

Minicurso *Building-Integrated Photovoltaics* (BIPV) para Arquitetos e Engenheiros Cíveis



Solar Decathlon 2007

Profa. Dra. Ísis Portolan dos Santos
(Universidade Federal de Santa Maria - UFSM)

Março/2014

© Permitida a reprodução para uso privado, sem fim comercial ou de lucro, desde que citada a fonte.

Apesar deste documento ter sido preparado com os devidos cuidados, as instituições participantes não se responsabilizam pelas informações e análises apresentadas que devem ser creditadas diretamente aos autores do estudo.

Este material foi preparado para o minicurso homônimo oferecido no 4º InovaFV nos dias 11 e 12 de março de 2014, evento organizado pelo Prof. Dr. Gilberto de Martino Jannuzzi (FEM/UNICAMP) e pelo International Energy Initiative, e no V CBENS no dia 31 de março de 2014. O texto foi revisado e editado por Rodolfo Dourado Maia Gomes (International Energy Initiative).

Edição gráfica: Rodolfo Dourado Maia Gomes (International Energy Initiative)

Capa:

Casa verde. Cortesia de Solar Energy Tampa Florida / Flickr.com.

“Solar Decathlon 2007, Santa Clara University house”. Cortesia de Jeff Kubina / Flickr.com.

Building-Integrated Photovoltaics (BIPV) para Arquitetos e Engenheiros Civis

Março/2014

Ísis Portolan dos Santos é formada em Arquitetura e Urbanismo pela Universidade Federal de Santa Maria, mestre e doutora em Engenharia Civil pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) na área de Conforto Ambiental e Energia. Durante a pós-graduação trabalhou com a utilização da energia solar fotovoltaica junto à arquitetura, explorando os aspectos técnicos dos sistemas fotovoltaicos e as necessidades da arquitetura. Atua desde 2007 no Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da UFSC sob coordenação do Prof. Ricardo Rüther. Neste grupo trabalha com as questões arquitetônicas do dimensionamentos e projetos de sistemas fotovoltaicos, tendo atuado em projetos como: Estacionamento Eletrosul; Projeto Tractebel – centros de convivência para Hospital e Escola da UFSC; Grupo FINEP – Habitare voltado à habitação de interesse social; INCT Energias Renováveis e Eficiência Energética da Amazônia; Estádios solares; e P&D Estratégico Tractebel Energia. Atualmente é professora da Universidade Federal de Santa Maria-RS, onde atua em Cursos Técnicos e na Especialização em Eficiência Energética aplicada aos processos produtivos.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	i
LISTA DE TABELAS	v
LISTA DE SÍMBOLOS, SIGLAS E ABREVIATURAS	vi
1 INTRODUÇÃO.....	1
2 FONTES RENOVÁVEIS E O CONTEXTO ENERGÉTICO BRASILEIRO	4
3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA PARA O URBANISMO E A ARQUITETURA.....	8
3.1 Integração fotovoltaica na arquitetura.....	10
3.2 Edifícios solares no Brasil	33
4. TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	37
4.1. Módulos fotovoltaicos	44
4.2. Mercado fotovoltaico	49
5. RADIAÇÃO SOLAR	56
6. DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	81
6.1. Exercício de dimensionamento	83
3.1.1 Exercício 1	83
3.1.2 Exercício 2	86
6.2. Estimativa de sombreamento	87
6.3. Tutorial BIPV design.....	94
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	107
4 ANEXO 1.....	112
5 Apêndice 1 – Conexão de sistemas fotovoltaicos.....	113
6 Apêndice 2 – Geração solar fotovoltaica e a geração distribuída.....	115

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura da oferta interna de energia elétrica no Brasil.....	5
Figura 2 – Consumo setorial de eletricidade no Brasil (Total: 42.862 mil tep.....	6
Figura 3 – Exemplo de detalhe em planta baixa da fixação dos módulos sobre a estrutura em uma parede ventilada.....	18
Figura 4 – Paolo VI Hall.....	21
Figura 5 – Estação central de Berlin. Percebem-se os módulos translúcidos no canto superior direito na imagem em contraste com o restante dos vidros transparentes.....	22
Figura 6- Universidade Trondheim com módulos nas fachadas.....	22
Figura 7 – Instituto Ferdinand-Braun.....	22
Figura 8 – Cálculo de radiação solar incidente através de softwares de simulação.....	23
Figura 9 – Integração fotovoltaica na fachada de um edifício em Zurich, considerada como integração de sucesso.....	24
Figura 10 – Conjunto BedZED com instalação de sistema fotovoltaico na cobertura.....	29
Figura 11 - Estratégias ambientais do SIEEB.....	30
Figura 12 – Edifício SIEEB com inserção dos módulos fotovoltaicos nos brises.....	30
Figura 13 – Estratégias bioclimáticas do ARPT.....	31
Figura 14 – Perspectiva do ARPT mostrando os módulos fotovoltaicos na face plana.....	31
Figura 15 – Estádio Nacional de Kaohsiung.....	32
Figura 16 – Diagrama de funcionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica convencional.....	38
Figura 17 – Módulos com células de silício monocristalino afastadas permitindo a passagem da luz.....	39
Figura 18 – Células “translúcidas” que permitem a passagem da luz.....	39
Figura 19 – Silício monocristalino à direita.....	40
Figura 20 – Módulo flexível de silício amorfo.....	41
Figura 21 – Módulos flexíveis aplicados sobre telhas shingle.....	41
Figura 22 – Células de corantes sensibilizados de diferentes cores em série.....	43
Figura 23 – Eficiências de cada tecnologia.....	44
Figura 24 – Módulos com forma de telhas que utilizam módulos ‘dummies’ que não tem função elétrica, apenas estética para completar a forma dos painéis.....	47
Figura 25 – Módulos integrados em telhas cerâmicas onduladas.....	47
Figura 26 – Módulos integrados nas fachadas em substituição aos vidros ou outras vedações planas opacas.....	48
Figura 27 – Módulos em substituição a vidros e materiais translúcidos que permitem a passagem de parte da luz.....	48
Figura 28 – Células coloridas de silício policristalino nas cores esmeralda, bronze, ouro e prata.....	49
Figura 29 – Exemplo de módulo com células em afastamento diverso criando uma nova hachura de composição.....	49
Figura 30 – Participação da energia solar fotovoltaica na demanda de eletricidade da Alemanha.....	52
Figura 31 – Produção de plantas ornamentais em estufas com integração fotovoltaica.....	54

Figura 32 – Projeto do sistema fotovoltaico integrado ao paisagismo.....	55
Figura 33 – Modelo de disposição dos componentes da radiação solar que atinge um módulo fotovoltaico	57
Figura 34 – Mapa de Radiação solar no plano horizontal em média anual.....	58
Figura 35 – Mapa de Radiação solar em plano inclinado igual à latitude e orientado à Linha do Equador, em média anual.....	59
Figura 36 – Apresentação das posições de dois módulos. Módulo 1 instalado no azimute 0 (norte) e inclinado a 20° (ideal para a cidade de Belo Horizonte que tem latitude de 20°). Módulo 2 instalado em azimute 100° e inclinado a 45°	60
Figura 37 – Percentual anual de geração energética de acordo com diferentes orientações e inclinações, determinadas pelo programa PVSYST para Estocolmo, Suécia. Os números 1, 2 e 3, demonstram a posição de instalação dos sistemas analisados, onde se observa que o sistema 1 possui maior potencial de geração.	60
Figura 38 – Geração de energia total anual por kWp instalado de silício monocristalino, em a) Freiburg e em b) Florianópolis.....	61
Figura 39 - Mapa de distribuição dos modelos de estimativa da irradiação difusa com resultados mais próximos às medições do Projeto SWERA.....	62
Figura 40 - Ábaco de Aracaju – SE. As superfícies com inclinações até 20° possuem o mesmo potencial independentemente de sua orientação. Se mantida a orientação ao Norte, são possíveis inclinações de até 30°. Fachadas solares possuem maior aproveitamento se orientadas a Leste e Oeste do que ao Norte, a fachada. Neste local 100% radiação = 5,5 kWh/ m ² / dia; 2.016 kWh/m ² /ano), localizado a 10,9°S, 37,1°O.....	64
Figura 41 - Ábaco de Belém – PA. As superfícies inclinadas até 25° podem ser orientada a qualquer azimute sem perdas significativas de orientação. Fachadas solares são mais favoráveis se orientadas a Leste ou Oeste. Neste local 100% de radiação = 5,4 kWh/m ² /dia; 1.995 kWh/m ² /ano, situado em 1,4°S, 48,5°O.....	64
Figura 42 - Ábaco de Belo Horizonte – MG. Para atingir os maiores níveis de irradiação é necessário que a superfície mantenha uma inclinação até 30° e com variação de azimute entre +60° e -60°. Fachadas Norte ou com azimutes de +60° ou -60° possuem o mesmo aproveitamento da irradiação. Neste local 100% de radiação = 5,7 kWh/m ² /dia; 2.091 kWh/m ² /ano, situado em 19,9°S, 43,9°O.	65
Figura 43 - Ábaco de Boa Vista – RR. As superfícies com inclinações de 20° mantêm os maiores ganhos de irradiação independente da orientação. Fachadas solares tem maior geração a Leste ou Oeste do que ao Norte. Neste local 100% de radiação = 5,5 kWh/m ² /dia; 1.949 kWh/m ² /ano, situado em 2,8°N, 60,6°O.	65
Figura 44 - Ábaco de Brasília – DF. As superfícies inclinadas têm máxima geração quando orientadas ao Norte e inclinadas até 40° ou então quando inclinadas a 10° possuem orientação variando de Leste a Oeste (entre +90° e -90° de azimute). Neste local 100% de radiação = 5,7 kWh/m ² /dia; 2.079 kWh/m ² /ano, situado em 15,8°S, 47,9°O.	66
Figura 45 - Ábaco de Campo Grande – MS. Para obter a máxima irradiação é necessário que as superfícies tenham inclinação até 30° e orientação entre +60° e -60°. As fachadas possuem o mesmo aproveitamento de irradiação se orientadas entre azimute +60° e -60°. Neste local 100% de radiação = 5,8 kWh/m ² /dia; 2.126 kWh/m ² /ano, situado em 20,4°S, 54,6°O.	66
Figura 46 - Ábaco de Cuiabá – MT. As superfícies de geração tem maior aproveitamento solar quando orientadas entre Leste e Oeste (azimute entre +90° e -90°) com inclinação até 20°, ou quando orientadas ao Norte com inclinação até 40°. As fachadas possuem aproveitamento similar com orientações que variam de Leste a Oeste, passando pelo Norte. Neste local 100% de radiação = 5,6 kWh/m ² /dia; 2.054 kWh/m ² /ano, situado em 15,6°S, 56,1°O.	67
Figura 47 - Ábaco de Curitiba – PR. Os melhores aproveitamentos da irradiação ocorrem quando as superfícies estão orientadas entre os azimutes +60° e -60° e inclinadas entre 5° e 30°. As fachadas	

solares possuem melhor aproveitamento quando orientadas entre +60° e -60°. Neste local 100% de radiação = 4,9 kWh/m²/dia; 1.798 kWh/m²/ano, situado em 25,4°S, 49,2°O.	67
Figura 48 - Ábaco de Florianópolis – SC. Os maiores ganhos de irradiação ocorrem em superfícies orientadas entre os azimutes +60° e -60° e com inclinação entre 5° e 30°. As fachadas solares têm melhores desempenhos quando orientadas entre +60° e -60°. Neste local 100% de radiação = 4,8 kWh/m²/dia; 1.741 kWh/m²/ano, situado em 27,5°S, 48,5°O.	68
Figura 49 - Ábaco de Fortaleza – CE. Os maiores ganhos de irradiação ocorrem em superfícies inclinadas até 25°, independente de seu azimuth. Dentre as fachadas solares, as orientadas a Leste ou Oeste terão melhor desempenho do que aquelas orientadas ao Norte ou Sul. Neste local 100% de radiação = 5,7 kWh/m²/dia; 2.072 kWh/m²/ano, situado em 3,7°S, 38,5°O.	68
Figura 50 - Ábaco de Goiânia – GO. Os maiores níveis de irradiação são obtidos na orientação entre Leste e Oeste (passando pelo Norte) e inclinadas até 15°. Também é possível ganhos similares com orientações mais próximas ao Norte e inclinação até 30°. As fachadas orientadas entre o Leste, Norte e Oeste têm desempenho equivalente. Neste local 100% de radiação = 5,9 kWh/m²/dia; 2.166 kWh/m²/ano, situado em 16,6°S, 49,2°O.	69
Figura 51 - Ábaco de João Pessoa – PB. Para esta cidade qualquer orientação de superfície (desde que inclinada até 20°) apresenta os maiores ganhos de irradiação. No caso das fachadas, aquelas orientadas a Leste ou Oeste terão melhor desempenho que aquelas orientadas ao Norte ou ao Sul. Neste local 100% de radiação = 5,4 kWh/m²/dia; 1.979 kWh/m²/ano, situado em 7,1°S, 34,8°O.	69
Figura 52 - Ábaco de Macapá – AP. As maiores gerações são encontradas em superfícies inclinadas até 25°, independentemente da orientação a que se encontrem. Nas fachadas solares, as fachadas Leste e Oeste possuem maior geração que a fachada Norte ou Sul. Neste local 100% de radiação = 5,4 kWh/m²/dia; 1.979 kWh/m²/ano, situado em 0,03°N, 51,1°O.	70
Figura 53 - Ábaco de Maceió – AL. Até 20° de inclinação é possível que as superfícies recebam o máximo de geração para o local, independentemente da orientação. Se a inclinação for de 30° a orientação deve estar entre +60° e -60° para atingir os maiores níveis. As fachadas solares são mais vantajosas a Leste e Oeste do que ao Norte ou Sul. Neste local 100% de radiação = 5,3 kWh/m²/dia; 1.949 kWh/m²/ano, situado em 9,6°S, 35,7°O.	70
Figura 54 - Ábaco de Manaus - AM. Neste caso as superfícies com inclinação até 25° tem máxima irradiação independentemente de sua orientação. As fachadas solares recebem mais irradiação se estiverem a Leste ou Oeste em detrimento do Norte e Sul. Neste local 100% de radiação = 5,1 kWh/m²/dia; 1.885 kWh/m²/ano, situado em 3,1°S, 60°O.	71
Figura 55 - Ábaco de Natal – RN. As superfícies com inclinação até 25° tem máxima irradiação independentemente de sua orientação. As fachadas solares são recebem mais irradiação se estiverem a Leste ou Oeste em detrimento do Norte e Sul. Neste local 100% de radiação = 5,5 kWh/m²/dia; 2.006 kWh/m²/ano, situado em 5,7°S, 35,2°O.	71
Figura 56 - Ábaco de Palmas – TO. Para receber a máxima irradiação é indicado que as superfícies estejam inclinadas até 10° para qualquer orientação, ou que orientadas entre Leste e Oeste (-90° e +90°) possuam inclinação de até 25°. As fachadas solares possuem o mesmo desempenho a Leste, Oeste e Norte. Neste local 100% de radiação = 5,6 kWh/m²/dia; 2.043 kWh/m²/ano, situado em 10,1°S, 48,3°O.	72
Figura 57 - Ábaco de Porto Alegre – RS. Nesta cidade é necessária a orientação entre +60° e -60° de azimuth e uma inclinação entre 10 e 30° para a obtenção dos maiores níveis de irradiação. Para fachadas, os maiores níveis de irradiação são encontrados na fachada Norte, com variação de +60° ou -60°. Neste local 100% de radiação = 5,1 kWh/m²/dia; 1.870 kWh/m²/ano, situado em 30°S, 51,2°O.	72
Figura 58 - Ábaco de Porto Velho – RO. É possível receber os maiores níveis de irradiação com inclinações até 15°, independente da orientação. Nas fachadas solares os níveis de irradiação são similares para fachadas orientadas de Leste a Oeste, passando pelo Norte. Neste local 100% de radiação = 5,2 kWh/m²/dia; 1.920 kWh/m²/ano, situado em 8,7°S, 63,9°O.	73
Figura 59 - Ábaco de Recife – PE. As máximas radiações são recebidas por superfícies em qualquer orientação desde que inclinadas até 20°. As fachadas solares recebem maior irradiação quando orientadas a Leste ou Oeste, em detrimento do Norte. Neste local 100% de radiação = 5,2 kWh/m²/dia; 1.915 kWh/m²/ano, situado em 8°S, 34,8°O.	73

Figura 60 - Ábaco de Rio Branco – AC. Para obter os maiores níveis de irradiação é necessário manter a inclinação até 15° com qualquer orientação, ou então inclinações até 30° a orientação deve se manter entre Leste e Oeste. As fachadas solares tem desempenho similar em qualquer orientação entre Leste e Oeste, passando pelo Norte. Neste local 100% de radiação = 5,3 kWh/m²/dia; 1.925 kWh/m²/ano, situado em 9,9°S, 67,8°O.	74
Figura 61 - Ábaco do Rio de Janeiro – RJ. Nesta cidade os maiores níveis de irradiação se mantêm próximos à orientação Norte (desvio entre +60° e -60°) e inclinação até 30°. As fachadas solares são mais vantajosas a Norte ou com desvio azimutal entre +60° e -60°. Neste local 100% de radiação = 5,1 kWh/m²/dia; 1.878 kWh/m²/ano, situado em 22,9°S, 43,2°O.	74
Figura 62 - Ábaco de Salvador. Os maiores níveis de irradiação são encontrados para qualquer orientação desde que mantida a inclinação de até 15°. As fachadas solares possuem maior recebimento de irradiação a Leste ou Oeste, em detrimento do Norte. Neste local 100% de radiação = 5,5 kWh/m²/dia; 2.002 kWh/m²/ano, situado em 12,9°S, 38,5°O.	75
Figura 63 - Ábaco de São Luis – MA. As máximas radiações são obtidas em qualquer azimute com inclinação de até 25°. As fachadas solares possuem melhor desempenho a Leste ou Oeste do que a Norte. Neste local 100% de radiação = 5,6 kWh/m²/dia; 2.035 kWh/m²/ano, situado em 2,5°S, 44,3°O. ..	75
Figura 64 - Ábaco de São Paulo – SP. Neste local as máximas de irradiação são obtidas em azimute entre -60° e +60° e com inclinação entre 5° e 30°. As fachadas solares possuem melhor desempenho ao Norte ou com desvios azimutais entre +60° e -60°. Neste local 100% de radiação = 5,1 kWh/m²/dia; 1.849 kWh/m²/ano, situado em 23,5°S, 46,6°O.	76
Figura 65 - Ábaco de Teresina – PI. As máximas de irradiação ocorrem com superfícies inclinadas até 20°, independente de seu azimute. Nas fachadas, aquelas orientadas a Leste e Oeste tem maior geração que aquelas orientadas a Norte ou Sul. Neste local 100% de radiação = 5,8 kWh/m²/dia; 2.106 kWh/m²/ano, situado em 5°S, 42,5°O.	76
Figura 66 - Ábaco de Vitória – ES. A máxima irradiação é encontrada pelos módulos inclinados até 20° e com orientação de Leste a Oeste. As fachadas possuem desempenho semelhante orientadas de Leste a Oeste passando pelo Norte. Neste local 100% de radiação = 5,0 kWh/m²/dia; 1.841 kWh/m²/ano, situado em 5,5°S, 42,5°O.	77
Figura 67 – Mapa apresentando as capitais e suas características de posicionamento dos módulos para os maiores ganhos de radiação.	79
Figura 68 – Exemplos de disposição dos módulos de um sistema de 1,05 kWp.....	85
Figura 69 – Sistema fotovoltaico em cobertura sombreado por elemento construído.	88
Figura 70 – Sistema fotovoltaico sombreado por árvores.....	88
Figura 71 – Redução da geração de módulos sombreados, acima a foto antes e depois do sombreamento e abaixo o gráfico mostrando o nível de geração com sombra e sem sombra.	89
Figura 72 – Curva de geração de dias limpos para um sistema de 1kWp de silício amorfo em Florianópolis. No eixo vertical os valores em W e na horizontal as horas do dia.....	89
Figura 73 – À esquerda o sombreamento às 7 horas da manhã da platibanda sobre a cobertura (aproximadamente 6,3m a sul e 12,5m a oeste). À direita a imagem com a sombra às 17 horas (aproximadamente 2,05m ao sul e 4,4m a leste).	91
Figura 74 – À esquerda, sombreamento às 8 horas da manhã (aproximadamente 2,8m a oeste e 1,8m a sul), e à direita, sombreamento às 16 horas (aproximadamente 2m a leste e 1,4m a oeste).	91
Figura 75 – Proposta de posicionamento dos módulos para a edificação em Brasília, com 1m de platibanda para evitar o sombreamento dos módulos entre 8 e 16 horas.	92
Figura 76 – Acima o sombreamento horizontal dos módulos às 8 horas da manhã do solstício de inverno e abaixo o sombreamento horizontal dos módulos às 16 horas do mesmo dia.	93
Figura 77- Proposta de disposição dos módulos para um edifício em Brasília para que os módulos não recebessem sombra deles próprios os do edifício entre 8 horas da manhã e 16 horas da tarde no solstício de inverno (e consequentemente em nenhum outro dia do ano).	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tipos de integração arquitetônica FV. Adaptado de THOMAS (1999) com imagens de ISAAC (2010).....	14
Tabela 2 – Critérios estéticos da integração arquitetônica. Adaptação (SCHOEN et al., 2001).....	19
Tabela 3 – Integrações BIPV consideradas de sucesso na Austrália, por Prasad e Snow (2004).	24
Tabela 4 – Exemplos de integrações consideradas de sucesso na Alemanha por Hagemann (2004).	26
Tabela 5 – Edificações tipo BAPV no Brasil, desenvolvidas em parceria com o grupo Fotovoltaica UFSC. Fonte: FV-UFSC (2014)	33
Tabela 6 – Edificações brasileiras do tipo BIPV apoiadas com participação do grupo FV-UFSC. Fonte: FV-UFSC (2014).....	34
Tabela 7 – Eficiências medidas em STP de células solares. Adaptada de (GREEN et al., 2013).	43
Tabela 8 – Definição da inclinação com máxima média diária de irradiação utilizando o software Radiasol.	62
Tabela 9 – Recomendações de incidência de irradiação	78
Tabela 10 – Características de performance elétrica de um módulo de 210W sob condições STC (Standard Test Conditions).	84
Tabela 11 – Características de um inversor que comporta um sistema de 1 kWp de potência	84
Tabela 12 – Característica da ligação em paralelo dos módulos e do inversor.....	85
Tabela 13 – Contribuição da geração de energia fotovoltaica de um sistema de 1,05 kWp no consumo mensal de uma edificação	85

LISTA DE SÍMBOLOS, SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AQUA - Alta Qualidade Ambiental

ARPT - *Autorité de Régulation de la Poste et des Télécommunications*

a-Si – Silício amorfo

BAPV - *Building Applied Photovoltaic*

BIPV - *Building Integrated Photovoltaic*

CA – Corrente alternada

CC – Corrente contínua

CdTe – Telureto de cádmio

CIGS – Disseleneto de cobre, gálio e índio

c-Si – Silício monocristalino

DSSC - Dye sensitized solar cell

ELETROSUL – Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

EPB - *Energy Positive Buildings*

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FV – fotovoltaica

FV-UFSC – Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina

GWh – gigawatt-hora

HIT – *Heterojunction with intrinsic thin film*

IEA – *International Energy Agency*

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

kWh – quilowatt-hora

LEED - *Leadership in Energy and Environmental Design*

m-Si – Silício multicristalino

MW – megawatt

MWh – megawatt-hora

MWp – megawatt pico

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RS – Rio Grande do Sul

S – silício

SDA – *Solar Design Associates*

SIEEB - *Sino-Italian Ecological and Energy Efficient Building*

STC – *Standard Test Condition*

TEP – Tonelada Equivalente de Petróleo

TiO₂ – Dióxido de titânio

UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina

V – Volts

ZEB - *Zero Energy Buildings*

1 INTRODUÇÃO

Esta apostila tem como objetivo apresentar as possibilidades da tecnologia solar fotovoltaica para utilização integrada à arquitetura, que resulta em edificações com integração fotovoltaica, os chamados BIPV (*building integrated photovoltaic*). Busca-se com isso a divulgação da tecnologia fotovoltaica e a formação de arquitetos e demais profissionais da construção civil para que atuem neste setor dado o importante papel que podem exercer. Pois diferentemente do que normalmente se pensa e pratica, não é somente instalar os painéis sobre as edificações pensando-se somente na função de gerar eletricidade. Eles possuem também valores importantes, porém ainda subestimados, como de elemento construtivo e estético.

O conteúdo abordado nesta apostila inicia com a sustentabilidade na construção civil e sua relação com as fontes renováveis de energia. Como elemento principal apresenta-se a tecnologia solar fotovoltaica, o seu funcionamento e as suas características construtivas que permitem a integração às edificações dentro da realidade do clima e da construção civil do Brasil. Ao final da apostila é apresentado um exercício de dimensionamento de um sistema fotovoltaico integrado à edificação e também exemplares de módulos fotovoltaicos e BIPVs. Busca-se com este material inspirar arquitetos brasileiros para a utilização da tecnologia fotovoltaica junto às edificações, utilizando um dos recursos mais abundantes no país, o sol.

A sustentabilidade é um dos temas mais debatidos na atualidade, abrangendo diversas áreas das atividades humanas. A sustentabilidade ambiental prima pela utilização racional dos recursos naturais para satisfazer as necessidades humanas atuais, sem comprometer os recursos para as gerações futuras. Esta temática surgiu a partir da ocorrência de desastres naturais, relacionando-os à degradação ambiental causada pelas atividades humanas. O aquecimento do planeta, os buracos na camada de ozônio, as inundações e as secas, têm sido creditadas à exploração de ecossistemas e a poluição ambiental. A sustentabilidade aponta um caminho com soluções a esses problemas, com a utilização racional dos recursos e garantia de abastecimento às atividades humanas.

A construção civil é uma das atividades que tem se modificado para respeitar os princípios da sustentabilidade, isto porque são nas edificações que ocorrem grande parte das ações humanas que demandam recursos naturais. Deste modo, tanto na construção da edificação como na utilização da mesma devem ser buscadas tecnologias para diminuir os impactos ao meio ambiente. Pela sua ampla vida útil (de algumas décadas), as edificações mal planejadas ou mal gerenciadas tem, além do impacto construtivo, toda sua vida útil provocando prejuízos à sustentabilidade e ao meio ambiente. Neste contexto as energias renováveis surgem como uma opção para o abastecimento sustentado das edificações e atividades humanas, pois este tipo de energia possibilita a geração de energia (térmica e elétrica) a partir de fontes pouco poluentes e com maior renovação.

As energias renováveis permitem a manutenção das atividades humanas com menor utilização de combustíveis fósseis consumidos nas matrizes energéticas convencionais. Estes combustíveis, como o carvão, petróleo e gás natural, apresentam estoques finitos, liberam gases poluentes na sua combustão e ainda ocasionam degradação ambiental na sua extração.

Já as energias renováveis permitem a geração de energia a partir de fontes com alta taxa de renovação, com menor emissão de gases poluentes e também mínimo impacto ambiental na sua geração. Deste modo, a geração elétrica a partir de fontes renováveis permite a utilização de uma energia menos poluente para o funcionamento das edificações e contribui para diminuir o impacto ambiental da sociedade.

Com os avanços tecnológicos é possível que as edificações possuam geradores de energia instalados em sua própria construção, como os BIPV que produzem toda ou parte da energia que consomem. Além dos BIPVs também existem os BAPV (*building applied photovoltaic*), que são as edificações onde os módulos fotovoltaicos foram sobrepostos à edificação após o projeto ou construção da mesma, enquanto que os BIPVs abrangem apenas as edificações onde a determinação de uso da tecnologia foi parte integrante do processo projetual da mesma. Os BIPV e BAPV podem ser caracterizados como edifícios de energia positiva, que geram mais energia do que consomem e exportam o excedente a outras necessidades. Os conceitos ZEB (*Zero Energy Buildings*) e EPB (*Energy Positive Buildings*) trabalham com este enfoque, buscando o equilíbrio entre consumo e geração no mesmo edifício. Isto permite que as edificações diminuam seu impacto ambiental, gerando a sua própria energia ou contribuindo para a energia consumida nas cidades.

A opção de geração energética na própria edificação tem sido altamente incentivada por programas de certificação ambiental de edifícios. Programas como o AQUA (Alta Qualidade Ambiental), o LEED (*Leadership in Energy and Environmental Design*) e o Programa Brasileiro de Etiquetagem (Eletrobras - PROCEL e INMETRO) avaliam com melhores pontuações as edificações que possuem em sua construção um sistema de geração de energia elétrica ou térmica de fonte renovável. Além dos programas de certificação, ainda ocorrem em diversos países programas específicos de incentivo à geração particular, onde a energia elétrica gerada pela edificação é vendida à rede pública por uma tarifa mais alta que o valor da tarifa convencional.

Links úteis:

Aqua (<http://www.vanzolini.org.br>)

LEED Brasil (<http://gbcbrasil.org.br/?p=certificacao>)

PROCEL

(<http://www.eletrobras.com/pci/main.asp?View={89E211C6-61C2-499A-A791-DACD33A348F3}>)

Dentre as tecnologias que permitem a geração de energia elétrica na edificação, a tecnologia fotovoltaica (FV) é uma das que apresentam as maiores possibilidades de integração à arquitetura, principalmente em relação a materiais, modularidade, formas e cores. Esta tecnologia permite a geração de energia elétrica através da irradiação solar, através de lâminas de determinados materiais semicondutores instaladas em qualquer local ensolarado da edificação. A geração fotovoltaica não ocasiona ruído ou emissões de gases em seu funcionamento, além de necessitar de pouca manutenção. Os geradores fotovoltaicos podem ser instalados nas coberturas das edificações, local que comumente recebe maior insolação, ou em qualquer outra face da fachada ou mesmo nos elementos de sombreamentos. Além dos módulos fotovoltaicos, o funcionamento do sistema exige que os

módulos sejam ligados por condutores até um equipamento (inversor) que converte a energia gerada na frequência e tensão da rede e conecta o gerador solar fotovoltaico ao sistema público de distribuição de energia elétrica.

No entanto, a tecnologia fotovoltaica vai muito além do aspecto funcional de geração de energia. Principalmente em relação à arquitetura, os fabricantes de módulos parecem ter um compromisso atual voltado especificamente aos usos arquitetônicos, visto como um dos campos mais promissores da tecnologia. Como uma tecnologia associada à sustentabilidade, os módulos possuem atributos de forma (enquanto objetos e materiais de composição arquitetônica e apelo visual), além de características de elementos construtivos de vedação que unem a estética à funcionalidade. Assim os BIPVs são um conceito de edificação que gera energia elétrica, mas vai muito além e busca um resultado de qualidade enquanto composição arquitetônica.

Assim os módulos fotovoltaicos apresentam hoje características diversas que justificam a sua utilização muito além da geração de energia elétrica. Módulos curvos, transparentes ou coloridos são realidades que qualificam as integrações com fachadas curvas, coberturas transparentes e brises móveis.

2 FONTES RENOVÁVEIS E O CONTEXTO ENERGÉTICO BRASILEIRO

O desenvolvimento das civilizações trouxe a sociedade até o mundo tecnológico atual, sendo que para isto foram necessários milhões de MWh gerados e consumidos para os mais diversos usos. Grande parte da energia utilizada foi oriunda de base fóssil, ou seja, combustíveis altamente densos energeticamente, mas que levaram milhões de anos para serem produzidos pelas condições do meio ambiente da Terra. Com a perspectiva do esgotamento desses recursos, além da degradação ambiental que produzem, as matrizes renováveis têm sido foco de pesquisas e incentivos. Essas matrizes são aquelas que utilizam recursos com renovação natural dentro da escala de tempo humana.

As fontes de energia renováveis permitem a continuada evolução da humanidade e principalmente a manutenção de suas necessidades básicas e atividades cotidianas sem (ou com o menor) comprometimento do meio ambiente e das gerações futuras.

Na busca pela sustentabilidade, as energias renováveis têm como grande aliada a eficiência energética, que busca diminuir o consumo de energia, mantendo o mesmo desempenho das atividades, ou aumentar este desempenho com o mesmo consumo energético. A eficiência energética ocorre pela mudança de hábito dos usuários (diminuindo o consumo) ou mesmo pela substituição de equipamentos por outros mais eficientes (GELLER, 2003). Isto pode levar a uma diminuição significativa do consumo de energia, o que consequentemente requer menor uso das fontes alternativas, barateando o projeto e fazendo um uso mais racional da fonte de energia. As geladeiras são um grande exemplo, já que entre a década de 70 e 90 reduziram seu consumo a 37% ao mesmo tempo em que dobraram de tamanho. Aliando a eficiência energética a uma geração energética com base renovável, o mundo traça um caminho para atingir o desenvolvimento sustentável.

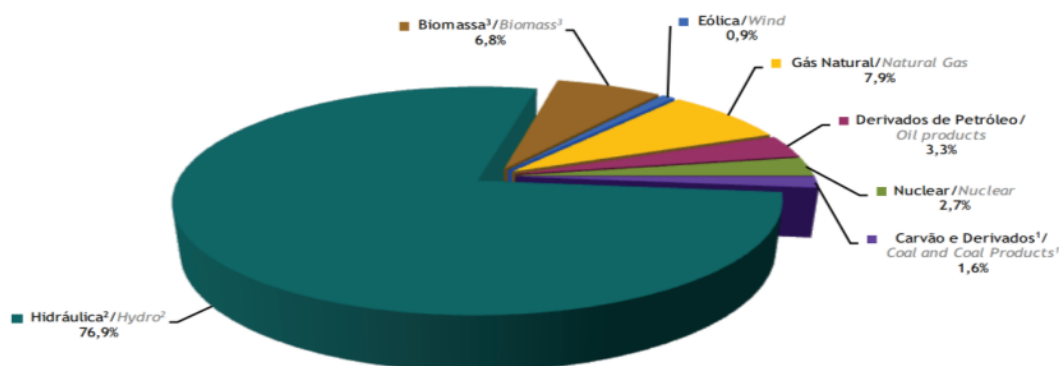
As fontes renováveis utilizam recursos naturais, com ampla disponibilidade e renovação, como o sol, recursos hídricos, ventos, oceanos, energia geotérmica, biomassa, entre outros. As energias renováveis também podem ser consideradas como aquelas para as quais o homem pode dar um manejo adequado à sua disponibilidade e utilização. A energia hidráulica está presente nos cursos d'água, sendo obtida através de turbinas movidas pela diferença de nível entre dois pontos. A energia mecânica da turbina é convertida em energia elétrica por um gerador e, então, transmitida até os pontos de consumo. A energia eólica se utiliza das diferenças de pressão existentes na atmosfera que deslocam as massas de ar; o movimento dessas massas pode ser captado pelas pás das turbinas eólicas, que também gera energia mecânica que é posteriormente transformada em energia elétrica. A energia oceânica é o aproveitamento de efeitos marítimos para geração de energia mecânica e posterior transformação em energia elétrica. A energia das marés (que usa o fluxo das marés para mover pás submersas), das ondas (com equipamentos que se movimentam conforme a amplitude e a frequência das ondas), e do gradiente térmico (utiliza a diferença de temperatura entre a superfície da água e as águas profundas) são meios de aproveitamento da energia oceânica. A energia geotérmica utiliza o calor do interior da Terra, oriundo das rochas incandescentes, para gerar vapor e movimentar turbinas. A geração por biomassa é a

utilização para fins energéticos dos recursos naturais vegetais (ou animais) e de seus resíduos, podendo utilizar resíduos sólidos de plantas e óleos obtidos a partir das mesmas, ou ainda resíduos urbanos de materiais orgânicos já processados.

Dentre as energias renováveis apresentadas, a energia solar fotovoltaica é a única que permite a conversão direta do recurso natural, a irradiação solar, em energia elétrica, a energia mais utilizada nas cidades e nas edificações.

No Brasil, a participação das fontes renováveis vem aumentando gradativamente. Na energia elétrica, a energia hidráulica continua como matriz principal e em 2012 correspondeu a 76,9% do total, e a biomassa e eólica somam 7,7%. Em relação à energia primária¹, 46% de toda energia consumida no país, foi originada de fontes renováveis (EPE, 2013).

A matriz energética brasileira é umas das poucas do mundo com grande percentual de fonte renovável, a hidroeleticidade. A energia elétrica do país provém 77% das hidrelétricas brasileiras, completada com extração de biomassa, importação e derivados fósseis, como mostra a Figura 1. Contudo, a diversificação da matriz energética brasileira é baixa, dando pouco espaço para as energias alternativas como a energia eólica, ou a fotovoltaica.



Notas/ Notes:

¹ Inclui gás de coqueria/ Includes coke oven gas

² Inclui importação de eletricidade/ Includes electricity imports

³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações/ Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

Figura 1 – Estrutura da oferta interna de energia elétrica no Brasil.

Fonte: EPE (2013).

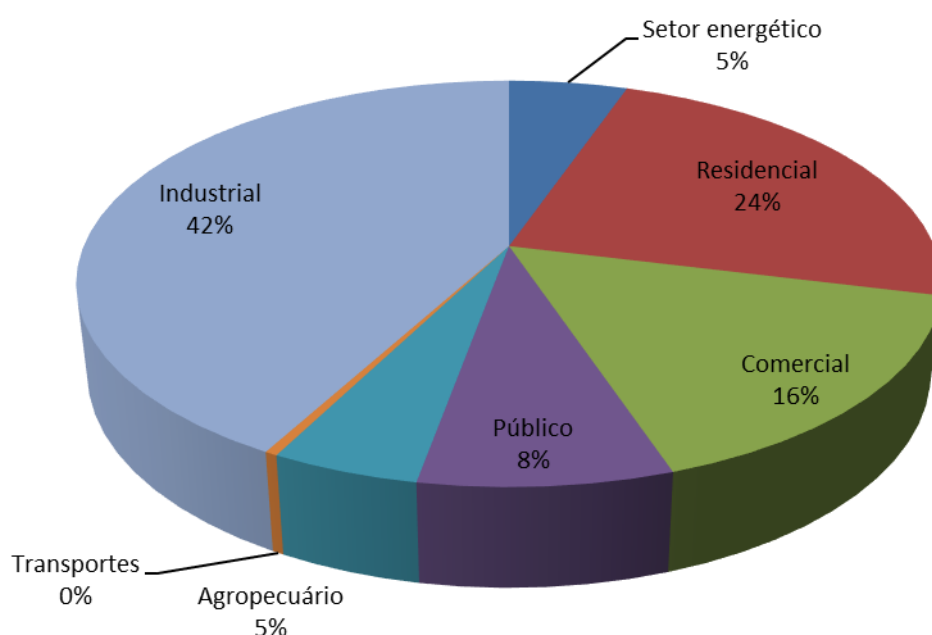
Links úteis: Balanço energético nacional
(<https://ben.epe.gov.br/default.aspx>)

Um auxílio ao desenvolvimento das energias alternativas no país foi a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) em 2002. Pela Lei 10.438 de abril de 2002 o governo buscou apoiar o desenvolvimento das fontes alternativas, garantindo a compra desta energia por 20 anos. O foco deste programa foi a implantação de

¹ Energia primária é a forma de energia base encontrada na natureza (sem processamento para transformá-la em eletricidade, por exemplo). Petróleo, gás natural, energia hídrica são formas de energia primária e são quantificadas em tep (tonelada equivalente de petróleo) para fins de comparação entre diversas fontes, como ocorre no caso do Balanço Energético Nacional.

3.300 MW na rede nacional, sendo 1.100 MW de eólica, outra quantidade igual de usinas de biomassa e outra de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) (BRASIL, 2002). Através dos incentivos deste programa foi instalada a maior usina eólica da América Latina em Osório-RS, com 150 MW. Este incentivo foi um dos motivadores para que a produção da energia eólica passasse de 61 a 5.050 GWh por ano entre 2003 e 2012.

O consumo de energia varia por setor de utilização. A energia elétrica no Brasil tem consumo majoritariamente do setor industrial (42%), seguido pelas residências com cerca de 24% do total (Figura 2). Se considerado o consumo das edificações residenciais, comerciais e públicas, este percentual chega a 48% (EPE, 2013), suplantando o industrial. Isso ilustra o importante papel que os projetos de edificações podem desempenhar em permitir usufruir o mesmo serviço energético (iluminação, água quente, condicionamento ambiental etc.) com menor uso de energia, em outras palavras, utilizando a eficiência energética nas edificações.



*Figura 2 – Consumo setorial de eletricidade no Brasil (Total: 42.862 mil tep
Fonte: EPE (2013)).*

Além do percentual que os setores abrangem, também é interessante perceber o horário em que esta solicitação energética ocorre, pois as diferentes necessidades energéticas durante o dia são fundamentais para o planejamento energético do país. As residências possuem um alto consumo ao final do dia, causado pelo uso massivo de chuveiros elétricos, além da iluminação. Outra diferenciação ocorre no uso dos aparelhos de condicionamento de ar por escritórios e atividades comerciais durante o dia, que têm pico de demanda próximo ao meio-dia. Por mais que estas solicitações de demanda ocorram somente em pequenos períodos do dia, é necessário que o sistema energético esteja permanentemente preparado para supri-las.

Como a energia solar fotovoltaica só possui geração durante o dia, é interessante aliar o seu funcionamento com uma demanda de mesmo horário. Como o consumo pelo uso de

condicionadores de ar, geralmente para resfriamento, ocorre conforme o aumento da incidência solar, o setor de comércio e serviços oferece demanda concomitantemente à geração fotovoltaica (JARDIM et al., 2008; RÜTHER et al., 2008). Em Florianópolis o consumo de ar-condicionado pode chegar a 50% do consumo total da edificação no verão, e até 70% em edifícios envidraçados (LAMBERTS et al., 1997). Sendo assim, percebe-se que a utilização da energia solar fotovoltaica tem muito a contribuir com a demanda energética brasileira, principalmente nas edificações dos centros urbanos.

Links úteis:

Livro Lamberts (1997) e outras publicações sobre eficiência energética na arquitetura

(<http://www.labee.ufsc.br/publicacoes/livros>)

3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA PARA O URBANISMO E A ARQUITETURA

O planejamento urbanístico costuma dividir as cidades em várias zonas, ou setores, determinados pelo tipo de uso do solo. As características destas zonas também podem influenciar a instalação de sistemas fotovoltaicos. É comum que o zoneamento urbano classifique as zonas das cidades em áreas residenciais, de comércios e serviços, industriais e mistas. Estas zonas apresentam consumos energéticos com demandas bastante diferentes, principalmente quanto à quantidade de energia consumida. Mas além do consumo em si, o setor energético necessita saber os horários que ocorrerão as demandas, o que é fundamental para a organização da disponibilidade de energia, e que costumeiramente reflete nos valores das diferentes tarifas.

Atualmente os setores residenciais apresentam pico de consumo no início da manhã e no início da noite (ocasionados pelos chuveiros elétricos); os setores de serviços e comerciais tem comumente pico de consumo próximo ao meio dia, caracterizados pela demanda dos condicionadores de ar, e as zonas industriais tem consumo praticamente constante, sofrendo alterações pelo valor da tarifa, normalmente mais alto nos horários de pico dos outros setores (PROCEL, 2014).

Links úteis: Site Procel info: <http://www.procelinfo.com.br/>

Os setores de áreas residenciais predominantemente unifamiliares possuem grande área disponível (área de cobertura/área total) para instalação de painéis fotovoltaicos, sendo capaz de gerar energia além do seu consumo. Por não possuir curva de demanda com pico central ao meio dia, e por não haver geração fotovoltaica nos períodos de pico, os sistemas nestas áreas podem não contribuir diretamente para o alívio de sobrecarga da sua própria rede. Mas pela quantidade de área disponível, este setor pode ser aproveitado como uma mini usina, aliviando a sobrecarga em setores adjacentes, como os comerciais (SALAMONI, 2004).

A arquitetura residencial unifamiliar possui geralmente as melhores aplicações para sistemas fotovoltaicos integrados às edificações. Isto por que apresentam grande área de telhado e por situarem-se próximas umas às outras, todas com mesmo porte, com menor sombreamento de sua cobertura (JONES et al., 2000). As coberturas residenciais são boas candidatas a se tornarem BAPVs, com inserção da tecnologia posterior ao projeto e execução da edificação, já que tem um único proprietário que responde pelas alterações. Residências situadas em zonas mistas ou com edificações em altura devem fazer simulações de projeto para identificar os sombreamentos a que estão sujeitas para posicionar os módulos de modo que não haja sombreamento dos mesmos.

