

Clarissa Debiazi Zomer

**MÉTODO DE ESTIMATIVA DA INFLUÊNCIA DO  
SOMBREAMENTO PARCIAL NA GERAÇÃO ENERGÉTICA  
DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS  
EM EDIFICAÇÕES**

Tese submetida ao Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Civil –  
PPGEC da Universidade Federal de  
Santa Catarina para a obtenção do Grau  
de Doutor em Engenharia Civil.  
Orientador: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D.

Florianópolis  
2014

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Zomer, Clarissa Debiazi

Método de estimativa da influência do sombreamento parcial na geração energética de sistemas solares fotovoltaicos integrados em edificações / Clarissa Debiazi Zomer ; orientador, Ricardo Rüther - Florianópolis, SC, 2014.

258 p.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil.

Inclui referências

1. Engenharia Civil. 2. Geração fotovoltaica. 3. Sistemas fotovoltaicos integrados a edificações. 4. Sombreamento parcial em sistemas fotovoltaicos. I. Rüther, Ricardo. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. III. Título.

*Ao meu marido, Marcelo,  
meus pais, Antônio e Rose,  
meus irmãos, Ricardo e Helena  
e aos meus familiares e amigos.*



## AGRADECIMENTOS

Finalizar um ciclo é uma boa oportunidade de agradecer a todos que de alguma forma participaram dele, direta ou indiretamente.

Começo agradecendo a Deus, pois sei que ele esteve presente em todos os momentos, felizes e difíceis, sempre me dando o suporte necessário para seguir em frente.

Agradeço ao meu marido Marcelo, amor e parceiro da minha vida, que se dispôs a atravessar o mundo para me acompanhar no doutorado sanduíche, o que, sem dúvida, foi fundamental para o desenvolvimento desta tese. Além disso, sempre foi meu porto seguro e incentivador.

Agradeço aos meus pais, que desde muito cedo me ensinaram a importância da dedicação ao estudo. São exemplos de que com foco e persistência podemos chegar longe. Agradeço aos meus irmãos, que assim como eu vibro pelas conquistas deles, sei que eles se enchem de alegria pelas minhas conquistas.

Agradeço ao meu orientador Ricardo Rüther. Já são onze anos de orientação com este que foi o responsável pela minha iniciação científica durante a graduação, passando pelo mestrado e agora pelo doutorado, sempre me incentivando no caminho da pesquisa. Agradeço pelo seu jeito de orientar e por me proporcionar oportunidades riquíssimas para o meu desenvolvimento pessoal e profissional, como participação em congressos, palestras e, principalmente, ter feito um doutorado sanduíche em Cingapura.

Agradeço ao Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS), instituto que me acolheu muito bem em Cingapura. Tive oportunidade de trabalhar com grandes pesquisadores em Energia Solar e agregar muito conhecimento e experiências na minha vida. Foi, sem dúvida, o ponto alto do meu doutorado. Agradeço ao meu orientador do SERIS Thomas Reindl pela oportunidade de mostrar o meu trabalho e por todo o incentivo que recebi. Agradeço ao André por ter sido o responsável por plantar a ideia de ir para Cingapura e ter me ajudado no que foi preciso para que tudo desse certo.

Agradeço a todos os membros da banca, que dedicaram seu tempo na leitura deste trabalho e contribuíram com valiosas sugestões.

Agradeço à Mari e à Priscila da secretaria do PPGEC pela ajuda sempre eficiente.

Agradeço imensamente ao Grupo Fotovoltaica UFSC, um grupo de pesquisadores competentes e dedicados que prestam uma grande contribuição para a divulgação da energia solar fotovoltaica no Brasil e é, acima de tudo, um grupo de amigos. É um prazer trabalhar com uma

equipe tão unida e querida. Agradeço às bolsistas de iniciação científica da arquitetura, que, com muita prestatividade e eficiência me ajudaram em muitas tarefas, principalmente durante minha estadia em Cingapura. Obrigada Marcela, Larissa e Isadora!

Agradeço em especial aos “Fotovoltaicos” Ísis, Isabel, Jair, Alex, Andriago, Lucas, Elis e Isadora, pela grande amizade. Ísis, Jair e Isabel, mesmo à distância, o carinho e a amizade por vocês continuam fortes, sempre a espera de uma oportunidade para nos reencontrarmos. Agradeço também aos amigos do LabEEE, minha segunda casa, Cláudia, Márcio, Devis, Ana Kelly, Vanessa, Andreia, Renata, Miguel, Rogério, Ana Paula, Elisa, Aline, Bruna, Karran, Veridiana e Michele, pela convivência harmoniosa e tranquila durante tantos anos. Um agradecimento especial aos parceiros de almoço, quase sempre na Creperia, ou dos lanches no meio da tarde, sempre cheios de conversas que iam desde banalidades do dia a dia até soluções de problemas das teses uns dos outros.

Agradeço finalmente ao apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes) e do Projeto de P&D firmado entre a UFSC e a Tractebel Energia que foram fundamentais para a realização deste doutorado.

*“Que ninguém se engane: só se consegue a simplicidade através de muito trabalho.”*

*Clarice Lispector*





## RESUMO

Sistemas fotovoltaicos integrados a edificações inseridas em meio urbano tendem a receber sombreamentos parciais tanto do entorno quanto de elementos da própria edificação, além de apresentar limitações para o posicionamento dos módulos. Estes fatos comprometem a sua geração energética. Esta tese tem como objetivo propor um método simplificado para determinar um índice que quantifique a influência do sombreamento parcial no desempenho operacional de geradores solares fotovoltaicos integrados a edificações. O método consiste em identificar e quantificar o sombreamento em uma superfície, relacionar a fração de área sombreada com o percentual de redução da irradiação incidente no mesmo período e propor um índice de sombreamento (IS) que traduza as perdas na geração energética de sistemas parcialmente sombreados. O método foi desenvolvido para um estudo de caso teórico com sombreamento parcial simulado em duas cidades: Cingapura (1,35°N) e Florianópolis (27,48°S). Quatro estudos de caso reais, localizados em Cingapura e Florianópolis, foram analisados em detalhe em relação ao desempenho de cada um de seus subsistemas. Os parâmetros analisados foram: *yield* (produtividade), *performance ratio* (PR) e percentual de sombreamento (PS). O índice de sombreamento obtido através da etapa de simulação foi então aplicado em estimativas para se quantificar a energia gerada pelos estudos de caso e comparações entre simulação e dados reais foram conduzidas. Os resultados mostraram que o percentual de sombreamento de uma superfície na base anual se aproxima mais do percentual de redução da irradiação incidente no mesmo período do que quando estes valores são comparados em outras bases temporais, como horária, diária e mensal. Portanto, o percentual de sombreamento anual foi adotado como índice de sombreamento. O índice de sombreamento anual mostrou-se uma forma segura de se estimar a geração fotovoltaica de sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados tanto em cálculos manuais quanto em cálculos utilizando softwares computacionais.

Palavras-chave: Geração fotovoltaica, sistemas fotovoltaicos integrados a edificações, sombreamento parcial em sistemas fotovoltaicos.

## ABSTRACT

Building-integrated photovoltaic (BIPV) systems placed at urban areas tend to be partially shaded due to the neighbouring surroundings and elements of the building itself. A further limitation to maximum energy harvest of PV in buildings is the building envelope itself, and PV modules will hardly ever be installed with optimum tilt and orientation angles. The objective of this thesis is to propose a simplified method to determine an index to quantify the influence of partial shadings on the performance of building-integrated photovoltaic systems (BIPV). The method consists in identifying and quantifying the shading on a surface, relating the fraction of shaded area with the percentage of incident irradiation reduction during the same period, and propose a shading index (IS) to translate the losses in energy generation systems which are partially shaded. The method was developed for a theoretical case study with partial shading simulated in two cities: Singapore ( $1.35^\circ$  N) and Florianópolis ( $27.48^\circ$  S). Four real case studies located in Singapore and Florianópolis were analysed in detail regarding the performance of each of their subsystems. The parameters analysed were: energy *yield* (productivity), performance ratio (PR) and percentage of shading (PS). The shading indexes obtained by simulation were then applied on estimates to quantify the energy generated by the case studies, and comparisons between simulation and real data were carried out. The results showed that the percentage of shading on a surface on an annual basis is closer to the percentage of reduction of incident irradiation at same period, than when these values are compared in other time bases, as hourly, daily and monthly. Therefore, the percentage of shading was adopted as the annual shading index. The annual shading index proved to be a safe way of forecasting the photovoltaic generation of partially shaded photovoltaic systems both through manual calculations and through calculations using computer software.

Keywords: Photovoltaic generation, building-integrated photovoltaic systems, partial shading in photovoltaic systems.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Resposta espectral para quatro tecnologias fotovoltaicas: silício cristalino, silício amorfo, disseleneto de cobre, gálio e índio e telureto de cadmio. Adaptado de (PÉREZ-LÓPEZ <i>et al.</i> , 2007).....	13
Figura 2. Eficiências de conversão obtidas em laboratório para diferentes tecnologias fotovoltaicas (NREL, 2014). .....	15
Figura 3. Evolução da capacidade instalada acumulada no mundo entre 1993 e 2013, adaptado de Mints (2008), PHOTON International (2012), SolarBuzz (2012) e EPIA (2014). .....	16
Figura 4. Evolução da capacidade anual instalada no mundo entre 1993 e 2013, adaptado de Mints (2008), PHOTON International (2012), SolarBuzz (2012) e EPIA (2014).....	17
Figura 5. Produção de módulos fotovoltaicos por tecnologia previsto para 2014, adaptado de Solarbuzz (2014a).....	18
Figura 6. Contribuição dos componentes de um sistema fotovoltaico no LCOE do c-Si em 2005 e estimativas para os anos de 2011 e 2020 (CARLSON, 2006). .....	21
Figura 7. Munich Trade Fair Centre: instalação de 1 MW na cobertura (CUNOW e GIESLER, 2001).....	24
Figura 8. Megawatt Solar: 1,1 MW <sub>p</sub> instalado sobre a cobertura do Edifício Sede da Eletrosul e de estacionamentos, instalado na cidade de Florianópolis, SC (UFSC, 2014). .....	25
Figura 9. Proposta de integração de um sistema de 1 MW <sub>p</sub> à cobertura do Edifício Sede da Eletrosul e pátio de estacionamento (ZOMER, 2010). .....	26
Figura 10. Módulo fotovoltaico semitransparente indicado para ser usado em peles de vidro em edificações (Phototronics Solartechnik GmbH).....	28
Figura 11. Utilização de módulos fotovoltaicos como brises (Phototronics Solartechnik GmbH). .....	29
Figura 12. Utilização de módulos fotovoltaicos como elemento estético para difundir a tecnologia fotovoltaica.....	30
Figura 13. Diferentes relações de altura de edificações e largura das vias (MICHAEL <i>et al.</i> , 2010). .....	31
Figura 14. Representação de diferentes possibilidades de adaptação arquitetônica de painéis solares em coberturas planas, adaptado de Michael <i>et al.</i> , 2010.....	32
Figura 15. Primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede e integrado a uma edificação no Brasil: Sistema de 2 kW <sub>p</sub> - Florianópolis-SC. ....	33

Figura 16. Exemplos de integração de módulos fotovoltaicos em equipamentos urbanos (MICHAEL <i>et al.</i> , 2010). .....	34
Figura 17. Sistema de 2 kWp integrado ao Espaço de Estar Tractebel/UFSC no Colégio de Aplicação. ....	35
Figura 18. Planta-piloto de 11,97 kWp, localizada no pátio de estacionamento do edifício-sede da Eletrosul, em Florianópolis – SC.....	35
Figura 19. Tipos de edifícios com integração de módulos fotovoltaicos (adaptado de Thomas e Grainer, 1999). ....	36
Figura 20. Curva típica de eficiência de conversão C c.c./c.a. para diferentes inversores em função da carga. Adaptado de (DGS, 2008). ....	38
Figura 21. Performance ratio (PR) de 527 sistemas fotovoltaicos conectados à rede construídos entre 1991 e 2005. Adaptado de (CLAVADETSHCHER e NORDMANN, 2007). ....	40
Figura 22. Performance ratio (PR) de 94 sistemas fotovoltaicos instalados ao longo dos anos na Alemanha e monitorados pelo Fraunhofer ISE para o ano de 2010. Adaptado de (REICH <i>et al.</i> , 2012). ....	40
Figura 23. Representação esquemática de arranjo fotovoltaico com diferenças na componente de irradiação difusa para módulos diferentes. Adaptado de (GONZALEZ, 1986).....	44
Figura 24. Sequência de etapas para o desenvolvimento da tese. ....	54
Figura 25. Máscara de sombreamento de uma superfície baseada no sombreamento de seu ponto central sobre um diagrama solar de projeção estereográfica. ....	57
Figura 26. Máscara de sombreamento parcial de uma superfície baseada no sombreamento em cada um de seus pontos sobre um diagrama solar de projeção estereográfica. ....	58
Figura 27. Máscara de sombreamento parcial de uma superfície baseada no sombreamento em cada um de seus pontos sobre um diagrama solar de projeção ortogonal. ....	59
Figura 28. Distribuição dos sistemas fotovoltaicos integrados a edificação selecionados como estudos de caso na ilha de Cingapura. ....	65
Figura 29. Localização do Sistema D, selecionado como estudo de caso na ilha de Florianópolis.....	65
Figura 30. Sistema A: Gerador solar fotovoltaico instalado seguindo a cobertura curva da residência em Cingapura. Detalhe	

para a distância de aproximadamente 10 cm entre os módulos e a cobertura da edificação.....	67
Figura 31. Divisão dos subsistemas na cobertura fotovoltaica do Sistema A. ....	67
Figura 32. Sistema B: Gerador solar fotovoltaico integrado à cobertura de um edifício comercial no centro financeiro de Cingapura. A seta indica o edifício que causa sombreamento sobre o gerador.....	69
Figura 33. Divisão dos subsistemas na cobertura fotovoltaica do Sistema B. ....	70
Figura 34. Sistema C: gerador solar fotovoltaico integrado à claraboia de edifício comercial de Cingapura. A seta indica o shaft de elevadores que causa sombreamento no gerador.....	71
Figura 35. Divisão dos subsistemas na cobertura fotovoltaica do Sistema C. ....	72
Figura 36. Sistema fotovoltaico integrado à cobertura curva de um estacionamento em Florianópolis.....	73
Figura 37. Sistema D com seu entorno imediato.....	73
Figura 38. Divisão dos subsistemas na cobertura fotovoltaica do Sistema D. ....	74
Figura 39. Dados de geração fotovoltaica obtidos para cada estudo de caso de Cingapura.....	75
Figura 40. Localização das estações metereológicas instaladas em Cingapura. ....	76
Figura 41 – Sistema fotovoltaico plano inclinado a 27°N, com 10,24 kWp, integrado ao Centro de Cultura e Eventos da UFSC. ....	79
Figura 42 – Orientação do sistema de 10 kWp do Centro de Cultura e Eventos da UFSC. ....	80
Figura 43. Modelo tridimensional para simulação de sombreamento com a superfície de interesse em destaque.....	83
Figura 44. Irradiação solar global horizontal e difusa médias diárias para cada mês do ano em Florianópolis e Cingapura. ....	84
Figura 45. Análise da trajetória de sombreamento em Cingapura das 8 às 17h a cada intervalo de 30 minutos. ....	86
Figura 46. Análise da trajetória de sombreamento em Florianópolis das 8 às 17h a cada intervalo de 30 minutos. ....	87
Figura 47. Máscara de sombreamento parcial da superfície analisada sobre um diagrama solar de projeção estereográfica para Cingapura. ....	88

Figura 48. Máscara de sombreamento parcial da superfície analisada sobre um diagrama solar de projeção estereográfica para Florianópolis. ....	89
Figura 49. Máscara de sombreamento parcial da superfície analisada sobre um diagrama solar de projeção ortogonal para Cingapura. ....	90
Figura 50. Máscara de sombreamento parcial da superfície analisada sobre um diagrama solar de projeção ortogonal para Florianópolis. ....	91
Figura 51. Percentual de sombreamento (tempo) médio anual sobre malha em Cingapura. ....	94
Figura 52. Percentual de sombreamento (tempo) médio anual sobre malha em Florianópolis. ....	95
Figura 53. Percentual médio de sombreamento horário para cada mês do ano em Cingapura. ....	96
Figura 54. Percentual médio de sombreamento horário para cada mês do ano em Florianópolis. ....	97
Figura 55. Percentual médio de área sombreada na base horária para cada mês do ano para Cingapura. ....	97
Figura 56. Percentual médio de área sombreada na base horária para cada mês do ano para Florianópolis. ....	98
Figura 57. Diferença entre os valores de percentual de área sombreada obtidos a partir do coeficiente de sombreamento e a partir da análise de exposição solar na base horária para Cingapura na base horária (acima) e para Florianópolis (abaixo). ....	99
Figura 58. Análise de sombreamento para um dia específico (13 de abril) na cidade de Cingapura de uma cobertura parcialmente sombreada. ....	101
Figura 59. Análise de sombreamento para um dia específico (13 de abril) na cidade de Florianópolis de uma cobertura parcialmente sombreada. ....	101
Figura 60. Análise de sombreamento no <i>software</i> Ecotect. O sombreamento refere-se às 12h do dia 13 de abril na cidade Cingapura (à esquerda) e em Florianópolis (à direita). ....	102
Figura 61. Irradiância solar incidente nos planos com e sem sombreamento para o dia 13 de abril na cidade de Cingapura. ....	104
Figura 62. Irradiância solar incidente nos planos com e sem sombreamento para o dia 13 de abril na cidade de Florianópolis. ....	105
Figura 63. Irradiância incidente nos planos com e sem sombreamento para o dia 13 de abril na cidade de Cingapura e	

percentuais de redução da irradiância incidente e de área de superfície sombreada por hora. ....	105
Figura 64. Irradiância incidente nos planos com e sem sombreamento para o dia 13 de abril na cidade de Florianópolis e percentuais de redução da irradiância incidente e de área de superfície sombreada por hora. ....	106
Figura 65. Irradiância incidente nos planos com e sem sombreamento para um dia típico (média horária para o período de um ano) na cidade de Cingapura e percentuais de redução da irradiância incidente e de área de superfície sombreada por hora.....	107
Figura 66. Irradiância incidente nos planos com e sem sombreamento para um dia típico (média horária para o período de um ano) na cidade de Florianópolis e percentuais de redução da irradiância incidente e de área de superfície sombreada por hora.....	107
Figura 67. Percentual de redução da irradiação incidente e percentual de sombreamento diário no mês de abril em Cingapura....	109
Figura 68. Percentual de redução da irradiação incidente e percentual de sombreamento diário no mês de abril em Florianópolis. ....	109
Figura 69. Percentual de redução da irradiação incidente e percentual de sombreamento diário em Cingapura. ....	110
Figura 70. Percentual de redução da irradiação incidente e percentual de sombreamento diário em Florianópolis.....	111
Figura 71. Percentual de redução de irradiação incidente e percentual de sombreamento mensal em Cingapura. ....	112
Figura 72. Percentual de redução de irradiação incidente e percentual de sombreamento mensal em Florianópolis.....	113
Figura 73. Percentual de redução da irradiação incidente e percentual de sombreamento anual em Cingapura e em Florianópolis. ....	114
Figura 74. Maquete de isopor e sensor de irradiância (Mini-KLA) para validação da simulação computacional. ....	115
Figura 75. Simulação e fotografia das 8h, 9h e 10h do dia 02 de junho de 2014.....	116
Figura 76. Simulação e fotografia das 11h, 12h e 13h do dia 02 de junho de 2014.....	117
Figura 77. Simulação e fotografia das 14h, 15h e 16h do dia 02 de junho de 2014.....	118
Figura 78. Simulação e fotografia das 17 do dia 02 de junho de 2014.....	119

Figura 79. Entorno do local onde a maquete física foi analisada no dia de céu claro em que o experimento foi realizado (02/06/2014). ...	119
Figura 80. Irradiância incidente com e sem o entorno e percentuais de sombreamento e de redução da irradiância incidente sobre a maquete utilizada no experimento para a cidade de Florianópolis no dia 02 de junho de 2014. ....	121
Figura 81. Simulação de redução da irradiação incidente em Cingapura utilizando os softwares Ecotect, PVSYST e o plug-in Solar3DBR. ....	122
Figura 82. Simulação de redução da irradiação incidente em Florianópolis utilizando os softwares Ecotect, PVSYST e o plug-in Solar3DBR. ....	123
Figura 83. Geração energética mensal absoluta dos estudos de caso para os geradores A, B e C instalados em Cingapura. ....	126
Figura 84. <i>Yield</i> mensal de cada estudo de caso para os geradores A, B e C instalados em Cingapura. ....	127
Figura 85. <i>Yield</i> horário em três dias consecutivos no solstício de verão e no solstício de inverno para os geradores A, B e C instalados em Cingapura. ....	128
Figura 86. Geração energética mensal do Sistema D para os anos de 2010 e 2011. ....	129
Figura 87. <i>Yield</i> mensal do Sistema D e do Sistema de Referência para os anos de 2010 e 2011. ....	130
Figura 88. Irradiação solar global e difusa medida nas estações meteorológicas mais próximas aos estudos de caso de Cingapura. ....	131
Figura 89. Irradiação solar global e difusa medida nas estações meteorológicas mais próximas aos estudos de caso para o ano analisado (junho de 2012 a maio de 2013). ....	131
Figura 90. Dados históricos de irradiação global horizontal em Florianópolis de 1999 a 2012. ....	132
Figura 91. Irradiação global horizontal mensal em Florianópolis para os anos de 2010 e 2011. ....	133
Figura 92. Percentual de irradiação incidente em cada subsistema em relação ao máximo de irradiação incidente em Cingapura (1°S). Cada símbolo representa um dos subsistemas de cada estudo de caso. ....	134
Figura 93. Percentual de irradiação incidente em cada subsistema em relação ao máximo de irradiação incidente em Florianópolis (27°N). Cada símbolo representa um dos subsistemas de cada estudo de caso. ....	134



Figura 94. Dia típico para o período analisado em Cingapura (junho de 2012 a maio de 2013) em relação à irradiação global e difusa na estação meteorológica do SERIS. ....	135
Figura 95. Dias típicos para os dois anos analisados em Florianópolis: 2010 e 2011. ....	136
Figura 96. Dia típico em Florianópolis, baseado em dados de 2003 e 2004 (INMET, 2012). ....	137
Figura 97. <i>Yield</i> e PR anuais dos sete subsistemas e do Sistema A (SA) completo. ....	138
Figura 98. <i>Yield</i> e PR dos subsistemas de acordo com sua posição no Sistema A. ....	138
Figura 99. <i>Yield</i> e PR anuais dos doze subsistemas e do Sistema B completo. ....	140
Figura 100. <i>Yield</i> e PR dos subsistemas de acordo com sua posição no Sistema B. ....	140
Figura 101. <i>Yield</i> e PR anuais dos quatro subsistemas e do Sistema C completo. ....	141
Figura 102. <i>Yield</i> e PR dos subsistemas de acordo com sua posição no Sistema C. ....	142
Figura 103. <i>Yield</i> e PR anuais dos três subsistemas e do Sistema D completo. ....	143
Figura 104. <i>Yield</i> e PR dos subsistemas de acordo com sua posição no Sistema D. ....	144
Figura 105. Trajetória solar para o Sistema A. A imagem mostra o sol na posição de 16h do mês de setembro quando o subsistema A7 é sombreado pela própria curvatura. ....	145
Figura 106. Projeções de sombreado para o período das 08h às 18h em setembro. ....	145
Figura 107. Máscaras de sombreado dos subsistemas do Sistema A. ....	146
Figura 108. Percentual de sombreado mensal em cada subsistema (área sombreada média no mês) do Sistema A. ....	147
Figura 109. Percentual de sombreado anual (área sombreada média no ano) em cada subsistema do Sistema A. ....	148
Figura 110. Maquete eletrônica do centro financeiro de Cingapura para análise no <i>software</i> Ecotect, indicando o Sistema B. ....	149
Figura 111. Trajetória solar para o Sistema B no mês de setembro. ...	149
Figura 112. Projeções de sombreado para o período das 08h às 18h em setembro para o Sistema B. ....	150
Figura 113. Máscaras de sombreado dos subsistemas do Sistema B. ....	151

Figura 114. Percentual de sombreamento mensal em cada subsistema (área sombreada média por mês) do Sistema B.....	152
Figura 115. Percentual de sombreamento anual (área sombreada média no ano) em cada subsistema do Sistema B.....	153
Figura 116. Trajetória solar para o Sistema C no mês de setembro....	154
Figura 117. Projeções de sombreamento para o período das 08h às 18h em setembro para o Sistema C.....	155
Figura 118. Máscaras de sombreamento dos subsistemas do Sistema C.....	155
Figura 119. Percentual de sombreamento mensal (área sombreada média no mês) em cada subsistema do Sistema C.....	156
Figura 120. Percentual de sombreamento anual (área sombreada média no ano) em cada subsistema do Sistema C.....	157
Figura 121. Trajetória solar para o Sistema D no mês de setembro....	158
Figura 122. Projeções de sombreamento para o período das 08h às 18h em setembro para o Sistema D.....	159
Figura 123. Máscaras de sombreamento dos subsistemas do Sistema D.....	160
Figura 124. Percentual de sombreamento mensal (área sombreada média no mês) em cada subsistema do Sistema D.....	161
Figura 125. Percentual de sombreamento anual (área sombreada média no ano) em cada subsistema do Sistema D.....	161

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Cotação de módulos fotovoltaicos pela PV Insights. ....	19
Tabela 2. Características dos subsistemas do Sistema A.....	68
Tabela 3. Características dos subsistemas do Sistema B.....	70
Tabela 4. Características dos subsistemas do Sistema C.....	72
Tabela 5. Características dos subsistemas do Sistema D.....	74
Tabela 6. Índices de desempenho do melhor subsistema do sistema de referência. ....	80
Tabela 7. Coeficientes de sombreamento mensais fornecidos pelo Ecotect e percentuais de sombreamento mensais (área média sombreada por mês) calculados para a superfície analisada em Cingapura. ....	92
Tabela 8. Coeficientes de sombreamento mensais fornecidos pelo Ecotect e percentuais de sombreamento mensais (área média sombreada por mês) calculados para a superfície analisada em Florianópolis. ....	93
Tabela 9. Irradiação incidente para um dia específico em Cingapura. ....	103
Tabela 10. Irradiação incidente para um dia específico em Florianópolis. ....	103
Tabela 11. Medições de irradiância pelo sensor Mini-KLA com e sem a maquete de entorno. ....	120
Tabela 12. Índice de Sombreamento anual dos subsistemas.....	163
Tabela 13. Irradiação global horizontal, inclinada no plano dos módulos, índice de sombreamento, <i>yield</i> e PR reais de cada subsistema na base anual.....	165
Tabela 14. Estimativa de <i>yield anual</i> considerando a irradiação inclinada e o índice de sombreamento para diferentes valores de rendimento do gerador. ....	166
Tabela 15. Relação entre <i>yield</i> real (100%) e <i>yields</i> estimados na base anual para os subsistemas dos estudos de caso considerando os índices de sombreamento e diferentes valores de rendimento do gerador.....	167
Tabela 16. Comparação entre <i>yield</i> anual real e <i>yields</i> anuais estimados para cada estudo de caso considerando o índice de sombreamento e diferentes valores de rendimento do gerador. ....	168
Tabela 17. Estimativa de <i>yield</i> através do software PVSYST.....	169



## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1. ASPECTOS INICIAIS .....	1
1.2. JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO .....	5
1.3. OBJETIVOS .....	7
1.3.1. <i>Objetivo Geral</i> .....	7
1.3.2. <i>Objetivos Específicos</i> .....	7
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>9</b>
2.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	9
2.1.1. <i>As três gerações de módulos fotovoltaicos</i> .....	9
2.1.2. <i>Produção e mercado mundial da tecnologia fotovoltaica</i> .....	16
2.1.3. <i>Regulamentação da geração fotovoltaica no Brasil</i> .....	22
2.2. SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A EDIFICAÇÕES .....	23
2.3. FORMAS DE INTEGRAÇÃO DE MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS À ARQUITETURA .....	27
2.3.1. <i>Integração de sistemas solares fotovoltaicos a fachadas de edificações existentes</i> .....	27
2.3.2. <i>Integração de sistemas solares ativos a coberturas planas em edificações existentes</i> .....	31
2.3.3. <i>Integração de sistemas solares ativos em espaços abertos</i> .....	34
2.4. DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A EDIFICAÇÕES .....	37
2.4.1. <i>Yield e Performance Ratio (PR)</i> .....	38
2.5. EFEITOS DO SOMBREAMENTO PARCIAL EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	42
2.6. MÉTODOS PARA ESTIMATIVA DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO DE EDIFICAÇÕES .....	46
2.6.1. <i>Método manual para estimar o potencial de geração solar fotovoltaica</i> .....	46
2.6.2. <i>Métodos computacionais para estimar o potencial de geração solar fotovoltaica</i> .....	48
2.7. DIFICULDADES PARA A ESTIMATIVA DE GERAÇÃO ENERGÉTICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARCIALMENTE SOMBREADOS ATRAVÉS DOS SOFTWARES DISPONÍVEIS .....	51
<b>3. MÉTODO.....</b>	<b>53</b>

3.1. ANÁLISE DE SOMBREAMENTO E IRRADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE EM UMA SUPERFÍCIE .....	54
3.1.1. Identificação do sombreamento .....	54
3.1.2. Quantificação do sombreamento .....	56
3.1.3. Relação entre irradiação solar incidente em um plano sombreado e o mesmo plano sem sombreamento.....	60
3.1.4. Percentual de sombreamento x Percentual de redução de irradiação solar incidente em diferentes bases temporais .....	61
3.1.5. Validação da redução de irradiação incidente.....	61
3.1.6. Proposta de Índice de Sombreamento.....	62
3.2. ANÁLISE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A EDIFICAÇÕES E PARCIALMENTE SOMBREADOS .....	63
3.2.1. Cidades analisadas .....	63
3.2.2. Estudos de caso.....	64
3.2.3. Características dos estudos de caso .....	66
3.2.4. Dados de geração fotovoltaica .....	75
3.2.5. Disponibilidade de irradiação solar.....	76
3.2.6. Desempenho energético dos geradores fotovoltaicos e de sistemas de referência .....	78
3.2.7. Análise de sombreamento .....	81
3.3. VALIDAÇÃO DO ÍNDICE DE SOMBREAMENTO: COMPARAÇÃO ENTRE DADOS DE GERAÇÃO ENERGÉTICA REAIS E DADOS ESTIMADOS.....	81
<b>4. RESULTADOS .....</b>	<b>83</b>
4.1. ANÁLISE DE SOMBREAMENTO E IRRADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE EM UMA SUPERFÍCIE .....	83
4.1.1. Arquivos climáticos.....	84
4.1.2. Identificação do sombreamento .....	85
4.1.3. Quantificação do sombreamento .....	88
4.1.4. Percentual de sombreamento x Irradiação solar incidente.....	100
4.1.5. Validação das simulações do software Ecotect .....	115
4.1.6. Índice de sombreamento .....	123
4.2. ANÁLISE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A EDIFICAÇÕES E PARCIALMENTE SOMBREADOS.....	125
4.2.1. Geração fotovoltaica e produtividade (yield) dos estudos de caso.....	125
4.2.2. Irradiação solar.....	130

4.2.3. <i>Análise de desempenho energético dos subsistemas: performance ratio (PR) e yield</i> .....	137
4.2.4. <i>Análise de sombreamento dos estudos de caso</i> .....	144
4.2.5. <i>Índice de sombreamento dos estudos de caso</i> .....	162
4.3. APLICAÇÃO DO ÍNDICE DE SOMBREAMENTO EM ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO ENERGÉTICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	164
4.3.1. <i>Aplicação do índice de sombreamento na estimativa de geração energética pelo método manual</i> .....	164
4.3.2. <i>Aplicação do índice de sombreamento na estimativa de geração energética em simulações computacionais</i> .....	168
<b>5. CONCLUSÕES .....</b>	<b>170</b>
5.1.1. <i>Limitações do trabalho</i> .....	174
5.1.2. <i>Sugestões de trabalhos futuros</i> .....	175
<b>6. PUBLICAÇÕES .....</b>	<b>177</b>
6.1. PUBLICAÇÕES NO ÂMBITO DO DOUTORADO .....	177
6.2. ARTIGOS EM ANDAMENTO .....	179
6.3. PUBLICAÇÕES ANTERIORES AO DOUTORADO .....	180
<b>7. REFERÊNCIAS .....</b>	<b>183</b>
<b>8. APÊNDICES .....</b>	<b>201</b>
APÊNDICE A: IRRADIAÇÃO SOLAR NA BASE HORÁRIA PARA CINGAPURA .....	201
APÊNDICE B: IRRADIAÇÃO SOLAR NA BASE HORÁRIA PARA FLORIANÓPOLIS .....	207
APÊNDICE C: IRRADIAÇÃO SOLAR NA BASE DIÁRIA PARA CINGAPURA .....	213
APÊNDICE D: IRRADIAÇÃO SOLAR NA BASE DIÁRIA PARA FLORIANÓPOLIS .....	219
APÊNDICE E: RELATÓRIO PVSYSY – CINGAPURA .....	225
APÊNDICE F: RELATÓRIO PVSYSY – FLORIANÓPOLIS.....	229
<b>9. ANEXO .....</b>	<b>233</b>
ANEXO A: CATÁLOGO DO SENSOR DE IRRADIÂNCIA MINI-KLA .....	233





# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. ASPECTOS INICIAIS

A Terra recebe anualmente  $1,5 \times 1.018 \text{ kWh/m}^2$  de energia solar, o que corresponde a cerca de 10.000 vezes o consumo mundial de energia elétrica neste período (RÚTHER, 2004). Este fato vem indicar que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a irradiação solar constitui-se numa fonte energética abundante, havendo um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em energia elétrica. A conversão direta da luz solar em eletricidade, através de módulos solares fotovoltaicos, possui como característica peculiar o fato dos módulos poderem estar integrados à envoltória da edificação, gerando energia no local onde a mesma é consumida. Com a geração distribuída, os custos com infraestrutura de transmissão de energia são evitados, bem como as perdas de energia associadas e o custo final da energia pode ser comparado com tarifas de consumidor final ao invés de ser comparado com custos de energia na planta de geração.

Grande parte da energia consumida no mundo está relacionada a edificações, as quais consomem energia tanto no período de construção quanto ao longo de sua vida útil. No Brasil, o percentual de energia elétrica consumida associada a edificações (comerciais, residenciais e públicas) é de 47,6% (EPE, 2013). No período de construção, além da energia utilizada na própria obra, deve-se levar em consideração a energia embutida em cada material que será utilizado (BRIBIÁN *et al.*, 2011; THORMARK, 2006; THORMARK, 2002). Durante a vida útil da edificação, a fonte de energia utilizada para a realização das funções do edifício tem um peso significativo. O consumo energético das edificações durante sua vida útil está associado principalmente à iluminação, aos equipamentos elétricos e eletrônicos utilizados e ao comportamento dos usuários (LAMBERTS *et al.*, 2014). Em um futuro próximo, a tendência é que os condicionadores de ar sejam os principais responsáveis pelo alto consumo energético das edificações, principalmente no verão e, neste contexto, a geração distribuída e junto ao ponto de consumo de módulos fotovoltaicos integrados a edificações ganha ainda mais um aliado: a coincidência temporal entre horário de máxima demanda com horário de máxima geração energética.

Um forte impulsionador para a utilização crescente da tecnologia fotovoltaica é a sua contínua redução de custos. Esta redução foi impulsionada com o lançamento do primeiro programa de implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede que ocorreu na Alemanha, na década de 90, o *1,000 Roofs Program*, seguido pelo *100,000 Roofs Program* (ERGE *et al.*, 2001). Hoje, com os outros programas que surgiram em várias partes do mundo, a tecnologia fotovoltaica já está consolidada em muitos países. No Brasil, um importante passo nesta direção foi a regulamentação da ANEEL para a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede em abril de 2012, dando ao proprietário do gerador o direito de consumir a energia injetada em até 36 meses (ANEEL, 2012).

Até bem pouco tempo atrás, os módulos fotovoltaicos representavam a maior fatia nos custos de um sistema. Os módulos instalados no *1,000 Roofs Program* representavam 60% do custo do sistema completo (SICK e ERGE, 1996). Atualmente, eles passaram a corresponder a 35-40% do custo total (SOLARBUZZ, 2012). Esta redução de custos impacta diretamente na forma de utilização dos módulos fotovoltaicos, tirando deles o peso de serem utilizados sempre de modo a maximizar a sua geração energética. Pelo contrário, com a redução de custos, até mesmo utilizar módulos em situações não consideradas ideais pode se tornar justificável.

A geração energética é influenciada por diversos fatores, tais como a localização geográfica, o posicionamento dos módulos, a existência ou não de sombreamentos parciais, a temperatura dos módulos, o descasamento de corrente entre módulos de uma mesma série, as resistências dos condutores e até o estado de limpeza dos módulos (RÜTHER, 2004). A fim de otimizar o aproveitamento da energia solar, a geração anual máxima para sistemas fotovoltaicos localizados no hemisfério sul ocorre quando a face ativa dos módulos está orientada para o norte, com inclinação igual ou próxima à latitude local e sem sombreamento ao longo do dia. Esta geração máxima é mais facilmente obtida em plantas fotovoltaicas instaladas em campos, nas quais o entorno não gera sombreamento nos módulos e o espaço físico não é um limitante. No entanto, em meio urbano, as instalações fotovoltaicas precisam lidar com fatores diferentes. Frequentemente os sistemas fotovoltaicos não são instalados da maneira ótima, mas sim acompanhando a arquitetura existente. Esta maneira não ideal significa, principalmente, módulos com diferentes orientações e inclinações em um mesmo sistema bem como a existência de sombreamentos parciais.

Diversos projetos de sistemas fotovoltaicos já demonstraram as consequências na geração energética de sistemas fotovoltaicos instalados em situações diversas à que seria ideal para sua localidade (AGRAWAL e TIWARI, 2010; BURGER e RÜTHER, 2006; CHEL *et al.*, 2009; CORBIN e ZHAI, 2010; MARANDA *et al.*, 1998; ORDENES *et al.*, 2007; RÜTHER e BRAUN, 2009; SANTOS, 2009; SONG *et al.*, 2008; SUN e YANG, 2010; YOON *et al.*, 2011).

Com a crescente aceitação dos arquitetos e projetistas em inserir em suas obras elementos fotovoltaicos, a tendência é que novas formas de integração comecem a surgir. Os módulos podem estar integrados nas coberturas, integrados nas fachadas ou podem substituir elementos de sombreamento (brises). Existem diversos modelos e tecnologias de módulos fotovoltaicos que permitem um amplo número de opções para os projetistas. O sistema fotovoltaico pode ser considerado um elemento de destaque em uma edificação; pode estar integrado de forma sutil, sem que seja percebido; ou ainda pode comprometer negativamente todo o conjunto, quando estiver mal empregado. No entanto, devido ao adensamento urbano cada vez maior, o sombreamento parcial de sistemas fotovoltaicos estará cada vez mais presente. O ideal é que as possíveis perdas na geração energética devido ao sombreamento parcial sejam quantificadas e avaliadas na fase de projeto. Portanto, fazem-se necessários estudos mais aprofundados acerca do desempenho da geração fotovoltaica de sistemas integrados a edificações e as consequentes perdas energéticas devido a sombreamentos parciais e ao posicionamento dos módulos em relação à orientação e à inclinação ideais (NORTON *et al.*, 2010). O domínio das consequências – ora concomitantes, ora conflitantes – devido às decisões de projeto em relação à forma e à função de sistemas fotovoltaicos integrados a edificações, é assunto de interesse econômico, técnico e, sobretudo, fundamental para o desenvolvimento de conhecimento científico neste setor no Brasil.

Existem ainda algumas barreiras para uma maior utilização de módulos fotovoltaicos integrados a edificações. Pode-se citar a disponibilidade de irradiação solar em meio urbano devido ao sombreamento decorrente do entorno imediato e a imprevisibilidade deste sombreamento no contexto da vida útil da instalação; a falta de conhecimento específico sobre energia solar fotovoltaica e a dificuldade dos projetistas em lidar com situações diferentes das consideradas ideais; o cuidado que os projetistas precisam ter ao inserir estes novos elementos em arquiteturas existentes, de modo a não entrar em conflito estético com o que já existia, mas sim, valorizar o conjunto; a barreira

ambiental, devido à energia embutida nos módulos fotovoltaicos (MICHAEL *et al.*, 2010). Porém, quanto a este ponto, já se sabe que em longos períodos de sol, a produção de energia elétrica através do efeito fotovoltaico pode ser considerada economicamente e ecologicamente justificável (WOOLLEY *et al.*, 1997); e, por fim, a barreira dos custos, que estão caindo significativamente com o crescimento da escala de produção industrial desta tecnologia, mas que ainda são elevados quando comparados com outras fontes energéticas dependendo da aplicação e da disponibilidade solar local.

Esta tese busca contribuir para o rompimento destas barreiras, aproximando arquitetos e engenheiros da tecnologia fotovoltaica integrada a edificações inseridas em meio urbano, disponibilizando um método simples para a obtenção do percentual de perdas relativa a sombreamentos parciais que frequentemente ocorrem em sistemas fotovoltaicos integrados a edificações. Ainda que este estudo tenha como foco o efeito do sombreamento no desempenho de geradores solares fotovoltaicos integrados a edificações, o método aqui desenvolvido naturalmente se aplica a qualquer tipo de gerador solar fotovoltaico.

Como parte do desenvolvimento das pesquisas, a pesquisadora realizou um doutorado sanduíche em Cingapura, na National University of Singapore (NUS), dentro do Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS) no período de outubro de 2012 a setembro de 2013.

### ***Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS)***

O SERIS é um instituto nacional para pesquisas aplicadas em energia solar que começou a operar em 1º de abril de 2008. O instituto é financiado pelo Singapore Economic Development Board (EDB) juntamente com a National University of Singapore (NUS) localizado no campus principal da universidade (SERIS, 2010). Concomitantemente ao estabelecimento do SERIS, o governo de Cingapura contratou uma equipe de cientistas, que, por sua reputação e apoio institucional e financeiro do governo daquele país, logo alçaram o SERIS como instituição de renome internacional na área.

O SERIS desenvolve pesquisas para aperfeiçoar a utilização da energia solar pela indústria. Sua missão é conduzir atividades de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) para o suprimento de energia baseado na fonte solar. Foca-se no desenvolvimento de materiais, componentes, processos e sistemas para a geração de energia fotovoltaica e edificações solares energeticamente eficientes.

As principais áreas de P&D do SERIS são:

- Módulos e células de silício (wafer e filmes finos);
- Módulos fotovoltaicos nanoestruturados;
- Edifícios solares energeticamente eficientes;
- Sistemas de energia solar;
- Análise de desempenho de módulos e sistemas solares fotovoltaicos.

O SERIS ocupa uma área de 4.800 m<sup>2</sup>. Em julho de 2013, o instituto possuía 135 membros, entre cientistas, engenheiros, técnicos, profissionais administrativos e estudantes dedicados exclusivamente aos temas acima descritos, com ramificações em 20 países ao redor do mundo, inclusive no Brasil, através da recente parceria entre cientistas daquele instituto e da Universidade Federal de Santa Catarina.

O SERIS é ativo globalmente, mas está focado em tecnologias e serviços para regiões tropicais, como Cingapura e Sudeste Asiático. Portanto, pela similaridade de características climáticas, acredita-se que o estudo em um instituto conceituado como o SERIS veio a acrescentar conhecimentos específicos e importantes para o desenvolvimento da tecnologia solar no Brasil.

O doutorado sanduíche foi realizado na área de pesquisa de sistemas de energia solar, sob co-orientação do Dr. Thomas Reindl, chefe daquele departamento e vice-presidente (*deputy CEO*) do SERIS. O período de 12 meses de estadia no SERIS complementou o doutorado na Universidade Federal de Santa Catarina, sob orientação do Prof. Ricardo Rüther.

## 1.2. JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO

A aplicação da energia solar fotovoltaica no Brasil apenas começou a ser discutida neste início de década, apesar do enorme potencial que esta tecnologia apresenta nas condições climáticas do Brasil e da forte tendência de redução de custos que esta tecnologia vem experimentando nos últimos anos. Uma forma de impulsionar a utilização de energia solar no Brasil é através de estudos que comprovem sua eficácia e demonstrem seus benefícios para situações reais e que sejam aplicáveis a outras situações semelhantes.

A integração de geradores fotovoltaicos a edificações inseridas em meio urbano precisa frequentemente lidar com sombreamentos parciais ou sofrer grandes reduções de área de integração de módulos fotovoltaicos para evitá-los. Neste contexto, poder prever o

sombreamento, quantificá-lo e saber a influência que o mesmo causará na geração de energia elétrica é de extrema importância e necessidade quando se fala em geradores integrados ao meio urbano.

Pode-se listar como vantagens da previsão de sombreamento em sistemas fotovoltaicos:

- Auxílio na definição do projeto fotovoltaico: O projetista, conhecendo o perfil de sombreamento de uma superfície poderá selecionar a melhor área para integrar o sistema fotovoltaico de forma a evitar ou pelo menos reduzir a incidência de sombreamento sobre o gerador.
- Otimização do sistema fotovoltaico: Com base no estudo de previsão de sombreamento, o projetista poderá buscar soluções de configuração elétrica do sistema que minimizem as perdas causadas pelo sombreamento, como na definição das séries (*strings*) e no arranjo dos subsistemas.
- Estimativa correta de geração fotovoltaica: Com a quantificação das perdas energéticas decorrentes de um sombreamento parcial, o projetista poderá estimar de forma mais próxima à realidade qual será o desempenho energético de um sistema fotovoltaico.
- Evitar o superdimensionamento: Saber exatamente quanto um gerador fotovoltaico poderá gerar mesmo sabendo que ele terá sombreamentos parciais pode evitar desperdícios que ocorrem quando se pensa que, por estar sombreado, as perdas serão muito maiores do que realmente serão e dessa forma, o sistema ser superdimensionado.
- Evitar o subdimensionamento: Assim como um estudo aprofundado das perdas por sombreamento pode evitar um superdimensionamento, ele também pode evitar o subdimensionamento. Em muitos casos, as sombras são ignoradas na fase de projeto e as perdas decorrentes tornam-se muito maiores do que poderiam ser se tivessem sido consideradas na fase de projeto.

Com a contínua queda dos preços nos últimos dez anos, os módulos fotovoltaicos poderão, cada vez mais, ser utilizados em maneiras não ideais. Esta redução do custo não teria sido possível sem a produção em larga escala para atender a demandas de países europeus, como a Alemanha, onde há programas de incentivo bem sucedidos (DUSONCHET e TELARETTI, 2010; FRONDEL *et al.*, 2010; NEIJ, 2008). Além disso, a paridade tarifária, ou seja, momento em que a conversão da luz solar em eletricidade torna-se economicamente

competitiva em relação ao custo quando comparada a fontes energéticas convencionais, já é realidade em muitos países (BYRNE *et al.*, 1996; MASINI e FRANKL, 2003; YANG, 2010).

O cenário de energia solar no Brasil, assim como em outros países de baixas latitudes, indica um futuro promissor para os sistemas conectados à rede e integrados às edificações (MARTINS *et al.*, 2008; RÜTHER e ZILLES, 2011) e o primeiro passo nesta direção, a regulamentação 482 da ANEEL, já foi dado. Portanto, a tecnologia solar fotovoltaica tem uma grande chance de contribuir na matriz elétrica brasileira em um futuro próximo, atuando na ampliação da geração de energia distribuída.

### 1.3. OBJETIVOS

#### 1.3.1. Objetivo Geral

Propor um método simplificado para determinar um índice que quantifique a influência do sombreamento parcial no desempenho operacional de geradores solares fotovoltaicos integrados a edificações.

#### 1.3.2. Objetivos Específicos

Os objetivos específicos da tese são:

- Identificar e quantificar em termos de área e tempo um sombreamento parcial sobre uma determinada superfície.
- Quantificar a redução de irradiação solar incidente sobre uma superfície decorrente de um sombreamento parcial.
- Propor um índice referente às perdas de geração fotovoltaica decorrentes de sombreamentos parciais que possa ser utilizado em estimativas de geração energética.
- Validar o índice proposto através de estudos de caso reais.





## **2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### **2.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**

Por meio do efeito fotovoltaico, a energia contida na luz do sol pode ser convertida diretamente em energia elétrica. Este método de conversão energética apresenta como grandes vantagens sua extrema simplicidade, a inexistência de qualquer peça mecânica móvel, sua característica modular (desde mW até MW), os curtos prazos de instalação, o elevado grau de confiabilidade dos sistemas e sua baixa manutenção. Além disso, sistemas solares fotovoltaicos representam uma fonte silenciosa, não poluente e renovável de energia elétrica bastante adequada à integração no meio urbano, reduzindo quase completamente as perdas por transmissão e distribuição da energia devido à proximidade entre geração e consumo (RÜTHER, 2004).

A conversão fotovoltaica acontece através de materiais semicondutores. Hoje em dia, a maioria das células solares fotovoltaicas é feita de silício e, de acordo com os especialistas, levará, no mínimo, mais de uma década até que outra tecnologia venha a dominar o mercado (BRAGA *et al.*, 2008; MURRAY *et al.*, 2006). Cerca de 95% de todas as células solares do mundo são de silício, sendo o segundo elemento químico mais abundante na superfície da Terra (DGS, 2008). O uso predominante desse material para a fabricação de módulos comerciais se deve ao bom domínio de sua tecnologia, ao seu alto rendimento relativo e à sua confiabilidade demonstrada durante várias décadas (CHIVELET, 2010).

Além do silício, também são utilizados o arseneto de gálio, o telureto de cádmio e o disseleneto de cobre, gálio e índio, além de outros semicondutores compostos (DGS, 2008).

#### **2.1.1. As três gerações de módulos fotovoltaicos**

A tecnologia fotovoltaica pode ser dividida em três gerações de módulos: a primeira geração, com os módulos feitos de fatias de silício; a segunda geração, composta por módulos de filmes finos; e a terceira geração, composta por módulos com multi-layers (tandem) que aumentam significativamente a sua eficiência. Além disso, existem também módulos fotovoltaicos compostos por células solares sensibilizadas por corante e outras tecnologias ainda em estágio de

pesquisa e desenvolvimento em escala de laboratório ou fabricação de lotes piloto.

A primeira geração utiliza como base o silício cristalino. Até bem pouco tempo o custo final de um módulo de silício cristalino era bastante elevado; cerca de 40% eram provenientes da fatia de silício utilizada na fabricação da célula (GREEN, 2004). Para reduzir os custos desta tecnologia seria então fundamental diminuir os custos com as fatias de silício. Neste sentido, alguns fabricantes de módulos fotovoltaicos começaram a trabalhar com fatias cada vez mais finas de silício. As fatias convencionais de silício cristalino têm cerca de 200  $\mu\text{m}$  de espessura. Em 2008, a empresa BP Solar (BP\_SOLAR, 2012) reportou que produzia fatias com 180  $\mu\text{m}$  e estava testando módulos com 160  $\mu\text{m}$ . A empresa IMEC (IMEC, 2012) está desenvolvendo módulos fotovoltaicos com fatias de silício cristalino variando de 150 a 40  $\mu\text{m}$ . Uma das novas técnicas para utilizar menos silício está sendo desenvolvida pela empresa Ampulse (AMPULSE, 2012). Ao utilizar um processo químico de deposição de vapor para crescer silício em folhas de metal de baixo custo, a Ampulse afirma ser possível que as células solares sejam apenas de espessura suficiente para converter a maior parte da energia solar em eletricidade, com camada de silício resultante de 5 a 10  $\mu\text{m}$  de espessura. Combinando a eficiência de conversão solar elevada do silício cristalino com a fabricação de baixo custo, de película fina, pode-se diminuir o custo de produção de eletricidade a partir de painéis solares de silício cristalino consideravelmente (SCANLON, 2012). Com essa redução de material necessário e o desenvolvimento de novas técnicas, o custo de produção de um módulo de silício cristalino fabricado em Taiwan foi de US\$ 0,74/Wp, em fevereiro de 2014 (PVXCHANGE, 2014). Segundo Martin Green, até 2012 os módulos fotovoltaicos mais baratos em termos de produção eram os de telureto de cádmio da First Solar, mas em 2013 produtores conseguiram fabricar células de silício cristalino ainda mais baratos (KREUTZMANN, 2013).

A principal vantagem da primeira geração em relação à segunda geração é a alta eficiência alcançada. Desde janeiro de 1993 a revista internacional *Progress in Photovoltaics* vem publicando listas com o estado da arte das células e módulos mais eficientes disponíveis. Em 2014, a célula de silício cristalino mais eficiente reportada apresentou eficiência de 25,0  $\pm$  0,5% e o módulo de silício cristalino mais eficiente, 22,9  $\pm$  0,6% (GREEN *et al.*, 2014). Tanto a célula quanto o módulo foram testados em laboratórios de teste reconhecidos, sob as condições padrões de teste (STC): espectro de 1,5 AM, irradiância de 1.000 W/m<sup>2</sup>

e temperatura de célula de 25°C (IEC 60904-3: 2008, ASTM G-173-03 global).

Em relação à resposta espectral, a tecnologia de silício cristalino é a que responde à maior faixa de comprimentos de onda, entre 400 a 1200 nm; no entanto, seu melhor desempenho ocorre para comprimentos de onda entre 800 e 1200 nm. Isto significa que módulos de silício cristalino desempenham melhor sob condições de céu claro, com pouca nebulosidade, ou seja, são mais sensíveis ao sombreamento.

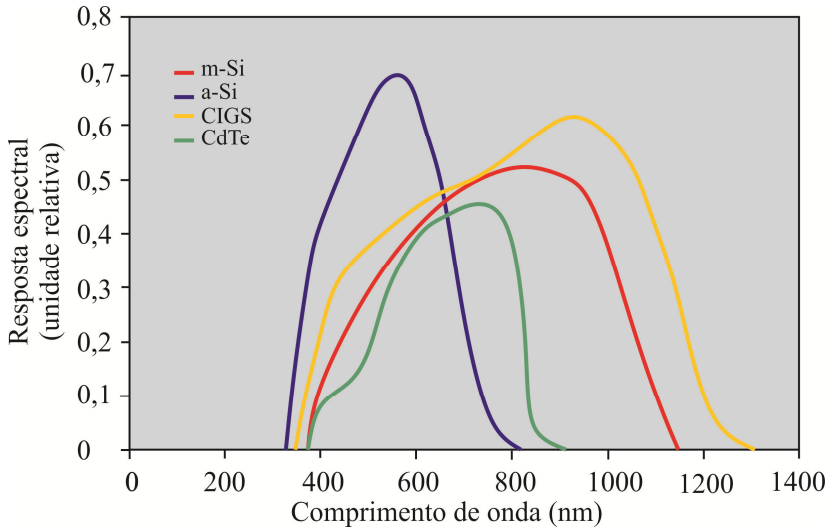
A segunda geração de módulos fotovoltaicos possui apenas uma fina camada do material fotovoltaico depositada sobre um substrato. Isso significa uma redução de até 100 vezes no uso de material ativo. Além disso, a unidade comercial deixa de ser uma célula e passa a ser um módulo, unidade 100 vezes maior (GREEN, 2004). Como a camada do material semiconductor é muito fina, da ordem de 1  $\mu\text{m}$ , praticamente todos os semicondutores não parecem caros em relação à quantidade empregada e, entre eles, têm-se destacado o telureto de cádmio (CdTe), o disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS), o silício amorfo hidrogenado (a-Si) e o silício microamorfo (a-Si/ $\mu\text{c-Si}$ ). Sendo o silício barato o suficiente para ser usado em fatias, em filmes finos sua aplicação torna-se ainda mais vantajosa. De acordo com Green (2014), a célula de silício amorfo com maior eficiência reportada em 2014 foi de 10,1  $\pm$  0,3%. Ao contrário do silício cristalino, o silício amorfo possui resposta espectral para comprimentos de onda até 800 nm. Isto significa que este material apresenta uma resposta espectral mais voltada para a região do azul do espectro eletromagnético, o que aumenta a sua eficiência sob a radiação difusa (RÜTHER *et al.*, 2002).

O baixo custo de produção do CdTe em grande escala fez com que a empresa norte-americana First Solar liderasse o mercado de filmes finos. Em 2011, seus módulos estavam custando \$0.74/W<sub>p</sub> com eficiência de 12,2% e sua produção anual foi de 2.376 MWp (HERRON, 2012). No entanto, em 2013 os módulos de silício cristalino tiveram uma queda de preços, ficando ainda mais baratos que os módulos da First Solar (KREUTZMANN, 2013). A maior dificuldade para a fabricação de módulos fotovoltaicos utilizando o CdTe é a toxicidade do cádmio, o que exige procedimentos rigorosos de controle na fabricação e no descarte dos produtos. No entanto, os riscos ambientais causados por um módulo fotovoltaico baseado em CdTe são mínimos. As emissões atmosféricas de 0,02 g de Cd por GWh de eletricidade produzida durante todas as fases do ciclo de vida de um módulo são extremamente baixas. O uso em grande escala de módulos fotovoltaicos de CdTe não representa riscos à saúde nem ao ambiente e a reciclagem

dos módulos ao final de sua vida útil evita qualquer preocupação ambiental. Durante o período de operação, os módulos de CdTe não produzem nenhum poluente e mesmo em caso de incêndios, devido ao encapsulamento em vidro, os módulos de CdTe não liberam cádmio para a atmosfera (FTHENAKIS, 2004).

Os módulos de CIS e CIGS são os que apresentam as maiores eficiências entre os módulos de filmes finos. Um estudo apresentou células de CIGS com até 19,9% de eficiência (REPINS *et al.*, 2008) e módulos com 15,7% (PV\_INSIGHTS, 2012a). O levantamento publicado na Progress in Photovoltaics em 2014, com as células e módulos mais eficientes do mercado apresentou os mesmos valores para esta tecnologia (GREEN *et al.*, 2014). No ano de 2011, os módulos de CIGS apresentaram o maior aumento de produção em relação ao ano anterior, de 104%, quando comparados com as demais tecnologias (PHOTON, 2012).

A terceira geração de módulos fotovoltaicos surgiu para aumentar a eficiência dos módulos através da junção de duas ou mais camadas de tecnologias fotovoltaicas diferentes, as chamadas tecnologias híbridas. Este aumento na eficiência de conversão energética é possível devido à ampliação do aproveitamento do espectro de luz. Cada tecnologia é capaz de responder a uma determinada faixa do espectro solar, conforme Figura 1. A tecnologia de silício amorfo atua mais fortemente na faixa de luz azul (comprimentos de onda até 800 nm). Já a tecnologia de silício cristalino, atua com menor intensidade nos comprimentos de onda menores e maior intensidade em comprimentos de onda entre 800 a 1200 nm. Portanto, a possibilidade de juntar camadas de diferentes materiais para compor um módulo amplia significativamente a eficiência do mesmo.



**Figura 1. Resposta espectral para quatro tecnologias fotovoltaicas: silício cristalino, silício amorfo, disseleneto de cobre, gálio e índio e telureto de cádmio. Adaptado de (PÉREZ-LÓPEZ *et al.*, 2007)**

Dentro das tecnologias híbridas, encontra-se uma conhecida como tecnologia HIT (*heterojunction with intrinsic thin-layer*), originalmente desenvolvida pela empresa japonesa Sanyo e mais recentemente, com a expiração da patente daquela empresa, está em desenvolvimento por vários outros competidores. Os módulos desta tecnologia são compostos de duas camadas de silício amorfo e de uma camada central de silício monocristalino e possuem eficiência próxima dos 20%. Outro exemplo de tecnologia híbrida que tem conquistado espaço nos últimos anos são as células de silício microcristalino/amorfo ( $\mu\text{-Si/a-Si}$ ) também chamada de silício micromorfo. Os módulos de silício micromorfo apresentam eficiências bem abaixo dos módulos HIT, variando de entre 7 % e 10%.

Na última edição da European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (28th PVSEC) que ocorreu no ano de 2013 em Paris, o pesquisador Martin Green apresentou suas ideias para o desenvolvimento de células mais baratas e com eficiências mais elevadas. Green aposta em células híbridas, baseadas em fatias de silício, associadas com mais duas camadas de diferentes tecnologias. Seu grupo de pesquisa espera produzir células com eficiências superiores a 29% com custos bastante reduzidos (KREUTZMANN, 2013). Um mineral muito antigo, mas novo no cenário fotovoltaico tem

ganhado destaque: a peroviskita. Trata-se de um material mais barato de se obter e de se trabalhar do que o silício e que vem cumprir dois importantes papéis ao mesmo tempo: alta eficiência e baixo custo. Muitas pesquisas focadas nas possibilidades de utilização deste material para o desenvolvimento de módulos fotovoltaicos estão acontecendo e eficiências de até 15% já foram reportadas em células de laboratório e de pequenas áreas (FILIPPETTI e MATTONI, 2014; LIU e KELLY, 2014; MALINKIEWICZ *et al.*, 2013).

Além das três gerações da tecnologia fotovoltaica, existem também células compostas de dióxido de titânio nanocristalino combinado com um corante orgânico, inicialmente desenvolvido na Suíça por Michael Graetzel (GRAETZEL, 2009), chamadas de células solares sensibilizadas por corantes (CSSC), ou *dye-sensitized solar cells* (DSSC). A principal característica é seu baixo custo, além da facilidade de fabricação (GREEN, 2004). A eficiência obtida nesses dispositivos geralmente é baixa, mas às vezes, o custo é tão importante quanto a eficiência (AGNALDO *et al.*, 2006). Em grande escala, isso pode significar uma grande economia quando comparada às células de filmes finos. Recentemente, um estudo apresentou uma célula DSSC com 13% de eficiência (MATHEW *et al.*, 2014).

A eficiência de cada tecnologia depende do elemento ou composto utilizado e está diretamente ligada à área necessária para se atingir uma determinada potência. Desta forma, pode-se escolher, entre as opções existentes, qual delas atende melhor aos objetivos de cada projeto. Por exemplo, se a intenção é utilizar uma pequena área com o intuito de gerar o máximo de energia, deve-se optar pela tecnologia mais eficiente. Já se o limitante não é a área, mas sim custo, pode-se optar por uma tecnologia menos eficiente, que ocupará uma maior área, porém com custos mais atraentes, já que o custo de um sistema fotovoltaico está mais diretamente relacionado à potência instalada do que à eficiência da tecnologia.

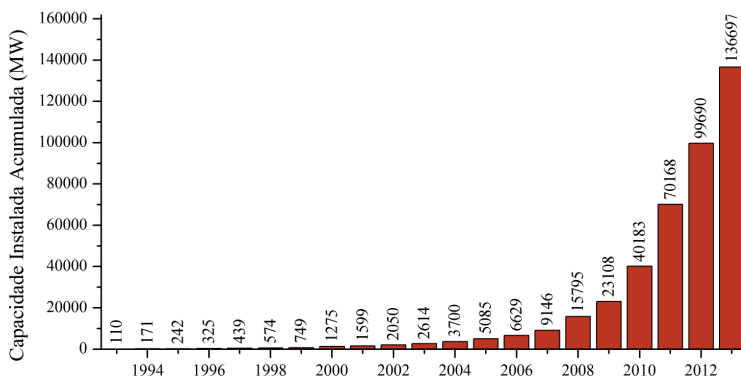
A Figura 2 apresenta as melhores eficiências obtidas em laboratório para diversas tecnologias fotovoltaicas, até o ano de 2013.



Através da Figura 2 é possível perceber a evolução no aumento das eficiências ao longo dos anos. A máxima eficiência encontrada nas células de multijunção foi de 44%, nas células de silício cristalino foi de 27,6%, nas células de filmes finos foi de 20,35% e nas células das novas tecnologias foi de 12% (NREL, 2014). No entanto, é importante salientar que as eficiências demonstradas na Figura 2 são superiores às eficiências encontradas em módulos fotovoltaicos disponíveis comercialmente, pois estes estudos em laboratórios utilizam apenas uma pequena área de material, com cerca de 1 cm<sup>2</sup>, enquanto um módulo fotovoltaico possui várias células muito maiores conectadas em série; e estas séries conectadas em paralelo; com espaçamentos entre as células que aumentam a superfície do módulo; e, assim, reduzem sua eficiência.

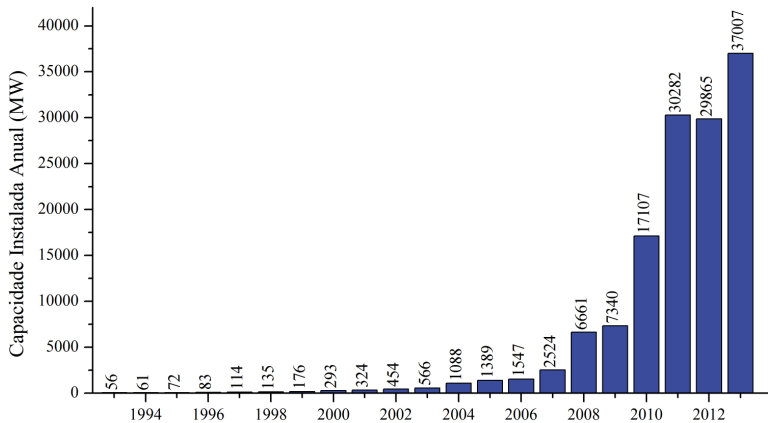
### 2.1.2. Produção e mercado mundial da tecnologia fotovoltaica

Em 2013, a potência instalada em sistemas fotovoltaicos foi de 37 GW, totalizando 136,7 GW de capacidade global instalada. Em relação ao ano anterior, houve um aumento de 35%. A evolução da capacidade instalada acumulada nos últimos 20 anos pode ser observada na Figura 3 e a evolução da capacidade instalada anualmente pode ser observada na Figura 4.



