

Incorporação de sistemas fotovoltaicos em envoltórias de edificações: metodologia para cálculo inicial do rendimento.

Attachedment of photovoltaic systems in buildings envelopes: methodology for initial yield calculation

Lucas Sabino Dias, Mestre.

lucassdias@yahoo.com

Claudia Terezinha de Andrade Oliveira, Doutora.

ctao@usp.br

Resumo

A incorporação bem-sucedida de sistemas fotovoltaicos em envoltórias de edificações depende em grande medida de um bom projeto. Para tanto é importante que o projetista tenha a sua disposição metodologias de projeto, que busquem auxiliar e facilitar o processo desde o lançamento do partido inicial. Neste sentido, modelos gráficos que permitam uma visualização direta da quantidade de energia incidente em um determinado plano de geração, por exemplo, ajudam o projetista a responder de maneira rápida. Será apresentada uma metodologia, dividida em 5 passos, para o cálculo inicial do rendimento energético de um sistema fotovoltaico incorporado na envoltória de um edifício.

Palavras-chave: Metodologia; Projeto; Fotovoltaicos.

Abstract

The successful incorporation of photovoltaic systems into building enclosures depends, in a large extent, of a good project. Therefore it is important that the designer has at his disposal project methodologies, which seek to assist and facilitate the process from the launch of the initial party. In this sense, graphic models that allow a direct visualization of the amount of energy incident to a generation plan, for example, help the designer to respond quickly. A methodology, divided in 5 steps, will be presented for the initial calculation of the energy yield of a photovoltaic system incorporated in the envelope of a building.

Keywords: methodology; project; photovoltaic

1. Introdução

A aplicação das tecnologias fotovoltaicas em envoltórias de edifícios possibilita a geração de energia em áreas isoladas ou articuladas dentro do tecido das cidades. Projetos bem-sucedidos são baseados sobretudo em dois fatores: viabilidade econômica e qualidade arquitetônica (SCOGNAMIGLIO, et al, 2011). Apesar de avanços recentes na política de energia nacional, de forma a possibilitar a ligação de residências na rede de energia (*feed in*), o Brasil ainda oferece poucos incentivos para melhorar a relação custo/benefício na utilização desta tecnologia, o que confere ainda mais responsabilidade sobre a qualidade do projeto.

Os projetos de edifícios que utilizam energia fotovoltaica se relacionam com três esferas principais, que se organizam ao redor do projeto e usuário (Figura.1). São questões referentes à: energia, construção e arquitetura e urbanismo (WELLER, 2010).



Figura.1: Intersecção entre as diferentes esferas de um projeto de incorporação de sistemas fotovoltaicos na arquitetura. Organizam-se ao redor do projeto e usuário questões referentes à: energia, construção e arquitetura e urbanística (Modificado pelo autor a partir de WELLER et al, 2010).

Entender, já na etapa de partido, a relação entre as três esferas pode ajudar o projetista a potencializar os benefícios da incorporação para a cidade e comunidade, mas também dos pontos de vista arquitetônico, energético e construtivo. Quatro conjuntos de atributos estão vinculados as três esferas: Atributos de projeto, são: rendimento energético; estética ou forma, estrutura de suporte, controle e inovação. Atributos restritivos, são: segurança, confiabilidade, ergonomia, economia, leis, normas. Atributos de análise é relativo ao impacto ambiental. E por fim, atributos de ciclo de vida, que são: fabricabilidade, montabilidade, embalabilidade, armazenabilidade, transportabilidade, da função, usabilidade, manutenibilidade, descartabilidade, reciclabilidade (DIAS, 2014).

A complexidade do projeto de uma envoltória de edifício reside no fato de que ela é ao mesmo tempo a superfície que se relaciona com a cidade e os cidadãos, mas também com o clima e as intempéries. Desta forma, a tomada de decisão transitará entre critérios técnicos, culturais, econômicos, de ciclo de vida, entre outros. Modelos gráficos que permitam uma visualização direta da quantidade de energia incidente em um determinado plano de geração, por exemplo, ajudam o projetista a responder de maneira rápida. Será apresentado uma metodologia, dividida em 5 passos, para o cálculo inicial do rendimento energético de um sistema fotovoltaico incorporado na envoltória de um edifício.

