

IMPACTO NO DESEMPENHO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO A DIFERENTES FORMAS ARQUITETÔNICAS DE ESTACIONAMENTO

Cesar Biasi de Moura – cbmoura@lsi.usp.br

Sergio Shimura – sshimura@lsi.usp.br

Roberto Silva Simplicio – roberto.simplicio@lsitec.org.br

Rafael Herrero Alonso – rherrero@lsi.usp.br

Marcelo Knörich Zuffo – mkzuffo@lsi.usp.br

Universidade de São Paulo, Laboratório de Sistemas Integráveis do Departamento de Engenharia de Sistemas Eletrônicos da Escola Politécnica

Resumo. O objetivo deste trabalho é avaliar o impacto no desempenho energético que diferentes formas arquitetônicas para sistemas BIPV integrados a estacionamentos e a influência da topologia elétrica adotada. A análise foi realizada para uma instalação fotovoltaica de aproximadamente 450 kWp a ser instalada no estacionamento do Parque Cândido Portinari, em São Paulo/SP. Diferentes formatos arquitetônicos foram analisados, como o formato de plano inclinado, curvado de calha circular com os módulos instalados com inclinação entre 0° a 30°, curvado de meia calha circular com os módulos instalados com inclinação entre 5° a 30° e em forma de “V”, considerando-se os ângulos de inclinação (tilt) de 6°, 10 e 20° para os formatos de plano inclinado e em forma de “V”. Com o modelo 3D da planta e com os formatos propostos, foram realizadas simulações com o software PVsyst V6.38 e os resultados foram analisados considerando três métricas: a energia total produzida em kWh, a produção específica e o performance ratio (PR). O resultado deste estudo indica que o formato mais adequado é o de plano inclinado com ângulo de inclinação de 6°, entretanto os formatos de meia calha circular e em forma de “V” com inclinação entre 6° a 10° e plano inclinado com inclinação de 10° também apresentaram desempenho de energia total produzida próximos ao formato de plano inclinado com ângulo de inclinação de 6°: -3,3%, -1,5%, -2,3% e -0,2% respectivamente, demonstrando ser viável a adoção de projetos com formas arquitetônicas diferenciadas em projetos de BIPV para estacionamentos.

Palavras-chave: Geração de energia fotovoltaica, Desempenho energético, BIPV

1. INTRODUÇÃO

Atualmente a capacidade instalada de sistemas de geração fotovoltaica ao redor do mundo já rompeu a marca dos 130 GWp instalados, atingindo mais de 138,9 GWp no ano de 2013, sendo que projeções realizadas indicam que no ano de 2018 a capacidade instalada supere 400 GWp, sendo esperados que no continente americano sejam instalados de 2,9 GWp a 5,3 GWp somente de geração distribuída (EPIA, 2014).

Sistemas BIPV integrados a estacionamentos oferecem uma alternativa para a instalação de sistemas fotovoltaicos de médio porte em centros urbanos, possuindo a vantagem de não ocupar área de solo como uma usina fotovoltaica convencional ou os telhados de edificações ou residências, além de ser menos afetado pelo sombreamento causado por obstáculos comuns ao ambiente urbano como antenas de TV, para-raios, caixas d'água, chaminés e etc., que acabam por limitar a área útil de instalação e reduzir o desempenho energético do sistema (Herrero et al., 2014).

Adicionalmente outras características como o perfil e valores da irradiação solar, temperatura de trabalho dos módulos, e o formato arquitetônico previamente escolhido pelo projetista podem fazer com que a adoção de uma determinada tecnologia de módulo fotovoltaico, como por exemplo a de silício amorfo, seja mais adequada frente as tecnologias mais tradicionais de silício policristalino e monocristalino quando se é analisado os custos de geração para a produção específica (kWh/kWp), levando-se em conta o local de instalação e as características listadas anteriormente (Rüther, 2004).

Diante do descrito anteriormente e levando-se em consideração os estudos apresentados a respeito de BIPV, este trabalho se mostra relevante, uma vez que aborda alguma das escolhas que projetistas enfrentarão nos próximos anos, a medida que projetos com sistemas BIPV integrados a estacionamentos se mostrem cada vez mais presentes.

2. CARACTERÍSTICAS QUE INTERFEREM NO DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

O desempenho de um sistema fotovoltaico pode ser impactado por fatores que afetam a operação da tecnologia e/ou limitações condicionadas ao local de instalação do projeto.

O desempenho do sistema fotovoltaico é inerente à própria tecnologia quando exposta as condições meteorológicas locais, essencialmente da irradiação e temperatura, e, dos limites de espaço físico estabelecidos para instalação da estrutura/suporte. Influenciando a orientação e inclinação dos módulos, bem como os níveis de sombreamento na presença de obstáculos que não podem ser minimizados. A eficiência do inversor e distância entre o arranjo fotovoltaico, as conexões de cabos, os dispositivos de proteção, condição de limpeza e degradação dos módulos, também influenciam no desempenho do sistema (Häberlin, 2012); (Burger e Rütther, 2005); (Zomer *et al.*, 2014).

