



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FELIPE PORTO RODRIGUES CARVALHO

**INTRODUÇÃO AO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO E APLICAÇÃO DE
COMISSIONAMENTO NA PLANTA SOLAR IFCE-MARACANAÚ**

FORTALEZA

2018

FELIPE PORTO RODRIGUES CARVALHO

**INTRODUÇÃO AO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO E APLICAÇÃO DE
COMISSIONAMENTO NA PLANTA SOLAR IFCE-MARACANAÚ**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Cícero Marcos Tavares Cruz.

FORTALEZA

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- C323i Carvalho, Felipe Porto Rodrigues.
Introdução ao sistema solar fotovoltaico e aplicação de comissionamento na planta solar IFCE-Maracanaú / Felipe Porto Rodrigues Carvalho. – 2018.
111 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2018.
Orientação: Prof. Dr. Cícero Marcos Tavares Cruz.
1. Módulo fotovoltaico. 2. Corrente de curto circuito. 3. Tensão de circuito aberto. 4. Eficiência CC. I.
Título.

CDD 621.3

FELIPE PORTO RODRIGUES CARVALHO

INTRODUÇÃO AO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO E APLICAÇÃO DE
COMISSIONAMENTO NA PLANTA SOLAR IFCE-MARACANAÚ

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Cícero Marcos Tavares Cruz (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Daniel Santos Bezerra
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE)

Prof. Msc. André dos Santos Lima
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

A minha mãe, Maria Teresa, a minha namorada,
Izanara Feijó, e a todos meus amigos que me
acompanharam nessa jornada.

AGRADECIMENTOS

Ao time ENAUT, que me forneceu o conhecimento prático para exercer a profissão e proveu os equipamentos necessários para realizar todos os ensaios de comissionamento.

Ao Prof. Dr. Cícero Marcos Tavares Cruz, pela excelente orientação e paciência.

Ao Prof. Dr. Daniel Bezerra, por disponibilizar o sistema para realizar os testes, pela disponibilidade de tempo e participação na banca examinadora

Ao Prof. Msc. André dos Santos Lima, pelo tempo, e pela valiosa colaboração e sugestões.

Ao Eng Sílvio, pelas orientações e conselhos valiosos durante o período de estágio.

Ao Eng Thompson, pela compreensão e por me dar valiosas tarefas para meu crescimento profissional.

A minha mãe, Maria Teresa, pelo seu amor incondicional e força para me motivar a seguir adiante.

A minha namorada Izanara Feijó, pelo amor que me foi dado e pela paciência fora do normal com as minhas frustrações e inseguranças durante o período do curso.

Ao meu amigo Dalmo Mendes, pela confiança e pela ajuda nos momentos difíceis.

Ao meu amigo Clayton Paiva, por me ensinar resiliência e força de espírito.

Ao meu amigo Herivelton Távora, por todos os anos de parceria e amizade indescritível.

Ao meu amigo Enzo Furlan, pela extrema paciência e suporte na motivação e formatação dessa monografia.

Ao meu amigo Junior Vidal, pela companhia nas incontáveis noites de estudo.

Ao meu casal de amigos Fábio Rocha e Letícia Veras, por me ensinar o que é alegria em qualquer circunstância.

Ao meu amigo Tobias Valentim, por disponibilizar sua casa para os nossos grupos de estudo.

Ao meu amigo Matheus Jonathan, por me ensinar a ter calma e sutileza.

A minha amiga Natália Bastos, pelos valiosos conselhos e conversas.

Ao meu amigo Gabriel Sampaio nunca desistir não importa a situação.

Ao meu amigo Alyson Santos, por fornecer as distrações necessárias para conduzir melhor o curso.

E a todos que contribuíram de alguma forma para que este trabalho esteja sendo lido nesse momento.

“O pôr do sol existe para nos lembrar a beleza da vida e para agradecermos por mais um dia”.
(Autor desconhecido)

RESUMO

Neste trabalho faz-se uma introdução ao sistema fotovoltaico conectado à rede, desenvolve-se o equacionamento do modelo da célula fotovoltaica e aborda-se temas como tipos de ligação, sistemas com baterias, cabeamento, proteção e análise dos inversores solares. Na sequência, após alicerçados os fundamentos, faz-se a verificação completa do sistema de modo a garantir que os procedimentos, depois realizados, possam ser feitos de maneira segura, com o cuidado de não excluir os requisitos necessários para esse fim. Assim, após as verificações iniciais, é realizado um estudo de campo na planta, que consiste em doze módulos solares fotovoltaicos ligados todos em série, formando uma única série fotovoltaica situada no estacionamento do IFCE-Maracanaú. No estudo são contemplados vários testes, a saber, teste de continuidade de proteção, teste de isolamento dos cabos, teste de eficiência e teste para encontrar a tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito nas condições operacionais. Por fim, são realizados e mostrados os resultados de todos os testes e comentados os dados de energia do inversor solar *grid tie*.

Palavras-chave: Módulo fotovoltaico. Corrente de curto circuito. Tensão de circuito aberto. Eficiência CC.

ABSTRACT

The present work presents an introduction to the photovoltaic system connected to the grid, developing and modeling the photovoltaic cell and addressing topics such as connection types, battery systems, cabling, protection and the solar inverter. Once that the knowledge necessary to understand the text is established, the next step is a complete verification of the system to ensure that the procedures performed afterwards can be done in a safe manner, addressing all the necessary requirements for this purpose. Finally, after the initial verifications, a field study is carried out in the plant consisting of twelve photovoltaic solar modules connected in series, forming a single photovoltaic series located in the IFCE-Maracanaú parking lot, in which several tests as a continuity test of protection, cable insulation test, efficiency test and test to find the open circuit voltage and short-circuit current under the operating conditions are performed and the results of all the tests and commented the power data of the frequency inverter.

Keywords: photovoltaic module, short circuit current, open circuit voltage, DC efficiency, photovoltaic array.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Exemplo sistema fotovoltaico conectado à rede	22
Figura 2: Modelo ideal da célula fotovoltaica.	27
Figura 3: Superposição sem radiação solar	28
Figura 4: Superposição com radiação.....	28
Figura 5: Arranjo com módulos em paralelo e sem subarranjo	30
Figura 6: Arranjo com módulos em paralelo e com subarranjos	31
Figura 7: Arranjo setorial em paralelo e sem barramento comum	32
Figura 8: Arranjo setoriais em paralelo e com barramento comum	33
Figura 9: Sistema com baterias sem diodos de bloqueio e by-pass.....	34
Figura 10: Sistema com baterias com diodos de bloqueio e by-pass.	35
Figura 11: Modelo de ligação ideal para evitar sobretensões induzidas.....	45
Figura 12: Disjuntor CC	48
Figura 13: Datasheet painel solar da marca SOLAR.....	50
Figura 14: Datasheet painel solar da marca SOLAR (continuação).....	51
Figura 15: Datasheet painel solar da marca CanadianSolar	52
Figura 16: Datasheet painel solar da marca CanadianSolar (continuação)	53
Figura 17: Imagem da planta no estacionamento do IFCE-Maracanaú	60
Figura 19: Imagem dos dados de placa dos módulos fotovoltaicos	61
Figura 20: Imagem dos dados de eficiência do módulo	61
Figura 21: Aterramento estrutural do sistema.....	62
Figura 22: Dados de placa do inversor utilizado	62
Figura 23: Imagem do cabo USB/Óptico para conexão do computador.....	63
Figura 24: Conexão do cabo USB/Óptico	64
Figura 25: Página inicial do TOPVIEW	64
Figura 26: Seleção de dispositivo no TOPVIEW	65
Figura 27: Configuração de aparelho pelo TOPVIEW	66
Figura 28: Instalação medidor de irradiância	67
Figura 29: Instalação medidor de temperatura	67
Figura 30: Equipamento SOLAR-02	68
Figura 31: Seleção teste $LOW\Omega$	69
Figura 32: Início da calibração do teste.....	69
Figura 33: Término calibração do teste	70
Figura 34: Teste concluído.....	70

Figura 35: Tela do teste $M\Omega$ no PVCHECKS	71
Figura 36: Conexões de entrada do PVCHECKS	72
Figura 37: Esquema de conexão para o teste $M\Omega$	72
Figura 38: Teste $M\Omega$ concluído	73
Figura 39: Resultados de tensão do teste $M\Omega$	73
Figura 40: Tela de teste com cursor no teste IVCK	74
Figura 41: Esquema de ligação teste IVCK	74
Figura 42: Resultado teste IVCK	75
Figura 43: Tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito operacionais	75
Figura 44: Preparação dos parâmetros da planta	77
Figura 45: Esquema de conexão para teste de eficiência	77
Figura 46: Alternativa para realizar a medição	78
Figura 47: Ligação do alicate de corrente no polo positivo	78
Figura 48: Medição de eficiência	79
Figura 49: Utilização da Câmera infravermelho para detecção de pontos quentes nos painéis	79
Figura 50: Utilização da Câmera infravermelho para detecção de pontos quentes nos painéis	79
Figura 51: Utilização da Câmera infravermelho para detecção de pontos quentes	80
Figura 52: Verificação de dados medidos em campo	81

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Perfil de geração média diária da região Nordeste.....	19
Gráfico 2: Relação da tensão da célula pela carga em velocidades distintas	36
Gráfico 3: Capacidade de armazenamento da bateria pela temperatura.....	36
Gráfico 4: Perda total pelo FDI para a cidade de Fortaleza.....	40
Gráfico 5: Efeito da temperatura num módulo genérico	76
Gráfico 6: Resultado teste de eficiência: Tensão CC.....	84
Gráfico 7: Resultado teste de eficiência: Corrente CC.....	85
Gráfico 8: Resultado teste de eficiência: Potência CC	86
Gráfico 9: Resultado teste de eficiência: Irradiância.....	87
Gráfico 10: Sobreposição dos Gráficos de potência CC e irradiância	88
Gráfico 11: Resultado teste de eficiência: Temperatura do painel	89
Gráfico 12: Resultado teste de eficiência: Temperatura ambiente	90
Gráfico 13: Resultado teste de eficiência: Eficiência CC.....	91
Gráfico 14: Perfil de potência no dia dos dois arranjos juntos no dia 21/11/2018	92
Gráfico 15: Perfil de potência no dia dos dois arranjos juntos no dia 06/11/2018	93
Gráfico 16: Produção de energia por dia em novembro (até o dia 23/11/2018).....	93
Gráfico 17: Produção de energia por mês (até o dia 18/11/2018)	94
Gráfico 18: Simulação das condições meteorológicas da cidade de Maracanaú em fevereiro de 2018.	94
Gráfico 19: Simulação das condições meteorológicas da cidade de Maracanaú em fevereiro de 2018	94
Gráfico 20: Superposição da produção de energia em todas as fases pelos dois inversores	95
Gráfico 21: Rendimento do inversor ao longo do dia 23/11/2018	96
Gráfico 22: Eficiência dos painéis ao longo das medições	97

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Parâmetros dos Inversores	42
Tabela 2: Parâmetros dos Inversores	43
Tabela 3: Propriedades dos Cabos	45
Tabela 4: Seções mínimas de condutores para diferentes tipos de situação	46
Tabela 5: Coeficientes de temperatura do sistema.....	48
Tabela 6: Parâmetros Elétricos	49
Tabela 7: Parâmetros Físicos	49
Tabela 8: Cabeçalho de inspeção.....	57
Tabela 9: Lista de inspeção.....	57
Tabela 10: Resultado teste.	71
Tabela 11: Resistências de isolamento mínima para os métodos de ensaio	71
Tabela 12: Resultados.....	73
Tabela 13: Resultados teste IVCK.....	76
Tabela 14: Resultado dos testes em campo	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
NBR	Norma Brasileira Regulamentar
IFCE	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
UV	Ultravioleta
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
UFC	Universidade Federal do Ceará.
STC	<i>Standart Test Conditions</i> : Irradiância:1000 W/m ² , Temperatura ambiente 25°C e Massa de ar: 1,5
AM	<i>Ar Mass</i>
NOCT	<i>Nominal Operation Condition Test</i> : Irradiação 800 W/m ² , Temperatura Ambiente: 20°C, Massa de ar: 1,5, velocidade do vento: 1 m/s.

