

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE MINAS GERAIS

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

Suellen Caroline Silva Costa

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS COM E SEM ARMAZENAMENTO CONECTADOS À REDE
ELÉTRICA**

Belo Horizonte

2014

Suellen Caroline Silva Costa

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS COM E SEM ARMAZENAMENTO CONECTADOS À REDE
ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientadora: Antonia Sônia Alves Cardoso Diniz

Belo Horizonte

2014

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Biblioteca da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

C837m Costa, Suellen Caroline Silva
Modelagem e simulação do desempenho de sistemas fotovoltaicos com e sem armazenamento conectados à rede elétrica / Suellen Caroline Silva Costa. Belo Horizonte, 2014.
140 f. : il.

Orientadora: Antonia Sônia Alves Cardoso Diniz
Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Energia solar. 3. Acumuladores. 4. Energia elétrica - Produção. 5. Conversores de corrente elétrica. I. Diniz, Antonia Sônia Alves Cardoso. II. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. III. Título.

SIB PUC MINAS

CDU: 620.91

Suellen Caroline Silva Costa

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS COM E SEM ARMAZENAMENTO CONECTADOS À REDE
ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Antonia Sônia Alves Cardoso Diniz (Orientadora) – PUC Minas

Cristiana Brasil Maia – PUC Minas

Pedro Américo Almeida Magalhães Junior – PUC Minas

Delly Oliveira Filho – UFV

Belo Horizonte, 05 de dezembro de 2014

*Aos meus pais,
familiares, amigos e ao Stenny
pelo apoio, incentivo e paciência.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, por me dar forças para superar as dificuldades e conseguir mais essa conquista.

Aos meus pais, Clay e Cida, pelo carinho, amor imenso e por sempre me apoiarem, além de me acalmarem nos momentos mais difíceis. Ao meu irmão, Igor, pelo carinho e pela força.

Aos meus familiares que sempre torceram por mim, e aos meus avôs pelo carinho e pelas orações.

À professora e orientadora Antonia Sônia, pela oportunidade, confiança e pelos conselhos valiosos que foram e sempre serão imprescindíveis para esta e outras caminhadas. Também agradeço pelo carinho, pelo apoio e preocupação nos momentos de fraqueza.

Ao Professor Lauro Vilhena, pela ajuda incondicional, pela companhia e pela amizade. Ao Professor Ruibran pela contribuição, disponibilizando dados primordiais para a realização desse trabalho. A Mara Amorim pela colaboração e aprendizado.

Ao meu namorado, amigo e companheiro de todas as horas, Stenny, pelo amor, compreensão e apoio, que me fizeram mais forte e capaz de chegar até aqui. Por sempre estar ao meu lado em todas as minhas decisões e por me guiar quando eu me sentia perdida.

Aos meus amigos, que compreenderam a minha ausência em vários momentos importantes, mas mesmo assim não deixaram de me apoiar. E aos meus amigos de mestrado, em especial Janaína Oliveira e Larissa Assunção, pela ajuda e incentivo.

A toda à equipe do GREEN/IPUC, em especial o bolsista de iniciação científica Ricardo Batista e o engenheiro Lucas Paglioni, por me ajudarem a superar os obstáculos que apareciam nas simulações.

A Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), pelo suporte financeiro e pela contribuição no desenvolvimento deste trabalho. Agradeço também a equipe da Engetron e Universidade Federal de Viçosa pela colaboração.

A todos que de alguma forma contribuíram em mais esta etapa da minha vida, meus eternos agradecimentos.

RESUMO

Esse trabalho tem como objetivo desenvolver modelo para estimar o desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e com armazenamento, bem como avaliar as eficiências energéticas e exergéticas de módulos fotovoltaicos. Esse estudo está inserido no Projeto P&D CEMIG/ANEEL D308 que consiste na instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede com sistema de armazenamento no Estádio de Futebol Arena do Jacaré em Sete Lagoas/MG. O modelo matemático apresentado nesse trabalho foi desenvolvido no intuito de prever o desempenho do sistema em escala reduzida a ser instalado no GREEN/PUC Minas em Belo Horizonte/MG, e no futuro, no sistema a ser instalado no Estádio Arena do Jacaré em Sete Lagoas/MG. Para isso, foram modeladas as condições meteorológicas para a cidade de Belo Horizonte/MG, os parâmetros elétricos e térmicos do gerador fotovoltaico e o inversor no software *Engineering Equation Solver*. Essa modelagem foi aplicada ao sistema fotovoltaico, de 3 kW, conectado à rede elétrica no Laboratório de Sementes do São Gabriel-CEMIG em Belo Horizonte/MG. Os resultados estimados nessa modelagem foram comparados com dados estimados no software comercial TRNSYS, apresentando uma diferença em torno de 7% para a produção de energia anual, e posteriormente validados com dados experimentais do sistema São Gabriel-CEMIG disponibilizados no *Sunny Portal*, resultando em uma diferença de aproximadamente 40%. Essa diferença na produção de energia pode ser justificada pela deposição de poeira, a não periodicidade de manutenção e a utilização de dados disponibilizados por fabricantes no modelo matemático. Esse mesmo modelo foi utilizado para o sistema escala reduzida GREEN/PUC Minas com gerador fotovoltaico de 5 kW, incluindo a modelagem para o sistema de armazenamento de 10 kW. Além disso, foi proposta uma metodologia para instalação do gerador fotovoltaico desse sistema, indicando o ângulo ideal de inclinação de 20° e o espaçamento de 1,90 metros entre os módulos fotovoltaicos eliminando o auto-sombreamento. Os resultados do modelo indicaram uma produção anual de energia do fotovoltaico de 7,73 MWh/ano e um balanço de energia, considerando o sistema de armazenamento, de 7,07 MWh/ano para o sistema escala reduzida. Na análise das eficiências energéticas e exergéticas, essas variaram entre 16 a 18% e de 10 a 13%, respectivamente, para módulos monocristalino e policristalino.

Palavras-chave: Geração fotovoltaica. Banco de Baterias. Produção de Energia. Eficiências Energética e Exergética.

ABSTRACT

This work aims to develop a model to estimate the performance of photovoltaic systems connected to the network (grid) with storage, as well as to evaluate the energy efficiency and exergy of photovoltaic modules. This study was part of the Project P&D CEMIG/ ANEEL D308, which includes the installation of a photovoltaic system connected to the network storage system in the Football Stadium Arena of Jacaré in Sete Lagoas/MG. The mathematical model presented in this paper was developed in order to predict system performance based on a reduced-scale prototype installed on the GREEN/PUC Minas in Belo Horizonte/MG, and in the future, the system to be installed at Arena of Jacare Stadium in Sete Lagoas/MG. For this, the weather conditions were modeled for the city of Belo Horizonte/MG, and the electrical and thermal parameters of the PV array and the inverter using Engineering Equation Solver software. This modeling was applied to the 3kW PV system, connected to the grid in the Laboratório de Sementes of São Gabriel-CEMIG in Belo Horizonte/MG. The estimated results in this model were compared to estimated data in TRNSYS commercial software, resulting in a difference of about 7% for the production of annual energy and subsequently validated with experimental data system São Gabriel-CEMIG available in Sunny Portal, resulting in a difference of approximately 40%. This difference in energy production can be attributed to the soiling (dust), the frequency of maintenance, and the use of data provided by manufacturers in the mathematical model. This same model was used for the small-scale system GREEN/PUC Minas to 5-kW PV array, including the model for a 10-kW storage system. Also, a method was proposed for installation of the PV array system, indicating the optimum angle of 20° inclination and spacing of 1.90 meters between the PV modules eliminating the self-shadowing. The model results indicate an annual output of photovoltaic energy of 7.73 MWh/year and an energy balance, considering the storage system, of 7.07 MWh/year for small-scale system. In the analysis of energy and exergetic efficiencies, these ranged from 16-18% and 10-13%, respectively, for monocrystalline and polycrystalline modules.

Keywords: Photovoltaic Generation. Bank Batteries. Energy Production. Energy and Exergetic Efficiencies.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – Potência instalada acumulada global de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica	20
FIGURA 2 –Potência acumulada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil.....	21
FIGURA 3 – Fluxograma das tecnologias de módulos fotovoltaicos	26
FIGURA 4 – Curva I-V do módulo de silício cristalino	29
FIGURA 5 – Variação da tensão da bateria em relação a diferentes níveis de corrente.....	38
FIGURA 6 – Curva de descarga de uma bateria de 36 Ah e 12 V	39
FIGURA 7 – Circuito elétrico equivalente do modelo de um diodo.....	51
FIGURA 8 – Indicação da distância mínima entre fileiras (“strings”).....	57
FIGURA 9 – Configuração sistema fotovoltaico conectado à rede e com armazenamento	62
FIGURA 10 – Comparação entre a radiação solar experimental, a de um ano padrão e a estimada para Belo Horizonte (janeiro).....	76
FIGURA 11 – Comparação entre a radiação solar experimental, a de um ano padrão e a estimada para Belo Horizonte (julho).....	76
FIGURA 12 – Comparação entre as médias mensais da radiação solar experimental, de um ano padrão e da estimada para Belo Horizonte	77
FIGURA 13 – Comparação entre a temperatura ambiente experimental, a de um ano padrão e a estimada para Belo Horizonte (janeiro)	79
FIGURA 14 – Comparação entre a temperatura ambiente experimental, a de um ano padrão e a estimada para Belo Horizonte (julho).....	79
FIGURA 15 – Comparação entre as médias mensais da temperatura ambiente experimental, de um ano padrão e da estimada para Belo Horizonte	80
FIGURA 16 – Radiação solar inclinada e potência de saída do Sistema Fotovoltaico - TRNSYS (janeiro/2011).....	82
FIGURA 17 – Radiação solar inclinada e potência de saída do Sistema Fotovoltaico - EES (janeiro/2011)	83
FIGURA 18 – Radiação solar inclinada e potência de saída do Sistema Fotovoltaico - TRNSYS (julho/2011).....	83
FIGURA 19 – Radiação solar inclinada e potência de saída do Sistema Fotovoltaico - EES (julho/2011)	84

FIGURA 20 – Radiação solar incidente estimada e a experimental sobre o gerador inclinado do sistema FV – São Gabriel (janeiro/2011)	85
FIGURA 21 – Temperatura ambiente estimada e a medida do sistema FV – São Gabriel (janeiro/2011)	86
FIGURA 22 – Potência de saída estimada e a medida do sistema FV – São Gabriel (janeiro/2011)	87
FIGURA 23 – Radiação solar incidente estimada e a experimental sobre o gerador inclinado do sistema FV-São Gabriel (julho/2011).....	87
FIGURA 24 – Temperatura ambiente estimada e a medida do sistema FV – São Gabriel (julho/2011)	88
FIGURA 25 – Potência de saída estimada e a medida do sistema FV – São Gabriel (julho/2011)	89
FIGURA 26 – Comparação entre as médias mensais das condições meteorológicas estimadas e experimental para o sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG (2011)	90
FIGURA 27 – Comparação entre as médias mensais da energia estimada e experimental gerada pelo sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG (2011)	91
FIGURA 28 – Camada de poeira sobre o gerador fotovoltaico CEMIG-São Gabriel	93
FIGURA 29 – Desempenho global estimado e experimental (2011).....	94
FIGURA 30 –Variação da estimativa da radiação solar média mensal incidente sobre uma superfície para diferentes ângulos de inclinação	95
FIGURA 31 – Variação da estimativa da radiação solar média anual incidente sobre uma superfície em relação a diferentes ângulos de inclinação.....	96
FIGURA 32 – Vista lateral do gerador fotovoltaico do sistema em escala reduzida - GREEN/PUC Minas	97
FIGURA 33 – Estimativa condições meteorológicas para sistema escala reduzida - janeiro..	98
FIGURA 34 – Estimativa da potência de saída em CA do gerador do sistema escala reduzida - janeiro	99
FIGURA 35 – Estimativa das condições meteorológicas para sistema escala reduzida - julho.....	100
FIGURA 36 – Estimativa da potência de saída em CA do gerador do sistema escala reduzida - julho.....	100
FIGURA 37 – Estimativas mensais da produção de energia e radiação solar inclinada para o sistema escala reduzida.....	101

FIGURA 38 – Curva de carga para bateria 40 Ah e 12 V.....	102
FIGURA 39 – Curva de descarga para bateria 40 Ah e 12 V	102
FIGURA 40 – Tensão e corrente de carga para a bateria 40 Ah e 12 V	103
FIGURA 41 – Tensão e corrente de descarga para a bateria 40 Ah e 12 V	104
FIGURA 42 – Condições ambientais médias mensais para a cidade de Belo Horizonte	112
FIGURA 43 – Exergias solar, elétrica e térmica para o módulo fotovoltaico SP 70	114
FIGURA 44 – Exergias solar, elétrica e térmica para o módulo fotovoltaico HG 210.....	114
FIGURA 45 – Eficiências energéticas e exergéticas para o módulo fotovoltaico SP 70.....	115
FIGURA 46 – Eficiências energéticas e exergéticas para o módulo fotovoltaico HG 210....	116

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – Índice de transparência atmosférica médio mensal para a cidade de Belo Horizonte	67
TABELA 2 – Características elétricas e térmicas dos módulos fotovoltaicos	69
TABELA 3 – Características elétricas do inversor Sunny Boy SB1100U	70
TABELA 4 – Comparativo entre resultados da modelagem, simulação TRNSYS e dados experimentais.....	92
TABELA 5 – Fluxos de energia anuais	104
TABELA 6 – Diferença de preço da tarifa convencional e tarifa branca.....	106
TABELA 7 – Custos dos equipamentos do sistema escala reduzida GREEN/PUC Minas ...	107
TABELA 8 – Fluxo de caixa do sistema escala reduzida	109

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCB	Banco Central do Brasil
BEM	Balanço Energético Nacional
BIG	Banco de Informações de Geração
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
EES	<i>Engineering Equation Solver</i>
GREEN	Grupo de Estudos em Energia
GT-GDSF	Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEE	Instituto de Energia e Ambiente
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
NIST	<i>National Institute of Standards and Technology</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
SELIC	Sistema de Liquidação e Custódia
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
USP	Universidade de São Paulo

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Fator de idealidade modificado, [eV];
$A_{módulo}$	Área do módulo fotovoltaico, [m ²];
A_{ref}	Fator de idealidade modificado em condição de referência, [eV];
C_{10}	Capacidade da bateria para um regime de descarga de 10 horas, [Ah];
$comp_{módulo}$	Comprimento do módulo, [m];
E_g	Energia da banda proibida, [eV];
$E_{g,ref}$	Energia da banda proibida em condição de referência, [eV];
E_R	Energia injetada na rede pelo sistema fotovoltaico, [kWh];
Ex_{elet}	Exergia elétrica do módulo fotovoltaico, [W];
$Ex_{módulo}$	Exergia do módulo fotovoltaico, [W];
Ex_{solar}	Exergia solar, [W];
Ex_{term}	Exergia térmica do módulo fotovoltaico, [W];
H	Radiação global diária incidente em uma superfície horizontal, [W/m ²];
H_0	Radiação solar extraterrestre em uma superfície horizontal, [W/m ²];
h_{ca}	Coefficiente de transferência de calor, [W/m ² °C];
H_d	Radiação solar diária difusa em uma superfície horizontal, [W/m ²];
G	Radiação solar total horária em uma superfície horizontal, [W/m ²];
G_{ref}	Radiação solar em condição de referência (1000), [W/m ²];
G_b	Radiação solar direta horária incidente em uma superfície horizontal, [W/m ²];
G_d	Radiação solar difusa horária incidente em uma superfície horizontal, [W/m ²];
G_{sc}	Constante solar (1367), [W/m ²];
G_T	Radiação solar horária incidente em uma superfície inclinada, [W/m ²];

I	Corrente, [A];
I_{10}	Corrente da bateria para um regime de 10 horas, [A];
I_C	Corrente de carga da bateria, [A];
I_D	Corrente de descarga da bateria, [A];
I_L	Corrente fotogerada, [A];
$I_{L,ref}$	Corrente fotogerada em condição de referência, [A];
I_m	Corrente no ponto de máxima potência, [A];
$I_{m,ref}$	Corrente no ponto de máxima potência em condição de referência, [A];
I_{sc}	Corrente de curto-circuito, [A];
I_{sat}	Corrente de saturação reversa do diodo, [A];
$I_{sc,ref}$	Corrente de curto-circuito em condição de referência, [A];
$I_{sat,ref}$	Corrente de saturação reversa do diodo em condição de referência, [A];
k	Constante de Boltzmann ($1,38066 \times 10^{-23}$), [J/K];
k_0, k_1 e k_2	Parâmetros característicos do inversor, [adimensional];
K_T	Índice de transparência atmosférica diária, [adimensional];
\bar{K}_T	Índice de transparência atmosférica média mensal, [adimensional];
n	Fator de idealidade do diodo, [adimensional];
N°_{bat}	Número de baterias em série, [adimensional];
n_{dia}	Dia do ano, [adimensional];
$N^{\circ}_{fileiras}$	Número de fileiras, [adimensional];
$N^{\circ}_{mód}$	Número de módulos, [adimensional];
$NOCT$	Temperatura de operação nominal do módulo fotovoltaico, [°C];
N_s	Número de células ligadas em série em um módulo FV, [adimensional];
P	Potência, [W];

p_0	Potência de saída normalizada do inversor, [W];
$P_{Entrada}$	Potência de entrada no inversor, [W];
$perdas_{cab}$	Perdas cabeamento, [%];
P_{NG}	Potência nominal do gerador fotovoltaico, [kW];
P_R	Índice de desempenho global, [%];
$P_{Saída}$	Potência de saída no inversor, [W];
$P_{saída_{bat}}$	Potência de saída do sistema de armazenamento, [W];
$P_{saída_{PV}}$	Potência de saída do fotovoltaico, [W];
q	Carga do elétron ($1,60218 \times 10^{-19}$), [C];
Q	Capacidade da bateria, [Ah];
R_b	Razão entre a radiação total incidente sobre uma superfície inclinada e uma superfície horizontal, [adimensional];
r_d	Razão entre radiação horária difusa e radiação diária difusa, [adimensional];
R_s	Resistência série, [Ω];
$R_{s,ref}$	Resistência série em condição de referência, [Ω];
R_{s0}	Inclinação na curva I-V próximo a corrente de curto-circuito, [Ω];
R_{sh}	Resistência paralelo ou <i>shunt</i> , [Ω];
$R_{sh,ref}$	Resistência paralelo ou <i>shunt</i> em condição de referência, [Ω];
R_{sh0}	Inclinação na curva I-V próximo a tensão de circuito aberto, [Ω];
r_t	Razão entre radiação total horária e radiação global diária, [adimensional];
SOC	Estado de carga de uma bateria, [%];
SOC_C	Estado de carga da bateria para processo de carga, [%];
SOC_D	Estado de carga da bateria para processo de descarga, [%];
t	Tempo, [horas];

T_a	Temperatura ambiente, [°C];
T_{am}	Temperatura ambiente mínima ao longo de um dia,[°C];
T_{aM}	Temperatura ambiente máxima ao longo de um dia,[°C];
T_B	Temperatura da bateria, [°C];
T_c	Temperatura da célula ou módulo fotovoltaico, [°C];
$T_{c,ref}$	Temperatura da célula ou módulo fotovoltaico em STC, [°C];
TMA	Taxa de atratividade, [%];
T_{sol}	Temperatura do sol, [K];
V	Tensão, [V];
V_{Bc}	Tensão nos terminais da bateria em processo de carga, [V];
V_{BD}	Tensão nos terminais da bateria em processo de descarga, [V];
V_m	Tensão no ponto de máxima potência, [V];
$V_{m,ref}$	Tensão no ponto de máxima potência em condição de referência, [V];
V_{oc}	Tensão de circuito aberto, [V];
$V_{oc,ref}$	Tensão de circuito aberto em condição de referência, [V];
VPL	Valor presente líquido, [R\$];
v_{vento}	Velocidade do vento, [m/s];
Y_f	Produtividade de referência, [horas];
Y_r	Produtividade final, [horas];

Símbolos Gregos

α	Coefficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito, [A/°C];
β_v	Coefficiente de temperatura para tensão de circuito aberto, [V/°C];
β_{vm}	Coefficiente de temperatura para tensão no ponto de máxima potência, [V/°C];

β	Ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico, [°];
δ	Declinação solar, [°];
ΔT_B	Varição de temperatura da bateria, [°C];
η_{bat}	Eficiência de conversão da bateria, [adimensional];
$\eta_{energética}$	Eficiência energética do módulo fotovoltaico, [%];
η_{Inv}	Eficiência do inversor, [%];
$\eta_{Inv 0,1}$	Eficiência do inversor operando 10% da potência nominal, [adimensional];
$\eta_{Inv 0,5}$	Eficiência do inversor operando 50% da potência nominal, [adimensional];
$\eta_{Inv 1}$	Eficiência do inversor operando 100% da potência nominal, [adimensional];
γ	Ângulo solar de altitude, [°];
ω	Ângulo horário, [°];
ω_s	Ângulo horário do pôr-do-sol, [°];
ϕ	Latitude geográfica, [°];
$\psi_{exergética}$	Eficiência exergética do módulo fotovoltaico, [%];
ρ	Refletividade do solo, [adimensional].

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	19
1.1. Motivação	22
1.2. Objetivos	23
1.3. Descrição dos capítulos	24
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
2.1. Sistemas fotovoltaicos	25
2.2. Desempenho de sistemas fotovoltaicos e a influência de fatores externos na eficiência	27
2.2.1. <i>Indicadores de desempenho de sistemas fotovoltaicos</i>	40
2.3. Análise energética e exergética	42
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	45
3.1. Radiação solar	45
3.2. Efeito fotovoltaico	48
3.3. Sistema fotovoltaico	49
3.3.1. <i>Gerador fotovoltaico</i>	49
3.3.2. <i>Inversor</i>	57
3.3.3. <i>Sistema de armazenamento</i>	58
3.4. Desempenho de um sistema fotovoltaico	60
3.5. Balanco de energia	61
3.6. Análise energética e exergética de módulos fotovoltaicos	63
4. METODOLOGIA	65
4.1. Modelagem da radiação solar horária inclinada	66
4.2. Modelagem da temperatura ambiente	68
4.3. Modelagem do sistema fotovoltaico conectado à rede com e sem armazenamento ...	68
4.4. Determinação do ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico e distanciamento entre fileiras de módulos do sistema escala reduzida	73
4.5. Avaliação econômica do sistema escala reduzida GREEN/PUC Minas	73
4.6. Análise energética e exergética	74
5. RESULTADOS	75
5.1. Condições meteorológicas	75
5.2. Estudo de caso 1 – Validação do modelo sistema fotovoltaico conectado à rede sem armazenamento: Sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG	81

<i>5.2.1. Comparativo entre dados obtidos na modelagem no EES e no software TRNSYS e para o Sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG</i>	81
<i>5.2.2. Comparativo entre dados estimados no software EES e dados experimentais</i>	85
<i>5.2.3. Análise comparativa de dados simulados e experimentais do desempenho do sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG</i>	92
5.3. Estudo de caso 2 – Sistema escala reduzida do GREEN/PUC Minas do protótipo do Estádio de Futebol Arena do Jacaré	94
<i>5.3.1. Ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico</i>	95
<i>5.3.2. Configuração do arranjo fotovoltaico</i>	96
<i>5.3.3. Estimativa produção de energia</i>	97
5.4. Avaliação econômica	105
<i>5.4.1. Levantamento de custos</i>	107
5.5. Análise energética e exergética de módulos fotovoltaicos	112
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	117
7. CONCLUSÕES	119
7.1. Sugestões para trabalhos futuros	121
REFERÊNCIAS	123
ANEXO A	132

1. INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia e a hipótese de esgotamento de combustíveis fósseis são alguns dos fatores preponderantes para alavancar pesquisas e incentivos referentes à utilização de fontes renováveis.

Atualmente, grande parte da energia gerada no mundo ainda é originada de fontes primárias não renováveis. Segundo a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency – IEA*) (2013), o carvão/turfa foi responsável por 41,3% da matriz elétrica mundial, seguido do gás natural com 21,9% no ano de 2011.

Já no Brasil, de acordo com o Balanço Energético Nacional – BEN (2013), o carvão representou apenas 1,6% da oferta interna de energia elétrica em 2012, porém o recurso de energia elétrica mais utilizado no país é a hidráulica que respondeu por 76,9%, aproximadamente 81,4 GW de potência instalada. Apesar das usinas hidrelétricas utilizarem como fonte recursos hídricos considerados renováveis, a implantação das usinas provoca impactos representativos ao meio ambiente, como inundação de áreas extensas prejudicando a fauna e a flora local, além de alterar o funcionamento dos rios e deslocar populações.

Nesse cenário surge a necessidade de propor alternativas, a fim de reduzir impactos ambientais provenientes de sistemas de geração de energia e reduzir a dependência por combustíveis fósseis. Uma das alternativas é a diversificação da matriz elétrica, inserindo sistemas de geração de energia que utilizem recursos renováveis, podendo contribuir como fonte complementar à geração de energia, a partir de sistemas convencionais.

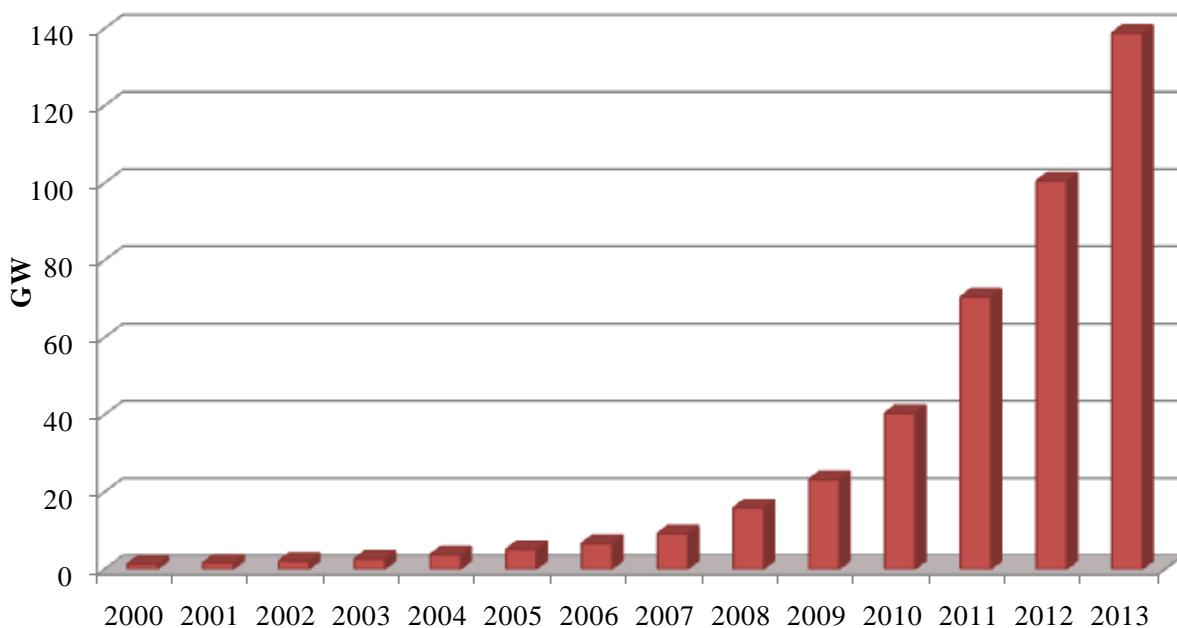
Os sistemas fotovoltaicos vêm se consolidando como uma tecnologia economicamente viável para complementaridade da matriz elétrica. O sistema fotovoltaico é um sistema atrativo por depender de uma fonte limpa e renovável, a energia solar, possuindo configuração flexível, podendo ser centralizado, como usinas solares, ou descentralizado, utilizando o conceito de geração distribuída. Ainda podem ser diferenciados em relação à conexão com a rede elétrica, podendo ser interligados à rede ou isolados, ou seja, não conectado à rede e com sistema de armazenamento. Uma nova configuração que vem sendo pesquisada é a utilização de armazenamento em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, para reduzir a intermitência e/ou aplainar o pico de demanda no horário de ponta do sistema elétrico.

Segundo o relatório desenvolvido pela Associação da Indústria Fotovoltaica Européia (*European Photovoltaic Industry Association – EPIA*) (2014), os países da Europa são

responsáveis por aproximadamente 59% de toda capacidade instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no mundo em 2013, seguido da Ásia com 27%, e da América do Norte com aproximadamente 10%. Em sua maioria, os sistemas fotovoltaicos são utilizados como micro e mini geração distribuída, em que o consumidor atende a sua demanda e injeta o excedente na rede elétrica. Existem dois sistemas de tarifação, como forma de incentivos criados pelos governos para estimular o uso desta tecnologia: *feed-in* e *net-metering*. O *feed-in* é uma tarifa plena, cheia ou *Premium* paga pela concessionária de energia ao consumidor que injetar na rede da concessionária toda energia gerada proveniente de um sistema que utiliza energia renovável. Já no *net-metering* é feita compensação da energia consumida e gerada por esse sistema renovável, e o consumidor ganha créditos se o saldo for positivo, ou seja, se injetou mais energia na rede do que consumiu. Após a criação desse sistema de tarifação, os sistemas fotovoltaicos tornaram-se atrativos e conseqüentemente promoveram o aumento significativo da potência instalada utilizando a energia solar fotovoltaica.

A Figura 1 mostra o crescimento da potência instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no mundo, chegando a 138 GWp em 2013, (EPIA, 2014).

Figura 1: Potência instalada acumulada global de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica

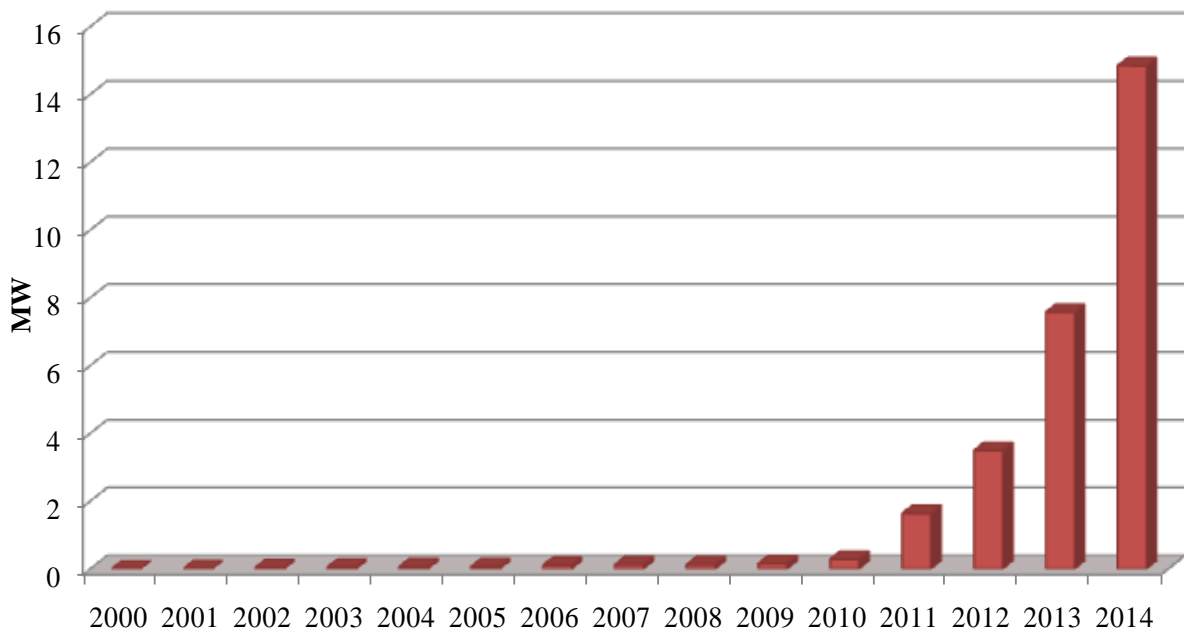


Fonte: EPIA, 2014

No Brasil a inserção de sistemas fotovoltaicos em sua matriz elétrica ocorreu devido a inúmeras iniciativas, entre os principais o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF) que foi instituído em 2008 a fim de estimular o uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. A Chamada ANEEL nº 13/11 P&D Estratégico também foi um importante incentivo, criada com o objetivo de incentivar a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira. Essa Chamada mobilizou 17 empresas, entre elas concessionárias de energia e indústria de petróleo, que cadastraram projetos estratégicos com previsão de instalação de aproximadamente 24 MWp de sistemas fotovoltaicos que serão utilizados para desenvolver os arranjos técnicos e comerciais para implantação em larga escala de sistemas fotovoltaicos no Brasil.

A consequência dessa iniciativa foi a ampliação do uso da geração solar fotovoltaica no Brasil, como pode ser visto na Figura 2, que mostra o crescimento da potência acumulada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no país. Segundo o Banco de Informações de Geração – BIG da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2014), atualmente existem 252 usinas solares instaladas no país, totalizando numa capacidade instalada de aproximadamente 14 MW.

Figura 2: Potência acumulada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil



Fonte: ALMEIDA, 2012; ABINEE, 2013 e ANEEL 2014

Para a mudança da matriz energética brasileira, os sistemas fotovoltaicos estão se tornando uma alternativa viável técnica e economicamente, fato esse que pode ser exemplificado pelo 6º Leilão de Energia de Reserva realizado pela ANEEL no dia 31 de outubro de 2014, que contratou 1,65 GWp em novos projetos de usinas eólica e solar, dos quais 889,7 MWp correspondem a apenas usinas solares conectadas à rede elétrica, com o estabelecimento do preço médio final de R\$ 215,12/MWh (CCEE, 2014).

Esse trabalho abordará a modelagem e simulação de um sistema fotovoltaico interligado à rede, com o objetivo de propor uma metodologia para prever o desempenho destes sistemas considerando a influência de diferentes fatores, incluindo a inserção do sistema de armazenamento como uma alternativa para aplainar o pico de demanda da curva de carga no horário de ponta do sistema elétrico. Além disso, será apresentada a análise energética e exérgica de módulos fotovoltaicos, de tecnologia monocristalina e policristalina.

1.1. Motivação

A geração solar fotovoltaica é uma alternativa promissora para inserção na matriz elétrica brasileira, por depender do recurso solar que é abundante em todo o país, e pela sua modularidade e flexibilidade das configurações de seus tipos de sistemas. A utilização desta tecnologia em sistemas de geração distribuída pode contribuir para minimizar impactos relativos à instalação de novos sistemas de geração convencionais, além de postergar investimentos em linhas de transmissão e distribuição no sistema elétrico de potência.

Apesar destes fatores positivos, a geração solar fotovoltaica é diretamente influenciada pela intermitência do recurso solar, sendo que o período do dia em que há disponibilidade deste recurso difere do período em que ocorrem os picos da demanda por energia, denominado horário de ponta.

Para possibilitar a utilização da energia solar fotovoltaica para aplainar a ponta da curva de carga no horário de ponta do sistema elétrico se inseri o projeto P&D CEMIG/ANEEL D308 que propõe a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede com sistema de armazenamento, a fim de armazenar energia no horário fora de ponta, e injetar energia na rede elétrica no horário de ponta, no qual não há incidência de radiação solar. Os sistemas de armazenamento são vistos como uma alternativa que pode contribuir para o aumento da confiabilidade da rede, já que este pode suprir toda ou parcialmente a demanda a partir da energia armazenada. Apesar de ser uma alternativa promissora para redução das

intermitências do sistema fotovoltaico, estes sistemas ainda não são contemplados nas regulamentações referentes à geração distribuída no Brasil.

Esta dissertação está inserida neste projeto e tem como finalidade modelar e simular o desempenho elétrico do sistema fotovoltaico com e sem armazenamento, no intuito de identificar o ganho mediante a inserção do sistema de armazenamento. Como a utilização de sistema de armazenamento em um sistema fotovoltaico conectado à rede é um projeto pioneiro na área de geração solar fotovoltaica, os programas de simulação de desempenho convencionais não possuem esta configuração de sistema, portanto foi necessário desenvolver uma metodologia para a inserção do sistema de armazenamento.

1.2. Objetivos

O objetivo deste trabalho é desenvolver um modelo para o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com sistema de armazenamento, e avaliar as eficiências energética e exergética de módulos fotovoltaicos.

Os objetivos específicos são:

- a) Modelar os parâmetros meteorológicos da localidade, bem como os parâmetros elétricos e térmicos de um gerador fotovoltaico;
- b) Desenvolver um modelo para estimar o desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica;
- c) Comparar os resultados do modelo com dados obtidos em um estudo de caso para o sistema fotovoltaico da unidade São Gabriel-CEMIG através da simulação no software TRNSYS e dados experimentais;
- d) Fazer um estudo do gerador fotovoltaico do sistema escala reduzida do GREEN/PUC Minas, definindo a inclinação ideal, configuração e distanciamento entre módulos;
- e) Ampliar o modelo desenvolvido inserindo o banco de baterias para estimar o desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede com armazenamento;
- f) Aplicar o modelo com sistema de armazenamento para estimar o desempenho do sistema fotovoltaico do Laboratório GREEN/PUC Minas, denominado escala reduzida do protótipo a ser instalado no Estádio de Futebol Arena do Jacaré, ambos inseridos no P&D CEMIG/ANEEL D308, e desenvolver uma avaliação econômica desse sistema;

- g) Modelar e avaliar a eficiência energética e exergética dos módulos fotovoltaicos dos sistemas São Gabriel-CEMIG e escala reduzida GREEN/PUC Minas.

1.3. Descrição dos capítulos

No capítulo 2 é abordada a revisão bibliográfica de estudos e pesquisas, que abrangem assuntos pertinentes à avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e isolados, como a estimativa da produção de energia, incluindo estudos referentes a eficiência do gerador fotovoltaico, de inversores e baterias, além da identificação de fatores que influenciam nos parâmetros elétricos e térmicos.

No capítulo 3 são apresentados os fundamentos matemáticos necessários para desenvolver o modelo do sistema fotovoltaico conectado à rede com e sem armazenamento, incluindo a modelagem das condições meteorológicas, como radiação solar e temperatura ambiente, e os índices de desempenho para sistemas fotovoltaicos e a definição da distância mínima entre módulos em gerador fotovoltaico. Também é apresentado o modelo matemático para estimar as eficiências energéticas e exergéticas de duas tecnologias de módulos fotovoltaicos, monocristalino e policristalino.

No capítulo 4 é apresentada a metodologia do trabalho, indicando as considerações utilizadas na modelagem e na simulação, o desenvolvimento e os dados de entrada.

No capítulo 5 são apresentadas a avaliação e a validação dos resultados obtidos no modelo em comparação com resultados provenientes da simulação no software TRNSYS e com os estudos de casos utilizando o sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica sem armazenamento, sistema São Gabriel-CEMIG na cidade de Belo Horizonte/MG, e o segundo estudo de caso que se refere ao sistema fotovoltaico conectado à rede e com armazenamento, sistema escala reduzida a ser instalado no GREEN/PUC Minas. Nesse mesmo capítulo são apresentados a avaliação econômica do sistema escala reduzida GREEN/PUC Minas e os resultados obtidos na análise energética e exergética das duas tecnologias de módulos, monocristalina e policristalina.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões parciais que abrange o cenário atual da demanda por energia e a mudança da matriz energética brasileira, impulsionada pela busca da diversificação e inserção de novas fontes de geração que utilizem energias renováveis.

No capítulo 7 são apresentadas as conclusões obtidas neste estudo, incluindo uma proposta para trabalhos futuros.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A matriz energética mundial é composta principalmente por combustíveis fósseis, ou seja, combustíveis não renováveis e de reservas finitas. Estes combustíveis contribuem para o aumento do efeito estufa devido a grandes índices de emissões de poluentes na atmosfera. Este cenário impulsiona a busca por alternativas energéticas, incentivando a inserção de tecnologias que utilizam fontes renováveis, entre elas, a geração solar fotovoltaica.

Neste capítulo, são apresentados o princípio de funcionamento da célula solar, estudos sobre a estimativa do desempenho de sistemas fotovoltaicos e seus componentes, e os fatores meteorológicos que mais influenciam na eficiência desses sistemas. Além disso, também é apresentada uma revisão bibliográfica dos índices de desempenho para sistemas fotovoltaicos, entre os principais, o desempenho global e as eficiências energéticas e exergéticas.

