

## COMPARAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO COM MÓDULOS BIFACIAIS E CONVENCIONAIS EM CONDOMÍNIO RESIDENCIAL

M. F. Grafulha, I. ZanESCO

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS), Faculdade de Física,  
Centro de Pesquisa em Energia Solar (CB-Solar)  
Av. Ipiranga, 6681 – Prédio 96A – Tecnopuc- Porto Alegre-RS, CEP 90619-900  
Tel. 055-51-33203682 e-mail: izete@pucrs.br

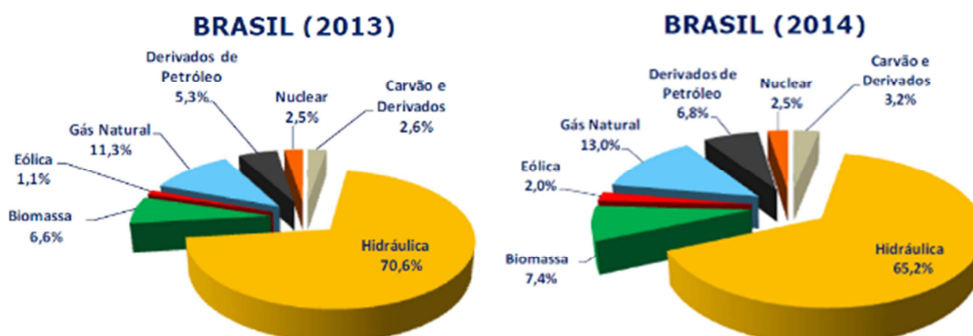
*Recibido 09/08/16, aceptado 09/10/16*

**RESUMO:** A produção de energia elétrica por meio de fontes renováveis e alternativas é um meio adequado para a ampliação da oferta de energia, reduzindo os impactos ao meio ambiente e à economia. O objetivo deste trabalho é apresentar a comparação de um sistema fotovoltaico com módulos bifaciais e um sistema com módulos convencionais monofaciais em um condomínio residencial em Porto Alegre. Constatou-se que para as mesmas condições de instalação e o mesmo número de módulos fotovoltaicos, a tecnologia de células solares bifaciais apresenta uma produção de energia elétrica 32,8 % superior à tecnologia de células solares monofaciais. O desempenho global e a produtividade do sistema fotovoltaico com módulos bifaciais foram 4,5 % maiores. A compensação do consumo de energia elétrica da edificação, obtida com o sistema bifacial, foi de 97,5 %, enquanto que com o sistema convencional foi de 73,4 %.

**Palavras chave:** sistema fotovoltaico, módulos bifaciais, módulos convencionais.

### INTRODUÇÃO

A população e a atividade econômica mundial crescem constantemente e, com isso, suas necessidades de consumo de energia crescem proporcionalmente. Em 2014, no Brasil a oferta interna de energia (total de energia demandada no país) registrou uma taxa de crescimento de 3,1 % (EPE, 2015) ante à evolução do PIB nacional de 0,1 % (IBGE, 2015). Gás natural, petróleo e derivados responderam por 80% deste incremento. Houve uma redução na participação das centrais hidroelétricas como se pode ver na Figura 1. Como consequência, ocorreu uma redução da participação das energias renováveis na matriz elétrica brasileira, de 84,5 % em 2012 para 78,3 % em 2013 e 74,6 % em 2014, embora tenha sido registrado aumento da potência instalada em centrais hidroelétricas de 3,2 GW em 2014. Na Figura 1 destaca-se o aumento da participação das fontes eólica e biomassa de 1,1 % (2013) para 2,0% (2014) e de 6,6% (2013) para 7,4 % (2014), respectivamente.



*Figura 1: Distribuição da matriz elétrica brasileira (EPE, 2015).*

De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2015 (EPE, 2015), a demanda por eletricidade no país em 2014 registrou um aumento de 2,9 %. Os setores que mais contribuíram para este crescimento foram o residencial (+5,7 %) e o comercial (+7,4 %). Este aumento foi atendido a partir de usinas à carvão mineral, gás natural e biomassa. A utilização de fontes renováveis de energia, que causam baixo impacto ambiental, é fundamental para permitir a produção de energia em um cenário de forte preocupação ambiental. O aproveitamento direto da energia solar atualmente é uma das alternativas energéticas mais promissoras para prover a energia elétrica necessária ao desenvolvimento humano (Pinho *et al*, 2014). A conversão direta da energia solar em elétrica utilizando módulos fotovoltaicos destaca-se por ser simples e rápida de instalar, ser modular, não contaminar o meio ambiente, ter uma fonte de energia inesgotável e gratuita, ser silenciosa e necessitar de pouquíssima manutenção.

Os sistemas fotovoltaicos geralmente são constituídos por módulos convencionais monofaciais (Marion *et al*, 2005), (Macedo *et al*, 2007), (Yuzuru *et al*, 2009). Na última década, foram desenvolvidos módulos com células solares de silício bifaciais, isto é ativas em ambas as faces (Lemus *et al*, 2016). Os módulos bifaciais produzem mais energia elétrica, com a mesma quantidade de material semicondutor utilizada nos módulos convencionais. A mesma técnica utilizada para fabricar módulos convencionais, com células monofaciais, pode ser utilizada para a montagem de módulos com células solares bifaciais. Os módulos com células solares bifaciais podem ser desenvolvidos com refletor difuso (Moehlecke *et al*, 2013) ou especular (Lo *et al*, 2013) ou com vidro em ambas as faces, de tal forma que o módulo pode receber radiação solar na face frontal e a refletida pelo entorno na face posterior (Yusufoglu *et al*, 2015), (Yuzuru *et al*, 2009), (Appelbaum, 2016).

