

ANÁLISE TÉCNICA PARA CONCEPÇÃO/PROJETO DE USINA SOLAR FOTVOLTAICA ARREFECIDA EM UHE

Erich Heng An Tsai – erichtsai89@gmail.com

Brunno Riccomini Silotto – brunno.silotto@gmail.com

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

Luiz Claudio Ribeiro Galvão – lcgavao@pea.usp.br

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

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

Resumo. Este trabalho tem como objetivo apresentar a viabilidade da instalação de uma usina fotovoltaica arrefecida (UFVa) integrada a uma usina hidrelétrica (UHE), por meio da avaliação da implementação dos equipamentos e materiais envolvidos na operação em estado normal com o intuito de avaliar vida útil, manutenção e descomissionamento do sistema. Os resultados demonstram que uma UFVa deve conter: (i) uma unidade modular arrefecedora (UMAr) por módulo FV, esta não deve interferir na estrutura do módulo FV para permitir a continuidade da garantia do fabricante; (ii) a fixação da UMaR deve utilizar a própria estrutura do módulo FV; (iii) o sistema de alimentação de fluido refrigerante deve conter uma linha principal dotada de um medidor de vazão e uma válvula de bloqueio para permitir a supervisão, monitoramento e controle do fornecimento de fluido ao sistema; (iv) uma linha de descarga com uma válvula e bloqueio para facilitar manutenções; (v) interligação entre as UMaR no mínimo em série de dois para reduzir a vazão do sistema; (vi) linhas secundárias de distribuição e captação de fluido refrigerante devem ser robustas e conter uma válvula de bloqueio e controle na entrada e uma na saída de cada série de UMaR para isolar a(s) unidade(s) em caso de manutenção isolada e, assim, permitir que o sistema continue operando; (vii) um sistema de supervisão e monitoramento de temperatura dos módulos FV para auxiliar a operação e controle da alimentação de fluido ao sistema; (viii) controle de abertura da válvula principal da linha de alimentação vinculado à temperatura de operação dos módulos FV e hora do dia. Conclui-se que por não existir um procedimento oficial de execução, este modelo servirá como uma referência de boa prática de engenharia para o dimensionamento, a instalação, operação e de uma UFVa.

Palavras-chave: Energia Solar, Usina Solar Fotovoltaica Arrefecida (UFVa), Fotovoltaico/térmico

1 INTRODUÇÃO

Diversas tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas (FV) foram desenvolvidas nos últimos 60 anos e as células FV fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino (c-Si) dominam o mercado mundial atualmente, em 2011 atingiu 87,9% deste mercado. As outras tecnologias comercializadas são baseadas em filmes finos de telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS), silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), silício microcristalino (μ -Si) e silício crescido em fitas (Si-fitas). Células FV multijunção de alta eficiência, células baseadas em corantes (DSSC – DyeSensitized Solar Cells) ou polímeros também estão sendo desenvolvidas.

Há no mundo 46 Usinas Solares Fotovoltaicas (UFV) com potência instalada maior ou igual a 150 MW sendo a maior o projeto Tenger Desert Solar Park com 1.547 MWp na China, e a segunda maior também se encontra na China, o projeto Datong Solar Power Top Runner Base, que atualmente possui 1.000 MWp mas será ampliada para 3000 MWp, nos Estados Unidos podemos citar a Solar Star com 575MW de potência, localizado em Rosamond (Califórnia, Estados Unidos), possuindo em sua totalidade 1,7 milhões de painéis solares e uma área ocupada de 13 Km² (REN21. 2015).

Atualmente a conversão da radiação solar em energia elétrica apresenta baixa eficiência, para células de uma única junção, o limite teórico é da ordem de 30% (Limite de Schokley-Queiser) e as melhores células FV de Si fabricadas em laboratório atingiram a eficiência de 25%. Fatores ambientes impactam na redução da eficiência de módulos FV como o sombreamento causado por nuvens ou objetos, e principalmente, o seu aumento de temperatura devido ao tempo de exposição à radiação solar e temperatura ambiente (Silva *et al.*, 2014).

Com o intuito de diminuir essas perdas foram criados métodos de resfriamento das células, como, por exemplo, a utilização de água para refrigerá-las. Assim, o desenvolvimento de tecnologia de arrefecimento para módulos FV pode aumentar o desempenho na geração de energia elétrica de uma UFV com a diminuição da temperatura de operação dos módulos FV, principalmente em locais com alta temperatura ambiente e grande radiação solar incidente, como é o caso de muitas regiões brasileiras, viabilizando a implantação desses empreendimentos devido ao aumento do fator de capacidade (FC) e redução do tempo de retorno do investimento.

1.1 Sistema de Arrefecimento

O arrefecimento dos módulos FV ocorre por meio da troca de calor da superfície do módulo com algum fluido, mais comumente o ar ou a água, enquanto que a água apresenta um melhor rendimento em esfriar as células ela não é tão abundante e de fácil acesso quanto o ar. Os arrefecedores podem ser classificados em descoberto, quando o fluido tem contato com o meio exterior, ou coberto, quando o fluido não possui contato com o meio exterior. A passagem do fluido para a troca de calor pode ser feita diretamente pela face das células ou pela superfície inferior delas através de dutos ou serpentinas, podemos assim separar os tipos de FVT em líquido, ar ou ar-líquido quando usa uma mescla dos dois fluidos (Silva *et al.*, 2014). Para os sistemas mais eficientes, no momento, existem duas técnicas de arrefecimento à água que se destacam:

- Fluxo Livre: Sistema em que a água flui continuamente por cima dos painéis FV. Este método consiste em aproveitar o índice de refração da água (1,3) intermediário entre vidro (1,5) e ar (1,0) e a sua melhor capacidade de trocas térmicas, podendo reduzir a temperatura em até 22 °C além de gerar um excedente na produção de energia de 10,3% devido a redução da reflexão de raios solares, resultando num ganho de 8-9% levando-se em conta a energia gasta para o bombeamento (Krauter, 2004).
- Fluxo por serpentina: Sistema em que a troca de calor ocorre na parte de baixo das placas FV por uma base de serpentina com fluxo de água.

