

ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS - PGETEMA

LUIZA FERREIRA DA COSTA RAMANAUSKAS

**AVALIAÇÃO DE PARÂMETROS QUE AFETAM A PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM
UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM PROPRIEDADE RURAL**

Porto Alegre

2019

PÓS-GRADUAÇÃO - *STRICTO SENSU*



Pontifícia Universidade Católica
do Rio Grande do Sul

Ficha Catalográfica

R165a Ramanauskas, Luiza Ferreira da Costa

Avaliação de parâmetros que afetam a produção de energia elétrica em um sistema fotovoltaico em propriedade rural / Luiza Ferreira da Costa Ramanauskas . – 2019.

100 f.

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

Orientadora: Profa. Dra. Izete Zanesco.

Co-orientador: Prof. Dr. Adriano Moehlecke.

1. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. 2. Propriedade rural. 3. Avaliação de parâmetros elétricos. I. Zanesco, Izete. II. Moehlecke, Adriano. 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



Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
 ESCOLA POLITÉCNICA
 PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS

**AVALIAÇÃO DE PARÂMETROS QUE AFETAM A PRODUÇÃO
 DE ENERGIA ELÉTRICA EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
 EM PROPRIEDADE RURAL.**

CANDIDATA: LUIZA FERREIRA DA COSTA RAMANAUSKAS

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.

DRA. IZETE ZANESCO - ORIENTADORA

DR. ADRIANO MOEHLECKE - CO-ORIENTADOR

BANCA EXAMINADORA

**DRA. ALINE CRISTIANE PAN - MESTRADO NACIONAL PROFISSIONAL EM ENSINO
 DE FÍSICA - UFRGS**

DR. CARLOS ALEXANDRE DOS SANTOS - PGETEMA - PUCRS

PUCRS

Campus Central
 Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 32 - Sala 505 - CEP: 90619-900
 Telefone: (51) 3353.4059 - Fax: (51) 3320.3625
 E-mail: engenharia.pg.materiais@pucrs.br
 www.pucrs.br/politecnica



**AVALIAÇÃO DE PARÂMETROS QUE AFETAM A PRODUÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM
PROPRIEDADE RURAL**

LUIZA FERREIRA DA COSTA RAMANAUSKAS
ENGENHEIRA DE PRODUÇÃO

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

Porto Alegre
Outubro, 2019



Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

ESCOLA POLITÉCNICA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS

**AVALIAÇÃO DE PARÂMETROS QUE AFETAM A PRODUÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM
PROPRIEDADE RURAL**

LUIZA FERREIRA DA COSTA RAMANAUSKAS
ENGENHEIRA DE PRODUÇÃO

ORIENTADORA: Profa. Dra. Izete Zanenco

CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. Adriano Moehlecke

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 de P&D "Implantação de Unidades de Geração Distribuída de Energia Elétrica a Partir de Sistemas Fotovoltaicos em Propriedades Rurais", Convênio n° 4500040746.

Porto Alegre
Outubro, 2019

AGRADECIMENTOS

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

| | |
|--|-----------|
| 1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS | 19 |
| 1.1. Justificativas | 19 |
| 1.2. Objetivos..... | 22 |
| 2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS | 24 |
| 2.1. Módulos Fotovoltaicos..... | 24 |
| 2.1.1. Constituição e Características do Módulo Fotovoltaico..... | 24 |
| 2.1.2. A Célula Solar de Silício Cristalino..... | 27 |
| 2.1.3. A Curva da Corrente Elétrica em Função da Tensão Aplicada..... | 29 |
| 2.1.4. Temperatura do Módulo Fotovoltaico..... | 32 |
| 2.2. Inversores..... | 33 |
| 2.3. Sistemas Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica..... | 36 |
| 2.4. Parâmetros para Análise Econômica | 39 |
| 2.5. Agrofotovoltaica | 42 |
| 2.6. Financiamento para Agrofotovoltaica | 44 |
| 3. METODOLOGIA..... | 47 |
| 3.1. Simulação com o Programa Computacional PV*SOL | 47 |
| 3.2. Descrição da Propriedade | 49 |
| 3.3. Definição do Sistema Fotovoltaico..... | 52 |
| 3.4. Caracterização Elétrica dos Módulos Fotovoltaicos | 55 |
| 3.5. Sistema de Aquisição de Dados | 57 |
| 3.6. Parâmetros de Análise e Comparação | 58 |
| 3.7. Parâmetros da Análise Econômica do Sistema Fotovoltaico ... | 59 |
| 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES..... | 61 |
| 4.1. Definição da Localização de Instalação do Sistema Fotovoltaico | 61 |
| 4.2. Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos..... | 66 |
| 4.3. Sistema Fotovoltaico Instalado..... | 68 |

| | |
|--|-----------|
| 4.4. Comparação de Parâmetros de Comparação ao Longo do Dia | 69 |
| 4.5. Comparação dos Parâmetros Durante o Mês..... | 77 |
| 4.6. Análise Econômica do Sistema Fotovoltaico..... | 82 |
| 5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE CONTINUIDADE | 84 |
| 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 87 |
| ANEXO I | 92 |
| ANEXO II | 94 |
| ANEXO III | 98 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1.1. Potência instalada (acumulada) em sistemas fotovoltaicos no mundo (REN, 2018). | 19 |
| Figura 1.2. Potência instalada (acumulada) no Brasil (a) em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída e (b) em centrais fotovoltaicas, segundo dados da ANEEL..... | 20 |
| Figura 2.1. Distribuição da produção de células solares por tecnologia (Fraunhofer ISE: Photovoltaics Report, 2019). | 25 |
| Figura 2.2. Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico de células de silício cristalino. | 25 |
| Figura 2.3. Número de módulos fotovoltaicos com células solares de silício monocristalino e multicristalino, respectivamente, em função da eficiência (Araújo et al., 2018)..... | 27 |
| Figura 2.4. Curva da corrente elétrica e da potência elétrica em função da tensão aplicada de um módulo fotovoltaico em condições padrão de medição. | 30 |
| Figura 2.5. Influência da temperatura da célula solar na curva I-V (para 1000 W/m ² , espectro AM 1,5G). | 32 |
| Figura 2.6. Curva típica de eficiência de conversão de corrente contínua para corrente alternada em função da potência de um inversor..... | 33 |
| Figura 2.7. Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (ANEEL, 2019). | 37 |
| Figura 2.8. Variação do valor presente líquido pela taxa interna de retorno. | 41 |
| Figura 2.9. Exemplo representativo de um fluxo de caixa e valor descontado (Nascimento, 2019). | 42 |
| Figura 3.1. Fluxograma das etapas do desenvolvimento do projeto de um sistema FV com o programa PV*SOL (Araújo, 2018). | 48 |
| Figura 3.2. Localização da mesorregião do Oeste do Paraná..... | 49 |
| Figura 3.3. Localização das cooperativas agroindustriais que atuam no Oeste do Paraná (Observatório Territorial), 2018..... | 50 |

- Figura 3.4. Orientação dos três aviários e localização da entrada de serviço de energia elétrica e da sala de apoio dos aviários da propriedade rural.51
- Figura 3.5. Vista do galpão do aviário 1 da propriedade rural.51
- Figura 3.6. Entradas de serviço de energia elétrica da propriedade rural associada da cooperativa C.Vale, foto obtida antes da instalação do sistema FV.52
- Figura 3.7. Módulo fotovoltaico de 340 Wp Jinko Solar, modelo Eagle Mono JKM340M-72.54
- Figura 3.8. Caracterização elétrica com o simulador solar PSS8 da empresa BERGER Lichttechnik GmbH & Co, (a) suporte da lâmpada e (b) módulo preparado para a medição.....55
- Figura 3.9. Curva característica da corrente elétrica em função da tensão elétrica aplicada (curva I-V) de um módulo fotovoltaico de 340 Wp (potência da ficha de dados), apresentada na tela do computador com o uso do programa de controle e aquisição de dados automatizado obtida com o simulador solar.56
- Figura 3.10. Sensores do sistema de monitoramento: 1 - sensor de temperatura ambiente, 2 - sensor de temperatura dos módulos fotovoltaicos (colado na face posterior de um dos módulos fotovoltaicos, não mostrado na figura), 3 – sensor de irradiância no plano dos módulos fotovoltaicos, 4 – irradiância global (horizontal) e 5 – anemômetro para velocidade e direção do vento.....58
- Figura 4.1. Localização das regiões com sombreamento ao longo do ano, produzido pelas edificações da propriedade cooperada da C.Vale. As regiões em vermelho indicam maior incidência de sombra.....61
- Figura 4.2. Possibilidades de locais para a instalação do sistema fotovoltaico em solo e com menor incidência de sombra ao longo do ano.62
- Figura 4.3. Vista superior dos três aviários da propriedade rural e posicionamento dos módulos FVs no telhado do aviário 1, próximos à área de serviço.63
- Figura 4.4. Esquema com a distribuição e orientação dos módulos fotovoltaicos orientados ao norte geográfico no telhado do aviário 1 em 15 fileiras de 4 módulos cada.63
- Figura 4.5. Produção de energia elétrica com o arranjo fotovoltaico orientado ao norte (alternativa A - produção de energia de 31,6 MWh/ano) e com o arranjo com a orientação do telhado (alternativa B - produção de energia da ordem de 31,1 MWh/ano).....65

- Figura 4.6. Número de módulos fotovoltaicos em função da potência.67
- Figura 4.7. Distribuição dos módulos fotovoltaicos em cada painel para a instalação do sistema FV para a propriedade rural cooperada da C.Vale. Cada cor identifica um painel com os módulos conectados em série.....68
- Figura 4.8. Diagrama básico do sistema fotovoltaico simulado para a propriedade rural associada à cooperativa C.Vale.68
- Figura 4.9. Módulos fotovoltaicos instalados na propriedade cooperada da C.Vale, em Assis Chateaubriand/PR.69
- Figura 4.10. Equipamentos do sistema FV instalados na área de serviço da propriedade cooperada da C.Vale.....69
- Figura 4.11. Irradiância solar e potência durante um dia com céu sem ou com poucas nuvens próximo ao (a) solstício de verão (19/12/2018 – vazio sanitário), (b) equinócio de outono (29/03/2019 – alta produção no aviário, aves com 27 dias, abatidos com 45 dias) e (c) solstício de inverno (21/06/2019 – vazio sanitário).70
- Figura 4.12. Eficiência do sistema fotovoltaico durante um dia com céu sem ou com poucas nuvens próximo ao (a) solstício de verão (19/12/2018 – vazio sanitário), (b) equinócio de outono (29/03/2019 – alta produção no aviário, aves com 27 dias, abatidos com 45 dias) e (c) solstício de inverno (21/06/2019 – vazio sanitário).72
- Figura 4.13. Irradiância solar e potência durante um dia com céu nublado próximo ao (a) solstício de verão (19/12/2018 – vazio sanitário), (b) equinócio de outono (29/03/2019 – alta produção no aviário, aves com 27 dias, abatidas com 45 dias) e (c) solstício de inverno (21/06/2019 – vazio sanitário). ..73
- Figura 4.14. Temperatura ambiente e dos módulos durante um dia com céu sem ou com poucas nuvens próximo ao próximo ao (a) solstício de verão (19/12/2018 – vazio sanitário), (b) equinócio de outono (29/03/2019 – alta produção no aviário, aves com 27 dias, abatidos com 45 dias) e (c) solstício de inverno (21/06/2019 – vazio sanitário).....74
- Figura 4.15. Velocidade do vento e diferença entre a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente durante um dia com céu sem ou com poucas nuvens próximo ao próximo ao (a) solstício de verão (19/12/2018 – vazio sanitário), (b) equinócio de outono (29/03/2019 – alta produção no aviário, aves com 27 dias, abatidos com 45 dias) e (c) solstício de inverno (21/06/2019 – vazio sanitário).76
- Figura 4.16. Energia elétrica diária produzida e irradiação solar diária no plano do arranjo fotovoltaico em dezembro de 2018 (abate de aves em 18/12, vazio sanitário de 19/12 a 31/12).....78

- Figura 4.17. Energia elétrica diária produzida e irradiação solar diária no plano do arranjo fotovoltaico em março de 2019 (mês de produção).78
- Figura 4.18. Energia elétrica diária produzida e irradiação solar diária no plano do arranjo fotovoltaico em junho de 2019 (abate de aves em 18/6, vazio sanitário de 19/6 a 30/6).78
- Figura 4.19. Produtividade diária e desempenho global diário do sistema fotovoltaico em dezembro de 2018 (solstício de verão).79
- Figura 4.20. Produtividade diária e desempenho global diário do sistema fotovoltaico em março de 2019 (equinócio de outono).79
- Figura 4.21. Produtividade diária e desempenho global diário do sistema fotovoltaico em junho de 2019 (solstício de inverno).79
- Figura 4.22. Média diária da temperatura ambiente e dos módulos fotovoltaicos e da velocidade do vento no mês de dezembro de 2018. Média diária durante o funcionamento do sistema FV.81
- Figura 4.23. Média diária da temperatura ambiente e dos módulos fotovoltaicos e da velocidade do vento no mês de março de 2019.81
- Figura 4.24. Média diária da temperatura ambiente e dos módulos fotovoltaicos e da velocidade do vento no mês de junho de 2019.81
- Figura 4.25. Fluxo de caixa anual demonstrando o tempo de retorno do investimento sendo este correspondente a 8 anos.83

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 3.1. Especificações técnicas do módulo fotovoltaico da Jinko Solar, modelo Eagle Mono JKM340M-72..... | 53 |
| Tabela 3.2. Características elétricas do módulo fotovoltaico da Jinko Solar, modelo Eagle Mono JKM340M-72..... | 53 |
| Tabela 3.3. Características elétricas do inversor produzido pelo fabricante ABB String Inverters, modelo TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD. | 54 |
| Tabela 3.4. Investimento inicial para a instalação do sistema fotovoltaico na propriedade. | 60 |
| Tabela 4.1. Percentual de perdas de produção de energia elétrica em função do ângulo de inclinação do arranjo FV orientado para o norte geográfico (alternativa A)..... | 64 |
| Tabela 4.2. Percentual de perdas de produção de energia elétrica em função do ângulo de inclinação do arranjo FV, com desvio azimutal de 52° para o leste, isto é, seguindo o telhado do aviário (alternativa B). | 64 |
| Tabela 4.3. Parâmetros elétricos médios de 60 módulos JKM340M-72 e valores apresentados na ficha de dados do equipamento..... | 66 |
| Tabela 4.4. Parâmetros elétricos médios de cada painel FV e o menor valor de corrente elétrica e soma de tensões. | 67 |
| Tabela 4.5. Comparação dos valores experimentais e simulados com o programa PV*SOL do desempenho global e da produtividade mensal do sistema FV instalado para o mês correspondente ao solstício de verão, equinócio de outono e solstício de inverno..... | 82 |
| Tabela 4.6. Tempo e retorno, TIR e VPL do sistema fotovoltaico de 20 KW instalado em propriedade rural no oeste do Paraná, associada da cooperativa C.Vale..... | 83 |

LISTA DE QUADROS

| | |
|--|----|
| Quadro 3.1. Cooperativas agroindustriais na mesorregião do Oeste do Paraná, municípios em que atuam e município sede... .. | 50 |
|--|----|

LISTA DE SÍMBOLOS E SIGLAS

| | | |
|----------------------|--|-------------------|
| A | Área | m ² |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica | - |
| BNDES | Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico E Social | - |
| BSF | Campo retrodifusor (<i>back surface field</i>) | - |
| CA | Corrente alternada | - |
| CC | Corrente contínua | - |
| 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 solar no plano do arranjo fotovoltaico | kW/m ² |
| H _r (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 |
| INOVAGRO | Programa de Incentivo à Inovação Tecnológica na Produção Agropecuária | |
| I _{sc} | Corrente elétrica de curto-circuito | A |
| J _{sc} | Densidade de corrente de curto-circuito | A/m ² |
| NT-SOLAR | Núcleo de Tecnologia em Energia Solar | - |
| OCEPAR | Sindicato e Organização das Cooperativas do Estado do Paraná | - |
| P | Potência | W |
| PERC | Emissor e face posterior passivada (<i>passivated emitter rear cell</i>) | - |
| P _{MP} | Potência no ponto de máxima potência | W |
| PR | Desempenho global (<i>Performance Ratio</i>) | % |
| PRONAF | Programa Nacional de Fortalecimento Da Agricultura Familiar | |
| P _{Std} | Potência instalada | W |
| PUCRS | Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul | - |
| SEBRAE | Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas | - |
| SFCR | Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica | - |

| | | |
|--------------|---|---------|
| SFI | Sistemas fotovoltaicos isolados | - |
| Si-Cz | Silício Czochralski | - |
| STC | Condições padrão de teste (<i>Standard Test Conditions</i>) | - |
| T_{AMB} | Temperatura ambiente | °C |
| T_{ef} | Temperatura efetiva de módulo | °C |
| TIR | Taxa interna de retorno | % |
| TIR_M | Taxa interna de retorno modificada | % |
| TMA | Taxa mínima de atratividade | % |
| $T_{Módulo}$ | 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 |
| VPL | Valor Presente Líquido | R\$ |
| Y_F | Produtividade do sistema | kWh/kWp |
| Y_R | Produtividade de referência | kWh/kWp |
| η | Eficiência | % |
| $\eta_{mód}$ | Eficiência de módulo | % |

RESUMO

RAMANAUSKAS, Luiza Ferreira da Costa. **Avaliação de parâmetros que afetam a produção de energia elétrica em um sistema fotovoltaico em propriedade rural.** Porto Alegre. 2019. Dissertação. Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL.

Os sistemas fotovoltaicos (FV) instalados em zona rural estão se tornando uma realidade no Brasil para reduzir os custos de produção envolvidos nesta atividade. O objetivo deste trabalho é analisar parâmetros que afetam a produção de energia elétrica de um sistema FV de 20 kWp conectado à rede elétrica de baixa tensão instalado em propriedade rural associada à cooperativa agroindustrial no município de Assis Chateaubriand, cuja atividade é a criação de proteína animal (aves). Determinou-se que o arranjo FV seria instalado sobre o telhado do aviário com orientação do telhado. Ao caracterizar eletricamente os módulos FVs de silício cristalino, constatou-se que o valor médio da potência dos 60 dispositivos é 1,9 % superior ao valor apresentado pelo fabricante, que é de 340 W. O sistema FV está constituído de quatro painéis com 15 módulos FVs cada um, associados em série. A potência total instalada foi de 20,8 kWp. A potência máxima variou de 17 kW para 15 kW e 11 kW no meio dia solar em um dia com céu limpo próximo ao solstício de verão, equinócio de outono e solstício de inverno. Observou-se que o inversor apresentou problemas reduzindo a potência AC de saída, no dia próximo ao equinócio, quando o aviário estava em período de produção. Para um período com irradiância solar similar e maior que 540 W/m^2 , constatou-se que ocorre redução da temperatura dos módulos FVs de $2,6 \text{ }^\circ\text{C}$ com o aumento da velocidade do vento de 1 m/s . A produção de energia elétrica, no mês de junho foi da ordem de 30 % e 50 % a menos que a energia produzida no mês de março e dezembro, respectivamente. O maior valor diário do desempenho global foi de 86 % e ocorreu em dias nos meses de verão e inverno e é igual ao valor simulado. A produtividade mensal foi de 160 kWh/kW , 113 kWh/kW e 81 kWh/kW para o mês de verão outono e inverno, respectivamente. O tempo de retorno do sistema FV estimado é de 8 anos.

Palavras-Chaves: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, propriedade rural, avaliação de parâmetros elétricos.

ABSTRACT

RAMANAUSKAS, Luiza Ferreira da Costa. **Evaluation of parameters that affect the electrical energy production of a photovoltaic system in rural property.** Porto Alegre. 2019. Master Thesis. Graduation Program in Materials Engineering and Technology, PONTIFICAL CATHOLIC UNIVERSITY OF RIO GRANDE DO SUL.

Photovoltaic (PV) systems installed in rural areas are becoming a reality in Brazil to reduce production costs involved in this activity. The objective of this work is to analyze parameters that affect the output power of a 20 kWp on-grid photovoltaic systems connected to the low voltage installed in rural property associated with the agroindustrial cooperative in the municipality of Assis Chateaubriand, and the activity is the poultry production. It was determined that PV system array would be installed on the roof of the aviary with orientation of the roof. By characterizing the crystalline silicon PV modules, the average value of the power of the 60 devices was 1.9 % higher than the value presented by the manufacturer datasheet, which is 340 W. The PV system consists of four panels with 15 modules each, associated in series. The total installed power was 20.8 kWp. The maximum output power ranged from 17 kW to 15 kW and 11 kW at solar noon on a clear day near the summer solstice, autumnal equinox and winter solstice. The inverter presented problems that reduced the output AC power, in the day next to the equinox, when the aviary was in production period. For a period with similar solar irradiance and greater than 540 W/m², there is a reduction of the temperature of the PV modules of 2.6 °C with the increase of the wind speed of 1 m/s. The electrical energy in the month of June was of around 30 % and 50 % less than the electrical energy produced in March and December, respectively. The highest daily value of performance ratio was 86 % and occurred in days in the summer and winter months and is equal to the simulated value. The monthly yield was 160 kWh/kW, 113 kWh/kW and 81 kWh/kW for the summer, autumn and winter months, respectively. The estimated payback for the PV system is 8 years.

Keywords: On-grid photovoltaic systems, rural property, evaluation of electrical parameters.

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

1.1. Justificativas

Em 2017 o mercado global relativo a sistemas ou centrais fotovoltaicas novamente bateu recordes. Como ilustra a Figura 1.1, foi atingida a potência instalada (acumulada) de 402 GW e continua em expansão conforme estudos da Agência Internacional de Energia (IEA, 2018). A China é o país com maior contribuição e instalou 53 GW em 2017. Já os Estados Unidos da América (EUA) teve uma queda em relação aos valores de 2016 e instalou 10 GW. O terceiro líder de mercado da tecnologia solar fotovoltaica é a Índia, que instalou 9,1 GW, encontrando-se a frente de países como Japão e da União Europeia (IEA, 2018).

A Ásia é considerada a líder global no mercado mundial. Além da China e da Índia, outros países crescem como mercados estabelecidos na região. O Japão também é uma presença relevante neste mercado, tendo 7 GW instalados (IEA, 2018).

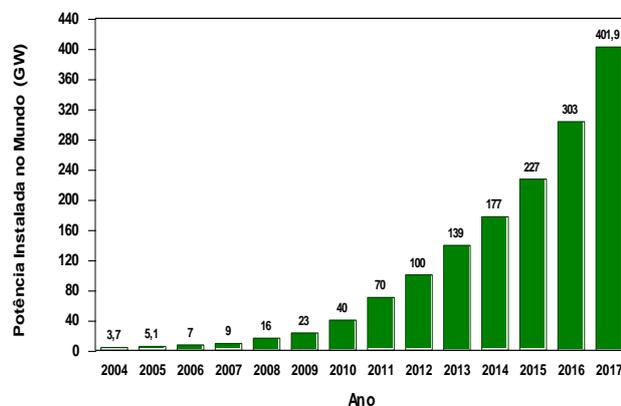


Figura 1.1. Potência instalada (acumulada) em sistemas fotovoltaicos no mundo (REN, 2018).

Considerando a tecnologia solar fotovoltaica, em 2017, no cenário da América do Sul, o Brasil se destacou com 910 MW instalados e o Chile com 668 MW. Nos últimos dois anos, como mostra a Figura 1.2, o mercado no Brasil de sistemas fotovoltaicos está crescendo exponencialmente e em 2018 a potência instalada chegou a 2,5 GW, sendo 1,9 GW em centrais fotovoltaicas. Enquanto na Europa, a Alemanha continua na liderança e instalou 1,8 GW em 2017 (IEA, 2018).