Edifícios multifamiliares também são opções para a geração fotovoltaica, mas pelo maior número de proprietários a inserção da tecnologia depende do consenso do condomínio. Estes edifícios também estão sujeitos a maiores sombreamentos de outras edificações em altura nas suas proximidades, o que deve ser considerado no projeto. Alguns tipos de

condomínios horizontais ou empreendimentos que tenham como lema a sustentabilidade são bons candidatos à utilização dos sistemas fotovoltaicos.

As zonas comerciais e de serviços normalmente também apresentam grande concentração de edificações em altura, nestes casos é preferencial a inserção nas coberturas além da análise de sombreamento. Também é possível a inserção nas fachadas, desde que as mesmas recebam pouco sombreamento dos edifícios próximos. Os percentuais de geração em fachadas podem ser visto no capítulo 5. Edifícios de uma única empresa, de um órgão público ou único proprietário também tem maior independência para a instalação fotovoltaica. Nestas zonas também podem ocorrer edificações esportivas, hospitalares, educacionais ou ainda de hospedagem que apresentam maior área disponível para colocação dos módulos fotovoltaicos, principalmente nas coberturas. Estas últimas tipologias citadas (hotéis, hospitais e edifícios esportivos) também possuem comumente a necessidade de água quente, o que pode indicar também a utilização de coletores solares térmicos, visando aumentar a eficiência energética da edificação.

O trabalho de Salamoni (2004) também expõe que os setores centrais da cidade, com edificações em altura e uso de comércio e serviços, apresentam um pico de demanda diurno. Mas estas possuem pouca área de cobertura disponível, além do maior sombreamento das mesmas devido à grande altura das edificações. Como essa zona apresenta uma sobrecarga diurna à rede, seria interessante a aplicação dos sistemas fotovoltaicos, mesmo que com pequena abrangência, ou que recebesse energia gerada por outra zona adjacente com maior área de cobertura disponível.

As zonas industriais são um vasto campo para a aplicação da tecnologia fotovoltaica, principalmente pelas grandes áreas disponíveis e pelos menores níveis de sombreamento (no caso de zonas afastadas de edificações em altura). As indústrias possuem uma alta demanda energética e por serem mais afastadas podem estar em ‘pontas de rede’ da distribuição da energia. Assim, gerações nestes locais podem melhorar a qualidade de energia da rede. Os aeroportos e outras grandes instalações afastadas também podem ser inseridos neste contexto (GRABOLLE, 2010). Os grandes telhados das indústrias são locais interessantes para a instalação dos módulos e criação de BAPVs, principalmente quando são usados ‘sheds’ que têm janelas orientadas ao sul, fazendo com que a declividade do telhado seja orientada a norte, favorecendo a geração fotovoltaica. Coberturas metálicas com baixas inclinações (até 10°) também tem alto potencial de geração, mesmo quando em orientações diversas da norte.

Embora os BIPV e BAPVs sejam comumente inseridos nas cidades e meios urbanos, o meio rural e suas edificações também apresentam potenciais para a aplicação da tecnologia fotovoltaica. Quando conectados à rede seus potenciais são similares às edificações residenciais ou industriais pela menor incidência de sombreamento, e diferem apenas no tamanho das instalações. Para localidades remotas, os BIPVs e BAPVs possibilitam o fornecimento de energia elétrica, necessitando de baterias ou sistemas de apoio para que sejam autossuficientes. Sistemas de irrigação ou deslocamento de água que utilizam bombeamento também têm grande benefício na tecnologia, já que podem funcionar apenas nas horas de sol, armazenando água nos reservatórios elevados.

Língs úteis:

Site com exemplos de BIPVs e BAPVs em diversos usos da arquitetura: <http://www.bipv.ch/index.php/en/examples-top-en>

3.1 Integração fotovoltaica na arquitetura

As preocupações com a sustentabilidade do planeta e os desafios das mudanças climáticas têm refletido em mudanças nas edificações. Os edifícios (residências, comércios e serviços) são responsáveis por cerca de 48% da energia elétrica consumida no Brasil (EPE, 2013), que comumente utilizam combustíveis fósseis para geração de energia. Deste modo, a consciência ambiental está sendo pouco a pouco incorporada ao projeto e ao uso das edificações. Algumas estratégias de projeto e inclusão de tecnologias possibilitam a redução do consumo energético. Esta diminuição dos gastos energéticos é essencial, mas não suficiente, sendo então necessárias alternativas que atuem na geração de energia para a edificação e ainda que seja uma energia ‘limpa’, com base em fonte renovável. Neste contexto, os BIPV surgiram como uma opção de tornar as edificações menos impactantes ao meio ambiente, mais autônomas e, ao mesmo tempo, mas não contraditoriamente, mais integradas ao sistema elétrico e ao seu entorno.

Os BIPV são instalações da tecnologia FV nas edificações, de forma que componham parte do envelope da mesma. A integração arquitetônica, estrutural e formal dos módulos às edificações permite a incorporação da geração de energia em estruturas usuais, como escolas, escritórios, hospitais e outros (PAGLIARO et al., 2010). A integração em edificações tem a grande vantagem de evitar que áreas livres sejam utilizadas para a geração de energia. Assim, usa áreas já ocupadas pelo homem, o que é interessante para regiões demográficas densas e também para preservação de ambientes naturais.

Pela junção dos módulos geradores de energia com a edificação consumidora de energia, a integração arquitetônica dos módulos também possibilita a eficiência energética (RÜTHER, 2004). De acordo com o perfil de consumo da edificação, a geração e a demanda podem ser concomitantes, o que ocorre nos casos de edificações com consumo expressivamente diurno (já que só há geração fotovoltaica nas horas de sol). Em locais com alto consumo energético para condicionamento de ar para climatização, os BIPVs possibilitam coincidência entre o pico de geração e o pico de consumo nos horários próximos ao meio dia (IEA, 1995).

Os BIPVs podem auxiliar na difusão da tecnologia também em locais onde não haja incentivos financeiros específicos, já que podem diminuir o custo da construção e também reduzir os gastos com energia durante o uso da edificação. Assim, os módulos podem ser utilizados com dois fins, de geração energética e de vedação, e têm seu período de retorno (*pay-back*) diminuído (IEA, 1995). Os módulos, quando instalados nas fachadas, podem substituir outros materiais mais caros, além de proporcionar uma percepção visual de modernidade (MARSH, 2008).

Para o Brasil, a integração fotovoltaica em edificações nas áreas urbanas pode contribuir para a viabilidade da tecnologia no país. Isso porque as áreas urbanas são pontos de grande consumo energético, principalmente em horário próximo ao meio dia, ocasionado

pelo grande consumo dos condicionadores de ar. A inserção fotovoltaica nos centros urbanos possibilita uma geração junto aos pontos de consumo e diminui o pico de carga dos alimentadores da rede elétrica no horário com maior irradiação solar (JARDIM *et al.*, 2008; RÜTHER *et al.*, 2008).

Embora os centros urbanos possam ser os locais com melhor sincronia para a energia solar (demanda do ar condicionado concomitante com a geração fotovoltaica), eles apresentam como limitação as edificações com alta densidade, ocupando pouca área horizontal para uma maior ocupação vertical (JARDIM, 2007). Deste modo, há pouca área disponível para integração FV em cada prédio, que forneceria uma geração muito aquém do consumo da edificação, mas mesmo assim são válidos para inserir estratégias de sustentabilidade nas edificações.

O projeto de integração fotovoltaica à arquitetura requer preferencialmente a participação de engenheiros eletricitas, arquitetos e projetistas de sistemas FV, já que os BIPV têm condicionantes específicos para seu posicionamento e instalação. A vantagem dos BIPVs que utilizam os módulos como parte do envelope está na diminuição do custo da instalação FV, já que substituem outros materiais de acabamento que podem ter custos elevados.

A capacidade de transformação da energia luminosa do sol em energia elétrica é determinada pela eficiência dos módulos fotovoltaicos, sendo o fator limitante da sua produção energética e é representada pela sua potência nominal. Outros elementos também podem afetar o rendimento, como sombreamento dos módulos, o posicionamento dos mesmos em relação ao Norte e à latitude local, e a temperatura de operação dos módulos², questões importantes que devem ser consideradas na sua integração arquitetônica (THOMAS, 1999).

Para o funcionamento correto de um módulo fotovoltaico ele deve ser iluminado uniformemente em sua superfície, já que um sombreamento parcial, por uma antena ou uma árvore, afetará sua geração. Isto ocorre porque a célula com menor iluminação é que irá determinar a corrente de operação de todas as células que estiverem na mesma série que ela. Para evitar este efeito, são utilizados os diodos de *bypass*, que fornecem um caminho alternativo à corrente, permitindo que a mesma mantenha os níveis das outras células corretamente iluminadas (IEA, 1995). Em um arranjo fotovoltaico, um efeito semelhante pode ocorrer quando há um módulo sombreado na instalação; assim, este módulo com menor geração também irá condicionar a corrente dos outros módulos ligados a ele em série. Deste modo, é fundamental que a integração arquitetônica projete a localização dos módulos em local idealmente livre de qualquer tipo de sombreamento, principalmente nas horas em que há maior irradiação solar disponível, como é apresentado no item 6.2.

A atuação dos arquitetos nas instalações fotovoltaicas tem fundamental importância nas integrações às edificações, principalmente quanto à composição arquitetônica e aspectos visuais da integração. Outro papel que os arquitetos têm muito a contribuir é na diagramação

² Quanto maior a temperatura de operação em relação à temperatura padrão, menor a eficiência de conversão da radiação solar em eletricidade.

dos módulos e cuidados em relação aos sombreamentos. Como o sombreamento afeta substancialmente a geração, é necessário determinar os horários de sombra provocados pelas edificações e outros elementos nos módulos, o que é essencial em instalações no meio urbano.

Além da atuação dos arquitetos no BIPV, esses profissionais também possuem um campo de trabalho importante nas centrais geradoras da tecnologia fotovoltaica. Nestas 'fazendas solares' também é necessário que seja determinado o sombreamento entre módulos nos vários períodos do ano, já que afastamento muito grande entre módulos irá ocupar ainda maiores áreas, e afastamento muito próximo irá comprometer a geração dos módulos subsequentes. Os arquitetos, como profissionais capacitados a trabalhar com cartas solares e estimativas de sombreamento, são fundamentais nestas etapas das instalações fotovoltaicas.

O posicionamento dos módulos fotovoltaicos em relação à orientação em relação ao norte geográfico (azimute) e à inclinação vertical são elementos fundamentais para permitir a captação da maior irradiação solar possível (detalhamento para o caso brasileiro é apresentado no item 5). Cada parte do globo terrestre recebe um valor de irradiação diferente; então, o desafio das instalações fotovoltaicas é conseguir a melhor insolação possível para o local específico da instalação. Os maiores níveis de irradiação são absorvidos por uma superfície que esteja em um azimute orientado ao norte (para o hemisfério sul) ou ao sul (no caso do hemisfério Norte), e que esteja inclinado em ângulo igual à latitude local (BROGREN; GREEN, 2003). Em relação à latitude, baixas latitudes são menos sensíveis a desvios de azimutes, ou seja, em locais de baixa latitude é possível projetar integrações com desvio azimutal do Norte sem grandes perdas de geração (BURGER; RÜTHER, 2006). Em relação à inclinação dos módulos, a altas latitudes as instalações verticais (ângulo de 90º em relação ao solo) também não apresentam tantas perdas, sendo mais favorecidas do que nos locais de baixa latitude. Assim, as fachadas fotovoltaicas apresentam melhor desempenho relativo nos locais de alta latitude do que nas regiões tropicais do globo.

A temperatura do módulo também é um fator que determina a eficiência de geração do mesmo. Quanto maior a temperatura, menor o seu desempenho (PRASAD; SNOW, 2004; BURGER; RÜTHER, 2006). Os módulos de silício cristalino podem perder cerca de 0,4% de eficiência a cada 1 °C de aumento de temperatura (IEA, 1995). Como não há como proteger os módulos do calor, ocasionado pela própria exposição ao sol, eles devem ser instalados de forma a serem naturalmente ventilados. A ventilação natural para os módulos ocorre deixando os mesmos afastados a uma distância de cerca de 10 cm (IEA, 1995) de qualquer elemento construtivo como paredes ou coberturas. O afastamento dos módulos em relação às superfícies permite que seja formada uma corrente de ar ascendente na parte inferior dos módulos. O ar mais quente em contato com os módulos tende a subir, criando uma corrente de ar que dissipa o calor. Assim, a integração dos módulos na edificação deve ser considerada durante a fase de projeto arquitetônico da edificação para posicionar corretamente os módulos e minimizar as perdas de geração por temperatura elevada dos módulos.

As revitalizações de fachadas também são um campo de inserção da tecnologia. As revitalizações buscam dar uma aparência mais atual às edificações e os módulos com cores

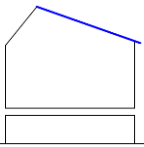
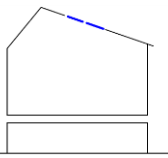
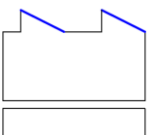
metálicas podem acrescentar este conceito de atualidade e modernidade à edificação. As revitalizações também podem acrescentar proteções solares, como brises e fachadas duplas para amenizar a insolação excessiva da edificação, onde os módulos fotovoltaicos podem cumprir satisfatoriamente essa função de proteção solar, diminuindo o consumo da edificação com climatização artificial, e ao mesmo tempo gerar eletricidade (KAAN; REIJENGA, 2004). Além do que os brises fornecem o afastamento necessário da edificação para o resfriamento do módulo.

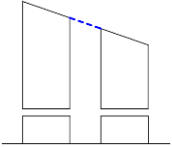
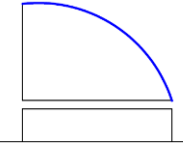
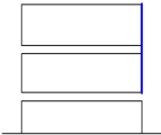
Para clientes particulares, que acompanham o projeto arquitetônico de suas edificações, há a dificuldade de trabalhar com os desejos pessoais, mas também há a facilidade de convencer e especificar melhor o projeto, agregando valor à edificação. Normalmente os clientes que desejam sistemas FV veem o mesmo como uma possibilidade de autonomia de geração elétrica, o que deve ser trabalhado pelo arquiteto de acordo com as possibilidades legais do país, aliando a tecnologia com outras estratégias arquitetônicas de diminuição do consumo elétrico e vantagens econômicas da legislação.

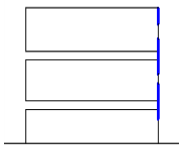
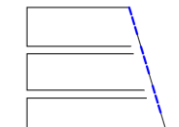
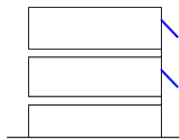
A integração fotovoltaica em uma edificação acarreta em novas demandas para o programa de necessidades, partindo do zoneamento da edificação, e devem ser consideradas preferencialmente no anteprojeto para que sejam consideradas e então resultem em um verdadeiro BIPV. A instalação FV irá influenciar na orientação do edifício, nas fachadas e formas da edificação, na composição com outros elementos e também na execução da obra. As principais considerações que devem ser respeitadas são de os módulos necessitam receber irradiação solar satisfatória; a instalação FV necessita de um projeto elétrico específico e deve contar com outros equipamentos como inversores e controladores (THOMAS, 1999) além de estar adequada à forma e à composição arquitetônica desejada pelo arquiteto.

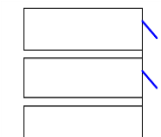
A partir do funcionamento adequado dos módulos, quanto às suas características construtivas e elétricas, passa-se à segunda etapa que é a integração arquitetônica na localização com melhor desempenho técnico, nas coberturas, fachadas ou nos elementos de proteção. Os sistemas fotovoltaicos podem ser integrados em qualquer lugar na parte externa da edificação, sendo mais comuns as três posições a seguir: fachada, cobertura e elementos de proteção como exemplifica a Tabela 1.

Tabela 1 – Tipos de integração arquitetônica FV. Adaptado de THOMAS (1999) com imagens de ISAAC (2010).

Local de integração	Tipo de integração	Imagem
	 Telhado inclinado	
Coberturas	 Telhas inclinadas	
	 Cobertura com shed	

Local de integração	Tipo de integração	Imagem
	 Clarabóias	
Coberturas	 Coberturas curvas	
Fachadas	 Paredes verticais cegas	

Local de integração	Tipo de integração	Imagem
	 Paredes verticais com janelas	
Fachadas	 Paredes inclinadas	
Elementos de proteção	 Brises horizontal fixo	

Local de integração	Tipo de integração	Imagem
Elementos de proteção	 Brises horizontal móvel	

Nas coberturas os módulos podem ser usados em substituição a telhados ou telhas inclinadas, nos *sheds*, claraboias e coberturas curvas. Os *sheds* apresentam vantagem, pois estes elementos já conceitualmente projetados para que a face inclinada e opaca esteja orientada ao Norte (para o hemisfério Sul), e a face vertical e transparente esteja orientada ao Sul aonde há melhor iluminação difusa no hemisfério Sul. Assim os módulos teriam a posição de integração justamente na face inclinada e orientada ao Norte. Para coberturas curvas também é possível a instalação com módulos de filmes finos aplicados em substratos flexíveis. Nas claraboias podem ser utilizados módulos translúcidos e semitransparentes, que permitem a passagem da luz por espaços entre uma célula e outra, ou então por novas células que são tão finas que deixam parte da luz atravessá-las (THOMAS, 1999).

Nas fachadas os módulos podem ser instalados em paredes cegas, paredes com janelas ou paredes inclinadas. Nas fachadas cegas os módulos podem ser utilizados como material de vedação integrante da construção, ou então podem ser utilizados afastados da edificação criando uma 'segunda pele'. Neste caso há a vantagem da ventilação na parte posterior dos módulos que melhora o seu desempenho. Dependendo da orientação da edificação, as fachadas inclinadas favorecem a instalação dos módulos já que a inclinação pode ser determinada em ângulo próximo à latitude local (THOMAS, 1999).

No uso em brises, fixos ou móveis, os módulos também apresentam a vantagem de poderem ser utilizados de forma inclinada, adequando-se à latitude local. Em fachadas e brises os módulos podem ficar mais visíveis e, portanto, as definições do projeto devem ser feitas de forma mais cuidadosa, observando a composição do arquiteto.

Além da análise do local também é necessário que seja considerado o modo de instalação dos módulos fotovoltaicos, observando alguns detalhes de fixação. Chivelet e Solla (2010) apresentam algumas informações de como pode ser feita a fixação dos módulos à edificação. Normalmente os módulos são fixados sobre as estruturas como qualquer outro tipo de painel ou placa que seja usada na edificação, com fixação em guias espaçadas de acordo com seu tamanho (Figura 3).

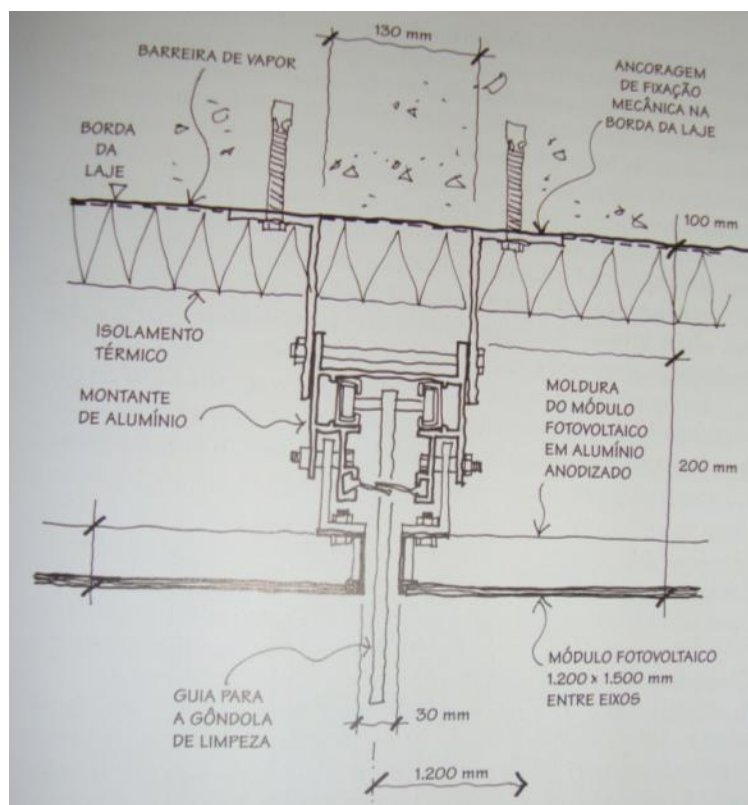


Figura 3 – Exemplo de detalhe em planta baixa da fixação dos módulos sobre a estrutura em uma parede ventilada.
Fonte: CHIVELET; SOLLA (2010)

Alguns arquitetos também consideram que não basta a instalação de tecnologias renováveis nos edifícios, mas é necessário um pensamento integrado de *ecodesign*. Ken e Peter (2008) ressaltam que os edifícios devem ter uma arquitetura ecológica considerando toda relação que possuem com o meio e não serem avaliados somente por regras e pontos que atingem em certificações padronizadas. Neste caso, os painéis fotovoltaicos devem estar integrados a um conceito da edificação, que engloba orientação, soluções passivas, questões culturais, construtivas etc. As decisões para um design ecológico devem considerar o local de implantação, a orientação, configuração e materiais da edificação, e adaptar-se a eles. Este tipo de design tem seu conceito baseado nas relações dos indivíduos de um ecossistema natural e vê na geração fotovoltaica o melhor meio de geração energética, já que a energia inicia sua circulação na natureza a partir da transformação da luz do sol pela fotossíntese. E assim como as plantas se adaptam para receber mais luz, os edifícios também deveriam ter sua forma configurada para aproveitar ao máximo a irradiação solar.

No Brasil algumas certificações de edificações sustentáveis e eficientes já preveem pontos para instalação de sistemas fotovoltaicos nas edificações. A Certificação Internacional LEED (GBC, 2013) já atua no Brasil e prevê na tipologia *New Construction*, no Critério Energia e Atmosfera – Crédito 2, uma pontuação de 1 a 7 pontos de acordo com o percentual de energia gerada no local da edificação (de 1 a 13%) e mais dois pontos para geração verde. No Critério qualidade ambiental interna- crédito 7.1, também são pontuadas as instalações de módulos fotovoltaicos que façam sombra à estrutura ou equipamentos. Na certificação para Edifícios Existentes, Envoltória e Estrutura Principal, Lojas de Varejo e outras modalidades também pontuam a inclusão de sistemas fotovoltaicos no corpo da edificação. O Programa

Brasileiro de Etiquetagem do PROCEL para edifícios comerciais, de serviço e públicos, prevê bonificação para edificações que contenham geradores fotovoltaicos em seu envelope e que supram no mínimo 10% da energia consumida anualmente pela edificação (INMETRO, 2010).

A integração arquitetônica é uma questão bastante expressiva para o desenvolvimento da tecnologia, tanto que a IEA (*International Energy Agency*) tem em seus programas de pesquisa em geração de energia um grupo específico (Task 7 e Task 41) sobre a qualidade da integração arquitetônica. Desde 1997 um grupo composto por pesquisadores de vários países tem trabalhado para remover barreiras não técnicas que dificultam a disseminação da tecnologia fotovoltaica.

Para uma integração fotovoltaica de qualidade é necessária uma análise detalhada, porque embora o projeto possa ser bem elaborado, os módulos comumente resultam em um elemento alheio à edificação. A compreensão do porque os módulos resultam em elementos estranhos é o caminho para uma integração completa da tecnologia à edificação, e permite uma melhor configuração formal, contribuindo para a divulgação e aceitação da tecnologia, além da contribuição à sustentabilidade do planeta (KAAN e REIJENGA, 2004).

Segundo a IEA (SCHOEN *et al.*, 2001) e outros pesquisadores (REIJENGA, 2000; KAAAN; REIJENGA, 2004), os critérios estéticos mais comentados pelos arquitetos em relação à integração arquitetônica dos módulos FV aparecem na Tabela 2. Esta tabela apresenta características de composição arquitetônica que os arquitetos consideram fundamentais para estar presente nos BIPVs.

*Tabela 2 – Critérios estéticos da integração arquitetônica. Adaptação (SCHOEN *et al.*, 2001).*

Critérios	Definições
Integração natural	Os módulos realmente aparentam fazer parte da estrutura e completam a mesma, não tendo a aparência de algo acessório;
Integração agradável	Os módulos fazem parte da concepção do edifício e apresentam dupla função. Como o uso de brises de sombreamentos, onde além de gerar energia, os módulos também contribuem para economia energética da edificação;
Composição de cores e materiais	Os módulos integram-se aos demais materiais de construção, com cores e materiais similares os outros utilizados;
Modulação	Aproveitando a característica modular da tecnologia, os módulos são integrados em uma grelha de desenho de toda a fachada, ou à modulação da edificação.
Respeito às características e tipologias arquitetônicas	Os módulos são selecionados com base nas suas diversas aparências para integração em edificações futuristas ou tradicionais;
Detalhes estéticos de instalação	Instalação sem cabeamentos ou ajustes que comprometam a percepção visual;
Projetos inovadores	A tecnologia é utilizada para contribuir com a concepção de projeto inovador da edificação.

O grupo de pesquisa da IEA (Task 7) foi finalizado em 2003 gerando um grande número de publicações sobre os sistemas fotovoltaicos integrados em edificações. Posteriormente, outro grupo trabalhou com a integração fotovoltaica, mas em aplicação em escala urbana (Task 10), já finalizado. Recentemente houve a finalização de um novo grupo (task 41) com o tema de energia solar e arquitetura, com várias publicações na área (FARKAS

et al., 2012, 2013). O grupo da task 41 avaliou as condições específicas da integração solar fotovoltaica na arquitetura e concluiu que para que possam existir edifícios eficientes e com balanço energético zero a integração deve ser proposta com uma análise que possibilite adequar as altas necessidades energéticas (e necessidade de maiores áreas para geração fotovoltaica) com as áreas dos envelopes dos edifícios. Outra conclusão é de que há três frentes de trabalho para ampliar e qualificar as ocorrências dos edifícios solares: convencer os clientes a exigir e valorizar edifícios solares; usar estratégias de divulgação para comunicar e informar os participantes do mercado da construção civil, e; desenvolver e divulgar ferramentas e referências do tema. O grupo atual mantém um site (www.pvdatabase.org) com vários exemplares de integrações arquitetônicas e informações detalhadas sobre o projeto. As buscas neste site podem ser feitas selecionando o país, ou o elemento construtivo de integração, o tamanho, entre outros. O site também apresenta 25 instalações consideradas como bons exemplos de integração arquitetônica e um guia com módulos FV específicos para integração arquitetônica (IEA, 2011).

Links úteis

Site da IEA: <http://www.iea.org/>

IEA- exemplos sistemas fotovoltaicos: www.pvdatabase.org

Task 10: <http://iea-pvps-task10.org/>

Task 41 com as publicações de Farkas et.al (2012) e outras:
<http://task41.iea-shc.org/>

No mercado atual já há uma considerável variedade de módulos fotovoltaicos, com placas rígidas e flexíveis, opacas ou transparentes, e ainda com diversas formas e cores, o que permite maior liberdade de criação para os projetistas. Pagliaro *et al.* (2010) ainda acrescenta que a escolha do módulo para cada projeto depende da disponibilidade financeira, da necessidade construtiva e da característica da edificação (sua idade, seus materiais e sua orientação solar). Normalmente o principal elemento considerado para seleção de um módulo é a eficiência do mesmo, o que se reflete principalmente na área ocupada (módulos mais eficientes ocupam menor área). Para satisfazer os construtores e os proprietários das edificações, a tecnologia fotovoltaica integrada à edificação deve permitir um aumento do valor econômico do imóvel através da utilização dos módulos como elemento eficiente de vedação e geração de energia, além de valorizar a composição arquitetônica da edificação. Antigos conflitos entre estética e geração de energia dos módulos também já foram resolvidos pelos novos produtos FV existentes (possibilidades de novas cores e materiais). Atualmente os módulos apresentam diversas opções para os arquitetos, que podem optar por exemplares que interagem de diversas formas na edificação, além de gerar energia. O desafio ainda reside no convencimento aos arquitetos de optar pela tecnologia FV como substituta de outros materiais de vedação. Já que assim há diminuição de custo pela dupla função dos módulos, e a opção pela tecnologia durante a fase de projeto, facilitando a integração do mesmo com o restante da edificação.

Para outros pesquisadores, um BIPV de sucesso seria aquela que proporcionasse a adequada inter-relação entre as questões estéticas, elétricas e construtivas (HAGEMANN, 2004). O que demonstra a importância da colaboração entre os diversos profissionais atuantes na construção civil, engenheiros eletricitistas para avaliar a instalação elétrica, e arquitetos e engenheiros civis para avaliar a fixação à estrutura e adequação à composição.

Pagliaro *et al.* (2010) apresentam alguns casos de BIPV de sucesso integrados em coberturas opacas, claraboias, fachadas semitransparentes e fachadas opacas. Como exemplo de uma boa integração em cobertura, é citado o Salão Paolo VI (Figura 4) no Vaticano, onde telhas de concreto foram substituídas por módulos no edifício projetado por Pier Luigi Nervi. A integração resultou em uma cobertura sobreposta dos módulos fotovoltaicos acompanhando a curvatura e o perímetro da cobertura. Além de gerar energia, a nova cobertura promove sombreamento à laje e diminuiu o consumo dos condicionadores de ar. A utilização dos módulos em claraboias é citada com vários exemplos de sucesso já que estas integrações permitem maior liberdade de projeto na locação dos módulos e das superfícies transparentes criando efeitos interessantes de luz e sombra. A estação de trem de Lehrter em Berlin (Figura 5) é apresentada como um destes exemplos. Como a cobertura da edificação é curva, os módulos foram fabricados exclusivamente para este projeto. Na análise de janelas e fachadas semitransparentes, foram identificadas as qualidades do uso de módulos FV semitransparentes, que permitem a passagem da luminosidade. A integração de sucesso citada é o edifício da Trondheim University of Science and Technology (Noruega) que utiliza módulos de vidro duplo que contribuem para o isolamento térmico e acústico (Figura 6). O edifício do Ferdinand-Braun Institute em Berlin (Figura 7) é citado como exemplo de integração em fachada opaca, na qual os módulos foram integrados em um plano diferenciado na fachada.



Figura 4 – Paolo VI Hall
Fonte: Bahnmoeller - Wikipedia.



Figura 5 – Estação central de Berlin. Percebem-se os módulos translúcidos no canto superior direito na imagem em contraste com o restante dos vidros transparentes
Fonte: Siemens.

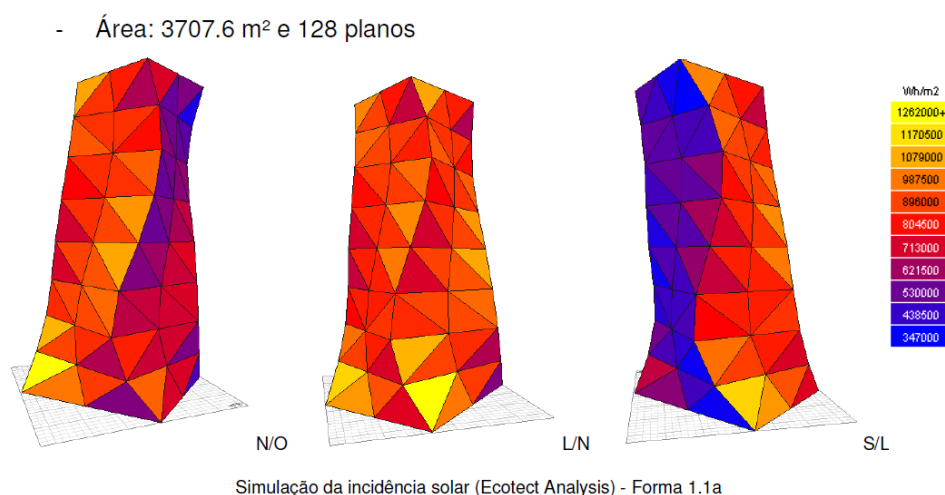


Figura 6- Universidade Trondheim com módulos nas fachadas.
Fonte: <http://www.ecw.org>.



Figura 7 – Instituto Ferdinand-Braun.
Fonte: <http://www.solarfassade.info>.

Algumas pesquisas também têm focado na utilização dos módulos fotovoltaicos como parte da 'pele' do edifício, analisando o potencial de geração dos módulos ao seguir estritamente as formas arquitetônicas das fachadas (VANNINI, 2011). Este estudo demonstra através de software de análise, a irradiação recebida por cada uma das faces da edificação e determina as perdas de irradiação que ocorrerão por os módulos estar acompanhando a forma arquitetônica. A análise é feita principalmente para formas complexas, ou desconstrutivistas, que possuem muitas faces em orientação e inclinação diferentes. Mesmo neste estilo arquitetônico é possível a integração fotovoltaica com cálculos estimados para quantificação da geração elétrica, possibilitando que o arquiteto perceba como a adaptação da forma pode propiciar maior recebimento de irradiação solar (Figura 8).

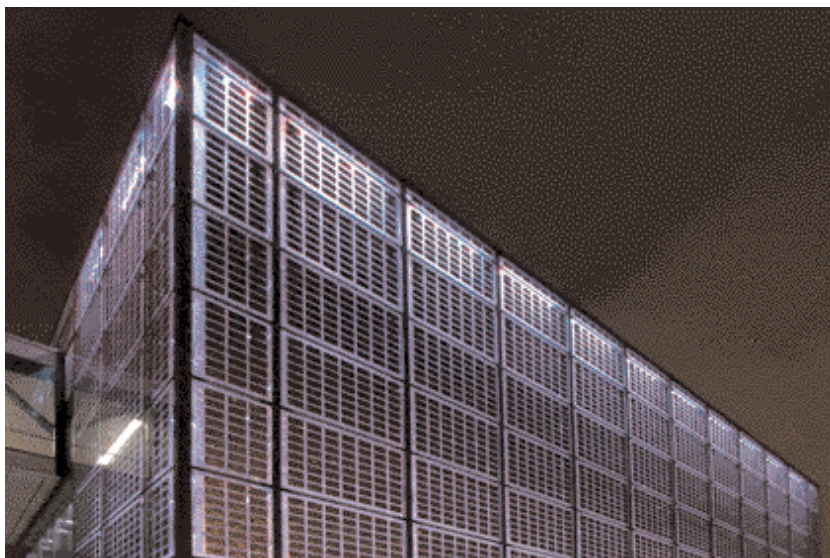


- Radiação solar incidente anual = 694,7 kWh/m²
- Produção anual de eletricidade = 360,6 MWh

*Figura 8 – Cálculo de radiação solar incidente através de softwares de simulação.
Fonte Vannini (2011)*

Na preocupação com a composição formal dos BIPV, várias pesquisas têm sido desenvolvidas para indicar o caminho e salientar as características válidas das integrações arquitetônicas de sucesso (HAGEMANN, 2004; KAAAN; REIJENGA, 2004; PRASAD; SNOW, 2004). Essas pesquisas são apresentadas a seguir, mostrando as edificações que são qualificadas pelos referidos pesquisadores como bons exemplares de integrações.

A própria IEA apresenta em seus relatórios algumas edificações consideradas como de sucesso, como o edifício de escritório da Cooperativa Migros, em Zurich (Figura 9) (IEA, 2010).



*Figura 9 – Integração fotovoltaica na fachada de um edifício em Zurich, considerada como integração de sucesso.
Fonte IEA (2010).*

A integração arquitetônica de qualidade deve considerar o ambiente no qual a edificação está sendo projetada, principalmente em locais com calor extremo, onde os módulos sofrem redução de eficiência pela alta temperatura. Na Austrália ocorrem estas situações de altas temperaturas e estudos (PRASAD e SNOW, 2004) analisam a qualidade arquitetônica dos BIPV no país, também apresentando exemplares de algumas integrações de sucesso, indicando as características da mesma (Tabela 3).

Tabela 3 – Integrações BIPV consideradas de sucesso na Austrália, por Prasad e Snow (2004).

Casos apresentados	Imagem do BIPV
Vila Olímpica de Sydney: As residências possuem integração FV nas coberturas, que somadas seriam suficientes para abastecer 2000 casas. A cor da camada base foi trocada de branco para preto, por uma questão estética, mas resultou em perdas de eficiência de 2% ocasionado pelo aumento da temperatura do módulo. Observa-se à esquerda a instalação de coletores solares térmicos para aquecimento de água.	

(Fonte: www.pvdatabase.org)

Solar Kogarah

O projeto previu a instalação de módulos de silício amorfo em bases flexíveis para a instalação. A instalação feita em um bairro do subúrbio utilizou edificações já existentes, e teve de trabalhar com análises de sombreamentos.



(Fonte: <http://www.re-systems.ee.unsw.edu.au>)

Universidade de Melbourne

O sistema foi integrado na fachada de um prédio com arquitetura inovadora. Os módulos são de silício multicristalino sobre vidro.



(Fonte: www.intelisolar.com)

CSIRO Centro de Energia

O sistema de corantes sensibilizados encapsulado em um sanduíche de vidro foi instalado em uma parede inclinada.



(Fonte: www.junmasoft.com)

Edifício FKP em Brisbane

O edifício conta com a instalação de 28 kWp³ de módulos de silício amorfo no telhado e também em elementos de sombreamento.



Fonte: Gert Stobbe (infinity.club)

³ Wp é a potência nominal dos módulos fotovoltaicos, que indica a potência do sistema testado em laboratório em STC (*Standard test conditions* com irradiação de 1.000 W/m², massa de ar de 1,5 e temperatura da célula de 25 °C).

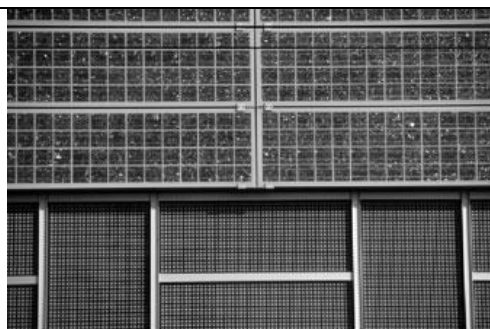
A Alemanha é um dos países com maior desenvolvimento na tecnologia fotovoltaica e também com diversos casos de BIPV. Pela disponibilidade tecnológica e pesquisas na área, os BIPV na Alemanha vêm demonstrando que com o uso correto dos módulos e a criatividade dos arquitetos, é possível obter edificações com alta qualidade estética (HAGEMANN, 2004). Os exemplos de integrações são apresentados na Tabela 4, e foram selecionados por Hagemann (2004) como exemplos que possuem alta qualidade arquitetônica, boas soluções elétricas e estrutura bem projetada.

Tabela 4 – Exemplos de integrações consideradas de sucesso na Alemanha por Hagemann (2004).

Casos apresentados	Imagem do BIPV
Pavilhão Meereslauschen Esta edificação encontra-se em um resort em uma ilha, e agrupa funções diversas entre cafés e garagem de barcos. Os materiais utilizados na edificação foram madeira, alumínio e policarbonato. O sistema fotovoltaico é instalado na cobertura inclinada e é semitransparente. As dimensões dos módulos acompanham a malha estrutural da edificação.	 (Fonte: www.xalex.de)
Associação de comércio de madeira O edifício é composto de base e torre, a face Sul da torre possui uma faixa central de módulos de silício policristalino, que alonga a edificação. A face Sudeste é composta por módulos opacos sobre vidro, e as restantes são cobertas também por módulos de vidro, mas semitransparentes, criando um efeito de luz e sombra no interior. A integração dá ao edifício um ar inovador e os módulos se relacionam bem com os outros materiais e desenho da fachada. Os módulos chamam atenção e auxiliam a qualificar este espaço construído.	 (Fonte: Hagemann, 2004)

Bavarian Allianz

Este edifício de escritórios é composto por duas torres e utiliza metal e revestimento granulado. A fachada é dividida em seis espaços, onde quatro deles são revestidos com módulos fotovoltaicos, mantendo a harmonia por utilizar a mesma cor e tamanho dos outros materiais. Na fachada com revestimento metálico os módulos também respeitam o mesmo tamanho das placas metálicas e possuem moldura da mesma cor.



(Fonte: Hagemann, 2004)

Academia Mont Cenis

O edifício é uma pele externa de vidro que abriga várias edificações de madeira no seu interior. A instalação fotovoltaica de 1 MW foi feita para evitar o aquecimento extremo durante o verão.

Os módulos são semitransparentes, e proporcionam além da geração de energia, sombra e luz ao interior da edificação. A instalação ocupa todo o telhado que possui uma inclinação de 5% e também a fachada Oeste. Os módulos são de vidro apoiados em estruturas de alumínio que contêm a fiação e descarregam a carga sobre a estrutura de madeira. O afastamento entre cada célula e o tipo de vidro dos módulos foi calculado por modelação computacional para garantir um nível adequado de iluminação interna, gerando seis tipos de módulos para serem utilizados.

Os potenciais de geração calculados ainda não foram atingidos. Especula-se que a ventilação natural dos módulos não seja tão eficiente e que as inclinações utilizadas foram subestimadas.

Mesmo assim a edificação é um marco na integração.



(Fonte: www.iea-pvps.org)

Os projetos alemães apresentados demonstram as instalações mais inovadoras, onde houve grande interesse dos proprietários para a instalação da tecnologia FV. Na maioria dos casos os arquitetos projetistas optaram por usar módulos fabricados especificamente para a edificação, fazendo com que houvesse melhor integração das placas. Deste modo, o custo da tecnologia foi ainda maior, somente admitido porque a tecnologia permite uma grande propaganda ambiental. Para tornar a tecnologia mais barata e atrativa aos arquitetos, devem ser produzidos módulos em série que melhor se adaptem às suas ideias, com cores e formas variadas (HAGEMANN, 2004).

Alguns exemplos de BIPV também podem ser encontrados no site da SDA (*Solar Design Associates*), sociedade fundada pelo designer Steven Strong que trabalha com BIPV nos Estados Unidos (SDA, 2011). Os projetos de BIPV executados por esta sociedade contam

com arquitetos, engenheiros e construtores, resultando em edificações com desempenho técnico e qualidade estética. As ações do grupo ocorrem em BIPV e BAPV incluindo também integrações de energia eólica e aquecedores solares. As integrações deste grupo também foram analisadas na etapa de caracterização arquitetônica dos BIPVs.

Língs úteis:

Site do SDA: <http://www.solar design.com>

A arquiteta norueguesa Anne Grete Hestnes trabalha com as integrações arquitetônicas de módulos fotovoltaicos exigindo também outras estratégias de eficiência energética para classificá-los como edifícios solares. O projeto de edifícios solares deve ser um projeto integral, holístico, onde a edificação tenha análise do seu ciclo de vida, uso de recursos naturais, cálculo de emissões, qualidade arquitetônica, conforto ambiental no seu interior e também funcionalidade. Estas características são baseadas na lista de critérios de um grupo da IEA (Task 23). Hestnes também defende que com um projeto adequado, poderia ser modificado o conceito de que a melhor integração arquitetônica é aquela onde o módulo não aparece, para considerar como melhor integração aquela em que a integração do módulo é visível e valorizada (HESTNES, 1999).

Língs úteis:

Site de pesquisa em Edifícios Zero com publicações de Hestnes:
<http://www.zeb.no>

Analisando cerca de 300 edificações listadas em sites de divulgação (IEA, 2012), foram percebidas algumas características comuns entre as edificações existentes no mundo com integração fotovoltaica. No geral a maior parte destas edificações está localizada na Europa, com uso institucional, foram construídas prevendo a integração fotovoltaica, com projetos de arquitetura convencional, ocupam apenas parte da face onde estão instaladas, preferencialmente nas coberturas, em faces planas e opacas, com inserção de módulos com moldura de silício multicristalino em edificações de alvenaria ou concreto. No geral as edificações apresentaram características tradicionais ou comuns à arquitetura em geral. Ou seja, mesmo os módulos sendo uma tecnologia não convencional na sua utilização com a arquitetura, eles são em sua maioria integrados em edificações comuns. Percebe-se que as características específicas dos módulos não são aproveitadas para sua integração, como a utilização de módulos curvos, ou transparentes, nem mesmo sua utilização com materiais mais contemporâneos como o vidro e o metal. Assim, tem-se um cenário atual onde a maioria das composições ainda resulta na integração fotovoltaica como um elemento alheio à arquitetura tendo valor apenas tecnológico de geração de energia limpa. Mas alguns exemplares já demonstram que é possível a utilização dos módulos como elemento de composição da arquitetura, possibilitando, além de contribuir no caráter sustentável da edificação, agregar qualidade formal à tecnologia.