**Figura 3. Evolução da capacidade instalada acumulada no mundo entre 1993 e 2013, adaptado de Mints (2008), PHOTON International (2012), SolarBuzz (2012) e EPIA (2014).**





**Figura 4. Evolução da capacidade anual instalada no mundo entre 1993 e 2013, adaptado de Mints (2008), PHOTON International (2012), SolarBuzz (2012) e EPIA (2014).**

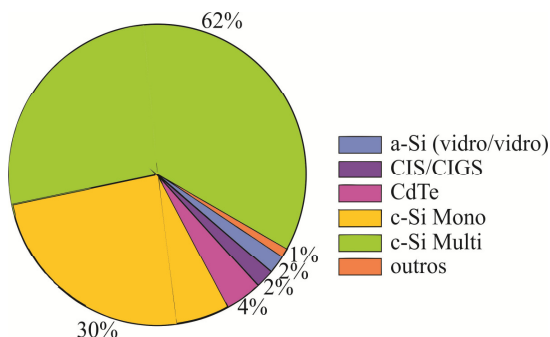
A tendência internacional do mercado fotovoltaico observada em 2012 se manteve, com a Ásia liderando à frente da Europa, com o maior número de instalações. Enquanto a Europa concentrou mais de 70% das novas instalações em 2011 e 59% em 2012, em 2013 este percentual foi de apenas 28%. O mercado asiático se mostrou mais dinâmico, com destaque para China e Japão, com 57% de novas instalações em 2013 e a tendência é que a China continue liderando o mercado fotovoltaico pelos próximos anos. Já na Europa, muitos países tiveram redução nas instalações devido a medidas que afetaram fortemente o interesse dos investidores e a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos. A Itália apresentou uma queda de 70% em relação ao ano anterior e a Alemanha, 57% (EPIA, 2014).

O crescimento da capacidade instalada foi bastante expressivo no decorrer dos últimos anos (POLVERINI *et al.*, 2012), com destaque para o aumento de 13,2 GW somente do ano de 2010 para 2011, conforme apresentado na Figura 4. De acordo com um estudo da Mercom Capital Group, a previsão é que até o fim de 2014 a capacidade instalada anual seja de 43 GW (MERCOCOM, 2014) e de acordo com previsões da NPD Solarbuzz, em 2018 a capacidade instalada anual será de 100 GW, totalizando 500 GW de capacidade acumulada (SOLARBUZZ, 2014b).

O mercado de células fotovoltaicas tem sido impulsionado por diversos fatores, tais como os altos preços para a energia convencional e

a consciência pública frente ao aquecimento global (BRAGA *et al.*, 2008). As instalações de células e módulos fotovoltaicos em todo o mundo tem aumentado a uma taxa média anual superior a 35% desde 1998 (EPIA e GREENPEACE, 2008).

Dentre as tecnologias de módulos fotovoltaicos, a que mais se desenvolveu e foi produzida foi a de silício cristalino. Em 2014, a previsão é que 62% dos módulos produzidos sejam de silício multicristalino. A Figura 5 apresenta a produção de módulos fotovoltaicos por tecnologia previsto para o ano de 2014.



**Figura 5. Produção de módulos fotovoltaicos por tecnologia previsto para 2014, adaptado de Solarbuzz (2014a).<sup>1</sup>**

Fabricantes de módulos fotovoltaicos estão planejando ampliar a produção em 25% no ano de 2014, atingindo cerca de 50 GW. No ano de 2013, a produção foi de 39,7 GW. Os fabricantes continuam priorizando a redução de custos, disponibilizando módulos mais eficientes baseados, principalmente, em fatias de silício de alta qualidade. A produção de módulos de filmes finos deve continuar perdendo mercado, com redução de 9,4% em 2013 e 8,9% previsto para 2014. No entanto, espera-se que em 2015 a participação desta tecnologia volte a crescer. As maiores fornecedoras de módulos de filmes finos atuais, First Solar e Solar Frontier, irão produzir quase 85% de todos os módulos de filmes finos em 2014. No entanto, a tecnologia com maior produção em 2014 deverá ser a de silício multicristalino (tipo-P avançado), que está previsto para crescer de 23,8% em 2013 para 27,2% em 2014 (SOLARBUZZ, 2014a). Entre 2014 e 2018, espera-se que 91% de todas os módulos fotovoltaicos produzidos sejam baseados em silício cristalino (SOLARBUZZ, 2014b).

<sup>1</sup> Por questões de arredondamento, o somatório da Figura 5 não dá 100%.

Em relação à indústria, a empresa chinesa Suntech, que já era líder em 2010, continuou liderando a produção em 2011, com 2,2 GW produzidos, seguido da First Solar (que produz a tecnologia de filmes finos de CdTe), JA Solar, Yingli e Trina (HERING, 2012). Em 2013, as empresas chinesas Yingli Green Energy e Trina Solar emergiram como líderes, exportando mais de 5,8 GW de módulos fotovoltaicos (SOLARBUZZ, 2014c).

O forte crescimento da indústria fotovoltaica nos últimos cinco anos não foi apenas devido ao reconhecimento global de que o uso de fontes energéticas renováveis é imprescindível para a manutenção do planeta. Este crescimento foi devido a décadas de desenvolvimento tecnológico, desenvolvimento de mercado, desenvolvimento de estratégias de negócios, buscas por alternativas com melhores relações de custo X benefícios e aos incentivos que impulsionaram o crescimento em direção a grandes aplicações conectadas (MINTS, 2011).

Com este rápido aumento da capacidade instalada, houve um aumento na escala de produção de módulos, um avanço na manufatura da tecnologia e, conseqüentemente, um aumento na eficiência das células (BRAGA *et al.*, 2008). Estes fatores contribuíram para a redução de custos dos módulos e, diante disso, o mercado fotovoltaico precisou se adequar para se manter competitivo. Muitas empresas aparentemente consolidadas entraram em colapso, por não conseguirem se manter economicamente competitivas diante dos novos preços praticados.

Durante muito tempo, os módulos eram responsáveis por mais de dois terços (72%) dos custos totais do investimento inicial dos sistemas fotovoltaicos (DGS, 2008). Com a produção atual, já houve uma forte redução de custos. Em 2012, o preço dos módulos representavam 35-40% dos custos totais dos sistemas fotovoltaicos (SOLARBUZZ, 2012).

Para efeito de comparação, uma cotação feita em maio de 2012 e outra feita em março de 2014 pela PV Insights (2012b) estão apresentadas na Tabela 1.

**Tabela 1. Cotação de módulos fotovoltaicos pela PV Insights.**

Tecnologia	Preços (USD/Watt)		
	Máximo	Média	Mínimo
Silício cristalino (2012)	\$1,30	\$0,86	\$0,70
Filmes finos (2012)	\$1,10	\$0,74	\$0,65
Silício cristalino (2014)	\$0,94	\$0,67	\$0,55
Filmes finos (2014)	\$0,90	\$0,59	\$0,49

Ambas as tecnologias tiveram redução de custos, com cerca de 23% para módulos de silício cristalino e 21% para módulos de filmes finos (PV\_INSIGHTS, 2014). A redução nos custos das células de silício cristalino exerce uma forte influência nos preços das tecnologias de filmes finos, especialmente nos módulos da tecnologia CIS/CIGS e na tecnologia de silício amorfo (PV\_INSIGHTS, 2012a). Estudos apontam que em 2018 o preço médio de venda de módulos fotovoltaicos atinja o valor de \$0,51 por Watt (W) (SOLARBUZZ, 2014b).

Considerando-se as diferentes fontes de geração energética, a tecnologia fotovoltaica vem ficando à frente das demais fontes nas novas capacidades instaladas. Em 2012, 16,7 GW de energia fotovoltaica foram instaladas somente na Europa, ultrapassando a capacidade instalada no mesmo ano de usinas a gás e usinas eólicas (REN21, 2013).

Em relação aos custos do sistema, a indústria fotovoltaica está adotando o LCOE (*Levelized Cost of Energy*) como unidade de custos. O LCOE pode ser descrito como o preço que a energia precisa ser vendida para igualar os custos envolvidos durante todo o seu ciclo de vida. A unidade utilizada é custo por energia gerada (\$/kWh) e, com ela, pode-se comparar os custos de diferentes fontes de geração energética (DARLING *et al.*, 2011).

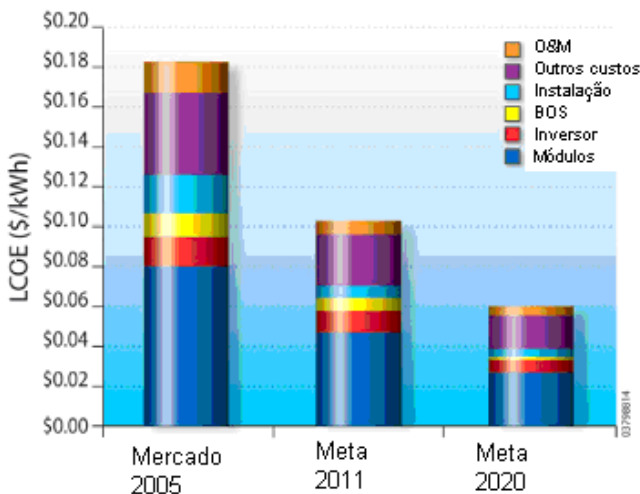
Quanto menor os custos do sistema gerador e maior a energia que ele produz, mais baixo será o LCOE, que é calculado de acordo com a Equação 1.

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Custo total no tempo de vida}}{\text{Produção de energia total no tempo de vida}} \quad (1)$$

O custo total de um sistema gerador inclui quatro partes: custos de projeto iniciais, depreciação, custos de operação anuais e valores residuais (as taxas incluem-se aqui) (HAROON e COKER, 2012). Portanto, na análise de custos de um sistema fotovoltaico, o tempo de vida de um módulo fotovoltaico exerce um papel fundamental que afeta diretamente o período de amortização do investimento para uma nova instalação fotovoltaica. É necessário se ter alta confiabilidade dos equipamentos fotovoltaicos aliada à melhor previsão de tempo de vida pela indústria fotovoltaica e pela comunidade científica (POLVERINI *et al.*, 2012).

De acordo com o LCOE, o preço do sistema fotovoltaico, em 2005, estava em torno de \$0.18 por unidade de energia (kWh) gerada.

Em 2006, Carlson (2006) estimou que até 2020 o preço desta energia cairia para \$0,06/kWh, ou seja, um terço do preço em 2005. A Figura 6 apresenta a contribuição de cada componente de um sistema fotovoltaico no LCOE para a tecnologia de silício monocristalino, tanto para o ano de 2005, quanto o que se esperava para o ano de 2011 e o que se espera para 2020.



**Figura 6. Contribuição dos componentes de um sistema fotovoltaico no LCOE do c-Si em 2005 e estimativas para os anos de 2011 e 2020 (CARLSON, 2006).**

A expectativa de redução de Carlson (2006) foi um pouco maior do que de fato ocorreu, segundo um estudo realizado pelo Fraunhofer Institute que analisou o LCOE de sistemas fotovoltaicos instalados na Alemanha. Em 2013, as plantas fotovoltaicas apresentaram LCOE entre \$0,11/kWh e \$0,20/kWh, dependendo do tipo de instalação (planta fotovoltaica ou instalação de pequeno porte sobre coberturas) e da disponibilidade de irradiação solar (1.000 a 1.200 kWh/m<sup>2</sup> de irradiação global horizontal (GHI) na Alemanha) e atingiram a paridade com outras fontes de geração energética, apresentando ainda custos inferiores ao de eletricidade para o consumidor final na Alemanha, que é de \$0,40/kWh (FRAUNHOFER, 2013).

Em localidades com GHI de 1.800 kWh/m<sup>2</sup>, como no sudeste da Espanha e 2.000 kWh/m<sup>2</sup> como países do Oriente Médio e norte africano, o LCOE variou de \$0,14/kWh para \$0,08/kWh em 2013 e em

regiões com irradiação de 1.450 kWh/m<sup>2</sup>, como na França, o LCOE variou entre \$0.11/kWh até \$0.17/kWh (FRAUNHOFER, 2013).

### **2.1.3. Regulamentação da geração fotovoltaica no Brasil**

Em 17 de abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou uma resolução que regulamenta a microgeração (até 100 kWp) e a minigeração (de 100 kWp a 1 MWp) por consumidores, a Resolução Normativa N° 482 de 17/04/2012, publicada em 19/04/2012 (ANEEL, 2012). Desta forma, qualquer pessoa pode instalar um sistema gerador e usufruir de sua própria energia, interligando o seu sistema na rede da concessionária local.

Com a geração distribuída, os consumidores podem obter créditos de energia para ser utilizados em até 36 meses. Estes créditos são descontados das faturas de energia e o consumidor só pagará pelo consumo que exceder sua geração. Um consumidor que possuir uma outra unidade consumidora em seu nome, ainda poderá transferir seus créditos para esta.

Esta regulamentação na área da geração distribuída, em especial em relação à energia solar fotovoltaica, servirá como um forte incentivo para o aumento da utilização da fonte solar no país, visto que o Brasil possui altos índices de irradiação solar em todo o seu território.

A partir da publicação da resolução no Diário Oficial da União, as distribuidoras de energia tiveram 240 dias para adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para receber a microgeração (ANEEL, 2012).

Para o controle da energia gerada e da energia consumida, os consumidores precisam custear a instalação de um sistema medidor bidirecional.

A instalação de um sistema fotovoltaico e sua conexão à rede, passo a passo, pode ser obtida no site do Instituto IDEAL ([www.institutoideal.org](http://www.institutoideal.org)).

Um levantamento da ANEEL (CASTRO, 2014) apresentado no Seminário Energia + Limpa ocorrido em maio de 2014 na cidade de Florianópolis mostrou que em abril de 2014, o número de conexões à rede era de 120 geradores distribuídos, sendo 105 geradores fotovoltaicos. A maior parte dos geradores (65%) foi instalada pelo setor residencial. A ANEEL realizou uma pesquisa de satisfação com os consumidores a fim de avaliar a motivação de cada um para instalar um gerador distribuído, avaliar o grau de dificuldade enfrentado pelo

consumidor frente às distribuidoras, bem como avaliar o grau de satisfação com a geração distribuída. O questionário foi enviado para 83 consumidores e 42 deram retorno. Destes, 88% possuíam sistemas fotovoltaicos, 10% geradores eólicos e 2% geradores à biomassa.

De acordo com as respostas recebidas, a maior motivação para a instalação de geradores distribuídos foi contribuir para um desenvolvimento sustentável (45%), seguida pela possibilidade de obter um retorno financeiro (29%). Em relação ao grau de dificuldade enfrentado pelos consumidores, 50% consideram que as exigências técnicas das distribuidoras foram facilmente atendidas, enquanto os outros 50% consideram o processo demorado ou difícil. Mesmo assim, 98% dos entrevistados mostraram-se satisfeitos com a sua geração distribuída e, para 62% deles, a geração energética superou ou atendeu as expectativas.

Este levantamento demonstrou a boa aceitação por parte dos consumidores em investir e instalar por conta própria geradores distribuídos. Diante do interesse demonstrado, a ANEEL abriu, durante o período de 14 de maio a 13 de julho de 2014 uma Consulta Pública sobre a necessidade de criação de incentivos para a instalação de centrais geradores com potência instalada superior a 1 MW pertencentes a consumidores e a ampliação do conceito de “net metering” para estas centrais, assim como obter informações adicionais sobre o tema. Esta consulta pública contou com a participação de 28 concessionárias e empresas ligadas ao setor.

## 2.2. SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A EDIFICAÇÕES

Existem basicamente dois tipos de sistemas fotovoltaicos: isolados (ou autônomos) e conectados à rede elétrica. No sistema isolado, a geração energética fotovoltaica é armazenada em um banco de baterias. Já nos sistemas conectados à rede, a característica fundamental é que dispensam os bancos de baterias e os elevados custos de manutenção envolvidos. Na configuração mais comum, estes sistemas são instalados de tal maneira que quando o gerador solar fornece mais energia do que a necessária para o atendimento da instalação consumidora, o excesso é injetado na rede elétrica pública e a instalação consumidora acumula um crédito energético (o sistema é denominado *net metering*). Por outro lado, quando o sistema solar gera menos energia do que a demandada pela instalação consumidora, o déficit é

suprido pela rede elétrica. Este sistema de medição e compensação de energia é utilizado em países como Japão e Estados Unidos e foi recentemente aprovado e regulamentado no Brasil (ANEEL, 2012).

Os geradores convencionais de energia são, na grande maioria das vezes, instalados em áreas distantes dos centros urbanos e a energia gerada é transmitida até os consumidores através de longos cabos nos sistemas de transmissão e distribuição (T&D), resultando em consideráveis perdas de T&D. Utilizar a fonte de geração próxima ao ponto de consumo permite que as perdas por T&D sejam mínimas, portanto, o sistema torna-se mais eficiente.

Uma instalação solar fotovoltaica integrada a uma edificação e conectada à rede elétrica é composta por vários itens, incluindo painéis solares, sistema de fixação ao envoltório da construção, sistema conversor CC-CA (inversor), diodos de *bypass* e diodos de bloqueio, fusíveis e disjuntores, cabos elétricos, terminais, proteções contra sobretensões e descargas atmosféricas e caixas de conexão (RÜTHER, 2004).

Segundo Erge *et al.* (2001), arquitetos e instaladores podem integrar sistemas da ordem de Megawatts no ambiente construído, podendo até mesmo ficar sobrepostos às edificações. Um exemplo é a instalação de um sistema de 1 MW na cobertura de um Parque de Exposições em Munique (Figura 7), com início de instalação em 1997 e uma segunda etapa em 2002. A planta fotovoltaica de Munique está situada num centro urbano e a energia produzida é toda consumida pela Trade Fair Centre; portanto, as perdas de transmissão e distribuição são praticamente nulas (CUNOW e GIESLER, 2001).



**Figura 7. Munich Trade Fair Centre: instalação de 1 MW na cobertura (CUNOW e GIESLER, 2001).**



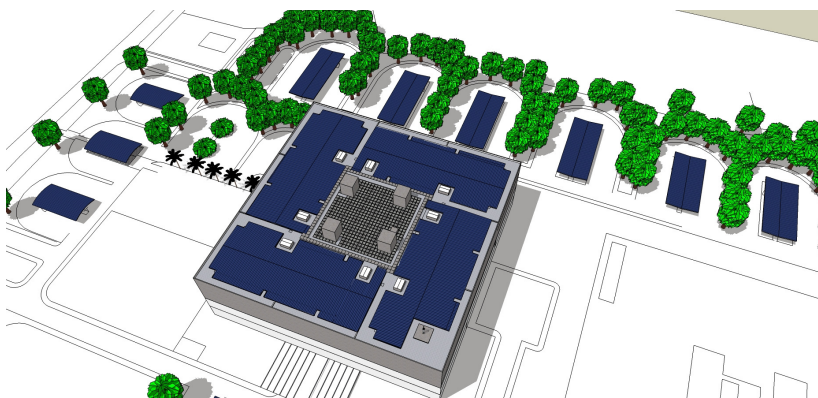
O Brasil inaugurou em junho de 2014 o primeiro sistema deste porte, na cidade de Florianópolis. O projeto Megawatt Solar instalou um gerador solar fotovoltaico de 1,1 MWp na cobertura e nos estacionamentos do edifício sede da empresa Eletrosul. Trata-se do primeiro prédio público brasileiro a utilizar o conceito BIPV (Building-Integrated Photovoltaic) conectado à rede elétrica em larga escala e é o maior gerador fotovoltaico integrado a uma edificação da América Latina. Sua geração será suficiente para abastecer 540 residências. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra parte dos módulos fotovoltaicos dispostos sobre a cobertura e sobre os estacionamentos da empresa.

O projeto MEGAWATT SOLAR foi originalmente concebido e proposto para a Eletrosul pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e o Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL); foi financiado pelo banco de fomento alemão KfW Bankengrupp, pelo fundo do Ministério BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) e pela Eletrobrás; e contou com o apoio da Agência Alemã de Cooperação Internacional GIZ (Detsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH).



**Figura 8. Megawatt Solar: 1,1 MWp instalado sobre a cobertura do Edifício Sede da Eletrosul e de estacionamentos, instalado na cidade de Florianópolis, SC (UFSC, 2014).**

Um estudo preliminar deste sistema gerador foi desenvolvido durante o mestrado de Zomer (2010). O estudo previamente realizado pode ser visualizado na Figura 9.



**Figura 9. Proposta de integração de um sistema de 1 MW<sub>p</sub> à cobertura do Edifício Sede da Eletrosul e pátio de estacionamento (ZOMER, 2010).**

Na integração de sistemas fotovoltaicos à arquitetura entram em jogo vários fatores que interagem mutuamente: a geração fotovoltaica, a função e a arquitetura (URBANETZ *et al.*, 2010; ZOMER *et al.*, 2011), o comportamento térmico, a transmitância luminosa dos módulos e o custo, sendo importante chegar a um equilíbrio destes fatores e ao mesmo tempo cumprir exigências de segurança que afetam a instalação, tanto do ponto de vista elétrico quanto arquitetônico (CHIVELET, 2010).

Diante destes fatos, a tecnologia fotovoltaica integrada à edificação apresenta-se como uma opção inteligente de geração energética próxima ao ponto de consumo, não ocupando área extra e, sob o ponto de vista ambiental, não interferindo negativamente no entorno em que se encontra (BRAUN *et al.*, 2011; ZOMER, 2010). Pelo contrário, a utilização desta tecnologia tanto sobreposta à estrutura existente, como sendo o próprio material de vedação, só tem a acrescentar valor estético à edificação. Arquitetos com responsabilidade com o futuro compreendem que o objetivo do bom projeto não é simplesmente criar um edifício esteticamente agradável – os novos edifícios devem ser ambientalmente responsáveis também (SICK e ERGE, 1996). Além disso, esta tecnologia surge como uma atraente

alternativa na composição da matriz energética de um país como o Brasil.

Na integração dos módulos solares fotovoltaicos a uma edificação existente, deve-se levar em conta o sistema de fixação. A estrutura onde serão montados os painéis fotovoltaicos deve suportar todas as cargas mecânicas e ventos, bem como as expansões/contrações térmicas, com vida útil equivalente à esperada para o arranjo fotovoltaico (~30 anos) (RÜTHER, 2004).

Exemplos espalhados pelo mundo não faltam e cada vez mais a integração de módulos fotovoltaicos estará presente nos projetos, desde sua concepção. Isto porque a busca por edifícios eficientes energeticamente já está fazendo parte das premissas de muitos arquitetos e proprietários. Neste contexto, a utilização de fontes renováveis de energia é uma forma de viabilizar a geração energética aos edifícios, que pode ser realizada através da energia solar (CHWIEDUK, 2003).

A integração de módulos fotovoltaicos em meio urbano apresenta tanto vantagens quantitativas quanto vantagens qualitativas. A principal vantagem quantitativa é o grande número de superfícies disponíveis para a inserção de módulos fotovoltaicos nas cidades (SALAMONI *et al.*, 2009). A principal vantagem qualitativa é a característica educacional que ela proporciona para o público, trazendo para o cotidiano assuntos como utilização de fontes renováveis de energia, medidas de conservação energética e desenvolvimento sustentável (MICHAEL *et al.*, 2010).

### 2.3. FORMAS DE INTEGRAÇÃO DE MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS À ARQUITETURA

Michael *et al.*,(2010) analisaram as diferentes possibilidades de integração arquitetônica de sistemas solares ativos em fachadas e coberturas de edificações existentes tanto em áreas urbanas abertas quanto em centros urbanos, em países como Grécia e Chipre e as dividiram em três tipos: em fachadas, em coberturas e em espaços abertos.

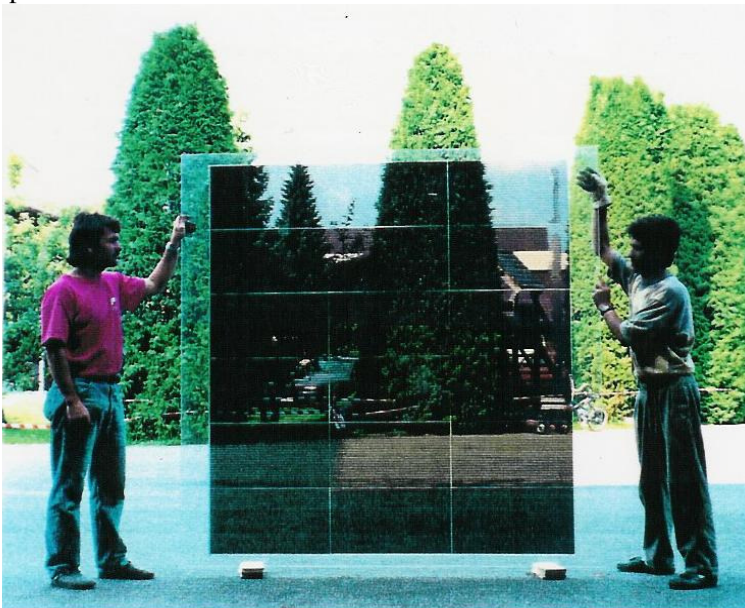
#### 2.3.1. Integração de sistemas solares fotovoltaicos a fachadas de edificações existentes

A integração arquitetônica de sistemas solares em fachadas de edificações existentes envolve principalmente:

- O uso de módulos fotovoltaicos como vedação final, ou em fachadas ventiladas, em substituição a outros elementos construtivos (pedra, cerâmica, alumínio, madeira, vidro, entre outros);
- O uso de vidros com células fotovoltaicas integradas;
- O uso de módulos fotovoltaicos como elementos sombreadores (brises);
- O uso de elementos fotovoltaicos como elementos estéticos que visam agregar valor à arquitetura.

A integração de módulos fotovoltaicos em fachadas apresenta tanto vantagens econômicas quanto ecológicas, visto que envolve a substituição de elementos construtivos que podem ser mais caros ou mais impactantes ao meio ambiente em termos de energia embutida e emissão de gases poluentes ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ), tanto na fase de produção quanto no seu transporte até o local de utilização.

As peles de vidro, tão comuns nos edifícios atuais, podem ser substituídas por peles fotovoltaicas, ou seja, módulos compostos por vidro com células solares integradas. A Figura 10 apresenta um módulo fotovoltaico semitransparente, adequado para substituir vidros comuns em peles de vidro.



**Figura 10. Módulo fotovoltaico semitransparente indicado para ser usado em peles de vidro em edificações (Phototronics Solartechnik GmbH).**

A integração de módulos fotovoltaicos como brises (Figura 11) apresenta vantagens em termos de conservação de energia convencional para resfriamento durante o período de verão, devido ao bloqueio da irradiação incidente através do sombreamento nos vidros, além de cumprir o seu papel na geração de energia elétrica.



**Figura 11. Utilização de módulos fotovoltaicos como brises (Phototronics Solartechnik GmbH).**

Os módulos fotovoltaicos também podem ser aplicados a fachadas visando agregar valor estético à edificação, transmitir a imagem de edificação sustentável e/ou demonstrar a utilização desta tecnologia. O Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da UFSC (Grupo FOTOVOLTAICA/UFSC, [www.fotovoltaica.ufsc.br](http://www.fotovoltaica.ufsc.br)), instalou um sistema fotovoltaico vertical integrado à fachada do Centro de Eventos desta universidade com o intuito principal de dar visibilidade à tecnologia solar. Este sistema abastece um banco de baterias responsável por alimentar a iluminação de emergência da edificação e pode ser visualizado no canto esquerdo da Figura 12.

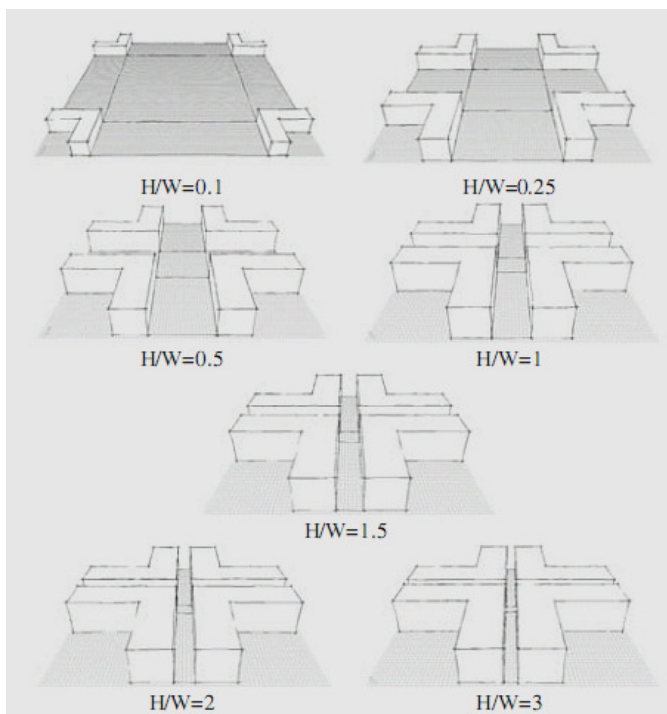


**Figura 12. Utilização de módulos fotovoltaicos como elemento estético para difundir a tecnologia fotovoltaica.**

Assim como existem vantagens para a integração de módulos fotovoltaicos a fachadas, também existem algumas desvantagens. Os edifícios e, especialmente suas fachadas, geralmente possuem pouca irradiação incidente, primeiramente devido à inclinação (geralmente vertical); mas também devido ao sombreamento causado pelo seu entorno, como outras edificações e vegetações; bem como devido à geometria de ruas urbanas (GAVIRIA, 2013; MARDALJEVIC e RYLATT, 2003; MICHAEL *et al.*, 2010; NG, 2005; URBANETZ *et al.*, 2010).

As relações de altura das edificações (H) e largura das vias (L) foram objeto de estudos de Michael *et al.*, (2010). Os autores apontam a dificuldade de integração de sistemas solares ativos em fachadas devido ao fato de que em centros urbanos, as características geométricas (altura do edifício (H) / largura da rua (L)) são tais que não permitem a insolação das fachadas devido ao constante sombreamento do entorno.

Os autores analisaram a variação de fator de visualização do céu e irradiação solar incidente em diferentes configurações de vias e edifícios durante o período de verão, utilizando o *software* Ecotect. O estudo incluiu as orientações básicas (norte, sul, leste e oeste e nordeste, noroeste, sudeste e sudoeste) e sete diferentes relações entre altura de edifícios e largura das vias (H/L), conforme mostra a Figura 13.

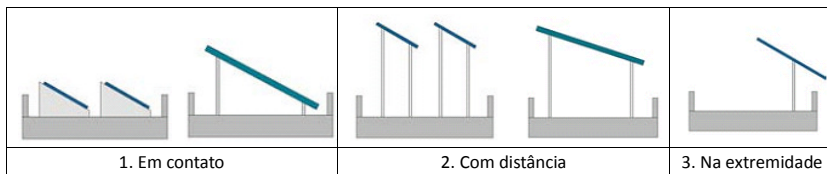


**Figura 13. Diferentes relações de altura de edificações e largura das vias (MICHAEL *et al.*, 2010).**

Michael *et al* (2010) observaram que, durante o período de verão e, especialmente, nas horas próximas ao meio dia solar, quando o ângulo do sol é maior, as fachadas voltadas ao sul tiveram quase nenhuma obstrução para o acesso solar, mesmo na geometria urbana com  $H/W = 3$ . A mesma constatação ocorreu para as fachadas nordeste e sudoeste.

### **2.3.2. Integração de sistemas solares ativos a coberturas planas em edificações existentes**

A segunda forma de integração analisada por Michael *et al.*,(2010) foi em coberturas planas de edificações existentes. Esta integração pode ocorrer com a colocação dos módulos em contato com o telhado plano existente, com uma determinada distância do telhado plano ou na extremidade da cobertura plana. A Figura 14 apresenta diferentes possibilidades de integração fotovoltaica em coberturas planas.



**Figura 14. Representação de diferentes possibilidades de adaptação arquitetônica de painéis solares em coberturas planas, adaptado de Michael *et al.*, 2010.**

A colocação dos módulos fotovoltaicos diretamente sobre a cobertura existente é particularmente desejável em coberturas que não serão utilizadas para outras finalidades e podem ser aplicadas em combinação com outras estratégias bioclimáticas, como telhados verdes, por exemplo. Além disso, este tipo de integração fotovoltaica pode contribuir para que a estética do edifício não sofra muita interferência, ou seja, evita um possível conflito com a arquitetura existente, já que os módulos fotovoltaicos não serão vistos do ponto de vista de quem passar pela rua. Este é um fator importante em determinadas edificações consideradas como referência em arquitetura.

A principal desvantagem deste tipo de integração é que a área ocupada por módulos fotovoltaicos não poderá receber outra finalidade, como área de recreação e espaços de estar.

A colocação dos módulos distantes da cobertura plana permite que os usuários da edificação usufruam do terraço e ainda recebam proteção contra a irradiação solar direta, através do sombreamento pelos painéis fotovoltaicos. Além disso, esta forma de integração fotovoltaica ainda apresenta como vantagem o fato de reduzir a carga térmica recebida pela cobertura, auxiliando na redução do consumo de energia elétrica utilizada para o resfriamento da edificação.

A colocação dos módulos fotovoltaicos na extremidade de uma cobertura plana também permite que a mesma seja utilizada como um terraço ou para outras finalidades e sua principal diferenciação em relação ao exemplo anterior é o fato de possibilitar o sombreamento de fachadas, dependendo de detalhes projetuais. Desta forma, além da geração de energia elétrica, o sistema também contribui para bloquear a incidência solar direta em determinados horários em uma fachada, podendo minimizar gastos energéticos com condicionadores de ar.

A principal desvantagem destas duas formas de integração de módulos fotovoltaicos em edificações é que elas devem ser bem projetadas para que não entrem em conflito com a arquitetura existente,



ou seja, não comprometam o resultado estético final, já que farão parte da composição da fachada da edificação.

O primeiro sistema solar fotovoltaico conectado à rede e integrado a uma edificação no Brasil foi instalado sobre uma cobertura plana. Neste caso, os módulos foram instalados na extremidade da cobertura, funcionando como brises para o andar imediatamente inferior, conforme Figura 15. O sistema, que entrou em operação no ano 1997, na cidade de Florianópolis, possui 2 kWp, dimensionado para atender o suprimento de energia necessário para uma família de quatro pessoas, e está localizado no prédio da Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina (RÜTHER e DACOREGIO, 2000; RUTHER *et al.*, 2010). Este sistema está em operação desde então, sem interrupção.



**Figura 15. Primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede e integrado a uma edificação no Brasil: Sistema de 2 kWp - Florianópolis-SC.**

### 2.3.3. Integração de sistemas solares ativos em espaços abertos

A terceira forma de integração analisada por Michael *et al.*,(2010) foi a integração de sistemas solares ativos em equipamentos urbanos, como estacionamentos cobertos, paradas de ônibus, telefones públicos e semáforos. O projeto pode ser apenas uma sobreposição a algo existente ou pode ser uma integração total, resultando em protótipos com grande potencial de valor arquitetônico e estético. Alguns exemplos estão apresentados na Figura 16.



**Figura 16. Exemplos de integração de módulos fotovoltaicos em equipamentos urbanos (MICHAEL *et al.*, 2010).**

A Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) possui dois sistemas fotovoltaicos idênticos em seu campus, projetados pelo Grupo FOTOVOLTAICA/UFSC, que abrigam bancos e servem como áreas de estar para alunos do Colégio de Aplicação e para pacientes e familiares do Hospital Universitário (RÜTHER *et al.*, 2011). Os sistemas possuem 2 kWp e foram financiados pelo programa de P&D Tractebel-ANEEL, visando difundir a tecnologia fotovoltaica para dois públicos distintos, além de fornecer dados de desempenho para os estudos científicos daquele grupo de pesquisa. A Figura 17 apresenta o sistema fotovoltaico localizado no Colégio de Aplicação.



**Figura 17. Sistema de 2 kWp integrado ao Espaço de Estar Tractebel/UFSC no Colégio de Aplicação.**

Outro sistema fotovoltaico, projetado pelo Grupo FOTOVOLTAICA/UFSC, faz parte do projeto Megawatt Solar da Eletrosul Centrais Elétricas. Trata-se de uma planta-piloto (Figura 18) em operação desde fevereiro de 2009 (URBANETZ *et al.*, 2010; ZOMER, 2010; ZOMER *et al.*, 2011).



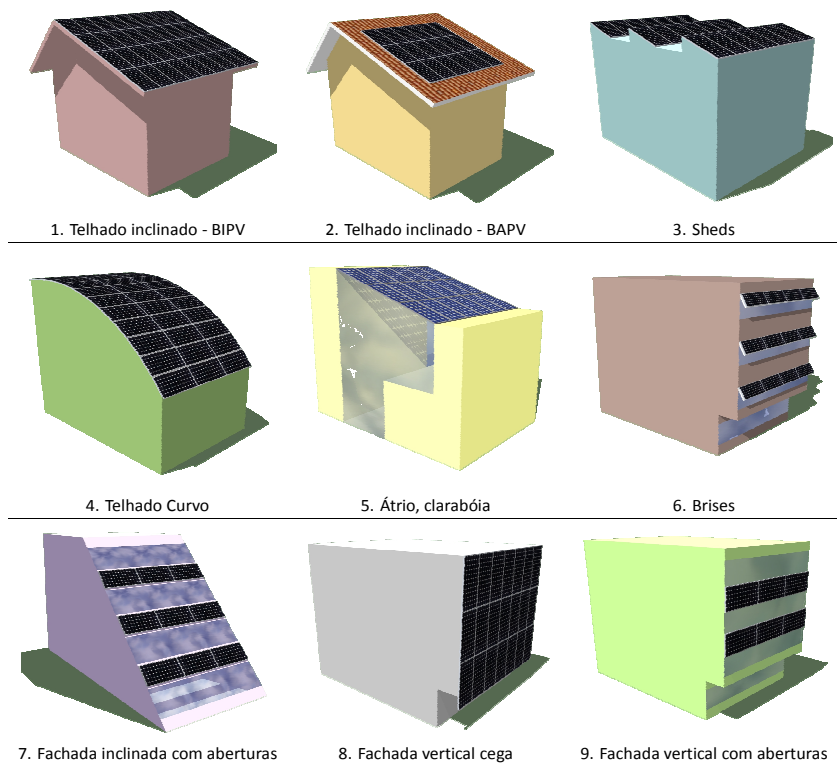
**Figura 18. Planta-piloto de 11,97 kWp, localizada no pátio de estacionamento do edifício-sede da Eletrosul, em Florianópolis – SC.**

Uma das vantagens de utilizar módulos fotovoltaicos em locais públicos é que mais pessoas podem vê-los e, desta forma, eles desempenham um importante papel educacional e informativo para

difusão da tecnologia solar, para a conscientização acerca da conservação de energia e para a utilização de fontes renováveis (RÜTHER *et al.*, 2011; SANTOS *et al.*, 2010).

As principais dificuldades para a integração de módulos fotovoltaicos em espaços abertos são o fato de que em áreas densamente ocupadas, as ruas não recebem irradiação solar constante, pois são bastante sombreadas pelas edificações; e em relação à segurança do sistema, pois os módulos podem ser depredados.

Thomas e Grainer (1999) também analisaram diferentes possibilidades de integração de módulos fotovoltaicos à arquitetura. Em seu estudo, incluíram situações diferentes das descritas por Michael *et al.* (2010), como integração em telhados curvos e em átrios, por exemplo. A Figura 19 ilustra nove diferentes possibilidades apresentadas por estes autores (THOMAS e GRAINER, 1999).



**Figura 19. Tipos de edifícios com integração de módulos fotovoltaicos (adaptado de Thomas e Grainer, 1999).**

## 2.4. DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A EDIFICAÇÕES

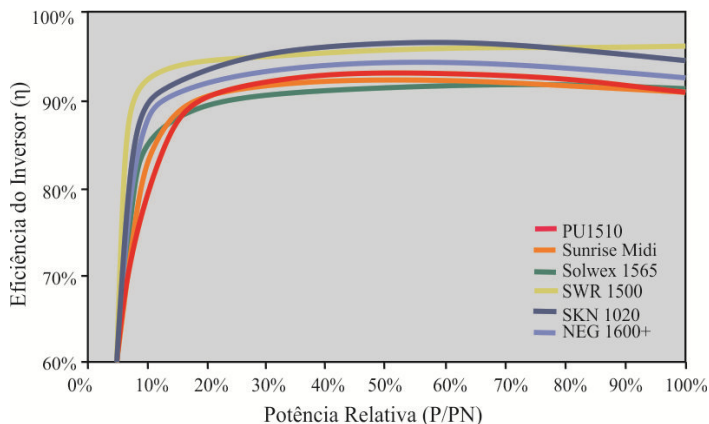
Vários parâmetros podem afetar o rendimento de um gerador fotovoltaico, tanto em relação à tecnologia propriamente dita, quanto em relação a fatores externos. O principal fator externo é o parâmetro irradiação, que depende fundamentalmente da localização geográfica da instalação e do regime climatológico local, bem como de sua inclinação e orientação além de possíveis sombreamentos. A temperatura dos painéis, o sombreamento parcial dos módulos e o seu estado de limpeza também influenciam no desempenho do sistema gerador. Em relação à tecnologia propriamente dita, o descasamento entre módulos de uma mesma série (*string*) (que leva a perdas no rendimento conhecidas como *module mismatch losses*) e as resistências dos condutores também exercem influências na geração de energia (BURGER e RÜTHER, 2006; RÜTHER, 2004).

Um gerador fotovoltaico apresenta desempenho ótimo quando iluminado homoganeamente. Dada a característica construtiva da maioria dos módulos fotovoltaicos, em que as células solares individuais são conectadas em série, uma pequena sombra sobre uma destas células pode reduzir acentuadamente o rendimento de todo o sistema. Isto se deve ao fato de que a célula sobre a qual incidir a menor quantidade de radiação é que irá determinar a corrente e, portanto a potência de operação de todo o conjunto a ela conectado em série (RÜTHER, 2004).

Como regra geral, a inclinação ótima com relação à horizontal para a incidência solar máxima em regime anual é dada pela latitude local. A orientação ideal é a de uma superfície voltada para o equador (norte geográfico para instalações no hemisfério sul). Para sistemas integrados a edificações, nem sempre é possível instalar os módulos da maneira ideal, sendo, portanto, recomendável que os módulos recebam ao menos cerca de 80% da irradiação máxima anual local. Além disso, devido à possível existência de outros elementos construtivos próximos aos módulos, inclusive edificações contíguas, o sombreamento costuma ser a questão mais crítica nos sistemas integrados à edificação (CHIVELET, 2010).

Além da irradiação local e do sombreamento, outro fator que influencia no rendimento de um sistema fotovoltaico é a escolha do inversor. O inversor é um equipamento eletrônico que converte a energia gerada em corrente contínua (c.c.) para corrente alternada (c.a.). A eficiência de conversão de um inversor varia de acordo com a carga do mesmo. Existe uma tendência de se superdimensionar os geradores

fotovoltaicos em relação à capacidade dos inversores; porém esta medida pode afetar o tempo de vida de operação deles. De acordo com Macêdo e Zilles (2007), se o inversor não for excessivamente menor do que a carga do sistema fotovoltaico, a qualidade do inversor será mais importante do que a relação entre capacidade do inversor e potência do sistema. Portanto, recomendam utilizar valores de carregamento entre 60 a 100%, dependendo da localização, do tipo de instalação e do tipo de equipamento. A Figura 20 apresenta as curvas de eficiência de diferentes inversores para diferentes níveis de carregamento.



**Figura 20. Curva típica de eficiência de conversão C c.c./c.a. para diferentes inversores em função da carga. Adaptado de (DGS, 2008).**

Diversos autores apontam que a eficiência máxima para um inversor, ou seja, o quociente entre a potência ativa (em c.a.) oferecida pelo inversor e a potência contínua (em c.c.) que ele recebe, está entre 90 e 96%, (CHIVELET, 2010; DGS, 2008; MARION *et al.*, 2005a). No entanto, atualmente a eficiência máxima entre os inversores comercialmente disponíveis já chega a atingir valores próximos de 99% (SMA, 2011).

#### 2.4.1. Yield e Performance Ratio (PR)

As principais formas de avaliar a qualidade de um sistema fotovoltaico são através de seu *yield*, e através de seu *performance ratio* (PR). Com estes índices é possível comparar sistemas com diferentes configurações, dimensões, tecnologias e localizações (MARION *et al.*, 2005a).

O *yield* é o resultado da divisão da energia elétrica total gerada pelo sistema na saída do inversor em determinado intervalo de tempo, dividido pela potência nominal do sistema fotovoltaico (kWh/kWp) (MARION *et al.*, 2005a) e está diretamente relacionado à disponibilidade de irradiação solar na superfície dos módulos fotovoltaicos.

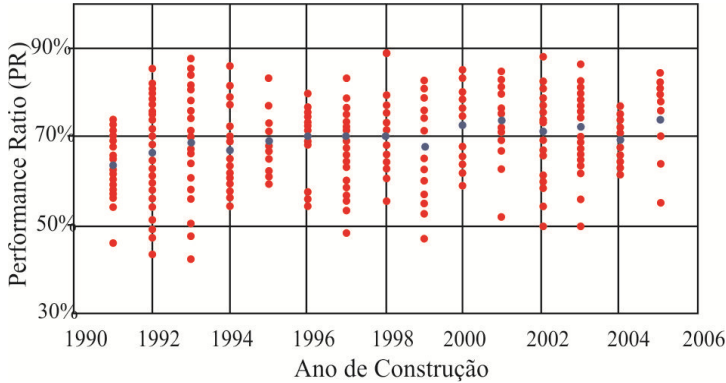
O PR expressa o desempenho real de um sistema fotovoltaico em comparação com o mesmo sistema sem perdas, para uma mesma localização geográfica e indica o quanto o sistema real se aproxima do sistema ideal (BLAESSER, 1997). O PR independe da localização geográfica e é influenciado pela irradiação, eficiência final dos componentes do sistema, taxa de carregamento do inversor e design do sistema (DECKER e JAHN, 1997; MONDOL *et al.*, 2006a; MONDOL *et al.*, 2006b; NORTON *et al.*, 2010). O PR de dois sistemas idênticos, tanto em relação ao tipo de módulos, inversores e componentes BOS, pode diferir em até 30%, principalmente devido a perdas por sombreamento (DECKER e JAHN, 1997). Portanto, pode-se dizer que o PR está mais diretamente relacionado à engenharia dos sistemas fotovoltaicos.

O PR de sistemas fotovoltaicos já foi vastamente estudado em diversos países, inclusive no Brasil (ITO *et al.*, 2008; JAHN e NASSE, 2003; MARION *et al.*, 2005b; NOBRE *et al.*, 2012; OLIVEIRA e ZILLES, 2001; RÜTHER e DACOREGIO, 2000). De acordo com estes autores, o desempenho dos sistemas fotovoltaicos pode variar de 60 a 90%, sendo que PRs abaixo de 70% são considerados baixos e acima de 80% considerados bons.

Quando um sistema BIPV possui um PR inferior a 70%, alguns destes fatores podem estar sendo combinados: sombreamento parcial em longo prazo; inversor operando abaixo ou próximo ao seu limite de energia; desligamento do inversor durante pico de irradiação ou queda de energia; controle do inversor instável e falha nos disjuntores magnéticos; problemas na conexão entre o inversor e a rede; alta temperatura dos módulos fotovoltaicos; sistema fotovoltaico coberto por neve e rastreador de máxima potência (MPPT) ineficiente (NORTON *et al.*, 2010; SIDRACH-DE-CARDONA e MORA LÃ<sup>3</sup>PEZ, 1999; SUGIURA *et al.*, 2003).

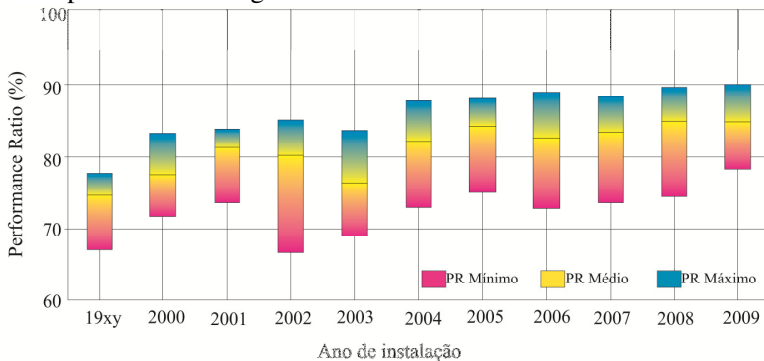
Após a análise de 334 sistemas fotovoltaicos conectados à rede, presentes na base de dados da IEA –PVPS Task 2, observou-se uma nítida tendência ao aumento do PR quanto mais recente a instalação fotovoltaica (JAHN e NASSE, 2003). A Figura 21 apresenta um estudo semelhante, realizado em 2007, contrastando-se 527 sistemas

fotovoltaicos e a tendência é a mesma, ou seja, aponta para um aumento na PR ao longo dos anos, passando de 63% para sistemas instalados em 1991 para 75% em 2005, em média (pontos azuis). Pode-se perceber também que existem sistemas que apresentam valores bastante próximos a 90%.



**Figura 21. Performance ratio (PR) de 527 sistemas fotovoltaicos conectados à rede construídos entre 1991 e 2005. Adaptado de (CLAVADETSHCHER e NORDMANN, 2007).**

Seguindo a mesma linha de pesquisa, Reich et al. (2012) analisaram 94 sistemas fotovoltaicos instalados na Alemanha em diferentes anos, sendo todos monitorados pelo instituto de pesquisa Fraunhofer ISE. A variação de PR obtidos pelos sistemas monitorados está apresentada na Figura 22.



**Figura 22. Performance ratio (PR) de 94 sistemas fotovoltaicos instalados ao longo dos anos na Alemanha e monitorados pelo Fraunhofer ISE para o ano de 2010. Adaptado de (REICH et al., 2012).**



Assim como nos estudos anteriores, fica nítida a evolução da qualidade operacional dos sistemas fotovoltaicos instalados mais recentemente. Esta melhor qualidade reflete-se em valores mais altos de PR. Em 2010, um terço dos sistemas apresentaram PR inferiores a 80% e 50% apresentaram PR superior a 83%. Os autores afirmam que, muito embora não tenha sido registrado nenhum caso de sistema fotovoltaico com PR superior a 90% na Alemanha, 90% não deve ser considerado o limite. Os autores aprofundaram o estudo para os 10 melhores sistemas, dentre os 94 analisados e perceberam que ainda há meios de otimizar mesmos os sistemas fotovoltaicos que já apresentaram altos valores de PR. Portanto, é possível que PR iguais e até superiores a 90% comecem a aparecer mais frequentemente nos novos projetos que estão sendo instalados, desde que estes sejam bem projetados e instalados utilizando equipamentos modernos e eficientes, além de bons projetos de engenharia.

Esta tendência é resultado do aumento da eficiência de conversão dos novos inversores, como já mencionado anteriormente (próximo à 99%) e também do aumento do PR dos módulos fotovoltaicos. Este aumento de PR ao longo dos anos foi assunto da edição de abril de 2014 da revista Photon International. No ano de 2013, a média anual de PR medida em novos módulos fotovoltaicos foi de 91,5%, com os 10 melhores apresentando média de 93,3% e o melhor de todos, o módulo SR-190 de silício monocristalino do fabricante Sopray Energy, com o PR de 94% (KREUTZMANN e KLEIN, 2014).

Quando se compara o desempenho de sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede no Brasil com o desempenho em sistemas em outros países, pode-se constatar que as condições climáticas brasileiras são bastante favoráveis para a operação destes sistemas (OLIVEIRA e ZILLES, 2001), pois estes apresentam altos valores de *yield* e de PR. Vale ressaltar que, especialmente em países próximos ao Equador, o pico de produção de energia durante o verão coincide com o pico de demanda de eletricidade, principalmente devido à utilização de condicionadores de ar. Neste caso, a exploração da energia solar para produção de eletricidade pode suprir a rede elétrica nacional, suportá-la e prevenir quedas de energia comuns em tardes quentes de verão (MICHAEL *et al.*, 2010).

Garantir uma ventilação mínima sob os módulos também é fundamental para que não haja superaquecimento e assim, queda de eficiência de conversão energética. A escolha da tecnologia também deve ser levada em consideração. Dependendo da localização geográfica da instalação, a composição do espectro solar é variável. Diferentes

tecnologias respondem de formas diferentes a diferentes composições de espectro solar (ver Figura 1) (PÉREZ-LÓPEZ *et al.*, 2007). Adotar aquela que melhor atue para uma determinada região pode aumentar consideravelmente o aproveitamento da energia solar para a conversão fotovoltaica. Além da resposta espectral, módulos fotovoltaicos com diodos de *by-pass* também contribuem para elevar o desempenho de um sistema, pois evitam que o mau funcionamento de uma determinada célula (sombreada ou superaquecida) influencie negativamente o desempenho das demais. Por fim, um sistema fotovoltaico opera melhor quando suas células estão limpas e esta limpeza pode ser proporcionada pela água da chuva. Para garantir esta limpeza, diz-se que os módulos devem estar com uma inclinação de no mínimo 5°.

## 2.5. EFEITOS DO SOMBREAMENTO PARCIAL EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

De maneira geral, a previsão de geração fotovoltaica de um sistema pode ser obtida através do produto da irradiância pelo seu rendimento nominal e por uma série de fatores de perdas que modificam esse valor ideal. Um destes fatores é o sombreamento parcial dos módulos. Os sistemas fotovoltaicos mais utilizados atualmente são os conectados à rede (SOLARBUZZ, 2010), sendo geralmente inseridos em meio urbano. Com a crescente integração de módulos fotovoltaicos à arquitetura, tanto em fachadas quanto em coberturas, o sombreamento parcial do sistema devido a edificações vizinhas ou a própria edificação é muitas vezes difícil de evitar. Devido à variabilidade do sombreamento durante o ano, existe uma grande dificuldade para arquitetos e projetistas na previsão de geração energética por meio de sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados (ZOMER *et al.*, 2011).

O sombreamento em módulos fotovoltaicos tem sido estudado por diferentes pesquisadores interessados em identificar a influência do sombreamento parcial na geração energética. O sombreamento parcial tem sido identificado como a principal causa para a redução do *yield* e do PR de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (WOYTE *et al.*, 2003). Como a tendência atual é instalar sistemas fotovoltaicos conectados à rede e estes costumam ser integrados a edificações, Michael *et al.* (2010) analisaram as diferentes possibilidades de instalação de sistemas solares ativos em fachadas e coberturas, apresentando os benefícios e as dificuldades encontradas. Dentre as

dificuldades citadas, está o fato das edificações serem frequentemente sombreadas pelo seu entorno, bem como a dificuldade de instalação de módulos devido à pouca área disponível em edifícios nos quais sua altura é maior do que a sua cobertura.

Sob o ponto de vista elétrico, Arayashiki e Koizumi (2010) analisaram as variações da curva I-V característica dos módulos fotovoltaicos de acordo com diferentes níveis de sombreamento. Woyte *et al.* (2003) desenvolveram um estudo com ênfase na influência do sombreamento parcial em sistemas com diferentes configurações de arranjos. Já Silvestre e Chouder (2008) focaram seus estudos nos efeitos de sombreamento de apenas uma célula de um módulo, analisando os efeitos do sombreamento no desempenho de módulos fotovoltaicos, através de simulações computacionais. Silvestre e Chouder (2008) estudaram ainda a variação dos principais parâmetros característicos dos módulos fotovoltaicos em função do sombreamento, com especial atenção para a relação entre a redução da energia de saída devido ao sombreamento e a variação das perdas de energia associadas com as séries dos módulos fotovoltaicos. Reiter *et al.* (2012) apresentaram uma análise comparativa entre módulos parcialmente sombreados a fim de avaliar a geração energética em sistemas fotovoltaicos com módulos conectados em série e em paralelo, através de simulações e experimentos para validar os resultados. Seus resultados mostraram que, para os casos analisados, a conexão de vários módulos em série pode reduzir significativamente a conversão energética quando parte dos módulos é sombreada. Esta redução pode ser amenizada se menos módulos forem conectados em série e estas séries forem conectadas em paralelo.

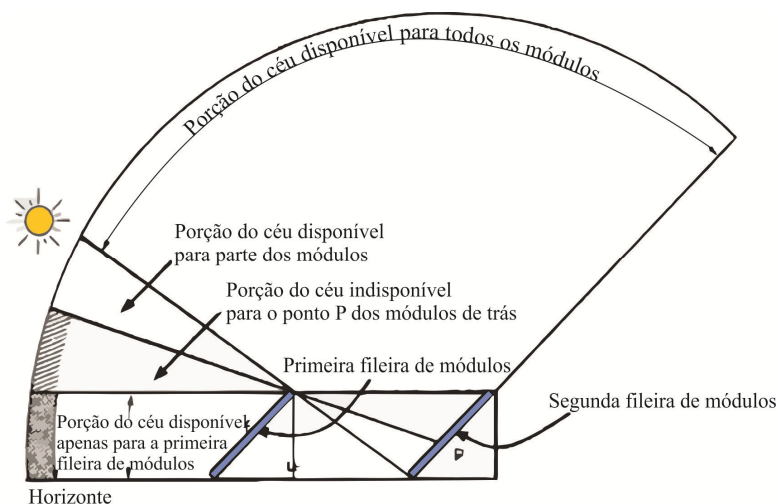
Em relação à previsão de geração energética, Vicenzo e Infield (2010) apresentaram uma técnica de previsão de geração fotovoltaica de sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados que utiliza uma rede neural artificial. Melo (2012) desenvolveu em seu mestrado um plug-in para ser utilizado no software SketchUp que o transforma em uma ferramenta para estimar o fator de sombreamento e irradiação em superfícies selecionadas em um modelo tridimensional de uma edificação, denominado Solar3DBR. Além destes, muitos outros autores dedicaram-se ao estudo do sombreamento de sistemas fotovoltaicos na geração energética, tais como Levinson *et al.* (2009), Roche *et al.* (1995), Radike e Summhammer (1999), Giral *et al.* (2010).

O principal problema decorrente do sombreamento é que quando um módulo fotovoltaico é parcialmente sombreado, algumas de suas células podem trabalhar em função reversa, ou seja, funcionar como

carga ao invés de funcionar como geradoras de energia. Quando a função reversa supera a tensão de ruptura da célula solar sombreada, a célula toda será prejudicada (SILVESTRE e CHOUDER, 2008). Silvestre e Chouder (2008) Os autores admitem que a corrente fotogerada é proporcional ao percentual de sombreamento e que o comportamento da célula solar pode ser obtido através da subtração da curva característica I-V do módulo com uma célula sombreada de uma curva característica de um módulo livre de sombreamento. Eles observaram uma redução de 30% de energia quando uma única célula de um módulo foi sombreada. Esta análise foi realizada para um módulo de 36 células em série.

Diferentes modelos podem ser encontrados na literatura para a simulação de módulos fotovoltaicos com células sombreadas, sendo que a maioria deles utiliza algoritmos numéricos (ALONSO-GARCÍA e RUÍZ, 2006; HERMANN e WIESNER, 2000; KAWAMURA *et al.*, 2003; QUASCHNING e HANITSCH, 1995).

As perdas por sombreamento podem ocorrer tanto devido ao bloqueio da irradiação direta quanto devido a componente de irradiação difusa ser diferente para diferentes módulos, como mostra a Figura 23.



**Figura 23. Representação esquemática de arranjo fotovoltaico com diferenças na componente de irradiação difusa para módulos diferentes. Adaptado de (GONZALEZ, 1986).**

As sombras afetam o desempenho dos módulos fotovoltaicos em diversos aspectos: formação de pontos quentes devido à iluminação não uniforme sobre as células, causando aquecimento do módulo e deterioração do desempenho; redução do desempenho do inversor devido à instabilidade do rastreador de máxima potência (MPPT); e baixa qualidade de onda devido à redução da tensão de máxima potência (MPP).

As perdas por sombreamento podem ser reduzidas utilizando módulos que possuem diodos de bypass integrados às suas células, utilizando mais inversores de menor capacidade, bem como configurando as séries de acordo com os períodos de sombreamento a fim de evitar a conexão na mesma série de módulos sombreados e não sombreados (ZOMER *et al.*, 2013).

A influência do sombreamento parcial de sistemas fotovoltaicos na geração energética também está relacionada ao período do dia em que ele ocorre. Quando o sombreamento ocorre apenas nas primeiras horas da manhã (7h às 9h) ou nas últimas horas da tarde (17h às 19h), as perdas podem não ser significativas. Ilceto e Vigotti (1998) demonstraram que sombreamentos parciais durante o início da manhã e o final da tarde, durante os meses de inverno, causaram uma redução de 5% na geração energética e esta redução representou apenas 0,3% de redução do desempenho anual do sistema fotovoltaico. No entanto, se o sombreamento parcial ocorrer em mais horas do dia, as perdas de geração energética podem representar um percentual maior. Omer *et al.* (2003) analisaram dois sistemas fotovoltaicos integrados a edificações no Reino Unido, ambos parcialmente sombreados por árvores do entorno. O primeiro sistema apresentou uma redução de energia anual estimada de 27% em relação à energia gerada se não houvesse o sombreamento e o segundo, uma redução de 20%.

Diante do exposto, percebe-se que apesar de haver uma vasta literatura acerca do tema sombreamento parcial versus geração fotovoltaica, falta ainda um trabalho que traduza estes estudos em um método facilmente aplicável por projetistas de sistemas fotovoltaicos que necessitam estimar as perdas energéticas decorrentes de sombreamentos de seus geradores. Falta um método mais simplificado e acessível para, de forma geral, rápida e segura, quantificar o impacto de um sombreamento sobre um sistema fotovoltaico.

## 2.6. MÉTODOS PARA ESTIMATIVA DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO DE EDIFICAÇÕES

O potencial fotovoltaico de uma edificação é a capacidade que a mesma possui para gerar energia elétrica a partir da integração de módulos fotovoltaicos integrados a sua envoltória. Existem diversos métodos para se estimar a potência fotovoltaica de edificações. Ordóñez (2010) apresentou uma metodologia baseada na área de cobertura de telhados de acordo com suas características e baseada na irradiação solar incidente para a cidade de Andalusia, na Espanha, considerada a cidade com maior incidência solar da Europa. Seu estudo demonstrou que com a instalação de módulos fotovoltaicos nas coberturas das edificações, o suprimento energético seria de 79% do consumo anual, reduzindo a dependência energética externa para apenas 21%. Outro estudo, desenvolvido por Bergamasco e Asinari (2011), apresentou uma metodologia para a estimativa do potencial solar aplicado a região de Piedmont (noroeste da Itália). Neste estudo, a área disponível de telhados foi quantificada através de dados de um SIG (Sistemas de Informações Geográficas). Foram utilizados mapas de irradiação solar do banco de dados da Joint Research Centre of the European Commission. Em seguida, foram explorados diferentes cenários de utilização fotovoltaica. Os resultados mostraram que, no melhor cenário, utilizando apenas módulos de silício monocristalino, a potência instalada seria de 4,4 GWp. Esta potência instalada seria capaz de gerar em torno de 6,9 TWh/ano, que supriria cerca de 28% do consumo anual da região. Outros estudos também analisaram as coberturas e fachadas das edificações para a instalação de módulos fotovoltaicos (BAYOD-RÚJULA *et al.*, 2011; BRAUN e RUTHER, 2010; BRAUN *et al.*, 2010; BRAUN *et al.*, 2011; GAVIRIA, 2013; JARDIM *et al.*, 2008; JARDIM *et al.*, 2003; LEVINSON *et al.*, 2009; MARDALJEVIC e RYLATT, 2003; ORDENES *et al.*, 2007; RÜTHER e BRAUN, 2009; RUTHER *et al.*, 2008; SALAMONI *et al.*, 2009), o que demonstra o grande potencial de aproveitamento da energia solar que os centros urbanos possuem.

### 2.6.1. Método manual para estimar o potencial de geração solar fotovoltaica

Dentro do método manual, o potencial de instalação de energia solar fotovoltaica em uma edificação pode ser obtido de duas formas. A

primeira delas considera a área total disponível e a multiplica pela eficiência de conversão do módulo adotado, também chamada de densidade de potência, conforme mostra a Equação 2.

$$P_{CC} = A \times E_{FF} \quad (2)$$

Onde:

$P_{CC}$  = potência instalada em corrente contínua (kWp)

$A$  = área disponível para a integração de módulos fotovoltaicos ( $m^2$ ).

$E_{FF}$  = Eficiência ou Densidade de potência (kWp/ $m^2$ ).

Este método possui limitações, visto que assume espaçamento zero entre módulos e considera que todos estejam instalados em um mesmo plano.