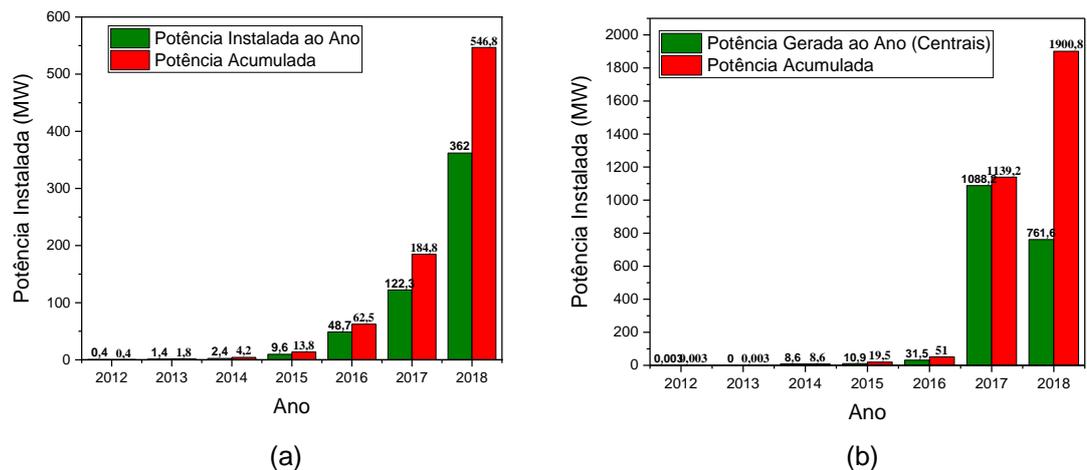


Figura 1.2. Potência instalada (acumulada) no Brasil (a) em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída e (b) em centrais fotovoltaicas, segundo dados da ANEEL.

Em relação à capacidade instalada, no ano de 2017, a China possuía 131 GW, os EUA 51 GW e, em terceiro lugar, o Japão com 49 GW. Desta forma, o mercado fotovoltaico foi de pelo menos 99 GW em 2017, o que representa um crescimento anual de 29% (IEA, 2018).

Em relação a outras fontes de energias renováveis, os sistemas fotovoltaicos, na conversão de energia solar em energia elétrica produzem poucos gases de efeito estufa ou outros resíduos, podem ser instalados em uma ampla variedade de locais e também possuem a vantagem de poder ser ampliados aos poucos.

Os sistemas fotovoltaicos exigem pouca manutenção devido à ausência de partes móveis, são sistemas altamente confiáveis e podem durar mais de vinte e cinco anos. A radiação solar está disponível em todo o planeta e a maior parte dos materiais envolvidos na fabricação de um módulo fotovoltaico (FV) que são silício, vidro e alumínio são abundantes e pouco contaminantes (Lorenzo, 1994).

A atividade agrícola necessita de equipamentos que demandam um alto consumo de energia elétrica. Com base nos problemas econômicos, ambientais e ecológicos, é necessário recorrer ao uso de fontes de energia renovável, que são naturais e não poluentes, em conjunto com o uso de equipamentos eficientes que consomem menos energia elétrica nas propriedades rurais. Maammeur *et al.* (2013), afirma que os sistemas fotovoltaicos instalados para suprir a demanda rural oferecem benefícios como: economia com os custos de energia elétrica, preservação ambiental e quando a produção de energia elétrica é maior que o consumo, o excesso é injetado na rede elétrica de distribuição.

A tecnologia solar fotovoltaica na zona rural está se tornando uma realidade no Brasil e com a instalação do sistema fotovoltaico, os produtores rurais ganham um aliado para reduzir os custos de produção. Assim que o sistema é conectado à rede elétrica, o empreendedor rural diminui os custos com a conta de energia elétrica, que é um dos maiores custos desta atividade.

Existem vários modos de aplicação desta tecnologia em propriedades rurais. Conforme Xue (2017), a tecnologia solar fotovoltaica pode ser usada em estufas agrícolas, purificação de água residual, bombeamento de água e para produção de energia elétrica na propriedade. Com isso, aumentam os benefícios econômicos dos agricultores e melhora o meio ambiente. A tecnologia fotovoltaica na agricultura está apresentando um rápido desenvolvimento na China devido a políticas adequadas de apoio e eletrificação rural orientadas para suportar a tecnologia. Esta tecnologia usada na agricultura também tem como objetivo acelerar o desenvolvimento da agricultura na China e, a longo prazo, será uma transformação significativa da agricultura tradicional para agricultura moderna (Xue, 2017).

Esta tecnologia aplicada na zona rural da Itália também está apresentando um rápido crescimento devido a incentivos garantidos por políticas energéticas e benefícios fiscais. Conforme Tudisca *et al.* (2013) pesquisas mostram uma clara conveniência para a realização de investimentos em sistemas fotovoltaicos no setor agrícola.

Produtores rurais, independente do porte, geralmente contam com galpões para atividades diversas, como estocagem de material, alimentos, maquinários e até mesmo animais. Assim, muitas instalações fotovoltaicas são implementadas em cima destas estruturas. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica podem atender toda a demanda de energia da propriedade rural, independentemente do tipo de consumo, seja ele um bombeamento de água, alimentação para animais, motores ou iluminação, entre outros.

As perspectivas estão cada vez melhores para o uso de sistemas fotovoltaicos na zona rural de Minas Gerais, conforme dados da Cooperativa Central dos Produtores Rurais de Minas Gerais (2018), que tem como objetivo congrega as cooperativas dos produtores de leite do estado, o uso de sistemas fotovoltaicos está aumentando devido à economia na fatura de energia elétrica que os cooperados irão ter, pois o gasto com a fatura de energia elétrica é um dos maiores custos na produção rural.

1.2. Objetivos

Este trabalho tem por objetivo definir a instalação, analisar parâmetros que afetam a produção de energia elétrica e a viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico de 20 kWp conectado à rede elétrica de baixa tensão instalado em propriedade rural, associada de cooperativa agroindustrial localizada no oeste do estado do Paraná.

Objetivos específicos são:

- 1) Definir a localização e a orientação dos módulos fotovoltaicos no telhado do aviário e dimensionar o sistema fotovoltaico com auxílio do programa computacional PV*SOL;
- 2) Comparar as características elétricas dos módulos fotovoltaicos medidas com as apresentadas pelo fabricante e os parâmetros elétricos de cada painel fotovoltaico;

- 3) Analisar a irradiância solar, potência, eficiência do sistema fotovoltaico, temperatura dos módulos fotovoltaicos ao longo do dia em diferentes épocas do ano e a influência da velocidade do vento na temperatura dos módulos fotovoltaicos;
- 4) Avaliar os valores diários da irradiação solar, energia elétrica produzida, produtividade, desempenho global, temperatura dos módulos fotovoltaicos e velocidade do vento ao longo do mês em diferentes épocas do ano;
- 5) Comparar os valores da produtividade e do desempenho global do sistema fotovoltaico simulados com os valores experimentais em diferentes épocas do ano;
- 6) Analisar a viabilidade econômica do sistema fotovoltaico por meio do tempo de retorno do investimento.

2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.1. Módulos Fotovoltaicos

2.1.1. Constituição e Características do Módulo Fotovoltaico

Projetados com a finalidade de produzir energia elétrica, os módulos fotovoltaicos são constituídos de células solares, que são dispositivos semicondutores que convertem a energia solar em elétrica. Podem ser construídos praticamente em qualquer tamanho, com potência de miliwatts até watts (Lorenzo, 1994).

Um módulo fotovoltaico é um conjunto de células solares conectadas e encapsuladas. O encapsulamento tem a função de proteger as células solares e dar estrutura e rigidez mecânica e, assim, completar o seu objetivo funcional que é a produção de energia elétrica. No módulo fotovoltaico as células solares são protegidas das agressões dos agentes externos. Podem ser usados em condições extremas e severas, como em ambientes marinhos, tropicais, árticos e desérticos. Toda a estrutura do módulo fotovoltaico pode ter efeitos importantes na concepção e desempenho do sistema (Lorenzo, 1994).

De todas as tecnologias de módulos fotovoltaicos presentes na indústria, a que tem maior relevância é a de módulos produzidos com células solares fabricadas em lâminas de silício cristalino, responsável por mais de 90 % do mercado mundial, como mostra a Figura 2.1 (Fraunhofer ISE: Photovoltaics Report, 2019). No mercado nacional em 2017, 74 % dos módulos etiquetados pelo Instituto Brasileiro de Metrologia, Normalização e Qualidade industrial (INMETRO) foram de silício multicristalino, contra 26 % de silício monocristalino (Araújo *et al.*, 2018).

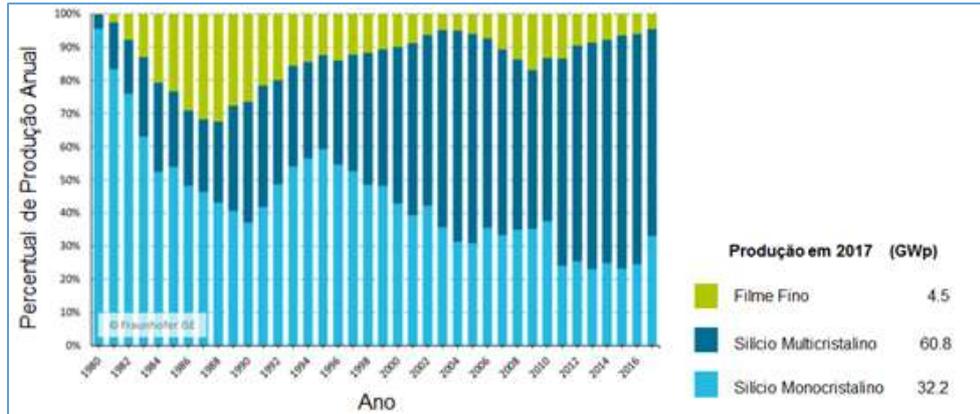


Figura 2.1. Distribuição da produção de células solares por tecnologia (Fraunhofer ISE: Photovoltaics Report, 2019).

Como mostra a Figura 2.2, o módulo fotovoltaico formado por células solares de silício cristalino é um “sanduíche” de vidro temperado de alta transparência, acetato de vinila (EVA) estabilizado para a radiação ultravioleta, células solares, EVA e filme posterior isolante. O processo de laminação é realizado a temperaturas de 120 °C a 150 °C, quando o EVA torna-se líquido e as possíveis bolhas de ar geradas são extraídas. No processo seguinte, é realizada a cura do EVA, que proporciona uma maior durabilidade ao módulo fotovoltaico. Após este processo, um marco de alumínio anodizado e a caixa de conexões elétricas são colocadas (Lorenzo, 1994);

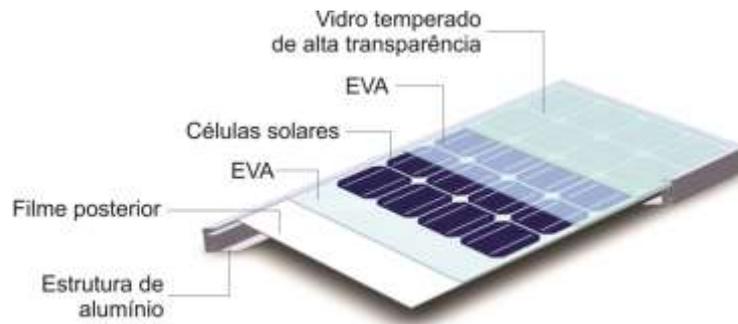


Figura 2.2. Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico de células de silício cristalino (Lorenzo, 1994).

No módulo fotovoltaico as células solares de silício cristalino podem ser associadas em série ou em paralelo. A corrente elétrica do módulo FV está relacionada com o número de fileiras de células solares em paralelo, como segue:

$$I_G = I_C N_P \tag{2.1}$$

A tensão do módulo fotovoltaico depende do número de células solares associadas em série em cada fileira. Onde I_G e V_G é a corrente elétrica e a tensão elétrica do módulo FV, N_P e N_S o número de células solares associadas em série e paralelo, respectivamente e I_C e V_C é a corrente elétrica e a tensão elétrica das células solares.

$$V_G = V_C N_S \quad (2.2)$$

Araújo *et al.* (2018) consideraram todos os módulos fotovoltaicos etiquetados pelo INMETRO até 2017, com exceção de alguns módulos que apresentaram características elétricas incoerentes, especificamente com eficiência menor que 7 % ou eficiência relativamente maior que a medida em outros centros internacionais de caracterização, e afirmaram que a eficiência média dos módulos fotovoltaicos com células de silício cristalino comercializados no Brasil era da ordem de 16 %. Neste estudo, constataram que 74 % dos módulos fotovoltaicos etiquetados pelo INMETRO foram produzidos com células solares de silício multicristalino e 26 % foram fabricados com células de silício monocristalino. Para as duas tecnologias de células solares, a eficiência da maioria dos módulos fotovoltaicos foi de 14 % a 18 %, conforme mostra a Figura 2.3. Para os dois tipos de módulos observaram-se uma relação entre a eficiência e a potência e constataram-se que quanto maior a potência maior a eficiência. No Brasil há nove fabricantes de módulos fotovoltaicos e 55 % das fábricas encontram-se no estado de São Paulo. Os parâmetros elétricos dos módulos fabricados no Brasil são similares aos importados.

A potência média dos módulos fotovoltaicos com células de silício multicristalino foi aproximadamente 2 % maior, porém a eficiência média foi menor, da ordem de 0,4 % (absoluto). Estes dispositivos também apresentaram a tensão de circuito aberto média um pouco menor. Por outro lado, os módulos de silício multicristalino possuem maior corrente elétrica de curto-circuito média, de aproximadamente 0,4 A (Araújo *et al.*, 2018).

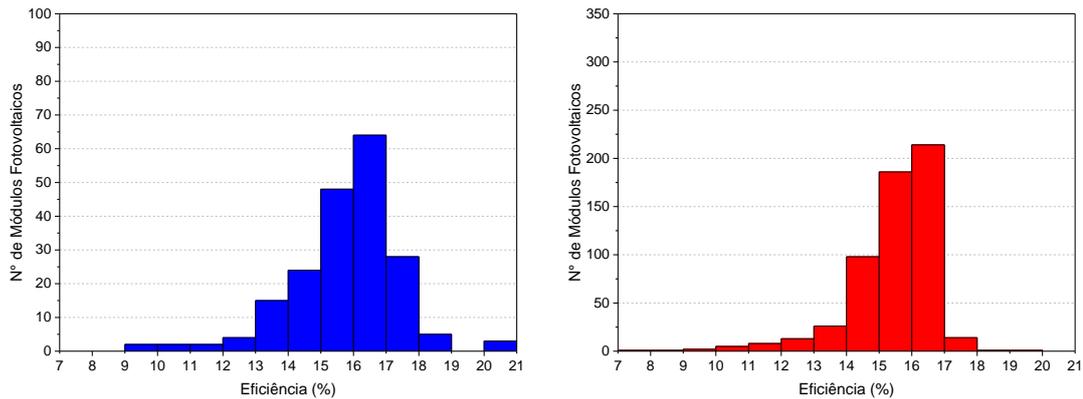


Figura 2.3. Número de módulos fotovoltaicos com células solares de silício monocristalino (cor azul) e multicristalino (cor vermelha), respectivamente, em função da eficiência (Araújo et al., 2018).

Em condições normais de operação, Lorenzo (1994) afirma que o tempo de vida útil dos módulos fotovoltaicos deve ser superior a 20 anos e está determinado pela duração do encapsulamento que deve ser impermeável a água e resistir à fadiga térmica.

Há cinquenta anos, nos primeiros desenvolvimentos da tecnologia solar fotovoltaica, a energia necessária para produzir um módulo fotovoltaico era maior que a energia que este produziria durante sua vida útil. O processo de fabricação era caro e o produto, ou seja, o módulo fotovoltaico se tornava caro. No entanto, devido a crescente melhoria na eficiência das células solares e dos módulos fotovoltaicos e nos métodos de fabricação, o tempo de retorno do investimento quando o sistema é instalado é de aproximadamente 3 a 5 anos.

Conforme o preço dos módulos fotovoltaicos cai, o mercado tem a tendência de se expandir rapidamente. Em contrapartida, com o aumento da produção, o custo dos módulos fotovoltaicos também diminuiu, pois, a produção industrial, em particular na China, aumentou (Fthenakis e Kim, 2011).

2.1.2. A Célula Solar de Silício Cristalino

As células solares são constituídas de material semicondutor, tal como, o silício, arseneto de gálio, disseleneto de cobre e índio, telureto de cádmio, fosfeto de índio

entre outros. A estrutura atômica de uma célula fotovoltaica pode ser monocristalina, multicristalina ou amorfa.

Quanto à produção de células solares, que compõem o módulo fotovoltaico, uma das principais matérias-primas deste produto é o silício. O Brasil é um dos grandes produtores deste material em grau metalúrgico. O material usado para células solares de silício cristalino é de grau solar e tem valor agregado 100 vezes maior que o metalúrgico produzido no Brasil. Com o crescimento desta tecnologia, a fabricação das células solares fotovoltaicas é uma das maiores consumidoras mundiais de prata. No Brasil, não há produção de células solares de silício cristalino em escala industrial. Conforme Araújo *et al.* (2018), existem empresas de módulos fotovoltaicos no país, no entanto, essas empresas importam as células solares e somente a montagem é realizada no Brasil. Neste contexto, entende-se que a produção nacional não consegue atingir os níveis de preços praticados pelos fabricantes asiáticos que apresentam ganhos de escala através do processo produtivo (Araújo, 2018).

O silício cristalino é o material fotovoltaico mais utilizado para fabricação de células solares, podendo ser monocristalino ou multicristalino. O primeiro citado, é obtido a partir do silício fundido de alta pureza em atmosfera controlada e com velocidades de crescimento do cristal extremamente lentas, sendo este processo conhecido como método Czochralski. Já as células de silício multicristalino podem ser mais baratas, pois a obtenção do lingote de silício é realizada com um processo menos rigoroso (Hansen *et al.*, 2000).

A maioria das células solares produzidas pela indústria são monofaciais e são fabricadas em lâminas de silício multicristalino ou monocristalino pelo processo de fabricação do Silício Czochralski (Si-Cz), tipo p, com campo retrodifusor formado por pasta de alumínio e difusão em forno de esteira (Green, 2005), (Battaglia *et al.*, 2016). O campo retrodifusor também é denominado de BSF (*back surface field*). Atualmente, a indústria de células solares encontra-se em um cenário de larga experiência na fabricação de dispositivos em substratos de silício do tipo p. Nos últimos anos a célula com emissor e face posterior passivada (PERC - *passivated emitter rear cell*) tem sido produzida industrialmente (Colville, 2017).

A eficiência média das células solares produzidas industrialmente em lâminas de silício multicristalino ou monocristalino tipo p é de 17,8 % (Battaglia *et al.*, 2016). A célula com maior eficiência produzida em substrato de Si cristalino com contatos posteriores e camadas de silício amorfo, com área de 180 cm², alcançou a eficiência de 26,3% e foi produzida por Kaneka Corporation (Green *et al.*, 2017).

2.1.3. A Curva da Corrente Elétrica em Função da Tensão Aplicada

Os módulos fotovoltaicos podem ser conectados em série ou em paralelo para produzir tensões ou correntes elétricas maiores e a potência do mesmo depende da área. A escolha do módulo fotovoltaico depende da área disponível e do consumo de energia elétrica e estas etapas compõem parte do projeto do sistema fotovoltaico.

O módulo fotovoltaico é caracterizado eletricamente pela curva da corrente elétrica em função da tensão aplicada (curva I-V). A partir desta curva pode-se determinar os parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico.

A curva característica I-V de uma célula solar pode se expressar matematicamente pela seguinte equação:

$$I = I_L - I_0 \left(\exp \frac{V + IR_S}{V_t} - 1 \right) - \left(\frac{V + IR_S}{R_p} \right) \quad (2.3)$$

onde I_L , I_0 , R_S e R_P são, respectivamente, a corrente elétrica fotogerada, a corrente de saturação no escuro, a resistência elétrica em série e a resistência em paralelo e V_t é dado por:

$$V_t = \frac{mkT}{e} \quad (2.4)$$

onde m é o fator de idealidade (geralmente entre 1 e 2), k é a constante de Boltzmann, “ e ” é a carga elétrica elementar e T é a temperatura.

Com a curva I-V, representada na Figura 2.4, podem ser determinados os parâmetros elétricos que caracterizam o módulo fotovoltaico: potência no ponto de

máxima potência (P_{MP}), tensão de circuito aberto (V_{OC}) e no ponto de máxima potência (V_{MP}), corrente de curto-circuito (I_{SC}) e no ponto de máxima potência (I_{MP}), fator de forma (FF) e eficiência (η). O uso e análise apropriada destes parâmetros de desempenho facilita a comparação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

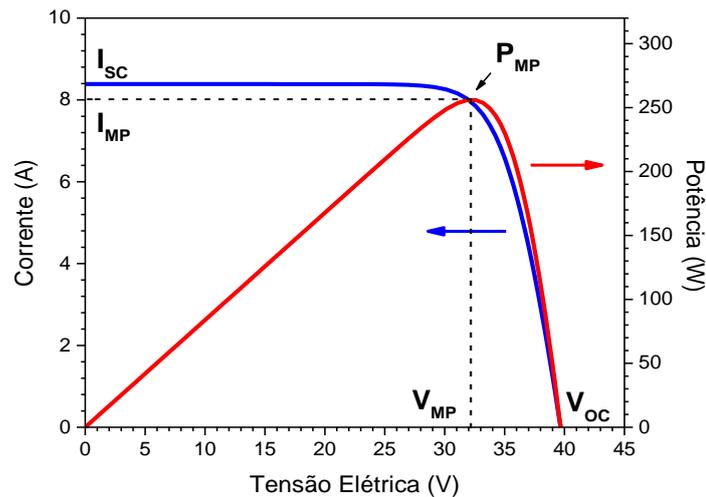


Figura 2.4. Curva da corrente elétrica e da potência elétrica em função da tensão aplicada de um módulo fotovoltaico em condições padrão de medição.

A potência no ponto de máxima potência é a principal característica do módulo fotovoltaico e é a potência elétrica nominal ou de pico. É medida em condições padrão de medição com auxílio de um simulador solar. A unidade da potência do módulo fotovoltaico é W_P (watt pico), quando associada às condições padrão de medição.

A tensão de circuito aberto é a tensão entre os terminais de uma célula solar ou módulo fotovoltaico quando não há corrente elétrica circulando e é a máxima tensão que se pode extrair. Pode ser medida diretamente com um voltímetro. A V_{OC} depende da corrente de saturação e da corrente elétrica fotogerada.

A corrente de curto-circuito é a máxima corrente que se pode obter e é medida no módulo fotovoltaico quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero. Pode ser medida com um amperímetro. A I_{SC} depende principalmente da irradiância solar incidente e do espectro da irradiância solar. A densidade de corrente de curto-circuito (J_{SC}) é calculada dividindo-se a I_{SC} pela área do dispositivo.

O fator de forma é definido pela equação:

$$FF = \frac{V_{MP} I_{MP}}{V_{OC} I_{SC}} \quad (2.5)$$

Quanto menores forem as perdas devido a resistência em série e em paralelo mais próxima da forma retangular será a curva I-V. Embora o FF possa ser relacionado empiricamente com a V_{OC} , as resistências em série e paralelo são os parâmetros mais relevantes na variação do FF.

A eficiência é o parâmetro que define quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica no módulo fotovoltaico. Representa a relação entre a potência elétrica produzida pela célula solar e a potência da energia solar incidente e pode ser definida como segue:

$$\eta = \frac{I_{SC} \cdot V_{OC} \cdot FF}{A \cdot G} \cdot 100\% = \frac{P_{MP}}{A \cdot G} \cdot 100\% \quad (2.6)$$

onde A é a área do módulo fotovoltaico e G é a irradiância solar incidente de 1000 W/m².

A medição deve ser realizada nas condições padrões de ensaio, as quais são irradiância de 1000 W/m², temperatura ambiente (T_{AMB}) de 25°C e espectro solar correspondente a massa do ar de 1,5G.

