

# EFEITO DE SOMBREAMENTOS NO DESEMPENHO DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA

Cristiano Saboia Ruschel – cristianosaboia@gmail.com

Arno Krenzinger – arno.krenzinger@ufrgs.br

Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Laboratório de Energia Solar

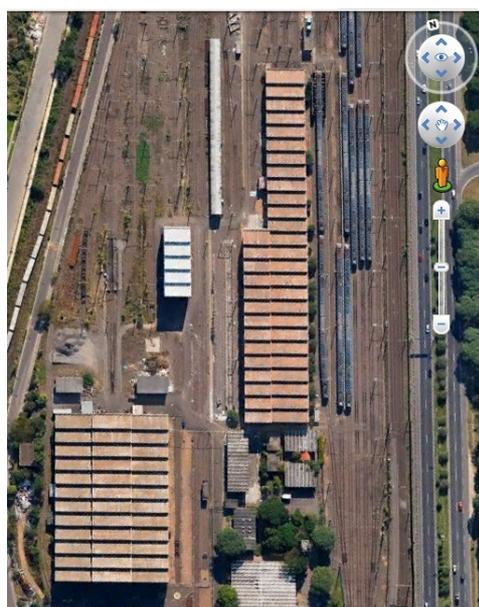
**Resumo.** Em sistemas fotovoltaicos de maior porte, é comum a ocorrência de bloqueios de radiação direta causadas por uma fileira de módulos em uma fileira subsequente. Este problema se agrava para latitudes mais altas, pois próximo ao solstício de inverno, a altitude solar permanece muito baixa, fazendo com que as sombras afetem uma área ainda maior, sendo necessária uma grande distância entre as fileiras de módulos. O caso analisado neste trabalho possui uma complexidade adicional: a usina estudada será instalada em prédio que possuem telhados tipo shed com diferença de altura entre si. Portanto, a disposição ideal dos módulos fotovoltaicos no espaço disponível não é trivial, tendo sido utilizadas ferramentas computacionais para auxiliar nessa escolha. São estudadas diferentes alternativas de posicionamento, levando-se em conta o sombreamento que ocorre em cada um dos módulos ao longo de um ano. Os resultados indicaram que a disposição com menor preenchimento dos sheds mais baixos, embora utilize mais sheds, pode levar a um aumento da produção de energia da ordem de 5% a 7% ao longo de um ano em comparação com uma configuração que utilizasse toda a largura dessas superfícies.

**Palavras-Chave:** Sistema Solar Fotovoltaico, Efeitos de Sombreamentos, Perdas por Sombreamentos.

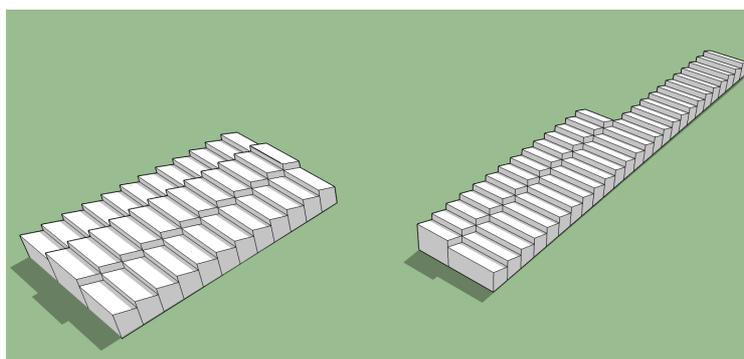
## 1. INTRODUÇÃO

A ocorrência de bloqueios da radiação solar direta em usinas solares fotovoltaicas pode causar perdas significativas na produção de energia. Esse problema é mais frequente em sistemas de geração distribuída, já que estes são geralmente instalados em áreas urbanas, onde é comum a existência de obstáculos, tais como construções vizinhas e vegetação. Centrais fotovoltaicas, contudo, não estão livres da ocorrência de sombreamentos, já que ao se instalar diversas fileiras de módulos fotovoltaicos, em certos horários uma fileira bloqueia a radiação direta da fileira subsequente, causando um auto-sombreamento na instalação. A eliminação completa deste problema requer a imposição de maiores distâncias entre as fileiras de módulos, o que pode ser fisicamente inviável por falta de espaço ou ainda financeiramente desvantajoso devido aos custos de terra. Portanto, um estudo mais detalhado de cada caso deve ser desenvolvido para avaliação do posicionamento ideal dos módulos no espaço disponível.

No projeto “Inserção da Geração Solar Fotovoltaica Urbana Conectada à Rede em Porto Alegre”, em desenvolvimento pelo Grupo CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul), será instalada uma usina de 550,8 kW<sub>p</sub> sobre dois telhados de propriedade da Empresa de Trens Urbanos de Porto Alegre (TRENSURB). Uma imagem de satélite destes prédios é apresentada na Fig. 1, assim como o modelo destas edificações desenvolvido no Software Google SketchUp 8.



