

UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE PESQUISA E PÓS - GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
NÍVEL MESTRADO

**SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL E ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE ENERGIA
PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM CONEXÃO COM A REDE ELÉTRICA**

CARLOS HENRIQUE RÔSSA

Dissertação de Mestrado

São Leopoldo, Março de 2014

**SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL E ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE ENERGIA
PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM CONEXÃO COM A REDE ELÉTRICA**

Carlos Henrique Rôssa

Trabalho submetido ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da UNISINOS como pré-requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica

São Leopoldo, Março de 2014

R827s

Rôssa, Carlos Henrique

Simulação computacional e análise da produção de energia para sistemas fotovoltaicos em conexão com a rede elétrica / por Carlos Henrique Rôssa. – São Leopoldo, 2014.

89 f. : il. color. ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) – Universidade do Vale do Rio dos Sinos, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, São Leopoldo, RS, 2014.

Orientação: Prof. Dr. João Batista Dias; coorientação: Prof. Dr. Mário Henrique Macagnan, Escola Politécnica.

1.Energia solar. 2.Geração de energia fotovoltaica. 3.Sistemas de energia fotovoltaica. 4.Redes elétricas – Análise. 5.Radiação solar. I.Dias, João Batista. II.Macagnan, Mário Henrique. III.Título.

CDU 523.72

621.383.51

621.31

Catálogo na publicação:
Bibliotecária Carla Maria Goulart de Moraes – CRB 10/1252

À minha mãe, Angelita Meirelles de Lima, como um mínimo que posso fazer, dedico este trabalho, por jamais ter medido esforços pela minha educação.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador João Batista Dias e coorientador Mário Henrique Macagnan, pela presteza e excelente contribuição intelectual, sérias ou descontraídas, que nortearam o presente trabalho.

Aos colegas e amigos do PPGEM – UNISINOS, que contribuíram com ideias, muitas vezes em debates despretensiosos, que culminaram em pontos relevantes na pesquisa.

Aos professores Paulo Roberto Wander, Jacqueline Biancon Copetti e Giuliano Arns Rampinelli, componentes da banca de dissertação, pelas sugestões bastante pertinentes ao presente trabalho, bem como para o prosseguimento da pesquisa.

Ao colega e amigo Jéferson Diehl de Oliveira, pela ajuda e receptividade prestada durante o estágio no LABSOLAR – UFSC.

Ao colega e amigo Glauber Kiss de Souza, pela relevante contribuição à pesquisa.

À equipe do LABSOLAR-UFSC, pelo apoio prestado à pesquisa e ótima receptividade por parte do grupo.

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio Grande do Sul, FAPERGS, pelo apoio financeiro, sem o qual impossibilitaria a presente pesquisa.

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo estimar a produção de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) a partir da modelagem da radiação solar disponível, tendo como local de análise e estudo a região de Porto Alegre - RS. Dois modelos de céu claro, o Modelo de Hottel e Modelo de ESRA, além do Ano Meteorológico Típico (AMT) para Porto Alegre, foram utilizados no estudo. O Modelo de Hottel foi usado como modelo independente para a verificação da influência entre utilizar a temperatura do ar para dias ensolarados ou a temperatura do ano meteorológico típico (AMT) para todas as simulações. Os dados de irradiância na horizontal foram obtidos a partir do modelo de céu claro de ESRA e do AMT. Para a obtenção da irradiância em superfícies inclinadas, utilizou-se o Modelo de Perez. Os resultados obtidos de produção anual de energia elétrica a partir do AMT e da irradiância horizontal calculada pelo Modelo de ESRA foram comparados e verificou-se grande diferença, chegando o Modelo de ESRA a superestimar a energia produzida em até 27,5%. Essa diferença, como esperado, cai quando se compara somente a energia gerada nos dias completamente ensolarados, chegando a 6,5 % a mais para o Modelo de ESRA, o que sugere que o modelo pode ser empregado com certa confiabilidade em locais com potencial para construção de usinas solares. Para as simulações com o Modelo de ESRA, foi necessário estimar, através do método de Karayel et al. (1984), os coeficientes de turbidez de Linke $TL's$ para Porto Alegre – RS. Foram utilizados valores médios mensais nas simulações. Sendo o Modelo de ESRA pouco eficaz na substituição do AMT nas estimativas de produção de energia para Porto Alegre, utilizou-se o AMT para as simulações de produção de energia em SFCR com as tecnologias implementadas. Foram utilizados os módulos BP 585 Sunpower, para células de silício monocristalino, e módulos AP-BP 85 Alps Technology, para células de silício multicristalino. As simulações comparam a produção de energia para as inclinações de 20° e 30°, e verificam que o ângulo de 20° é o mais favorável à produção de energia na região. Além disso, entre esses dois módulos utilizados, o de silício monocristalino apresentou maiores valores de energia produzida em ambas as inclinações.

Palavras-chave: Simulação de sistemas fotovoltaicos; Sistemas fotovoltaicos conectados à rede; Energia solar fotovoltaica; Modelos de radiação.

ABSTRACT

The present work aims to estimate the production of electric energy in grid-connected photovoltaic systems parting from the available radiation, having as analysis and study site the region of Porto Alegre – RS. Two clear sky model, Hottel Model, ESRA Model, beyond the Typical Meteorological Year (TMY) to Porto Alegre, RS, was used at the work. Hottel Model was used as an independent model for verification of the influence between using the air temperature of sunny days or of Typical Meteorological Year (TMY) for all the simulations. The horizontal irradiance data were obtained from the ESRA clear sky model and the TMY. To obtain the irradiance on sloped surface, we used the Perez Model. The comparisons on a typical sunny day in the TMY showed good coincidence in the obtained values. When comparing the energy production for the whole year, big difference was verified among the results obtained by ESRA Model in relation to the ones obtained by TMY, having the ESRA Model arrived to the extent of overestimating the energy produced in up to 27,5%. This difference, as expected, decays when only the energy generated on completely sunny days is compared, reaching up to 6,5 % more to ESRA Model, which suggests that the model may be employed with certain reliability in places with potential for construction of solar power plants. For the simulations with ESRA Model, it was necessary to estimate Linke TL 's turbidity coefficients for Porto Alegre-RS through the Karayel et al.(1984) method. Average monthly values were used in the simulations. Being ESRA Model, in the current configuration, little effective in the substitution of TMY in Porto Alegre, TMY for simulations of energy production in GCPV was used with the implemented technologies. Modules BP 585 Sunpower were used for monocrystalline silicon cells, and modules AP-BP 85 Alps Technology for polycrystalline silicon cells. The simulations compare the energy production for 20° and 30° inclinations, and verify that the 20° angle is the most favorable to energy production in the region. Furthermore, between these two modules employed, the monocrystalline silicon one presented higher values of produced energy in both inclinations.

Key words: Simulation of photovoltaic systems; Grid-connected photovoltaic systems; photovoltaic solar energy; Radiation models

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMT	Ano Meteorológico Típico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ESRA	European Solar Radiation Atlas
FDC	Função de Distribuição Cumulativa
GOES	Geostationary Operational Environmental Satellite
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
LABSOLAR	Laboratório de Energia Solar
MATLAB	Matrix Laboratory
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à rede Elétrica
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UTC	Universal Coordinated Time

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Altitude, em quilômetros [km]
Cu_{Isc}	Coefficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura [mA/°C]
Cu_{Voc}	Coefficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura [mV/°C]
e	Carga do elétron, que vale $-1,16 \times 10^{-19}$ C
FF	Fator de forma
FF_0	Fator de forma na condição padrão
G_a	Irradiância horizontal [W/m ²]
G_{a0}	Irradiância na condição padrão, de 1000 W/m ²
G_{cb}	Irradiância incidente num plano inclinado arbitrariamente [W/m ²]
G_{cnb}	Irradiância incidente na superfície terrestre [W/m ²]
G_{sc}	Valor adotado como constante da radiação no topo da atmosfera, de 1367 W/m ²
G_{on}	Irradiância solar extraterrestre variável num plano normal à radiação [W/m ²]
G_{β}	Irradiância global em superfícies arbitrariamente inclinadas [W/m ²]
G_{alb}	Irradiância de albedo [W/m ²]
G_b	Irradiância direta [W/m ²]
$G_{b,n}$	Irradiância direta normal [W/m ²]
$G_{b\beta}$	Irradiância direta inclinada [W/m ²]
G_d	Irradiância difusa [W/m ²]
$G_{d,\beta}$	Irradiância difusa inclinada [W/m ²]
I	Corrente elétrica [A]
$I_{cmáx}$	Corrente na célula na condição padrão no ponto de máxima potência [A]
I_L	Corrente gerada pela célula [A]
I_{PMP}	Corrente no ponto de máxima potência [A]
I_{sc0}	Corrente de curto-circuito na condição padrão [A]
I_{sc}	Corrente de curto-circuito [A]
I_0	Corrente de polarização do diodo modelo [A]
$I_{total,ESRA}$	Radiação global em superfície inclinada, calculada pelo Modelo de ESRA [W/m ²]
k_b	Constante de Boltzmann, que vale $1,38 \times 10^{-23}$ J/K
m	Fator de idealidade da célula/diodo

m_r	Massa de ar
N	Número de horas com Sol acima do horizonte observável [h]
n	Dia do ano, variando de 1 a 365
P	Potência [W]
P_{ca}	Potência em corrente alternada [W]
P_{inv}	Potência nominal do inversor c.c./c.a. [W]
P_{PMP}	Potência no ponto de máxima potência do gerador FV [W]
q	Carga elementar; mesmo valor da carga do elétron [C]
R_s	Resistência série da célula [Ω]
R_{sh}	Resistência paralelo da célula [Ω]
SS	Horário de nascer do Sol [h]
SR	Horário de pôr do Sol [h]
T_a	Temperatura do ar [$^{\circ}\text{C}$]
T_c	Temperatura de trabalho da célula [$^{\circ}\text{C}$]
T_{c0}	Temperatura da célula na condição padrão, 25°C
T_{noct}	Temperatura nominal de operação da célula [$^{\circ}\text{C}$]
TL	Coefficiente de turbidez de Linke
TSV	Tempo solar verdadeiro [h]
V	Tensão ou diferença de potencial (d.d.p.) [V]
$V_{cmáx}$	Tensão da célula na condição padrão no ponto de máxima potência [V]
V_{cT}	Tensão de operação da célula [V]
V_{cT0}	Tensão da célula na temperatura de condição padrão [V]
V_{oc0}	Tensão de circuito aberto da célula na condição padrão [V]
V_{PMP}	Tensão no ponto de máxima potência [V]
V_{oc}	Tensão de circuito-aberto da célula [V]
Z	Altitude, em metros [m]

Símbolos Gregos

α_s	Ascensão reta; altura de um astro em relação ao horizonte [°]
α_s^{true}	Elevação solar aparente, devido à refração da luz na atmosfera [°]
β	Ângulo de inclinação do painel fotovoltaico com a superfície horizontal [°]
γ	Ângulo de orientação do painel FV, em relação aos pontos cardeais [°]
ε	Parâmetro de brilho de Perez
δ	Declinação. Ângulo entre o Sol e o Equador Celeste [°]
δ_r	profundidade ótica de Kasten – Rayleigh
Δ	Fator de brilho, utilizado para obtenção da radiação difusa no Modelo de Perez
η	Eficiência do inversor c.c./c.a.
θ_s	Ângulo formado entre o Sol e a normal de uma superfície [°]
θ_z	Ângulo zenital; ângulo formado entre o Sol e o zênite [°]
ρ_g	Albedo da superfície
φ	Ângulo de latitude local [°]
τ_b	Transmissividade atmosférica
ω	Ângulo horário [°]
ω_{SR}	Ângulo de nascimento do Sol [°]
ω_{SS}	Ângulo de pôr do Sol [°]

LISTA DE FIGURAS

Figura 2. 1	Variação anual da irradiância extraterrestre num plano normal à sua incidência..	23
Figura 3. 1	Esquema básico de um SFCR	35
Figura 3. 2	Exemplo de célula solar fotovoltaica de silício monocristalino (a) – e silício multicristalino (b).	36
Figura 3. 3	Curvas de variação de corrente e tensão de um módulo FV em função da irradiância e temperatura de operação	37
Figura 3. 4	Variação da corrente de curto-circuito I_{sc} com as temperaturas de um dia frio, T_{a1} , e dia quente, T_{a2}	40
Figura 3. 5	Variação da tensão de circuito aberto V_{oc} em função da temperatura de célula para duas temperaturas do ar diferentes em dias ensolarados, onde T_{a1} representa dia frio e T_{a2} o dia quente.....	42
Figura 3. 6	Curva de corrente vs tensão da um módulo fotovoltaico, evidenciando o ponto de máxima potência P_{PMP}	44
Figura 3. 7	Curva do inversor, calculada a partir da equação geral obtida por Dias (2007), para um dia ensolarado	45
Figura 4. 1	Esquema geral com as etapas a serem cumpridas no desenvolvimento do trabalho	48
Figura 4. 2	Irradiância para o dia 7 de novembro de 2012 (dia parcialmente ensolarado), comparada com curva característica de dia ensolarado, ambos dados medidos	50
Figura 4. 3	Cobertura de nuvens avançando pela região de Porto Alegre – RS (ponto branco), às 15 h 00 min.....	51
Figura 4. 4	Cobertura de nuvens às 16h00min na mesma região (ponto branco).	51
Figura 4. 5	Cobertura de nuvens às 18h00min. A região de Porto Alegre (ponto branco) já possui presença de cobertura de nuvens.	52
Figura 4. 6	Módulo de silício monocristalino a) e de silício multicristalino b) utilizados nas simulações.	53
Figura 4. 7	Inversor SB <i>sunny boy</i> 3800, da SMA, e suas principais especificações	54

Figura 5. 1 Curvas de potência máxima gerada pelo painel FV, potência fornecida à rede elétrica, irradiância global e irradiância incidente nos módulos para o dia 22 de junho de 2010	57
Figura 5. 2 Curvas referentes ao dia 4 de julho de 2010, evidenciando a potência máxima gerada pelo painel fotovoltaico ao meio dia acima dos 3,0 kW	58
Figura 5. 3 Curvas de irradiância global, irradiância incidente nos módulos, potência máxima gerada pelo painel fotovoltaico e potência fornecida à rede elétrica para o dia 22 de dezembro de 2012.	59
Figura 5. 4 Comparação entre os valores de irradiância direta obtidos computacionalmente (a) com os obtidos por Rigollier et. al. (2000) (b)	64
Figura 5. 5 Comparação entre os valores de irradiância difusa obtidos computacionalmente (a) com os obtidos por Rigollier et al. (2000) (b)	65
Figura 5. 6 Variação das médias mensais de TL ao longo do ano para Porto Alegre-RS.....	66
Figura 5. 7 Irradiância horizontal obtida pelo Modelo de ESRA com TL médio para o dia 15 de janeiro, comparada com a radiação global horizontal do AMT	68
Figura 5. 8 Irradiância global e as componentes direta e difusa para superfície inclinada com ângulo $\beta=30^\circ$ para o dia 15 de janeiro a partir do AMT e do Modelo de ESRA.....	69
Figura 5. 9 Produção diária de energia com cálculo de irradiância para superfícies inclinadas a partir do AMT e do Modelo de ESRA	70
Figura 5. 10 Produção de energia para dias de céu claro em Porto Alegre, usando o AMT e o Modelo de ESRA.....	72
Figura 5. 11 Geração anual de energia, com módulos de silício monocristalino, com inclinação de 20° e 30° do arranjo.....	74
Figura 5. 12 Geração anual de energia, com módulos de silício multicristalino, com inclinação de 20° e 30° do arranjo	76
Figura 5. 13 Produção de energia em SFCR para as duas tecnologias, em inclinação de 20° .	77
Figura 5. 14 Produção de energia em SFCR para as duas tecnologias, em inclinação de 30° .	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 2. 1 Fatores de correção para tipos climáticos.....	28
Tabela 2. 2 Refletividade de alguns materiais.....	33
Tabela 2. 3 Coeficientes de Brilho para o Céu Anisotrópico de Perez.	34
Tabela 3. 1 Dados de temperatura do ar T_{a1} , T_{a2} , ao longo de um dia, representando dia frio e dia quente, respectivamente, e irradiância incidente no módulo G_a , para cada hora do dia....	41
Tabela 5. 1 Características do painel FV simulado	56
Tabela 5. 2 Avaliação da energia produzida nos equinócios sob o intervalo de temperatura do ar originalmente ocorrido no dia	61
Tabela 5. 3 Avaliação da energia produzida nos equinócios, com intervalos de temperatura trocados.....	61
Tabela 5. 4 Energia produzida para os dias específicos analisados.....	63
Tabela 5. 5 Fatores de Turbidez de Linke para Porto Alegre-RS.....	66
Tabela 5. 6 Energia anual e média diária anual entregue à rede, gerada por módulos de silício monocristalino	75
Tabela 5. 7 Energia anual e média diária anual entregue à rede, gerada por módulos de silício multicristalino.....	76
Tabela 5. 8 Coeficientes térmicos das duas tecnologias empregadas nas simulações	78

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA	15
1.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	15
1.3 OBJETIVO GERAL.....	16
1.3.1 Objetivos específicos.....	16
1.4 JUSTIFICATIVA	17
1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	18
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1 REVISÃO DE TRABALHOS E ESTUDOS SIMILARES DE SIMULAÇÃO DE SISTEMAS A PARTIR DE DADOS DE RADIAÇÃO E TEMPERATURA DO AR.....	19
2.2 DE ONDE VEM A ENERGIA?.....	20
2.3 MODELAGEM MATEMÁTICA	21
2.3.1 Geometria solar.....	21
2.3.2 Cálculo da massa de ar	24
2.3.3 Modelos de Radiação.....	25
2.3.3.1 Ano Meteorológico Típico (AMT) para Porto Alegre, RS	26
2.3.3.2 Modelo de Hottel	27
2.3.3.3 Modelo de ESRA.....	29
2.3.4 Coeficientes de Turbidez de Linke.....	31
2.3.5 Transposição da irradiância na horizontal para superfícies inclinadas: Modelo de Perez	32
3 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA	35
3.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA	35
3.1.1 Temperatura de operação da célula solar fotovoltaica	38
3.2 CONVERSOR DE CORRENTE CONTÍNUA EM CORRENTE ALTERNADA (INVERSOR)	43
3.4 ENERGIA ENTREGUE À REDE	45
4 METODOLOGIA	47
4.1 METODOLOGIA EMPREGADA PARA OBTENÇÃO DA TEMPERATURA DO AR EM DIAS ENSOLARADOS	49

4.2 TECNOLOGIAS DE CÉLULAS UTILIZADAS	52
4.3 INVERSOR UTILIZADO.....	53
4.4 ROTINAS COMPUTACIONAIS	54
5 RESULTADOS	55
5.1 IMPACTO DA TEMPERATURA DA CÉLULA NA SUA EFICIÊNCIA	55
5.2 SIMULAÇÕES PARA DIAS DE CÉU CLARO: MÓDULOS DE SILÍCIO MONOCRISTALINO	55
5.2.1 Solstício de inverno	57
5.2.2 Afélio Terrestre.....	58
5.2.3 Solstício de verão	59
5.2.4 Periélio Terrestre	60
5.2.5 Equinócios	60
5.2.6 Considerações finais a respeito das simulações realizadas	62
5.3 MODELO DE ESRA: EXECUÇÃO DAS ROTINAS COMPUTACIONAIS E COMPARAÇÃO COM OS RESULTADOS OBTIDOS POR RIGOLLIET ET AL. (2000). 63	
5.3.2 Componente difusa de irradiância	64
5.4 COEFICIENTES DE TURBIDEZ DE LINKE PARA A REGIÃO DE PORTO ALEGRE – RS	65
5.5 COMPARAÇÃO ENTRE AS COMPONENTES DE IRRADIÂNCIA A PARTIR DO AMT E DO MODELO DE ESRA PARA SUPERFÍCIES INCLINADAS.....	67
5.6 PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA ELÉTRICA EM SFCR: UM COMPARATIVO ENTRE A UTILIZAÇÃO DE DADOS CALCULADOS COM DADOS MEDIDOS	69
5.6.1 Comparação entre a energia produzida em SFCR a partir do cálculo de irradiância com a energia produzida a partir de dados medidos em superfícies inclinadas.....	70
5.6.1.1 Produção de energia em SFCR nos dias de céu claro de Porto Alegre	71
5.6.2 Considerações finais a respeito da produção de energia em SFCR com o AMT e Modelo de ESRA	72
5.7 ESTIMATIVA DA ENERGIA ENTREGUE À REDE ELÉTRICA POR DIFERENTES TECNOLOGIAS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	73
5.7.1 Geração anual de energia em SFCR com diferentes inclinações e diferentes tecnologias	73

5.7.1.1 Silício monocristalino.....	74
5.7.1.2 Silício multicristalino	75
5.7.2 Comparação da produção de energia em SFCR entre as duas tecnologias	77
5.7.3 Considerações finais a respeito da produção de energia por parte das duas tecnologias empregadas	78
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS.....	80
REFERÊNCIAS	82
TRABALHOS PUBLICADOS DURANTE O MESTRADO.....	85
INTERCÂMBIO REALIZADO NA UFSC	86

1 INTRODUÇÃO

Com o advento da Revolução Industrial, houve um aumento drástico da utilização de fontes não renováveis de energia, como os chamados combustíveis fósseis.

Embora haja muitos estudos correlacionando o aumento da temperatura média do planeta com o aumento da emissão de CO₂ nos últimos dois séculos, há cientistas que creem numa influência muito maior do Sol no clima terrestre que a própria ação humana.

