

DESENVOLVIMENTO EMPIRICO-ANALITICO DE UNIDADE ARREFECEDORA PARA USO FUNCIONAL EM MODULOS FOTOVOLTAICOS

Vinicius Oliveira da Silva – vinicius.oliveira.silva@usp.br

André Luiz Veiga Gimenes – gimenes@pea.usp.br

Universidade de São Paulo, Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas

Antônio Celso Abreu Junior - antonio.abreu@outlook.com

Secretaria de Energia do Estado de São Paulo

Miguel Edgar Morales Udaeta – udaeta@pea.usp.br

Universidade de São Paulo, Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas

Resumo. O objetivo do trabalho é avaliar, medir e verificar a arquitetura e desempenho de unidades arrefecedoras a serem aplicadas em módulos fotovoltaicos comerciais. São analisados e testados métodos e procedimentos das atividades de desenvolvimento do modelo final de equipamento de arrefecimento para módulo PV, visando diminuir a temperatura de operação e aumento do desempenho da produção de energia elétrica de uma Usina Solar Fotovoltaica (UFV). Metodologicamente consolidam-se e realizam-se a descrição procedimental de desenvolvimento, a medição e verificação (M&V) de três modelos de unidades modulares arrefecedoras (UMAr). Assim evidencia-se que a produção dos dois modelos, parte do estudo, do tipo chapa-tubo não apresentaram problemas construtivos e nem operativos, porém o modelo do tipo múltiplos canais apresenta sim problemas no processo, por exemplo, de soldagem, devido à pequena espessura das chapas, e apesar de tudo não resiste ao teste de estanqueidade, apresentando, por exemplo, vazamentos, tal que sua construção acarreta aumento dos custos de desenvolvimento. A M&V em ensaios empíricos demonstra que a temperatura de operação do módulo PV com o primeiro modelo permaneceu abaixo da temperatura NOCT ($47\pm 2^{\circ}\text{C}$), enquanto que o módulos PV sem UMaR apresentaram temperaturas superiores a $65,1^{\circ}\text{C}$. Com esses resultados conclui-se que o modelo mais apropriado visando à construção em série é o de serpentina denominado de modelo A.

Palavras-chave: Energia Solar, Fotovoltaico/Térmico, Sistema de Arrefecimento de FV

1. CONTEXTO

A grande exposição à radiação solar associada com alta temperatura ambiente eleva a temperatura de operação do módulo fotovoltaico (PV) (Kawajiri *et al.*, 2011) (Teo *et al.*, 2012) (Dubey *et al.*, 2013), equipamento de produção de energia elétrica em estado sólido, impactando diretamente na sua eficiência e energia de saída, uma vez que temperaturas de operação altas reduzem a tensão produzida (Abdolzadeh e Ameri, 2009). Esse efeito é intensificado em regiões tropicais, baixas latitudes, com grande incidência de radiação solar tal como a região de instalação da UFV do estudo localizada em uma Usina Hidrelétrica (UHE) no estado de São Paulo/Brasil. As maiores temperaturas em um módulo PV ocorrem na superfície inferior (Teo *et al.*, 2012) devido ao material polimérico que o constitui possuir condutividade térmica inferior ao silício, material da célula PV, ou seja, apresenta maior capacidade de reter calor. Essa diferença alcança ordem de $10,0^{\circ}\text{C}$. Portanto, é preferível arrefecer o módulo PV a partir da superfície inferior, em vez utilizar água, por exemplo, para arrefecer a superfície superior, esse fenômeno pode ser visto na Fig. 1, que apresenta a temperatura de operação das superfícies, superior e inferior, de um mesmo módulo PV.

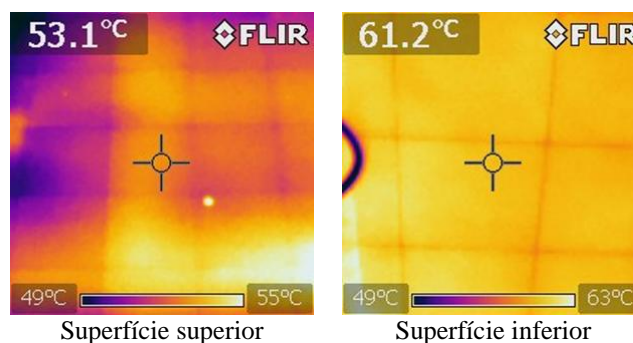


Figura 1 – Imagem infravermelha das superfícies superior e inferior do módulo PV instalado na UFV.