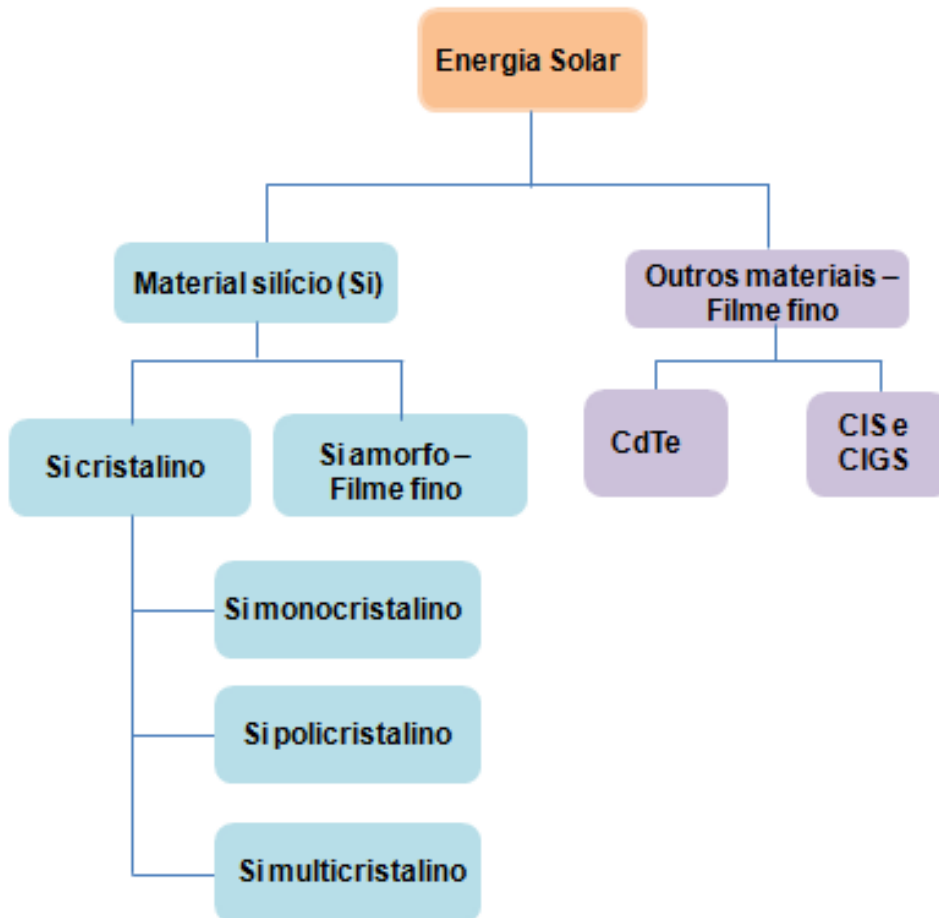
2.1. Sistemas fotovoltaicos

De acordo com a NBR 10899/88, que determina algumas terminologias relacionadas a equipamentos utilizados para a conversão de energia solar em energia elétrica, painel fotovoltaico é definido como sendo um ou mais módulos interligados eletricamente, formando uma única estrutura. O arranjo fotovoltaico, ou gerador fotovoltaico, é um ou mais painéis fotovoltaicos interligados eletricamente de modo a prover uma única saída de corrente elétrica. Já os sistemas fotovoltaicos, são o conjunto de elementos compostos de arranjos fotovoltaicos, dispositivos para controle e condicionamento, supervisão, proteção, armazenamento de energia elétrica, fundação e estrutura suporte.

Os módulos fotovoltaicos podem ser distinguidos de acordo com o grau de pureza do material, sendo que quanto maior a pureza do semicondutor, maior será a eficiência do módulo. A Figura 3 mostra os módulos fotovoltaicos, diferenciados de acordo com a tecnologia. Segundo Green e outros (2014), os módulos de silício monocristalino podem atingir eficiências de até 22,9%, devido ao elevado grau de pureza do silício, possibilitando alcançar um maior desempenho em relação às outras tecnologias de células. Os módulos de silício poli cristalino possuem eficiências em torno de 18,5%, enquanto as células de silício amorfo de filme fino podem chegar a eficiências de aproximadamente 11,6%.

As células de Telureto de Cádmio (CdTe) e de Disseleneto de Cobre-Índio (CIS) também são tecnologias de células de filme fino e possuem eficiências limite em torno de 17,5% e 15,7%, respectivamente, (GREEN E OUTROS, 2014).

Figura 3: Fluxograma das tecnologias de módulos fotovoltaicos



Fonte: Adaptado de Rauegi e Frankl (2009)

A eficiência dos módulos fotovoltaicos vem aumentando ao longo dos anos devido a pesquisas e aprimoramento do processo de produção. O aumento da eficiência desses componentes em conjunto com a necessidade de reduzir a dependência por combustíveis fósseis vem incentivando a instalação de sistemas fotovoltaicos, mesmo em regiões em que o índice de radiação solar não é elevado, como é o caso da Alemanha que apresenta uma média anual de radiação solar horizontal em torno de 1100 kWh/m², enquanto o Brasil aproxima-se de 2100 kWh/m², (EPIA, 2014).

Uma das vantagens dos sistemas fotovoltaicos é a flexibilidade da configuração, pois favorece a postergação de investimentos em curto prazo em novos sistemas de geração de energia convencionais, cuja geração é geralmente centralizada e requer instalação de linhas de transmissão e de distribuição. No caso das grandes usinas solares, a vantagem está na possibilidade de integração nas edificações, como ocorre nos Estados Unidos, onde esses sistemas são instalados cobrindo telhados de galpões. A integração de sistemas fotovoltaicos em edificações foi estudada por Jelle, Breivik e Rokenes (2012). Os autores indicaram

aplicações possíveis em telhados e paredes como uma alternativa para gerar energia elétrica sem necessariamente possuir um espaço livre para instalação destes sistemas. Além da vantagem de estar próximo ao local de consumo da energia elétrica. Esses sistemas localizados próximos ao centro de consumo são denominados sistemas de geração distribuída, segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE. Os sistemas de geração distribuída geram energia através de sistemas descentralizados, próximos ao consumidor, independente da tecnologia, fonte de energia ou potência, possibilitando minimizar as perdas provenientes do transporte da energia gerada já que a geração é próxima ao consumidor.

Lacchini e Santos (2013) compararam a geração de energia proveniente de sistemas fotovoltaicos e usinas a carvão no Brasil. Nesse estudo foram considerados os custos da produção da energia, além dos impactos ambientais. Os autores observaram a relevância quanto ao uso de sistemas fotovoltaicos, devido à possibilidade de utilização como sistemas descentralizados e por não serem poluentes.

Singh (2013) estudou algumas configurações dos sistemas fotovoltaicos, mostrando como a geração de energia solar em isolado – sem conexão com a rede elétrica – ou em sistemas híbridos – com sistemas fotovoltaicos e gerador a diesel – podem ser alternativas para o suprimento de energia elétrica em locais remotos e para consumo próprio. Ainda neste estudo, o autor procurou mostrar como melhorar a captação dos raios solares por meio de adequação na instalação dos módulos fotovoltaicos, permitindo desta forma aumentar a eficiência do sistema, principalmente em locais em que a radiação solar incidente é baixa, o que poderia também ser solucionado justamente pelo uso em conjunto de outros meios de geração de energia. Conclusivamente, Singh afirma que este tipo de energia limpa pode ser uma válvula de escape para a crescente demanda por energia elétrica.

2.2. Desempenho de sistemas fotovoltaicos e a influência de fatores externos na eficiência

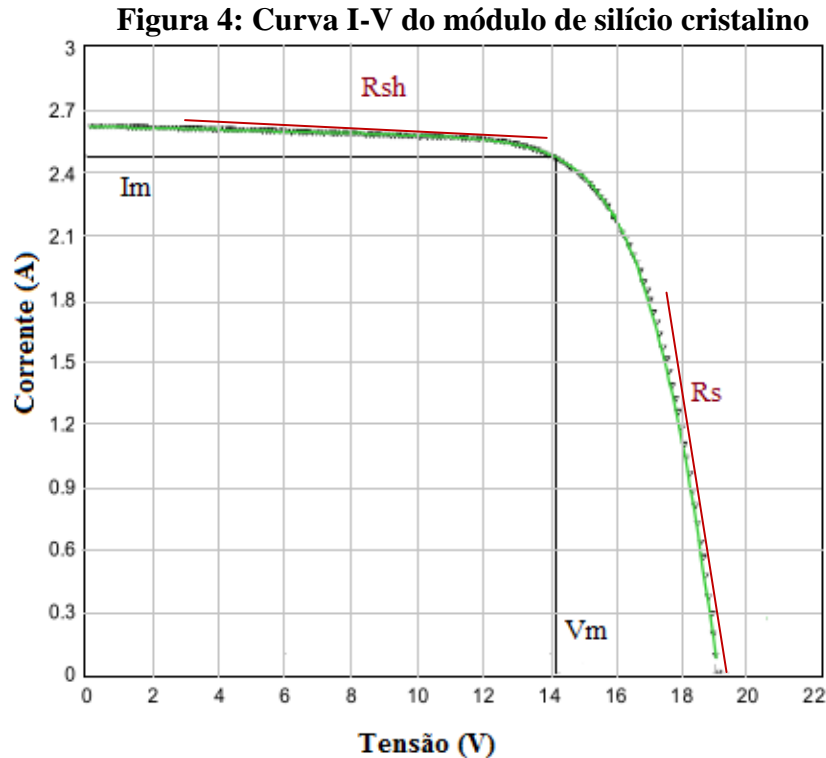
Para estimar o desempenho de sistemas fotovoltaicos é necessário avaliar a eficiência dos seus componentes, desde a capacidade de absorção da radiação solar pelo gerador fotovoltaico, até a conversão da energia gerada em corrente contínua para alternada, adequada para o consumo. A análise do desempenho deve ser considerada no projeto de instalação do sistema para dimensioná-lo de acordo com a energia demandada. Além disso, é importante inspecionar o sistema fotovoltaico em operação a fim de avaliar e identificar possíveis perdas que possam ser reparadas ou minimizadas, como a deterioração dos componentes desse

sistema. Devido à importância da estimativa do desempenho de sistemas fotovoltaicos, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2013) criou recomendações técnicas para empreendimentos fotovoltaicos que objetivam leiloar a energia gerada. Uma das instruções exigidas é a estimativa da produção anual de energia do sistema fotovoltaico, visando certificar a capacidade de geração do sistema.

Considerando a relevância da análise de desempenho, Li, Cheung e Lam (2005) investigaram o desempenho e a eficiência de um sistema fotovoltaico isolado instalado na Universidade localizada em Hong Kong. Para isso, os autores realizaram medições durante o período de um ano, observando o impacto significativo da variação da radiação solar e da temperatura ambiente no desempenho do sistema. A radiação solar e a temperatura ambiente afetam consideravelmente os parâmetros elétricos do módulo, como a corrente e tensão de saída.

Visando analisar o comportamento desses parâmetros elétricos, Soto, Klein e Beckman (2006) desenvolveram um modelo considerando diferentes condições de operação, com o objetivo de estimar a produção de energia do sistema fotovoltaico. Para calcular a produção de energia, os autores modelaram cinco parâmetros fundamentais para realização deste cálculo, sendo eles: o fator de idealidade modificado, a corrente de luz e a de saturação reversa e a resistência série e paralela (*shunt*). Esses autores também modelaram a radiação solar absorvida por um módulo fotovoltaico, a massa de ar e os parâmetros elétricos, incluindo a influência da variação da temperatura na célula. As curvas I-V obtidas no modelo foram comparadas com as coletadas de um sistema fotovoltaico integrado à edificação, instalado no *National Institute of Standards and Technology* (NIST), localizado nos Estados Unidos. A partir dessa comparação, foi concluído que o modelo se aproxima dos dados medidos, estimando a produção de energia com precisão.

A curva I-V representa a curva característica do módulo fotovoltaico. Segundo Buhler, Cervantes e Krenzinger (2011), a curva I-V descreve o desempenho elétrico do módulo fotovoltaico, possibilitando identificar as características elétricas como corrente de curto circuito, tensão de circuito aberto e o ponto de potência máxima. Também é possível determinar os parâmetros elétricos que descrevem a relação entre tensão (V) e correntes (I) no módulo fotovoltaico, como por exemplo, a resistência paralela ou *Shunt* (R_{sh}) e a resistência série (R_s). A Figura 4 apresenta a curva I-V para o módulo fotovoltaico de silício amorfo com potência nominal de 32 Wp.



Fonte: Adaptado de Buhler, Cervantes e Krenzinger (2011)

Chouder e outros (2012) propuseram um modelo para prever a curva I-V de um módulo e a eficiência do inversor de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Primeiramente, os autores modelaram os parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico, para uma condição de referência e para condições reais de operação. No caso do inversor, foi desenvolvido um modelo, considerando a potência de entrada fornecida pelo gerador fotovoltaico e parâmetros disponibilizados pelo fabricante, no intuito de estimar a potência de saída (C.A.) deste componente e sua eficiência. Os resultados do modelo obtidos na simulação realizada no software Matlab/Simulink foram comparados com dados experimentais obtidos de um módulo monocristalino, considerando a radiação solar e temperatura iguais a 762 W/m^2 e $26,2^\circ\text{C}$, respectivamente. A partir desta comparação, os autores validaram o modelo devido à aproximação dos resultados da simulação com os dados experimentais.

Cubas, Pindado e Victoria (2014) propuseram um método analítico para estimar a curva característica I-V de módulos fotovoltaicos. Para isso, foram considerados dados disponibilizados pelos fabricantes contidos nas especificações elétricas dos módulos. Os autores representaram o módulo fotovoltaico por meio do modelo de circuito elétrico, equivalente composto por um diodo e dois resistores (resistência shunt e série). Os autores validaram o modelo comparando os dados experimentais e medidos do módulo Photowatt-

PWP 201, que possui 36 células ligadas em série. Com base na validação foi concluído que o circuito equivalente proposto aproxima-se da curva I-V, apresentando uma significativa precisão.

Trillo-Montero e outros (2014) desenvolveram um software capaz de identificar o desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, através da identificação dos parâmetros elétricos e térmicos. Esse software denominado S-lar, foi implementado utilizando dados das especificações técnicas dos componentes para os sistemas fotovoltaicos e dados obtidos no monitoramento de dois sistemas instalados em Andalusiana na Espanha. O software gerencia um sistema de aquisição de dados, em que os mesmos são monitorados pelo sistema e as variáveis climáticas da localidade são armazenadas e tratadas, apresentando a informação em formas gráficas. Os autores afirmam que a apresentação de forma gráfica permite identificar as perdas provenientes de fatores externos, por meio da comparação dos dados monitorados como radiação solar, temperatura e parâmetros elétricos e térmicos do sistema e as magnitudes calculadas, como energia, desempenho global, produtividade, perdas e eficiências do sistema. Nos dois sistemas monitorados pelos autores foi observado que a perda devido à elevação da temperatura pode variar de 15 a 25% da produção de energia.

Independente do tipo do sistema fotovoltaico, ou seja, isolado ou conectado à rede, o aumento da temperatura ambiente implica no aumento da temperatura do módulo, e conseqüentemente, na redução da tensão de circuito aberto, afetando consideravelmente a potência de saída do gerador fotovoltaico. Já a radiação solar influencia diretamente na corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico, decrescendo linearmente com a redução do índice de radiação solar. O decréscimo da tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito do módulo induz a redução da potência de saída do módulo, acarretando em um baixo índice de desempenho do sistema fotovoltaico.

Dessa forma é imprescindível considerar na estimativa da produção de energia de um sistema fotovoltaico, o comportamento dos parâmetros elétricos e térmicos de acordo com as variáveis climáticas da localidade onde o sistema está instalado, além da eficiência do inversor e das perdas no cabeamento. Alguns autores propuseram modelos analíticos para estimar a produção de sistemas fotovoltaicos, como por exemplo, Perpiñan, Lorenzo e Castro (2007). No modelo foram consideradas as variáveis como temperatura do módulo, radiação solar incidente e eficiências dos módulos fotovoltaicos e do inversor. O modelo matemático foi baseado em uma metodologia de momentos estatísticos através da análise do comportamento dos índices de radiação solar verificados em um intervalo de tempo, identificando o modelo probabilístico mais aproximado a este comportamento, com o objetivo

de estimar a probabilidade futura de ocorrência destes índices. O modelo foi validado por meio da comparação dos resultados obtidos com os dados coletados de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, instalado em Tarragona na Espanha. Nessa comparação foi identificado um erro de 2 a 5% em relação aos dados reais e os estimados.

Mavromatakis e outros (2010) desenvolveram um modelo para quantificar a energia produzida por um sistema fotovoltaico, por meio das características elétricas do gerador, das variáveis climáticas e das perdas provenientes do inversor. Os autores também estimaram o rendimento energético, utilizando a relação entre a energia elétrica total produzida e a potência nominal do gerador fotovoltaico. O modelo matemático foi validado a partir de dados coletados de sistemas fotovoltaicos localizados no Chipre, ilha localizada no mar Mediterrâneo, e na Grécia. Foi observado que os resultados do modelo proposto se aproximam dos dados coletados, e que entre os fatores analisados, a temperatura é o parâmetro que mais influencia na redução da energia produzida.

Pinto Filho e outros (2010) desenvolveram um programa computacional no Matlab capaz de estimar a produção de energia de um sistema fotovoltaico conectado à rede. O programa possui uma base de dados das características elétricas e térmicas de alguns módulos fotovoltaicos e da eficiência de inversores, mas também permite a inserção de dados de novos componentes. A estimativa da produção de energia é realizada a partir de um modelo matemático que prevê a potência de saída do gerador fotovoltaico e a eficiência do inversor, sendo necessária a definição da temperatura ambiente e radiação solar que deve ser inserida pelo usuário. Além disso, o programa permite identificar qual o inversor adequado a ser utilizado no sistema por meio da análise do Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), que representa a razão entre a potência nominal do inversor e a potência máxima do gerador fotovoltaico. O modelo matemático desenvolvido no programa foi validado pelos autores, com base na comparação entre dados experimentais provenientes do sistema fotovoltaico instalado no edifício do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE/USP), mostrando a precisão do modelo em relação aos dados medidos. Almeida e Zilles (2012) realizaram um estudo visando estimar o desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, considerando a influência da radiação solar, temperatura do módulo e características elétricas dos componentes. Os autores validaram o modelo utilizando dados de um sistema fotovoltaico de 1,6 kWp instalado no IEE/USP. A validação permitiu certificar a precisão do modelo proposto que apresentou uma diferença em torno de 0,55%, entre os dados calculados e os dados medidos.

Al-Sabounchi, Yalyali e Al-Thani (2013) avaliaram o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede, com capacidade instalada de 36 kWp na cidade Abu Dhabi, nos Emirados Árabes. Neste estudo, os autores avaliaram a produção de energia, a eficiência do inversor e o comportamento da tensão e corrente dos módulos, em relação às variáveis climáticas, como temperatura ambiente e radiação solar. Para isso, desenvolveram um modelo matemático para calcular os parâmetros elétricos do módulo utilizado no estudo de caso, e modelaram os parâmetros meteorológicos de acordo com os dados geográficos do local. Foi observado que a taxa de aumento da temperatura da célula é maior do que a taxa de aumento da temperatura ambiente, e que a eficiência do módulo pode reduzir em torno de 20% quando a temperatura varia de 33 °C para 75 °C. Também foi observado que a potência de saída é maior no período do dia em que o índice de radiação solar atinge valores relativamente altos.

Congedo e outros (2013) monitoraram um sistema fotovoltaico conectado à rede com potência instalada de 960 kWp no Sudeste da Itália, durante oito meses do ano de 2012. Na região onde o sistema está instalado, os índices elevados de radiação solar, assim como de temperatura, ocorrem entre junho e agosto. No mês de outubro em que a radiação solar média mensal foi de 206,90 W/m² e temperatura ambiente de 20,4 °C, a energia total mensal gerada pelo sistema foi de 93,96 MWh. Já no mês de junho, em que o índice de radiação solar médio mensal foi mais elevado, 440,28 W/m², e temperatura ambiente igual a 29,1°C, a energia total foi de 177,34 MWh. Os autores concluíram que os meses em que há maior produção de energia pelos sistemas são os meses que apresentam elevados índices de radiação, porém a elevação da radiação solar influencia diretamente no aumento da temperatura do módulo, e conseqüentemente redução da sua eficiência.

Vishkasougheh e Tunaboylu (2014) avaliaram o desempenho de um sistema fotovoltaico isolado, considerando a influência das condições meteorológicas na capacidade de armazenamento do banco de baterias. Um mesmo sistema composto por um gerador fotovoltaico de três módulos de silício amorfo de 20 Wp cada e uma bateria de alta potência (LFP) de 40 células de fosfato de ferro-lítio (LiFePO₄) com capacidade entre 13 e 15 Ah e 25,6 V foi instalado em três cidades da Turquia, Istanbul, Ankara e Adana. Os autores selecionaram essas cidades com o objetivo de comparar o desempenho de um mesmo sistema em diferentes condições meteorológicas, de temperatura ambiente e de radiação solar. Foram calculadas a corrente e tensão de saída do gerador fotovoltaico, considerando a influência da temperatura ambiente e radiação solar do local. O software *Digatron Firing Circuits* foi utilizado para estimar o comportamento do sistema de armazenamento, possibilitando concluir que a cidade de Adana apresentou melhores resultados com sete meses de pico em

relação à capacidade de armazenamento, variando entre 10 a 12 Ah, seguido de Ankara e Istanbul com capacidade de 11 e 10 Ah, respectivamente. Esse resultado já era esperado, pois a cidade de Andara possui maior incidência de radiação solar.

Além da influência das condições climáticas sobre o desempenho dos sistemas fotovoltaicos, há outro fator que deve ser considerado ao estimar a produção de energia desses sistemas ao longo dos anos de operação: degradação. A degradação é um processo de deterioração dos módulos que já possuem um tempo de operação em campo, reduzindo a eficiência dos mesmos. Quintana e outros (20:02) identificaram os principais tipos de degradação como a de materiais que revestem as células (vidro, *backsheet*, entre outros), delaminação do encapsulante, degradação das interconexões entre células, degradação causada pela entrada de umidade e a degradação do dispositivo semicondutor. Segundo Jordan e Kurtz (2013) a taxa de degradação mediana e média de módulos fotovoltaicos de silício são de 0,5%/ano e 0,8%/ano, respectivamente, para tecnologia de filme-fino essa média diminui para 0,7%/ano.

Deve-se ressaltar que ao estimar a produção de energia em longo prazo é necessário considerar a taxa de degradação anual a partir do segundo ano de operação. (TAMIZHMANI; KUITCHE, 2013)

Sharma e Chandel (2013) fizeram estudo sobre desempenho de módulos fotovoltaicos, considerando estudos realizados por outros autores e normas de qualificação desses dispositivos desenvolvidas pela *International Electrotechnical Commission* – IEC. Os autores concluíram que a potência de saída dos módulos fotovoltaicos instalados em campo é reduzida ao longo dos anos, devido à influência de fatores externos, como alta temperatura, umidade, entre outros, que provocam o envelhecimento ou deterioração dos módulos. Porém, essa taxa de degradação não pode exceder os 10% da sua potência nominal inicial para módulos instalados em campo de 10 a 12 anos, e 20% para módulos com 20 a 25 anos de operação, (SHARMA E CHANDEL, 2013).

Outro fator relevante que pode ser utilizado para melhorar o desempenho de sistemas fotovoltaicos é o ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico, que varia de acordo com a localização geográfica devido à inclinação dos raios solares.

Li, Liu e Tang (2011) desenvolveram um modelo para quantificar o desempenho de geradores fotovoltaicos com eixo fixo, com um eixo com rastreamento e de dois eixos com rastreamento. Para isso, os autores estimaram a radiação solar incidente sobre os módulos fixos e com rastreamento, com base na radiação mensal incidente em uma superfície horizontal. A partir dos resultados obtidos no modelo, em regiões onde o recurso solar é

abundante, foi observado um aumento de 28% na radiação incidente sobre geradores com um eixo com rastreamento em relação ao de eixo fixo, e 16% em regiões com baixos índices de radiação. Segundo os autores, o gerador fotovoltaico de dois eixos com rastreamento é recomendado nos casos em que é necessária alta taxa de concentração de radiação solar, nos demais casos o uso de um eixo com rastreamento se torna mais atrativo economicamente e tecnicamente.

O rastreamento é uma técnica que pode contribuir para aumentar o desempenho de sistemas fotovoltaicos, porém a aplicação desta alternativa requer investimentos para implantação e manutenção. Nesse caso, deve ser realizada a análise de viabilidade econômica e o ganho na eficiência de geração do sistema.

Barbosa e outros (2012) fizeram um estudo comparativo do desempenho elétrico de um sistema fotovoltaico conectado à rede, com capacidade instalada de 3,8 kWp na Universidade Corporativa da CEMIG (UNIVERCEMIG), em Sete Lagoas. Os autores avaliaram a variação de alguns parâmetros, como inclinação e orientação dos módulos e a projeção de sombras sobre o gerador fotovoltaico. As simulações foram realizadas nos softwares EnergyPlus, Google SketchUp e NREL OpenStudio, e os resultados foram comparados com os dados coletados deste sistema. Foi observado que ao modificar o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos de 90° para 20°, mantendo os efeitos do sombreamento, houve um aumento de 91% na energia anual produzida. Em outra simulação, mantendo o ângulo de inclinação igual a 20° e eliminando as projeções de sombra, a energia anual produzida apresentou um aumento de 110%, e por fim, considerando o ângulo de inclinação de 20°, sem projeção de sombras e com orientação ideal, a energia anual produzida atingiu um aumento de aproximadamente 111%.

Yan e outros (2013) avaliaram a variação da energia anual em relação a diferentes ângulos de inclinação do gerador fotovoltaico, considerando a localização geográfica de Brisbane na Austrália. Os autores variaram o ângulo de inclinação de 0 a 78° N durante um ano e verificaram que a energia anual gerada para ângulos menores foi maior. Para identificar o ângulo ideal para o gerador, os autores analisaram a curva de energia anual em função da variação do ângulo de inclinação de 0 a 90°N, e concluíram que o melhor ângulo seria em torno de 26° N, valor esse aproximado da latitude de Brisbane, 27,47° S. Os autores recomendam que o ângulo ideal do gerador fotovoltaico sem rastreamento seja o ângulo da latitude da localidade.

Além das condições meteorológicas e da inclinação do gerador fotovoltaico, existem sistemas fotovoltaicos em operação que sofrem influência de outro importante fator, a

projeção de sombras. As projeções de sombras podem ser do tipo temporário, como por exemplo, folhas de árvores, poeira ou fuligem, e dejetos de pássaros, que são depositados sobre os módulos, ou pode ainda, ocorrer devido à distância inapropriada entre as fileiras de módulos em um sistema fotovoltaico, denominado auto-sombreamento, ou seja, quando uma fileira projeta sombra em outra fileira de módulos.

Tendo em vista que o sombreamento pode causar a redução do desempenho do sistema fotovoltaico, Reinoso, Milone e Buitrago (2010) propuseram um modelo para simulação da configuração do gerador fotovoltaico e para analisar os efeitos do sombreamento. Os autores desenvolveram este modelo com o propósito de simular sombras sobre os módulos, a fim de identificar qual a melhor configuração do gerador em relação aos efeitos do sombreamento. Com base em dados obtidos em simulações, foi concluído que para minimizar os efeitos do sombreamento é aconselhável ter mais módulos em paralelo do que em série.

Brecl e Topic (2011) realizaram um estudo sobre o sombreamento entre fileiras onde desenvolveram um modelo de simulação para estimar as perdas de irradiação e energia anual relativa. Este modelo foi criado considerando os parâmetros meteorológicos da Eslovênia e utilizando duas tecnologias de módulos fotovoltaicos, de silício cristalino e em um módulo de silício amorfo de filme fino. As simulações foram feitas variando o fator de espaçamento, que é a razão da distância entre fileiras e a largura do módulo. Nos resultados obtidos foi observado que as perdas relativas à produção de energia são menores do que as perdas de irradiação quando este fator é relativamente pequeno, ou seja, a perda de irradiação é maior do que a de energia anual relativa.

Costa (2011) avaliou as perdas devido à deposição de resíduos em três geradores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede na cidade de Belo Horizonte. Para isso, foram coletados dados dos sistemas por meio do *Sunny Portal*, que é um sistema integrado ao inversor *Sunny Boy* da SMA que realiza as medições em intervalos de 15 minutos e disponibiliza em rede on-line. A análise foi feita para um dia de setembro em que os módulos apresentavam um acúmulo significativo de sujeira, e para um dia de outubro, após um período de chuva. A autora concluiu na comparação entre os dados coletados antes e após a chuva que a potência de saída dos sistemas apresentou um aumento de até 30%, o que evidencia a influência da sujeira no desempenho de sistemas fotovoltaicos.

Dolora e outros (2013) também avaliaram o efeito do sombreamento por meio de uma análise experimental. O objetivo dos autores era investigar os efeitos do sombreamento em módulo de tecnologia monocristalino e policristalino. Os autores simularam várias situações

de sombreamento no módulo e em uma única célula do módulo, variando a projeção da sombra de 0 a 100% da superfície do dispositivo. O levantamento das curvas I-V e P-V para diversas situações de sombreamentos permitiram identificar a importância do diodo de *by-pass* em um módulo por esse minimizar as perdas. Foi verificado que a projeção de sombra em 50% de uma única célula reduz em 30% a produção de energia do módulo fotovoltaico.

O diodo de *by-pass* é um dispositivo capaz de promover a derivação da corrente quando a célula ou módulo fotovoltaico apresenta uma característica de mau funcionamento. Este mau funcionamento pode ser proveniente de danos no material da célula ou módulo, ou devido à projeção de sombras que promovem o surgimento de correntes inversas, fazendo com que o módulo ou célula atuem como uma carga elétrica, além de favorecer o aparecimento de pontos quentes, e conseqüentemente, degradação do dispositivo ao longo do tempo de operação.

A possibilidade de ocorrência de projeção de sombras pode ser eliminada por meio de algumas medidas que devem ser consideradas ao projetar a instalação de um sistema fotovoltaico, como a distância mínima entre fileiras, a fim de eliminar a possibilidade de auto-sombreamento e a escolha de locais distantes de obstáculos, para evitar a projeção de sombras sobre o gerador fotovoltaico.

Como pode ser notado, a produção de energia em um sistema fotovoltaico está diretamente associada ao desempenho do gerador fotovoltaico, porém há outro componente que pode influenciar consideravelmente a eficiência do sistema, caso não esteja operando de forma adequada. Esse componente é denominado inversor e é utilizado em qualquer configuração de sistema fotovoltaico, já que a energia produzida em corrente contínua precisa ser convertida para alternada, adequada para consumo.

Martín (1998) realizou um estudo referente a sistemas fotovoltaicos conectados à rede com o objetivo de caracterizar os componentes desses sistemas por meio de modelagens matemáticas. Nesse trabalho é apresentada um modelo proposto por Schmidt (1992) para estimar a eficiência do inversor, considerando a sua potência nominal e de saída, e as perdas devido ao auto-consumo, resistências, cabeamento, entre outros. A avaliação da precisão desse modelo proposto por Schmidt (1992) e descrito por Martín (1998) é feita por Macêdo (2006) que compara os resultados obtidos através de dados experimentais da curva de eficiência do inversor com potência nominal de 1 kW, eficiência média de 92% para dados experimentais e estimados, comprovando a precisão do modelo. Rampinelli, Krenzinger e Romero (2014) desenvolveram um modelo matemático para estimar a eficiência de conversão de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Esse modelo foi

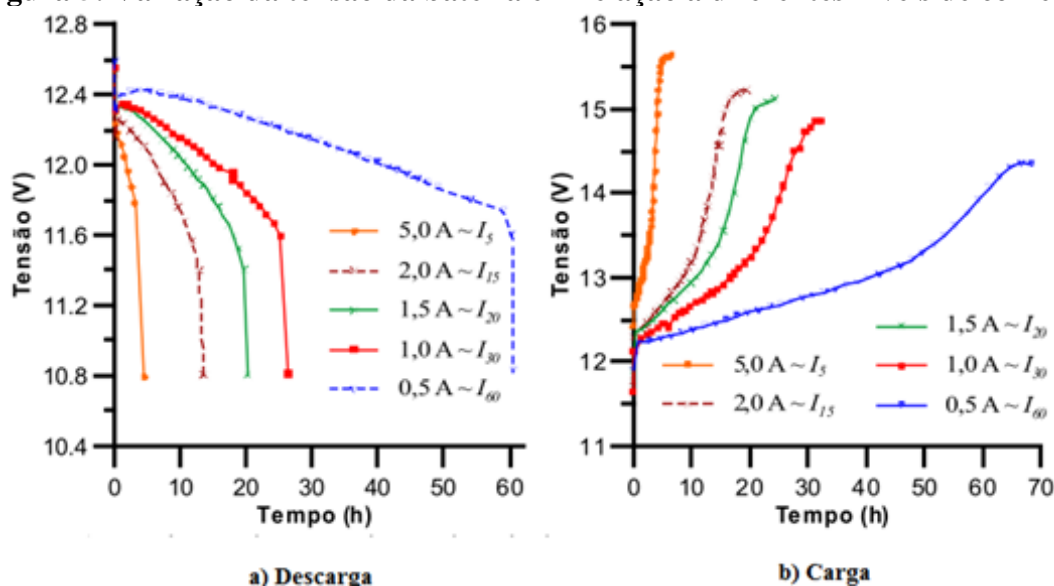
desenvolvido com base em testes realizados em inversores disponíveis no Laboratório de Energia Solar Universidade Federal do Rio Grande do Sul e no Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica do Centro de Pesquisa em Energia, Meio Ambiente e Tecnologia (CIEMAT), localizado na Espanha. Por meio das medições realizadas nesses inversores foi calculado o coeficiente de ajuste das curvas de eficiência dos inversores analisados. Os autores avaliaram o comportamento da curva de eficiência dos inversores por meio da variação de dados de entrada, observando a dependência em relação a variáveis, como por exemplo, potência e tensão de entrada C.C., o que mostra a relevância em dimensionar o gerador fotovoltaico de acordo com as restrições de entrada do inversor.

Zheng e outros (2014) realizaram uma análise comparativa da potência de saída de sistemas fotovoltaicos com diferentes configurações de geradores. Foram analisadas as configurações: inversor central ligado a um gerador fotovoltaico; um inversor conectado a uma fileira de módulos fotovoltaicos e um micro-inversor ligado a apenas um módulo fotovoltaico; todos os sistemas totalizando uma potência instalada de 19,70 kW. Também foi avaliado o ganho em relação à potência de saída do gerador mediante a inserção de diodos de *by-pass* nos módulos fotovoltaicos. Os autores observaram o desempenho desses sistemas ao serem sombreados e concluíram que sem o uso do diodo *by-pass* a configuração que melhor apresentou desempenho foi o micro-inversor, 11,39 kW o que representa 57% da potência máxima extraída sem o efeito do sombreamento, seguido da configuração de um inversor ligado a uma fileira, que gerou 7,76 kW. Em módulos fotovoltaicos com diodo *by-pass*, o mesmo gerador apresentou uma potência de saída de 14,45 kW para a configuração de um micro-inversor ligado a um módulo, 14,45 kW para configuração de fileira e 11,30 kW para inversor central. A configuração de micro-inversor apesar de mais eficiente é relativamente mais cara que as demais, sendo proposta pelos autores a opção de inserção de diodos *by-pass* para melhorar a eficiência, desempenho e confiabilidade das configurações de fileiras e inversor central.

Apesar de o sistema fotovoltaico ser visto como uma alternativa para geração de energia há um questionamento quanto à intermitência do recurso solar. Uma opção para reduzir o efeito dessa intermitência é a utilização de sistema de armazenamento em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Os sistemas de armazenamento podem contribuir para o aumento da confiabilidade da rede, já que estes podem suprir toda ou parcialmente a demanda de um determinado período de tempo em que não há radiação solar ou essa seja baixa. Toledo, Oliveira Filho e Diniz (2010) realizaram um estudo referente às diferentes tecnologias de armazenamento de energia, incluindo o uso destes em sistemas de geração

distribuída associados à energia fotovoltaica. O sistema de armazenamento pode ser de diferentes tecnologias, como baterias de fluxo que são compostas por dois eletrólitos, sendo que estes não ficam permanentemente selados na bateria, mas injetando à medida que a bateria precisa ser carregada. As células a combustível também são caracterizadas como tecnologia de armazenamento, em que o princípio de funcionamento consiste na restauração da energia gasta para produzir hidrogênio a partir da água, por meio da eletrólise. O armazenamento químico é outro tipo de tecnologia que permite não só armazenar, mas também liberar esta energia armazenada, por meio do processo de carga e descarga, podendo transformar a energia química, proveniente das reações eletroquímicas, em elétrica; e o armazenamento de energia utilizando supercondutores magnéticos, no qual a energia é armazenada por meio do campo magnético gerada pela circulação de uma corrente, sendo esta induzida por uma bobina com resistência próxima de zero. Quando objetiva-se estimar a produção de energia de um sistema que contém armazenamento é necessário analisar o comportamento e prever o desempenho das baterias. García (2004) avaliou os parâmetros elétricos de baterias, entre elas de chumbo ácido, em um sistema híbrido eólico-fotovoltaico autônomo. Para isso, o autor utilizou o modelo de CIEMAT descrito por Copetti (1993) que é caracterizado por um modelo de comportamento externo, que relaciona tensão, corrente, estado de carga e temperatura da bateria, sendo apropriado para simulações do comportamento das mesmas. O autor indica as variações de tensão para uma bateria de 36 Ah, 6 células de 2V cada, durante o processo de carga e descarga para diferentes níveis de corrente, como mostrado na Figura 5.

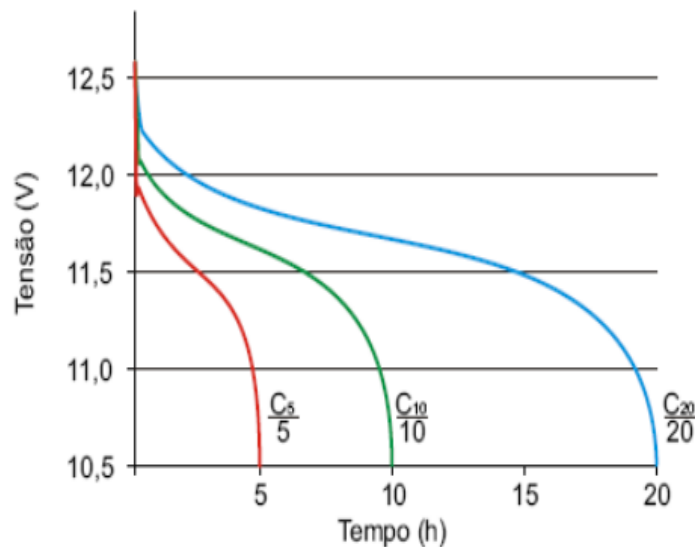
Figura 5: Variação da tensão da bateria em relação a diferentes níveis de corrente



Fonte: García (2004)

Pode ser observado na Figura 5 que para níveis de correntes menores, a tensão de carga e descarga varia lentamente. No intuito de proteger as baterias, evitando que a vida útil das mesmas seja comprometida, são pré-definidos os limites de tensão nos terminais das baterias. No processo de carga, a tensão máxima normalmente é definida uma tensão máxima entre 2,3 V a 2,35 V por célula. Bastos (2013) também cita sobre os limites e comportamento da tensão nos terminais da bateria. O autor mostra que a tensão no processo de descarga de uma bateria de 36 Ah e tensão nominal de 12 V, varia entre 12,51 V e 10,5 V, e que quanto maior a corrente drenada mais rápido a tensão irá decrescer.

Figura 6: Curva de descarga de uma bateria de 36 Ah e 12 V



Fonte: Bastos (2013) e Moura (2011)

A estimativa quanto ao desempenho de baterias também foi feito por Achaibou, Haddadi e Malek (2008) que avaliaram dois modelos matemáticos, modelo de CIEMAT e de Monegon. Esse modelo de CIEMAT, também utilizado por García (2004), tem como objetivo simular e aperfeiçoar sistemas de armazenamento em fotovoltaico, podendo ser utilizado para qualquer tipo e tamanho de baterias de chumbo-ácido. O modelo de Monegon foi desenvolvido para baterias de chumbo ácido usadas em sistemas fotovoltaicos autônomos, descrevendo o processo de carregamento e de descarregamento em forma normalizada com a capacidade da bateria. Na comparação das curvas de carga e descarga das baterias estimada pelos modelos comparadas com as curvas experimentais, pôde ser observado que o modelo de CIEMAT apresenta melhores resultados, aproximando das curvas experimentais. Já o de

Monegon apresenta uma aproximação nas primeiras horas de carga e descarga, divergindo em relação aos dados experimentais no final dos ciclos.

A existência de vários tipos de baterias requer atenção quando o objetivo é avaliar o desempenho e funcionamento, devendo ser considerado os parâmetros específicos de cada bateria. Um dos parâmetros mais relevantes para baterias é a definição do seu estado de carga (SOC). Xiao, Shi e He (2010) desenvolveram um modelo para estimar o estado de carga para todos os tipos de baterias, considerando a variação do estado de carga em função do tempo. Para isso, é feita uma relação entre o estado de carga no tempo zero e o estado de carga para horas posteriores em função da corrente de descarga. Os autores verificaram os resultados do modelo proposto com uma simulação detalhada de diferentes tipos de baterias e identificaram um erro inferior a 4%, comprovando a eficiência do modelo.

Fendri e Chaabene (2012) utilizaram o algoritmo de Kalman Filter para estimar o estado de carga de uma bateria, com base em parâmetros experimentais, como por exemplo, a resistência interna. Os autores validaram o algoritmo por meio de medições feitas a uma bateria chumbo-ácido ligadas a um módulo fotovoltaico, que mostrou boa aproximação entre a estimativa e a medição das curvas de carga e descarga da bateria.

Com base nesses estudos, podem-se identificar os fatores que influenciam o desempenho do sistema fotovoltaico, visando identificar uma situação ideal, como é o caso do ângulo de inclinação, e outros eliminados e/ou evitados, por exemplo, a projeção de sombras por meio de uma medida preventiva. Os fatores meteorológicos são os fatores que direcionam para uma variedade de condições de operação dos sistemas fotovoltaicos, sendo este os fatores mais relevantes na análise de desempenho de um sistema fotovoltaico. Além disso, essa revisão é importante para o estudo e definição da modelagem matemática para previsão do desempenho desses sistemas de geração de energia.

2.2.1. Indicadores de desempenho de sistemas fotovoltaicos

A avaliação de desempenho de sistema fotovoltaico pode ser realizada mediante a análise de indicadores. Segundo Marion e outros (2005) há três importantes indicadores para definir o desempenho global de sistemas fotovoltaicos, que são a produtividade final, produtividade de referência e o desempenho global. Os autores afirmam que esses indicadores consideram a produção de energia dos sistemas, recurso solar e as perdas do sistema.