O fato é que os combustíveis fósseis são uma fonte de energia esgotável e, ainda assim, configuram como a principal fonte de energia. Embargos feitos pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) ao longo do século XX e XXI fizeram o preço do petróleo encarecer em diversos momentos. Nesse ínterim, deflagrou-se um crescente interesse por fontes alternativas de energia, renováveis, dentre as quais, a solar fotovoltaica, que já vinha se desenvolvendo principalmente na indústria espacial, com o advento da Guerra Fria.

A principal fonte de energia elétrica no Brasil provém das hidrelétricas, que, além de gerarem um impacto ambiental enorme ao represar rios, estão sujeitas à variabilidade dos ciclos de chuva, que resultam na diminuição dos níveis dos reservatórios e oscilação dos preços de acordo com a disponibilidade da fonte primária (BENEDITO, 2009).

Os módulos fotovoltaicos podem facilmente inserirem-se no ambiente construído. Um dos motivos que ainda dificulta a disseminação de seu uso é seu custo relativamente alto. Porém, sua utilização traz vantagens no que se refere à fonte geradora, gratuita e disponível o ano todo, com grande durabilidade e baixo custo de manutenção, que se sobressaem em relação à ainda relativamente baixa eficiência de conversão de radiação solar em eletricidade por parte dos módulos fotovoltaicos.

Como fonte de energia alternativa, possibilita a flexibilização da matriz energética primária – no caso do Brasil, as hidrelétricas – além de exigir menos do sistema de distribuição, visto que os sistemas fotovoltaicos geram energia de forma descentralizada, diminuindo custos de eventual expansão da rede e de equipamentos que mantenham a mesma em plenas condições de funcionamento.

1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR's) aos poucos tornam-se realidade nos lares do Brasil, após a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel – em abril de 2012, para que consumidores de energia elétrica possam também ser produtores. Até recentemente, boa parte dos SFCR's encontrava-se instalada em centros de pesquisa pelo país (Benedito e Zilles, 2009), onde se realizam a maior parte dos estudos dessa natureza, que analisam desde a viabilidade econômica desse tipo de geração até o dimensionamento adequado das instalações para cada perfil de consumidor, além de estudos específicos de natureza meteorológica que agregam e aperfeiçoam os modelos de análise (Luiz et al., 2012).

1.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Antes de qualquer instalação de um sistema fotovoltaico, é importante que se faça uma estimativa da energia elétrica que será produzida pelo sistema, isso sem entrar no mérito dos custos atrelados à instalação e posterior tempo de retorno do investimento.

Uma maneira de facilitar esse processo é através de cálculos computacionais implementados em diversos tipos de linguagem. A grande maioria das ferramentas computacionais utiliza equações dependentes de dados medidos de irradiância e temperatura do ar, tornando a precisão da estimativa feita tanto maior quanto maior for a qualidade dos dados a serem lidos pelo programa. A universalização de uma ferramenta para esse tipo de cálculo esbarra na necessidade de sempre haver uma base de dados confiável disponível para o local em questão a ser analisado.

Há uma alternativa à leitura de dados, que é a implementação de equações que estimem a irradiância e a temperatura. Porém, conforme Hernandez, Gordillo e Vallejo (2013), modelos que basicamente calculem a irradiância muitas vezes estão atrelados a cálculos astronômicos, que se distanciam da realidade, por não levarem em conta os dados climáticos e geográficos de cada região.

O fato é que a precisão de cada modelo depende fortemente da qualidade e quantidade de dados utilizados para as estimativas. Mesmo um modelo que se valha apenas de cálculos

astronômicos e climáticos depende de uma boa modelagem matemática, e estes modelos, por sua vez, dependem de dados prévios que comprovem a persistência de um determinado comportamento para o clima.

Para uma correta estimativa de produção de energia, a compreensão e correta modelagem dos dados climáticos nos quais o sistema estará inserido é de suma importância.

1.3 OBJETIVO GERAL

No escopo da atual inserção da energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira, pretende-se estimar a energia entregue à rede em sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) a partir de dados medidos e calculados de irradiância, que devem também, por meio de comparação dos resultados, elucidar se estimativas a partir de dados calculados são suficientes para eximir a necessidade de um banco de dados medidos.

1.3.1 Objetivos específicos

- Elaborar e implementar rotinas computacionais que calculem a radiação solar local e leiam a temperatura do ar local, bem como rotinas que calculem a energia produzida por todo sistema e por conseguinte a energia entregue à rede;
- Extrair os coeficientes de turbidez de Linke (*TL*) para Porto Alegre – RS, a partir dos dados de radiação do ano meteorológico típico (AMT);
- Analisar se há diferenças significativas entre as estimativas a partir do cálculo de irradiância com o Modelo de ESRA e a utilização do AMT na estimativa de energia entregue à rede, a partir de modelagem independente valendo-se do Modelo de Hottel;
- Comparar a energia entregue à rede a partir dos cálculos de irradiância a partir do AMT, utilizando o Modelo de Perez para superfícies inclinadas, para duas diferentes tecnologias de células e inclinações diferentes.

1.4 JUSTIFICATIVA

Embora haja muitos programas que já estimem de forma satisfatória a produção de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, a grande maioria desses programas utiliza como dados de entrada valores medidos de irradiância e temperatura do ar. Há programas que utilizam redes neurais para obtenção desses dados (Mellit e Pavan, 2010), e outros que valem-se de funções de densidade de probabilidade de ocorrência de determinados valores de irradiância e temperatura do ar (Hernandez, Gordillo, Vallejo, 2013), mas ainda assim dependem de valores medidos para efetuar o cálculo.

Muitas localidades carecem de um banco de dados medidos, ou, se possuem, são em quantidade aquém do ideal para estimativas mais precisas. No Brasil, a série mais longa de dados medidos é da estação da rede SONDA para a localidade de Florianópolis – SC, com pouco mais de 10 anos (Luiz et al., 2012), muito aquém dos 30 anos recomendados pelo método SANDIA para estimativas mais precisas.

Recentemente, muitos estudos vêm sendo realizados valendo-se de modelos de céu claro. Embora ainda hoje a utilização de dados reais nas estimativas, tais como AMT local, seja a maneira mais eficiente para estimar corretamente a radiação local, ele necessita de dados de entrada de radiação global. Os modelos de céu claro atuais, como o Modelo de ESRA (Wald et al., 1999 apud Rigollier et al., 2000) necessita geralmente de apenas um dado de entrada que pode ser aproximado para diversas regiões: os coeficientes de Turbidez de Linke (TL).

A implementação de modelos de céu claro mais precisos para estimativas de radiação local podem eximir a necessidade de um banco de dados para as estimativas necessárias de uma dada localidade, abrindo margem para o desenvolvimento de ferramentas computacionais para estimativas energéticas também em localidades que carecem de banco de dados, além de localidades onde há pouca quantidade de dados medidos.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O capítulo 2 apresenta toda revisão necessária para o desenvolvimento do trabalho, desde o equacionamento necessário para o cálculo da irradiância para superfícies inclinadas, a partir do cálculo da irradiância horizontal pelo Modelo de ESRA e dos dados reais do AMT.

O capítulo 3 apresenta o equacionamento para o sistema fotovoltaico, com o equacionamento da célula e do inversor c.c./c.a.

O capítulo 4 apresenta um esquema das etapas cumpridas nas simulações de produção de energia em SFCR, bem como a metodologia empregada na obtenção dos dados de temperatura do ar para dias ensolarados, utilizada na simulação com o cálculo de irradiância pelo Modelo de Hottel (1976), a fim de verificar a influência da temperatura do ar no aquecimento da célula, em relação à irradiância.

O capítulo 5 traz os resultados obtidos pelas simulações. São apresentados os coeficientes de turbidez de Linke para a região de Porto Alegre – RS, bem como os resultados de produção de energia a partir do Modelo de ESRA e dados reais, além da comparação entre a energia produzida pelas duas tecnologias de módulos FV empregadas nas simulações, e diferentes inclinações.

O capítulo 6 traz as considerações finais a respeito do trabalho, bem como as sugestões de trabalhos que possam ser desenvolvidos a partir do presente estudo.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nas sessões seguintes serão apresentados alguns conhecimentos teóricos que fundamentam a elaboração do presente estudo, justificando alguns vieses tomados ao longo do trabalho referentes aos métodos utilizados para cálculo e validação dos objetivos propostos. Os equacionamentos são utilizados nas rotinas computacionais elaboradas para o cálculo de estimativa de produção de energia elétrica. Inicialmente, uma breve revisão de alguns estudos similares realizados, que de alguma forma contribuíram com ideias a fim de formular o escopo do presente trabalho, será mostrada a seguir.

2.1 REVISÃO DE TRABALHOS E ESTUDOS SIMILARES DE SIMULAÇÃO DE SISTEMAS A PARTIR DE DADOS DE RADIAÇÃO E TEMPERATURA DO AR

Pinto Filho, Macêdo e Pinho (2012) aperfeiçoaram um programa desenvolvido na plataforma GUIDE, no MATLAB. Além de estimar a energia elétrica produzida com conexão à rede elétrica, o programa mostra graficamente os parâmetros de configuração do sistema analisado. Os dados de entrada são arquivos medidos de irradiância e temperatura do módulo, a intervalos de 5 minutos. A temperatura do módulo foi aproximada à temperatura de trabalho da célula. Os resultados simulados foram comparados com dados medidos para 2004, na região de São Paulo, SP. Os dados simulados aproximaram-se mais dos dados medidos para os casos em que o sistema estava sobredimensionado.

Rossi e Marini (2002) desenvolveram um software em linguagem Visual Basic, mais voltado para simulação de sistemas fotovoltaicos isolados, com armazenamento de energia em baterias. O trabalho sugere quatro ajustes anuais de posição dos módulos a fim de maximizar a produção de energia solar fotovoltaica, de acordo com cada estação do ano, além de orientação fixa. O trabalho em si não divulga resultados técnicos, a não ser o fato de o programa ter uma aplicação satisfatória para dimensionamento de redes isoladas.

Rus et al. (2010) desenvolveram uma ferramenta no Visual Basic chamada OrientSol. O programa fornece para uma determinada localidade a radiação solar global, perdas e o ângulo ótimo de orientação para os módulos. Há ainda a possibilidade de exportação de dados

para planilhas do Microsoft Excel. Os cálculos levam em conta as três componentes de radiação - direta, difusa e de albedo-, sugeridas por Perez et al (1990). O programa na configuração mostrada é voltado para as regiões da Espanha.

Mellit e Pavan (2010) desenvolveram um algoritmo baseado em redes neurais para estimar em diferentes escalas temporais a irradiância, em que basicamente busca uma função que satisfaça os dados medidos de irradiância e temperatura medidos com uma célula de referência e um sensor de temperatura PT 100. Os dados medidos para validação do programa foram obtidos na região de Trieste, Itália.

Rampinelli e Krenzinger (2009) apresentaram a descrição de um programa computacional desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS, *FVConect*, que simula matematicamente o comportamento de diversos componentes de um sistema fotovoltaico. A simulação se dá através da leitura de dados meteorológicos horários e equações para determinar o comportamento de cada componente do sistema.

Hernandez, Gordillo e Vallejo (2013) desenvolveram um algoritmo no Matlab, integrando-o ao programa *PowerFactory*, a fim de analisar o comportamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Para a obtenção da irradiância e temperatura do ar, desenvolveram um método, baseado em medições feitas na cidade de Bogotá, Colômbia, que dá para cada hora uma função de distribuição de densidade de probabilidade de ocorrência de determinados valores de ambas, os quais os mais prováveis são utilizados.

2.2 DE ONDE VEM A ENERGIA?

O Sol é uma estrela de sequência principal, ou seja, está em sua fase mais duradoura, em que transmuta, majoritariamente, hidrogênio em hélio em seu núcleo, além de processar em menor escala outros elementos.

A potência por unidade de área que a Terra recebe, proveniente das reações termonucleares ocorrentes no interior do Sol, varia pouco em termos percentuais, por razões como a variação da distância Terra-Sol – em torno de 1,7 % (Duffie e Beckman, 2006) – ou ainda por razões pouco conhecidas e confirmadas – variabilidade do diâmetro solar, ciclos solares. Para a maioria das aplicações e a efeito de estudo, é adotado o valor de 1367 W/m²

(Iqbal, 1983 apud Duffie e Beckman, 2006) como o valor da constante solar G_{sc} no topo da atmosfera terrestre, que é também adotada nas simulações feitas no presente trabalho.

2.3 MODELAGEM MATEMÁTICA

2.3.1 Geometria solar

A quantidade de energia que chega num determinado local varia ao longo do dia e do ano, e depende dos movimentos combinados de rotação e translação da Terra em torno do Sol. Em relação à rotação, é conveniente atribuir uma grandeza chamada ângulo solar horário, que correlaciona o tempo solar verdadeiro TSV ¹ a um determinado ângulo, e calcula-se pela Eq. (2.1).

$$\omega = (TSV - 12)15 \quad (2.1)$$

onde TSV corresponde ao tempo solar verdadeiro.

Em função de a Terra ter seu eixo de rotação inclinado em aproximadamente $23,5^\circ$ em relação à eclíptica, a distribuição de energia num dado local varia ao longo do ano em função dessa inclinação, tendo seu máximo aproximadamente no solstício de verão local e mínimo no solstício de inverno local. Essas diferenças tendem a ser menos acentuadas para localidades em latitudes próximas à linha do Equador (Latitude 0°). Para locais de latitudes acima de $66,5^\circ$, onde ocorre o sol da meia noite – embora, via de regra, a partir de $48,5^\circ$ ocorra o fenômeno - há disponibilidade de radiação solar por períodos muito mais longos no dia, nos solstícios de verão, embora a ascensão reta α_s do Sol seja menor, causando maior dispersão da radiação solar pela camada de atmosfera. Em compensação, a ausência de dias ensolarados é maior nos períodos em torno do solstício de inverno.

¹ A marcação do tempo se dá pela posição real do Sol no céu. O meio dia local ocorre quando o Sol cruza o meridiano local – linha imaginária que liga o Norte ao Sul geográfico.

O Sol possui dois movimentos aparentes principais na abóbada celeste: movimento diário, de leste a oeste, e movimento anual, de norte a sul. À metade desse percurso anual ocorrem os equinócios de outono e primavera, quando o Sol encontra-se sobre o equador celeste. Os maiores afastamentos do seu ponto médio denominam-se solstícios, onde atinge justamente o valor aproximado da própria inclinação do eixo terrestre, que é de $23,5^\circ$. A esse afastamento em relação ao ponto médio, dá-se o nome de declinação, que é dada pela Eq. (2.2) (Spencer, 1971 apud Duffie e Beckman, 2006)

$$\delta = \left(\frac{180}{\pi} \right) [0,006918 - 0,399912 \cos(B) + 0,070257 \operatorname{sen}(B) - 0,006758 \cos(2B) + 0,000907 \operatorname{sen}(2B) - 0,002697 \cos(3B) + 0,00148 \operatorname{sen}(3B)] \quad (2.2)$$

onde B se calcula através da Eq. (2.3)

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad (2.3)$$

e n é o número do dia analisado, variando de 1 a 365.

O ponto médio é alcançado nos equinócios, e ocorre quando o Sol encontra-se no equador celeste, que nada mais é que a projeção celeste do equador terrestre.

A variação da irradiância solar extraterrestre num plano normal à sua incidência – G_{on} - no que diz respeito à variação da distância Terra-Sol ao longo do ano é dada pela Eq. (2.4) (Spencer, 1971 apud Duffie e Beckman, 2006)

$$G_{on} = G_{sc} [1,000110 + 0,034221 \cos(B) + 0,001280 \operatorname{sen}(B) + 0,000716 \cos(2B) + 0,000077 \operatorname{sen}(2B)] \quad (2.4)$$

onde G_{sc} é o valor atribuído à irradiância no topo da atmosfera – constante solar.

A Fig. (2.1) ilustra graficamente a variação de G_{on} ao longo do ano em função do número do dia. Nota-se que o mínimo de irradiância no topo da atmosfera correspondente ao afélio terrestre ocorre ao meio do ano, mais precisamente no dia 4 de julho.

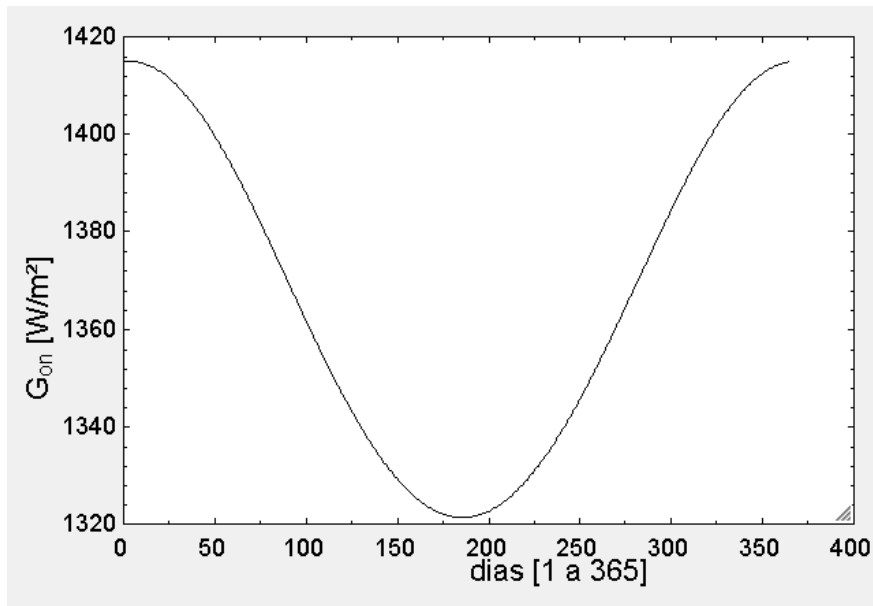


Figura 2. 1 Variação anual da irradiância extraterrestre num plano normal à sua incidência

A variação da posição solar em relação à normal de uma superfície arbitrária é dada pela Eq. (2.5), adaptada de Duffie e Beckmann (2006)

$$\theta_s = \cos^{-1}[\text{sen } \delta \text{sen } \varphi \cos \beta - \text{sen } \delta \cos \varphi \text{sen } \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \text{sen } \varphi \text{sen } \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \text{sen } \beta \text{sen } \gamma \text{sen } \omega] \quad (2.5)$$

onde,

β é a inclinação do painel FV em relação à horizontal ($0^\circ < \beta \leq 90^\circ$)

δ é a declinação solar ($-23,5^\circ < \delta < 23,5^\circ$)

φ a latitude local ($-90^\circ < \varphi < 90^\circ$)

γ é o ângulo para o qual a normal da superfície aponta em relação aos pontos cardeais.

Para o Sul, 0° , Norte, 180° , Leste, -90° e Oeste, 90° .

ω é o ângulo horário, e corresponde ao afastamento do Sol em relação ao meridiano local, sendo zero ao meio-dia local, manhã negativa e tarde positiva.

A quantidade de horas de céu claro disponível varia dia após dia, e é calculada pela Eq. (2.6)

$$N = \frac{2}{15} \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta) \quad (2.6)$$

onde φ e δ são a latitude local e a declinação solar, respectivamente. Para estimar o horário de nascer (SR) e pôr do Sol (SS), basta somar ou subtrair $N/2$, calculado pela Eq. (2.6), de 12, conforme mostram as Eq. (2.7), para nascer do Sol, e Eq. (2.8), para pôr do Sol.

$$SR = 12 - \frac{N}{2} \quad (2.7)$$

$$SS = 12 + \frac{N}{2} \quad (2.8)$$

A partir das Eq. (2.7) e Eq. (2.8), combinando-se com a Eq. (2.1), estimam-se os ângulos de nascer (Eq.(2.9)) e pôr do Sol (Eq.(2.10)).

$$\omega_{SR} = (SR - 12)15 \quad (2.9)$$

$$\omega_{SS} = (SS - 12)15 \quad (2.10)$$

2.3.2 Cálculo da massa de ar

O cálculo da massa de ar é importante para a correta estimativa da quantidade de radiação solar incidente numa superfície arbitrariamente inclinada. Basicamente, o valor da massa de ar varia com a elevação solar, tendo seu menor valor na máxima elevação solar – Sol no zênite.

A equação para o cálculo da massa de ar é dada pela Eq. (2.11) (Kasten e Young, 1989)

$$m_r = \frac{1 - \frac{Z}{10^4}}{\left[\sin \alpha_s^{true} + 0,50572(57,2957 \alpha_s^{true} + 6,07995)^{-1,6364} \right]} \quad (2.11)$$

onde Z é a altitude, expressa em metros ($0 < Z < 4000$). O termo α_s^{true} corresponde ao desvio da elevação solar pela refração da luz solar na atmosfera, conforme mostra a Eq. (2.12)

$$\alpha_s^{true} = \alpha_s + \Delta \alpha_{ref} \quad (2.12)$$

onde $\Delta \alpha_{ref}$ calcula-se pela Eq. (2.13)

$$\Delta \alpha_{ref} = 0,061359 \frac{0,1594 + 1,1203 \alpha_s + 0,06565 \alpha_s^2}{1 + 28,9344 \alpha_s + 277,3971 \alpha_s^2} \quad (2.13)$$

O termo α_s é a elevação solar, dada pela Eq. (2.14)

$$\alpha_s = 90 - \theta_z \quad (2.14)$$

onde θ_z é o ângulo zenital, calculado pela Eq. (2.15)

$$\theta_z = \cos^{-1} [\cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta] \quad (2.15)$$

2.3.3 Modelos de Radiação

A literatura reporta diversos modelos de radiação propostos ao longo dos anos. Recentemente, o estudo por modelos de céu claro vem ganhando espaço no meio acadêmico, devido principalmente ao aperfeiçoamento dos modelos matemáticos, que tornam as estimativas mais próximas da realidade, e da conseqüente crescente ausência de necessidade de um banco de

dados para a realização de estimativas. Rigollier e Wald (2000) analisam diversos modelos de céu claro, dentre os quais alguns modelos que dependem apenas da elevação solar α_s e outros que, além da elevação solar, dependem também dos coeficientes de turbidez de Linke (TL) locais. Os modelos mais precisos são os que consideram os coeficientes de turbidez. Dentre estes, concluem que o Modelo de ESRA é o que retorna resultados mais satisfatórios.