2. – Possibilidade de integração na envoltória

A possibilidade de integração de sistemas fotovoltaicos em edifícios pode acontecer, segundo Scognamiglio e Rostvik (2012), de duas formas: Sistemas Fotovoltaicos Adaptados a Edifícios, em inglês Building Added / Attached Photovoltaic (BAPV), e Sistemas Fotovoltaicos Integrados a Edifícios, do inglês Building Integrated Photovoltaic (BIPV). A definição desses dois tipos de incorporação de fotovoltaicos nas envoltórias é:

*BAPV: produtos que necessitam de sistemas de montagem adicionais.
BIPV: produtos que contemplam outras exigências das envoltórias de edifícios (como de resistência mecânica, isolamento térmico, sombreamento, etc.) e podem substituir integralmente componentes da envoltória.*

São conceitos distintos pois a integração obriga o projetista a olhar o projeto de forma sistêmica. Do ponto de vista do arquiteto e urbanista, que vai projetar um edifício e sua envoltória, esta visão é importante e pode trazer uma série de vantagens ao projeto. Não só do ponto de vista energético, mas formal e espacial. O desafio então é pensar a tecnologia fotovoltaicas como mais um componente que fará parte da envoltória, de forma integrada ao edifício.

A princípio há quatro possibilidades para se conceber o projeto com fotovoltaicos. No caso dos sistemas fotovoltaicos adaptados, podem ser: elementos técnicos, com o foco voltado à geração ou elementos fotovoltaicos com estrutura independente. Sistemas fotovoltaicos integrados podem ser: elementos fotovoltaicos com mais de uma função, seja como claraboia, guarda-corpo, proteção solar; integração fotovoltaica como parte da composição formal da envoltória.

Uma quinta possibilidade é a forma da envoltória se adaptar não só ao sistema fotovoltaico, mas à própria incidência solar, modelando o invólucro do edifício de acordo com uma determinada orientação, possibilidade de sombreamento, iluminação natural, conforto térmico, entre outros. Esta abordagem é relativamente nova, tem sido possível principalmente por conta do avanço de softwares, que tornam possível ou facilitaram a parametrização de formas complexas e o desenvolvimento de máquinas de comando numérico, que possibilitam ou simplificam a execução de tais geometrias. Um exemplo neste sentido é um protótipo Endesa, desenvolvido pelo Instituto Avançada de Arquitetura da Catalunha (IAAC), na Espanha (ARCHDAILY, 2018).

Módulos fotovoltaicos podem ser utilizados em coberturas, fachadas ou mesmo de forma móvel. Em coberturas podem ser instalados em superfícies inclinadas, inclinadas tipo *shed*, planas, planas com claraboias, coberturas planas com fotovoltaicos inclinados e quando os fotovoltaicos excedem a cobertura do edifício.

Em fachadas podem ser colocados de forma perpendicular ao solo, de forma inclinada ao solo, como proteção solar vertical e horizontal, como parte do peitoril na fachada do edifício, ou que excedem a projeção do edifício, como marquises e guarda corpos.

No que diz respeito a movimentações dos fotovoltaicos, podem acontecer sobre planos ou eixos. Os planos podem se movimentar sobre a fachada ou cobertura, ou como um plano que acompanha a incidência solar durante o dia.

Movimentações sobre os eixos podem ocorrer tanto nas coberturas, como nas fachadas. Nas coberturas, com o eixo em uma das extremidades, privilegia mais fortemente uma orientação, como a norte, por exemplo; com o eixo de giro localizado ao centro do plano de geração, procura privilegiar duas orientações, como por exemplo, a leste e oeste. Nas

fachadas, a movimentação é utilizada normalmente em elementos de proteção solar, com o eixo de giro nas extremidades, ou no centro, tanto para maximizar a geração, como a proteção solar.

3 – Rendimento Energético

O rendimento energético de um sistema fotovoltaico é a quantidade de energia elétrica produzida por este sistema em determinado período de tempo (normalmente horas, dias ou anos), em relação a um referencial, um modelo. Sendo assim, é uma das características mais importantes em projetos que utilizam fotovoltaicos. Nesses sistemas o rendimento é, de maneira geral, a quantidade de energia solar incidente em determinada superfície, menos suas perdas.