LISTA DE SÍMBOLOS

\$	Dólar
%	Porcentagem
V	Volts
A	Ampère
Ω	Ohm
W	Watt
kW	Quilowatt
mA	Miliampère
kVA	Quilo-voltampère
m	Metros
m ²	Metros cuadrados

Sumário

1 INTRODUÇÃO.....	19
1.1 Justificativa.....	20
1.2 Objetivos.....	20
1.3 Metodologia.....	20
1.4 Estrutura do Trabalho	21
2 O SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE.....	22
2.1 Definições Básicas e Conceitos Elétricos.....	22
2.2 Composição e Princípios de Funcionamento de uma Célula Fotovoltaica	26
2.3 Análise Matemática do Modelo da Célula Fotovoltaica.....	27
2.3.1 Caso sem Radiação.....	28
2.3.2 Caso com Radiação	28
2.4 Modelos de Arranjo, Esquemas Elétricos e Considerações Gerais	30
2.4.1 Arranjo com Módulos em Paralelo e Sem Subarranjo.....	30
2.4.2 Arranjo com módulos em Paralelo e com Subarranjos	30
2.4.3 Arranjo Setorial em Paralelo e Sem Barramento Comum	31
2.4.4 Arranjo Setorial em Paralelo e Com Barramento Comum	32
2.5 Sistemas com Armazenamento.....	34
2.6 Seleção e Dimensionamento do Inversor	37
2.6.1 Classificação Quanto ao Uso de Transformadores.....	37
2.6.2 Classificação Quanto à Conexão à rede	38
2.7 Fatores de redução de eficiência.....	43
2.8 Seleção do Cabeamento e Proteção	44
2.8.1 Cabeamento	44
2.8.2 Proteção.....	46
2.9 Parâmetros Elétricos do Gerador Fotovoltaico.....	48
2.10 Documentação do sistema	54

3 METODOLOGIA.....	56
3.1 Verificação do sistema.....	56
3.2 Apresentação da planta.....	59
3.3 Importação dos dados do arranjo.....	63
3.4 Ensaios de comissionamento.....	66
3.4.1 Preparação dos equipamentos.....	67
3.4.2 Teste de continuidade da proteção.....	68
3.4.3 Teste de isolação dos cabos.....	71
3.4.4 Teste de Corrente de Curto Circuito e Tensão de Circuito Aberto Operacionais. ..	74
3.4.5 Teste de eficiência CC.....	76
4 RESULTADOS.....	82
5 CONCLUSÃO.....	98
REFERÊNCIAS.....	99
ANEXO A – MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	101
ANEXO B – INVERSOR SOLAR.....	103
ANEXO C – PVCHECKS.....	105
ANEXO D – EQUAÇÕES DE EFICIÊNCIA PVCHECKS.....	111
ANEXO E – TABELA DE VARIÁVEIS PVCHECKS.....	112
ANEXO F – LISTA DE POSSÍVEIS MENSAGENS PVCHECKS.....	113

1 INTRODUÇÃO

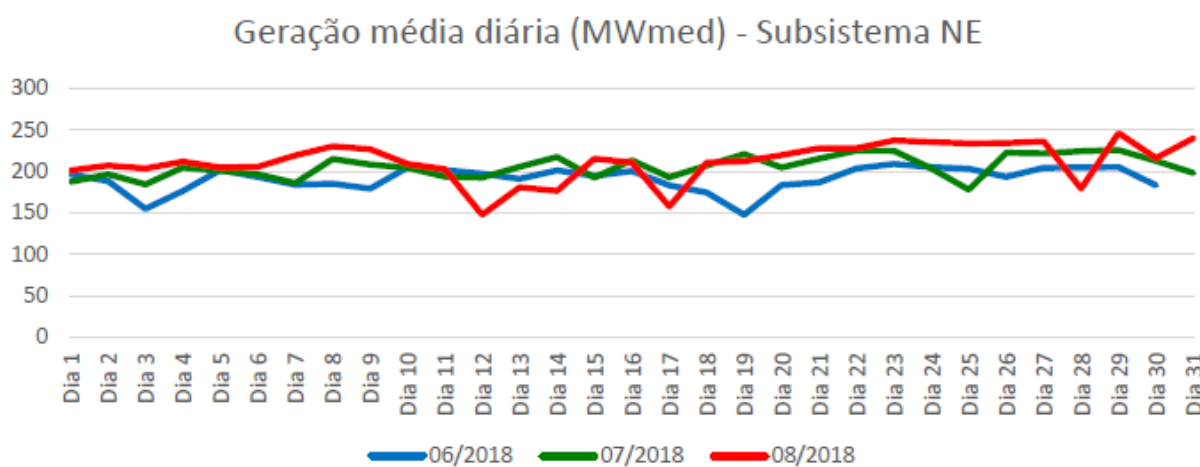
A energia elétrica tem um papel fundamental na sociedade moderna, sendo utilizada em larga escala nas tarefas cotidianas. A sua presença é notada em quase todas as atividades que o ser humano participa. Por essa razão, a demanda por energia é imensa, e cada vez maior ao longo dos anos.

Para suprir essa demanda, é necessário buscar soluções alternativas de energia com o objetivo de diminuir o dano causado no meio ambiente, tendo em vista que as soluções energéticas convencionais quase sempre são atreladas a danos e, muitas vezes irreversíveis à natureza.

Por essa razão, as fontes limpas de energia estão ganhando força com o passar dos anos e com o incentivo ao desenvolvimento de novas tecnologias. Algumas que não eram possíveis de se usar no passado, hoje já têm grande viabilidade. A energia solar, em particular, exerce uma grande contribuição dentre essas novas formas de gerar energia, pois a instalação dos geradores fotovoltaicos é relativamente simples, e com os incentivos fiscais hoje existentes se torna cada vez mais viável o consumidor de energia gerar energia para a concessionária.

O boletim mensal de geração solar fotovoltaica, de agosto de 2018, gerado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, dá uma ideia do perfil de geração da região Nordeste desde 2016 até 2018, como mostra o Gráfico 1. Percebe-se que a tendência é o aumento da geração ao longo dos anos.

Gráfico 1 – Perfil de geração média diária da região Nordeste



Fonte: Boletim mensal de geração solar fotovoltaica agosto (2018).

1.1 Justificativa

Com o aumento na busca de energias renováveis, a energia solar é uma das opções que mais se destacam atualmente, tornando-se presente em vários empreendimentos comerciais, prediais e industriais. Com o avanço expansivo dessa tecnologia, faz-se necessário existir profissionais preparados para projetar, homologar e realizar manutenções nesse tipo de sistema. O trabalho, portanto, tem a prerrogativa de melhor preparar um profissional de Engenharia elétrica para entender como um sistema fotovoltaico funciona, como (ele) realiza laudos de comissionamento, por exemplo, e como esse profissional deve atentar a todos os testes necessários e validar esses resultados perante a concessionária de energia.

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem passar por readequações, modificações ou manutenções ao longo de sua vida útil, ou até a mudança de posse do sistema. Sendo então necessário realizar testes para assegurar que a instalação foi feita de maneira correta e se o sistema fornece o desempenho esperado.

Esse trabalho tem a preocupação de informar a documentação necessária para o comissionamento do sistema, bem como o procedimento de verificação e inspeção do sistema para posteriormente realizar os testes de comissionamento. Adicionalmente, é realizada uma análise do perfil de geração do arranjo fotovoltaico do estacionamento do IFCE-Maracanaú.

1.2 Objetivos

Essa monografia tem como objetivo apresentar o modelo de um sistema fotovoltaico conectado à rede, comentar a respeito de suas particularidades, de seus requisitos de documentação e de comissionamento, e exemplificar, através de um caso particular, todo o procedimento para realizá-lo.

Será apresentado, também, o conceito de sistemas com armazenamento, mas o mesmo não será utilizado no caso de comissionamento por não haver armazenamento no sistema.

1.3 Metodologia

A metodologia utilizada consistiu, primeiramente, em uma base teórica suficiente a respeito do modelo do sistema para, posteriormente, se fazer valer da norma NBR 16274, que estabelece: “sistemas fotovoltaicos conectados à rede: requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho”, para guiar o processo de comissionamento. Neste processo, estão contemplados as recomendações e procedimentos de

comissionamento, aplicando todos esses processos ao caso do sistema fotovoltaico real situado no estacionamento do IFCE-Maracanaú.

1.4 Estrutura do trabalho

No primeiro capítulo consta a introdução do presente trabalho, com observância às justificativas, objetivos, metodologias e a estrutura. No capítulo 2, apresenta-se a introdução teórica dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede, bem como a modelagem da célula fotovoltaica, os sistemas com armazenamento, os esquemas de arranjo fotovoltaico, o dimensionamento de inversores, seleção e dimensionamento de cabos, e a proteção, parâmetros do gerador fotovoltaico e a documentação necessária para legalizar o sistema.

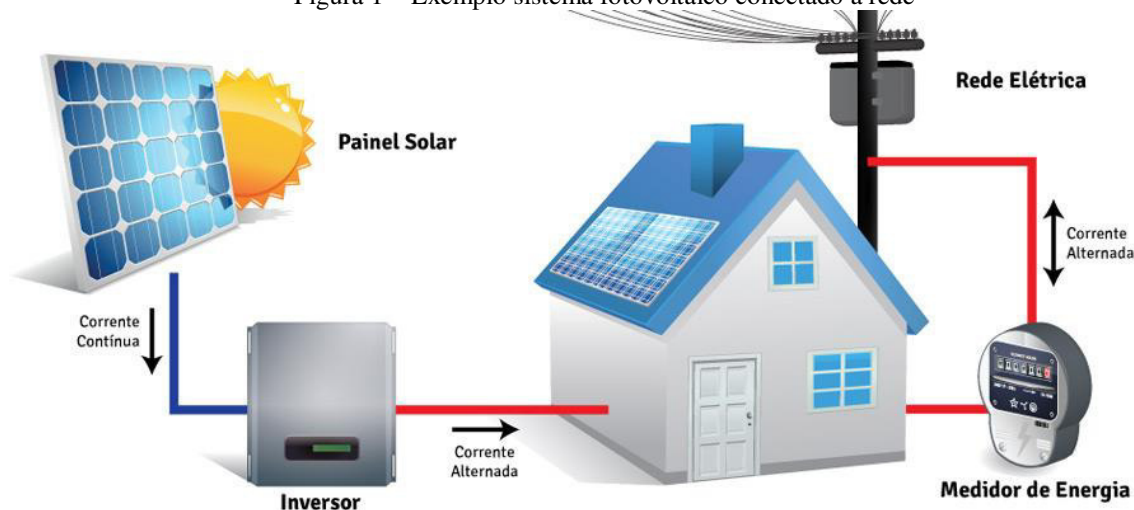
No capítulo 3 é apresentada a metodologia em que é realizado todo o passo a passo sugerido pela ABNT NBR 16274 para verificar, inspecionar e realizar os testes de comissionamento. No capítulo 4 são mostrados todos os resultados obtidos pela metodologia do capítulo 3 gerando e comentando os Gráficos e informações geradas pelos resultados.

No capítulo 5 do trabalho é feito um resumo de todos os dados obtidos, atentando ao fato de possíveis trabalhos para dar continuidade e ramificar esse processo para outros sistemas mais específicos.

2 O SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

Esse capítulo tem como objetivo definir todo o escopo teórico necessário para o entendimento da solução proposta. Na primeira parte, serão apresentados os termos mais utilizados para esse estudo. Posteriormente, uma introdução sobre o princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica, é feito um equacionamento ao modelo ideal de célula fotovoltaica de modo a melhor analisar o sistema. Também será apresentado o estudo dos esquemas de ligação dos painéis fotovoltaicos, sistemas com armazenamento, estudo do cabeamento e proteção do sistema, parâmetros do gerador fotovoltaico e a documentação mínima necessária para o sistema. A Figura 1 abaixo mostra um exemplo de sistema conectado à rede.

Figura 1 – Exemplo sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: T8M Energia Solar.

2.1 Definições básicas e conceitos elétricos

Após o entendimento do funcionamento de uma célula fotovoltaica, serão apresentados os termos e definições empregados ao longo do trabalho. Somente a partir dessa fundamentação teórica é que serão introduzidos o modelo do gerador fotovoltaico e os métodos de instalação e verificação do sistema. A saber:

1) Arranjo Fotovoltaico: segundo a ABNT NBR 10899:2013, o arranjo fotovoltaico é definido como um conjunto de módulos fotovoltaicos, podendo ser somente um módulo, ou subarranjos fotovoltaicos integrados de maneira elétrica e mecânica, incluindo a estrutura de suporte. Não contemplam ao arranjo sua fundação, aparato de rastreamento, controle térmico e elementos similares, ou seja, são todos os componentes até os terminais de entrada em corrente contínua, baterias, ou cargas CC.

2) Subarranjo Fotovoltaico: nos termos da ABNT NBR 10899:2013, é a parte de um arranjo fotovoltaico que pode ser considerada uma unidade.

- 3) Célula Fotovoltaica: de acordo com a ABNT NBR 10899:2013, é o dispositivo fotovoltaico elementar que tem como objetivo fazer a conversão direta de energia solar em energia elétrica.
- 4) Módulo Fotovoltaico: definido pela ABNT NBR 10899:2013 e formada por um conjunto de células fotovoltaicas (expostas no tópico 2), interligadas eletricamente e encapsuladas, com a finalidade de gerar energia elétrica.
- 5) Módulo fotovoltaico CA: nos termos da ABNT NBR 10899:2013, é o conjunto composto por módulo e inversor, o qual os terminais de interface são apenas de corrente alternada, sem levar em consideração a parte de corrente contínua.
- 6) Série fotovoltaica: definida pela NBR 10899:2013, é o circuito no qual módulos fotovoltaicos (expostos no tópico 3 dessa seção), são conectados em série para gerar a tensão de saída.
- 7) Aterramento de proteção: ligação à terra de um ponto de um equipamento (geralmente metálico) ou de um sistema por razões de segurança.
- 8) Cabo do Arranjo Fotovoltaico: cabo que transporta a corrente contínua do arranjo.
- 9) Cabo do Subarranjo Fotovoltaico: cabo que transporta a corrente contínua do subarranjo.
- 10) Caixa de Junção: segundo a ABNT NBR 10899:2013, é o invólucro no qual subarranjos, séries e módulos fotovoltaicos são conectados em paralelo podendo alojar dispositivos de proteção e manobra.
- 11) Condições de ensaio padrão STC: definida pela norma IEC 60904-3, compreende ensaios realizados sob condições de temperatura de 25°C, irradiância de 1000 W/m² e espectro de radiação luminosa correspondente a uma massa de ar de 1,5 AM.
- 12) Cabo da série fotovoltaica: cabo que conecta os módulos fotovoltaicos na série fotovoltaica ou que conecta a série fotovoltaica na caixa de junção.
- 13) Condutor de Equipotencialização: condutor destinado a equipotencialização para proteção ou algum outro fim.
- 14) Condutor PEL: definido pela norma IEC 60050-195:1998,195-02-14, entende-se como o condutor cuja função é fazer o condutor de aterramento e condutor de fase.
- 15) Condutor PEM: definido pela norma IEC 60050-195:1998,195-02-14, trata-se do condutor cuja função é fazer o condutor de aterramento e condutor de ponto médio.
- 16) Condutor PEN: definido na norma IEC 60050-195:1998,195-02-14, entende-se o condutor cuja função é fazer o condutor de aterramento e condutor de neutro.

17) Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico: simbolicamente representado por $I_{SC\ MOD}$, representa a corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico em condições de STC (definida no tópico 7).

18) Corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico: a simbologia utilizada para esse termo é $I_{SC\ ARRANJO}$ e representa a corrente de curto-circuito nas STC (definida no tópico 7 dessa seção), e é calculada simplesmente multiplicando o número de séries fotovoltaicas em paralelo pela corrente de curto-circuito de cada módulo que compõe o arranjo, em termos matemáticos:

$$I_{SC\ ARRANJO} = I_{SC\ MOD} * S_A \quad (1)$$

Em que $I_{SC\ MOD}$ foi definido no tópico 12 dessa seção e S_A é o número de séries fotovoltaicas em paralelo.

19) Corrente de curto-circuito de um subarranjo fotovoltaico: é a corrente de curto-circuito de um subarranjo fotovoltaico nas STC, simbolicamente representada por $I_{SC\ SUBARRANJO}$ e matematicamente obtida pela multiplicação da corrente $I_{SC\ MOD}$ definida no tópico 12 dessa seção pela número de séries fotovoltaicas em paralelo nesse subarranjo (S_{SA}) de modo que

$$I_{SC\ SUBARRANJO} = I_{SC\ MOD} * S_{SA} \quad (2)$$

20) Corrente nominal: simbolicamente representada por I_n , é o valor nominal de corrente de um dispositivo de proteção contra subcorrente.

21) Diodos de bloqueio: diodos conectados em série com qualquer componente do sistema fotovoltaico tendo como objetivo não permitir que haja corrente reversa nos módulos, séries, subarranjos ou arranjos. Esse diodo pode ser aplicado em todas as regiões do arranjo, contudo, seu uso aumenta a potência dissipada causada pelos componentes do diodo.

22) Diodos de by-pass: diodo conectado a uma ou mais células fotovoltaicas no sentido direto da corrente tem o intuito de isolar falhas provenientes de uma ou mais células sombreadas ou com defeito, prevenindo contrapontos quentes ou danos causados.

23) Dispositivo classe A: definição proveniente da norma IEC-61140, diz respeito aos dispositivos de acesso geral de pessoas com característica de tensão elétrica perigosa e em aplicações com potência perigosa, podendo ser utilizada em sistemas que têm tensão superior à 50 Vcc ou potência superior à 240 W.

24) Dispositivo classe B: definição proveniente da norma IEC-61140, diz respeito aos dispositivos de acesso de pessoas restrito por meio de isolamento mecânico ou localidade

de difícil acessibilidade; tem característica de tensão elétrica perigosa e em aplicações com potência perigosa, podendo ser utilizada em sistemas que têm tensão superior à 50 Vcc ou potência superior à 240 W.

25) Dispositivo classe C: definição proveniente da norma IEC-61140, diz respeito aos dispositivos de acesso geral de pessoas com característica de tensão elétrica limitada e em aplicações com potência perigosa, podendo ser utilizada em sistemas que têm tensão até 50 Vcc ou potência superior à 240 W.

26) Irradiância solar G: mede a taxa em que os raios solares incidem por unidade de área da superfície.

27) Partes vivas: definida na norma IEC 60050-826, é o condutor ou parte condutora com função de ser energizada em condições normais (material condutor exposto), incluindo o condutor neutro, mas não o condutor PEN (definido no tópico 11 dessa seção).

28) Isolação básica: isolação aplicada a partes vivas para prover o mínimo de proteção elétrica contra choques.

29) Isolação dupla: isolação composta pela isolação básica e outra complementar.

30) Isolação galvânica: isolação mecânica dos cabos para impedir o fluxo de corrente, a energia sendo transferida por outro método.

31) Isolação reforçada: isolação única, podendo ser ou não homogênea para ser aplicada sobre as partes vivas (definidas no tópico 22 dessa seção), com o intuito de proteger contra choques elétricos.

32) Seguimento do ponto de máxima potência ou MPPT (*Maximum Power Point Tracking*): definida na ABNT NBR 10899:2013, é a estratégia de controle utilizada para maximizar a potência fornecida pelo gerador para as condições de temperatura e irradiação de operação.

33) Tensão de circuito aberto de um arranjo $V_{OC\ ARRANJO}$: definido como a tensão de circuito aberto de um arranjo fotovoltaico nas condições STC, em termos matemáticos

$$V_{OC\ ARRANJO} = V_{OC\ MOD} * M \quad (3)$$

Tal que M representa o número de módulos fotovoltaicos em série.

34) Tensão de circuito aberto de um arranjo $V_{OC\ MOD}$: dado de placa fornecido pelo fabricante que informa a tensão de circuito aberto de um módulo fotovoltaico nas condições STC.

35) Unidade de condicionamento de potência UCP: sistema conversor de potência elétrica que entrega potência elétrica com frequência e tensão recomendadas a uma carga,

armazenamento via baterias ou conexão à rede elétrica (nesse caso, a UCP seria o inversor *grid tie*).

36) Valor máximo de proteção contra sobrecorrente do módulo $I_{MOD\ MÁX\ OCPR}$: definido pela IEC 61730-2, é o valor máximo de proteção contra sobrecorrente do módulo fotovoltaico.

2.2 Composição e princípios de funcionamento de uma célula fotovoltaica

As células fotovoltaicas são uma aplicação direta do efeito fotoelétrico que foi primeiramente descoberto por Hertz, mas que consagrou Albert Einstein e seus estudos a respeito da emissão de luz. A teoria diz que quando a luz incide sobre algumas substâncias, há um deslocamento de elétrons que circulam de átomo para átomo gerando uma corrente elétrica (LIMA, 2012).

As células fotovoltaicas comerciais são feitas de silício (Si) com número atômico 14 e 4 elétrons na camada de valência. A partir deste ponto, é comum adicionar dois tipos de elementos a ele, dado que o silício, por natureza, não é condutor, e ao adicionar-se porcentagens de outros elementos no processo conhecido como dopagem, ele adquire características de condutor quando excitado.

Os elementos mais comuns na dopagem são o boro (B) com 3 elétrons na camada de valência e o fósforo (P) com 5 elétrons na camada de valência, cada tipo de adição de elemento gera um dos tipos de dopagem que serão descritas a seguir.

Quando um átomo de boro se liga a um de silício, obtém-se um elétron desemparelhado que na literatura é comumente chamado de lacuna. Do mesmo modo, o fósforo tem número atômico 15, tendo 5 elétrons na camada de valência, e ao se ligar ao silício, é obtido um elétron em excesso. Após a dopagem, a junção Si-P se chama tipo N(-), enquanto a junção Si-B se chama tipo P(+). Quando se junta uma camada do tipo N e uma do tipo P via condutor, obtém-se um fluxo de elétrons e, por conseguinte, corrente elétrica que flui do tipo N para o tipo P (os elétrons seguem o fluxo contrário).

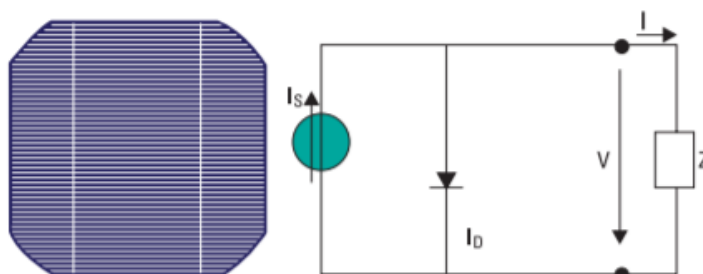
Desse modo, o funcionamento da célula pode ser resumido da seguinte maneira: a luz incide sobre a placa fotovoltaica fazendo com que os fótons se choquem contra os elétrons do silício excitando-os, convertendo o silício dopado em condutor, conduzindo corrente da camada N para a camada P (ou seja, os elétrons fluem da camada P para a camada N). Em contrapartida, a corrente elétrica só irá fluir enquanto o silício dopado estiver excitado, isto é, enquanto houver luz solar incidente.

Os materiais semicondutores mais comuns são o silício, arsenieto de gálio, teluriato de cádmio. Segundo Pereira e Oliveira (2011), cerca de 96% de todas as células solares no mundo são de silício. Ademais, no que respeita a utilização dos materiais semicondutores para energia fotovoltaica, deve-se obter um grau de pureza elevado na composição, sendo necessário, então, a aplicação de inúmeras etapas de preparação química, mas que não serão abordadas neste trabalho.

2.3 Análise matemática do modelo da célula fotovoltaica

Em matéria de análise, o modelo ideal da célula fotovoltaica é bastante útil para entender o funcionamento da célula. Ainda que não represente exatamente a realidade, pois as não idealidades são desconsideradas. O modelo real não será tratado neste trabalho. Assim, o modelo ideal de uma célula fotovoltaica pode ser visualmente resumido na Figura 2.

Figura 2 – Modelo ideal da célula fotovoltaica



Fonte: Pereira e Oliveira (2011).

Ao se analisar o circuito acima, podemos chegar a fórmula da corrente de carga:

$$i_s = i_d + i_{carga} \quad (4)$$

Em que i_s é a corrente de gerador, também chamada $i_{gerador}$, i_d é a corrente que passa pelo “diodo” e i_{carga} é a corrente na carga. Representa em termos matemáticos o comportamento de condução do diodo a equação de Shockley, a saber:

$$i_d = I_0 * (e^{\frac{V}{m*V_t}} - 1) \quad (5)$$

Em que I_0 é a corrente de saturação máxima do “diodo”, m é o fator de idealidade do diodo, que varia entre 1 e 2 e V_t é o potencial térmico definido por:

$$V_t = \frac{(K*t)}{e} \quad (6)$$

Note que K é a constante de Boltzman, vale $1,38 * 10^{23}$, t é a temperatura em Kelvin da célula e e é a carga elementar do elétron que é $1,6 * 10^{-19} C$.

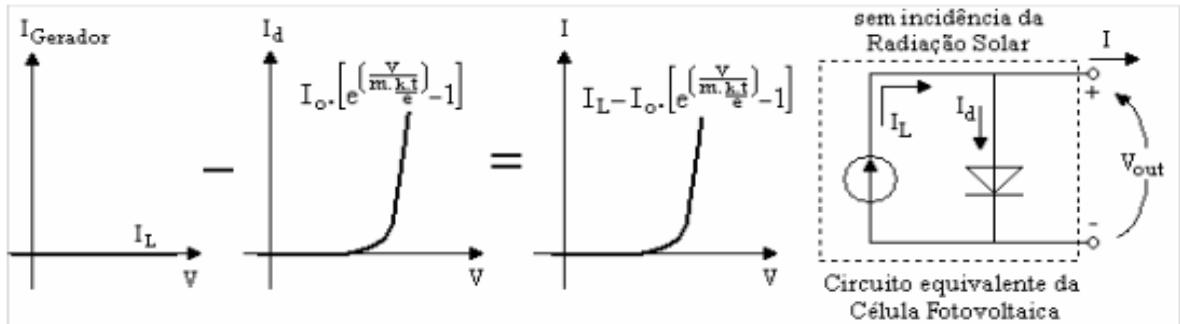
A fim de melhor visualizar como os efeitos individuais afetam o sistema, este tópico tem como objetivo mostrar a superposição (princípio de análise de circuito) dos elementos

aplicados nas situações em que não há radiação de luz e, posteriormente, na situação em que há radiação.

2.3.1 Caso sem radiação

Nesse caso, a fonte de corrente é retirada (se não há luz, não há corrente), caso em que a equação (2) se expressa na Figura 3 e na equação abaixo.

Figura 3 – Superposição sem radiação solar



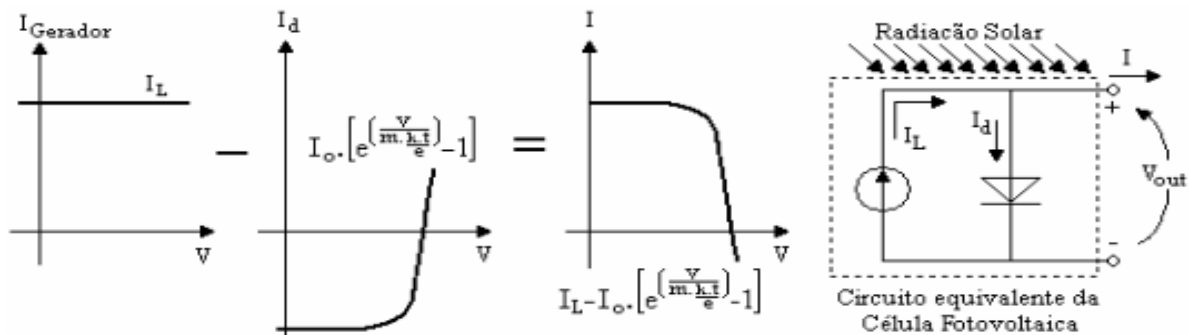
Fonte: Pereira e Oliveira (2011).

$$i_{carga} = -i_d$$

2.3.2 Caso com radiação

No caso em que há incidência de luz solar, ocorrerá um aumento na corrente da fonte, de maneira que quanto maior a intensidade luminosa maior a corrente. A curva corrente-tensão será deslocada por conta dessa corrente no sentido de polarização inverso, obtendo-se a seguinte representação:

Figura 4 – Superposição com radiação



Fonte: Pereira e Oliveira (2011).

Com base nesses gráficos e nas equações, é possível definir parâmetros para avaliar as correntes e tensões máximas. Esses parâmetros são a corrente de curto circuito i_{cc} em que $v = 0$ e a tensão de circuito aberto v_{oc} em que a corrente $i_{carga} = 0$.

Em resumo, a célula se porta como um diodo no primeiro quadrante da curva corrente-tensão quando não há luz, e como uma fonte de corrente operando no quarto quadrante da curva corrente-tensão.