Os módulos bifaciais são capazes de produzir até 30 % mais energia do que os módulos convencionais (Yusufoglu *et al*, 2015). Módulos bifaciais têm também um grande potencial em locais dominados por condições de baixa luminosidade, sendo capazes de produzir 15 % mais energia do que os módulos convencionais monofaciais (Yusufoglu *et al*, 2014).

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é comparar sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em um condomínio residencial, constituídos de módulos com células solares de silício monofaciais e bifaciais, considerando a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Considerou-se os sistemas instalados na cobertura de uma edificação em Porto Alegre (Rio Grande do Sul, Brasil), onde critérios de disponibilidade de área, orientação e sombreamento foram utilizados para definir o posicionamento do arranjo fotovoltaico. Considerou-se a utilização de módulos bifaciais sem sistema de concentração, com vidro em ambas as faces.

## EDIFICAÇÃO ALVO DO ESTUDO

A edificação alvo do estudo é um prédio residencial com 10 pavimentos e 18 apartamentos, situado no bairro Rio Branco em Porto Alegre (latitude de 30°), Brasil. O terreno em que a edificação está situada possui elevação aproximada de 38 m em relação ao nível do mar.

A edificação, ilustrada na Figura 1 (a), possui uma altura de 29 m (considerando como referência a cobertura), enquanto que o ponto mais alto está localizado a 35 m (considerando como referência a caixa d'água). A Figura 2 (b) mostra o local de instalação dos sistemas fotovoltaicos (FV).

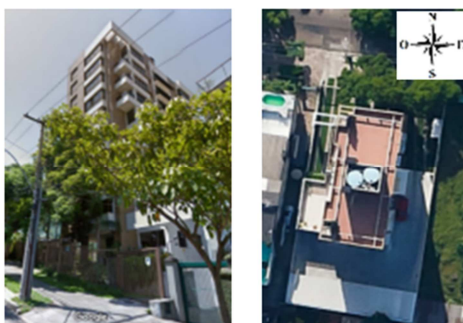


Figura 2: (a) Edificação alvo do estudo e (b) vista superior do local de instalação dos sistemas FV.

A análise dos sistemas fotovoltaicos foi realizada considerando a instalação na cobertura do prédio. A cobertura é composta de uma laje em concreto impermeabilizada e coberta com pedra britada, circundada por uma mureta de proteção em alvenaria com aproximadamente 1 m de altura. Observa-se claramente uma área ao sul, outra área ao norte e uma área central onde está localizada a casa de máquinas e caixa d'água. A Figura 3 apresenta a planta baixa da cobertura.

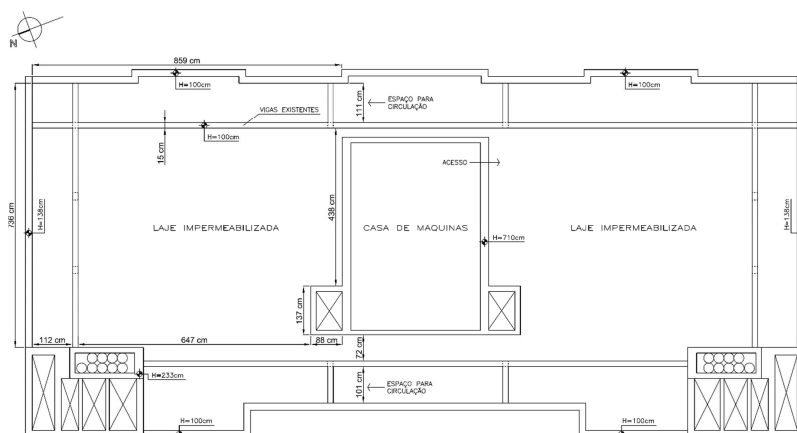


Figura 3: Planta baixa da cobertura da edificação.

As áreas ao norte e ao sul possuem aproximadamente 75 m<sup>2</sup> cada uma, enquanto que a área central ocupada pela casa de máquinas e caixa d'água possui aproximadamente 36 m<sup>2</sup>. A característica estrutural e arquitetônica da edificação inviabiliza a utilização da área ao sul, pois a caixa d'água localizada na área central cria sombra, bloqueando a incidência direta dos raios solares durante a maior parte do dia. Assim, a área definida para a instalação do sistema fotovoltaico é a área ao norte, conforme apresentado na Figura 4.

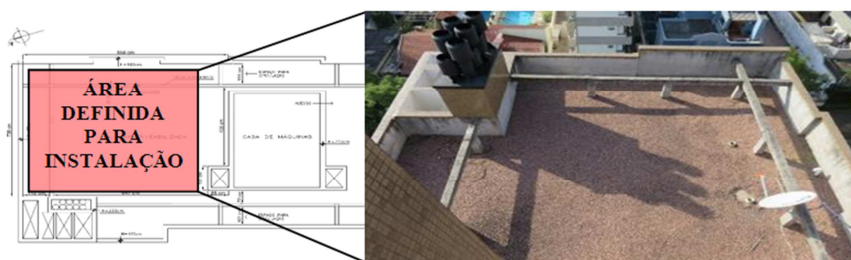


Figura 4: Vista superior da área definida para a instalação do sistema fotovoltaico.