O rendimento energético pode ser influenciado, segundo os critérios da International Energy Agency (IEA) (FARKAS et al, 2012). por 5 aspectos, são eles: 1) Radiação Solar Horizontal Global, relativa a radiação incidente na localidade onde o projeto será idealizado; 2) Orientação do Plano de Geração, ou Fator Orientação (FO), tem relação com o local onde serão aplicados os fotovoltaicos na envoltória do edifício; 3) A área do plano de geração, que também vai influenciar diretamente na potência instalada; 4) A escolha da tecnologia a ser utilizada (silício cristalino ou filmes fino), que influenciará diretamente na eficiência dos módulos, na perda de eficiência por sombreamento ou aquecimento, na potência instalada, entre outras questões; 5) A determinação estimada do rendimento energético do sistema, ou em inglês *Performance Ratio* (PR), que é simplificada a relação entre o rendimento esperado e o rendimento real do sistema, medido durante a operação do sistema (Figura.2).

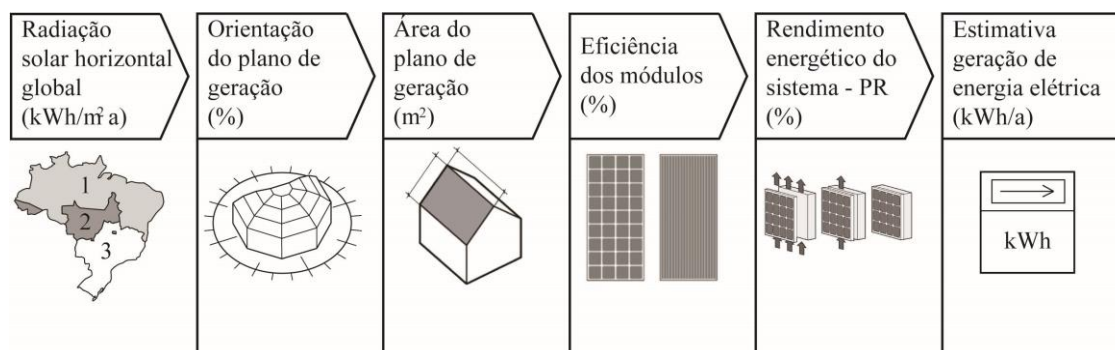


Figura.2- Adaptação de modelo para estimativa do rendimento, segundo os critérios da International Energy Agency (IEA), na TASK 41 (Adaptado pelo autor de FARKAS et al, 2012).

3.1 Radiação solar horizontal global

A Radiação Solar Horizontal Média Anual (G) pode ser acessada no Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA, et al, 2006). Existe uma distribuição da geração média (Wh/Wa/ano) para cada uma das regiões geográficas do Brasil, mais intensa na parte central do país, mas com médias altas, de forma geral, em comparação a países europeus.

Valores da radiação solar horizontal global para capitais brasileiras foram calculados por Santos (2013), com a utilização dos softwares SWERA e Radasol, e são apresentados na forma de ábacos. Foram encontradas semelhanças com relação às características de incidência de irradiação apresentadas nos ábacos, possibilitando a organização das capitais

em três grupos. Considerando as capitais como representativas dos Estados, o trabalho apresentou uma divisão do mapa do Brasil, especializando os grupos de semelhanças.

A região 1 é composta por 14 cidades: Salvador (BA), Aracaju (SE), Maceió (AL), Porto Velho (RO), Recife (PE), João Pessoa (PB), Natal (RN), Terezina (PI), Fortaleza (CE), Manaus (AM), Boa Vista (RR), São Luiz (MA), Belém (PA) e Macapá (AP). A radiação média máxima no plano horizontal encontrada fazendo uma média aritmética dos resultados encontrados deu para o dia 5,4kWh/m².d e no ano 1.986 kWh/m².a.

A região 2 é composta por 4 cidades: Brasília (DF), Cuiabá (MT), Palmas (TO) e Rio Branco (AC). Os resultados encontrados para a radiação média máxima no plano horizontal foram para o dia 5,5kWh/m².d e no ano 2.025 kWh/m².a.

A região 3 é composta por 9 cidades: Porto Alegre (RS), Florianópolis (SC), Curitiba (PR), São Paulo (SP), Rio de Janeiro (RJ), Campo Grande (MS), Vitória (ES), Minas Gerais (MG), Goiânia (GO). Os resultados encontrados para a radiação média máxima no plano horizontal foram para o dia 5,3kWh/m².d e no ano 1.929 kWh/m².a.