Em 2017, conforme estudo de Araújo *et al.* (2018) a maioria dos módulos de silício multicristalino comercializados no Brasil apresentaram valores de potência entre 225 W e 325 W, enquanto que 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 constituídos por células solares de Si monocristalino.

2.1.4. Temperatura do Módulo Fotovoltaico

A temperatura afeta a potência produzida por um módulo fotovoltaico. Por exemplo, a Figura 2.5 mostra como a curva I-V de uma célula solar de silício cristalino é influenciada pela temperatura, reduzindo a tensão de circuito aberto e, conseqüentemente, a potência do dispositivo fotovoltaico. Kumar e Sudhakar (2015) verificaram que à medida que a temperatura aumenta, a produção de energia elétrica diminui, mesmo quando há irradiação solar constante.

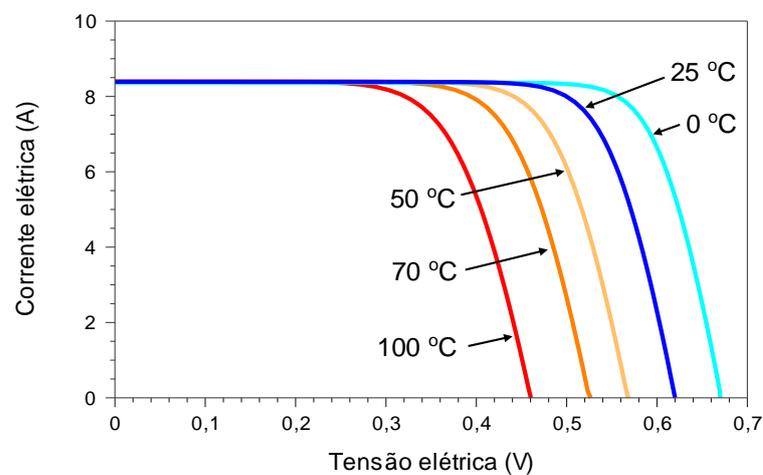


Figura 2.5. Influência da temperatura da célula solar na curva I-V (para 1000 W/m², espectro AM 1,5G) (Lorenzo, 2014).

Portanto, quanto maior a irradiação solar, maior a temperatura da célula solar e maior é a redução da eficiência do módulo fotovoltaico. Neste contexto, é de interesse avaliar a temperatura efetiva (T_{ef}) do módulo fotovoltaico, definida como a temperatura ponderada com a irradiação solar incidente no módulo fotovoltaico (Lorenzo, 2014):

$$T_{ef} = \frac{\int H_T(\beta, t) \cdot T_{Módulo}(t) dt}{\int H_T(\beta, t) dt} \quad (2.7)$$

onde $H_T(\beta, t)$ é a irradiação solar incidente no módulos fotovoltaico e $T_{Módulo}(t)$ é a temperatura do módulo fotovoltaico.

2.2. Inversores

O inversor tem a finalidade de converter a corrente/tensão contínua em corrente/tensão alternada. O melhor desempenho global do sistema fotovoltaico ocorre quando o inversor opera com uma potência suficiente para manter a máxima eficiência. As perdas condutivas e na comutação são os principais fatores que determinam a eficiência do inversor. Como mostra a Figura 2.6, a eficiência não é constante, mas seu valor depende da potência demandada e de seu fator de potência. Os inversores possuem funções de segurança, monitoramento, seccionamento entre outros (Woyte *et al.*, 2000).

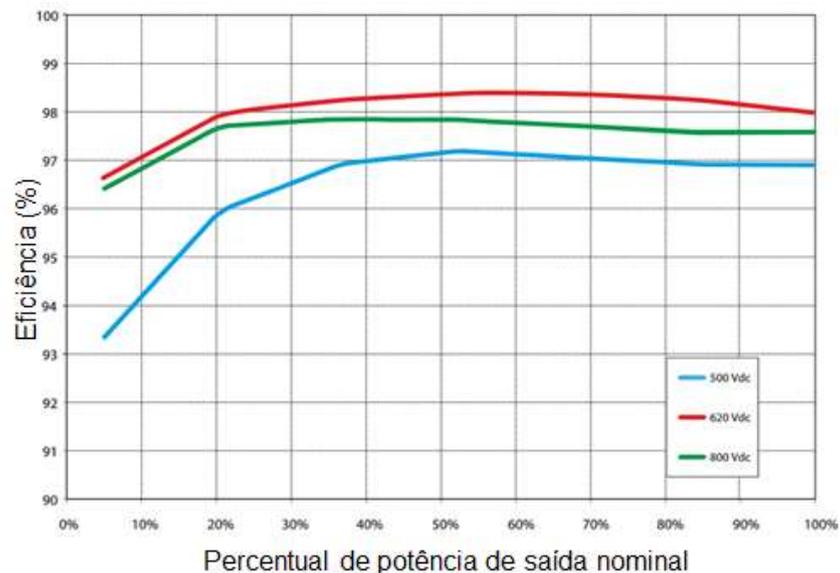


Figura 2.6. Curva típica de eficiência de conversão de corrente contínua para corrente alternada em função da potência de um inversor (Woyte *et al.*, 2000).

A corrente contínua produzida por uma fonte de energia elétrica, que pode ser de baterias, células a combustível ou módulos fotovoltaicos deve ser convertida em corrente alternada com amplitude, frequência e harmônicos adequados à rede elétrica. A tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede.

Na Figura 2.6 a eficiência máxima não coincide com a potência máxima, sugerindo um melhor aproveitamento da energia produzida por um conjunto de módulos fotovoltaicos com potência total inferior à potência máxima do inversor.

Há diferentes tipos de inversores em função das peculiaridades de suas aplicações. Muitas vezes fazem parte de equipamentos maiores e acionamentos eletrônicos para motores de indução. No caso de sistemas fotovoltaicos, os inversores podem ser divididos em duas categorias em relação ao tipo de aplicação: para sistemas fotovoltaicos isolados (SFIs) e para sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs). Embora os inversores para SFCRs compartilhem os mesmos princípios gerais de funcionamento que os inversores para SFIs, eles possuem características específicas para atender às exigências das concessionárias de distribuição de energia elétrica em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede (Pinho e Galdino, 2014).

Como consequência da queda acentuada observada nos preços dos módulos fotovoltaicos, causada em parte pela concorrência de fornecedores de módulos provenientes da Ásia e parte pela queda nos custos de produção e aumentos de eficiência, os inversores passaram a corresponder a uma fatia relativamente crescente dos custos em um sistema fotovoltaico residencial (Fraunhofer ISE: Photovoltaics Report, 2016). Porém, a indústria de inversores tem entregue inversores com uma redução anual de preços de até 8% (IRENA, 2016).

Como consequência do consumo e das perdas internas dos componentes eletrônicos presentes em um inversor, a transformação da corrente contínua em alternada está sujeita a uma eficiência. Nas últimas décadas, as configurações foram sendo otimizadas e os custos de fabricação reduzidos, enquanto que as eficiências de conversão evoluíram até chegar a valores próximos a 98 % em alguns inversores para conexão à rede elétrica (Fraunhofer ISE: Photovoltaics Report, 2019).

Os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos devem possuir algumas características, tais como: alta eficiência de conversão, tanto na carga nominal quanto em cargas parciais, alta confiabilidade e baixa manutenção, operação em uma faixa ampla de tensão elétrica de entrada, boa regulação na tensão da saída, forma de onda senoidal com baixo conteúdo harmônico, baixa emissão de ruído audível, baixa emissão de interferência eletromagnética, tolerância aos surtos de partida das cargas a serem alimentadas, segurança tanto para as pessoas quanto para a instalação, grau

de proteção IP adequado ao tipo de instalação e garantia de fábrica de pelo menos 2 anos (Pinho e Galdino, 2014).

Cabe citar como tendência, novos recursos nos inversores que permitem a estabilização do aparelho frente a oscilação da rede elétrica, otimização do autoconsumo, unidade de armazenamento incluída no próprio inversor, assim como desenho compacto do inversor (Fraunhofer ISE: Photovoltaics Report, 2019).

Quanto ao tempo de vida útil do inversor Branker *et al.* (2011) afirmam que 30 anos é o período ideal para este tipo de aparelho, porém a vida útil é menor. A garantia informada pela maioria dos fabricantes é de 5 a 10 anos.

Jordan *et al.* (2015) examinaram o desempenho a longo prazo de um sistema fotovoltaico durante 20 anos de produção instalado com módulos de silício cristalino. Os eventos de manutenção que ocorreram durante o período total foram dominados por problemas do inversor, com um total de quatro substituições do aparelho.

Inversores podem ser na forma de microinversores que são utilizados em uso residencial, para um único módulo fotovoltaico ou para uma série de módulos. Os microinversores possuem vantagem de não comprometerem a produção do sistema quando um único módulo se encontrar sombreado, porém, possui um custo mais elevado (Nascimento, 2019).

O mercado mundial dos inversores comercializados para até 150 kWp é estimado em 52 %. Estes inversores são usados principalmente em residências ou comércio, para pequenos e médios sistemas fotovoltaicos, os quais podem ser constituídos de vários inversores. Neste caso, a vantagem é que se torna fácil substituí-los caso algum problema seja identificado. Já a quota de mercado dos inversores para grandes centrais fotovoltaicas, com aplicações principalmente em grande escala, é de cerca de 44 % e a principal vantagem é que se tornam mais baratos do que na primeira opção. Somente, uma pequena proporção do mercado (cerca de 1 %) pertence aos microinversores (Fraunhofer ISE: Photovoltaics Report, 2019).

2.3. Sistemas Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica

Estes sistemas podem ser de grande porte, como as centrais fotovoltaicas ou de pequeno porte que são instalações descentralizadas e instaladas em edificações urbanas ou rurais e em empreendimentos industriais ou comerciais.

Em 2012 foi permitido o acesso à microgeração e minigeração distribuída por meio da Resolução Normativa da ANEEL número 482, alterada pela Resolução Normativa da ANEEL número 687, em 2015. Todo o consumidor cadastrado no Ministério da Fazenda, por um CPF ou CNPJ, possui concessão para conectar um sistema de produção de energia à rede elétrica. Este sistema de compensação de energia elétrica consiste em um sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa (Art. 2º, RN n.º 687 de 2015). A microgeração distribuída está caracterizada conforme a RN n.º 687 de 2015, como central produtora de energia elétrica cuja potência instalada é de até 75 kW e a minigeração distribuída, cuja potência instalada é superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW. Um breve resumo sobre a resolução normativa está no Anexo I.

O sistema fotovoltaico interligado ou conectado à rede de energia elétrica corresponde a um conjunto de equipamentos capaz de converter a energia solar em energia elétrica e transferi-la para a rede elétrica. Este tipo de sistema fotovoltaico é composto principalmente por módulos fotovoltaicos e inversores, conforme a Figura 2.7 mostra. Como componentes de integração do sistema, há as estruturas de fixação dos módulos fotovoltaicos, os componentes elétricos de proteção, cabos, caixas de conexão, entre outros componentes.

O tempo de retorno da energia é o tempo em que o sistema fotovoltaico produz a energia que foi necessária para fabricá-lo. Por exemplo, os sistemas fotovoltaicos no norte da Europa necessitam de 2,5 anos para produzir a energia consumida para fabricá-lo, enquanto sistemas no sul da Alemanha necessitam em torno de 1,5 anos (*Photovoltaic Reports*, Fraunhofer, 2019). Já os sistemas fotovoltaicos localizados na Sicília, com módulos fotovoltaicos produzidos com silício multicristalino, possuem

tempo de retorno de cerca de 1 ano. Assumindo 20 anos de vida útil, esse tipo de sistema pode produzir vinte vezes a energia necessária para produzi-lo (Fraunhofer ISE: Photovoltaics Report, 2019).

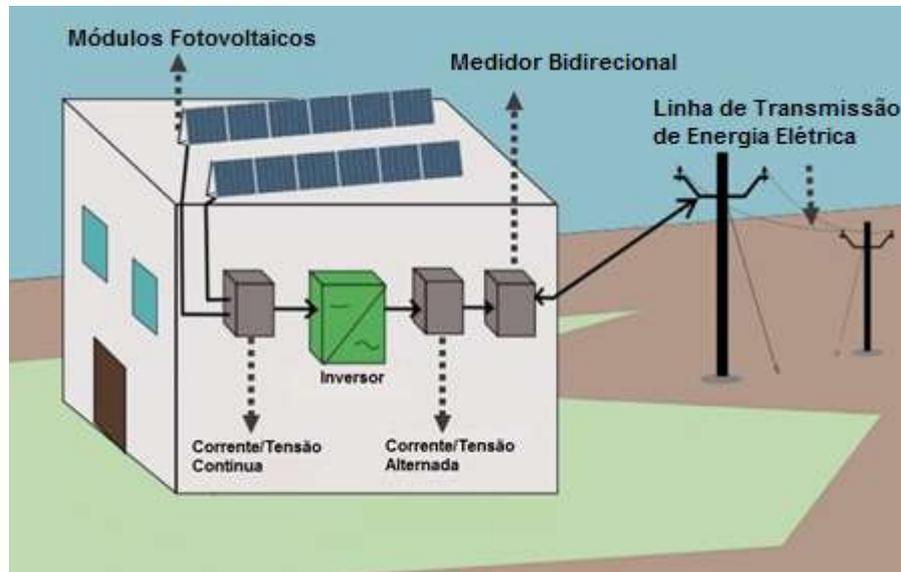


Figura 2.7. Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (ANEEL, 2019).

A produtividade do sistema fotovoltaico (Y_F - *system yield*) é a razão entre o valor médio da energia elétrica produzida num período e entregue à carga e a potência nominal do sistema fotovoltaico. A unidade é o kWh/kWp ou simplesmente em horas e representa o número de horas que o sistema deveria operar em sua potência nominal para produzir a mesma quantidade de energia produzida no período. Em resumo, a produtividade indica o quanto um sistema fotovoltaico em um determinado local pode produzir energia elétrica, sendo um parâmetro para comparar locais e a instalação. A produtividade pode ser descrita como:

$$Y_F = \frac{1}{P_{Std}} \left[\frac{1}{T} \int_T P(t) dt \right] \quad (2.8)$$

onde: $P(t)$ 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 – *reference system yield*) é a razão entre a irradiação solar incidente no arranjo fotovoltaico e a irradiância de referência (1 kW/m²), sendo calculada pela Equação 2.9:

$$Y_R = \frac{\frac{1}{T} \int_T G(t) dt}{1 \text{ kW/m}^2} \quad (2.9)$$

onde: $G(t)$ é a irradiância no plano do arranjo fotovoltaico (em kW/m²) e T é o período de integração. A Y_R é equivalente ao número de horas que no arranjo fotovoltaico incidem 1000 W/m².

Outro parâmetro importante para caracterizar um sistema fotovoltaico é o desempenho global (PR - *performance ratio*), sendo calculado por:

$$PR = \left(Y_F / Y_R \right) \times 100 \% \quad (2.10)$$

Este parâmetro considera todas as perdas ocorridas ao longo do processo de produção de energia elétrica. Valores típicos são da ordem de 75 % - 80 % e as melhores instalações podem alcançar 90 % (Marion *et al.*, 2005).

Do ponto de vista prático, considerando os valores medidos de energia produzida e calculados de irradiação solar, a Equação 2.10 pode ser reescrita como:

$$PR = \frac{\text{Produtividade (kWh / kW}_p\text{)}}{\text{Irradiação solar } \left[\left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right) / 1 \text{ kW/m}^2 \right]} \quad (2.11)$$

O PR é uma quantidade adimensional que indica o efeito global de perdas na saída nominal de energia elétrica (Marion *et al.*, 2005). Não representa a quantidade de energia produzida, porque um sistema com um baixo PR em um local com elevada irradiação solar pode produzir mais energia do que um sistema com alto PR em um local de baixo recurso solar. No entanto, para qualquer sistema, localização geográfica e tempo, se uma mudança em um dos componentes do sistema fotovoltaico ou em outra variável do sistema fotovoltaico aumenta o PR, a Y_F aumenta também.

Os valores do desempenho global são úteis para determinar se o sistema está operando como esperado e para identificar a ocorrência de problemas devido à operação do inversor. Marion *et al.*, (2005) cita as seguintes falhas: rastreamento de pico de potência, programação da máquina, disparos de disjuntores, falhas de soldagem ou ligação dentro da caixa de conexão do módulo fotovoltaico, falhas de diodo, rastreadores inoperantes, sombreamento, neve, sujeira, degradação do sistema fotovoltaico ou outras falhas. Reduções importantes no PR podem indicar eventos que impactam no desempenho do sistema fotovoltaico, como inversores que não operam o tempo inteiro ou desligamentos do disjuntor. Diminuições pequenas ou moderadas no PR indicam que existe um problema menos grave. O PR pode identificar a existência de um problema, mas não a causa. A causa do problema exige uma investigação mais aprofundada, que pode incluir uma visita ao local pelo pessoal de manutenção e investigação através dos parâmetros medidos pela curva I-V.

A análise de presença de falhas nos sistemas fotovoltaicos é uma tarefa fundamental para eliminar qualquer tipo de situações perigosas e indesejáveis. As mesmas devem ser detectadas e solucionadas rapidamente e o monitoramento pode ser realizado por um sistema de aquisição de dados com o objetivo de evitar qualquer tipo de comportamento inadequado. Falhas não eliminadas no sistema fotovoltaico não só podem causar perdas de energia elétrica para o consumidor final, mas também pode levar a problemas de segurança perigosos (Arani e Hejazi, 2016).

A análise de desempenho dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica pode ajudar na concepção, operação de novos sistemas fotovoltaicos e manutenção dos já existentes.

2.4. Parâmetros para Análise Econômica

Para realizar a análise de viabilidade econômica, onde o estudo permite medir e analisar se determinado investimento é viável ou não, ou seja, se vale a pena ou não investir na instalação do sistema fotovoltaico, alguns parâmetros devem ser utilizados tais como: o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR), a taxa interna de retorno modificada (TIR_M) e o tempo de retorno de investimento ou *payback*.

O valor presente líquido (VPL) é o somatório dos valores do fluxo de caixa capitalizados para o instante inicial com uma taxa de juros de referência. Quando o VPL calculado apresenta um valor positivo, indica que o investimento é lucrativo. Este indicador é dependente da taxa de juros aplicada e supõe que toda a receita ao longo do projeto seria reinvestida na mesma taxa de juros empregada nos cálculos. Portanto, o VPL é dado por:

$$\text{VPL} = -C_0 + \sum_{n=1}^T \text{VP}_n \quad (2.12)$$

Onde C_0 corresponde ao custo presente líquido, onde retorna ao instante inicial apenas os custos incorridos do investimento e VP_n é o valor futuro, dado pela Equação 2.13, onde os valores futuros referentes aos custos e receitas durante a vida útil do sistema fotovoltaico são capitalizados para o instante inicial.

$$\text{VP}_n = \frac{(R_n - C_n)}{(1+j)^n} \quad (2.13)$$

Sendo R e C correspondente a receitas e custos envolvidos, j a taxa de juros aplicada e correspondente ao custo de oportunidade no uso do capital e n é o período, em anos.

A taxa interna de retorno (TIR) corresponde à taxa de juros necessária para que o VPL seja nulo ao final da vida útil do sistema (em percentual). Quando taxas de juros inferiores à TIR são aplicadas na Equação 2.12, a análise resulta em valores de VPL positivos, assim como taxas maiores resultam em VPLs negativos. É usada para comparar a taxa máxima de juros que poderia ser aplicada a um investimento ainda mantendo a rentabilidade e assim compará-la à TIR de alternativas ou taxas de juros de outros investimentos como por exemplo renda fixa (tesouro direto, certificados de crédito bancário, cotas de crédito imobiliário, etc) ou variável (fundos e ações). A variação do VPL pela TIR é mostrada na Figura 2.8.

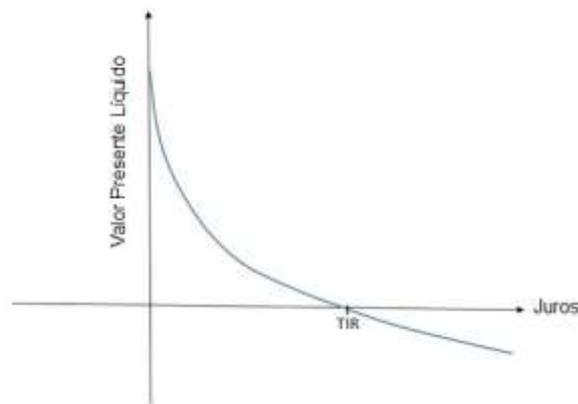


Figura 2.8. Variação do valor presente líquido pela taxa interna de retorno (Nascimento, 2019).

Para a determinação da taxa interna de retorno modificada (TIR_M), é calculado um fluxo de caixa onde receitas são capitalizadas para o instante final (t) por meio da taxa mínima de atratividade (TMA), enquanto despesas são capitalizadas para o instante inicial aplicando uma taxa de juros de financiamento superior, correspondendo ao capital de terceiros.

$$TIR_M = \sqrt[T]{\frac{VF_T}{VP}} - 1 \quad (2.14)$$

Onde T corresponde ao instante final, o VF é o valor futuro e o VP é o valor presente.

O tempo de retorno de investimento corresponde ao tempo necessário para que o valor presente acumulado deixe de ser negativo, quando o projeto reverte para um quadro de lucro (valor em anos). A Figura 2.9 apresenta um fluxo de caixa e pode ser observado o instante ($n = 9$ anos) em que o valor descontado cruza o eixo das abscissas, representando, portanto, um *payback* de nove anos, ou seja, em nove anos ele recupera o dinheiro investido. O indicador usado neste trabalho corresponde ao *payback* descontado que é diferente do *payback* simples que não considera a variação do valor do capital ao longo dos anos.

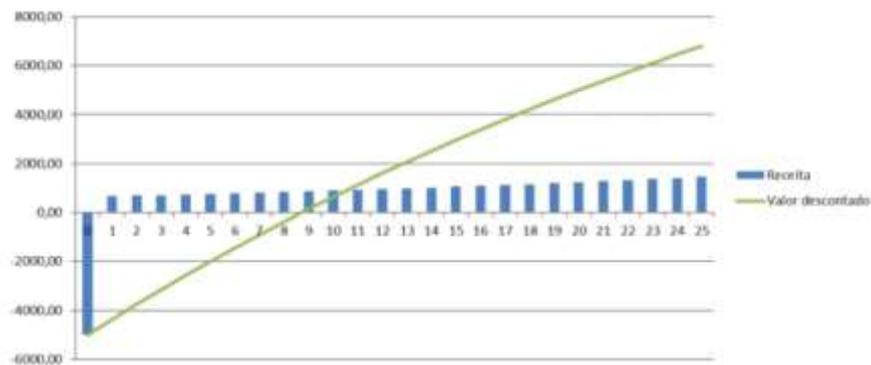


Figura 2.9. Exemplo representativo de um fluxo de caixa e valor descontado (Nascimento, 2019).

O tempo de retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos depende da localização geográfica tanto pelo fato da irradiação solar ser diferente em cada parte do mundo, como depende também do valor dos equipamentos, de qual tecnologia e do custo da energia elétrica. No Brasil, em sistemas conectados à rede no meio urbano, o tempo de retorno pode variar de 5 a 8 anos.

2.5. Agrofotovoltaica

O conceito da agrofotovoltaica foi introduzido pela primeira vez em 1981 pelo Prof. Adolf Goetzberger, pesquisador do Instituto Fraunhofer de Energia Solar (ISE). Hoje, várias instalações e projetos piloto com a tecnologia fotovoltaica estão sendo instaladas em todo o mundo no meio rural.

A instalação de sistemas fotovoltaicos não necessariamente precisa competir com o uso do solo para agricultura. A instalação dos módulos fotovoltaicos pode ser implementada em telhados de estruturas já existentes, diminuindo o custo da energia elétrica produzida no local e a terra pode ser usada para outro objetivo. Na Alemanha, por exemplo, vêm sendo estudados projetos piloto agrofotovoltaicos e concluiu-se que os mesmos têm potencial técnico e econômico (Fraunhofer ISE). Esta tecnologia combina a produção de energia elétrica a partir da solar e culturas na mesma terra.