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

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

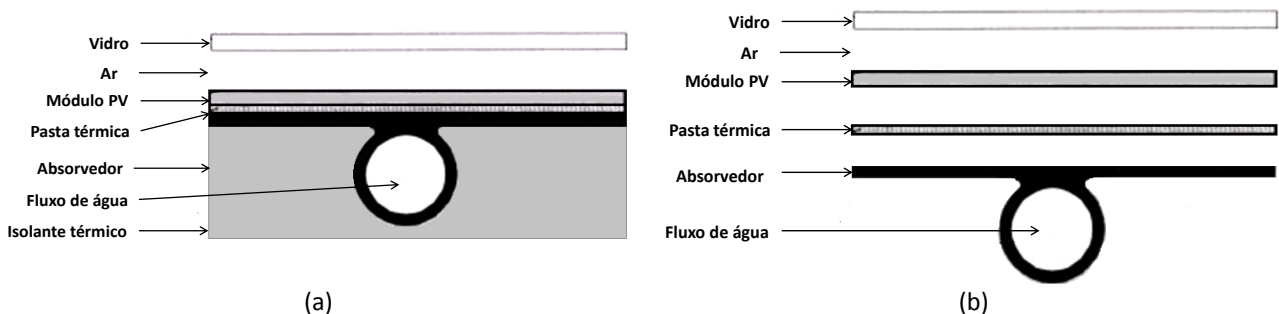


Figura 2 - Sistema PVT-água do tipo chapa tubo. (a) com isolante térmico e (b) sem isolante térmico.

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

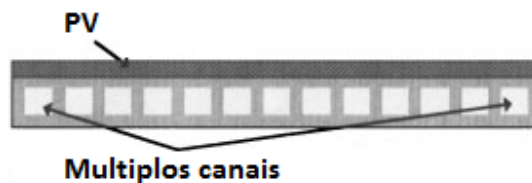


Figura 3 - Sistema PVT-água do tipo múltiplos canais.

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

Este trabalho expõe o desenvolvimento e procedimentos das atividades sistêmicas de desenho, engenharia e produção de três modelos funcionais de equipamento para arrefecimento de módulo PV, de modo a reduzir a

temperatura de operação e aumentar o desempenho na produção de energia elétrica com intervenção real em uma UFV efetivamente implantada e operando em área de uma UHE comercial em operação há 37 anos.

2. ELEMENTOS METODOLOGICOS

O desenvolvimento dos três modelos de Unidade Modular Arrefecedora (UMAr) para seleção de modelo final segue os seguintes passos:

- Seleção dos materiais empregados na construção dos modelos;
- Determinação das dimensões dos arrefecedores;
- Determinação dos métodos construtivos empregados no processo de fabricação;
- Pré-testes de fixação e estanqueidade;
- Instalação de uma UMaR na UFV construída, para verificar possíveis dificuldades e adequações do equipamento e do sistema de fixação à usina; e
- Medição e Verificação (M&V) do funcionamento e operação dos modelos na Unidade de Provas (UP);
- Seleção do modelo final para construção em série.

3. FUNDAMENTOS E DESENVOLVIMENTO DAS UNIDADES ARREFECEDORAS

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

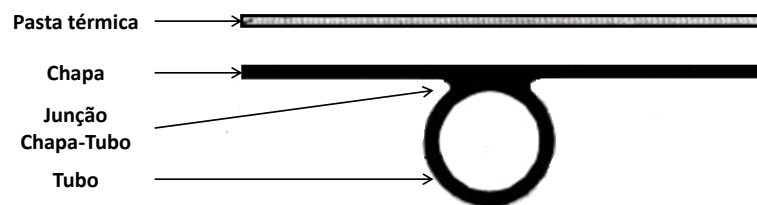


Figure 4 - Partes que constituem um arrefecedor do tipo chapa-tubo.

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

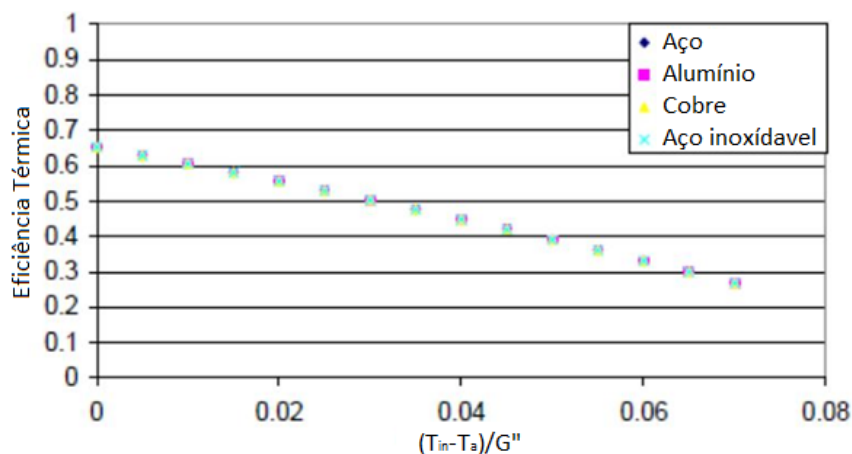


Figura 5 - Eficiência térmica em relação ao tipo de material utilizado no coletor de calor (Anderson e Duke, 2010).

