

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <https://www.researchgate.net/publication/301227397>

ÁBACOS PARA ANÁLISE SIMPLIFICADA DE ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A EDIFICAÇÕES

Article · September 2012

CITATION

1

READS

2,705

4 authors, including:



Ísis Portolan dos Santos

Universidade Federal de Santa Maria

13 PUBLICATIONS 144 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)



Ricardo Rüther

Federal University of Santa Catarina

191 PUBLICATIONS 2,542 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)



Lucas Rafael do Nascimento

Federal University of Santa Catarina

30 PUBLICATIONS 69 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)

Some of the authors of this publication are also working on these related projects:



Simplified method for shading-loss analysis in BIPV systems [View project](#)



Shared Energy Cooperatives [View project](#)

ÁBACOS PARA ANÁLISE SIMPLIFICADA DE ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A EDIFICAÇÕES

Ísis Portolan dos Santos – isisporto@gmail.com

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

Universidade Federal de Santa Maria, Colégio Politécnico

Ricardo Rütther – ruther@mbox1.ufsc.br

Lucas Nascimento – nascimento.ufsc@gmail.com

Luiz Carlos Pereira Junior – pereira1435@gmail.com

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

Resumo. A geração de eletricidade solar é diretamente vinculada à quantidade de radiação solar recebida pelos módulos, o que varia conforme sua posição de instalação. Este trabalho trata do desenvolvimento de gráficos na forma de ábacos que demonstram o potencial de radiação solar a ser recebido por superfícies em diferentes azimutes e inclinações para todas as capitais brasileiras. O objetivo do trabalho é elaborar diagramas que facilitem a compreensão dos projetistas de sistemas fotovoltaicos sobre as possibilidades de integração em superfícies que não estejam necessariamente na posição ótima em relação à incidência solar. Este estudo foi desenvolvido a partir de dados de irradiação solar horizontal das capitais brasileiras disponibilizados pelo projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment). Estes dados foram calculados e transpostos para diversas orientações e inclinações através do programa RADIASOL e então apresentados em gráficos de manchas, um para cada capital. Os gráficos demonstram as perdas percentuais de recebimento de radiação em relação à posição ideal (100% de aproveitamento da radiação normalmente encontrado em inclinação igual à latitude e azimute 0° ou norte) que ocorrem com as variações de inclinação e azimute da superfície. A validação dos gráficos foi verificada a partir da análise de quatro sistemas reais instalados em Florianópolis-SC em diferentes posições. Ao comparar a radiação estimada pelo ábaco com a radiação efetivamente recebida pelos sistemas foram encontrados resultados bastante similares, demonstrando a validade dos gráficos. Estes gráficos auxiliam na análise do potencial da edificação na relação forma x função (composição arquitetônica x maior geração energética). Os gráficos mostram os limites até onde variações na inclinação e principalmente no azimute não acarretam em grandes perdas de radiação, o que amplia as possibilidades dos arquitetos em projetos de novas edificações com integração de sistemas fotovoltaicos e também permite uma análise mais rápida dos projetos existentes verificando qual superfície de integração recebe os maiores níveis de radiação solar.

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica, radiação solar, edifícios solares fotovoltaicos.

1. INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica tem apresentado grande crescimento nos últimos anos, principalmente em sistemas conectados à rede (REN21, 2010). O desenvolvimento de módulos fotovoltaicos em diversas formas e tamanhos (Chivelet, Solla, 2010) e os sistemas *feed-in-tariff* (Pagliaro et al., 2010) têm contribuído para a maior utilização da tecnologia junto às edificações, nos chamados edifícios solares fotovoltaicos (ou *Building-Integrated Photovoltaics - BIPV*). Este tipo de utilização é visto como um grande mercado para expansão da tecnologia (IEA, 2011) e tem se tornado o foco de muitas pesquisas (Kaan, Reijenga, 2004; Makrides et al., 2010; Munari Probst, Roecker, 2007; Rütther, 2004; Rütther et al., 2008).

Para a maior utilização desta tecnologia junto às edificações é necessária a participação de arquitetos, já que a inserção fotovoltaica na edificação altera a composição visual da mesma. Muitos estudos (Hagemann, 2004; Munari Probst, Roecker, 2007; Prasad, Snow, 2004) têm se detido nesta integração entre a arquitetura e a tecnologia fotovoltaica, buscando encontrar as melhores opções que satisfaçam o bom funcionamento dos módulos (função) aliado à uma adequada composição arquitetônica (forma). Como é sabido, os módulos necessitam estar posicionados em um local que receba a maior radiação solar possível, o que no hemisfério sul ocorre normalmente na orientação norte e inclinação próxima à latitude local (Brogren, Green, 2003; Burger, Rütther, 2006). Outros posicionamentos resultam normalmente em menor incidência da radiação solar, o que leva a sistemas menos produtivos e que necessitam de cálculos específicos para estimar o nível de radiação a ser recebido. As adequações entre a composição arquitetônica e o bom desempenho da tecnologia devem ser trabalhadas pelos projetistas dos sistemas. Estes projetistas, quando arquitetos, estão familiarizados com os desafios da forma, mas necessitam de auxílio para especificações sobre o desempenho dos módulos (orientação e inclinação das instalações).