A segunda maneira de se obter o potencial que poderá ser instalado é distribuindo, na área disponível, os módulos fotovoltaicos de acordo com suas dimensões, deixando espaços para sua instalação e acessos para manutenção, quando se fizer necessário. A partir do número de módulos, multiplica-se este valor por sua potencia nominal, conforme a Equação 3.

$$P_{CC} = n \times \text{Pot. Nom.} \quad (3)$$

Onde:

$P_{CC}$  = potência instalada em corrente contínua (kWp).

$n$  = quantidade de módulos fotovoltaicos que cabem em determinada área.

Pot. Nom. = Potência Nominal do módulo fotovoltaico em kWp.

Para se chegar à quantidade de módulos, pode-se dividir a área total disponível pela área individual de um módulo ou pode-se desenhá-los em programas de computador como, por exemplo, o Autocad.

A partir da potência instalada em uma edificação, é possível quantificar a geração de energia elétrica através da conversão fotovoltaica. Uma das formas de calcular a previsão de energia gerada por um sistema fotovoltaico é a partir da irradiação solar incidente no plano dos módulos, multiplicada pela potência instalada e por um fator de correção relacionado ao rendimento do sistema, chamado de *performance ratio* (PR), conforme a Equação 4.

$$E = H_{INC} \times P_{CC} \times PR \quad (4)$$

Onde:

$E$  = Geração solar fotovoltaica diária (kWh).

$H_{INC}$  = Irradiação diária recebida no plano do painel fotovoltaico (kWh/m<sup>2</sup>), dividida pela irradiância de referência de 1 kW/m<sup>2</sup>, expressa em número de horas (h) por dia.

$P_{CC}$  = Potência do sistema em corrente contínua (kW), obtido através da Equação 2 ou da Equação 3.

$PR$  = Rendimento do sistema (inversor e conexões). Tem se utilizado tipicamente o valor 0,80 por ser a média dos valores frequentemente encontrados na literatura (0,75 a 0,85) (DECKER e JAHN, 1997; MARION *et al.*, 2005a; MONDOL *et al.*, 2006a; REICH *et al.*, 2012; RUTHER *et al.*, 2010).

Este método manual generaliza as perdas por temperatura, pelos inversores e pelo cabeamento a um valor padrão (0,8) e não considera as perdas por sombreamento, que são variáveis para cada caso. Para que estes fatores sejam levados em consideração e produzam uma estimativa mais próxima da realidade, são necessárias análises mais precisas e particulares para cada caso.

A previsão da produtividade (*yield*) do sistema é dada pela razão entre a geração fotovoltaica estimada e a potência instalada. A previsão da produtividade de um sistema é importante não apenas do ponto de vista técnico, mas também do ponto de vista econômico (POLVERINI *et al.*, 2012).

## 2.6.2. Métodos computacionais para estimar o potencial de geração solar fotovoltaica

Existem ferramentas computacionais que facilitam cálculos como os citados no item 2.7.1 e auxiliam projetistas a tomarem decisões. Uma série de *softwares* disponíveis disponibilizam dados de geração energética por sistemas fotovoltaicos a partir de bancos de dados de irradiação solar e de características dos sistemas, tais como tecnologia fotovoltaica utilizada, desvio azimutal e ângulo de inclinação dos módulos, eficiência do inversor, configuração de séries, existência ou não de sombreamento, entre outros (A.G.SERAKI e PILLAY, 2010; MERMOUD e LEJEUNE, 2010; PVSYST, 2013b).

Os *softwares* podem auxiliar na configuração elétrica do gerador, no posicionamento dos módulos fotovoltaicos e nas estimativas de geração energética. As simulações computacionais são frequentemente



utilizadas para comparar resultados estimados com dados medidos e, assim, monitorar e avaliar o desempenho dos geradores.

Existem muitos *softwares* disponíveis, com diferentes focos dentro da área de instalação de sistemas fotovoltaicos, sendo alguns de livre acesso, outros pagos. Existem *softwares* indicados para simulação de sistemas fotovoltaicos (INSEL, TRNSYS), análise econômica de sistemas fotovoltaicos (HOMER, Solar Advisor Model – SAM, RETScreen, SOLinvest, EnergyPeriscope), análise e planejamento de sistemas fotovoltaicos (PVSYST, pvPlanner, Archelios, String Design Tool, PV\*SOL, BlueSol, PV F-CHART, Solmetric PV Designer, DDS-CAD PV, Polysun, REA System Sizing Tool, Solar Pro, PV Professional, Solarius-PV, Matel Grid), monitoramento de sistemas fotovoltaicos (Meteocontrol, SPYCE, pvspot), análise do local de instalação do sistema fotovoltaico (Autodesk ECOTECT Analysis, METEONORM, Shadow Analyser, Shadows, Amethyst ShadowFX, Sombrero, Panorama máster, Horizon, GOSOL, Skelion), mapas de irradiação solar (Focus Solar, Radiance, SolarGIS, 3TIER, Photovoltaic Geographical Information System) (LENARDIC, 2012).

Todos os *softwares* previamente citados foram desenvolvidos fora do Brasil; no entanto, alguns permitem a inserção de dados pelo usuário, podendo ser utilizados para sistemas fotovoltaicos instalados em qualquer lugar do mundo. O Brasil possui alguns *softwares* nacionais, como o Radiasol, desenvolvido por pesquisadores da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), o PVSIZE, desenvolvido também pela UFRGS, o Solar3DBR que é um plug-in ainda em fase de testes para o SketchUp (TRIMBLE, 2012), desenvolvido por pesquisadores da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP), um *software* em supervisorio aberto para monitoramento remoto de geração fotovoltaica e um para análise elétrica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, ambos desenvolvidos na Universidade Federal do Pará (FIGUEIREDO *et al.*, 2012) e o BIPV Design, que possui o foco na integração do sistema fotovoltaico à arquitetura, desenvolvido na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) (SANTOS, 2013).

Dentre os *softwares* citados, esta tese utiliza os seguintes: Radiasol, Meteonorm, Ecotect, PVSYST, Solar3DBR.

O Radiasol é uma ferramenta que permite a simulação da irradiação solar incidente em um plano inclinado a partir de dados mensais globais em uma superfície horizontal, utilizando quatro diferentes modelos de transposição para que o usuário selecione o que lhe interessa: Isotrópico, Perez, Klucher ou Hay e McKay (UFRGS,

2001). Nesta tese, o software Radiasol foi utilizado para calcular a irradiação inclinada de cada subsistema dos quatro estudos de caso reais.

O Meteonorm é uma extensa base de dados climáticos com dados de diversos países. Nesta tese, é utilizado como fonte de dados de irradiação solar global, direta e difusa para a cidade de Cingapura e Florianópolis para simulações no *software* PVSYST..

O Autodesk Ecotect Analysis (AUTODESK, 2011) é um *software* que permite aos projetistas trabalhar facilmente com modelos tridimensionais aplicando-lhes diferentes ferramentas necessárias para se avaliar a eficiência energética de edificações. Nesta tese, é utilizado como principal *software* de análise de sombreamento, através de ferramentas como máscaras de sombreamento e cálculos de percentual de sombreamento em diferentes bases temporais.

O PVSYST (PVSYST, 2013b) e o Solar3DBR foram utilizados para validar os estudos realizados com o Ecotect em relação à redução de irradiação incidente sobre planos parcialmente sombreados. O PVSYST é um *software* para estudo, dimensionamento, simulação e análise de dados para sistemas fotovoltaicos. Pode ser utilizado para sistemas fotovoltaicos isolados ou conectados à rede e oferece uma extensa base de dados climáticos e de componentes de um gerador fotovoltaico. O Solar3DBR foi desenvolvido para possibilitar o cálculo do percentual de irradiação que não será recebido por uma superfície devido ao sombreamento causado por elementos próximos (MELO *et al.*, 2013; MELO e GRIMONI, 2012). Melo (2012) validou os dados obtidos por seu plug-in para SketchUp com dados obtidos pelo PVSYST e pelo Ecotect, conseguindo resultados bastante semelhantes a estes.

Além dos *softwares* supracitados, esta tese também utilizou o Zenit, um *software* para estimativa de geração fotovoltaica de uso interno, ou seja, não está a venda (WIDMANN, 2013) e que é adotado pelos pesquisadores do SERIS. O Zenit foi desenvolvido pelo Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems na Alemanha (HEYDENREICH *et al.*, 2008; MÜLLER *et al.*, 2009). Nesta tese, o *software* Zenit foi utilizado para calcular a irradiação solar incidente em todas as combinações de inclinação e desvio azimutal, utilizando o modelo de radiação difusa de Perez (PEREZ *et al.*, 1990; PEREZ *et al.*, 1987), para a elaboração dos ábacos de irradiação de Cingapura e Florianópolis. Esta mesma análise poderia ter sido feita no *software* Radiasol. No entanto, a escolha em utilizar o software Zenit foi o fato de ter sido possível a obtenção de todas as combinações de inclinação e

desvio azimutal de forma automática e não uma a uma, como seria feito com o Radiosol.

## 2.7. DIFICULDADES PARA A ESTIMATIVA DE GERAÇÃO ENERGÉTICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARCIALMENTE SOMBREADOS ATRAVÉS DOS *SOFTWARES* DISPONÍVEIS

Dentre os *softwares* previamente apresentados para estimar a geração energética de sistemas fotovoltaicos, alguns levam em consideração a existência de sombreamentos nas simulações de geração energética, como o amplamente utilizado PVSYST e os de uso restrito Zenit e o Solar3DBR.

Embora o PVSYST permita que a geração fotovoltaica seja calculada levando-se em conta as perdas por sombreamento, o que mais se percebe ao se avaliar relatórios gerados através desta ferramenta é que os projetistas optam por ignorar a existência de sombreamentos, assinalando o item “*No Shadings*” e seguindo com suas simulações. Para que o software possa considerar a real influência do sombreamento, o projetista precisa modelar o seu sistema fotovoltaico em três dimensões juntamente com os elementos que podem causar o sombreamento. A maior barreira para que os projetistas cumpram esta importante etapa da simulação é a dificuldade encontrada para construir o modelo tridimensional dentro do software. A interface não é intuitiva e simples como o SketchUp, por exemplo; e as formas geométricas e possibilidades de desenho são bastante limitadas. Soma-se a isso, o fato de que o PVSYST não aceita que um modelo tridimensional seja importado de outro *software* (PVSYST, 2013a), o que certamente seria um ponto crucial para uma maior utilização desta ferramenta.

O software Zenit, desenvolvido pelo Fraunhofer Institute, apresenta uma lacuna a ser preenchida com o valor do percentual de perdas por sombreamento externo (distante) e/ou sombreamento interno (próximo). No entanto, por desconhecimento de como calcular tais perdas, ou até mesmo por simplificação de cálculo, muitos projetistas preferem considerar que não há sombreamentos, ou seja, inserem o valor de 0%. Ao se inserir um valor a uma destas lacunas, o software utiliza o mesmo percentual na redução direta do PR do sistema fotovoltaico, ou seja, o projetista já teria que saber de antemão quais as perdas associadas ao sombreamento e incluir este resultado na sua análise.

O Solar3DBR é, entre estes três *softwares*, o que mais aproxima projetistas de uma forma simples de calcular a influência do sombreamento em geradores fotovoltaicos, pois utiliza como base o software SketchUp, altamente difundido entre projetistas tanto devido a sua simplicidade quanto pelo fato de possuir uma versão gratuita disponível on-line e a versão profissional ter um preço acessível. No entanto, o Solar3DBR trata-se ainda de um plug-in em fase de testes e melhorias, não estando disponível para utilização do público em geral. De acordo com Melo (2012), o plug-in Solar3DBR não apresenta ainda todas as funcionalidades necessárias para a disponibilização à comunidade, como permitir ao usuário a integração com arquivos de dados de irradiação gerados a partir de outros *softwares*, por exemplo. Na versão apresentada, o Solar3DBR gera uma base de dados sintética com base em dados mensais inseridos pelo usuário.

Portanto, há uma lacuna a ser preenchida para que os projetistas de sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados possam estimar a geração energética destes geradores com bases sólidas e ao mesmo tempo práticas, para que o processo não seja inviabilizado devido à dificuldade de acesso a ferramentas ou ainda devido à dificuldade de utilização da ferramenta. Esta tese vai ao encontro desta necessidade, visando agregar conhecimento aos projetistas para que estes busquem, entre as ferramentas disponíveis, a melhor forma de compreender a influência do sombreamento sobre um sistema fotovoltaico na sua geração energética.

### 3. MÉTODO

A fim de avaliar a influência do sombreamento parcial na geração energética de sistemas fotovoltaicos integrados a edificações, esta tese apresenta um método para calcular um índice de perdas de irradiação solar decorrente de sombreamento. Este índice pode ser calculado para qualquer sistema fotovoltaico, estando ele já em operação ou em fase de projeto. O índice foi validado através de estudos de caso localizados em Cingapura (1,35°N) e em Florianópolis (27,48°S).

O método foi dividido em três etapas. A primeira etapa consistiu em simulações computacionais utilizando o *software* Ecotect com o objetivo de estabelecer uma relação entre o percentual de sombreamento em uma superfície e a redução de irradiação incidente na mesma em diferentes bases temporais. A segunda etapa consistiu na análise de estudos de caso parcialmente sombreados, com foco no desempenho energético destes sistemas. A terceira etapa buscou utilizar o índice que relaciona a redução da irradiação incidente com o percentual de sombreamento para estimar a geração energética dos estudos de caso e, assim, validar o método proposto.

O desenvolvimento da tese segue a sequência apresentada na Figura 24.

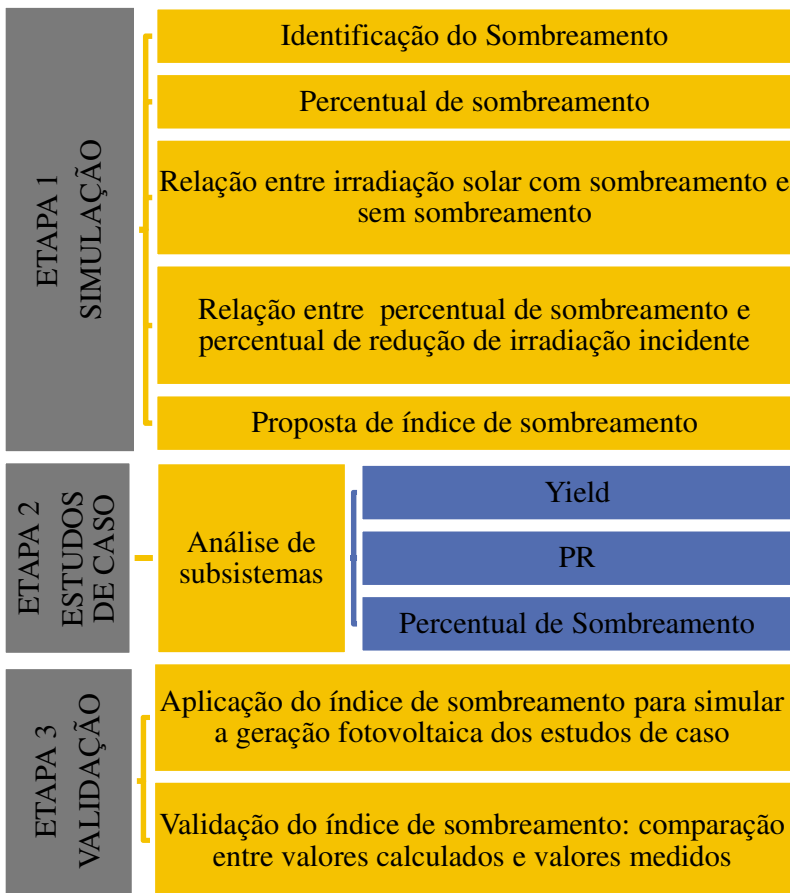


Figura 24. Sequência de etapas para o desenvolvimento da tese.

### 3.1. ANÁLISE DE SOMBREAMENTO E IRRADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE EM UMA SUPERFÍCIE

#### 3.1.1. Identificação do sombreamento

O meio urbano oferece vários elementos causadores de sombreamento em sistemas fotovoltaicos integrados a edificações, tais como: chaminés, coberturas em diferentes alturas, árvores, *shafts*, edificações vizinhas, postes, placas, entre outros. A identificação do

sombreamento nos estudos de caso foi feita por fotografias, visitas *in loco*, imagens aéreas, projeto arquitetônico e/ou por maquetes.

Todos os elementos que cercam o sistema fotovoltaico existente ou cercam a área em que se pretende instalar um sistema fotovoltaico foram medidos em relação a alturas e distâncias e locados geograficamente em relação ao objeto de estudo.

Após a identificação visual dos elementos e do levantamento detalhado do entorno, os mesmos foram modelados no *software* SketchUp. Este *software* gratuito permite, além da modelagem, uma análise inicial e simplificada de sombreamento. Para isto, o modelo tridimensional precisa estar geolocalizado dentro do programa e posicionado corretamente em relação ao norte verdadeiro.

As imagens fornecidas pelo *software* permitem uma primeira análise da influência do entorno em relação ao sombreamento de uma superfície, facilitando a escolha da área para integrar um sistema fotovoltaico em uma edificação. No entanto, o SketchUp não fornece um resultado numérico, que poderia auxiliar no cálculo das perdas de geração energética por sombreamento, caso o instalador opte por admitir que parte do sistema fotovoltaico será sombreado.

Outra importante ferramenta para identificação preliminar do sombreamento é observar diagramas de borboleta, ou *shadow range* sobre a superfície em questão (AUTODESK, 2010). O *shadow range* refere-se à projeção de sombras em um determinado período do tempo, com intervalos configurados pelo usuário (15 min, 30 min, 60 min.). Esta análise é realizada através do *software* Ecotect.

Para analisar um objeto dentro do Ecotect, o mesmo precisa ser modelado tridimensionalmente. A modelagem pode ser feita no próprio programa, porém é mais simples importá-lo de outros *softwares* que apresentam uma interface mais amigável para modelagem, como o SketchUp ou Autocad, por exemplo. Um arquivo de SketchUp precisa ser exportado com a extensão .3ds para poder ser importado pelo Ecotect. Em seguida, inserem-se no programa dados referentes ao posicionamento do modelo em relação ao norte verdadeiro e um arquivo climático em formato .wea, contendo dados de irradiação solar, ventos, chuvas, nebulosidade, temperaturas e umidade relativa do ar. O programa possui um banco de dados com várias cidades, mas se a cidade desejada não constar na lista, é possível adicionar novos arquivos climáticos. Os arquivos climáticos utilizados na presente tese foram obtidos na página do Departamento de Energia dos Estados Unidos (U.S. Department of Energy) que fornece arquivos para o *software* EnergyPlus. O arquivo fornecido para o EnergyPlus possui extensão

.epw (EnergyPlus Weather file) mas pode ser convertido para .wea utilizando a ferramenta Weather Tool que é instalada juntamente com o Ecotect.

### 3.1.2. Quantificação do sombreamento

A quantificação do sombreamento foi realizada através do *software* Ecotect, que permite, além de análises térmicas, energéticas e acústicas, o cálculo de máscaras de sombreamento apresentando o percentual de sombras em uma determinada superfície. Este percentual é dado por hora, mês e ano e corresponde à área de superfície sombreada no período.

Para um projetista solar, a obtenção de informações detalhadas de sombreamento em cada superfície de uma edificação representa uma importante ferramenta para a definição do projeto arquitetônico e elétrico de um sistema fotovoltaico. Máscaras de sombreamento são utilizadas juntamente com diagramas solares. Um diagrama solar pode ser interpretado como a projeção das trajetórias solares ao longo da abóbada celeste durante todo o ano, sendo uma ferramenta de auxílio ao projeto bastante útil, pois revela a posição exata do sol num determinado momento (LAMBERTS *et al.*, 2014). Segundo Marsh (2005), uma máscara de sombreamento pode mostrar imediatamente quando, pelo quê e por quanto tempo uma superfície é sombreada; portanto ela pode ser base para tomada de decisões em um projeto.

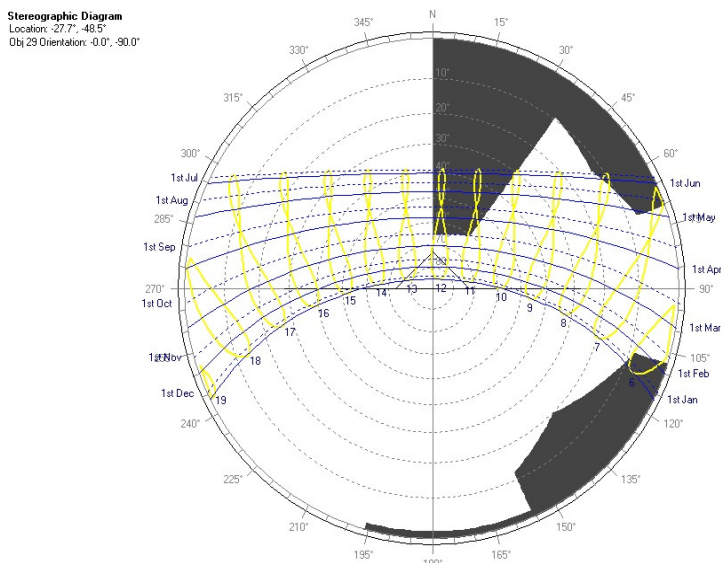
As máscaras de sombreamento podem ser geradas sobre seis modelos de projeção diferentes de diagramas solares fornecidos pelo Ecotect, sendo quatro deles polares: Diagrama Esférico, Diagrama Equidistante, Diagrama Estereográfico, Indicador de Diagrama Solar BRE (Building Research Establishment); e dois modelos cartográficos: Diagrama Ortográfico e Diagrama Walden.

A escolha do modelo depende principalmente do projetista. Todos apresentam os mesmos resultados e o projetista pode escolher o qual julgar mais adequado para a interpretação dos dados. O modelo polar Estereográfico é o mais conhecido e amplamente utilizado (LAMBERTS *et al.*, 2014), porém pode haver situações em que um modelo cartográfico possibilite uma melhor leitura dos resultados. Esta tese utiliza máscaras de sombreamento sobre o modelo Estereográfico.

A máscara de sombreamento pode ser calculada de duas formas dentro do *software* Ecotect. Na primeira delas, seleciona-se a superfície desejada no Ecotect e o programa calcula o sombreamento no ponto



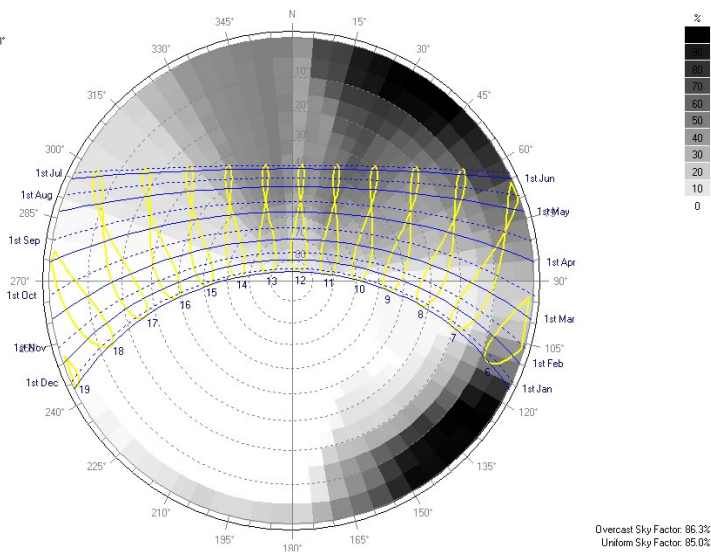
central da mesma. Se o ponto estiver sombreado, a máscara considera que a superfície estará completamente sombreada e se ele não estiver sombreado, a máscara mostrará que a superfície estará completamente ensolarada. Este resultado, apesar de ser bastante rápido, não traduz o que ocorre na realidade visto que, no momento em que uma das bordas da cobertura está ensolarada, a outra borda pode estar sombreada. A máscara de sombreado gerada desta forma caracteriza-se por imagens com bordas bem definidas, pintadas com apenas uma cor e um exemplo pode ser visualizado na Figura 25.



**Figura 25. Máscara de sombreado de uma superfície baseada no sombreado de seu ponto central sobre um diagrama solar de projeção estereográfica.**

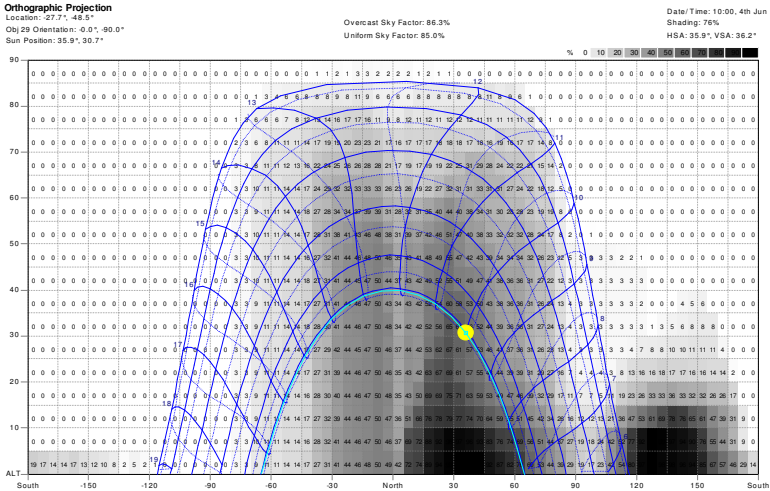
Na segunda forma de calcular a máscara de sombreado de uma superfície, o *software* considera o sombreado em todos os pontos, apresentando agora uma máscara de sombreado parcial, apresentada em tons de cinza (Figura 26). Os tons mais claros representam um menor percentual de área sombreada e os pontos mais escuros, um maior percentual de área sombreada. Este processo pode ser mais demorado do que o primeiro, dependendo da complexidade do modelo tridimensional analisado.

Stereographic Diagram  
Location: -27.7°, -48.5°  
Obj 29 Orientation: -0.0°, -90.0°



**Figura 26. Máscara de sombreamento parcial de uma superfície baseada no sombreamento em cada um de seus pontos sobre um diagrama solar de projeção estereográfica.**

A segunda máscara apresenta dados importantes quando se está interessado em saber a influência do sombreamento na geração de um sistema fotovoltaico, pois mostra o percentual de área sombreada por hora e por mês. As análises de sombreamento apresentadas nesta tese utilizam a segunda forma de gerar máscaras de sombreamento. Para efeito de comparação, a mesma máscara foi calculada sobre um diagrama solar ortogonal e pode ser visualizado na Figura 27. Neste modelo, fica mais fácil visualizar os valores percentuais de área sombreada em cada horário sem que a imagem fique confusa, que é o que ocorre quando se habilitam os percentuais de sombreamento nas máscaras sobre diagramas polares. Este percentual é facilmente legível para qualquer horário e mês do ano, desde que o projetista tenha familiaridade com as linhas correspondentes aos meses e às horas, pois estas informações não aparecem claramente neste diagrama.



**Figura 27. Máscara de sombreamento parcial de uma superfície baseada no sombreamento em cada um de seus pontos sobre um diagrama solar de projeção ortogonal.**

Ao calcular uma máscara de sombreamento no Ecotect, o projetista pode acessar uma aba com coeficientes de sombreamento mensais e anual. A partir do coeficiente de sombreamento pode-se obter o percentual de sombreamento pela Equação 5:

$$PS = 100 - CS \quad (5)$$

Onde:

PS = Percentual de Sombreamento: área sombreada em determinado período (%)

CS = Coeficiente de Sombreamento (%)

Outra forma de se obter percentuais de sombreamento é através da ferramenta de análise de exposição solar. A diferença desta opção para a opção por diagrama solar e máscaras de sombreamento é basicamente a possibilidade de extrair dados na base diária e horária, além dos dados mensais e anual. Além disso, o *software* apresenta juntamente com os percentuais de sombreamento, dados de irradiação solar incidente (kWh/m<sup>2</sup>), irradiação solar absorvida (kWh/m<sup>2</sup>), irradiação solar transmitida (kWh/m<sup>2</sup>), irradiação solar disponível (kWh/m<sup>2</sup>), irradiação solar refletida (kWh/m<sup>2</sup>) e exposição à irradiação solar (%). Caso o projetista queira analisar um dia específico, o *software* oferece ainda informações de irradiação direta e difusa disponíveis no

plano horizontal bem como a irradiação incidente em função do sombreamento no plano da superfície.

### 3.1.3. Relação entre irradiação solar incidente em um plano sombreado e o mesmo plano sem sombreamento

A fim de compreender como um sombreamento parcial pode influenciar a redução de irradiação solar incidente em um plano, uma simulação no *software* Ecotect foi conduzida. Duas superfícies na mesma localidade, ou seja, utilizando o mesmo arquivo climático, foram comparadas, sendo uma parcialmente sombreada e a outra isenta de sombreamento.

Esta simulação foi realizada para duas posições cartográficas: a primeira na cidade de Cingapura, latitude 1,35°N e 103,98°L. Em seguida, as mesmas superfícies foram simuladas para a cidade de Florianópolis, latitude 27,48°S e longitude 48,5°O. Optou-se por selecionar uma localidade na região equatorial e outra subtropical, para comparar a relação entre percentual de sombreamento e redução de irradiação incidente em diferentes zonas do globo terrestre. A análise foi feita através do Ecotect, selecionando-se a cobertura em questão e fazendo-se a análise de exposição solar. Na leitura dos resultados, primeiro selecionou-se como período de interesse um dia específico, pois assim o *software* fornece, entre outras informações, o percentual de sombreamento horário e a irradiação incidente na superfície selecionada no mesmo período.

A análise foi feita para um dia em meados de cada mês. Cada simulação teve seus dados exportados para uma planilha do aplicativo Microsoft Excel. No total, foram exportadas 12 tabelas referentes à superfície sem sombreamento e 12 tabelas referentes à superfície com sombreamento para cada uma das cidades. Em seguida, o percentual de redução da irradiação incidente foi calculado para cada horário, seguindo a Equação 6.

$$R_{II} = 1 - (I_{IcS} / I_{IsS}) \times 100 \quad (6)$$

Onde:

$R_{II}$  = Redução da Irradiação Incidente (%)

$I_{IcS}$  = Irradiação Incidente com Sombreamento ( $W/m^2$ )

$I_{IsS}$  = Irradiação Incidente sem Sombreamento ( $W/m^2$ )

A etapa seguinte foi estabelecer a relação entre o percentual de sombreamento e o percentual de redução de irradiação solar incidente

em um plano parcialmente sombreado. Esta análise foi realizada para Cingapura e Florianópolis, apresentando dados de irradiação incidente sem sombreado, irradiação incidente com sombreado, percentual de sombreado e percentual de redução da irradiação incidente para os doze meses do ano.

### **3.1.4. Percentual de sombreado x Percentual de redução de irradiação solar incidente em diferentes bases temporais**

A fim de comparar os resultados de diferentes bases temporais, um ano inteiro foi simulado na base horária. Primeiro o percentual médio horário de um ano inteiro foi comparado com o percentual de redução de irradiação incidente de um ano inteiro para cada uma das cidades. Em seguida, os percentuais diários de sombreado de cada mês foram comparados com os percentuais diários de redução de irradiação incidente. Médias diárias mensais foram geradas e gráficos contendo os percentuais médios mensais também foram comparados. Por fim, compararam-se os percentuais de sombreado anuais de cada cidade com os percentuais de redução de irradiação incidente.

Desta forma, pode-se comparar como a variação entre percentual de sombreado e redução da irradiação incidente ocorreu sazonalmente em cada cidade.

Em seguida, os valores obtidos através da análise baseada em dados horários e transformados em base anual foram comparados com resultados anuais fornecidos pelas máscaras de sombreado. O principal objetivo desta simulação foi comparar resultados simulados em diferentes bases temporais (anual, mensal e horária) e verificar qual a diferença percentual entre os resultados, buscando uma simplificação nas análises de sombreado em sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados.

### **3.1.5. Validação da redução de irradiação incidente**

A fim de validar os resultados obtidos através do Ecotect em relação à redução da irradiação incidente em uma superfície, três estudos foram conduzidos: um experimento com maquete física e duas simulações computacionais, sendo uma utilizando o software PVSYST (PVSYST, 2013b) e outra utilizando o plug-in para SketchUp SOLAR3DBR desenvolvido na Universidade de São Paulo (USP) e apresentado na dissertação de mestrado de Emerson Melo (MELO, 2012).

O experimento consistiu em utilizar uma maquete física representando a superfície analisada nas simulações computacionais e seu entorno imediato para coletar dados de irradiância sobre a superfície e comparar a projeção de sombras no mesmo instante entre simulação e realidade.

A maquete foi executada em isopor e um sensor de irradiância global, o Mini-KLA, composto por uma célula de silício cristalino, foi utilizado para as medições de irradiância (catálogo do fabricante apresentado no Anexo A). O sensor do Mini-KLA possui dimensões de 8 cm x 8 cm. A partir desta medida, a escala da maquete foi definida. Assim, o sensor passou a ser a superfície de interesse. As características técnicas em detalhe do sensor estão apresentadas no Anexo A.

Para este experimento, foram registradas três medições a cada hora cheia de irradiância incidente sobre o sensor, tanto inserido na maquete e quanto fora da maquete, ou seja, com sombreamento e sem sombreamento. A média das três medições foi calculada para ambas as situações. Em seguida, calculou-se o percentual de redução da irradiação incidente. O período de coleta de dados foi das 08h às 17h em um dia de céu claro e sem nuvens de junho (02/06/2014).

Além do experimento físico, um estudo comparativo foi desenvolvido através do *software* PVSYST e SOLAR3DBR. Um modelo tridimensional da superfície em questão e de seu entorno foi avaliado em relação à redução de irradiação incidente para Cingapura e Florianópolis. Dados mensais e anuais de redução de irradiação incidente decorrentes dos elementos do entorno foram comparados com os valores obtidos pelo Ecotect.

### **3.1.6. Proposta de Índice de Sombreamento**

Com base nas relações entre o percentual de sombreamento e o percentual de redução da irradiação incidente em uma superfície, um índice foi proposto para que pudesse ser utilizado em estudos de estimativa de geração energética de sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados.

## 3.2. ANÁLISE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A EDIFICAÇÕES E PARCIALMENTE SOMBREADOS

### 3.2.1. Cidades analisadas

#### *Cingapura*

Cingapura é um país, também chamado de cidade-estado, composto por uma ilha principal, que representa 93% de seu território e outras 63 ilhas menores, situado na extremidade sul da Península Malaia, sendo separado da Malásia pelo Estreito de Johore, sob as coordenadas 1,35°N e 103,98°L. Possui aproximadamente 700 km<sup>2</sup>, sendo que a ilha principal possui 42 km de comprimento por 23 km de largura. O seu ponto mais alto é Bukit Timah, com 166 metros de altitude. Sua população é de 5,4 milhões de habitantes, ou seja, possui uma densidade demográfica bastante elevada, de cerca de 7.700 hab/km<sup>2</sup> (SINGAPORE, 2012). Segundo a classificação de Köppen, o clima de Cingapura é tropical úmido, também chamado de clima equatorial, com chuvas abundantes (~2.300 mm/ano) e temperaturas elevadas, ficando em torno de 27°C durante todo o ano. Cingapura não possui estações distintas. Em média, a umidade relativa é de cerca de 90% na parte da manhã e de 60% à tarde. Os meses mais quentes são junho e julho; novembro e dezembro compõem a estação das monções úmidas. De agosto a outubro é comum haver neblina proveniente das queimadas que ocorrem na Indonésia neste período. Em 2013, a neblina decorrente das queimadas ocorreu bem mais severa do que nos últimos anos, deixando os moradores em estado de alerta.

Cingapura possui um dos mais altos padrões de vida da Ásia e, devido a programas do governo, possui o menor crescimento populacional do sudeste asiático. O PIB per capita de Cingapura está entre os cinco países mais altos do mundo e a taxa de crescimento populacional é de 2% ao ano (BUREAU, 2012). A população do país é bastante diversificada, sendo a maioria composta por chineses e as línguas oficiais são inglês, malaio, tâmil e chinês. Cingapura é, portanto, muito cosmopolita.

#### *Florianópolis*

Florianópolis, capital do estado de Santa Catarina, é composta por uma porção insular e uma porção continental. A ilha de Florianópolis possui 54 km de comprimento e 18 km de largura, com área total de 437 km<sup>2</sup>. Seu litoral é bastante recortado, com diversas enseadas, pontas, baías e lagoas, totalizando cerca de 100 praias.

Florianópolis está situada na Região Sul do Brasil, abaixo do Trópico de Capricórnio, sob as coordenadas 27,48°S e 48,5°O.

O relevo é bastante variado, formado por cristas montanhosas e descontínuas, sendo que o ponto mais alto é o Morro do Ribeirão, com 532 metros de altura.

O clima de Florianópolis apresenta características inerentes ao litoral sul brasileiro, ou seja, estações do ano bem definidas. Florianópolis é considerada a terceira capital mais fria do país, ficando atrás de Curitiba e Porto Alegre; possui forte influência dos ventos, com destaque para os provenientes do quadrante Sul, mais frios e secos e que acarretam em que a sensação térmica seja comumente menor do que as temperaturas registradas no inverno. Nos meses mais quentes, a temperatura varia entre 26°C a 31°C e nos meses mais frios, entre 7°C a 12°C; a temperatura média anual é de 21°C.

Florianópolis possui precipitações bem distribuídas durante o ano, ou seja, não existe estação seca. No verão, a precipitação geralmente atinge os maiores índices pluviométricos. A pluviosidade anual é de 1500 mm.

A população de Florianópolis, segundo o IBGE, era de aproximadamente 453 mil habitantes em 2013, segunda cidade mais populosa do estado de Santa Catarina. É considerada a cidade catarinense mais cosmopolita do estado, com uma população bastante diversificada e miscigenada. As principais ascendências encontradas nos habitantes são portuguesa, alemã, italiana, polonesa, sueca, austríaca e espanhola. Florianópolis possui o melhor Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) do Brasil.

### **3.2.2. Estudos de caso**

Sistemas fotovoltaicos instalados em duas ilhas: Cingapura (1,35°N) e Florianópolis (27,48°S) foram selecionados como estudos de caso. Os estudos de caso foram nomeados como Sistema A, Sistema B, e Sistema C, localizados em Cingapura e Sistema D, localizado em Florianópolis. A Figura 28 apresenta a distribuição dos sistemas fotovoltaicos na ilha de Cingapura e a Figura 29 a localização na ilha de Florianópolis. Ambos os mapas estão na mesma escala.





**Figura 28. Distribuição dos sistemas fotovoltaicos integrados a edificação selecionados como estudos de caso na ilha de Cingapura.**



**Figura 29. Localização do Sistema D, selecionado como estudo de caso na ilha de Florianópolis.**

Os sistemas foram descritos de acordo com a potência instalada, a tecnologia adotada, a distância entre o módulo fotovoltaico e a estrutura da edificação, o posicionamento dos módulos em relação à inclinação e ao desvio azimutal, a existência ou não de moldura nos módulos e, por

fim, de acordo com a sua configuração elétrica, ou seja, a forma que seus subsistemas foram divididos e o carregamento dos inversores.

### **3.2.3. Características dos estudos de caso**

Os estudos de caso desta tese são sistemas fotovoltaicos integrados a edificações de diferentes portes e características arquitetônicas, todos parcialmente sombreados. Para os quatro casos, o sombreamento ocorre tanto devido à posição dos módulos fotovoltaicos (inclinação e orientação) quanto devido a elementos da própria edificação e/ou elementos do entorno.

As características individuais de cada gerador estão apresentadas a seguir.

#### ***Sistema A***

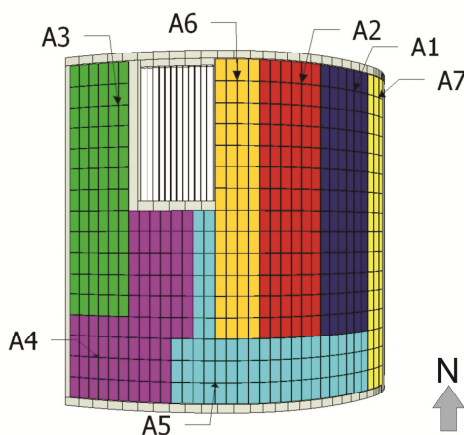
O Sistema A é um sistema fotovoltaico integrado à cobertura curva de uma residência em operação desde janeiro de 2011. Esta residência está inserida em um bairro de baixa densidade urbana, com edificações vizinhas de no máximo dois pavimentos. O Sistema A não é sombreado por edificações próximas, mas sim por sua própria curvatura e edificação.

A residência com cobertura curva teve seu projeto arquitetônico concebido antes de haver a integração fotovoltaica. Como a ideia de gerar energia no próprio telhado surgiu depois, o projetista solar teve como premissa integrar o sistema fotovoltaico seguindo a forma da cobertura. A primeira versão do projeto foi proposta colocando os módulos apenas na parte menos inclinada da cobertura e, portanto, mais ideal para a geração fotovoltaica próxima ao Equador; porém o resultado estético não agradou aos proprietários. O projetista então deixou a cobertura mais uniforme, cobrindo-a inteira com módulos fotovoltaicos. Os proprietários preferiram aceitar um possível pior desempenho na geração energética destes módulos em prol de uma melhor composição arquitetônica. Desta forma, o resultado da integração dos módulos na cobertura ficou discreto e imperceptível por muitos que pensam se tratar apenas de um modelo de telha “diferente” (Figura 30).



**Figura 30. Sistema A: Gerador solar fotovoltaico instalado seguindo a cobertura curva da residência em Cingapura. Detalhe para a distância de aproximadamente 10 cm entre os módulos e a cobertura da edificação.**

Os módulos foram instalados de forma a deixar um espaço de 10 cm dos módulos até a telha da residência, garantindo uma ventilação mínima sob o gerador fotovoltaico. O sistema é composto por 472 módulos de silício monocristalino sem moldura de 95 W de potência nominal cada um, totalizando 44,84 kWp e é dividido em sete subsistemas (sete inversores), com potências nominais variáveis. Os inversores são do tipo minicentral com um *maximum power point tracker* (MPPT). A Figura 31 apresenta a subdivisão do sistema na cobertura e a Tabela 2 apresenta suas características de desvio azimutal, inclinação, potência nominal e carregamento dos inversores.



**Figura 31. Divisão dos subsistemas na cobertura fotovoltaica do Sistema A.**

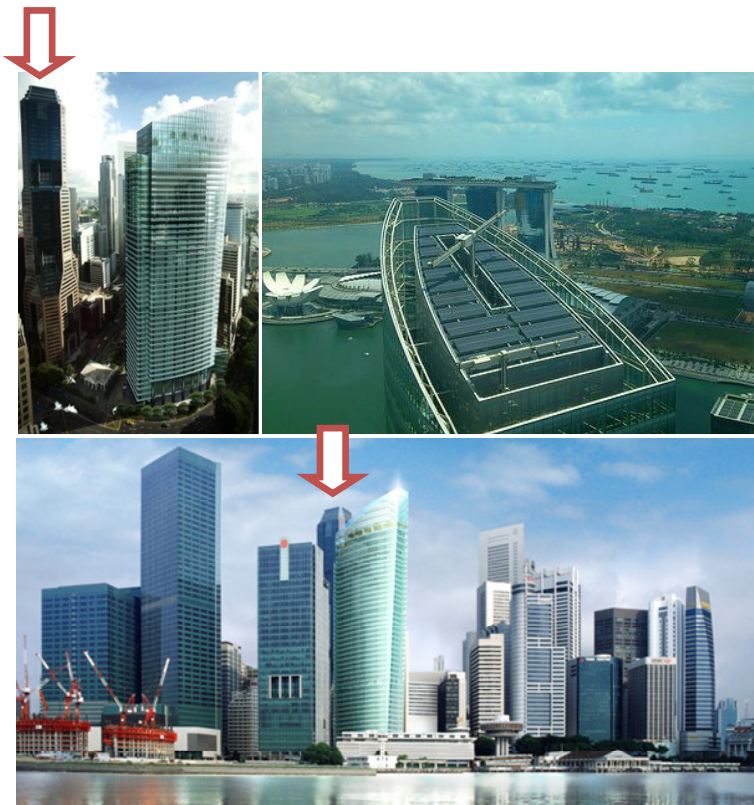
**Tabela 2. Características dos subsistemas do Sistema A.**

<b>Subsistema</b>	<b>Desvio azimutal</b>	<b>Inclinação</b>	<b>Potência nominal [kWp]</b>	<b>Carregamento do inversor</b>
A1	90°	32° (média)	7,41	106%
A2	90°	15° (média)	7,41	106%
A3	270°	15° (média)	6,84	114%
A4	270°	10° (média)	6,84	114%
A5	90° e 270°	18° e 3° (média)	6,84	114%
A6	90°	2° (média)	4,94	107%
A7	90°	48° (média)	4,56	99%

Através da Figura 31 percebe-se que a divisão dos subsistemas não segue uma mesma sequência; por exemplo, não foi feita por fileiras, mas sim, dividida em diferentes formatos e quantidade de módulos. Os módulos do Sistema A possuem inclinações variáveis e estão orientados a leste e a oeste, seguindo a curvatura da cobertura. O carregamento de cada inversor também variou, sendo que apenas um subsistema (A7) ficou abaixo de 100%. Ao mesmo tempo, percebe-se que como nenhum dos subsistemas está sob orientação e inclinação ideal, a irradiância máxima também é menor que o valor máximo possível para aquela latitude. As variações entre os subsistemas tornaram este estudo de caso ainda mais rico do ponto de vista da pesquisa, por proporcionar comparações entre módulos de mesma tecnologia, instalados ao mesmo tempo, sofrendo as mesmas intempéries, com diferentes composições de subsistemas, orientações e inclinações.

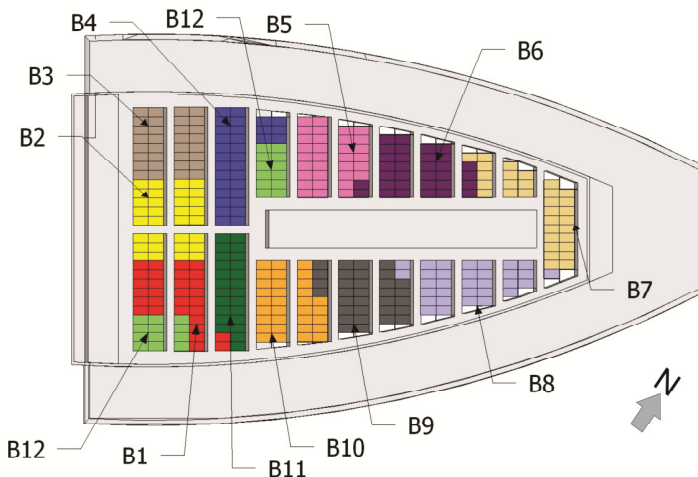
### **Sistema B**

O Sistema B é um sistema fotovoltaico integrado a um arranha-céu localizado no centro financeiro de Cingapura, em operação desde março de 2011. Este edifício está cercado por dezenas de prédios altos, com destaque (seta vermelha) para um que o sombreia diretamente (Figura 32).



**Figura 32. Sistema B: Gerador solar fotovoltaico integrado à cobertura de um edifício comercial no centro financeiro de Cingapura. A seta indica o edifício que causa sombreamento sobre o gerador.**

O sistema fotovoltaico é composto por 366 módulos de silício monocristalino e silício amorfo de hetero-junção de 205 W de potência nominal cada um, com moldura, totalizando 75,03 kW<sub>p</sub> e é dividido em 12 subsistemas (12 inversores), com potências nominais variáveis. Os inversores são do tipo minicentral com um MPPT. A Figura 33 apresenta a subdivisão do sistema na cobertura e a Tabela 3 apresenta suas características de desvio azimutal, inclinação, potência nominal e carregamento dos inversores.



**Figura 33. Divisão dos subsistemas na cobertura fotovoltaica do Sistema B.**

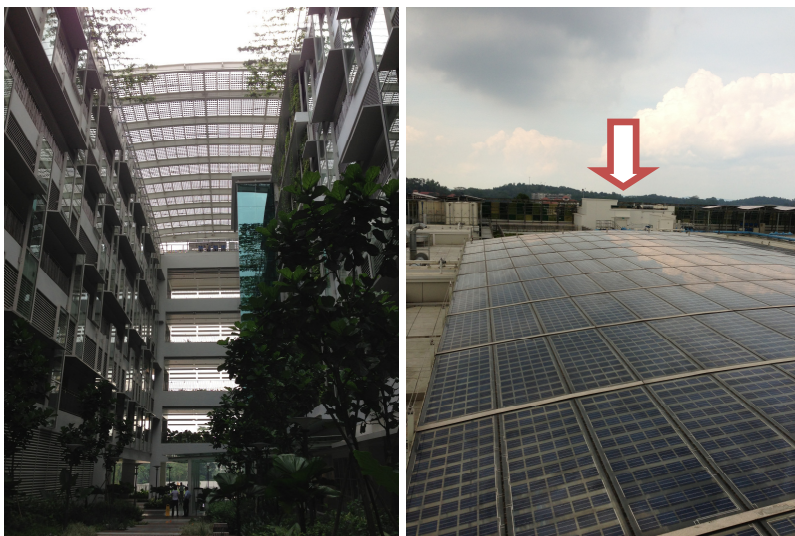
**Tabela 3. Características dos subsistemas do Sistema B.**

Subsistema	Desvio azimutal	Inclinação	Potência nominal [kWp]	Carregamento do inversor
B1	235°	19°	6.12	102%
B2	235°	19°	6.56	109%
B3	235°	19°	6.56	109%
B4	235°	19°	6.56	109%
B5	235°	19°	6.56	109%
B6	235°	19°	6.56	109%
B7	235°	19°	6.56	109%
B8	235°	19°	6.56	109%
B9	235°	19°	6.56	109%
B10	235°	19°	6.56	109%
B11	235°	19°	4.92	107%
B12	235°	19°	4.92	107%

O Sistema B possui todos os módulos inclinados a 19°, orientados a sudoeste e instalados a cerca de 5 metros da base da cobertura do edifício e a cerca de 250 metros do solo, ou seja, o arranjo fotovoltaico é bem ventilado. O carregamento de cada inversor varia de 102 a 109%. Assim como o Sistema A, o Sistema B possui importantes variações entre seus subsistemas, o que enriquece as análises de desempenho.

### *Sistema C*

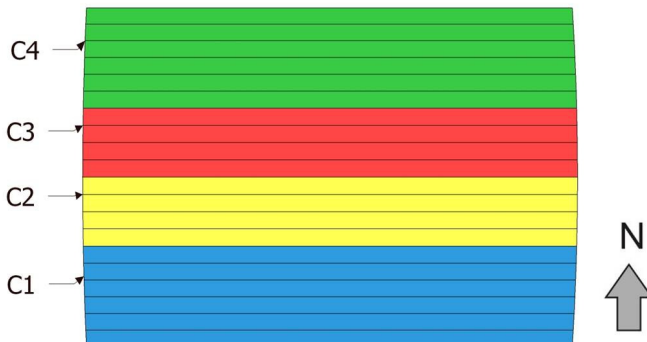
O Sistema C é um sistema fotovoltaico instalado como uma claraboia curva de um edifício comercial em operação desde junho de 2012. O entorno do edifício não influencia o sistema fotovoltaico com sombreamentos, porém o mesmo é sombreado devido à sua curvatura e devido a um elemento da edificação mais alto que o gerador solar e que está destacado com uma seta vermelha (Figura 34).



**Figura 34. Sistema C: gerador solar fotovoltaico integrado à claraboia de edifício comercial de Cingapura. A seta indica o shaft de elevadores que causa sombreamento no gerador.**

Os módulos customizados de silício multicristalino estão instalados privilegiando sua ventilação, já que estão instalados a cerca de 30 metros do solo e com aberturas em todas as faces.

O sistema fotovoltaico é composto por 180 módulos de silício multicristalino sem moldura de 216 W e 20 módulos de 162 W de potência nominal, totalizando 42,12 kWp e é dividido em quatro subsistemas (quatro inversores), com potências nominais variáveis. Os inversores são do tipo trifásico com dois MPPTs. A Figura 35 apresenta a subdivisão do sistema na cobertura e a Tabela 4 apresenta suas características de desvio azimutal, inclinação, potência nominal e carregamento dos inversores.



**Figura 35. Divisão dos subsistemas na cobertura fotovoltaica do Sistema C.**

**Tabela 4. Características dos subsistemas do Sistema C.**

Subsistema	Desvio azimutal	Inclinação	Potência nominal [kWp]	Carregamento do inversor
C1	174°	7° (média)	12,64	105%
C2	174°	3° (média)	8,42	105%
C3	354°	3° (média)	8,42	105%
C4	354°	7° (média)	12,64	105%

Através da Figura 35 percebe-se que a divisão dos subsistemas segue uma mesma sequência, ou seja, foi feita por fileiras. Como os inversores possuem dois MPPTs, os módulos foram agrupados conforme suas características de desvio azimutal e inclinação. O Sistema C possui módulos com inclinações variáveis, orientados a norte e sul. O carregamento dos inversores é de 105%.

O Sistema C possui características que o tornam mais próximo do ideal a ser construído em arranjos fotovoltaicos em Cingapura, como baixa inclinação, parte de seu gerador orientado ao sul (melhor orientação para o Hemisfério Norte) e o uso de inversores com dois MPPTs.

### **Sistema D**

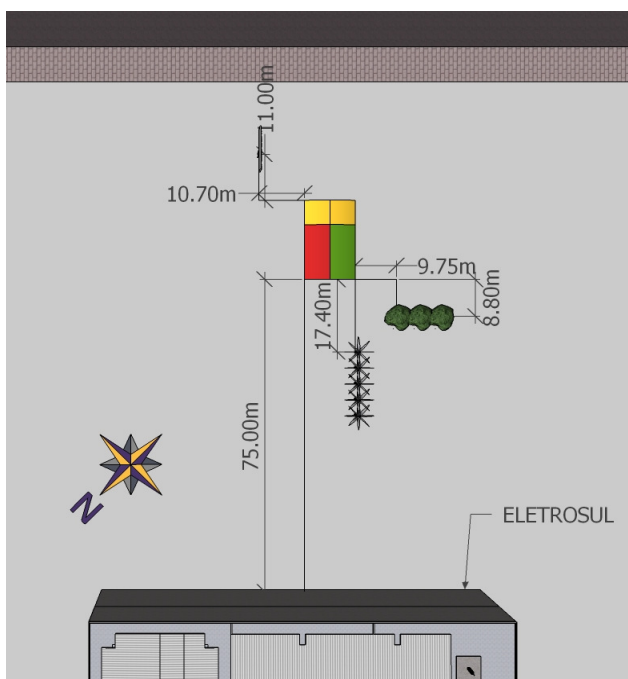
O Sistema D é um gerador fotovoltaico integrado à cobertura curva de um estacionamento da empresa Eletrosul em Florianópolis e está em operação desde fevereiro de 2009, podendo ser visualizado na Figura 36.





**Figura 36. Sistema fotovoltaico integrado à cobertura curva de um estacionamento em Florianópolis.**

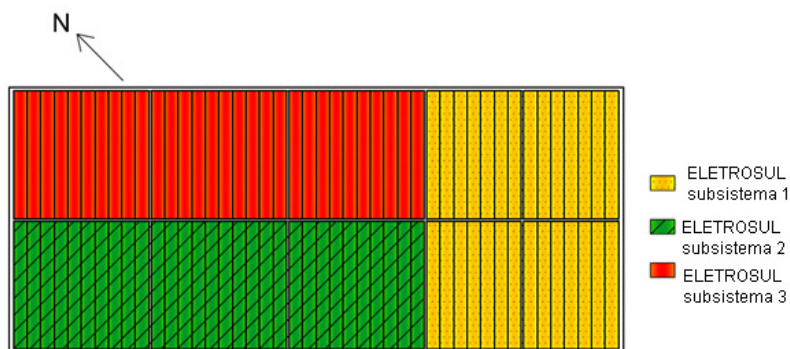
Próximo à cobertura, há uma placa, algumas árvores e, bem mais afastada, a edificação da Eletrosul que provocam sombras sobre os módulos fotovoltaicos. O entorno imediato pode ser visualizado na Figura 37.



**Figura 37. Sistema D com seu entorno imediato.**

O Sistema D possui cobertura metálica curva de 234 m<sup>2</sup>, na qual estão colados módulos fotovoltaicos de filmes finos flexíveis de a-Si da marca UNI-SOLAR®, modelo PVL-136-T (136Wp). São 88 módulos totalizando 11,97 kWp. São utilizados três inversores SMA modelo SB4000US do tipo minicentral com um MPPT e um sistema que faz a aquisição de dados de temperatura do módulo, irradiação solar e parâmetros elétricos com resolução temporal de cinco minutos.

A Figura 38 apresenta um desenho esquemático demonstrando que a cobertura está dividida em três subsistemas e a Tabela 5 apresenta suas características de desvio azimutal, inclinação, potência nominal e carregamento dos inversores.



**Figura 38. Divisão dos subsistemas na cobertura fotovoltaica do Sistema D.**

**Tabela 5. Características dos subsistemas do Sistema D.**

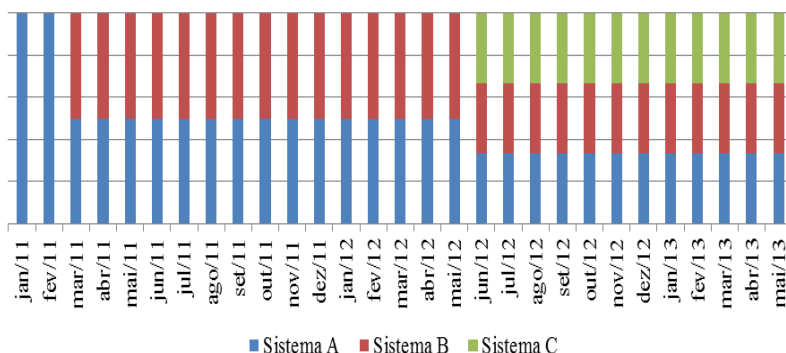
Subsistema	Desvio azimutal	Inclinação	Potência nominal [kWp]	Carregamento do inversor
1	51° e 231°	9° (média)	3,81	95%
2	231°	9° (média)	4,08	102%
3	51°	9° (média)	4,08	102%

De acordo com a Figura 38, os subsistemas foram divididos de forma que um subsistema ficou totalmente orientado para nordeste, um totalmente orientado a sudoeste e um com módulos orientados tanto a nordeste quanto a sudoeste. Esta instalação foi feita propositalmente desta forma para diversificar as variáveis e proporcionar estudos detalhados quanto à influência da configuração dos subsistemas em um gerador fotovoltaico.

### 3.2.4. Dados de geração fotovoltaica

#### *Cingapura*

Os dados de geração fotovoltaica dos sistemas A, B e C foram obtidos diretamente com os proprietários dos sistemas fotovoltaicos, através de solicitação feita oficialmente pelo SERIS. Como os três sistemas tiveram início de operação em momentos diferentes, esta tese adotou como período de análise o momento em que os três sistemas completaram o primeiro ano operando ao mesmo tempo, ou seja, de junho de 2012 a maio de 2013. A Figura 39 ilustra a aquisição de dados até o momento em que um ano de dados ficou completo.



**Figura 39. Dados de geração fotovoltaica obtidos para cada estudo de caso de Cingapura.**

Os dados disponibilizados foram armazenados pelo sistema de aquisição de dados dos geradores e contêm a geração energética (kWh) de cada inversor, com resolução temporal de 5 minutos.

Os dados foram tratados através de um código utilizando a linguagem R. A linguagem R disponibiliza uma ampla variedade de técnicas estatísticas e gráficas, incluindo modelação linear e não linear, testes estatísticos clássicos, análise de séries temporais (time-series analysis), classificação, agrupamento e outras. O tratamento de dados foi feito organizando os valores fornecidos em intervalos de 5 em 5 minutos em novas resoluções temporais: horária, diária e mensal. Este tratamento de dados foi desenvolvido juntamente com o físico e pesquisador do SERIS, Pablo Cassatella.

## ***Florianópolis***

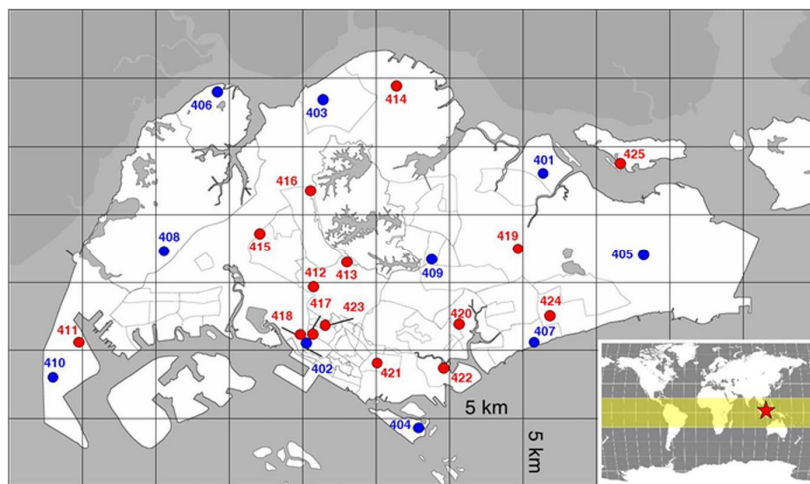
Os dados de geração fotovoltaica do Sistema D, localizado em Florianópolis, foram obtidos diretamente com a empresa Eletrosul. O Sistema D está em operação desde fevereiro de 2009.

Os dados disponibilizados foram armazenados pelo sistema de aquisição de dados dos geradores, contendo a geração energética de cada inversor com resolução temporal de 5 minutos. Para o estudo desta tese, adotou-se o período de 2010 a 2011.

### **3.2.5. Disponibilidade de irradiação solar**

#### ***Cingapura***

O Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS) conduz pesquisas relacionadas a sistemas fotovoltaicos para os trópicos. Como parte de suas atividades, o SERIS está mapeando a ilha de Cingapura com estações meteorológicas que adquirem em tempo real medições de irradiação global horizontal, temperatura ambiente e umidade (pontos vermelhos na Figura 40). Serão 25 estações solarimétricas distribuídas em uma malha de 5 x 5 km. O mapeamento da ilha de Cingapura pode ser visto na Figura 40. Dez estações localizadas em posições estratégicas possuem, além das medições já citadas, armazenamento de dados de irradiação difusa, velocidade e direção do vento e pressão atmosférica. Estas estações estão apresentadas na cor azul na Figura 40.



**Figura 40. Localização das estações meteorológicas instaladas em Cingapura.**

Para esta análise, foram utilizadas as estações com dados de irradiação global e difusa (pontos azuis na Figura 40) mais próximas de cada um dos estudos de caso, que são, as estações 402, 404 e 408.

Os valores de irradiação global e difusa anuais medidos em cada estação foram plotados utilizando a técnica de mapa de contorno sobre o formato do mapa de Cingapura. Este gráfico foi desenvolvido utilizando o *software* NI Diadem (National Instruments, Austin, TX, EUA).

O período analisado foi de junho de 2012 até maio de 2013 por ser o primeiro ano de dados em que os três estudos de caso operaram ao mesmo tempo.

A fim de quantificar a irradiação solar para diferentes combinações de ângulos de inclinação e desvio azimutal, um ábaco foi gerado a partir do valor de irradiação anual para Cingapura para o período de junho de 2012 a maio de 2013. Os percentuais de irradiação solar para cada combinação de inclinação e desvio azimutal foram também simulados no *software* Zenit utilizando o modelo de radiação difusa de Perez (PEREZ *et al.*, 1990; PEREZ *et al.*, 1987).

Em seguida, a variação de irradiação global e difusa foi comparada para as três estações com base mensal e horária. Para o cálculo da variação de irradiação horária, a média horária de todos os dias do período analisado foi calculada gerando assim um gráfico do dia típico para o período de junho de 2012 a maio de 2013. O objetivo desta análise foi quantificar a irradiação solar em diferentes períodos do dia (manhã e tarde).

### ***Florianópolis***

Os dados de irradiação solar de Florianópolis foram obtidos pela estação solarimétrica instalada há 15 anos na Universidade Federal de Santa Catarina e monitorada pelo grupo Fotovoltaica UFSC, localizada sobre a cobertura do prédio de Engenharia Mecânica. A estação solarimétrica possui dados de irradiação solar global horizontal e inclinada medidas a cada quatro minutos. Esta estação está localizada a 600 metros do Sistema D. Durante os 15 anos de dados de irradiação medidos, observou-se uma irradiação anual média de 1.527 kWh/m<sup>2</sup>. A variação interanual (entre anos), mensal foi, em média, 10,6% (NASCIMENTO e RÜTHER, 2014).

Assim como foi feito para Cingapura, um ábaco contendo o percentual de irradiação incidente em cada combinação de inclinação e desvio azimutal foi gerado. Os percentuais para cada combinação de inclinação e desvio azimutal foram simulados no *software* Zenit, desenvolvido pelo

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems na Alemanha (HEYDENREICH *et al.*, 2008; MÜLLER *et al.*, 2009), utilizando o modelo de radiação difusa de Perez (PEREZ *et al.*, 1990; PEREZ *et al.*, 1987)

O período analisado nesta tese foi de janeiro de 2010 a dezembro de 2011. Com base nos dados analisados, a média horária de todos os dias de cada ano analisado foi calculada gerando assim um gráfico do dia típico para o período de dois anos (2010 e 2011). O objetivo desta análise foi quantificar a irradiação solar em diferentes períodos do dia (manhã e tarde).

