

ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO À FACHADA DE UMA EDIFICAÇÃO DA UNIVERCEMIG

José Marcos Chaves Barbosa – jose.barbosa@sga.pucminas.br

Antônia Sônia A. Cardoso Diniz – asacd@pucminas.br

Lauro Vilhena Machado Neto – lvilhena@pucminas.br

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Instituto Politécnico da PUC-Minas

Márcio Eli Moreira de Souza – msouza@cemig.com.br

Denio Alves Cassini – dac@cemig.com.br

Edson Dias França – edias@cemig.com.br

Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG -D

Resumo. Este artigo apresenta um estudo comparativo do comportamento do sistema fotovoltaico pertencente à UniverCemig e localizado em Sete Lagoas, Minas Gerais, Brasil, de acordo com algumas variações de sua configuração geométrica. As configurações simuladas variam a partir de um modelo para a condição do sistema real até uma condição provavelmente ideal. Os resultados obtidos das simulações foram comparados uns com os outros e com dados medidos do sistema. Os valores obtidos neste trabalho indicam que, para este sistema, a inclinação de 90° é a principal causa de diminuição da energia produzida anualmente (cerca de 50% em relação à inclinação de 20°) e que o sombreamento e a orientação causam perdas menores. Estudos posteriores devem ser realizados para determinar as causas das diferenças entre os resultados da simulação do sistema real e os dados medidos.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico, BIPV, Simulação

1. INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica tem apresentado um crescimento mundial muito significativo nos últimos anos, devido principalmente, a intensificação de programas de governos europeus, forçados pelos compromissos assumidos pelo Tratado de Kyoto, favorecendo o uso das fontes de energia renováveis.

Dentro das opções de aplicação de sistemas fotovoltaicos, a utilização dos mesmos como micro geração distribuída, conectadas a rede elétrica e integrada as edificações em áreas urbanas, tem contribuído muito para a expansão da utilização de sistemas fotovoltaicos. No Brasil, apesar de um reduzido número destes sistemas já instalados, a maioria instalados em universidades e concessionárias, existe um potencial de significativa expansão estimulada por recente resolução da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) (ANEEL nº. 482/2012), permitindo a conexão dos mesmos nos sistemas elétricos das distribuidoras.

Dentro da filosofia de pesquisar as várias opções de integração de sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica de distribuição, a CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) instalou vários sistemas, dentre eles, um especial foi instalado integrado a uma edificação da UniverCemig (Universidade Corporativa da Cemig) em seu campus localizado em Sete Lagoas, ex-Escola de Formação e Aperfeiçoamento Profissional (EFAP), que é o espaço onde ela centraliza os cursos presenciais técnicos que oferece aos seus funcionários. A característica peculiar deste sistema é que ele foi instalado verticalmente na parede frontal do prédio onde funciona o Centro de Energia Fotovoltaica da CEMIG.

Este trabalho teve como objetivo apresentar os resultados do estudo comparativo entre simulações e medições do desempenho elétrico do sistema fotovoltaico da EFAP. Nas simulações foram considerados os efeitos da inclinação, da orientação e dos elementos de sombreamento que circundam o sistema. A avaliação do desempenho do sistema fotovoltaico foi feita através da comparação dos resultados de simulações de desempenho e dos dados obtidos do sistema instalado e monitorado via Sunny Portal (2011) da SMA.

2. METODOLOGIA

Para modelamento e simulação do sistema fotovoltaico instalado na EFAP, foram utilizados três softwares. O EnergyPlus 6 (atualmente disponível na versão 7.1) foi utilizado para realização dos cálculos. O Google SketchUp 8 (versão gratuita), como ferramenta de desenho. Enquanto o NREL OpenStudio 0.5.0 (atualmente disponível na versão 0.8.1) foi utilizado como interface entre o EnergyPlus, o SketchUp e o usuário.

O EnergyPlus é um software gratuito de simulação desenvolvido e atualizado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos da América (U.S. DOE). Ele foi desenvolvido para auxiliar engenheiros, arquitetos e pesquisadores na modelagem dos usos de energia e de água relacionados a edificações (U.S. DOE, 2012). Ele não possui uma interface de usuário amigável, sendo necessária a utilização de outros softwares que façam a interface entre o usuário e o

EnergyPlus. Dois softwares gratuitos foram escolhidos para ser esta interface de usuário, o SketchUp e o OpenStudio, servindo principalmente para gerar as entradas de geometria, posicionamento e de alguns outros dados necessários à simulação no EnergyPlus. Mesmo com estes softwares de interface, vários dados das simulações (incluindo aqui os relativos aos equipamentos dos sistemas fotovoltaicos) precisam ser inseridos diretamente através do EnergyPlus.