(a)



(b)

Figura 1 – Prédios disponíveis para instalação da usina: (a) imagem do satélite (Google Earth) e (b) modelo do Google SketchUP.

A inclinação dos telhados é de  $20^\circ$ , e os mesmos possuem um desvio azimutal do Norte de  $11,8^\circ$  para Leste. Verifica-se que devido à diferença de altura entre os *sheds*, há ocorrência de auto-sombreamento em certos horários. Por se tratar de uma geometria mais complexa, o estudo do posicionamento ideal dos módulos torna-se ainda mais necessário. Os *sheds* mais baixos requerem atenção especial, pois além do sombreamento causado pelo *shed* à frente, há ainda o bloqueio da radiação direta causado pelos *sheds* laterais, mais altos.

A área disponível nos telhados comporta com folga a quantidade de módulos a ser instalada na usina, possibilitando diferentes configurações de posicionamento. Neste trabalho, é estudada a disposição ideal dos módulos a fim de maximizar a energia solar convertida. Outros fatores também foram considerados, como a facilidade de conexão e a minimização do cabeamento necessário.

## 2. ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A tensão elétrica disponibilizada por um módulo fotovoltaico típico, de 60 células, é de cerca de 36 V. A fim de elevar esta tensão, diversos módulos são conectados em série. Neste tipo de conexão, a corrente permanece igual àquela de cada módulo, e somam-se as tensões. O conjunto de módulos fotovoltaicos conectados em série é denominado série fotovoltaica ou *string*. Em instalações de maior porte, é comum conectar-se dois ou mais arranjos em paralelo, originando um arranjo fotovoltaico. Na conexão em paralelo, a tensão permanece a mesma da série, e as correntes são somadas.

Ao conectarem-se em série módulos idênticos, e em paralelo séries idênticas, é fácil prever o comportamento da curva I-V correspondente ao arranjo, bastando multiplicar a tensão pelo número de módulos conectados em série, e a corrente pelo número de *strings* conectados em paralelo. Quando módulos diferentes são conectados, porém, tal comportamento torna-se mais complexo. Se um módulo de menor potência for conectado com outro (ou outros) de maior potência, o menos potente pode se comportar como uma carga na associação, o que reduz a potência total do arranjo e pode inclusive levar a danos permanentes neste módulo.

Como forma de evitar tais ocorrências, os módulos fotovoltaicos atuais são equipados com os chamados diodos de *bypass*. Estes consistem em diodos conectados em antiparalelo com conjuntos de células fotovoltaicas (tipicamente são instalados três diodos de *bypass* por módulo) pelos quais a corrente em excesso da série fotovoltaica é desviada do módulo de menor corrente pelos diodos. Assim, tal módulo, nestes casos, não produz energia, mas também não se comporta como carga (Heckheuer et al., 2002).

Situação análoga ocorre quando um dos módulos da associação tem sua radiação direta bloqueada por um obstáculo. O módulo sombreado recebe apenas a radiação difusa, produzindo menos corrente e comportando-se como se fosse um módulo de menor potência. A Fig. 2, produzida com o software CREARRAY (Krenzinger, 2001), ilustra tal situação, mostrando a curva I-V de um módulo de 60 células recebendo  $1000 \text{ W/m}^2$ , outro recebendo  $250 \text{ W/m}^2$ , e uma associação em série dos dois com a presença de diodos de *bypass*.

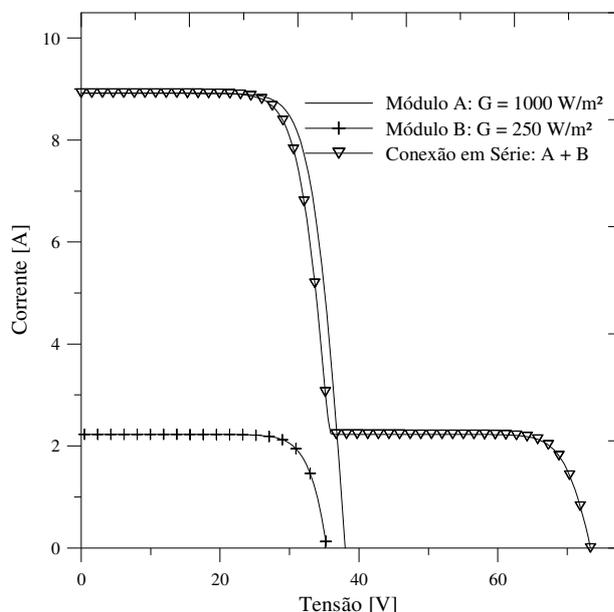


Figura 2 – Exemplo do efeito do diodo de *bypass* na curva característica da associação de dois módulos em série com sombreamento parcial de um deles (módulo B com apenas  $250 \text{ W/m}^2$  de irradiância).