Deste modo, este artigo objetiva propor uma metodologia simplificada para melhor compreender como os diferentes posicionamentos dos módulos podem influenciar a radiação recebida pelos mesmos. A metodologia proposta é apresentada na forma de gráficos que demonstram as perdas potenciais que ocorrem nas variações de inclinação e azimute do posicionamento dos módulos. Com estes gráficos pretende-se auxiliar os arquitetos, e também outros projetistas, na definição da posição de instalação dos módulos considerando o desafio forma x função.

2. METODOLOGIA

Este trabalho foi desenvolvido em três etapas principais: obtenção dos valores de radiação para todas as capitais brasileiras em diversas inclinações e azimutes; transposição dos dados para ábacos na forma de gráficos de manchas e; validação dos gráficos a partir da avaliação de desempenho de geradores fotovoltaicos em operação.

A obtenção dos valores de radiação e transformação dos dados em ábacos foi feita a partir da metodologia trabalhada por SANTOS (2009) que produziu um ábaco similar para Florianópolis-SC. Primeiramente foram obtidos os dados de radiação horizontal a partir do Programa SWERA (SWERA, 2011) para as 27 capitais brasileiras. Este programa apresenta médias de radiações mensais (estimadas a partir de 10 anos de dados colhidos) para todo o território nacional com uma resolução espacial de 10 x 10 km. Estes dados mensais de radiação em kWh/m²/dia foram utilizados para calibrar o programa Radiasol (UFRGS, 2001), que a partir dos dados de irradiação horizontal faz estimativas para diversas posições variando a inclinação em relação à horizontal e também o azimute. Do Radiasol foram extraídos dados de radiação com variação de inclinação com a horizontal de 0° a 90° em intervalos de 10° e variações de orientação azimutal de 0° a 360° em intervalos de 30°. Os valores de inclinação e orientação foram os mesmos definidos por SANTOS (2009), gerando um total de 130 dados por capital. Os dados de cada capital foram agrupados em um gráfico de manchas, com o azimute no eixo horizontal, a inclinação no eixo vertical, e as radiações indicadas por cores no interior do gráfico.

Posteriormente à elaboração dos ábacos foi realizada uma validação dos mesmos através da comparação com dados reais de irradiação e geração medidos em geradores fotovoltaicos em operação em Florianópolis. Foram selecionados quatro sistemas, um na posição ideal para a cidade (azimute = norte e inclinação = latitude) e outros três em posições diversas. Os três sistemas em posições diversas foram então comparados com a geração ideal para verificar se a relação encontrada era a mesma indicada pelo ábaco. Para comparar a igualdade ou a diferença entre as médias de geração foram utilizados métodos estatísticos de verificação da igualdade das variâncias e igualdade de múltiplas médias.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1. Calibração do software

A partir de método previamente desenvolvido (Santos, 2009), os dados do projeto SWERA e do programa Radiasol foram utilizados na elaboração de ábacos que possibilitam uma análise rápida do comprometimento entre a forma e a função do sistema fotovoltaico. O programa Radiasol foi calibrado para cada capital com os dados SWERA (radiação global horizontal). A partir destes valores foi localizado qual o modelo de radiação difusa (Klucher, Perez, Hay e McKay e Isotrópico) que apresentava valor mais próximo ao valor indicado pelo SWERA (radiação global inclinada). Na Tabela 1 são apresentados os valores apresentados por cada modelo de seu desvio percentual em relação ao valor médio anual apresentado pelo projeto SWERA (para superfícies inclinadas em valor igual à latitude), e também é indicado o modelo que resultou no dado com menor desvio em relação aos valores apresentadas pelo projeto SWERA para cada capital. Na segunda coluna de cada modelo é apresentado o desvio entre o modelo e aquele que obteve o valor mais próximo ao SWERA, indicando o percentual de desvio entre os modelos.

Tabela 1 – Definição da inclinação com máxima média diária de radiação segundo o programa Radiasol

Capitais	SWERA (i=latit.) Média de irradiação diária (kWh/m ² /dia)	Perez Desvio em relação ao SWERA	Isotrópico Desvio em relação ao SWERA	Klucher Desvio em relação ao SWERA	Hay e MacKay Desvio em relação ao SWERA
Aracaju (SE)	5,5	-0,76%	-1,91%	1,84%	-1,68%
Belém (PA)	5,4	-0,24%	-0,30%	3,17%	-0,30%
Belo Horizonte (MG)	5,7	-1,89%	-3,75%	0,22%	-2,44%
Boa Vista (RR)	5,3	-0,01%	-0,01%	-0,01%	-0,01%
Brasília (DF)	5,7	-0,58%	-2,01%	1,71%	-1,07%
Campo Grande (MS)	5,7	-1,47%	-3,31%	0,75%	-2,04%
Cuiabá (MT)	5,6	-0,58%	-2,01%	1,85%	-1,18%
Curitiba (PR)	4,9	-2,86%	-6,07%	-1,51%	-4,40%
Florianópolis (SC)	4,8	-3,50%	-7,09%	-2,45%	-5,27%
Fortaleza (CE)	5,6	-0,18%	-0,53%	2,97%	-0,50%
Goiânia (GO)	5,8	-0,69%	-2,06%	1,64%	-1,10%