Kymakis, Kalykakis e Papazoglou (2009) avaliaram o desempenho de uma usina solar conectada à rede com capacidade de 171,36 kW, instalada na Grécia em 2002. Os autores

verificaram que a usina solar apresentou consideráveis perdas devido à conversão da energia C.C. para C.A. pelo inversor e pelo aumento da temperatura. A usina solar, monitorada em 2007, produziu uma energia média anual de 1336,4 kWh e o desempenho global foi de 67,36%.

Segundo Pinto Filho e outros (2010), a produtividade final compara a energia produzida em relação à potência nominal do sistema, o que o faz ser um parâmetro adequado para avaliação de sistemas, com diferentes potências e em diferentes localizações geográficas. Já o desempenho global é um parâmetro que permite quantificar as perdas provenientes da conversão de energia realizada pelo inversor, cabeamento, entre outros.

Ayompe e outros (2011) avaliaram o desempenho de um sistema fotovoltaico de 1,72 kWp instalado em um edifício na cidade de Dublin, na Irlanda, com latitude igual a 53° ao Sul. Os autores utilizaram dados coletados do sistema durante o período de um ano, e calcularam alguns indicadores, entre esses, a produtividade final e a produtividade de referência. O total de energia anual gerada foi de 885,1 kWh, enquanto a produtividade final média diária anual foi de 2,41 kWh/kWp/dia e a produtividade de referência 2,85 kWh/kWp/dia. Os autores compararam a produtividade final com dados de literatura provenientes de sistemas fotovoltaicos instalados em outros países e verificaram que o valor encontrado para Dublin foi superior a rendimentos de sistemas instalados na Alemanha e Irlanda do Norte, com latitudes de 52° N e 54° N, respectivamente. A justificativa indicada pelos autores para essa diferença foi a condição climática diferenciada, pois Dublin apresenta maior velocidade de vento e baixa temperatura ambiente.

Almeida e Zilles (2012) estimaram a produção de energia de um sistema 1,6 kWp e calcularam os indicadores de desempenho com base na estimativa e em dados medidos. A produtividade e o desempenho global estimado foram de 28,79 kWh/kWp e 83,72%, respectivamente. Já esses indicadores calculados utilizando dados coletados do sistema, resultaram em uma produtividade de 28,64 kWh/kWp e o desempenho global de 83,28%, o que mostra a precisão do modelo proposto.

Woyte e outros (2013) avaliaram o desempenho de sistemas fotovoltaicos em diferentes anos de operação instalados em diferentes países. Foi observado pelos autores que ao longo dos últimos vinte anos, o desempenho global médio de recentes sistemas fotovoltaicos mostraram que esse índice aumentou de 65% para em torno de 85%.

Fathi e outros (2014) monitoraram uma usina solar fotovoltaica com capacidade instalada de 7,2 kWp em uma vilarejo chamada Elkaria em Marrocos, onde não há acesso à rede elétrica. Essa usina possui um gerador fotovoltaico composto por 32 módulos de 225 Wp

cada, dividido em 4 fileiras. A conversão da energia em corrente contínua para alternada é feita por dois inversores de 3,8 kW, sendo que cada um é conectado a duas fileiras do gerador. A energia em corrente alternada é injetada numa rede que é responsável por atender a demanda das residências do vilarejo. A energia que não é utilizada segue para um inversor bidirecional, e é direcionada para um sistema de armazenamento composto por 24 baterias com capacidade de 1100 Ah. Essa energia armazenada nos períodos em que a geração foi maior do que a demanda, atende a demanda da região no período noturno, quando não há radiação solar. Os autores analisaram o desempenho dessa usina, por meio do levantamento da curva de radiação solar e da saída de potência dos dois inversores e concluíram que o desempenho global variou entre 33,5 e 70,2%. O menor desempenho global é justificado pelos autores como sendo o resultado no período em que a demanda por energia é pequena e o estado de carga (SOC) é elevado, induzindo numa queda de potência no inversor.

2.3. Análise energética e exergética

Os sistemas fotovoltaicos apresentam perdas desde a absorção da radiação solar até a conversão da energia gerada em corrente contínua para alternada. Essas perdas também podem ser identificadas por meio da análise energética e exergética. Segundo Dincer (2002) a técnica de análise exergética possui aplicação na previsão dos objetivos de uso de fontes de energia mais eficientes, permitindo a determinação de localizações, tipos, e magnitudes reais de perdas e gastos. Também pode ser utilizada como uma ferramenta para reduzir as ineficiências de sistemas operantes.

Joshi, Dincer e Reddy(2009) citam que a energia de um sistema fotovoltaico depende principalmente de duas componentes, energia elétrica e energia térmica. A energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico é igual à exergia elétrica, uma vez que ela está completamente disponível para ser convertida em trabalho. Já a energia térmica disponível na superfície dos módulos fotovoltaicos não pode ser utilizada para gerar trabalho útil no caso dos sistemas fotovoltaicos, representando perda térmica para o ambiente. A eficiência energética de um sistema fotovoltaico pode ser definida então como uma relação entre a energia gerada pela energia solar total incidente na superfície do módulo fotovoltaico.

Uma das perdas significativas consiste na absorção de parte da radiação solar que incide sobre os módulos fotovoltaicos, podendo atingir perdas em torno de 15% em relação à radiação solar incidente e a absorvida. (KYMAKIS, KALYKAKIS E PAPAZOGLU, 2009).

Sahin, Dincer e Rosen (2007) investigaram as características termodinâmicas das células fotovoltaicas, avaliando as eficiências energéticas e exergéticas, com base nas condições climáticas de Golden, no Colorado. A eficiência energética variou entre 7 e 12%, enquanto que a eficiência exergética alternou entre 2 e 8 %.

Pandey, Tyagi e Tyagi (2013) realizaram a análise do desempenho e comportamento dos parâmetros elétricos e térmicos de um módulo fotovoltaico de silício policristalino, através da comparação das eficiências energéticas e exergéticas, considerando as variáveis climáticas do norte da Índia. Os autores observaram que a eficiência energética média mensal variou entre 15 e 18%, e a eficiência exergética de 8 a 13%. Como pode ser notada, a eficiência energética é sempre maior que a eficiência exergética, pois a primeira é uma análise quantitativa da energia gerada, enquanto a segunda lida com a qualidade da energia. Os autores afirmam que a análise energética é mais apropriada quando uma análise global é necessária, já a análise exergética é mais apropriada quando o sistema ou um componente individual devem ser analisados qualitativamente.

Costa e outros (2014) avaliaram o desempenho de módulos fotovoltaicos de três tecnologias de silício (monocristalino, policristalino e amorfo), considerando as variáveis climáticas de um ano padrão para a cidade de Belo Horizonte. Os autores estimaram os parâmetros elétricos e térmicos dos módulos com base na variação da radiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento. Foi concluído no estudo, que o módulo que apresenta maior eficiência energética e exergética é o de silício monocristalino, por apresentar maior grau de pureza e conseqüentemente maior desempenho. O módulo de silício amorfo apresentou menores eficiências, porém sofre menor influência das variações climáticas, além de que apresenta um custo menor do que os demais módulos de silício analisados.

A metodologia desenvolvida por Costa e outros (2014) que considera a influência das condições meteorológicas da localidade, pode ser notada em vários outros trabalhos de diferentes pesquisadores devido a importância de definir as variáveis climáticas como, radiação solar, temperatura ambiente, velocidade do vento, entre outras, quando objetiva-se estimar a produção de um sistema fotovoltaico. Normalmente são utilizados dados referentes há um ano padrão, devido a dificuldade em estimar essas variáveis. O ano padrão é composto por um conjunto de dados meteorológicos considerados típicos, ou seja, que apresenta maior frequência durante um longo período de tempo, em torno de 30 anos, desconsiderando condições extremas. A utilização de dados do ano padrão é comum para a avaliação de desempenho de sistemas de energia que dependem das variáveis climáticas, como pode ser

notado em diversos *softwares* comerciais que apresentam uma base de dados do ano padrão como dados de entrada.

A definição das condições meteorológicas para a localidade é de extrema relevância quando o objetivo é avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos, já que esse é diretamente influenciado pelas variáveis meteorológicas. Além disso, a utilização de dados do ano padrão é recomendada para esse tipo de análise, uma vez que esse conjunto de dados é definido a partir de uma série histórica, podendo apresentar proximidade em relação aos dados experimentais.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo abrange o modelo matemático necessário para prever o desempenho do sistema fotovoltaico, considerando a modelagem dos fatores que influenciam a eficiência do sistema, e os parâmetros elétricos e térmicos do gerador fotovoltaico, inversor e sistema de armazenamento.

No primeiro instante é apresentado o modelo matemático para prever a radiação solar. Em seguida, são indicadas as equações para estimativa dos parâmetros elétricos e térmicos de geradores fotovoltaicos, a definição da distância mínima entre fileiras de módulos fotovoltaicos e do ângulo de inclinação ideal desses módulos. Posteriormente, são indicados os modelos para previsão da eficiência de inversores e dos parâmetros de saída de uma bateria. Por fim, são apresentados os modelos matemáticos para os índices de desempenho, como desempenho global e eficiências energéticas e exergéticas.

3.1. Radiação solar

A radiação solar é a fonte primária de energia utilizada em sistemas fotovoltaicos para gerar energia elétrica. Neste caso, para desenvolver um modelo de previsão de desempenho de um sistema fotovoltaico é necessário estimar a radiação solar de acordo com o local definido para instalação.

Segundo Duffie e Beckman (2006), a radiação solar (G) é dividida em duas parcelas: a radiação solar direta (G_b) que é a radiação proveniente do sol sem se dispersar pela atmosfera; e a radiação solar difusa (G_d), que é a radiação proveniente do sol, porém com a direção alterada devido ao espalhamento pela atmosfera que pode ser causado por nuvens, ou poeira. Sendo assim, a radiação solar total é dada por:

$$G = G_b + G_d \quad (1)$$

A radiação solar total horária (G) pode ser estimada através da relação com a radiação global diária incidente em uma superfície horizontal (H), como proposto por Collares-Pereira e Rabl (1979):

$$r_t = \frac{G}{H} = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180^\circ} \cos \omega_s} \quad (2)$$

onde ω é o ângulo horário relativo ao deslocamento do sol a partir do meio dia, contabilizando um deslocamento de 15° a cada uma hora, e ω_s é o ângulo horário do pôr-do-sol quando finaliza o período de brilho solar. Os coeficientes a e b são dados por:

$$\begin{aligned} a &= 0,409 + 0,5016 \operatorname{sen}(\omega_s - 60) \\ b &= 0,6609 - 0,4767 \operatorname{sen}(\omega_s - 60) \end{aligned} \quad (3)$$

O ângulo horário do pôr-do-sol (ω_s) é dado por (DUFFIE E BECKMAN, 2006):

$$\omega_s = \operatorname{arccos}(-\operatorname{tg} \phi \operatorname{tg} \delta) \quad (4)$$

onde ϕ é a latitude geográfica e δ é a declinação solar que referencia a posição angular do sol, ao meio dia, em relação ao plano do Equador.

$$\delta = 23,45^\circ \operatorname{sen} \left[\frac{360^\circ}{365} (n_{dia} + 284) \right] \quad (5)$$

onde n_{dia} é o dia do ano, variando de 1 a 365.

Utilizando a Equação 6, pode-se calcular a radiação global diária incidente em uma superfície horizontal (H), considerando a relação entre o índice de transparência atmosférica diária (K_T) e a radiação extraterrestre diária incidente em uma superfície horizontal (H_0).

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (6)$$

Esse índice varia ao longo do dia e do ano, sendo necessária a realização constante de medições. Como esse não foi identificado para a cidade de Belo Horizonte, considerou-se o índice de transparência atmosférica média mensal como diário dado por Guimarães (1995).

Por sua vez, a radiação extraterrestre é dada pela seguinte equação:

$$H_0 = \frac{24 \cdot 3600 G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360 n_{dia}}{365} \right) * \left(\cos \phi \cos \delta \operatorname{sen} \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180^\circ} \operatorname{sen} \phi \operatorname{sen} \delta \right) \quad (7)$$

onde G_{sc} é a constante solar (1367 W/m^2), que representa a radiação solar em unidade de tempo, incidente em uma área unitária de uma superfície, e perpendicular à direção de propagação da radiação, a uma distância média entre a Terra e o Sol, fora da atmosfera.

Assim como a radiação solar total horária (G), a radiação solar horária difusa (G_d) também pode ser calculada através da relação com a radiação solar diária difusa incidente em uma superfície horizontal (H_d), Equação 8, conforme o modelo proposto por Liu e Jordan (1960).

$$r_d = \frac{G_d}{H_d} = \frac{\pi}{24} \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180^\circ} \cos \omega_s} \quad (8)$$

A radiação solar diária difusa (H_d) pode ser obtida a partir da correlação sugerida por Erbs (1982), Equações 9.a e 9.b.

Para $\omega_s \leq 81,4^\circ$, a relação $\frac{H_d}{H}$ é definida por:

$$\begin{aligned} \frac{H_d}{H} &= 1,0 - 0,2727 K_T + 2,4495 K_T^2 - 11,9514 K_T^3 + 9,3879 K_T^4 && \text{para } K_T < 0,715 \\ \frac{H_d}{H} &= 0,143 && \text{para } K_T \geq 0,715 \end{aligned} \quad (9.a)$$

Para $\omega_s > 81,4^\circ$, a relação $\frac{H_d}{H}$ é definida por:

$$\begin{aligned} \frac{H_d}{H} &= 1,0 + 0,2832 K_T - 2,5557 K_T^2 + 0,8448 K_T^3 && \text{para } K_T < 0,722 \\ \frac{H_d}{H} &= 0,175 && \text{para } K_T \geq 0,722 \end{aligned} \quad (9.b)$$

Para se obter a radiação solar incidente em uma superfície inclinada é considerado o modelo difuso isotrópico indicado por Liu e Jordan (1963), composta pelo somatório das componentes direta, difusa isotrópica, e radiação solar difusamente refletida pelo chão. A radiação difusa isotrópica é a parcela da radiação solar que atinge uniformemente a abóbada celeste, enquanto a radiação solar difusamente refletida pode ser considerada como toda radiação refletida que incide no chão, sem atingir a superfície do módulo fotovoltaico. Desta forma, a radiação solar incidente em uma superfície inclinada é:

$$G_T = G_b R_b + G_d \frac{(1 + \cos \beta)}{2} + G \rho \frac{(1 - \cos \beta)}{2} \quad (10)$$

onde ρ é a refletividade do solo, β é a inclinação do módulo fotovoltaico e R_b é um fator geométrico, referente à razão da radiação total incidente sobre uma superfície inclinada e uma

superfície horizontal. Para sistemas fotovoltaicos instalados no hemisfério sul, considerando o céu isotrópico, o R_b é definido segundo indicado por Duffie e Beckman (2006):

$$R_b = \frac{\cos(\phi+\beta) \cos \delta \sin \omega'_s + \left(\frac{\pi}{180^\circ}\right) \omega'_s \sin(\phi+\beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \left(\frac{\pi}{180^\circ}\right) \omega_s \sin \phi \sin \delta} \quad (11)$$

Onde $\omega'_s = \min \left\{ \begin{array}{l} \arccos(-\operatorname{tg} \phi \operatorname{tg} \delta) \\ \arccos(-\operatorname{tg}(\phi + \beta) \operatorname{tg} \delta) \end{array} \right\}$

Este modelo permite estimar a radiação solar horária incidente sobre o módulo fotovoltaico inclinado, bem como identificar o comportamento da radiação em um determinado período de tempo.

3.2. Efeito fotovoltaico

As células solares são as responsáveis por converter a energia solar em energia elétrica em um sistema fotovoltaico. A interação entre o semicondutor e a energia solar na célula fotovoltaica é promovida pelo efeito fotovoltaico, porém para isto acontecer é necessário que esta possua dois semicondutores com características elétricas diferentes, para realizar a chamada junção p-n.

Em células de silício, para formar o semicondutor do tipo n é necessário realizar a dopagem deste com outro semicondutor da camada 5A da tabela periódica, com cinco elétrons de valência, como por exemplo, o fósforo, resultando em um material em que os transportadores de carga majoritários sejam os elétrons com cargas negativas. No caso do semicondutor do tipo p, a dopagem é realizada com um semicondutor da coluna IIIA da tabela periódica, como por exemplo, o boro, fazendo com que os transportadores majoritários sejam as lacunas com cargas positivas. Ao realizar a junção, os elétrons em excesso presentes no semicondutor tipo n deslocam para o semicondutor tipo p, sendo capturados pelas lacunas, fazendo com que este fique carregado negativamente. O semicondutor tipo n fica com cargas positivas, devido a perda dos elétrons que se deslocaram. Esta diferença de cargas na região de depleção promove o aparecimento da diferença de potencial. Devido a este deslocamento de elétrons é formado um campo elétrico e a barreira de potencial dificulta a passagem de mais elétrons, alcançando um processo de equilíbrio.

Essa estabilidade é rompida quando há incidência de fótons da radiação solar. Os fótons, provenientes da radiação solar, rompem a barreira de potencial, penetrando na célula solar e quebrando as ligações covalentes do semicondutor tipo p, liberando elétrons que são atraídos pelo semicondutor do tipo n e conseqüentemente, gerando corrente elétrica. Este efeito provocado nas células ao incidir a radiação é chamado de efeito fotovoltaico, que é o fenômeno fundamental para a tecnologia fotovoltaica.

3.3. Sistema fotovoltaico

O sistema fotovoltaico pode ser conectado à rede elétrica ou ser isolado e possuir um sistema de armazenamento. Cada configuração de sistema fotovoltaico possui alguns equipamentos que são comuns para todos os sistemas e outros são específicos para uma determinada configuração. Neste tópico serão apresentados os componentes de um sistema fotovoltaico e seus respectivos modelos matemáticos.

3.3.1. Gerador fotovoltaico

A unidade básica de um gerador fotovoltaico é a célula solar. As células solares são ligadas em série e/ou paralelo para formação dos módulos fotovoltaicos. Assim como as células, os módulos também podem ser associados em série, formando fileiras, e estes serem associados em paralelo, formando os geradores fotovoltaicos. Esta associação de células e módulos objetiva obter tensão e corrente, adequados às aplicações pretendidas para o sistema fotovoltaico. No caso de ligações em série, a tensão de cada dispositivo é somada, enquanto a corrente permanece a mesma. Nas ligações em paralelo, a corrente é somada e a tensão não é alterada. Para prever a potência de saída do gerador fotovoltaico é necessário identificar e quantificar os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos, e a resposta destes parâmetros em relação às diferentes condições de operação e condições meteorológicas. As características elétricas dos módulos fotovoltaicos podem ser estimadas através de diferentes modelos matemáticos (MACHADO NETO, 2005):

- Modelo linear de Myears

Neste modelo é considerada apenas a influência da radiação solar na estimativa da potência de saída do gerador fotovoltaico, conforme é indicado na Equação 12.

$$P = a G_T + b \quad (12)$$

Onde G_T é a radiação solar, e os coeficientes a e b são os parâmetros de ajuste, sendo a um parâmetro adimensional e b medido em watts. Estes parâmetros podem ser estimados a partir de dados coletados da potência gerada do sistema e da radiação solar.

- Modelo de interpolação

A potência do gerador fotovoltaico é estimada por meio da interpolação dos pontos de máxima potência e tensão fixa para cada índice de radiação solar e temperatura, identificados a partir do levantamento das curvas características (I-V) de um gerador fotovoltaico.

- Modelo de J. Anderson e G. Blaesser

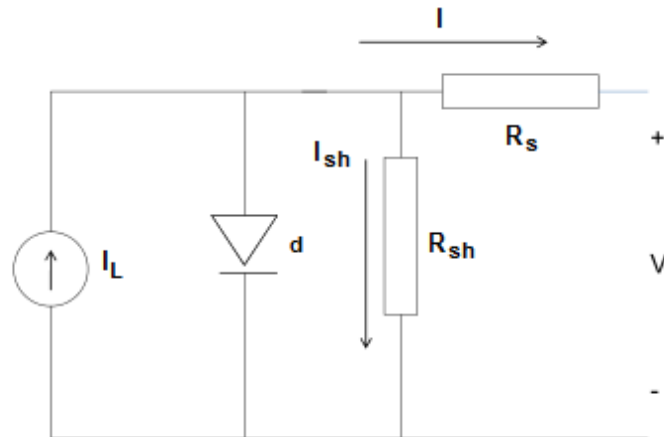
A energia gerada pelo gerador fotovoltaico é estimada através da translação das curvas características (I-V) obtidas para uma determinada condição de temperatura e radiação solar de referência, e outra condição de operação, com outros dados de temperatura e radiação solar.

- Modelo analítico a parâmetros concentrados

Neste modelo é utilizado o circuito equivalente para representação de uma célula solar, considerando os parâmetros como: a corrente fotogerada, que é proporcional à incidência de fótons e absorção destes pela célula solar; a corrente de saturação reversa do diodo, originado devido ao fluxo de portadores minoritários ao realizar a polarização reversa; os fatores de idealidade do diodo que dependem do material; e por fim, a resistência série e a resistência paralela ou resistência shunt.

O diodo é utilizado nos modelos de circuito equivalente para representar a junção p-n na célula solar, sendo que nesta metodologia de parâmetros concentrados, podem ser utilizados um ou mais diodos. Neste trabalho será utilizado o modelo de um diodo, devido à aproximação em relação à representação de uma célula solar. A Figura 7 mostra o circuito elétrico representativo de uma célula solar, considerando um diodo.

Figura 7: Circuito elétrico equivalente do modelo de um diodo



Fonte: Adaptado de Chouder e outros (2012)

Chouder e outros (2012) propuseram uma modelagem para o gerador fotovoltaico, considerando o modelo de um diodo para uma única célula solar, onde a relação entre a corrente (I) e a tensão (V) foi definida por:

$$I = I_L - I_{sat} \left(e^{\left(\frac{V+R_s I}{A} \right)} - 1 \right) - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (13)$$

onde I_L é a corrente fotogerada, I_{sat} é a corrente de saturação reversa do diodo, A é o fator de idealidade modificado, R_s é a resistência série e R_{sh} é a resistência paralela ou shunt. A resistência série representa as perdas ôhmicas na superfície do módulo fotovoltaico, não associadas ao material. Já a resistência shunt é propriedade do material. Pode ser observado na Figura 7 que o ideal é a resistência *shunt* apresentar valores elevados evitando o surgimento de um caminho alternativo para a passagem da corrente fotogerada, o que reduziria a corrente de saída do módulo fotovoltaico. No caso da resistência série, quanto menor a resistência, maior será o desempenho do módulo.

O fator de idealidade modificado (A) é definido por:

$$A = \frac{n k T_c}{q} \quad (14)$$

onde n é o fator de idealidade do diodo, k é a constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K), T_c é a temperatura do módulo em Kelvin e q é a carga de um elétron ($1,602 \times 10^{-19}$ C).

A temperatura do módulo (T_c) pode ser definida a partir da temperatura de operação nominal do módulo, conforme Equação 15, (MACHADO NETO, 2005).

$$T_c = T_a + \left(\frac{G_T(NOCT-20)}{800} \right) \quad (15)$$

onde NOCT é a temperatura de operação nominal do módulo fotovoltaico, G_T é a radiação solar e T_a é a temperatura ambiente.

Lorenzo (1994) desenvolveu um modelo para estimar a temperatura ambiente em função do dia e da hora, além de considerar dados geográficos da localidade, conforme as equações 16, 18 e 20.

Para $-\pi < \omega < \omega_s$, T_a é calculado por:

$$T_a = T_{aM}(n_{dia} - 1) - \frac{T_{aM}(n_{dia}-1) - T_{am}(n_{dia})}{2} [1 + \cos(c \omega + d)] \quad (16)$$

onde T_{aM} e T_{am} são a temperatura ambiente máxima e mínima ($^{\circ}\text{C}$), respectivamente, ao longo de um dia, e os coeficientes c e d são dados por:

$$c = \frac{\pi}{\left(\frac{\pi}{6} - \omega_s - 2\pi\right)} \quad (17)$$

$$d = -c\omega_s$$

Para $\omega_s < \omega < \frac{\pi}{6}$, T_a é calculado por:

$$T_a = T_{am}(n_{dia}) + \frac{T_{aM}(n_{dia}) - T_{am}(n_{dia})}{2} [1 + \cos(c \omega + d)] \quad (18)$$

onde os coeficientes c e d são dados por:

$$c = \frac{\pi}{\left(\omega_s - \frac{\pi}{6}\right)} \quad (19)$$

$$d = -\frac{c \pi}{6}$$

E para $\frac{\pi}{6} < \omega < \pi$, T_a é calculado por:

$$T_a = T_{aM}(n_{dia}) - \frac{T_{aM}(n_{dia}) - T_{aM}(n_{dia}+1)}{2} [1 + \cos(c \omega + d)] \quad (20)$$

onde os coeficientes c e d são dados por:

$$c = \frac{\pi}{\left(2\pi + \omega_s - \frac{\pi}{6}\right)} \quad (21)$$

$$d = - \left(\pi + \frac{c \pi}{6}\right)$$

Para estimar a potência do gerador fotovoltaico em uma determinada condição de operação, é necessário definir os parâmetros elétricos de referência. Normalmente, os parâmetros elétricos de referência são obtidos em condições padrão de teste (*Standard Test Conditions – STC*), fornecidos pelos fabricantes de módulos. A Equação 22 indica a relação corrente (I) e tensão (V) para uma determinada condição de referência (CHOUDER E OUTROS, 2012):

$$I = I_{L,ref} - I_{sat,ref} \left(e^{\left(\frac{V + R_{s,ref} * I}{A_{ref}} \right)} - 1 \right) - \frac{V + R_{s,ref} * I}{R_{sh,ref}} \quad (22)$$

onde $I_{L,ref}$ e $I_{sat,ref}$ são a corrente fotogerada e a de saturação reversa diodo, respectivamente, A_{ref} é o fator de idealidade modificado de referência, e $R_{s,ref}$ e $R_{sh,ref}$ são a resistência série e shunt, todos em condições de referência.

Chouder e outros (2012) também definiram algumas relações em condições de curto-circuito, onde $I = I_{sc} e V = 0$, e em condições de circuito aberto, onde $I = 0$ e $V = V_{oc}$, considerando uma condição de referência, como é indicado nas Equações 23 e 24.

$$I_{sc,ref} = I_{L,ref} - I_{sat,ref} \left(e^{\left(\frac{R_{s,ref} I_{sc,ref}}{A_{ref}} \right)} - 1 \right) - \frac{R_{s,ref} I_{sc,ref}}{R_{sh,ref}} \quad (23)$$

onde $I_{sc,ref}$ é a corrente de curto-circuito em condição de referência.

$$I_{L,ref} - I_{sat,ref} \left\{ e^{\left(\frac{V_{oc,ref}}{A_{ref}} \right)} - 1 \right\} - \frac{V_{oc,ref}}{R_{sh,ref}} = 0 \quad (24)$$

onde $V_{oc,ref}$ é a tensão de circuito aberto em condição de referência.

O ponto de máxima potência é o ponto de funcionamento da célula solar, no qual a potência gerada será máxima, de forma que a corrente e a tensão serão a corrente (I_m) e tensão (V_m) no ponto de máxima potência. Com esta consideração, pode-se substituir o V por V_m e I por I_m na Equação 22, obtendo:

$$I_{m,ref} = I_{L,ref} - I_{sat,ref} \left\{ e^{\left(\frac{V_{m,ref} + R_{s,ref} I_{m,ref}}{A_{ref}} \right)} - 1 \right\} - \frac{V_{m,ref} + R_{s,ref} I_{m,ref}}{R_{sh,ref}} = 0 \quad (25)$$

onde $I_{m,ref}$ e onde $V_{m,ref}$ são a corrente e tensão no ponto de máxima potência, em condição de referência.

De acordo com Chouder e outros (2012), a derivada da Equação 13, em relação a $V = V_{oc,ref}$ e em relação a $I = I_{sc,ref}$ é:

$$\left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=V_{oc,ref}} = -R_{s0} \quad (26)$$

$$\left. \frac{dV}{dI} \right|_{I=I_{sc,ref}} = -R_{sh0} \quad (27)$$

onde R_{s0} e $-R_{sh0}$ são a inclinação na curva I-V próximo ao ponto de tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito, respectivamente.

A definição destes parâmetros de referência para uma célula solar pode também ser utilizada para modelar um módulo fotovoltaico. Os parâmetros elétricos e térmicos de um módulo fotovoltaicos para diferentes condições de operação, considerando a influência da variação da temperatura e da radiação solar, podem ser obtidos através da correlação com os parâmetros de referência (CHOUDEUR E OUTROS, 2012).

O fator de idealidade modificado (A) para qualquer condição de operação é expresso por:

$$A = A_{ref} * \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (28)$$

A corrente de saturação do diodo depende da temperatura, e das características do semicondutor, e é dado por:

$$\frac{I_{sat}}{I_{sat,ref}} = \left[\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right]^3 e^{\left[\frac{E_g N_s}{A_{ref}} \left(1 - \frac{T_{c,ref}}{T_c} \right) \right]} \quad (29)$$

onde N_s o número de células ligadas em série em um módulo fotovoltaico, e E_g é a energia da banda proibida do semicondutor e pode ser definida por (SOTO, KLEIN E BECKMAN, 2006):

$$\frac{E_g}{E_{g,ref}} = 1 - 0,0002677 (T_c - T_{c,ref}) \quad (30)$$

A corrente fotogerada, para qualquer condição de operação, é dada por:

$$I_L = \frac{G_T}{G_{ref}} [I_{L,ref} + \alpha (T - T_{ref})] \quad (31)$$

onde α é o coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito.

A resistência série é definida como sendo a relação entre o fator de idealidade modificado, a corrente de saturação do diodo e a tensão de circuito aberto:

$$R_s = R_{s,ref} - \left[\frac{A}{I_{sat}} e^{\left(-\frac{V_{oc}}{A} \right)} \right] \quad (32)$$

Já a resistência shunt é definida como sendo a relação da resistência shunt em uma condição de referência e a radiação solar:

$$R_{sh} = R_{sh,ref} \left(\frac{G_{ref}}{G_T} \right) \quad (33)$$

Os principais parâmetros que caracterizam o desempenho elétrico do módulo fotovoltaico são a corrente e a tensão. A corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto são definidas por (CHOUDER E OUTROS 2012):

$$I_{sc} = I_{sc,ref} \left(\frac{G_T}{G_{ref}} \right) + \alpha (T_c - T_{c,ref}) \quad (34)$$

$$V_{oc} = V_{oc,ref} - \beta_v (T_{c,ref} - T_c) + A \ln \left(\frac{G_T}{G_{ref}} \right) \quad (35)$$

A corrente e tensão no ponto de máxima potência são definidas por:

$$I_m = I_{m,ref} \left(\frac{G_T}{G_{ref}} \right) \quad (36)$$

$$V_m = V_{m,ref} - \beta_{vm} (T_{c,ref} - T_c) \quad (37)$$

A potência gerada pelo módulo é dada pelo produto da corrente e tensão:

$$P = VI \quad (38)$$

Este modelo pode ser utilizado para estimar os parâmetros de uma única célula solar ou de um módulo fotovoltaico. Para estimar a potência gerada pelo gerador fotovoltaico é necessário considerar o número de módulos em série, e o número de fileiras em paralelo.

3.3.1.1. Estudo da distância mínima entre fileiras de módulos fotovoltaicos

O sombreamento é um fator que pode ser evitado através do planejamento adequado da instalação do sistema fotovoltaico, sendo importante analisar e selecionar áreas afastadas de obstáculos, que possam projetar sombras sobre o gerador fotovoltaico e definir a distância mínima entre fileiras, a fim de eliminar a possibilidade de ocorrência do auto-sombreamento.

A Comissão Européia, através do programa ALTENER criado em 1993, que visa promover incentivos à utilização de fontes de energia renováveis, desenvolveu, em 2004, um projeto designado GREENPRO, que trata sobre tecnologia, projeto e instalação de sistemas de geração solar fotovoltaica. Neste estudo, a distância mínima entre fileiras (“strings”) é definida por:

$$d_{strings} = \frac{comp_{módulo} \cdot sen(180^\circ - \beta - \gamma)}{sen \gamma} \quad (39)$$

onde $comp_{módulo}$ e β são o comprimento e a inclinação do módulo fotovoltaico, respectivamente, e γ é o ângulo solar de altitude, que é o ângulo formado entre a radiação direta e uma superfície horizontal, conforme indicado na Figura 8.

O ângulo de solar de altitude é definido por (DUFFIE E BECKMAN, 2006):

$$\text{sen } \gamma = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \text{sen } \phi \text{ sen } \delta \quad (40)$$

Figura 8: Indicação da distância mínima entre fileiras (“strings”)



Fonte: Adaptado de Brecl e Topic (2011)

3.3.2. Inversor

É um equipamento capaz de transformar a corrente contínua (C.C.) em corrente alternada (C.A.) ou vice e versa. O inversor em sistemas fotovoltaicos transforma a corrente contínua, proveniente dos módulos, em corrente alternada, possibilitando a conexão destes sistemas à rede elétrica da concessionária. Quando o sistema fotovoltaico é composto por um sistema de armazenamento, a corrente gerada pelo módulo carrega a bateria em corrente contínua que é a utilizada neste equipamento. Porém, quando as baterias são carregadas pela energia originada da rede é necessária à utilização de um inversor para converter a C.A em C.C., permitindo o carregando adequado do sistema de armazenamento.

Para estimar o desempenho de um sistema fotovoltaico é necessário considerar além das perdas no gerador, as perdas provenientes da conversão da energia realizada pelo inversor. Martin (1998) define a eficiência do inversor como:

$$\eta_{Inv}(p_0) = \frac{P_{Saída}}{P_{Entrada}} = \frac{P_{Saída}}{(P_{Saída} + P_{Perdas})} = \frac{p_0}{p_0 + (k_0 + k_1 p_0 + k_2 p_0^2)} \quad (41)$$

onde $p_0 = \frac{P_{Saída}}{P_{max,saida}}$ é a potência de saída normalizada com relação ao seu valor máximo, e k_0, k_1, k_2 são os parâmetros característicos do inversor definidos por:

$$\begin{aligned} k_0 &= \frac{1}{9} \frac{1}{\eta_{Inv 1}} - \frac{1}{4} \frac{1}{\eta_{Inv 0,5}} + \frac{5}{36} \frac{1}{\eta_{Inv 0,1}} \\ k_1 &= -\frac{4}{3} \frac{1}{\eta_{Inv 1}} + \frac{33}{12} \frac{1}{\eta_{Inv 0,5}} - \frac{5}{12} \frac{1}{\eta_{Inv 0,1}} - 1 \\ k_2 &= \frac{20}{9} \frac{1}{\eta_{Inv 1}} - \frac{5}{2} \frac{1}{\eta_{Inv 0,5}} + \frac{5}{18} \frac{1}{\eta_{Inv 0,1}} \end{aligned} \quad (42)$$

onde $\eta_{Inv 0,1}$, $\eta_{Inv 0,5}$ e $\eta_{Inv 1}$ são os valores de eficiência instantânea operando com 10, 50 e 100% da potência nominal do inversor. Esses valores podem ser identificados na curva de eficiência disponibilizada pelo fabricante no *datasheet* do inversor.

Segundo Martín (1998), cada parâmetro característico do inversor está associado a um tipo de perda. O k_0 representa as perdas relativas ao auto-consumo, devido o funcionamento do transformador de saída, dispositivos de controle, medidores, entre outros, independentemente da potência de operação. O k_1 refere às perdas ocorrentes devido à potência de operação. E as perdas ôhmicas que ocorrem devido ao cabeamento, bobinas e resistências, são representadas pelo parâmetro k_2 .

3.3.3. Sistema de armazenamento

O sistema de armazenamento considerado nesse trabalho é um sistema composto por um ou mais bancos de baterias, capaz de acumular, conservar e descarregar posteriormente a energia acumulada. Esses sistemas são amplamente utilizados em sistemas fotovoltaicos isolados, que não possuem conexão com a rede, carecendo armazenar energia durante o dia para utilizar esta energia no período em que não há radiação solar ou quando a radiação não é suficiente para atender a demanda da carga.

As baterias são formadas por um conjunto de células, podendo o seu desempenho ser avaliado a partir do comportamento dos seus parâmetros elétricos e térmicos. Copetti, Lorenzo e Chenlo (1993) apresentam um modelo para estimar a tensão na saída de cada célula, também conhecido como modelo de CIEMAT. A tensão de saída no processo de carga e descarga é definida por:

$$\begin{aligned}
V_{BC} &= [2,085 - 0,12(1 - SOC_C)] - \frac{I_C}{C_{10}} \left(\frac{4}{1 + I_C^{1,3}} + \frac{0,27}{SOC_C^{1,5}} + 0,02 \right) (1 - 0,007\Delta T_B) \\
V_{BD} &= [2 + 0,16 SOC_D] + \frac{I_D}{C_{10}} \left(\frac{6}{1 + I_D^{0,86}} + \frac{0,48}{(1 - SOC_D)^{1,2}} + 0,036 \right) (1 - 0,025\Delta T_B)
\end{aligned} \tag{43}$$

onde $V_{B_{carga}}$ e $V_{B_{descarga}}$ são a tensão nos terminais da bateria no processo de carga e descarga, respectivamente, SOC é o estado de carga, I_C e I_D são a corrente de carga e descarga da bateria, C_{10} é a capacidade da bateria para um regime de descarga de 10 horas, ΔT_B é a variação de temperatura da bateria. Segundo García (2004) o primeiro termo representa a variação da tensão com a quantidade de carga elétrica que está armazenada na célula em cada instante, e o segundo termo refere-se à variação devido à resistência interna da célula.

O ΔT_B é calculado considerando a temperatura de referência em condição padrão de operação da bateria, ou seja, a 25°C. Esse modelo é utilizado para estimar a tensão nos terminais de qualquer bateria de chumbo ácido, considerando que a tensão da bateria é o somatório das tensões da célula.

O ΔT_B é calculado considerando a temperatura de referência em condição padrão de operação da bateria, ou seja, a 25°C.

$$\Delta T_B = T_B - 25 \tag{44}$$

Como pode ser notado na Equação 41, é necessário conhecer o valor do estado de carga (SOC) para calcular a tensão nos terminais da célula. Para o processo de carga, Achaibou, Haddadi e Malek (2008) definem o estado de carga (SOC) como sendo função da eficiência de conversão e do estado de carga no instante zero:

$$SOC_C(t) = SOC_{carga}(0) + \frac{\eta_{bat}}{Q} \int_0^t I_C(t) dt \tag{45}$$

onde $SOC_{carga}(0)$ é o estado de carga em $t=0$, Q é a capacidade real da bateria e t é o tempo em horas e η_{bat} é a eficiência de conversão dada por:

$$\eta_{bat} = 1 - \exp \left[\frac{20,73}{I_C + 0,55} (SOC_C - 1) \right] \tag{46}$$

onde I_{10} é a corrente da bateria no regime de 10 horas.

Segundo Ogawa (2011), o estado de carga para o processo de descarga da bateria indica o percentual de energia acumulada e é dado por (XIAO, SHI E HE, 2010 E OGAWA, 2011):

$$SOC_D(t) = SOC_{descarga}(0) - \frac{1}{Q} \int_0^t I_D(t) dt \quad (47)$$

onde $SOC_{descarga}(0)$ é o estado de carga em $t=0$.

3.4. Desempenho de um sistema fotovoltaico

O desempenho do sistema fotovoltaico pode ser influenciado por diferentes fatores, sendo que alguns podem ser evitados, como é o caso do sombreamento, e outros devem ser analisados visando melhorar a eficiência de geração deste sistema.

Os índices de desempenho são utilizados para qualificar a geração de um sistema fotovoltaico, comparando uma condição de referência com uma determinada condição de operação. Os índices de desempenho mais importantes são:

➤ Produtividade de referência

A produtividade de referência (Y_r) representa um número equivalente de horas à radiação solar de referência, 1000 W/m² (MARION E OUTROS, 2005):

$$Y_r = \frac{G_T}{G_{ref}} \quad (48)$$

onde G_T é a radiação solar total incidente no plano do gerador e G_{ref} é a radiação solar nas condições padrão de teste (1000 W/m²).

➤ Produtividade final

A produtividade final é um índice que permite comparar sistemas fotovoltaicos de diferentes capacidades instaladas, pois relaciona a energia gerada e a potência nominal do sistema, dado em kWh/kWp, e é definido por (ALMEIDA E ZILLES, 2012):

$$Y_f = \frac{E_R}{P_{NG}} \quad (49)$$

onde E_R é a energia injetada na rede pelo sistema fotovoltaico e P_{NG} é a potência nominal do gerador fotovoltaico.

