

SIMULAÇÃO E ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE DIFERENTES INVERSORES EM UMA MICRO USINA SOLAR FOTOVOLTAICA NO CENTRO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS E RECURSOS HÍDRICOS

Ana Luíza Sathler Lima - luizasathler@gmail.com

Flávia de Oliveira Neuenschwander - flaviaoln@gmail.com

Luís Guilherme Monteiro Oliveira – luis.monteiro@gmail.com

Manuel Losada y Gonzalez - manuel@cpdee.ufmg.br

Victor Flores Mendes - victormendes@cpdee.ufmg.br

Wallace do Couto Boaventura - wventura@cpdee.ufmg.br

Eduardo Nohme Cardoso - nohme@cpdee.ufmg.br

Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Departamento de Engenharia Elétrica

Wilson Negrão Macêdo – wnmacedo@ufpa.br

Universidade Federal do Pará (UFPA), Departamento de Engenharia Elétrica

Bruno Marciano Lopes - bruno.marciano@cemig.com.br

Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), Gerência de Alternativas Energéticas

Resumo. *O Laboratório de Controle e Conversão da Energia (LCCE) da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) está desenvolvendo um projeto piloto de uma micro usina fotovoltaica (UFV) experimental que será implementada no telhado do Centro de Pesquisas Hidráulicas e Recursos Hídricos (CPH) da UFMG. Serão instalados quatro pequenos subsistemas, de aproximadamente 5 kWp cada um, com diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos, ou seja, silício monocristalino (m-si), policristalino (p-si), telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre índio e gálio (CIS / CIGS). Por se tratar de um sistema experimental, também serão acoplados aos subsistemas, e testados, diferentes tipos de pequenos inversores (3 kW à 6 kW) e microinversores de distintos fabricantes. Assim, e de forma a avaliar o comportamento de cada uma das tecnologias (módulos e inversores), antes da instalação real da micro usina, este trabalho, consistiu em realizar o projeto energético da micro usina e realizar simulações (para diversos cenários, orientações dos módulos e várias faixas de potência), através do software PVsyst 6.30. Para isso, foram escolhidos 10 modelos de inversores e 2 microinversores e estes foram simulados sendo que cada simulação exigiu uma diferente configuração do sistema, devido às limitações dos conversores. Portanto, para a análise, foram adotadas índices de mérito técnico tais como o rendimento global do sistema (Performance Ratio – PR(%), em inglês), energia anual gerada (kWh) e a energia específica (Final Yield (kWh/kWp), em inglês) – que permitissem a comparação entre os subsistemas e das diversas faixas de potência dos inversores. Um caso de simulação apresentou os melhores resultados, no entanto, devido à disposição do sistema no telhado, pode não ser caracterizado como a melhor opção. Dois casos apresentaram resultados próximos, sendo que o caso 1 mostrou maior energia gerada e específica e o caso 2, em geral, maior rendimento anual global.*

Palavras-chave: *Simulação computacional, PVsyst, Inversores.*

1. INTRODUÇÃO

A Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) é executora do projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) CEMIG / ANEEL (D 470) – Usina Experimental de Geração Fotovoltaica, onde o principal objetivo é a análise dos aspectos construtivos e operativos de uma usina de geração fotovoltaica. O projeto foca nos equipamentos e em configurações alternativas de uma planta para a avaliação do desempenho, confiabilidade, qualidade e eficiência energética, dos impactos na integração à rede, das restrições e limites operativos, da durabilidade e degradação de seus componentes, da valoração e do impacto e licenciamento ambiental nas condições ambientais típicas do Brasil. A metodologia proposta, por sua amplitude de objetivos, congrega diversas técnicas e procedimentos, mas tem sua referência básica em uma usina experimental projetada atendendo às necessidades do setor elétrico de forma a possibilitar e aprofundar conhecimentos tecnológicos e de mercado que contribuirão para tornar, cada vez mais, a geração solar fotovoltaica conectada à rede viável e benéfica para a empresa, para o setor e para a sociedade brasileira. Neste contexto, o artigo aqui proposto, apresenta um estudo de caso baseado em um projeto piloto de uma micro usina solar fotovoltaica (UFV) a ser instalada no telhado do Centro de Pesquisas Hidráulicas e Recursos Hídricos (CPH) da UFMG.

A micro UFV é composta por quatro tecnologias de módulos fotovoltaicos, as quais representam, quatro subsistemas FV distintos. Cada um deles possui uma potência de aproximadamente 5 kWp, totalizando 20 kWp.

