



**IMPLEMENTAÇÃO E ANÁLISE DE SISTEMA DE PRODUÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA EM PROPRIEDADE RURAL COM MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS DE SILÍCIO MULTICRISTALINO**

NADINE DEMACENA DE ARAUJO

ENGENHEIRA ELETRICISTA

**DISSERTAÇÃO PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM
ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

Porto Alegre

Fevereiro, 2019



Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

ESCOLA POLITÉCNICA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS

**IMPLEMENTAÇÃO E ANÁLISE DE SISTEMA DE PRODUÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA EM PROPRIEDADE RURAL COM MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS DE SILÍCIO MULTICRISTALINO**

NADINE DEMACENA DE ARAUJO

ENGENHEIRA ELETRICISTA

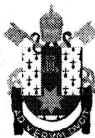
ORIENTADOR: Prof. Dr. Adriano Moehlecke

CO-ORIENTADORA: Profa. Dra. Izete Zanesco

Dissertação de Mestrado realizada no Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais (PGETEMA) da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia e Tecnologia de Materiais.

Trabalho vinculado ao Projeto "Implantação de Unidades de Geração Distribuída de Energia Elétrica a Partir de Sistemas Fotovoltaicos em Propriedades Rurais", Convênio nº 4500040746.

**Porto Alegre
Fevereiro, 2019**



Implementação e Análise de Sistema de Produção de Energia Elétrica em Propriedade Rural com Módulos Fotovoltaicos de Silício Multicristalino

CANDIDATA: NADINE DEMACENA DE ARAUJO

Esta Dissertação de Mestrado foi julgada para obtenção do título de MESTRE EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

DR. ADRIANO MOEHLECKE - ORIENTADOR

DRA. IZETE ZANESCO - CO-ORIENTADORA

BANCA EXAMINADORA

DR. ARNO KRENZINGER - DA ESCOLA DE ENGENHARIA - UFRGS

DR. CARLOS ALEXANDRE DOS SANTOS - PGETEMA - PUCRS

Ficha Catalográfica

A663i Araujo, Nadine Demacena de

Implementação e análise de sistema de produção de energia elétrica em propriedade rural com módulos fotovoltaicos de silício multicristalino / Nadine Demacena de Araujo . – 2019.

95 p.

Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PUCRS.

Orientador: Prof. Dr. Adriano Moehlecke.

Co-orientadora: Profa. Dra. Izete Zanesco.

1. Sistemas fotovoltaicos conectas à rede elétrica. 2. módulos fotovoltaicos de Si multicristalino. 3. simulação. 4. propriedade rural. I. Moehlecke, Adriano. II. Zanesco, Izete. III. Título.

Elaborada pelo Sistema de Geração Automática de Ficha Catalográfica da PUCRS
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Bibliotecária responsável: Salete Maria Sartori CRB-10/1363

“Se você quiser descobrir os segredos do Universo, pense em termos de energia, frequência e vibração”

Nikola Tesla

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus abençoados pais, obrigada por acreditarem em mim.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais, Irene Demacena e José Nardi de Araujo, por todo suporte, amor e incentivo que sempre me deram. Também agradeço aos meus amados, Amaury, Heitor e Nina, por serem a melhor rede de apoio que uma pessoa poderia ter.

Na minha família acadêmica do NT-Solar agradeço aos meus orientadores Adriano Moehlecke e Izete Zanesco pela oportunidade e confiança, não tenho palavras para expressar tamanha gratidão. Aos guardiões do laboratório Moussa Ly e Sergio Boscato, que tantas vezes me ajudaram a não entrar em desespero. A minha amiga Thais Crestani que me foi sempre gentil e tirou tantas dúvidas nesses dois anos de mestrado. Aos amigos de projeto Edson Osório e Luiza Ramanauskas que ajudaram no desenvolvimento cada um à sua maneira. Também agradeço a todos meus colegas de laboratório que colaboraram tanto no projeto quanto nos momentos de descontração.

Agradeço a Itaipu Binacional, LAR, C.VALE, COPACOL, SEBRAE/PR, OCEPAR e ao Núcleo de Tecnologia em Energia Solar (NT-Solar) pela subvenção do projeto de P&D intitulado “Implantação de Unidades de Geração Distribuída de Energia Elétrica a Partir de Sistemas Fotovoltaicos em Propriedades Rurais”, Convênio nº 4500040746. Da mesma forma, agradeço a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Ensino Superior (CAPES) pela bolsa de estudos. A Pontifícia Universidade Católica do Rio grande do Sul e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais pelo ensino.

SUMÁRIO

Dedicatória	5
Agradecimentos.....	6
Sumário	7
Lista de Figuras	9
Lista de Tabelas	13
Lista de Símbolos e Siglas	14
RESUMO	16
ABSTRACT	17
1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS	18
1.1. Introdução.....	18
1.2. Objetivos	20
2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILÍCIO MULTICRISTALINO....	21
2.1. Estrutura e Caracterização de Módulos Fotovoltaicos	21
2.2. Módulos com Células Solares de Silício Multicristalino e Monocristalino .	24
3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERLIGADOS À REDE.....	29
3.1. Sistemas Fotovoltaicos e Índices de Mérito	29
3.2. Perdas de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos	32
3.2.1. Fiação	32
3.2.2. Sujidade	33
3.2.3. Condições Climáticas.....	35
3.2.4. Temperatura do Módulo.....	36
3.2.5. Sombreamento.....	40
3.3. Sistemas Fotovoltaicos em Propriedades Rurais	42
3.3.1. Sistemas Isolados	42
3.3.2. Sistemas Interligados à Rede Elétrica	43
4. MATERIAIS E MÉTODOS	44
4.1. Caracterização da Propriedade Rural.....	44
4.2. Dimensionamento e Simulação do Sistema Fotovoltaico	47
4.3. Caracterização e Análise de Módulos Fotovoltaicos	51

4.4. Avaliação da Implantação do Sistema Fotovoltaico	51
4.5. Análise da Temperatura de Operação dos Módulos Fotovoltaicos	53
4.6. Análise da Produtividade e Desempenho Global do Sistema Fotovoltaico	53
4.7. Análise Econômica.....	53
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	54
5.1. Resultados de Projeto e Simulação do Sistema FV com o Programa PV*SOL.....	54
5.2. Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos e Distribuição no Arranjo	58
5.3. Projeto e Avaliação da Instalação do Sistema Fotovoltaico	60
5.4. Avaliação da Temperatura de Operação dos Módulos Fotovoltaicos	67
5.5. Análise da Produtividade e Desempenho Global	75
5.6. Análise Econômica.....	79
6. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE CONTINUIDADE	81
6.1. Conclusões	81
6.2. Sugestões de Continuidade	82
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	84
ANEXO I	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Distribuição da matriz elétrica brasileira em 2017 (EPE, 2018).	18
Figura 2.1. Estrutura padrão de um módulo fotovoltaico.	21
Figura 2.2. Curva característica de um módulo fotovoltaico caracterizado no NT-Solar.	22
Figura 2.3. Simulador solar PSS8 da empresa BERGER Lichttechnik GmbH & Co: (a) lâmpada de xenônio e (b) fonte de tensão para lâmpada.	23
Figura 2.4. Módulo fotovoltaico de 270 Wp colocado na estrutura de fixação para caracterização no NT-Solar.	24
Figura 2.5. Curva característica da corrente elétrica em função da tensão elétrica (I-V) de um módulo fotovoltaico de 270 Wp (potência de catálogo), apresentada na tela do computador com o uso do programa de controle e aquisição de dados do simulador solar PSS8.	24
Figura 2.6. Célula solar de silício multicristalino (Skaaland <i>et al.</i> , 2011).	25
Figura 2.7. Célula solar de silício monocristalino (Skaaland <i>et al.</i> , 2011).	26
Figura 2.8. Curvas características de módulos com células solares de (a) silício monocristalino e (b) silício multicristalino (Adaptada de Ndiaye <i>et al.</i> , 2014).	27
Figura 3.1. Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (Luz Solar, 2017).	30
Figura 3.2. Efeito da variação da temperatura das células solares na curva característica I-V de um módulo fotovoltaico de células de silício cristalino (Galdino e Pinho, 2014)	38
Figura 4.1. Imagem de satélite da propriedade estudada, exibindo o barracão selecionado com o arranjo fotovoltaico, bem como o obstáculo mais próximo do mesmo e sem possibilidade de produzir sombreamento (imagem do Google Earth, 07/01/2019).	45
Figura 4.2. Planta do telhado do barracão de estada do gado.	46
Figura 4.3. Fotografias da edificação da propriedade cooperada da LAR, obtidas em 18/01/2017: (a) área da cobertura voltada ao norte e (b) detalhe da inclinação do telhado em 10°.	46

Figura 4.4. Fluxograma das etapas do desenvolvimento do projeto de um sistema FV com o programa PV*SOL.....	49
Figura 4.5. (a) Imagem do programa computacional durante a execução da etapa de Definição de tipo de sistema e localização geográfica e (b) imagem da tela para modelagem 3D.....	50
Figura 4.6. Sensores do sistema de monitoramento: 1 - sensor de temperatura ambiente, 2 - sensor de temperatura dos módulos fotovoltaicos (colado na face posterior de um módulo fotovoltaico, 3 - piranômetro e 4 - anemômetro.	52
Figura 5.1. Diagrama básico do sistema fotovoltaico de 20,52 kWp simulado para a propriedade cooperada da LAR.	54
Figura 5.2. Distribuição dos módulos sobre o telhado do barracão da propriedade rural cooperada da LAR, em Medianeira, PR: arranjo com 76 módulos.....	55
Figura 5.3. Configuração de fileiras (strings) de módulos fotovoltaicos, sendo que cada dígito representa o número do inversor (1), do seguidor de MPT (1 ou 2), da fileira (1 ou 2) e do módulo (1 a 19).	55
Figura 5.4. Irradiação solar global média mensal, no plano dos módulos e no plano voltado ao norte geográfico (NG) na propriedade rural em Medianeira-PR. Valores obtidos por simulação com o programa PV*SOL.	56
Figura 5.5. Produção mensal estimada de energia elétrica (Produção de EE) do sistema FV de 20,52 kWp e consumo sem geração distribuída em 2017 (Consumo sem GD) na propriedade rural.	57
Figura 5.6. Número de módulos fotovoltaicos em função da potência.	59
Figura 5.7. Planta de situação para a instalação do arranjo fotovoltaico para a propriedade cooperada da LAR. Cada cor identifica um painel com os módulos conectados em série.....	59
Figura 5.8. Diagrama multifilar do sistema fotovoltaico. Projeto da empresa BSE Solar.	61
Figura 5.9. Planta da propriedade com o sistema fotovoltaico (Planta de situação). Projeto da empresa BSE Solar.....	62
Figura 5.10. (a) Instalação dos cabos de aterramento e de (b) caixa de passagem para cabos subterrâneos que conectam o arranjo ao quadro de comando e proteção CC, em fevereiro de 2018.	62

Figura 5.11. Caminho da tubulação enterrada e caixas de passagem na parte superior do terreno. O arranjo FV pode ser visto ao fundo.	63
Figura 5.12. Estruturas metálicas para suporte dos módulos FV e instalação dos módulos fotovoltaicos em fevereiro de 2018. Instalação realizada pela BSE Solar.....	63
Figura 5.13. Arranjo FV no telhado do galpão da propriedade cooperada da LAR. ...	64
Figura 5.14. Arranjo fotovoltaico: (a) vista lateral-frontal e (b) vista posterior de uma fileira de módulos fotovoltaicos.	64
Figura 5.15. Inclinação dos módulos FVs sobre o telhado do galpão, para atingir uma inclinação de 18° em relação a horizontal.....	65
Figura 5.16. Valores do ângulo de inclinação de três módulos de cada fileira.....	65
Figura 5.17. Equipamentos de conversão CC/CA instalados na propriedade cooperada da LAR. Também se mostra o sistema de aquisição e armazenamento de dados (PHB Logger).....	66
Figura 5.18. Quadro de comando e proteção CC e (b) imagens termográficas em detalhe do mesmo quadro. O barramento com maior temperatura corresponde aos painéis 1 e 2.	66
Figura 5.19. Quadro de comando CA e (b) imagem termográfica indicando a distribuição da temperatura do quadro de comando e proteção CA.	67
Figura 5.20. Imagens, obtidas com a câmara termográfica, da face frontal dos módulos fotovoltaicos da propriedade cooperada da LAR. Medidas realizadas em 08/05/2018.	68
Figura 5.21. Potência do sistema FV e irradiância solar no plano dos módulos em 08/05/2018.	69
Figura 5.22. Temperatura ambiente, temperatura dos módulos FVs e velocidade do vento em 08/05/2018.....	69
Figura 5.23. Temperatura ambiente, temperatura dos módulos FVs e T_{CEL} estimada a partir da medida da irradiância (Equação 3.12) e do modelo Mattei 1 (Equação 3.13) e irradiância em um dia de (a) julho e de (b) setembro.	71
Figura 5.24. Médias mensais de temperatura ambiente, do módulo FV e efetiva do módulo fotovoltaico na propriedade rural em Medianeira. Resultados da simulação do sistema com o programa PV*Sol.....	72

- Figura 5.25. Temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos diárias no sistema fotovoltaico na propriedade da cooperada da LAR, em 2018.....73
- Figura 5.26. Média diária da temperatura efetiva e ambiente e velocidade do vento nos meses de julho (a), setembro (b) de 2018, janeiro(c) e fevereiro (d) 2019 no sistema FV instalado na propriedade cooperada da LAR.74
- Figura 5.27. Medida da irradiância solar no (a) plano do arranjo com a célula solar calibrada (Isofoton) e (b) no solo com a célula solar de referência NT-Solar. Observação: durante a medição, o fotógrafo se afastou.....76
- Figura 5.28. Energia elétrica produzida e estimada pelo software PV*SOL para o sistema FV instalado em Medianeira e irradiação solar mensal no arranjo fotovoltaico. A energia elétrica produzida em outubro, novembro e dezembro são estimativas a partir de medida obtida em 21/11/2018 e 10/01/2019.77
- Figura 5.29. Comparação do consumo da propriedade com a produção de energia elétrica do sistema fotovoltaico em 2018. O período considerado é o de faturamento, que para a propriedade de Medianeira, sempre é entre os dias 20/21 de cada mês. Os valores de produção de energia elétrica de outubro e novembro são estimados.79

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1. Consumo mensal de energia elétrica da propriedade no ano de 2017. .47	47
Tabela 5.1. Comparação percentual do valor de produção anual das simulações com diferentes ângulos de inclinação em relação ao valor obtido no ângulo de 18°.....56	56
Tabela 5.2. Parâmetros elétricos médios dos 84 módulos JKM270PP-60 e valores apresentados na ficha de dados do equipamento. Dos 84 módulos, 76 foram utilizados no sistema fotovoltaico e os demais foram usados para testes.....58	58
Tabela 5.3. Características elétricas dos módulos fotovoltaicos do painel A.60	60
Tabela 5.4. Medidas de irradiância solar, temperatura ambiente, temperatura dos módulos e de velocidade do vento realizadas pelo sistema de monitoramento em 08/05/2018, quando se realizou a visita ao sistema FV da propriedade cooperada da LAR.70	70
Tabela 5.5. Média mensal da temperatura ambiente, temperatura efetiva e velocidade do vento nos meses de julho e setembro no sistema FV instalado na propriedade cooperada da LAR.74	74
Tabela 5.6. Medidas de irradiância solar no solo com célula padrão NT-Solar e valores obtidos do sensor de irradiância solar do sistema de monitoramento....76	76
Tabela 5.7. Medidas de irradiância solar no solo com célula padrão NT-Solar, com célula solar Isofoton no plano do arranjo (sobre o telhado) e valores obtidos do sensor de irradiância solar do sistema de monitoramento....76	76
Tabela 5.8. Desempenho global (PR) e produtividade mensal (YF) do sistema FV instalado em Medianeira. Os valores com asterisco foram obtidos de simulação com o programa PV*SOL e PR = 86,3 %. Os valores de YF+ foram estimados usando os dados coletados em 12/10/2018 e 21/11/2018. O valor de PR+ foi calculado com os dias de outubro e dezembro em que houve medição e envio de dados de irradiância.....78	78
Tabela 5.9. Investimento inicial para instalação do sistema fotovoltaico na propriedade cooperada da LAR, em Medianeira.....80	80

LISTA DE SÍMBOLOS E SIGLAS

a	Tensão térmica do diodo (<i>termal diode voltage</i>)	V
A _G	Área do arranjo fotovoltaico	m ²
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	-
CA	Corrente alternada	-
CC	Corrente contínua	-
COPACOL	Cooperativa Agroindustrial Consolata	-
COPEL	Companhia Paranaense de Energia	-
ECT	Temperatura equivalente de célula (<i>Equivalent Cell Temperature</i>)	°C
ESTI-JRC	<i>European Solar Test Installation – Joint Research Centre</i>	-
EVA	Acetato de etil-vinila	-
FF	Fator de forma	-
FV	Fotovoltaica(o)	-
G(t)	Irradiância no plano do arranjo fotovoltaico	kW/m ²
H _τ (β,t)	Irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos	Wh/m ²
I	Corrente elétrica	A
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>	-
IGPM	Índice geral de preços de mercado	-
I _{MP}	Corrente elétrica no ponto de máxima potência	A
I _{sc}	Corrente de curto-circuito	A
I _{SC-STC}	Corrente de curto-circuito na STC	A
I _{SC-TC}	Corrente de curto-circuito na temperatura da célula solar	A
MPPT	Seguidores de máxima potência (<i>Maximum Power Point Tracker</i>)	-
NT-SOLAR	Núcleo de Tecnologia em Energia Solar	-
OCEPAR	Sindicato e Organização das Cooperativas do Estado do Paraná	-
P	Potência	W
P _{FV(t)}	Potência entregue pelo sistema no instante t	W
P _{MP}	Potência no ponto de máxima potência	W
P _{MP-STC}	Potência máxima no ponto de máxima potência e na STC	W
P _{MP-TC}	Potência máxima na temperatura da célula solar	W
PR	Desempenho global (<i>Performance Ratio</i>)	%
P _{Std}	Potência instalada	W

PUCRS	Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul	-
SEBRAE-PR	Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas do Estado do Paraná	
SFCR	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica	-
SFI	Sistemas fotovoltaicos isolados	-
Si-FZ	Silício Float Zone	-
Si-Cz	Silício Czochralski	-
STC	Condições padrão de teste (<i>Standard Test Conditions</i>)	-
T	Período de integração	-
T	Temperatura	°C
T _{amb}	Temperatura ambiente	°C
T _C	Temperatura da célula solar	°C
T _{ef}	Temperatura efetiva de módulo	°C
T _{Módulo}	Temperatura do módulo fotovoltaico	°C
V	Tensão elétrica	V
V _{MP}	Tensão elétrica no ponto de máxima potência	V
V _{OC}	Tensão de circuito aberto	V
V _{OC2}	Tensão de circuito aberto na temperatura de operação	V
V _{OC3}	Tensão de circuito aberto para uma irradiância G3	V
V _{OC-STC}	Tensão de circuito aberto na STC	V
V _{OC-TC}	Tensão de circuito aberto na temperatura da célula solar	V
Y _F	Produtividade do sistema	kWh/kWp
Y _R	Produtividade de referência	kWh/kWp
α	Coeficiente de temperatura da I _{SC} célula solar	%/°C
α	Absortância da célula solar	
β	Coeficiente de temperatura da V _{OC} da célula solar	%/°C
β _{MP}	Coeficiente de temperatura da V _{MP} da célula solar	%/°C
γ	Coeficiente de temperatura da P _{MP} da célula solar	%/°C
η _{CEL}	Eficiência de célula solar	%
η _{mód}	Eficiência de módulo	%
η _s	Eficiência global do sistema fotovoltaico	%
τ	Transmitância do material que cobre a célula solar (vidro+EVA)	

RESUMO

ARAUJO, Nadine Demacena de. **Implementação e análise de sistema de produção de energia elétrica em propriedade rural com módulos fotovoltaicos de silício multicristalino**. Porto Alegre. 2019. Dissertação Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL.

A energia elétrica obtida de sistemas fotovoltaicos já representa 0,1 % da matriz energética nacional, totalizando uma potência instalada superior a 1,5 GW. O objetivo deste trabalho é apresentar o desenvolvimento e análise de um sistema fotovoltaico de 20 kWp instalado em propriedade rural no oeste paranaense utilizando módulos fotovoltaicos com células solares de silício multicristalino através da simulação em software, avaliação das características elétricas dos módulos fotovoltaicos, análise da implementação, avaliação da temperatura efetiva dos módulos, análise dos parâmetros de mérito e cálculo do tempo de retorno de investimento. O sistema foi projetado e sua operação foi simulada com o programa PV*SOL, obtendo o ângulo ótimo de inclinação do arranjo fotovoltaico de 18 °, produtividade estimada de 1452 kWh/kWp e desempenho global de 86,3 %. Os módulos fotovoltaicos foram caracterizados eletricamente sob condições padrão e o valor médio foi de $(278,9 \pm 0,9)$ W, sendo que todos apresentaram potência acima do valor de catálogo. A temperatura efetiva média dos módulos fotovoltaicos calculada com valores experimentais foi menor que a obtida na simulação, mas a estimativa da temperatura equivalente mostrou que é crucial a utilização da velocidade do vento na realização de cálculos. Em oito meses de operação do sistema fotovoltaico, observou-se uma produtividade em média 7 % menor que a estimada em simulação, mas um desempenho global em média 3 % maior que o da simulação, sendo que o desempenho global médio de 89 % é um indicativo de uma instalação bem realizada. No que se refere ao tempo de retorno econômico do sistema fotovoltaico instalado, foi estimado um período de 7,8 anos, um tempo de retorno maior que o de zonas urbanas devido ao menor valor do kWh no meio rural.

Palavras-Chaves: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, módulos fotovoltaicos de Si multicristalino, simulação, propriedade rural.

ABSTRACT

ARAUJO, Nadine Demacena de. **Implementation and analysis of electrical energy production system in rural property with photovoltaic modules of multicrystalline silicon**. Porto Alegre. 2019. Master Thesis. Graduation Program in Materials Engineering and Technology, PONTIFICAL CATHOLIC UNIVERSITY OF RIO GRANDE DO SUL.

The electric energy produced with photovoltaic systems represents 0.1 % of the national energy matrix, summing an installed power of more than 1.5 GW. The objective of this work is to present the development and analysis of a photovoltaic system of 20 kWp installed in a rural property in the western Paraná using photovoltaic modules with solar cells of multicrystalline silicon, through software simulation, evaluation of the electrical characteristics of photovoltaic modules, evaluation of the effective temperature of the modules, analysis of the merit parameters and calculation of the payback. The system was designed and its operation was simulated with the PV * SOL program, obtaining the optimum tilt angle 18 ° for the array, estimated yield of 1452 kWh / kWp and performance ratio of 86.3 %. The photovoltaic modules were electrically characterized under standard conditions and the mean value was (278.9 ± 0.9) W, all of which presented power above the catalog value. The mean effective temperature of the photovoltaic modules calculated with experimental values was lower than that obtained in the simulation, but the equivalent temperature estimation showed that it is crucial to use wind speed in calculations. In eight months of operation of the photovoltaic system, the average productivity was 7 % lower than that estimated in the simulation, but a performance ratio in average 3 % higher than that of the simulation, with the average performance ratio of 89 %. This result is an indicative of a successful installation. Regarding the payback time of the installed photovoltaic system, a period of 7.8 years was estimated, a payback greater than that of urban areas due to the lower value of kWh in rural areas.

Key-words: On-grid photovoltaic systems, photovoltaic modules of Si multicrystalline, simulation, rural property.

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

1.1. Introdução

A energia elétrica se encontra tão integrada em nossa rotina que já é considerada como algo garantido na vida de todos. Porém, ainda há muitas pessoas que não têm acesso à energia elétrica e além disto, no mundo, a produção é baseada em fontes não renováveis como petróleo e carvão. A utilização de sistemas fotovoltaicos como alternativa para essa situação tem crescido consideravelmente. No ano de 2017 a potência instalada no planeta alcançou o valor de 402 GW (Ren21, 2018).

No Brasil, a presença de sistemas fotovoltaicos tem crescido consideravelmente nos últimos anos, incentivada principalmente pela queda nos valores dos equipamentos utilizados e pela definição do sistema de geração distribuída, regulamentada pela Resolução Normativa nº482/2012 e pela nº 687/2015, ambas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2015). No ano de 2017, os sistemas fotovoltaicos já representavam 0,1 % da matriz energética brasileira, conforme pode ser visto na Figura 1.1. Atualmente a potência instalada já ultrapassou o valor de 1,5 GW (ABSOLAR, 2018).

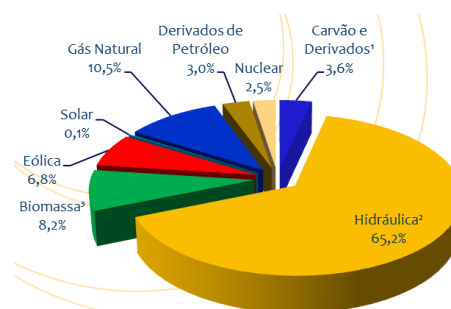


Figura 1.1. Distribuição da matriz elétrica brasileira em 2017 (EPE, 2018).

A aplicação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede iniciou em ambientes urbanos e foi migrando para o ambiente rural, onde até então só se utilizavam sistemas isolados para garantir energia a locais distantes dos grandes centros e das redes de transmissão e distribuição. A utilização da tecnologia, além de trazer economia para os gastos com a fatura de energia elétrica, também provoca valorização no valor do imóvel. Em 2017, o uso em ambiente rural chegou a 15,8 MW (Portal Solar, 2018).

