

Desenvolvimento experimental de um sistema de resfriamento para geradores fotovoltaicos em escala real

Experimental development of cooling system addressing to photovoltaic power plant in real scale

André L. V. GIMENES [1](#); Angélica L. LINHARES [1](#); Antônio Celso ABREU Junior [2](#); Diego B. BERNHARD [3](#); Jonathas Luiz BERNAL [1](#); Miguel Edgar Morales UDAETA [1](#); Pascoal Henrique da Costa RIGOLIN [4](#); Rafael Martinez ACEBRON [1](#); Rodrigo Antônio CARNEIRO [1](#); Stefania G. RELVA [1](#); Vinícius Oliveira da SILVA [5](#)

Recebido: 28/08/2017 • Aprovado: 29/09/2017

Conteúdo

- [1. Introdução](#)
 - [2. Quesitos do Resfriamento Modular em escala real](#)
 - [3. Procedimentos Metodológicos para Intempérie](#)
 - [4. Análise e Discussões](#)
 - [5. Conclusão](#)
- [Agradecimentos](#)
[Referências Bibliográficas](#)

RESUMO:

Este trabalho tem por objetivo analisar o desenvolvimento de uma unidade modular arrefecedora para operação em módulos fotovoltaicos (FV) componentes de sistemas fotovoltaicos comerciais. Para isso o resfriamento modular consolida-se na interação dentro de um laboratório outdoor como unidade de provas, consolidando a determinação do modelo com melhor desempenho para a instalação efetiva em uma Usina Fotovoltaica. Por meio de teste e verificação empíricos das temperaturas de operação em módulos, com e sem arrefecimento, constata-se que os módulos FV com arrefecedor, quando estão gerando, sempre operam com temperaturas inferiores a módulos fotovoltaicos sem arrefecedor. Quando o módulo fotovoltaico sem arrefecedor opera acima de 60,00 °C com máxima de 68,06 °C, o módulo fotovoltaico com modelo A de arrefecedor opera com máximas de 43,55-

ABSTRACT:

The aim of this paper is to analyze the utilization impact of two different models (A and B) of Cooling Modular Unit (CMU) in operation of Photovoltaic (PV) module installed in Outdoor Laboratory, entitled Test Unit (TU), and determined the model with the best performance to effective installation in a Cooling Photovoltaic Power Plant (cPVPP). Throughout testing and empirical verification of PV modules temperature operation, with and without CMU, it was contacted that the PV modules with CMU, when are producing electricity, it always operation with temperatures less than PV modules without CMU. When the PV modules without CMU operated with temperature above 60.00 °C with maximum temperature of 68.06 °C, the PV module with model A of CMU works with maximum temperatures of 43.55-44.75 °C, on the other hand, the PV module with model B of CMU were 46.76-48.33 °C. Therefore, the model A

44,75 °C já o modelo B com 46,76-48,33 °C. Portanto, o modelo A foi selecionado para ser produzido em série e instalado em protótipo real de Usina Fotovoltaica arrefecida.

Palavras-chave: Energia Solar, Fotovoltaico, Sistema de Arrefecimento, Medição na Intempérie, Análise de Temperatura, Rendimentos Elétrico, Desempenho.

was sectioned to be produced on series and installed in the real prototype of cPVPP.

Keywords: Energy, Solar Energy, Cooling System for PV module, Temperature Measuring, Performance Evaluation.

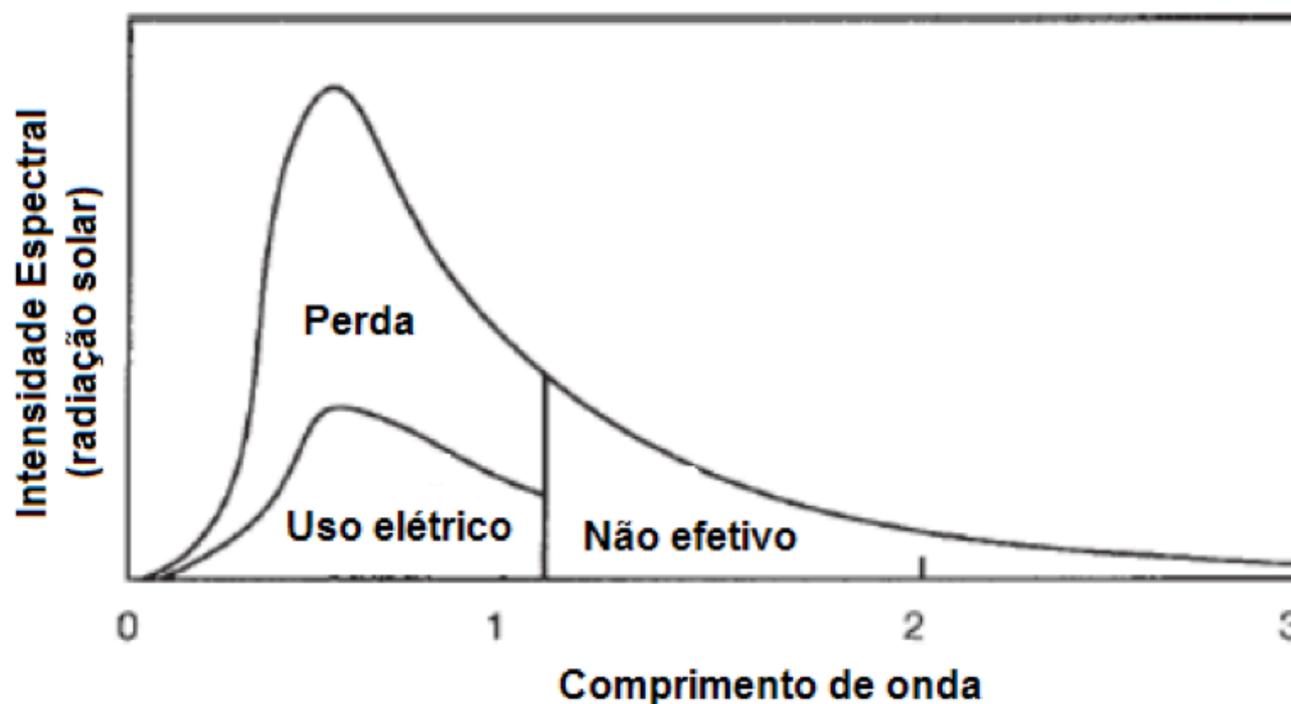
1. Introdução

A produção de energia, seja ela elétrica e/ou térmica, ocasiona o aumento da temperatura dos equipamentos envolvidos na operação. Para reduzir este aumento que impacta diretamente na eficiência, vida útil e emissão de poluentes são empregados sistemas de arrefecimento, presentes em máquinas rotativas de produção de energia como os radiadores e bomba d' água para evitar o superaquecimento e a emissão de NOx, CO, CO2, SOx etc em motores de combustão interna, do tipo Diesel e Otto, e trocador de calor, dos mais diversos, no caso das turbinas hidráulicas e a gás (natural, vapor, carvão fluidizado, etc.) garantindo a integridade física dos mancais e das pás [1].

As células FV, equipamentos eletrônicos de produção de energia elétrica em estado sólido estacionários que convertem energia solar em eletricidade [1], sofrem com os efeitos do aumento da temperatura durante a sua operação, pois absorvem 80% da radiação solar [2], dos quais apenas 5-20% é convertido em energia elétrica, dependendo do tipo de tecnologia utilizada [3], o restante da energia é refletida e convertida em calor, como exemplificado na Fig. 1:

Figura 1

Representação da divisão do espectro solar que é convertido em eletricidade e calor em função do comprimento de onda.