Muitos tipos de produções de alimentos podem se beneficiar com os sistemas fotovoltaicos, incluindo a produção de frutas, vegetais e alimentos de origem animal (Goetzberger e Zastrow, 1981).

Nos primeiros artigos sobre esta aplicação de sistemas fotovoltaicos, Adolf Goetzberger e Armin Zastrow (1981) se destacaram por serem os primeiros a propor o conceito de um duplo uso de terras aráveis para a produção de energia elétrica e cultivo de plantas, a fim de melhorar a produção global neste ecossistema. Eles abordaram e discutiram o andamento sobre a competição pelo uso de terra arável entre a produção de energia elétrica e a colheita.

Entretanto, apenas em 2011, o termo agrofotovoltaica foi usado pela primeira vez em uma publicação científica. Este conceito é conhecido sob vários nomes no mundo: “*agrophotovoltaics*” na Alemanha, “agrofotovoltaica” na Itália e “partilha solar” na Ásia (Dupraz *et al.*, 2011).

Nacer *et al.* (2016) estudou a viabilidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em propriedade rural produtora de laticínios, considerando requisitos técnicos e econômicos e respeitando as características específicas do local de instalação, tendo como objetivo projetar um sistema fotovoltaico para satisfazer as necessidades elétricas da propriedade. O consumo de energia elétrica encontrado foi de 330 kWh/vaca/ano a 560 kWh/vaca/ano de acordo com o tamanho e localização do produtor. Os resultados obtidos levaram à conclusão de que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são viáveis para todas as regiões da Argélia. O autor cita como exemplo, que para certa região em estudo, a cidade de Mitidja, o sistema fotovoltaico deveria ter um número de módulos fotovoltaicos igual ao de vacas leiteiras. Essa conclusão pode ser aplicada no plano de desenvolvimento do setor lácteo do país, fornecendo facilidades para instalação de sistemas fotovoltaicos adequados às novas propriedades agrícolas.

Em termos da configuração do sistema FV na Argélia, considerando a localização e a capacidade produtiva da propriedade rural, constatou-se que as potências do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de 4,8 kWp e 4 kWp são mais adequadas para as fazendas da região costeira. Por outro lado, o sistema conectado à rede elétrica de 4,3 kWp é mais apropriado para a região das montanhas. Além da redução de custos para o agricultor, as instalações desses sistemas fotovoltaicos podem contribuir para o plano nacional de intensificações de energias

renováveis para reduzir a dependência de combustível fóssil que causa as emissões de gases de efeito estufa e aquecimento global (Nacer *et al.*, 2016).

2.6. Financiamento para Agrofotovoltaica

Financiamento é uma operação financeira em que a parte financiadora, fornece recursos para outra parte que está sendo financiada, para executar um investimento específico. Geralmente, a financiadora cobra juros sobre o valor financiado de acordo com o valor e o tempo de pagamento. Produtores rurais podem fazer financiamentos para cobrir despesas de um novo ciclo produtivo, expansão de seus negócios ou para implementação de um sistema fotovoltaico. Neste caso, as entidades financiadoras são bancos e o governo por meio de programas específicos.

Neste item, apresentam-se alternativas disponíveis de financiamento de sistemas fotovoltaicos no Brasil, focando na produção de energia, centralizada ou distribuída, com o propósito de servir de base para a análise da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico. As linhas ou modalidades de financiamentos aqui mencionadas são somente aquelas nas quais está explícito que os bens e/ou serviços do segmento fotovoltaico são itens financiáveis e estão demonstradas apenas algumas e não todas. Linhas com escopo genérico não são apresentadas.

O crescimento exponencial desde 2016 das instalações de sistemas fotovoltaicos no país, também foi impulsionado pelas facilidades de financiamento. Os bancos disponibilizam programas específicos de financiamento para a instalação de sistemas fotovoltaicos em empresas e propriedades rurais. Estes financiamentos apoiam os projetos para produção de energia elétrica e os mesmos referem-se à obtenção de recursos para custear o sistema fotovoltaico. Da mesma forma, em se tratando de empréstimos, as alternativas de financiamento apresentadas incluem linhas que podem ser estruturadas tanto na modalidade de finanças corporativas, quanto de sistemas fotovoltaicos para pessoas físicas (SEBRAE, 2017).

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é o maior financiador do segmento de energias renováveis do Brasil, disponibilizando linhas de financiamento tanto para projetos de produção centralizada quanto para produção

distribuída. O banco também foi o décimo maior banco financiador de energias renováveis no mundo, tendo financiado 15 projetos em 2016, no valor total de US\$ 1.113,2 bilhões (BNDES, 2019).

BNDES – INOVAGRO é a linha de financiamento para incorporação de inovações tecnológicas nas propriedades rurais. Portanto, só podem ser beneficiados produtores rurais, pessoa física ou suas cooperativas.

O Programa de Incentivo à Inovação Tecnológica na Produção Agropecuária (INOVAGRO) está disponível à incorporação de inovação tecnológica nas propriedades rurais e financia também sistemas fotovoltaicos. Os juros são de 8,5 % a.a, prazo de até 10 anos e carência de até 3 anos. Os limites de financiamento são R\$ 1,1 milhão por cliente, para empreendimento individual, e R\$ 3,3 milhões para empreendimento coletivo.

O Banco do Nordeste apresentou recentemente o FNE Sol, financiamento de micro e minigeração distribuída de energia elétrica, destinado a empresas de todos os portes e setores, produtores e empresas rurais, cooperativas e associações. Podem ser financiados sistemas fotovoltaicos completos, incluindo instalação. O FNE é válido para o norte de Minas Gerais, norte do Espírito Santo e toda a região Nordeste. Nesta linha de financiamento do Banco do Nordeste, os juros subsidiados variam entre 8,5 % a.a e 6,5 % a.a., e prazo de pagamento de até 12 anos, com até um ano de carência (Banco do Nordeste, 2019).

Já o Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar (PRONAF) com a linha PRONAF ECO está disponível para agricultores e pequenos produtores rurais investirem em implantação e utilização de tecnologias relacionadas com energias renováveis. Estes juros, podem chegar a até 2,5 % a.a., e prazo de até 10 anos com carência de até 3 anos. Os limites deste financiamento são de R\$ 165 mil por ano.

O Banco do Brasil opera a linha de financiamento FCO Empresarial, com o objetivo de financiar o projeto na região Centro-Oeste. Esta linha também pode ser oferecida por intermédio de outros bancos, porém com repasse efetuado pelo Banco

do Brasil. Nesta linha podem ser financiados empreendimentos que utilizem fontes alternativas para produção de energia elétrica tanto para geração centralizada como para geração distribuída, contribuindo para a diversificação da base energética. A linha funciona da mesma maneira que as demais apresentadas anteriormente, necessitando que os equipamentos tenham código FINAME e possui bônus de adimplência de 15 % na taxa de juros para os pagamentos da dívida que sejam realizados pontualmente. O prazo total é de 20 anos, considerando carência de até 5 anos. Quanto a taxa de juros, o valor é de 9,50 % a.a. para micro, pequena, pequena-média e média empresa. Para grande empresa a taxa corresponde a 11,26 % a.a. (Banco do Brasil, 2019).

Cabe destacar também outras linhas relevantes para o setor de energia solar fotovoltaica: linha sustentabilidade Santander, Proger urbano empresarial Banco do Brasil, financiamento para energia solar da Sicredi, financiamento de energia solar do Banco da Amazônia, Agro PRONAF do Banco do Brasil e Construcard da Caixa Econômica Federal.

3. METODOLOGIA

3.1. Simulação com o Programa Computacional PV*SOL

Para o dimensionamento e simulação de parâmetros de avaliação do sistema fotovoltaico foi utilizado o PV*SOL (PV*SOL PREMIUM, 2018), que é um programa computacional desenvolvido pela empresa alemã “*Valentin Software*”. O programa permite a modelagem em 3D de sistemas fotovoltaicos por meio de ferramenta gráfica, permitindo a verificação das condições de instalação dos módulos fotovoltaicos. O programa também possui vários módulos de visualização e uma série de imagens com informações técnicas. Além disso, o programa estima a quantidade de cabos, as especificidades dos inversores, e demais parâmetros relativos a instalação do sistema fotovoltaico no local desejado.

Conforme Araújo (2018), a Figura 3.1 mostra as nove etapas de desenvolvimento de um projeto de simulação do sistema fotovoltaico com o programa PV*SOL. Inicia-se pelo processo de identificação do projeto, onde foram inseridos os dados de identificação da propriedade rural, número de proposta e descrição do projeto. A segunda etapa definiu-se o tipo de sistema (conectado à rede ou autônomo), selecionaram-se os dados climáticos e inseriram-se as características da rede elétrica local. A definição do perfil de consumo pode ser realizada de quatro formas: importação da curva de carga, definição de uma curva de carga, definição de consumidor individual ou inserção do consumo mensal/anual. A última alternativa é exclusiva para sistema de compensação de energia elétrica.

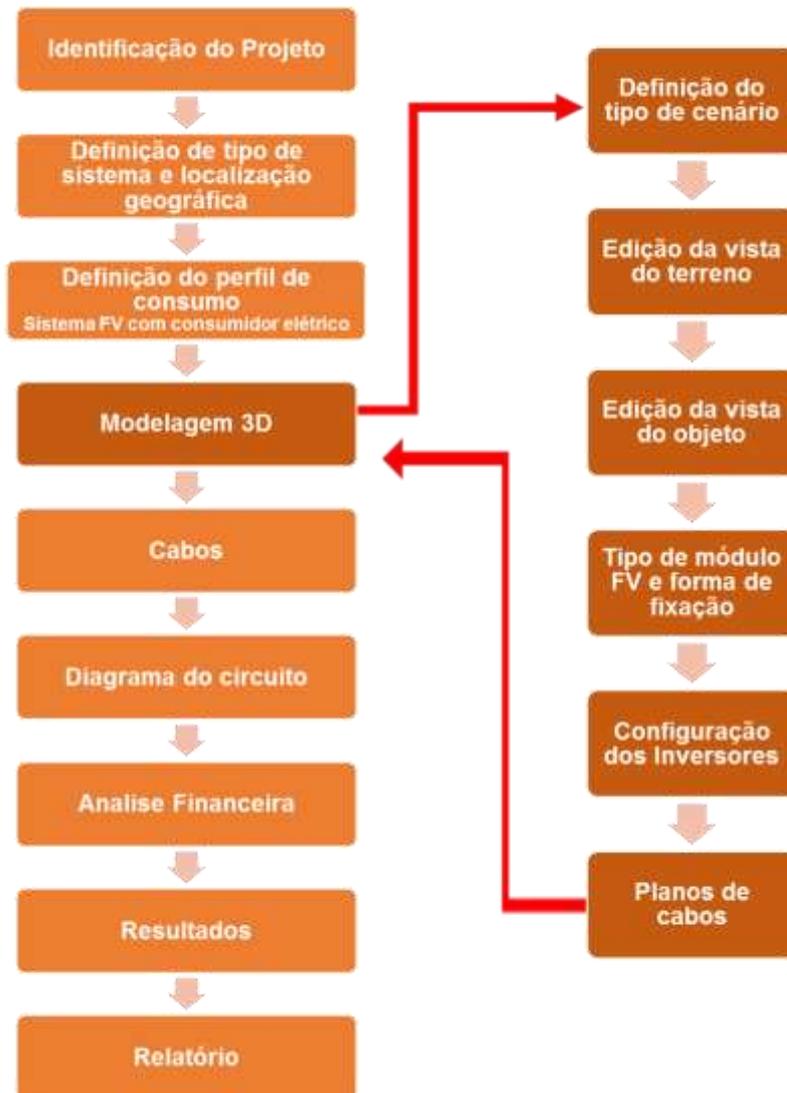


Figura 3.1. Fluxograma das etapas do desenvolvimento do projeto de um sistema FV com o programa PV*SOL (Araújo, 2018).

Foi simulado o sistema FV com diferentes ângulos de inclinação em relação à horizontal do arranjo FV com valores próximos da latitude (15° a 25°), para determinar o ângulo de inclinação que resulta no maior valor da energia elétrica produzida durante um ano. Todos os dados utilizados para a análise foram obtidos nos relatórios emitidos pelo próprio programa.

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

3.2. Descrição da Propriedade

A atividade de criação e abate de proteína animal na mesorregião do Oeste do Paraná gerou 20.345 empregos em 2016, sendo Matelândia o município destaque. Na Figura 3.2 mostra-se a localização da mesorregião do Oeste do Paraná no mapa do Estado do Paraná, onde está localizada a área deste estudo.



Figura 3.2. Localização da mesorregião do Oeste do Paraná.

Conforme o Observatório Territorial de Foz do Iguaçu de 2018, o estado do Paraná gerou o maior número de empregos no abate de proteína animal (aves) no Brasil, correspondendo a 31 %. O Paraná possui 220 cooperativas onde as mesmas faturaram em 2016, R\$ 60,33 bilhões correspondendo a 16% do PIB (produto interno bruto) do Estado em 2015. Destas 220 cooperativas, 74 pertencem ao agronegócio e representam 57,8% da economia na agropecuária no Paraná (Observatório Territorial, 2018).

Sete das quinze maiores cooperativas agroindustriais do Paraná estão localizadas na mesorregião do Oeste do Paraná. Juntas, as cooperativas possuem 47.624 associados. Conforme mostra a Figura 3.3, as cooperativas localizadas no oeste do estado são: C.Vale, Coopavel, Copacol, Copagril, Frimesa, Lar, Primato e Cotriguaçu. O Quadro 3.1 apresenta a quantidade de municípios onde elas atuam e o município da sede empresarial. A cooperativa em estudo no presente trabalho é a C.Vale, uma das maiores cooperativas agroindustriais do Estado. O foco é na produção de proteína animal, sendo a carne de frango a principal proteína produzida (Observatório Territorial, 2018).

serviço de energia elétrica e a sala de apoio, onde está instalado o gerador diesel dos aviários. A Figura 3.5 mostra a vista lateral da planta do aviário 1 que foi o selecionado para a instalação do sistema fotovoltaico.



Figura 3.4. Orientação dos três aviários e localização da entrada de serviço de energia elétrica e da sala de apoio dos aviários da propriedade rural.



Figura 3.5. Vista do galpão do aviário 1 da propriedade rural.

A Figura 3.6 mostra a entrada de serviço de energia elétrica. A rede é trifásica, de 220 V, com corrente elétrica de até 200 A e potência mínima de 70 kW, sendo mais de três vezes a potência do sistema fotovoltaico instalado.



Figura 3.6. Entradas de serviço de energia elétrica da propriedade rural associada da cooperativa C.Vale, foto obtida antes da instalação do sistema FV.

3.3. Definição do Sistema Fotovoltaico

Para definir a instalação do sistema FV utilizou-se o programa computacional PV*SOL. Utilizaram-se os dados de irradiação solar e temperatura ambiente disponíveis para Toledo-PR, pois para Assis Chateaubriand não há dados disponíveis. Os dados foram extraídos do programa SunData que estão baseados no banco de dados “*Valores Medios de Irradiacion Solar Sobre Suelo Horizontal do Centro de Estudos de la Energía Solar*” (CENSOLAR, 1993).

Avaliaram-se três locais para a instalação do sistema fotovoltaico, sendo dois em solo, por meio da análise de sombreamento nos locais próximos dos aviários. Também se analisou a instalação do sistema FV no telhado do aviário, com os módulos fotovoltaicos na região próxima da entrada de serviço. Este aviário está identificado na Figura 3.1.

Para definir a instalação do arranjo FV no telhado do aviário, com o programa computacional PV*SOL comparou-se a energia elétrica anual produzida com a instalação dos módulos: 1) com uma estrutura que possibilita a orientação e inclinação adequadas para a maior incidência de irradiação solar ao longo do ano (alternativa A) e 2) sobre o telhado usando a estrutura da cobertura do aviário (alternativa B). Primeiramente, calculou-se a energia elétrica anual produzida pelo sistema fotovoltaico com diferentes ângulos de inclinação para 1) a alternativa A (com o arranjo

FV orientado ao norte) e 2) alternativa B (com o arranjo FV na orientação do telhado do aviário com desvio azimutal de 52° ao leste). A distribuição da alternativa A, aumenta a área ocupada pelo arranjo FV. Neste caso, a distância entre fileiras foi de 2,5 m para evitar sombreamento de uns módulos nos outros. Nos dois casos, calculou-se a perda de energia elétrica em relação ao maior valor em função do ângulo de inclinação.

Os módulos fotovoltaicos utilizados foram produzidos pela fabricante Jinko Solar, modelo Eagle Mono JKM340M-72 de 340 Wp e são certificados pelo INMETRO como classe A. As células solares são de silício monocristalino e foi escolhido este tipo de módulo para estudar a tecnologia de células de silício monocristalino. Na Tabela 3.1 apresentam-se as especificações técnicas e na Tabela 3.2 as características elétricas informadas pelo fabricante e que constam na ficha de dados. O módulo FV é constituído de 72 células solares e a massa por m² é de 13,7 kg/m². Segundo o fabricante, a eficiência é de 17,5 %, com tensão e corrente elétrica no ponto de máxima potência é de 38,7 V e de 8,79 A, respectivamente. O módulo FV está ilustrado na Figura 3.7.

Tabela 3.1. Especificações técnicas do módulo fotovoltaico da Jinko Solar, modelo Eagle Mono JKM340M-72.

| | |
|---------------------------|-----------------------------------|
| Tipo de célula solar | Células de silício monocristalino |
| Número de células solares | 72 (6 x 12) |
| Massa do módulo FV | 26,5 kg |

Tabela 3.2. Características elétricas do módulo fotovoltaico da Jinko Solar, modelo Eagle Mono JKM340M-72.

| | |
|--|--------|
| Potência no ponto de máxima potência (P_{MP}) | 340 Wp |
| Tensão elétrica no ponto de máxima potência (V_{MP}) | 38,7 V |
| Corrente elétrica no ponto de máxima potência (I_{MP}) | 8,79 A |
| Tensão de circuito aberto (V_{OC}) | 47,1 V |
| Corrente de curto-circuito (I_{SC}) | 9,24 A |
| Eficiência do módulo (%) | 17,5 % |



Figura 3.7. Módulo fotovoltaico de 340 Wp Jinko Solar, modelo Eagle Mono JKM340M-72.

O inversor utilizado é do fabricante ABB String Inverters, modelo TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD, trifásico, com dois seguidores do ponto de máxima potência (MPPT - *maximum power point tracker*). Este modelo de inversor foi homologado pela COPEL. As características elétricas que constam na ficha de dados são apresentadas na Tabela 3.3. A potência nominal é de 20,75 kWp e o intervalo de operação da tensão de entrada CC é de 440 V a 800 V. Foi necessário instalar um transformador pois na propriedade rural (interior do estado do Paraná) a tensão é de 127 V entre fase e neutro e o inversor é 220 V. As especificações técnicas detalhadas dos módulos fotovoltaicos e do inversor estão no Anexo II.

Tabela 3.3. Características elétricas do inversor produzido pelo fabricante ABB String Inverters, modelo TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD.

| | |
|--|---------------|
| Potência nominal de entrada CC | 20.750 Wp |
| Tensão máxima CC | 1000 V |
| Intervalo de operação - tensão de entrada CC | 440 V - 800 V |
| Tensão CC de partida | 430 V |
| Corrente elétrica CC máxima para cada MPPT | 25 A |

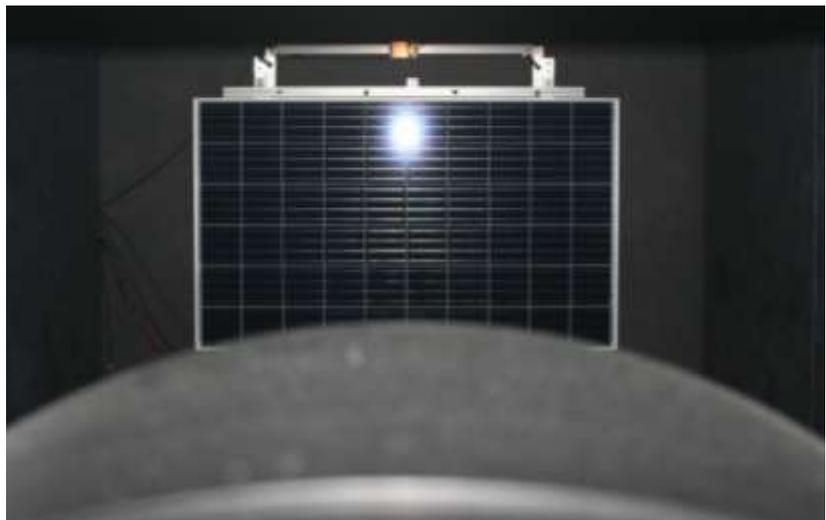
O sistema FV simulado tem 60 módulos fotovoltaicos de 340 Wp, obtendo uma potência instalada de 20,4 kWp. Com o auxílio do programa computacional PV*SOL dimensionou-se o sistema fotovoltaico com quatro painéis fotovoltaicos (painel A, B, C e D) com 15 módulos em cada painel.

3.4. Caracterização Elétrica dos Módulos Fotovoltaicos

Todos os módulos fotovoltaicos foram caracterizados sob condições padrão de medição (1000 W/m^2 , espectro AM1,5G, $25 \text{ }^\circ\text{C}$) no laboratório de classificação do Núcleo de Tecnologia em Energia Solar (NT-Solar), da Escola Politécnica da PUCRS. Utilizou-se o simulador solar, modelo PSS8 da empresa BERGER Lichttechnik GmbH & Co. KG. Este equipamento possibilita a caracterização elétrica de módulos FVs segundo as normas do INMETRO e IEC (*International Electrotechnical Commission*). Este simulador é constituído por uma lâmpada de xenônio com filtros, uma fonte de tensão para a lâmpada e um computador para controle e aquisição de dados. Na Figura 3.8 ilustra-se o suporte para a lâmpada do simulador e o módulo fotovoltaico fixado para medição da curva I-V.



(a)



(b)

Figura 3.8. Caracterização elétrica com o simulador solar PSS8 da empresa BERGER Lichttechnik GmbH & Co, (a) suporte da lâmpada e (b) módulo preparado para a medição.

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 radiação solar ou similar externa. Dentro dessa câmara existe um suporte para a fixação dos módulos durante o processo de medição elétrica, como ilustra a Figura 3.8 (b). Na parte superior da estrutura metálica, encontra-se uma célula solar calibrada responsável por medir o valor de irradiância incidente no plano do módulo fotovoltaico, conforme ilustra a Figura 3.8(b). Antes de iniciar a caracterização, o sistema é

calibrado com um módulo fotovoltaico calibrado no ESTI-JRC (*European Solar Test Installation – Joint Research Centre*), da União Europeia.

O módulo fotovoltaico a ser medido foi fixado na estrutura e aguardou-se até que a temperatura do mesmo fosse de $(25,0 \pm 0,5)$ °C. Para facilitar esse ajuste, manteve-se a temperatura de todo o ambiente em valores próximos a temperatura de $(25,0 \pm 0,5)$ °C. Após a estabilização térmica, a câmara foi fechada. O tempo de duração do *flash* é de 10 ms e, por meio do sistema automatizado, foram aplicados valores de tensão e medida a corrente elétrica produzida pelo módulo. Os valores foram registrados e armazenados pelo computador.

Como resultado da medição obteve-se a curva I-V mostrada na Figura 3.9. A partir da curva I-V dos módulos FVs obtiveram-se os parâmetros elétricos: tensão de circuito aberto (V_{OC}), corrente de curto-circuito (I_{SC}), tensão no ponto de máxima potência (V_{MP}), corrente no ponto de máxima potência (I_{MP}), potência máxima (P_{MP}), fator de forma (FF) e eficiência do módulo ($\eta_{MÓD}$). A partir da área do módulo e potência no ponto de máxima potência, calculou-se a eficiência de conversão de energia do módulo ($\eta_{MÓD}$).

