



Lisbeth Lucia Martinez Ortega

**Conversão fotovoltaica: comparação de modelos de
desempenho**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação) da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Maurício Nogueira Frota, PhD
Co-orientador: Prof. Alcir de Faro Orlando, PhD

Rio de Janeiro
Junho de 2013



Lisbeth Lucia Martinez Ortega

Conversão fotovoltaica: comparação de modelos de desempenho

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação) da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Maurício Nogueira Frota

Programa de Pós-Graduação em Metrologia (PósMQI/PUC-Rio)

Prof. Alcir de Faro Orlando

Programa de Pós-Graduação em Metrologia (PósMQI/PUC-Rio)

Prof. Carlos Roberto Hall Barbosa

Programa de Pós-Graduação em Metrologia (PósMQI/PUC-Rio)

Prof. Sérgio Leal Braga

Departamento de Engenharia Mecânica (DEM/PUC-Rio)

Dr. Epifanio Mamani Ticona

Instituto de Energia (IEPUC/PUC-Rio)

Jose Eugênio Leal

Coordenador Setorial do Centro
Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 20 de junho de 2013

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

Lisbeth Lucia Martinez Ortega

Formada em Engenharia Física pela Universidad del Cauca, Cauca, Colombia (2006). Perito em balística da Fiscalía General de Colombia, acumulando as funções de metrologista de laboratório e treinamento para a área de balística e polícia judiciaria (2008-2011). Engenheira contratada pela Gobernación de Nariño de Colombia, responsável pelo gerenciamento na prevenção e atendimento de desastres naturais (2007-2008). Pesquisadora do Projeto de P&D Light-Aneel 80/2011, Desenvolvimento tecnológico e inovação na utilização de tecnologia fotovoltaica e sua integração inteligente com a rede de distribuição: uma ação voltada aos grandes clientes da concessionaria de energia elétrica do Rio de Janeiro, Light (2012-2013).

Ficha Catalográfica

Martinez Ortega, Lisbeth Lucia

Conversão fotovoltaica: comparação de modelos de desempenho / Lisbeth Lucia Martinez Ortega; orientadores: Maurício Nogueira Frota; Alcir de Faro Orlando. – 2013.

116 f. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Metrologia para a Qualidade e Inovação, 2013.

Inclui bibliografia

1. Metrologia – Teses. 2. Conversão fotovoltaica. 3. Simulação da capacidade de conversão fotovoltaica. 4. Radiação solar. 5. Painéis fotovoltaicos. I. Frota, Maurício Nogueira. II. Orlando, Alcir de Faro. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Programa de Pós-Graduação em Metrologia para a Qualidade e Inovação. IV. Título.

CDD: 389.1

Dedico esta dissertação à minha mãe Mónica, meus irmãos Mario Andrés e Adrián Fernando, meus avós María Lucía e Carlos Gerardo. Esse triunfo alcançado é para vocês.

Agradecimentos

A Deus, por guiar-me no caminho da minha vida e brindar-me a força para alcançar as metas a que me proponho.

Aos meus orientadores, professores Dr. Maurício Frota e Dr. Alcir de Faro Orlando, pelos ensinamentos, contribuições e excelente orientação desta dissertação.

À CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal do Ensino Superior) e à PUC-Rio, pelas bolsas de estudo e auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

Aos demais membros da Banca Examinadora, Dr. Carlos Hall, Dr. Sergio Braga e Dr. Epifanio Ticona, pela avaliação e sugestões apresentadas para o enriquecimento do trabalho.

À minha mãe Mónica, meus irmãos Mario Andrés e Adrián Fernando, meus avós María Lucía e Carlos Gerardo e a toda família que, sempre acreditam em mim e estão comigo para me dar coragem de alcançar meus sonhos.

À minha prima Ingrid Milena Martínez e Mairon Belchior, pelo apoio e incentivo constante na minha vida no Rio de Janeiro.

Ao querido casal de amigos Gilcinea Pesenti e Ivan Mendes, pelo carinho, sábios conselhos e por abrir-me as portas da sua casa, sua família e seus corações.

Aos colegas do Mestrado em Metrologia, especialmente Antonio Fernando de Mendonça, Khrissy Medeiros e Livia Ferreira, pelos conselhos dados nos momentos bons e difíceis vividos durante o tempo do mestrado, pela sua amizade e ajuda no aperfeiçoamento do português.

Aos amigos da Colômbia, que sempre me brindaram palavras de força e estímulo a distância.

Aos amigos que moram no Brasil, pela parceria, carinho e momentos de alegria vivenciados durante minha estada neste lindo país.

Aos professores do Mestrado em Metrologia, pela paciência para entender a linguagem de uma estudante estrangeira e pelos valiosos conhecimentos ensinados.

À equipe técnica e administrativa do Mestrado em Metrologia – Márcia Ribeiro e Paula Guimarães – pelo apoio técnico e administrativo.

À Light/Aneel pela oportunidade de participar como pesquisadora do Projeto de P&D Light-Aneel 80/2011, Desenvolvimento tecnológico e inovação na utilização de tecnologia fotovoltaica e sua integração inteligente com a rede de distribuição: uma ação voltada aos grandes clientes da concessionária de energia elétrica do Rio de Janeiro (Light).

Resumo

Ortega, Lisbeth Lucia Martinez; Frota, Maurício Nogueira; Orlando, Alcir de Faro. **Conversão fotovoltaica: comparação de modelos de desempenho.** Rio de Janeiro, 2013. 116p. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O objetivo desta pesquisa de mestrado é comparar o desempenho de três modelos de simulação numérica (Duffie & Beckman, King et al. e Masters) sobre a capacidade de conversão fotovoltaica obtida em painéis, tomando o modelo de King et al. como base de referência já que este foi validado à luz de dados experimentais com grau de concordância (exatidão) entre 2,4% a 5,4%. As simulações fazem uso de dados oficiais (dados horários e dados médios mensais de radiação solar incidente, temperatura ambiente, velocidade de vento) disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia do Brasil e de dados técnicos de desempenho do fabricante de painéis fotovoltaicos. A motivação para desenvolvimento do trabalho resulta da percepção da importância da energia solar fotovoltaica como estratégia de sua inclusão e diversificação da matriz energética brasileira. A metodologia proposta consiste em: (i) comparar o desempenho dos três modelos estudados e (ii) aplicar a metodologia de cálculo para avaliar o desempenho na conversão fotovoltaica nas condições solarimétricas favoráveis de onze cidades brasileiras, assim criando uma escala que possa ser utilizada para estabelecer um benchmark nacional. Os resultados revelaram que o modelo Duffie & Beckman reproduz os resultados de conversão fotovoltaica obtido pelo modelo King et al. com grau de concordância 2,4 %, enquanto a concordância com o modelo Masters ultrapassa a faixa de exatidão (7,4 %). Como conclusão, o uso de dados meteorológicos médios mensais mostraram-se eficazes para estimar a energia elétrica que resulta do processo de conversão fotovoltaica em substituição aos dados horários nem sempre disponíveis.

Palavras-chave

Metrologia; conversão fotovoltaica; simulação da capacidade de conversão fotovoltaica; radiação solar; painéis fotovoltaicos.

Abstract

Ortega, Lisbeth Lucia Martinez; Frota, Maurício Nogueira (Advisor); Orlando, Alcir de Faro (Co-Advisor). **Photovoltaic conversion: comparison among performance models.** Rio de Janeiro, 2013. 116p. MSc. Dissertation - Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The goal of this MSc. dissertation is to compare the performance of three classical models of numerical simulation (Duffie & Beckman, King et al. and Masters) to generate electricity from the photovoltaic conversion obtained in panels, taking the model of King et al. as a baseline since it was validated vis-à-vis experimental data within 2.4% to 5.4%. The simulations make use of official data (solar hourly and monthly data of solar incident radiation, temperature, wind speed) provided by the National Institute of Meteorology of Brazil and of performance data provided by the manufacturer of the photovoltaic panel. The motivation for development of the work resulted from the perception of the importance of photovoltaic energy as a strategy for diversification of the Brazilian energy matrix. The proposed methodology (i) compares the performance of the three models studied and (ii) applies it for assessing the performance of the photovoltaic conversion in eleven Brazilian cities that exhibit favourable conditions for photovoltaic conversion, thus creating a scale that can be used to establish a national benchmark. The results revealed that the Duffie & Beckman model reproduces the results of the photovoltaic conversion model obtained by King et al. degree within 2.4 %, while the agreement with the model of Masters over range accuracy (7.4 %). In conclusion, the use of monthly averaged meteorological data proved to be effective for estimating the energy that results from the process of photovoltaic conversion when hourly data is not available.

Keywords

Metrology; photovoltaic conversion; simulation capacity of photovoltaic conversion; solar radiation; photovoltaic panels.

Sumário

1 Introdução	19
1.1. Contexto	20
1.2. Caracterização do problema	20
1.3. Motivação	21
1.4. Objetivos	21
1.5. Metodologia	22
1.6. Estrutura do trabalho	23
2 Fundamentos da energia solar	25
2.1. Radiação	25
2.1.1. O Sol como fonte de energia renovável	25
2.1.2. Distribuição da radiação solar	27
2.1.3. Radiação global, direta, difusa e refletida	27
2.1.4. Medição da radiação solar	28
2.2. Tecnologia solar fotovoltaica	28
2.2.1. Classificação das células fotovoltaicas	29
2.2.2. Eficiência de conversão das células fotovoltaicas	32
2.2.3. Funcionamento de uma célula fotovoltaica	33
2.2.4. Efeitos adversos na conversão fotovoltaica	35
2.2.4.1. Sombreamento	35
2.2.4.2. Temperatura da célula e velocidade de vento	35
2.3. Sistemas fotovoltaicos	36
3 Energia solar: estado-da-arte	39
3.1. Panorama energético mundial	39
3.2. Capacidade instalada da energia solar fotovoltaica no mundo	42
3.3. Perspectiva do mercado mundial da energia solar fotovoltaica	44
3.4. O modelo de sucesso desenvolvido por países selecionados	47
3.4.1. A experiência da Alemanha	47
3.4.2. A experiência da Itália	48

3.4.3. A experiência do Japão	49
3.4.4. A experiência da Espanha	50
3.4.5. A experiência dos Estados Unidos	51
3.4.6. A experiência da China	52
3.5. Reflexões sobre o desenvolvimento de energia solar no Brasil	53
3.5.1. O contexto energético brasileiro	54
3.5.2. Competitividade da geração fotovoltaica no Brasil	55
3.5.3. Cenário do mercado fotovoltaico brasileiro	58
3.5.4. Estratégias de incentivo para estabelecimento do mercado	61
3.5.4.1. Política brasileira de incentivo à conversão fotovoltaica	62
3.5.4.2. Normalização aplicável ao uso da energia solar fotovoltaica	63
3.5.4.3. Avaliação da conformidade na energia solar fotovoltaica	64
3.5.4.4. O Selo solar	64
3.5.5. Capacidade instalada nacional de energia fotovoltaica	65
4 Modelos de desempenho de um painel fotovoltaico	67
4.1. Características elétricas de um módulo fotovoltaico	67
4.2. Modelo de desempenho Duffie & Beckman	71
4.2.1. Temperatura da célula fotovoltaica	71
4.3. Modelo de desempenho King <i>et al.</i>	73
4.3.1. Modelo térmico aplicável ao módulo fotovoltaico	74
4.3.2. Temperatura do substrato da célula fotovoltaica	74
4.4. Modelo de desempenho Masters	75
4.4.1. Efeito da temperatura e da radiação solar sobre as curvas I-V	76
4.4.2. Temperatura da célula fotovoltaica	77
4.5. Modelo de Desempenho de Davis <i>et al.</i>	77
4.5.1. Modelo de transferência de calor transiente unidimensional	77
5 Conversão fotovoltaica: comparação entre modelos	80
5.1. Estrutura da base de dados do INMET	80
5.2. Análise preliminar dos dados	82
5.3. Simulação numérica do desempenho de um módulo fotovoltaico	83
5.3.1. Características do módulo fotovoltaico	83
5.3.2. Cálculo dos parâmetros controlados da pesquisa	84

5.3.2.1. Cálculo dos dados horários	84
5.3.2.2. Cálculo dos dados médios mensais	85
5.4. Resultados da comparação dos modelos de desempenho	87
5.4.1. Diferença entre médias horárias e médias mensais	88
5.4.2. Capacidade de conversão fotovoltaica	90
5.4.3. O modelo de desempenho de referência	97
5.5. Análise e interpretação dos resultados	98
6 Conclusões e recomendações	101
Referências bibliográficas	102
Apêndice A: Diferença entre médias horárias e médias mensais	109
Apêndice B: Capacidade de conversão fotovoltaica	113

Lista de figuras

Figura 1 - Desenho da pesquisa	23
Figura 2 - Movimento da Terra em volta do Sol	26
Figura 3 - Fundamentos da segunda lei de Kepler	27
Figura 4 - Componentes terrestres da radiação solar	28
Figura 5 - Células PV: (5a) silício monocristalino; (5b) silício policristalino	32
Figura 6 - Células PV, filme fino: (6a) silício amorfo; (6b) CIGS; (6c) CdTe	32
Figura 7 - Novas tecnologias de células PV: (7a) Grätzel; (7b) orgânica	32
Figura 8 - Célula fotovoltaica de silício cristalino	34
Figura 9 - Estrutura geral de um sistema fotovoltaico autônomo	37
Figura 10 - Estrutura geral de um sistema fotovoltaico SFCR	37
Figura 11 - Estrutura geral de um sistema fotovoltaico híbrido	38
Figura 12 - Participação das fontes renováveis no consumo mundial (2010)	41
Figura 13 - Capacidade instalada de energias renováveis no mundo	41
Figura 14 - Previsão de geração de energia renovável em países (2050)	42
Figura 15 - Capacidade instalada acumulada mundial (2000-2011)	43
Figura 16 - Capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo	44
Figura 17 - Redução do preço do módulo fotovoltaico na Europa	45
Figura 18 - Evolução recente do preço de sistemas fotovoltaicos	46
Figura 19 - Produção de módulos fotovoltaicos: participação no mercado	46
Figura 20 - Estrutura da matriz energética elétrica brasileira (2011)	55
Figura 21 - Mapa da radiação solar global brasileira	56
Figura 22 - Matriz energética (22a): brasileira; (22b) fontes renováveis	58
Figura 23 - Emissões de carbono na produção de energia elétrica (2009)	58
Figura 24 - Selo Solar	65
Figura 25 - Curvas típicas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico	68
Figura 26 - Curvas características $I-V$ em função da temperaturas e radiação	76
Figura 27 - Latitude	85
Figura 28 - Representação da declinação solar	86
Figura 29 - Comparação entre métodos de conversão FV (João Pessoa)	93
Figura 30 - Comparação entre métodos de conversão FV (Natal)	93
Figura 31 - Comparação entre métodos de conversão FV (Fortaleza)	94

Figura 32 - Comparação entre métodos de conversão FV (Recife)	94
Figura 33 - Comparação entre métodos de conversão FV (Salvador)	94
Figura 34 - Comparação entre métodos de conversão FV (Brasilia)	95
Figura 35 - Comparação entre métodos de conversão FV (Manaus)	95
Figura 36 - Comparação entre métodos de conversão FV (Belo Horizonte)	95
Figura 37 - Comparação entre métodos de conversão FV (Vitoria)	96
Figura 38 - Comparação entre métodos de conversão FV (São Paulo)	96
Figura 39 - Comparação entre métodos de conversão FV (Rio de Janeiro)	96
Figura 40 - Conversão FV máxima para as condições solarimétricas estudadas	97

Lista de tabelas

Tabela 1 - Exemplos de tecnologias fotovoltaicas na condição de referência	33
Tabela 2 - Projeção da população e consumo de eletricidade (2012-2021)	54
Tabela 3 - Produtividade média da conversão PV no território brasileiro	56
Tabela 4 - Tributação incidente em sistemas fotovoltaicos	59
Tabela 5 - Custo do investimento em sistemas fotovoltaicos no Brasil	59
Tabela 6 - Custo nivelado da conversão fotovoltaica	60
Tabela 7 - Capacidade instalada de geração SFCR no Brasil	66
Tabela 8 - Parâmetros a , b e ΔT para diferentes tipos de montagem	75
Tabela 9 - Níveis de radiação solar das cidades pesquisadas	82
Tabela 10 - Localização das estações meteorológicas consultadas	83
Tabela 11 - Características do módulo fotovoltaico Q-Cells QC-C05-240	84
Tabela 12 - Total mensal das horas-luz das cidades brasileiras selecionadas	87
Tabela 13 - Cálculo da temperatura da célula com base em dados horários	88
Tabela 14 - Eficiência da conversão fotovoltaica com base em dados horários	89
Tabela 15 - Temperatura da célula com base em dados horários e mensais	89
Tabela 16 - Dados médios horários vs. dados médios mensais	90
Tabela 17 - Energia com base nas médias horárias e médias mensais	91
Tabela 18 – Energia máxima obtida da conversão FV	97
Tabela 19 - Comparação entre resultados das simulações realizadas	98
Tabela 20 - Diferença entre médias horárias e mensais (João Pessoa)	109
Tabela 21 - Diferença entre médias horárias e mensais (Natal)	109
Tabela 22 - Diferença entre médias horárias e mensais (Salvador)	110
Tabela 23 - Diferença entre médias horárias e mensais (Manaus)	110
Tabela 24 - Diferença entre médias horárias e mensais (Belo Horizonte)	110
Tabela 25 - Diferença entre médias horárias e mensais (Vitória)	111
Tabela 26 - Diferença entre médias horárias e mensais (São Paulo)	111
Tabela 27 - Diferença entre médias horárias e mensais (Fortaleza)	111
Tabela 28 - Diferença entre médias horárias e mensais (Recife)	112
Tabela 29 - Diferença entre médias horárias e mensais (Brasília)	112
Tabela 30 - Diferença entre médias horárias e mensais (Rio de Janeiro)	112

Tabela 31 - Capacidade de conversão fotovoltaica (João Pessoa)	113
Tabela 32 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Natal)	113
Tabela 33 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Fortaleza)	114
Tabela 34 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Recife)	114
Tabela 35 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Salvador)	114
Tabela 36 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Brasília)	114
Tabela 37 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Manaus)	115
Tabela 38 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Belo Horizonte)	115
Tabela 39 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Vitória)	115
Tabela 40 - Capacidade de conversão fotovoltaica (São Paulo)	115
Tabela 41 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Rio de Janeiro)	116

Abreviaturas e termos

A	Coefficiente que estabelece o limite máximo da temperatura do módulo fotovoltaico para uma baixa velocidade de vento e alta radiação solar
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
A_c	Área do módulo fotovoltaico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica do Brasil
AM	Amazonas
a-Si	Silício Amorfo
a-Si/ μ c-Si	Multijunção de Silício
B	Coefficiente que designa a queda da temperatura do módulo fotovoltaico à medida que a velocidade de vento aumenta
BA	Bahia
BEM	Balanço Energético Nacional
BIPV	Energia Solar Fotovoltaica Integrada em Edifícios
BSW	German Solar Industry Association
CE	Ceará
CdTe	Telureto de Cádmiio
CIS	Disseleneto de Cobre e Índio
CIGS	Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
Circuito MPPT	Circuito para rastreamento de máxima potência
Curva (I-V)	Curva característica corrente-tensão
DF	Distrito Federal
eV	Elétron-volt
EPE	Empresa de Pesquisa Energética Nacional do Brasil
ES	Espirito Santo
Gap	Banda Proibida
G_{ref}	Radiação solar de referencia do módulo fotovoltaico
G_T	Radiação solar incidente
$G_{T,NOCT}$	Radiação solar incidente nas condições NOCT
IEA	International Energy Agency
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia do Brasil
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
I_{sc}	Corrente de Curto Circuito
MG	Minas Gerais
MME	Ministério de Minas e Energia do Brasil
NIST	National Institute of Standards and Technology
NOCT	Temperatura da célula fotovoltaica em condições de operação nominal
OECD	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
Off grid	Sistemas Fotovoltaicos Isolados
OMM	Organização Meteorológica Mundial
PB	Paraíba
PE	Pernambuco
PV	Fotovoltaica
E_{mp}	Energia na máxima potência

$\overline{E_{mpH}}$	Média horária da energia na máxima potência
$\overline{E_{mpM}}$	Média mensal da energia na máxima potência
E_{mptotH}	Total da energia na máxima potência horária
E_{mptotM}	Total da energia na máxima potência mensal
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
RJ	Rio de Janeiro
RN	Rio Grande do Norte
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica ou On grid
SIN	Sistema Interligado Nacional
SP	São Paulo
T_a	Temperatura ambiente
$T_{a,NOCT}$	Temperatura ambiente nas condições NOCT
T_c	Temperatura da célula fotovoltaica
$\overline{T_{cH}}$	Média horária da temperatura da célula fotovoltaica
$\overline{T_{cM}}$	Média mensal da temperatura da célula fotovoltaica
T_{NOCT}	Temperatura do módulo fotovoltaico nas condições NOCT
T_{REF}	Temperatura de referência da célula fotovoltaica
TiO ₂	Dióxido de Titânio nanocristalino dopado com corante
U_L	Coefficiente de perda
UV	Luz ultra-violeta
V	Velocidade de vento
V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto
Wh	Watt-hora
$\mu_{v,OC}$	Coefficiente da temperatura da tensão de circuito aberto
η_c	Eficiência do módulo fotovoltaico ou eficiência no ponto de máxima potência (η_{mp})
η_{mp}	Eficiência no ponto de máxima potência
$\overline{\eta_{mpH}}$	Média horária da eficiência no ponto de máxima potência
$\overline{\eta_{mpM}}$	Média mensal da eficiência no ponto de máxima potência
ΔT	Diferença entre a temperatura da célula e da superfície posterior do módulo fotovoltaico, para um nível de radiação de 1000 W/m ²
φ	Latitude
δ	Declinação Solar
$\tau\alpha$	Fator que mede a transmitância – absorvância do painel

“O segredo do sucesso não é prever o futuro. É preparar-se para um futuro que não pode ser previsto”.
Michel Hammer

1 Introdução

Os crescentes consumos por energia elétrica e demanda por potência constituem preocupação de todos os países, independentemente do seu grau de desenvolvimento econômico. Segundo dados da International Energy Agency (IEA, 2012a), a demanda mundial por energia vai crescer mais de 30% até 2035. Sugere que o consumo de energia nos países desenvolvidos (4% entre 2010-2030) será ultrapassado pelo consumo dos países em desenvolvimento (69% nesse mesmo período) em virtude da melhoria dos parâmetros socioeconômicos desses países.

A energia solar fotovoltaica apresenta-se como uma solução viável de diversificação da matriz energética. Considerada como a fonte de energia que exhibe o maior crescimento (40,2%), destaca-se com uma capacidade mundial acumulada no mundo superior a 69 GW em 2011 (IEA, 2011c).

Segundo dados do Ministério de Minas e Energia do Brasil (MME/EPE, 2012a), o País possui um elevado potencial para o aproveitamento de energia solar durante todo o ano, com uma radiação solar global média anual que varia entre 1200 kWh/m² e 2400 kWh/m². Neste sentido, o Brasil tem posição de destaque mesmo quando comparado aos países europeus que mais têm investido em formas alternativas de energia solar fotovoltaica (e.g.: Alemanha, com 900 a 1250 kWh/m² por ano; Espanha, com 1200 a 1850 kWh/m² por ano).

Dentre os benefícios de longo prazo para o Brasil na utilização deste tipo de energia renovável destacam-se: (i) possibilitar o desenvolvimento das regiões não cobertas pelo Sistema Interligado Nacional (SIN); (ii) complementar a oferta da energia hidrelétrica; (iii) reduzir a dependência do setor energético do mercado das fontes poluentes e (iv) diminuir as emissões de carbono na atmosfera durante a produção de energia elétrica.

1.1. Contexto

Esta dissertação avalia e intercompara o desempenho de três modelos de simulação numérica para avaliar a capacidade de geração de energia elétrica por painéis fotovoltaicos resultante do processo de conversão fotovoltaica.

A comparação de desempenho permitiu avaliar o grau de concordância entre os modelos avaliados e a eficácia de se utilizar dados médios mensais dos parâmetros controlados na pesquisa (temperatura do substrato do painel; eficiência de conversão fotovoltaica e máxima energia gerada) em substituição a dados médios horários, estes nem sempre disponíveis para consulta pelos usuários e projetistas de sistemas fotovoltaicos.

Ao investigar as potencialidades regionais do uso da radiação solar e as características de desempenho dos painéis fotovoltaicos disponíveis no mercado consegue-se validar metodologias de cálculo aplicáveis às condições solarimétricas brasileiras e definir um benchmark nacional para uso da energia solar fotovoltaica. E, também, obter a capacidade de conversão fotovoltaica no Brasil assim contribuindo para definição de estratégias de redução de riscos e investimento para que esse tipo de fonte renovável possa ser inserida de forma mais eficaz na matriz energética nacional.

1.2. Caracterização do problema

No mundo atual, grandes investimentos em projetos são realizados somente após serem feitas avaliações rigorosas dos parâmetros críticos e condicionantes para uso de tecnologias alternativas renováveis de energia. Investidores requerem, entretanto, estimativas de desempenho a priori, assim permitindo conhecer a capacidade de conversão fotovoltaica dos painéis fotovoltaicos.

A presente pesquisa de mestrado atende a este propósito contemplando condições solarimétricas, o que influi em uma maior ou menor eficiência de conversão fotovoltaica segundo a temperatura da célula fotovoltaica no substrato do módulo.

A pesquisa de mestrado comparou, quantitativamente, o potencial de geração de energia elétrica utilizando três modelos de desempenho de conversão

fotovoltaica (modelos de Duffie & Beckman, King et al. e Masters). A pesquisa faz uso de dados horários e dados médios mensais de radiação solar, temperatura ambiente, velocidade de vento e de dados técnicos de desempenho fornecidos pelo fabricante de módulos fotovoltaicos. A comparação foi realizada no período de janeiro a março de 2013, para as condições solarimétricas de onze cidades brasileiras que oferecem condições favoráveis de radiação solar (João Pessoa/PB, Natal/RN, Fortaleza/CE, Recife/PE, Salvador/BA, Brasília D.F., Manaus/AM, Belo Horizonte/MG, Vitória/ES, São Paulo/SP e o Rio de Janeiro/RJ).

1.3. Motivação

Essa pesquisa de mestrado tem caráter relevante para o meio acadêmico e empresarial visto que contribui para o desenvolvimento e uso da energia solar fotovoltaica como estratégia de sua inclusão e diversificação da matriz energética brasileira e, em um futuro próximo, da matriz energética colombiana (país de nacionalidade da autora).

1.4. Objetivos

A presente dissertação tem por objetivo geral comparar o desempenho de três modelos clássicos de simulação numérica (Duffie & Beckman, King et al. e Masters) da capacidade de conversão fotovoltaica obtida em painéis fotovoltaicos. A comparação foi efetuada por meio da avaliação dos resultados obtidos das simulações que utilizam dados oficiais (horários e médios mensais, de radiação solar, temperatura ambiente, velocidade de vento) fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia do Brasil (INMET) e de dados técnicos de desempenho do fabricante de painéis fotovoltaicos.

Em termos específicos, a dissertação busca:

- avaliar comparativamente resultados da simulação numérica dos três modelos de desempenho de conversão fotovoltaica (modelo Duffie & Beckman, modelo King *et al.* e modelo Masters).
- estimar o grau de concordância dos três modelos estudados considerando a temperatura da célula fotovoltaica e a máxima potência do painel fotovoltaico.

- estabelecer o impacto no cálculo da eficiência de conversão (e, portanto, na energia convertida na condição de máxima potência) ao se utilizar dados médios mensais ao invés de dados horários dos parâmetros controlados na pesquisa; i.e.: temperatura da célula fotovoltaica, velocidade de vento e radiação solar incidente.
- estimar a capacidade de conversão fotovoltaica de um painel para as condições solarimétricas de onze cidades brasileiras que exibem condições favoráveis de radiação solar, assim criando uma escala que possa ser utilizada para estabelecer um benchmark nacional da energia solar fotovoltaica no Brasil.

1.5. Metodologia

De acordo com a taxionomia de Vergara (2005), quanto aos fins essa pesquisa é classificada como: descritiva (expõe características de determinada população, identifica possíveis relações entre variáveis e determina a natureza dessa relação), metodológica (se refere a instrumentos de captação ou manipulação da realidade) e aplicada (voltadas à aquisição de conhecimentos com vistas à aplicação em uma situação específica). E, quanto aos meios de investigação, classifica-se como: bibliográfica, documental e de investigação *ex ante*¹.

Trata-se de uma pesquisa com característica predominantemente quantitativa, estruturada segundo as seguintes três fases:

- **Fase 1** – exploratória e descritiva: realização de pesquisa bibliográfica e documental como fundamento teórico da dissertação.
- **Fase 2** – aplicada: aplicação e proposição de adaptabilidade dos modelos selecionados (fase 1) ao problema concreto. Elaboração da análise comparativa.
- **Fase 3** – conclusiva: elaboração das conclusões e recomendações para ações e estudos futuros.

A Figura 1 apresenta o desenvolvimento da pesquisa e o encadeamento das atividades que compõem cada fase.

¹ É a avaliação prévia, que determina a factibilidade e viabilidade da intervenção. Geralmente a investigação *ex ante* é seguida de aprovação pelas autoridades competentes. Gera insumos importantes para o processo decisório acerca das escolhas de investimento. (Gil, 2010).

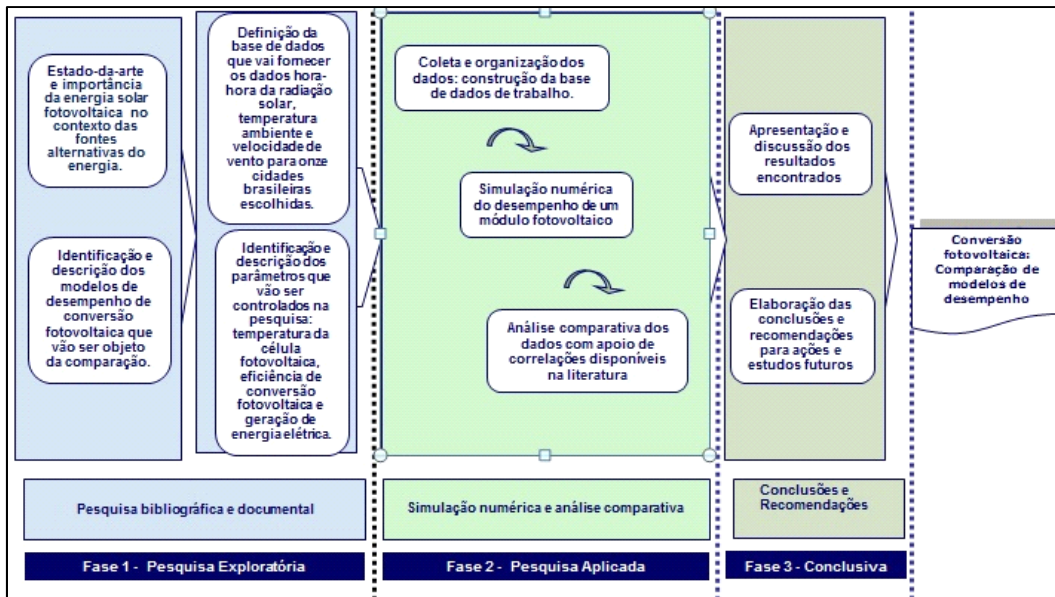


Figura 1 - Desenho da pesquisa

1.6. Estrutura do trabalho

A presente pesquisa está estruturada em seis capítulos, descritos a seguir:

O capítulo 1 refere-se a esta introdução, que contextualiza e caracteriza o problema objeto da pesquisa, descreve a metodologia utilizada e apresenta a sua estrutura.

No capítulo 2 é discutida a base conceitual relacionada a temas críticos e conceituais da energia solar requeridos para desenvolvimento da dissertação.

No capítulo 3 é apresentado o estado-da-arte da energia solar fotovoltaica. Elabora revisão bibliográfica das principais estratégias de sucesso adotadas pelos países que possuem a maior capacidade instalada acumulada deste tipo de fonte de energia renovável e descreve a política brasileira de incentivo à conversão fotovoltaica.

No capítulo 4 é discutida a base conceitual dos modelos de desempenho de conversão fotovoltaica de painéis fotovoltaicos.