A região oeste do estado do Paraná se tornou um polo agrícola e de produção de proteína animal, que ocasionou no surgimento de um conjunto de cooperativas rurais. Sua principal fonte de energia elétrica é proveniente de centrais hidroelétricas, que já está em seu limite pois não há possibilidade de ampliação devido aos impactos ambientais, sociais e econômicos ocasionados pelo represamento de rios e inundação de áreas para formar grandes reservatórios. Porém, a indústria rural local segue em crescimento, que ocasionará em um aumento da demanda por energia elétrica.

Considerando os altos níveis de irradiância solar no oeste paranaense, local em que a irradiação média sobre um plano inclinado com ângulo igual à latitude está somente 3,3 % abaixo do valor da região de maior irradiação no estado, esta região se constitui em ótima candidata para o uso de sistemas fotovoltaicos como fonte alternativa de energia elétrica (Araujo et al., 2018).

Neste contexto de aumento da demanda de energia elétrica pelas propriedades rurais e considerando a irradiação solar no oeste paranaense, os sistemas fotovoltaicos poderão ser viáveis para permitir o crescimento do setor de produção de proteína animal. Para proporcionar um estudo detalhado da inserção de sistemas fotovoltaicos em propriedades rurais, foi estabelecida a parceria entre a PUCRS (Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul), a Itaipu Binacional, a LAR Cooperativa Agroindustrial, a COPACOL (Cooperativa Agroindustrial Consolata), a C.VALE Cooperativa Agroindustrial, a OCEPAR (Sindicato e Organização das Cooperativas do Estado do Paraná), Programa Oeste em Desenvolvimento, Fundação Parque Tecnológico Itaipu e SEBRAE-PR (Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas do Estado do Paraná). O objetivo do projeto é realizar a

avaliação técnica e econômica da implantação de sistemas fotovoltaicos em propriedades rurais, avaliando os problemas de instalação e operação, as vantagens para os produtores rurais, os custos reais bem como outras características.

1.2. Objetivos

O objetivo desta dissertação é analisar o projeto e a implantação de um sistema fotovoltaico com módulos de silício multicristalino em uma propriedade rural.

Objetivos específicos são:

- 1) Simular o sistema fotovoltaico, otimizando o ângulo de inclinação do arranjo bem como estimar a produtividade, o desempenho global e a temperatura efetiva do módulo FV durante o ano;
- 2) Realizar a avaliação das características elétricas dos módulos fotovoltaicos de silício multicristalino utilizados no arranjo fotovoltaico;
- 3) Analisar a implantação do sistema fotovoltaico;
- 4) Avaliar a temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos e equivalente da célula solar no sistema fotovoltaico;
- 5) Analisar os principais parâmetros de mérito do sistema após 8 meses de operação.
- 6) Calcular o tempo de retorno de investimento do sistema fotovoltaico instalado.

2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILÍCIO MULTICRISTALINO

2.1. Estrutura e Caracterização de Módulos Fotovoltaicos

A célula solar é um dispositivo que converte a energia solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico, efeito relatado pela primeira vez por Becquerel, em 1839. As células solares são fabricadas com materiais semicondutores, sendo que a maioria dos dispositivos industriais utiliza o silício cristalino (mono e multicristalino). São exemplos de outros materiais: filmes finos de telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS), silício amorfo hidrogenado (a-Si:H) e silício microcristalino ($\mu\text{c-Si}$) (Pinho *et al.*, 2014).

A potência de uma única célula solar é insuficiente para aplicações práticas e, por isso, é necessário associá-las em série e paralelo para alcançar potências de dezenas de watts. Por serem frágeis, as células e suas conexões precisam ser encapsuladas, formando assim o módulo fotovoltaico. Esse encapsulamento é formado por: vidro temperado de alta transparência, acetato de etil-vinila (EVA), células fotovoltaicas soldadas, outra camada de EVA e filme posterior isolante. A este conjunto é adicionada uma moldura de alumínio, conforme mostra a Figura 2.1.

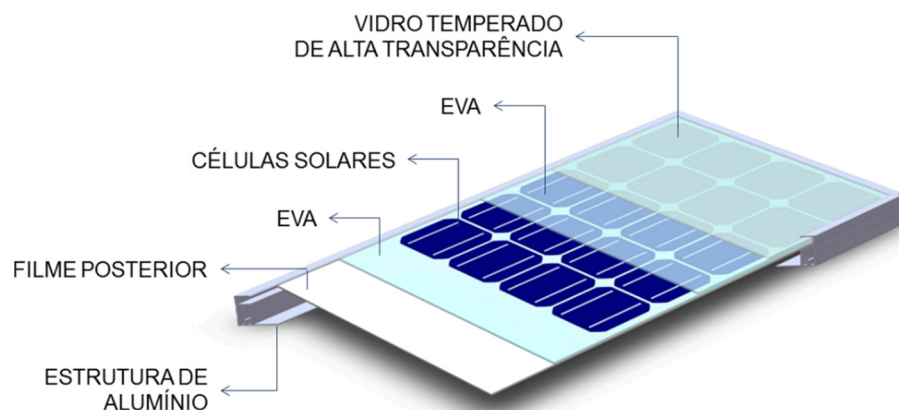


Figura 2.1. Estrutura padrão de um módulo fotovoltaico.

As características elétricas de um módulo podem ser determinadas por meio da análise da sua curva característica corrente elétrica-tensão elétrica (I-V). Os parâmetros elétricos necessários para a caracterização de um módulo fotovoltaico são: corrente de curto-circuito (I_{SC}), tensão de circuito aberto (V_{OC}), potência no ponto de máxima potência (P_{MP}), corrente no ponto de máxima potência (I_{MP}) e tensão no ponto de máxima potência (V_{MP}). A Figura 2.2 apresenta um exemplo de curva I-V de um módulo fotovoltaico caracterizado no NT-Solar. A forma ideal uma curva característica é a de uma exponencial. Porém, esse comportamento é impossível de ser obtido no mundo real, por causa das resistências em série e paralelo, sendo a influência dessas resistências pode ser compreendida por meio do fator de forma (FF) que é a razão entre o produto V_{OC} e I_{SC} e a potência máxima do módulo fotovoltaico.

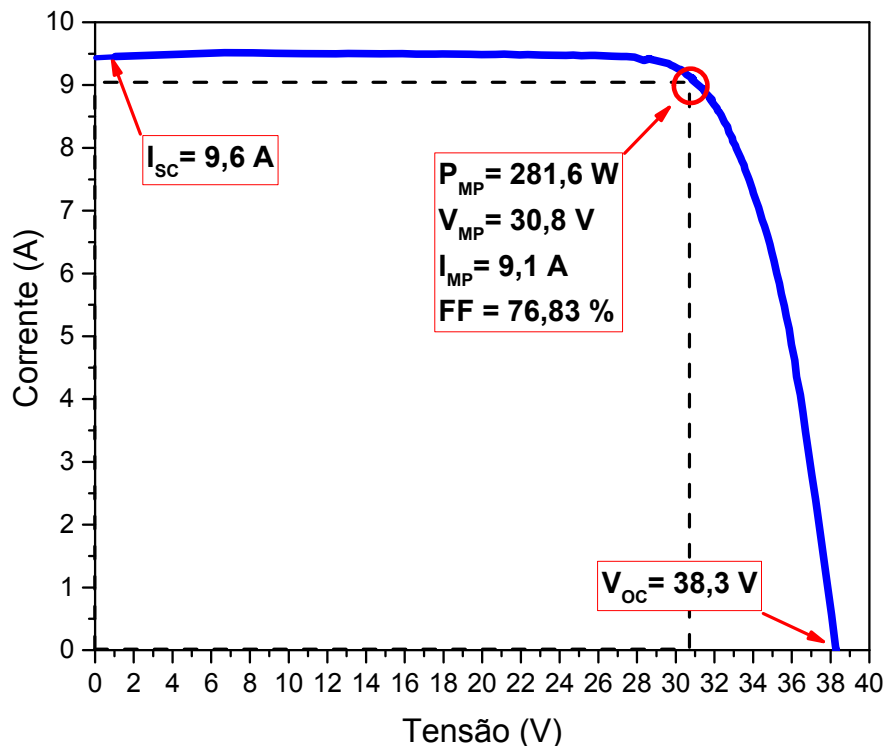


Figura 2.2. Curva característica de um módulo fotovoltaico caracterizado no NT-Solar.

No Núcleo de Tecnologia em Energia Solar (NT-Solar), que faz parte da Escola de Ciências da PUCRS, existe o laboratório de classificação onde é possível caracterizar os módulos fotovoltaicos sob condições padrão de medição (1000 W/m^2 , espectro AM1,5G, $25 \text{ }^\circ\text{C}$) utilizando o simulador solar, modelo PSS8 da empresa BERGER Lichttechnik GmbH & Co. KG. Este equipamento possibilita a caracterização

elétrica de módulos segundo as normas do INMETRO e IEC (*International Electrotechnical Commission*). Este simulador é constituído por uma lâmpada de xenônio com filtros, representado na Figura 2.3(a), uma fonte de tensão para a lâmpada, mostrado na Figura 2.3. (b), e um computador para controle e aquisição de dados.

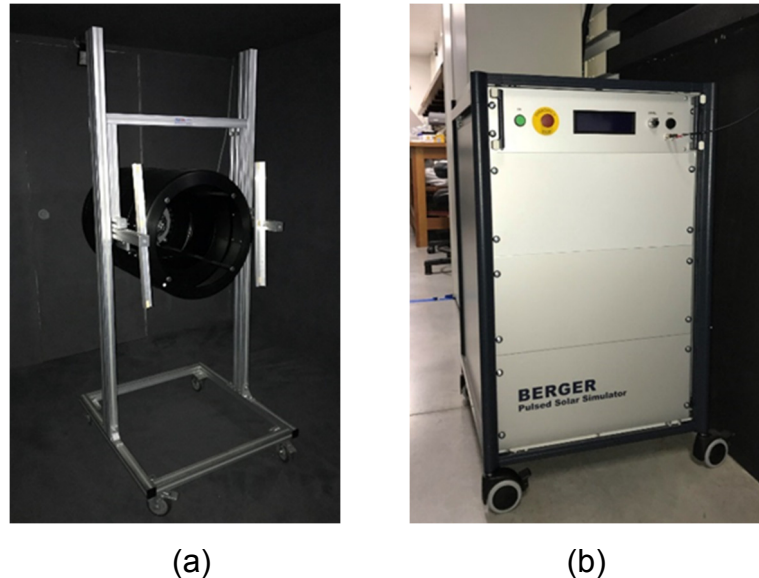


Figura 2.3. Simulador solar PSS8 da empresa BERGER Lichttechnik GmbH & Co: (a) lâmpada de xenônio e (b) fonte de tensão para lâmpada.

A lâmpada e o respectivo suporte encontram-se dentro de uma câmara configurada para evitar qualquer forma de reflexão ou interferência causada por fonte de luz externa. Dentro dessa câmara existe um suporte para fixação de módulos durante o processo de medição elétrica, conforme mostra a Figura 2.4. Antes de iniciar a caracterização, o simulador é calibrado com um módulo fotovoltaico padrão calibrado no ESTI-JRC (*European Solar Test Installation – Joint Research Centre*), da União Europeia. Ao constatar que a lâmpada está devidamente ajustada, o módulo para teste é fixado na estrutura e aguarda-se até que a temperatura do mesmo seja de $(25,0 \pm 0,1) \text{ }^\circ\text{C}$. Para facilitar esse ajuste, busca-se manter a temperatura de todo o ambiente em valores próximos a temperatura padrão de $(25,0 \pm 0,5) \text{ }^\circ\text{C}$. Após a regulagem térmica, a câmara é fechada e a lâmpada emite um *flash* de 10 ms de duração. Os valores de tensão e corrente produzidos pelo módulo são registrados pelo computador e na parte superior da estrutura metálica, encontra-se uma célula solar responsável por registrar o valor de irradiância incidente no plano.

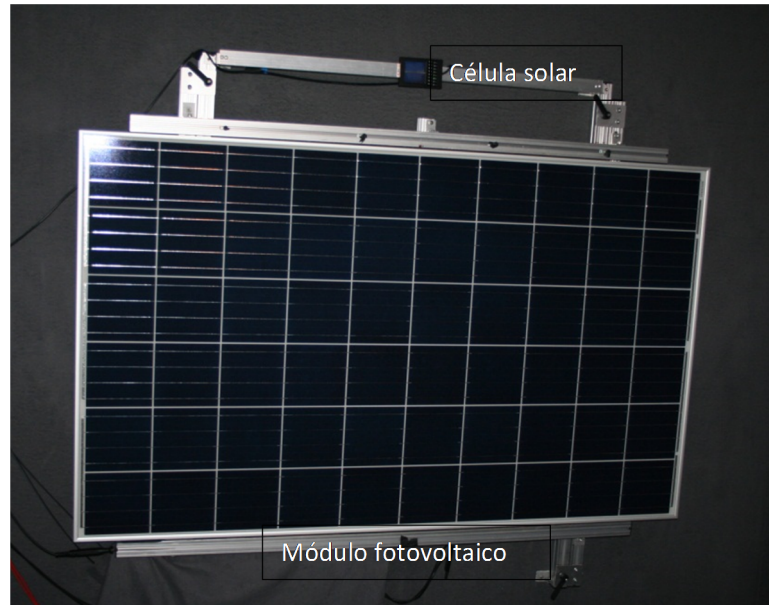


Figura 2.4. Módulo fotovoltaico de 270 Wp colocado na estrutura de fixação para caracterização no NT-Solar.

Como resultado da medição com auxílio do simulador obtêm-se uma curva I-V como a mostrada na Figura 2.5. A partir da área do módulo e das células solares, calcula-se a eficiência de conversão de energia do módulo ($\eta_{\text{MÓD}}$) e da célula solar (η_{CEL}).

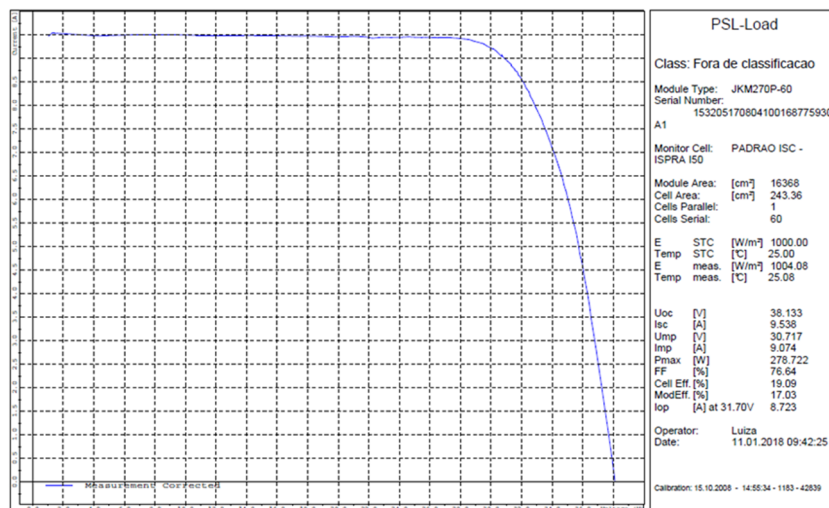


Figura 2.5. Curva característica da corrente elétrica em função da tensão elétrica (I-V) de um módulo fotovoltaico de 270 Wp (potência de catálogo), apresentada na tela do computador com o uso do programa de controle e aquisição de dados do simulador solar PSS8.

2.2. Módulos com Células Solares de Silício Multicristalino e Monocristalino

De todas as tecnologias de módulos fotovoltaicos presentes na indústria, a que tem maior relevância é a de módulos produzidos com células de lâminas de silício cristalino, responsável por aproximadamente 90 % do mercado mundial. No mercado nacional, 74 % dos módulos etiquetados pelo Instituto Brasileiro de Metrologia, Normalização e Qualidade industrial (INMETRO) são de silício multicristalino, contra 26 % de silício monocristalino (Araújo *et al.*, 2018).

O silício multicristalino é obtido pela solidificação de silício ultrapuro, formando um bloco contendo vários cristais. Esse bloco é fracionado e depois cortado em lâminas para a fabricação das células solares. Um dispositivo em silício multicristalino é mostrado na Figura 2.6. Por ser um processo de fabricação relativamente mais simples e barato de que o de obtenção de lingotes monocristalinos (Solar Reviews, 2017), os módulos fotovoltaicos com células de silício multicristalino são os de maior disponibilidade no mercado internacional e menores valores. Porém, as células solares produzidas com este tipo de silício apresentam um menor valor de eficiência quando comparadas com as de silício monocristalino, causado pelas perdas referentes aos contornos de grão (PV Education, 2018).

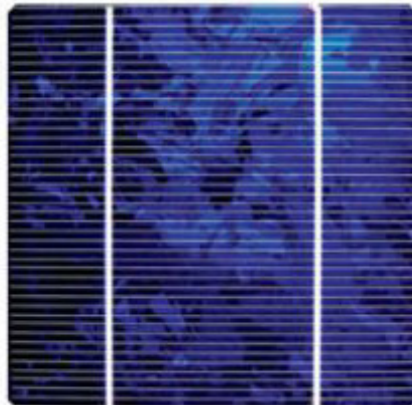


Figura 2.6. Célula solar de silício multicristalino (Skaaland *et al.*, 2011).

A fabricação de silício monocristalino geralmente é realizada pelo método Czochralski (Si-Cz). Nesse método, uma semente de silício monocristalino é colocada em contato com silício fundido contido em um cadinho. Esta semente é movimentada, se afastando do cadinho, e o silício fundido se solidifica na semente com a mesma estrutura cristalina desta. A semente é girada enquanto se afasta do cadinho e obtém-

se um lingote cilíndrico (Markvart e Castañer, 2006). O silício monocristalino também pode ser obtido por fusão zonal flutuante (Si-FZ, *float zone*), onde um lingote de silício é posto dentro de uma câmara e, a partir de uma semente de material monocristalino, o lingote é fundido por uma bobina de radiofrequência e o silício cristaliza com a orientação cristalina da semente (Markvart e Castañer, 2006). Ambos processos são caros e demorados, aumentando assim o custo de um módulo fotovoltaico com esse material. No entanto, por serem formados de um único cristal, as células solares de silício monocristalino apresentam um maior tempo de vida dos portadores de carga minoritários, e maior valor de eficiência. No mercado nacional é difícil comprar esse tipo de módulo por não ser muito utilizado. A Figura 2.7 exibe uma célula solar de silício monocristalino.



Figura 2.7. Célula solar de silício monocristalino (Skaaland et al., 2011).

Conforme levantamento feito por Araújo *et al.* (2018) em seu artigo “Comparação e análise de módulos fotovoltaicos com células de silício cristalino” a maioria dos módulos de silício multicristalino comercializados no Brasil apresentaram valores de potência entre 225 W e 325 W, enquanto os de silício monocristalino a potência varia de 200 W a 350 W. Os módulos de maior potência e eficiência certificados no INMETRO têm valores de 432 W e 20 %, respectivamente, sendo fabricados com Si monocristalino.

Também se justifica comparar as duas tecnologias em operação e seus valores de degradação, para ver qual delas é superior no quesito de longevidade de operação. Ao monitorar dois módulos de tipos de silício distintos em operação por

aproximadamente 4 anos em ambiente de clima tropical e comparar os valores das características elétricas antes e depois da exposição, Ndiaye *et al.* (2014), constataram que os parâmetros mais afetados pela degradação são a potência máxima (P_{MP}), corrente máxima (I_{MP}), corrente de curto circuito (I_{SC}) e o fator de forma (FF). O módulo de silício multicristalino teve uma taxa de degradação de -2,96% na P_{MP} , -1,50% na I_{MP} , -0,77% na I_{SC} e -2,36% no FF. O módulo de silício monocristalino apresentou taxa de degradação de -2,99 % na sua P_{MP} , -1,08 % na I_{MP} , -1,20 % em I_{SC} e -1,92 % no FF. Observou-se uma queda levemente maior na P_{MP} e I_{SC} do módulo com células de silício monocristalino. A Figura 2.8 apresenta as curvas características I-V de potência em função da tensão elétrica, onde se observam as quedas na corrente elétrica e potência dos módulos fotovoltaicos após a exposição a irradiação solar.

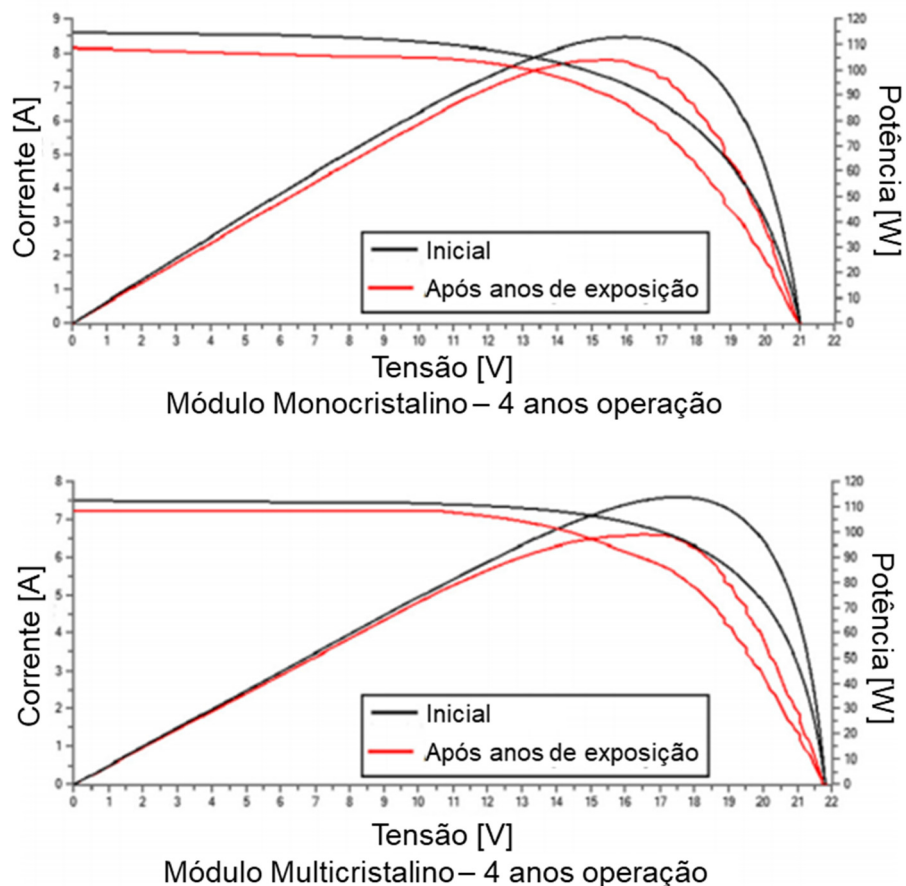


Figura 2.8. Curvas características de módulos com células solares de (a) silício monocristalino e (b) silício multicristalino (Adaptada de Ndiaye *et al.*, 2014).

Esses valores de degradação de até 3% ao ano relatados por Ndiaye *et al.*, (2013) são elevados quando comparados com os apresentados em trabalhos anteriores. Por exemplo, Jordan *et al.* (2015) comentam que a degradação de potência

em módulos fotovoltaicos com células de silício monocristalino após 20 anos de operação foi da ordem de 0,8 % ao ano, principalmente devido ao aumento da resistência em série e consequente queda do FF. Osterwald *et al.*, (2002) analisaram módulos com células de silício mono e multicristalino e observaram decrescimentos de potência de aproximadamente 0,8 %/ano e 0,6 % ao ano, respectivamente. Mas esses estudos foram realizados nos Estados Unidos, no Colorado e na Florida, com condições climáticas diferentes de Dakar, Senegal, onde Ndiaye *et al.*, (2013) realizou os testes de envelhecimento. Jordan e Kurtz, em 2013, apresentaram uma análise de degradação de potência de módulos fotovoltaicos instalados nos Estados Unidos, Europa, Japão e Austrália e constataram que a mediana do decaimento foi de 0,5 % ao ano. Para módulos com células solares de silício monocristalino, observaram medianas de decaimento da potência de 0,36-0,47 % ao ano e para aqueles fabricados com dispositivos de silício multicristalino, de 0,61 a 0,64 % ao ano. Moehlecke *et al.*, (2013), para Porto Alegre, observaram um decaimento na potência de 1,5 % ao ano (para 18 meses de operação) para módulos com células solares de silício monocristalino tipo p. Contudo, cabe comentar que a potência máxima dos módulos tem uma maior queda no primeiro ano de operação tendo em vista a degradação por LID (*light induced degradation*) presente no silício tipo p. Por exemplo, Munoz *et al.*, (2011) relataram que a potência pode ser reduzida de 1 % a 4 % nos primeiros dias de operação. Este comentário também foi realizado por Ishii e Masuda (2017), que observaram um decrescimento da potência de 2 % após a instalação dos módulos fotovoltaicos, mas em três anos de operação, nenhum decaimento subsequente de potência foi observado.

3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERLIGADOS À REDE

3.1. Sistemas Fotovoltaicos e Índices de Mérito

Sistema fotovoltaico é uma unidade produtora de energia elétrica formada pela associação de módulos fotovoltaicos conectados entre si e dispositivos para controle, condicionamento, supervisão, proteção e armazenamento de energia elétrica. As primeiras aplicações foram utilizadas em locais sem acesso à rede elétrica, sendo chamados de sistemas fotovoltaicos isolados (SFI). Com a evolução da tecnologia e redução dos custos de instalação, passou-se a implantar sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR), onde é injetado o excedente de energia produzida na rede da concessionária de energia elétrica. A presença desse tipo de sistema cresceu impulsionada inicialmente pelo programa “PV Roofs” criado no Japão que serviu como inspiração para outros países (Zilles *et al.*, 2012).