Ainda mais complexo é o caso onde há sombreamento parcial de um módulo fotovoltaico. Para compreender o efeito do sombreamento nessas situações, é necessário o conhecimento da forma como são realizadas as ligações elétricas dos diodos de *bypass*. Os módulos fotovoltaicos típicos utilizados em instalações de médio e grande porte atualmente possuem 60 ou 72 células conectadas em série, estas distribuídas em seis colunas para um melhor aproveitamento de espaço. A Fig. 3 apresenta um módulo comercial monocristalino de 60 células para ilustração.



Figura 3 – Módulo monocristalino de 60 células  
Fonte: [www.solarworld-usa.com](http://www.solarworld-usa.com)

Os diodos de *bypass* são ligados de forma que cada duas colunas de células são separadas das demais. Assim, um bloqueio de radiação direta em uma célula é equivalente ao mesmo bloqueio em todas as células do conjunto de duas colunas ao qual pertence a célula sombreada. Portanto, há uma diferença importante no sentido do sombreadamento imposto a um módulo. Se uma coluna vertical é sombreada, perde-se a produção de energia referente à radiação direta em duas colunas deste módulo, mas as quatro colunas restantes não são afetadas. Se, por outro lado, o bloqueio ocorre no sentido horizontal, sombreadando uma fileira, os três subconjuntos são afetados, e todo o módulo produz energia como se recebesse apenas a radiação difusa. Logo, bloqueios horizontais a partir de 10% da área de um módulo são equivalentes a um bloqueio total.

### 3. DETALHES DA USINA

Nesta seção, são apresentados os módulos fotovoltaicos e os inversores que serão utilizados na usina, e são discutidos o esquema de ligação do arranjo e os posicionamentos estudados para os módulos sobre os telhados.

#### 3.1 Módulos

A escolha do modelo dos módulos fotovoltaicos que serão instalados na usina ficará a critério da empresa selecionada para sua instalação. Exige-se, contudo, uma potência mínima de 255 W<sub>p</sub> com as dimensões externas máximas de 1,66 m x 1,00 m, que são dimensões típicas para módulos dessa faixa de potências. Para possibilitar os estudos deste trabalho, foi selecionado um módulo desta potência de um fabricante consolidado no mercado, que possui as características apresentadas na Tab. 1.

Tabela 1 – Características básicas do módulo selecionado

V <sub>oc</sub>	38 V
I <sub>sc</sub>	8,92 A
P <sub>mp</sub>	255 W <sub>p</sub>
V <sub>mp</sub>	30,51 V
I <sub>mp</sub>	8,36 A
$\alpha$	0,031 %/K
$\beta$	-0,31 %/K

#### 3.2 Inversores

Os inversores que serão instalados na usina são produzidos pela empresa Cp Eletrônica, do grupo Schneider Electric, e possuem potência nominal de 50 kW. As principais características deste equipamento, fornecidas pelo fabricante, são expostas na Tab. 2.

Tabela 2 – Características do Inversor fornecidas pelo fabricante

Entrada (CC)	Potência CC máxima	53200 W
	Tensão CC máxima	700 Vcc
	Tensão CC nominal	500 Vcc
	Faixa de tensão SPMP	400 - 700 Vcc
	Corrente de entrada máxima CC	133 Acc
Saída (CA)	Potência nominal CA	50000 W
	Tensão operacional CA nominal	380 Vac
	Corrente máxima	160 Aac
	Rendimento máximo	94%

### 3.3 Arranjo e posicionamento

Para uma compatibilização entre as características elétricas dos módulos e dos inversores, foi estabelecido que os arranjos serão constituídos pela ligação de 18 módulos fotovoltaicos em série, com 12 dessas séries conectadas em paralelo. Como há no total da usina dez inversores, serão instalados dez desses arranjos, totalizando 2160 módulos fotovoltaicos. Sempre que possível, recomenda-se que as séries fotovoltaicas sejam ligadas na mesma fileira física, ou que as fileiras possuam ao menos divisores da quantidade de módulos conectados em série. Assim, facilitam-se as ligações elétricas, reduzindo-se o cabeamento necessário, e minimiza-se a possibilidade de erros na instalação.

Por este motivo, a primeira tentativa consistiu em instalar sempre 18 módulos em cada fileira, já que há espaço físico suficiente para tanto. Foi verificado que cada *shed* é capaz de abrigar 4 destas séries. Porém, verificou-se que a fileira mais à frente sofreria bloqueios de radiação direta com frequência, já que esta ficaria muito próxima ao desnível de 3 metros de altura referente ao *shed* da frente. Portanto, foi definido que 3 fileiras seriam instaladas em cada *shed*. Como são necessárias 12 séries fotovoltaicas para constituir um arranjo, um conjunto de 4 *sheds* é utilizado em cada arranjo.