Outro importante fator relativo à tecnologia que afeta o rendimento de um sistema fotovoltaico é o efeito do descasamento elétrico entre módulos fotovoltaicos de uma mesma série (do inglês, *module mismatch losses*). Diversos estudos já apresentaram suas implicações (Bakas, Marinopoulos e Stridh, 2012), (Patel e Agarwal, 2008), (Webber e Riley, 2013), (Zilles *et al.*, 1992) e (Burger e Rütther, 2005).

A energia total produzida, é a quantidade de energia elétrica que é injetada na rede de energia da concessionária, sendo esta mensurada em kWh.

A produção específica relaciona a energia total produzida com a potência nominal pico instalada do sistema fotovoltaico, sendo uma maneira importante de mensurar o desempenho entre os diferentes formatos arquitetônicos, entretanto este índice é afetado por todas as características do local onde o projeto será instalado, como irradiação, temperatura, velocidade do vento, etc., sendo ele útil para comparações para diferentes projetos no mesmo local ou para comparações entre diversas localidades, mas para o mesmo projeto, sendo este mensurado em kWh/kWp (Häberlin, 2012).

Já o *performance ratio* (PR) é um número adimensional expresso em porcentagem que relaciona a energia injetada na rede ao longo do tempo com a energia que seria injetada na rede para um sistema que operasse sem perdas, ou seja, de maneira constante nas condições do STC (*Standard Test Conditions*) (Häberlin, 2012; Masters, 2004).

Estudos apontam que a taxa de desempenho dos sistemas fotovoltaicos pode variar de 60 a 90%, sendo que valores abaixo de 70% são avaliados como baixos e acima de 80% considerados bons (Marion *et al.*, 2005), (Zomer, 2014), (Häberlin, 2012), (Ferreira de Oliveira *et al.*, 2001), (Rütther e Dacoregio, 2000) e (Reich *et al.*, 2011). Porém, o estudo (Reich *et al.*, 2011) indica a possibilidade de sistemas fotovoltaicos com valores de PR acima de 90% em um futuro próximo.

3. METODOLOGIA

Com o objetivo de avaliar o desempenho energético para cada formato arquitetônico estudado foi realizada uma visita ao local da instalação do estacionamento fotovoltaico, onde a distância, posicionamento e dimensões aproximadas dos obstáculos foram obtidas através de plantas de desenho CAD, por medições de campo com trena métrica e de informações obtidas na internet no site dos empreendimentos imobiliários presentes no entorno do local de instalação, além de registros fotográficos com um objeto de referência para validar as informações obtidas.

Com base nestas informações construiu-se um modelo 3D das edificações com potencial de sombreamento no local de instalação do estacionamento, utilizando o *software* PVsyst V6.38. Devido à ausência de dados solarimétricos do local no momento da realização deste estudo foi adotada a base de dados Meteororm 7.1.

O posicionamento dos módulos no local foi escolhido de modo que o estacionamento acompanhasse o arruamento de vagas existente, para se atender a potência mínima de 450 kWp.

Os formatos arquitetônicos mostrados na tabela do estudo, sendo o ângulo de 6° definido pelo projeto básico do executor da obra, 10° como o menor ângulo de inclinação para autolimpeza (Nobre *et al.*, 2012; Nobre *et al.*, 2013; Pinho e Galdino, 2014) e 20° pela razão de ser o ângulo que apresenta o maior fator de transposição pura para a localidade e azimute de instalação de acordo com a ferramenta de cálculo do fator do PVsyst V6.38.

Para os formatos arquitetônicos avaliados foram simuladas as topologias elétricas de arranjos de inversor central com 1 MPPT, central com 3 MPPTs, 4 inversores com 1 MPPT e *string-inverter* com 1 e 2 MPPTs, procurando-se avaliar o desempenho energético para cada um dos 28 cenários elaborados.

Neste estudo foram consideradas as perdas térmicas relativas a forma de montagem dos módulos, por efeito joule do cabeamento de corrente contínua e alternada, as perdas oriundas do transformador de potência, por qualidade dos módulos, LID, descasamento elétrico causado pelo arranjo elétrico, *Soiling*, IAM e indisponibilidade.

3.1 Apresentação do projeto

Os módulos serão instalados em duas seções de estacionamento, cujas coordenadas são: 23,5° S; 46,6° O, sendo o SuryaVolt Série D SV-245D20 da DYA Energia Solar de 245 Wp de potência. Este módulo é composto por 60 células de silício policristalino com eficiência de 15,2 % e com uma perda de eficiência em baixa irradiação de no máximo 4,5%. Os elementos que podem causar sombreamento nos módulos foram modelados, conforme ilustrado na Fig. 1.