O padrão STC (*Standart Test Conditions*) é dado como:

$$G^r = 1000 \frac{W}{m^2} \quad (7)$$

$$\theta^r = 298,16 K \quad (8)$$

Em que, G^r é a radiação incidente por metro quadrado de referência e θ^r é a temperatura de referência.

À luz desses parâmetros referenciais, é possível relacionar os parâmetros de outros sistemas que não estão sob essa radiação ou essa temperatura, simplesmente valendo-se das equações

$$I_{cc} = I_{cc}^r * \frac{G}{G^r} \quad (9)$$

O rendimento de referência pode ser obtido pela equação

$$\eta^r = \frac{P_{max}^r}{A * G^r} \quad (10)$$

Sendo que A é a área da célula, e de maneira semelhante é possível definir o rendimento em uma situação genérica

$$\eta = \frac{P_{max}}{A * G} \quad (11)$$

E então podemos definir um novo parâmetro, chamado fator de forma, que relaciona a potência máxima nas condições STC e o produto V_{oc} e I_{cc}

$$F_F = \frac{P_{max}^r}{V_{oc} * I_{cc}} \quad (12)$$

É importante ressaltar que os fatores de forma são em torno de 0,7 e 0,85, dado que o denominador é praticamente constante em placas do mesmo material, variando apenas o numerador, que não há grandes variações.

Para se construir um módulo, é importante colocar uma camada antirreflexo com lâminas especiais com o intuito de diminuir a degradação com uso. A eficiência de um módulo fotovoltaico, por ser um elemento em série, vai ser tão boa quanto a eficiência da pior célula conectada a ele. Por essa razão, é sempre interessante que as células estejam no mesmo padrão, para não haver corte de eficiência por conta de alguma célula.

Se alguma célula do módulo tiver alguma corrente de curto circuito maior que outra, apesar da tensão do módulo ser zero, a tensão individual de cada célula pode não ser. O problema consiste no fato de que, quando o módulo for curto circuitado, algumas células estarão

gerando energia e outras estarão dissipando energia. Quanto maior for a diferença de corrente de curto circuito, mais esse efeito indesejado será observado.

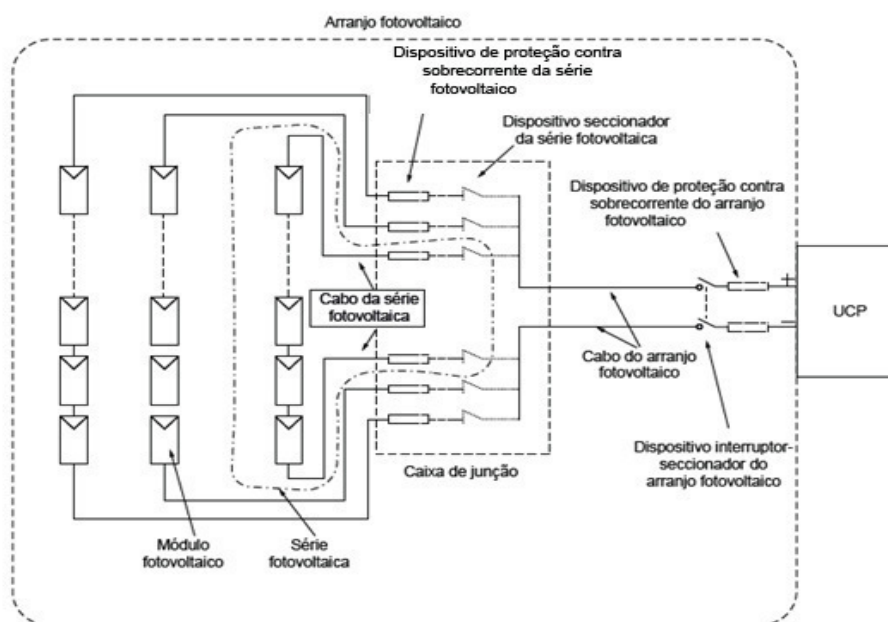
2.4 Modelos de arranjo, esquemas elétricos e considerações gerais

Nesta seção, serão apresentados os principais modelos e esquemas voltados a conexão CC na UCP, para sistemas *on grid*, onde a UCP será o inversor.

2.4.1 Arranjo com módulos em paralelo e sem subarranjo

O primeiro esquema a ser mostrado é o chamado simples de múltiplas séries fotovoltaicas exposto na Figura 5.

Figura 5 – Arranjo com módulos em paralelo e sem subarranjo



Fonte: ABNT NBR 16690 (2018).

Observando-se o arranjo acima, é possível notar que existem múltiplos módulos formando uma série fotovoltaica toda ligada em paralelo e conectada à caixa de junção, onde se localiza o dispositivo de proteção contra sobrecorrente do arranjo e os dispositivos responsáveis pelo seccionamento da série (cada série tem o seu dispositivo).

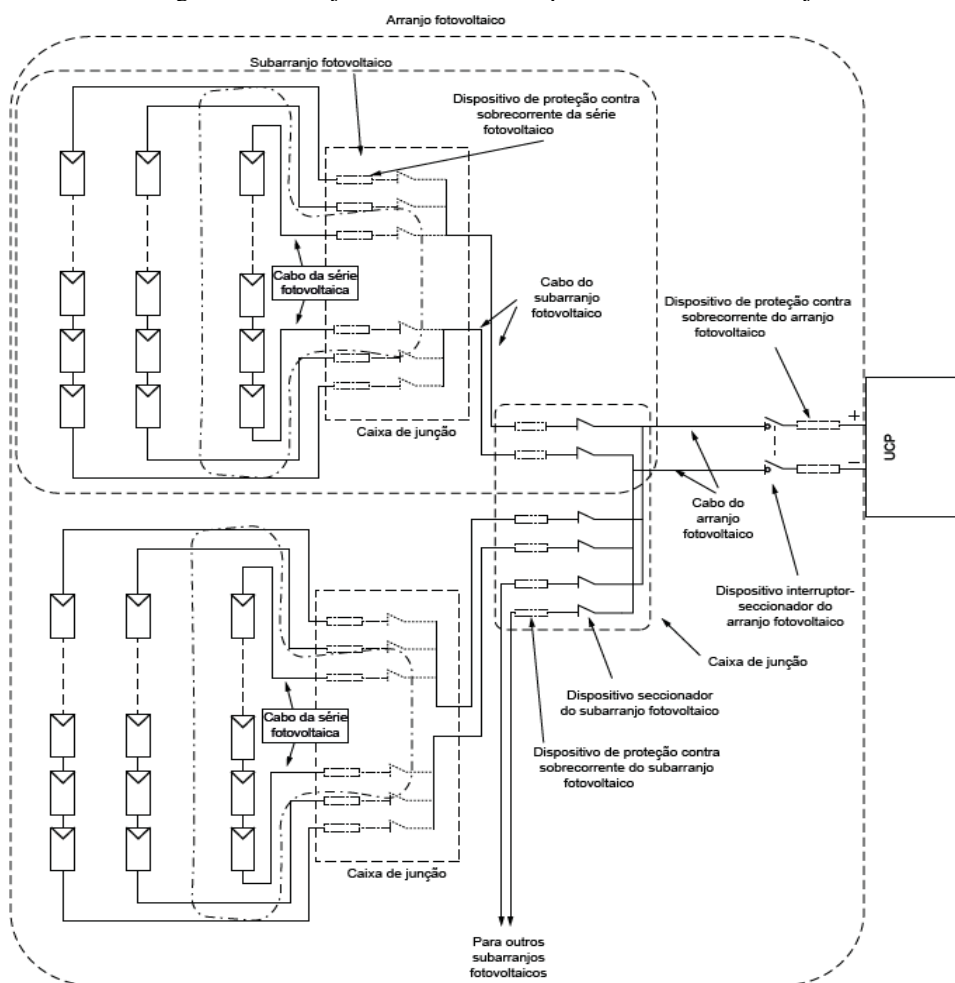
À jusante da caixa de junção é possível observar o dispositivo de interrupção e seccionamento do arranjo e o dispositivo de proteção contra sobrecorrente do arranjo.

2.4.2 Arranjo com módulos em paralelo e com subarranjos

Neste outro arranjo, o sistema se subdivide em múltiplos subarranjos, nos quais cada subarranjo se comporta como um arranjo sem serem conectados diretamente a UCP. Neste caso, é necessário adicionar dispositivos de proteção contra sobrecorrente e seccionamento

entre as caixas de junção individuais dos subarranjos e os cabos do arranjo para serem unidas na caixa de junção geral e, finalmente, seguir pelo cabo do arranjo para conectar na proteção contra sobrecorrente do arranjo e no dispositivo de seccionamento geral e conectar à UCP.

Figura 6 – Arranjo com módulos em paralelo e com subarranjos

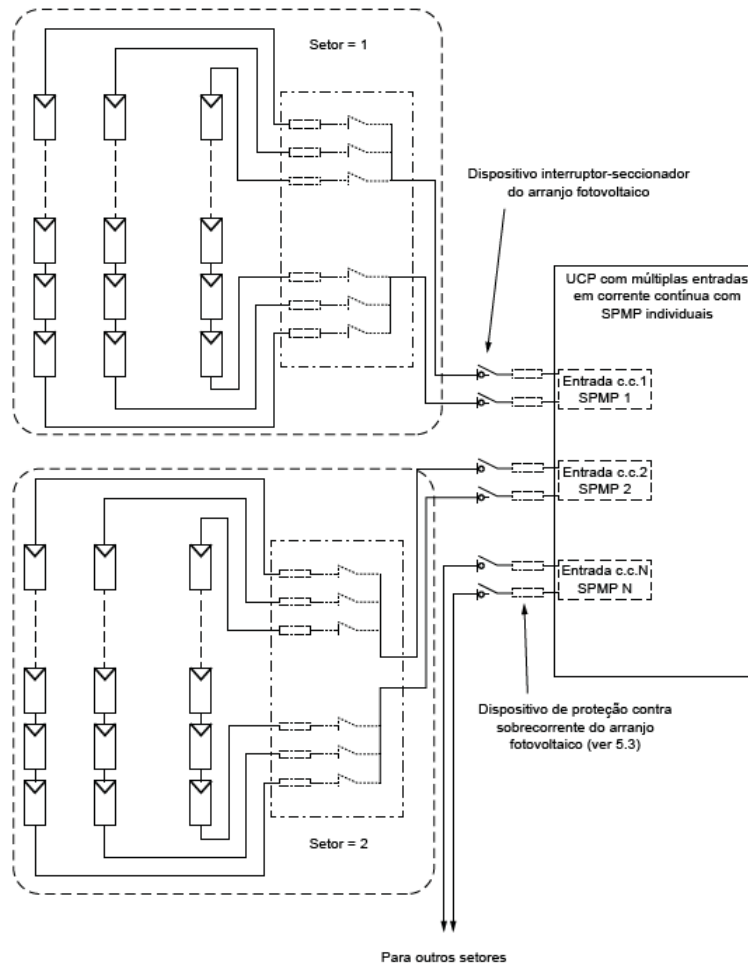


Fonte: ABNT NBR 16690 (2018).

2.4.3 Arranjo setorial em paralelo e sem barramento comum

Outro possível esquema de ligação é mostrado abaixo, na Figura 7. Esse sistema é dividido de maneira setorial, cada setor se comporta como um arranjo de maneira individual. Como a UCP desse exemplo tem a possibilidade de conexão com mais de uma entrada, os setores por mais que se assemelhem a subarranjos, não o são, pois, conforme dito anteriormente, a UCP trata os setores de maneira individual sem que o funcionamento de um interfira no funcionamento de outro, como se fossem sistemas isolados com um equipamento em comum.

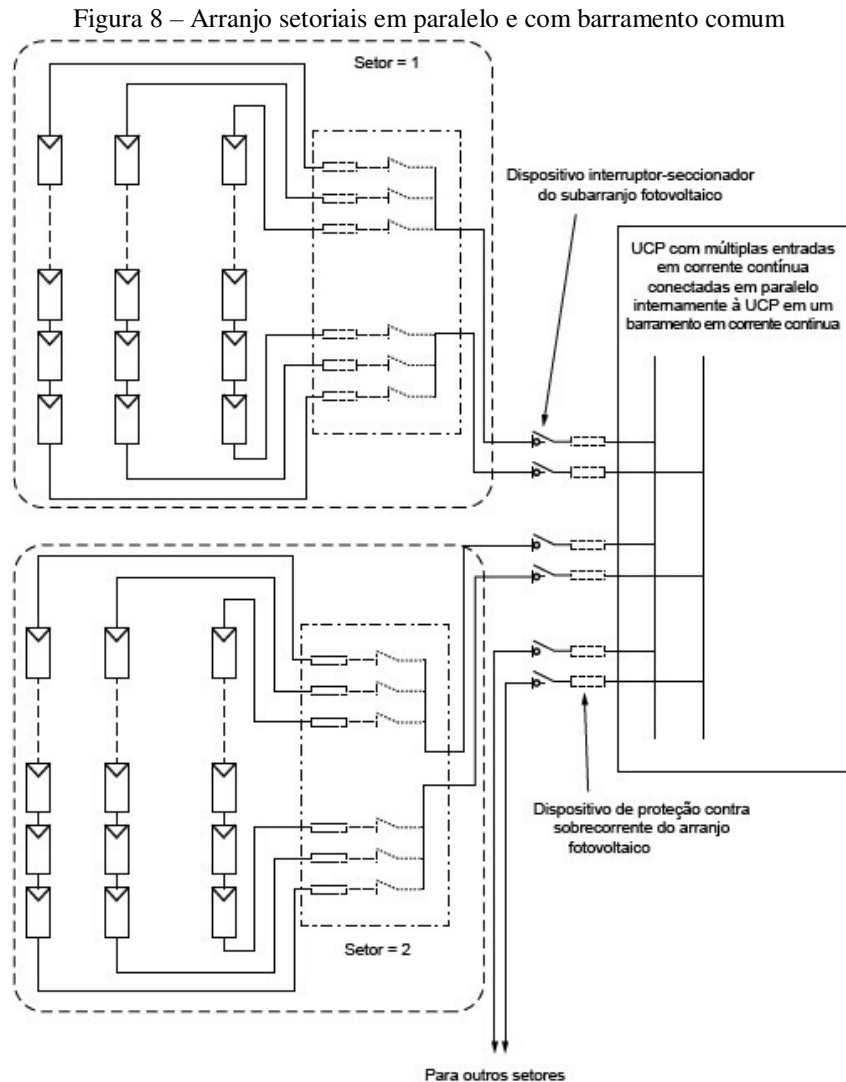
Figura 7 – Arranjo setorial em paralelo e sem barramento comum



Fonte: ABNT NBR 16690 (2018).

