EMERSON GONÇALVES DE MELO

GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA:
estimativa do fator de sombreamento e irradiação em modelos
tridimensionais de edificações

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de Mestre
em Ciências.

São Paulo
2012

EMERSON GONÇALVES DE MELO

GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA:
estimativa do fator de sombreamento e irradiação em modelos
tridimensionais de edificações

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de Mestre
em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas de
Potência

Orientador: Professor Doutor José
Aquiles Baesso Grimoni

São Paulo
2012

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Deus infinito e pessoal, criador dos céus e da Terra, que em seu amor, poder e misericórdia me concedeu vida. Ele está sempre ao meu lado, me deu saúde e capacitação para empreender esse trabalho, assim como colocou ao meu lado pessoas maravilhosas que me apoiaram e foram pacientes ao longo desses anos. A Ele toda Glória!

Obrigado minha querida Renata, seu amor, carinho, compreensão e paciência me deram a tranquilidade e motivação necessárias. Assim como tudo em minha vida, esse trabalho também é seu.

Agradeço a todos os meus familiares e amigos, vocês são muito especiais. Meus pais, Rita e Orondino, não há como demonstrar a gratidão por me ensinarem o caminho da verdade e da justiça e todo o suor que derramaram por mim. Glória e Nilson, obrigado por me acolherem como a um filho. Mônica e Patrícia, vocês são as melhores irmãs do mundo. Paulo, Ricardo, Ilka e Filipe; amo a todos vocês.

Agradeço aos meus amigos e professores, Doutor José Aquiles Baesso Grimoni, Dr. Paulo Hélio Kanayama e Mestre Nestor Cândido Ferreira Segundo, a confiança que depositaram em mim foi sempre um estímulo para buscar o melhor. Obrigado pela orientação e apoio. Espero ter correspondido.

Doutor Roberto Zilles e Marcelo Pinho Almeida, obrigado por permitir a realização da parte experimental do trabalho e pelo apoio na condução da mesma nas instalações do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da Universidade de São Paulo (LSF USP). Obrigado a todos os professores e colegas que estiveram comigo durante esta etapa de minha vida, as experiências que compartilharam me enriqueceram como profissional e como pessoa.

Agradeço a Escola Politécnica da Universidade de São Paulo pelo zelo e comprometimento que mantêm com o ensino e a pesquisa na área das engenharias, assim como a preocupação em contribuir com a sociedade de nosso país fornecendo soluções para as questões que envolvem o bem estar comum.

Que esse trabalho possa humildemente contribuir de alguma forma com a vida de todo cidadão que trabalha, paga seus impostos e contribui para custear a formação de tantas pessoas.

“Os céus proclamam a glória de Deus, e o firmamento
anuncia as obras das suas mãos.

Um dia discursa a outro dia, e uma noite revela
conhecimento a outra noite.

Não há linguagem, nem há palavras, e deles não se ouve
nenhum som; no entanto, por toda a terra se faz ouvir a
sua voz, e as suas palavras, até aos confins do mundo.
Aí, pôs uma tenda para o sol, o qual, como noivo que sai
dos seus aposentos, se regozija como herói, a percorrer o
seu caminho.

Principia numa extremidade dos céus, e até a outra vai o
seu percurso; e nada refoge ao seu calor.”

(Salmos 19: 1 – 6)

RESUMO

Medidas atualmente em curso no país, encaminhadas por agentes do setor elétrico, reforçam a expectativa do desenvolvimento de um mercado fotovoltaico sólido em alguns anos. A flexibilidade dos sistemas fotovoltaicos permite a construção de usinas de diferentes capacidades, estas podem estar concentradas, cobrindo vastas áreas de solo, ou distribuídas em pequenas unidades integradas na arquitetura em meio urbano. Entretanto, pesquisas demonstraram que em países com grande capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos, o sombreamento parcial de módulos fotovoltaicos é responsável por perdas médias de 10%.

Visando agregar conhecimento ao setor energético e contribuir com o desenvolvimento do mercado fotovoltaico nacional, esse texto tem o objetivo de apresentar os resultados de uma pesquisa, em que foi estabelecido um modelo utilizado para construir um plug-in, que transforma o *Google SketchUp* em uma ferramenta gratuita para estimar o fator de sombreamento e a irradiação em superfícies selecionadas em um modelo tridimensional de uma edificação.

Assim, foi conduzida uma pesquisa bibliográfica responsável por identificar e selecionar modelos utilizados nas diversas etapas envolvidas com a estimativa do fator de sombreamento e irradiação. Realizadas algumas alterações, esses modelos convergiram para um modelo único que foi aplicado ao desenvolvimento de um plug-in, denominado Solar3DBR.

O desempenho do Solar3DBR foi avaliado através de comparações com os softwares *PVsyst* e *Ecotect*, e também por meio de medições reais realizadas em um experimento onde foi monitorada a irradiância em uma célula fotovoltaica parcialmente sombreada e a irradiação horária em plano inclinado. Os resultados das medições permitiram determinar o fator de sombreamento da célula e estes foram comparados aos resultados da simulação de um modelo tridimensional do sistema através do Solar3DBR. Essas confrontações demonstraram que as simulações realizadas com o Solar3DBR apresentam grande proximidade com os resultados apresentados por *PVsyst*, *Ecotect* e medições reais.

Palavras-chave: Geração solar. Sistemas fotovoltaicos. Fator de sombreamento. Irradiação. Modelo tridimensional.

ABSTRACT

Measures that are currently underway in the country, forwarded by agents of the electricity sector, reinforce the expectation of developing a solid photovoltaic market in a few years. The photovoltaic systems flexibility, allows plant's construction of different capacities, these may be concentrated, covering vast areas of land, as divided into small units, integrated into urban architecture. However, researches have shown that in countries with a large capacity of photovoltaic systems installed, the partial shading of photovoltaic modules is responsible for average losses of 10%.

Aiming to add knowledge to the energy sector and contribute to the development of the domestic photovoltaic market, this text aims to present the results of a research, in which was established a model used to build a plug-in that turns *Google SketchUp* into a free tool, with the ability to estimate the shading factor and irradiation in selected surfaces in a three-dimensional model of a building.

Thus, was realized a literature research, responsible for identifying and selecting models used in the various steps, involved in estimating the shading factor and irradiation. After some changes have been implemented, these models converged to a single model that was applied to the development of a plug-in called Solar3DBR.

The performance of the Solar3DBR was evaluated through comparisons with the softwares *PVsyst* and *Ecotect*, and in actual measurements performed in an experiment. In this experiment irradiance in a partially shaded PV cell and hourly irradiation on inclined plane were monitored. Measurement results allowed to determine the shading factor of the cell, and were compared to simulation results of a three-dimensional model of the system through Solar3DBR. The result of these confrontations demonstrated that the results obtained from the Solar3DBR are similar to the ones presented by *PVsyst*, *Ecotect* and actual measurements.

Keywords: Solar generation. Photovoltaic systems. Shading factor. Irradiation. Three-dimensional model.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Energia solar, fontes nuclear e fósseis, comparadas ao consumo de energia mundial em um ano. Fonte: DGS (2008).....	31
Figura 2 – Espectro da radiação eletromagnética. Fonte: Wikimedia (2011)	32
Figura 3 – Espectro WRC da IEE e a curva de emissão de um corpo negro a temperatura efetiva de 5.777K. Fonte: Wikimedia (2011)	34
Figura 4 – Trajetória da radiação solar dentro da atmosfera terrestre. Fonte: Solarlux (2011).....	36
Figura 5 – Espectro da radiação solar fora da atmosfera terrestre comparado ao espectro da radiação solar após atravessar a atmosfera. Fonte: DGS (2008).....	37
Figura 6 – Piranômetro (a), pireliômetro (b) e sensor de horas de insolação (c). Fonte: KIPP & ZONEN (2011).....	40
Figura 7 – Sistema de Coordenadas Horizontais.....	42
Figura 8 – Definição de ângulos utilizados para determinar o ângulo de incidência da radiação solar.....	46
Figura 9 – Irradiância direta proporcional ao cosseno de θ	47
Figura 10 – Sombras causadas por elementos externos, pela arquitetura do próprio prédio e pela própria instalação. Fonte: DGS (2008)	54
Figura 11 – Evolução das fontes de perdas de energia em instalações fotovoltaicas do Japão. Fonte: (KUROKAWA e IKKI, 2001).....	54
Figura 12 – Cálculo do ângulo de elevação e azimute de um objeto em relação a um ponto do sistema fotovoltaico. Fonte: DGS (2008).....	55
Figura 13 – Observação direta do ângulo de elevação e azimute de um objeto em relação a um ponto do sistema fotovoltaico. Fonte: DGS (2008)	56
Figura 14 – Curva do horizonte contraposta ao mapa de trajetória solar. Fonte: Quaschining e Hanitsch (1998)	56
Figura 15 – Fator de perdas ópticas em função de θ . Fonte: (LORENZO, 2003)	57

Figura 16 – Superfícies inseridas na área de trabalho do <i>Google SketchUp</i>	61
Figura 17 – Modelo geolocalizado no <i>Google SketchUp</i>	63
Figura 18 – Posicionamento solar em relação a uma superfície.	65
Figura 19 – Ângulos de posição da superfície.....	67
Figura 20 – Superfície M e obstáculo O inseridos em um hemisfério hipotético H....	71
Figura 21 – Cálculo da área total e da área sombreada.	73
Figura 22 – Projeção do vértice de uma face no plano da superfície selecionada....	73
Figura 23 – Hemisfério H subdividido em pequenas superfícies.....	75
Figura 24 – Diagrama de entradas, processos e saídas principais do Solar3DBR. ..	81
Figura 25 – Erro absoluto de α_s entre Solar3DBR e MIDC (São Paulo, 20/03/2011).	83
Figura 26 – Erro absoluto de α_s entre Solar3DBR e MIDC (São Paulo, 21/12/2011).	83
Figura 27 – Erro absoluto de α_s entre Solar3DBR e MIDC (Frankfurt, 20/03/2011). ..	84
Figura 28 – Erro absoluto de α_s entre Solar3DBR e MIDC (Frankfurt, 21/12/2011). ..	84
Figura 29 – Erro absoluto de γ_s entre Solar3DBR e MIDC (São Paulo, 20/03/2011). ..	84
Figura 30 – Erro absoluto de γ_s entre Solar3DBR e MIDC (São Paulo, 21/12/2011). ..	85
Figura 31 – Erro absoluto de γ_s entre Solar3DBR e MIDC (Frankfurt, 20/03/2011)... ..	85
Figura 32 – Erro absoluto de γ_s entre Solar3DBR e MIDC (Frankfurt, 21/12/2011)... ..	85
Figura 33 – Erro absoluto de θ entre Solar3DBR e MIDC (São Paulo, 20/03/2011). ..	86
Figura 34 – Erro absoluto de θ entre Solar3DBR e MIDC (São Paulo, 21/12/2011). ..	86
Figura 35 – Erro absoluto de θ entre Solar3DBR e MIDC (Frankfurt, 20/03/2011). ..	87
Figura 36 – Erro absoluto de θ entre Solar3DBR e MIDC (Frankfurt, 21/12/2011). ..	87
Figura 37 – Erro absoluto entre as séries sintéticas (valores de irradiação mensal H_m).	88

Figura 38 – Erro relativo entre as séries sintéticas (valores de irradiação mensal H_m).	89
Figura 39 – Dados de irradiação global mensal. Fonte: (IAG/USP, 2009)	90
Figura 40 – Valores de irradiação mensal da série sintética comparados aos dados do IAG/USP.....	90
Figura 41 – Sombreamento de uma superfície através do <i>Google SketchUp</i> e através do Solar3DBR.....	91
Figura 42 – Sombreamento: a) <i>Google SketchUp</i> mais Solar3DBR. b) Apenas Solar3DBR.	92
Figura 43 – Sombreamento imposto por um obstáculo cilíndrico.....	93
Figura 44 – Representação da interpolação bi linear realizada para determinar f_B ...93	
Figura 45 – Sistema A modelado no <i>Google SketchUp</i> 8.	95
Figura 46 – Sistema B modelado no <i>PVsyst</i> 5.54.	96
Figura 47 – Comparação entre os valores de H_{Tm} estimados por meio do Solar3DBR e do <i>PVsyst</i>	96
Figura 48 – Sistema A: Fator de sombreamento médio mensal.....	97
Figura 49 – Sistema A: Irradiação efetiva mensal.	98
Figura 50 – Sistema B: Fator de sombreamento médio mensal.....	98
Figura 51 – Sistema B: Irradiação efetiva mensal.	98
Figura 52 – Sistema C: Fator de sombreamento médio mensal.	99
Figura 53 – Configuração A: Aparato sombreando a célula de referência lateralmente.....	101
Figura 54 – Configuração B: Aparato sombreando frontalmente a célula de referência.	102
Figura 55 – Dados de irradiância da célula sombreada, célula a 31° e célula a 18,5° (05/04/2012).	103
Figura 56 – Dados de irradiância da célula sombreada, célula a 31° e célula a 18,5° (11/04/2012).	103

Figura 57 – Valores de irradiação horária medidos no dia 05/04/2012.	105
Figura 58 – Irradiação global e efetiva em plano inclinado sobrepostas ao fator de sombreamento horário (05/04/2012).	105
Figura 59 – Valores de irradiação medidos no dia 11/04/2012.	107
Figura 60 – Irradiação e fator de sombreamento normalizados (11/04/2012).	107
Figura 61 – Modelo 3D do aparato de sombreamento da célula fotovoltaica na configuração A.	108
Figura 62 – Modelo 3D do aparato de sombreamento da célula fotovoltaica na configuração B.	108
Figura 63 – Configuração A: Comparação entre valores de irradiação da simulação e das medições.	109
Figura 64 – Configuração A: Comparação entre o fator de sombreamento simulado e o medido.	110
Figura 65 – Configuração B: Comparação entre valores de irradiação da simulação e das medições.	112
Figura 66 – Configuração B: Comparação entre o fator de sombreamento simulado e o medido.	112
Figura 67 – Fator de sombreamento horário calculado através da máscara de sombreamento com diferentes resoluções.	113
Figura 68 – Tela principal do <i>Google SketchUp</i> com a barra de ferramentas do Solar3DBR.	128

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dias médios recomendados para latitudes menores que $\pm 66,5^\circ$. Fonte: Klein (1977)	45
Tabela 2 – Coeficientes de brilho do modelo de céu anisotrópico de Perez. Fonte: Perez et al. (1990).....	69
Tabela 3 – Irradiação efetiva anual H_{Tsa} em kWh/m ² e erro médio relativo entre Solar3DBR e demais softwares nos casos A, B e C.	99
Tabela 4 – Materiais utilizados no experimento conduzido no LSF USP.	100
Tabela 5 – Dados de irradiação horária medidos no dia 05/04/2012.	104
Tabela 6 – Dados de irradiação horária medidos no dia 11/04/2012.	106
Tabela 7 – Valores de irradiação e fator de sombreamento resultante de simulação no dia 05/04/2012.....	109
Tabela 8 – Valores de irradiação e fator de sombreamento resultante de simulação no dia 11/04/2012.....	111
Tabela 9 – Erros relativos da simulação com referência em valores diários.....	112
Tabela 10 – Fator de sombreamento e irradiação horária mais tempo gasto nas simulações.	114

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Conceitos de radiometria utilizados para mensurar a radiação eletromagnética.....	33
Quadro 2 – Requisitos recomendados de software e hardware para instalação do <i>Google SketchUp</i>	127

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
API	Interface de Programação de Aplicativo
AU	Unidade Astronômica
CEN	<i>European Committee for Standardization</i>
DIN	<i>Deutsches Institut für Normung</i>
GDSF	Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
GIS	<i>Geographic Information System</i>
GTGDSF	Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
IEE	Irradiância Espectral Extraterrestre
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
LSF USP	Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da Universidade de São Paulo
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
STC	Condições Padrão de Teste
SCH	Sistema de Coordenadas Horizontais
SI	Sistema Internacional de Unidades
TSI	Irradiância Solar Total
UTC	<i>Coordinated Universal Time</i>
WMO	<i>World Meteorological Organization</i>
WRC	<i>World Radiation Center</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Ângulo de azimute da superfície – Origem Norte e sentido horário (°)
α_s	Ângulo de azimute solar – Origem Norte e sentido horário (°)
a	Coeficiente de Angström
A	Área (m ²)
A_{AU}	Área da superfície de uma esfera ($4\pi r_{AU}^2$) concêntrica com o sol (m ²)
A_M	Área do módulo fotovoltaico (m ²)
AM	Massa de ar
A_S	Área sombreada da superfície (m ²)
A_{sol}	Área da superfície do sol ($4\pi r_{sol}^2$) (m ²)
A_T	Área total da superfície (m ²)
β	Ângulo de inclinação da superfície (°)
b	Coeficiente de Angström
C_1	Primeira constante da radiação de Planck ($3,7405 \times 10^8 \text{ W}\mu\text{m}^4/\text{m}^2$)
C_2	Segunda constante da radiação de Planck ($14.387,8 \mu\text{mK}$)
δ	Declinação (°)
ΔG_{Ts}	Irradiância Obstruída pelos Obstáculos (W/m ²)
δt	Intervalo de tempo (s)
d_n	Dia do ano (Contado a partir de 1° de janeiro)
d_{n1}	Número do dia inicial do mês
d_{n2}	Número do dia final do mês
ε	Parâmetro de transparência
e_0	Fator de correção para distância entre a Terra e o Sol
E	Energia (J)
E_a	Energia anual (J)
E_d	Energia diária (J)
E_h	Energia horária (J)
E_m	Energia mensal (J)
E_{sa}	Energia efetiva anual (J)
E_{sd}	Energia efetiva diária (J)
E_{sh}	Energia efetiva horária (J)
E_{sm}	Energia efetiva mensal (J)
ET	Equação do Tempo (rad)
f_B	Fator de sombreamento direto

f_D	Fator de sombreamento difuso
f_R	Fator de sombreamento do albedo
F_1	Coeficiente de brilho circumsolar
F_2	Coeficiente de brilho do horizonte
F_S	Fator de sombreamento
F_{Sa}	Fator de sombreamento anual
F_{Sd}	Fator de sombreamento diário
$F_{S\Delta t}$	Fator de sombreamento em um intervalo definido por Δt
F_{Sh}	Fator de sombreamento horário
F_{Sm}	Fator de sombreamento mensal
γ_S	Ângulo de elevação solar ($^\circ$)
G	Irradiância global em plano horizontal (W/m^2)
G_0	Irradiância extraterrestre em plano horizontal (W/m^2)
$G_{a,abs}$	Irradiância absorvida pela atmosfera (W/m^2)
G_{AU}	Irradiância a distância de 1 AU do centro do sol (W/m^2)
G_B	Irradiância direta em plano horizontal (W/m^2)
G_{BT}	Irradiância direta em plano Inclinado (W/m^2)
G_c	Irradiância de um corpo negro (W/m^2)
G_D	Irradiância difusa em plano Horizontal (W/m^2)
G_{Di}	Irradiância difusa isotrópica (W/m^2)
G_{DT}	Irradiância difusa em plano Inclinado (W/m^2)
G_{DTc}	Irradiância difusa circumsolar em plano Inclinado (W/m^2)
G_{DT_h}	Irradiância difusa horizontal em plano inclinado (W/m^2)
G_{DTi}	Irradiância difusa isotrópica em plano inclinado (W/m^2)
$G_{\lambda c}$	Irradiância espectral de um corpo negro ($\text{W/m}^2\mu\text{m}$)
G_{RT}	Irradiância refletida pelo solo em plano Inclinado (W/m^2)
G_{ref}	Irradiância refletida pela atmosfera e superfície terrestre (W/m^2)
G_{S0}	Constante solar (1367 W/m^2)
G_T	Irradiância global em plano inclinado (W/m^2)
G_{Ts}	Irradiância efetiva em plano inclinado (W/m^2)
h	Constante de Planck ($6,6256 \times 10^{-34} \text{ Js}$)
H	Irradiação global diária em plano horizontal (J/m^2)
$\bar{H}$	Irradiação global diária média mensal em plano horizontal (J/m^2)
H_0	Irradiação extraterrestre diária em plano horizontal (J/m^2)
$\bar{H}_0$	Irradiação extraterrestre diária média mensal em plano horizontal (J/m^2)
$\bar{H}_C$	Irradiação global diária média mensal com céu claro (J/m^2)
H_D	Irradiação difusa diária em plano horizontal (J/m^2)
$\bar{H}_D$	Irradiação difusa diária média mensal em plano horizontal (J/m^2)
H_m	Irradiação global mensal em plano horizontal (kWh/m^2)

H_{Ta}	Irradiação global anual em plano inclinado (kWh /m ²)
H_{Tm}	Irradiação global mensal em plano inclinado (kWh /m ²)
H_{Ts}	Irradiação efetiva diária em plano inclinado (J/m ²)
$\bar{H}_{Ts}$	Irradiação efetiva média mensal diária em plano inclinado (J/m ²)
$\bar{\bar{H}}_{Ts}$	Irradiação efetiva diária média mensal em plano inclinado (J/m ²)
H_{Tsm}	Irradiação efetiva mensal em plano inclinado (kWh /m ²)
I	Irradiação global horária em plano horizontal (J/m ²)
$\bar{I}$	Irradiação global horária média mensal em plano horizontal (J/m ²)
I_0	Irradiação extraterrestre horária em plano horizontal (J/m ²)
I_{0n}	Irradiação extraterrestre horária em plano normal (J/m ²)
I_B	Irradiação direta horária em plano horizontal (J/m ²)
I_{BT}	Irradiação direta horária em plano inclinado (J/m ²)
I_D	Irradiação difusa horária em plano horizontal (J/m ²)
$\bar{I}_D$	Irradiação difusa horária média mensal em plano horizontal (J/m ²)
I_{DT}	Irradiação difusa horária em plano inclinado (J/m ²)
I_{RT}	Irradiação albedo horária em plano inclinado (J/m ²)
I_T	Irradiação global horária em plano inclinado (J/m ²)
I_{Ts}	Irradiação efetiva horária em plano inclinado (J/m ²)
J'	Ângulo diário (°)
φ	Latitude da localidade – Norte positivo e Sul negativo (°)
k	Constante de Boltzmann ($1,38066 \times 10^{-23}$ J/K)
k_T	Índice de Transparência Horário
K_T	Índice de Transparência Diário
$\bar{K}_T$	Índice de Transparência Diário Médio Mensal
λ	Longitude da localidade (°)
λ_{ST}	Longitude de referência da localidade (°)
M_{fB}	Matriz máscara de sombreamento
M_S	Excitância na superfície do sol (W/m ²)
$\bar{n}$	Horas de insolação média diária mensal (horas)
N	Duração do dia (horas)
$\bar{N}$	Duração média mensal do dia (horas)
n_{dm}	Número total de dias de um mês
P_i	Potência (W)
P_{si}	Potência efetiva (W)

θ	Ângulo incidência solar (°)
θ_{zs}	Ângulo de zênite solar (°)
ρ_g	Refletividade do solo
r_{AU}	Raio de uma esfera de valor igual 1 AU ($149,5978 \times 10^9 m$)
r_d	Taxa de irradiação difusa horária em relação à irradiação difusa diária
r_{sol}	Raio do sol (696.260.000 m)
r_t	Taxa de irradiação global horária em relação à irradiação global diária
R_B	Fator Geométrico
σ	Constante de Stefan-Boltzmann ($5,6697 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$)
t_f	Instante final (s)
t_i	Instante inicial (s)
T	Temperatura efetiva do corpo negro (K)
TP	Tempo Padrão (horas)
TS	Tempo Solar (horas)
ν	Frequência (Hz)
$\vec{\nu}$	Vetor, ν assume valor diferente para diferentes vetores
ω	Ângulo Horário (°)
ω_1	Ângulo Horário do período (hora) inicial (°)
ω_2	Ângulo Horário do período (hora) final (°)
ω_r	Ângulo do nascer do Sol (°)
ω_s	Ângulo do pôr do Sol (°)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	JUSTIFICATIVA	22
1.2	QUESTÃO PROBLEMA.....	24
1.3	PRESSUPOSTOS.....	24
1.4	OBJETIVOS	25
1.4.1	Objetivo Geral.....	25
1.4.2	Objetivos Específicos	26
1.5	METODOLOGIA.....	27
1.6	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	28
2	O RECURSO SOLAR.....	30
2.1	O SOL COMO FONTE DE ENERGIA.....	30
2.1.1	Radiação Solar	31
2.1.2	Radiação Solar Extraterrestre	34
2.1.3	Massa de Ar	35
2.1.4	Radiação Solar na Superfície Terrestre.....	36
2.2	ESTIMATIVA DA IRRADIAÇÃO SOLAR.....	38
2.2.1	Bases de Dados de Irradiação Solar	39
2.2.2	Geometria Solar.....	41
2.2.3	Ângulo de Incidência Solar	46
2.2.4	Irradiação Global Extraterrestre em Plano Horizontal.....	47
2.2.5	Irradiação Global na Superfície Terrestre em Plano Horizontal.....	48
2.2.6	Irradiação Global na Superfície Terrestre em Plano Inclinado	49
2.2.7	Irradiância a Partir de Dados de Irradiação	52
2.2.8	Séries Sintéticas de Dados de Irradiação.....	52
2.3	PERDA DE IRRADIÂNCIA DEVIDO AO SOMBREAMENTO	53
2.3.1	Método de Quantificação de Perdas Devido ao Sombreamento	55
2.4	PERDAS DE IRRADIÂNCIA DE ORIGEM ÓPTICA.....	57
2.5	ESTADO DA ARTE	58
3	SOLAR3DBR	61
3.1	LEITURA DA GEOMETRIA DO MODELO TRIDIMENSIONAL	61
3.2	GEOLOCALIZAÇÃO DO MODELO TRIDIMENSIONAL.....	62
3.3	Vetor Posição solar	63
3.4	ÂNGULOS DE POSIÇÃO DA SUPERFÍCIE	66
3.5	ÂNGULO DE INCIDÊNCIA SOLAR	67
3.6	ESTIMATIVA DA IRRADIÂNCIA GLOBAL EM PLANO INCLINADO.....	68

3.7	SÉRIE SINTÉTICA DE DADOS DE IRRADIAÇÃO HORÁRIA.....	69
3.8	CÁLCULO DO FATOR DE SOMBREAMENTO	70
3.9	FATOR DE SOMBREAMENTO DIRETO.....	72
3.10	FATOR DE SOMBREAMENTO DIFUSO.....	74
3.11	MÁSCARA DE SOMBREAMENTO.....	75
3.12	SIMULAÇÕES.....	76
3.13	SIMULAR INSTANTE.....	77
3.14	SIMULAR HORA.....	78
3.15	SIMULAR DIA	79
3.16	SIMULAR MÊS	79
3.17	SIMULAR ANO	80
3.18	SUMÁRIO DE ENTRADAS, PROCESSOS E SAÍDAS	81
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	82
4.1	POSICIONAMENTO SOLAR E ÂNGULO DE INCIDÊNCIA	82
4.2	SÉRIE SINTÉTICA DE DADOS DE IRRADIAÇÃO HORÁRIA.....	88
4.3	FATOR DE SOMBREAMENTO DIRETO.....	91
4.4	CONFRONTAÇÃO COM RESULTADOS DE SIMULAÇÕES.....	94
4.5	CONFRONTAÇÃO COM RESULTADOS DE MEDIÇÕES REAIS.....	100
4.5.1	Material Utilizado	100
4.5.2	Medições	101
4.5.3	Simulações	108
4.5.4	Desempenho Versus Tempo	113
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	115
	REFERÊNCIAS.....	118
	APÊNDICE A – GOOGLE SKETCHUP	127
	ANEXO A – CÓDIGO FONTE DO SOLAR3DBR.....	130

1 INTRODUÇÃO

Impulsionada pelo crescimento econômico, a taxa média de crescimento do consumo de energia elétrica no Brasil projetada para o período de 2011 a 2020 é de 4,9% ao ano. Estima-se que o setor comercial apresente expansão de 6% ao ano nesse período, dentre os setores socioeconômicos é o que apresenta maior crescimento (MME, 2011). Em 2030, o consumo total de energia elétrica no país deverá compreender entre 850 e 1250 TWh/ano (MME, 2007).