Figura 1 – Modelo 3D criado a partir de plantas de desenho CAD, medições em campo, registros fotográficos e etc.

Como os cenários avaliados levaram em conta a possibilidade de ser adotadas 3 topologias elétricas de inversores, dependendo é claro do formato arquitetônico avaliado, nas simulações foram adotados os inversores Ingecon Sun 10 TL M (Topologia *String-Inverter* de 1 ou 2 MPPTs), Ingecon Sun 110 TL B220 (Topologia quatro inversores de 1 MPPT) e Ingecon Sun 410 TL M220 DC Indoor (Topologias Central de 1 ou 3 MPPTs) da Ingeteam, habilitando-se ou o não a função “multi-MPPT” do PVsyst V6.38 para a realização do estudo, de modo que fosse realizada uma comparação entre resultados mais isenta possível, uma vez que utilizar outro modelo de inversor da Ingeteam que possuísse a mesma potência mas apenas 1 MPPT poderia apresentar valores de eficiência de conversão ligeiramente diferentes do modelo adotado nestas simulações, o que poderia influenciar os resultados para a comparação entre a adoção de inversores com mais de 1 MPPT frente a um inversor com apenas 1 MPPT.

3.2 Perdas consideradas nas simulações

Conforme descrito na metodologia do projeto, foram consideradas as diversas perdas presentes em um sistema fotovoltaico para avaliar assim o desempenho energético para os cenários avaliados ao longo do seu primeiro ano de operação.

Para as perdas térmicas e por efeito Joule do sistema, foi adotada a opção de montagem “Livre” com circulação de ar para os sistemas em todos os cenários para as perdas térmicas. Quanto as perdas por efeito joule do cabeamento entre inversor e transformador foi utilizado o valor de 1% referente as condições padrão de teste (STC), sendo esses valores escolhidos por recomendação no projeto básico do executor, de modo que as perdas totais com cabeamento fossem inferiores a 2%. Adicionalmente também foram previstas as perdas com transformador. Entretanto, como o modelo do transformador não foi selecionado no projeto básico, foram utilizados os valores de 0,1% para perdas no ferro e 1,0% para perdas resistivas e indutivas do transformador recomendado pelo próprio *software*.

Quanto as perdas por qualidade dos módulos e LID, em todas as simulações foram utilizados os valores padrões estipulados pelo *software*, sendo que para as perdas por qualidade dos módulos foi utilizado 2,5%, pois a tolerância dos parâmetros para os módulos informada pelo fabricante é de $\pm 5\%$ e para as perdas por LID foi utilizado o valor de 2% para módulos de silício.

Para as perdas por descasamento elétrico causado pelos diferentes arranjos foram calculadas através de uma ferramenta do PVsyst V6.38, na qual foi utilizada a distribuição gaussiana para uma irradiância de 1000 W/m² e temperatura de célula de 45 °C, sendo obtido para 500 interações randômicas e 28 cenários avaliados uma variação de 2,1% a 2,4%.

Já para as perdas por *soiling*, foi adotado o valor de 5,2% com crescimento aproximadamente linear ao longo do ano (Häberlin, 2012), para a realização das simulações do primeiro ano de operação (Tab. 1). Este valor foi adotado com base nos valores verificados para perdas de *soiling* anuais para a cidade de Los Angeles, CA, metrópole com características, tamanho e problemas com poluição do ar similares a São Paulo. Valores próximos também foram verificados em uma planta fotovoltaica em Cartagena na Espanha (Miller e Jackson, 2009; Lorenzo et al., 2014).

Tabela 1 – Perdas acumuladas mensais por *soiling* adotada nas simulações.

Mês	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Valores de Perdas por <i>Soiling</i> Mensal	0,4%	0,9%	1,3%	1,7%	2,2%	2,6%	3,0%	3,5%	3,9%	4,3%	4,8%	5,2%

Adicionalmente, para as perdas por IAM foi adotado o modelo chamado de “ASHRAE” com parametrização $bo = 0,05$.

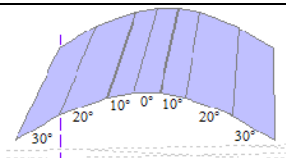
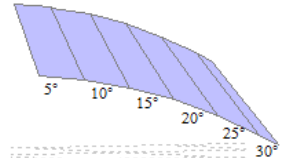
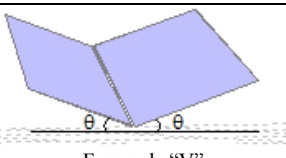
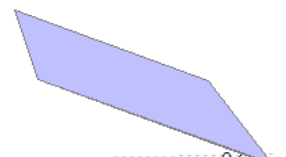
Por fim, para as perdas por indisponibilidade do sistema foi adotada uma indisponibilidade de 1,5%, para a topologia de inversor central, 1,4% para a topologia com 4 inversores e 1,0% para a topologia *string-inverter* (Shimura et al., 2014). Entretanto, a entrada de variáveis para indisponibilidade do PVsyst V6.38 não permite mais que 5 entradas de períodos por ano, não permitindo que o número médio de falhas por ano e o período médio de paradas avaliado por Shimura et al. (2014) seja utilizado de fato em suas simulações.

