, denominada de banda de condução.

Para que o elétron passe da banda de valência para a de condução, é necessário uma quantidade mínima de energia equivalente ao intervalo de energia da banda proibida, sendo uma constante característica para cada material. Desse deslocamento, dois tipos de portadores de carga são formados: o elétron agora localizado na banda de condução e uma lacuna, onde o elétron se localizava na banda de valência.

Uma propriedade fundamental para as células fotovoltaicas é a possibilidade de fótons, na faixa do visível, com energia suficiente, excitar os elétrons à banda de condução. Esse efeito, que pode ser observado em semicondutores puros, também chamados de intrínsecos, não garante por si só o funcionamento de células fotovoltaicas. Contudo, para o aproveitamento de corrente e tensão elétricas é necessário aplicar um campo elétrico, com o intuito de separar os portadores, o que se consegue através da chamada junção p-n (Figura 7) obtida da adição de impurezas, processo denominado de dopagem, no semicondutor cristalino que geralmente é o silício (Si) o qual possui quatro ligações covalentes. Se a impureza é um elemento pentavalente como o fósforo haverá um elétron em excesso e livre. Assim, nesta região do cristal haverá uma predominância de cargas negativas livres, por isso o cristal dopado chama-se do tipo n. Se, por outro lado, forem introduzidos elementos como o boro que possui três elétrons de ligação

haverá falta de um elétron para satisfazer as ligações covalentes com os átomos de Si da rede. Essa falta de elétron é denominada buraco ou lacuna. O cristal dopado é chamado do tipo p (Borges Neto & Carvalho, 2012).

Figura 7 - Campo elétrico (E), junção p-n



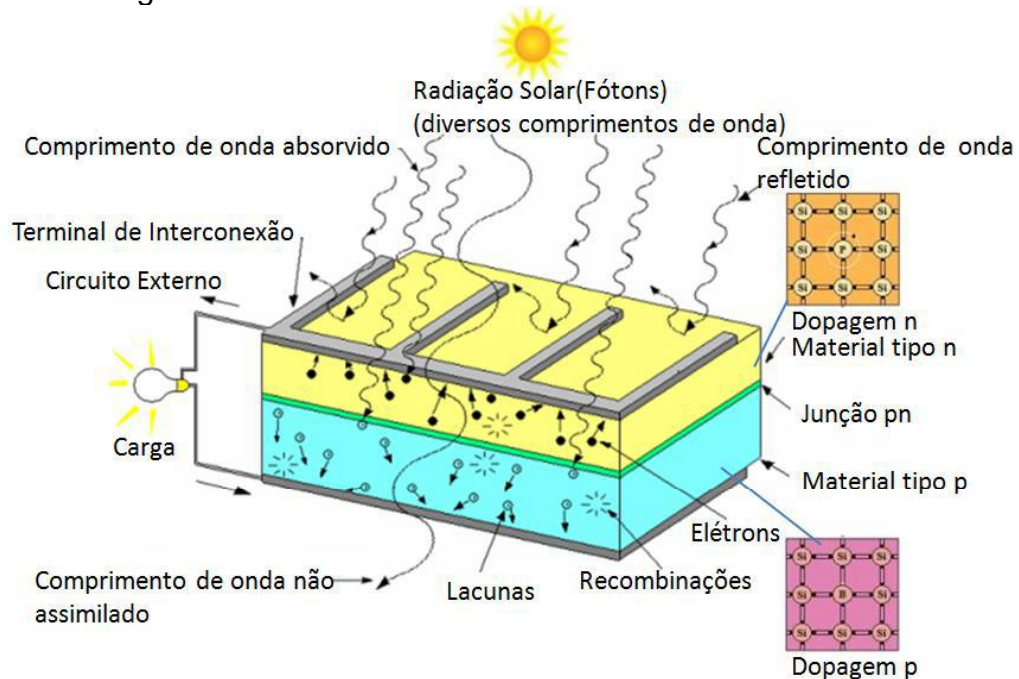
Fonte: Adaptado (CRESESB, 2014).

Através da união dos cristais do tipo n e p, uma junção pn é formada. Na região de junção os elétrons do lado n passam para lado p, devido ao elevado gradiente de concentração. Essa movimentação de elétrons faz com que haja uma redução de elétrons do lado n, que o torna eletricamente positivo, e um acúmulo de elétrons do lado p, tornando-o negativo. Desta forma surge um campo elétrico na região da junção; esse processo alcança o equilíbrio, quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de impedir a passagem dos elétrons livres remanescentes do lado n.

Quando uma junção pn, que possui um campo elétrico diferente de zero e crescente em direção a mesma, como apresentado na Figura 7, (Markvart, 1994), é exposta a fótons, que se caracterizam por um fluxo de partículas no nível atômico da luz, com energia maior que o intervalo entre as bandas, ocorre a geração de pares elétron-lacuna; estas cargas são aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção, este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial.

A conversão de energia luminosa em energia elétrica associada a uma corrente elétrica e uma diferença de potencial denomina-se de efeito fotovoltaico (Goetzberger, Knobloch, & Voss, 1998). Para disponibilizar corrente elétrica para uso é necessário uma ligação externa conforme Figura 8.

Figura 8 - Modelo funcional de uma célula fotovoltaica

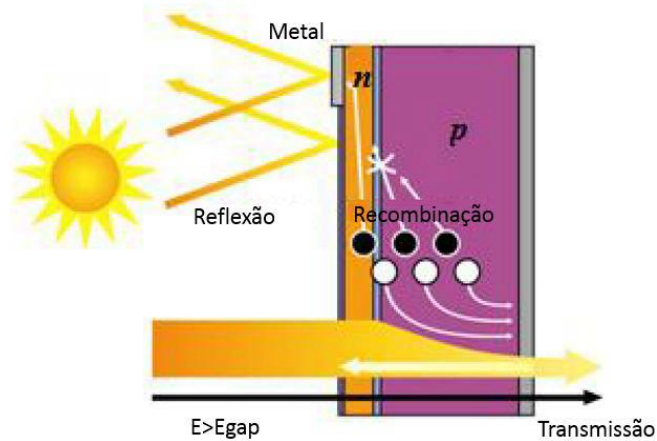


Fonte: Adaptado de (Ghensev, 2006).

2.2 Fatores que influenciam na eficiência das células fotovoltaicas

Os equipamentos utilizados para a conversão de uma forma de energia, não possuem eficiência de conversão de 100% visto que nos processos de transformação de energia existem perdas. Segundo (Krauter, 2006) por razões físicas a eficiência de conversão FV tem um limite teórico superior, que corresponde a aproximadamente 28% para células de silício cristalino. Um dos motivos da relativa baixa eficiência é que nem todos os fótons que incidem no material semiconductor são aproveitados para gerarem pares elétrons-lacunas. Alguns fótons que incidem no material semiconductor possuem energia menor que a energia da banda proibida do material, assim não gerando pares elétrons-lacunas, portanto não são absorvidos. Outros fótons possuem energia maior e o excedente de energia é perdido como calor, Figura 8 e Figura 9.

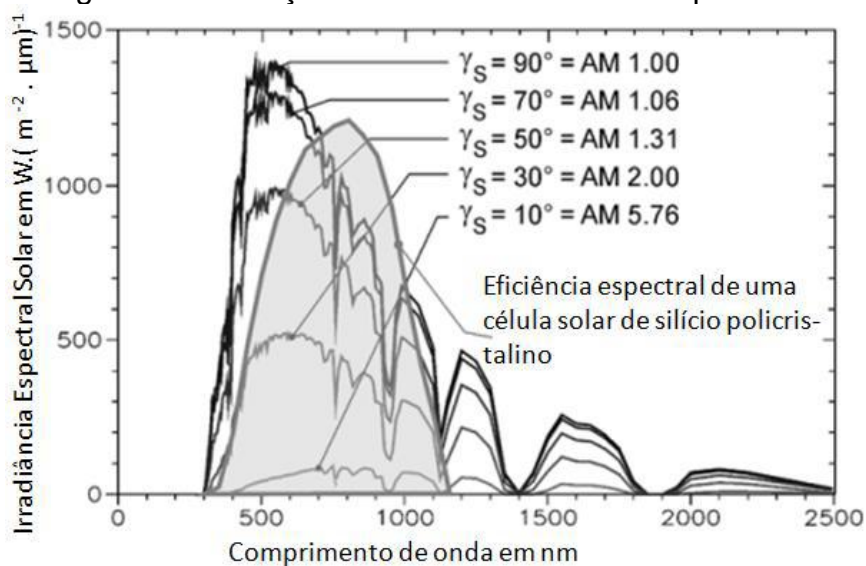
Figura 9 - Representação das perdas na célula solar



Fonte: Adaptado de (Moehlecke & Zanesco, 2006).

As células de silício são sensíveis apenas às radiações com comprimentos de onda correspondentes a luz visível e ao infravermelho perto do visível, (Hecktheuer, 2001). Quando não ocorre a coincidência dos máximos de energia para cada comprimento de onda do espectro solar e o da eficiência espectral da célula de silício, conforme Figura 10, nem toda a energia solar é aproveitada pela célula. A eficiência espectral é determinada medindo-se a resposta de uma célula solar à modulação de um determinado comprimento de onda.

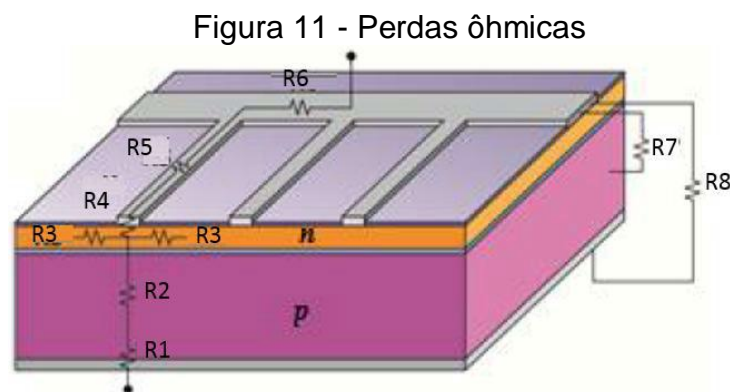
Figura 10 - Resposta espectral de uma célula solar de silício policristalino e Espectro solar para diferentes ângulos de elevação do sol e massas de ar equivalentes.



Fonte: Adaptado de (Krauter, 2006).

Outros fatores que influenciam a baixa eficiência da célula são: as perdas ópticas, como reflexão dos fótons pela superfície da célula, sombreamento causado pelos contatos frontais (Figura 9), perdas ôhmicas devido à resistência elétrica da célula e contatos elétricos (resistências denominadas de série e paralelo). A resistência série se origina da resistência do próprio semiconductor dopado acrescida da resistência dos contatos metálicos e das resistências de circuitos de conexão e terminais que são necessários para que a corrente da célula possa circular por um circuito externo. A resistência paralela é ocasionada pelas correntes de fugas na superfície das bordas da célula e micro-defeitos do cristal que provocam curto-circuitos.

Na Figura 11 é representado as perdas por resistência em série nas junções metal-semicondutor (R4 e R1) existentes nos contatos metálicos frontal e inferior, perdas nas trilhas metálicas (R5 e R6) e nas regiões n (R3) e p (R2) e perdas por resistência em paralelo entre o contato metálico frontal (malha metálica) e a região tipo p (R7), e entre os contatos metálicos frontal e inferior (R8).



Fonte: Adaptado de (Moehlecke & Zanesco, 2006).

2.3 Módulos fotovoltaicos

O silício é um material abundante na natureza e geralmente é utilizado na fabricação de células FV que podem ser constituídas de cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo.

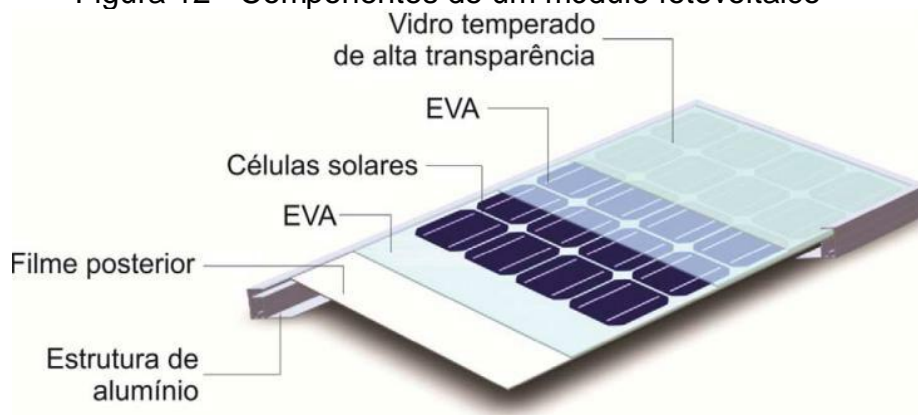
As células de silício monocristalinas são historicamente as mais utilizadas e comercializadas e, além disto, são mais eficientes em relação aos demais tipos de células. Contudo, as policristalinas são mais baratas, já que exigem um processo de

preparação das células menos rigoroso do que as monocristalinas que exigem um elevado grau de pureza do silício. Quanto às células de silício amorfo, estas possuem eficiência e vida útil menor, pois passam por um processo de degradação logo nos primeiros meses de operação. Por outro lado, possuem um processo de fabricação simples e barato (CRESESB, 2014) (Luque & Hegedus, 2011).

Uma célula FV possui um campo elétrico interno relativamente fraco, de aproximadamente 0,7V para células de silício. No entanto, em condições reais, este valor é ligeiramente menor. Para se obter níveis de tensões maiores, as células são conectadas em série e para se obter maiores níveis de corrente as células são conectadas em paralelo. Devido a estas ligações e à fragilidade das células, estas são encapsuladas formando um sanduíche de vidro temperado de alta transparência, acetato de etil vinila (EVA, do inglês Ethylene-vinyl acetate) estabilizado para a radiação ultravioleta, células fotovoltaicas, EVA estabilizado e um filme posterior isolante, conforme Figura 12. Este filme é uma combinação de polímeros tais como fluoreto de polivinila (PVF, comercialmente conhecido por Tedlar), tereftalato de polietileno (PET), dentre outros (CRESESB, 2014) (Prieb, 2002). O conjunto encapsulado é posto em uma moldura de alumínio anodizado e ligado a uma caixa de conexões elétricas. Todos estes componentes formam o que se denomina de módulo fotovoltaico definido pela ABNT (ABNT NBR 10899, 2013) como:

Unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, como objetivo de gerar energia elétrica, representada pela Figura 13, na qual o triângulo indica o pólo positivo (ABNT NBR 10899, 2013).

Figura 12 - Componentes de um módulo fotovoltaico



Fonte: (CRESESB, 2014).

Figura 13 - Símbolo de módulo fotovoltaico



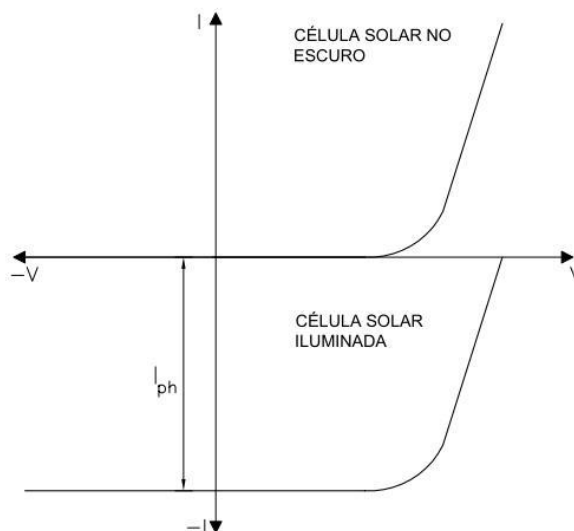
Fonte: (ABNT NBR 10899, 2013).

2.4 Características elétricas de células fotovoltaica

2.4.1 Curva I-V

A curva característica corrente x tensão, quando não iluminada, de uma célula solar corresponde à curva característica de um diodo, devido às propriedades elétricas semelhantes. No entanto, quando a célula solar é exposta à radiação solar, a curva se desloca do primeiro para o quarto quadrante, pela adição de uma fotocorrente I_{ph} , conforme apresentado na Figura 14. Essa corrente é independente da tensão aplicada, caracterizando uma fonte de corrente, tendo sua intensidade proporcional à radiação, à temperatura e à área iluminada.

Figura 14 - Curva característica de um célula solar no escuro e iluminada



É usual a representação da curva I-V invertida no primeiro quadrante, embora esta situa-se, fisicamente, no quarto quadrante. A Figura 15 apresenta a

curva I-V típica de uma célula FV de Si e os parâmetros elétricos que caracterizam a célula:

Tensão de circuito aberto (V_{oc} , em inglês, open circuit voltage): tensão entre os terminais de uma célula FV quando não há corrente elétrica circulando, ou seja, sem carga (eletricamente aberto) para valores preestabelecidos de temperatura e irradiância. É a máxima tensão que uma célula pode produzir, porém nesta situação a potência é zero.

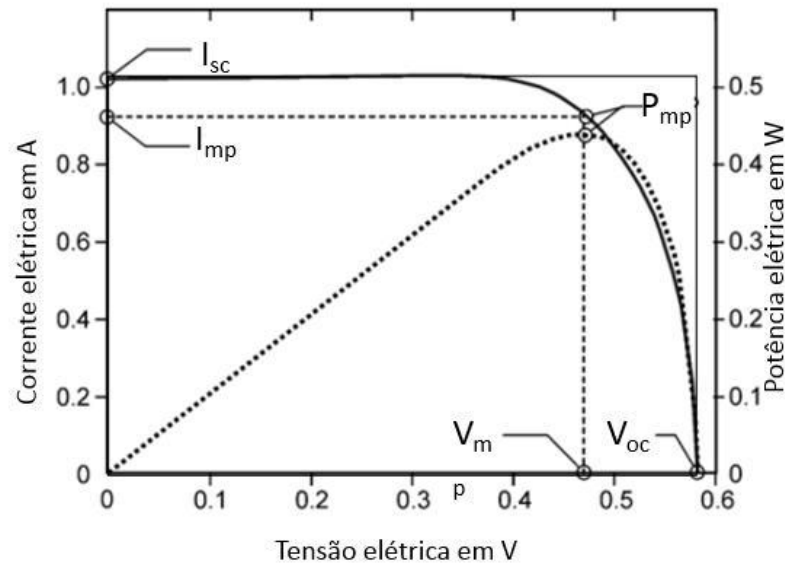
Corrente de curto-circuito (I_{sc} , em inglês, short circuit current): corrente que circula em uma célula FV quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero para valores preestabelecidos de temperatura e irradiância. É a máxima corrente que se pode obter em uma célula, porém nesta situação a potência é zero.

Ponto de máxima potência P_{mp} : ponto da curva I-V para o qual o produto da corrente (I_{mp}) pela tensão (V_{mp}) é máximo. A partir dos dados da curva I-V, pode-se determinar a curva da potência em função da tensão, denominada curva P-V, Figura 15.

O fator de forma é definido como a razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto. O fator de forma é definido pela equação (1) e graficamente pode ser representado pela relação entre as áreas dos dois retângulos destacado na Figura 15.

$$FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (1)$$

Figura 15 - Curvas da corrente (linha contínua) e potência (linha tracejada) de uma célula fotovoltaica em função da tensão



Fonte: Adaptado de (Krauter, 2006).

2.4.2 Efeito das resistências série e paralela sobre a curva característica I-V

Como foi visto anteriormente, a célula FV possui resistências série e em paralelo. Os efeitos de ambas resistências influenciam a curva I-V, contribuindo para reduzir o fator de forma da célula e, conseqüentemente, sua eficiência.

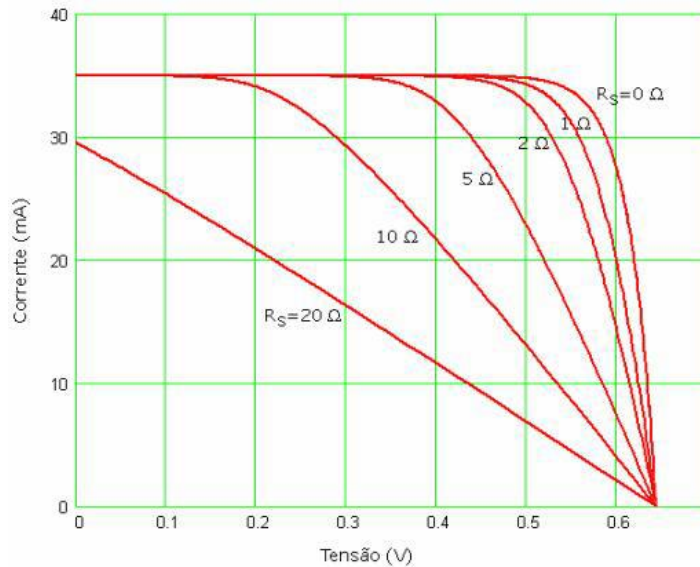
Pode-se considerar que a resistência série se origina na resistência do próprio material semicondutor, junção metal-semicondutor e nos contatos metálicos e a resistência paralela é causada por impurezas e micro defeitos na estrutura, principalmente próximo às bordas, que produzem um caminho interno para uma corrente de fuga (CRESESB, 2014).

O aumento da resistência série contribui para reduzir a corrente de curto circuito e o fator de forma da célula, porém não afeta sua tensão de circuito aberto, conforme Figura 16. Por outro lado, baixos valores de resistência paralela contribuem para a redução da tensão de circuito aberto e o fator de forma, sem influenciar a corrente de curto circuito, como pode ser observado na Figura 17.

A sensibilidade da célula solar, principalmente, em relação ao fator de forma e ao ponto de máxima potência é muito maior para variações na resistência série do que para variações na resistência paralela. Assim, a manutenção da

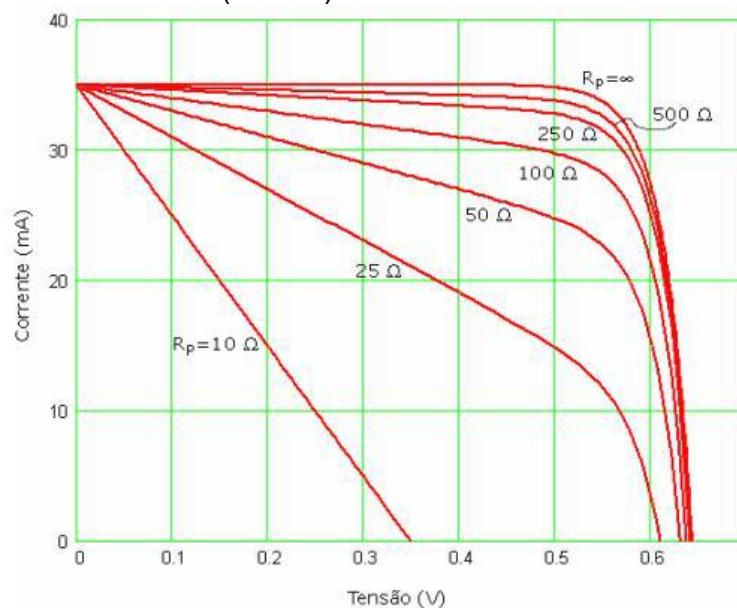
resistência série em um valor baixo é importante para aumentar a eficiência da célula, sendo obtida por meio de projeto e fabricação adequados (CRESESB, 2014).

Figura 16 - Efeito da resistência série na curva I-V de uma célula fotovoltaica, sendo todas as curvas para a mesma temperatura e irradiância, considerando em aberto a resistência paralelo ($R_p = \infty$).



Fonte: (Prieb, 2002).

Figura 17 - Efeito da resistência paralelo na curva I-V de uma célula fotovoltaica, sendo todas as curvas para a mesma temperatura e irradiância, considerando nula a resistência série ($R_s = 0$).

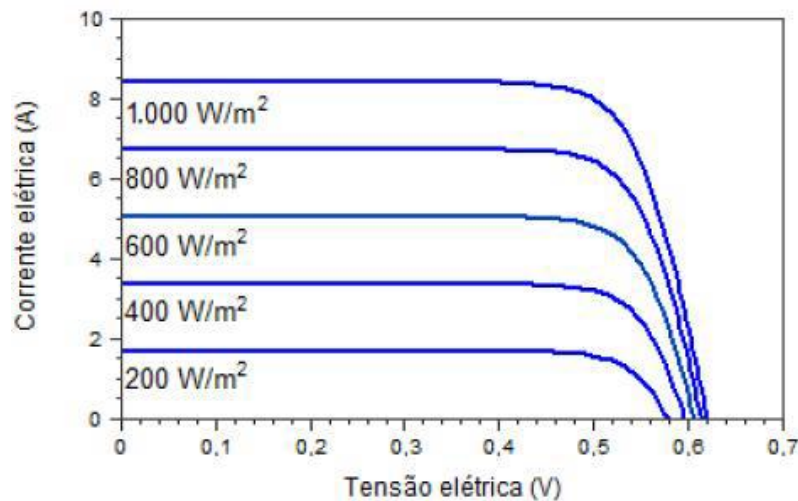


Fonte: (Prieb, 2002).

2.4.3 Influência da irradiância solar sobre a curva característica I-V

A Figura 18 apresenta como a irradiância solar incidente afeta a curva I-V de uma célula FV de Si, mantida na temperatura de 25 °C e sob diferentes condições de iluminação. Pode-se observar que a corrente de curto circuito de uma célula fotovoltaica aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente, enquanto que a tensão de circuito aberto aumenta logaritmicamente.

Figura 18 - Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V de uma célula fotovoltaica de silício cristalino na temperatura de 25 °C.

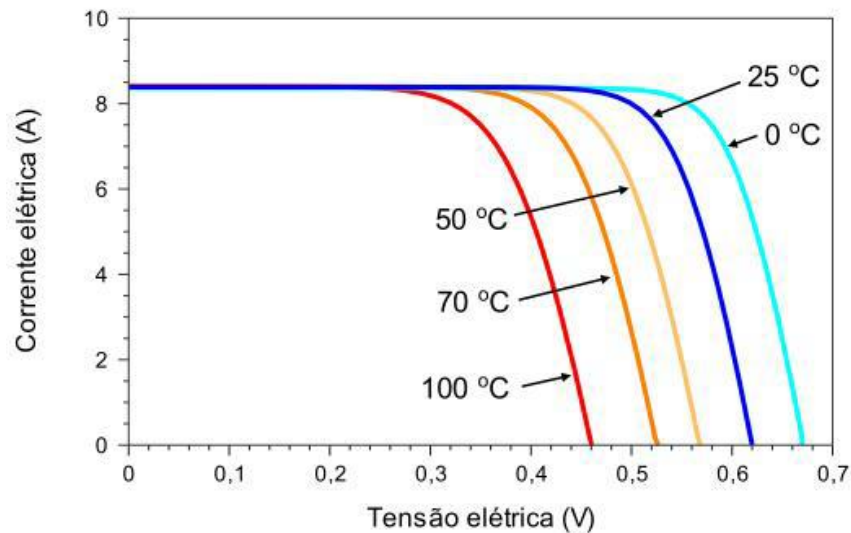


Fonte: (CRESESB, 2014).

2.4.4 Influência da temperatura sobre a curva característica I-V

A Figura 19 apresenta curvas I-V sob intensidade de radiação solar incidente constante de 1.000 W/m² e diversas temperaturas da célula FV. Pode-se observar uma diminuição na tensão de circuito aberto proporcional ao aumento da temperatura, enquanto que a corrente de curto circuito sofre uma elevação muito pequena, quase desprezível. Conforme (CRESESB, 2014) em uma célula de Si cristalino, um aumento de 100 °C na temperatura produz uma variação da ordem de -0,2 V (-30%) na tensão de circuito aberto e de +0,2% na corrente de curto circuito. O aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente produz um aumento da temperatura da célula e, conseqüentemente, tende a reduzir a sua eficiência.

Figura 19 - Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V (para irradiância de 1.000 W/m², espectro AM1,5).



Fonte: (CRESESB, 2014).

2.5 Modelos de células fotovoltaicas

O comportamento elétrico da célula fotovoltaica pode ser representado através de circuitos elétricos equivalentes e caracterizado por equações matemáticas, fornecendo diferentes modelos de representação de células solares. Nesta seção serão apresentados dois modelos de células FV baseadas no circuito com um diodo.