A Alemanha, assim como o Japão, também adotou programas para o incentivo ao uso da tecnologia FV no país, sendo o início de tudo o programa “1.000 telhados” que tinha como base o fornecimento de subsídios para quem desejasse instalar sistemas fotovoltaicos em seu telhado, com intuito de cobrir os gastos de instalação. Com o sucesso de instalações em residências, o projeto passou para “100.000 telhados” e começou a englobar a indústria, com objetivo de baixar os custos da tecnologia e incentivar a participação de entidades privadas. A meta de instalações foi alcançada em 2014. No programa alemão de injeção na rede de energia de fontes renováveis foi estipulado que por 20 anos, após a data de instalação, o valor do kWh injetado seria superior ao valor da energia comprada da concessionária (Chowdhury *et al.*, 2014).

No caso do Brasil não houve uma política de incentivo à utilização de SFCR, mas a criação da Regulação RN 482/2012 pela ANEEL, pode ser considerada como uma ferramenta de introdução da tecnologia na realidade nacional. Essa regulação determina as regras para que sistemas de até um 1 MW possam injetar o excedente de sua produção na rede elétrica, criando créditos para compensação de energia que podem ser utilizados num período de até 36 meses (ANEEL,2012). Essa norma foi atualizada por meio da criação da Resolução Normativa nº 687/2015, aumentando o prazo para compensação para 60 meses e o limite de potência instalada para 5 MW. Outra novidade dessa atualização foi a permissão para compensação de energia feita por titulares diferentes, incentivando assim a geração compartilhada (ANEEL, 2015).

Os SFCR são formados por um arranjo fotovoltaico, inversor (ou conversor CC-CA) para converter a corrente e tensão contínua em alternada, adequando-se aos padrões da rede elétrica, mecanismos de proteção e um medidor bidirecional para realização do balanço da quantidade de energia elétrica injetada e usada da rede elétrica. A Figura 3.1 exibe o esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. Como a maioria dos sistemas são projetados para atender somente uma parcela da demanda de uma propriedade, boa parte da produção é consumida pela própria edificação.

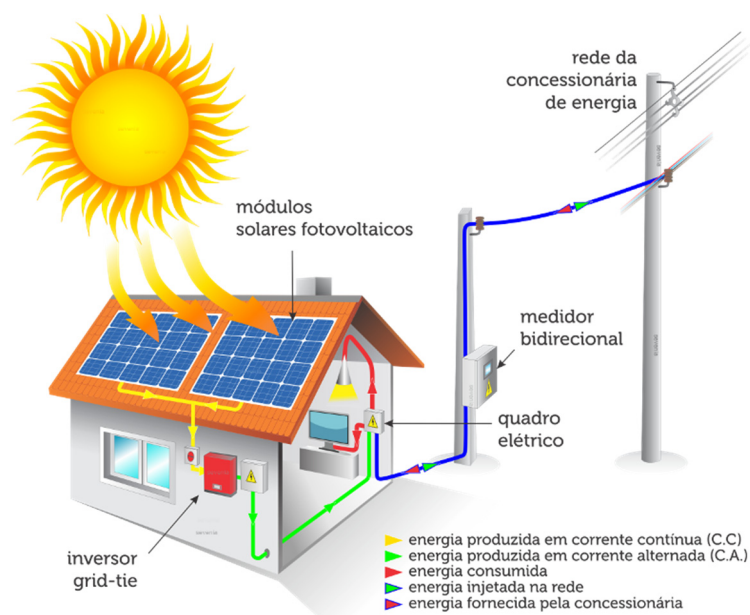


Figura 3.1. Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (Luz Solar, 2017).

Para analisar o desempenho de um sistema fotovoltaico, são calculados alguns índices de mérito utilizando dados obtidos por meio do monitoramento do seu funcionamento. Os índices de mérito que serão utilizados neste trabalho serão: produtividade (*yield*) do arranjo FV, final e de referência, desempenho global (*performance ratio*).

A produtividade do sistema (Y_F) é a razão entre o valor médio da energia elétrica produzida em um período e entregue à carga e a potência nominal do sistema fotovoltaico, tendo como unidade o kWh/kWp ou simplesmente horas. A produtividade indica o quanto um sistema FV em um determinado local pode produzir energia elétrica, sendo um ótimo parâmetro para comparar locais (a irradiação e temperatura do local) e a instalação. A produtividade pode ser descrita pela Equação 3.1:

$$Y_F = \frac{1}{P_{Std}} \left[\frac{1}{T} \int_T P_{FV}(t) dt \right] \quad (3.1)$$

onde $P_{FV}(t)$ é a potência entregue pelo sistema no instante t , P_{Std} é a potência instalada, medida nas condições padrão e T é o período de integração.

A produtividade de referência (Y_R) é a razão entre a irradiação solar incidente no arranjo fotovoltaico e a irradiância de referência (1 kW/m^2) sendo calculada pela Equação 3.2:

$$Y_R = \frac{\frac{1}{T} \int_T G(t) dt}{1 \text{ kW/m}^2} \quad (3.2)$$

onde $G(t)$ é a irradiância no plano do arranjo fotovoltaico (em kW/m^2) e T é o período de integração. A Y_R é equivalente ao número de horas que no arranjo FV incide o valor irradiância solar de 1000 W/m^2 , também denominada de horas de sol a pleno (HSP).

Outro parâmetro importante para caracterizar um sistema fotovoltaico é o desempenho global (*performance ratio*), sendo calculado pela Equação 3.3:

$$PR = \left(\frac{Y_F}{Y_R} \right) \times 100\% \quad (3.3)$$

Valores típicos de desempenho global (PR) são de ordem de 75 % - 80 % e instalações ótimas podem alcançar 90 %.

Do ponto de vista prático, considerando os valores medidos de energia produzida e calculados de irradiação solar, a Equação 4.4 pode ser re-escrita como a Equação 3.4:

$$PR = \frac{\text{Produtividade mensal (kWh / kWp)}}{\text{Irradiação Solar mensal } \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}\right) / 1 \text{ kW/m}^2} \quad (3.4)$$

3.2. Perdas de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos

Assim como todo sistema elétrico, os sistemas fotovoltaicos também apresentam fatores que provocam perdas. Através do monitoramento de sistemas instalados no Japão, Kurokawa e Ikki (2001), apresentaram como os maiores causadores de perda os seguintes fatores: perdas do inversor, incompatibilidade de carga (em inglês *mismatch loss*, que é a incompatibilidade elétrica entre os módulos, sendo um painel com módulos FVs em série limitado pela corrente elétrica do módulo que apresenta o menor valor de corrente), queda de eficiência causada pela temperatura, sombreamento e outras causas, como ângulo de inclinação não ótimo, sujidade etc. Atualmente, consideram-se mais fatores capazes de influenciar nos valores dos índices de mérito de um sistema fotovoltaico tais como: fiação, sujidade, temperatura ambiente e temperatura do módulo e sombreamento.

3.2.1. Fiação

O primeiro fator a ser observado como causador de perdas em qualquer instalação elétrica é a fiação. Cabos realizam a conexão entre os equipamentos do sistema fotovoltaico e ocorrem pequenas perdas durante a passagem de corrente elétrica. Essas perdas podem ser causadas pela resistência dos cabos, que acaba transformando parte da energia elétrica em térmica. Também deve ser considerado

se os valores analisados são do lado CC ou CA do sistema e o comprimento dos cabos.

Em 1997, Baltus *et al.*, considerou inadequada a ideia de caracterizar a performance de um sistema fotovoltaico por meio apenas de seu desempenho global, por não permitir a identificação de perdas por mal funcionamento do sistema. Considerou que a melhor forma seria um monitoramento analítico de diversos tipos de perdas, sendo uma delas a perda por efeito Joule no cabeamento de uma instalação. Nos dois sistemas monitorados pelo estudo, foram determinadas perdas por efeito Joule de por volta de 1,2 %, sendo essa similaridade de valor justificada pelo uso de cabos de mesmo material. Mesmo se tratando de um valor pequeno, em comparação a outros tipos de perdas, ainda é maior que alguns tipos de perdas causadas pelo seguidor de máxima potência e das perdas causadas pelo diodo de bloqueio em um dos sistemas.

Ekici e Kopru (2017) investigaram as perdas causadas por cabos por meio de simulação e aplicações analisando o uso de cabos com diâmetros distintos, constatando que as perdas desse tipo, mesmo que pequenas, entre 0,2 % e 1,7 % de acordo com simulação, e não sendo significativa para sistemas pequenos, ainda assim afetariam a eficiência de um sistema de grandes dimensões como de centrais solares. Além desse resultado, outro ponto levantado pelo estudo é que a escolha do diâmetro de cabos deve ser feita através de um estudo considerando a segurança e busca por evitar gastos desnecessários, já que a utilização de um cabo de maior diâmetro que maior que o necessário evitaria perdas, porém aumentaria o valor do projeto.

3.2.2. Sujidade

Por serem instalados em ambientes externos e, segundo a latitude, com inclinações reduzidas (sempre maiores que pelo menos 10°), os módulos fotovoltaicos estão passíveis ao acúmulo de sujidade em sua superfície. Podem ser consideradas como sujidade as partículas menores que 500 µm de diâmetro, formadas sobre o módulo fotovoltaico, desde pólen até partículas de terra levadas pelo vento (Sarver *et al.*, 2013). A influência desse material pode ser tanto na

diminuição do desempenho do sistema fotovoltaico, quanto na degradação dos módulos.

Com o avanço das instalações de sistemas fotovoltaicos tanto em ambientes urbanos, quanto em grandes projetos de plantas solares, intensificou-se a busca de soluções para evitar as perdas causadas por sujeira. Por exemplo, em 2016 houve um aumento de 80 % em relação ao montante do ano de 2015 da quantidade de artigos publicados abordando esse assunto, um grande incentivo para esse aumento é porquê mitigar esse problema também se tornou de interesse dos agentes de financiamento, já que influencia diretamente no retorno financeiro de um projeto. Os três principais tópicos abordados foram: mitigação e limpeza, zonas climáticas e áreas geográficas e modelagem e simulação. Os dois primeiros podem ser considerados interligados pois além de buscar melhores técnicas para a limpeza, o entendimento sobre o ambiente da instalação permite a identificação do padrão de limpeza mais eficiente. Outro aspecto que cresceu na área da pesquisa é o estudo da composição química da sujeira, que, por exemplo, foi capaz até de identificar que areia do Saara pode ser carregada até o mediterrâneo oriental, dependendo das condições meteorológicas (Costa *et al.*, 2018).

A modelagem do acúmulo de sujeira permite um entendimento sobre como ocorre esse problema em determinado local, para já saber a melhor forma de evitá-lo durante o processo de desenvolvimento de um projeto. Um exemplo de estudo de modelagem é o estudo realizado por Javed *et al.*, (2017) que monitorou uma instalação em Doha, Qatar, por 826 dias. Os autores determinaram que as duas variáveis ambientais que mais interagem com o acúmulo de sujeira são velocidade do vento e umidade relativa. A velocidade do vento é o parâmetro que mais influencia nesse caso e por isso deve sempre ser considerada na modelagem, diferente do comportamento atual dos modelos de análise que costumam ignorá-lo. Maiores velocidades de vento, com baixo percentual de umidade, ajudam a diminuir o acúmulo de sujeira, pois movem o que está acumulado sobre o módulo. O vento não é útil em situações em que o ar tem partículas de poeira com massas maiores, como tempestades de areia, pois nesse caso o vento é inconsistente. Já a umidade relativa só tem relevância quando inter-relacionada a outros parâmetros, como o tamanho das partículas de poeira no ar, porque a umidade aumenta a adesão da superfície do

módulo, intensificando o acúmulo de partículas menores. Porém, os efeitos de alta umidade (umidade relativa de até 75 %) dependem de baixa velocidade de vento. Quando os valores são superiores a 75 %, acabam tendo efeito positivo graças a condensação da água, deixando claro que a combinação de velocidade do vento e umidade relativa são capazes de determinar diretamente o efeito da sujeira em um módulo.

Outra análise que pode ser feita é a influência do ângulo de inclinação dos módulos, conforme feito por Babatunde *et al.*, (2018) que monitorou por oito meses, três instalações distintas: uma com inclinação de 25 ° e duas com a mesma inclinação de 6 °, mas com ângulos azimutais diferentes. Constatou-se que, no caso da maior inclinação, a limpeza periódica causava menor impacto na produtividade, mas não deixando de ser necessária, já que o sistema estava próximo ao solo

As regiões do planeta que apresentam os maiores índices de irradiação, também apresentam climas propensos ao acúmulo de sujeira, como o Oriente Médio e regiões desérticas. No reino do Bahrein foram testadas duas possibilidades: um arranjo foi limpo manualmente e outro deixado sujo. No fim do período de observação, de 16 meses, foi determinado que o sujo tinha produzido 10 % de energia a menos que o limpo, concluindo que a limpeza é vital, mas não crucial (Alnaser *et al.*, 2018). Na região do deserto do Atacama, Chile, ao serem acompanhados quatro sistemas com localizações distintas, encontraram partículas com dimensões de 20 a 63 μm e que o tipo de atividade desenvolvida próximo a instalação também impactava na sujeira, já que em três das localidades o material encontrado sobre os módulos fotovoltaicos apresentava composições similares ao solo, porém em uma delas foram encontradas partículas de cuprita, isso porque na região havia atividade de mineração.

3.2.3. Condições Climáticas

Os módulos fotovoltaicos raramente operam nas condições padrões de teste utilizadas para sua caracterização, ou seja, temperatura de 25 °C, irradiância de 1000 W/m² e espectro AM1,5G. No decorrer do ano e dependendo da localização, podem enfrentar temperaturas maiores que 40 °C no verão e abaixo de 0 °C no

inverno, isso sem considerar outras adversidades climáticas como tempestades e neve. Essas variações afetam diretamente na produtividade do sistema, já que com o aumento de temperatura, a potência de um arranjo FV é reduzida. Em um estudo feito no Sahara argelino, foi verificado que no verão, por causa das altas temperaturas ocorre uma queda de 10 % na eficiência global do arranjo fotovoltaico (Tebibel e Labeled, 2013).

No estudo teórico de sistemas FVs, o desempenho global normalmente é calculado com estimativas de irradiação, sem considerar outros dados climáticos locais. Correa-Betanzo *et al.* 2018, mostram em seu artigo que a velocidade média do vento no local também precisa ser analisada na modelagem, principalmente quando é superior a 5 m/s, pois sua adição na análise melhora as estimativas de produção. O vento consegue diminuir em 10 % as perdas proporcionadas pelo aumento de temperatura nos módulos, e em locais que a velocidade do vento excede os valores de 14 m/s, a refrigeração é capaz de diminuir em 9 % os efeitos negativos da alta temperatura de células na produção de energia em comparação à regiões sem vento. Goverde *et al.*, 2015, que ao testar efeitos do vento sobre um módulo dentro de um túnel de vento, com irradiância de 400 W/m² encontraram quedas de temperatura de 11 °C para ventos de 1 ms⁻¹, 16 °C para ventos de 2 ms⁻¹ e de 21 °C para ventos de 5 ms⁻¹.

3.2.4. Temperatura do Módulo

A temperatura da célula solar no módulo FV é um parâmetro relevante na análise de desempenho de um sistema FV. A tensão de circuito aberto e a potência de um módulo FV decaem com o aumento da temperatura e a corrente elétrica cresce com a temperatura. A tensão de circuito aberto das células solares no módulo FV é representada pela Equação 3.6:

$$V_{OC-Tc} = V_{OC-STC} \times \left(1 + \frac{\beta}{100} \times (Tc - 25) \right) \quad (3.6)$$

onde: V_{OC-Tc} é a tensão de circuito aberto na temperatura das células solares, V_{OC-STC} é a tensão de circuito aberto na STC (25 °C), β é o coeficiente de temperatura da V_{OC}

células solares e T_C é a temperatura das células solares. Para dispositivos de silício cristalino, o coeficiente β é da ordem de - 2,2 mV/°C (por célula) ou - 0,32 %/°C.

A variação da potência com a temperatura é dada pela Equação 3.7:

$$P_{MP-T_C} = P_{MP-STC} \times \left(1 + \frac{\gamma}{100} \times (T_C - 25) \right) \quad (3.7)$$

onde: P_{MP-T_C} é a potência máxima na temperatura das células solares, P_{MP-STC} é a potência na STC (25 °C), γ é o coeficiente de temperatura da P_{MP} das células solares e T_C é a temperatura das células solares. Para módulos de células solares de silício cristalino, o coeficiente γ é da ordem - 0,4 %/°C.

A corrente de curto-circuito aumenta com a temperatura conforme a equação 4.8:

$$I_{SC-T_C} = I_{SC-STC} \times \left(1 + \frac{\alpha}{100} \times (T_C - 25) \right) \quad (3.8)$$

onde: I_{SC-T_C} é a corrente de curto-circuito na temperatura das células solares, I_{SC-STC} é a corrente de curto-circuito na STC (25 °C) e α é o coeficiente de temperatura da I_{SC} células solares. Para silício cristalino, o coeficiente α é de + 0,015 mA/cm². ° ou + 0,05 %/°C.

A Figura 3.2 apresenta as curvas I-V de um módulo fotovoltaico para diversas temperaturas das células solares, observando-se que ao aumentar a temperatura, a tensão de circuito aberto decai e a corrente elétrica aumenta. A queda em tensão é mais importante, o que produz um decaimento da potência com o aumento da temperatura da célula.

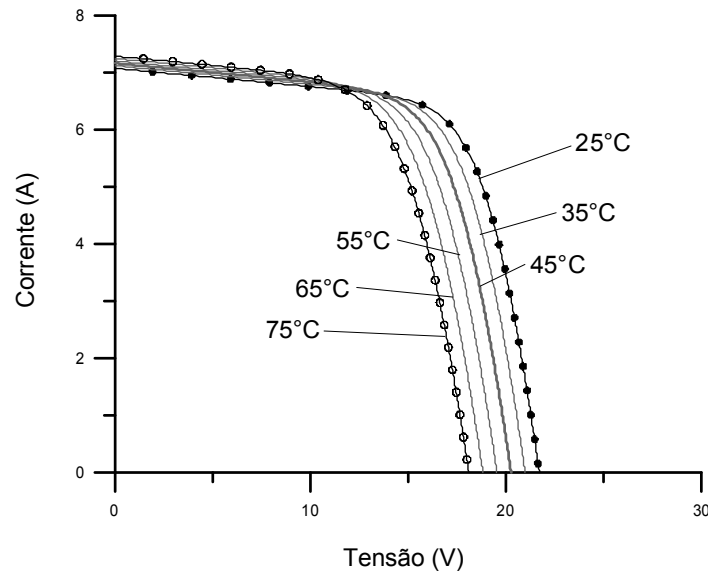


Figura 3.2. Efeito da variação da temperatura das células solares na curva característica I-V de um módulo fotovoltaico de células de silício cristalino (Galdino e Pinho, 2014)

Dois parâmetros importantes para análise do efeito da temperatura são a temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos e a temperatura equivalente da célula solar.

A temperatura efetiva T_{ef} dos módulos FVs é definida como a temperatura ponderada com a irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos (Lorenzo, 2014), sendo interessante seu uso quando se analisam dados médios de temperatura diária, colocando-se neste caso uma ponderação das horas de maior irradiação. A temperatura efetiva pode ser calculada com:

$$T_{ef} = \frac{\int H_T(\beta, t) \cdot T_{Módulo}(t) dt}{\int H_T(\beta, t) dt} \quad (3.9)$$

onde $H_T(\beta, t)$ é a irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos em um período de tempo e $T_{Módulo}(t)$ é a temperatura dos módulos fotovoltaicos.

A temperatura equivalente da célula solar (ECT) é calculada a partir da característica I-V do módulo FV obtida em condições padrão (*Standart test condition* - STC), do coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto e da V_{OC} medida no módulo em operação conforme a IEC 60904-5 (*Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by*

the open-circuit voltage method) (IEC, 2011). Esse valor é obtido com as seguintes Equações 3.10 e 3.11:

$$ECT = 25 \text{ }^\circ\text{C} + \frac{1}{\beta} \left[\frac{V_{OC2}}{V_{OC,STC}} - 1 - a \ln \left(\frac{G_2}{1000} \right) \right] \quad (3.10)$$

sendo: V_{OC2} a tensão de circuito aberto na temperatura de operação, $V_{OC,STC}$ a tensão de circuito aberto em STC e “a” é a tensão térmica do diodo (*thermal diode voltage*), determinada pela medição da V_{OC} em diferentes irradiâncias solares, mas na mesma temperatura. O parâmetro “a” é calculado pela seguinte Equação 3.11:

$$a = \frac{V_{OC,STC} - V_{OC3}}{V_{OC3} \ln \left(\frac{1000}{G_3} \right)} \quad (3.11)$$

sendo: V_{OC3} : tensão de circuito aberto para uma irradiância G_3 e $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$.

A determinação da temperatura equivalente da célula solar pelo método descrito é considerada mais adequada que o uso de termopares medindo a temperatura na face posterior dos módulos fotovoltaicos, pois neste caso, a temperatura medida será influenciada pela condutividade térmica dos materiais encapsulantes. Além disto, a medição da temperatura é pontual (quando se usa um sensor de temperatura) e não distribuída em todo o módulo fotovoltaico.

A temperatura das células solares também pode se estimada pela seguinte equação:

$$T_c = T_{amb} + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \cdot G \quad (3.12)$$

onde T_{amb} é a temperatura ambiente, G é a irradiância, NOCT é a temperatura nominal de operação de uma célula solar com irradiância de 800 W/m^2 , a $20 \text{ }^\circ\text{C}$ de temperatura ambiente e velocidade do vento de 1 m/s .

Para situação com velocidades de vento relativamente elevadas, Schwingshackl *et al.* (2013) analisaram vários métodos e o modelo denominado de Mattei 1 foi o que apresentou o melhor ajuste com dados experimentais. O método está resumido nas seguintes equações:

$$T_C = \frac{U_{PV}(v)T_{amb} + G \cdot [\tau \cdot \alpha - \eta_{CEL}(1 - \beta_{MP} T_{STC})]}{U_{PV}(v) + \beta_{MP} \cdot \eta_{STC} \cdot I} \quad (3.13)$$

onde T_C é a temperatura da célula solar, G é a irradiância no plano, T_{amb} é a temperatura ambiente, v a velocidade do vento, β_{MP} é o coeficiente de temperatura para a máxima potência, η_{CEL} é a eficiência da célula solar na STC, T_{STC} é a temperatura da STC (25 °C), α é absorvância das células solares e τ é a transmitância do material que cobre a célula solar (vidro+EVA).

$$U_{PV} = 26,6 + 2,3v_W \quad (3.14)$$

onde $U_{PV}(v)$ é o coeficiente de troca de calor na superfície do módulo e v_W é a velocidade do vento próximo ao módulo.

3.2.5. Sombreamento

Um dos pontos principais na etapa de dimensionamento de um sistema fotovoltaico é a escolha de um local para instalação onde não ocorra nenhuma forma de sombra sobre os módulos, pois a incidência de sombra provoca perdas na produção de energia elétrica. Com a sombra em parte do módulo, a corrente do conjunto de células em série é limitada, provocando uma dissipação em forma de calor (Pinho *et al.*, 2014). Este problema pode ser contornado em módulos FVs se diodos de passagem estiverem conectados em paralelo com as células conectadas em série, pois os diodos possibilitam a passagem da corrente elétrica, desviando a mesma da célula sombreada. Já na escala de sistemas, vem sendo estudadas diferentes topologias de conexão do arranjo fotovoltaico para reduzir tais efeitos, pois diminuindo a quantidade de módulos de uma mesma linha afetados, minimiza-se os efeitos de queda de tensão.

Outra forma de reduzir os efeitos de sombreamento é pelo uso de otimizador CC-CC em cada módulo, dispositivo que converte a corrente elétrica de um nível de tensão para outro menor para reduzir o efeito da sombra. O dispositivo reduz a tensão elétrica do módulo, mas mantém a corrente para garantir que o valor seja igual ao dos outros módulos que fazem parte da associação em série, minimizando assim os efeitos de sombreamento. Normalmente é utilizado como alternativa para aumentar o desempenho de um sistema em ambientes com alto índice de sombra, local em que deveria ser evitada a instalação. Seu funcionamento é na verdade inter-relacionado ao ponto de máxima potência, sendo vantajoso somente quando a corrente de ponto de máxima potência de cada módulo é diferente da I_{MP} da *string* (Saavedra e Karlsson, 2018).

Porém, não há como evitar totalmente a incidência de sombras sobre o arranjo, pois podem ocorrer sombras parciais como a queda de algo sobre os módulos, dejetos de pássaros e a passagem de nuvens, classificadas como sombras móveis. Esse tipo de sombra, além de provocar perdas por diminuição da produção de energia elétrica dos módulos, causa também as perdas por incompatibilidade de carga e nos seguidores de máxima potência (*Maximum Power Point Tracker* – MPPT). Sendo a presença de sombra em si menos importante que o padrão que ela forma sobre os módulos, uma sombra estreita causa menos efeito que uma larga que ocupa uma ampla área do arranjo, e no caso de grande sombra, se ela é uniforme ou dispersa (Satpathy e Sharma, 2018).

No estudo feito por Lappalainen e Valkealahti (2017), que focou nas perdas causadas pelo movimento de nuvens, constatou-se que esse tipo de sombra não causa perdas tão consideráveis quanto às provocadas por sombras fixas. Também foi observado que as diferentes topologias de arranjo apresentavam pequena diferença nas perdas por incompatibilidade de carga, mas a diminuição na quantidade de módulos ligados em série colabora positivamente na diminuição desse tipo de perda.