As características construtivas da edificação são adequadas para a instalação de um sistema fotovoltaico. A cobertura é horizontal, constituída de laje em concreto e sem interferências de elementos arquitetônicos. A casa de máquinas da edificação possui, em local abrigado, espaço físico para a instalação de inversores e outros elementos do sistema fotovoltaico, podendo ser instalados bem próximos dos módulos fotovoltaicos e ainda protegidos contra a intempérie.

## PERFIL DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DO CONDOMÍNIO

A instalação definida para receber o sistema fotovoltaico é constituída pelas áreas comuns do condomínio, sendo esta instalação uma unidade consumidora de energia elétrica com inscrição no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ). Tipicamente as cargas elétricas desta instalação cumprem funções de iluminação das áreas comuns (lâmpadas incandescentes e fluorescentes), transporte de carga/pessoas (elevadores), bombeio de água (bombas de recalque de água) e tomadas elétricas de uso geral. A instalação destas áreas é trifásica em baixa tensão, com tensão nominal de fase em 127 V. As cargas elétricas que representam a parte mais significativa da demanda de energia nas áreas comuns do condomínio, são cargas indutivas e de iluminação. A Tabela 1 apresenta a relação destas cargas. Salienta-se que há dois elevadores, cada um com um motor e duas bombas, sendo que uma opera somente em caso de falha da outra.

Para a avaliação do perfil de consumo de energia elétrica, foi definido um período de análise de 12 meses, com o objetivo de possibilitar a avaliação do comportamento do consumo de energia nas quatro estações do ano. Os dados foram obtidos a partir das faturas de energia elétrica. A Figura 5 apresenta o comportamento do consumo mensal de energia elétrica do condomínio ao longo de um ano. É possível notar que os maiores valores de consumo de energia elétrica ocorrem nos meses de julho a setembro, devido ao uso do aquecedor elétrico na portaria. O maior consumo registrado foi no mês de setembro, com 894 kWh/mês, enquanto que o menor consumo foi no mês de fevereiro, com 658 kWh/mês, devido ao período de férias dos moradores.

Descrição da Carga	Tipo de Carga	Potência Nominal Pn [kW]	Quantidade
Motores Elétricos dos Elevadores	Indutivas	5	2
Motores Elétricos das Bombas de Recalque	Indutivas	1,5	2
Circuitos de Iluminação	Lâmpadas	5	-
Aquecedor	Resistiva	1	1

Tabela 1: Relação de cargas elétricas significativas do condomínio.

O perfil de consumo de energia elétrica é definido pela natureza das cargas elétricas envolvidas e pela utilização pelos moradores da edificação. Na Figura 5 é possível observar que o consumo de energia elétrica se reduz no verão, pois este é o período de menor utilização da edificação pelos moradores e, por consequência, menor utilização de elevadores e bombas de recalque de água. Durante os meses de inverno é possível observar um aumento no consumo de energia elétrica, pois neste período o aquecedor elétrico da portaria é acionado.

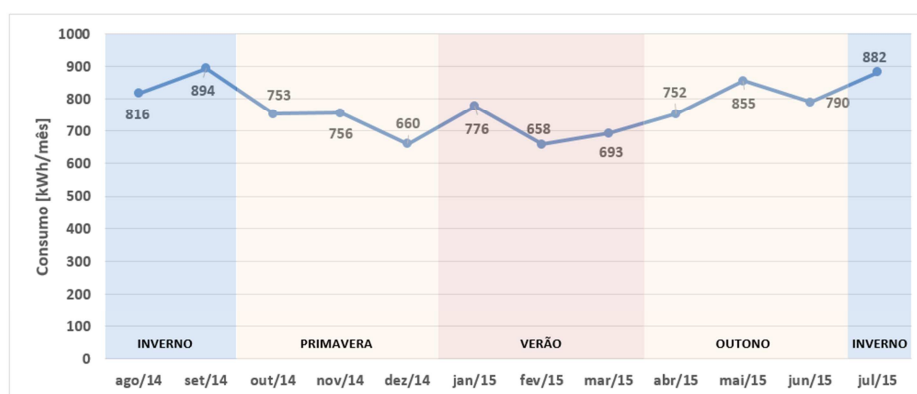


Figura 5: Consumo mensal de energia elétrica do condomínio.

## ANÁLISE DO SOMBREAMENTO

O sistema fotovoltaico é constituído de um arranjo de módulos fotovoltaicos, elementos de conexão/desconexão dos circuitos de corrente contínua e corrente alternada, um inversor de frequência conectado à rede e dispositivos de medição de energia elétrica. Todos estes elementos serão integrados à edificação conforme a topologia ilustrada na Figura 6.

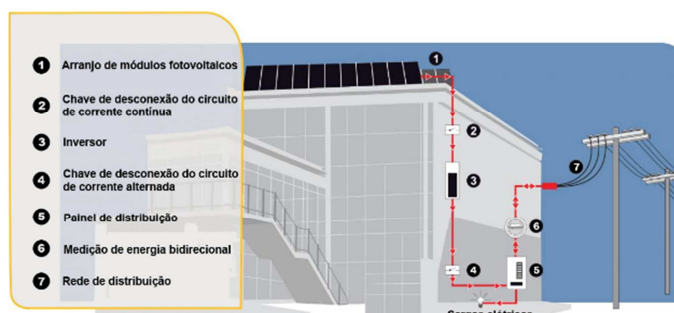


Figura 6: Topologia do sistema fotovoltaico a ser dimensionado (Carmanah, 2016).