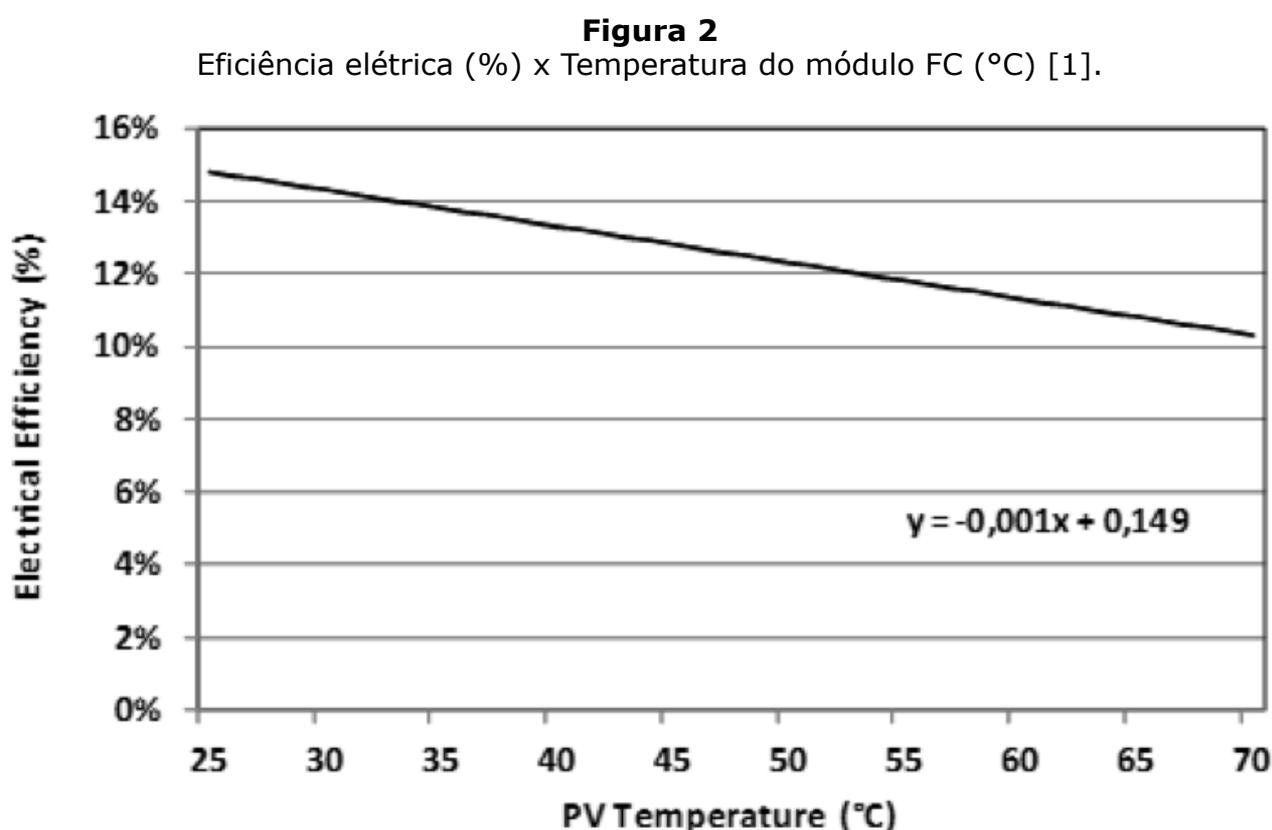
Todo esse processo ocorre simultaneamente [4] fazendo com que a temperatura dos módulos alcance 35 °C acima da temperatura ambiente [2], em algumas regiões esses módulos podem atingir temperaturas superiores a 90 °C podendo comprometer o seu funcionamento e até danificá-lo permanentemente [5]. Esse fenômeno compromete ainda mais o rendimento dos módulos FV [1].

Os principais fatores que influenciam as características elétricas e por sua vez a geração de energia em módulos FV são a irradiância solar e a temperatura de operação das células FV [1-6]. A temperatura do módulo FV é um fator que exerce influência significativa no processo e produção de energia elétrica em sistemas solares. Além de causar deterioração das células solares, a temperatura modifica a eficiência dos módulos fotovoltaicos [1].

A influência da temperatura sobre as características das células FV tem seu principal efeito relacionado à tensão V_{oc} , que diminui acentuadamente com o aumento da temperatura a uma taxa de $-0,33\%.\text{°C}^{-1}$, já a corrente I_{sc} apresenta um ligeiro incremento da ordem de $0,06\%.\text{°C}^{-1}$ [6-8]. Esse ligeiro aumento de corrente é insuficiente para compensar a perda de potência decorrente da diminuição da tensão.

A temperatura de operação também exerce influência significativa na potência elétrica de saída do módulo FV. Com a elevação da temperatura das células FV, ocorre uma redução significativa da tensão e um pequeno aumento na corrente elétrica, resultando na diminuição da potência fornecida [9]. A potência máxima do módulo FV decresce linearmente entre $0,4-0,5\%$ [10] para cada °C acima da temperatura. No caso de módulos FV c-Si modernos a potência pode decrescer entre $0,3-0,4\%$ a cada aumento de 1 °C [11].

Esse mesmo efeito ocasiona uma redução da taxa constante de $-0,1\%.\text{°C}^{-1}$ na eficiência elétrica do módulo FV [12-14]. A partir da Fig. 2 observa-se um decrescimento linear da eficiência do módulo FV com o aumento da sua temperatura de operação.



As trocas de calor do módulo FV com o ambiente alteram sua temperatura ao longo do tempo [1,15] ocorrendo de três maneiras: por condução, convecção ou radiação. A transferência de calor por convecção depende da condição ambiental pelo qual o módulo FV é submetido, que pode ser uma combinação de convecção natural e convecção forçada com predomínio da convecção natural ocorrendo em dias com pouco vento. Para o caso em que o vento atinge a superfície dos módulos a convecção forçada deve predominar.

Além disso, é possível verificar a influência da temperatura ambiente no módulo FV, pois altos valores de temperatura ambiente combinados com alta irradiância diminuem a performance de geração de eletricidade do módulo FV [4,16] e, portanto, o conhecimento do comportamento da temperatura local se torna um fator ambiental importante para garantir a performance do sistema [17].

Segundo Makrides [18], a região de maior aumento de temperatura ocorre no barramento principal, uma linha condutora que permite a interligação, captação e condução dos elétrons dos barramentos secundários, que assim como o primário, é uma linha condutora em paralelo responsável pela captação dos elétrons produzidos na banda de valência da célula FV. Na região do primário encontram-se as maiores temperaturas da célula FV.

As maiores temperaturas em um módulo FV são encontradas em sua superfície inferior devido à

maior condutividade térmica do silício, material da célula FV, em relação ao material polímero da superfície inferior [19]. Essas diferenças podem alcançar 10,0 °C [20]. Em estudo, Silva [21] identificou que esse fenômeno apresenta temperatura de operação das superfícies, superior e inferior, de um mesmo módulo FV, com diferença de 8,1°C.

A região sobre a *junction box* do módulo FV, local de instalação do diodo de bloqueio e responsável por consolidar a ligação elétrica e transmitir a energia gerada pelas células FV, apresenta a maior temperatura de operação, pois nesta região encontram-se as maiores correntes e tensões do módulo FV [1,3].

Nos últimos anos, vários outros grupos de pesquisa trabalharam com os sistemas Fotovoltaico e Térmico (PV/T). A técnica mais estudada e aplicada para sistema de arrefecimento para módulos FV é o sistema híbrido de módulos fotovoltaicos térmicos (PV/T). A partir de uma visão mais completa da literatura [1] pode-se concluir que as atividades de P&D são difundidas pelo mundo inteiro e realizadas em programas relativamente pequenos. Devido a esta dispersão, houve pouca atenção na comunidade internacional que trabalha e desenvolve projeto vinculado à tecnologia PV. Como resultado, o desenvolvimento desta tecnologia limitou-se à aplicação e à adaptação de tecnologias PV disponíveis ao mercado [2], ou seja, utilizam-se módulos PV comerciais com a adaptação do coletor térmico a este.

Dos tipos de sistemas, o mais simples consiste na corrente de ar direcionada à superfície inferior do módulo PV para refrigerá-lo, no qual o ar aquecido pode ser recuperado e empregado para calefação do ambiente. Outro sistema consiste na utilização de um absorvedor de calor acoplado à superfície inferior do módulo PV, o absorvedor utiliza um fluido circulante, geralmente água, no qual o calor flui do módulo PV para o fluido, que posteriormente pode ser empregado, no caso doméstico, para banhos e torneiras [1]. A água é o tipo de fluido mais utilizado e recentemente tem se empregado fluido refrigerante [3], este último implica na utilização de equipamentos para garantir um ciclo térmico de refrigeração, exemplo ciclo Rankine, comprometendo o ganho da produção de eletricidade com a redução de temperatura do módulo PV devido à utilização da operação dos equipamentos vinculados ao ciclo termodinâmico.

Atualmente existem diversos tipos de sistemas de arrefecimento para módulos PV e estão distribuídos em dois grandes grupos:

- Sistema de arrefecimento em circuito fechado, em que o fluido circula em um coletor térmico trocando calor com o módulo PV, ou seja, em ambiente confinado, e;
- Sistema de arrefecimento em circuito aberto, em que o fluido é direcionado ao módulo PV percorrendo sua área de maneira não confinada, sem auxílio de tubulações, canais, câmaras, etc, ou seja, em contato direto com o meio.

A proposta do trabalho é estudar e analisar sistematicamente o funcionamento dos modelos de Unidade Modular Arrefecedora (UMAr) em um laboratório outdoor caracterizado, uma micro Usina Fotovoltaica (UFV) *on-grid*, com o intuito de determinar e selecionar o modelo com melhor desempenho térmico.

2. Quesitos do Resfriamento Modular em escala real

Os principais fatores que influenciam nas características elétricas de um módulo fotovoltaico (FV) são a intensidade luminosa e a temperatura das células. A corrente gerada nos módulos aumenta linearmente com o aumento da intensidade luminosa. Por outro lado, o aumento da temperatura na célula faz com que a eficiência do módulo caia, abaixando assim os pontos de operação para potência máxima gerada.

A solução apresentada neste projeto, focada na geração solar fotovoltaica, propõe o arrefecimento dos sistemas FV com vistas à otimização do desempenho dos mesmos. Neste sentido, a solução proposta é única e inédita, pois não se tem conhecimento, no mundo, de usinas solares que se utilizem de sistemas de arrefecimento acoplados aos módulos solares ou solução semelhante à proposta. Além disso, a proposta propicia soluções técnicas menos

onerosas e mais competitivas para implantação em geração solar fotovoltaica de larga escala.