O trabalho tem como objetivo a simulação e análise de diferentes configurações / casos e cenários desse sistema. Para isso, o telhado da edificação administrativa do CPH foi modelado no software PVSyst 6.30 (Mermoud, 2014) e, a partir daí, foram selecionados e simulados dois microinversores e 10 modelos de inversores com diferentes faixas de potência, desde 3,6 kW a 6 kW. Para cada modelo, foi determinada uma configuração que atendessem aos limites de corrente e tensão dos componentes. Dessa forma, é possível especificar os componentes mais adequados a serem utilizados e as limitações dos mesmos, avaliando os resultados obtidos.

2. METODOLOGIA

2.1 Levantamento de Informações

O CPH pertence à Escola de Engenharia da UFMG, e está localizado no interior do campus universitário na região Norte (Pampulha) da cidade de Belo Horizonte, estado de Minas Gerais, nas coordenadas geográficas: Latitude 19°52' Sul e Longitude 43°58' Oeste. De forma a se obter maiores informações da localidade onde será instalada a micro usina, para que a mesma seja modelada e simulada computacionalmente, foram realizadas, inicialmente, visitas técnicas ao local onde medições (através de bússolas, GPS (Global Position System, em inglês), trena métrica), registro fotográfico (contendo as principais visadas e obstáculos) e também uma pré-avaliação do recurso solar na área (telhado), através do equipamento “SunEye 210”, do fabricante Solmetric, de forma a propor a melhor distribuição dos “strings” da micro UFV e detectar as possíveis fontes de sombreamentos e outras restrições.

O telhado da edificação que irá abrigar a micro usina solar tem como dimensões: 10 metros de largura e 30 metros de comprimento, totalizando uma área disponível de 300 m², e uma altura de 3,5 metros. A edificação possui deslocamento angular (desvio azimutal), em relação ao norte geográfico, de 30° para oeste.

O galpão, localizado a oeste do CPH, apresenta altura de 8,3 metros e comprimento de 63 metros, enquanto a edificação a noroeste tem 8 metros de altura e é a principal fonte de sombreamento do telhado ao fim da tarde. Outras fontes de sombreamento encontradas são: uma caixa d’água a noroeste com 15 metros de altura, e árvores de diferentes dimensões, com altura máxima de aproximadamente 11,5 metros. Há também três postes de iluminação pública próximos ao telhado, que não ultrapassam em 6,5 metros de altura. A Fig. 1 mostra o CPH e seu entorno, a Fig. 2 o registro fotográfico realizado no local e a Fig. 3 os resultados gerados pelo “SunEye 210”.

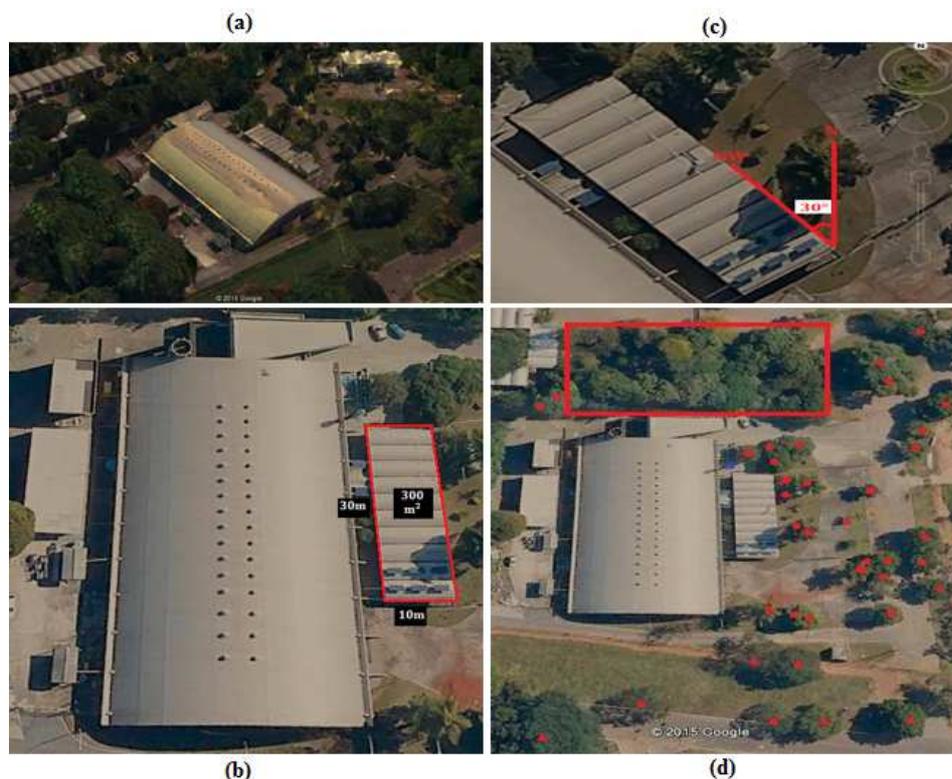


Figura 1 – (a) imagem de satélite do CPH / UFMG; (b) área e dimensões do telhado onde será instalada a micro UFV; (c) desvio azimutal da edificação em relação ao norte geográfico; (d) possíveis fontes de sombreamento (edificações, postes, caixa d’água e árvores, destacados em vermelho).