No modelo atual da matriz nacional de geração de energia elétrica existe a predominância de fontes de origem hidroelétrica, cuja maior parte do potencial hídrico ainda por explorar está localizada na bacia do Amazonas (MME, 2007). Questões ambientais e as grandes distâncias entre os pontos de geração e consumo têm elevado o custo da construção de novas usinas (ANEEL, 2005).

O crescente consumo de energia, as dificuldades de expansão da geração baseada no modelo atual e a pressão exercida pela sociedade para utilização de fontes de energia seguras e com reduzidos níveis de emissão de CO₂, apontam para a necessidade de diversificar a matriz de geração de energia elétrica do país.

O Brasil apresenta características naturais favoráveis ao desenvolvimento da geração solar fotovoltaica. Os valores de irradiação solar incidente em qualquer região do país (1550 – 2372 kWh/m².ano) são superiores aos da maioria dos países da União Européia, como Alemanha (900 – 1250 kWh/m².ano), França (900 – 1650 kWh/m².ano) e Espanha (1200 – 1850 kWh/m².ano) (MARTINS; ABREU e RÜTHER, 2006), o que contribui para elevar o fator de capacidade dos empreendimentos. O país também é detentor de 95% das reservas mundiais de quartzo (MME, 2009a), fator que favorece a instalação de indústrias de células e módulos fotovoltaicos. Dessa forma, a geração solar fotovoltaica constitui uma alternativa cada vez mais atraente para diversificar a matriz de geração de energia elétrica, assim como outras fontes renováveis de energia como, a eólica, a biomassa e as pequenas centrais hidroelétricas.

Além de permitir a construção de usinas de grande capacidade instalada, sistemas fotovoltaicos de pequeno porte podem ser integrados a edificações e conectados à rede elétrica. Tal tipo de sistema apresenta grande atratividade, pois possui grande potencial para redução de custos, além de contribuir com aspectos estéticos das

edificações. Assim, a Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GDSF) é uma opção real para contribuir com a redução do pico de demanda, diminuindo a sobrecarga da rede principalmente em áreas comerciais, setor que apresenta o maior taxa de crescimento de consumo de energia elétrica e o pico da demanda energética coincide com o pico da geração solar fotovoltaica (JARDIM et al., 2008).

Em países com grande capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos integrados na arquitetura de edificações em meio urbano, o sombreamento parcial de módulos fotovoltaicos resulta em perdas na produção de energia. Os resultados do programa alemão de 1000 telhados fotovoltaicos mostraram que aproximadamente metade dos sistemas instalados estava sujeita a projeções parciais de sombras e que as perdas anuais na produção de energia chegam, em média, a 10% (DGS, 2008). Dados semelhantes foram obtidos em uma avaliação realizada no programa japonês (KUROKAWA e IKKI, 2001).

O sombreamento parcial é responsável pela distribuição não uniforme da irradiância na superfície de módulos fotovoltaicos, isso, além de diminuir a captação de energia, também é responsável por incompatibilidades elétricas entre as células fotovoltaicas resultando em menor produção de energia e, em alguns casos, no surgimento de pontos quentes que podem danificar permanentemente o módulo (BISHOP, 1988). Entretanto, o estudo das interferências causadas pelos obstáculos existentes no ambiente (árvores, postes, prédios vizinhos, detalhes da própria arquitetura ou mesmo módulos fotovoltaicos adjacentes) permite que a condição de sombreamento parcial seja evitada, ou, em última instância, minimizada através da condição de projeto que resulte em um menor fator de sombreamento e, por consequência, maior captação de energia.

Como demonstrado por Siraki e Pillay (2010), para melhor desempenho em projetos localizados em ambientes urbanos, é recomendada a utilização de softwares específicos, que tenham capacidade de analisar o efeito causado por obstáculos localizados no entorno da instalação. Alguns softwares, como *PVsyst* (PVSYST 5.54, 2011) e *Ecotect* (AUTODESK ECOTECT 2010, 2011), dentre outros, permitem simular, por meio de um modelo tridimensional da edificação e do ambiente ao seu redor, a projeção de sombras em uma superfície. Dessa forma, a produção de energia ao longo do ano pode ser estimada com maior precisão, aumentando a confiança no tempo estimado para o retorno do investimento.

Em contraste com a boa precisão das simulações, em geral, o ambiente de modelagem desses softwares possuem limitadas ferramentas para o desenvolvimento do modelo tridimensional das edificações e dos obstáculos e pouca compatibilidade com arquivos gerados em softwares específicos para modelagem tridimensional. Entretanto, ferramentas específicas para modelagem tridimensional como o *Google SketchUp* (GOOGLE SKETCHUP 8, 2011), possuem grande quantidade de recursos para facilitar o desenvolvimento de modelos tridimensionais. O *Google SketchUp* é fornecido em uma versão gratuita e, além de simples e intuitivo, apresenta ferramentas de geolocalização, compartilhamento de modelos, ferramentas avançadas de visualização e análise visual de sombreamento. Assim como outros softwares, ele possibilita customizações através da instalação de plug-ins. Isso o torna uma ferramenta em potencial a diversas aplicações de engenharia. Visando agregar conhecimento ao setor e contribuir com o desenvolvimento do mercado fotovoltaico nacional, esse texto apresenta os resultados de uma pesquisa em que foi estabelecido um modelo utilizado para construir um plug-in que transforma o *Google SketchUp* em uma ferramenta com a capacidade de estimar o fator de sombreamento e a irradiação em superfícies selecionadas em um modelo tridimensional de uma edificação.

1.1 JUSTIFICATIVA

O mercado fotovoltaico mundial tem crescido a taxas de 35 a 40% ao ano. Em países desenvolvidos como Alemanha, Espanha, Japão e EUA a utilização dessa tecnologia tem experimentado grande crescimento nos últimos anos, principalmente devido a políticas de incentivo promovidas pelo governo desses países. Isso se reflete em uma tendência constante de queda no custo dos módulos fotovoltaicos. De US\$ 30/Wp em 1975, o custo caiu para US\$ 3,5/Wp em 2006 e US\$ 2,5/Wp em 2009, a meta é alcançar um custo menor que US\$ 1/Wp até 2020 (KALOGIROU, 2009; PARENTE; GOLDEMBERG e ZILLES, 2002; RAZYKOV et al., 2011).

No Brasil o custo da geração fotovoltaica em 2009 era de R\$ 1200/MWh (MME, 2009), no início de 2011 esse valor já havia caído para R\$ 603/MWh em sistemas de até 5 kWp, ainda alto comparado ao custo da energia convencional gerada a partir

de fontes hídricas e fósseis, porém, mais baixo que a tarifa de energia elétrica em algumas regiões do país (EPE, 2012). O fator econômico aliado a falta de uma regulamentação específica para o setor, tem barrado a disseminação da GDSF no país (RÜTHER et al., 2008). Hoje a maior parte dos sistemas fotovoltaicos existentes é constituída de sistemas isolados, os poucos sistemas conectados a rede que existem estão localizados em universidades e centros de pesquisa. Porém, o custo da energia elétrica produzida a partir de fontes hídricas e fósseis tende a aumentar. Como resultado, a paridade de rede em todo o Brasil poderá ocorrer ainda nessa década (MME, 2009; RÜTHER et al., 2008).

Através da adoção de ações adequadas, o país tem grandes possibilidades de vir a ter uma participação de destaque no mercado fotovoltaico mundial. Iniciativas como o relatório promovido pelo Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GTGDSF), que apresentou uma proposta de políticas de incentivo para disseminar a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (MME, 2009), e o projeto P&D Estratégico nº 13/2011, que atualmente conta com 18 projetos cadastrados totalizando 24,578 MWp de potência instalada, investimento previsto de R\$ 395.904.169,00 (ANEEL, 2012) e busca criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura técnica e tecnológica para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética nacional (ANEEL, 2011), reforçam as expectativas de que estão sendo criados meios para o desenvolvimento de um mercado fotovoltaico sólido no país.

Todavia, seja em grandes usinas ou em sistemas fotovoltaicos de pequeno porte integrados a edificações, o sombreamento parcial dos módulos fotovoltaicos causa perdas na produção anual de energia, assim como podem danificar permanentemente os módulos.

A pesquisa apresentada contribui com a sociedade pois permitirá agregar tecnologia nacional ao mercado fotovoltaico que deverá se desenvolver no país. Também deverá proporcionar maior facilidade para estabelecer as melhores áreas em edificações, já construídas ou em projeto, para instalação de sistemas fotovoltaicos e aumentar a confiabilidade no tempo de retorno previsto para os investimentos.

Posteriormente, a pesquisa poderá ser expandida para explorar os efeitos elétricos produzidos pelo sombreamento parcial de módulos fotovoltaicos e as perdas ópticas, possibilitando dessa forma, estimar com precisão a energia produzida pelo sistema fotovoltaico. O conhecimento produzido através da pesquisa poderá ser agregado a

outras pesquisas em andamento, ou já realizadas no país, que visam o desenvolvimento de software para dimensionamento completo de sistemas fotovoltaicos (SOLARCAD, 2011), assim como pesquisas relacionadas à GDSF (FOTOVOLTAICA UFSC, 2011).

Também são apresentadas bases para explorar uma área de pesquisa que vem sendo alvo de estudo da comunidade internacional (GADSDEN; RYLATT e LOMAS, 2003; HOFIERKA e KANUK, 2009; SÚRI e HOFIERKA, 2004), no caso, a simulação de sistemas fotovoltaicos conectados a rede através da utilização de modelos tridimensionais de cidades, que já estão sendo utilizados por diversas cidades do mundo como ferramenta para auxílio no planejamento urbano, controle de emergências, desenvolvimento de estratégias de segurança, etc. (CITYGML, 2011).

1.2 QUESTÃO PROBLEMA

Como pode ser construído um software, gratuito ou de baixo custo e com ferramentas de modelagem compatíveis as apresentadas por softwares específicos para modelagem tridimensional, que calcule o fator de sombreamento e a irradiação em superfícies selecionadas em um modelo tridimensional de uma edificação?

1.3 PRESSUPOSTOS

Atualmente, existe uma série de modelos disponíveis para estimar tanto o fator de sombreamento (DRIF et al., 2008; QUASCHNING e HANITSCH, 1995; QUASCHNING e HANITSCH, 1998), quanto à irradiância em uma superfície (PEREZ et al., 1986; PEREZ et al., 1987). O estudo de tais modelos, combinados com técnicas utilizadas em computação gráfica (SUTHERLAND e HODGMAN, 1974; WEILER e ATHERTON, 1977) devem permitir o estabelecimento de um modelo unificado, que permita criar um software com capacidade para estimar o fator de sombreamento e a irradiância em uma superfície e, dessa forma, calcular a irradiação num intervalo pré-definido de tempo.

Porém, o desenvolvimento de um software que apresente ferramentas e recursos minimamente compatíveis com os recursos apresentados por softwares específicos para modelagem tridimensional existentes no mercado para atender a projetistas, arquitetos e engenheiros, não é tarefa trivial e demanda investimento e uma equipe especializada.

Assim, uma possível solução que concilie desempenho técnico e baixo custo para construir um software que calcule o fator de sombreamento e a irradiação em superfícies selecionadas em um modelo tridimensional de uma edificação, seria a construção de um plug-in, que instalado em um software específico para modelagem tridimensional, acrescentaria as funcionalidades necessárias, preservando as ferramentas já existentes para modelagem tridimensional.

O *Google SketchUp* (GOOGLE SKETCHUP 8, 2011) é uma boa opção de software para servir a esse propósito, pois apresenta uma interface amigável e intuitiva, oferece recursos como geolocalização, compartilhamento de modelos, texturas e modelagem de edifícios, além de permitir a construção de plug-ins para personalizar e construir novas ferramentas. Softwares fornecidos pela Autodesk (AUTODESK, 2011) também apresentam recursos semelhantes, porém, o *Google SketchUp* é fornecido em uma versão totalmente gratuita, e utiliza uma linguagem de programação de código aberto para o desenvolvimento do plug-in, que torna baixo o custo do desenvolvimento.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo Geral

Determinar como pode ser construído um software, gratuito ou de baixo custo e com ferramentas de modelagem compatíveis as apresentadas por softwares específicos para modelagem tridimensional, que estime o fator de sombreamento e a irradiação em superfícies selecionadas em um modelo tridimensional de uma edificação.

Por uma questão de foco, o objetivo desse trabalho não é estimar a energia produzida por módulos fotovoltaicos, uma vez que devido ao sombreamento parcial,

também há perdas relacionadas ao comportamento elétrico e térmico das células fotovoltaicas conectadas em série. O modelo também não contemplará as perdas de irradiância de origem óptica. Outras aplicações da energia solar como, os sistemas solares térmicos, não serão abordadas, apesar de poderem se beneficiar desse trabalho. Essas questões poderão ser aprofundadas em trabalhos posteriores.

O desenvolvimento exaustivo das etapas de entrada e saída de dados não será incluído pelo trabalho. Assim, a investigação se restringe a problemática envolvida na leitura dos dados da geometria do modelo tridimensional, estimativa do fator de sombreamento, irradiância e irradiação em uma superfície em um intervalo de tempo pré-definido.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Realizar uma pesquisa bibliográfica dos tópicos envolvidos no cálculo de irradiância em superfícies expostas ao sombreamento parcial.
- Estabelecer um modelo único que possa ser utilizado na construção do plug-in para estimar o fator de sombreamento e a irradiação em superfícies selecionadas em um modelo tridimensional de uma edificação.
- Selecionar um software de modelagem tridimensional já existente, que apresente ferramentas simples, porém eficientes para o desenvolvimento dos modelos tridimensionais das edificações, possibilitando uma rápida aprendizagem por parte dos usuários, permitindo customizações através da instalação de plug-ins e que seja gratuito ou de baixo custo.
- Desenvolver, a partir do modelo estabelecido, um plug-in que possa ser instalado no software de modelagem tridimensional selecionado.
- Comparar o desempenho apresentado pelo plug-in desenvolvido, quando comparado com softwares já existentes para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, que apresentem ferramentas semelhantes.

- Comparar os resultados apresentados pelo plug-in desenvolvido, quando comparado a dados medidos em uma aplicação real.

1.5 METODOLOGIA

Foi realizada uma pesquisa de natureza aplicada, cujo objetivo é gerar conhecimento para definir um modelo que permita calcular o fator de sombreamento, a irradiância e a irradiação em superfícies de modelos tridimensionais de edificações. Quanto aos objetivos, a pesquisa tem caráter exploratório, uma vez que deve proporcionar maior familiaridade em relação aos modelos utilizados para estimativa de fator de sombreamento e irradiação. Quanto aos procedimentos, ela é bibliográfica, já que utilizou como base: livros, artigos publicados em periódicos e informações disponíveis em sites na internet.

Para definir o tema da pesquisa foram pesquisados, em livros e artigos especializados, conteúdos relacionados com fontes renováveis de energia, redes inteligentes e eficiência energética em prédios.

Após a definição do tema, foi realizada uma extensa pesquisa bibliográfica em periódicos especializados em energia solar e energias renováveis, livros sobre geração solar fotovoltaica e conteúdo disponível na internet. Em sua maioria, os autores pesquisados são de origem europeia, sendo o inglês o idioma predominante dos artigos e livros consultados.

Após construir conhecimento mais aprofundado sobre o tema, foi redigido um projeto de pesquisa para consolidar o procedimento que seria adotado no desenvolvimento da mesma.

Com base na pesquisa bibliográfica, foram selecionados os modelos que seriam utilizados como alicerce para estabelecer um modelo unificado para calcular o fator de sombreamento e a irradiação em superfícies de um modelo tridimensional de uma edificação, de acordo com alguns parâmetros de entrada como: localização e geometria do ambiente, tempo e dados de irradiação global diária média mensal.

Durante a pesquisa bibliográfica, alguns softwares citados em artigos e livros foram listados para posterior análise. Dos softwares que utilizam um ambiente de

modelagem tridimensional para a simulação do sombreamento, foram analisados em maiores detalhes o *PVsyst* e o *Ecotect*, que oferecem períodos gratuitos de avaliação e já foram avaliados por pesquisas que demonstram sua precisão quando seus resultados são comparados com valores de medições reais. Esses softwares foram utilizados para validar os resultados obtidos através do modelo estabelecido para a codificação do plug-in.

Após estudar as características técnicas, o software de modelagem tridimensional *Google SketchUp* foi definido como plataforma para o desenvolvimento do modelo estabelecido.

Sendo a Interface de Programação de Aplicativo (API) do *Google SketchUp* programada em linguagem Ruby (RUBY, 2011) foi realizado um estudo dessa linguagem de programação para que as classes existentes na biblioteca fornecida para construção dos plug-ins pudessem ser compreendidas.

A edição do código em linguagem Ruby foi realizada utilizando o software (NETBEANS, 2011), que tem editor de texto com suporte a essa linguagem e é gratuito. Para testar o código foi utilizado o próprio *Google SketchUp*, que tem uma ferramenta para inserções rápidas de scripts.

A rotina de geração de uma série sintética de dados de irradiação horária foi verificada através de uma comparação com dados gerados através do *PVsyst* e de dados obtidos de uma estação meteorológica.

Alguns modelos de instalações fotovoltaicas foram criados para estimar o fator de sombreamento e a irradiação em um determinado período. Os dados obtidos através das simulações desses modelos foram então comparados com os dados de simulações realizadas através do *PVsyst* e *Ecotect*.

Por fim, um experimento prático foi conduzido para permitir a confrontação dos dados estimados pelo software desenvolvido, com dados de medições reais.

1.6 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho está organizado em 5 capítulos.

No capítulo 1, é realizada uma breve introdução, onde é abordada a problemática envolvendo o sombreamento parcial de sistemas fotovoltaicos; são apresentados os

objetivos do trabalho, uma possível solução a questão problema e a metodologia utilizada ao longo da pesquisa.

O capítulo 2 conceitua alguns dos principais tópicos envolvidos na estimativa do recurso solar. O capítulo introduz a definição de radiação solar, exhibe suas características fora e dentro da atmosfera terrestre e apresenta métodos utilizados para estimar a irradiação tanto em superfícies livres de sombreamento, quanto em superfícies parcialmente sombreadas. Ao fim do capítulo é apresentado o estado da arte em relação aos modelos utilizados para estimar o fator de sombreamento e a irradiação em sistemas fotovoltaicos.

O capítulo 3 apresenta o modelo estabelecido e utilizado para codificação do plug-in, cujo objetivo é transformar o *Google SketchUp* em uma ferramenta capaz de estimar o fator de sombreamento e a irradiação em superfícies selecionadas em um modelo tridimensional.

No capítulo 4 são apresentados os resultados de testes realizados para validar o modelo estabelecido para construir o plug-in. São feitas algumas análises desses resultados e são indicadas algumas alterações ou inserções realizadas no modelo.

Por fim, a conclusão é apresentada no capítulo 5, assim como possíveis pesquisas que poderão ser realizadas no futuro.

2 O RECURSO SOLAR

Nesse capítulo é realizada uma breve conceituação dos principais tópicos envolvidos na estimativa do recurso solar. É apresentada uma descrição da radiação solar quanto a suas propriedades físicas, suas características fora e dentro da atmosfera terrestre e os métodos utilizados para estimar a irradiação tanto em superfícies livres de sombreamento, quanto em superfícies parcialmente sombreadas. Ao fim do capítulo é apresentado o estado da arte em relação aos modelos utilizados para estimar o fator de sombreamento e a irradiação em sistemas fotovoltaicos.

2.1 O SOL COMO FONTE DE ENERGIA

O Sol é responsável por 99,86% da massa existente no sistema solar. Devido a suas grandes dimensões ele exerce uma força de atração em todos os outros corpos existentes nesse sistema. Planetas, planetas anões, asteróides, cometas e poeira, bem como todos os satélites associados a estes corpos giram ao seu redor.

Energia do Sol é transformada em glicose por organismos vivos através da fotossíntese, processo do qual direta ou indiretamente, dependem todos os seres vivos que habitam em nosso planeta. A energia do Sol também é responsável pelos fenômenos meteorológicos e o clima na Terra.

O Sol não possui uma superfície bem definida como a de planetas rochosos, ele é formado por gases. Em seu centro a densidade é de aproximadamente 150 vezes a densidade da água na Terra. Esse valor cai exponencialmente à medida que seu raio aumenta em direção à superfície. Sua composição primária é de hidrogênio (74% de sua massa, ou 92% de seu volume) e hélio (24% da massa solar, 7% do volume), com traços de outros elementos incluindo: ferro, níquel, oxigênio, silício, enxofre, magnésio, néon, cálcio e cromo (WIKIPEDIA, 2011a).

A esfera solar é formada por camadas que diferem umas das outras em suas propriedades físicas. A camada mais interna, que pode ser observada a olho nu a partir da Terra, é chamada de fotosfera, ela é considerada a superfície solar. A fotosfera é a região limite entre as camadas internas: núcleo, zona radiativa e zona

de convecção, e a atmosfera solar: cromosfera, zona de transição solar, coroa solar, heliosfera e heliopausa.

No núcleo ocorre fusão nuclear dos átomos de hidrogênio gerando átomos de hélio e energia térmica que mantêm a temperatura em aproximadamente $13,6 \times 10^6$ K. Parte dessa energia é transferida através de radiação e convecção para a fotosfera onde escapa para o espaço em forma de radiação eletromagnética emitida na velocidade da luz em todas as direções.