O módulo FV do P&D é do tipo policristalino (p-Si), com superfície de vidro antirreflexo e estrutura (armação) de alumínio anodizado resistente a corrosão e a carregamentos até 5,4 kPa, que será utilizada para a fixação da UMAr, contem 72 células FV com temperatura nominal de operação da célula (NOCT) de 47 ± 2 °C e potência nominal de 290 W.

A UFV utilizada para teste em escala é de 100 kWp. A configuração do *string* arrefecido e não arrefecido é idêntica, em termos de conexão elétrica, arranjo, posicionamento, tipo e número de módulos FV e capacidade instalada, sendo formada por quatro fileiras de onze módulos FV, ou seja, 44 módulos FV de um string recebem as unidades modulares arrefecedoras e os outros 44 do segundo string são utilizados de comparação. O objetivo de se fazer o arrefecimento dos FVs é reduzir as perdas de desempenho causadas pelas altas temperaturas que atingem as células FV devido ao tempo de exposição ao sol no decorrer do dia.

O sistema de medição de temperatura tem como intuito aferir e registrar as temperaturas ao longo do dia da água, de entrada e saída, utilizada como fluido do sistema de arrefecimento, da temperatura ambiente e dos módulos FV arrefecidos e não arrefecidos. Cada *string* recebe oito sensores instalados em quatro módulos FV selecionados de forma a entender o comportamento da temperatura ao longo do sistema de arrefecimento. Assim dois nódulos encontram-se no início e dois no meio do *string*. Além disso, um sensor PT100 de cada *string* serve redundância, sendo utilizado, caso algum dos sensores apresente problema durante os testes.

As características elétricas de geração dos módulos FV variam em decorrência de diversos fatores e os fatores meteorológicos influenciam na potência gerada. Com isto, faz-se necessário o acompanhamento da influência dessas variações meteorológicas incidentes sobre o protótipo solar da pesquisa, evitando que haja falsas aferições dos ganhos ou perdas gerados graças ao sistema de arrefecimento implantado em parte dos módulos da UFV. Recomenda-se a implantação de equipamentos meteorológicos que sejam capazes de medir as seguintes grandezas: radiação solar, temperatura ambiente, velocidade e direção do vento; e índice pluviométrico.

3. Procedimentos Metodológicos para Intempérie

A metodologia se baseia no detalhamento e descrição dos procedimentos e métodos empíricos empregados na realização dos testes de operação da Unidade de Provas (U.P.).

3.1. Características da Unidade de Provas

A U.P., ver Fig. 3 e Tab. I, laboratório outdoor utilizado para teste e seleção de UMAr é uma micro UFV *on-grid* dotada de cinco módulos FV rígidos p-Si, com potência de 290 WP cada [21], totalizando 1.450 WP de potência instalada. O arranjo está ligado em série e conectado a um inversor *grid tie* [22], responsável por inverter a energia elétrica gerada pelo módulo FV, de CC para CA a tensão de 220 V e armazenar dados da geração de energia. Em relação à montagem física, a U.P. possui estrutura metálica para instalação dos módulos FV, fixadas sobre duas colunas de concreto estrutural horizontal sobre o terraço de edifício na região central de São Paulo/SP. Além disso, as vigas metálicas possuem diversas furações, onde é fixado um quadro de força para fornecimento de energia à bomba d' água [23], responsável pela alimentação de água dos arrefecedores, e ao *datalogger* [24], equipamento responsável pelo armazenamento dos dados de temperatura de operação dos módulos FV.

Figura 3
Unidade de Provas



Tabela I

Lista de equipamentos e instrumentos na U.P.

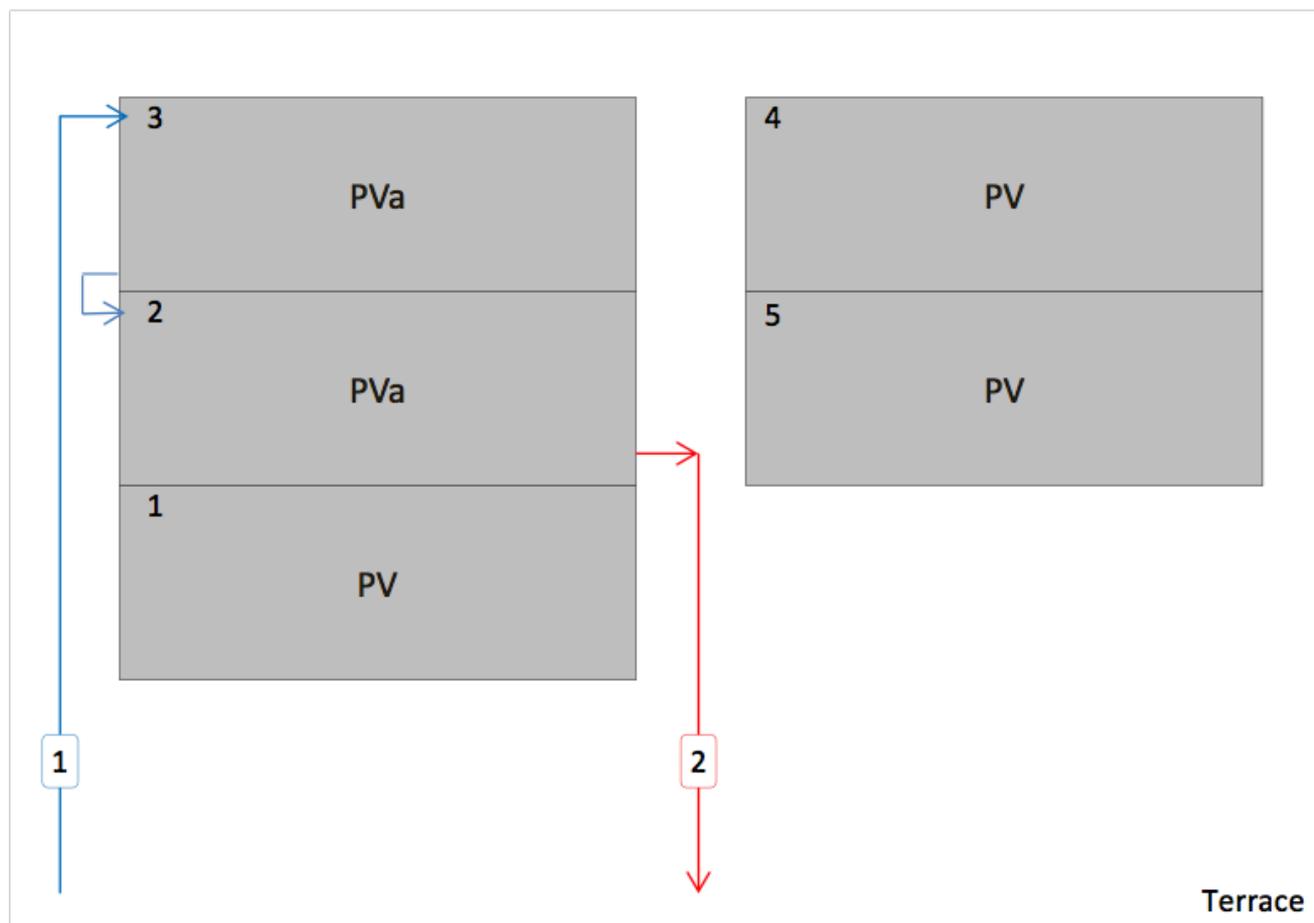
Quantidade	Equipamento e Instrumento
1	<i>Datalogger</i> [23]
5	Módulos FV [20]
1	Inversor <i>grid-tie</i> [21]
6	Termoresistências do tipo PT-100 [24]
1	Bomba d' água [22]
1	câmera termovisora [25]

3.2. Sistema de Medição

Os testes na usina U.P. compreendem as medições de temperatura, a produção de energia e consumo de água durante sua operação e seu funcionamento, ver Fig. 4 , consiste em:

- Ponto 1, linha de alimentação. A água circula ininterruptamente para reduzir a temperatura de operação dos módulos FV. Esta linha é alimentada por dois reservatórios, de 10,0 m³ cada, que fornecem água as UMAR, ligadas em série;
- Ponto 2, linha de descarga. Conduz o fluido refrigerante da saída do arrefecedor até o reservatório, desta forma toda a água disponibilizada retorna para o mesmo local sem que haja perdas;
- Módulo FV-2 recebe o modelo B de Unidade Modular Arrefecedora (UMAR);
- O módulo FV-3 recebe o modelo A de UMAR;
- O módulo FV-5 utilizado para analisar e comparar a temperatura de operação dos módulos FV ao longo do dia.