3.3. Sistemas Fotovoltaicos em Propriedades Rurais

3.3.1. Sistemas Isolados

O ambiente rural sempre foi um ótimo candidato à instalação de sistemas fotovoltaicos por se tratar em grande maioria de propriedades localizadas em regiões distantes dos grandes centros populacionais e em alguns casos, longe até da rede de distribuição de energia elétrica. Porém, até poucos anos atrás, os equipamentos utilizados em sistemas FVs eram muito caros, dificultando assim o acesso à aos mesmos.

Por isso, a presença de sistemas fotovoltaicos em ambiente rural sempre cresceu de forma tímida até a estabilização da confiabilidade da tecnologia. Grande parte dos projetos de incentivo a sistemas fotovoltaicos em ambiente rural no mundo tinha como apoiadores as organizações não governamentais e outras entidades, sem a presença dos governos locais (Valer *et al.*, 2017). Um exemplo dessa situação é o caso da região do subsaariana nos países da África, onde os governos locais não consideravam os sistemas FVs como uma fonte confiável de produção de energia para receber financiamento de capital. Okoye e Oranekwu-Okoye (2018) constataram o contrário em seu estudo que desenvolveu um modelo econômico para analisar a relação custo-benefício de um sistema fotovoltaico isolado para a região rural de Gusau, Nigéria. Comprovaram que a viabilidade do projeto é dependente da futura localização, mas mesmo assim é elegível o financiamento por ser capaz de pagar o empréstimo considerando a economia e políticas energéticas atuais da Nigéria.

As principais aplicações de sistemas fotovoltaicos isolados em ambiente rural no Brasil foram utilizadas no projeto “Luz para todos”, que diferente do resto do mundo, era um projeto que contava com o apoio do governo federal. O projeto tinha como intuito levar o mínimo de conforto a pessoas que moravam em regiões não atendidas pelo sistema interligado de energia elétrica, seja por motivos de custo ou por questões ambientais que não permitiam a extensão da rede. Por isso, sistemas fotovoltaicos isolados foram utilizados como alternativa para essas localidades. Assim como outros projetos de instalação em ambiente rural pelo mundo, o projeto

apresentou muitos problemas, em sua maioria capazes de serem resolvidos, mas não diminuindo seu caráter ambicioso (Valer *et al.*, 2017)

3.3.2. Sistemas Interligados à Rede Elétrica

Os sistemas interligados à rede começaram a ocorrer em ambientes urbanos com a implementação das políticas de geração distribuída, que aumentaram a atratividade da instalação desses sistemas em propriedades. Exemplo é o trabalho realizado por Miranda *et al.*, (2015), que ao realizar estudo sobre o potencial de sistemas fotovoltaicos no setor residencial brasileiro, constatou que 29 milhões de propriedades em ambiente urbano e rural estão aptas a esse tipo de instalação até 2026.

Tem crescido a presença de sistemas fotovoltaicos em propriedades rurais, por serem uma boa alternativa para diminuição dos custos com energia elétrica, causados por demandas da produção, como por exemplo, bombeamento de água. Para os pequenos produtores rurais existe a possibilidade de obtenção de linhas de crédito através do Pronaf (Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar), que disponibiliza linhas de crédito com taxa de juros de 2,5 % ao ano e participação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) em até 100 % do valor dos itens financiáveis. O prazo máximo para financiamento é de 10 anos e o prazo máximo de carência é de três anos. Outro ponto positivo para utilização da tecnologia FV em ambiente rural é o fato de a tarifa de energia rural ser diferente da urbana. Mesmo sendo mais barata, tem suas tendências de aumento acima da inflação e logo, quanto menos se consumir da concessionária, menor o impacto dos aumentos de tarifa (Canal Jornal da Bioenergia, 2018).

Ainda assim, o percentual de unidades consumidoras com geração distribuída na área rural é pequeno. Em levantamento feito na região sul do país, esse valor não chega nem a 3 % do total de unidades. Dessas, duas estão localizadas no Paraná e foram financiadas com recurso Pronaf Mais Alimentos e sete com sistemas conectados à rede operando no estado do Rio Grande do Sul (Biasi *et al.*, 2018)

4. MATERIAIS E MÉTODOS

O desenvolvimento deste trabalho está focado na implantação e análise de um sistema fotovoltaico de 20 kWp em propriedade rural no oeste paranaense, utilizando módulos fotovoltaicos com células solares de silício multicristalino. Para desenvolver o trabalho foram realizadas as seguintes etapas: 1) caracterização da propriedade rural: localização, instalações e perfil de consumo de energia elétrica; 2) dimensionamento e simulação de operação do sistema fotovoltaico, 3) caracterização dos módulos fotovoltaicos e projeto da distribuição dos módulos nos painéis; 4) avaliação da implantação do sistema fotovoltaico; 5) análise da temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos; 6) análise do desempenho global e produtividade do sistema fotovoltaico e 7) análise econômica do sistema conectado à rede elétrica.

4.1. Caracterização da Propriedade Rural

A propriedade alvo de estudo neste trabalho é integrante da LAR Cooperativa Agroindustrial, sediada na cidade de Medianeira, no oeste do estado do Paraná, a 57 km de Foz do Iguaçu, com as seguintes coordenadas geográficas: latitude: 25°16'32" S, longitude: 54°3'14" O.

Trata-se de uma propriedade voltada a criação de gado leiteiro, formada por cinco barracões: descanso do gado, alimentação, insumos, ordenha e veículos. Na Figura 4.1 podem ser vistas as edificações da propriedade rural.

Para instalação do arranjo fotovoltaico, buscou-se a edificação com estrutura de telhado que suporte o peso do arranjo FV bem como tenha área suficiente e livre de sombras para a instalação. O barracão de descanso do gado foi o selecionado e está destacado na Figura 4.1.

A estrutura do barracão tem 42 m de comprimento e 32 m de largura. O centro do telhado tem 8 m de altura e a lateral 5,5 m, assim resultando em uma inclinação de telhado de 10° , conforme mostrado nas Figura 4.2 e 4.3. A face norte do telhado, escolhida para instalação do arranjo fotovoltaico, tem ângulo azimutal 9° NE e área de aproximadamente 630 m^2 .

O obstáculo à irradiância solar mais próximo do barracão é uma árvore de 11 m de altura que está há 25 m da construção. Analisando a sombra causada por esta árvore no decorrer do ano, constatou-se que o mais próximo que sua sombra chegará é a 13 m de distância da base do barracão no solstício de inverno, sendo assim impossível de causar alguma influência no projeto.



Figura 4.1. Imagem de satélite da propriedade estudada, exibindo o barracão selecionado com o arranjo fotovoltaico, bem como o obstáculo mais próximo do mesmo e sem possibilidade de produzir sombreamento (imagem do Google Earth, 07/01/2019).

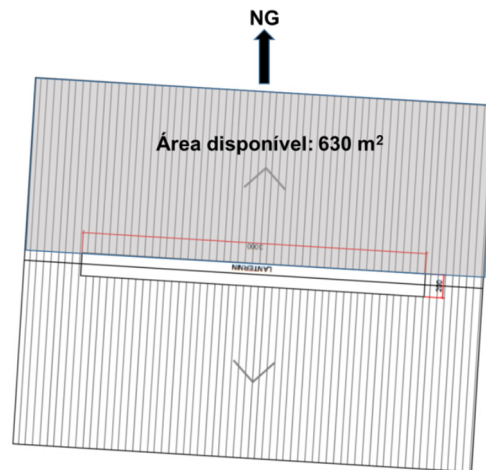


Figura 4.2. Planta do telhado do barracão de estada do gado.



(a)



(b)

Figura 4.3. Fotografias da edificação da propriedade cooperada da LAR, obtidas em 18/01/2017: (a) área da cobertura voltada ao norte e (b) detalhe da inclinação do telhado em 10° .

Para dimensionamento do projeto foi analisado o consumo de energia elétrica da propriedade através do levantamento das faturas da COPEL (Companhia Paranaense de Energia) no período de um ano, sendo exibidos na Tabela 4.1 os valores mensais das mesmas, sendo o valor máximo apresentado em fevereiro e o mínimo no mês de agosto. Em 2016, o consumo anual foi de 34.317 kWh e a média mensal foi de 2.860 kWh. No ano de 2017, a propriedade passou por um incremento em equipamentos e o consumo da propriedade aumentou, tendo um consumo anual de 56.695 kWh, com média mensal de 4.724 kWh.

Tendo em vista o consumo diário médio anual de 2016 e descontando a disponibilidade relativa a 100 kWh para um sistema trifásico (consumo de projeto de 91 kW/dia), a irradiação média diária anual em Medianeira para inclinação dos módulos FVs igual a latitude (25°) e orientados ao norte geográfico é de 4,93 kWh/m².dia, segundo CRESESB (2018), e um PR de 0,80, poderia ser implantado um sistema fotovoltaico da ordem de 23 kWp para atender a demanda da propriedade. Para a demanda de 2017, o consumo de projeto seria de 152 kWh/dia e a potência necessária para atender a demanda seria de 38,5 kWp. No entanto, por definição de recursos de projeto terem sido realizados em 2016 e porque seriam instaladas três unidades semelhantes com perfil de produção abaixo da demanda das propriedades, foi definida a potência do sistema de 20 kWp a ser instalada nas propriedades rurais.

Tabela 4.1. Consumo mensal de energia elétrica da propriedade no ano de 2017.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Energia Elétrica (kWh)	4372	5342	4871	4966	5281	5220	4510	4125	4531	4330	4607	4540

4.2. Dimensionamento e Simulação do Sistema Fotovoltaico

Como ferramenta para o dimensionamento do sistema fotovoltaico foi utilizado o PV*SOL (PV*SOL PREMIUM, 2018), que se trata de um programa computacional desenvolvido pela empresa alemã Valentin Software. O programa permite modelagem 3D de sistemas fotovoltaicos por meio de ferramenta gráfica que conta com base de dados de estruturas já modeladas, como casas e árvores. Também apresenta ampla base de dados de equipamentos utilizados em sistemas

fotovoltaicos, apresentando inclusive marcas nacionais. Além disso, o programa utiliza informações da base de dados meteorológicas Meteonorm (Meteonorm, 2018), garantindo a possibilidade de simulação para várias localizações no planeta.

A Figura 4.4 mostra as nove etapas de desenvolvimento de um projeto de simulação no programa PV*SOL. Inicia-se pelo processo de identificação do projeto, onde se inserem todos os dados de identificação da propriedade, número de proposta e descrição do projeto. A segunda etapa é onde se define o tipo de sistema, se é conectado à rede ou autônomo, se selecionam os dados climáticos por meio da definição da cidade onde será instalado o sistema FV e por último se inserem as características da rede elétrica local. Na Figura 4.5(a) apresenta-se a imagem da tela do programa na fase de definição do sistema FV. A definição do perfil de consumo é realizada de quatro formas: importar a curva de carga, definir uma curva de carga, definir consumidor individual ou inserção do consumo mensal/anual. A última alternativa é exclusiva para sistema de compensação de energia elétrica.

Para a modelagem 3D, apresentada na Figura 4.5(b), é aberta uma nova janela no programa e se inicia pela escolha do cenário inicial que pode ser recorte do mapa, onde se usa imagem de satélite através da base de dados do software, ou se importa do Google Earth. No modelo 3D, podem-se utilizar arquivos de softwares gráficos de modelagem 3D, área de telhado simples, edificação, muro e por último, áreas livres, onde se obtém um espaço aberto que se adicionam os elementos desejados. Após essa etapa inicial, edita-se a vista do terreno, inserindo árvores e outros obstáculos. Em seguida se edita o objeto alvo de estudo (tipo de edificação, telhado, espaço no solo, etc) e, então, se define o tipo de módulo FV e sua forma de fixação (rente à superfície ou elevada, isto é, com inclinação diferente do telhado). Com o arranjo definido, realiza-se a configuração dos inversores e por último, configuração do plano de cabos, sendo essa ferramenta passível de utilização somente na fixação sem elevação (fixação que segue a inclinação do telhado de uma edificação).

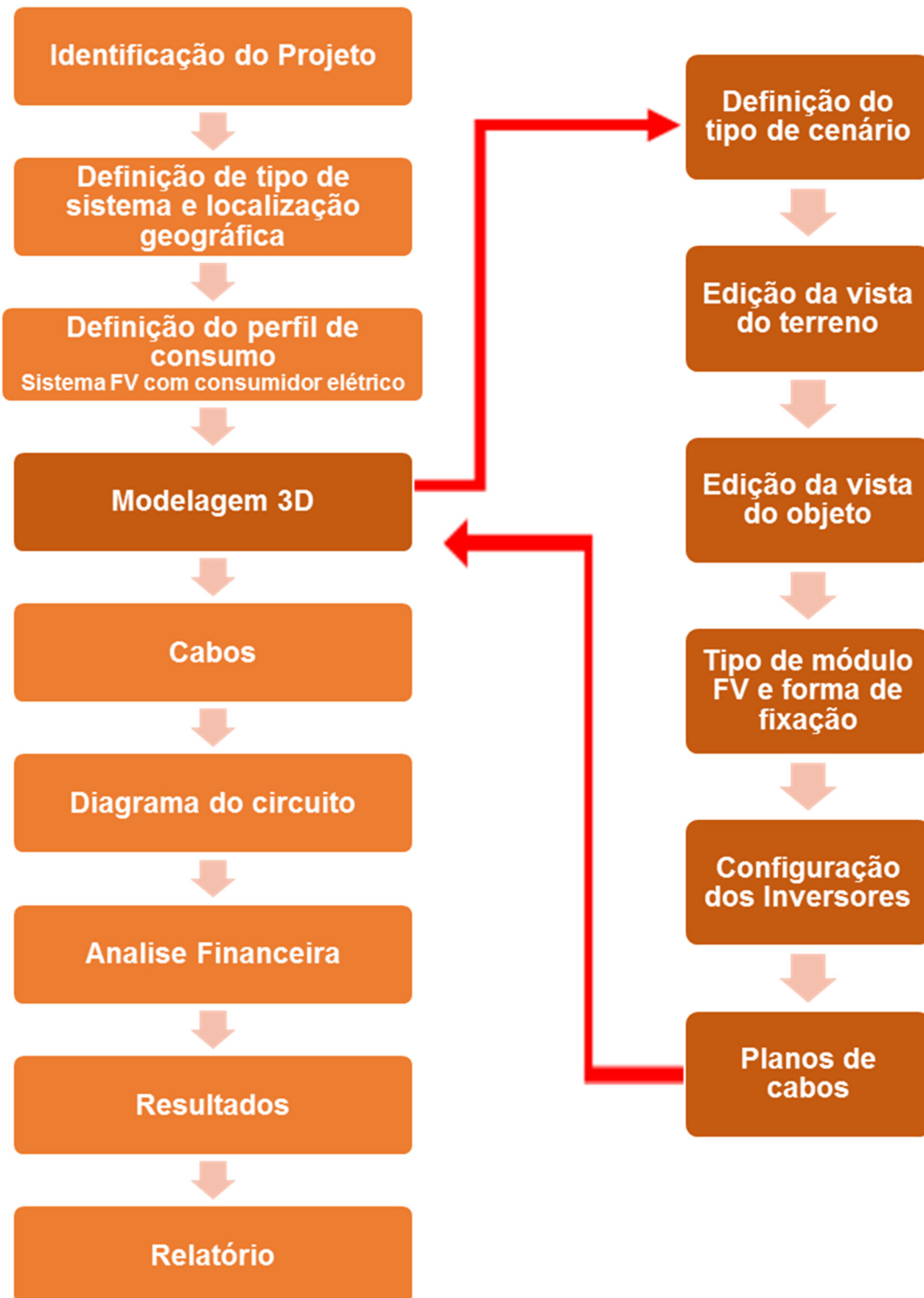
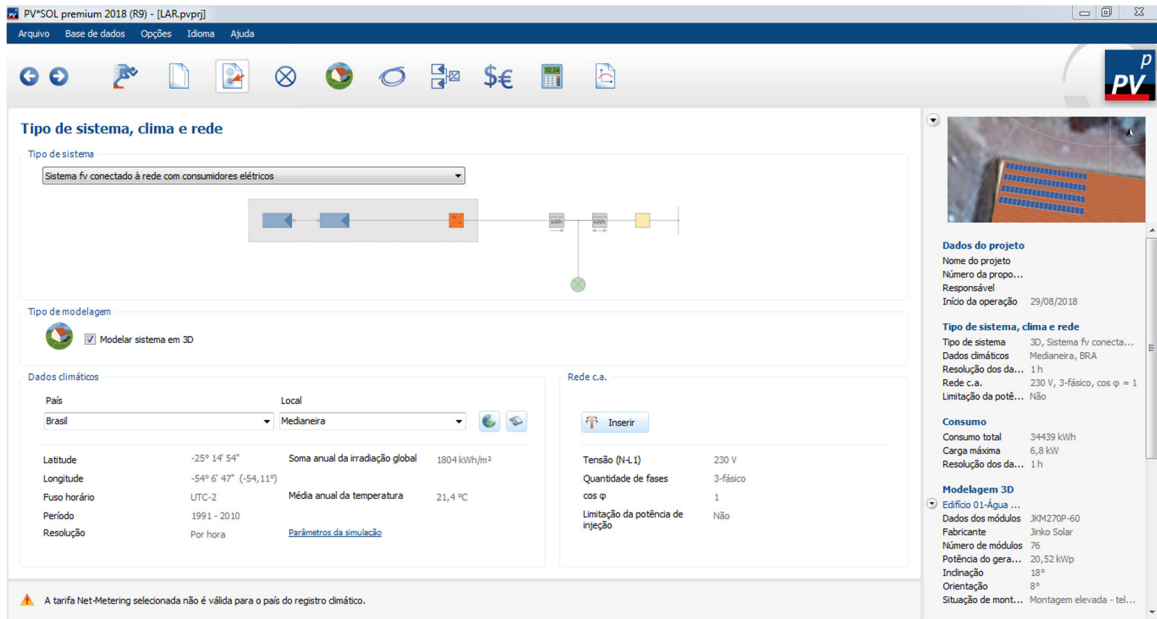
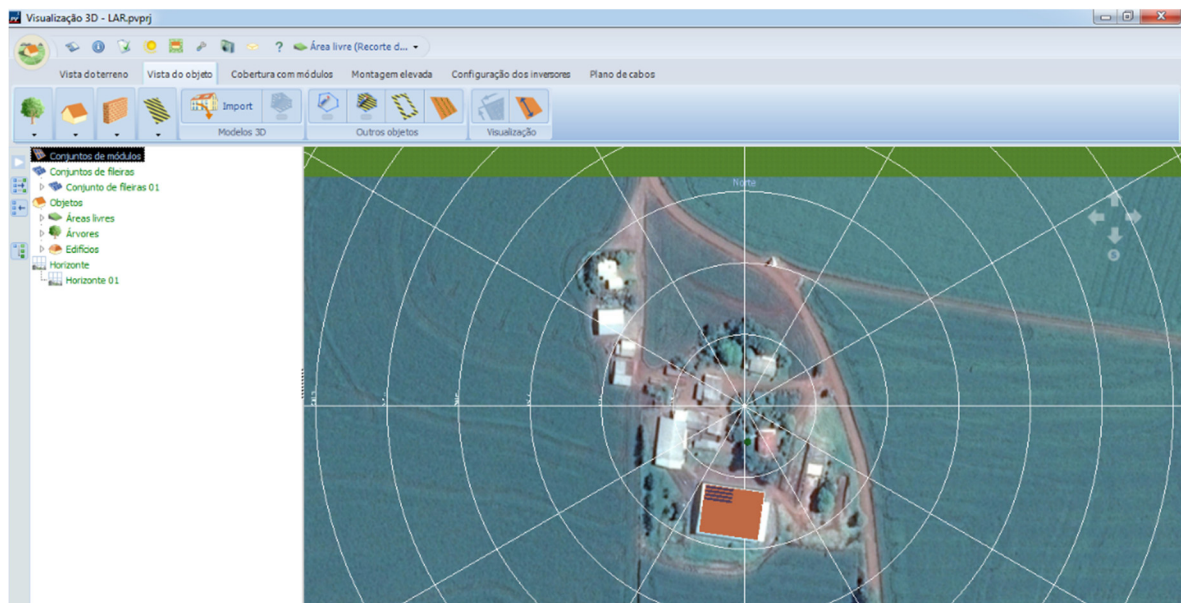


Figura 4.4. Fluxograma das etapas do desenvolvimento do projeto de um sistema FV com o programa PV*SOl.



(a)



(b)

Figura 4.5. (a) Imagem do programa computacional durante a execução da etapa de Definição de tipo de sistema e localização geográfica e (b) imagem da tela para modelagem 3D.

Voltando a janela principal do programa, a aba de cabos é responsável pela definição do percentual de perdas que será adotado. Na aba planos, se apresentam o diagrama unifilar do sistema e a planta do arranjo fotovoltaico. A análise financeira é feita através da definição dos parâmetros de entrada, referente a juros e retorno, escolha do tipo de injeção, se é só de excedente ou por compensação (*net metering*), o valor de venda do kWh, o tipo de tarifa e o valor da inflação anual. A aba de

resultados, permite acessar os cálculos e gráficos feitos pelo software de maneira individual. E por último, a aba relatório, onde se obtém arquivo que pode ser na extensão “.docx” ou “.pdf” e exportar os resultados da simulação em um arquivo “.csv”.

Foram simulados arranjos FV com diferentes inclinações em relação à horizontal com valores próximos da latitude (25°), em busca do ângulo ótimo para aquela localização. O ângulo ótimo é aquele em que ocorre a maior produtividade anual do sistema FV. Todos os dados utilizados para análise foram obtidos nos relatórios emitidos pelo próprio programa e os parâmetros extraídos para avaliação foram: energia elétrica produzida, desempenho global, produtividade anual, irradiância solar, temperatura ambiente e temperatura dos módulos. A partir dos dados de irradiância solar e temperatura dos módulos, calculou-se a temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos, média diária e média mensal.

Um dos resultados obtidos deste item é o projeto do sistema FV: número de módulos FVs, combinação destes em série e/ou paralelo segundo as características do inversor, disposição no telhado e dispositivos de proteção.

4.3. Caracterização e Análise de Módulos Fotovoltaicos

Todos os módulos fotovoltaicos adquiridos para o sistema FV foram caracterizados eletricamente em um simulador solar sob condições padrão, de acordo com a normas internacionais, nas instalações do NT-Solar. Através da obtenção das suas características elétricas, definiu-se a distribuição destes no arranjo para maximizar a potência.

4.4. Avaliação da Implantação do Sistema Fotovoltaico

Avaliou-se a instalação do sistema fotovoltaico considerando os seguintes itens: distribuição dos módulos FVs no arranjo, inclinação dos módulos, instalação de cabos, aterramento, análise por termografia dos módulos e quadros de comando e proteção.

Foi instalado um sistema de monitoramento para medir a irradiância solar no plano do arranjo, velocidade do vento, temperatura ambiente e temperatura dos módulos fotovoltaicos. A medida de irradiância solar foi comparada com a obtida de células solares calibradas no NT-Solar/PUCRS, pois este parâmetro é fundamental na análise de PR do sistema fotovoltaico.

O sistema de monitoramento está constituído pelos seguintes equipamentos:

- Um piranômetro EKO, *small sensor* ML-01;
- Um anemômetro LUFFT 8368.100;
- Um sensor de temperatura ambiente DELTA OHM TP32MTT.03;
- Um sensor de temperatura de módulos fotovoltaicos e
- Um sistema de aquisição e comunicação de dados (*datalogger*) PHB.

A Figura 4.6 apresenta os sensores instalados no telhado do galpão, especificamente na parte posterior do arranjo fotovoltaico.

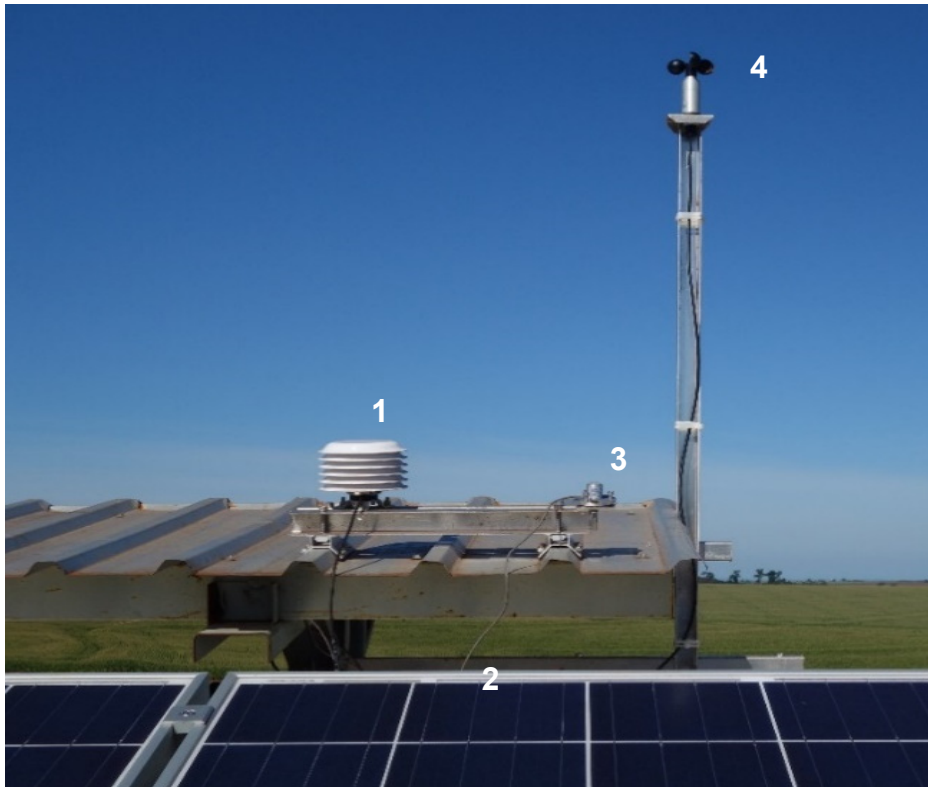


Figura 4.6. Sensores do sistema de monitoramento: 1 - sensor de temperatura ambiente, 2 - sensor de temperatura dos módulos fotovoltaicos (colado na face posterior de um módulo fotovoltaico), 3 - piranômetro e 4 - anemômetro.