A sistematização completa dos dados em forma de tabela pode ser encontrada em Dias (2014). Um resumo gráfico das diferenças entre as três regiões para a radiação média máxima no plano horizontal pode ser visto na figura.3

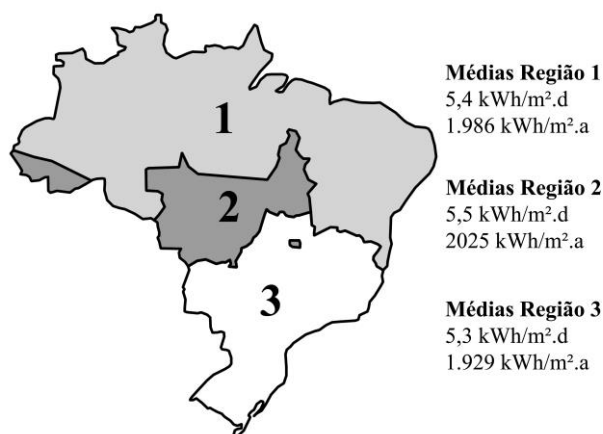


Figura.3 – Mapa do Brasil dividido em três regiões, com a média aritmética da radiação média máxima no plano horizontal para dia e para o ano para cada uma das regiões (elaborado pelo autor a partir de SANTOS, 2012).

3.2 Orientação do plano de geração

A intensidade de irradiação recebida pelos planos de geração é influenciada diretamente pelas: localização, latitude, orientação e inclinação em relação ao plano horizontal. O fator de orientação é uma grandeza que representa a porcentagem [%] de irradiação incidente sobre um plano, considerando sua orientação e inclinação.

Com o propósito de facilitar a visualização dos dados contidos nos ábacos apresentados por Santos (2013), foram elaboradas representações tridimensionais com os dados de interesse a esta pesquisa. O desenvolvimento dos ábacos tridimensionais foram elaborados segundo a metodologia presente em Dias (2014).

Representações tridimensionais semelhantes foram encontradas na bibliografia técnica européia, nomeadamente Weller, *et al*, (2010) e Farkas *et al* (2012). A escolha por esse tipo de representação, embora menos precisa do que os ábacos planejados, deu-se por

entender que sua leitura é mais direta e simplificada para os primeiros estudos energéticos e volumétricos do edifício. Isso não exclui a utilização do abáco planificado, ou de outros métodos para obtenção do fatores de orientação.

3.2.1 Região 1

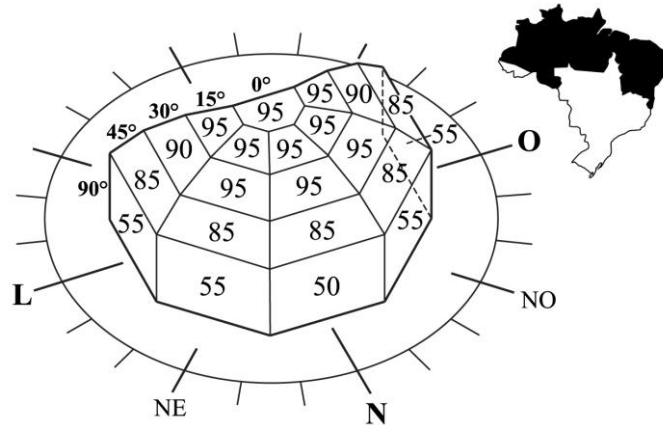


Figura.4 – Ábaco volumétrico representativo das cidades capitais da Região 1 e especializadas no mapa do Brasil, no lado superior esquerdo da figura. Apresenta a porcentagem [%] do potencial de radiação recebido pelas 21 superfícies representadas no ábaco.

Observando o ábaco volumétrico da Região 1 (Figura.4), é possível concluir a respeito do fator orientação que:

- O fator orientação máximo (95%) é atingido no plano orientado a zênite (0°).
- Com a inclinação do plano de 45°, o fator orientação é igual a 85% para todas as orientações.
- Planos perpendiculares (90°) orientados a leste, nordeste, oeste e noroeste possuem ganhos maiores que os voltados para Norte, características de cidades mais próximas da linha do Equador devido à da trajetória solar.
- Planos com inclinação variando de 0° a 20°, ou iguais às latitudes das cidades, têm valores máximos do fator orientação (95%) em qualquer orientação.
- Planos com inclinação variando de 20° a 35° têm valores do fator orientação igual a 90%, em qualquer orientação.