Alguns projetos de integração fotovoltaica à arquitetura merecem destaque pela inovação dos projetos no design e integração da sustentabilidade da edificação. A proposta do BedZED, uma estrutura de comunidade que agrega várias tecnologias de arquitetura sustentável para ser um dos primeiros edifícios com emissões neutras de Londres.



*Figura 10 – Conjunto BedZED com instalação de sistema fotovoltaico na cobertura.
Fonte: <http://inhabitat.com/bedzed-beddington-zero-energy-development-london/>*

Líinks úteis:

Publicação sobre BedZED: <http://inhabitat.com/bedzed-beddington-zero-energy-development-london/>

Outro expoente nesta área é Mario Cucinella, um arquiteto italiano que atua no projeto de edificações com integração de vários elementos de sustentabilidade (telhados verdes, reuso das águas servidas e água da chuva, iluminação natural, controle do calor e sistemas fotovoltaicos, como vistos na Figura 11 e Figura 12). Entre os edifícios BIPV projetados por ele estão o SIEEB (*Sino-Italian Ecological and Energy Efficient Building*) em Pequim possui o sistema fotovoltaico nos brises que sombreiam os terraços e é um ícone em redução do consumo de CO₂ na edificação (redução de 58% em relação a um edifício comum na China).

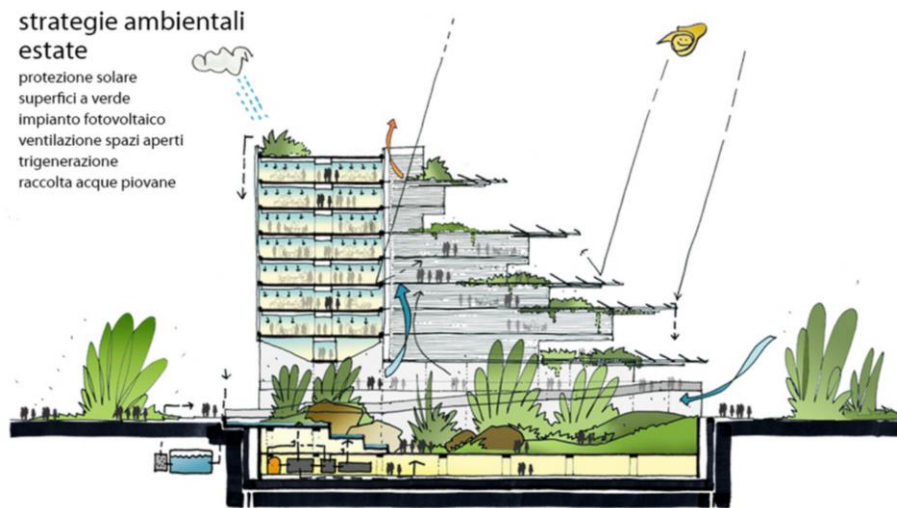


Figura 11 - Estratégias ambientais do SIEEB.

Fonte: www.mcarchitects.it



Figura 12 – Edifício SIEEB com inserção dos módulos fotovoltaicos nos brises.

Fonte: www.mcarchitects.it

Líinks úteis:

Site do escritório de Mário cucinella: <http://www.mcarchitects.it>

Além do SIEEB, outro BIPV projetado por Cucinella é ARPT *New Headquarters* (Autorité de Régulation de la Poste et des Télécommunications) na Argélia. A forma do edifício foi pensada a partir da forma das dunas no deserto e possui antigas estratégias bioclimáticas antigas para resfriamento do edifício, voltado ao norte (face contrária ao equador para o hemisfério norte) e em forma côncava para aproveitar os ventos frios da noite. Os módulos fotovoltaicos recobrem cerca de 2.500m² da face voltada ao sul, como visto na Figura 13 e Figura 14.

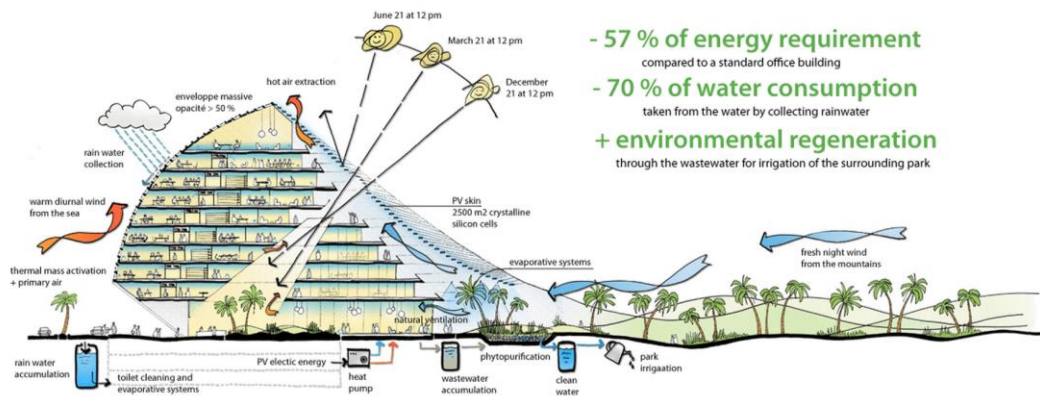


Figura 13 – Estratégias bioclimáticas do ARPT.

Fonte: www.mcarchitects.it



Figura 14 – Perspectiva do ARPT mostrando os módulos fotovoltaicos na face plana.

Fonte: www.mcarchitects.it

Outro exemplo bastante interessante é a Arena Olímpica Kaohsiung, projetado pelo arquiteto Toyo Ito, ganhador do prêmio Pritzker em 2013. O estádio em forma de serpente é comumente citado como uma dos BIPVs mais inovadores, como visto na Figura 15. O estádio possui uma potência instalada próxima à 1MWp e produz anualmente cerca de 1,14 milhões de kWh, o que refere-se a uma geração próxima a 98% do máximo teórico para o local.



*Figura 15 – Estádio Nacional de Kaohsiung.
Fonte: Urban Development Bureau - Kaohsiung*

Língs úteis:

Vídeo sobre o estádio: <http://www.youtube.com/watch?v=bkltl-mpiZ8>

Salienta-se que muitos BIPVs atuais têm trabalhado na inserção da tecnologia como um elemento condicionante de projeto, resultando em sistemas fotovoltaicos com alta performance em geração de energia elétrica, o que desmistifica alguns pensamentos de que a integração fotovoltaica na edificação é meramente pela inserção da sustentabilidade (sem compromisso estético nem desempenho energético satisfatório). Observa-se que as integrações fotovoltaicas à arquitetura podem ser elementos que contribuem com a qualidade da edificação, e não elementos alheios à forma ou depreciativos, como citam alguns autores sobre o Estádio Nacional de Kaohsiung.

Talvez as placas, cujo posicionamento provavelmente não é o mais eficiente para captação de luz, não sejam um exemplo de produção de energia renovável, mas de fato formam uma das mais belas manipulações de um equipamento que normalmente se constitui como um trambolho nos projetos de cobertura (FLORENCE, 2013).

3.2. Edifícios solares no Brasil

No Brasil já existem algumas instalações fotovoltaicas com integração à edificação, vários deles desenvolvidos pelo Grupo Fotovoltaica-UFSC (FV-UFSC, 2014). Como exemplos de BAPVs, edificação com inserção da tecnologia fotovoltaica após a construção do edifício, tem-se as edificações da Tabela 5. E como exemplares de BIPV projetados em conjunto com o grupo são apresentados os edifícios da Tabela 6.

Tabela 5 – Edificações tipo BAPV no Brasil, desenvolvidas em parceria com o grupo Fotovoltaica UFSC. Fonte: FV-UFSC (2014)

Edificação	Imagem
Primeiro sistema do Brasil integrado à arquitetura e interligado à rede elétrica pública. Potência instalada: 2,015 kWp. Instalado em 1997.	
Sistema com 80 módulos de silício amorfo flexíveis com 128 Wp cada, instalado sobre a cobertura (instalado em 2004). Sistema fotovoltaico autônomo denominado 'Posto solar' para alimentação de veículos elétricos (cobertura curva na parte inferior direita da fachada, instalado em 2005). Sistema fotovoltaico autônomo para alimentação da iluminação de emergência (6 módulos aplicados na esquerda da fachada, instalado em 2007).	
Sistema Tractebel – Aeroporto Hercílio Luz com sistema fotovoltaico interligado à rede elétrica pública. Instalado em 2009.	

Edificação

Imagem

Estádio Pituacu. Projeto instalado em 2011 com módulos sobre a cobertura das arquibancadas, estacionamento e estruturas de apoio.



Fonte: www.projetoamericadosol.org

Estádio do Mineirão. Módulos sobre cobertura instalados em 2013.



Fonte: CEMIG

Tabela 6 – Edificações brasileiras do tipo BIPV apoiadas com participação do grupo FV-UFSC. Fonte: FV-UFSC (2014)

Projeto Casa Eficiente Eletrosul. Instalado em 2006 com potência de 2250Wp e conectada à rede elétrica (localização dos módulos na parte central da cobertura e coletores solares térmicos nas coberturas laterais).



Posto solar com sistema fotovoltaico interligado à rede elétrica pública. Potência instalada: 2450 Wp. Instalado em 2008.



Fonte: www.zeppini.com.br

Sistema fotovoltaico interligado à rede elétrica pública em Espaço de Convivência para os alunos do Colégio de Aplicação UFSC. Instalado em 2009.



Sistema fotovoltaico interligado à rede elétrica pública no Espaço de Estar do Hospital Universitário UFSC. Instalado em 2009.



Sistema Estacionamento
ELETROSUL, em operação desde
2009 com potência 12kWp em
conexão à rede elétrica pública



Links úteis:

Vídeo com apresentação do Projeto Eletrosul-1MW de

Florianópolis: <http://www.youtube.com/watch?v=IAQD7NJjGvk>

Grupo fotovoltaica-UFSC: <http://www.fotovoltaica.ufsc.br/projetos>

Vídeo com apresentação de alguns BAPVs e sistemas fotovoltaicos
realizados em parceria com o Grupo FV_UFSC:

<http://www.youtube.com/watch?v=1ltqjoGf0Is>

Acompanhamento da geração do sistema Estacionamento

ELETROSUL:

www.sunnyportal.com/Templates/PublicPagesPlantList.aspx

4. TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O aproveitamento da energia solar utiliza como base a irradiação solar recebida pela Terra e pode ser aproveitada de três formas: energia solar passiva, feita através da arquitetura bioclimática, que projeta a edificação para receber a incidência solar para iluminar, aquecer e direcionar o ar nos ambientes internos; a energia solar térmica, que utiliza a irradiação solar para aquecimento de fluidos que poderão ser utilizados diretamente (aquecimento de água para consumo em banheiros, cozinhas e lavanderias) ou indiretamente (aquecimento de fluidos para movimentar turbinas a vapor); ou a energia solar fotovoltaica, que converte diretamente a irradiação solar em energia elétrica.

Links úteis:

Vídeo sobre geração fotovoltaica:

<http://www.youtube.com/watch?v=S7XuLW1QZew>

Site do instituto ideal que atua na promoção da tecnologia:

<http://institutoideal.org/>

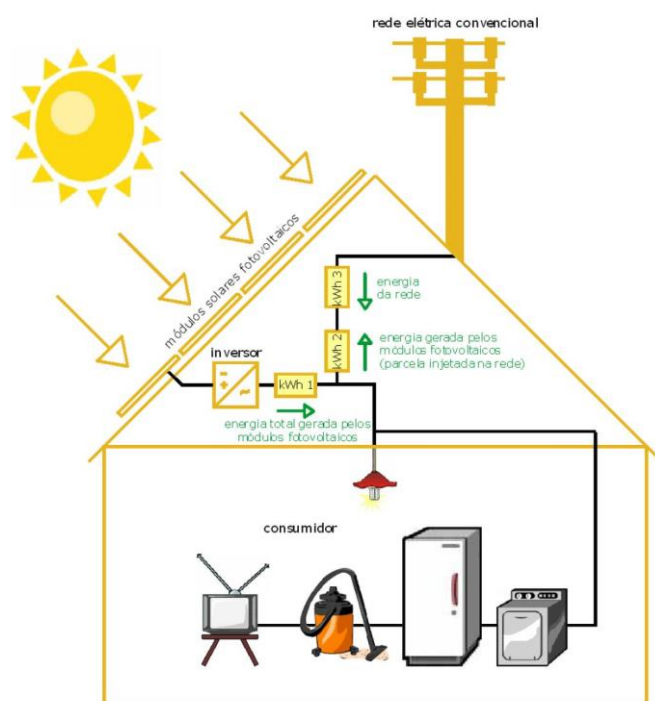
Os dispositivos utilizados para a conversão da energia solar em energia elétrica são as células fotovoltaicas, que convertem diretamente a irradiação solar em energia elétrica, não utilizando qualquer tipo de combustível fóssil, nem gerando degradação ambiental no local de seu uso final. Como o efeito fotovoltaico só ocorre na presença de luz, só há geração de energia durante o dia, sendo, portanto, uma fonte que não apresenta geração à noite e apresenta reduções significativas em dias chuvosos ou nublados.

A tecnologia de geração energética a partir da conversão fotovoltaica é feita através dos módulos fotovoltaicos. Cada módulo apresenta um conjunto de células fotovoltaicas que, unidas, promovem a geração de energia elétrica. Ao unir vários módulos em um arranjo, o sistema compõe um painel, que pode ser instalado em uma edificação ou sobre o solo (RÜTHER, 2004).

Embora para alguns a tecnologia fotovoltaica ainda possa parecer novidade, a IEA (Agência Internacional de Energia) em 1995 apresenta o estado da arte da tecnologia como estando desenvolvida e com uma durabilidade de cerca de 30 anos de funcionamento, já tendo sido aplicada em várias instalações (IEA, 1995). A tecnologia FV também apresenta a vantagem de ser modular, podendo ser usada de miliwatts a megawatts (MW), facilitando as instalações descentralizadas. Em relação aos locais de utilização, a tecnologia apresenta-se como universal, não sendo uma fonte pontual, que apresente potencial somente em zonas específicas, mas apresenta um desempenho modular de acordo com os níveis de irradiação característicos do local.

A instalação de um sistema fotovoltaico abrange desde os módulos de geração fotovoltaica até a fiação que ligará o sistema às cargas ou à rede elétrica. Em uma instalação interligada à rede elétrica normalmente o sistema é formado pelos painéis solares, fiação, sistema conversor CC-CA (corrente contínua em corrente alternada), também chamado de inversor, proteções e conexões. Os módulos solares normalmente apresentam tensão máxima de 20 V, apropriados para ligação em baterias de 12 V, quando o sistema é autônomo. Para se atingir as potências de projeto são feitas as associações em série e em paralelo, que devem

ser adequadas às características dos inversores. O sistema conversor, ou o inversor, é utilizado para fazer a conversão de corrente contínua (CC), gerada pelos módulos, para corrente alternada (CA), padrão utilizado na maioria dos equipamentos elétricos, e também para disponibilizar a tensão na frequência da rede. Neste caso são chamados de sistemas interligados à rede elétrica convencional, sistema que é regulamentado pela legislação atual e funcionam de modo similar a Figura 16. Maiores informações sobre o modo de conexão à rede elétrica podem ser encontrados no Apêndice 1.



*Figura 16 – Diagrama de funcionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica convencional.
Fonte: Rüther (2004).*

As células fotovoltaicas podem ser feitas de vários materiais: silício (S), telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS), dentre outros (RÜTHER, 2004). Cada material que compõe a célula fotovoltaica caracteriza uma tecnologia que possui eficiência e possibilidade de integração diferenciada. Existem três gerações da tecnologia e cada uma delas apresenta características específicas. As células de primeira geração são de silício cristalino, que atualmente domina o mercado; a segunda geração da tecnologia são os módulos de filmes finos, que apesar da menor eficiência permitem maior flexibilidade na instalação; e a terceira geração é composta pelas células orgânicas e de corantes sensibilizados, ainda pouco disponíveis comercialmente para a construção civil.

Dentre as tecnologias existentes, o silício cristalino está dominando o mercado atualmente, devido à sua maior eficiência de conversão, o que permite maior potência instalada em pequenas áreas disponíveis. As células podem ser fabricadas de material monocristalino ou multicristalino, que diferem no arranjo dos átomos da composição e, assim, na eficiência de conversão. As células de silício monocristalino (c-Si) são fabricadas a partir da obtenção de um bloco originado de um único cristal, o que o torna bastante eficiente (cerca de 25% em laboratório e entre 15 e 16% quando montadas no módulo fotovoltaico), mas

muito mais caro por seu processo elaborado de fabricação. Por muito tempo o c-Si foi obtido a partir da indústria de semicondutores e tinha qualidade e pureza superiores ao necessário para a tecnologia fotovoltaica. Já o silício multicristalino (m-Si) é fabricado a partir de um bloco de silício com muitos cristais, obtido com um processo mais simples e econômico, mas menos eficiente (20% em laboratório e entre 14 e 15% quando montadas no módulo fotovoltaico) (IEA, 1995; RÜTHER, 2004; MAKRIDES et al., 2010). Adequando-se às necessidades do mercado, o m-Si tornou-se mais usual, apresentando melhor relação custo x benefício.

A utilização do silício multicristalino nas edificações é feita normalmente em módulos rígidos e retangulares, com as células encapsuladas em uma estrutura de vidro, para revestir fachadas ou coberturas planas e opacas. Com um maior espaçamento entre as células de silício, podem ser fabricados módulos semitransparentes, que permitem a passagem da luz para o interior das edificações (Figura 17). Para suavizar o contraste entre áreas opacas e transparentes pode ser utilizada a cobertura inferior do módulo com um material translúcido, que promova a difusão da luz. Já existe também uma tecnologia desenvolvida pela empresa Sunways, que permite uma transparência na própria célula, obtida com cortes a laser na célula, como mostrado na Figura 18 (CHIVELET; SOLLA, 2010). Normalmente a aparência visual dos módulos de silício cristalino é azul brilhante.

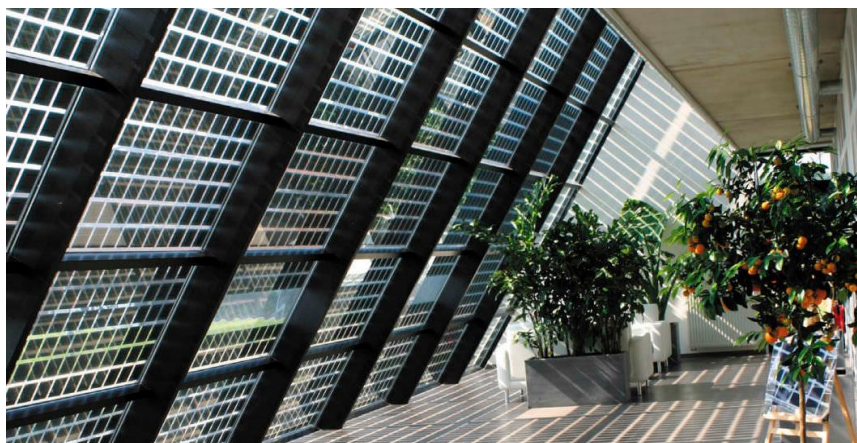


Figura 17 – Módulos com células de silício monocristalino afastadas permitindo a passagem da luz.
Fonte: <http://www.soltech.be>

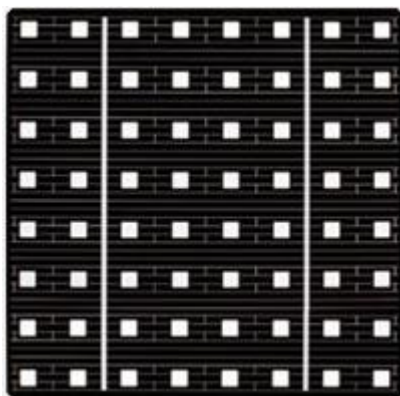
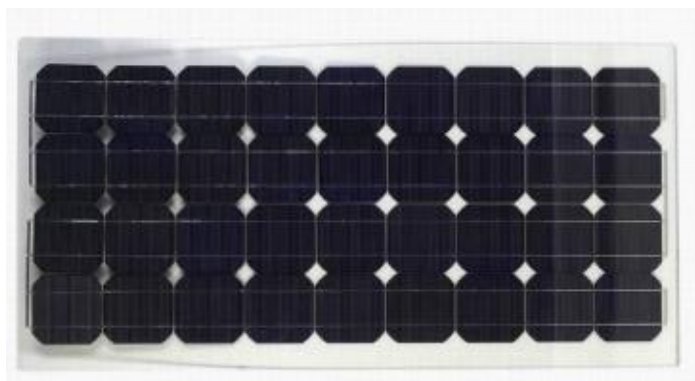


Figura 18 – Células “translúcidas” que permitem a passagem da luz.
Fonte: <http://www.sunways.eu/>

O silício também pode ser utilizado de outra forma nas células fotovoltaicas, como lâminas rígidas de silício monocristalino (Figura 19). O silício monocristalino é obtido a partir da fusão de silício de alta pureza, onde o monocristal é “crescido”. Esse processo deriva em células redondas, fatiadas a partir do monocristal cilíndrico. Pela complexidade tecnológica de cada etapa o custo do produto final também se torna maior.



*Figura 19 – Silício monocristalino à direita.
Fonte: SunnyWorld®*

Outra tecnologia existente é a de filmes finos, que possui uma fabricação com menor temperatura de trabalho e, conseqüentemente, menos energia para fabricação de cada Wp⁴ (IEA, 1995). Os filmes finos apresentam várias possibilidades de integração arquitetônica, possíveis graças à fabricação com utilização de substratos diversos: vidro, metal, plástico. Deste modo, os módulos de filmes finos podem ser flexíveis, de formas variadas, e ainda são mais leves que os módulos de silício cristalino. A aparência visual destes módulos é de tons opacos, do marrom avermelhado ao preto (CHIVELET e SOLLA, 2010).

Os filmes finos de silício são compostos por silício amorfo (a-Si) depositado num processo por meio de plasma. A camada do material é muito fina, geralmente depositado sobre vidro, ou sobre plásticos e metais flexíveis (Figura 20), podendo ser utilizado em superfícies curvas e até mesmo sobre telhas metálicas ou do tipo *shingle* (Figura 21).

⁴ Wp é a potência nominal dos módulos fotovoltaicos, que indica a potência do sistema testado em laboratório em STC (*Standard test conditions* com irradiação de 1.000 W/m², massa de ar de 1,5 e temperatura da célula de 25°C).



*Figura 20 – Módulo flexível de silício amorfo.
Fonte: Uni-Solar®*



PowerShingle applied on an asphalt shingle roof, UNI-SOLAR, © UNI-SOLAR

*Figura 21 – Módulos flexíveis aplicados sobre telhas shingle.
Fonte: www.unisolar.com*

Outra questão sobre os filmes finos de silício são suas perdas de eficiência nos primeiros anos de utilização. Segundo o efeito Staebler-Wronski (STAEBLER; WRONSKI, 1977), os filmes finos de silício sofrem uma diminuição de sua potência nominal. Isto ocorre no primeiro ano de exposição ao sol e tende a se estabilizar ao fim deste período. Mas este efeito pode ser revertido a qualquer momento se o módulo for exposto por cerca de duas horas a uma temperatura de 150 °C no escuro. Estas considerações levaram a outro estudo sobre sua degradação (RÜTHER et al., 2003) no qual foi discutida a variação da perda de eficiência conforme a temperatura de exposição em que se encontrava o módulo. Os módulos de filmes finos de a-Si apresentam menor degradação quanto maiores forem suas temperaturas de exposição. Assim, módulos operando em climas quentes se estabilizam em potências maiores do que aqueles expostos a climas frios.

Os filmes finos podem ser feitos de vários materiais, como o silício amorfo (a-Si) com eficiência de cerca de 6% a 10%, de CIGS (disseleneto de cobre, gálio e índio com 12 a 19%), ou de CdTe (telureto de cádmio) com 10 a 19%. O CIGS apresenta uma eficiência de até 19,9% e vem encontrando aplicação crescente na integração arquitetônica (MAKRIDES *et al.*, 2010).

Atualmente vem sendo trabalhada uma tecnologia em que as células absorvem várias bandas da radiação solar (*multi-junction*), já que as células comuns só absorvem determinada banda de energia, limitando a eficiência teórica das mesmas em 30%. A tecnologia HIT (*heterojunction with intrinsic thin film*), desenvolvida pela Sanyo, trabalha com a absorção de diversas bandas e permite eficiências ainda maiores, com uma eficiência teórica de até 60% (MAKRIDES *et al.*, 2010). A tecnologia HIT utiliza células compostas de uma lâmina ultrafina de silício amorfo sobre uma base de silício monocristalino. Esta junção de dois materiais faz com que a abrangência do espectro luminoso seja maior, aumentando a eficiência de conversão.

Os corantes sensibilizados são a terceira geração da tecnologia fotovoltaica e aparecem como possibilidades para o futuro, onde terão menor custo e cobrirão grandes superfícies. As células solares sensibilizadas por corante (DSSC do inglês *dye sensitized solar cell*) também convertem a energia solar em energia elétrica, mas utilizam materiais com menor custo que o silício. A fabricação da célula utiliza duas placas de vidro que são cobertas com uma película de material condutor, resultando em um material nanoporoso que é recoberto com corante sensibilizador e então são unidas e seladas as duas faces (NGUYEN *et al.*, 2007).

O dióxido de titânio (TiO₂) é comumente usado como substrato, sendo transparente à luz visível. Os corantes usados nas células permitem a absorção na faixa de onda do visível e também possibilitam cores diversas para o material (AGNALDO *et al.*, 2006), como visto na Figura 22. A eficiência das células é em torno de 6%, menor que as eficiências de outras tecnologias, devido à alta taxa de recombinação do material. A grande vantagem do material está no custo bem menor (o material de maior custo acaba sendo o vidro sobre o qual a célula será depositada), mas exige a utilização de grandes áreas (GREEN, 2004). As pesquisas também avançam no sentido de diminuir a degradação da eficiência do material pela exposição à luz.

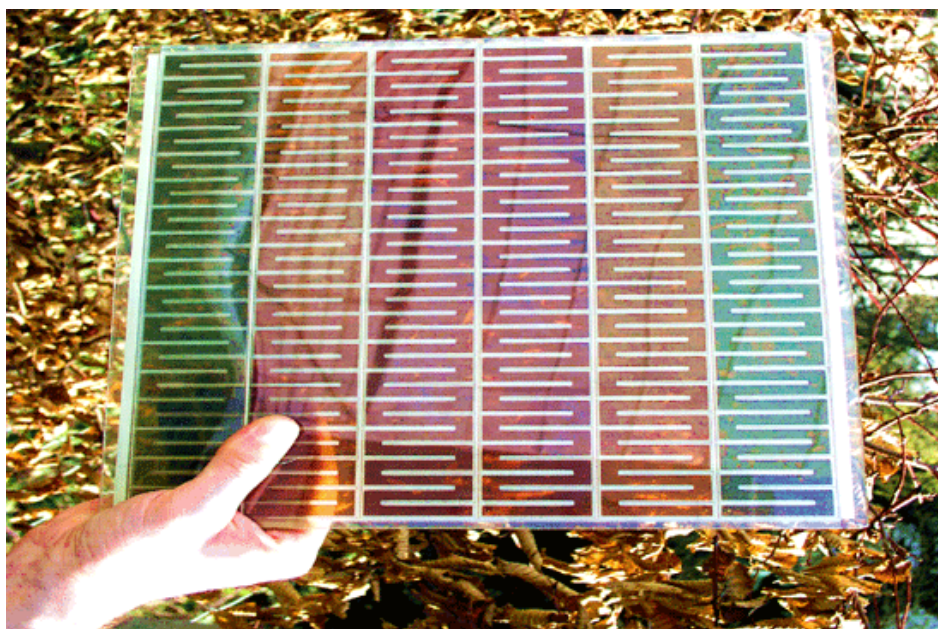


Figura 22 – Células de corantes sensibilizados de diferentes cores em série.

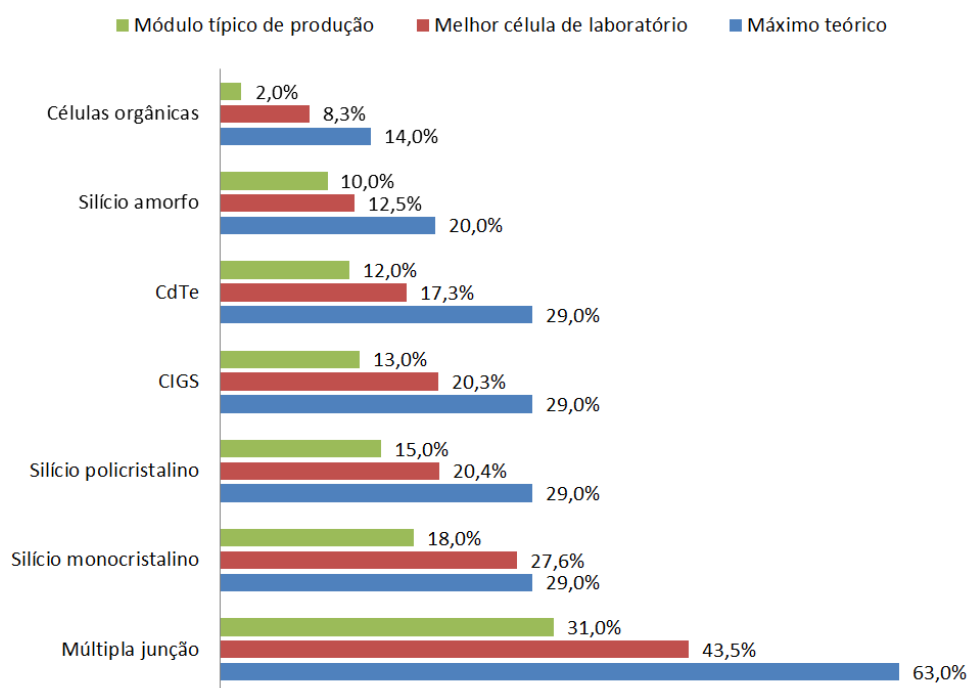
Fonte: <http://www.solarisnano.com/>

A Konarka é uma das empresas que está despontando na utilização das DSSC, com uma tecnologia de impressão do material sensibilizado sobre um polímero flexível. O chamado ‘plástico de energia’ (Power Plastic®) é extremamente fino, leve e flexível, e ainda é chamado de material orgânico por ser 100% reciclável (KONARKA, 2011). Outra empresa que está atuando no mercado de células de terceira geração é a Dyesol, que também fabrica produtos com células sensibilizadas (DYESOL, 2011). A Dyesol salienta a utilização da tecnologia em locais não ótimos para instalação da tecnologia, já que a mesma é capaz de produzir energia de forma satisfatória em superfícies que recebem baixa irradiação. Deste modo, esta terceira geração de células possibilita também maior integração com a arquitetura, já que aumentaria a utilização de faces com menor ganho de irradiação solar.

As eficiências máximas obtidas pelas tecnologias, seja em laboratório ou disponíveis no mercado, são regularmente publicadas (GREEN et al., 2013). Na Tabela 7 apresentam-se as maiores eficiências de cada tecnologia em laboratório. Na Figura 23 observam-se as diferenças de eficiência entre o máximo teórico para cada tecnologia e o já atingido em laboratório e em módulos comerciais.

Tabela 7 – Eficiências medidas em STP de células solares. Adaptada de (GREEN et al., 2013).

Tecnologia	Eficiência	Fabricante
Si (Silício cristalino)	25 ($\pm 0,5$)	UNSW PERL
Si (Silício multicristalino)	20,4 ($\pm 0,5$)	FhG-ISE
GaAs (filme fino)	28,8 ($\pm 0,9$)	Alta Devices
CIGS (célula)	19,6 ($\pm 0,6$)	NREL
Si (amorfo)	10,1 ($\pm 0,3$)	Oerlikom Solar Lab
Corantes sensibilizados	11,9 ($\pm 0,4$)	Sharp
Orgânica (filme fino)	10,7 ($\pm 0,3$)	Mitsubishi Chemical
InGaP/GaAs/InGaAs (múltipla junção)	37,7 ($\pm 1,2$)	Sharp
a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	13,4 ($\pm 0,4$)	LG Electronics



*Figura 23 – Eficiências de cada tecnologia.
Fonte: Adaptado NREL (2013).*

Links úteis:

Mais informações sobre eficiência de módulos no site do NREL
(National Renewable Energy Laboratory) <http://www.nrel.gov/>

Outra tecnologia que vem ganhando espaço são os concentradores solares, que utilizam materiais com características óticas de lentes ou espelhos para direcionar maior quantidade de irradiação solar para uma área menor de células fotovoltaicas. A vantagem deste sistema está em ‘concentrar’ mais energia em uma área menor, reduzindo os custos de grandes áreas de semicondutores. Assim, podem ser utilizadas tecnologias nobres, com alta eficiência. Os problemas desta tecnologia estão no seu funcionamento, já que para aumentar a concentração o sistema requer acompanhamento do movimento solar (MAKRIDES et al., 2010) e cuidados para evitar o superaquecimento da superfície semicondutora.

4.1. Módulos fotovoltaicos

Para a instalação de um sistema fotovoltaico, as células são unidas em módulos, uma estrutura que também caracteriza o tipo de integração que será possível realizar com o equipamento.

Os módulos possuem características elétricas expressando potência, tensão e corrente em STC (*Standard Test Condition*⁵, ou condições padrão de testes) e também em situações extremas, de curto-circuito e de circuito aberto. Eletricamente os módulos podem ser agrupados em série (mantendo a corrente e somando as tensões) e em paralelo (mantendo a tensão e somando as correntes). A combinação dos módulos em série e paralelo

⁵ *Standard Test Conditions* ou Condições padrão de teste em laboratório, com irradiação de 1.000 W/m², massa de ar de 1,5 e temperatura da célula de 25°C.

é que dá a caracterização total do arranjo. As características mecânicas dos módulos podem apresentar as células em módulos rígidos ou flexíveis, dependendo do substrato que fará o encapsulamento que protege as células (IEA, 1995). Os módulos ainda podem ser opacos ou semitransparentes (esses últimos costumam ter menor potência, já que a transparência é obtida pelo maior afastamento entre as células em uma mesma área). Dentre as características mecânicas dos módulos ainda é indicado se o módulo possui moldura ou não, seu peso e o tipo de terminal utilizado (RÜTHER, 2004).

Antes dos módulos serem considerados pelos arquitetos, existem alguns critérios básicos que os módulos devem cumprir para que possam ser utilizados como vedações de edifícios em substituição a outros materiais (CHIVELET e SOLLA, 2010):

- A primeira questão é a vida útil do módulo, que deve ser compatível com a vida útil da edificação, cerca de 30 anos. Neste período o módulo deve responder bem a cargas de ventos, água, dilatações e impactos e manutenções. As fachadas devem sempre possuir um controle da permeabilidade do ar, para que seja minimizado o gasto com climatização. A permeabilidade à água também deve ser observada, utilizando juntas entre os módulos para evitar a passagem de água para o interior da edificação, ou pode também ser utilizada uma segunda barreira sob os módulos para garantir a estanqueidade interna;
- Os módulos também agem como elementos de fachada que podem contribuir para a perda ou ganho de calor. Para materiais de vedação é interessante que sejam isolantes, para evitar ganhos de calor pela irradiação solar no verão, e perdas de calor no inverno. Mesmo sendo fabricados com vidro e outros materiais pouco isolantes, é útil que os módulos tenham um desempenho satisfatório para não comprometer a eficiência energética da edificação;
- A segurança e a resistência dos módulos também devem ser compatíveis com a utilização nas edificações. Isto porque a quebra de vidros por defeito no material ou acidentes ocasiona risco para os ocupantes da edificação. Deste modo os módulos em vidro aplicados como única vedação exterior devem ser especificados com maiores desempenhos de resistência física;
- O desempenho acústico dos módulos está relacionado à composição do vidro e à passagem de ar pelas juntas de fixação e vedação. Como o vidro não tem grande massa que garanta o isolamento acústico, o melhor desempenho pode ser alcançado colocando uma camada de algum material com maior massa. Se não for possível a criação de uma segunda camada isolante, pelo menos deve ser feita vedação de ar nas juntas entre os vidros e nos pontos de fixação, já que a passagem de ar possibilita também a passagem do som.
- Outro detalhe de desempenho que os vidros dos módulos devem apresentar é resistência às tensões térmicas que ocorrem no mesmo. Isto porque o vidro se dilata com o calor recebido da irradiação solar, variando seu tamanho. Alguns pontos da superfície do vidro que não recebam a mesma carga térmica, como as zonas sombreadas, sofrem menor dilatação, provocando uma grande tensão interna que pode resultar em fratura do material. Assim o cuidado com o sombreamento dos módulos deve ser duplo, já que a sombra impede a geração fotovoltaica e também pode ocasionar danos físicos ao material.

No mercado atual há uma grande disponibilidade de módulos fotovoltaicos em relação às suas características físicas e elétricas. O INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia Qualidade e tecnologia) apresenta uma relação de módulos cadastrados dentro do Programa Brasileiro de Etiquetagem (INMETRO, 2013). Disponíveis nas Tabelas de Consumo/ Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos – Módulos (edição 05/12). O programa de etiquetagem classifica os equipamentos em níveis de A até E de acordo com sua eficiência de conversão. A eficiência dos módulos classificados como A é para aqueles com eficiência acima de 13,5% para módulos de silício cristalino. Para os módulos de filmes finos a classificação A é dada para módulos com eficiência acima de 9,5%.

No Anexo 1 são apresentadas as características técnicas dos módulos cadastrados pelo INMETRO em 2013. Estas tabelas sofrem alterações anuais, assim salienta-se que o ideal para especificações de projeto é a utilização dos catálogos disponibilizados pelos fabricantes, já que pode haver alterações técnicas em cada lote de produção e adaptações com o passar dos anos.

Língs úteis:

Tabelas do INMETRO:

http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/Fotovoltaico_Modulo.pdf

Mapa de empresas fornecedoras de material:

<http://www.americadosol.org/fornecedores/>

Outras possibilidades de módulos fotovoltaicos surgem a todo momento, com opções mais adequadas às características arquitetônicas ou diferentes parâmetros elétricos. No site <http://solarintegrationsolutions.org/> é possível encontrar várias opções de módulos desenvolvidos especialmente para facilitar as integrações na arquitetura, inclusive com opções de módulos com geração fotovoltaica e coletor solar térmico integrado. Alguns outros tipos de módulos existentes são: tipo telhas shingle (Figura 24) ou telhas cerâmicas e onduladas (Figura 25), onde o próprio encaixe entre as telhas faz a conexão elétrica entre os módulos; módulos que substituem materiais para vedação de fachadas cegas (Figura 26), ou módulos que substituem vidros para vedações translúcidas (Figura 27).

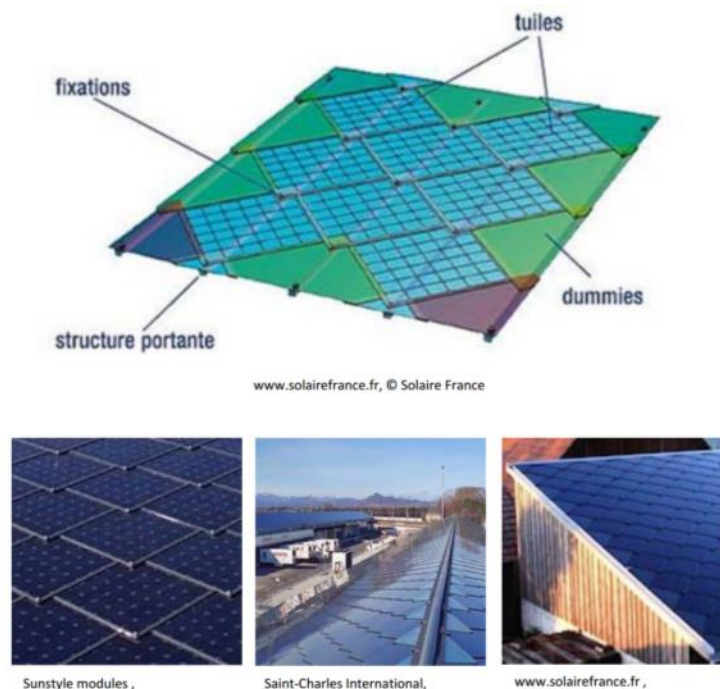


Figura 24 – Módulos com forma de telhas que utilizam módulos 'dummies' que não tem função elétrica, apenas estética para completar a forma dos painéis.
 Fonte: solarintegrationsolutions.org

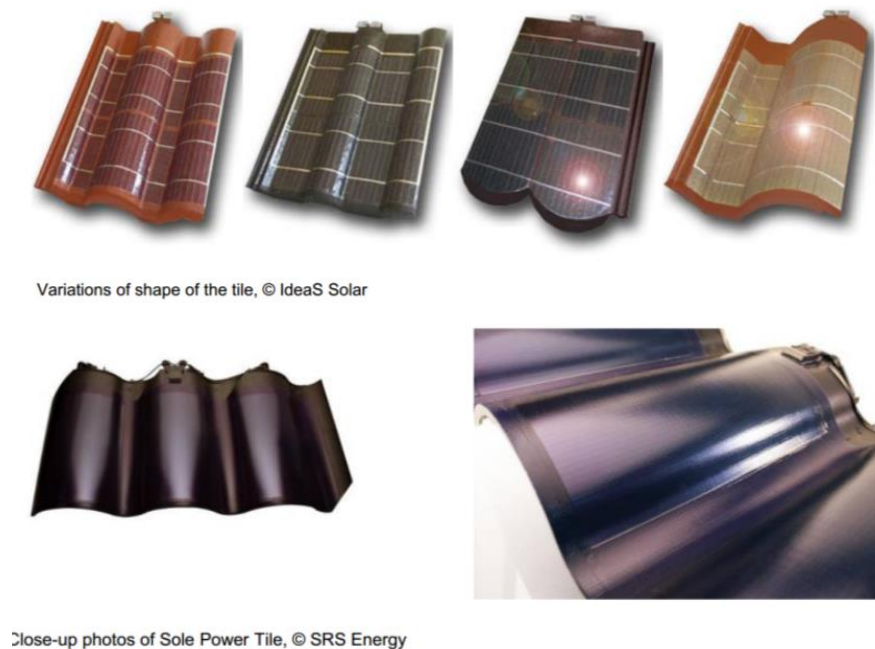
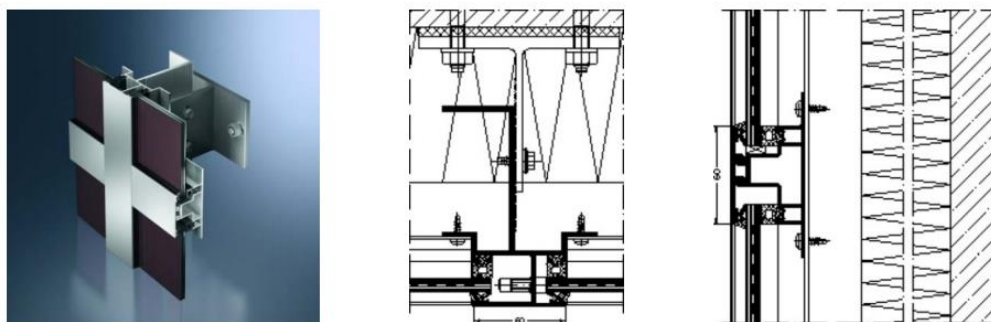


Figura 25 – Módulos integrados em telhas cerâmicas onduladas.
 Fonte: solarintegrationsolutions.org



Façade SCC 60 with Schüco façade module ProSol TF

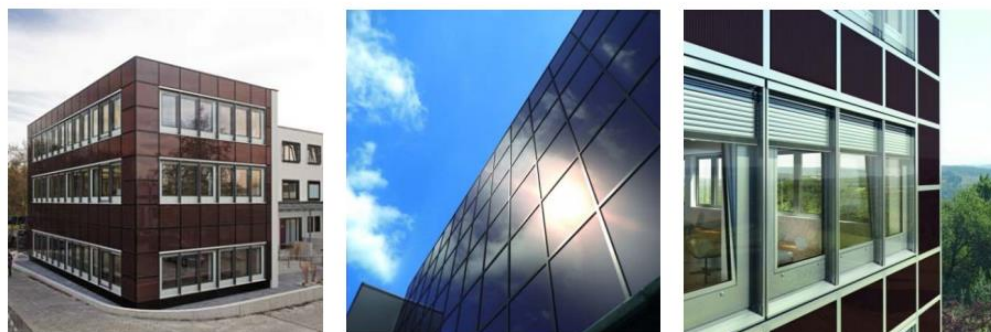


Figura 26 – Módulos integrados nas fachadas em substituição aos vidros ou outras vedações planas opacas.
Fonte: solarintegrationsolutions.org

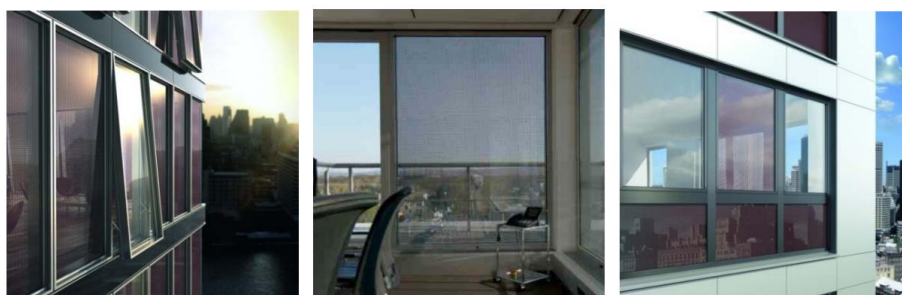


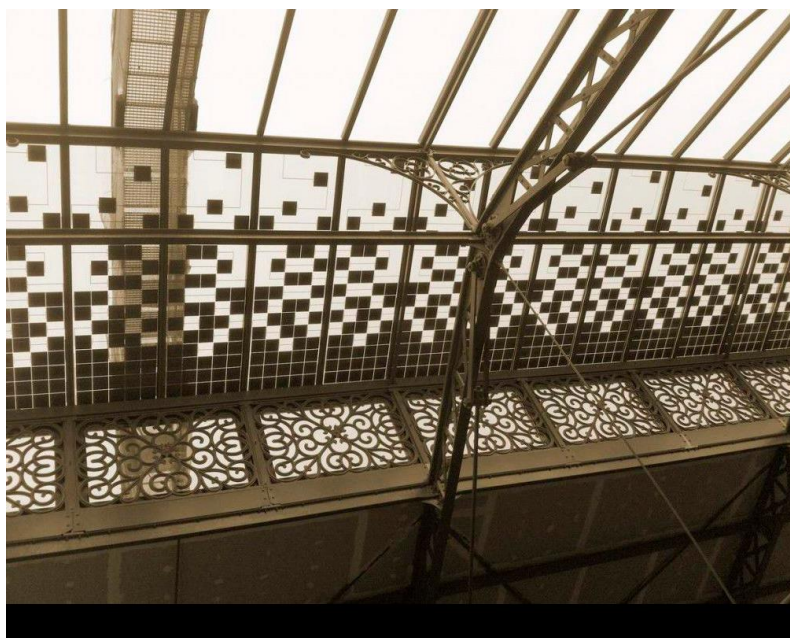
Figura 27 – Módulos em substituição a vidros e materiais translúcidos que permitem a passagem de parte da luz.
Fonte: solarintegrationsolutions.org

Módulos coloridos já são opções relativamente comuns, como as de silício policristalino vistas na Figura 28.