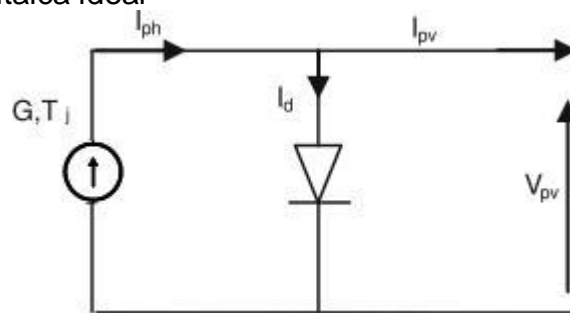
2.5.1 Modelo ideal de um célula fotovoltaica com um diodo

Este modelo caracteriza-se por um circuito elétrico simplificado composto de uma fonte de corrente (fotocorrente), que depende da radiação solar G e da temperatura de operação da célula T_j , e um diodo em paralelo, representando a junção pn, conforme Figura 20. A corrente gerada pela fonte de corrente é denominada de fotocorrente I_{ph} , enquanto que I_d é a corrente que circula através do diodo e I_{pv} é a corrente fornecida pela célula FV. Aplicando a lei de Kirchhoff no circuito da Figura 20 obtém-se:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (2)$$

A corrente que flui através de um diodo, em função da tensão, pode ser descrita por (3), conforme (Rekioua & Matagne, 2012).

Figura 20 - circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica ideal



Fonte: Adaptado de (Rekioua & Matagne, 2012).

$$I_d = I_0 \left[e^{\frac{qV_{pv}}{AKT_j}} - 1 \right] \quad (3)$$

Em que I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo, q é a carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C), K é a constante de Boltzman ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K), A é o fator de idealidade do diodo, T_j é a temperatura de junção da célula FV (K) e V_{pv} é a tensão de saída da célula fotovoltaica. Assim tem-se que a corrente da célula fotovoltaica, em função da tensão, pode ser expressa por:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{qV_{pv}}{AKT_j}} - 1 \right] \quad (4)$$

Conforme (Rekioua & Matagne, 2012), para caracterização de uma célula FV geralmente utilizam-se a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto, visto que são fornecidos pelos fabricantes nos manuais de painéis fotovoltaicos.

Assim, para resolução da equação (4) e determinação da corrente de saturação reversa do diodo utilizam-se duas condições, sendo a primeira de curto-circuito, ou seja, quando é nula a tensão nos terminais da célula solar e é fornecido a corrente de curto-circuito. Na prática, o valor dessa corrente é muito próximo do valor da fotocorrente (5). A segunda condição é da tensão de circuito aberto, ou seja, caso em que se considera uma carga de resistência infinita nos terminais da célula solar (6), nesse caso, a fotocorrente é igual à corrente no diodo. A partir destas premissas de (5) e (6) obtém-se a corrente de saturação reversa do diodo em (7).

$$I_{pv} = I_{sc} - I_0 \left[e^{\frac{qV_{pv}}{AKT_j}} - 1 \right] \quad (5)$$

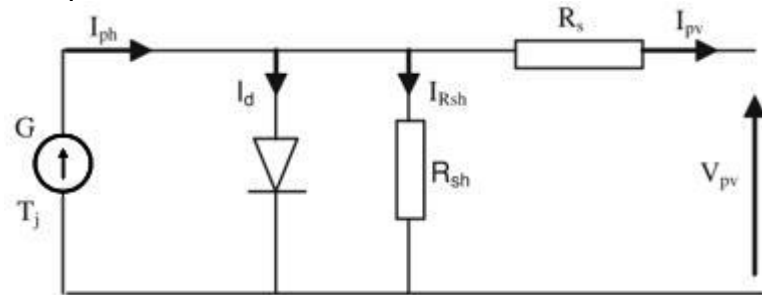
$$0 = I_{sc} - I_0 \left[e^{\frac{qV_{pv}}{AKT_j}} - 1 \right] \quad (6)$$

$$I_0 = \frac{I_{sc}}{\left[e^{\frac{qV_{pv}}{AKT_j}} - 1 \right]} \quad (7)$$

2.5.2 Modelo real de uma célula fotovoltaica com um diodo

Para se obter uma melhor representação do comportamento elétrico de uma célula solar acrescenta-se ao modelo ideal duas resistências, sendo a primeira denominada de resistência série R_s que representa as perdas devido ao próprio material semicondutor, junção metal-semicondutor e contatos metálicos e a segunda denomina-se de resistência paralela R_{sh} , que representa perdas intrínsecas que ocasionam fuga de corrente. Para células de boa qualidade, as fugas de corrente são muito pequenas e portanto a resistência paralela tende ao infinito. O circuito equivalente de uma célula solar FV com perdas é apresentado na Figura 21.

Figura 21 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica com perdas



Fonte: Adaptado de (Rekioua & Matagne, 2012).

Aplicando a lei de Kirchhoff no circuito da Figura 2.12 obtém-se (8) e (9):

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{Rsh} \quad (8)$$

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{AKT_j}\right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (9)$$

Existem diferentes métodos para resolver a equação (9), resultando em diferentes aproximações de modelos matemáticos. Estes geralmente utilizam parâmetros que não são fornecidos diretamente nos manuais de módulos FV. Como a equação (9) é não linear é usual a utilização de método iterativo numérico, como o algoritmo de Levenberg-Marquardt, que requer uma aproximação de valores de parâmetros iniciais para atingir a convergência (Rekioua & Matagne, 2012).

3 MODELAGEM E VALIDAÇÃO DO USO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO FLUTUANTE EM ÁGUA

Existem diversos modelos de módulos FV em aplicações convencionais. Neste trabalho tem-se o objetivo de apresentar um modelo de módulo FV, quando o mesmo encontra-se flutuante em água. Para isto escolheu-se a combinação do modelo elétrico e térmico que forneça valores coerentes para a aplicação e que se utilize de dados iniciais de fácil obtenção.

3.1 Modelagem elétrica da célula FV

Uma das principais limitações dos modelos apresentados na seção 2.5 é a dependência de parâmetros que não são fornecidos na folha de especificações dos fabricantes de módulos FV e não são assim facilmente determinados. Portanto, na presente pesquisa, é utilizado um modelo que descreva as características elétricas da célula FV, considerando a resistência série e desprezando-se a resistência paralela, visto que esta possui pouca influência sobre o comportamento elétrico, conforme apresentado em 2.4.2. É utilizado o modelo apresentado em (Borowy & Salameh, 1996), (El Tayyan , 2006), (Rekioua & Matagne, 2012), (Bellini et al., 2009), (Qianzhi Zhang, Jianmin Zhang & Guo 2012.) e denominado de modelo fotovoltaico 2C que utiliza dados disponíveis nos manuais de fabricantes de módulos FV e descrito pelas equações de (10) a (18) .

$$I_{pv} = I_{sc} \left\{ 1 - c_1 \left[\exp \left(\frac{V_{pv}}{C_2 V_{oc}} \right) - 1 \right] \right\} \quad (10)$$

$$C_2 = \frac{\left(\frac{V_{mp}}{V_{oc}} \right) - 1}{\ln \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right)} \quad (11)$$

$$c_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) \exp \left(- \frac{V_{mp}}{C_2 V_{oc}} \right) \quad (12)$$

$$\Delta I_{pv} = \alpha \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \Delta T + \left(\frac{G}{G_{ref}} - 1 \right) I_{sc,ref} \quad (13)$$

$$\Delta V_{pv} = -\beta \Delta T - R_s \Delta I_{pv} \quad (14)$$

$$\Delta T = T_c - T_{ref} \quad (15)$$

$$V_{pv}^* = V_{pv} + \Delta V_{pv} \quad (16)$$

$$I_{pv}^* = I_{pv} + \Delta I_{pv} \quad (17)$$

Onde G é a irradiância global (W/m^2) que chega ao módulo, T_c é a temperatura da célula FV, em $^{\circ}C$. G e T_c são duas variáveis que mudam no tempo e sua variação dinâmica altera a saída da célula ou módulo FV, então pode-se constatar que o modelo é dinâmico.

C_1 , C_2 , ΔI_{pv} , ΔV_{pv} e ΔT são variáveis intermediárias;

I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} , V_{mp} são valores de corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, corrente de máxima potência e tensão de máxima potência, respectivamente, nas condições padrões ($G=1000 W/m^2$, $T_c=25^{\circ}C$).

G_{ref} e T_{ref} é o valor da irradiância e a temperatura nas condições padrões.

α representa o coeficiente de temperatura de corrente em $A/^{\circ}C$ e β o coeficiente de temperatura de tensão em $V/^{\circ}C$. R_s é a resistência série em ohms, dado pela equação (18), conforme (Bellini et al., 2009).

$$R_s = \left(C_2 \frac{V_{oc}}{I_{sc}} \right) \left(\frac{1}{1 + C_1} \right) \quad (18)$$

Quando em condições padrões de testes, ΔI_{pv} , ΔV_{pv} e ΔT , equações **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, (14) e (15), respectivamente, são iguais a zero, fazendo com que o modelo produza uma curva $I \times V$ dinâmica nas

condições padrões.

Quando ocorre variação da irradiância e temperatura novos valores de corrente e tensão são calculados, através das equações (16) e (17), que fazem com que os valores de tensão e corrente se ajustem às novas condições.

3.2 Modelagem térmica da célula FV

O modelo utilizado para determinar a temperatura de operação do módulo FV foi baseado no modelo apresentado por (Krauter, 2006), conforme equação (19). A temperatura da célula (T_c) depende dos valores de temperatura na superfície frontal (T_F) e posterior (T_B) do módulo FV, obtidos através de medições, das resistências térmicas relativas à parte frontal (R_{kF}) e posterior (R_{kB}) do módulo e do fluxo de calor (Q) que atravessa a célula devido à irradiação, considerando um fluxo de calor de regime estacionário.

$$T_c = \frac{QR_{kF}R_{kB} + T_F R_{kB} + T_B R_{kF}}{R_{kF} + R_{kB}} \quad (19)$$

O fluxo de calor (Q) é expresso por (20), depende diretamente da irradiância incidente na célula (G), da área da célula FV (A) e da eficiência de conversão do módulo FV (η), obtida através da relação entre a potência elétrica máxima gerada, determinada pelo produto da tensão de máxima potência e corrente de máxima potência, e o produto da irradiância solar (G) e a área do módulo FV, conforme (21).

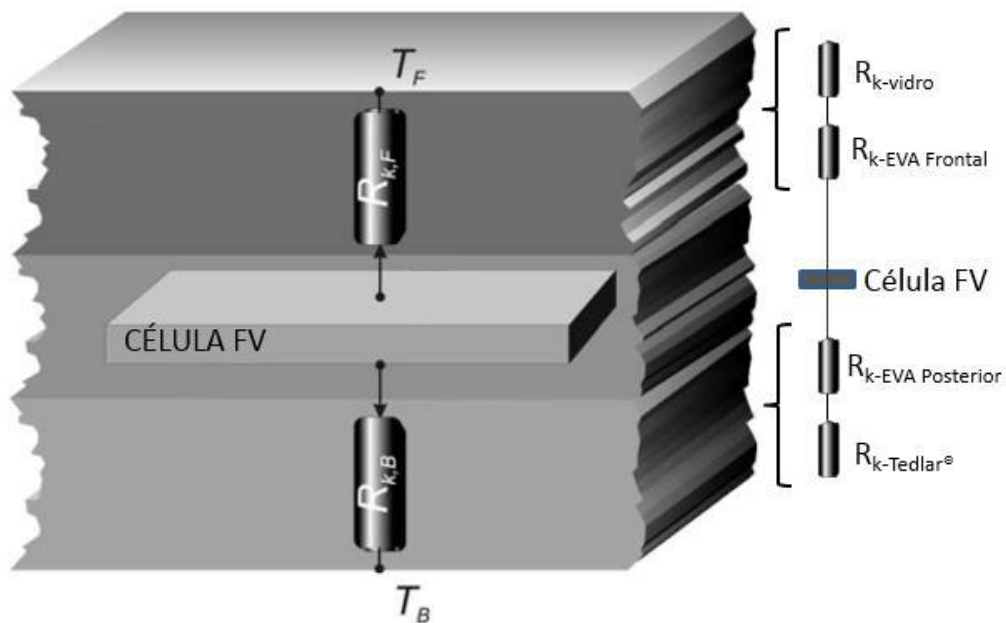
$$Q = AG(1 - \eta) \quad (20)$$

$$\eta = \frac{V_{mp} I_{mp}}{AG} \quad (21)$$

Conforme apresentado no capítulo 2, a célula FV é encoberta na parte

frontal por uma lâmina de vidro e uma camada de EVA. Na parte posterior a célula FV é encoberta por outra camada de EVA e por uma lâmina de Tedlar®. A resistência térmica de condução da parte frontal do módulo compreende a resistência equivalente série entre a camada de vidro e o encapsulamento de EVA e a resistência da parte posterior do módulo compreende a resistência equivalente série entre o encapsulamento de EVA e a camada de Tedlar®, conforme Figura 22.

Figura 22 - Diagrama do modelo de resistências para dissipações térmicas da célula FV.



Fonte: Adaptado de (Krauter, 2006).

A resistência térmica de condução destes materiais na parte frontal e posterior do módulo FV pode ser determinada através da equação (22), em que (e) é a espessura do material, (k) a condutividade térmica do material, (A) a área que ocorre o fluxo de energia. O índice i indica o tipo de material que pode ser o EVA, o vidro ou o Tedlar. Valores típicos de espessura e condutividade térmica de materiais são dados na Tabela 1, (Romero, 2002), (Andrade, 2008).

$$R_{ki} = \frac{e_i}{k_i A} \quad (22)$$

Tabela 1 - Espessura e condutividades térmicas dos materiais componentes do módulo FV

Material	e(m)	k (W/m°C)
Vidro	0,004	1,13
EVA (frontal)	0,001	0,15
EVA (posterior)	0,0005	0,15
Tedlar®	0,0002	0,24

Fonte: (Romero, 2002) e (Andrade, 2008).

3.3 Simulação

Para realizar a simulação do módulo FV na condição flutuante em água utilizou-se o MATLAB/Simulink, com base no modelo térmico e elétrico apresentado de forma a representar a curva característica I-V e V-P de um módulo FV monocristalino da Azur Solar GmbH modelo TSM 160M e um policristalino da Solartec modelo KS20T. Para a simulação é necessário informar alguns parâmetros característicos do módulo conforme apresentado na Tabela 1 e Tabela 2, para o módulo monocristalino e Tabela 1 e Tabela 3 para o módulo policristalino.

A Figura 23 representa a implementação da combinação dos modelos térmico e elétrico realizado no MATLAB/Simulink, seguindo os passos representados no fluxograma da Figura 24. **Erro! Fonte de referência não encontrada.** O modelo proposto necessita de dois tipos de dados:

- Externos, compreendidos por irradiância, temperatura na parte frontal e posterior do módulo, obtidos através de medições.
- Internos chamados de parâmetros característicos do módulo que são informações cadastradas previamente no programa; estes parâmetros consistem nos valores apresentados nas Tabela 1, Tabela 2 e Tabela 3.

Ao fim do processo obtém-se como saída curvas características I-V e V-P do módulo FV simulado.

Tabela 2 - Dados iniciais para a simulação (Azur Solar GmbH modelo TSM 160M)

Descrição	Valor
Corrente de curto-circuito (Isc)	4,94 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	43,5 V
Corrente de máxima potência (Imp)	4,54 A
Tensão de máxima potência (Vmp)	35,25 V
Coeficiente de temperatura de corrente (α)	0,00247 A/°C
Coeficiente de temperatura de tensão (β)	0,1479 V/°C
Temperatura de referência (Tref), condições padrões.	25°C
Irradiância de referência (Gref), condições padrões.	1000 W/m ²
Área do módulo FV (A)	1,3002 m ²

Fonte: (Posharp, 2014).

Tabela 3 - Dados iniciais para a simulação (Solartec modelo KS20T)

Descrição	Valor
Corrente de curto-circuito (Isc)	1,24 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	21,70 V
Corrente de máxima potência (Imp)	1,16 A
Tensão de máxima potência (Vmp)	17,4 V
Coeficiente de temperatura de corrente (α)	0,000315 A/°C
Coeficiente de temperatura de tensão (β)	0,08 V/°C
Temperatura de referência (Tref), condições padrões.	25°C
Irradiância de referência (Gref), condições padrões.	1000 W/m ²
Área do módulo FV (A)	0,18304 m ²

Fonte: (Solartec, 2015).

Figura 23 - Bloco representado valores de entrada e saída do modulo FV flutuante com modelo térmico e elétrico no Matlab/Simulink

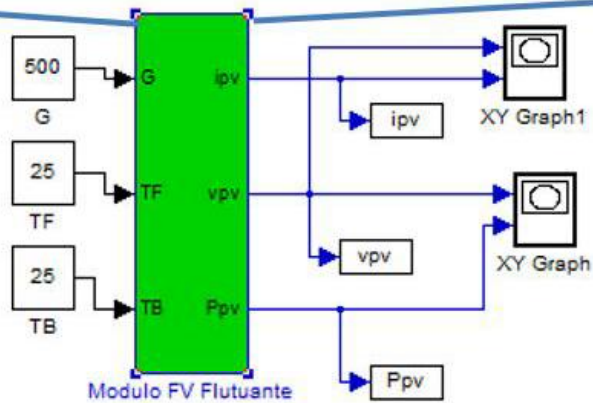
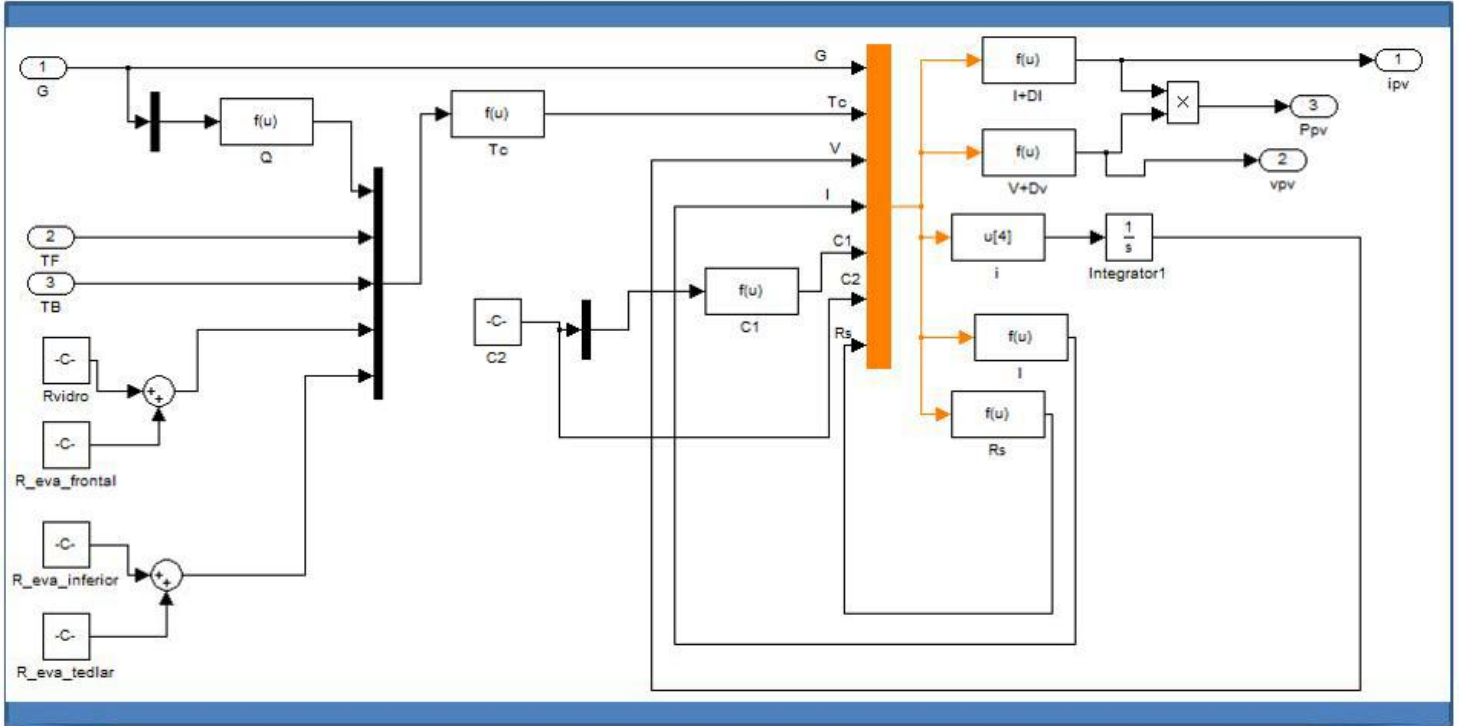
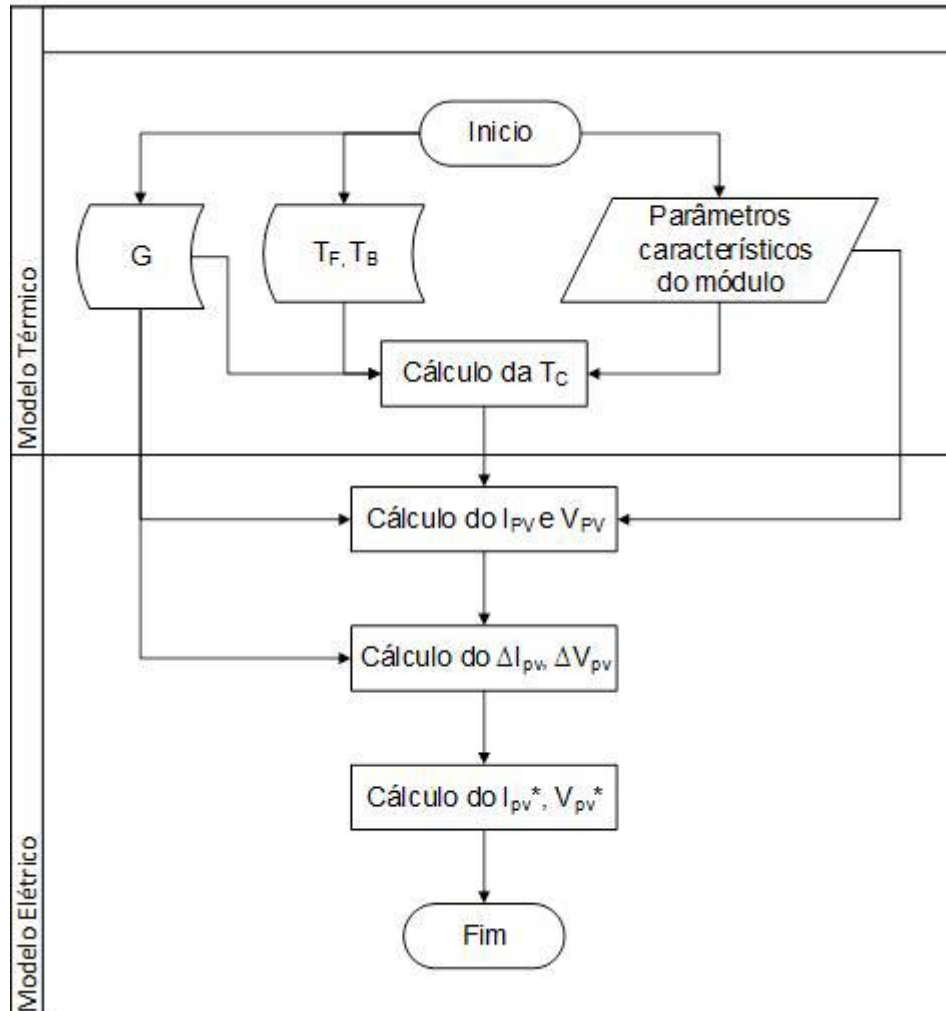


Figura 24 - Fluxograma de combinação dos modelos térmico e elétrico



3.4 Validação experimental

Os experimentos foram realizados no Laboratório de Energias Alternativas (LEA), Figura 25, localizado na Universidade Federal do Ceará, no Campus do Pici, Fortaleza. Foram realizados dois experimentos, sendo o primeiro com módulo monocristalino e o segundo com módulo policristalino. O experimento com o módulo monocristalino consistiu em verificar o comportamento das características elétricas do módulo fotovoltaico flutuante em água e validação do modelo proposto. Posteriormente, para assegurar a validação do modelo foi realizado um experimento com um módulo policristalino flutuante em água. Verificou-

se também o ganho de eficiência entre o módulo policristalino flutuante em água e em operação convencional, instalado sobre o solo, com o mesmo ângulo (plano horizontal) do lado de fora do tanque.

Para implementação do uso flutuante utilizou-se um tanque circular pré-moldado de 5.000 litros, Figura 26, contendo água de forma que o volume de água seja suficiente para que haja troca de calor de forma satisfatória.

Figura 25 - Laboratório de Energias Alternativas



Figura 26 - Tanque pré-moldado utilizado no experimento

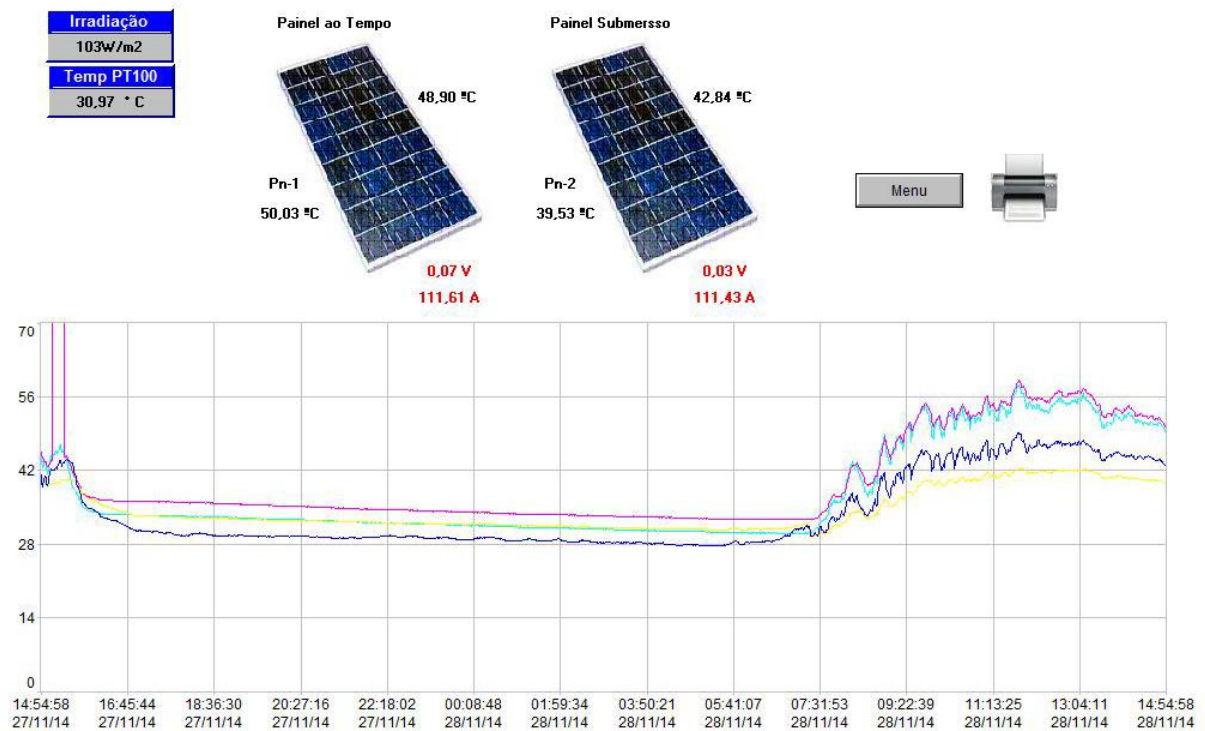


3.4.1 Sistema de aquisição de dados e sensores

Para a aquisição de dados utilizou-se o sistema existente de supervisão e controle do LEA, que consiste de um controlador lógico programável associado ao programa Elipse Scada, sendo o conjunto responsável por capturar e armazenar em um computador os valores medidos pelos sensores em um intervalo de 1 minuto, Figura 27.

Figura 27 - Tela do sistema de monitoramento de aquisição de dados.

LEA - UFC - Aquisição de Dados Paineis Fotovoltáicos



Para realizar a medição de temperatura na parte frontal e posterior do módulo FV, utilizou-se um sensor de temperatura tipo termorresistência PT 100, que opera baseado no princípio da variação da resistência ôhmica em função da temperatura, com faixa de temperatura de -50 a 150°C, com tolerância máxima de $\pm 3\%$. O sensor de temperatura na parte posterior do módulo foi encoberto com adesivo vedante a base de borracha de silicone, a fim de proteger da água e de danos mecânicos aos termoelementos, conforme Figura 28. O sensor de temperatura na parte frontal foi posto de forma que não houvesse sombreamento nas células, utilizando-se dos espaços entre células, conforme Figura 29.