Figura 4



3.3. Medição de Temperatura

O sistema de medição de temperatura consiste em seis termoresistências do tipo PT100 [25], com sinal de saída compatível com o *Datalogger* [24] e câmera termovisora [26]. A disposição dos sensores PT-100, ver Fig. 5, são idênticas nos módulos FV com e sem UMAR. Para cada módulo é fixado um sensor na região central [27], Sensor Meio ou SM, e um segundo, Sensor Ponta ou SP, próximo a junction box, ver Tab. II, diretamente na superfície inferior do módulo FV. No caso dos módulos FV com UMAR há dois furos na chapa metálica do absorvedor, de modo a permitir o contato direto entre o sensor e a superfície inferior do módulo FV. A câmera termovisora é utilizada para medir e verificar a distribuição das temperaturas dos módulos FV e UMAR operando em horários específicos, às 10h00, 12h00 e 15h00. A localização adequada é sempre o mais próximo do objeto de estudo, evitando assim o dispêndio de fios e cabos, possíveis perdas de comunicação entre os sistemas de prova e medição [27].

Figura 5

Posição dos sensores PT-100 nos módulos FV.

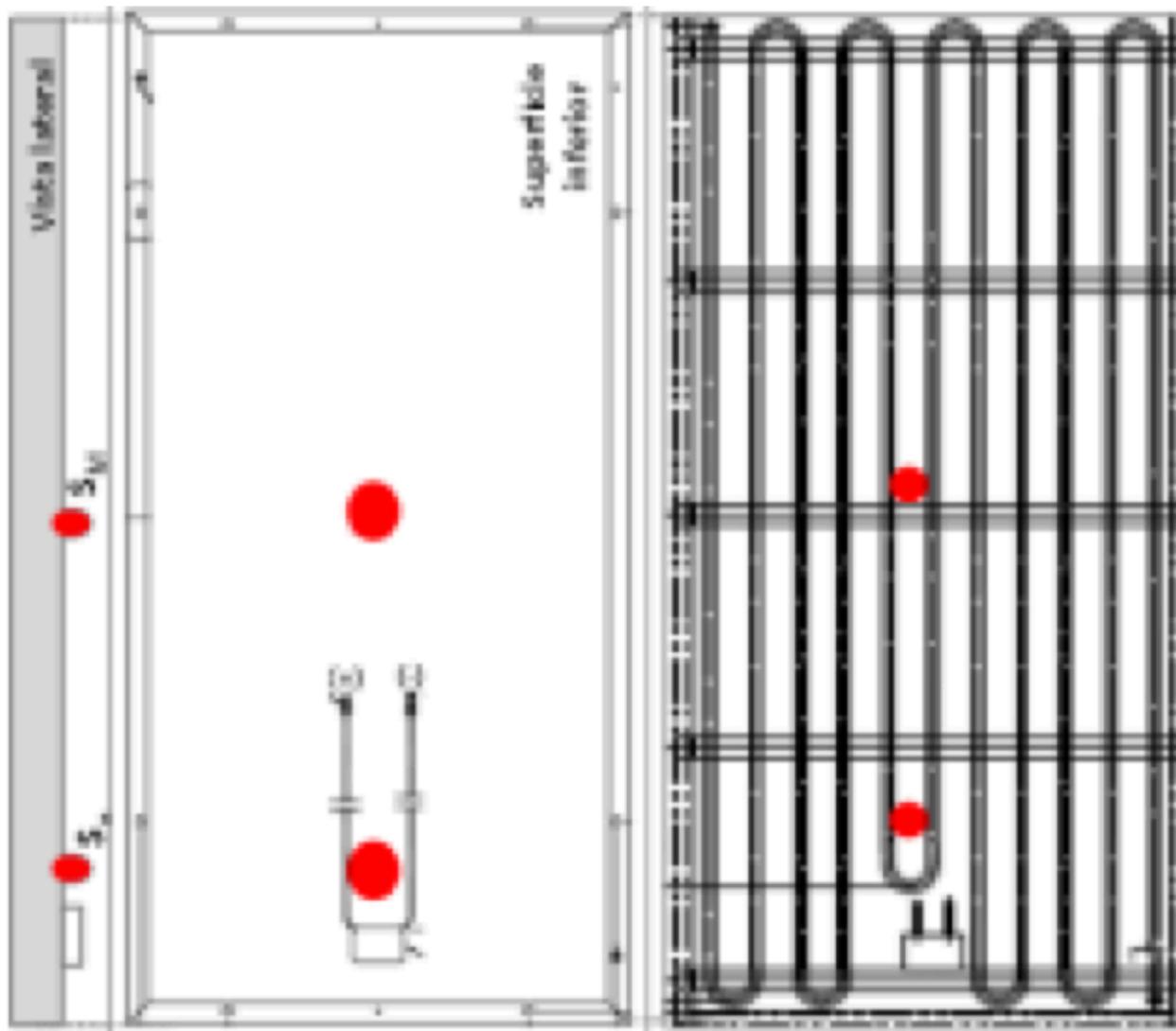


Tabela II
Identificação dos sensores de temperatura.

FV	Modelo UMAr	PT100	Código PT100
1	-	-	-
2	Modelo B (140,0mm)	SM SP	Meio_B Ponta_B
3	Modelo A (85,0mm)	SM SP	Meio_A Ponta_A
4	-	-	-
5	-	SM SP	Meio_Sem Ponta_Sem

4. Análise e Discussões

4.1. Operação do Sistema de fornecimento de água

Durante o período de teste, o fornecimento de água não apresentou problemas relacionados a

interrupções imprevistas e vazamentos. A alimentação operou fornecendo vazão, inicialmente a $4,83 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$ e Reynolds (Re) de 32.257. As temperaturas de entrada (Te) e saída (Ts) da água não apresentaram diferenças durante as medições pontuais. As variações de temperaturas ao longo do período de testes estão condicionadas a temperatura da água no reservatório e em relação à temperatura ambiente (Ta), ver Tab. III, Nos seis últimos dias de teste ocorreu redução da vazão em 86%, apresentando fornecimento constante de $6,6 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{s}$ e Re de 4.415. Essa diminuição não reduziu as trocas térmicas com os módulos FV, fato que demonstra que é possível operar um sistema de arrefecimento com baixa vazão.

Tabela III
Temperaturas (Te) e (Ts) da água do sistema de arrefecimento.

Data (dd/mm/aaaa)	Hora (hh:min)	Te (°C)	Ts (°C)	Ta (°C)
05/03/2015	10:09	21,0	21,0	28,9
16/03/2015	10:00	20,5	20,5	26,2
31/03/2015	10:00	21,0	21,0	(1)
14/04/2015	11:04	21,5	21,5	28,6
31/04/2015	10:29	20,5	20,5	(1)

(1) Não houve medição de temperatura ambiente.

4.2. Avaliação da Temperatura de Operação dos Módulos FV

O período diário de geração de energia elétrica registrado pelo inversor, durante os 61 dias de medições, tem início mínimo às 6h10min e término máximo às 19h00min. A média diária foi de 11h 13min, com máxima de 12h10min, no dia 05/03/2015, e mínima de 10h10min, no dia 06/03/2015, mostrando que num período de dois dias consecutivos ocorreu o maior e menor período de geração diário de energia elétrica, revelando que os eventos climáticos influem diretamente na produção de energia 4. A geração de energia registrada no período de testes totalizou 302,79kWh, e geração média de 4,96kWh/dia.