A radiação eletromagnética emitida pelo Sol viaja através do espaço até ser interceptada por corpos celestes como gases e poeira interestelar. Na parte dessa radiação interceptada pela atmosfera terrestre está presente uma quantidade de energia da ordem de $1,5 \times 10^{18}$ kWh/ano (FRAIDENRAICH e LYRA, 1995).

A captação de apenas 0,01% da radiação solar que atinge a superfície terrestre já seria suficiente para suprir toda a demanda mundial de energia consumida no ano de 2008 (DGS, 2008). A Figura 1 apresenta uma comparação entre a energia solar que atinge a superfície terrestre, e fontes de energia nuclear e fósseis, com o consumo mundial de energia em um ano.

Figura 1 – Energia solar, fontes nuclear e fósseis, comparadas ao consumo de energia mundial em um ano. Fonte: DGS (2008)

2.1.1 Radiação Solar

Através da grande quantidade de calor liberada pela fusão nuclear dos átomos de hidrogênio, elétrons são excitados a estados mais altos de energia. Ao retornar

espontaneamente a níveis de energia mais baixos, estes, liberam parte dessa energia na forma de radiação eletromagnética, distribuída sobre uma faixa de distintos comprimentos de onda. A essa energia dá-se o nome de radiação solar.

Em algumas situações a radiação eletromagnética precisa ser considerada uma partícula ou fóton, que pode ser definido como uma unidade de energia com massa e carga igual a zero (DUFFIE e BECKMAN, 2006). A energia de um fóton é proporcional a frequência da radiação e é dada pela seguinte equação:

$$E = h\nu$$

(1)

O espectro da radiação eletromagnética é dividido em bandas, que delimitam faixas de comprimentos de onda (Figura 2).

Figura 2 – Espectro da radiação eletromagnética. Fonte: Wikimedia (2011)

Fora da atmosfera terrestre a radiação solar tem a maior parte de sua energia situada entre 250 e 3.000 nm, compreendendo parte da região ultravioleta, todo o espectro de frequências visíveis e parte da região do infravermelho.

A ciência de medir a radiação eletromagnética em qualquer porção do espectro é conhecida como Radiometria. No Quadro 1 são apresentadas as definições de alguns conceitos normalmente utilizados para mensurar a radiação solar juntamente com as unidades padronizadas pelo Sistema Internacional de Unidades (SI).

Conceito	Símbolo	Definição	Unidade de Medida (SI)
Energia Radiante	Q	Energia transportada pela radiação eletromagnética.	J
Fluxo ou Potência Radiante	ϕ	Energia radiante por unidade de tempo.	W
Intensidade Radiante	I_ϕ	Fluxo radiante por unidade de ângulo sólido.	W/sr
Irradiância	G	Densidade do fluxo radiante que chega a uma superfície em todas as direções.	W/m ²
Excitância	M	Densidade do fluxo radiante que deixa uma superfície em todas as direções.	W/m ²
Radiância	L	Densidade do fluxo radiante por unidade de ângulo sólido que chega ou deixa uma superfície.	W/m ² sr
Irradiância Espectral	G_λ	Irradiância medida em uma estreita faixa ao redor de um determinado comprimento de onda.	W/m ² μm, W/m ³ ou W/m ² Hz
Irradiação	I, H	Representa a densidade de energia por unidade de área em determinado período de tempo, como uma hora, um dia, um mês ou um ano. Obtida através da integração da irradiância.	J/m ² ou Wh/m ²

Quadro 1 – Conceitos de radiometria utilizados para mensurar a radiação eletromagnética.

Radiação térmica é radiação eletromagnética compreendida entre 0,2 e 1.000 μm. Todo corpo emite radiação térmica em virtude de sua temperatura, porém, um corpo negro representa o conceito de um emissor e absorvedor perfeito de radiação térmica. Na natureza não existe nenhuma substância com essa característica, porém, algumas substâncias têm comportamento próximo ao do corpo negro, como uma camada fina de carbono escuro que absorve aproximadamente 99% da radiação térmica que incide sobre ela.

A irradiância espectral de um corpo negro $G_{\lambda c}$ em função de sua temperatura é dada pela Lei de Planck, definida na eq. (2).

$$G_{\lambda c} = \frac{C_1}{\lambda^5 [e^{(C_2/\lambda T)} - 1]} \quad (2)$$

A emissão de radiação térmica pelo Sol pode ser aproximada a emissão de radiação por um corpo negro à temperatura efetiva de 5.777 K (DUFFIE e BECKMAN, 2006).

2.1.2 Radiação Solar Extraterrestre

Define-se por Irradiância Espectral Extraterrestre (IEE) o espectro da radiação emitida pelo Sol antes que ocorram interações com a atmosfera terrestre. A Figura 3 apresenta o espectro da IEE adotada pelo *World Radiation Center* (WRC) comparado com a curva de emissão de um corpo negro à temperatura efetiva de 5.777 K.

Figura 3 – Espectro WRC da IEE e a curva de emissão de um corpo negro a temperatura efetiva de 5.777K. Fonte: Wikimedia (2011)

Pela equação de Stefan-Boltzmann (3) é possível calcular a excitância do sol à temperatura de 5.777 K, que resulta em 63.149.446,73 W/m².

$$G_c = \sigma T^4 \quad (3)$$

A superfície de uma esfera A_{AU} concêntrica com o Sol e de raio igual a 1 Unidade Astronômica¹ (AU) recebe o mesmo fluxo radiante ϕ que a superfície do Sol A_{sol} , porém, a densidade do fluxo radiante G_{AU} em uma área de 1 m² é menor que a excitância na superfície do Sol M_S . Assim, o valor médio da irradiância no limite da atmosfera terrestre é definido na eq. (4) e resulta no valor de 1367 W/m².

¹ 1 AU é a distância média entre o sol e a terra, equivalente a $149,5978 \times 10^9 m$ (WIKIPEDIA, 2011b).

$$G_{AU}A_{AU} = M_S A_{sol} \therefore G_{AU} = M_S \left(\frac{A_{sol}}{A_{AU}} \right) = M_S \left(\frac{r_{sol}^2}{r_{AU}^2} \right) = 1.367 \frac{W}{m^2} \quad (4)$$

Como a distância entre a Terra e o Sol não é constante durante o ano ($147,1 \times 10^9$ m no perélio e $152,1 \times 10^9$ m no afélio), o valor de G_{AU} também sofre variações em torno de seu valor médio e pode ser corrigido para qualquer dia do ano através do fator de correção da distância entre a Terra e o Sol, definido por Spencer (1971) através da eq. (5) com erro máximo de 0,0001. Portanto G_{AU} varia de 1325 W/m^2 à 1420 W/m^2 . O valor médio de 1367 W/m^2 é chamado de Constante Solar² G_{S0} .

$$e_0 = 1,000110 + 0,034221 \cos J' + 0,001280 \sin J' + 0,000719 \cos 2J' + 0,000077 \sin 2J' \quad (5)$$

O valor de G_{S0} pode ser obtido pela integral da IEE, medido no topo da atmosfera terrestre, perpendicularmente a direção da radiação solar. Ao longo das últimas três décadas, informações mais precisas da IEE são apresentadas na medida em que são aperfeiçoados os instrumentos e métodos de interpolação utilizados para obter os dados. Dessa forma, o valor de G_{S0} também passou por algumas revisões. Na década de 1970 o trabalho realizado por Thekaekara/NASA resultou na adoção de 1353 W/m^2 , na década seguinte o *World Meteorological Organization* (WMO) recomendou para G_{S0} o valor de 1367 W/m^2 . Esse valor tem sido amplamente utilizado desde então, mesmo após a *American Society for Testing and Materials* (ASTM) adotar o valor de $1366,1 \text{ W/m}^2$ como padrão (GUEYMARD, 2004).

2.1.3 Massa de Ar

O conceito de Massa de Ar (AM) é utilizado para determinar o quão maior é a trajetória da radiação solar relativa à trajetória executada quando o ângulo de zênite solar θ_{zs} , que determina a posição do sol em relação à direção normal da superfície, é nulo. Na Figura 4 fica em evidência esse conceito, onde $AM0$ caracteriza o

² Um termo mais recente que vem sendo introduzido, é o de Irradiância Solar Total (TSI), já que o valor da Constante Solar varia ao longo do ano e com o nível de atividade solar (GUEYMARD e MYERS, 2008).

espectro da irradiância fora da atmosfera, AM1.0 é referente ao espectro da irradiância quando θ_{zs} é nulo, sendo essa trajetória correspondente a espessura da atmosfera terrestre. O espectro AM1.5 é utilizado como padrão para testes de módulos fotovoltaicos, a irradiância nessa condição é de aproximadamente 1.000 W/m² em dias de céu claro. Assim, AM é um número adimensional, que implica em quantas vezes a trajetória da radiação solar é maior que a espessura da atmosfera terrestre. Essa trajetória será maior para localidades com maior latitude.

Figura 4 – Trajetória da radiação solar dentro da atmosfera terrestre. Fonte: Solarlux (2011)

Uma forma simples de calcular o valor de AM é dividindo 1 pelo cosseno de θ_{zs} , porém, Karsten e Young (1989) definiram uma forma mais precisa de calcular AM através da eq. (6), nela é utilizado o ângulo de elevação solar γ_s , ao invés de θ_{zs} .

$$AM = \frac{1}{\sin \gamma_s + 0,50572(\gamma_s + 6,07995^\circ)^{-1,6364}}$$

(6)

2.1.4 Radiação Solar na Superfície Terrestre

Para atingir um ponto qualquer na superfície terrestre, a radiação solar precisa percorrer um caminho através da atmosfera, nessa trajetória ocorre à interação da radiação solar com diversas substâncias, como nuvens, ar, ozônio, vapor de água,

dióxido de carbono e poeira. A interação com essas substâncias provoca alterações na composição da irradiância que atinge a superfície terrestre. Quanto maior o valor de AM , maior é a influência das substâncias contidas na atmosfera na composição final da irradiância.

Parte da radiação solar pode ser refletida novamente para o espaço ao atingir a atmosfera devido à presença de nuvens. Também pode ocorrer absorção da radiação solar principalmente por moléculas de água (H_2O), oxigênio (O_2), ozônio (O_3) e dióxido de carbono (CO_2). A intensidade da absorção depende do comprimento de onda da radiação e do valor de AM . O espectro da irradiância para massa de ar $AM1.5$ mostra acentuadas atenuações que devem-se ao ozônio na região do ultravioleta, e ao vapor d'água e dióxido de carbono na região do infravermelho. Devido à alta atenuação nos extremos do espectro de frequências, para aplicações terrestres da energia solar são consideradas apenas radiação nos comprimentos de onda entre 0,29 e 2,5 μm (DUFFIE e BECKMAN, 2006).

Figura 5 – Espectro da radiação solar fora da atmosfera terrestre comparado ao espectro da radiação solar após atravessar a atmosfera. Fonte: DGS (2008)

Quando a radiação solar penetra na atmosfera ela interage com o ar, particulado sólido e poluição. Moléculas de ar com diâmetro menor que o comprimento de onda da radiação causa a dispersão Rayleigh, enquanto poeira e poluição no ar causam a dispersão Mie (QUASCHINING, 2005). Essas interações causam a dispersão de

parte da radiação dando origem a Irradiância Difusa G_D , que atinge a superfície terrestre vindo de todas as regiões do domo celeste.

Portanto, apenas parte da radiação solar extraterrestre chega diretamente até a superfície terrestre. Essa componente é chamada de Irradiância Direta G_B e é responsável pela projeção de sombras quando esta é interceptada por obstáculos. Em superfícies inclinadas em relação ao plano horizontal ainda existe a irradiância denominada Albedo G_R , que provem da radiação solar refletida pelo solo das regiões vizinhas, cuja intensidade varia de acordo com a refletividade do solo ρ_g .

Assim, a irradiância total em um plano horizontal na superfície terrestre, chamada de Irradiância Global em Plano Horizontal G , é composta pela soma de G_B e G_D . Em planos inclinados a irradiância é composta pela soma de G_B , G_D e G_R , sendo denominada por Irradiância Global em Plano Inclinado G_T . Em dias claros prevalece a contribuição de G_B no valor da irradiância global, já em dias nublados G_B pode ser nula e a irradiância do plano é exclusivamente determinada pela componente difusa. Considerando a atividade solar constante, conclui-se então, que a irradiância na superfície terrestre varia em intensidade ao longo do ano devido à alteração da distância entre a Terra e o Sol e devido à composição da atmosfera do local, que pode sofrer alterações de acordo com a estação do ano, clima local, emissão de poluentes, dentre outros fatores como a constituição do solo. Portanto, a irradiância é previsível apenas até o limite da atmosfera terrestre, sendo de natureza imprevisível a irradiância que atinge a superfície.

2.2 ESTIMATIVA DA IRRADIAÇÃO SOLAR

Devido à natureza imprevisível da irradiância e a necessidade de prever com certa segurança o recurso solar disponível durante determinado período de tempo, as previsões futuras de irradiância são baseadas em informações coletadas ao longo de anos anteriores. Porém, nem sempre dados estão disponíveis para qualquer localidade em que esses são necessários, e algumas vezes, estes estão armazenados em um formato que não atende as necessidades da aplicação. Todavia, alguns métodos empíricos para estimar a irradiância de acordo com a

localidade e época do ano foram desenvolvidos para atender os casos onde não existem dados estatísticos satisfatórios.

2.2.1 Bases de Dados de Irradiação Solar

Desde o início do último século, informações sobre a radiação solar vêm sendo adquiridas e armazenadas em bancos de dados de todo o mundo. Tipicamente são armazenados dados de Horas de Insolação n_s , Irradiância Global em Plano Horizontal G , Irradiação Global Horária em Plano Horizontal I , Irradiação Global Diária em Plano Horizontal H e Irradiação Global Diária Média Mensal em Plano Horizontal $\bar{H}$, também são encontradas informações sobre as componentes direta e difusa da irradiância e medições realizadas em planos inclinados.

Esses dados inicialmente eram gerados exclusivamente através de estações meteorológicas localizadas em diferentes partes do planeta, que através de instrumentos adequados captavam principalmente informações de irradiação global em plano horizontal e horas de insolação. Porém, a disponibilidade desses dados está sujeita a quantidade de estações meteorológicas, que em países menos desenvolvidos estão presentes em número reduzido, e da qualidade da instrumentação utilizada para registrá-los.

Dentre os instrumentos utilizados para coletar informações sobre a radiação solar em estações meteorológicas existe o pireliômetro, o piranômetro e sensores de horas de insolação.

O pireliômetro é construído para medir apenas irradiância direta, bloqueando a componente difusa e albedo. Já o piranômetro é utilizado para medir irradiância global, ou irradiância difusa quando a componente direta é bloqueada através de uma faixa que oculta o sol. Alguns piranômetros são fabricados através de células fotovoltaicas, porém a resposta desses dispositivos não abrange todo o espectro de frequências da irradiância terrestre e é necessário que algumas correções sejam aplicadas ao resultado final da medição. Para aplicações onde é necessária maior precisão nos resultados é recomendado o piranômetro termopilha, que absorve radiação em qualquer comprimento de onda. O pireliômetro e o piranômetro podem

ou não realizar a integração da irradiância sobre períodos de tempo como horas e dias, resultando em dados de irradiação.

Os sensores de horas de insolação medem quanto tempo a irradiância direta excede o nível de 120 W/m^2 . Através da informação de horas de insolação também é possível obter dados de irradiação por métodos empíricos.

Detalhes a respeito de alguns desses instrumentos podem ser encontrados em (KIPP & ZONEN, 2011). Informações sobre calibração e potenciais fontes de introdução de erros nas medições podem ser encontrados em (GUEYMARD e MYERS, 2008).

Figura 6 – Piranômetro (a), pireliômetro (b) e sensor de horas de insolação (c). Fonte: KIPP & ZONEN (2011)

Através da interpolação de dados de estações meteorológicas próximas é possível estimar dados da radiação solar em uma localidade onde não existem informações medidas diretamente. Todavia, muitas vezes a distância entre as estações é grande e o relevo acidentado causa grandes variações no clima não permitindo obter boa precisão por meio de interpolação.

Observações realizadas através de satélites geram imagens que permitem obter informações da radiação solar em diversas localidades do planeta com a vantagem de conseguir cobrir extensas áreas. Diversos algoritmos e modelos (físicos, estatísticos ou híbridos) foram desenvolvidos nas últimas décadas para estimar a irradiância na superfície terrestre a partir de imagens de satélite. O princípio básico está descrito na eq. (7), uma vez que a constante solar G_{S0} é bem conhecida, a irradiância refletida pela atmosfera e superfície terrestre G_{ref} podem ser medidas por um sensor, e por meio das imagens de satélite pode ser determinada a irradiância absorvida pela atmosfera $G_{a,abs}$ e a refletividade do solo ρ_g (POLO; ZARZALEJO e RAMÍREZ, 2008).

$$G = \frac{1}{1 - \rho_g} (G_{s0} - G_{a,abs} - G_{ref}) \quad (7)$$

Os modelos existentes para obter informação da radiação solar através das imagens obtidas por satélites geralmente são baseados em informações colhidas por satélites geoestacionários específicos, que cobrem determinada região do planeta. Dentre esses modelos existe o Heliosat (CANO et al., 1986) e o DLR-SOLEMI (SCHILLINGS; MANNSTEIN e MEYER, 2004), baseados em imagens do satélite Meteosat que cobre a Europa e norte da África, os modelos de Perez et al. (2002) e o BRAZIL-SR (PEREIRA et al., 2000), baseados em imagens dos satélites GOES, que cobrem as Américas.

Hoje existem projetos de alcance global que registram informações sobre a radiação solar para localidades de diversas partes do mundo, dentre esse projetos encontram-se o Meteonorm (2011a), o SODA (2011) e o SWERA (2011). No Brasil, dados de irradiação solar são coletados através de estações meteorológicas espalhadas por todo o país e disponibilizadas através do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Dados completos de irradiação solar são disponibilizados através do pagamento de uma importância em dinheiro ou de forma gratuita mediante requerimento, que deve ser analisado e aprovado. No site do INMET são disponibilizados em forma gráfica dados de horas de insolação (INMET, 2011). O site do projeto SWERA (2011), também oferece informações de irradiação para localidades do Brasil.

2.2.2 Geometria Solar

O Sistema de Coordenadas Horizontais (SCH) é utilizado para descrever a posição de objetos em relação a um observador localizado na superfície terrestre. No SCH a posição do objeto é determinada em um sistema de coordenadas esféricas composto pelo ângulo de elevação solar γ_s e ângulo de azimuth solar α_s , com a origem fixa no observador (Figura 7).

Existem muitos trabalhos dedicados a determinar o posicionamento solar, Blanco-Muriel et al. (2001) classifica esses trabalhos em dois grupos. O primeiro refere-se à simples fórmulas ou algoritmos com o objetivo de determinar parâmetros básicos do posicionamento solar como a declinação solar δ (COOPER, 1969) e a equação do tempo ET (SPENCER, 1971) em função de uma data. O segundo grupo é constituído por algoritmos mais complexos que calculam o posicionamento do sol através da posição geográfica exata do observador em um dado instante (BLANCO-MURIEL et al., 2001; MICHALSKY, 1988; PITMAN e VANT-HULL, 1978; REDA e ANDREAS, 2004; WALRAVEN, 1978).

Figura 7 – Sistema de Coordenadas Horizontais.

O algoritmo desenvolvido por Michalsky (1988) é referenciado em dados do The Astronomical Almanac, ele foi publicado com o objetivo de filtrar uma série de alterações propostas na sequência da publicação do algoritmo de Walraven (1978) e para atualizar os dados de referência utilizados neste. A precisão reportada por Michalsky (1988) em seu algoritmo é de $\pm 0,01^\circ$ até o ano de 2050.

Mais recentemente o algoritmo PSA desenvolvido por Blanco-Muriel et al. (2001) obteve precisão ainda melhor que o algoritmo proposto por Michalsky (1988), quando comparados com dados do Multiyear Interactive Computer Almanac. Apesar de inserir algumas melhorias, como a maior facilidade de utilização, cálculo do ângulo de azimuth solar α_s válido para ambos os hemisférios, aumento de

velocidade, robustez e melhor gerenciamento de memória, o PSA é válido apenas até o ano 2015.

Por fim, o Solar Position Algorithm (SPA) apresenta incerteza da ordem de $\pm 0,0003^\circ$ e é indicado para aplicações como calibração de piranômetros. Ele cobre um período longo de tempo quando comparado aos dois algoritmos anteriores (2000 a.C. – 6000 d.C.), porém, é mais complexo e necessita de maiores recursos computacionais, além da informação da altitude, pressão atmosférica e temperatura (REDA e ANDREAS, 2004).

A seguir são apresentados alguns conceitos envolvidos na descrição do posicionamento solar conforme nomenclatura estabelecida na Figura 7.

- *Ângulo do Dia*

O posicionamento da Terra é determinado em sua trajetória anual ao redor do Sol por meio de um ângulo calculado através do número do dia d_n , contado a partir de 1º de janeiro.

$$J' = 360^\circ \frac{(d_n - 1)}{365} \quad (8)$$

- *Equação do Tempo*

A Equação do Tempo ET é utilizada para realizar a correção dos desvios ocasionados por perturbações na velocidade angular da Terra, ela é dada por Spencer (1971) como na eq. (9), com erro máximo de 35 segundos (0,0025 rad).

$$ET = 0,0000075 + 0,001868 \cos J' - 0,032077 \sin J' - 0,014615 \cos 2J' - 0,040849 \sin 2J' \quad (9)$$

- *Tempo Solar*

Tempo Solar (TS) é o padrão utilizado para marcar o horário em que o sol tem o máximo ângulo de zênite durante o dia. Ele não coincide com o horário local, ou Hora Legal (HL), devido a dois fatores: o primeiro é o fato da longitude da localidade geralmente não coincidir com a longitude do Tempo Padrão (TP) da HL; o segundo são perturbações que ocorrem na velocidade angular da Terra que afetam o tempo em que o sol cruza o meridiano do observador.

$$TS = TP + \frac{4(\lambda_{ST} - \lambda)}{60} + \frac{12ET}{\pi} \quad (10)$$

- *Ângulo Horário*

O ângulo horário ω descreve o movimento relativo de rotação do Sol em torno da Terra durante um dia utilizando o TS como referência. O valor de ω é negativo durante a manhã e positivo durante a tarde.

$$\omega = 15(12 - TS) \quad (11)$$

- *Declinação Solar*

A declinação solar δ é o ângulo medido entre o plano que corta o equador terrestre e o plano que contém a elipse que descreve a trajetória da Terra ao redor do Sol. Esse ângulo surge em função da inclinação existente entre o plano de translação e o eixo de rotação da Terra que é de $23,45^\circ$. Essa inclinação é responsável por alterar o tempo de duração do dia ao longo do ano.

Quando a declinação é máxima (solstício) o sol está sobre o Trópico de Capricórnio (hemisfério Sul) ou Trópico de Câncer (hemisfério Norte) e marca o início do verão em um hemisfério e do inverno em outro. Quando a declinação é nula (equinócio) o sol está sobre o equador e marca o início da primavera em um hemisfério e do outono em outro.

Uma forma aproximada de determinar a declinação foi proposta por Cooper (1969), todavia, métodos mais precisos para determinar seu valor são apresentados como alternativas a eq. (12) (SPENCER, 1971; BOURGES, 1985).

$$\delta = 23,45 \sin\left(360 \frac{284 + dn}{365}\right) \quad (12)$$

Obtendo a declinação média para cada mês do ano, o dia do mês em que a declinação é mais próxima da média é chamado de Dia Médio, a Tabela 1 exhibe os dias médios para todos os meses do ano para latitudes menores que $\pm 66,5^\circ$.

Tabela 1 – Dias médios recomendados para latitudes menores que $\pm 66,5^\circ$. Fonte: Klein (1977)

Mês	Dia do ano	Data
Janeiro	17	17 de Janeiro
Fevereiro	47	16 de Fevereiro
Março	75	16 de Março
Abril	105	15 de Abril
Mai	135	15 de Maio
Junho	162	11 de Junho
Julho	198	17 de Julho
Agosto	228	16 de Agosto
Setembro	258	15 de Setembro
Outubro	288	15 de Outubro
Novembro	318	14 de Novembro
Dezembro	344	10 de Dezembro

- *Ângulo do Pôr do Sol*

O ângulo do pôr do sol ω_s indica o ângulo horário em que o sol se põe. Da mesma forma, o ângulo do nascer do sol ω_r indica o horário em que o sol nasce. Seguindo a convenção do sinal de ω , $\omega_r = -\omega_s$.