Os *sheds* centrais são 3 metros mais altos que os laterais, ficando assim mais livres de sombreamentos. Nos laterais, ocorrem bloqueios da radiação direta nas proximidades dos *sheds* centrais, pela manhã na lateral Oeste, e à tarde na lateral Leste. A Fig. 4-a apresenta o prédio do depósito com 7 arranjos posicionados, dois no lado Oeste, três no centro e dois no lado Leste. Os *sheds* de trás não foram utilizados, pois há 12 *sheds* mais altos e da mesma largura no prédio da oficina, análogos à faixa central do depósito, que podem abrigar 3 arranjos e serão usados preferencialmente devido para um melhor aproveitamento da radiação solar direta.

Como alternativa, conforme apresentado na Fig. 4-b, foi proposto montar cada fileira dos *sheds* laterais com 9 módulos, necessitando-se assim de duas fileiras para formação de uma série, e oito *sheds* para completar um arranjo. Neste esquema, as ligações elétricas tornam-se mais complexas, mas o efeito do sombreamento devido à maior altura dos *sheds* centrais é minimizado.

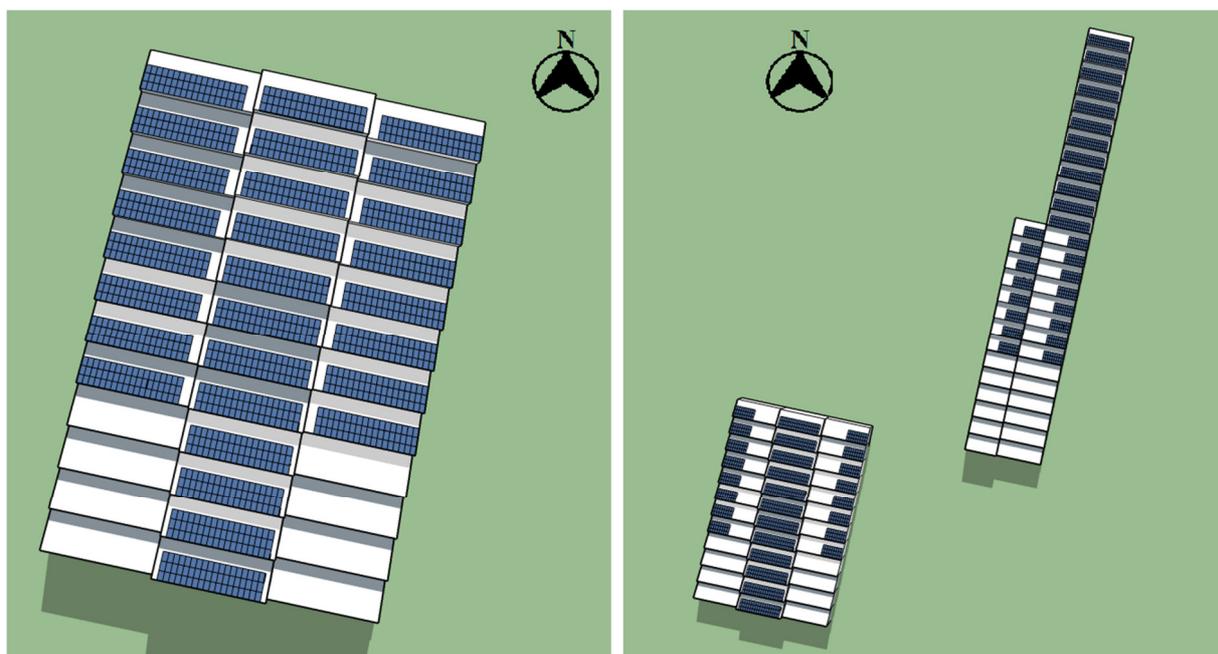


Figura 4 – Prédio do depósito com as configurações (a) preenchendo os *sheds* e (b) dispondo apenas 9 módulos fotovoltaicos por fileira nos *sheds* mais baixos

Utilizando-se essa configuração, devem ser utilizados mais *sheds* da oficina para os dois arranjos que seriam retirados do depósito. Desta forma, os módulos nos *sheds* mais baixos da oficina foram dispostos de maneira análoga ao lado Oeste do depósito. Os *sheds* mais estreitos da oficina, apesar de mais altos, não foram totalmente preenchidos por não apresentarem largura suficiente para a instalação de uma série fotovoltaica completa. Para evitar complicações nas ligações elétricas, optou-se por se dispor fileiras de 9 módulos fotovoltaicos, de forma análoga ao *sheds* mais baixos.

#### 4. SIMULAÇÃO DOS EFEITOS DE SOMBREAMENTO

A fim de avaliar a dimensão da perda de energia que causada pelo sombreamento, foram utilizados modelos de simulação computacional. O software Energy Plus, do National Renewable Energy Laboratories (NREL), dos Estados Unidos, possibilita a simulação termoenergética de edificações e fornece, dentre os resultados, a fração de radiação direta recebida por determinada superfície, ou seja, quanto da radiação direta não é bloqueada antes de chegar neste corpo. Para tanto, são necessários o modelo geométrico da edificação, que foi construído com o software Google SketchUP 8, já que este se comunica com o Energy Plus por meio de uma extensão e a inserção da coordenadas geográficas locais. Esse resultado foi obtido para cada módulo dos arranjos testados, em intervalos de 15 minutos ao longo do ano.