No capítulo 5 —cerne da dissertação— são discutidos (i) o processo de coleta e análise dos dados; (ii) a simulação numérica do desempenho do painel fotovoltaico com base nos modelos estudados de Duffie & Beckman, King *et al.* e Masters e (iii) desenvolvida uma comparação entre os respectivos desempenhos.

No capítulo 6, são formuladas as conclusões, associando-as aos objetivos da pesquisa, e encaminhadas recomendações para futuros desdobramentos do trabalho.

Em seguida são listadas as referências bibliográficas consultadas durante o desenvolvimento da pesquisa e, nos Anexos, as planilhas dos cálculos realizados para avaliar o impacto de se utilizar dados médios mensais dos parâmetros de entrada (velocidade de vento, radiação solar incidente e temperatura da célula) em substituição a dados médios horários, nem sempre disponíveis nas bases de dados oficiais.

2 Fundamentos da energia solar

O estudo da conversão fotovoltaica em energia elétrica requer a compreensão de conceitos básicos da energia solar.

Esta é a razão para este capítulo introdutório sobre o Sol, como fonte de energia, e sobre a distribuição da radiação solar global e seus componentes terrestres (radiação direta, difusa e refletida). O capítulo inclui, também, uma descrição sobre equipamentos de medição da radiação solar, a classificação dos diferentes tipos de células fotovoltaicas comerciais existentes no mercado e o funcionamento físico de uma célula fotovoltaica. No contexto dessa discussão são discutidos os agentes externos (sombreamento, temperatura e vento) que afetam a eficiência da conversão fotovoltaica.

Como fechamento do capítulo são discutidos os três tipos de sistemas fotovoltaicos (autônomo, conectado à rede elétrica e híbrido).

2.1. Radiação

Denomina-se radiação, ou energia radiante:

“à energia que se propaga sem necessidade da presença de um meio material. O termo radiação é igualmente aplicado para designar o próprio processo de transferência desse tipo de energia”

(Varejão, 2006, p.165)

2.1.1. O Sol como fonte de energia renovável

O Sol é a principal fonte de energia para os oceanos, a atmosfera, a Terra, e a biosfera. Em média, no curso de um ano, cerca de 340 W de energia solar é irradiada sobre cada metro quadrado da Terra, o que totaliza uma potência radiante anual de 44 quatrilhões de Watt ($4,4 \times 10^{16}$). Como confrontação, uma usina elétrica considerada de grande porte gera cerca de 1 bilhão de Watt (10^9) de

potência. A título de comparação, seriam necessárias 44 milhões dessas centrais para produzir a energia naturalmente gerada pelo sol (NASA, 2012).

O planeta Terra efetua um movimento de rotação, ou seja, roda em torno do seu eixo, em um movimento de oeste para leste. Mas, a Terra também descreve um movimento de translação em volta do Sol, em uma trajetória elíptica tendo o Sol como um dos focos da elipse. A distância da Terra ao Sol varia entre 147,05 milhões de quilômetros (Periélio) e 152,14 milhões de quilômetros (Afélio), como ilustrado na Figura 2.

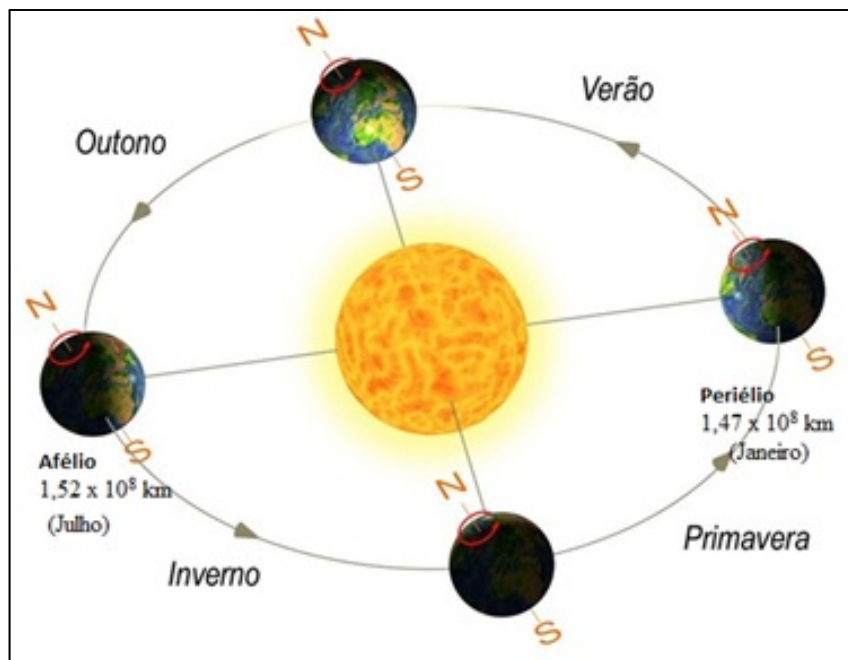


Figura 2 - Movimento da Terra em volta do Sol

Fonte: Bússola de plasma, 2013.

A segunda lei de Kepler diz que:

“uma linha que se estenda do Sol a um planeta, orientada nesse sentido, varre áreas iguais em intervalos de tempo iguais”

Desse modo a Terra movimenta-se mais depressa quando está mais próxima do Sol (Periélio) e mais devagar quando está mais afastada do Sol (Afélio). Ver Figura 3.

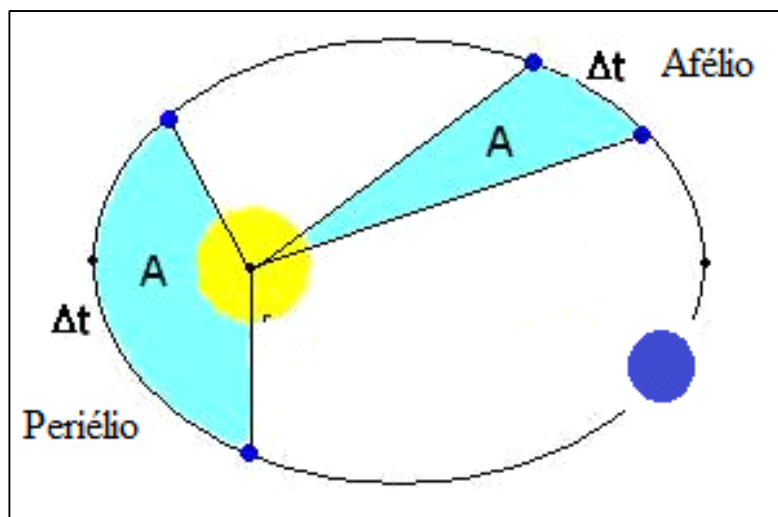


Figura 3 - Fundamentos da segunda lei de Kepler

Fonte: Almeida, 2004.

2.1.2. Distribuição da radiação solar

O fluxo de radiação solar fora da atmosfera depende da distância entre o Sol e a Terra. Com já foi especificado, esta distância varia ao longo do ano, o que implica que a irradiância (i.e.: potência da radiação solar) varie entre 1325 W/m^2 e 1412 W/m^2 (1367 W/m^2 é o valor médio recomendado pela Organização Meteorológica Mundial, OMM 2013). No entanto, apenas parte desta radiação solar atinge a superfície da Terra em função da presença da atmosfera, que induz fenômenos de reflexão, absorção e dispersão.

Para fins práticos, com o céu limpo e, considerando os raios solares perpendiculares à superfície terrestre, a radiação solar global pode ser considerada da ordem de 1000 W/m^2 , independentemente da localização na superfície da Terra (Varejão, 2006).

2.1.3. Radiação global, direta, difusa e refletida

A radiação solar recebida na superfície terrestre designa-se como radiação solar global ou incidente. Já a radiação solar global resulta do somatório das radiações direta, difusa e refletida. Segundo Magalhães (2002):

- Radiação direta é a radiação que incide diretamente na superfície da Terra.

- Radiação difusa é a radiação que não atinge diretamente a superfície terrestre.
- Radiação refletida é a radiação refletida pelo meio que a rodeia, sendo que cada superfície possui um diferente albedo (razão entre a quantidade de radiação refletida e a quantidade de radiação recebida, varia entre 0 e 1).

A figura 4 ilustra a diferença desses três tipos de radiações.

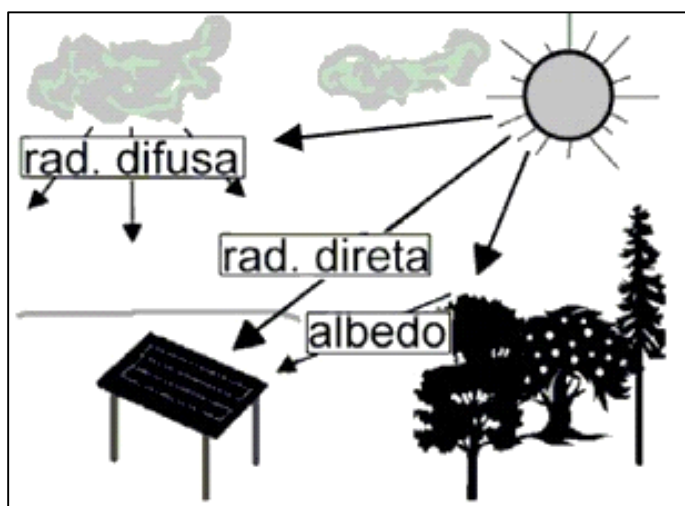


Figura 4 - Componentes terrestres da radiação solar

Fonte: Magalhães, 2002.

2.1.4. Medição da radiação solar

Existem vários instrumentos que são utilizados na medição da radiação solar, caracterizados em função da região espectral a ser medida:

- Piranômetro é o instrumento que mede a quantidade de radiação solar que atinge uma superfície plana, proveniente de todo um hemisfério. É usado para determinar a radiação global, e eventualmente tem sido empregado para estimar a radiação difusa.
- Pireliômetro, mede a radiação solar direta, perpendicularmente à direção de sua propagação (Varejão, 2006, p.197).

2.2. Tecnologia solar fotovoltaica

O fenômeno da conversão de energia solar em energia elétrica foi observado pela primeira vez em 1839 pelo físico francês Edmond Becquerel, que observou a existência de uma diferença de potencial quando eletrodos constituídos por placas

de platina ou de prata, mergulhados em um eletrólito, eram expostos à luz. Este fenômeno físico foi chamado efeito fotovoltaico (Luque, 2003).

Em 1954, os pesquisadores Daryl Chapin, Calvin Fuller e Gerald Pearson do Laboratório *Bell Labs* construíram a primeira célula fotovoltaica de silício com uma eficiência de conversão de energia de 6 %. Em 1960 a célula fotovoltaica tornou-se mais eficiente atingindo o patamar de 14%. Com esses resultados, os programas espaciais incorporaram esta tecnologia e, em 1958, foi lançado o primeiro satélite (*Vanguard I*) alimentado a partir de células fotovoltaicas de silício (Nelson, 2003).

Com a crise mundial de energia na década de 70 do século XX, grupos de cientistas intensificaram a pesquisa sobre fontes alternativas de energias renováveis, na busca de soluções mais econômicas e mais eficientes fazendo uso de novos materiais. As novas formas de produção de energia fizeram com que as células fotovoltaicas não se restringissem somente a programas espaciais e fossem utilizadas como formas alternativas complementares de interesse para o suprimento de energia.

2.2.1. Classificação das células fotovoltaicas

Para uma melhor compreensão das terminologias que serão utilizadas na dissertação, faz-se necessário introduzir a conceituação utilizada nas normas brasileiras aplicáveis ao uso da energia solar:

- Célula fotovoltaica – dispositivo elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica.
- Módulo fotovoltaico – unidade básica formada por um conjunto de células solares interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica.
- Painel fotovoltaico – um ou mais módulos fotovoltaicos interligados eletricamente, montados de modo a formar uma única estrutura (ABNT NBR 10899, 2006, p.2).

Os tipos de células fotovoltaicas comerciais subdividem-se em três grupos (os de primeira, segunda e terceira geração). Descrevem-se, a seguir, as vantagens e desvantagens de cada uma delas, ressaltando-se que não constitui objetivo desta dissertação enumerar e explicar todos os tipos de células fotovoltaicas existentes no mercado ou em fase de investigação e testes em laboratório.

1. **Células fotovoltaicas de primeira geração** – compostas por material semicondutor de silício cristalino. Subdividem-se em dois (ver Figura 5):
 - a. *Monocristalino (mc-Si)*: possui uma estrutura homogênea, para isso é necessário que o silício tenha um grau de pureza de 99,9999%. A sua obtenção é mais cara do que a do silício policristalino, mas tem maior eficiência na conversão de energia (ver Tabela 1). Constitui cerca de 80% do mercado e irá continuar como líder até que uma tecnologia mais eficiente e de custo eficaz seja desenvolvida (Luque, 2003).
 - b. *Policristalino (pc-Si)*: tem um custo de produção inferior por necessitar de menos energia na sua fabricação, mas apresentam um rendimento elétrico inferior (eficiência testada em laboratório de 20,4%) em comparação com a tecnologia monocristalina (eficiência testada em laboratório de 25%) (Green, 2012); esta redução de rendimento é causada pela imperfeição do cristal, devido ao sistema de fabricação. A vantagem de mudar a produção de células solares monocristalinas a policristalinas é diminuir as falhas na contaminação com metais e estrutura de cristal (Luque, 2003).

2. **Células fotovoltaicas de segunda geração** – também denominadas de tecnologia de filme fino. São células flexíveis que precisam de uma área maior para atingir a mesma potência das células de silício, são menos sensíveis a altas temperaturas e sofrem menos alterações na sua eficiência de conversão pelo sombreamento (Luque, 2003). Possuem a seguinte classificação (ver Figura 6):
 - a. *Silício Amorfo (a-Si)*: diverge da tecnologia do silício cristalino com o fato de que os átomos de silício estão localizados de forma aleatória em relação aos outros. Essa aleatoriedade na estrutura atômica afeta as propriedades eletrônicas do material, causando um maior band-gap (1,7 eV) em comparação com o silício cristalino (1,1 eV). Funciona melhor com radiação difusa. A vida útil do painel é estimada em aproximadamente 10 anos porque seu rendimento diminui com o tempo devido à degradação pela luz (Goetzberger, 2002; Chaar, 2011).
 - b. *Disseleneto de Cobre e Índio (CIS)*: contem elementos semicondutores dos grupos I, III e VI da tabela periódica, o que é benéfico, devido à elevada absorção óptica dos seus coeficientes e características elétricas, o que favorece a eficiência quântica e, portanto, a eficiência da conversão de energia. Os materiais usados não têm problemas de toxicidade no processo de fabricação, mas o Índio, por ser um material raro, é mais caro que o Silício (Chaar, 2011).
 - c. *Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS)*: ao contrário da célula de silício, estas células têm um modelo heterogêneo multifacetado. A melhor eficiência da célula fotovoltaica é de 19,6% e cerca de 13% para os módulos fotovoltaicos de grande área. O desafio para

este tipo de módulo tem sido a capacidade limitada para ampliar o processo de alto rendimento a baixo custo (Chaar, 2011).

- d. *Telureto de Cádmio (CdTe)*: é conhecido por ter o band-gap ideal (1,45 eV); contém um elevado coeficiente de absorção direta para um material absorvente de luz solar e é reconhecido como um promissor material para células solares de filme fino. Células fotovoltaicas de CdTe de pequena área possuem eficiências de aproximadamente 15% e já foram demonstrados módulos fotovoltaicos de CdTe com eficiências superiores a 9%. No entanto, a toxicidade do Cádmio (Cd) e os temas ambientais relacionados ao seu processo de fabricação e reciclagem são a principal desvantagem desta tecnologia (Chaar, 2011).
- e. *Multijunção de Silício (a-Si/ μ c-Si)*: é uma combinação das tecnologias do silício cristalino e amorfo. Encontra-se formado em heterojunções. A absorção de luz solar ocorre em um wafer de silício mono ou policristalino. O wafer de silício é contactado em ambos os lados com filmes de silício amorfo. Os melhores resultados foram obtidos com esta abordagem pela empresa japonesa Sanyo. A mais recente conquista é a eficiência de conversão de 20,7% para uma área de célula de 101 cm² (Goetzberger, 2002; Chaar, 2011).

3. **Células fotovoltaicas de terceira geração** – são conhecidas como células de nova tecnologia. Dentre as mais importantes destacam-se (ver Figura 7):

- a. *Células Solares Fotoeletroquímicas (Células de Grätzel)*: são células sensibilizadas por corantes nano-cristalinos, usam o mecanismo de regeneração rápida fotoeletroquímica. Utilizam a energia solar como força eletromotriz para promover reações eletroquímicas e se assemelham a uma bateria comum em operação, ao receber energia das descargas elétricas dos reagentes químicos. O Dióxido de Titânio nanocristalino dopado com corante (TiO₂), com um band-gap de 3,2 eV, tem sido usado como condutor. As eficiências tendem a situar-se entre 5% e 11% em nível celular. No entanto, o calor, a luz ultra-violeta (UV), e a interação dos solventes no encapsulamento das células são as questões negativas desta tecnologia (Goetzberger, 2002; Dos Santos, 2005; Chaar, 2011;).
- b. *Células Solares Orgânicas e Células Solares de Polímero*: são construídas a partir de películas finas (tipicamente 100 nm) de semicondutores orgânicos, tais como polímeros e compostos de pequenas moléculas, bem como pentaceno, polifenileno, vinileno, ftalocianina de cobre e fulerenos. A mais alta eficiência atualmente obtida usando polímeros condutores varia entre 8% a 10%. No entanto, o interesse por este material é a sua flexibilidade mecânica e descartabilidade, uma vez que ele é, em grande parte, feito de plástico. Ao contrário do silício tradicional, o processo de fabricação é rentável (material de baixo custo e alto rendimento de produção), com desafios técnicos limitados (não requer condições de alta temperatura) (Chaar, 2011).

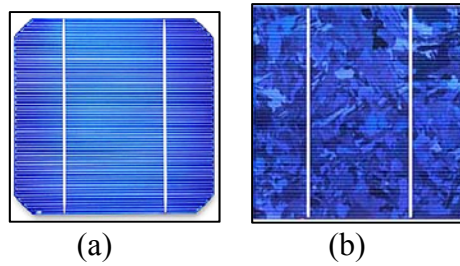


Figura 5 - Células PV: (5a) silício monocristalino; (5b) silício policristalino
Fonte: VIRIDIAN, 2011

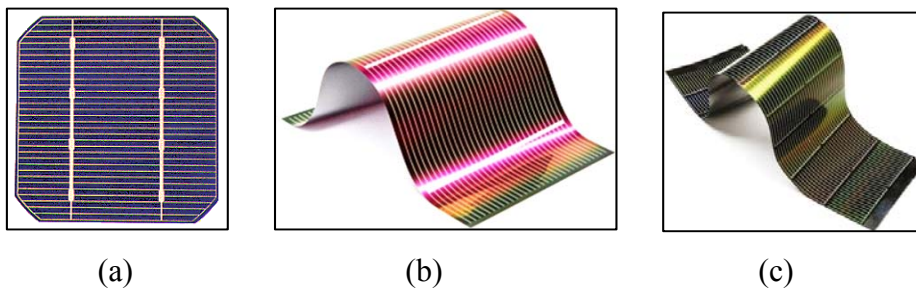


Figura 6 - Células PV, filme fino: (6a) silício amorfo; (6b) CIGS; (6c) CdTe
Fonte: VIRIDIAN, 2011

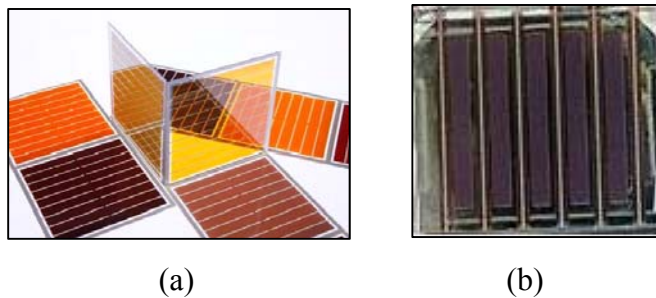


Figura 7 - Novas tecnologias de células PV: (7a) Grätzel; (7b) orgânica
Fonte: TECH-ON, 2012

2.2.2. Eficiência de conversão das células fotovoltaicas

Um dos parâmetros das células fotovoltaicas que experimentou expressivos melhoramentos com o desenvolvimento das diferentes tecnologias foi a eficiência da conversão de energia. Desde o começo da história da energia solar fotovoltaica, o foco principal das pesquisas do mundo científico dedicado a este campo do conhecimento tem sido voltado a ganhos da eficiência da conversão fotovoltaica. Os dados da Tabela 1 ilustram o estado-da-arte dessas eficiências avaliadas em condições laboratoriais, para os diferentes tipos de células fotovoltaicas.

Tabela 1 - Exemplos de tecnologias fotovoltaicas na condição de referência

Tipo de célula fotovoltaica	Eficiência (%)	Área (cm²)
Silício Monocristalino	25,0 ± 0.5	4,00 (da)
Silício Policristalino	20,4 ± 0.5	1,002 (ap)
Silício Amorfo (a-Si)	10,1 ± 0.3	1,036 (ap)
CIGS (CuInGaSe ₂)	19,6 ± 0.6	0,996 (ap)
CdTe	17,3 ± 0.5	1,066 (ap)
a-Si/μc-Si	12,3 ± 0.3	0,962 (ap)
Fotoeletroquímica	11,0 ± 0.3	1,007 (da)
Orgânica	10,0 ± 0.3	1,021 (ap)

(da)= área de iluminação designada; (ap) = área de abertura à radiação solar

Fonte: GREEN, 2012. (Radiação de referência: 1000 W/m² a T=25 °C)

2.2.3.

Funcionamento de uma célula fotovoltaica

O princípio de funcionamento da célula solar fundamenta-se no fenômeno físico do efeito fotovoltaico de conversão da radiação solar em energia elétrica por meio de (diferentes tipos) de materiais semicondutores. A seção 2.2.1 caracteriza as células fotovoltaicas comerciais que apresentam a maior eficiência de conversão de energia que utilizam o silício como material semicondutor.

A estrutura de uma célula fotovoltaica de silício é composta por duas camadas de silício, uma do tipo N, e outra do tipo P (ver Figura 8). Se o semicondutor está a zero Kelvin², possui uma banda preenchida por elétrons (Banda de Valência) e uma segunda banda de nível mais alto que está desocupada (Banda de Condução). Entre essas duas bandas, existe uma banda que os elétrons não podem ocupar (Banda Proibida ou Gap). Para que o elétron passe da banda de valência para a de condução, uma quantidade de energia mínima é necessária. Desse deslocamento, dois tipos de portadores de carga são formados - o elétron - agora localizado na banda de condução e - uma lacuna (positiva) - na qual o elétron se localizava na banda de valência (Lopez, 2009).

² Ocorre quando um corpo é desprovido de energia e suas moléculas estão paradas.

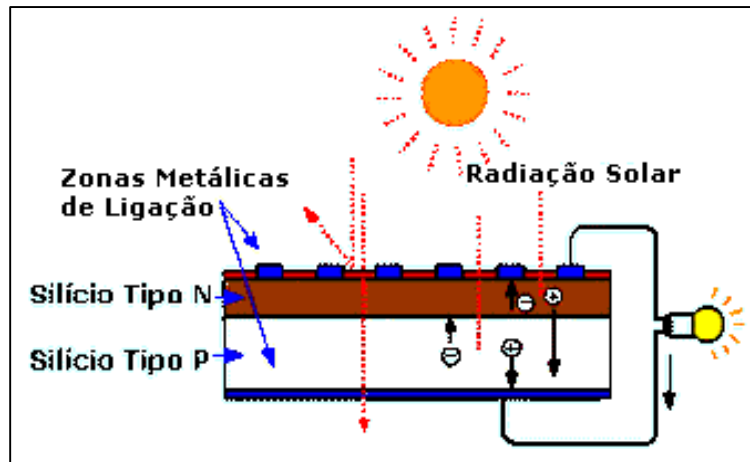


Figura 8 - Célula fotovoltaica de silício cristalino

Fonte: TECH-ON, 2012

O silício pertence ao grupo IV da tabela periódica e por isso possui quatro (4) elétrons de valência, quando estes se combinam entre si formam um sólido chamado cristal. Contudo, na temperatura ambiente, este cristal comporta-se como um isolante. Para aumentar a sua condutividade são adicionados átomos de impurezas, processo designado por dopagem. À camada do tipo N são adicionados átomos de fósforo (P), que possuem cinco (5) elétrons de valência, e assim os elétrons livres excedem o número de lacunas. À camada do tipo P são adicionados átomos de boro (B), que possuem três (3) elétrons de valência, e assim as lacunas excedem o número dos elétrons livres (Luque, 2003).

Quando a radiação solar é absorvida pela união dos cristais do tipo N e P (junção PN), os fótons com energia igual ou superior ao band-gap do material semiconductor utilizado podem ser absorvidos e passam a produzir elétrons livres. A energia dos fótons é transferida para o material, resultando na criação de um campo elétrico na junção das duas camadas, originando a separação dos portadores de cargas (elétrons e lacunas) e, conseqüentemente, uma diferença de potencial³, caso haja uma carga ligada. Se um condutor conecta ambas as faces da célula, quando a mesma é iluminada, circulará uma corrente⁴, cuja intensidade é proporcional à radiação que incide sobre a célula (Luque, 2003). Para isso, a célula fotovoltaica tem contatos metálicos, de alumínio ou prata, em ambos os lados da junção PN, para conduzir a corrente elétrica induzida pelos fótons.

³ Denominada tensão de circuito aberto (V_{oc})

⁴ Denominada como corrente de curto circuito (I_{sc})

2.2.4. Efeitos adversos na conversão fotovoltaica

A eficiência da conversão fotovoltaica por meio de painéis fotovoltaicos pode ser substancialmente afetada por efeitos adversos, dentre os mais conhecidos: o sombreamento, a temperatura da célula e a velocidade do vento.

2.2.4.1. Sombreamento

O sombreamento afeta a eficiência de conversão de energia dos módulos fotovoltaicos, mas também pode causar danos aos mesmos. Quando se tem vários destes módulos interligados em série e existe sombreamento total ou parcial em um deles, as células fotovoltaicas sombreadas comprometem a eficiência de conversão do *string* de painéis como um todo. Diodos de by-pass e alternativas tecnológicas sofisticadas podem ser utilizados para desviar a corrente dos painéis sombreados, assim isolando o problema (Malagoli, 2012) de forma a maximizar a capacidade de conversão para a condição adversa existente.

2.2.4.2. Temperatura da célula e velocidade de vento

A temperatura em um painel fotovoltaico varia ao longo do dia devido à radiação solar, temperatura ambiente e vento. Em um dia de sol com vento os módulos fotovoltaicos aquecem-se menos do que em um dia de sol sem vento. Por outro lado, é importante dizer que dentre as desvantagens das células fotovoltaicas cristalinas, destaca-se o fato de elas serem mais sensíveis ao calor do que as células de filme fino. Segundo Malagoli (2012):

- **Células cristalinas** apresentam um índice de $-0,5 \text{ %/K}$; por exemplo, um aumento de 30°C leva a uma redução de 15% sobre a potência de saída de célula.
- **Células de silício amorfo** apresentam um índice de $-0,2 \text{ %/K}$; por exemplo, um aumento de 30°C leva a uma redução de 6% sobre a potência de saída de célula.

No período de verão a temperatura dos módulos pode atingir entre 40°C e 80°C , por isso os módulos devem ser mantidos o mais ventilados possível para evitar perda de eficiência na conversão de energia.

O capítulo 4 abordará com mais profundidade este tema relacionado ao aumento da temperatura de uma célula fotovoltaica, e a sua influência na máxima potência que um módulo fotovoltaico pode fornecer.

2.3. Sistemas fotovoltaicos

Um dos sistemas que aproveitam a energia solar que ingressa na Terra são os Sistemas Solares Fotovoltaicos, definidos em norma técnica brasileira (ABNT NBR 10899, 2006). Ou seja, “um conjunto de elementos necessários ao aproveitamento da energia radiante solar, para uma dada aplicação, por meio da conversão fotovoltaica”.

Três são as principais categorias de sistemas solares fotovoltaicos:

- I. **Sistemas fotovoltaicos isolados ou autônomos** (*off grid*). Na visão de Rüther (2011) são sistemas que fornecem eletricidade e que não estão conectados à rede de distribuição de eletricidade da concessionária local, o que não impede a sua utilização onde existe acesso à mesma.

São várias as aplicações deste tipo de sistema, podendo ser utilizado em povoados isolados, na agricultura e pecuária (e.g.: bombeamento de água, sistemas de irrigação, cercas elétricas, alimentação de eletrodomésticos, entre outros). Este sistema pode ser constituído pelos seguintes equipamentos (ver Figura 9):

- Painéis solares fotovoltaicos.
- Técnica MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), responsável por extrair a máxima potência dos painéis solares fotovoltaicos a cada instante.
- Controlador de carga das baterias: quando são usadas baterias para armazenar a energia.
- Baterias: quando o sistema necessita de armazenamento de energia.
- Inversor: necessário quando há cargas alimentadas em corrente alternada.

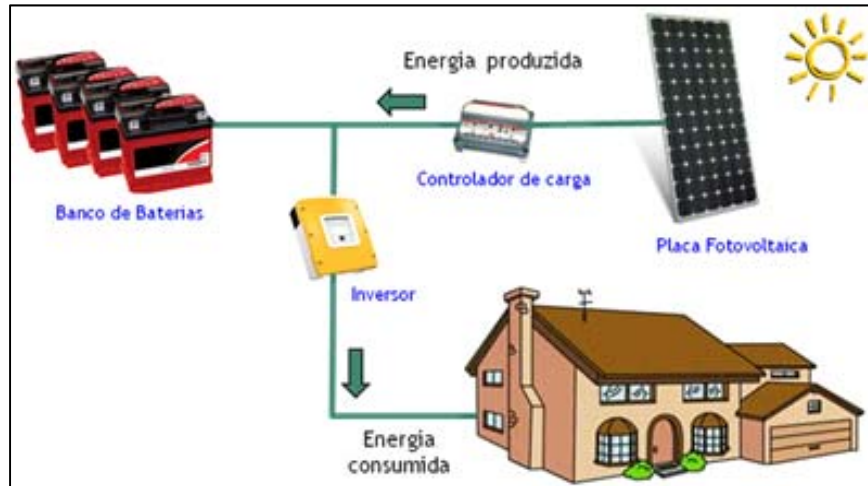


Figura 9 - Estrutura geral de um sistema fotovoltaico autônomo

Fonte: VIRIDIAN, 2011.

- II. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica** (*on grid* ou SFCR). Também em conformidade à visão de Rüther (2011) são instalados para fornecer energia ao consumidor, que pode usar a energia da rede elétrica convencional para complementar a quantidade de energia demandada. O consumidor pode também vender a energia gerada pelo sistema para a distribuidora, caso use menos energia do que a gerada pelo sistema.

Via de regra, esses sistemas incluem os seguintes equipamentos (ver Figura 10):

- Painéis solares fotovoltaicos
- Técnica MPPT implementada com base em algoritmo
- Contador bidirecional: Contador de energia elétrica de consumo e de venda
- Inversor

Nota: embora não seja regra, os inversores utilizam a técnica de MPPT ou uma das suas variantes.

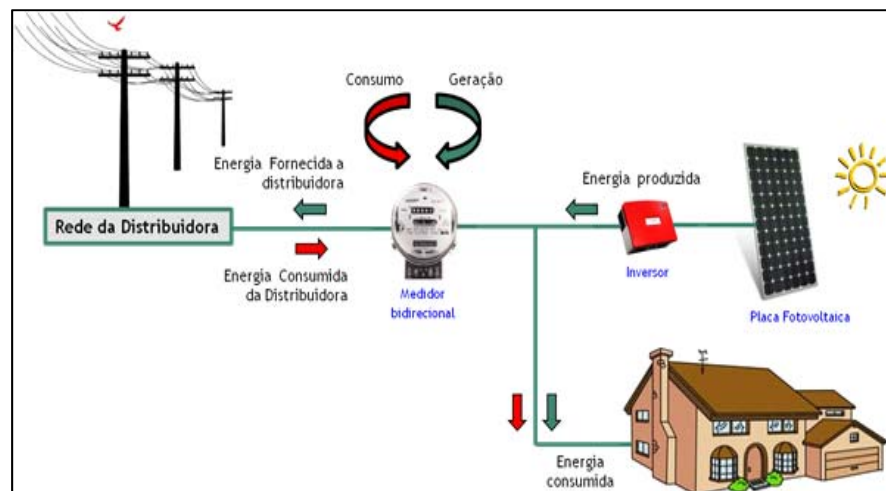


Figura 10 - Estrutura geral de um sistema fotovoltaico SFCR

Fonte: VIRIDIAN, 2011.