Sobre a escolha do modelo a ser utilizado, além do ganho de energia, é necessário levar em conta a configuração topológica, infraestrutura disponível, o acesso à água e condições climáticas típicas da região. Além disso, devem-se avaliar as particularidades de cada método. No caso de fluxo livre, há a limpeza das placas (água limpa poeira e sujeiras da superfície), tecnicamente mais simples (mais facilidade para adicionar à placa FV, menor custo de projeto), porém, tem como principais desvantagens o risco de vazamentos e o desperdício de água por evaporação, já que é um sistema aberto. Sobre o caso de fluxo por serpentina, seu projeto mais complexo implica em restrições construtivas (laminação e soldagem do trocado de calor) e, conseqüentemente num custo mais elevado, apesar disso, possui vantagens como a possibilidade de usar materiais com melhores propriedades de troca de calor e é menos afetado por atuações externas por se tratar de um sistema fechado.

Assim, reduzir a temperatura de módulos FV de c-Si (modelos dominantes do mercado) tem como benefício o aumento da geração de energia elétrica das usinas existentes sem que haja necessidade de novas áreas e instalação de novos módulos FV, mas dado a disparidades de modelos de arrefecimento e a falta de normas, este trabalho se justifica uma vez que tem o objetivo de demonstrar a viabilidade da instalação de uma usina fotovoltaica arrefecida (UFVa) integrada a uma usina hidrelétrica (UHE) baseado no modelo desenvolvido por Silva (2015) que proporcionou ganhos médios de rendimento de 5,9% na produção de energia, 10,3% na potência e 5,4% no FC.

1.2 Elementos Metodológicos

A metodologia adotada para elaboração deste trabalho baseia-se em:

- Estudo e determinação do marco teórico do sistema desenvolvido por Silva (2015);
- Caracterização e enumeração dos componentes do protótipo de UFVa;
- Estudo e caracterização da operação, vida útil e manutenção dos componentes e equipamentos do protótipo de UFVa;
- Determinação do modelo básico de uma UFVa integrado a uma usina hidrelétrica; e
- Estudo e caracterização do descomissionamento de UFVa.

2 VALIDAÇÃO DO PROJETO

O estudo de caso de Silva (2015) corresponde a um protótipo de UFVa, localizado na área da barragem da Usina Hidrelétrica, é um sistema FV centralizado com 344 painéis FV totalizando 99,76 kW de Potência instalada. O Sistema é separado em 2 subsistemas, um no solo totalizando 76,56 kWp e outro no telhado do prédio administrativo somando mais 23,20 kWp. Foram instalados arrefecedores em um string correspondendo a 12,8% de todos os painéis FV, um segundo string localizado próximo ao string de teste foi usado como comparação para testar a eficácia do arrefecimento, ambos localizavam-se no sistema solo e juntos correspondiam a 25,6% da capacidade total instalada. Foram medidos o fluxo de potência, a geração de energia, as temperaturas de entrada do fluido e de saída, temperatura ambiente e nas células FV, a radiação solar e a velocidade do vento a fim de determinar o aumento do rendimento e da produção de energia no string FV arrefecido, tal melhora no desempenho foi verificada.

De acordo com Silva (2015) foi comprovado que a temperatura dos painéis FV do strings de teste operam com temperaturas inferiores em relação aos do string de comparação, Tab. 1, pois os painéis FV do string de teste sempre operam em temperaturas inferiores a 37,0 °C, ou seja, no mínimo 8,0 °C abaixo do limite mínimo de NOCT (Normal Operating Cell Temperature), enquanto que os painéis do string de comparação operavam em temperaturas de até 59,9 °C, valor 14,9 °C acima do limite mínimo de NOCT, neste mesmo instante a diferença entre a máxima e mínima temperatura de operação dos painéis FV foi 25,8 °C.

Para não deixar dúvidas, no período que compreende das 11hh:00min as 15hh:00min, no qual ocorre a maior geração de energia elétrica e, por sua vez, são registradas as maiores temperaturas de operação dos painéis FV de ambos

os strings, a temperatura dos painéis FV do string de comparação são sempre superiores a 45,0 °C enquanto as do string de teste não ultrapassaram os 36,2 °C. Quanto à geração de energia elétrica foi comprovada que a utilização de unidades modulares arrefecedoras em painéis FV aumenta o rendimento da produção de energia elétrica de uma UFV, pois o string de teste gerou até 3,0 kWh.dia de energia a mais que o string de comparação, totalizando 11 kWh para o período analisado no período estudado. Para dados mais detalhados referentes ao dia 09/06/2015, a Tab. 1 demonstra as temperaturas registradas, durante o período de geração elétrica, nos sensores do string sem arrefecimento (A, B, C, D) e do string com arrefecimento (E, F, G, H), e a Tab. 2 mostra a variação média da temperatura e as comparações de potências do string arrefecido em relação ao não arrefecido.