O SketchUp é um popular software de modelagem tridimensional produzido e mantido pelo Google. Uma característica do SketchUp é a de aceitar o acréscimo de plug-ins, que são ferramentas, geralmente desenvolvidas por terceiros, que ampliam suas funcionalidades. Existem muitos plug-ins gratuitos, um deles é o OpenStudio Plug-in, que é uma parte de um pacote de softwares chamado OpenStudio.

O OpenStudio é uma coleção de ferramentas computacionais que suporta a modelagem da energia em edificações usando o EnergyPlus. Ele foi desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) nos Estados Unidos da América. O OpenStudio é um projeto de código aberto. (NREL, 2012)

Os dados necessários para a simulação de um sistema fotovoltaico no EnergyPlus são os que descrevem o clima, a configuração física do sistema e os equipamentos que compõem o sistema.

O principal modo de se fornecer os dados climáticos ao EnergyPlus é por meio de arquivos EPW (*Energy Plus Weather*) que podem ser obtidos de bancos de dados climáticos, como o disponível gratuitamente na página web do U.S. DOE sobre o EnergyPlus (que não possui muitos dados do Brasil), convertidos de outros formatos ou construídos manualmente ou com o auxílio de ferramentas apropriadas, tais como o Meteonorm da Meteotest.

Os dados climáticos utilizados são os disponíveis no banco de dados do site do U.S. DOE para Belo Horizonte em formato EPW. Devido à proximidade entre Sete Lagoas e Belo Horizonte se considera que as características climáticas de ambas as regiões são satisfatoriamente semelhantes para se alcançar os objetivos propostos.

A configuração física diz respeito ao arranjo físico dos módulos, posicionamento, inclinação e ângulo azimutal (zero ao sul e positivo a oeste), e à descrição das vizinhanças da instalação e das zonas térmicas onde os equipamentos são instalados. As vizinhanças dos módulos interferem no modo de troca de calor dos módulos, no sombreamento e no albedo. A inclinação e o ângulo azimutal de cada módulo interferem diretamente na quantidade de radiação solar incidente sobre os mesmos. As definições dos termos dos parâmetros geométricos são detalhadas no manual do Curso de Capacitação em Energia Solar da Rede Brasil de Capacitação em Energia Solar (2006).

Os dados utilizados na descrição dos modelos dos equipamentos no EnergyPlus foram obtidos de manuais, medidos diretamente nos equipamentos, obtidos de datasheets e do banco de dados da PHOTON (2012).

Neste trabalho as análises dos resultados das simulações se concentraram em dois parâmetros de saída do EnergyPlus, que são a fração da área iluminada pela radiação solar direta e a energia elétrica total produzida.

A fração da área iluminada pela radiação solar direta é o valor de saída do EnergyPlus chamado "*Surface Ext Sunlit Fraction*". Ela é calculada, para uma superfície qualquer, como a área iluminada pela radiação solar direta dividida pela área total, portanto é um valor adimensional. Este valor varia de 0 (nenhuma radiação solar direta incide na superfície) à 1, (toda a superfície exposta à radiação solar direta), sendo que o valor médio anual para uma superfície qualquer na superfície da Terra tem 0,5 como valor máximo, pois as noites são consideradas no cálculo da média.

A energia elétrica total produzida é o valor de saída do EnergyPlus chamado "*Total Electric Energy Produced*". Este valor é o total acumulado, num intervalo definido de tempo, de energia fornecida por todos os sistemas de geração de energia elétrica incluídos para simulação.

O sistema fotovoltaico da EFAP foi instalado em 2007, conectado à rede elétrica, com potência instalada de 3,860 kWp. O módulos são montados de forma a estarem integrados a edificação, conforme mostrados na Fig. 1. Em 2009 este sistema começou a ser monitorado pelo Sunny Portal, que é o portal de monitoramento de sistemas fotovoltaicos da SMA Solar Technology AG, que fornece, além de dados e fotos do sistema, valores de energia elétrica gerada.



Figura 1- Sistema fotovoltaico instalado na EFAP

Os inversores são do tipo SMA Sunny Boy 1100 U, 1000 W. Enquanto o sistema de medição de energia fica ligado on-line com o sistema Sunny Portal, que permite que o sistema seja monitorado em qualquer país, fornecendo

dados como potência e tensão nominal, dados climatológicos, entre outros que permitem descrever a geração diária do sistema. Isso é possível com a utilização de equipamentos como o Sunny Boy Control, que armazena os dados por um período de tempo, e o Sunny Data Control, que é um software que permite o download dos dados armazenados no Sunny Boy Control, disponibilizando uma visualização instantânea, geração de gráficos e a visualização pela internet através do Sunny Portal.

Tendo em vista os objetivos pretendidos, foram realizadas simulações para quatro configurações distintas do sistema fotovoltaico da EFAP, distinguindo-se umas das outras quanto ao posicionamento dos módulos e quanto aos elementos da vizinhança. Posteriormente, as simulações foram comparadas com as medições reais do desempenho elétrico do sistema, usando-se dados do Sunny Portal (2011) da SMA.