O sombreamento projetado sobre módulos fotovoltaicos foi analisado e todas as possíveis causas de sombreamento foram identificadas e/ou evitadas. O efeito do sombreamento sobre uma determinada célula solar pode danificar o módulo fotovoltaico e a performance do sistema fotovoltaico, pois esta célula passa a dissipar a energia elétrica produzida pelas outras. Em ambientes urbanos, o sombreamento pode ser temporário, produzido pela própria edificação e/ou produzido pelo entorno da edificação. O sombreamento também pode ser provocado pela deposição de sujeira sobre os módulos. A perda de potência por acúmulo de sujeira em módulos fotovoltaicos com ângulo de inclinação de 48° em Porto Alegre é de no máximo 2,5 %, após três meses sem serem limpos (Zanesco *et al*, 2014).

Os elementos que normalmente produzem sombra são partes estruturais, detalhes arquitetônicos, componentes do sistema de proteção contra descargas elétricas (SPDA), chaminés, antenas, árvores ou outro tipo de vegetação, condutores elétricos e ainda deposição de sujeira. Para o local de instalação, as possíveis fontes de sombreamento são: (a) captores do SPDA, (b) antenas; (c) detalhes arquitetônicos, (d) chaminés e (e) sombreamento de outras edificações próximas com altura superior ao plano de instalação. Algumas fontes de sombras são identificadas na Figura 7.

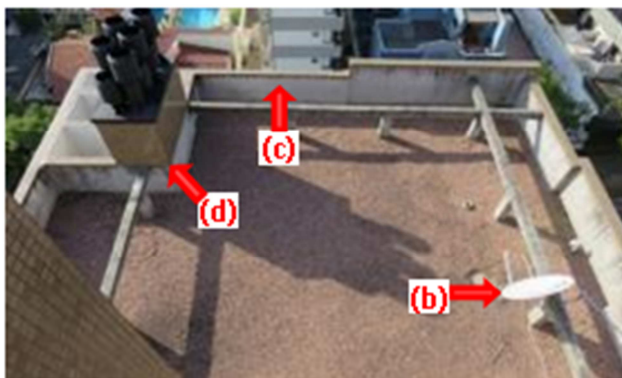


Figura 7: Fontes de sombreamento no local de instalação. Foto realizada às 16:00 do 10/08/2015.

O captor do SPDA está instalado na parte mais alta e central da edificação (sobre a caixa d'água) e está localizado mais ao sul do local de instalação. Assim, não há posição solar que provoque uma projeção de sombra causada pelo captor sobre o local de instalação. As antenas de comunicação (item “b”) deverão ser removidas e instaladas em outra posição (preferencialmente na área mais ao sul). Os detalhes arquitetônicos identificados pelo item “c” são as muretas de proteção que circundam todo o local de instalação. Para evitar a projeção de sombra destes elementos, o plano onde serão instalados os módulos fotovoltaicos deve estar na mesma altura da mureta de proteção. Assim, a altura definida do plano de instalação dos módulos é de 1 m. A chaminé identificada como item “d” causa uma projeção de sombra na área central do local de instalação, conforme mostra a Figura 7. Modificar a posição da chaminé, realocando-a para outro local de instalação não é viável. Sendo assim, uma análise do sombreamento produzido pela chaminé foi realizada, avaliando as projeções de sombra em quatro épocas do ano: nos dois solstícios e nos dois equinócios.

A edificação foi modelada em três dimensões no *software* Revit 2014, desenvolvido pela Autodesk. O sombreamento foi avaliado nos dias 20 de março, 21 de junho, 23 de setembro e 22 de dezembro, com incrementos de duas horas nestes dias. Sobre a planta baixa do local de instalação foram projetadas as sombras e, com base nestas projeções, foram determinadas as posições de instalação dos módulos fotovoltaicos com a menor exposição ao sombreamento. O resultado é apresentado na Figura 8.

O posicionamento dos módulos fotovoltaicos foi realizado de tal forma que, mesmo na condição mais desfavorável de elevação solar, uma fileira de módulos com inclinação  $\beta$  não produza sombra em outra fileira de módulos. Por meio da Equação 1 é possível determinar a distância mínima entre fileiras ( $D_{MIN}$ ) para a latitude do local de instalação. O resultado obtido é uma distância mínima entre fileiras de 2,7 m e uma distância para circulação entre as fileiras de aproximadamente 1,2 m.

$$D_{MIN} = \frac{H \cdot \sin(\beta + \alpha_{MIN})}{\sin \alpha_{MIN}} \quad (1)$$

onde  $H$  é a altura do módulo,  $\beta$  é o ângulo de inclinação e  $\alpha_{\text{MIN}}$  é a menor elevação solar (que ocorre no solstício de inverno).