3.2.2 Região 2

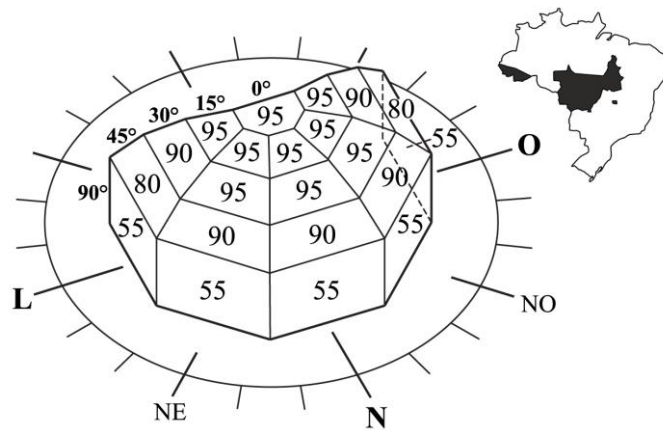


Figura.5 – Ábaco volumétrico representativo das cidades capitais da Região 2 e especializadas no mapa do Brasil, no lado superior esquerdo da figura. Apresenta a porcentagem [%] do potencial de radiação recebido pelas 21 superfícies representadas no ábaco.

Observando o ábaco volumétrico da Região 2 (Figura.5), é possível concluir a respeito do fator orientação que:

- O fator orientação máximo (95%) é atingido no plano orientado a zênite (0°).
- Com a inclinação do plano de 45°, o fator orientação é igual a 90% para as orientações do quadrante norte, e diminui 8% para leste e oeste.
- Planos perpendiculares (90°) com qualquer orientação têm o mesmo fator de orientação (55%).
- Planos com inclinação variando de 0° a 15°, ou iguais à latitude das cidades, têm valores máximos do fator orientação (95%) nas orientações norte, noroeste e nordeste.
- Planos com inclinação variando de 0° a 30° têm valores máximos do fator orientação (95%), com orientação variando entre 60° Leste / Oeste.

3.2.3 Região 3

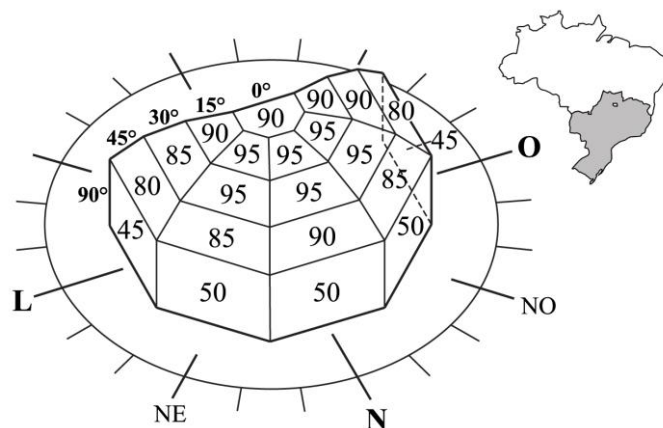


Figura.6 – Ábaco volumétrico representativo das cidades capitais da Região 3 e especializadas no mapa do Brasil, no lado superior esquerdo da figura. Apresenta a porcentagem [%] do potencial de radiação recebido pelas 21 superfícies representadas no ábaco.

Observando o ábaco volumétrico da Região 3 (Figura.6), é possível concluir a respeito do fator orientação que:

- O fator orientação é igual a 90%, quando o plano é orientado a zênite (0°) e a norte com inclinação de 45°.
- Com a inclinação do plano de 45°, o fator orientação é menor nas fachadas leste e oeste (80%) e aumenta em até 10%, quando orientado a norte.
- Planos perpendiculares (90°) orientados a leste e oeste têm a menor porcentagem de fator solar (45%), em comparação aos valores dos outros dois ábacos.
- Planos com inclinação variando de 5° a 15° têm valores máximos do fator orientação (95%), em qualquer orientação do quadrante norte.
- Planos com inclinação variando de 5° a 30°, ou iguais à latitude das cidades, têm valores máximos do fator orientação (95%), com orientação variando entre 45° Leste / Oeste

Considerações sobre a Seção;

Pode-se observar, de forma geral, que o arquiteto usufrui de uma liberdade para orientação e inclinação das coberturas, buscando as taxas médias máximas de incidência solar mais convenientes ou adequadas ao projeto, maior do que, muitas vezes, se pensa.