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta) \quad (13)$$

- *Ângulo de Elevação Solar*

A elevação solar γ_s é o ângulo entre o centro do sol e o plano do horizonte visto por um observador.

$$\gamma_s = \sin^{-1}(\cos \delta \cos \varphi \cos \omega + \sin \delta \sin \varphi) \quad (14)$$

- *Ângulo de Azimute Solar*

O azimute solar α_s é o ângulo entre o eixo norte-sul geográfico da terra e a projeção da reta que une o centro da Terra ao centro do Sol em um plano horizontal. Na literatura existem diferentes definições a respeito da origem e sentido de α_s . O padrão adotado pelo *European Committee for Standardization* (CEN) define o Sul como origem e sentido horário para latitudes ao Norte, o Norte como origem e sentido anti-horário para latitudes ao Sul. Já o *Deutsches Institut für Normung* (DIN) define o Norte como origem e sentido horário para qualquer latitude (QUASCHINING, 2005).

$$\alpha_s = \begin{cases} 180^\circ - \cos^{-1} \frac{\sin \gamma_s \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_s \cos \varphi}, & \text{se } \omega \geq 0 \\ 180^\circ + \cos^{-1} \frac{\sin \gamma_s \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_s \cos \varphi}, & \text{se } \omega < 0 \end{cases} \quad (15)$$

- *Ângulo de Zênite Solar*

O zênite solar θ_{zs} é o ângulo medido entre o zênite do observador e a direção da reta que une o observador ao centro do Sol. A soma de θ_{zs} e γ_s é igual a 90° .

$$\theta_{zs} = 90^\circ - \gamma_s \text{ ou } \theta_{zs} = \cos^{-1}(\cos \delta \cos \varphi \cos \omega + \sin \delta \sin \varphi) \quad (16)$$

2.2.3 Ângulo de Incidência Solar

Como observado na Figura 8, a relação entre a direção normal $\vec{n}$ à superfície e a direção da radiação solar $\vec{s}$ é definida pelo ângulo de incidência θ , definido na eq. (17) (QUASCHINING, 2005). O ângulo de incidência é necessário para estimar a irradiância em superfícies inclinadas em relação ao plano horizontal.

Figura 8 – Definição de ângulos utilizados para determinar o ângulo de incidência da radiação solar.

$$\theta = \cos^{-1}[-\cos \gamma_s \sin \beta \cos(\alpha_s - \alpha) + \sin \gamma_s \cos \beta] \quad (17)$$

A inclinação β e a direção da superfície, dada através do ângulo de azimute α que a mesma faz com o Norte, devem ser conhecidos a fim de determinar θ .

2.2.4 Irradiação Global Extraterrestre em Plano Horizontal

Considerando dA a área de uma superfície paralela ao horizonte do observador e θ_{zs} a direção da radiação com referência normal a superfície dA (Figura 9), a densidade do fluxo radiante que atinge a superfície dA é equivalente ao quociente do fluxo radiante ϕ pela projeção da área dA na direção da radiação (ASHDOWN, 1994).

Figura 9 – Irradiância direta proporcional ao cosseno de θ .

Sendo a projeção de dA na direção da radiação dada por $dA \cos \theta$ e considerando esta localizada no limite da atmosfera terrestre, a Irradiância Extraterrestre em Plano Horizontal G_0 é expressa como na eq. (18), já considerando o fator de correção da distância entre a Terra e o Sol e_0 que ajusta o valor da constante solar G_{s0} em função do dia do ano.

$$G = \frac{\phi}{dA \cos \theta_{zs}} \therefore \frac{G dA \cos \theta_{zs}}{dA} = \frac{\phi}{dA} \therefore G_0 = G_{s0} e_0 \cos \theta_{zs}$$

(18)

O valor da irradiância em uma superfície horizontal fora da atmosfera terrestre representa à máxima irradiância que um plano horizontal localizado na superfície

terrestre receberia caso não existisse a interação da radiação solar com a atmosfera. Esse valor é usualmente utilizado como referência para o cálculo da irradiância na superfície terrestre e pode ser calculado para qualquer localidade em um dado instante a partir das equações (18) e (16), resultando em:

$$G_0 = G_{s0}e_0 \cos \theta_{zs} = G_{s0}e_0(\cos \delta \cos \varphi \cos \omega + \sin \delta \sin \varphi) \quad (19)$$

Integrando-se o valor de G_0 do nascer ao pôr do sol, obtêm-se a energia disponível no topo da atmosfera durante um dia, designada por Irradiação Extraterrestre Diária em Plano Horizontal H_0 , determinada como na eq. (20).

$$H_0 = \frac{24 \times 3600}{\pi} G_{s0}e_0 \left(\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \varphi \sin \delta \right) \quad (20)$$

O valor da Irradiação Extraterrestre Diária Média Mensal em Plano Horizontal $\bar{H}_0$ pode ser calculado para latitudes na faixa de $\pm 60^\circ$, utilizando na eq. (20) valores correspondentes ao dia médio de cada mês (Tabela 1).

Para o período de uma hora, a Irradiação Extraterrestre Horária em Plano Horizontal I_0 também pode ser determinada.

$$I_0 = \frac{12 \times 3600}{\pi} G_{s0}e_0 \left(\cos \varphi \cos \delta \sin(\omega_2 - \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \sin \varphi \sin \delta \right) \quad (21)$$

2.2.5 Irradiação Global na Superfície Terrestre em Plano Horizontal

Ao contrário dos dados referentes às horas de insolação n_s , que são abundantes, há algumas décadas informações sobre irradiação global não eram disponíveis em muitas estações meteorológicas. Um método empírico para obter a Irradiação Global Diária Média Mensal em Plano Horizontal $\bar{H}$ a partir da média diária mensal das horas de insolação $\bar{n}$, da média diária mensal da duração do dia $\bar{N}$ (IQBAL, 1978) e

informações a respeito do clima da localidade em questão representadas pelos coeficientes de Angström é definido na eq. (24).

$$N = \frac{2}{15} \omega_s \quad (22)$$

$$\bar{N} = \frac{1}{dn_2 - dn_1} \int_{dn_1}^{dn_2} N d_{an} \quad (23)$$

$$\frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} = a + b \frac{\bar{n}}{\bar{N}} \quad (24)$$

Devido principalmente à natureza da radiação difusa, os coeficientes a e b de Angström apresentam muitas variações quando obtidos a partir de bases de dados do mesmo tamanho, mas de períodos diferentes (AKINOGLU, 2008). Uma alternativa que visa obter melhores resultados é a utilização da equação original de Angström, já que a mesma utiliza a Irradiação Global Média Mensal Diária em Plano Horizontal com Céu Claro $\bar{H}_C$ como valor de referência, isso inclui o efeito da irradiação difusa. Em localidades onde os dados de $\bar{H}_C$ não estão disponíveis é possível estimar os valores através do modelo desenvolvido por Gueymard (1993).

2.2.6 Irradiação Global na Superfície Terrestre em Plano Inclinado

A fração difusa da irradiância que atinge um plano horizontal na superfície terrestre é proveniente de todo o hemisfério celeste, porém, ao inclinar esse plano ele deixa de receber parte da irradiância difusa proveniente da parte traseira do plano e passa a receber uma parcela da irradiância refletida pelo solo (albedo) das circunvizinhanças. Dessa forma, a irradiação global em plano inclinado é composta pela contribuição da irradiância direta, difusa e albedo.

A falta de dados de irradiação difusa estimulou o desenvolvimento de modelos para estimar o valor dessa componente a partir de medidas de irradiação global em plano

horizontal. Os pioneiros no estudo de tais modelos foram Liu e Jordan (1960), que comprovaram que a proporção de Irradiação Difusa em plano Horizontal H_D em relação à Irradiação Global em Plano Horizontal H pode ser determinada através do índice de transparência K_T , que permite conhecer a densidade de nuvens presentes na atmosfera para uma determinada hora k_T , dia K_T ou mês $\bar{K}_T$.

$$k_T = \frac{I}{I_0} \quad (25)$$

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (26)$$

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} \quad (27)$$

Devido a algumas deficiências encontradas no trabalho realizado por Liu e Jordan (1960), como a subestimação do valor da irradiação difusa devido à anulação de parte desta juntamente com a radiação direta bloqueada pela faixa utilizada no piranômetro (COLLARES-PEREIRA e RABL, 1979), a taxa de irradiação difusa que compõe a irradiação global em uma determinada localidade foi objeto de estudo de várias pesquisas (COLLARES-PEREIRA e RABL, 1979; ERBS; KLEIN e DUFFIE, 1982; IQBAL, 1978; PAGE, 1961).

Entre esses modelos, os desenvolvidos por Collares-Pereira e Rabl (1979) para obter a Taxa Média Mensal da Irradiação Difusa ($\bar{H}_D/\bar{H}$) e a Taxa Diária da Irradiação Difusa (H_D/H) são muito difundidos. Já a Taxa Horária da Irradiação Difusa (I_D/I) pode ser obtida por meio da correlação de Erbs; Klein e Duffie (1982).

$$\frac{\bar{H}_D}{\bar{H}} = 0,775 + 0,347(\omega_s - 90) - [0,505 + 2,261(\omega_s - 90)] \cos(114,59\bar{K}_T - 113,13) \quad (28)$$

$$\frac{H_D}{H} = \begin{cases} 0,99 \text{ para } K_T \leq 0,17 \\ 1,188 - 2,272K_T + 9,473K_T^2 - 21,865K_T^3 + 14,648K_T^4 \text{ para } 0,17 < K_T < 0,75 \\ -0,54K_T + 0,632 \text{ para } 0,75 < K_T < 0,80 \\ 0,2 \text{ para } K_T \geq 0,80 \end{cases} \quad (29)$$

$$\frac{I_D}{I} = \begin{cases} 1 - 0,09k_T \text{ para } k_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_T + 4,388k_T^2 - 16,638k_T^3 + 12,336k_T^4 \text{ para } 0,22 < k_T \leq 0,80 \\ 0,165 \text{ para } k_T > 0,80 \end{cases} \quad (30)$$

Os modelos existentes para computar a irradiação global em plano inclinado diferem entre si principalmente pela forma como é tratada a parcela de irradiação difusa. No modelo de Liu e Jordan (1963) a irradiação difusa é tratada como isotrópica, já no proposto por Reindl; Beckman e Duffie (1990) e no modelo de Perez et al. (1990) é observada a anisotropia da irradiação difusa, diferenciado-a em difusa isotrópica, circumsolar e horizontal.

De acordo com Duffie e Beckman (2006), o modelo de Liu e Jordan (1963) é bastante simples e ainda é muito utilizado apesar de produzir resultados subestimados. O modelo de Reindl; Beckman e Duffie (1990) produz resultados mais próximos de valores obtidos por meio de medições e é recomendado para superfícies orientadas totalmente para o equador. Para superfícies com direção azimutal que não coincidem com o norte ou sul é sugerido o modelo de Perez (PEREZ et al., 1986; PEREZ et al., 1987; PEREZ et al., 1990). Mesmo apresentando maior complexidade esse modelo é utilizado na versão 6.0 do Meteonorm (REMUND, 2008).

O valor da Irradiação Global Diária em Plano Inclinado H_T pode ser calculado através da integração da Irradiação Global Horária em Plano Inclinado I_T obtida para as horas entre o nascer e o pôr do sol. Nos casos em que a Irradiação Global Diária Média Mensal em Plano Inclinado $\bar{H}_T$ é necessária, o modelo desenvolvido por Liu e Jordan, 1962 apud Klein (1977) e depois aperfeiçoado por Klein (1977) pode ser utilizado em alternativa ao cálculo de H_T para o dia médio do mês.

2.2.7 Irradiância a Partir de Dados de Irradiação

Devido à irradiação (medida em Wh) em uma hora ser aproximada ao valor da irradiância média durante essa hora, valores médios de irradiância podem ser obtidos a partir de valores de irradiação horária (LORENZO, 2003). Em situações onde valores de irradiação global não estão disponíveis para intervalos horários, a eq. (31), apresentada por Collares-Pereira e Rabl (1979), que relaciona valores horários médios mensais a valores diários médios mensais de irradiação global em plano horizontal, pode ser utilizada.

$$r_t = \frac{\bar{I}}{\bar{H}} = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos \omega_s} \quad (31)$$

$$a = 0,409 + 0,5016 \sin(\omega_s - 60) \quad (32)$$

$$b = 0,6609 + 0,4767 \sin(\omega_s - 60) \quad (33)$$

Procedimento semelhante pode ser utilizado para obter valores médios de irradiância difusa associados à irradiação difusa para intervalos horários. Nesse caso a equação de Liu e Jordan (1960) é utilizada.

$$r_d = \frac{\bar{I}_D}{\bar{H}_D} = \frac{\pi}{24} \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos \omega_s} \quad (34)$$

2.2.8 Séries Sintéticas de Dados de Irradiação

Muitas vezes, dados de irradiação estão disponíveis apenas em valores médios mensais ou apresentam lacunas nos registros diários ou horários de irradiação. Porém, muitos softwares necessitam de dados de irradiação horários de boa

qualidade. Nos casos em que estes dados não estão disponíveis com a qualidade e formato desejado é possível construir séries sintéticas de dados de irradiação. Essas séries são construídas a partir de dados de $\bar{H}$, transformados em dados de irradiação diária e posteriormente em dados de irradiação horária.

O modelo de Aguiar; Collares-Pereira e Conde (1988) utiliza uma biblioteca de Matrizes de Transição de Markov (uma matriz para cada faixa de valores de $\bar{K}_T$) para gerar sequências de dados de H a partir de dados de $\bar{H}$. O método é justificado através da observação de que existe uma correlação entre valores de irradiação de dias consecutivos e que meses com o mesmo valor de $\bar{K}_T$ possuem a mesma probabilidade de ocorrência de certos valores. Os dados da sequência sintética seriam então estatisticamente indistinguíveis de dados de registros reais.

Em outro trabalho, Aguiar e Collares-Pereira (1992) apresentaram um modelo para gerar sequências sintéticas de dados de I utilizando K_T como entrada. O trabalho assume que para cada valor de K_T e horário ao longo do dia, a densidade de probabilidade de k_T é uma função Gaussiana.

2.3 PERDA DE IRRADIÂNCIA DEVIDO AO SOMBREAMENTO

Instalações de sistemas fotovoltaicos em áreas urbanas frequentemente estão sujeitas a sombras projetadas por elementos dos arredores como: prédios, árvores, postes, torres, ou até mesmo o relevo da região. Em alguns casos, as sombras podem ser criadas por elementos da arquitetura do próprio estabelecimento, ou até mesmo por módulos adjacentes. Na Figura 10 são apresentados exemplos de instalações submetidas a sombras geradas por uma árvore, por detalhes construtivos do próprio prédio e por módulos adjacentes da própria instalação.

Além das perdas causadas por incompatibilidades elétricas e pontos quentes (BISHOP, 1988), instalações fotovoltaicas sujeitas ao sombreamento experimentam uma redução no nível da energia radiante disponível na superfície dos módulos fotovoltaicos. Isso resulta em uma redução direta da energia elétrica gerada pelos mesmos. Os resultados do programa alemão de 1000 telhados fotovoltaicos mostraram que aproximadamente metade dos sistemas instalados estava sujeita a

projeções parciais de sombras e que as perdas anuais em produção de energia chegam a até 10% (DGS, 2008).

Figura 10 – Sombras causadas por elementos externos, pela arquitetura do próprio prédio e pela própria instalação. Fonte: DGS (2008)

Resultados semelhantes foram obtidos em testes realizados no programa japonês de estímulo a geração fotovoltaica (KUROKAWA e IKKI, 2001). Na Figura 11 são exibidas as fontes de perdas na produção de energia ao longo de três anos consecutivos, começando em 1996. Como indicado, entre as maiores fontes de perdas na produção de energia está o sombreamento.

Figura 11 – Evolução das fontes de perdas de energia em instalações fotovoltaicas do Japão. Fonte: (KUROKAWA e IKKI, 2001)

O investimento em um sistema fotovoltaico de 4 à 6 kWp é da ordem de R\$ 7.660,00/kWp (EPE, 2012). Considerando perdas anuais médias de 10% o custo adicional devido ao sombreamento dos módulos seria de R\$ 766,00/kWp. Entretanto, realizando uma análise prévia do local da instalação, essas perdas podem ser quantificadas, minimizadas e, quando possível, eliminadas.

2.3.1 Método de Quantificação de Perdas Devido ao Sombreamento

Para que a evolução do sombreamento, ao longo do dia e do ano, possa ser estudada é necessário que o ambiente em que será realizada a instalação do sistema fotovoltaico seja descrito geometricamente a partir de um ponto de referência no sistema fotovoltaico. Alguns métodos podem ser utilizados para construir uma curva, formada pela união dos pontos determinados pela elevação e azimute dos obstáculos, que represente por meio de um sistema de coordenadas cilíndricas o horizonte visto a partir de um ponto da instalação.

Um deles é o cálculo do ângulo de elevação e ângulo de azimute dos obstáculos encontrados nos arredores da instalação utilizando a altura e a distância destes em relação a um ponto do sistema fotovoltaico (Figura 12).

Figura 12 – Cálculo do ângulo de elevação e azimute de um objeto em relação a um ponto do sistema fotovoltaico. Fonte: DGS (2008)

Outra forma é visualizar o ambiente através de um ábaco e anotar os ângulos de elevação e azimute diretamente.

Figura 13 – Observação direta do ângulo de elevação e azimute de um objeto em relação a um ponto do sistema fotovoltaico. Fonte: DGS (2008)

Existem algumas ferramentas (conciliam sistemas ópticos e fotográficos com softwares) que podem ser utilizadas para gerar automaticamente a curva do horizonte. São exemplos dessas ferramentas o *horizon* (ENERGIEBÜRO, 2011) e o *HORlcatcher* (METEOTEST, 2011b).

Com os ângulos γ_s e α_s podem ser construídas curvas em um sistema de coordenadas esféricas que representam a trajetória que o sol realiza durante um dia. Contrapondo a curva do horizonte ao mapa de trajetória solar é possível identificar em quais instantes, ao longo do dia, o sol será bloqueado por algum obstáculo. A porção de tempo em que a superfície fica sombreada define um fator de perdas que, multiplicado pela irradiância estimada na ausência de sombreamento, conduz à estimativa da irradiância efetiva.

Figura 14 – Curva do horizonte contraposta ao mapa de trajetória solar. Fonte: Quaschining e Hanitsch (1998)

O método de cálculo de irradiação em superfícies sombreadas por meios visuais não é muito prático para realizar uma grande quantidade de análises e pode conduzir a interpretações errôneas, métodos que resultam em resultados mais precisos foram desenvolvidos para analisar as perdas de irradiação causadas por obstáculos no horizonte do sistema fotovoltaico, dentre esses métodos existe o de Quaschning e Hanitsch (1995), Quaschning e Hanitsch (1998) e Drif et al. (2008).

2.4 PERDAS DE IRRADIÂNCIA DE ORIGEM ÓPTICA

Mesmo em módulos que possuem uma camada de material anti-refletivo a refletividade e a transmitividade da cobertura de vidro e da camada protetora de EVA variam de acordo com θ . Esse fenômeno determina um fator de perdas ópticas que, mesmo em módulos orientados ao equador e com inclinação igual à latitude da localidade, é responsável por uma redução média de 3% no nível da irradiação anual com referência nas Condições Padrão de Teste (STC) (SJERPS-KOOMEN; ALSEMA e TURKENBURG, 1996).

Na Figura 15 um fator de perdas ópticas é descrito em função do ângulo de incidência da radiação solar. A poeira depositada na superfície da camada de vidro do módulo também diminui a refletividade e aumenta as perdas ópticas.

Figura 15 – Fator de perdas ópticas em função de θ . Fonte: (LORENZO, 2003)

Existem modelos desenvolvidos especialmente para estimar as perdas ópticas de módulos fotovoltaicos (MARTIN e RUIZ, 2001; SJERPS-KOOMEN; ALSEMA e

TURKENBURG, 1996). O modelo desenvolvido por Martin e Ruiz (2001) engloba o efeito do ângulo de incidência da radiação solar e também permite corrigir as perdas ópticas em função do acúmulo de poeira na superfície do módulo fotovoltaico.

2.5 ESTADO DA ARTE

As pesquisas relacionadas a seguir, por ordem decrescente do ano de publicação, definem o estado da arte em pesquisas envolvendo a estimativa do fator de sombreamento, irradiância e irradiação em superfícies de modelos tridimensionais de edificações.

Reich; van Sark e Turken (2010), apresentaram os resultados de uma pesquisa que desenvolveu um script para explorar os recursos existentes no ambiente de modelagem do software 3D Studio Max da Autodesk. Para simular as condições atmosféricas são introduzidas diversas fontes luminosas ao longo de um hemisfério em torno do modelo tridimensional da edificação. Um recurso disponível no software indica o nível de irradiância em uma superfície através de uma escala de cores RGB renderizada através da técnica *Ray Tracing*. Cabe então ao script desenvolvido traduzir o nível de irradiância representado em cada pixel. A principal desvantagem apontada na pesquisa é o tempo necessário para completar as simulações.

Hofierka e Kanuk (2009), desenvolveram uma metodologia para avaliar o potencial de geração solar fotovoltaica em áreas urbanas utilizando ferramentas de cálculo de radiação solar e modelos tridimensionais de cidades construídos em *Geographic Information System* (GIS). O método foi testado em parte de uma pequena cidade da Eslováquia que foi modelada em um banco de dados GIS, onde foram armazenados dados da topografia e edificações utilizando programas como GRASS GIS (2011) e ArcView (2011). Através do software GRASS GIS ainda foram gerados mapas de irradiância e irradiação global que foram utilizados para determinar, por meio de mapas (PVGIS, 2011), o potencial de geração de energia em alguns estabelecimentos. Os resultados da análise mostraram que aproximadamente 2/3 do consumo de energia da cidade podem ser supridos por instalações de sistemas fotovoltaicos integrados aos telhados de edificações existentes.

O modelo de Drif et al. (2008) permite o cálculo da irradiância em uma superfície exposta a sombras projetadas por obstáculos nas vizinhanças de instalações fotovoltaicas. A descrição dos obstáculos no horizonte do sistema fotovoltaico é realizada por meio da leitura, utilizando um teodolito, das coordenadas topográficas dos pontos mais relevantes e de um ponto de referência do sistema fotovoltaico. Por meio de equações lineares é obtido, através das informações topográficas, um polígono que representa os obstáculos no horizonte da instalação. A relação entre a irradiância global em plano inclinado, calculada pelo modelo de Perez et al. (1987) e a irradiância efetiva é definida através de um fator de sombreamento, constituído pela soma das parcelas perdidas da irradiância direta e difusa circunsolar. O modelo foi validado através da comparação entre dados obtidos por meio de simulação e dados obtidos em uma instalação fotovoltaica real, que revelaram um fator de sombreamento de 7,86% e boa precisão do modelo proposto.

O método de Quaschning e Hanitsch (1998) realiza o levantamento da curva do horizonte “visto” pelo sistema fotovoltaico através do cálculo do ângulo de elevação e azimute dos obstáculos encontrados nos arredores da instalação utilizando a altura e a distância destes em relação a um ponto do sistema fotovoltaico, ou por meio de observação direta com a utilização de um ábaco. Um algoritmo define fatores de sombreamento direto e difuso isotrópico comparando o ângulo de elevação solar ao ângulo de elevação da curva do horizonte para um mesmo ângulo de azimute. A irradiância global em um ponto da superfície analisada é calculada através da soma da irradiância direta, difusa e albedo, calculadas utilizando um modelo de céu isotrópico, multiplicadas pelos respectivos fatores de sombreamento.

Kovach e Schmid (1996), realizaram uma pesquisa que investigou a utilização da técnica *Ray Tracing* na construção de um modelo de simulação da produção de energia por módulos fotovoltaicos submetidos ao sombreamento ou reflexões causadas por objetos na vizinhança da instalação. Através do software Radiance (2011) é calculada a irradiância em pontos de uma matriz definida pelo usuário, essas informações são comparadas com a irradiância em um ponto do ambiente não sujeito a projeção de sombras resultando em uma taxa de sombreamento. A irradiância nos pontos da matriz é então corrigida para um valor referenciado na irradiância global medida para uma superfície da região com a mesma orientação e para o mesmo instante em que foi simulada a instalação. Os dados são inseridos em um modelo elétrico dos módulos fotovoltaicos que considera as características da

polarização reversa e da tensão de ruptura das células, resultando na energia produzida pelo sistema naquele instante.