A primeira simulação, chamada de (EFAP-1) tem o objetivo de simular o sistema como realmente está instalado, a segunda simulação (EFAP-2) foi realizada alterando a inclinação dos módulos, a terceira simulação (EFAP-3) teve a inclinação alterada e foram eliminados os efeitos de sombreamento causados pelas vizinhanças dos módulos e a quarta simulação (EFAP-4), além de ter a inclinação alterada e eliminados os sombreamentos das vizinhanças, teve também o ângulo azimutal alterado.

3. MODELAGEM DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O sistema fotovoltaico da EFAP é formado por três subsistemas em paralelo, conectado à rede elétrica e com gerador fotovoltaico de potência instalada de 3,860 kWp. As características dos subsistemas podem ser vistas na Tab. 1.

Tabela 1. Equipamentos do sistema fotovoltaico da EFAP

SUBSISTEMA	MÓDULOS				INVERSOR
	FABRICANTE/ MODELO	QUANTIDADE	ARRANJO	NOMENCLATURA DE SIMULAÇÃO	FABRICANTE/ MODELO
A	Kyocera/KC120	11	1 série de 11	de a1 até a11	SMA/Sunny Boy 1100
B	Kyocera/KC80	16	1 série de 16	b1 até b16	SMA/Sunny Boy 1100
C	Kyocera/LA321K45S	28	2 séries de 14	c1 até c28	SMA/Sunny Boy 1100

Neste trabalho foram realizadas simulações para quatro configurações distintas do sistema fotovoltaico da EFAP, distinguindo-se umas das outras quanto ao posicionamento dos módulos e quanto aos elementos da vizinhança, conforme descrito nos itens a seguir.

3.1 Configuração da simulação EFAP-1 – Modelo do sistema fotovoltaico instalado na EFAP

A Fig. 2 apresenta o modelo tridimensional utilizado para a simulação do sistema com a configuração EFAP-1. Esta é a configuração modelada para a simulação do sistema fotovoltaico como realmente está instalado. No sistema, o gerador fotovoltaico está instalado com os módulos inclinados a 90° e com ângulo azimutal de -157° . Os módulos marcados com um ponto vermelho na Fig. 2a, nomeados a1, a6 e a11, de cima para baixo, foram escolhidos de forma arbitrária para as análises neste trabalho. Nas simulações do sistema da EFAP os módulos permanecem nas mesmas posições relativas entre si. Na Fig. 2b pode-se ver como os elementos dos arredores do sistema foram modelados.

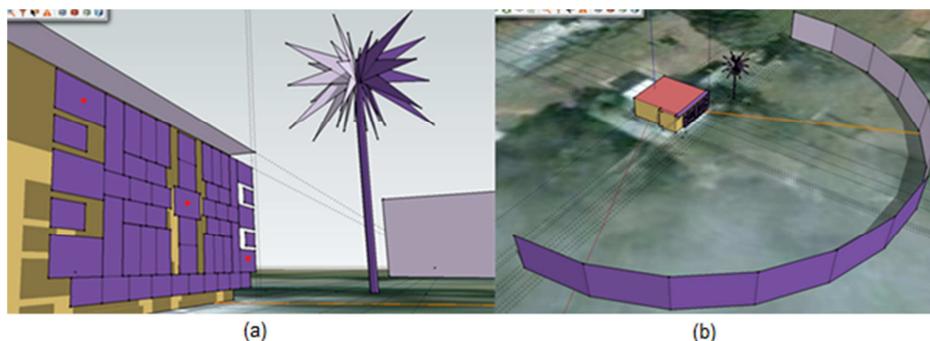


Figura 2- Modelo tridimensional para simulação EFAP-1

3.2 Configuração da simulação EFAP-2

Nesta configuração, a simulação foi realizada com o gerador do sistema fotovoltaico colocado com a inclinação dos módulos corrigida, isto é, os módulos estão inclinados a 20° e com ângulo azimutal de -157° . Para esta simulação não foram feitas alterações nos arredores do sistema. O modelo tridimensional usado para esta simulação é mostrado na Fig. 3.

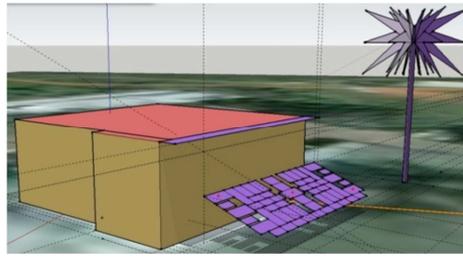


Figura 3- Modelo tridimensional para simulação EFAP-2

3.3 Configuração da simulação EFAP-3

Nesta configuração, a simulação foi realizada com o gerador fotovoltaico com inclinação corrigida, 20° , permanecendo o ângulo azimutal de -157° , e sem qualquer interferência de sombreamento de elementos da vizinhança. Na Fig. 4 é mostrado o sistema como foi modelado para a simulação EFAP-3.