2.4.4 Arranjo setorial em paralelo e com barramento comum

Finalmente, temos o caso apresentado na Figura 8, isto é, setores que funcionam de maneira individual, embora a UCP tenha várias entradas de conexão, todas elas serão conectadas internamente a um barramento na UCP; a própria UCP promove a interconexão dos setores. Para efeitos normativos, cada setor deve ser tratado como um subarranjo.



Fonte: ABNT NBR 16690 (2018).

Nos dois casos anteriores – itens 2.4.3 e 2.4.4 – é importante salientar que dada a existência de várias entradas de corrente contínua em utilização, o nível de proteção contra sobrecorrente de cada setor vai depender principalmente da corrente que flui da UCP para cada setor que é gerada pelos outros setores.

Além disso, também é importante salientar que existem outros tipos de conexão, UCP's auxiliares para microgeração, por exemplo, porém, os mesmos não serão tratados aqui, os mais comuns já foram citados.

Por fim, em um sistema fotovoltaico, deve-se realizar um projeto evitando-se ao máximo que qualquer tipo de corrente flua entre as séries que estão conectadas em paralelo. Objetivando-se evitar essa passagem de corrente, é importante adotar a menor diferença entre as tensões de circuito aberto da série, sendo de boa prática adotar todos os módulos do mesmo fabricante (evitar possíveis disparidades) e que tenham especificações de corrente de curto-circuito, máxima potência, tensão e corrente de máxima potência, coeficientes de temperatura

e tensão de circuito aberto, que todas as séries tenham o mesmo número de módulos e inclusive tenham inclinações iguais

2.5 Sistemas com armazenamento

Uma forma alternativa para o uso de energia solar é conectar baterias para armazenar energia durante o período de alta irradiação com intuito de usá-la posteriormente quando não houver.

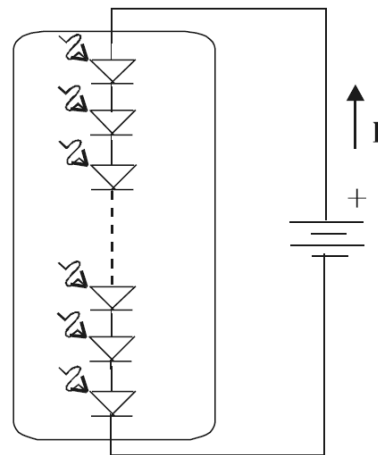
Um cuidado especial deve ser tomado quando se analisa o período de baixa insolação, dado que em condições noturnas de iluminação, temos uma situação em que o módulo é uma associação de diodos em série que estarão atuando na zona de condução direta, sendo essa corrente multiplicada pelo número de células ligadas ao módulo, e gerando uma corrente resultante significativa no sentido da bateria para o módulo (vide Figura 9).

Além disso, quando houver baixa insolação, a tensão de saída pode acabar sendo menor que a tensão da bateria e não haverá carregamento.

Quanto maior o número de células no módulo, mais difícil é o carregamento de uma possível bateria e mais intenso o descarregamento. Isso pode ser explicado pela equação (13).

$$I_{carga} = I_{gerador} - I_{diodo} \quad (13)$$

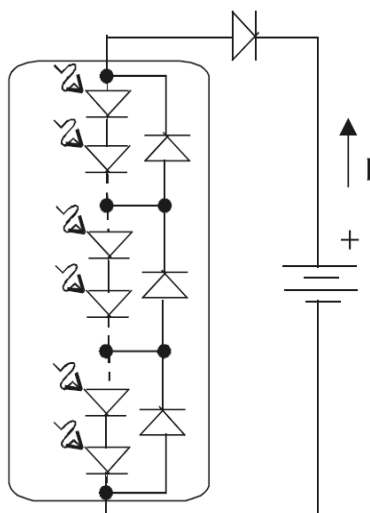
Figura 9 – Sistema com baterias sem diodos de bloqueio e by-pass



Fonte: Messenger e Ventre (2004).

Uma solução para o problema é instalar diodos de bloqueio e *by-pass*, como mostrado na Figura 10.

Figura 10 – Sistema com baterias com diodos de bloqueio e by-pass



Fonte: Messenger e Ventre (2004).

Os diodos de bloqueio e de *by-pass* servirão basicamente para não deixar a corrente seguir no sentido contrário, não havendo o problema do descarregamento extra da bateria. Nos casos em que exista sombreamento em uma ou mais células, por uma razão qualquer, e como o módulo é uma série de células, haverá uma corrente passando no sentido contrário. Portanto, com a inserção dos diodos de *by-pass* esse problema é resolvido.

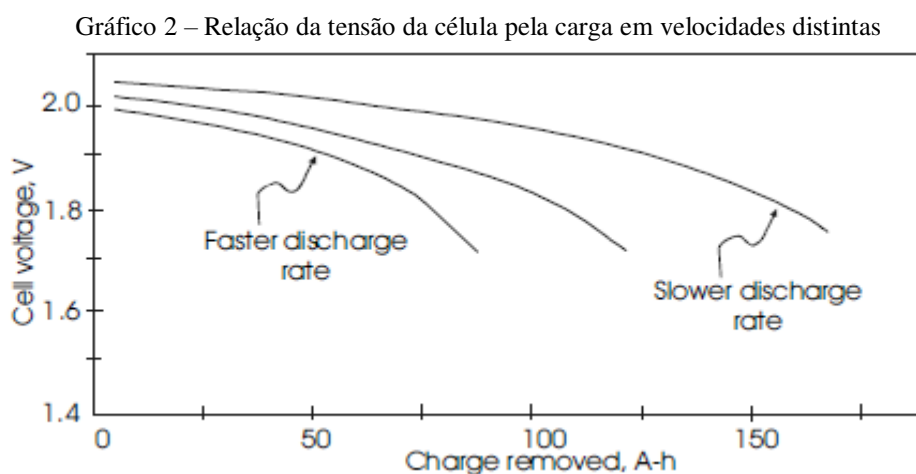
Entretanto, é importante salientar que a inserção dos diodos, tanto de bloqueio quanto *by-pass*, proporciona uma queda de tensão e de potência intrínseca a eles, chegando a mais de 1 W de perdas nos períodos de insolação. Essa solução, apesar de interessante, pode não ser muito usual. Para minimizar esse problema, pode-se simplesmente adicionar mais células ao módulo, fazendo com que a tensão total da bateria seja distribuída entre as células, diminuindo-se a corrente gerada por cada célula.

Uma consideração adicional importante é que a implementação de baterias pode vir a ser uma fonte de altas correntes em caso de falta. Por essa razão, devem ser instalados dispositivos de proteção contra sobrecorrente, localizados geralmente entre a bateria, ou o mais próximo possível dela, e o controlador de carga. Esse dispositivo pode servir até mesmo para proteger o cabo do arranjo fotovoltaico, desde que haja compatibilidade entre o cabo e o dispositivo de sobrecorrente, ou seja, que o cabo do arranjo suporte uma corrente maior que a do dispositivo de proteção (o cabo irá ser prejudicado antes do dispositivo de proteção atuar). Caso não haja compatibilidade entre o cabo e o dispositivo, necessita-se de dois dispositivos de proteção distintos. A proteção contra sobrecorrente deve-se fazer presente em todos os condutores vivos que não estejam aterrados.

Na sequência, trataremos das principais características das baterias utilizadas comercialmente para armazenar a energia gerada pelos arranjos fotovoltaicos, a saber:

1) Bateria de Chumbo-Ácido: teoricamente, as reações de carga e descarga dessa bateria seriam reversíveis, porém, não são devido a alguns fatores que afetam diretamente seu desempenho, tais como a temperatura de operação, falta de hidrogênio e a taxa de carga e descarga. O caminho no qual os elétrons percorrem é considerado, para todos os efeitos, uma resistência, havendo então perdas por aquecimento atreladas. Quanto maior a frequência de carga e descarga, mais esse caminho é percorrido e conseqüentemente maiores as perdas, sendo proporcionais ao quadrado da corrente pela lei de Ohm.

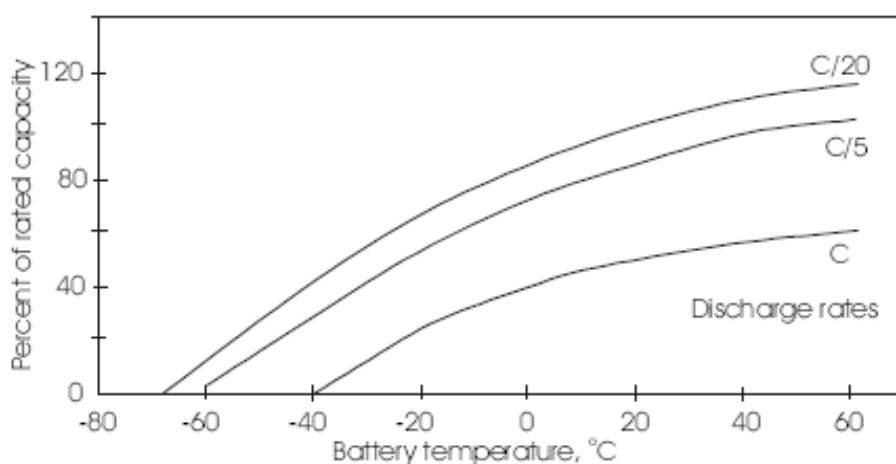
O Gráfico 2 mostra a relação tensão-carga para as situações de descarga em duas velocidades distintas.



Fonte: Messenger e Ventre (2004).

De outra forma, o Gráfico 3 representa como varia a capacidade de armazenamento dessa bateria de acordo com a temperatura.

Gráfico 3 – Capacidade de armazenamento da bateria pela temperatura



Fonte: Messenger e Ventre (2004).

2) Bateria Níquel-Cádmio (NiCd): são baterias que podem ser utilizadas sob condições mais abrasivas de temperatura (tanto para o calor quanto para o frio), em comparação com as de chumbo-ácido. Além do mais, elas podem sofrer descarga total e podem ser carregadas em totalidade – sofrem bem menos com o efeito de sobrecarga – podendo ser uma melhor solução em alguns casos, já que o controlador de carga não se faz mais necessário. Apesar de serem mais caras que as baterias de chumbo-ácido, muitas vezes o aumento do preço se justifica por sua robustez às intempéries climáticas e em casos em que o acesso ao sistema é mais inconveniente.

2.6 Seleção e dimensionamento do inversor

Segundo Sousa (2017), o inversor é o dispositivo utilizado para transformar a tensão em corrente contínua (CC) gerada pelo módulo fotovoltaico e transformá-la em tensão em corrente alternada (AC). Ademais, garante também a segurança do sistema e fornece dados da geração. A maioria dos inversores utilizados para fins fotovoltaicos são monofásicos. Todavia, para aplicações de alta potência, é possível se valer de inversores trifásicos. Os inversores serão classificados quanto ao uso de transformador, quanto a potência do sistema e quanto a ligação à rede.

2.6.1 Classificação quanto ao uso de transformadores

Quanto ao uso do transformador, existem dois tipos de inversor:

1. Inversor sem transformador: geralmente utilizados para aplicações de menor potência, tem menos perdas, pois como não existe transformador, também não existem as perdas relativas a ele. A tensão do arranjo fotovoltaico tem que ser significativamente maior que o pico de tensão da rede, ou elevada por um conversor CC/CC integrado com o inversor. Se for esse o caso, ele terá, portanto, perdas adicionais relativas ao conversor. As medidas de proteção são de suma importância, pois não há isolamento elétrico entre as partes CC e CA, sendo necessário instalar dispositivos de proteção contra corrente residual (DR) tanto no lado de CC quanto no lado de CA. Esses DR's são configurados para um máximo de corrente de 30 mA entre os módulos e a terra, no caso em que se tem uma potência nominal de inversor abaixo de 30 kVA, e configurado para um máximo de 10 mA para potências acima de 30 kVA. Por essa razão, os DR's comerciais podem não ser ideais para essa aplicação, pois eles se ativam com essa corrente. Ainda devido à ausência do isolamento elétrico, causado pelo próprio inversor, existirá mais ruído eletromagnético no ambiente e ao redor do arranjo, sendo a distância do inversor e do gerador um dos fatores preponderantes para esse efeito.

2. Inversor com transformador: tem como característica fundamental possuir tensão de entrada e de saída eletricamente isoladas. Podem ser instalados em tensões reduzidas, por ter isolamento elétrico. Essa configuração terá também menos interferência eletromagnética, sendo um dispositivo mais espaçoso, pesado e com mais perdas devido ao transformador.

2.6.2 Classificação quanto a conexão à rede

Os inversores solares são classificados da seguinte maneira:

1. Inversor *On-grid*: são os inversores utilizados para conectar o módulo à rede. Representam a maioria dos inversores utilizados.

2. Inversor *Off-grid*: são os inversores utilizados para alimentar cargas específicas sem conexão com a rede elétrica, e, portanto, a fiscalização fica a critério do cliente.