➤ Desempenho global

O desempenho global é um índice adimensional, que mostra as perdas e falhas de um sistema fotovoltaico, além de permitir comparar o desempenho de sistemas independentemente da localidade geográfica, já que a produtividade é normalizada em relação ao recurso solar. Segundo Marion e outros (2005), o desempenho global é dado por:

$$P_R = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (50)$$

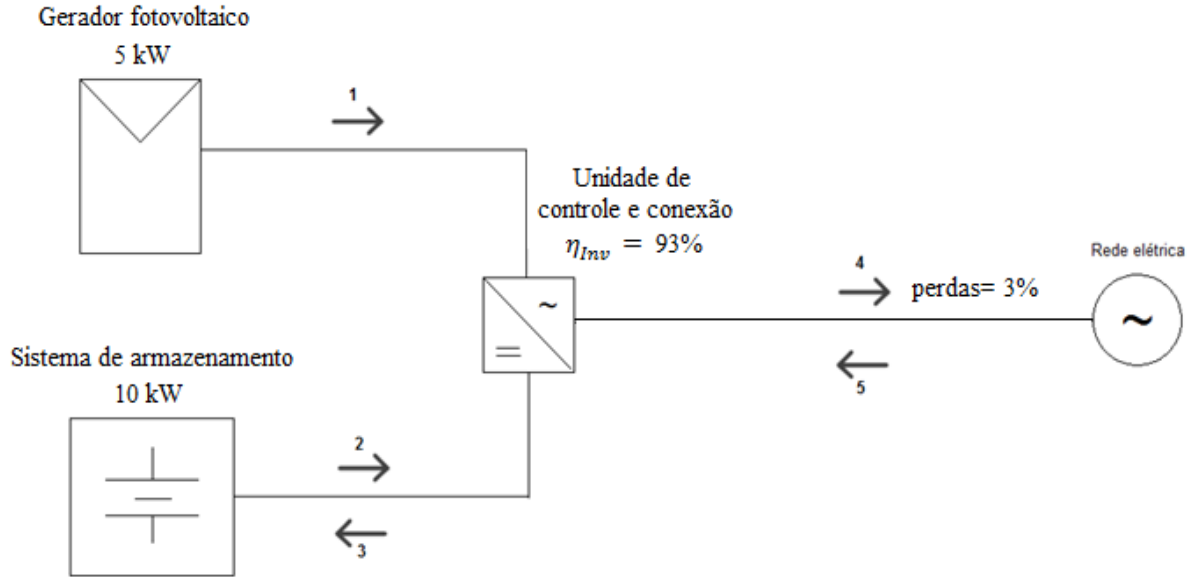
3.5. Balanço de energia

Inicialmente, para estimar o balanço de energia do sistema fotovoltaico conectado à rede e com armazenamento é imprescindível compreender o funcionamento e os fluxos de potência, assim como as respectivas direções, conforme mostrado na Figura 9.

O fluxo 1 indica a saída de energia gerada pelos módulos fotovoltaicos, podendo esta ser injetada na rede elétrica ou utilizada para carregar o sistema de armazenamento. Nesse balanço energético foi desconsiderado o fluxo do gerador fotovoltaico para o sistema de armazenamento, ou seja, as baterias serão carregadas apenas pela rede elétrica. O fluxo 2 apresenta o descarregamento do sistema de armazenamento que será feito entre 19 e 21 horas, que representa o horário de ponta do sistema elétrico. Nesse sistema, o banco de baterias é utilizado como uma alternativa para aplainar a curva de carga no horário de ponta, postergando dessa forma, investimentos na expansão do sistema e reduzindo perdas nas linhas de transmissão e redes de distribuição. O fluxo 3 refere-se ao carregamento do sistema de armazenamento feito pela rede elétrica da concessionária. O sistema de armazenamento será carregado pela rede em horário fora de ponta, na carga leve, entre 1 e 6 horas. O fluxo 4 indica que a energia gerada pelos módulos ou a energia do descarregamento do sistema de armazenamento, está sendo injetada na rede elétrica. No caso do gerador fotovoltaico, essa

injeção na rede elétrica será realizada no período em que há radiação solar, normalmente entre 7 e 18 horas.

Figura 9: Configuração sistema fotovoltaico conectado à rede e com armazenamento



Fonte: Elaborada pela autora

A avaliação do desempenho desse sistema fotovoltaico conectado à rede e com sistema de armazenamento pode ser realizado através do balanço de energia. Para isso é necessário definir as entradas e saídas do sistema. A potência necessária para carregar as baterias, fluxos 5 e 3, é dada por:

$$Potencia_{ent} = \frac{(V_{BC} * N^{\circ}_{bat} * I_C) * (1 + perdas_{cab})}{\eta_{Inv}} \quad (51)$$

onde N°_{bat} é número de baterias, $perdas_{cab}$ são as perdas no cabeamento e η_{Inv} é a eficiência da unidade de controle e conexão. Essa equação para estimativa da potência de entrada é válida para o carregamento feito através da rede elétrica.

A potência de saída do sistema, fluxos 1, 2 e 4, representa a injeção de energia na rede elétrica, e é dada pela soma da potência de saída do sistema fotovoltaico e do sistema de armazenamento:

$$Potencia_{saída} = saída_{PV} + saída_{Baterias} \quad (52)$$

A potência de saída do fotovoltaico, fluxo 1, é estimada por:

$$P_{saída_{PV}} = [(I_m * N^{\circ}_{fileiras}) * (V_m * N^{\circ}_{mód})] \quad (53)$$

onde I_m e V_m são a corrente e tensão no ponto de máxima potência, respectivamente, $N^{\circ}_{fileiras}$ é o número de fileiras (“strings”) ligados em paralelo e $N^{\circ}_{mód}$ é o número de módulos ligados em série.

A potência de saída do sistema de armazenamento, fluxo 2, é definida por:

$$P_{saída_{bat}} = V_{BD} * \eta_{Inv} \quad (54)$$

Finalmente, o balanço de energia é calculado através da seguinte equação:

$$Balanço_{energ} = Potencia_{ent} - Potencia_{saída} \quad (55)$$

3.6. Análise energética e exergética de módulos fotovoltaicos

As eficiências energética e exergética também são consideradas indicadores de desempenho, permitindo quantificar as perdas provenientes do processo de absorção da radiação solar e geração de energia em módulos fotovoltaicos. Segundo Kotas (1985), a análise da eficiência energética permite quantificar a energia gerada por um sistema, enquanto a exergética avalia a qualidade da energia.

A eficiência energética é obtida por meio da relação entre energia gerada pela energia solar incidente sobre o módulo fotovoltaico, definida por (PANDEY, TYAGI E TYAGI, 2013):

$$\eta_{energética} = \frac{V_{oc} * I_{sc}}{G_T * A_{módulo}} \quad (56)$$

onde $A_{módulo}$ é a área do módulo fotovoltaico em análise.

A eficiência exergética relaciona a exergia de saída e a exergia de entrada. Em módulos fotovoltaicos, a exergia de entrada é proveniente da radiação solar, ou seja, a entrada é a taxa de exergia da radiação solar, dada por (JOSHI, DINCER E REDDY, 2009):

$$Ex_{solar} = \left(1 - \frac{T_a}{T_{sol}}\right) G_T A_{módulo} \quad (57)$$

onde T_{sol} é a temperatura do sol e T_a é a temperatura ambiente em Kelvin.

De acordo com Joshi, Dincer e Reddy (2009) e Pandey, Tyagi e Tyagi (2013), a exergia de saída em módulos fotovoltaicos é dada pelo somatório das exergias elétrica e térmica:

$$Ex_{módulo} = Ex_{elet} + Ex_{term} \quad (58)$$

Sendo as exergias elétrica e térmica definidas por:

$$Ex_{elet} = V_{oc}I_{sc} - (V_{oc}I_{sc} - V_mI_m) \quad (59)$$

$$Ex_{term} = \left(1 - \frac{T_a}{T_c}\right) h_{ca}A_{módulo}(T_c - T_a) \quad (60)$$

onde $h_{ca} = 5,7 + 3,8 v_{vento}$ e v_{vento} é a velocidade do vento, devendo utilizar as temperaturas T_a e T_c em Kelvin para a estimativa da exergia térmica.

Como o produto útil dos módulos fotovoltaicos é a energia elétrica, sendo o calor gerado pelo aumento da temperatura do módulo rejeitado para o ambiente, a eficiência exergética é dada pela diferença das exergias elétrica e térmica em razão da exergia solar (PANDEY, TYAGI E TYAGI, 2013):

$$\psi_{exergética} = \frac{V_mI_m - \left(1 - \frac{T_a}{T_c}\right)h_{ca}A_{módulo}(T_c - T_a)}{\left(1 - \frac{T_a}{T_{sol}}\right)G_T A_{módulo}} \quad (61)$$

A análise exergética e energética pode ser utilizada para avaliar o desempenho de diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos, porém essas são influenciadas pela área do módulo e pelas condições meteorológicas do local, sendo necessário considerar esses fatores na avaliação dos resultados.

4. METODOLOGIA

Esse trabalho trata da estimativa do desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com e sem sistema de armazenamento. A característica científica inovadora desse trabalho é a modelagem do sistema fotovoltaico com sistema de armazenamento, devido à inexistência dessa configuração em operação no país, já que não é permitido pela legislação, armazenar energia em instalações conectadas à rede elétrica.

O trabalho foi desenvolvido de acordo com as seguintes etapas:

- a) Modelagem da radiação solar horária inclinada e da temperatura ambiente para a cidade de Belo Horizonte para um período de um ano, utilizando o modelo de Duffie e Beckman (2006) e o modelo de Lorenzo (1994), respectivamente;
- b) Modelagem do sistema fotovoltaico conectado à rede, estimando a potência de saída do gerador fotovoltaico, modelo de Chouder e outros (2012), e a eficiência do inversor, modelo de Martín (1998);
- c) Cálculo da energia produzida anual pelo sistema fotovoltaico conectado à rede, considerando as perdas provenientes do cabeamento (3%) e processo de degradação (0,5%/ano);
- d) Comparação dos dados obtidos no modelo com dados resultantes de uma simulação no software comercial TRNSYS;
- e) Validação da modelagem comparando dados estimados com dados monitorados e disponibilizados na plataforma on-line da SMA denominada *Sunny Portal*, do sistema fotovoltaico conectado à rede na unidade da São Gabriel-CEMIG em Belo Horizonte;
- f) Identificação do ângulo adequado e do distanciamento ideal entre fileiras (“strings”) para o gerador fotovoltaico do sistema em escala reduzida a ser instalado no GREEN/PUC Minas no final do segundo semestre de 2014;
- g) Aprimoramento do modelo desenvolvido com a inserção de sistema de armazenamento na modelagem do sistema fotovoltaico conectado à rede, incluindo as perdas devido ao processo de carga e descarga das baterias;
- h) Desenvolvimento da avaliação econômica para o sistema escala reduzida GREEN/PUC Minas, considerando o investimento inicial, custos com manutenção e receitas provenientes da venda de energia elétrica; e
- i) Análise energética e exérgicas dos módulos monocristalino do sistema São Gabriel-CEMIG e policristalino do sistema escala reduzida GREEN/PUC Minas.

Nos itens seguintes desse capítulo serão apresentadas essas etapas de maneira detalhada, indicando os dados de entrada utilizados nas modelagens, assim como as perdas consideradas nas estimativas.

4.1. Modelagem da radiação solar horária inclinada

A produção de energia por meio de sistemas fotovoltaicos está diretamente associada à incidência da radiação solar. Desse modo, para estimar o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede com ou sem armazenamento a ser instalado na cidade de Belo Horizonte foi necessário prever a radiação solar em superfície inclinada para essa localidade. Foi considerada inicialmente a cidade de Belo Horizonte, pois o sistema utilizado na validação da primeira parte da modelagem, que condiz ao sistema fotovoltaico conectado à rede, fica localizado nessa cidade em uma unidade da CEMIG. Essa estimativa da radiação solar também foi usada para prever a produção de energia do sistema escala reduzida a ser instalado no GREEN/IPUC em Belo Horizonte, no segundo semestre de 2014.

A modelagem matemática baseou-se no modelo proposto por Duffie e Beckman (2006), utilizando a correlação de Erbs (1982) e foi programado no software *Engineering Equation Solver* (EES). O software *Engineering Equation Solver* (EES) que é um programa fornecido pela F-Chart software capaz de resolver equações algébricas lineares e não lineares, e equações diferenciais. É considerado, como uma ferramenta amigável, onde são inseridas as equações que regem o problema na tela inicial do *software*, e os resultados podem ser visualizados em tabelas e em gráficos em duas ou três dimensões.

Nesse modelo da radiação solar requer alguns dados de entrada como: a latitude e longitude da localidade, 19,93° S e 43,93° S, respectivamente, e a inclinação do gerador fotovoltaico, 20° para o caso avaliado. O índice de refletividade do solo (ρ) também é um dado de entrada e foi utilizado o valor de 18% definido por Siqueira (2009), para tipos de superfícies encontrados em cidades. O modelo permite estimar a radiação solar horária, por meio do cálculo do ângulo horário (ω), e para o período de um ano, variando de 1 a 365 dias.

Também foi indicado o índice de transparência atmosférica para a localidade. Como esse índice horário não foi identificado para a cidade de Belo Horizonte foi utilizado o índice de transparência atmosférica médio mensal, conforme proposto por Moreira (2009) e indicado por Guimarães (1995), como é mostrado na Tabela 1.

Tabela 1: Índice de transparência atmosférica médio mensal para a cidade de Belo Horizonte

Mês	$\overline{K_T}$
Janeiro	0,46
Fevereiro	0,45
Março	0,51
Abril	0,53
Mai	0,55
Junho	0,60
Julho	0,64
Agosto	0,53
Setembro	0,48
Outubro	0,50
Novembro	0,45
Dezembro	0,41

Fonte: Guimarães (1995)

Inicialmente, os dados obtidos no modelo foram validados comparando a estimativa da radiação solar horária horizontal com dados disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia - INMET, para os dias 1 a 3 dos meses de janeiro e julho dos anos de 2011 a 2013, e para o ano padrão obtido do projeto *Solar and Wind Energy Resource Assessment - SWERA*. Na validação foram considerados os meses de janeiro e julho, por apresentarem comportamentos climáticos diferentes, já que o primeiro está compreendido no período de verão no hemisfério sul, e o segundo, no período de inverno. Posteriormente, foram comparadas as médias mensais da radiação solar horizontal, com as do ano de 2011 a 2013 do INMET e do ano padrão do SWERA.

A radiação solar inclinada obtida no modelo foi validada para esse mesmo período por meio da comparação com dados da radiação solar medida no plano inclinado do gerador fotovoltaico do sistema CEMIG-São Gabriel em Belo Horizonte, disponibilizados no *Sunny Portal*.

Essa validação com dados do INMET, SWERA e *Sunny Portal* mostrou a proximidade dos resultados obtidos no modelo em relação aos dados experimentais, sendo mais preciso em comparação com os dados do ano padrão. A utilização desse modelo, assim

como o da temperatura ambiente que será apresentado a seguir, é uma alternativa para localidades em que não há definição das condições meteorológicas para um ano padrão.

Vale ressaltar, que esse modelo também será utilizado para prever a radiação solar que irá incidir sobre o gerador fotovoltaico da planta piloto a ser instalada no Estádio de Futebol Arena do Jacaré, em Sete Lagoas/MG.

4.2. Modelagem da temperatura ambiente

A temperatura ambiente é uma variável climática que afeta o desempenho do gerador fotovoltaico, por induzir o aumento da temperatura dos módulos fotovoltaicos e consequentemente a redução da eficiência. Como esse trabalho visa prever o desempenho de um sistema fotovoltaico, é importante considerar a influência da variação da temperatura ambiente sobre os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos.

Para o modelo de temperatura ambiente foi utilizado a metodologia proposta por Lorenzo (1994) e também foi programado no software *Engineering Equation Solver* (EES). Os dados de entrada do modelo são a temperatura mínima e máxima do dia e as coordenadas geográficas, latitude de $19,93^\circ$ S e longitude de $43,93^\circ$ S, para o cálculo do ângulo horário (ω) e ângulo horário do pôr do sol (ω_s). Esse modelo baseia-se na estimativa da temperatura ambiente horária, considerando a temperatura mínima e máxima do dia. As temperaturas utilizadas como dado de entrada foram obtidos a partir do SWERA e podem ser vistas no ANEXO A deste trabalho.

Assim como para a radiação solar, o modelo de temperatura foi validado por meio da comparação com dados experimentais do INMET e do ano padrão dado pelo SWERA.

4.3. Modelagem do sistema fotovoltaico conectado à rede com e sem armazenamento

A modelagem do sistema fotovoltaico conectado à rede foi dividida em três partes:

➤ *Modelagem do gerador fotovoltaico*

Para modelar o gerador fotovoltaico foi utilizado o modelo de Chouder e outros (2012) que determina os parâmetros elétricos e térmicos do módulo fotovoltaico de acordo com as condições meteorológicas da localidade, radiação solar e temperatura ambiente. Os dados de entrada do modelo são a corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto, corrente e

tensão no ponto de máxima potência e os coeficientes de temperatura (β e α) para a corrente e tensão, todos em condições padrão de teste (STC), obtidos no *datasheet* do módulo fotovoltaico. Esses parâmetros elétricos e térmicos dos módulos utilizados na modelagem para estimar a produção de energia do sistema fotovoltaico CEMIG-São Gabriel (SP 70) e sistema em escala reduzida da Arena do Jacaré (HG 210) são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2: Características elétricas e térmicas dos módulos fotovoltaicos

	SP70	HG 210
Potência	70 W	210 W
Tensão de circuito aberto ($V_{oc,ref}$)	21,4 V	33,05 V
Corrente de curto-circuito ($I_{sc,ref}$)	4,7 A	8,23 A
Tensão no ponto de máxima potência ($V_{m,ref}$)	16,5 V	27,54 V
Corrente no ponto de máxima potência ($I_{m,ref}$)	4,25 A	7,64 A
Coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito (α)	0,002 A/°C	0,0005 A/°C
Coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto (β)	-0,076 V/°C	-0,0038 V/°C
Condição de temperatura nominal para funcionamento da Célula (TONC)	45 °C	40 °C
Temperatura em condição padrão de operação (STC)	25 °C	25 °C
Largura do módulo	0,483m	0,990 m
Comprimento do módulo	1,172 m	1,480 m

Fonte: Shell Solar e SolarTerra

A temperatura do módulo também foi estimada, segundo modelo proposto por Machado Neto (2005), já que essa influencia nos parâmetros elétricos do módulo.

O modelo matemático foi programado no software *Engineering Equation Solver* (EES), estimando a potência de saída horária para os 365 dias do ano. Para validar o modelo com os dados experimentais do sistema CEMIG-São Gabriel foi considerada a mesma

configuração de gerador, composto por 45 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino de 70 Wp cada, módulo Shell SP70, subdivido em 3 fileiras.

➤ *Modelagem do inversor*

O inversor foi modelado segundo Martín (1998), que se baseia no cálculo da eficiência com base nos parâmetros característicos do equipamento. Os dados de entrada do modelo são a potência nominal e as eficiências instantâneas operando com 10, 50 e 100% da potência nominal do inversor, dados esses obtidos no *datasheet* do equipamento. Na Tabela 3 são apresentados dados do inversor instalado no sistema São Gabriel-CEMIG utilizados na modelagem.

Tabela 3: Características elétricas do inversor Sunny Boy SB1100U

	SB 1100
Potência máxima de entrada	1210 W
Potência máxima de saída	1100 W
Potência de saída nominal	1000 W
Eficiência instantânea operando com 10% da potência nominal ($\eta_{Inv0,1}$)	90,1%
Eficiência instantânea operando com 50% da potência nominal ($\eta_{Inv0,5}$)	93%
Eficiência instantânea operando com 100% da potência nominal (η_{Inv1})	91,9%

Fonte: SMA Solar Technology AG (2005)

O gerador foi modelado juntamente com o inversor, de forma que a saída do gerador seja à entrada do inversor. No primeiro estudo de caso, para validar o modelo com os dados experimentais do sistema São Gabriel-CEMIG, foi considerada a mesma configuração de gerador fotovoltaico, 45 módulos divididos em três fileiras (“strings”) sendo cada fileira conectada a um inversor Sunny Boy SB 1100 U de 1 kWp.

O sistema da São Gabriel-CEMIG utilizado para validação foi instalado em 2005, porém só há dados coletados pelo sistema de medição a partir do ano de 2011, devido a uma falha no sistema de aquisição de dados nesse período. Dessa forma, para validar com os dados

experimentais do sistema referente ao ano de 2011, foi necessário considerar uma taxa de degradação mediana tendo como referência estudos realizados por Jordan e Kurtz (2013) de 0,5%/ano, e perdas no cabeamento de 3% como indicado por Carneiro (2009).

Inicialmente, os resultados da modelagem foram comparados com a radiação solar inclinada e a potência de saída obtidas na simulação no software TRNSYS para o sistema fotovoltaico CEMIG-São Gabriel nos dias 1 a 3 dos meses de janeiro e julho, incluindo a verificação da produção de energia anual estimado nos dois softwares. O TRNSYS é um software que pode ser utilizado para avaliar o desempenho de sistemas de energia elétrica e térmica. A simulação consiste na inserção de blocos que representam os componentes do sistema a ser simulado, contendo as respectivas modelagens matemáticas, sendo necessário apenas indicar os dados de entrada que são normalmente encontrados nas especificações técnicas dos equipamentos. Além disso, em sistemas que é necessário considerar o efeito das condições meteorológicas, o TRNSYS possui uma biblioteca com dados para várias cidades de todos os continentes, no caso da América Latina são dados disponibilizados pelo Meteororm. O usuário ainda pode optar por utilizar dos dados do próprio software ou inserir dados para uma localização específica.

Após a comparação dos resultados da modelagem com dados provenientes da simulação no software TRNSYS, foi realizada a validação da modelagem proposta, comparando os resultados com dados experimentais coletados do sistema fotovoltaico CEMIG-São Gabriel, para o mesmo período.

É relevante citar que essa modelagem do inversor também foi utilizada para prever a produção de energia e desempenho do sistema escala reduzida. Como o sistema escala reduzida, assim como a planta piloto apresenta uma diferença, caracterizada como ineditismo em relação às configurações de sistemas fotovoltaicos atualmente em operação, foi necessário o desenvolvimento de uma unidade de controle e conexão, inversor, específica para o projeto. A diferença dessa unidade de controle e conexão é a possibilidade de conectar o gerador fotovoltaico, sistema de armazenamento e a rede elétrica. Como ainda não há dados experimentais dessa unidade de controle e conexão de 10 kW, foi considerado que esse terá uma eficiência de 93%, conforme informado oralmente pelo desenvolvedor.

➤ *Modelagem do sistema de armazenamento*

O banco de baterias do sistema escala reduzida é composto por 42 baterias de 40 Ah e 12 V, totalizando 20,16 kWh. Porém, a bateria a ser utilizada é de descarga rasa, com 50%

(SOC=0,5) de sua capacidade, fornecendo 10,08 kWh. Como o objetivo do projeto P&D CEMIG/ANEEL D308 é utilizar a energia armazenada no banco de baterias para aplainar a curva de carga no horário de ponta, devendo fornecer 10 kW em 3 horas, foi definido que o sistema de armazenamento será descarregado nos períodos entre 19 e 21 horas; e o carregamento deverá ser efetuado no período de 00 às 6 horas.

Para modelar os parâmetros de saída da bateria foi utilizado o modelo proposto por Copetti, Lorenzo e Chenlo (1993), conhecido como modelo de CIEMAT, que referencia a instituição desses pesquisadores. Esse modelo pode ser utilizado para qualquer tipo e tamanho de bateria de chumbo ácido, pois nesse modelo é estimada a tensão de saída de uma célula. Nesse caso, para prever a tensão de saída da bateria é necessário apenas considerar o número de células da bateria em análise, por meio do produto da tensão da célula pelo número de células.

Os dados de entrada do modelo são o estado de carga da bateria (SOC), a corrente de carga ou descarga, capacidade da bateria para um regime de descarga de 10 horas (C_{10}) e a variação da temperatura da bateria. Deve-se ressaltar que para essa análise, foi desconsiderada a variação da temperatura, ou seja, foi utilizada uma temperatura constante de 25°C. Para estimar o comportamento do estado de carga no processo de descarga da bateria, foi usado o modelo de Xiao, Shi e He (2010), também apresentado por Ogawa (2011). Já para o processo de carga, o estado de carga foi estimado segundo modelo de Achaibou, Haddadi e Malek (2008). Para essa estimativa, foi considerada os dados da bateria FirstPower LFP1240.

A modelagem matemática foi programada no software *Engineering Equation Solver* (EES), considerando o processo de carga deverá ser feito num período de 6 horas, o que remete que a cada hora deverá ser carregada 1,68 kW. Já no processo de descarga, como esse será realizado em 3 horas, cada hora deverá fornecer 3,36 kW.

Para atender as necessidades do projeto, a tensão e a corrente de carga e descarga da bateria foram estimadas limitando a potência de entrada e saída, além disso, foram estabelecidos limites de tensão mínima e máxima entre 11,5 a 13,8 V, considerando uma bateria de 12 V.

Para estimar a potência de entrada que será requisitada da rede elétrica para carregar o sistema de armazenamento foram consideradas as perdas pelo cabeamento (3%) e perdas devido à conversão da corrente alternada para contínua pela unidade de controle e conexão (93%). E para a potência de saída do sistema de armazenamento foram consideradas apenas as perdas da unidade de controle e conexão.

4.4. Determinação do ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico e distanciamento entre fileiras de módulos do sistema escala reduzida

O ângulo ideal de inclinação do gerador fotovoltaico favorece o aumento da incidência da radiação solar, resultando em uma melhoria na eficiência. A determinação do ângulo ideal de inclinação do gerador do sistema escala reduzida da Arena do Jacaré pode ser considerada a primeira etapa para definir a configuração do arranjo fotovoltaico a ser instalado. Para identificar o melhor ângulo de inclinação para o gerador a ser instalado no GREEN/IPUC, foi estimada a radiação solar inclinada em função da variação do ângulo de inclinação de 0 a 90°. O ângulo definido como ideal foi o que apresentou maior radiação solar inclinada anual. A distância mínima entre fileiras foi definida através do modelo proposto pelo Programa Altener (2004) com o intuito de eliminar a possibilidade de auto-sombreamento entre módulos fotovoltaicos. Os dados de entrada desse modelo são o comprimento e a inclinação do módulo fotovoltaico, e a latitude da localidade, 19,93° S para o sistema escala reduzida a ser instalado no GREEN/IPUC.

Essas análises serão realizadas também para o sistema a ser instalado no Estádio de Futebol Arena do Jacaré em Sete Lagoas, apenas para certificação, já que o sistema em escala reduzida apresenta as mesmas especificações dos componentes e a latitude aproximada da cidade de Belo Horizonte.

4.5. Avaliação econômica do sistema escala reduzida GREEN/PUC Minas

A avaliação econômica foi feita para o sistema escala reduzida do GREEN/PUC Minas, considerando as despesas e receitas ao longo de um período de 25 anos que representa a vida útil de uma usina fotovoltaica conforme indicado por Miranda (2014).

Nessa avaliação foi calculado o valor presente líquido (VPL) que representa a soma dos custos e dos benefícios líquidos do sistema durante sua vida econômica. Para isso, foi considerada a taxa de atratividade (TMA) igual à taxa de juros do Banco Central do Brasil – BCB (SELIC) de 12% ao ano para a estimativa do VPL (BCB, 2014). Para a previsão das receitas, provenientes da venda da energia elétrica ao longo dos anos de operação do sistema, foram utilizados os valores da tarifa branca para consumidores comerciais definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (ANEEL, 2014). Além disso, foi considerada uma taxa de degradação de 0,5%/ano para os módulos fotovoltaicos a partir do segundo ano de operação (JORDAN E KURTZ, 2013).

O investimento inicial foi estimado através do levantamento dos custos com aquisição dos equipamentos de acordo com pesquisas de mercado e valores repassados pela CEMIG e pela empresa responsável pelo desenvolvimento da unidade de controle e conexão. Como o investimento inicial é elevado, foi considerado o financiamento pelo Banco Nacional de Desenvolvimento – BNDES, incluindo a taxa de juros de longo prazo de 5% ao ano (BNDES, 2014).

Nessa avaliação foi utilizada a metodologia de preços constantes, ou seja, desconsiderando os efeitos da inflação sobre a tarifa de energia, nos custos dos equipamentos ou na prestação de serviços (manutenção) ao longo dos anos da análise. Os resultados obtidos na avaliação econômica para o sistema fotovoltaico foram comparados com valores relacionados a outros sistemas de geração, como hidrelétricas e termelétricas.

4.6. Análise energética e exergética

A análise energética e exergética foi realizada para duas tecnologias de módulos fotovoltaicos: monocristalino, instalado no sistema CEMIG-São Gabriel e policristalino a ser instalado no GREEN/PUC Minas, utilizando o software *Engineering Equation Solver* (EES).

Os dados de entrada para o cálculos das eficiências são os parâmetros elétricos e térmicos e a dimensão dos módulos fotovoltaicos, radiação solar inclinada, temperatura ambiente, velocidade do vento e temperatura do sol. Os dados dos módulos foram retirados do *datasheet* disponibilizados pelos fabricantes, conforme indicado na Tabela 2, e as condições meteorológicas utilizadas foram às obtidas na modelagem da radiação solar inclinada e da temperatura ambiente para a cidade de Belo Horizonte. Para a velocidade do vento foi considerada a do ano padrão obtida pelo projeto *Solar and Wind Energy Resource Assessment*– SWERA, devido a complexidade em estimar esse parâmetro meteorológico. No caso da temperatura do sol foi considerada igual a igual a 5503,85 °C, como indicado por Pandey, Tyagi e Tyagi (2014).

Para avaliar os resultados obtidos na modelagem das eficiências energéticas e exergéticas foi feito um comparativo desses índices médio mensal entre as tecnologias de módulos fotovoltaicos.

5. RESULTADOS

Neste capítulo são apresentadas as estimativas das condições meteorológicas para a cidade de Belo Horizonte e a previsão da potência de saída obtida na modelagem proposta em comparação com os resultados da simulação no software TRNSYS. Também é apresentada a validação dos dados estimados pelo modelo com dados experimentais do sistema fotovoltaico instalado na CEMIG da unidade São Gabriel. Encontra-se também nessa seção, a definição do ângulo de inclinação ideal e a distância mínima entre fileiras para o gerador fotovoltaico do sistema em escala reduzida a ser instalado no GREEN/PUC Minas. Por fim, é mostrado o resultado quanto à estimativa do desempenho e o balanço energético para o sistema em escala reduzida e a análise das eficiências energética e exergética de módulos fotovoltaicos.

5.1. Condições meteorológicas

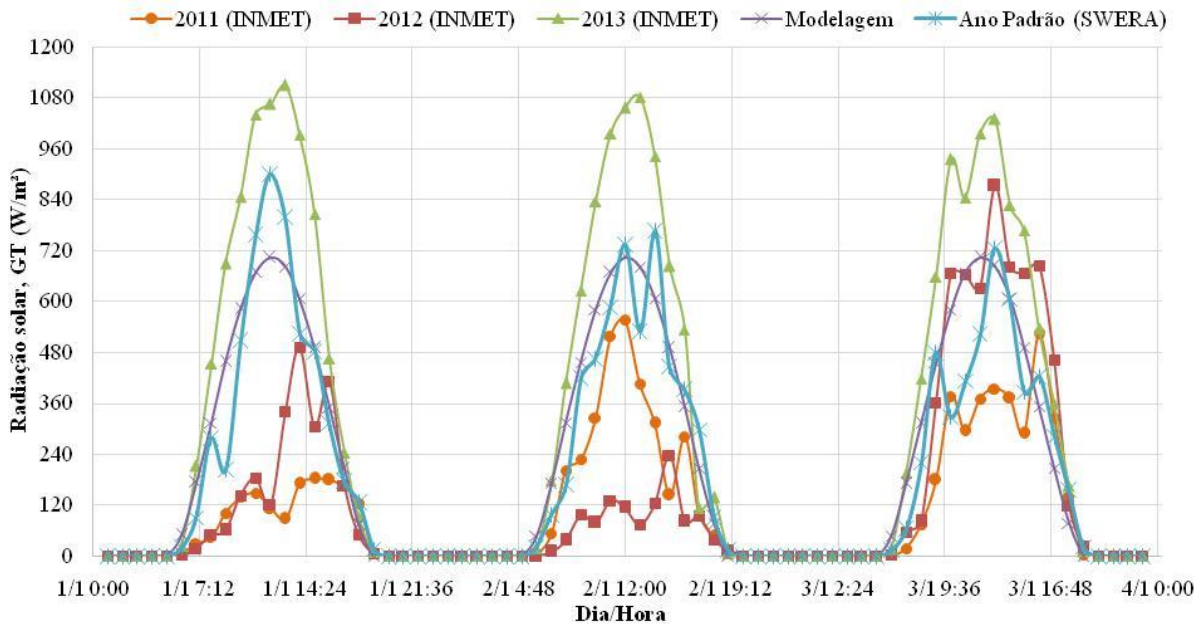
Nesta seção são apresentados os resultados referentes à estimativa da radiação solar e da temperatura ambiente para a cidade de Belo Horizonte, calculadas no software EES, comparadas com dados de um ano padrão e dados dos anos de 2011 a 2013 medidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

➤ Radiação solar

As Figuras 10 e 11 apresentam a estimativa da radiação solar horária horizontal utilizando o modelo de Duffie e Beckman (2006) comparada com dados horários medidos pelo INMET e com dados do ano padrão definidos pelo SWERA. A Figura 10 mostra o comportamento da radiação solar para os dias 1 a 3 de janeiro, mês esse compreendido no período de verão no hemisfério sul, e a Figura 11 refere-se à radiação solar para os dias 1 a 3 de julho, período de inverno. É notado que os índices da radiação solar estimada para o mês de janeiro aproximam-se dos índices referentes ao mês de julho. Esse fato pode ser justificado pelos índices de claridade atmosférica (K_T) utilizados no modelo ser maiores para os meses de maio a julho. Quanto mais próximo de 1 for o K_T , maior será a parcela da radiação solar extraterrestre que atravessa camada atmosférica. Segundo Silva (2011), a intensidade da radiação solar que incide sobre uma superfície é variável, devido à atenuação sofrida ao atravessar a atmosfera, sendo o índice de claridade atmosférica o indicador dessa redução da absorção. O K_T varia em função da presença de nuvens, poeira, poluição, entre outros. É

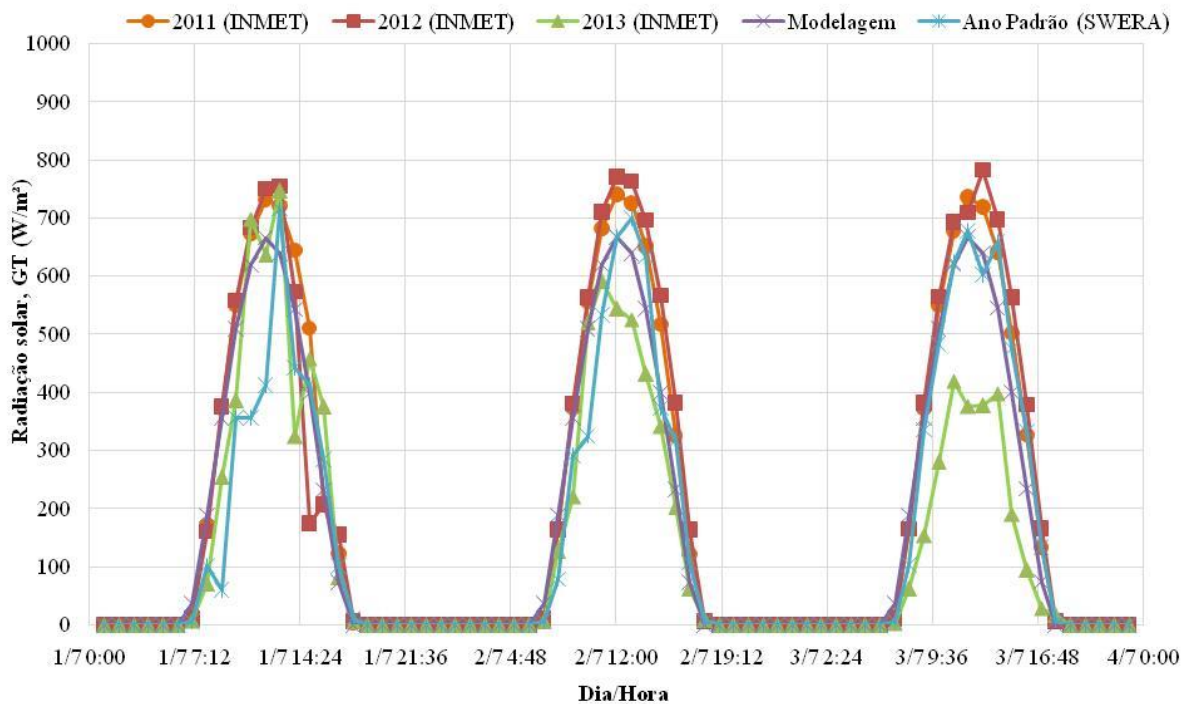
importante ressaltar que no verão o período de incidência de radiação solar é normalmente entre 7 e 18 horas, diferente do inverno que é entre 7 e 17 horas.

Figura 10: Comparação entre a radiação solar experimental, a de um ano padrão e a estimada para Belo Horizonte (janeiro)



Fonte: Dados da Rede INMET e SWERA

Figura 11: Comparação entre a radiação solar experimental, a de um ano padrão e a estimada para Belo Horizonte (julho)

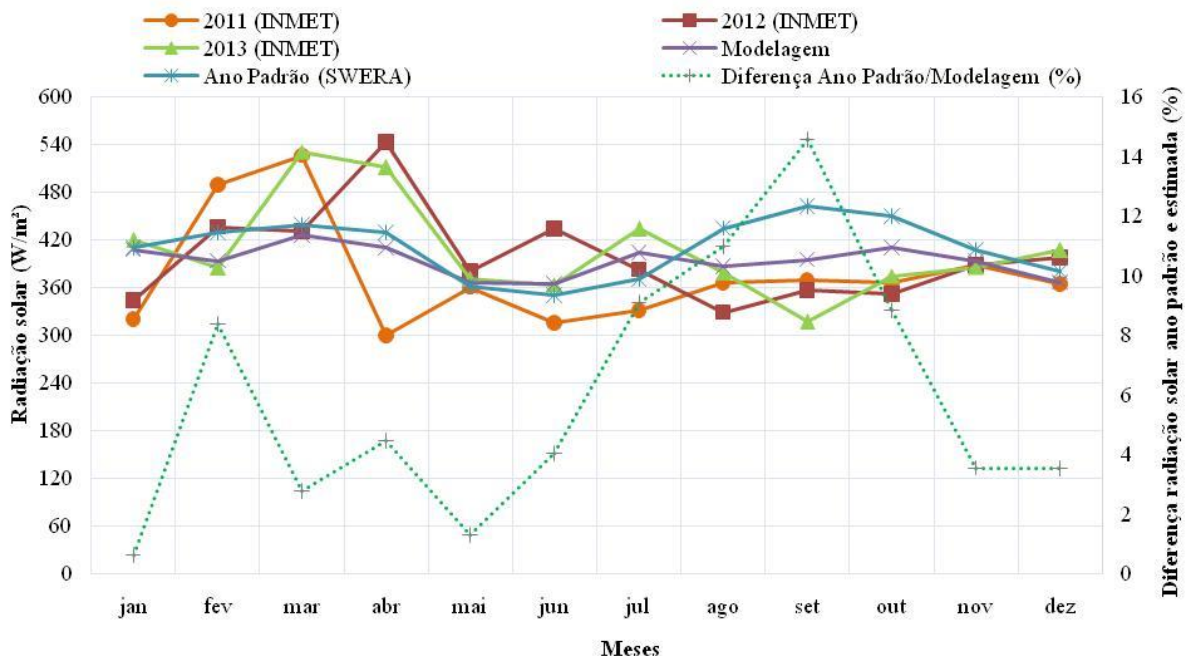


Fonte: Dados da Rede INMET e SWERA

Para o período de janeiro, Fig.10, as diferenças médias para o período analisado entre a radiação solar estimada e os dados experimentais dos anos de 2011, 2012 e 2013 foram de aproximadamente 100%, 70% e 31%. Já em relação ao ano padrão essa diferença foi em torno de 8%. Para o período de julho, Fig. 11, a diferença média em relação aos dados experimentais de 2011, 2012 e 2013 foram de 11%, 13% e 27%, respectivamente. Assumindo o ano padrão como referência, essa diferença foi de 9%. Vale ressaltar que as diferenças foram calculadas considerando como referência os dados experimentais e os do ano padrão.

A Figura 12 mostra a média mensal da radiação solar estimada em comparação com as médias mensais da radiação solar medidas pelo INMET e do ano padrão (SWERA). É possível notar uma representativa variação da radiação solar em relação aos anos de 2011 a 2013. Essa diferença pode ser explicada devido à variação da distância Terra-Sol que varia continuamente ao longo do ano e de um ano para outro, influenciando diretamente na radiação solar, além da influência da variação do índice de claridade atmosférica. No modelo foi considerado que a constante solar (G_{SC}) é igual a 1.367 W/m^2 , que considera uma distância Terra-Sol média.

Figura 12: Comparação entre as médias mensais da radiação solar experimental, de um ano padrão e da estimada para Belo Horizonte



Fonte: Dados da Rede INMET e SWERA

Como pode ser observada na Figura 12, a estimativa da radiação solar aproxima-se da radiação solar definida para um ano padrão. Já o ano padrão apresenta dados aproximados da

média dos anos analisados, isso ocorre porque o conjunto de dados do ano padrão é definido a partir de uma hipótese possível de acontecer segundo a análise de uma série histórica de 30 anos, desconsiderando ocorrências extremas. A utilização do índice de claridade atmosférica média mensal como diária pode ser a justificativa da diferença entre a estimativa obtida na modelagem e o ano padrão, já que esse índice é variável.

Para as médias mensais da radiação solar, as diferenças médias entre a estimada e os dados experimentais dos anos de 2011, 2012 e 2013 foram de aproximadamente 14%, 11% e 8%, respectivamente, enquanto para o ano padrão essa diferença atingiu 6%.