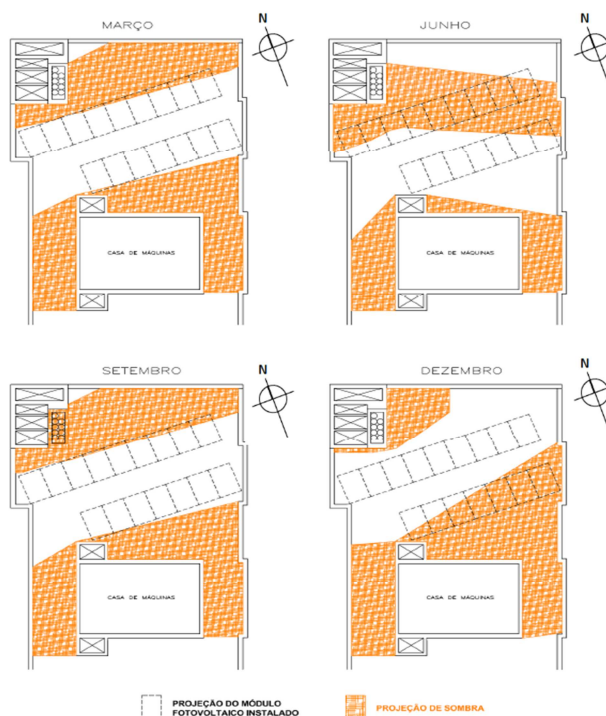


Figura 8: Projeção de sombras no local de instalação.

O sombreamento produzido pelo entorno da edificação normalmente deve-se à outros edifícios. Próximo ao local de instalação foram identificados três edifícios com elevação superior ao plano de instalação dos módulos, conforme ilustra a Figura 9.



Figura 9: Edificações com elevação superior ao plano de instalação.

Um método simplificado é apresentado na Equação 2 (Pinho *et al*, 2014) para definir uma distância segura que um objeto com elevação superior ao local de instalação deve estar para não produzir sombras:

$$d = F_e(h_{\text{ob}} - h_i) \quad (2)$$

onde  $d$  é a distância mínima a ser mantida entre o arranjo fotovoltaico e o obstáculo,  $F_e$  é o fator de espaçamento obtido pela curva da Figura 10,  $h_{\text{ob}}$  é a altura do obstáculo e  $h_i$  é a altura da instalação.

Com a Equação 2 foi obtida uma distância horizontal mínima de: (a) 39,2 metros para o obstáculo com elevação de 82 metros, (b) 30,8 metros para o obstáculo com elevação de 79 metros e (c) 22,4 metros para o obstáculo com elevação de 76 metros. Os três obstáculos identificados (edificações vizinhas),

estão localizados à uma distância horizontal superior ao mínimo requerido de forma que não irão produzir sombreamento sobre o local de instalação.

## COMPARAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Tratando-se da aplicação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de distribuição dentro do sistema de compensação de energia, definido pela resolução normativa da ANEEL n° 482/12, o objetivo é maximizar a produção de energia durante o ano. Para o local de instalação, a orientação dos módulos que resulta na maior irradiação solar anual é com ângulo azimutal da superfície ( $\gamma$ ) de 180° (superfície voltada para o norte) e ângulo de inclinação da superfície ( $\beta$ ) de 30°, conforme apresentado por (Nadaletti, 2015).

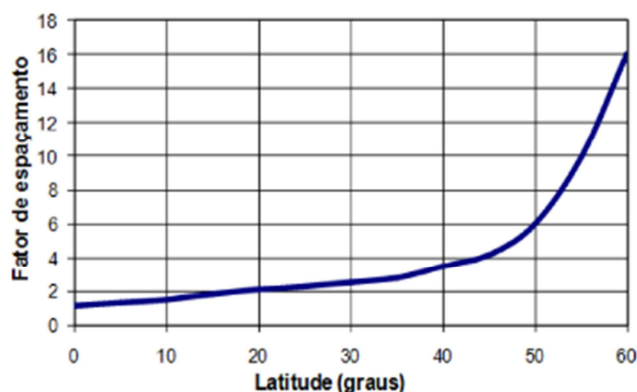


Figura 10: Fator de espaçamento versus latitude do local de instalação do arranjo fotovoltaico (Pinho *et al*, 2014).

O consumo anual de energia elétrica da instalação é 9.285 kWh. Sendo a instalação trifásica, o valor mínimo faturável ou custo de disponibilidade do sistema elétrico é de 100 kWh/mês e, portanto, não será contabilizado para o sistema de compensação de créditos. Assim, fica definido que a energia elétrica a ser compensada durante o período de um ano deve ser de no máximo 8.085 kWh.

Os edifícios residenciais são instalações que tipicamente possuem restrições de área para instalação do arranjo fotovoltaico e, portanto, deve-se optar por módulos com a maior eficiência possível. Dentre os módulos disponíveis no mercado brasileiro e homologados pelo INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia), é possível obter módulos convencionais de silício monocristalino com eficiência de 16,5%. Para o dimensionamento do arranjo fotovoltaico e com o objetivo de permitir um parâmetro de comparação entre os módulos monofaciais e bifaciais foram selecionados os módulos fotovoltaicos cujos parâmetros são apresentados na Tabela 2.

O dimensionamento do arranjo fotovoltaico foi realizado considerando a produção de energia elétrica para cada mês do ano, de acordo com a incidência de irradiação solar e a temperatura dos módulos para cada mês. Os dados de irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos foram obtidos com o programa RADIASOL 2, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). A Tabela 3 apresenta a irradiação diária média mensal ( $I_T$ ) e a irradiância diária média ( $G_{FT}$ ), considerando que os módulos estão voltados ao norte e que o ângulo de inclinação da superfície é de 30°.