*Figura 28 – Células coloridas de silício policristalino nas cores esmeralda, bronze, outro e prata.
Fonte: <http://www.sunways.eu/>*

Também têm surgido algumas opções de módulos com células com afastamentos diversos entre si, criando diferentes padrões de percepção e composição, podendo ser feitos sob medida e por encomenda do cliente, como a Figura 29 que apresenta uma interessante solução para uso dos módulos em edificações com traçados mais tradicionais.



*Figura 29 – Exemplo de módulo com células em afastamento diverso criando uma nova hachura de composição.
Fonte: <http://www.archiexpo.com/prod/soltech/transparent-monocrystalline-photovoltaic-solar-panels-roof-systems-84068-1277015.html>*

4.2. Mercado fotovoltaico

O mercado fotovoltaico tem estado em expansão nos últimos anos, contribuindo para a geração de energia renovável no mundo com preços mais atrativos aos consumidores. De 2010 a 2012 a energia solar fotovoltaica passou de 40 para 100 GW instalados no mundo, sendo uma das energias alternativas com maior crescimento percentual (REN21, 2013).

A produção mundial atualmente é dominada pela tecnologia de silício multicristalino, já que possui processo mais barato que a tecnologia monocristalina e com rendimentos significativos. O caminho de evolução da tecnologia tem buscado a redução da espessura das células, melhoras na eficiência de conversão e, principalmente, redução dos custos de produção. O desenvolvimento das formas e tamanhos dos módulos também vem sendo bastante trabalhado, buscando melhores soluções para a integração arquitetônica (CHIVELET e SOLLA, 2010).

A utilização da tecnologia FV integrada à edificação, os BIPVs ou *building integrated photovoltaic* pode proporcionar aumento do valor estético, funcional e ambiental de uma edificação. Estas qualidades estão contribuindo para o crescimento do mercado fotovoltaico e têm sido alavancadas pelas políticas de incentivo, remunerando o investidor de forma a atrair capital privado para esta tecnologia (PAGLIARO et al., 2010).

O relatório de 2011 da IEA (IEA, 2012) apresenta como elemento principal de crescimento do mercado fotovoltaico a instalação em escala no meio urbano. Estas instalações são definidas por instalações pequenas, médias ou grandes, em edificações existentes ou novas, sendo também um ponto de utilização de energia e que contribuem para a descentralização energética na alta densidade do meio urbano. De 2010 a 2013 o mercado cresceu 150% devido aos vários programas de incentivo e diminuição do preço dos sistemas (REN21, 2013). Os agentes desta evolução do mercado fotovoltaico e também responsáveis pela sua continuidade são definidos pela IEA como o setor da construção civil, usuários finais da tecnologia, governo, órgãos financiadores e bancos, indústria fotovoltaica, setor elétrico e setor educacional. É através da participação destes agentes que o mercado fotovoltaico vem obtendo crescimento e desenvolvimento.

O mercado alemão continua sendo o maior da Europa, mesmo que não seja o país com condições climáticas mais favoráveis. Os países com maior insolação têm maior potencial para o uso da energia fotovoltaica para geração de energia limpa, já que a geração dos sistemas FV é determinada pelos níveis de irradiação. O grande desafio de mercado da tecnologia é superar o alto custo inicial de aquisição do sistema. A expectativa para a redução de custos provém das novas tecnologias de fabricação, como os filmes finos e concentradores, e a redução do custo inicial, pela criação de uma economia de escala com demanda crescente (MAKRIDES et al., 2010).

Nos países onde há um programa nacional de incentivo à geração fotovoltaica conectada à rede, o pagamento pela energia gerada pode ser feita de duas formas. Uma delas é o sistema *feed-in-tariff*, onde a conexão fotovoltaica possui um medidor exclusivo para contabilizar a energia gerada e exportada à rede, e a residência possui um medidor que contabiliza somente o consumo. Assim, toda energia gerada pelo sistema FV é injetada na rede, e toda energia consumida é oriunda da rede. No final do mês existem duas faturas, uma a pagar pelo consumo de energia, e outra a receber pela geração fotovoltaica. O sistema *feed-in-tariff* possui a vantagem de poder pagar um valor exclusivo à geração, conhecido como tarifa prêmio, que paga um valor mais alto aos kWh gerados pela fonte alternativa, do que cobra pelos kWh consumidos da geração convencional. O outro sistema de tarifação é o *net-metering*, ou medição líquida. Neste caso a geração fotovoltaica alimenta primeiro a

edificação, e somente o excedente é injetado na rede. Neste sistema pode ser utilizado apenas um medidor bidirecional que irá ‘girar ao contrário’ nas horas em que a geração for superior à demanda, e nas horas em que não houver sol, ou a demanda for superior, o medidor irá girar normalmente (RÜTHER, 2004). No final do mês haverá somente uma fatura que contabilizará a diferença entre a energia gerada e a consumida, gerando uma fatura de débito ou crédito, conforme os níveis de geração e demanda. Neste sistema, a energia FV gerada é tarifada exatamente com o mesmo valor da tarifa convencional, não tendo valorização como energia alternativa.

No Brasil, o uso desta tecnologia teve mais um avanço recentemente, com a Resolução 482 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) que dispõe sobre o modo de conexão à rede e sistema de compensação de microgeração e minigeração distribuída (ANEEL, 2012). Através desta resolução as gerações fotovoltaicas integradas às edificações terão seu retorno financeiro na forma de compensação do consumo de energia elétrica, ou seja, uma forma de *net metering*. Esta regulamentação prevê que a microgeração e minigeração distribuída seja conectada à rede através da edificação da instalação consumidora de modo a compensar a energia consumida. Deste modo, os proprietários de sistemas fotovoltaicos instalados em edificações no Brasil terão um balanço mensal entre seu consumo e sua geração energética. No caso de haver maior geração que consumo, o proprietário pode utilizar esta geração excedente dentro de até 36 meses.

Links úteis:

Resolução ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>

Cartilha de instalação fotovoltaica do Greenpeace:

http://issuu.com/greenpeacebrasil/docs/cartilha_solar_web

O relatório anual da IEA (2010) mostra o desenvolvimento e a utilização da tecnologia FV nos países participantes do grupo. Os países envolvidos no programa fotovoltaico da IEA têm apresentado aumento da participação da tecnologia em suas matrizes energéticas. Nestes casos os programas tipo *feed-in-tariff* foram os mais utilizados, premiando os geradores fotovoltaicos com valores superiores ao valor da tarifa comum. Grande parte dos programas prevê várias faixas para o pagamento das tarifas: quanto menor a potência, maior a tarifa; e a integração arquitetônica também resulta em tarifa maior em alguns casos. Como futuro, muitos países estão investindo na difusão da tecnologia a partir da integração arquitetônica, seja para minimizar especulações de instalações centralizadas, ou para aumentar a geração distribuída. Atualmente os novos países que estão ingressando nestes programas estão trabalhando com o sistema *net metering*, que prevê o mesmo preço para compensação da energia gerada, já que o custo para aquisição dos sistemas fotovoltaicos tem caído consideravelmente. As pesquisas de inovação tecnológica têm se voltado ao aumento da eficiência das células e aos novos tipos de módulos (orgânicos, corantes sensibilizados e nanotecnologia). As pesquisas também têm sido focadas na criação de novos tipos de módulos que possibilitem melhor integração à construção, como telhas FV e módulos curvos.

Na previsão de um cenário futuro, com grande participação da tecnologia fotovoltaica nas redes elétricas, existem algumas considerações a fazer sobre a presença massiva desta fonte na rede elétrica comum. Na geração FV distribuída, a sazonalidade da fonte tem levado a vários estudos para a penetração fotovoltaica na rede (IEA, 2010). As redes existentes,

embora não preparadas especificamente para a injeção fotovoltaica, devem ser analisadas para identificar até que nível e em que locais suportam a inserção de sistemas fotovoltaicos sem prejudicar seu próprio funcionamento. No Brasil já existem estudos que verificaram modos de conexão à rede, principalmente analisando a curva de demanda de diversos alimentadores do sistema elétrico. Alimentadores com curvas similares ao desempenho da tecnologia, ou mesmo alimentadores em pontas da rede de distribuição, apresentam vantagens para utilizarem a contribuição de sistemas fotovoltaicos (JARDIM, 2007; BRAUN, 2010). Ao mesmo tempo, devem ser identificadas as características que a rede deve possuir se já for projetada para permitir a injeção de uma fonte sazonal e como deve operar a rede sem prejudicar o fornecimento aos consumidores. Além de algumas adaptações nas redes, os estudos também apontam para mudanças tecnológicas nos inversores que fazem a conexão entre o gerador fotovoltaico e a rede. Os inversores devem ter tecnologias inteligentes e multifuncionais, permitindo a comunicação com a rede, com topologias que facilitem a injeção da energia fotovoltaica.

Um exemplo bastante interessante do que se busca com a inserção da tecnologia fotovoltaica na geração distribuída brasileira é similar ao recorde de penetração fotovoltaica que a Alemanha atingiu em 2013 (Figura 30). Neste dia, um domingo com demanda um tanto reduzida e com clima parcialmente nublado, a geração fotovoltaica correspondeu a 20% da energia elétrica consumida no dia, chegando em alguns momentos a fornecer 40% de toda energia consumida. Isto demonstra a redução momentânea do uso das fontes convencionais. No caso do Brasil uma aplicação similar é de grande utilidade, já que temos como fontes convencionais as termoeletricas, que poderiam ser desligadas nestes momentos, e também as centras hidrelétricas, que poderiam ter algumas turbinas desligadas e manteriam mais água em seus reservatórios para uso posterior (ao final da tarde, por exemplo).

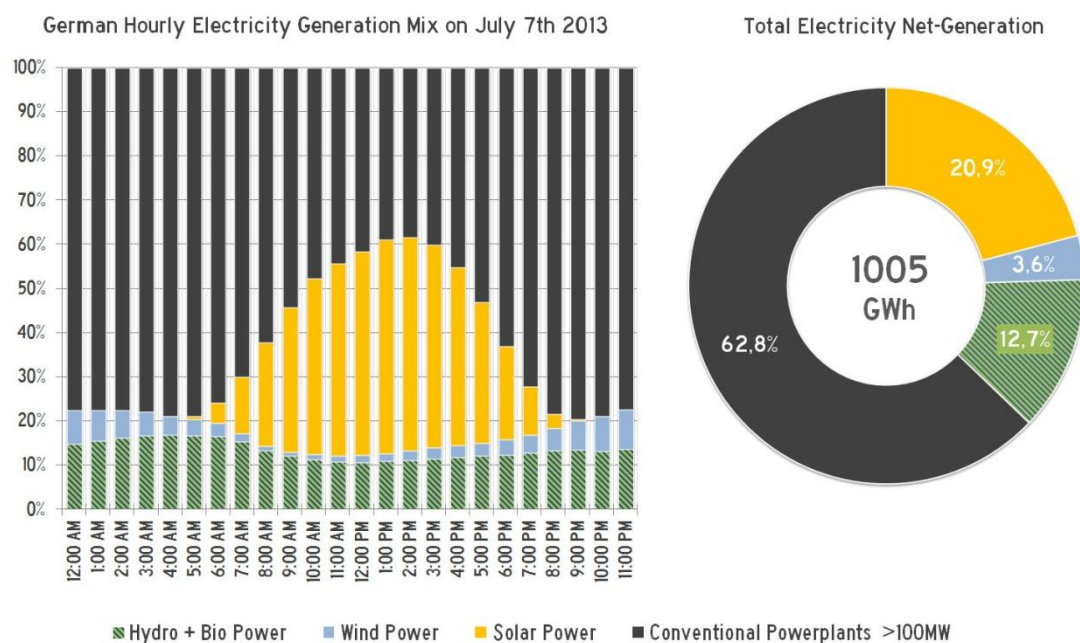


Figura 30 – Participação da energia solar fotovoltaica na demanda de eletricidade da Alemanha.

Fonte: <http://cleantechnica.com/2013/07/12/sunday-solar-sunday-germany-solar-power-record-in-depth/>

Em relação ao cenário esperado pela tecnologia fotovoltaica, de que haverá uma grande participação desta fonte nas redes elétricas convencionais, vê-se uma necessidade de adaptação das redes, principalmente através das Redes Inteligentes e Super-redes. Esta necessidade de adaptação ocorre porque a geração fotovoltaica distribuída será instalada em vários pontos da rede com pequenas potências, funcionando como minigeradores. Deste modo, as conexões poderão ser feitas em qualquer ponto, principalmente junto aos pontos de consumo. Assim a geração fotovoltaica irá contribuir diretamente para a rede de distribuição do sistema, e não para a rede de transmissão, que é o que ocorre com as centrais geradoras (NAIR; ZHANG, 2009). Maiores informações sobre a geração solar fotovoltaica como geração distribuída podem ser encontradas no apêndice 2.

As redes inteligentes são aquelas que permitem o gerenciamento de vários pequenos geradores, mesmo em longas distâncias. Estas redes também controlam as flutuações na demanda e a sazonalidade da geração, priorizando a injeção na rede dos minigeradores fotovoltaicos descentralizados que utilizam uma fonte alternativa, e controlando a geração base das grandes centrais (NAIR; ZHANG, 2009). No caso do Brasil, a rede inteligente disponibilizaria nas horas de sol a geração fotovoltaica, aliviando a geração das hidrelétricas, e assim acumulando água no reservatório para geração posterior. As redes inteligentes têm um funcionamento baseado em uma subestação virtual que controla todos os pontos de geração e demanda. Para o seu bom funcionamento é necessário que todos os elementos ligados ao setor elétrico (geração, transmissão, distribuição e consumo) estejam em consonância. Para permitir este fluxo livre e inteligente de energia é necessário um sistema regulatório que defina bem os papéis e o modo de funcionamento de cada uma das partes.

Enquanto as redes inteligentes controlam o fluxo de geração e o consumo energético, as Super-redes atuam na conexão elétrica entre locais distantes, permitindo que haja fornecimento de energia em um local e que o consumo seja feito a quilômetros dali. As Super-redes inteligentes solucionariam a tendência de uma grande rede rejeitar pequenas gerações e também abrangeriam grandes áreas, permitindo a conexão de ainda mais geradores, pequenos ou grandes (BATTAGLINI et al., 2009).

Além dos desafios tecnológicos, o mercado energético também apresenta algumas barreiras para a disseminação da tecnologia. Muitos países que ocupam as primeiras posições na instalação de sistemas fotovoltaicos tiveram programas governamentais de incentivo, financiando e apoiando as primeiras instalações. Normalmente o maior desafio está em iniciar a utilização da tecnologia no país e criar um mercado nacional. Estes programas que financiam as primeiras instalações proporcionam a criação de um conhecimento nacional sobre o funcionamento e possibilidades da tecnologia. O aumento do consumo nacional reflete-se na diminuição do preço dos sistemas fotovoltaicos, efeito demonstrado na curva de aprendizagem. Alguns pesquisadores (BROWN; HENDRY, 2009) indicam que os programas de governo que financiaram sistemas fotovoltaicos em diversos países tiveram êxito por atuar em três aspectos: criação de informação sobre a tecnologia reduzindo incertezas, criação de um projeto dominante (standartização), e o desenvolvimento tecnológico e profissional ligado à tecnologia.

O crescimento do mercado fotovoltaico trouxe esta tecnologia para o presente, e esta não é mais uma tecnologia do futuro (IEA, 2010), o que em grande parte deve-se à utilização da tecnologia junto às edificações. Mas ainda há muito mercado a ser ocupado pela tecnologia, que dependerá também da integração arquitetônica dos sistemas fotovoltaicos. Com maior qualidade, na forma e no funcionamento dos módulos, haverá mais clientes interessados e maior valorização da utilização da tecnologia fotovoltaica.

Como inovação no uso da tecnologia tem-se apontada a utilização com dupla função dos módulos, que vão além das funções de material de revestimento, chegando agora na dupla função da área que os módulos ocupam. Alguns exemplos interessantes tem sido apresentados na linha da ‘agroenergia’, com a utilização de módulos fotovoltaicos em estufas de produção vegetal (Figura 31), e também alguns projetos na área de paisagismo, como o projeto vencedor para um concurso de sistema fotovoltaico para a universidade de Buffalo nos EUA (Figura 32).



Figura 31 – Produção de plantas ornamentais em estufas com integração fotovoltaica.

Fonte: <http://www.agrinerqie.net/>



Figura 32 – Projeto do sistema fotovoltaico integrado ao paisagismo.
Fonte: http://www.buffalo.edu/ubreporter/archive/2010_08_18/solar_array.html

Líinks úteis:

Empresas brasileiras que trabalham no setor: www.pratil.com.br

Projeto de BIPV aliado à produção agrícola:

<http://www.agrinergie.net/>

Vídeo com apresentação do projeto de sistema fotovoltaico para o paisagismo e monitoramento do sistema:

<http://www.buffalo.edu/sustainability/solar-strand.html>

5. RADIAÇÃO SOLAR

O Sol é a fonte de energia primária na Terra. Além de todos os organismos vivos dependerem dele para realizarem suas funções vitais, é também a partir do sol que a maioria das fontes de energia são formadas. O petróleo, o carvão e outros combustíveis fósseis são formados pela decomposição de plantas e animais, que originalmente obtiveram a energia necessária ao seu desenvolvimento da radiação solar. As usinas hidrelétricas só são possíveis pela existência do ciclo das águas, originado quando a energia solar provoca a evaporação.

Com os questionamentos sobre o uso de combustíveis fósseis e a necessidade cada vez maior de energia disponível, busca-se a utilização direta da energia solar. Esta considerada como uma fonte inesgotável, quando se considera uma escala humana de tempo, tem como desafio a criação de um modo eficiente da conversão da radiação solar em energia útil às necessidades humanas.

Embora pareça uma questão atual, o aproveitamento da energia solar tem sido trabalhado por muitas civilizações, desde a antiguidade. A energia solar já era utilizada mesmo no antigo Egito, citando um onde as “estátuas sonoras” de Amenkoteb III (1455-1419 a.C.) emitiriam sons, produzidos pelo escape do ar aquecido pela radiação solar incidente na estátua, no período de saída do sol. Também é encontrado o aproveitamento da energia solar na secagem de alimentos e no funcionamento das salinas. Os gregos, durante o século V a.C., que tinham escassez de lenha e o carvão, se utilizaram de princípios básicos da arquitetura solar passiva, através da orientação adequada, para aquecer suas residências. No primeiro século d.C., os romanos desenvolveram as técnicas de fabricação de vidro para as janelas, permitindo o ingresso da luz solar em suas edificações. Algumas partes das habitações romanas, como pisos e paredes especialmente fabricadas, tinham a propriedade de armazenar a energia solar, aquecendo o recinto. Na América, as antigas civilizações americanas, incas, maias e astecas, faziam o uso sistemático da energia solar nos seus projetos de habitações. O culto ao Sol também revela a importância que o astro tinha na vida desses povos.

Com o desenvolvimento das civilizações, mais pesquisas foram orientadas no sentido do aproveitamento da energia solar, principalmente na sua utilização térmica. Augustin Mouchot é tido como o precursor moderno da energia solar. Este pesquisador utilizou espelhos côncavos que concentravam os raios solares em um cilindro, provocando a ebulição da água (PERLIN, 2002). Na Exposição Internacional de Paris, em 1878, Mouchot apresentou uma máquina impressora, acionada por um motor solar a vapor. A utilização do efeito fotovoltaico, a conversão direta da energia solar em eletricidade, foi conhecida a partir de 1839. Nesse ano, Becquerel demonstrou a possibilidade da conversão da radiação luminosa mediante a incidência da luz em um eletrodo mergulhado em uma solução de eletrólito. O mesmo foi observado em um sólido em 1877, por Adams e Day com o selênio. A primeira célula solar foi produzida em 1888 a partir do selênio, por Charles Fritts.

A partir da descoberta das possibilidades das tecnologias de aproveitamento de energia solar (térmica ou fotovoltaica), mais estudos foram conduzidos no sentido de aprimorá-las. Atualmente, os avanços tecnológicos e dos processos de fabricação aliados a

políticas públicas de incentivo à disseminação dessas tecnologias permitiram, por exemplo, que países como Alemanha e Espanha tenham 5,57% e 2,79% respectivamente de sua capacidade instalada em geração solar fotovoltaica (IEA, 2012) e Israel tenha cerca de 0,7m² de coletores solares térmicos para aquecimento de água por habitante.

Links úteis:

Site com relatório anuais sobre energias renováveis:

<http://www.ren21.net/>

A irradiação solar que atinge um corpo, um módulo fotovoltaico, por exemplo, é composta por um espectro com diferentes comprimentos de onda. Além dos diferentes espectros a radiação atinge cada corpo de maneira diferente, dividida em radiação direta, radiação difusa e albedo, conforme Figura 33. A irradiação direta é aquela que provém diretamente do sol e atinge o corpo. A irradiação difusa é aquela proveniente da reflexão da atmosfera. O albedo é a irradiação proveniente da refletância da camada de cobertura do solo e de seu uso, como as edificações e seus revestimentos (PEREZ et al., 2003). Os valores de irradiação são unidades de energia disponíveis em uma área e integradas em um período de tempo, sendo derivadas dos valores de irradiância da potência da radiante solar.

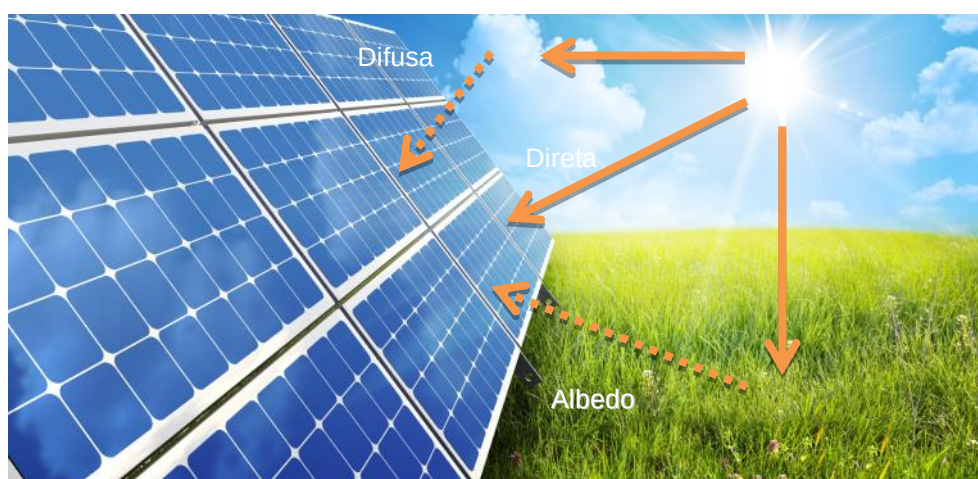
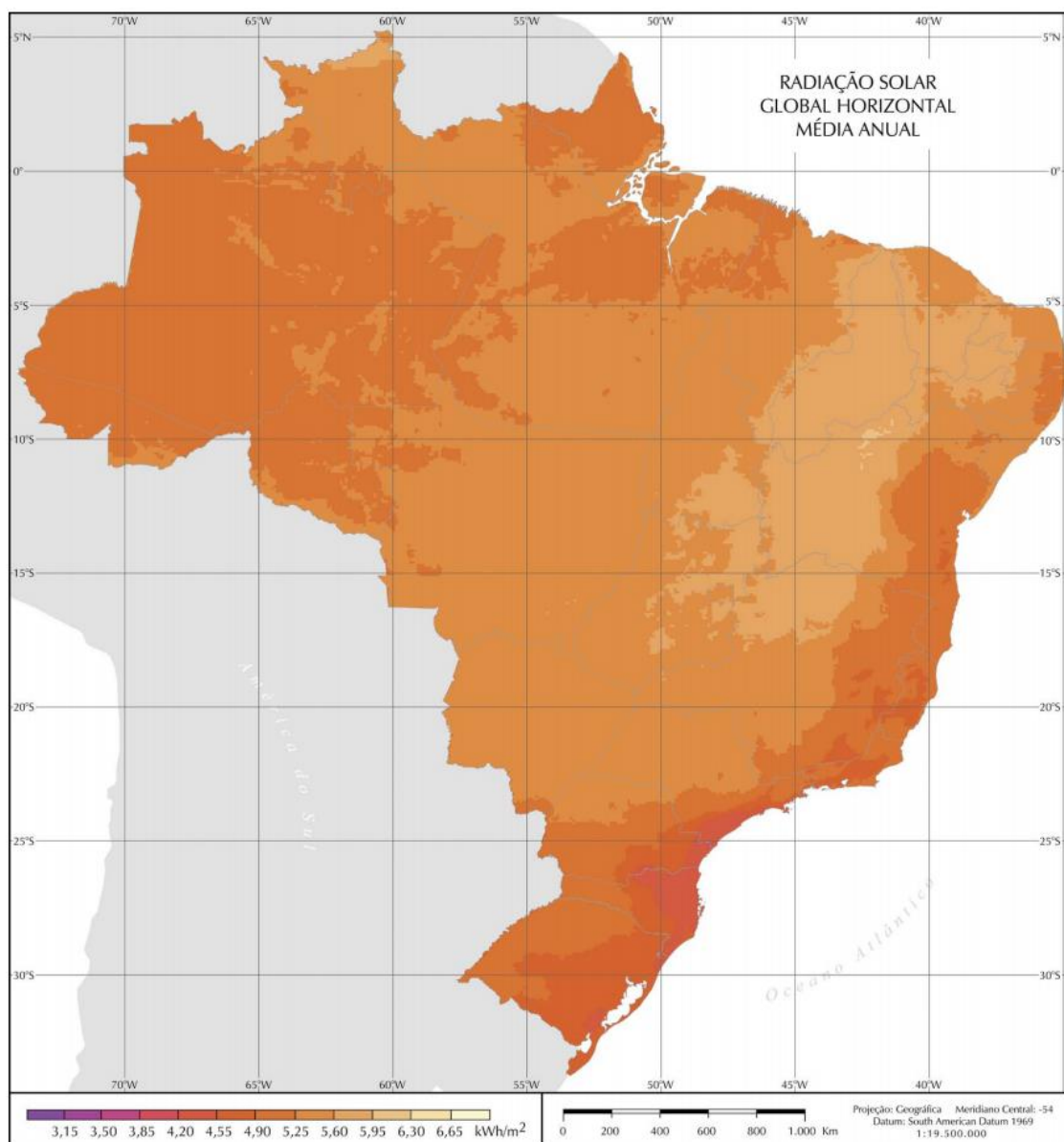


Figura 33 – Modelo de disposição dos componentes da radiação solar que atinge um módulo fotovoltaico

Através das pesquisas do Projeto SWERA e de outras atividades ligadas à medição da radiação solar no Brasil, têm-se os mapas solarimétricos. O mapa na Figura 34 apresenta os valores diários da estimativa média anual de irradiação solar, que atingem um corpo em inclinação igual à latitude do local para o Brasil, considerando a radiação global.



*Figura 34 – Mapa de Radiação solar no plano horizontal em média anual.
Fonte: PEREIRA et al. (2006)*

A partir deste mapa pode-se observar a variação dos níveis de radiação, decorrente das características geográficas e climatologias de cada localidade brasileira. O Brasil apresenta variação de radiação média diária entre 4,4 e 6,4 kWh/m², possuindo locais com maior potencial solar do que outros, já que poderão gerar maior quantidade de energia a partir de um mesmo sistema instalado. Em comparação com outros países, principalmente países europeus (com índices de média diária de radiação entre 2 e 3 kWh/m²), o Brasil possui elevados índices de radiação, como visto na Figura 35.

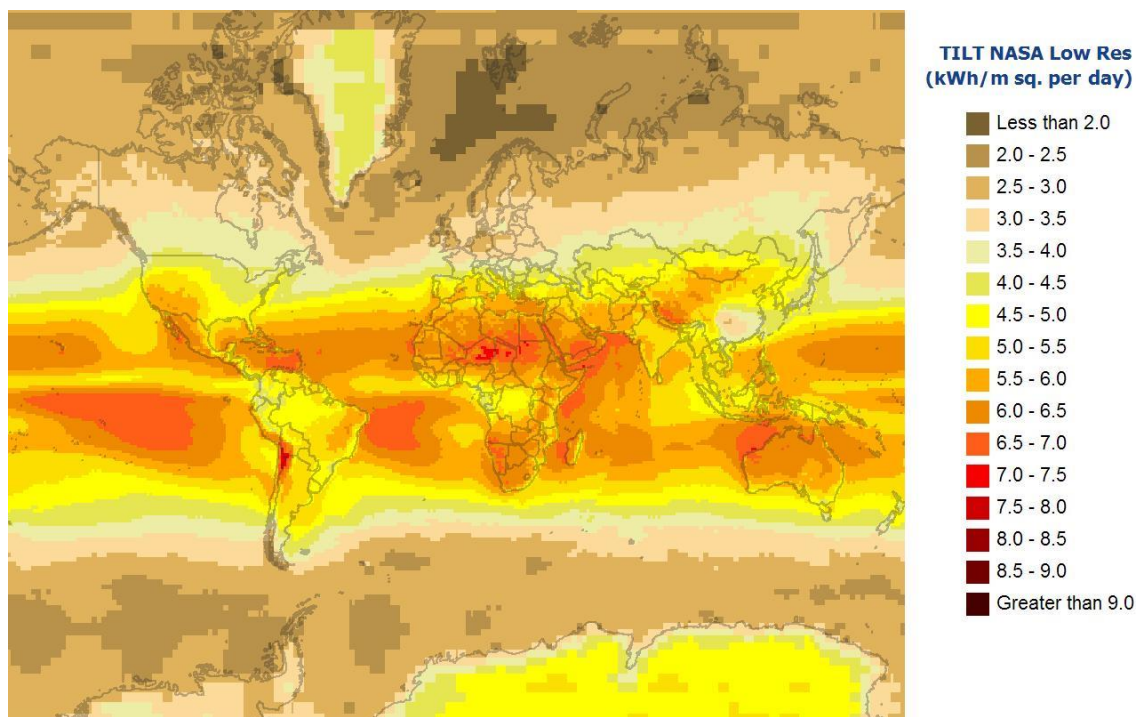


Figura 35 – Mapa de Radiação solar em plano inclinado igual à latitude e orientado à Linha do Equador, em média anual.

Fonte: SWERA (2011).

A posição para instalar um módulo fotovoltaico de modo que receba a maior radiação possível para o local, é normalmente inclinado em um ângulo igual à latitude local e, para regiões ao sul da linha do Equador, orientado ao norte (e para o hemisfério norte, orientado ao sul). Esta posição é devida à inclinação do eixo terrestre em relação a órbita solar, o que faz com que superfícies nesta inclinação recebam maior nível de irradiação na soma anual. A posição do módulo é identificada por dois valores: azimuth e inclinação. O azimuth se refere à orientação do módulo e é indicada por um ângulo em relação ao norte (identificado por azimuth 0). A inclinação é dada pelo ângulo entre a face do módulo fotovoltaico e a horizontal (inclinação 0 indica que um módulo foi instalado na horizontal e inclinação 90° indica que o módulo foi instalado totalmente na vertical, tal como nas instalações em fachadas). Na Figura 36 é mostrado um exemplo das posições de dois módulos.

Um estudo na Suécia (BROGREN e GREEN, 2003) demonstra a variação que ocorre no aproveitamento da energia solar conforme o ângulo de inclinação e a orientação do painel. Pela Figura 37 percebe-se que haverá o maior aproveitamento em inclinação igual à latitude da cidade, e orientação ao sul (já que Estocolmo situa-se no hemisfério norte). Assim diferentes posicionamentos dos módulos, sejam por questões técnicas ou estéticas, acarretam em perdas no potencial de geração. Cabe ao projetista selecionar uma posição para o módulo que considere as questões arquitetônicas e necessidades de geração.

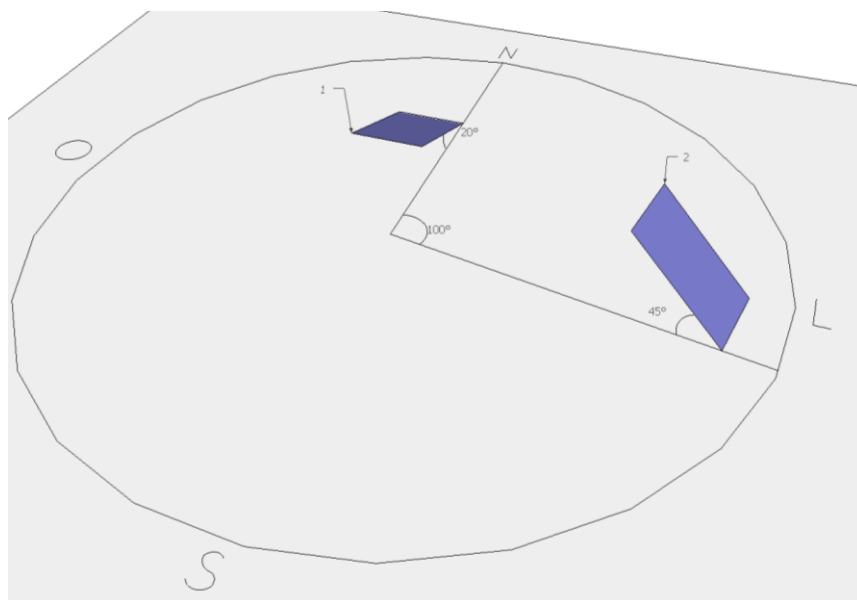


Figura 36 – Apresentação das posições de dois módulos. Módulo 1 instalado no azimute 0 (norte) e inclinado a 20° (ideal para a cidade de Belo Horizonte que tem latitude de 20°). Módulo 2 instalado em azimute 100° e inclinado a 45°.

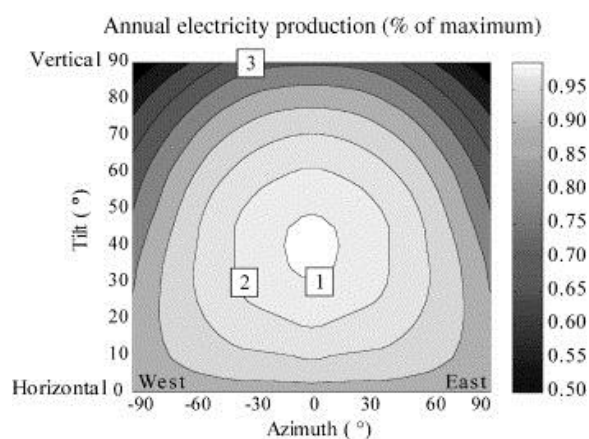
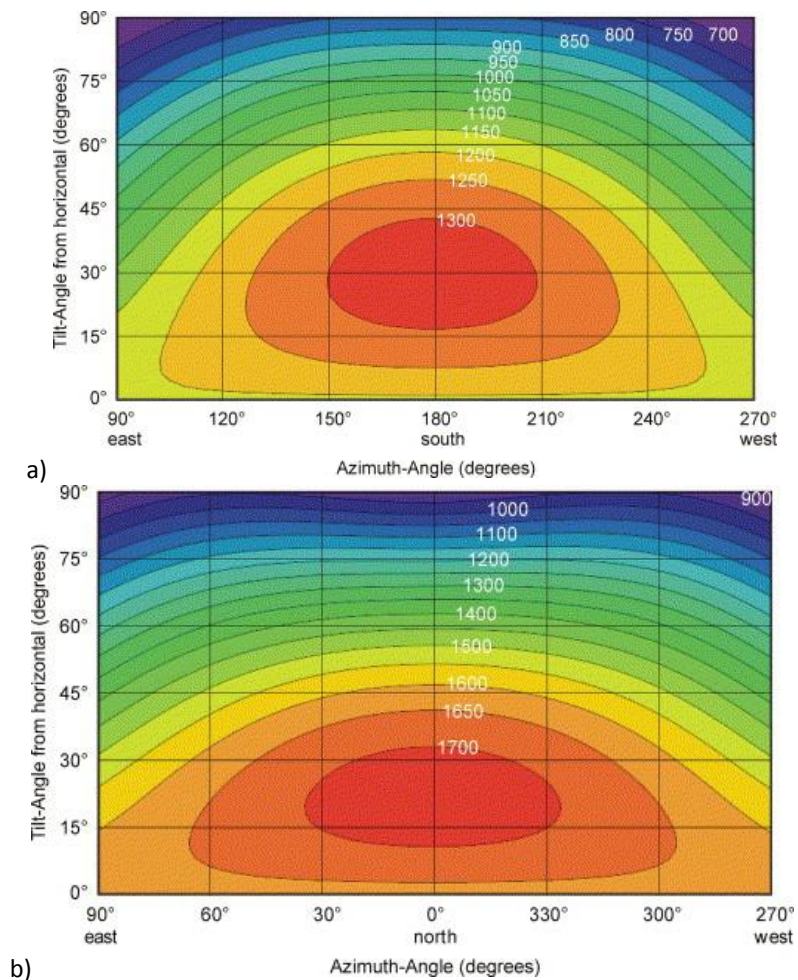


Figura 37 – Percentual anual de geração energética de acordo com diferentes orientações e inclinações, determinadas pelo programa PVSYST para Estocolmo, Suécia. Os números 1, 2 e 3, demonstram a posição de instalação dos sistemas analisados, onde se observa que o sistema 1 possui maior potencial de geração.
Fonte: BROGEN e GREEN (2003)

Outro trabalho, referindo-se a Florianópolis e Freiburg (Alemanha) também analisou a variação nos níveis de radiação recebida por um corpo conforme sua inclinação e azimute (BURGER e RÜTHER, 2006). Esse trabalho identificou que baixas latitudes são menos sensíveis a desvios de azimute, já que Florianópolis a 27°S apresentou um gráfico com menores variações que Freiburg a 48°N (Figura 38).

Estudo similar também é apresentado para o Brasil (SANTOS, 2013), mostrando em ábacos o comportamento da radiação em todas as capitais brasileiras com variação no azimute e inclinação dos módulos fotovoltaicos.



*Figura 38 – Geração de energia total anual por kWp instalado de silício monocristalino, em a) Freiburg e em b) Florianópolis.
Fonte: BURGUER e RÜTHER (2006)*

Estes ábacos para o Brasil foram produzidos com dados do projeto SWERA trabalhados com o software Radiasol. Estes gráficos foram produzidos para auxiliar projetistas de sistemas fotovoltaicos em uma análise rápida do comprometimento entre a forma e a função do sistema fotovoltaico. A forma é entendida como as possibilidades formais e compositivas da arquitetura, e a função entendida como o desempenho adequado dos módulos para garantir maior geração de energia elétrica. Foram usados os dados do Projeto SWERA (irradiação global horizontal) para cada capital para calibrar o Software Radiasol. A partir destes valores foi identificado para cada cidade qual o modelo de irradiação difusa⁶ que gerou o valor de irradiação para a inclinação igual à latitude local mais próximo ao valor indicado pelo SWERA (irradiação global inclinada).

Os valores gerados pelo Radiasol com cada um dos modelos foram comparados em relação ao valor médio anual apresentado pelo projeto SWERA (para superfícies inclinadas em valor igual à latitude). Assim foi identificado o modelo que gerou dados com menor desvio em relação aos valores apresentados pelo projeto SWERA para cada capital. Conforme a Figura 39, do equador até uma latitude em torno de 16° (Brasília e Goiânia), o modelo de Perez foi o

⁶ Dos modelos de irradiação difusa disponíveis no software: Klucher (KLUCHER, 1979), Perez (PEREZ et al., 1987), Hay e McKay (HAY; MCKAY, 1985) e Isotrópico (COLLARES-PEREIRA; RABL, 1979).

que apresentou maior similaridade aos dados do SWERA; a partir da latitude 20° (Campo Grande, Belo Horizonte e Vitória) foi o modelo de Klucher que apresentou dados mais próximos às medições do Projeto SWERA. Através desta análise observa-se que o mais indicado é a utilização do modelo de Perez para cidades do equador até a latitude 18° e utilizar o modelo de Klucher para cidades com latitude entre 18° até 29° (Porto Alegre). As capitais no estado de Roraima e Amapá aparecem sem definição de modelo de irradiação difusa porque nestes casos o software Radiasol não apresentou diferenças de valor entre os modelos de irradiação.

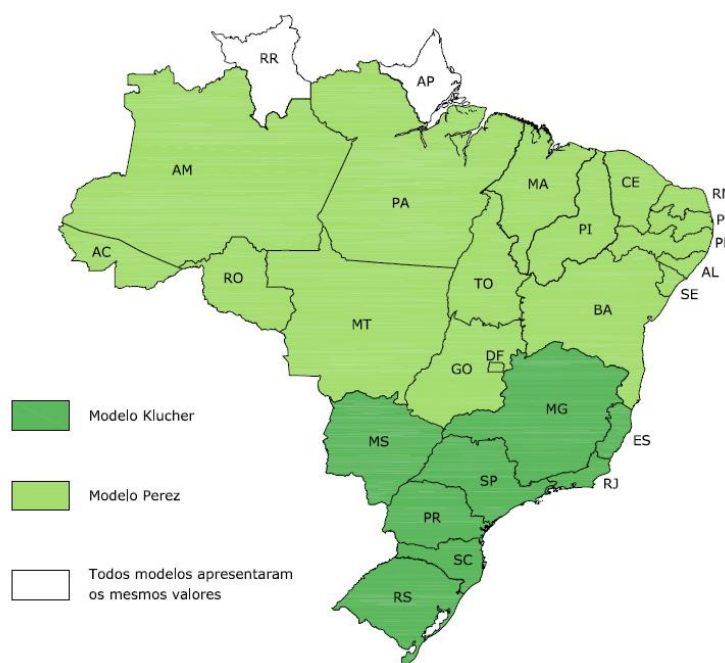


Figura 39 - Mapa de distribuição dos modelos de estimativa da irradiação difusa com resultados mais próximos às medições do Projeto SWERA
Fonte: SWERA.