- III. **Sistema fotovoltaico híbrido:** consiste na associação de sistemas fotovoltaicos com outra fonte de energia, como por exemplo, eólica, hídrica, ou gerador a diesel (Rüther, 2011). Uma estrutura deste sistema pode-se ver na Figura 11.



Figura 11 - Estrutura geral de um sistema fotovoltaico híbrido

Fonte: CRESEB, 2011.

3 Energia solar: estado-da-arte

O conhecimento do estado-da-arte da energia solar fotovoltaica no mundo e seu desenvolvimento no País propiciam ter uma perspectiva do real panorama do mercado deste tipo de fonte renovável de energia.

A partir disso, este capítulo apresenta o cenário energético mundial atual com a inserção das fontes de energia renováveis no contexto das matrizes energéticas. O capítulo exhibe, também, a evolução recente da capacidade instalada em geração fotovoltaica dos principais países líderes neste setor e uma descrição das políticas utilizadas por eles para alcançar os elevados patamares de produção neste tipo de energia.

Compreendida a percepção do panorama mundial, faz-se uma contextualização do desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil, explicitando-se a abrangência do setor energético nacional e as razões que justificam o uso da conversão fotovoltaica como fonte de energia competitiva em comparação a outras fontes convencionais. O trabalho apresenta o cenário do mercado fotovoltaico no País e discute as ações empreendidas pelo governo federal (e.g.: política de incentivos, normalização e avaliação da conformidade) com o objetivo de estimular e regulamentar o uso da energia solar e da conversão fotovoltaica como estratégia de sua inclusão no setor energético e de diversificação da matriz energética brasileira.

Como parte final do capítulo é apresentada a capacidade da conversão fotovoltaica nacional nas suas atuais usinas fotovoltaicas em operação.

3.1. Panorama energético mundial

Segundo dados oficiais (FMI, 2013), o incremento da economia mundial (5,2% em 2010; 3,9% em 2011; 3,2% em 2012) induziu o aumento da demanda de energia. Conforme a edição do *World Energy Outlook* da *International Energy Agency* (IEA) o consumo de energia deve crescer a uma taxa de 1,6% ao ano,

totalizando um crescimento de 39% entre 2010 e 2030 (IEA, 2012a). Segundo esta mesma fonte (*Key World Statistics*, IEA-2012b), o crescimento da população atingiu 6,83 bilhão de habitantes e a energia mundial produzida foi de 148709 TWh, sendo que 19738 TWh dessa energia foi consumida em forma de energia elétrica (IEA, 2012b).

Na perspectiva de um olhar visionário a procura mundial por energia (demanda) vai crescer mais de 30% até 2035, lembrando que a China, Índia e Oriente Médio representam 60% desse aumento. Já nos 34 países que compõem a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OECD) (da qual o Brasil não é membro), o consumo de energia deve crescer apenas 4% entre 2010 e 2030. Nos países que não pertencem à OECD o crescimento será de 69%, nesse mesmo período. Desta forma, os países que não integram OECD (e que já eram responsáveis por 54% do consumo mundial de energia em 2010) devem passar a consumir 65% em 2030 (IEA, 2012a). Desse modo, o mundo em desenvolvimento passará a consumir mais de dois terços (2/3) da energia mundial em 2030.

No cenário mundial, o surpreendente crescimento da demanda por energia é preocupante, não apenas pelos desafios para suprir a demanda mas pelos seus impactos no planeta (REN21, 2012). Os dados da Figura 12 ilustram a participação de diferentes fontes de energia renováveis no consumo final da energia total mundial em 2010. Graças a investimentos bilionários (211 bilhões de dólares em 2010), os combustíveis fósseis continuam a dominar a matriz energética global, contabilizando 523 bilhões de dólares de subsídios em 2011. Ou seja, cerca de 30% a mais que em 2010 e três vezes maior que os subsídios recebidos de fontes renováveis de energia.

Neste cenário, as emissões de gases de efeito estufa, no longo prazo, poderão induzir um aumento da temperatura média global de 3,6 °C.

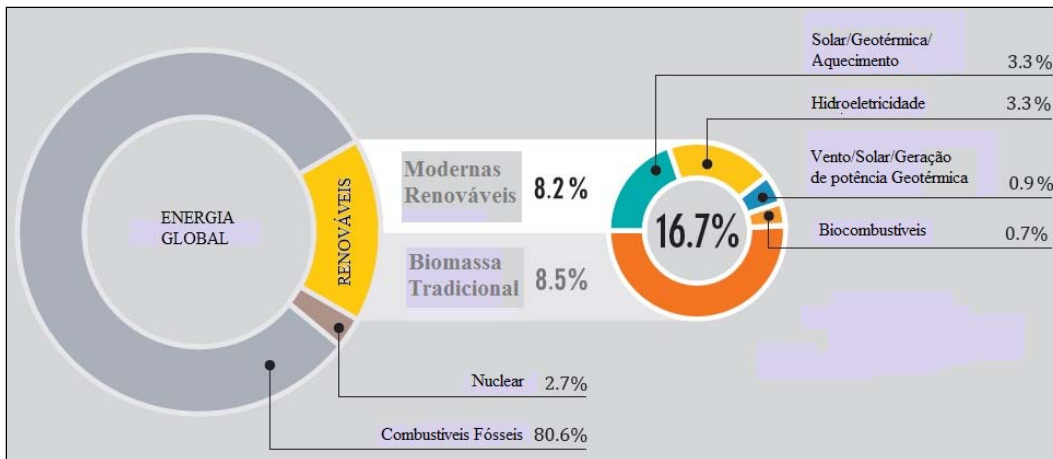


Figura 12 - Participação das fontes renováveis no consumo mundial (2010)

Fonte: REN21, 2012.

Tais valores revelam ainda uma clara dependência por combustíveis fósseis. No entanto, vários países do mundo realizam esforços com a finalidade de restringir as emissões de gases de efeito estufa. As preocupações com a segurança de abastecimento desse tipo de combustíveis levaram a uma maior atenção e apoio às políticas de energias renováveis na última década.

A transição de um modelo de geração para outro demanda tempo e investimento financeiro. Conforme dados mostrados na Figura 13, diversos países já investem e as projeções confirmam essa tendência na oferta de energia renovável, o que deverá se manter no curso das futuras décadas, conforme ilustrado na Figura 14.

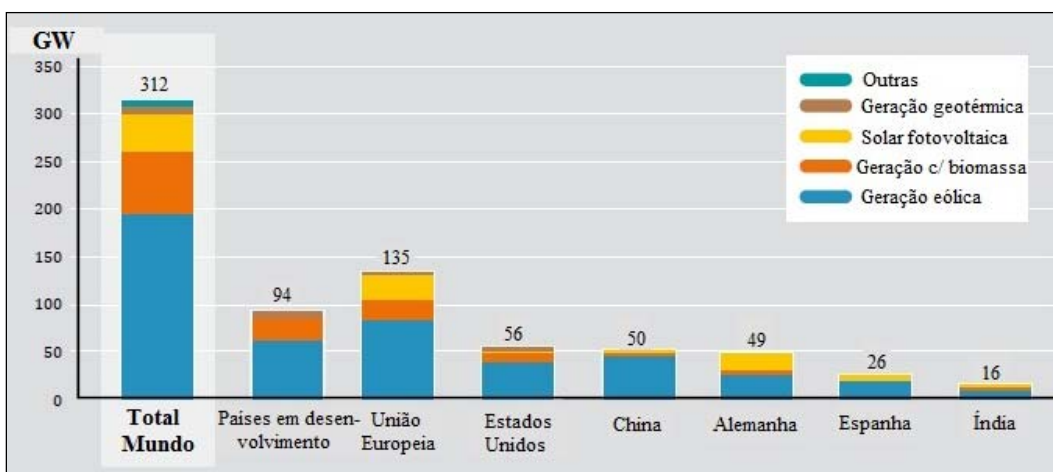


Figura 13 - Capacidade instalada de energias renováveis no mundo

Fonte: REN21, 2012.

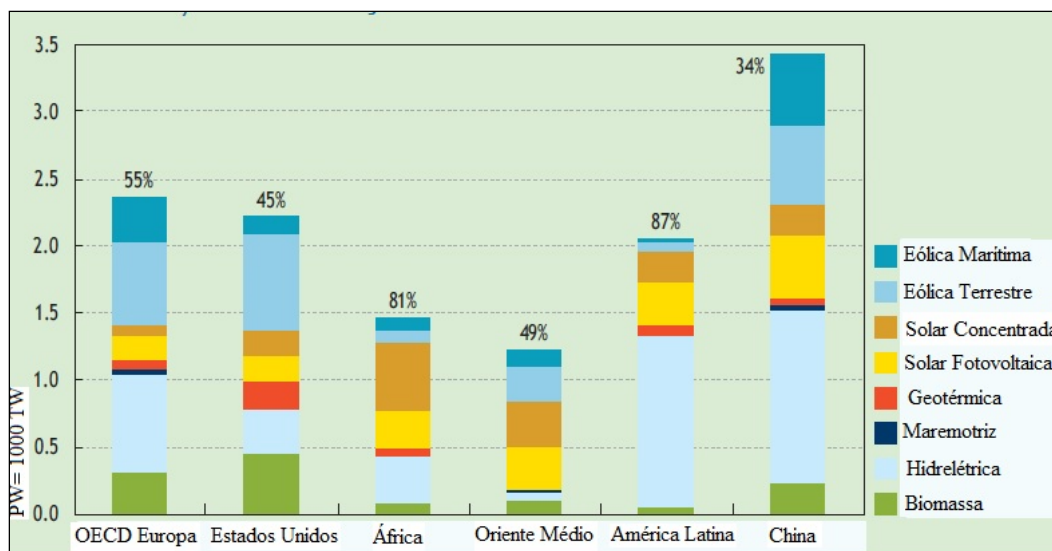


Figura 14 - Previsão de geração de energia renovável em países (2050)

Fonte: IEA, 2011a.

Enquanto o século XX foi marcado pela globalização da economia energética mundial, tendo os mais diversos países disputando o petróleo proveniente, em grande parte, do Oriente Médio, neste século, espera-se o progresso das energias renováveis que deverá resultar de políticas sustentáveis que preveem a conservação do meio ambiente e estratégias de diversificação das matrizes energéticas de países conscientes.

3.2.

Capacidade instalada da energia solar fotovoltaica no mundo

Nessa última década, em diferentes países, a energia solar vem apresentando um acelerado crescimento. Parte desse crescimento resultou de ações governamentais que incentivam o desenvolvimento tecnológico e a cadeia industrial para o aproveitamento deste tipo de energia.

Segundo o relatório *Deploying Renewables* (IEA, 2011b), a energia solar cresce mais rápido do que qualquer outra das tecnologias de energias renováveis. Conforme esta fonte, no período 2000-2009, cada segmento do mercado cresceu, respectivamente, conforme a seguinte taxa anual:

- Hidrelétrica: 2,4%
- Bioenergia para potência: 7,8%
- Eólica: 27,2%
- Solar Fotovoltaica: 40,2%
- Energia solar concentrada ou Termosolar: 5,4%
- Geotérmica: 2,8%

Na primeira década do ano 2000, a tecnologia solar fotovoltaica mostrou seu potencial para tornar-se uma das mais importantes fontes de geração de energia para o mundo, apresentando um crescimento sólido e contínuo, mesmo em tempos de crise financeira e econômica.

Observa-se como no final de 2009 (ver Figura 15), a capacidade de energia fotovoltaica acumulada instalada no mundo ultrapassou os 23 GW enquanto, no ano seguinte, foi de 40 GW, sendo que para o ano 2011, esta capacidade atingiu mais de 69 GW, o que representa uma produção de 85 TWh de eletricidade por ano. Em outras palavras, este volume de energia é suficiente para atender às necessidades energéticas anuais de mais de 20 milhões de domicílios (EPIA, 2012).

Segundo esses mesmos dados, a Europa ainda lidera em termos de capacidade de energia fotovoltaica instalada acumulada, com mais de 51 GW instalados até 2011, que representa cerca de 75% da capacidade fotovoltaica total acumulada em escala mundial.

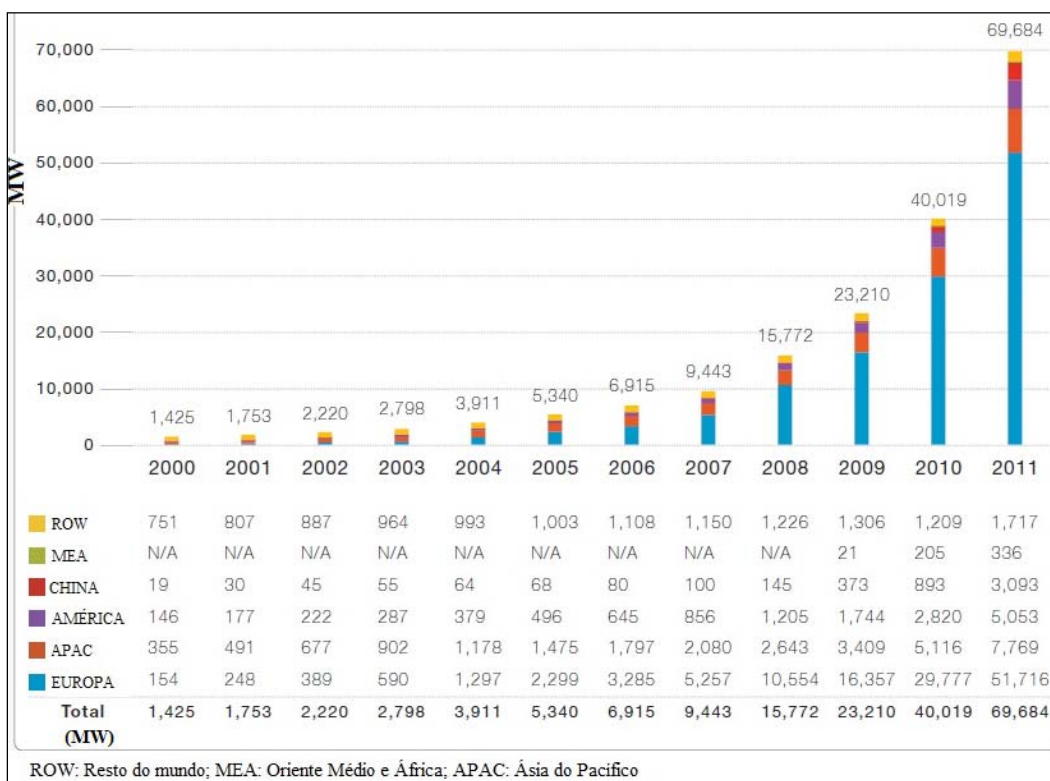


Figura 15 - Capacidade instalada acumulada mundial (2000-2011)

Fonte: EPIA, 2012

A esse respeito, no começo de 2012, os seguintes países destacaram-se em possuir a maior capacidade de energia solar fotovoltaica instalada acumulada no mercado mundial (ver também Figura 16):

1. Alemanha: 24678 MW
2. Itália: 12754 MW
3. Japão: 4914 MW
4. Espanha: 4400 MW
5. Estados Unidos: 4383 MW
6. China: 3093 MW

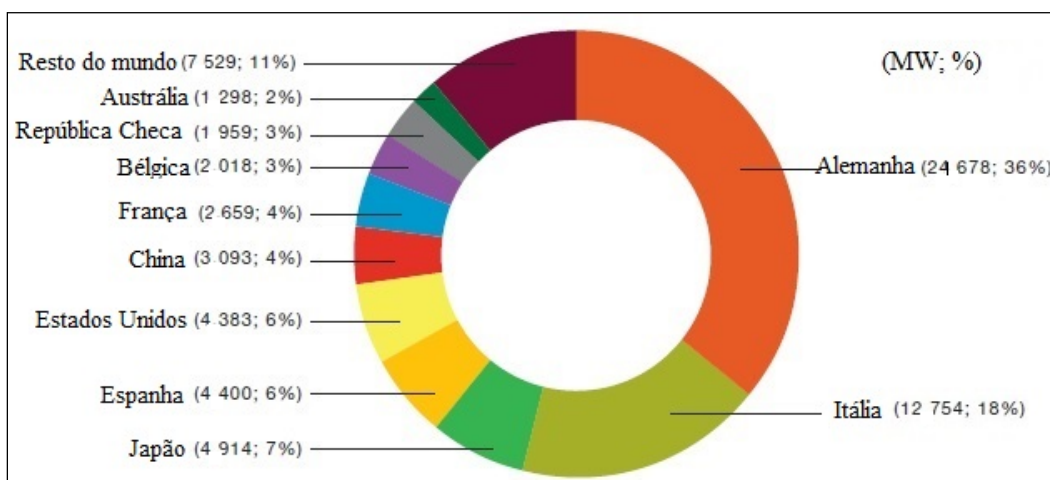


Figura 16 - Capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo

Fonte: EPIA, 2012

O crescimento deste tipo de energia é estimado em cerca de 20 a 25 GW na Europa para os próximos anos, sendo que Alemanha, Bélgica, Itália e Reino Unido são os principais países da lista de investidores. No entanto, o resto do mundo também vem expandindo sua capacidade de geração de energia fotovoltaica liderados por estes três países: China, Estados Unidos e Japão (EPIA, 2012).

3.3.

Perspectiva do mercado mundial da energia solar fotovoltaica

A experiência de alguns países mais comprometidos com o uso de energias renováveis tem mostrado que políticas públicas adequadamente elaboradas são capazes de promover a inserção da conversão fotovoltaica de forma mais intensa na matriz energética de países que enfrentam o desafio de atender aos expressivos aumentos de demanda.

Por outro lado, avanços tecnológicos e econômicos têm induzido uma constante redução no preço dos painéis fotovoltaicos (ver Figura 17). A título de ilustração, o preço médio do painel fotovoltaico cotado no mercado europeu em julho de 2011 era de €1,2/Wp (euros por watt-pico⁵), ou seja, 70% abaixo do preço do mesmo painel há 10 anos (EPIA, 2011). Essa é uma forte evidência para a retomada da conversão fotovoltaica novamente sendo considerada como alternativa factível e economicamente viável em relação a outras fontes convencionais de energia.

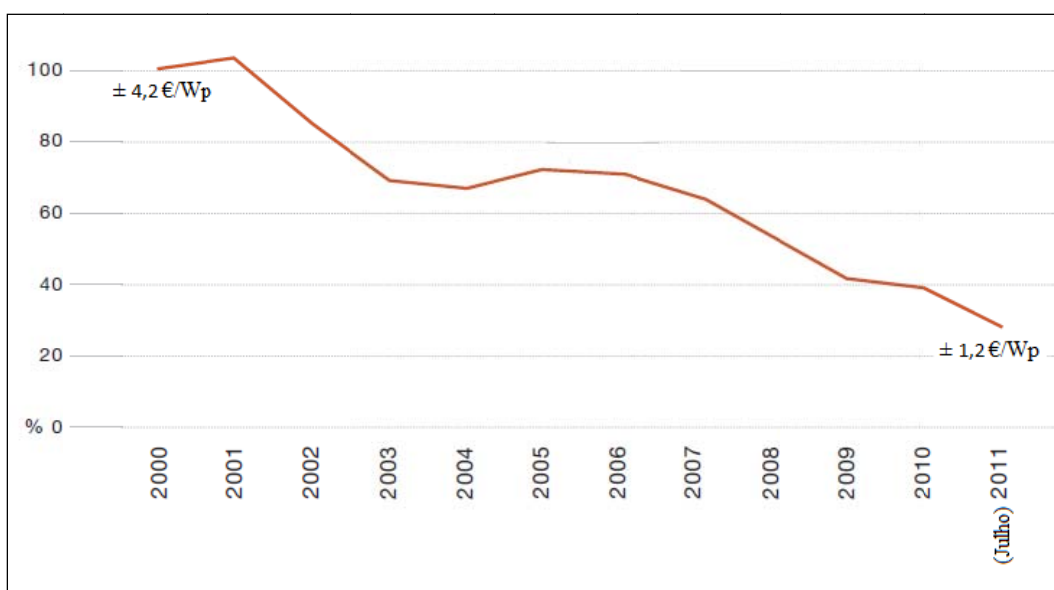


Figura 17 - Redução do preço do módulo fotovoltaico na Europa

Fonte: EPIA, 2011.

Neste sentido, e graças à redução do preço dos painéis fotovoltaicos, o preço do sistema completo de geração fotovoltaica também tem diminuído. De acordo com a *German Solar Industry Association* (BSW), o preço de sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp na Alemanha (cotação de agosto de 2011), instalados em telhados, foi estimado em €2,2/Wp, excluídos impostos (ver Figura 18). Outras fontes sugerem preços na Alemanha ainda menores ao final de setembro de 2011 para instalações de grande porte (€1,60/Wp) e para instalações em residências (€1,90/Wp) (BSW-SOLAR, 2012).

⁵ O watt-pico é uma medida de potência energética obtida em condições ideais específicas (radiação solar: 1000 W/m², temperatura ambiente: 25 °C) (Kelman, 2012).

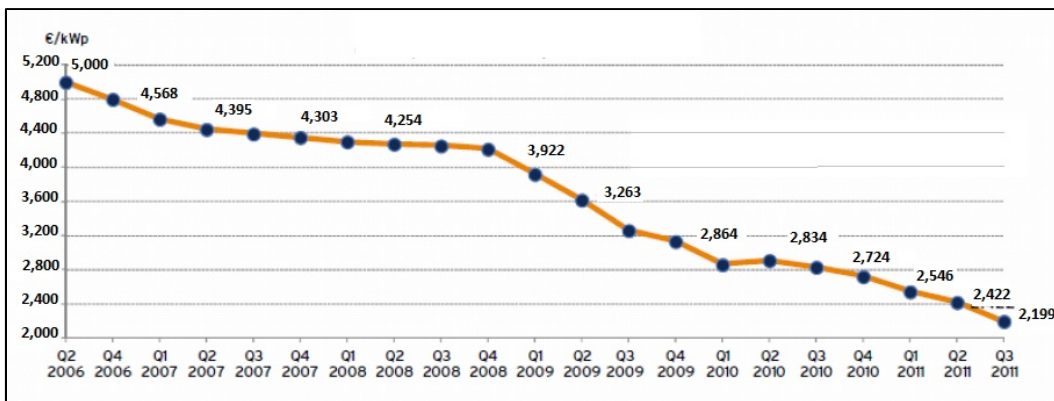


Figura 18 - Evolução recente do preço de sistemas fotovoltaicos
 Fonte: BSW-SOLAR, 2012

Com o crescimento da produção global de módulos fotovoltaicos, a China tornou-se o maior fabricante mundial de módulos solares fotovoltaicos, aumentando sua participação na produção mundial de 39% (em 2009) para 55% (em 2010). Esta pressão de mercado impactou fazendo com que fabricantes de outros países reduzissem sua participação no mercado. O mercado dos Estados Unidos teve a sua participação no mercado reduzida de 23% (em 2009) para 13% (em 2010). A distribuição regional da produção de módulos fotovoltaicos apresentada na Figura 19 mostra essa tendência.

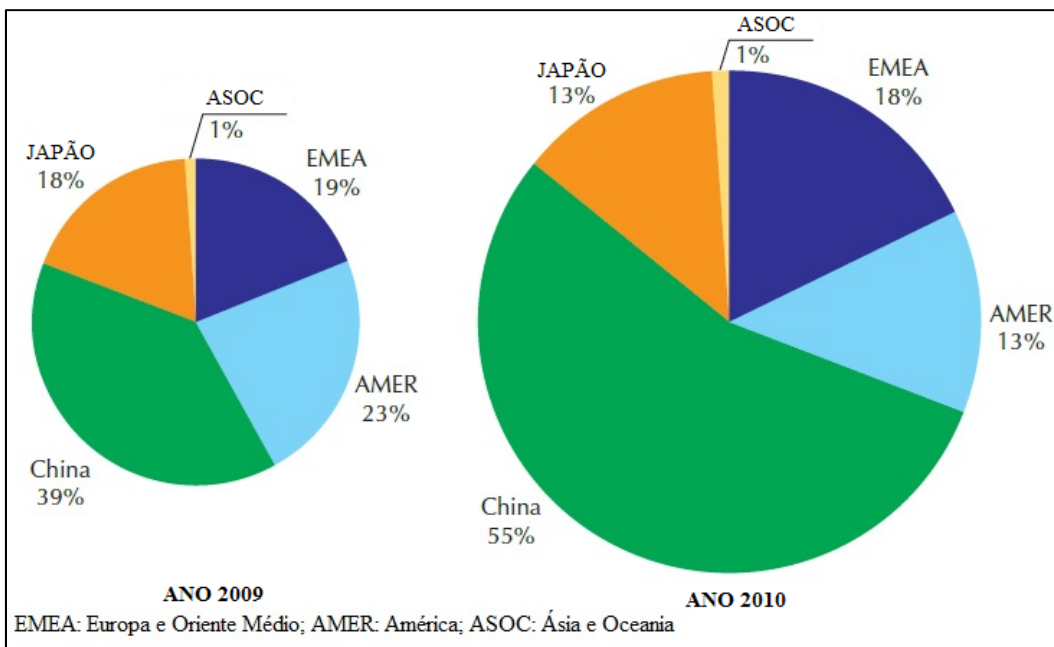


Figura 19 - Produção de módulos fotovoltaicos: participação no mercado
 Fonte: IEA, 2011b.

3.4.

O modelo de sucesso desenvolvido por países selecionados

Alemanha, Itália, Japão, Espanha, Estados Unidos e China são os países com a maior capacidade instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos no mundo, conforme ilustrado na Figura 16.

O sucesso do crescimento na conversão fotovoltaica experimentado por esses países deve-se a programas governamentais inteligentes que impulsionaram o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica por meio da introdução de políticas públicas que incentivam e fortalecem o uso da energia renovável.

Dentre as principais motivações dessas ações governamentais induzidas destaca-se o incentivo à diversificação da matriz energética com a integração de outras fontes de energia renováveis, ou seja, a necessidade de realizar uma adoção de um modelo energético sustentável. Além disso, o incentivo à indústria de equipamentos fotovoltaicos, o barateamento da tecnologia na cadeia produtiva nesses países e a preocupação com o meio ambiente, principalmente com a redução de emissões de gases de efeito estufa, também contribuíram para o estímulo ao uso de fontes limpas.

Os mecanismos de incentivo à energia solar variam de país para país, sendo adotado um tipo de medidas ou uma combinação delas, conforme discutido nas seções seguintes.

3.4.1.

A experiência da Alemanha

Segundo dados oficiais (IEA, 2012a), a Alemanha destaca-se entre os países que têm estimulado o uso de fontes renováveis como estratégia de diversificação da sua matriz energética. O uso da energia solar fotovoltaica na Alemanha teve considerável incremento: cresceu de 1 MW (em 1990) para 24678 MW (em 2011).

Essa rápida evolução é resultado de uma política energética pioneira implantada pela Alemanha, que tornou-se referência em todo o mundo. Os marcos a seguir listados caracterizam o sucesso da política adotada na Alemanha.

- **1990:** Lei de Venda de Eletricidade à Rede (StrEG). Esta lei exigia que as distribuidoras de energia elétrica conectassem as instalações para geração a partir de fontes renováveis à rede elétrica e que adquirissem a energia produzida a uma determinada tarifa mínima

(*feed-in*)⁶, mas não aplicava-se a unidades de capacidade superior a 5 MW.

- **2000:** Lei de Fontes Renováveis de Energia (EEG). Esta lei substituiu a lei StrEG e definiu o objetivo de dobrar a participação das fontes renováveis no consumo de energia elétrica até 2010. Além disso, estabeleceu tarifas *feed-in* que variavam de acordo com o custo da energia de cada fonte e a dimensão de cada instalação, com pagamento garantido por vinte anos, como forma de incentivar investimentos de longo prazo.
- **2011:** No contexto da lei EEG fixou-se como meta aumentar a participação das fontes renováveis no suprimento de eletricidade de 35% até 2020, 50% até 2030 e 80% até 2050 (UCZAI, 2012).

Merece destaque o fato de que tais incentivos, associados à acelerada queda nos preços dos módulos fotovoltaicos (redução do preço de 57% entre os anos 2009 a 2011) (UCZAI, 2012), ocasionaram o aumento da capacidade instalada acumulada nos últimos anos naquele país.

Os governos locais da Alemanha também fizeram a sua parte oferecendo auxílios adicionais por meio de incentivos fiscais para investimentos na energia solar feitos pelo consumidor final. O financiamento desses investimentos contaram com o apoio do banco estatal KFW-*Bankengruppe*.

Por outro lado, no ano 2010, o Ministério Federal do Meio Ambiente, Natureza, Conservação e Segurança Nuclear da Alemanha (BMU) e o Ministério Federal da Educação e Investigação da Alemanha (BMBF) iniciaram o programa “Aliança da Inovação de Energia Fotovoltaica”, segundo o qual os projetos de P&D serão financiados com o apoio de uma redução significativa dos custos de produção da energia solar fotovoltaica a fim de melhorar a competitividade da indústria fotovoltaica na Alemanha.

3.4.2. A experiência da Itália

Dispondo de um sistema de incentivos atraente, a Itália tornou-se, em 2011, o segundo mercado da energia solar fotovoltaica do mundo, com uma capacidade instalada acumulada de 12754 MW (EPIA, 2012).

O programa italiano “Conto Energia” foi estruturado em três fases, cujos resultados são reportados pela IEA (2011c):

⁶ Sistema de preços (*feed-in tariff*): a geração de energia elétrica por fontes renováveis é adquirida a preços diferenciados (MME, 2012a).

- **Fase #1 (2005 a 2009):** 5733 plantas geradoras de energia fotovoltaica instaladas, o que corresponde a uma potência total de 164 MW.
- **Fase #2 (2007 a 2010):** entrada em operação de 203000 plantas, representando uma potência instalada de 6800 MW.
- **Fase #3 (Julho/2010 a Junho/2011):** 38300 plantas implantadas, responsáveis pela conversão fotovoltaica de 1550 MW. Inclui a definição de tarifas de incentivo que reduziram o preço da energia de 10% a 23%, dependendo da tipologia de instalação, da tecnologia utilizada e do porte da planta para conversão fotovoltaica no período 2011 a 2013.
- **Fase #4 (Julho/2011 a Dezembro/2011):** inauguração de 76150 plantas, representando 4100 MW de potência instalada.

No contexto dessas ações, as atividades de pesquisa, desenvolvimento e monitoramento dos equipamentos e sistemas fotovoltaicos são de responsabilidade: (i) da Agência Italiana para a Nova Tecnologia, Energia e Ambiente (ENEA) e (ii) das empresas que promovem e financiam as fontes de energia renováveis (RSE). Contribuições adicionais originam-se de universidades, do Conselho Nacional para a Pesquisa Científica (CNR) e de laboratórios privados.

Somente no ano de 2011, 14 produtores de células fotovoltaicas de silício cristalino e de produtos acabados fotovoltaicos consolidaram-se na Itália.

3.4.3. A experiência do Japão

Em 2011, o Japão teve uma capacidade instalada acumulada de energia solar fotovoltaica de 4914 MW (EPIA, 2012).

O Ministério da Economia, Comércio e Indústria (METI) do Japão é o responsável pelas políticas de energia e medidas da geração da energia fotovoltaica implementadas com base em legislações e estratégias que visam assegurar a eficácia no uso dessa fonte renovável de energia. Segundo a IEA (2011c) essas políticas foram incorporadas à legislação vigente. Mais especificamente na:

- Lei fundamental da política energética (decretada em 2002), com seus três princípios fundamentais, que visa: (i) garantir fornecimento da energia renovável; (ii) estar em conformidade com as exigências ambientais e (iii) promover o uso da geração de energia solar.