Como a radiação solar é uma variável climática que pode ser influenciada por diferentes fatores, em modelos de previsão de desempenho de sistemas fotovoltaicos, normalmente utilizam-se dados de um ano padrão. Como a disponibilidade de dados de um ano padrão é restrita para algumas cidades, o modelo da estimativa da radiação solar é considerado uma alternativa para estimar o desempenho de sistemas fotovoltaicos instalados em qualquer região, sendo necessária a definição do índice de claridade atmosférica e as coordenadas geográficas.

➤ **Temperatura ambiente**

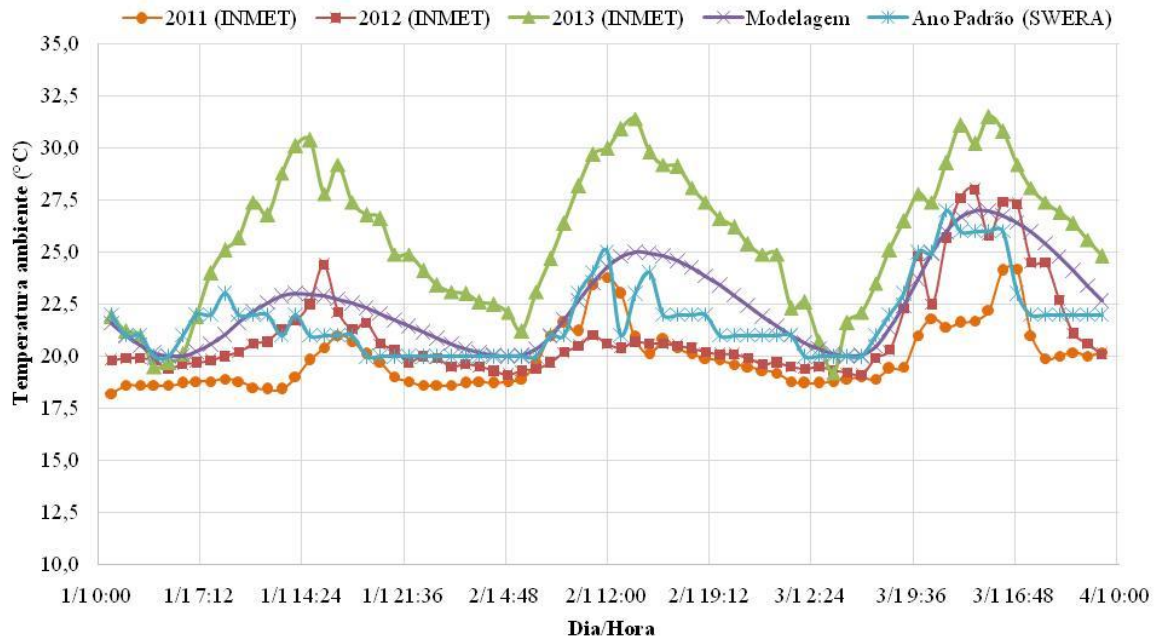
Nas Figuras 13 e 14 são apresentadas a estimativa da temperatura ambiente horária utilizando o modelo de Lorenzo (1994) comparadas com as temperaturas horárias medidas pelo INMET e a de um ano típico definido pelo SWERA para os dias 1 a 3 de janeiro e de julho, respectivamente. Normalmente, a menor temperatura ocorre no início e no final do dia, e a máxima durante a tarde, como pode ser visto na Figura 13 que mostra os maiores índices de temperatura entre os horários de 12 às 17 horas.

Como esperado, a temperatura ambiente variou consideravelmente em relação aos anos avaliados. Porém, pode-se observar que a estimativa se aproximou da de um ano padrão, apresentando valores aproximados aos valores médios dos anos de 2011 a 2013.

Na Figura 14, apesar da proximidade dos índices de radiação solar para os anos de 2011 e 2012, pode-se observar que essa diferença foi maior para a temperatura ambiente. Esse comportamento pode ser explicado devido ao processo de aquecimento do ar ser influenciado pela radiação solar, mas também pelas trocas de calor com a superfície do solo.

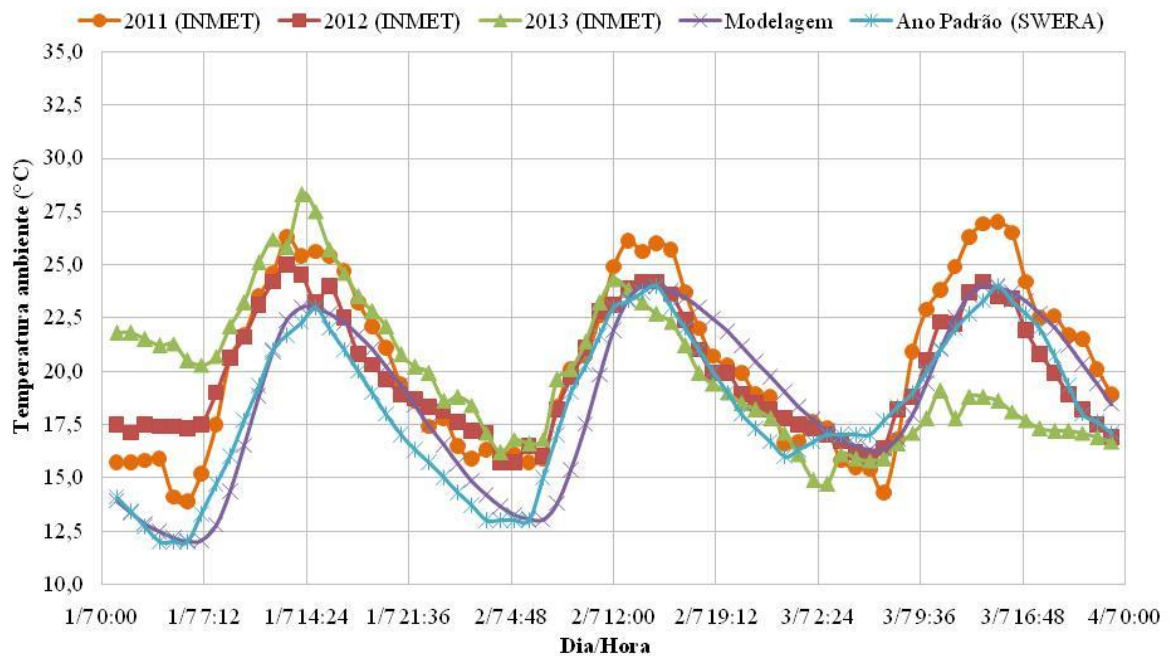
Nesse caso, mesmo em dias com elevados índices de radiação solar, dependendo das condições do solo, a temperatura ambiente poderá apresentar um valor menor que o esperado em comparação com a incidência da radiação solar.

Figura 13: Comparação entre a temperatura ambiente experimental, a de um ano padrão e a estimada para Belo Horizonte (janeiro)



Fonte: Dados da Rede INMET e SWERA

Figura 14: Comparação entre a temperatura ambiente experimental, a de um ano padrão e a estimada para Belo Horizonte (julho)



Fonte: Dados da Rede INMET e SWERA

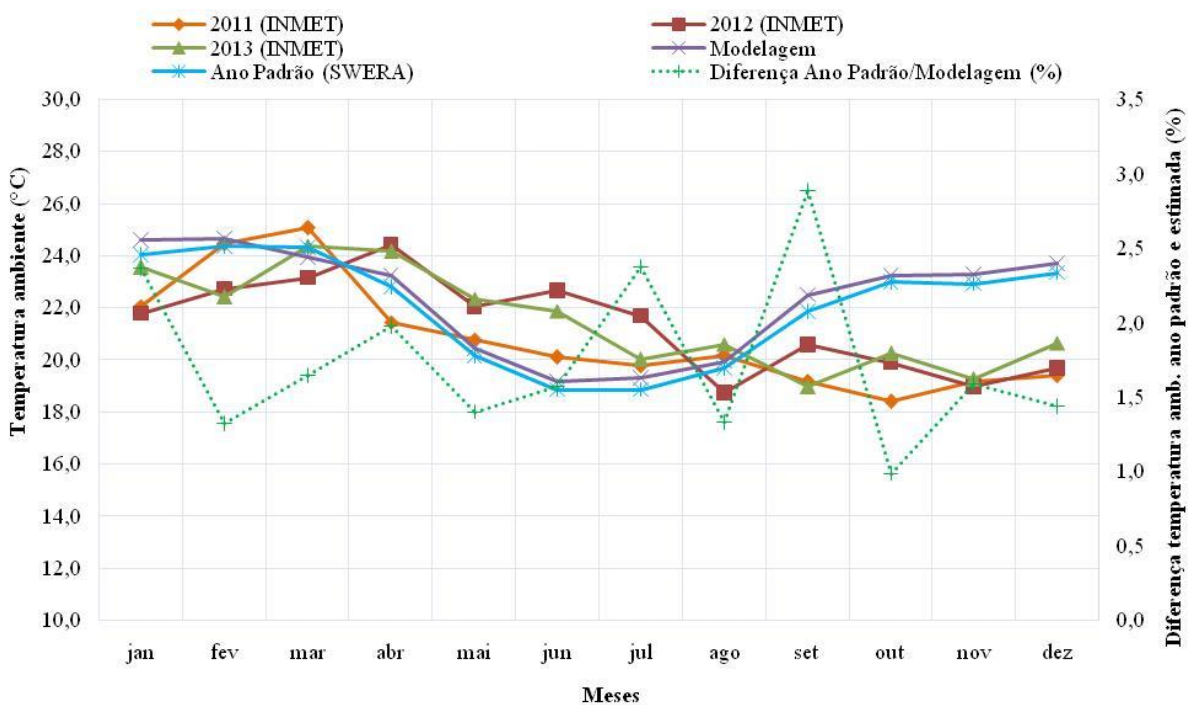
Para o período de janeiro, Fig. 13, as diferenças médias para a temperatura ambiente estimada e os dados experimentais referentes aos anos de 2011 a 2013 foram 13%, 7% e 13%, respectivamente, e em relação ao ano padrão a temperatura ambiente estimada apresentou

uma diferença média em torno de 3%. Para o período de julho, Fig. 14, assumindo os dados experimentais como referência, a diferença foi de 8% para 2011, 5% para 2012 e 6% para 2013. Considerando o ano padrão como referência, a diferença foi de em torno 3% para o período avaliado no mês de julho.

Na Figura 15 são apresentas as médias mensais da temperatura estimada comparada com as médias mensais da temperatura ambiente medida pelo INMET e do ano padrão. Pode ser notada a divergência do comportamento da temperatura ambiente entre os anos analisados, o que comprova a sua variabilidade de ano para ano.

Para as médias mensais da temperatura ambiente, a diferença média da estimada para os dados experimentais foram em torno de 10% para 2011, 12% para 2012 e 10% para 2013, enquanto para o ano padrão essa diferença atingiu 2% aproximadamente.

Figura 15: Comparação entre as médias mensais da temperatura ambiente experimental, de um ano padrão e da estimada para Belo Horizonte



Fonte: Dados da Rede INMET e SWERA

Apesar do modelo de Lorenzo (1994) apresentar divergências em relação aos períodos em que são atingidos os valores máximos e mínimos dos dados experimentais, Fig. 15, o comportamento da estimativa aproxima-se a do ano padrão, dados esses que são considerados como referências em vários softwares que estimam o desempenho de sistemas de energia. Dessa forma, para prever a temperatura ambiente esse modelo pode ser considerado válido,

porém é relevante ressaltar que a utilização de modelos matemáticos ou dados de um ano padrão para a estimativa de produção de energia resultará em significativas diferenças já que as condições meteorológicas variam de ano para ano, conforme já justificado.

5.2. Estudo de caso 1 – Validação do modelo sistema fotovoltaico conectado à rede sem armazenamento: Sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG

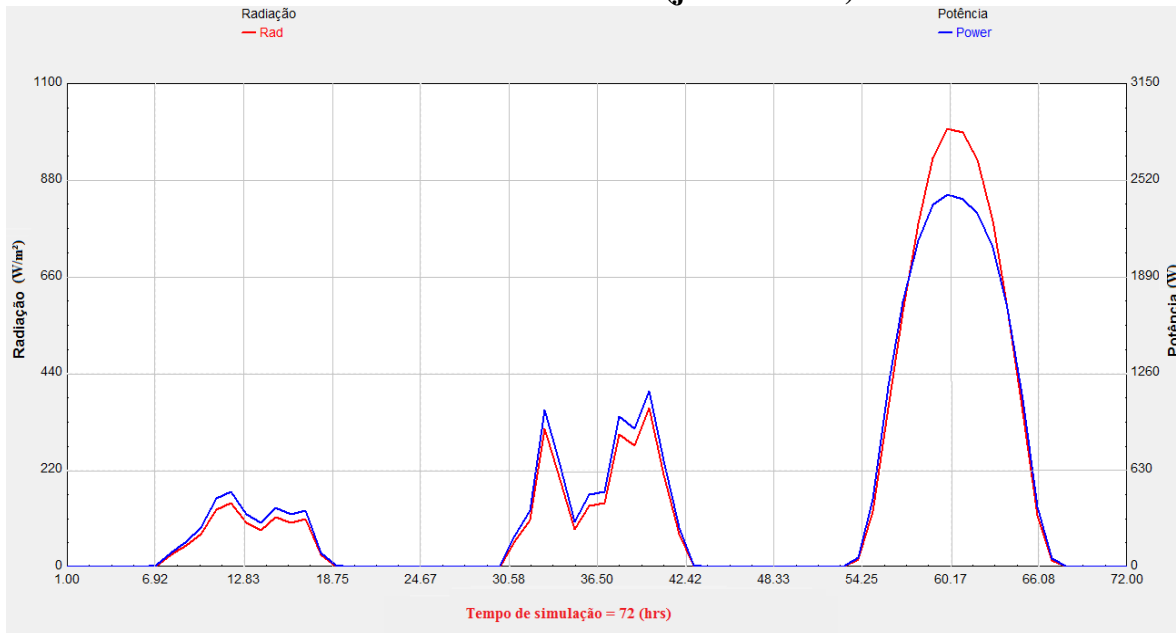
Nesta seção são apresentadas as estimativas da radiação solar incidente em uma superfície inclinada e da potência de saída para o sistema São Gabriel-CEMIG, calculadas no software EES. Para validação dos resultados obtidos para um sistema fotovoltaico sem armazenamento, o sistema São Gabriel-CEMIG também foi simulado no software comercial TRNSYS. Os resultados da simulação no software EES foram comparados com os do TRNSYS e em seguida, com os dados experimentais do sistema São Gabriel-CEMIG, disponibilizados no *Sunny Portal*.

5.2.1. Comparativo entre dados obtidos na modelagem no EES e no software TRNSYS e para o Sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG

Os resultados obtidos no modelo desenvolvido no software EES do sistema fotovoltaico conectado à rede sem armazenamento foram avaliados comparando-os com dados provenientes da simulação feita no software TRNSYS para o sistema São Gabriel-CEMIG. Esse comparativo é feito para dias dos meses de janeiro e julho, com o objetivo de avaliar os resultados em dois períodos que apresentam condições meteorológicas diferentes: verão e inverno, respectivamente, e validar o modelo antes da inserção do sistema de armazenamento do modelo. Na Figura 16 são apresentadas a radiação solar inclinada e a potência de saída do sistema para os dias 1 a 3 de janeiro de 2011 obtidas no software TRNSYS. A simulação no TRNSYS consiste na inserção de blocos que representam os componentes do sistema a ser simulado, contendo as respectivas modelagens matemáticas, sendo necessário indicar os dados de entrada que são normalmente encontrados nas especificações técnicas dos equipamentos. Vale ressaltar, que foi considerada nessa simulação a taxa de degradação de 0,5%/ano a partir do segundo ano de operação do sistema (JORDAN e KURTZ, 2013). Os dados de entrada meteorológicos do software TRNSYS variam em função das horas, apresentando nos resultados da simulação os limites horários. Por esse motivo, os resultados são indicados em base horária, sendo que esse período em análise, 1 a 3 de janeiro, corresponde ao intervalo de 0 a 72 horas. Pode ser observado na Figura 16 que os

valores máximos para a radiação solar e para a energia gerada estimada no software TRNSYS foram aproximadamente 990 W/m^2 e $2,36 \text{ kWh}$, respectivamente.

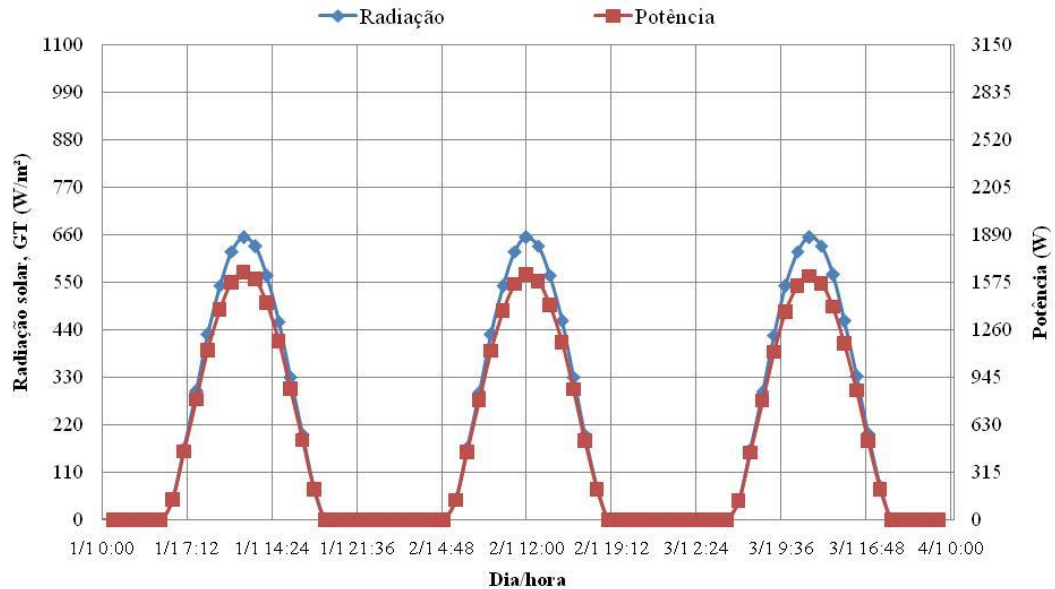
Figura 16: Radiação solar em superfície inclinada e potência de saída do Sistema Fotovoltaico - TRNSYS (janeiro/2011)



Na Figura 17 são mostradas a radiação solar inclinada e a potência de saída, estimadas pela modelagem feita no software EES. Pode-se observar que a curva de radiação solar inclinada resultante da simulação no software TRNSYS, Fig.16, não aproxima da curva estimada na modelagem, Fig. 17. Esse fato pode ser justificado por não utilizar a mesma base de dados meteorológicos. No TRNSYS foram utilizados os dados do ano padrão disponibilizados pelo Meteonorm, enquanto na modelagem foi feita a estimativa da radiação solar incidente em superfície inclinada segundo o modelo de Duffie e Beckman (2006). O ano padrão é definido a partir da seleção de dados experimentais que melhor representam as condições meteorológicas em um período de 30 anos.

Os dados obtidos na modelagem no EES indicaram o valor máximo da radiação solar estimada incidente sobre uma superfície inclinada de 660 W/m^2 , gerando em torno de $1,6 \text{ kWh}$. O total de radiação solar incidente sobre o gerador do sistema São Gabriel-CEMIG resultante da simulação no TRNSYS e da modelagem para esse período foram $10,86 \text{ kW/m}^2$ e $15,04 \text{ kW/m}^2$, respectivamente, representando uma diferença em torno de 38% . Já a energia prevista pelo TRNSYS foi de $31,26 \text{ kWh}$ e pela modelagem foi de $38,52 \text{ kWh}$, resultando em uma diferença de 23% . Essas diferenças foram calculadas considerando os resultados obtidos no TRNSYS como referência.

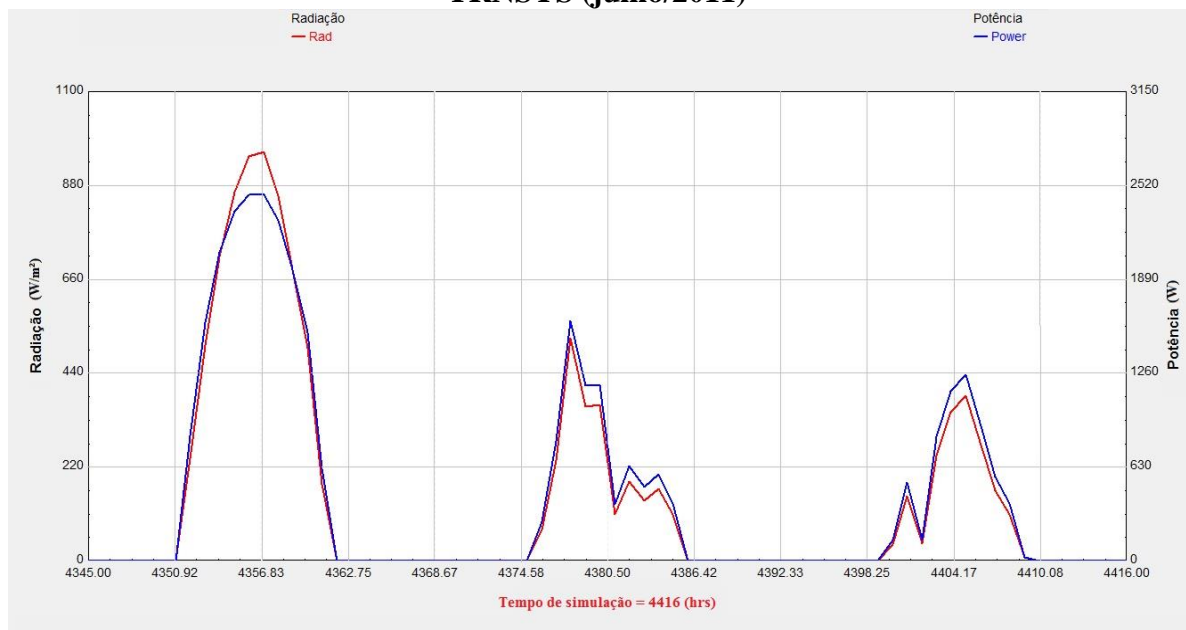
Figura 17: Radiação solar superfície inclinada e potência de saída do Sistema Fotovoltaico - EES (janeiro/2011)



Fonte: Elaborado pela autora

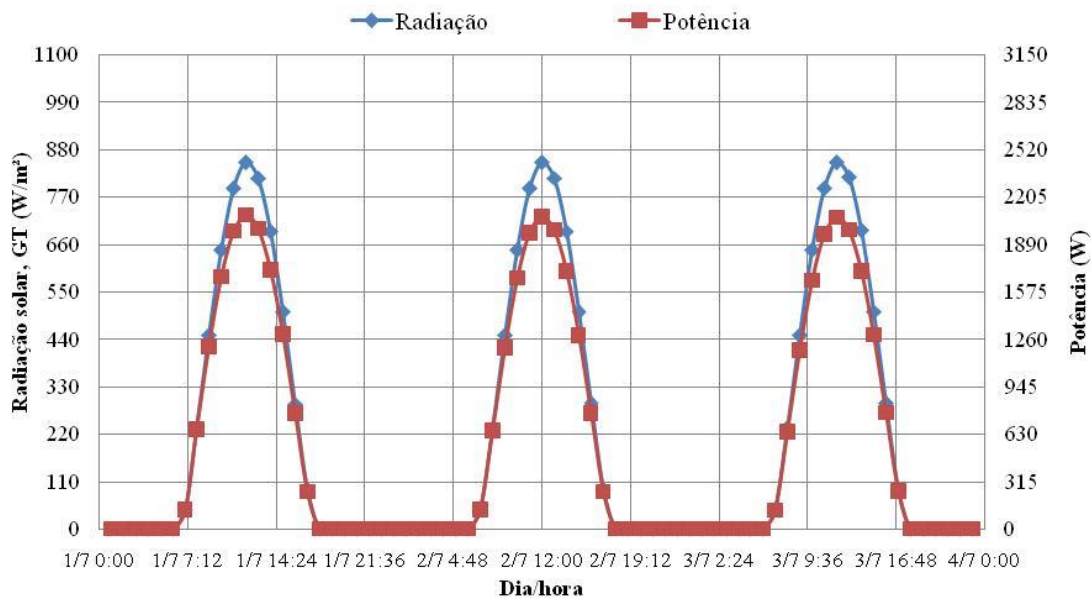
Assim como a comparação realizada para o mês de janeiro, compreendido no período de verão, foi feita para o mês de julho, período de inverno. A Figura 18 mostra a radiação solar incidente sobre uma superfície inclinada prevista pelo software TRNSYS para os dias 1 a 3 de julho de 2011, que corresponde ao intervalo de 4345 a 4416 horas no ano. Os valores máximos para a radiação inclinada e para a energia gerada foram de aproximadamente $980 W/m^2$ e 2,44 kWh.

Figura 18: Radiação solar inclinada e potência de saída do Sistema Fotovoltaico - TRNSYS (julho/2011)



Na Figura 19 são apresentadas a radiação solar inclinada e a potência de saída estimados na modelagem para o sistema São Gabriel-CEMIG nos dias 1 a 3 de julho de 2011. O valor máximo para a radiação solar foi em torno de 840 W/m² e para a energia gerada de aproximadamente 2,07 kWh. O total de radiação solar incidente para esse período de julho resultante da simulação no TRNSYS e da modelagem para esse período foram 10,52 kW/m² e 16,19 kW/m², respectivamente, uma diferença de aproximadamente 53%. A energia prevista pelo TRNSYS foi de 31,70 kWh e pela modelagem foi de 41,06 kWh, resultando em uma diferença em torno de 30%, considerando os dados obtidos no TRNSYS como referência.

Figura 19: Radiação solar inclinada e potência de saída do Sistema Fotovoltaico - EES (julho/2011)



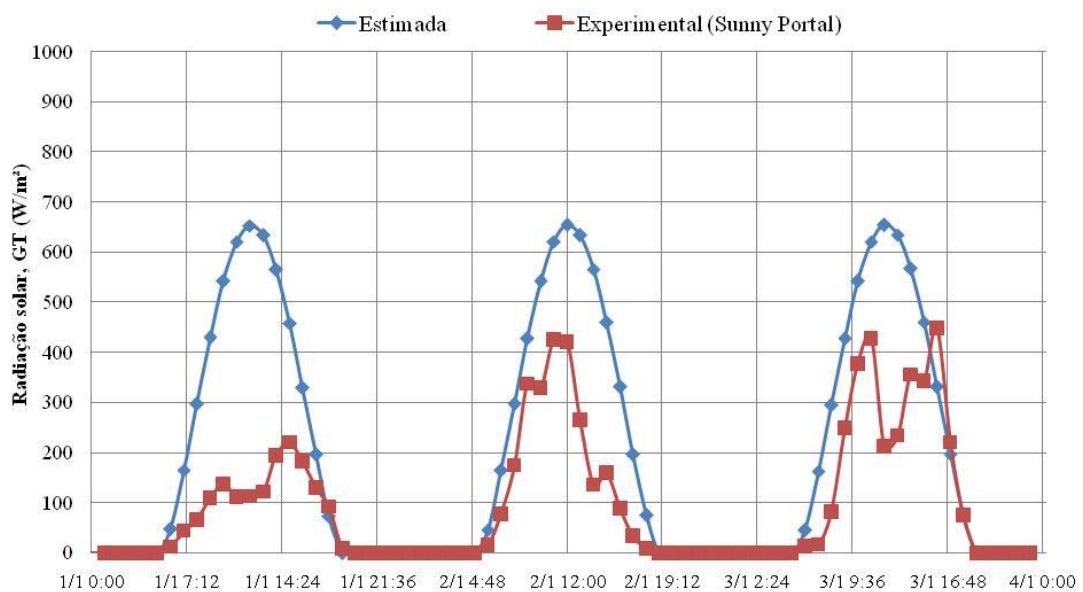
Fonte: Elaborado pela autora

As diferentes bases de dados utilizadas para prever a radiação solar incidente sobre o gerador fotovoltaico podem ser consideradas as que mais influenciam na diferença entre energia gerada estimada pelo software TRNSYS em comparação com a modelagem. Como a radiação solar é uma variável climática, apresentando comportamentos diferentes em relação aos anos, sempre haverá erros quanto à estimativa e dados experimentais. Dessa forma, apesar das diferenças encontradas entre a energia gerada estimada no software TRNSYS e na modelagem, os resultados do modelo proposto nesse trabalho são compatíveis com os resultados provenientes de um software comercial.

5.2.2. Comparativo entre dados estimados no software EES e dados experimentais

A Figura 20 apresenta a estimativa da radiação solar incidente sobre o gerador fotovoltaico do São Gabriel-CEMIG e a experimental para os dias 1 a 3 de janeiro do ano de 2011. Pode ser observado que a curva da radiação solar inclinada diária estimada se aproximou a uma forma de meia senoide, apresentando os valores máximos semelhantes para os três dias, enquanto a experimental apresentou um comportamento variável ao longo das horas dos dias e em relação aos dias. Essa oscilação da radiação solar inclinada experimental é justificada pela condição do céu que varia ao longo do dia. No dia 3 por volta das 12 horas, por exemplo, a radiação solar apresentou um decréscimo considerável que pode ter ocorrido devido à presença de uma nuvem, atenuando a radiação solar incidente. A média da radiação solar estimada para esses três dias foi de 385,8 W/m², enquanto da radiação solar experimental foi de 176,8 W/m², diferença essa de aproximadamente 118%.

Figura 20: Radiação solar incidente estimada e a experimental sobre o gerador inclinado do sistema FV – São Gabriel (janeiro/2011)



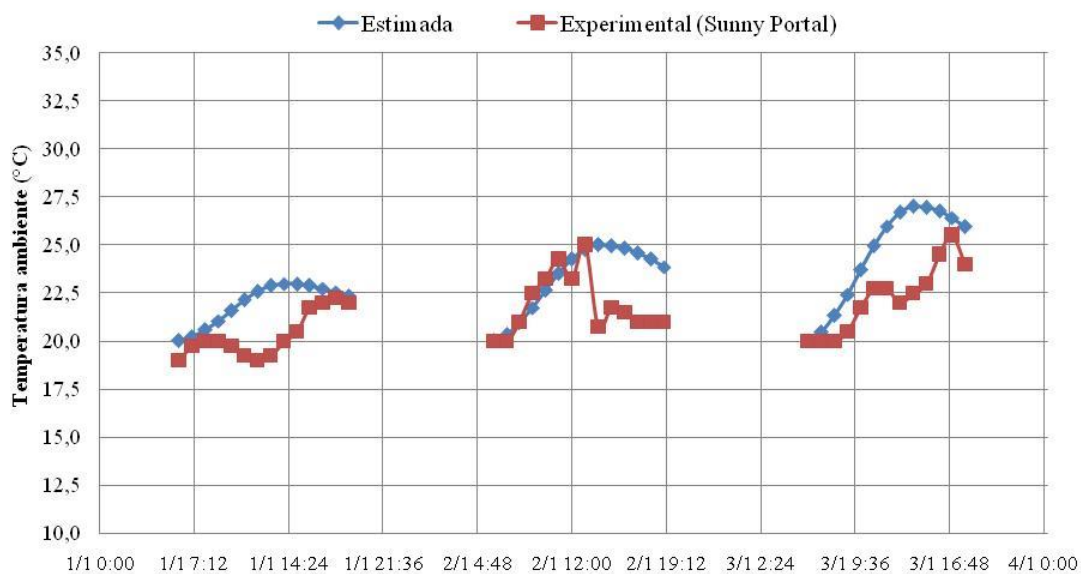
Fonte: Elaborado pela autora

Na Figura 21 são apresentadas a temperatura ambiente estimada e a medida, para os dias 1 a 3 de janeiro de 2011. A diferença significativa entre a temperatura ambiente estimada e a experimental pode ser justificada devido ao modelo da estimativa da temperatura. O modelo da estimativa da temperatura ambiente proposto por Lorenzo (1994) depende dos valores máximos e mínimos de cada dia do ano. Como foram utilizados os valores máximos e

mínimos definidos para um ano padrão disponibilizados pelo SWERA e não para o ano específico em análise, contribui para a origem das diferenças observadas na Figura 21.

A média da temperatura ambiente estimada foi de 23,22 °C e da experimental foi de 21,46°C, diferença de aproximadamente 8%. Deve-se ressaltar que as medições realizadas no sistema São Gabriel-CEMIG são feitas apenas nos horários em que há radiação solar, por esse motivo as curvas de temperatura não são contínuas.

Figura 21: Temperatura ambiente estimada e a medida do sistema FV – São Gabriel (janeiro/2011)

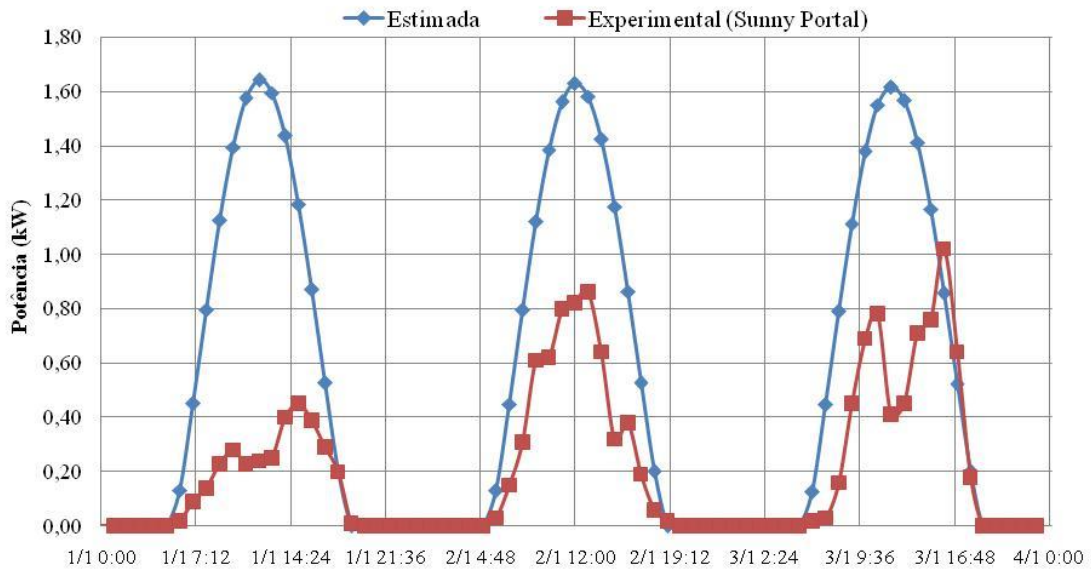


Fonte: Elaborado pela autora

A Figura 22 mostra a potência de saída estimada e a experimental do sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG, para os dias 1 a 3 de janeiro de 2011. Pode ser notado que o comportamento da potência de saída do sistema é semelhante ao comportamento da radiação solar, já que essa variável climática é a que mais influencia na geração.

A média da potência de saída estimada foi de 0,99kW, enquanto da potência de saída experimental foi de 0,37 kW, diferença em torno de 168%. Como a potência de saída é influenciada diretamente pela radiação solar e pela temperatura ambiente, essa diferença entre a estimada e a experimental é resultado de erros provenientes das estimativas desses dados meteorológicos, acrescida do erro do modelo para estimar a produção de energia.

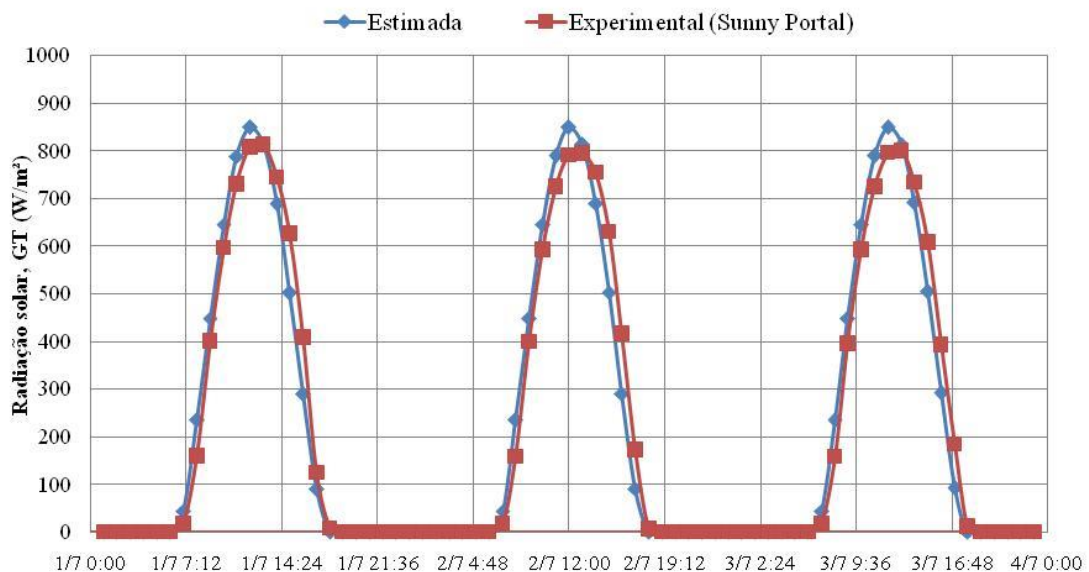
Figura 22: Potência de saída estimada e a medida do sistema FV – São Gabriel (janeiro/2011)



Fonte: Elaborado pela autora

A Figura 23 apresenta a estimativa da radiação solar incidente sobre o gerador fotovoltaico do São Gabriel-CEMIG e a medida para os dias 1 a 3 de julho do ano de 2011. É observado que a estimativa da radiação solar inclinada aproxima-se da experimental. A média da radiação solar estimada e da experimental para esse período foi de aproximadamente 490 W/m² e 453 W/m², respectivamente, diferença essa de aproximadamente 8%.

Figura 23: Radiação solar incidente estimada e a experimental sobre o gerador inclinado do sistema FV – São Gabriel (julho/2011)

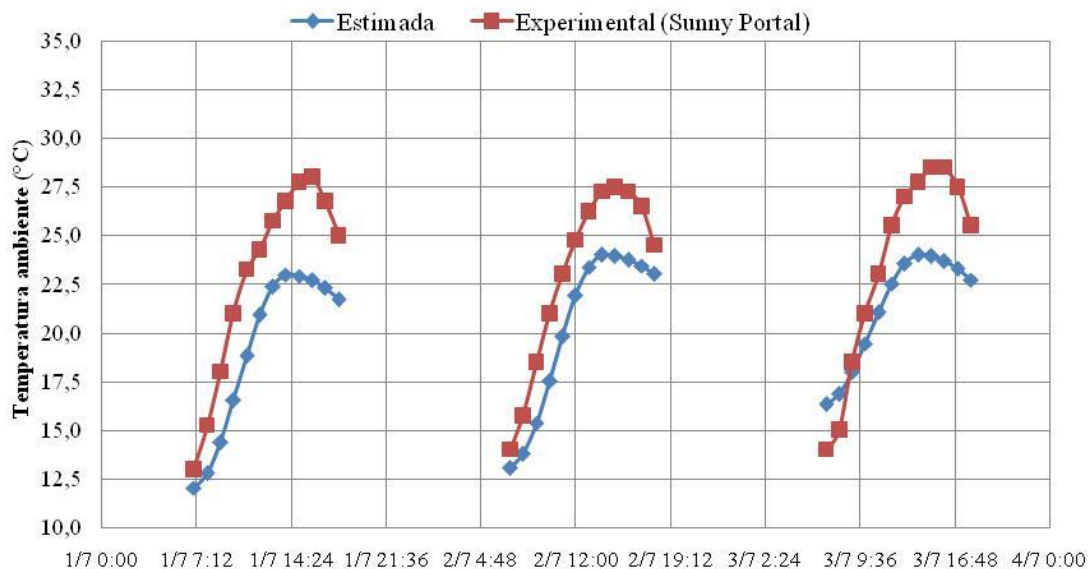


Fonte: Elaborado pela autora

Comparando os dois períodos em análise, pode ser notado que os dias de janeiro apresentaram uma diferença média entre a radiação solar inclinada estimada e experimental maior do que para o período de julho. Essa diferença é justificada pela radiação solar depender das condições da atmosfera que é variável, influenciando a passagem da radiação até atingir uma superfície.

A Figura 24 mostra o comportamento da estimativa da temperatura ambiente comparada com a experimental do sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG. Pode ser observado que a temperatura ambiente experimental foi maior que a estimada para esse período. Como dito anteriormente, essa divergência se deve à utilização de dados do ano padrão no modelo da estimativa da temperatura ambiente, Lorenzo (1994), pois a temperatura ambiente, assim como a radiação solar, é um elemento variável. A média da temperatura ambiente experimental para esse período foi de 23,13 °C, enquanto a estimada foi 20,24°C, o que representa uma diferença de 12%. Como já dito anteriormente, os dados de temperatura ambiente e de radiação solar do sistema fotovoltaico CEMIG são medidos apenas nos horários em que há radiação solar, o que justifica a descontinuidade da curva da temperatura ambiente, Fig 24.