3. Inversor Híbrido: com o avanço da tecnologia de baterias, esse inversor é capaz de operar tanto *on-grid*, quanto *off-grid*, no qual o conjunto, na verdade, são dois inversores funcionando na mesma carcaça. As baterias se conectam aos dois inversores e cada um desempenha funções diferentes: se houver oscilações na tensão da rede, a parte conectada à rede vai se desconectar automaticamente, e a parte autônoma continuará alimentando as cargas ininterruptamente, enquanto houver energia nas baterias.

Com efeito, inversores *on-grid* estão sempre conectados à rede. Assim, espera-se que esses inversores devam ser tecnicamente funcionais em fornecer corrente alternada da maneira mais perfeita possível, detectando qualquer comportamento inesperado que ocorra na rede como flutuações de tensão ou de frequência, e no caso de quedas de tensão, ele deve se desligar automaticamente, evitando pôr em risco o serviço de manutenção. Esse procedimento é chamado de “anti-ilhamento”; a “ilha” é uma unidade consumidora, como uma residência (ou trecho de rede), por exemplo, que ficaria alimentada em caso de problemas na rede elétrica. Isso acarretaria problemas, não só para os técnicos de manutenção e para a rede, mas também para o próprio gerador, que poderia ser sobrecarregado, vindo a se danificar.

Os inversores dessa classe podem ser divididos em 3 tipos:

1. Inversor de *string*: é o tipo mais comum de inversor utilizado para pequenas aplicações, podendo chegar a algumas dezenas de módulos chegando a até 100 kW.

2. Inversores Centrais: só diferem do inversor de *string* pela sua potência bem mais elevada, podendo chegar a milhares de módulos. São os inversores utilizados para potências superiores a 100 kW.

3. Micro inversores: são inversores bem pequenos e que servem para aplicações de até 300 W, ligados diretamente no módulo, facilitam encontrar problemas no sistema.

Quando se faz a escolha de um inversor *on-grid*, alguns fatores são extremamente relevantes para se dimensionar e selecionar o tipo certo para cada tipo de instalação, a saber:

1. Potência do arranjo fotovoltaico: o principal parâmetro para se dimensionar o inversor é a potência de saída do arranjo, pois apenas com ela podemos, de acordo com as especificações do inversor, saber se o mesmo funcionará da maneira esperada.

2. Local de instalação: a localização do inversor solar tem que ser feita de maneira que ele fique o mais isolado possível do sol, calor, água e de intempéries ambientais. Geralmente é localizado próximo do quadro elétrico do painel.

3. Certificação do INMETRO: no caso dos inversores conectados à rede, é necessário saber sua certificação, caso contrário o projeto não será homologado. O motivo desse critério é que a rede não pode aceitar qualquer tipo de energia em sua composição, sendo necessário mesmo parecer com uma senóide perfeita. Assim, a certificação do INMETRO garante que o inversor injetará energia na rede de maneira correta.

4. Grau de proteção contra água e poeira (IP) do inversor: a norma IEC 60529 define os graus de proteção para invólucros de equipamentos elétricos, sendo especialmente importante se o local de instalação for aberto.

5. Eficiência do inversor: segundo Portal Solar (2015), a eficiência do inversor indica sua eficiência em converter energia CC para CA, sendo o valor de referência de 94% a eficiência mínima aceitável.

6. Conexão com computador: existem modelos em que é possível exportar dados do inversor para o computador para monitorar o desempenho e gerar gráficos.

7. Garantia: a garantia padrão para os inversores é de 5 anos ou 10 anos, sendo preferível a escolha de empresas nacionais com boa reputação para que no caso de algum problema de fabricação, o cliente não seja prejudicado pelo tempo de reposição do dispositivo.

Para realizar o dimensionamento do inversor *grid tie*, é necessário que durante o planejamento da escolha do mesmo sejam levadas em consideração alguns pontos, tais como, o não superdimensionamento ou subdimensionamento e a intenção de expansão do sistema.

Em poucos casos, o gerador fotovoltaico consegue entregar toda a potência nominal máxima, por exemplo, em um dia nublado, em que a irradiação é inferior à 1000W/m^2 e temperatura superior à 25°C (STC), a potência fornecida será inferior à capacidade nominal.

Para se ter uma noção da potência do inversor requerida, são necessárias, a princípio, duas informações: o consumo médio diário de energia elétrica e a irradiação solar

média do local de instalação. Com essas duas informações é possível obter aproximadamente a potência do inversor dividindo o consumo médio diário pela radiação solar média.

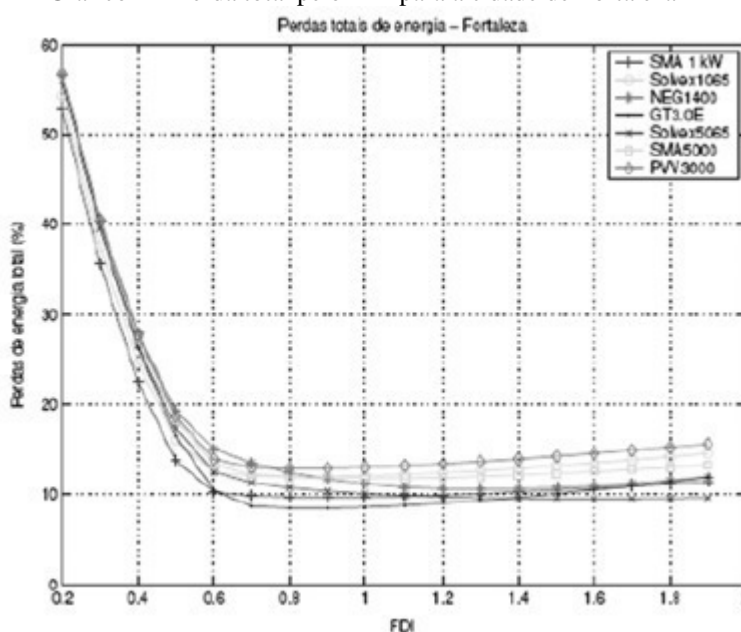
A avaliação do Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) representa a relação entre a potência nominal do inversor e a potência máxima do gerador. Segundo Pereira e Gonçalves (2008), existem vários estudos a respeito da FDI em diferentes localidades e não há diferença significativa na produtividade anual para inversores com FDI acima de 0,55. Contudo, para um mesmo FDI, a diferença é bastante relevante quando se comparam modelos diferentes de inversores, e, portanto, para o dimensionamento correto do inversor, o modelo é bem mais impactante no que se refere a energia desperdiçada, chegando a ser entre uma e duas vezes mais relevante que o Fator de Dimensionamento de Inversores.

O comportamento de um inversor solar é de produtividade cada vez mais baixa para FDI inferiores à 0,6 em função do processo de limitação de potência. Esse processo é conhecido como as perdas CC no inversor e acontece quando o gerador fotovoltaico disponibiliza uma potência maior do que a capacidade do inversor. Em razão disso, a potência de saída é limitada ao valor da potência nominal do inversor.

Ainda de acordo com Pereira e Gonçalves (2008), as perdas por limitação são inferiores à 10% para FDI de 0,5 e inferiores à 3% para FDI de 0,6, independentemente do local de instalação.

O Gráfico 4 mostra a relação entre as perdas de energia com o FDI para a cidade de Fortaleza.

Gráfico 4 – Perda total pelo FDI para a cidade de Fortaleza



Fonte: Pereira e Gonçalves (2008).

A eficiência de conversão, segundo o Portal Energia (2004), caracteriza-se pelas perdas na conversão de corrente CC para CA gerada pelos transformadores (se houver), comutadores eletrônicos, controladores, e entre outros. Matematicamente, pode ser definido pela equação 14.

$$\eta_{convers\tilde{a}o} = \frac{\text{Pot\^encia de sa\^ida efetiva } P_{AC} \text{ (componente fundamental)}}{\text{Pot\^encia de entrada efetiva } P_{DC}} \quad (14)$$

Ainda segundo o Portal Energia (2004), é interessante saber o quão eficiente se dá o processo do MPPT em se ajustar a curva I-V ao longo do dia (variações na irradiação e temperatura). Matematicamente, a eficiência desse processo é dada da seguinte maneira:

$$\eta_{rastreo} = \frac{\text{Pot\^encia de entrada efetiva instant\^anea } P_{DC}}{\text{Pot\^encia m\^axima instant\^anea do gerador}} \quad (15)$$

A eficiência estática pode ser definida como o produto da eficiência de conversão e da eficiência de rastreo, esse nome se deve ao fato de que esse produto representa o rendimento global do sistema dada uma determinada condição de irradiação e temperatura.

A operação em sobrecarga do inversor é muito importante no dimensionamento do inversor para se obter algum grau de confiança. Segundo Portal Solar (2015), o inversor pode responder de três maneiras distintas no que diz respeito a situação de sobrecarga:

1. Variação no ponto de operação
2. Limitação da potência
3. Corte

No caso de um inversor subdimensionado que trabalha em corte em sobrecarga, irá ocorrer o corte na situação ótima de irradiância e temperatura. Para os inversores que utilizam variação no ponto de operação e limitação de potência, pode-se considerar um ligeiro subdimensionamento que vem se mostrando interessante em alguns casos para baratear a energia.

Na sequência, apresenta-se as Tabelas 1 e 2, as quais estão relacionadas às principais características dos inversores.

Tabela 1 – Parâmetros dos Inversores

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Descrição
Potências			
Potência nominal DC	$P_{n\ DC}$	W	Potência fotovoltaica para a qual é dimensionado o inversor
Potência máxima fotovoltaica	$P_{DC\ max}$	W	Máxima potência fotovoltaica que é admissível pelo inversor
Potência nominal AC	$P_{n\ AC}$	W	Potência AC que o inversor pode fornecer permanentemente
Máxima potência AC	$P_{AC\ max}$	W	Máxima potência AC do inversor
Factor de potência	$\cos \varphi$		Parâmetro de controlo da potência reactiva deve ser superior a 0,9
Potência de ligação	P_{on}	W	Especifica a potência fotovoltaica de arranque para a qual é iniciada a operação do inversor
Potência de desligação	P_{off}	W	Especifica a potência fotovoltaica para a qual o inversor se desliga
Potência em <i>stand-by</i>	$P_{standby}$	W	Especifica a potência do inversor em modo " <i>stand-by</i> " (modo de vigília), quando não está em operação e fora do período nocturno
Potência em modo nocturno	P_{noite}	W	Especifica a potência do inversor no período nocturno
Tensões			
Tensão nominal DC	$U_{n\ DC}$	V	Tensão fotovoltaica para a qual é dimensionado o inversor
Intervalo de tensão MPP	U_{MPP}	V	Especifica o intervalo de tensão de entrada no qual o inversor procura o ponto MPP
Tensão máxima DC	$U_{DC\ max}$	V	Tensão fotovoltaica máxima à entrada do inversor
Tensão de desligamento	$U_{DC\ off}$	V	Tensão fotovoltaica mínima para a qual o inversor ainda opera
Tensão nominal AC	$U_{n\ AC}$	V	Tensão de saída AC do inversor (normalmente 230 V)
Correntes			
Corrente nominal DC	$I_{n\ DC}$	A	Corrente fotovoltaica para a qual é dimensionado o inversor
Corrente máxima DC	$I_{DC\ max}$	A	Corrente máxima fotovoltaica na entrada do inversor
Corrente nominal AC	$I_{n\ AC}$	A	Corrente AC que é injectada pelo inversor na rede à potência nominal.
Corrente máxima AC	$I_{AC\ max}$	A	Corrente máxima AC à saída do inversor
Taxa de distorção harmónica	k	%	Factor de qualidade da corrente ou da tensão fornecida (calcula-se a partir do rácio entre o valor RMS das componentes harmónicas e a fundamental), deve ser inferior a 5 %
Nível de ruído		dB(A)	Dependendo do tipo e da classe de desempenho, o ruído em operação pode atingir diversos níveis– isto deve ser tomado em conta ao escolher a localização do inversor
Intervalo de temperatura	T	°C	Dependendo do tipo e da classe de desempenho, existem vários intervalos de temperaturas; para ter em atenção ao escolher a localização do inversor (por exemplo num sótão ou no exterior)

Fonte: Portal Energia (2004).

Tabela 2 – Parâmetros dos Inversores

Propriedades	Descrição
Categoria de protecção IP	Na altura de escolher a localização do inversor deve-se ter em conta: Categoria: IP 5_ protecção contra o depósito de poeiras IP 6_ protecção contra a penetração de corpos sólidos estranhos e poeiras IP _1 protecção contra a queda vertical de gotas de água IP _3 Protecção contra a queda de água de gotas de água até 60° da vertical IP _4 Protecção contra projecções de água IP _5 Protecção contra jactos de água de baixa pressão IP _7 Protecção contra a imersão em água Um inversor situado exterior deve ter, pelo menos, protecção IP 54
Controlo do isolamento	O inversor monitoriza a resistência de isolamento do sistema fotovoltaico
Estabilidade em curto-circuito e em circuito aberto	Diz respeito ao comportamento do inversor no caso de acontecer uma falha
Protecção de polaridade	O inversor deve estar protegido contra a eventualidade de uma ligação incorrecta dos seus pólos (por exemplo, durante a instalação)
ENS/MSD (com maior enfoque na Alemanha)	Circuito de monitorização da rede, com aparelhos de corte integrados: dois dispositivos automáticos em paralelo que monitorizam a rede receptora, cada um deles com um dispositivo integrado, ligados em série entre si. Frequentemente o ENS/MSD vem integrado com o inversor. Ver também a secção 5.8.2
Serviço, garantia	O período da garantia deve ser no mínimo de dois anos.
Aquisição e armazenamento de dados	Registo de dados operacionais relevantes, detecção e sinalização de avarias, e armazenamento de dados
Interface com o PC, software, ou modem ligado à rede eléctrica	Interface RS-232 ou RS-485 PC, software de análise, modem que pode transmitir sinais de dados através da linha de potência
Indicador visual, documentação	Ampla oferta de equipamento auxiliar, facilidade de uso, documentação para o cliente e para o responsável técnico pela instalação

Fonte: Portal Energia (2004).