### *Sistema com módulos convencionais*

A energia elétrica produzida pelos sistemas fotovoltaicos é diretamente influenciada pela temperatura dos módulos fotovoltaicos em operação. Assim, os parâmetros de tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ) e potência máxima ( $P_{MPP}$ ) foram corrigidos de acordo com a temperatura de operação dos módulos. Na Tabela 4 apresenta-se a temperatura média mensal de módulos fotovoltaicos ( $T_{MOD}$ ) convencionais em Porto Alegre e em condições de operação no ponto de máxima potência. Estes valores foram medidos pela equipe do CB-Solar da PUCRS durante um ano.

Considerando os coeficientes de variação da tensão elétrica, corrente elétrica e potência em função da temperatura, apresentados na Tabela 2 e os valores da temperatura dos módulos fotovoltaicos apresentados na Tabela 4, os parâmetros elétricos do módulo monofacial foram corrigidos.

Descrição do Parâmetro	Unidade	Monofacial (YL270C-30b)	Bifacial (BI60-343BSTC)	
			Frontal	Posterior
Fabricante	-	Yingli Solar	Prism Solar	
Número de células	Unid.	60	60	
Tipo de célula	-	Silício monocristalino	Silício monocristalino	
Potência nominal	[W]	270 W	270 W	243 W
Eficiência do módulo	[%]	16,6	16,2	14,6
Tensão em circuito aberto	[V]	38,6	38,8	38,7
Corrente em curto circuito	[A]	9,43	8,98	7,96
Tensão em máxima potência	[V]	30,5	31,7	31,7
Corrente em máxima potência	[A]	8,85	8,52	7,67
Coeficiente de temperatura para máxima potência	[%/°C]	-0,42	-0,415	
Coeficiente de temperatura para tensão	[%/°C]	-0,30	-0,284	
Coeficiente de temperatura para corrente	[%/°C]	0,04	0,044	
Área do módulo	[m <sup>2</sup> ]	1,6236	1,6679	

Tabela 2: Parâmetros dos módulos monofaciais e bifaciais utilizados.

Descrição	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
$I_T(30^\circ)$ [kWh/m <sup>2</sup> /dia]	5,55	5,50	5,15	4,74	3,93	3,43	4,02	4,23	4,74	5,47	5,75	5,98
$G_{FT}(30^\circ)$ [W/m <sup>2</sup> ]	405,1	422,5	422,6	420,7	374,7	339,7	391,3	386,7	400,7	429,1	425,2	430,3

Tabela 3: Irradiação diária média mensal e irradiância diária média.

Descrição	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
$T_{MOD}$ [°C]	51,8	53,6	43,5	49,0	43,1	38,9	43,6	40,0	42,7	45,7	50,1	53,9

Tabela 4: Temperaturas médias de módulos fotovoltaicos convencionais em operação em Porto Alegre.

Com auxílio de uma planilha Excel, a eficiência do módulo ( $\eta_M$ ) foi corrigida para cada mês do ano e calculou-se a energia elétrica produzida por unidade de área para cada mês, considerando a eficiência do inversor de 96 % e as perdas por sombreamento para cada mês do ano, que variaram de 5 % a 30 %, maiores nos meses de inverno. Em média no ano, estas perdas foram de 13 %. As perdas por sombreamento foram estimadas a partir do percentual de área com sombra, como mostra a Figura 8. Considerou-se o dia 15 de cada mês e que a sombra é variável ao longo do dia. Somando a energia elétrica produzida em cada mês do ano, obteve-se a energia elétrica produzida por unidade de área durante um ano.

Com o módulo monofacial convencional selecionado e as condições do local de instalação, a produção de energia elétrica foi de 228,5 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Considerando que a energia elétrica a ser compensada no ano é de 8.085 kWh, calculou-se são necessários 21 módulos fotovoltaicos de 270 Wp. Entretanto, a instalação não oferece área disponível com incidência de radiação solar adequada para os 21 módulos. Assim, foi considerado um arranjo fotovoltaico composto por 16 módulos monofaciais (modelo YL270C-30b), orientados para o norte e com ângulo de inclinação de 30°. A potência é 4,32 kWp e a energia elétrica anual, considerando as perdas devido a sombra, é de 5.937 kWh/ano. Se não forem consideradas as perdas devido a sombra, a energia elétrica produzida seria de 6.714 kWh/ano.



### *Sistema com módulos bifaciais*

A mesma metodologia aplicada para o módulo monofacial foi utilizada para calcular a produção de energia elétrica por unidade de área, sem considerar os efeitos da incidência da radiação solar na face posterior do módulo bifacial. Consideraram-se as características elétricas do módulo bifacial (BI60-343BSTC) apresentadas na Tabela 2 e a temperatura dos módulos em operação da Tabela 4. A partir da irradiação total incidente na face frontal calculou-se a energia elétrica que seria produzida por unidade de área. Nestas condições considerou-se a incidência de radiação solar somente na face frontal e obteve-se o valor de 222,75 kWh/m<sup>2</sup>/ano, um pouco menor que a energia produzida com os módulos monofaciais, pois a eficiência dos módulos bifaciais na face frontal é um pouco menor que a eficiência dos módulos convencionais (Prism, 2015).

O efeito da incidência de radiação solar na face posterior na produção de energia elétrica é definido pelo fabricante do módulo por meio de um fator denominado de “ganho bifacial em energia”, que depende do posicionamento dos módulos na instalação (Carmanah, 2016). O fabricante dos módulos bifaciais disponibiliza em tabelas, os coeficientes de “ganho bifacial em energia” para cada altura de montagem e albedo da superfície de instalação. O coeficiente obtido foi, então, corrigido de acordo com o ângulo de inclinação dos módulos e a distância entre as fileiras.