Quando identificadas as posições com maior valor de irradiação, em várias cidades o Radiasol forneceu os maiores valores de irradiação para posições com inclinação alguns graus acima ou abaixo do ângulo igual à latitude local (valor comumente utilizado), conforme a Tabela 8. Em relação à orientação, todas as cidades apresentaram a máxima irradiação na orientação 0° (Norte). A ocorrência da maior irradiação em ângulos diferentes da latitude já foi apresentada por diversos pesquisadores em outros países (HONGXING e LIN, 2007; MONDOL *et al.*, 2009; HUMMON *et al.*), e também foi encontrada neste estudo. Os valores máximos encontrados foram utilizados como referência de irradiação (100%) para os cálculos das perdas decorridas das mudanças de azimute e inclinação das superfícies dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 8 – Definição da inclinação com máxima média diária de irradiação utilizando o software Radiasol.

Capital	Latitude	Inclinação	Máxima média diária de irradiação (kWh/m ² dia)
Boa Vista (RR)	0º	3º	5.3
Macapá (AP)	0º	7º	5.4
Belém (PA)	1º	8º	5.4
São Luís (MA)	2º	7º	5.6
Manaus (AM)	3º	9º	5.1

Capital	Latitude	Inclinação	Máxima média diária de irradiação (kWh/m ² dia)
Fortaleza (CE)	4º	8º	5.7
Teresina (PI)	5º	9º	5.8
Natal (RN)	6º	8º	5.5
João Pessoa (PB)	7º	9º	5.4
Recife (PE)	8º	10º	5.2
Maceió (AL)	9º	10º	5.3
Porto Velho (RO)	9º	13º	5.2
Palmas (TO)	10º	15º	5.6
Rio Branco (AC)	10º	14º	5.3
Aracaju (SE)	11º	11º	5.5
Salvador (BA)	13º	16º	5.5
Cuiabá (MT)	15º	19º	5.6
Brasília (DF)	16º	20º	5.7
Goiânia (GO)	16º	16º	5.9
Belo Horizonte (MG)	20º	19º	5.7
Campo Grande (MS)	20º	17º	5.8
Vitória (ES)	20º	15º	5.0
Rio de Janeiro (RJ)	22º	17º	5.1
São Paulo (SP)	23º	17º	5.1
Curitiba (PR)	25º	18º	4.9
Florianópolis (SC)	27º	19º	4.8
Porto Alegre (RS)	29º	20º	5.1

Em várias cidades o valor máximo encontrado de radiação foi o mesmo apontado pelo SWERA, encontrado na inclinação igual à latitude ou com variações (até 10°). Isto demonstra que a utilização padrão da inclinação igual à latitude é um parâmetro válido, mas também salienta que variações de inclinações (até 10°) não resultam em mudanças significativas nestes valores (produzindo poucas perdas ou ganhos de irradiação diária).

O Radiasol também foi utilizado para gerar as médias de irradiação recebidas pelas superfícies (em suas várias orientações e inclinações) em cada capital. Foram calculados valores com variação de azimute a cada 30° e variação de inclinação a cada 10°, resultando em um total de 120 dados para cada capital. Cada valor gerado pelo Radiasol foi relacionado com o máximo de geração para a cidade, identificando o percentual em relação ao máximo possível para a cidade. A partir dos dados em percentuais foram gerados os gráficos de manchas que apresentam pela diferenciação das cores os percentuais de irradiação recebidos pelas superfícies. Os ábacos gerados para todas as capitais são apresentados da Figura 40 até a Figura 66, e demonstram o potencial de irradiação média recebida por dia para cada posição de instalação.

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 irradiação. 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).

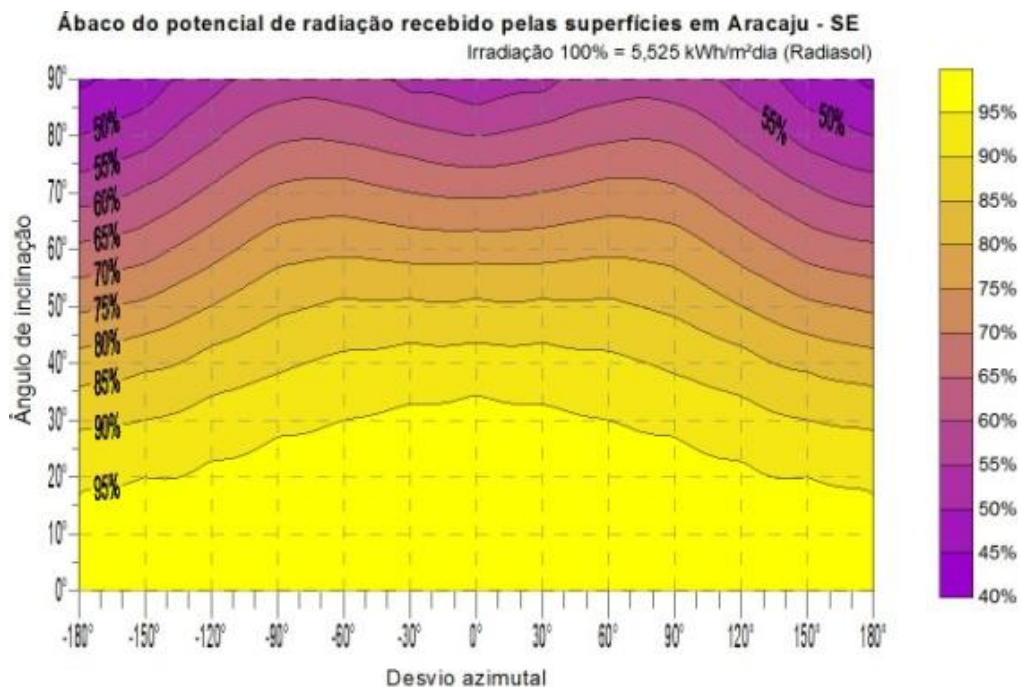


Figura 40 - Ábaco de Aracaju – SE. As superfícies com inclinações até 20° possuem o mesmo potencial independentemente de sua orientação. Se mantida a orientação ao Norte, são possíveis inclinações de até 30°. Fachadas solares possuem maior aproveitamento se orientadas a Leste e Oeste do que ao Norte, a fachada. Neste local 100% radiação = 5,5 kWh/ m²/ dia; 2.016 kWh/m²/ano), localizado a 10,9°S, 37,1°O.

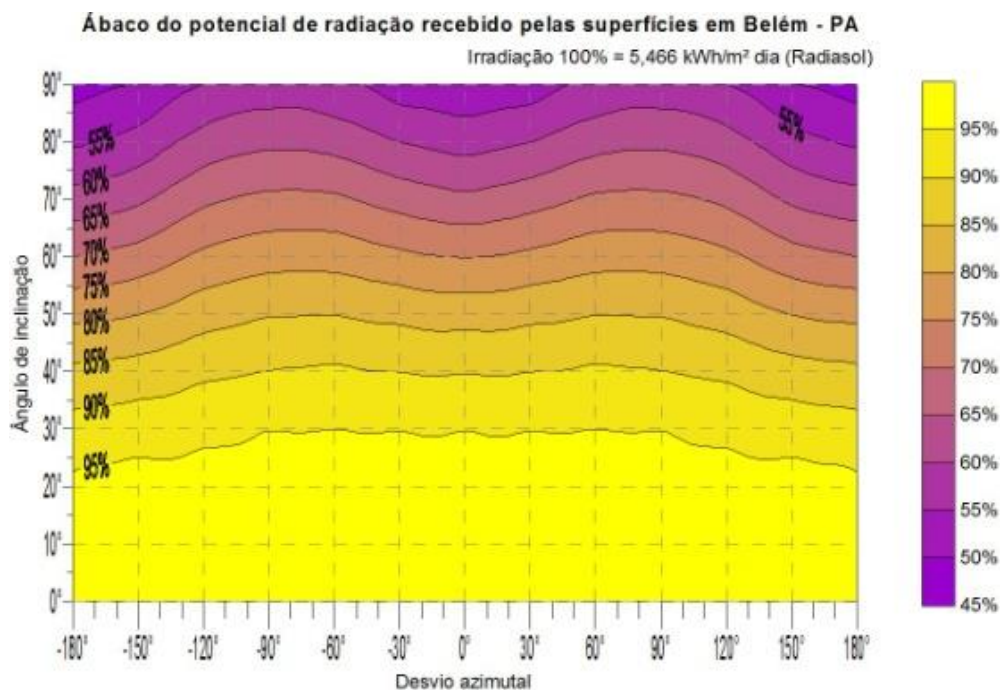


Figura 41 - Ábaco de Belém – PA. As superfícies inclinadas até 25° podem ser orientada a qualquer azimuth sem perdas significativas de orientação. Fachadas solares são mais favoráveis se orientadas a Leste ou Oeste. Neste local 100% de radiação = 5,4 kWh/m²/dia; 1.995 kWh/m²/ano, situado em 1,4°S, 48,5°O.

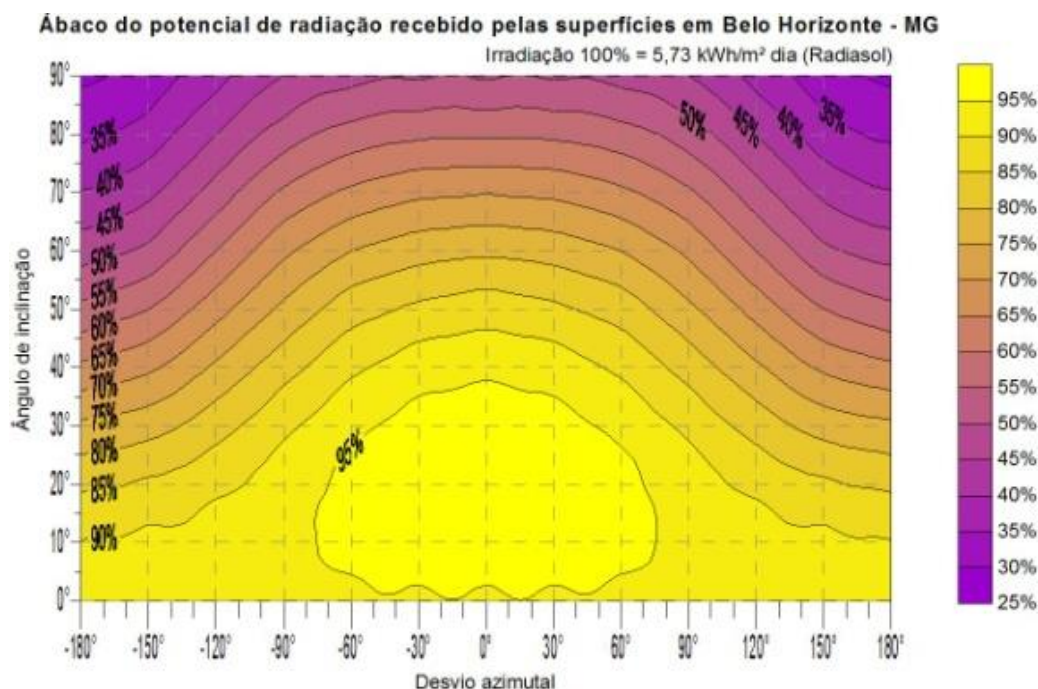


Figura 42 - Ábaco de Belo Horizonte – MG. Para atingir os maiores níveis de irradiação é necessário que a superfície mantenha uma inclinação até 30° e com variação de azimute entre +60° e -60°. Fachadas Norte ou com azimutes de +60° ou -60° possuem o mesmo aproveitamento da irradiação. Neste local 100% de radiação = 5,7 kWh/m²/dia; 2.091 kWh/m²/ano, situado em 19,9°S, 43,9°O.

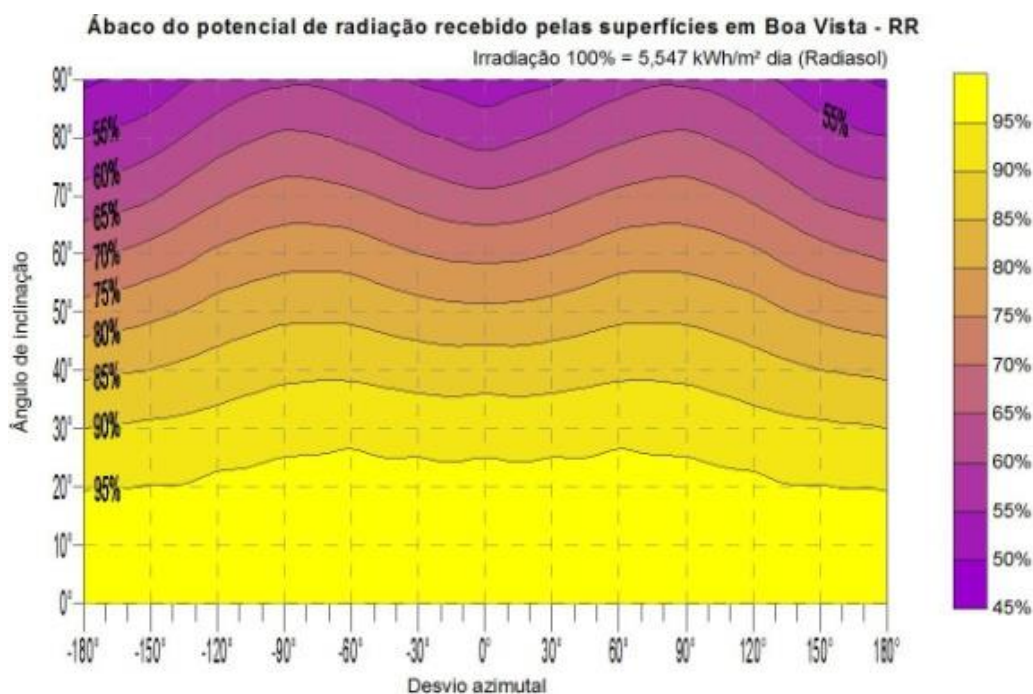


Figura 43 - Ábaco de Boa Vista – RR. As superfícies com inclinações de 20° mantêm os maiores ganhos de irradiação independente da orientação. Fachadas solares tem maior geração a Leste ou Oeste do que ao Norte. Neste local 100% de radiação = 5,5 kWh/m²/dia; 1.949 kWh/m²/ano, situado em 2,8°N, 60,6°O.

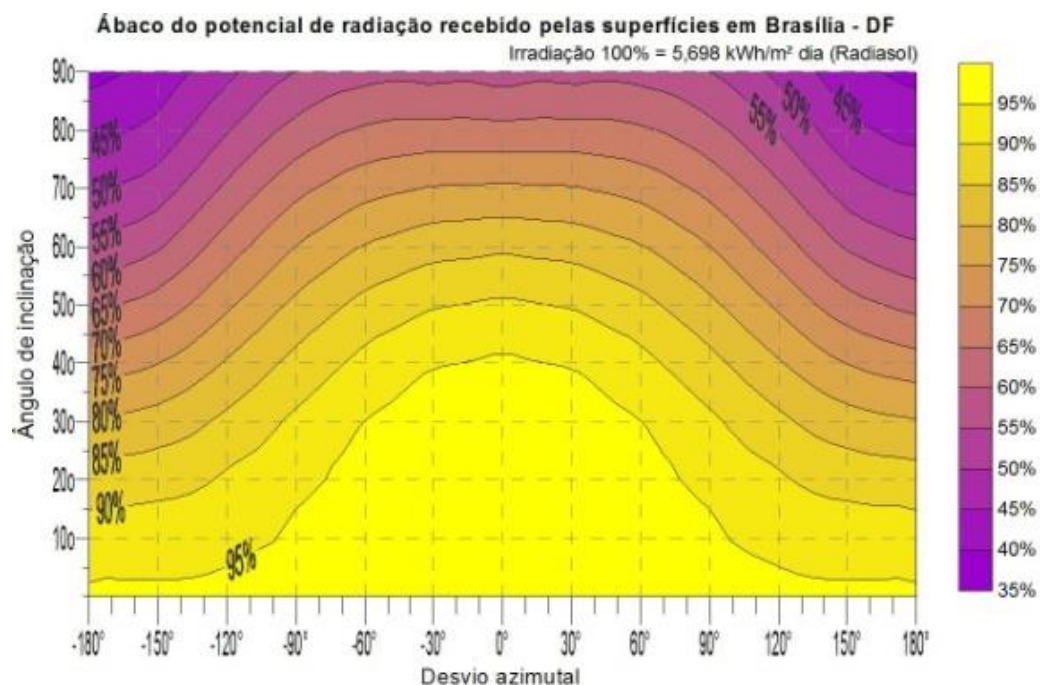


Figura 44 - Ábaco de Brasília – DF. As superfícies inclinadas têm máxima geração quando orientadas ao Norte e inclinadas até 40° ou então quando inclinadas a 10° possuem orientação variando de Leste a Oeste (entre +90° e -90° de azimute). Neste local 100% de radiação = 5,7 kWh/m²/dia; 2.079 kWh/m²/ano, situado em 15,8°S, 47,9°O.

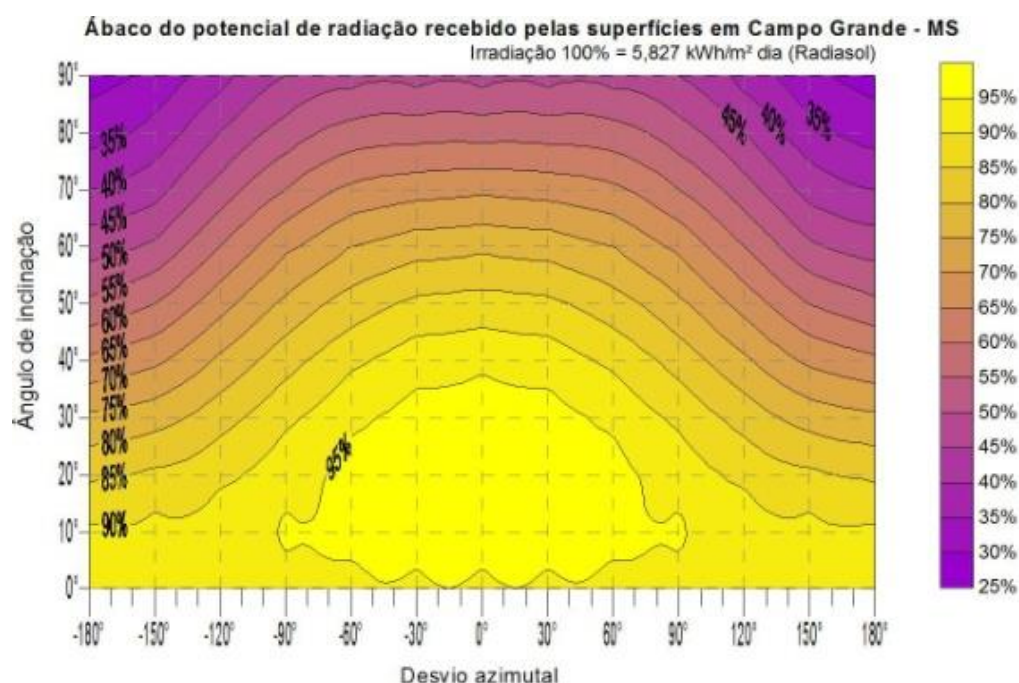


Figura 45 - Ábaco de Campo Grande – MS. Para obter a máxima irradiação é necessário que as superfícies tenham inclinação até 30° e orientação entre +60° e -60°. As fachadas possuem o mesmo aproveitamento de irradiação se orientadas entre azimute +60° e -60°. Neste local 100% de radiação = 5,8 kWh/m²/dia; 2.126 kWh/m²/ano, situado em 20,4°S, 54,6°O.

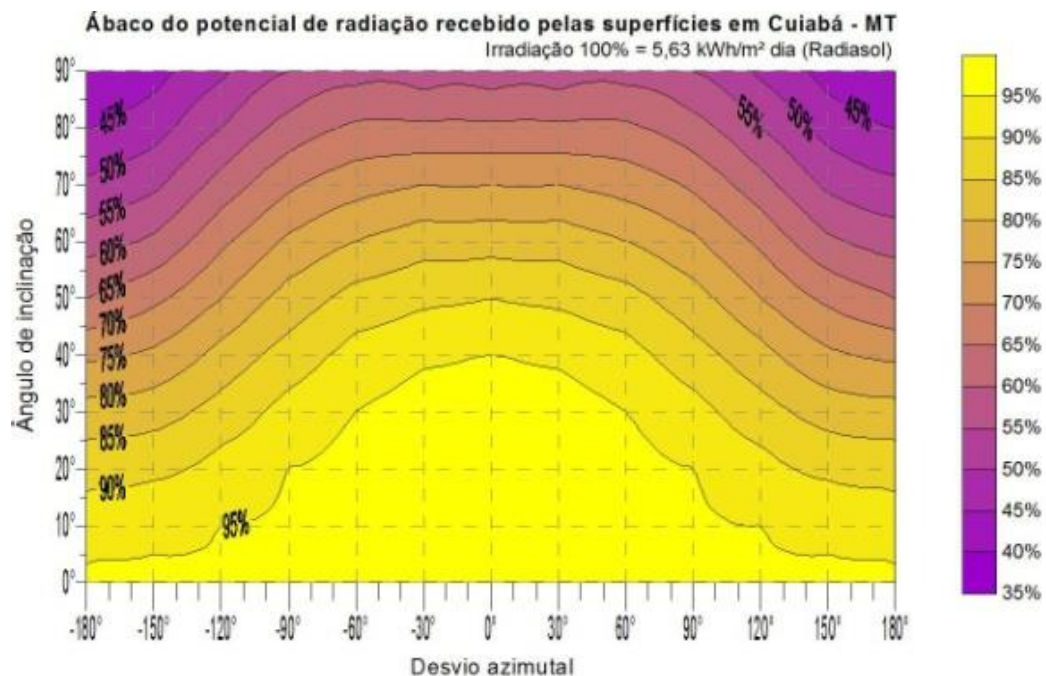


Figura 46 - Ábaco de Cuiabá – MT. As superfícies de geração tem maior aproveitamento solar quando orientadas entre Leste e Oeste (azimute entre +90° e -90°) com inclinação até 20°, ou quando orientadas ao Norte com inclinação até 40°. As fachadas possuem aproveitamento similar com orientações que variam de Leste a Oeste, passando pelo Norte. Neste local 100% de radiação = 5,6 kWh/m²/dia; 2.054 kWh/m²/ano, situado em 15,6°S, 56,1°O.

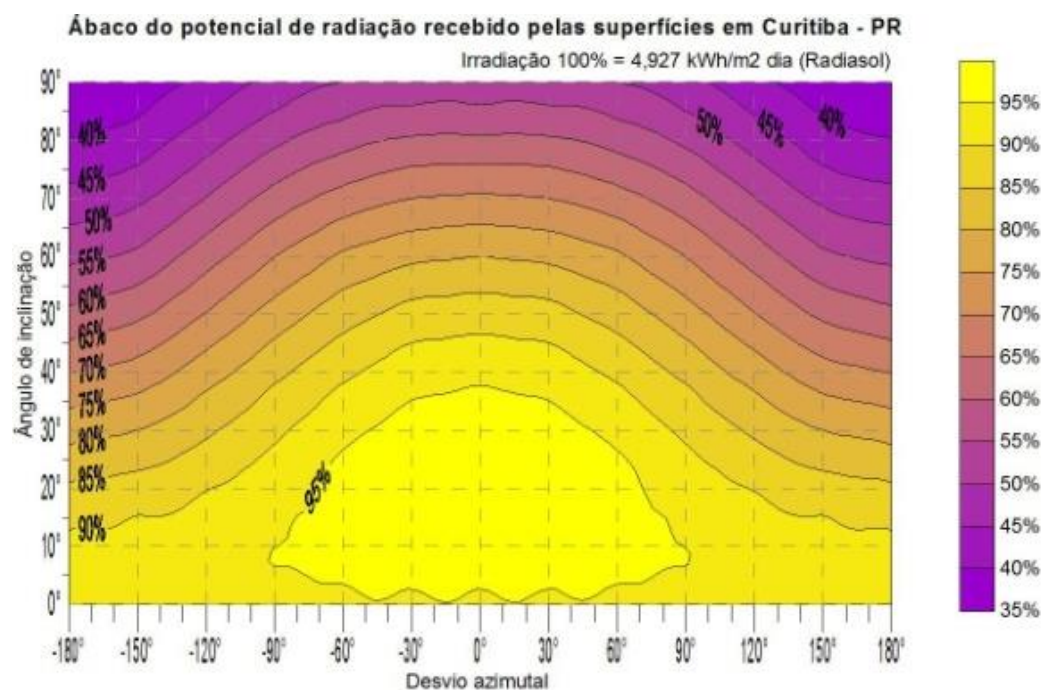


Figura 47 - Ábaco de Curitiba – PR. Os melhores aproveitamentos da irradiação ocorrem quando as superfícies estão orientadas entre os azimutes +60° e -60° e inclinadas entre 5° e 30°. As fachadas solares possuem melhor aproveitamento quando orientadas entre +60° e -60°. Neste local 100% de radiação = 4,9 kWh/m²/dia; 1.798 kWh/m²/ano, situado em 25,4°S, 49,2°O.

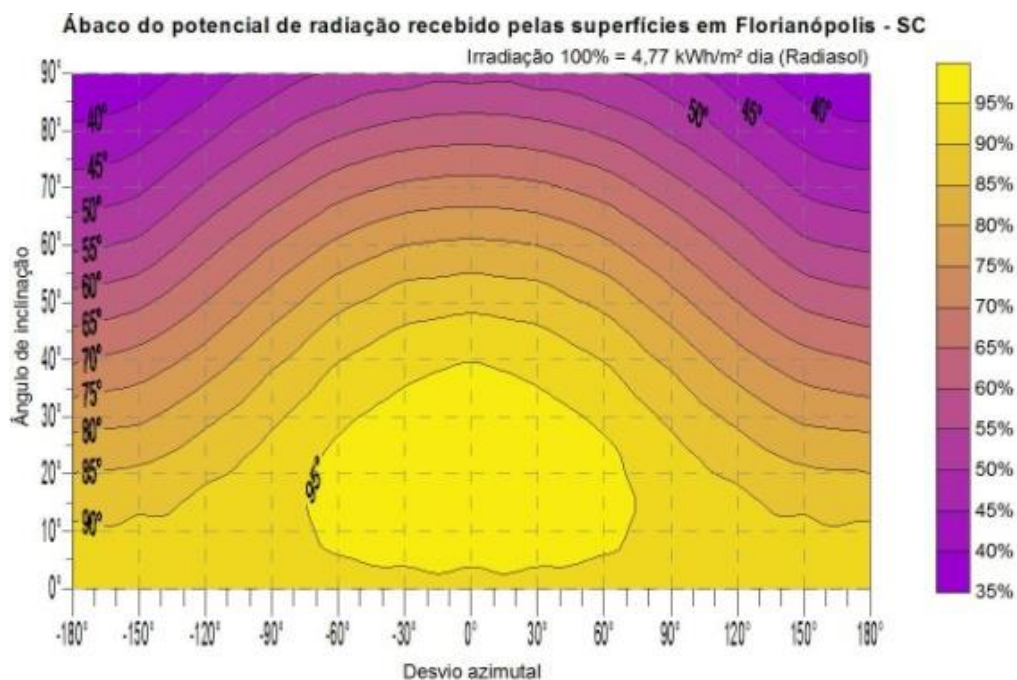


Figura 48 - Ábaco de Florianópolis – SC. Os maiores ganhos de irradiação ocorrem em superfícies orientadas entre os azimutes +60° e -60° e com inclinação entre 5° e 30°. As fachadas solares têm melhores desempenhos quando orientadas entre +60° e -60°. Neste local 100% de radiação = 4,8 kWh/m²/dia; 1.741 kWh/m²/ano, situado em 27,5°S, 48,5°O.

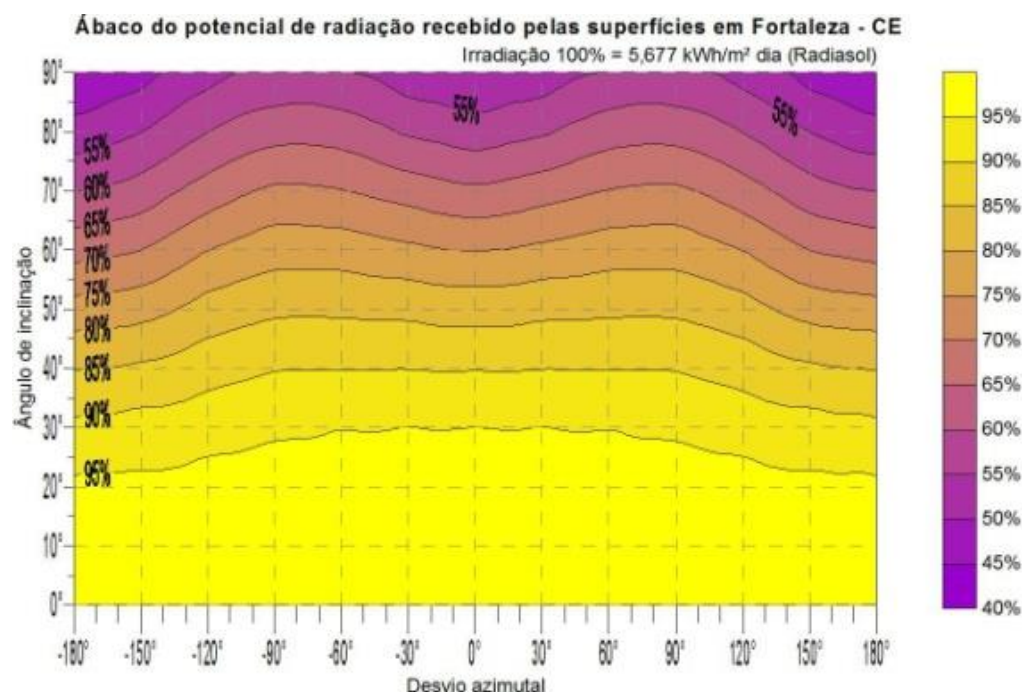


Figura 49 - Ábaco de Fortaleza – CE. Os maiores ganhos de irradiação ocorrem em superfícies inclinadas até 25°, independente de seu azimuth. Dentre as fachadas solares, as orientadas a Leste ou Oeste terão melhor desempenho do que aquelas orientadas ao Norte ou Sul. Neste local 100% de radiação = 5,7 kWh/m²/dia; 2.072 kWh/m²/ano, situado em 3,7°S, 38,5°O.

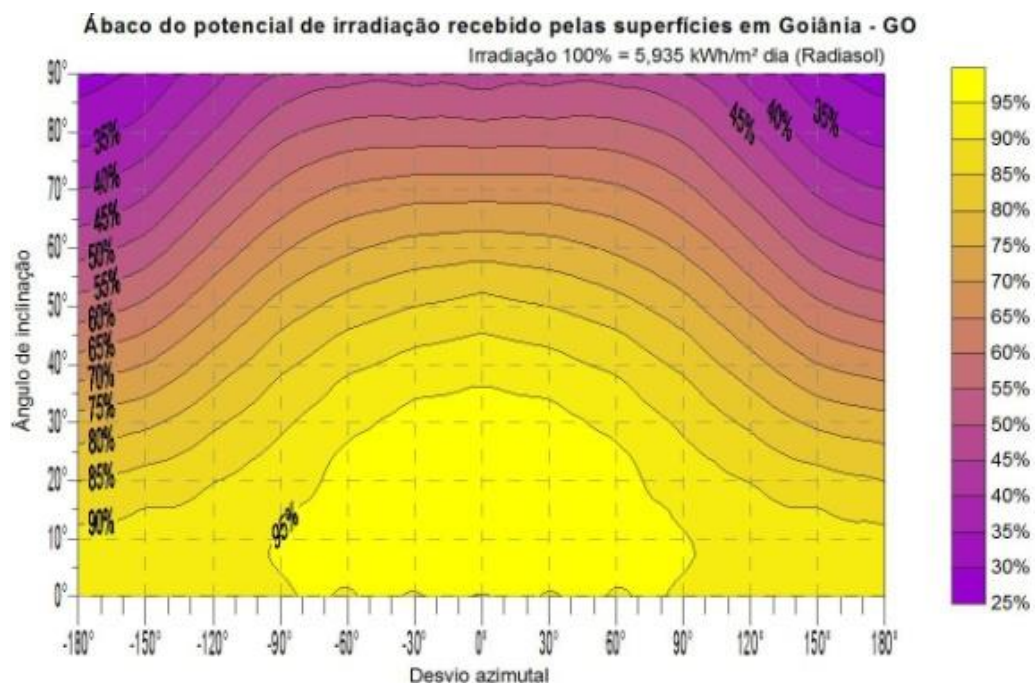


Figura 50 - Ábaco de Goiânia – GO. Os maiores níveis de irradiação são obtidos na orientação entre Leste e Oeste (passando pelo Norte) e inclinadas até 15°. Também é possível ganhos similares com orientações mais próximas ao Norte e inclinação até 30°. As fachadas orientadas entre o Leste, Norte e Oeste têm desempenho equivalente. Neste local 100% de radiação = 5,9 kWh/m²/dia; 2.166 kWh/m²/ano, situado em 16,6°S, 49,2°O.

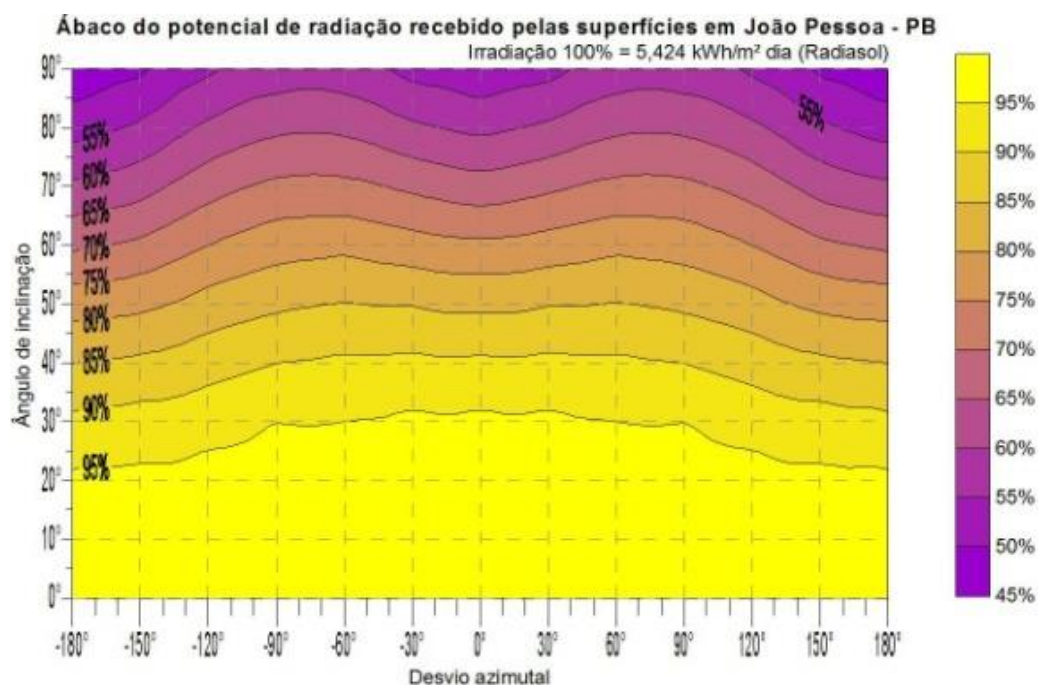


Figura 51 - Ábaco de João Pessoa – PB. Para esta cidade qualquer orientação de superfície (desde que inclinada até 20°) apresenta os maiores ganhos de irradiação. No caso das fachadas, aquelas orientadas a Leste ou Oeste terão melhor desempenho que aquelas orientadas ao Norte ou ao Sul. Neste local 100% de radiação = 5,4 kWh/m²/dia; 1.979 kWh/m²/ano, situado em 7,1°S, 34,8°O.

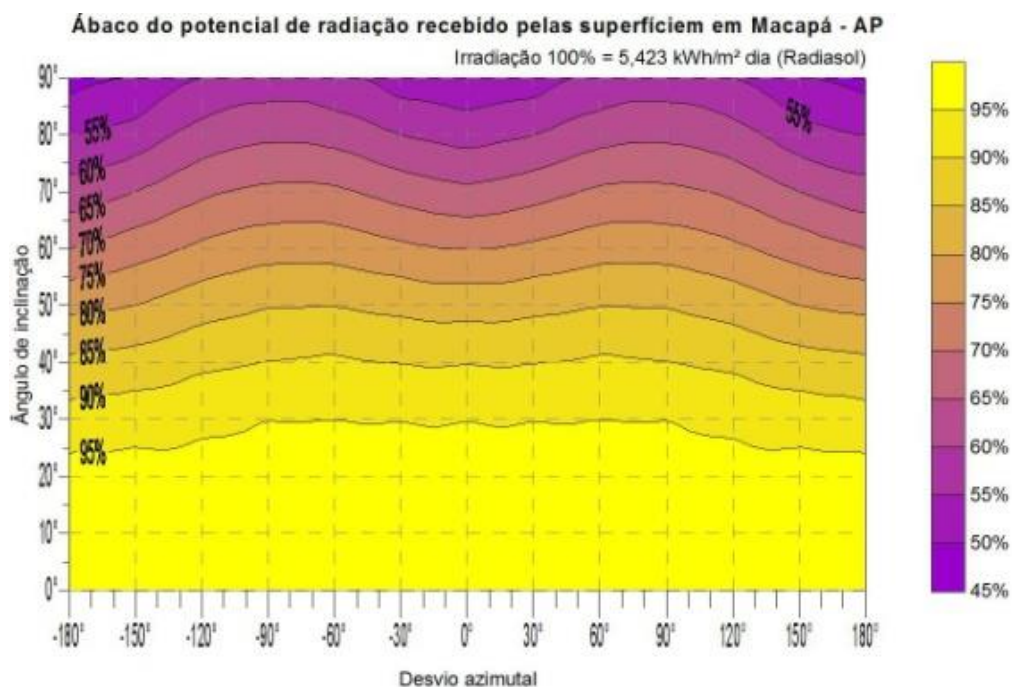


Figura 52 - Ábaco de Macapá – AP. As maiores gerações são encontradas em superfícies inclinadas até 25°, independentemente da orientação a que se encontrem. Nas fachadas solares, as fachadas Leste e Oeste possuem maior geração que a fachada Norte ou Sul. Neste local 100% de radiação = 5,4 kWh/m²/dia; 1.979 kWh/m²/ano, situado em 0,03°N, 51,1°O.

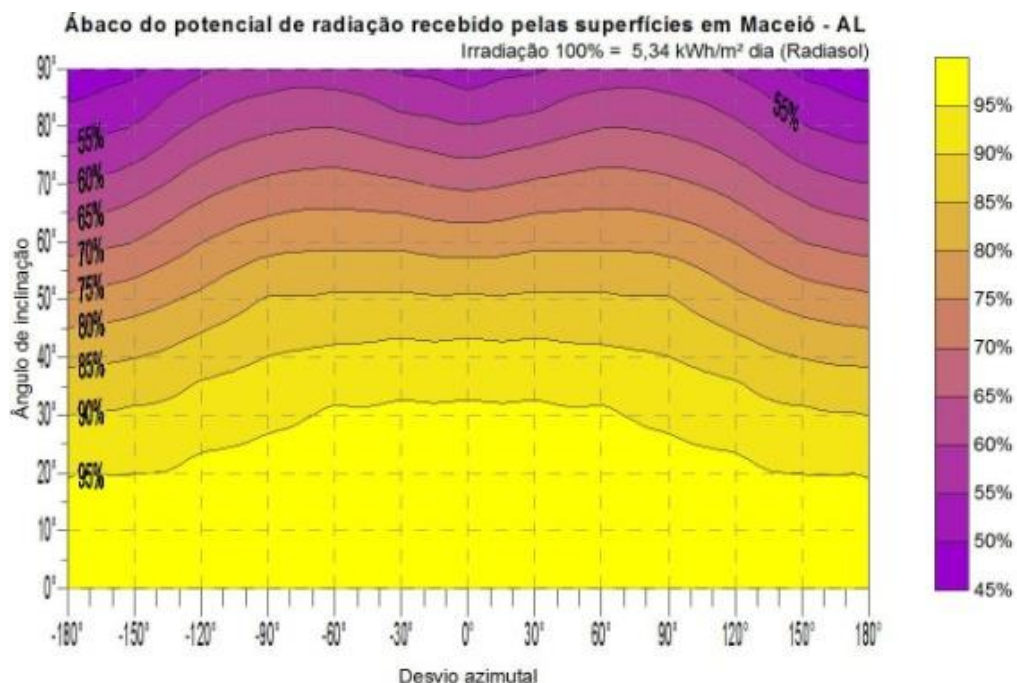


Figura 53 - Ábaco de Maceió – AL. Até 20° de inclinação é possível que as superfícies recebam o máximo de geração para o local, independentemente da orientação. Se a inclinação for de 30° a orientação deve estar entre +60° e -60° para atingir os maiores níveis. As fachadas solares são mais vantajosas a Leste e Oeste do que ao Norte ou Sul. Neste local 100% de radiação = 5,3 kWh/m²/dia; 1.949 kWh/m²/ano, situado em 9,6°S, 35,7°O.

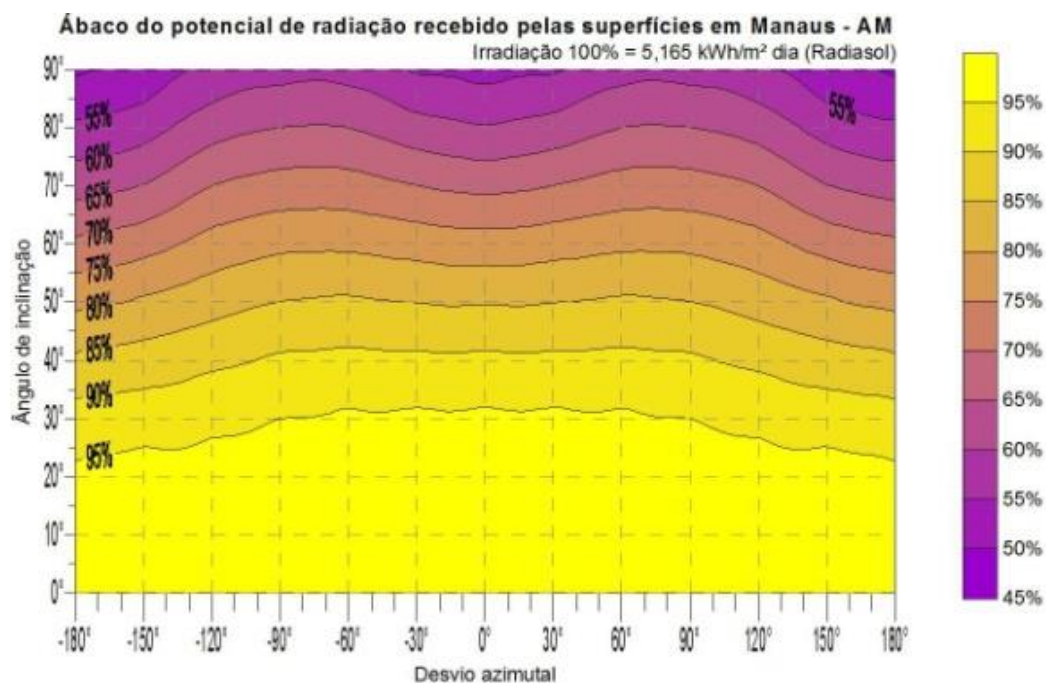


Figura 54 - Ábaco de Manaus - AM. Neste caso as superfícies com inclinação até 25° tem máxima irradiação independentemente de sua orientação. As fachadas solares recebem mais irradiação se estiverem a Leste ou Oeste em detrimento do Norte e Sul. Neste local 100% de radiação = 5,1 kWh/m²/dia; 1.885 kWh/m²/ano, situado em 3,1°S, 60°O.