4.5. Análise da Temperatura de Operação dos Módulos Fotovoltaicos

A temperatura efetiva dos módulos foi calculada utilizando dados da simulação com o programa PV*SOL bem como foi calculada a partir da medida de temperatura dos módulos no local. Além disto, a ECT foi estimada a partir da medida da tensão de máxima potência dos painéis do arranjo fotovoltaico. Foram comparados os valores de simulação com os valores medidos no sistema.

4.6. Análise da Produtividade e Desempenho Global do Sistema Fotovoltaico

A partir dos dados da energia elétrica produzida e irradiação solar, se calcularam a produtividade e o desempenho global para os meses de monitoramento do sistema (maio de 2018 a janeiro de 2019) e se compararam com os valores previstos por simulação.

4.7. Análise Econômica

A análise econômica do projeto foi realizada para estimar o tempo de retorno do valor investido na instalação. Para sua realização foi necessário considerar o valor total do projeto, valor do kWh de compra e de venda e o balanço entre energia produzida pelo sistema e consumida pela propriedade.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1. Resultados de Projeto e Simulação do Sistema FV com o Programa PV*SOL

A Figura 5.1 apresenta o diagrama simplificado do sistema fotovoltaico de 20 kWp obtido no software utilizado para simulação, o diagrama apresenta de forma unifilar a ligação dos equipamentos que formam o sistema e na sua legenda especifica as características dos mesmos. A Figura 5.2 mostra a distribuição dos módulos FVs no telhado. Foram utilizados 76 módulos de potência nominal de 270 W_p, marca Jinko, modelo JKM270PP-60, com células solares de silício multicristalino, totalizando uma potência instalada de 20,52 kW_p e um inversor de potência nominal de 20 kW, marca PHB Solar, trifásico, 380 V, com dois seguidores de máxima potência (MPPT, *maximum power point tracking*). As especificações técnicas dos módulos FVs e do inversor estão no Anexo I. O arranjo FV foi formado por 4 fileiras (*strings*) de 19 módulos, formando dois painéis com duas fileiras em paralelo e cada um conectado a um dos seguidores MPPT, conforme mostra a Figura 5.3. A numeração apresentada na Figura 5.3 identifica como os módulos fotovoltaicos estão conectados. Cada dígito nos módulos representa inversor, seguidor de máxima potência (MPT), fileira e módulo.

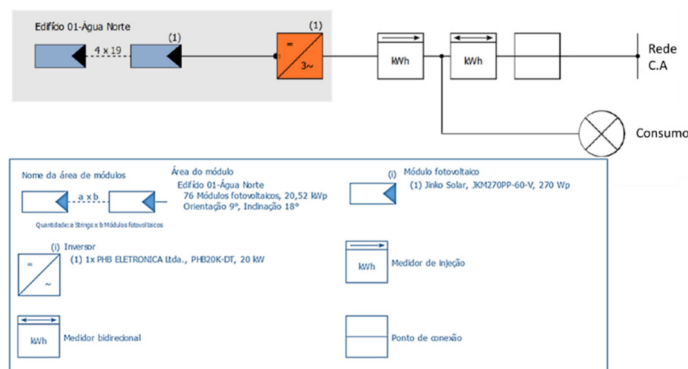


Figura 5.1. Diagrama básico do sistema fotovoltaico de 20,52 kWp simulado para a propriedade cooperada da LAR.

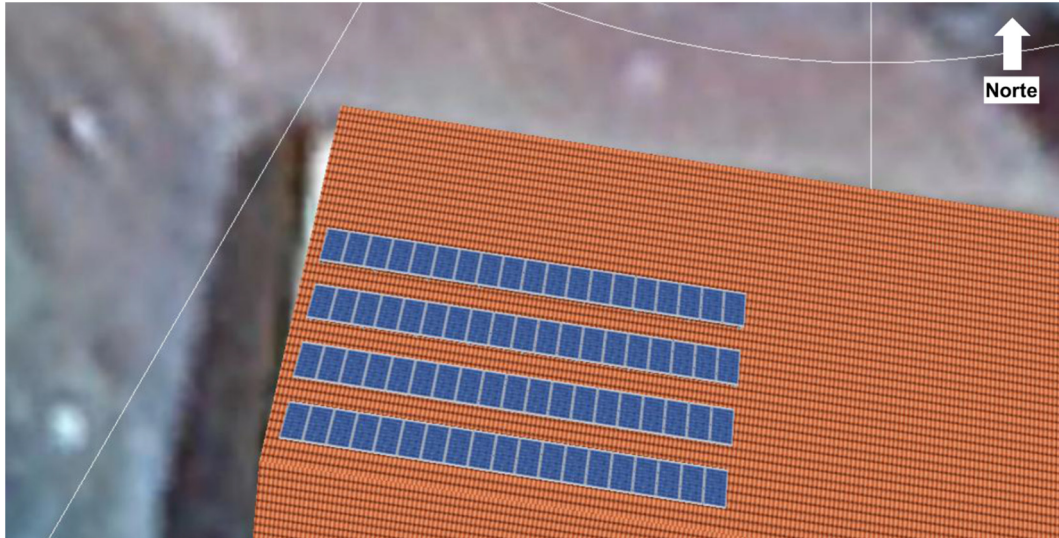


Figura 5.2. Distribuição dos módulos sobre o telhado do barracão da propriedade rural cooperada da LAR, em Medianeira, PR: arranjo com 76 módulos.

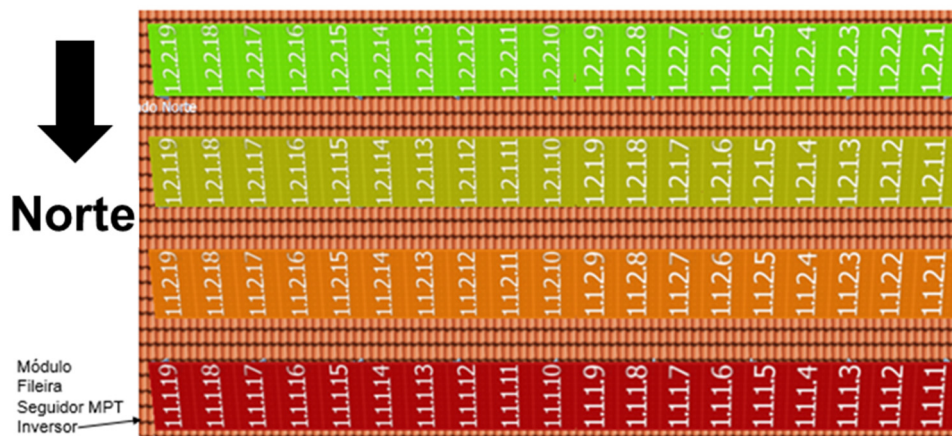


Figura 5.3. Configuração de fileiras (strings) de módulos fotovoltaicos, sendo que cada dígito representa o número do inversor (1), do seguidor de MPT (1 ou 2), da fileira (1 ou 2) e do módulo (1 a 19).

O sistema foi simulado com o *software* PV*Sol com inclinações do telhado variando de 15° a 25°, pois o objetivo principal era buscar o melhor ângulo de inclinação para a localização, optando assim por não utilizar o ângulo do telhado. Constatou-se que a inclinação que apresentou a maior produção anual de energia elétrica foi a de 18°. Na Tabela 5.1 é apresentada a variação percentual da produção obtida nas diferentes simulações do sistema em relação a inclinação escolhida.

Tabela 5.1. Comparação percentual do valor de produção anual das simulações com diferentes ângulos de inclinação em relação ao valor obtido no ângulo de 18°.

Ângulo de inclinação	15°	16°	17°	18°	19°	20°	21°	22°	23°	24°	25
Percentual (%)	99,70	99,80	99,95	100	99,90	99,80	99,30	99,10	99,00	98,80	98,50

A Figura 5.4 apresenta a irradiação solar global no plano horizontal comparando com o valor incidente no plano dos módulos (inclinados de 18°) na orientação do projeto e caso eles estivessem orientados ao norte geográfico (NG). É possível observar que os valores do projeto e do arranjo orientado ao NG, relativos à propriedade cooperada da LAR são praticamente iguais porque o ângulo azimutal dessa instalação é de somente 9°. Esse desvio azimutal acarreta em uma perda desprezível na irradiação solar sobre o plano do arranjo FV.

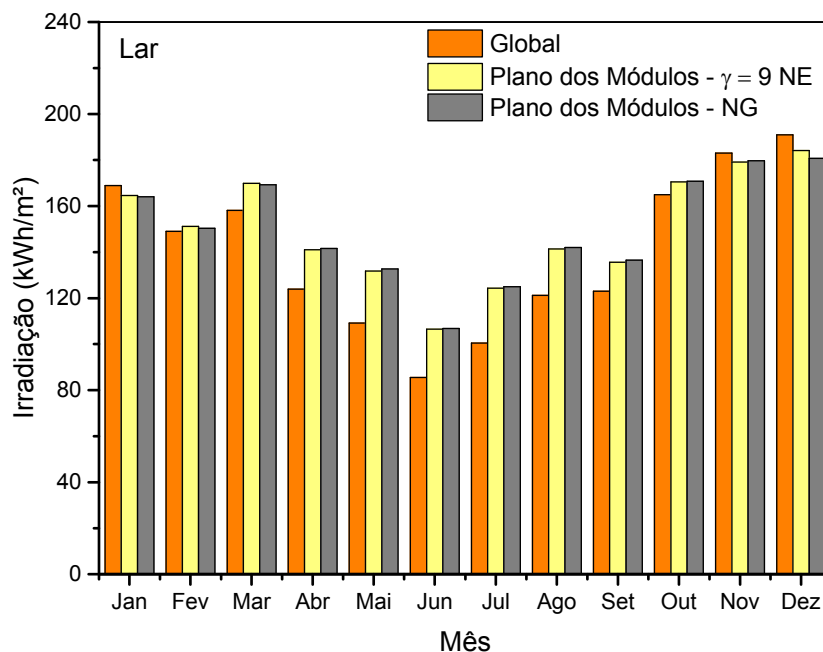


Figura 5.4. Irradiação solar global média mensal, no plano dos módulos e no plano voltado ao norte geográfico (NG) na propriedade rural em Medianeira-PR. Valores obtidos por simulação com o programa PV*SOL.

Na Figura 5.5 está colocada a produção de energia elétrica média mensal do sistema fotovoltaico simulado durante os meses do ano. A produção máxima mensal é da ordem de 2.900 kWh e a mínima é da ordem de 1.915 kWh e a produção anual de energia é de 29,8 MWh, com produtividade anual de 1.452 kWh/kW_p. A diferença

entre produção de energia elétrica e consumo é da média de 47 %, sendo os meses de maio e junho os de maior diferença. O desempenho global, parâmetro que considera todas as perdas ocorridas ao longo do processo de produção de energia elétrica, foi de 86,3%. No entanto, cabe observar que o programa PV*Sol considera temperaturas de operação mais baixas que as medidas nos locais, conforme será comentado posteriormente (Araujo et al., 2018). Se for considerado um PR de 0,80, que pela experiência de sistemas FVs instalados em outros países é mais realista (IEA-PVPS, 2014; Almeida, 2012), a produtividade anual cairia para 1346 kWh/kW_p. Por exemplo, Tiepolo et al. (2016) comenta que para o Paraná, considerando um PR de 0,75, a produtividade média é de 1490 kWh/kW_p e a mais alta é de 1590 kWh/kW_p, valores que se aproximam do intervalo estimado neste trabalho com PR = 0,80. Considerando o desempenho global de 0,80 e o consumo de energia elétrica de 2017 da propriedade, a produção de energia elétrica dos sistemas fotovoltaicos contribui para uma redução na conta de energia elétrica da ordem de 53 %.

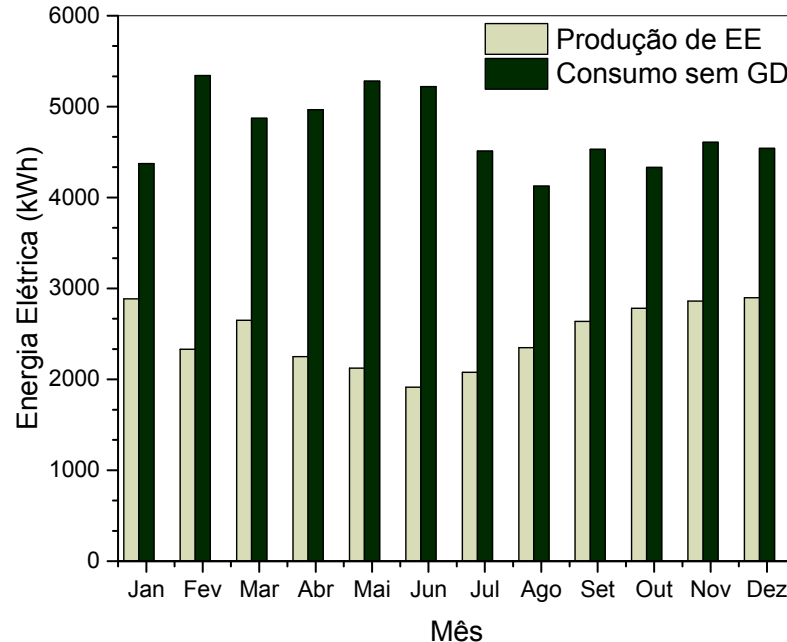


Figura 5.5. Produção mensal estimada de energia elétrica (Produção de EE) do sistema FV de 20,52 kWp e consumo sem geração distribuída em 2017 (Consumo sem GD) na propriedade rural.

5.2. Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos e Distribuição no Arranjo

Todos os módulos fotovoltaicos foram caracterizados eletricamente sob condições padrão de medição (1000 W/m², espectro AM1,5G, 25 °C). Para isso, o simulador solar, modelo PSS8 da empresa BERGER Lichttechnik GmbH & Co. KG, instalado no Laboratório de Classificação do NT-Solar e mostrado na Figura 2.3, foi usado.

Após o processo de caracterização elétrica de todos os módulos fotovoltaicos, os mesmos foram classificados em função da IMP para serem utilizados em determinados painéis FVs (strings). No painel, como os módulos estão em série para atingir uma determinada tensão elétrica, o módulo FV com menor corrente limitará a corrente elétrica do conjunto.

A média de cada parâmetro elétrico dos 84 módulos, nomeados com número NT- Solar de A1 até A84, foi calculada e os valores estão na Tabela 5.1 juntamente com as características elétricas que o fabricante do módulo apresenta na ficha de dados (*datasheet*). É indicado na Figura 5.6, o número de módulos fotovoltaicos em função da potência obtida no processo de medição. Os módulos de 270 Wp, segundo o fabricante, podem ter potência no intervalo de 270 Wp a 278,1 Wp, pois admite uma variação de + 3 % na potência. Pelo valor de potência apresentado na Tabela 5.2, observa-se que o valor médio está acima deste intervalo e inclusive há módulos que atingiram a potência próxima de 282 W. Nenhum módulo medido apresentou potência menor que 276 Wp. Destaca-se a alta eficiência estimada das células solares no módulo FV (η_{CEL}), superior a 19 %.

Tabela 5.2. Parâmetros elétricos médios dos 84 módulos JKM270PP-60 e valores apresentados na ficha de dados do equipamento. Dos 84 módulos, 76 foram utilizados no sistema fotovoltaico e os demais foram usados para testes.

	V_{OC} (V)	I_{SC} (A)	FF (%)	V_{MP} (V)	I_{MP} (A)	P_{MP} (W)	$\eta_{MÓD}$ (%)	η_{CEL} (%)
Média	38,21 ± 0,05	9,53 ± 0,02	76,58 ± 0,22	30,61 ± 0,19	9,11 ± 0,05	278,9 ± 0,9	17,04 ± 0,06	19,10 ± 0,07
Ficha de dados JKM270PP-60	38,8	9,09	76,55	31,7	8,52	270	16,5	-

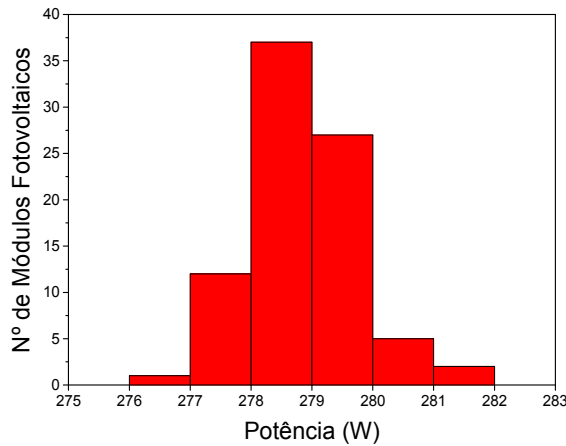


Figura 5.6. Número de módulos fotovoltaicos em função da potência.

A planta de situação, isto é, como os módulos fotovoltaicos serão distribuídos sobre o telhado do galpão da propriedade da LAR para formar o arranjo fotovoltaico, está esquematizada na Figura 5.7. A instalação dos 4 painéis (*strings*) segue a ordem decrescente de corrente elétrica no ponto de máxima potência. As características elétricas de cada painel são: Painel A, $I_{MP} = 9,14$ A, $V_{MP} = 579$ V; Painel B, $I_{MP} = 9,13$ A, $V_{MP} = 580$ V; Painel C, $I_{MP} = 9,11$ A, $V_{MP} = 580$ V; Painel D, $I_{MP} = 8,96$ A, $V_{MP} = 585$ V. A Tabela 5.3 resume os parâmetros elétricos dos módulos do painel A. A potência total instalada foi de 21,19 kWp.

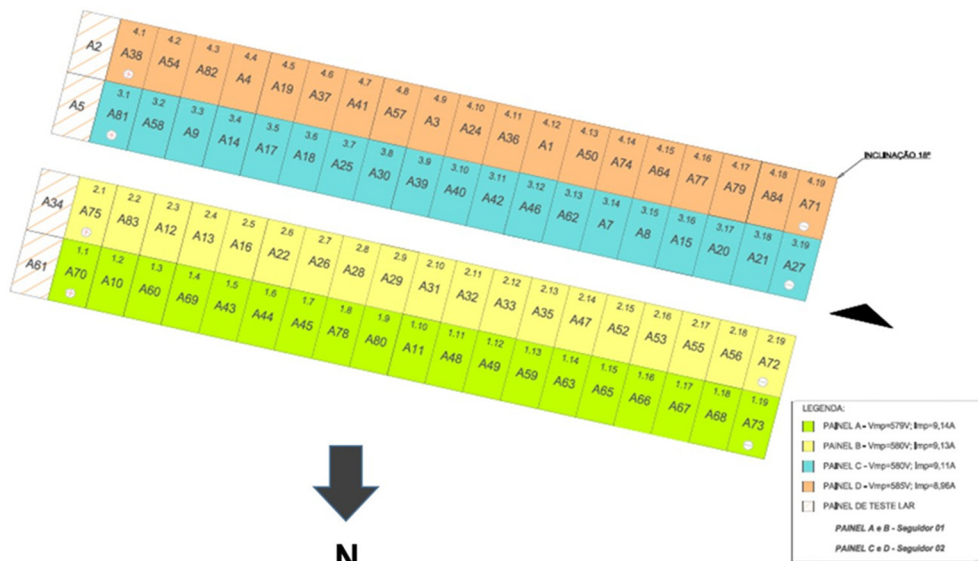


Figura 5.7. Planta de situação para a instalação do arranjo fotovoltaico para a propriedade cooperada da LAR. Cada cor identifica um painel com os módulos conectados em série.

Tabela 5.3. Características elétricas dos módulos fotovoltaicos do painel A.

ORDEM	Nº NT Solar	Código de barras	V _{OC} (V)	I _{SC} (A)	FF (%)	V _{MP} (V)	I _{MP} (A)	P _{MP} (W)	η _{MÓD} (%)	η _{CEL} (%)
1	A70	153203170903100178161810	38,28	9,54	76,61	30,52	9,17	279,89	17,1	19,2
2	A10	153203170903100178161938	38,23	9,55	76,65	30,55	9,16	279,79	17,1	19,2
3	A60	153203170903100178161914	38,24	9,54	76,51	30,49	9,16	279,25	17,1	19,1
4	A69	153203170903100178161806	38,17	9,54	76,44	30,42	9,16	278,46	17,0	19,1
5	A43	153203170903100178161941	38,22	9,56	76,53	30,57	9,15	279,53	17,1	19,1
6	A44	153203170903100178162298	38,22	9,55	76,68	30,58	9,15	279,80	17,1	19,2
7	A45	153203170903100178162250	38,27	9,53	76,54	30,51	9,15	279,24	17,1	19,1
8	A78	153203170903100178161859	38,26	9,52	76,49	30,47	9,15	278,62	17,0	19,1
9	A80	153203170903100178161855	38,25	9,55	76,05	30,36	9,15	277,70	17,0	19,0
10	A11	153203170903100178161935	38,14	9,52	76,77	30,49	9,14	278,77	17,0	19,1
11	A48	153203170903100178161951	38,11	9,56	76,70	30,57	9,14	279,49	17,1	19,1
12	A49	153203170903100178162252	38,15	9,52	76,72	30,49	9,14	278,59	17,0	19,1
13	A59	153203170903100178161973	38,22	9,52	76,59	30,50	9,14	278,78	17,0	19,1
14	A63	153203170903100178161881	38,13	9,53	76,51	30,41	9,14	278,00	17,0	19,0
15	A65	153203170903100178161883	38,22	9,52	76,24	30,35	9,14	277,47	17,0	19,0
16	A66	153203170903100178161851	38,27	9,56	76,23	30,50	9,14	278,72	17,0	19,1
17	A67	153203170903100178161892	38,22	9,52	76,53	30,49	9,14	278,57	17,0	19,1
18	A68	153203170903100178161832	38,23	9,53	76,42	30,48	9,14	278,38	17,0	19,1
19	A73	153203170903100178161809	38,20	9,51	76,65	30,48	9,14	278,40	17,0	19,1

5.3. Projeto e Avaliação da Instalação do Sistema Fotovoltaico

O projeto e instalação do sistema fotovoltaico foi realizado pela empresa BSE Solar, de Toledo/PR, cujo projeto foi selecionado em tomada de preço realizada de 10/07 a 14/08/2017. A Figura 5.8 apresenta o diagrama multifilar e a Figura 5.9 a planta de situação, com o projeto original e o realmente executado. No diagrama da Figura 5.8 nota-se que foi necessário colocar um autotransformador redutor de tensão elétrica tendo em vista que o inversor PHB Solar de 20 kW opera em 380 V (220 V entre fase e neutro) e a rede do interior do Paraná é trifásica operando em 220 V (127 V entre fase e neutro).

Na Figura 5.9 pode-se ver o projeto básico original, onde seriam posicionados o arranjo FV, o inversor e quadros de comando e proteção CC/CA e o que foi realmente executado. O quadro CC e o inversor não foram colocados diretamente sob o galpão porque em avaliação da distribuição de fases, constatou-se que o local não seria adequado e ainda porque a empresa considerou que não seria adequada sua colocação neste ponto e injeção na rede local via cabos aéreos existentes, principalmente por ser uma localização de que dificultaria a instalação de isolamento físico dos equipamentos do sistema FV. Desta forma, optou-se por estender cabos (com corrente contínua dos painéis) por tubulações subterrâneas até o barracão de insumos, onde foram instalados o quadro CC, inversor e quadro CA e devidamente isolados fisicamente. A Figura 5.10 mostra a execução da obra da passagem

subterrânea e a Figura 5.11 apresenta o caminho da tubulação. Foram utilizados 8 cabos para os terminais dos painéis (4 positivos e 4 negativos).