João Pessoa (PB)	5,4	-0,42%	-1,15%	2,47%	-1,06%
Macapá (AP)	5,3	1,17%	1,17%	1,17%	1,17%
Maceió (AL)	5,3	-0,65%	-1,64%	2,07%	-1,47%
Manaus (AM)	5,1	-0,04%	-0,35%	3,07%	-0,31%
Natal (RN)	5,5	-0,26%	-0,86%	2,74%	-0,78%
Palmas (TO)	5,6	-0,32%	-1,28%	2,36%	-0,89%
Porto Alegre (RS)	5,1	-2,52%	-6,02%	-1,25%	-3,88%
Porto Velho (RO)	5,2	-0,01%	-1,00%	2,66%	-0,68%
Recife (PE)	5,2	-0,43%	-1,34%	2,29%	-1,21%
Rio Branco (AC)	5,2	-0,05%	-1,15%	2,53%	-0,81%
Rio de Janeiro (RJ)	5,2	-3,92%	-6,49%	-2,17%	-5,14%
Salvador (BA)	5,5	-1,15%	-2,56%	1,24%	-2,21%
São Luís (MA)	5,5	-0,18%	-0,35%	3,13%	-0,34%
São Paulo (SP)	5,0	-2,42%	-5,26%	-0,75%	-3,76%
Teresina (PI)	5,7	-0,18%	-0,63%	2,85%	-0,53%
Vitória (ES)	5,0	-1,98%	-4,48%	-0,27%	-3,47%

Na busca pelos modelos de radiação difusa, Klucher e Perez foram os únicos encontrados com valores mais próximos ao do projeto SWERA, indicando que talvez os outros dois modelos (Hay e McKay e Isotrópico) sejam utilizados somente em áreas de maior latitude, ou em climas diferentes do Brasil. Entre os dois modelos trabalhados, o modelo de Klucher se aproxima mais dos resultados obtidos no projeto SWERA nos estados no sul do país, enquanto que o modelo de Perez se aproxima mais nos estados ao norte.

3.2. Ordenamento dos dados e elaboração dos ábacos

A partir da definição do modelo, foi calculado com o uso do programa Radiasol qual o maior valor de radiação recebida na cidade, normalmente encontrada no azimute 0° N e inclinação igual à latitude local. Em várias cidades, o Radiasol forneceu os maiores valores de radiação inclinada para outras posições, alguns graus acima ou abaixo do ângulo igual à latitude, conforme a Tabela 2. Estes valores foram utilizados como referência de radiação (100%) para cálculo das perdas com as mudanças de azimute ou de inclinação.

Tabela 2 – Definição da inclinação com máxima média diária de radiação segundo o programa Radiasol

Capital	Latitude	Inclinação com maior valor de radiação no azimute 0°	Média diária de radiação máxima (kWh/m ² dia)
Aracaju (SE)	11°	11°	5,5
Belém (PA)	1°	8°	5,4
Belo Horizonte (MG)	20°	19°	5,7
Boa Vista (RR)	0°	3°	5,5
Brasília (DF)	16°	20°	5,7
Campo Grande (MS)	20°	17°	5,8
Cuiabá (MT)	15°	19°	5,6
Curitiba (PR)	25°	18°	4,9
Florianópolis (SC)	27°	19°	4,8
Fortaleza (CE)	4°	8°	5,7
Goiânia (GO)	16°	16°	5,9
João Pessoa (PB)	7°	9°	5,4
Macapá (AP)	0°	7°	5,4
Maceió (AL)	9°	10°	5,3
Manaus (AM)	3°	9°	5,1
Natal (RN)	6°	8°	5,5
Palmas (TO)	10°	15°	5,6
Porto Alegre (RS)	29°	20°	5,1
Porto Velho (RO)	9°	13°	5,2
Recife (PE)	8°	10°	5,2
Rio Branco (AC)	10°	14°	5,3
Rio de Janeiro (RJ)	22°	17°	5,1
Salvador (BA)	13°	16°	5,5
São Luís (MA)	2°	7°	5,6
São Paulo (SP)	23°	17°	5,1
Teresina (PI)	5°	9°	5,8
Vitória (ES)	20°	15°	5,0

A partir da calibração com os dados do projeto SWERA e definição do modelo de irradiação difusa, o Radasol foi utilizado para gerar as médias de radiação recebidas por cada superfície na capital em questão em suas várias orientações e inclinações. Os ábacos gerados para todas as capitais são apresentados da Figura 1 até a Figura 27, e demonstram o potencial de radiação média recebida por dia para cada posição de instalação.