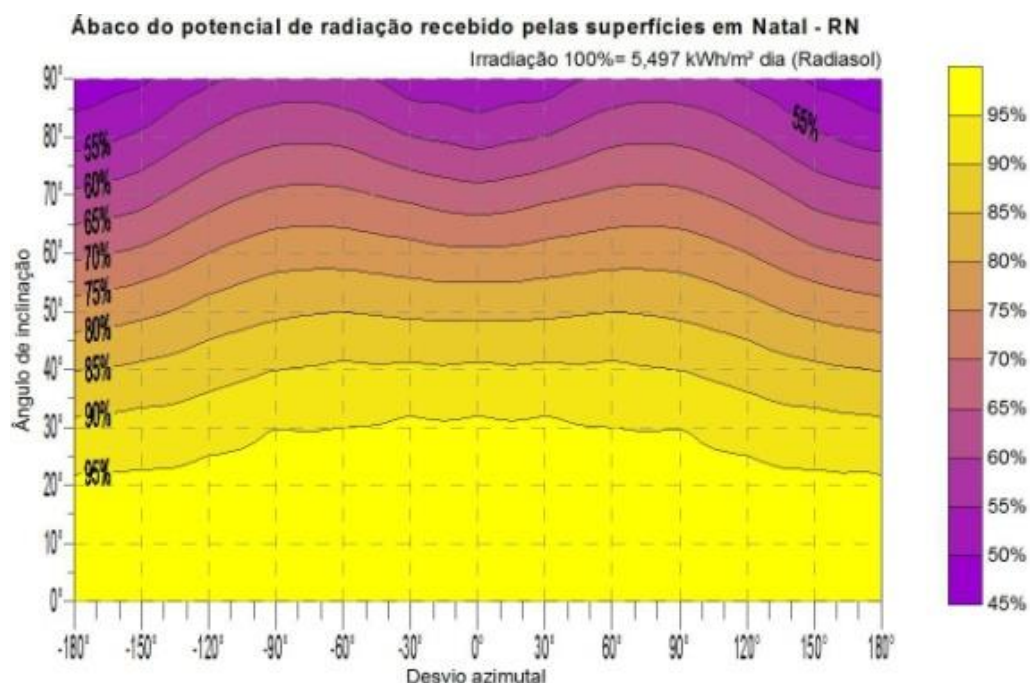


Figura 55 - Ábaco de Natal - RN. As superfícies com inclinação até 25° tem máxima irradiação independentemente de sua orientação. As fachadas solares são recebem mais irradiação se estiverem a Leste ou Oeste em detrimento do Norte e Sul. Neste local 100% de radiação = 5,5 kWh/m²/dia; 2,006 kWh/m²/ano, situado em 5,7°S, 35,2°O.

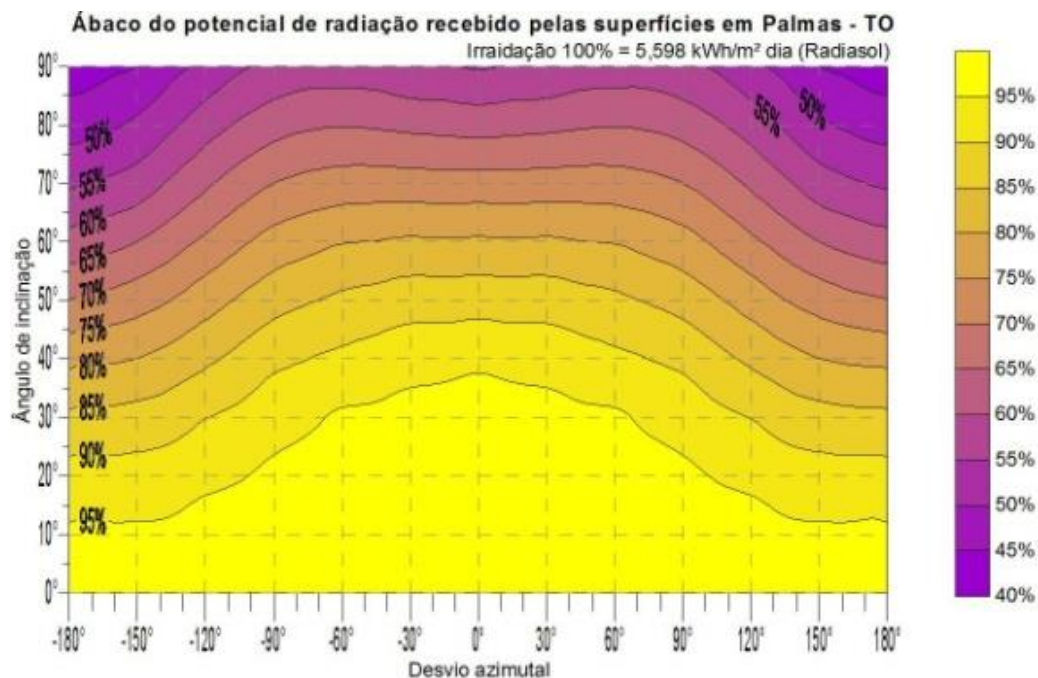


Figura 56 - Ábaco de Palmas – TO. Para receber a máxima irradiação é indicado que as superfícies estejam inclinadas até 10° para qualquer orientação, ou que orientadas entre Leste e Oeste (-90° e +90°) possuam inclinação de até 25°. As fachadas solares possuem o mesmo desempenho a Leste, Oeste e Norte. Neste local 100% de radiação = 5,6 kWh/m²/dia; 2.043 kWh/m²/ano, situado em 10,1°S, 48,3°O.

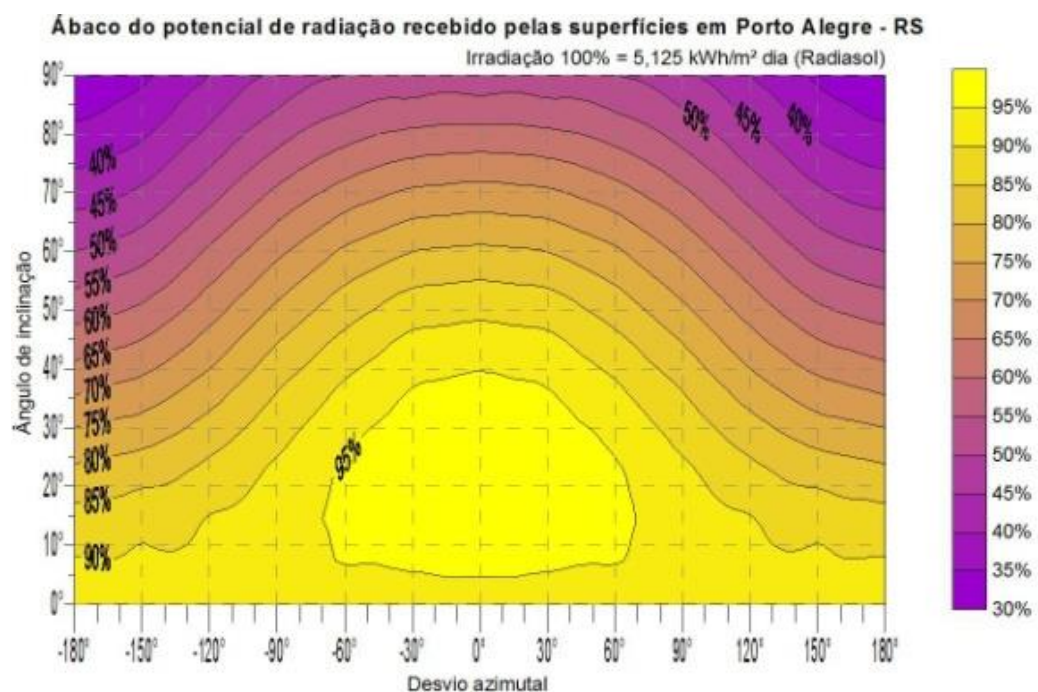


Figura 57 - Ábaco de Porto Alegre – RS. Nesta cidade é necessária a orientação entre +60° e -60° de azimute e uma inclinação entre 10 e 30° para a obtenção dos maiores níveis de irradiação. Para fachadas, os maiores níveis de irradiação são encontrados na fachada Norte, com variação de +60° ou -60°. Neste local 100% de radiação = 5,1 kWh/m²/dia; 1.870 kWh/m²/ano, situado em 30°S, 51,2°O.

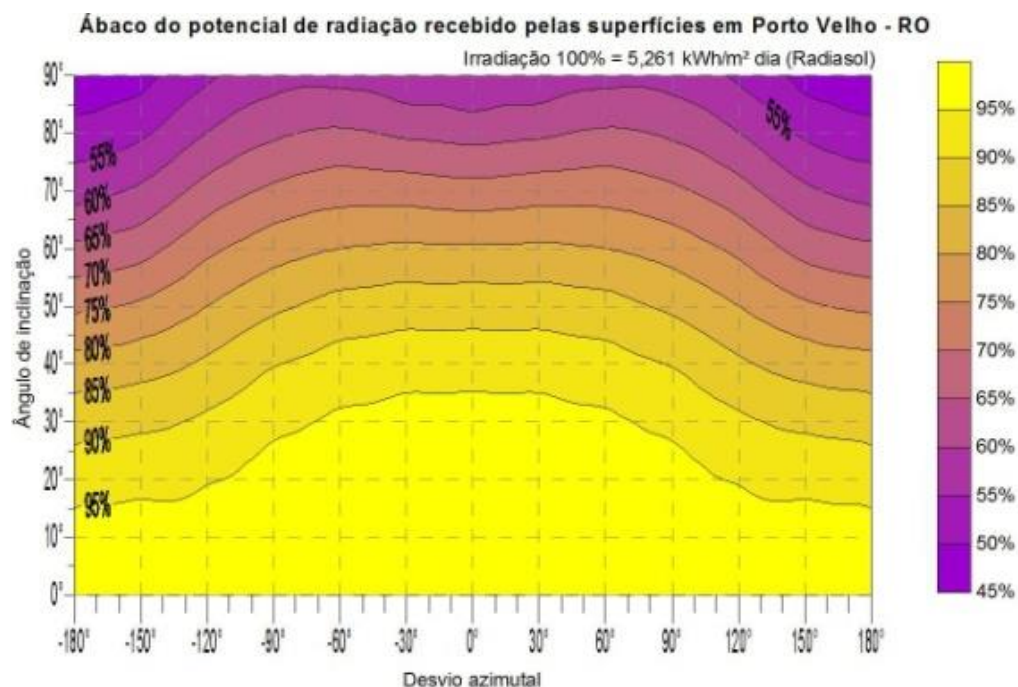


Figura 58 - Ábaco de Porto Velho – RO. É possível receber os maiores níveis de irradiação com inclinações até 15°, independente da orientação. Nas fachadas solares os níveis de irradiação são similares para fachadas orientadas de Leste a Oeste, passando pelo Norte. Neste local 100% de radiação = 5,2 kWh/m²/dia; 1.920 kWh/m²/ano, situado em 8,7°S, 63,9°O.

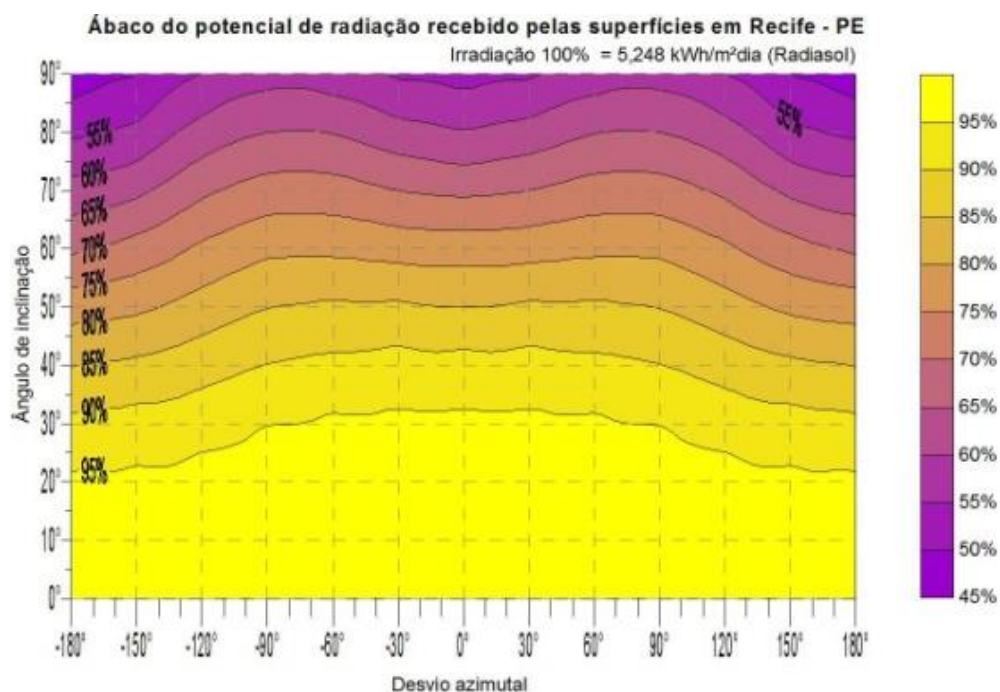


Figura 59 - Ábaco de Recife – PE. As máximas radiações são recebidas por superfícies em qualquer orientação desde que inclinadas até 20°. As fachadas solares recebem maior irradiação quando orientadas a Leste ou Oeste, em detrimento do Norte. Neste local 100% de radiação = 5,2 kWh/m²/dia; 1.915 kWh/m²/ano, situado em 8°S, 34,8°O.

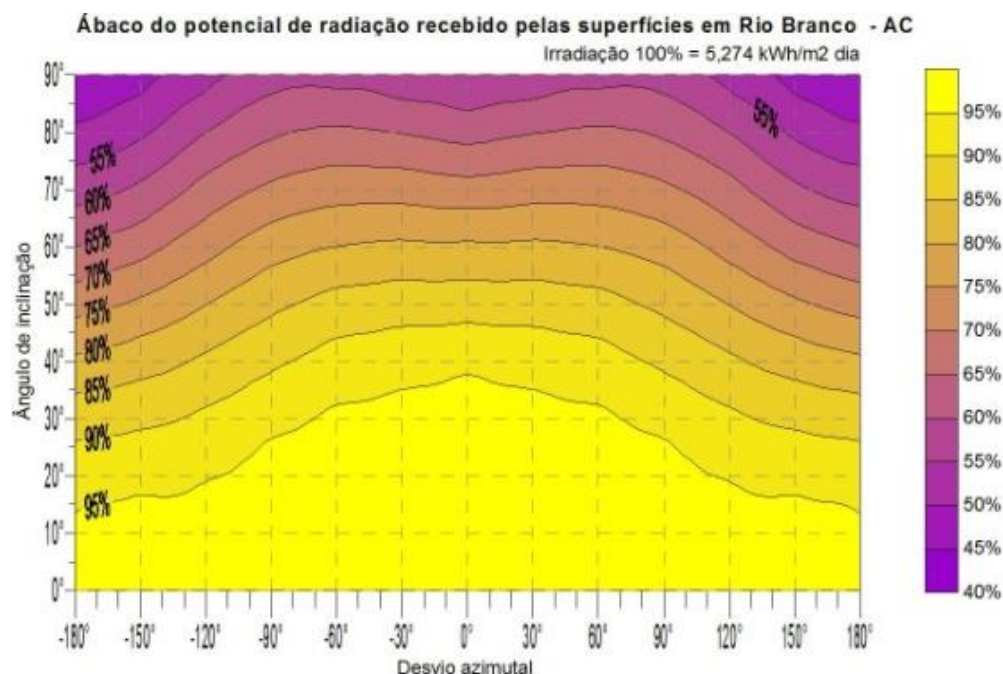


Figura 60 - Ábaco de Rio Branco – AC. Para obter os maiores níveis de irradiação é necessário manter a inclinação até 15° com qualquer orientação, ou então inclinações até 30° a orientação deve se manter entre Leste e Oeste. As fachadas solares tem desempenho similar em qualquer orientação entre Leste e Oeste, passando pelo Norte. Neste local 100% de radiação = 5,3 kWh/m²/dia; 1.925 kWh/m²/ano, situado em 9,9°S, 67,8°O.

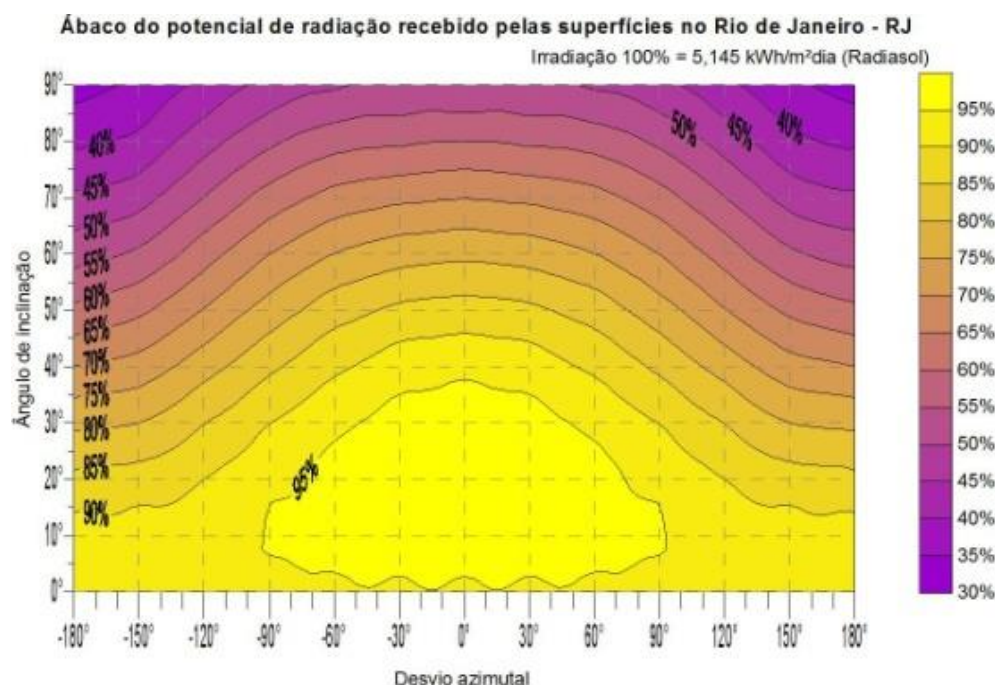


Figura 61 - Ábaco do Rio de Janeiro – RJ. Nesta cidade os maiores níveis de irradiação se mantêm próximos à orientação Norte (desvio entre +60° e -60°) e inclinação até 30°. As fachadas solares são mais vantajosas a Norte ou com desvio azimutal entre +60° e -60°. Neste local 100% de radiação = 5,1 kWh/m²/dia; 1.878 kWh/m²/ano, situado em 22,9°S, 43,2°O.

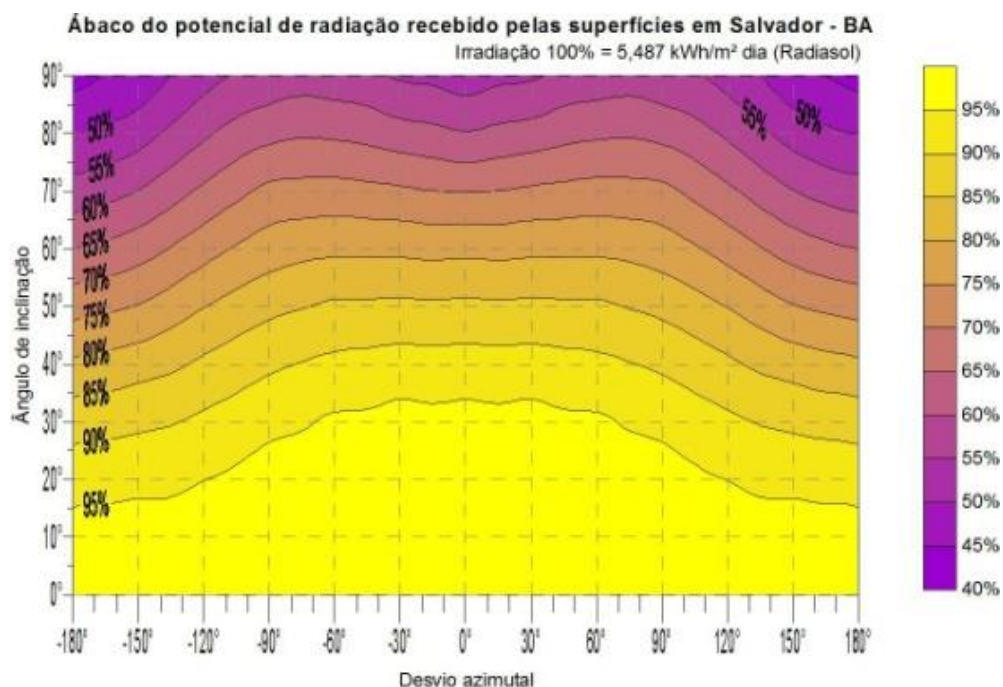


Figura 62 - Ábaco de Salvador. Os maiores níveis de irradiação são encontrados para qualquer orientação desde que mantida a inclinação de até 15°. As fachadas solares possuem maior recebimento de irradiação a Leste ou Oeste, em detrimento do Norte. Neste local 100% de radiação = 5,5 kWh/m²/dia; 2.002 kWh/m²/ano, situado em 12,9°S, 38,5°O.

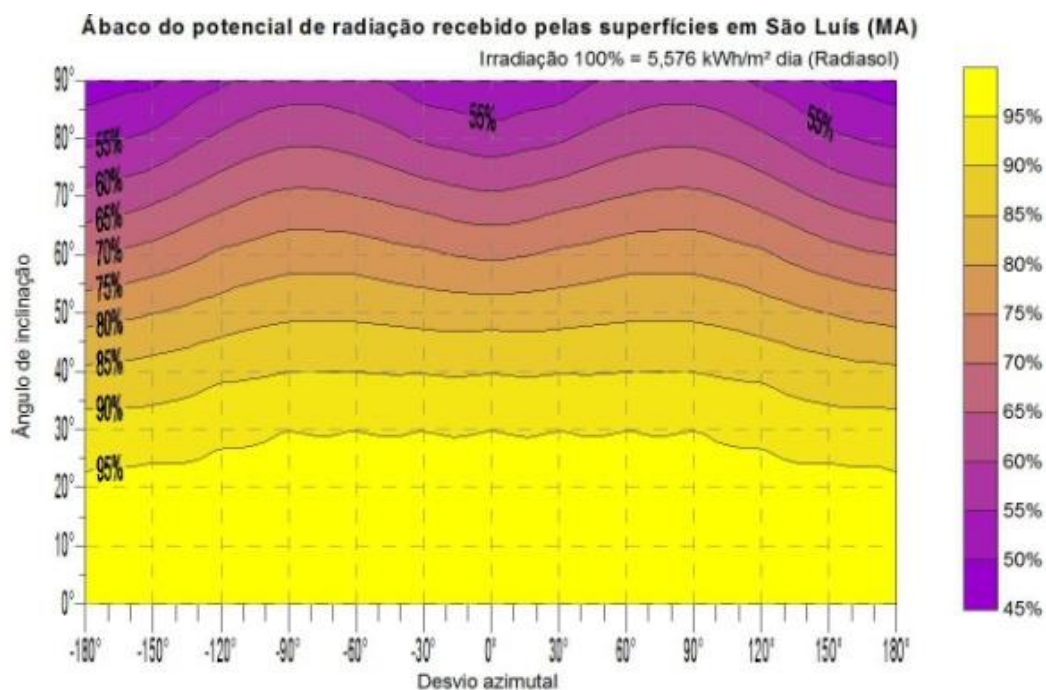


Figura 63 - Ábaco de São Luís - MA. As máximas radiações são obtidas em qualquer azimuth com inclinação de até 25°. As fachadas solares possuem melhor desempenho a Leste ou Oeste do que a Norte. Neste local 100% de radiação = 5,6 kWh/m²/dia; 2.035 kWh/m²/ano, situado em 2,5°S, 44,3°O.

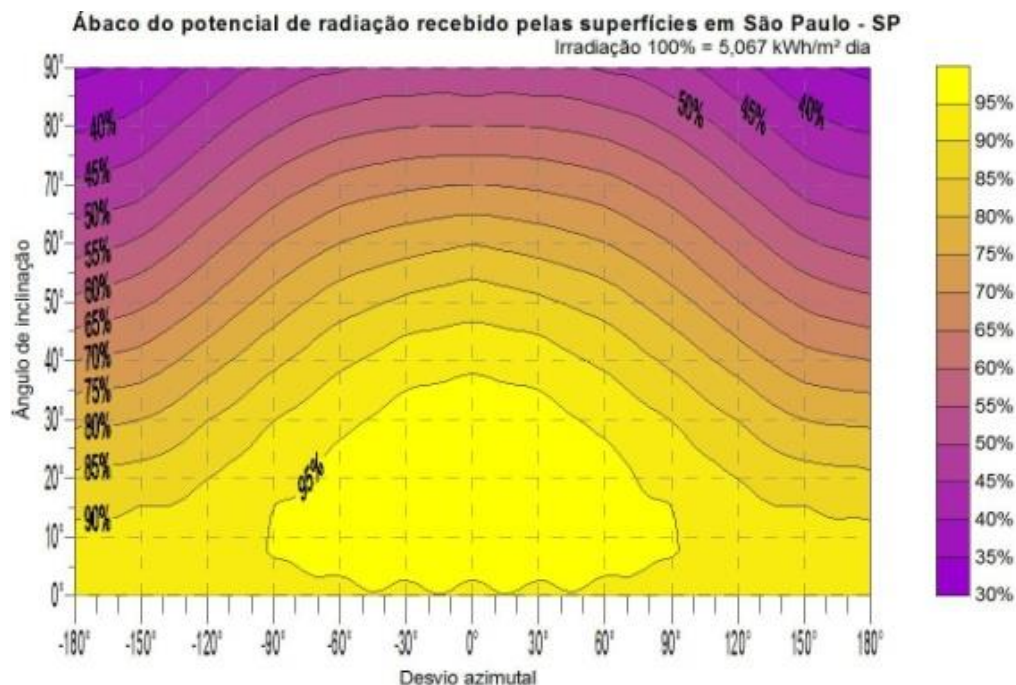


Figura 64 - Ábaco de São Paulo – SP. Neste local as máximas de irradiação são obtidas em azimute entre -60° e +60° e com inclinação entre 5° e 30°. As fachadas solares possuem melhor desempenho ao Norte ou com desvios azimutais entre +60° e -60°. Neste local 100% de radiação = 5,1 kWh/m²/dia; 1.849 kWh/m²/ano, situado em 23,5°S, 46,6°O.

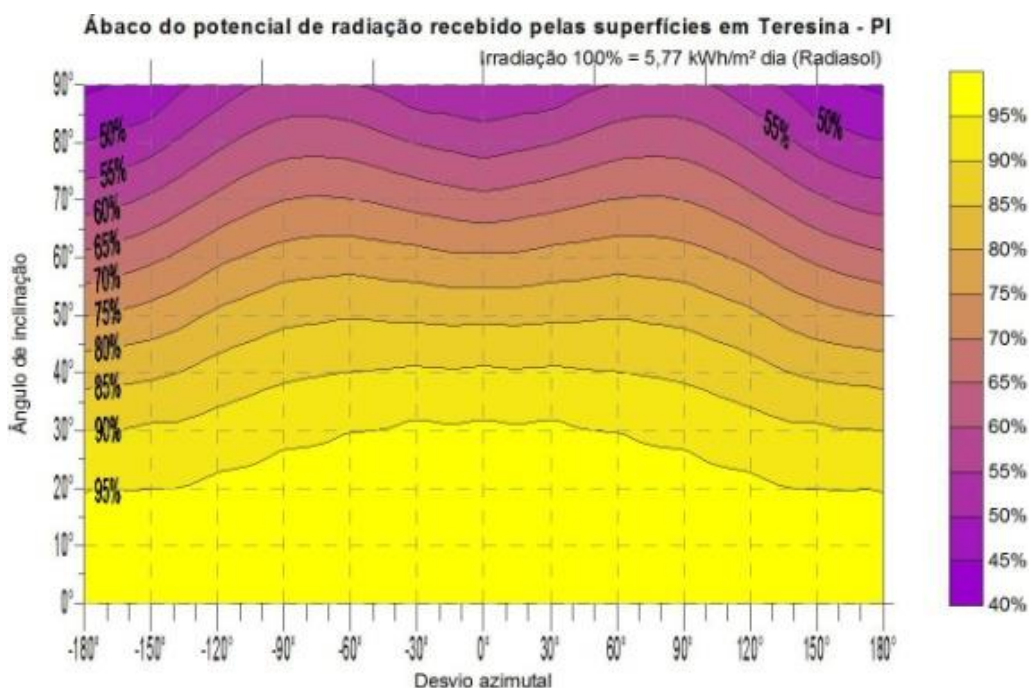


Figura 65 - Ábaco de Teresina – PI. As máximas de irradiação ocorrem com superfícies inclinadas até 20°, independente de seu azimute. Nas fachadas, aquelas orientadas a Leste e Oeste tem maior geração que aquelas orientadas a Norte ou Sul. Neste local 100% de radiação = 5,8 kWh/m²/dia; 2.106 kWh/m²/ano, situado em 5°S, 42,5°O.



Figura 66 - Ábaco de Vitória – ES. A máxima irradiação é encontrada pelos módulos inclinados até 20° e com orientação de Leste a Oeste. As fachadas possuem desempenho semelhante orientadas de Leste a Oeste passando pelo Norte. Neste local 100% de radiação = 5,0 kWh/m²/dia; 1.841 kWh/m²/ano, situado em 5,5°S, 42,5°O.

Algumas conclusões puderam ser observadas a partir dos ábacos para o Brasil: um alto percentual do máximo de radiação (95%) pode ser atingido em módulos inclinados até 20° em qualquer orientação para várias cidades brasileiras do Norte e Nordeste (de Fortaleza com latitude 3°S até Salvador com latitude 13°S). Assim, para instalações nestes locais pode-se manter a inclinação e deixar a orientação livre para o projetista. Para orientações até 35° é possível manter uma radiação de 90% do máximo, também independente da orientação. Observando-se que as inclinações usuais de coberturas de residências estão entre 15° e 35° (SANTOS; RÜTHER, 2012), pode ser concluído que a inclinação das coberturas não é uma limitação para a integração fotovoltaica. Para instalações comerciais e industriais a inclinação é normalmente ainda menor, com o uso de telhas de concreto ou metálicas, assim as perdas nestes casos podem ser ainda menores, de até 5% independente da orientação. Nestas cidades (de Fortaleza com latitude 3°S até Salvador com latitude 13°S) ainda se percebe outra característica, um formato de “M” na parte superior do gráfico, o que indica que nestes locais as fachadas para Leste ou Oeste possuem ganho de até 10% em relação a fachadas orientadas a Norte. No pior cenário para estas cidades, a orientação de uma fachada ao Sul, as perdas podem chegar a 50% do máximo de radiação para o local. Estas cidades estão listadas na primeira coluna da Tabela 9.

Para as cidades localizadas na região central do país, outras características são observadas. Para atingir um máximo de 95% de radiação recebida a inclinação dos módulos deve ser mantida até 35° e a orientação também deve ser observada para que se limite a desvios de no máximo 60° para Leste ou Oeste. Se a inclinação for menor, até 15° ou 20°, as perdas serão mantidas em até 10%. O pior cenário nestas cidades são as fachadas Sul, com perdas que chegam a 55-60%. Entre estas cidades estão incluídas Brasília, Cuiabá, Palmas, Porto Velho e Rio Branco.

Nas cidades mais ao Sul do país os ábacos apresentam uma mancha central mais clara, indicando que nestas cidades a integração deve ser feita com um pouco mais de restrições para manter os maiores níveis de radiação. Nestas cidades o máximo de 95% só é atingido quando o desvio azimutal limita-se a 60° para Leste ou Oeste e a inclinação é trabalhada entre 5° e 25°. Para integrações com orientação Norte, é possível uma inclinação de até 35°. Para fachadas as perdas chegam a 60-65% quando orientadas a Sul e 50% quando orientadas ao Norte. Estas cidades estão marcadas na última coluna da Tabela 9 (limitação de 95% de irradiação próxima à latitude). A Tabela 9 apresenta a distribuição das características salientadas para cada uma das capitais.

Tabela 9 – Recomendações de incidência de irradiação

Capital	95% de irradiação a 15° de inclinação em qualquer azimute.	Em fachadas há maior geração a Leste e Oeste em detrimento do Norte	Alta geração (95%) somente a Norte e inclinação próxima à latitude
Aracaju (SE)	X	X	
Belém (PA)	X		
Belo Horizonte (MG)			X
Boa Vista (RR)	X	X	
Brasília (DF)		Característica intermediária	
Campo Grande (MS)			X
Cuiabá (MT)		Característica intermediária	
Curitiba (PR)			X
Florianópolis (SC)			X
Fortaleza (CE)	X	X	
Goiânia (GO)			X
João Pessoa (PB)	X	X	
Macapá (AP)	X	X	
Maceió (AL)	X	X	
Manaus (AM)	X	X	
Natal (RN)	X	X	
Palmas (TO)		Característica intermediária	
Porto Alegre (RS)			X
Porto Velho (RO)	X	X	
Recife (PE)	X	X	
Rio Branco (AC)		Característica intermediária	
Rio de Janeiro (RJ)			X
Salvador (BA)	X	X	
São Luís (MA)	X	X	
São Paulo (SP)			X
Teresina (PI)	X	X	
Vitória (ES)			X

No geral, conclui-se que integrações fotovoltaicas em inclinações que vão da horizontal até a latitude ou até 10° tem pouca variação na radiação recebida, independentemente da variação de azimute (nas latitudes acima de 15° o azimute só deve variar até 90°). Nas cidades com latitude maior que 15°, pequenas variações de inclinação (10° acima ou abaixo) mantêm altos ganhos de radiação (95%) quando a orientação também é mantida com desvios máximos de 60° (para Leste ou Oeste).

Para cidades com latitude até 10°, inclinações de até 20° levam a perdas anuais de radiação de somente 5% para qualquer orientação. Nestas latitudes as perdas decorrentes de alta inclinação (em especial instalações na vertical) independem da orientação, inclusive deve-se evitar a orientação a Norte, que possui perdas até 5 a 10% maiores que as perdas das fachadas a Leste ou Oeste.

Algumas cidades não apresentam nenhuma das características de forma clara, resultando em ábacos com manchas mais sutis e intermediárias às características citadas. As cidades não marcadas são Brasília, Cuiabá, Palmas e Rio Branco, que têm ábacos que indicam: em altas inclinações pouca variação, mas não chegando a ter a orientação Leste e Oeste com recebimento de irradiação superior ao Norte; e uma característica intermediária em baixas inclinações mantendo 95% de irradiação com cerca de 5 a 10° de inclinação, não chegando aos 15° que expressam maior possibilidade de projetos, mas também não restringindo tanto a orientação ao Norte e à latitude local.

Na Figura 67 pode-se observar a localização das capitais e as características observadas nestes locais.

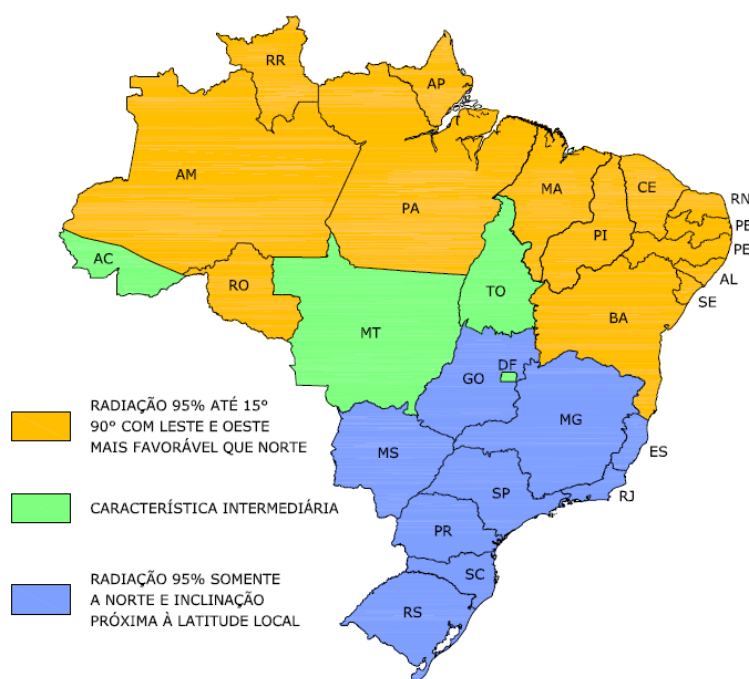


Figura 67 – Mapa apresentando as capitais e suas características de posicionamento dos módulos para os maiores ganhos de radiação.

As características apresentadas ocorreram de forma similar em cidades geograficamente próximas, indicando que estas características parecem comuns a determinadas regiões.

Nos estados mais ao Sul do país (latitude maior que 15°) os maiores níveis de irradiação só ocorrem em posicionamentos bem próximos do ideal com inclinação similar à latitude (até uma variação de 10° para mais ou para menos) e orientação Norte (até uma variação entre 60 e 90°). Como observado nos ábacos, estas variações não podem ser

utilizadas de forma combinada, sugerindo ao projetista que escolha a posição da integração priorizando ou a orientação ou a inclinação dos módulos fotovoltaicos.

Nos estados mais ao Norte do país (latitude até 15°) são maiores as possibilidades de posicionamento com bons índices de irradiação. Nestes locais é possível qualquer posição de orientação, desde que seja mantida uma inclinação de até 15°. Nestes locais também há prevalência da orientação a Leste e Oeste (em detrimento do Norte) quando a instalação for vertical (90° de inclinação).

Em algumas capitais foram identificadas algumas características mais específicas, com maiores ou menores possibilidades de integração. Manaus aparece como a cidade com maior potencial para instalação de fachadas solares, gerando 50% do potencial na localização menos favorável (fachada vertical ao Sul). As cidades que também possuem vantagens para fachadas solares são Belém, Boa vista, Fortaleza, João Pessoa, Macapá, Maceió, Porto Velho, Recife, Rio Branco e São Luiz. As cidades com menor potencial para fachada são Campo Grande, Goiás e Belo Horizonte, que apresentam somente 25% de geração para fachadas verticais ao Sul. Em relação à diversidade de possibilidades para instalação obtendo os máximos níveis de geração (95%), Belém, Fortaleza, Macapá, Manaus, Natal, Recife e São Luiz apresentam níveis de irradiação de 95% para qualquer orientação com inclinação até 23°. As cidades que apresentam maior limitação nas integrações foram Porto Alegre e Florianópolis, seguidas por Curitiba e Belo Horizonte.

A partir da análise dos ábacos e das características levantadas, o projetista pode avaliar qual o melhor posicionamento para seu projeto, ou ainda, se possível, a melhor localização geográfica para seu investimento (por exemplo, grandes empresas que possuem filiais em diversos estados).

Além dos valores de irradiação disponíveis para as cidades também é necessário considerar os eventuais sombreamentos que ocorrerão sobre os módulos. Genericamente podem ser simuladas as sombras a partir da carta solar da cidade ou do uso de softwares de simulação. Para a simulação podem ser consideradas a data de solstício de inverno e os horários de 8 e 16 horas, verificando as áreas sombreadas nestes momentos. Mais detalhes sobre as estimativas de sombreamento podem ser vistas no item 6.2.

6. DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

O dimensionamento da potência a ser instalada em uma integração BIPV também influencia nas decisões arquitetônicas. O dimensionamento do sistema pode ser feito de acordo com as necessidades da edificação, que pode ser: buscar um balanço energético zero, dependendo do tipo de tarifa existente no país; instalar o máximo possível para ter na tarifa prêmio uma fonte de receita; ou ainda instalar conforme as necessidades da composição arquitetônica (ocupando áreas pré-definidas com tipos de módulos específicos) (THOMAS, 1999).

Links úteis:

Simulador solar do Instituto Ideal:

<http://americadosol.org/simulador/>

Software de simulação: <http://tecnando.com/bipvdesign/>

Normalmente se busca um dimensionamento baseado na energia a ser gerada, como no caso do Brasil, onde a legislação permite a utilização da tecnologia apenas para compensar a energia utilizada, é interessante que haja uma geração bastante próxima do consumo da própria edificação, já que gerações além do consumo não são reembolsadas.

Uma fórmula que pode ser utilizada é a apresentada na Equação 1, na qual a partir de um determinado sistema instalado, tem-se uma estimativa da geração disponível de acordo com a radiação local.

$$Pot = \frac{E}{G_{poa} \cdot R} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

- Pot = Potência instalada dos módulos fotovoltaicos (comumente representada por kWp, mas que na realidade corresponde a kWp/kWp, ou seja, potência atingida a partir da radiação incidente no módulo);
- E = Energia gerada pelo sistema (kWh/dia);
- G_{poa} = Média mensal do total diário da irradiação solar incidente no plano do arranjo fotovoltaico (kWh/m²/dia), derivado de *Global irradiance in plane of array*;
- R = Rendimento do sistema, inversor e conexões (comumente utilizado o valor de 80%).

Esta fórmula permite uma estimativa simples da geração possível de um sistema fotovoltaico. No caso das edificações normalmente utiliza-se esta fórmula para buscar qual o valor da potência a ser instalada na edificação. Para isto usa-se como E (energia a ser gerada) o valor médio diário de consumo de energia da edificação (para isso somar todos os valores de consumo de energia em um ano e dividir por 365 dias).

Utiliza-se como G_{poa} o valor da irradiação disponível para a cidade onde será instalado o sistema. Observa-se que o G_{poa} deve ser ponderado de acordo com a posição de instalação do módulo (inclinação e orientação específica), já que normalmente têm-se o valor de irradiação para um plano horizontal ou um plano inclinado em valor igual à latitude. Para estimativas iniciais pode ser utilizado o valor de irradiação em um plano horizontal, mas para cálculos definitivos devem ser utilizados os valores ponderados, podendo ser utilizado o software Radiasol (UFRGS, 2001) para este fim. O valor de rendimento é utilizado para considerar o funcionamento do inversor e demais conexões do sistema elétrico.

O software Radiasol pode ser calibrado a partir de dados de irradiação a partir de medições de satélite (SWERA, 2011). Este programa considera a localização geográfica, pela latitude e longitude, e a inclinação do painel em relação à horizontal e a orientação em relação ao norte geográfico, podendo ser alterados os valores base e também criadas novas cidades ainda não incluídas no software.

No caso de ser utilizada outra localização, que não a ideal, deverá ser utilizado um fator de correção na fórmula, como os indicados no capítulo 2.1 (Radiação solar), para majorar a potência da instalação, compensando as perdas de irradiação. O mesmo deve ocorrer se o sistema for sombreado, devendo-se estimar a quantidade de irradiação bloqueada pelas sombras e também majorar o resultado. Nestes casos a fórmula completa teria a forma da Equação 2.

$$Pot = \frac{E}{G_{poa} \cdot IrrP \cdot (1 - IrrS) \cdot R} \quad \text{Equação 2}$$

Onde, além das outras variáveis da Equação 1, tem-se:

- $IrrP$ = Irradiação ponderada pela posição (sendo a posição ideal=100%, e outras posições o valor indicado pelo ábaco), indicado em %;
- $IrrS$ = Não recebimento da irradiação ocasionado pelo sombreamento (estimado a partir de modelos de previsão do movimento solar como o SKETCHUP, ou softwares específicos como o PVSYST), indicado em %.

A partir da potência a ser instalada pode ser determinado o número de módulos que serão necessários para o sistema, para isso é utilizada a Equação 3. A quantidade de módulos de um sistema pode variar consideravelmente, já que existem módulos com potências bastante diferentes (variando entre 50 a 250Wp). Neste momento do projeto de sistema, a seleção do tipo específico do módulo irá variar principalmente de acordo com suas características físicas que sejam de interesse do arquiteto (cor, forma, dimensão...). Normalmente também se determina o módulo pela área a ser ocupada, já que módulos mais eficientes ocuparão menor área na edificação. Algumas vezes também é buscada a ocupação de maiores áreas com os módulos (maior impacto visual, ou cobertura de fachadas com menor custo), nestes casos pode ser optado por um módulo menos eficiente, já que comumente os módulos tem seu preço atrelado principalmente à eficiência.

$$nMód = \frac{PotTotal}{Pot.Mód} \quad \text{Equação 3}$$

Onde:

- nMód = número de módulos a ser utilizado;
- PotTotal = valor identificado na Equação 1 (kWp);
- Pot.Mód = valor indicado pelo fabricante do módulo (kWp em STC).