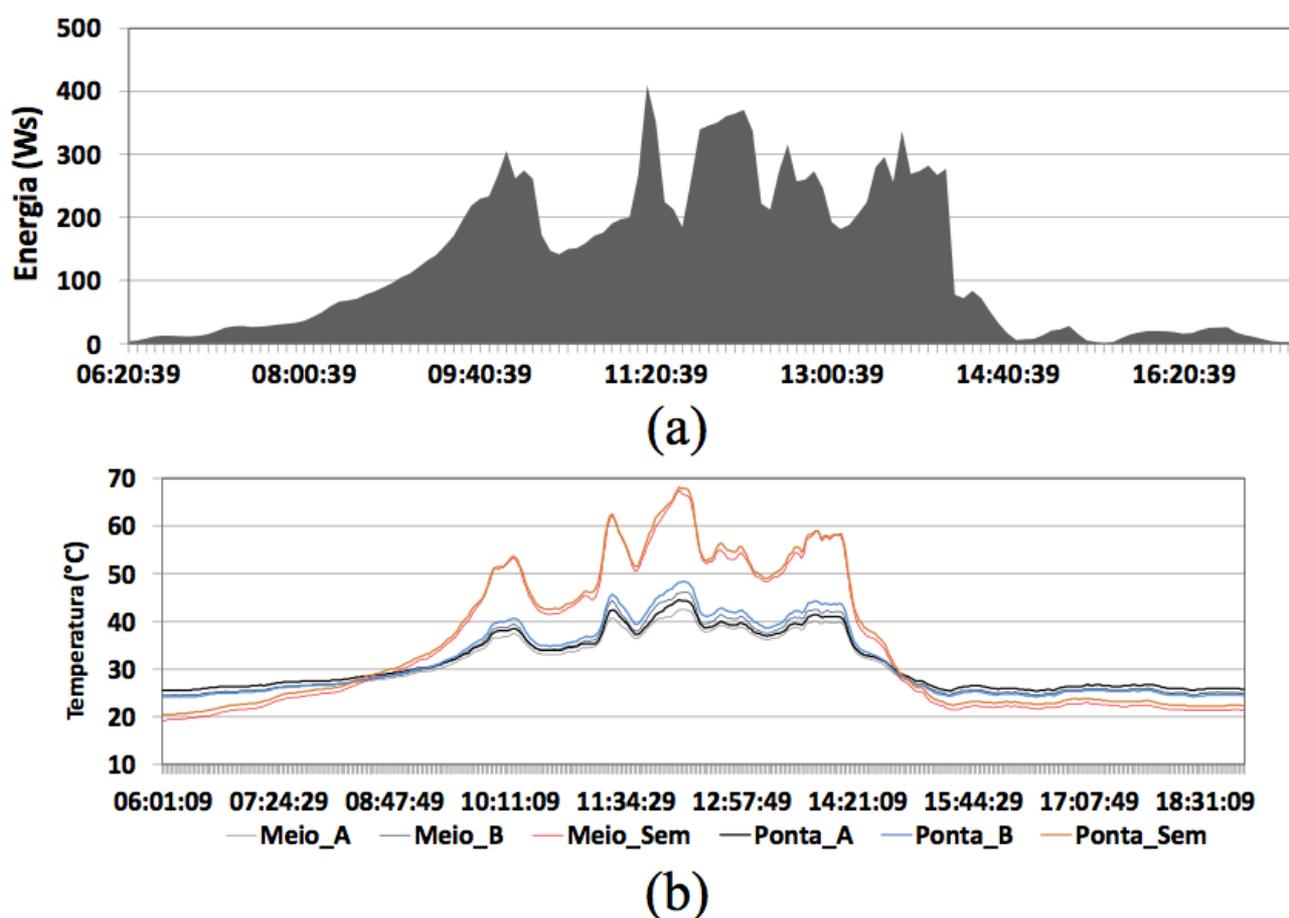
As temperaturas dos módulos FV-2 (TFV-2), FV-3 (TFV-3) e FV-5 (TFV-5), com e sem UMaR, variam ao longo das 24 horas de um dia. Na Fig. 6 (b) é possível verificar que a temperatura do módulo FV sem UMaR apresenta temperaturas inferiores às dos módulos FV com UMaR. Isto ocorre devido à baixa radiação solar e temperaturas ambientes amenas no início e fim do dia e pela capacidade térmica da água circulante ser maior que a do ar, ou seja, durante a noite a água perde menos calor do que o ar mantendo a sua temperatura e do módulo FV maiores que a temperatura do ar ambiente. Após o início da geração, as temperaturas dos módulos FV, arrefecidos e não arrefecidos, aumentam, no caso dos módulos FV não arrefecidos, isso ocorre mais acentuadamente ultrapassando a temperatura dos módulos FV com arrefecimento no início da manhã mantendo-se maior até o final da tarde, próximo ao término da geração, desde que não haja nenhum evento climático como chuvas ou aparecimento de nuvens densas por longo período.

Os dados de geração, no dia 16/03/2015, apresentaram rendimento diário abaixo da média para o período de teste, uma vez que a geração de energia foi de 4,72kWh/dia. Na Fig. 6 (a) e Fig. 6 (b) referentes à energia gerada e temperatura de operação dos FV-2, FV-3 e FV-5, observa-se uma correlação, pois há coerência na oscilação das curvas com picos de máximo e

mínimo próximos. A geração de energia apresenta boa produção até o início da tarde, com pico de 410 Ws, às 11h15min 39s. Após às 14h 00min 39s, a geração decresce atingindo patamares abaixo dos 30 Ws, mantendo essa produção até o fim do dia. O mesmo ocorre com as TFV-2, TFV-3 e TFV-5, que decrescem devido ao aparecimento de nuvens e precipitação de chuva que reduzem a radiação solar incidente e a temperatura ambiente da região da U.P. No instante 12h12min 49s, de registro da temperatura máxima ($T_{\text{máx}}$) em 16/03/2015, com $T_{\text{máx}} = 68,06$ °C, registrado pelo sensor Ponta_Sem do módulo FV-5, e temperatura mínima ($T_{\text{mín}}$) de 42,45 °C registrada pelo sensor Meio_A do módulo FV-3, diferença de 25,61 °C entre a maior e menor temperatura medida ($\Delta T(\text{máx-mín})$). Neste dia ocorreu a $T_{\text{máx}}$ e a maior $\Delta T(\text{máx-mín})$ durante o período de testes. Quando analisado a diferença de temperatura em um mesmo módulo FV (ΔTFV), tem-se que o FV-3 apresenta $\Delta TFV-3 = 2,06$ °C, o FV-2 a diferença é maior, $\Delta TFV-2 = 2,26$ °C, e o FV-5 apresenta $\Delta TFV-5 = 0,67$ °C, nesse instante o FV-5 apresenta temperaturas de operação mais homogêneas dentre os três. Além disso, as temperaturas registradas pelos dois sensores do FV-3 mostram que o mesmo opera abaixo da NOCT (SunEdison, 2012).

Figura 6

(a) produção de energia (Ws)
 (b) TFV-2, TFV-3 e TFV-5 (°C).

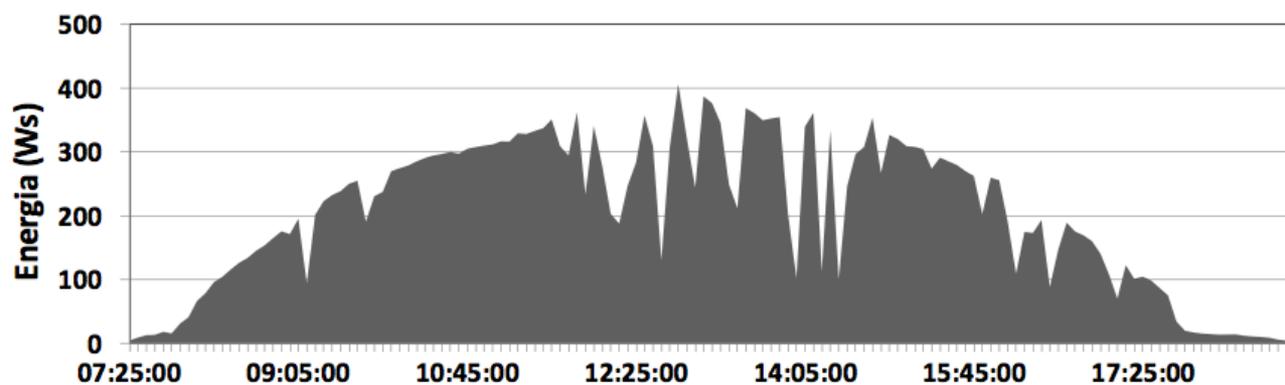


No dia 02/04/2015, a geração de energia apresenta boa produção durante todo o dia, com registro da maior geração de energia elétrica do período, 7,82kWh/dia. Na Fig. 7 (a) e Fig. 7 (b), referentes à energia gerada e a TFV-2, TFV-3 e TFV-5, assim como no dia 16/06/2015, observa-se correlação da oscilação das curvas, picos de máximo e mínimo, pois estão temporalmente próximos, ou seja, o aumento e queda das temperaturas e geração de energia estão na mesma faixa de horário. A curva de geração diária de energia inicia às 07h25min, com crescimento acentuado até 10h35min atingindo patamar de 300 Ws e mantendo-se neste nível até às 15h10min, salvo alguns períodos com quedas devido ao aparecimento de nuvens que reduzem a radiação solar direta incidente, após esse período há o decréscimo acentuado até o final da tarde finalizando a produção às 18h55min. O pico de geração, 407 Ws, ocorreu às 12h50min, comportamento desta curva se assemelha ao perfil ideal de geração de uma UFV [1,3] e de irradiância solar [28] para um dia sem presença de nuvens, em que possui aumento acentuado da geração ao longo da manhã com normalização entre o início e fim da tarde, seguido por forte queda até zerar a geração ao final da tarde. No instante 12h52min 23s, de

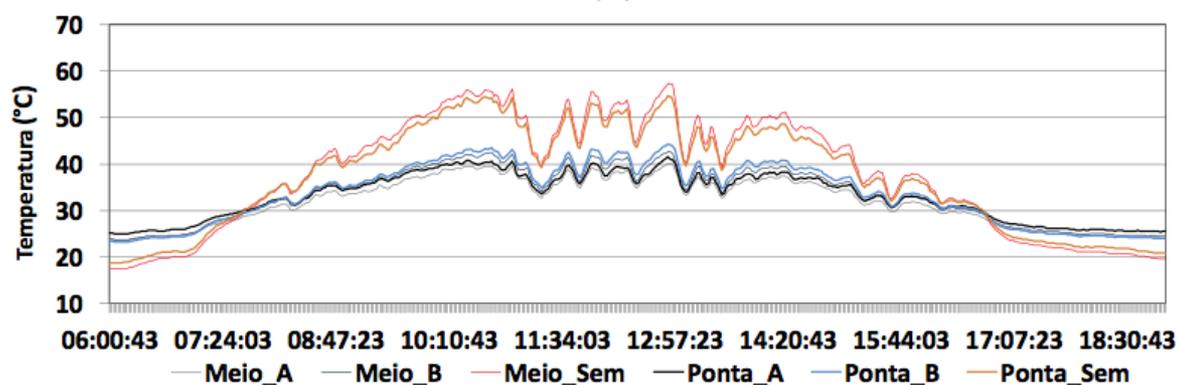
registro da $T_{m\acute{a}x}$ em 02/04/2015, com $T_{m\acute{a}x} = 57,31$ °C, registrada pelo sensor Meio_Sem, referente ao m3dulo FV-5, e $T_{m\acute{i}n} = 40,18$ °C, registrada pelo sensor Meio_A, referente ao m3dulo FV-3, uma $\Delta T(m\acute{a}x-m\acute{i}n)$ de 17,13 °C. Quando analisado a ΔT_{FV} , tem-se que o FV-3 apresenta $\Delta T_{FV-3} = 1,30$ °C, o FV-2 a ΔT_{FV-2} 3 maior, 1,67 °C, j\aa o FV-5 apresenta 2,65 °C, maior diferen\aa registrada nesse instante. Al3m disso, as temperaturas registradas pelos sensores do FV-3 mostram que o mesmo opera abaixo do NOCT. Mesmo com a maior gera\aa de energia do per\odo de testes, a $T_{m\acute{a}x}$ registrada, quando comparada com 16/03/2015, foi inferior em 10,75°C.