Quaschnig e Hanitsch (1995), apresentaram um modelo para calcular o fator de sombreamento direto e o fator de sombreamento difuso isotrópico de uma instalação fotovoltaica. Nesse modelo, a descrição da instalação fotovoltaica e dos elementos existentes no entorno da instalação é realizada através de polígonos planos. As sombras projetadas nos módulos fotovoltaicos são determinadas através da projeção dos vértices dos polígonos que representam os obstáculos no plano que contém o módulo fotovoltaico, posteriormente é realizado o corte desses polígonos pelo método de Sutherland e Hodgman (1974) e suas áreas são calculadas. Nesse modelo, o fator de sombreamento direto precisa ser calculado para cada ângulo de azimute e elevação solar, em contrapartida, o fator de sombreamento difuso é constante.

3 SOLAR3DBR

Nesse capítulo é apresentado o modelo estabelecido e utilizado para codificação do plug-in, cujo objetivo é transformar o *Google SketchUp* em uma ferramenta capaz de estimar o fator de sombreamento e a irradiação em superfícies selecionadas em um modelo tridimensional de edificações. Para tornar a leitura do texto mais simples, tal ferramenta será denominada “Solar3DBR”. O Apêndice A pode ser consultado para maiores informações a respeito do *Google SketchUp*, de suas principais características e ferramentas, e os motivos pelo qual foi selecionado.

3.1 LEITURA DA GEOMETRIA DO MODELO TRIDIMENSIONAL

O ambiente de modelagem do *Google SketchUp* é composto por um sistema de coordenadas cartesianas. No Apêndice A é exibido o ambiente de trabalho do *Google SketchUp* e indicado o significado das cores das retas perpendiculares que compõe o sistema referencial de coordenadas cartesianas.

Os modelos construídos no ambiente de modelagem são compostos por conjuntos de faces, arestas e vértices. Na Figura 16 a superfície M, composta pela face delimitada pelas arestas $\overline{P_1P_2}$, $\overline{P_2P_3}$, $\overline{P_3P_4}$ e $\overline{P_4P_1}$, representa um módulo fotovoltaico, os vértices $P_5 \dots P_{12}$ constituem as arestas das seis faces do corpo O, que nessa figura representa um obstáculo.

Figura 16 – Superfícies inseridas na área de trabalho do *Google SketchUp*.

Qualquer vértice de uma superfície existente no ambiente de modelagem pode ser acessado por um método da API que retorna uma tripla ordenada (a, b, c) , cuja origem $(0, 0, 0)$ é o ponto O , que determina a posição do vértice com relação à base ortogonal formada pelos vetores $\vec{x}$, $\vec{y}$ e $\vec{z}$. Outro método existente na API permite que, através de dois vértices quaisquer, seja criado um vetor como o vetor $\vec{d}$, que nesse caso define a posição do vértice P_1 com relação à origem.

A API do *Google SketchUp* fornece classes e métodos para realizar a leitura da geometria do modelo construído em seu ambiente de modelagem. Através de geometria analítica essas informações permitem obter equações para retas, planos e sólidos, cálculo de distâncias, ângulos, áreas e volumes.

3.2 GEOLOCALIZAÇÃO DO MODELO TRIDIMENSIONAL

A origem $(0, 0, 0)$ do sistema de coordenadas cartesianas do ambiente de modelagem do *Google SketchUp* (ponto O da Figura 16), pode ser relacionada a uma localidade definida através de valores de latitude e longitude. Isso é feito pelo usuário, que através da ferramenta “Adicionar localização” pode importar para o modelo informações do terreno contido em uma região selecionada através de uma janela de integração com o Google Earth.

Na Figura 17 a origem do sistema de coordenadas cartesianas é a localidade definida por latitude $-23,556773^\circ$ e longitude $-46,730116^\circ$, que corresponde a um ponto no telhado do prédio do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Quando a localização geográfica é definida, uma imagem aérea da região no entorno do ponto definido pelo usuário é importada para dentro do modelo tridimensional, essa imagem pode ser utilizada para posicionar com maior facilidade o modelo de uma edificação nova ou uma edificação já existente. Ela também dá ao usuário uma visão geral dos obstáculos que existem ao redor da região onde se pretende instalar o sistema fotovoltaico. Caso estejam disponíveis no Armazém 3D, modelos tridimensionais de prédios reais da vizinhança podem ser introduzidos no projeto. Quando disponível, uma ferramenta de modelagem de edifícios permite modelar o ambiente através de imagens aéreas do ambiente.

Na API do *Google SketchUp* também existem métodos para acessar os valores de latitude, longitude e o fuso horário em *Coordinated Universal Time* (UTC) relativo ao meridiano da localidade, que no caso da figura em questão é -3.

Figura 17 – Modelo geolocalizado no *Google SketchUp*.

3.3 VETOR POSIÇÃO SOLAR

Para calcular os ângulos γ_s e α_s foi utilizado o algoritmo de Michalsky (MICHALSKY, 1988; MICHALSKY, 1988a), que é um pouco mais complexo que métodos como o definido pela norma DIN 5034 Parte 2, porém, mais simples que o algoritmo SPA de Reda e Andreas (2004), ele tem precisão de $0,01^\circ$ e é válido até 2050. O algoritmo de Michalsky já é bastante maduro, ele foi utilizado na ferramenta MIDC SOLPOS Calculator do Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL) do Departamento de Energia dos Estados Unidos (NREL, 2012).

Apesar de muitos modelos utilizados para estimar a energia produzida por sistemas fotovoltaicos utilizarem modelos mais simples, sua utilização é justificada pelo fato de que a projeção das sombras dos elementos existentes no entorno da superfície selecionada, como será exposto mais adiante, será realizada através de um

segmento de reta com origem na posição do Sol e que passa pelos vértices das superfícies desses elementos. Além disso, uma boa precisão permitirá que o Solar3DBR seja expandido para outras aplicações da energia solar que necessitam de grande precisão como sistemas solares de concentração.

Detalhes a respeito do algoritmo podem ser obtidos consultando o artigo completo, entretanto, as equações (35) à (48) exibem passo a passo o processo utilizado para calcular os ângulos γ_s , α_s e θ_{zs} .

$$J = 2432916,5 + 365 (ano - 1949) + INT\left(\frac{ano - 1949}{4}\right) + d_n + \frac{hora}{24} \quad (35)$$

$$n = J - 2451545,0 \quad (36)$$

$$L = 280,460 + 0,9856474 n \quad (0 \leq L < 360^\circ) \quad (37)$$

$$g = 357,528 + 0,9856003 n \quad (0 \leq g < 360^\circ) \quad (38)$$

$$l = L + 1,915 \sin g + 0,020 \sin(2g) \quad (0 \leq g < 360^\circ) \quad (39)$$

$$ep = 23,439 - 0,0000004 n \quad (40)$$

$$ra = \tan^{-1}\left(\cos ep \frac{\sin l}{\cos l}\right) \quad (0 \leq ra < 360^\circ) \quad (41)$$

$$\delta = \sin^{-1}(\sin ep \sin l) \quad (42)$$

$$gmst = 6,697375 + 0,0657098242 n + hour \quad (0 \leq ra < 24) \quad (43)$$

$$lmst = gmst + \lambda \quad (0 \leq lmst < 24)$$

(44)

$$\omega = lmst - ra \quad (-12 < \omega \leq 12)$$

(45)

$$\gamma_S = \sin^{-1}(\sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega)$$

(46)

$$\alpha_S = \sin^{-1}\left(\frac{-\cos \delta \sin \omega}{\cos \gamma_S}\right) \quad (0 \leq \alpha_S < 360^\circ)$$

(47)

$$\theta_{ZS} = 90^\circ - \gamma_S$$

(48)

Calculando γ_S e α_S a posição do Sol em relação à origem do sistema de coordenadas cartesianas do ambiente de modelagem pode ser localizada através de um vetor, como na Figura 18.

Figura 18 – Posicionamento solar em relação a uma superfície.

Por meio de uma transformação das coordenadas polares, dadas por γ_S e α_S , em coordenadas cartesianas são definidos os componentes de um vetor unitário que, multiplicado pela distância Terra-Sol, define o vetor $\vec{s}$. A distância Terra-Sol no valor

médio de 1 AU é corrigida através de e_0 . Dessa forma, os componentes (a_s, b_s, c_s) do vetor $\vec{s}$ ficam definidos através das equações (49) à (51).

$$a_s = AU \cdot e_0 \cdot (\cos \gamma_s \sin \alpha_s) \quad (49)$$

$$b_s = AU \cdot e_0 \cdot (\cos \gamma_s \cos \alpha_s) \quad (50)$$

$$c_s = AU \cdot e_0 \cdot \sin \gamma_s \quad (51)$$

Em relação a um ponto qualquer de uma superfície existente no modelo tridimensional, a posição do Sol é dada pelo vetor $\vec{m}$ e este por sua vez é o resultado da soma entre um vetor oposto a $\vec{o}$ e o vetor $\vec{s}$. Assim, após definir a posição do Sol com relação a origem do sistema de coordenadas cartesianas (que corresponde a latitude e longitude de uma localidade) a posição deste em relação a qualquer outro ponto pode ser encontrada. Isso é particularmente útil quando se lida com modelos de grandes dimensões.

3.4 ÂNGULOS DE POSIÇÃO DA SUPERFÍCIE

Para estimar corretamente o fator de sombreamento e a irradiância em uma superfície é necessário conhecer sua inclinação β e sua direção, dada através do ângulo de azimute α , em relação ao Norte. Para calcular esses ângulos é necessário identificar um vetor $\vec{n}$ normal a superfície em questão.

Na Figura 19, o vetor $\vec{n}$ normal a superfície M é o produto vetorial de $\vec{a}$ por $\vec{b}$. Os vetores $\vec{a}$ e $\vec{b}$, por sua vez, são definidos por $\vec{a} = P_{i+1} - P_i$ e $\vec{b} = P_{i+2} - P_i$, sendo P_i um ponto qualquer dentro de uma lista de vértices da superfície orientados em sentido anti-horário.

Figura 19 – Ângulos de posição da superfície.

O ângulo α é definido através da eq. (52). Tomando o vetor $\vec{z} = (0,0,1)$, o vetor $\vec{p}$ é definido por $\vec{p} = \vec{n} - \vec{q} \therefore \vec{p} = \vec{n} - \vec{z}(\vec{n} \cdot \vec{z})$.

$$\alpha = \cos^{-1} \left(\frac{\vec{y} \cdot \vec{p}}{|\vec{y}| |\vec{p}|} \right) \quad (52)$$

Chamando de ε o ângulo entre os vetores $\vec{n}$ e $\vec{p}$, ε pode ser calculado pelo mesmo princípio utilizado para calcular α . Disso resulta que $\beta = 90^\circ - \varepsilon$.

3.5 ÂNGULO DE INCIDÊNCIA SOLAR

Definidos os ângulos γ_s , α_s , β e α o ângulo de incidência solar θ poderia ser calculado como foi exposto no item 2.2.3. Porém, uma vez que são conhecidos os vetores $\vec{m}$ (posição do Sol em relação à superfície) e $\vec{n}$ (vetor normal à superfície), a eq. (53) apresenta uma forma direta de obter o valor de θ .

$$\theta = \cos^{-1} \left(\frac{\vec{m} \cdot \vec{n}}{|\vec{m}| |\vec{n}|} \right) \quad (53)$$

3.6 ESTIMATIVA DA IRRADIÂNCIA GLOBAL EM PLANO INCLINADO

Para estimar a irradiância global em plano inclinado, ou seja, a irradiância que incide em uma superfície de inclinação e orientação qualquer na ausência de sombras sobre esta, foi utilizado o modelo de Perez et al. (1987), que apesar de relativa complexidade, produz bons resultados quando estes são comparados com medições reais em superfícies de qualquer orientação (DUFFIE e BECKMAN, 2006). A Irradiação Global Horária em Plano Inclinado I_T é calculada através da soma das parcelas da irradiação direta, difusa e albedo.

$$I_T = I_{BT} + I_{DT} + I_{RT} \quad (54)$$

A parcela de irradiação direta pode ser obtida por meio do Fator Geométrico R_B , que indica a parcela de irradiação direta que incide num plano inclinado em relação à irradiação direta em uma superfície horizontal.

$$I_{BT} = I_B R_B \quad (55)$$

$$R_B = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_{zs}} \quad (56)$$

Já a parcela de irradiação difusa é determinada por meio das equações de (57) à (63) e dos dados da Tabela 2. Finalmente, a parcela relativa ao albedo é determinada pela eq. (64).

$$I_{DT} = I_D \left[(1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \sin \beta \right] \quad (57)$$

$$a = \max (0, \cos \theta) \quad (58)$$

$$b = \max (\cos 85, \cos \theta_{zs}) \quad (59)$$

$$\varepsilon = \frac{\frac{I_D + I_B}{I_D} + 5.535 \times 10^{-6} \theta_{zs}^3}{1 + 5.535 \times 10^{-6} \theta_{zs}^3} \quad (60)$$

$$\Delta = AM \frac{I_D}{I_{0n}} \quad (61)$$

$$F_1 = \max \left[0, \left(f_{11} + f_{12} \Delta + \frac{\pi \theta_{zs}}{180} f_{13} \right) \right] \quad (62)$$

$$F_2 = \left(f_{21} + f_{22} \Delta + \frac{\pi \theta_{zs}}{180} f_{23} \right) \quad (63)$$

Tabela 2 – Coeficientes de brilho do modelo de céu anisotrópico de Perez. Fonte: Perez et al. (1990)

Faixa de ε	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
1.000 – 1.065	- 0.008	0.588	- 0.062	- 0.060	0.072	- 0.022
1.065 – 1.230	0.130	0.683	- 0.151	- 0.019	0.066	- 0.029
1.230 – 1.500	0.330	0.487	- 0.221	0.055	- 0.064	- 0.026
1.500 – 1.950	0.568	0.187	- 0.295	0.109	- 0.152	0.014
1.950 – 2.800	0.873	- 0.392	- 0.362	0.226	- 0.462	0.001
2.800 – 4.500	1.132	- 1.237	- 0.412	0.288	- 0.823	0.056
4.500 – 6.200	1.060	- 1.600	- 0.359	0.264	- 1.127	0.131
6.200 -	0.678	- 0.327	- 0.250	0.156	- 1.377	0.251

$$I_{RT} = I \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (64)$$

3.7 SÉRIE SINTÉTICA DE DADOS DE IRRADIAÇÃO HORÁRIA

A construção de séries sintéticas de dados de irradiação horária foi realizada através dos modelos de Aguiar; Collares-Pereira e Conde (1988), Aguiar e Collares-Pereira (1992) e Erbs; Klein e Duffie (1982).

O comando ‘Dados – Irradiação’ é responsável por acionar um método que inicia pelo cálculo dos valores de $\bar{H}_0$, que são utilizados com os valores de $\bar{H}$ inseridos no

Solar3DBR para estimar os valores de $\bar{K}_T$. Na seqüência são gerados valores de K_T através do modelo de Aguiar; Collares-Pereira e Conde (1988). A metodologia utilizada para gerar os valores de K_T pode ser consultada no referido artigo.

Com o modelo de Aguiar e Collares-Pereira (1992), são estimados os valores de I , após determinar valores de k_T correspondentes a cada hora do início ao fim de cada dia. Por fim, utilizando o modelo de Erbs; Klein e Duffie (1982) os valores de I_D são estimados a partir dos valores de I e K_T .

Os dados da série sintética de irradiação são armazenados em um arquivo do tipo texto separados por vírgula. Para cada hora uma linha é inserida no seguinte formato: “dd/mm/aaaa hh:mm; I ; I_D ”. Os valores de I e I_D são inseridos em Wh/m².

3.8 CÁLCULO DO FATOR DE SOMBREAMENTO

Considerando a projeção de sombras impostas por obstáculos existentes ao redor da instalação fotovoltaica, a energia E disponível em uma área A durante um intervalo de tempo δt é expressa como na eq. (65).

$$E = \int [1 - F_S(t)] G_T(t) A \delta t \quad (65)$$

O fator de sombreamento F_S determina a parcela da irradiância bloqueada ΔG_T por interferências ao redor da instalação num dado instante. Como exposto na eq. (66), F_S é a relação entre ΔG_T e G_T . A irradiância efetiva G_{TS} que incide em uma superfície sujeita a projeção de sombras é obtida na eq. (67) pela subtração de ΔG_T ao valor estimado de G_T .

$$F_S = \Delta G_T / G_T \quad (66)$$

$$G_{TS} = G_T - \Delta G_T = G_T - F_S G_T = (1 - F_S) G_T \quad (67)$$

A Figura 20a apresenta um módulo fotovoltaico voltado para o norte. Nessa condição, o obstáculo O bloqueia completamente a irradiância direta G_{BT} e a irradiância difusa circumsolar G_{DTC} , além de uma parcela da irradiância difusa isotrópica G_{DTi} correspondente a C (projeção de O, a partir de M, em um hemisfério hipotético H).

Figura 20 – Superfície M e obstáculo O inseridos em um hemisfério hipotético H.

Considerando O totalmente opaco, o fator de sombreamento direto f_B equivale a 100% e traduz o total bloqueio de G_{BT} e G_{DTC} . Já o fator de sombreamento difuso f_D será equivalente a relação entre a área de C e $(1 + \cos \beta)\pi$ (QUASCHNING e HANITSCH, 1995), este corresponde à porção do hemisfério hipotético H a frente do plano da superfície M onde G_{DTi} é bloqueada.

Na condição observada na Figura 20b, a superfície M está totalmente livre de sombras projetadas pelo obstáculo O. No entanto, uma parcela de G_{DTi} continuará sendo bloqueada. Assim, f_B pode assumir diferentes valores ao longo do dia e do ano e precisa ser calculado para diferentes valores de θ , já f_D é constante em qualquer instante e precisa ser calculado apenas uma vez.

Na eq. (68) G_T é expandida em suas componentes G_{BT} , G_{DTi} , G_{DTC} , G_{DTh} e G_{RT} , assim, G_{Ts} fica diretamente condicionada à intensidade da atenuação de G_{BT} , G_{DTi} e G_{DTC} , dada através de f_B e f_D . A atenuação no valor de G_{RT} pode ser inclusa na análise através do ajuste do coeficiente de refletividade do solo.

$$G_{Ts} = G_{BT}(1 - f_B) + G_{DTi}(1 - f_D) + G_{DTC}(1 - f_B) + G_{DTh} + G_{RT}$$

(68)

Para calcular f_B e f_D foram analisados os modelos de Quaschning e Hanitsch (1995), Quaschning e Hanitsch (1998) e Drif et al. (2008). O método utilizando polígonos planos de Quaschning e Hanitsch (1995) foi então utilizado como base para estabelecer o modelo utilizado na construção do Solar3DBR. Apesar dos outros dois métodos serem mais simples, já que não necessitam de algoritmos complexos para projeção e corte de polígonos, a utilização de polígonos torna possível simular com a mesma precisão áreas de diferentes dimensões em um mesmo intervalo de tempo, já que lida apenas com os vértices dos polígonos.

3.9 FATOR DE SOMBREAMENTO DIRETO

Na Figura 21, a projeção das faces do obstáculo O no plano μ , na direção do vetor $\vec{m}$, delimita o polígono S. A interseção entre os polígonos S e M resulta na área sombreada A_S . O fator de sombreamento direto f_B em um instante qualquer é calculado como definido por Quaschning e Hanitsch (1995), ou seja, a razão entre A_S e a área total da superfície A_T , delimitada pelos vértices $P_1 \cdots P_4$.

$$f_B = \frac{A_S}{A_T}$$

(69)

Os pontos de interseção entre os polígonos M e S são obtidos com a utilização de métodos utilizados em computação gráfica. Utilizando o método de Sutherland e Hodgman (1974) seria possível determinar a área A_S , que é a interseção entre as áreas M e S. Todavia, o método de Weiler e Atherton (1977) além de determinar a interseção entre as áreas M e S, também permite realizar um corte na área de S que se sobrepõe à M. Sendo assim, a base fornecida pelo método de Weiler e Atherton (1977) é mais eficiente nessa situação, pois permite encontrar a área A_S e também realizar a subtração de sombras sobrepostas pela projeção de múltiplas faces.

Para determinar as áreas A_S e A_T utiliza-se a Eq. (70), que define a área de um polígono qualquer com k vértices. Quando mais de uma sombra é projetada na

superfície selecionada ao mesmo instante a área A_s é a soma das áreas dessas sombras.

Figura 21 – Cálculo da área total e da área sombreada.

$$A = \frac{1}{2} \left| \sum_{i=1}^{k-2} (P_{i+1} - P_1) \times (P_{i+2} - P_1) \right|$$

(70)

Para determinar os vértices do polígono S é necessário encontrar os pontos de interseção entre o plano μ e as retas com direção $\vec{m}$ que passam pelos vértices das faces de O. Na Figura 22 o ponto P_s é encontrado substituindo os parâmetros x , y e z da equação do plano μ ($ax + by + cz + d = 0$), pela equação da reta definida pelo ponto P_0 , o escalar t e o vetor $\vec{m}$.

Figura 22 – Projeção do vértice de uma face no plano da superfície selecionada.

A equação do plano μ é facilmente obtida por meio de um vértice de M e do vetor normal $\vec{n}$. Após encontrar o valor de t na eq. (72), as coordenadas do ponto P_S são obtidas na eq. (71).

$$x = x_0 + a_m t \quad y = y_0 + b_m t \quad z = z_0 + c_m t \quad (71)$$

$$a(x_0 + a_m t) + b(y_0 + b_m t) + c(z_0 + c_m t) + d = 0 \quad (72)$$

Cada uma das faces projetadas no plano μ constitui um *array* de vértices ordenados em sentido anti-horário. Para projetar uma superfície qualquer, todos os vértices contidos no array são projetados na mesma ordem em que aparecem no *array*. Fica evidente que uma mesma superfície, se projetada através de diferentes direções $\vec{m}$, pode resultar em valores diferentes de f_B . Assim, o valor de f_B dependerá dos ângulos γ_S e α_S .

3.10 FATOR DE SOMBREAMENTO DIFUSO

Assumindo a divisão do hemisfério hipotético H da Figura 23 em pequenas superfícies h_{ij} definidas por α_{S_i} , $\alpha_{S_{i+1}}$, γ_{S_j} e $\gamma_{S_{j+1}}$. A área $A_{h_{ij}}$ de h_{ij} responsável pela projeção de sombras na superfície M é equivalente a área de um trapézio com bases $(\pi/180) \cos \gamma_{S_j}$ e $(\pi/180) \cos \gamma_{S_{j+1}}$.

$$A_{h_{ij}} = \begin{cases} f_{B_{ij}} \frac{\frac{\pi}{180} (\cos \gamma_{S_j} + \cos \gamma_{S_{j+1}})}{2}, & \text{para } \theta \leq 90^\circ \\ 0, & \text{para } \theta > 90^\circ \end{cases} \quad (73)$$

Como expresso na eq. (73), quando o fator de sombreamento direto $f_{B_{ij}}$ calculado para a direção $\vec{m}$ dada pelos ângulos α_{S_i} e γ_{S_j} for nulo, não haverá o bloqueio de G_{Di} nessa região do hemisfério hipotético H. No caso oposto, quando $f_{B_{ij}}$ equivaler a

100%, toda a área $A_{h_{ij}}$ irá contribuir para o bloqueio de G_{DTi} . Nos casos em que θ for maior que 90° significa que o sol está atrás da superfície M e a área $A_{h_{ij}}$ não contribui para atenuar G_{DTi} , mesmo se $f_{B_{ij}}$ equivaler a 100%.

Figura 23 – Hemisfério H subdividido em pequenas superfícies.

Calculando $f_{D_{ij}}$ para toda direção $\vec{m}$ definida pelos ângulos α_{S_i} e γ_{S_j} , com i variando de 0° a 359° e j de 0° a 89° , o fator de sombreamento difuso da superfície M fica definido pela relação expressa na Eq. (74).

$$f_D = \frac{\sum_{i=0}^{359} \sum_{j=0}^{89} A_{h_{ij}}}{(1 + \cos \beta)\pi} \quad (74)$$

Para diminuir o tempo necessário para realizar uma simulação, os ângulos α_{S_i} e γ_{S_j} podem ser incrementados em intervalos maiores, porém, quanto maiores os intervalos, menos sensível será o software a obstáculos de dimensões reduzidas ou muito distantes da superfície selecionada.