Figura 28 - Sensor de temperatura tipo termorresistência PT 100 utilizado na parte posterior do módulo

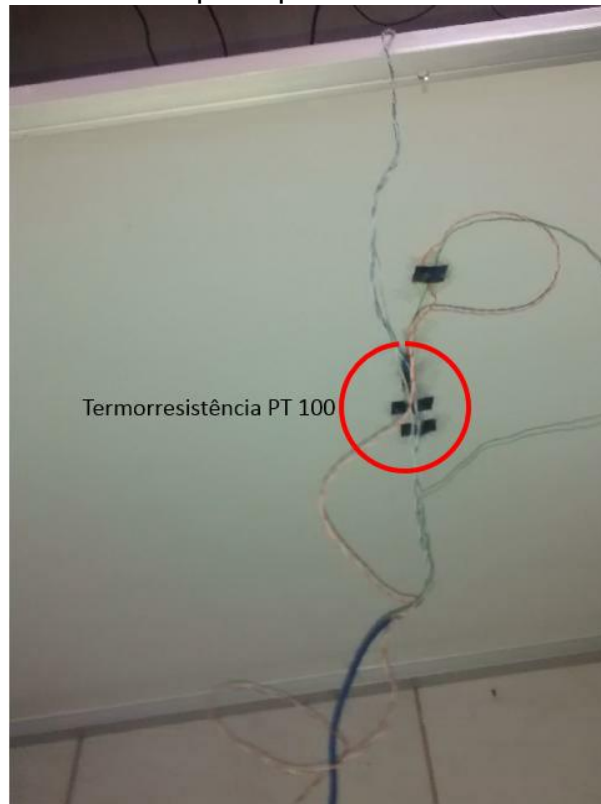
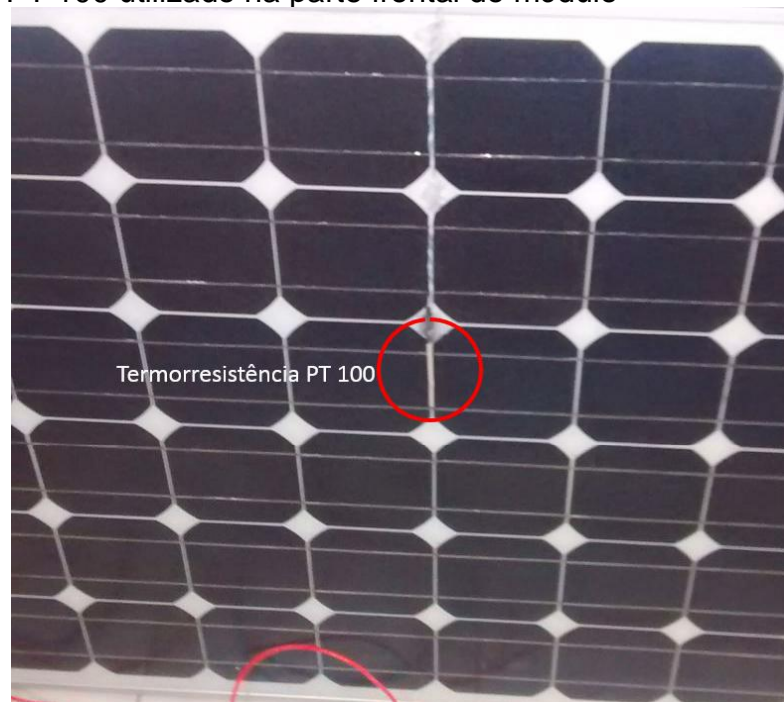


Figura 29 - Sensor de temperatura tipo termorresistência PT 100 utilizado na parte frontal do módulo



Para a medição da irradiância global utilizou-se o piranômetro, Figura 30, do fabricante Hukseflux Thermal Sensor, modelo LP02, de segunda classe, com erro máximo de 5%. O piranômetro possui certificado de calibração datado de 24 de abril de 2014.

Figura 30 - Piranômetro modelo LP02 utilizado



Para obtenção dos valores de tensão e corrente do módulo FV, utilizou-se o mini-KLA, Figura 31, do fabricante Ingenieurbüro, tendo como base de funcionamento o princípio de carga do capacitor, sendo registrado um conjunto com valores da corrente e da tensão variando da condição de circuito aberto até o curto-circuito do módulo. Com estes dados é possível a construção das curvas características I-V e P-V reais para cada situação registrada e avaliar o comportamento dos módulos. Este equipamento possui uma limitação de medição de corrente máxima de 8 A e tensão máxima de 120 V. Para leitura e gravação dos dados colhidos pelo mini KLA, utiliza-se o software MiniLes, Figura 32, em que cada leitura é salva em um arquivo txt.

Figura 31 - Traçador de Curva I-V, Mini-KLA utilizado

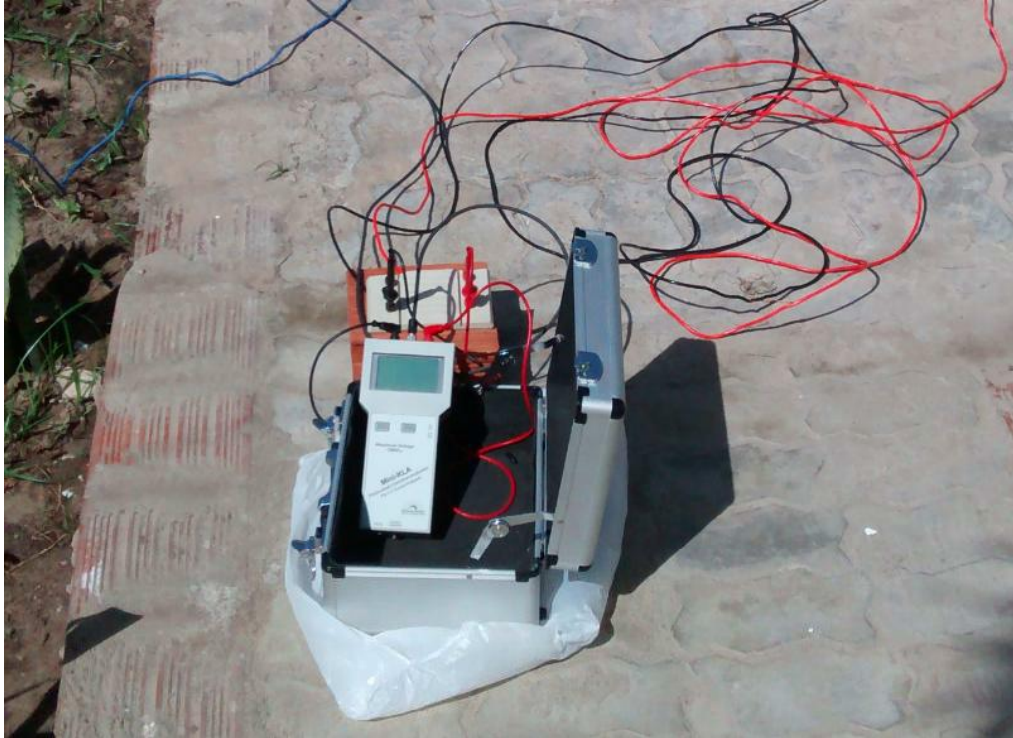
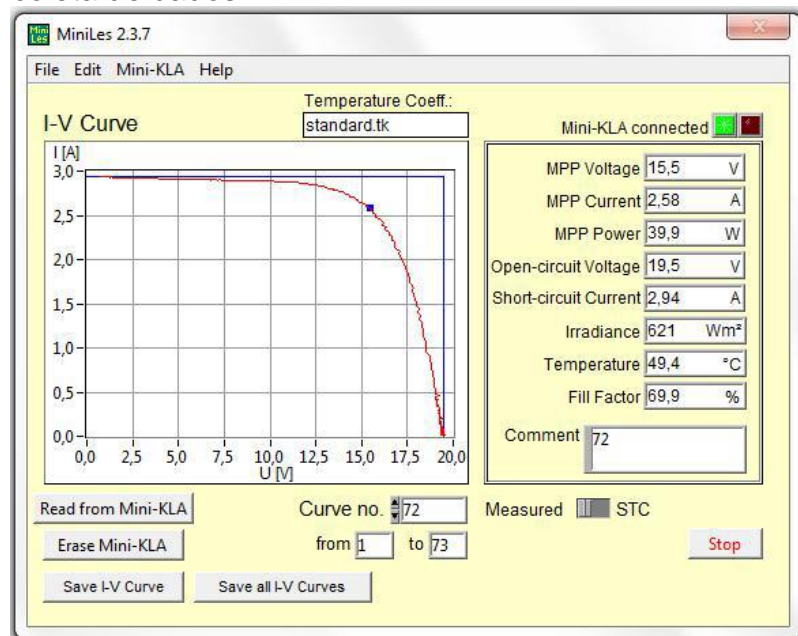


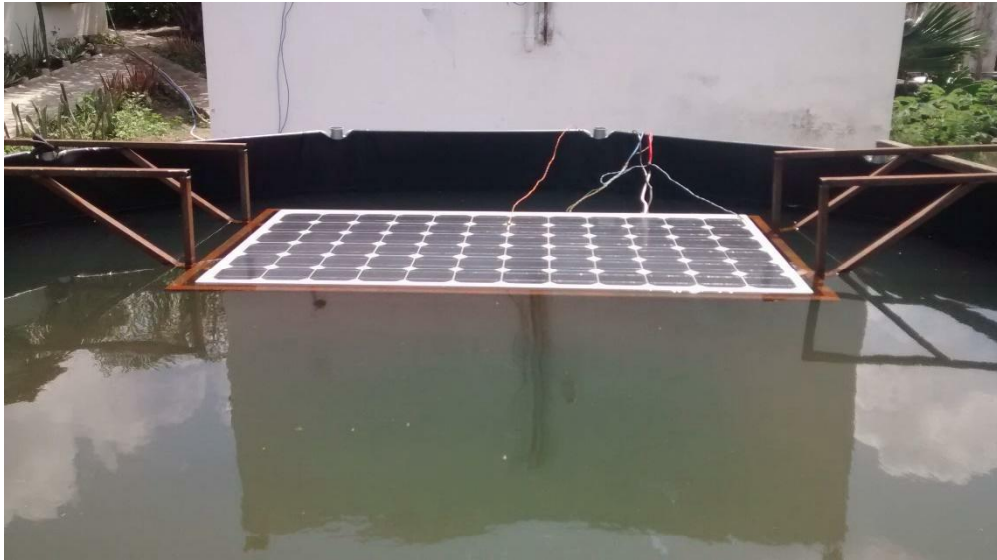
Figura 32 - Interface do programa MinLes utilizado na coleta de dados



3.4.2 Experimento com módulo monocristalino

Nesta etapa, o módulo FV utilizado é do tipo monocristalino, fabricante Azur Solar GmbH e modelo TSM 160M. Para assegurar estabilidade e nível de água sob o módulo FV utilizou-se uma estrutura metálica, conforme Figura 33.

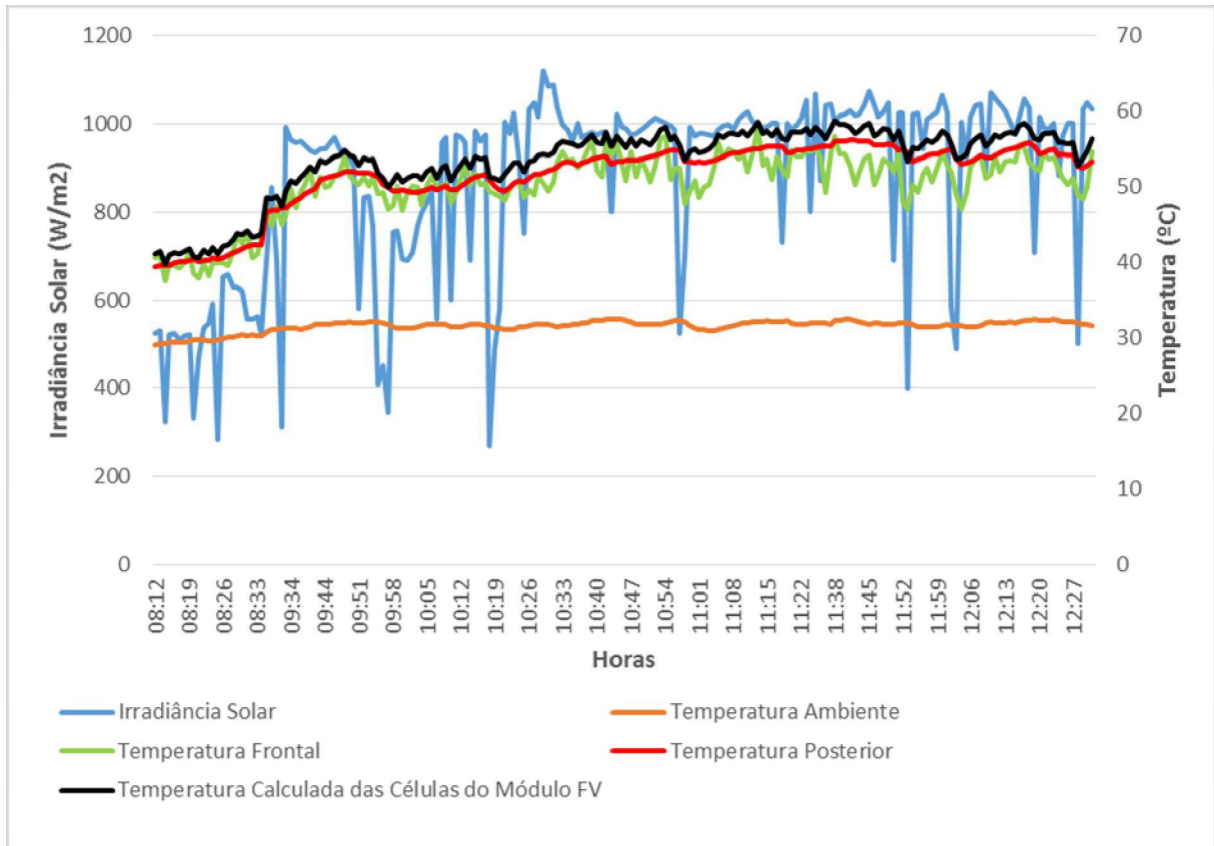
Figura 33 - Módulo flutuante, sustentado por estrutura metálica



A fim de assegurar integridade física e manutenção das características elétricas do módulo FV ao ser exposto à água, utilizou-se um adesivo vedante para preencher e vedar locais possíveis de penetração de água. Este adesivo vedante é a base de borracha de silicone, auto vulcanizável, com fungicida de cura rápida, resistente à água e maresia, com resistência aos agentes climáticos e às variações de temperatura de -30°C até 120°C , conforme informação do fabricante (Pulvitec,2014).

A medição com módulo monocristalino foi realizada no dia 20 de dezembro de 2014, sendo obtidos do sistema de aquisição os valores de irradiância, temperatura ambiente e temperatura na superfície frontal e posterior do módulo FV, conforme apresentado na Figura 34. Verifica-se que a temperatura da superfície frontal acompanha a variação da irradiância e a temperatura posterior do módulo FV possui baixa oscilação, devido ao equilíbrio térmico adquirido devido à massa de água. O comportamento da temperatura das células do módulos FV na Figura 34 é calculada.

Figura 34 - Variação da irradiância e temperaturas no módulo monocristalino - 20 de dezembro de 2014



Ao longo do intervalo de medições foram escolhidos três horários para que sejam realizadas comparações com os dados simulados, sendo estes horários, com os respectivos dados de medições apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Medições realizadas com módulo monocristalino - 20 de dezembro de 2014

Medições	Horários	Irradiância W/m ²	Temperatura Frontal (T _F) °C	Temperatura posterior(T _B) °C
1	10h26min	1034,5	49,62	51,14
2	11h00min	970,8	48,63	53,27
3	12h05min	923,5	49,29	53,1

Através do traçador mini KLA utilizado, obtiveram-se os conjuntos de valores de tensão e corrente, para cada medição. A fim de validar o modelo proposto, fez-se a simulação das curvas I-V e P-V, tendo como configurações

iniciais os valores característicos do módulo FV monocristalino da Azur Solar GmbH, modelo TSM 160M, conforme Tabela 2, e como entradas os valores de irradiação, temperatura na parte frontal e posterior do módulo obtidos através das medições, conforme representado na Tabela 4. Como resultado da simulação foram obtidas as curvas características do módulo FV flutuante em água, como apresentado nas Figuras 35 a 40.

Figura 35 - Medição 1: Comparação entre a curva I-V simulada e experimental com módulo monocristalino

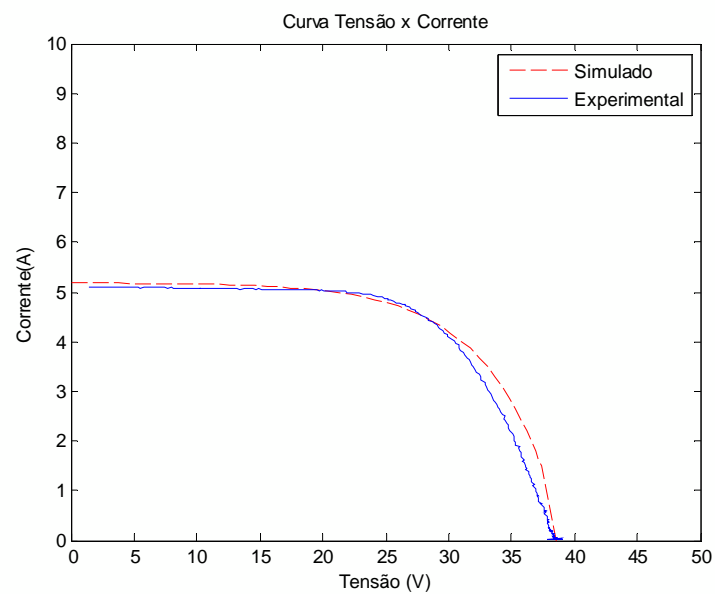


Figura 36 - Medição 1: Comparação entre a curva P-V simulada e experimental com módulo monocristalino

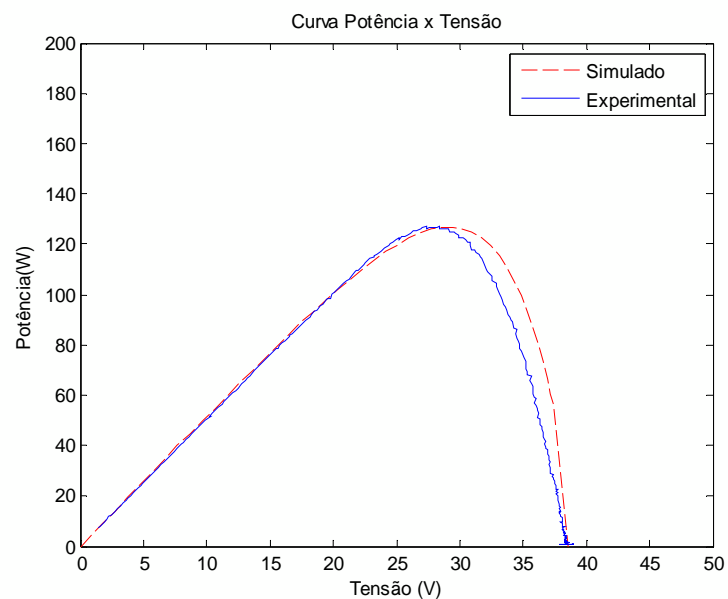


Figura 37 - Medição 2: Comparação entre a curva I-V simulada e experimental com módulo monocristalino

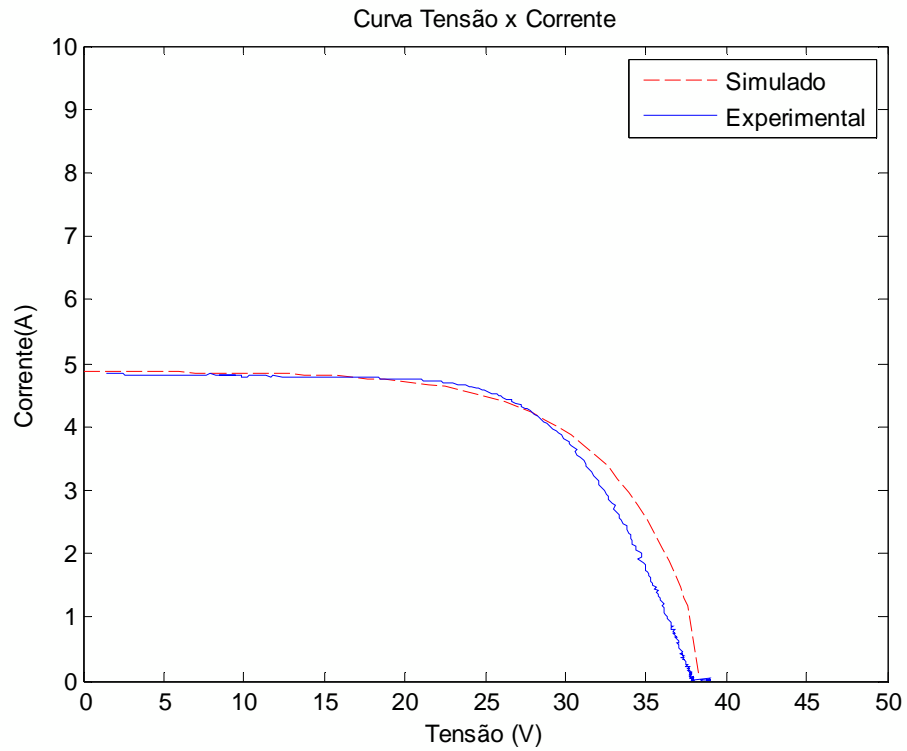


Figura 38 - Medição 2: Comparação entre a curva P-V simulada e experimental com módulo monocristalino

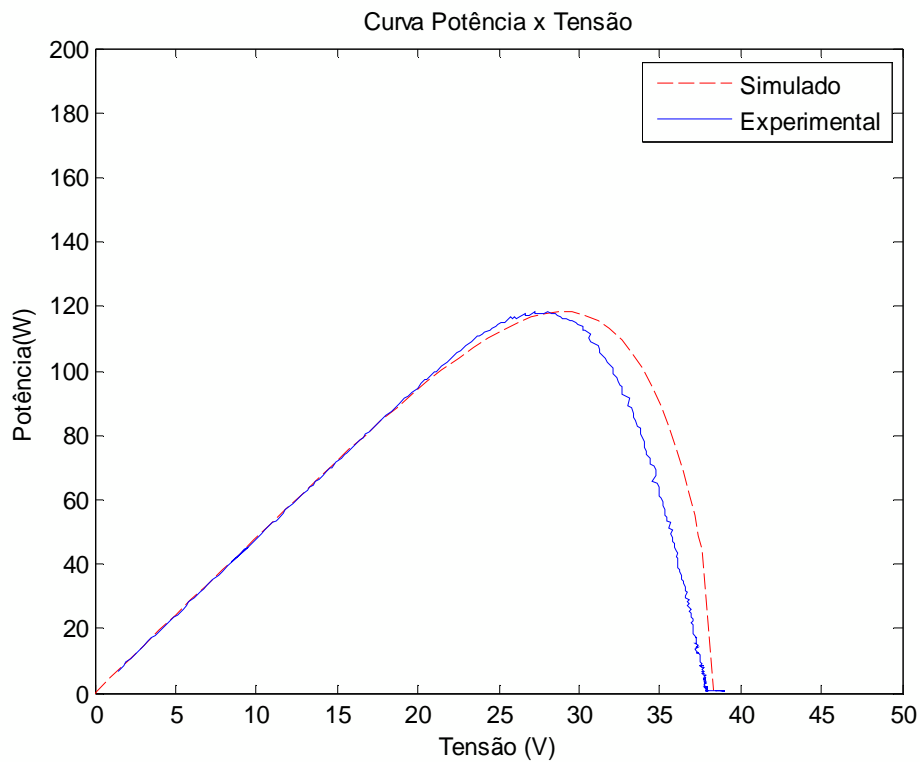


Figura 39 - Medição 3: Comparação entre a curva I-V simulada e experimental com módulo monocristalino

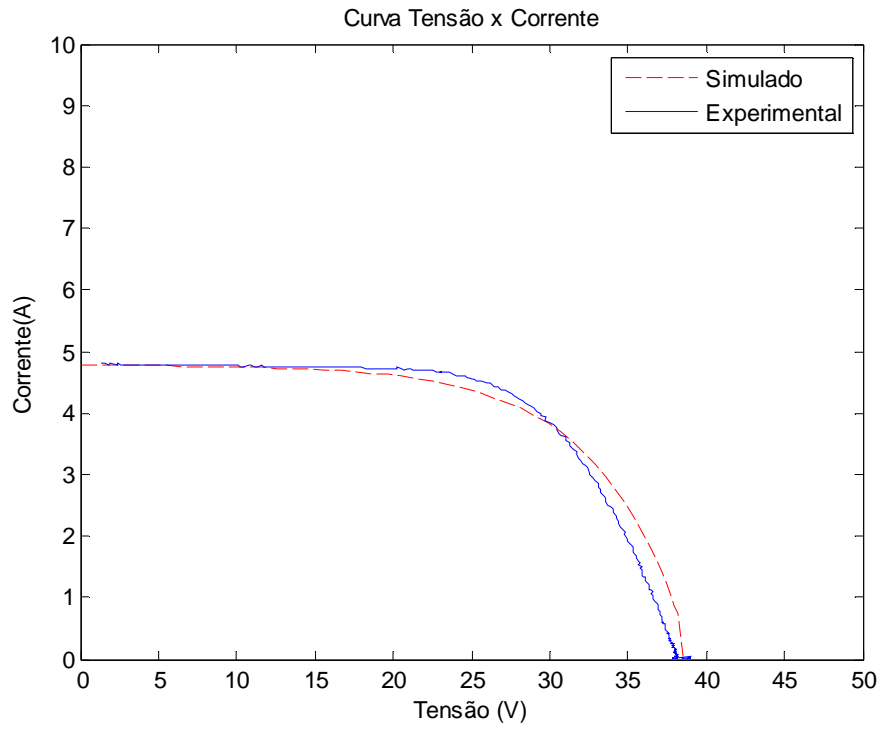
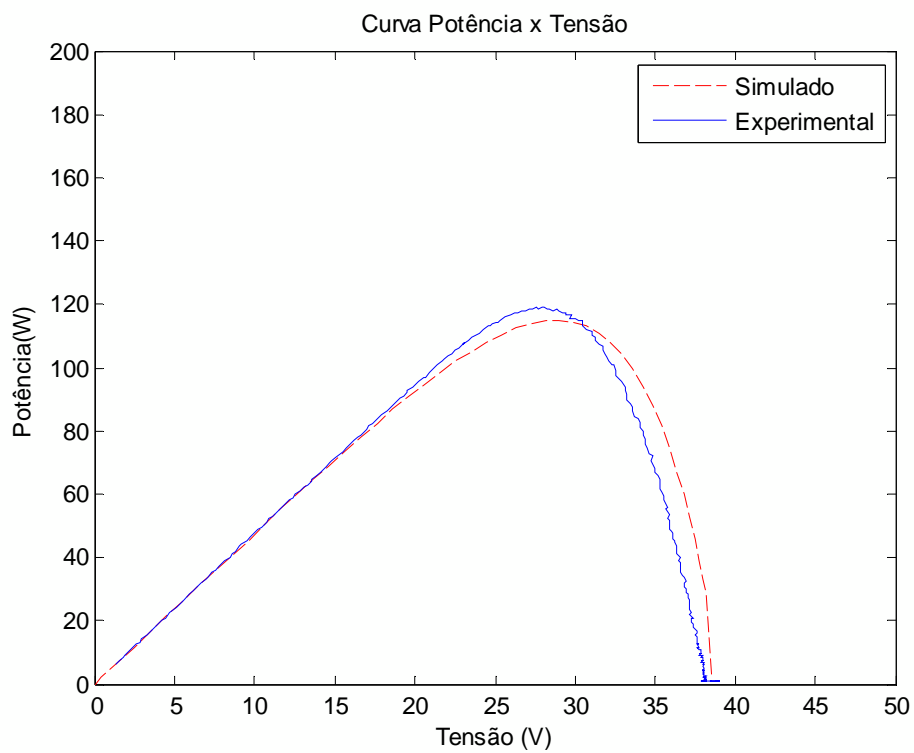


Figura 40 - Medição 3: Comparação entre a curva P-V simulada e experimental com módulo monocristalino



Observa-se que existe uma aproximação entre as curvas provenientes de medição e as do modelo simulado para tensões inferiores ao V_{mp} . Com o objetivo de obter resultados numéricos referentes aos erros utilizou-se o conceito de erro absoluto (E_{abs}) e erro relativo (E_{rel}), dados pelas equações 23 e 24, sendo $X_{experimental}$ o valor obtido do experimento e $X_{simulado}$ o valor obtido através da simulação.

$$E_{abs} = X_{experimental} - X_{simulado} \quad (23)$$

$$E_{rel} = \frac{X_{experimental} - X_{simulado}}{X_{experimental}} \quad (24)$$

A partir da leitura da corrente de curto circuito, tensão de circuito aberto e ponto de máxima potência nas curvas das Figuras 35 a 40 é possível estabelecer uma comparação numérica entre os resultados simulados e experimentais, conforme Tabela 5.