Assim, a seleção do material da chapa e do tubo levou em consideração aspectos construtivos, técnicos, operativos, características física e química do material como:

- Primeiramente o material utilizado deve ser o aço;
- As dimensões, comprimento e largura, do módulo PV devem ser iguais ou próximas à chapa para evitar processos de corte, e por sua vez, descarte de material;
- Material deve ser leve;
- Capacidade de resistir às intempéries do tempo, pois o arrefecedor fica exposto ao tempo e sujeito a chuvas, sol e inversões térmicas ao longo do dia;
- Permitir processos de soldagem.
- O diâmetro do tubo deve ser pequeno, para garantir que a velocidade de escoamento do fluido seja de aproximadamente 2,0 m/s, sem demandar grande volume de água, inviabilizando o modelo; e
- Pequena espessura do tubo, ponderando o peso, pois o seu comprimento é padronizado (6.000 mm), e resistência mecânica a flexão para garantir a rigidez e integridade estrutural do arrefecedor;

Portanto, o tipo de chapa escolhido foi de aço fina com revestimento de zinco em bobina, norma NBR 7008 grau ZC, e do tubo foi o aço carbono DIN 2394 (atualmente DIN EM 10.305-3), no estado de fornecimento NBK (normalizado em atmosfera controlada).

3.1 Desenvolvimento dos modelos do tipo chapa-tubo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Portanto, com a determinação do tipo de pasta epóxi condutora, os dois modelos do tipo chapa-tubo puderam ser finalizados, e a pasta adicionada. É importante frisar, que esta pasta epóxi não possui nenhum estudo sobre a sua durabilidade ao longo do tempo, um, dois e até dez ou vinte como é o caso da garantia do módulo PV. Portanto, assim como será estudado e analisado o comportamento dos arrefecedores operando ao longo dos meses em campo, a pasta também passará por análise durante esse período, pois a validação da UMaR tem como característica, além da efetivação da queda de temperatura dos módulos PV, garantir que o equipamento resista às condições ambientes e de operação ao longo do tempo.

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



Figura 6 - Modelo do tipo chapa-tubo após receber aplicação de pasta térmica, polimento e tinta anti-corrosiva.

3.2 Desenvolvimento do modelo do tipo múltiplos canais

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

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

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



Figura 7 - Dutos fixados na chapa.

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

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

3.3 Desenvolvimento da estrutura de fixação arrefecedor/módulo PV

O desenvolvimento da estrutura de fixação ocorreu a partir da premissa que este deve utilizar apenas a estrutura do quadro metálico do módulo fotovoltaico (PV) e ao mesmo tempo não prejudique o seu funcionamento e integridade

física, essa característica é importante, pois as estruturas, nas quais os módulos PV são instalados para formarem uma usina, não possuem padronização. Além disso, a instalação deste suporte deve ser simples, rápida, e sem a necessidade de ferramentas especiais.

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

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

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



Figura 8 - Sistema arrefecedor/módulo PV instalado na UFV.

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

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

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

4. ANALISE DE RESULTADOS E VERIFICAÇÃO EMPÍRICA MODULAR DAS UMAR

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

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

Durante o período de testes foram registradas 235 temperaturas superiores a 60°C presentes em 21 dias, 34,4% dos 61 dias de testes de operação da U.P. Essas temperaturas apresentaram média de 62,01°C, mínima de 60,01°C e máxima de 68,06°C. Os registros ocorreram exclusivamente nos sensores do módulo PV-5, sem arrefecimento, dos quais 23,0% registrado no S_{p_Sem} e 77,0% no sensor S_{M_Sem}. No mesmo instante, as menores temperaturas registradas ocorreram exclusivamente no módulo PV-3, com modelo A de arrefecedor, das quais 97,4% ocorreram no sensor S_{M_A} e 2,6% no sensor S_{p_A}, com média de temperatura de 41,48°C, mínima de 39,4°C e máxima de 43,55°C. A média da diferença entre a máxima e mínima temperatura registrada num mesmo instante pelos sensores foi de 20,53°C, com mínima de 17,79°C e máxima de 25,61°C. Em relação à diferença de temperatura em um mesmo módulo PV, para essas máximas temperaturas, têm que o módulo PV-3, com o modelo A de arrefecedor, apresenta diferença de temperatura média de 1,13°C, menor média registrada, mínima de 0,01°C e máxima de 3,68°C, o módulo PV-2, com o modelo B de arrefecedor, a diferença média é de 1,69°C, mínima de 0,63°C e máxima de 2,34°C, já o módulo PV-5 apresenta média de 1,43°C, mínima 0,01 e máxima de 5,12, maior diferença máxima registrada.