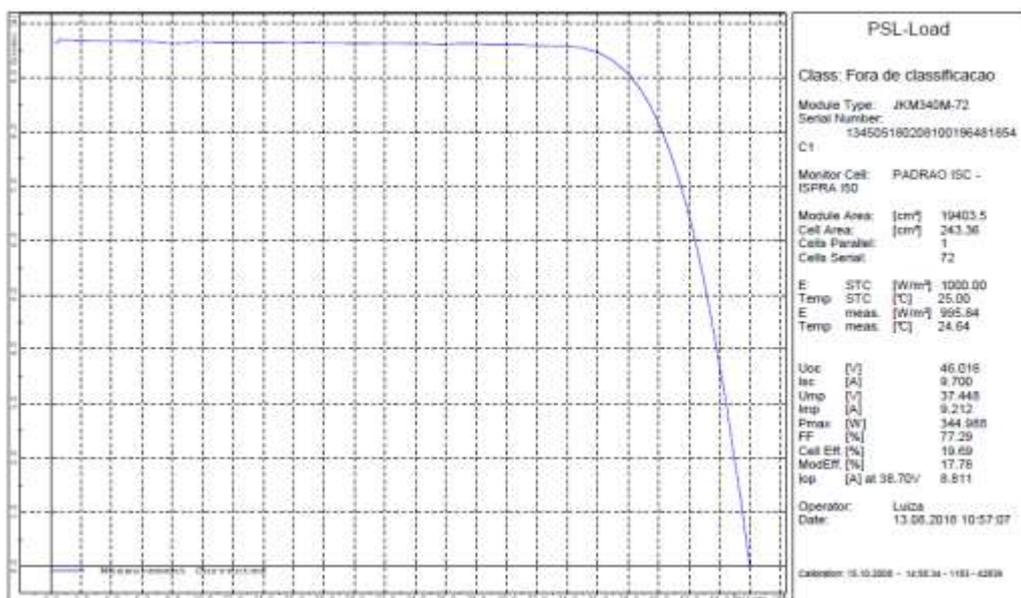


Figura 3.9. Curva característica da corrente elétrica em função da tensão elétrica aplicada (curva I-V) de um módulo fotovoltaico de 340 Wp (potência da ficha de dados), apresentada na tela do computador com o uso do programa de controle e aquisição de dados automatizado obtida com o simulador solar.

Para definir a distribuição dos módulos fotovoltaicos no arranjo fotovoltaico mediu-se a curva I-V de cada módulo e os mesmos foram classificados para cada painel FV conforme a corrente de curto-circuito. Também se calcularam os valores médios dos parâmetros elétricos para comparação com os valores apresentados pela ficha de dados do fabricante.

3.5. Sistema de Aquisição de Dados

Para avaliar o sistema fotovoltaico foi instalado um sistema de monitoramento para aquisição automatizada de parâmetros físicos. O sistema de monitoramento foi projetado pela empresa fabricante do inversor e está constituído pelos seguintes equipamentos:

- uma (01) estação de medição ABB VSN800 *Weather Station*, VSN800-14;
- um (01) sistema de aquisição e comunicação de dados (*datalogger*) ABB VSN700 Data Logger e
- um roteador *wireless* N 150 MBps, L1-RW141.

A estação de medição VSN800-14 dispõe de sensores para medição da irradiância solar global horizontal, da irradiância no plano dos módulos fotovoltaicos, da temperatura ambiente, da temperatura dos módulos fotovoltaicos, da velocidade do vento e da direção do vento. As medições são realizadas a cada 5 minutos. Na Figura 3.10 mostram-se os sensores instalados próximos ao arranjo fotovoltaico. As especificações técnicas dos equipamentos de medição estão no Anexo III.

A plataforma de gerenciamento ABB Aurora Vision é totalmente integrada a estação de monitoramento e é a partir desta plataforma que se obtiveram os dados em intervalos de 5 minutos, horários, diários e anuais de cada grandeza física em análise. É uma solução de armazenamento de dados em nuvem, que permite acompanhar em tempo real e tratar os dados armazenados pelo sistema de monitoramento.



Figura 3.10. Sensores do sistema de monitoramento: 1 - sensor de temperatura ambiente, 2 - sensor de temperatura dos módulos fotovoltaicos (colado na face posterior de um dos módulos fotovoltaicos, não mostrado na figura), 3 – sensor de irradiância no plano dos módulos fotovoltaicos, 4 – irradiância global (horizontal) e 5 – anemômetro para velocidade e direção do vento.

3.6. Parâmetros de Análise e Comparação

Após a medição dos parâmetros físicos com o sistema de monitoramento, primeiramente comparou-se a irradiância solar e a potência elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico durante um dia com céu com poucas nuvens e um dia com céu nublado, próximo ao equinócio de outono e solstício de verão e inverno. Nos dias com poucas nuvens também se avaliou a eficiência do sistema fotovoltaico ao longo do dia nestas três estações do ano. A temperatura ambiente e a temperatura dos módulos fotovoltaicos foram analisadas bem como a influência da velocidade do vento na temperatura dos módulos fotovoltaicos.

Após a análise dos parâmetros ao longo dos dias selecionados, estudou-se o comportamento da produção de energia elétrica ao longo do mês, para o mês de dezembro, no qual ocorre o solstício de verão, para o mês de março, onde ocorre o equinócio de outono e para o mês de junho onde ocorre o solstício de inverno. Neste caso, além dos parâmetros físicos acima citados, também se compararam os valores diários da irradiação solar, da produtividade e do desempenho global, obtidos a partir das Equações 2.9 e 2.11, respectivamente. Os valores médios diários da temperatura ambiente, temperatura dos módulos fotovoltaicos e da velocidade do vento também

foram avaliados. Cabe comentar que os valores médios diários das temperaturas foram calculados considerando o sistema em funcionamento, ou seja, somente durante o dia.

Os valores mensais simulados com o programa computacional PV*SOL e experimentais da produtividade e do desempenho global foram comparados nos meses dos solstícios e no mês de equinócio de outono.

3.7. Parâmetros da Análise Econômica do Sistema Fotovoltaico

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

Foram considerados os seguintes parâmetros para o cálculo de retorno econômico: 1) o valor do kWh no estado do Paraná na região de Assis Chateaubriand de R\$ 0,38; 2) reajuste anual de 5,95 %, média do IGPM (Índice Geral de Preços de Mercado) de 2012-2016; 3) consumo de energia elétrica da propriedade rural em 2018; 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. Também se considerou a diminuição da potência produzida pelo sistema nos anos de operação de 0,5% ao ano, que corresponde a degradação dos módulos fotovoltaicos.

Na Tabela 3.4 resumem-se os valores dos componentes, serviços e impostos envolvidos na implantação do sistema FV. O valor do sistema fotovoltaico foi de R\$ 109.268,38, sendo o investimento inicial do sistema fotovoltaico de 20 kWp instalado em Assis Chateaubriand/PR. Isto significa que foram pagos R\$ 5,46 / Wp, valor da ordem de US\$1,37 / Wp (1 dólar = 3,98 reais).

Tabela 3.4. Investimento inicial para a instalação do sistema fotovoltaico na propriedade.

| Item | Valor (R\$) |
|---|--------------------|
| 1. Equipamentos (módulos fotovoltaicos de 340 W, inversor 20 kW, sistema de proteção CC/CA e transformador) | 59.935,00 |
| 2. Mão de obra | 20.000,00 |
| 3. Materiais (material de fixação/cabos) | 9.146,20 |
| 4. Deslocamento | 3.500,00 |
| 5. Transporte | 2.800,00 |
| 6. BDI (Benefícios e despesas indiretas) | 13.887,18 |
| Total | 109.278,38 |

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1. Definição da Localização de Instalação do Sistema Fotovoltaico

Inicialmente avaliou-se o local para a instalação do sistema fotovoltaico. Devido a orientação do telhado não ser ao norte geográfico e considerando que a estrutura do telhado de aviários, em geral, não é dimensionada para suportar cargas como a de módulos fotovoltaicos, primeiramente analisou-se a instalação dos módulos fotovoltaicos nas regiões no solo próximas dos galpões com a menor incidência de sombra possível. A Figura 4.1 apresenta o resultado das simulações realizadas com o programa PV*SOL (Araújo, 2019), sendo que as áreas vermelhas correspondem a maior incidência de sombras durante o ano.

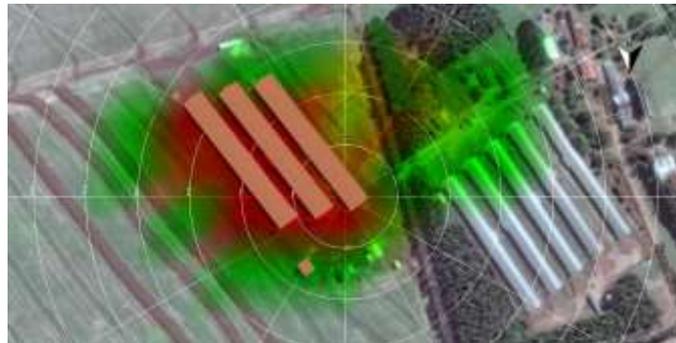


Figura 4.1. Localização das regiões com sombreamento ao longo do ano, produzido pelas edificações da propriedade cooperada da C.Vale. As regiões em vermelho indicam maior incidência de sombra.

Na Figura 4.2 são comparadas as duas possibilidades de local para instalação do sistema FV com a menor incidência de sombra. A opção de colocar os módulos fotovoltaicos próximos da sala de apoio pode ser interessante por necessitar uma menor quantidade de cabos elétricos para conectar o sistema fotovoltaico com a rede elétrica de distribuição, mas tem o inconveniente de ocupar uma área atualmente utilizada para plantações. A outra opção, na parte superior da Figura 4.2, com o sistema fotovoltaico no limite norte da propriedade, ter-se-ia o inconveniente de uma

maior distância entre o sistema FV e a casa de apoio, aumentando os custos com o cabeamento. Além disso, o custo da instalação em solo pode ser 20 % a 30 % maior, devido às fundações e estruturas de instalação.

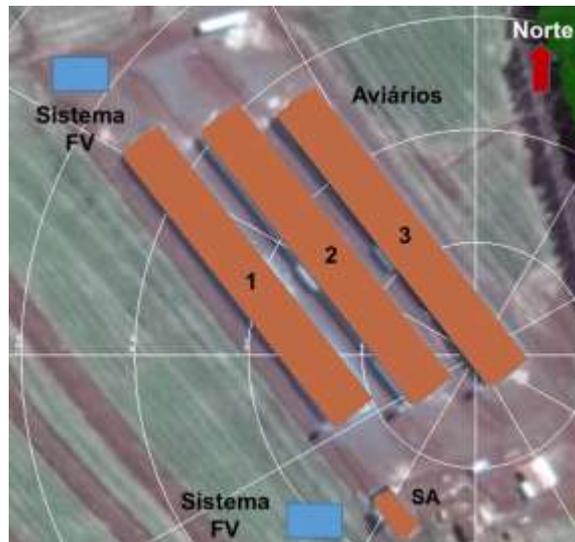


Figura 4.2. Possibilidades de locais para a instalação do sistema fotovoltaico em solo e com menor incidência de sombra ao longo do ano.

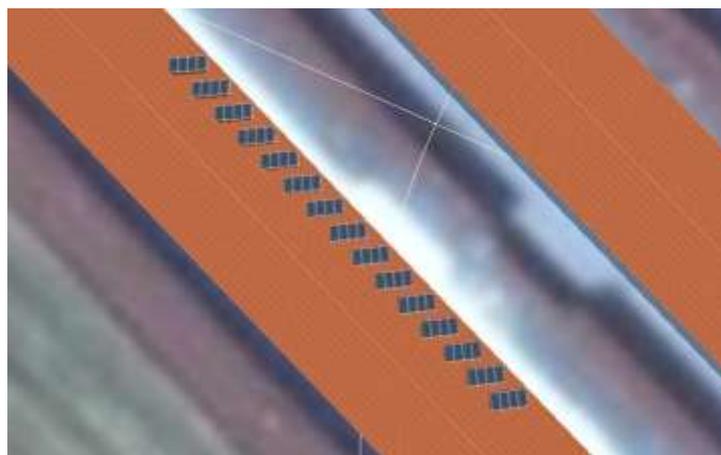
Considerando o aumento do custo da instalação do sistema FV em solo, do uso de terra produtiva e que no telhado dos galpões não há incidência de sombra, optou-se por instalar o arranjo fotovoltaico sobre o telhado do aviário 1. Assim, um laudo técnico de autorização para adicionar o peso do sistema FV no telhado foi solicitado e aprovado pela empresa que construiu o mesmo. Este aviário está identificado na Figura 4.3, onde se mostra também a localização dos módulos FVs. O aviário 1 foi selecionado, pois os aviários encontram-se em níveis decrescentes no solo, sendo o aviário 1 o que está no nível mais elevado e mais próximo à casa de apoio. A região no telhado para a instalação dos módulos FVs foi selecionada por estar próxima a área de serviço do aviário 1, onde na parte interna, pode ser instalado o inversor e o sistema de monitoramento.

Com o programa computacional PV*SOL, avaliou-se a energia elétrica mensal e anual produzida com a instalação dos módulos FVs no telhado usando a estrutura da cobertura do aviário 1 (Figura 4.3) e com uma estrutura que permita a orientação e inclinação adequadas para a maior incidência de irradiância solar, como esquematizado na Figura 4.4. No segundo caso, os módulos fotovoltaicos seriam

colocados em fileiras pequenas, de 3 a 4 módulos, para evitar que a carga fique distante da parede lateral do aviário. Os cabos dos painéis fotovoltaicos entrariam na parte central do aviário 1, na área de serviço, onde há espaço e caixa de disjuntores para a realização da conexão do sistema fotovoltaico bem como para a instalação do sistema de monitoramento.



Figura 4.3. Vista superior dos três aviários da propriedade rural e posicionamento dos módulos FVs no telhado do aviário 1, próximos à área de serviço.



(b)

Figura 4.4. Esquema com a distribuição e orientação dos módulos fotovoltaicos orientados ao norte geográfico no telhado do aviário 1 em 15 fileiras de 4 módulos cada.

O ponto de conexão está há 130 m da sala de apoio do aviário 1, sendo necessário o cabeamento para a conexão à rede elétrica na sala de apoio. Optou-se

por realizar a conexão na rede elétrica no próprio aviário 1, e foi necessária a instalação de um controlador micro-processado para evitar que o sistema FV e o gerador diesel fiquem incompatíveis no momento de uma queda de energia elétrica. No momento de uma queda de energia elétrica, o gerador deve detectar esta queda e não deve ser perturbado pela potência injetada pelo sistema FV. Além disto, o gerador diesel não deve influenciar o inversor.

Nas Tabelas 4.1 e 4.2 apresenta-se a redução percentual (em relação ao maior valor) da energia elétrica anual estimada com o programa computacional PV*SOL em função do ângulo de inclinação do arranjo FV para: 1) alternativa A (sistema com o arranjo FV orientado ao norte) e 2) alternativa B (sistema com o arranjo FV com a orientação do telhado do aviário com desvio azimutal de 52° para o leste). Para a alternativa A, o melhor ângulo de inclinação foi de aproximadamente 20° e a perda de produção de energia no intervalo do ângulo de inclinação de 18° a 21° foi inferior a 0,15 %. Para a alternativa B, o melhor ângulo de inclinação foi 16° e na inclinação do telhado do aviário (13°), a redução na produção de energia elétrica é de somente 0,5 %.

Tabela 4.1. Percentual de perdas de produção de energia elétrica em função do ângulo de inclinação do arranjo FV orientado para o norte geográfico (alternativa A).

| Ângulo de Inclinação do Arranjo FV | Redução da Produção de Energia Elétrica Anual |
|------------------------------------|---|
| 18° | 0,152 % |
| 19° | 0,076 % |
| 20° | 0,000 % |
| 21° | 0,003 % |

Tabela 4.2. Percentual de perdas de produção de energia elétrica em função do ângulo de inclinação do arranjo FV, com desvio azimutal de 52° para o leste, isto é, seguindo o telhado do aviário (alternativa B).

| Ângulo de Inclinação do Arranjo FV | Redução da Produção de Energia Elétrica Anual |
|------------------------------------|---|
| 6° | 1,379 % |
| 13° | 0,510 % |
| 15° | 0,042 % |
| 16° | 0,000 % |
| 17° | 0,036 % |
| 18° | 0,029 % |

| | |
|-----|---------|
| 20° | 0,110 % |
|-----|---------|

Na Figura 4.5 compara-se a energia elétrica mensal produzida pelo sistema com o arranjo FV orientado ao norte e ângulo de inclinação de 20° (alternativa A) com a energia elétrica produzida quando o arranjo FV que possui a orientação do telhado do aviário (desvio azimutal de 52° ao leste e ângulo de inclinação de 13°) (alternativa B). Nota-se que com o arranjo fotovoltaico com a orientação do telhado ocorre menos produção de energia elétrica nos meses de inverno, ou seja, nos meses de maio, junho e julho ocorre 8% a menos de produção de energia elétrica.

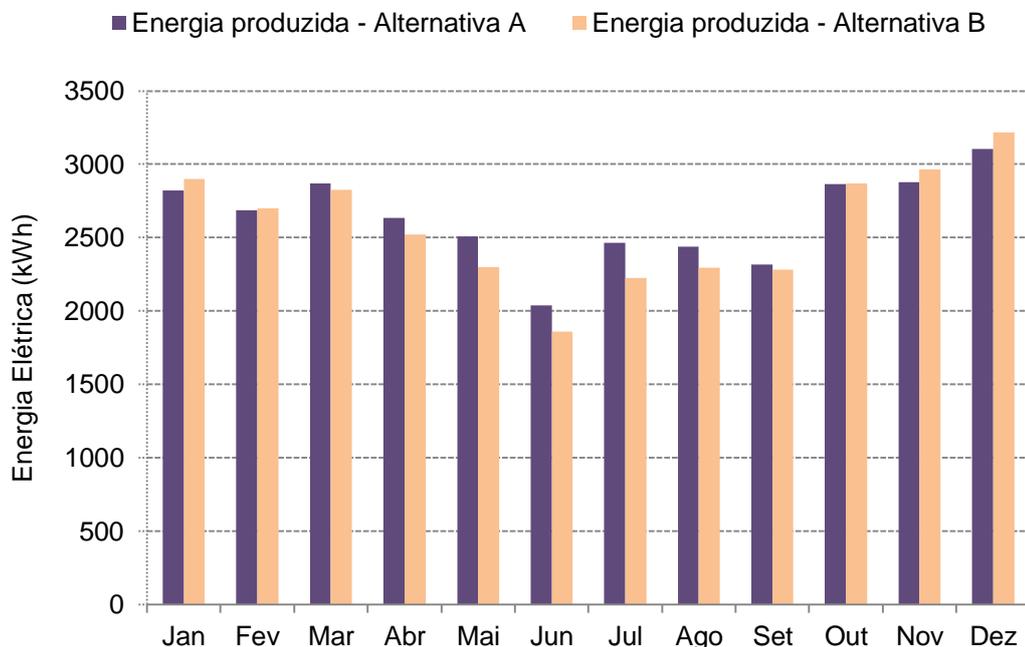


Figura 4.5. Produção de energia elétrica com o arranjo fotovoltaico orientado ao norte (alternativa A - produção de energia de 31,6 MWh/ano) e com o arranjo com a orientação do telhado (alternativa B - produção de energia da ordem de 31,1 MWh/ano).

No entanto, considerando a produção anual de energia elétrica, que foi de 31.620 kWh e 30.960 kWh com o arranjo FV proposto na alternativa A e B, respectivamente, optou-se pela alternativa B. Portanto, com os módulos fotovoltaicos com a orientação do telhado do aviário há somente uma redução de 2 % na produção de energia elétrica. Sendo assim, considerando a pequena redução na produção de energia elétrica e a facilidade da construção da estrutura de suporte dos módulos FVs e de custo optou-se pela alternativa B, por instalar o arranjo FV com a orientação do telhado

do aviário (desvio azimutal de 52° ao leste) com ângulo de inclinação do telhado do aviário (13°).

4.2. Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos

A média de cada parâmetro elétrico dos 60 módulos FVs, nomeados de C1 até C60, foi calculada e os valores são mostrados na Tabela 4.3 para comparação com as características elétricas apresentadas pelo fabricante na ficha de dados (*datasheet*). A potência média medida foi de (346,5 ± 2,1) W, 1,9 % superior ao valor apresentado pelo fabricante. Este resultado afeta diretamente a eficiência do módulo, sendo esta 0,36 % (absoluto) maior. A diferença na potência é causada pelo maior valor da corrente elétrica (I_{SC} e I_{MP}).

Tabela 4.3. Parâmetros elétricos médios de 60 módulos JKM340M-72 e valores apresentados na ficha de dados do equipamento.

| | V_{OC} (V) | I_{SC} (A) | FF (%) | V_{MP} (V) | I_{MP} (A) | P_{MP} (W) | $\eta_{MÓD}$ (%) | η_{CEL} (%) |
|--------------------------------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|
| Média | 46,17 ± 0,17 | 9,63 ± 0,03 | 77,89 ± 0,28 | 37,75 ± 0,16 | 9,18 ± 0,04 | 346,5 ± 2,1 | 17,86 ± 0,11 | 19,77 ± 0,12 |
| Ficha de dados JKM340M-72 | 47,1 | 9,24 | 78,12 | 38,70 | 8,79 | 340 | 17,5 | - |

Na Figura 4.6 apresenta-se o número de módulos fotovoltaicos em função da potência medida. Todos os módulos apresentaram potência maior que 340 W e encontraram-se somente dois módulos com potência de entre 341 W e 342 W. Observou-se que 54 (90 %) dos módulos possuem potência de 344 W a 349 W. Os módulos de 340 Wp, segundo o fabricante, podem ter potência no intervalo de 340 Wp a 350,2 Wp, pois admite uma variação de + 3 % na potência. Portanto, a potência medida está de acordo com as informações do fabricante e três módulos apresentaram potência superior a 350 W (340 W + 3%).

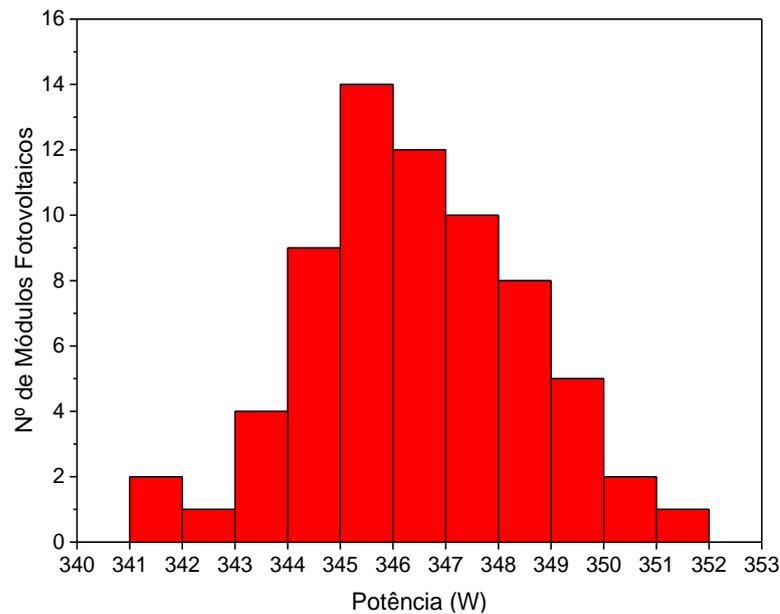


Figura 4.6. Número de módulos fotovoltaicos em função da potência.