Ineichen (2006) comparou os resultados de oito modelos de céu claro com dezesseis bancos de dados diferentes. Conforme concluiu, o mais relevante para uma boa estimativa é a entrada correta dos dados de turbidez locais. A escolha de um determinado modelo é secundária.

Partindo desses pressupostos, optou-se pela utilização de dois modelos de céu claro: Modelo de Hottel (1976) e Modelo de ESRA. O Modelo de Hottel, embora leve em consideração apenas a elevação solar, sem falar nos coeficientes gerais para tipos de clima, é de mais fácil implementação. Já o Modelo de ESRA é o modelo de céu claro mais utilizado atualmente. As simulações de produção de energia em SFCR a partir do Modelo de ESRA devem ser comparadas com as simulações a partir do AMT para Porto Alegre. Como as simulações serão feitas em superfícies inclinadas, utilizar-se-á o Modelo de Perez (1990) para transpor a irradiância horizontal para aquela incidente em uma superfície com inclinação arbitrária. Caso haja relativa proximidade entre os resultados obtidos pelo Modelo de ESRA e a utilização do AMT, o Modelo de ESRA pode substituir satisfatoriamente este último, eximindo-se da necessidade de um banco de dados sempre que necessário estimar valores de radiação.

2.3.3.1 Ano Meteorológico Típico (AMT) para Porto Alegre, RS

O AMT de Porto Alegre, RS, foi elaborado a partir da seleção de dados medidos pela estação automática A801 do INMET, localizada em Porto Alegre. Segundo Souza e Macagnan (2013), fez-se, para cada mês, a escolha do respectivo mês que melhor representa todos os mesmos meses da base de dados. Primeiramente, extraiu-se uma função de distribuição cumulativa (FDC) dos dados de irradiância dos meses da base de dados completa e uma FDC dos dados de irradiância dos meses de cada ano. As duas distribuições foram então comparadas pelo método de Komolgorov-Smirnov para seleção do melhor mês que representasse um ano típico.

Os dados utilizados a partir do AMT são a irradiância global horizontal. As componentes de irradiância direta e difusa horizontal foram obtidas através da correlação de Erbs (Erbs et al.

apud Duffie e Beckman, 2006), conforme condição apresentada nas Eq. (2.16a), (2.16b) e (2.16c)

$$\frac{G_d}{G_a} = 1,0 - 0,09k_t, \text{ para } k_t \leq 0,22 \quad (2.16a)$$

$$\frac{G_d}{G_a} = 0,9511 - 0,1604k_t + 4,388k_t^2 - 16,638k_t^3 + 12,336k_t^4, \text{ para } 0,22 < k_t \leq 0,80 \quad (2.16b)$$

$$\frac{G_d}{G_a} = 0,165, \text{ para } k_t > 0,80 \quad (2.16c)$$

onde k_t corresponde à fração de radiação global incidente numa superfície horizontal em relação à irradiância no topo da atmosfera, incidente em uma superfície com a mesma orientação, sendo calculado pela Eq. (2.17)

$$k_t = \frac{G_a}{G_o} \quad (2.17)$$

onde G_o corresponde à radiação solar horizontal no topo da atmosfera. G_o é dado pela Eq. (2.18)

$$G_o = G_{sc} (1,000110 + 0,034221 \cos B + 0,001280 \sin B + 0,000719 \cos 2B + 0,000077 \sin 2B) \cos \theta_z \quad (2.18)$$

A partir de G_d , obtém-se a irradiância direta horizontal, calculada pela Eq. (2.19)

$$G_b = G_a - G_d \quad (2.19)$$

2.3.3.2 Modelo de Hottel

Hottel (1976) sugeriu um método para estimar a radiação de céu claro, com visibilidade de 23 km e 5 km, com um erro máximo menor que 1 %. A Eq. (2.20) calcula a transmissividade τ_b

$$\tau_b = a_0 + a_1 e^{\left(\frac{k}{\cos \theta_z}\right)} \quad (2.20)$$

onde a_0 , a_1 e k são constantes de ajuste utilizadas para quatro tipos de clima sugeridos, e θ_z é o ângulo zenital formado entre a posição do Sol e o zênite, dado pela Eq. (2.15). As constantes são calculadas pelas relações que seguem na Eq. (2.21), Eq. (2.22) e Eq. (2.23)

$$a_0 = r_0 a_0^* \quad (2.21)$$

$$a_1 = r_1 a_1^* \quad (2.22)$$

$$k = r_k k^* \quad (2.23)$$

onde r_0 , r_1 e r_k são constantes dadas conforme segue na Tab. (2.3).

Tabela 2. 1 Fatores de correção para tipos climáticos

Clima	r_0	r_1	r_k
Tropical	0,95	0,98	1,02
Latitude média verão	0,97	0,99	1,02
Latitude média inverno	1,03	1,01	1,00
Verão subártico	0,99	0,99	1,01

As constantes a_0^* , a_1^* e k^* são calculadas, para visibilidade de 23 km, pela Eq. (2.24), Eq. (2.25) e Eq. (2.26).

$$a_0^* = 0,4237 - 0,00821(6 - A)^2 \quad (2.24)$$

$$a_1^* = 0,5055 - 0,00595(6,5 - A)^2 \quad (2.25)$$

$$k^* = 0,2711 - 0,01858(2,5 - A)^2 \quad (2.26)$$

onde A é a altitude em km. Hottel sugere que os cálculos sejam feitos para altitudes não maiores que 2,5 km, para que haja maior confiabilidade nos resultados. Além do modelo utilizado no presente estudo, Hottel sugere outro modelo para visibilidade de até 5 km.

Finalmente, com a obtenção de τ_b , é possível calcular a irradiância incidente na superfície terrestre, G_{cnb} , através da Eq. (2.27)

$$G_{cnb} = G_{on} \tau_b \quad (2.27)$$

onde G_{on} é obtido pela Eq. (2.4). O produto de G_{cnb} por $\cos \theta_s$ resulta na irradiância incidente em um plano inclinado arbitrariamente, como mostra a Eq. (2.28)

$$G_{cb} = G_{cnb} \cos \theta_s \quad (2.28)$$

onde θ_s é calculado pela Eq. (2.5).

2.3.3.3 Modelo de ESRA

O Modelo de ESRA - *European Solar Radiation Atlas* – (Wald et al. 1999, apud Rigollier et al., 2000) é o modelo de céu claro mais usado atualmente. Além da elevação solar, depende também dos coeficientes de turbidez de Linke para a localidade.

A componente direta horizontal é obtida através da Eq. (2.29)

$$G_b = G_{on} \sin \alpha_s e^{-0,8662TLm_r \delta_r} \quad (2.29)$$

onde m_r é a massa de ar, calculada pela Eq. (2.11) e δ_r a profundidade ótica de Kasten – Rayleigh, calculada pela Eq. (2.30), para $m_r \leq 20$, α_s é a elevação solar e TL é o coeficiente de

turbidez de Linke.

$$\delta_r = [6,62960 + 1,75130m_r - 0,12020m_r^2 + 0,00650m_r^3 - 0,00013m_r^4]^{-1} \quad (2.30)$$

A componente difusa G_d é obtida através da Eq. (2.31)

$$G_d = G_{on} F_d(\gamma_s) T_n(TL) \quad (2.31)$$

onde F_d é a função angular difusa, dependente da elevação solar α_s , e T_n é a função de transmissão difusa, dependente do coeficiente de turbidez de Linke TL . T_n e F_d são obtidos, respectivamente, pelas Eq. (2.32) e (2.33)

$$T_n(TL) = -0,015843 + 0,030543TL + 0,0003797TL^2 \quad (2.32)$$

$$F_d(\gamma_s) = A_0 + A_1 \text{sen} \alpha_s + A_2 \text{sen}^2 \alpha_s \quad (2.33)$$

onde A_0 , A_1 e A_2 são calculados pelas Eq. (2.34), (2.35) e (2.36), respectivamente.

$$A_0 = 0,26463 - 0,061581TL + 0,0031408TL^2 \quad (2.34)$$

Para valores de $TL > 6$, A_0 retorna valores negativos. Para isso, é utilizada a seguinte condição:

$$\text{se } A_0 T_n(TL) < 0,0022, A_0 = 0,0022 / T_n(TL)$$

$$A_1 = 2,04020 + 0,018945TL - 0,01116TL^2 \quad (2.35)$$

$$A_2 = -1,3025 + 0,03923TL - 0,0085079TL^2 \quad (2.36)$$

2.3.4 Coeficientes de Turbidez de Linke

O método mais empregado para representar a atenuação atmosférica aos raios solares é através dos coeficientes de Turbidez de Linke, o qual representa a turbidez atmosférica causada por aerossóis e vapor d'água, indicando o número de atmosferas secas e limpas que seriam necessárias para obter a mesma atenuação (Dal Pai, Escobedo e Assunção, 2002).

Para as estimativas de céu claro na região de Porto Alegre, foi necessário obter esses coeficientes. Para isso, utilizou-se o método de Karayel et al. (1984), que é dado de acordo com a Eq. (2.37).

$$TL = \frac{\ln\left(\frac{G_{sc}}{G_b}\right)}{m_r \delta_r} \quad (2.37)$$

onde G_{sc} é a constante solar, G_b é a radiação direta na horizontal, m_r é a massa de ar, calculada pela Eq. (2.11), e δ_r a espessura ótica de Kasten – Rayleigh, calculada pela Eq. (2.30).

É importante frisar que, como esses coeficientes são estimativas locais, é necessário que haja algum dado de entrada. Nesse caso, G_b é o dado de entrada, e foi obtido do AMT para a região de Porto Alegre-RS. Karayel et al. (1984) sugerem ainda a seguinte condição para os valores de I_b :

$$G_b \geq 200 \text{ W/m}^2$$

e, desta condição,

$$\frac{I_d}{I} < \frac{1}{3}$$

Além disso, o método sugere a utilização somente de dias completamente ensolarados.

2.3.5 Transposição da irradiância na horizontal para superfícies inclinadas: Modelo de Perez

O Modelo de Perez (Perez et al., 1990) é um modelo que estima a quantidade de radiação em superfícies arbitrariamente inclinadas, tendo como dado de entrada valores de irradiância na horizontal calculados ou medidos.

Basicamente, o modelo divide a radiação global em três componentes: radiação direta, difusa e de albedo, que são, respectivamente, a radiação direta que provém do disco solar, a radiação que corresponde ao restante do céu e a radiação refletida pela superfície horizontal.

A soma das três componentes pode ser expressa conforme segue na Eq. (2.38) (Perez, 1990)

$$G_{\beta} = G_b R_b + G_d (1 - F1) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + G_d F1 \left(\frac{a}{b} \right) + G_d F2 \text{sen} \beta + G \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.38)$$

onde G_b é a irradiância direta horizontal e G_d a irradiância difusa.

R_b é a razão entre o ângulo formado pela normal da superfície arbitrariamente inclinada e o Sol pelo ângulo zenital, e é dado pela Eq. (2.39)

$$R_b = \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_z} \quad (2.39)$$

A razão a/b correlaciona a posição solar com os ângulos de nascimento e pôr do Sol, assumindo que um ângulo seja adjacente ao outro. Neste caso, a é calculado pela Eq. (2.40)

$$a = (\text{sen} \delta \text{sen} \varphi \cos \beta - \text{sen} \delta \cos \varphi \text{sen} \beta \cos \gamma) \left(\frac{(\omega_{SS} - \omega_{SR}) \pi}{180} \right) + (\cos \delta \cos \varphi \cos \beta + \cos \delta \text{sen} \varphi \text{sen} \beta \cos \gamma (\text{sen} \omega_2 - \text{sen} \omega_1) - \cos \delta \text{sen} \beta \text{sen} \gamma (\cos \omega_{SS} - \cos \omega_{SR})) \quad (2.41)$$

e b pela Eq. (2.42)

$$b = (\cos \varphi \cos \delta)(\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + (\sin \varphi \sin \delta) \left(\frac{(\omega_{SS} - \omega_{SR})\pi}{180} \right) \quad (2.42)$$

resultando na razão expressa pela Eq. (2.43)

$$0 < \frac{a}{b} \leq 1 \quad (2.43)$$

A refletividade do solo (ou albedo) ρ_g corresponde ao percentual de radiação global refletido pelo solo na superfície arbitrariamente inclinada. A Tab. (2.3) ilustra o albedo de alguns materiais

Tabela 2. 2 Refletividade de alguns materiais

Material	Asfalto	Grama	Neve	Alumínio
Albedo (%)	9	24	60	85

As constantes $F1$ e $F2$, que são função dos coeficientes de brilho para o Céu Anisotrópico, Δ , de Perez e são obtidas através das Eq. (2.44) e (2.45).

$$F1 = f_{11} + f_{12}\Delta + \frac{\pi\theta_z}{180} f_{13} \quad (2.44)$$

$$F2 = f_{21} + f_{22}\Delta + \frac{\pi\theta_z}{180} f_{23} \quad (2.45)$$

Para obter os coeficientes de brilho, dispostos na Tab. (2.4), é necessário calcular ε , que correlaciona as componentes direta e difusa com o ângulo zenital, conforme mostra a Eq. (2.46)

$$\varepsilon = \frac{\frac{G_d + G_{b,n}}{G_d} + 1 + [5,535(10^{-6})]\theta_z^3}{1 + [5,535(10^{-6})]\theta_z^3} \quad (2.46)$$

onde a irradiância solar direta normal $G_{b,n}$ é calculada pela Eq. (2.47)

$$G_{b,n} = \frac{G_b}{\cos \theta_z} \quad (2.47)$$

Δ correlaciona a massa de ar m_r com a razão entre a irradiância difusa e a irradiância extraterrestre, calculada pela Eq. (2.4). O valor de Δ se obtém através da Eq. (2.48)

$$\Delta = m_r \frac{G_d}{G_{on}} \quad (2.48)$$

A Tab. (2.4) ilustra os intervalos de ε e os respectivos coeficientes de brilho empregados nas Eq. (2.44) e (2.45)

Tabela 2. 3 Coeficientes de Brilho para o Céu Anisotrópico de Perez.

Fonte: adaptado de Perez et al. (1990)

Intervalo de ε	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
1,000- 1,065	-0,008	0,588	-0,062	-0,060	0,072	-0,022
1,065 – 1,230	0,130	0,683	-0,151	-0,019	0,066	-0,029
1,230- 1,5000	0,330	0,487	-0,221	0,055	-0,064	-0,026
1,500 – 1,950	0,568	0,187	-0,295	0,109	-0,152	0,014
1,950 – 2,800	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001
2,800 – 4,500	1,132	-1,237	0,412	0,288	-0,823	0,056
4,500 – 6,200	1,060	1,600	-0,359	0,264	-1,127	0,131
6,200 - ∞	0,678	-0,327	-0,250	0,156	-1,377	0,251

3 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

O sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) é o objeto de simulação deste trabalho. Um SFCR é basicamente um sistema constituído de módulos fotovoltaicos e inversores. Como a corrente gerada pelos módulos é contínua e a rede elétrica trabalha em corrente alternada, a conexão passa por um inversor que converte a corrente contínua em corrente alternada, conectando-se então à rede elétrica.

A Fig. (3.1) ilustra esquematicamente um SFCR, que foi utilizada para as simulações feitas para o presente trabalho.

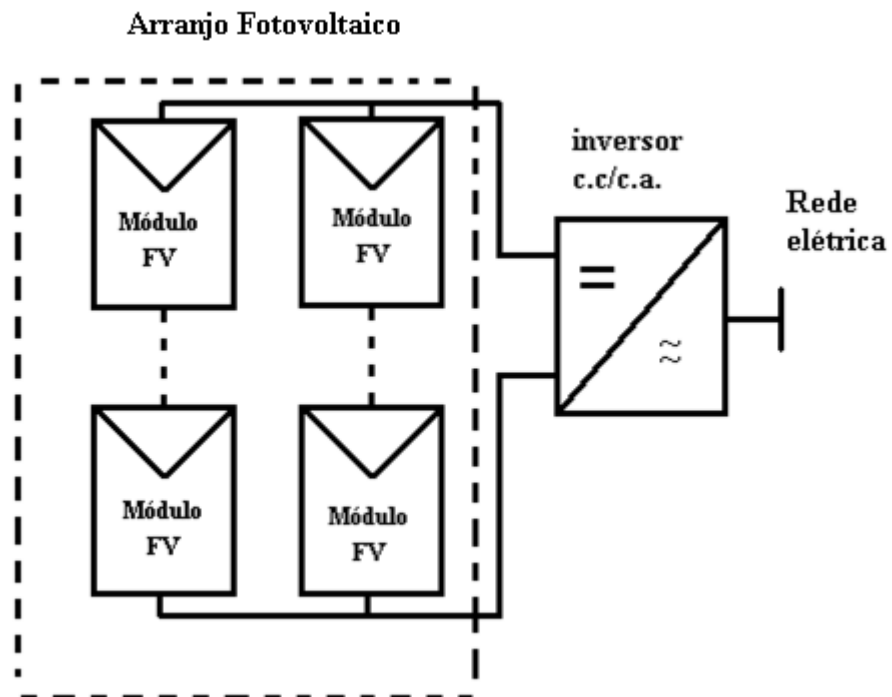


Figura 3. 1 Esquema básico de um SFCR

3.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA

A célula fotovoltaica é a parte sensível à irradiância solar. É ela a responsável pela

produção de eletricidade no módulo, que é, por sua vez, um conjunto dessas células associadas em série e/ou paralelo. A célula fotovoltaica comumente empregada tem como material de base o silício. Para sua utilização comercial, o silício passa por um processo chamado de dopagem, e que acresce-se um percentual de outro elemento ao silício puro. Quando a tecnologia é do tipo n , há um elemento com cinco elétrons em sua banda de valência, um a mais que o silício, o que aumenta o número de portadores de carga negativa. Geralmente utiliza-se o fósforo como elemento dopante nesse caso. Já quando a tecnologia do semiconductor é do tipo p , há um elemento com três elétrons na sua banda de valência, geralmente o boro, o que cria um número maior de lacunas, que comportam-se como ‘cargas positivas’ no material. Com a junção destes semicondutores, ocorre a migração de elétrons de n para p , até o momento em que se estabelece uma diferença de potencial entre a junção. A Fig. (3.2) ilustra um exemplo de célula solar fotovoltaica de silício monocristalino (a) e de silício multicristalino (b).

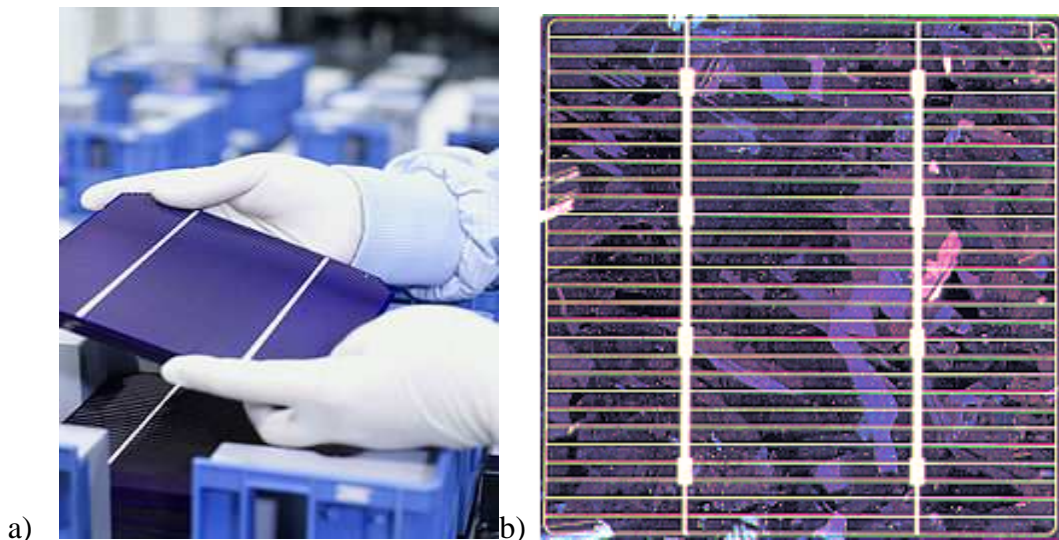


Figura 3. 2 Exemplo de célula solar fotovoltaica de silício monocristalino (a) – e silício multicristalino (b).

Fonte: *Wikipedia/Solar cell*; CRESESB

A Eq. (3.1) é a equação característica da célula fotovoltaica, a qual abrange todos os fatores que influenciam na corrente de saída da célula, conforme definida por Wenham et al. (2007).

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\left(\frac{q(V + IR_S)}{k_b T_c} \right)} - 1 \right) - \left(\frac{V + IR_S}{R_{sh}} \right) \quad (3.1)$$

onde R_{sh} é a resistência paralela da célula, correspondente às imperfeições da junção $p-n$, R_s é a resistência série, que corresponde às resistências de contato, V é a tensão de saída, I é a corrente de saída da célula, I_0 é a corrente de polarização do diodo modelo, I_L é a corrente gerada pela célula, q é a carga elementar do elétron, k_b é a constante de Boltzmann e T_c é a temperatura da célula.