Deve-se observar as unidades, já que normalmente os fabricantes divulgam as potências dos módulos em Wp, mas a unidade utilizada na fórmula é kWp (Wp/1000).

Também a partir da potência instalada e das características dos módulos é definido o inversor, onde devem ser considerados os valores de tensão e corrente dos módulos e seu arranjo elétrico para que seja dimensionado um inversor compatível. A quantidade de módulos fotovoltaicos deve ser disposta em um arranjo elétrico (ligados em série ou paralelo) para que fiquem dentro dos valores aceitáveis pelos inversores. A definição das performances elétricas do módulo é importante para a definição dos elementos complementares à instalação, como os inversores e fiação. A ligação dos módulos em série ou em paralelo ocasiona as diferentes correntes e tensões as quais o sistema elétrico será submetido. Neste momento do dimensionamento é indicado o trabalho em conjunto com um projetista elétrico para que faça o correto dimensionamento do inversor e também dos cabos e dispositivos de proteção que serão necessários para o sistema.

6.1. Exercício de dimensionamento

3.1.1 Exercício 1

Considerando uma edificação comercial eficiente na cidade de São Paulo que apresenta um consumo médio mensal de 120 kWh, dimensione o sistema fotovoltaico que deveria ser instalado nesta edificação para que houvesse balanço energético zero anual. Considere a instalação fotovoltaica orientada ao norte e inclinada a 23° (valor igual à latitude).

Resolução:

1° Identificar o valor de irradiação para a cidade de São Paulo. Valor de 5,067 kWh/dia para sistemas orientados ao norte e inclinados em valor igual à latitude, que é o caso do exercício.

2° Utilizar a Equação 1 para determinar a potência a ser instalada. Primeiramente deve-se colocar o valor de consumo como valor diário de energia a ser gerada. Portanto o consumo médio mensal deve ser dividido por 30 dias: 120kWh/30 = 4kWh / dia

$$Pot = \frac{E}{G_{poa} \cdot R} \quad Pot = \frac{4}{5,067 \cdot 0,8}$$

O que resulta em 0,986 kWp, o que podemos aproximar para um sistema de 1 kWp, ou de 1000 Wp, para que gere uma média diária anual de 4 kWh.

Após a determinação do tamanho do sistema = 1 kWp, é necessário escolher um módulo a ser utilizado. Por exemplo, poderia ser utilizado o módulo da SolarTerra HD210, que possui as características apresentadas na Tabela 10.

Tabela 10 – Características de performance elétrica de um módulo de 210W sob condições STC (Standard Test Conditions).

Características	Definições
Dimensões (Larg. x Comp. x Esp.):	1480 x 990
Peso:	17 kg
Potência Máxima (P _{máx}):	210 W
Corrente de Curto circuito (I _{sc}):	8,23 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc}):	37,05 V
Eficiência (P/Área):	≈14,4%

Como o módulo não será afetado por sombreamento e também não está em uma posição que tenha perdas de irradiação, não será necessário recalcular a potência com a Equação 2. Após a definição do módulo, calcula-se a quantidade de módulos necessária para o sistema, utilizando a equação 3

$$nMód = \frac{PotTotal}{Pot.Mód} \quad nMód = \frac{1}{0,210} = 4,76$$

Assim observa-se que são necessários 5 módulos para gerar a média de consumo diário desta edificação, com um sistema de 1,05 kWp de potência.

Para estas características deve ser determinado um inversor que estivesse adequado ao sistema, como apresentado na Tabela 11. Observa-se que a tensão nominal de saída do inversor deve ser a mesma da tensão da rede de distribuição.

Tabela 11 – Características de um inversor que comporta um sistema de 1 kWp de potência

Características	Definições
Dimensões (Larg. x Comp. x Esp.):	434 x 295 x 214 mm
Peso:	29 kg
Máxima potência entrada CC:	1240 W
Faixa de Tensão entrada CC :	21 V – 60 V
Máxima Corrente entrada:	62 A
Potência nominal de saída CA:	1000 W
Máxima potência de saída CA:	1100 W
Tensão nominal de saída:	110 V
Tensão de rede AC:	50 / 60 Hz

O projeto elétrico deste sistema poderia ser uma ligação de 5 módulos em paralelo, para que seja compatível com o inversor já existente no mercado. As características da ligação serão de acordo com a Tabela 12, utilizando um inversor com capacidade de 1100 W e de baixa tensão de entrada CC.

Tabela 12 – Característica da ligação em paralelo dos módulos e do inversor

Módulo 210 W		Valores no painel (5 módulos em paralelo)		Inversor
Potência nominal	P _{máx} : 210 W	1050 W	Máxima potência de entrada	1210 W
Tensão de operação	V _{mpp} : 27,54 V	27,54 V	Faixa de tensão	21 V – 60 V
Tensão de circuito aberto	V _{oc} : 37,05 V	37,05 V		
Corrente de operação	I _{mpp} : 7,64 A	38,2A	Máxima corrente de entrada	62 A

De acordo com as dimensões do módulo, este sistema utilizaria uma área de 7,32 m² no telhado da edificação. A disposição dos módulos poderia se adequar conforme a geometria da cobertura dispondo-se linearmente ou de outra forma (Figura 68) de modo que a integração tenha uma estética de acordo com a composição arquitetônica.

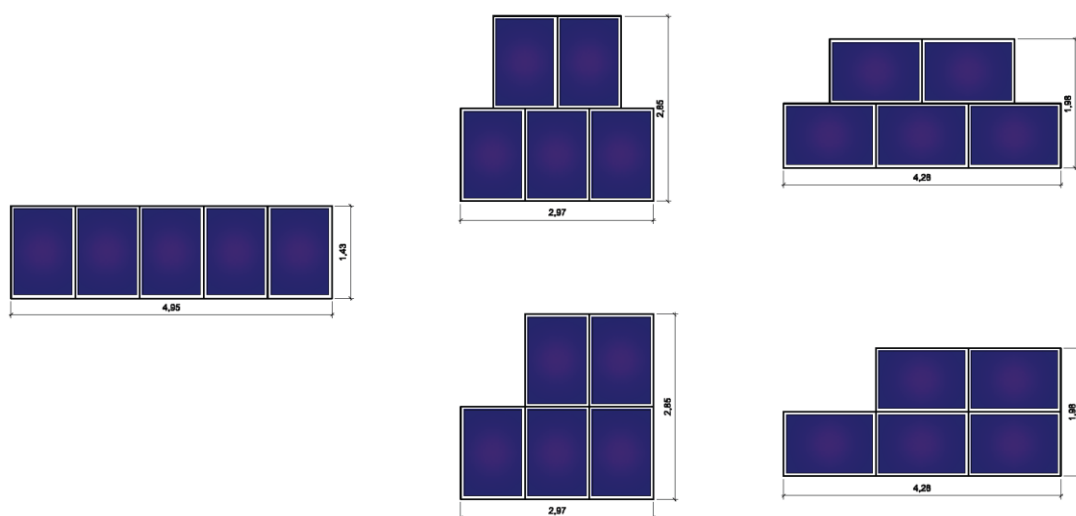


Figura 68 – Exemplos de disposição dos módulos de um sistema de 1,05 kWp

Assim como deve ser pensado o posicionamento dos módulos na cobertura, também deve ser analisado o local de fixação do inversor e disjuntores. Esses devem ser instalados em local abrigado, de preferência no interior da edificação, em local seco e que não sofra eventuais impactos ou manuseios desnecessários.

O balanço mensal de energia, considerando o consumo do escritório e a geração do sistema proposto, seria conforme a Tabela 13. Este balanço apresenta os valores de consumo, de geração fotovoltaica e saldo de geração ou consumo excedente mensal.

Tabela 13 – Contribuição da geração de energia fotovoltaica de um sistema de 1,05 kWp no consumo mensal de uma edificação

	Consumo	Média diária de irradiação	Geração (kWh)	Contribuição (%)
Jan	120	5,24	132,048	110,0%

	Consumo	Média diária de irradiação	Geração (kWh)	Contribuição (%)
Fev	120	5,43	136,836	114,0%
Mar	120	5,48	138,096	115,1%
Abr	120	5,39	135,828	113,2%
Mai	120	4,64	116,928	97,4%
Jun	120	4,39	110,628	92,2%
Jul	120	4,45	112,14	93,5%
Ago	120	5,27	132,804	110,7%
Set	120	4,85	122,22	101,9%
Out	120	5,37	135,324	112,8%
Nov	120	5,20	131,04	109,2%
Dez	120	5,28	133,056	110,9%
Anual	1440	5,07	1536,948	106,7%

Assim observa-se que este sistema forneceria um balanço anual energético zero, ou seja, produziria anualmente todo seu consumo. Nos meses de verão com maior irradiação disponível haveria maior geração que consumo, gerando um crédito em energia. Nos meses de inverno haveria menor geração do que consumo, sendo então utilizados os créditos gerados no verão.

3.1.2 Exercício 2

Considerando uma alteração da proposta do exercício 1, para um cliente que deseja a instalação, mas solicita que a mesma seja feita em uma fachada da edificação, com os módulos na posição vertical e respeitando a orientação da mesma, a 70° L. O cliente também solicita que seja ocupada a maior área possível com módulos, mas que seja mantido o balanço de energia zero.

Resolução:

Observe que neste caso deverá ser feito o cálculo da geração do sistema já proposto, já que com a mudança de posição e orientação dos módulos, poderá haver diminuição da geração.

Para isto, primeiramente deverá ser conferido o percentual de irradiação disponível na nova posição e considerada a potência já instalada, a partir da equação 2, podemos isolar a Energia gerada e descobrir a nova geração. Onde:

- Pot = 1,05 kWp;
- G_{poa} = 5,067 kWh/dia;
- Irr_P = 50% (observada no ábaco de irradiação de São Paulo para módulos inclinados a 90° e orientados a 70°L);
- Irr_S = 0 (já que não há sombreamento na fachada);

$$E = Pot \cdot G_{poa} \cdot R \cdot IrrP \cdot (1 - IrrS)$$

$$E = 1,025 \cdot 5,067 \cdot 0,8 \cdot 0,5 \cdot (1 - 0)$$

Assim obtém-se que a energia gerada por dia é de 2,07 kWh, ou em média 62,32 kWh/mês, o que não é suficiente para o abastecimento da edificação. Neste caso é necessário redimensionar o sistema, apenas pela mudança de posição dos módulos fotovoltaicos. Para recalcular, usa-se novamente a fórmula da equação 2, isolando-se a potência e calculando-se a energia para um mês:

$$Pot = \frac{120}{(5,067 \cdot 30) \cdot 0,5 \cdot (1 - 0) \cdot 0,8}$$

Assim, obtém-se uma nova potência de 1,64 kWp. Um sistema maior para que possa suprir toda energia apesar da menor disponibilidade de radiação da fachada.

Além da nova potência, o cliente também pede a utilização da maior área possível, já que ele quer cobrir uma grande área de fachada cega, assim deve ser buscado um módulo menos eficiente para que gere a mesma quantidade de energia ocupando uma área maior. Deve-se observar que a utilização de maior área pelos módulos não requer necessariamente um custo maior, já que os módulos são costumeiramente vendidos pela sua potência, então módulos menos eficientes são também mais baratos.

Observando o Anexo 1 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** com os módulos listados pelo INMETRO, busca-se pelo menos eficiente. Pelas tecnologias apresentadas, a de silício amorfo já é conceitualmente a menos eficiente, assim pode ser selecionado o módulo da Dupont Apolo 121-C1, que com um tamanho de 1,41 x 1,11m, tem 119 Wp de potência. Assim, tem-se um novo número de módulos para o projeto:

$$nMód = \frac{Pot_{Total}}{Pot.Mód} \quad nMód = \frac{1,64}{0,119} = 13,78$$

Assim, serão necessários 14 módulos de Apolo 121 para que seja gerada a energia que o edifício necessita anualmente. Observa-se que agora os módulos ocuparão uma área de 21,9 m², uma área quase 4 vezes que a estimativa anterior, mas com uma potência de apenas 1,6 vezes da anterior.

Deve-se observar que a área, ou quantidade de módulos necessários, são valores relativos e dependem de uma série de fatores que incluem as necessidades energéticas da edificação, a área e o local disponível e a tecnologia que será utilizada.

6.2. Estimativa de sombreamento

Como a geração fotovoltaica é diretamente proporcional à quantidade de radiação incidente, os eventuais sombreamentos sobre os módulos também comprometem a geração elétrica do sistema. O sombreamento pode ocorrer por qualquer objeto que interrompa o

caminho dos raios solares até o módulo, e afeta principalmente a incidência da radiação direta. Edifícios próximos, árvores, antenas e mesmo os próprios módulos podem ocasionar sombras sobre o sistema fotovoltaico, como observado na Figura 69 e Figura 70.



Figura 69 – Sistema fotovoltaico em cobertura sombreado por elemento construído.

Fonte: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia45/HTML/articulo02.htm>



Figura 70 – Sistema fotovoltaico sombreado por árvores.

Fonte: <http://solarserdar.blogspot.com.br/2011/02/ccres-how-not-to.html>

Como já visto no capítulo 3.1, como as células de um módulo fotovoltaico são conectadas em arranjos em série e paralelo, o sombreamento sobre parte do módulo compromete muito da geração do mesmo (cerca de 10% de sombreamento pode ocasionar 90% de perda de geração do módulo em questão) e também dos módulos que estão

conectados a ele. A redução da geração de um módulo sombreado pode ser observada na Figura 71. A curva normal de geração de um módulo não sombreado em um dia de céu limpo (*clear day*) pode ser observada na Figura 72, as reduções no padrão normal da curva se devem a momentos de sombreamento ocasionado por nuvens.

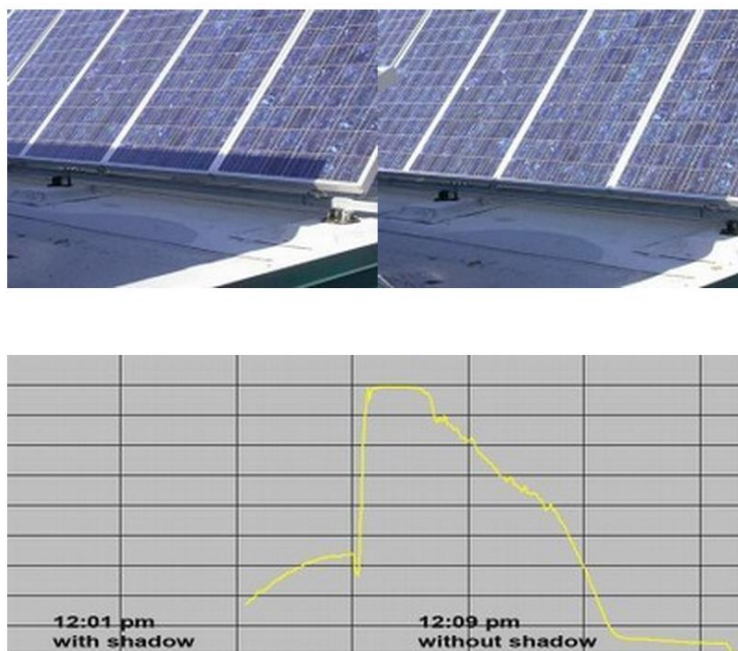


Figura 71 – Redução da geração de módulos sombreados, acima a foto antes e depois do sombreamento e abaixo o gráfico mostrando o nível de geração com sombra e sem sombra.

Fonte: <http://solaroregon.org/residential-solar/residential-faq/what-happens-if-the-solar-panels-are-shaded>

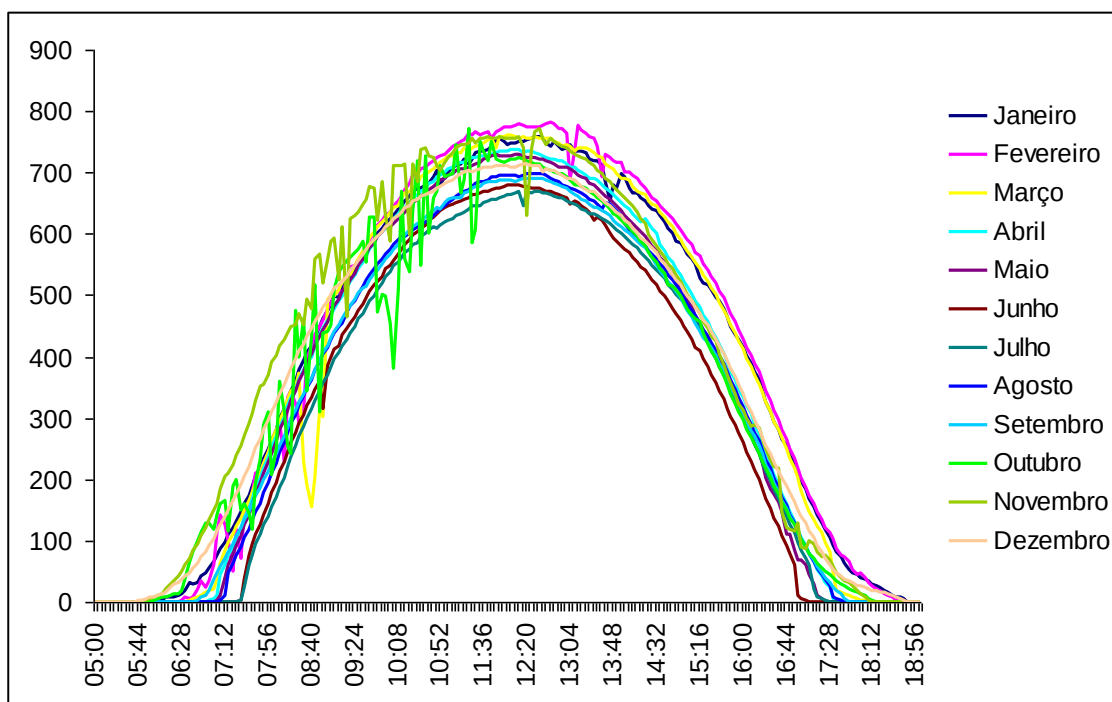


Figura 72 – Curva de geração de dias limpos para um sistema de 1kWp de silício amorfo em Florianópolis. No eixo vertical os valores em W e na horizontal as horas do dia.

Fonte: Santos (2009).

Devido às perdas ocasionadas pelas sombras, o projeto de um sistema fotovoltaico deve sempre ser analisado quando às possíveis interferências de sombras externas ao sistema (edificações, árvores e objetos) e também entre os módulos do próprio sistema. Uma ferramenta bastante útil para observação dos efeitos do sombreamento é o software livre SketchUp (TRIMBLE, 2013), que permite a visualização das partes sombreadas de acordo com a localização do sistema em cada horário e data do ano. Outros softwares que também são possíveis de serem utilizados são o PVsyst® e o Ecotect®.

Links úteis:

Software Sketchup: <http://www.sketchup.com/>

Software Ecotect: <http://usa.autodesk.com/ecotect-analysis/>

Software PVsyst: <http://www.pvsyst.com/en/>

Para utilização do software SketchUp (software livre) devem ser observados alguns pontos. Primeiro, construir a maquete eletrônica do sistema fotovoltaico e dos objetos que podem causar sombreamento no mesmo (platibanda da cobertura, árvores e edificações próxima, etc.). No caso de centros urbanos, recomenda-se também construir as edificações vizinhas, principalmente a Leste e Oeste (posições em que o ângulo de incidência solar é menor, e, portanto as sombras são maiores). Após a construção do modelo deve-se fazer o georreferenciamento da imagem, situando o projeto em seu terreno real a partir das imagens de satélite (Google Earth). Após o georreferenciamento é só ativar as sombras e observar se em algum horário em algum dia do ano ocorrerão sombras sobre os módulos projetados.

Certamente o ideal para todo projeto de BIPV é que não haja sombra em nenhum horário de nenhum dia do ano para garantir a máxima geração possível. Mas BIPVs em meio urbano tem alta probabilidade de que seus módulos acabem recebendo sombras em algum momento do dia. Para antecipar os horários e a disponibilidade solar é interessante consultar a carta solar para a localização da cidade, observando qual o horário de nascer e pôr do sol para o solstício de inverno (dia mais curto do ano com sol em menor ângulo em relação à terra ao meio dia e com maior probabilidade de sombreamento). Colocando o dia de solstício (pode ser usado 21 de junho, já que é alterado a cada ano) e os horários de 7 e 17 horas, que observado também na Figura 72, é um horário médio para o início e fim da geração fotovoltaica.

Na Figura 73 apresentam-se as áreas de sombreamento a oeste (7 horas da manhã) e a leste (17 horas) para um edifício em Brasília-DF com 15 m de altura e uma platibanda de 1m na cobertura, orientado na sua maior dimensão no sentido norte-sul. Observa-se que é um sombreamento bastante intenso nestes horários, não deixando nenhuma área livre para inserção dos módulos.

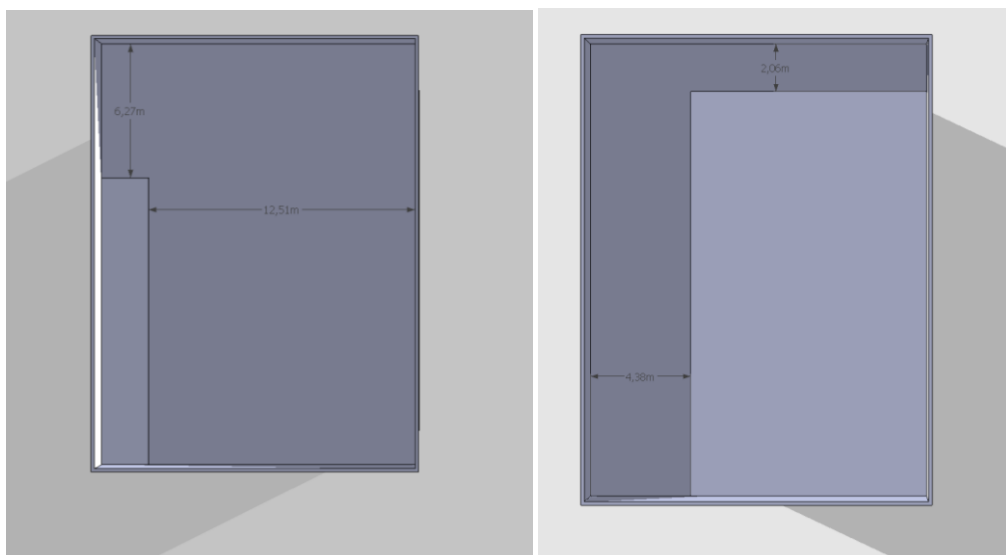


Figura 73 – À esquerda o sombreamento às 7 horas da manhã da platibanda sobre a cobertura (aproximadamente 6,3m a sul e 12,5m a oeste). À direita a imagem com a sombra às 17 horas (aproximadamente 2,05m ao sul e 4,4m a leste).

Como os sombreamentos no dia de solstício de inverno é o maior do ano, poderão ser utilizados horários e dias mais flexíveis para que seja possível o projeto de um sistema fotovoltaico em meio urbano e ainda sejam garantidas boas horas de irradiação solar. Uma opção é a utilização dos horários de 8 e 16 horas, calculados também para o solstício de inverno. Como há diferença entre a sombra a leste e oeste nos dois horários (ocasionados pela diferença da longitude em relação ao horário solar) pode ser usado o maior dos dois valores como afastamento para ambos os lados, como é observado na Figura 74. Neste caso uma boa solução para instalação dos módulos seria deixar uma borda de 2,8 das laterais leste e oeste e 1,8m da lateral norte.

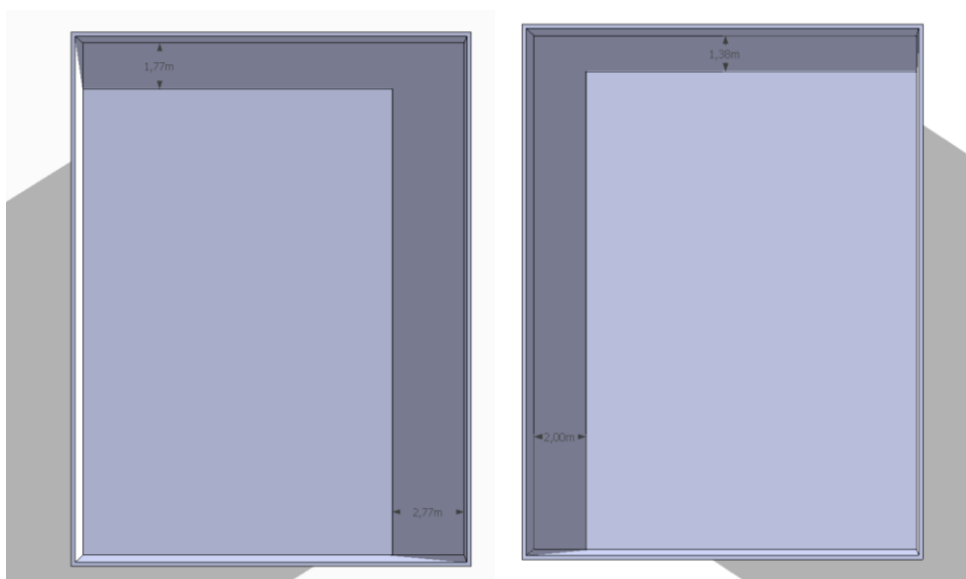


Figura 74 – À esquerda, sombreamento às 8 horas da manhã (aproximadamente 2,8m a oeste e 1,8m a sul), e à direita, sombreamento às 16 horas (aproximadamente 2m a leste e 1,4m a oeste).

Assim a área útil da edificação proposta seria próxima a 9,1 x 17,9m, deixando os afastamentos sem módulos, como observado na Figura 75.

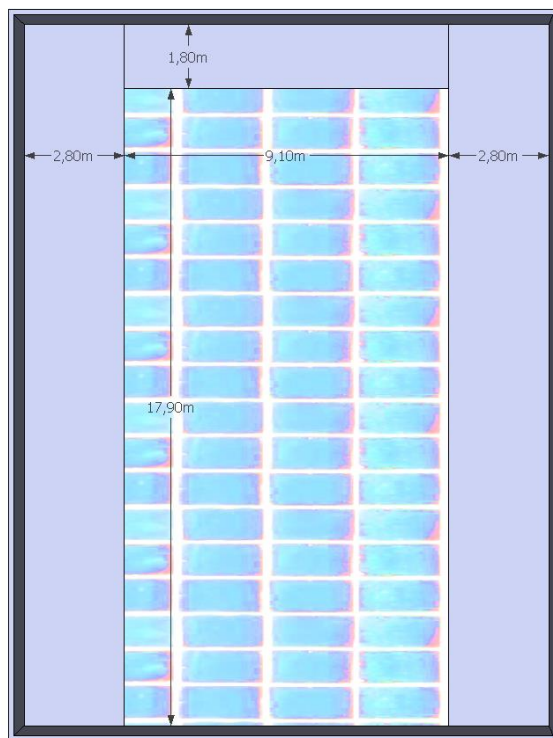


Figura 75 – Proposta de posicionamento dos módulos para a edificação em Brasília, com 1m de platibanda para evitar o sombreamento dos módulos entre 8 e 16 horas.

Além da área livre de sombreamento de elementos externos, também se deve estimar o sombreamento as fileiras dos módulos. Para isso deve-se considerar a dimensão dos mesmos, a inclinação de instalação e também os horários já utilizados para o cálculo anterior de sombreamento.

Para este dimensionamento o software SketchUp possibilita a percepção do tamanho da sombra nos horários críticos (8 horas da manhã e 16 horas da tarde). Colocando o módulo (optou-se por um módulo com dimensão de 1,65 x 0,99m e 230W de potência, o primeiro módulo com certificação A do Anexo 1) no modelo, orientado ao norte e inclinado igual à latitude local (que conforme visto no item **Erro! Fonte de referência não encontrada.** é de 15°), observa-se que o sombreamento seria de 1,4m (às 8 horas) ou 1,3m (às 16 horas), como mostrado na Figura 76.

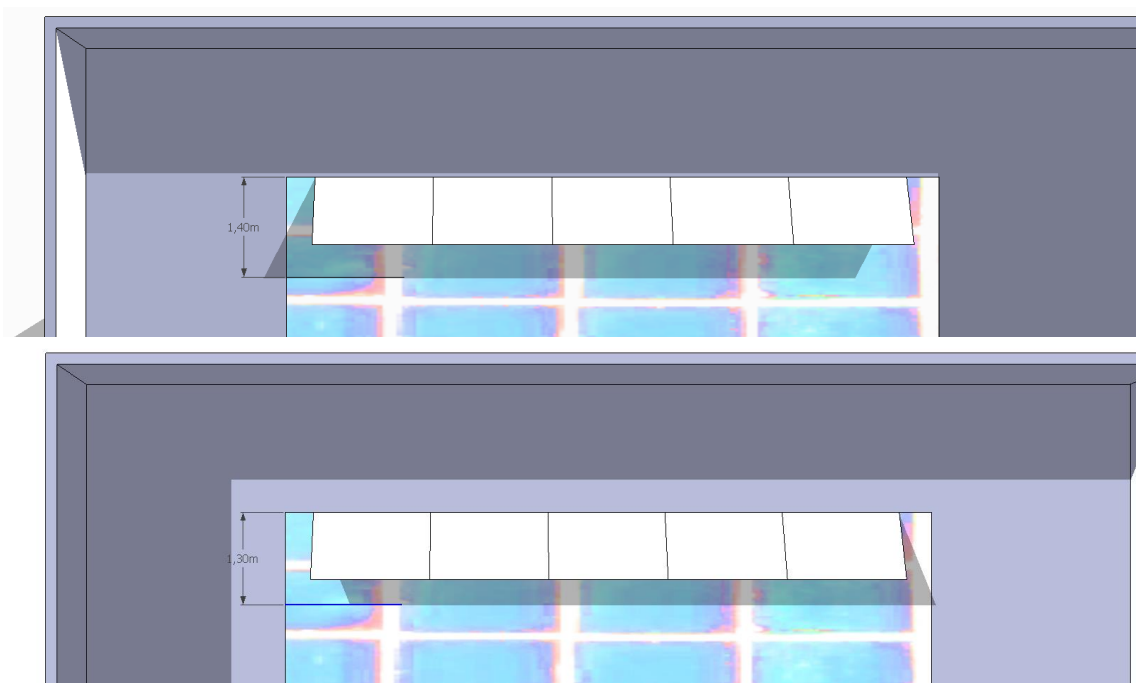


Figura 76 – Acima o sombreamento horizontal dos módulos às 8 horas da manhã do solstício de inverno e abaixo o sombreamento horizontal dos módulos às 16 horas do mesmo dia.

Assim para este projeto seriam utilizados até 65 módulos deste tamanho sem sombreamento entre eles ou da própria edificação, como pode ser visto na Figura 77. Considerando apenas a área da cobertura para instalação e a ausência de sombra, este prédio permitiria uma instalação de 14,95kWp (230w x 65 módulos).

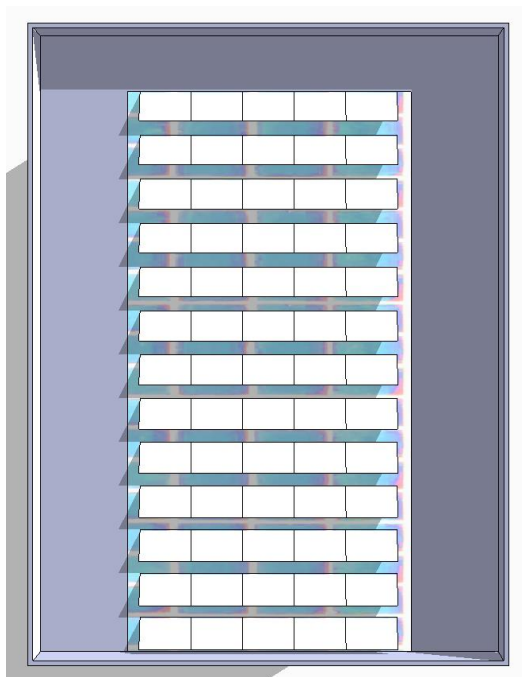


Figura 77- Proposta de disposição dos módulos para um edifício em Brasília para que os módulos não recebessem sombra deles próprios os do edifício entre 8 horas da manhã e 16 horas da tarde no solstício de inverno (e consequentemente em nenhum outro dia do ano).

A diagramação proposta pelos módulos considera apenas a área disponível e as sombras que irão interferir sobre ela. A limitação das sombras não retrata um dimensionamento de um sistema fotovoltaico, mas sim as possibilidades e os limites da instalação para que tenha um funcionamento adequado. O projeto fotovoltaico deve contemplar o dimensionamento segundo as necessidades da edificação (quantidade de energia, uso de área, ou mesmo a própria área livre de sombra) e também a análise de sombreamento, que serve principalmente para localizar a posição dos módulos na edificação disponível para que esta se torne um BIPV. O dimensionamento a partir da demanda energética já foi desenvolvido no item 6.

6.3. Tutorial BIPV design

O software BIPV design é uma ferramenta elaborada para auxiliar arquitetos no projeto e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos integrados às edificações. Este software é gratuito e pode ser acessado por meio da internet, no endereço:

<http://tecnando.com/bipvdesign/>

A seguir é apresentado um tutorial de utilização do software.

Tela de abertura do software

Ícone 'Início', mostrando o ambiente geral do software.

No ícone 'Cadastramento' é possível fazer um cadastro simples para criar usuários e senha para ter acesso ao software. Na primeira vez que acessar o software deverá ser feito o cadastro.

No ícone 'Projetos' poderão ser visualizados e editados os projetos já realizados no software. Também neste ícone é possível iniciar um no ícone Novo Projeto, assim como no botão 'Novo projeto'.

Em 'Minha conta' a pessoa pode alterar seu cadastro e senha.

O ícone 'Cadastramento' é utilizado apenas para o suporte ao sistema, ao qual os usuários não tem acesso.



Aba início

Tela de início de novo projeto, contendo as informações iniciais do projeto: Nome; Cidade de localização e Irradiação a ser definida após a análise do ábaco para a cidade.

À esquerda aparece o resumo do projeto, com as informações já definidas. Esta caixa à esquerda permanece todo o tempo durante o projeto contendo um resumo das informações disponíveis.

Novo Projeto

RESUMO

- INÍCIO
 - Nome: **Tese Ísis**
 - Localização: **Selecione**
 - Irradiação: %
- EDIFICAÇÕES
- ÁREA DISPONÍVEL
 - Área: m²
- TIPO DE MÓDULO
 - Módulo:
 - Potência Módulo: Wp
 - Área Módulo: m²
 - Número Módulos:
 - Potência Instalada: **0,00 kWp**
- ESTIMATIVA GERAÇÃO
 - Rendimento Sistema: **80 %**
 - Estim. Geração Anual: **0,00kWh**
 - CO2 Evitado: **0,00 Kg**
- ESTIMATIVA CUSTOS
 - Custo Wp: **7,12 R\$**
 - Estim. Custo Aquis.: **0,00R\$**
 - Consumo Médio Mensal: kWh
 - Balanço Energ. Anual: **0,00kWh**

Início

Edificações

Área Disponível

Tipos de Módulos

Estimativa Geração

Estimativa Custos

Primeiramente defina a cidade de localização da edificação.

A seguir observe no ábaco as possibilidades de inclinação e orientação para a instalação fotovoltaica. A orientação da superfície é indicada no eixo horizontal (0°=norte, 90°=leste, -90°=oeste; 180°/-180°=sul). A inclinação é indicada no eixo vertical do ábaco, onde 0° indica uma superfície horizontal e 90° indica uma superfície inclinada na vertical, ou uma fachada. É interessante que a posição de instalação esteja nas manchas mais claras do ábaco, para possibilitar maior recebimento da radiação. Observe que em várias cidades a mancha mais clara possibilita uma variedade de possibilidades arquitetônicas.

Após a localização da posição definida/pretendida no ábaco, indique qual o percentual a que se refere a cor indicada no ábaco onde foi localizada a posição de instalação. Este percentual representa a quantidade de irradiação que os módulos irão receber em relação ao máximo possível para a cidade definida.

Qual o nome do seu Projeto? *

Tese Ísis

Defina sua localização ou cidade mais próxima: *

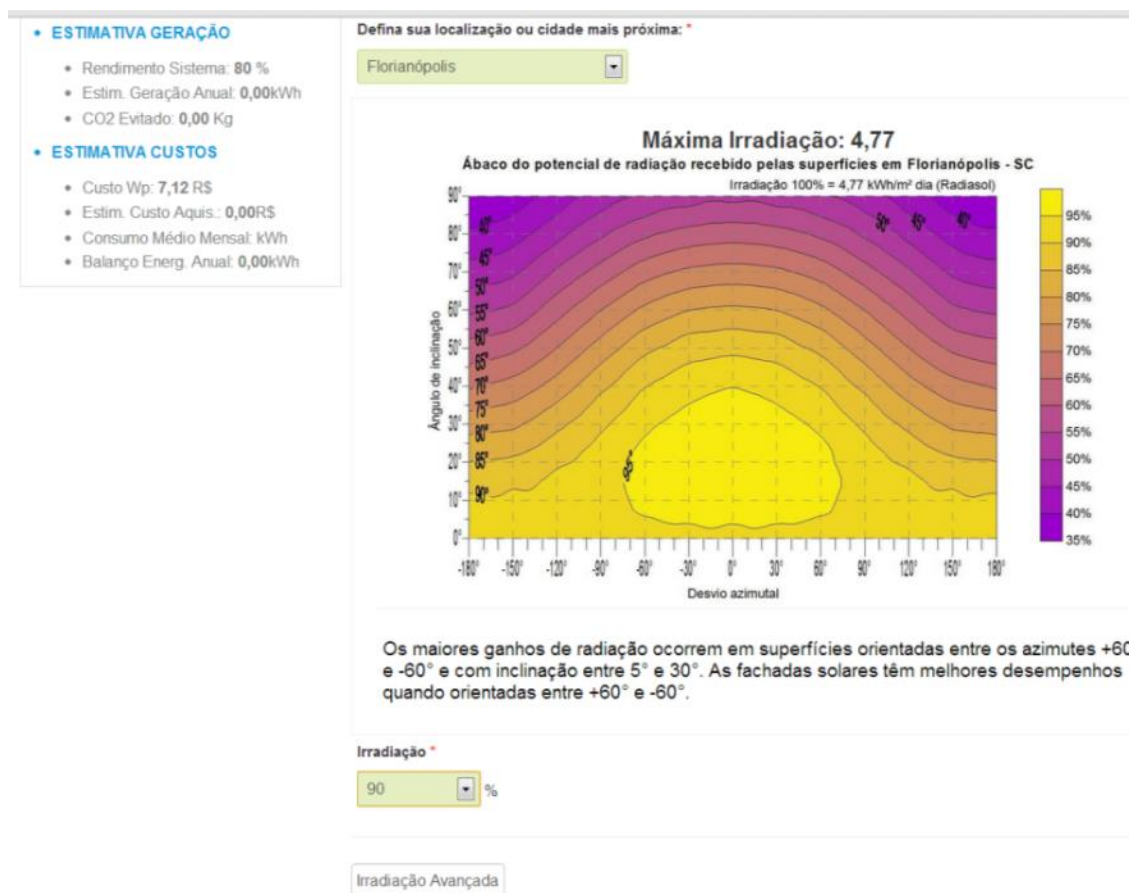
Selecione

Irradiação *

Selecione %

Irradiação Avançada

Após definir a cidade, o software apresenta o ábaco de irradiação para a cidade. Assim o projetista pode definir a posição que deseja instalar os módulos conforme se projeto. No campo 'Irradiação' deve ser indicado o percentual de irradiação a ser recebido:



Se o projetista desejar poderá utilizar seus próprios valores de irradiação no item 'Irradiação avançada', onde poderá colocar o valor de irradiação previsto para ser recebido na sua cidade, na posição que desejar e ainda indicar as perdas por sombreamento:

Aba Edificações

Irradiação *

100 %

Nesta aba ocorre a busca por edificações que o projetista deseja analisar, conforme os itens de busca. Esta ferramenta possibilita a análise de estudos de casos e referências para a edificação que está propondo.

Irradiação Avançada

A configuração de Irradiação avançada permite que você utilize seus próprios dados de irradiação para o local onde pretende fazer a instalação do sistema fotovoltaico.

O valor de Irradiação deve considerar o local, a inclinação e a orientação dos módulos fotovoltaicos. Estes valores podem ser obtidos em software como o Radasol.

O valor de perdas por sombreamento deve considerar o valor percentual de perda anual decorrido de algum sombreamento que ocorra sobre os módulos. Este valor pode ser obtido em softwares como o 3DBR ou o PVsyst.

Nova Irradiação *

4,77 (kWh/m²/dia)

Perdas por sombreamento

0.00 (%)

Novo Projeto

RESUMO

- **INÍCIO**
 - Nome: **Tese Isis**
 - Localização: **Florianópolis**
 - Irradiação: **100 %**
- **EDIFICAÇÕES**
- **ÁREA DISPONÍVEL**
 - Área: m²
- **TIPO DE MÓDULO**
 - Módulo:
 - Potência Módulo: Wp
 - Área Módulo: m²
 - Número Módulos:
 - Potência Instalada: **0,00 kWp**
- **ESTIMATIVA GERAÇÃO**
 - Rendimento Sistema: **80 %**
 - Estim. Geração Anual: **0,00kWh**
 - CO2 Evitado: **0,00 Kg**
- **ESTIMATIVA CUSTOS**
 - Custo Wp: **7,12 R\$**
 - Estim. Custo Aquis.: **0,00R\$**
 - Consumo Médio Mensal: kWh
 - Balanço Energ. Anual: **0,00kWh**

resultados pode-se selecionar a edificação para visualizá-la em detalhes (lupa) e também selecioná-la para adicioná-la (símbolo +) ao relatório final do projeto:

Início Edificações **Área Disponível** Tipos de Módulos Estimativa Geração Estimativa Custos

Neste momento você pode fazer uma consulta ao banco de dados de edificações com integração fotovoltaica.

Com estes exemplares é possível visualizar edificações com os mesmos condicionantes de seu projeto (para isto basta marcar os itens similares ao seu projeto).

Após a seleção você irá visualizar exemplares de edificações correspondentes a sua seleção. Clicando sobre as edificações você pode conhecer detalhes mais específicos e também anexá-las como referencial no relatório final do software.

Nome/Projetista

Tipo de integração

Característica arquitetônica

Uso da edificação

Local de integração

Visualização da integração

Materiais construtivos da edificação

Superfície de integração

Visualização através da superfície

Substrato do módulo FV

Moldura do módulo FV

Tecnologia do módulo

Localização geográfica

Buscar

Exibindo 1-3 de 3 resultado(s).

Ordenar por: Nome Projetista



Casa Eficiente Eletr ... 🔍 +



Estacionamento da El ... 🔍 +



Centro de Cultura e ... 🔍 +

Continuar >>

Após definir os itens de busca, aparecem os resultados de edificações que correspondem às características selecionadas. Nos

66

Aba Área disponível

Neste momento deve ser indicada a área disponível para a integração fotovoltaica. Observa-se que o software irá calcular uma área útil de apenas 80% da área que for indicada, isto para desconsiderar ajustes na área para diagramação dos módulos.

RESUMO

- INÍCIO
 - Nome: Tese Ísis
 - Localização: Florianópolis
 - Irradiação: 100 %
- EDIFICAÇÕES
 - Estacionamento da Eletrosul
- ÁREA DISPONÍVEL
 - Área: 25,00 m²
- TIPO DE MÓDULO
 - Módulo:
 - Potência Módulo: Wp
 - Área Módulo: m²
 - Número Módulos:
 - Potência Instalada: 0,00 kWp
- ESTIMATIVA GERAÇÃO
 - Rendimento Sistema: 80 %
 - Estim. Geração Anual: 0,00kWh
 - CO2 Evitado: 0,00 Kg
- ESTIMATIVA CUSTOS
 - Custo Wp: 7,12 R\$
 - Estim. Custo Aquis.: 0,00R\$
 - Consumo Médio Mensal: kWh
 - Balanço Energ. Anual: 0,00kWh

InícioEdificaçõesÁrea DisponívelTipos de MódulosEstimativa GeraçãoEstimativa Custos

Indique a área total disponível para a instalação fotovoltaica e confirme ou ajuste a posição de instalação dos módulos fotovoltaicos.