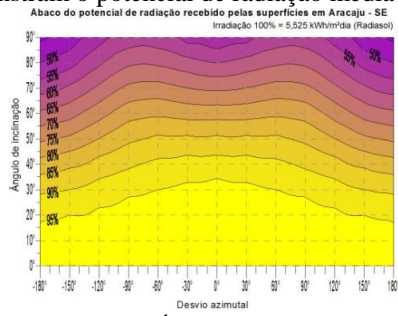


Figura 1 - Ábaco de Aracaju - SE

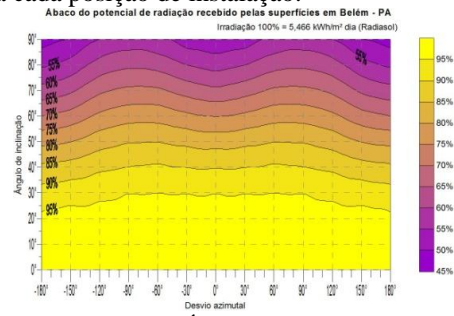


Figura 2 - Ábaco de Belém - PA

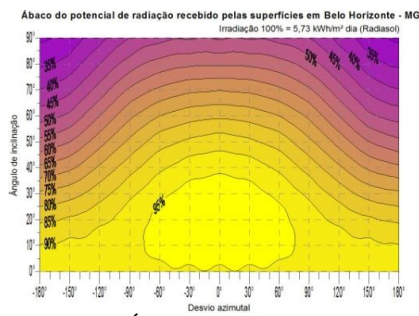


Figura 3 - Ábaco de Belo Horizonte - MG

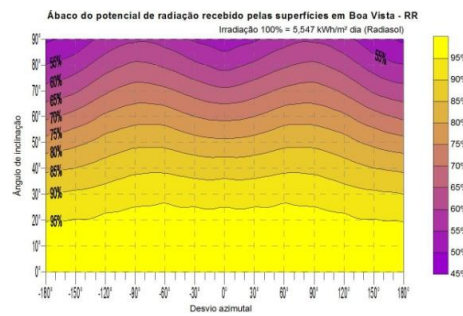


Figura 4 - Ábaco de Boa Vista - RR

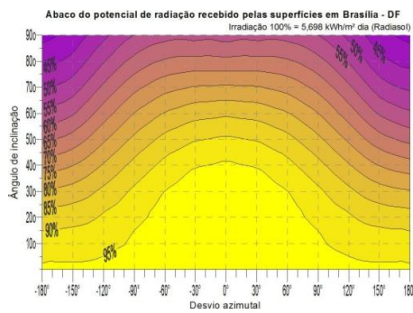


Figura 5 - Ábaco de Brasília - DF

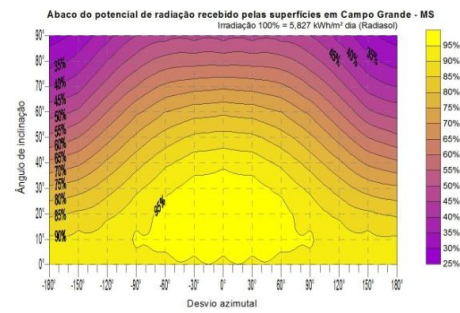


Figura 6 - Ábaco de Campo Grande - MS

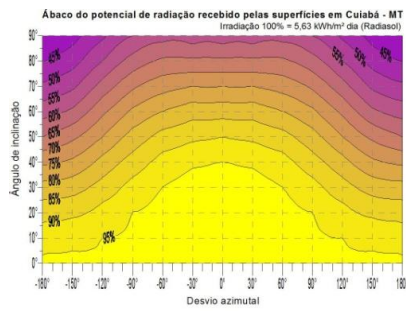


Figura 7 - Ábaco de Cuiabá - MT

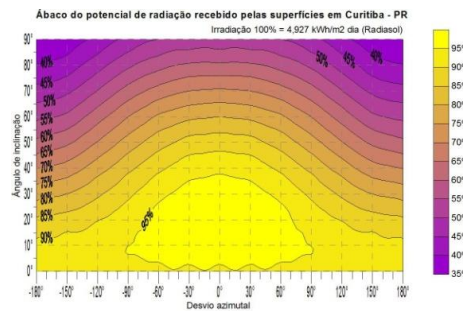


Figura 8 - Ábaco de Curitiba - PR

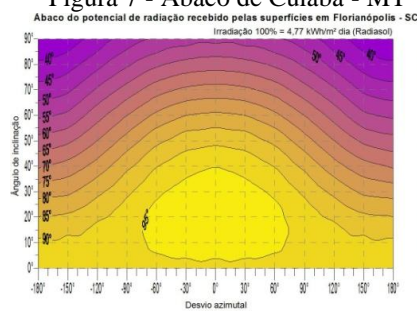


Figura 9 - Ábaco de Florianópolis - SC

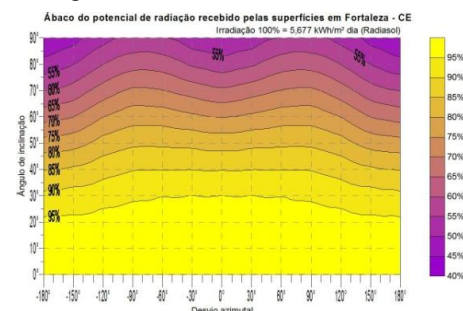


Figura 10 - Ábaco de Fortaleza - CE

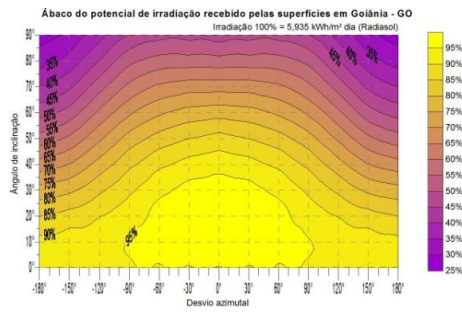


Figura 11 - Ábaco de Goiânia - GO

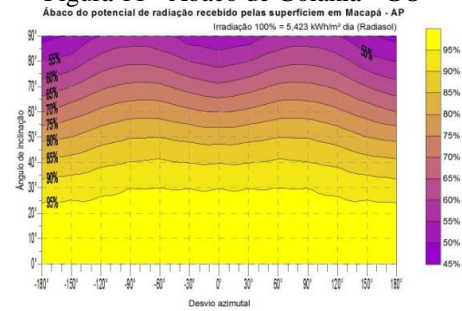


Figura 13 - Ábaco de Macapá - AP

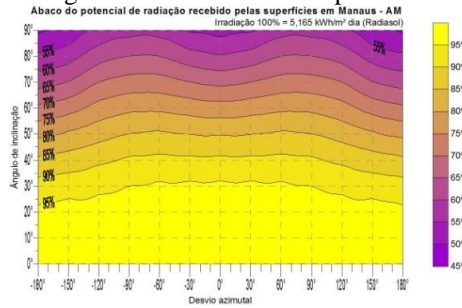


Figura 15 - Ábaco de Manaus - AM

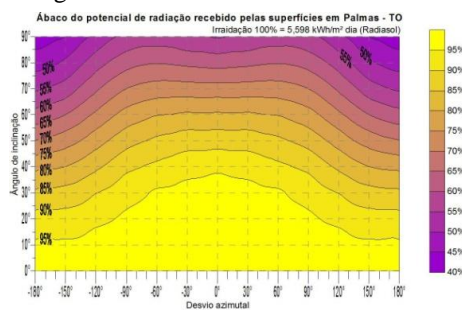