Após o processo de caracterização elétrica de todos os módulos fotovoltaicos, os mesmos foram classificados em função da I_{MP} para serem instalados em cada painel FV. A Tabela 4.4 apresenta a média dos parâmetros elétricos de todos os quatro painéis (A, B, C, e D). Também é apresentado o somatório de tensões elétricas e o menor valor de corrente I_{MP} de cada painel, para assim, caracterizar cada painel FV. Nota-se que a corrente elétrica de cada painel variou entre 9,11 A a 9,21 A e a tensão elétrica é similar para os quatro painéis e é da ordem de 566 V – 567 V. Em média a potência de cada painel foi de 5,2 kW. A potência total instalada, conforme medição das características elétricas, foi de 20,8 kWp.

Tabela 4.4. Parâmetros elétricos médios de cada painel FV e o menor valor de corrente elétrica e soma de tensões.

| PAINEL | V_{oc} (V) | I_{sc} (A) | FF (%) | V_{MP} (V) | I_{MP} (A) | P_{MP} (W) | $\eta_{MÓD}$ (%) | η_{CEL} (%) | $\sum V_{MP}$ (V) | Menor valor de I_{MP} (A) |
|--------|---------------------|--------------------|-------------------|---------------------|--------------------|--------------------|---------------------|---------------------|-------------------|-----------------------------|
| A | 46,37 $\pm 0,11$ | 9,64 $\pm 0,03$ | 78,0 $\pm 0,3$ | 37,78 $\pm 0,20$ | 9,23 $\pm 0,01$ | 348,6 $\pm 1,8$ | 17,97 $\pm 0,09$ | 19,90 $\pm 0,11$ | 567 | 9,21 |
| B | 46,17 $\pm 0,12$ | 9,63 $\pm 0,03$ | 78,0 $\pm 0,3$ | 37,74 $\pm 0,22$ | 9,19 $\pm 0,01$ | 346,7 $\pm 1,8$ | 17,87 $\pm 0,09$ | 19,79 $\pm 0,11$ | 566 | 9,17 |
| C | 46,12 $\pm 0,08$ | 9,65 $\pm 0,01$ | 77,8 $\pm 0,2$ | 37,79 $\pm 0,10$ | 9,16 $\pm 0,01$ | 346,2 $\pm 1,0$ | 17,84 $\pm 0,05$ | 19,76 $\pm 0,05$ | 567 | 9,15 |
| D | 46,00 $\pm 0,12$ | 9,64 $\pm 0,03$ | 77,7 $\pm 0,3$ | 37,71 $\pm 0,11$ | 9,14 $\pm 0,01$ | 344,6 $\pm 1,4$ | 17,76 $\pm 0,07$ | 19,66 $\pm 0,08$ | 566 | 9,11 |

4.3. Sistema Fotovoltaico Instalado

Com auxílio do programa computacional PV*SOL e considerando o inversor selecionado, o arranjo fotovoltaico foi constituído por quatro painéis FVs. Os módulos para cada painel foram selecionados a partir da caracterização elétrica. O resultado é mostrado na Figura 4.7 e cada painel FV está constituído por 15 módulos. Os módulos C12, C13, C60 e C67 não fazem parte do sistema FV.



Figura 4.7. Distribuição dos módulos fotovoltaicos em cada painel para a instalação do sistema FV para a propriedade rural cooperada da C.Vale. Cada cor identifica um painel com os módulos conectados em série.

A Figura 4.8 apresenta o diagrama do sistema fotovoltaico instalado. Os 15 módulos FVs em cada painel foram associados em série e dois painéis foram conectados em cada um dos dois seguidores de máxima potência.

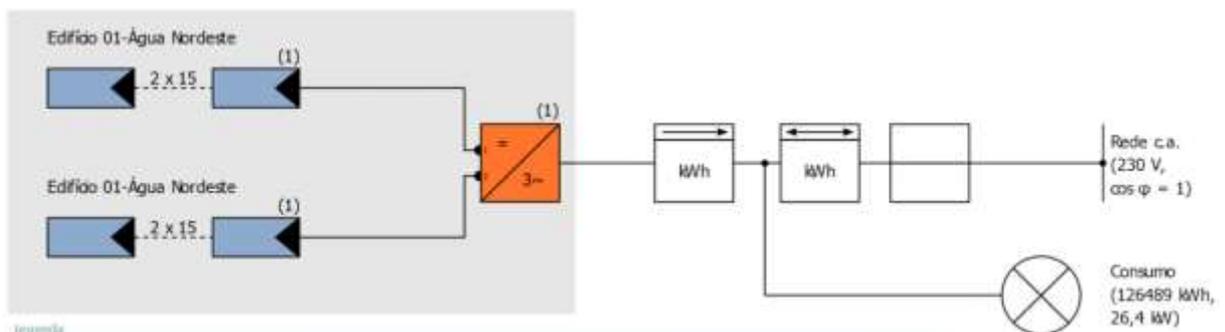


Figura 4.8. Diagrama básico do sistema fotovoltaico simulado para a propriedade rural associada à cooperativa C.Vale.

Na Figura 4.9 ilustram-se os módulos fotovoltaicos instalados no telhado do aviário de produção de proteína animal (aves) da propriedade e na Figura 4.10 são mostrados o inversor, o transformador e o quadro de comando e proteção instalados na área de serviço do aviário 1.



Figura 4.9. Módulos fotovoltaicos instalados na propriedade cooperativa da C.Vale, em Assis Chateaubriand/PR.

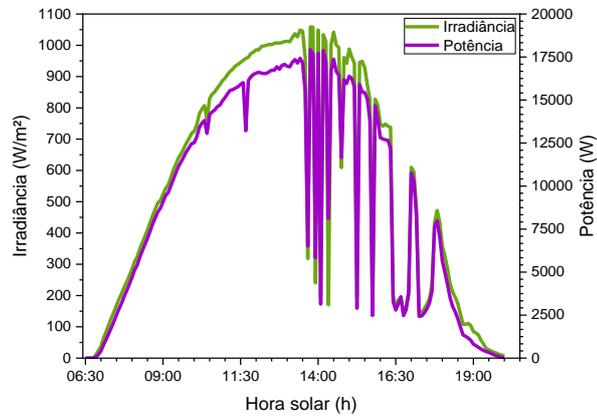


Figura 4.10. Equipamentos do sistema FV instalados na área de serviço da propriedade cooperativa da C.Vale.

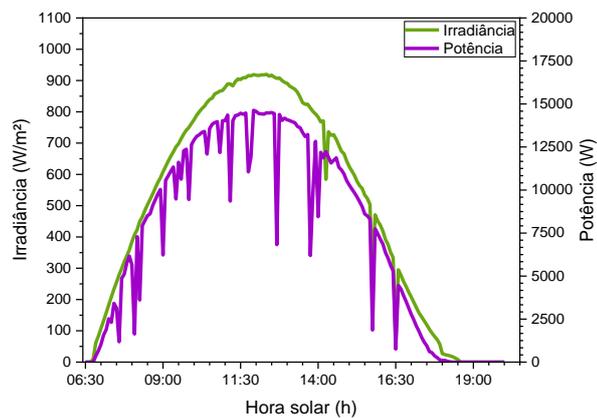
4.4. Comparação de Parâmetros de Comparação ao Longo do Dia

Na Figura 4.11 compara-se a irradiância solar e a potência em função da hora solar durante um dia próximo ao solstício de verão, equinócio e outono e solstício de

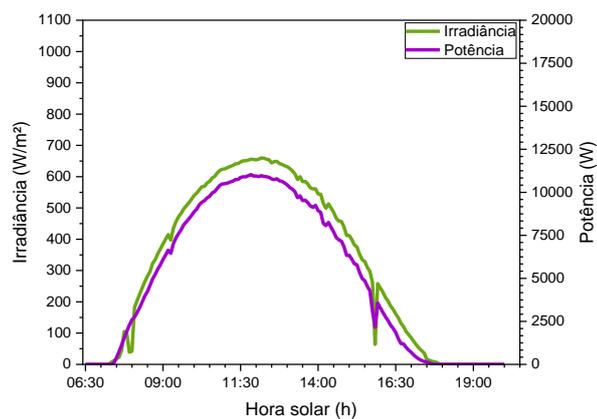
inverno, com poucas ou sem nuvens no céu. Nota-se que a irradiância solar no inverno próximo ao meio dia solar decresce de 1000 W/m^2 (verão) para 700 W/m^2 .



(a)



(b)



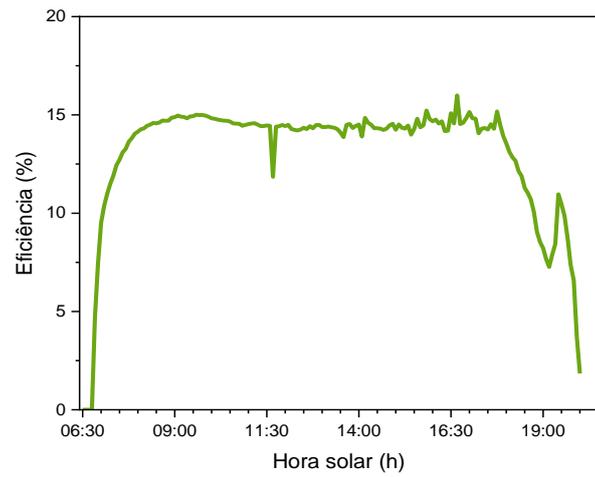
(c)

Figura 4.11. Irradiância solar e potência durante um dia com céu sem ou com poucas nuvens próximo ao (a) solstício de verão (19/12/2018 – vazio sanitário), (b) equinócio de outono (29/03/2019 – alta produção no aviário, aves com 27 dias, abatidos com 45 dias) e (c) solstício de inverno (21/06/2019 – vazio sanitário).

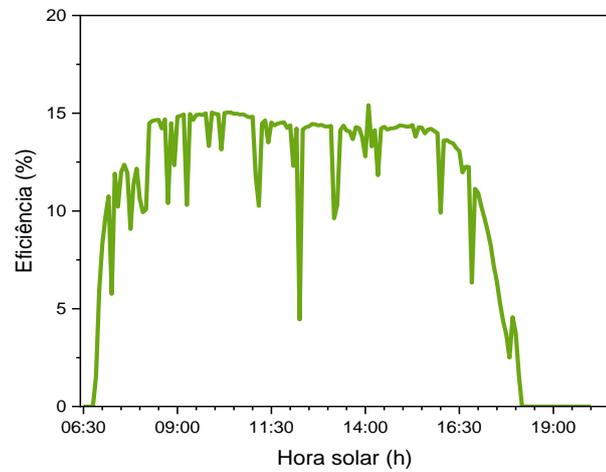
Consequentemente, a potência máxima varia de 17,5 kW para 15 kW e 11 kW no solstício de verão, equinócio de outono e solstício de inverno. Nos dois solstícios há vazios sanitários, com baixo consumo de energia elétrica e, portanto, a rede elétrica interna é mais estável. No entanto, da Figura 4.11(b) nota-se que a potência produzida apresenta reduções não causadas pela irradiância solar incidente. No equinócio de outono, as aves estão com 27 dias e considerando que serão abatidas com 45 dias, há elevado consumo de energia elétrica. Neste caso, equipamentos são acionados e desligados conforme a necessidade para manter as condições de temperatura, umidade e iluminação, provocando variações na tensão elétrica da rede. O inversor não está projetado para estas variações e reduz a eficiência, como pode ser visto na Figura 12(b).

Na Figura 4.12 compara-se a eficiência do sistema FV ao longo do dia para três estações do ano. Observa-se que no verão há uma redução da eficiência próximo ao meio dia solar devido ao aumento da temperatura dos módulos FVs. O mesmo é observado no equinócio de outono, apesar dos problemas provocados pelo inversor, que podem reduzir a eficiência do sistema FV a 5 %. Porém, no inverno verifica-se o comportamento contrário, com tendência de aumento da eficiência próximo ao meio dia solar.

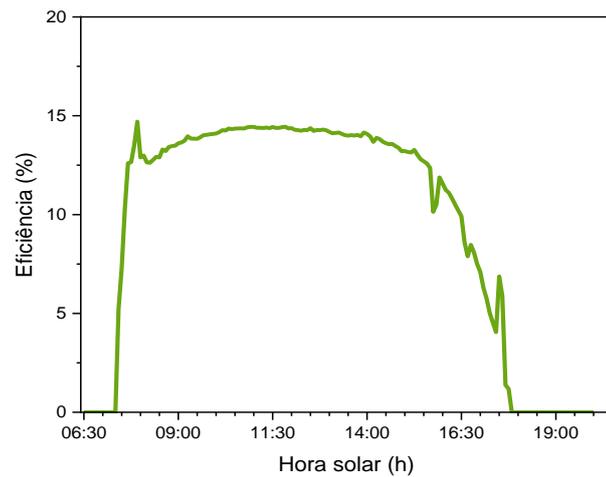
Na Figura 4.13 compara-se a irradiância solar e a potência ao longo de um dia nos solstícios e no equinócio de outono. Verifica-se que o inversor injeta energia na rede interna da propriedade com valores inferiores a 2,5 kW, como mostra a Figura 4.13(c). Ou seja, com valores de irradiância solar incidente nos módulos fotovoltaicos inferiores a 50 W/m² e potência inferior a 660 W o sistema FV já injeta energia na rede elétrica interna.



(a)

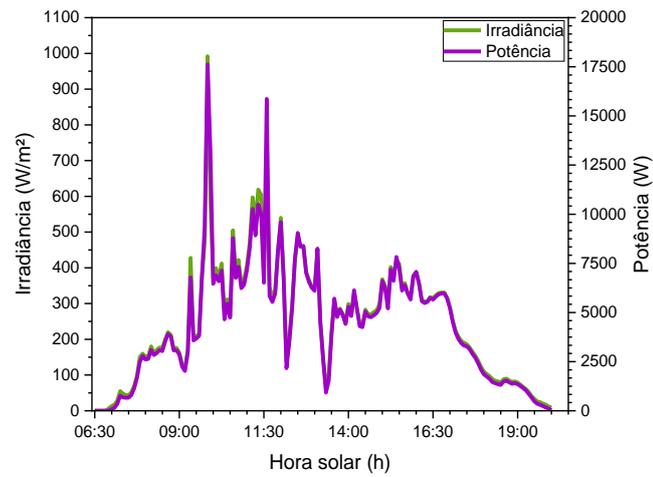


(b)

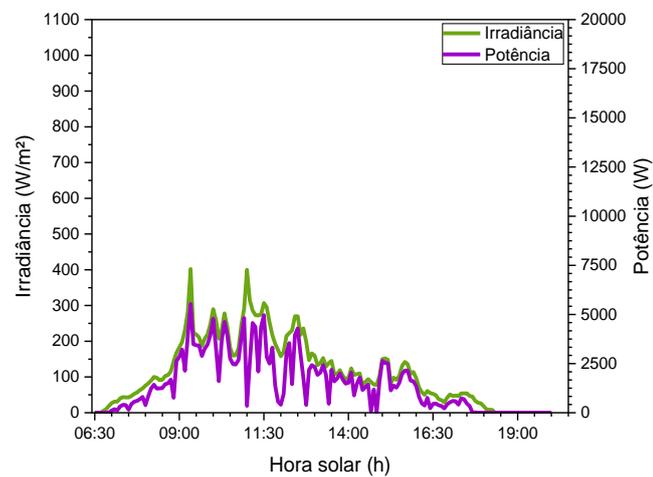


(c)

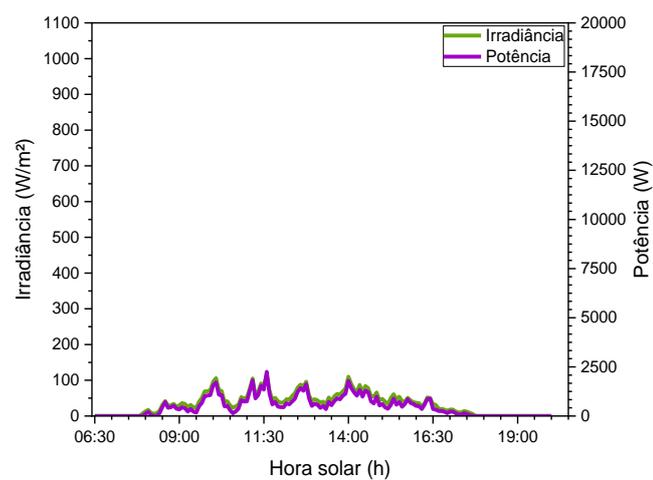
Figura 4.12. Eficiência do sistema fotovoltaico durante um dia com céu sem ou com poucas nuvens próximo ao (a) solstício de verão (19/12/2018 – vazio sanitário), (b) equinócio de outono (29/03/2019 – alta produção no aviário, aves com 27 dias, abatidos com 45 dias) e (c) solstício de inverno (21/06/2019 – vazio sanitário).



(a)

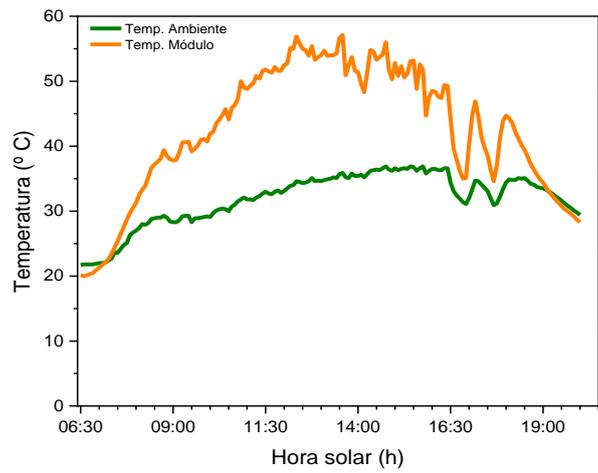


(b)

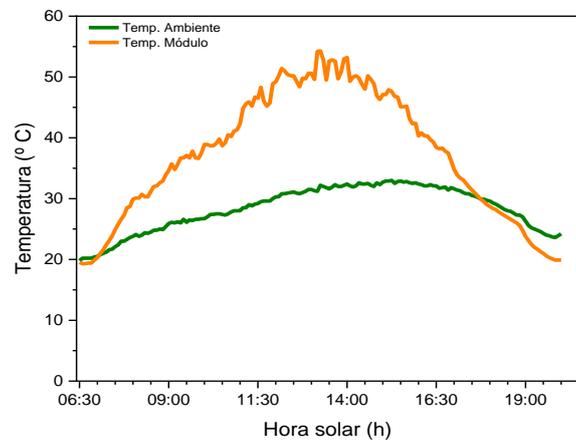


(c)

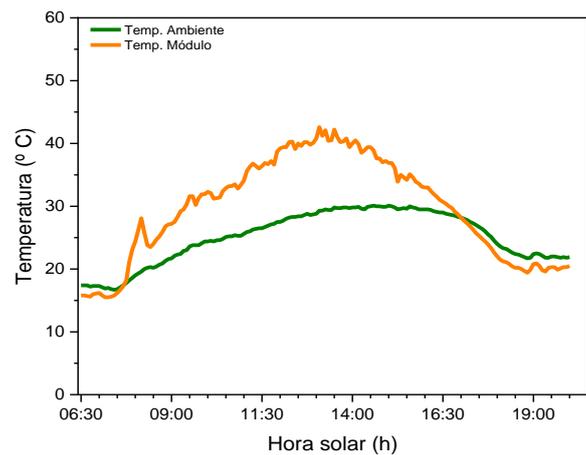
Figura 4.13. Irradiância solar e potência durante um dia com céu nublado próximo ao (a) solstício de verão (19/12/2018 – vazio sanitário), (b) equinócio de outono (29/03/2019 – alta produção no aviário, aves com 27 dias, abatidas com 45 dias) e (c) solstício de inverno (21/06/2019 – vazio sanitário).



(a)



(b)



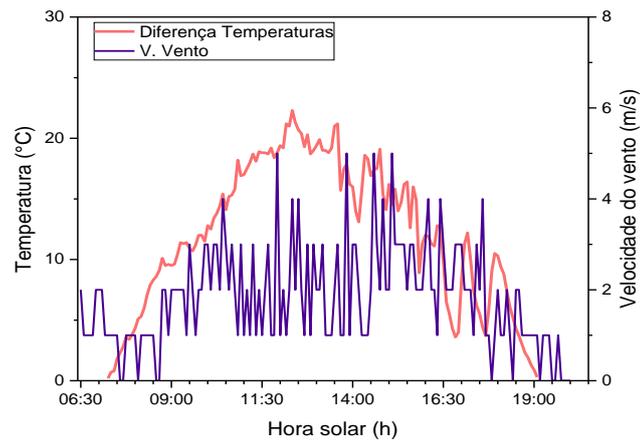
(c)

Figura 4.14. Temperatura ambiente e dos módulos durante um dia com céu sem ou com poucas nuvens próximo ao próximo ao (a) solstício de verão (19/12/2018 – vazio sanitário), (b) equinócio de outono (29/03/2019 – alta produção no aviário, aves com 27 dias, abatidos com 45 dias) e (c) solstício de inverno (21/06/2019 – vazio sanitário).

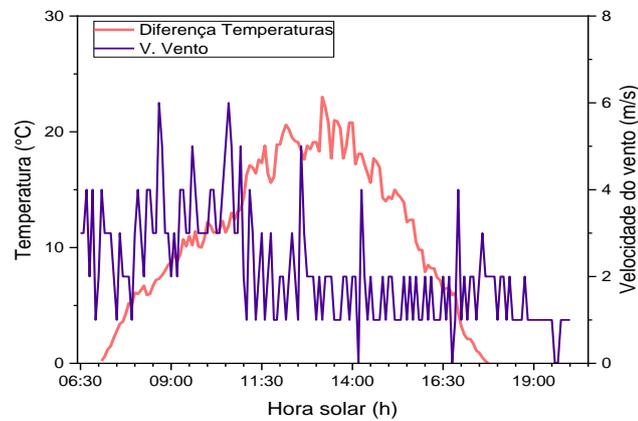
Na Figura 4.14 apresenta-se a temperatura ambiente e a temperatura dos módulos FVs durante um dia sem ou com poucas nuvens nas três estações do ano avaliadas. Observa-se que os maiores valores da temperatura ambiente ocorrem entre 13 h e 16 h e 30 min, nos três dias avaliados, enquanto que os maiores valores da temperatura dos módulos fotovoltaicos ocorrem entre 12 h e 14 h e 30 min, devido aos maiores valores de irradiância solar, como se pode ver na Figura 4.11 na qual se pode notar que no equinócio e no solstício de inverno os maiores valores da irradiância solar ocorrem entre 11 h e 30 min e 13 h.

A influência da velocidade do vento na diferença entre a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente durante um dia próximo aos solstícios e equinócio de outono pode ser avaliada a partir da Figura 4.15. Verifica-se que a velocidade do vento máxima é similar nas três estações, somente no dia no outono, na parte da tarde, a velocidade do vento foi menor. No inverno ocorre a menor diferença de temperatura de 15 °C. Nas outras duas épocas do ano a maior diferença de temperatura é similar e é superior a 20 °C. A partir da Figura 4.15 (b) constata-se que há uma relação entre a velocidade do vento e a redução da temperatura dos módulos fotovoltaicos.

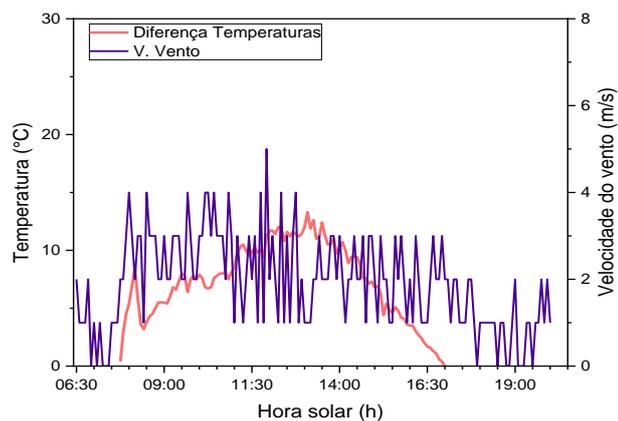
No dia de outono, a velocidade do vento média próximo das 9 h da manhã foi de 3,1 m/s enquanto que próximo das 15 h e 30 min o valor foi menor, de 1,3 m/s. Consequentemente, a diferença média entre a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente foi de 8,7 °C e 13,3 °C, respectivamente. Nestes casos, a média da irradiância solar foi de 605 W/m² e 545 W/m². Considerando que a irradiância solar é próxima no período avaliado, constata-se que há a redução de 2,6 °C com o aumento da velocidade do vento de 1 m/s.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.15. Velocidade do vento e diferença entre a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente durante um dia com céu sem ou com poucas nuvens, próximo ao (a) solstício de verão (19/12/2018 – vazio sanitário), (b) equinócio de outono (29/03/2019 – alta produção no aviário, aves com 27 dias, abatidos com 45 dias) e (c) solstício de inverno (21/06/2019 – vazio sanitário).