Para possibilitar que as simulações fossem comparadas de maneira mais isentas de outras variáveis não controláveis, como a irradiação que chega ao local para cada dia e hora, todas as simulações foram realizadas de modo que os 5 períodos máximos de indisponibilidade sempre ocorram nos mesmos dias e horários. Desta maneira foi utilizado nas simulações os seguintes dias e horários, 09/03 às 08h:00m, 06/05 às 05h:00m, 02/06 às 04h:00m, 30/09 às 08h:00m e 02/11 às 04h:00m.

3.3 Topologias elétricas avaliadas

Como foram avaliados quatro formatos arquitetônicos distintos, para cada um deles foi analisado os possíveis arranjos elétricos que poderiam ser adotados no projeto para o estacionamento com geração fotovoltaica integrada, sendo que todas as *strings* são constituídas por 21 módulos conectados em série e posicionadas ao longo do comprimento das seções com os módulos instalados horizontalmente também ao longo do comprimento das seções para que os diodos de *by-pass* possam operar de maneira correta, reduzindo-se assim eventuais perdas por sombreamentos parciais dos módulos causados pelos edifícios no em torno e as próprias seções (Häberlin, 2012; Masters, 2004 e Rüther, 2004). Os valores de quantidade de inversores, tamanho dos arranjos, inclinação e azimute dos módulos para cada arranjo, bem como seu respectivo descasamento elétrico são apresentados na Tab. 2.

Tabela 2 – Arranjos elétricos possíveis para cada formato arquitetônico avaliado.

Formato	Topologia Elétrica	Nº do Arranjo	Nº Inversores	Tamanho do Arranjo	Inclinação	Azimute	Descasamento Elétrico	
 <p>Calha Circular</p>	String-Inverter (1 ou 2 MPPTs)	1	8	21x16	30,0°	-123,7°	2,4%	
		2	8	21x16	20,0°	-123,7°	2,4%	
		3	4	21x8	10,0°	-123,7°	2,4%	
		4	4	21x8	0,0°	56,3°	2,4%	
		5	4	21x8	10,0°	56,3°	2,4%	
		6	8	21x16	20,0°	56,3°	2,4%	
		7	4	21x16	30,0°	56,3°	2,4%	
 <p>Meia Calha Circular</p>	String-Inverter (1 ou 2 MPPTs)	1	8	21x16	5,0°	56,3°	2,4%	
		2	8	21x16	10,0°	56,3°	2,4%	
		3	4	21x16	15,0°	56,3°	2,4%	
		4	4	21x16	20,0°	56,3°	2,4%	
		5	4	21x16	25,0°	56,3°	2,4%	
		6	8	21x8	30,0°	56,3°	2,4%	
 <p>Forma de "V"</p>	Quatro Inversores (1 MPPTs)	1	1	21x24	6°/10°/20°	56,3°	2,4%	
		2	1	21x20	6°/10°/20°	-123,7°	2,5%	
		3	1	21x20	6°/10°/20°	56,3°	2,5%	
		4	1	21x24	6°/10°/20°	-123,7°	2,4%	
	String-Inverter (1 ou 2 MPPTs)	1	22	21x44	6°/10°/20°	56,3°	2,4%	
		2	22	21x44	6°/10°/20°	-123,7°	2,4%	
 <p>Plano Inclinado</p>	Central (1 MPPTs)	1	1	21x88	6°/10°/20°	56,3°	2,4%	
		Central (3 MPPTs)	1	1	21x30	6°/10°/20°	56,3°	2,5%
			2		21x29	6°/10°/20°	56,3°	2,5%
	3		21x29		6°/10°/20°	56,3°	2,5%	
	Quatro Inversores (1 MPPTs)	1	1	21x22	6°/10°/20°	56,3°	2,4%	
		2	1	21x22	6°/10°/20°	56,3°	2,4%	
		3	1	21x22	6°/10°/20°	56,3°	2,4%	
		4	1	21x22	6°/10°/20°	56,3°	2,4%	
	String-Inverter (1 MPPTs)	1	44	21x88	6°/10°/20°	56,3°	2,2%	
		String-Inverter (2 MPPTs)	1	44	21x88	6°/10°/20°	56,3°	2,1%

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para os 28 cenários avaliados ao todo foi apresentado os resultados de energia anual total produzida, produção específica e o PR na Tab. 3. Nota-se que o cenário 1 (calha circular com topologia *string-inverter* de 1 MPPT) apresentou o pior desempenho energético quando comparada a ao cenário 18 (Plano Inclinado 6° com topologia *string-inverter* de 2 MPPTs), o de melhor desempenho, sendo que apesar do PR para ambas terem apresentado uma variação de apenas 2,80%, o cenário 1 apresenta uma produção de energia anual de -8,53% em relação ao cenário 18.