A Fig. (3.3) ilustra diferentes curvas típicas $I \times V$, sob diferentes valores de irradiância e temperatura da célula. Nota-se que a corrente elétrica da célula é mais suscetível à mudança de intensidade de irradiância e a tensão da célula é mais suscetível à variação de sua temperatura.

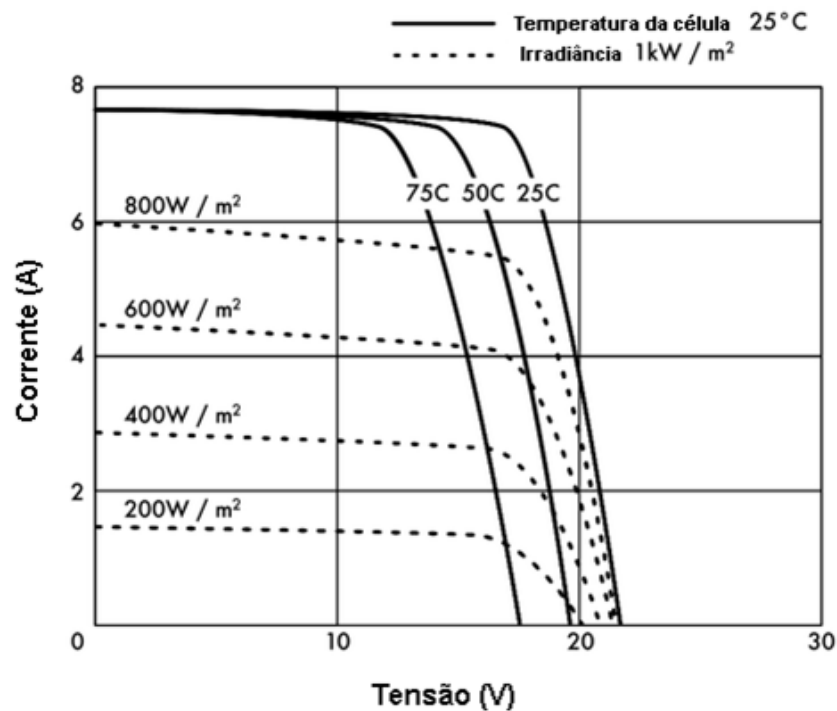


Figura 3. 3 Curvas de variação de corrente e tensão de um módulo FV em função da irradiância e temperatura de operação

Fonte: *Wirelesspt/Energia Solar*

3.1.1 Temperatura de operação da célula solar fotovoltaica

A obtenção da temperatura de célula é importante para uma estimativa satisfatória da produção de energia, pois a temperatura influencia na eficiência global do sistema. Conforme pode-se observar na Fig. (3.3), o aumento da temperatura da célula faz sua tensão cair, o que impacta diretamente na queda de sua eficiência. Há uma diminuição relativamente considerável da tensão de circuito aberto V_{oc} , calculada pela Eq. (3.9), e um pequeno aumento da corrente de curto-circuito I_{sc} , calculada pela Eq. (3.8).

A tensão da célula na condição padrão é calculada pela Eq. (3.2).

$$V_{cT0} = m \left(\frac{k_b}{e} \right) T_{c0} \quad (3.2)$$

onde m é o fator de idealidade da célula, k_b e e são a constante de Boltzmann e a carga do elétron, respectivamente, e T_{c0} a temperatura da célula na condição padrão (1000 W/m², AM 1,5 G e 25°C).

A Eq. (3.3) calcula o fator de forma na condição padrão

$$FF_0 = \frac{I_{cmáx} V_{cmáx}}{V_{oc0} I_{sc0}} \quad (3.3)$$

onde $I_{cmáx}$ e $V_{cmáx}$ são a corrente e tensão máximas da célula, respectivamente, V_{oc0} e I_{sc0} a tensão de circuito aberto e a corrente de curto circuito na condição padrão, respectivamente.

A Eq. (3.4) calcula o fator de forma da célula a partir do fator de forma na condição padrão.

$$FF = \frac{V_{oc0} - \log(V_{oc0} + FF_0)}{V_{oc0} + 1} \quad (3.4)$$

A Eq. (3.5) calcula a resistência série da célula

$$R_s = \left(1 - \frac{FF}{FF_0}\right) \left(\frac{V_{oc0}}{I_{sc0}}\right) \quad (3.5)$$

A Eq. (3.6) calcula a tensão de operação da célula

$$V_{cT} = m \left(\frac{k_b}{e}\right) T_c \quad (3.6)$$

onde T_c é a temperatura de operação da célula, calculada pela Eq. (3.7)

$$T_c = T_a + G_a \left(\frac{T_{noct} - 20}{800}\right) \quad (3.7)$$

onde G_a é a irradiância na célula, T_a a temperatura do ar e T_{noct} a temperatura nominal de operação da célula, de 47 °C.

A Eq. (3.8) calcula a variação da corrente de curto circuito com a temperatura da célula

$$I_{sc} = \frac{G_a}{G_{a0}} [I_{sc0} + Cu_{Isc} (T_c - T_{c0})] \quad (3.8)$$

onde G_{a0} é a irradiância na célula na condição padrão, 1000 W/m², I_{sc0} a corrente de curto circuito na condição padrão, Cu_{Isc} o coeficiente de variação da corrente de curto circuito com a temperatura da célula e T_{c0} a temperatura da célula na condição padrão, 25 °C.

A Eq. (3.9) calcula a variação da tensão de circuito aberto com a temperatura da célula

$$V_{oc} = V_{oc0} + Cu_{Voc} (T_c - T_{c0}) \quad (3.9)$$

onde V_{oc0} é a tensão de circuito aberto na condição padrão e Cu_{Voc} o coeficiente de variação de tensão de circuito aberto com a temperatura da célula.

A partir desse equacionamento, obtêm-se os dados de saída do módulo fotovoltaico,

multiplicando-se pelo número de células que o módulo analisado possui. O restante do sistema simula-se acrescentando a quantidade desejada de módulos.

As Fig. (3.4) e Fig. (3.5) ilustram a pequena influência da variação da temperatura da célula na corrente de curto-circuito I_{sc} e na tensão de circuito aberto V_{oc} , respectivamente, em uma célula fotovoltaica. A temperatura da célula foi calculada pela Eq. (3.7). Para um dia frio (T_{a1}) e dia quente (T_{a2}), sob a mesma irradiância. As curvas geradas para I_{sc} , na Fig. (3.4) e V_{oc} , na Fig. (3.5) são para a tecnologia de silício monocristalino. As figuras foram geradas tendo como dados de entrada os valores horários dispostos na Tab. (3.1). As temperaturas T_{a1} e T_{a2} foram obtidas do INMET, e correspondem, respectivamente, às temperaturas de 22 de junho de 2012 e 21 de março de 2010, sendo respectivamente período de equinócio de outono e equinócio de primavera. O dia 21 de março de 2010 foi o dia completamente ensolarado mais recente no equinócio de outono.

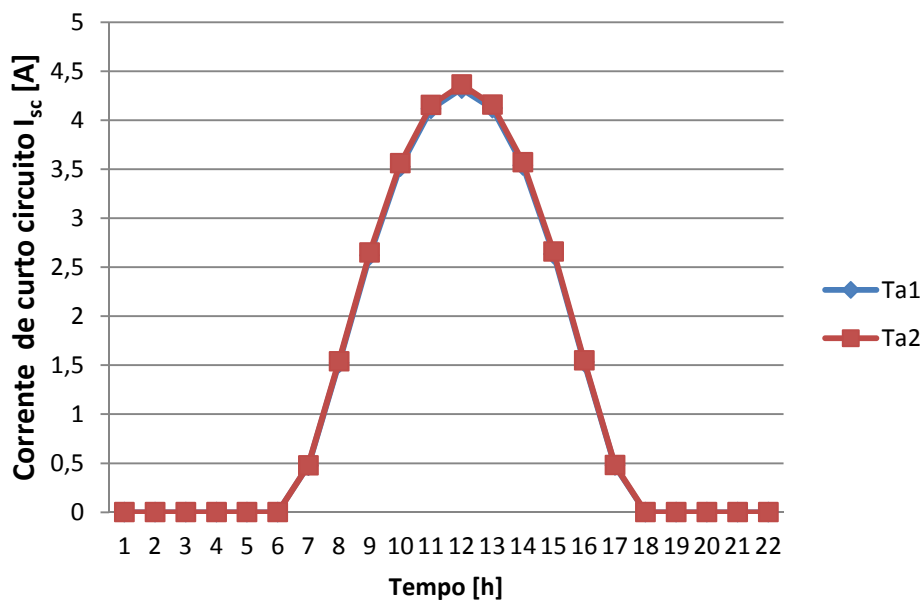


Figura 3. 4 Variação da corrente de curto-circuito I_{sc} com as temperaturas de um dia frio, T_{a1} , e dia quente, T_{a2}

Tabela 3. 1 Dados de temperatura do ar T_{a1} , T_{a2} , ao longo de um dia, representando dia frio e dia quente, respectivamente, e irradiância incidente no módulo G_a , para cada hora do dia

Tempo [h]	T_{a1} [°C]	T_{a2} [°C]	G_a [W/m ²]
1	8,9	22,2	0
2	9,3	22,1	0
3	7,7	21,9	0
4	6,5	21,6	0
5	5,6	21,5	0
6	5,3	21,1	0
7	4,8	20,7	95,7
8	4,5	20,9	306,5
9	4,9	21,8	524,5
10	7,9	23	702,0
11	9,7	24,4	816,2
12	11,1	26,3	855,6
13	12,1	26,2	816,2
14	13,1	27,6	702,0
15	13,8	28,9	524,5
16	14,1	29,4	306,5
17	14,9	30,4	95,7
18	13,2	28,4	0
19	11,4	26,6	0
20	9,8	24,9	0
21	8,9	23,6	0
22	8	23	0
23	7,6	23,2	0
24	7,2	23,4	0

Embora ocorra, a variação do pico de corrente de curto-circuito I_{sc} entre o caso 1 e 2 é pouco perceptível. O pico de corrente correspondente ao dia frio (T_{a1}), é de 4,32 A, enquanto que para o dia quente (T_{a2}) é de 4,36 A, correspondente a uma diferença de 0,91%. Nota-se que os picos coincidem com o horário em que há maior irradiância.

A queda no valor da tensão de circuito aberto é mais evidente, conforme ilustra a Fig. (3.5).

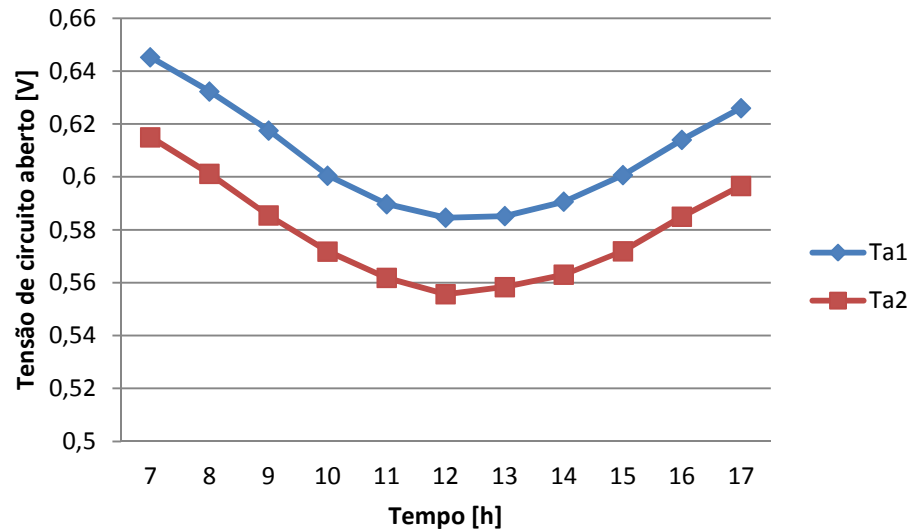


Figura 3. 5 Variação da tensão de circuito aberto V_{oc} em função da temperatura de célula para duas temperaturas do ar diferentes em dias ensolarados, onde T_{a1} representa dia frio e T_{a2} o dia quente

Nota-se que o menor valor de tensão de circuito aberto ocorre, para ambos os casos, no horário em que há maior irradiação, ou seja, ao meio-dia solar. Para o dia frio T_{a1} , o menor valor de tensão de circuito aberto é de 0,58 V, enquanto que para o dia quente T_{a2} , é de 0,55 V, 5,17 % menor. A maior diferença percentual nesse caso mostra que a temperatura da célula impacta mais na variação da tensão de circuito aberto da célula que na corrente de curto-circuito. Mesmo que sejam pequenas essas diferenças, entre o incremento de corrente de curto-circuito e queda de tensão de circuito aberto com o aumento de temperatura, verifica-se que, se há um fator dentre esses dois que possa efetivamente impactar na produção de energia, esse fator é a queda de tensão de circuito aberto.

Os valores maiores de corrente de curto circuito I_{sc} e valores menores de tensão de circuito aberto V_{oc} ocorrem basicamente nos horários próximos ao meio-dia solar. Vale lembrar que os dados obtidos para temperatura do ar e irradiação são para dias ensolarados, onde justamente a ocorrência esperada de maior irradiação é nesse horário, onde muito embora as temperaturas mais elevadas de um dia ensolarado nem sempre ocorram, havendo uma diferença de cerca de 2 a 3 horas entre a maior temperatura e a máxima irradiação no dia.

A variação desses parâmetros depende basicamente da variação de temperatura da célula T_c , calculada pela Eq. (3.7), onde T_{noct} é a temperatura nominal de operação da célula, aqui

atribuído $47\text{ }^{\circ}\text{C}$, G_a a irradiância incidente e T_a a temperatura do ar. De acordo com a Eq. (3.7), é evidente que a temperatura da célula depende tanto da temperatura do ar como da irradiância. De acordo com o anteriormente dito, quanto maior a temperatura de trabalho da célula, menor sua eficiência de conversão. Mas, analisando a equação, percebe-se que, justamente a irradiância, que é necessária para que ocorra a produção de energia elétrica, é também responsável pelo aumento da temperatura da célula T_c , que, por sua vez, acarreta numa queda de eficiência da célula.

3.2 CONVERSOR DE CORRENTE CONTÍNUA EM CORRENTE ALTERNADA (INVERSOR)

O inversor é o responsável pela conversão de corrente contínua em corrente alternada. Atualmente os bons inversores possuem eficiência em torno de 98%. Este tipo de inversor busca automaticamente na curva $I \times V$ do painel a máxima potência P_{PMP} , onde o produto da corrente I_{PMP} e tensão V_{PMP} produzidas é máximo. A potência em tal ponto é calculada pela Eq. (3.10)

$$P_{PMP} = V_{PMP} I_{PMP} \quad (3.10)$$

A Fig. (3.6) ilustra uma curva IV típica de um módulo fotovoltaico. Nota-se que o ponto de máxima potência, calculado pela Eq. (3.10), não ocorre onde há as maiores corrente e tensão da célula. Na verdade, quando a corrente é máxima, a tensão é zero, e vice-versa.

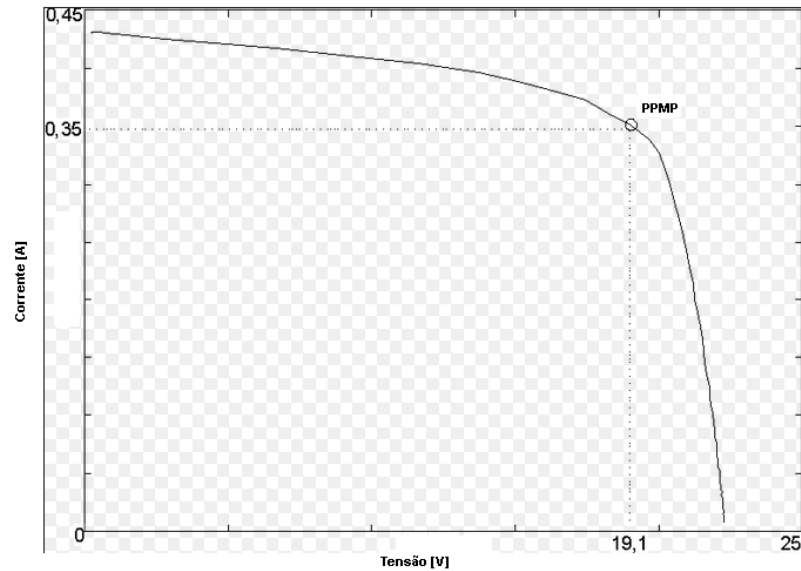


Figura 3. 6 Curva de corrente vs tensão da um módulo fotovoltaico, evidenciando o ponto de máxima potência P_{PMP} .

Fonte: Adaptado de UFRJ – Lab Fotovoltaico – Education

Para determinar a eficiência de conversão de corrente contínua (c.c.) produzida pelo painel fotovoltaico em corrente alternada (c.a.), usou-se a Eq. (3.11) do inversor, obtida por Dias (2007).

$$\eta_{INV} = \frac{(1 + k_1) + \sqrt{(1 + k_1)^2 - 4k_2 \left[k_0 - \left(\frac{P_{PMP}}{P_{inv}} \right) \right]}}{2 \left(\frac{P_{PMP}}{P_{inv}} \right) k_2} \quad (3.11)$$

onde P_{inv} é a potência nominal do inversor, k_0 , k_1 e k_2 são constantes de ajuste obtidas experimentalmente para o inversor SB 3800, utilizado nas simulações, e valem, respectivamente, 0,0187, 0,0368 e 0,0440. Essa é uma equação geral, que pode ser usada para qualquer inversor. A Fig. (3.7) ilustra a variação da eficiência do inversor ao longo de um dia ensolarado.

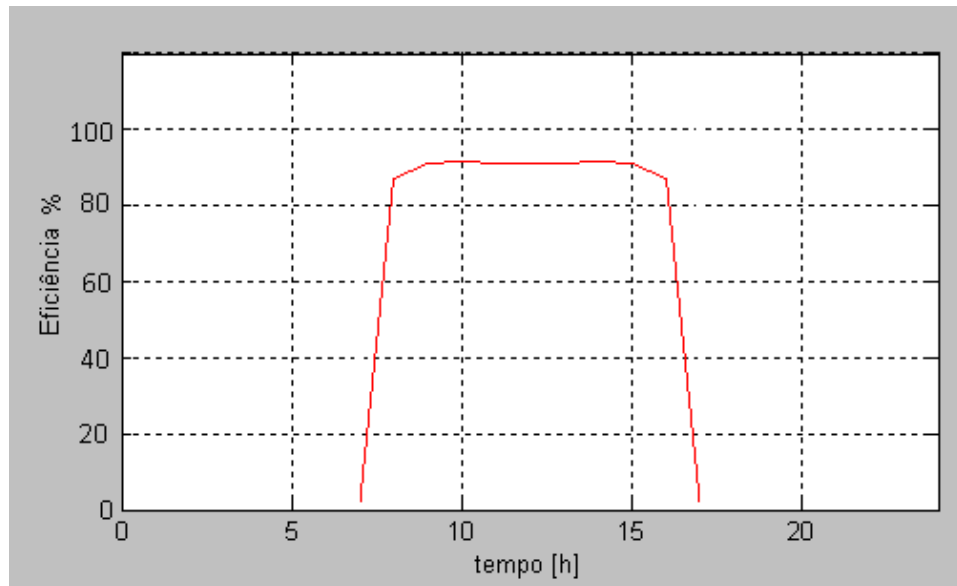


Figura 3. 7 Curva do inversor, calculada a partir da equação geral obtida por Dias (2007), para um dia ensolarado

3.4 ENERGIA ENTREGUE À REDE

A partir do inversor de corrente, a energia produzida é entregue à rede elétrica. A energia entregue à rede elétrica é calculada pela integração da potência em corrente alternada gerada em função do tempo, de acordo com a Eq. (3.12)

$$E = \int P_{ca} dt \quad (3.12)$$

onde P_{ca} corresponde à potência elétrica em corrente alternada fornecida à rede elétrica, calculada pela Eq. (3.13)

$$P_{ca} = \eta_{inv} P_{CC} \quad (3.13)$$

onde η_{inv} é a eficiência do inversor e P_{CC} é a potência em corrente contínua, calculada pela Eq. (3.14)

$$P_{CC} = \eta_{PMP} P_{PMP} \quad (3.14)$$

onde η_{PMP} é a eficiência do sistema no ponto de máxima potência e P_{PMP} é a potência no ponto de máxima potência.

4 METODOLOGIA

A partir do equacionamento que modela toda irradiância disponível, desde o posicionamento solar até o cálculo para obtenção das componentes direta e difusa, passando pelo equacionamento para a célula e inversor, os dados pertinentes para as análises energéticas são obtidos.

O Modelo de Hottel (1976) foi utilizado como modelo independente para analisar o impacto do aumento da temperatura da célula do ponto de vista da variação da irradiância incidente e da temperatura do ar. As análises iniciais deram-se na comparação entre a energia gerada a partir da irradiância horizontal calculada pelo modelo de céu claro de ESRA e os dados medidos obtidos do AMT de Porto Alegre.

Com o Modelo de Perez (1990), obtiveram-se os valores de irradiância para superfícies inclinadas a partir dos dados de irradiância horizontal do AMT e do Modelo de ESRA. A obtenção dos valores médios mensais de turbidez atmosférica para Porto Alegre foi necessária para fins de implementação do Modelo de ESRA.