Tabela 1- Aquisição de Temperatura dos strings (Aneel, 2015).

HORÁRIO	TEMP A (°C)	TEMP B (°C)	TEMP C (°C)	TEMP D (°C)	TEMP E (°C)	TEMP F (°C)	TEMP G (°C)	TEMP H (°C)
10:30:00	50,2	50,5	50,2	50,0	33,2	32,2	33,0	32,8
10:45:00	53,1	53,5	53,2	53,2	34,3	33,0	33,7	33,6
11:00:00	52,1	52,3	51,5	51,0	34,0	32,7	33,1	33,0
11:15:00	53,2	52,9	52,4	52,0	34,2	32,9	33,5	33,3
11:30:00	50,3	50,7	50,5	50,7	33,3	32,3	33,0	32,9
11:45:00	55,0	55,2	53,9	54,2	35,2	33,8	34,4	34,2
12:00:00	57,6	57,8	56,3	56,1	35,8	34,3	34,8	34,6
12:15:00	56,3	56,6	55,6	55,9	35,4	34,1	34,8	34,7
12:30:00	55,4	55,8	55,3	55,8	35,2	34,0	34,7	34,6
12:45:00	56,3	56,6	56,3	56,2	35,6	34,2	34,9	34,8
13:00:00	53,5	54,2	52,1	52,8	34,7	33,6	34,1	34,1
13:15:00	50,6	51,5	50,1	51,4	34,0	33,0	33,8	33,8
13:30:00	50,3	51,0	49,5	50,6	34,2	33,1	33,9	33,9
13:45:00	52,3	52,7	51,9	52,5	34,3	33,2	34,1	34,0
14:00:00	50,1	50,5	49,7	50,1	33,9	32,9	33,7	33,7
14:15:00	51,1	51,3	50,9	50,9	33,8	32,7	33,7	33,6
14:30:00	50,4	50,8	50,6	50,8	33,5	32,4	33,4	33,4
Médias	52,8	53,2	52,4	52,6	33,4	33,3	33,9	33,8

Tabela 2- Comparação da potência gerada e ganho (Aneel, 2015).

HORÁRIO	POTÊNCIA GERADA SEM ARREFECIMENTO	POTÊNCIA GERADA COM ARREFECIMENTO	DIMINUIÇÃO MÉDIA TEMP. (°C)	AUMENTO TENSÃO DC (%)	AUMENTO POTÊNCIA AC (%)
10:30:00	7.497	7.923	17,41	5,5%	5,7%
10:45:00	8.353	8.406	19,58	4,6%	0,6%
11:00:00	8.162	8.646	18,54	2,5%	5,9%
11:15:00	7.738	8.350	19,16	10,0%	7,9%
11:30:00	7.650	8.037	17,64	4,7%	5,1%
11:45:00	7.661	7.786	20,19	3,1%	1,6%
12:00:00	7.957	7.840	22,03	2,4%	-1,5%
12:15:00	8.462	8.901	21,29	4,7%	5,2%
12:30:00	8.235	8.758	20,94	6,1%	6,4%
12:45:00	8.231	8.735	21,47	5,1%	6,1%
13:00:00	8.175	8.684	19,04	5,4%	6,2%
13:15:00	8.185	8.682	17,25	6,1%	6,1%
13:30:00	7.980	8.430	16,56	6,6%	5,6%
13:45:00	7.580	7.808	18,45	6,2%	3,0%
14:00:00	7.729	8.058	16,58	6,2%	4,3%
14:15:00	7.468	7.862	17,60	5,6%	5,3%
14:30:00	7.326	7.608	17,50	6,2%	3,8%
Médias	7.905	8.266	18,90	5,35%	4,55%

3 PROJETO USINA FOTOVOLTAICA ARREFECIDA

3.1 Fator dimensionamento de inversor

O FDI (Fator de Dimensionamento de Inversores) representa a relação entre a potência nominal do inversor e a potência nominal máxima do gerador fotovoltaico. Um FDI de 0,7 indica que a capacidade do inversor é 70% da potência máxima do arranjo fotovoltaico (CEPEL, 2014).

Um estudo realizado por Macêdo (2006), avaliou qual FDI seria mais adequado para as diferentes localidades brasileiras. Percebeu-se que a diferença em termos de produtividade anual para FDI superior a 0,55 em um mesmo inversor é pequena, geralmente inferior a 50 kWh/kWp/ano. A diferença é maior quando se compara, para um mesmo FDI, diferentes modelos de inversor, obtendo-se valores de até 100 kWh/kWp/ano. Então, para o caso da produtividade anual, a escolha do equipamento pode influenciar mais do que a escolha da relação FDI propriamente dita. Observando-se o comportamento de um único inversor, percebe-se que a produtividade cai de forma mais acentuada para valores de FDI inferiores a 0,6 em função do processo de limitação de potência. O processo de limitação, também conhecido como perdas CC no inversor, ocorre quando o gerador fotovoltaico disponibiliza uma potência maior do que a capacidade do inversor. Como consequência, a potência de saída é limitada ao valor da potência nominal do equipamento.

Independentemente da localização do inversor notou-se que as perdas por limitação do inversor são inferiores a 10% para FDI de 0,5 e inferiores a 3% para FDI de 0,6 (Macedo, 2006). Isso revela que o subdimensionamento é de fato uma prática interessante para os SFCR (Sistema FV conectado à rede). Logo, ao projetar um sistema é necessário analisar as características do inversor a ser usado, ele ditará quantos strings o sistema pode ter e suas configurações. Optaremos por um inversor de 12kW da Fronius International.