Para a simulação da produção de energia em cada configuração sugerida foi utilizado o Software FVCONNECT, desenvolvido no LABSOL-UFRGS (Krenzinger et al.,2007), no qual foram inseridas rotinas adicionais para a consideração dos efeitos de sombreamento. A cada hora de simulação, tais rotinas verificam a fração de radiação direta recebida por cada um dos módulos, resultado produzido pela modelagem anterior realizada no Energy Plus. Módulos com frações de radiação direta inferior a 90% são considerados sombreados. Para estes, considera-se que a radiação recebida é apenas a radiação difusa no plano inclinado. A fração de 90% foi escolhida pois foi visualizado que a maior parte dos sombreamentos da usina ocorre no sentido horizontal dos módulos, e, conforme discutido na Seção 2, neste tipo de sombreamento, ao se bloquear 10% da radiação direta, o módulo acaba por produzir energia como se estivesse completamente sombreado.

Posteriormente, a curva I-V de cada um dos módulos é calculada com sua irradiância correspondente, e as associações série e paralelo são montadas, construindo-se assim a curva I-V do arranjo completo, da qual se obtém o ponto de máxima potência do arranjo. Considerando-se ainda a curva de eficiência do inversor, finalmente obtém-se a potência em corrente alternada produzida pelo sistema fotovoltaico. Os dados climáticos referentes à cidade de Porto Alegre foram sintetizados com o auxílio do Software Radiasol 2 (Krenzinger e Bugs, 2010).

São calculados sete diferentes casos: dois correspondem à configuração alternativa apresentada na Fig. 5, com as laterais Leste e Oeste com 9 módulos por fileira, nos quais o primeiro *shed* possui uma configuração diferente dos sete subsequentes, pois é menos afetado pelas seções centrais. Outros 4 casos correspondem à utilização de 18 módulos por fileira nas laterais Leste e Oeste, conforme apresentado na Fig. 4. Em um caso de cada lateral, o arranjo possui um *shed* na posição frontal, menos afetado pelos mais altos, enquanto o outro arranjo de cada lateral tem os 4 *sheds* com bloqueios semelhantes. É simulado ainda o caso onde não há ocorrência de sombreamentos em nenhum módulo, para comparação. Para uma apresentação mais clara dos resultados, os casos referentes aos *sheds* Leste e Oeste são analisados separadamente

##### 4.1 Resultados da simulação para os *sheds* do lado Leste

A Tab. 3 apresenta os resultados das simulações para os três diferentes casos de sombreamento testados considerando os *sheds* instalados no lado Leste do prédio do depósito. Os resultados são apresentados em percentual de energia produzida em relação àquela produzida na simulação sem sombreamentos.

Tabela 3 – Energia produzida em relação ao caso sem sombreamentos - Leste

Mês	9 Módulos por fileira	18 - Frontal	18 - Posterior
Janeiro	99,99 %	97,74 %	97,74 %
Fevereiro	99,99 %	97,78 %	97,78 %
Março	99,69 %	96,01 %	95,99 %
Abril	98,53 %	93,88 %	93,40 %
Mai	95,41 %	91,49 %	90,32 %
Junho	93,29 %	89,22 %	87,62 %
Julho	92,63 %	89,54 %	87,81 %
Agosto	97,35 %	92,93 %	92,07 %
Setembro	99,65 %	95,86 %	95,78 %
Outubro	99,90 %	96,32 %	96,32 %
Novembro	99,99 %	95,86 %	95,86 %
Dezembro	99,97 %	96,43 %	96,43 %
<b>Total Ano</b>	<b>98,47 %</b>	<b>94,91 %</b>	<b>94,52 %</b>

É possível notar que a configuração alternativa, com menos módulos por fileira, possui vantagens significativas sobre as demais, reduzindo as perdas anuais de mais de 5 % para cerca de 1,5 %. Como a energia total produzida sem sombreamentos ao longo do ano foi estimada em 73 MW.h, a utilização da configuração alternativa aumenta a produção em cerca de 2,5 MW.h/ano.

Entre setembro e março, meses de maior insolação na cidade de Porto Alegre, as perdas foram inferiores a 0,5 %, sendo de novembro a fevereiro praticamente inexistentes. Na Fig. 5, apresenta-se um exemplo de horário do mês de fevereiro no qual foram evitadas perdas por sombreamento devido ao reposicionamento dos módulos.