Tabela 5 - Comparação entre os resultados simulados e experimentais

	Grandeza	Experimental	Simulado	Erro absoluto	Erro relativo
Medição 1	Isc (A)	5,11	5,18	0,07	1,4%
	Voc (V)	38,48	38,5	0,02	0,1%
	Pmp (W)	127	126,7	0,3	0,2%
Medição 2	Isc (A)	4,83	4,864	0,034	0,7%
	Voc (V)	37,94	38,3	0,36	0,9%
	Pmp (W)	118,5	118,4	0,1	0,1%
Medição 3	Isc (A)	4,8	4,774	0,026	0,5%
	Voc (V)	38,2	38,5	0,3	0,8%
	Pmp (W)	118,8	114,5	4,3	3,6%

Embora se tenham obtido erros inferiores a 4%, observa-se um pequeno deslocamento, principalmente na região de máxima potência, entre as curvas simuladas e experimentais. A fim de se obter uma melhor aproximação das curvas experimentais, alterou-se o modelo elétrico proposto no ponto de máxima potência,

fazendo com que a corrente e a tensão de máxima potência tenham influência da variação da irradiância e da temperatura, conforme equações (25) e (26), sendo I_{mp_sc} e V_{mp_sc} a corrente e tensão de máxima potência nas condições padrões.

$$I_{mp} = I_{mp_sc} \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \Delta T \alpha + \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) I_{mp_sc} \quad (25)$$

$$V_{mp} = V_{mp_sc} - \beta \Delta T \quad (26)$$

Com os novos valores de tensão e corrente de máxima potência, utilizam-se as equações (10) a (18) para obtenção das novas curvas I-V e P-V, apresentados nas Figuras 41 a 46.

Figura 41 - Medição 1: Comparação entre a curva I-V simulada e experimental considerando a influência da variação da irradiância e temperatura no ponto de máxima potência com módulo monocristalino

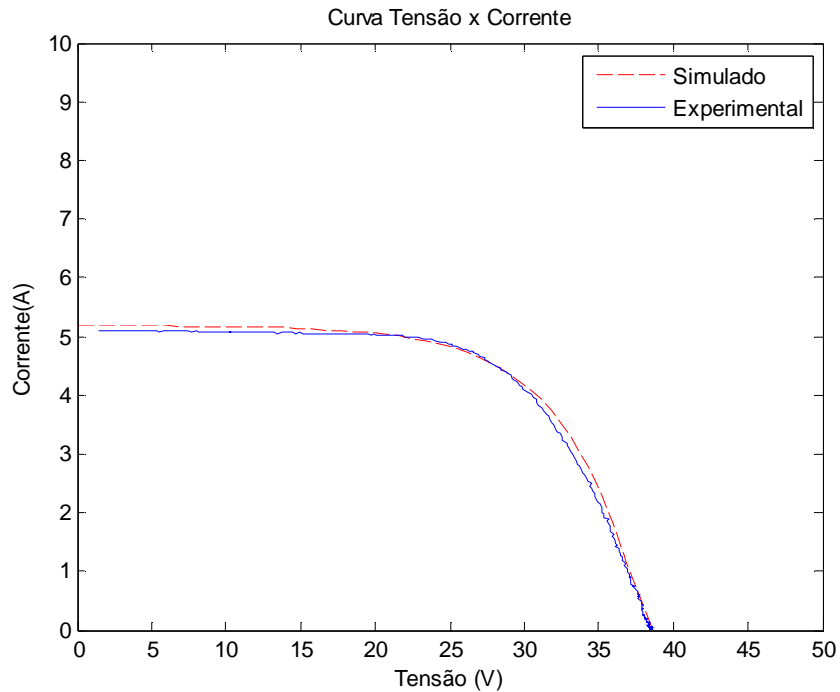


Figura 42 - Medição 1: Comparação entre a curva P-V simulada e experimental considerando a influência da variação da irradiância e temperatura no ponto de máxima potência com módulo monocristalino

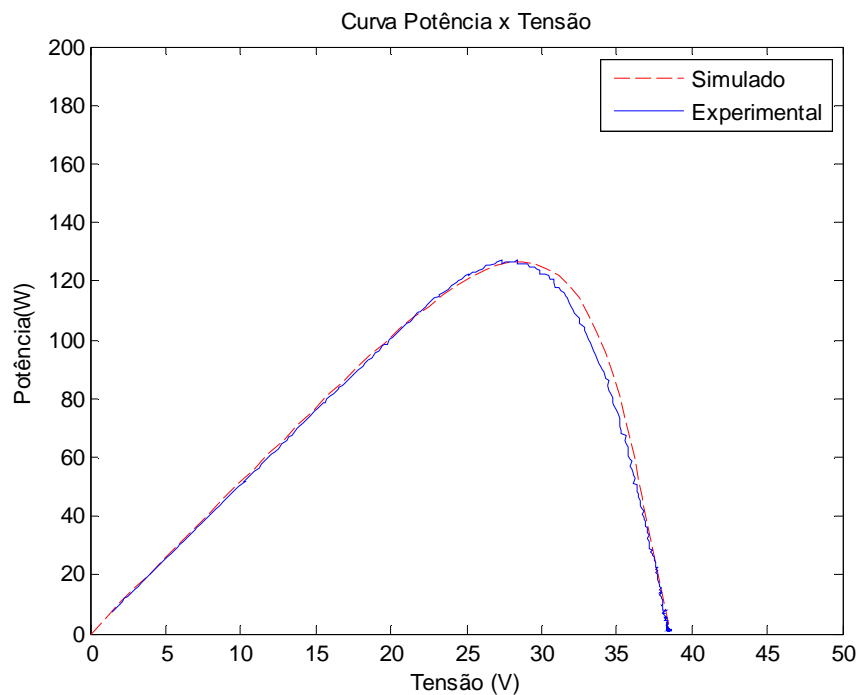


Figura 43 - Medição 2: Comparação entre a curva I-V simulada e experimental considerando a influência da variação da irradiância e temperatura no ponto de máxima potência com módulo monocristalino

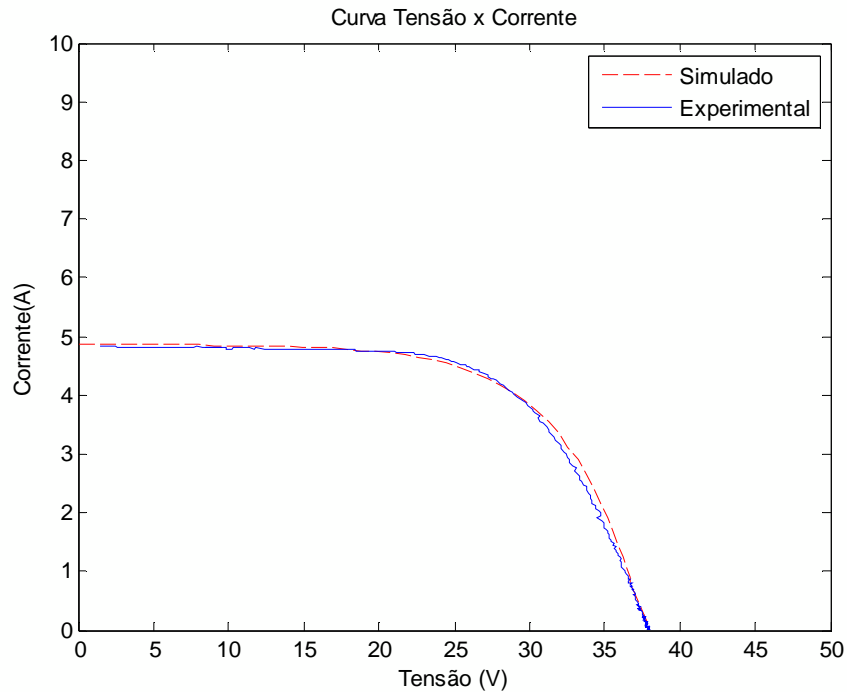


Figura 44 - Medição 2: Comparação entre a curva P-V simulada e experimental considerando a influência da variação da irradiância e temperatura no ponto de máxima potência com módulo monocristalino

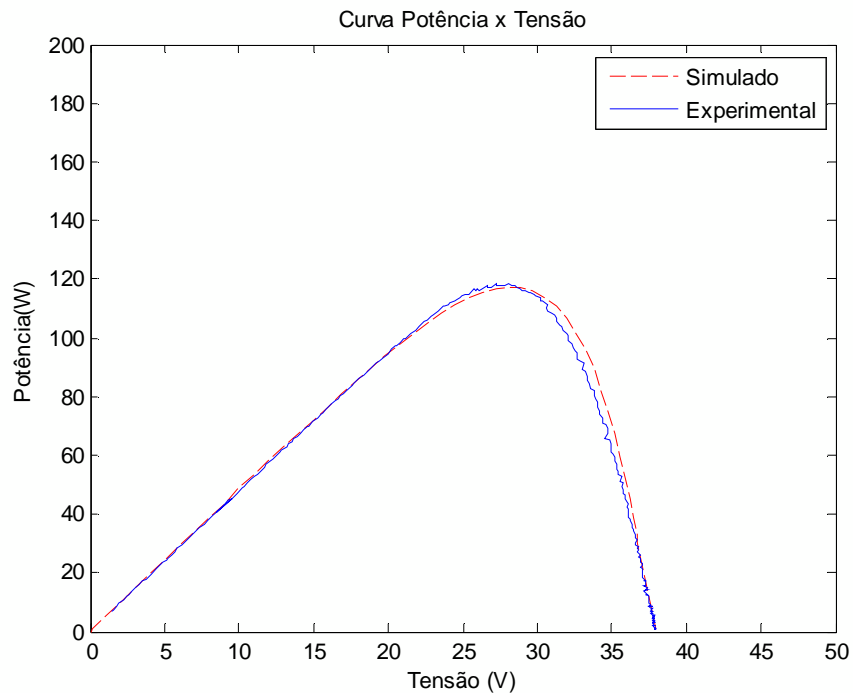


Figura 45 - Medição 3: Comparação entre a curva I-V simulada e experimental considerando a influência da variação da irradiância e temperatura no ponto de máxima potência com módulo monocristalino

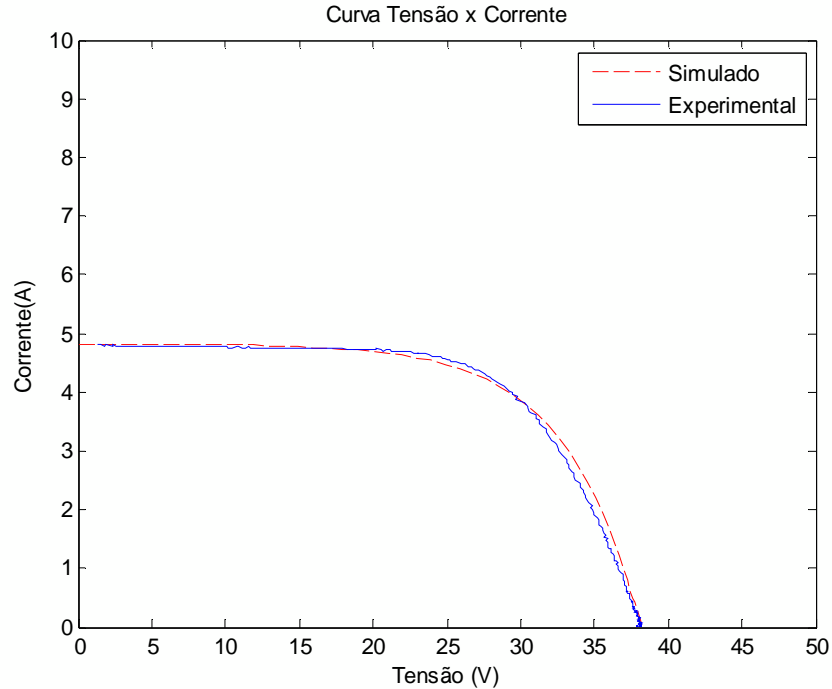
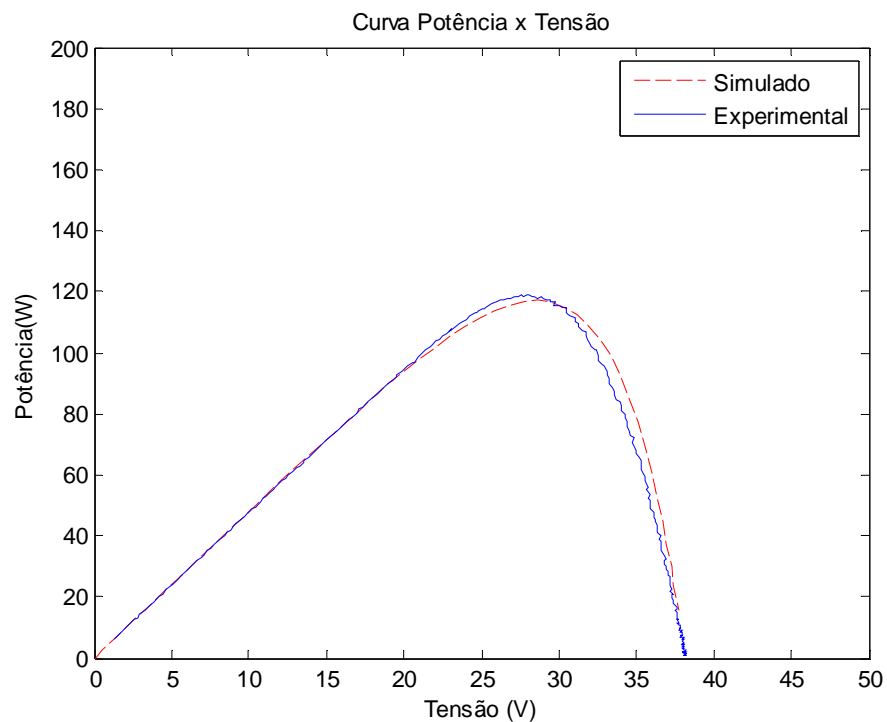


Figura 46 - Medição 3: Comparação entre a curva P-V simulada e experimental considerando a influência da variação da irradiância e temperatura no ponto de máxima potência com módulo monocristalino



De maneira similar verifica-se a leitura da corrente de curto circuito, tensão de circuito aberto e ponto de máxima potência nas curvas das Figuras 41 a 46. Comparando-se com a situação anterior, observa-se uma melhor aproximação entre as curvas simuladas e experimentais, com uma ligeira redução dos erros, para corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto, que tendem a diminuir à medida que ocorre uma redução da irradiância incidente no módulo FV, conforme Tabela 6.

Com erros inferiores a 2% para os valores de corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e ponto de máxima potência, pode-se considerar que os resultados apresentados são satisfatórios para a validação do modelo de módulo FV flutuante em água.

Tabela 6 - Comparação entre os resultados referente às curvas obtidas via simulação e experimento considerando a influência da variação da irradiância e temperatura no ponto de máxima potência

	Grandeza	Experimental	Simulado	Erro absoluto	Erro relativo
Medição 1	Isc (A)	5,11	5,181	0,071	1,4%
	Voc (V)	38,48	38,53	0,05	0,1%
	Pmp (W)	127	126,7	0,3	0,2%
Medição 2	Isc (A)	4,83	4,865	0,035	0,7%
	Voc (V)	37,94	37,98	0,04	0,1%
	Pmp (W)	118,5	117,3	1,2	1,0%
Medição 3	Isc (A)	4,8	4,821	0,021	0,4%
	Voc (V)	38,2	38,2	0	0,0%
	Pmp (W)	118,8	117,1	1,7	1,4%

3.4.3 Experimento com módulo policristalino

Nesta segunda fase da pesquisa, o módulo FV utilizado é do tipo policristalino, fabricante Solartec modelo KS20T. Para que o módulo flutue com a parte posterior em contato com a água, utilizou-se uma folha de isopor de 100 cm de comprimento por 50 cm de largura e 5 cm de espessura, com um corte na folha nas dimensões do módulo de maneira que o mesmo seja inserido, conforme Figura 47. A utilização do isopor para auxiliar na flutuação do módulo mostrou-se mais eficiente que a estrutura metálica usada anteriormente, visto que o conjunto isopor módulo acompanha possíveis ondulações da água.

Figura 47 - Módulo FV flutuante com auxílio de isopor



A fim de assegurar integridade física e das características elétricas do módulo FV policristalino ao ser exposto à água, utilizou-se também um adesivo vedante para preencher e vedar locais possíveis de penetração de água.

O sistema de aquisição de dados e os sensores utilizados foram os mesmos do experimento anterior com módulo monocristalino, assim como a mesma metodologia de medição.

O modelo utilizado é o com correção do ponto de máxima potência visto que este apresentou resultados melhores quando comparado ao modelo sem correção para o módulo monocristalino.

As medições foram realizadas nos dias 24 de janeiro e 04 e 05 de fevereiro de 2015, sendo obtidos do sistema de aquisição os valores de irradiância, temperatura ambiente e temperatura na superfície frontal e posterior do módulo FV, conforme apresentado nas Figuras 48 a 50. Os valores da temperatura das células do módulo FV nas Figuras 48 a 50 são calculados.

Figura 48 - Variação da irradiância e temperaturas no módulo policristalino – 24 de janeiro de 2015

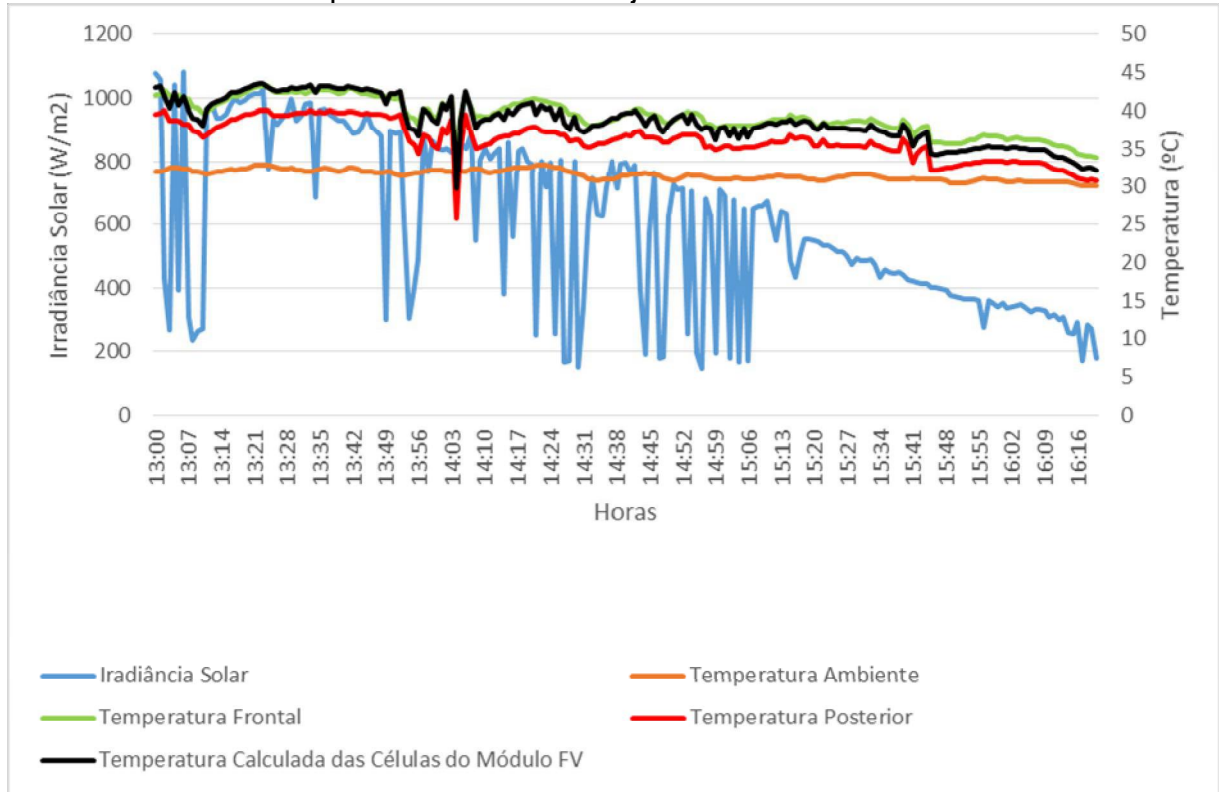


Figura 49 - Variação da irradiância e temperaturas no módulo policristalino – 04 de fevereiro de 2015

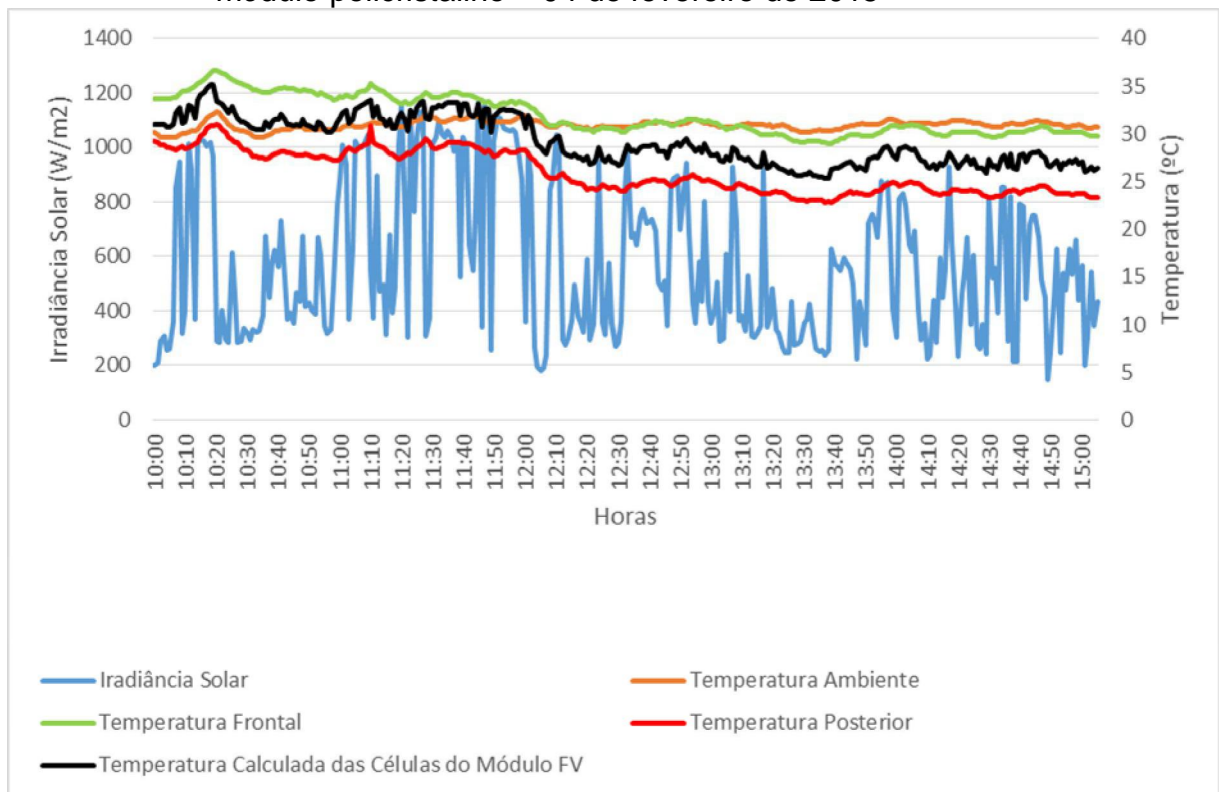
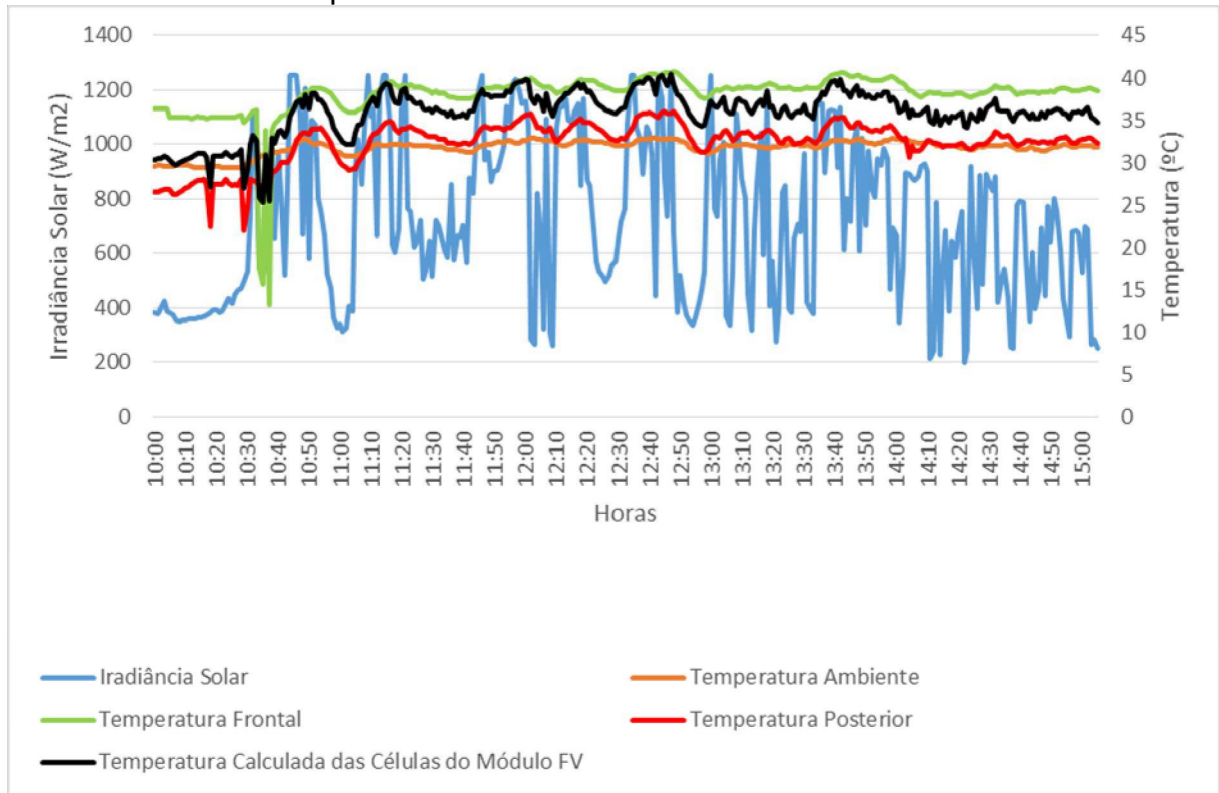


Figura 50 - Variação da irradiância e temperaturas no módulo policristalino – 05 de fevereiro de 2015



Ao longo dos intervalos de medições escolheu-se três horários para realizar as comparações com os dados simulados, sendo estes horários, com os respectivos dados de medições apresentados nas Tabelas 7 a 9.

Tabela 7 - Medições realizadas com módulo policristalino – 24 de janeiro de 2015

Medições	Horários	Irradiância W/m ²	Temperatura Frontal (T _F) °C	Temperatura posterior(T _B) °C
1	13h11min	955	39,90	36,84
2	13h31min	947	38,63	35,37
3	14h31min	340	42,51	39,8

Tabela 8 - Medições realizadas com módulo policristalino – 04 de fevereiro de 2015

Medições	Horários	Irradiância W/m ²	Temperatura Frontal (T _F) °C	Temperatura posterior(T _B) °C
1	12h01min	982	33,03	27,87
2	14h30min	814	29,74	23,31
3	15h00min	568	30,12	23,78

Tabela 9 - Medições realizadas com módulo policristalino – 05 de fevereiro de 2015

Medições	Horários	Irradiância W/m ²	Temperatura Frontal (T _F) °C	Temperatura posterior(T _B) °C
1	11h30min	516	38,23	33,11
2	12h01min	1069	39,88	35,88
3	12h42min	445	40,41	35,39

Através do traçador mini KLA, obtiveram-se os conjuntos de valores de tensão e corrente, para cada medição. A fim de confirmar a validação do modelo proposto, fez-se a simulação das curvas I-V e P-V, tendo como configurações iniciais os valores característicos do módulo FV policristalino Solartec modelo KS20T, conforme Tabela 3 e como entradas os valores de irradiação, temperatura na parte frontal e posterior do módulo obtidos através das medições representadas nas Tabelas 7 a 9. Como resultados das simulações foram obtidas as curvas características do módulo FV policristalino flutuante em água, como apresentados nas Figuras 51 a 68.