3.11 MÁSCARA DE SOMBREAMENTO

No Solar3DBR foi adicionado um comando para calcular em uma única operação, os fatores de sombreamento direto e difuso referentes às superfícies selecionadas. Os valores de f_B mais o valor de f_D ficam armazenados para utilização no cálculo da

irradiação nessas superfícies de forma instantânea (irradiância), horária, diária, mensal ou anual. Cada superfície terá uma máscara de sombreamento M_{f_B} , que é composta de todos os valores de f_B calculados ângulos α_{S_i} e γ_{S_j} ao longo de todo o domo celeste.

$$M_{f_B} = \begin{pmatrix} f_{B\alpha_{S_0},\gamma_{S_0}} & f_{B\alpha_{S_0},\gamma_{S_1}} & \cdots & f_{B\alpha_{S_0},\gamma_{S_{89}}} \\ f_{B\alpha_{S_1},\gamma_{S_0}} & f_{B\alpha_{S_1},\gamma_{S_1}} & \cdots & f_{B\alpha_{S_1},\gamma_{S_{89}}} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ f_{B\alpha_{S_{359}},\gamma_{S_0}} & f_{B\alpha_{S_{359}},\gamma_{S_1}} & \cdots & f_{B\alpha_{S_{359}},\gamma_{S_{89}}} \end{pmatrix} \quad (75)$$

3.12 SIMULAÇÕES

Em posse do modelo tridimensional da edificação e dos arredores, as superfícies em que se deseja conhecer o fator de sombreamento e os dados estimados de irradiação devem ser incluídas na camada “Módulos”, que é criada automaticamente para todo projeto através de código presente no Solar3DBR. Para cada superfície incluída nessa camada será construída uma máscara de sombreamento.

Com os fatores de sombreamento já calculados, poderão ser realizadas simulações instantâneas, horárias, diárias, mensais ou anuais. A data e horário das simulações são selecionados no painel “Configurações de sombra”. O resultado das simulações é armazenado em um arquivo do tipo “texto”, com dados separados por ponto e vírgula, que pode ser facilmente transformado em uma planilha eletrônica.

Para simplificar a codificação do Solar3DBR, o fator de sombreamento F_s referente a um determinado intervalo de tempo é obtido através da relação entre a energia efetiva e a energia que estaria disponível na superfície na ausência de sombreamento. Dessa forma, integrando a energia ao longo do intervalo de tempo definido por $t_f - t_i$, nesta já estará embutida a influência do fator de sombreamento em diferentes momentos, do início ao fim desse intervalo.

$$F_{S\delta t} = 1 - \frac{\int_{t_i}^{t_f} G_{Ts}(t) A \delta t}{\int_{t_i}^{t_f} G_T(t) A \delta t} \quad (76)$$

A eq. (76) continua equivalente a eq. (67), pois A é constante. A irradiância efetiva G_{Ts} num instante qualquer é definida pela eq. (68), onde f_B e f_D definem as perdas causadas pelos obstáculos nos arredores da instalação.

Quando a simulação for realizada simultaneamente em superfícies de tamanhos diferentes, integrar a energia (Wh) e não a irradiação (Wh/m²) tem a vantagem de já incluir o peso que a área exerce sobre o fator de sombreamento conjunto. Isso simplifica o código e diminui a quantidade de objetos mantidos na memória, pois um único objeto é utilizado para armazenar a energia de todas as superfícies. A irradiação é facilmente obtida a qualquer momento dividindo a energia pela área total das superfícies.

3.13 SIMULAR INSTANTE

O comando “Simular – Instante” calcula o fator de sombreamento F_S , estima a irradiância efetiva G_{Ts} e a potência P_{si} disponível na superfície selecionada no instante definido pela data e horário presentes no painel “Configurações de sombra”. De acordo com o instante e localidade em questão, são definidos os ângulos α_s e γ_s , utilizados para selecionar f_B dentro da máscara de sombreamento previamente construída para a superfície. A irradiação global horária I_T da superfície é calculada com ω definido através do horário selecionado, sendo $\omega_1 = \omega - 7,5^\circ$ e $\omega_2 = \omega + 7,5^\circ$. O valor da irradiação horária em J/m² é dividido por 3600 s resultando em um valor de irradiância média G_T que seria obtido na ausência de sombreamento.

O valor de irradiância efetiva G_{Ts} existente na superfície selecionada é diretamente obtido através da eq. (68). A potência disponível na superfície na ausência e na presença de sombreamento é, respectivamente, obtida através da eq. (77) e (78).

$$P_i = G_T A \quad (77)$$

$$P_{si} = G_{Ts}A$$

(78)

3.14 SIMULAR HORA

O comando “Simular – Hora” calcula o fator de sombreamento horário F_{Sh} , estima a irradiação efetiva horária I_{Ts} e a energia E_{sh} acumulada na superfície selecionada no horário definido pela data e horário presentes no painel “Configurações de sombra”, descarta a parte do horário referente aos minutos.

A energia E_{sh} acumulada na hora em questão é calculada através da eq. (79). Nesse caso, δt é um intervalo de 600 s (10 minutos) e G_{Tsm} é a irradiância efetiva calculada no início de cada intervalo. Assim, $m = 0$ corresponde à hora em questão (por exemplo: 14h00), $m = 1$ corresponde à hora em questão mais 10 minutos (14h10) e assim por diante até $m = 5$.

$$E_{sh} = \sum_{(m=0). \delta t}^{3600-600} G_{Tsm} A \delta t$$

(79)

O fator de sombreamento F_{Sh} referente a hora em questão é determinado através da eq. (80).

$$F_{Sh} = 1 - \frac{E_{sh}}{E_h}$$

(80)

3.15 SIMULAR DIA

O comando “Simular – Dia” calcula o fator de sombreamento diário F_{sd} , estima a irradiação efetiva diária H_{Ts} e a energia E_{sd} acumulada na superfície selecionada no dia definido pela data presente no painel “Configurações de sombra”.

A energia E_{sd} acumulada ao longo do dia é o resultado da integração da energia horária E_{sh} do nascer ao pôr do sol. A irradiação efetiva diária H_{Ts} é conhecida por meio de E_{sd} e da área A da superfície selecionada.

$$E_{sd} = \sum_{j=h_{\omega_r}}^{h_{\omega_s}} E_{sh} \quad (81)$$

O fator de sombreamento F_{sd} referente ao dia em questão é determinado através da eq. (82). Ele representa a energia perdida dentro daquela dia devido ao sombreamento da superfície em determinados instantes.

$$F_{sd} = 1 - \frac{E_{sd}}{E_d} \quad (82)$$

3.16 SIMULAR MÊS

O comando “Simular – Mês” calcula o fator de sombreamento mensal F_{sm} , estima a irradiação efetiva média mensal $\bar{H}_{Ts}$ e a energia E_{sm} acumulada na superfície selecionada no mês definido pela data no painel “Configurações de sombra”.

A energia E_{sm} acumulada ao longo do mês é o resultado da integração da energia diária E_{sd} do início ao fim do mês. A irradiação efetiva média mensal $\bar{H}_{Ts}$ é conhecida por meio de E_{sm} , da área A da superfície selecionada e do número de dias do mês n_{dm} .

$$E_{sm} = \sum_{j=1}^{n_{dm}} E_{sdj}$$
(83)

O fator de sombreamento F_{sm} referente ao mês em questão é determinado através da eq. (84). Ele representa a energia perdida dentro daquele mês devido ao sombreamento da superfície em determinados instantes.

$$F_{sm} = 1 - \frac{E_{sm}}{E_m}$$
(84)

3.17 SIMULAR ANO

O comando “Simular – Ano” calcula o fator de sombreamento anual F_{sa} , estima a irradiação efetiva média anual $\bar{H}_{Ts}$ e a energia E_{sa} acumulada na superfície selecionada no ano definido pela data no painel “Configurações de sombra”.

A energia E_{sa} acumulada ao longo do ano é o resultado da integração da energia mensal E_{sm} do início ao fim do ano. A irradiação efetiva média anual $\bar{H}_{Ts}$ é conhecida por meio de E_{sa} , da área A da superfície selecionada e do número de dias do ano.

$$E_{sa} = \sum_{j=1}^{12} E_{smj}$$
(85)

O fator de sombreamento F_{sa} referente ao ano em questão é determinado através da eq. (86). Ele representa a energia perdida ao longo do ano devido ao sombreamento da superfície em determinados instantes.

$$F_{sa} = 1 - \frac{E_{sa}}{E_a}$$

(86)

3.18 SUMÁRIO DE ENTRADAS, PROCESSOS E SAÍDAS

Na Figura 24 é apresentado um diagrama contendo as principais entradas, processos e saídas do Solar3DBR. Os processos são representados através do modelo utilizado como base em seu desenvolvimento. Porém, como foi apresentado ao longo do capítulo, o Solar3DBR não se resume a um agrupamento de modelos pré-estabelecidos, algumas alterações foram realizadas nos modelos utilizados como base para torná-los um todo integrado que pudesse ser aplicado ao ambiente tridimensional do *Google SketchUp*.

As entradas em amarelo são introduzidas pelo usuário, o diagrama indica o fluxo das entradas e saídas produzidas em cada processo até obter o fator de sombreamento e a irradiação, indicados em azul.

Figura 24 – Diagrama de entradas, processos e saídas principais do Solar3DBR.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesse capítulo serão apresentados resultados de testes realizados para validar o modelo estabelecido para construir o Solar3DBR, que foi codificado em linguagem Ruby (RUBY, 2011) utilizando o software NetBeans IDE 6.9.1 (NETBEANS, 2011).

Para verificar a funcionalidade do Solar3DBR e a validade do modelo utilizado para calcular F_S , G_{TS} e a irradiação foi utilizada uma abordagem de validação progressiva com o objetivo de avaliar separadamente cada parte do modelo na medida em que este foi codificado. Algumas análises referentes aos resultados são apresentadas ao longo do capítulo, assim como algumas alterações e inserções realizadas no modelo em decorrência dessas análises.

4.1 POSICIONAMENTO SOLAR E ÂNGULO DE INCIDÊNCIA

O correto posicionamento do Sol, dado através dos ângulos γ_S e α_S é fundamental para o bom desempenho das simulações, uma vez que essa informação é a referência utilizada para projetar as sombras sobre a superfície selecionada e também para calcular θ .

Para validar os valores de γ_S e α_S em determinada data e horário foi utilizado como referência dados obtidos através do site *MIDC SOLPOS Calculator* do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL, 2012). Nesse site, uma ferramenta baseada no modelo de (MICHALSKY, 1988) fornece a posição solar e valores de irradiância extraterrestre para um intervalo de tempo definido por uma data inicial e uma data final, mediante a latitude e a longitude de uma localidade.

Os ângulos α_S e γ_S fornecidos através do site *MIDC SOLPOS Calculator* foram comparados aos valores calculados através do Solar3DBR utilizando coordenadas geográficas definidas por $-23,556936^\circ$ de latitude e $-46,730765^\circ$ de longitude, que corresponde a uma localidade na cidade de São Paulo, e $50,028717^\circ$ de latitude e $8,556091^\circ$ de longitude, que corresponde a uma localidade na cidade de Frankfurt, Alemanha. Esses locais foram selecionados para analisar resultados obtidos em localidades à Leste e Oeste, Norte e Sul.

Da Figura 25 à Figura 28 são apresentados os gráficos do erro absoluto dos valores de α_s , calculados através do Solar3DBR, em relação aos valores fornecidos através do site *MIDC SOLPOS Calculator*. Da Figura 29 à Figura 32 o mesmo é realizado para γ_s . Para cada localidade o posicionamento solar foi calculado para o dia 20 de março de 2011 (equinócio) e para o dia 21 de dezembro de 2011 (solstício), dessa forma são avaliados dias com declinação mínima e máxima respectivamente.

Figura 25 – Erro absoluto de α_s entre Solar3DBR e MIDC (São Paulo, 20/03/2011).

Figura 26 – Erro absoluto de α_s entre Solar3DBR e MIDC (São Paulo, 21/12/2011).

Figura 27 – Erro absoluto de α_s entre Solar3DBR e MIDC (Frankfurt, 20/03/2011).

Figura 28 – Erro absoluto de α_s entre Solar3DBR e MIDC (Frankfurt, 21/12/2011).

Figura 29 – Erro absoluto de γ_s entre Solar3DBR e MIDC (São Paulo, 20/03/2011).

Figura 30 – Erro absoluto de γ_s entre Solar3DBR e MIDC (São Paulo, 21/12/2011).

Figura 31 – Erro absoluto de γ_s entre Solar3DBR e MIDC (Frankfurt, 20/03/2011).

Figura 32 – Erro absoluto de γ_s entre Solar3DBR e MIDC (Frankfurt, 21/12/2011).

Os valores computados com quatro casas decimais apresentam em todas as 4 condições erro médio igual a 0,0000° e desvio padrão 0,0001°. Esses valores são

resultado de operações de arredondamento e portanto desprezíveis, uma vez que no Solar3DBR tal operação não é realizada. Dessa forma, fica confirmada a correta codificação das equações (35) à (48), que conduzem ao posicionamento solar com precisão de $\pm 0,01^\circ$ até o ano de 2050.

O ângulo de incidência θ calculado pelo Solar3DBR foi verificado através da comparação dos valores gerados por este com a eq. (53), com valores calculados através do site *MIDC SOLPOS Calculator* para superfícies localizadas nas localidades e datas citadas anteriormente. A superfície simulada em São Paulo tem inclinação de 23° e é totalmente voltada para o Norte. A superfície simulada em Frankfurt tem inclinação de 50° e é totalmente voltada para o Sul.

Figura 33 – Erro absoluto de θ entre Solar3DBR e MIDC (São Paulo, 20/03/2011).

Figura 34 – Erro absoluto de θ entre Solar3DBR e MIDC (São Paulo, 21/12/2011).

Figura 35 – Erro absoluto de θ entre Solar3DBR e MIDC (Frankfurt, 20/03/2011).

Figura 36 – Erro absoluto de θ entre Solar3DBR e MIDC (Frankfurt, 21/12/2011).

Da Figura 33 até a Figura 36 o erro absoluto de θ calculado pelo Solar3DBR em relação ao valor calculado pelo site é indicado ao longo do dia. O erro médio e o desvio padrão resultantes das quatro comparações são $0,0008^\circ$ e $0,0035^\circ$ respectivamente. Assim, fica definida uma boa precisão dos valores cálculos de θ e por consequência, dos vetores $\vec{m}$ (posição do Sol em relação à superfície) e $\vec{n}$ (vetor normal à superfície), que indicam também a correta leitura da posição das superfícies inseridas no modelo tridimensional.

4.2 SÉRIE SINTÉTICA DE DADOS DE IRRADIAÇÃO HORÁRIA

Duas comparações foram realizadas para verificar o funcionamento do código redigido através do modelo estabelecido para gerar séries sintéticas de dados de irradiação horária, uma com referência em dados gerados através do *PVsyst* e outra com referência em dados de irradiação global mensal disponibilizados pela estação meteorológica do Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas da Universidade de São Paulo (IAG/USP).

O Solar3DBR e o *PVsyst* foram alimentados com dados de $\bar{H}$ obtidos através do U. S. Department of Energy (2011). Em ambos os softwares foi gerada uma série sintética de dados de irradiação horária ao longo de um ano. Na Figura 37 são indicados os erros absolutos dos valores mensais de irradiação global e irradiação difusa. O erro relativo do Solar3DBR em relação ao *PVsyst* é indicado na Figura 38.

Figura 37 – Erro absoluto entre as séries sintéticas (valores de irradiação mensal H_m).

A Figura 37 mostra que a série gerada através do Solar3DBR apresenta valores de H_m ligeiramente maiores que os valores gerados através do *PVsyst*, essa diferença representa um valor anual de irradiação global em plano horizontal 7,9% maior.

No Solar3DBR foi utilizado o modelo de Erbs; Klein e Duffie (1982) para calcular I_D enquanto no PVsyst é utilizado o modelo de Liu e Jordan (1960). Os valores de irradiação difusa, gerados através do Solar3DBR, são em média 10,6% maiores ao longo do ano, porém, mais constantes. Essas diferenças indicam que apesar de utilizar modelos diferentes para estimar I_D através de K_T , os resultados são muito próximos, a diferença entre os valores médios de I_D acompanha a diferença entre os valores médios de I .

Figura 38 – Erro relativo entre as séries sintéticas (valores de irradiação mensal H_m).

Outra análise foi realizada utilizando dados de irradiação global mensal em plano horizontal H_m disponibilizados pelo IAG/USP (2009) no Boletim Climatológico referente ao ano de 2009. Foram utilizados os valores médios de H_m compreendidos entre os anos de 1961 e 2008. Os dados são disponibilizados através de um gráfico exibido na Figura 39. Os valores mensais de H_m estão em MJ/m² e foram convertidos para valores diários médios mensais em kWh/m². Esses dados foram inseridos no Solar3DBR para calcular $\bar{K}_T$.

Como se tratam de valores médios, foram geradas diversas séries no Solar3DBR do ano de 1970 até o ano de 2008, em intervalos de quatro anos. Ao todo foram geradas nove séries e os valores médios de I foram integrados mês a mês e

sobrepostos aos valores fornecidos pela estação meteorológica. O resultado é exibido na Figura 40.

Figura 39 – Dados de irradiação global mensal. Fonte: (IAG/USP, 2009)

Figura 40 – Valores de irradiação mensal da série sintética comparados aos dados do IAG/USP.

A série construída pelo Solar3DBR apresenta um valor de irradiação global anual 13,2% maior que o valor fornecido pela estação meteorológica. Como os dados de H_m são fornecidos através de um gráfico, a leitura está sujeita a erros de interpretação, porém, esse valor superestimado em 13,2% está próximo ao valor obtido na comparação do Solar3DBR com o *PVsyst*.

4.3 FATOR DE SOMBREAMENTO DIRETO

Utilizando a ferramenta de simulação de sombreamento do próprio *Google SketchUp* foi realizada uma análise prévia do cálculo de f_B realizado pelo Solar3DBR. Tal análise consistiu em comparar as sombras projetadas pelo mecanismo interno do *Google SketchUp*, com as sombras projetadas através do Solar3DBR num dado instante. Como as sombras projetadas através do Solar3DBR não são renderizadas, uma alteração provisória foi realizada no código para esta finalidade específica.

Na Figura 41 uma superfície com inclinação de 23° voltada para o Norte está exposta ao sombreamento causado por uma edificação. O sombreamento visualizado é produzido pelo *Google SketchUp*. Na localidade, data e horário em questão a sombra é produzida por um ângulo α_s de $30,7156^\circ$ e γ_s de $36,5642^\circ$.

Figura 41 – Sombreamento de uma superfície através do *Google SketchUp* e através do Solar3DBR.

A Figura 41a exibe a superfície sombreada através do mecanismo de simulação de sombreamento do *Google SketchUp*. A Figura 41b exibe a superfície sombreada através do Solar3DBR. A sombra projetada na superfície é composta pela união de múltiplas sombras projetadas por diferentes superfícies da edificação. As cores diferenciadas na Figura 41b foram utilizadas para identificar essas diferentes partes. A Figura 42 exibe em maiores detalhes o sombreamento projetado pelo Solar3DBR. Em “a” o sistema de sombreamento próprio do *Google SketchUp* está acionado e

em “b” esse mecanismo está desativado. Nessa imagem verifica-se o perfeito casamento entre o sombreamento projetado pelo *Google SketchUp* e o sombreamento projetado através do Solar3DBR.

Figura 42 – Sombreamento: a) *Google SketchUp* mais Solar3DBR. b) Apenas Solar3DBR.

Considerando que o mecanismo interno de projeção de sombras do *Google SketchUp* apresenta boa precisão é verificado também o correto funcionamento do método utilizado pelo Solar3DBR para projetar, recortar e subtrair polígonos sobrepostos com base no algoritmo de Weiler e Atherton (1977).

O valor de f_B será equivalente a área somada dos polígonos que compõe a sombra projetada através do Solar3DBR dividida pela área total da superfície. Verificando as áreas dos polígonos projetados pelo Solar3DBR com o comando “Área – Seleção” do *Google SketchUp*, o valor de 0,464 m² foi informado. Dessa forma, o valor de f_B deverá ser de 0,464 nesse instante.

Para verificar se a simulação nesse instante retorna esse valor, a máscara de sombreamento foi criada com o comando “Sombreamento – Gerar Máscara” e depois foi feita a simulação com o comando “Simular – Instante”. O valor de f_B retornado através da simulação foi 0,450.

O valor de 0,464 foi calculado para α_S igual 30,7156° e γ_S igual 36,5642°, porém, a máscara de sombreamento é construída com incrementos de 1° em α_S (0° à 359°) e γ_S (0° à 89°). Assim, os valores de α_S e γ_S do instante selecionado na simulação são arredondados para os valores mais próximos, nesse caso α_S igual 31° γ_S igual 37°, isso justifica o valor de 0,450 retornado pela simulação. Forçando via código α_S em 31° e γ_S em 37°, a área retornada pelo comando “Área – Seleção” foi de 0,450 m² e

assim foi confirmada a eficiência do mecanismo de projeção de sombras do Solar3DBR.

Figura 43 – Sombreamento imposto por um obstáculo cilíndrico.

Na Figura 43 uma nova condição de sombreamento é exibida, nesse caso o obstáculo é um objeto cilíndrico e a superfície selecionada é horizontal. Todavia, continua observado o perfeito casamento entre a sombra projetada através do mecanismo interno do *Google SketchUp* e a sombra projetada pelo Solar3DBR. Dessa vez a área calculada pelo comando “Área – Seleção” do *Google SketchUp* foi de 0,262 m², entretanto, o valor de f_B exibido na simulação foi de 0,252.

Para aumentar a precisão do valor de f_B retornado da máscara de sombreamento, a alternativa encontrada foi realizar uma interpolação bi linear para obter valores mais próximos aos valores reais definidos através de α_S e γ_S em um instante qualquer.

Figura 44 – Representação da interpolação bi linear realizada para determinar f_B .

Essa interpolação foi realizada conforme a eq. (87), utilizando os valores de f_B definidos por α_S e γ_S de acordo com a Figura 44.

$$\begin{aligned}
 f_B(\alpha_S, \gamma_S) = & \frac{f_{B11}}{(\alpha_{S0} - \alpha_{S1})(\gamma_{S0} - \gamma_{S1})}(\alpha_S - \alpha_{S1})(\gamma_S - \gamma_{S1}) \\
 & + \frac{f_{B21}}{(\alpha_{S1} - \alpha_{S0})(\gamma_{S0} - \gamma_{S1})}(\alpha_S - \alpha_{S0})(\gamma_S - \gamma_{S1}) \\
 & + \frac{f_{B12}}{(\alpha_{S0} - \alpha_{S1})(\gamma_{S1} - \gamma_{S0})}(\alpha_S - \alpha_{S1})(\gamma_S - \gamma_{S0}) \\
 & + \frac{f_{B22}}{(\alpha_{S1} - \alpha_{S0})(\gamma_{S1} - \gamma_{S0})}(\alpha_S - \alpha_{S0})(\gamma_S - \gamma_{S0})
 \end{aligned} \tag{87}$$

Alterando o código e introduzindo a interpolação bi linear aos resultados retornados da máscara de sombreamento para α_S e γ_S em um instante qualquer, o f_B referente à Figura 42 foi alterado para 0,463 e o f_B referente a Figura 43 foi alterado para 0,262. Esses valores demonstram um significativo aumento na precisão de f_B e justificam a utilização da interpolação bi linear.

4.4 CONFRONTAÇÃO COM RESULTADOS DE SIMULAÇÕES

Em uma pesquisa realizada por Lee; Frearson e Rodden (2011) os valores de medições realizadas em seis sistemas fotovoltaicos existentes no *Desert Knowledge Australia Solar Centre* foram comparados com os valores de simulações realizadas através de quatro softwares, entre eles o *PVsyst*. Os resultados demonstraram que o *PVsyst* subestimou a energia produzida em média em 4,33%. Resultado semelhante foi obtido por Phowan et al. (2011) para módulos de silício cristalino em experimento conduzido na Tailândia. Segundo Siraki e Pillay (2010), o software *Ecotect* apresenta resultados muito próximos aos resultados do *PVsyst*.

Por terem sido avaliados através de pesquisas onde os resultados de simulações foram comparados a resultados de situações reais, os resultados de simulações realizadas através do Solar3DBR foram confrontados aos resultados dos softwares *PVsyst* 5.54 e Autodesk *Ecotect* 2010. O objetivo dessa confrontação foi avaliar se o

modelo utilizado no Solar3DBR para determinar o fator de sombreamento mensal F_{Sm} e a irradiação efetiva mensal H_{Tms} ao longo do ano produz resultados semelhantes aos dados obtidos nesses softwares.

Assim, foram desenvolvidos modelos de edificações genéricas constituídas de formas geométricas simples, que podem ser modeladas com a mesma precisão em ambos os softwares. A Figura 45 (caso A) e a Figura 46 (caso B) exibem dois modelos, ambos situados à $-23,6^\circ$ de latitude e $-46,6^\circ$ de longitude, que correspondem a uma localidade na cidade de São Paulo.

Figura 45 – Sistema A modelado no *Google SketchUp 8*.

No caso A existe um arranjo fotovoltaico (superfície em azul) instalado sobre o telhado de uma edificação. No caso B o sistema é composto por dois arranjos fotovoltaicos (superfícies em azul), onde o primeiro projeta sombras no segundo em algumas épocas do ano. Em ambos os casos as superfícies tem inclinação de $23,6^\circ$ e estão voltados totalmente para o Norte.