Figura 2 – (a) Árvores e edificações ao noroeste. (b) Árvores ao sudeste. (c) Imagem mais aproximada de árvores ao sudeste. (d) Caixa d’água e edificações ao noroeste e ao oeste. (e) Vista superior de árvores ao sudeste e ao leste. (f) Árvores e poste ao norte. (g) Vista superior de edificação (galpão - noroeste) e árvores ao leste. (h) Árvores ao norte/sudeste. (i) Árvores ao leste próximas ao telhado.

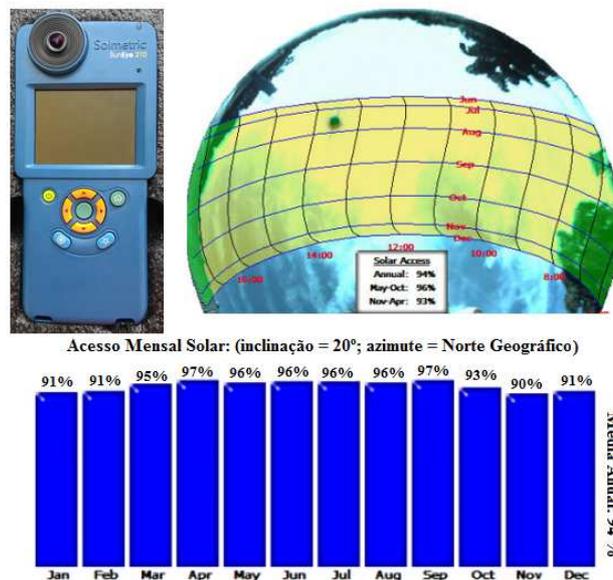


Figura 3 – Resultados prévios gerados pelo “SunEye 210” Solmetric para o telhado.

Como é possível observar na Fig. 3, a avaliação prévia do recurso solar/sombreamentos para o telhado do CPH resultou em uma disponibilidade do recurso solar de 94% anualmente e as possíveis fontes críticas de sombreamento, ou seja, o sombreamento identificado no início da manhã, à direita, e no fim da tarde, à esquerda. Cabe salientar, também, que foram utilizados os catálogos (“datasheets”) dos módulos fotovoltaicos e inversores selecionados, além das plantas baixas do local, fornecidas pelo CPH e a ferramenta computacional, *PVdesign*, desenvolvida por Santos (2013). A partir dessas informações, foi possível desenvolver um modelo do terreno e realizar as simulações no software PVSyst 6.30.

2.2 Modelagem Computacional e Simulações

As informações descritas na seção 2.1, permitiram a modelagem computacional do terreno no software PVSyst 6.30. Os dados solarimétricos adotados foram obtidos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) através do projeto “Solar and Wind Energy Resource Assesment”, em inglês, (SWERA), para valores de irradiação global, em plano inclinado. Os dados meteorológicos (temperatura ambiente e velocidade do vento) foram adquiridos através do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), sendo que os mesmos foram incorporados no modelo, bem como as informações geradas pelo “SunEye 210” Solmetric.

Para cada subsistema FV foi empregada uma tecnologia de módulo fotovoltaico, totalizando 5 kWp por subsistema, ou seja, para o subsistema 1, foram utilizados módulos de Si-p, modelo CS6P-250 do fabricante Canadian Solar com potência de pico de 250 Wp. Para o subsistema 2, módulos de Si-m, do fabricante Yingli Solar, modelo YL260C-30b com potência de pico de 260 Wp. O subsistema 3, módulos de CdTe, do fabricante First Solar modelo FS-4102 com potência de pico de 102,5 Wp e por fim, o subsistema 4, módulos CIS / CIGS, do fabricante Avancis modelo PowerMax Strong 130, com potência de pico de 130 Wp. Cabe salientar que todos os subsistemas foram inclinados à 20° em relação ao plano horizontal.