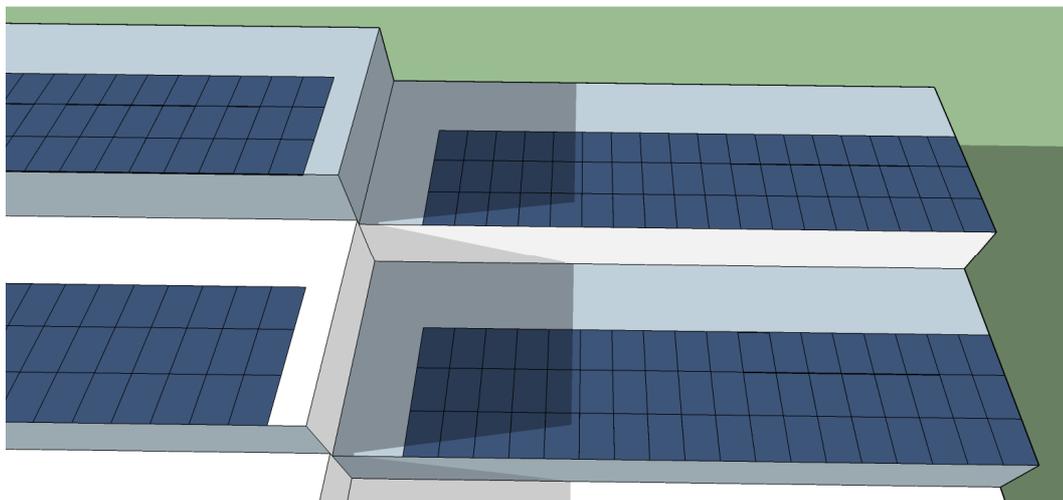


Figura 5 - Detalhe do lado Leste no dia 20/02 às 17h

Na configuração alternativa, que utiliza apenas 9 módulos de largura, neste horário todos os módulos recebem radiação direta em toda sua superfície, enquanto ao se utilizar 18 módulos na largura, 15 dos 54 módulos de cada *shed* encontram-se com parte da radiação direta bloqueada devido ao obstáculo imposto pelo *shed* central.

Para os meses mais próximos ao solstício de inverno, tanto a configuração com o telhado cheio quanto a alternativa apresentam perdas mais substanciais. Para o mês de junho, estas ultrapassam 10% ao se utilizar toda a largura do telhado, e são de 7,7% com a configuração alternativa. Para uma melhor compreensão desse resultado, a Fig. 6 apresenta um detalhe da situação do sombreamento às 16:30 do solstício de inverno. Mesmo a configuração alternativa possui 133 de seus 216 módulos com a radiação direta bloqueada neste horário. No arranjo frontal da configuração mais cheia, 159 módulos encontram-se sombreados, e no arranjo de trás, essa quantidade é de 184.

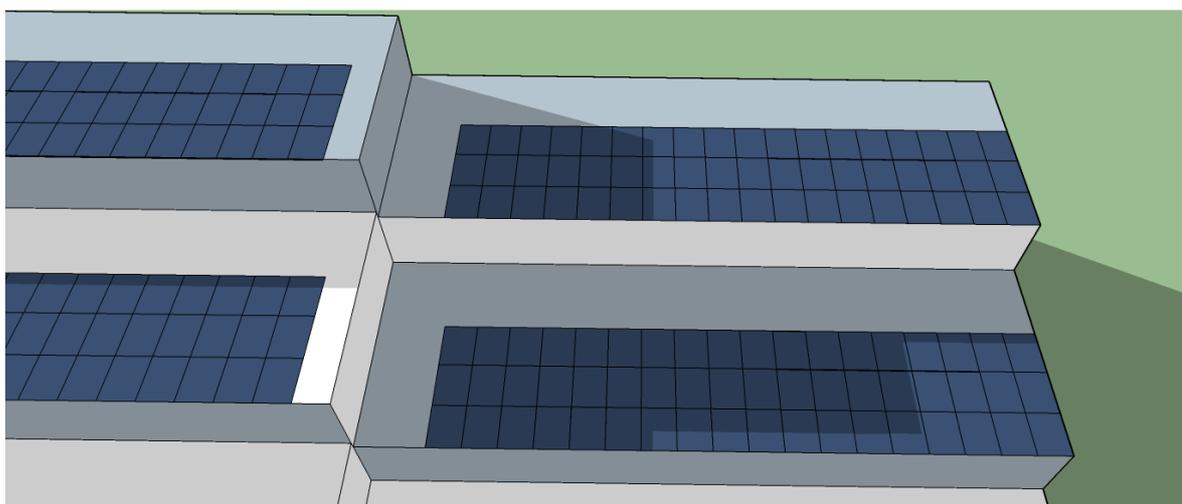


Figura 6 - Detalhe do lado Leste no dia 21/06 às 16:30

#### 4.2 Resultados da simulação para os *sheds* do lado Oeste

A Tab. 4 apresenta os resultados das simulações para os casos testados de sombreamento nos *sheds* instalados no lado Oeste do prédio do depósito. Analogamente aos resultados apresentados para os *sheds* do lado Leste, estes são expostos em percentual de energia produzida em relação àquela produzida na simulação sem sombreamentos.