- Nova estratégia nacional formulada no Plano Básico de Energia 2010. O plano estabelece como objetivo o aumento das energias renováveis em 10% do total da energia elétrica para 2020.
- Estratégia do curto e médio prazo para o desenvolvimento da tecnologia de sistemas fotovoltaicos, denominado "PV2030 + Plus", o qual tem um roteiro para o desenvolvimento da tecnologia de sistemas fotovoltaicos.
- Com a seleção do tema de desenvolvimento "A Geração de Energia Fotovoltaica Inovadora", estabeleceu-se como objetivo incrementar a eficiência de conversão das células solares de 10% a 15% atuais para mais de 40% e reduzir o custo de geração de energia fotovoltaica a partir do preço atual de US\$ 0,47/kWh para US\$ 0,07/kWh.
- Segundo a “Lei de promoção de uso de fontes de energia renováveis” (aplicada em 2009), as concessionárias de energia obrigam-se à compra dos excedentes de eletricidade produzidos pelos sistemas fotovoltaicos pagando ao cliente-consumidor, duas vezes o valor da tarifa aplicada para ele (nos sistemas menores que 10kW).
- A partir do mês de julho de 2012, o governo japonês começou a oferecer incentivos por meio das tarifas *feed-in*, como estratégia para reforçar o incentivo à expansão da tecnologia solar fotovoltaica conectada à rede. Além disso, governos locais oferecem subsídios aos usuários que façam a instalação destes sistemas (Planeta urgente, 2013).
- Avanço da indústria da energia fotovoltaica por meio da “Estratégia de Crescimento e Estrutura da Indústria Visão 2010”, com a criação de 1,4 milhões de empregos e o estabelecimento de um novo mercado (dimensionamento de mais de US\$ 510 bilhões) no setor ambiental.

3.4.4. A experiência da Espanha

Em 2011, as energias renováveis atenderam 33% do total da demanda elétrica na Espanha. A produção da energia fotovoltaica foi responsável por 4%, sendo que a capacidade deste tipo de energia instalada acumulada neste país em 2011 foi de 4400 MW (IEA, 2011c).

A Espanha conseguiu seu lugar no ranking dos países do mundo com a maior capacidade instalada acumulada da energia fotovoltaica, graças a uma decisiva estratégia governamental de incentivos incluída no seu Plano Nacional de Energias Renováveis (PANER) 2011-2020. Conforme descrito pela IEA (2011c), os principais incentivos são:

- **Decreto Real no. 2.818/1998:** estabeleceu uma tarifa *feed-in* especial para uso da energia solar, para instalações de até 5 kW, em que o preço médio do mercado de geração representava o dobro do preço estabelecido para instalações maiores que chegam até 50 MW.

- **Decreto Real no. 436/2004:** instituiu que cada instalação pode também optar por vender a energia no mercado, recebendo um prêmio, um percentual da tarifa média de referência. Autoriza que instalações maiores que 50 MW possam se beneficiar deste regime especial. Estabelece, ainda, metas de capacidade instalada que, se alcançadas, passam a suscitar a revisão das tarifas e prêmios.
- Em agosto de 2007, a instalação de sistemas fotovoltaicos superou 85% da meta estabelecida para 2010, ocasionando a aplicação do Decreto Real nº 661/2007, que determina que, uma vez atingido 85% da meta de determinada fonte, o Secretário Geral de Energia passa a fixar um prazo (maior ou igual a 12 meses) para registro de novas instalações que passam a ter direito a tarifas e prêmios. Dessa ação incentivadora, o ano de 2008 observou acelerado crescimento na instalação de novas unidades geradoras fotovoltaicas, produzindo mais de 3000 MW e provocando uma elevação dos preços das células de silício policristalino no mundo.
- Com a crise mundial no ano 2009, o mercado espanhol colapsou. Em novembro de 2010 observou-se uma redução das tarifas para as instalações de energia fotovoltaica criadas após 2008 enquanto, em janeiro de 2012, a nova regulamentação eliminou qualquer tarifa *feed-in* para energia gerada pelas mega-usinas fotovoltaicas. Foi entretanto permitido o uso da energia solar fotovoltaica integrada em edifícios (BIPV) e pequenas centrais fotovoltaicas.

3.4.5.

A experiência dos Estados Unidos

Classificado como o segundo maior consumidor de energia elétrica do mundo (4106 TWh), os EUA perdem apenas para a China (4959 TWh). Em 2011, as instalações solares fotovoltaicas nos Estados Unidos produziram um total de 4383 MW (IEA, 2012a).

Os estados da *California* (1564 MW) e *New Jersey* (1000 MW) dominam o mercado de instalação deste tipo de energia renovável nos EUA. Dentre os demais destacam-se *Arizona*, *Nevada*, *North Carolina*, *Massachusetts*, *Hawaii*, *Maryland*, *Texas*, *New York* (IEA, 2011c).

A política federal de crescimento em instalações da energia solar fotovoltaica nos Estados Unidos foi outorgada pelo Departamento do Tesouro e denominada “Lei da Recuperação e Reinvestimento” (ARRA), decretada em fevereiro de 2009. Por força dessa Lei, US\$ 80 bilhões foram liberados para pesquisa, desenvolvimento e implantação de energia limpa. Além disso, os investidores recebem um subsídio de 30% nos custos para energia solar fotovoltaica instalada e podem receber recursos financeiros da mesma quantia do valor dos créditos decorrentes dos investimentos aportados.

Adicionalmente a Lei ARRA destina recursos para programas relacionados às fontes renováveis, como concessão de financiamentos e garantias, desenvolvimento de redes inteligentes (*smart grids*), realização de pesquisas e capacitação de mão de obra.

Em fevereiro de 2011, o Departamento de Energia (DOE) dos Estados Unidos lançou a iniciativa “*Sunshot*”, que é um programa para impulsionar a inovação visando tornar os custos dos sistemas de energia solar mais competitivos em comparação com outras formas de energia não subsidiada. Para obter isso, o DOE apoia o trabalho e as pesquisas desenvolvidas pelas empresas privadas, universidades e laboratórios nacionais como o objetivo de reduzir os custos da energia solar a um preço de US\$ 0,06/kWh. Desta ação espera-se que a energia solar gerada seja responsável por 15% a 18% do total da energia elétrica dos Estados Unidos, até 2030 (IEA, 2011c).

Visando apoiar a indústria fotovoltaica foi criado o escritório de Programas de Empréstimo, que deu garantias de créditos para fabricantes de painéis solares e de geração de projetos de energia fotovoltaica.

3.4.6.

A experiência da China

A China não apenas possui a maior população do mundo, com 1,34 bilhão de habitantes em 2011 (Banco Mundial, 2013) como, também, é o maior consumidor de energia elétrica do planeta (4959 TWh). No ano de 2009 foi o país que teve o maior valor de emissões relativas de carbono (CO₂) na produção de energia elétrica do mundo (743 kg CO₂/MWh) (MME/EPE, 2012b). A esse respeito, o desenvolvimento das fontes de energias renováveis é a principal estratégia da China para reduzir os patamares dessas emissões e ter uma energia mais sustentável. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica é altamente atrativa, já que passa a desempenhar um papel fundamental no desenvolvimento das energias renováveis na China nos próximos anos.

Em 2011, as instalações dos sistemas fotovoltaicos na China alcançaram uma capacidade instalada acumulada de 3093 MW (EPIA, 2011).

A política de energia desse país complementou-se com a Lei de Energia Renovável, aprovada em 2006, e que tem como objetivo acelerar o

desenvolvimento do mercado desse tipo de energia na China por meio de uma política de tarifas *feed-in*.

Em 2007, a Comissão de Reforma para o Desenvolvimento Nacional (CNRD) emitiu o "Programa de Desenvolvimento de Médio e Longo Prazo de Energia Renovável (2015-2020)". As metas desse programa para instalação acumulada dos sistemas fotovoltaicos são de 15000 MW (2015) e 50000 MW (2020), segundo dados oficiais da IEA (2011c).

A indústria fotovoltaica na China tem crescido nos últimos anos. Tornou-se o maior fabricante de módulos fotovoltaicos do mundo, alcançando uma participação de 55% do mercado mundial em 2010 (ver figura 19). Cerca de 8 GW de células solares foram produzidas naquele ano, o que representa quase o dobro da produção de 2009. Nos últimos anos os produtos fotovoltaicos de origem chinesa foram enviados a outros países e mais de 95% dos módulos fotovoltaicos da China são exportados para o mercado internacional. Apenas 5% desta produção destina-se à instalação doméstica. Por outro lado, em 2011, a produção nacional de silício policristalino grau solar totalizou cerca de 60000 toneladas para atender a cerca de 70% da demanda da indústria fotovoltaica (IEA, 2011c).

O Governo da China desenvolveu duas estratégias para dar suporte a sua política energética da energia solar fotovoltaica: (i) o "Programa Sol Dourado" e (ii) os "Edifícios Fotovoltaicos", implementados em duas fases desde 2009. Em sua primeira fase de implantação o "Sol Dourado" instalou 690 MW enquanto o programa "Edifícios Fotovoltaicos" 120 MW. Em sequência a essa ação, o Programa "Edifícios Fotovoltaicos" programou a instalação de 800 MW para conclusão até o término de 2012 (IEA, 2011c).

3.5.

Reflexões sobre o desenvolvimento de energia solar no Brasil

O Brasil está localizado, na sua quase totalidade continental, na região intertropical do continente da América do Sul. Por isso possui um elevado potencial para o aproveitamento de energia solar durante todo o ano, com uma radiação solar global média anual que varia entre 1200 kWh/m² e 2400 kWh/m². Possui posição de destaque mesmo quando comparado aos países europeus que mais têm investido em formas alternativas de energia solar fotovoltaica (e.g.:

Alemanha, com 900 kWh/m² a 1250 kWh/m²; Espanha, com 1200 kWh/m² a 1850 kWh/m²; MME/EPE, 2012a).

3.5.1. O contexto energético brasileiro

A previsão do crescimento da população e o consumo de eletricidade para os anos de 2012, 2016 e 2021 é apresentada na Tabela 2. Observa-se nessa projeção do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2021) feita pelo MME (2012c) que esta segue uma trajetória ascendente nos valores do consumo da energia elétrica conforme aumenta a população. Segundo essa mesma fonte:

“a projeção do consumo de energia elétrica foi realizada considerando as premissas demográficas, macroeconômicas, setoriais, de autoprodução e de eficiência energética” (MME, 2012c, p. 38).

Tabela 2 - Projeção da população e consumo de eletricidade (2012-2021)

Evolução	2012	2016	2021
da população residente (10 ³ habitantes)	194.684	200.246	206.167
do consumo de eletricidade (TWh)	500	619	774

Fonte: MME/EPE, 2012c.

Conforme consta do Balanço Energético Nacional (BEN-2012), o consumo de energia elétrica cresce mais (3,6%) que a própria oferta interna de energia (1,3%), segundo dados coletados em 2011 (MME/EPE, 2012b). A esse respeito o setor elétrico brasileiro deve considerar que o crescimento da demanda de energia elétrica, a escassez de oferta das atuais fontes de energia não renováveis e as limitações econômicas, socioculturais e ambientais à expansão do sistema de energia elétrico existente indicam que o fornecimento futuro de energia elétrica estará mais dependente de fontes renováveis.

A esse respeito, a matriz elétrica brasileira é uma das matrizes mais limpas do mundo industrializado, com 79% de participação de fontes renováveis de energia devido à produção proveniente dos recursos hídricos, biomassa, eólica e da (ainda incipiente) conversão fotovoltaica.

Até 2011, as usinas hidrelétricas foram responsáveis pela geração de 67% da oferta interna do país. Além disso, a usina solar em operação na região nordeste

do Brasil (Município de Tauá, no Ceará) realizou a sua inserção (1 MW) na distribuição da capacidade instalada do parque gerador de energia elétrica nacional, segundo dados da Figura 20.

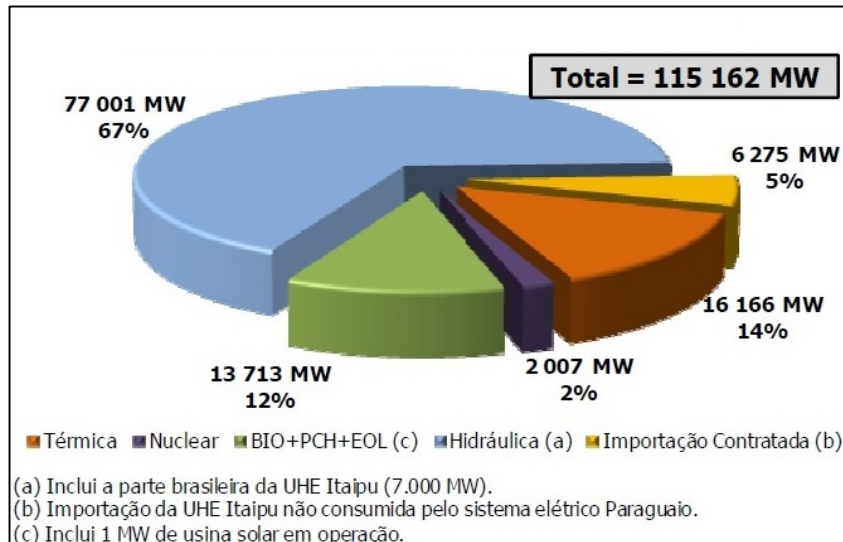


Figura 20 - Estrutura da matriz energética elétrica brasileira (2011)

Fonte: MME/EPE, 2012c.

Entretanto, parte expressiva desse potencial hidráulico já foi aproveitado, demandando novos investimentos na expansão das redes de transmissão e distribuição, o que possui impacto na tarifa de energia elétrica. Por esse motivo é necessário pensar no crescimento das outras fontes renováveis, em que a energia solar fotovoltaica deve ser considerada como alternativa de diversificação da matriz elétrica brasileira nos anos futuros.

3.5.2. Competitividade da geração fotovoltaica no Brasil

O território brasileiro tem nas suas características físicas sua principal vantagem competitiva quando comparado a outros países. Dos dados da Figura 21 observa-se que a região nordeste do país apresenta os maiores índices de radiação solar. Segundo a pesquisa feita pelo Ministério de Minas e Energia brasileiro:

“Os valores máximos da radiação solar no país são observados na região central do estado da Bahia [6,5 kWh/(m²/dia)] incluindo parcialmente o noroeste de Minas Gerais. Além disso, durante todo o ano, as condições climáticas conferem um regime estável de baixa nebulosidade e alta incidência de radiação solar para essa região semiárida. Enquanto que a região Sul é a que mostra os menores valores de radiação global média, notadamente na costa norte do estado de Santa Catarina [4,25 kWh/(m²/dia)], litoral do Paraná e litoral sul de São Paulo” (MME, 2012a, p.21).

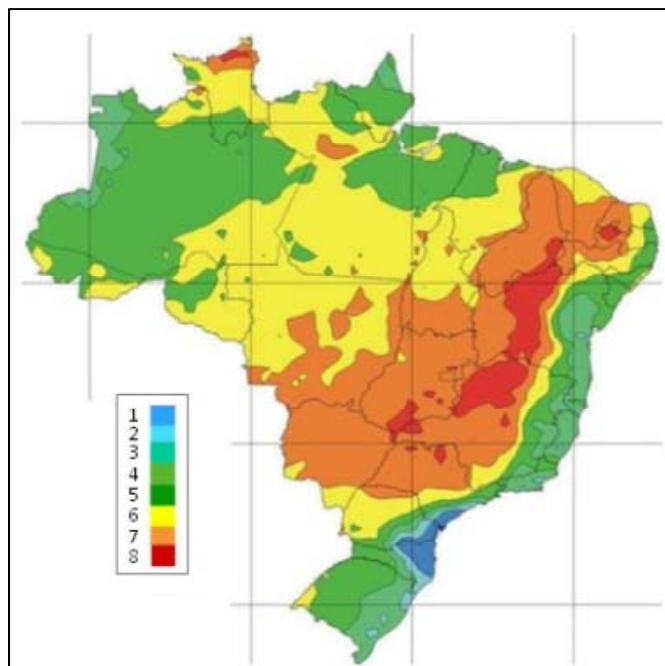


Figura 21 - Mapa da radiação solar global brasileira
Fonte: MME/EPE, 2012a.

Por outro lado, um parâmetro básico para a análise da competitividade da geração solar fotovoltaica é a produtividade [energia produzida expressa em Wh/(Wp/ano)], que depende do índice de radiação solar; ou seja, exibe valor distinto para as diferentes regiões do país.

Segundo cálculos do MME (dados da Tabela 3), que faz uso do mapa da Figura 21 como referência, oito diferentes níveis de radiação solar (identificados por cores) se identificam com as áreas de maior radiação solar, ranqueadas de 5 ao 8, assim definindo uma escala de produtividade média que varia de 1260 Wh/(Wp/ano) a 1420 Wh/(Wp/ano).

Tabela 3 - Produtividade média da conversão PV no território brasileiro

Área	Produtividade média [Wh/(Wp/ano)]
# 5	1.260
# 6	1.320
# 7	1.370
# 8	1.420

Fonte: MME/EPE, 2012a.

Por outro lado, segundo o estabelecido pela Empresa de Pesquisa Energética Nacional (EPE) seria necessário a instalação de painéis fotovoltaicos em uma área de 2400 km² (pouco mais que a metade da área do município de Salvador/BA), em uma região com radiação solar média anual da ordem de 1400 kWh/m², para gerar a energia consumida pelo Sistema Interligado Nacional⁷ em 2011 (481,3 TWh) (MME/EPE, 2012a; MME/EPE, 2012b). Isto revela que este tipo de fonte renovável de energia é uma solução viável para a diversificação da matriz energética brasileira, apesar de ter uma participação embrionária e nem ser levada em conta nos balanços setoriais atuais.

Adicionalmente, a utilização deste tipo de fonte renovável poderia trazer benefícios de longo prazo para o país. Dentre esses destacam-se:

- Possibilitar o desenvolvimento das regiões não cobertas pelo SIN. Segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico brasileiro: 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2013).
- Complementar a oferta da energia hidrelétrica pelo fato de que as energias renováveis não produzem energia continuamente. O MME, em seu Plano Decenal de Expansão de Energia 2021, sugere o uso da energia solar e de outras formas alternativas como estratégia de complementar a matriz energética em períodos de aumento de demanda.
- Reduzir a dependência do setor energético do mercado das fontes poluentes, sendo que na matriz energética brasileira a repartição da oferta interna de energia para as fontes não renováveis representa 55,9% e para as fontes renováveis 44,1% (ver Figura 22-a), ao contrário da média mundial de 13,3% e da média das nações em desenvolvimento OECD que é de 8% (ver Figura 22-b).
- Diminuir as emissões relativas de carbono na atmosfera durante a produção de energia elétrica. Conforme os dados da EPE, para produzir 1MWh, o setor elétrico brasileiro emite 12 vezes menos do que o setor elétrico chinês, 8 vezes menos do que o americano e 5 vezes menos que o europeu (ver Figura 23).

⁷ Sistema Interligado Nacional (SIN): sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil.

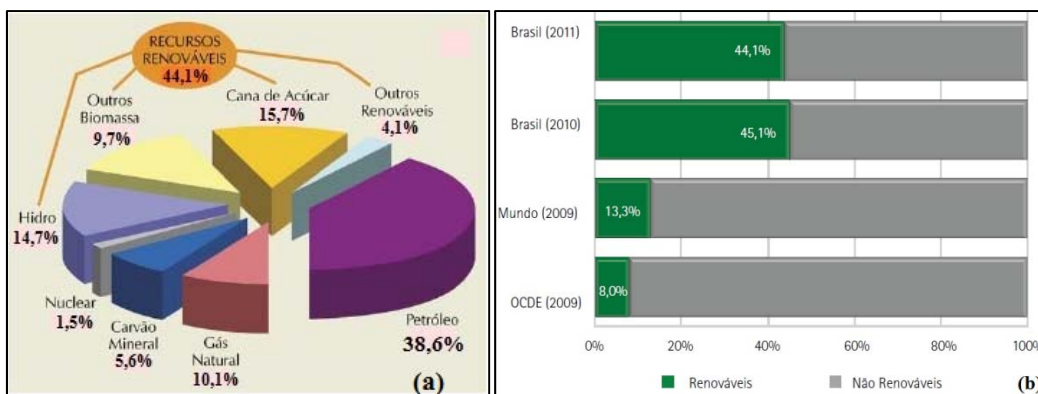


Figura 22 - Matriz energética (22a): brasileira; (22b) fontes renováveis

Fonte: MME/EPE, 2012b.

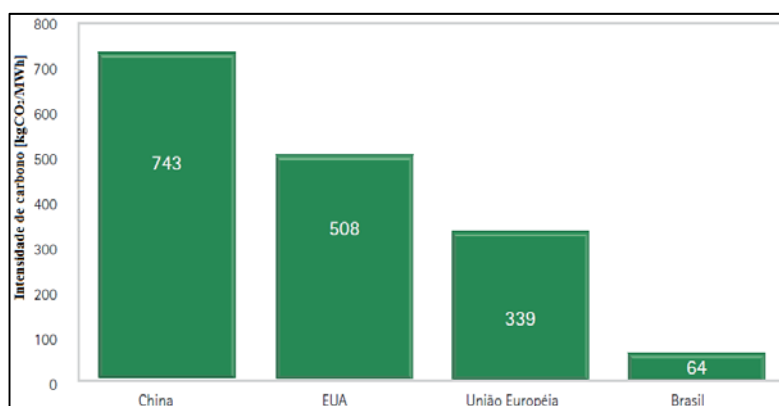


Figura 23 - Emissões de carbono na produção de energia elétrica (2009)

Fonte: MME/EPE, 2012b.

3.5.3. Cenário do mercado fotovoltaico brasileiro

Embora a energia solar fotovoltaica tenha um elevado potencial no Brasil, as estimativas dos custos atuais de investimento desta tecnologia estão ainda por fora da concorrência do mercado da energia elétrica brasileiro, o que não propicia seu uso em grande escala.

Não obstante o grande apelo ambiental e as vantagens competitivas oferecidas pelas condições altamente favoráveis de radiação solar no Brasil, o uso da conversão fotovoltaica ainda não se apresenta como alternativa econômica atraente. Com o propósito de tornar a conversão fotovoltaica mais viável, o MME tem externado sua preocupação com os preços de sistemas fotovoltaicos e com a forte incidência de tributos relacionados ao uso desta tecnologia. Os seguintes tributos incidem na tarifa brasileira de energia:

- Imposto de Importação (II)
- Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)
- Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI)
- Imposto para o Programa de Integração Social (PIS)
- Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS)
- Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISS).

Os dados da Tabela 4 ilustram a carga tributária incidente:

Tabela 4 - Tributação incidente em sistemas fotovoltaicos

Carga Tributária									
Exemplo instalação Corporativa									
100 KWp									
Componente	Preço cliente final	II	ICMS	IPI	PIS	COFINS	ISS	Carga tributária cliente final	Sistema sem impostos
Modulo	R\$ 406.802	12%	0%	0%	1,65%	7,65%	0%	R\$ 71.802 18%	R\$ 335.000
Inversor	R\$ 156.402	14%	12%	15%	1,65%	7,65%	0%	R\$ 58.594 37%	R\$ 97.808
Estruturas, cabos, conexão	R\$ 195.000	0%	18%	10%	1,65%	7,65%	0%	R\$ 60.937 31%	R\$ 134.063
Projeto, registro, instalação	R\$ 78.000	0%	0%	0%	1,65%	7,65%	5%	R\$ 14.235 18%	R\$ 63.765
	R\$ 836.203							R\$ 205.567	R\$ 630.636
Preço sistema R\$/ Wp	R\$ 8,36							R\$ 2,06	R\$ 6,31

Fonte: MME/EPE, 2012a.

Observa-se na Tabela 4 que a carga tributária sobre a tarifa varia entre 30% e 35% quando comparada a valores internacionais de referência. O exemplo calculado na tabela anterior mostra que a geração de 100 kWp de energia elétrica a partir da energia solar fotovoltaica requer um investimento de R\$ 6,31/Wp (preço sem impostos), incrementando-se para R\$ 8,36/Wp (preço acrescido da carga tributária), o que significa um aumento de 32,5% (MME/EPE, 2012a). Assim, se for considerada a taxa de câmbio da época (US\$ 1,00 = R\$ 1,75) pode-se estimar os custos do investimento da conversão fotovoltaica no Brasil pelos dados da Tabela 5 abaixo.

Tabela 5 - Custo do investimento em sistemas fotovoltaicos no Brasil

Potência	Painéis	Inversores	Instalação & Montagem	TOTAL
Residencial (4-6kW _p)	4,88	1,25	1,53	7,66
Residencial (8-10kW _p)	4,42	1,09	1,38	6,89
Comercial (100kW _p)	3,81	0,92	1,18	5,91
Industrial (≥1.000kW _p)	3,50	0,66	1,04	5,20

Fonte: MME/EPE, 2012a.

O MME fez também uma estimativa do custo nivelado de geração de energia fotovoltaica⁸, expresso em R\$/MWh. Embora os dados da Tabela 6 já incorporem os impostos incidentes sobre a tarifa básica homologada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), não foram ponderados os impactos de medidas de incentivo, quer de natureza fiscal ou tributária, que, com certeza, influenciam o custo final.

Tabela 6 - Custo nivelado da conversão fotovoltaica

Aplicação	Potência (kW _p)	Investimento inicial (R\$ mil)	Custo nivelado de geração (R\$/MWh)
Residencial	5	38	602
	10	69	541
Comercial	100	591	463
Industrial	1.000	5.185	402

Fonte: MME/EPE, 2012a.

Segundo dados oficiais do regulador do sistema (Tabela 6), as tarifas finais praticadas pelas concessionárias nacionais de distribuição variam entre R\$ 197,29 e R\$ 391,91/MWh⁹ (ANEEL, 2013). Nessas condições, a energia solar fotovoltaica apresenta-se competitiva para aplicações residenciais desde que suportadas por financiamento e incentivos fiscais favoráveis. O mesmo raciocínio é feito para a aplicação comercial cuja tarifa é nominalmente mais baixa¹⁰ que a residencial, muito embora o custo médio da conversão fotovoltaica para aplicação comercial tenda a ser mais reduzida. Já para o caso da aplicação industrial, as considerações transcendem o simples preço das tarifas médias (Tabela 6) e devem ser também fundamentadas no estímulo à competitividade deste tipo de energia alternativa como estratégia de aliviar sobrecargas em horários de ponta, assim permitindo à concessionária equacionar ou postergar investimentos para suprir demandas localizadas. Aplicações industriais – sujeitas a uma diversidade de

⁸ Valor mínimo da tarifa de fornecimento de energia para considerar economicamente viável o seu investimento na conversão fotovoltaica (MME/EPE, 2012a).

⁹ Estas tarifas impostas pela ANEEL não incluem os tributos ICMS, Taxa de Iluminação Pública e Encargo de Capacidade Emergencial.

¹⁰ Segundo dados da ANEEL, a tarifa média comercial corresponde a 89% da tarifa média residencial.

alternativas tarifárias em função da classe de tensão aplicável (EME/EPE, 2012a) – requerem cuidados especiais por parte do regulador.

Conforme já enfatizado, a redução das tarifas aplicadas por países líderes no uso da conversão fotovoltaica foi estimulada pela necessidade de se atribuir competitividade a essa tecnologia (limpa) alternativa. Movido por essa lógica e pelas pressões econômicas e ambientais de reduzir o uso de combustíveis fósseis, e beneficiando-se de avanços produzidos pelas inovações tecnológicas e de medidas intervencionistas, o preço dos painéis fotovoltaicos vem caindo exponencialmente.

3.5.4.

Estratégias de incentivo para estabelecimento do mercado

Há duas décadas, as principais aplicações da tecnologia fotovoltaica no Brasil limitavam-se ao setor de telecomunicações, à eletrificação rural ao bombeamento de água. A partir de 1994, com a criação do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM) –a primeira iniciativa governamental para estimular o uso de sistemas fotovoltaicos– foram instalados 5 MW em cerca de 7000 comunidades brasileiras. E, desde 2005, o PRODEEM vem trabalhando em conjunto com o programa de governo “Luz para Todos” com o propósito de oferecer energia elétrica em lugares carentes de rede de distribuição (MME, 2009).

Parte do esforço para explorar a energia solar relaciona-se a sistemas autônomos e parte aos denominados sistemas conectados à rede (SFCR). Dessas ações resultaram iniciativas de pesquisa experimental, na sua maioria estimuladas por projetos do Programa Regulado de P&D da Aneel.

Como resultado dessas iniciativas, o panorama nacional do mercado fotovoltaico alterou-se de forma radical nos últimos cinco anos. Progressivamente os sistemas evoluem do SFCR para projetos da geração distribuída integrados ao atual sistema interligado nacional.

Descrevem-se, a seguir, as estratégias do governo brasileiro para consolidar a inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica do país.

3.5.4.1. Política brasileira de incentivo à conversão fotovoltaica

O governo federal do Brasil instituiu duas ações de estímulo ao uso da conversão fotovoltaica no país:

- O MME, por força da Portaria no. 36/2008, criou o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF) com a finalidade de elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios destinados à elaboração de uma proposta de política de utilização da energia solar fotovoltaica conectada à rede, especialmente em edificações urbanas (MME, 2009).
- O Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) delegou ao Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) elaborar recomendações para a formulação e implantação de políticas que incentivassem a inovação e a participação industrial do Brasil na produção de silício grau solar e de energia solar fotovoltaica, no horizonte 2010-2025 (CGEE, 2010).

Esses estudos confirmaram a capacidade física e industrial do Brasil para promover a inserção da tecnologia fotovoltaica no mercado elétrico nacional. Na mesma linha, a ANEEL passou a considerar propostas de projetos capazes de reduzir os obstáculos impostos aos sistemas de distribuição por parte dos pequenos geradores. Desta iniciativa resultou a Consulta Pública nº 15/2010 e a Audiência Pública nº 042/2011, que receberam contribuições dos representantes das distribuidoras, geradoras, universidades, fabricantes, consumidores, comercializadores, empresas de engenharia e demais instituições interessadas no tema. Desta iniciativa resultaram as seguintes Resoluções da ANEEL, ambas de 17 de abril de 2012:

- **Resolução Normativa no. 481** – “para a fonte solar com potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30 MW (no referente a usinas solares fotovoltaicas), o desconto será de 80% para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, aplicável nos 10 primeiros anos de operação da usina, na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), incidindo na produção e no consumo da energia comercializada. Esse desconto será reduzido para 50% após o décimo ano de operação da usina. Por outro lado, aos empreendimentos que entrarem em operação comercial após 31 de dezembro de 2017, mantém-se o desconto de 50% nas referidas tarifas” (ANEEL, 2012a, p.3).
- **Resolução Normativa no. 482** – “as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, visando reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geração de pequeno porte disponível na rede de distribuição, a

partir de fontes de energia incentivadas, bem como introduzir um sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*), além de estabelecer adequações necessárias nos procedimentos de distribuição” (ANEEL, 2012b, p.2).

De forma complementar, a ANEEL lançou a Chamada Pública do Projeto de P&D Estratégico nº 13/2011: “Arranjos técnicos e comerciais para inserção de projetos de geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira” que induziu 17 propostas para viabilizar um total de 23,6 MW de conversão fotovoltaica, representando um investimento de R\$ 395,9 milhões (MME/EPE, 2012a) no âmbito do Programa Regulado de P&D da ANEEL.

Merece ainda destaque o “Plano Brasil Maior”, lançado pelo governo federal em agosto de 2011, que:

“visa orientar políticas de desenvolvimento industrial que melhorem as condições competitivas do país. Nesse plano, a dimensão estruturante das diretrizes setoriais contempla a cadeia de suprimentos em energia, na qual se prevê o desenvolvimento de fontes renováveis, abrangendo a energia eólica e solar” (MME/EPE, 2012a, p.2).

3.5.4.2.

Normalização aplicável ao uso da energia solar fotovoltaica

Por iniciativa da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), órgão responsável pela normalização técnica no Brasil, foi criada a “Comissão de Estudos de Sistemas de Conversão Fotovoltaica de Energia Solar” (ABNT, 2006). Como resultado desse esforço de normalização foram elaboradas as seguintes normas técnicas aplicáveis a sistemas fotovoltaicos:

- **ABNT NBR 11877:1991** (Sistemas Fotovoltaicos - Especificação): fixa os requisitos de projeto exigíveis e os critérios para aceitação de sistemas terrestres de conversão fotovoltaica de energia.
- **ABNT NBR 10899:2006** (Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia): define os termos técnicos relativos à conversão fotovoltaica de energia radiante solar em energia elétrica.
- **ABNT NBR 11704:2008** (Sistemas Fotovoltaicos - Classificação): classifica os sistemas de conversão fotovoltaica de energia solar em energia elétrica.
- **ABNT NBR 11876:2010** (Módulos Fotovoltaicos - Especificação): especifica os requisitos exigíveis e os critérios para aceitação de módulos fotovoltaicos para uso terrestre, de construção plana e sem concentradores, que utilizem dispositivos fotovoltaicos como componentes ativos para converter diretamente a energia radiante em elétrica.