### **3.2.6. Desempenho energético dos geradores fotovoltaicos e de sistemas de referência**

As principais formas de avaliar a produtividade de um gerador fotovoltaico são através de seu *yield*, dado em kWh/kWp, e que relaciona a energia produzida em um determinado período (geralmente anual) pela potência instalada; e através de sua taxa de desempenho, aqui chamado de *performance ratio* ou PR, dado em kWh real/kWh máximo teórico (%). Os subsistemas de cada estudo de caso foram comparados em relação ao *yield* e ao PR para o período de um ano de dados, Junho de 2012 a Maio de 2013 em Cingapura e para dois anos de operação na cidade de Florianópolis (2010 a 2011). Os dados de geração energética foram obtidos pelo sistema de aquisição de dados dos geradores para cada inversor (subsistema) e os dados de irradiação solar, utilizados no cálculo do PR, foram obtidos em estações meteorológicas situadas próximas aos estudos de caso.

Sistemas de referência foram utilizados para comparar o desempenho dos estudos de caso e seus respectivos subsistemas com sistemas fotovoltaicos mais idealmente instalados em cada localidade, em relação à inclinação e desvio azimutal dos módulos.

Em Cingapura, estudos anteriores mostraram que para sistemas fotovoltaicos de módulos cristalinos instalados em Cingapura os valores típicos de *yield* ficam entre 1.100 a 1.250 kWh/kWp por ano (BCA, 2012) e os melhores valores de PR ficam entre 80% e 83% (NOBRE *et al.*, 2012).

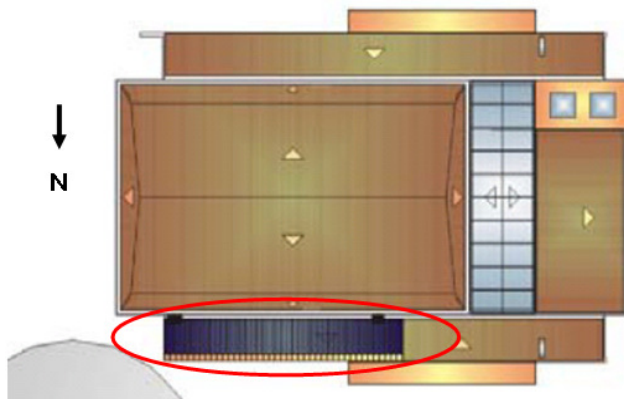
Em Florianópolis, utilizou-se como sistema de referência o Sistema de 10 kWp instalado na cobertura do Centro de Eventos da UFSC, que fica a 600 metros do Sistema D. O sistema de referência possui todas as características que o tornam “ideal” para a cidade de

Florianópolis, ou seja, é plano, orientado ao norte verdadeiro e possui inclinação igual à latitude local ( $27^\circ$ ). Além disso, utiliza os mesmos módulos fotovoltaicos utilizados no Sistema D. Pelo fato de os módulos estarem aplicados à sua cobertura, é considerado um BAPV (*Building-applied Photovoltaic System*). Trata-se do sistema de 10,24 kWp instalado na cobertura do Centro de Cultura e Eventos da Universidade Federal de Santa Catarina. Este sistema, em operação desde 2004, é composto por 80 módulos flexíveis de silício amorfo de 128 W (PVL 128) (VIANA *et al.*, 2007). A configuração inicial do gerador contava com nove inversores. Ao longo dos anos, alguns inversores apresentaram falhas e o sistema foi reconfigurado. A primeira alteração redistribuiu a potência de 10 kWp em 6 inversores e a segunda alteração em 5 inversores. O sistema possui um medidor de energia para cada inversor, o que possibilita o acompanhamento periódico da geração.

A Figura 41 apresenta o Centro de Cultura e Eventos com a instalação na parte frontal de sua cobertura e a Figura 42 apresenta a planta baixa do sistema com a indicação do norte.



**Figura 41 – Sistema fotovoltaico plano inclinado a  $27^\circ\text{N}$ , com 10,24 kWp, integrado ao Centro de Cultura e Eventos da UFSC.**



**Figura 42 – Orientação do sistema de 10 kWp do Centro de Cultura e Eventos da UFSC.**

Como a intenção desta análise é utilizar um sistema com o melhor rendimento para a cidade de Florianópolis e devido às alterações na configuração dos subsistemas que compõem o sistema do Centro de Eventos, o inversor que apresentou o melhor desempenho no período analisado (2010 a 2011) foi selecionado. Trata-se de um inversor Sunny Boy SB2500, conectado a 24 módulos (3,072 kWp), com carregamento de 122%.

A partir dos dados de irradiação solar e de geração fotovoltaica anual, os índices de desempenho do Sistema de Referência foram obtidos e estão apresentados na Tabela 6.

**Tabela 6. Índices de desempenho do melhor subsistema do sistema de referência.**

	2010	2011
Potência Instalada	3,072 kWp	3,072 kWp
Geração Fotovoltaica	3.889 kWh/ano	3.886 kWh/ano
Irradiação Anual (inclinada)	1.377 kWh/m <sup>2</sup>	1.389 kWh/m <sup>2</sup>
Irradiação Anual (horizontal)	1.322 kWh/m <sup>2</sup>	1.331 kWh/m <sup>2</sup>
Performance Ratio (PR)	92%	91%
Produtividade ( <i>Yield</i> )	1.266 kWh/kWp	1.268 kWh/kWp

Portanto, para Florianópolis, os valores de *yield* de referência ficam em torno de 1.260 kWh/kWp com PR de 91%.



### 3.2.7. Análise de sombreamento

O sombreamento parcial tem sido identificado como a principal causa para a redução do *yield* e do PR de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (WOYTE *et al.*, 2003); portanto um estudo detalhado foi conduzido para quantificar o sombreamento de cada subsistema que compõem os estudos de caso.

Para analisar a influência do sombreamento sobre um sistema fotovoltaico, os geradores foram divididos de acordo com a divisão de seus subsistemas.

O método utilizado para identificar e quantificar o sombreamento foi descrito no item 3.1. Os dados de entrada no *software* Ecotect foram o arquivo climático de Cingapura e Florianópolis fornecidos pelo U.S Department of Energy, o modelo tridimensional das coberturas com a divisão dos subsistemas e a posição das coberturas em relação ao norte. Em seguida, máscaras de sombreamento foram geradas para cada um dos subsistemas, informando tanto a existência ou não de sombreamento em determinado período como o percentual do mesmo.

A partir do percentual de sombreamento obtido nos estudos de caso e da relação entre percentual de sombreamento e redução de irradiação incidente desenvolvida a partir de estudos teóricos, a cada estudo de caso foi atribuído um índice de sombreamento anual.

### 3.3. VALIDAÇÃO DO ÍNDICE DE SOMBREAMENTO: COMPARAÇÃO ENTRE DADOS DE GERAÇÃO ENERGÉTICA REAIS E DADOS ESTIMADOS

A validação do método proposto foi feita através da comparação entre a estimativa de *yield* considerando o índice de sombreamento anual dos quatro estudos de caso com o *yield* real obtido pelo sistema de aquisição de dados de cada inversor.

A estimativa de *yield* foi baseada na multiplicação de três fatores. O primeiro fator utilizado na estimativa foi a irradiação global inclinada no plano dos módulos. O segundo fator foi o índice de sombreamento anual, obtido através da análise de sombreamento e que é apresentada no item 4.2.6. O terceiro fator foi um valor padrão de PR relativo a perdas energéticas decorrentes da instalação e do funcionamento do gerador fotovoltaico (inversores, cabos, configuração elétrica). Tipicamente, tem se utilizado o fator de 80% (PR = 0,8) para sistemas fotovoltaicos instalados em regiões tropicais e subtropicais. Nesta tese, utilizaram-se valores de 80%, 85%, 90%, 95%. O aumento do

percentual de desempenho indica sistemas fotovoltaicos com menores perdas. Esta melhora no desempenho operacional de sistemas fotovoltaicos vem sendo observada ao longo dos anos (CLAVADETSHCHER e NORDMANN, 2007; REICH *et al.*, 2012) , demonstrando tanto que os geradores fotovoltaicos tem sido projetados com mais cautela, tanto que os equipamentos tem melhorado significativamente suas eficiências. Atualmente, valores de PR acima de 90% já são realidade em geradores que utilizam módulos e inversores comercialmente disponíveis e a tendência é este percentual aumentar ainda mais em um futuro próximo (REICH *et al.*, 2012).

A equação utilizada para a estimativa do *yield* foi a Equação 7.

$$Y = H_{INC} \times (1-IS) \times PR \quad (7)$$

Onde:

$Y = Yield$  anual (kWh/kWp = h).

$H_{INC}$  = Irradiação anual global inclinada (kWh/m<sup>2</sup>), dividida pela irradiância de referência de 1 kW/m<sup>2</sup>, expressa em número de horas (h) por ano.

IS = Índice de Sombreamento anual (%)

PR = Rendimento do sistema (inversor e conexões).

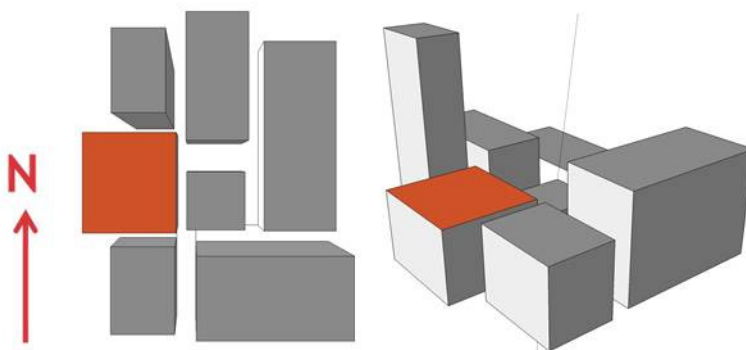
## 4. RESULTADOS

### 4.1. ANÁLISE DE SOMBREAMENTO E IRRADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE EM UMA SUPERFÍCIE

A fim de compreender como um sombreamento parcial pode influenciar a redução de irradiação solar incidente em um plano, uma simulação no *software* Ecotect foi conduzida para duas superfícies planas localizadas em uma mesma cidade sendo uma parcialmente sombreada e a outra isenta de sombreamento. O sombreamento parcial foi identificado, quantificado e as perdas de irradiação incidente foram comparadas com o percentual de sombreamento da superfície.

O método foi aplicado em duas simulações utilizando as mesmas superfícies, porém em cidades diferentes. A primeira simulação foi realizada para Cingapura (1,35°N, 103,98°L), cidade situada muito próxima à Linha do Equador, com clima quente e úmido durante todo ano. A segunda simulação foi realizada para a cidade de Florianópolis (27,48°S, 48,5°O). Florianópolis encontra-se abaixo do Trópico de Capricórnio, ou seja, possui clima subtropical, com as quatro estações do ano bem definidas.

Uma edificação com cobertura plana simples foi modelada no SketchUp juntamente com alguns elementos em seu entorno. A Figura 43 apresenta a composição criada com a superfície de interesse em destaque.



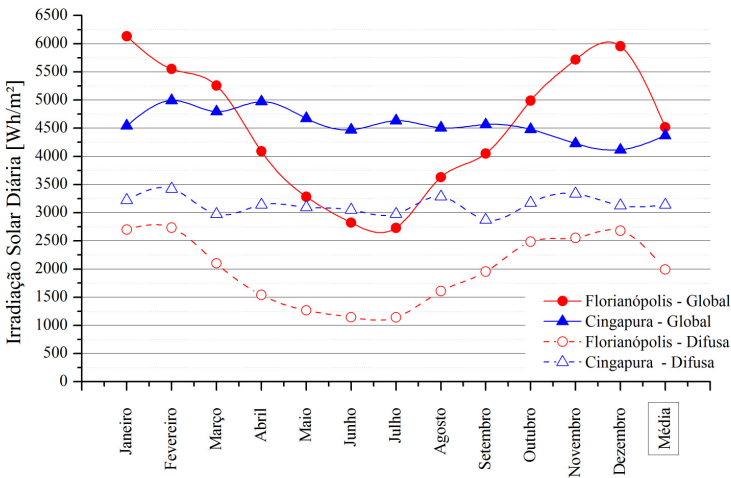
**Figura 43. Modelo tridimensional para simulação de sombreamento com a superfície de interesse em destaque.**

### 4.1.1. Arquivos climáticos

Os arquivos climáticos utilizados para Cingapura e Florianópolis foram obtidos no site do U.S. Department of Energy (U.S.DEPARTMENT\_OF\_ENERGY, 2014) na extensão .epw, convertido em .wea pelo *software* Weather Tool e inserido no *software* Ecotect.

A fonte de dados climáticos de Cingapura é o International Weather for Energy Calculations (IWEC) da ASHARE e a fonte dos dados climáticos de Florianópolis é o projeto Solar and Wind Energy Research Assessment (SWERA), que conta com a colaboração do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE, 2009) no fornecimento de dados meteorológicos do Brasil e validação dos dados de satélite por estações em solo realizadas pela UFSC.

A Figura 44 apresenta os valores de irradiação solar global horizontal e difusa médios diários para cada mês do ano, para ambas as cidades.



**Figura 44. Irradiação solar global horizontal e difusa médias diárias para cada mês do ano em Florianópolis e Cingapura.**

De acordo com os dados IWEC, em Cingapura, a irradiação solar global horizontal anual é de 1.596 kWh/m<sup>2</sup>, com 68% de fração difusa. De acordo com os dados do projeto SWERA, a irradiação solar global

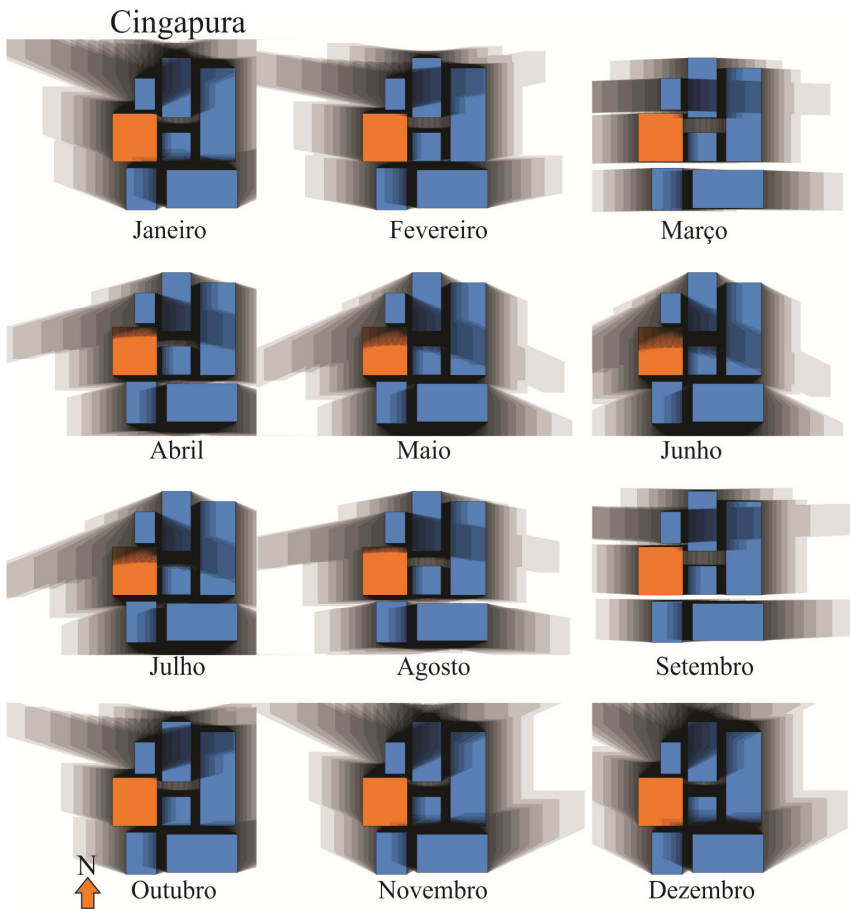
horizontal de um ano típico em Florianópolis é de 1.649 kWh/m<sup>2</sup>, com 44% correspondente à fração de irradiação difusa.

A Figura 44 mostra que, mesmo apresentando um valor médio anual aproximado, Florianópolis e Cingapura possuem grandes diferenças ao longo do ano. Florianópolis recebe maior irradiação solar global durante os meses de janeiro, fevereiro e março e também outubro, novembro e dezembro, enquanto Cingapura mantém-se com valores relativamente constantes ao longo de todo o ano.

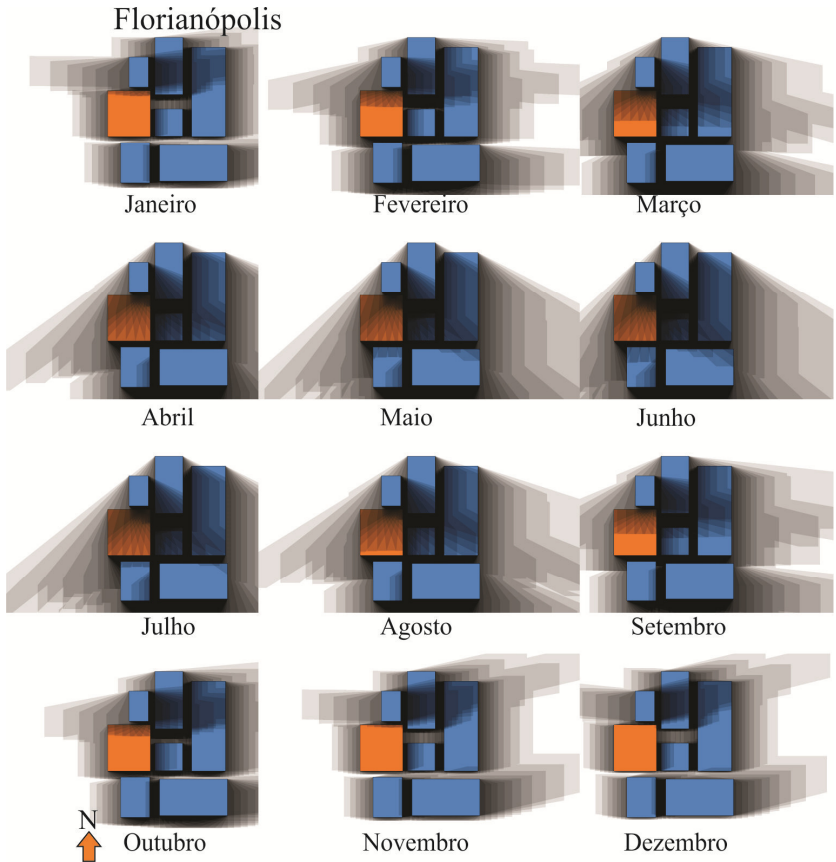
A fração de irradiação difusa é superior em todos os meses em Cingapura, cidade caracterizada por céu nublado quase todos os dias. Em Florianópolis a fração de irradiação difusa varia conforme a estação do ano, sendo maior nos meses de verão. Os meses de maio, junho e julho, que apresentam valores menores de fração difusa, são meses com mais dias de céu claro.

#### **4.1.2. Identificação do sombreamento**

Na etapa de identificação do sombreamento, a trajetória da sombra ao longo do ano foi visualizada através da ferramenta *Shadow Range* do *software* Ecotect, a qual mostra a fração de cobertura sombreada em cada instante, para cada mês para um determinado período. Os tons de cinza mais claros representam menos horas sombreadas do que os tons mais escuros. A Figura 45 apresenta a análise da trajetória de sombreamento para o período das 8 às 17h, com intervalos de 30 minutos, para a cidade de Cingapura e a Figura 46 a mesma análise para a cidade de Florianópolis.



**Figura 45. Análise da trajetória de sombreamento em Cingapura das 8 às 17h a cada intervalo de 30 minutos.**



**Figura 46. Análise da trajetória de sombreamento em Florianópolis das 8 às 17h a cada intervalo de 30 minutos.**

Em Florianópolis, a cobertura é atingida mais significativamente por sombras que abrangem toda a cobertura nos meses de abril a agosto. Em fevereiro, março, setembro e outubro a cobertura é apenas parcialmente sombreada. Nos meses de janeiro, novembro e dezembro a cobertura é isenta de sombreamento no intervalo de tempo analisado. Já em Cingapura, pela elevada posição do Sol no céu ao longo de todo o ano devido à baixa latitude local, as sombras são bem menos intensas do que em Florianópolis, se fazendo presentes nos meses de abril a agosto.

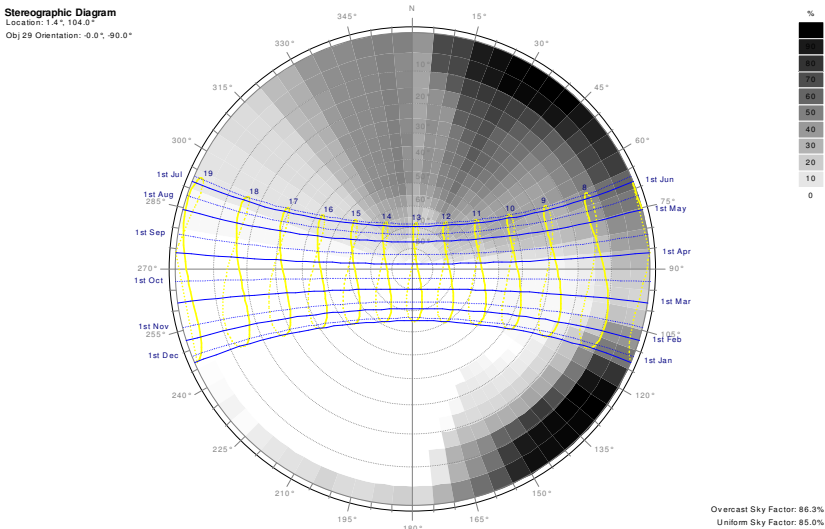
### 4.1.3. Quantificação do sombreamento

A quantificação do sombreamento em cada cobertura foi realizada com base em diferentes ferramentas do *software* Ecotect: máscaras de sombreamento, cálculos de exposição solar e análise através de uma malha sobre a superfície de interesse e foi calculada para diferentes bases temporais: horária, diária, mensal e anual.

#### *Máscaras de sombreamento*

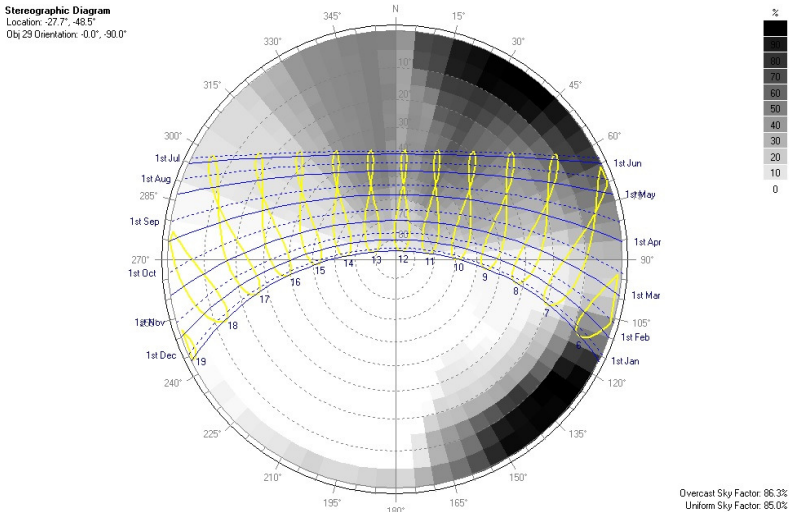
A primeira análise de sombreamento foi realizada através de máscaras de sombreamento que foram geradas sobre um diagrama polar Estereográfico.

A máscara de sombreamento foi calculada de forma a considerar o sombreamento parcial sobre todos os pontos da superfície. A Figura 47 apresenta a máscara para a superfície em Cingapura e a Figura 48, para Florianópolis.



**Figura 47. Máscara de sombreamento parcial da superfície analisada sobre um diagrama solar de projeção estereográfica para Cingapura.**





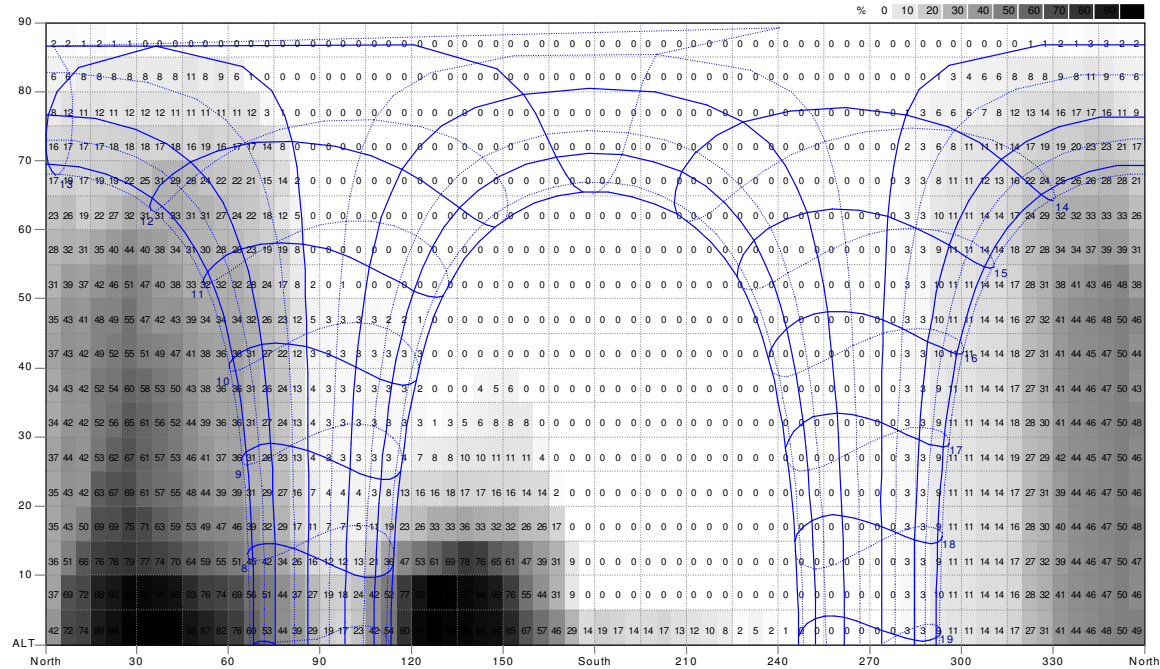
**Figura 48. Máscara de sombreamento parcial da superfície analisada sobre um diagrama solar de projeção estereográfica para Florianópolis.**

Os tons mais claros representam um menor percentual de área sombreada e os pontos mais escuros, um maior percentual de área sombreada. Em Cingapura, há sombreamento parcial da cobertura antes das 9h da manhã em todos os meses do ano e nos meses de maio, junho, julho e agosto continua ocorrendo até às 14h. Em Florianópolis, há sombreamento parcial nas primeiras horas da manhã em todos os meses do ano. O sombreamento continua ocorrendo nas horas seguintes durante os meses de outono e inverno. No período vespertino a superfície não é sombreada pelo seu entorno.

As mesmas informações podem ser lidas através da Figura 49 (Cingapura) e da Figura 50 (Florianópolis), que apresentam as máscaras de sombreamento sobre um diagrama ortogonal. A vantagem desta segunda forma de visualização é observar o percentual de área sombreada por hora, em cada mês do ano.

**Orthographic Projection**  
 Location: 1.4°, 104.0°  
 Obj29 Orientation: -0.0°, -90.0°

Overcast Sky Factor: 86.3%  
 Uniform Sky Factor: 85.0%



**Figura 49. Máscara de sombreamento parcial da superfície analisada sobre um diagrama solar de projeção ortogonal para Cingapura.**

**Orthographic Projection**

Location: -27.7°, -48.5°

Obj 29 Orientation: -0.0°, -90.0°

Sun Position: 35.9°, 30.7°

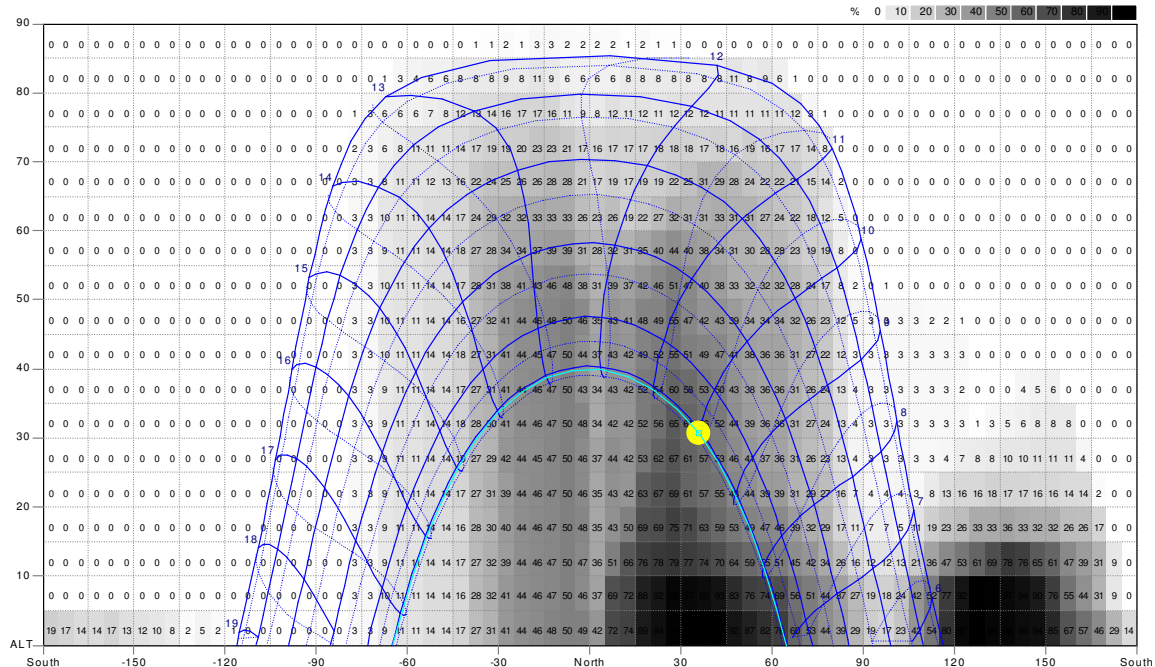
Overcast Sky Factor: 86.3%

Uniform Sky Factor: 85.0%

Date/Time: 10:00, 4th Jun

Shading: 76%

HSA: 35.9°, VSA: 36.2°



**Figura 50. Máscara de sombreamento parcial da superfície analisada sobre um diagrama solar de projeção ortogonal para Florianópolis.**

Após o cálculo da máscara de sombreamento para a superfície selecionada no modelo tridimensional, os percentuais de sombreamento mensais foram calculados baseados nos coeficientes de sombreamento (item 3.1.2). Os percentuais de sombreamento referem-se ao percentual de área da superfície sombreada no período analisado. A Tabela 7 apresenta os resultados para Cingapura e a Tabela 8 para Florianópolis.

**Tabela 7. Coeficientes de sombreamento mensais fornecidos pelo Ecotect e percentuais de sombreamento mensais (área média sombreada por mês) calculados para a superfície analisada em Cingapura.**

<b>Coeficiente de Sombreamento (CS) e Percentual de Sombreamento (PS)</b>		
Objeto 29		
Latitude: 1,35°		
Longitude: 104,0°		
Fuso horário: 120,0° [+8.0hrs]		
Orientação: -0,0°		
<b>Mês</b>	<b>CS</b>	<b>PS</b>
Janeiro	95%	5%
Fevereiro	98%	2%
Março	97%	3%
Abril	85%	15%
Mai	76%	24%
Junho	75%	25%
Julho	78%	22%
Agosto	86%	14%
Setembro	98%	2%
Outubro	97%	3%
Novembro	94%	6%
Dezembro	95%	5%
<b>Verão</b>	96%	4%
<b>Inverno</b>	76%	24%
<b>Anual</b>	<b>90%</b>	<b>10%</b>

**Tabela 8. Coeficientes de sombreamento mensais fornecidos pelo Ecotect e percentuais de sombreamento mensais (área média sombreada por mês) calculados para a superfície analisada em Florianópolis.**

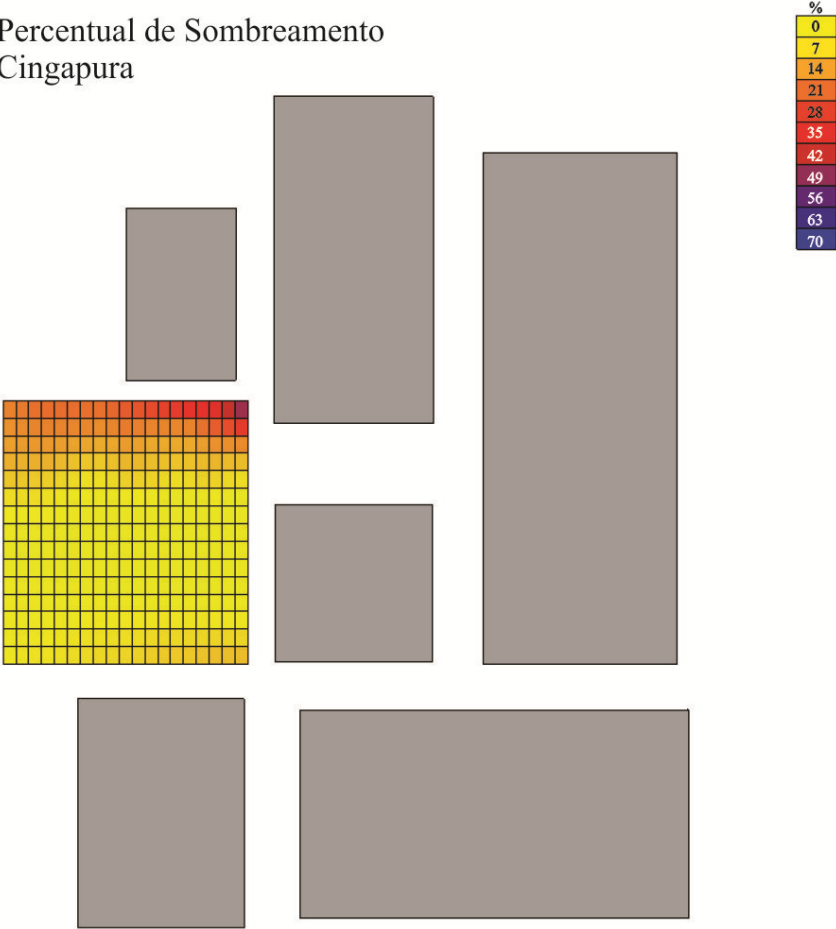
<b>Coeficiente de Sombreamento Efetivo (CS) e Percentual de Sombreamento (PS)</b>		
Objeto 29		
Latitude: -27,48°		
Longitude: -48,5°		
Fuso horário: -45,0° [-3,0hrs]		
Orientação: -0,0°		
<b>Mês</b>	<b>CS</b>	<b>PS</b>
Janeiro	93%	7%
Fevereiro	87%	13%
Março	77%	23%
Abril	66%	34%
Mai	60%	40%
Junho	59%	41%
Julho	62%	38%
Agosto	68%	32%
Setembro	80%	20%
Outubro	89%	11%
Novembro	93%	7%
Dezembro	93%	7%
<b>Verão</b>	91%	9%
<b>Inverno</b>	60%	40%
<b>Anual</b>	<b>77%</b>	<b>23%</b>

### ***Análise de malha***

Em seguida, a cobertura foi analisada a partir de uma malha, a fim de quantificar o sombreamento em relação à posição que o mesmo ocorre na superfície. O *software* Ecotect fornece, entre outras opções, o total de horas ensolaradas, o percentual de exposição solar global, o percentual de sombreamento, o percentual de exposição à irradiação direta e o percentual de exposição à irradiação difusa.

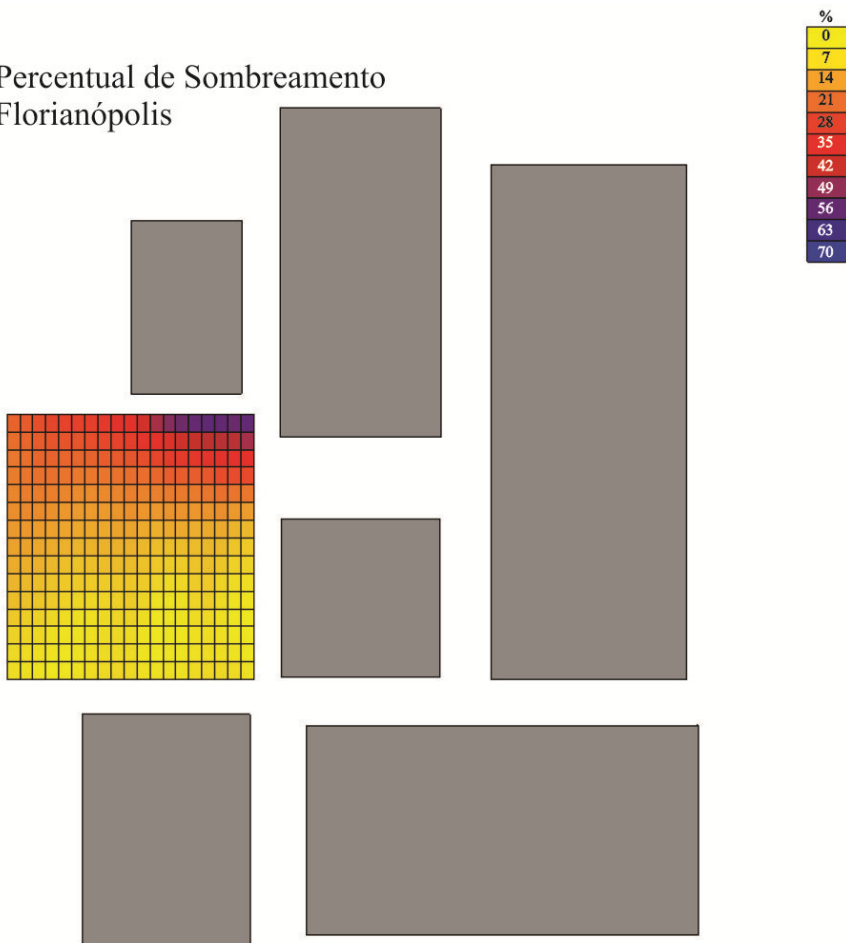
O percentual de sombreamento médio anual sobre a superfície pode ser visualizado na Figura 51 para Cingapura e na Figura 52 para Florianópolis.

Percentual de Sombreamento  
Cingapura



**Figura 51. Percentual de sombreamento (tempo) médio anual sobre malha em Cingapura.**

## Percentual de Sombreamento Florianópolis



**Figura 52. Percentual de sombreamento (tempo) médio anual sobre malha em Florianópolis.**

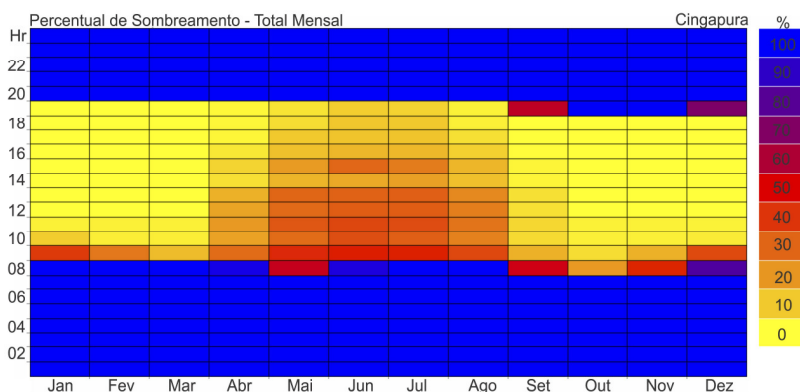
A Figura 51 demonstra que em Cingapura dois terços da cobertura possui percentual de sombreamento anual abaixo de 7% e um terço é sombreado mais de 14% do ano, com a extremidade atingindo 50% de sombreamento anual.

Em Florianópolis, metade da cobertura é sombreada menos de 14% do ano e a outra metade apresenta valores de percentual anual de 14 a 56%.

### Exposição solar

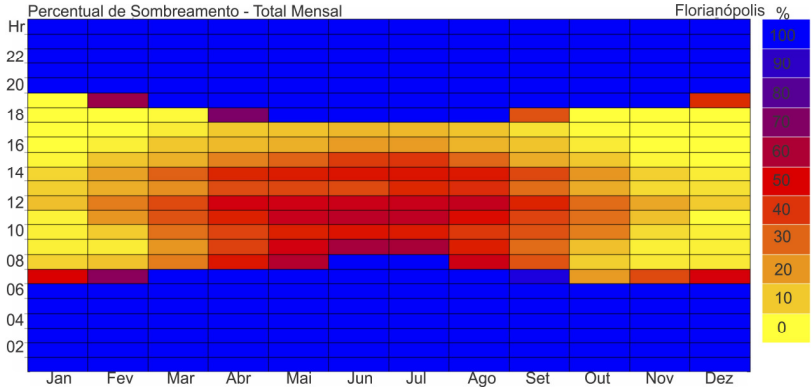
Em seguida, ativou-se a ferramenta de cálculo de exposição solar para a mesma superfície. Desta forma, buscou-se verificar se o cálculo do percentual de sombreamento a partir do coeficiente de sombreamento era condizente com o percentual de sombreamento apresentado pelo *software* em análises diferentes e mais complexas. A vantagem da utilização do método pela máscara de sombreamento é o tempo de execução, que, dependendo da complexidade do modelo tridimensional, pode ser muito menor do que nas demais formas de análise do *software*, já que estas consideram outros fatores nos cálculos. A vantagem da utilização do método exposição solar é poder gerar resultados com maior resolução temporal, ou seja, resultados na base horária para dias específicos ou ainda para dias típicos de cada mês (média de todos os dias do mês).

Os percentuais de área sombreada foram quantificados na base horária para cada mês do ano, tanto para Cingapura quanto para Florianópolis. A Figura 53 e a Figura 54 apresentam gráficos onde o eixo das abcissas corresponde aos meses do ano e o eixo das ordenadas corresponde às horas do dia, para Cingapura e Florianópolis, respectivamente. A cor amarela representa um menor percentual de sombreamento enquanto a cor azul representa que a superfície está completamente sombreada.



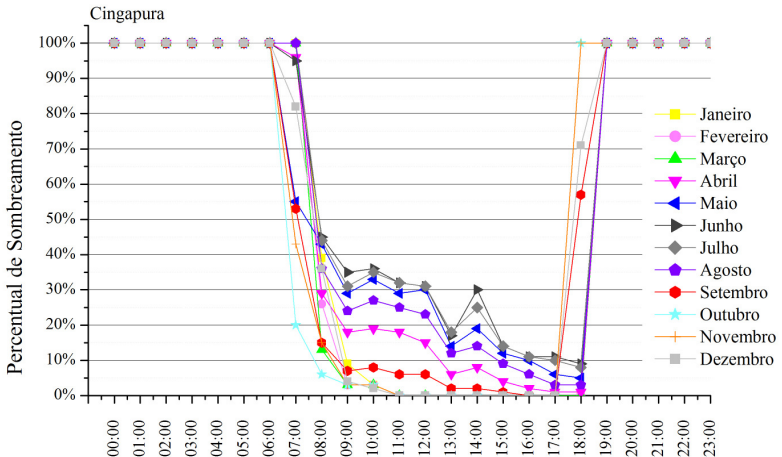
**Figura 53. Percentual médio de sombreamento horário para cada mês do ano em Cingapura.**



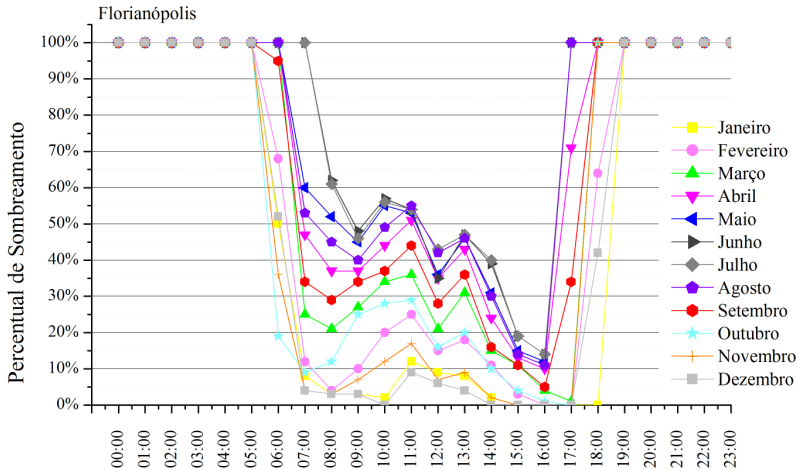


**Figura 54. Percentual médio de sombreamento horário para cada mês do ano em Florianópolis.**

Os dados que geraram a Figura 53 e a Figura 54, foram exportados em formato .csv e permitiram a geração dos gráficos apresentados na Figura 55 para Cingapura e na Figura 56 para Florianópolis.



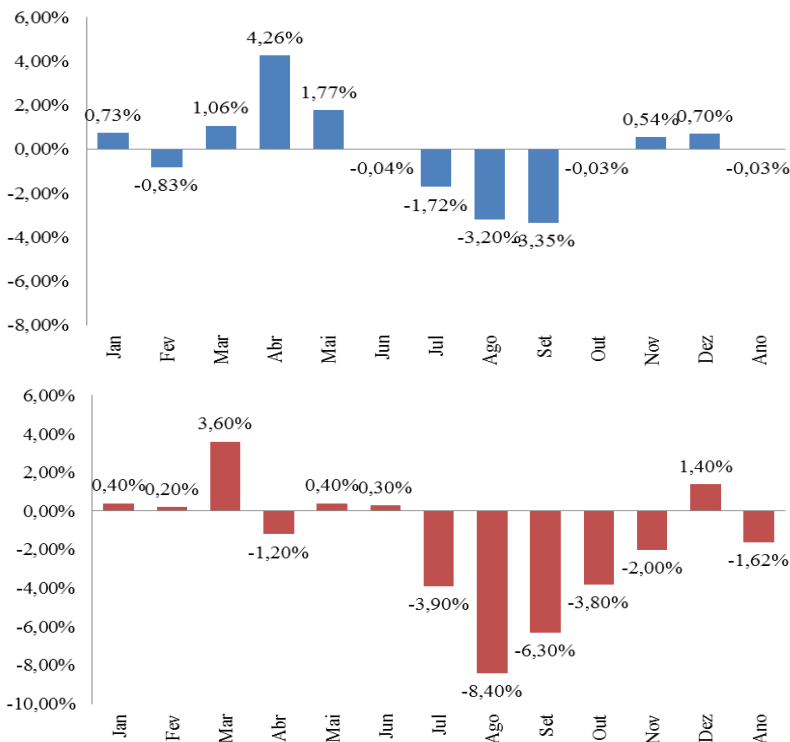
**Figura 55. Percentual médio de área sombreada na base horária para cada mês do ano para Cingapura.**



**Figura 56. Percentual médio de área sombreada na base horária para cada mês do ano para Florianópolis.**

Em Florianópolis, as curvas referentes aos meses de verão estão concentradas abaixo e as curvas dos meses de inverno acima, ficando bem claro que o percentual de área sombreada é sempre maior nos meses de inverno. Em Cingapura, apesar de não haver estações do ano bem definidas, o comportamento da sombra também variou de forma sazonal, sendo que as curvas mais altas (maiores valores de percentual de sombreamento) apareceram para os meses de verão.

Buscando comparar os resultados fornecidos pela máscara de sombreamento com a análise de exposição solar, ou seja, com a análise mais detalhada disponível no *software* Ecotect, os percentuais de sombreamento apresentados na Tabela 7 e na Tabela 8 foram comparados com a média de área sombreada na base horária em um dia típico de cada mês a partir dos dados utilizados para gerar a Figura 54 e a Figura 56. A Figura 57 apresenta a diferença percentual para Cingapura e para Florianópolis.



**Figura 57. Diferença entre os valores de percentual de área sombreada obtidos a partir do coeficiente de sombreamento e a partir da análise de exposição solar na base horária para Cingapura na base horária (acima) e para Florianópolis (abaixo).**

De acordo com a Figura 57, aumentando-se o grau de precisão do sombreamento para a base horária a maior diferença percentual chegou a 8 pontos percentuais em Florianópolis e a 4 pontos percentuais em Cingapura. No entanto, o percentual de sombreamento anual teve uma diferença de 1,62% em Florianópolis e apenas 0,03% em Cingapura.

Estes resultados mostraram que a simulação com base horária e, portanto, de maior resolução temporal, apresentou melhor correspondência com a simulação por máscara de sombreamento para a cidade de Cingapura do que Florianópolis. Esta melhor correspondência pode ter se dado devido à latitude de Cingapura ser bem próxima a zero. A maioria dos meses apresentou valores com até 1% de diferença em relação à simulação por máscara de sombreamento, com exceções para

os meses de Abril (+4,26%), Setembro (-3,5%), Agosto (-3,20%) e Julho (-1,72%).

Na base anual, a correspondência foi de -0,03%, ou seja, pode-se considerar que o balanço de área sombreada calculada pelas duas formas foi o mesmo.

Em Florianópolis, maiores diferenças percentuais puderam ser observadas. Sete meses apresentaram correspondência de até 2% e os demais variaram de +3,60% (Março) a -8,40% (Agosto). No entanto, na base anual, a diferença foi de apenas -1,62%.

Esta análise mostrou que o percentual de sombreamento anual calculado rapidamente pela máscara de sombreamento apresenta resultados bastante próximos aos resultados de análises mais detalhadas, diferente do que ocorre com os valores mensais e, portanto, o percentual anual de sombreamento pode ser um fator confiável na estimativa de perdas de geração energética anual por sistemas solares parcialmente sombreados.

#### **4.1.4. Percentual de sombreamento x Irradiação solar incidente**

O percentual de sombreamento foi comparado ao percentual de irradiação solar incidente em quatro bases temporais: horária, diária, mensal e anual.

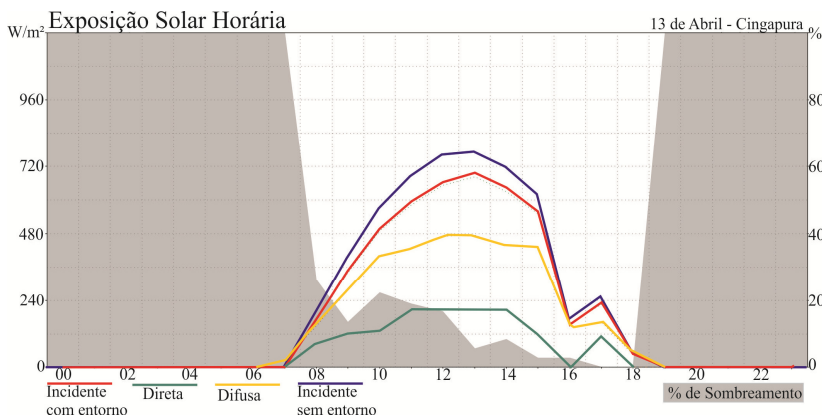
##### ***Base horária***

A fim de relacionar o percentual de sombreamento (área sombreada) em um determinado horário com o percentual da redução de irradiância incidente naquele instante em uma determinada superfície, um dia de cada mês foi selecionado, para ambas as cidades. Para cada dia, estimou-se a irradiação incidente na superfície considerando os obstáculos causadores do sombreamento e excluindo-os.

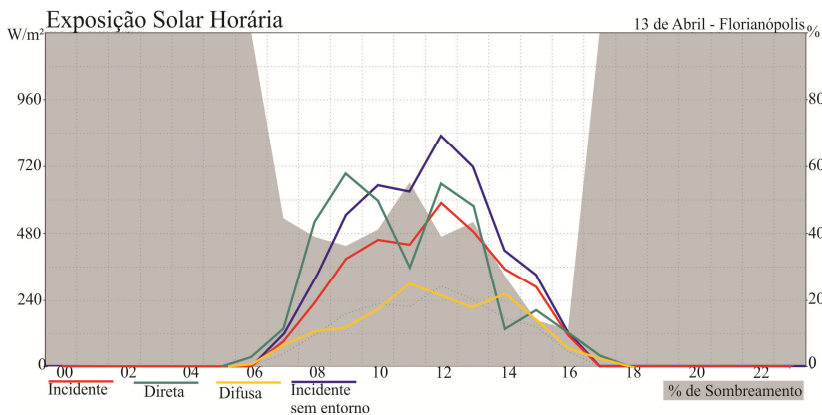
Esta análise foi realizada selecionando-se um dia específico dentro do *software* Ecotect, pois assim, obtém-se também informações de irradiância direta e difusa disponíveis no plano horizontal, bem como a irradiância incidente em função do sombreamento no plano da superfície selecionada naquele horário. Os dados são gerados a partir do arquivo climático inserido no início da simulação, levando em consideração as obstruções do entorno.

A Figura 58 e a Figura 59 apresentam a irradiância direta (linha verde) e difusa (linha amarela) disponíveis para um plano horizontal e a irradiância solar incidente na superfície analisada (linha vermelha) e a

incidência solar caso não houvesse sombreamento para o dia 13 de abril em Cingapura e em Florianópolis, respectivamente. Além disso, é possível visualizar o percentual de área sombreada em cada hora do dia (hachura cinza).



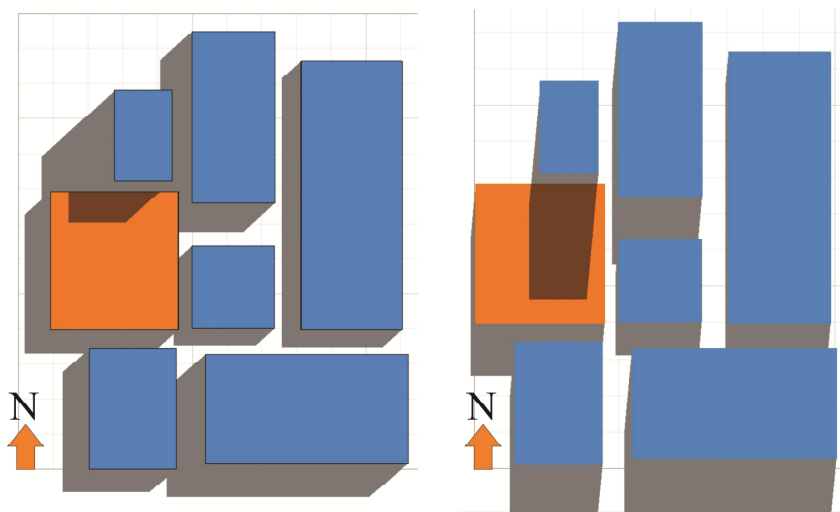
**Figura 58. Análise de sombreamento para um dia específico (13 de abril) na cidade de Cingapura de uma cobertura parcialmente sombreada.**



**Figura 59. Análise de sombreamento para um dia específico (13 de abril) na cidade de Florianópolis de uma cobertura parcialmente sombreada.**

A Figura 58 apresenta um sombreamento de aproximadamente 20% da área ao meio dia em Cingapura e a Figura 59, um sombreamento de aproximadamente 40% da área em Florianópolis no mesmo horário. Através da Figura 60, é possível verificar a forma como

o sombreamento ocorre na superfície em cada cidade, no mesmo horário e no mesmo dia.



**Figura 60. Análise de sombreamento no *software* Ecotect. O sombreamento refere-se às 12h do dia 13 de abril na cidade Cingapura (à esquerda) e em Florianópolis (à direita).**

Para cada dia selecionado, foram armazenados dados de irradiância incidente na superfície sombreada (I<sub>icS</sub>) e na superfície sem sombreamento (I<sub>isS</sub>) em cada hora cheia. A Tabela 9 apresenta os dados horários e a irradiância total diária para o dia 13 de abril em Cingapura e a Tabela 10 apresenta os dados para o mesmo dia em Florianópolis.

**Tabela 9. Irradiação incidente para um dia específico em Cingapura.**  
**Exposição solar horária de superfície sombreada (IIcS) e de superfície sem sombreamento (IISs)**

SINGAPORE, SGP  
 Objeto: 29 (28.476 m2) (Azi: -0.00 °, Alt: -90.00 °)  
 Data: 13 Abril

<b>Hora</b>	<b>PS</b>	<b>IIcS (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PS</b>	<b>IISs (W/m<sup>2</sup>)</b>	
8:00	26%	170	0%	195	
9:00	13%	347	0%	393	
10:00	22%	496	0%	570	
11:00	18%	593	0%	684	
12:00	16%	664	0%	761	
13:00	5%	695	0%	771	
14:00	8%	642	0%	718	
15:00	2%	558	0%	620	
16:00	2%	153	0%	173	
17:00	0%	231	0%	254	
18:00	0%	49	0%	55	
<b>Total</b>	<b>Wh/m<sup>2</sup></b>	<b>10%</b>	<b>4.598</b>	<b>0%</b>	<b>5.194</b>

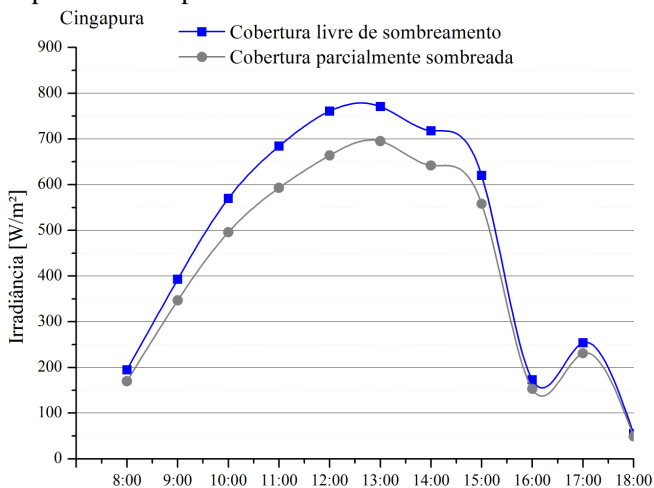
**Tabela 10. Irradiação incidente para um dia específico em Florianópolis.**  
**Exposição solar horária de superfície sombreada (IIcS) e de superfície sem sombreamento (IISs)**

FLORIANOPOLIS\_ARPT, BRA  
 Objeto: 29 (28.476 m2) (Azi: -0.00 °, Alt: -90.00 °)  
 Data: 13 Abril

<b>Hora</b>	<b>PS</b>	<b>IIcS (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>PS</b>	<b>IISs (W/m<sup>2</sup>)</b>	
7:00	44%	92	0%	110	
8:00	39%	230	0%	308	
9:00	36%	390	0%	544	
10:00	41%	457	0%	650	
11:00	55%	439	0%	626	
12:00	39%	590	0%	828	
13:00	43%	487	0%	715	
14:00	27%	353	0%	416	
15:00	14%	288	0%	329	
16:00	11%	112	0%	126	
<b>Total</b>	<b>Wh/m<sup>2</sup></b>	<b>35%</b>	<b>3.436</b>	<b>0%</b>	<b>4.652</b>

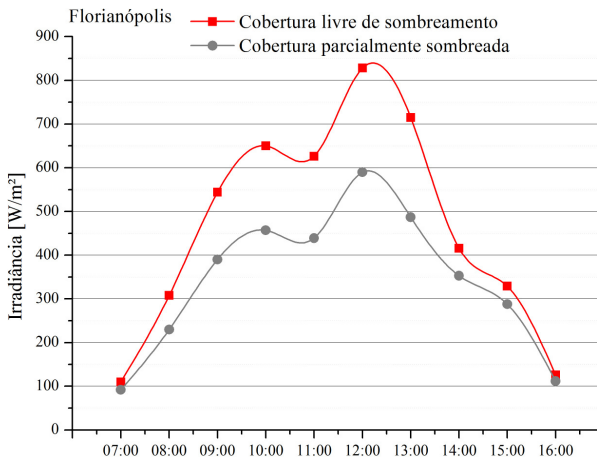
Conforme a Tabela 9, o percentual médio de área sombreada neste dia em Cingapura foi de 10% e o percentual de redução da irradiação incidente foi de 11%. Em Florianópolis, a Tabela 10 mostrou que o percentual de área sombreada foi de 35% e o percentual de redução da irradiação incidente foi de 26%. Nota-se, então, que o percentual de sombreamento diário não reflete necessariamente o percentual de perdas de irradiação incidente sobre uma superfície, uma vez que o percentual de sombreamento está relacionado a uma área sombreada num determinado tempo e o percentual de redução de irradiação solar incidente está relacionado à energia perdida devido ao sombreamento. A questão energética (redução de irradiação incidente) é, portanto, bem mais complexa do que a questão do percentual de sombreamento, pois a intensidade solar pode variar ao longo das horas do dia tanto devido ao clima (*cloud cover distribution*), quanto pela posição do Sol no céu (*air mass*). A Figura 58 e a Figura 59 mostram ainda que as cidades analisadas apresentam características opostas na relação entre irradiação global e irradiação difusa. Enquanto Cingapura apresentou 71% de irradiação difusa na sua composição de irradiação global, Florianópolis apresentou 31% para o dia analisado.

As curvas de irradiação incidente com e sem sombreamento foram traçadas para ambas as cidades. O resultado para o dia 13 de abril pode ser visualizado através da Figura 61 para Cingapura e através da Figura 62 para Florianópolis.



**Figura 61. Irradiância solar incidente nos planos com e sem sombreamento para o dia 13 de abril na cidade de Cingapura.**

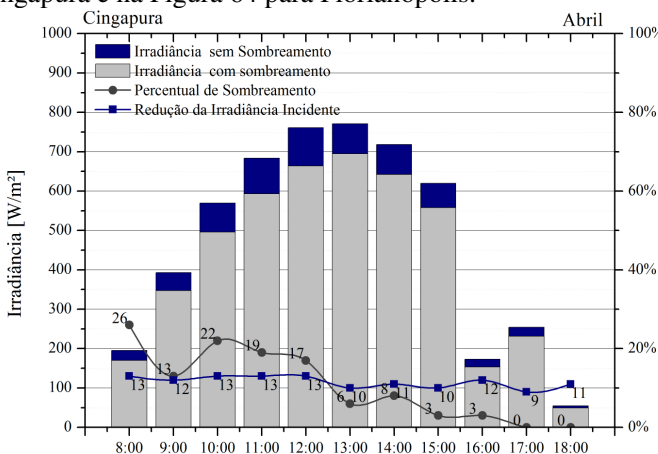




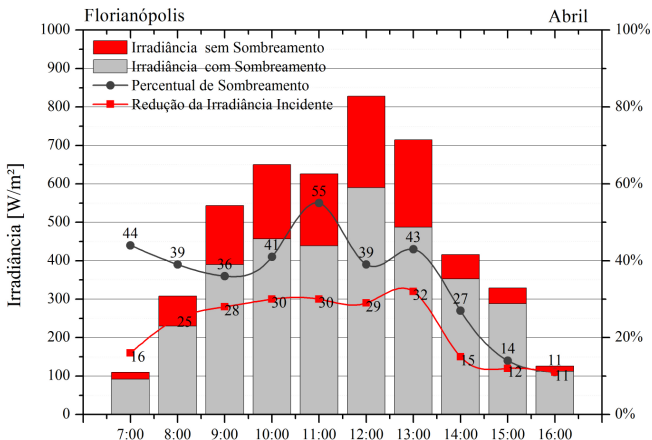
**Figura 62. Irradiância solar incidente nos planos com e sem sombreamento para o dia 13 de abril na cidade de Florianópolis.**

A Figura 61 mostra que a maior redução da irradiância ocorreu ao meio dia em Cingapura e em Florianópolis, a Figura 62 demonstra que a maior diferença ocorreu no período das 10h às 13h.

Os percentuais de redução da irradiância incidente horários foram então calculados e contrastados com os percentuais de área sombreada para este mesmo dia. O resultado pode ser visualizado na Figura 63 para Cingapura e na Figura 64 para Florianópolis.