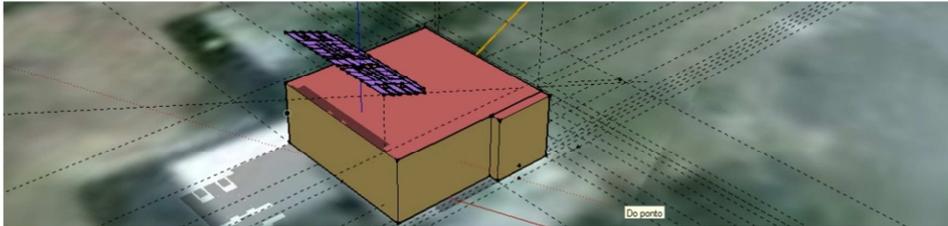


Figura 4- Modelo tridimensional para simulação EFAP-3.

3.4 Configuração da simulação EFAP-4

Nesta configuração o sistema fotovoltaico está com os seus parâmetros de inclinação e orientação ideais. Aqui o sistema fotovoltaico foi testado com a inclinação do gerador fotovoltaico corrigida a 20° , sem qualquer interferência de sombreamento de elementos da vizinhança, e com ângulo azimutal de 180° . Na Fig. 5 é apresentado o sistema como foi modelado para a simulação EFAP-4.

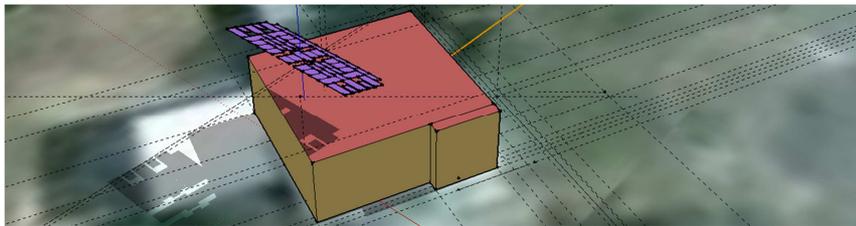


Figura 5- Modelo tridimensional para simulação EFAP-4.

4. RESULTADOS OBTIDOS

Para a simulação EFAP-1, sistema real, e portanto com a inclinação e orientação do gerador fotovoltaico fora da sua condição ideal, isto é, com inclinação 90° e ângulo azimutal -157° , a fração da área iluminada pela radiação solar direta para as superfícies dos módulos a1, e a11 são mostradas na Fig. 6a e Fig. 6b, respectivamente. Em cada gráfico de fração da área iluminada pela radiação solar direta, no eixo da esquerda, está mostrada a hora do dia, abaixo, está o eixo marcando a data do ano e a direita uma escala marcando o valor (de 0 até 1) em função da cor do gráfico.

No gráfico da Fig. 6a, referente ao módulo a1, instalado numa parede vertical e virado a leste, a fração iluminada pela radiação solar direta é significativamente maior no período da manhã, principalmente no verão e na primavera, quando o sol passa mais alto céu (radiação solar incide significativamente apenas antes do meio dia) e o dia é mais longo (radiação solar começa a incidir diretamente mais cedo). No inverno e no outono, a altitude que sol alcança no céu é menor (o sol ilumina os módulos diretamente até mais tarde), e o dia é mais curto.

O gráfico da Fig. 6b é referente ao módulo a11, ele é similar gráfico da Fig. 6a, porém apresentando uma diferença perceptível nas horas em que a radiação solar deixa de incidir sobre o módulo, que é mais cedo, pelo fato de que as sombras dos elementos da vizinhança alcançam primeiro os módulos instalados mais abaixo do gerador fotovoltaico.

Para a simulação EFAP-2 o gerador fotovoltaico teve sua inclinação corrigida para 20° e permaneceram o ângulo azimutal de -157° e elementos de sombreamento. Para esta simulação a fração da área iluminada pela radiação solar direta para as superfícies dos módulos a1, e a11 são mostradas na Fig. 7a e Fig. 7b, respectivamente.