Figura 17 - Ábaco de Palmas - TO

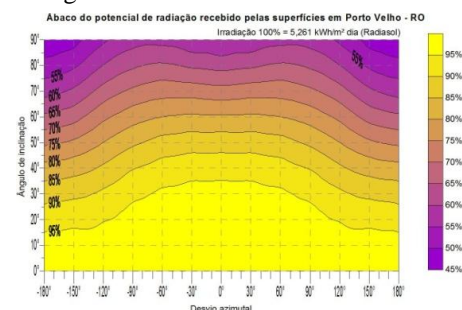


Figura 19 - Ábaco de Porto Velho - RO

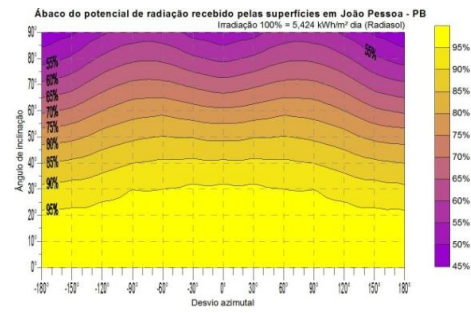


Figura 12 - Ábaco de João Pessoa - PB

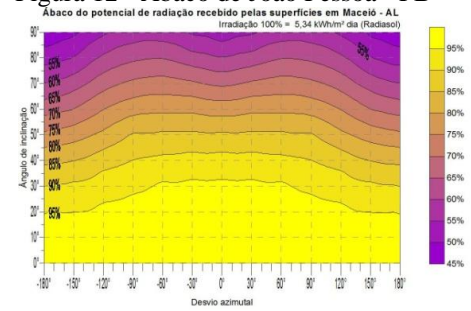


Figura 14 - Ábaco de Maceió - AL

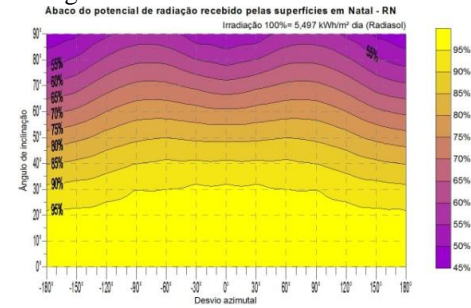


Figura 16 - Ábaco de Natal - RN

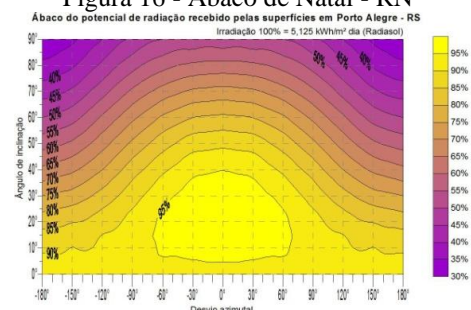


Figura 18 - Ábaco de Porto Alegre - RS

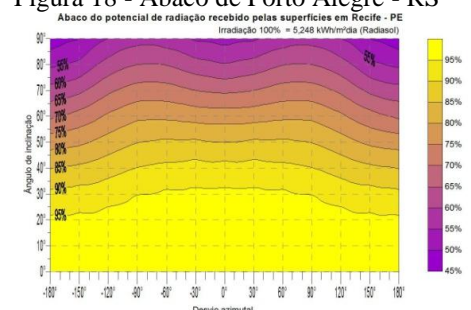


Figura 20 - Ábaco de Recife - PE

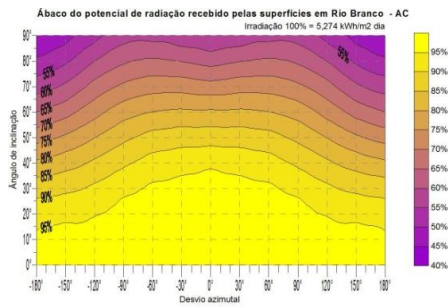


Figura 21 - Ábaco de Rio Branco - AC

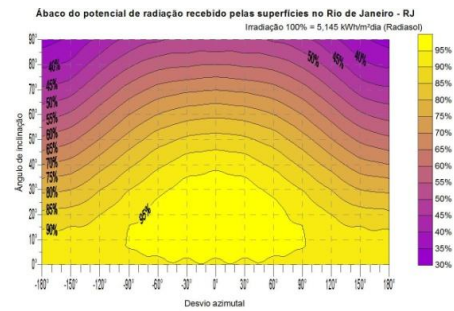


Figura 22 - Ábaco do Rio de Janeiro - RJ

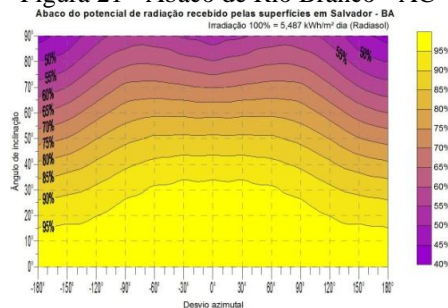


Figura 23 - Ábaco de Salvador

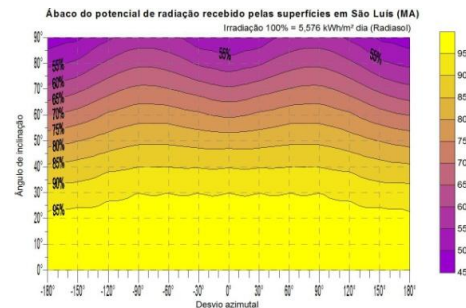


Figura 24 - Ábaco de São Luis - MA

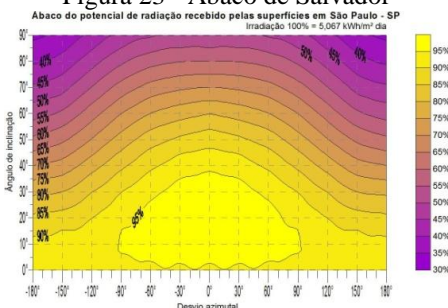


Figura 25 - Ábaco de São Paulo - SP

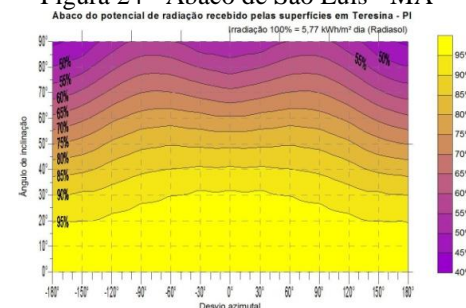


Figura 26 - Ábaco de Teresina - PI



Figura 27 - Ábaco de Vitória - ES

Os ábacos mostram nas cores mais claras as orientações e inclinações que estão expostas aos índices mais altos de irradiação solar ao longo do ano, e nas cores mais escuras as menores incidências de radiação. No eixo horizontal encontram-se as variações de orientação (0° indicando o norte, com variações de +180° e -180°), e o eixo vertical apresenta as variações de inclinações da superfície (de 0° indicando uma superfície horizontal, e 90° indicando uma parede vertical).

Nos gráficos pode-se observar que: o nível de 95% de irradiação para inclinações até 15° mantém-se constante nos diferentes azimutes, indicando que com até 15° o desvio azimutal não resulta em perdas significativas; uma mancha em forma de 'M' na parte superior do gráfico indica que para superfícies inclinadas 90° (paredes verticais) pode ser mais interessante uma instalação ao Leste ou Oeste do que ao Norte; e uma mancha central de 95% de aproveitamento, indicando que os maiores níveis de aproveitamento da irradiação só ocorrem próximo ao azimute 0° (norte) e inclinação próxima à latitude local.