Tabela 4 – Energia produzida em relação ao caso sem sombreamentos - Oeste

Mês	9 Módulos por fileira	18 - Frontal	18 - Posterior
Janeiro	99,10 %	93,78 %	93,78 %
Fevereiro	99,07 %	94,15 %	94,14 %
Março	97,88 %	92,47 %	92,10 %
Abril	98,33 %	92,67 %	92,32 %
Maio	95,54 %	92,30 %	91,71 %
Junho	92,82 %	90,99 %	90,03 %
Julho	92,16 %	89,70 %	88,73 %
Agosto	96,67 %	91,70 %	91,26 %
Setembro	98,78 %	93,30 %	92,97 %
Outubro	99,45 %	94,82 %	94,76 %
Novembro	99,43 %	94,58 %	94,58 %
Dezembro	99,34 %	94,71 %	94,71 %
<b>Total Ano</b>	<b>97,79 %</b>	<b>93,19 %</b>	<b>92,91 %</b>

O comportamento sazonal das perdas por sombreamento foi similar àquele das simulações anteriores, que consideravam os *sheds* do lado Leste do prédio, com maiores perdas nos meses de inverno e menores próximo ao solstício de verão. Novamente, a configuração alternativa leva a um aumento considerável na produção de energia em relação à distribuição com 18 módulos por fileira, neste caso aumentando em quase 5% a energia total produzida em um ano (cerca de 3,5 MW.h).

É possível notar ainda que para quase todos os meses, o arranjo instalado no lado Leste apresenta menor perda devido aos efeitos de sombreamento que o instalado no lado Oeste. Esta diferença é bastante perceptível, por exemplo, no mês de março, quando as perdas no lado Oeste foram de mais de 2% enquanto no lado Leste estas foram da ordem de 0,3 %. Esta diferença é principalmente pelo fato dos telhados não estarem orientados exatamente ao Norte, possuindo um desvio azimutal de aproximadamente 12° para Leste. Para exemplificar a diferença no sombreamento causada por este desvio, a Fig. 7 mostra os bloqueios da radiação direta verificados 5 horas antes e depois do meio-dia solar, nos lados Oeste e Leste do prédio, respectivamente. Como estes horários apresentam simetria em relação ao meio dia, se os telhados possuísem desvio azimutal do Norte nulo, os sombreamentos seriam também simétricos, apenas em lados opostos.

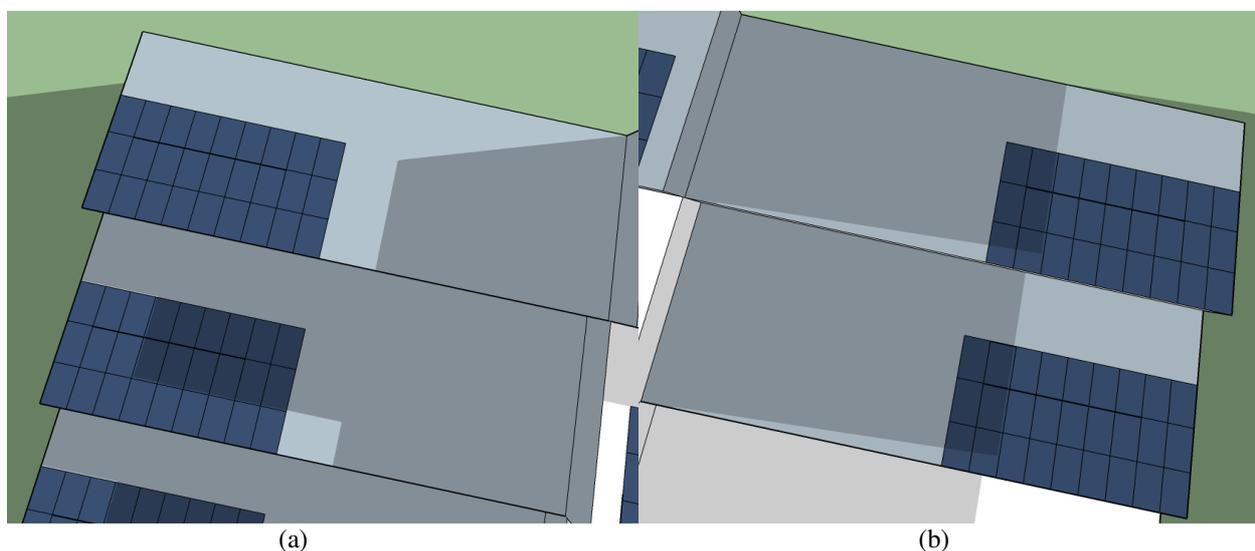


Figura 7 – Sombreamento nos Equinócios (a) no lado Oeste às 07:00 e (b) no lado Leste às 17:00