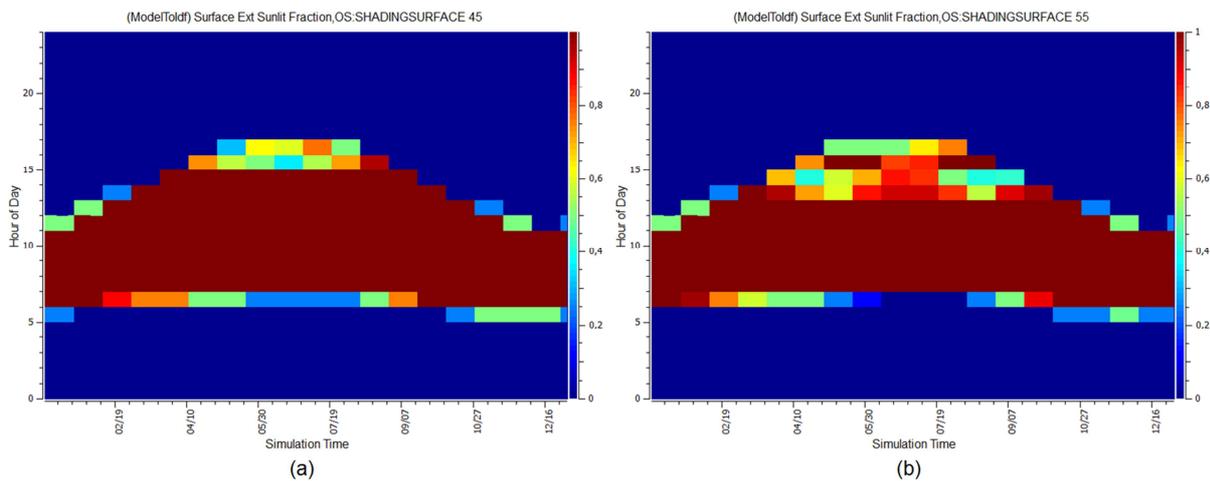


Figura 6- Fração diretamente iluminada do módulo a1 e a11 em EFAP-1.

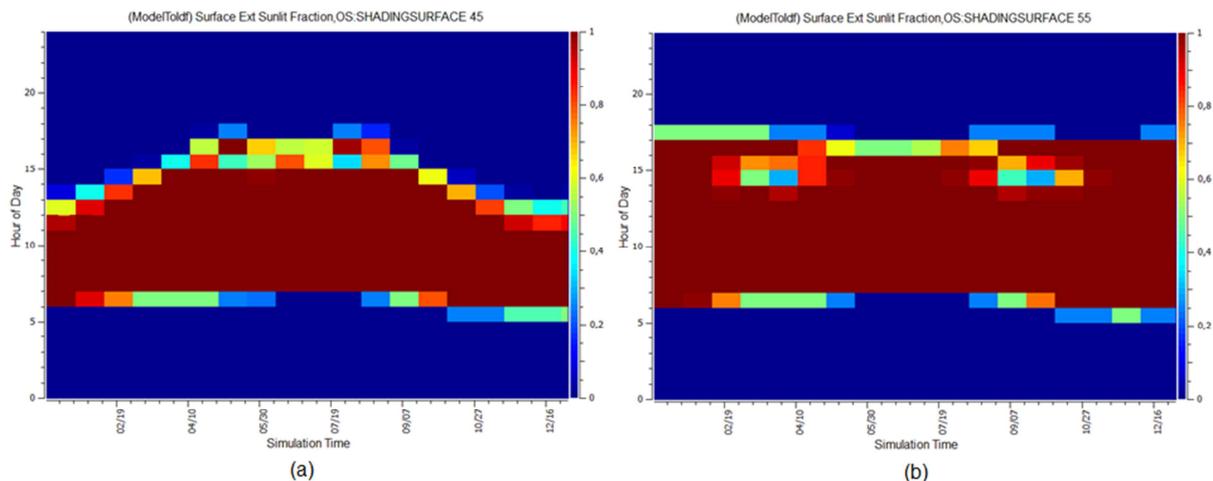


Figura 7- Fração diretamente iluminada do módulo a1 e a11 em EFAP-2.

No gráfico da Fig. 7a, como o módulo está instalado próximo à parede do prédio, ele é sombreado por ela, nas últimas horas do dia, nos meses de verão e de primavera.

Em relação ao gráfico da Fig. 7a, o gráfico da Fig. 7b apresenta uma diferença nas horas em que a radiação solar deixa de incidir sobre o gerador fotovoltaico, que é mais cedo no meio do ano devido às sombras dos elementos da vizinhança, e é mais tarde no começo e no final do ano, porque, neste período, a sombra do prédio em que o sistema está instalado não afeta o módulo a11. Percebe-se também, duas manchas de sombreadamento no interior da região iluminada, estas manchas são causadas pelo coqueiro vizinho aos módulos do gerador fotovoltaico.

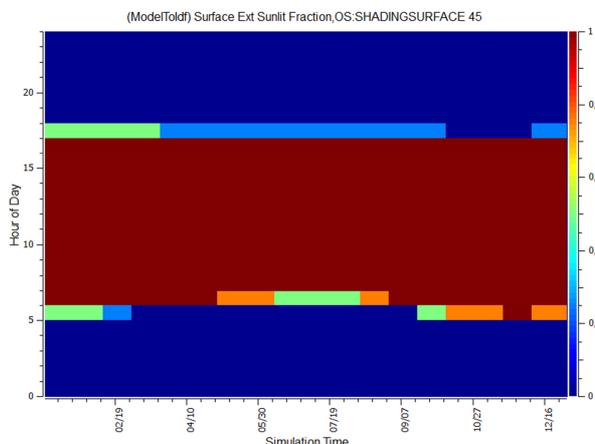


Figura 8- Fração diretamente iluminada do módulo a1 em EFAP-3.