Por fim, analisou-se a produção de energia com as duas tecnologias de células empregadas nas simulações, sob duas inclinações diferentes, a partir dos dados do AMT, visto que o Modelo de ESRA superestima a irradiância para a região de Porto Alegre.

A Fig. (4.1) ilustra esquematicamente as etapas a serem cumpridas no objetivo de modelar a radiação e estimar a energia entregue à rede.

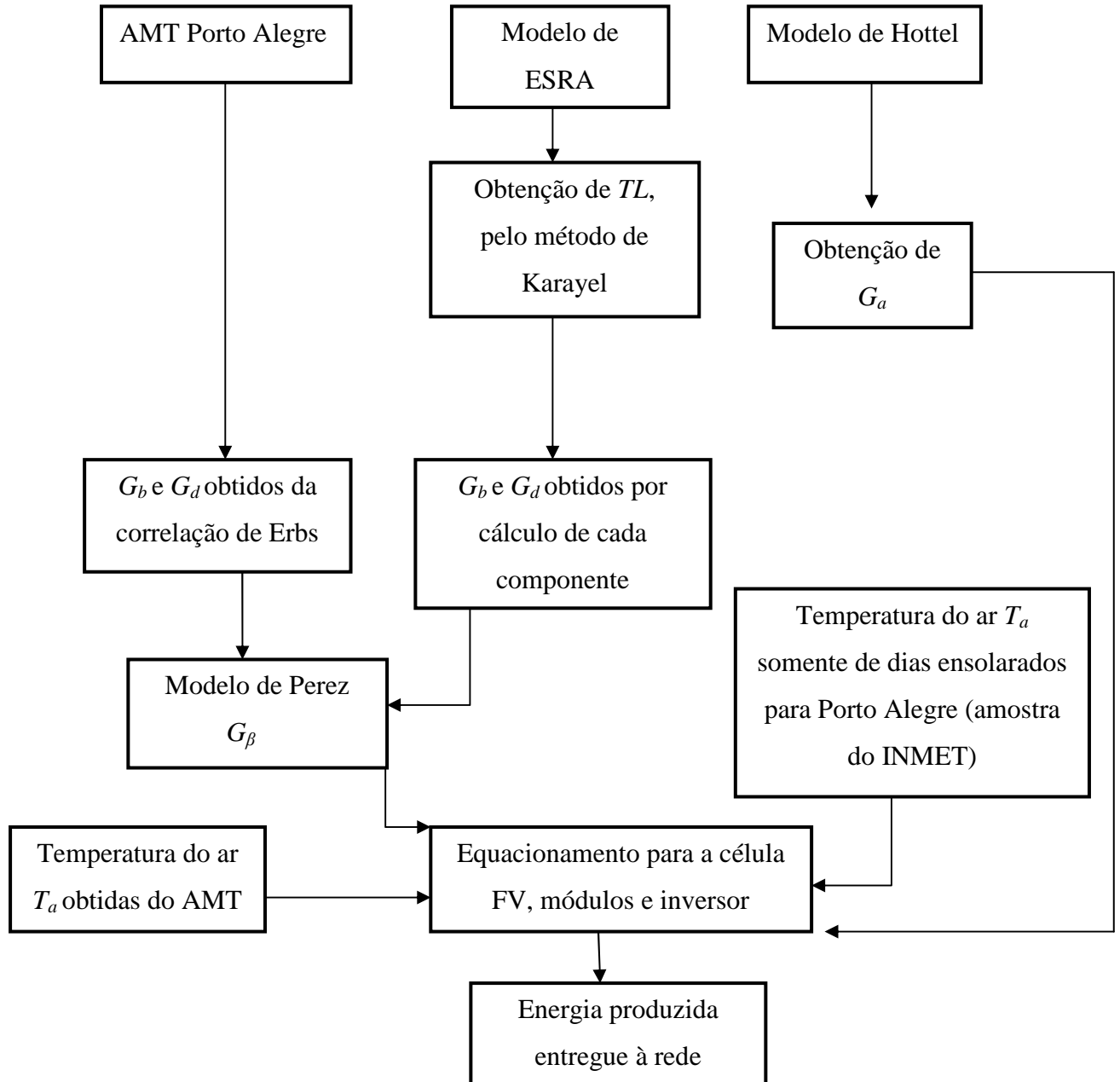


Figura 4. 1 Esquema geral com as etapas a serem cumpridas no desenvolvimento do trabalho

4.1 METODOLOGIA EMPREGADA PARA OBTENÇÃO DA TEMPERATURA DO AR EM DIAS ENSOLARADOS

A temperatura do ar é o outro termo relevante necessário para o cálculo da temperatura de trabalho da célula (Eq. (3.7)). Para isso, obtiveram-se as temperaturas disponíveis no Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). O objetivo de se obter as temperaturas em dias ensolarados é verificar, de maneira condizente com o dia típico ensolarado se a temperatura do ar impacta mais no aquecimento da célula que a irradiância. Caso, ao variar-se a temperatura do ar na equação da temperatura da célula, ocorra uma variação de energia produzida menor que a variação ocorrida ao variar-se a irradiância, é possível utilizar as temperaturas obtidas do AMT para todos os dias simulados a partir do Modelo de ESRA. Os dados obtidos correspondem à estação meteorológica automática A801, localizada em Porto Alegre, RS, na latitude 30°S e longitude $51,2^{\circ}$ Oeste, a uma altitude de 47 m acima do nível do mar. Os dados são disponibilizados sempre de três meses antes até o dia atual, hora a hora (UTC). Dentre os dados disponibilizados, de particular interesse são os dados de irradiância, G_a , e de temperatura do ar, T_a . Para tanto, foi utilizada uma amostra do dia 31 de agosto de 2012 ao dia 4 de janeiro de 2013, da qual analisou-se a radiação de cada dia. Os dias que apresentavam curvas características de dias ensolarados foram pré-selecionados. Dias que apresentavam curvas de irradiância muito próximas à curva característica esperada para um dia ensolarado, mas que destoavam em alguns pontos medidos aos valores esperados para a curva característica, conforme exemplo ilustrado na Fig. (4.2), foram selecionados para uma análise mais detalhada.

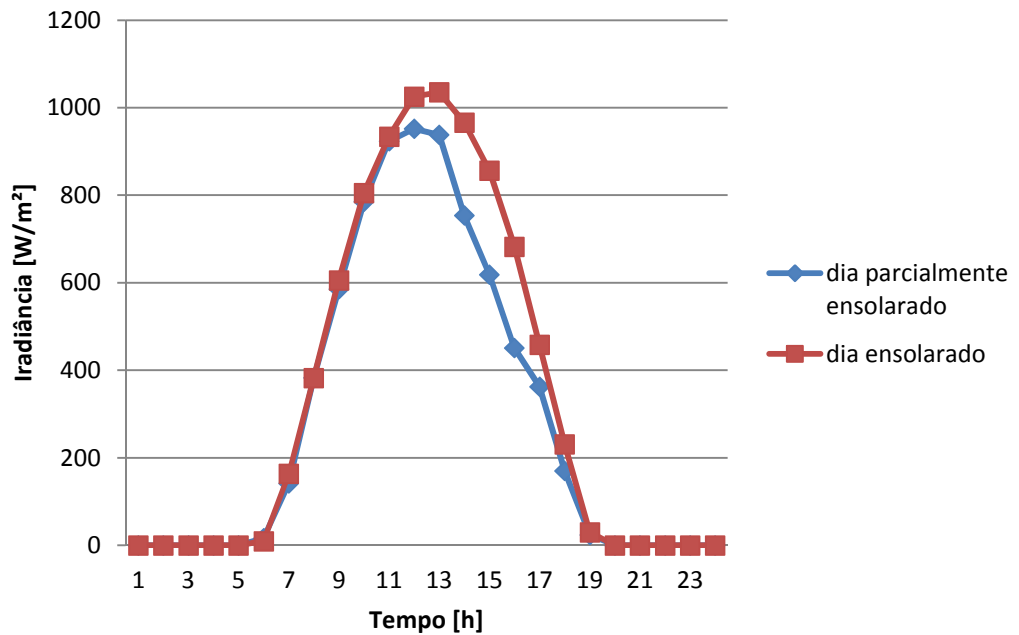


Figura 4. 2 Irradiância para o dia 7 de novembro de 2012 (dia parcialmente ensolarado), comparada com curva característica de dia ensolarado, ambos dados medidos

A análise se deu através do banco de imagens de satélite na banda espectral visível, disponíveis no endereço eletrônico do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). As imagens foram obtidas pelo satélite geoestacionário GOES 12, que obtém imagens com 15 minutos de resolução temporal, e está localizado a 35,8 mil km de altitude, sobre a linha do Equador a uma longitude de 60° Oeste.

A primeira imagem, representada pela Fig. (4.3), mostra a região sul às 15 h 00 min no dia 7 de novembro. Nota-se a partir dessa figura e nas subsequentes - Fig. (4.4) e Fig. (4.5) - o avanço da cobertura de nuvens, que coincide com os horários em que a parte descendente do gráfico distancia-se da curva de dia ensolarado.

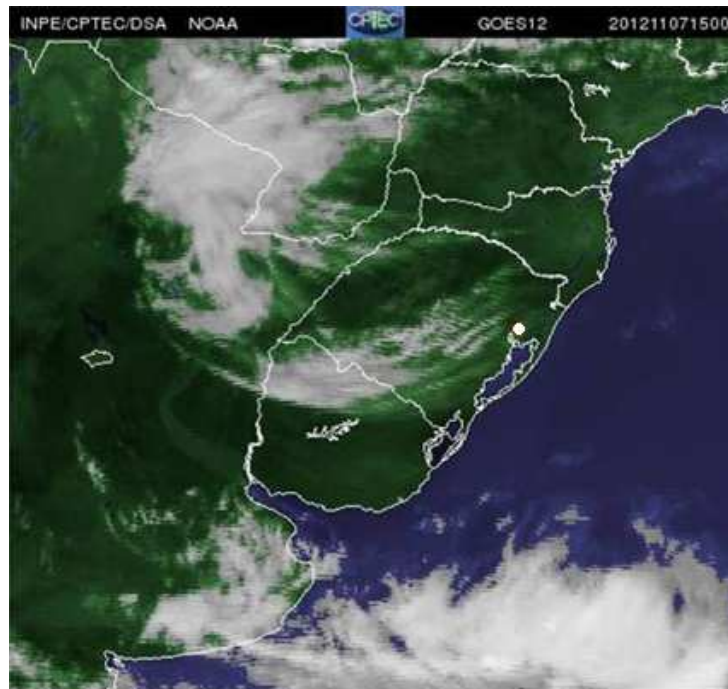


Figura 4. 3 Cobertura de nuvens avançando pela região de Porto Alegre – RS (ponto branco), às 15 h 00 min.

Fonte: INPE

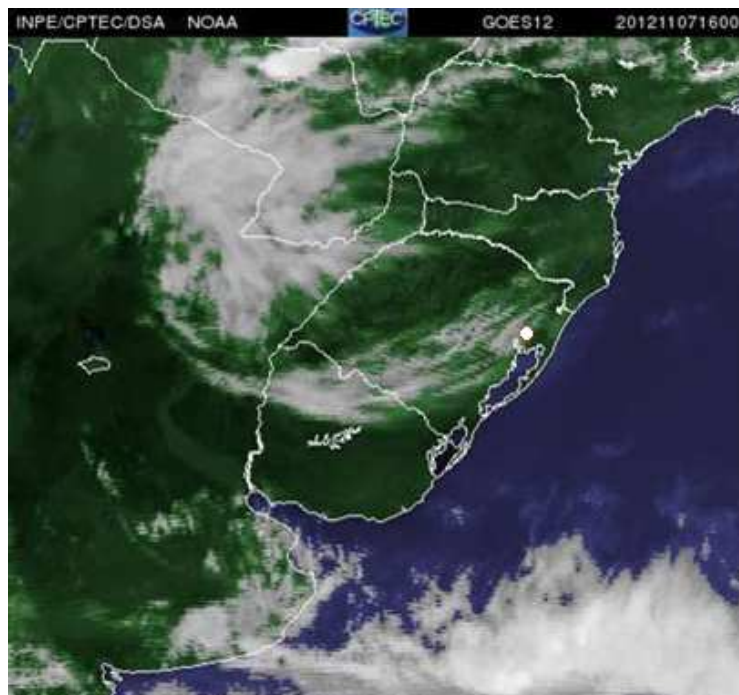


Figura 4. 4 Cobertura de nuvens às 16h00min na mesma região (ponto branco).

Fonte: INPE

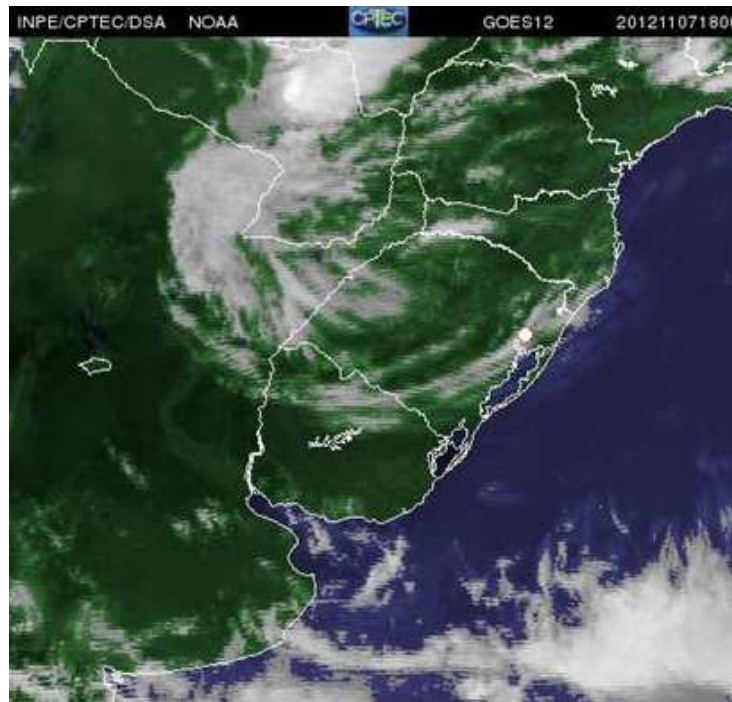


Figura 4. 5 Cobertura de nuvens às 18h00min. A região de Porto Alegre (ponto branco) já possui presença de cobertura de nuvens.

Fonte: INPE

Com a exclusão dos dias em que houve cobertura de nuvens em alguns momentos, mesmo que pequena, selecionou-se uma amostra de 40 dias possíveis de serem analisados. Dessa amostra, portanto, foi possível obter uma relação de temperaturas do ar de 40 dias tipicamente ensolarados. Além dessa amostra, usaram-se outros três dias ensolarados de épocas diferentes, a saber, 22 de junho de 2010, 4 de julho de 2010 e 21 de março de 2010. Esses dados foram também obtidos pela estação automática A801, e correspondem aproximadamente ao solstício de inverno para o hemisfério sul, afélio terrestre e equinócio de outono para o hemisfério sul.

4.2 TECNOLOGIAS DE CÉLULAS UTILIZADAS

Duas tecnologias de células fotovoltaicas, silício monocristalino e silício multicristalino, foram utilizadas nas simulações. Parte da rotina, desenvolvida nos laboratórios da Universidade de Córsega nos estudos de pós-doutorado de Dias (2007), foi adaptada para utilização no presente estudo. Neste trabalho são utilizados para as simulações de produção de energia dados de dois

módulos de fabricantes diferentes, ambos de 85 W_p, Sunpower BP-585, de silício monocristalino, e AP-BP-85, da Alps Technology, para silício multicristalino, também de 85 W_p. As análises foram feitas baseadas nos dados de coeficiente de temperatura para os dois módulos implementados na rotina computacional.

A Fig. (4.6) ilustra os módulos utilizados nas simulações. Em a) está o módulo de silício monocristalino Sunpower BP – 585 e em b), o módulo de silício multicristalino AP-BP-85.




Figura 4. 6 Módulo de silício monocristalino a) e de silício multicristalino b) utilizados nas simulações.

Fonte: a. OkSolar; b. Alps Technologies

4.3 INVERSOR UTILIZADO

A Fig. (4.7) ilustra o inversor SB 3800, da *Sunny Boy*, de 3800 W de potência nominal, utilizado nas simulações, bem como suas principais características de operação.



	Entrada (c.c.) (máx. recomendada)	Saída (c.a.)
Potência [W]	4200	3800
Tensão [V]	250 a 480	211 a 264
Corrente [A]	18	16
Eficiência máx. [%]	96,8	

Figura 4. 7 Inversor SB *sunny boy* 3800, da SMA, e suas principais especificações

Fonte: SMA

4.4 ROTINAS COMPUTACIONAIS

As rotinas computacionais foram desenvolvidas no software MATLAB, versão R2009a. Basicamente, desenvolveram-se rotinas separadas para os três modelos utilizados, diferindo-se somente na obtenção da irradiância, dependendo do modelo a ser utilizado. As rotinas a partir do AMT e do Modelo de ESRA passavam ainda pela obtenção da irradiância para superfícies inclinadas e, como também a partir de então feito com o Modelo de Hottel, pelo cálculo de energia entregue à rede a partir do equacionamento para o sistema. Os dados das células de silício monocristalino e multicristalino utilizados são lidos em rotinas paralelas.

5 RESULTADOS

5.1 IMPACTO DA TEMPERATURA DA CÉLULA NA SUA EFICIÊNCIA

As simulações de produção de energia dependem, além da irradiância, da temperatura do ar como dado de entrada. A temperatura do ar é um dos fatores, juntamente com a irradiância, que impacta na variação da temperatura da célula, fazendo com que sua eficiência caia à medida que ela se aquece. De acordo com o AMT de Porto Alegre, dias completamente ensolarados correspondem a 17,26% do total de dias do ano. Para simulações com o Modelo de ESRA, há disponível somente as temperaturas do AMT. Nesse caso, a grande maioria dos dias não terá temperaturas do ar condizentes com dias ensolarados. Como a única alternativa para simular um ano inteiro de produção de energia é utilizar os dados de temperatura do ar do AMT, pelo fato de não haver nenhum outro banco de dados com temperaturas do ar de dias de céu claro para o ano todo, pretende-se avaliar se, em relação à irradiância, a temperatura do ar influencia significativamente na produção de energia por parte das células.

Os resultados devem definir se, mesmo para simulações anuais de céu claro é possível utilizar as temperaturas do AMT.

Nessas simulações, utilizou-se o Modelo de Hottel e as temperaturas obtidas pelo método relatado na seção 4.1. Como o objetivo é inferir a influência da temperatura do ar, a escolha do modelo de céu claro para essas simulações não deve influenciar nos resultados que dizem respeito a esse fator.

5.2 SIMULAÇÕES PARA DIAS DE CÉU CLARO: MÓDULOS DE SILÍCIO MONOCRISTALINO

Nesta simulação, o painel FV foi orientado a 30° de inclinação em relação ao solo, correspondente ao módulo do ângulo de latitude local, -30° , e apontado ao norte geográfico (azimute de 180°).

Com essa orientação, o vetor normal do painel encontra-se perpendicular ao ponto médio de trajetória anual do céu (equador celeste), a partir de onde a trajetória do Sol ao longo do ano forma um ângulo máximo de $23,5^\circ$ com a normal do painel, ao meio dia local. Com essa

orientação, as diferenças de produção de energia ao longo do ano independem do ângulo do Sol em relação à normal dos módulos, passando a depender somente da dispersão dos raios solares atrelados à camada de atmosfera, maior à proporção do afastamento zenital do Sol, e da distância Terra-Sol. Esta, aliás, é outro fator a ser analisado como determinante na produção de energia.

A Tab. (5.1) detalha as características da instalação simulada.

Tabela 5. 1 Características do painel FV simulado

Tecnologia da célula	Silício monocristalino
Módulo	BP 585 (85 W _p)
Quantidade de módulos por <i>string</i>	15
Número de <i>strings</i>	4
Potência total do painel na condição padrão (kW _p)	5,1

Para a análise em dias ensolarados, foram escolhidos os solstícios de inverno², de verão³, equinócios de primavera e outono⁴, bem como o afélio⁵ e o periélio⁶. Os dias em que ocorre alguma dessas efemérides e que não ocorreu dia ensolarado foram substituídos por um dia anterior ou posterior.

Um dos objetivos que levaram a optar por essa abordagem foi avaliar a produção de energia sob influência não só do posicionamento solar, mas também da distância Terra-Sol, valendo-se do modelo de Hottel para radiação de céu claro com 23 km de visibilidade.

² Dia em que o Sol encontra-se no seu maior valor de declinação, mais voltado ao Norte para um observador localizado no Sul geográfico, denotando o início do inverno para este hemisfério.

³ Ponto em que o Sol atinge seu menor valor de declinação, estando mais voltado ao Sul geográfico, denotando o início do verão no hemisfério Sul.

⁴ Os equinócios de primavera e outono ocorrem quando o Sol encontra-se exatamente sobre o Equador Celeste, ponto médio entre seu maior e menor valor de declinação.

⁵ Ponto de maior distância Terra-Sol, valendo aproximadamente 152 milhões de km.

⁶ Ponto de menor distância Terra-Sol, valendo aproximadamente 147 milhões de km.

5.2.1 Solstício de inverno

Os dados de temperatura do ar para o dia ensolarado de solstício de inverno, assim como os dados de temperatura do ar para os demais dias, foram obtidos do INMET, e foram medidos pela estação meteorológica automática A801. O dado mais recente obtido de um dia ensolarado próximo ao solstício de inverno foi de 22 de junho de 2010. A Fig. (5.1) ilustra a curva característica gerada pela simulação, onde é possível notar, do maior ao menor pico das quatro curvas, a potência máxima gerada pelo painel fotovoltaico, a potência fornecida à rede, a curva de radiação típica para o dia analisado – Irrad. global horiz. no gráfico - e a irradiância incidente nos módulos.