Figura 51 - Medição 1: Comparação entre a curva I-V simulada e experimental com módulo policristalino – 24 de janeiro de 2015

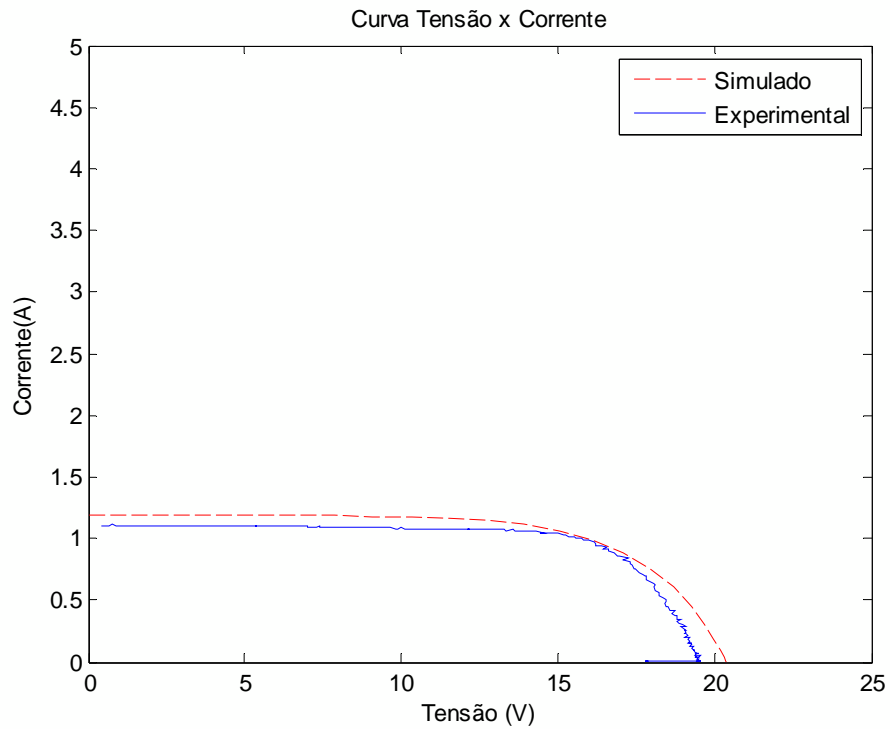


Figura 52 - Medição 1: Comparação entre a curva P-V simulada e experimental com módulo policristalino – 24 de janeiro de 2015

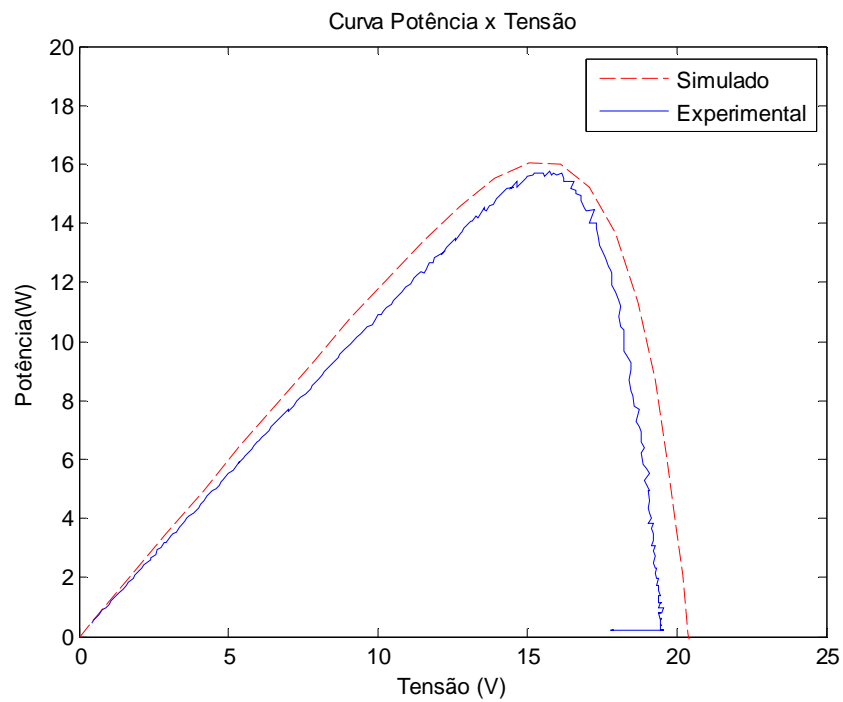


Figura 53 - Medição 2: Comparação entre a curva I-V simulada e experimental com módulo policristalino – 24 de janeiro de 2015

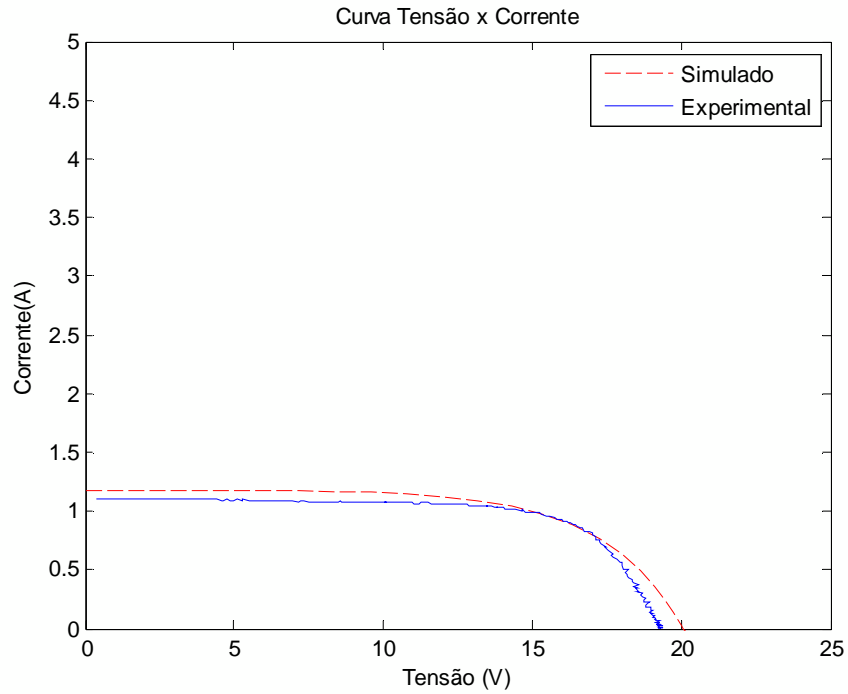


Figura 54 - Medição 2: Comparação entre a curva P-V simulada e experimental com módulo policristalino – 24 de janeiro de 2015

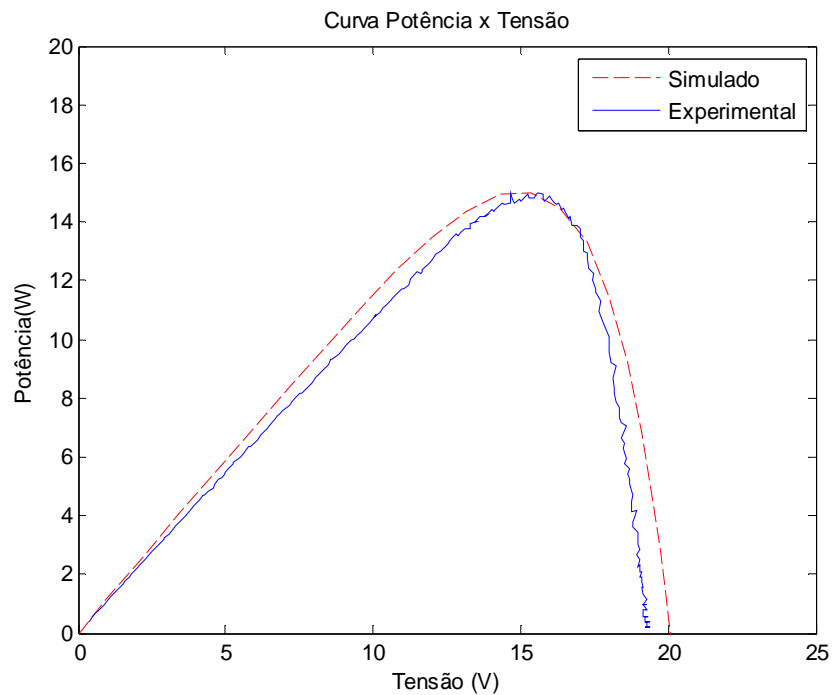


Figura 55 - Medição 3: Comparação entre a curva I-V simulada e experimental com módulo policristalino – 24 de janeiro de 2015

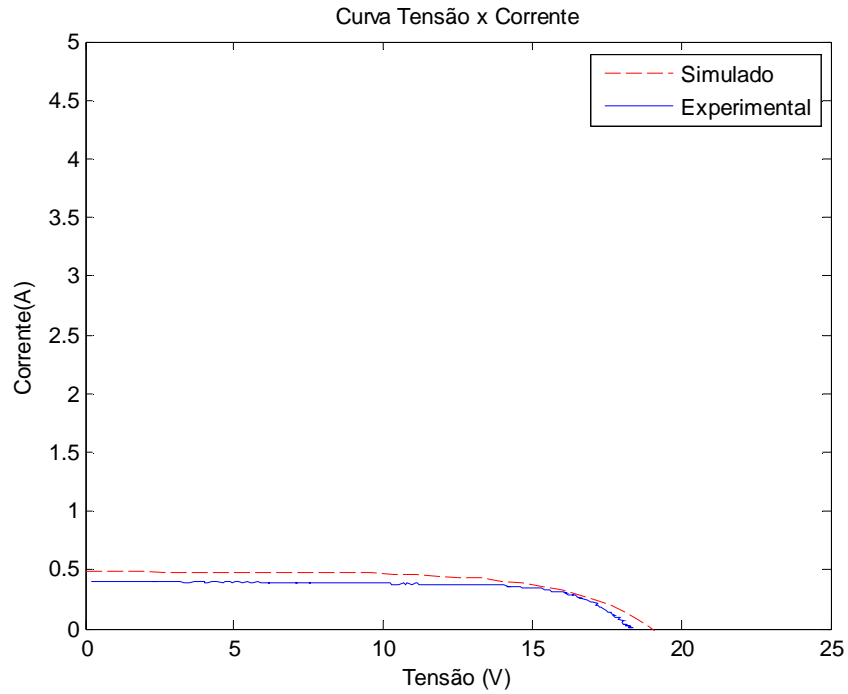


Figura 56 - Medição 3: Comparação entre a curva P-V simulada e experimental com módulo policristalino – 24 de janeiro de 2015

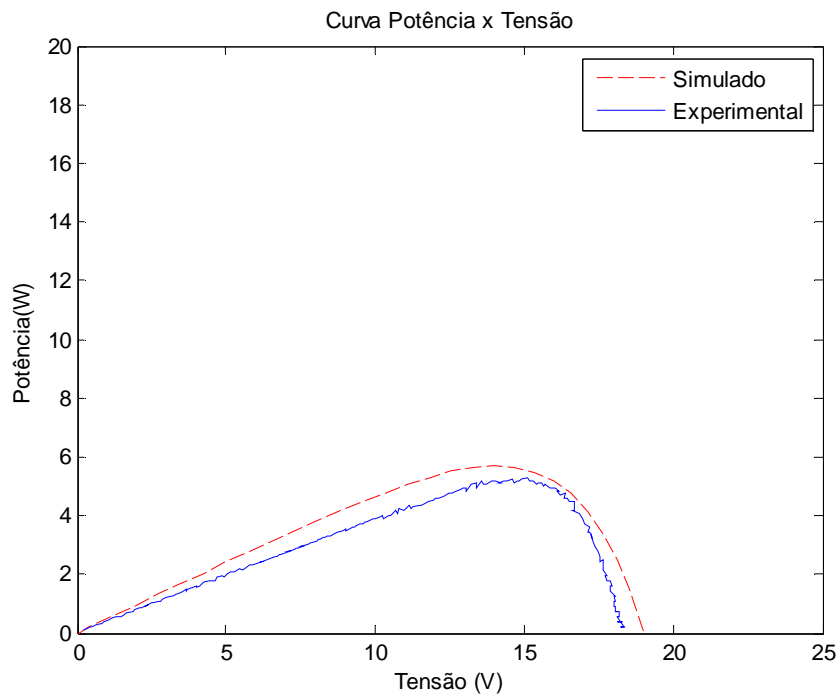


Figura 57 - Medição 1: Comparação entre a curva I-V simulada e experimental com módulo policristalino – 04 de fevereiro de 2015

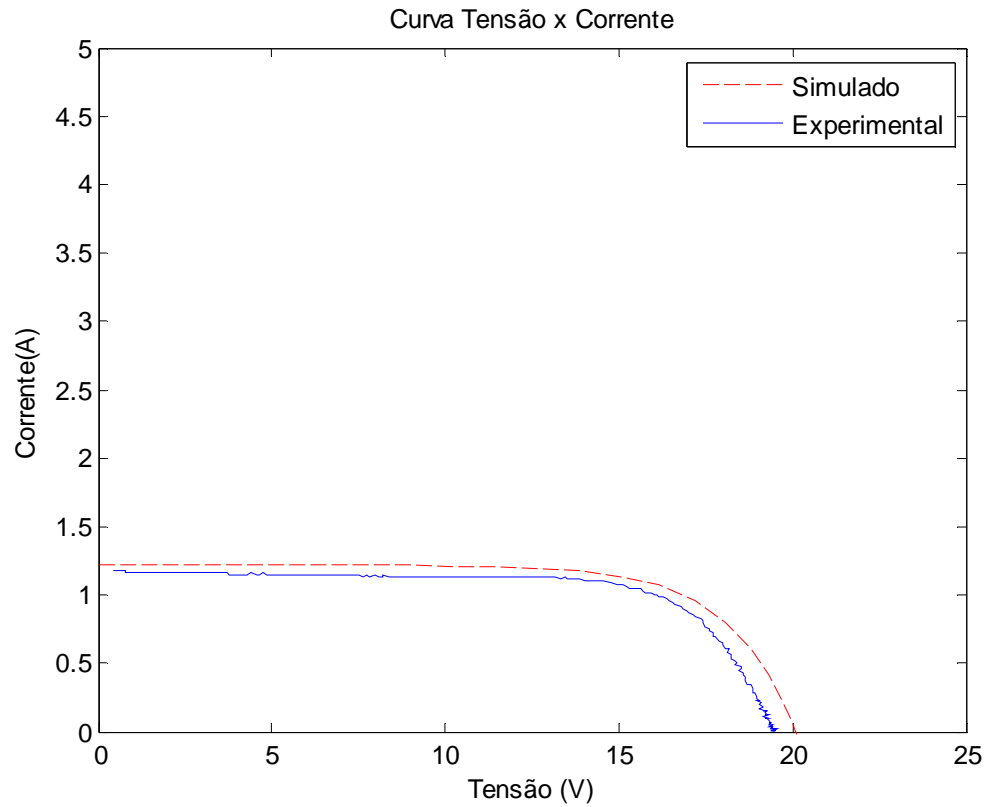


Figura 58 - Medição 1: Comparação entre a curva P-V simulada e experimental com módulo policristalino – 04 de fevereiro de 2015

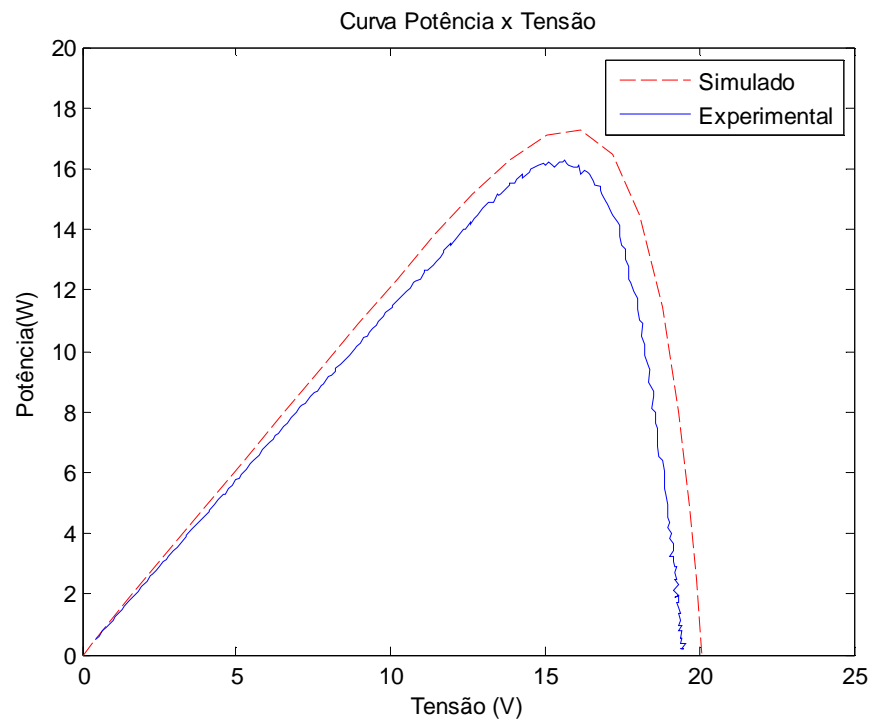


Figura 59 - Medição 2: Comparação entre a curva I-V simulada e experimental com módulo policristalino – 04 de fevereiro de 2015

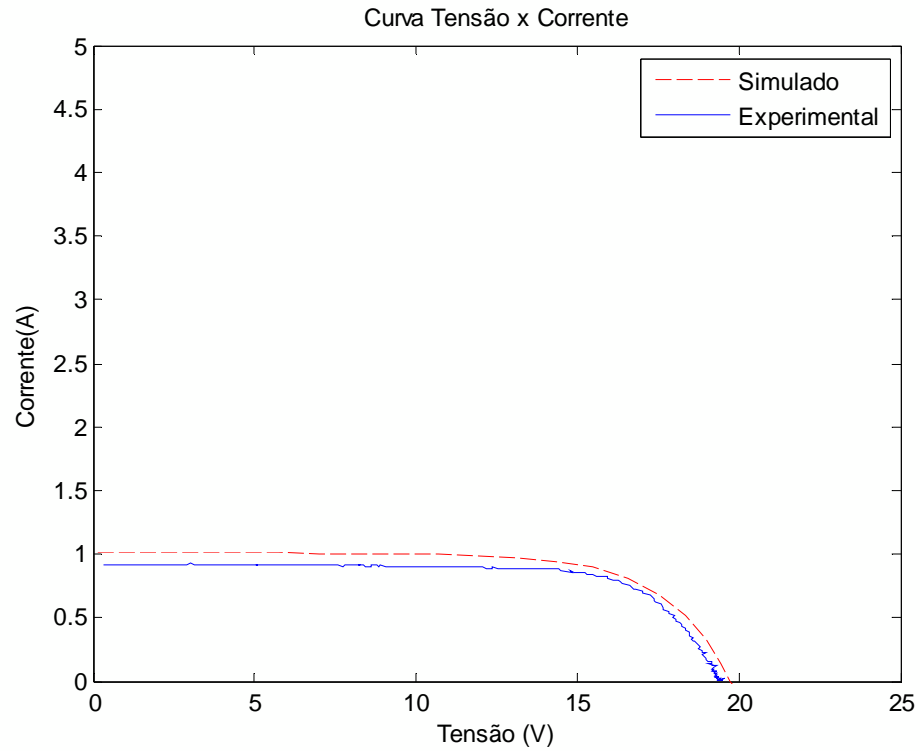


Figura 60 - Medição 2: Comparação entre a curva P-V simulada e experimental com módulo policristalino – 04 de fevereiro de 2015

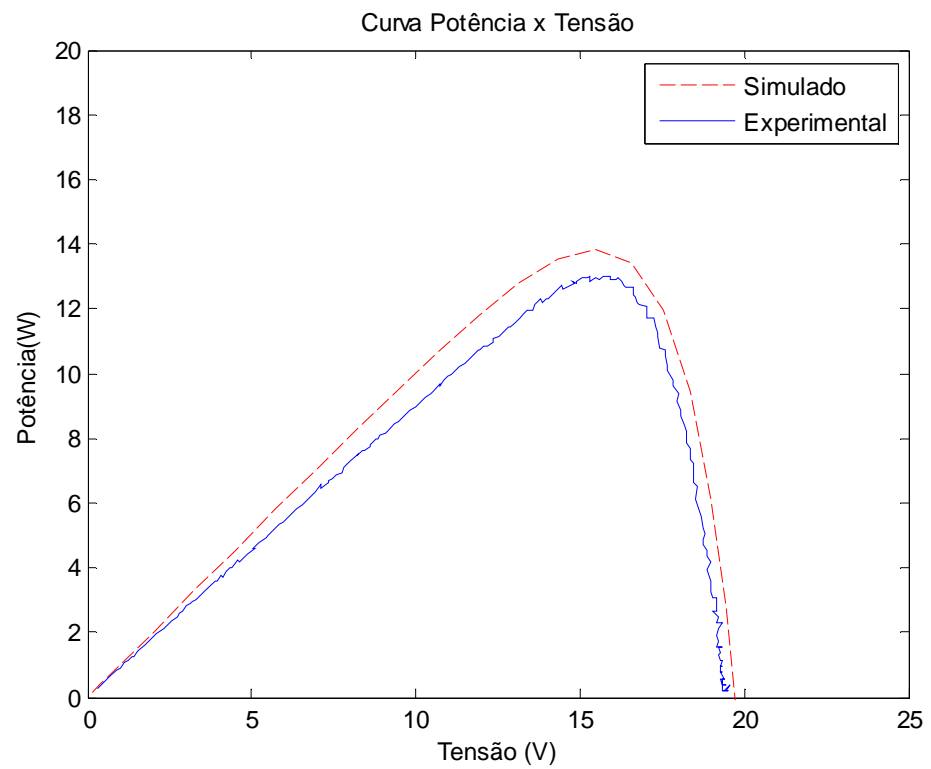


Figura 61 - Medição 3: Comparação entre a curva I-V simulada e experimental com módulo policristalino – 04 de fevereiro de 2015

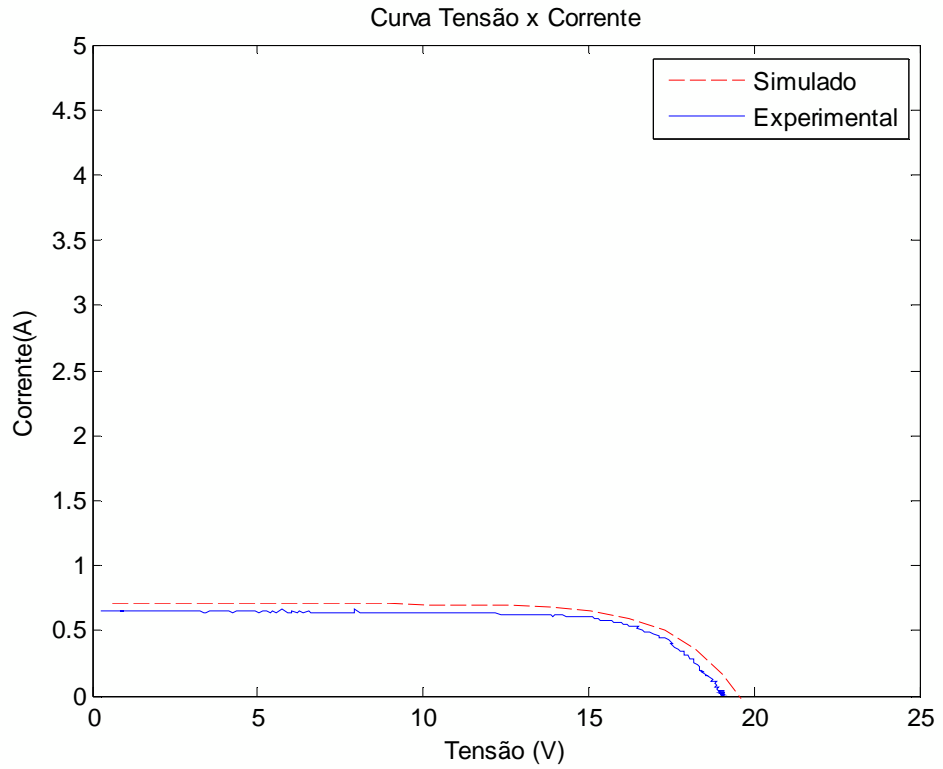


Figura 62 - Medição 3: Comparação entre a curva P-V simulada e experimental com módulo policristalino – 04 de fevereiro de 2015

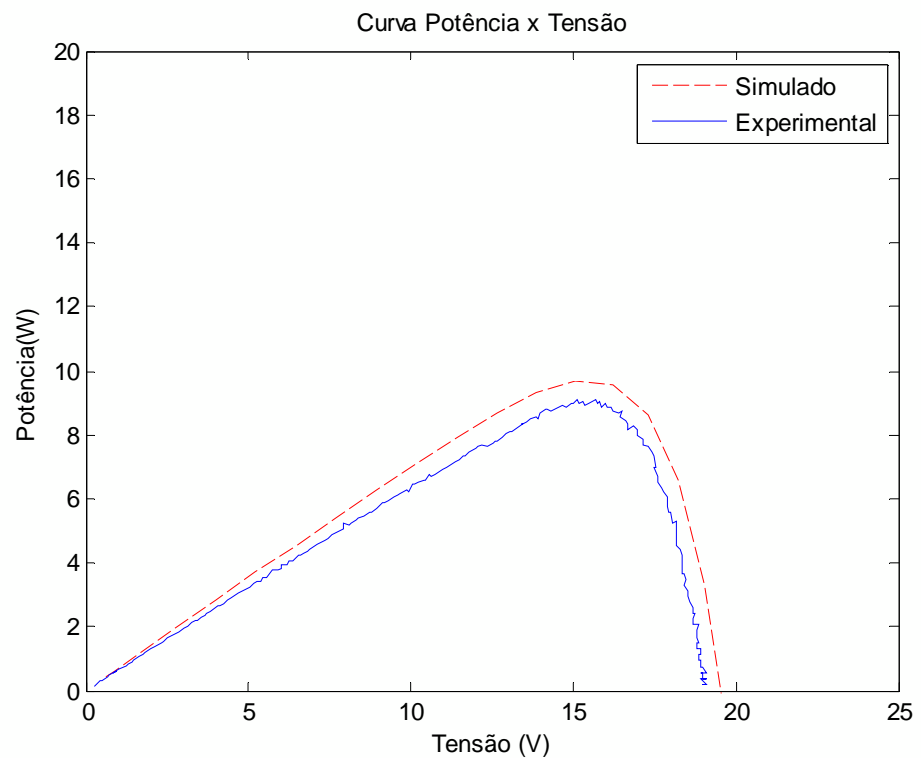


Figura 63 - Medição 1: Comparação entre a curva I-V simulada e experimental com módulo policristalino – 05 de fevereiro de 2015

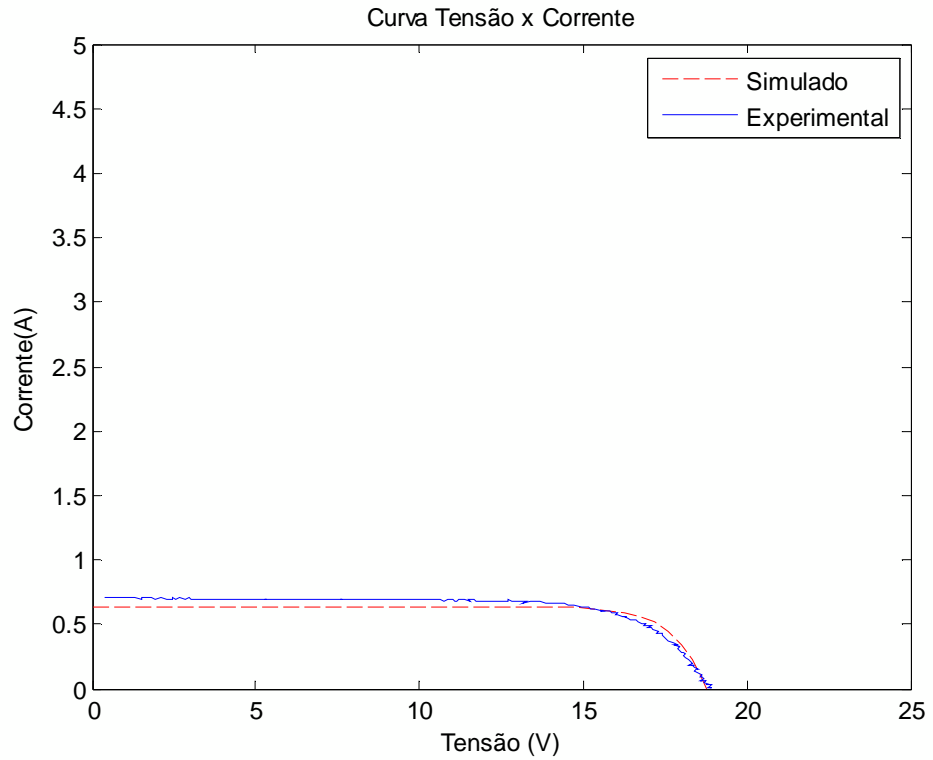


Figura 64 - Medição 1: Comparação entre a curva P-V simulada e experimental com módulo policristalino – 05 de fevereiro de 2015