Inicialmente, dimensionou-se os subsistemas 1 e 2 com 20 módulos FV cada e 2 strings de 10 módulos FV, por subsistema. O subsistema 3 foi dimensionado com 50 módulos, contendo duas strings de 26 e 24 módulos FV. O subsistema 4 foi admitido ter 40 módulos FVs com duas strings de 20 módulos FV. Como a micro usina é experimental e será conectada a um sistema elétrico trifásico, a quantidade de módulos por subsistema foi alterada para números múltiplos de três, permitindo que se tivesse em algumas condições, subsistemas instalados trifásicos equilibrados, com o mesmo número de módulos por fase, e, em outras situações, subsistemas monofásicos. Essa diversidade de instalações amplia o campo de pesquisa dentro da engenharia elétrica, permitindo avaliar gerações fotovoltaicas com sistemas trifásicos equilibrados, desequilibrados e monofásicos. Então, a configuração referencial final do sistema fotovoltaico foi determinada com 21 módulos FV para o primeiro subsistema, 18 módulos para o segundo, 48 módulos para o subsistema 3 e 39 módulos para o subsistema 4, atingindo uma potência de pico total de 19,92 kWp. O inversor escolhido inicialmente para este caso, e para cada subsistema, foi o Ingeteam Ingecon Sun 5 TL M, de 5 kW de potência nominal. A partir dos resultados desta configuração básica, foram estudados outros possíveis casos e cenários, com diferentes inversores e microinversores, e estimou-se a energia gerada em cada um deles para uma análise preliminar.

Estes casos referem-se à orientação da UFV CPH, sendo o primeiro voltado para o noroeste (azimute = 30° NW), e o segundo para nordeste (azimute = 60° NE) e, por fim, o terceiro para norte (azimute = 0° N). Portanto, de forma a analisar estes desvios azimutais para o micro gerador, bem como ângulos de inclinação possíveis para os módulos FV da usina, e assim, avaliar a influência da disponibilidade do recurso solar na área, foi utilizado a ferramenta computacional denominada de PV Design desenvolvida por Santos (2013). A Fig. 4 mostra o resultado gerado pelo PV Design para a cidade de Belo Horizonte -MG.

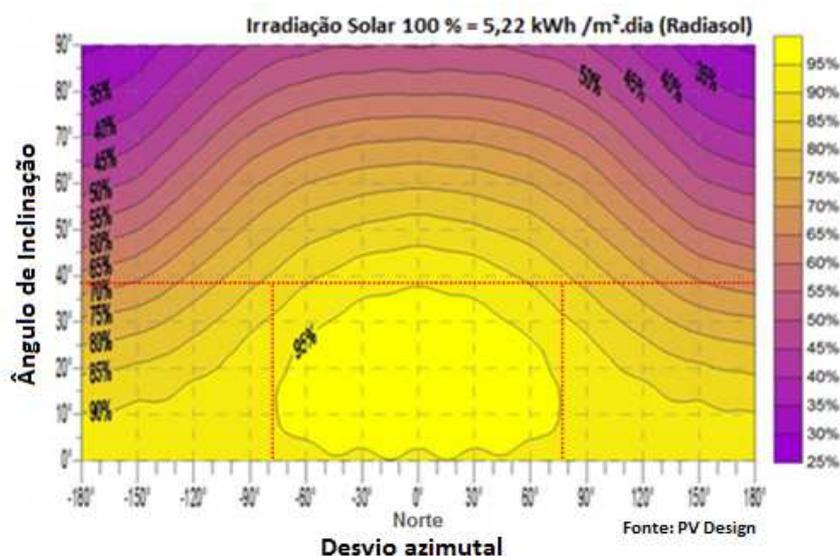


Figura 4 – Resultado gerado pelo software PV Design.

De acordo com a Fig. 4, é possível observar que haverá a garantia de disponibilidade do recurso solar, ao longo do ano, de no mínimo 95 % na área compreendida, demarcada em vermelho, entre os desvios azimutais (leste ou oeste) próximos à 80° (tendo o norte geográfico, ou seja, desvio azimutal igual a 0° como referência) e inclinações (β) até cerca de 40°. Portanto, os deslocamentos angulares para os casos propostos para UFV CPH, praticamente não irão

influenciar, em teoria, a disponibilidade de irradiação solar sobre a edificação em questão comprovando o resultado encontrado pelo “SunEye”.

Os cenários, por outro lado, dizem respeito aos objetos que compõem o terreno e sua influência no sombreamento sobre a usina. O cenário (a), é o layout original do terreno do CPH e o seu entorno. O cenário (b), foram desconsideradas as árvores e postes mais próximos do telhado da UFV. O cenário (c) foi simulado retirando-se todas as árvores modeladas. No último (cenário (d)) foram excluídas as edificações vizinhas restantes, de forma que tenha-se apenas o sistema sem influência de edificações, árvores, caixa d’água e postes. A Fig. 5 retrata os diferentes cenários para o caso 1 (azimute = 30° NW) e a Fig. 6 as árvores e postes retirados, cenário (b).