Figura 24: Temperatura ambiente estimada e a medida do sistema FV – São Gabriel (julho/2011)

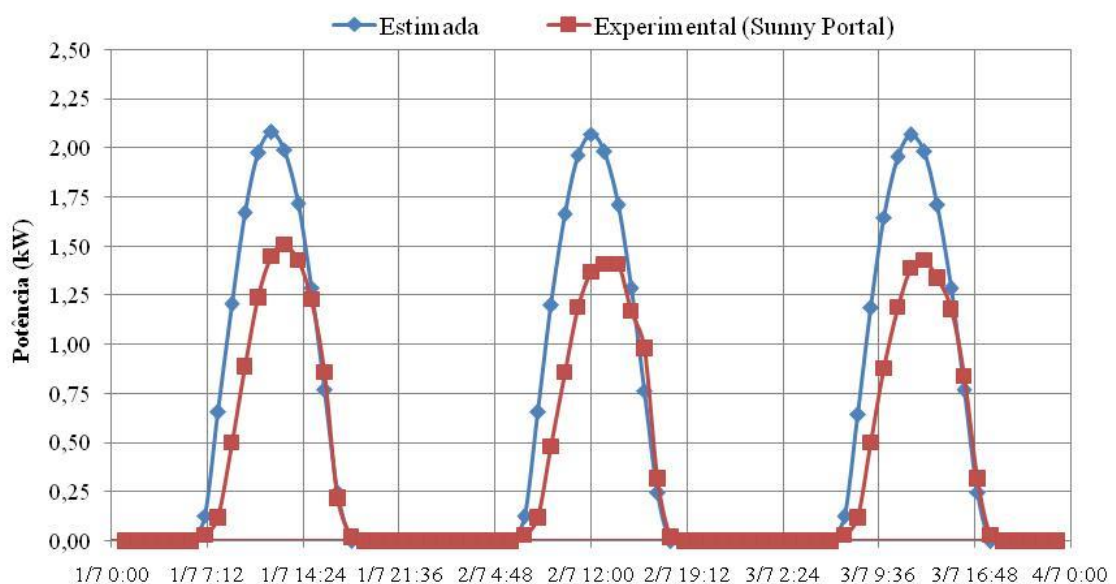


Fonte: Elaborado pela autora

A Figura 25 apresenta a comparação entre a potência de saída estimada e experimental do sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG. Apesar dos índices de radiação solar estimada e

a experimental serem aproximados para esse período de julho em análise, pode-se observar que a potência de saída estimada e a experimental apresentaram diferenças significativas. Essa diferença pode ser justificada devido aos elevados índices de temperatura ambiente comparados com o estimado. O aumento da temperatura ambiente induz o aumento da temperatura dos módulos fotovoltaicos e conseqüentemente redução da potência de saída, reduzindo o desempenho do sistema. Outro fator importante é a sujeira na superfície dos módulos, que reduzem a absorção ótica dos fótons e conseqüentemente a corrente fotogerada. Além disso, os erros provenientes dos instrumentos de medição e da manutenção do sistema podem ter influência sobre os resultados, já que é necessário manter uma periodicidade para calibração dos instrumentos, assim como manutenção do sistema, verificando as condições do cabeamento, entre outras rotinas. Outra fonte que pode aumentar o erro da estimativa de geração do sistema são os dados de entrada do modelo, já que esse utiliza informações contidas em *datasheet* dos equipamentos. Segundo Pinto Filho e outros (2010) o uso de dados informados por fabricantes dos equipamentos de um sistema fotovoltaico pode ser uma fonte de erros. Macêdo (2006) comprovou que alguns módulos fotovoltaicos apresentam diferenças entre valores experimentais obtidos em de ensaios feitos com carga capacitiva, e os informados no *datasheet*. A média da potência de saída experimental para esse período foi de 0,78kW, já a estimada foi de 1,24 kW, resultando em uma diferença de aproximadamente 59%.

Figura 25: Potência de saída estimada e a medida do sistema FV – São Gabriel (julho/2011)

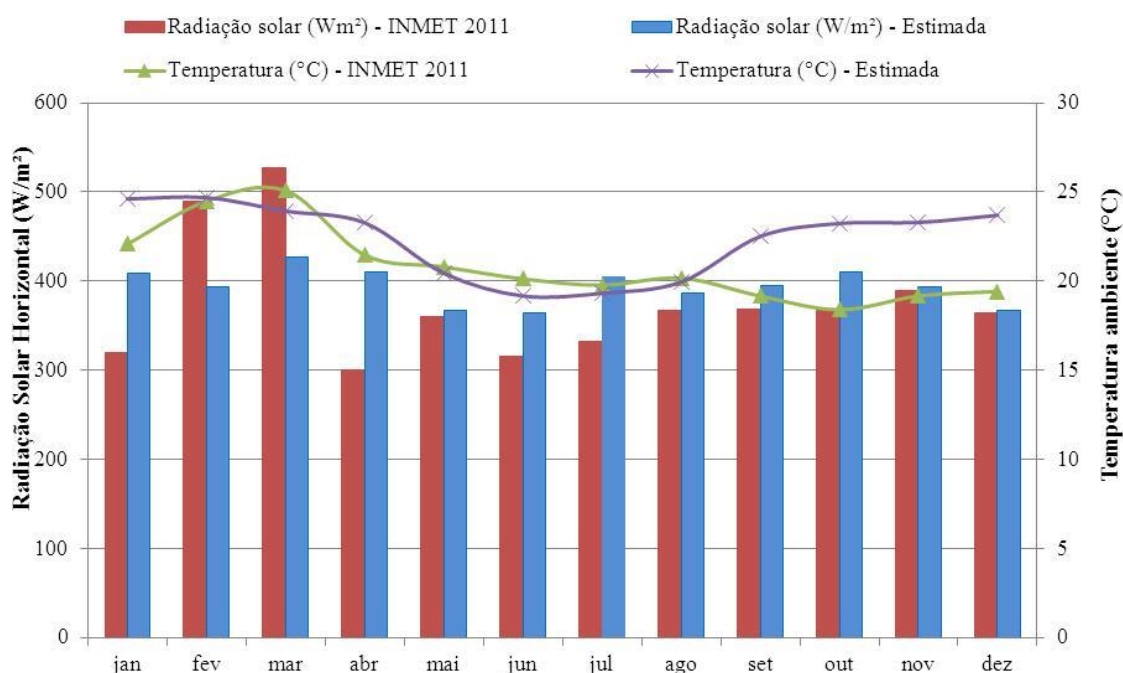


Fonte: Elaborado pela autora

A Figura 26 apresenta a comparação das médias mensais da radiação solar inclinada e temperatura ambiente, estimadas e experimentais para o sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG, referentes ao ano de 2011.

Pode ser observado na Figura 26 que a média mensal da radiação solar experimental incidente sobre o gerador fotovoltaico inclinado do sistema São Gabriel-CEMIG foi maior do que a estimada nos meses de fevereiro, abril, maio, agosto e setembro, enquanto nos outros meses do ano apresentaram valores médios inferiores ao estimado. A diferença entre as médias mensais da radiação solar estimada e experimental variaram entre 2% e 64%, sendo o mês de março o que apresentou a maior diferença. As médias anuais da radiação solar para o sistema São Gabriel-CEMIG foram de 380,68 W/m² para a experimental e 402,41 W/m² para a estimada, resultando em uma diferença de aproximadamente 6%, considerando os dados experimentais como referência. Em relação à temperatura ambiente, pode-se observar que os valores da estimada divergiram em comparação com a experimental, apresentando valores aproximados somente nos meses de março, outubro, novembro e dezembro. A diferença entre as médias mensais da temperatura ambiente estimada e experimental variaram em torno de 0,08% a 19,25%, sendo o mês de agosto o que apresentou a maior diferença. As médias anuais para o sistema São Gabriel-CEMIG foram de 24,00 °C para a experimental e 22,33 °C para a estimada, resultando em uma diferença de aproximadamente 7%.

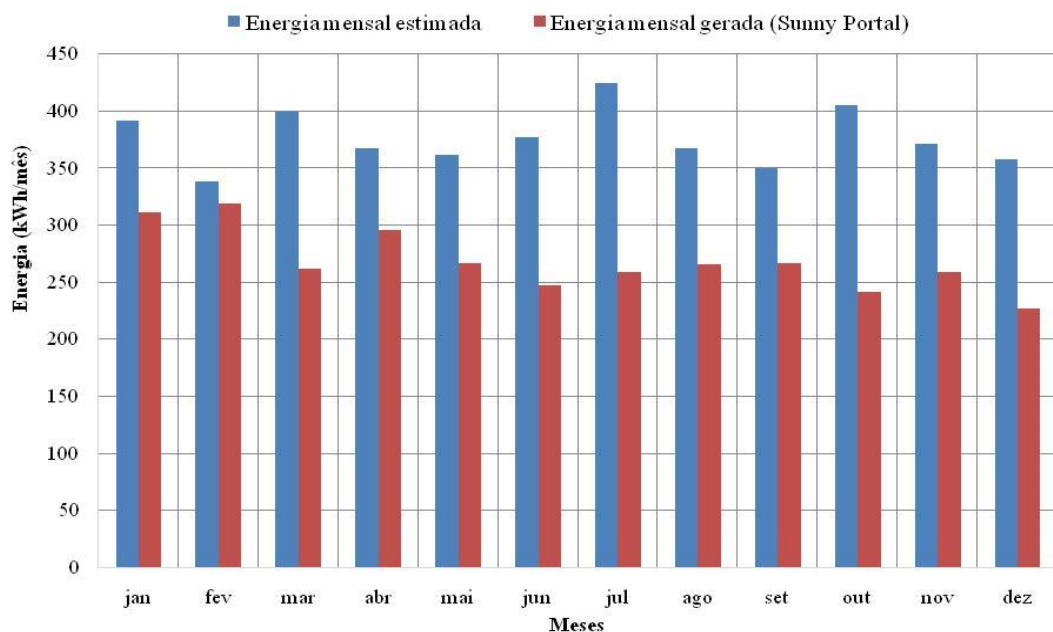
Figura 26: Comparação entre as médias mensais das condições meteorológicas estimadas e experimental para o sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG (2011)



Fonte: Elaborado pela autora

A Figura 27 apresenta as médias mensais para a energia estimada e experimental gerada pelo sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG. Pode ser observado que as médias mensais da energia gerada pelo sistema, ou seja, dados experimentais foram menores em todos os meses do ano de 2011 em comparação com os dados estimados no modelo. A diferença entre as médias mensais da energia gerada estimada e experimental variaram em torno de 5% a 40%, sendo o mês de fevereiro e outubro os que apresentaram menor e maior diferença, respectivamente. Apesar da radiação solar estimada e a experimental aproximarem em relação ao mês de novembro, a temperatura ambiente estimada apresentou maiores valores em comparação com a experimental. Dessa forma, esperava-se que a energia gerada estimada fosse menor do que a experimental devido às perdas com o aumento da temperatura dos módulos fotovoltaicos. Porém, a energia estimada foi maior que a experimental, o que indica que o sistema São Gabriel-CEMIG está apresentando maiores perdas do que as previstas. Esses resultados mostram a necessidade de avaliar esse sistema em relação ao desempenho global, pois é um indicador que permite avaliar as perdas do sistema, permitindo comparar os dados estimados e experimentais já que normaliza a produtividade em relação ao recurso solar. As médias anuais da energia gerada para o sistema São Gabriel-CEMIG foram de 267,75 kWh/mês para a experimental e 375,17 kWh/Mês para a estimada, resultando em uma diferença de aproximadamente 40%.

Figura 27: Comparação entre as médias mensais da energia estimada e experimental gerada pelo sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG (2011)



Fonte: Elaborado pela autora

5.2.3. Análise comparativa de dados simulados e experimentais do desempenho do sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG

A energia produzida pelo sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG foi estimada na modelagem proposta nesse trabalho, utilizando o software EES e comparada com resultados provenientes da simulação no software TRNSYS e dados experimentais coletados pelo sistema de aquisição de dados. Os resultados da simulação e os dados experimentais da radiação solar inclinada, a temperatura ambiente média e a produção de energia para o ano de 2011 são indicadas na Tabela 3.

Pode ser observado que as variáveis climáticas, radiação solar e temperatura ambiente, apresentam uma diferença entre as estimativas e a experimental. Como os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos dependem dessas variáveis, essas diferenças são acumuladas na previsão da energia gerada, além do erro proveniente do modelo proposto. As diferenças indicadas na Tabela 3 foram calculadas utilizando os dados experimentais disponibilizados pelo *Sunny Portal* como referência.

Tabela 4: Comparativo entre resultados da modelagem, simulação TRNSYS e dados experimentais

	Radiação inclinada (kWh/m ² /ano)		Temperatura ambiente média anual (°C)		Energia (MWh/ano)	
		Diferença		Diferença		Diferença
Experimental	1593,51		24,00		3,21	
Estimativa	1778,67	11%	22,33	7%	4,50	40%
TRNSYS	1631,54	2%	20,95	13%	4,82	50%

Fonte: Elaborado pela autora

A previsão da energia gerada pelo sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG feita pela modelagem e pelo software TRNSYS são aproximadas, apresentando uma diferença em torno de 7%. A maior diferença é notada em relação à real energia gerada pelo sistema. Porém, como foi inicialmente discutida na seção anterior, essa diferença significativa pode ser justificada, devido aos dados de entrada do modelo retirados do *datasheet* dos equipamentos, ou pela falta de manutenção do sistema e calibração dos instrumentos de medição.

Em relação à manutenção do sistema, é necessário fazer inspeções visuais com periodicidade. Costa (2011) estudou o efeito da deposição de poeira sobre o gerador fotovoltaico do sistema CEMIG-São Gabriel, identificando a redução do desempenho do

sistema. Essa poeira acumulada sobre os módulos dificulta a absorção da radiação solar, aumentando a parcela que é refletida, e consequentemente reduzindo a energia gerada pelo sistema. A Figura 28 mostra um módulo fotovoltaico do sistema São Gabriel-CEMIG coberto por uma camada de poeira.

Figura 28: Camada de poeira sobre o gerador fotovoltaico CEMIG-São Gabriel



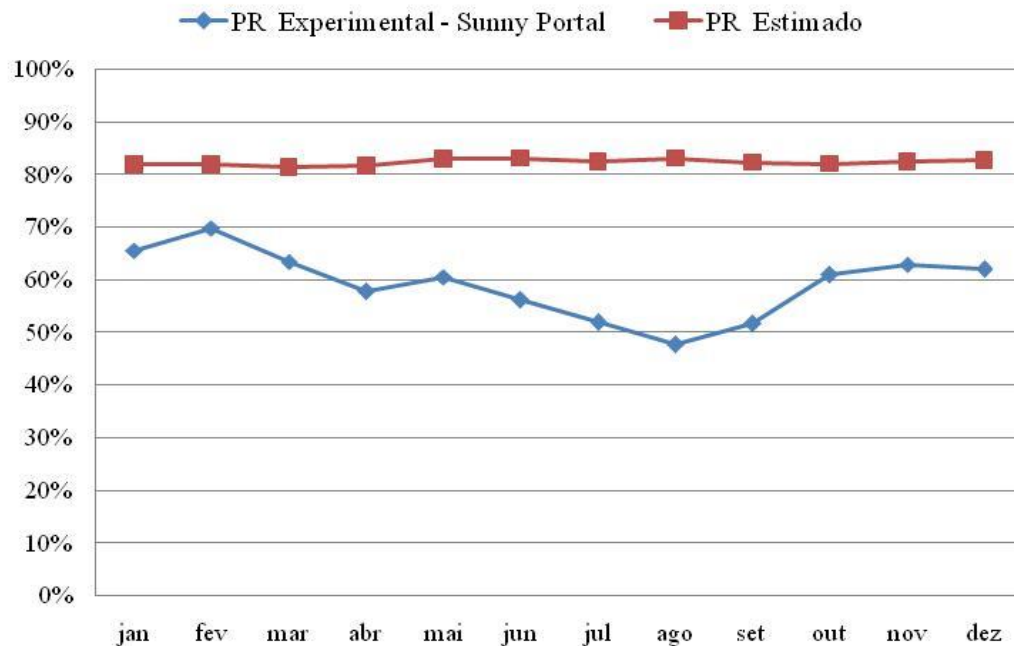
Fonte: Costa (2011)

Devido à diferença entre a estimativa da energia gerada pelo sistema e a experimental, é necessário avaliar o sistema fotovoltaico por meio de um índice de desempenho no intuito de normalizar em relação à radiação solar. Para isso, foi calculado o desempenho global médio mensal estimado e experimental para o sistema fotovoltaico CEMIG-São Gabriel, apresentados na Figura 29. De acordo com estudo realizado por Woye e outros (2013), os sistemas fotovoltaicos instalados a partir do ano de 2000 apresentaram um aumento no desempenho global em comparação aos instalados em 1980, de 65% para 85%. Esse aumento do desempenho global em sistemas fotovoltaicos recentes se deve ao aprimoramento do processo de fabricação dos módulos fotovoltaicos, o que promove o aumento da eficiência desses equipamentos.

O sistema CEMIG-Gabriel possui um gerador fotovoltaico composto por módulos de silício monocristalino que possuem eficiências mais altas em relação aos demais módulos e, além disso, é um sistema recente instalado em 2005. Na avaliação do desempenho desse sistema, a expectativa era de que o desempenho global fosse elevado o que não ocorreu, apresentando uma variação em torno de 48 a 70%, já o estimado resultou num desempenho global variando entre 81 a 83%. Dessa forma, os resultados encontrados tanto na modelagem

no software TRNSYS quanto no EES estão dentro do esperado conforme indicado pela literatura.

Figura 29: Desempenho global estimado e experimental do sistema fotovoltaico São Gabriel – CEMIG (2011)



Fonte: Elaborado pela autora

5.3. Estudo de caso 2 – Sistema escala reduzida do GREEN/PUC Minas do protótipo do Estádio de Futebol Arena do Jacaré

Neste estudo de caso o sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica possuirá um sistema de armazenamento. Esse trabalho está inserido no Projeto CEMIG/ANEEL P&D D308 que visa à instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com unidade de armazenamento de energia, com o objetivo de aplainar a curva de carga no horário de ponta, diurno e noturno. Para isso, será instalado um sistema fotovoltaico com gerador de 50 kWp e um sistema de armazenamento de 10 kW no Estádio de Futebol Arena do Jacaré, localizado em Sete Lagoas.

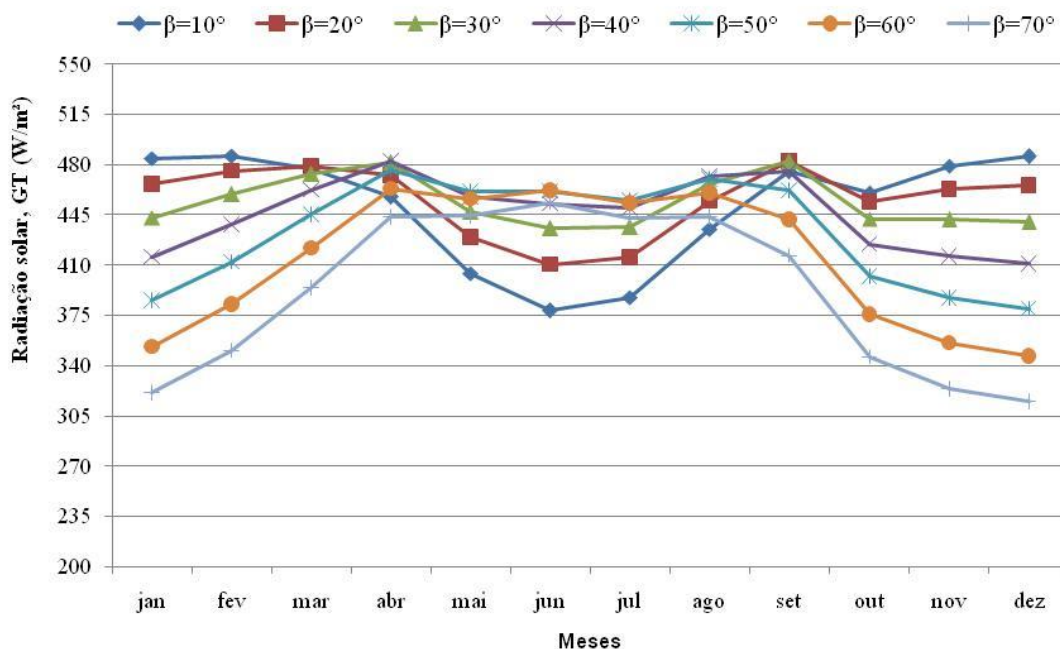
Porém, para testar a unidade de controle e conexão do sistema fotovoltaico, inicialmente será instalado um sistema em escala reduzida no GREEN/PUC Minas no início do primeiro semestre de 2015, onde serão realizados os ensaios e testes para aprimoramento do sistema, para a posterior instalação da planta piloto em Sete Lagoas. Esse sistema terá um gerador fotovoltaico de 5kWp e um banco de baterias com capacidade de 10 kW.

Um dos objetivos desse trabalho é estimar a produção de energia do sistema em escala reduzida a ser instalado no GREEN/PUC Minas, possibilitando a utilização dessa metodologia para estimar o desempenho da planta piloto a ser instalado no Arena do Jacaré. Nessa seção é apresentada a configuração do sistema em escala reduzida, considerando as condições meteorológicas estimadas para a cidade de Belo Horizonte, além da previsão de produção de energia do sistema.

5.3.1. Ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico

O ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico foi avaliado de acordo com a geolocalização da cidade de Belo Horizonte. Na Figura 30 são apresentadas as estimativas da radiação solar média mensal incidente ao longo do ano em relação a diferentes ângulos de inclinação, considerando a latitude de Belo Horizonte e o índice de transparência atmosférica (K_T) igual a 0,56 e constante durante o ano.

Figura 30: Variação da estimativa da radiação solar média mensal incidente sobre uma superfície para diferentes ângulos de inclinação

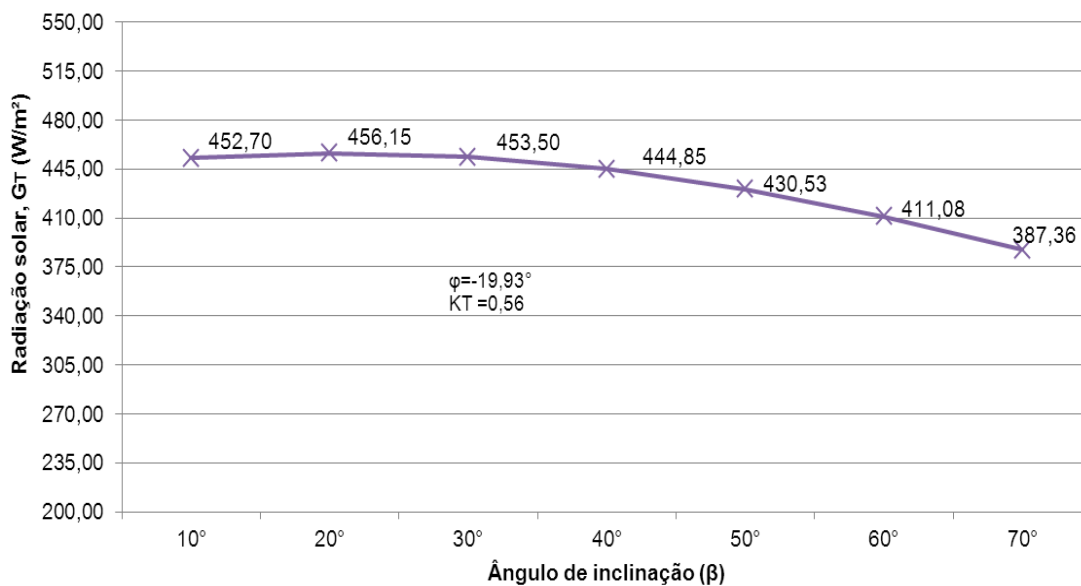


Fonte: Elaborado pela autora

Pode ser observado na Figura 30 que quanto menor o ângulo de inclinação, menor será a incidência da radiação solar no período de inverno, em contrapartida maior será a radiação incidente no período de verão.

Com base na estimativa da média anual da radiação solar incidente sobre um plano inclinado foi definido o melhor ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico instalado em Belo Horizonte. Na Figura 31 é apresentada a variação da estimativa da radiação média anual incidente sobre uma superfície inclinada em relação a diferentes ângulos de inclinação. Pode ser notado que a radiação média anual incidente atinge o maior valor acerca do ângulo de inclinação igual a 20° , ou seja, o máximo coincide com a latitude da localidade ($\beta = \varphi$), sendo este o ângulo adequado para esta localização.

Figura 31: Variação da estimativa da radiação solar média anual incidente sobre uma superfície em relação a diferentes ângulos de inclinação para Belo Horizonte



Fonte: Elaborado pela autora

5.3.2. Configuração do arranjo fotovoltaico

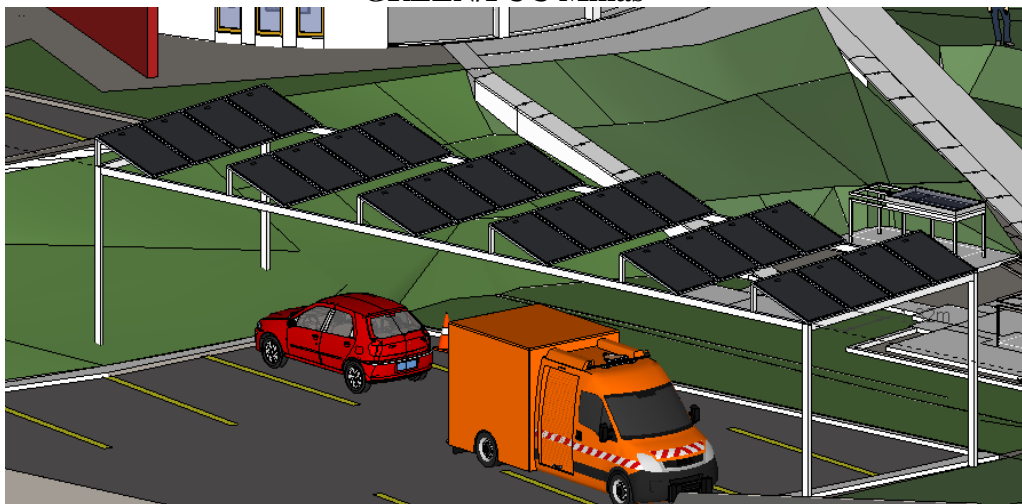
O gerador fotovoltaico do sistema em escala reduzida será composto por 24 módulos (HG 210) de 210 Wp de potência nominal, do fabricante SolarTerra. As especificações técnicas desse módulo são apresentadas na Tabela 2. Para definir a configuração do arranjo é necessário atender as especificações do inversor.

O inversor que será utilizado nesse sistema está inserido dentro da unidade de controle e conexão e interligará o gerador fotovoltaico e o sistema de armazenamento à rede elétrica. Por não existir comercialmente essa configuração de sistema fotovoltaico conectado à rede com armazenamento, essa unidade não é encontrada no mercado, por esse motivo, um dos objetivos do Projeto P&D CEMIG/ANEEL D308 é o desenvolvimento desse dispositivo, que

é composto pelo inversor, retificador e demais equipamentos necessários para o controle e conexão dos sistemas. Para definir a configuração do gerador fotovoltaico foi considerada a especificação dada pelo desenvolvedor (futuro fabricante) dessa unidade de controle e conexão, que recomenda uma tensão mínima do gerador fotovoltaico de 300 V para o ponto de máxima potência, nas condições padrão de teste (STC). Como o inversor possui três entradas para conexão do gerador fotovoltaico, esse foi dividido em três fileiras (“strings”) de 8 módulos, cada saída apresentando uma tensão 220,32 V, corrente de 7,64 A e potência nominal de 1,68 kW.

Esse gerador fotovoltaico será instalado no GREEN/PUC Minas, em uma área em que não há projeção de sombras, seja por árvores ou edificações. Após a definição do local de instalação e da configuração do gerador foi estimada a distância entre fileiras (“strings”) para eliminar a possibilidade de auto-sombreamento. Para isso, foi utilizada a Equação 39 considerando as dimensões dos módulos fotovoltaicos que serão utilizados no sistema, resultando em uma distância de aproximadamente 1,90 metros. A Figura 32 mostra uma ilustração da vista lateral do gerador fotovoltaico a ser instalado no GREEN/PUC Minas.

Figura 32: Vista lateral do gerador fotovoltaico do sistema em escala reduzida - GREEN/PUC Minas



Fonte: GREEN/PUC Minas (2014)

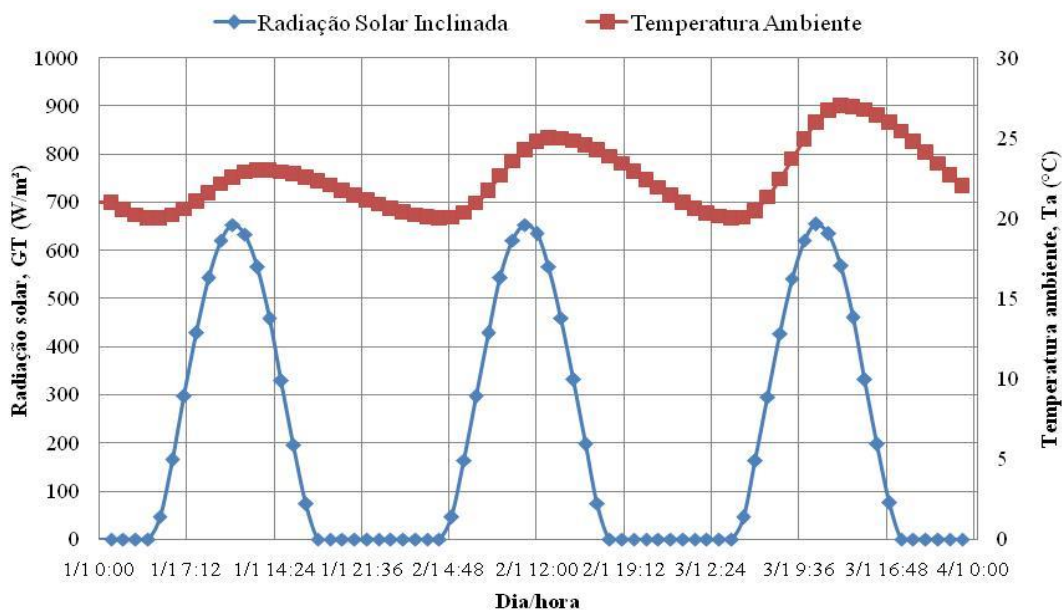
5.3.3. Estimativa produção de energia

A estimativa da produção de energia do sistema escala reduzida do GREEN/PUC Minas foi feita no software *Engineering Equation Solver* (EES), e dividida em duas etapas: 1) Previsão da produção de energia anual do gerador fotovoltaico, e 2) Avaliação das perdas provenientes do processo de carga e descarga da bateria.

➤ *Produção de desempenho do gerador fotovoltaico*

Assim como avaliado para o sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, sistema São Gabriel-CEMIG, a produção de energia do gerador fotovoltaico foi avaliada para os dias 1 a 3 de janeiro e julho. Nessa análise foi considerada a energia gerada pelo fotovoltaico já em corrente alternada, ou seja, na saída do inversor da unidade de controle e conexão. Como o sistema ainda não foi instalado, foi desconsiderada a taxa de degradação, contabilizando apenas as perdas do cabeamento (3%) e a eficiência da unidade de controle e conexão (93%). As Figuras 33 e 34 mostram as condições meteorológicas e a produção de energia, respectivamente, para os dias 1 a 3 de janeiro. Pode ser observado que a radiação solar inclinada estimada atingiu índices máximos em torno de 653 W/m² às 11 horas e uma média de aproximadamente 385,81 W/m². A temperatura ambiente variou entre 20 e 27 °C, sendo que as ocorrências dos valores máximos foram entre 12 e 14 horas. No caso da potência de saída do gerador fotovoltaico em corrente alternada, pode ser notado que o comportamento da curva é semelhante a da radiação solar, porém deve-se considerar que o desempenho do gerador é diretamente influenciado pela variação da temperatura. Nos horários em que a radiação solar atingiu maiores índices, a temperatura ambiente também se mostra elevada, o que acarreta na redução do desempenho dos módulos devido à elevação de sua temperatura.

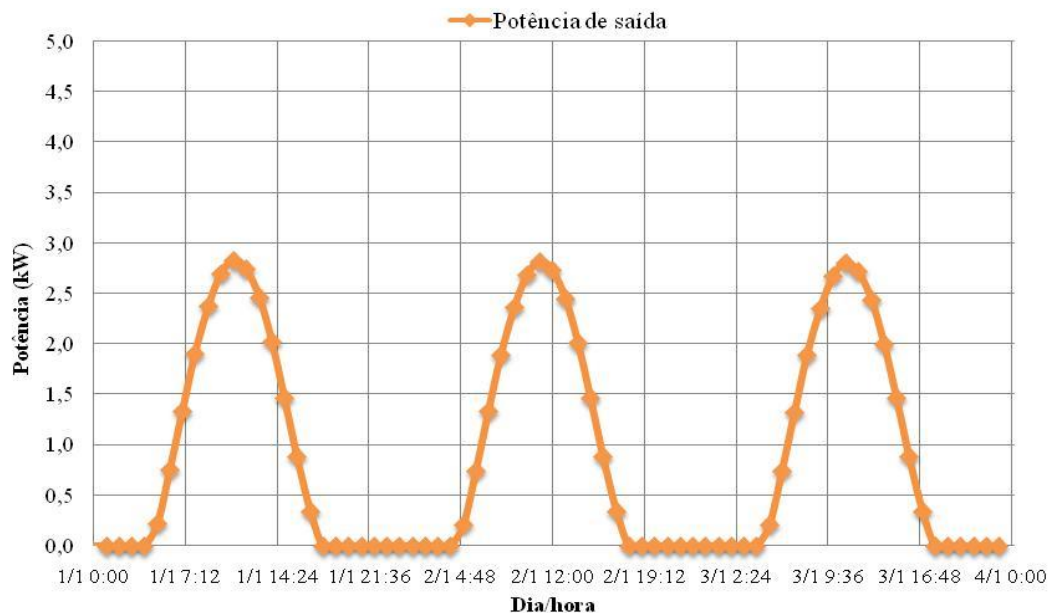
Figura 33: Estimativa condições meteorológicas para sistema escala reduzida - janeiro



Fonte: Elaborado pela autora

A influência da temperatura no desempenho dos módulos pode ser notada no dia 1º de janeiro às 11 horas, em que a radiação solar inclinada foi de aproximadamente 653 kW/m² e a temperatura ambiente de 22 °C, resultando em uma potência de 2,83 kW. No dia 3 às 11 horas, a radiação solar e a temperatura ambiente foram de 653 W/m² e 26 °C, respectivamente, já a potência de saída foi menor em torno de 2,80 kW. Apesar de ser uma pequena diferença, essa pode se tornar significativa quando a temperatura atingir valores ainda mais elevados. O valor máximo para a potência de saída do gerador atingiu 2,83 kW e uma média de 1,46 kW.

Figura 34: Estimativa da potência de saída em CA do gerador do sistema escala reduzida - janeiro

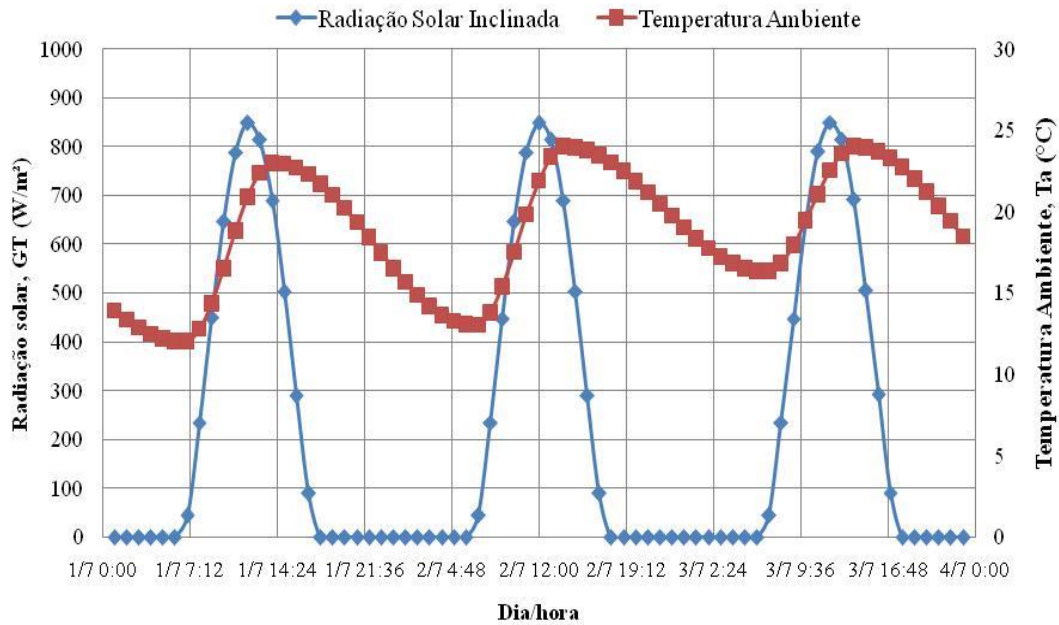


Fonte: Elaborado pela autora

As Figuras 35 e 36 apresentam as condições meteorológicas e a potência de saída do gerador do sistema escala reduzida em corrente alternada, para os dias 1 a 3 de julho. Pode ser observado que os índices de radiação solar no plano inclinado foram maiores para os dias do mês de julho em comparação com o mês de janeiro. Mesmo o mês de julho estando compreendido no período de inverno no hemisfério sul, a radiação solar inclinada é mais elevada devido à inclinação do gerador fotovoltaico, o que favorece maior incidência e, conseqüentemente, maior absorção de radiação por parte dos módulos. Os maiores índices de radiação atingiram aproximadamente 849 W/m² às 12 horas, com uma média de 490,74 W/m², enquanto a temperatura ambiente variou entre 12 a 24°C. No caso da potência de saída

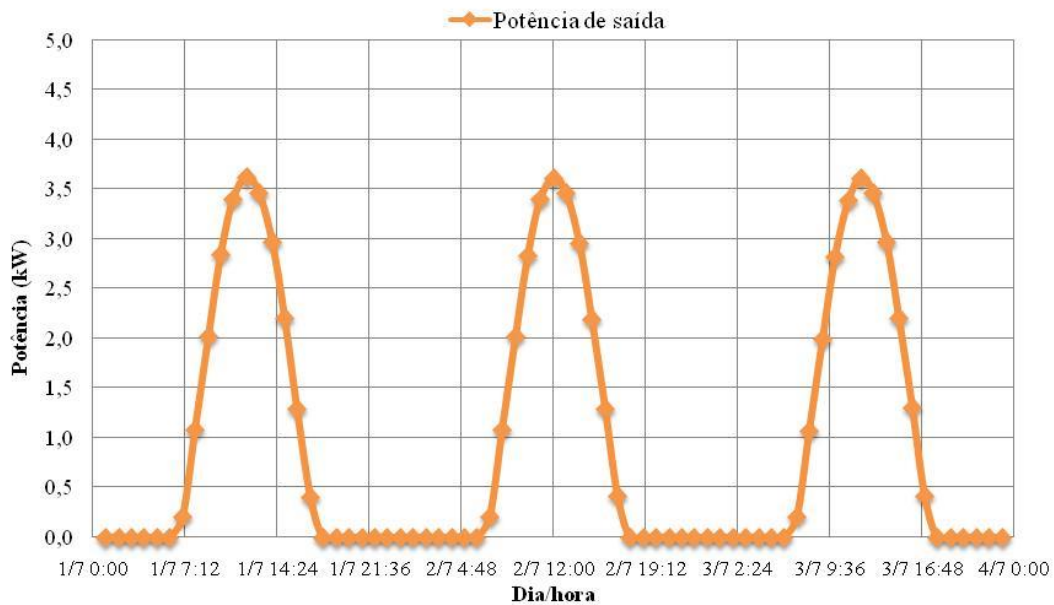
C.A., essa apresentou máximos no mesmo horário dos elevados índices de radiação solar, atingindo até 3,63 kW e uma média de 2,14 kW.

Figura 35: Estimativa das condições meteorológicas para sistema escala reduzida - julho



Fonte: Elaborado pela autora

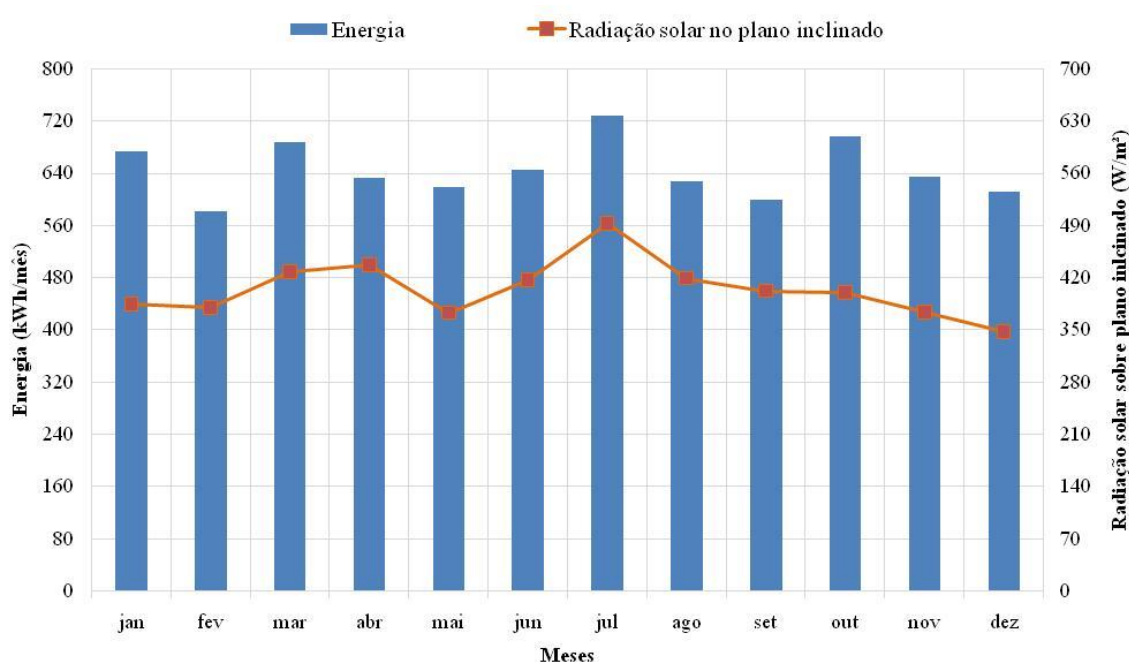
Figura 36: Estimativa da potência de saída em CA do gerador do sistema escala reduzida - julho



Fonte: Elaborado pela autora

Na Figura 37 são apresentadas às estimativas mensais da produção de energia e da radiação solar inclinada. Na estimativa da produção de energia para o gerador fotovoltaico do sistema escala reduzida foram consideradas as perdas devido à conversão da corrente C.C. para C.A. da unidade de controle e conexão, obtidas no modelo de Martin (1998). Pode ser notado que a produção de energia mensal pelo sistema variará entre 581,05 kWh/mês e 728,45 kWh/mês, sendo os valores máximos de produção obtidos nos meses em que há maior incidência de radiação solar inclinada.