- **ABNT NBR IEC 62116:2012** (Procedimento de Ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica): estabelece o procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR).

3.5.4.3.

Avaliação da conformidade na energia solar fotovoltaica

O Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) é o órgão do governo que tem como missão:

“Prover confiança à sociedade brasileira nas medições e nos produtos, através da metrologia e da avaliação da conformidade, promovendo a harmonização das relações de consumo, a inovação e a competitividade do País” (INMETRO, 2013a).

No desempenho de sua missão institucional o INMETRO participa do esforço governamental para consolidar o uso da conversão fotovoltaica no Brasil. Dentre suas ações, desenvolveu e introduziu na legislação brasileira procedimentos de avaliação da conformidade de sistemas de energia fotovoltaica, documentados na Portaria INMETRO/MDIC 004/2011 que estabelece:

- Requisitos de **Avaliação da conformidade** para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria): o objetivo da Portaria INMETRO/MDIC 004/2011 é:

“estabelecer os critérios para o programa de avaliação da conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica, através do mecanismo da etiquetagem, para utilização da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE¹¹), atendendo aos requisitos do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), visando à eficiência energética e adequado nível de segurança” (INMETRO, 2013b, p.1).

3.5.4.4.

O Selo solar

O Selo Solar foi lançado em abril de 2012 com o objetivo de incentivar novos projetos de geração solar fotovoltaica no Brasil. Foi criado pelo Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL), em parceria com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica Nacional (CCEE). No desempenho de suas funções, conta com o apoio da Cooperação

¹¹ A ENCE tem por objetivo informar a eficiência energética e/ou o desempenho térmico de sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica, definidos nestes requisitos de avaliação de conformidade, segundo normas brasileiras específicas e/ou internacionais.

Alemã para o Desenvolvimento Sustentável por meio da *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ) e do Banco Alemão de Desenvolvimento (KfW) (Selo Solar, 2013).

Estampado na Figura 24, o Selo Solar é concedido a empresas e instituições que comprovam um consumo mínimo de energia solar, seja por meio da compra de energia no mercado livre ou instalando seu próprio sistema fotovoltaico. Segundo dados do Selo Solar (2013), os valores de consumo energético solar mínimo anual classificam-se segundo o seguinte subgrupo tarifário:

- Subgrupo tarifário A1: terão que consumir, no mínimo, 1000 MW por ano de energia elétrica solar.
- Subgrupo tarifário A2: 500 MW
- Subgrupo tarifário A3: 200 MW
- Subgrupo tarifário A3a: 100 MW
- Subgrupo tarifário A4 - AS: 50 MW
- Subgrupo tarifário B1-B2-B3: 50 MW.
-



Figura 24 - Selo Solar
Fonte: Selo Solar, 2013.

3.5.5.

Capacidade instalada nacional de energia fotovoltaica

Segundo discutido na seção 3.4.4 desta dissertação, a política brasileira de inserção da energia fotovoltaica na matriz energética nacional tem produzido resultado. Dados oficiais da Tabela 7 (ANEEL, 2012c) confirmam um aumento significativo na capacidade de conversão fotovoltaica nos últimos dois anos: um crescimento de 1,1 MW (2012) para 7,59 MW (abril/2013), caracterizando um crescimento de 660%.

Tabela 7 - Capacidade instalada de geração SFCR no Brasil

Usina	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Destino da Energia	Proprietário	Município
Araras	20,48	20,48	Registro	Fundação Amparo à Pesquisa e Extensão Universitária	Nova Mamorê, RO
Tauá	5.000	1.000	Registro	MPX Tauá Energia Solar Ltda.	Tauá, CE
IEE	12,26	12,26	Registro	Instituto de Eletrotécnica e Energia	São Paulo, SP
UFV IEE/Estacionamento	3	3	Registro	Instituto de Eletrotécnica e Energia	São Paulo, SP
Embaixada Italiana Brasília	50	50	Registro	Embaixada Italiana em Brasília	Brasília, DF
PV Beta Test Site	1,7	1,7	Registro	DuPont do Brasil S.A.	Barueri, SP
Pituaçu Solar	404,8	404,8	Registro	Superintendência dos Desportes do Estado da Bahia	Salvador, BA
Aeroporto Campo Marte	2,12	2,12	Registro	Empresa Brasileira de Infra-Estrutura Aeroportuária	São Paulo, SP
Tanquinho	1.082	1.080	Registro	SPE CPFL Solar 1 Energia S.A.	Campinas, SP
Silva Neto I	1,7	1,7	Registro	João Bento da Silva Neto	Florianópolis, SC
Terra do Sol IX	5.000	5.000	Registro	Bioenergy - Geradora de Energia S.A.	Oliveira dos Brejinhos, BA
PGM	7	7	REG-RN482	PGM Suporte em Tecnologia Ltda-EPP	Uberlândia, MG
Solaris	1	1	Registro	Solaris Tecnologia Fotovoltaica Indústria Ltda-EPP	Leme, SP
Ilha Grande	30,87	0	Registro	Companhia Energética do Maranhão	Humberto de Campos, MA
Total: 14 usinas				Potência Total: 7.585,68 kW	

UFV: Central geradora solar fotovoltaica; REG: Registro; REG-RN482: Registro mini micro geradores RN482/2012

Fonte: ANEEL, 2013b.

As perspectivas para desenvolvimento da alternativa fotovoltaica no Brasil são promissoras. De acordo como o relatório da EPIA (2012), estima-se que o mercado brasileiro, estimulado pelos incentivos governamentais e medidas regulatórias, terá instalado 1GW até 2016. Como decorrência natural do crescimento da demanda induzida de energia elétrica e da dinâmica dos futuros leilões de energia nova, desenvolver-se-á a cadeia produtiva da indústria fotovoltaica no Brasil.

4

Modelos de desempenho de um painel fotovoltaico

Dentre os modelos existentes para avaliar o desempenho de painéis fotovoltaicos na conversão fotovoltaica, para os fins desta pesquisa, foram considerados aqueles que levam em consideração a temperatura da célula fotovoltaica. Mais especificamente, os seguintes modelos foram selecionados¹² para consubstanciar a análise pretendida:

- Modelo Duffie & Beckman (2006)
- Modelo King *et al.* Desenvolvido pelos *Sandia National Laboratories* (2004)
- Modelo Masters (2004)

4.1.

Características elétricas de um módulo fotovoltaico

Uma célula fotovoltaica tem a capacidade de transformar a energia luminosa solar em corrente elétrica. A conversão é obtida pela associação de várias células interligadas em série, em paralelo ou em uma combinação destas, formando assim os módulos fotovoltaicos. Arranjos inteligentes podem melhorar a eficácia da conversão fotovoltaica.

O painel fotovoltaico é modelado por uma fonte de corrente direta, cujo valor da eficiência depende da tensão de carga, da variação da radiação solar absorvida pela célula e da temperatura do painel.

A máxima potência de saída (P_{mp}) de uma célula fotovoltaica, para um determinado nível de radiação e temperatura, ocorre no ponto de inflexão da curva característica corrente-tensão (I-V), conforme mostrado na Figura 25, que ilustra uma curva típica de painéis fotovoltaicos. Em condições de curto circuito, a tensão é zero e a corrente é denominada de corrente de curto circuito (I_{sc}). Em

¹² Embora não considerado na análise, o modelo proposto por Davis *et al.* (*National Institute of Standards and Technology NIST*) —Modelo por Transferência de Calor Transiente Unidimensional— será objeto de considerações no final do capítulo.

condições de circuito aberto, a corrente é zero e a tensão é conhecida como tensão de circuito aberto (V_{oc}).

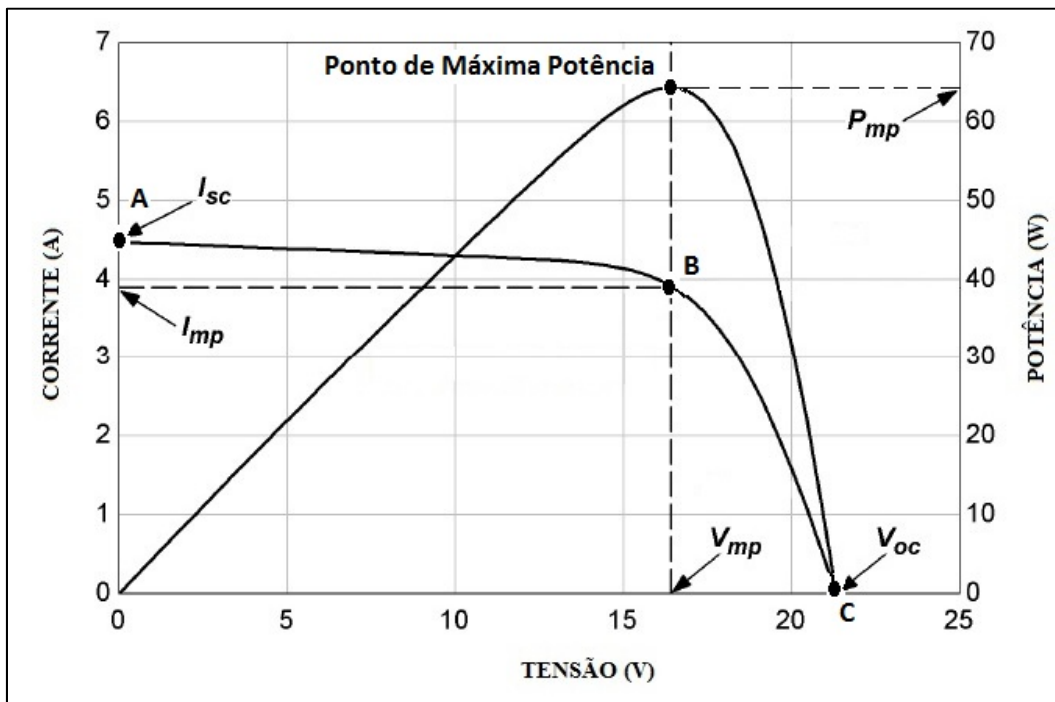


Figura 25 - Curvas típicas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico

Fonte: Duffie e Beckman, 2006.

No ponto de máxima potência, a potência é P_{mp} , a corrente I_{mp} e a tensão V_{mp} . Idealmente, as células funcionam sempre no seu ponto de máxima potência mas, na prática, operam em um ponto da curva I-V que tem as características I-V da carga. Dentre os exemplos desse tipo de carga destacam-se: carga resistiva, bateria, motor de série ou rede de energia (Duffie e Beckman, 2006).

Na Figura 25, o ponto “A”, denota a corrente de curto circuito (I_{sc}); “B” o valor da corrente correspondente a máxima potência e “C”, a tensão de circuito aberto (V_{oc}). São nas condições elétricas desses pontos que se realiza a certificação dos painéis fotovoltaicos para atender as exigências do Regulador.

Um parâmetro importante na eficiência do sistema fotovoltaico é a sua dependência com a temperatura do painel no ponto de máxima potência. Potência essa determinada pelo coeficiente de temperatura dado pela equação (1) de Duffie e Beckman (2006):

$$\mu_{\eta,mp} = \frac{d\eta_{mp}}{dT} \quad (1)$$

Sendo:

$d\eta_{mp}$: variação da eficiência no ponto máximo de potência;

dT : variação incremental da temperatura da célula fotovoltaica.

Considerando conhecido e constante o coeficiente de temperatura, o valor que aparece na equação (1) pode-se ser integrado assim fornecendo a expressão da eficiência no ponto de máxima potência, dada pela equação (4):

$$\int d\eta_{mp} = \int \mu_{\eta,mp} dT \quad (2)$$

$$\eta_{mp} - \eta_{mp,ref} = \mu_{\eta,mp}(T_c - T_{ref}) \quad (3)$$

$$\eta_{mp} = \eta_{mp,ref} + \mu_{\eta,mp}(T_c - T_{ref}) \quad (4)$$

Sendo

T_c : temperatura da célula fotovoltaica;

T_{ref} : temperatura de referência da célula (segundo a *Standard Reporting Condition* (SRC) definido pela *American Society for Testing and Materials* (ASTM) (2012), o valor para $T_{ref} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$).

No entanto, a eficiência no ponto máximo de potência (η_{mp}) também é conhecida pela equação (5) de Duffie e Beckman (2006):

$$\eta_{mp} = \frac{I_{mp} * V_{mp}}{A_c * G_T} \quad (5)$$

Nessa expressão:

I_{mp} : corrente no ponto máximo de potência;

V_{mp} : tensão no ponto máximo de potência;

A_c : área do módulo fotovoltaico;

G_T : radiação solar incidente.

Pela derivada da equação (5) com relação à temperatura obtém-se a seguinte equação:

$$\frac{d\eta_{mp}}{dT} = \frac{1}{A_c * G_T} \left[\frac{dI_{mp}}{dT} V_{mp} + I_{mp} \frac{dV_{mp}}{dT} \right] \quad (6)$$

Duffie e Beckman (2006) destacam que, para as características elétricas dos módulos, é válido considerar que o coeficiente de temperatura da corrente de curto

circuito $\mu_{I,sc}$ é pequeno, o que indiretamente resulta em um valor $\frac{dI_{mp}}{dT} \approx 0$ e $\frac{dV_{mp}}{dT} \approx \frac{dV_{oc}}{dT}$, que denota a variação da tensão de circuito aberto com relação à temperatura.

Encontra-se, assim, a seguinte equação para a equação (6):

$$\frac{d\eta_{mp}}{dT} = \frac{1}{A_c * G_T} \left[I_{mp} * \frac{dV_{oc}}{dT} \right] \quad (7)$$

Em consonância ao modelo de Duffie e Beckman, dV_{oc}/dT representa o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto ($\mu_{V,oc}$), isto é:

$$\frac{dV_{oc}}{dT} = \mu_{V,oc} \quad (8)$$

Substituindo a equação (8) em (7), obtém-se:

$$\frac{d\eta_{mp}}{dT} = \frac{1}{A_c * G_T} \left[I_{mp} * \mu_{V,oc} \right] \quad (9)$$

Multiplicando e dividindo a equação (9) pela tensão no ponto de máxima potência (V_{mp}) obtém-se:

$$\frac{d\eta_{mp}}{dT} = \left[\frac{I_{mp} * V_{mp}}{A_c * G_T} \right] * \frac{1}{V_{mp}} * \mu_{V,oc} \quad (10)$$

Observa-se que o termo entre colchetes da equação (10) reproduz a equação (5). Assim:

$$\frac{d\eta_{mp}}{dT} = \eta_{mp} * \frac{1}{V_{mp}} * \mu_{V,oc} \quad (11)$$

Comparando as equações (1) e (11) obtém-se, para as condições de referência, a expressão do coeficiente de temperatura da eficiência no ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico:

$$\mu_{\eta,mp} = \frac{d\eta_{mp}}{dT} = \eta_{mp} * \frac{\mu_{V,oc}}{V_{mp}} \quad (12)$$

Assim, segundo Duffie e Beckman, a máxima energia obtida pela conversão fotovoltaica pode ser calculada pela equação:

$$E_{mp} = \eta_{mp} \cdot A_c \cdot G_T \quad (13)$$

Nesta expressão η_{mp} denota a eficiência do painel fotovoltaico de área A_c , no ponto de máxima potência, calculada na temperatura da célula fotovoltaica para uma radiação solar incidente G_T .

4.2. Modelo de desempenho Duffie & Beckman

O modelo desenvolvido pelos professores John Duffie e William Beckman do *Solar Energy Laboratory* da *University of Wisconsin* utiliza a radiação solar, a temperatura da célula fotovoltaica e a velocidade de vento e faz uso de dados técnicos de desempenho do fabricante do painel fotovoltaico.

4.2.1. Temperatura da célula fotovoltaica

Segundo Duffie e Beckman (2006), a temperatura de operação de um módulo fotovoltaico está determinada por um balanço de energia, isso significa que a energia solar incidente sobre o módulo é convertida em energia térmica e em energia elétrica. Sistemas de resfriamento instalados em alguns módulos podem, entretanto, contribuir para ganhos de eficiência se adequadamente instalados.

Considerando as perdas para o ambiente no modelo, o balanço de energia por unidade de área do módulo pode ser expresso pela equação (15):

$$(\tau\alpha)G_T = \eta_c G_T + U_L(T_c - T_a) \quad (14)$$

$$(\tau\alpha)G_T - \eta_c G_T = U_L(T_c - T_a) \quad (15)$$

Nesta expressão:

$(\tau\alpha)$: fator que mede a transmitância – absorvância do painel. Em outras palavras, a fração da radiação transmitida através do vidro e absorvida pelo semicondutor;

η_c : eficiência do módulo fotovoltaico, em outras palavras, a eficiência no ponto de máxima potência (η_{mp});

U_L : coeficiente de perda, que inclui as perdas por convecção e radiação a partir das partes superior e inferior do módulo via estrutura de montagem (este mecanismo de transferência de calor é descrito pela expressão: $U_L=(5,7+3,8V)$, sendo V a velocidade do vento;

T_a : temperatura ambiente.

Introduzindo-se a expressão do coeficiente de perdas U_L na equação (15), obtém-se a equação (16):

$$(\tau\alpha)G_T - \eta_c G_T = (5,7 + 3,8V)(T_c - T_a)$$

$$(\tau\alpha - \eta_c)G_T = (5,7 + 3,8V)(T_c - T_a) \quad (16)$$

A *American Society for Testing and Materials* (ASTM) define condições especiais (condições NOCT) e métodos de teste padrão para avaliar o desempenho elétrico de módulos fotovoltaicos terrestres não-concentradores e arranjos de células de referência (E 1036-08) (ASTM, 2012).

Define-se a temperatura da célula em condições de operação nominal (NOCT):

“A temperatura da célula (ou do módulo) quando existe uma incidência de um nível de radiação solar de 800 W/m^2 , velocidade de vento de 1m/s , e temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$, na ausência de carga externa ($\eta_c=0$)” (Duffie e Beckman, 2006, p.760).

Desse modo, uma equação para a equação (14), expressa nas condições NOCT, assim se escreve:

$$(\tau\alpha)G_{T,NOCT} = U_{L,NOCT}(T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \quad (17)$$

Duffie e Beckman definem, ainda, o Coeficiente de Perdas U_L nas condições NOCT pela expressão:

$$U_{L,NOCT} = (5,7 + 3,8V_{NOCT}) = 9,5 \quad (18)$$

Assim, substituindo o resultado da equação (18) na (17):

$$(\tau\alpha)G_{T,NOCT} = 9,5(T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \quad (19)$$

E, relacionando as equações (16) e (19):

$$\frac{(\tau\alpha - \eta_c)G_T}{(\tau\alpha)G_{T,NOCT}} = \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha}\right) \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} = \frac{(5,7 + 3,8V)(T_c - T_a)}{9,5(T_{NOCT} - T_{a,NOCT})}$$

$$\frac{T_c - T_a}{T_{NOCT} - T_{a,NOCT}} = \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} * \frac{9,5}{(5,7 + 3,8V)} \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha}\right) \quad (20)$$

Embora o fator $(\tau\alpha)$ não seja usualmente conhecido, o valor 0,9 pode ser considerado, desde que o termo $(\eta_c/\tau\alpha)$ seja pequeno comparado à unidade (Duffie e Beckman, 2006).

Com base nesse critério, a equação (20) que permite determinar a temperatura da célula fotovoltaica (T_c) nesse modelo, reescreve-se na forma:

$$\frac{T_c - T_a}{T_{NOCT} - T_{a,NOCT}} = \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} * \frac{9,5}{(5,7 + 3,8V)} \left(1 - \frac{\eta_c}{0,9}\right) \quad (21)$$

Sendo

T_{NOCT} : temperatura do módulo fotovoltaico nas condições NOCT (valor fornecido pelo fabricante);

$T_{a,NOCT}$: temperatura ambiente (20 °C) nas condições NOCT;

$G_{T,NOCT}$: radiação solar incidente (800 W/m²) nas condições NOCT;

V: velocidade do vento, no local onde o painel encontra-se instalado;

As equações (20) e (21) aplicam-se para a condição padrão NOCT em que os módulos fotovoltaicos são testados.

4.3.

Modelo de desempenho King *et al.*

O modelo foi desenvolvido por David King, William Boyson e Jay Kratochvill, do *Photovoltaic System R&D (Sandia National Laboratories)*, mediante contrato celebrado com o *Department of Energy's National Nuclear Security Administration* dos Estados Unidos. Este modelo empírico estima a temperatura operacional de um módulo fotovoltaico baseado nos dados experimentais de ensaio realizado ao ar livre. O modelo térmico utiliza três coeficientes a , b e ΔT , que permitem calcular a temperatura da célula do módulo

fotovoltaico como uma função da radiação solar, temperatura ambiente e velocidade de vento.

4.3.1.

Modelo térmico aplicável ao módulo fotovoltaico

O modelo térmico aplicável ao módulo fotovoltaico faz uso de bases de dados solares ou meteorológicos horários (dados hora-hora). A versatilidade e exatidão do modelo foram validadas pelos pesquisadores que o desenvolveram, considerando módulos fotovoltaicos de placa plana das diferentes tecnologias disponíveis, módulos concentradores e arranjos de módulos fotovoltaicos.

Este modelo aplica-se a projetos de engenharia, fornecendo a temperatura de operação esperada do módulo fotovoltaico com uma exatidão de ± 5 °C, cujo impacto na produção de energia é da ordem de 3% (King, 2004).

Segundo Boyd (2010), a diferença entre os dados horários simulados de conversão fotovoltaica e os dados horários medidos (dados experimentais da literatura), está em uma faixa de 2,4% a 5,4% (exatidão).

O modelo térmico que faz parte da equação utilizada para determinar a temperatura da célula fotovoltaica é definido a seguir:

$$T_m = G_T * \{e^{a+b*V}\} + T_a \quad (22)$$

Nesta expressão, a e b foram determinados empiricamente pelos autores do modelo. O coeficiente “ a ” estabelece o limite máximo da temperatura do módulo fotovoltaico para uma baixa velocidade de vento e alta radiação solar; e o coeficiente “ b ” designa a queda da temperatura do módulo à medida que a velocidade de vento aumenta.

4.3.2.

Temperatura do substrato da célula fotovoltaica

A temperatura do substrato da célula e a temperatura da parte posterior do módulo fotovoltaico podem ser bastantes diferentes, em particular para os módulos concentradores. Essas temperaturas podem ser correlacionadas por uma expressão simples.

Neste modelo, a temperatura da célula fotovoltaica é calculada pela temperatura obtida no modelo térmico (descrito na seção 4.3.1). Segundo King *et al.*(2004), a diferença das temperaturas na célula e na superfície posterior do módulo é dada pela equação (23):

$$T_c = T_m + \frac{G_T}{G_{ref}} * \Delta T \quad (23)$$

Substituindo a equação (22) na (23) obtém-se a expressão para determinar a temperatura da célula fotovoltaica por meio do modelo King *et al.*(2004):

$$T_c = [G_T * \{e^{a+b*V}\} + T_a] + \frac{G_T}{G_{ref}} * \Delta T \quad (24)$$

Sendo

G_{ref} : radiação solar de referencia do módulo fotovoltaico (1000 W/m²);

ΔT : diferença entre a temperatura da célula e da superfície posterior do módulo fotovoltaico, para um nível de radiação de 1000 W/m².

Os autores deste modelo fornecem os valores de a , b e ΔT para diferentes tipos de montagem e módulos fotovoltaicos (ver Tabela 8). Conforme King *et al.*(2004), a informação fornecida neste quadro é genérica e, portanto, utilizável para qualquer tipo de módulo fotovoltaico.

Tabela 8 - Parâmetros a , b e ΔT para diferentes tipos de montagem

Tipo de módulo	Montagem	a	B	ΔT (°C)
Vidro/célula/vidro	<i>Open Rack</i> (suporte aberto)	-3,47	-0,594	3
Vidro/célula/vidro	<i>Close roof</i> (próximo do telhado)	-2,98	-0,471	1
Vidro/célula/folha de polímero	<i>Open Rack</i> (Suporte aberto)	-3,56	-0,750	3
Vidro/célula/folha de polímero	<i>Insulated Rack</i> (Suporte isolado)	-2,81	-0,455	0
Polímero/filme fino/ Aço	<i>Open Rack</i> (Suporte aberto)	-3,58	-1,13	3
Concentrador Linear 22X	<i>Tracker</i> (Rastreador)	-3,23	-1,30	13

Fonte: King, 2004.

4.4.

Modelo de desempenho Masters

O modelo de Gilbert Masters (*Stanford University*) calcula a temperatura da célula na condição NOCT, para diferentes condições ambientais.

4.4.1.

Efeito da temperatura e da radiação solar sobre as curvas I-V

Geralmente os fabricantes dos módulos fotovoltaicos fornecem as curvas corrente-tensão ($I-V$). Essas curvas $I-V$ mostram o comportamento da célula em função da radiação solar incidente e da temperatura do painel.

A figura 26 ilustra o comportamento de um módulo policristalino de silício da marca Kyocera. No lado esquerdo do gráfico observa-se que a radiação solar é constante (1000 W/m^2) e que associado ao aumento da temperatura da célula (T_c) existe uma queda da tensão (V_{oc}) e um aumento da corrente de curto circuito (I_{sc}). No lado direito da mesma figura observa-se que a temperatura da célula é constante e apresenta-se o comportamento das curvas $I-V$, para o nível de radiação solar incidente no módulo fotovoltaico para várias temperaturas de células e níveis de radiação solar (módulo fotovoltaico Kyocera KC120-1).

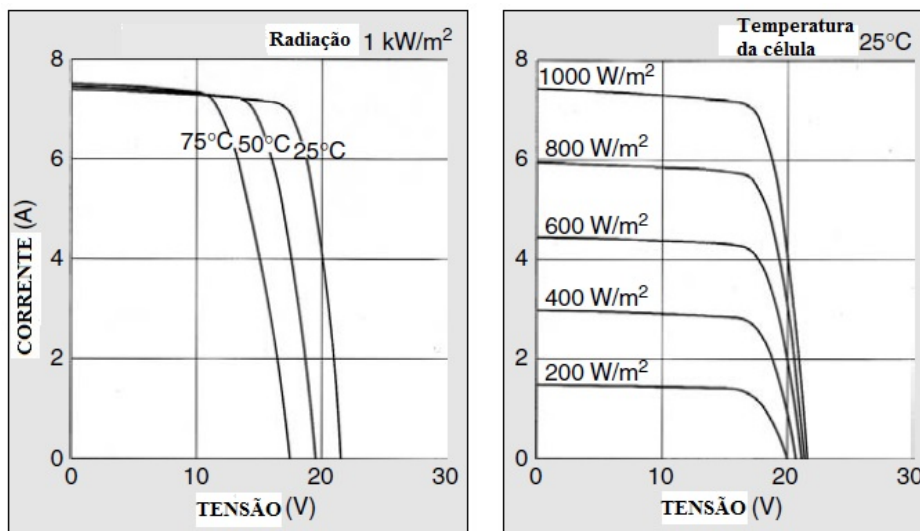


Figura 26 - Curvas características $I-V$ em função da temperaturas e radiação

Fonte: Masters, 2004.

Segundo Masters (2004), os módulos fotovoltaicos de células de silício cristalino exibem melhor desempenho em um ambiente frio. Em outras palavras, dias frios sem nuvens oferecem melhores condições para a conversão fotovoltaica do que dias quentes. Em valores numéricos, isso significa que as quedas da tensão em circuito aberto (V_{oc}) são próximas a 0,37 %, para cada grau Celsius de aumento na temperatura da célula; já a corrente de curto circuito (I_{sc}) aumenta apenas 0,05 %.

4.4.2. Temperatura da célula fotovoltaica

O modelo de Masters utiliza a equação (25) para determinar a temperatura do substrato da célula fotovoltaica:

$$T_c = T_a + \left(\frac{T_{NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{T,NOCT}} \right) * G_T \quad (25)$$

Nesta expressão,

T_a : temperatura ambiente;

T_{NOCT} : temperatura do módulo fotovoltaico nas condições NOCT, fornecido pelo fabricante;

$T_{a,NOCT}$: temperatura ambiente nas condições NOCT (20 °C);

$G_{T,NOCT}$: radiação solar incidente nas condições NOCT (800 W/m²);

G_T : radiação solar incidente.

4.5. Modelo de Desempenho de Davis *et al.*

Motivados pelo seu trabalho no *Building and Fire Research Laboratory* do *National Institute of Standards and Technology* (NIST), Mark Davis, Hunter Fanney e Brian Dougherty, vinculados ao *Heat Transfer and Alternative Energy Systems Group*, desenvolveram um modelo de desempenho para avaliar a Energia Solar Fotovoltaica Integrada em Edifícios (BIPV). A motivação resultou dos interesses de seus investidores em maximizar a eficiência da conversão fotovoltaica para esta aplicação. Este modelo leva em consideração o regime transiente de operação e, por essa razão, não foi considerado no presente trabalho já que dados experimentais do regime transiente de operação do painel não estavam disponíveis.

Embora não considerado no desenvolvimento desta pesquisa, as características básicas desse modelo transiente são apresentadas a seguir como subsídio a desdobramentos futuros deste trabalho.

4.5.1. Modelo de transferência de calor transiente unidimensional

Uma preocupação constante na modelagem do desempenho e eficiência da conversão fotovoltaica refere-se à temperatura do painel.

Para os modelos que utilizam as condições NOCT, geralmente a diferença de temperatura que existe entre o módulo e o meio ambiente está linearmente relacionada com o fluxo de calor nos painéis. Em outras palavras, a temperatura do módulo possui uma dependência linear com a quantidade da radiação solar incidente. Além disso, a abordagem dessas condições fundamenta-se num valor constante do coeficiente de transferência total de transferência de calor para o módulo fotovoltaico.

Embora os modelos NOCT forneçam uma previsão da temperatura da célula para montagens tipo *rack*, o problema se concentra nas características da transferência de calor para os módulos BIPV e na forma como eles são instalados nos edifícios. Esses fatores possuem impacto na temperatura de funcionamento da célula. (Davis, 2001).

Dessa forma, o modelo aqui apresentado (que poderá ser explorado em uma futura pesquisa) é o modelo de transferência de calor transiente unidimensional, também considerado como método alternativo para prever a temperatura da célula de um módulo BIPV.

Conforme Davis *et al.* (2001), os módulos BIPV utilizados no teste para validar o seu modelo foram fabricados, por encomenda do NIST, especialmente com multicamadas de compósitos. As camadas continham a cobertura de proteção, as células fotovoltaicas, a folha de suporte e o isolamento posterior do módulo fotovoltaico. Conheciam-se, assim, os valores dos parâmetros físicos dos componentes do módulo, então incorporados no modelo.

Este modelo pressupõe que a radiação solar incidente absorvida, que não é convertida em eletricidade, será convertida em forma de energia térmica interna e transportada para a superfície do módulo por condução e convecção para o ambiente.

Segundo Davis et al. (2001), o modelo está descrito assim:

$$q_{solar} = q_{ext,convec} + q_{ext,radia} + q_{int,convec} + q_{int,radia} + q_{st} \quad (26)$$

A equação (26) permite calcular o fluxo de calor experimentado pelo módulo (q_{solar}), calculado pela soma dos diferentes fluxos internos e externos dos processos térmicos de convecção ou transferência de calor por radiação entre o módulo e o ambiente.

Cada um dos termos da equação (26) são explicados a seguir:

▪ **Fluxo de calor externo da convecção:**

$$q_{ext,convec} = \overline{h}_{ext} \cdot (T_{superfície,ext} - T_a) \quad (27)$$

\overline{h}_{ext} : coeficiente médio de transferência de calor por convecção externo;

$T_{superfície,ext}$: temperatura da superfície externa do módulo fotovoltaico.