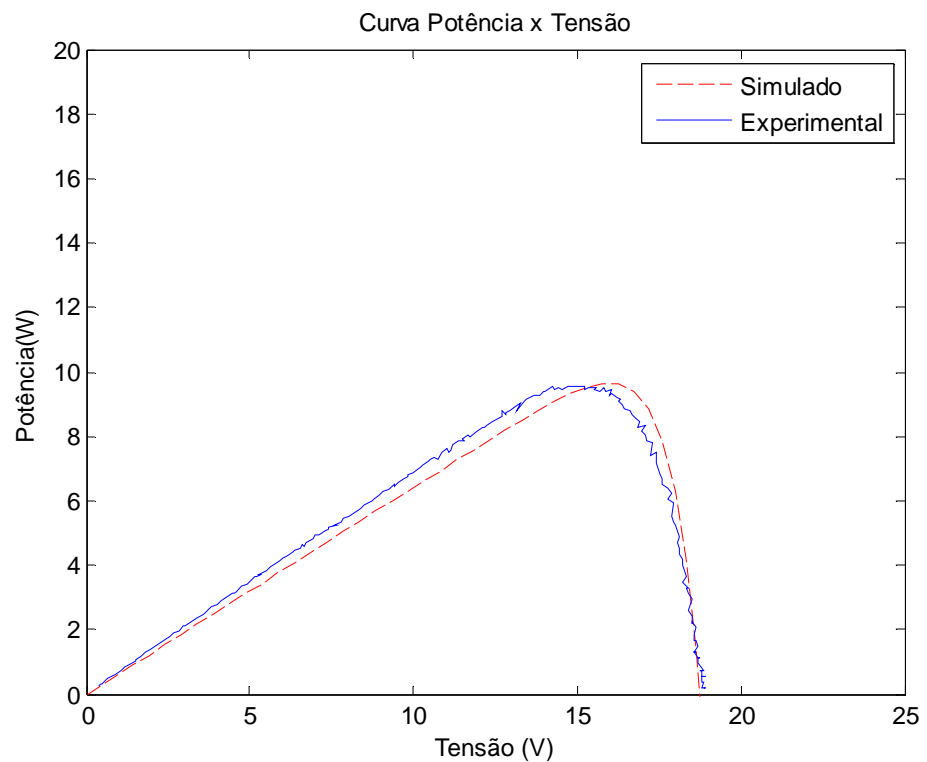


Figura 65 - Medição 2: Comparação entre a curva I-V simulada e experimental com módulo policristalino – 05 de fevereiro de 2015

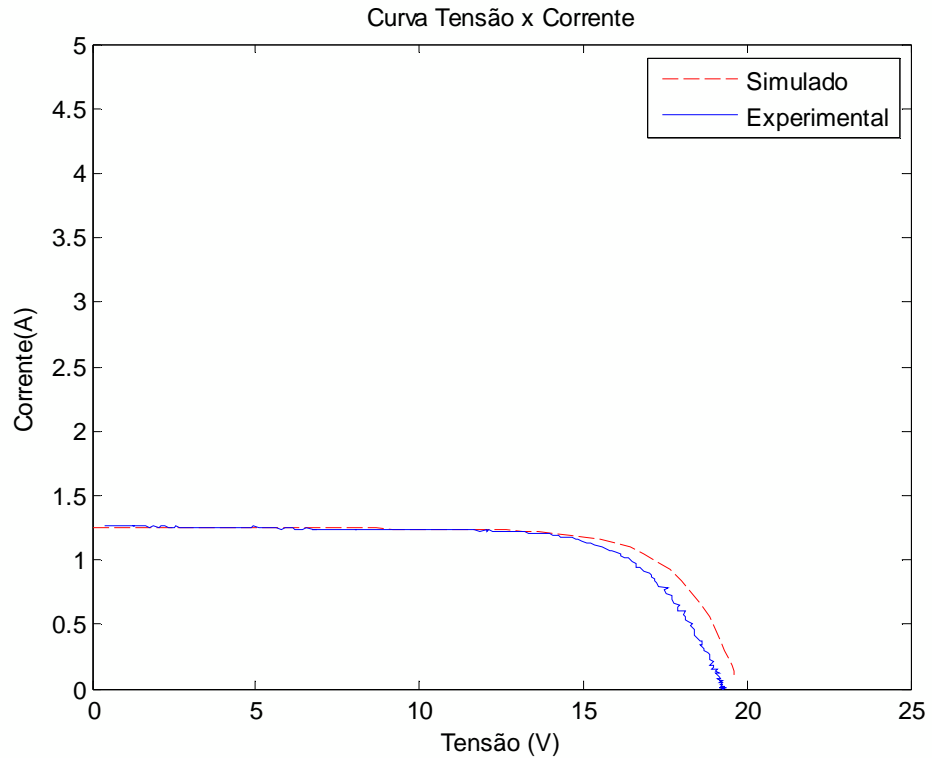


Figura 66 - Medição 2: Comparação entre a curva P-V simulada e experimental com módulo policristalino – 05 de fevereiro de 2015

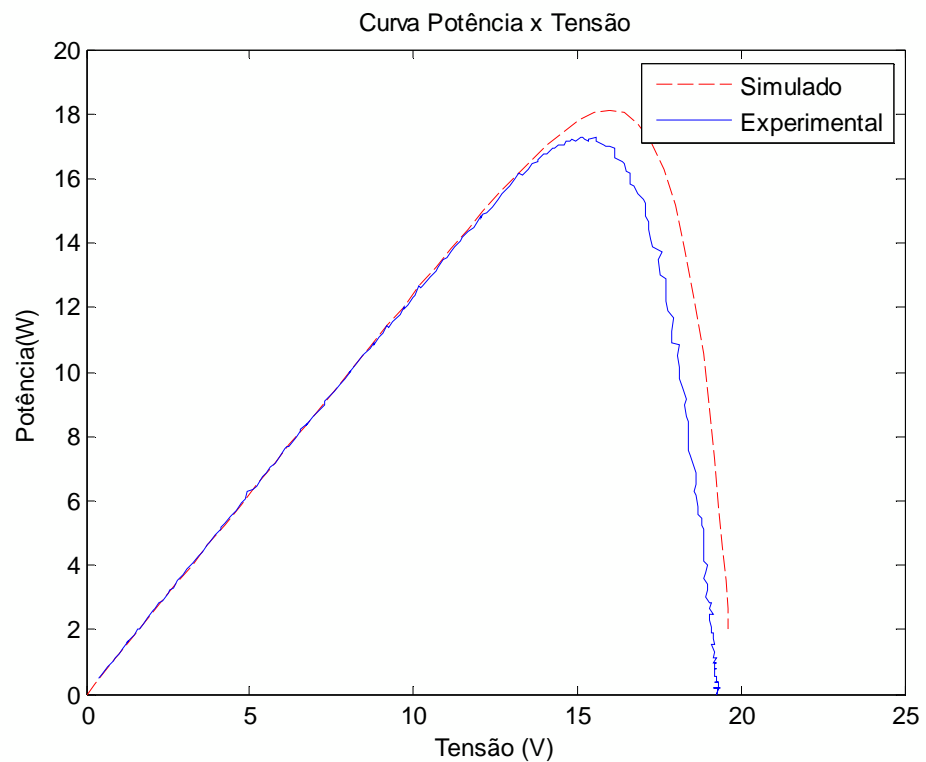


Figura 67 - Medição 3: Comparação entre a curva I-V simulada e experimental com módulo policristalino – 05 de fevereiro de 2015

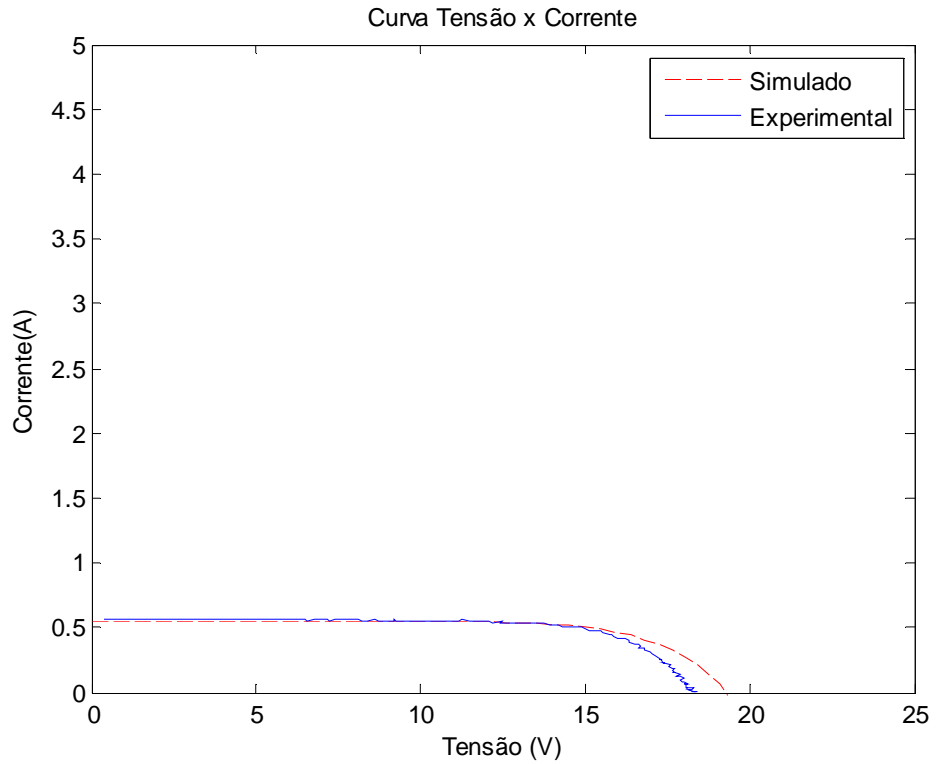
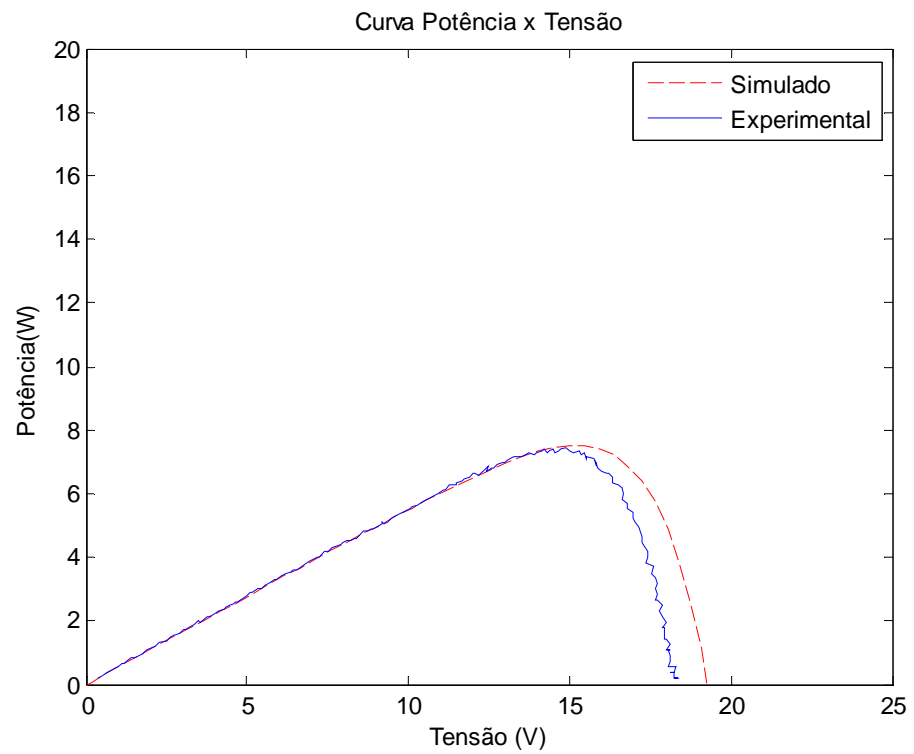


Figura 68 - Medição 3: Comparação entre a curva P-V simulada e experimental com módulo policristalino – 05 de fevereiro de 2015



A partir da leitura da corrente de curto circuito, tensão de circuito aberto e ponto de máxima potência nas curvas das Figuras 51 a 68 é possível estabelecer uma comparação numérica entre os resultados simulados e experimentais, conforme Tabelas 10 a 12.

Com erros inferiores a 10% para os valores de corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e ponto de máxima potência com níveis de irradiância e temperaturas diferentes, pode-se considerar que os resultados apresentados são satisfatórios para confirmar a validação do modelo de módulo FV flutuante em água.

Tabela 10 - Comparação entre os resultados referentes às curvas obtidas via simulação e experimento do módulo FV policristalino – 24 de janeiro de 2015

	Grandeza	Experimental	Simulado	Erro absoluto	Erro relativo
Medição 1	Isc (A)	1,11	1,195	0,085	7,7%
	Voc (V)	19,5	20,39	0,89	4,6%
	Pmp (W)	15,8	16,03	0,23	1,5%
Medição 2	Isc (A)	1,1	1,17	0,07	6,4%
	Voc (V)	19,4	20,02	0,62	3,2%
	Pmp (W)	15,6	15,01	0,59	3,8%
Medição 3	Isc (A)	0,4	0,37	0,03	7,5%
	Voc (V)	18,3	18,84	0,54	3,0%
	Pmp (W)	5,3	5,69	0,39	7,4%

Tabela 11 - Comparação entre os resultados referentes às curvas obtidas via simulação e experimento do módulo FV policristalino – 04 de fevereiro de 2015

	Grandeza	Experimental	Simulado	Erro absoluto	Erro relativo
Medição 1	Isc (A)	1,17	1,22	0,05	4,3%
	Voc (V)	19,5	20,1	0,6	3,1%
	Pmp (W)	16,2	17,26	1,06	6,5%
Medição 2	Isc (A)	0,92	1,01	0,09	9,8%
	Voc (V)	19,4	19,43	0,03	0,2%
	Pmp (W)	13,1	13,84	0,74	5,6%
Medição 3	Isc (A)	0,65	0,7	0,05	7,7%
	Voc (V)	19	19,04	0,04	0,2%
	Pmp (W)	9,1	9,7	0,6	6,6%

Tabela 12 - Comparação entre os resultados referentes às curvas obtidas via simulação e experimento do módulo FV policristalino – 05 de fevereiro de 2015

	Grandeza	Experimental	Simulado	Erro absoluto	Erro relativo
Medição 1	Isc (A)	0,71	0,64	0,07	9,9%
	Voc (V)	18,9	18,65	0,25	1,3%
	Pmp (W)	9,6	9,64	0,04	0,4%
Medição 2	Isc (A)	1,26	1,24	0,02	1,6%
	Voc (V)	19,3	19,64	0,34	1,8%
	Pmp (W)	17,3	18,11	0,81	4,7%
Medição 3	Isc (A)	0,57	0,55	0,02	3,5%
	Voc (V)	18,3	19,8	1,5	8,2%
	Pmp (W)	7,4	7,5	0,1	1,4%

3.4.4 Comparação entre módulo FV flutuante e convencional

Visando determinar o efeito do volume de água na temperatura foi realizada uma comparação entre os dados experimentais do módulo FV flutuante e em operação convencional, instalado sobre o solo. Os experimentos foram realizados nos dias 22 e 24 de janeiro e 04, 05, 06 e 07 de fevereiro de 2015. Nos dias 22 de Janeiro, 06 e 07 de fevereiro foram realizadas as medições com o módulo policristalino Solartec K20T em operação convencional, Figura 69. Nestes dias foram obtidos do sistema de aquisição os valores de irradiância, temperatura ambiente e temperatura na superfície frontal e posterior do módulo FV, conforme apresentados nas Figuras 70 a 72. Os dados experimentais obtidos do módulo FV flutuante foram os mesmos utilizados da seção 3.4.3.

Figura 69 - Módulo instalado sobre o solo



Figura 70 - Variação da irradiância e temperaturas com módulo FV policristalino operação convencional - 22 de janeiro de 2015

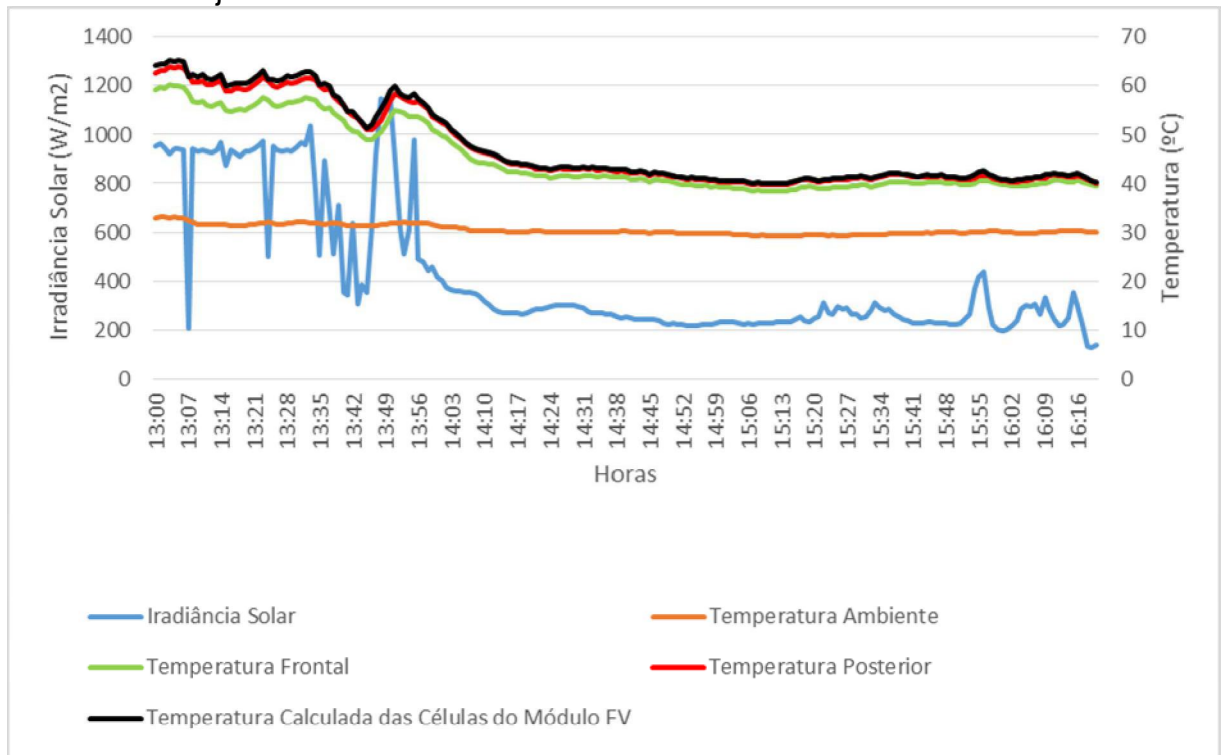


Figura 71 - Variação da irradiância e temperaturas com módulo FV policristalino operação convencional - 06 de fevereiro de 2015

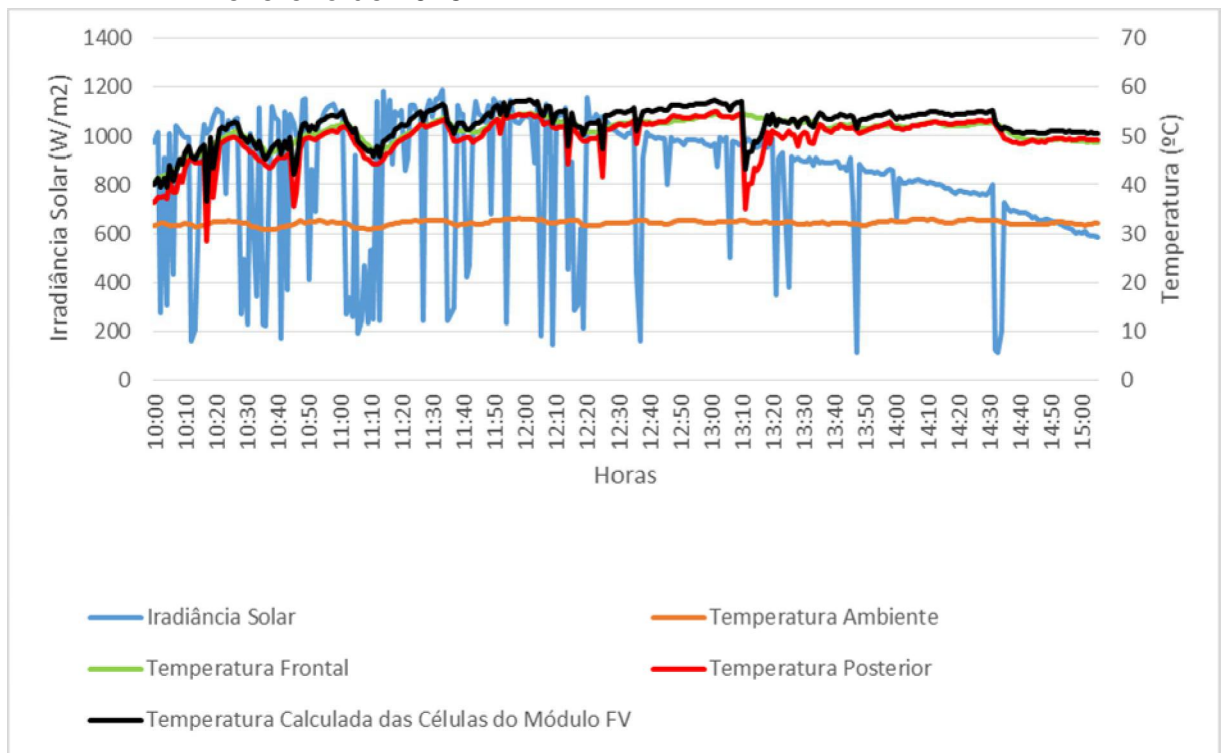
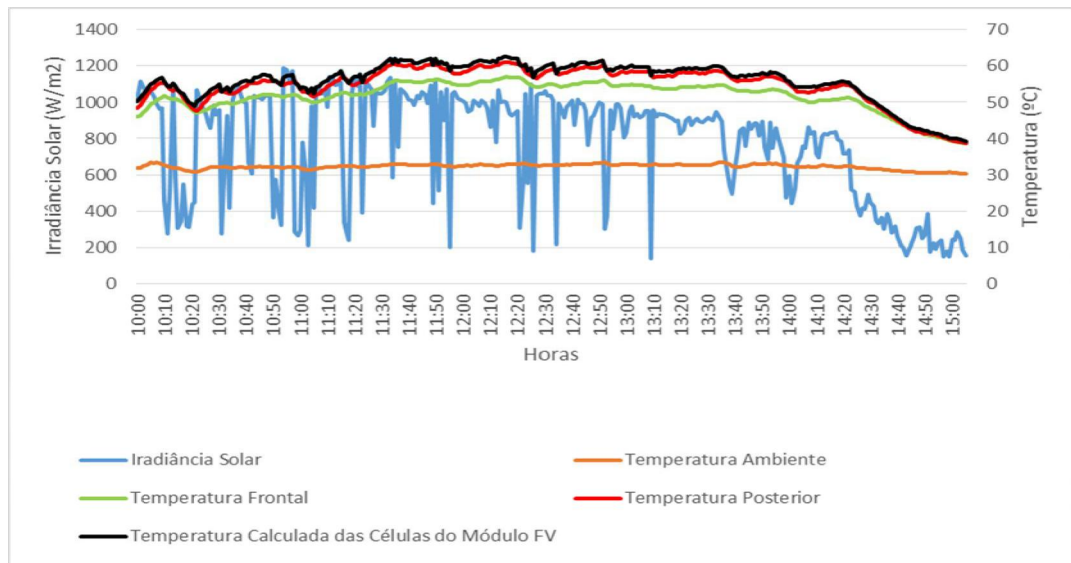


Figura 72 - Variação da irradiância e temperaturas com módulo FV policristalino operação convencional - 07 de fevereiro de 2015



As Figuras 73 a 75 apresentam a redução da temperatura de operação do módulo FV flutuante em relação ao módulo FV convencional, chegando a uma diferença de temperatura em determinado horário do dia de até 24°C para as medições realizadas em janeiro e 29°C em fevereiro. Os Valores de temperatura da célula referem-se a valores calculados a partir das temperaturas medidas da parte posterior e frontal do módulo.

Figura 73 - Comparação entre as Temperaturas calculadas das células do módulo convencional e flutuante, respectivamente dias 22 e 24 de janeiro de 2015.

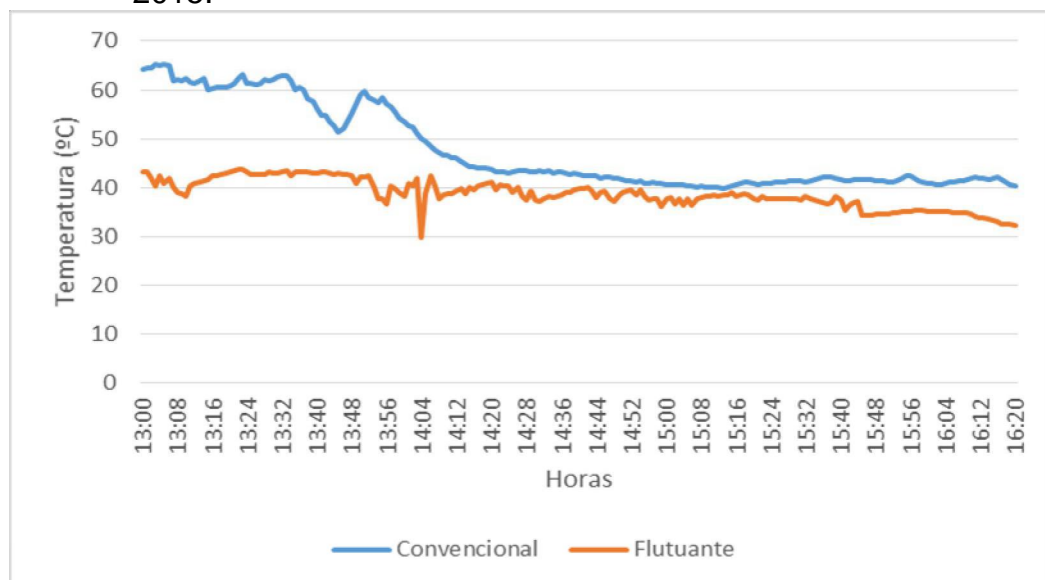


Figura 74 - Comparação entre as Temperaturas calculadas das células do módulo flutuante e convencional, respectivamente dias 04 e 06 de fevereiro de 2015.