A variação relativa entre os valores do PR e a produção de energia anual encontrada entre os cenários 1 e 18 se deve ao fato de que o PR, fundamentalmente, quantifica a porcentagem de aproveitamento do sistema fotovoltaico com relação ao recurso solar disponível, incluindo todas as perdas do sistema, sendo possível concluir que o cenário 1 teve um aproveitamento do recurso solar disponível quase tão bom quanto o cenário 18, levando-se em conta o módulo adotado.

Tabela 3 – Energia total produzida anual, produção específica e PR para os 28 cenários avaliados.

Nº Cenário	Formato	Ângulo θ	Topologia Elétrica	Número de MPPTs por Inversor	Energia Anual (kWh)	Produção Específica (kWh/kWp)	PR
1	Calha Circular	-	<i>String-Inverter</i>	1	458.823	1.013,39	73,20%
2				458.969	1.013,71	73,30%	
3	Meia Calha Circular	-	<i>String-Inverter</i>	1	484.779	1.070,72	73,70%
4				484.926	1.071,04	73,70%	
5	Forma de “V”	6°	Quatro Inversores	1	491.213	1.084,93	75,40%
6				494.106	1.091,32	75,80%	
7			<i>String-Inverter</i>	2	494.124	1.091,36	75,80%
8				487.199	1.076,06	75,20%	
9		10°	Quatro Inversores	1	490.133	1.082,54	75,70%
10				490.156	1.082,60	75,70%	
11			<i>String-Inverter</i>	2	465.340	1.027,79	73,80%
12				468.450	1.034,65	74,30%	
13		20°	Quatro Inversores	1	468.593	1.034,97	74,30%
14				493.250	1.089,43	74,30%	
15			Central	3	492.799	1.088,43	74,60%
16				495.911	1.095,31	75,10%	
17	6°	Quatro Inversores	1	501.044	1.106,64	75,90%	
18			501.595	1.107,86	76,00%		
19		<i>String-Inverter</i>	2	492.148	1.087,00	74,30%	
20			491.637	1.085,87	74,20%		
21	Plano Inclinado	10°	Central	1	494.772	1.092,79	74,70%
22				499.907	1.104,13	75,50%	
23			<i>String-Inverter</i>	2	500.545	1.105,54	75,60%
24				478.700	1.057,29	72,60%	
25		20°	Central	3	477.996	1.055,74	72,60%
26				480.855	1.062,05	73,00%	
27			Quatro Inversores	1	486.357	1.074,20	73,80%
28				486.810	1.075,21	73,90%	

Verificando-se a Tab. 3, pode-se constatar que os cenários 3 e 4 (Meia Calha Circular) apresentaram um desempenho superior de aproximadamente 5,6% para a produção de energia anual maior em relação aos cenários 1 e 2 (Calha Circular), apesar destes quatro cenários apresentarem índices de PR próximos, com menos de 0,5% de diferença entre os cenários 3 e 4 e os cenários 1 e 2, indicando que ambos os formatos conseguem aproveitar de maneira satisfatória o recurso solar disponível. Isto ocorreu devido ao fato de que mais de 45% dos módulos no formato de calha circular estão direcionados de modo a acompanhar o arruamento de vagas existente, fazendo com que estes módulos fiquem direcionados para o Sul, conforme o azimute listado na Tab. 2, ao invés da direção norte que é a recomendada do ponto de vista de projetos fotovoltaicos para a latitude do local (Häberlin, 2012; Masters, 2004 e Rüther, 2004), reduzindo-se consideravelmente a irradiação global no plano coletor dos módulos para estes arranjos.

Já para o formato de plano inclinado é possível verificar que o ângulo de inclinação de 6° apresentou melhores resultados tanto de PR quanto de produção de energia anual (Cenários 14 a 18), o que contraria as previsões iniciais que apontavam que o ângulo de 20° (Cenários 24 a 28) apresentaria melhor desempenho devido ao seu maior fator de transposição quando calculado utilizando o PVsyst V6.38. Constatou-se através das simulações que isto ocorreu devido ao aumento das perdas com sombreamento próximo causadas pelos edifícios localizados no entorno, sendo estas perdas aproximadamente 40% maiores para o ângulo de 10° (Cenários 19 a 23) e 200% para o ângulo de 20° (Cenários 24 a 28).

Com relação a escolha da topologia elétrica, verificou-se que ao contrário das expectativas iniciais, a topologia central com 3 MPPTs apresentou uma produção de energia anual menor para os cenários 15, 20 e 25. Isso ocorreu devido ao fato de que a topologia central com 3 MPPTs apresenta uma perda por descasamento elétrico dos módulos para cada MPPT superior a topologia central com 1 MPPT (Tab. 2), também sendo constatado através das simulações que não houve nenhuma redução das perdas elétricas causadas por sombreamento mesmo utilizando-se 3 canais de MPPTs.