Além disso, a temperatura registrada pelos sensores do módulo PV-3 mostram que o mesmo opera abaixo do seu limite de temperatura nominal de operação da célula (NOCT), já que as máximas registradas no sensor S_{M_A} e S_{p_A} foram de 43,55°C e 44,75°C, respectivamente, para o período, ver Tab. 2.

Tabela 2 - Temperaturas médias, mínimas e máximas dos 21 dias com T > 60,00°C.

PV	Modelo	Sensor PT100	T _{Méd} (°C)	T _{Min} (°C)	T _{Máx} (°C)
2	Modelo B	S _{M_B}	44,21	42,49	46,76
		S _{p_B}	45,90	43,84	48,33
3	Modelo A	S _{M_A}	41,48	39,40	43,55
		S _{p_A}	42,61	40,24	44,75
5	-	S _{M_Sem}	61,86	58,86	67,39
		S _{p_Sem}	60,73	56,06	68,06

5. CONCLUSÃO

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

Com M&V empírica em unidade de provas, foi comprovado que os módulos PV-2 e PV-3, com UMAr, apresentam temperaturas de operação, durante o período de geração de energia, menores que o módulo PV-5, sem UMAr. As máximas temperaturas diárias registradas ocorreram exclusivamente no módulo PV-5, com temperaturas média, mínima e máxima de 62,01°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 diferença de 17,7°C e máxima de 25,61°C. Todas as mínimas temperaturas foram registradas nos sensores PT110 do módulo PV-3, com modelo A de arrefecedor. Quando comparada as temperaturas do módulo PV-2, modelo B de arrefecedor, com as do módulo PV-3, com o modelo A de arrefecedor, constatou-se que o módulo PV-3 opera sempre abaixo dos 45°C, ou seja, o modelo A permite que o módulo opere com temperatura inferior ao NOCT, pois as máximas registradas no módulo PV-3 foram de 43,55°C no S_{M_A} e 44,75°C no S_{p_A}. Além disso, a relação da diferença de temperatura entre os sensores S_M e S_p em um mesmo módulo PV, para essas máximas temperaturas, são menores no módulo PV com modelo A, média 1,13°C, do que no módulo PV com modelo B, média de 1,69°C.

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

Agradecimentos

À CAPES, pela concessão de bolsa de MSc., 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 e colaboradores que participaram direta e indiretamente na realização deste P&D ANEEL.

REFERÊNCIAS

- Abdolzadeh, M.; Ameri, M.; Improving the effectiveness of a photovoltaic water pumping system by spraying water over the front of photovoltaic cells. In: Renewable Energy, 2009, 34 (1) p. 91-96.
- Anderson T. and Duke M.; Analysis of a Photovoltaic/Thermal Solar Collector for Building Integration. Department of Engineering, University of Waikato, Hamilton, New Zealand, 2010.
- Chow TT, He W, Ji J. Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application. Sol Energy 2006;80(3):298–306.
- Dubey, S., Sarvaiya, J. N., Seshadri, B.; Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world - A review. Energy Procedia; 2013. (33) p. 311-321.
- Elnozahy, A., Rahman, A. K. A., Ali, A. H. H., Abdel-Salam, M., Ookawara, S.; Performance of a PV module integrated with standalone building in hot arid areas as enhanced by surface cooling and cleaning. In: Energy and Buildings, 2015, (88) p. 100-109.
- Kawajiri K, Oozeki T, Genchi, Y. Effect of Temperature on PV Potential in the World. Environmental Science and Technology 2011;45:9030-5.
- Silva, V. O.; Udaeta, M. E. M.; Gimenes, A. L. V.; Galvão, L. C. R. . Analysis and Evaluation of Cooling Systems for the Selection and Prototype Development for Solar Photovoltaic Power Plant - ILS. In: EU PVSEC 2014, Amsterdam, Netherland, 2014, DOI: 10.4229/EUPVSEC20142014-5BV.2.13.
- Teo, H. G., Lee, P. S., Hawlader M. N. A.; An active cooling system for photovoltaic modules, Applied Energy, 90, 309-315, (2012).
- van Helden W. G. J., van Zolingen R. J. Ch, Zondag H. A.; PV thermal systems: PV panels supplying renewable electricity and heat. PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2004; 12:415–426 (DOI: 10.1002/pip.559).
- Zondag HA, De Vries DW, Van Helden WGJ, Van Zolingen RJC, Van Steenhoven AA. The yield of different combined PV-Thermal collector designs. Solar Energy 2003; 74(3): 253–269.

MODULAR COOLING UNIT EMPIRICAL-ANALYTICAL DEVELOPMENT FOR FUNCTIONAL USE IN PHOTOVOLTAIC MODULES

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

Key words: Solar Energy, Photovoltaic/thermal, PV Cooling system