**Figura 63. Irradiância incidente nos planos com e sem sombreamento para o dia 13 de abril na cidade de Cingapura e percentuais de redução da irradiância incidente e de área de superfície sombreada por hora.**

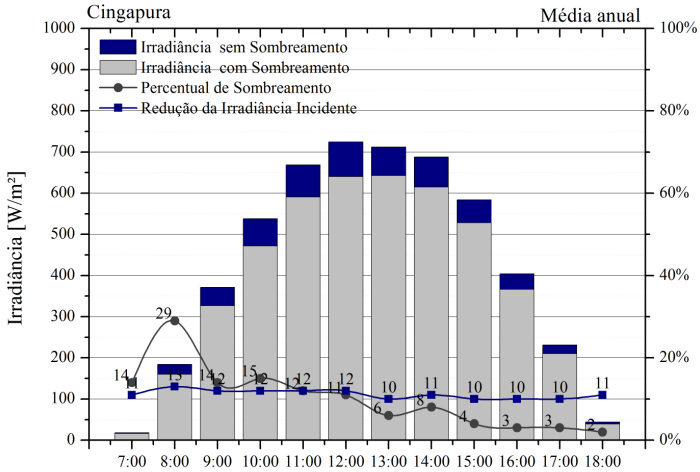


**Figura 64. Irradiância incidente nos planos com e sem sombreamento para o dia 13 de abril na cidade de Florianópolis e percentuais de redução da irradiância incidente e de área de superfície sombreada por hora.**

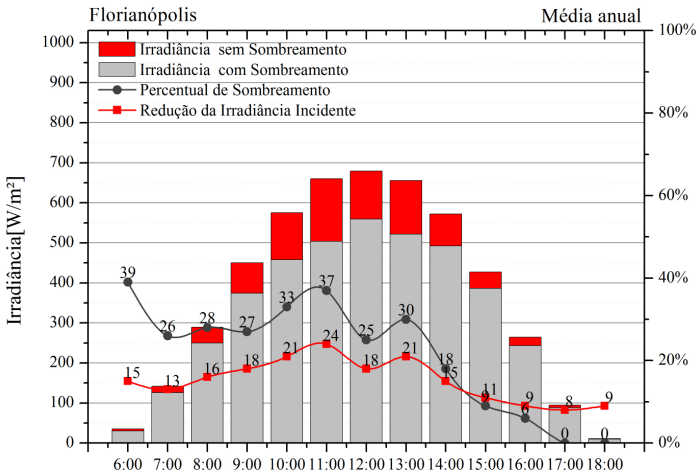
De acordo com a Figura 63, apesar de o percentual de sombreamento ter variado ao longo do dia de 26% a 0%, as perdas de irradiância incidente sobre um plano parcialmente sombreado em Cingapura foram praticamente constantes (~12%). Em Florianópolis, de acordo com a Figura 64, o percentual de sombreamento foi sempre superior ao percentual de redução de irradiância incidente, apenas igualando-se ao final do dia.

Para avaliar como esta relação ocorre ao longo do ano, mantendo-se a base horária, um dia de cada mês foi selecionado (meados do mês) e a mesma comparação entre irradiância incidente com e sem sombreamento e percentual de sombreamento e de redução da irradiância incidente foi realizada. Os gráficos gerados para os doze meses estão apresentados na seção Apêndices A e B, para Cingapura e Florianópolis, respectivamente.

Em seguida, extraiu-se do Ecotect planilhas contendo os mesmos dados para os 365 dias do ano. As médias horárias considerando todos os dias do ano foram calculadas e gráficos do dia típico anual para ambas as cidades (Figura 65 para Cingapura e Figura 66 para Florianópolis) foram gerados.



**Figura 65. Irradiância incidente nos planos com e sem sombreamento para um dia típico (média horária para o período de um ano) na cidade de Cingapura e percentuais de redução da irradiância incidente e de área de superfície sombreada por hora.**



**Figura 66. Irradiância incidente nos planos com e sem sombreamento para um dia típico (média horária para o período de um ano) na cidade de Florianópolis e percentuais de redução da irradiância incidente e de área de superfície sombreada por hora.**

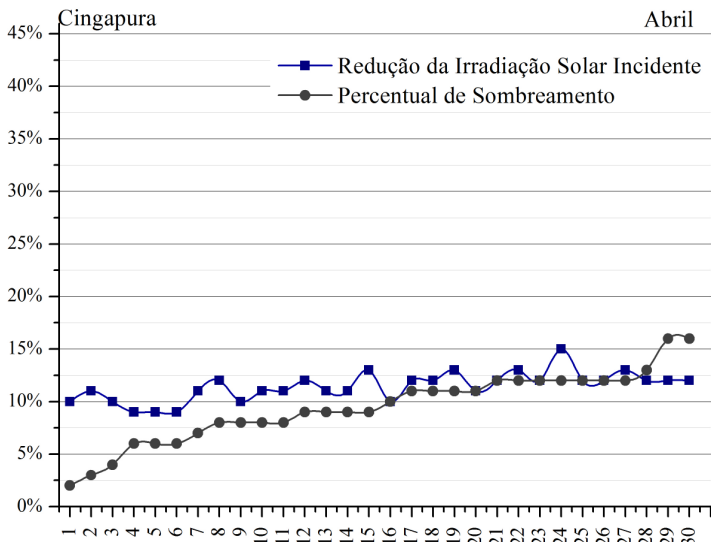
Através da Figura 65, pode-se constatar que em Cingapura o percentual de redução da irradiância incidente médio é constante ao longo das horas, sempre em torno de 10%, elevando-se levemente quando o percentual de sombreamento ultrapassa os 10%. O percentual de sombreamento médio anual, por sua vez, apresenta um pico de 29% às 8h e vai se aproximando de zero ao longo das horas.

Em Florianópolis, a Figura 66 demonstrou que a redução da irradiância incidente variou de 9% a 24%, sendo que o percentual de sombreamento variou de 0% a 39%. Na média anual, mesmo em momentos sem sombreamento direto da cobertura, como às 17h e 18h, o simples fato de haver edifícios no entorno, já significou reduções de 8% e 9%, ou seja, as edificações do entorno atuaram na redução da incidência de irradiância difusa.

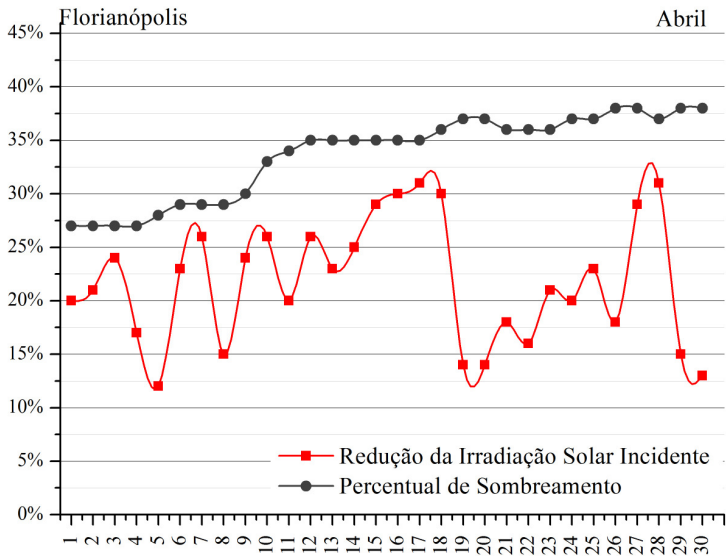
A não coincidência entre percentual de sombreamento e percentual de redução da irradiância incidente está diretamente relacionada à variação de irradiância solar ao longo do dia, pois durante as primeiras horas da manhã e nas últimas horas da tarde, a irradiação incidente é menor do que no meio do dia. Além disso, a fração de irradiação difusa é maior antes das 9h e após às 16h do que no restante do dia para as duas cidades analisadas. Devido à posição do Sol e das edificações vizinhas, nas primeiras horas da manhã os percentuais de sombreamento tendem a ser maiores do que no restante do dia. O que ocorre, portanto, é que uma área 50% sombreada no início da manhã não significa sofrer uma redução de 50% de irradiação incidente, pois o sombreamento reduz significativamente a fração de irradiação direta, mas tem impacto bem menor na fração de irradiação difusa.

### ***Base diária***

Em seguida, foram analisados os mesmos dados considerando a média de percentual de sombreamento de cada dia e o percentual de redução da irradiação incidente total de cada dia. O percentual de sombreamento diário é obtido através do cálculo da média dos percentuais de área sombreada em cada hora de um dia. Como os exemplos anteriores foram apresentados para um dia do mês de abril, este é o mês que pode ser visualizado na Figura 67 para Cingapura e na Figura 68 para Florianópolis. Gráficos para todos os meses estão apresentados na seção Apêndices C e D.



**Figura 67. Percentual de redução da irradiação incidente e percentual de sombreamento diário no mês de abril em Cingapura.**

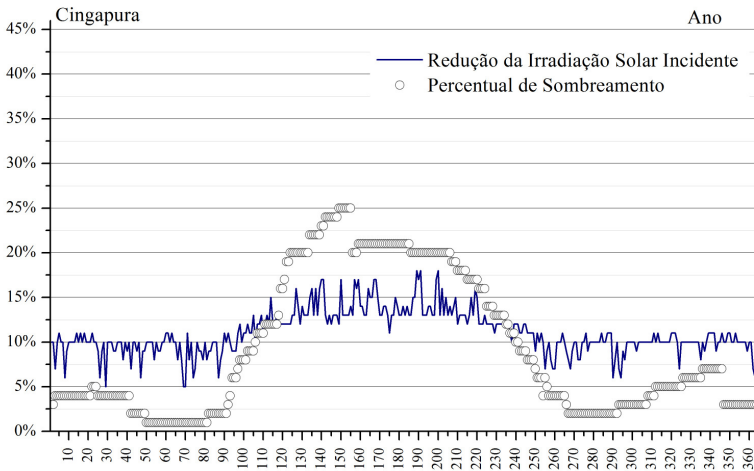


**Figura 68. Percentual de redução da irradiação incidente e percentual de sombreamento diário no mês de abril em Florianópolis.**

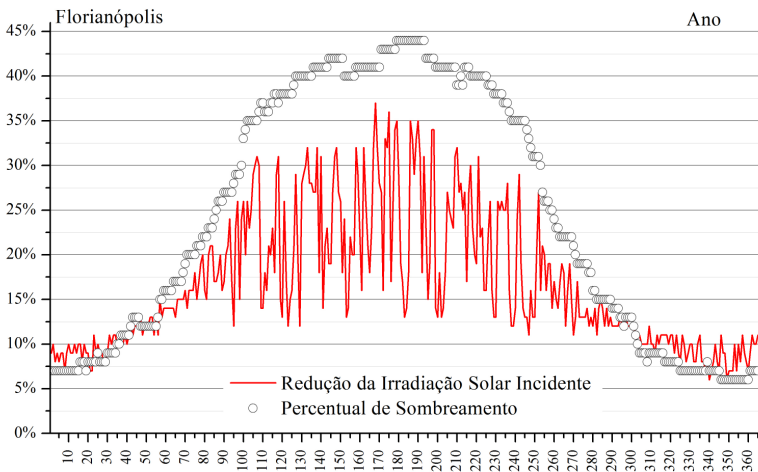
Em Cingapura, o percentual de sombreamento foi aumentando no decorrer dos dias do mês de abril em uma proporção maior do que a redução de irradiação incidente. Enquanto o percentual de sombreamento diário variou de 2% a 16%, a redução de irradiação incidente variou de 9% a 15%.

Em Florianópolis, o percentual de sombreamento variou de 27% a 38% enquanto a redução de irradiação incidente oscilou mais durante o mês, variando de 12% até 33%. Os pontos mais baixos da curva de redução de irradiação incidente indicam dias com menores valores de irradiação direta, ou seja, dias nublados.

A tendência observada no mês de abril ficou mais claramente visível quando os dados diários foram plotados para o ano inteiro. A Figura 69 apresenta os valores para Cingapura e a Figura 70 os valores para Florianópolis.



**Figura 69. Percentual de redução da irradiação incidente e percentual de sombreamento diário em Cingapura.**



**Figura 70. Percentual de redução da irradiação incidente e percentual de sombreamento diário em Florianópolis.**

Ao comparar estes dois percentuais para todos os dias do ano (Figura 69, Figura 70 e Apêndices C e D), observou-se que: Em Cingapura:

- O percentual de sombreamento foi inferior ao percentual de redução da irradiação incidente nos dias de outono e inverno (Hemisfério Norte). Nestes dias, a redução da irradiação incidente foi em média, 10%.
- Nos dias de primavera e verão (Hemisfério Norte), o percentual de sombreamento superou o percentual de redução da irradiação incidente. Nestes dias, a redução da irradiação incidente foi de 14%, em média.

Em Florianópolis:

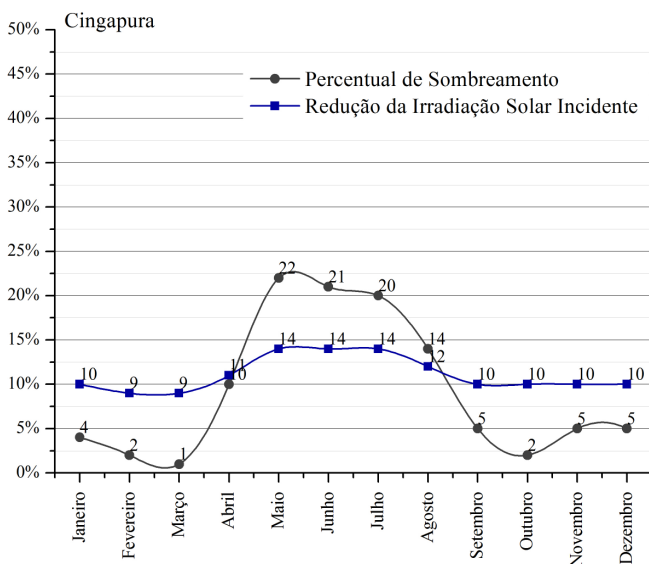
- Os dias de primavera e verão (Hemisfério Sul) apresentaram boa coincidência entre percentual de sombreamento e redução da irradiação incidente, com médias de 11% e 12%, respectivamente, para este período.
- Os dias de outono e inverno (Hemisfério Sul) apresentaram maiores diferenças entre os percentuais de sombreamento e de redução da irradiação incidente, sendo que o percentual de sombreamento foi sempre superior à redução da irradiação incidente. Na média, para este período, o percentual de

sombreamento foi de 36% enquanto a redução de irradiação incidente foi de 22%.

Comparando-se as duas cidades, pode-se ver que para ambas, o percentual de sombreamento é relativamente uniforme, seguindo uma curva contínua ao longo do ano. Este fato está relacionado à característica do sombreamento ser decorrente puramente da geometria solar. Já a redução da irradiação incidente mostrou-se bastante variável ao longo dos dias, com maior intensidade para a cidade de Florianópolis. Esta maior variação está relacionada às características de variação de irradiação global (composição entre irradiação direta e difusa) de cada dia, como mostrou a Figura 44.

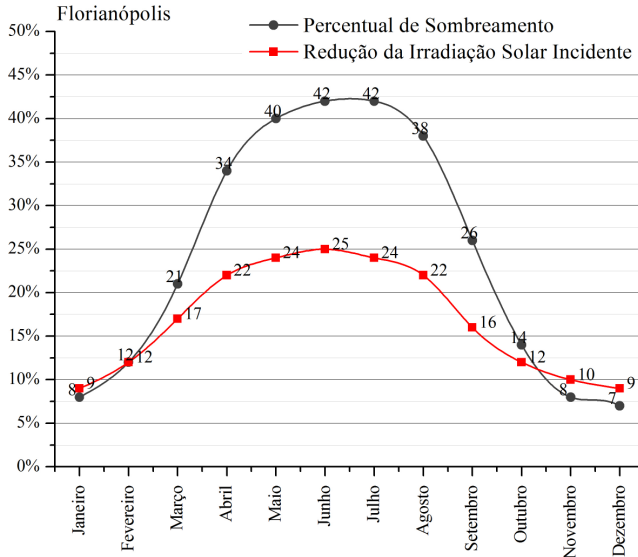
### **Base mensal**

A partir dos valores diários, os valores totais mensais correspondentes ao percentual de área sombreada médio mensal e o percentual de redução de irradiação incidente também foram comparados e o resultado pode ser visualizado através da Figura 71 para Cingapura e na Figura 72 para Florianópolis.



**Figura 71. Percentual de redução de irradiação incidente e percentual de sombreamento mensal em Cingapura.**





**Figura 72. Percentual de redução de irradiação incidente e percentual de sombreamento mensal em Florianópolis.**

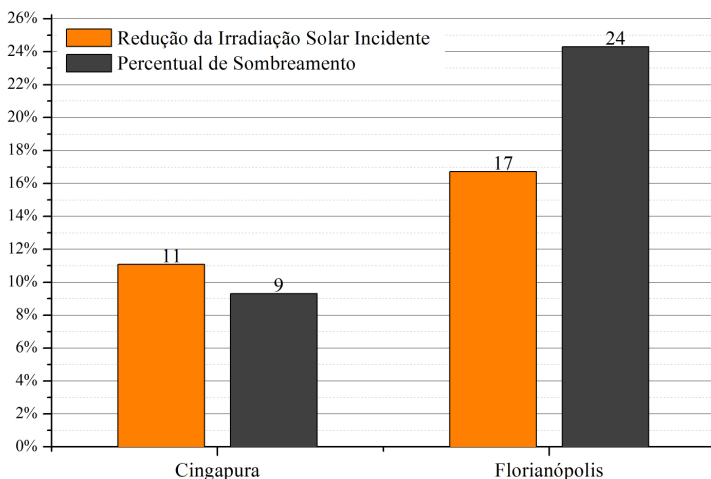
As mesmas conclusões já obtidas através da análise na base diária foram reforçadas na análise com base mensal. Além disso, pode-se concluir que em ambas as localidades, a redução de irradiação incidente mínima mensal foi superior ao menor percentual mensal de sombreamento. Em Cingapura, há meses com percentuais de sombreamento inferiores a 5% mensal e a redução da irradiação incidente nestes meses foi de cerca de 10%. Já os meses com maiores percentuais de sombreamento chegaram a 22% e, neste caso, a redução da irradiação incidente foi de apenas 14%. Em Florianópolis, dezembro e janeiro foram os meses com menores percentuais de sombreamento (7% e 8%, respectivamente). Nestes meses a redução da irradiação incidente foi de 9% para ambos os meses. Já nos meses de inverno, o percentual de sombreamento foi acima de 40% e o percentual de redução da irradiação incidente foi de aproximadamente 25%.

Estas simulações demonstram que, pelo simples fato de haver edificações no entorno, mesmo que estas não estejam sombreando a superfície analisada, causando perdas de radiação solar direta, haverá sempre uma perda de irradiação incidente, ou seja, haverá um bloqueio de parte da irradiação difusa. Como Cingapura possui uma fração de irradiação difusa superior à fração difusa encontrada em Florianópolis, a

presença do entorno impactou mais a redução da irradiação incidente do que em Florianópolis. Além disso, a diferença de latitudes entre as duas cidades é outro fator que influenciou estes resultados. Apesar de ambas as cidades estarem localizadas dentro da faixa de baixas latitudes, a posição relativa do sol no céu é diferente para cada uma delas. Em Cingapura, a posição solar permanece mais alta durante todo o ano do que em Florianópolis; por isso, para esta localidade, o percentual de sombreamento causado pelo entorno sobre a superfície é inferior em todos os meses do ano.

### **Base anual**

Por fim, os percentuais de sombreamento e de redução da irradiação incidente foram calculados para a base anual e estão apresentados na Figura 73.



**Figura 73. Percentual de redução da irradiação incidente e percentual de sombreamento anual em Cingapura e em Florianópolis.**

Quando os valores anuais foram comparados, constatou-se que para Cingapura, bastaria uma simples simulação de sombreamento anual para se obter a redução de irradiação incidente com uma margem de erro de apenas dois pontos percentuais. Em Florianópolis, a margem de erro seria superior, com diferença de sete pontos percentuais.

As simulações realizadas para estas duas cidades demonstraram que, Cingapura, mais próxima ao Equador e com maior fração de irradiação difusa, apresentou maior coincidência entre percentual de

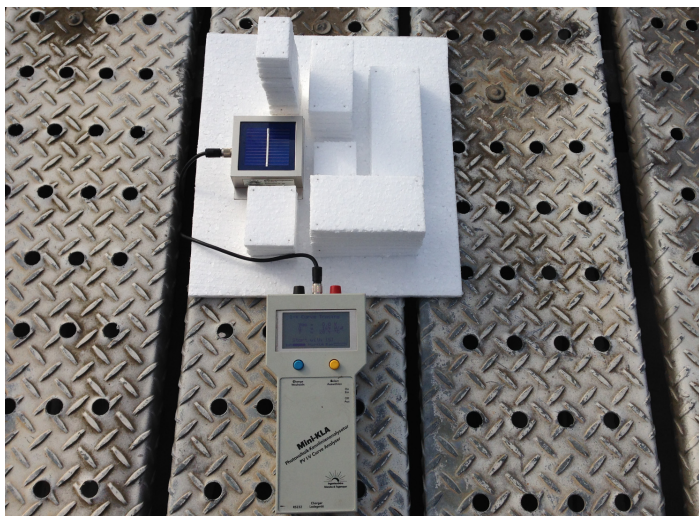
sombreamento e redução de irradiação incidente do que Florianópolis, que fica a 27° do Equador.

#### **4.1.5. Validação das simulações do *software* Ecotect**

A validação dos resultados obtidos através do *software* Ecotect em relação à redução da irradiação incidente em uma superfície foi realizada através de três estudos: um experimento com maquete física e duas simulações computacionais, sendo uma utilizando o *software* PVSYST (PVSYST, 2013b) e outra utilizando o plug-in para SketchUp SOLAR3DBR desenvolvido e apresentado na dissertação de mestrado de Emerson Melo (MELO, 2012).

##### ***Resultado do experimento***

A maquete com o sensor de irradiância pode ser visualizada na Figura 74 e as simulações de sombreamento com fotografias do mesmo instante podem ser visualizadas nas Figuras 64, 65, 66 e 67. As características do sensor Mini-KLA estão apresentadas no Anexo 1.



**Figura 74. Maquete de isopor e sensor de irradiância (Mini-KLA) para validação da simulação computacional.**

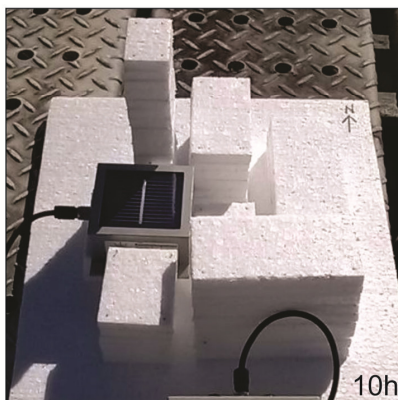
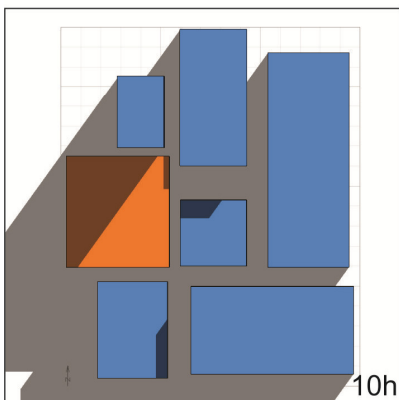
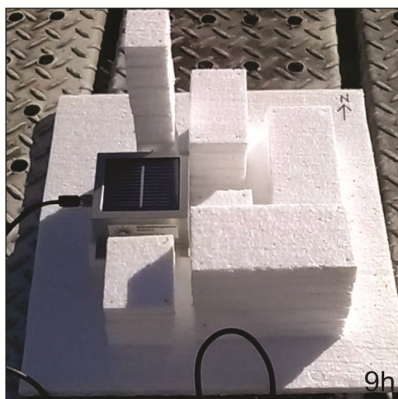
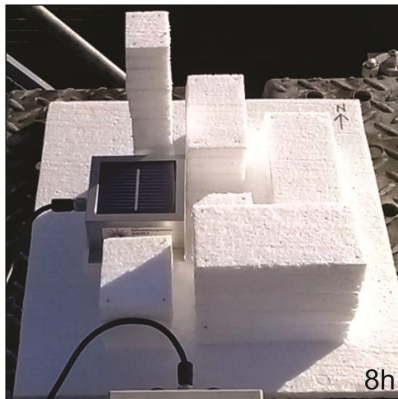
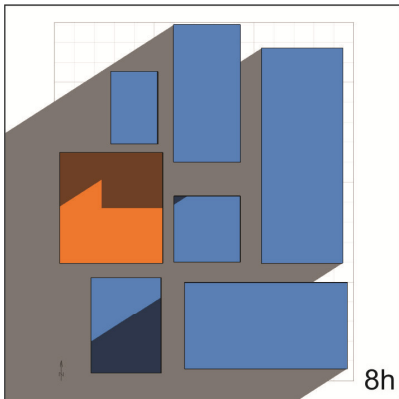
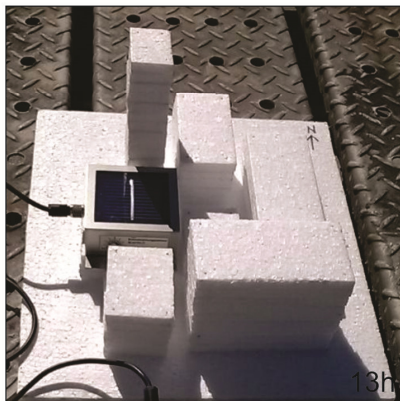
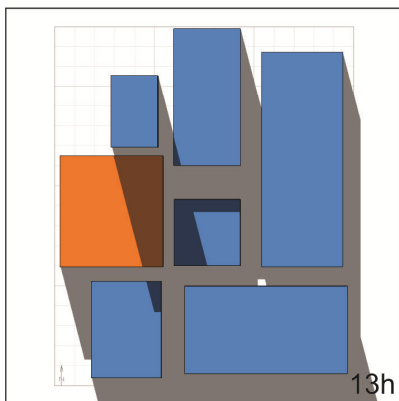
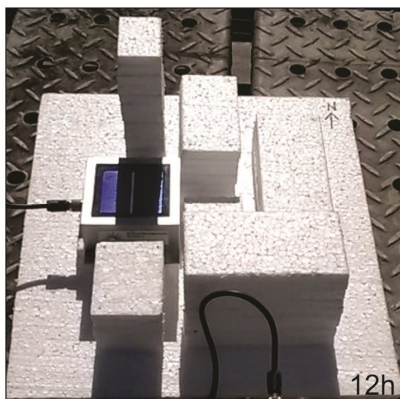
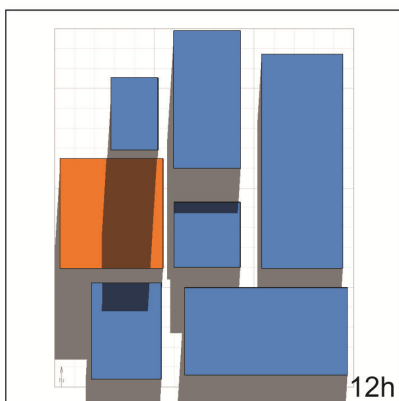
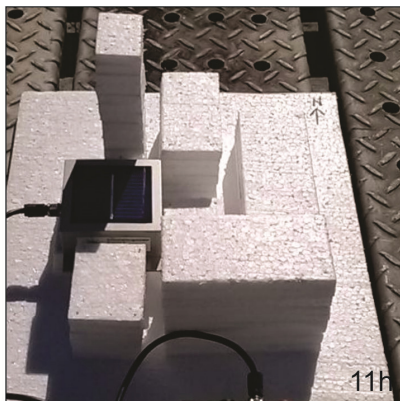
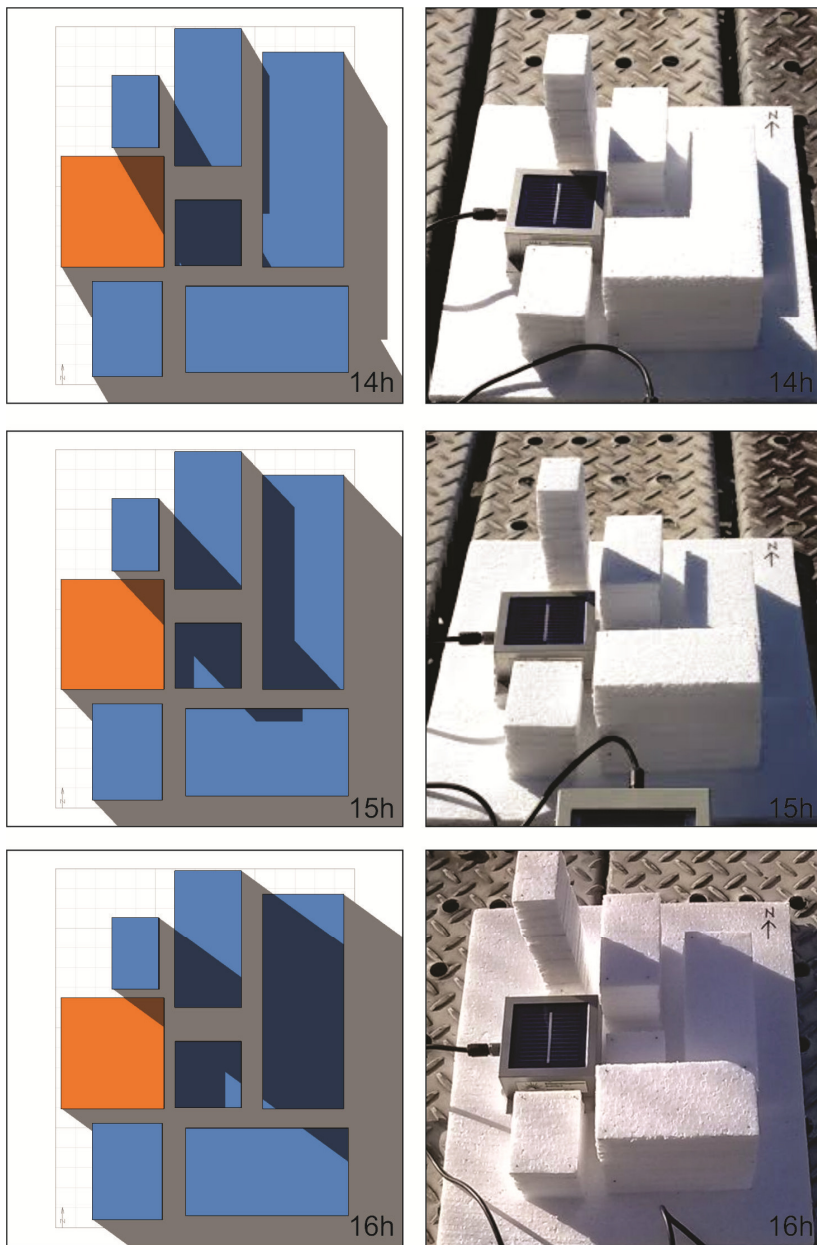


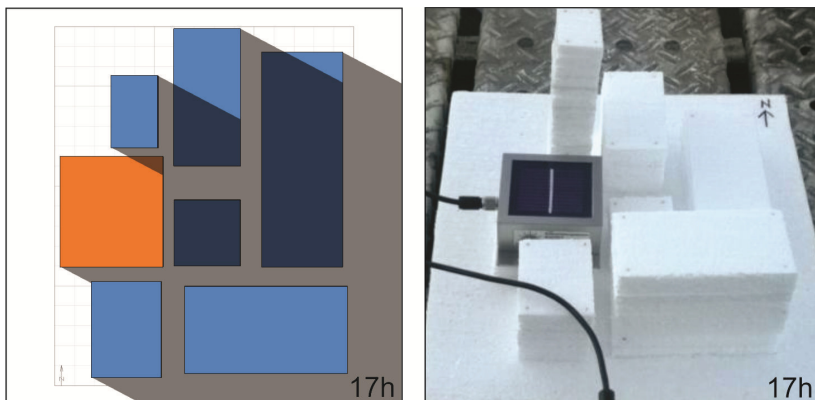
Figura 75. Simulação e fotografia das 8h, 9h e 10h do dia 02 de junho de 2014.



**Figura 76. Simulação e fotografia das 11h, 12h e 13h do dia 02 de junho de 2014.**

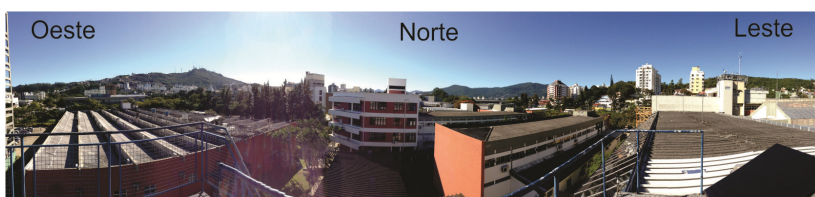


**Figura 77. Simulação e fotografia das 14h, 15h e 16h do dia 02 de junho de 2014.**



**Figura 78. Simulação e fotografia das 17h do dia 02 de junho de 2014.**

Com base nas fotografias apresentadas, observou-se uma perfeita relação entre a projeção estimada pelo *software* Ecotect e a projeção real para todos os instantes analisados. A única exceção ocorreu no horário das 17h, devido à influência de morros bloqueando os raios solares no entardecer, fato não computado na simulação computacional. Portanto, não foi possível visualizar a projeção de sombreamento sobre a maquete naquele instante. A Figura 79 apresenta o entorno do local onde a maquete foi analisada.



**Figura 79. Entorno do local onde a maquete física foi analisada no dia de céu claro em que o experimento foi realizado (02/06/2014).**

Com base neste experimento, pode-se validar o percentual de sombreamento relativo à área sombreada fornecido pelo *software* Ecotect. Em seguida, buscou-se validar a relação entre o percentual de sombreamento e o percentual de redução de irradiação incidente sobre uma superfície.

Os dados coletados neste estudo e as respectivas médias entre as três medições estão apresentados na Tabela 11.

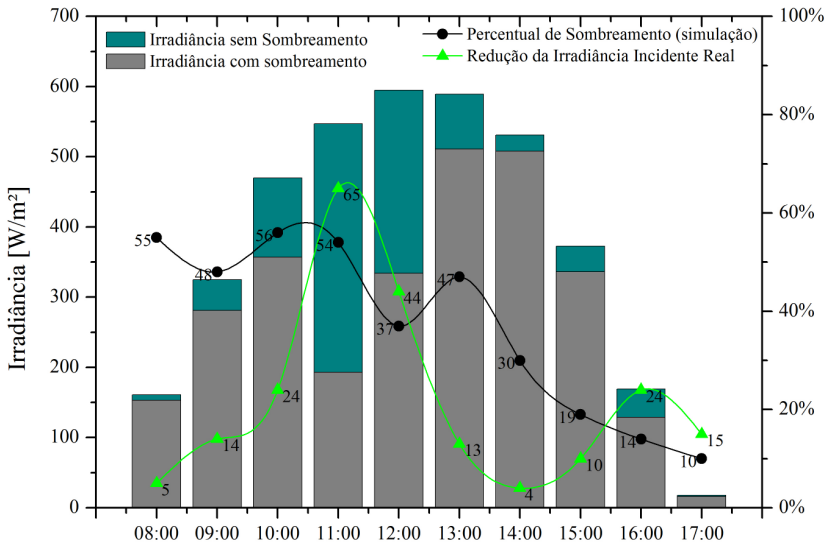
**Tabela 11. Medições de irradiância pelo sensor Mini-KLA com e sem a maquete de entorno.**

Data	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )							
	Com maquete				Sem a maquete			
02/06	Med. 1	Med. 2	Med. 3	Média	Med. 1	Med. 2	Med. 3	Média
08:00	148	151	161	<b>153</b>	155	161	168	<b>161</b>
09:00	280	282	280	<b>281</b>	326	329	320	<b>325</b>
10:00	356	355	359	<b>357</b>	472	467	472	<b>470</b>
11:00	191	187	200	<b>193</b>	548	544	550	<b>547</b>
12:00	336	331	336	<b>334</b>	597	592	596	<b>595</b>
13:00	508	510	515	<b>511</b>	589	590	588	<b>589</b>
14:00	507	510	507	<b>508</b>	536	529	527	<b>531</b>
15:00	335	338	336	<b>336</b>	381	372	366	<b>373</b>
16:00	129	128	130	<b>129</b>	170	168	170	<b>169</b>
17:00	19	15	13	<b>16</b>	15	21	19	<b>18</b>

A irradiação diária medida no sensor sem a maquete foi de 3,78 kWh/dia e no sensor com a maquete, 2,82 kWh/dia. A redução da irradiação incidente foi de 25% enquanto o percentual de sombreamento neste dia foi de 37%. Através da Tabela 11, pode-se perceber uma queda de irradiância na medição das 11:00h quando comparada com os valores de irradiância medidos às 10:00h e às 12:00h. Esta queda indica uma possível passagem de nuvens no momento da aquisição de dados.

A partir dos dados medidos, um gráfico foi gerado contendo valores de irradiância com e sem sombreamento, o percentual de área sombreada, fornecido pelo Ecotect e o percentual de redução da irradiância incidente obtidos pelas medições.





**Figura 80. Irradiância incidente com e sem o entorno e percentuais de sombreamento e de redução da irradiação incidente sobre a maquete utilizada no experimento para a cidade de Florianópolis no dia 02 de junho de 2014.**

Este estudo demonstrou que, assim como nas simulações computacionais, o percentual de sombreamento não age proporcionalmente na redução de irradiação incidente. Enquanto o percentual de sombreamento está puramente relacionado com a geometria solar e a posição da edificação e seu entorno para uma dada latitude, a redução de irradiação incidente depende de combinações climáticas e sazonais, como características de irradiação direta e difusa e o percentual de nebulosidade no instante medido. Cabe ressaltar que esta simulação foi realizada em um dia de céu claro, buscando justamente eliminar a influência de passagens de nuvens nas medições.

### ***PVSYST e Solar3DBR***

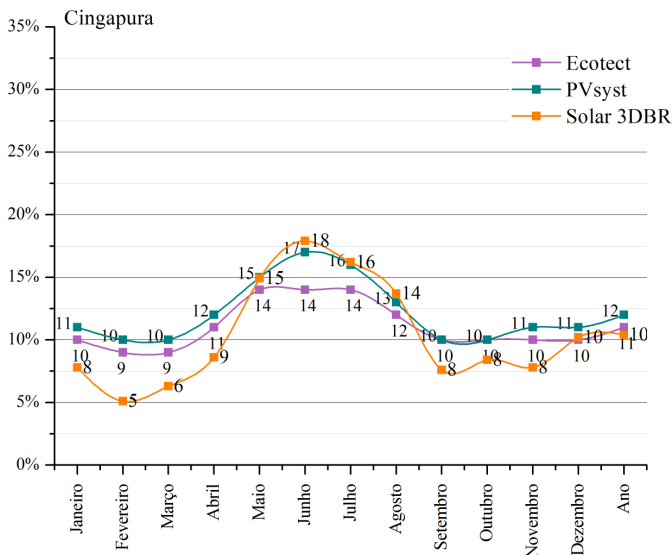
A validação com a maquete física foi realizada para um dia específico na cidade de Florianópolis, focando especificamente em comparar o perfil de percentual de sombreamento com o perfil de redução e irradiação incidente. A fim de validar os resultados de redução de irradiação incidente obtidos pelo *software* Ecotect nas bases mensal e anual para as duas cidades, os *softwares* PVSYST e o plug-in para

SketchUp Solar3DBR, resultado de uma dissertação de mestrado (MELO, 2012), foram utilizados.

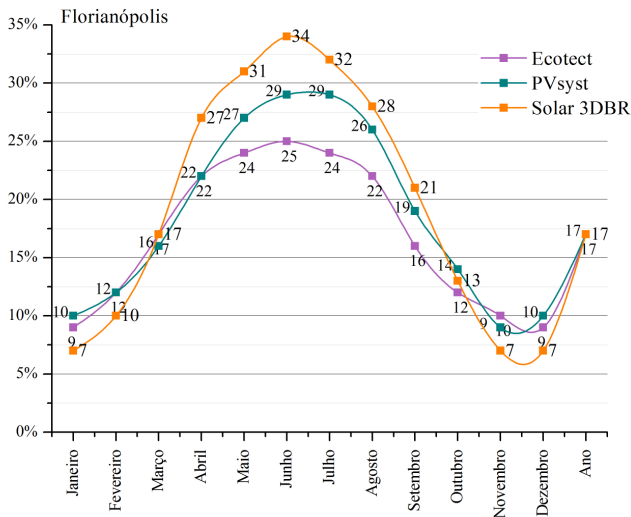
No *software* PVSYST, um modelo tridimensional simulando a superfície de interesse e o entorno imediato foram desenhados dentro do *software* e simulações foram conduzidas para ambas as cidades. Os relatórios gerados pelo PVSYST podem ser visualizados nas seções Apêndice E e Apêndice F, para Cingapura e Florianópolis, respectivamente.

No *software* SketchUp, instalou-se o plug-in Solar3DBR fornecido pelo autor (MELO, 2012). O modelo tridimensional da superfície de interesse e do entorno já havia sido desenvolvido por este *software*. Foram inseridos os mesmos dados de irradiação solar global que abasteceram o *software* Ecotect. O Solar3DBR gerou, a partir da inserção dos valores mensais, uma série sintética de dados para cada cidade. Em seguida, simulações horárias, diárias, mensais e anuais foram rodadas.

A comparação entre as perdas percentuais de irradiação incidente devido ao sombreamento do entorno calculadas pelo *software* Ecotect, pelo PVSYST e pelo plug-in Solar3DBR pode ser visualizada na Figura 81 para Cingapura e na Figura 82 para Florianópolis.



**Figura 81. Simulação de redução da irradiação incidente em Cingapura utilizando os softwares Ecotect, PVSYST e o plug-in Solar3DBR.**



**Figura 82. Simulação de redução da irradiação incidente em Florianópolis utilizando os softwares Ecotect, PVSYST e o plug-in Solar3DBR.**

A comparação dos resultados de simulação de redução da irradiação incidente entre os *softwares* Ecotect e PVSYST e o plug-in Solar3DBR demonstrou que os resultados obtidos para ambas as cidades apresentaram curvas semelhantes, porém com valores levemente diferentes para todos os meses, com aumento na diferença em pontos percentuais para os meses de inverno em Florianópolis (máximo de 9 pontos percentuais).

No entanto, na base anual, as três simulações apresentaram valores muito próximos para Cingapura (10, 11 e 12%) e iguais para Florianópolis (17%).

Através desta comparação, validou-se o estudo realizado pelo *software* Ecotect e comprovou-se que o valor anual de redução de irradiação incidente sobre uma superfície é o que apresenta maior grau de confiabilidade quando comparado com outras bases temporais.

#### 4.1.6. Índice de sombreamento

O principal objetivo desta tese é propor um método que quantifique a influência do sombreamento parcial no desempenho

operacional de geradores solares fotovoltaicos integrados a edificações em regiões tropicais. Para o desenvolvimento deste método, a primeira etapa foi estabelecer um índice de sombreamento que retratasse as perdas energéticas decorrentes dos momentos de sombreamento.

A partir do estudo de simulação computacional realizado para duas cidades, pode-se concluir que o percentual de área sombreada por um determinado tempo é responsável pela redução de irradiação incidente; porém esta influência não ocorre na mesma proporção (por exemplo: devido à contribuição da irradiação difusa, um sombreamento de 50% da área em um determinado instante não representa redução de 50% da irradiação incidente naquele momento sobre a superfície) e não ocorre em todos os horários do dia com a mesma intensidade. Quando se analisou a relação entre o percentual de sombreamento diário com o percentual de redução de irradiação incidente, alguns dias apresentaram maior coincidência do que outros. Este fato invalidaria adotar o percentual de sombreamento de um dia específico na estimativa de geração fotovoltaica. Quando a base mensal foi comparada, também se pode dizer que na grande maioria dos meses o percentual de sombreamento foi diferente do percentual de redução da irradiação incidente, sendo que em alguns momentos foi superior e, em outros, inferior. Portanto, basear cálculos de geração energética prevista a partir de valores mensais de percentual de área sombreada também acarretaria em grandes erros. Por fim, valores na base anual foram comparados. Na base anual, as diferenças em pontos percentuais foram muito pequenas para Cingapura (2%) e um pouco maiores para Florianópolis (7%); porém muito inferior às diferenças encontradas nos meses de inverno (+-20%) para esta localidade, por exemplo. Soma-se a isto, o fato de que ao comparar percentuais de redução da irradiação incidente de diferentes ferramentas computacionais, os percentuais anuais foram idênticos ou bastante próximos para ambas as cidades analisadas.

A partir dos resultados obtidos nesta tese, pode-se afirmar que, estimar a geração energética de um sistema fotovoltaico baseado na área média sombreada no decorrer de um ano é a opção que trará o menor erro percentual. Além disso, como os estudos de previsão de geração fotovoltaica são frequentemente estimados em termos anuais, utilizar o percentual de sombreamento anual é a forma mais simples, rápida e exata de se obter valores de geração energética.

Portanto, sugere-se que o percentual de sombreamento anual seja considerado nos cálculos de previsão de geração energética como o índice de sombreamento, conforme Equação 8.

$$PS_{ANUAL} = IS \quad (8)$$

Onde:

$PS_{ANUAL}$  = Percentual de sombreamento anual

IS = Índice de sombreamento anual

## 4.2. ANÁLISE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A EDIFICAÇÕES E PARCIALMENTE SOMBREADOS

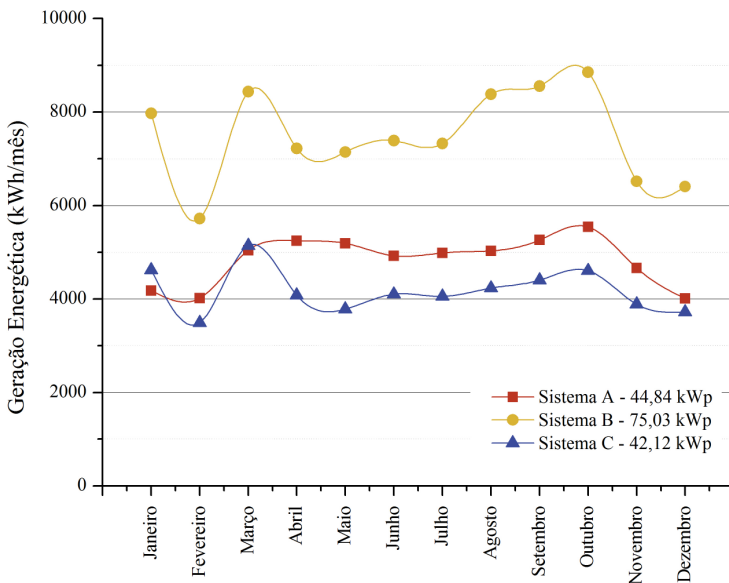
Quatro sistemas fotovoltaicos instalados em duas ilhas: Cingapura (1,35°N) e Florianópolis (27,48°S) foram selecionados como estudos de caso.

### 4.2.1. Geração fotovoltaica e produtividade (yield) dos estudos de caso

A geração energética dos estudos de caso foi analisada por cidades. Para Cingapura, os três geradores foram apresentados juntos. Em Florianópolis, onde só há um estudo de caso, dois anos de medições foram analisados para o mesmo gerador fotovoltaico e o seu *yield* foi comparado com o *yield* mensal do Sistema de Referência previamente apresentado na seção 5.2.4 (Desempenho energético dos geradores fotovoltaicos e de sistemas de referência).

#### *Cingapura*

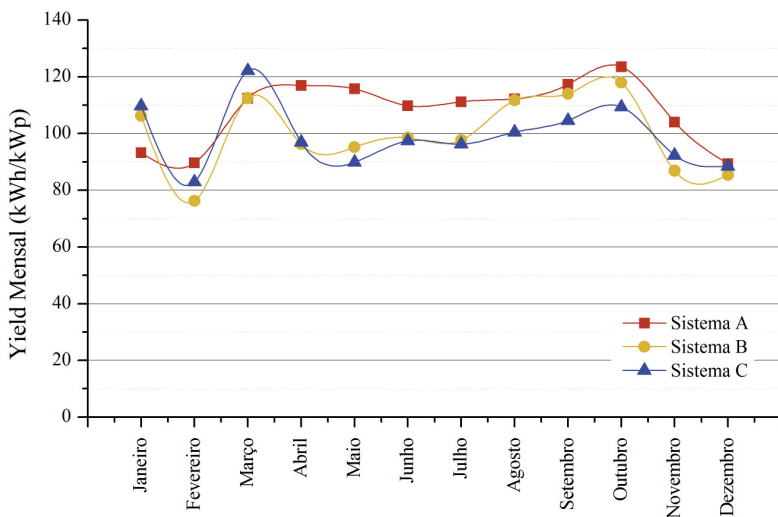
A geração anual, para o período de junho de 2012 a maio de 2013, medida nos sistemas A, B e C foi de 58,1 MWh, 89,9 MWh e 50,1 MWh, respectivamente. A variação de geração energética mensal por estudo de caso pode ser visualizada através da Figura 83. Os dados foram apresentados conforme a sequência de meses do ano e não conforme ordem de medições.



**Figura 83. Geração energética mensal absoluta dos estudos de caso para os geradores A, B e C instalados em Cingapura.**

Apesar da diferença de potência instalada, os três sistemas (A, B e C) apresentaram o mesmo padrão de geração energética, com picos nos meses de março e outubro.

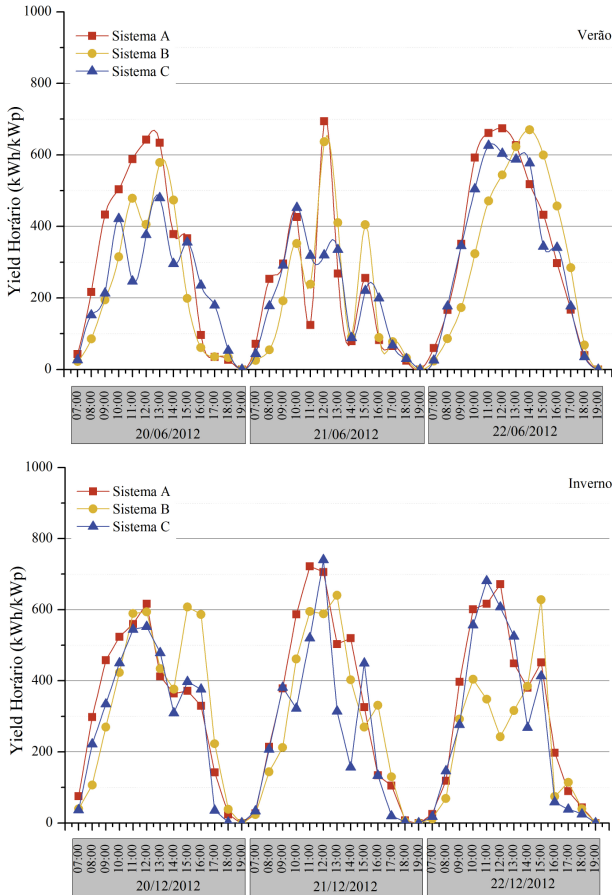
Normalizando-se a geração fotovoltaica pela potência instalada em cada estudo de caso, obtiveram-se os *yields* de 1.295 kWh/kWp, 1.199 kWh/kWp e 1.190 kWh/kWp para os Sistemas A, B e C, respectivamente. Os *yields* mensais dos três estudos de caso estão apresentados na Figura 84.



**Figura 84. Yield mensal de cada estudo de caso para os geradores A, B e C instalados em Cingapura.**

De acordo com a Figura 84, o Sistema A apresentou valores de *yield* superiores aos demais sistemas na maior parte dos meses. Pode-se dizer que o Sistema B e o Sistema C apresentaram valores bastante próximos.

Os estudos de caso A, B e C possuem banco de dados com informações armazenadas a cada cinco minutos. Portanto, estes geradores foram comparados também na base horária, para três dias consecutivos em junho e em dezembro, no solstício de verão e de inverno, respectivamente. O resultado pode ser visualizado na Figura 85.



**Figura 85. Yield horário em três dias consecutivos no solstício de verão e no solstício de inverno para os geradores A, B e C instalados em Cingapura.**

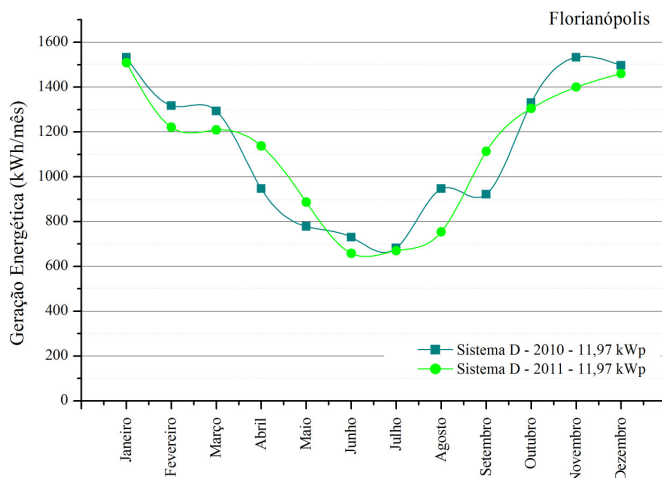
A Figura 85 mostra que o perfil de geração energética dos três sistemas não se diferencia significativamente entre o verão e o inverno, devido à característica de Cingapura não possuir estações do ano bem definidas. Dentre os dias analisados, o dia 22 de junho foi o que apresentou geração mais uniforme para os três sistemas, por ter sido um dia de céu menos encoberto que os demais. Neste dia, fica mais claro observar que os Sistemas A e C possuem suas curvas deslocadas para as horas da manhã enquanto o Sistema B possui sua curva deslocada para a tarde, fato este relacionado à orientação dos sistemas fotovoltaicos. O Sistema A é praticamente todo orientado ao leste e o Sistema B é todo



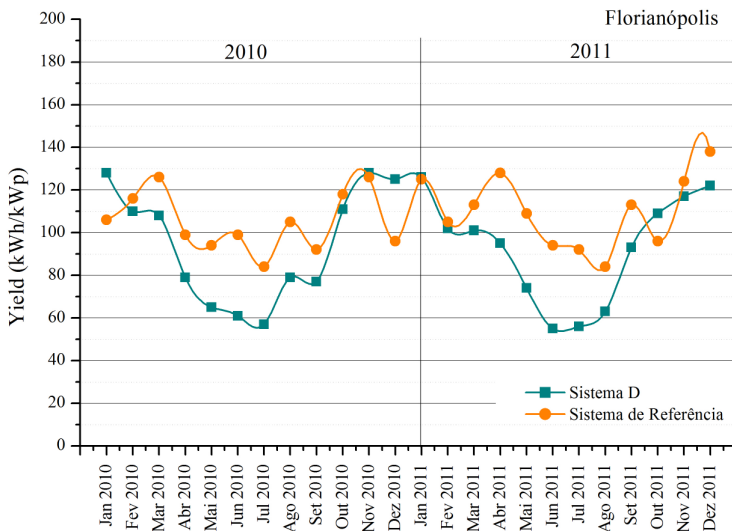
orientado ao oeste. O Sistema C possui metade de seus subsistemas orientados ao norte e metade ao sul.

### **Florianópolis**

A geração fotovoltaica anual medida no Sistema D foi de 13,5 MWh em 2010 e de 13,3 MWh em 2011 com *yields* de 1.128 kWh/kWh e 1.113 kWh/kWp, respectivamente. A Figura 86 apresenta a variação de geração energética mensal para este gerador para os anos de 2010 e 2011 e a Figura 87 apresenta os *yields* mensais comparados aos *yields* mensais do Sistema de Referência.



**Figura 86. Geração energética mensal do Sistema D para os anos de 2010 e 2011.**

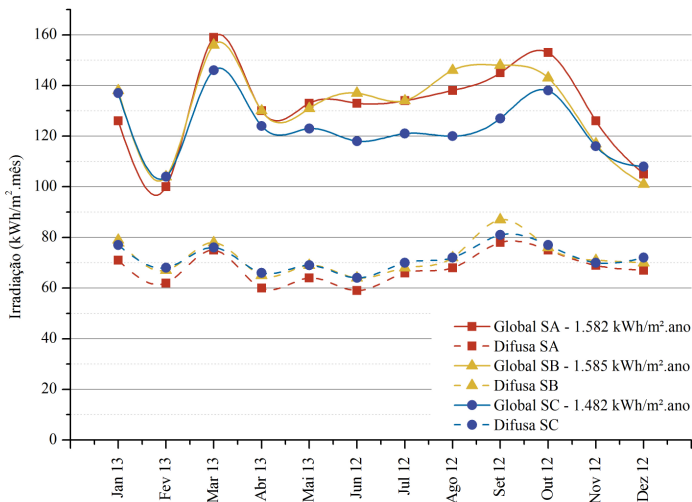


**Figura 87. Yield mensal do Sistema D e do Sistema de Referência para os anos de 2010 e 2011.**

A comparação do *yield* do Sistema D com o Sistema de Referência idealmente instalado para a localidade de Florianópolis demonstrou que nos meses de inverno, a produtividade do Sistema D é inferior à produtividade do Sistema de Referência e nos meses de verão ambos os valores tendem a se aproximar, chegando a momentos em que a produtividade do Sistema D ultrapassa a produtividade do Sistema de Referência em até 30% (Dezembro de 2010). No balanço final entre a produtividade de dois anos de operação, o *yield* do Sistema D foi 15% inferior ao *yield* do Sistema de Referência. A variabilidade interanual no *yield* do Sistema D, entre 2010 e 2011 foi de apenas 1%.

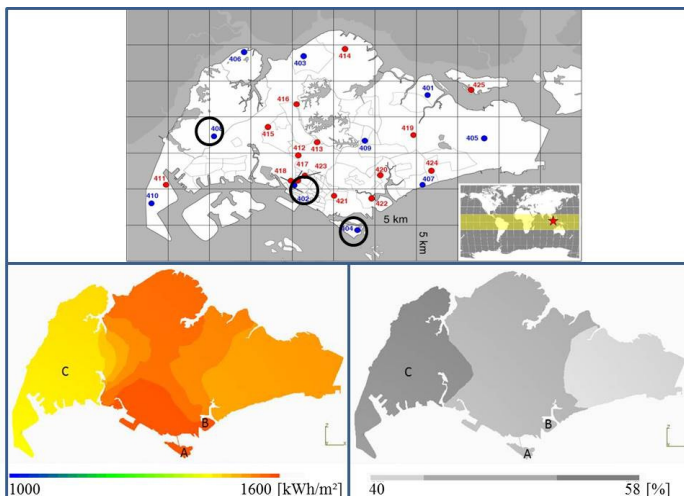
#### 4.2.2. Irradiação solar

A irradiação solar global e difusa de Cingapura foi medida em três estações solarimétricas próximas a cada estudo de caso para o período de junho de 2012 a maio de 2013 (Figura 88). Os dados foram apresentados conforme a sequência de meses do ano e não conforme ordem de medições.



**Figura 88.** Irradiação solar global e difusa medida nas estações meteorológicas mais próximas aos estudos de caso de Cingapura.

A Figura 89 apresenta a distribuição espacial dos valores anuais de irradiação solar interpolados para a ilha de Cingapura inteira, bem como a localização dos estudos de caso e das estações meteorológicas.

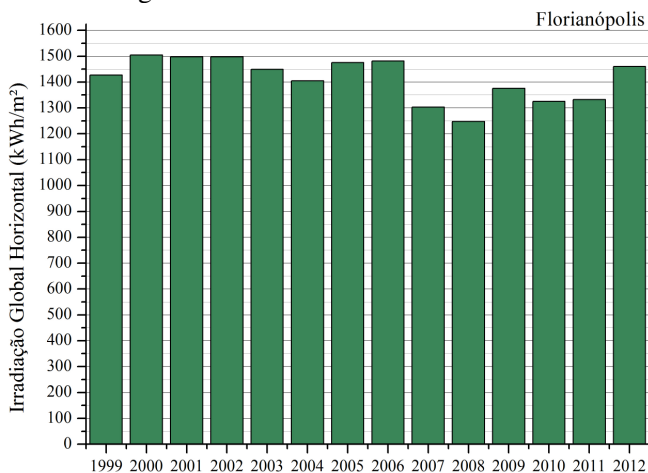


**Figura 89.** Irradiação solar global e difusa medida nas estações meteorológicas mais próximas aos estudos de caso para o ano analisado (junho de 2012 a maio de 2013).

Para o ano analisado, a irradiação global medida na estação mais próxima ao Sistema A foi de 1.582 kWh/m<sup>2</sup>, com 51% de irradiação difusa. Para o Sistema B, os valores foram 1.585 kWh/m<sup>2</sup> e 55% e para o Sistema C 1.482 kWh/m<sup>2</sup> e 58%.

Na base anual, o Sistema B recebeu a maior quantidade de irradiação global, com total bastante próximo ao Sistema A. O Sistema A recebeu a menor fração de irradiação difusa. A região na qual o Sistema C está instalado recebeu a maior fração de irradiação difusa neste período e a menor irradiação global anual, 7% abaixo dos demais.

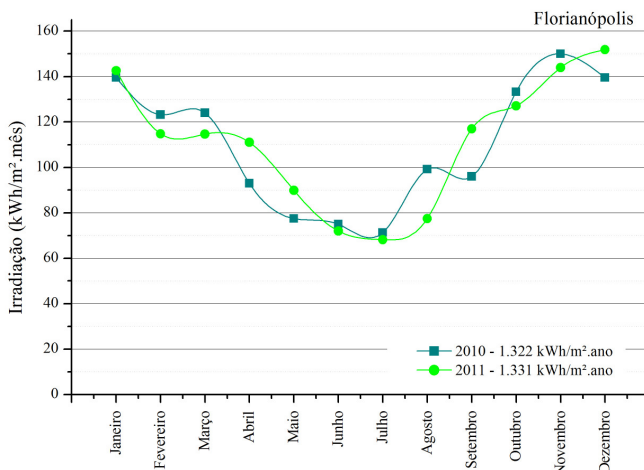
Em Florianópolis, como esta tese está analisando apenas um estudo de caso e os dados de irradiação solar foram medidos a 600 metros do mesmo, não foi necessário comparar a irradiação solar incidente em diferentes pontos da ilha. Dados históricos anuais de irradiação global horizontal adquiridos pela estação solarimétrica da UFSC, no topo do prédio de Engenharia Mecânica da UFSC estão apresentados na Figura 90.



**Figura 90. Dados históricos de irradiação global horizontal em Florianópolis de 1999 a 2012.**

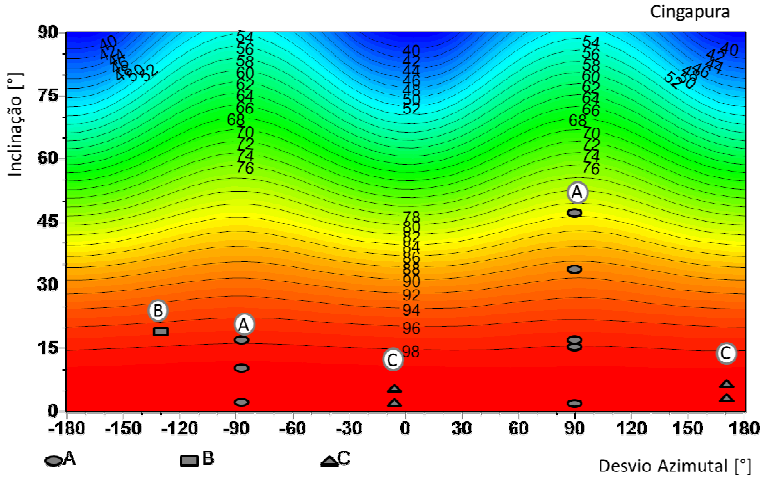
A irradiação global horizontal praticamente não variou entre os anos de 2010 e 2011, objeto de estudo desta tese. O valor para o ano de 2010 foi de 1.322 kWh/m<sup>2</sup> e para 2011 foi de 1.331 kWh/m<sup>2</sup>, ou seja, a variabilidade interanual entre 2010 e 2011 foi de apenas 0,5%. Nota-se, através da Figura 90, que estes anos apresentaram valores inferiores à média histórica de Florianópolis.

Em termos mensais, a irradiação solar global horizontal para os dois anos analisados (2010 e 2011) está apresentada na Figura 91.

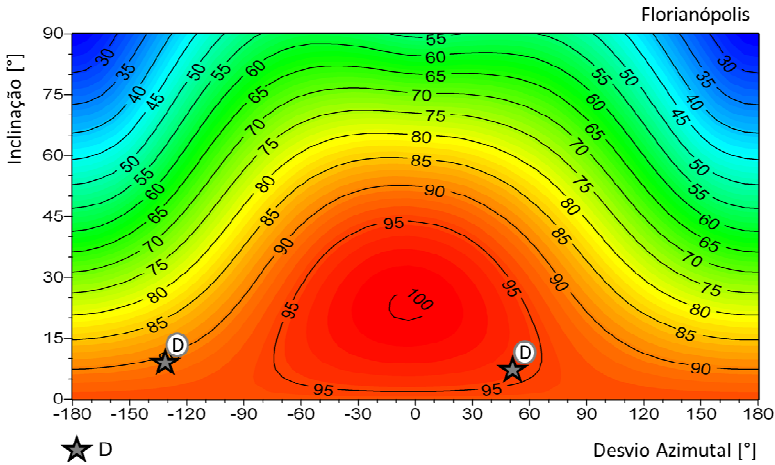


**Figura 91. Irradiação global horizontal mensal em Florianópolis para os anos de 2010 e 2011.**

A fim de quantificar o percentual de irradiação incidente em relação à máxima irradiação possível para cada localidade, a Figura 92 e a Figura 93 foram geradas. A irradiação incidente em todas as combinações de ângulos de inclinação e desvio azimutal foi calculada utilizando o *software* Zenit, desenvolvido pelo Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems na Alemanha (HEYDENREICH *et al.*, 2008; MÜLLER *et al.*, 2009), utilizando o modelo de radiação difusa de Perez (PEREZ *et al.*, 1990; PEREZ *et al.*, 1987). Cada estudo de caso está representado pela sua letra correspondente e por uma forma geométrica, representando o posicionamento de cada subsistema, já que, com exceção do Sistema B, os demais possuem subsistemas com orientações e inclinações variáveis.