▪ **Fluxo de calor externo da transferência de calor:**

$$q_{ext,radia} = \varepsilon_{vidro} \cdot \sigma \cdot (T_{superfície,ext}^4 - T_a^4) \quad (28)$$

ε_{vidro} : emissividade do vidro;

σ : constante de Stefan-Boltzmann ($5,67 \times 10^{-8} \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-4}$).

▪ **Fluxo de calor interno da convecção:**

$$q_{int,convec} = \overline{h}_{int} \cdot (T_{superfície,int} - T_{interna}) \quad (29)$$

\overline{h}_{int} : coeficiente médio de transferência de calor por convecção interna;

$T_{interna}$: temperatura interna do módulo fotovoltaico.

▪ **Fluxo de calor interno da transferência de calor:**

$$q_{int,radia} = \varepsilon_{int} \cdot \sigma \cdot (T_{superfície,int}^4 - T_a^4) \quad (30)$$

ε_{int} : emissividade interna do módulo.

▪ **Fluxo de calor devido ao armazenamento de energia:**

$$q_{st} = \sum \left(c_{p,i} \cdot \rho_i \cdot L_i \cdot \frac{T_i(t) - T_i(t - \Delta t)}{\Delta t} \right) \quad (31)$$

$c_{p,i}$: calor específico;

ρ_i : densidade dos materiais;

L_i : espessura;

T_i : temperatura;

t : tempo.

5 Conversão fotovoltaica: comparação entre modelos

O presente capítulo compara os três modelos de desempenho de conversão fotovoltaica (Duffie & Beckman, King *et al.* e Masters) discutidos no capítulo anterior. Como base da comparação serão utilizados dados reais de radiação solar, temperatura ambiente e velocidade de vento (medidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia do Brasil, INMET) referentes a onze cidades brasileiras. As cidades escolhidas para fundamentar o teste são aquelas que exibem a maior média anual do total diário da radiação solar, portanto selecionadas pelas suas condições favoráveis para conversão fotovoltaica.

O capítulo apresenta a simulação numérica da conversão fotovoltaica e a análise crítica do desempenho desses três modelos estudados.

O desenvolvimento do capítulo estrutura-se segundo os seguintes três blocos: (i) coleta e análise preliminar dos dados, (ii) simulação numérica do desempenho do painel fotovoltaico com base nos modelos estudados de Duffie & Beckman, King *et al.* e Masters e (iii) comparação entre os respectivos desempenhos.

5.1. Estrutura da base de dados do INMET

O INMET é o órgão do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento do Brasil que provê informações meteorológicas à sociedade brasileira por meio do monitoramento, análise e previsão do tempo e do clima. O sistema INMET de coleta e distribuição de dados relacionados aos diferentes parâmetros meteorológicos (temperatura, umidade do ar, velocidade de vento, pressão atmosférica, precipitação, radiação solar, entre outras variáveis), inclui estações de sondagem de ar superior (radiossonda) e estações meteorológicas de superfície (operadas manualmente), constituindo-se na maior rede de estações meteorológicas automáticas da América do Sul (INMET, 2013).

Em conformidade à nomenclatura utilizada pelo INMET (2011), uma estação meteorológica automática (EMA) coleta, de minuto em minuto, as informações meteorológicas representativas da área onde encontra-se localizada. A cada hora, estes dados são integralizados e disponíveis para serem transmitidos, via satélite ou telefonia celular, para a sede do INMET, em Brasília. O conjunto dos dados recebidos é validado por meio de um sistema interno de controle de qualidade que os armazena em um banco de dados.

Esses dados estão disponíveis aos usuários de forma aberta e gratuita pela internet (<http://www.inmet.gov.br/>), em tempo real e armazenados no formato de arquivo .xls (arquivo de software *Microsoft Excel*).

A base de dados construída nesta pesquisa utiliza os dados meteorológicos horários (valores médios) de temperatura ambiente instantânea (°C) e radiação solar (kJ/m²), medidos nas estações EMA. Esses dados referem-se a valores médios horários, calculados a partir de medições instantâneas realizadas a cada 5 segundos, durante um período de 1 hora. Já para a velocidade e direção do vento, o INMET realiza medidas a cada 0,25 segundos e usa esses valores de amostragem para calcular a média móvel de 3 segundos. A partir desses dados, foram calculados os valores médios mensais pela média aritmética dos dados médios horários desses três parâmetros controlados na pesquisa. Esses são os dados que foram utilizados na simulação numérica com base nos três modelos testados com o propósito de se verificar se os dados médios mensais podem substituir dados médios horários na sua ausência.

A seleção preliminar das cidades selecionadas se deu com base nos dados de níveis médios de radiação solar. A Tabela 9 indica as onze cidades que oferecem as melhores condições, sem entretanto ranqueá-las por completo já que os valores de radiação não possuem resolução adequada.

Tabela 9 - Níveis de radiação solar das cidades pesquisadas

Cidade	Estado	Radiação Solar kWh/(m².dia)
João Pessoa	Paraíba	5,50
Natal	Rio Grande do Norte	5,58
Fortaleza	Ceará	5,56
Recife	Pernambuco	5,89
Salvador	Bahia	5,27
Brasília	Goiás	4,92
Belo Horizonte	Minas Gerais	4,34
Vitória	Espirito Santo	4,51
Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	4,64
São Paulo	São Paulo	3,96
Manaus	Amazonas	4,61

Fonte: RETSCREE INT, 2013.

O período de estudo (janeiro a março de 2013) ficou limitado às informações conseguidas à época no INMET.

5.2. Análise preliminar dos dados

Observa-se que a simulação foi realizada considerando as radiações solares positivas e maiores a zero. Nota-se que o número de horas de radiação solar positiva muda conforme a localização da cidade dentro do mapa brasileiro. Contudo trabalhou-se para cada dia do mês, uma média de 12 horas de medidas de radiações positivas.

Tabela 10 - Localização das estações meteorológicas consultadas

Cidade	Estado	* Coordenadas geográficas das cidades			Temperatura ** ambiente (°C)	Radiação Solar ** kWh/(m ² .dia)
		Latitude (°)	Longitude (°)	Altura (m)		
João Pessoa	PB	-7,17	-34,83	47	26,1	5,50
Natal	RN	-5,83	-35,20	65	26,5	5,58
Fortaleza	CE	-3,80	-38,53	41	26,6	5,56
Recife	PE	-8,05	-34,95	10	27,5	5,89
Salvador	BA	-13,01	-38,51	51	24,8	5,27
Brasília	DF	-15,79	-47,93	1.159	22,1	4,92
Belo Horizonte	MG	-19,88	-43,97	869	20,6	4,34
Vitória	ES	-20,32	-40,32	9	25,0	4,51
Rio Janeiro	RJ	-22,99	-43,19	45	24,3	4,64
São Paulo	SP	-23,50	-46,62	792	20,0	3,96
Manaus	AM	-3,13	-59,95	67	27,2	4,61

*Fonte: INMET (2011); ** RETSCREEN Int'l (2013)

Nestas condições, a base de dados é composta por 39501 medidas reais dos parâmetros meteorológicos constantes da seção 5.1.

Para facilitar a compreensão, destaca-se que os dados de radiação solar medidos pelo INMET estão reportados em kJ/m² e os cálculos realizados em W/m² (1 kWh/m² = 3,6 kJ/m²).

5.3.

Simulação numérica do desempenho de um módulo fotovoltaico

Segundo Cassel (1996), a simulação permite que se verifique o funcionamento de um sistema real em um ambiente virtual. Ou seja, geram-se modelos que consideram a variabilidade do sistema e demonstram o que de fato ocorre de forma dinâmica.

5.3.1.

Características do módulo fotovoltaico

A Tabela 11 apresenta as características de desempenho do módulo fotovoltaico que é usado nesta simulação.

Tabela 11 - Características do módulo fotovoltaico Q-Cells QC-C05-240

Tipo de Tecnologia: Policristalino de Silício			
Modelo:	QC-C05-240	** Coeficiente Temp. ($\mu_{P_{mp}}$)	-1,0800 W/ °C
Área irradiada	1,67 m ²	** Coeficiente Temp. ($\mu_{\eta_{mp}}$)	-0,000647 °C-1
*Eficiência (η)	14,3%	*** Temperatura Célula (T_{Noct})	45,4 °C
*Máxima Potência (P_{mp})	240 W	*** Temperatura Amb ($T_{a, Noct}$)	20 °C

= 25 °C e GT=1000 W/m²

** Medidos na condição de máxima potência

*** Medidos nas condições NOCT

Fonte: Q CELLS, 2012.

5.3.2.

Cálculo dos parâmetros controlados da pesquisa

Três são os parâmetros controlados na pesquisa: temperatura da célula (T_c), eficiência da máxima potência (η_{mp}) e Energia na máxima potência (E_{mp}). Os dados meteorológicos medidos pelo INMET (temperatura ambiente instantânea, velocidade de vento e radiação solar) são empregados nas equações apresentadas no capítulo 4. Os cálculos são realizados com dados horários e com dados médios mensais.

5.3.2.1.

Cálculo dos dados horários

Para cada uma das onze cidades brasileiras selecionadas, os três modelos de desempenho (Duffie & Beckman, King *et al.* e Masters) utilizam os valores apresentados na Tabela 11 juntamente com os dados horários coletados de radiação solar, temperatura ambiente e velocidade de vento, dos meses de janeiro, fevereiro e março de 2013 para determinar a temperatura da célula fotovoltaica (T_c) conforme as equações (21), (24) e (25) respectivamente.

A eficiência no ponto de máxima potência (η_{mp}) para os três modelos é calculada utilizando-se a equação (4).

A energia na máxima potência do módulo fotovoltaico (E_{mp}) é determinada pela equação (13).

Uma vez calculadas os anteriores parâmetros controlados (T_c , η_{mp} , E_{mp}), para cada hora com radiação positiva, para cada dia dos meses de janeiro,

fevereiro e março de 2013, realiza-se a média desses parâmetros ao longo do mês com o objetivo de obter:

- Média horária da temperatura da célula fotovoltaica ($\overline{T_{cH}}$)
- Média horária da eficiência no ponto de máxima potência ($\overline{\eta_{mpH}}$)
- Média horária da energia na máxima potência ($\overline{E_{mpH}}$)

5.3.2.2. Cálculo dos dados médios mensais

Segundo Duffie e Beckman (2006), o número de horas de luz para cada mês do ano é dado pela equação:

$$N = \frac{2}{15} \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta) \quad (32)$$

sendo,

φ : latitude, distância angular ao equador medida ao longo do meridiano do lugar (ver Figura 27);

δ : declinação solar, ângulo entre o plano do equador da Terra e uma linha reta definida entre o centro do Sol e o centro da Terra (ver Figura 28).

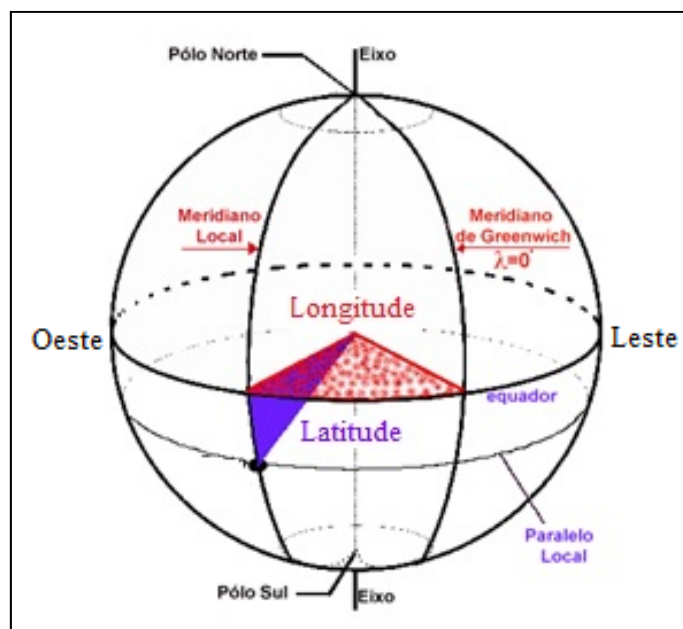


Figura 27 - Latitude
Fonte: Naveastro, 2013

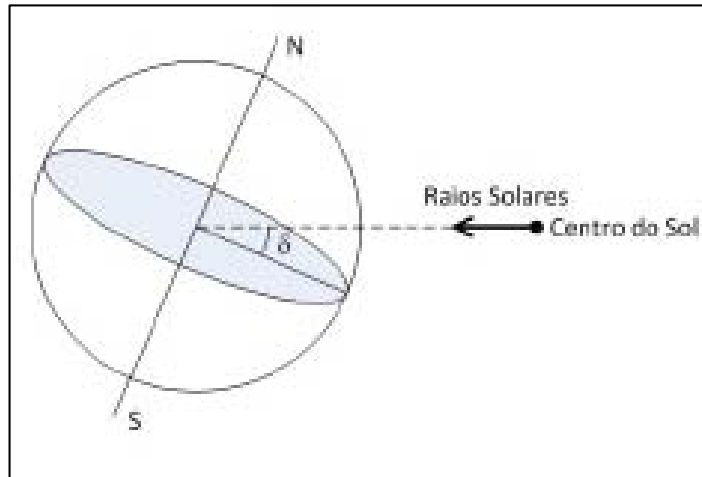


Figura 28 - Representação da declinação solar
Fonte: Varejão, 2006.

Conforme Duffie e Beckman (2006), a declinação solar (em um dado dia do mês) pode ser determinada a partir da seguinte equação:

$$\delta = 23,45 \sin \left(360 \left(\frac{284+n}{365} \right) \right) [graus] \quad (33)$$

Em que n é o dia do ano (número inteiro entre 1 e 365).

Duffie e Beckman (2006) fornecem os valores da declinação solar (δ) para a média diária de cada mês. Os cálculos realizados na pesquisa tomaram por base os meses para os quais o INMET disponibilizou os dados à época da pesquisa, ou seja, janeiro, fevereiro e março de 2013. Para esses meses, a declinação solar (δ) varia segundo o mês de observação:

- $\delta = -20,9$ (janeiro)
- $\delta = -13,0$ (fevereiro)
- $\delta = -2,4$ (março)

A Tabela 12 apresenta o número de horas de luz para as onze cidades brasileiras selecionadas, usando a equação 33, com base nos valores de δ para os meses janeiro, fevereiro e março de 2013.

Tabela 12 - Total mensal das horas-luz das cidades brasileiras selecionadas

Cidade selecionada	Mês (2013)	N=Σ(horas) de luz	Cidade selecionada	Mês (2013)	N=Σ(horas) de luz
João Pessoa (PB)	Janeiro	383	Natal (RN)	Janeiro	381
	Fevereiro	342		Fevereiro	341
	Março	373		Março	373
Fortaleza (CE)	Janeiro	378	Recife (PE)	Janeiro	384
	Fevereiro	339		Fevereiro	363
	Março	372		Março	373
Salvador (BA)	Janeiro	392	Brasília DF	Janeiro	397
	Fevereiro	347		Fevereiro	349
	Março	374		Março	374
Belo Horizonte (MG)	Janeiro	404	Vitória (ES)	Janeiro	405
	Fevereiro	353		Fevereiro	354
	Março	375		Março	375
Rio de Janeiro (RJ)	Janeiro	410	São Paulo (SP)	Janeiro	411
	Fevereiro	356		Fevereiro	357
	Março	376		Março	376
Manaus (AM)	Janeiro	376	δ: declinação solar, n: dia do ano (1 ≤ n ≤ 365)		
	Fevereiro	338	δ (Jan) = -20,9	δ (Fev) = -13,0	δ (Mar) = -2,4
	Março	372	δ (graus) = 23,45 sin [360(284+n)/365]		

A seguir, realiza-se a média mensal para os dados meteorológicos coletados do INMET (temperatura ambiente instantânea, velocidade de vento e radiação solar).

Utilizando os valores médios mensais dos dados meteorológicos coletados, os três modelos (Duffie & Beckman, King *et al.* e Masters) são novamente usados permitindo determinar:

- Média mensal da temperatura da célula fotovoltaica ($\overline{T_{cM}}$)
- Média mensal da eficiência no ponto de máxima potência ($\overline{\eta_{mpM}}$)
- Média mensal da Energia na máxima potência ($\overline{E_{mpM}}$)

5.4.

Resultados da comparação dos modelos de desempenho

A comparação dos modelos de desempenho tem como propósito quantificar as diferenças entre os resultados produzidos pelos distintos modelos estudados permitindo identificar a sua exatidão à luz de dados disponíveis na literatura especializada.

5.4.1. Diferença entre médias horárias e médias mensais

O processo de comparação inicia-se com a avaliação do desempenho dos modelos descritos no capítulo 4. Consegue-se, assim, estimar a diferença entre as médias horárias e as médias mensais dos parâmetros controlados: temperatura da célula fotovoltaica (T_c), eficiência no ponto de máxima potência (η_{mp}) e energia na máxima potência (E_{mp}).

Na sequência, são apresentados os resultados do cálculo do substrato da temperatura T_c da célula, temperatura essa requerida para se calcular a eficiência da conversão fotovoltaica. Os dados da Tabela 13, a seguir, explicitam os resultados de T_c calculados com base em dados horários fazendo uso de cada um dos três modelos de desempenho estudados (Duffie & Beckman, King *et al.* e Masters). A planilha de cálculo global encontra-se no Apêndice A.

Tabela 13 - Cálculo da temperatura da célula com base em dados horários

Cidade	Janeiro (2013)			Fevereiro (2013)			Março (2013)		
	Temperatura célula (K)			Temperatura célula (K)			Temperatura célula (K)		
	King et al.	Duff&Beck	Masters	King et al.	Duff&Beck	Masters	King et al.	Duff&Beck	Masters
João Pessoa	306,4	309,9	318,3	306,3	309,8	318,8	307,3	310,9	319,6
Natal	304,2	307,2	318,1	304,1	306,9	318,6	304,4	307,2	318,0
Fortaleza	306,0	309,0	316,6	305,8	308,6	316,7	306,5	309,4	316,6
Recife	306,2	309,3	316,1	306,0	309,1	316,5	306,6	309,7	316,1
Salvador	307,8	311,1	317,2	310,2	314,4	320,8	310,6	314,7	320,7
Brasília	299,0	301,4	306,8	302,3	305,5	313,4	301,0	303,8	309,9
Belo Horiz.	302,0	304,6	309,1	304,4	307,9	315,4	302,8	305,6	311,2
Vitória	305,5	308,6	316,3	306,6	310,1	318,7	305,3	308,1	313,7
Rio Janeiro	302,6	305,1	311,3	305,9	309,4	316,9	303,3	305,8	311,8
São Paulo	299,1	301,2	305,0	303,8	307,1	311,5	300,7	303,2	307,9
Manaus	307,1	309,9	314,0	305,9	308,6	312,2	305,6	308,0	311,8

Dados calculados apresentados na Tabela 13 confirmam que entre os três modelos estudados, o Modelo de King et al. é o que prevê, sistematicamente, o menor valor da temperatura do substrato da célula fotovoltaica. Como é sabido, quanto menor for a temperatura do substrato do painel fotovoltaico exposto a uma radiação incidente, maior será a eficiência de conversão fotovoltaica; i.e.: sua capacidade de converter a radiação solar em energia elétrica.

A partir das temperaturas do substrato da célula fotovoltaica calculadas (dados da Tabela 13), as equações (5) e (13) podem ser utilizadas, respectivamente, para calcular a eficiência da energia fotovoltaica e a energia gerada a partir da conversão de energia fotovoltaica. A Tabela 14 resume os

resultados obtidos com base nos dados horários baseados nos valores médios entregados pelo INMET.

Tabela 14 - Eficiência da conversão fotovoltaica com base em dados horários

City	January (2013)						February (2013)						March (2013)					
	King et al.		Duff&Beck		Masters		King et al.		Duff&Beck		Masters		King et al.		Duff&Beck		Masters	
	Effic. (η, %)	Energy (kWh)	Effic. (η, %)	Energy (kWh)	Effic. (η, %)	Energy (kWh)	Effic. (η, %)	Energy (kWh)	Effic. (η, %)	Energy (kWh)	Effic. (η, %)	Energy (kWh)	Effic. (η, %)	Energy (kWh)	Effic. (η, %)	Energy (kWh)	Effic. (η, %)	Energy (kWh)
João Pessoa	13,8	48,3	13,6	47,13	13,1	44,33	13,8	43,48	13,6	42,42	13,0	39,65	13,8	48,34	13,5	47,04	13,0	44,05
Natal	14,0	49,1	13,8	48,10	13,1	44,51	14,0	45,32	13,8	44,46	13,0	40,84	14,0	46,96	13,8	46,03	13,1	42,50
Fortaleza	13,9	41,2	13,7	40,10	13,2	38,03	13,9	37,43	13,7	36,65	13,2	34,59	13,8	39,79	13,6	38,84	13,2	37,04
Recife	13,9	41,6	13,7	40,70	13,2	38,67	13,9	37,45	13,7	36,67	13,2	34,72	13,8	39,81	13,6	38,88	13,2	36,91
Salvador	13,7	44,9	13,5	43,77	13,1	41,64	13,6	47,40	13,3	45,82	12,9	43,75	13,6	50,25	13,3	48,74	12,9	46,76
Brasília	14,3	34,5	14,2	33,83	13,8	32,34	14,1	41,19	13,9	40,19	13,4	37,79	14,2	37,98	14,0	37,09	13,6	35,27
Belo Horiz.	14,1	37,9	14,0	37,00	13,7	35,67	14,0	45,22	13,7	44,01	13,3	41,60	14,1	37,46	13,9	36,59	13,5	35,03
Vitória	13,9	47,1	13,7	45,88	13,2	42,87	13,8	46,02	13,6	44,92	13,0	42,17	13,9	37,03	13,7	36,12	13,4	34,41
Rio Janeiro	14,1	48,3	13,9	47,16	13,5	44,38	13,9	50,17	13,6	48,69	13,2	45,73	14,0	41,46	13,9	40,54	13,5	38,49
São Paulo	14,3	28,00	14,2	27,33	13,9	26,38	14,0	36,60	13,8	35,27	13,5	33,92	14,2	32,63	14,0	31,95	13,7	30,64
Manaus	13,8	36	13,6	34,96	13,3	33,65	13,9	30,94	13,7	30,00	13,5	29,01	13,9	29,39	13,7	28,67	13,5	27,72

Entre os modelos estudados, o modelo de King et al. prediz sistematicamente valores mais elevados da energia fotovoltaica o que resulta da conversão da energia fotovoltaica, seguido pelo modelo de Duffie & Beckman, que, por sua vez, produz resultados superiores aos calculados pelo modelo de Masters.

Assim, a temperatura do painel fotovoltaico foi recalculada com base nos dados mensais e os novos valores são confrontados na Tabela 15, com a correspondente base de dados horária anteriormente calculada.

Tabela 15 - Temperatura da célula com base em dados horários e mensais

Cidades selecionadas	Janeiro (2013)			Fevereiro (2013)			Março (2013)		
	Temperatura célula (K)			Temperatura célula (K)			Temperatura célula (K)		
	Cálculo a partir de King et al.			Cálculo a partir de King et al.			Cálculo a partir de King et al.		
	Horária	Mensal	ΔT (K)	Horária	Mensal	ΔT (K)	Horária	Mensal	ΔT (K)
João Pessoa	306,38	306,69	0,31	306,32	306,56	0,24	307,27	307,42	0,15
Natal	304,20	304,22	0,02	304,06	304,08	0,02	304,38	304,39	0,01
Fortaleza	306,01	305,38	0,63	305,75	305,44	0,31	306,50	305,88	0,62
Recife	306,19	306,62	0,43	306,01	306,40	0,39	306,64	307,02	0,38
Salvador	307,78	308,15	0,37	310,23	310,12	0,11	310,64	310,36	0,28
Brasília	299,05	298,80	0,25	302,31	302,32	0,01	301,03	300,79	0,24
Belo Horiz.	302,00	301,77	0,23	304,39	303,86	0,53	302,79	302,39	0,40
Vitória	305,45	305,71	0,26	306,57	306,82	0,25	305,34	305,49	0,15
Rio Janeiro	302,62	301,74	0,88	305,88	305,21	0,67	303,27	302,23	1,04
São Paulo	299,13	298,76	0,37	303,76	301,48	2,28	300,73	300,18	0,55
Manaus	307,11	307,03	0,08	305,90	305,74	0,16	305,58	305,78	0,20
Média			0,3			0,5			0,4

Com base nos valores da temperatura do substrato da célula calculada com base em dados médios mensais, a Tabela 16 resume os resultados obtidos para o novo cálculo da eficiência da conversão fotovoltaica e da quantidade de energia convertida quando o modelo King et al. é utilizado.

Tabela 16 - Dados médios horários vs. dados médios mensais

Cidade Seleccionada	Conversão fotovoltaica no Janeiro (2013)					Conversão fotovoltaica no Fevereiro (2013)					Conversão fotovoltaica no Março (2013)							
	Eficiência (η, %)		Energia (kWh)		Δ(η)	Δ(E)/Ehr	Eficiência (η, %)		Energia (kWh)		Δ(η)	Δ(E)/Ehr	Eficiência (η, %)		Energia (kWh)		Δ(η)	Δ(E)/Ehr
	(Horária)	Mensal	Σ(Horária)	Mensal			(Horária)	Mensal	Σ(Horária)	Mensal			(Horária)	Mensal	Σ(Horária)	Mensal		
João Pessoa	13,84	13,82	48,28	46,00	0,02	5,0%	13,84	13,83	43,48	41,27	0,02	5,4%	13,78	13,77	48,34	46,3	0,01	4,3%
Natal	13,98	13,98	49,08	46,22	0,00	6,2%	13,99	13,99	45,32	42,09	0,00	7,7%	13,97	13,97	46,96	44,1	0,00	6,6%
Fortaleza	13,86	13,90	41,20	39,75	-0,04	3,6%	13,88	13,90	37,43	35,48	-0,02	5,5%	13,83	13,87	39,79	38,3	-0,04	3,9%
Recife	13,85	13,82	41,59	40,20	0,03	3,5%	13,86	13,84	37,45	35,69	0,02	4,9%	13,82	13,80	39,81	38,2	0,02	4,3%
Salvador	13,75	13,72	44,91	43,67	0,02	2,8%	13,59	13,60	47,40	45,98	-0,01	3,1%	13,56	13,58	50,25	49	-0,02	2,5%
Brasília	14,31	14,33	34,48	33,59	-0,02	2,7%	14,10	14,10	41,19	40,08	0,00	2,8%	14,18	14,20	37,98	36,4	-0,02	4,3%
Belo Horizonte	14,12	14,14	37,91	36,04	-0,02	5,2%	13,97	14,00	45,22	42,96	-0,03	5,2%	14,07	14,10	37,46	36,9	-0,03	1,4%
Vitória	13,90	13,88	47,12	44,80	0,02	5,2%	13,83	13,81	46,02	43,37	0,02	6,1%	13,91	13,90	37,03	35,3	0,01	4,8%
Rio Janeiro	14,08	14,14	48,30	38,43	-0,06	25,7%	13,87	13,91	50,17	43,43	-0,04	15,5%	14,04	14,11	41,46	35,4	-0,07	17,0%
São Paulo	14,31	14,33	28,00	29,27	-0,02	-4,3%	14,01	14,15	36,60	37,64	-0,15	-2,8%	14,20	14,24	32,63	32,5	-0,04	0,5%
Manaus	13,79	13,80	35,99	34,46	-0,01	4,4%	13,87	13,88	30,94	29,46	-0,01	5,0%	13,89	13,88	29,39	30,1	0,01	-2,2%
Média (%) horária					-0,01	5,4%					-0,02	5,3%					-0,01	4,3%

Como se apresenta, um nível de tolerância de 5,4% é aceitável, e os dados médios mensais podem ser usados para calcular a energia gerada a partir da conversão de energia fotovoltaica, quando os dados horários não está disponíveis.

5.4.2. Capacidade de conversão fotovoltaica

Dando sequência ao processo de comparação dos modelos de desempenho estudados, apresenta-se o cálculo da capacidade de conversão fotovoltaica do painel estudado tomando como base as condições de radiação solar, velocidade de vento e temperatura ambiente (dependentes da localização geográfica) de cada uma das onze cidades brasileiras selecionadas, cujos resultados referem-se aos parâmetros analisados na pesquisa (seção 5.3.2).

- Média horária da energia na máxima potência ($\overline{E_{mpH}}$)
- Total da energia na máxima potência horária ($E_{mp_{totH}}$)
- Média mensal da energia na máxima potência ($\overline{E_{mpM}}$)
- Total da energia na máxima potência mensal ($E_{mp_{totM}}$)

Fazendo uso dos três modelos de desempenho considerados, os dados da Tabela 17 resumem os cálculos da conversão fotovoltaica obtidos nas condições solarimétricas das onze cidades selecionadas com base nas médias horárias e médias mensais consideradas.

Tabela 17 - Energia com base nas médias horárias e médias mensais

Cidade/Estado	Mês de Observação	Método Numérico	EmptotH (Wh/mês)	EmptotM (Wh/mês)
João Pessoa, PB	jan/13	Duffie & Beckman	47127	45240
		King et al.	48283	46001
		Masters	44328	43496
	Fev/2013	Duffie & Beckman	42416	40586
		King et al.	43476	41266
		Masters	39655	38906
	mar/13	Duffie & Beckman	47042	45529
		King et al.	48340	46327
		Masters	44046	43669
Natal, RN	jan/13	Duffie & Beckman	48099	45557
		King et al.	49082	46218
		Masters	44506	43240
	Fev/2013	Duffie & Beckman	44464	41523
		King et al.	45320	42088
		Masters	40842	39263
	mar/13	Duffie & Beckman	46034	43454
		King et al.	46963	44064
		Masters	42500	41285
Fortaleza, CE	jan/13	Duffie & Beckman	40103	39201
		King et al.	41197	39750
		Masters	38034	37668
	Fev/2013	Duffie & Beckman	36648	34991
		King et al.	37426	35478
		Masters	34588	33622
	mar/13	Duffie & Beckman	38840	37757
		King et al.	39788	38285
		Masters	37037	36369
Recife, PE	jan/13	Duffie & Beckman	40699	39622
		King et al.	41591	40200
		Masters	38668	38423
	Fev/2013	Duffie & Beckman	36666	35177
		King et al.	37452	35686
		Masters	34716	34010
	mar/13	Duffie & Beckman	39806	38154
		King et al.	39788	38285
		Masters	36905	36526
Salvador, BA	jan/13	Duffie & Beckman	43767	42990
		King et al.	44906	43665
		Masters	41636	41809
	Fev/2013	Duffie & Beckman	45816	45115
		King et al.	47398	45983
		Masters	43746	43647
	mar/13	Duffie & Beckman	48739	48089
		King et al.	50250	49006
		Masters	46760	46582
Brasília, DF	jan/13	Duffie & Beckman	33829	33229
		King et al.	34480	33586
		Masters	32336	32373
	Fev/2013	Duffie & Beckman	40193	39481
		King et al.	41190	40081
		Masters	37788	38048
	mar/13	Duffie & Beckman	37093	35948
		King et al.	37977	36403
		Masters	35268	34889

Tabela 17 – (...) Continuação

Cidade/Estado	Mês de Observação	Método Numérico	EmptotH (Wh/mês)	EmptotM (Wh/mês)
Manaus, MN	ene-13	Duffie & Beckman	34956	34034
		King et al.	35986	34465
		Masters	33651	33336
	Fev/2013	Duffie & Beckman	30001	29117
		King et al.	30940	29462
		Masters	29007	28580
	mar-13	Duffie & Beckman	28670	29744
		King et al.	29394	30070
		Masters	27716	29231
Belo Horizonte, MG	ene-13	Duffie & Beckman	37005	35622
		King et al.	37908	36037
		Masters	35669	34832
	Fev/2013	Duffie & Beckman	44010	42269
		King et al.	45216	42965
		Masters	41597	40681
	mar-13	Duffie & Beckman	36593	36454
		King et al.	37455	36930
		Masters	35028	35437
Vitória, ES	ene-13	Duffie & Beckman	45879	44129
		King et al.	47120	44803
		Masters	42870	42603
	Fev/2013	Duffie & Beckman	44921	42643
		King et al.	46023	43375
		Masters	42174	40952
	mar-13	Duffie & Beckman	36125	34894
		King et al.	37031	35345
		Masters	34411	33998
São Paulo, SP	ene-13	Duffie & Beckman	27334	29007
		King et al.	28000	29269
		Masters	26381	28445
	Fev/2013	Duffie & Beckman	35269	37130
		King et al.	36595	37643
		Masters	33922	36081
	mar-13	Duffie & Beckman	31953	32098
		King et al.	32628	32455
		Masters	30639	31312
Rio de Janeiro, RJ	ene-13	Duffie & Beckman	47161	37964
		King et al.	48304	38425
		Masters	44377	36745
	Fev/2013	Duffie & Beckman	48688	42712
		King et al.	50170	43428
		Masters	45730	41072
	mar-13	Duffie & Beckman	40541	34998
		King et al.	41459	35428
		Masters	38494	33869

As Figuras 29 a 39 ilustram na forma gráfica os dados da Tabela 17 para as condições solarimétricas das onze cidades selecionadas; ou seja, a conversão fotovoltaica (expressa em Wh) do painel objeto de estudo para as duas condições estudadas: com base na média horária e na média mensal da radiação solarimétrica, cálculo esses repetido para cada um dos três métodos numéricos considerados (King et al.; Duffie & Beckman and Masters). O detalhamento desses dados encontra-se no Apêndice B.