Figura 37: Estimativas mensais da produção de energia e radiação solar inclinada para o sistema escala reduzida



Fonte: Elaborado pela autora

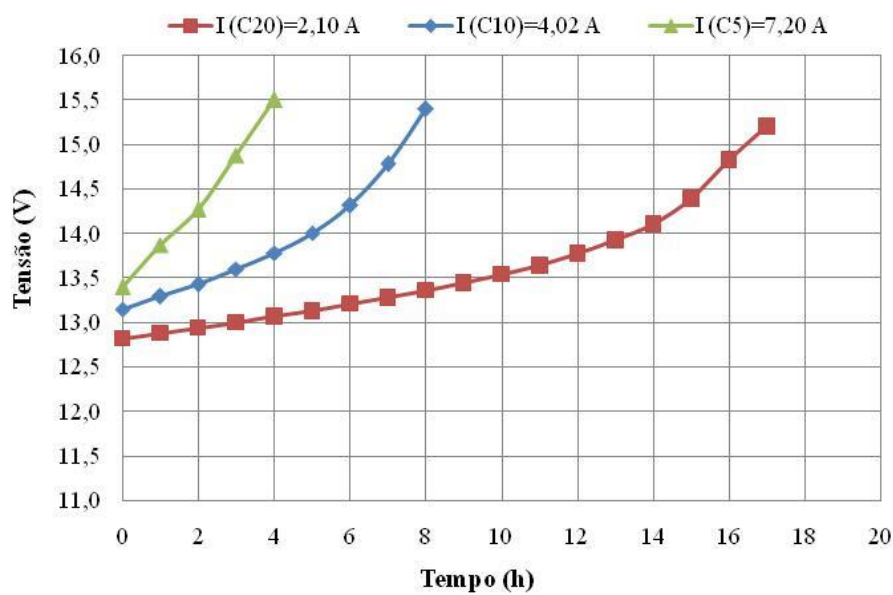
Os resultados obtidos na modelagem indicam que serão produzidos pelos módulos fotovoltaicos do sistema escala reduzida anualmente 7,73 MWh, considerando apenas a eficiência do inversor (93%) e as perdas por cabeamento (3%).

➤ *Análise do comportamento da bateria*

O sistema de armazenamento do sistema escala reduzida do GREEN/PUC Minas será composto por 42 baterias de 40 Ah e 12 V. Inicialmente, foi analisado o comportamento da variação da tensão nos terminais dessa bateria em relação a diferentes níveis de corrente, assim como feito por García (2004), utilizando o modelo de Copetti, Lorenzo e Chenlo

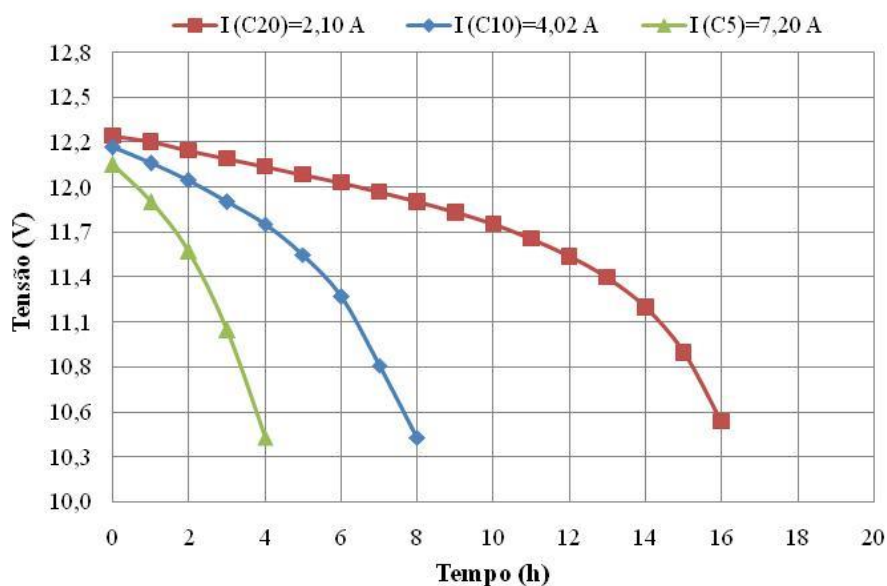
(1993). Na Figura 38 e 39 são mostrados os resultados obtidos por meio da modelagem no software *Engineering Equation Solver*. É observado que quanto maior a corrente de carga ou descarga mais rápida será a resposta sobre a tensão, fazendo com que essa sofra aumento ou redução, respectivamente, num período relativamente curto. Deve-se ressaltar que nessas variações de tensão ilustradas nas Figuras 38 e 39, não foram consideradas as limitações da tensão, conforme indicado por García (2004) e Bastos (2013). Essa elevada tensão observada no processo de carga pode acarretar danos à bateria, assim como prejudicar a sua vida útil.

Figura 38: Curva de carga para bateria 40 Ah e 12 V



Fonte: Elaborado pela autora

Figura 39: Curva de descarga para bateria 40 Ah e 12 V

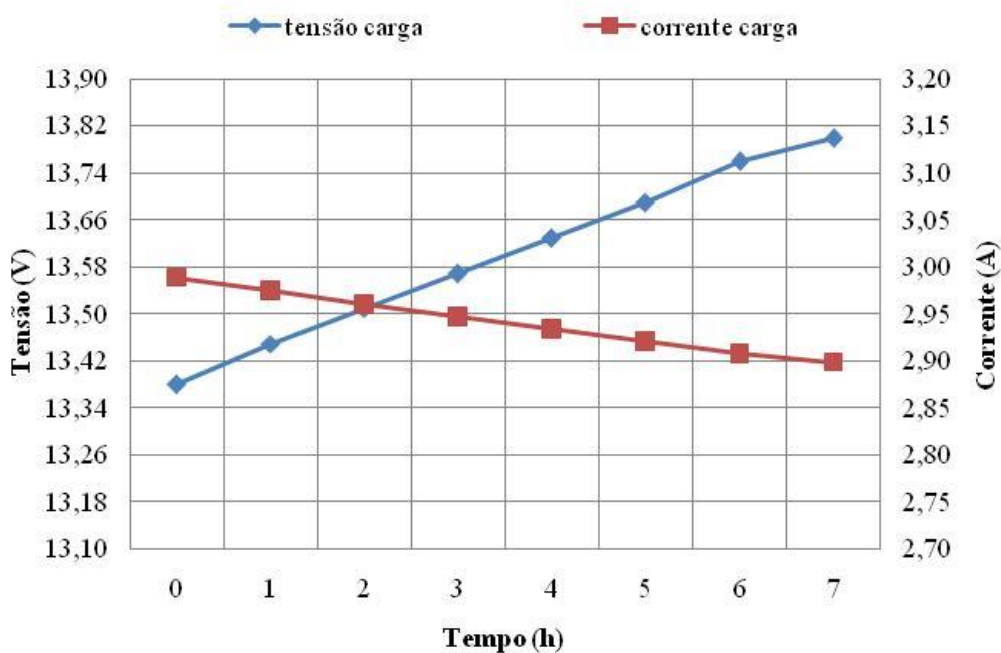


Fonte: Elaborado pela autora

Na análise do sistema de armazenamento do sistema escala reduzida foram definidos os limites máximos e mínimos de tensão, variando entre 11,5 V e 13,8 V. A tensão dos terminais da bateria e a corrente no processo de carga e descarga foram estimadas considerando fixa a potência que deverá ser entregue à rede, assim como a potência necessária para recarregar o sistema de armazenamento. Na Figura 40 e 41 são mostradas a tensão e corrente de carga e descarga, respectivamente. Pode-se observar que o aumento da tensão no processo de carga induz a redução da corrente, mas a tensão não excede os 13,8 V, conforme restrições estabelecidas para representar as condições de operação das baterias.

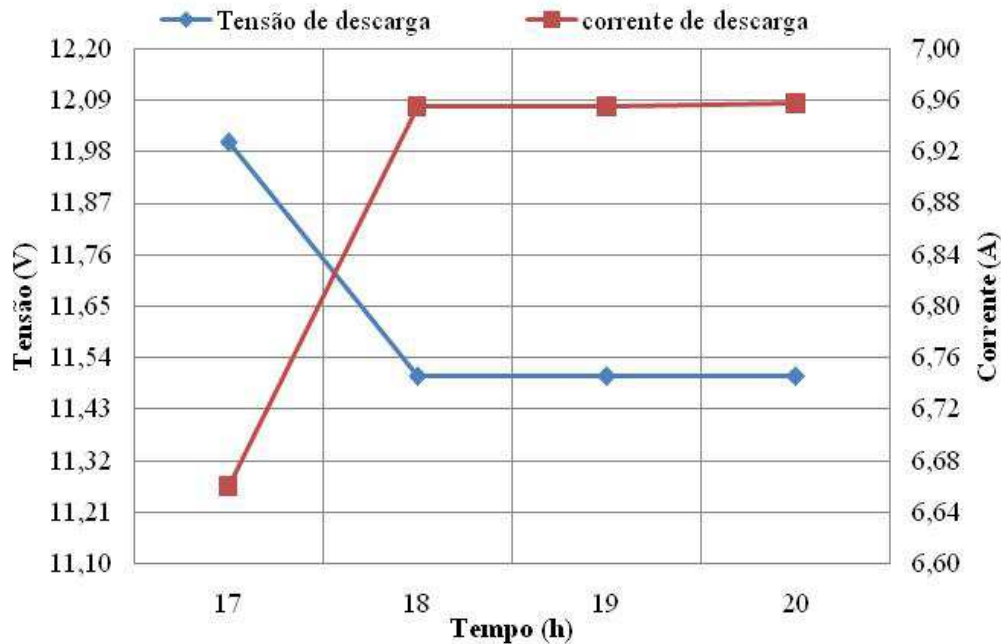
No processo de descarga, ocorre o contrário, a corrente aumenta e a tensão sofre uma redução. Isso ocorre, pois o processo de carga é mais lento do que o processo de descarga, ou seja, no processo de descarga, normalmente a corrente é mais elevada, devido à necessidade de fornecer energia em um período curto de tempo. Geralmente, as horas de carga são relativamente maiores do que as horas de descarga. A Figura 41 mostra que a tensão inicia-se em torno de 12 V e essa reduz bruscamente para aproximadamente 11,5V. Esse comportamento é justificado, pois a tensão tende a cair ultrapassando a tensão mínima pré-definida, de 11,5V, por esse motivo a tensão permanece constante, e como a corrente e a tensão dependem da potência a ser entregue que deve ser a mesma a cada hora, resultando numa potência final de 10 kW, a corrente também permanece constante igual a 6,95 A.

Figura 40: Tensão e corrente de carga para a bateria 40 Ah e 12 V



Fonte: Elaborado pela autora

Figura 41: Tensão e corrente de descarga para a bateria 40 Ah e 12 V



Fonte: Elaborado pela autora

➤ *Balanco de energia do sistema de fotovoltaico e sistema de armazenamento*

Após a avaliação do desempenho do gerador fotovoltaico e do comportamento da bateria a ser utilizada no sistema de armazenamento, é possível analisar o balanço de energia do sistema escala reduzida do GREEN/PUC Minas. Para isso, foram estimadas a potência de entrada e saída do sistema em cada hora, resultando no fluxo de energia de entrada e saída. A Tabela 4 indica os fluxos de energia anuais correlacionados ao período em que ocorrem durante os dias do ano.

Tabela 5: Fluxos de energia anuais

		Entrega à rede elétrica pelo gerador PV	Retirada da rede elétrica (carga do sistema de armazenamento)	Entrega à rede elétrica (descarga sistema de armazenamento)
Horário fora de ponta	1 às 6 hrs	-	4,07 MWh/ano	-
	7 às 18 hrs	7,73 MWh/ano	-	-
	22 às 24 hrs	-	-	-
Horário de ponta	19 às 21 hrs	-	-	3,42 MWh/ano

Fonte: Elaborado pela autora

A energia de entrada do sistema, correspondente ao processo de carga das baterias por meio da energia da rede elétrica, Equação 51, estimada para cada hora de carregamento, indica que serão necessários em torno de 4,07 MWh/ano para carregar o sistema de armazenamento, considerando que o carregamento pleno, isto é, até o estado de carga (SOC) da bateria atingir 100%.

A energia de saída do sistema de armazenamento estimada na Equação 54, processo de descarga, resulta numa energia anual de aproximadamente 3,42 MWh/ano, enquanto a energia de saída gerada pelo fotovoltaico e injetada na rede elétrica contabilizará 7,73 MWh/ano. Apesar do sistema de armazenamento apresentar maior capacidade instalada, esse sistema fornece uma potência diária constante para a rede elétrica de 10 kW, durante 3 horas, enquanto o fotovoltaico produz energia durante os horários em que há radiação solar, resultando em um montante maior de energia a ser entregue à rede.

Dessa forma, utilizando a Equação 55 é possível estimar o balanço de energia, considerando o somatório da potência em relação as horas do ano:

$$Balanço_{energ} = (3,42 MWh + 7,73MWh) - 4,07MWh = 7,07 MWh/ano \quad (62)$$

A previsão do balanço de energia do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com armazenamento é de 7,07 MWh/ano. Vale ressaltar que a instalação do sistema de armazenamento pode não ser atrativa para utilização por consumidores residenciais, já que o custo da energia fornecida pela concessionária de energia não difere do horário de ponta e fora de ponta. Porém, se analisado em relação à concessionária, esse sistema pode ser uma alternativa para aplainar a curva de carga no horário de ponta, e postergar investimentos em expansão do sistema elétrico de potência visto que o mesmo pode reduzir perdas na linha de transmissão e distribuição de energia pela rede elétrica.

5.4. Avaliação econômica

O sistema elétrico brasileiro apresenta um comportamento diferenciado em relação às horas, apresentando picos de demanda em um determinado intervalo do dia o que exige das concessionárias de energia elétrica investimentos constantes em sistemas de geração, e linhas de transmissão e distribuição de forma a atender sempre a demanda crescente. Esse comportamento diversificado da demanda ao longo do dia levou a ANEEL a criar uma nova resolução tarifária visando incentivar a diminuição do consumo de energia elétrica nos

horários em que o sistema elétrico é mais utilizado, ou seja, no horário de ponta, por meio da tarifação denominada tarifa branca. O valor da tarifa branca varia em três horários: ponta (19 às 21 horas), intermediário (18 horas e 22 horas), e fora de ponta de (1 às 17 horas e 23 às 24 horas), apresentando uma maior tarifação no horário de ponta. A obrigatoriedade quanto à adesão dessa nova tarifação ainda vem sendo discutida, como em recente Audiência Pública N° 48/2014 realizada pela ANEEL que foi debatida a importância da obrigatoriedade a modalidade tarifária branca para consumidores que apresentam consumos relativamente elevados. De acordo com a ANEEL (2010) a aplicação da tarifa branca tem como objetivo induzir o deslocamento do consumo nas horas de maior carregamento das redes para as que estão subutilizadas, reduzindo dessa forma, o custo médio para o consumidor e o aumento da eficiência no uso das redes de distribuição de energia elétrica, que pode resultar em postergação de investimentos. A Tabela 6 mostra a comparação entre as tarifas convencional e branca para consumidores comerciais e industriais, disponibilizada pela ANEEL.

Tabela 6: Diferença de preço da tarifa convencional e tarifa branca

Tipo de tarifa		Tarifa
Convencional		R\$ 0,34733/kWh
Branca	Ponta	R\$ 0,71042/kWh
	Intermediário	R\$ 0,44514 /kWh
	Fora de ponta	R\$ 0,26729/kWh

Fonte: ANEEL (2014)

Como pode ser observada, a tarifa cobrada no horário de ponta representa quase três vezes o valor da tarifa no horário fora de ponta. Essa diferença de tarifa ocorre em virtude da variação dos custos de serviço para atender a demanda de acordo com o período de consumo.

Nesse cenário, a inserção do sistema de armazenamento em um sistema fotovoltaico conectado à rede, como o sistema escala reduzida GREEN/PUC Minas, é visto como uma alternativa atrativa, pois utiliza a energia da rede elétrica no horário fora de ponta para carregar as baterias que são descarregadas no horário de ponta. Esse processo de carga e descarga das baterias em diferentes horários contribui para aplainar a curva de carga do sistema elétrico no horário de ponta.

Para investigar as vantagens quanto à instalação de um sistema como o sistema escala reduzida do GREEN/PUC Minas foi feita uma avaliação econômica considerando o

investimento inicial, receitas provenientes da venda da energia gerada pelo sistema através da modalidade tarifária branca, e custos com manutenção e substituição de equipamentos.

5.4.1. Levantamento de custos

O sistema escala reduzida do GREEN/PUC Minas é um sistema diferenciado por possibilitar a conexão à rede elétrica e a um sistema de armazenamento. Para atender esse tipo de configuração de sistema fotovoltaico é necessária a utilização de uma unidade de controle e conexão que seja capaz de converter corrente CA/CC e CC/CA. Essa unidade de controle e conexão foi desenvolvida por um dos parceiros do projeto P&D CEMIG/ANEEL D308 apresentando características específicas para essa configuração de sistema, sendo um produto inovador para o mercado de inversores. Na Tabela 7 são apresentados os levantamentos dos custos de cada equipamento do sistema escala reduzida, inclusive o da unidade de controle e conexão repassado pelo próprio fabricante.

Tabela 7: Custos dos equipamentos do sistema escala reduzida GREEN/PUC Minas

	Quantidade	Custo unitário (R\$)	Custo total (R\$)
Módulos Fotovoltaico (HG210)	24	1.000,00	24.000,00
Baterias chumbo-ácido (40Ah e 12V)	42	250,00	10.500,00
Unidade de controle e conexão	1	20.165,00	20.165,00
Cabeamento e instalação	-	-	20.000,00
Total			74.665,00

Fonte: Elaboração própria

Os módulos fotovoltaicos utilizados nesse projeto são de tecnologia policristalina, modelo HG 210 do fabricante SolarTerra, com potência de 210 Wp em Condições Padrões de Teste – STC. O custo dos módulos fotovoltaicos utilizado na avaliação econômica foi definido através de cotação direto com o fabricante.

No caso do sistema de armazenamento foi estimado um valor médio de aquisição de acordo com o solicitado no mercado, considerando baterias de chumbo ácido de descarga rasa de 40 Ah e 12 V. Como as baterias possuem vida útil de 5 anos foi considerado o custo para substituição das baterias ao longo dos anos de operação do sistema. Esse custo proveniente da substituição das baterias é igual ao investimento inicial do sistema de armazenamento. Quando houver a substituição das baterias, essas serão sucateadas e vendidas pelo custo unitário de R\$ 15,00, conforme pesquisa em mercado.

Na avaliação econômica foi estimado o valor presente líquido (VPL) que representa a soma dos custos e dos benefícios líquidos do projeto durante sua vida econômica, observando a taxa mínima de atratividade (TMA) normalmente definida segundo a taxa de juros do banco central – SELIC. Para estimar a receita anual proveniente da energia gerada pelo sistema foi considerada a taxa de degradação de 0,5%/ano para módulos fotovoltaicos conforme indicado por Jordan e Kurtz (2013). Em relação ao investimento inicial, esse será financiado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento – BNDES, incluindo a taxa de juros de longo prazo de 5% ao ano (BNDES, 2014).

A avaliação foi realizada para os anos de operação da usina fotovoltaica que de acordo com Miranda (2014) apresenta uma vida útil de no mínimo 25 anos.

Na Tabela 8 são apresentadas as receitas provenientes da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos e pelo descarregamento das baterias, as despesas com o carregamento e substituição das baterias, e manutenção do sistema considerando a taxa de 1% do valor do empreendimento ao ano, conforme utilizado pela concessionária de energia CEMIG em projetos fotovoltaicos. Para isso, foi considerado o preço da tarifação branca indicado pela ANEEL (2014).

Tabela 8: Fluxo de caixa do sistema escala reduzida

Geração e consumo	
Geração anual FV	7,73 MWh/ano
Consumo anual Baterias	4,07 MWh/ano
Descarga anual baterias	3,42 MWh/ano

Taxa de Financiamento	5%	ao ano
Amortização	22	anos
Taxa de atratividade	12%	ao ano
VPL	-23.258,65	R\$

	Investimentos (R\$)	Empréstimo BNDES	Geração FV com depreciação (kWh/ano)	Descarga baterias (kWh/ano)	Carga baterias (kWh/ano)	Tarifa elétrica fora de ponta (R\$/kWh)	Tarifa elétrica ponta (R\$/kWh)	Receita (R\$)	Custos manutenção (R\$)	Custos reposição (R\$)	Preço baterias sucateadas (R\$)	Financiamento Amortização do Principal (R\$)	Juros do Financiamento (R\$)	Saldo de caixa anual (R\$)	Saldo de caixa acumulado (R\$)
0	-74.665,00	74.665,00													
1			7.730,0	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3407,92	-746,65	0,00	0,00	0,00	0,00	2.661,27	2.661,27
2			7.691,4	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3397,59	-746,65	0,00	0,00	0,00	0,00	2.650,94	5.312,20
3			7.652,9	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3387,31	-746,65	0,00	0,00	0,00	0,00	2.640,66	7.952,86
4			7.614,6	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3377,08	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-3.563,56	-4.326,99	3.625,87
5			7.576,6	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3366,90	-746,65	-10.500,00	630,00	-3.393,86	-3.393,86	-14.037,47	-10.411,60
6			7.538,7	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3356,78	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-3.224,17	-4.007,91	-14.419,51
7			7.501,0	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3346,70	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-3.054,48	-3.848,29	-18.267,80
8			7.463,5	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3336,68	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-2.884,78	-3.688,62	-21.956,41
9			7.426,2	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3326,70	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-2.715,09	-3.528,90	-25.485,32
10			7.389,0	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3316,78	-746,65	-10.500,00	630,00	-3.393,86	-2.545,40	-13.239,13	-38.724,45
11			7.352,1	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3306,90	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-2.375,70	-3.209,31	-41.933,76
12			7.315,3	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3297,08	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-2.206,01	-3.049,45	-44.983,21
13			7.278,7	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3287,30	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-2.036,32	-2.889,53	-47.872,74
14			7.242,4	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3277,57	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-1.866,63	-2.729,56	-50.602,30
15			7.206,1	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3267,89	-746,65	-10.500,00	630,00	-3.393,86	-1.696,93	-12.439,55	-63.041,85
16			7.170,1	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3258,26	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-1.527,24	-2.409,49	-65.451,34
17			7.134,3	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3248,68	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-1.357,55	-2.249,38	-67.700,72
18			7.098,6	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3239,15	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-1.187,85	-2.089,22	-69.789,94
19			7.063,1	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3229,66	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-1.018,16	-1.929,01	-71.718,95
20			7.027,8	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3220,22	-746,65	-10.500,00	630,00	-3.393,86	-848,47	-11.638,76	-83.357,71
21			6.992,6	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3210,83	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-678,77	-1.608,46	-84.966,17
22			6.957,7	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3201,48	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-509,08	-1.448,11	-86.414,28
23			6.922,9	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3192,18	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-339,39	-1.287,72	-87.701,99
24			6.888,3	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3182,93	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	-169,69	-1.127,27	-88.829,27
25			6.853,8	3.420,0	-4.070,0	0,27	0,71	3173,73	-746,65	0,00	0,00	-3.393,86	0,00	-966,79	-89.796,05

O resultado negativo para o valor presente líquido (VPL) pode indicar a inviabilidade econômica quanto à instalação do sistema escala reduzida GREEN/PUC Minas, avaliando apenas as receitas provenientes da energia gerada pelo fotovoltaico e do processo de descarga das baterias. Porém deve-se ressaltar que não necessariamente esse sistema é inviável se for comparado com custos para implantação de um sistema de geração convencional (hidrelétrica ou termelétrica), apenas para atender a demanda no horário de ponta. Além disso, também devem ser avaliados os impactos ambientais, podendo ser viável a instalação de um sistema com configuração do escala reduzida do que implantar uma pequena central hidrelétrica – PCH, que difere da hidrelétrica por apresentar uma potência superior a 1 MW e inferior a 30 MW (ANEEL, 2003).

O aumento do consumo de energia elétrica pelas diferentes classes de consumo induz na busca por alternativas para atender essa demanda com confiabilidade, a fim de manter a sustentabilidade do setor elétrico brasileiro. Uma alternativa vista pela ANEEL é a realização de leilões de energia para concessão de novas usinas de forma a atender a demanda crescente das distribuidoras de energia a curto prazo ou a longo prazo. Os leilões permitem aproximação do equilíbrio entre oferta e demanda de energia, sendo os preços definidos nos contratos, o influenciador do preço da tarifa cobrado pela concessionária.

No final do segundo semestre de 2014, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e o Ministério das Minas e Energia – MME, realizaram leilões de Energia e de Reserva de Energia. De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, o Leilão de Energia é realizado para atender as necessidades do mercado das distribuidoras através da energia gerada por novos empreendimentos, enquanto o Leilão de Energia de Reserva tem como objetivo a venda de energia de reserva visando garantir a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN. No 6º Leilão de Energia de Reserva de 2014 foi acordado um preço médio final para a venda da energia fotovoltaica de R\$ 215,12/MWh (EPE, 2014). Já o Leilão de Energia resultou em preços médios para energia proveniente de PCH's de R\$ 161,96/MWh e de R\$ 203,10/MWh para termelétricas (EPE, 2014). Pode ser observado que o preço da energia gerada em sistemas fotovoltaicos pode ser considerado como competitivos já que se aproxima do preço médio de sistemas de geração convencionais que apresentam participação significativa na matriz elétrica brasileira.

Ainda de acordo com resultados dos leilões, para instalar uma PCH com potência de 10 MW é necessário um investimento de aproximadamente R\$ 72 milhões, e para uma termelétrica com potência de 15 MW de R\$ 90 milhões (EPE, 2014). Considerando que esse

valor de instalação desses sistemas de geração seja proporcional ao kW instalado, o investimento para implantação de uma PCH é de aproximadamente R\$ 7.200,00/kW e R\$ 6.000,00/kW para a termelétrica. No caso do sistema escala reduzida do GREEN/PUC Minas foi estimado um investimento inicial de R\$ 74.665,00, fazendo a mesma equivalência o kW desse sistema é aproximadamente R\$ 5.000,00, valor esse menor se comparado com os dados obtidos para PCH e termelétrica. Um dos motivos que resulta num VPL negativo na avaliação econômica do sistema escala reduzida é a necessidade em substituir as baterias a cada 5 anos, porém se analisar o custo de investimento é de R\$ 1.050,00/kW, o que mostra a viabilidade da instalação de bancos de baterias conectados a sistemas de geração para atender a demanda no horário de ponta, do que implantar um novo sistema de geração.

Outra vantagem que deve ser considerada como importante e atrativa é a possibilidade de instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede e com armazenamento em área urbana, como micro ou mini geração distribuída de até 1 MW, próximo aos centros de consumo, reduzindo perdas no processo de transmissão de energia, segundo regulamentações da Resolução Normativa N° 482/2012 da ANEEL.

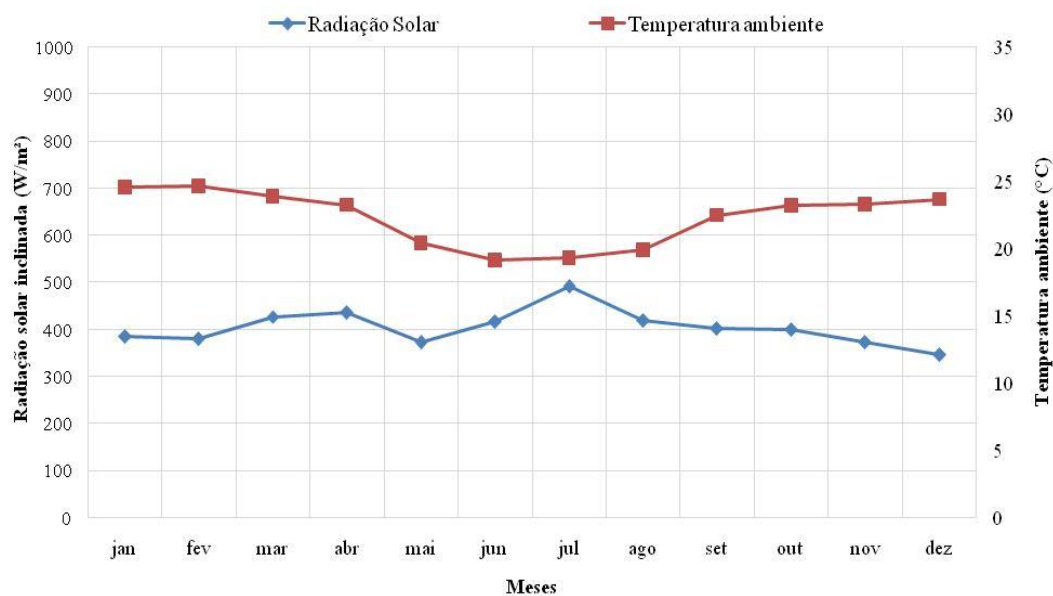
Avaliando a instalação do sistema escala reduzida no ponto de vista da concessionária, esse sistema pode ser considerado viável estrategicamente, já que contribuirá para aplainar a curva de carga no horário de ponta. A curva de carga do sistema elétrico brasileiro é caracterizada por um pico de demanda entre 19 e 21 horas, sendo necessário que a geração de energia também seja maior nesse período. Como a demanda nos períodos fora de ponta é bem menor, a alternativa para atender esse pico da curva de carga seria a inserção de sistemas de armazenamento, uma vez que esses sistemas podem ser carregados quando o sistema elétrico não está sobrecarregado. Além disso, a conexão de um sistema de armazenamento em um sistema de geração posterga a expansão da rede elétrica. Do ponto de vista do consumidor, a inserção do sistema de armazenamento a um sistema fotovoltaico conectado à rede aumenta a confiabilidade do fornecimento, pois durante o dia poderá utilizar da energia gerada pelo fotovoltaico e no período de intermitência do recurso solar contará com a energia armazenada no banco de baterias. A instalação desse sistema para um consumidor que dependa de um atendimento ininterrupto é uma vantagem já que a falta de energia poderia ocasionar prejuízos significativos. Dessa forma, a configuração do sistema escala reduzida pode ser indicado como uma alternativa atrativa e estratégica quando o objetivo é atender a demanda, de forma segura e confiável, postergando investimentos a curto prazo em instalações de novos sistemas de geração convencionais pela concessionária.

5.5. Análise energética e exérgica de módulos fotovoltaicos

Para o cálculo da eficiência energética e exérgica de módulos fotovoltaicos são considerados índices de desempenho, que relacionam a capacidade de absorção da radiação solar em função dos parâmetros elétricos e térmicos dos módulos fotovoltaicos. Com o objetivo de avaliar as tecnologias de módulos utilizados nos dois estudos de casos, sistema São Gabriel-CEMIG e sistema escala reduzida GREEN/PUC Minas, foram estimadas as exergias de entrada e saída para cada módulo, assim como as eficiências.

As eficiências energéticas e exérgicas para módulos fotovoltaicos são influenciadas, principalmente, pela variação da radiação solar e temperatura ambiente. Na Figura 42 são apresentadas as médias mensais da radiação solar inclinada ($\beta=20^\circ$) e temperatura ambiente para a cidade de Belo Horizonte, estimadas pelo modelo proposto nesse trabalho. Como pode ser notado, nos meses de junho e julho, período esse em que os índices de radiação solar são relativamente menores em relação ao período de verão, devido à inclinação dos módulos, a radiação solar que incide sobre esses é maior se comparado aos outros meses. Ou seja, a inclinação dos módulos permite aumentar o desempenho do gerador fotovoltaico nos períodos de inverno.

Figura 42: Condições ambientais médias mensais para a cidade de Belo Horizonte



Fonte: Elaborado pela autora

As exergias assim como as eficiências dos módulos fotovoltaicos foram estimadas, considerando os dados disponibilizados pelos fabricantes e apresentados na Tabela 2. Nas

Figuras 43e 44 são apresentadas a exergia de entrada, dada pela exergia da radiação solar, e as exergias de saída, exergia elétrica e térmica, para os módulos fotovoltaicos monocristalino (SP 70) e policristalino (HG 210). A variação da curva das exergias ao longo do ano ocorre devido influência das condições ambientais, sendo notável a semelhança das curvas de exergia solar e radiação solar inclinada.

Avaliando as duas tecnologias, pode-se observar que o módulo fotovoltaico SP 70 de tecnologia de silício monocristalino apresentou menores exergias em comparação com o módulo HG 210 de silício policristalino. A exergia elétrica varia em função dos parâmetros elétricos, já a exergia térmica é influenciada pelas temperaturas ambiente e do módulo, pela velocidade do vento e pela área do módulo. Como o módulo SP70 apresenta menor potência nominal, conseqüentemente a exergia elétrica é menor se comparado com o HG 210. O mesmo ocorre para a exergia térmica, como o SP 70 possui menor área, a sua exergia também será menor.

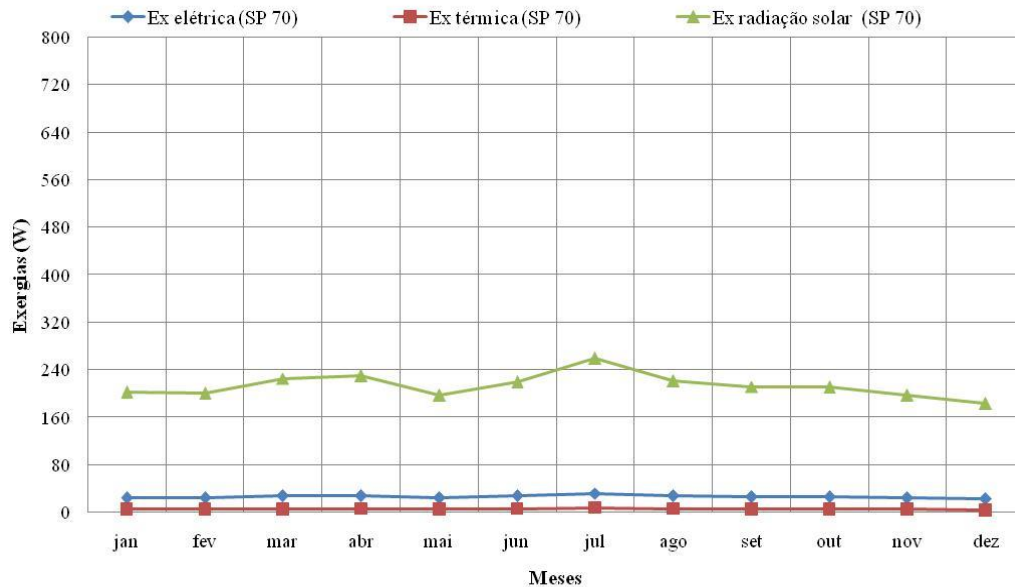
Analisando as exergias de entrada e saída, nota-se que a exergia solar é maior em relação às componentes da exergia de saída. Isso se deve às perdas quanto à absorção da radiação, pois apenas uma parcela da radiação incidente é absorvida pelo o gerador fotovoltaico. Essa outra parcela não absorvida pelos módulos fotovoltaicos corresponde a parte da radiação solar que é refletida. Essa taxa de refletividade pode aumentar devido à deposição de sujeira sobre a superfície dos módulos fotovoltaicos, além da degradação que pode influenciar na absorção e conversão da radiação solar em energia elétrica. Nessa análise foram desprezadas as perdas devido à sujeira ou por degradação, considerando a operação dos módulos como os de referência, ou seja, obtendo os parâmetros de saída esperados conforme os indicados no *datasheet*, variando o desempenho apenas devido às condições meteorológicas.

No caso da exergia solar, que é a exergia de entrada do módulo, para o SP 70 essa variou em torno de 182,76 e 259,73 W e para o módulo HG 210 entre 473,05 e 672,28 W. Como as variáveis para estimar a exergia solar são iguais para os dois módulos em análise, dependendo de apenas uma variável que difere em relação ao módulo, a área, o módulo HG 210 apresentou maior exergia solar por ter maior área em comparação com o módulo SP 70.

Já a exergia elétrica, como o módulo HG 210 possui maior potência nominal, conseqüentemente resultou numa exergia elétrica maior do que para o módulo SP 70. O módulo SP 70 apresentou uma exergia elétrica de aproximadamente 22,67 a 31,78 W, e o módulo HG 210 entre 70,00 a 98,67 W. Em relação à exergia térmica, o módulo SP 70 teve uma variação entre 3,74 a 7,88 W, enquanto o módulo HG 210 variou em torno de 9,68 a

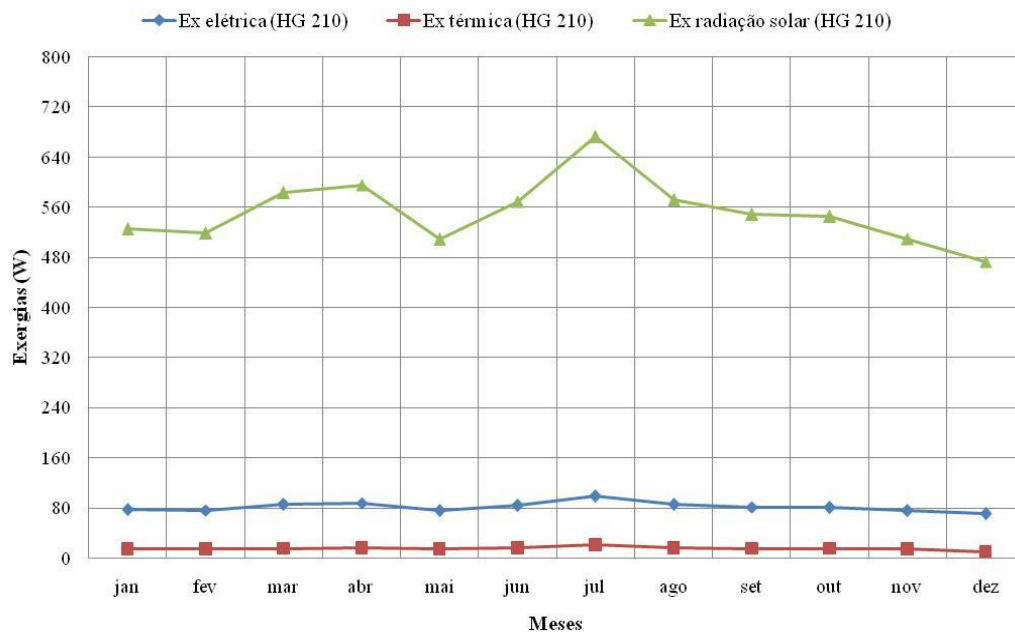
20,39 W. Essa diferença se deve também a diferença de área, pois a variação da temperatura do módulo é a mesma para as duas tecnologias por apresentarem a mesma temperatura de operação, assim como as variáveis climáticas de entrada que são as mesmas.

Figura 43: Exergias solar, elétrica e térmica para o módulo fotovoltaico SP 70



Fonte: Elaborado pela autora

Figura 44: Exergias solar, elétrica e térmica para o módulo fotovoltaico HG 210

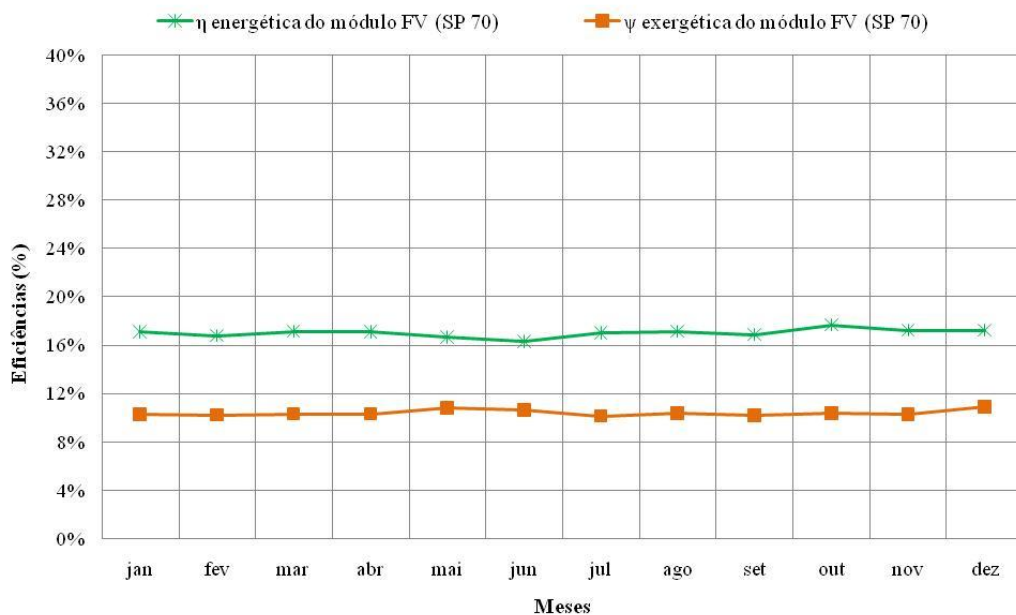


Fonte: Elaborado pela autora

Nas Figuras 45 e 46 são apresentadas as eficiências energéticas e exergeticas para os dois módulos em análise. Como pode ser notado, a eficiência energética tanto para o módulo monocristalino (SP 70) quanto para o módulo policristalino (HG 210) é maior em comparação com a eficiência exergetica. Esse resultado pode ser justificado pela definição das eficiências dada por Kotas (1985), que considera a eficiência energética um indicador quantitativo e a exergetica um índice qualitativo, contabilizando as perdas devido à absorção da radiação e o aquecimento do módulo, entre outros fatores.