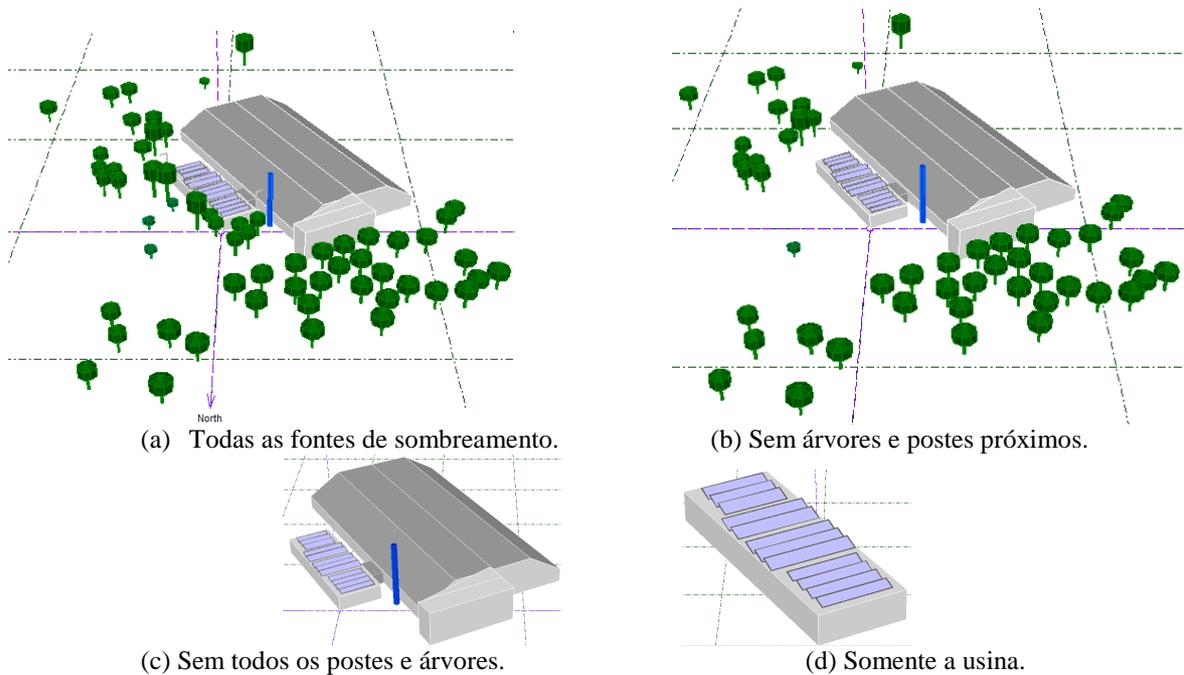


Figura 5 – Sistema com os subsistemas orientados para noroeste (azimute = 30° NW) para todos os cenários simulados.

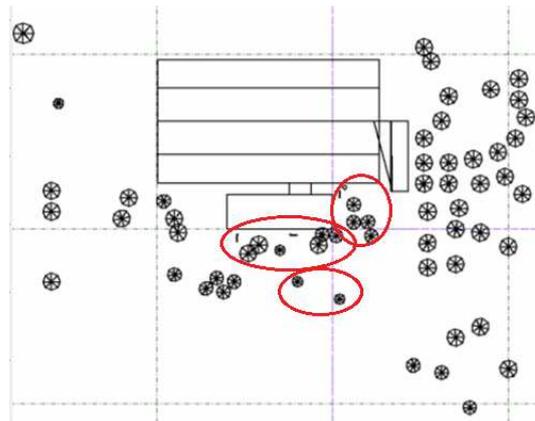


Figura 6 – Árvores e postes retirados do “layout” (círculos em vermelho) no cenário (b).

2.3 Estudo de Casos

Alguns modelos de inversores, com faixas de potência diferentes, foram selecionados para a realização de simulações no PVSyst 6.30. As mesmas foram repetidas, com cada um desses equipamentos, para todos os casos e cenários previamente determinados. As configurações do sistema foram, assim, readequadas para as limitações de tensão e corrente dos mesmos, dessa forma, há diferentes potências instaladas do sistema para cada inversor. O estudo de caso tem o objetivo de avaliar o comportamento do sistema (e seus subsistemas) para cada modelo de inversor e comparar com aqueles da mesma faixa de potência. Esta análise baseia-se em três índices de mérito técnico, ou seja, energia anual gerada pelo sistema (kWh), energia específica (kWh/kWp) e rendimento global (%). A energia anual gerada é uma grandeza que informa a produção anual estimada para o sistema, enquanto a energia específica, corresponde à relação entre a energia gerada e unidade potência instalada que varia de acordo com o modelo de