Ainda em relação ao formato de plano inclinado, a divisão entre os 3 canais do inversor foi realizada de modo que em cada seção do estacionamento, as *strings* fossem conectadas a um canal de MPPT específico do inversor, sendo que as *strings* restantes (localizadas nas pontas de ambas as seções, ao norte) foram conectadas ao terceiro canal de MPPT do inversor. Neste caso, o aumento no número de MPPTs para o inversor central não apresentou melhora para o valor da produção de energia anual e PR pois, o sombreamento causado pelos prédios no entorno do local, tem um padrão de sombreamento com tamanhos menores que a área que ocupa cada canal de MPPT do inversor. Sendo assim, como a granularidade do padrão de sombreamento causado pelos edifícios e verificadas através do PVsyst V6.38 dentro da

ferramenta de Construção/Perspectiva, são menores que a área ocupada por cada um dos 3 canais de MPPT do inversor, isso resulta no fato de que a topologia central com 3 MPPTs não consegue otimizar a geração mais que topologia central com 1 MPPT, fato este também corroborado pelas simulações com a topologia de quatro inversores, pois o ganho entre 0,45% a 0,55% para a produção de energia anual e entre 0,4% a 0,8% aproximadamente para o PR da topologia de quatro inversores frente a topologia Central com 1 MPPT, tem como origem a diminuição das perdas por eficiência do inversor e por indisponibilidade que esta topologia apresenta, e não nas perdas elétricas por sombreamento. Desta maneira a topologia *string-inverter* foi a que apresentou melhores resultados pois além de ter menores perdas elétricas causadas por sombreamento, também possui menores perdas de eficiência nos inversores e menores perdas por indisponibilidade, o que faz com que a topologia *string-inverter* tenha um desempenho superior a topologia central com 1 MPPT de aproximadamente 1,7% para a produção de energia anual e entre 1,3% a 1,7% para o PR para os ângulos simulados.

Por último o formato arquitetônico em forma de “V” apresentou resultados que se assemelham tanto ao formato de Calha Circular quanto ao de Plano Inclinado, dependendo do ângulo analisado. Da mesma maneira que o formato de plano inclinado, verificou-se que o ângulo de 6° foi o que apresentou melhores resultados tanto de PR quanto de produção de energia anual seguido de perto pelo ângulo de 10°, o que contraria as mesmas previsões iniciais que apontavam que o ângulo de 20° como o sendo o ângulo com melhor desempenho devido ao seu maior fator de transposição quando calculado utilizando o PVsyst V6.38.

Assim como no formato de plano inclinado, no formato em forma de formato em forma de “V” o pior desempenho do ângulo de 20° frente ao de 6° também se deve ao aumento das perdas com sombreamento causado pelos edifícios localizados no entorno, sendo estas perdas aproximadamente 24% maiores para o ângulo de 10° e 200% maiores para o ângulo de 20°, entretanto esta não é a única causa para que o formato em forma de “V” com ângulo de 20° apresente uma diferença de -5,17% na produção anual de energia e -1,5% no PR quando comparado ao com o ângulo de 6°. Adicionalmente ao problema das perdas por sombreamento, o formato em forma de “V” apresentou o mesmo problema que o formato de calha circular, sendo que metade de seus módulos estão também direcionados na direção sudeste a -123,7° de modo a acompanhar o arruamento de vagas existente, gerando-se assim aproximadamente 3,2% a mais de perdas com a irradiância global no plano coletor dos módulos quando comparado ao ângulo de 6°.

O problema de 50% dos módulos estarem direcionados na direção sudeste também causa impactos nos ângulos de 6° e 10° para o formato em forma de “V”. Entretanto esses impactos são atenuados devido ao fato destes ângulos serem próximos a 0° (plano horizontal), evidenciando assim que para este caso, a tentativa de se aumentar o valor do ângulo de inclinação dos módulos com a intenção de se obter um melhor fator de transposição causa perdas de rendimento para o sistema, quando não são levadas em consideração se o formato adotado faz com que uma parcela considerável dos módulos fique apontadas na direção sul.

Já adoção da topologia *string-inverter* frente a de quatro inversores para o formato em forma de “V”, apresentou os resultados esperados, sendo o uso da topologia *string-inverter* com 2 MPPTs gerou um ganho adicional de 0,6% a 0,7% para a produção anual de energia e de 0,4% a 0,5% para o PR.