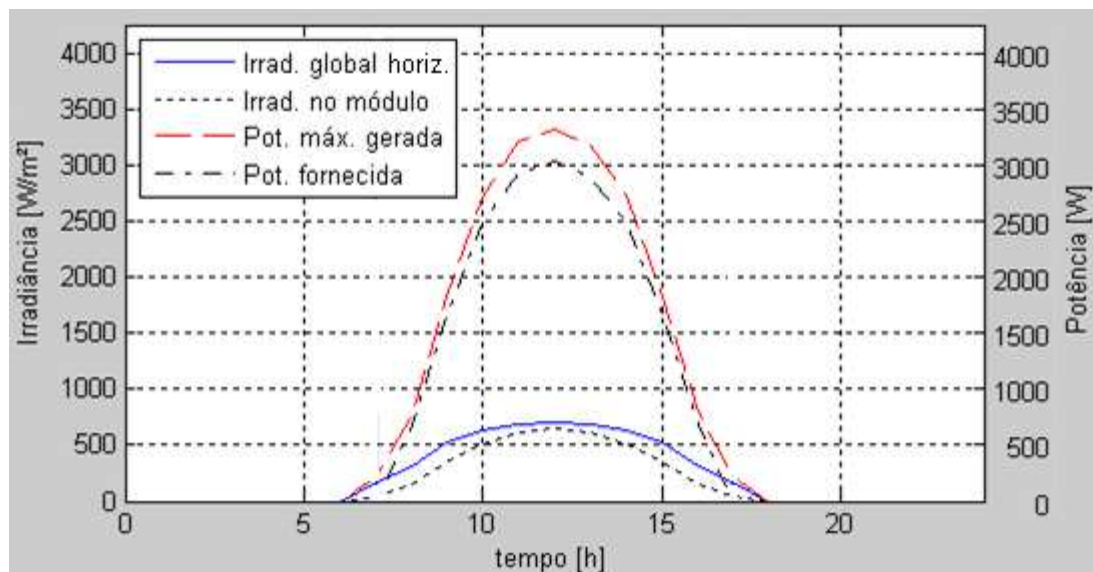


Figura 5. 1 Curvas de potência máxima gerada pelo painel FV, potência fornecida à rede elétrica, irradiância global e irradiância incidente nos módulos para o dia 22 de junho de 2010

Nota-se que a curva de irradiância incidente no módulo acompanha o crescimento da curva de radiação para o dia analisado (Irrad. Global horiz.), assim como as demais curvas.

A energia total fornecida à rede elétrica para esse dia foi 18,5 kWh.

5.2.2 Afélio Terrestre

Próximo ao solstício de inverno, em torno de 4 de julho, ocorre o maior afastamento da Terra em relação ao Sol. Em termos astronômicos, a diferença é sutil. A Terra dista aproximadamente 152 milhões de quilômetros do Sol nesse dia. A irradiância incidente nos módulos é maior que a obtida no solstício de inverno, visto que os módulos estão inclinados a 30° em relação ao solo, e, no afélio, o Sol encontra-se a um ângulo menor em relação à normal dos módulos, com declinação menor, menos afastado do equador celeste. Porém, a energia produzida nesse dia foi de 18,2 kWh, pouco menor que a produzida no solstício de inverno. Embora o afastamento da Terra tenha sido maior nesse dia, vale ressaltar que esse dia especificamente apresentou temperaturas mais amenas que o dia representado no solstício de inverno, embora ainda frios, com temperaturas do ar variando de $12,0$ a $25,0^\circ\text{C}$, em comparação com o solstício de inverno, que variou de $4,5$ a $14,9^\circ\text{C}$. Sabe-se que a eficiência da célula cai com o aumento de sua temperatura, e isto provavelmente contribuiu para a menor produção de energia. A Fig. (5.2) ilustra o comportamento da curva para esse dia, evidenciando a menor produção de energia em relação à análise anterior, em que a curva de potência fornecida fica abaixo da linha dos 3,0 kW.

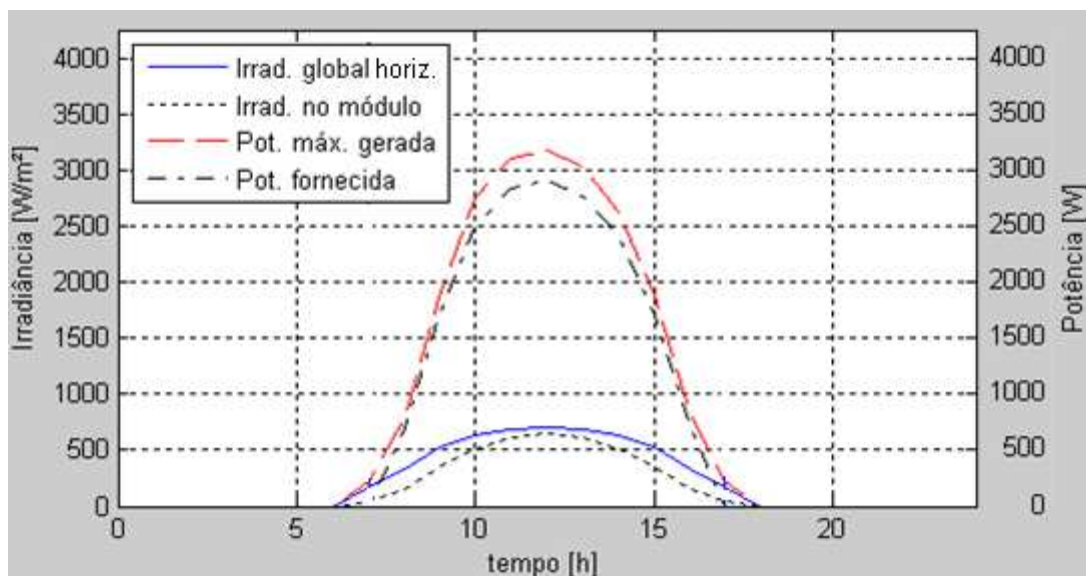


Figura 5. 2 Curvas referentes ao dia 4 de julho de 2010, evidenciando a potência máxima gerada pelo painel fotovoltaico ao meio dia acima dos 3,0 kW

5.2.3 Solstício de verão

Os dados de temperatura do ar para o solstício de verão, que ocorre em 21 de dezembro, são de 22 de dezembro de 2012, os mais próximos obtidos do solstício de verão para dias ensolarados. A temperatura do ar variou de 17,8 a 27,1 °C nesse dia. A Fig. (5.3) mostra a potência máxima gerada pelo arranjo fotovoltaico, acima de 3,5 kW. É interessante observar no gráfico da Fig. (5.3) que os limites da curva de irradiância global para o dia analisado (Irrad. global horiz.) estão além dos limites das demais curvas. Isso se dá pelo fato de o Sol nessa época nascer e se pôr atrás da linha imaginária que liga os pontos cardeais Leste e Oeste, iluminando a parte posterior dos módulos. Somente quando a incidência começa na parte frontal dos módulos, representado pela evolução da curva de irradiância, que começa a haver geração de energia. A energia gerada nesse dia foi de 24,9 kWh, aproximadamente 25% mais que a gerada no solstício de inverno.

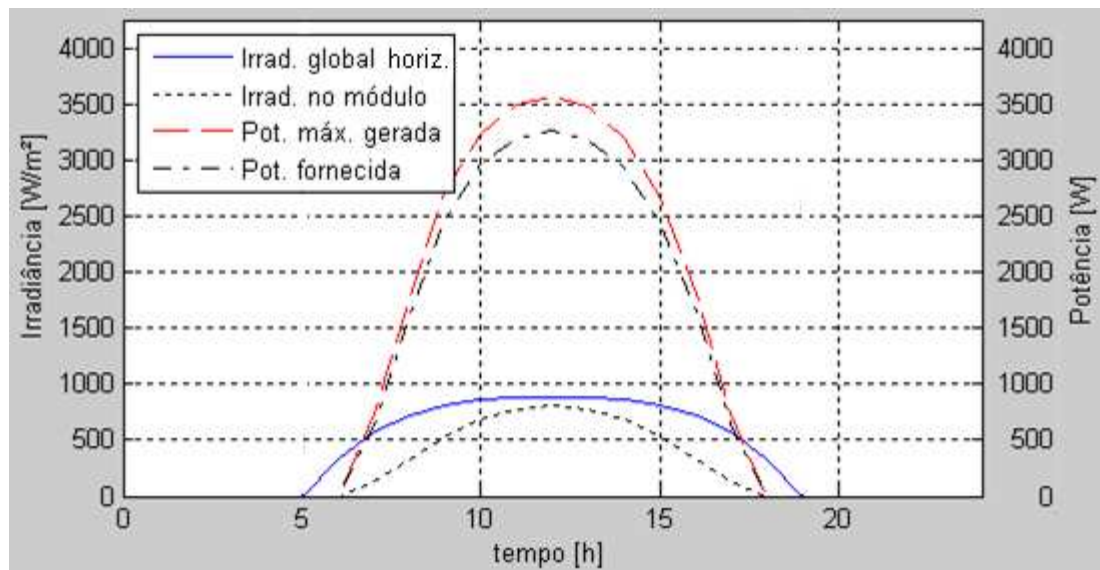


Figura 5. 3 Curvas de irradiância global, irradiância incidente nos módulos, potência máxima gerada pelo painel fotovoltaico e potência fornecida à rede elétrica para o dia 22 de dezembro de 2012.

5.2.4 Periélio Terrestre

A energia gerada no periélio foi 24,7 kWh, pouco abaixo da gerada no solstício de verão. Verificou-se que a temperatura de trabalho da célula no periélio manteve-se, na maior parte do dia, com valores aproximadamente acima da temperatura do ar no solstício de verão, o que contribuiu para a menor produção de energia pelo sistema nesse dia em relação ao solstício de verão. A irradiância para esse dia, embora incidente num menor ângulo em relação à normal do arranjo fotovoltaico, sem falar da maior proximidade da Terra em relação ao Sol, foi praticamente a mesma ocorrida no solstício. As diferenças são pequenas, e, nesse caso, o incremento de temperatura do ar acabou tendo maior relevância na perda de potência do arranjo. Além disso, a quantidade pouco superior de irradiância, ainda que devesse produzir mais, contribuiu para o aumento da temperatura do arranjo.

5.2.5 Equinócios

Em relação ao posicionamento solar, espera-se que a energia produzida nos equinócios seja aproximadamente a mesma. A energia produzida no equinócio de outono foi de 24,6 kWh, e no equinócio de primavera, 23,6 kWh. A temperatura do ar no equinócio de outono avaliado variou de 20,9°C a 30,4°C. Já a do equinócio de primavera avaliado variou de 9,2°C a 21,3°C. A posição aparente do Sol é a mesma nos equinócios – sobre o equador celeste - e a geração deveria ser a mesma, se dependesse somente desse fator. Verifica-se ainda que a temperatura do ar no equinócio de primavera foi mais baixa no geral que no equinócio de outono, o que deveria resultar numa produção maior de energia. Sendo a temperatura do ar e a irradiância fatores que influenciam no aquecimento da célula e conseqüente queda de eficiência da mesma, analisou-se a produção de energia do arranjo no equinócio de primavera com as temperaturas de primavera e outono e no equinócio de outono com as mesmas temperaturas. A finalidade é comparar a produção de energia variando a temperatura do ar, sob a mesma irradiância, no caso do equinócio de primavera, e comparar as diferenças da mesma variação de temperatura do ar sob a irradiância do equinócio de outono.

A Tab. (5.2) mostra a energia produzida em cada equinócio e o intervalo de temperatura

do ar ocorrida para esse dia.

Tabela 5. 2 Avaliação da energia produzida nos equinócios sob o intervalo de temperatura do ar originalmente ocorrido no dia

Equinócio	T_{min} e T_{max} (°C)	Energia Produzida (kWh)
Primavera	9,2 e 21,3	23,6
Outono	20,9 e 30,4	24,6

Avaliou-se a energia produzida no equinócio de outono com a temperatura do ar ocorrida no dia do equinócio de primavera. A energia produzida foi 0,3 kWh superior à produzida na temperatura normal do outono, devido a menor temperatura do ar e 1,4 kWh maior à produzida na primavera, devido ao maior valor de irradiância, o que acarretou em maior geração de energia. A diferença de produção de energia no equinócio de outono devido à diminuição da temperatura do ar é sutil. Já comparando-se os dois equinócios, sob a mesma temperatura do ar – de primavera – a diferença de produção é maior, sendo, no caso, superior no equinócio de outono.

No equinócio de primavera, avaliou-se a energia produzida sob a temperatura do ar obtida para o equinócio de outono. A energia produzida foi 0,7 kWh inferior à produzida na temperatura ocorrida no dia, devido à maior temperatura do ar empregada na simulação e 1,8 kWh inferior à produzida no outono, devido ao menor valor de irradiância que, embora aqueça menos as células, acaba produzindo menos energia elétrica.

A Tab. (5.3) mostra a inversão de temperaturas entre os equinócios e as respectivas energias produzidas em cada um.

Tabela 5. 3 Avaliação da energia produzida nos equinócios, com intervalos de temperatura trocados

Equinócio	T_{min} e T_{max} (°C)	Energia Produzida (kWh)
Primavera	20,9 e 30,4	22,9
Outono	9,2 e 21,3	25,0

Em relação ao outono, a diminuição da temperatura do ar fez com que o arranjo produzisse mais, pois a eficiência do sistema aumenta com a diminuição da temperatura do ar, devido à diminuição da temperatura do módulo. A diferença maior está na comparação com o

equinócio de primavera. Sob a mesma temperatura do ar, houve um incremento na produção de energia de 5,6 %. Isso se dá pelo fato de, no equinócio de outono, a Terra encontrar-se mais próxima ao Sol, em relação ao equinócio oposto, conforme calculado pela Eq. (2.4).

Para o equinócio de outono, $G_{on}=1377,8 \text{ W/m}^2$, enquanto que para o equinócio de primavera, $G_{on}=1356,7 \text{ W/m}^2$, uma diferença de 1,58 %. No equinócio de outono, a Terra encontra-se mais próxima do Sol do que no equinócio de primavera, o que explica o maior valor de G_{on} e conseqüentemente a maior quantidade de irradiância no arranjo. Esse valor varia de 1321 a 1415 W/m^2 ao longo do ano, e ocorre justamente porque a órbita terrestre é elíptica, fazendo com que o Sol ocupe um dos focos dessa elipse, ocasionando esses extremos no periélio e afélio, respectivamente.

Avaliando-se o equinócio de primavera com a temperatura do equinócio de outono, verificou-se uma queda de produção de 8,4 %, conforme valores anteriormente expostos. Mais uma vez, o incremento de temperatura do ar contribuiu para a queda de eficiência da célula, em comparação com a temperatura do ar ocorrida no equinócio de primavera e, em comparação com o outono, uma queda maior se deu devido novamente ao maior distanciamento da Terra. Neste caso, mesmo havendo menos irradiância, que aquece menos as células e contribui menos para a queda de eficiência, a menor presença de irradiância acarreta também em menor produção de energia elétrica.

Um fator interessante de se observar nessas diferenças de produção de energia foi a maior influência ao variar-se a irradiância, em comparação com a variação da temperatura do ar. Deve-se, nesse caso, observar a equação da temperatura de trabalho da célula (Eq. (3.7)), onde se pode facilmente verificar que o acréscimo de temperatura do ar, e/ou de irradiância, aumenta a temperatura de trabalho da célula. Como os valores típicos de aumento de irradiância são muito mais elevados que os de aumento de temperatura do ar, embora a razão que multiplique o valor de irradiância tenha valor baixo, a variação de temperatura do ar acaba sendo, nesse caso, menos influente no aumento da temperatura de trabalho da célula que a variação de irradiância.

5.2.6 Considerações finais a respeito das simulações realizadas

Em relação ao aquecimento das células, pôde-se verificar que a irradiância tem influência mais significativa em uma instalação, em comparação à temperatura do ar, para os casos

simulados, salvo a comparação entre solstício de verão e periélio, onde houve menor produção no periélio em relação ao solstício de verão. No aquecimento da célula, calculado pela Eq. (3.7), o termo irradiância G_a impacta mais que a temperatura do ar T_a , ainda que a produção de energia seja obviamente maior quanto maior for o valor da irradiância. A temperatura do ar, à medida que aumenta, dificulta o resfriamento da célula.

Evidenciou-se que a distância Terra-Sol tem influência na produção de energia elétrica, ainda que pouco perceptível. A diferença nos equinócios, usada como referência pelo fato de o Sol encontrar-se no mesmo ponto do céu nesses dois dias do ano, foi inferior a 8%. Na Tab. (5.4), são detalhadas as energias produzidas para cada época analisada, para melhor visualização.

Tabela 5. 4 Energia produzida para os dias específicos analisados

	Solstício de verão	Solstício de inverno	Afélio	Periélio	Equinócio de outono	Equinócio de primavera
Energia (kWh)	24,9	18,5	18,2	24,7	24,6	23,6

Além de a variação de irradiância ter mais influência na produção de energia que a variação de temperatura do ar, esta, ao longo do ano, possui uma variação média característica com o clima local, e representada pelo AMT, por consequência do ciclo de estações do ano. Dessa forma, pode-se utilizar como aproximação os valores de temperatura do ar obtidos do AMT para as simulações anuais.

5.3 MODELO DE ESRA: EXECUÇÃO DAS ROTINAS COMPUTACIONAIS E COMPARAÇÃO COM OS RESULTADOS OBTIDOS POR RIGOLLIET ET AL. (2000)

5.3.1 Componente direta de irradiância

O primeiro passo necessário antes das simulações de energia entregue à rede foi a implementação dos cálculos de irradiância pelo Modelo de ESRA em rotinas computacionais. Para tal, usou-se o MATLAB. Os primeiros testes tiveram por finalidade averiguar os cálculos

executados para os diferentes coeficientes de turbidez de Linke, bem como para verificar o equacionamento implementado. As comparações entre os resultados obtidos seguindo a metodologia de Rigollier et. al. com os resultados obtidos propriamente por Rigollier et. al. seguem nas Fig. (5.4a) e Fig. (5.4b).

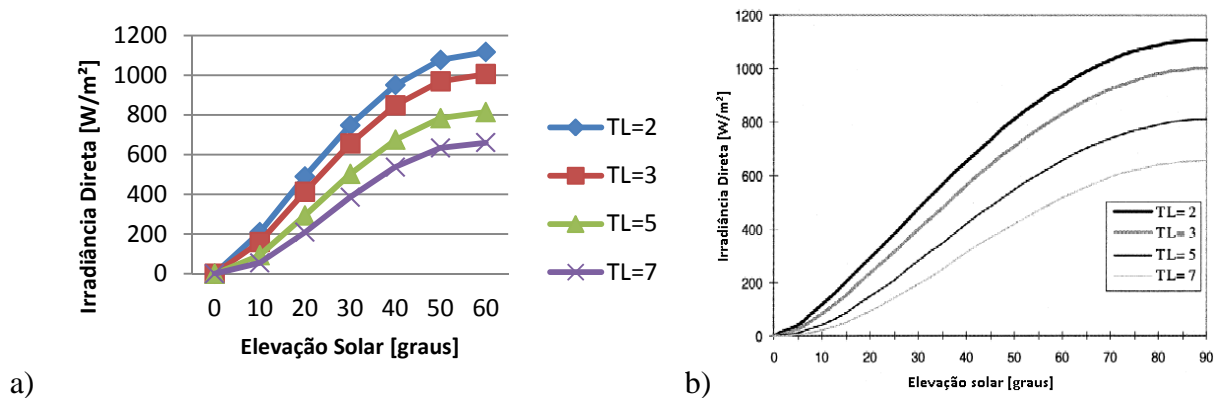


Figura 5. 4 Comparação entre os valores de irradiância direta obtidos computacionalmente (a) com os obtidos por Rigollier et. al. (2000) (b)

Embora o eixo elevação solar na Fig. (5.4a) conste valores até 60° , é possível verificar a relação entre os valores simulados com os valores obtidos por Rigollier et al. (2000). Os valores de irradiância direta tendem a diminuir à medida que aumenta o valor do coeficiente de turbidez de Linke TL . Além disso, é possível ver, tomando, por exemplo, o ângulo de 60° para $TL=3$, que o valor de irradiância coincide em ambos os gráficos em 1000 W/m^2 . Os testes realizados para todos os valores de TL coincidem precisamente com os resultados obtidos por Rigollier et al. (2000).

5.3.2 Componente difusa de irradiância

Como feito com a componente direta, a rotina computacional foi testada para a componente difusa e as curvas geradas para os coeficientes de Linke sugeridos por Rigollier et al. (2000) foram comparadas com as demonstradas pelos mesmos. As Fig. (5.5a) e (5.5b) ilustram essa comparação.