inversor, uma vez que a configuração se adequa às limitações destes. O fator rendimento global é a produtividade da usina que considera todas as perdas envolvidas. O fator de dimensionamento do inversor (FDI) também é importante nessa análise conforme destacam Zilles et al. (2012) e Macedo (2006), uma vez que mostra o comportamento do inversor para diferentes faixas de operação. O cálculo do FDI é dado pela razão entre a potência nominal do inversor e a potência instalada dos módulos. Dessa forma, os valores diferentes de FDI para inversores de mesma potência nominal apresentados na Tab. 1 explicam-se pelos valores distintos de potência instalada, uma vez que as configurações dos sistemas foram adaptadas de acordo com os limites de correntes e tensão de cada inversor. A Tab. 1 mostra o (FDI) para cada modelo de inversor simulado.

Tabela 1 – FDI para cada modelo de inversor simulado.

Modelo Inversor	Subsistema#1 FDI	Subsistema#2 FDI	Subsistema#3 FDI	Subsistema#4 FDI	UFV CPH FDI _{Global}
INGETEA IngeconSun5TLM	0,95	1,07	1,02	0,99	1,00
Fronius IG TL 3,6	0,80	0,87	0,84	0,77	0,82
Fronius IG TL 4,0	0,89	0,85	0,93	0,85	0,88
Fronius IG TL 4,6	1,02	0,98	1,07	0,98	1,01
ABB PVI-3.6-TLOUTD-S	1,20	1,15	0,70	0,77	0,90
ABB PVI-4.2TL-OUTD-S	1,40	1,35	0,82	0,90	1,05
ABB PVI-4.6-I-OUTD-S	1,02	0,98	0,93	0,98	0,98
ABB PVI-6-TL-OUTD-S	1,14	1,28	1,22	1,18	1,20
SMA Sunny Boy 3600TL	0,96	0,99	0,83	0,92	0,92
SMA Sunny Boy 4000TL	1,07	1,10	0,81	1,03	0,99
Microinversores	1	0,92	-	-	0,96

3. RESULTADOS

Os resultados preliminares foram obtidos para o primeiro modelo de inversor selecionado, o Ingeteam Ingecon Sun 5 TL M. Para ele foram verificadas as alterações nos três índices de mérito técnico de interesse representadas na Tab. 2.

Tabela 2 – Resultados de simulação para o inversor Ingeteam Ingecon Sun 5 TL M para todos os cenários e casos.

Cenário	Caso	Energia Anual Gerada (kWh)	Energia Específica (kWh/kWp)	Rendimento Global (%)
(a)	1	26.827	1.347	67,8
	2	26.386	1.325	68,2
	3	27.018	1.356	67,6
(b)	1	28.919	1.452	73,1
	2	28.479	1.430	73,6
	3	29.140	1.463	72,6
(c)	1	29.319	1.472	74,1
	2	29.155	1.464	75,4
	3	29.885	1.500	74,4
(d)	1	29.955	1.504	75,7
	2	29.234	1.468	75,6
	3	30.299	1.521	75,5

Para todos os cenários, a energia anual produzida foi maior para os casos 3, o qual os módulos estão voltados para o norte, seguido dos casos 1, com módulos para o noroeste. O comportamento da energia específica acompanha a energia anual gerada, visto que para este inversor é adotada uma única configuração. O rendimento global, no entanto, depende da orientação dos módulos e foi superior para os casos 2. As simulações destacadas na Tab. 2 foram repetidas para os diferentes modelos de inversores, apresentados na Tab. 1, e foi realizada uma comparação dos resultados, de acordo com as faixas de potência, que são descritas a seguir.

3.1 Inversores de 3,6 kW

Nas simulações foram utilizados três modelos de inversores (Fronius IG TL 3,6; ABB PVI-3.6-TL-OUTD-S e SMA Sunny Boy 3600TL) os quais a potência nominal é 3,6 kW. De acordo com a Tab. 1 o sistema com inversores Fronius possui FDI global de 0,82 e apresenta FDI próximo a esse nos quatro subsistemas (variando de 0,77 subsistema #4 a 0,87 em subsistema #2). Para este modelo foram observados os menores valores para energia específica e rendimento global.

O sistema com inversores do fabricante ABB foi aquele que apresentou a maior variação de FDI entre os subsistemas. Os subsistemas #1 e #2 com FDI superior a 1 (1,2 e 1,15 respectivamente), #3 e #4 com FDI inferior a 1 (respectivamente 0,7 e 0,77). A energia específica e o rendimento global tiveram resultados semelhantes ao modelo Fronius.