Para a simulação EFAP-3, com a inclinação dos módulos corrigida e retirados os elementos de sombreado sobre o gerador fotovoltaico. Os gráficos de fração da área iluminada pela radiação solar direta para as superfícies de

todos os módulos são iguais, então o módulo a1 foi escolhido arbitrariamente para representar o conjunto de módulos, cujo gráfico é mostrado na Fig. 8.

Finalmente, foi simulada a configuração EFAP-4, onde a inclinação do gerador fotovoltaico foi corrigida para 20°, não havia qualquer interferência de sombreamento, e o ângulo azimutal foi corrigido para 180°, representando as condições corretas de localização do gerador fotovoltaico. Nesta simulação foi identificado que os gráficos de fração da área iluminada pela radiação solar direta para as superfícies de todos os módulos são iguais, sendo escolhido o gráfico para o módulo a1 para apresentar os resultados desta configuração, conforme mostrado na Fig. 9.

A Tab. 2 apresenta alguns valores médios de fração de área iluminada pela radiação solar direta para as superfícies frontais do gerador fotovoltaico, para todas as configurações analisadas, para os módulos a1, a6 e a11. As médias gerais (de todos os módulos do sistema) da fração anual da área iluminada são também apresentadas na Tab. 2.

Os resultados das simulações da energia total convertida em energia elétrica pelo sistema fotovoltaico da EFAP, mensalmente e anualmente, para as quatro configurações estão apresentadas na Tab. 3.

Comparando-se os resultados da configuração EFAP-2 com EFAP-1, onde foi corrigida apenas a inclinação do gerador fotovoltaico, observa-se que a fração iluminada do gerador fotovoltaico aumentou em 27%, enquanto a energia anual produzida aumentou 91%.

Para a configuração EFAP-3, onde foi corrigida apenas a inclinação do gerador fotovoltaico e foram retirados os elementos causadores de sombreamento, observa-se que a fração iluminada do gerador fotovoltaico aumentou em 45%, enquanto a energia anual produzida aumentou 110%, ambos em relação à EFAP-1.

Na análise comparativa entre as simulações das configurações EFAP-1 e EFAP-4, na qual o gerador fotovoltaico foi colocado na posição correta, isto é inclinação 20°, angulo azimutal 180° e sem elementos de sombreamento, observa-se que a fração iluminada do gerador fotovoltaico aumentou 50%, enquanto a energia anual produzida aumentou 111%.

Comparando-se os resultados das simulações para a energia anual produzida, cujos dados estão apresentados Tab. 3, observa-se que a orientação do gerador fotovoltaico, de -157° para 180°, afetaria muito pouco os resultados (diferença entre EFAP-4 e EFAP-3). Porém os elementos de sombreamento poderiam reduzir em torno de 20% (diferença entre EFAP-3 e EFAP-2 em relação à EFAP-1) a energia anual gerada. No entanto, a inclinação do gerador fotovoltaico reduziria a energia fornecida em 90% (diferença entre EFAP-2 e EFAP-1 em relação à EFAP-1). Por isso conclui-se que, o fato do sistema estar integrado a parede do edifício é um grande fator de perda de geração, visto que afeta a fração da área iluminada em cerca de 30% e causa uma redução superior a 50% da energia anual produzida (relativas à EFAP-4), sendo esta a principal limitação da integração de geradores fotovoltaicos em edificações verticalizadas.

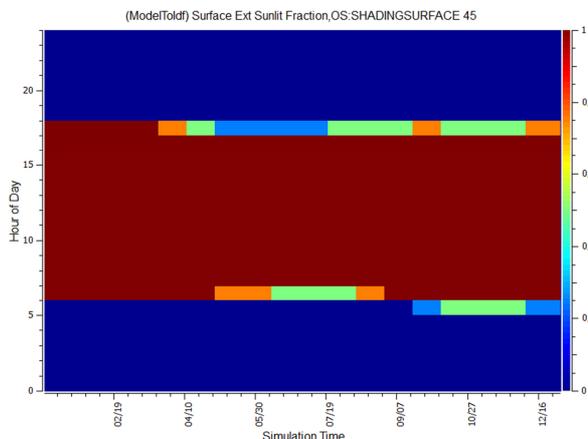


Figura 9- Fração diretamente iluminada do módulo a1 em EFAP-4.

Tabela 2. Fração iluminada por radiação solar direta média dos módulos a1, a6 e a11 e média geral anual.