Figura 7

(a) produ\aa de energia (Ws)
(b) T_{FV-2} , T_{FV-3} e T_{FV-5} (°C).



(a)



(b)

Durante o per\odo de testes foram registradas 235 temperaturas superiores a 60 °C, presentes em 21 dias, com Temperatura m3dia (T_{m3d}) de 62,01 °C, $T_{m\acute{i}n} = 60,01$ °C e $T_{m\acute{a}x} = 68,06$ °C. Os registros ocorreram exclusivamente nos sensores do FV-5, dos quais 77,0% foi registrado no sensor Meio_Sem. No mesmo instante, as menores temperaturas registradas ocorreram exclusivamente no FV-3, com modelo A de arrefecedor, das quais 97,4% ocorreram no sensor Meio_A, com $T_{m3d} = 41,48$ °C, $T_{m\acute{i}n} = 39,4$ °C e $T_{m\acute{a}x} = 43,55$ °C. A m3dia da $\Delta T(m\acute{a}x-m\acute{i}n)$ registrada num mesmo instante pelos sensores foi de 20,53 °C, com m\axima de 17,79 °C e m\axima de 25,61 °C. Em rela\aa \aa ΔT_{FV} , tem-se que o FV-3 apresenta $\Delta T_{FV-3m3d} = 1,13$ °C, menor m3dia registrada, m\axima de 0,01 °C e m\axima de 3,68 °C, o FV-2 a $\Delta T_{FV-2m3d} = 1,69$ °C, m\axima de 0,63 °C e m\axima de 2,34 °C, j\aa o FV-5 a $\Delta T_{FV-5m3d} = 1,43$ °C, m\axima 0,01 e m\axima de 5,12 °C, maior diferen\aa m\axima registrada. Al3m disso, a temperatura registrada pelos sensores do m3dulo FV-3 mostra, assim como observado nos dias 16/03/2015, 02/04/2015, que o mesmo operou sempre abaixo do NOCT, com $T_{m\acute{a}x}$ registradas nos sensores Meio_A e Ponta_A de 43,55 °C e 44,75 °C, respectivamente, ver Tabela IV.

Tabela IV

T_{m3d} , $T_{m\acute{i}n}$ e $T_{m\acute{a}x}$ com $T_{FV} > 60,00$ °C.

FV	Sensor PT100	T_{m3d} (°C)	$T_{m\acute{i}n}$ (°C)	$T_{m\acute{a}x}$ (°C)
	Meio_B	44,21	42,49	46,76

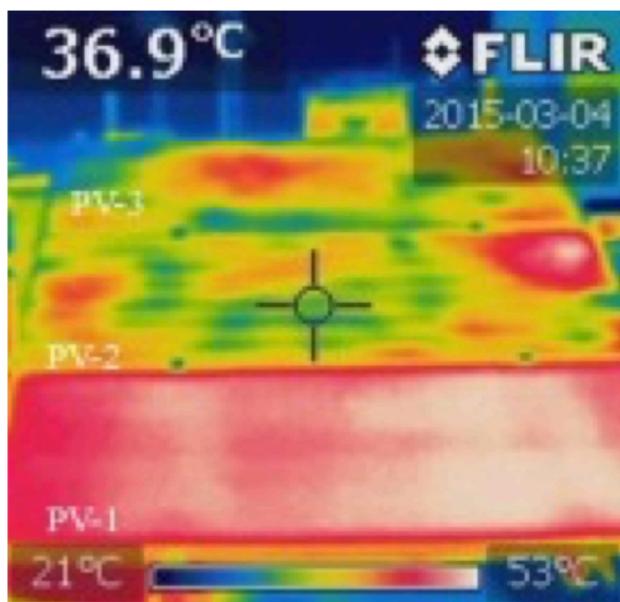
2	Meio_B	44,21	42,49	46,76
	Meio_A	41,48	39,40	43,55
3	Ponta_A	42,61	40,24	44,75
	Meio_Sem	61,86	58,86	67,39
5	Ponta_Sem	60,73	56,06	68,06

Durante o dia 04/03/2015 foram feitos diversos registros fotográficos às 10h00, 12h00 e 15h00, das superfícies, inferior no local de fixação dos sensores PT100, e superior dos módulos FV-1, FV-2, FV-3, FV-4 e FV-5. Com análise das imagens constata-se que $TFV-3 < TFV-2 < TFV-5$, assim como registrado pelos sensores PT100, característica verificada com auxílio da câmera termovisora, ver Tabela V. A maior temperatura, 56,6 °C, ocorreu no período das 10h00 registrado no sensor Meio_Sem do FV-5. Excetuando-se o FV-3, as maiores temperaturas foram registradas no local de fixação do SM. Outra observação, tanto o FV-3 quanto o FV-5 apresentaram as maiores temperaturas no período das 10h00, já o FV-2 apresentou a maior temperatura, 41,9 °C, no período das 12h00, na região do sensor Meio_B,. As menores temperaturas registradas ocorrem para os três módulos FV no período das 15h00, sendo a menor, 32,3 °C, região do sensor Meio_A, referente ao FV-3, seguido pelo FV-2, 35,5 °C, região do sensor Ponta_B, e pelo FV-5, 43,7°C, região do sensor Ponta_Sem. Com relação à temperatura na superfície superior, qualitativamente, o FV-1 apresenta temperatura elevada, em todos os três períodos, em relação aos FV-2 e FV-3. Quanto à distribuição das temperaturas, no FV-1 encontram-se mais uniformes do que as dos módulos FV arrefecidos, ver a região de contato com a serpentina do arrefecedor zona azul da Fig. 8 (a). A região com maior temperatura no módulo FV-1, ver Fig. 8 (c), encontra-se, como esperado, na região da *junction box*, canto inferior direito, nessa região concentra-se a transmissão de toda a energia gerada pelas células do módulo FV.

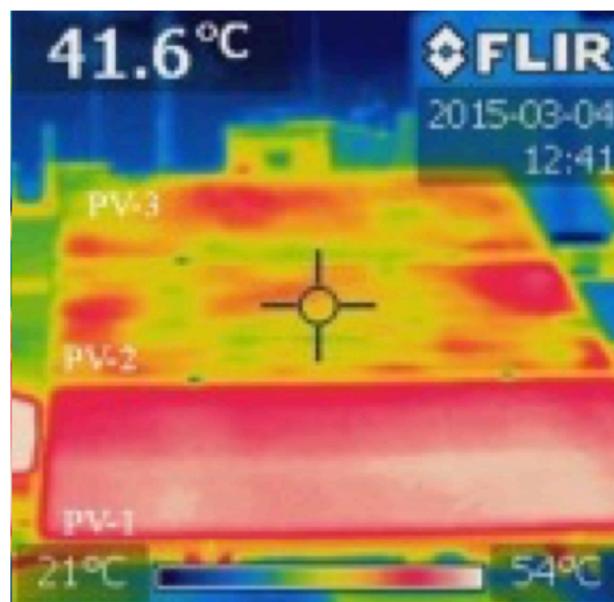
Figura 8

Superfície superior dos módulos FV.

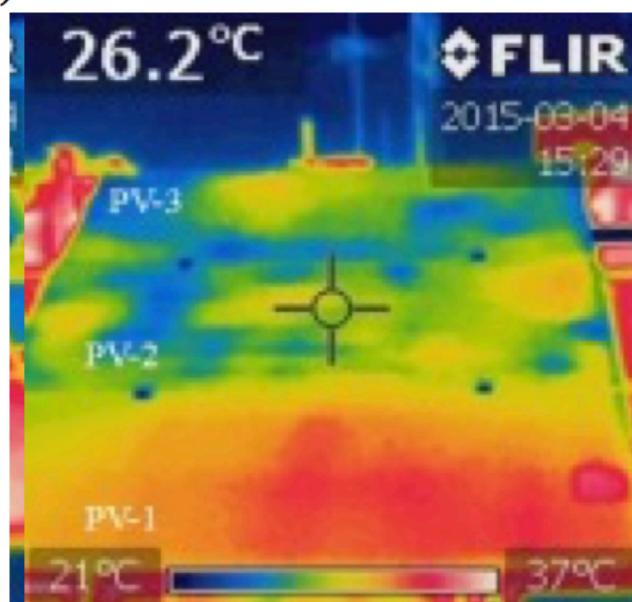
(a) 10hh:00min, (b) 12hh:00min e (c) 15hh:00min.