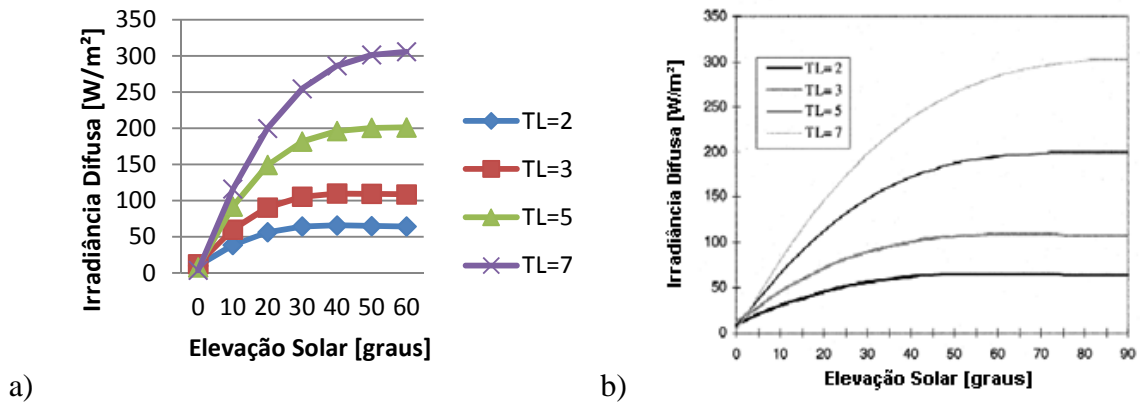


Figura 5. 5 Comparação entre os valores de irradiância difusa obtidos computacionalmente (a) com os obtidos por Rigollier et al. (2000) (b)

A exemplo da Fig. (5.4), novamente os valores calculados coincidem com os obtidos por Rigollier et al. (2000) Tomando por exemplo a curva de irradiância difusa para $TL=5$, nota-se, para elevação solar de 60° , que o valor coincide em 200 W/m^2 em ambos os gráficos. Além disso, é possível notar a relação direta que existe entre o aumento da irradiância difusa com o aumento do coeficiente de turbidez de Linke. Aqui, os resultados novamente coincidem com os obtidos por Rigollier et al. (2000).

5.4 COEFICIENTES DE TURBIDEZ DE LINKE PARA A REGIÃO DE PORTO ALEGRE – RS

A partir do AMT para Porto Alegre, selecionaram-se somente os dias assim condizentes, resultando num total de 63 dias completamente ensolarados, ou seja, 17,26% dos dias do ano. O mês em que apresentou maior número de dias ensolarados foi o mês de maio, com 13 dias, e o mês que apresentou menor quantidade de dias ensolarados foi o mês de fevereiro, com apenas um.

Comumente se atribui nos cálculos em engenharia valores médios mensais para coeficientes de turbidez de Linke. Os coeficientes para Porto Alegre-RS estão dispostos na Tab.

(5.5), e a variação das médias mensais pode ser vista graficamente na Fig. (5.6)

Tabela 5. 5 Fatores de Turbidez de Linke para Porto Alegre-RS

Mês	Fator de Turbidez de Linke (TL)
Janeiro	4,11
Fevereiro	5,24
Março	3,41
Abril	3,99
Maio	4,20
Junho	3,76
Julho	3,48
Agosto	3,52
Setembro	4,12
Outubro	4,40
Novembro	4,50
Dezembro	3,67

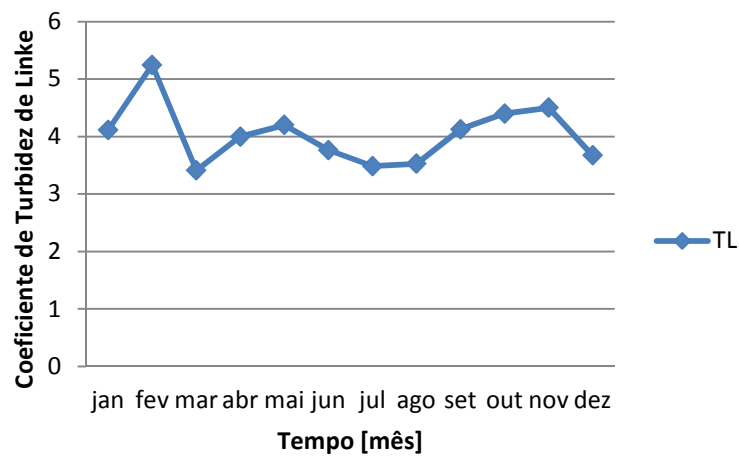


Figura 5. 6 Variação das médias mensais de TL ao longo do ano para Porto Alegre-RS

A média anual dos coeficientes de turbidez de Linke em Porto Alegre é 4,03. Segundo Becker (2001), regiões com TL entre 4 e 6 são caracteristicamente úmidas, enquanto que acima de 6 é poluída. Metade dos meses analisados resultaram em TL maiores que 4.

5.5 COMPARAÇÃO ENTRE AS COMPONENTES DE IRRADIÂNCIA A PARTIR DO AMT E DO MODELO DE ESRA PARA SUPERFÍCIES INCLINADAS

A partir do cálculo da irradiância horizontal com o Modelo de ESRA e a irradiância horizontal obtida do AMT, fez-se um primeiro teste, valendo-se do Modelo de Perez, com a finalidade de verificar a proximidade entre os resultados obtidos pelo cálculo de irradiância para superfícies inclinadas com o Modelo de ESRA e os valores de irradiância a partir do AMT. Compararam-se inclusive as componentes direta e difusa calculadas pelo Modelo de ESRA com as mesmas componentes obtidas através da correlação de Erbs.

O dia escolhido para o teste foi 15 de janeiro, dia tipicamente ensolarado, segundo o AMT para a região de Porto Alegre. Optou-se por um dia ensolarado justamente para verificar a exatidão das estimativas com o Modelo de ESRA para superfícies inclinadas. O coeficiente de turbidez de Linke TL utilizado foi o valor médio obtido para o mês de janeiro – Tab. (5.5) – aproximação admissível para a maioria das aplicações em engenharia.

A Fig. (5.7) ilustra a comparação entre a irradiância global horizontal calculada a partir do Modelo de ESRA, com o coeficiente de turbidez de Linke médio de janeiro, e a irradiância global horizontal do AMT de Porto Alegre.

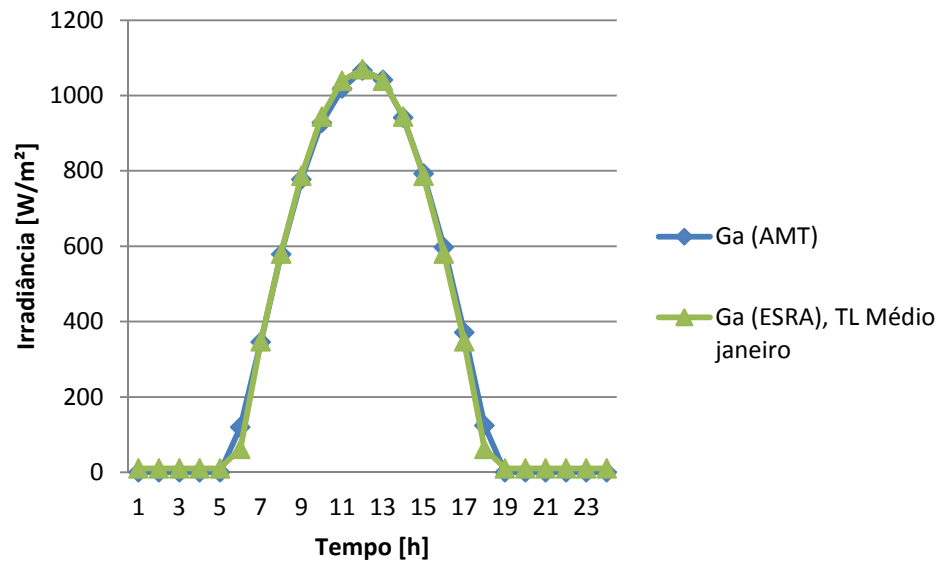


Figura 5. 7 Irradiância horizontal obtida pelo Modelo de ESRA com TL médio para o dia 15 de janeiro, comparada com a radiação global horizontal do AMT

Geralmente valores abaixo de 100 W/m^2 , que correspondem a baixas elevações solares, são desconsiderados em estimativas, pelo fato de terem incertezas maiores. Para os valores acima desse limiar, as diferenças entre a estimativa pelo Modelo de ESRA em relação ao AMT foram inferiores a 2%, sendo de 0,3% no pico de radiação.

Na Fig. (5.8), mostram-se a irradiância global e as componentes do AMT e do Modelo de ESRA incidentes numa superfície inclinada em $\beta=30^\circ$, obtidas a partir do Modelo de Perez, no dia 15 de janeiro.

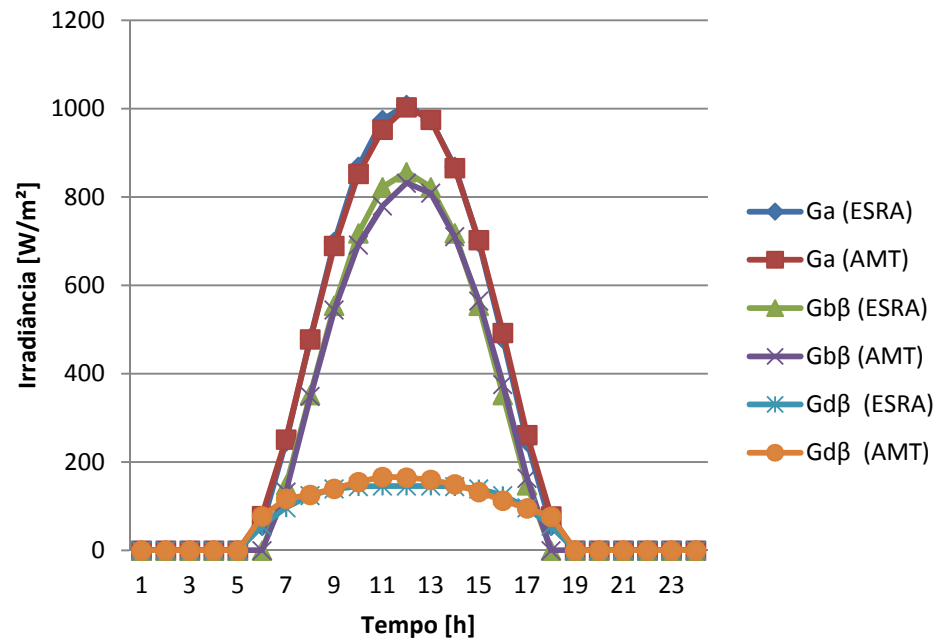


Figura 5. 8 Irradiância global e as componentes direta e difusa para superfície inclinada com ângulo $\beta=30^\circ$ para o dia 15 de janeiro a partir do AMT e do Modelo de ESRA

As curvas de irradiância global apresentaram diferenças inferiores a 1% para os valores acima de 100 W/m^2 . Já as curvas de radiação direta apresentaram diferença máxima de 5%, com os valores da maior parte do dia sendo pouco maiores para o Modelo de ESRA, não excedendo 3% de diferença na maior parte do dia. A componente difusa apresentou diferenças pouco maiores, inferiores a 10% de máxima diferença, ainda assim pouco relevante frente à componente direta.

5.6 PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA ELÉTRICA EM SFCR: UM COMPARATIVO ENTRE A UTILIZAÇÃO DE DADOS CALCULADOS COM DADOS MEDIDOS

Um dos fatores motivadores do presente estudo é comparar, do ponto de vista da produção de energia em SFCR, a utilização de dados medidos, que exigem um banco de dados para as simulações, com o Modelo de céu claro de ESRA, no que diz respeito à modelagem da radiação disponível. Sendo o modelo de céu claro de ESRA o modelo mais preciso atualmente

utilizado, desde que haja uma correta estimativa dos coeficientes de turbidez atmosférica de Linke para a região, há a possibilidade de estimativas de interesse à engenharia tornarem-se eficientes, com certa confiabilidade, além de exigirem menor processamento computacional.

5.6.1 Comparação entre a energia produzida em SFCR a partir do cálculo de irradiância com a energia produzida a partir de dados medidos em superfícies inclinadas

A partir do cálculo de irradiância para superfícies inclinadas e as temperaturas obtidas do AMT de Porto Alegre, RS, simulou-se a energia entregue à rede através de um sistema FV hipotético. A configuração do sistema é a mesma da Tab. (5.1). Para fins de verificação de correlação entre os modelos, utilizou-se a inclinação do painel em $\beta=30^\circ$. Para o Modelo de ESRA, utilizaram-se os valores médios mensais de TL para cada dia simulado, a fim de padronizar com os TL 's de cada localidade reportados na literatura.

A Fig. (5.9) mostra a produção diária anual de energia em SFCR para Porto Alegre-RS,

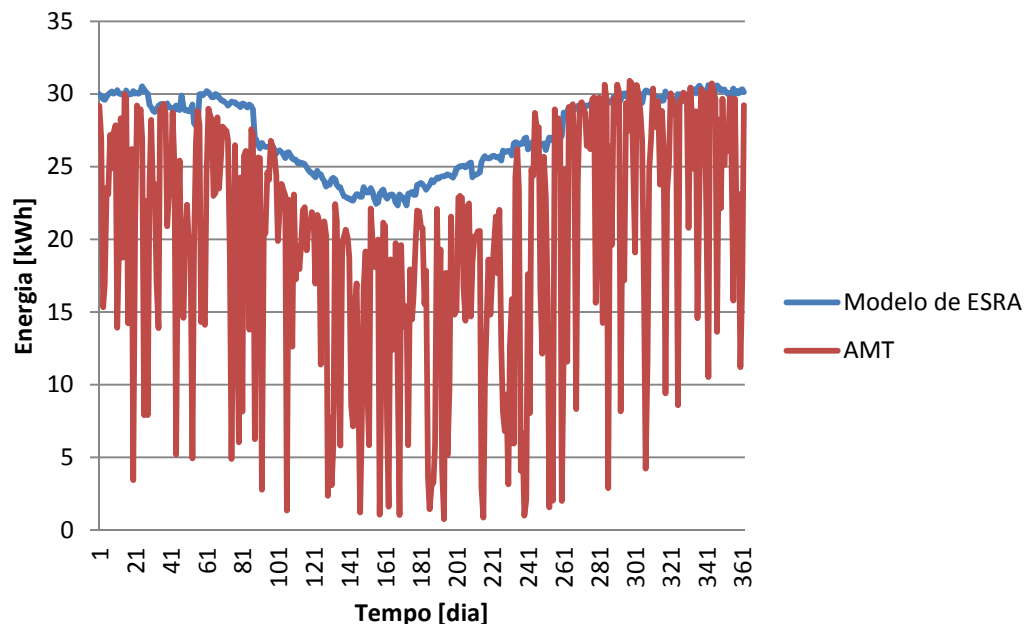


Figura 5. 9 Produção diária de energia com cálculo de irradiância para superfícies inclinadas a partir do AMT e do Modelo de ESRA

Pela Fig. (5.9), nota-se que há uma produção de energia predominantemente maior por parte do cálculo de irradiância com o AMT mais para o fim do ano, no período seguinte ao equinócio de primavera. Porém, frente à produção de energia pelo cálculo de radiação pelo Modelo de ESRA, essa pequena diferença acaba sendo não significativa.

A produção anual de energia estimada pelo Modelo de ESRA é de 9891 kWh, enquanto que a estimada a partir do AMT é de 7168,2 kWh, tendo o primeiro uma produção média diária anual de 27 kWh, enquanto que o segundo de 19,8 kWh. Claramente, percebe-se a grande discrepância entre os valores obtidos pelos dois modelos, havendo uma diferença de 27,5 % entre as estimativas de um modelo e outro. A razão disso reside principalmente no fato de Porto Alegre possuir poucos dias de céu claro, correspondendo a 17,26 % de todos os dias do ano. A tendência é que o Modelo de ESRA torne-se tão mais preciso quanto mais dias de céu claro determinada localidade possuir. A fim de averiguar essa hipótese, fez-se um comparativo entre as energias geradas com o AMT somente nos dias de céu claro com a energia gerada nos mesmos dias pelo Modelo de ESRA.

5.6.1.1 Produção de energia em SFCR nos dias de céu claro de Porto Alegre

A Fig. (5.10) mostra a energia produzida somente nos dias de céu claro usando o AMT, comparada com a energia produzida nos mesmos dias pelo Modelo de ESRA.

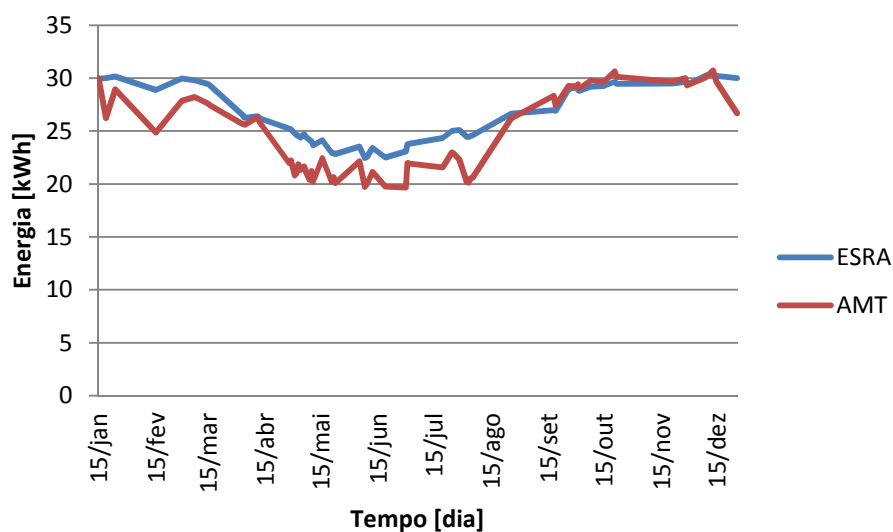


Figura 5. 10 Produção de energia para dias de céu claro em Porto Alegre, usando o AMT e o Modelo de ESRA

Comparando-se somente a produção de energia para dias ensolarados, verifica-se uma correspondência maior que a verificada na comparação com a produção anual de energia. Além disso, a tendência de maior produção de energia com o AMT a partir do equinócio de primavera mantém-se.

A produção anual de energia por parte da estimativa de radiação pelo Modelo de ESRA foi de 1671,3 kWh, com média diária de produção de 26,5 kWh, 6,5 % maior que a produção com o AMT, que foi de 1564,0 kWh, com média diária de produção de 24,8 kWh.

5.6.2 Considerações finais a respeito da produção de energia em SFCR com o AMT e Modelo de ESRA

Nas simulações realizadas, verificou-se uma grande diferença entre os resultados obtidos com a utilização dos dois modelos para o ano todo. A diferença chega a 27,5 %, com valores superestimados por parte do Modelo de ESRA. Comparando-se somente os resultados dos dias de céu claro obtidos com o AMT, essa diferença caiu para 6,5 %.

Utilizaram-se valores médios mensais para TL nas simulações com o Modelo de ESRA,

tendo por finalidade manter o padrão de utilização desses coeficientes conforme se reporta na literatura. Simulações com *TL*'s médios de períodos de tempo menores podem diminuir essa diferença. A maneira que retornaria valores mais próximos da realidade provavelmente seria utilizar valores médios horários de *TL*. O problema disso é que, ao utilizar em simulações valores com a mesma resolução de tempo que a utilizada, por exemplo, com o AMT, a razão de se buscar um modelo que não necessite de um banco de dados para toda simulação se perde. Alternativamente, uma maneira a ser testada é obter os coeficientes *TL* valendo-se de todos os dias do AMT, ignorando a condição imposta por Karayel et al. (1984) de que a razão entre as radiações difusa e global deve ser menor que 1/3.

Finalmente, levando-se em conta a relativa precisão do Modelo de ESRA ao se comparar com dias de céu claro do AMT de Porto Alegre, é de se supor que o Modelo de ESRA na atual configuração, retorna estimativas confiáveis para localidades com maior predominância de céu claro, o que é de interesse para localidades pretendidas para grandes instalações de geração de energia a partir do Sol.

5.7 ESTIMATIVA DA ENERGIA ENTREGUE À REDE ELÉTRICA POR DIFERENTES TECNOLOGIAS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

As simulações aqui realizadas foram feitas com o intuito de verificar o melhor ângulo para geração de energia na região de Porto Alegre, dentre os ângulos de 30°, correspondente à latitude local e 20°, que favorece a produção de energia devido à maior elevação solar no verão, além da maior proximidade Terra-Sol. Além disso, compara-se a geração de energia por parte das duas tecnologias de células utilizadas nas simulações.

5.7.1 Geração anual de energia em SFCR com diferentes inclinações e diferentes tecnologias

As simulações foram feitas tendo a irradiância global horizontal do AMT como dado de entrada para o cálculo em superfícies inclinadas com o Modelo de Perez, visto que, conforme mostrado na seção 5.6, para a região de Porto Alegre, o Modelo de ESRA se distancia dos valores esperados no emprego do AMT.

5.7.1.1 Silício monocristalino

A Fig. (5.11) ilustra as curvas de produção de energia elétrica em SFCR com os módulos de silício monocristalino, com inclinação de 20° e 30°.