4.5. Comparação dos Parâmetros Durante o Mês

Foram comparados os valores diários da irradiação solar, da energia elétrica produzida, da produtividade e do desempenho global durante os meses de: a) dezembro no qual ocorre o solstício de verão, b) março no qual ocorre o equinócio de outono e c) junho no qual ocorre o solstício de inverno. Nas Figuras 4.16, 4.17 e 4.18 é possível comparar a energia elétrica produzida e a irradiação solar diária no plano do arranjo fotovoltaico durante os meses de dezembro, março e junho, respectivamente. No mês de inverno, outono e verão a máxima irradiação solar foi de 4,8 kWh/m², 7,4 kWh/m² e 8,9 kWh/m², respectivamente. Ao comparar a média mensal, verifica-se que no inverno (111,6 kWh/m²) ocorreu 30 % e 40 % a menos de incidência de irradiação solar no arranjo FV em relação ao mês de outono (159,2 kWh/m²) e verão (187,4 kWh/m²). Em relação a produção de energia elétrica, no mês de junho o sistema FV produziu 1685 kWh, sendo da ordem de 30 % e 50 % a menos que a energia produzida no mês de março (2360 kWh) e dezembro (3320 kWh), respectivamente. A diferença nos percentuais na comparação dos valores mensais da irradiação solar e energia elétrica produzida estão relacionados com a influência da temperatura na energia elétrica e problemas do inversor comentados anteriormente.

Nas Figuras 4.19, 4.20 e 4.21 mostra-se a produtividade e o desempenho global diários do sistema fotovoltaico. A maior produtividade ocorreu no verão devido a maior incidência de irradiação solar. A maior produtividade diária foi de 6,7 kWh/kW. No entanto, no inverno o maior valor foi de 5,9 kWh/kW. A produtividade média diária foi de 5,1 kWh/kW, 3,6 kWh/kW e 2,7 kWh/kW para o mês de verão outono e inverno, respectivamente.

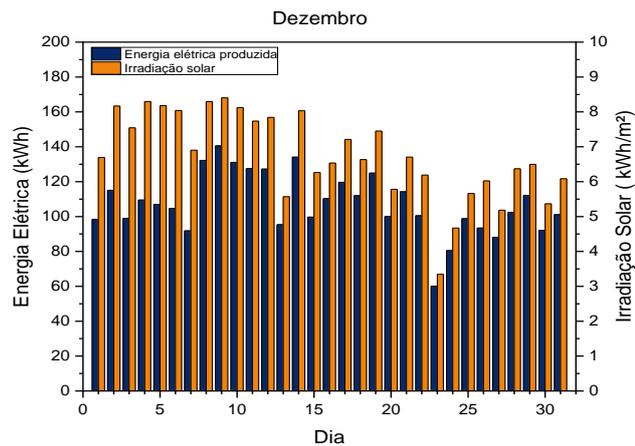


Figura 4.16. Energia elétrica diária produzida e irradiação solar diária no plano do arranjo fotovoltaico em dezembro de 2018 (abate de aves em 18/12, vazio sanitário de 19/12 a 31/12).

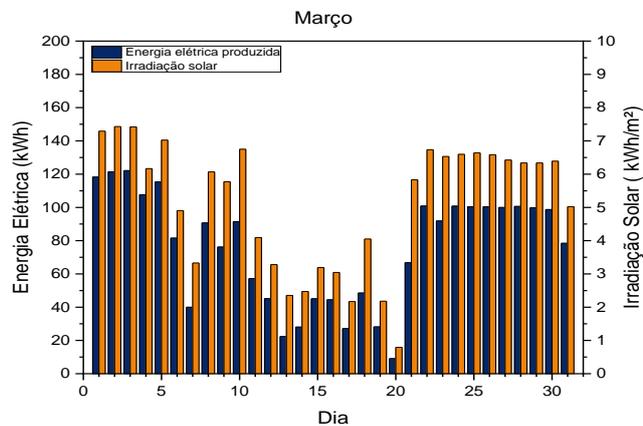


Figura 4.17. Energia elétrica diária produzida e irradiação solar diária no plano do arranjo fotovoltaico em março de 2019 (mês de produção).

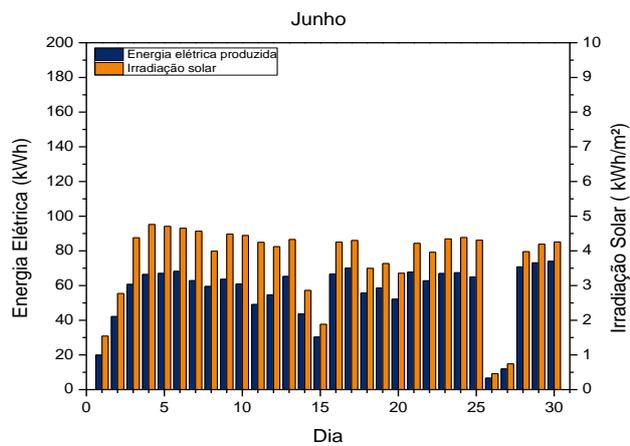


Figura 4.18. Energia elétrica diária produzida e irradiação solar diária no plano do arranjo fotovoltaico em junho de 2019 (abate de aves em 18/6, vazio sanitário de 19/6 a 30/6).

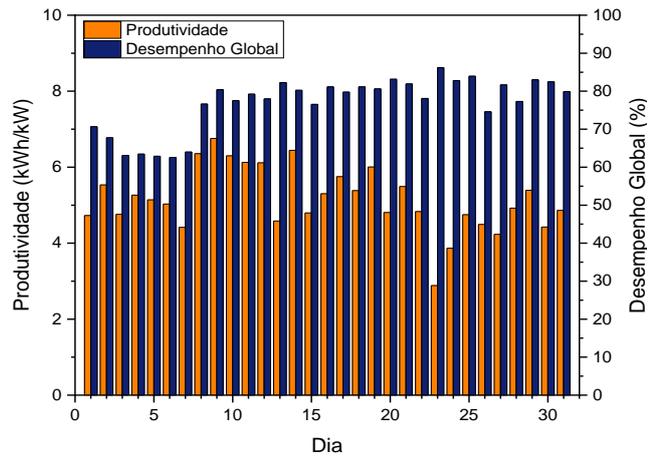


Figura 4.19. Produtividade diária e desempenho global diário do sistema fotovoltaico em dezembro de 2018 (solstício de verão).

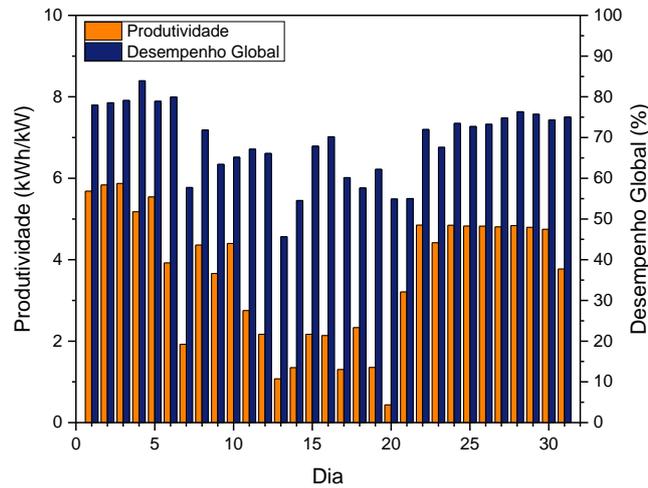


Figura 4.20. Produtividade diária e desempenho global diário do sistema fotovoltaico em março de 2019 (equinócio de outono).

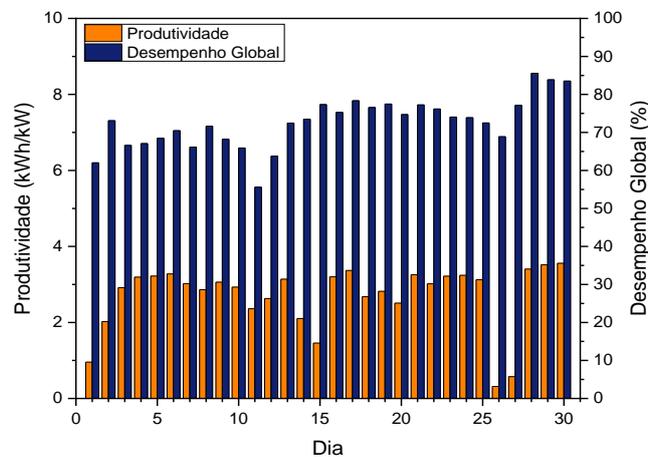


Figura 4.21. Produtividade diária e desempenho global diário do sistema fotovoltaico em junho de 2019 (solstício de inverno).

O maior valor diário do desempenho global foi de 86 % e ocorreu em dias nos meses de verão e inverno. No entanto, o menor desempenho global diário foi de 46 % e ocorreu no mês de outono, devido aos problemas do inversor, comentados anteriormente. Conseqüentemente, o menor valor médio mensal do desempenho global, de 69 %, ocorreu em março, em comparação com os valores obtidos em dezembro e junho, que foram de 77 % e 73 %.

Os valores médios diários da temperatura ambiente, da temperatura dos módulos e da velocidade do vento durante o dia (com incidência de irradiação solar nos módulos fotovoltaicos) são apresentados nas Figuras 4.22, 4.23 e 4.24 para o mês de verão, outono e inverno, respectivamente. Também são apresentados os valores médios diários de cada mês. A velocidade média do vento para cada mês variou de 1,6 m/s a 2,1 m/s. A temperatura ambiente diária média no verão foi 30,1 °C e no inverno foi de 23,6 °C.

Conforme esperado, a maior temperatura diária dos módulos fotovoltaicos ocorreu no verão e foi de 47,3 °C, chegando a 45,8 °C no outono. Verifica-se que a temperatura dos módulos é maior que a temperatura ambiente de 11,5 °C, 9,6 °C e 5 °C em dezembro, março e junho. Comparando os resultados do mês de verão com o mês de inverno, verifica-se que no inverno o aumento da temperatura do módulo em relação a temperatura ambiente é aproximadamente a metade, apesar da velocidade do vento ser aproximadamente a mesma.

A Tabela 4.5 apresenta a comparação dos valores experimentais e simulados da produtividade do sistema FV e do desempenho global para os três meses selecionados para a análise do sistema FV. A produtividade mensal foi de 160 kWh/kW, 113 kWh/kW e 81 kWh/kW para o mês de verão outono e inverno, respectivamente, enquanto que o desempenho global foi de 76 %, 69 % e 73 %. No mês de dezembro a produtividade experimental e simulada é similar, provavelmente pela similaridade nos valores da irradiação solar incidente.

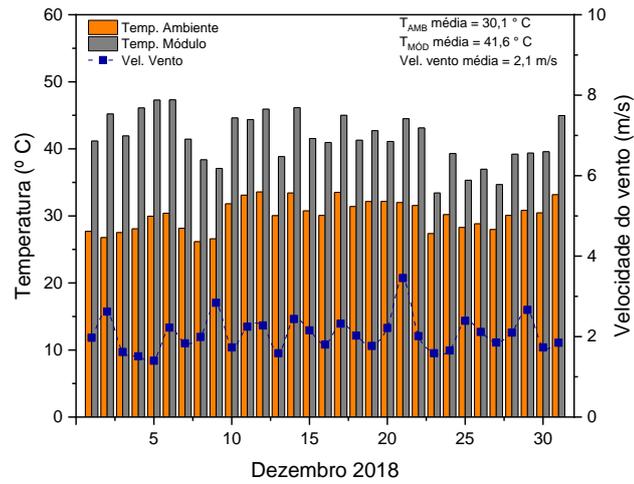


Figura 4.22. Média diária da temperatura ambiente e dos módulos fotovoltaicos e da velocidade do vento no mês de dezembro de 2018. Média diária durante o funcionamento do sistema FV.

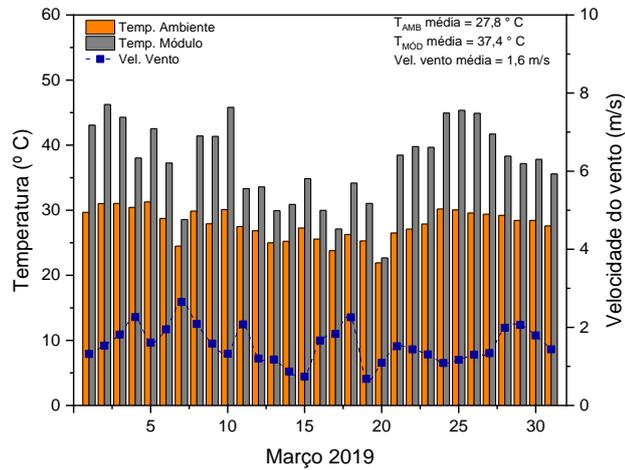


Figura 4.23. Média diária da temperatura ambiente e dos módulos fotovoltaicos e da velocidade do vento no mês de março de 2019.

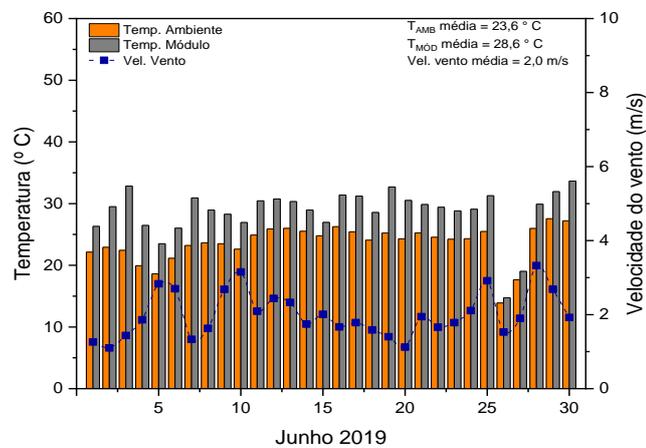


Figura 4.24. Média diária da temperatura ambiente e dos módulos fotovoltaicos e da velocidade do vento no mês de junho de 2019.

Tabela 4.5. Comparação dos valores experimentais e simulados com o programa PV*SOL do desempenho global e da produtividade mensal do sistema FV instalado para o mês correspondente ao solstício de verão, equinócio de outono e solstício de inverno.

| Mês | Desempenho global (%) | | Produtividade (kWh/kW _p) | |
|---------------|-----------------------|--------------|--------------------------------------|--------------|
| | Simulado | Experimental | Simulado | Experimental |
| Dezembro 2018 | 84 | 76 | 156 | 160 |
| Março 2019 | 84 | 69 | 136 | 113 |
| Junho 2019 | 89 | 73 | 97 | 81 |

A diferença no mês de março foi provocada pelo problema do inversor de injetar na rede interna uma potência menor que a produzida pelo arranjo fotovoltaico, conforme mostra a Figura 4.11 (b). Este fato explica a diferença entre os valores simulados e experimentais no desempenho global no mês de outono. Também no mês de inverno, junho, os valores de desempenho global e da produtividade experimentais foram menores que os valores simulados. O desempenho global deveria ter aumentado em relação ao mês de verão, pois a temperatura dos módulos FVs no inverno é menor, indicando que neste mês também ocorreram problemas com o inversor, os quais devem ser investigados.

4.6. Análise Econômica do Sistema Fotovoltaico

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

O tempo de retorno do investimento estimado para o sistema fotovoltaico é de aproximadamente 8 anos, conforme mostra a Figura 4.25. Este prazo representa o tempo necessário para recuperar o investimento. Para comparação, no resumo publicado na Nota Técnica n°56/2017-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 em área urbana. Embora o valor estimado para o sistema

instalado tenha sido maior, pois o preço da energia elétrica no meio rural é menor, resultando em maior tempo de retorno do investimento.

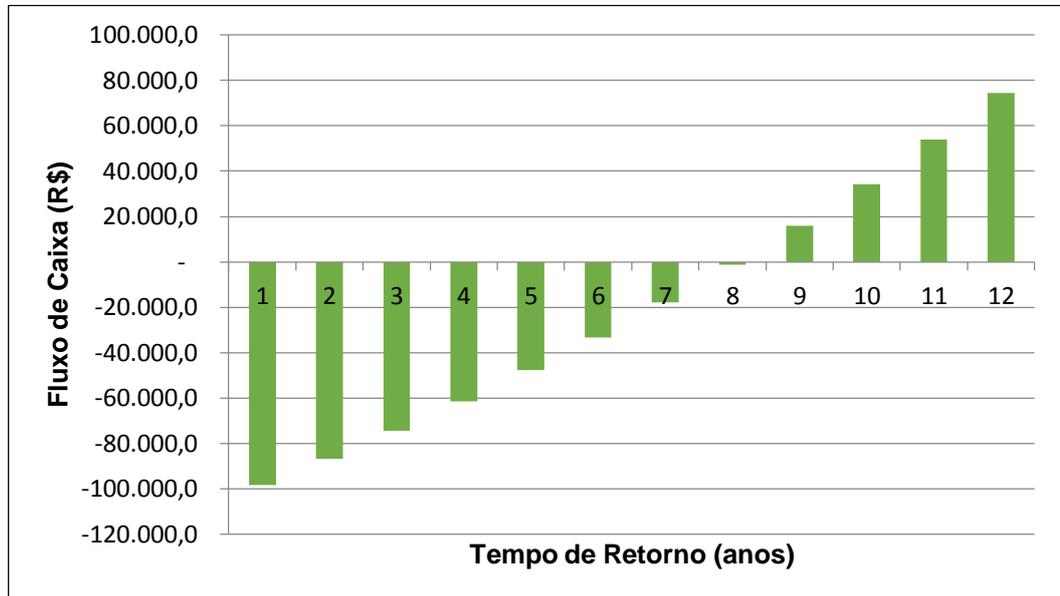


Figura 4.25. Fluxo de caixa anual demonstrando o tempo de retorno do investimento sendo este correspondente a 8 anos.

Conforme a Tabela 4.6 demonstra, o projeto é viável visto que apresentou VPL maior que zero, sendo de R\$ 17.683,05, que corresponde ao ganho do investidor. Para calcular este parâmetro (VPL), a taxa de 0,4843 % (taxa de desconto) foi usada. A mesma corresponde a taxa Selic do mês de fevereiro, e foi escolhida em virtude de ser a taxa usualmente usada nos estudos de investimentos financeiros. O período desta análise foi de 144 meses.

Tabela 4.6. Tempo e retorno, TIR e VPL do sistema fotovoltaico de 20 KW instalado em propriedade rural no oeste do Paraná, associada da cooperativa C.Vale.

| | |
|------------------|---------------|
| Tempo de retorno | 8 anos |
| TIR | 0,70 % |
| VPL | R\$ 17.683,05 |

A TIR apresentou um resultado de 0,70 % ao mês, o que mostra a viabilidade do projeto, pois este resultado é maior que o valor da taxa Selic (de 0,4843%). Isto é, caso fosse menor que esta taxa, o projeto seria inviável.

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE CONTINUIDADE

Foram analisados parâmetros que afetam a produção de energia elétrica de um sistema fotovoltaico de 20 kWp com módulos de silício monocristalino, instalado em uma propriedade rural localizada na região oeste do estado do Paraná e associada de cooperativa agroindustrial.

Referente a localização da instalação do sistema fotovoltaico, foi determinado que o arranjo fotovoltaico seria instalado sobre o telhado do aviário 1 e os módulos fotovoltaicos foram instalados com a orientação do telhado do aviário (ângulo de inclinação de 13°), pois há somente uma redução de 2 % na produção de energia elétrica em relação ao ângulo de inclinação de 20°.

Ao caracterizar eletricamente os módulos fotovoltaicos, constatou-se que o valor médio da potência dos 60 módulos FVs é 1,9 % superior ao valor apresentado pelo fabricante e que o valor médio deste parâmetro foi de $(346,5 \pm 2,1)$ W. Todos os módulos apresentaram potência acima do valor de catálogo, que é de 340 W, com +3 % de tolerância. Os módulos FVs apresentaram uma eficiência média de $(17,86 \pm 0,11)$ %.

O sistema fotovoltaico está constituído de 4 painéis FVs com 15 módulos cada um, associados em série. Dois painéis foram conectados em cada um dos dois seguidores de máxima potência do inversor. A potência total instalada, conforme medição das características elétricas dos módulos fotovoltaicos, foi de 20,8 kWp.

Comparando a irradiância solar incidente no arranjo FV durante um dia com céu com poucas nuvens, verificou-se que no inverno próximo ao meio dia solar decresce de 1000 W/m² (verão) para 700 W/m². Consequentemente, a potência máxima variou de 17 kW para 15 kW e 11 kW no meio dia solar em um dia com céu

limpo próximo ao solstício de verão, equinócio de outono e solstício de inverno. Observou-se que o inversor apresentou problemas reduzindo a potência AC de saída, no dia próximo ao equinócio. A rede elétrica interna é mais estável quando há vazão sanitário onde há baixo consumo de energia elétrica. Este caso aconteceu nos dois solstícios. No equinócio de outono, houve elevado consumo de energia elétrica, pois foi o período próximo ao abate das aves. Concluiu-se que os equipamentos foram acionados e desligados conforme as necessidades e provocaram variações na tensão elétrica da rede. O inversor não está projetado para estas variações e reduz a eficiência do equipamento, logo, reduziu a eficiência do sistema FV.

Observa-se que no verão há uma redução da eficiência próximo ao meio dia solar devido ao aumento da temperatura dos módulos FVs e no inverno, verifica-se o comportamento contrário, com tendência de aumento da eficiência próximo meio dia solar. Considerando um período com irradiância solar similar e maior que 540 W/m^2 , constatou-se que há a redução de $2,6 \text{ }^\circ\text{C}$ com o aumento da velocidade do vento de 1 m/s .

Na comparação dos resultados diários ao longo do mês de outono e dos solstícios, verificou-se que a produção de energia elétrica, no mês de junho foi da ordem de 30 % e 50 % a menos que a energia produzida no mês de março e dezembro, respectivamente. A produtividade média diária foi de $5,1 \text{ kWh/kW}$, $3,6 \text{ kWh/kW}$ e $2,7 \text{ kWh/kW}$ para o mês de verão outono e inverno, respectivamente. O maior valor diário do desempenho global foi de 86 % e ocorreu em dias nos meses de verão e inverno e é igual ao valor simulado. A temperatura média diária dos módulos FVs é maior que a temperatura ambiente de $11,5 \text{ }^\circ\text{C}$, $9,6 \text{ }^\circ\text{C}$ e $5 \text{ }^\circ\text{C}$ em dezembro, março e junho, respectivamente.

A produtividade mensal foi de 160 kWh/kW , 113 kWh/kW e 81 kWh/kW para o mês de verão outono e inverno, respectivamente, enquanto que o desempenho global foi de 76 %, 69 % e 73 %. A maior diferença entre os valores simulados e experimentais da produtividade mensal e do desempenho global ocorreu no mês de março e foi provocada por problemas do inversor, cuja potência de saída AC foi menor que a produzida pelo arranjo fotovoltaico.

No que se refere ao tempo de retorno do investimento do sistema fotovoltaico instalado, o tempo de retorno estimado é de 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. A TIR apresentou um resultado de 0,70 % ao mês e o VPL resultou em valor maior que zero. No entanto, em propriedades rurais há fontes de financiamento com juros reduzidos que pode influenciar de forma positiva na decisão de utilizar sistemas fotovoltaicos em zonas rurais.