(a)



(b)



(c)

Tabela V

Temperaturas inferidas com câmera termovisora.

Período (hh:min)	FV	Sensor PT100	T (°C)
10:00	2	Meio_B	40,9
		Ponta_B	39,2
	3	Meio_A	36,6
		Ponta_A	37,1
	5	Meio_Sem	56,6
		Ponta_Sem	55,4
	2	Meio_B	41,9
		Ponta_B	40,0

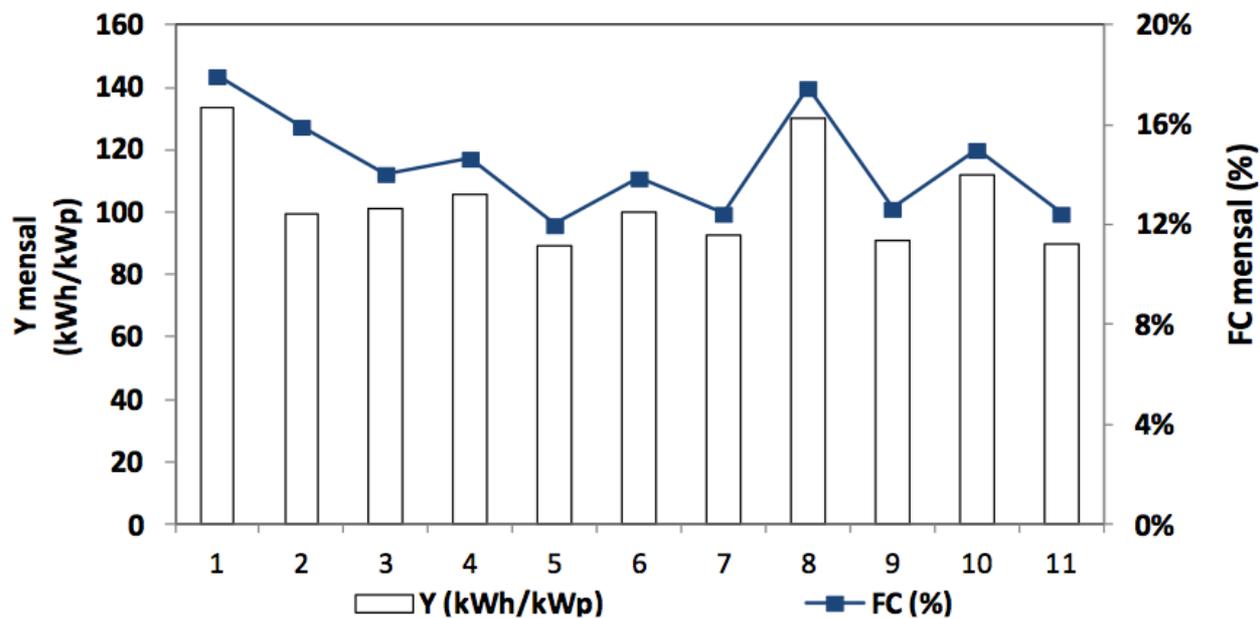
12:00	3	Meio_A	36,1
		Ponta_A	35,5
	5	Meio_Sem	55,2
		Ponta_Sem	54,0
15:00	2	Meio_B	35,7
		Ponta_B	35,3
	3	Meio_A	32,3
		Ponta_A	33,5
	5	Meio_Sem	44,1
		Ponta_Sem	43,7

4.3. Avaliação ao desempenho

Uma análise importante se dá pela verificação do rendimento final do sistema Y (Yield) que relaciona a saída líquida de energia dividida pela potência instalada do sistema (kWh/kWp). Este fornece uma medida relativa de energia produzida permitindo comparações de sistemas com projeto, tamanho e tecnologia diferentes [29]. Outro fator para avaliação do sistema é o fator de capacidade (FC), relação de energia líquida gerada pela geração teórica do sistema operando na capacidade instalada por 24h do dia.

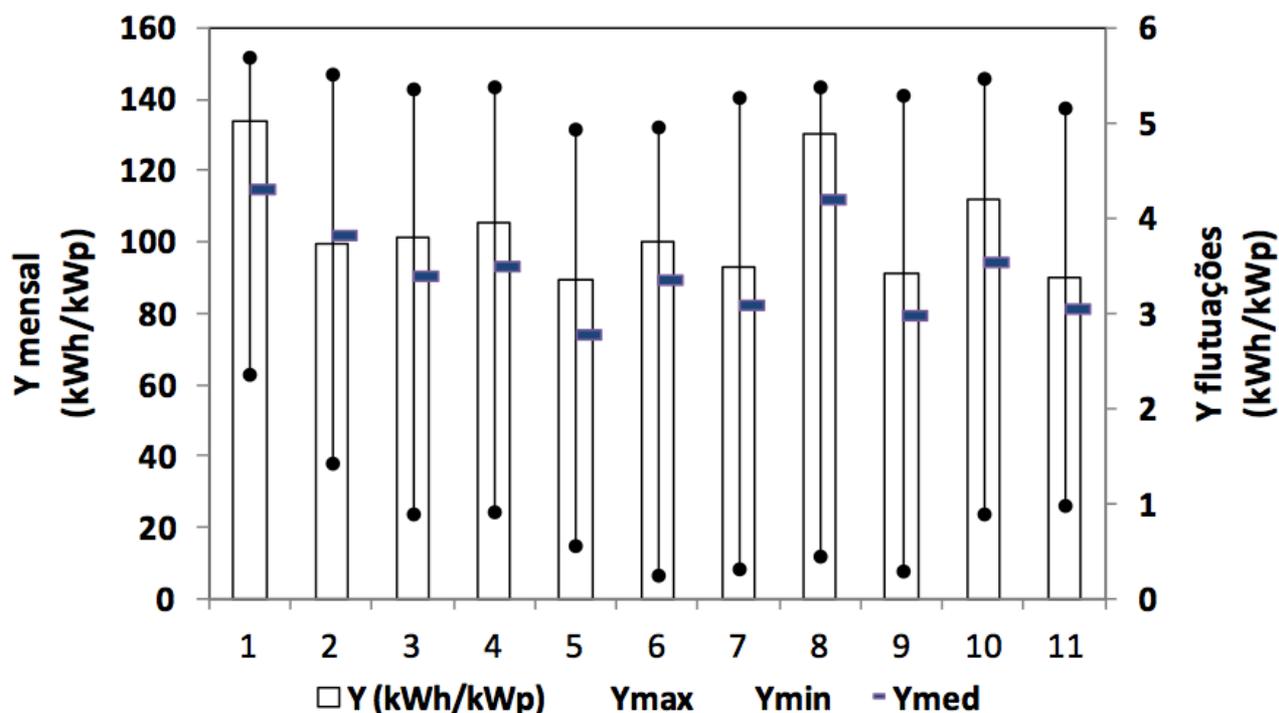
Na Fig. 9, os valores de Y e FC variam ao longo dos meses, esta relação é esperada devido às estações do ano (período seco e chuvoso), mas comparando os meses 3 e 4 referentes ao período de testes o Y (101,20 e 105,62) e o FC (14,1% e 14,7%) aos meses consecutivos é perceptível que a variação é mais abrupta com oscilações intensas até o mês 11. Durante os onze meses indicados o Y11 foi de 1.659,97 kWh/kWp.

Figura 9
Rendimento Final mensal (Y) e FC mensal do sistema.



A análise da Fig. 10 se pode verificar que o Y varia ao longo do mês, assim como ao longo do ano. Os valores Y máximos ($Y_{m\acute{a}x}$) são menos sensíveis ao longo do ano ficando acima dos 4,94 kWh/kWp já o Y mínimo ($Y_{m\acute{i}n}$) são mais sensíveis as condições vinculadas as estações do ano, observa-se que no período seco do ano meses de 5 a 9 os $Y_{m\acute{i}n}$ decrescem acentuadamente mantendo-se abaixo de 1,0 kWh/kWp. O Y médio ($Y_{m\acute{e}d}$) por outro lado oscila ao longo de todo o ano, mas ficando próximo ao quarto quartil da amostra. Em relação aos meses 4 e 5, período de testes, os valores de $Y_{m\acute{i}n}$ (0,90 e 0,91) e $Y_{m\acute{e}d}$ (3,4 e 3,5) apresentam as menores variações 0,01 e 0,1, respectivamente, do período, e $Y_{m\acute{a}x}$ (5,36 e 5,39) a segunda menor variação, essas características são únicas entre dois meses consecutivos presentes na amostra, indicando que o sistema de arrefecimento promove o melhor desempenho do sistema de geração.