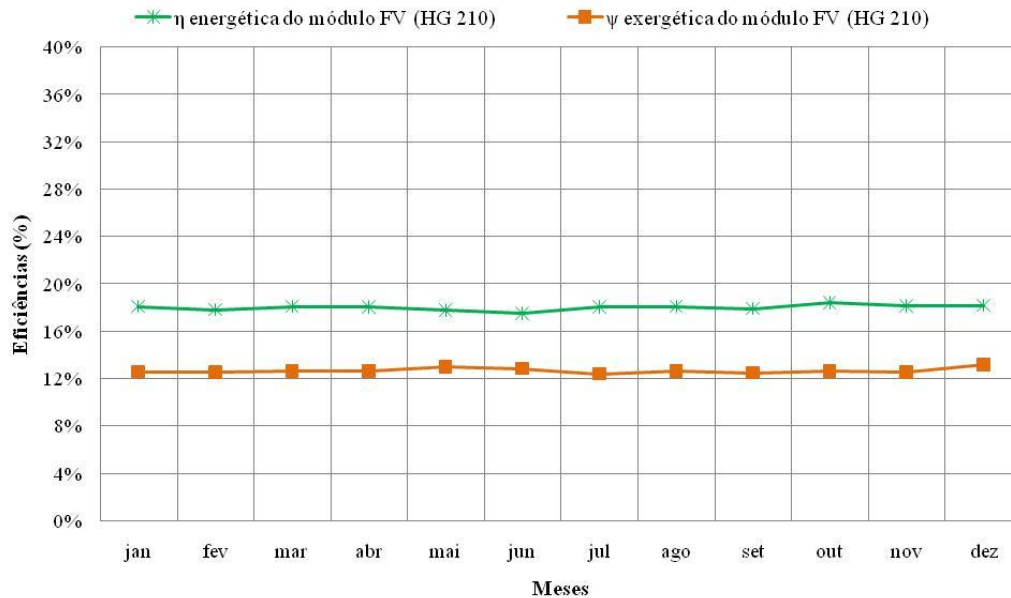
A eficiência energética para o módulo SP 70 variou entre 16,30 e 17,66%, enquanto o módulo HG 210 apresentou uma variação em torno de 17,54 a 18,44%. Apesar de os módulos fotovoltaicos monocristalinos serem mais eficientes, o módulo HG 210 apresentou maiores eficiências energéticas, devido à diferença da potência nominal e também por ser um módulo de produção recente, ou seja, pode apresentar maior eficiência resultado da evolução das tecnologias de módulo fotovoltaico ao longo dos anos. Em relação à eficiência exergetica, essa variou entre 10,13 e 10,89% para o módulo SP 70, e 12,42 e 13,17% para o módulo HG 210. Apesar de apresentarem exergias térmicas aproximadas, a exergia elétrica para o módulo HG 210 foi mais elevada, o que resultou numa eficiência exergetica superior em comparação com o SP 70. Isso ocorre, pois o HG 210 apresenta maior potência nominal e consequentemente maior exergia elétrica.

Figura 45: Eficiências energéticas e exergeticas para o módulo fotovoltaico SP 70



Fonte: Elaborado pela autora

Figura 46: Eficiências energéticas e exeréticas para o módulo fotovoltaico HG 210



Fonte: Elaborado pela autora

Esses resultados encontrados na modelagem das eficiências energética e exerética podem ser comparados com os dados obtidos em um estudo realizado por Pandey, Tyagi e Tyagi (2013) que analisaram as eficiências energética e exerética de um módulo de silício policristalino com potência nominal de 160 W instalado no norte da Índia, sobre condições ambientais de um clima tropical. Nesse estudo foi identificada uma média para eficiência energética de 17,93% e de 10,87% para a exerética, o que mostra a proximidade entre os dados estimados nesse trabalho com a literatura.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse trabalho foi desenvolvido visando indicar uma alternativa promissora para minimizar o impacto do horário de maior demanda de energia (“horário de pico”) do sistema elétrico brasileiro, através da inserção do sistema de armazenamento a um sistema fotovoltaico conectado à rede. O objetivo principal foi apresentar um método para avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede com armazenamento a ser instalado no GREEN/PUC Minas, estudo esse considerado inovador já que essa configuração de sistema é a primeira a ser instalada no Brasil.

O crescimento da demanda por energia elétrica vem induzindo a busca e investimentos em novos sistemas de geração de energia, entre os principais, sistemas que independam de combustíveis fósseis e que utilizem fontes renováveis de energia. A matriz elétrica brasileira possui significativa participação das hidrelétricas que utilizam como recurso energético uma fonte renovável, porém é necessário considerar os impactos ambientais referentes à instalação de usinas e a dependência quase exclusiva de apenas uma fonte de geração de energia. É importante ressaltar a atual crise em relação ao fornecimento de energia para atender a demanda das classes de consumo, devido à redução dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas ocasionada por longos períodos de escassez de chuva aumentando a instabilidade do setor elétrico. Como a energia gerada pelas hidrelétricas está menor do que a demanda, a alternativa foi aumentar a capacidade de geração das termelétricas, acarretando num aumento da tarifa para o consumidor que é repassado através da bandeira tarifária vermelha (ANEEL, 2015).

Esse cenário impulsiona para a redução dessa dependência por uma única fonte e a busca pela sustentabilidade do sistema elétrico através da diversificação da matriz elétrica, no intuito de aumentar a estabilidade.

O número crescente de novos sistemas de geração de energia que utilizem fontes renováveis representa uma mudança para a matriz elétrica brasileira. Entre esses novos sistemas de geração estão os sistemas fotovoltaicos que são vistos como atrativos devido à flexibilidade de configuração, possibilitando a instalação próxima aos centros de consumo, reduzindo as perdas provenientes da transmissão da energia produzida. Nesse trabalho foi avaliado o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede e interligado a um sistema de armazenamento, através da estimativa da energia a ser produzida. Além disso, as eficiências de dois modelos de módulos fotovoltaicos, monocristalino (SP70) e policristalino (HG210), foram analisadas segundo o desempenho energético e exerético. Pode ser

observado que as eficiências obtidas foram relativamente baixas, como já esperado, já que a tecnologia fotovoltaica possui eficiência baixa, devido a inúmeras perdas no processo de absorção e conversão da radiação solar em energia elétrica. Porém, essa eficiência vem aumentando ao longo dos anos, resultado das diversas pesquisas e desenvolvimento que contribuem para o aprimoramento da fabricação dos módulos fotovoltaicos.

Recentemente a ANEEL criou a modalidade tarifária branca, que ainda é optativa, mas que tem o objetivo de reduzir o consumo no horário de ponta, através da diferenciação da tarifa em relação às horas do dia. Ou seja, em horário de ponta, a tarifa de energia será três vezes maior que a tarifa do horário fora de ponta do sistema elétrico.

Mesmo com essa medida, há a preocupação em manter o equilíbrio entre oferta e demanda e a confiabilidade do setor elétrico no horário de ponta. Nesse cenário, o sistema de armazenamento é visto como uma alternativa viável estrategicamente por apresentar um custo de instalação menor se comparado com a implantação de uma usina hidrelétrica ou de uma termelétrica. Porém, deve-se ressaltar que o tempo de vida útil das baterias é significativamente menor ao período de operação de um sistema de geração convencional. Por esse motivo, o sistema de armazenamento deve ser considerado uma alternativa viável a curto prazo.

A expectativa quanto ao aumento da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos nos próximos anos, consequência de incentivos como a Chamada ANEEL N°13/11 e os leilões de reserva de energia, será uma oportunidade para o desenvolvimento de pesquisas relacionadas a tecnologias de módulos visando o aumento da eficiência, assim como a instalação de sistemas com configurações inovadoras, como o sistema escala reduzida, no intuito de contribuir com a melhoria do atendimento realizado pelo setor elétrico brasileiro.

7. CONCLUSÕES

Este trabalho foi realizado com o objetivo de desenvolver um modelo para avaliação do desempenho de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com armazenamento, visto que os softwares de simulação usuais de avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos não incluem armazenamento em sistemas conectados à rede. Inicialmente, foram levantados os principais fatores externos que afetam a eficiência do sistema fotovoltaico, estando entre os principais, a radiação solar e a temperatura ambiente. A partir disso, esses parâmetros meteorológicos foram estimados utilizando o modelo proposto por Duffie e Beckman (2006) e Lorenzo (1994). Os resultados da modelagem para a radiação solar horizontal e para a temperatura ambiente foram comparados com dados dos anos de 2011 a 2013 e do ano padrão disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia – INMET e pelo *Solar and Wind Energy Resource Assessment – SWERA*. Na comparação entre as estimativas e os dados experimentais foi observado que os resultados da modelagem se aproximam de uma média dos dados experimentais do INMET, pois as condições meteorológicas variam significativamente de ano para ano. Como pôde ser visto, a radiação solar e a temperatura ambiente para o ano de 2011 apresentaram menores índices, diferenciando significativamente da previsão indicada pelo ano padrão. Porém, pôde ser notada que os modelos de estimativa para radiação solar e temperatura ambiente apresentaram resultados aproximados aos do SWERA para um ano padrão.

A modelagem inicial feita para um sistema fotovoltaico conectado à rede sem armazenamento foi realizada utilizando os modelos de Chouder e outros (2012), para previsão dos parâmetros elétricos e térmicos do gerador fotovoltaico, e Martín (1998), para estimativa da eficiência do inversor. Essa modelagem foi aplicada em um estudo de caso seguindo a configuração de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica em uma unidade da CEMIG no São Gabriel em Belo Horizonte/MG. Os resultados obtidos nos modelos foram comparados com dados provenientes da simulação no software comercial TRNSYS, indicando uma diferença na potência de saída em torno de 23% para um período de janeiro e 30% para julho.

Posteriormente, esses dados obtidos na modelagem para o sistema fotovoltaico conectado à rede sem armazenamento e para a radiação solar inclinada, modelo de Duffie e Beckman (2006), foram validados com dados experimentais do sistema fotovoltaico São Gabriel-CEMIG. Na comparação puderam ser notados os comportamentos semelhantes para a potência de saída, apresentando divergências em alguns períodos devido à diferença das

condições meteorológicas experimentais e previstas. A radiação solar estimada incidente em superfície inclinada, considerando $\beta=20^\circ$, mostrou uma maior diferença de 64% entre dados estimados e experimentais para o mês de março.

Para aplicar a modelagem de um sistema fotovoltaico conectado à rede com sistema de armazenamento foi utilizado o sistema escala reduzida do GREEN/PUC Minas, que será utilizado para a realização de testes e para aprimorar o protótipo que será instalado no Estádio de Futebol Arena do Jacaré em Sete Lagoas/MG. A modelagem foi realizada seguindo as configurações pré-definidas pelo Projeto CEMIG/ANEEL D308. No projeto foi definido que o gerador fotovoltaico será de 5 kW, composto por 24 módulos de 210Wp cada. A partir disso, foi definida a configuração do gerador em três fileiras (“strings”) atendendo as especificações técnicas da unidade de controle e conexão que está em desenvolvimento pela equipe do Projeto, que terá três entradas para o fotovoltaico. Além disso, a partir das dimensões do módulo a ser utilizado no gerador, SolarTerra HG 210, foi calculada a distância mínima entre essas fileiras de 1,90 metros, para eliminar a possibilidade de auto-sombreamento, na estrutura do gerador fotovoltaico.

Para avaliar o comportamento dos parâmetros elétricos da bateria, modelo de Copetti, Lorenzo e Chenlo (1993), foram considerados três níveis de corrente de carga e descarga, mostrando que quanto maior for a corrente no processo de carga mais rápido será o aumento da tensão, e para o processo de descarga a tensão reduz bruscamente em um período curto de tempo quando a corrente é aumentada. O desempenho do sistema fotovoltaico escala reduzida do GREEN/PUC Minas foi estimado por meio do balanço de energia, já que os índices de desempenho, como o desempenho global, são definidos apenas para sistemas conectados à rede. No balanço foi observado que o gerador fotovoltaico disponibiliza maior energia de saída se comparado com sistema de armazenamento. Esse resultado já era esperado, pois o gerador fotovoltaico pode gerar parte da sua potência nominal a cada hora, por ser um processo contínuo enquanto houver radiação solar, resultando em um montante maior de energia no final do dia. No caso do sistema de armazenamento, esse entregará a cada dia somente a sua potência correspondente a 50% do seu estado de carga, ou seja, metade de sua potência nominal de 20,16 kW.

Por fim, foi feita a análise energética e exergética dos módulos fotovoltaicos do gerador do sistema São Gabriel-CEMIG (SP 70) e do gerador do sistema escala reduzida (HG 210), de tecnologia monocristalina e policristalina, respectivamente. Os resultados indicaram que as eficiências energética e exergética são maiores para o módulo policristalino HG 210, o que contradiz ao esperado, já que as eficiências para tecnologias de módulos

monocristalinos são mais eficientes. Esse resultado é justificado devido à diferença de tamanho dos módulos e de seus parâmetros elétricos, bem como o ano de fabricação, devido a evolução da tecnologia das células solares e módulos fotovoltaicos. O HG 210 apresentou maiores eficiências por possuir maior potência nominal de 210 Wp e área de 1,46 m², contra 70 Wp e 0,56 m² do módulo SP70.

7.1. Sugestões para trabalhos futuros

A avaliação do desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede com armazenamento, como o sistema escala reduzida do GREEN/PUC Minas é algo inovador, por não existir comercialmente esse tipo de configuração de sistema. O propósito definido pelo projeto visa utilizar o sistema de armazenamento para aplainar a curva de carga nos horários de ponta e fora de ponta, e gerar energia elétrica durante as horas em que há incidência de radiação solar. Porém esse tipo de sistema só existe como pesquisa e desenvolvimento. Além disso, na análise do desempenho de geradores fotovoltaicos, normalmente são consideradas as influências das condições meteorológicas nos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos, mas desprezando as perdas por outros fatores, como a deterioração ao longo dos anos de operação. A eficiência exergética de sistemas fotovoltaicos ainda está em estágio inicial e necessita ter uma análise mais aprofundada. Por essas razões, para trabalhos futuros se propõe:

- a) Validar os resultados obtidos na modelagem do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com armazenamento através da comparação com dados experimentais do sistema escala reduzida GREEN/PUC Minas e no protótipo a ser instalado no Estádio de Futebol Arena do Jacaré em 2015;
- b) Testar outros modelos matemáticos para a estimativa do desempenho da unidade de controle e conexão e para o banco de baterias;
- c) Desenvolver uma metodologia para manutenção preventiva em sistemas fotovoltaicos conectados à rede e com armazenamento;
- d) Desenvolver um modelo matemático para prever o desempenho de geradores fotovoltaicos, considerando além das influências das condições meteorológicas, a consequência da deposição de sujeira sobre os módulos e o processo de degradação, de acordo com a localidade geográfica;

- e) Aprofundar os estudos de balanço de energia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento;
- f) Aprimorar a modelagem da análise exérgica de sistemas fotovoltaicos, e comparar os dados obtidos nesse trabalho com as eficiências energética e exérgica utilizando dados meteorológicos experimentais de outros anos e outros modelos de módulos fotovoltaicos que apresentem especificações técnicas semelhantes.

REFERÊNCIAS

ACHAIBOU, N.; HADDADI, M.; MALEK, A. Lead acid batteries simulation including experimental validation. **Journal of Power Sources**, v. 185, p. 1484 – 1491, 2008.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução N° 652/2003 – Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH). Dezembro de 2003.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica – Nota Técnica n° 362/2010-SER-SRD/ANEEL**. Brasília, dezembro de 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Chamada N° 013/2011 Projeto estratégico**: “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”. Brasília, 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa N°482/2012**. Disponível em:<<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acessado em: 18 dez. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Banco de Informações de Geração – Fontes de Energia Exploradas no Brasil**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/FontesEnergia.asp?>>. Acessado em: 05 nov. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Tarifa Branca**. Disponível em:<<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781>>. Acessado em: 18 dez. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Bandeira tarifária vermelha**. Disponível em:<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8367&idarea=90>. Acessado em: 30 jan. 2015.

ALMEIDA, Marcelo P. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. 173 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, Programa de Pós-Graduação em Energia, São Paulo.

ALMEIDA, M. P.; ZILLES, R. Cálculo de parâmetros de desempenho para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 3, p. 70- 77, 2012.

AL-SABOUNCHI, A. M.; YALYALI, S. A.; AL-THANI, H. A. Design and performance evaluation of a photovoltaic gri-connected system in hot weather conditions. **Renewable Energy**, v. 53, p. 71 – 78, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. **Grupo setorial de sistemas fotovoltaicos ABINEE: Primeiro Projeto do P&D ANEEL-CHAMADA 13. 2013.**

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Conversão fotovoltaica de energia solar – NBR N°10.899.** p. 1 – 6, 1988.

AYOMPE, L. M.; DUFFY, A.; MCCORMACK, S. J.; CONLON, M. Measured performance of a 1,72kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland. **Energy Conversion and Management**, v. 52, p. 816 – 825, 2011.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). **Taxa SELIC – Dados diários.** Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/?SELICDIARIOS>>. Acessado em: 18 dez. 2014.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO (BNDES). **BNDES define condições de apoio a vencedores de leilão de energia solar e cria metodologia para fomentar conteúdo nacional.** Disponível em:<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2014/Energia/20140812_energiasolar.html>. Acessado em: 18 dez. 2014.

BARBOSA, J. M. C.; DINIZ, A. S. A. C.; MACHADO NETO, L. V.; SOUZA, M. E. M.; CASSINI, D. A.; FRANÇA, E. D. **Análise do desempenho de um sistema fotovoltaico integrado a fachada de uma edificação da UNIVERCEMIG.** IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES, 2012, São Paulo.

BASTOS, R. F. **Sistema de gerenciamento para carga e descarga de baterias (chumbo-ácido) e para busca do ponto de máxima potência gerada em painéis fotovoltaicos empregados em geração distribuída.** 2013. 115 f. Dissertação (Mestrado). Universidade de São Paulo/Escola de Engenharia São Carlos – Programa de Engenharia Elétrica.

BRECL, K; TOPIC, M. Self-shading losses of fixed free-standing PV arrays. **Renewable Energy**, v. 36, p. 3211– 3216, 2011.

BUHLER, A. J.; CERVANTES, G. F.; KRENZINGER, A. Desenvolvimento de software para pós-processamento de curvas I-V de dispositivos fotovoltaicos. **XVIII Simpósio Peruano de Energía Solar y del Ambiente (SPES)**, Lima, Peru, n° 14, 2011.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Leilão de Reserva contrata usinas eólicas e solares, com deságio médio de 9,9%.** Disponível em:

<http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniaio/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE>. Acessado em: 12 nov. 2014.

CARNEIRO, J. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos– Sistemas ligados à rede e sistemas autónomos**. 2009. 37 f. Projeto Interdisciplinar (Mestrado) – Universidade do Minho, Departamento de Física, Azurém, Portugal.

CHOUDEUR, A.; SILVESTRE, S.; SADAOU, N.; RAHMANI, L. Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters. **Simulation Modeling Practice and Theory**, v. 20, p. 46 – 58, 2012.

CHOUDEUR, A.; SILVESTRE, S.; TAGHEZOUIT, B.; KARATEPE, E. Monitoring, modeling and simulation of PV systems using LabVIEW. **Solar Energy**, v.91, p. 337 – 349, 2013.

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

CONGEDO, P. M.; MALVONI, M.; MELE, M.; GIORGI, M. G. Performance measurements silicon PV modules in South-eastern Italy. **Energy Conversion and Management**, v. 68, p. 1 – 10, 2013.

COPETTI, J. B.; LORENZO, E.; CHENLO, F. A general battery model for PV system simulation. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 1, p. 283 – 292, 1993.

COSTA, S. C. S. **Avaliação do potencial dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica com geradores de diversas tecnologias**. 2011. 82 f. Projeto (Graduação). Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – Curso Engenharia de Energia, Belo Horizonte, Minas Gerais.

COSTA, S. C. S.; SILVA, J. O. C.; VELOSO, V.; MAIA, C. B.; MACHADO NETO, L. V. B.; DINIZ, A. S. A. C. Análise energética e exergetica de geradores fotovoltaicos. **V Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2014, Recife.

CUBAS, J.; PINDADO, S.; VICTORIA, M. On the analytical approach for modeling photovoltaic systems behavior. **Journal of Power Sources**, v. 247, p. 467 – 474, 2014.

DINCER, I. The role of exergy in energy policy making. **Energy Policy**, v. 30, p. 137 – 149, 2002.

DOLARA, A.; LAZAROIU, G. C.; LEVA, S.; MANZOLINI, G.. Experimental investigation of partial shading scenarios on PV (photovoltaic) modules. **Energy**, v.55, p. 466 – 475, 2013.

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

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Expansão da Geração: Empreendimentos Fotovoltaicos**. P. 1 – 39, 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2013**. Ano base 2012, p.1 – 284, Rio de Janeiro.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **6° Leilão de energia de reserva tem deságio de 9,94%**. Disponível em:<<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/Leilao%20de%20Reserva%202014.pdf>>. Acessado em: 18 dez. 2014

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **20° Leilão de energia nova A-5 – Resumo Vendedor**. Disponível em:<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/Resumo_Vendedor_20len_a5.pdf>. Acessado em: 18 dez. 2014

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

EUROPEN PHOTVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION (EPIA). **Global Market Outlook 2014 - 2018**. p. 1 – 60, 2014.

FATHI, A. E.; NKHAILI, L.; BENNOUNA, A.; OUTZOURHIT, A. Performance parameters of a standalone PV plant. **Energy Conversion and Management**, v. 86, p. 490 – 495, 2014.

FENDRI, D.; CHAABENE, M. Dynamic model to follow the state of charge of a lead-acid battery connected to photovoltaic panel. **Energy Conversion and Management**, v. 64, p. 587 – 593, 2012.

GARCÍA, F. H. **Análise experimental e simulação de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos**. 2004. 209 f. Tese (Doutorado). Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.

GUIMARÃES, A. P. C. **Estudo solarimétrico com base na definição de mês padrão e sequência de radiação diária**. 1995. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Minas Gerais – Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.

GREEN, M. A.; EMERY, K.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W.; DUNLOP, E. Solar cell efficiency tables (version 44). Progress **Photovoltaic: Research and applications**, v. 22, p. 701 – 710, 2014

GREENPRO. **Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. 2004

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Key World Energy Statistics**. p. 1 – 82, 2013

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). **Geração Distribuída**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acessado em: 14 ago. 2013.

JELLE, B. P.; BREIVIK, C.; ROKENES, H. D. Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 100, p. 69 – 96, 2012.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates – an analytical review. **Progress in Photovoltaics**, v. 21, p. 12 – 29, 2013.

JOSHI, A. S.; DINCER, I.; REDDY, B. V. Performance analysis of photovoltaic systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, p. 1884 – 1897, 2009.

KYMAKIS, E.; KALYKAKIS, S.; PAPAZOGLU, T. M. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. **Energy Conversion and Management**, v. 50, p. 433 – 438, 2009.

LACCHINI, C.; SANTOS, J. C. V. Photovoltaic energy generation in Brazil – Cost analysis using coal-fired power plants as comparison. **Renewable Energy**, v. 52, p. 183 – 189, 2013.

LI, D. H. W.; CHEUNG, G. H. W.; LAM, J. C. Analysis of the operational performance and efficiency characteristic for photovoltaic system in Hong Kong. **Energy Conversion and Management**, v. 46, p. 1107 – 1118, 2005.

LI, Z.; LIU, X.; TANG, R. Optical performance of vertical single-axis tracked solar panels. **Renewable Energy**, v. 36, p. 64 – 68, 2011.

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

LORENZO, E. **Electricidad Sola: Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos**. 1 ed. Espanha: Progensa, 1994

MACÊDO, Wilson Negrão. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2006. 201 f. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, São Paulo.

MACHADO NETO, L. V. B. **Caracterização de geradores fotovoltaicos e desenvolvimento de seguidor de potência máxima para sistemas autônomos aplicados à eletrificação rural**. 2006. 199 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Viçosa, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, Minas Gerais.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; CANADA, B.; NARANG, D.; SHUGAR, D.; WENGER, H.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T. Performance parameters for grid-connected PV systems. **31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition**, 2005, Florida.

MARTÍN, E. C. **Edifícios fotovoltaicos conectados a lared eléctrica: caracterización y análisis**. 1998. 200 f. Tese (Doutorado) – Universidad Politécnica de Madrid, Escuela técnica superior de ingenieros de telecomunicación, Madrid.

MAVROMATAKIS, F.; MAKRIDES, G.; GEORGHIOU, G.; POTHRAKIS, A.; FRANGHIADAKIS, Y.; DRAKAKIS, E.; KOUDOUMAS, E. Modeling the photovoltaic potential of a site. **Renewable Energy**, v. 35, p. 1387 – 1390, 2010.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF**. Brasília, p. 1 – 93, 2009.

MIRANDA, A. B. C. M. **Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede**. 2014. Projeto (Graduação) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, Brasil.

MOREIRA, M. F. S. **Análise térmica de um coletor solar compost de cavidades V para aquecimento de água**. 2009. Dissertação – Universidade Federal de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Mecânica, Brasil.

MOURA. **Manual Técnico Moura Acumuladores**. 2011

OGAWA, V. G. C. **Proposta de identificação dos parâmetros do modelo de bateria para uso na modelagem de sistemas de partida de veículos automotivos**. 2011. 92 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

PANDEY, A. K.; TYAGI, V. V.; TYAGI, S. K. Exergetic analysis and parametric study of multi-crystalline solar photovoltaic system at a typical climatic zone. **Clean Techn Environ Policy**, v. 15, p. 333 – 342, 2013.

PERPIÑAN, O.; LORENZO, E.; CASTRO, M. A. On the calculation of energy produced by a PV grid-connected system. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v.15, p. 265 – 274, 2007.

PINTO FILHO, G. F.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; MANITO, A. R. A.; VASCONCELOS, F. M. Programa computacional desenvolvido em ambiente guide do MATLAB™ para análise e projeto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. **III Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2010, Belém.

QUINTANA, M .A.; KING, D. L.; MCMAHON, T. J.; OSTERWALD, C. R. **Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules**. Photovoltaic Specialists Conference, p. 1436 – 1439, 2002.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A.; ROMERO, F. C. Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 34, p. 578 – 587, 2014.

RAUGEL, M.; FRANKL, P. Life Cycle impacts and costs of photovoltaic systems: Current state of the art and future outlooks. **Energy**, v. 34, p. 392 – 399, 2009.

REINOSO, C. R. S.; MILONE, D. H.; BUITRAGO, R. H. Efficiency study of different photovoltaic connection schemes under dynamic shading. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 35, p. 5838 – 5843, 2010.

SAHIN, A. D.; DINCER, I.; ROSEN, M. A. Thermodynamic analysis of solar photovoltaic cell systems. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 91, p. 153 – 159, 2007.

SCHMIDT, H.; JANTSCH, M.; SCHMD, J. Results of the concerted action on power conditioning and control. **11nd European Photovoltaic Solar Energy Conference**, 1992, Montreux, Switzerland.

SHELL SOLAR. **Shell SP 70 – Photovoltaic Solar Module**. Disponível em:<http://telemetryhelp.com/Datasheets/ShellSP70_USv1.pdf>. Acessado em: 23 out. 2014.

SHARMA, V.; CHANDEL, S.S. Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 27, p. 753 – 767, 2013.

SHELL SOLAR. Product Information Sheet – Shell SP70 Photovoltaic Solar Module. Disponível em:<http://telemetryhelp.com/Datasheets/ShellSP70_USv1.pdf>. Acessado em: 23 out. 2014.

SILVA, V. A. M. **Influência da cobertura do céu na estimativa da radiação solar utilizando modelo digital de elevação**. 2011. 74 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Mato Grosso, Programa de Pós-graduação em Física Ambiental, Mato Grosso.

SINGH, G. K.. Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review. **Energy**, v. 53, p. 1 – 13, 2013.

SIQUEIRA, D. A. **Estudo de desempenho do aquecedor solar de baixo custo**. 2009. 143 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Química, Minas Gerais.

SMA Solar Technology AG. **Sunny Boy SB 1100 and SB 1700 string inverter for photovoltaic plants**. Installation guide, v. 1.0, 2005.

SOLARTERRA ENERGIAS ALTERNATIVAS. **Folha de dados – Painel Solar HG 210**. Disponível em:<<http://solarterra.com.br>>. Acessado em: 23 out. 2014.

SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for a photovoltaic array performance. **Solar Energy**, v. 80, p. 78 – 88, 2006.

SUNNY PORTAL. **Publicly available PV systems**. Disponível em: <<http://www.sunnyportal.com/Templates.PublicPagesPlantList.aspx>>. Acessado em: 03 nov. 2014.

SOLAR AND WIND ENERGY RESOURCE ASSESSMENT (SWERA). **Data sets used in SWERA**. Disponível em:<<http://en.openei.org/wiki/SWERA/Data>>. Acessado em: 6 abr. 2014.

TAMIZHMANI, G.; KUITCHE, J. **Accelerated lifetime testing of photovoltaic modules**. Solar America Board for Codes and Standards, 2013.

TOLEDO, O. M.; OLIVEIRA FILHO, D.; DINIZ, A. S. A. C. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, p. 506 – 511, 2010.

TRILLO-MONTERO, D.; SANTIAGO, I.; LUNA-RODRIGUEZ, J. J.; REAL-CALVO, R. Development of a software application to evaluate the performance and energy losses of gri-

connected photovoltaic systems. **Energy Conversion and Management**, v. 81, p. 144 – 159, 2014.

VISHKASOUGHEH, M. H.; TUNABOYLU, B. Characterization of a Li-ion battery based stand-alone a-Si photovoltaic system. **Applied Surface Science**, v. 318, p. 324 – 333, 2014.

XIAO, B.; SHI, Y.; HE, L. **A universal state-of-charge algorithm for batteries**. 47th Design Automation Conference, p. 687 – 692, 2010, Nova York, EUA.

PADRÃO, Wilton. **Reunião Projeto P&D CEMIG/ANEEL D308 12/11/2014**. Belo Horizonte: GREEN/PUC Minas, 2014. (Comunicação oral)

WOYTE, A.; RICHTER, M.; MOSER, D.; MAU, S.; REICH, N.; JAHN, U. Monitoring of photovoltaic systems: Good practices and systematic analysis. **28th European PV Solar Conference and Exhibition**, 2013, Paris, France.

ZHENG, H.; LI, S.; CHALLOO, R.; PROANO, J. Shading and bypass diode impacts to energy extraction of PV arrays under different converter configurations. **Renewable Energy**, v. 68, p. 58 – 66, 2014.

ANEXO A

Dados de entrada para temperatura ambiente – modelo de Lorenzo (1994)

A tabela em anexo apresenta as temperaturas mínimas e máximas diárias para o ano padrão referentes à cidade de Belo Horizonte/MG. Essas temperaturas mínimas e máximas que foram utilizadas no modelo para estimar a temperatura horária, através do modelo de Lorenzo (1994), foram retiradas da base de dados do ano padrão disponibilizadas pelo SWERA.

Dia	Tam (°C)	TaM (°C)
1	20,0	23,0
2	20,0	25,0
3	20,0	27,0
4	20,0	27,0
5	20,0	28,0
6	22,0	30,0
7	20,0	29,0
8	19,0	27,0
9	20,4	29,0
10	21,0	29,0
11	21,0	28,0
12	19,0	28,0
13	19,0	29,0
14	23,0	34,0
15	21,0	33,0
16	21,0	32,0
17	21,0	30,0
18	22,0	33,0
19	22,0	29,0
20	21,0	28,0
21	20,4	26,4
22	21,4	26,4
23	21,4	27,4
24	22,0	31,0
25	21,0	31,0
26	21,0	27,0
27	20,4	25,4
28	20,4	27,4
29	20,4	30,4
30	19,0	31,0
31	20,0	25,0
32	19,0	28,0
33	18,0	29,0
34	19,0	29,0

Dia	Tam (°C)	TaM (°C)
35	19,0	30,0
36	18,0	30,0
37	20,0	29,0
38	20,0	29,0
39	18,0	28,0
40	20,0	28,0
41	19,0	27,0
42	20,0	27,0
43	20,0	29,0
44	21,0	28,0
45	20,0	29,0
46	19,0	31,0
47	19,0	31,0
48	18,0	31,0
49	19,0	30,0
50	20,0	31,0
51	20,0	32,0
52	18,0	31,0
53	19,0	33,0
54	21,0	32,0
55	21,0	33,0
56	20,0	30,0
57	20,0	30,0
58	21,0	29,0
59	22,0	30,0
60	21,4	31,4
61	20,4	31,4
62	20,4	31,4
63	20,4	31,4
64	7,7	31,4
65	21,4	34,0
66	20,4	31,4
67	21,4	25,4
68	7,7	25,4
69	20,4	25,4
70	7,7	24,4
71	21,4	27,4
72	19,4	25,4
73	19,4	27,4
74	20,4	29,4
75	19,4	27,4
76	20,4	27,4
77	19,4	27,4
78	19,4	28,4

Dia	Tam (°C)	TaM (°C)
79	20,4	27,4
80	20,4	26,4
81	19,4	31,4
82	20,4	32,4
83	20,4	30,4
84	19,4	28,4
85	20,4	30,4
86	19,4	31,4
87	19,4	31,4
88	19,4	27,4
89	19,4	27,4
90	19,4	30,4
91	20,4	29,4
92	20,4	28,4
93	20,4	30,4
94	20,6	24,7
95	19,6	28,9
96	20,0	31,0
97	20,0	30,0
98	18,0	31,2
99	21,6	29,5
100	19,5	27,0
101	18,6	25,6
102	17,6	26,6
103	17,6	28,6
104	21,0	29,0
105	20,0	29,0
106	19,0	30,0
107	20,0	28,0
108	18,0	26,0
109	17,0	27,0
110	16,0	27,0
111	17,0	27,0
112	17,0	24,0
113	17,0	30,0
114	17,0	27,0
115	16,6	27,7
116	16,6	25,6
117	18,6	23,0
118	17,0	25,0
119	16,0	28,0
120	16,0	28,0
121	19,9	29,2
122	17,6	25,0

Dia	Tam (°C)	TaM (°C)
123	16,8	23,8
124	16,0	28,0
125	16,0	25,8
126	7,7	23,0
127	15,3	26,9
128	17,8	27,0
129	17,0	25,1
130	16,1	27,2
131	17,9	25,1
132	18,0	26,5
133	17,0	23,3
134	17,4	25,8
135	14,9	26,5
136	17,0	23,0
137	17,3	26,0
138	16,1	25,4
139	9,4	22,0
140	7,7	25,8
141	11,8	28,2
142	10,6	26,0
143	11,8	22,8
144	14,3	25,2
145	12,7	26,0
146	14,0	27,2
147	15,1	26,8
148	16,0	28,0
149	18,4	27,6
150	17,0	24,8
151	15,0	26,1
152	15,6	26,5
153	15,0	22,5
154	16,8	25,0
155	15,2	25,4
156	14,0	25,0
157	15,5	27,8
158	14,0	28,0
159	15,0	26,0
160	14,0	27,0
161	14,4	29,0
162	14,8	26,0
163	14,0	21,0
164	10,0	22,0
165	12,9	25,0
166	14,5	24,5

Dia	Tam (°C)	TaM (°C)
167	13,4	26,0
168	12,0	23,0
169	12,8	24,0
170	12,4	24,0
171	12,1	24,0
172	13,5	26,0
173	12,5	20,5
174	10,2	26,7
175	9,4	25,0
176	9,8	28,0
177	12,4	27,8
178	13,4	26,3
179	14,5	24,5
180	14,1	22,8
181	14,0	19,2
182	12,0	23,0
183	13,0	24,0
184	16,3	24,0
185	14,0	24,0
186	13,0	24,0
187	14,0	24,0
188	11,0	22,0
189	13,0	25,0
190	13,0	24,0
191	14,0	23,0
192	13,0	25,0
193	12,0	25,0
194	10,0	26,0
195	11,0	28,0
196	12,0	27,0
197	11,0	28,0
198	13,0	27,0
199	12,0	28,0
200	14,0	25,0
201	15,0	24,0
202	14,0	25,0
203	14,0	25,0
204	14,0	27,0
205	13,0	27,0
206	13,0	26,0
207	15,0	25,0
208	13,0	28,0
209	15,0	28,0
210	14,0	27,0

Dia	Tam (°C)	TaM (°C)
211	13,0	26,0
212	13,4	27,2
213	11,0	24,0
214	15,0	25,0
215	14,0	25,0
216	16,8	26,4
217	15,0	23,0
218	12,0	25,0
219	12,0	25,0
220	13,0	26,0
221	12,0	26,0
222	16,6	24,4
223	14,0	24,0
224	16,0	24,0
225	13,0	29,0
226	14,3	26,8
227	15,0	26,0
228	16,0	26,0
229	17,0	26,0
230	17,0	23,0
231	15,0	31,0
232	13,0	26,0
233	11,0	22,0
234	12,0	22,0
235	10,0	21,0
236	11,0	23,0
237	11,0	28,0
238	13,0	29,0
239	13,0	31,0
240	13,0	32,0
241	16,0	30,0
242	17,0	30,0
243	18,7	24,0
244	12,0	31,0
245	16,0	33,0
246	17,3	29,0
247	15,7	34,0
248	12,0	24,5
249	12,0	25,2
250	12,0	25,0
251	13,0	27,0
252	14,0	34,0
253	15,0	31,0
254	15,5	31,2

Dia	Tam (°C)	TaM (°C)
255	15,8	34,0
256	18,0	34,0
257	16,0	29,5
258	17,0	29,0
259	15,0	27,0
260	18,0	27,8
261	15,0	23,0
262	17,8	28,0
263	17,0	22,0
264	17,0	24,0
265	15,0	26,0
266	16,0	27,0
267	18,0	28,0
268	18,0	29,0
269	18,8	29,0
270	19,8	30,5
271	20,0	30,0
272	20,0	31,0
273	18,6	31,0
274	17,0	28,0
275	20,0	32,0
276	19,0	32,0
277	18,0	32,0
278	20,0	31,0
279	19,4	29,4
280	19,4	27,4
281	19,4	29,4
282	17,0	20,0
283	18,0	31,0
284	19,0	29,0
285	18,0	22,0
286	18,0	28,0
287	15,0	25,0
288	18,0	26,0
289	18,0	32,0
290	19,0	23,0
291	18,0	29,0
292	19,0	23,0
293	19,0	25,0
294	20,1	31,2
295	19,3	24,7
296	18,0	27,0
297	18,4	25,4
298	18,0	28,0

Dia	Tam (°C)	TaM (°C)
299	17,0	28,0
300	17,0	27,0
301	16,0	30,0
302	18,4	27,4
303	20,4	31,4
304	22,4	33,4
305	17,0	22,2
306	17,4	24,0
307	17,0	27,0
308	18,0	29,0
309	18,0	28,0
310	21,1	31,7
311	22,0	30,0
312	21,0	25,0
313	15,7	27,7
314	20,0	26,0
315	21,0	28,0
316	19,0	21,0
317	16,0	22,0
318	16,0	28,0
319	16,0	28,0
320	20,3	31,0
321	20,0	30,0
322	19,0	28,0
323	19,0	30,0
324	20,0	27,0
325	20,0	31,0
326	20,0	27,0
327	21,0	26,0
328	20,0	24,0
329	17,0	27,0
330	20,0	34,0
331	19,0	30,0
332	21,0	29,0
333	19,0	30,0
334	21,0	23,0
335	21,6	30,0
336	22,0	28,0
337	17,0	26,0
338	20,0	26,0
339	17,0	31,0
340	20,0	29,1
341	17,0	27,0
342	18,0	25,0

Dia	Tam (°C)	TaM (°C)
343	19,0	23,0
344	18,0	25,0
345	19,0	29,0
346	20,0	26,0
347	19,0	26,0
348	20,0	28,0
349	21,7	28,8
350	20,0	34,0
351	20,0	23,0
352	19,0	26,0
353	19,0	30,0
354	20,0	29,0
355	19,0	34,0
356	21,0	32,0
357	22,0	34,0
358	22,0	32,0
359	21,0	29,0
360	21,0	29,0
361	18,8	24,8
362	17,0	21,8
363	17,0	25,0
364	18,0	27,0
365	19,4	28,0