No caso das representações volumétricas, mesmo que sejam menos precisas e não tenham tantas interpretações, como as fornecidas por ábacos planejados, por exemplo, elas podem servir como ferramentas interessantes para a análise rápida dos potenciais de integração fotovoltaica em determinada região. Se esse tipo de ferramenta for utilizada já nas fases iniciais do projeto, durante o projeto preliminar, pode ajudar tanto na definição conceitual, como a traçar diretrizes mais precisas a respeito da envoltória do edifício.

3.3 Área do plano de geração

A área pode ser estipulada previamente pelo projetista, contudo é possível fazer o cálculo da *Área necessária* (A_n) para gerar 1kWp. A área necessária é a de 1kWp pela eficiência do módulo é expressa pela equação 1 (FARKAS *et al*, 2012). A partir dela foi montada a tabela.1, que traz de forma aproximada a área necessária para gerar 1kWp nas principais tecnologias de silício cristalino e filmes finos.

$$A_n = 1Kwp/Eff \quad (1)$$

	Tipo de célula	Área necessária para gerar 1kWp (m ²)
Silício Cristalino	Monocristalina conv.	8,3 -- 6,25
	De alta eficiência	6,25 -- 5
	Híbrida HIT	6,25 -- 5,9
	Policristalina Conv.	8,7 -- 6,7
Filmes Finos	Silício amorfo	20 -- 14,3
	Micromorfo	20 -- 14,3
	Microcristalina	14,3 -- 11,1
	CIS convencional (selênio)	12,5 -- 9,1
	CdTe	16,7 -- 9,1

Tabela.1- Áreas aproximadas dos módulos mais comuns para gerar 1kWp, a partir da eq. 1.

3.4 Eficiência

Segundo Chivelet e Sollo (2012), a eficiência do módulo é definida pelo produto da potência máxima por sua área e subseqüente divisão pela potência luminosa que o módulo recebe.

A “potência de máxima ou de pico” é a potência máxima que um módulo é capaz de gerar sob condição padrão (também conhecida como Condição Padrão de Teste, ou CPT) de iluminação e temperatura (1.000 watts por metro quadrado de irradiância solar e atmosfera padrão e 25°C de temperatura do módulo). (CHIVELET; SOLLO, 2010)

Quando normalizado, a eficiência será o quociente entre a potência máxima de um módulo de 1m² e a potência luminosa máxima possível por metro quadrado (1000 W/m²). De forma simplificada é a porcentagem de energia que um determinado módulo conseguirá absorver em condições padrão de teste (CPT). Os materiais utilizados para o encapsulamento das células normalmente refletem parte do espectro luminoso, por esse motivo a eficiência dos módulos é sempre menor, quando comparado à eficiência das células.

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra a máxima eficiência de algumas das células e módulos mais utilizados atualmente na envoltória de edifícios.

	Tipo de célula	Mx. Eficiência da célula (lab.) [%]	Eficiência do Módulo (comercial) [%]
Silício Cristalino	Monocristalina conv.	21,6	12 -- 16
	De alta eficiência	24,7	16 -- 20
	Híbrida HIT	20,2	16 -- 17
	Policristalina Conv.	20,3	11,5 -- 15
Filmes Finos	Silício amorfo	13,2	5 -- 7
	Micromorfo	15,2	5 -- 7
	Microcristalina	13	7 -- 9
	CIS convencional (selênio)	20	8 -- 11
	CdTe	16,5	6 -- 11

Tabela.2 - Exemplos de eficiências médias de célula e de módulo pelas tecnologias mais comumente utilizadas na envoltória de edifícios (Fonte: WELLER et al, 2010).

A eficiência dos módulos de silício cristalino ainda é maior que a dos módulos de filmes finos, embora as tecnologias de 2º geração tenham evoluído, chegando perto da eficiência dos de silício em alguns casos, a exemplo das células de CIS.

3.5 Rendimento energético do sistema

Existe uma série de indicadores que medem o rendimento de sistemas fotovoltaicos. Segundo Leloux, Narvarte e Tresbosc (2011), o mais comum é o conhecido, em inglês, como Performance Ratio (PR), que é simplificada a relação entre o rendimento esperado e o rendimento real do sistema, medido durante a operação do sistema. O rendimento energético do sistema será o valor do Performance Ratio (PR), multiplicado pelo fator de perda de performance pelo aumento da temperatura.