Figura 10
Y mensal e Y flutuações mensal (kWh/kwp).



5. Conclusão

Com a análise dos dados foi comprovado que os módulos FV-2 e FV-3 apresentam temperaturas de operação, durante o período de geração de energia, menores que o FV-5. As máximas temperaturas diárias registradas no período ocorreram exclusivamente no FV-5, com $T_{m\acute{e}d}$, $T_{m\acute{i}n}$ e $T_{m\acute{a}x}$ de 62,01 °C, 60,01 °C e 68,06 °C, respectivamente, a diferença dessas temperaturas com as mínimas registradas no mesmo instante são 20,53 °C superior na média, com mínima de 17,7°C e máxima de 25,61 °C. Todas as menores temperaturas foram

registradas nos sensores PT110 do FV-3. Quando comparada as temperaturas do FV-2, com modelo B, com as do FV-3, com o modelo A, constatou-se que o FV-3 opera sempre abaixo dos 45 °C, ou seja, o modelo A permite que o FV-3 opere com temperatura inferior ao seu NOCT, pois as máximas registradas no FV-3 foram de 43,55 °C, sensor Meio_A, e 44,75 °C, sensor Ponta_A. Além disso, a relação da diferença de temperatura entre os sensores SM e SP em um mesmo módulo FV, para essas máximas temperaturas, são menores no FV-3, média 1,13 °C, do que no FV-2, média de 1,69 °C.

A análise dos fatores de desempenho Y e FC do sistema indicaram que a U.P. apresenta oscilações menores ao longo de um mês e em relação a meses consecutivos, variação Ymín e Yméd de 0,01 e 0,1, respectivamente, quando o sistema de arrefecimento está funcionando.

Portanto o modelo de UMAr escolhido para a produção em série e instalado no protótipo de UFV arrefecida após os testes na U.P. foi o modelo A.

Agradecimentos

À CESP por ser financiador do P&D ANEEL PE-0061-0037/2012 que possibilitou o desenvolvimento deste artigo. E também a equipe de pesquisadores do GEPEA/EPUSP e colaboradores que participaram direta e indiretamente na realização deste P&D ANEEL.

Referências Bibliográficas

1. SILVA, V. O. Estudo e modelagem da arquitetura modular de uma Usina Fotovoltaica arrefecida com protótipo de verificação. 2015. 167 p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2015.
2. VAN HELDEN W. G. J., VAN ZOLINGEN R. J. CH, ZONDAG H. A. FV thermal systems: FV panels supplying renewable electricity and heat. In: Progress in Photovoltaic: Res. Appl, 12: p. 415-426, 2004. (DOI: 10.1002/pip.559).
3. SILVA, V. O.; GIMENES, A. L. V.; GALVÃO, L. C. R.; UDAETA, M. E. M. Study, verification and selection of cooling system model for FV modules with Verification Prototype. In: European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU FVSEC), Hamburg, p. 2153-2158, 2015.
4. DUBEY, S.; SARVAIYA, J. N.; SESHADRI, B. Temperature dependent photovoltaic (FV) efficiency and its effect on FV production in the world - A review. In: Energy Procedia, (33) p. 311-321, 2013.
5. ODEH, S., BEHNIA, M. Improving Photovoltaic Module Efficiency Using Water Cooling. In: Heat Transfer Engineering, 30, 6, p. 499-505, 2009.
6. da Silva, V., Udaeta, M., Gimenes, A. and Linhares, A. (2017) Improving the Performance of Photovoltaic Power Plants with Determinative Module for the Cooling System. Energy and Power Engineering, 9, 309-323. doi: 10.4236/epe.2017.95021.
7. PRIEB, C. W. M. Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos. 2002. Dissertação (Mestrado) - UFERGS, Rio Grande do Sul, 2002.
8. KALOGIROU, S. Solar energy engineering: processes and systems. In: chapter 9, Academic Press, p. 469-517, 2009.
9. ALMEIDA, M. P. Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. 2012. 171 p. Dissertação (Mestrado). EP / FEA / IEE / IF, Universidade de São Paulo, 2012.
10. BRINKWORTH, B. J.; CROSS, B. M.; MARSHALL, R. H.; YANG, H. Thermal Regulation of Photovoltaic Cladding. In: Sol. Energy, 61, p. 169-178, 1997.
11. AYOMPE, L. M. et al. Measured performance of 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland. In: Energy Conversion and Management, v. 52(2), p. 816-825, 2010.
12. YAMAGUCHI, T.; KAWAKAMI, M.; KITANO, K.; NAKAGAWA, S.; TOKORO, T.; NAKANO, T.; et al. Data analysis on performance of FV system installed in south and north directions. In: 3rd world conference on photovoltaic energy conversion, p. 2239-2242, 2003.
13. KOZAK, T.; MARANDA, W.; NAPIERALSKI, A. Influence of Ambient Temperature on the Amount of Electric Energy Produced by Solar Modules. In: 16th International Conference Mixed Design of Integrated Circuits and Systems (MIXDES 2009), 2009.
14. IRWANTO, M.; IRWAN, Y M.; SAFWATI, I.; LEOW, WAI-ZHE.; GOMESH, N. Analysis simulation of the photovoltaic output performance. In: 2014 IEEE 8th International Power Engineering and

- Optimization Conference (PEOCO2014), 2014. DOI: 10.1109/PEOCO.2014.6814476.
15. JONES, A. D.; UNDERWOOD, C. P. A thermal model for photovoltaic systems. In: Solar Energy, Vol. 70 M° 4, p. 349-359, 2001.
 16. KAWAJIRI, K.; OOZEKI, T.; GENCHI, Y. Effect of Temperature on FV Potential in the World. In Environ. Sci. Technol., 45 (20), p. 9030-9035, 2011.
 17. USAMA, M. S; ARIF, A. F M.; KELLEY, L.; DUBOWSKY, S.; Three-dimensional thermal modeling of a photovoltaic module under varying conditions. In: Solar Energy, 9(86) p. 2620-2631, 2012.
 18. MAKRIDES, G.; ZINSSER, B.; GEORGHIOU, G. E.; SCHUBERT, M.; WERNER J. H. Temperature behavior of different photovoltaic systems installed in Cyprus and Germany. In: Solar Energy Materials & Solar Cells, 93, p. 1095-1099, 2009.
 19. TEO, H. G.; LEE, P. S.; HAWLADER M. N. A. An active cooling system for photovoltaic modules. In: Applied Energy, 90, p. 309-315, 2012.
 20. SILVA, V. O.; UDAETA, M. E. M.; GIMENES, A. L. V.; GALVAO, L. C. R.; BERNHARD, D. B.; RIGOLIN, P. H. C.; LINHARES, A. L.; SILVESTRE, W. P.; ABREU JR., A. C.; KURATANI, H. Design and Engineering of Modular Cooling Units for Photovoltaic Modules. In: European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU FVSEC), Hamburg, p. 2718-2723, 2015.
 21. SunEdison. MEMC Silvantis™ P290 Modulo: Data Sheet_Q2 2012 United States, 2012.
 22. Fronius. Manual do Inversor Fronius Galvo 1.5-1. Disponível:
http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/fronius_brasil/hs.xsl/7552_9347.htm#.WEXZemzruUk
 23. KSB. KSB Hydrobloc P500 monofásica 220V: Data Sheet N° A2748/49.8P/6, Brazil, 2007.
 24. Manual do datalogger Fieldlogger – Novus. Disponível:
http://www.novus.com.br/downloads/Arquivos/v16x_manual_fieldlogger_portuguese_a4.pdf.
 25. Novus. Termorresistências Pt100; 2015a.
http://www.novus.com.br/downloads/Arquivos/folheto_pt100.pdf
 26. Flir. Termovisores Compactos: Características dos Termovisores FLIR i5 e FLIR i7. Flir Systems, Brasil, 2010.
 27. NREL. Monitoring System Performance – 2011.
 28. Morais Junior, H. S.; Cavalcante, R. L.; Galhardo, M. A. B.; Macedo, W. N. Aplicação de Energia Solar Fotovoltaica – Um estudo de Caso na Região Amazônica. Revista Geonorte, v. 2, p. 1303-1309, 2012.
 29. Marion, B.; Adelstein, J.; Boyle, K.; Hayden, H.; Hammond, B.; Fletcher, T.; Canada, B.; Narang, D.; Shugar, D.; Wenger, H.; Kimber, A.; Mitchell, L.; Rich, G.; Townsend, T.; Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference and Exhibition, Lake Buena Vista, Florida, USA, 2015.

-
1. Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (GEPEA/EPUSP), São Paulo, Brasil
 2. Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo, São Paulo, Brasil
 3. Ryerson University, Toronto, Canadá
 4. Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (GEPEA/EPUSP), São Paulo, Brasil. vinicius.oliveira.silva@usp.br
-

Revista ESPACIOS. ISSN 0798 1015
Vol. 39 (N° 04) Año 2018

[Índice]

[No caso de você encontrar quaisquer erros neste site, por favor envie e-mail para [webmaster](#)]