A opção deste modelo se deu ao fato de o conhecermos previamente, a escolha do inversor para a instalação vai do critério do projetista, no site do INMETRO há uma lista com todos os inversores certificados em território nacional, entretanto a lista disponibilizada pelo INMETRO é pequena, qualquer inversor em conformidade com as normas previamente especificadas pode ser utilizado. Há diversas marcas de inversores para se escolher, e diversas potências nominais, a escolha da potência nominal irá ser definida de acordo com a filosofia de projeto do projetista, enquanto inversores de potência nominal maior e mais próxima da potência desejada para o parque solar têm menor custo que vários inversores de menor potência nominal, que necessitarão trabalhar juntos para atingir a mesma potência que os inversores de potência nominal maior, caso haja um defeito no inversor, ou ele atinja sua vida útil, o número de strings e consequentemente de painéis solares desconectados da geração até a reparação ou troca do inversor será maior quando comparado ao cenário de vários inversores de menor potência nominal.

Além de desconectarem áreas maiores de geração da rede caso falhem, inversores maiores podem apresentar maior perda de geração em decorrência de sombreamento, caso um objeto impeça a incidência de luz em uma porção do string, podendo o objeto ser uma nuvem encobrendo partes da instalação. Os módulos sombreados diminuirão sua potência gerada e por consequência suas tensões e correntes, a diminuição da tensão dos módulos acarreta na diminuição de tensão do string, e caso o string fique com uma tensão V_{cc} menor que a de operação do inversor, o inversor não aproveitará essa energia gerada. Como inversores maiores aceitam mais strings esse fenômeno é potencializado nesse tipo de configuração.

3.2 Arranjo fotovoltaico

O projetista ao escolher o módulo deve levar em conta o preço, a qualidade e vida útil, a potência e as dimensões do módulo. O INMETRO possui uma lista com os módulos certificados, no caso do estudo é selecionado um módulo 290 Wp (SunEdison, 2012) por ser o mesmo utilizado por Silva (2015). Com ambos os equipamentos selecionados podemos agora dimensionar os strings. O inversor suporta uma tensão mínima de 230 V e máxima de 500 V enquanto que o módulo possui uma tensão em circuito aberto de 44,7 V, sendo assim um string precisa ter no mínimo 6 módulos em série, que somaria 268,2 V em circuito aberto, para funcionar, e no máximo 11, que somaria 491,7 V em circuito aberto. É necessário também verificar se a tensão de operação não ficará abaixo da tensão mínima do inversor que, com o aumento da temperatura há uma queda na tensão gerada pelos módulos FV, no caso desse módulo FV em operação a 60 °C sua tensão é próxima de 30 V, portanto um string com menos que 8 módulos, quando estiver operando em um dia muito quente e podendo o módulo chegar a operar a 60 °C, o string não gerará tensão o suficiente para o inversor funcionar. Assim, um string nesse inversor precisará ter entre 8 a 11 módulos em série.

Para determinar o número de strings em paralelo precisamos analisar a corrente gerada por cada string e a corrente máxima que o inversor comporta, a corrente de curto do módulo é 8,71 A enquanto que a corrente máxima do inversor é 83,4 A, sendo assim o máximo número de strings em paralelo que o inversor pode aceitar é 9, porém é necessário analisar também a potência gerada pelo conjunto para verificar se o inversor comporta essa potência, no ponto de máxima potência os módulos possuem tensão de 35,4 V e corrente de 8,2 A, que resulta em aproximadamente 290 W, com 11 módulos em cada string, cada string resulta em uma potência igual a 3.190 W, cada inversor pode comportar 12,8 kW, porém apenas em dias com alta radiação solar o sistema operará com máxima potência. É comumente instalado no inversor 20% a mais de sua potência máxima, sendo assim 15,2 kW. Dividindo a potência do inversor pela do string chegamos ao valor de 4,76 strings em paralelo para cada inversor nessa configuração de string, sendo assim cada inversor estará com 4 strings de 11 módulos conectados a ele, somando cada inversor 44 módulos FV e 12,76 kW. Se colocarmos 8 inversores nessas configurações teremos, 352 módulos FV no sistema e 102,8 kW de potência no sistema.

3.3 Orientação e incidência solar

Em geral, para uma operação adequada e eficiente, os módulos FV devem estar orientados em direção à linha do equador. No hemisfério Sul, a face dos módulos FV deve estar orientada em direção ao Norte verdadeiro. Na maioria dos locais, a direção do norte verdadeiro não coincide com o Norte magnético indicado na bússola necessitando de correção do referencial magnético. Não é recomendável instalar os módulos FV na horizontal ou com uma inclinação menor que 10° que é considerado pela necessidade de escoamento e limpeza dos módulos pela água das chuvas, o pouso de pássaros ou permanência de folhas, entre outros, que poderiam reduzir a eficiência de captação da radiação solar. Conforme as recomendações sobre a orientação que as placas devem ser instaladas, a UFV foi orientada para o norte verdadeiro, aproveitando ao máximo a incidência solar durante o ano. E, para geração máxima de energia ao longo do ano, a inclinação do módulo FV deve ser igual à latitude do local de instalação. Assim, tendo que a latitude do local de instalação da UFV é de -23.54, sendo assim o ângulo de inclinação da estrutura está em aproximadamente 25°, o que proporcionará um melhor aproveitamento na geração de energia.