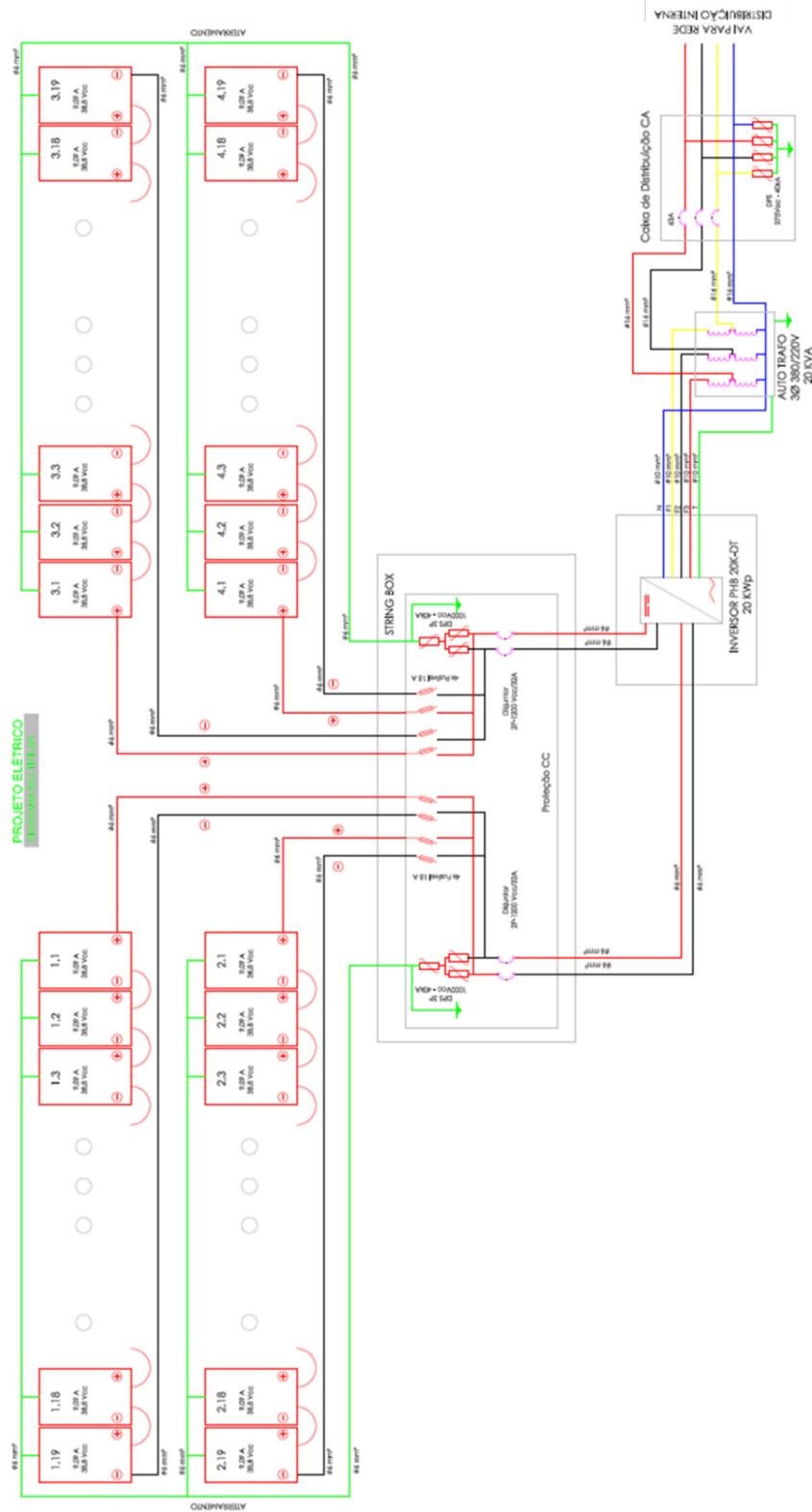


Figura 5.8. Diagrama multifilar do sistema fotovoltaico. Projeto da empresa BSE Solar.

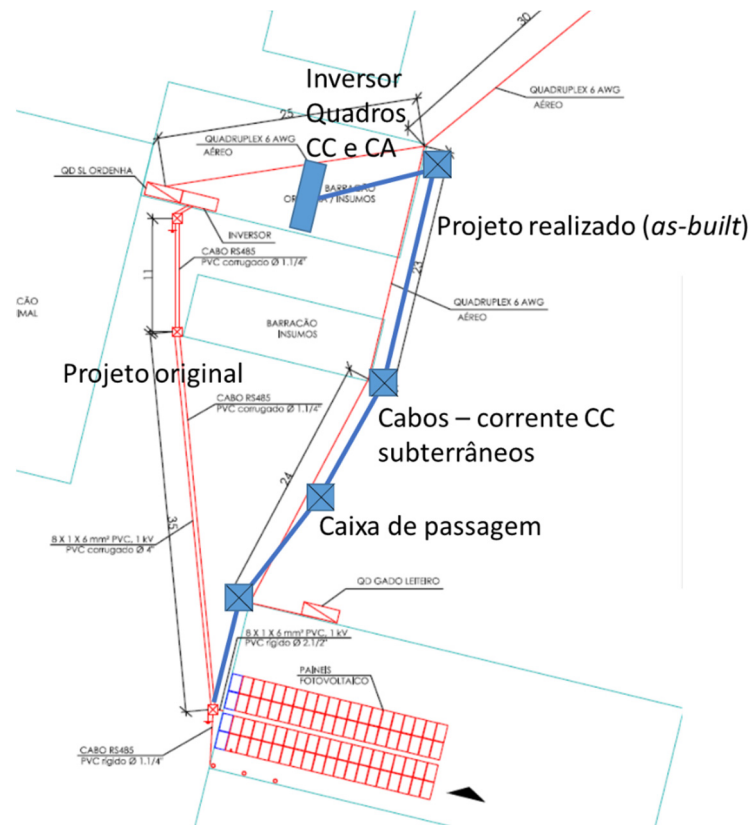


Figura 5.9. Planta da propriedade com o sistema fotovoltaico (Planta de situação). Projeto da empresa BSE Solar.



(a)

(b)

Figura 5.10. (a) Instalação dos cabos de aterramento e de (b) caixa de passagem para cabos subterrâneos que conectam o arranjo ao quadro de comando e proteção CC, em fevereiro de 2018.



Figura 5.11. Caminho da tubulação enterrada e caixas de passagem na parte superior do terreno. O arranjo FV pode ser visto ao fundo.

O sistema fotovoltaico foi instalado em fevereiro de 2018 e na Figura 5.12 são mostradas as estruturas de suporte e os instaladores colocando os módulos fotovoltaicos sobre estruturas metálicas.



(a)



(b)

Figura 5.12. Estruturas metálicas para suporte dos módulos FV e instalação dos módulos fotovoltaicos em fevereiro de 2018. Instalação realizada pela BSE Solar.

A Figura 5.13 apresenta o arranjo FV sobre o telhado do galpão da propriedade cooperada da LAR. A instalação dos módulos FVs seguiu o diagrama enviado para a BSE Solar, diagrama mostrado na Figura 5.7.



Figura 5.13. Arranjo FV no telhado do galpão da propriedade cooperada da LAR.

A Figura 5.14 exhibe detalhes da estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos, que é de alumínio e aço para elevar os mesmos e atingir a inclinação de 18° , conforme o projeto executivo. As furações para fixação das estruturas seguiram as regiões elevadas das telhas e foram vedadas, a fim de evitar goteiras no galpão. Os pontos de saída de cabos também foram feitos nas partes elevadas das telhas e foram vedados com prensa cabos. Na Figura 5.15 mostra-se a vista lateral de uma fileira de módulos, observando-se a elevação para obter a inclinação total, relativa a horizontal de 18° . O ângulo de inclinação foi medido com um trena digital Fluke, modelo 424D. Os valores medidos, apresentados na Figura 5.16, ficaram no intervalo de $17,2^\circ$ a $17,9^\circ$, ou seja, uma diferença máxima de até $0,8^\circ$, ótima para a estrutura utilizada e com impacto desprezível na produção de energia elétrica anual.



Figura 5.14. Arranjo fotovoltaico: (a) vista lateral-frontend e (b) vista posterior de uma fileira de módulos fotovoltaicos.



Figura 5.15. Inclinação dos módulos FVs sobre o telhado do galpão, para atingir uma inclinação de 18° em relação a horizontal.

A2	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	4.10	4.11	4.12	4.13	4.14	4.15	4.16	4.17	4.18	4.19
	A38	A54	A82	A4	A19	A37	A41	A57	A3	A24	A36	A1	A50	A74	A64	A77	A79	A84	A71
	17,3									17,4									17,2
A5	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	3.10	3.11	3.12	3.13	3.14	3.15	3.16	3.17	3.18	3.19
	A81	A58	A9	A14	A17	A18	A25	A30	A39	A40	A42	A46	A62	A7	A8	A15	A20	A21	A27
	17,9									17,3									17,6
A34	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	2.10	2.11	2.12	2.13	2.14	2.15	2.16	2.17	2.18	2.19
	A75	A83	A12	A13	A16	A22	A26	A28	A29	A31	A32	A33	A35	A47	A52	A53	A55	A56	A72
	17,3									17,4									17,2
A61	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.10	1.11	1.12	1.13	1.14	1.15	1.16	1.17	1.18	1.19
	A70	A10	A60	A69	A43	A44	A45	A78	A80	A11	A48	A49	A59	A63	A65	A66	A67	A68	A73
	17,8									17,4									17,4

Figura 5.16. Valores do ângulo de inclinação de três módulos de cada fileira.

Na Figura 5.17 é possível identificar os equipamentos de conversão CC/CA que foram instalados no barracão de insumos da propriedade.

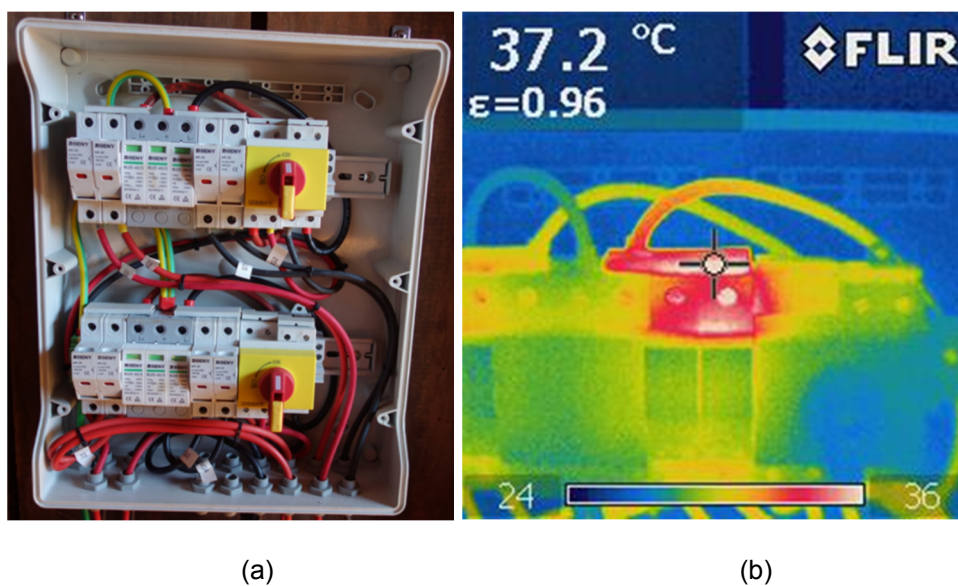
Foram instalados:

- Inversor da marca PHB, modelo PHB20K-DT;
- Quadro de comando e proteção CC, com 6 dispositivos de proteção contra surtos elétricos, 8 fusíveis e duas chaves seccionadoras, mostrado na Figura 5.18(a);

- Quadro de comado e proteção CA, com 4 dispositivos de proteção contra surtos elétricos e 1 chave seccionadora, mostrado na Figura 5.19(a);
- Autotransformador 380/220V.



Figura 5.17. Equipamentos de conversão CC/CA instalados na propriedade cooperada da LAR. Também se mostra o sistema de aquisição e armazenamento de dados (PHB Logger).



(a)

(b)

Figura 5.18. Quadro de comando e proteção CC e (b) imagens termográficas em detalhe do mesmo quadro. O barramento com maior temperatura corresponde aos painéis 1 e 2.

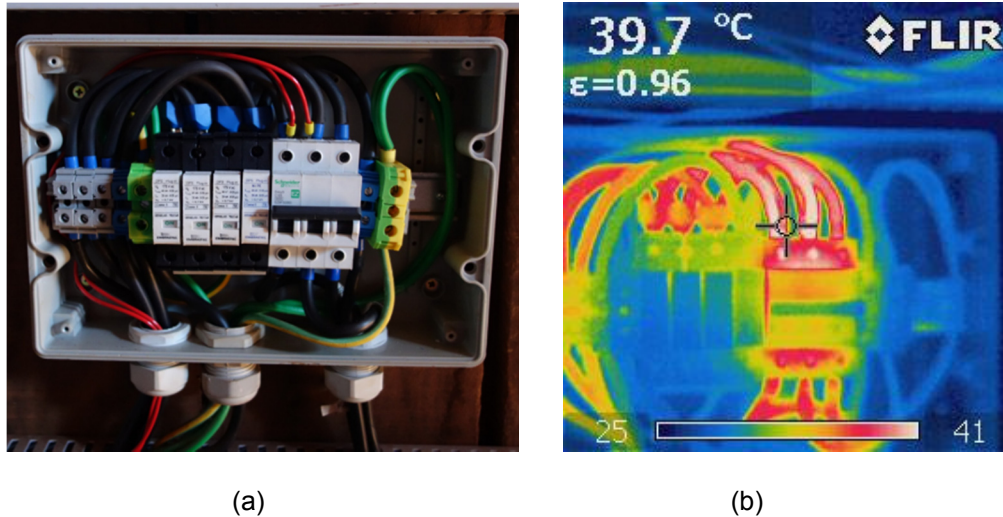


Figura 5.19. Quadro de comando CA e (b) imagem termográfica indicando a distribuição da temperatura do quadro de comando e proteção CA.

Os quadros de comando e proteção CA e CC foram analisados com a câmara termográfica marca Fluke, modelo I60, em busca de possíveis pontos quentes. As Figuras 5.18 (b) e 5.19 (b) mostram os quadros CC e CA, respectivamente. O problema no quadro CA pode ser devido a aperto insuficiente dos parafusos de fixação dos cabos no disjuntor. No entanto, no caso do quadro CC, há uma região que está 8,8 °C acima das demais, indicando um problema de aperto de parafusos ou de subdimensionamento do barramento dos painéis C-D (1-2) para a tensão e corrente elétrica.

5.4. Avaliação da Temperatura de Operação dos Módulos Fotovoltaicos

Foi realizada uma análise do arranjo fotovoltaico com a câmara infravermelho (IV) Fluke, modelo I60. Foram tomadas imagens dos módulos FVs pela face frontal, pois não foi possível tomar imagens da face posterior devido à proximidade dos mesmos em relação ao telhado. Não se encontraram regiões com maiores temperaturas e, neste caso, o sistema fotovoltaico estava conectado à rede no momento da visita e operando no ponto de máxima potência. A Figura 5.20 apresenta duas imagens obtidas da parte frontal dos módulos fotovoltaicos, observando-se que a temperatura dos módulos estimada estava em 42,1 °C e 45,6 °C. Estes valores colaboram com a estimativa de ECT calculada de aproximadamente 48 °C e não com

o valor de 30 °C medidos pelo sensor de temperatura colocado num dos módulos e utilizado pelo sistema de monitoramento, diferença que será comentada a seguir.

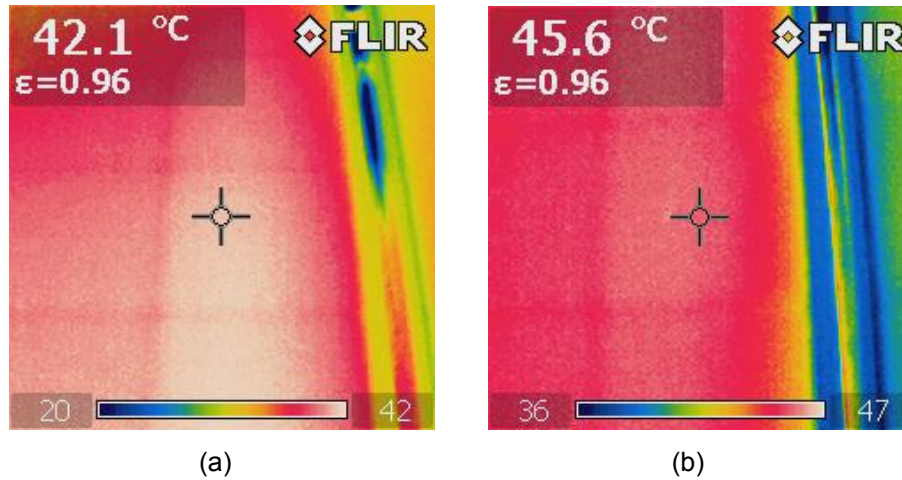


Figura 5.20. Imagens, obtidas com a câmara termográfica, da face frontal dos módulos fotovoltaicos da propriedade cooperada da LAR. Medidas realizadas em 08/05/2018.

As Figuras 5.21 e 5.22 apresentam a potência (CA) do sistema FV, irradiância solar no plano, temperatura ambiente, temperatura dos módulos FVs e velocidade do vento em função do tempo para 08/05/2018, um dia com poucas nuvens. Os dados da estação solarimétrica (irradiância, temperaturas e velocidade do vento) são registrados a cada 10 min e a potência do sistema (dado gerado pelo inversor) é registrada a cada 2 min. No dia 08/05/2018, a irradiância atingiu valores da ordem de 900 W/m², a potência foi da ordem de 15.000 W quando a temperatura ambiente chegou a 23 °C e a temperatura dos módulos atingiu o valor de 37 °C. Este valor de temperatura dos módulos foi observado quando a velocidade do vento caiu de 5,5 m/s para 2,3 m/s.

A Tabela 5.4 resume os resultados de medições de temperatura e de velocidade do vento obtidas com os sensores do sistema de monitoramento. A temperatura ambiente foi medida na base do galpão com um termo-higrômetro ICEL HT208 e por volta das 11 h e 30 min, mostrava um valor de 29 °C, ou seja, pelo menos 8 °C acima do medido pelo sensor do sistema de monitoramento. Em relação à temperatura dos módulos, o valor médio no período analisado (10h58min-11h28min, de 08/05/2018) foi de aproximadamente 30 °C, para uma irradiância média de 793 W/m². O valor da NOCT (*normal operation cell temperature*), valor fornecido pelo fabricante do módulo

FV, para uma situação de 800 W/m^2 , $T_{\text{amb}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ e velocidade do vento de 1 m/s) é de $45 \text{ }^\circ\text{C}$. Considerando-se uma irradiância solar média de 793 W/m^2 , para a temperatura ambiente média das medidas igual a $21 \text{ }^\circ\text{C}$ se estimaria uma temperatura da célula solar de pelo menos $46 \text{ }^\circ\text{C}$. Mas ao considerar a velocidade do vento no momento da medição, usando o modelo denominado Mattei 1 (Schwingshackl *et al.*, 2013), de um valor médio de $3,6 \text{ m/s}$, a temperatura do módulo estimada seria de $35 \text{ }^\circ\text{C}$, mais próximo dos valores apresentados na Tabela 5.3.

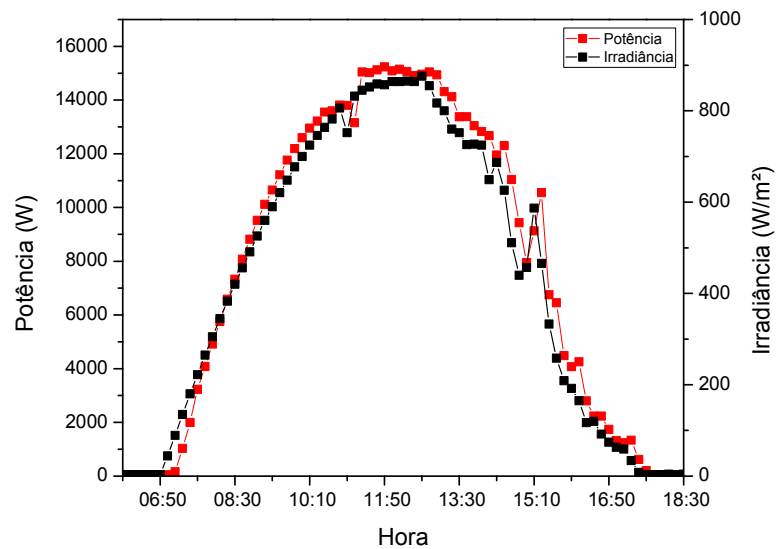


Figura 5.21. Potência do sistema FV e irradiância solar no plano dos módulos em 08/05/2018.

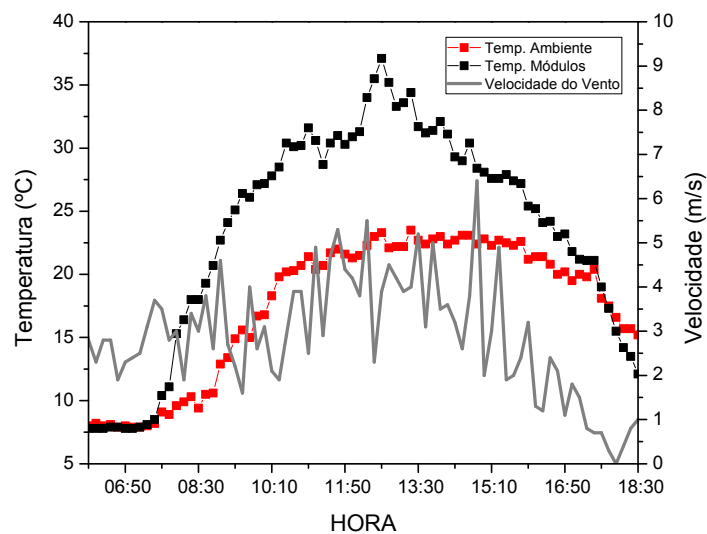


Figura 5.22. Temperatura ambiente, temperatura dos módulos FVs e velocidade do vento em 08/05/2018.

Pela medida da tensão no ponto de máxima potência dos painéis FVs, é possível realizar uma estimativa grosseira da temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos. A tensão dos painéis no ponto de máxima potência seria de aproximadamente 580 V na STC e mediou-se uma tensão média dos painéis no quadro CC, sendo de 520 V. Para a irradiância solar média de 793 W/m² do período, isto significaria que os módulos deveriam estar operando a uma ECT de 45 °C. Foi utilizado o coeficiente β_{MP} de 0,46%/°C, obtido da aproximação $\beta_{MP} \approx \gamma - \alpha$, com os valores de γ (- 0,40%/°C) e α (+ 0,06%/°C) obtidos do *datasheet* do módulo FV. O valor do “a” foi determinado experimentalmente no NT-Solar para um módulo de 270 Wp, sendo de 0,049.

Tabela 5.4. Medidas de irradiância solar, temperatura ambiente, temperatura dos módulos e de velocidade do vento realizadas pelo sistema de monitoramento em 08/05/2018, quando se realizou a visita ao sistema FV da propriedade cooperada da LAR.

Hora	10:58	11:08	11:18	11:28
Irradiância (W/m ²)	782	806	752	832
T _{amb} (°C)	20,7	21,4	20,4	20,7
T _{Módulos} (°C)	30,2	31,6	30,6	28,7
Veloc. do vento (m/s)	3,9	2,5	4,9	2,9

A Figura 5.23 apresenta a estimativa de temperatura dos módulos a partir da medida da irradiância e da temperatura ambiente utilizando o modelo Mattei 1 (Schwingshackl *et al.*, 2013). São apresentados resultados de um dia de julho e de setembro de 2018. O método de cálculo utilizando a irradiância e a Equação 3.12, chamado de T_C - Padrão na Figura 5.23, considera a velocidade do vento de 1 m/s e apresenta valores muito maiores que a temperatura medida e estimada pelo outro método chamado de T_C - Mattei 1 (conforme Equação 3.13). Isto mostra o impacto da utilização dos valores de velocidade do vento para estimativa da temperatura dos módulos. Quando se comparam os valores do método Mattei 1 com os valores obtidos pelo sistema de monitoramento com o sensor PT100, é possível constatar que as medidas estão sendo realizadas de forma adequada, já que a variação de valores não chega a ser significativa.

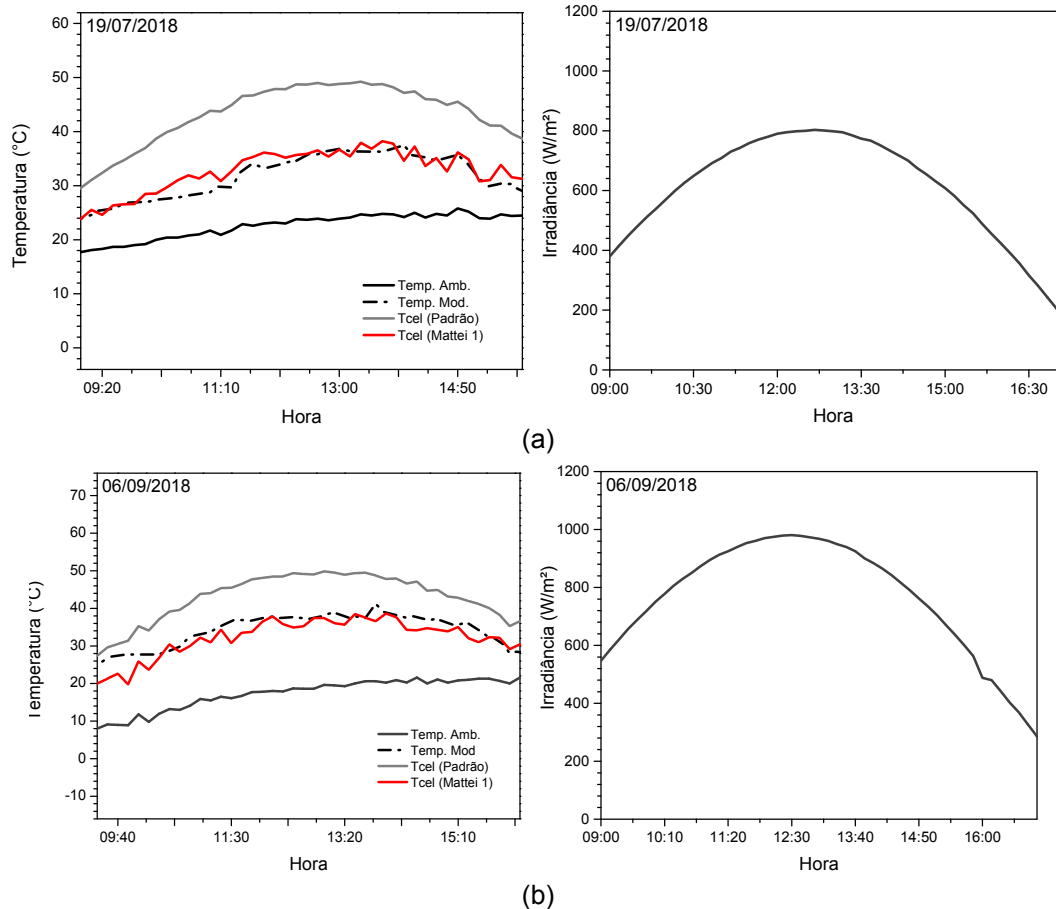


Figura 5.23. Temperatura ambiente, temperatura dos módulos FVs e T_{CEL} estimada a partir da medida da irradiância (Equação 3.12) e do modelo Mattei 1 (Equação 3.13) e irradiância em um dia de (a) julho e de (b) setembro.