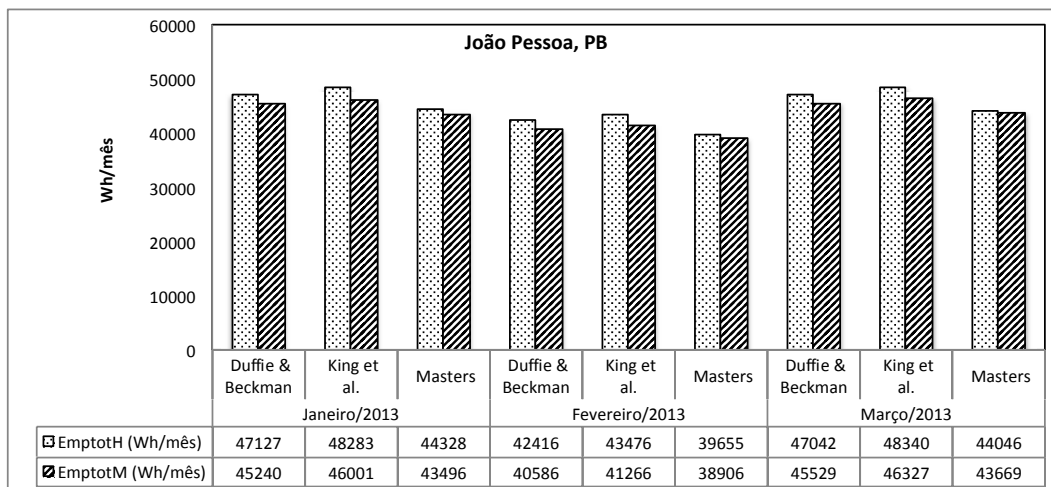


Figura 29 - Comparação entre métodos de conversão FV (João Pessoa)

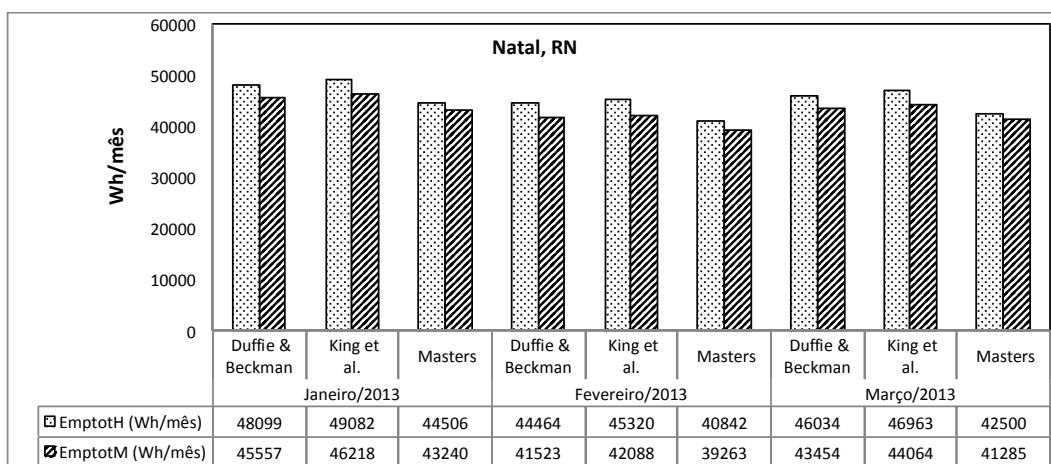


Figura 30 - Comparação entre métodos de conversão FV (Natal)

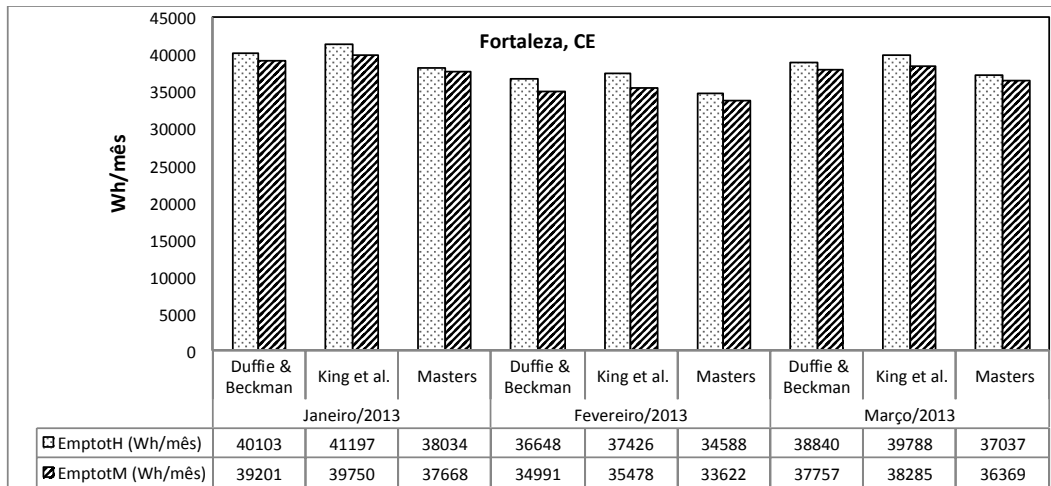


Figura 31 - Comparação entre métodos de conversão FV (Fortaleza)

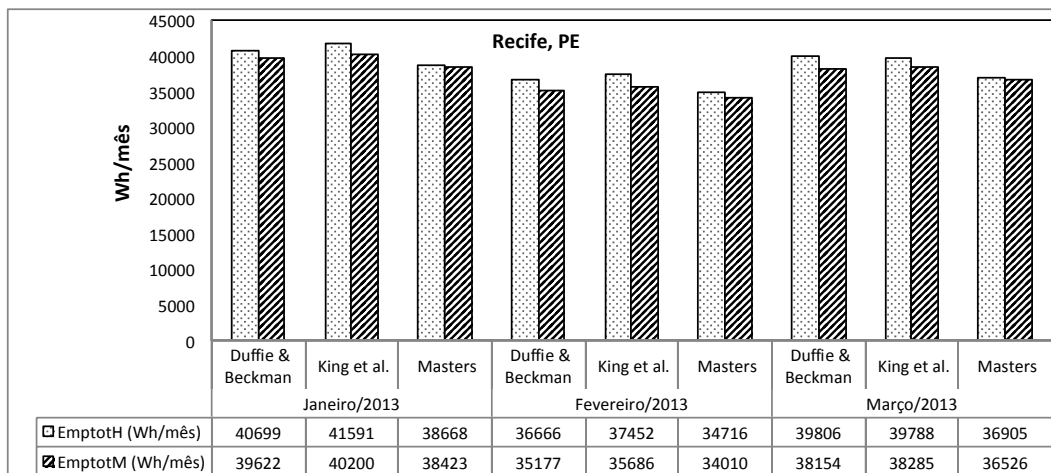


Figura 32 - Comparação entre métodos de conversão FV (Recife)

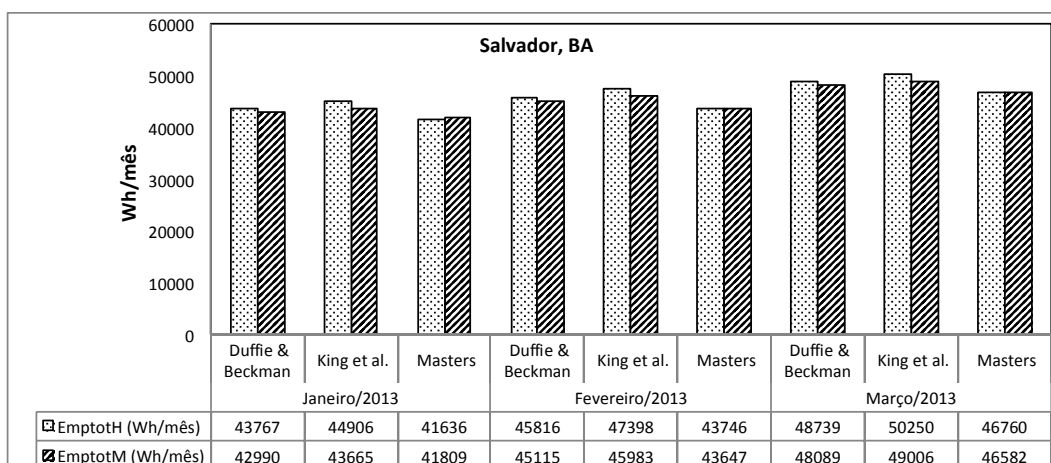


Figura 33 - Comparação entre métodos de conversão FV (Salvador)

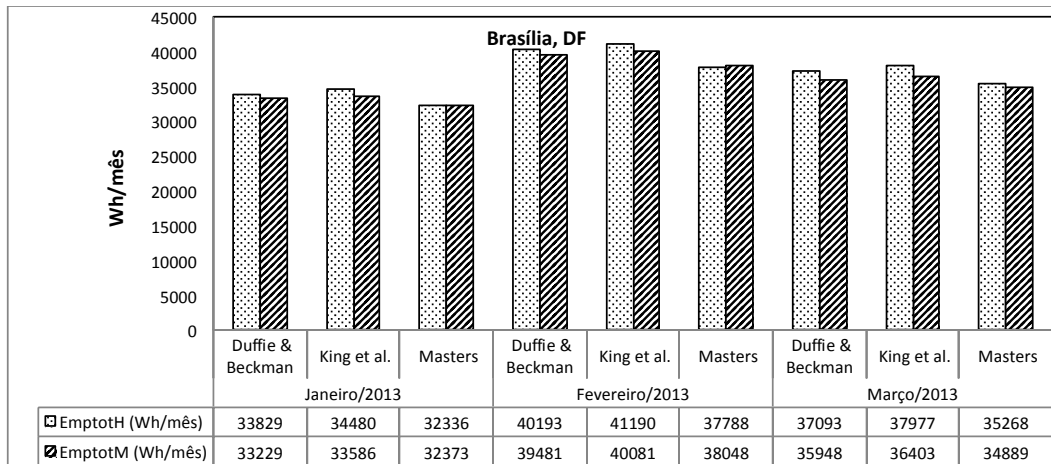


Figura 34 - Comparação entre métodos de conversão FV (Brasília)

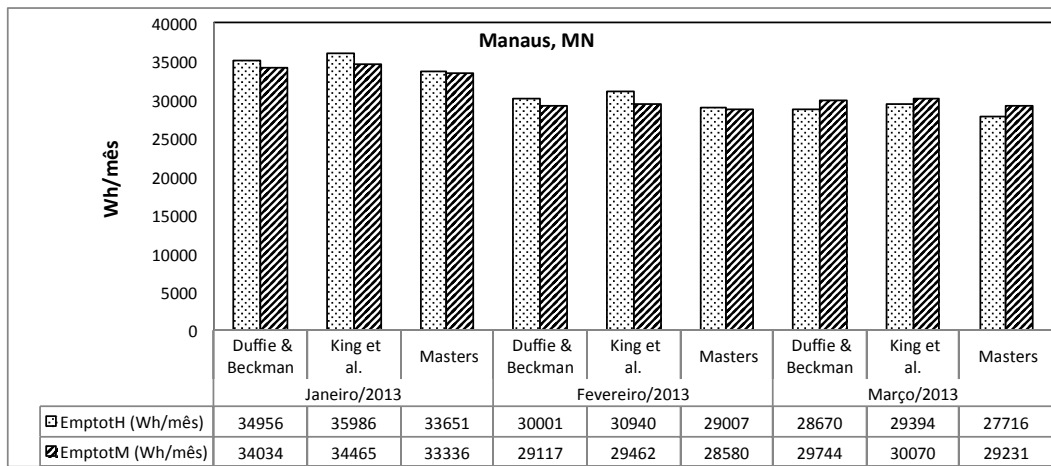


Figura 35 - Comparação entre métodos de conversão FV (Manaus)

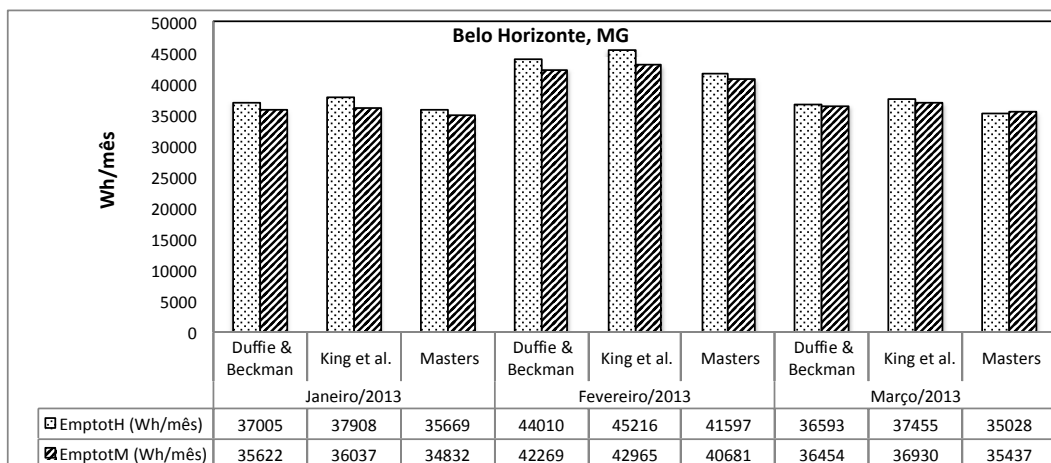


Figura 36 - Comparação entre métodos de conversão FV (Belo Horizonte)

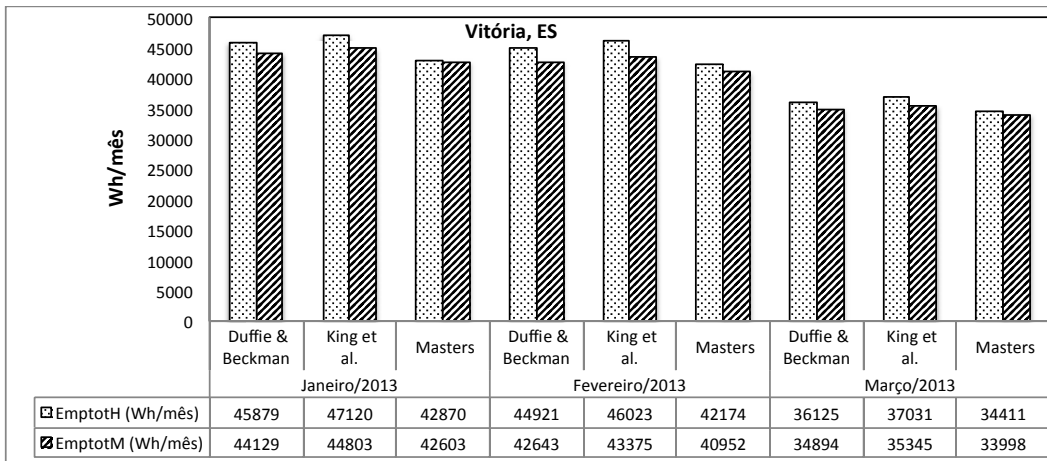


Figura 37 - Comparação entre métodos de conversão FV (Vitória)

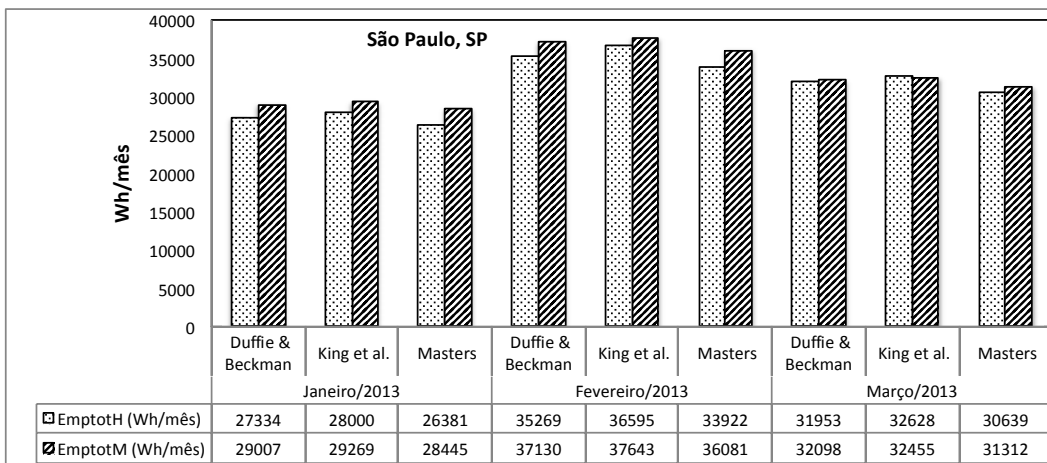


Figura 38 - Comparação entre métodos de conversão FV (São Paulo)

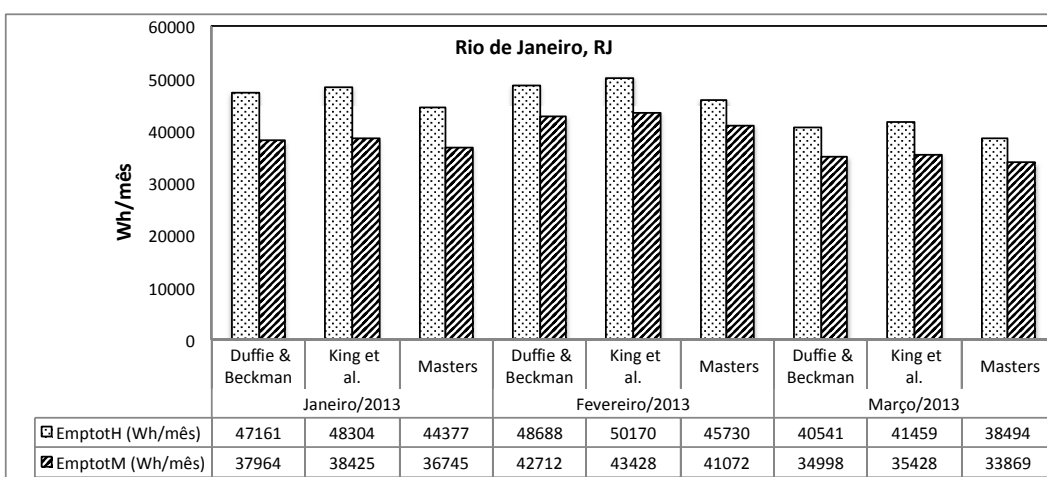


Figura 39 - Comparação entre métodos de conversão FV (Rio de Janeiro)

A partir dos dados mostrados nas Figuras 29 a 39, constrói-se a Tabela 18 e a Figura 40, que mostram a comparação dos valores máximos obtidos da conversão fotovoltaica para as diferentes condições solarimétricas estudadas.

Tabela 18 – Energia máxima obtida da conversão FV

Cidade	Estado	*Coordenadas geográficas das cidades			Temperatura ** ambiente (°C)	EmptotH *** (Wh/mês)
		Latitude (°)	Longitude (°)	Altura (m)		
João Pessoa	PB	-7,17	-34,83	47	26,1	48340
Natal	RN	-5,83	-35,20	65	26,5	49082
Fortaleza	CE	-3,80	-38,53	41	26,6	41197
Recife	PE	-8,05	-34,95	10	27,5	41591
Salvador	BA	-13,01	-38,51	51	24,8	50250
Brasília	DF	-15,79	-47,93	1.159	22,1	41190
Belo Horizonte	MG	-19,88	-43,97	869	20,6	45216
Vitória	ES	-20,32	-40,32	9	25,0	47120
Rio Janeiro	RJ	-22,99	-43,19	45	24,3	50170
São Paulo	SP	-23,50	-46,62	792	20,0	37643
Manaus	AM	-3,13	-59,95	67	27,2	35986

*Fonte: INMET (2011); ** RETSCREEN Int'l (2013); *** Valores máximos obtidos da simulação

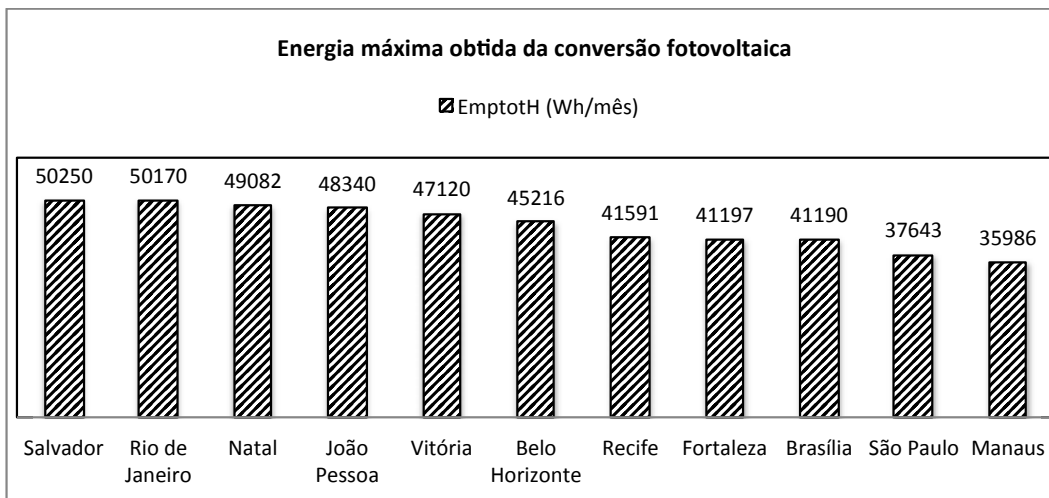


Figura 40 - Conversão FV máxima para as condições solarimétricas estudadas

5.4.3. O modelo de desempenho de referência

Dentre os três modelos de desempenho selecionados para fundamentar a simulação numérica da temperatura da célula fotovoltaica obtida a partir dos dados horários (T_{cH}) e da conversão fotovoltaica obtida a partir dos dados médios mensais (E_{mpH}), o modelo de King *et al.* (ver seção 4.3.1) é o único que foi validado vis-à-vis dados experimentais (segundo a bibliografia especializada).

Na sequência da comparação, são realizadas as últimas duas comparações dos modelos de desempenho para avaliar se estão dentro ou fora da faixa de exatidão fornecida por esse modelo de desempenho.

A Tabela 19 apresenta as diferenças entre as médias horárias da energia que resulta da conversão fotovoltaica ($\overline{E_{mpH}}$). Estabelece-se, assim, a comparação entre os resultados produzidos pelo modelo de desempenho King *et al.* com aqueles dos modelos Duffie & Beckman e Masters.

Tabela 19 - Comparação entre resultados das simulações realizadas

Cidade	Diferenças (%) entre a quantidade de energia convertida (em relação ao Modelo King)					
	Janeiro (2013)		Fevereiro (2013)		Março (2013)	
	E(King)-E(Duffie)	E(King)-E(Masters)	E(King)-E(Duffie)	E(King)-E(Masters)	E(King)-E(Duffie)	E(King)-E(Masters)
João Pessoa	2,4%	8,2%	2,4%	8,8%	2,7%	8,9%
Natal	2,0%	9,3%	1,9%	9,9%	2,0%	9,5%
Fortaleza	2,7%	7,7%	2,1%	7,6%	2,4%	6,9%
Recife	2,2%	7,0%	2,1%	7,3%	-0,2%	4,9%
Salvador	2,5%	7,3%	3,3%	7,7%	3,0%	6,9%
Brasília	1,9%	6,3%	2,4%	8,3%	2,3%	7,1%
Belo Horizonte	2,4%	5,9%	2,7%	8,0%	2,3%	6,5%
Vitória	2,6%	9,0%	2,4%	8,4%	2,5%	7,1%
Rio Janeiro	2,4%	7,1%	2,9%	8,8%	2,2%	7,2%
São Paulo	2,4%	5,8%	3,6%	7,3%	2,1%	6,1%
Manaus	2,9%	6,5%	3,0%	6,2%	2,4%	5,7%

5.5. Análise e interpretação dos resultados

Segundo os resultados obtidos na seção 5.4 desta pesquisa, os modelos de desempenho (Duffie & Beckman, King *et al.* e Masters) diferem entre si quando utilizados para calcular os parâmetros controlados objeto deste estudo: temperatura da célula fotovoltaica (T_c), eficiência no ponto de máxima potência (η_{mp}) e Energia na máxima potência (E_{mp}).

Os dados das Tabelas 13 e 14 mostram que os modelos de desempenho que utilizam dados horários e dados médios mensais de radiação solar, temperatura ambiente e velocidade de vento produzem diferenças mínimas (ou zero) entre os valores obtidos de T_c , η_{mp} e E_{mp} .

Os dados da Tabela 15 (obtidos pelo modelo de King *et al.*) confirmam que o mês de fevereiro de 2013 apresenta a maior diferença entre o valor da média horária da temperatura da célula fotovoltaica $\overline{T_{cH}}$ e o valor da média mensal de

$\overline{T_{cM}}$, quando comparado aos resultados produzidos pelos meses de janeiro e março de 2013.

Por outro lado, com base nos dados da Tabela 16, para as condições solarimétricas das onze cidades brasileiras estudadas, o modelo de desempenho de King *et al.* estima o mesmo valor da diferença entre o valor da média horária da eficiência no ponto de máxima potência ($\overline{\eta_{mpH}}$) e o valor da média mensal desse parâmetro ($\overline{\eta_{mpM}}$) para os meses de Janeiro e Março de 2013.

Deste mesmo na Tabela 16, o modelo King *et. al* para o mês de janeiro de 2013 produz a maior diferença percentual entre o valor da média horária da energia na máxima potência $\overline{E_{mpH}}$ e o valor da média mensal $\overline{E_{mpM}}$, em relação aos meses de fevereiro e março de 2013.

Os dados da Tabela 17 permitem ainda concluir que os três modelos de desempenho estimam um maior valor para o total da energia na máxima potência horária ($E_{mp_{totH}}$) em comparação ao valor para o total da energia na máxima potência mensal ($E_{mp_{totM}}$), com exceção da cidade de Manaus (mês de março/2013) e de São Paulo (meses de janeiro, fevereiro e março de 2013), situações em que o valor para o total da energia na máxima potência mensal superou o valor do total da energia na máxima potência horária.

Os dados da Tabela 18 e da Figura 40 permitem identificar, para as condições solarimétricas das cidades estudadas, aquelas em que o painel fotovoltaico oferece a melhor capacidade de conversão fotovoltaica (valor total da energia na máxima potência horária, $E_{mp_{totH}}$). São elas:

- Salvador (BA): 50250 Wh/mês
- Rio de Janeiro (RJ): 50170 Wh/mês

E, também, dentre as mesmas cidades previamente selecionadas, aquelas nas que o painel fotovoltaico oferece as piores condições para conversão fotovoltaica. São elas:

- São Paulo (SP): 37643 Wh/mês
- Manaus (AM): 35986 Wh/mês

As informações das Figuras 29 até 39 e a Tabela 17 (memória de cálculo no Apêndice B) para as condições solarimétricas das onze cidades brasileiras estudadas, permitem concluir que o modelo de desempenho King *et al.* é o que apresenta a maior conversão fotovoltaica (expresso pelo valor total da energia na máxima potência horária, $E_{mp_{totH}}$), quando comparado aos modelos de Duffie & Beckman e Masters.

Em média, quando os dados horários são usados, a quantidade de energia calculada pelo modelo de King *et al.* é 2,4% maior do que o previsto pelo modelo de Duffie & Beckman e 7,4% maior do que as previsões dadas pelo modelo de Masters.

A linha de análise aqui apresentada contribui para o estabelecimento de benchmark nacional do aproveitamento da conversão fotovoltaica no País levando-se em conta as potencialidades regionais de condições solarimétricas e as características de desempenho dos painéis fotovoltaicos disponíveis no mercado. Embora o uso de modelos numéricos não dispense o sempre imprescindível e cuidadoso trabalho experimental, a validação e comparação dos métodos de simulação disponíveis orientam o uso e podem gerar economias de tempo e de pesquisa experimental.

6 Conclusões e recomendações

A presente dissertação contribuiu para comparar o desempenho de três modelos clássicos de simulação numérica (Duffie & Beckman, King *et al.* e Masters) sobre a capacidade de conversão fotovoltaica obtida em painéis fotovoltaicos.

A comparação foi efetuada por meio da avaliação dos resultados obtidos das simulações que utilizam dados oficiais (horários e médios mensais de radiação solar, temperatura ambiente, velocidade de vento) fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia do Brasil (INMET) e de dados técnicos de desempenho do fabricante de painéis fotovoltaicos.

A metodologia proposta considera como período de análise da pesquisa os meses de janeiro, fevereiro e março de 2013.

O estudo consistiu em: (i) estabelecer a diferença entre o uso de dados hora-hora e uso de dados médios mensais dos seguintes parâmetros controlados na pesquisa: temperatura da célula fotovoltaica, eficiência de conversão fotovoltaica no ponto de máxima potência e energia na máxima potência do painel fotovoltaico; (ii) estimar a capacidade de conversão fotovoltaica de um painel para as condições solarimétricas de onze cidades brasileiras que exibem condições favoráveis de radiação solar, assim criando uma escala que possa ser utilizada para estabelecer um benchmark nacional da energia solar fotovoltaica; (iii) estimar o grau de concordância dos três modelos estudados considerando a energia na máxima potência do painel.

As cidades brasileiras estudadas são aquelas que exibem a maior média anual do total diário da radiação solar no país, portanto selecionadas pelas suas condições favoráveis para conversão fotovoltaica. São elas: João Pessoa/Paraíba, Natal/Rio Grande do Norte, Fortaleza/Ceará, Recife/Pernambuco, Salvador/Bahia, Brasília - Distrito Federal, Manaus/Amazonas, Belo Horizonte/Minas Gerais, Vitória/Espírito Santo, São Paulo/São Paulo e o Rio de Janeiro/Rio de Janeiro.

O modelo de King *et al.* foi tomado como base de referência para realizar a comparação dos modelos, já que este foi validado à luz de dados horários disponíveis na literatura especializada, com grau de concordância (exatidão) com dados experimentais para: (i) temperatura da célula fotovoltaica (± 5 °C); (ii) máxima potência (2,4 % a 5,4 %).

Os resultados contidos na Tabela 19 revelam que: (a) o modelo de Duffie & Beckman reproduz os resultados de conversão fotovoltaica (Wh) obtidos pelo modelo de King *et al.* com grau de concordância de 2,4 %; (b) o modelo de Masters ultrapassa a faixa de exatidão obtida pelo modelo de King *et al.* para o parâmetro controlado da energia na máxima potência com 7,4 %.

Os resultados constantes das Tabelas 13, 14, 15 e 16 evidenciam que o uso de dados meteorológicos médios mensais mostram-se eficazes para estimar a energia elétrica que resulta do processo de conversão fotovoltaica em substituição aos dados médios horários nem sempre disponíveis aos usuários.

À luz dos modelos estudados, os resultados exibidos na Tabela 17, Tabela 18 e na Figura 40 ranqueiam, para as condições solarimétricas das cidades selecionadas, aquelas com a maior capacidade de conversão fotovoltaica. Conforme pode ser observado, a cidade de Salvador (50250 Wh/mês), seguida do Rio de Janeiro (50170 Wh/mês) são as que oferecem a melhor capacidade de conversão fotovoltaica para o módulo fotovoltaico trabalhado. E, as cidades de São Paulo (37643 Wh/mês) e Manaus (35986 Wh/mês), àquelas que oferecem as piores condições.