3.4 Dimensionamento do sistema de arrefecimento

Para o sistema de arrefecimento é necessário, primeiramente determinar a disponibilidade e qualidade da água. Caso não esteja disponível em qualidade e volume necessários, os investimentos podem superar o ganho de rendimento devido ao arrefecimento dos módulos FV, inviabilizando a implantação do sistema de arrefecimento, mas como a UFV será instalada próxima à represa de uma hidrelétrica isso não será problema. O sistema de arrefecimento deve conter:

- Projeto do sistema hidráulico, contendo todos seus componentes como tubulação (diferentes diâmetros), válvulas de bloqueio e controle, medidor de vazão. É importante garantir um bom projeto e execução para evitar perdas de cargas, vazamentos e distribuição desigual entre os arrefecedores dos módulos FV;
- Sistema de medição e controle necessário para medir a temperatura de alguns módulos FV, a partir da superfície inferior do mesmo, medir a vazão de entrada e saída de fluido refrigerante, adicionar válvulas de bloqueio e controle da vazão para bloquear e isolar determinado string de arrefecedores;
- Arrefecedor, neste caso é o equipamento responsável por trocar calor com o módulo FV. Sua instalação pode ser em série, ou seja, o fluido que flui por um arrefecedor pode escoar e alimentar outros equipamentos, ou

dependendo da vazão de projeto, número de módulos FV e condição local de irradiância e temperatura ambiente pode ser um sistema único.

3.5 Instalação dos módulos Arrefecedores

A instalação de uma Unidade Modular Arrefecedora (UMAr) deve ser individual para cada módulo FV, ou seja, são necessárias várias unidades. Estas não devem interferir na estrutura do módulo FV, de modo a viabilizar a continuidade da garantia do fabricante e devem apresentar fácil manuseio de montagem. A fixação da UMaR deve utilizar a própria estrutura do módulo FV para reduzir custos e insumos de materiais, e facilitar a instalação. O sistema de alimentação de fluido refrigerante deve conter uma linha principal de alimentação dotada de um medidor de vazão e uma válvula de bloqueio para permitir a supervisão, monitoramento e controle do fornecimento de fluido ao sistema. Esta linha não pode conter equipamentos, além dos citados, que prejudique ou altere o fornecimento contínuo e perene de fluido ao longo do tempo. O sistema também deve conter uma linha de descarga para captação do fluido após a circulação pelas UMaR e, finalmente realizar a destinação final. Nesta linha deve conter uma válvula de controle e bloqueio para facilitar manutenções e controlar o sistema de alimentação.

A interligação das UMaR deve ser, no mínimo em série de dois, para reduzir a vazão do sistema, pois resultados de testes empíricos da CESP demonstraram que é possível de operar desta forma. Além da linha principal, linhas secundárias ou ramais de distribuição e captação de fluido refrigerante devem ser robustas e conter uma válvula de bloqueio e controle na entrada e uma na saída de cada série de UMaR para isolar a(s) unidade(s) em caso de manutenção isolada e, assim, permitir que o sistema continue operando.

O projeto deve conter um sistema de supervisão e monitoramento de temperatura dos módulos FV para auxiliar a operação e controle da alimentação de fluido ao sistema. Esse deve conter dois módulos FV monitorados, um no início e um no final da linha principal de alimentação, de modo a garantir que o sistema de arrefecimento opere de forma homogênea. Outro item é o controle de abertura da válvula principal da linha de alimentação (responsável por bloquear ou disponibilizar o fornecimento de água para a UFVa). Este, deve estar vinculado à temperatura de operação dos módulos FV. No mínimo, o controle deve considerar a abertura às 08h30min e fechamento às 17h30min, mas preferencialmente deve fechar em momentos de grande queda de temperatura dos módulos FV e da radiação solar incidente ao longo do dia.

4 OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Todo sistema fotovoltaico, seja ele conectado à rede ou isolado, de pequeno ou grande porte, deve passar por inspeção e manutenção regularmente, garantindo assim a continuidade da operação de forma eficiente e a ausência de problemas futuros. Assim é necessário elaborar e seguir um plano de operação e manutenção, baseado nas recomendações dos fabricantes e normas de segurança. Mesmo com as baixas tensões individuais geradas pelos módulos fotovoltaicos, a sua associação em sistemas fotovoltaicos da ordem kWp já são comuns tensões nominais da ordem de centenas de volts em CC e níveis letais de corrente elétrica.

Assim, os procedimentos de instalação e manutenção devem ser realizados por profissionais habilitados e treinados conforme a NR-10 e em curso de primeiros socorros. Para instalações de sistema fotovoltaicos (SFV) em telhados, o conhecimento da NR-35, referente a trabalho em altura se faz necessário. Caso as atividades de operação e manutenção (O&M) sejam feitas por equipe não especializada, o treinamento do supervisor de manutenção e dos demais encarregados é essencial, pois a reparação de possíveis falhas/colapsos deve ser feita tão rápida e eficientemente quanto possível. Recomenda-se que o responsável pelas atividades de O&M tenha habilidades tanto em nível funcional (executar por si mesmo as atividades de manutenção da central) quanto em relação à documentação (atualizar os registros de manutenção, de incidentes etc. e tratar a informação).