**Figura 92.** Percentual de irradiação incidente em cada subsistema em relação ao máximo de irradiação incidente em Cingapura (1°S). Cada símbolo representa um dos subsistemas de cada estudo de caso.



**Figura 93.** Percentual de irradiação incidente em cada subsistema em relação ao máximo de irradiação incidente em Florianópolis (27°N). Cada símbolo representa um dos subsistemas de cada estudo de caso.

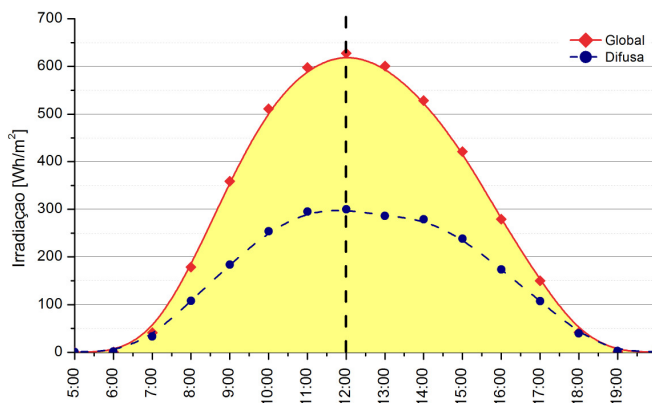
De acordo com a Figura 92, o Sistema A possui um de seus subsistemas (demonstrado através da elipse mais alta) recebendo a menor fração de irradiação solar disponível para Cingapura quando comparado aos demais. Esta fração é de 82% da máxima possível para 134

esta localidade. Todos os demais subsistemas recebem mais do que 90%, sendo que o Sistema C possui todos os seus subsistemas recebendo mais do que 98% da irradiação disponível em Cingapura.

O sistema D, localizado em Florianópolis, possui um de seus subsistemas recebendo mais de 95% da máxima irradiação possível para esta localidade e outro subsistema recebendo cerca de 90%. Há ainda um subsistema que possui metade de seus módulos para cada orientação, ou seja, recebe em média 93% da máxima irradiação possível.

Em seguida, dados de irradiação horária do período analisado (Cingapura: junho de 2012 a maio de 2013 e Florianópolis: janeiro de 2010 a dezembro de 2011), foram tratados para gerar gráficos de dias típicos para cada cidade, ou seja, calculou-se a média de irradiação horária de todos os dias do período analisado.

Em Cingapura, a irradiação global horizontal para o período de junho de 2012 a maio de 2013 foi de 1.585 kWh/m<sup>2</sup>, medida na estação meteorológica do SERIS situada no terraço daquele instituto. O dia típico do período analisado em Cingapura pode ser visualizado na Figura 94, apresentando tanto a irradiação global horizontal quanto a irradiação difusa no mesmo período.

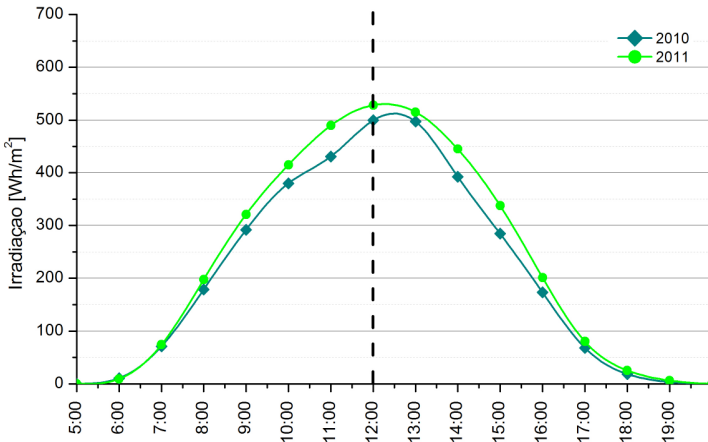


**Figura 94. Dia típico para o período analisado em Cingapura (junho de 2012 a maio de 2013) em relação à irradiação global e difusa na estação meteorológica do SERIS.**

De acordo com a Figura 94, as manhãs em Cingapura foram levemente mais ensolaradas do que as tardes no período analisado. A Figura 94 também mostra que a fração de irradiação difusa representa

um maior percentual da irradiação global nas primeiras horas da manhã e nas horas finais da tarde do que próximo ao meio dia.

Em Florianópolis, a irradiação global horizontal média dos dois anos analisados foi de 1.327 kWh/m<sup>2</sup>, medida na estação meteorológica da UFSC. Os dias típicos dos anos de 2010 e de 2011 para Florianópolis podem ser visualizados através da Figura 95.

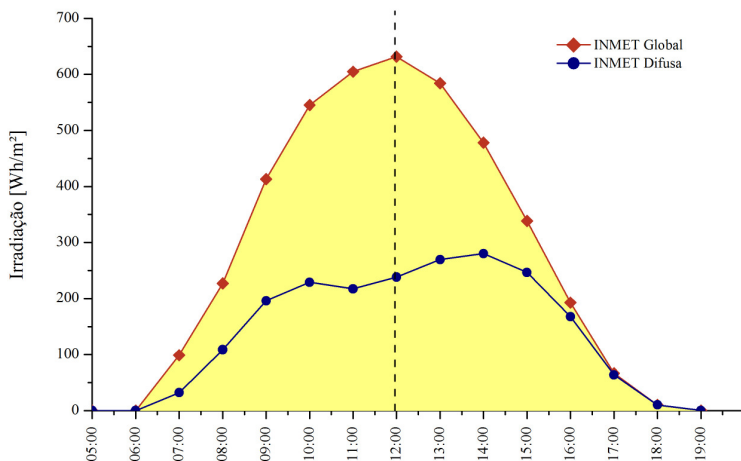


**Figura 95. Dias típicos para os dois anos analisados em Florianópolis: 2010 e 2011.**

A Figura 95 demonstrou que, em Florianópolis, as manhãs receberam 30% e 26% mais irradiação solar do que as tardes dos anos de 2010 e 2011, respectivamente.

Devido à ausência de medição de irradiação difusa na estação da UFSC para o mesmo período em Florianópolis, dados fornecidos pelo INMET, referentes aos anos de 2003 e 2004 (INMET, 2012), para a mesma cidade, foram utilizados para gerar um gráfico de dia típico para Florianópolis a fim de demonstrar a participação da fração difusa. O dia típico pode ser visualizado através da Figura 96.





**Figura 96. Dia típico em Florianópolis, baseado em dados de 2003 e 2004 (INMET, 2012).**

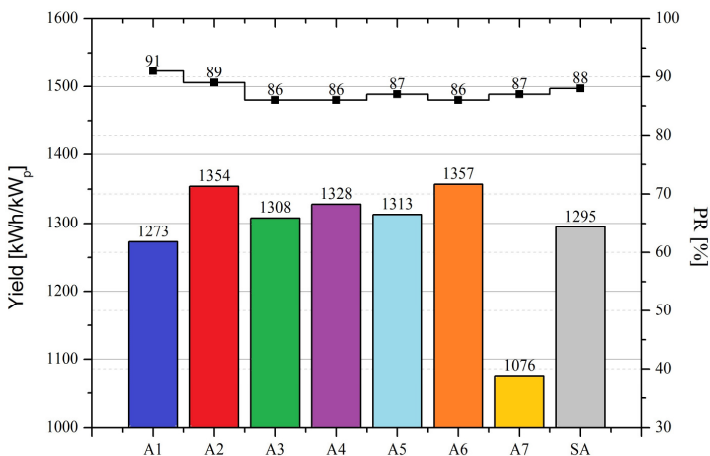
Assim como em Cingapura, a fração de irradiação difusa em Florianópolis é maior nas primeiras horas da manhã e nas últimas horas da tarde, sendo maior no período vespertino do que no período matutino. Na média histórica, as manhãs receberam mais irradiação global horizontal do que as tardes.

#### **4.2.3. Análise de desempenho energético dos subsistemas: *performance ratio* (PR) e *yield***

O desempenho energético de cada estudo de caso foi analisado por subsistemas e para o sistema completo através de dois parâmetros: *yield* e PR anuais.

##### ***Sistema A***

O *yield* e o PR anuais dos subsistemas, bem como do Sistema A completo, estão apresentados na Figura 97.

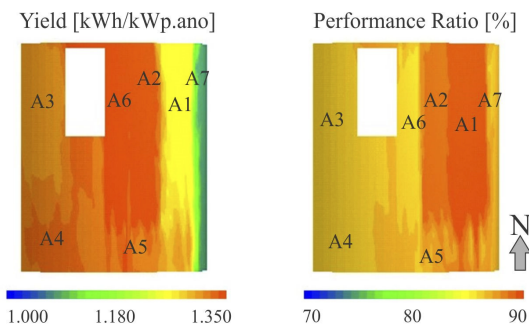


**Figura 97. Yield e PR anuais dos sete subsistemas e do Sistema A (SA) completo.**

De acordo com a Figura 97, o subsistema que apresentou o *yield* mais alto foi o A6 (1.357 kWh/kW<sub>p</sub>), seguido do subsistema A2 (1.354 kWh/kW<sub>p</sub>). Em relação ao PR, o melhor subsistema foi o A1 (91%), seguido do A2 (89%). Mesmo com um *yield* bastante inferior aos demais, o subsistema A7 apresentou um bom PR (87%). O *yield* do Sistema A foi de 1.295 kWh/kW<sub>p</sub> e o PR geral foi de 88%.

Os altos valores de PR obtidos indicam que todos os subsistemas operaram sem falhas durante o período analisado.

Através da Figura 98 é possível comparar o desempenho dos subsistemas de acordo com sua posição na cobertura curva.



**Figura 98. Yield e PR dos subsistemas de acordo com sua posição no Sistema A.**

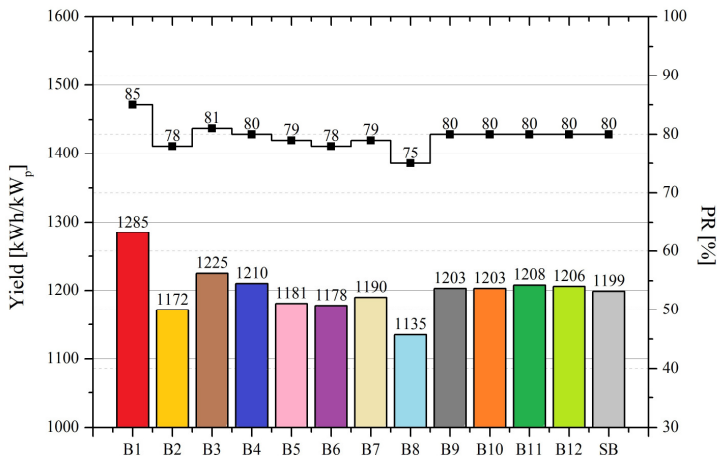
Os subsistemas que apresentaram os melhores resultados de *yield* (A6 e A2) não correspondem na mesma ordem aos subsistemas com melhores PR (A1, A2 e A5), uma vez que o *yield* está diretamente relacionado com a incidência solar absoluta no arranjo fotovoltaico e o PR é uma medida relativa da incidência solar, mais diretamente relacionada com a engenharia e qualidade da instalação. A partir da Figura 98, nota-se que os subsistemas com melhores *yields* estão localizados na região central, com menores inclinações. Já os melhores valores de PR ocorreram para sistemas inclinados a 32° e 15° em média, respectivamente, e orientados ao leste.

O fato de o Sistema A ter apresentado melhores PRs para sistemas inclinados ao leste pode estar relacionado à característica de Cingapura receber maior incidência de irradiação no período da manhã. Portanto, este resultado demonstra que o conhecimento detalhado das características de irradiação global de uma cidade pode ser um importante fator a ser considerado em fase de projeto de geradores fotovoltaicos, visto que, uma posição aparentemente não ideal obteve melhor aproveitamento de energia solar do que se esperava.

Quando comparado com os valores típicos de *yield* (1.100 a 1.250 kWh/kWp) e PR (80 a 83%) encontrados em Cingapura, os valores obtidos pelos subsistemas e pelo Sistema A completo foram iguais ou superiores, em relação aos *yields* e bem superiores em relação aos valores de PR, demonstrando que mesmo um gerador fotovoltaico aparentemente não idealmente instalado pode apresentar bons resultados desempenho, fato este relacionado principalmente à configuração dos subsistemas que o compõem.

### **Sistema B**

O *yield* e o PR anuais dos subsistemas, bem como do Sistema B completo, estão apresentados na Figura 99.

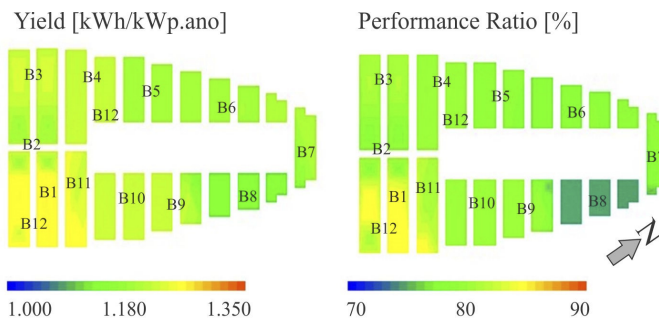


**Figura 99. Yield e PR anuais dos doze subsistemas e do Sistema B completo.**

De acordo com a Figura 99, o subsistema que apresentou o *yield* mais alto foi o B1 (1.285 kWh/kWp), seguido do subsistema B3 (1.225 kWh/kWp). Em relação ao PR, o melhor subsistema foi o B1 (85%) seguido do B3 (81%). O *yield* do Sistema B foi de 1.199 kWh/kWp e o PR geral foi de 80%.

Os valores de PR anuais indicam que todos os subsistemas operaram sem falhas durante o período analisado, com exceção do subsistema B8 que apresentou PR inferior a todos os demais.

Através da Figura 100 é possível comparar o desempenho dos subsistemas de acordo com sua posição na cobertura.



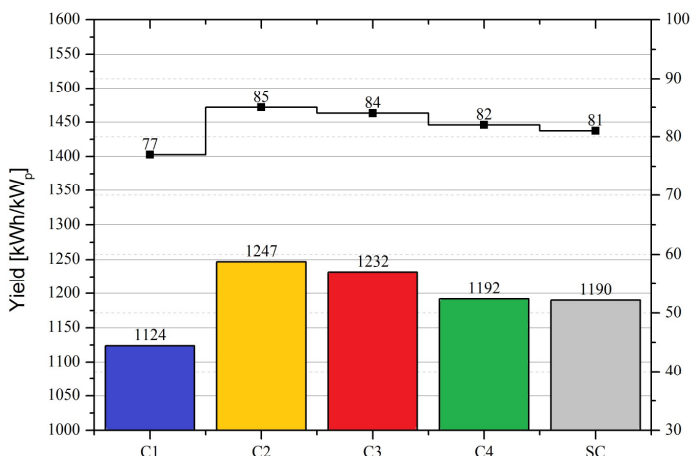
**Figura 100. Yield e PR dos subsistemas de acordo com sua posição no Sistema B.**

Os subsistemas que apresentaram os melhores resultados de *yield* (B1 e B3) correspondem na mesma ordem aos subsistemas com melhores PR (B1 e B3). A partir da Figura 100, nota-se que os subsistemas com melhores *yields* e PRs estão localizados na base do Sistema B.

Quando comparado com os valores típicos de *yield* (1.100 a 1.250 kWh/kWp) e PR (80 a 83%) encontrados em Cingapura, os valores de *yield* obtidos pelos subsistemas e pelo Sistema B completo foram iguais ou superiores. Os valores de PR foram em sua maioria igual ou superior a 80%, com o B1 atingindo PR de 85%.

### Sistema C

O *yield* e o PR anuais dos subsistemas, bem como do Sistema C completo, estão apresentados na Figura 101.

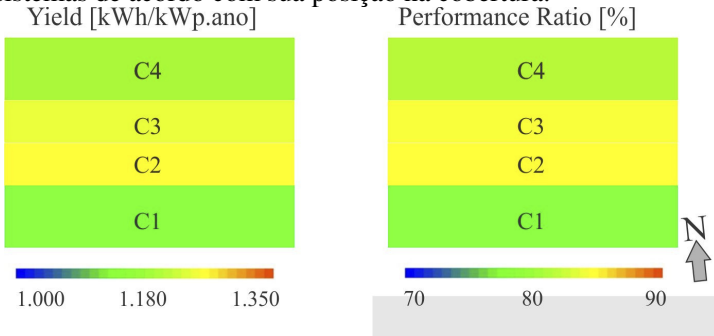


**Figura 101. Yield e PR anuais dos quatro subsistemas e do Sistema C completo.**

De acordo com a Figura 101, o subsistema que apresentou o *yield* mais alto foi o C2 (1.247 kWh/kWp), seguido do subsistema C3 (1.232 kWh/kWp). Em relação ao PR, o melhor subsistema foi também o C2 (85%), seguido do C3 (84%). O *yield* do Sistema C foi de 1.190 kWh/kWp e o PR geral foi de 81%.

Os valores de PR obtidos para o período analisado indicam que o subsistema C1 apresentou o pior desempenho em relação aos demais, justamente o subsistema mais próximo ao shaft de elevadores, ou seja, mais sombreado.

Através da Figura 102 é possível comparar o desempenho dos subsistemas de acordo com sua posição na cobertura.



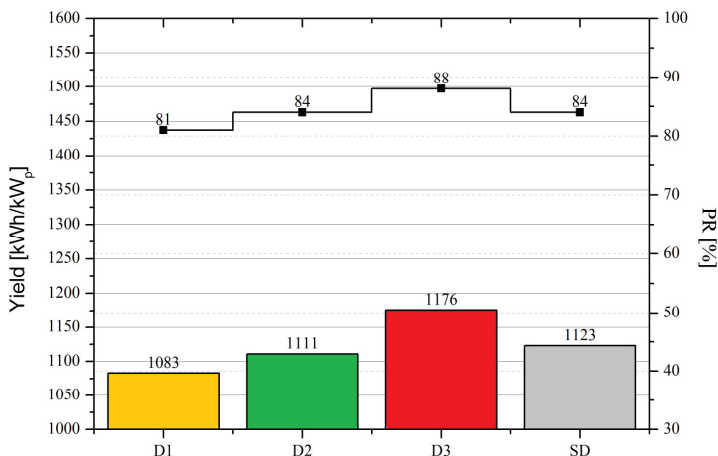
**Figura 102. Yield e PR dos subsistemas de acordo com sua posição no Sistema C.**

Os subsistemas que apresentaram os melhores resultados de *yield* (C2 e C3) correspondem na mesma ordem aos subsistemas com melhores PR (C2 e C3). A partir da Figura 102, nota-se que os subsistemas com melhores *yields* e PRs estão localizados na parte central do Sistema C, com inclinações mais próximas a zero e com menor influência de sombreamento pela própria curvatura.

Quando comparado com os valores típicos de *yield* (1.100 a 1.250 kWh/kWp) e PR (80 a 83%) encontrados em Cingapura, os valores de *yield* obtidos pelos subsistemas e pelo Sistema C completo foram iguais ou superiores. Os valores de PR foram em sua maioria acima de 80%, com exceção do C1 que apresentou PR de 77%.

### **Sistema D**

O *yield* e o PR anuais (média dos anos de 2010 e 2011) dos subsistemas, bem como do Sistema D completo, estão apresentados na Figura 103.

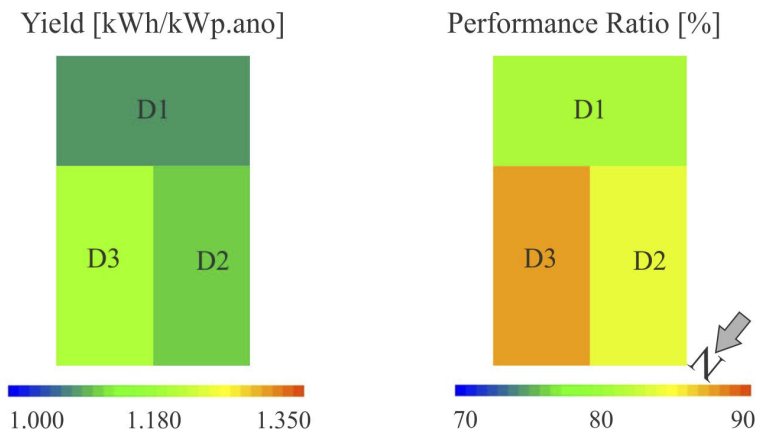


**Figura 103. Yield e PR anuais dos três subsistemas e do Sistema D completo.**

De acordo com a Figura 103, o subsistema que apresentou o *yield* mais alto foi o D3 (1.176 kWh/kW<sub>p</sub>), seguido do subsistema D2 (1.111 kWh/kW<sub>p</sub>). Em relação ao PR, o melhor subsistema também foi o D3 (88%), seguido do D2 (84%). O *yield* do Sistema D completo foi de 1.123 kWh/kW<sub>p</sub> e o PR geral foi de 84%.

Os valores de PR obtidos para o período analisado indicam que o subsistema D1 foi o que apresentou pior desempenho, justamente o subsistema que possui módulos fotovoltaicos instalados em duas orientações opostas conectados a um inversor com apenas um MPPT.

Através da Figura 104 é possível comparar o desempenho dos subsistemas de acordo com sua posição na cobertura.



**Figura 104. Yield e PR dos subsistemas de acordo com sua posição no Sistema D.**

Através da Figura 104, fica claro que a posição do D3 é a mais favorecida, tanto para o *yield* quanto para o PR. No entanto, o fato de o D1 ter metade de seus módulos com a mesma orientação que o D3 não o tornou o segundo na sequência de melhores índices de mérito. Pelo contrário, o fato deste subsistema ter módulos com duas orientações distintas conectadas ao mesmo inversor com apenas um MPPT o fez ter o menor *yield* e também o menor PR anuais. Este resultado demonstrou o quão prejudicial pode ser instalar módulos fotovoltaicos com diferentes inclinações e orientações conectados a um mesmo inversor com apenas um MPPT.

#### 4.2.4. Análise de sombreamento dos estudos de caso

A análise de sombreamento foi realizada para os quatro estudos de caso seguindo a sequência descrita no item 3.1 do Método. Os estudos de caso foram analisados de forma individual, com quantificação de sombreamento para cada um de seus subsistemas.

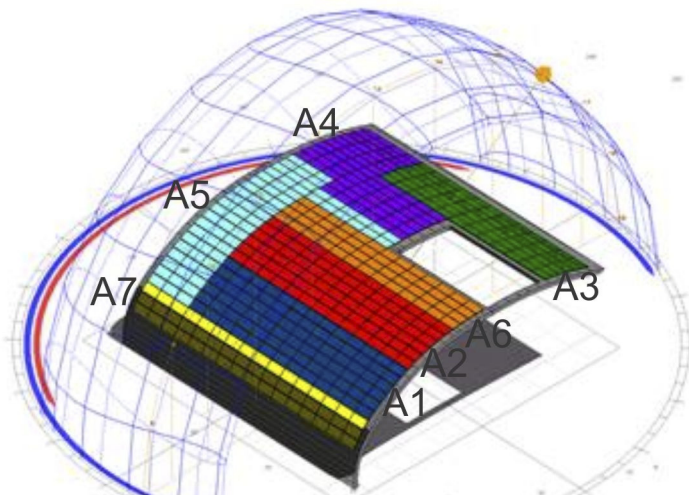
##### **Sistema A**

A residência que acomoda o Sistema A está localizada em um bairro de baixa densidade urbana, sendo que as casas vizinhas, assim como a residência com o Sistema A, são todas de dois pavimentos; portanto, este gerador fotovoltaico não é sombreado pelo seu entorno.

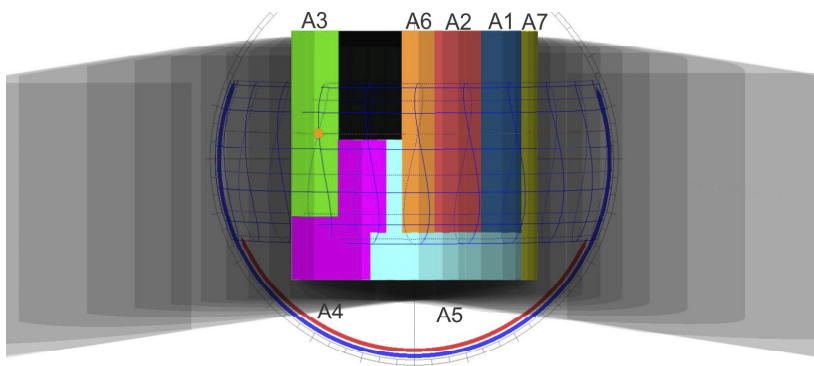


Porém, devido à forma da cobertura, o gerador é sombreado devido à sua curvatura.

A Figura 105 apresenta a trajetória solar para o Sistema A e a Figura 106 apresenta as projeções de sombreado para o período das 08h às 18h no mês de setembro.



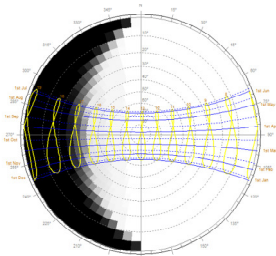
**Figura 105. Trajetória solar para o Sistema A. A imagem mostra o sol na posição de 16h do mês de setembro quando o subsistema A7 é sombreado pela própria curvatura.**



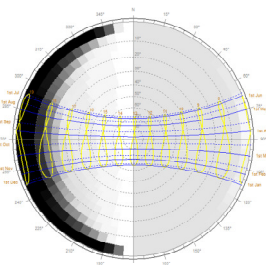
**Figura 106. Projeções de sombreado para o período das 08h às 18h em setembro.**

A Figura 107 apresenta as máscaras de sombreado para cada subsistema do Sistema A.

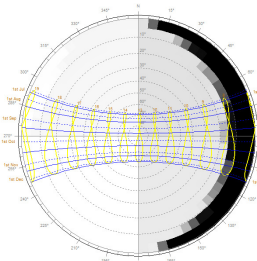
A1



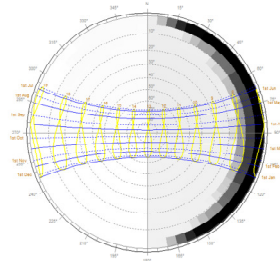
A2



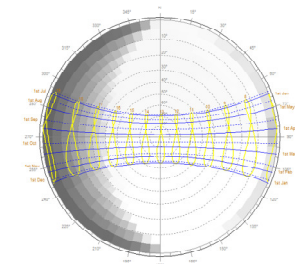
A3



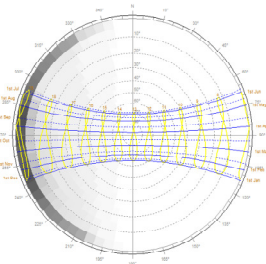
A4



A5



A6



A7

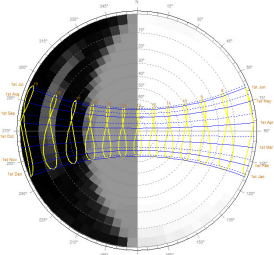
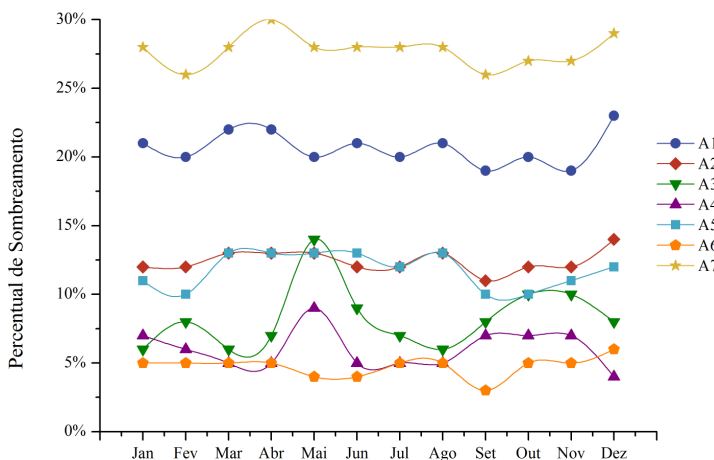


Figura 107. Máscaras de sombreamento dos subsistemas do Sistema A.

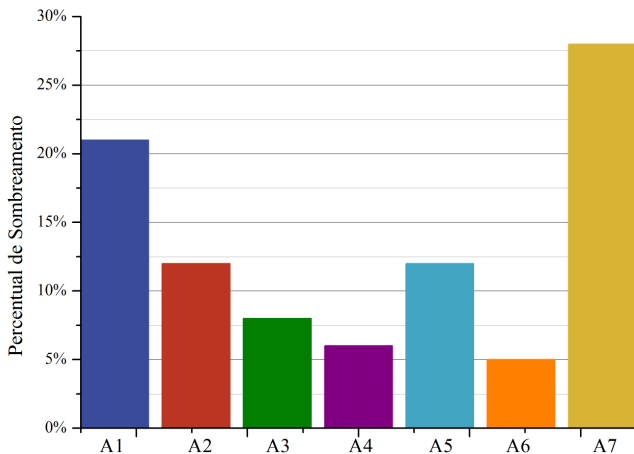
As máscaras de sombreamento mostram as horas e os meses em que os subsistemas são sombreados. O subsistema A7 é o mais sombreado, sendo que o seu sombreamento ocorre apenas no período vespertino, já que o sistema é orientado a leste. O segundo subsistema com maior sombreamento é o A1, também apenas no período vespertino. O subsistema que apresenta menor sombreamento anual é o A6, com sombreamento apenas no final da tarde.

A quantificação do sombreamento foi então calculada para as bases mensal e anual. O percentual de sombreamento mensal de cada subsistema, ou seja, o percentual médio de área sombreada por mês está apresentado na Figura 108.



**Figura 108. Percentual de sombreamento mensal em cada subsistema (área sombreada média no mês) do Sistema A.**

A Figura 108 demonstra que a maioria dos subsistemas possui aproximadamente o mesmo percentual de área sombreada ao longo dos meses, sendo que o subsistema A7 possui valores mais altos para todo o ano. O percentual de sombreamento médio anual de cada subsistema está apresentado na Figura 109.

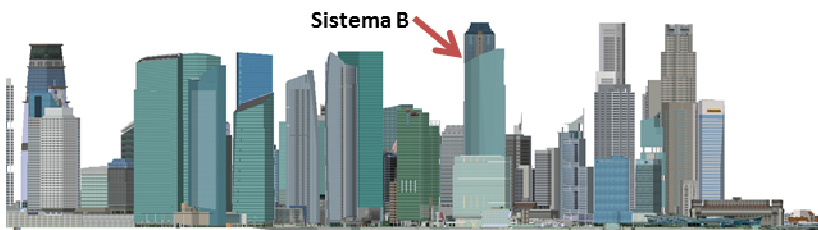


**Figura 109. Percentual de sombreamento anual (área sombreada média no ano) em cada subsistema do Sistema A.**

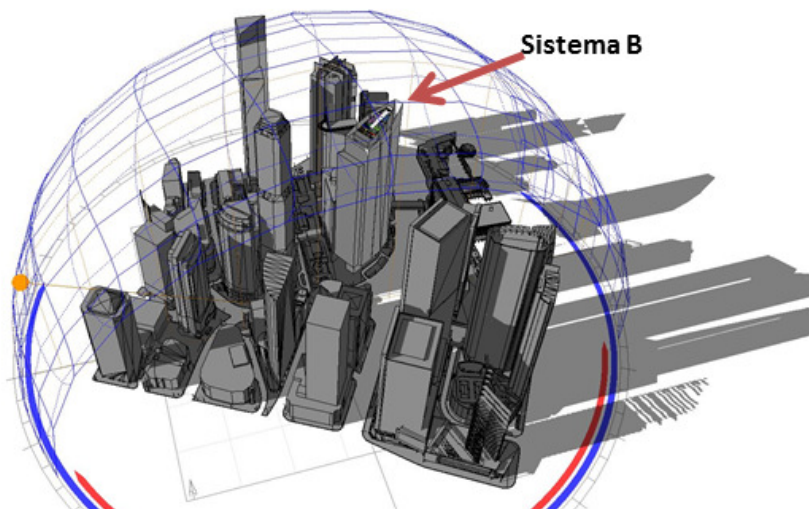
Através da Figura 109, enquanto o subsistema instalado no topo da cobertura (A6) é apenas 5% sombreado durante o ano, o subsistema com maior inclinação (A7) é 28% sombreado no mesmo período. O subsistema A5, que possui módulos com a maior quantidade de variação de ângulos de inclinação apresenta um sombreamento anual de 12%.

### **Sistema B**

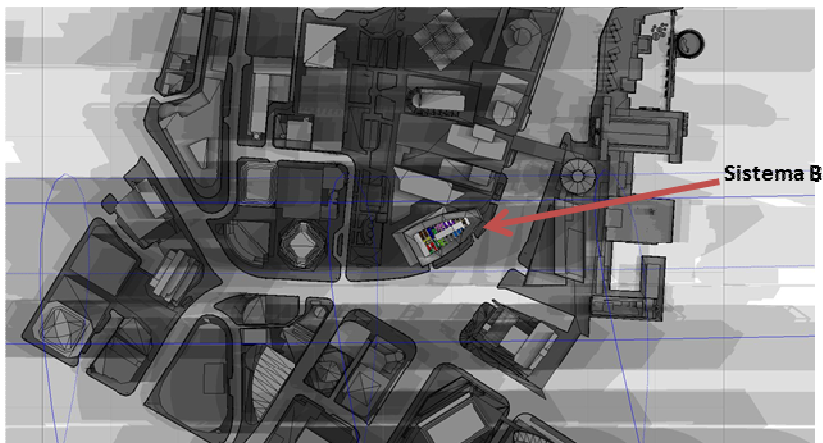
O edifício comercial que possui o Sistema B instalado em sua cobertura está localizado em um bairro de alta densidade, com alguns edifícios mais altos em seu entorno; portanto, o sistema sofre sombreamento da vizinhança. Além disso, este sistema fotovoltaico está orientado a sudoeste; portanto é sombreado devido à sua posição no período da manhã. Um 3D contendo todo o entorno do edifício em questão foi analisado no *software* Ecotect (Figura 110). A Figura 111 apresenta a cobertura com o diagrama solar indicando a trajetória aparente do Sol no mês de setembro e a Figura 112 as projeções de sombreamento a cada 60 minutos para o período das 08h às 18h.



**Figura 110.** Maquete eletrônica do centro financeiro de Cingapura para análise no *software* Ecotect, indicando o Sistema B.

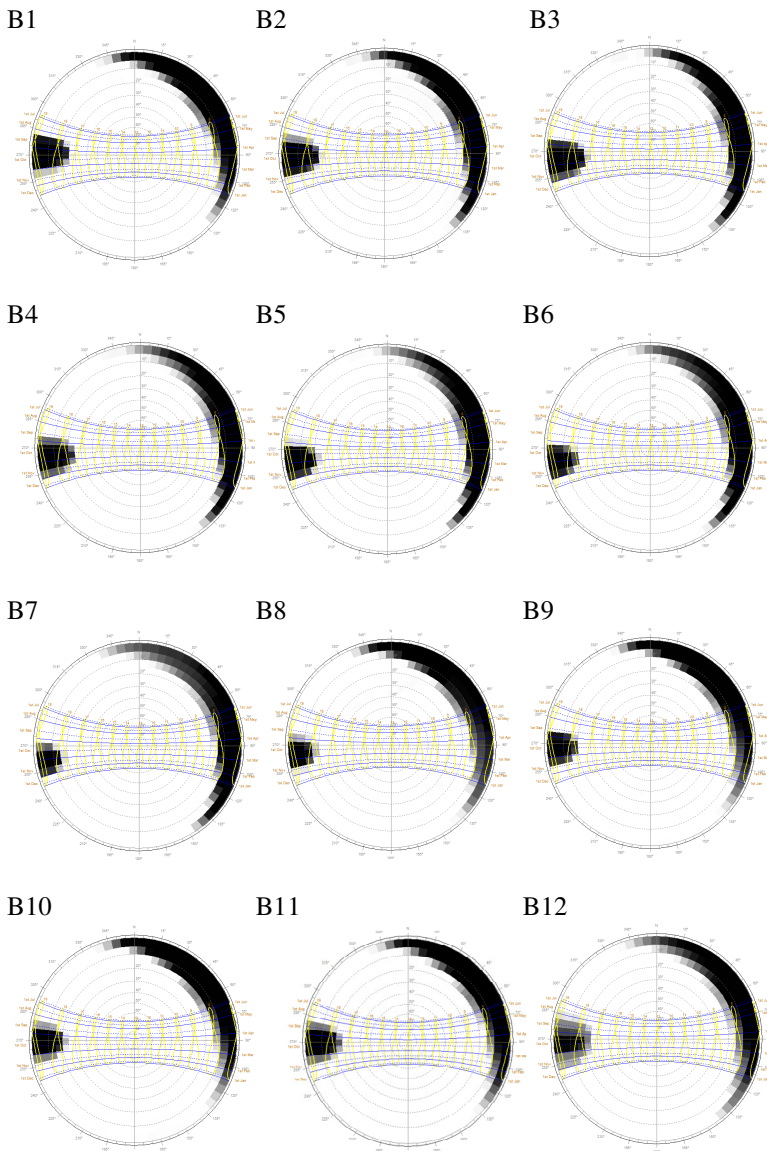


**Figura 111.** Trajetória solar para o Sistema B no mês de setembro.



**Figura 112. Projeções de sombreamento para o período das 08h às 18h em setembro para o Sistema B.**

As máscaras de sombreamento para cada subsistema do Sistema B podem ser visualizadas na Figura 113.

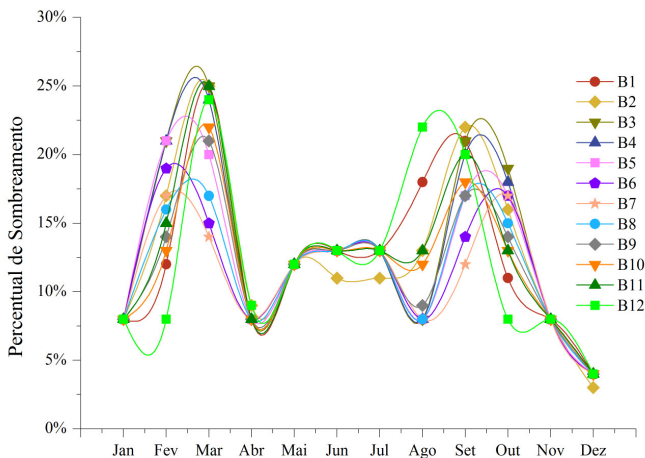


**Figura 113. Máscaras de sombreamento dos subsistemas do Sistema B.**

As máscaras de sombreamento mostram que o sombreamento nos doze subsistemas é bastante semelhante, sendo que alguns são um pouco

mais afetados do que outros. É possível ver que todos os subsistemas são afetados da mesma forma no período matutino, devido à inclinação e orientação do sistema fotovoltaico. Já no período vespertino, o sombreamento que ocorre em todos os subsistemas é provocado por um edifício vizinho. Os subsistemas mais afetados são os que ficam na base do sistema, ou seja, B1, B2, B3 e B12. O subsistema que apresenta menor sombreamento é o mais elevado, ou seja, o B7.

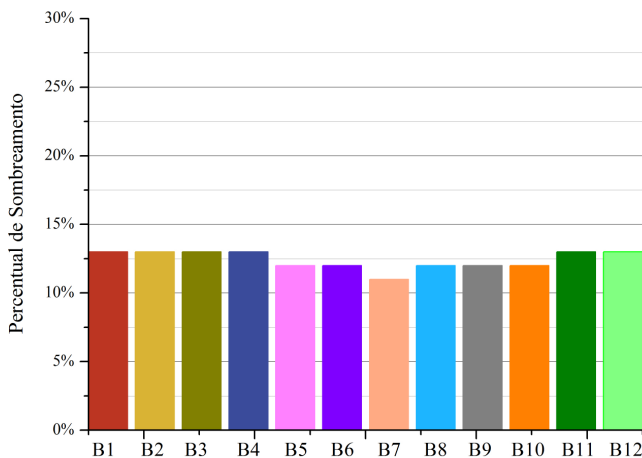
O sombreamento mensal de cada subsistema, ou seja, o percentual médio de área sombreada por mês está apresentado na Figura 114.



**Figura 114. Percentual de sombreamento mensal em cada subsistema (área sombreada média por mês) do Sistema B.**

A Figura 114 demonstra que todos os subsistemas seguem o mesmo padrão de percentual de área sombreada ao longo dos meses e que nenhum subsistema é isento de sombreamento. O percentual de sombreamento médio anual de cada subsistema está apresentado na Figura 115.



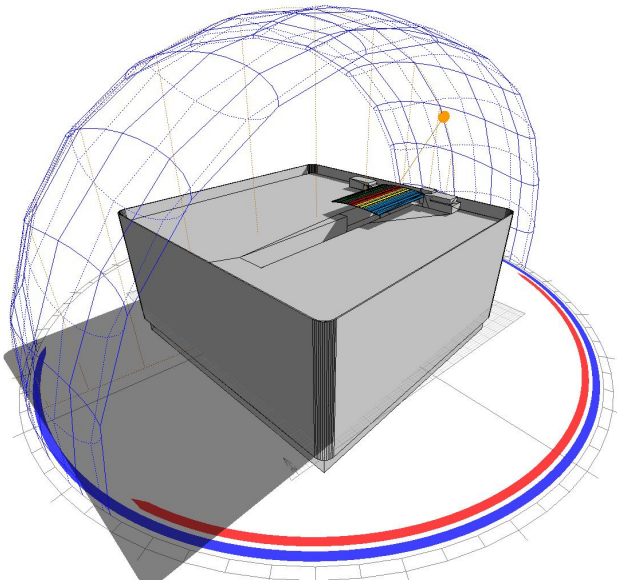


**Figura 115. Percentual de sombreamento anual (área sombreada média no ano) em cada subsistema do Sistema B.**

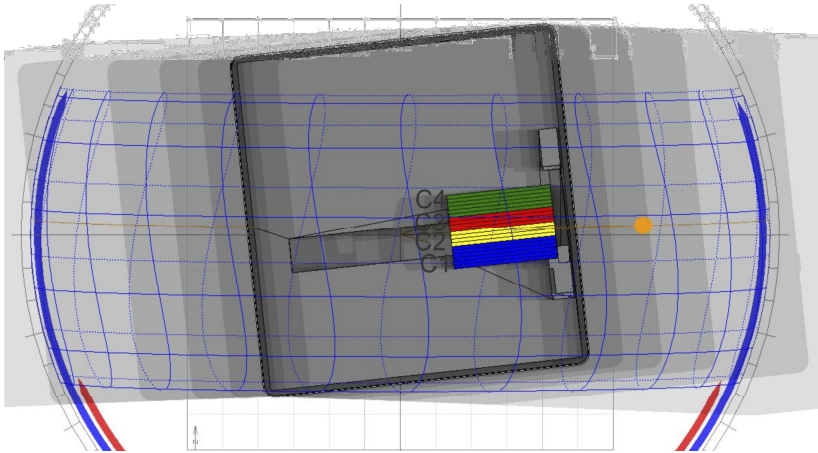
Através da Figura 115, percebe-se que todos os subsistemas possuem praticamente o mesmo percentual de sombreamento anual, sendo que à medida que a posição do subsistema se distancia da base inferior, o percentual de sombreamento fica levemente menor. O subsistema com menor percentual anual de sombreamento foi o B7, localizado na porção mais elevada da cobertura.

### **Sistema C**

O edifício comercial que possui o Sistema C instalado em sua cobertura está localizado em um bairro de baixa densidade, sem edificações próximas; portanto o sistema não sofre sombreamento pela vizinhança. No entanto, este sistema fotovoltaico é curvo e possui um elemento mais alto da própria edificação (*shaft* de elevadores); portanto o subsistema é sombreado devido à sua curvatura e sombreado pelo *shaft* de elevadores. A Figura 111 apresenta a cobertura com o diagrama solar indicando a trajetória aparente do Sol no mês de setembro e a Figura 112 as projeções de sombreamento a cada 60 minutos para o período das 08h às 18h.



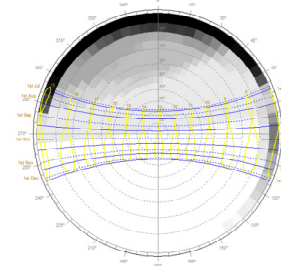
**Figura 116. Trajetória solar para o Sistema C no mês de setembro.**



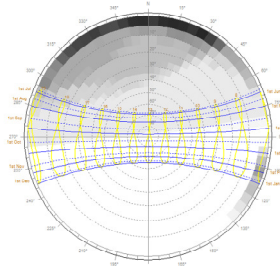
**Figura 117. Projeções de sombreamento para o período das 08h às 18h em setembro para o Sistema C.**

As máscaras de sombreamento para cada subsistema do Sistema C podem ser visualizadas na Figura 113.

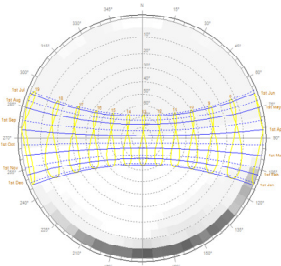
C1



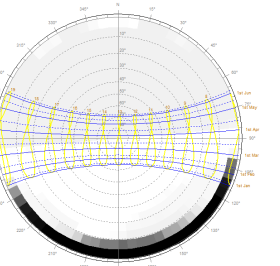
C2



C3

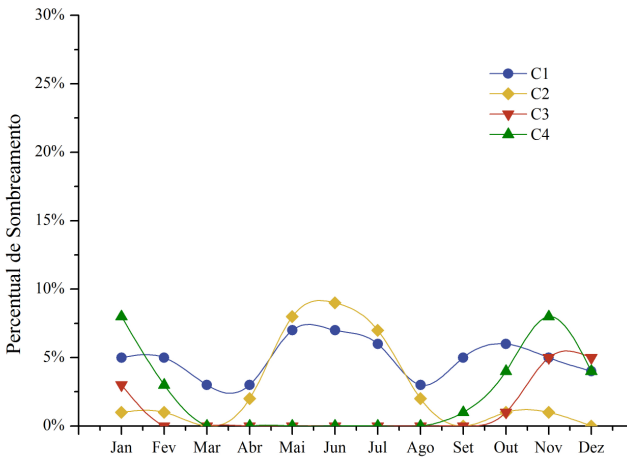


C4



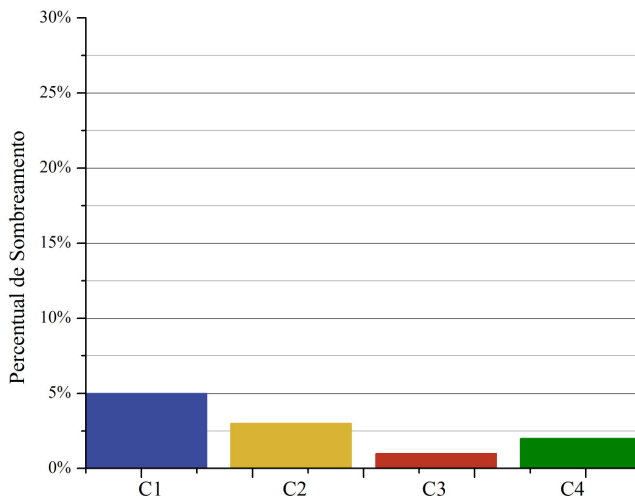
**Figura 118. Máscaras de sombreamento dos subsistemas do Sistema C.**

As máscaras de sombreamento mostram que o sombreamento é maior no C1 e no C2, que são parcialmente sombreados pelo shaft. Os demais subsistemas são levemente sombreados apenas pela própria curvatura. O sombreamento dos quatro subsistemas ocorre apenas nas primeiras horas da manhã e em alguns meses. O subsistema C1 é o único que também é sombreado no final do dia; porém apenas nos meses de junho, julho e agosto. O sombreamento mensal de cada subsistema, ou seja, o percentual médio de área sombreada por mês está apresentado na Figura 119.



**Figura 119. Percentual de sombreamento mensal (área sombreada média no mês) em cada subsistema do Sistema C.**

A Figura 119 demonstra que o shaft de elevadores é responsável pelo maior percentual de sombreamento, que ocorre nos subsistemas C1 e C2. O percentual de sombreamento médio anual de cada subsistema está apresentado na Figura 120.



**Figura 120. Percentual de sombreamento anual (área sombreada média no ano) em cada subsistema do Sistema C.**

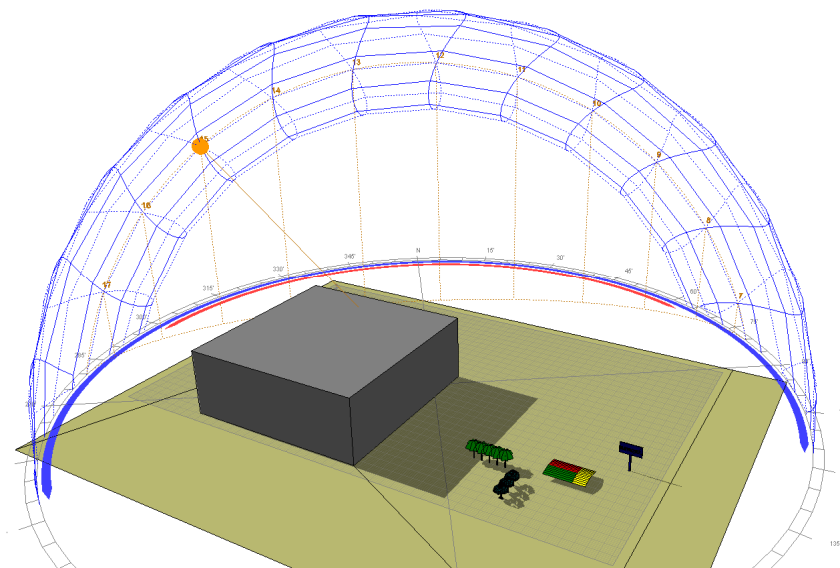
Comparando-se os dados da Figura 101 (*Yield* e PR dos subsistemas do Sistema C) com o percentual de sombreamento apresentado na Figura 120, percebe-se que o subsistema que apresenta o pior *yield* e PR é também o mais sombreado, porém o que possui o melhor *yield* e PR (C2) não é o que é menos sombreado.

Este fato reforça a importância de um projeto elétrico desenvolvido com conhecimento detalhado de como e quando ocorrem períodos de sombreamento parciais sobre um gerador. No caso do Sistema C, o C2 é o subsistema que possui a melhor orientação e inclinação para a localidade em que ele está inserido, ou seja, baixa inclinação e orientado ao sul. No entanto, é parcialmente sombreado (3% de sombreamento na base anual). Neste caso, o posicionamento do subsistema lhe garantiu uma irradiação incidente mais elevada que os demais subsistemas e, o sombreamento de 3% anual só não prejudicou tão significativamente seu desempenho, pois o projetista utilizou inversores com dois MPPTs.

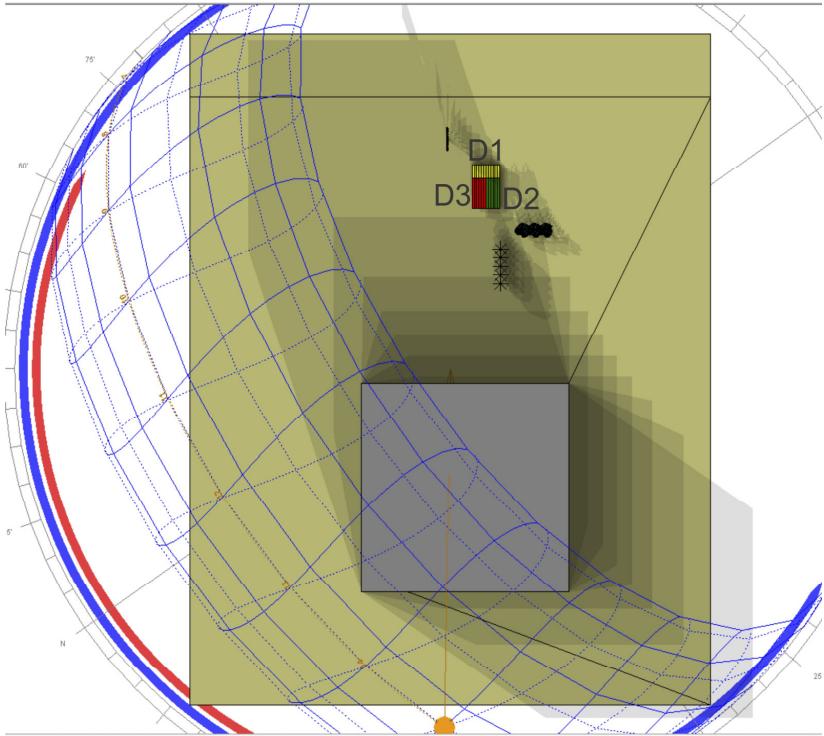
### ***Sistema D***

A cobertura curva na qual o Sistema D está integrado é parcialmente sombreada devido a uma placa de sinalização, alguns coqueiros e árvores, bem como pelo edifício sede da Eletrosul. A Figura 121 apresenta a cobertura com o diagrama solar indicando a trajetória

aparente do Sol no mês de setembro e a Figura 122 as projeções de sombreamento a cada 60 minutos para o período das 08h às 18h.



**Figura 121. Trajetória solar para o Sistema D no mês de setembro.**

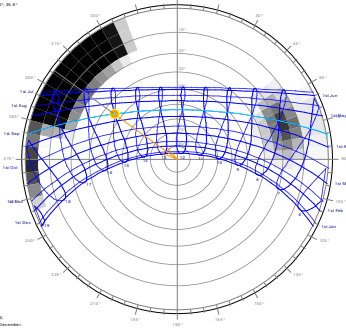


**Figura 122. Projeções de sombreamento para o período das 08h às 18h em setembro para o Sistema D.**

As máscaras de sombreamento para cada subsistema do Sistema D podem ser visualizadas na Figura 123.

### D1

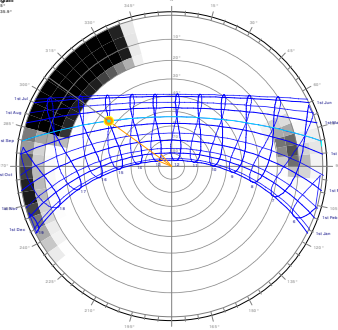
**Stereographic Diagram**  
Location: 23° 22' S, 48° 42' W  
Site Address: 64.21, 38.4°  
Elev: 1700 m  
VZA: 164.1°



Total: 16.00  
D Date: 1st May 2014  
© 2008 from: Jay Shaver.com

### D2

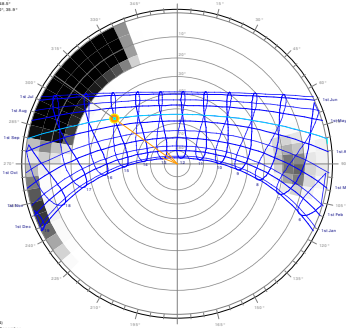
**Stereographic Diagram**  
Location: 23° 22' S, 48° 42' W  
Site Address: 64.21, 38.4°  
Elev: 1700 m  
VZA: 164.1°



Total: 16.00  
D Date: 1st May 2014  
© 2008 from: Jay Shaver.com

### D3

**Stereographic Diagram**  
Location: 23° 22' S, 48° 42' W  
Site Address: 64.21, 38.4°  
Elev: 1700 m  
VZA: 164.1°

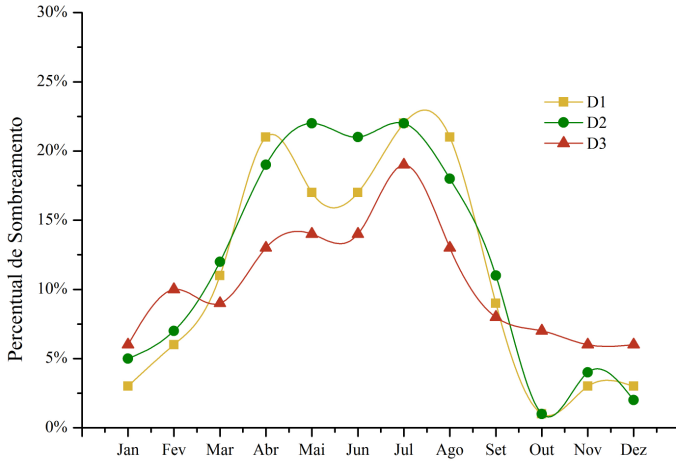


Total: 16.00  
D Date: 1st May 2014  
© 2008 from: Jay Shaver.com

**Figura 123. Máscaras de sombreamento dos subsistemas do Sistema D.**

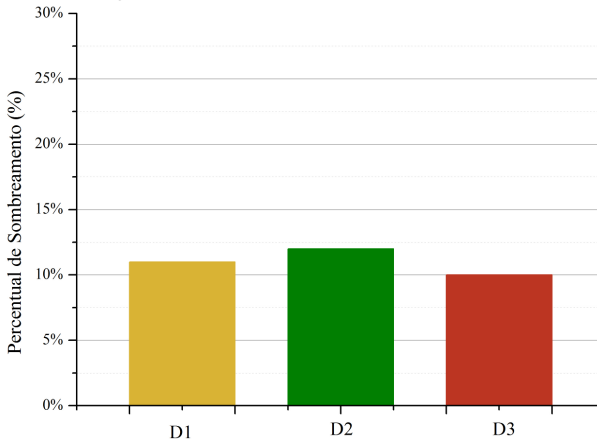
As máscaras de sombreamento mostram que o sombreamento ocorre de forma bastante semelhante sobre os três subsistemas, sendo que o subsistema D1 sofre mais com a presença da placa e o subsistema D2 é o mais sombreado devido à edificação da Eletrosul e a vegetação do entorno. A placa é responsável por sombrear os subsistemas no período da manhã e a edificação e a vegetação no período vespertino. O sombreamento mensal de cada subsistema, ou seja, o percentual médio de área sombreada por mês está apresentado na Figura 124.





**Figura 124. Percentual de sombreamento mensal (área sombreada média no mês) em cada subsistema do Sistema D.**

A Figura 124 demonstra que o sombreamento segue um padrão semelhante para os três subsistemas. Os três subsistemas possuem maiores percentuais de sombreamento nos meses de outono e inverno. O percentual de sombreamento médio anual de cada subsistema está apresentado na Figura 125.



**Figura 125. Percentual de sombreamento anual (área sombreada média no ano) em cada subsistema do Sistema D.**

Apesar da variação no percentual de sombreamento mensal em cada subsistema, a média anual para os três subsistemas foi bem aproximada (11%, 12% e 10%, respectivamente). Comparando-se os dados da Figura 103 (*Yield* e PR dos subsistemas do Sistema D) com o percentual de sombreamento apresentado na Figura 125, percebe-se que o subsistema que apresenta o pior *yield* (D1) e o pior PR não é o mais sombreado, demonstrando que a opção de utilizar módulos fotovoltaicos com inclinações e orientações diferentes conectados a um mesmo inversor acarreta em perdas que poderiam ter sido evitadas caso este subsistema tivesse sido dividido em dois.

#### **4.2.5. Índice de sombreamento dos estudos de caso**

A partir do estudo teórico, constatou-se que o percentual de sombreamento anual de uma superfície horizontal foi mais próximo ao percentual de redução de irradiação incidente naquela superfície do que a mesma comparação em outras bases temporais (mês, dia e hora), portanto, para aquele caso, bastaria utilizar o próprio percentual de sombreamento como índice de sombreamento.

No decorrer das análises desta tese, constatou-se que, em superfícies inclinadas, parte do percentual de sombreamento é decorrente da posição da superfície, ou seja, sua combinação de inclinação e desvio azimutal. Um exemplo foi o subsistema A7, que possui inclinação de 48° em média e orientação leste. Este sistema possui 28% de sombreamento anual. Este percentual já abrange o percentual de redução de irradiação incidente pela posição da superfície e não pode ser utilizado como índice de sombreamento nas estimativas de geração energética que já se baseiam na irradiação inclinada.

Diante desta constatação, as mesmas análises de sombreamento foram refeitas, isolando-se cada subsistema do entorno. Desta forma, o percentual de sombreamento foi dividido em dois: sombreamento causado pela posição do subsistema (inclinação e desvio azimutal) e sombreamento causado por elementos do entorno.

O índice de sombreamento para o cálculo de estimativas de geração energética deve ser apenas o referente ao sombreamento causado pelo entorno.

A Tabela 12 apresenta o percentual de sombreamento de cada subsistema inserido no contexto urbano, o percentual de sombreamento do subsistema isolado (sem os demais subsistemas, sem a edificação e sem o entorno) e o índice de sombreamento resultante da subtração do primeiro pelo segundo.

**Tabela 12. Índice de Sombreamento anual dos subsistemas.**

Estudo de caso	Percentual de Sombreamento (subsistema + entorno)	Percentual de Sombreamento (só subsistema)	Índice de Sombreamento (entorno)	
	%	%	%	
A	A1	21%	20%	1%
	A2	12%	12%	1%
	A3	8%	8%	0%
	A4	6%	5%	1%
	A5	12%	11%	1%
	A6	5%	5%	0%
	A7	28%	27%	1%
B	B1	13%	9%	4%
	B2	13%	9%	4%
	B3	13%	9%	4%
	B4	13%	9%	4%
	B5	12%	9%	3%
	B6	12%	9%	3%
	B7	11%	9%	2%
	B8	12%	9%	3%
	B9	12%	9%	3%
	B10	12%	9%	3%
	B11	13%	9%	4%
	B12	13%	9%	4%
C	C1	5%	1%	4%
	C2	3%	2%	1%
	C3	1%	1%	0%
	C4	2%	2%	0%
D	D1	11%	3%	8%
	D2	12%	3%	9%
	D3	10%	3%	8%

De acordo com a Tabela 12, grande parte do percentual de sombreamento anteriormente calculado para o Sistema A é referente à posição (inclinação e orientação) dos subsistemas, ou seja o Índice de Sombreamento é de apenas 1% ou inexistente. O Sistema B apresentou 9% de sombreamento relativo à posição dos módulos fotovoltaicos e valores de Índice de Sombreamento variando de 2 a 4%, conforme a distância do prédio vizinho. No Sistema C, que assim como o Sistema A

também é curvo, o Índice de Sombreamento, relativo a elementos do entorno do gerador, variou de 0 a 4%. Já o Sistema D, que possui cobertura curva e elementos causadores de sombreamentos em todas as direções apresentou sombreamento relativo à posição dos sistemas de 3% e Índices de Sombreamento variando de 8 a 9%.

#### 4.3. APLICAÇÃO DO ÍNDICE DE SOMBREAMENTO EM ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO ENERGÉTICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

##### 4.3.1. Aplicação do índice de sombreamento na estimativa de geração energética pelo método manual

O primeiro fator utilizado na estimativa de geração energética foi a irradiação global no plano dos módulos, calculada a partir do software RADIASOL utilizando o modelo de Perez (PEREZ *et al.*, 1990) para a estimativa da componente difusa e os valores de irradiação mensal horizontal obtidos nas estações solarimétricas mais próximas a cada estudo de caso. O segundo fator foi o índice de sombreamento anual, obtido através da análise de sombreamento apresentada no item 4.2.7. O terceiro fator foi um valor padrão de PR relativo a perdas energéticas decorrentes da instalação e do funcionamento do gerador fotovoltaico (inversores, cabos, configuração elétrica). Tipicamente, tem se utilizado o fator de 80% (PR = 0,8) para sistemas fotovoltaicos instalados em regiões tropicais e subtropicais. Nesta tese, utilizaram-se valores de 80%, 85%, 90% e 95% para o percentual de desempenho. O aumento do percentual de desempenho indica sistemas fotovoltaicos com menores perdas energéticas. Como já citado, esta melhora no desempenho operacional de sistemas fotovoltaicos vem sendo observada ao longo dos anos (CLAVADETSHCHER e NORDMANN, 2007; REICH *et al.*, 2012) , demonstrando tanto que os geradores fotovoltaicos tem sido projetados com mais cautela, quanto que os equipamentos têm melhorado significativamente suas eficiências. Atualmente, valores de PR acima de 90% já são realidade em geradores que utilizam módulos e inversores comercialmente disponíveis e a tendência é este percentual aumentar ainda mais em um futuro próximo (REICH *et al.*, 2012).

A multiplicação destes três fatores resultou no *yield* estimado para cada subsistema. A Tabela 13 apresenta a irradiação global horizontal medida na estação solarimétrica mais próxima de cada estudo

de caso, a irradiação global inclinada, calculada a partir do modelo de Perez, incidente em cada subsistema, o índice de sombreamento, o *yield* real anual medido através do sistema de aquisição de dados de geração energética de cada gerador e o PR correspondente.