5. CONCLUSÃO

O estudo de impacto no desempenho energético em sistemas com BIPV é cada vez mais significativo devido ao aumento do valor do MWh, da redução de custos para a geração fotovoltaica observada nos últimos anos e do contexto atual da matriz energética nacional. Os resultados obtidos neste estudo mostram que, no caso do projeto Villa Lobos Solar, o formato arquitetônico com maior desempenho é o plano inclinado em 6° com topologia elétrica de *string-inverter* utilizando 2 MPPTs. A diferença nos resultados em cada cenário avaliado indica que a escolha do formato arquitetônico e a configuração elétrica da instalação devem ser cuidadosamente analisadas, não significando de maneira alguma que os outros formatos bem como as topologias elétricas avaliadas sejam inadequadas a este projeto e muito menos a projetos localizados em outros lugares, com obstáculos próximos e posicionamento no terreno diferente do adotado neste estudo.

Apesar do cenário com plano inclinado apresentar resultados melhores, durante a execução do projeto, o visual arquitetônico da instalação pode ter um peso significativo na escolha do formato do estacionamento, sendo assim, um visual arquitetônico diferenciado, como o de meia calha, pode ser adotado pois os cenários 4, 7 e 10 apresentaram uma diferença aproximada de -3,3%, -1,5% e -2,3% na produção de energia anual com um PRs superior a 73%, 75% e 75% respectivamente quando comparado ao formato de plano inclinado de 6° (cenário 18), sendo que estes sistemas também apresentam desempenho energético satisfatório.

Levando-se em conta os resultados observados, as principais razões que fizeram o formato de calha circular (Cenários 1 e 2) apresentar uma diferença aproximada de -8,5% no valor da produção anual de energia frente ao formato de plano inclinado de 6° (Cenários 14 a 18), não é o formato arquitetônico em si, mas o seu posicionamento no local acompanhado a arruamento existente como requisito de projeto. Esse fato foi o principal causador das perdas verificadas neste sistema, pois levou a perdas com o valor da irradiância global no plano coletor dos módulos. Verificou-se também pelas simulações realizadas, que as perdas por sombreamento e as perdas elétricas por sombreamento foram 1,6% maiores em valor absoluto, explicando-se assim a razão de tamanha diferença de desempenho no valor da produção anual de energia.

Deve-se ressaltar também que os resultados observados de desempenho energético para as análises envolvendo os ângulos de 6°, 10° e 20° dos formatos arquitetônicos de plano inclinado e forma em “V” são reflexos das condições adotadas nas simulações, não significando que os valores de perdas por *soiling* mensais da Tab. 1 e utilizado para os três ângulos analisados, reflitam de modo exato os valores que seriam observados no local de instalação. Considerando-se que o ângulo de inclinação tem influência sobre os valores de perdas por *soiling*, neste estudo foi adotada uma premissa simplificada e dependendo dos valores que seriam observados em campo, o resultado final das simulações poderia apontar eventualmente o ângulo de 10° como sendo o ângulo com maior produção anual de energia e PR, caso as perdas por *soiling* no ângulo de 6° se mostrem significativamente superior as perdas para o ângulo de 10° para o local de instalação, uma vez que a diferença na produção de energia anual entre o formato de plano inclinado com inclinação de 6° e de 10° para a topologia *string-inverter* de 2 MPPTs apresentou uma diferença de apenas 0,21%.

Quanto à escolha da topologia elétrica a ser adotada no sistema, a adoção da topologia *string-inverter* com 2 MPPTs não necessariamente pode ser a mais adequada quando se leva em conta outras questões que não foram alvo deste estudo, como a questão financeira do preço por kW para os inversores em cada faixa de potência e da dificuldade de instalação aliado a confiabilidade do sistema. Embora não tenha sido feita uma análise econômica durante este estudo, é importante destacar que topologias com inversor central tendem a apresentar um custo de R\$/kWh menor do que topologias com *string-inverter*. Dessa forma, a escolha da topologia adequada irá depender não somente do desempenho energético, mas de fatores adicionais como a importância do visual arquitetônico da instalação, do custo do sistema, da disponibilidade, dentre outros fatores.

Futuramente, com a conclusão do projeto Villa Lobos Solar, será possível confrontar os dados medidos para o estacionamento com os valores simulados e calculados neste estudo e, caso seja necessário, reavaliar a metodologia deste estudo, propondo assim a sua melhoria progressiva e constante.

Agradecimentos

Este trabalho foi possível graças ao suporte da Companhia Energética de São Paulo (CESP), ao Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e ao Laboratório de Sistemas Integráveis Tecnológico (LSI-TEC).