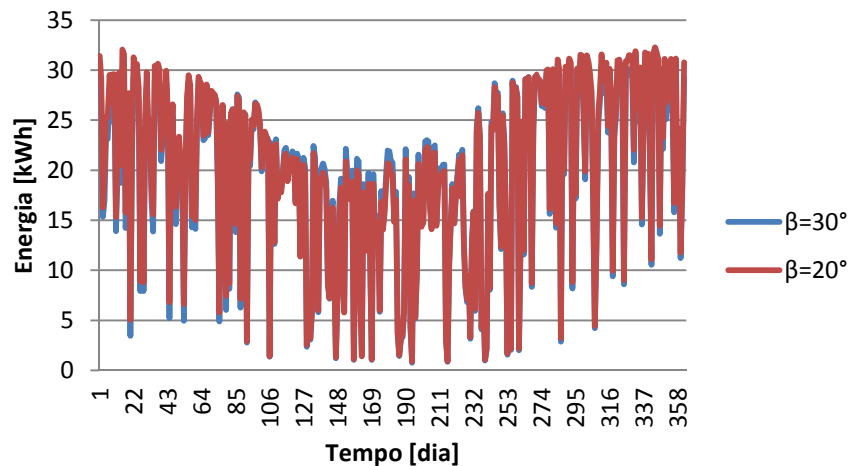


Figura 5. 11 Geração anual de energia, com módulos de silício monocristalino, com inclinação de 20° e 30° do arranjo

Pelo fato de a inclinação de 30° estar mais favorável à posição solar no inverno, percebe-se pelos gráficos uma tendência à maior produção com essa inclinação nesse período, correspondente à parte central do gráfico. A maior produção com inclinação de 20° se dá nos meses com maior disponibilidade de radiação solar, onde predomina maiores elevações solares, além da superfície dos módulos encontrarem-se mais voltadas ao Sol. Mesmo que a inclinação de 30° permita uma produção mais igualitária de energia ao longo do ano, devido ao ângulo máximo de inclinação solar em relação à normal do painel ser de 23,5° em qualquer época do ano, a inclinação de 20° é mais favorável à produção de energia ao longo do ano, como mostra a Tab. (5.6).

Tabela 5. 6 Energia anual e média diária anual entregue à rede, gerada por módulos de silício monocristalino

	$\beta=20^\circ$	$\beta=30^\circ$
Energia anual [kWh]	7301,7	7168,2
Média diária anual [kWh]	20,2	19,8

Percentualmente, a produção anual de energia com inclinação de 20° é 1,83 % maior que para a inclinação de 30° . Embora seja uma diferença pequena, é digna de consideração, em se tratando de geração de energia com tecnologias que, do ponto de vista de geração, ainda possuem eficiência aquém do esperado, embora estejam gradativamente tornando-se competitivas, mas que são compensatórias nos quesitos de baixo custo de manutenção e durabilidade. Além disso, a inclinação de 20° do painel dá um ganho equivalente a aproximadamente uma semana a mais de produção de energia com o painel inclinado a 30° .

5.7.1.2 Silício multicristalino

A Fig. (5.12) ilustra as curvas de produção de energia elétrica em SFCR com os módulos de silício multicristalino, com inclinação de 20° e 30° .

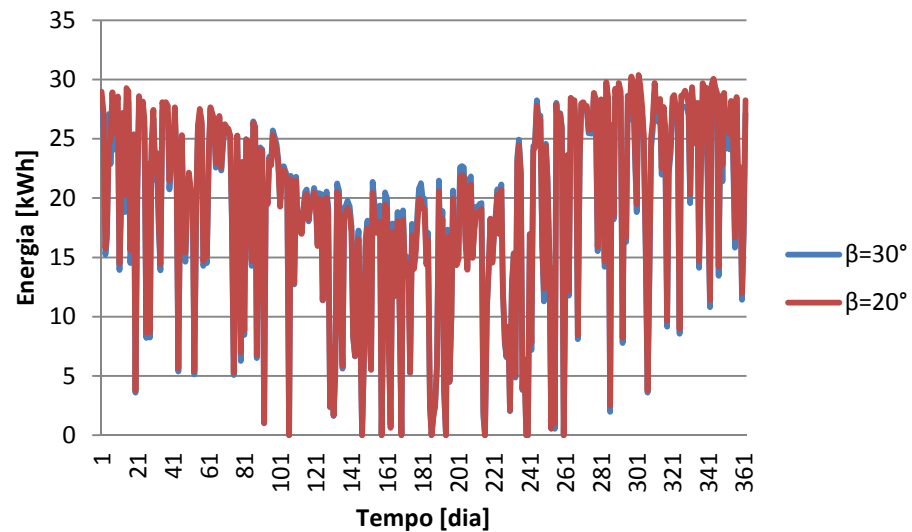


Figura 5. 12 Geração anual de energia, com módulos de silício multicristalino, com inclinação de 20° e 30° do arranjo

A tendência de maior produção no período do inverno, ocorrente com os módulos de silício monocristalino, se repete aqui com a tecnologia de silício multicristalino, conforme pode-se ver no centro da figura. Repete-se também a tendência de maior produção na inclinação de 20° do painel, como se pode ver na Tab. (5.7).

Tabela 5. 7 Energia anual e média diária anual entregue à rede, gerada por módulos de silício multicristalino

	$\beta=20^\circ$	$\beta=30^\circ$
Energia anual [kWh]	6931,1	6855,4
Média diária anual [kWh]	19,2	18,9

A produção de energia com inclinação de 20° do painel é 1,09% superior à produção com inclinação de 30°. Novamente, pouca diferença, porém, pela mesma razão a qual deve ser considerada numa instalação real, conforme dita na seção 5.7.1.1. A inclinação de 20° dá um ganho equivalente a aproximadamente 4 dias a mais de geração de energia com o arranjo inclinado em 30°.

5.7.2 Comparação da produção de energia em SFCR entre as duas tecnologias

As Fig. (5.13) e (5.14) ilustram, respectivamente, a produção de energia das duas tecnologias simuladas para as inclinações de 20° e 30° .

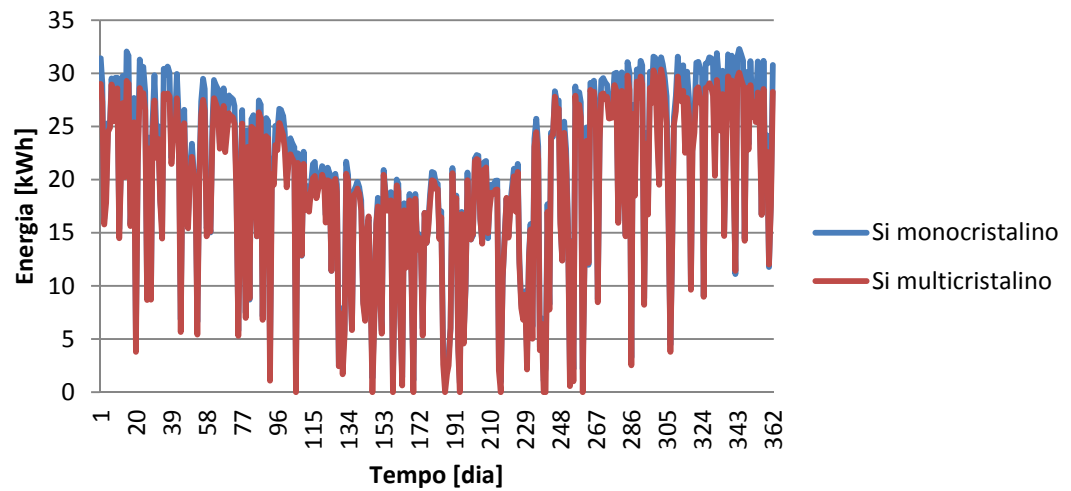


Figura 5. 13 Produção de energia em SFCR para as duas tecnologias, em inclinação de 20°

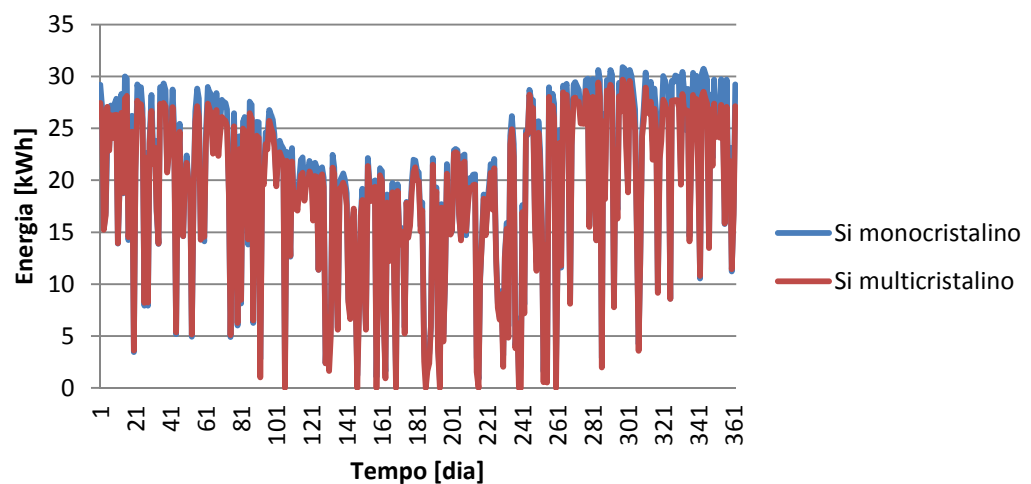


Figura 5. 14 Produção de energia em SFCR para as duas tecnologias, em inclinação de 30°

Para ambas as inclinações, verifica-se que há uma produção maior de energia por parte dos módulos de silício monocristalino. Para a inclinação de 20°, essa produção é 5,1 % superior à produção de energia dos módulos de silício multicristalino, o equivalente a aproximadamente 20 dias de produção a mais por parte dos módulos de silício multicristalino, a julgar pela média diária de produção. Já para a inclinação de 30°, a produção de energia dos módulos de silício monocristalino é 4,4 % superior à produção dos módulos de silício multicristalino, equivalente a aproximadamente 16 dias a mais de produção de energia por parte dos módulos de silício multicristalino.

5.7.3 Considerações finais a respeito da produção de energia por parte das duas tecnologias empregadas

As simulações evidenciaram uma tendência de maior produção de energia por parte dos módulos de silício monocristalino, em ambas as inclinações testadas.

Os módulos de silício monocristalino utilizados no presente trabalho possuem um coeficiente de variação de corrente de curto circuito Cu_{Isc} inferior ao mesmo coeficiente dos módulos de silício multicristalino, porém, possuem uma menor tendência à queda de tensão devido à variabilidade térmica, evidenciado pelo menor valor em módulo do coeficiente de variação de tensão de circuito aberto Cu_{Voc} . Os coeficientes de ambas as tecnologias estão dispostos na Tab. (5.8)

Tabela 5. 8 Coeficientes térmicos das duas tecnologias empregadas nas simulações

Tecnologia	Cu_{Voc} [mV/°C]	Cu_{Isc} [mA/°C]
Silício monocristalino	-1,90	3,25
Silício multicristalino	-2,26	4,32

Na seção 3.1.1, ilustram-se a variação da tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito devido à temperatura, para a mesma tecnologia. É evidente que a queda de tensão de circuito aberto é mais suscetível devido ao aumento da temperatura se comparado ao incremento

de corrente na célula. Nesse caso, independente da tecnologia, o provável fator relevante numa tecnologia é o coeficiente de variação de tensão de circuito aberto com a temperatura.

Além disso, verificou-se que para as duas tecnologias, a inclinação de 20° é a mais favorável na região para a produção de energia. Essa inclinação mantém o arranjo mais voltado ao Sol no verão, período em que há maior disponibilidade de irradiância solar, devido principalmente à maior elevação solar, além da menor distância Terra-Sol neste período. Mesmo a predominância de temperaturas atmosféricas elevadas nesse período, bem como a maior quantidade de irradiância nos módulos, fatores que contribuem também para o aquecimento da célula, a maior disponibilidade de irradiância solar acarreta em maior produção de energia.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

Um dos objetivos pretendidos por este trabalho foi buscar uma alternativa a um banco de dados medidos de irradiância para fins de utilização em estimativas de produção de energia, não somente para exigir menor poder computacional para os cálculos, mas para generalizar as estimativas para locais que carecem de dados medidos.

As análises focaram-se nas estimativas de produção de energia elétrica em SFCR, a partir de dados medidos, obtidos do AMT de Porto Alegre, e calculados, a partir do modelo de céu claro de ESRA. Utilizou-se o Modelo de Perez para obtenção da irradiância em superfícies inclinadas a partir da irradiância global horizontal calculada pelo Modelo de ESRA e medida, obtida do AMT de Porto Alegre.

Para a utilização do Modelo de ESRA, foi necessário obter os coeficientes de turbidez de Linke TL para Porto Alegre-RS, a partir dos dados do AMT, valendo-se da metodologia de Karayel et al. (1984).

As comparações feitas entre os dois modelos mostraram relativa discrepância, no que se refere às estimativas. Ao comparar somente os dias ensolarados do AMT com as simulações para esses mesmos dias feitas com o Modelo de ESRA, o erro diminuiu ao ponto de tornar a estimativa confiável, apresentando uma diferença de produção de energia inferior a 6,5 %, sugerindo que o modelo pode muito bem ser empregado em lugares onde prevalece clima menos encoberto, com potencial para estações solares de grande porte.

As simulações executadas com as duas tecnologias de módulos fotovoltaicos e duas inclinações mostraram a prevalência do silício monocristalino para maior produção de energia. Comparando com outro resultado publicado previamente, e analisando as prováveis causas que diferenciavam os resultados, verificou-se a provável influência da tensão de circuito aberto V_{oc} , em que, independente da tecnologia, as células que têm um coeficiente que propicia menor queda de tensão com o aumento da temperatura da célula deve resultar em maior geração de energia.

A partir dos estudos realizados no presente trabalho, novas propostas de continuidade de pesquisas correlatas surgiram, e são pautadas abaixo:

- Comparar a produção anual de energia a partir das estimativas de radiação com os modelos de ESRA e a partir do AMT, ambos para superfícies inclinadas, para

localidades com clima onde predomina quantidade maior de dias de céu claro.

- Obter os coeficientes de turbidez de Linke TL para Porto Alegre a partir de todos os dias do AMT, sem usar a condição imposta por Karayel et al. (1984) – $\frac{I_d}{I} < \frac{1}{3}$ - com a finalidade de possibilitar maior proximidade dos resultados a partir do Modelo de ESRA com os dados do AMT.
- Implementar nas rotinas módulos FV de diferentes fabricantes e comparar a geração de energia anual, observando as possíveis diferenças de geração de energia e a relação disso com o coeficiente de variação de tensão de circuito aberto das células.
- Obter os coeficientes TL para Florianópolis – SC, valendo-se dos dados obtidos no intercâmbio no LABSOLAR – UFSC, e repetir as análises feitas para Porto Alegre, bem como comparar as componentes direta e difusa obtidas a partir da correlação de Erbs, já implementadas na rotina, com as mesmas componentes do AMT de Florianópolis.

REFERÊNCIAS

- ALPS TECHNOLOGY INC. *Solar Module: AP-BP 85 W*. Disponível em: <<http://www.alpstechnologyinc.com/products/solar-module-ap-bp85w>>. Acesso em 25 fev 2014.
- BECKER, S. Calculation of Direct Solar and Diffuse Radiation in Israel. *International Journal of Climatology*. V. 21. pp. 1561- 1576. 2001. Ed. Wiley.
- BENEDITO, R. S. Caracterização da geração distribuída por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório. *Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo*. 2009. São Paulo
- BENEDITO, R. S., ZILLES R. Caracterização da produção de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil. *ASADES. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*. v 13, 2009. Argentina.
- CENTRO de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC) e Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Banco de dados de imagens de satélite. Disponível em: <http://satelite.cptec.inpe.br/acervo/goes_antiores.jsp>
- CENTRO de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB). Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=321>>
- DAL PAI, A., ESCOBEDO, J. F., ASSUNÇÃO, H. F. Fatores de Turbidez de Linke na Estimativa da Radiação Solar Direta na Incidência Normal para Elevada Transmissividade Atmosférica. *XII Congresso Brasileiro de Meteorologia*. Foz do Iguaçu – PR. 2002.
- DIAS, J. B. Comunicação privada. 2007.
- DIAS, J. B. Comunicação privada. 2007. Pós-doutorado.
- DUFFIE, J. A., BECKMAN, W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. Ed. John Wiley & Sons. 3^a ed. 2006.
- ESTAÇÕES Meteorológicas Automáticas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/>>
- HERNANDEZ, J., GORDILLO, G., VALLEJO, W. Predicting the behavior of a grid-connected photovoltaic system from measurements of solar radiation and ambient temperature. *Applied Energy*. n. 104. p. 527-537. 2013.
- HOTTEL, H. C. A Simple Model for Estimating the Transmittance of Direct Solar

Radiation Through Clear Atmospheres. *Solar Energy*. Vol. 18. pp. 129 – 134. 1976.

INEICHEN, P. Comparison of eight clear sky broadband models against 16 independent data banks. *Solar Energy*. Vol. 80. pp. 468 – 478. 2006.

KARAYEL, M., NAVVAB, E., NE'EMAN, E., SELKOWITZ, S. Zenith Luminance and Sky Luminance Distributions for Daylight Calculations. *Energy and Buildings*. Vol. 6. pp. 283-291. 1984.

KASTEN, F., YOUNG, A. T. Revised optical air mass tables and approximation formula. *Applied Optics*. Vol. 28. n. 22. 1989.

LUIZ, E. W., MARTINS, F. R., PEREIRA, E. B., SCHUCH, N. J. Determinação de um Ano Meteorológico Típico para Florianópolis – SC. *IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES*. São Paulo, 18 a 21 de setembro de 2012.

MELLIT, A., PAVAN A. M. A 24-h forecast of solar irradiance using artificial neural network: Application for performance prediction of a grid-connected PV plant at Trieste, Italy. *Solar Energy*. Elsevier. n. 84. p. 807 – 821. 2010.

OKSOLAR. *BP Solar BP 585*. Disponível em:
http://www.oksolar.com/pdffiles/Solar%20Panels%20bp_585.pdf Acesso em 25 fev 2014.

PEREZ, R., INEICHEN, P., SEALS, R. Modeling Daylight Availability and Irradiance Components from Direct and Global Irradiance. *Solar Energy*. Vol. 44. n 5. pp. 271 – 289. 1990

PINTO FILHO, G. F., 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. São Paulo – SP. Brasil.

RAMPINELLI, G. A., KRENZINGER, A. Descrição de um Programa Computacional de Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica de Distribuição. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*. Vol. 13, 2009.

RIGOLLIER, C., BAUER, O., WALD, L. On the Clear Sky Model of the ESRA – European Solar Atlas Radiation – with Respect of the Heliosat Method. *Solar Energy*. Vol. 68. n.1. pp. 33 – 48. 2000.

RIGOLLIER, C., WALD, L. Selecting a Clear Sky Model to Accurately Map Solar Radiation from Satellite Images. *Remote Sensing in the 21st Century: Economic and Environmental Applications*. Ed. Casanova. Balkema, Rotterdam. 2000.

ROSSI, L. A., MARINI, J. A. Projeto de sistemas fotovoltaicos para oferta de energia elétrica a comunidades rurais. *IV Encontro de Energia no Meio Rural*, 2002, Campinas - SP. *Anais do IV Encontro Nacional de Energia no Meio Rural*, 2002. v 01. p 01-05.

RUS C., ALMONACID, F., HONTORIA, L., PEREZ, P. J., MUÑOZ, F. J., AGUILAR, J. D. Herramienta para el cálculo de la radiación solar sobre superficies inclinadas. Universidad de Jaén, España. *Iniciación a La Investigación*. Revista Electrónica. 2010.

SMA SUNNY DESIGN. *Inversor Sunny Boy 3800 W*. Disponível em: <<http://www.sma.de/en/products/solar-inverters-with-transformer/sunny-boy-3000-us-3800-us-4000-us.html#Technical-Data-8733>> Acesso em: 26 fev 2014

SOUZA, G. K. ; MACAGNAN, M. H. Extração de um Ano Típico para Porto Alegre. *Mostra UNISINOS de Iniciação Científica*. 2013. pp. 964-965. Editora Casa Leiria.

UFRJ – *Lab Fotovoltaico - Education*. Disponível em: <<http://www.solar.coppe.ufrj.br/practical.html>> Acesso em: 25 fev 2014.

WENHAM, S. R., GREEN, M. A., WATT, M. E., CORKISH, R. *Applied Photovoltaics*. Second Edition. London, Earthscan, 2007, 323 p.

WIKIPEDIA, *Solar cell*. Disponível em: <http://en.wikipedia.org/wiki/Solar_cell>. Acesso em 25 set 2013.

WIRELESSPT, *Energia Solar*. Disponível em: <http://wirelesspt.net/wiki/Energia_Solar>. Acesso em 6 out 2013.

TRABALHOS PUBLICADOS DURANTE O MESTRADO

ROSSA, C. H., DIAS, J. B., KARNAS, G. A. M. Evaluation of energy produced by grid-connected photovoltaic systems in Porto Alegre – Brazil. *Materials and processes for energy: communicating current research and technological developments*. Ed. Formatex. 1 ed. Vol 1. pp. 45 – 51. Badajoz, Espanha. 2013.

ROSSA, C. H., DIAS, J. B., MACAGNAN, M. H. Estimativas das perdas térmicas na produção de energia de duas tecnologias de células fotovoltaicas. Artigo aceito para apresentação oral. *V Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Recife – PE. 2014. ABENS.

INTERCÂMBIO REALIZADO NA UFSC

No período de 21 de novembro de 2013 a 21 de dezembro de 2013, realizou-se um intercâmbio no LABSOLAR – UFSC, como parte do Projeto Casadinho/Procad n. 552687/2011-1, cujo título é ‘Estudos e aplicações de processos multifásicos e aproveitamento de energia solar’.

Nesse período, foram implementados o Modelo de ESRA e o Modelo de Perez no MATLAB, para a realização das simulações pertinentes à pesquisa. Atenção especial deu-se ao Modelo de ESRA, que necessitaria como dado de entrada os coeficientes de turbidez de Linke TL para a região de Porto Alegre. Buscou-se, portanto, metodologias adequadas que pudessem ser aplicadas com o intuito de obter esses coeficientes.

Paralelo a isso, obteve-se o AMT de Florianópolis – SC, além de dados medidos das componentes individuais da radiação na horizontal – direta e difusa, que devem ser usados em trabalhos futuros, em conjunto entre o PPGEM – UNISINOS e o LABSOLAR – UFSC.