3.5.1 Performance Ratio (PR)

A efetiva medida do PR de um sistema fotovoltaico só pode ser conhecida com o acompanhamento do desempenho do sistema em funcionamento. Vários fatores podem influenciar no rendimento de sistemas fotovoltaicos, como temperatura dos módulos, o tipo de integração do sistema, a radiação solar incidente, o sombreamento por elementos externos ou sujeidade, perdas nos cabos e inversores, tipo da tecnologia fotovoltaica aplicada, entre outros, o que dificulta estimativas precisas do PR.

Contudo, estudos em países europeus, como a França e a Bélgica, apontam rendimentos médios de, respectivamente, 76% e 78%, sendo que em alguns casos ele pode chegar próximo de 96% (LELOUX; NARVARTE; TRESBOSC, 2011). Sistemas mais novos tendem a ter perdas menores. Autores (FARKAS, et al, 2012 ; WELLER, et al, 2013) consideram porcentagens entre 70% e 85% rendimentos aceitáveis para sistemas fotovoltaicos bem projetados. Sendo assim, para estimativas preliminares do rendimento, pode-se adotar o valor médio de 80%, considerando um arredondamento do rendimento, uma vez que se parte do princípio que o sistema será bem projetado, buscando estratégia que privilegiem o bom rendimento do conjunto.

3.5.2 Perda de performance com o aumento da temperatura

As tecnologias fotovoltaicas têm temperaturas ideais de funcionamento. Sua operação fora desta faixa ótima pode acarretar em redução no desempenho: “Temperaturas de módulos maiores que 80°C são possíveis em algumas situações, principalmente, nos meses de verão, o que pode reduzir em mais de 25% em sua eficiência” (WELLER *et al*, 2010).

Sendo assim, é recomendável que estratégias, como a boa ventilação dos módulos, sejam implementadas, principalmente em países tropicais e quentes como o Brasil.

O *Swiss BIPV Center of Competence* diferencia o afastamento dos módulos da superfície da envoltória de três formas, relacionando com as subseqüentes perdas na eficiência do sistema em cada um dos casos. Integrando o módulo sem deixar espaço para ventilação, resultando em perdas de cerca de 10%; deixando pouco espaço, aproximadamente 5 cm, para perdas de 5% e, por fim, com espaço suficiente para a ventilação aceitável, a partir de 15cm, resultando em perdas nulas ou próximas de zero (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**7).

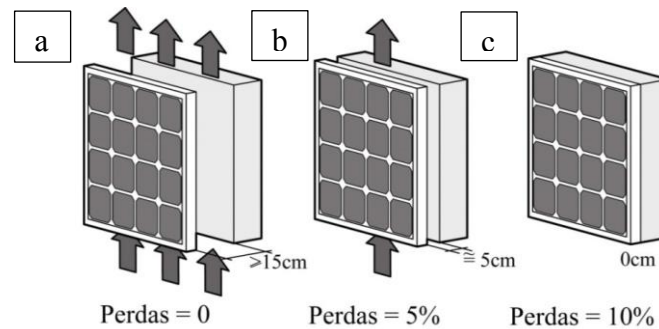


Figura.7 – A figura apresenta três formas diferentes de integrar os módulos fotovoltaicos em envoltórias, quanto ao espaço deixado entre os módulos e a superfície externa do edifício: (a) com espaço maior ou igual a 15cm, as perdas por aquecimento são próximas de zero; (b) com espaço de aproximadamente 5cm, perdas por aquecimento próximas de 5%; (c) sem espaço para ventilação, perdas de aproximadamente 10%(Modificado pelo autor a partir de SUPSI/ISAAC, 2013b)

Essas porcentagens de perdas são aproximações para um primeiro cálculo. Não levam em consideração o desempenho das diferentes tecnologias, nem as temperaturas relativas de cada localidade, que no Brasil tendem a ser mais elevadas do que na Suíça, onde o estudo foi feito. É importante que o projetista utilize esse conhecimento na fase inicial do projeto. Por exemplo, se o projeto inviabiliza o afastamento dos módulos em relação ao envelope do edifício, a alternativa pode ser a escolha por tecnologias que não tenham sua eficiência tão afetada pelo aquecimento, ou o resfriamento dos módulos com outra estratégia.