**Tabela 13. Irradiação global horizontal, inclinada no plano dos módulos, índice de sombreamento, *yield* e PR reais de cada subsistema na base anual.**

Estudo de caso	Irradiação Solar Global Horizontal kWh/ano	Irradiação Solar Global Inclinada kWh/ano	Índice de Sombreamento Anual %	<i>Yield</i> Real <sup>2</sup> Anual kWh/k	PR Real %	
A	A1	1.582	1.394	1%	1.273	91%
	A2	1.582	1.518	1%	1.354	89%
	A3	1.582	1.524	0%	1.308	86%
	A4	1.582	1.549	1%	1.328	86%
	A5	1.582	1.515	1%	1.313	87%
	A6	1.582	1.574	0%	1.357	86%
	A7	1.582	1.232	0%	1.076	87%
B	B1	1.583	1.504	4%	1.285	85%
	B2	1.583	1.504	4%	1.172	78%
	B3	1.583	1.504	4%	1.225	81%
	B4	1.583	1.504	4%	1.210	80%
	B5	1.583	1.504	3%	1.181	79%
	B6	1.583	1.504	3%	1.178	78%
	B7	1.583	1.504	2%	1.190	79%
	B8	1.583	1.504	3%	1.135	75%
	B9	1.583	1.504	3%	1.203	80%
	B10	1.583	1.504	3%	1.203	80%
	B11	1.583	1.504	4%	1.208	80%
	B12	1.583	1.504	4%	1.206	80%
C	C1	1.482	1.454	4%	1.124	77%
	C2	1.482	1.471	2%	1.247	85%
	C3	1.482	1.472	1%	1.232	84%
	C4	1.482	1.456	2%	1.192	82%
D	D1	1.329	1.336	8%	1.083	81%
	D2	1.329	1.317	9%	1.111	84%
	D3	1.329	1.336	8%	1.176	88%

<sup>2</sup> Para o Sistema D, considerou-se a média de irradiação global horizontal, de global inclinada e dos *yields* medidos nos anos de 2010 e 2011.

A estimativa de *yield* de cada subsistema considerando diferentes valores de rendimento do sistema - PR (80%, 85%, 90% e 95%) está apresentada na Tabela 14.

**Tabela 14. Estimativa de *yield* anual considerando a irradiação inclinada e o índice de sombreamento para diferentes valores de rendimento do gerador.**

Estudo de caso	Subsistema	Estimativa de <i>yield</i> anual baseada na irradiação inclinada e no índice de sombreamento (kWh/kWp)			
		PR=0,80	PR=0,85	PR=0,90	PR=0,95
A	A1	1.110	1.179	1.248	1.318
	A2	1.208	1.284	1.359	1.435
	A3	1.219	1.295	1.372	1.448
	A4	1.228	1.305	1.382	1.458
	A5	1.196	1.271	1.346	1.421
	A6	1.259	1.338	1.417	1.495
	A7	983	1.044	1.105	1.167
B	B1	1.156	1.229	1.301	1.373
	B2	1.150	1.222	1.294	1.366
	B3	1.155	1.227	1.299	1.372
	B4	1.155	1.227	1.299	1.372
	B5	1.162	1.235	1.308	1.380
	B6	1.167	1.240	1.313	1.386
	B7	1.178	1.252	1.325	1.399
	B8	1.172	1.245	1.318	1.392
	B9	1.171	1.244	1.317	1.390
	B10	1.168	1.241	1.314	1.387
	B11	1.159	1.231	1.304	1.376
	B12	1.161	1.234	1.306	1.379
C	C1	1.119	1.189	1.259	1.329
	C2	1.154	1.227	1.299	1.371
	C3	1.163	1.236	1.309	1.382
	C4	1.138	1.209	1.280	1.351
D	D1	981	1.042	1.104	1.165
	D2	963	1.023	1.083	1.144
	D3	988	1.049	1.111	1.173

Os valores de *yield* estimados foram então comparados com o *yield* real de cada subsistema. Esta comparação pode ser visualizada na Tabela 15, na qual o *yield* real foi fixado como 100% e os *yields*

estimados foram relacionados a ele. Os valores que mais se aproximaram do yield real foram destacados.

**Tabela 15. Relação entre *yield* real (100%) e *yields* estimados na base anual para os subsistemas dos estudos de caso considerando os índices de sombreamento e diferentes valores de rendimento do gerador.**

Estudo de caso	Subsistema	Estimativa de yield anual com irradiação inclinada e índice de sombreamento (%)			
		PR=0,80	PR=0,85	PR=0,90	PR=0,95
A	A1	87%	93%	98%	103%
	A2	89%	95%	100%	106%
	A3	93%	99%	105%	111%
	A4	92%	98%	104%	110%
	A5	91%	97%	103%	108%
	A6	93%	99%	104%	110%
	A7	91%	97%	103%	108%
B	B1	90%	96%	101%	107%
	B2	98%	104%	110%	117%
	B3	94%	100%	106%	112%
	B4	95%	101%	107%	113%
	B5	98%	105%	111%	117%
	B6	99%	105%	111%	118%
	B7	99%	105%	111%	118%
	B8	103%	110%	116%	123%
	B9	97%	103%	109%	116%
	B10	97%	103%	109%	115%
	B11	96%	102%	108%	114%
	B12	96%	102%	108%	114%
C	C1	100%	106%	112%	118%
	C2	93%	98%	104%	110%
	C3	94%	100%	106%	112%
	C4	95%	101%	107%	113%
D	D1	91%	96%	102%	108%
	D2	87%	92%	98%	103%
	D3	84%	89%	94%	100%

Ao observar a Tabela 15, nota-se que dentro de um mesmo estudo de caso, houve variação entre qual seria o melhor valor de rendimento para ser utilizado na estimativa de geração energética do sistema fotovoltaico em função da utilização do índice de sombreamento nos cálculos. Este fato está relacionado ao PR de cada sistema, que é uma

medida relativa da incidência solar, mais diretamente relacionada com a engenharia e qualidade das instalações. Em seguida, calculou-se a relação entre o *yield* estimado de cada estudo de caso completo considerando diferentes valores de rendimento do gerador com o *yield* real correspondente (100%). O resultado deste estudo pode ser visualizado através da Tabela 16. Os valores mais próximos ao *yield* real estão em destaque.

**Tabela 16. Comparação entre *yield* anual real e *yields* anuais estimados para cada estudo de caso considerando o índice de sombreamento e diferentes valores de rendimento do gerador.**

Estudo de caso	<i>Yield</i> Real	PR=0,80	PR=0,85	PR=0,90	PR=0,95
Sistema A	100%	91%	97%	102%	108%
Sistema B	100%	97%	103%	109%	115%
Sistema C	100%	96%	102%	108%	114%
Sistema D	100%	87%	92%	98%	103%

Analisando-se cada sistema separadamente, observou-se que o Sistema A apresentou melhor coincidência entre estimativa e *yield* real quando o valor de PR de 0,90 foi utilizado. Para o Sistema B, a estimativa se mostrou mais fiel quando o valor de PR igual a 0,85 foi utilizado. Os valores correspondentes para os sistemas C e D foram 0,85 e 0,90, respectivamente.

Estes resultados mostraram que a utilização da equação 7, que leva em consideração a irradiação global inclinada anual incidente num plano, o índice de sombreamento anual de uma superfície e um valor de rendimento (PR) entre 0,85 e 0,90 conduz a valores de *yield* anuais bastante confiáveis e condizentes com a realidade e confirma a tendência de aumento dos valores de PR nos novos sistemas fotovoltaicos citada por diversos autores ao longo desta tese (CLAVADETSHCHER e NORDMANN, 2007; REICH *et al.*, 2012).

#### **4.3.2. Aplicação do índice de sombreamento na estimativa de geração energética em simulações computacionais**

A fim de validar a aplicação do índice de sombreamento em simulações computacionais, os estudos teóricos apresentados nesta tese para Cingapura e Florianópolis foram testados. Simulações com entorno e sem entorno, considerando-se a mesma configuração elétrica do gerador fotovoltaico foram conduzidas.



Os estudos teóricos foram simulados para superfícies planas, ou seja, extraindo-se o entorno e a própria edificação, o percentual de sombreamento foi zero para ambas as cidades. Neste caso, o índice de sombreamento adotado coincidiu com o percentual de sombreamento anual de cada superfície.

A simulação foi realizada utilizando o software PVSYST. A Tabela 17 apresenta os valores previamente calculados de percentual de redução da irradiação incidente, o índice de sombreamento e a estimativa de *yield* para o gerador sem entorno e com entorno.

**Tabela 17. Estimativa de *yield* através do software PVSYST.**

	<b>Redução de Irradiação Incidente</b>	<b>Índice de Sombreamento</b>	<b><i>Yield</i> sem entorno</b>	<b><i>Yield</i> com entorno</b>	<b>Redução de <i>Yield</i></b>
Cingapura	11%	9%	1.233	1.133	8%
Florianópolis	17%	24%	1.252	1.021	18%

Através dos casos analisados, a redução percentual do *yield* estimado em função da existência de sombreamentos parciais apresentou desvio absoluto de -1% para Cingapura e -6% para Florianópolis. Portanto, conclui-se que é possível realizar um estudo de sombreamento utilizando os *softwares* disponíveis desconsiderando o sombreamento e aplicar ao resultado o índice de sombreamento como forma de se obter a geração energética de sistemas parcialmente sombreados. Para ambos os casos, os resultados seriam levemente conservadores.

## 5. CONCLUSÕES

Esta tese foi desenvolvida visando agregar conhecimento e contribuir para o rompimento de uma das principais barreiras que impedem um maior aproveitamento da energia solar integrada a edificações por parte dos projetistas e usuários: o sombreamento parcial em módulos fotovoltaicos. Em meio urbano, o alto adensamento edificado proporciona limitações na instalação de sistemas fotovoltaicos, primeiramente em relação à forma de integração dos elementos fotovoltaicos, mas, principalmente, em relação aos frequentes sombreamentos parciais que são muitas vezes inevitáveis.

Neste contexto, através do uso de ferramentas de conhecimento de arquitetos e projetistas, como modelos tridimensionais e máscaras de sombreamento, a tese buscou demonstrar de que forma o sombreamento parcial sobre uma edificação poderia ser traduzido em perdas energéticas de forma simples e direta. O principal objetivo foi propor um método que quantificasse a influência do sombreamento parcial no desempenho operacional de geradores solares fotovoltaicos integrados a edificações em regiões tropicais. Ainda que este estudo tenha como foco o efeito do sombreamento no desempenho de geradores solares fotovoltaicos integrados a edificações, o método aqui desenvolvido naturalmente se aplica a qualquer tipo de gerador solar fotovoltaico.

O método consiste em simular e analisar a influência do sombreamento em uma superfície horizontal teórica parcialmente sombreada pelo entorno em duas cidades, Cingapura (latitude 1,35°N) e Florianópolis (27,48°S). A simulação computacional foi realizada para diferentes bases temporais, buscando comparar como o percentual de sombreamento de uma área da superfície estaria relacionado com as perdas energéticas percentuais naquele mesmo período. As análises incluíram a identificação do sombreamento através da projeção de sombra simulada para todos os horários e meses do ano; a identificação e quantificação do sombreamento através de máscaras de sombreamento e análises de exposição solar utilizando o *software* Ecotect e a comparação entre o percentual de área sombreada e o percentual de redução de irradiação incidente sobre a superfície em diferentes bases temporais. A validação dos dados obtidos foi feita através de um experimento com maquete física e através de comparações entre resultados de outros *softwares* computacionais: PVSYST e Solar3DBR.

Para ambas as cidades, o que se observou foi que, em bases temporais menores, como horas, dias e meses, os percentuais de área

sombreada e os percentuais de perdas energéticas pouco se relacionavam. No entanto, ao se ampliar a base temporal para um ano, os percentuais se aproximaram bastante, chegando a praticamente coincidir para a simulação de Cingapura.

Este fato está diretamente relacionado à variação de irradiação solar ao longo do dia, pois durante as primeiras horas da manhã e nas últimas horas da tarde, a incidência de irradiação é menor do que no meio do dia. Soma-se a isso o fato de que a fração de irradiação difusa tende a ser maior antes das 9h e após às 16h do que no restante do dia. Como o sombreamento causa maior redução na fração de irradiação direta do que na fração de irradiação difusa, um sombreamento no início e no final do dia impactam menos do que um sombreamento ao meio dia. Por outro lado, devido à posição do Sol nas primeiras horas da manhã e últimas horas da tarde, os percentuais de sombreamento tendem a ser maiores nestes momentos do que no restante do dia. O que ocorre, portanto, é que uma área 50% sombreada no início da manhã não sofre uma redução de 50% de irradiação incidente naquele instante, pois, apesar do sombreamento reduzir significativamente a fração de irradiação direta, ele tem pouco impacto na fração de irradiação difusa.

Ao se ampliar a base temporal para um ano, as diferenças encontradas nas bases anteriores (horária, diária e mensal) foram equilibradas e o balanço final entre o percentual de área sombreada e o percentual de redução de irradiação incidente foram próximos à zero. Portanto, como resultado desta tese, pode-se afirmar que estimar a geração energética de um sistema fotovoltaico baseado na área média sombreada no decorrer de um ano é a opção que trará o menor erro percentual, mesmo sabendo que o mesmo existe, quando comparado com a área sombreada em bases temporais menores. A grande vantagem desta constatação é que a obtenção do percentual de sombreamento anual é um resultado de fácil e rápida obtenção dentro do *software* Ecotect, podendo ser calculado tanto através de uma máscara de sombreamento quanto através das análises de exposição solar, bastando que o projetista tenha sua edificação e seu entorno modelados inseridos neste *software* juntamente com o arquivo climático da localidade.

Além da facilidade na obtenção do percentual de sombreamento anual, outra vantagem de sua utilização é que os estudos de previsão de geração fotovoltaica são frequentemente estimados em termos anuais; portanto, utilizar o percentual de sombreamento anual é a forma mais simples, rápida e exata de se obter valores de geração energética. Portanto, sugere-se que o percentual de sombreamento anual seja considerado nos cálculos de previsão de geração energética como o

índice de sombreamento. Porém, no decorrer das análises desta tese, constatou-se que, em superfícies inclinadas, parte do percentual de sombreamento é decorrente da posição da superfície, ou seja, sua combinação de inclinação e desvio azimutal. Este percentual já abrange o percentual de redução de irradiação incidente pela posição da superfície e não pode ser utilizado como índice de sombreamento nas estimativas de geração energética que já se baseiam na irradiação inclinada. Portanto, foi necessário isolar o percentual de sombreamento causado apenas pelo entorno e pela própria edificação do sombreamento causado apenas pela posição do subsistema analisado.

A segunda etapa desta tese consistiu em analisar em detalhe quatro estudos de caso, sendo três sistemas fotovoltaicos instalados em Cingapura e um instalado em Florianópolis. Os estudos de caso selecionados são sistemas fotovoltaicos integrados a edificações de diferentes portes e características arquitetônicas, todos parcialmente sombreados. A análise dos estudos de caso foi realizada para cada um dos subsistemas que os compõem; portanto, de quatro estudos de caso, pode-se dizer que 26 sistemas fotovoltaicos independentes e com características distintas foram estudados.

Os subsistemas foram descritos em relação a suas configurações elétricas, características de instalação dos módulos (inclinação e desvio azimutal), formas de integração arquitetônica nas edificações, carregamento dos inversores e tecnologias empregadas. Dados de geração energética fornecidos pelos sistemas de aquisição de dados de cada gerador foram computados. A irradiação solar incidente em cada subsistema foi estimada a partir de estações solarimétricas próximas a cada estudo de caso e a utilização de uma ferramenta computacional para transpor dados de irradiação horizontal em dados de irradiação inclinada, para cada caso específico. Assim, os índices de mérito, *yield* e PR, foram calculados para cada subsistema. Por fim, um estudo detalhado de sombreamento foi realizado para cada subsistema e os percentuais de sombreamento anuais foram calculados através de máscaras de sombreamento utilizando o *software* Ecotect.

Este capítulo demonstrou que mesmo sistemas fotovoltaicos aparentemente instalados de forma desfavorável à geração energética podem apresentar bons valores de *yield* e PR quando comparados com sistemas fotovoltaicos instalados de maneira mais ideal para aquela localidade.

A partir do estudo dos exemplos da presente tese, alguns fatores que foram observados contribuíram para este resultado e podem ser

utilizados em novos projetos, visando maximizar a geração de sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados. A maioria dos projetistas já sabe que unir os módulos de mesma inclinação em uma mesma série fotovoltaica (*string*) e conseqüentemente em um mesmo inversor contribui para elevar o desempenho geral do sistema. Se o inversor possuir dois MPPT, duas inclinações podem ser conectadas ao mesmo inversor, desde que cada inclinação forme uma série fotovoltaica. Esta mesma consciência de projeto deve ser transferida para o caso de sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados. Uma análise detalhada de possíveis períodos de sombreamento na cobertura deve ser realizada no início da elaboração do projeto elétrico, procurando deixar módulos sombreados ao mesmo tempo conectados ao mesmo inversor ou a um ramo de um inversor do tipo *multistring*. Para sistemas fotovoltaicos curvos e parcialmente sombreados, pode-se extrair o máximo de cada módulo fotovoltaico utilizando inversores individuais (microinversores). O uso dos microinversores, no entanto, é ainda incipiente, pois só recentemente são encontrados no mercado internacional microinversores com eficiência semelhante à dos inversores de maior porte.

Na terceira etapa desta tese, buscou-se validar o índice de sombreamento proposto aplicando-o a estimativas de geração energética de sistemas parcialmente sombreados. O índice de sombreamento, referente ao sombreamento causado pelo entorno, foi utilizado multiplicando-o à irradiação incidente no plano inclinado e a diferentes valores de rendimento em função da utilização do índice de sombreamento (80%, 85%, 90%, 95%) a fim de transferir para a estimativa a tendência dos atuais sistemas fotovoltaicos apresentarem valores de PR mais próximos a 90%. A multiplicação destes três fatores resultou no *yield* estimado para cada subsistema. Pode-se observar que dentro de um mesmo estudo de caso, houve variação entre qual seria o melhor valor de rendimento para ser utilizado na estimativa de geração energética do sistema fotovoltaico. Este fato está relacionado ao PR de cada sistema, que é uma medida relativa da incidência solar mais diretamente relacionada com a engenharia e qualidade das instalações e demonstra bem as conseqüências da configuração elétrica dos arranjos fotovoltaicos.

Considerando-se os estudos de caso completos (Sistema A, Sistema B, Sistema C e Sistema D), os resultados mostraram que a utilização da equação sugerida, que leva em consideração a irradiação global inclinada anual incidente num plano, o índice de sombreamento anual de uma superfície e um valor de rendimento (PR) entre 0,85 e 0,90

conduz a valores de *yield* anuais bastante confiáveis e condizentes com a realidade.

A validação da utilização do índice de sombreamento também foi realizada para o caso de simulações computacionais que desconsideram o sombreamento no momento do cálculo. Os estudos de caso teóricos apresentados para Cingapura e Florianópolis foram utilizados como objeto de estudo e o *software* PVSYST foi utilizado para realizar a simulação energética com e sem o entorno. Os resultados mostraram que a redução percentual do *yield* estimado foi bastante aproximado ao índice de sombreamento. Portanto, pode-se dizer que é possível realizar um estudo de sombreamento utilizando os *softwares* disponíveis desconsiderando o sombreamento e aplicar ao resultado o índice de sombreamento como forma de se obter a geração energética de sistemas parcialmente sombreados. Para ambos os casos, os resultados seriam levemente conservadores.

Diante do exposto, o objetivo da presente tese, apresentar um método de se quantificar as perdas energéticas decorrentes de sombreamentos parciais sobre geradores fotovoltaicos instalados em meio urbano, foi atingido, visto que os projetistas de sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados podem estimar a geração energética dos geradores com bases sólidas e ao mesmo tempo práticas.

### **5.1.1. Limitações do trabalho**

Durante a elaboração deste trabalho, alguns fatores foram observados como limitações do método adotado:

- Por questões de simplificação, o percentual de sombreamento foi calculado apenas relacionado à fração de irradiação direta. Para uma análise mais detalhada da redução de irradiação incidente em um plano parcialmente sombreado, seria necessário decompor a influência do sombreamento nas duas componentes que resultam na irradiação incidente global, ou seja, a irradiação direta e a irradiação difusa.
- O método apresentado não entra no mérito da configuração elétrica dos geradores fotovoltaicos analisados, ou seja, ao estimar as perdas energéticas, não avalia a configuração de séries nem as características peculiares a cada tecnologia e inversores adotados. Por ser um método simplificado, ele apenas direciona o pesquisador ao percentual de perdas que possam ocorrer em um determinado sistema fotovoltaico de maneira global.

- O método foi elaborado para duas cidades localizadas em diferentes faixas do globo terrestre baseado em um modelo teórico com superfície horizontal. O estudo não avalia o mesmo estudo teórico em outras localidades e nem outros modelos tridimensionais, com diferentes condições de orientação e inclinação de módulos, bem como diferentes opções de entorno imediato.

### **5.1.2. Sugestões de trabalhos futuros**

Como sugestões para trabalhos futuros, as simulações computacionais realizadas para Cingapura e Florianópolis podem ser realizadas para outras latitudes, incluindo também superfícies com diferentes combinações de inclinação e desvio azimutal.

O método descrito nesta tese pode também ser aprofundado, decompondo a irradiação solar em irradiação direta e difusa, a fim de verificar o quanto o método simplificado se aproxima de um método mais complexo.





## 6. PUBLICAÇÕES

### 6.1. PUBLICAÇÕES NO ÂMBITO DO DOUTORADO

**ZOMER, CLARISSA ; RUTHER, R. . Curvatura e sombreamento em geradores fotovoltaicos: Desafios para a integração arquitetônica na região tropical.** In: V Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2014, Recife, Pernambuco. Anais do V Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2014. v. 1. p. 1-8.

**ZOMER, C.; NOBRE, A.; CASSATELLA, P.; REINDL, T.; RÜTHER, R.** The balance between aesthetics and performance in building-integrated photovoltaics in the tropics. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications.** Issue 7, v.22, p.744-756, 2013.

<sup>3</sup>**ZOMER, CLARISSA D. ; NOBRE, A. M. ; CASSATELLA, P. ; REINDL, T. ; RUTHER, R. . The balance between aesthetics and performance in building-integrated photovoltaics in the tropics.** In: 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2013, Paris, França. Proceedings of 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2013.

**ZOMER, CLARISSA D. ; COSTA, MARCELA R. ; NOBRE, ANDRÉ ; RÜTHER, RICARDO .** Performance compromises of building-integrated and building-applied photovoltaics (BIPV and BAPV) in Brazilian airports. **Energy and Buildings**, v. 66, p. 607-615, 2013.

**ZOMER, Clarissa Debiazi ; NASCIMENTO, L. ; URBANETZ JR., J. ; OKUDA, B. ; FLORES, F. ; RUTHER, R. . Geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas: Compromissos entre forma e função.** In: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V

---

<sup>3</sup> Trabalho selecionado como um dos 20 melhores enviados à 28<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, convidado a ser submetido à revista Progress in Photovoltaics e premiado no EU PVSEC Student Awards na categoria Sistema Fotovoltaicos.

Conferencia Latino-Americana da ISES, 2012, São Paulo. Anais do IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferencia Latino-Americana da ISES, 2012.

**ZOMER, Clarissa Debiazi** ; NASCIMENTO, L. ; BRAUN, P. ; VIANA, T. S. ; COSTA, M. ; MONTENEGRO, A. ; BITTENCOURT, A. ; SANTOS, I. P. ; PEREIRA JR., L. C. ; KRATZENBERG, M. ; PFITSCHER, P. H. ; SANTOS, L. ; MOSCARDINI JR., E. ; NASPOLINI, H. ; RUTHER, R. . **Edifício de energia zero com gerador fotovoltaico integrado à arquitetura em clima subtropical**. In: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES, 2012, São Paulo. Anais do IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES, 2012.

URBANETZ JR., J. ; **ZOMER, Clarissa Debiazi** ; RUTHER, R. . **Compromises between form and function in grid-connected, building-integrated photovoltaics (BIPV) at low-latitude sites**. **Building and Environment**, v. 46, p. 2107-2113, 2011.

**ZOMER, Clarissa Debiazi** ; URBANETZ JR., J. ; PFITSCHER, P. H. ; MONTENEGRO, A. ; RUTHER, R. . **Compromissos entre forma e função de sistemas fotovoltaicos integrados a edificações e conectados à rede em baixas latitudes**. In: XI ENCAC - Encontro Nacional de Conforto no Ambiente Construído, 2011, Búzios. Anais do XI ENCAC. Florianópolis : ANTAC, 2011. v. 1. p. 812-821.

RUTHER, R. ; BRAUN, P. ; MONTENEGRO, A. ; NASCIMENTO, L. ; **ZOMER, Clarissa Debiazi** . **Promoting grid-connected photovoltaics in Brazil through high visibility showcase BIPV projects**. In: ISES Solar World Congress 2011, 2011, Kassel, Alemanha. Proceedings of the International Solar Energy Society's Solar World Congress 2011. Freiburg, Alemanha : ISES, 2011. v. 1. p. 321-331.

**ZOMER, Clarissa Debiazi** ; URBANETZ JR., J. ; RUTHER, R. . **On the compromises between form and function in grid-connected building-integrated photovoltaics (BIPV) at low-latitude sites**. In: ISES Solar World Congress 2011, 2011, Kassel, Alemanha. Proceedings

of the International Solar Energy Society's Solar World Congress 2011. Freiburg, Alemanha : ISES, 2011. v. 1. p. 776-786.

**ZOMER, Clarissa Debiazi ; RUTHER, R. . Contribuição energética de um gerador fotovoltaico de grande porte conectado à rede para uma edificação de alto consumo e para seu alimentador.** In: III Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2010, Belém - PA. III Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2010.

SANTOS, I. P. ; MONTENEGRO, A. ; **ZOMER, Clarissa Debiazi ; NASCIMENTO, L. ; BRAUN, P. ; RUTHER, R. . Estádios solares: potencial de aplicação da energia solar fotovoltaica nos estádios da Copa 2014.** In: III Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2010, Belém - PA. III Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2010.

BRAUN, P. ; **ZOMER, Clarissa Debiazi ; RUTHER, R. . Análise da contribuição energética associada à integração de sistemas fotovoltaicos em edificações comerciais.** In: III Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2010, Belém - PA. III Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2010.

## 6.2. ARTIGOS EM ANDAMENTO

**ZOMER, C. D., NOBRE, A. M., REINDL, T., RÜTHER, R. . Performance analysis for BIPV in high-rise, high-density cities: A case study in Singapore.** In: 6th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2014, Kyoto, Japão. 6th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2014. **(Artigo aceito para apresentação e publicação em Novembro de 2014)**

SALAMONI, I.; SANTOS, I.; **ZOMER, C.; RÜTHER, R. Estudo do potencial de contribuição da energia solar fotovoltaica integrada a prédios públicos e interligada à rede elétrica na região sul do Brasil em períodos quentes.** . In: XV ENTAC - Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído, Maceio, 2014. **(Artigo aceito para apresentação e publicação em Novembro de 2014)**

**ZOMER, C. D., RÜTHER, Ricardo.** Evaluation and forecast of the energy generation of partially shaded PV systems in low-latitudes. **Progress in Photovoltaics**, a ser submetido em 2015.

**ZOMER, C. D., SANTOS, Í. P., RÜTHER, R..** Partial shadings in PV systems: Avoid it or dominate it. **Energy and Buildings**, a ser submetido em 2015.

### 6.3. PUBLICAÇÕES ANTERIORES AO DOUTORADO

**ZOMER, C. D.; BRAUN, P. ; RUTHER, R. .** **Geração fotovoltaica integrada à edificação de uma empresa e conectada à rede elétrica proporcionando uma recontração de demanda.** In: X Encontro Nacional e VI Encontro Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído, 2009, Natal - RN. Anais do X Encontro Nacional e VI Encontro Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído, 2009.

**ZOMER, C. D.** **O sol: caminho para a sustentabilidade energética de uma casa-contêiner.** In: (Ed.). *Eco\_lógicas: Renovar é pensar diferente.* Florianópolis: Editora Insular, 2009. O sol: caminho para a sustentabilidade energética de uma casa-contêiner, p.135-154

**ZOMER, C. D.; RUTHER, R.** **Instalação de um gerador solar fotovoltaico de grande porte integrado à arquitetura da Eletrosul: uma edificação no meio urbano da cidade de Florianópolis.** In: II CBENS - Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferencia Latino-Americana da ISES, 2008. Anais. Florianópolis, 2008.v.p.

**ZOMER, C. D.** **Usina solar fotovoltaica integrada a uma edificação urbana: o maior gerador solar do Hemisfério Sul.** In: Instituto Ideal. (Org.). *Eco-Lógicas: renovar é pensar diferente.* Florianópolis:, 2008.

**ZOMER, C. D. ; RUTHER, R..** **A arquitetura eficiente utilizada como um meio de economia energética atuando no gerenciamento pelo lado da demanda.** In: XII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído, 2008, Fortaleza. XII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído, 2008. v. 1. p. 310-320.

BRAUN, P. ; SANTOS, I. P. ; **ZOMER, C. D.**; RUTHER, R. . **A integração dos sistemas solares fotovoltaicos em seis aeroportos brasileiros utilizando diferentes tecnologias de células solares.** In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar e II Conferência Latino-Americana da ISES, 2008, Florianópolis. II Congresso Brasileiro de Energia Solar e II Conferência Latino-Americana da ISES, 2008. v. 1.

VIANA, T. S. ; **ZOMER, Clarissa Debiazi** ; NASCIMENTO, L. ; RUTHER, R. . **Centro de Eventos da UFSC: Integração de sistemas fotovoltaicos à arquitetura.** In: VIII Encontro Nacional sobre Conforto no Ambiente Construído, 2007, Ouro Preto. VIII Encontro Nacional sobre Conforto no Ambiente Construído, 2007. v. 1.

RUTHER, R. ; BRAUN, P. ; **ZOMER, Clarissa Debiazi** . **The potencial of photovoltaics on airports.** In: 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2006, Dresden, Alemanha. Proceedings of the 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference. Munich, Alemanha: WIP, 2006. v. 1. p. 345-348.

SALAMONI, I. ; RUTHER, R. ; **ZOMER, Clarissa Debiazi** . **O potencial dos sistemas fotovoltaicos integrados a edificação e interligados à rede elétrica em centros urbanos no Brasil: Dois Estudos de Caso.** In: I Conferência Latino-Americana de Construção Sustentável & X Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído, 2004, São Paulo. São Paulo: ENTAC, 2004. v. 1. p. 432-446.



## 7. REFERÊNCIAS

A.G.SERAKI; PILLAY, P. Comparison of PV System Design Software Packages for Urban applications. In: XII World Energy Congress, 2010. **Anais**. Montreal, Quebec, 2010.v.p. 11-16.

AGNALDO, J. S.; BASTOS, J. B. V.; CRESSONI, J. C.; VISWANATHAN, G. M. Células solares de TiO<sub>2</sub> sensibilizado por corante. **Revista Brasileira de Ensino de Física**. Issue 1, v.28, p.8, 2006.

AGRAWAL, B.; TIWARI, G. N. Life cycle cost assessment of building integrated photovoltaic thermal (BIPVT) systems. **Energy and Buildings**. Issue 9, v.42, p.1472-1481, 2010.

ALONSO-GARCÍA, M. C.; RUÍZ, J. M. Analysis and modelling the reverse characteristic of photovoltaic cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. Issue 7–8, v.90, p.1105-1120, 2006.

AMPULSE. **The Ampulse advantage**. Disponível em <<http://www.ampulse.com>> Acessado em 04/02/2012

ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. A. N. D. E. Elétrica. 482 2012.

ARAYASHIKI, T.; KOIZUMI, H. A consideration about MPPT performance influenced by a building's shadow. In: III Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2010. **Anais**. Belém, 2010.v.p.

AUTODESK.Ecotect Analysis 2011 2011 2010

\_\_\_\_\_.Ecotect Analysis 2011

BAYOD-RÚJULA, A. A.; ORTEGO-BIELSA, A.; MARTÍNEZ-GRACIA, A. Photovoltaics on flat roofs: Energy considerations. **Energy**. Issue 4, v.36, p.1996-2010, 2011.

BCA. **Handbook for Solar Photovoltaic (PV) Systems**: Energy Markety Authority - Building and Construction Authority. Singapore, 2012.

BERGAMASCO, L.; ASINARI, P. Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area: Application to Piedmont Region (Italy). **Solar Energy**. Issue 5, v.85, p.1041-1055, 2011.

BLAESSER, G. PV system measurements and monitoring the European experience. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. Issue 1-4, v.47, p.167-176, 1997.

BP\_SOLAR. **Alternative Energy**. Disponível em <<http://www.bp.com>> Acessado em 04/05/2012

BRAGA, A. F. B.; MOREIRA, S. P.; ZAMPIERI, P. R.; BACCHIN, J. M. G.; MEI, P. R. New processes for the production of solar-grade polycrystalline silicon: A review. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. Issue 4, v.92, p.418-424, 2008.

BRAUN, P.; RUTHER, R. The role of grid-connected, building-integrated photovoltaic generation in commercial building energy and power loads in a warm and sunny climate. **Energy Conversion and Management** p.2457-2466, 2010.

BRAUN, P.; SANTOS, I. P. D.; ZOMER, C. D.; RUTHER, R. A integração dos sistemas solares fotovoltaicos em seis aeroportos brasileiros utilizando diferentes tecnologias de células solares. **Revista Brasileira de Energia Solar**. v.1, p.12-22, 2010.

BRAUN, P.; ZOMER, C.; RUTHER, R. Análise da contribuição energética associada à integração de sistemas fotovoltaicos em edificações comerciais. **Revista Brasileira de Energia Solar**. v.2, p.49-59, 2011.

BRIBIÁN, I. Z.; CAPILLA, A. V.; ALFONSO ARANDA USÓN. Life cycle assessment of building materials: Comparative analysis of energy and environmental impacts and evaluation of the eco-efficiency improvement potential. **Building and Environment**. Issue 5, v.46, p.1133-1140, 2011.

BUREAU, U. S. C. **Population Division**. Disponível em: <<http://www.census.gov>> U.S. Census Bureau. Acesso em: 27/08/2010.



BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**. Issue 1, v.80, p.32-45, 2006.

BYRNE, J.; LETENDRE, S.; GOVINDARAJALU, C.; WANG, Y.-D.; NIGRO, R. Evaluating the economics of photovoltaics in a demand-side management role. **Energy Policy**. Issue 2, v.24, p.177-185, 1996.

CARLSON, D. E. The Status and Outlook for the Photovoltaics Industry. **BP Solar - apresentação**. 2006.

CASTRO, M. A. L. Avaliação dos resultados da Resolução Normativa nº482/2012 na visão do Regulador  
Seminário Energia + Limpa. Florianópolis: ANEEL 2014.

CHEL, A.; TIWARI, G. N.; CHANDRA, A. Simplified method of sizing and life cycle cost assessment of building integrated photovoltaic system. **Energy and Buildings**. Issue 11, v.41, p.1172-1180, 2009.

CHIVELET, N. M. Técnicas de Vedação Fotovoltaica na Arquitetura: Bookman. Porto Alegre, 2010.

CHWIEDUK, D. Towards sustainable-energy buildings. **Applied Energy**. Issue 1-3, v.76, p.211-217, 2003.

CLAVADETSHCHER, L.; NORDMANN, T. Cost and Performance Trends in Grid-Connected Photovoltaic Systems and Case Studies. **IEA PVPS Task 2**. v.T2-06:2007, 2007.

CORBIN, C. D.; ZHAI, Z. J. Experimental and numerical investigation on thermal and electrical performance of a building integrated photovoltaic-thermal collector system. **Energy and Buildings**. Issue 1, v.42, p.76-82, 2010.

CUNOW, E.; GIESLER, B. The megawatt solar roof at the new Munich Trade Fair Centre - an advanced and successful new concept for PV plants in the megawatt range. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. Issue 1-4, v.67, p.459-467, 2001.

DARLING, S. B.; YOU, F.; VESELKA, T.; VELOSA, A. Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics. **Energy & Environmental Science**. Issue 9, v.4, p.3133-3139, 2011.

DECKER, B.; JAHN, U. Performance of 170 grid connected PV plants in Northern Germany – Analysis of yields and optimization potentials. **Solar Energy**. Issue 46, v.59, p.127-133, 1997.

DGS. Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects, and engineers: Earthscan. London, 2008.

DUSONCHET, L.; TELARETTI, E. Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in eastern European Union countries. **Energy Policy**. Issue 8, v.38, p.4011-4020, 2010.

EPE. Balanço Energético Nacional 2013 Ano base 2013. 2013.

EPIA. Market Report 2013. 2014.

EPIA; GREENPEACE. Solar Generation V - 2008 Eletricidad solar para más de mil millones de personas y dos millones de puestos de trabajo para el año 2020. Disponível em: <[http://www.asif.org/files/Solar\\_generation\\_Spanish\\_V\\_2008.pdf](http://www.asif.org/files/Solar_generation_Spanish_V_2008.pdf)>. Acesso em: 23/04/2009.

ERGE, T.; HOFFMANN, V. U.; KIEFER, K. The German experience with grid-connected PV-systems. **Solar Energy**. Issue 6, v.70, p.479-487, 2001.

FIGUEIREDO, G.; MACÊDO, W. N.; PINHO, J. T. Aprimoramento de ferramenta computacional para análise e projeto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. In: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino Americana da ISES, 2012. **Anais**. São Paulo, SP: ABENS, 2012.v.1. p. 1-10.

FILIPPETTI, A.; MATTONI, A. Hybrid perovskites for photovoltaics: Insights from first principles. **PHYSICAL REVIEW B**. Issue 12, v.89, 2014.

FRAUNHOFER. Levelized cost of electricity renewable energy technologies. 2013.

FRONDEL, M.; RITTER, N.; SCHMIDT, C. M.; VANCE, C. Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience. **Energy Policy**. Issue 8, v.38, p.4048-4056, 2010.

FTHENAKIS, V. M. Life cycle impact analysis of cadmium in CdTe PV production. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Issue 4, v.8, p.303-334, 2004.

GAVIRIA, L. R. **Influência da configuração urbana na geração energética de sistemas fotovoltaicos integrados às fachadas**. (Dissertação). Departamento de Arquitetura e Urbanismo, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013. 102 p.

GIRAL, R.; RAMOS-PAJA, C. A.; GONZALEZ, D.; CALVENTE, J.; CID-PASTOR, A.; MARTINEZ-SALAMERO, L. Minimizing the effects of shadowing in a PV module by means of active voltage sharing. In: IEEE International Conference on Industrial Technology 2010. **Anais**. Viña del Mar, Valparaiso, Chile, 2010.v.p. 943-948.

GONZALEZ, C. Photovoltaic array loss mechanisms. **Solar Cells**. v.18, p.373-382, 1986.

GRAETZEL, M. **Historical development of the DSC, from its inception to its current state**. Nara, Japan: 3rd International Conference on the Industrialization of DSC 2009.

GREEN, M. A. Recent developments in photovoltaics. **Solar Energy**. Issue 1-3, v.76, p.3-8, 2004.

GREEN, M. A.; EMERY, K.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W.; DUNLOP, E. D. Solar cell efficiency tables (version 43). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 1, v.22, p.1-9, 2014.

HAROON, S.; COKER, A. PV Systems Performance and the LCOE Equation. **Inter PV: Global Photovoltaic Business & Resources**. 2012.

HERING, G. Enter de dragon. **Photon International**, v.3-2012, 2012.

HERMANN, W.; WIESNER, W. Modelling of PV modules - the effects of non-uniform irradiance on performance measurements with solar simulators. In: 16<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2000. **Anais**. Glasgow, 2000.v.p. 2338-2341.

HERRON, J. Extreme makeover. **Photon International**. v.3, p.54-57, 2012.

HEYDENREICH, W.; MÜLLER, B.; REISE, C. Describing the world with three parameters: a new approach to PV module power modelling. In: 23<sup>rd</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2008. **Anais**. Valencia, Spain, 2008.v.p.

ILICETO, A.; VIGOTTI, R. The largest PV installation in Europe: Perspectives of multimegawatt PV. **Renewable Energy**. Issue 14, v.15, p.48-53, 1998.

IMEC. **Silicon solar cells**. Disponível em <<http://www2.imec.be>> Acessado em 04/05/2012

INMET. **Dados Meteorológicos de Florianópolis: WMO Station 838970**. Disponível em <<http://labeee.ufsc.br/downloads/arquivos-climaticos/formato-epw>> Acessado em 08/07/2014

INPE. **Brazil Direct Normal Solar Radiation Model (10km) from INPE and LABSOLAR**. Disponível em: <<http://en.openei.org/datasets/node/547>> Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)  
Acesso em: 11/02/2014.

ITO, M.; KATO, K.; KOMOTO, K.; KICHIMI, T.; KUROKAWA, K. A Comparative Study on Cost and Life-cycle Analysis for 100 MW Very Large-scale PV (VLS-PV) Systems in Deserts Using m-Si, a-Si, CdTe, and CIS Modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. v.16, p.17-30, 2008.

JAHN, U.; NASSE, W. Performance analysis and reliability of grid-connected PV systems in IEA countries. In: 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003. **Anais**. Osaka, Japan, 2003.v.p.

JARDIM, C. D. S.; RÜTHER, R.; SALAMONI, I. T.; VIANA, T. D. S.; REBECHI, S. H.; KNOB, P. J. The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil. **Energy and Buildings**. Issue 3, v.40, p.365-370, 2008.

JARDIM, C. S.; KNOB, P.; RUTHER, R. Study of photovoltaic potential in urban areas with daytime load peaks. In: 20<sup>th</sup> International Conference on Passive and Low Energy Architecture (PLEA), 2003. **Anais**. Chile, 2003.v.1. p. 423-428.

KAWAMURA, H.; NAKA, K.; YONEKURA, N.; YAMANAKA, S.; KAWAMURA, H.; OHNO, H.; NAITO, K. Simulation of I-V characteristics of a PV module with shaded PV cells. **Solar Energy Materials & Solar Cells**. v.75, p.613-621, 2003.

KREUTZMANN, A. Chasing the 29 percent limit. **Photon International**. v.12-2013, p.54-59, 2013.

KREUTZMANN, A.; KLEIN, T. A good year. **Photon International**. v.04-2014, p.50-56, 2014.

LAMBERTS, R.; DUTRA, L.; PEREIRA, F. O. R. **Eficiência Energética na Arquitetura**: PROCEL, Eletrobras, Ministério de Minas e Energia e Governo Federal do Brasil. Rio de Janeiro - RJ, 2014.

LENARDIC, D. **Photovoltaic Software**. Disponível em <<http://www.pvresources.com/siteanalysis/software.aspx>> Acessado em 23/06/2014

LEVINSON, R.; AKBARI, H.; POMERANTZ, M.; GUPTA, S. Solar access of residential rooftops in four California cities. **Solar Energy**. Issue 12, v.83, p.2120-2135, 2009.

LIU, D.; KELLY, T. L. Perovskite solar cells with a planar heterojunction structure prepared using room-temperature solution processing techniques. **Nature Photonics**. Issue 2, v.8, p.133-138, 2014.

MACÊDO, W. N.; ZILLES, R. Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 4, v.15, p.337-352, 2007.

MALINKIEWICZ, O.; YELLA, A.; LEE, Y. H.; ESPALLARGAS, G. M.; GRAETZEL, M.; NAZEERUDDIN, M. K.; BOLINK, H. J. Perovskite solar cells employing organic charge-transport layers. **Nature Photonics**. v.8, p.128-132, 2013.

MARANDA, W.; DE MEY, G.; DE VOS, A. Optimization of the master-slave inverter system for grid-connected photovoltaic plants. **Energy Conversion and Management**. Issue 12, v.39, p.1239-1246, 1998.

MARDALJEVIC, J.; RYLATT, M. Irradiation mapping of complex urban environments: an image-based approach. **Energy and Buildings**. Issue 1, v.35, p.27-35, 2003.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; CANADA, B.; NARANG, D.; SHUGAR, D.; WENGER, H.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. In: 31<sup>st</sup> IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition, 2005a. **Anais**. Lake Buena Vista, Florida: NREL/CP-520-37358, 2005a.v.p. 1601-1606.

\_\_\_\_\_. **Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems**: 31 IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition. Lake Buena Vista, Florida, 2005b.

MARSH, A. The application of shading masks in building simulation. In: Ninth International IBPSA Conference, 2005. **Anais**. Montreal, Canada: Building Simulation 2005, 2005.v.p. 725-732.

MARTINS, F. R.; RÜTHER, R.; PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L. Solar energy scenarios in Brazil. Part two: Photovoltaics applications. **Energy Policy**. Issue 8, v.36, p.2865-2877, 2008.

MASINI, A.; FRANKL, P. Forecasting the diffusion of photovoltaic systems in southern Europe: A learning curve approach. **Technological Forecasting and Social Change**. Issue 1, v.70, p.39-65, 2003.

MATHEW, S.; YELLA, A.; GAO, P.; HUMPHRY-BAKER, R.; E., C. F.; ASHARI-ASTANI, N.; TAVERNELLI, I.; ROTHLSBERGER, U.; KHAJA, N.; GRAETZEL, M. Dye-sensitized solar cells with 13% efficiency achieved through the molecular engineering of porphyrin sensitizers. **Nature Chemistry**. Issue 3, v.6, p.242-247, 2014.

MELO, E. G.; ALMEIDA, M. P.; ZILLES, R.; GRIMONI, J. A. B. Using a shading matrix to estimate the shading factor and the irradiation in a three-dimensional model of a receiving surface in an urban environment. **Solar Energy**. Issue 0, v.92, p.15-25, 2013.

MELO, E. G. D. Geração Solar Fotovoltaica: estimativa do fator de sombreamento e irradiação em modelos tridimensionais de edificações. (Dissertação). Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012. 130 p.

MELO, E. G. D.; GRIMONI, D. J. A. B. Energia solar fotovoltaica: estimativa do fator de sombreamento e irradiação em modelo tridimensional. In: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino Americana da ISES, 2012. **Anais**. São Paulo: ABENS, 2012.v.1. p. 1-10.

MERCOM. **Global solar installations to reach approximately 43 GW in 2014** Disponível em <<http://www.mercomcapital.com/global-solar-installations-to-reach-approximately-43-gw-in-2014>> Acessado em 19/03/2014

MERMOUD, A.; LEJEUNE, T. Performance assessment of a simulation model for PV modules of any available technology. In: 25<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2010. **Anais**. Valencia, Spain, 2010.v.p. 4786-4791.

MICHAEL, A.; BOUGIATIOTI, F.; OIKONOMOU, A. Less could be more: Architectural integration of active solar systems in existing urban centres. In: 7<sup>th</sup> Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, 2010. **Anais**. Agia Napa, Cyprus, 2010.v.p.

MINTS, P. **Analysis of Worldwide PV Markets and Five-Year Application Forecast 2008.** Disponível em: <[http://www.navigantconsulting.com/downloads/AnaWorPVMar08\\_US\\_EG.pdf](http://www.navigantconsulting.com/downloads/AnaWorPVMar08_US_EG.pdf)>. Acesso em: 27/04/2009.

\_\_\_\_\_. **PV Market Analysis: Mid-2011 Pause for Reflection - Just Don't Pause for Long.** Disponível em: <<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/08/pv-market-analysis-mid-2011-pause-for-reflection-just-dont-pause-for-long>>. Acesso em: 02/05/2012.

MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y.; SMYTH, M.; NORTON, B. Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland. **Energy Conversion and Management.** Issue 18, v.47, p.2925-2947, 2006a.

MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y. G.; NORTON, B. Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. **Solar Energy.** Issue 12, v.80, p.1517-1539, 2006b.

MÜLLER, B.; HEYDENREICH, W.; KIEFER, K.; REISE, C. More insights from the monitoring of real world PV power plants - A comparison of measured to predicted performance of PV systems. In: 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2009. **Anais.** Hamburg, Germany, 2009.v.p.

MURRAY, J. P.; FLAMANT, G.; ROOS, C. J. Silicon and solar-grade silicon production by solar dissociation of Si<sub>3</sub>N<sub>4</sub>. **Solar Energy.** Issue 10, v.80, p.1349-1354, 2006.

NASCIMENTO, L. R. D.; RÜTHER, R. A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública. In: V Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2014. **Anais.** Recife, Pernambuco, 2014.v.1. p. 10.

NEIJ, L. Cost development of future technologies for power generation - A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. **Energy Policy.** Issue 6, v.36, p.2200-2211, 2008.



NG, E. A study of the relationship between daylight performance and height difference of buildings in high density cities using computational simulation. In: Building Simulation, 2005. **Anais**. Montréal, Canada, 2005.v.p. 847-852.

NOBRE, A.; YE, Z.; CHEETAMUN, H.; REINDL, T.; LUTHER, J.; REISE, C. High performing PV systems for tropical regions - Optimization of systems performance. In: 27<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2012. **Anais**. Messe Frankfurt, Germany, 2012.v.p. 3763-3769.

NORTON, B.; EAMES, P. C.; MALLICK, T. K.; HUANG, M. J.; MCCORMACK, S. J.; MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y. G. Enhancing the performance of building integrated photovoltaics. **Solar Energy**. Issue 8, v.85, p.1629-1664, 2010.

NREL. **National Center for Photovoltaics**. Disponível em <<http://www.nrel.gov/ncpv/>> Acessado em 15/07/2014

OLIVEIRA, S. H. F. D.; ZILLES, R. Grid-connected Photovoltaic Systems: The Brazilian Experience and the Performance of Installation. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. v.9, p.341-347, 2001.

OMER, S. A.; WILSON, R.; RIFFAT, S. B. Monitoring results of two examples of building integrated PV (BIPV) systems in the UK. **Renewable Energy**. Issue 9, v.28, p.1387-1399, 2003.

ORDENES, M.; MARINOSKI, D. L.; BRAUN, P.; RÜTHER, R. The impact of building-integrated photovoltaics on the energy demand of multi-family dwellings in Brazil. **Energy and Buildings**. Issue 6, v.39, p.629-642, 2007.

ORDÓÑEZ, J.; JADRAQUE, E.; ALEGRE, J.; MARTÁNEZ, G. Analysis of the photovoltaic solar energy capacity of residential rooftops in Andalusia (Spain). **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Issue 7, v.14, p.2122-2130, 2010.

PÉREZ-LÓPEZ, J. J.; FABERO, F.; CHENLO, F. Experimental solar spectral irradiance until 2500 nm: results and influence on the PV

conversion of different materials. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 4, v.15, p.303-315, 2007.

PEREZ, R.; INEICHEN, P.; SEALS, R.; MICHALSKY, J.; STEWART, R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**. Issue 5, v.44, p.271-289, 1990.

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

PHOTON. Solar cell production 1999 to 2011. **Photon International**. v.3, 2012.

POLVERINI, D.; FIELD, M.; DUNLOP, E.; ZAAIMAN, W. Polycrystalline silicon PV modules performance and degradation over 20 years. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. 2012.

PV\_INSIGHTS. CIS/CIGS Thin-film module cost should benefit from Solar PV manufacturing equipment improvement in the coming years. Disponível em <<http://pvinsights.com/index.php>> Acessado em 04/05/2012

\_\_\_\_\_. **Solar PV Module Weekly Spot Price**. Disponível em <<http://pvinsights.com/index.php>> Acessado em 04/05/2012

\_\_\_\_\_. **Solar PV Module Weekly Spot Price**. Disponível em <<http://pvinsights.com/>> Acessado em 21/03/2014

PVSYST.Near Shadings: tutorial 6 Switzerland,2013a

\_\_\_\_\_.PVsyst Photovoltaic Software 6.02 2013b

PVXCHANGE. **Price Index**. Disponível em <[http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?template\\_id=1&langTag=en-GB](http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?template_id=1&langTag=en-GB)> Acessado em 18/03/2014

QUASCHNING, V.; HANITSCH, R. Numeral simulation of photovoltaic generators with shaded cells. In: 30<sup>th</sup> Universities Power

Engineering Conference, 1995. **Anais**. Greenwich, London, 1995.v.p. 583-586.

RADIKE, M.; SUMMHAMMER, J. Electrical and Shading Power Losses of Decorative PV Front Contact Patterns. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. v.7, p.399-407, 1999.

REICH, N. H.; MUELLER, B.; ARMBRUSTER, A.; VAN SARK, W. G. J. H. M.; KIEFER, K.; REISE, C. Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic? **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 6, v.20, p.717-726, 2012.

REITER, R. D. O.; MICHELS, L.; PINHEIRO, J. R.; REITER, R. A.; OLIVEIRA, S. V. G.; PERES, A. Comparative analysis of series and parallel photovoltaic arrays under partial shading conditions. In: Industry Applications (INDUSCON), 2012 10th IEEE/IAS International Conference on, 2012. **Anais.**, 2012.v.p. 1-5.

REN21. Renewables 2013: Global Status Report. 2013.

REPINS, I.; CONTRERAS, M. A.; EGAAS, B.; DEHART, C.; SCHARF, J.; PERKINS, C. L.; TO, B.; NOUFI, R. 19.9%-efficient ZnO/CdS/CuInGaSe<sub>2</sub> solar cell with 81.2% fill factor. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 3, v.16, p.235-239, 2008.

ROCHE, D.; OUTHRED, H.; KAYE, R. J. Analysis and control of mismatch power loss in photovoltaic arrays. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 2, v.3, p.115-127, 1995.

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

RÜTHER, R.; BRAUN, P. Energetic contribution potential of building-integrated photovoltaics on airports in warm climates. **Solar Energy**. Issue 10, v.83, p.1923-1931, 2009.

RÜTHER, R.; BRAUN, P.; MONTENEGRO, A.; NASCIMENTO, L.; ZOMER, C. Promoting grid-connected photovoltaics in Brazil through high visibility showcase BIPV projects  
In: ISES Solar World Congress 2011. **Anais**. Kassel, Alemanha: Proceedings of the International Solar Energy Society's Solar World Congress 2011, 2011.v.p.

RÜTHER, R.; DACOREGIO, M. M. Performance assessment of a 2 kWp grid-connected, building-integrated, amorphous silicon photovoltaic installation in Brazil. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 2, v.8, p.257-266, 2000.

RÜTHER, R.; KLEISS, G.; REICHE, K. Spectral effects on amorphous silicon solar module fill factors. **Solar Energy Materials & Solar Cells**. v.71, p.375-385, 2002.

RUTHER, R.; KNOB, P.; JARDIM, C.; REBECHI, S. H. Potential of building-integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil. **Energy Conversion and Management**. v.49, p.1074-1079, 2008.

RUTHER, R.; NASCIMENTO, L.; URBANETZ, J.; PFITSCHER, P.; VIANA, T. Long-term performance of the first grid-connected, building-integrated, thin-film amorphous silicon PV installation in Brazil. In: 35<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2010. **Anais**. Honolulu - HI, EUA: Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. New York, 2010.v.1. p. 1-4.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**. Issue 3, v.39, p.1027-1030, 2011.

SALAMONI, I. T.; RUTHER, R.; ZILLES, R. Uma oportunidade para o desenvolvimento da indústria fotovoltaica no Brasil: eletricidade solar para os telhados. **Parcerias Estratégicas**, v.14, 2009.

SANTOS, Í. P. D. Integração de painéis solares fotovoltaicos em edificações residenciais e sua contribuição em um alimentador de energia de zona urbana mista. (Dissertação). Departamento de

Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009. 126 p.

\_\_\_\_\_. **Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura.** (Tese). Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013. 278 p.

SANTOS, I. P. D.; MONTENEGRO, A.; ZOMER, C.; NASCIMENTO, L.; BRAUN, P.; RÜTHER, R. Estádios Solares: Potencial de aplicação da energia solar fotovoltaica nos estádios da Copa 2014. In: III Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2010. **Anais.** Belém - PA, 2010.v.p. 1-12.

SCANLON, B. New Approach Aims to Slash Cost of Solar Cells. **Renewable Energy World.com**, 07/03/2012, 2012.

SERIS. Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS) - ANNUAL REPORT 2009/2010. Singapore, p.73, 2010.

SICK, F.; ERGE, T. Photovoltaics in Buildings: A Design Handbook for Architects and Engineers: Hardcover. 1996.

SIDRACH-DE-CARDONA, M.; MORA LÃ³PEZ, L. Performance analysis of a grid-connected photovoltaic system. **Energy.** Issue 2, v.24, p.93-102, 1999.

SILVESTRE, S.; CHOUDER, A. Effects of shadowing on photovoltaic module performance. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications.** Issue 2, v.16, p.141-149, 2008.

SINGAPORE. **Department of Statistics Singapore.** Disponível em <<http://www.singstat.gov.sg/>> Acessado em 28/03/2012

SMA. **Medium Power Solutions.** Disponível em: <[http://files.sma.de/dl/17333/SFK\\_MPS-KEN111911W.pdf](http://files.sma.de/dl/17333/SFK_MPS-KEN111911W.pdf)>. Acesso em: 07/05/2012.

SOLARBUZZ. **PV Market Size: Segmentation By Application.** Disponível em <[www.solarbuzz.com](http://www.solarbuzz.com)> Acessado em 06/04/2011

\_\_\_\_\_. **Module Pricing.** Disponível em <[www.solarbuzz.com](http://www.solarbuzz.com)> Acessado em 13/04/2012

\_\_\_\_\_. Multicrystalline silicon modules to dominate solar PV industry in 2014, according to NPD Solarbuzz. Disponível em Acessado em 19/03/2014

\_\_\_\_\_. **Solar PV Industry Targets 100 GW Annual Deployment in 2018, According to NPD Solarbuzz.** Disponível em <<http://www.solarbuzz.com/news/recent-findings/solar-pv-industry-targets-100-gw-annual-deployment-2018-according-npd-solarbuzz>> Acessado em 24/03/2014

\_\_\_\_\_. **Yingli and Trina Grab 15% of Solar PV Industry in Q4'13, According to NPD Solarbuzz.** Disponível em <<http://www.solarbuzz.com/news/recent-findings/solar-pv-industry-targets-100-gw-annual-deployment-2018-according-npd-solarbuzz>> Acessado em 24/03/2014

SONG, J.-H.; AN, Y.-S.; KIM, S.-G.; LEE, S.-J.; YOON, J.-H.; CHOUNG, Y.-K. Power output analysis of transparent thin-film module in building integrated photovoltaic system (BIPV). **Energy and Buildings.** Issue 11, v.40, p.2067-2075, 2008.

SUGIURA, T.; YAMADA, T.; NAKAMURA, H.; UMEYA, M.; SAKUTA, K.; KUROKAWA, K. Measurements, analyses and evaluation of residential PV systems by Japanese monitoring program. **Solar Energy Materials and Solar Cells.** Issue 34, v.75, p.767-779, 2003.

SUN, L. L.; YANG, H. X. Impacts of the shading-type building-integrated photovoltaic claddings on electricity generation and cooling load component through shaded windows. **Energy and Buildings.** Issue 4, v.42, p.455-460, 2010.

THOMAS, R.; GRAINER, T. **Photovoltaic in Buildings - A Design Guide:** Department of Trade and Industry. Londres, 1999.

THORMARK, C. A low energy building in a life cycle:its embodied energy, energy need for operation and recycling potential. **Building and Environment**. Issue 4, v.37, p.429-435, 2002.

\_\_\_\_\_. The effect of material choice on the total energy need and recycling potential of a building. **Building and Environment**. Issue 8, v.41, p.1019-1026, 2006.

TRIMBLE.SketchUp Pro 8.0.16846 2012

U.S.DEPARTMENT\_OF\_ENERGY. **EnergyPlus Energy Simulation Software: Weather Data**. Disponível em <[http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather\\_data3.cfm/region=3\\_south\\_america\\_wmo\\_region\\_3/country=BRA/cname=Brasil](http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data3.cfm/region=3_south_america_wmo_region_3/country=BRA/cname=Brasil)> Acessado em 10/02/2014

UFRGS.**Radiasol Versão 2.1** Porto Alegre,2001

UFSC, F. **Fotos aéreas do Megawatt Solar da Eletrosul**. Drone do Grupo Fotovoltaica UFSC. Brasil 2014.

URBANETZ, J.; ZOMER, C. D.; RÜTHER, R. Compromises between form and function in grid-connected, building-integrated photovoltaics (BIPV) at low-latitudes sites. *Energy & Buildings*. Florianópolis. 2010

VIANA, T.; ZOMER, C.; NASCIMENTO, L.; RÜTHER, R. **Centro de Eventos da UFSC: integração de sistemas fotovoltaicos à arquitetura**: IX Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído. Ouro Preto, 2007.

VICENZO, M. C. D.; INFIELD, D. Artificial Neural Network for real time modelling of photovoltaic system under partial shading. In: 2<sup>nd</sup> IEEE ICSET, 2010. **Anais**. Kandy, Sri Lanka, 2010.v.p.

WIDMANN, B. How to plan solar power plants. **Fraunhofer magazine** v.1/13, p.60, 2013.

WOOLLEY, T.; KIMMINS, S.; HARRISON, P.; HARRISON, R. *Green Building Handbook. A Guide to products and their impact on the environment*: E&FN Spon. London, 1997.

WOYTE, A.; NIJS, J.; BELMANS, R. Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results. **Solar Energy**. Issue 3, v.74, p.217-233, 2003.

YANG, C.-J. Reconsidering solar grid parity. **Energy Policy**. Issue 7, v.38, p.3270-3273, 2010.

YOON, J.-H.; SONG, J.; LEE, S.-J. Practical application of building integrated photovoltaic (BIPV) system using transparent amorphous silicon thin-film PV module. **Solar Energy**. Issue 5, v.85, p.723-733, 2011.

ZOMER, C.; NOBRE, A.; CASSATELLA, P.; REINDL, T.; RÜTHER, R. The balance between aesthetics and performance in building-integrated photovoltaics in the tropics. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 7, v.22, p.744-756, 2013.

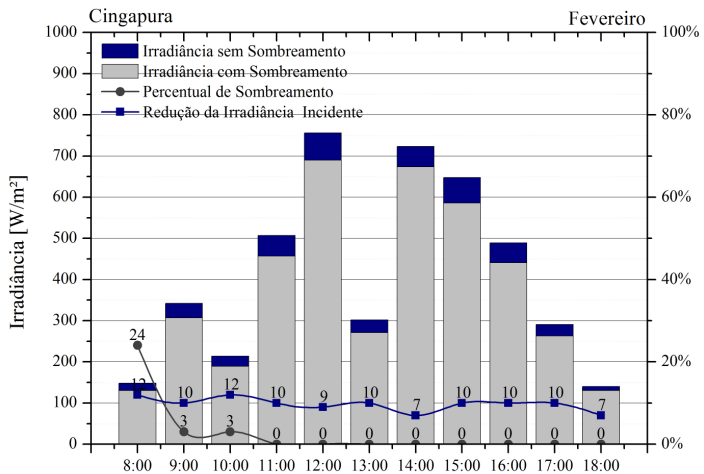
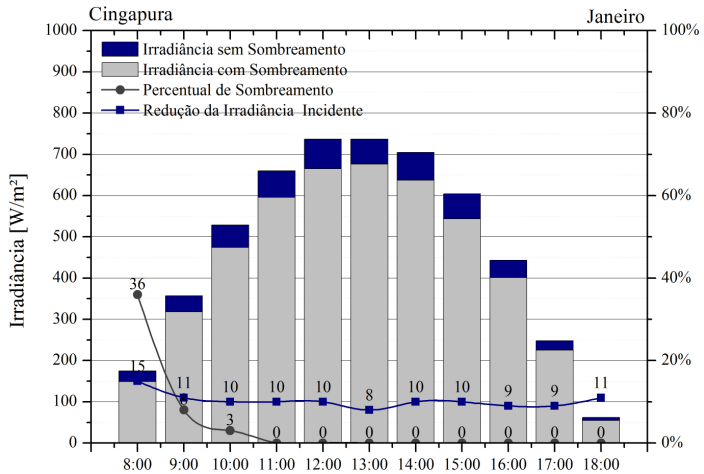
ZOMER, C. D. Megawatt Solar: Geração solar fotovoltaica integrada a uma edificação inserida em meio urbano e conectada à rede elétrica. Estudo de caso: Edifício sede da Eletrosul, Florianópolis - Santa Catarina. (Mestrado). Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010. 155 p.

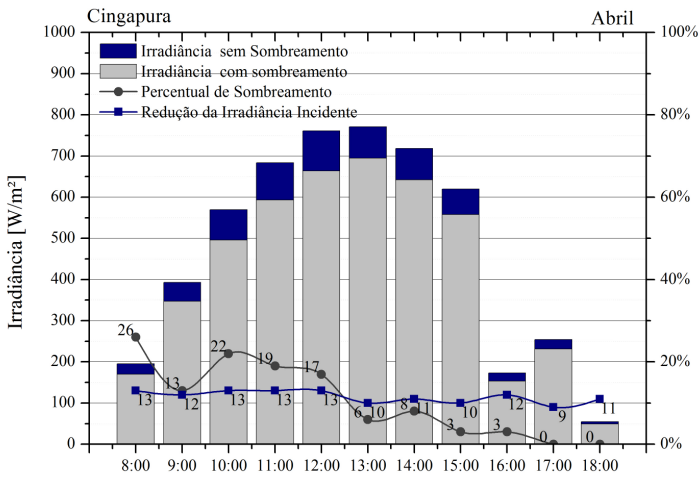
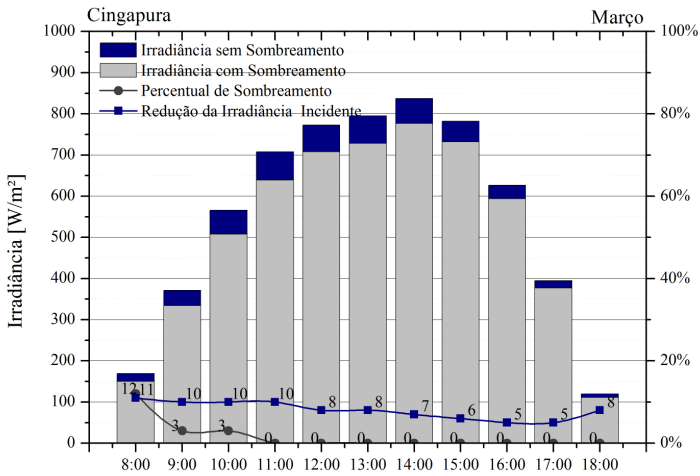
ZOMER, C. D.; URBANETZ, J.; RÜTHER, R. On the compromises between form and function in grid-connected building-integrated photovoltaics (BIPV) at low-latitudes. In: ISES Solar World Congress, 2011. **Anais**. Kassel - Alemanha: Proceedings of the International Solar Energy Society's Solar World Congress 2011, 2011.v.1. p. 776-786.