MÓDULO		FRAÇÃO DE ÁREA ILUMINADA PELA RADIAÇÃO SOLAR DIRETA [ADIMENSIONAL]			
		EFAP-1	EFAP-2	EFAP-3	EFAP-4
a1	Média anual	0,332	0,352	0,467	0,483
	Menor entre os meses	0,233	0,282	0,448	0,451
	Maior entre os meses	0,397	0,407	0,5	0,5
a6	Média anual	0,326	0,404	0,467	0,483
	Menor entre os meses	0,232	0,372	0,448	0,451
	Maior entre os meses	0,384	0,444	0,5	0,5
a11	Média anual	0,317	0,436	0,467	0,483
	Menor entre os meses	0,226	0,396	0,448	0,451
	Maior entre os meses	0,383	0,479	0,5	0,5
MÉDIA GERAL ANUAL		0,323	0,409	0,467	0,483

Tabela 3. Energia produzida obtida para as simulações das diversas configurações do sistema fotovoltaico.

MÊS	ENERGIA FORNECIDA PELOS MÓDULOS [kWh]			
	EFAP-1	EFAP-2	EFAP-3	EFAP-4
Jan	97,07	377,16	443,05	439,85
Fev	116,87	386,63	436,36	437,59
Mar	201,40	448,93	490,13	491,38
Abr	279,17	458,85	497,71	499,13
Mai	334,19	431,29	460,71	465,96
Jun	372,51	434,14	457,11	463,78
Jul	366,47	460,26	487,81	497,80
Ago	354,19	515,54	552,84	557,57
Set	241,47	492,59	531,99	536,82
Out	161,37	463,33	507,12	503,92
Nov	101,94	374,75	428,30	421,75
Dez	84,72	332,52	398,51	395,02
TOTAL ANUAL	2711,37	5175,97	5691,64	5710,58
MÉDIA MENSAL	225,95	431,33	474,30	475,88

Na Tab. 4 estão apresentados os dados coletados, medidos pelo sistema de aquisição de dados ligado ao Sunny Portal (Sunny Portal, 2011), para a produção de energia mensal do sistema fotovoltaico instalado na EFAP, representado na configuração EFAP-1.

Tabela 4. Dados da energia fornecida pelo sistema instalado na EFAP obtidos do Sunny Portal.

	FORNECIMENTO DE ENERGIA MENSAL [kWh]			
	2009	2010	2011	MÉDIA
Jan		88	114	101,00
Fev		107	131	119,00
Mar		171,84	136	153,92
Abr		226	220	223,00
Mai		202	193	197,50
Jun		206	197	201,50
Jul	165	212	192	189,67
Ago	138	267	229	211,33
Set	131	217	233	193,67
Out	103	149	128	126,67
Nov	75	91,25	111	92,42
Dez	60	94,75	85	79,92
TOTAL	672	2032	1969	1890
MÉDIA MENSAL	112	169	164	157,5

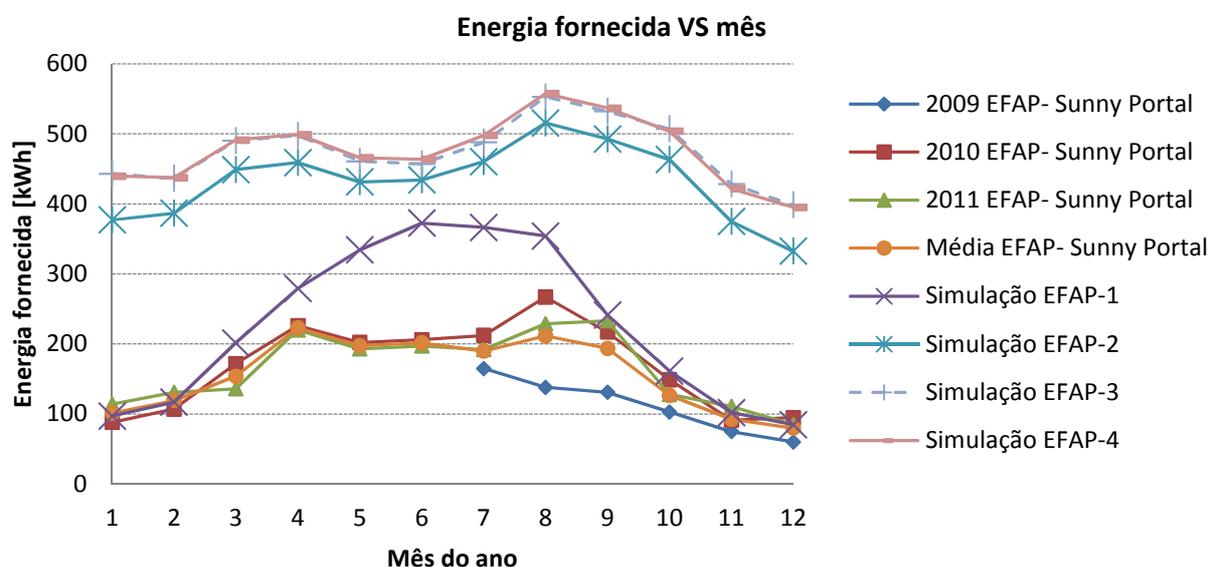


Figura 10- Energia produzida pelo sistema da EFAP, simulada para várias configurações e medida em função do mês.