A Figura 5.24 apresenta as médias mensais dos valores diurnos de temperatura ambiente, temperatura do módulo FV e de temperatura efetiva dos módulos, valores obtidos a partir da simulação com o programa PV*SOL. A temperatura efetiva dos módulos FVs permanece acima da temperatura ambiente de 21°C para os meses de verão e de 14°C nos meses de inverno. A diferença média entre a temperatura equivalente dos módulos FVs e ambiente é de 19°C . Nos meses de verão, a temperatura efetiva atinge valores no intervalo de 46°C a 48°C , conforme mostra a Figura 5.24. Cabe comentar que os valores de temperatura simulados pelo PV*Sol podem estar subestimados, pois segundo Araújo et al. (2018), para Porto Alegre - RS (latitude = -30°), em módulos FVs a temperatura efetiva obtida por simulação foi de 8°C a 10°C abaixo dos valores experimentais obtidos em instalação monitorada. Mas também pode se ressaltar o fato de o cálculo de temperatura efetiva não considerar a maior velocidade do vento no local.

A Figura 5.25 apresenta os valores médios diários da temperatura ambiente (diurna) e temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos do sistema instalado na propriedade cooperada da LAR, em 7 meses de operação e armazenamento de dados (abril a outubro). Os valores ficaram abaixo dos obtidos nas simulações com o PV*SOL, que foram utilizados apenas como estimativa para comportamento da temperatura no decorrer do ano. Por exemplo, em maio, as simulações consideraram uma temperatura ambiente média de 19,6 °C e as medidas indicaram uma média de 15,1 °C. Em relação a T_{ef} , para o mesmo mês, o valor obtido da simulação foi de 36,8 °C e o obtido a partir das medições de temperatura do módulo e irradiância solar indicaram um valor de 24,0 °C.

Os dias que não apresentam valores, representam datas em que o sistema de aquisição de dados não funcionou corretamente e não arquivou dados, por falta de internet ou falha de equipamento, influenciando negativamente no processo de análise de dados e na comparação das médias mensais.

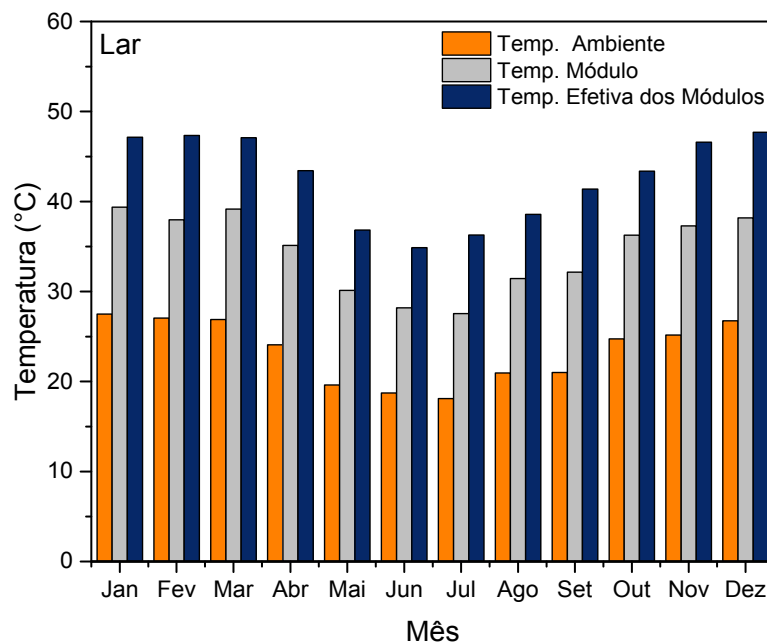


Figura 5.24. Médias mensais de temperatura ambiente, do módulo FV e efetiva do módulo fotovoltaico na propriedade rural em Medianeira. Resultados da simulação do sistema com o programa PV*Sol.

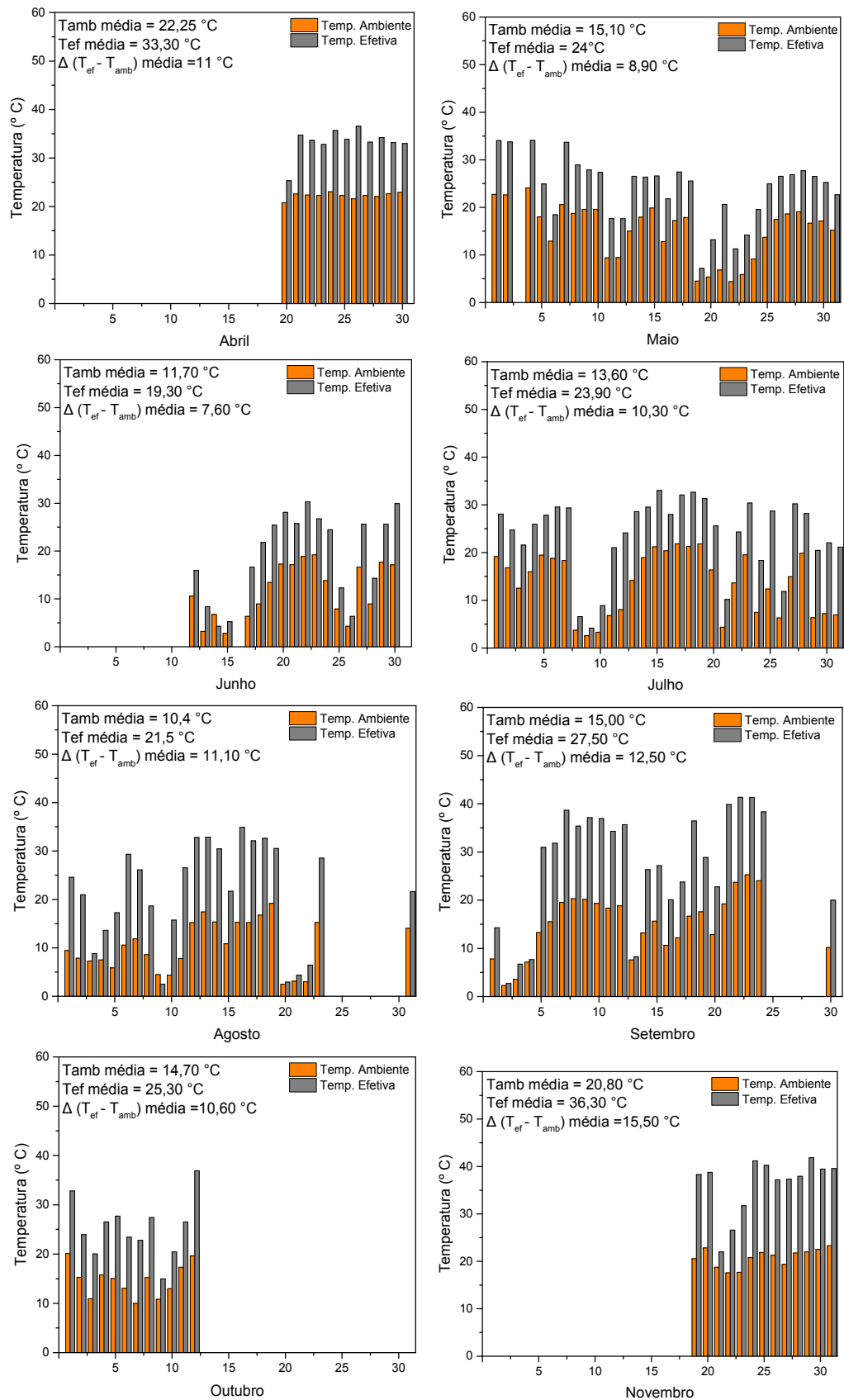


Figura 5.25. Temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos diárias no sistema fotovoltaico na propriedade da cooperada da LAR, em 2018.

Na Figura 5.26 é possível observar os valores médios diários de temperatura ambiente, temperatura efetiva e velocidade do vento nos meses de julho, setembro, janeiro e fevereiro. A Tabela 5.5 resume os valores médios destes três parâmetros. Verifica-se que o valor da T_{ef} é aproximadamente 10 °C maior que a temperatura ambiente média nos meses de inverno/primavera e aproximadamente 15 °C nos meses de verão.

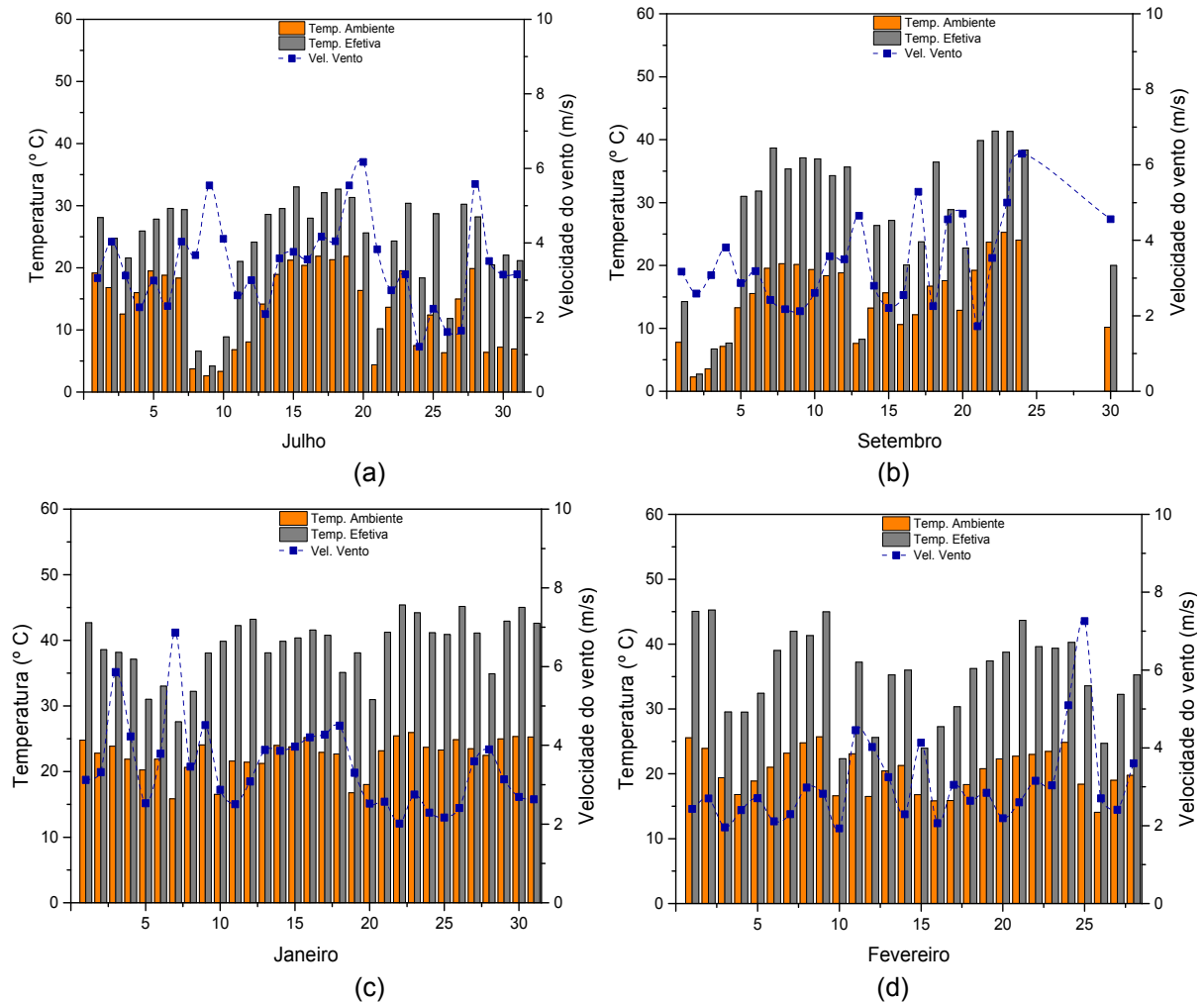


Figura 5.26. Média diária da temperatura efetiva e ambiente e velocidade do vento nos meses de julho (a), setembro (b) de 2018, janeiro (c) e fevereiro (d) 2019 no sistema FV instalado na propriedade cooperada da LAR.

Tabela 5.5. Média mensal da temperatura ambiente, temperatura efetiva e velocidade do vento nos meses de julho e setembro no sistema FV instalado na propriedade cooperada da LAR.

Mês	Temp. ambiente (°C)	Temp. efetiva (°C)	Vel. do vento (m/s)
Julho 2018	13,6	23,9	3,4
Setembro 2018	15,2	27,5	3,4
Janeiro 2019	20,5	35,3	3,0
Fevereiro 2019	22,5	39,1	3,5

5.5. Análise da Produtividade e Desempenho Global

Para realizar a análise de desempenho global é importante que a medida de irradiância solar realizada pelo sistema de monitoramento forneça valores confiáveis. Foram realizadas medidas de irradiância no local utilizando células solares de referência para comparar com os valores que foram apresentados pelo sistema de monitoramento. A irradiância solar foi medida no plano dos módulos, colocando uma célula de referência sobre um módulo FV no telhado do galpão. Também foi medida a irradiância solar no solo, na área em frente ao galpão onde está o arranjo, com a mesma orientação deste e mesmo ângulo de inclinação. A Figura 5.27 mostra as duas células solares de referência nas posições de medida. As Tabelas 5.5 e 5.6 resumem os resultados obtidos.

Na Tabela 5.6 é apresentada a comparação das primeiras medidas realizadas utilizando a célula de referência NT-Solar, que foi colocada no solo, na frente do galpão onde está o arranjo FV, com os valores apresentados no sistema de monitoramento. A medida no solo apresentou um valor em média de 2,2 % abaixo da medida da irradiância solar medida no telhado. No telhado pode haver uma maior radiação de albedo devido ao próprio telhado, mas diferenças da ordem de 2 % são aceitáveis para diferentes medidores de irradiância solar em campo e inclusive considerando o mesmo entorno (que não é exatamente o caso). A Tabela 5.7 mostra os resultados obtidos com células de referência no telhado, sobre um módulo FV, e no solo. Novamente, a célula solar NT-Solar determinou valores de irradiância solar da ordem de 1,6 % abaixo do sensor de monitoramento. Por outro lado, com a célula de referência Isofoton, mediram-se irradiâncias de até 2 % maiores. Infelizmente, não foi possível sincronizar as medidas de irradiância solar das células solares de referência, pois para isto seria necessário um computador ligado a internet para saber os momentos de medida do sensor de irradiância do sistema de monitoramento. No entanto, como o dia era de céu com poucas nuvens, pode-se concluir que o sensor de irradiância solar do sistema de monitoramento está calibrado, medindo este parâmetro de forma adequada.

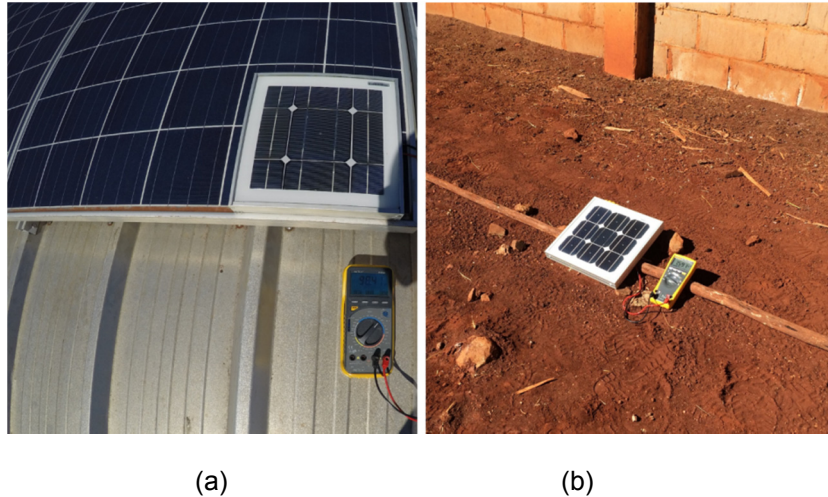


Figura 5.27. Medida da irradiância solar no (a) plano do arranjo com a célula solar calibrada (Isotofon) e (b) no solo com a célula solar de referência NT-Solar. Observação: durante a medição, o fotógrafo se afastou.

Tabela 5.6. Medidas de irradiância solar no solo com célula padrão NT-Solar e valores obtidos do sensor de irradiância solar do sistema de monitoramento.

Hora		10:11	10:16	10:19	10:28	10:36	10:42
Célula Padrão NT-SOLAR	Corrente	1,408	1,435	1,451	1,488	1,523	1,552
	Irradiância (W/m²)	672	685	693	710	727	741
Sistema de Monitoramento	Hora	10:08	10:18	10:18	10:28	10:38	10:48
	Irradiância (W/m²)	677	700	700	725	746	764

Tabela 5.7. Medidas de irradiância solar no solo com célula padrão NT-Solar, com célula solar Isotofon no plano do arranjo (sobre o telhado) e valores obtidos do sensor de irradiância solar do sistema de monitoramento.

Hora		10:54	10:57	11:10
Célula Padrão Isotofon	Tensão (mV)	96,7	97,6	101,3
	Irradiância (W/m²)	791	798	828
Célula Padrão NT-Solar	Corrente (A)	1,608	1,609	1,670
	Irradiância (W/m²)	767,7	768,2	797,3
Sistema de Monitoramento	Hora	10:58	10:58	11:08
	Irradiância (W/m²)	782	782	806

Na Figura 5.28 é apresentada a comparação entre a produção de energia elétrica, a estimativa obtida em simulação com o software PV*SOL e a irradiação por meio do sistema de monitoramento. A produção real de energia elétrica ficou da ordem de 10 %, abaixo do valor obtido da simulação para setembro, diferente dos meses de maio, julho e agosto de 2018 em que o sistema produziu mais que o estimado. Demonstrando assim que, para realização de comparação adequada entre valores

reais e simulados, seria necessário introduzir os dados de irradiação no programa PV*SOL. Para os meses de outubro, novembro e dezembro, não foi possível realizar a comparação efetuada nos meses anteriores, pois devido as falhas no sistema de monitoramento, foram realizadas estimativas de produção de energia elétrica utilizando as medidas obtidas em 21/11/2018 e 10/01/2019.

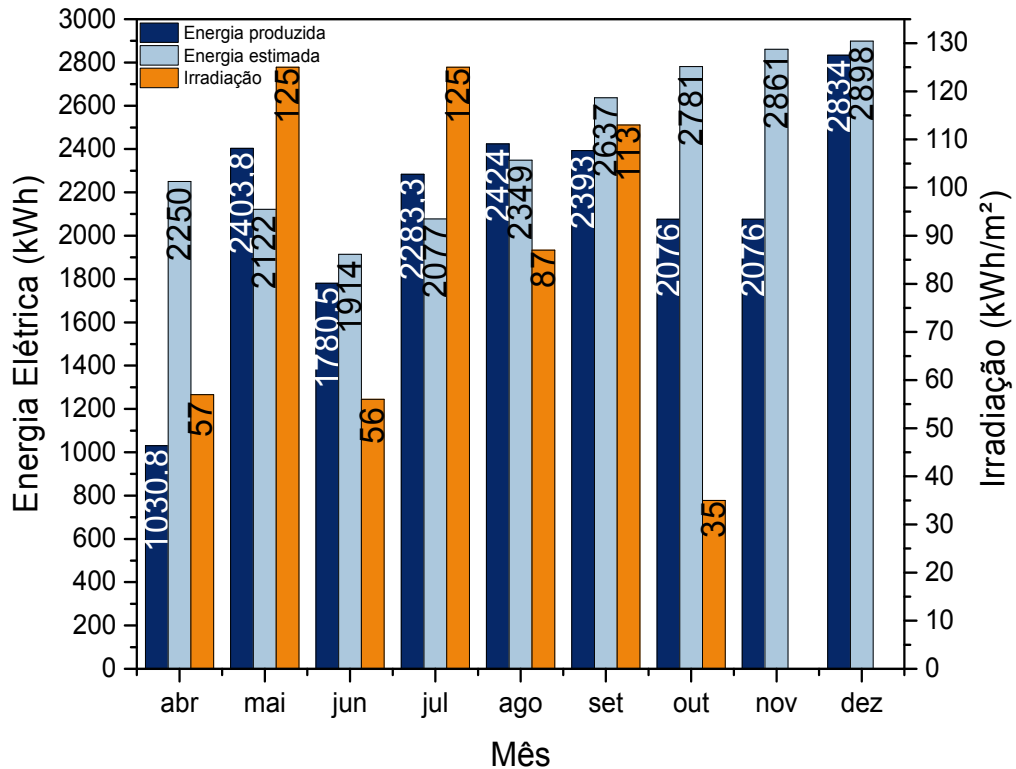


Figura 5.28. Energia elétrica produzida e estimada pelo software PV*SOL para o sistema FV instalado em Medianeira e irradiação solar mensal no arranjo fotovoltaico. A energia elétrica produzida em outubro, novembro e dezembro são estimativas a partir de medida obtida em 21/11/2018 e 10/01/2019.

A Tabela 5.8 apresenta os valores de produtividade do sistema (Y_F) e de desempenho global ou *performance ratio* (PR) para os meses de operação do sistema FV, que foram calculados seguindo a lógica de se utilizar somente os valores de dias para os quais haviam dados compatíveis de produção de energia elétrica e irradiação solar.

Houve uma oscilação do valor de PR nos meses de agosto e setembro, mas ainda assim foram próximos aos da média anual prevista que é de 86 %. Em outubro o sistema FV apresentou um elevado valor de PR, porém não pode ser considerado como válido já que só há dados de 12 dias para o cálculo. Este fato é confirmado pela análise da produtividade mensal que apresentou um valor muito baixo em comparação aos outros seis meses.

Tabela 5.8. Desempenho global (PR) e produtividade mensal (YF) do sistema FV instalado em Medianeira. Os valores com asterisco foram obtidos de simulação com o programa PV*SOL e PR = 86,3 %. Os valores de YF+ foram estimados usando os dados coletados em 12/10/2018 e 21/11/2018. O valor de PR+ foi calculado com os dias de outubro e dezembro em que houve medição e envio de dados de irradiância.

Mês	PR (%)	Y_F (kWh/kW_p)
Maio	89	117 – 100*
Junho	89	64 – 90*
Julho	89	112 – 98*
Agosto	87	114 – 111*
Setembro	85	98-124*
Outubro	91 ⁺	97 ⁺ -131*
Novembro	-	97 ⁺ - 135*
Dezembro	94 ⁺	78 ⁺ - 136*

Na Figura 5.29 são apresentados os valores de energia elétrica faturada e produzida incluindo os meses de setembro, outubro e novembro. Somente há dados de produção diária de energia elétrica até 12/10/2018. Conforme comentado anteriormente, os valores de energia elétrica produzida em outubro, novembro e dezembro são estimativas a partir da medida obtida em 21/11/2018 e 10/01/2019. Os valores de energia elétrica faturada indicam que o sistema FV está reduzindo o valor total faturado de energia elétrica. E através das faturas foi possível constatar que nos meses de setembro, outubro e novembro houve injeção na rede de 841 kWh, 479 kWh e 507 kWh, respectivamente.

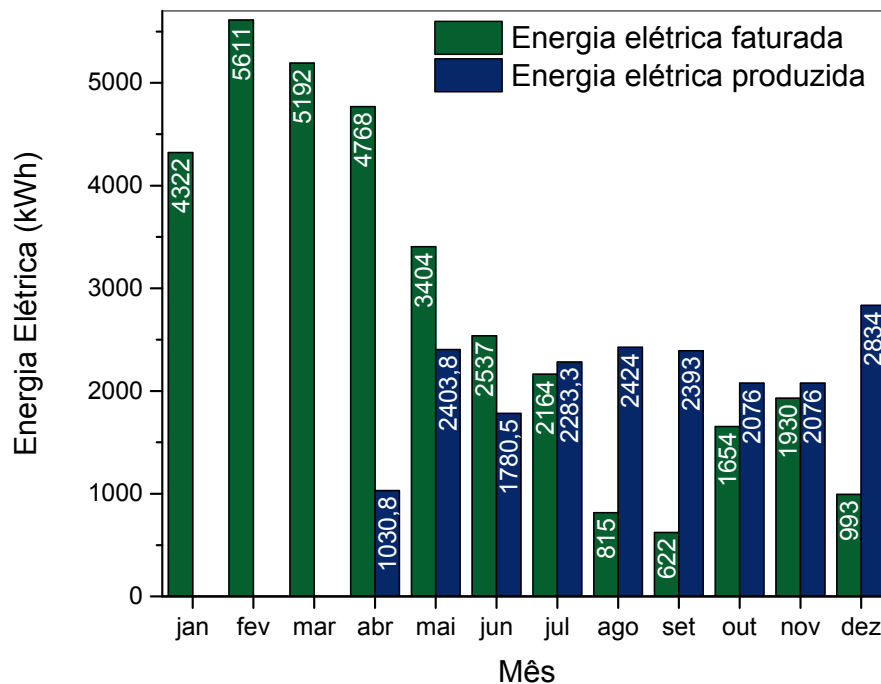


Figura 5.29. Comparação do consumo da propriedade com a produção de energia elétrica do sistema fotovoltaico em 2018. O período considerado é o de faturamento, que para a propriedade de Medianeira, sempre é entre os dias 20/21 de cada mês. Os valores de produção de energia elétrica de outubro e novembro são estimados.