Uma má gestão do estoque de peças de reposição pode significar dias completos de parada para uma central FV. Por essa razão, é essencial ter sempre uma lista atualizada de todas as peças de reposição para a central, e assegurar que há quantidade suficiente de cada uma em estoque. Também é importante estar atento para o estoque de bens de consumo, como óleo, tinta, etc. Um sistema de monitoramento bem implementado para a central pode significar grandes economias na manutenção corretiva, já que possíveis defeitos podem ser detectados a tempo de evitar falhas mais sérias.

4.1 Manutenção preventiva

A Tab. 3 lista alguns procedimentos padrões de manutenção preventiva para os principais equipamentos da UFV, com base na periodicidade, de acordo com a resolução 482 da ANEEL, em micro geração distribuída.

Tabela 3 - Verificação padrão de sistemas de micro geração conectados à rede (ALTENER, 2004)

PERIODICIDADE	EQUIPAMENTO	VERIFICAÇÃO
Diária	Inversor	Se está em operação ou se existe mensagem de erro.
Mensal	Verificação da produção de energia	Registro das medições de energia e se estão de acordo com o esperado.
	Superfície do painel fotovoltaico	Se há acúmulos de sujeira, como folhas ou dejetos de pássaros. Removê-los com água (sem sabão).
A cada 6 meses	Caixa de junção	Se há insetos. Se há corrosão/umidade excessiva. Testar a continuidade dos fusíveis.
	Proteção contra descargas atmosféricas	Se está operacional após tempestades com descargas.
	Cablagem	Se há isolamentos danificados, marcas chamuscadas provenientes de arcos elétricos etc. Se as conexões estão boas.

4.2 Manutenção corretiva

A manutenção corretiva tem por objetivo reparar defeitos ou falhas no SFV após a sua ocorrência, além de evitar que os mesmos voltem a acontecer. Inclui a substituição de peças e equipamentos com defeitos de manutenção. É importante verificar se os equipamentos com defeitos possuem garantia e aciona-la em caso positivo. A Tab. 4 e Tab. 5 apresentam os principais problemas que podem ocorrer em um SFV, sua causa e a ação corretiva necessária para sanar o problema de acordo com o componente do sistema. No caso de outros componentes do SFV, como cabeamento, dispositivos de segurança e sistema de aquisição de dados, caso seja identificado um problema que afete a operação ou monitoramento do sistema, o componente deve ser substituído. Recomenda-se que as manutenções realizadas sejam documentadas por meio de relatórios com pelo menos as seguintes informações a fim de facilitar o processo de O&M: (i) descrição do problema encontrado; (ii) etapas realizadas para identificação da causa do problema e os procedimentos de manutenção realizados para sanar os problemas; e (iii) datas e pessoal técnico envolvido.

Tabela 4- Problemas do gerador fotovoltaico

SINTOMA	CAUSA	RESULTADO	AÇÃO CORRETIVA
Baixo fluxo de corrente de carregamento	Módulos sombreados	Queda de tensão na saída do gerador	Remover causa do sombreamento
	Interconexões do gerador quebradas ou oxidadas		Reparar as interconexões
	Diodos de bloqueio ou de desvio defeituosos		Substituir os diodos defeituosos
	Módulos danificados ou defeituosos		Substituir os módulos afetados
	Baixos níveis de irradiação solar disponíveis		Esperar por tempo ensolarado
	Módulos sujos		Limpar os módulos
	Orientação e/ou inclinação incorretas do gerador		Corrigir orientação e/ou inclinação
Baixa tensão no gerador	Cabeamento do gerador para o sistema de condicionamento de potência subdimensionado ou muito longo	Queda de tensão na saída do gerador	Substituir o cabeamento subdimensionado

Tabela 5- Problemas no inversor.

SINTOMA	CAUSA	RESULTADO	AÇÃO CORRETIVA
Nenhuma saída do inversor	Dispositivos de proteção e seccionamento (chaves, fusíveis, disjuntores etc.) abertos, danificados ou desconectados; cabeamento rompido ou oxidado	Nenhum fluxo de energia através do inversor	Fechar chaves, substituir fusíveis (determinar o motivo pelo qual os fusíveis ou os disjuntores estão abertos, danificados, ou desconectados, antes de substituí-los ou montá-los novamente); rearmar os disjuntores; reparar ou substituir o cabeamento danificado

5 ESTIMATIVA DE VIDA ÚTIL DO SISTEMA

Determinar a vida útil dos painéis FV é extremamente difícil pois a maioria (60%) de todos os painéis instalados foram instalados nos últimos 3 anos, em 2015 foi produzida 10 vezes mais energia através de FV do que na década anterior. Os módulos FV decaem 1% de sua produção no primeiro ano de instalação e geralmente 0,5% ao ano nos anos seguintes, as fabricantes normalmente garantem uma potência de no mínimo 90% nos 10 primeiros anos e 80% nos primeiros 20 (ou 25, em alguns casos) anos. Não há dados para saber até quando os painéis conseguem produzir eletricidade e, com os avanços atuais da tecnologia de todos os outros componentes necessários, até quando é economicamente viável manter esses painéis instalados. O primeiro painel FV moderno continua funcionando mesmo depois de 60 anos, e algumas das primeiras instalações possuem placas com mais de 30 anos de vida (SOLAR BANKABILITY).

Os inversores possuem uma vida útil bem menor, as produtoras geralmente dão uma garantia de 10 anos e expectativa de vida normalmente está na faixa dos 11 aos 14 anos de operação, porém algumas marcas possuem garantia expandida para 15, 20 ou 25 anos, e como acontece com os painéis, por ser uma tecnologia nova que está recebendo melhorias constantes, ainda não há dados confiáveis de até quando podem durar os novos inversores que estão no mercado (SOLAR BANKABILITY).