Lembrando que os 7 *sheds* com exceção do frontal possuem o mesmo comportamento, conclui-se que enquanto o arranjo do lado Oeste possui 84 de seus 216 módulos com radiação direta bloqueada pela manhã, os *sheds* Leste apresentam sombreamento em apenas 48 dos 216 módulos no fim da tarde. Esta assimetria se repete ao longo do ano, sendo portanto o principal motivo pelo desempenho superior da lateral Leste em relação à lateral Oeste. Outro motivo que influencia na diferença entre ambos os lados é a diferença na fração de radiação direta entre a manhã e a tarde. Se determinado mês possui, por exemplo, maior nebulosidade durante as manhãs, as perdas por sombreamento são menos significativas do lado Oeste para este mês, pois em situações de nebulosidade já não há radiação direta para ser bloqueada.

## 5. CONCLUSÕES

As configurações de disposição de módulos fotovoltaicos nos *sheds* mais baixos com 18 módulos em sua largura, apesar de apresentarem uma maior facilidade de ligação, levam a um menor aproveitamento do recurso solar disponível. Em relação a um aproveitamento sem a incidência de sombreamentos, produzir-se-ia entre 5% e 7% menos energia utilizando-se tal configuração, o que representaria até 5 MW.h/ano por arranjo fotovoltaico. Portanto, recomenda-se utilizar a disposição alternativa apresentada, na qual apenas 9 módulos são instalados por fileira. Embora ainda se verifiquem perdas devido ao sombreamento em relação ao caso ideal, estas ficam ao redor de 2%. Nesta configuração, é necessário o dobro de *sheds*, ou seja, oito, para a instalação de um arranjo completo. Mesmo assim, há *sheds* suficientes para instalação de toda a usina, já que há outro prédio disponível.

As simulações indicaram ainda uma superioridade no desempenho do lado Leste em relação ao lado Oeste, devido ao desvio azimutal de 11,8° dos prédios para Leste em relação ao Norte. Tal resultado indica que, caso houvesse disponibilidade, seria vantajoso instalar mais arranjos no lado Leste em detrimento dos *sheds* a Oeste. Entretanto, não há espaço suficiente em *sheds* desse posicionamento para a instalação de mais um arranjo completo. Ainda, utilizando-se a configuração recomendada, de apenas 9 módulos por fileira, a diferença entre os lados é minimizada, sendo em torno de 0,7%.

### *Agradecimentos*

Os autores agradecem ao Grupo CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul) e ao CNPq pelo apoio financeiro. O estudo aqui apresentado faz parte da pesquisa P&D ANEEL/CEEE intitulado "Inserção da Geração Solar Fotovoltaica Urbana Conectada à Rede em Porto Alegre". O LABSOL é um laboratório associado ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Energias Renováveis e Eficiência Energética da Amazônia, INCT-EREEA

## REFERÊNCIAS

- Heckheuer, L. A. ; Krenzinger, A. ; Prieb, C. W. M. . Methodology for Photovoltaic Modules Characterization and Shading Effects Analysis. Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering, Rio de Janeiro, v. XXIV, n.1, p. 26-31, 2002.
- Krenzinger, A., 2001. An Algorithm for PV Array Analysis. In: 17TH European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2001, Munich. Proceedings of the 17TH EPVSEC. Florença, Itália: Mani Fotolito, 2001. p. 816-819.
- Krenzinger, A. ; Prieb, C W M ; Dias, J. B. ; Blauth, Y. B. ; Silvério, W. V. ; Vera, L. H. ; Garcia, F. H. . Simulação Computacional de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. In: I Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2007, Fortaleza. Anais do I Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife: ABENS, 2007.
- Krenzinger, A. ; Bugs, R. C. . Radiasol2 Software para Sintetizar Dados de Radiação Solar. In: IV Conferencia Latino Americana de Energía Solar, 2010, Cuzco. IV Conferencia Latino Americana de Energía Solar, 2010. v. CDR0M

## EFFECTS OF SHADING ON THE PERFORMANCE OF A PHOTOVOLTAIC POWER PLANT

**Abstract.** *On large scale photovoltaic systems it is common the occurrence of blockages of the direct solar radiation from one string of photovoltaic modules on another. This problem becomes worse at higher latitudes, since near the winter solstice, the solar altitude stays too low, causing the shadows to be cast on a much larger area, imposing the necessity of large distance between the photovoltaic string. The case analyzed by this work has an additional complexity: the studied power plant will be installed on the top of two buildings which present shed roofs with different heights. So, the ideal disposition for the PV modules on the available space is not trivial, and computational tools were used to help on that choice. Different alternatives for the positioning are studied, taking into account the shading that occurs with each of the modules during the year. The results indicated even though it needs the use of more sheds, the alternative with less modules on each shed can lead to an increase from the order of 5% to 7% on the yearly energy production, comparing to the configuration which uses all the width of each shed.*

**Keywords:** *Photovoltaic systems; Shading effect; Shading losses in PV arrays.*