Levando em consideração as características da instalação no condomínio (altura de montagem de 1 m, ângulo de inclinação de 30°, ângulo azimutal de superfície de 180° e albedo de 0,75), foi obtido um ganho bifacial em energia de 32,6 %. Considerou-se que toda a área sob os módulos e a parte interna da mureta de proteção serão pintados com tinta branca, que resulta em um albedo da ordem de 0,75. Este valor é menor que o obtido com tinta branca, pois consideraram-se perdas devido a deposição de sujeira. A produção de energia elétrica total por unidade de área foi, então, calculada e o valor obtido foi de 295,4 kWh/m<sup>2</sup>/ano.

Do resultado para módulos monofaciais e devido a limitação da área disponível, o arranjo fotovoltaico foi definido por 16 módulos fotovoltaicos bifaciais com potência de 270 Wp (potência para incidência de radiação solar na face frontal). A potência do sistema dimensionado foi de 5,49 kWp, considerando a incidência de irradiação solar em ambas as faces dos módulos.

A produtividade de um sistema fotovoltaico é definida como a razão entre o valor médio da energia elétrica produzida em um período e entregue à carga e a potência nominal do arranjo fotovoltaico (Garcia *et al*, 2016), (Macedo *et al*, 2007). O desempenho global de um sistema é a razão da produtividade do sistema e a produtividade de referência, considerando condições padrão e a área do arranjo fotovoltaico (Garcia *et al*, 2016), (Macedo *et al*, 2007).

Na Tabela 5 apresenta-se uma comparação entre os dois sistemas fotovoltaicos, destacando os valores de produtividade e desempenho global do sistema, além de outros parâmetros de desempenho.

<b>Variável</b>	<b>Unidade</b>	<b>Sistema Fotovoltaico Convencional</b>	<b>Sistema Fotovoltaico Bifacial</b>
Produção anual de energia elétrica por unidade de área do módulo	kWh/m <sup>2</sup> .ano	228,5	295,4
Energia elétrica produzida	kWh/ano	5.937	7.882
Área do arranjo fotovoltaico	m <sup>2</sup>	35,086	36,054
Taxa de performance na compensação da energia elétrica	%	73,4%	97,5%
Desempenho global (base anual)	-	0,847	0,885
Produtividade do sistema (base anual)	kWh/kWp	1.374	1.436

*Tabela 5: Comparação do sistema fotovoltaico com módulos convencionais e bifaciais.*

Da Tabela 5 verifica-se que com o uso de módulos bifaciais a produção anual de energia elétrica aumenta de 5.937 kWh para 7.882 kWh, com um aumento da área de somente 2,8 %. Consequentemente, com o sistema com módulos bifaciais a energia compensada do condomínio foi de 97,5 %, maior que o valor de 73,4 %, obtido com a utilização de módulos monofaciais. Com módulos bifaciais, a produtividade do sistema fotovoltaico aumenta de 1.374 kWh/kWp para 1.436 kWh/kWp. Da mesma forma, o desempenho global do sistema com módulos bifaciais é 4,5 % maior.

O processo de produção das células solares bifaciais e o material utilizado na face posterior do módulo bifacial podem aumentar o custo deste tipo de módulo fotovoltaico. No entanto, Appelbaum (2016) cita que o custo do módulo bifacial de silício é similar ao custo do módulo convencional. Neste caso, o custo da energia elétrica produzida com o sistema bifacial deste trabalho seria 32 % menor. No entanto, estudos (Chunduri, 2013) indicam que um sistema com módulos bifaciais com vidro nas duas faces e que produz 32 % a mais de energia que um sistema com módulos convencionais pode reduzir o custo em 20%.

## **CONCLUSÃO**

Comparou-se um sistema fotovoltaico com módulos monofaciais convencionais com um sistema com módulos bifaciais. Avaliou-se o perfil de consumo de energia elétrica do condomínio residencial, caracterizou-se o local da instalação e analisou-se o sombreamento provocado pelo entorno.

Determinou-se a produção anual de energia elétrica, para a mesma quantidade de módulos para as duas tecnologias, limitada pela área disponível e pelo sombreamento, sob as mesmas condições de instalação e irradiação solar, em um condomínio residencial em Porto Alegre, Brasil. Para os dois sistemas, os módulos fotovoltaicos foram orientados para o norte com ângulo de inclinação de 30°, igual a latitude.

A potência do sistema com módulos monofaciais e bifaciais foi de 4,32 kWp e de 5,49 kWp, considerando a incidência de irradiação solar em ambas as faces dos módulos bifaciais. Para o sistema com módulos convencionais estimou-se a produção anual de energia elétrica de 5.937 kWh, enquanto que para o sistema com módulos bifaciais a produção anual obtida foi de 7.882 kWh, representando um aumento de 32,8 % em relação aos módulos convencionais. O desempenho global e a produtividade do sistema fotovoltaico com módulos bifaciais foram 4,5 % maiores, representando uma maior produção de energia por potência instalada do sistema. A compensação do consumo de energia elétrica da edificação, obtida para o sistema bifacial, foi de 97,5 %, enquanto que para o sistema convencional foi de 73,4 %.

Verificou-se que o desempenho da tecnologia bifacial pode viabilizar a instalação em locais com espaço físico restrito, tais como condomínios, atendendo à demanda de energia destes locais. Além da viabilidade técnica para instalação nas edificações dos centros urbanos, pode-se afirmar que este sistema possui o potencial de melhorar a atratividade do investimento também em centrais fotovoltaicas.