5.6. Análise Econômica

Foi realizada uma avaliação da viabilidade econômica do sistema FV por meio de um modelo financeiro, considerando o método de *payback* simples, ou de tempo de retorno do investimento, que é um indicador que determina o prazo de recuperação de um investimento.

A Tabela 5.9 resume os valores dos componentes, serviços e impostos envolvidos na implantação do sistema, tendo-se o valor de R\$ 95.131,60 como investimento inicial do sistema fotovoltaico de 20 kWp instalado em Medianeira-PR. Isto significa que foram pagos R\$4,76 / Wp, valor da ordem de US\$1,44 / Wp (1 dólar = 3,30 reais). Este valor está abaixo da média considerada para sistemas fotovoltaicos na Nota Técnica n°56/2017-SRD/ANEEL, de 24/05/2017, que trata da “Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaica no horizonte 2017-2014” (ANEEL, 2017). Nessa nota técnica, o custo da instalação em R\$/Wp considerado para consumidores residenciais (com 3 kWp) e comerciais (com 10 kWp) foi de R\$9,00/Wp e de R\$7,00/Wp.

Também foram considerados os seguintes parâmetros para o cálculo de retorno econômico: 1) o valor do kWh no estado do Paraná na região de Medianeira em janeiro de 2018, que foi de R\$ 0,34; 2) reajuste anual de 5,95%, média do IGPM (Índice Geral de Preços de Mercado) de 2012-2016; 3) consumo de energia elétrica de 2017; 4) estimativa da produção de energia elétrica obtida com o programa PV*Sol e 5) pagamento da disponibilidade do sistema elétrico no valor equivalente a 100 kWh, quando a produção for maior que o consumo de energia elétrica (caso que não ocorreu em 2018). Se considerou uma possível diminuição da potência produzida pelo sistema nos anos de operação de 0,5% ao ano.

Tabela 5.9. Investimento inicial para instalação do sistema fotovoltaico na propriedade cooperada da LAR, em Medianeira.

Item	Valor (R\$)
1. Kit fotovoltaico composto de módulos fotovoltaicos de 270 W, inversor 20 kW, sistema de proteção CC/CA, material de fixação/cabos.	63.000,00*
2. Hotel e alimentação, para 05 pessoas, 05 dias	3.000,00
3. Cabos/conduítes e placas até o inversor	3.500,00
4. Aterramento 04 hastes	1.000,00
5. Materiais Consumáveis	3.500,00
6. Projeto Conexão de GD Copel	2.520,00
7. Mão de obra, 04 pessoas, 05 dias, 08 horas	7.200,00
8. Impostos de emissão de nota fiscal	8.900,00
9. BDI (Benefícios e despesas indiretas): 3% da soma dos itens 1 a 7	2.511,60
Total	95.131,60

*Neste valor estão incluídos 8 módulos de teste.

O tempo de retorno do investimento estimado para o sistema fotovoltaico é de aproximadamente 7,8 anos. Para comparação, no resumo publicado na Nota Técnica nº56/2017-SRD/ANEEL (ANEEL, 2017), o *payback* é de 6,8 anos e 5,6 anos para sistemas residências e comerciais, respectivamente, na área de concessão da COPEL. Embora o valor estimado para o sistema instalado na propriedade cooperada da LAR tenha sido maior, tem-se que considerar que o kWh no meio rural é mais baixo que no meio urbano.

6. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE CONTINUIDADE

6.1. Conclusões

Foi analisado o projeto e instalação de um sistema fotovoltaico de 20 kWp com módulos de silício multicristalino em uma propriedade rural na região oeste do estado do Paraná.

Referente a simulação do sistema fotovoltaico, foi determinado que o ângulo ótimo de inclinação para o arranjo FV é de 18° , com produtividade estimada em 1452 kWh/kWp e desempenho global de 86,3 %.

Ao caracterizar eletricamente os módulos fotovoltaicos, constatou-se que as potências dos módulos FVs variaram entre 276 W e 282 W, sendo que o valor médio foi de $(278,9 \pm 0,9)$ W. Todos os módulos apresentaram potência acima do valor de catálogo, que é de 270 W, com +3 % de tolerância. Os módulos FVs apresentaram uma eficiência média de $(17,04 \pm 0,06)$ % e a eficiência média estimada para as células solares foi de $(19,10 \pm 0,07\%)$ %.

Da análise da implantação do sistema fotovoltaico, verificou-se que a instalação seguiu o projeto original no que se refere ao arranjo fotovoltaico (distribuição dos módulos FVs e inclinação dos mesmos), mas que o caminho da tubulação subterrânea para cabos que conectam o arranjo ao quadro de comando e proteção CC foi modificado em função do local do inversor e quadros de comando e proteção CC e CA. Cabe comentar também que houve a necessidade da utilização de transformador para adequação do valor da tensão de saída do sistema de acordo com a rede elétrica local. Ao analisar os quadros CC e CA foram encontrados pontos de aquecimento causados possivelmente pela forma de fixação de cabos. Pelo valor de PR determinado experimentalmente, o uso do autotransformador e os pontos quentes

encontrados no quadro CA e CC não estão produzindo uma redução neste parâmetro, pois os valores encontrados foram inclusive acima dos simulados. No entanto, a questão deste sobreaquecimento deverá ser monitorada para verificar se não poderá ocasionar perdas de potência consideráveis ou problemas de aquecimento localizado no quadro CC, confeccionado em material plástico.

A temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos média obtida pela simulação durante os oito meses de operação foi de 46 °C, valor que ficou 20 °C acima da média da temperatura efetiva calculada com os dados obtidos experimentalmente. A utilização de mais de um método matemático para confirmação dos valores de temperatura dos módulos indicaram quão significativa é a influência dos valores de velocidade de vento para realização de estimativas de temperatura.

Em oito meses de operação, de abril a dezembro de 2018, observou-se que a produtividade foi em média 7 % menor que a estimada em simulação. Porém, o desempenho global apresentou uma média de 89 %, 3 % maior que o valor obtido por simulação, indicando que a instalação apresentou perdas reduzidas e que a produtividade foi menor devido a uma menor irradiância solar medida em 2018.

No que se refere ao tempo de retorno do investimento do sistema fotovoltaico instalado, considerando o custo do sistema e o quilowatt-hora em zonas rurais do Paraná, o tempo de retorno estimado é 7,8 anos, superior ao encontrado em zonas urbanas, quando se estimam valores da ordem de 6,8 anos e 5,6 anos para sistemas residências e comerciais, respectivamente. No entanto, em propriedades rurais há fontes de financiamento com juros reduzidos, o que pode influenciar de forma positiva na decisão de colocar sistemas fotovoltaicos.

6.2. Sugestões de Continuidade

Para a continuidade deste trabalho, sugere-se o acompanhamento da operação do sistema fotovoltaico por um maior período de tempo para confirmação do período de retorno obtido na análise econômica deste trabalho. Também a realização da análise de degradação dos módulos fotovoltaicos por meio da caracterização elétrica dos mesmos após cada ano de operação. E por último, a comparação dos índices de

mérito de um sistema fotovoltaico formado por outra tecnologia de módulos FV e instalado na mesma região.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. Brasil ultrapassa 1,5 GW de energia solar fotovoltaica e abastece mais de 633 mil residências. Disponível em:< <http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/brasil-ultrapassa-15-gw-de-energia-solar-fotovoltaica-e-abastece-mais-de-633-mil-residencias.html>>. Acesso em: 16/10/18.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 Disponível em :<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 07/11/18.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015 Disponível em :<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 07/11/18.

ARAUJO, N.D.; Osorio, E. A. A.; Ramanauskas, L. F. C.; Moehlecke, A.; Zanesco, I. Sistemas fotovoltaicos em propriedades rurais associadas a cooperativas no oeste do Paraná – Brasil, **XLI Reunión de Trabajo y Exposición Energías Renovables y Ambiente**, Córdoba, 2018.

ARAÚJO, G.P.; Ramanauskas, L. F. C.; Zanesco, I.; Moehlecke, A. Comparação e Análise de Módulos Fotovoltaicos com Células de Silício Cristalino, **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – VII CBENS**, Gramado, 2018.

BABATUNDE, A. A.; Abbasoglu, S.; Senol, M. Analysis of the impact of dust, tilt angle and orientation on performance of PV Plants, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, No. 90, pp 1017-1026, 2018.

BALTUS, C. W. A.; Eikelboom, J. A.; van Zolingen, R. J. C. Analytical monitoring of losses in PV systems, **14th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Barcelona, 1997.

BIASI, C. A. F.; Mariani, L. F.; Picinatto, A. G.; Zank, J. C. C. **Energias renováveis na área rural da região sul do Brasil**, Foz do Iguaçu: Itaipu Binacional, 2018

CANAL JORNAL DA BIOENERGIA. Cresce uso de energia solar na área rural. Disponível em:< <http://www.canalbioenergia.com.br/cresce-uso-de-energia-solar-na-area-rural/>>. Acesso em: 20/10/2018

CHOWDHURY, S.; Sumita, U.; Islam, A.; Bedja, I. Importance of policy for energy system transformation: Diffusion of PV technology in Japan and Germany, **Energy Policy**, No. 68, pp. 285–293, 2014.

CORREA-BETANZO, C.; Calleja, H.; De León-Aldaco, S. Module temperature models assessment of photovoltaic seasonal energy yield, **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, No. 27, pp 9-16, 2018.

COSTA, S. C. S.; Diniz, A. S. A. C.; Kazmerski, L. Solar energy dust and soiling R & D progress: Literature review update for 2016, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, No 82, pp 2504-2536, 2018.

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Potencia Solar – SunData v3.0. Disponível em:< <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 08/08/2018.

EKICI, S.; Kopru, M. A. Investigation of PV system cable losses, **International journal of renewable energy research**, vol. 7, No. 2, pp 807-815, 2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional, 2018: Relatório Síntese, ano base 2017. Disponível em :< <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-397/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%202018-ab%202017vff.pdf>>. Acesso

em: 20/10/2018.

IEC. International Standard IEC 60904-5 - Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method. Edição 2.0, p. 24, 2011.

ISHII, T.; Masuda, A. Annual degradation rates of recent crystalline silicon photovoltaic modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, V. 25, pp. 953-967, 2017.

GALLARDO-SAAVEDRA, S.; Karlsson, B. Simulation, validation and analysis of shading effects on a PV system, **Solar Energy**, No. 170, pp. 828-839, 2018.

JAVED, W.; Guo, B.; Figgis, B. Modeling of photovoltaic soiling loss as a function of environmental variables, **Solar Energy**, No. 157, pp 397-407, 2017.

JORDAN, D.J.; Kurtz, S.R. Photovoltaic degradation rates—an analytical review. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, V. 21, pp. 21-29, 2013.

JORDAN, D.C.; Sekulic, B.; Marion, B., Kurtz, S.R. Performance and aging of a 20-year-old silicon PV system. **IEEE Journal of Photovoltaics**, V. 5, No.3, pp. 744-751, 2015.

KUROKAWA, K.; Ikki, O. The Japanese experiences with national PV system programmes, **Solar Energy**, vol. 70, No. 6, pp. 457-466, 2001.

LAPPALAINEN, K.; Valkealahti, S. Photovoltaic mismatch losses caused by moving clouds, **Solar Energy**, No. 158, pp. 455-461, 2017.

LORENZO, E. **Ingeniería Fotovoltaica**, ed. Progensa, 275 p. 2014.

LUZ SOLAR, Gere sua própria energia. (2018). Disponível em:< <http://luzsolar.com.br/como-funciona-o-sistema-fotovoltaico/>> Acesso em: 30/09/2018.

MARKVART, T.; CASTAÑER, L. **Solar Cells: Materials, Manufacture and Operation**, Elsevier, 2006. 555p.

METEONORM. Irradiation data for every place on Earth. Easily accessible with Meteonorm. Disponível em:< <https://www.meteonorm.com>> Acesso em: 30/08/2018.

MUNOZ, M.A.; Chenlo, F.; Alonso-García, M.C. Influence of initial power stabilization over crystalline-Si photovoltaic modules maximum power. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, V.19, pp.417–422, 2011.

MOEHLECKE, A.; Febras, F.S.; Zanesco, I. Electrical performance analysis of PV modules with bifacial silicon solar cells and white diffuse reflector. **Solar Energy**, V. 96, pp. 253–262, 2013.

NDIAYE, A.; Kébé, C. M. F.; Charki, A.; Ndiaye, P. A.; Sambou, V.; Kobi, A. Degradation evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment, **Solar Energy**, No.103, pp. 70-77, 2014.

OKOYE, C. O.; Oranekwu-Okoye, B. C. Economic feasibility of solar PV system for rural electrification in Sub-Sahara Africa, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, No. 82, pp. 2537–2547, 2018.

OSTERWALD, C.R.; Anderberg, A.; Rummel, S.; Ottoson, L. Degradation analysis of weathered crystalline-silicon PV modules. In: 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, New Orleans, USA, 2002, pp. 1392-1395.

PINHO, J. T.; Galdino, M. A. Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos. rev. ampl. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014.

PORTAL SOLAR. Meio rural atinge bons resultados na utilização de energia solar. Disponível em:< <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/2904.html>> Acesso em: 20/10/18.

PV EDUCATION. Disponível em: < <https://www.pveducation.org/pvcdrom/manufacturing/multi-crystalline-silicon> > Acesso em: 18/10/2018.

PV*SOL PREMIUM. Dynamic Simulation Program for all PV Systems inclusive 3D visualization and detailed shade analysis of photovoltaic systems (with storage systems). Valentin Software. Disponível para aquisição em: <https://www.valentin-software.com/en/products/photovoltaics/57/pvsol-premium>. Acesso em 14/08/2018.

RADZIEMSKA, E. The effect of temperature on the power drop in crystalline silicon solar cells, **Renewable Energy**, No. 28, pp. 1-12, 2003.

REN21- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century; Renewables 2018 – Global Status Report. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_final_.pdf> Acesso em: 06/08/2018.

SARVER, T.; Al-Qaraghuli, A.; Kazmerski, L.L. A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 22, pp. 698-733, 2013.

SATPATHY, P. R.; Sharma, R. Power loss reduction in partially shaded PV arrays by a static SDP technique, **Energy**, No. 156, pp. 569-585, 2018.

SCHWINGSHACKL, C.; Petitta, M.; Wagner, J.E.; Belluardo, G.; Moser, D.; Castelli, M.; Zebisch, M.; Tetzlaff, A. Wind effect on PV module temperature: Analysis of different techniques for an accurate estimation, **Energy Procedia**, No. 40, pp. 77-86, 2013.

SKAALAND, Å., Ricke, M., Wallevik, K., Strandberg, R., Imenes, A. G. Potential and challenges for building Intergrated photovoltaics in the Agder region, Report No.6/2011 p. 24, 2011.

SOLAR REVIEWS. Pros and Cons of Monocrystalline vs Polycrystalline solar panels, 23/08/2017. Disponível em:< <https://www.solarreviews.com/blog/pros-and-cons-of-monocrystalline-vs-polycrystalline-solar-panels>> Acesso em: 18/10/2018

TEBIBEL, H.; Labed, S. Performance results and analysis of self-regulated PV system in Algerian Sahara, **Renewable Energy**, vol. 60, pp. 691-700, 2013.

VALER, L. R.; Manito, A. R. A.; Ribeiro T. B. S.; Zilles, R.; Pinho, J. T. Issues in PV systems applied to rural electrification in Brazil, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, No.78, pp.1033–1043, 2017.

ZILLES, R.; Macêdo, W. N.; Galhardo, M. A. B.; Oliveira, S. H. F.; **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**, São Paulo, Oficina de textos, 2012.

ANEXO I

JKM270PP-60

255-270 Watt

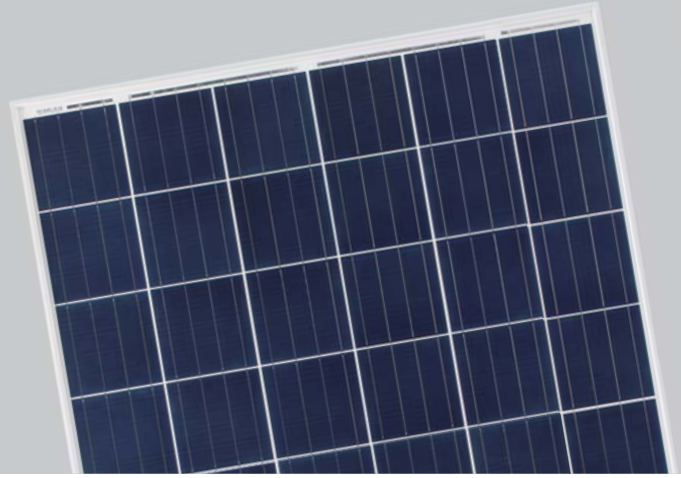
POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0/+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.
IEC61215, IEC61730 certified products.



(4BB)



KEY FEATURES



4 Busbar Solar Cell:

4 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Power Output:

Polycrystalline 60-cell module achieves a power output up to 270Wp.



Anti-PID Guarantee:

Limited power degradation of Eagle module caused by PID effect is guaranteed under 60°C/85% RH condition for mass production.



Low-light Performance:

Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



Severe Weather Resilience:

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



Durability against extreme environmental conditions:

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.



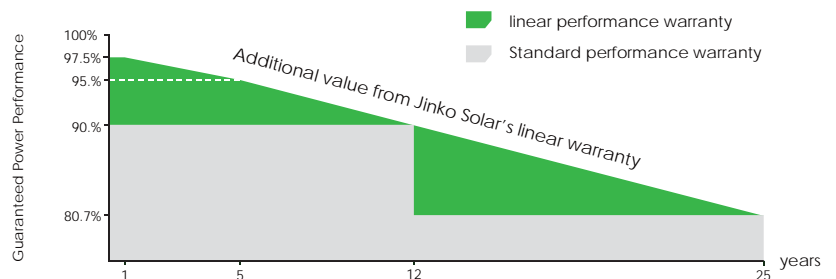
Temperature Coefficient:

Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty





INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO TRIFÁSICO CERTIFICADO PELO *INMETRO*

Concessão 005808/2015

Excelente desempenho

- Eficiência Máxima de até 98,2%
- Eficiência do MPPT > 99,5%
- TDHi menor que 5%
- Sem transformador para baixo custo e tamanho compacto
- Interface de comunicação: RS485 e USB
- Tensão de partida 250V
- Temperatura de Operação (Derate em 45°C)

Alta segurança e confiabilidade

- IP65 anti-poeira e à prova d'água
- Duplo MPPT

Projeto orientado para o cliente

- LCD em português 5"
- Monitoração e comunicação
- Design de baixo ruído
- Fácil e rápida instalação
- Peso < 39Kg
- 30% mais leve do que os produtos semelhantes
- Adequado para instalações comerciais e industriais



- ✓ **PHB20K-DT, INVERSOR FOTOVOLTAICO**
- ✓ **Atende as Normas (ABNT-NBR-16149; ABNT-NBR-16150; ABNT-NBR-IEC-62116).**
- ✓ **Possui a garantia de 5 anos para defeitos de fabricação. (ver observação no manual)**

A PHB Eletrônica lança em 2015 seu Inversor Trifásico para completar sua linha de inversores fotovoltaicos conectados a rede.

Como a PHB Eletrônica foi à pioneira nas certificações de inversores fotovoltaicos, com essa nova linha não seria diferente. Mesmo sem a necessidade da certificação para potências maiores, a PHB vê a extrema importância de lançar no mercado produtos adequados para a rede brasileira. Assim sendo, o modelo PHB20K-DT já está certificado no INMETRO.

O inversor PHB20K-DT é adequado para sistemas comerciais e industriais. Possui um conceito industrial moderno que facilita a instalação e manuseio, além de possuir um design inovador.

A PHB adquiriu todos os equipamentos de testes necessários para atender os requisitos técnicos que as normas exigem. Possui seu próprio laboratório pronto para o desenvolvimento, teste e manutenção de seus inversores.



INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO TRIFÁSICO CERTIFICADO PELO *INMETRO* Concessão 005808/2015

Dados Técnicos

Max. Potência Fotovoltáica[W]	20500
Max. Tensão CC [V]	1000
Faixa de Operação SPMP [V]	260-850
Tensão CC de Partida [V]	250
Corrente CC Máxima [A]	22/22
Número de Strings em Paralelo	4/2 (permite paralelar)
Conector CC	SUNCLIX, MC IV (opcional)
Consumo em Standby [W]	10
Dados da Saída CA	
Potência CA Nominal [W]	20000
Max. Potência CA [W]	20000
Max. Corrente CA [A]	30
Saída Nominal CA	60Hz; 380/220Vca
Faixa de Operação CA	57.5-62Hz; 176-242Vca
THD	<5%
Fator de Potência	Unitário (0.9 Capacitivo. / 0.9 Indutivo)
Conexão CA	Trifásico (3F+N+T)
Eficiência	
Max. Eficiência	98.2%
Eficiência SPMP	>99.5%
Segurança do Equipamento	
Monitoramento de corrente de fuga	Integrado
Proteção Anti-ilhamento	AFD
Monitoramento de Rede	VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, RD1699, G59/2, AS4777.2/.3
NBR (Normas Brasileiras)	ABNT NBR 16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116
Normas de Referência	
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4
Segurança	IEC 62109-1, AS3100
Dados Gerais	
Dimensões (L*A*P) [mm]	516*650*203
Peso Líquido [kg]	39
Ambiente de Operação	Interno ou Externo
Montagem	Fixado na parede
Temperatura de Operação	-25-60°C (acima 50°C com derate)
Umidade relativa	0-95%
Altitude [m]	2000
Grau de Proteção IP	IP65
Topologia	Sem Transformador
Ventilação	Ventilação Forçada
Nível de Ruído [dB]	<45
Display	5" LCD (Português)
Comunicação	USB2.0 e RS485
Cor	Vermelho
Garantia [anos]	5/10/15/20/25 (opcional)

Suporte Técnico

A PHB mantém uma estrutura de equipamentos calibrados, "setups" de testes e técnicos treinados, para proporcionar aos seus clientes um rápido serviço de reparo.

Atende a todas as tensões do PRODIST

Atenta as divergências da rede Brasileira, a PHB oferece um software que permite alterar as faixas de operação, que permite a instalação em qualquer parte do território nacional.

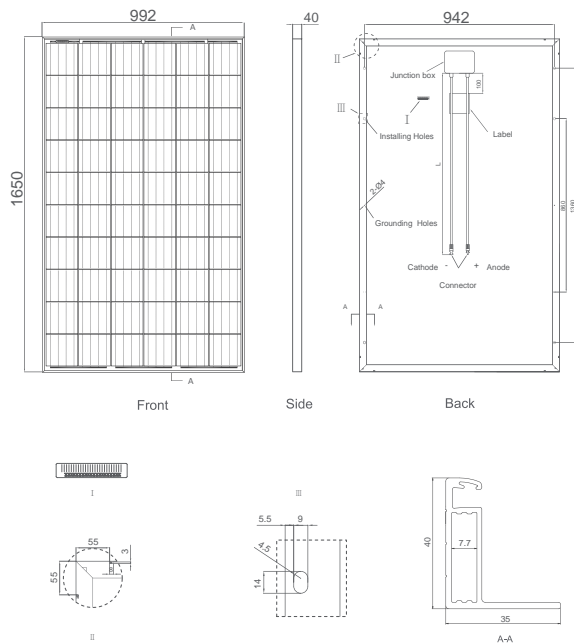
Para obter mais informações sobre qualquer um de nossos produtos ou serviços, visite-nos na Web em:

www.phb.com.br

Tel: 3835-8300

Email: engenharia@phb.com.br

Engineering Drawings

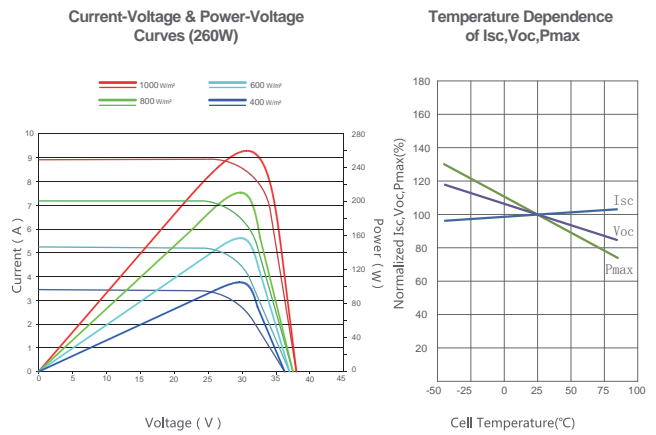


Packaging Configuration

(Two boxes=One pallet)

25pcs/ box, 50pcs/pallet, 700 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×40mm (65.00×39.05×1.57 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm ² , Length: 900mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM255PP		JKM260PP		JKM265PP		JKM270PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	255Wp	190Wp	260Wp	194Wp	265Wp	198Wp	270Wp	202Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.8V	28.1V	31.1V	28.3V	31.4V	28.7V	31.7V	29.0V
Maximum Power Current (Imp)	8.28A	6.75A	8.37A	6.84A	8.44A	6.91A	8.52A	6.97A
Open-circuit Voltage (Voc)	38.0V	35.0V	38.1V	35.1V	38.6V	35.3V	38.8V	35.6V
Short-circuit Current (Isc)	8.92A	7.22A	8.98A	7.26A	9.03A	7.31A	9.09A	7.35A
Module Efficiency STC (%)	15.58%		15.89%		16.19%		16.50%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C							
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)							
Maximum series fuse rating	15A							
Power tolerance	0~+3%							
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C							
Temperature coefficients of Voc	-0.30%/°C							
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C							
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C							

STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📏 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📏 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%