O sistema fotovoltaico da EFAP foi interligado ao Sunny Portal em junho de 2009, por isso observa-se na Tab. 4 que as medições foram consideradas a partir do mês de julho de 2009. Comparando-se os valores medidos da energia produzida pelo sistema fotovoltaico, do Sunny Portal, com os valores previstos pela simulação EFAP-1, Tab. 3, observa-se que o valor da energia produzida anualmente pela simulação EFAP-1 é 34,4% maior que o valor do Sunny Portal de 2010 e 37,7% maior que o de 2011. Observa-se, também, que o valor de energia fornecida anualmente da simulação EFAP-1 é 43,5% maior que a soma das médias mensais do Sunny Portal. As possíveis razões para esta diferença significativa ainda precisam ser investigadas, mas podem ser causadas pelos efeitos da temperatura. A potência de saída de módulos policristalinos é reduzida proporcionalmente com o aumento da temperatura ambiente, causando degradação da eficiência dos mesmos. Outro ponto importante é a posição vertical do gerador fotovoltaico, sujeito a emissão de radiação oriunda da parede próxima a ele, originando aumento adicional de temperatura dos módulos. A análise da temperatura de trabalho dos módulos fotovoltaicos, devido à proximidade com a parede e albedo, será a próxima etapa deste trabalho. Outro motivo desta discrepância pode ser algum elemento causador de sombreamento da vizinhança que não tenha sido devidamente considerado, entre outras possibilidades.

A Fig. 10 apresenta um gráfico com todos os resultados apresentados para os valores de energia produzida mensalmente de todas as simulações, juntamente com todos os dados de medição obtidos do Sunny Portal mostrados na Tab. 4. Deste gráfico, percebe-se que a simulação EFAP-1 se aproxima dos resultados medidos no começo e no final do ano, ou seja, durante a primavera e o verão, mas superestima a produtividade do sistema no meio do ano, durante o inverno e o outono. O resultado disso é a diferença relatada de cerca de 40% no total de energia produzida anualmente.

As curvas de dados do Sunny Portal parecem ter o mesmo comportamento das curvas das simulações 2, 3 e 4. As curvas destas simulações seguem um padrão próximo do esperado devido aos fatores climáticos considerados.

O fornecimento de energia é fortemente influenciado pela época do ano, sendo muito limitado no verão e na primavera, principalmente, pelo modo como os módulos estão instalados.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho avaliou o impacto do posicionamento do gerador fotovoltaico no desempenho do sistema. No sistema fotovoltaico simulado os módulos instalados a 90° causam uma redução cerca de 50% na energia produzida anualmente. Apesar da orientação e elementos de sombreamentos terem sido estudados, verificou-se que, neste caso, o principal parâmetro é a inclinação do gerador fotovoltaico.

Para avaliar a diferença entre os valores simulados do sistema e os valores medidos serão necessários estudos adicionais, pois a temperatura tem uma influência importante neste resultado, e a mesma é objeto de estudos posteriores.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 29 jun. 2012.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). OpenStudio. USA, 2012. Disponível em: <<http://openstudio.nrel.gov/>>. Acesso em 25 abr. 2012.
- PHOTON. Solar Module Data Base. 2012. Disponível em: <http://www.photon.info/photonsite_db_solarmodule_en.photon?ActiveID=1242>. Acesso em: 03 jun. 2012.
- Rede Brasil de Capacitação em Energia Solar. Curso de Capacitação em Energia Solar. Grupo de Estudos em Energia Solar (GREEN Solar), PUC Minas. Belo Horizonte. Brasil. 2006.
- Sunny Portal. CEMIG - EFAP - DEM. SMA. 2011. Acesso mensal em 2011.
- U.S. Department of Energy (U.S. DOE). EnergyPlus Energy Simulation Software. USA, 2012. Disponível em: <<http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/>>. Acesso em 25 abr. 2012.

PERFORMANCE ANALYSIS OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM INTEGRATED TO FACADE OF A BUILDING LOCATED IN THE UNIVERCEMIG

Abstract. *This article presents a comparative study of the behavior of the PV system belonging to UniverCemig and located in Sete Lagoas, Minas Gerais, Brasil, according to variations of its geometric configuration. The simulated settings vary from a model for the real condition of the system up to a probably optimum condition. The results of the simulations were compared with each other and with the measured data of the system. The obtained values indicate, for this system, that the tilt angle of 90° is the main cause of decrease of the annual energy produced (about 50%, relative to the 20° tilt angle) and that the shadowing and the orientation cause smaller losses. Later studies must be carried out to determine the causes of the differences between the simulation results of the real system and the measured data.*

Key words: Photovoltaic System, BIPV, Simulation