Dentre os modelos estudados, o de King *et al.*, sistematicamente é o que produz o maior valor de conversão fotovoltaica, seguido do de Duffie & Beckman que, igualmente, sistematicamente produz resultados superiores àqueles calculado pelo modelo Masters. A título de ilustração, esses resultados de conversão fotovoltaica foram comparados para as condições solarimétricas da cidade de Salvador: 50250 Wh/mês (pelo modelo de King *et al.*), 48739 Wh/mês (pelo modelo de Duffie & Beckman) e 46760 Wh/mês (pelo modelo Masters).

Como sugestão de desdobramentos futuros desta pesquisa, propõe-se:

Ensaio o módulo fotovoltaico objeto do estudo, visando obter dados experimentais da temperatura da célula, insumo do cálculo da eficiência de conversão fotovoltaica e de energia na condição de máxima potência, o que

contribui para uma validação robusta dos modelos Duffie & Beckman e de Masters;

Considerar nos cálculos da temperatura da célula, o regime transiente de operação do painel, utilizando para tal o modelo de desempenho Davis *et al.*, também denominado Modelo de Transferência de Calor Transiente Unidimensional.

Referências bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa no. 481**, de 17 de abril de 2012. 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>>. Acesso em: Jul. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa no. 482, de 17 de abril de 2012**. 2012b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: Jul. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Tarifas de classe de consumo residencial de uma concessionária**. 2013a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493>>. Acesso em: Abr. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Banco de Informações de Geração**. 2013b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=12&fase=3>>. Acesso em: Abr. 2013.

ALMEIDA, G. FERREIRA, M. **Introdução a Astronomia e as Observações Astronômicas**. Edição No. 7. Lisboa. 2004. 186 p.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. E 1036-8: **Standard Test Methods for Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells**. ASTM, 2012. Disponível em: <<http://www.astm.org/Standards/E1036.htm>>. Acesso em: Fev. 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899/TB328: Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia**. ABNT. 2006. 7p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Normalização**. 2013. Disponível em: <http://www.abnt.org.br/m3.asp?cod_pagina=1179>. Acesso em: Feb. 2013.

BANCO MUNDIAL. **China development indicators**. 2013. Disponível em: <<http://data.worldbank.org/country/china>>. Acesso em: Abr. 2013.

BOYD, M. T. **Evaluation and Validation of Equivalent Circuit Photovoltaic Solar Cell Performance Models**. (Tese de Mestrado), University of Wisconsin, Department of Mechanical Engineering, Madison, 2010. Disponível em: <<http://sel.me.wisc.edu/publications-theses.shtml>>. Acesso em: Nov. 2012.

BÚSSOLA DE PLASMA. **Estações do ano**. 2013. Disponível em: <<http://bussoladeplasma.wordpress.com/tag/perielio/>>. Acesso em: Jun. 2013.

CASSEL, R; MÜLLER. **A simulação e os processos de mudança**. Anais do XVI ENEGEP, UNIMEP. 1996.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO. **Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica**. 2011. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=341>>. Acesso em: Nov. 2011.

CHAAR, L. EL.; LAMONT L.A.; N. ZEIN EL. **Review of photovoltaic Technologies.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2011. Disponível em: <http://ac.els-cdn.com/S1364032111000050/1-s2.0-S136403211100005in.pdf?_tid=cf9bedde-d3881e253d0000aacb361&acdnat=1371059712_52e8dcf108ba289c2d9bfdcfd516dbc0>. Acesso em: Jul. 2012.

DAVIS, M.W., HUNTER A. FANNEY and DOUGHERTY BRIAN P. **Prediction of Building Integrated Photovoltaic Cell Temperatures.** *The Journal of Solar Energy Engineering*. 2001. Disponível em: <<http://fire.nist.gov/bfrlpubs/build01/PDF/b01040.pdf>>. Acesso em: Jul. 2012.

DOS SANTOS, A. **Resistência Interna de Células Solares Fotovoltaicas de Si e TiO₂.** (Dissertação de Mestrado), Universidade Federal de Alagoas, Departamento de Física, Maceió, 2005. Disponível em: <<http://www.ufal.edu.br/unidadeacademica/if/pt-br/pos-graduacao/mestrado-doutorado-em-fisica/dissertacoes-e-teses>>. Acesso em: Jul. 2012.

DUFFIE, J., BECKMAN, W. **Solar Engineering of Thermal Processes.** Terceira edição. John Wiley & Sons Inc. New York. 2006. 908 p.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. **Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016.** 2012. Disponível em: <http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/GlobalMarketOutlook-2016.pdf>. Acesso em: Fev. 2013.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. **Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector.** 2011. Disponível em: <http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=/uploads/tx_epiapublications/Competing_Full_Report.pdf&t=1371150813&hash=9e4d4a3e1a95c6f3f9afb51584ef0c556d77d793>. Acesso em: Fev. 2013.

GERMAN SOLAR INDUSTRY ASSOCIATION. **Statistic data on the German Solar Power (photovoltaic) Industry.** BSW SOLAR. 2011. Disponível em: <http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/BSW_facts_solarpower_en.pdf>. Acesso em: Jul. 2012.

GIL, A. **Como elaborar projetos de pesquisa.** Edição No. 5. São Paulo: Atlas, 2010. 96 p.

ADOLF GOETZBERGERA, CHRISTOPHER HEBLINGA, HANS-WERNER SCHOCKB. **Photovoltaic materials, history, status and outlook.** Reports: A Review Journal. 2002. <[http://dx.doi.org/10.1016/S0927-796X\(02\)00092-X](http://dx.doi.org/10.1016/S0927-796X(02)00092-X)>.

GREEN, M. et al. Solar cell efficiency tables (version 40). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications.** 2012. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/112081383/Green-Et-Al-2012-Solar-Cell-fficiency-Tables-Version-40>>. Acesso em: Fev. 2013.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. Nota técnica No. 001/2011/SEGER/LAIME/CSC/INMET: **Rede de Estações Meteorológicas Automáticas do INMET.** 2011. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/css/content/topo_iframe/pdf/Nota_Tecnica-Rede_estacoes_INMET.pdf>. Acesso em: Abr. de 2013.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. **Sobre o INMETRO. 2013.** Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=home/page&page=sobre_inmet>. Acesso em: Abr. de 2013.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA. **O que é o INMETRO. 2013a.** Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/inmetro/oque.asp>>. Acesso em: Jan. de 2013.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA. **Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011.** Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001652.pdf>>. Acesso em: Abr. de 2013.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2006.** Disponível em: <http://www.ccst.inpe.br/wp-content/themes/ccst-2.0/pdf/atlas_solar-reduced.pdf>. Acesso em: Abr. de 2013.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Co-generation and Renewables. 2011a.** Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CoGeneration_RenewablesSolutionsforaLowCarbonEnergyFuture.pdf>. Acesso em: Jul. de 2012.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Deploying Renewables. 2011b.** Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Deploying_Renewables2011.pdf>. Acesso em: Jul. de 2012.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Photovoltaic Power Systems Programme Annual Report 2011. 2011c.** Disponível em: <[http://www.iea-pvps.org/index.php?id=9&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1\[showUid\]=1129&tx_damfrontend_pi1\[backPid\]=9](http://www.iea-pvps.org/index.php?id=9&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1[showUid]=1129&tx_damfrontend_pi1[backPid]=9)>. Acesso em: Jul. de 2012.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2012. 2012a.** Disponível em: <<http://www.iea.org/Textbase/npsum/weo2012sum.pdf>>. Acesso em: Mar. de 2013.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key World Energy Statistics. 2012b.** Disponível em: <<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/kwes.pdf>>. Acesso em: Mar. de 2013.

INTERNATIONAL MONETARY FUND. **Gradual Upturn in Global Growth During 2013. 2013.** Disponível em: <<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2013/update/01/pdf/0113.pdf>>. Acesso em: Abr. 2013.

KELMAN, R. **Fórum Canal Energia/COGEM: Potencial e perspectivas da energia solar no Brasil. Condições fundamentais para competitividade da energia solar no Brasil.** Rio de Janeiro: CTEE, 2012.

KING, D. L. W.E. BOYSON, J.A. KRATOCHVILL. **Photovoltaic Array Performance Model.** Photovoltaic System R&D Department. Sandia National Laboratories. 2004. Disponível em: <<http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2004/043535.pdf>>. Acesso em: Nov. 2012.

LOPEZ, J. **Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital**. (Dissertação de Mestrado), Universidade Federal de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Elétrica, Belo Horizonte, 2009. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.ufmg.br/dspace/bitstream/handle/1843/BUOS-8CYMEY/julio_igor_1_pez_seguel.pdf?sequence=1>. Acesso em: Nov. 2012.

LUQUE, A. HEGEDUS, S. **Handbook of photovoltaic science and engineering**. John Wiley & Sons Ltd. Reino Unido. 2003. 1115 p.

MAGALHÃES, D. ZILLES, R. **Caracterização da energia solar disponível na região do lagamar**. 2002. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC0000000022002000100036&script=sci_arttext>. Acesso em: Nov. 2011.

MALAGOLI, G. **Energia Solar Fotovoltaica: Curso para projetar sistemas conectados à rede elétrica. Células solares, módulos fotovoltaicos e o recurso solar**. Rio de Janeiro. 2012.

MASTERS, G.M. **Renewable and Efficient Electric Power Systems**. John Wiley & Sons Inc. New Jersey. 2004. 476 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Estudo y propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas**. Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos. Brasília. 2009. 222 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Empresa de Pesquisa Energética. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Nota Técnica. 2012a**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>. Acesso em: Fev. 2013.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2012 - Ano base 2011: resultados preliminares. 2012b**. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Resultados_Pre_BEN_2012.pdf>. Acesso em: Fev. 2013.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2021**. 2012c. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2013/PDE2021.pdf>> Acesso em: Fev. 2013.

NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION. **The balance of Power in the Earth - Sun System**. 2012. Disponível em: <http://www.nasa.gov/pdf/135642main_balance_trifold21.pdf>. Acesso em: Fev. 2013.

NAVEASTRO. **Coordenadas de posição**. 2013. Disponível em: <<http://naveastro.com/navegacao/posicao.htm>>. Acesso em: Mai. 2013.

NELSON, J. **The Physics of Solar Cells**. Imperial College Press. London. 2003. 363 p.

ORGANIZAÇÃO METEOROLÓGICA MUNDIAL. **The world weather watch at 50**. 2013. Disponível em: <http://www.wmo.int/pages/mediacentre/news/documents/Bulletin_62_1_WWW.pdf>. Acesso em: Abr. 2013.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O que é o SIN – Sistema Interligado Nacional**. 2013. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: Abr. 2013.

PLANETA URGENTE. **Japão será em 2013 segundo maior mercado solar do mundo**. 2013. Disponível em: <http://planetasustentavel.abril.com.br/blog/planeta-urgente/japao-sera-em-2013-segundo-maior-mercado-solar-do-mundo/>>. Acesso em: Abr. 2013.

Q-CELLS. **Multicrystalline solar module Q.PRO C05-240**. 2012. Disponível em: <http://www.beawindhog.com/uploads/2/7/8/4/2784216/qbase_datasheet_qc05__20120430.pdf>. Acesso em: Abr. 2013.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY. **Renewables 2012 Global Status Report**. 2012. Disponível em: <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR2012_low%20res_FINAL.pdf>. Acesso em: Abr. 2013.

RETSCREEN INTERNATIONAL. **Clean Energy Project Analysis Software. Natural Resources Canada**. Disponível em: www.retscreen.net. Acesso em: Abr. 2013.

RÜTHER, R. et al.. **Avaliação do impacto da geração distribuída utilizando sistemas solares fotovoltaicos integrados à rede de distribuição**. 2005. Disponível em: <http://www.unisinos.br/_diversos/revistas/estudos_tecnologicos/index.php?e=1&s=9&a>. Acesso em: Nov. 2011.

SELO SOLAR. **O que é o Selo Solar**. 2013. Disponível em: <<http://www.selosolar.com.br/selo-solar/>>. Acesso em: Abr. 2013.

TECH-ON. **CEATEC. 2010**. Disponível em: <<http://techon.nikkeibp.co.jp/article/NEWS/20090916/175364/?SS=imgview&FD=1941311655>>. Acesso em: Mar. 2012.

UCZAI, P. **Energias renováveis riqueza sustentável ao alcance da sociedade. Biblioteca digital da câmara dos deputados**. 2012. Disponível em: <<http://bd.camera.gov.br>>. Acesso em: Abr. 2012.

VAREJÃO-SILVA, M.A. **Meteorologia e Climatologia**. Versão digital. Recife, Brasil. 2006. 201p. Disponível em: <http://www.agritempo.gov.br/publish/publicacoes/livros/METEOROLOGIA_E_CLIMATOLOGIA_VD2_Mar_2006.pdf>

VERGARA, S. **Projetos e relatórios de pesquisa em Administração**. 6. ed. Rio de Janeiro: Atlas, 2005. 96p.

VIRIDIAN. **Energia solar fotovoltaica**. 2011. Disponível em: <<http://www.viridian.com.br>>. Acesso em: Nov. 2011.

Apêndice A: Diferença entre médias horárias e médias mensais

As Tabelas 20 a 30 deste anexo apresentam os dados que determinaram a diferença entre as médias horárias e as médias mensais dos parâmetros controlados $\overline{T_{cH}}$, $\overline{\eta_{mpH}}$, $\overline{E_{mpH}}$, $\overline{E_{mp_{totH}}}$, $\overline{T_{cM}}$, $\overline{\eta_{mpM}}$, $\overline{E_{mpM}}$, $\overline{E_{mp_{totM}}}$. Além de exibir o valor médio horário da radiação solar para cada uma das onze cidades brasileiras que trabalharam com os três modelos de desempenho (Duffie & Beckman, King *et al.* e Masters), referente aos meses de janeiro, fevereiro e março de 2013.

Tabela 20 - Diferença entre médias horárias e mensais (João Pessoa)

Mês/2013	Modelo	(TcH- TcM) (°C)	(η_{mpH} - η_{mpM})	(EmpH- EmpM) (Wh)	(EmptotH- EmptotM) (Wh)	Radiação Solar (W/m ²)
Janeiro	Duffie & Beckman	0,32	0,00021	2,21	1886,54	519,98
	King et al. (Sandia)	0,31	0,00020	1,36	2282,59	519,98
	Masters	0,00	0,00000	4,54	832,65	519,98
Fevereiro	Duffie & Beckman	0,28	0,00018	2,39	1830,22	522,26
	King et al. (Sandia)	0,24	0,00016	1,47	2210,61	522,26
	Masters	0,00	0,00000	5,05	749,19	522,26
Março	Duffie & Beckman	0,17	0,00011	3,19	1512,36	539,72
	King et al. (Sandia)	0,15	0,00010	2,05	2012,84	539,72
	Masters	0,00	0,00000	5,77	377,35	539,72

Tabela 21 - Diferença entre médias horárias e mensais (Natal)

Mês/2013	Modelo	(TcH- TcM) (°C)	(η_{mpH} - η_{mpM})	(EmpH- EmpM) (Wh)	(EmptotH- EmptotM) (Wh)	Radiação Solar (W/m ²)
Janeiro	Duffie & Beckman	0,11	0,00007	1,61	2541,23	519,37
	King et al. (Sandia)	0,03	0,00002	0,93	2863,41	519,37
	Masters	0,00	0,00000	4,34	1265,12	519,37
Fevereiro	Duffie & Beckman	0,04	0,00548	0,75	2940,81	528,34
	King et al. (Sandia)	0,01	0,00001	0,92	3231,89	528,34
	Masters	0,00	0,00000	4,74	1578,42	528,34
Março	Duffie & Beckman	0,14	0,00009	1,70	2580,42	506,47
	King et al. (Sandia)	0,01	0,00001	1,02	2898,37	506,47
	Masters	0,00	0,00000	4,70	1214,76	506,47

Tabela 22 - Diferença entre médias horárias e mensais (Salvador)

Mês/2013	Modelo	(TcH- TcM) (°C)	(η_{mpH} - η_{mpM})	(EmpH- EmpM) (Wh)	(EmptotH- EmptotM) (Wh)	Radiação Solar (W/m ²)
Janeiro	Duffie & Beckman	0,32	0,00021	3,18	777,28	484,92
	King et al. (Sandia)	0,38	0,00024	2,14	1240,94	484,92
	Masters	0,00	0,00000	5,35	173,58	484,92
Fevereiro	Duffie & Beckman	0,26	0,00017	6,03	701,35	582,95
	King et al. (Sandia)	0,11	0,00007	4,26	1414,60	582,95
	Masters	0,00	0,00000	7,40	98,86	582,95
Março	Duffie & Beckman	0,43	0,00028	4,78	650,26	577,30
	King et al. (Sandia)	0,28	0,00018	3,39	1243,83	577,30
	Masters	0,00	0,00000	5,77	178,29	577,30

Tabela 23 - Diferença entre médias horárias e mensais (Manaus)

Mês/2013	Modelo	(TcH- TcM) (°C)	(η_{mpH} - η_{mpM})	(EmpH- EmpM) (Wh)	(EmptotH-EmptotM) (Wh)	Radiação Solar (W/m ²)
Janeiro	Duffie & Beckman	0,19	0,00012	4,61	921,71	396,86
	King et al. (Sandia)	0,09	0,00006	3,23	1520,89	396,86
	Masters	0,00	0,00000	5,96	315,68	396,86
Fevereiro	Duffie & Beckman	0,32	0,00021	5,10	883,32	375,28
	King et al. (Sandia)	0,17	0,00011	3,59	1478,20	375,28
	Masters	0,00	0,00000	6,20	426,76	375,28
Março	Duffie & Beckman	0,10	0,00006	3,59	1074,18	348,30
	King et al. (Sandia)	0,20	0,00013	2,54	676,22	348,30
	Masters	0,00	0,00000	4,75	1514,58	348,30

Tabela 24 - Diferença entre médias horárias e mensais (Belo Horizonte)

Mês/2013	Modelo	(TcH- TcM) (°C)	(η_{mpH} - η_{mpM})	(EmpH- EmpM) (Wh)	(EmptotH-EmptotM) (Wh)	Radiação Solar (W/m ²)
Janeiro	Duffie & Beckman	0,34	0,00022	3,70	1382,42	377,09
	King et al. (Sandia)	0,24	0,00015	2,67	1871,03	377,09
	Masters	0,00	0,00000	4,80	836,14	377,09
Fevereiro	Duffie & Beckman	0,57	0,00037	3,93	1740,81	519,25
	King et al. (Sandia)	0,53	0,00035	2,73	2251,72	519,25
	Masters	0,00	0,00000	5,78	916,50	519,25
Março	Duffie & Beckman	0,43	0,00028	3,47	139,11	417,70
	King et al. (Sandia)	0,40	0,00026	2,53	525,50	417,70
	Masters	0,00	0,00000	4,77	409,34	417,70

Tabela 25 - Diferença entre médias horárias e mensais (Vitória)

Mês/2013	Modelo	(TcH- TcM) (°C)	(η_{mpH} - η_{mpM})	(EmpH- EmpM) (Wh)	(EmptotH- EmptotM) (Wh)	Radiação Solar (W/m ²)
Janeiro	Duffie & Beckman	0,32	0,00021	3,33	1750,82	476,52
	King et al. (Sandia)	0,26	0,00017	2,14	2317,34	476,52
	Masters	0,00	0,00000	6,49	267,55	476,52
Fevereiro	Duffie & Beckman	0,32	0,00020	2,45	2278,12	530,84
	King et al. (Sandia)	0,25	0,00016	1,63	2647,84	530,84
	Masters	0,00	0,00000	4,89	1222,09	530,84
Março	Duffie & Beckman	0,13	0,00008	3,47	1230,52	405,44
	King et al. (Sandia)	0,15	0,00010	2,42	1686,72	405,44
	Masters	0,00	0,00000	5,32	413,33	405,44

Tabela 26 - Diferença entre médias horárias e mensais (São Paulo)

Mês/2013	Modelo	(TcH- TcM) (°C)	(η_{mpH} - η_{mpM})	(EmpH- EmpM) (Wh)	(EmptotH-EmptotM) (Wh)	Radiação Solar (W/m ²)
Janeiro	Duffie & Beckman	0,48	0,00031	3,33	1673,20	297,21
	King et al. (Sandia)	0,36	0,00024	2,35	1269,01	297,21
	Masters	0,00	0,00000	4,31	2063,68	297,21
Fevereiro	Duffie & Beckman	2,59	0,00167	7,76	1861,04	445,45
	King et al. (Sandia)	2,28	0,00147	5,58	1047,93	445,45
	Masters	0,96	0,00062	8,50	2159,80	445,45
Março	Duffie & Beckman	0,63	0,00040	2,94	145,19	362,71
	King et al. (Sandia)	0,54	0,00035	2,15	172,46	362,71
	Masters	0,00	0,00000	4,24	673,19	362,71

Tabela 27 - Diferença entre médias horárias e mensais (Fortaleza)

Mês/2013	Modelo	(TcH- TcM) (°C)	(η_{mpH} - η_{mpM})	(EmpH- EmpM) (Wh)	(EmptotH-EmptotM) (Wh)	Radiação Solar (W/m ²)
Janeiro	Duffie & Beckman	0,64	0,00041	4,19	902,73	452,93
	King et al. (Sandia)	0,63	0,00041	2,93	1446,57	452,93
	Masters	0,00	0,00000	5,27	365,37	452,93
Fevereiro	Duffie & Beckman	0,17	0,00011	2,45	1657,76	450,52
	King et al. (Sandia)	0,31	0,00020	1,75	1948,22	450,52
	Masters	0,00	0,00000	4,08	965,73	450,52
Março	Duffie & Beckman	0,59	0,00038	3,49	1082,55	443,53
	King et al. (Sandia)	0,62	0,00040	2,51	1503,35	443,53
	Masters	0,00	0,00000	4,30	667,49	443,53

Tabela 28 - Diferença entre médias horárias e mensais (Recife)

Mês/2013	Modelo	(TcH- TcM) (°C)	(η_{mpH} - η_{mpM})	(EmpH- EmpM) (Wh)	(EmptotH-EmptotM) (Wh)	Radiação Solar (W/m ²)
Janeiro	Duffie & Beckman	0,43	0,00028	1,98	1077,61	452,58
	King et al. (Sandia)	0,43	0,00028	1,27	1391,67	452,58
	Masters	0,00	0,00000	3,90	244,88	452,58
Fevereiro	Duffie & Beckman	0,41	0,00026	1,83	1488,63	450,28
	King et al. (Sandia)	0,39	0,00025	1,16	1765,94	450,28
	Masters	0,00	0,00000	3,78	706,15	450,28
Março	Duffie & Beckman	0,37	0,00024	2,57	1260,47	443,49
	King et al. (Sandia)	0,38	0,00024	1,66	1651,96	443,49
	Masters	0,00	0,00000	4,63	378,67	443,49

Tabela 29 - Diferença entre médias horárias e mensais (Brasília)

Mês/2013	Modelo	(TcH- TcM) (°C)	(η_{mpH} - η_{mpM})	(EmpH- EmpM) (Wh)	(EmptotH-EmptotM) (Wh)	Radiação Solar (W/m ²)
Janeiro	Duffie & Beckman	0,23	0,00015	2,45	599,47	353,01
	King et al. (Sandia)	0,24	0,00016	1,78	894,30	353,01
	Masters	0,00	0,00000	3,87	37,73	353,01
Fevereiro	Duffie & Beckman	0,05	0,00003	2,99	712,24	486,36
	King et al. (Sandia)	0,01	0,00001	1,98	1109,08	486,36
	Masters	0,00	0,00000	5,47	259,90	486,36
Março	Duffie & Beckman	0,22	0,00015	3,41	1145,30	409,59
	King et al. (Sandia)	0,24	0,00015	2,42	1574,50	409,59
	Masters	0,00	0,00000	5,14	378,71	409,59

Tabela 30 - Diferença entre médias horárias e mensais (Rio de Janeiro)

Mês/2013	Modelo	(TcH- TcM) (°C)	(η_{mpH} - η_{mpM})	(EmpH- EmpM) (Wh)	(EmptotH-EmptotM) (Wh)	Radiação Solar (W/m ²)
Janeiro	Duffie & Beckman	0,74	0,00048	3,49	9196,09	396,43
	King et al. (Sandia)	0,88	0,00057	2,46	9878,26	396,43
	Masters	0,00	0,00000	5,78	7631,22	396,43
Fevereiro	Duffie & Beckman	0,64	0,00042	4,82	5975,82	523,55
	King et al. (Sandia)	0,68	0,00044	3,33	6742,54	523,55
	Masters	0,00	0,00000	7,20	4658,33	523,55
Março	Duffie & Beckman	0,96	0,00062	3,33	5543,31	399,75
	King et al. (Sandia)	1,04	0,00067	2,45	6030,43	399,75
	Masters	0,00	0,00000	4,87	4624,08	399,75

Apêndice B: Capacidade de conversão fotovoltaica

As Tabelas 31 a 41 deste anexo apresentam os dados que determinaram a capacidade de conversão fotovoltaica nas máximas potências da média horária e da média mensal a partir dos parâmetros controlados $\overline{Emp_H}$, Emp_{totH} , $\overline{Emp_M}$, Emp_{totM} . O trabalho foi realizado para onze cidades brasileiras selecionadas utilizando os três modelos de desempenho (Duffie & Beckman, King *et al.* e Masters), referente aos meses de janeiro, fevereiro e março de 2013.

Tabela 31 - Capacidade de conversão fotovoltaica (João Pessoa)

Mês/2013	Modelo	EmpH (Wh)	EmpM (Wh)	EmptotH (Wh)	EmptotM (Wh)
Janeiro	Duffie & Beckman	116	118	47127	45240
	King et al. (Sandia)	119	120	48283	46001
	Masters	109	113	44328	43496
Fevereiro	Duffie & Beckman	116	119	42416	40586
	King et al. (Sandia)	119	121	43476	41266
	Masters	109	114	39655	38906
Março	Duffie & Beckman	119	122	47042	45529
	King et al. (Sandia)	122	124	48340	46327
	Masters	111	117	44046	43669

Tabela 32 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Natal)

Mês/2013	Modelo	EmpH (Wh)	EmpM (Wh)	EmptotH (Wh)	EmptotM (Wh)
Janeiro	Duffie & Beckman	118	119	48099	45557
	King et al. (Sandia)	120	121	49082	46218
	Masters	109	113	44506	43240
Fevereiro	Duffie & Beckman	120	122	44464	41523
	King et al. (Sandia)	122	123	45320	42088
	Masters	110	115	40842	39263
Março	Duffie & Beckman	115	116	46034	43454
	King et al. (Sandia)	117	118	46963	44064
	Masters	106	111	42500	41285

Tabela 33 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Fortaleza)

Mês/2013	Modelo	EmpH (Wh)	EmpM (Wh)	EmptotH (Wh)	EmptotM (Wh)
Janeiro	Duffie & Beckman	100	104	40103	39201
	King et al. (Sandia)	102	105	41197	39750
	Masters	94	100	38034	37668
Fevereiro	Duffie & Beckman	101	103	36648	34991
	King et al. (Sandia)	103	105	37426	35478
	Masters	95	99	34588	33622
Março	Duffie & Beckman	98	101	38840	37757
	King et al. (Sandia)	100	103	39788	38285
	Masters	93	98	37037	36369

Tabela 34 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Recife)

Mês/2013	Modelo	EmpH (Wh)	EmpM (Wh)	EmptotH (Wh)	EmptotM (Wh)
Janeiro	Duffie & Beckman	101	103	40699	39622
	King et al. (Sandia)	103	104	41591	40200
	Masters	96	100	38668	38423
Fevereiro	Duffie & Beckman	101	103	36666	35177
	King et al. (Sandia)	103	104	37452	35686
	Masters	95	99	34716	34010
Março	Duffie & Beckman	101	102	39806	38154
	King et al. (Sandia)	100	103	39788	38285
	Masters	93	98	36905	36526

Tabela 35 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Salvador)

Mês/2013	Modelo	EmpH (Wh)	EmpM (Wh)	EmptotH (Wh)	EmptotM (Wh)
Janeiro	Duffie & Beckman	106	109	43767	42990
	King et al. (Sandia)	109	111	44906	43665
	Masters	101	106	41636	41809
Fevereiro	Duffie & Beckman	124	130	45816	45115
	King et al. (Sandia)	128	132	47398	45983
	Masters	118	126	43746	43647
Março	Duffie & Beckman	124	128	48739	48089
	King et al. (Sandia)	128	131	50250	49006
	Masters	119	124	46760	46582

Tabela 36 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Brasília)

Mês/2013	Modelo	EmpH (Wh)	EmpM (Wh)	EmptotH (Wh)	EmptotM (Wh)
Janeiro	Duffie & Beckman	81	84	33829	33229
	King et al. (Sandia)	83	84	34480	33586
	Masters	78	81	32336	32373
Fevereiro	Duffie & Beckman	110	113	40193	39481
	King et al. (Sandia)	113	115	41190	40081
	Masters	103	109	37788	38048
Março	Duffie & Beckman	93	93	37093	35948
	King et al. (Sandia)	95	97	37977	36403
	Masters	88	93	35268	34889

Tabela 37 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Manaus)

Mês/2013	Modelo	EmpH (Wh)	EmpM (Wh)	EmptotH (Wh)	EmptotM (Wh)
Janeiro	Duffie & Beckman	86	90	34956	34034
	King et al. (Sandia)	88	91	35986	34465
	Masters	82	88	33651	33336
Fevereiro	Duffie & Beckman	81	86	30001	29117
	King et al. (Sandia)	83	87	30940	29462
	Masters	78	84	29007	28580
Março	Duffie & Beckman	76	80	28670	29744
	King et al. (Sandia)	78	81	29394	30070
	Masters	74	78	27716	29231

Tabela 38 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Belo Horizonte)

Mês/2013	Modelo	EmpH (Wh)	EmpM (Wh)	EmptotH (Wh)	EmptotM (Wh)
Janeiro	Duffie & Beckman	84	88	37005	35622
	King et al. (Sandia)	86	89	37908	36037
	Masters	81	86	35669	34832
Fevereiro	Duffie & Beckman	116	119	44010	42269
	King et al. (Sandia)	119	121	45216	42965
	Masters	109	115	41597	40681
Março	Duffie & Beckman	94	94	36593	36454
	King et al. (Sandia)	96	98	37455	36930
	Masters	90	94	35028	35437

Tabela 39 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Vitória)

Mês/2013	Modelo	EmpH (Wh)	EmpM (Wh)	EmptotH (Wh)	EmptotM (Wh)
Janeiro	Duffie & Beckman	105	109	45879	44129
	King et al. (Sandia)	108	110	47120	44803
	Masters	99	105	42870	42603
Fevereiro	Duffie & Beckman	118	120	44921	42643
	King et al. (Sandia)	121	122	46023	43375
	Masters	111	116	42174	40952
Março	Duffie & Beckman	89	93	36125	34894
	King et al. (Sandia)	92	94	37031	35345
	Masters	85	90	34411	33998

Tabela 40 - Capacidade de conversão fotovoltaica (São Paulo)

Mês/2013	Modelo	EmpH (Wh)	EmpM (Wh)	EmptotH (Wh)	EmptotM (Wh)
Janeiro	Duffie & Beckman	67	70	27334	29007
	King et al. (Sandia)	69	71	28000	29269
	Masters	65	69	26381	28445
Fevereiro	Duffie & Beckman	96	104	35269	37130
	King et al. (Sandia)	100	105	36595	37643
	Masters	92	101	33922	36081
Março	Duffie & Beckman	82	85	31953	32098
	King et al. (Sandia)	84	86	32628	32455
	Masters	79	83	30639	31312

Tabela 41 - Capacidade de conversão fotovoltaica (Rio de Janeiro)

Mês/2013	Modelo	EmpH (Wh)	EmpM (Wh)	EmptotH (Wh)	EmptotM (Wh)
Janeiro	Duffie & Beckman	89	92	47161	37964
	King et al. (Sandia)	91	94	48304	38425
	Masters	84	90	44377	36745
Fevereiro	Duffie & Beckman	115	120	48688	42712
	King et al. (Sandia)	118	122	50170	43428
	Masters	108	115	45730	41072
Março	Duffie & Beckman	90	93	40541	34998
	King et al. (Sandia)	92	94	41459	35428
	Masters	85	90	38494	33869