2.7 Fatores de redução de eficiência

Como mencionado anteriormente, dificilmente o gerador fotovoltaico vai conseguir atingir a potência dada nas STC. Assim, abaixo estão listados os fatores mais importantes para redução do desempenho do sistema.

1. Sombreamento e temperatura: são essas condições que diferem de um cenário STC para um cenário real. Caso o arranjo esteja mal posicionado com estruturas que possam causar sombreamento a geração vai ser muito prejudicada. A temperatura das placas, principalmente em climas quentes, vai superar os 25 °C, e com isso ocorre a redução de sua eficiência, sendo altamente indicado permitir que as placas sejam ventiladas. A potência máxima da placa pode chegar a diminuir 0,5% para cada grau de temperatura numa placa de silício cristalino.

2. Obstrução da placa: seja por sujeira, poeira ou qualquer outro motivo, para efeitos práticos, diminui significativamente a eficiência das placas, sendo necessária a limpeza periódica de acordo com a orientação do fabricante.

3. Queda de tensão: assim como na ABNT NBR 5410, é previsto que no dimensionamento dos cabos de uma instalação de baixa tensão é um fator muito importante a

ser considerado para as placas solares. A recomendação é que a queda de tensão nos cabos que conectam a placa solar até o inversor não seja superior à 3%, e que esse fator é mais preponderante em sistemas de baixa tensão e alta corrente de saída.

4. Orientação das placas: também já foi mencionado antes, porém a orientação das placas é um fator crucial na instalação de um gerador fotovoltaico, sendo necessário conhecer a irradiação e a topologia local para poder voltar a placa com direção ao equador e sua inclinação igual à latitude do local de instalação.

2.8 Seleção do cabeamento e proteção

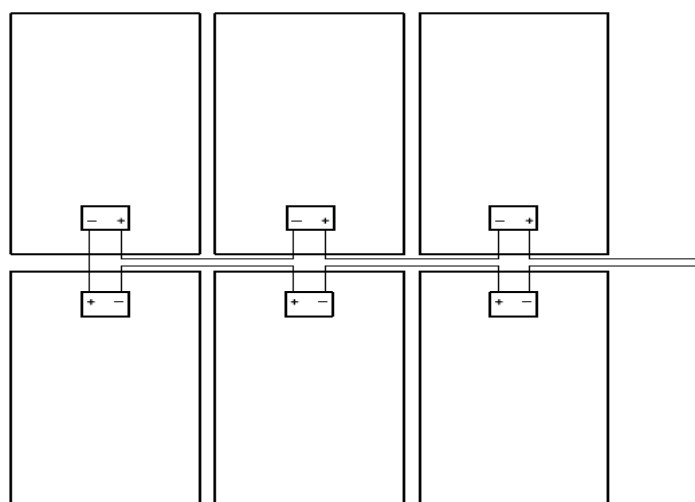
2.8.1 Cabeamento

Com o objetivo de se realizar uma instalação de um sistema fotovoltaico de maneira correta, é indispensável fazer a análise do cabeamento a ser utilizado tanto no lado CA quanto no lado CC. O objetivo principal do selecionamento do cabeamento é minimizar a ocorrência de faltas entre dois condutores energizados ou de condutores energizados e à terra.

Feita a instalação, é muito importante verificar as condições de torque mínimo, a polaridade dos condutores (muitos inversores já têm as entradas diferentes para o positivo e negativo montadas de modo que não exista a possibilidade de trocar as polaridades do cabo) e diminuir ao máximo a área de circuito sobre as placas, pois em caso de descargas atmosféricas, áreas de circuito (também chamada de área de laço) grandes podem causar sobretensões induzidas.

A Figura a seguir exemplifica a disposição dos laços de modo a minimizar o efeito anteriormente mencionado. Tendo em vista que o método de instalação das placas não é único, também há várias maneiras de minimizar os laços nos circuitos. De acordo com a disposição das conexões dos cabos dos módulos se estipula o melhor método para minimizar a área de laço.

Figura 11 – Modelo de ligação ideal para evitar sobretensões induzidas



Fonte: ABNT NBR 16690 (2018).

Para facilitar o entendimento, será feita a distinção entre três tipos de cabos:

1. Cabo de módulo: estabelece a conexão entre os módulos individuais e a caixa de junção. São cabos que têm como objetivo proteger o sistema contra falhas à terra e curto circuitos, de modo que os condutores negativo e positivo não fiquem do mesmo lado do cabo. A Norma NBR 16274 sugere a utilização de cabos com isolamento duplo. Porém, existem algumas variações nesses casos, sendo conveniente escolher uma ou outra a depender da aplicação. No catálogo dos fabricantes, em geral se encontra, para o cabo padrão, o uso para temperaturas de até 60°C. No entanto, muitas vezes essa temperatura pode chegar a até 70°C sendo aconselhável o uso de “cabos solares”, que são cabos específicos para essa finalidade em que a temperatura de operação pode ir de -55°C e chegar até 125°C de acordo com o Portal Solar (2015) e com área de secção desses cabos variando entre 1,5mm² a 6mm².

A coluna da esquerda, na Tabela 3, representa a propriedade desejada e a coluna da direita é a característica do cabo que assegura essa propriedade.

Tabela 3 – Propriedades dos Cabos

Estabilidade mecânica	Compressão, tensão mecânica, torção e dureza
Resistência ao clima	Resistência aos raios UV e à temperatura
Proteção contra contatos diretos e indiretos	Isolamento Duplo

Fonte: Portal Solar (2004).

2. Cabo principal CC: estabelece a conexão entre a caixa de junção do gerador e o inversor. Não difere dos cabos de módulo com relação ao tipo de cabo. Nos casos em que a caixa de junção estiver em locais externos, será necessário entubar os cabos, pois geralmente os mesmos não têm resistência contra raios solares. Por questões ambientais, recomenda-se evitar o material PVC em áreas externas.

3. Cabo CA: é o cabo que conecta o inversor à rede elétrica e que conecta o dispositivo de proteção. O número de polos do cabo depende do inversor, se o inversor for monofásico, é um cabo tripolar e se o inversor for trifásico é um cabo de cinco polos.

Para conectar os cabos na caixa de junção, é de boa prática seguir as seguintes recomendações:

1. Quando os cabos não tiverem condutos, usar prensa cabo para aliviar a tensão mecânica e evitar qualquer tipo de mal contato ou desconexão.
2. Manter a classe de IP da caixa de junção após a conexão do cabeamento.
3. Manter uma separação segura entre os condutores de polaridade oposta com o intuito de minimizar os riscos de arcos em CC. É importante salientar também que as bitolas mínimas dos cabos têm que seguir as recomendações da NBR 5410.

Tabela 4 – Seções mínimas de condutores para diferentes tipos de situação

Tipo de linha		Utilização do circuito	Seção mínima do condutor mm ² - material
Instalações fixas em geral	Condutores e cabos isolados	Circuitos de iluminação	1,5 Cu 16 Al
		Circuitos de força ²⁾	2,5 Cu 16 Al
		Circuitos de sinalização e circuitos de controle	0,5 Cu ³⁾
	Condutores nus	Circuitos de força	10Cu 16 Al
		Circuitos de sinalização e circuitos de controle	4 Cu
Linhas flexíveis com cabos isolados	Para um equipamento específico	Como especificado na norma do equipamento	
	Para qualquer outra aplicação	0,75 Cu ⁴⁾	
	Circuitos a extra baixa tensão para aplicações especiais	0,75 Cu	

¹⁾ Seções mínimas ditadas por razões mecânicas
²⁾ Os circuitos de tomadas de corrente são considerados circuitos de força.
³⁾ Em circuitos de sinalização e controle destinados a equipamentos eletrônicos é admitida uma seção mínima de 0,1 mm².
⁴⁾ Em cabos multipolares flexíveis contendo sete ou mais veias é admitida uma seção mínima de 0,1 mm².

Fonte: ABNT NBR 5410 (2004).

2.8.2 Proteção

Um dos critérios mais importantes de uma instalação elétrica é a proteção do sistema. Sem ela, os dispositivos elétricos ficam totalmente susceptíveis a quaisquer falhas, gerando imensos transtornos financeiros. O correto dimensionamento dos dispositivos de

proteção deve ser feito de maneira meticulosa. A proteção contra sobrecorrente na série fotovoltaica nem sempre é necessária, sendo de boa prática adotar essa proteção sempre que

$$((S_A - 1) * I_{SC MOD}) > I_{MOD MAX OCPR} \quad (16)$$

Em que $I_{MOD MAX OCPR}$ é a corrente de proteção máxima de sobrecorrente determinada pela IEC 61730-2. Com a ressalva que não se pode utilizar disjuntores do tipo CA para fazer o seccionamento CC. Essa proteção das séries pode ser feita por meio de fusíveis tipo gPV de acordo com a IEC 60269-6 ou disjuntores IEC 60947-2. No caso dos disjuntores, devem fornecer meios de manobra.

As recomendações dadas abaixo são referentes a ABNT NBR 16690 que não têm valor normativo, porém, podem ser utilizadas como guia de boa prática. O disjuntor da série (caso a condição anterior seja atendida e constatada a necessidade), deve ser dimensionado de modo a atender a seguir:

$$1,5 * I_{SC MOD} < I_n < 2,4 * I_{SC MOD} \quad (17)$$

E que:

$$I_n \leq I_{MOD MÁX OCPR} \quad (18)$$

Existe a possibilidade também de séries serem subagrupadas em paralelo para que apenas um dispositivo atue por agrupamento, isso pode ser feito desde que:

$$I_n > 1,5 * S_g * I_{SC MOD} \quad (19)$$

E que:

$$I_n < I_{MOD MAX OCPR} - [(S_g - 1) * I_{SC MOD}] \quad (20)$$

Em que S_g é o número de séries que formam o subgrupo que será protegido.

Independente da necessidade ou não da proteção nas séries fotovoltaicas, uma proteção indispensável é a de sobrecorrente nos arranjos e subarranjos, o dimensionamento recomendado para essa proteção é dado respectivamente pelas equações:

$$1,25 * I_{SC ARRANJO} < I_n < 2,4 * I_{SC ARRANJO} \quad (21)$$

$$1,25 * I_{SC SUBARRANJO} < I_n < 2,4 * I_{SC SUBARRANJO} \quad (22)$$

Caso seja utilizado um dispositivo contra correntes residuais, utilizar um que seja capaz de detectar correntes residuais contínuas. Os mesmos devem ser capazes de interromper as correntes tanto em condições normais quanto de falta, conforme a ABNT NBR 5410 (2004).

De acordo com a recomendação da IEC 60364-7-712, para fins de manutenção e eventuais falhas é necessário um dispositivo de corte entre o gerador fotovoltaico e o inversor *grid tie*. A Figura 11 mostra um disjuntor CC que pode ser utilizado como dispositivo de corte.

Figura 12 – Disjuntor CC



Fonte: Tomzn (2015).

2.9 Parâmetros elétricos do gerador fotovoltaico

O objetivo dessa seção é entender os principais parâmetros fornecidos pelos fabricantes geradores fotovoltaicos, como mostram as Tabelas 5, 6 e 7, e, em seguida, como são disponibilizadas essas especificações nas folhas de dados.

Tabela 5 – Coeficientes de temperatura do sistema

COEFICIENTES DE TEMPERATURA	
Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT)	Qual a temperatura em que a placa solar está projetada para atuar
Coefficiente de temperatura de Pmax	Coefficiente utilizado para estimar potência real da placa
Coefficiente de temperatura de Voc	Coefficiente utilizado para estimar tensão real de circuito aberto
Temperatura de operação	Informa os limites de temperatura para a aplicação
Tensão máxima do sistema	Define qual a tensão máxima que o sistema suporta
Limite de corrente reversa(A)	Define a tolerância com respeito a corrente reversa nos casos em que há sombreamento
Fusível	define a corrente do fusível na entrada
Caixa de junção	Define o tipo de caixa de junção a ser empregada

Fonte: Autoria própria.

Tabela 6 – Parâmetros elétricos
PARÂMETROS ELÉTRICOS

PARÂMETROS ELÉTRICOS	
Pmax(W)	Potência máxima do arranjo
Voc(V)	Tensão de circuito aberto do sistema
Isc(A)	Corrente de curto circuito do sistema
Eficiência do módulo(%)	Define a eficiência do processo de produção de energia elétrica a partir da energia solar
Tensão de MPP(V)	Define a tensão para o ponto de máxima potência
Corrente de MPP(A)	Define a corrente para o ponto de máxima potência

Fonte: Autoria própria.

Tabela 7 – Parâmetros físicos
PARÂMETROS FÍSICOS

PARÂMETROS FÍSICOS	
Dimensões do módulo	Especifica todas as dimensões espaciais do módulo
Peso do módulo	Informa o peso do painel
Tipo de célula	Informa o tipo de material das células
Número de células	Informa quantas células estão conectadas
Tipo de moldura	Especifica o material a ser utilizado na moldura do painel
Vidro(mm)	espessura e tipo de vidro do painel

Fonte: Autoria própria.

Um exemplo típico de folha de dados de um gerador fotovoltaico é apresentado a seguir, nas Figuras 13 e 14.