As características apresentadas pelos ábacos possibilitam rápida percepção pelos projetistas, indicando quais as melhores opções entre as definições de forma e função. O nível de irradiação mínimo de 95% em qualquer azimute para inclinações até 15° é útil para as construções já que várias telhas metálicas e até mesmo algumas telhas cerâmicas utilizam esta inclinação (15° ou 26%). O que é um resultado satisfatório tanto para a forma da edificação (maiores possibilidades arquitetônicas) quanto para a função do sistema fotovoltaico (alto nível de geração). Junto a esta característica também ocorre sempre a característica do formato em 'M' na parte superior do gráfico. Esta característica indica maiores possibilidades de orientação para a integração em fachadas. Já que a alta inclinação da cobertura em cidades de baixa latitude ocasiona perdas significativas de geração (geralmente cerca de 50%), a distribuição dos ábacos

indica que não é necessária a rigidez de orientação ao norte. Nestes casos, a orientação ao leste ou oeste permite ganhos de 5 a 10% nos níveis de geração em comparação com o norte. A característica de encontrar o maior nível de geração centralizado no gráfico indica que a localização dos módulos exige maior comprometimento da forma arquitetônica para que a função da tecnologia fotovoltaica mantenha bom desempenho, exigindo orientação ao norte e ângulo de inclinação próximo à latitude local.

3.3. Validação dos ábacos

Para verificar a validade deste modelo de ábacos, que simplifica a análise dos projetistas em uma primeira avaliação, evitando cálculos específicos para cada possibilidade de instalação, foi feita uma análise de desempenho de quatro sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes posições. Os quatro sistemas analisados estão instalados em Florianópolis – SC. Os dados utilizados foram do ano de 2010 dos sistemas: Colégio Aplicação (CA) UFSC, Hospital Universitário UFSC (HU), Aeroporto Hercílio Luz (HL) e Centro de eventos UFSC (CE).

Primeiramente foram analisados os três sistemas instalados em posições não ideais (CA, HL e CE). Foram levantados os dados de irradiação no ano de 2010 e confrontados com a irradiação indicada no ábaco. Como todas as instalações se referiram ao mesmo percentual de aproveitamento da radiação (95%) no ábaco, foi feita análise estatística dos dados para verificar a igualdade entre as médias. O teste de Bartlett (Magalhães, Lima, 2009) indicou a igualdade dos desvios padrões e o teste ANOVA (Magalhães, Lima, 2009) também indicou a igualdade entre as médias. Deste modo, percebe-se que a igualdade representada no ábaco está de acordo com os dados reais de irradiação incidente nos geradores fotovoltaicos, nesta condição específica.

O desempenho (yield¹) de cada um dos geradores fotovoltaicos foi comparado com o desempenho do gerador orientado e inclinado na posição ideal (Centro de Eventos UFSC). De acordo com a análise, os sistemas apresentaram desempenho bastante próximo do indicado pelo ábaco, gerando em torno de 95% da geração máxima estimada para a cidade. O sistema CA teve geração de 96,1% em relação ao CE, o sistema HU teve geração de 94,9% em relação ao CE, e o sistema HL teve geração referente à 96,6% da geração do sistema do CE.

Este estudo específico demonstrou a consistência entre as gerações de sistemas posicionados na mesma zona do ábaco e ainda que o percentual de geração real é bastante similar ao indicado nos ábacos.

4. CONCLUSÕES

Com o desenvolvimento deste trabalho foi possível desenvolver gráficos que permitem uma análise rápida e simplificada do desempenho em forma e função dos geradores fotovoltaicos posicionados nas capitais brasileiras.

Na análise dos modelos de radiação difusa foi observado que apenas os modelos de Perez e Klucher estão mais próximos da distribuição da irradiação solar no país medidos pelo projeto SWERA. As cidades mais ao norte apresentam melhor aderência ao modelo de Perez, enquanto as cidades ao sul apresentam maior aderência com o modelo de Klucher (considerando uma divisão entre norte e sul em torno da latitude 18°).

A elaboração dos gráficos mostrou que nos estados mais ao sul do país os maiores níveis de radiação só ocorrem em posicionamentos bem próximos do ideal, com inclinação similar à latitude e orientação norte. Como observado nos ábacos, não pode haver variações em azimute e inclinação, sugerindo ao projetista que escolha a posição dos módulos priorizando ou a orientação ou a inclinação dos módulos. Nos estados mais ao norte as possibilidades de posicionamento com bom recebimento de radiação são maiores; nestes locais é possível utilizar qualquer posição de azimute, desde que seja mantida uma inclinação de até 15° e haja também prevalência da orientação a leste e oeste (em detrimento do norte) quando a instalação for vertical.

Quanto às características específicas das cidades com relação à integração fotovoltaica em fachadas, Manaus aparece como a cidade com maior potencial solar, seguida por Belém, Boa Vista, Fortaleza, João Pessoa, Macapá, Maceió, Porto Velho, Recife, Rio Branco e São Luiz. As cidades com menor potencial para fachadas solares são Campo Grande, Goiás e Belo Horizonte. Em relação à diversidade de possibilidades para instalação obtendo os máximos níveis de geração, Belém, Fortaleza, Macapá, Manaus, Natal, Recife e São Luiz apresentam os maiores níveis de radiação para qualquer orientação com inclinação até cerca de 23°. As cidades que apresentam menos opções de posicionamento foram Porto Alegre e Florianópolis, seguidas por Curitiba e Belo Horizonte.