Por fim, o inversor que apresentou, para a maioria dos casos analisados, uma maior energia específica e rendimento global foi o modelo da SMA. Os inversores SMA constituem um sistema cujo FDI global é 0,92. O menor valor de FDI foi 0,83 para o subsistema #3 e o maior foi de 0,99 para o subsistema #2.

Para os modelos de inversores de 3,6 kW, as simulações demonstraram que o conversor do fabricante SMA seria uma melhor opção caso o projetista considere mais importante a energia específica e o rendimento global. Sabe-se também que, se instalada a mesma quantidade de kWp, o inversor Sunny Boy 3600 TL seria mais vantajoso.

3.2 Inversores de 4,0 kW e 4,2 kW

Foram utilizados três modelos de inversores cujas potências são 4,0 kW e 4,2 kW. São eles: Fronius IG TL 4,0; ABB PVI-4.2-TL-OUTD-S e SMA Sunny Boy 4000TL. Como mostra a Tab. 1, o sistema com inversores Fronius possui FDI global de 0,88 e apresenta FDI próximo a esse nos quatro subsistemas. Para esse modelo, o cenário 1 apresentou menor energia específica e rendimento global.

O modelo da SMA, apresentou uma maior energia específica e rendimento global. Os inversores SMA constituem um sistema cujo FDI global é 0,99. O menor valor de FDI foi 0,81 para o subsistema #3 e o maior foi de 1,1 para o subsistema #2.

O sistema com inversores ABB foi aquele com a maior variação de FDI entre os subsistemas, cujo valor global é 1,05. Os subsistemas #1 e #2 com FDI superior a 1 (1,4 e 1,35 respectivamente), os subsistemas #3 e #4 com FDI inferior a 1 (respectivamente 0,82 e 0,9). A energia específica e o rendimento global tiveram resultados semelhantes entre os verificados para o modelo Fronius e o SMA. Nos cenários 2, 3 e 4, apresentaram, em geral, os menores valores de energia específica e rendimento global.

Finalmente, as simulações mostraram que, para os modelos de 4,0 kW e 4,2 kW o conversor da SMA seria uma melhor opção caso o projetista considere mais importante a energia específica e o rendimento global. Sabe-se também que, se instalada a mesma quantidade de kWp, o inversor Sunny Boy 4000 TL seria o modelo mais indicado.

3.3 Inversores de 4,6 kW e 5,0 kW

Conforme apresentado na Tab. 1 são três os modelos de inversores que apresentam potências nominais de 4,6 kW e 5,0 kW, sendo eles: Ingeteam Ingecon Sun 5 TL M, Fronius IG TL 4,6 e ABB PVI-4.6-TL-OUTD-I. Para essa faixa de potência, os três sistemas possuem FDI Global próximo a 1, não divergindo muito desse valor para os subsistemas. De acordo com as simulações realizadas, o inversor Ingeteam apresentou o melhor desempenho para todos os casos simulados, onde esse modelo possui os maiores resultados de energia específica e rendimento global.

Por outro lado, os menores valores foram observados para o modelo da Fronius em todos as grandezas analisadas e o inversor da Ingeteam obteve um desempenho superior aos outros. O inversor ABB apresentou valores médios entre os outros dois equipamentos. Sendo assim, o modelo da Ingeteam é, nesta faixa de potência, uma opção melhor para a usina.

3.4 Inversores de 5,0 kW e 6,0 kW

Nas simulações foram utilizados dois modelos de inversores cuja potência nominal é 5,0 kW e 6,0 kW: Ingeteam Ingecon Sun 5 TL M e ABB PVI-6-TL-OUTD-S. Os modelos da Ingeteam e da ABB foram simulados com a mesma configuração para os módulos, apresentando FDI global de, respectivamente 1,0 e 1,2.

Para os dois casos, o inversor Ingeteam mostrou melhores resultados de energia produzida, energia específica e rendimento global, sendo, então, uma melhor opção para a usina nesta faixa de potência. Os valores observados para o ABB foram menores, mas próximos do verificado para o outro modelo.

3.5 Microinversores

O sistema que utiliza os microinversores apresenta uma configuração diferente dos demais. Foram utilizados 12 microinversores, sendo 6 do fabricante Enphase Energy modelo M250 US e 6 para o fabricante SMA Sunny Boy modelo SB 240. Cada microinversor é conectado a um módulo, sendo 6 módulos para cada um dos subsistemas #1 e #2. Não foi possível utilizar o M250 US e o Sunny Boy SB 240 para os subsistemas #3 e #4.

O sistema com microinversores foi o que apresentou, dentre todos os anteriormente analisados, os melhores resultados para energia específica e rendimento global. As perdas observadas foram menores, no entanto, por se tratar de um sistema menor. Finalmente, cabe salientar que este sistema necessita de um número maior de inversores, o que acarreta em um maior custo por unidade de potência e também um maior custo de manutenção.