Para a continuidade deste trabalho, sugere-se o acompanhamento da operação do sistema fotovoltaico por vários anos, para avaliar os parâmetros que afetam a produção de energia elétrica. Também é indicada a análise da energia produzida e não injetada na rede devido aos problemas apresentados pelo inversor e a correção do problema. E por último, a comparação dos parâmetros elétricos de um sistema fotovoltaico instalado em zona rural na mesma região.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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: 20/03/19.

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: 20/03/19.

ARANI, M. A., Hejazi, M. A., The comprehensive study of electrical faults in PV Arrays, **Hindawi Journal of Electrical and Computer Engineering**, pp 1-10, 2016.

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.

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.

BATTAGLIA, C., Cuevas, A., Wolf, S. D., High-efficiency crystalline silicon solar cells: status and perspective, **Energy Environ**, vol. 9, pp. 1552-1576, 2016.

BNDES, Banco Nacional Do Desenvolvimento, disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento>, Acesso em: 03 de janeiro de 2019.

BRANKER, K., Pathak, M. J. M., Pearce, J. M., A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 15, pp. 4470-4482, 2011.

CCPR, Cooperativa central dos produtores rurais de minas gerais. Disponível em: http://www.ccprleite.com.br/br/p/234/uso_da_energia_solar_fotovoltaica_no_meio_rural.aspx?codigo=311. Acesso em: 16 de maio de 2019.

COLVILLE, F. PERC solar cell production to exceed 15 GW in 2016. Disponível em: <https://www.pv-tech.org/editors-blog/perc-solar-cell-production-to-exceed-15gw-in-2017>. Acesso em: 13 de janeiro 2019.

DUPRAZ, C., Marrou, H., Talbot, G., Dufour, L., Nogier, A., Ferard, Y., Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: Towards new agrivoltaic schemes, **Renewable Energy**, No. 36, pp 2725-2732, 2011.

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: 10/01/2019.

FRAUNHOFER ISE: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, PSE Conferences & Consulting GmbH. **Photovoltaics Report**, Freiburg, 2019. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>. Acesso em: 09 de maio de 2019.

FTHENAKIS, V. M., Kim, H. C., Photovoltaics: life-cycle analyses. **Solar Energy**, No. 85, pp 1609-1628, 2011.

GOETZBERGER, A., Zastrow, A., On the coexistence of solar-energy conversion and plant cultivation, **International Journal of Solar Energy**, Vol. 1, pp 55-69, 1981.

GREEN, M. A. Silicon photovoltaic modules: a brief history of the first 50 years. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, Vol.13, No. 5, 18 April 2005, p. 447-455. Disponível em: <www.interscience.wiley.com>. Acesso em: 13 novembro 2018.

GREEN, M. A., Emery, K., Hishikawa, Y., Warta, W., Dunlop, E.D. Levi, D. H., Ho-Baillie, A. W. Y. Solar cell efficiency tables (Versão 49). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, Vol. 25, 2017, p. 3-13.

HANSEN, A. D., Sorensen, P., Hansen, L. H., Binder H., Models for a Stand-Alone PV System. **Engenharia de Energia Solar, Processos e Sistemas**, 2000.

IEA, International Energy Agency, **Photovoltaic Power Systems Programme**, Annual Report Technology Collaboration, 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.

IRENA, **Renewable Energy Statistics**, 2016, disponível em: <https://www.irena.org/publications/2016/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2016>, Acesso em: 15 de fevereiro de 2019.

JORDAN, D. C., Sekulic, V., Marion, B., Kurtz, R. S., Performance and Aging of a 20-Year-Old Silicon PV System, **IEEE Journal of Photovoltaics**, Vol. 5, No. 3, pp 744-751, 2015.

KUMAR, B. S., Sudhakar, K., Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India, **Energy Reports**, No. 1, pp 184-192, 2015.

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

MAAMMEUR, H., Hamidat, A., Loukarfi, L., Energy intake of a PV system from grid-connected agricultural farm in CHLEF (ALGERIA), **Energy Procedia**, No. 36, pp 1202-1211, 2013.

MARION, B., Adelstein, J., Boyle, K., Hayden H., Hammond, B., Fletcher, T., Canada B., Narang, D., Shugar, D., Wenger, H., Kimber, A., Mitchell L., Rich, G., Townsend T., Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems, **IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition**, No. 31, pp 1-6, 2005.

NACER, T., Hamidat A., Nadjemi O., Bey, M., Feasibility study of grid connected photovoltaic system in family farms for electricity generation in rural areas, **Renewable Energy**, No. 96, pp 305-318, 2016.

NASCIMENTO, A. D. J., **Metodologia para a análise econômica de alternativas de geração solar fotovoltaica e armazenamento de energia no contexto de redes inteligentes e tarifas diferenciadas para residências no Brasil**. 2019. Dissertação de mestrado em engenharia civil, Universidade federal de Santa Catarina, Florianópolis.

OBSERVATÓRIO TERRITORIAL, **Oeste do Paraná em Números**, Foz do Iguaçu, 2018.

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

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 10/11/2018.

SEBRAE, Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas, **Cadeia de Valor da Energia Solar Fotovoltaica do Brasil**, 2017.

TUDISCA, S., Di Trapani, A.M., Sgroi, F., Testa, R., Squatrito, R, Economic analysis of PV systems on buildings in Sicilian farms, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, No. 28, pp 691-701, 2013.

WOYTE, A., van den Keybus, J., Belmans, R., Nijs, J, Grid connected photovoltaics in the urban environment – an experimental approach to system optimisation. **IEEE Proceedings for Power Electronics and Variable Sppeed Drives**, September, pp 548-553, 2000.

XUE, Jinlin. Photovoltaic agriculture - New opportunity for photovoltaic applications in China, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, No. 73, pp 1-9, 2017.

ANEXO I

Resolução Normativa

Esta norma permite ao consumidor final de energia elétrica instalar pequenos sistemas de energia de fontes renováveis em sua unidade consumidora. A produção de energia elétrica pode ser de fonte solar, eólica, biomassa, hídrica e cogeração qualificada. A energia elétrica produzida no mês é descontada da energia elétrica consumida, proporcionando a redução no valor da conta de energia elétrica do cliente.

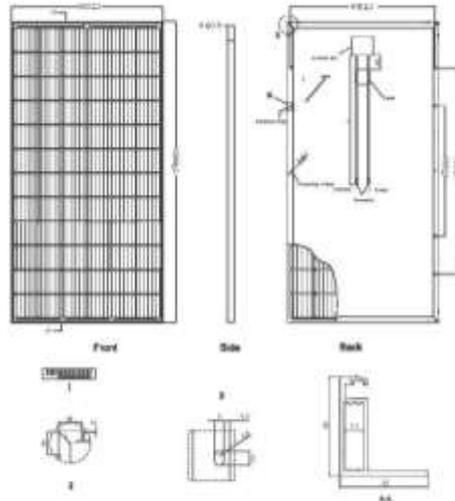
Três modalidades de compensação de energia elétrica são citadas na Resolução Normativa da ANEEL número 687 (RN n.º 687 de 2015): auto consumo remoto, produção compartilhada e empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. O auto consumo remoto permite que, unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou mesma pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras dentro da mesma área de concessão ou permissão, a energia excedente possa ser compensada.

A resolução normativa caracteriza como geração compartilhada, aquela resultante da reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada (Art. 2º, RN n.º 687 de 2015) (ANEEL).

Os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras são caracterizados pela RN n.º 687 de 2015 como referentes às áreas de uso comum do condomínio, com micro ou minigeração conectada, desde que as unidades consumidoras (apartamentos, por exemplo) estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

ANEXO II

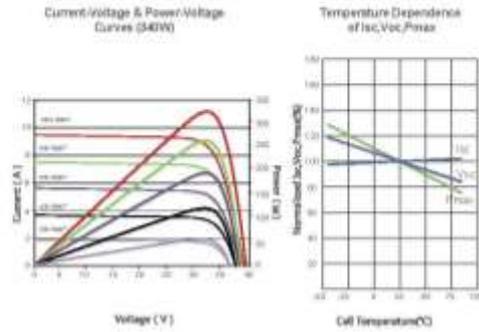
Engineering Drawings



Packaging Configuration

(Two bars—One pair)
 25pcs/panel, 32pcs/module, 624 pcs/40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

| | |
|---------------|---|
| Cell Type | Mono-crystalline 156x156mm (6 inch) |
| Number cells | 72 (6x12) |
| Dimensions | 1956x992x40mm (77.01x39.05x1.57 inch) |
| Weight | 26.5 kg (58.4 lbs) |
| Front Glass | 4.0mm, Anti-reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass |
| Frame | Anodized Aluminium Alloy |
| Junction Box | IP67 Rated |
| Output Cables | TUV T=4.0mm Length:900mm, or Customized Length |

SPECIFICATIONS

| Module Type | JKM325M-72 | | JKM330M-72 | | JKM335M-72 | | JKM340M-72 | | JKM345M-72 | |
|---|---------------|-------|------------|-------|------------|-------|------------|-------|------------|-------|
| | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT |
| Maximum Power (Pmax) | 325Wp | 342Wp | 330Wp | 346Wp | 335Wp | 350Wp | 340Wp | 354Wp | 345Wp | 359Wp |
| Maximum Power Voltage (Vmp) | 36.0V | 36.3V | 36.2V | 36.4V | 36.4V | 36.6V | 36.7V | 36.8V | 36.9V | 37.0V |
| Maximum Power Current (Imp) | 8.56A | 8.67A | 8.64A | 8.76A | 8.72A | 8.82A | 8.79A | 8.89A | 8.87A | 8.96A |
| Open-circuit Voltage (Voc) | 44.5V | 44.5V | 44.7V | 44.9V | 44.9V | 45.2V | 47.1V | 45.5V | 47.3V | 45.8V |
| Short-circuit Current (Isc) | 8.93A | 7.19A | 9.11A | 7.24A | 9.18A | 7.29A | 9.24A | 7.33A | 9.31A | 7.38A |
| Module Efficiency STC (%) | 18.75% | | 17.01% | | 17.26% | | 17.52% | | 17.76% | |
| Operating Temperature(°C) | -40°C~+65°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 | -0.29%/°C | | | | | | | | | |
| Temperature coefficients of Isc | 0.05%/°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%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-JKM-345M-72_1.0_rev2017

PRODUCT FLYER FOR TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD ABB SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD

20 to 27.6 kW

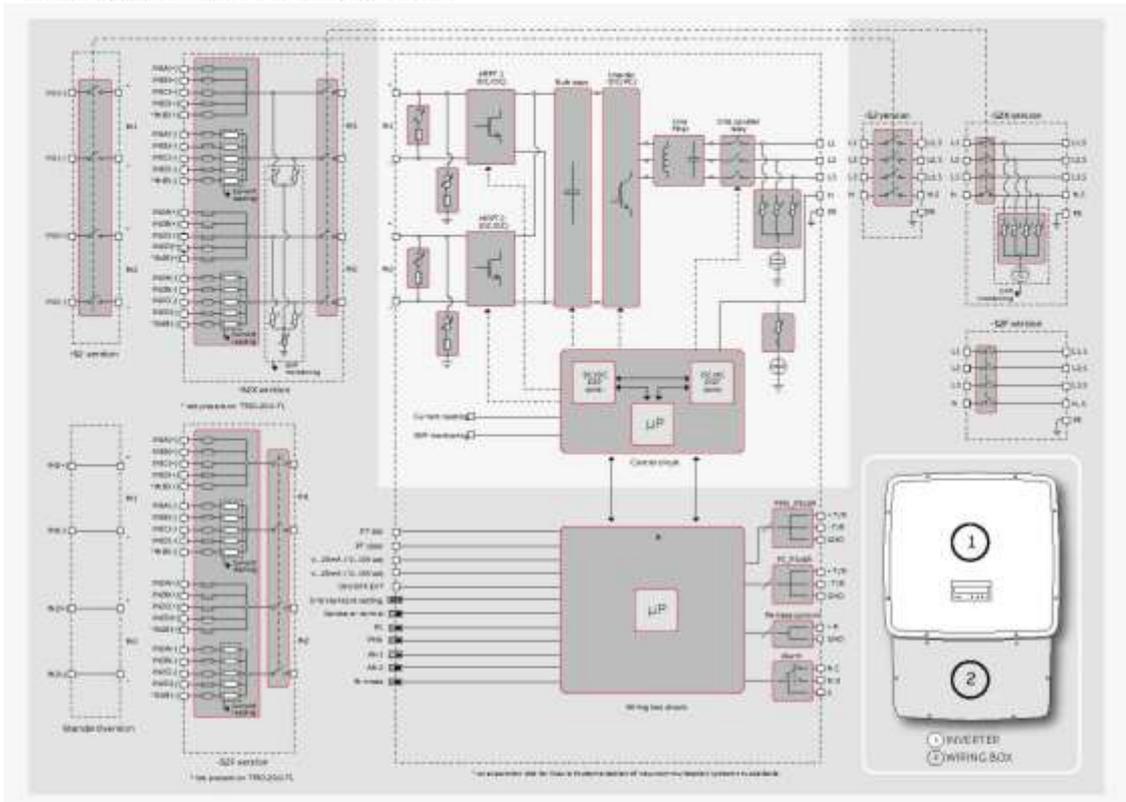


Technical data and types

| Type code | TRIO-20.0-TL-OUTD | TRIO-27.6-TL-OUTD |
|--|---|---|
| Input side | | |
| Absolute maximum DC input voltage (V_{DCmax}) | 1000 V | |
| Start-up DC input voltage (V_{DCst}) | 430 V (adj. 250...500 V) | |
| Operating DC input voltage range (V_{DCmin} ... V_{DCmax}) | 0.7 x V_{DCst} ...950 V (min 200 V) | |
| Rated DC input voltage (V_{DC}) | 620 V | |
| Rated DC input power (P_{DC}) | 20750 W | 28600 W |
| Number of independent MPPT | 2 | |
| Maximum DC input power for each MPPT (P_{DCMPPT}) | 12000 W | 16000 W |
| DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{DC} | 440...800 V | 500...800 V |
| DC power limitation with parallel configuration of MPPT | Linear derating from max to null [800 Vs V_{DCst}]/950 V] | |
| DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{DC} , max unbalance example | 12000 W [480 Vs V_{DCst}]/800 V the other channel: P_{DC} -12000 W [350 Vs V_{DCst}]/800 V] | 16000 W [500 Vs V_{DCst}]/800 V the other channel: P_{DC} -16000 W [400 Vs V_{DCst}]/800 V] |
| Maximum DC input current (I_{DCmax}) / for each MPPT ($I_{DCMPPTmax}$) | 50.0 A / 25.0 A | 64.0 A / 32.0 A |
| Maximum input short circuit current for each MPPT | 30.0 A | 40.0 A |
| Number of DC input pairs for each MPPT | 1 (4 In -S2X, -S2F, -S1J, -S2J versions) | 1 (5 In -S2X and -S2F versions, 4 In -S1J and -S2J) |
| DC connection type | PV quick fit connector ¹⁾ / Screw terminal block on Standard and -S2 versions | |
| Input protection | | |
| Reverse polarity protection | Yes, from limited current source | |
| Input over voltage protection for each MPPT - varistor | Yes, 4 | |
| Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester (-S2X, -S1J and -S2J versions) | -S2X: Type 2; -S1J, -S1J): Type 1+2 | |
| Photovoltaic array isolation control | According to local standard | |
| DC switch rating for each MPPT (version with DC switch) | 40 A / 1000 V | |
| Fuse rating (versions with fuses) | 15 A / 1000 V | |
| Output side | | |
| AC grid connection type | Three-phase 3W+PE or 4W+PE | |
| Rated AC power (P_{AC} @ $\cos\phi=1$) | 20000 W | 27600 W |
| Maximum AC output power (P_{ACmax} @ $\cos\phi=1$) | 22000 W ¹⁾ | 30000 W ¹⁾ |
| Maximum apparent power (S_{ACmax}) | 22200 VA | 30670 VA |
| Rated AC grid voltage (V_{AC}) | 400 V | |
| AC voltage range | 320...480 V ²⁾ | |
| Maximum AC output current (I_{ACmax}) | 33.0 A | 45.0 A |
| Contributory fault current | 35.0 A | 46.0 A |
| Rated output frequency (f) | 50 Hz / 60 Hz | |
| Output frequency range (f_{min} ... f_{max}) | 47...53 Hz / 57...63 Hz ³⁾ | |
| Nominal power factor and adjustable range | > 0.995, adj. \pm 0.9 with P_{DC} -20.0 kW, \pm 0.8 with max 22.2 kVA | > 0.995, adj. \pm 0.9 with P_{DC} -27.6 kW, \pm 0.8 with max 30 kVA |
| Total current harmonic distortion | < 3% | |
| AC connection type | Screw terminal block, cable gland PG36 | |
| Output protection | | |
| Anti-islanding protection | According to local standard | |
| Maximum external AC overcurrent protection | 50.0 A | 63.0 A |
| Output overvoltage protection - varistor | 4 | |
| Output overvoltage protection - plug in modular surge arrester (-S2X version) | 4 (Type 2) | |
| Operating performance | | |
| Maximum efficiency (η_{max}) | 98.2% | |
| Weighted efficiency (EURO/CEC) | 98.0% / 98.0% | |
| Feed in power threshold | 40 W | |
| Night consumption | = 0.6 W | |
| Communication | | |
| Wired local monitoring | PVI-USB-R523 ²⁾ 485 (opt.) | |
| Remote monitoring | VSN300 Wifi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.) | |
| Wireless local monitoring | VSN300 Wifi Logger Card (opt.) | |
| User interface | Graphic display | |

PRODUCT FLYER FOR TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD ABB SOLAR INVERTERS

ABB TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD string inverter block diagram



Technical data and types

| Type code | TRIO-20.0-TL-OUTD | TRIO-27.6-TL-OUTD |
|--|---|--|
| Environmental | | |
| Ambient temperature range | -25...+60°C / -13...140°F with derating above 45°C / 113°F | |
| Relative humidity | 0...100% condensing | |
| Sound pressure level, typical | 50 dBA @ 1 m | |
| Maximum operating altitude without derating | 2000 m / 6560 ft | |
| Physical | | |
| Environmental protection rating | IP65 | |
| Cooling | Natural | |
| Dimension (H x W x D) | 1061 mm x 702 mm x 292 mm / 41.7" x 27.6" x 11.5" | |
| Weight | ≈ 70.0 kg / 154.3 lbs (Standard version) | ≈ 75.0 kg / 165.4 lbs (Standard version) |
| Mounting system | Wall bracket | |
| Safety | | |
| Isolation level | Transformerless | |
| Marking | CE (50 Hz only), RCM | |
| Safety and EMC standard | EN 50178, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, AS/NZS 3100, AS/NZS 60950.1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G99/3, C10/11, EN 50438 (not for all national appendices), RD 1699, RD 413, RD 661, P.O. 12.3, AS 4777, BDEW, NRS-097-2-1, MEA, IEC 61727, IEC 62116, Ordinul 30/2013, VFR 2014 | |
| Grid standard (check your sales channel for availability) | | |
| Available products variants | | |
| Standard | TRIO-20.0-TL-OUTD-400 | TRIO-27.6-TL-OUTD-400 |
| With DC+AC switch | TRIO-20.0-TL-OUTD-S2-400 | TRIO-27.6-TL-OUTD-S2-400 |
| With DC+AC switch and fuse | TRIO-20.0-TL-OUTD-S2F-400 | TRIO-27.6-TL-OUTD-S2F-400 |
| With DC+AC switch, fuse and surge arrester | TRIO-20.0-TL-OUTD-S2X-400 | TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400 |
| With DC+AC switch, fuse and 1 DC surge arrester Type 1 + 2 | TRIO-20.0-TL-OUTD-S11-400 | TRIO-27.6-TL-OUTD-S11-400 |
| With DC+AC switch, fuse and 2 DC surge arrester Type 1 + 2 | TRIO-20.0-TL-OUTD-S21-400 | TRIO-27.6-TL-OUTD-S21-400 |

† The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

‡ The frequency range may vary depending on specific country grid standard

§ Please refer to the document "String inverters - Product manual appendix" available at www.abb.com/solarinverters for information on the quick-fit connector brand and model used in the inverter

Remark: Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

* Limited to 20000 W for Germany

‡ Limited to 27600 W for Germany

ANEXO III

 SOLAR INVERTERS

ABB monitoring and communications

VSN800 Weather Station



The VSN800 Weather Station automatically monitors site meteorological conditions and photovoltaic panel temperature in real-time, transmitting sensor measurements to the Aurora Vision® Plant Management Platform.

—
01
VSN800-12 Weather
Station

The VSN800 contains the essential environmental sensor set needed for solar monitoring.

The expanded sensor set enables plant management across a broad range of plant sizes. VSN800 is a companion to the VSN700 Data Logger, where it is fully compatible and integrates seamlessly with the Aurora Vision® Plant Management Platform.

Shipped preconfigured and ready for installation requiring no special tools

The VSN800 Weather Station is delivered ready for installation and requires the installer to mechanically mount the modules on a user-supplied mast, connect power and communication, and initialize the automatic system commissioning process from the VSN700. No special software, or on-site calibration is required.

The all-in-one weather station reduces the installation, support and maintenance cost while improving the robustness and manageability of the PV plant monitoring solution.

The basic sensor set provides data needed to calculate a performance ratio allowing a plant operator to track solar array performance against expected energy production.

—
02
VSN800-14 weather
Station

The advanced sensor set improves monitoring of weather conditions that can effect energy production. The extra irradiance sensor for mounting at the plane of the array allows more accurate measurement of irradiance that is incident in the plane of the solar panels.

The wind speed and direction sensor gives the operator information about how the wind may be cooling the panels and some indication of how much dust may be accumulating on the panels.

Highlights

- Two models offered for basic and advanced sensor sets
- VSN800-12 includes a basic sensor set: ambient temperature, solar irradiance, and back of module temperature
- VSN800-14 includes additional advanced sensors: plane of array irradiance and wind direction and speed
- Sensors, data acquisition unit, and RS-485

Solar inverters

ABB monitoring and communications VSN700 Data Logger



The high-performance VSN700 Data Logger provides simple and quick commissioning with device discovery and automatic IP addressing as well as remote management features.

This SunSpec Compliant™ data logger records data and events from inverters, energy meters, weather stations, and other photovoltaic plant devices. It acts as an Internet gateway to send the data securely and reliably to the Aurora Vision® Plant Management Platform for performance monitoring, condition monitoring, and data reporting. The VSN700 Data Logger is also available integrated in turnkey solutions, such as VSN730 System Monitor.

Three performance levels offer maximum flexibility.

The VSN700 Data Logger is available in three performance levels to fit virtually any budget and functionality requirements:

VSN700-01 Data Logger is available to residential customers who only need to monitor five (5) single-phase inverters. VSN700-03 Data Logger is a cost-optimized logger for small commercial installations up to ten (10) single or three-phase string inverters and one weather station (VSN800).

VSN700-05 Data Logger provides both customer data management and inverter command, and control for commercial and utility PV system operation, as well as SCADA integration.

Highlights:

All VSN700 Data Logger models include:

- Data management system with serial and Ethernet ports for data and event logging
- Quick installation and fast plug-n-play commissioning with device discovery mechanism
- Network provisioning with dynamic IP addressing (DHCP client and server)
- Reliable and secure transmission of operational data to Aurora Vision® Plant Management Platform
- Remote configuration and management capabilities, including firmware upgrades over the Internet using Aurora Vision® Plant Portfolio Manager
- Simple end-user UI using Aurora Vision® Plant Viewer

Power and productivity
for a better world™





Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
Pró-Reitoria de Graduação
Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 1 - 3º. andar
Porto Alegre - RS - Brasil
Fone: (51) 3320-3500 - Fax: (51) 3339-1564
E-mail: prograd@pucrs.br
Site: www.pucrs.br