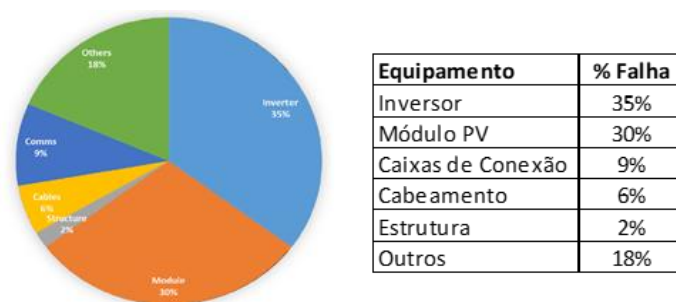


Figura 1- Percentual da ocorrência de falhas numa UFV (SOLAR BANKABILITY)

Apesar dos componentes FV apresentarem relativamente bons períodos de vida útil, uma parcela dos equipamentos é comprometida devido a problemas de instalação e má qualidade de manutenção. Segundo SynaptiQ (2016), de uma população que consiste em todos inversores instalados de 2010 até 2015, aproximadamente 10% dos inversores necessitaram de substituição antes de completarem 6 anos de operação, sendo que a maioria das trocas ocorreram antes dos 3 anos de operação. Da análise da SynaptiQ (2016), a taxa de reposição tem queda significativa após 5 anos, chegando a menos de 1%. Esta informação indica que as falhas são consequências de erros de instalação ou defeitos de fabricação e não do esgotamento da vida útil do componente. Dos inversores de até 100 kW monitorados que operam comercialmente desde 2010, mais de 2.000 unidades foram trocadas, o número pode ser maior caso a substituição de apenas peças do inversor também for considerada. Fato que é mais comum nos inversores de mais de 100 kW, já que além do maior custo de trocar um produto inteiro, estes são fisicamente maiores e são mais acessíveis para troca de peças.

6 DESCOMISSIONAMENTO

A etapa de descomissionamento consiste no conjunto de procedimentos necessários para a retirada de operação do sistema instalado após o vencimento da vida útil de seus componentes. Normas e recomendações quanto ao assunto ainda estão em fase de consolidação, na qual, cada país ou grupo de países estão adaptando as leis regulatórias de descarte de equipamentos eletrônicos para a UFV. A seguir temos diretrizes de descarte baseadas no diretório europeu WEEE (Waste Eletronics and Electrical Equipment). Vale ressaltar que o melhor aproveitamento econômico e o menor impacto ambiental dependem da atuação da área gestora do país por meio da criação de compromissos e incentivos.

6.1 Descarte de módulos FV

O grande problema do tratamento destes equipamentos são as células solares, as quais são compostas por silício, já os componentes em metal da estrutura e os cabos podem ser extraídos do módulo e serem tratados por empresas recicladoras de metais e eletroeletrônicos. Até ao momento no Brasil não existem empresas especializadas no recebimento e tratamento especial de módulos fotovoltaicos, mas é possível pressupor que com a difusão e fabricação de células solares no Brasil, se inicie a criação de empresas deste tipo. Outra solução adotada é a obrigação da indústria de módulos FV em recolher os equipamentos usados e se responsabilizar pelo tratamento. O acordo deve ser apoiado por um vínculo comercial de venda dos módulos para a unidade geradora. Caso, na fase de desativação, não existam

empresas que tratam as células solares no Brasil, as mesmas deverão ser exportadas para países que possuem a tecnologia para tratá-las.

6.2 Descarte de inversores e transformadores

Os inversores e os transformadores após a desinstalação serão encaminhados para empresas especializadas de reciclagem e tratamento de resíduos eletroeletrônicos respeitando as diretrizes do Novo Plano Nacional de Resíduos Sólidos (Lei 12.305 de 2010) e as diretrizes de manufatura reversa dos equipamentos eletroeletrônicos (ABNT – NBR 16156:2013).

6.3 Descomissionamento de uma UFVa

A UFVa não é composta somente por placas, inversores e transformadores. Toda a infraestrutura da unidade deve ser desmontada, ou seja, cercas, suportes, cabeamento também tem o seu devido tratamento. Se o descomissionamento for bem planejado, este reduzirá o custo financeiro do processo à concessionária. Apesar do custo de mão de obra e retorno financeiro variarem de acordo com país e região, a Tab. 6 mostra, de maneira genérica, a relação, que deve ser desenvolvida no planejamento da UFVa, entre o custo de desmontagem e o retorno com a reciclagem. Vale ressaltar que para uma UFVa integrada a uma UHE. Isso significa que os custos de mão de obra e de operação serão drasticamente reduzidos, pois a UHE já possui equipe técnica e infraestrutura para comportar esta operação de desmobilização.

Na União Europeia, existe um diretório dedicado que exigiu a regularização do tratamento dos módulos FV com prazo até 2014, WEEE Directive. O regulamento determina que os produtores das placas são responsáveis pelo controle dos produtos disponibilizados ao mercado e pelo compromisso financeiro do tratamento destes. Esta regulamentação é um modelo a seguir no Brasil, no qual há controle governamental por meio de leis e alinhamento com as empresas produtoras a fim de minimizar o impacto ambiental e garantir que a implementação de sistemas FV seja cada vez mais sustentável tanto energeticamente quanto economicamente.

Tabela 6- Custo do descomissionamento.