4. CONCLUSÕES

A elaboração do projeto da UFV CPH consistiu em diversas simulações que detalham diversas possibilidades para o sistema. Os cenários retratam o telhado em que o sistema será instalado e sua vizinhança, composta de edificações, árvores, caixa d'água e postes de iluminação pública. O cenário 1 representa o telhado do CPH com todos os objetos que podem influenciar (sombreamentos) na geração de energia observados durante a visita técnica. O cenário 2 é a possibilidade mais real após adaptações para beneficiar a UFV CPH. Já os cenários 3 e 4, não representam possibilidades de implementação real, mas são importantes para o estudo de sombreamento.

Os casos 1, 2 e 3, com módulos FV voltados para noroeste, nordeste e norte, respectivamente, foram simulados para verificar tanto a disposição dos subsistemas na área disponível no telhado quanto para estimar a energia produzida em cada situação. O caso 3 apresentou os melhores resultados, no entanto, devido à disposição do sistema no telhado, pode não ser caracterizado como a melhor opção. Os casos 1 e 2 apresentaram resultados próximos, sendo que o caso 1 mostrou maior energia gerada e específica e o caso 2, em geral, maior rendimento anual global.

Neste trabalho, foram realizadas diversas simulações com diferentes modelos de inversores para diferentes faixas de potência, e distintos cenários e orientações sendo que as mesmas serviram como uma análise preliminar do comportamento dos inversores que serão adquiridos pelo projeto piloto que uma vez implementado, dados reais poderão ser comparados com os simulados e assim, avaliar com melhor clareza a operação de cada um dos conversores e optar pelos melhor / melhores para a micro usina fotovoltaica do CPH/UFMG.

Agradecimentos

Trabalho desenvolvido no âmbito P&D CEMIG / ANEEL (D 470) e P&D Estratégico ANEEL / CEMIG – D 713.

REFERÊNCIAS

- Isis Portolan dos Santos, 2013. Ferramenta de apoio a decisão em projetos de integração fotovoltaica a arquitetura. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina.
- Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Banco de dados meteorológico / Normais Climatológicas. Disponível em: < <http://www.inmet.gov.br/portal/>> Acesso em: 10/09/2014.
- Mermoud, A. W. B., 2014. PVSyst User's Manual. Satigny, Switzerland.
- Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA). Banco de dados solarimétrico. Disponível em: < [http://en.openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_\(SWERA\)](http://en.openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_(SWERA))> Acesso em: 10/09/2014.
- Wilson Negrão Macêdo. 2006. Avaliação do fator de dimensionamento do inversor em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Tese (Doutorado em Energia) - Universidade de São Paulo.
- Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A. B., de Oliveira, S. H. F., 2012. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. Oficina de Textos, 1ª edição, São Paulo.

SIMULATION AND ANALYSIS OF THE BEHAVIOR OF DIFFERENT INVERTERS ON A MICRO PV SOLAR PLANT IN THE RESEARCH CENTER OF HYDRAULIC AND WATER RESOURCES

Abstract. *The Laboratory of Energy Control and Conversion (LCCE) from Federal University of Minas Gerais (UFMG) is developing a pilot project for experimental micro photovoltaic plant (UFV) which will be implemented on the roof of the Research Centre for Hydraulic and Water Resources (CPH) also from UFMG. Small four subsystems will be installed, approximately 5 kWp each, with different technologies of photovoltaic modules, that is, monocrystalline silicon (m-Si) and polycrystalline (p-Si), cadmium telluride (CdTe) and copper diselenide and Indian (CIS / CIGS). Because it is an experimental system, will also be attached to the subsystems, and tested different types of small inverters (3 kW to 6 kW) and microinversores from distinct manufacturers. Thus, in order to evaluate the performance of each technology (modules and inverters), prior to actual installation of the micro UFV, this work was to carry out the energy of micro plant design and perform simulations (for various scenarios, orientations of the various modules and power ranges) through PVSyst 6:30 software. For this, 10 were chosen inverter models and 2 microinversores and these were simulated and for each simulation required a different system configuration, due to the limitations of the converters. Therefore, for analysis, technical merit figures were adopted such as the overall performance of the system Performance Ratio (PR), generated annual energy (kWh) and specific energy (Yield - kWh / kWp) - allowing comparison between the various subsystems and the inverter power ranges. A case simulation showed the best results, however, due to the arrangement of the system on the roof, it can not be characterized as the best option. Two cases showed similar results, with case 1 showed higher energy generated and Yield and case 2, in general, greater overall annual income.*

Key words: *Computer simulation, PVSyst, Inverters.*