## **REFERÊNCIAS**

- Appelbaum, J. (2016). Bifacial photovoltaic panels field. *Renewable Energy*. v. 85, p. 338-343.
- Balanco Energético Nacional (2015). Rio de Janeiro: EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2015 Anual.
- Carmanah. (2016). Disponível em: <<http://carmanah.com/EPC/solar-epc-services>>. Acesso em 10 de jun. de 2016.
- Chunduri. (2013). PV's palindrome. *Photon International*, fev. de 2016. p. 64-71.
- Contas Nacionais: Brasil em Síntese. Brasília: IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (2015). Anual. Disponível em: <<http://brasilemsintese.ibge.gov.br/contas-nacionais/pib-valores-correntes.html>>. Acesso em 02 mai. 2016.

- Garcia, S. B.; Zanesco, I.; Moehlecke, A.; Lanfredi, M. P.; Fernandes, L. H.; Kalikoski, L. S.; Mesquita, C. M. P.; Delucis, M. M. (2016). Avaliação do Sistema Fotovoltaico Interligado à Rede Elétrica Instalado na Fachada do Museu de Ciências e Tecnologia da PUCRS. In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte.
- Lemus, R. G.; Veja, R.; Kim, T.; Kimm, A.; Shephard, L.E. (2016). Bifacial solar photovoltaics – A technology review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* . v. 60. p.1533–1549.
- Lo, C. K.; Lim, Y. S.; Kee, S. Y. (2013). Improvement of bifacial solar panel efficiency using passive concentrator and reflector system. *International Conference on Renewable Energy Research and Applications*. p.20-23.
- Macedo, W. N.; Zilles, R. (2007). Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF). *Progress in Photovoltaics: Research and application*. v.15, p. 337–352.
- Marion, B.; Adelstein, J.; Boyle, K.; Hayden, H.; Hammond, B.; Fletcher, T.; Canada, B.; Narang, D.; Shugar, D.; Wenger, H.; Kimber, A.; Mitchell, L.; Rich, G.; Townsend, T. (2005). Performance parameters for grid-connected PV systems. 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibiton, Lake Buena Vista, Florida. p.3-7.
- Moehlecke, A.; Febras, A. F. S.; Zanesco, I. (2013). Electrical performance analysis of PV modules with bifacial silicon solar cells and white diffuse reflector. *Solar Energy*. v. 96. p. 253–262.
- Nadaletti, C. E. H. (2015). Dimensionamento e Análise de Uma Central Fotovoltaica em Diferentes Regiões do Rio Grande do Sul. p.18. Trabalho de Conclusão do Curso de Especialização em Energias Renováveis – Faculdade de Física e Instituto do Meio Ambiente, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- Pinho, J. T.; Galindo, M. A. (2014). Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos. rev. ampl. Rio de Janeiro: CEPTEL – CRESESB. p. 530.
- Prism solar technologies. (2015). Design Guide for Bifacial Solar Modules. Rev 3.1. 5 p. Prism Solar Technologies, 2015. Dados e especificações do módulo fotovoltaico Bi60-343BSTC. Disponível em <[www.prismsolar.com/pdf/bi60specs.pdf](http://www.prismsolar.com/pdf/bi60specs.pdf)>. Acesso em 21 mar. 2016.
- UFRGS - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. (2015). RADIASOL, Versão 2. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br/#softwares>>. Acesso em 21 mar. 2016.
- Yusufoglu, U. A.; Pletzer, T. M.; Koduvelikulathu, L. J.; Comparotto, C.; Kopecek, R.; Kurz, H. (2015). Analysis of the Annual Performance of Bifacial Modules and Optimization Methods. *IEEE Journal Of Photovoltaics*, v. 5, n. 1, p. 320-328.
- Yusufoglu, U. A.; Lee, T. H.; Pletzer, T. M.; Halm, A.; Koduvelikulathu, L. J.; Comparotto, C.; Kopecek, R.; Kurz, H. (2014). Simulation of energy production by bifacial modules with revision of ground reflection. *Energy Procedia*. v. 55. p. 389 – 395.
- Yuzuru, U.; Kosuke, K.; Kiyoyuki, K.; Masaharu, Y.; Katsumi, A.; Hiroyuki, S. (2009). Performance analysis of various system configurations on grid-connected residential PV systems. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. v. 93, p. 945–949.
- Zanesco, I.; Garcia, S. B.; Moehlecke, A.; Valdivia, H. B.; Lima, N. W. (2014). Análise da Degradação de Módulos Fotovoltaicos Fabricados com Diferentes Células Solares. In: V Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife: Associação Brasileira de Energia Solar. p. 1-8.

**ABSTRACT:** The electrical energy produced by the use of renewable and alternative sources is a suitable way to enlarge the energy supply, reducing the economic and environmental impact. The goal of this paper is to present the sizing and the comparison of a photovoltaic system with bifacial and standard monofacial modules in a residential condominium in Porto Alegre, Brazil. The bifacial solar cell technology produces 32.8 % more energy than the system with monofacial modules, taking into account the same installation conditions and the same amount of modules. The performance ratio and yield of the PV system with bifacial modules were 4.5 % higher. The energy load compensation of the building obtained with the bifacial system was 97.5 % and this parameter was of 73.4 % with the standard system.

**Keywords:** photovoltaic system, bifacial PV modules, monofacial modules.