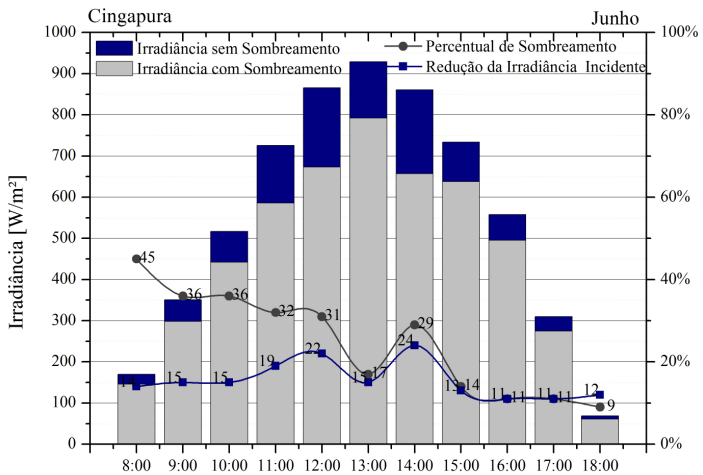
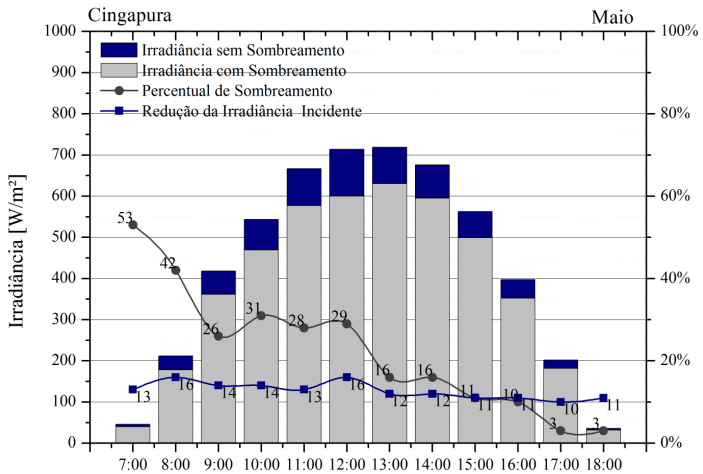


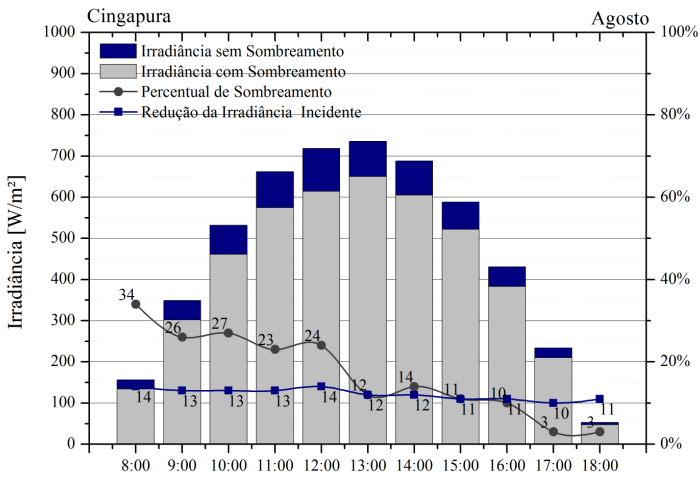
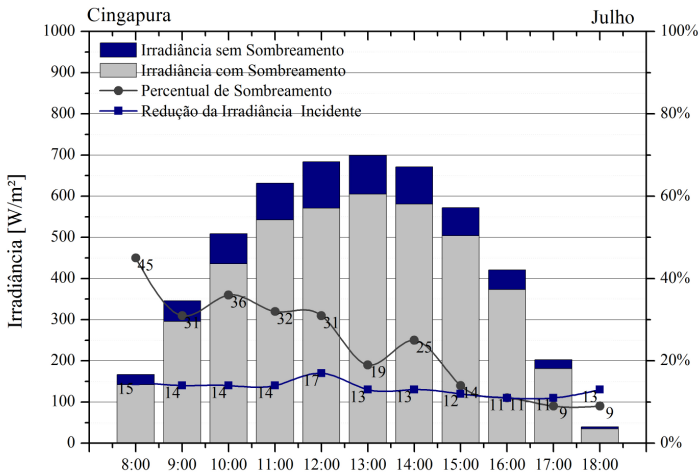
## 8. APÊNDICES

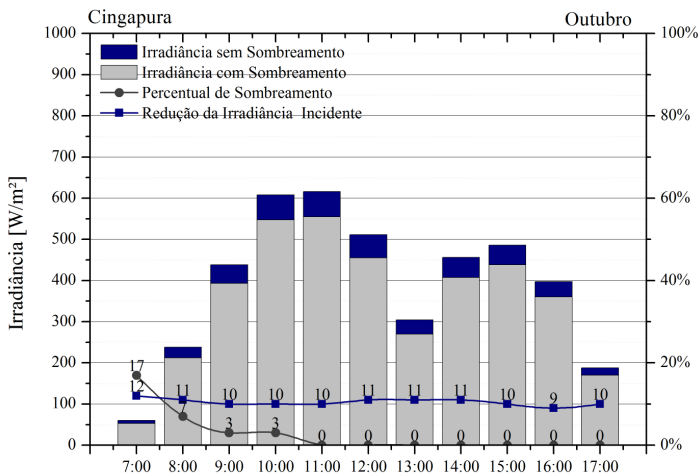
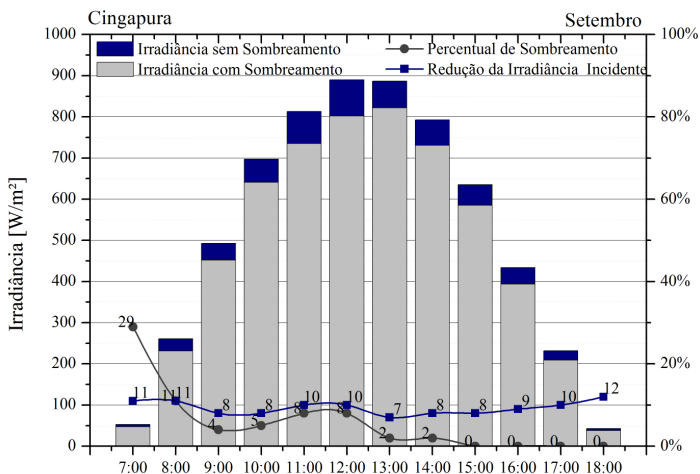
### APÊNDICE A: IRRADIAÇÃO SOLAR NA BASE HORÁRIA PARA CINGAPURA

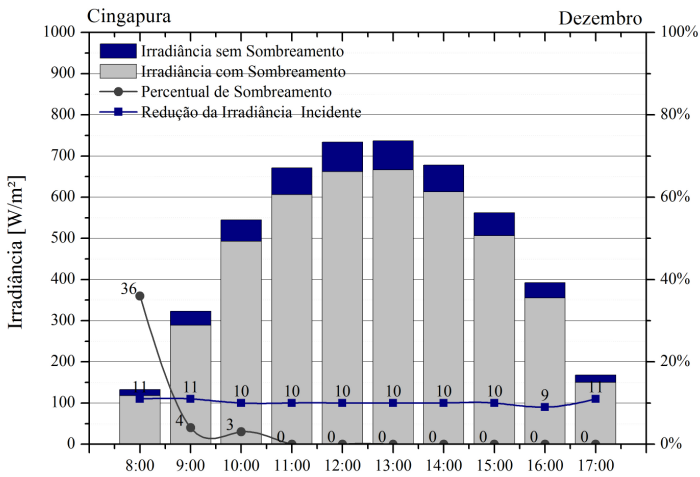
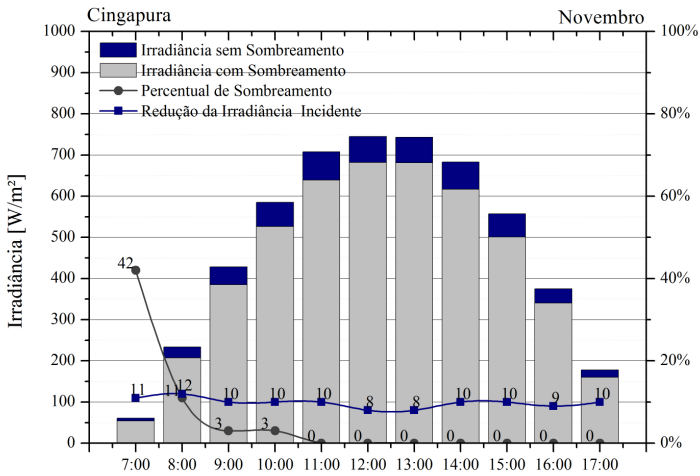




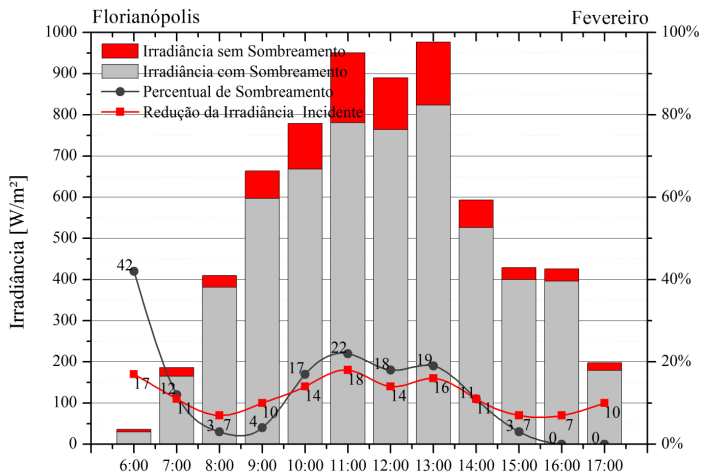
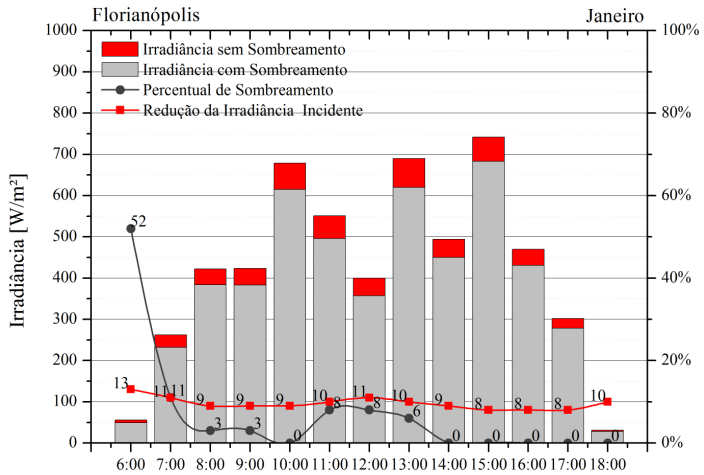


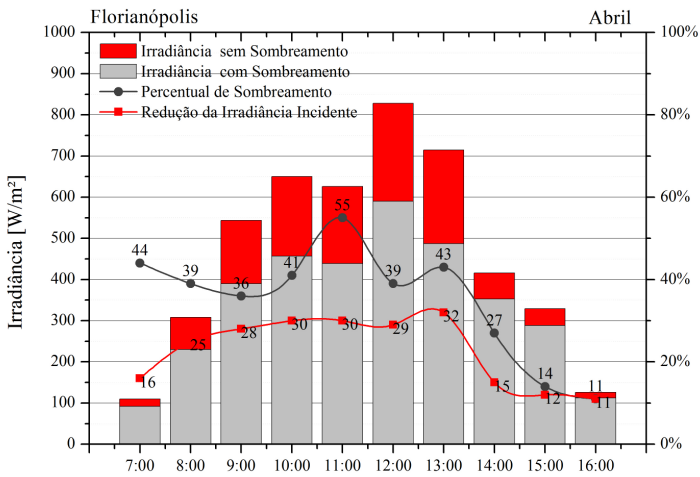
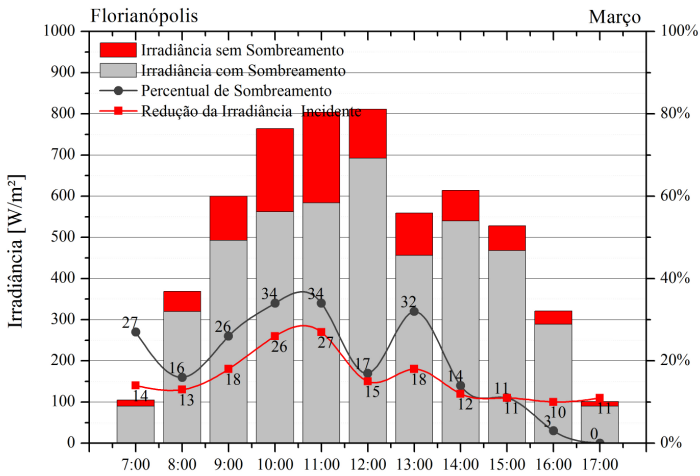




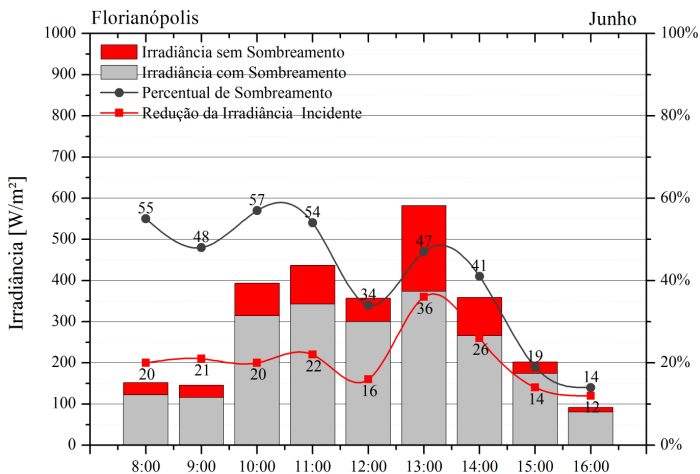
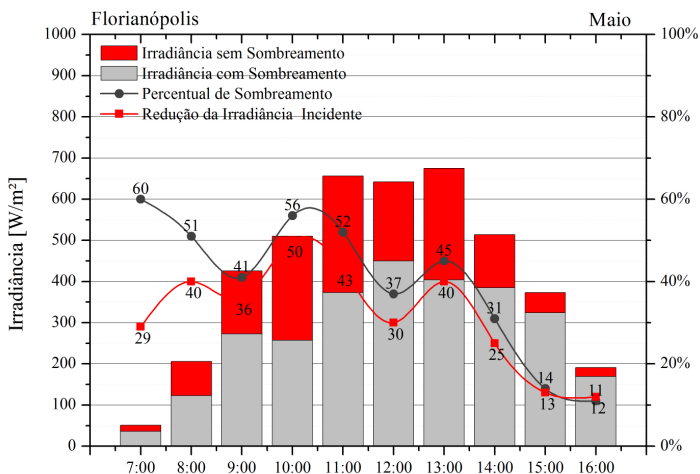


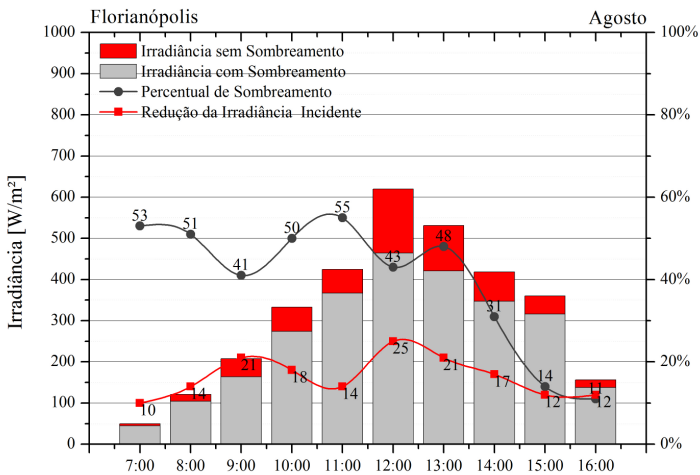
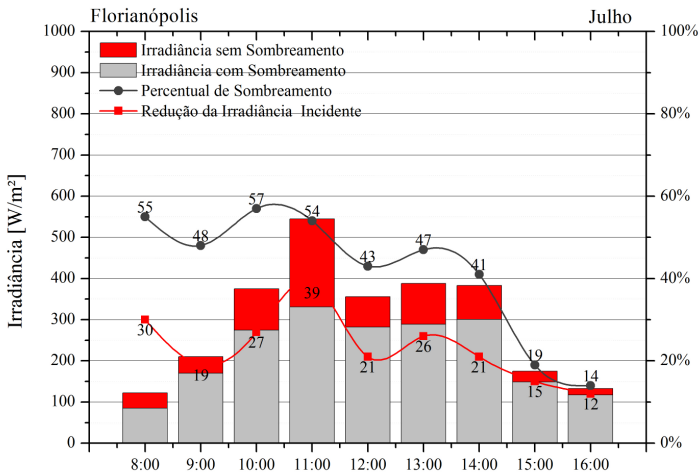
## APÊNDICE B: IRRADIAÇÃO SOLAR NA BASE HORÁRIA PARA FLORIANÓPOLIS

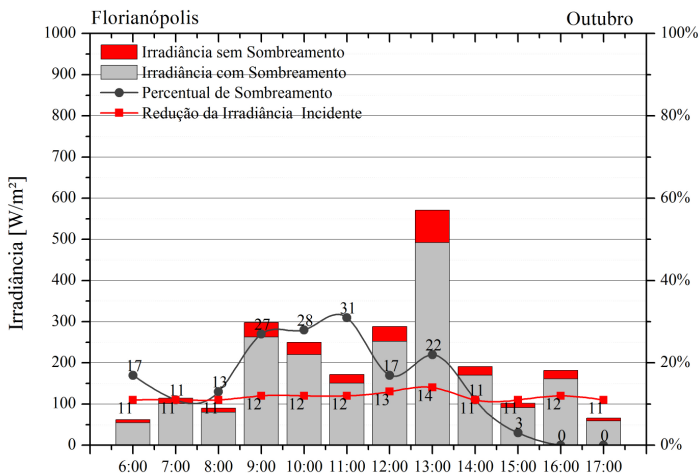
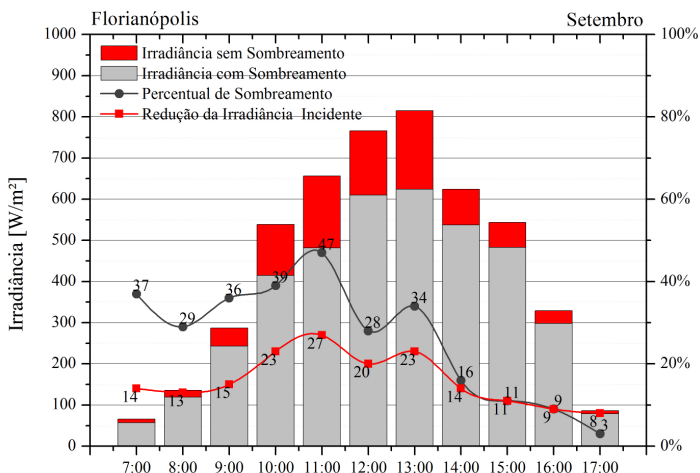


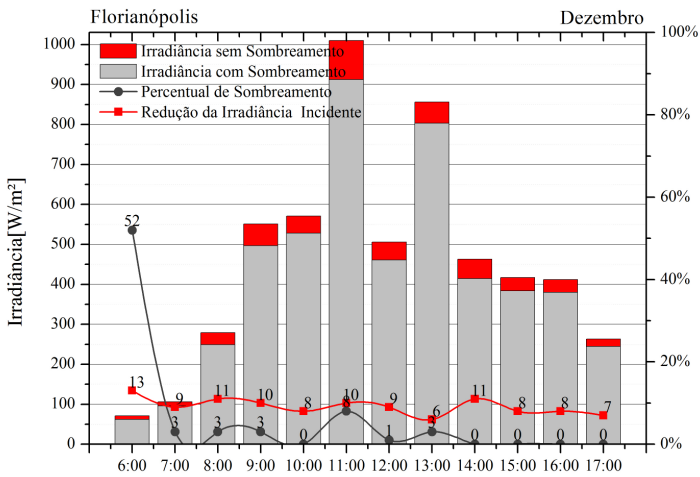
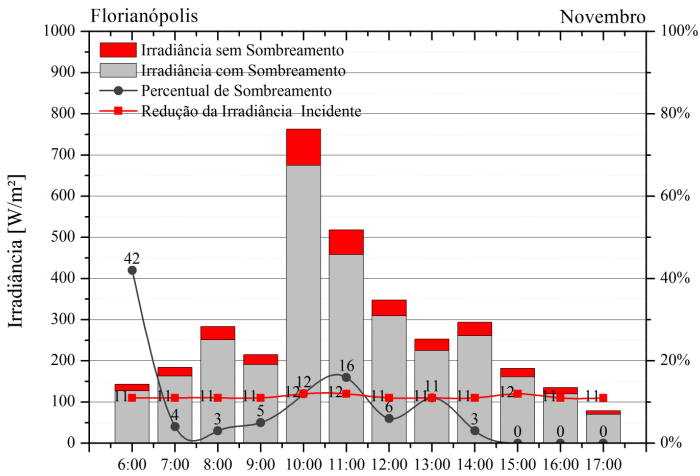




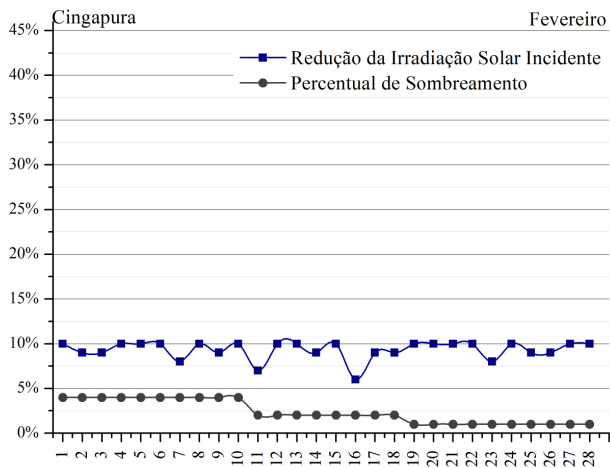
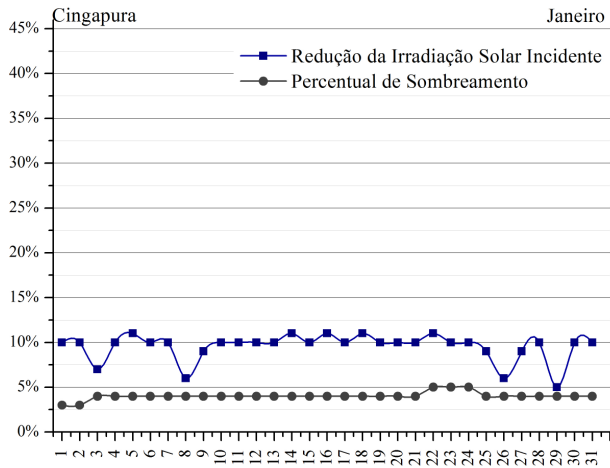


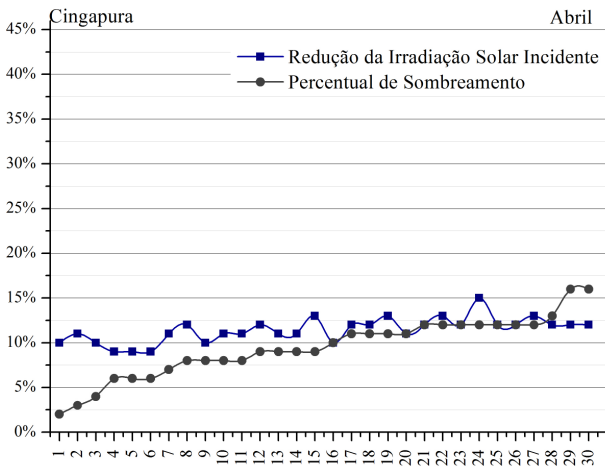
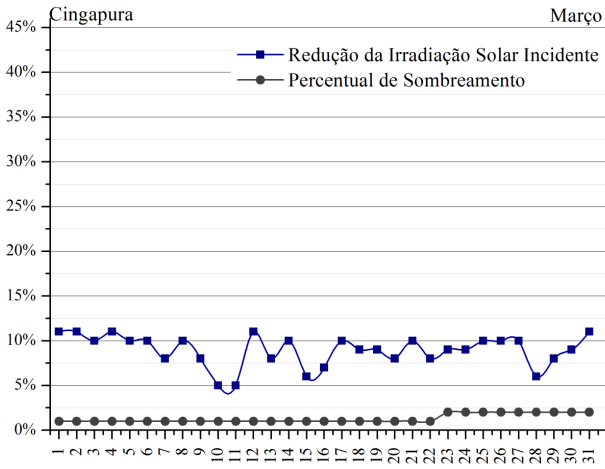


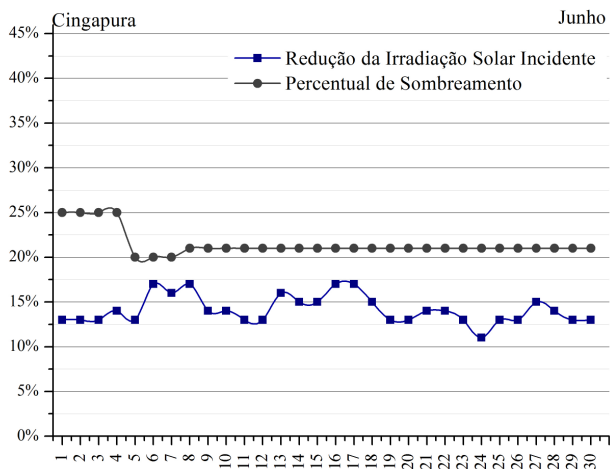
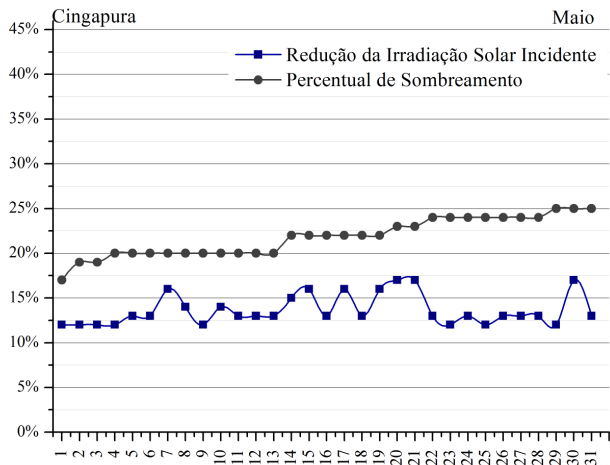


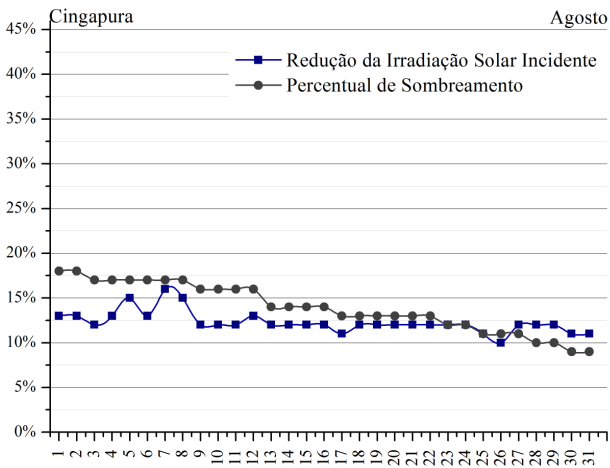
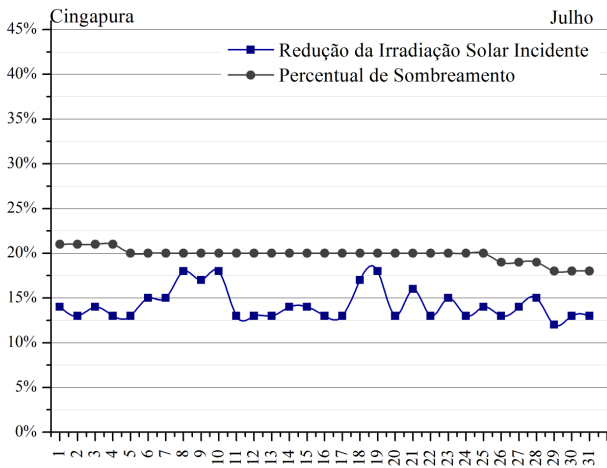


## APÊNDICE C: IRRADIAÇÃO SOLAR NA BASE DIÁRIA PARA CINGAPURA

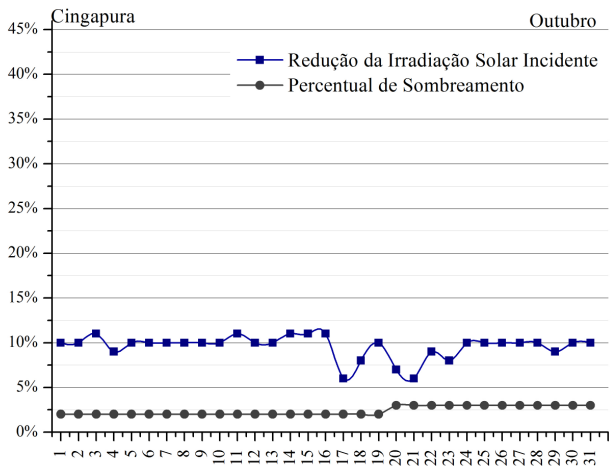
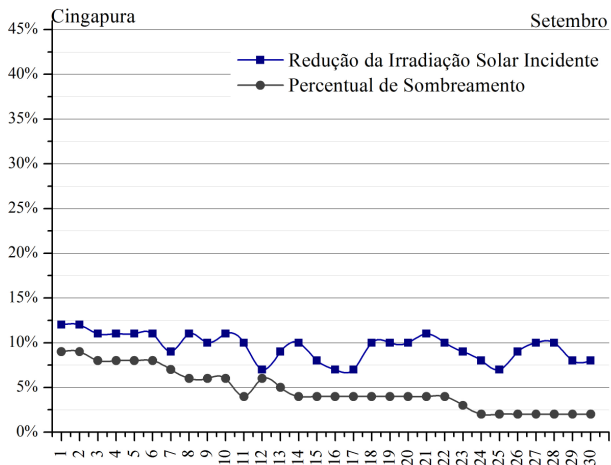


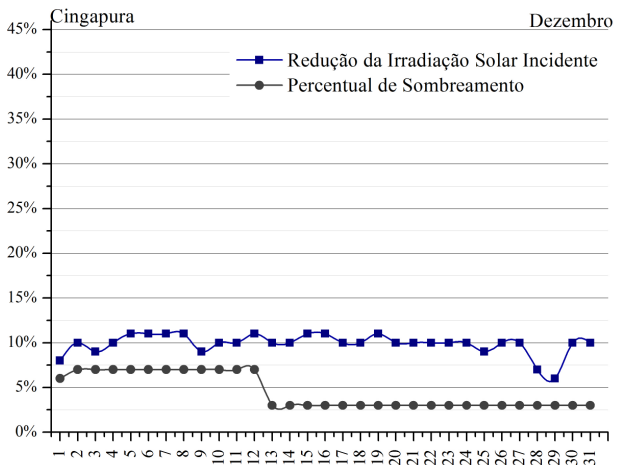
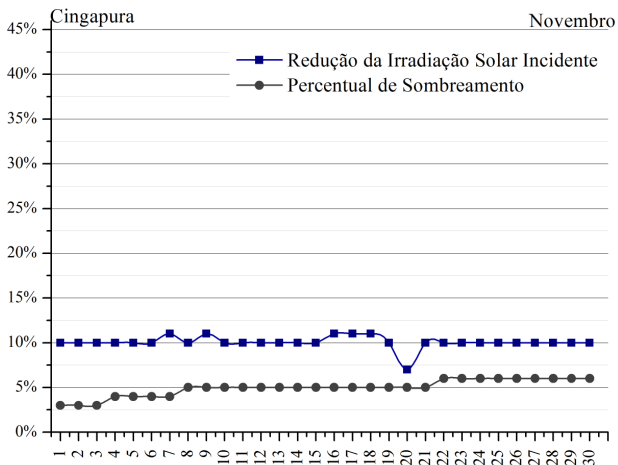




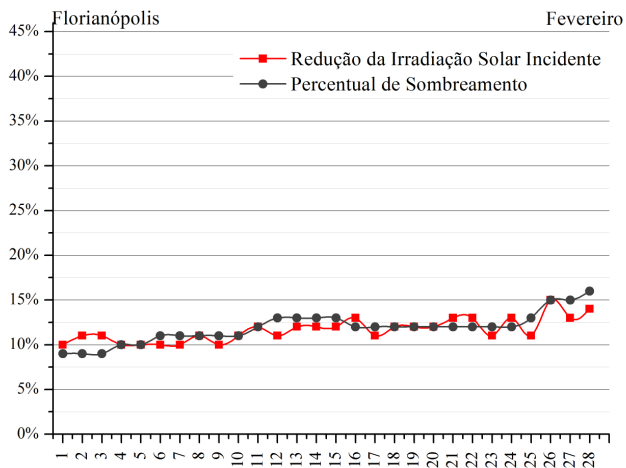
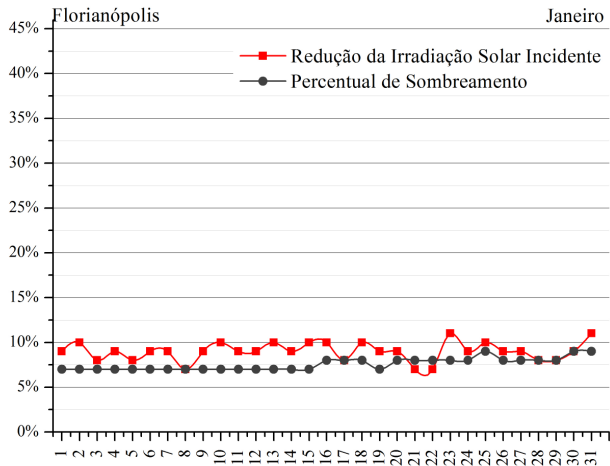


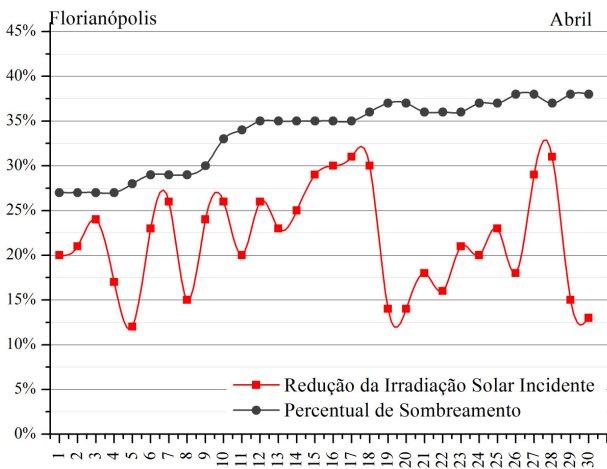
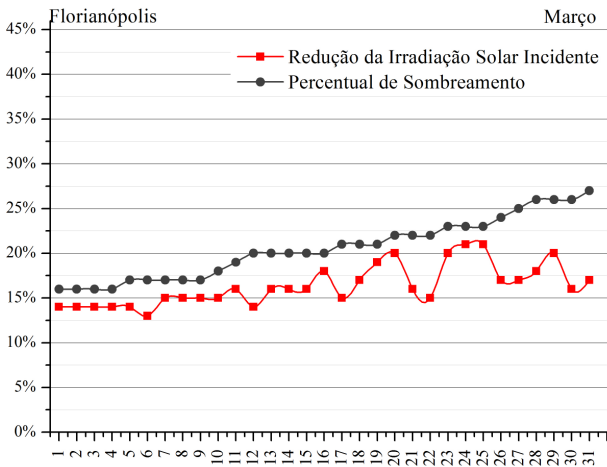


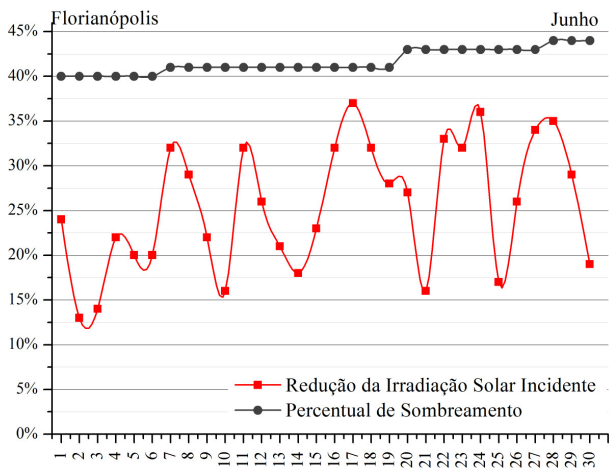
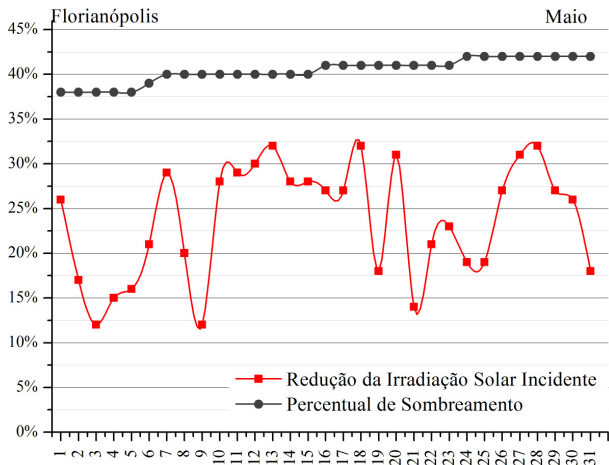


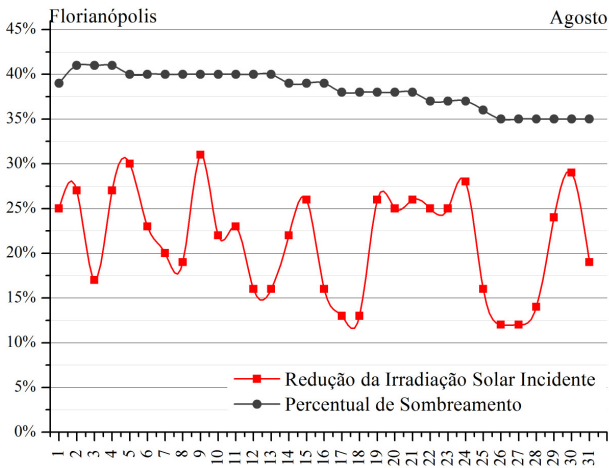
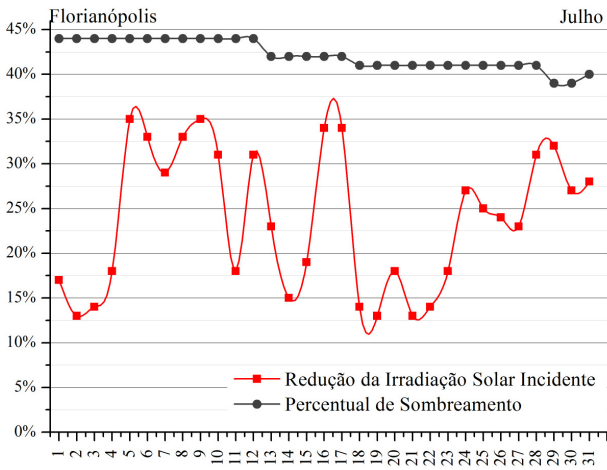


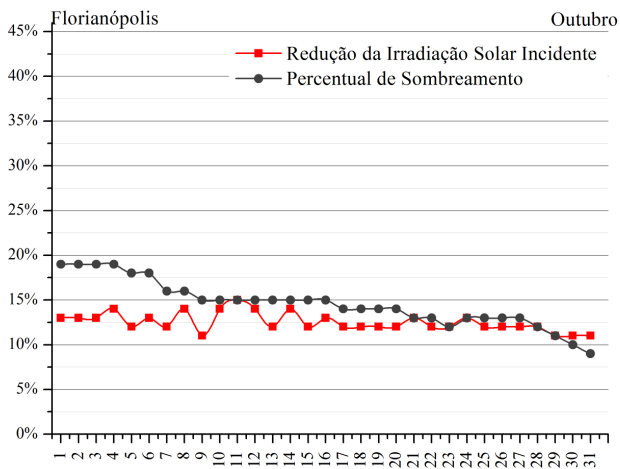
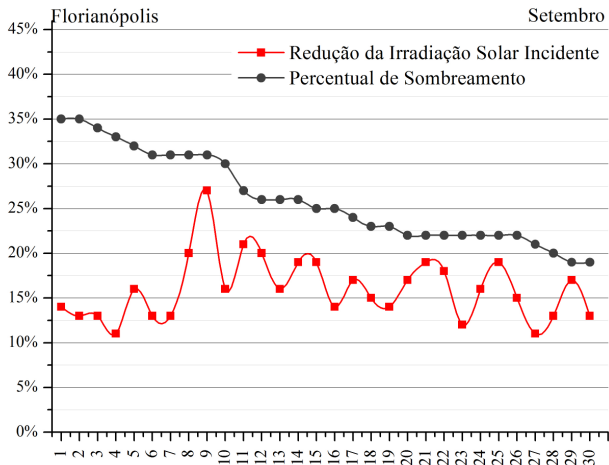
## APÊNDICE D: IRRADIAÇÃO SOLAR NA BASE DIÁRIA PARA FLORIANÓPOLIS

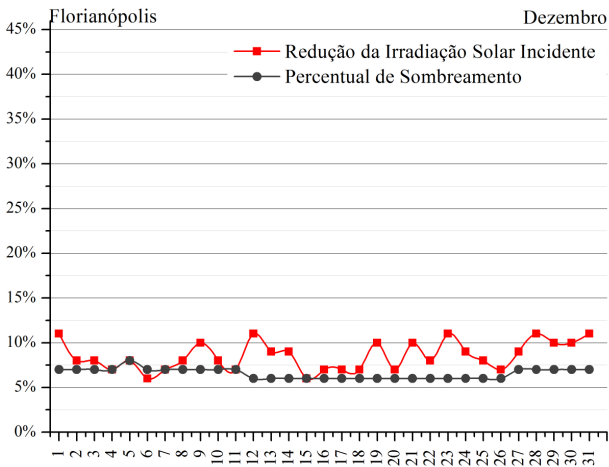
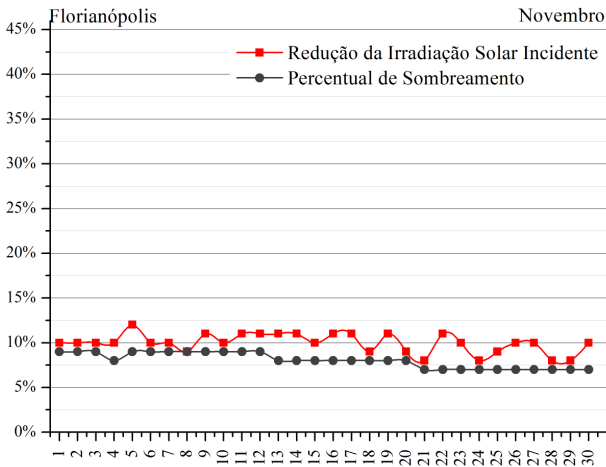














## APÊNDICE E: RELATÓRIO PVSYST – CINGAPURA

PVSYST V6.22		08/05/14		Page 1/4	
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>					
<b>Project :</b> Grid-Connected Project at Cingapura					
<b>Geographical Site</b>		Singapore Airp.		Country Singapore	
<b>Situation</b>		Latitude 1,4°N		Longitude 104,0°E	
Time defined as		Legal Time		Time zone UT+8	
		Albedo 0,20		Altitude 9 m	
<b>Meteo data:</b>		Singapore Airp.		Synthetic - Meteororm 6.1	
<b>Simulation variant :</b> Relatório Cingapura					
		Simulation date		08/05/14 14h49	
<b>Simulation parameters</b>					
<b>Collector Plane Orientation</b>		Tilt 0°		Azimuth 0°	
<b>Models used</b>		Transposition Perez		Diffuse Erbs, Meteororm	
<b>Horizon</b>		Free Horizon			
<b>Near Shadings</b>		Linear shadings			
<b>PV Array Characteristics</b>					
<b>PV module</b>		Si-poly Model YL210P-29b			
		Manufacturer Yingli Solar			
Number of PV modules		In series 8 modules		In parallel 2 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules 16		Unit Nom. Power 210 Wp	
Array global power		Nominal (STC) 3360 Wp		At operating cond. 2975 Wp (50 °C)	
Array operating characteristics (50 °C)		U mpp 201 V		I mpp 15 A	
Total area		Module area 26,1 m²		Cell area 23,4 m²	
<b>Inverter</b>		Model Sunny Boy SB 3000 U-208			
		Manufacturer SMA			
Characteristics		Operating Voltage 175-400 V		Unit Nom. Power 3,00 kW AC	
<b>PV Array loss factors</b>					
Thermal Loss factor		Uc (const) 20,0 W/m²K		Uv (wind) 0,0 W/m²K / m/s	
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 232 mOhm		Loss Fraction 1,5 % at STC	
Module Quality Loss				Loss Fraction 1,5 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 1,0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param. 0,05	
<b>User's needs :</b>		Unlimited load (grid)			

Legal License to PVSYST V6.22 (30oct)

## Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Grid-Connected Project at Cingapura

Simulation variant : Relatório Cingapura

## Main system parameters

System type Grid-Connected

## Near Shadings

PV Field Orientation

Linear shadings

PV modules

Model YL210P-29b

azimuth 0°

Pnom 210 Wp

PV Array

Nb. of modules 18

Pnom total 3380 Wp

Inverter

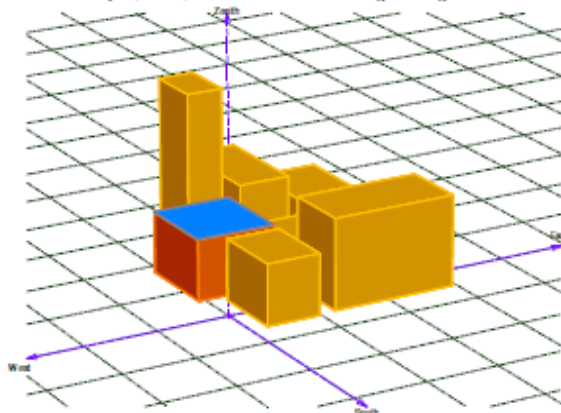
Model Sunny Boy SB 3000 U-208

Pnom 3000 W ac

User's needs

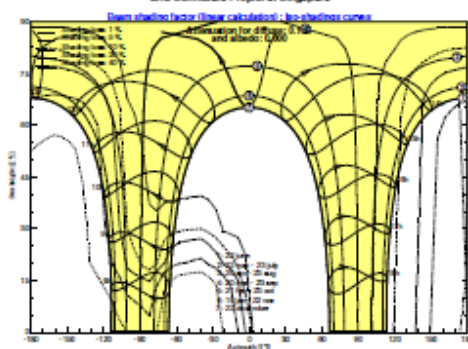
Unlimited load (grid)

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Grid-Connected Project at Cingapura



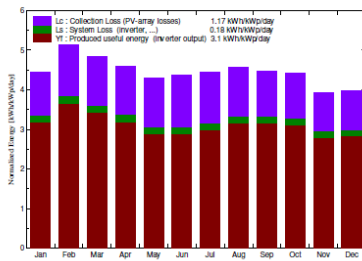
### Grid-Connected System: Main results

**Project :** Grid-Connected Project at Cingapura  
**Simulation variant :** Relatório Cingapura

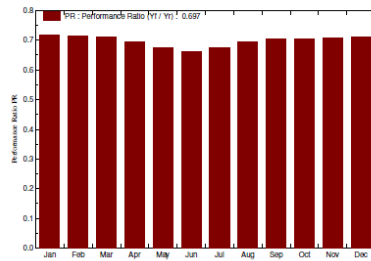
<b>Main system parameters</b>		<b>System type</b>	<b>Grid-Connected</b>
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings	tilt	0°
PV Field Orientation		azimuth	0°
PV modules	Model	YL210P-29b	Phom 210 Wp
PV Array	Nb. of modules	16	Phom total <b>3360 Wp</b>
Inverter	Model	Sunny Boy SB 3000 U-208	Phom 3000 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

**Main simulation results**  
**System Production**      **Produced Energy** **3805 kWh/year**      **Specific prod.** **1133 kWh/kWp/year**  
**Performance Ratio PR** **69.7 %**

**Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3360 Wp**



**Performance Ratio PR**



#### Relatório Cingapura Balances and main results

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EffArrR</b> %	<b>EffSysR</b> %
<b>January</b>	137.6	26.81	137.6	122.8	349.7	331.3	9.72	9.21
<b>February</b>	143.8	27.51	143.8	130.0	362.6	344.3	9.65	9.16
<b>March</b>	149.5	28.01	149.5	134.4	376.1	356.7	9.62	9.13
<b>April</b>	137.5	28.31	137.5	121.7	339.8	321.5	9.45	8.94
<b>May</b>	133.2	28.91	133.2	113.6	319.3	301.5	9.17	8.66
<b>June</b>	131.0	28.61	131.0	108.7	308.5	291.5	9.01	8.51
<b>July</b>	137.6	28.21	137.6	116.0	329.5	312.0	9.16	8.67
<b>August</b>	141.4	28.01	141.4	122.5	347.5	329.2	9.41	8.91
<b>September</b>	133.9	28.01	133.9	120.2	335.6	317.4	9.59	9.07
<b>October</b>	136.9	27.81	136.9	123.3	343.1	324.4	9.59	9.07
<b>November</b>	118.1	27.41	118.1	105.0	298.1	281.2	9.66	9.11
<b>December</b>	123.5	26.91	123.5	110.0	311.9	294.4	9.66	9.12
<b>Year</b>	1624.1	27.88	1624.1	1428.2	4021.7	3805.4	9.47	8.96

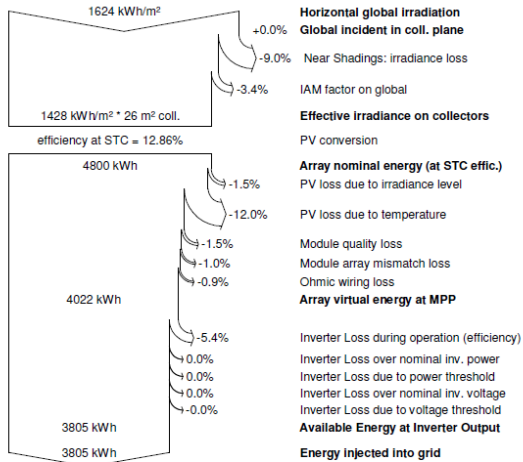
Legends: GlobHor      Horizontal global irradiation      EArray      Effective energy at the output of the array  
T Amb      Ambient Temperature      E\_Grid      Energy injected into grid  
GlobInc      Global incident in coll. plane      EffArrR      Effic. Eout array / rough area  
GlobEff      Effective Global, corr. for IAM and shadings      EffSysR      Effic. Eout system / rough area

### Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :** Grid-Connected Project at Cingapura  
**Simulation variant :** Relatório Cingapura

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	0°	azimuth	0°
PV modules	Model	YL210P-29b	Pnom	210 Wp
PV Array	Nb. of modules	16	Pnom total	3360 Wp
Inverter	Model	Sunny Boy SB 3000 U-208	Pnom	3000 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

#### Loss diagram over the whole year



## APÊNDICE F: RELATÓRIO PVSYSY – FLORIANÓPOLIS

PVSYSY V6.18		11/02/14	Page 1/4		
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>					
<b>Project :</b>	<b>Grid-Connected Project at Florianopolis</b>				
<b>Geographical Site</b>	<b>Florianopolis</b>	<b>Country</b>	<b>Brazil</b>		
<b>Situation</b>	Latitude	27.6°S	Longitude	48.5°W	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	13 m	
	Albedo	0.20			
<b>Meteo data:</b>	<b>Florianopolis</b>	Synthetic - Meteonorm 6.1			
<b>Simulation variant :</b>	<b>Relatório Florianópolis</b>				
	Simulation date	11/02/14 14h14			
<b>Simulation parameters</b>					
<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt	0°	Azimuth	180°	
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm	
<b>Horizon</b>	Free Horizon				
<b>Near Shadings</b>	According to strings	Electrical effect	100 %		
<b>PV Array Characteristics</b>					
<b>PV module</b>	Si-poly	Model	<b>YL210P-29b</b>		
		Manufacturer	Yingli Solar		
Number of PV modules		In series	8 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	16	Unit Nom. Power	210 Wp
Array global power		Nominal (STC)	<b>3360 Wp</b>	At operating cond.	2975 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	201 V	I mpp	15 A
Total area		Module area	<b>26.1 m²</b>	Cell area	23.4 m²
<b>Inverter</b>					
		Model	<b>Sunny Boy SB 3000 U-208</b>		
		Manufacturer	SMA		
Characteristics	Operating Voltage	175-400 V	Unit Nom. Power	3.00 kW AC	
<b>PV Array loss factors</b>					
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	232 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.5 %	
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param.	0.05
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)				

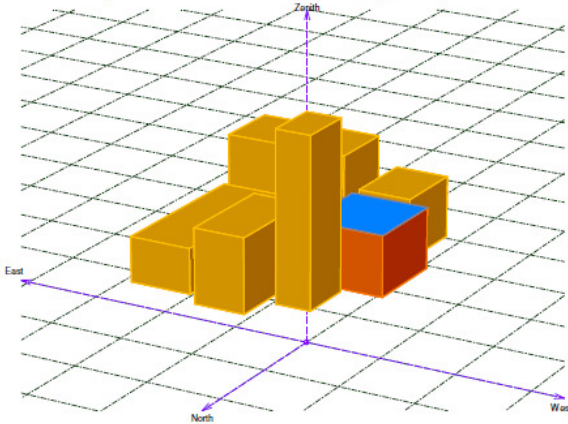
PVsys Evaluation mode

### Grid-Connected System: Near shading definition

**Project :** Grid-Connected Project at Florianópolis  
**Simulation variant :** Relatório Florianópolis

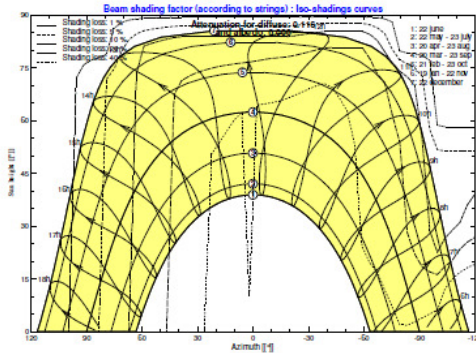
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>		
<b>Near Shadings</b>	According to strings			
PV Field Orientation	tilt	0°	azimuth	180°
PV modules	Model	YL210P-29b	Pnom	210 Wp
PV Array	Nb. of modules	16	Pnom total	<b>3360 Wp</b>
Inverter	Model	Sunny Boy SB 3000 U-208	Pnom	3000 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**

Grid-Connected Project at Florianópolis



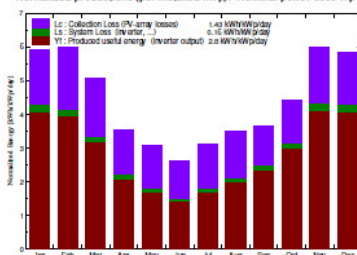
### Grid-Connected System: Main results

**Project :** Grid-Connected Project at Florianópolis  
**Simulation variant :** Relatório Florianópolis

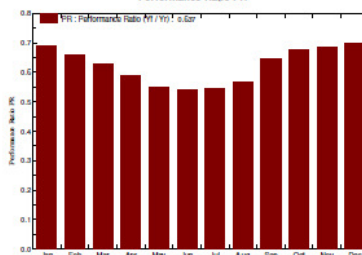
Main system parameters		System type	Grid-Connected	
Near Shadings		According to strings		
PV Field Orientation	tilt	0°	azimuth	180°
PV modules	Model	YL210P-29b	Pnom	210 Wp
PV Array	Nb. of modules	16	Pnom total	<b>3360 Wp</b>
Inverter	Model	Sunny Boy SB 3000 U-208	Pnom	3000 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results		Produced Energy	3430 kWh/year	Specific prod.	1021 kWh/kWp/year
System Production		Performance Ratio PR	63.7 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3360 Wp



Performance Ratio PR



#### Relatório Florianópolis Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	EfiArrR %	EffSysR %
January	183.8	23.69	183.8	166.7	447.3	424.5	9.31	8.84
February	168.0	24.09	168.0	148.1	390.5	370.8	8.89	8.45
March	157.0	24.39	157.0	131.9	349.6	331.8	8.52	8.09
April	105.8	22.89	105.8	82.3	223.4	209.8	8.08	7.59
May	95.2	19.99	95.2	69.1	188.1	175.5	7.56	7.05
June	78.5	18.39	78.5	55.4	153.2	141.9	7.47	6.92
July	96.7	16.59	96.7	67.8	189.3	176.9	7.49	7.00
August	108.6	17.59	108.6	80.3	221.3	207.4	7.79	7.30
September	109.4	17.89	109.4	89.2	252.5	237.6	8.83	8.31
October	137.6	19.69	137.6	119.0	330.5	312.7	9.19	8.69
November	180.0	21.19	180.0	163.3	437.9	415.5	9.31	8.83
December	181.5	22.59	181.5	164.1	448.0	425.1	9.44	8.96
Year	1602.3	20.73	1602.3	1337.2	3631.6	3429.6	8.67	8.19

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array  
T Amb Ambient Temperature E\_Grid Energy injected into grid  
GlobInc Global incident in coll. plane EfiArrR Effic. Eout array / rough area  
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

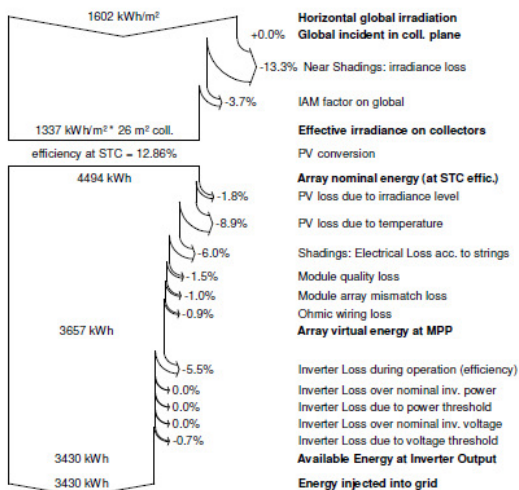
## Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at Florianópolis

Simulation variant : Relatório Florianópolis

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
<b>Near Shadings</b>	According to strings			
PV Field Orientation	tilt	0°	azimuth	180°
PV modules	Model	YL210P-29b	Pnom	210 Wp
PV Array	Nb. of modules	16	Pnom total	<b>3360 Wp</b>
Inverter	Model	Sunny Boy SB 3000 U-208	Pnom	3000 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

## Loss diagram over the whole year





## 9. ANEXO

### ANEXO A: CATÁLOGO DO SENSOR DE IRRADIÂNCIA MINI-KLA

#### MINI-KLA PV I-V Curve Analyser

*Now dreams become reality: I-V curve tracing of PV modules without using expensive and complex laboratory equipment. The new I-V curve analyser Mini-KLA can be handled by using only two buttons, it works automatically like a multimeter.*

*Settings for measuring ranges, sampling rates, I-V curve storing and downloading to a PC are optimised within the device itself. Newest technology and optimization within data tracing lead to highest comfort in user interface at an affordable price.*



#### Description of Function

The Mini-KLA is designed as a complete measuring system for I-V curve tracing of PV modules and generators up to a maximum open-circuit voltage  $V_{oc}$  of 120 V and a maximum short-circuit current  $I_{sc}$  of 8 A. By recording solar irradiance and cell temperature (sensor Si-01TC-T) at the same time all relevant data for a calculation to Standard Test Conditions (STC) are registered. Working with the Mini-KLA is as easy as it could be. The user is led through a combination of graphical menus and has to press only two buttons.

Optimal measuring ranges are controlled automatically by measuring  $V_{oc}$  and  $I_{sc}$  of the PV module or generator before taking the I-V curve. For this module the best sampling rate is calculated out of these two values in combination with measured irradiance. So for every module type the I-V curve taken with the Mini-KLA has about 500 usable voltage-current points.

The Mini-KLA is based on the well-known principle of a capacitor load as it is used in our I-V curve analyser PV-KLA (400V, 32 A) as well. Innovations within the I-V curve tracing led to a cheap and rugged construction without reducing accuracy.

Many technical innovations led to a compact casing and maximum portability by using only 4 batteries of mignon type. The actual state-of-charge is permanently displayed as a bargraph.

The graphical LC Display shows the I-V curve directly after finishing of the measurement. The internal 1 MBit memory can store up to 100 I-V curves with 500 measuring points each, which are buffered in switched-off mode.

A software for downloading data to PC via RS 232 is delivered with the Mini-KLA. So the user is able to work with the measured I-V curves in other programs as for example Excel.



Meßgeräte für die Solartechnik

**INGENIEURBÜRO**  
Mencke & Tegtmeyer GmbH

Schwarzer Weg 43A  
D-31789 Hameln  
Tel: +49 (51 51) 40 36 99 - 0  
Fax: +49 (51 51) 40 36 99 - 19  
email: [info@ib-mut.de](mailto:info@ib-mut.de)  
<http://www.ib-mut.de>

Banking Account:  
Stadtsparkasse Hameln  
(BLZ 254 500 01)  
Kto.-Nr. 5 22 33

VAT-Nr. DE258133277  
Customsno. DE6018572

Finanzamt Hameln  
22/200/62745

Amtsgericht Hannover  
HRB 202636

Management:  
Dipl.-Ing. Detlef Mencke  
Dipl.-Ing. Dirk Tegtmeyer

## MINI-KLA PV I-V Curve Analyser

### Technical Data

- Basic accuracy:  $\pm 0,4\%$  fsr
- Voltage ranges: 30, 60 and 120 V
- Current ranges: 4 and 8 A
- Irradiance range: 1300 W/m<sup>2</sup>
- Temperature range:  $-20$  to  $+100$  °C
- Every current and voltage range can be combined with each other
- Automatic setting of the optimal measuring rate
- Automatic setting of the optimal sampling rate
- Maximum sampling rate for one voltage-current pair: 45 ksamples/s
- Solution of the analog-to-digital converter: 12 bit, no missing codes
- Solution of the graphical LC display: 128\*64 pixel
- Operational control: 2 buttons
- Power supply: 5 V, 4\*battery, mignon type
- PC port: RS232 (19,2 kBaud)
- Weight (incl. batteries): 600 g

## SI-01TC-T Silicon Solar Irradiance Sensor

### Technical Data

- Silicon irradiance sensor with active temperature compensation and embedded temperature sensor
- Monocrystalline solar cell, embedded into Ethylen-Vinyl-Acetat (EVA) between glass and Tedlar
- Powder-coated aluminum case
- Calibration value of irradiance: 1 V for every 1000 W/m<sup>2</sup>
- Calibration value of temperature: 10 mV for every K  
0 °C is 1,235 V

## EXTEND OF SUPPLY

### Standard Version

Complete Mini-KLA is delivered with the following equipment:

- Serial RS232 port
- Data cable and Windows download software for IBM compatible PC with RS232 com port
- Graphical LC display
- 4\*NiNH battery (mignon size of 2500 mAh)
- Internal memory (1 MBit) for up to 100 I-V curves
- Silicon solar irradiance sensor Si-01TC-T with active temperature compensation and integrated active temperature sensor (incl. 2 m sensor cabling, uv- and heat resistant)
- Manual
- Carrying Case

### Options

Same as normal version, but with following changes:

- Mini-KLA 8/16 with current ranges of 8 and 16 A, Four-wire measurement
- Other measuring ranges within the limits of 120 V and 8 A on customer request, for example 10, 20 and 40 V, 1 and 2A

Patent pending