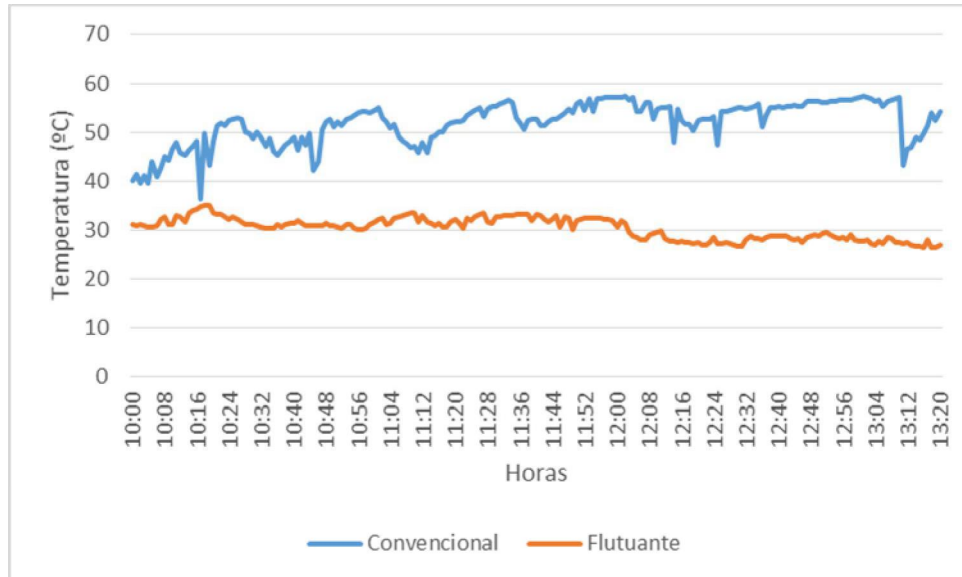
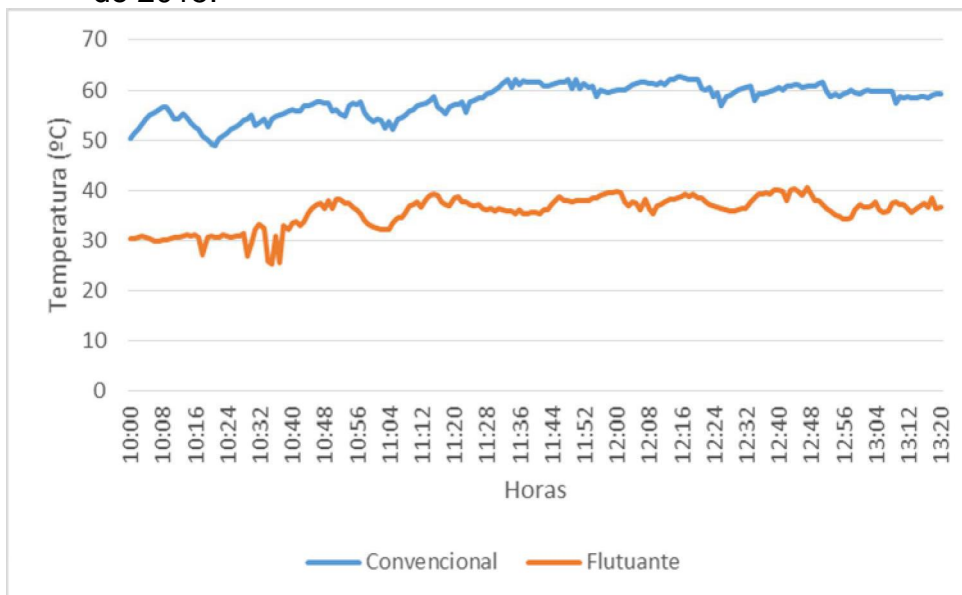


Figura 75 - Comparação entre as Temperaturas calculadas das células do módulo flutuante e convencional, respectivamente dias 05 e 07 de fevereiro de 2015.



A fim de confirmar o ganho de eficiência do módulo flutuante em relação ao convencional, foram escolhidos horários de medições que tivessem níveis de irradiância aproximadamente iguais, conforme apresentado nas Tabelas 13 a 15.

Para comparar utilizou-se o traçador mini KLA para obter as curvas I-V e P-V representadas nas Figuras 76 a 93.

Tabela 13 - Medições realizadas com módulo convencional e flutuante, respectivamente dias 22 e 24 de janeiro de 2015.

	Módulo Convencional			Módulo Flutuante			Ganho
	Horários	Irradiância W/m ²	Pmp(W)	Horários	Irradiância W/m ²	Pmp(W)	
Medição 1	13h4min	960	13,8	13h11min	955	15,8	13%
Medição 2	13h05min	954	13,7	13h31min	947	15,6	12%
Medição 3	14h02min	343	5,2	14h31min	340	5,3	2%

Tabela 14 - Medições realizadas com módulo flutuante e convencional, respectivamente dias 04 e 06 de fevereiro de 2015.

	Módulo Convencional			Módulo Flutuante			Ganho
	Horários	Irradância W/m ²	Pmp(W)	Horários	Irradância W/m ²	Pmp(W)	
Medição 1	12h32min	997	14,4	12h01min	982	16,2	11%
Medição 2	14h04min	817	11,8	14h30min	814	13,1	10%
Medição 3	15:01min	610	8,6	15h:00min	568	9,1	5%

Tabela 15 - Medições realizadas com módulo flutuante e convencional, respectivamente dias 05 e 07 de fevereiro de 2015.

	Módulo Convencional			Módulo Flutuante			Ganho
	Horários	Irradância W/m ²	Pmp(W)	Horários	Irradância W/m ²	Pmp(W)	
Medição 1	14h02min	520	8	11h30min	516	9,6	17%
Medição 2	11h06min	1069	16,6	12h01min	1069	17,3	4%
Medição 3	14:30min	445	7	12h:42min	445	7,4	5%

Figura 76 - Medição 1: Comparação entre a curva I-V módulo policristalino convencional e flutuante em água respectivamente dias 22 e 24 de janeiro de 2015

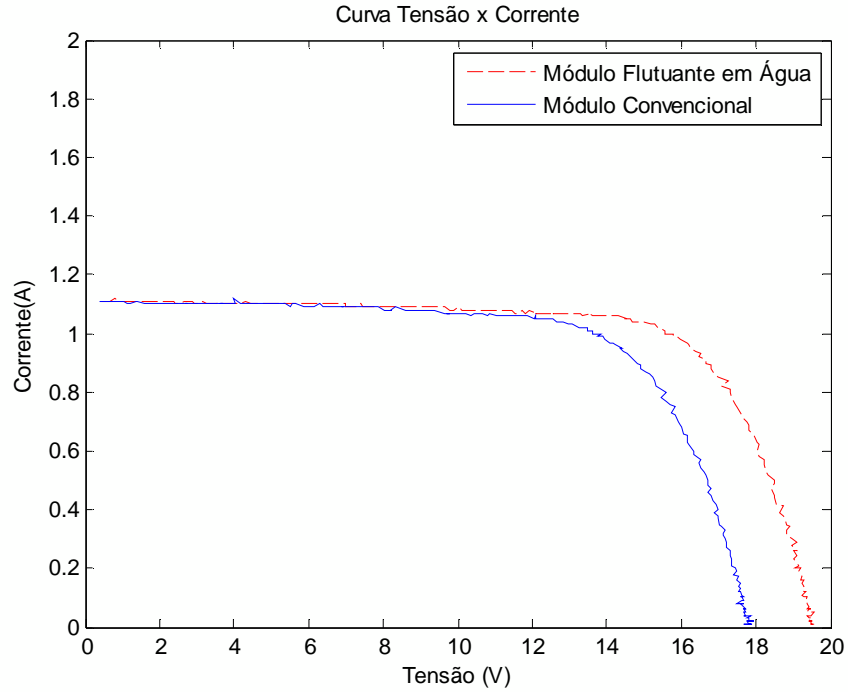


Figura 77 - Medição 1: Comparação entre a curva P-V módulo policristalino convencional e flutuante em água respectivamente dias 22 e 24 de janeiro de 2015

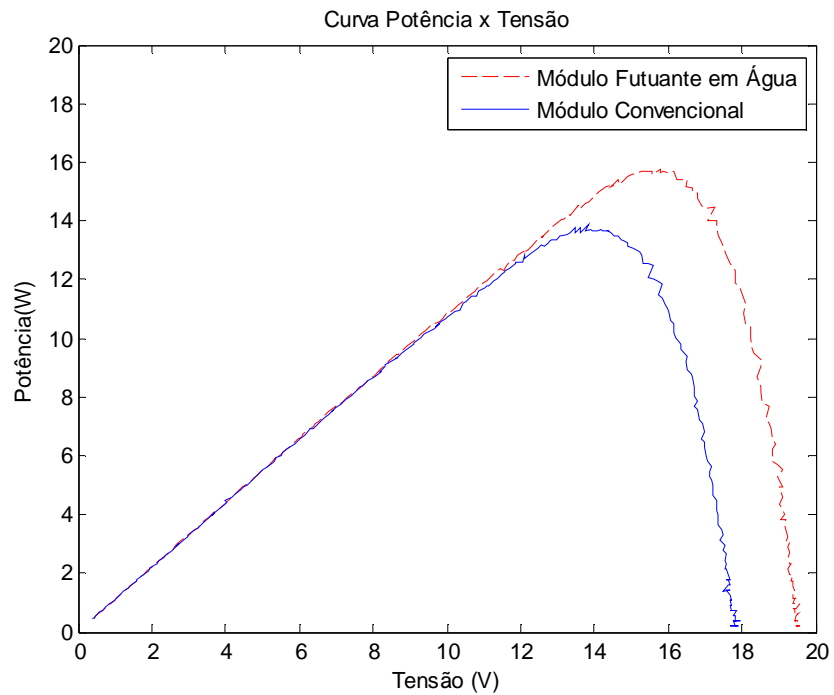


Figura 78 - Medição 2: Comparação entre a curva I-V módulo policristalino convencional e flutuante em água respectivamente dias 22 e 24 de janeiro de 2015

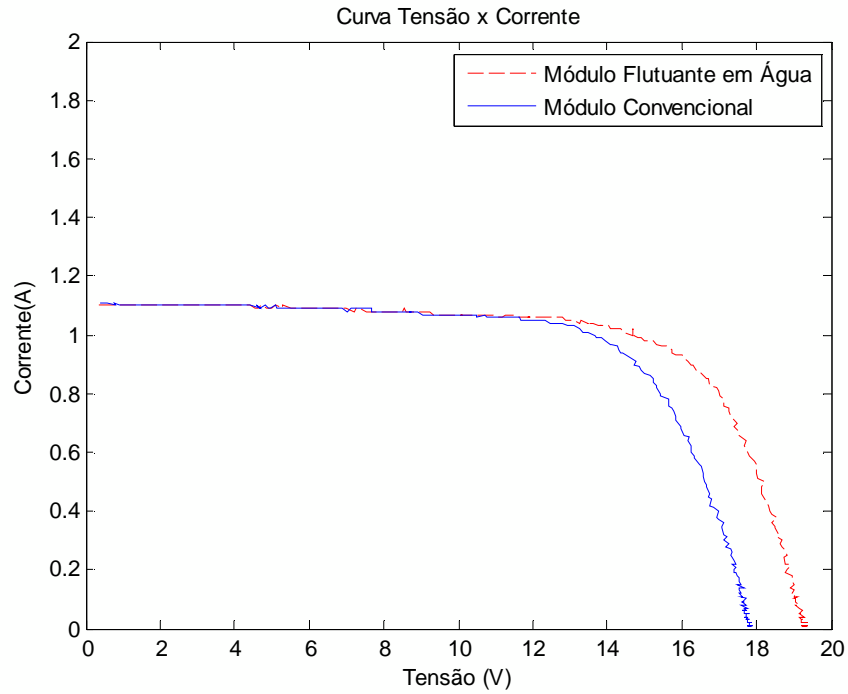


Figura 79 - Medição 2: Comparação entre a curva P-V módulo policristalino convencional e flutuante em água respectivamente dias 22 e 24 de janeiro de 2015

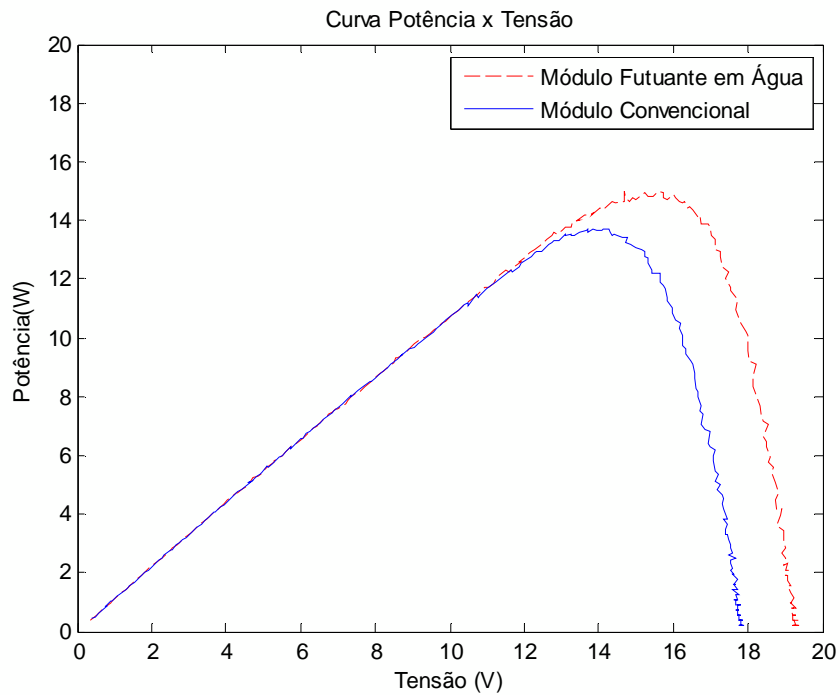


Figura 80 - Medição 3: Comparação entre a curva I-V módulo policristalino convencional e flutuante em água respectivamente dias 22 e 24 de janeiro de 2015

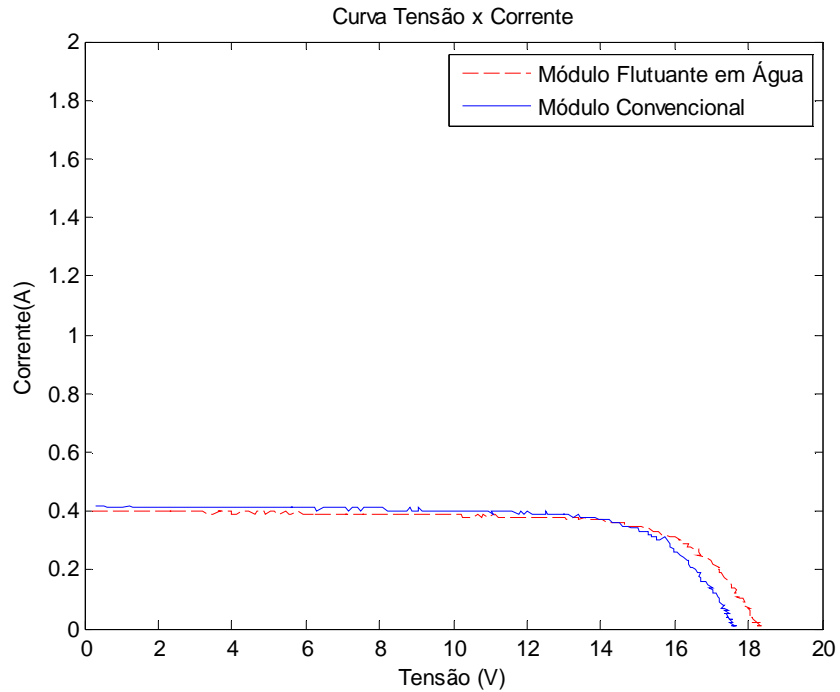


Figura 81 - Medição 3: Comparação entre a curva P-V módulo policristalino convencional e flutuante em água respectivamente dias 22 e 24 de janeiro de 2015

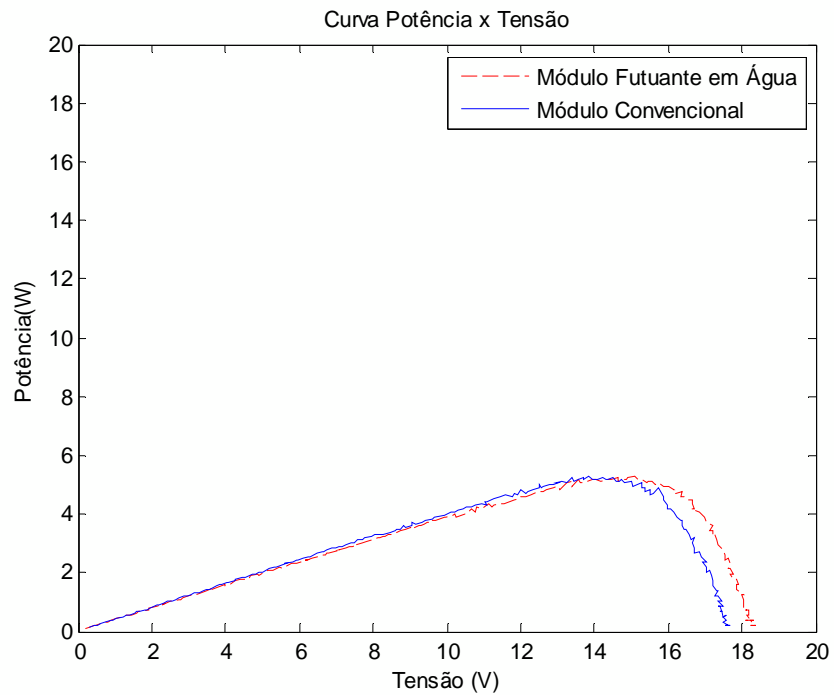


Figura 82 - Medição 1: Comparação entre a curva I-V módulo policristalino flutuante em água e convencional respectivamente dias 04 e 06 de fevereiro de 2015

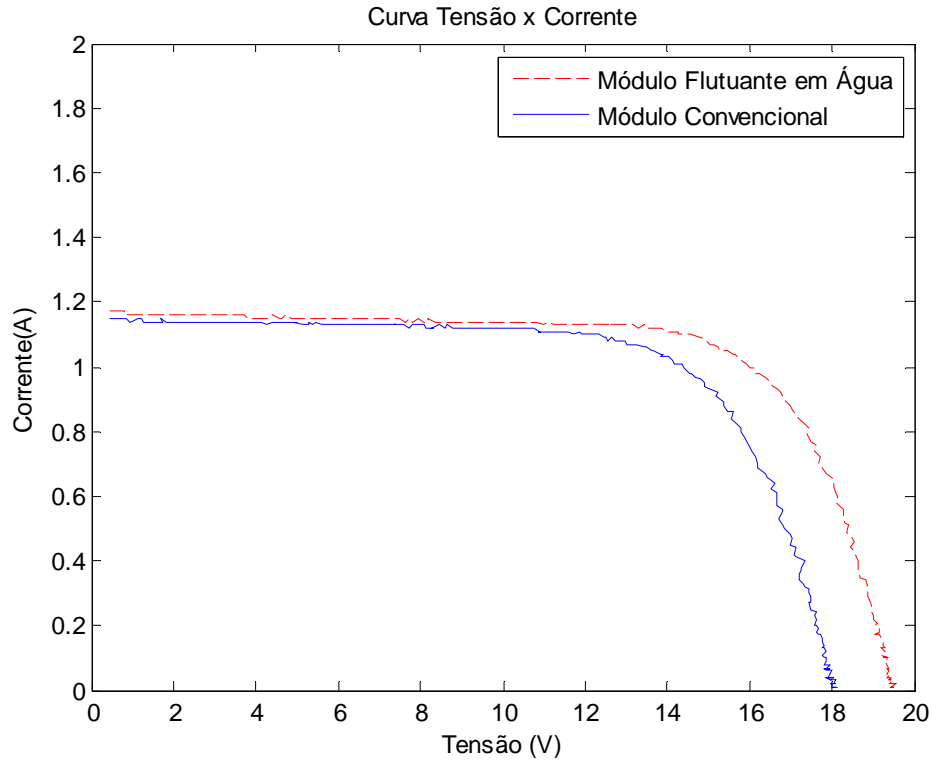


Figura 83 - Medição 1: Comparação entre a curva P-V módulo policristalino flutuante em água e convencional respectivamente dias 04 e 06 de fevereiro de 2015

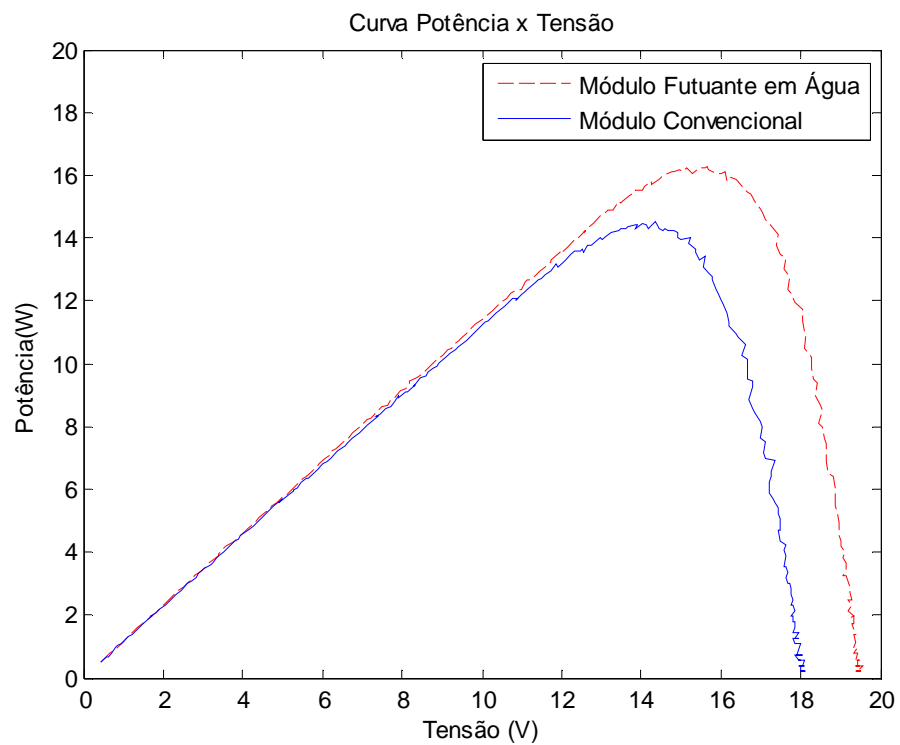


Figura 84 - Medição 2: Comparação entre a curva I-V módulo policristalino flutuante em água e convencional respectivamente dias 04 e 06 de fevereiro de 2015

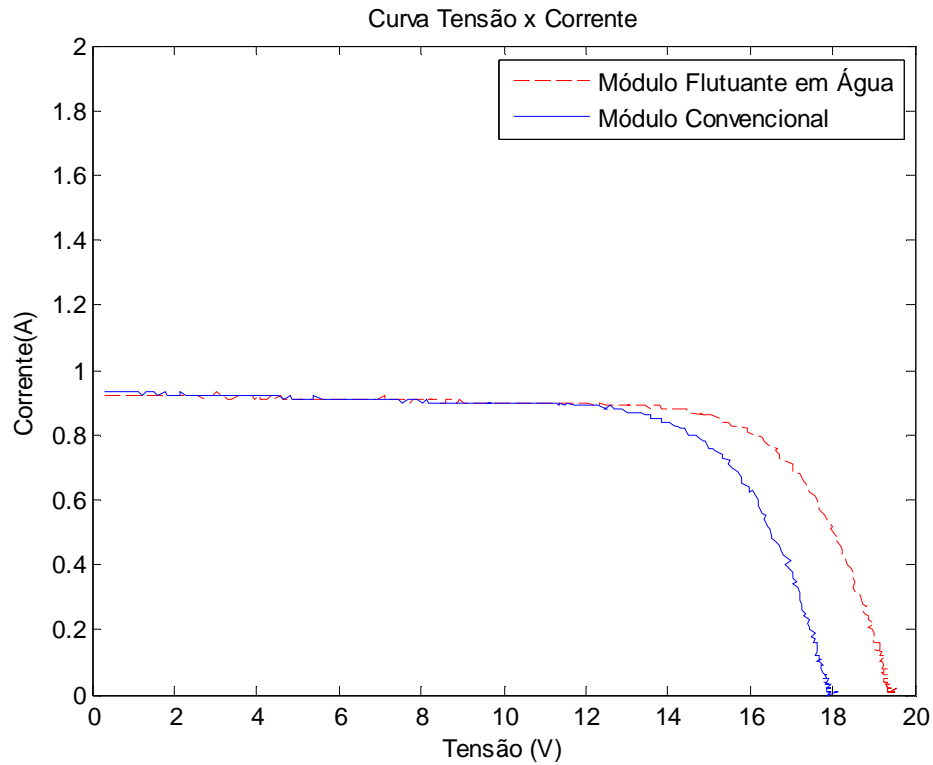


Figura 85 - Medição 2: Comparação entre a curva P-V módulo policristalino flutuante em água e convencional respectivamente dias 04 e 06 de fevereiro de 2015

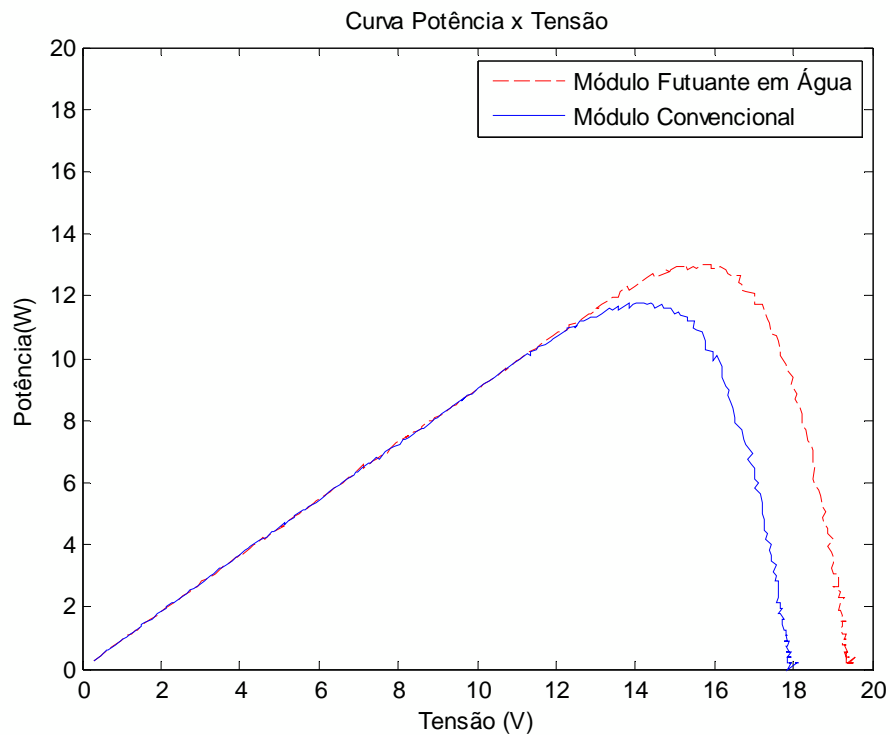


Figura 86 - Medição 3: Comparação entre a curva I-V módulo policristalino flutuante em água e convencional respectivamente dias 04 e 06 de fevereiro de 2015

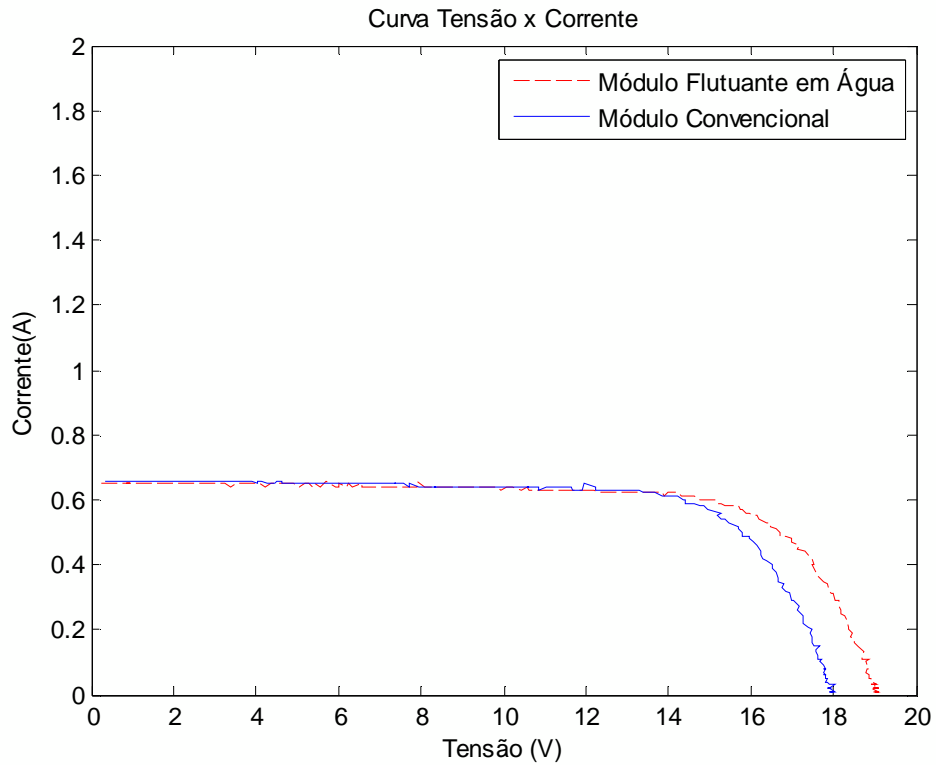


Figura 87 - Medição 3: Comparação entre a curva P-V módulo policristalino flutuante em água e convencional respectivamente dias 04 e 06 de fevereiro de 2015