A área disponível deve ser livre de sombreamento. Se houver sombreamento a quantidade de geração será menor.

Área Disponível *

25,00m²

Continuar >>

Cancelar

Aba tipo de módulos

Na quarta aba ocorre a seleção do módulo a ser utilizado, também por meio de buscas por características.

RESUMO	
• INÍCIO	- Nome: Teste 13-11-2012 - Localização: Brasília - Irradiação: 80 %
• EDIFICAÇÕES	- Rakusa House - Kraftwerk
• ÁREA DISPONÍVEL	Área: 50,00 m²
• TIPO DE MÓDULO	- Módulo: AP 240 - Potência Módulo: 240,00 Wp - Área Módulo: 1,63 m² - Número Módulos: 24 - Potência Instalada: 5,76 kWp
• ESTIMATIVA GERAÇÃO	- Rendimento Sistema: 80 % - Estim. Geração Anual: 7.564,49kWh - CO2 Evitado: 484,13 Kg
• ESTIMATIVA CUSTOS	- Custo Wp: 7,12 R\$ - Estim. Custo Aquis.: 41.011,20R\$ - Consumo Médio Mensal: 40,00 kWh - Balanço Energ. Anual: 7.084,49kWh

Início	Edificações	Área Disponível	Tipos de Módulos	Estimativa Geração	Estimativa Custos
Os módulos fotovoltaicos são equipamentos que fazem a conversão da energia solar em energia elétrica. Os módulos possuem características distintas que podem ser selecionadas abaixo. Os módulos aqui apresentados são aqueles cadastrados pelo INMETRO dentro do Programa Brasileiro de Etiquetagem. Abaixo segue a descrição das características médias de um módulo, você pode utilizá-lo para fazer os cálculos marcando a opção 'utilizar módulos base'. Salienta-se que este módulo não é um modelo existente no mercado, é apenas um modelo com características comuns a vários exemplares. Se desejar buscar por um módulo específico que esteja comercialmente disponível, você pode fazê-lo clicando em 'busca avançada'. Após a busca, os módulos podem ser melhor observados conforme suas especificações técnicas. Um módulos deverá ser selecionado para calcular as estimativa de geração de energia elétrica. Após a seleção, ao final da página irá aparecer o número de módulos que poderá ser inserido na área disponível. Esta quantificação estima um uso de apenas 80% da área informada (prevendo recortes e ajustes na forma). Se você desejar pode fazer a diagramação correta dos módulos (a partir das dimensões aqui informadas) e alterar a quantidade dos módulos para o número exato.					

Módulo base



Se o usuário não desejar escolher um módulo específico, pode utilizar as características do módulo base para o cálculo da potência instalada e número de módulos. O módulo base é um módulo

fictício que apresenta as características mais comuns nos módulos comercialmente disponíveis. A utilização dele é interessante para estudos preliminares e cálculos rápidos. A seguir aparecem as características do módulo base.

Ao final da quarta aba aparecem as características do módulo escolhido (potência, área do módulo, número de módulos e potência instalada). Todas estas informações são geradas pelo próprio software. O número dos módulos é calculado com base na utilização de 80% da área disponível, mas se o usuário já tiver feito a diagramação correta ele pode alterar o número de módulos que serão usados no sistema.

Fabricante: (não existente)
Tecnologia Silício multicristalino
Potência nominal (Em Wp) 205,00
Comprimento (maior dimensão em m) 1,65
Largura (menor dimensão em m) 0,90
Peso (em kg) 17,90
Visualização do substrato Opaco
Estrutura do substrato Rígido
Cor / tonalidade Azul
Brilho Superfície opaca
Moldura Com moldura
Eficiência (%) (transformação da irradiação recebida em energia) 13,90

Usar Módulo Base Busca Avançada

Módulo base - (não existente)

Potência do Módulo *	Área do Módulo *
205,00 Wp	1,49 m²
Número de Módulos *	Potência Instalada *
13	2,67 kWp

Na mesma quarta aba, pode ser selecionada a busca avançada, assim pode-se definir as características desejáveis para os módulos e o software buscará os exemplares que correspondem às características e estão certificados pelo INMETRO. Os exemplares que aparecem como resultados podem ser visualizados em detalhes (lupa) e selecionados para serem utilizados no cálculo do software (símbolo +):

Você pode, opcionalmente, digitar um operador de comparação (<, <=, >, >=, <> ou =) no início de cada pesquisa de valores para especificar a forma como a comparação deve ser feita.

▶ Tecnologia
▶ Potência nominal
▶ Comprimento
▶ Largura
▶ Peso
▶ Visualização do substrato
▶ Estrutura do substrato
▶ Cor / tonalidade
▶ Brilho
▶ Moldura
▶ Eficiência

Buscar

Exibindo 1-8 de 8 resultado(s).
Ordenar por: Nome Fabricante



EU 1510 🔍 +



PVL 68 🔍 +



PVL 136 🔍 +

Aba estimativa de geração

Na quinta aba é feito o cálculo do rendimento do sistema, estimativa de geração de energia elétrica do sistema e estimativa de CO₂ evitado. Todos os cálculos são gerados automaticamente pelo sistema. Observa-se que o rendimento indicado neste momento refere-se ao funcionamento do inversor e conexões elétricas.

Novo Projeto

RESUMO

- INÍCIO**
 - Nome: **Tese Ísis**
 - Localização: **Florianópolis**
 - Irradiação: **100 %**
- EDIFICAÇÕES**
 - Estacionamento da Eletrosul
- ÁREA DISPONÍVEL**
 - Área: **25,00 m²**
- TIPO DE MÓDULO**
 - Módulo: **Módulo base**
 - Potência Módulo: **205,00 Wp**
 - Área Módulo: **1,49 m²**
 - Número Módulos: **13**
 - Potência Instalada: **2,67 kWp**
- ESTIMATIVA GERAÇÃO**
 - Rendimento Sistema: **80 %**
 - Estim. Geração Anual: **3.667,94kWh**
 - CO2 Evitado: **234,75 Kg**
- ESTIMATIVA CUSTOS**
 - Custo Wp: **7,12 R\$**
 - Estim. Custo Aquis.: **19.010,40R\$**
 - Consumo Médio Mensal: kWh
 - Balanco Energ. Anual: **3.667,94kWh**

InícioEdificaçõesÁrea DisponívelTipos de MódulosEstimativa GeraçãoEstimativa Custos

A partir das informações cadastradas no software e da seleção do módulo, têm-se a estimativa de geração de energia elétrica por ano. O rendimento de 80% é um valor usual de sistema considerando as perdas nos equipamentos anexos aos módulos (inversores, cabeamento, etc.). Altere este valor se houver cálculos de projeto elétrico específico.

A estimativa de geração considera uma média anual, podendo variar conforme as condições climáticas.

A emissão de CO₂ evitada compara a geração fotovoltaica em relação com a matriz energética brasileira (EPE, 2012).

Rendimento do Sistema *

80%

Estimativa de Geração Anual *

3.667,94kWh

CO2 Evitado *

234,75Kg

Continuar >>

Cancelar

Aba Estimativa de custos

Na sexta aba é feita a estimativa de custo do sistema e balanço energético anual, em relação ao consumo da edificação. O custo do Wp instalado é uma estimativa para uma informação básica sobre a previsão de custo do sistema (módulos mais inversores) e não tem valor comercial. Para um valor correto deverá ser feito um orçamento com uma empresa que faça a venda do sistema e estime o valor correto de cada equipamento além dos custos de frete e instalação.

Quando informado o consumo médio mensal o sistema faz o balanço energético anual. Observa-se que este balanço deve ser o mais próximo de zero ou ainda negativo, já que a energia gerada e não consumida pela edificação só poderá ser compensada pelo próprio consumo. Se uma edificação tiver uma geração com balanço muito positivo ela acabará não utilizando

esta energia e também não será recompensada por isto.

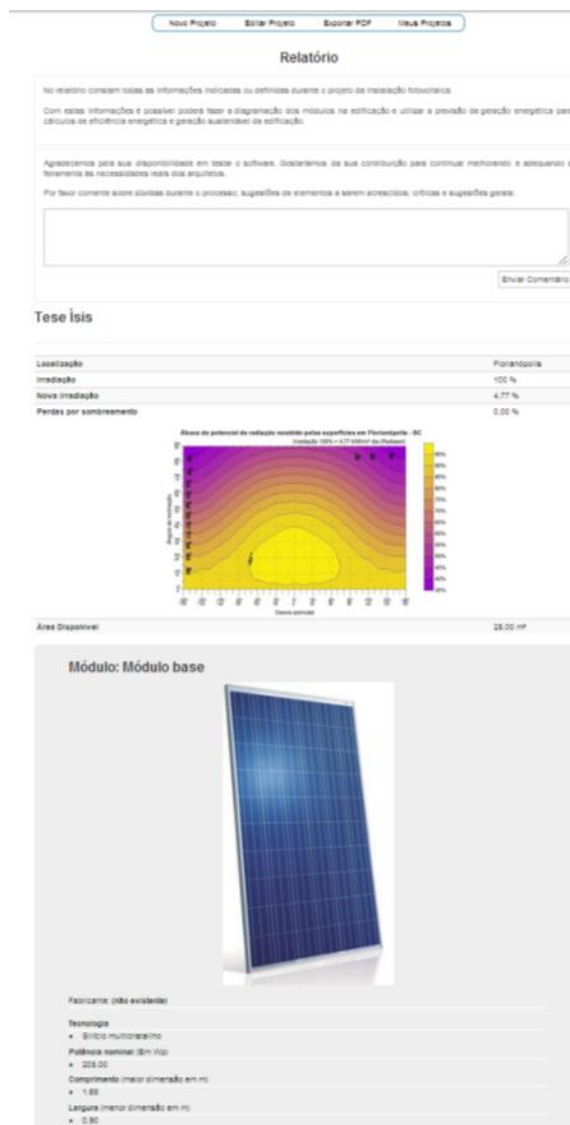
Novo Projeto

RESUMO	Início	Edificações	Área Disponível	Tipos de Módulos	Estimativa Geração	Estimativa Custos
INÍCIO - Nome: Tese Ísis - Localização: Florianópolis - Irradiação: 100 % EDIFICAÇÕES - Estacionamento da Eletrosul ÁREA DISPONÍVEL - Área: 25,00 m² TIPO DE MÓDULO - Módulo: Módulo base - Potência Módulo: 205,00 Wp - Área Módulo: 1,49 m² - Número Módulos: 13 - Potência Instalada: 2,67 kWp ESTIMATIVA GERAÇÃO - Rendimento Sistema: 80 % - Estim. Geração Anual: 3.667,94kWh - CO2 Evitado: 234,75 Kg ESTIMATIVA CUSTOS - Custo Wp: 7,12 R\$ - Estim. Custo Aquis.: 19.010,40R\$ - Consumo Médio Mensal: 550,00 kWh - Balanço Energ. Anual: - 2.932,06kWh	A estimativa financeira é feita a partir de valores bibliográficos e não representa uma proposta comercial. No geral a aquisição é feita em relação à potência instalada e não a um módulos ou tecnologia. O custo do Wp instalado refere-se ao valor de aquisição dos módulos, inversores, cabeamento e outros equipamentos da instalação em relação ao Wp instalado (valores ABINE, 2012). É possível alterar este valor se houver conhecimento de uma proposta comercial específica. A estimativa do custo de aquisição apresenta o valor total do sistema, vinculado exclusivamente à potência instalada. No gasto médio mensal em energia deve ser inserido o consumo real ou estimado da edificação em que o sistema será inserido. Esta relação é necessária pela Resolução 482/12 da ANEEL que determina que os sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil devem ser instalados de modo a compensar a energia consumida. Assim a geração fotovoltaica é descontada do consumo mensal, se houver maior geração que consumo estes créditos poderão ser utilizados em até 36 meses. Ainda poderá haver uma taxa de utilização da rede que será cobrada junto a fatura mensal de energia e ainda não está definida. O Balanço anual mostra como será a relação entre o consumo energético e a geração fotovoltaica ao longo do período de um ano. Se o saldo for positivo haverá crédito de energia, se o saldo for negativo haverá débito a ser pago à concessionária. Se desejar maior geração você deve aumentar a área para inserção de módulo ou escolher um módulo com maior eficiência. Custo Wp * 7,12 R\$ Estimativa de Custo de Aquisição * 19.010,40 R\$ Consumo Médio Mensal * 550,00 kWh Balanço Energético Anual * - 2.932,06 kWh Salvar Projeto					

Relatório

Após clicar em salvar projeto, o usuário pode optar por salvar o mesmo (acesso por meio do software), exportar relatório em formato PDF, ou visualização de outros projetos. Neste momento também é possível enviar sugestões para melhorias e alterações no software.

O relatório apresenta a discriminação de todas as informações dadas pelo usuário e calculadas pelo software. O relatório inclui também as características do módulo escolhido e também das edificações marcadas como referenciais.



7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGNALDO, J. S.; BASTOS, J. B. V; CRESSONI, J. C.; VISWANATHAN, G. M. Células solares de TiO₂ sensibilizado por corante. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 28, 2006.

ANEEL. Resolução normativa N°482. ,2012. Brasil.

BATTAGLINI, A.; LILLIESTAM, J.; HAAS, A.; PATT, A. Development of SuperSmart Grids for a more efficient utilisation of electricity from renewable sources. **Journal of Cleaner Production**, v. 17, n. 10, p. 911–918, 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6VFX-4VS3NXN-1/2/962ad1738e3d062167605ce74e8dc93c>>. .

BRAUN, P. G. **A Integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana**, 2010. Universidade Federal de Santa Catarina.

BROGREN, M.; GREEN, A. 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, n. 3-4, p. 761–765, 2003. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024802001332>>. .

BROWN, J.; HENDRY, C. Public demonstration projects and field trials: Accelerating commercialisation of sustainable technology in solar photovoltaics. **Energy Policy**, v. 37, n. 7, p. 2560–2573, 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6V2W-4VYW6FD-1/2/defe41a9dc7243925484ea35243a9619>>. .

BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**, v. 80, n. 1, p. 32–45, 2006. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6V50-4H99FY5-1/2/9a7532d1ca9ef73a49d19def390e62d6>>. .

CHIABRANDO, R.; FABRIZIO, E.; GARNERO, G. The territorial and landscape impacts of photovoltaic systems: Definition of impacts and assessment of the glare risk. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 9, p. 2441–2451, 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6VMY-4WMMBNK-2/2/dfff03f1ba0c7dc1274778c372829d7f>>. .

CHIVELET, N. M.; SOLLA, I. F. **Técnicas de vedação fotovoltaica na arquitetura**. Porto Alegre: Bookman, 2010.

COLLARES-PEREIRA, M.; RABL, A. The average distribution of solar radiation--correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. **Solar Energy**, v. 22, n. 2, p. 155–164, 1979.

DYESOL. Dyesol products. Disponível em: <<http://www.dyesol.com/page/Home>>. .

ELTAWIL, M. A.; ZHAO, Z. Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems--A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 1, p. 112–129, 2010. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6VMY-4WXB2C1-2/2/409f2328d21fe83ec94cdc9198c79b76>>. .

EPE. **Balanço energético nacional - ano base 2012**. Rio de Janeiro, 2013.

FARKAS, K.; FRONTINI, F.; MATURI, L.; et al. **Solar Energy Systems in Architecture - Integration Criteria and Guidelines**. 2012.

FARKAS, K.; MATURI, L.; SCOGNAMIGLIO, A.; et al. **Designing Photovoltaic Systems for Architectural Integration**. 2013.

FLORENCE, L. A vida e obra de Toyo Ito. **aU-Arquitetura e Urbanismo**, 2013.

FV-UFSC. Fotovoltaica UFSC. .

GBC. Green Building Council Brasil. Disponível em: <<http://www.gbcbrazil.org.br/?p=home>>. .

GRABOLLE, P. B. **A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana**, 2010. Universidade Federal de Santa Catarina. Disponível em: <<http://www.fotovoltaica.ufsc.br/conteudo/paginas/6/a-integracao-de-sistemas-solares-fotovoltaicos-em-larga-escala-no-sistema-eletrico-de-distribuicao-urbana-2010-priscila-braun.pdf>>. .

GREEN, M. A. Recent developments in photovoltaics. **Solar Energy**, v. 76, n. 1-3, p. 3–8, 2004. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6V50-48DXH5F-1/2/852276052da31f4a8e594007d02edc56>>. .

GREEN, M. A.; EMERY, K.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W.; DUNLOP, E. D. Solar cell efficiency tables (version 41). , , n. version 41, p. 1–11, 2013.

HAGEMANN, I. Examples of Successful Architectural Integration of PV: Germany. **Progress in Photovoltaic: Research and applications**, v. 12, 2004.

HAY, J. E.; MCKAY, D. C. Estimating Solar Irradiance on Inclined Surfaces: A Review and Assessment of Methodologies. **International Journal of Solar Energy**, v. 3, n. 4-5, p. 203–240, 1985.

HESTNES, A. G. Building Integration Of Solar Energy Systems. **Solar Energy**, v. 67, n. 4-6, p. 181–187, 1999. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6V50-40WMSP4-2/2/554c5895e9e22e3964c91bbe55c4a7d6>>. .

IEA. **Photovoltaic in buildings: A design handbook for architects and engineers**. Paris, 1995.

IEA. PV database. Disponível em: <<http://www.pvdatabase.org>>. .

INMETRO. Portaria 372 - Requisitos Técnicos da Qualidade para o Nível de Eficiência Energética de Edifícios Comerciais, de Serviços e Públicos. ,2010.

INMETRO. **Tabelas de Consumo/ Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos – Módulos (edição 01/13)**. 2013.

ISAAC. Building integrated Photovoltaic. .

JARDIM, C. DA S. **A inserção no contexto brasileiro de sistemas solares fotovoltaicos interligados à rede elétrica, quando analisados através do fator efetivo de capacidade de carga (FECC), enfocando a redução do pico de demanda diurno em centros urbanos** PPGECC, 2007. Florianópolis: UFSC.

JARDIM, C. DA S.; RÜTHER, R.; SALAMONI, I. T.; et al. The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil. **Energy and Buildings**, v. 40, n. 3, p. 365–370, 2008. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6V2V-4N7XP81-2/2/56f5dadeb261d18233710d9ed81579d7>>. .

JONES, D. L.; HATTERSLEY, L.; AGER, R.; KOYAMA, A. **Photovoltaics in buildings - BIPV projects**. London, 2000.

KAAN, H.; REIJENGA, T. Photovoltaics in an architectural context. **Progress in photovoltaics: Research and applications**, v. 12, p. 395–408, 2004.

KLUCHER, T. M. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. **Solar Energy**, v. 23, n. 2, p. 111–114, 1979.

KONARKA. Power Plastic. Disponível em: <<http://www.konarka.com/index.php/power-plastic/material-characteristics/>>. .

LAMBERTS, R.; DUTRA, L.; PEREIRA, F. O. R. **Eficiência Energética na Arquitetura**. São Paulo: PW Editores, 1997.

MAKRIDES, G.; ZINSSER, B.; NORTON, M.; et al. Potential of photovoltaic systems in countries with high solar irradiation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 2, p. 754–762, 2010. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6VMY-4WWN339-4/2/62cb280e15060e7f65c7ec692bb9a0ef>>. .

MARSH, G. BIPV: innovation puts spotlight on solar. **Renewable Energy Focus**, v. 9, n. 3, p. 62–67, 2008. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B8JJF-4T5BWPK-12/2/bd5652e053395845230ee4583f770768>>. .

NAIR, N.-K. C.; ZHANG, L. SmartGrid: Future networks for New Zealand power systems incorporating distributed generation. **Energy Policy**, v. 37, n. 9, p. 3418–3427, 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6V2W-4W75RW8-1/2/46ea64ddcb62aa0ecb71964dbec58c8b>>. .

NGUYEN, T.-V.; LEE, H.-C.; ALAM KHAN, M.; YANG, O. B. Electrodeposition of TiO₂/SiO₂ nanocomposite for dye-sensitized solar cell. **Solar Energy**, v. 81, n. 4, p. 529–534, 2007. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6V50-4KWJYVS-4/2/f057f2f60da38e0603fb86c65db56bac>>. .

NREL. Renewable Energy: Capturing the Potential. World Future Energy Summit. **Anais...**, 2013. Abu Dhabi.

PAGLIARO, M.; CIRIMINNA, R.; PALMISANO, G. BIPV: merging the photovoltaic with the construction industry. **Progress in photovoltaics: Research and applications**, v. 18, n. 1, p. 61–72, 2010. John Wiley & Sons, Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/pip.920>>. .

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. DE; RÜTHER, R. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 2006.

PEREZ, R.; INEICHEN, P.; MOORE, K.; et al. A NEW OPERATIONAL MODEL FOR SATELLITE-DERIVED IRRADIANCES : DESCRIPTION AND VALIDATION. **Solar Energy**, v. 73, n. 5, p. 307–317, 2003.

PEREZ, R.; SEALS, R.; INEICHEN, P.; STEWART, R.; MENICUCCI, D. A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. **Solar Energy**, v. 39, n. 3, p. 221–231, 1987.

PERLIN, J. **From space to the earth: the story of solar electricity**. Harvard University Press, 2002.

PRASAD, D.; SNOW, M. Examples of Successful Architectural Integration of PV: Australia. **Progress in Photovoltaic: Research and applications**, v. 12, 2004.

PROCEL. PROCEL INFO: Centro Brasileiro de informação de eficiência energética. .

REIJENGA, T. What do architects need? In: E. Rudkin (Ed.); IEA PVPS Task VII Workshop. **Anais...**, 2000. Suíça: IEA.

REN21. **Renewables 2013 Global Status Report**. Paris, 2013.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis: LABSOLAR, 2004.

RÜTHER, R.; KNOB, P. J.; SILVA JARDIM, C. DA; REBECHI, S. H. Potential of building integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil. **Energy Conversion and Management**, v. 49, n. 5, p. 1074–1079, 2008. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6V2P-4R34DMS-1/2/64a9feb587e3d9235bf6cdcd26337ef3>>. .

RÜTHER, R.; TAMIZH-MANI, G.; CUETO, J. DEL; et al. Performance test of amorphous silicon modules in different climates: higher minimum operationg temperatures lead to higher performance levels. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. **Anais...** p.2011–2014, 2003. Osaka.

SALAMONI, I. T. **Metodologia para cálculo de geração fotovoltaica em áreas urbanas aplicada a Florianópolis e Belo Horizonte**PPGEC, 2004. Florianópolis: UFSC.

SANTOS, I. P. DOS. **Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura**, 2013. Universidade Federal de Santa Catarina.

SANTOS, Í. P. DOS; RÜTHER, R. The potential of building-integrated (BIPV) and building-applied photovoltaics (BAPV) in single-family, urban residences at low latitudes in Brazil. **Energy and Buildings**, v. 50, n. 0, p. 290–297, 2012. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778812002010>>. .

SCHOEN, T.; PRASAD, D.; RUOSS, D.; EIFFERT, P.; SØRENSEN, H. Task 7 of the IEA PV power systems program - achievements and outlook. **17th European Photovoltaic Solar Conference** , 2001. Munich.

SDA. Solar Design Associates. Disponível em:
<http://www.solardesign.com/index_2.php>. .

STAEBLER, D. L.; WRONSKI, C. R. Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si. **Applied Physics Letters**, v. 31, n. 4, p. 292, 1977.

SWERA. SWERA Programme. .

THOMAS, R. **Photovoltaic in buildings: a design guide**. Londres: ETSU, 1999.

TRIMBLE. SketchUp Make. ,2013.

UFRGS. Radasol. ,2001. Porto Alegre: Laboratório de Energia Solar - GESTE-PROMEC.

VANNINI, V. C. **Otimização da forma para captação da radiação solar sobre superfícies de edifícios: um exercício de integração entre os programas Rhinoceros e Ecotect**, 2011. UFRGS.

4 ANEXO 1

EXEMPLO DE TABELA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA - MÓDULOS - Edição 01/2013. Fonte: (INMETRO, 2013)*

EMPRESA	MARCA	MODELO / CÓDIGO	MATERIAL	Características Físicas				Circuito Aberto	Curto Circuito	Ponto Máx. Potência		POTÊNCIA (W)	TEMPERATURA (Condições Normais de Operação)	PRODUÇÃO MÉDIA DE ENERGIA (kWh/mês)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	CLASSIFICAÇÃO ENERGÉTICA	Nº DO REGISTRO DO OBJETO	DATA INICIAL DO REGISTRO	DATA FINAL DO REGISTRO	SELO PROCEL
				Comprimento (mm)	Largura (mm)	Área (m²)	Peso (kg)			TENSÃO (V)	CORRENTE (A)									
A E HOLDEFER	HQ SOLAR	HQ200P-60W	poly-Si	600	676	0,406	4,85	23,80	2,78	19,30	2,63	51	45	6,34	12,5	C	003427/2013	7/2/2013		
A E HOLDEFER	HQ SOLAR	HQ100P-100W	poly-Si	1131	676	0,765	8,5	22,00	6,36	17,60	5,73	101	45	12,61	13,2	B	003427/2013	7/2/2013		
A E HOLDEFER	HQ SOLAR	HQ130P-130W	poly-Si	1482	676	1,002	11,5	22,22	8,14	18,00	7,22	130	45	16,25	13,0	C	003427/2013	7/2/2013		
ALPER ENERGIA S.A.	ALPER	ALP230P-60	poly-Si	1650	992	1,637	19	36,89	8,35	29,60	7,78	230	45	28,79	14,1	A	001780/2013	17/1/2013		SIM
ALPER ENERGIA S.A.	ALPER	ALP235P-60	poly-Si	1650	992	1,637	19	36,90	8,47	29,80	7,89	235	45	29,39	14,4	A	001780/2014	17/1/2013		SIM
ALPER ENERGIA S.A.	ALPER	ALP240M-60	mono-Si	1650	992	1,637	19	37,30	8,45	30,20	7,95	240	45	30,01	14,7	A	001778/2013	17/1/2013		SIM
ALPER ENERGIA S.A.	ALPER	ALP240P-60	poly-Si	1650	992	1,637	19	37,20	8,56	30,00	8,01	240	45	30,04	14,7	A	001780/2015	17/1/2013		SIM
ALPER ENERGIA S.A.	ALPER	ALP245M-60	mono-Si	1650	992	1,637	19	37,40	8,58	30,40	8,06	245	45	30,63	15,0	A	001778/2013	17/1/2013		SIM
ALPER ENERGIA S.A.	ALPER	ALP250M-60	mono-Si	1650	992	1,637	19	37,60	8,70	30,60	8,17	250	45	31,25	15,3	A	001778/2013	17/1/2013		SIM
ALPER ENERGIA S.A.	ALPER	ALP260M-60	mono-Si	1575	1082	1,704	20	61,10	5,72	50,50	5,15	260	45	32,51	15,3	A	001779/2013	17/1/2013		SIM
ALPER ENERGIA S.A.	ALPER	ALP265M-60	mono-Si	1575	1082	1,704	20	61,70	5,77	51,00	5,20	265	45	33,15	15,6	A	001779/2013	17/1/2013		SIM
ALPER ENERGIA S.A.	ALPER	ALP280P-72	poly-Si	1956	992	1,940	27	44,50	8,81	35,50	7,89	280	45	35,01	14,4	A	001781/2013	17/1/2013		SIM
ALPER ENERGIA S.A.	ALPER	ALP285P-72	poly-Si	1956	992	1,940	27	44,70	8,85	36,00	7,92	285	45	35,64	14,7	A	001781/2013	17/1/2013		SIM
ALPER ENERGIA S.A.	ALPER	ALP290P-72	poly-Si	1956	992	1,940	27	44,90	8,90	36,40	7,97	290	45	36,26	15,0	A	001781/2013	17/1/2013		SIM
AVP-LUXOLAR TECNOLOGIAS EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA LTDA	AVPROJECT	AVP-140P	poly-Si	1042	992	1,034	13	22,53	8,66	17,84	8,05	144	46	17,95	13,9	A	000933/2013	20/12/2012		SIM
AVP-LUXOLAR TECNOLOGIAS EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA LTDA	AVPROJECT	AVP-150P	poly-Si	1042	992	1,034	13	22,95	8,74	18,32	8,21	150	46	18,80	14,6	A	000931/2013	20/12/2012		SIM
AVP-LUXOLAR TECNOLOGIAS EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA LTDA	AVPROJECT	AVP-250P	poly-Si	1644	992	1,631	19	22,1	8,68	17,70	7,91	140	46	17,50	8,6	E	000930/2013	20/12/2012		
AVP-LUXOLAR TECNOLOGIAS EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA LTDA	AVPROJECT	AVP48M-190WP	poly-Si	1336	992	1,325	16	29,74	8,20	25,48	7,46	190	46	23,76	14,3	A	000934/2013	30/10/2012		SIM
AVP-LUXOLAR TECNOLOGIAS EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA LTDA	AVPROJECT	AVP48M-195WP	mono-Si	1336	992	1,325	16	30,16	8,65	24,11	8,09	195	46	24,38	14,7	A	000932/2013	30/10/2012		SIM
AVP-LUXOLAR TECNOLOGIAS EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA LTDA	AVPROJECT	AVP60M-235WP	poly-Si	1644	992	1,631	21	37,12	8,13	30,95	7,61	236	46	29,44	14,4	A	000934/2013	30/10/2012		SIM
AVP-LUXOLAR TECNOLOGIAS EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA LTDA	AVPROJECT	AVP60M-240WP	poly-Si	1644	992	1,631	21	31,21	8,30	31,07	7,74	240	46	30,06	14,7	A	000934/2013	30/10/2012		SIM
AVP-LUXOLAR TECNOLOGIAS EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA LTDA	AVPROJECT	AVP60M-245WP	mono-Si	1644	992	1,631	21	37,70	8,65	30,03	8,09	243	46	30,37	14,9	A	000932/2013	30/10/2012		SIM
AVP-LUXOLAR TECNOLOGIAS EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA LTDA	AVPROJECT	AVP60M-250WP	mono-Si	1644	992	1,631	21	37,80	8,68	30,50	8,20	250	46	31,26	15,3	A	000932/2013	30/10/2012		SIM
AVP-LUXOLAR TECNOLOGIAS EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA LTDA	AVPROJECT	AVP72M-285WP	poly-Si	1966	997	1,960	26	44,22	8,54	35,44	8,04	285	46	35,62	14,5	A	000934/2013	30/10/2012		SIM
AVP-LUXOLAR TECNOLOGIAS EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA LTDA	AVPROJECT	AVP72M-290WP	poly-Si	1966	997	1,960	26	46,18	8,57	35,98	8,06	290	46	36,25	14,8	A	000934/2013	30/10/2012		SIM
AVP-LUXOLAR TECNOLOGIAS EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA LTDA	AVPROJECT	AVP72M-295WP	mono-Si	1966	997	1,960	26	45,30	8,65	36,40	8,10	295	46	36,86	15,0	A	000932/2013	30/10/2012		SIM
AVP-LUXOLAR TECNOLOGIAS EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA LTDA	AVPROJECT	AVP72M-300WP	mono-Si	1966	997	1,960	26	45,60	8,77	36,87	8,15	300	46	37,56	15,3	A	000932/2013	30/10/2012		SIM
BARRANDA COMÉRCIO INTERNACIONAL LTDA	CSUN	CSUN140-36P	poly-Si	1480	676	1,000	12	22,00	8,58	17,70	7,91	140	45	17,50	14,0	A	003335/2013	5/12/2012		SIM
BARRANDA COMÉRCIO INTERNACIONAL LTDA	CSUN	CSUN235-60P	poly-Si	1640	990	1,624	19,1	36,80	8,59	29,50	7,97	235	45	29,39	14,5	A	003335/2013	5/12/2012		SIM
BARRANDA COMÉRCIO INTERNACIONAL LTDA	CSUN	CSUN240-60P	poly-Si	1640	990	1,624	19,1	36,90	8,67	29,60	8,11	240	45	30,01	14,8	A	003335/2013	5/12/2012		SIM

*Observação do INMETRO: Esta tabela tem a função de facilitar a consulta dos interessados e a comparação dos modelos etiquetados no Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), mas a informação nela contida eventualmente fica desatualizada por alguns períodos e deve ser confirmada no banco de produtos registrados, disponível em (http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/Fotovoltaico_Modulo.pdf). O banco de produtos registrados informa quais modelos estão devidamente registrados, ou seja, autorizados para fabricação, importação e comercialização no País.

5 Apêndice 1 – Conexão de sistemas fotovoltaicos

A geração fotovoltaica ocorre quando as células fotovoltaicas são expostas à luz, necessitando que esta energia tenha consumo imediato ou então que seja armazenada. Assim, a geração fotovoltaica é dividida em dois grupos: sistemas conectados à rede ou sistemas isolados.

Os sistemas isolados são aqueles que utilizam a energia fotovoltaica gerada para abastecer um sistema de armazenamento, normalmente baterias químicas, que posteriormente irão abastecer as cargas quando o sistema não estiver gerando energia. Este sistema apresenta desvantagens pelo uso das baterias que minimizam a eficiência do sistema, têm custo de aquisição e também possui elementos tóxicos em sua composição. Mesmo assim os sistemas isolados continuam sendo utilizados, principalmente para o abastecimento de consumidores remotos. Neste tipo de funcionamento os módulos fotovoltaicos estão ligados a um controlador de carga que regula o estado das baterias, e faz a conexão às cargas que irão consumir a energia. Pela característica de geração e acumulação, a instalação elétrica à que o sistema fotovoltaico servirá, normalmente será feita em corrente contínua.

Os sistemas isolados são geralmente usados em locais remotos, como em residências longe da rede elétrica pública. Esses sistemas são utilizados principalmente para iluminação, refrigeração e outras cargas pequenas. Outras utilizações em zonas remotas são para melhorar as condições de vida da população local, tal como uso em telecomunicações, refrigeração de medicamentos, entre outras. Outro uso eficiente de sistemas isolados são instalações para bombeamento de água, principalmente nas zonas rurais e locais remotos. Nestes locais o bombeamento ocorre durante o funcionamento da tecnologia durante as horas de sol e o volume de água deslocada é armazenada para posterior utilização. Nestes casos não é necessária a utilização de baterias já que a energia produzida é imediatamente utilizada para abastecer as bombas.

As instalações FV feitas de modo conectado à rede funcionam como mini usinas fornecendo energia à rede pública. Este modo de instalação permite que a geração e seu uso sejam mais eficientes, normalmente sem sistemas de armazenamento, funcionando com a troca de geração e demanda em horários diferentes. A inserção de pontos descentralizados de geração também posterga a necessidade de ampliação da rede, em geração e transmissão. Praticamente todos os sistemas fotovoltaicos existentes integrados em edificações urbanas estão interligados à rede elétrica pública, principalmente nos países em que há uma legislação que regulamenta a inserção da geração solar fotovoltaica (CHIVELET; SOLLA, 2010). Na instalação conectada à rede os módulos são conectados a um inversor, que converte a corrente contínua (gerada pelos módulos) em corrente alternada (utilizada nas redes elétricas convencionais) na tensão e frequência da rede, ligados a medidores que contabilizam a energia exportada à rede.

Dentro das instalações conectadas à rede, o sistema fotovoltaico pode ainda ser feito de duas formas, centralizado ou descentralizado (RÜTHER, 2004). A instalação fotovoltaica centralizada e conectada à rede é feita com a instalação de um grande número de módulos em um único local (ocupando uma grande área), que irá gerar energia a ser transmitida e

distribuída até os locais de utilização, tal como uma central hidrelétrica ou termelétrica. As instalações descentralizadas e conectadas à rede são instalações menores, que geram uma quantidade menor de energia, mas que podem ser instaladas sobre edificações e junto aos pontos de consumo (IEA, 1995).

A geração descentralizada implica em uma nova maneira de administrar os fluxos de energia na rede elétrica, já que as redes costumam ser abastecidas por grandes usinas, que funcionam com uma potência elevada e constante, ao contrário da geração FV, que é intermitente e na maioria das vezes de pequeno porte. A questão do nível de penetração e o efeito de ilhamento são preocupações dos gerenciadores das redes. O nível de penetração indica até que percentual a fonte intermitente poderia contribuir para a energia da rede sem comprometer o fornecimento do sistema (JARDIM, 2007). Isto porque se o sistema fotovoltaico for responsável por grande parte do abastecimento, uma mudança drástica no clima (aumento de nuvens) pode comprometer seriamente o abastecimento do sistema. O efeito de ilhamento pode teoricamente ocorrer quando há desligamento da rede pública de distribuição para manutenção, mas os sistemas fotovoltaicos continuam exportando energia à rede, podendo ocasionar acidentes aos funcionários que estiverem trabalhando na rede. A maioria dos inversores utilizados atualmente atua de modo a impossibilitar naturalmente o efeito de ilhamento, já que utilizam a própria rede como parâmetro copiando a tensão e frequência para balizar a energia exportada (ELTAWIL; ZHAO, 2010). Assim os sistemas instalados atualmente são configurados para que se não houver presença de rede, não haja disponibilização de energia pelo inversor.

6 Apêndice 2 – Geração solar fotovoltaica e a geração distribuída

A geração distribuída é uma das grandes vantagens da tecnologia fotovoltaica, isso porque esta tecnologia pode ser instalada junto à própria edificação e junto ao ponto de consumo, ao contrário da energia hidráulica que necessita de uma área muito grande para geração, e que geralmente se localiza longe dos pontos de consumo. Esta geração afastada, característica no Brasil, implica em grandes infraestruturas de transmissão e distribuição (T&D), que fatalmente incorre em maiores custos e perdas (RÜTHER, 2004). Assim a geração fotovoltaica distribuída proporciona um custo evitado das instalações elétricas de T&D do setor elétrico brasileiro.

A opção pelos sistemas de geração distribuída faz com que os sistemas fotovoltaicos apresentem alguns benefícios para as concessionárias. Isso pela adição de energia à rede, redução das perdas em transmissão e, principalmente, pela postergação dos custos de expansão, já que o sistema fotovoltaico pode estar instalado e dar suporte de capacidade a um alimentador considerado crítico para o sistema (JARDIM, 2007).

O fator efetivo de capacidade de carga (FECC) é outra maneira pela qual os sistemas fotovoltaicos podem contribuir para a rede elétrica. Pela característica de geração exclusivamente diurna, os sistemas fotovoltaicos são considerados como fontes não despacháveis de energia e a eles são atribuídos normalmente fatores de capacidade baixos. Mas a instalação destes sistemas em locais com alto consumo diurno, como por exemplo, a grande demanda de ar-condicionado em edifícios comerciais, faz com que os sistemas fotovoltaicos contribuam efetivamente na redução do pico da demanda, tornando-se nestes casos fontes despacháveis (JARDIM et al., 2008).

A utilização da tecnologia fotovoltaica é bastante limitada à eficiência dos módulos. Assim, para atingir maiores níveis de geração é necessária a utilização de grandes áreas. Neste sentido, alguns estudos buscam identificar o impacto da tecnologia FV na paisagem natural ou construída (CHIABRANDO et al., 2009). Como a geração fotovoltaica depende diretamente da irradiação solar, a posição correta de instalação dos módulos é fundamental, para que não haja sombreamentos e esteja na angulação correta, o que nem sempre ocorre nas integrações em edificação. Por este aspecto as instalações no solo podem ser mais interessantes, mas neste caso ocorrem alguns impactos no território e na paisagem, principalmente no caso da geração centralizada.

Os impactos da tecnologia FV sobre o solo são identificados no uso de terras, possíveis alterações no microclima local, e interferência em ecossistemas. Embora muitos estudos já tenham sido feitos provando a viabilidade ecológica do sistema, pouco se analisa sobre os impactos da tecnologia nas terras. Na Itália, junto a um programa nacional de incentivo à tecnologia, foi feito um estudo sobre a instalação de sistemas FV de grande porte instalados no solo. Este estudo foi publicado na forma de decreto (CHIABRANDO *et al.*, 2009) limitando as áreas que poderiam ser utilizadas para as instalações (no mínimo 100 m longe de sítios históricos e monumentos naturais) e também exigindo um compromisso da empresa instaladora para o descarte correto do material após o término da sua vida útil.

Chiabrando *et al.* (2009) apresentam um estudo detalhado dos impactos da instalação fotovoltaica no território e na paisagem rural, classificando-os:

- Uso da terra: Mesmo que os módulos não sejam instalados na horizontal, visto que sua inclinação deve ser similar à latitude local, a projeção horizontal dos módulos ocupa uma área considerável. Quando os módulos são utilizados nas edificações, a área ocupada pode ser desconsiderada. Assim a instalação fotovoltaica deveria ser priorizada nas edificações, para depois utilizar áreas livres.
- Redução de áreas cultiváveis: Quando as áreas a serem utilizadas são locais de produção agrícola, ocorre o impacto de redução das áreas para produção de alimentos. Neste aspecto, a energia fotovoltaica de geração centralizada pode encontrar os mesmos empecilhos que a produção de oleaginosas para biocombustíveis, ou cana de açúcar para a produção de etanol. É recomendado que as terras utilizadas para a geração fotovoltaica sejam terras devolutas, ou preferencialmente terras áridas e desérticas⁷, sem competição com a agricultura.
- Fragmentação rural: a utilização dos módulos em áreas rurais pode comprometer a identidade local, indo contra a preservação natural e comprometendo a biodiversidade pela instalação de um material artificial no meio ambiente.
- Degradação vegetal: onde houver a instalação do sistema FV haverá a eliminação de alguns indivíduos vegetais. Isso pode provocar uma alteração na paisagem local. O decreto italiano prevê que nas áreas rurais não possam ser instalados sistemas que supram mais que 130% da demanda local. Isto limita especulações de investidores e principalmente limita o tamanho físico dos sistemas. Esta análise também orienta que as instalações sejam feitas de forma distribuída.
- Impacto visual na paisagem: É difícil de ser avaliado e necessita de uma determinação de tamanho a partir do qual possa ser considerado como impactante. Uma ferramenta de análise para esta questão são as fotomontagens. Nas edificações urbanas é mais simples a percepção da integração, impactante ou não, já que o ambiente é grande parte composto de materiais artificiais.
- Interferência na flora e fauna local: A instalação dos sistemas pode ocasionar mudanças de comportamento biológico em animais e plantas do local.
- Alterações no microclima local: A exposição do módulo à irradiação solar provoca a elevação da temperatura do mesmo, chegando a cerca de 70°C, temperatura similar à temperatura que atingem outros materiais de cobertura escuros, por isso pode contribuir para os efeitos de “ilha de calor” urbano. O aquecimento do módulo também deve ser evitado devido à característica de diminuição da eficiência do mesmo em temperaturas

⁷ Alguns estudos analisam a viabilidade de utilizar as áreas desérticas para geração energética através de grandes centrais fotovoltaicas. Estuda-se inclusive a utilização do deserto de Saara para abastecimento de parte da Europa (BATTAGLINI *et al.*, 2009), já que os desertos costumam ter altos níveis de irradiação e baixo valor da terra.

elevadas. Assim os projetos que preveem ventilação têm minimização deste efeito.

- Ofuscamento: característica causada pela reflexão luminosa excessiva à capacidade de percepção do olho humano, que pode ser ocasionada pela reflexão dos raios de sol pelos módulos. Isto pode causar impacto negativo se os módulos estiverem direcionando esta iluminação excessiva para algum ambiente com utilização por pessoas, ou mesmo ruas e rodovias.
- Campo eletromagnético: fenômeno causado por equipamentos elétricos funcionando em média voltagem (dentre outros). Para não afetar o funcionamento de outros equipamentos os cabos devem seguir a legislação vigente e ser corretamente isolados.
- Impactos na fase de construção: são similares aos impactos de outros tipos de construção. Podem ser evitados e minimizados com ações de economia de material e menor impacto na rotina do entorno.

Deste modo, percebe-se que embora as instalações em solo, que são projetadas nas melhores condições para absorção da irradiação solar, também possuem limitações, salientando as vantagens das integrações fotovoltaicas às edificações.

O 4º InovaFV é promovido e organizado por:



Este minicurso contou com o patrocínio de:



4º Workshop Inovação para o Estabelecimento
do Setor de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

11 e 12/3 (Campinas-SP) e 31/3 (Recife-PE)



31/3 a 3/4 (Recife-PE)