3.6 Cálculo para estimativa do rendimento energético

A estimativa da geração de energia elétrica (do inicial do Rendimento Energético, como definido na Equação.2) é função de G (Radiação Solar Média Máxima Anual), dos valores para as capitais encontrados na secção 3.1, da orientação do plano de geração (obtido com os ábacos segundo a secção 3.2), da área do plano de geração (tabela 1), da eficiência da tecnologia (Tabela 2) e do rendimento do sistema (secção 3.5).

$$\text{Prod. Energ.} = G[\text{kWh/m}^2\text{a}] \cdot \text{Orientação}[\%] \cdot \text{Área}[\text{m}^2] \cdot \text{eff}[\%] \cdot \text{PR}[\%] \quad (2)$$

A produção de energia de um sistema fotovoltaico é, em termos gerais, a quantidade de energia incidente sobre determinada área do plano de geração, menos uma série de coeficientes de minoração, definidos neste caso por: fator orientação, eficiência dos módulos e desempenho do sistema.

4 – Conclusões

Dentro deste desafio complexo que é projetar a envoltória de um edifício, é importante que o projetista consiga antever de forma rápido o maior número de requisitos possíveis que possam influenciar negativa ou positivamente no projeto.

Com relação aos projetos que utilizam tecnologia fotovoltaica muitas das metodologias de cálculo disponíveis não tem uma leitura gráfica, que facilite a tomada de decisão com relação a forma do edifício. O Brasil é um país que tem em abundância a matéria prima que faz os sistemas fotovoltaicos funcionarem, a radiação solar. Apesar de políticas de incentivo ainda tímidas, existem uma quantidade grande de possibilidades que as tecnologias

fotovoltaicas podem se tornar viáveis, melhorando e contribuindo não só com a geração de energia, mas trabalhando de forma integrada com uma série de outros sistemas, tanto em coberturas, como em fachadas.

Para tanto é fundamental que o arquiteto e urbanista, estudante ou profissional, inclua também este requisito, na gama de demandas do seu projeto, procurando informações técnicas e projetuais que lhe auxiliem neste percurso.

Referências

ARCHDAILY. (2012, Outubro 9). Pavilhão Endesa / IaaC. Disponível em <https://www.archdaily.com.br/br/01-74952/pavilhao-endesa-iaac>. Acesso em agosto de 2018.

CHIVELET, Nuria Martín; SOLLA, Ignacio Fernández. Técnicas de vedação fotovoltaica na arquitetura. Porto Alegre: Bookman, 2010.

DIAS, Lucas Sabino. Incorporação de sistemas fotovoltaicos em envoltórias de edificações: tecnologia e arquitetura. São Paulo, 2014. 144 p. Dissertação (Mestrado em Arquitetura e Urbanismo) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

FARKAS, K. et al. T.41.A.2: Solar Energy Systems in Architecture: Integration Criteria and Guidelines. Solar Heating and Cooling Programme, International Energy Agency, Task 41 Solar energy & architecture. September 2012. 228p. Disponível em: <<http://task41.iea-shc.org/publications>>. Acesso em: 24 fev. 2014.

LELOUX, Jonathan; NARVARTE, Luis; TREBOSC, David. Performance analysis of 10,000 residential PV systems in France and Belgium. In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 26th, 2011. p.3939-3946.

PEREIRA, Enio Bueno et al. Atlas brasileiro de energia solar. São José dos Campos: INPE, 2006. il. 60p.

RUTHER, Ricardo. Edifícios solares fotovoltaicos: O potencial da geração solar fotovoltaica interligada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. Florianópolis: LABSOLAR, 2004. p.11.

SANTOS, Ísis Portolan dos. Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à Arquitetura. Florianópolis, 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2013.

SCOGNAMIGLIO, A. et al. Forms of energy: the way architects envision solar energy. EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 26th, 2011. p.3958-3966.

SCOGNAMIGLIO, A., RØSTVIK, H. N. Photovoltaics and nearly zero energy buildings: a new opportunity and challenge for architecture. In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 27th, 2012. p.3848- 3858.

WELLER, Bernhard et al. Photovoltaics: Technology, Architecture, Installation. Munich: edition DETAIL, p. 8,11,12,15,16,22,26,27, 2010.