REFERÊNCIAS

- Bakas, P., Marinopoulos, A., Stridh, B., 2012. Impact of PV Module Mismatch on the PV Array Energy Yield and Comparison of Module, String and Central MPPT. 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC).
- Burger, B., Rüther, R., 2005. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. Solar Energy.
- EPIA, 2014. “Global market outlook for Photovoltaics 2014-2018.” European Photovoltaic Industry Association: 60.
- Ferreira de Oliveira, S. H., Zilles, R., 2001. Grid-Connected Photovoltaic Systems: The Brazilian Experience and The Performance of an Installation. Progress in Photovoltaics: Research and Applications.
- Häberlin, H., 2012. Photovoltaics System Design and Practice, John Wiley & Sons.
- Herrero, R., Melo, E., Shimura, S., Moura, C. B., Costa, T. G., Simplício, R. S., Grimoni, J. A. B., Zuffo, M. K., 2014. Comparing Energy Yield Simulation in Grid-connected 450kWp Parking-integrated Photovoltaics - Case Study: Villa Lobos Project in Sao Paulo, Brazil. 29th EU PVSEC 2014.
- Lorenzo, E., Moretón, R., Luque, I., 2014. Dust effects on PV array performance: in-field observations with non-uniform patterns. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 22, n. 6, p. 666-670.
- Marion, B. et al., 2005. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. 31st IEEE Photovoltaics specialists Conference (PVSC).
- Masters, G. M., 2004. Renewable and Efficient Electric Power Systems, John Wiley & Sons.
- Miller, J. T., Jackson, J., 2009. Impact of Soiling and Pollution on PV Generation Performance. CH2MHILL and Sandia National Laboratories Technical Memorandum.
- Nobre, A., Ye, Z., Cheetamun, H., Reindl, T., Luther, J., Reise, C., 2012. High Performing PV Systems for Tropical Regions - Optimization of Systems Performance. 27th EU PVSEC.
- Nobre, A., Malhotra, R., Tang, C. H., Reise, C., Kiefer, K., Rüther, R., Reindl, T., 2013. Degradation Analysis Of Photovoltaic Systems In A Tropical Environment. 28th EU PVSEC.
- Patel, H., Agarwal, V., 2008. MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics. IEEE Transactions On Energy Conversion.
- Pinho, J. T., Galdino, M. A., 2014. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, CEPTEL - CRESESB.
- Reich, N. H., Mueller, B., Armbruster, A., Sark, W. G., Kiefer, K., Reise, C., 2012. Performance Ratio Revisited: Is PR > 90% realistic?. Progress in Photovoltaics: Research and Applications.
- Rüther, R., 2004. Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. Florianópolis, Editora UFSC/LABSOLAR.

- Rüther, R., Dacoregio, M. M., 2000. Performance Assessment of a 2 kWp Grid-Connected, Building-Integrated, Amorphous Silicon Photovoltaic Installation in Brazil. Progress in Photovoltaics: Research and Applications.
- Shimura, S., Simplicio, R. S., Alonso, R. H., Moura, C. B., Zuffo, M. K., Lopes, R. D., 2014. Methodology For Comparing The Pv Plant Topology Based On Availability And Production Costs Using Reliability – Case Study Villa Lobos Project In Sao Paulo, Brazil. 30th EU PVSEC.
- Webber, J., Riley, E., 2013. Mismatch Loss Reduction in Photovoltaic Arrays as a Result of Sorting Photovoltaic Modules by Max-Power Parameters. ISRN Renewable Energy.
- Zilles, R., Lorenzo, E., 1992. An Analytical Model for Mismatch Losses in PV Arrays. International Journal of Solar Energy.
- Zomer, C. D., 2014. Método de Estimativa da Influência do Sombreamento Parcial na Geração Energética de Sistemas Solares Fotovoltaicos Integrados em Edificações. Universidade Federal de Florianópolis. Tese de Doutorado UFSC.
- Zomer, C., Nobre, A., Cassatella, P., Reindl, T., Rüther, R., 2014. The balance between aesthetics and performance in building-integrated photovoltaics in the tropics. Progress in Photovoltaics: Research and Applications.

IMPACT ON PERFORMANCE OF PHOTOVOLTAIC SYSTEM INTEGRATED TO DIFFERENT FORMS OF ARCHITECTURAL PARKING LOT

Abstract. *The objective of this study was to assess the impact on energy performance that different architectural forms for BIPV systems integrated into parking lots and the influence of the electrical connection configuration adopted. The analysis was performed for a photovoltaic installation of approximately 450 kWp to be installed in the parking lot at Candido Portinari park, in Sao Paulo/SP. Different architectural canopy shapes were analyzed: inclined flat; half-circle arc, with modules installed with tilt angle between 0 ° to 30 °; quarter-circle arc with the modules installed with tilt angle between 5° to 30° and a "V" shaped format. Additionally, tilt angles of 6°, 10° and 20° was considered for inclined flat and "V" shape formats. Simulations were performed with the PVsyst V6.38 software and the results were analyzed based on three metrics: the total energy produced in kWh, specific production and performance ratio (PR). The results indicates that the most appropriate shape is the inclined flat canopy with 6° tilt angle, however the quarter-circle arc and "V" format with tilt angle between 6° to 10° and inclined flat with tilt angle of 10° also showed total energy produced close to the inclined flat canopy with 6° tilt angle: -3.3%, -1.5%, -2.3% e -0.2% respectively, showing to be feasible to adopt projects with architectural forms differentiated BIPV projects for parking lot.*

Key words: *Photovoltaic power generation, Energy performance, BIPV*