Para eliminar a influência das diferenças existentes na geração das séries sintéticas de dados de irradiação os softwares foram alimentados com dados de irradiação obtidos através de um arquivo no formato EPW (U. S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2011) referentes à latitude e longitude em questão. O Solar3DBR foi alimentado com a série sintética gerada através do *PVsyst*.

Figura 46 – Sistema B modelado no PVsyst 5.54.

Para realizar a análise da irradiação global mensal em plano inclinado H_{Tm} , que corresponde aos valores da irradiação global diária em plano inclinado H_{Td} integrados ao longo do mês, do fator de sombreamento mensal F_{Sm} calculado através do Solar3DBR e do PVsyst e da irradiação efetiva mensal H_{Tsm} estimada ao longo de um ano através do Solar3DBR, PVsyst e Ecotect, após a realização das simulações foram construídos gráficos, nos quais, esses valores foram sobrepostos.

Figura 47 – Comparação entre os valores de H_{Tm} estimados por meio do Solar3DBR e do PVsyst.

Na Figura 47 são comparados os valores de H_{Tm} estimados através do Solar3DBR e do PVsyst. Não foram inclusos dados do Ecotect porque este software fornece

valores de irradiação em plano normal ao invés de irradiação global em plano inclinado. Através da figura é constatado que os valores de H_{Tm} estimados pelo Solar3DBR utilizando o modelo de Perez et al. (1987) são extremamente próximos aos valores estimados pelo *PVsyst*, que também utilizou o modelo de Perez et al. (1987) para calcular a irradiação em plano inclinado. O erro médio relativo apresentado entre o Solar3DBR e o *PVsyst* nos valores estimados de H_{Tm} é de 0,002 com desvio padrão de 0,006. Considerando a boa performance do *PVsyst* em comparações com sistemas reais, esses valores são bons indicadores de que o cálculo da irradiação em plano inclinado realizado pelo Solar3DBR está correto.

Diferente do Solar3DBR e do *PVsyst* em que F_{sm} representa a relação $1 - H_{Tsm}/H_{Tm}$, o parâmetro de sombreamento informado pelo *Ecotect* consiste na proporção de tempo em que a superfície em análise foi sombreada dentro de determinado período (ECOTECT, 2012).

O erro médio do F_{sm} das curvas do Solar3DBR em relação ao *PVsyst* exibidas na Figura 48 e Figura 50 nos casos A e B é respectivamente 0,019 e -0,022 com desvio padrão de 0,014 e 0,013. Apesar do baixo erro médio apresentado entre os softwares na estimativa de F_{sm} , o erro médio relativo entre os resultados desses dois softwares é de 0,116 no caso A e -0,339 no caso B. Para verificar se esses valores se propagam em situações mais acentuadas de sombreamento foi realizada uma nova comparação, agora apenas entre Solar3DBR e *PVsyst*. Foi então construído um novo modelo (caso C) baseado no modelo do caso A, porém, com obstáculos de altura duas vezes maior para intensificar o efeito do sombreamento.

Figura 48 – Sistema A: Fator de sombreamento médio mensal.

Figura 49 – Sistema A: Irradiação efetiva mensal.

Figura 50 – Sistema B: Fator de sombreamento médio mensal.

Figura 51 – Sistema B: Irradiação efetiva mensal.

A Figura 52 exibe as curvas de F_{Sm} construídas com os resultados das simulações realizadas no modelo construído no caso C. Nesse caso, o erro médio entre os valores de F_{Sm} é de -0,016 com desvio padrão de 0,025. Todavia, o erro médio relativo caiu para apenas -0,035.

Figura 52 – Sistema C: Fator de sombreamento médio mensal.

A comparação realizada no caso C, confirma a grande proximidade entre o modelo estabelecido no Solar3DBR e o modelo utilizado pelo *PVsyst* para calcular F_{Sm} .

Por fim, como exibido na Figura 49 e Figura 51 os valores de H_{Tsm} apresentados pelos três softwares são bastante próximos. Na Tabela 3 é relacionada à irradiação efetiva anual H_{Tsa} obtida através da integração dos valores mensais de H_{Tsm} nos casos A, B e C. O erro relativo entre o *PVsyst* e o Solar3DBR não ultrapassa 2,6%. Já entre o *Ecotect* e o Solar3DBR o erro relativo máximo é de 6,1%.

Tabela 3 – Irradiação efetiva anual H_{Tsa} em kWh/m² e erro médio relativo entre Solar3DBR e demais softwares nos casos A, B e C.

	H_{Tsa} A (kWh/m ²)	Erro A	H_{Tsa} B (kWh/m ²)	Erro B	H_{Tsa} C (kWh/m ²)	Erro C
Solar3DBR	1491,3	-	1731,2	-	1072,3	-
<i>PVsyst</i>	1520,3	-0,019	1689,7	0,025	1044,8	0,026
<i>Ecotect</i>	1466,1	0,017	1631,7	0,061	-	-

Com relação ao tempo necessário para realizar as simulações, o Solar3DBR leva um tempo consideravelmente maior que os outros softwares. Esse fato está relacionado ao modelo utilizado para construir a máscara de sombreamento, que é

formada por uma matriz de 360 linhas por 90 colunas, totalizando 32400 pontos. Para efeito de comparação, o *PVsyst* tem uma máscara de sombreamento formada por 180 pontos e o *Ecotect* no máximo 16200.

4.5 CONFRONTAÇÃO COM RESULTADOS DE MEDIÇÕES REAIS

Para verificar o desempenho do Solar3DBR diante de uma situação real, um experimento foi conduzido no LSF USP. Nesse experimento foram coletados dados de irradiância de uma célula fotovoltaica sombreada e dados de irradiação horária medida através de piranômetros. Por meio desses dados foi determinado o fator de sombreamento horário da célula em duas situações diferentes de sombreamento, esses valores foram então comparados aos resultados obtidos através de simulações no Solar3DBR.

4.5.1 Material Utilizado

Tabela 4 – Materiais utilizados no experimento conduzido no LSF USP.

Material	Quantidade
Compensado – 5 mm de espessura	0,15 m ²
Perfil de PVC Retangular – 25 x 25 mm	70 cm
Perfil de Alumínio em L – 25 x 25 mm	1 m
Tinta Preta em Spray – 500 ml	1
Parafusos para PVC	7
Nível Angular	1
Célula Fotovoltaica – Isofoton	1
Data Acquisition/Switch Unit – Agilent 34970A	1
Software BenchLink Data Logger 3 – Agilent	1
Piranômetro – Kipp & Zonen	3

A Tabela 4 relaciona os materiais utilizados no experimento conduzido no LSF USP. Os materiais utilizados para construir o aparato para sombrear a célula são de baixo

custo e facilmente obtidos no mercado. O restante dos equipamentos foi disponibilizado pelo laboratório durante o período das medições.

4.5.2 Medições

Com a objetivo de verificar o desempenho do Solar3DBR em diferentes condições de irradiância, no experimento conduzido no LSF USP foi utilizado um aparato para projetar sombras em uma célula fotovoltaica de referência em duas situações distintas: A) foi dada ênfase à irradiância direta através de obstáculos laterais; B) foi dada ênfase a irradiância difusa através de um obstáculo localizado acima da célula. Ao invés de monitorar a irradiância através de um módulo fotovoltaico, foi utilizada uma célula de referência para evitar a influência dos efeitos elétricos que o sombreamento parcial causa no valor da corrente de curto circuito de um módulo fotovoltaico parcialmente sombreado.

Na Figura 53 é exibido o aparato configurado para situação A, onde a célula de referência é sombreada lateralmente. Na Figura 54 é exibido o aparato configurado para situação B, onde a célula de referência é sombreada frontalmente. O aparato foi construído visando dar rigidez ao conjunto para permitir uma fácil fixação do mesmo. As paredes de compensado foram pintadas com tinta fosca preta para bloquear a irradiância sem causar reflexões.

Figura 53 – Configuração A: Aparato sombreado a célula de referência lateralmente.

As coordenadas geográficas do LSF USP correspondem à $-23,556936^\circ$ de latitude e $-46,730765^\circ$ de longitude. A célula de referência foi fixada em uma estrutura metálica direcionada para o Norte que lhe proporcionou inclinação de 23° .

Figura 54 – Configuração B: Aparato sombreando frontalmente a célula de referência.

Os valores de tensão V_C medida sobre a resistência shunt conectada na célula fotovoltaica foram convertidos em valores de irradiância através da função: $G_{Ts} = 27726,945V_C$. Essa função linear representa que quando V_C for 36,066 mV, G_{Ts} será 1000 W/m². A irradiância foi monitorada em intervalos de 5s através do sistema de aquisição de dados Data Acquisition/Switch Unit Agilent 34970A conectado a um computador onde estava instalado o software BenchLink Data Logger 3.

Das 15 horas do dia 03/04/2012 às 18 horas do dia 05/04/2012 a irradiância foi medida com a célula fotovoltaica na condição A. A condição B foi observada das 11 horas do dia 09/04/2012 às 16 horas do dia 11/04/2012, quando por precaução os equipamentos foram desligados devido à alta incidência de descargas atmosféricas nas proximidades do local. Nesses dias, através de piranômetros, também foram coletadas informações da irradiação global horária em plano horizontal I , irradiação difusa horária em plano horizontal I_D e irradiação global horária em plano inclinado I_T . No caso de I_T , a inclinação do piranômetro utilizado é também de 23° .

Na Figura 55 são exibidos os dados de irradiância coletados da célula fotovoltaica no dia 05/04/2012 e na Figura 56 são exibidos os dados referentes ao dia 11/04/2012. Dentre os dias em que foram realizadas as medições esses foram os dias com maior nível de insolação na configuração A e B respectivamente.

Nesses dias, também foram realizadas no LSF USP medições em outras duas células fotovoltaicas, uma com inclinação de 31° e outra com inclinação de $18,5^\circ$, ambas livres de sombras. Os dados dessas células foram inclusos na figura para efeito de comparação.

Figura 55 – Dados de irradiância da célula sombreada, célula a 31° e célula a $18,5^\circ$ (05/04/2012).

Figura 56 – Dados de irradiância da célula sombreada, célula a 31° e célula a $18,5^\circ$ (11/04/2012).

Os dados de irradiância, registrados em intervalos de 5s em cada uma das situações, foram integrados para calcular os valores de irradiação efetiva horária I_{Ts} . Na Tabela 5 são exibidos os dados das medições realizadas no dia 05/04/2012 com o sistema configurado na situação A. O fator de sombreamento da célula fotovoltaica é definido por $F_{Sh} = 1 - (I_{Ts}/I_T)$.

Tabela 5 – Dados de irradiação horária medidos no dia 05/04/2012.

Hora	I (kWh/m ²)	I _D (kWh/m ²)	I _T (kWh/m ²)	I _{Ts} (kWh/m ²)	F _{Sh} Célula
0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	0,031	0,023	0,025	0,011	0,548
7	0,136	0,098	0,122	0,059	0,514
8	0,342	0,121	0,341	0,123	0,639
9	0,604	0,074	0,646	0,540	0,164
10	0,759	0,074	0,837	0,829	0,010
11	0,818	0,119	0,922	0,848	0,080
12	0,827	0,117	0,965	0,865	0,103
13	0,696	0,156	0,833	0,768	0,078
14	0,647	0,116	0,804	0,703	0,126
15	0,352	0,147	0,420	0,245	0,417
16	0,277	0,094	0,367	0,080	0,782
17	0,029	0,017	0,036	0,017	0,525
18	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
19	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
20	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
21	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
22	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
23	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total	5,518	1,156	6,318	5,089	0,195

Na Figura 57 os valores de irradiação horária da Tabela 5 foram sobrepostos. Fica fácil verificar através do gráfico que o sombreamento causou uma perda acentuada de energia no início da manhã e no final da tarde. Entre 10 e 14 horas houve o maior nível de irradiação na célula, porém, ainda ocorre nesse horário o bloqueio de parte da irradiância difusa, causando a atenuação do nível de irradiação nesse intervalo. Essa informação é melhor visualizada na Figura 58, que sobrepõe os valores de I_T , I_{Ts} e F_{Sh} . Ao fim do dia F_{Sd} representa uma perda de 19,5% da energia que estaria disponível para célula fotovoltaica na ausência de sombreamento.

Figura 57 – Valores de irradiação horária medidos no dia 05/04/2012.

Figura 58 – Irradiação global e efetiva em plano inclinado sobrepostas ao fator de sombreamento horário (05/04/2012).

Na Tabela 6 são exibidos os dados das medições realizadas no dia 11/04/2012 com o sistema configurado na situação B. Nesse dia o céu estava com maior incidência de nuvens, isso é verificado através do menor nível de irradiação global e maior nível de irradiação difusa. No dia 05/04/2012 K_D , que representa a proporção de irradiação difusa diária em relação à irradiação global diária, equivale a 0,209. No dia 11/04/2012 K_D equivale a 0,265. Como foi mencionado anteriormente, nesse dia os equipamentos foram desligados às 16 horas, os valores de I_{Ts} apresentados a partir das 16 horas foram introduzidos por meio de extrapolação.

Tabela 6 – Dados de irradiação horária medidos no dia 11/04/2012.

Hora	I (kWh/m ²)	I _D (kWh/m ²)	I _T (kWh/m ²)	I _{Ts} (kWh/m ²)	F _{Sh} Célula
0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	0,028	0,015	0,026	0,011	0,565
7	0,206	0,059	0,204	0,178	0,128
8	0,397	0,119	0,410	0,404	0,015
9	0,581	0,162	0,629	0,508	0,192
10	0,730	0,159	0,814	0,358	0,560
11	0,799	0,095	0,923	0,112	0,879
12	0,836	0,168	0,981	0,108	0,890
13	0,590	0,225	0,688	0,207	0,699
14	0,517	0,198	0,611	0,322	0,474
15	0,067	0,055	0,074	0,075	-0,012
16	0,005	0,004	0,005	0,004	0,200
17	0,004	0,004	0,005	0,004	0,200
18	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
19	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
20	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
21	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
22	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
23	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total	4,760	1,263	5,370	2,290	0,574

Na Figura 59 os valores de irradiação horária da Tabela 6 também foram sobrepostos. Nesse caso, o sombreamento causou uma perda acentuada de energia no meio do dia, justamente nos horários onde é maior a proporção de irradiação direta. Essa informação também é visualizada na Figura 60, que sobrepõe os valores de I_T , I_{Ts} e F_{Sh} . Ao fim do dia F_{Sd} representa uma perda de 57,4% da energia disponível na superfície na ausência de sombreamento.

Figura 59 – Valores de irradiação medidos no dia 11/04/2012.

Figura 60 – Irradiação e fator de sombreamento normalizados (11/04/2012).

4.5.3 Simulações

Modelos tridimensionais do aparato configurado na situação A e na situação B foram construídos utilizando o *Google SketchUp*. O modelo tridimensional exibido na Figura 61 é referente à configuração A, já o modelo exibido na Figura 62 é relativo à situação B.

Figura 61 – Modelo 3D do aparato de sombreamento da célula fotovoltaica na configuração A.

Figura 62 – Modelo 3D do aparato de sombreamento da célula fotovoltaica na configuração B.

O Solar3DBR foi alimentado com os valores de I e I_D compreendidos entre os dias 03/04/2012 e 11/04/2012. A Tabela 7 apresenta os valores de I_T , I_{Ts} e F_{Sh} calculados na simulação do modelo tridimensional da Figura 61 no dia 05/04/2012.

Tabela 7 – Valores de irradiação e fator de sombreamento resultante de simulação no dia 05/04/2012.

Hora	I_T (kWh/m ²)	I_{Ts} (kWh/m ²)	F_{sh} Simulação
0	0,000	0,000	0,000
1	0,000	0,000	0,000
2	0,000	0,000	0,000
3	0,000	0,000	0,000
4	0,000	0,000	0,000
5	0,000	0,000	0,000
6	0,044	0,023	0,463
7	0,151	0,048	0,681
8	0,399	0,072	0,820
9	0,705	0,535	0,242
10	0,877	0,863	0,016
11	0,938	0,916	0,023
12	0,948	0,926	0,022
13	0,807	0,790	0,021
14	0,753	0,711	0,056
15	0,406	0,169	0,584
16	0,333	0,042	0,875
17	0,039	0,009	0,778
18	0,000	0,000	0,000
19	0,000	0,000	0,000
20	0,000	0,000	0,000
21	0,000	0,000	0,000
22	0,000	0,000	0,000
23	0,000	0,000	0,000
Total	6,400	5,104	0,203

Na Figura 63 as curvas de irradiação global horária em plano inclinado I_T e as curvas de irradiação efetiva horária I_{Ts} construídas a partir dos dados obtidos através da simulação do sistema na situação A, estão sobrepostas às curvas construídas com os valores das medições realizadas no dia 05/04/2012.

Figura 63 – Configuração A: Comparação entre valores de irradiação da simulação e das medições.

Através de uma análise visual já é observada uma boa conformidade entre os valores da simulação e os valores das medições. O erro relativo entre os valores de I_T integrados ao longo do dia (H_T) é 0,013. Esse valor reforça a conclusão, já levantada através das comparações realizadas entre o Solar3DBR e o PVsyst, de que o modelo de Perez et al. (1987) foi corretamente codificado no Solar3DBR e que, como relatado por Duffie e Beckman (2006), através desse modelo são obtidos valores de irradiação em plano inclinado com boa precisão.

A curva do fator de sombreamento horário F_{Sh} levantado através da simulação exibida na Figura 64 apresenta também boa concordância com relação à curva levantada através das medições reais. O erro médio apresentado entre os valores de F_{Sh} das 5 às 18 horas é de 0,046 com desvio padrão de 0,117.

A boa precisão apresentada pela simulação no cálculo de I_T e F_{Sh} resulta em uma boa precisão também na estimativa da irradiação efetiva horária I_{Ts} , o erro relativo apresentado entre os valores integrados ao fim do dia (H_{Ts}) é de 0,003.

Figura 64 – Configuração A: Comparação entre o fator de sombreamento simulado e o medido.

O mesmo procedimento realizado na comparação dos valores referentes a simulação e as medições realizadas no dia 05/04/2012 também foi executado com o sistema configurado na situação B. A Tabela 8 apresenta os valores de I_T , I_{Ts} e F_{Sh}

calculados através da simulação do modelo tridimensional exibido na Figura 62 no dia 11/04/2012.

Tabela 8 – Valores de irradiação e fator de sombreamento resultante de simulação no dia 11/04/2012.

Hora	I_T (kWh/m ²)	I_{Ts} (kWh/m ²)	F_{Sh} Simulação
0	0,000	0,000	0,000
1	0,000	0,000	0,000
2	0,000	0,000	0,000
3	0,000	0,000	0,000
4	0,000	0,000	0,000
5	0,000	0,000	0,000
6	0,029	0,008	0,727
7	0,272	0,223	0,178
8	0,482	0,466	0,034
9	0,690	0,620	0,100
10	0,861	0,396	0,541
11	0,934	0,083	0,911
12	0,978	0,060	0,939
13	0,684	0,217	0,683
14	0,602	0,446	0,260
15	0,068	0,055	0,192
16	0,005	0,004	0,174
17	0,004	0,003	0,251
18	0,000	0,000	0,000
19	0,000	0,000	0,000
20	0,000	0,000	0,000
21	0,000	0,000	0,000
22	0,000	0,000	0,000
23	0,000	0,000	0,000
Total	5,609	2,581	0,540

A Figura 65 e a Figura 66 exibem as curvas de I_T e I_{Ts} , mais as curvas de F_{Sh} construídas a partir dos dados obtidos através da simulação do sistema na situação B, sobrepostas às curvas construídas com os valores das medições realizadas no dia 11/04/2012.

Os erros relativos dos resultados das simulações com referência nos valores medidos de H_T , H_{Ts} e do fator de sombreamento diário F_{Sd} obtidos através da integração de I_T e I_{Ts} ao longo do dia estão sumarizados na Tabela 9.

Os resultados mostram que a simulação do sistema na situação B retornou valores um pouco mais distantes dos valores das medições. Uma possível resposta a essa questão seria o fato de que com maior incidência de nuvens aumenta a proporção de irradiância difusa, isso conduz ao maior nível de perdas de origem óptica. Outro fator que pode ter influenciado nos resultados é a resposta de frequência da célula fotovoltaica não ser tão ampla quanto a do piranômetro. A observação do sistema

durante um período de tempo maior poderá conduzir a uma conclusão definitiva a respeito dessa questão.

Figura 65 – Configuração B: Comparação entre valores de irradiação da simulação e das medições.

Figura 66 – Configuração B: Comparação entre o fator de sombreamento simulado e o medido.

Tabela 9 – Erros relativos da simulação com referência em valores diários.

Erro Relativo	Configuração A	Configuração B
H_T	0,013	0,044
H_{Ts}	0,003	0,127
F_{Sd}	0,041	-0,059

4.5.4 Desempenho Versus Tempo

Na comparação do Solar3DBR com relação a outros softwares, ficou em evidência que o tempo necessário para completar uma simulação no Solar3DBR é superior ao tempo gasto por *PVsyst* e *Ecotect*. Como mencionado anteriormente isso ocorre devido ao Solar3DBR utilizar uma máscara de sombreamento composta por uma matriz de 32400 pontos.

Para averiguar a influência da resolução da máscara de sombreamento no desempenho do software quanto a estimativa do fator de sombreamento e da irradiação, foram realizadas simulações do sistema configurado na situação A no dia 05/04/2012 com a máscara de sombreamento criada com diferentes resoluções.

Na Figura 67 são apresentadas as curvas de F_{Sh} construídas com valores das simulações realizadas com a máscara de sombreamento construída com α_s e γ_s incrementados respectivamente em: 1°, 1°; 2°, 2°; 5°, 5°; 10°, 10°; e 20°, 10°.

Figura 67 – Fator de sombreamento horário calculado através da máscara de sombreamento com diferentes resoluções.

Através da Figura 67 fica constatado que a estimativa de F_{Sh} praticamente não é alterada para incrementos de 1°, 2° e 5°. Com incrementos de 10° a curva se

destaca levemente das demais, já com incrementos de 20° em α_s e 10° em γ_s a curva fica destacada das demais principalmente nos pontos de inflexão. A Tabela 10 relaciona os valores de F_{sd} , H_{Ts} e o tempo necessário para completar a construção da máscara de sombreamento. É evidente que o grande tempo gasto com simulações realizadas com incrementos de 1° não se justifica nesse caso.

Tabela 10 – Fator de sombreamento e irradiação horária mais tempo gasto nas simulações.

$\Delta\alpha_s, \Delta\gamma_s$	F_{sd}	H_{Ts} (kWh/m ²)	Tempo (s)
1°,1°	0,203	5,104	995
2°,2°	0,203	5,102	250
5°,5°	0,203	5,099	39
10°,10°	0,204	5,095	10
20°,10°	0,204	5,095	5

Porém, em modelos com detalhes mais delgados e mais distantes da superfície selecionada, grandes incrementos poderiam descartar a influência de algumas sombras. Uma boa solução para essa questão é a inserção de um controle que permita ao usuário selecionar a resolução da máscara de sombreamento de acordo com o modelo criado. Assim, é possível fazer um correto balanceamento entre tempo e desempenho.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Foi apresentado um modelo utilizado na construção de um plug-in que acrescenta ao *Google SketchUp* a capacidade de estimar o fator de sombreamento e a irradiação em um determinado intervalo de tempo em uma superfície selecionada em um modelo tridimensional de uma edificação. Tal plug-in foi designado no decorrer desse texto por Solar3DBR.

O *Google SketchUp* foi utilizado como plataforma para o Solar3DBR devido a características técnicas e econômicas, porém, o modelo apresentado permite o desenvolvimento de plug-ins para outros softwares de modelagem tridimensional que permitam customização.

Através de uma pesquisa bibliográfica foram selecionados alguns artigos que fundamentaram o estabelecimento de um modelo unificado utilizado na construção do Solar3DBR. Esse modelo, apresentado ao longo do texto, foi pautado especialmente nos trabalhos de Michalsky (1988), Aguiar; Collares-Pereira e Conde (1988), Aguiar e Collares-Pereira (1992), Erbs; Klein e Duffie (1982), Perez et al. (1987), Quaschnig e Hanitsch (1995), (DRIF et al., 2008) e Weiler e Atherton (1977).