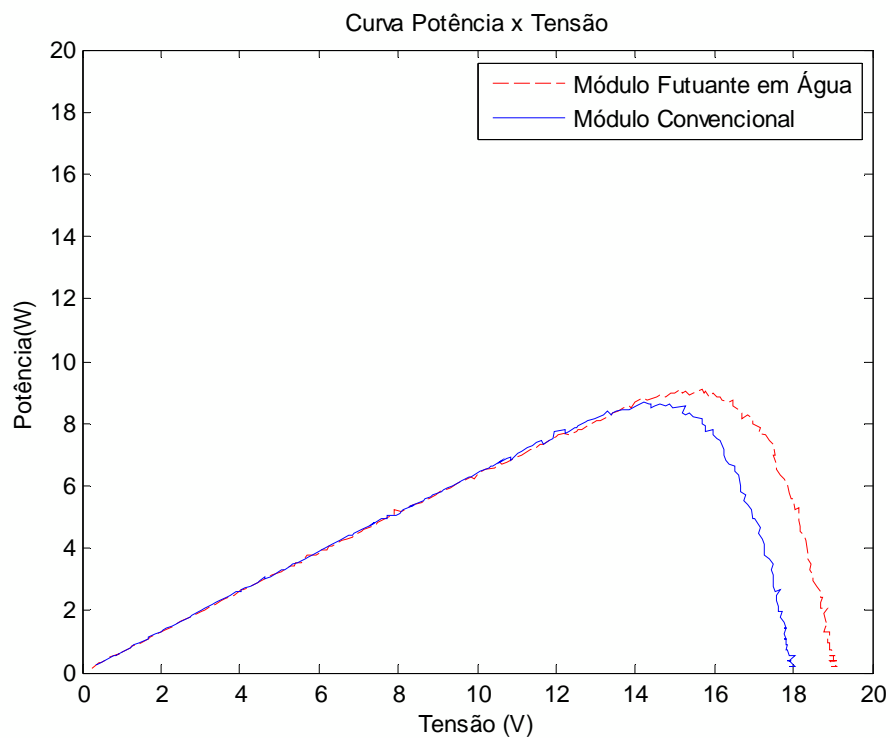


Figura 88 - Medição 1: Comparação entre a curva I-V módulo policristalino flutuante em água e convencional respectivamente dias 05 e 07 de fevereiro de 2015

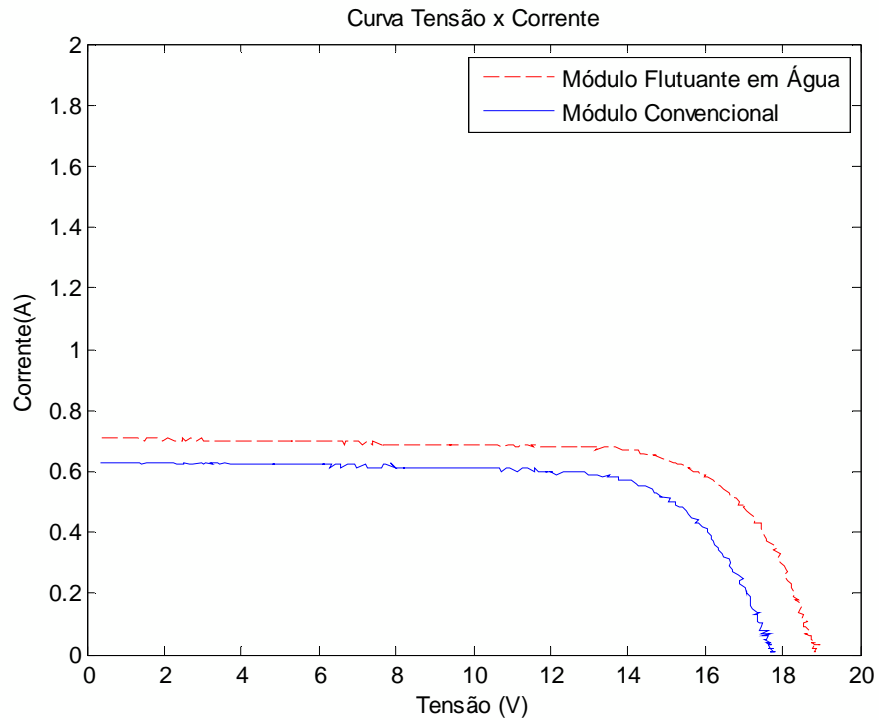


Figura 89 - Medição 1: Comparação entre a curva P-V módulo policristalino flutuante em água e convencional respectivamente dias 05 e 07 de fevereiro de 2015

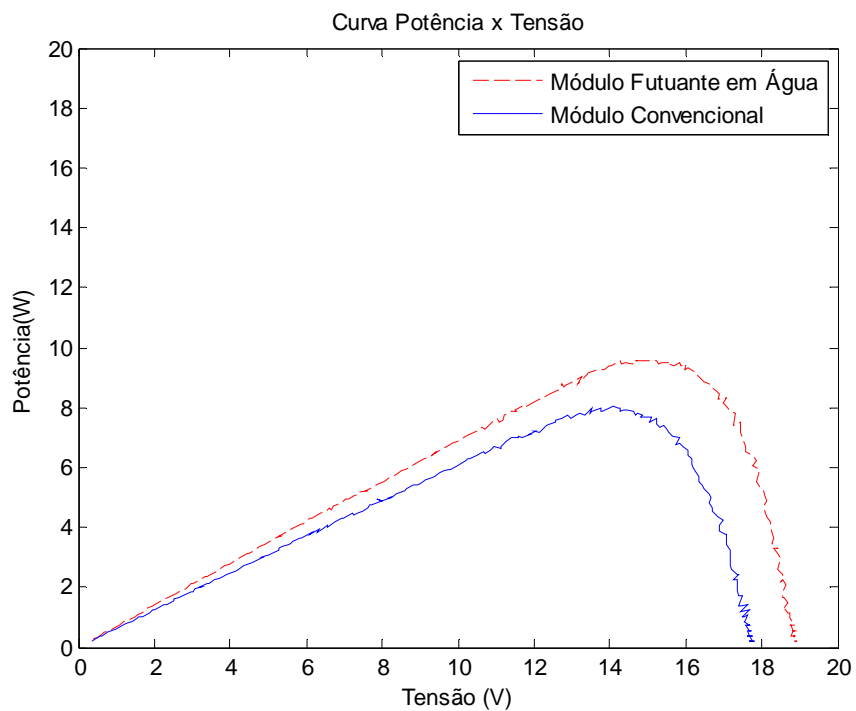


Figura 90 - Medição 2: Comparação entre a curva I-V módulo policristalino flutuante em água e convencional respectivamente dias 05 e 07 de fevereiro de 2015

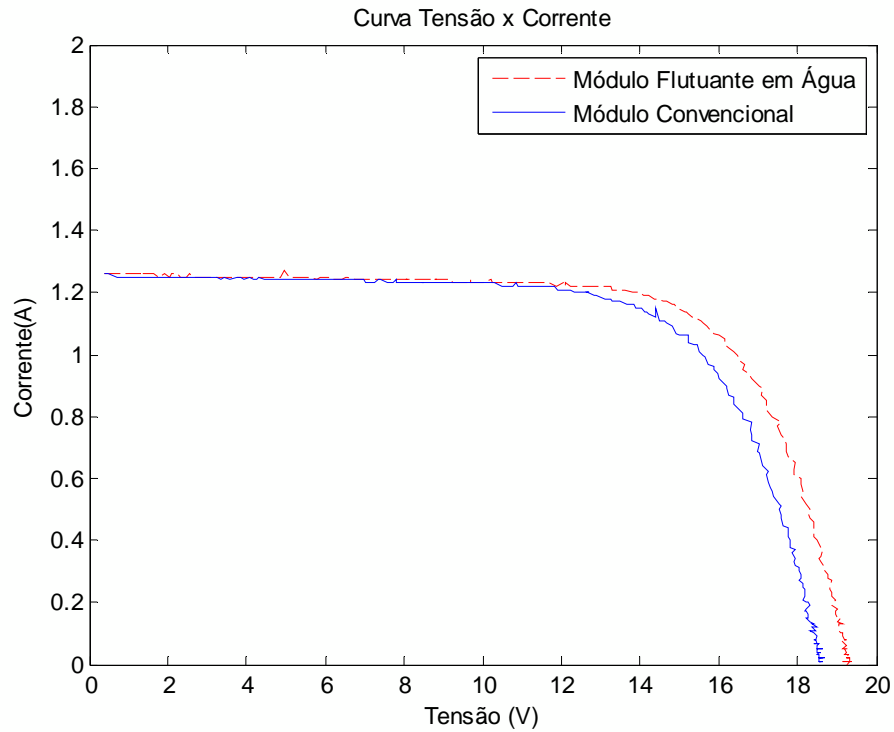


Figura 91 - Medição 2: Comparação entre a curva P-V módulo policristalino flutuante em água e convencional respectivamente dias 05 e 07 de fevereiro de 2015

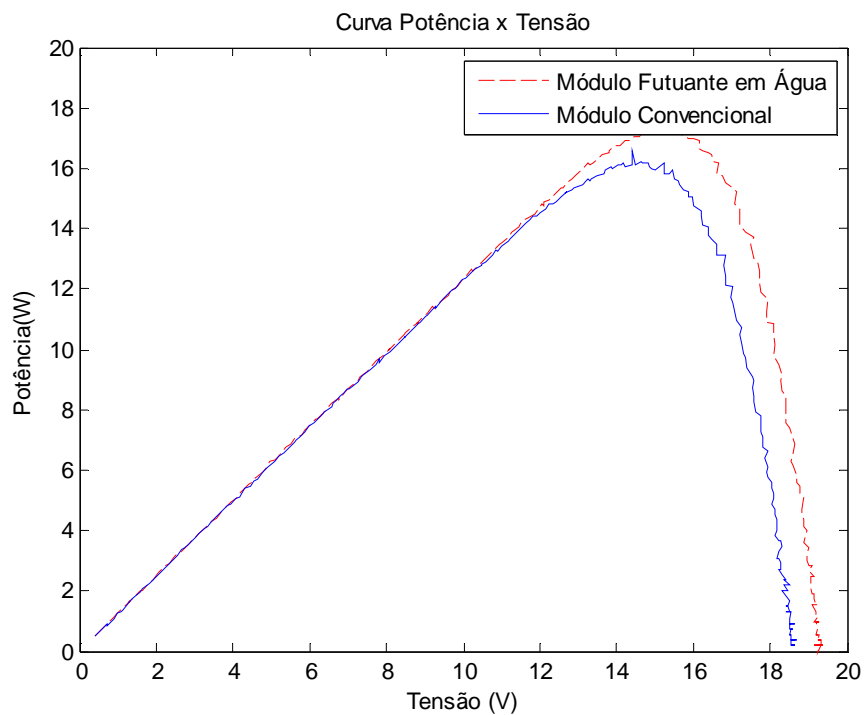


Figura 92 - Medição 3: Comparação entre a curva I-V módulo policristalino flutuante em água e convencional respectivamente dias 05 e 07 de fevereiro de 2015

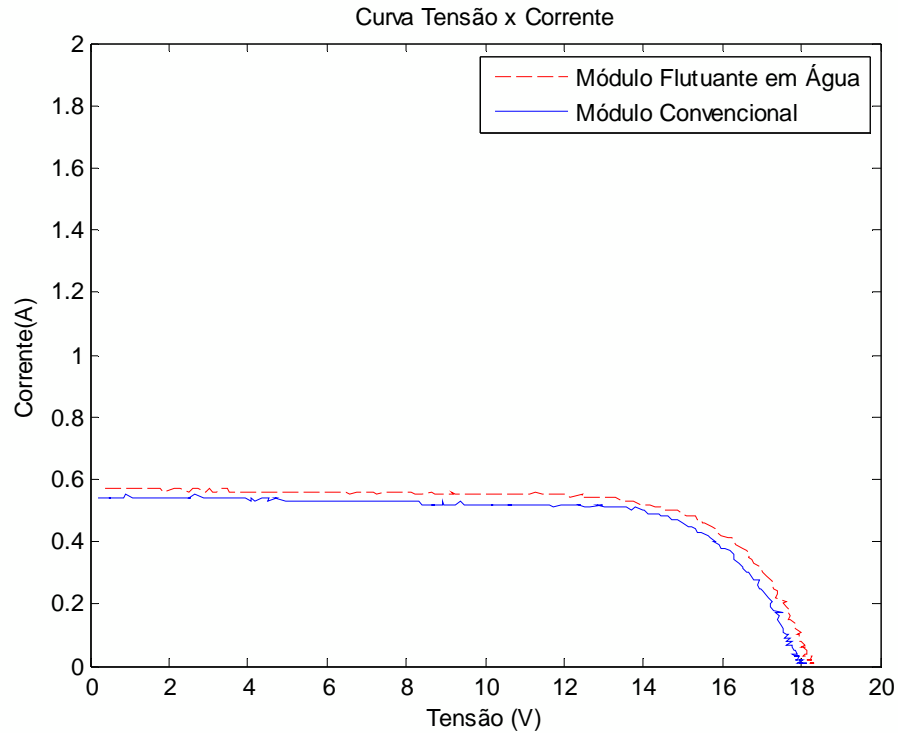
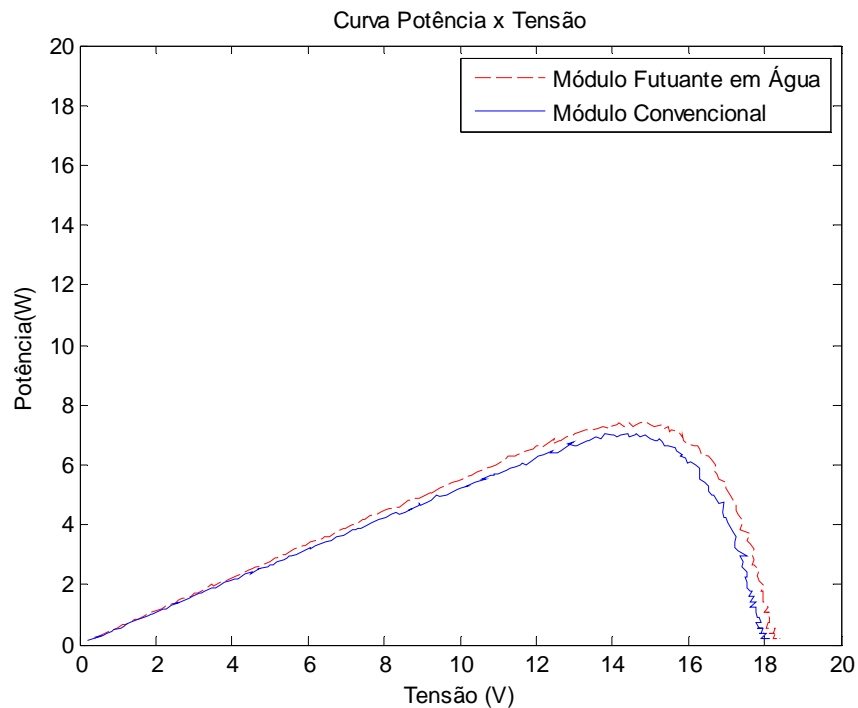


Figura 93 - Medição 3: Comparação entre a curva P-V módulo policristalino flutuante em água e convencional respectivamente dias 05 e 07 de fevereiro de 2015



Observa-se melhor eficiência do módulo flutuante em água com ganhos de potência de até 17% em relação ao convencional e verifica-se que para baixos valores de irradiância obtém-se baixos valores de ganho de potência.

4 CONCLUSÕES

A presente dissertação apresentou uma proposta para modelagem de módulos FV flutuantes em água, através da combinação dos modelos térmico e elétrico. A partir do modelo proposto foi realizada uma simulação no *software* MATLAB/Simulink a fim de se obter as curvas características I-V e P-V de módulo FV e avaliar os dados simulados com dados obtidos através dos experimentos realizados.

No experimento com módulo monocristalino, em um primeiro momento ao comparar as curvas I-V e P-V, simuladas e experimentais verificou-se uma aproximação entre as mesmas, porém apresentaram um pequeno deslocamento entre as curvas com erro máximo entre os valores simulados e experimentais de aproximadamente 4%, principalmente no ponto de máxima potência. Desta forma, foi verificada a necessidade de corrigir o valor da tensão e corrente de máxima potência com equações que representem a influência da variação da irradiância e temperatura. Após a correção da tensão e corrente de máxima potência realizou-se novamente a simulação, constatando-se uma melhor aproximação entre as curvas, apresentando condição satisfatória de validação do modelo proposto, com erro máximo entre os valores simulados e experimentais de 2%. Para confirmar a validade do modelo proposto realizou-se um segundo experimento com um módulo policristalino. Ao comparar as curvas I-V e P-V, simuladas e experimentais verificou-se uma aproximação entre as mesmas, sendo que a curva simulada possui um pequeno deslocamento em relação à experimental, apresentando erro máximo de 10% entre os valores experimentais e simulados. Este erro pode ser considerado satisfatório para validação do modelo proposto.

Verificou-se que a utilização da placa de isopor para auxiliar a flutuação do módulo apresenta a vantagem de se adequar naturalmente a possíveis ondulações na água. O experimento de comparação do módulo FV flutuante em água e convencional, confirmou o ganho de eficiência devido à aplicação do módulo FV flutuante em relação ao convencional, apresentado um ganho de potência de até 17%. Verificou-se também que o módulo FV flutuante apresentou uma redução de temperatura em relação ao convencional, chegando a uma diferença entre as duas aplicações de até 29°C, valor superior aos valores das pesquisas já realizadas por

(Krauter, 2004) e (Kordzadeh, 2010) que obtiveram diferença de temperatura de 22°C e 25°C, respectivamente.

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como trabalhos futuros se propõem os seguintes:

1. Determinação de uma correlação entre a irradiação, temperatura ambiente e da célula dos módulos fotovoltaicos quando flutuantes em água;
2. Verificar o impacto ambiental decorrente da aplicação de módulos FV flutuantes em água;
3. Incluir no modelo a degradação decorrente da aplicação flutuante em água;
4. Instalação de uma planta FV flutuante em açudes.

TRABALHOS CIENTÍFICOS GERADOS

Artigo publicado em Congresso Nacional Brasileiro

CORREA, R.M.C., CARVALHO, P. C. M., SACRAMENTO, E. M., & De ARAÚJO, J. C. Utilização de açudes no nordeste Brasileiro para a implantação de centrais fotovoltaicas. XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília. Outubro, 2013.

Artigo publicado em Congresso Internacional

CORREA, R.M.C., CARVALHO, P. C. M., SACRAMENTO, E. M., & De ARAÚJO, J. C. Use of reservoirs in the Brazilian semiarid region for installation of PV plants. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'13), Espanha. Março, 2013.

REFERÊNCIAS

ABNT NBR 10899. **NBR 10899:2013 Energia solar fotovoltaica** — Terminologia. ABNT, Rio de Janeiro, 2013.

ALMEIDA, M. P. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, Programa de pós-graduação em energia PPGE (EP/FEA/IEE/IF) , São Paulo, 2012.

ANDRADE, A. C. **Análise e Simulação da Distribuição de Temperaturas em Módulos Fotovoltaicos**. Tese de Doutorado, Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008.

ANEEL, disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 19 de Outubro de 2014.

BELLINI, A., BIFARETTI, S., IACOVONE, V., & CORNARO, C. **Simplified model of a photovoltaic module**. *Applied Electronics*. AE 2009 (p. 47 - 51). Pilsen: IEEE, 2009.

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

BOROWY, B. S., & SALAMEH, Z. M. (Junho de 1996). **Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system**. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 11(2), 367 – 375, 1996.

CORREA, R. C., CARVALHO, P. C. M., SACRAMENTO, E. M., & De ARAÚJO, J. C. (20 a 22 de Março de 2013). **Use of reservoirs in the Brazilian semiarid region for installation of PV plants**. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'13)*, p. 5., 2013.

CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPEL, CRESESB, Rio de Janeiro, 2014.

EL TAYYAN , A. **An Empirical model for Generating the IV Characteristics for a Photovoltaic System**. Al Azhar University, 2006.

EPE. **Balanço Energético Nacional 2014 - Relatório Síntese ano base 2013**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética – EPE, 2014.

GALDINO, M. A., & LIMA, J. G. PRODEEM - **Programa Nacional de Eletrificação Rural Baseado em Energia Solar Fotovoltaica**. Congresso Brasileiro de Energia, CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2002.

GHENSEV, A. **Materiais e Processos de Fabricação de Células Fotovoltaicas**. Monografia (Pós Graduação Lato Sensu em Fontes Alternativas de Energia), Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2006.

GOETZBERGER, A., KNOBLOCH, J., & VOSS, B. **Crystalline Silicon Solar Cells**. John Wiley & Sons, 1998.

HECKTHEUER, L. A. **Análise de Associações De Módulos Fotovoltaicos**. Tese de doutorado, Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2001.

IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, 2492 - 2498, p. 2492 – 2498, 2010.

KORDZADEH, A. **The effects of nominal power of array and system head on the operation of photovoltaic water pumping set with array surface covered by a film of water**. Renewable Energy, 35, p. 1098–1102, 2010.

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

KRAUTER, S. **Solar Electric Power Generation** (1 ed.). Heidelberg, Berlin, Alemanha: Springer, 2006.

LANZAFAME, R., NACHTMANN, S., ROSA-CLOT, M., ROSA-CLOT, P., SCANDURA, P. F., Taddei, S., & Tina, G. M. (Julho de 2010). **Field Experience With Performances Evaluation of a Single-Crystalline Photovoltaic Panel in an Underwater Environment**.

LUQUE, A., & HEGEDUS, S. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. John Wiley & Sons, 2011.

MARKVART, T. **Solar electricity**. John Wiley & Sons, 1994.

MARTINS, F. R., & PEREIRA, E. B. **Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil**. Energy Policy, 39, p. 4378-4390, 2011.

MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. **Mercado, física e processamento de células solares**. Metalurgia e Materiais, v. 61, n. 557, p. 394-397, 2005.

PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., ABREU, S. L., & RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos, 2006.

PRIEB, C. W. **Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2002.

Posharp, disponível em http://www.posharp.com/azur-tsm-160-m-solar-panel-from-azur-solar-gmbh_p1178234227d.aspx, Acesso em 20 de Outubro de 2014.

PULVITEC., disponível em <http://www.pulvitec.com.br/br2/produto.asp?a=massas&prd=ZN015,ZF001,ZF010,ZB>

020,ZE001&versao=popup&keepThis=true&TB_iframe=true&width=650&height=450, Acesso em 20 de Novembro de 2014.

QIANZHI Zhang, JIANMIN Zhang & Guo Chuangxin. “**Photovoltaic Plant Metering Monitoring Model and its Calibration and Parameter Assessment**”, Power and Energy Society General Meeting, IEEE, p. 1-7, 2012.

REKIOUA, D., & MATAGNE, E. **Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation and Control**. Londres: Springer, 2012.

ROMERO, F. C. **Cálculo de la Temperatura de Operación de Células Solares en un Panel Fotovoltaico Plano**. Informes Técnicos Ciemat, Departamento de Energías Renovables, 2002.

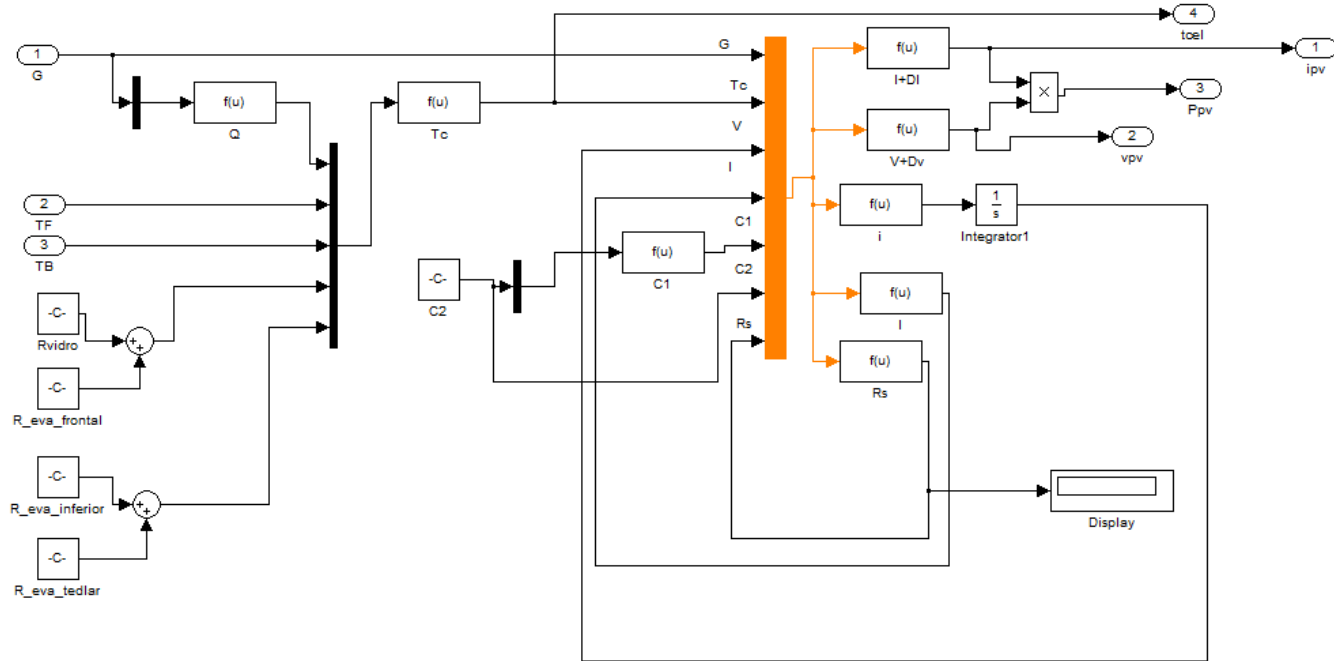
Solartec, disponível em <http://www.solartec.com.ar/en/documentos/productos/3-25wp/SOLARTEC-KS20T-v12.pdf>, Acesso em 23 de Janeiro de 2015.





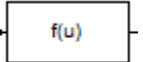
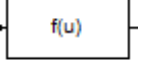
UEDA, Y., SAKURAI, T., TATEBE, S., ITOH, A., & KUROKAWA, K. **Performance Analysis of PV Systems On The Water**. **European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, 4 f. 1-5 de Setembro, 2008.


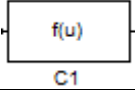
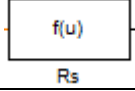
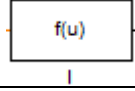
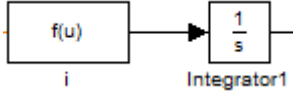
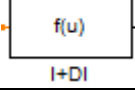
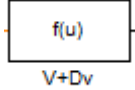
VARELLA, F. O., CAVALIERO, C. N., & SILVA, E. P. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Incentivos Regulatórios**. **Revista Brasileira de Energia**, 14, p. 9-22, 2008.

APÊNDICE A – PROGRAMA EM MATLAB SIMULINK

DIAGRAMA DE BLOCOS



BLOCOS SIMULINK	EQUAÇÃO ASSOCIADA
 Rvidro	$R_{vidro} = \frac{e_{vidro}}{k_{vidro}A}$
 R_eva_frontal	$R_{eva_frontal} = \frac{e_{eva_frontal}}{k_{eva_frontal}A}$
 R_eva_inferior	$R_{eva_posterior} = \frac{e_{eva_posterior}}{k_{eva_posterior}A}$
 R_eva_tedlar	$R_{eva_tedlar} = \frac{e_{eva_tedlar}}{k_{eva_tedlar}A}$
 Q	$Q = AG(1 - \eta)$
 Tc	$T_c = \frac{QR_{k,F}R_{k,B} + T_F'R_{k,B} + T_B R_{k,F}}{R_{k,F} + R_{k,B}}$

	$C_2 = \frac{\left(\frac{V_{mp}}{V_{oc}}\right) - 1}{\ln\left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}}\right)}$
	$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}}\right) \exp\left(-\frac{V_{mp}}{C_2 V_{oc}}\right)$
	$R_s = \left(C_2 \frac{V_{oc}}{I_{sc}}\right) \left(\frac{1}{1 + C_1}\right)$
	$I_{pv} = I_{sc} \left\{1 - C_1 \left[\exp\left(\frac{V_{pv}}{C_2 V_{oc}}\right) - 1\right]\right\}$
	V_{pv}
	$\Delta I_{pv} = \alpha \left(\frac{G}{G_{ref}}\right) \Delta T + \left(\frac{G}{G_{ref}} - 1\right) I_{sc_ref}$
	$\Delta V_{pv} = -\beta \Delta T - R_s \Delta I_{pv}$