A partir destas características o projetista pode avaliar qual a melhor integração fotovoltaica para seu projeto, ou ainda, se possível, a melhor localização geográfica para seu investimento (por exemplo grandes empresas que possuem filiais em diversos estados). Os ábacos também facilitam a decisão do projetista ao optar por favorecer a forma da edificação ou a função dos módulos, possibilitando uma comparação rápida e bastante confiável, demonstrada pela validação dos valores dos ábacos a partir de sistemas reais aqui apresentada.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro da FINEP e do CNPq através do INCT-EREEA (Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Energias Renováveis e Eficiência Energética na Amazônia) pelas bolsas de pesquisa que possibilitaram o desenvolvimento deste trabalho. Também é feito um agradecimento à empresa Tractebel Energia que

financiou os sistemas dos sistemas fotovoltaicos utilizados para a aquisição de dados de geração utilizados neste trabalho, no contexto do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL.

REFERÊNCIAS

- Brogren, M.,A. Green, 2003, Hammarby Sjöstad an interdisciplinary case study of the integration of photovoltaics in a new ecologically sustainable residential area in Stockholm: Solar Energy Materials and Solar Cells, v. 75, p. 761-765.
- Burger, B.,R. Rütther, 2006, Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature: Solar Energy, v. 80, p. 32-45.
- Chivelet, N. M.,I. F. Solla, 2010, Técnicas de vedação fotovoltaica na arquitetura: Porto Alegre, Bookman.
- Hagemann, I., 2004, Examples of Successful Architectural Integration of PV: Germany: Progress in Photovoltaic: Research and applications, v. 12.
- IEA, 2011, PV database.
- Kaan, H.,T. Reijenga, 2004, Photovoltaics in an architectural context: Progress in photovoltaics: Research and applications, v. 12, p. 395-408.
- Magalhães, M. N.,A. C. P. d. Lima, 2009, Noções de Probabilidade e Estatística: São Paulo, Edusp.
- Makrides, G.,B. Zinsser,M. Norton,G. E. Georghiou,M. Schubert,J. H. Werner, 2010, Potential of photovoltaic systems in countries with high solar irradiation: Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 14, p. 754-762.
- Munari Probst, M.,C. Roecker, 2007, Towards an improved architectural quality of building integrated solar thermal systems (BIST): Solar Energy, v. 81, p. 1104-1116.
- Pagliaro, M.,R. Ciriminna,G. Palmisano, 2010, BIPV: merging the photovoltaic with the construction industry: Progress in photovoltaics: Research and applications, v. 18, p. 61-72.
- Prasad, D. K.,M. Snow, 2004, Examples of Successful Architectural Integration of PV: Australia: Progress in Photovoltaic: Research and applications, v. 12.
- REN21, 2010, Renewables 2010 Global Status Report, Paris.
- Rütther, R., 2004, Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil: Florianópolis, LABSOLAR.
- Rütther, R.,P. J. Knob,C. da Silva Jardim,S. H. Rebechi, 2008, Potential of building integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil: Energy Conversion and Management, v. 49, p. 1074-1079.
- Santos, I. P. d., 2009, Integração de painéis solares fotovoltaicos em edificações residenciais e sua contribuição em um alimentador de energia de zona urbana mista, UFSC, Florianópolis.
- SWERA, 2011, SWERA Programme, UNEP.
- UFRGS, 2001, Radiasol, Porto Alegre, Laboratório de Energia Solar - GESTE-PROMECC.

GRAPHS FOR SIMPLY ANALYSIS OF MODULES TILT AN AZIMUTH USED IN BUILDING INTEGRATED PHOTOVOLTAIC

Abstract. *Photovoltaic generation depends on the amount of radiation received by the modules, but radiation varies according to its location and position. This paper presents a graphic development that shows the potential radiation received by surfaces in different positions (with tilt and azimuth variation) in capital cities of all Brazilian states. The objective of this work is the development of diagrams to assist photovoltaic system designers, and make their understanding easier about the possibilities of integration in areas that are not in the ideal position terms of radiation. This study was developed using Brazilian capitals horizontal solar irradiation data provided by the SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) program. These data were processed with the RADIUSOL software and assembled in graphs, one graph for each capital city. The graphs show the percentage losses of radiation received in specific tilt and azimuth in relation to the ideal position (maximum = 100% radiation is normally found when surface tilt is equal to latitude and orientation is due north in the southern hemisphere = azimuth 0 degrees). These graphs can assist architects in the analysis of compromises between form and function (architectural composition x highest possible power generation). The graphs also show that some variations in slope or azimuth do not cause large radiation losses, allowing more possibilities for architects in the design of new buildings with integrated photovoltaic systems. The graphs also allow a quick analysis of existing buildings when architects are checking the best face to receive solar radiation.*

Key words: solar energy, solar radiation, building integrated photovoltaic.