A codificação do modelo estabelecido foi realizada em linguagem Ruby utilizando a API do *Google SketchUp*, que fornece classes e métodos para acessar de forma simples as informações da geometria do modelo tridimensional, além de permitir a inserção de ferramentas customizadas na interface do software. O código responsável pelo posicionamento solar apresentou ótima precisão, quando comparado com a ferramenta *MIDC SOLPOS Calculator*, assim como o código responsável pelo cálculo do fator de sombreamento direto, que após a introdução da interpolação bi linear também produziu excelentes resultados. Dessa forma, ficou estabelecida a correta leitura das informações da geometria do modelo tridimensional e também a extração de valores corretos dos fatores de sombreamento contidos na máscara de sombreamento. A máscara de sombreamento pode ser construída para superfícies representadas por polígonos de qualquer quantidade de vértices.

A construção de séries sintéticas de dados de irradiação horária apresentou valores anuais superestimados em torno de 10% quando comparados a dados do *PVsyst* e dados da estação meteorológica do IAG/USP. Uma hipótese que justificaria essa

diferença seria uma pequena falta de compatibilidade entre as Matrizes de Transição de Markov utilizadas no Solar3DBR e do método de cálculo da irradiação global em dia de céu claro com as características estatísticas do clima regional.

Os resultados apresentados na comparação entre os valores do fator de sombreamento mensal F_{sm} e da irradiação efetiva mensal H_{Tsm} estimados pelo Solar3DBR, *PVsyst* e *Ecotect*, mostram que o modelo utilizado para o desenvolvimento do Solar3DBR apresenta bastante conformidade com os modelos utilizados pelo *PVsyst*, em especial, e *Ecotect*.

Para verificar o desempenho do Solar3DBR frente a uma situação real foi conduzido no LSF USP um experimento que consistiu em medir a irradiância em uma célula fotovoltaica submetida a duas condições diferentes de sombreamento, uma em que a irradiância direta foi privilegiada através de obstáculos laterais, e outra onde a irradiância direta foi atenuada através de um obstáculo frontal. Mesmo em uma superfície de pequenas dimensões (10 x 10 cm), as curvas geradas a partir dos dados das simulações mostraram boa conformidade em relação às curvas construídas com os dados das medições.

Os resultados das confrontações realizadas com outros softwares e com sistemas reais demonstraram que: 1) A precisão demonstrada pelo Solar3DBR diante de situações reais, em dia de céu claro, é próxima a precisão reportada por Lee; Frearson e Rodden (2011) e Phowan et al. (2011) quanto ao *PVsyst*. 2) Em dias nublados os resultados da simulação são um pouco mais distantes dos observados, isso pode ser resultado do aumento das perdas de origem óptica. 3) É necessário um período maior de medições para chegar a precisão correta do Solar3DBR, porém, tudo indica que esse valor deverá ser próximo do reportado pelo *PVsyst*. 4) É necessário inserir um comando para selecionar a resolução da máscara de sombreamento e ajustar a relação desempenho versus tempo.

Assim, o Solar3DBR poderá constituir uma ferramenta gratuita e unificada que permitirá aos projetistas de sistemas fotovoltaicos realizarem a pesquisa das melhores superfícies e do melhor posicionamento para instalação dos módulos fotovoltaicos, fazendo uso de todas as facilidades oferecidas no ambiente de modelagem do *Google SketchUp*, como ferramentas simples e intuitivas de modelagem, visualização, análise visual de sombreamento, geolocalização e inserção de imagens.

A pesquisa de modelos utilizados para estimar as perdas ópticas responsáveis pela diminuição da irradiação disponível aos módulos fotovoltaicos poderá tornar o Solar3DBR ainda mais completo e preciso.

Uma vez que a partir do Solar3DBR é possível determinar o sombreamento e a irradiância em superfícies de reduzidas dimensões, a pesquisa de um modelo do comportamento elétrico e térmico de módulos fotovoltaicos submetidos ao sombreamento parcial, que produzam bons resultados, permitirá que a energia produzida pelos módulos também seja estimada. Isso tornaria o Solar3DBR uma ferramenta com grande potencial para projetos completos de instalações fotovoltaicas.

O aprofundamento na pesquisa de geração de séries sintéticas de dados de irradiação horária pode conduzir a resultados mais próximos aos valores reais obtidos através de estações meteorológicas.

As bases estabelecidas permitem que o Solar3DBR seja expandido para avaliar o posicionamento ótimo de módulos fotovoltaicos sobre o terreno em usinas de geração concentradas. Também existe potencial para aplicações relacionadas a sistemas fotovoltaicos de alta concentração, assim como sistemas que utilizem rastreamento solar. Outras aplicações da energia solar, como sistemas solares térmicos, também poderiam ser beneficiadas pela pesquisa.

O software também permite que seja desenvolvido um sistema para realizar análises econômicas para estimar o custo da geração fotovoltaica. Isso poderia ser utilizado em campanhas de incentivo à geração fotovoltaica através da disponibilização gratuita do Solar3DBR para pessoas interessadas em avaliar o potencial de geração existente em suas casas ou comércios.

O Solar3DBR não apresenta ainda todas as funcionalidades necessárias para sua disponibilização a comunidade, como exposto nos objetivos do trabalho, não foi realizado o desenvolvimento exaustivo das etapas de entrada e saída de dados, que visam permitir ao usuário a integração com arquivos de dados de irradiação gerados a partir de outros softwares e também maior riqueza de exposição dos resultados das simulações. Esses pontos precisam ser aprofundados para que o Solar3DBR possa auxiliar a comunidade interessada, sobretudo em sistemas fotovoltaicos, na pesquisa de melhores áreas e posicionamentos para a instalação dos módulos fotovoltaicos.

REFERÊNCIAS

AGUIAR, R. J.; COLLARES-PEREIRA, M. TAG: a time-dependent, autoregressive, gaussian model for generating synthetic hourly radiation. **Solar Energy**, v. 49, p. 167-174, 1992.

AGUIAR, R. J.; COLLARES-PEREIRA, M.; CONDE, J. P. Simple procedure for generating sequences of daily radiation values using a library of Markov Transition Matrices. **Solar Energy**, v. 40, p. 269-179, 1988.

AKINOGLU, B. G. Recent advances in the relations between bright sunshine hours and solar irradiation. In: BADESCU, V. (Ed.). **Modeling solar radiation at the Earth's surface: recent advances**. Bucharest: Springer, 2008. p. 115-141.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília: ANEEL, 2005. 242 p.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Chamada nº 013/2011 projeto estratégico: "Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira"**. Brasília: ANEEL, 2011. 15 p.

_____. **Projetos cadastrados no P&D estratégico n. 13/2011**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/P&D_Est_013-2011-r2.pdf>. Acesso em: 07 fev. 2012.

ARCVIEW. **Esri - ArcView**. Disponível em: <<http://www.esri.com>>. Acesso em: 13 jul. 2011.

ASHDOWN, I. **Radiosity: a programmer's perspective**. New York: John Wiley & Sons, 1994. 515 p.

AUTODESK. **Softwares de modelagem tridimensional**. Disponível em: <<http://usa.autodesk.com>>. Acesso em: 01 ago. 2011.

AUTODESK ECOTECH 2010. **Autodesk Ecotect Analysis 2010**. Disponível em: <<http://usa.autodesk.com>>. Acesso em: 15 out. 2011.

BISHOP, J. W. Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits. **Solar Cells**, v. 25, p. 73-89, 1988.

BLANCO-MURIEL, M. et al. Computing the solar vector. **Solar Energy**, v. 70, p. 431-441, 2001.

BOURGES, B. Improvement in solar declination computation. **Solar Energy**, v. 35, p. 367-369, 1985.

CANO, D. et al. A method for the determination of the global solar radiation from meteorological satellite data. **Solar Energy**, v. 37, p. 31-39, 1986.

CITYGML. **Modelos tridimensionais de cidades**. Disponível em: <<http://www.citygml.org>>. Acesso em: 01 ago. 2011.

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, p. 155-164, 1979.

COOPER, P. I. The absorption of radiation in solar stills. **Solar Energy**, v. 12, p. 333-346, 1969.

DGS. **Planning and installing photovoltaic systems**: a guide for installers, architects, and engineers. 2.ed. Berlin: Earthscan, 2008.

DRIF, M. et al. A new estimation method of irradiance on a partially shaded PV generator in grid-connected photovoltaic systems. **Renewable Energy**, v. 33, p. 2048-2056, 2008.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes**. 3.ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2006.

ECOTECT. **Significado do parâmetro de sombreamento**. Disponível em: <http://wiki.naturalfrequency.com/wiki/Solar_Exposure_Graph_Tutorial>. Acesso em: 30 jun. 2012.

ENERGIEBÜRO. **Sistema Horizon**. Disponível em: <<http://www.energieburo.ch>>. Acesso em: 21 jul. 2011.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Brasília: EPE, 2012.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. **Solar Energy**, v. 28, p. 293-302, 1982.

FOTOVOLTAICA UFSC. **Produção científica**. Disponível em: <<http://www.fotovoltaica.ufsc.br>>. Acesso em: 12 jun. 2011.

FRAIDENRAICH, N.; LYRA, F. **Energia solar**: fundamentos e tecnologia de conversão heliotermoelétrica e fotovoltaica. Recife: Ed. Universitária da UFPE, 1995.

GADSDEN, S.; RYLATT, M.; LOMAS, K. Putting solar energy on the urban map: a new GIS-based approach for dwellings. **Solar Energy**, v. 74, p. 397-407, 2003.

GOOGLE CODE. **API Ruby do Google SketchUp**. Disponível em: <<http://code.google.com>>. Acesso em: 30 ago. 2011.

GOOGLE SKETCHUP 8. **Google SketchUp modelagem 3D para todos**. Disponível em: <<http://sketchup.google.com/intl/pt-BR/index.html>>. Acesso em: 01 ago. 2011.

GRASS GIS. **Geographic resources analysis support system**. Disponível em: <<http://grass.fbk.eu/>>. Acesso em: 13 jul. 2011.

GUEYMARD, C. A. Mathematically integrable parameterization of clear-sky beam and global irradiances and its use in daily irradiation applications. **Solar Energy**, v. 50, p. 385-397, 1993.

_____. The sun's total and spectral irradiance for solar energy applications and solar radiation models. **Solar Energy**, v. 76, p. 423-453, 2004.

GUEYMARD, C. A.; MYERS, D. R. Solar radiation measurement: progress in radiometry for improved modeling. In: BADESCU, V. (Ed.). **Modeling solar radiation at the Earth's surface**: recent advances. Bucharest: Springer, 2008. p. 1-28.

HOFIERKA, J.; KANUK, J. Assessment of photovoltaic potential in urban areas using open-source solar radiation tools. **Renewable Energy**, v. 34, p. 2206-2214, 2009.

IAG/USP. **Boletim climatológico anual da Estação Meteorológica do IAG-USP/ seção técnica do serviço meteorológico**. São Paulo: IAG-USP, 2009. 48 p.

INMET. **Instituto Nacional de Meteorologia - Observações**. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br>>. Acesso em: 02 jul. 2011.

IQBAL, M. Estimation of the monthly average of the diffuse component of total insolation on a horizontal surface. **Solar Energy**, v. 20, p. 101-105, 1978.

JARDIM, C. D. S. 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, p. 365-370, 2008.

KALOGIROU, S. **Solar energy engineering: processes and systems**. Burlington: Academic Press, 2009. 850 p.

KARSTEN, F.; YOUNG, A. T. Revised optical air mass. **Applied Optics**, v. 28, p. 4735-4738, 1989.

KIPP & ZONEN. **Instrumentos de medição de irradiância**. Disponível em: <<http://www.kippzonen.com>>. Acesso em: 29 jun. 2011.

KLEIN, S. A. Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces. **Solar Energy**, v. 19, p. 325-329, 1977.

KOVACH, A.; SCHIMID, J. Determination of energy output losses due to shading of building-integrated photovoltaic arrays using a raytracing technique. **Solar Energy**, v. 57, p. 117-124, 1996.

KUROKAWA, K.; IKKI, O. The japanese experiences with national pv system programmes. **Solar Energy**, v. 70, p. 457 - 466, 2001.

LEE, G. R.; FREARSON, L.; RODDEN, P. An assessment of photovoltaic modeling software using real word performance data. In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 26., 2011, Hamburg. **Proccedings...** Hamburg: EU PVSEC, 2011. p. 4339 - 4343.

LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. **Solar Energy**, v. 4, p. 1-19, 1960.

LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. The long-term average performance of flat-plane solar-energy collectors. **Solar Energy**, v. 7, p. 53-74, 1963.

LORENZO, E. Energy collected and deliverd by PV modules. In: LUQUE, A.; HEGEDUS, S. (Ed.). **Handbook of photovoltaic science and engineering**. West Succex: John Wiley & Sons, 2003. p. 905-970.

MARTIN, N.; RUIZ, J. M. Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 70, p. 25 - 38, 2001.

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

METEONORM. **Meteonorm**. Disponível em: <<http://meteonorm.com/>>. Acesso em: 28 jun. 2011.

METEOTEST. **Sistema Horicatcher**. Disponível em: <<http://www.meteotest.ch>>. Acesso em: 21 jul. 2011.

MICHALSKY, J. J. The astronomical almanac's algorithm for approximate solar position (1950-2050). **Solar Energy**, v. 40, p. 227-235, 1988.

_____. Errata. **Solar Energy**, v. 41, p. 113, 1988a.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Plano nacional de energia 2030**. Brasília: EPE, 2007. 322 p.

_____. Ministério de Minas e Energia. **Relatório do grupo de trabalho em sistemas fotovoltaicos – GT-GDSF**. Brasília: MME, 2009. 222 p.

_____. **A Mineração Brasileira, Produto 27, Quartzo**. Brasília: J. Mendo Consultoria, 2009a.

_____. Ministério de Minas e Energia. **Plano decenal de expansão de energia 2020**. Brasília: EPE, 2011. 323 p.

NETBEANS. **NetBeans IDE 6.9.1**. Disponível em: <<http://netbeans.org>>. Acesso em: 30 ago. 2011.

NREL. **MIDC SOLPOS calculator**. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/midc/solpos/solpos.html>>. Acesso em: 10 fev. 2012.

PAGE, J. K. The estimation of monthly mean values of daily total short-wave radiation on vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitude 40°N-40°S. In: UN CONFERENCE ON NEW SOURCES OF ENERGY, 1961, Roma. **Proccedings...** Roma: UN, 1961. p. 378-390.

PARENTE, V.; GOLDEMBERG, J.; ZILLES, R. Comments on experience curves for PV modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 10, p. 571–574, 2002.

PEREIRA, E. B. et al. Effects of burning of biomass on satellite estimations of solar irradiation in Brazil. **Solar Energy**, v. 68, p. 91-107, 2000.

PEREZ, R. et al. An anisotropic hourly diffuse radiation model for sloping surfaces: description, performance validation, site dependency evaluation. **Solar Energy**, v. 36, p. 481-497, 1986.

PEREZ, R. et al. A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. **Solar Energy**, v. 39, p. 221-231, 1987.

PEREZ, R. et al. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**, v. 44, p. 271-289, 1990.

PEREZ, R. et al. A new operacional model for satellite-derived irradiances: description and validation. **Solar Energy**, v. 73, p. 307-317, 2002.

PHOWAN, A. et al. Performance analysis of polycrystalline silicon and thin film amorphous silicon solar cells installed in Thailand by using simulation software. In: ECTI-CON, 2011, Khon Kaen. **Proccedings...** Khon Kaen: ECTI-CON, 2011. p. 625 - 628.

PITMAN, C. L.; VANT-HULL, L. L. Errors in locating the sun and their effect on solar intensity predictions. In: MEETING OF THE AMERICAN SECTION OF THE INTERNATIONAL SOLAR ENERGY SOCIETY, 1978, Denver. **Proccedings....** Denver: ISES, 1978. p. 701-706.

POLO, J.; ZARZALEJO, L. F.; RAMÍREZ, L. Solar radiation derived from satellite images. In: BADESCU, V. (Ed.). **Modeling solar radiation at the Earth's surface: recent advances**. Bucharest: Spring, 2008. p. 449-460.

PVGIS. **Solar radiation and photovoltaic electricity potential for Europe (Africa)**. Disponível em: <<http://re.jrc.ec.europa.eu>>. Acesso em: 13 jul. 2011.

PVSYST 5.54. **PVsyst - Home**. Disponível em: <<http://www.pvsyst.com/>>. Acesso em: 01 ago. 2011.

QUASCHINING, V. **Understanding renewable energy systems**. Londres: Earthscan, 2005. 272 p.

QUASCHNING, V.; HANITSCH, R. Irradiance calculation on shaded surfaces. **Solar Energy**, v. 62, p. 369–375, 1998.

QUASCHNING, V.; HANITSCH, R. Shade calculations in photovoltaic systems. In: SOLAR WORLD CONFERENCE, 1995, Harare. **Proccedings...** Harare: ISES, 1995.

RADIANCE. **What is Radiance?** Disponível em: <<http://radsite.lbl.gov/radiance/framew.html>>. Acesso em: 05 abr. 2011.

RAZYKOV, T. M. et al. Solar photovoltaic electricity: current status and future prospects. **Solar Energy**, v. 85, p. 1580 - 1608, 2011.

REDA, I.; ANDREAS, A. Solar position algorithm for solar radiation applications. **Solar Energy**, v. 76, p. 577–589, 2004.

REICH, N. H.; VAN SARK, W. G. H. H. M.; TURKEN, W. C. Using CAD software to simulate PV energy yield – the case of product integrated photovoltaic operated under indoor solar irradiation. **Solar Energy**, v. 84, p. 1526–1537, 2010.

REINDL, D. T.; BECKMAN, W. A.; DUFFIE, J. A. Evaluation of hourly tilted surface radiation models. **Solar Energy**, v. 45, p. 9-17, 1990.

REMUND, J. Chain of algorithms to compute hourly radiation data on inclined planes used in Meteonorm. In: BADESCU, V. (Ed.). **Modeling solar radiation at the Earth's surface: recent advances**. Bucharest: Spring, 2008. p. 393-410.

RUBY. **Programming Ruby**. Disponível em: <<http://www.ruby-doc.org/docs/ProgrammingRuby/>>. Acesso em: 30 ago. 2011.

RÜTHER, R. et al. Programa de telhados solares fotovoltaicos conectados a rede elétrica pública no Brasil. In: ENCONTRO NACIONAL DE TECNOLOGIA DO AMBIENTE CONSTRUÍDO, 2008, Fortaleza. **Atas...** Fortaleza: ENTAC, 2008. p. 100-110.

SCHILLINGS, C.; MANNSTEIN, H.; MEYER, R. Operational method for deriving high resolution direct normal irradiance from satellite data. **Solar Energy**, v. 76, p. 475-484, 2004.

SIRAKI, A. G.; PILLAY, P. Comparison of PV system design software packages for urban applications. In: WORLD ENERGY CONGRESS, 21., 2010, Montréal. **Proccedings...** Montreal: WEC, 2010.

SJERPS-KOOMEN, E. A.; ALSEMA, E. A.; TURKENBURG, W. C. A simple model for pv module reflection losses under field conditions. **Solar Energy**, v. 57, p. 421 - 432, 1996.

SODA. **SoDa Solar Radiation Data**. Disponível em: <<http://www.soda-is.com>>. Acesso em: 28 jun. 2011.

SOLARCAD. **Laboratório de energia solar da UFGS**. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br>>. Acesso em: 10 jun. 2011.

SOLARLUX. **Technical information**. Disponível em: <<http://www.eyesolarlux.com>>. Acesso em: 25 jun. 2011.

SPENCER, J. W. **Fourier series representation of the position of the sun**. Melbourne: CSIRO Division of Building Research. 1971.

SÚRI, M.; HOFIERKA, J. A new GIS-based solar radiation model and its application to photovoltaic assessments. **Transactions in GIS**, v. 8, p. 175-90, 2004.

SUTHERLAND, I.; HODGMAN, G. W. Reentrant polygon clipping. **Communications of the ACM**, v. 17, p. 32-42, 1974.

SWERA. **Home**. Disponível em: <<http://swera.unep.net>>. Acesso em: 30 jun. 2011.

U. S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Dados climatológicos para São Paulo**. Disponível em: <http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data3.cfm/region=3_south_america_wmo_region_3/country=BRA/cname=Brazil>. Acesso em: 09 dez. 2011.

WALRAVEN, R. Calculating the position of the sun. **Solar Energy**, v. 20, p. 393-397, 1978.

WEILER, K.; ATHERTON, P. Hidden surface removal using polygon area sorting. **Computer Graphics**, v. 11, p. 214-222, 1977.

WIKIMEDIA. **Wikimedia Commons**. Disponível em: <<http://commons.wikimedia.org>>. Acesso em: 10 maio 2011.

WIKIPEDIA. **Sol**. Disponível em: <<http://pt.wikipedia.org>>. Acesso em: 10 Maio 2011.

WIKIPEDIA. **Astronomical unit**. Disponível em: <<http://en.wikipedia.org>>. Acesso em: 04 jun. 2011.

APÊNDICE A – GOOGLE SKETCHUP

O Google SketchUp 8 (2011) é um software de modelagem tridimensional desenvolvido pela empresa Google Inc. com a proposta de tornar simples e intuitivo o processo de criação de modelos diversos (de xícaras de café a edificações e cidades inteiras), ele atende a hobistas, artistas, arquitetos, engenheiros, etc. O software é oferecido em duas versões, uma gratuita, e outra ao custo de R\$ 1.490,00 (versão profissional), cuja principal diferença em relação a versão gratuita é a capacidade de importar e exportar arquivos com diferentes extensões.

O software está atualmente em sua versão 8 e pode ser instalado em sistemas operacionais Windows XP, Windows Vista, Windows 7 e Mac OS X. O Quadro 2 apresenta os requisitos recomendados de software e de hardware para instalação do *Google SketchUp* em sistemas operacionais Windows Vista e Windows 7.

Microsoft® Internet Explorer 7.0 ou superior
Microsoft .NET Framework 2.0 ou superior
Processador de 2 GHz ou mais
500 MB de espaço disponível em disco
Placa de vídeo de classe 3D com 512 MB de memória ou mais
Suporte a versão 1.5 ou superior e atualizada do OpenGL
Mouse com três botões e botão de rolagem
Alguns recursos do <i>Google SketchUp</i> exigem uma conexão de Internet ativa

Quadro 2 – Requisitos recomendados de software e hardware para instalação do *Google SketchUp*.

A Figura 68 apresenta a tela principal do *Google SketchUp* com a barra de ferramentas do Solar3DBR. No *Google SketchUp* estão disponíveis barras de ferramentas para funções comuns, como edição, ajuda e gerenciamento de arquivos, e barras de ferramentas com funções específicas para modelagem, visualização, integração com o Google Earth, Armazém 3D e Google Building Maker, texturização, além de uma ferramenta que permite visualizar as sombras projetadas pelos objetos para uma determinada época do dia e do ano.

O sistema referencial de coordenadas cartesianas é representado através de retas perpendiculares entre si. O segmento de reta na cor verde desenhado com uma linha cheia indica o Norte, o segmento na cor verde desenhado com uma linha tracejada indica o Sul, de forma análoga, os segmentos em vermelho, indicam o

Leste e o Oeste, já os segmentos em azul indicam elevações positivas e negativas. Através da Figura 68 também é possível visualizar a projeção das sombras dos obstáculos presentes no entorno da instalação fotovoltaica.

Figura 68 – Tela principal do *Google SketchUp* com a barra de ferramentas do Solar3DBR.

O *Google SketchUp* fornece uma API para que o programa possa ser ampliado e personalizado de modo a atender a necessidades específicas. Com ela é possível construir novas ferramentas de modelagem, criar scripts para automatizar tarefas repetitivas, anexar textos ou dados numéricos ao modelo, além de permitir criptografar o código fonte para comercializar ou distribuir o plug-in de forma gratuita. Detalhes a respeito das classes da API podem ser consultados em (GOOGLE CODE, 2011).

A linguagem utilizada na programação da API é o Ruby, uma linguagem de programação orientada a objetos criada por Yukihiro Matsumoto em 1995. Informações a respeito da sintaxe da linguagem e a descrição de sua biblioteca de classes podem ser encontradas em (RUBY, 2011).

Dentre outros softwares, como o 3DS Max, o *Google SketchUp* foi selecionado como plataforma para o desenvolvimento do Solar3DBR por apresentar características que se enquadram melhor nos objetivos do trabalho. Ou seja, além de grande aceitação

entre arquitetos, engenheiros e projetistas, o software possui recursos que permitem o desenvolvimento de modelos com elevado grau de complexidade de forma simples, porém eficiente, possibilita uma rápida aprendizagem por parte dos usuários, permite customizações através da instalação de plug-ins, importa e exporta arquivos com diferentes extensões, possui material de treinamento e documentação em português, além de ser acessível de forma gratuita, ou a baixo custo.

ANEXO A – CÓDIGO FONTE DO SOLAR3DBR

O código fonte do Solar3DBR, por ser extenso, está disponível no CD-ROM apresentado juntamente com esse trabalho.