COMPONENTE	CUSTO DE DESMONTAGEM	RETORNO RECICLAGEM	OBSERVAÇÕES
Cercas	Moderado	Baixo	Materiais metálicos podem ser reaproveitados
Cabeamento	Alto	Alto	O custo de mão de obra para separar o material é amenizado pela reciclagem, pois possui itens reaproveitáveis valiosos como cobre e alumínio
Transformador	Moderado	Alto	Considerando o longo tempo de vida do equipamento, o retorno é significativo
Módulo FV	Alto	Muito baixo	Custo de desmontagem parecido com custo de instalação
Suporte metálico	Moderado	Alto	Matéria prima de valor
Vigas de madeira	Baixo	-	Madeira pode ser enterrada
Postes metálicos	Moderado	Alto	Matéria prima de valor
Arrefecedor	Moderado	Alto	Matéria prima de valor
Tubulação	Moderado	Moderado	Retorno da reciclagem depende do material
Concreto e outros itens não recicláveis	Alto	-	Alto custo de mão de obra na remoção
Conformidade Legal	Moderado	-	Despesa com monitoramento e fiscalização do descomissionamento

7 CONCLUSÕES

No período do inverno, a UFVar mostrou ganhos da ordem de 5% na energia gerada, havendo possibilidade de maiores ganhos no verão. Uma vez validado o conceito de arrefecimento como forma viável de aumento energético de UFVs, é notável a existência de um amplo nicho para aplicação técnica de UFVa para melhoria de rendimento em UHEs consolidadas. Este, é o conceito de modularidade, isto é, diminuir um pouco a necessidade de vazão de água nos períodos de estiagem para garantir a segurança energética do sistema nacional interligado de geração elétrica, e em

períodos de cheia esta geração extra poderia ser vendida no mercado spot, garantindo assim o retorno econômico de tal empreendimento.

Tal ganho poderia ajudar a situação do atual cenário energético brasileiro onde as UHEs tem dificuldade em completar seus reservatórios em períodos úmidos e o esvaziam muito rapidamente em períodos de seca, forçando nos últimos anos a adoção de bandeiras tarifárias para desestimular o consumo de energia e estimular o uso consciente da mesma, além disso vale ressaltar o provável barateamento da geração energética solar seja por barateamento dos produtos já ofertados no mercado ou evoluções de rendimento em novos produtos, tornando tal solução cada vez mais atraente. Bem como a criação de novas abordagens de aproveitamento energético multi-fontes dessa natureza, por exemplo UFVa flutuante na represa da UHE interligada a uma estação eólica.

REFERÊNCIAS

- Aneel (2015). RRTCs do P&D do Prototipo de UFVa de Ilha Solteira.
CEPEL-CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014.
KRAUTER S. Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2004;82:13–37.
MACEDO, W.N. Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Tese (doutorado), EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo, 2006, 183 p.
REN21. 2015. Renewables 2015 Global Status Report, (Paris: REN21 Secretariat). ISBN 978-3-9815934-6-4
<http://www.ewp.rpi.edu/hartford/~ernesto/S2012/EP/MaterialsforStudents/Fontenault/Yang2012.pdf>
SILVA, V. O.; UDAETA, M. E. M.; GIMENES, A. L. V.; GALVAO, L. C. R. Analysis and Evaluation of Cooling Systems for the Selection and Prototype Development for Solar Photovoltaic Power Plant - ILS. In: European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU FVSEC), Amsterdam, 2014.
SILVA, V. O. Estudo e modelagem da arquitetura modular de uma usina solar fotovoltaica arrefecida com protótipo de verificação / -- versão corr. --São Paulo, 2015.
SYNAPTIQ, 2016. <http://www.3e.eu/>
SOLAR BANKABILITY - Report on technical risks in FV project development and FV plant operation.
SunEdison: ‘MEMC Silvantis™ P290 Modulo: Data Sheet_Q2 2012’, USA, 2012

TECHNICAL ANALYSIS FOR CONCEPTION / PROJECT OF A COOLED PHOTOVOLTAIC POWER PLANT BUILT IN HPP

Abstract. *This work presents a feasibility of the installation of a cooled photovoltaic power plant (cFVPP) integrated to a hydroelectric power plant (HPP), by means of the evaluation of the implementation of equipment and materials involved in the operation in normal state with the purpose of useful evaluation, maintenance and decommissioning of the system. The results demonstrate that a cFVPP should contain: (i) a cooling modular unit (CMU) per FV module, this is not a safety method for manufacturer maintenance; (ii) a CMU fixture must use a FV module structure; (iii) the refrigerant feed system shall contain a main line provided with a flow meter and a shut-off valve to enable supervision, monitoring and control of the delivery of fluid to the system; (iv) a discharge line with a valve and lock to facilitate maintenance; (v) interconnection between a CMU at least in series of two to reduce the flow of the system; (vi) secondary lines of distribution and collection of refrigerant must be robust and contain a blocking and control valve at the inlet and one at the outlet of each series of CMU to isolate one unit (s) in case of isolated maintenance and , thus allowing the system to continue operating; (vii) a temperature monitoring and monitoring system of the FV modules to assist in the operation and control of the fluid feed into the system; (viii) opening control of the main valve of the power line linked to the operating temperature of the FV modules and time of day. It is concluded that because there is no official execution procedure, this model will serve as a reference of good engineering practice for the design, installation, operation and cFVPP.*

Key words: *Solar Energy, Cooled Photovoltaic Power Plant (cFVPP), Photovoltaic/Thermal*