Figura 13 – Datasheet painel solar da marca SOLAR.




www.3tsolar.eco.br

MÓDULO FOTOVOLTAICO
260Wp

Módulo Fotovoltaico POLI Cristalino

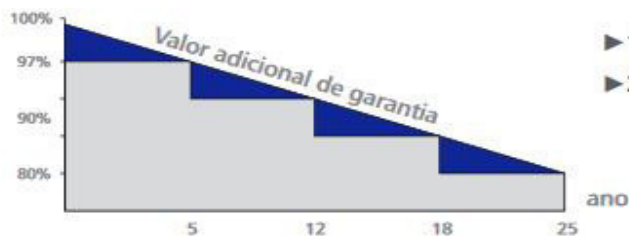


Principais Características

- Células Solares de silício-cristalino de alta eficiência;
- Módulo Policristalino com 60 células;
- Atinge saída de até 260Wp;
- Alta transmissão, baixo volume de ferro;
- Alta resistência à variações de tempo/clima;
- Caixa totalmente à prova d'água;
- Vidro temperado e forte resistência mecânica;



Garantia



- ▶ 10 anos de garantia de fabricação
- ▶ 25 anos de garantia de potência linear

Fonte: SOLAR (2015).

Figura 14 – Datasheet painel solar da marca SOLAR (continuação)



MÓDULO FOTOVOLTAICO

260Wp

Parâmetros Mecânicos

Células	Policristalino
Dimensões de células	156*156 mm
Número de células	60 (6*10) unidades
Dimensões	1640*992*40 (mm)
Peso	19.5 Kg
Tamanho do cabo	≥ 900 mm
Numero de Diodos	3 unidades
Vidro Frontal	Temperado de 3,2 mm
Dimensão do cabo	4 mm
Tipo de conector	PV-fotovoltaico

Parâmetros de Funcionamento

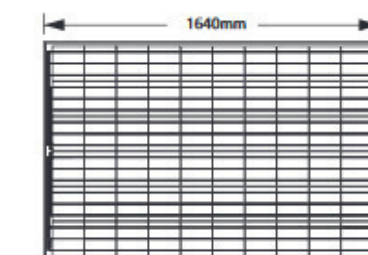
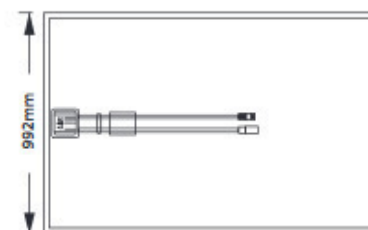
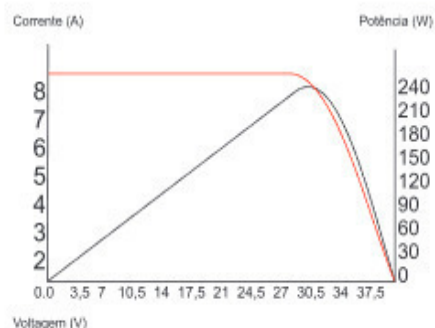
Voltagem máxima	1000v DC
Temperatura de Operação	-40°C ~85°C
Série máxima de fusível	12A
Carga estática	≥ 2400 Pa
Aterramento	≤ 0.1
NOCT	45 ± 2°C
Classe de aplicação	Classe A
Resistência de isolamento	≥100MΩ

Parâmetros Elétricos

Potência Máxima (Pmax)	260Wp
Tensão Maxima (Vmp)	30.7V
Corrente Máxima (Imp)	8.47A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	38.1V
Tensão de Curto Circuito (Isc)	9.14A
Eficiência do Módulo (%)	16%
Tolerância Energética	±3%
Coefficientes de temperatura de Pmax	-0.44%/°C
Coefficientes de temperatura Voc	-0.3%/°C
Coefficientes de temperatura Isc	0.04%/°C
STC	AM1.5, 1000W.m 25°C

Parâmetros de Embalagem

Pallet	26 Unidades
Container 20"	12 pallets / 312 Unidades
Container 40"	27 pallets / 702 Unidades



Certificados



www.3tsolar.eco.br

Fonte: SOLAR (2015).

Apesar dos parâmetros elétricos, mecânicos e de embalagem estarem especificados, é sempre melhor optar por um produto que esteja especificado também nas condições nominais de operação como o *datasheet* apresentado nas Figuras 15 e 16.

Figura 15 – Datasheet painel solar da marca CanadianSolar



NOVO Nova tecnologia de célula com 5 barras

MAXPOWER

CS6U-315 | 320 | 325 | 330P

Os novos módulos policristalinos MAXPOWER da Canadian Solar usam a mais recente tecnologia inovadora de célula de cinco barras, aumentando a saída de potência do módulo e a confiabilidade do sistema.

PRINCIPAIS RECURSOS

-  Confiabilidade aprimorada com a tecnologia de célula de 5 barras
-  Eficiência da célula de até 18,8%
-  Excepcional desempenho de baixa irradiação: 96%
-  Caixa de derivação IP67, resistência de longo prazo ao clima
-  Carga de neve pesada até 5.400 Pa, carga de vento até 2.400 Pa



25
anos

de garantia de saída de potência linear

10
anos

de garantia do produto em materiais e mão de obra

CERTIFICADOS DE SISTEMA DE GESTÃO*

ISO 9001:2008/Sistema de gestão da qualidade
 ISO/TS 16949:2009/O sistema de gestão de qualidade do setor automotivo
 ISO 14001:2004/Padrões para sistema de gestão ambiental
 OHSAS 18001:2007/Padrões internacionais para saúde e segurança no trabalho

CERTIFICADOS DO PRODUTO*

IEC 61215/IEC 61730: VDE/CE
 UL 1703: CSA/IEC 61701 ED2: VDE/IEC 62716: VDE/Take-e-way



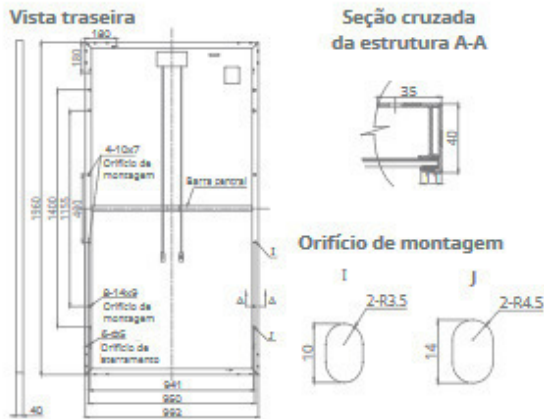
* As exigências de certificação são diferentes em cada mercado, portanto solicite a seu representante de vendas local da Canadian Solar os certificados válidos para os produtos na região em que eles serão usados.

A CANADIAN SOLAR INC. está comprometida a fornecer produtos solares, soluções de sistemas solares e serviços de alta qualidade para clientes em todo o mundo. Como desenvolvedora de projetos fotovoltaicos e fabricante líder de módulos solares com mais de 15 GW instalados em todo o mundo desde 2001, a Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) é uma das empresas de energia solar mais lucrativas do mundo.

CANADIAN SOLAR INC.
 2430 Camino Ramon, Suite 240 San Ramon, CA, USA 94583-4385, www.canadiansolar.com, sales.us@canadiansolar.com

Fonte: CanadianSolar (2016).

Figura 16 – Datasheet painel solar da marca CanadianSolar (continuação)

DESENHOS DE ENGENHARIA (mm)**DADOS ELÉTRICOS/STC***

CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (P _{máx})	315 W	320 W	325 W	330 W
Tensão operacional ideal (V _{mp})	36,6 V	36,8 V	37,0 V	37,2 V
Corrente operacional ideal (I _{mp})	8,61 A	8,69 A	8,78 A	8,88 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	45,1 V	45,3 V	45,5 V	45,6 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	9,18 A	9,26 A	9,34 A	9,45 A
Eficiência do módulo	16,20%	16,46%	16,72%	16,97%
Temperatura operacional	-40 °C ~ +85 °C			
Tensão máxima do sistema	1.000 V (IEC) ou 1.000 V (UL)			
Desempenho do módulo contra incêndio	TIPO 1 (UL 1703) ou CLASSE C (IEC 61730)			
Classificação máx. de fusíveis da série	15 A			
Classificação da aplicação	Classe A			
Tolerância de potência	0 ~ + 5 W			

* Sob condições de teste padrão (STC) de irradiação de 1.000 W/m², espectro AM de 1,5 e temperatura de célula de 25 °C.

DADOS ELÉTRICOS/NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (P _{máx})	228 W	232 W	236 W	239 W
Tensão operacional ideal (V _{mp})	33,4 V	33,6 V	33,7 V	33,9 V
Corrente operacional ideal (I _{mp})	6,84 A	6,91 A	6,98 A	7,05 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	41,5 V	41,6 V	41,8 V	41,9 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	7,44 A	7,50 A	7,57 A	7,66 A

* Sob temperatura operacional normal da célula (NOCT), irradiação de 800 W/m², espectro AM de 1,5, temperatura ambiente de 20 °C, velocidade do vento de 1 m/s.

DESEMPENHO A BAIXA IRRADIAÇÃO

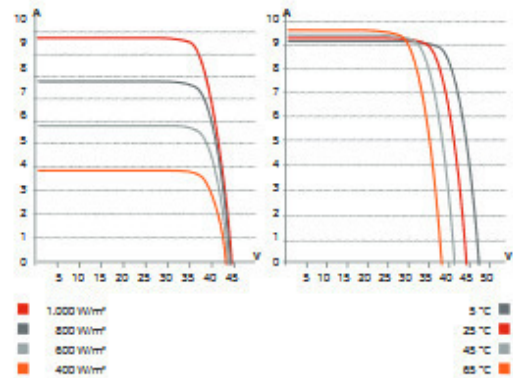
Desempenho excepcional em ambientes de baixa irradiação, eficiência média relativa de 96% a partir de uma irradiação de 1.000 W/m² a 200 W/m² (AM 1,5, 25 °C).

A especificação e os principais recursos descritos nesta ficha técnica podem ser um pouco diferentes e não estão garantidos. Devido à contínua inovação, pesquisa e melhoria de produtos, a Canadian Solar Inc. reserva-se o direito de fazer modificações nas informações descritas neste documento a qualquer momento e sem aviso prévio. Sempre adquira a versão mais recente da ficha técnica, que deve ser devidamente incorporada ao contrato legal firmado pelas partes regulamentando todas as transações relativas à compra e à venda dos produtos aqui descritos.

Atenção: Apenas para uso profissional. A instalação e o manuseio de módulos fotovoltaicos requerem habilidades profissionais. Apenas profissionais qualificados devem realizá-los. Leia as instruções de segurança e instalação antes de usar os módulos.

CANADIAN SOLAR INC.

Julho de 2016. Todos os direitos reservados. Ficha técnica do produto do módulo fotovoltaico V5.51P1_NA

CS6U-320P | CURVAS I-V**DADOS MECÂNICOS**

Especificação	Dados
Tipo de célula	Policristalino, 6 polegadas
Organização das células	72 (6 x 12)
Dimensões	1.960 x 992 x 40 mm (77,2 x 39,1 x 1,57 pol.)
Peso	22,4 kg (49,4 lb)
Tampa dianteira	Vidro temperado de 3,2 mm
Material da estrutura	Liga de alumínio anodizado
Caixa de derivação	IP67, 3 diodos
Cabo	4 mm ² (IEC) ou 4 mm ² e 12 AWG 1.000 V (UL), 1.160 mm (45,7 pol.)
Conectores	T4 (IEC/UL)
Por palete	26 peças
Por contêiner (40' HQ)	572 peças

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificação	Dados
Coefficiente de temperatura (P _{máx})	-0,41%/°C
Coefficiente de temperatura (V _{oc})	-0,31%/°C
Coefficiente de temperatura (I _{sc})	0,053%/°C
Temperatura operacional nominal da célula	45±2 °C

SEÇÃO DO PARCEIRO

Além dos dados elétricos nas condições NOCT, esse segundo *datasheet* contém muitas outras informações relevantes como desenho mostrando os detalhes das placas e montagem, características de temperatura, comportamento em baixa irradiação e classificação da caixa de derivação.

2.10 Documentação do sistema

A norma ABNT NBR 16274:2014 exige que sejam fornecidas todas as informações a respeito do sistema, sobre o projetista e sobre o instalador.

Sobre os dados do sistema, será listada abaixo a documentação mínima exigida:

- Identificação do projetista
- Nome do proprietário
- Localização do sistema
- Potência nominal do sistema.
- Módulos e inversores utilizados
- Período da instalação
- Período dos ensaios de comissionamento
- Período dos ensaios de desempenho

A respeito do instalador e do projetista, se pedem as mesmas informações, a saber:

- Nome da empresa
- Responsável técnico
- Endereço postal, número de telefone e endereço de correio eletrônico
- Atividade realizada

Do mesmo modo, a ABNT NBR 16274:2014 exige que no mínimo deva ser fornecido um diagrama unifilar da planta contendo informações sobre o arranjo, sobre a série, sobre o aterramento, sobre o sistema CA.

Para as informações do arranjo, necessita-se informar:

- Qual o módulo utilizado, descrevendo todos os parâmetros técnicos tais como $V_{OC\ STC}$, $I_{SC\ STC}$, $V_{MP\ STC}$, $I_{MP\ STC}$, $P_{MP\ STC}$
- Número total de módulos
- Número de séries
- Número de módulos por série
- Especificação do condutor
- Localização das Caixas de Junção

- Posição e tipo e características de tensão e corrente das chaves CC
- Dados a respeito do dispositivo de proteção contra sobrecorrente

Quanto ao aterramento, os requisitos a serem dispostos no diagrama são:

- Detalhes (diâmetro e tipo) de todos os condutores de aterramento e equipotencialização
- Detalhes (tipo, localização e características corrente-tensão) dos dispositivos de proteção contra surtos de tensão tanto do lado CA como do lado CC

Para o sistema CA, são requeridas as seguintes informações:

- Especificações (diâmetro e tipo) de condutores
- Detalhes (localização, tipo e curva corrente tensão) das chaves CA
- Detalhes da proteção contra sobrecorrente e DR

As folhas de dados técnicos que são pedidas pela norma ABNT NBR 16274 são:

- Folha de dados dos módulos fotovoltaicos
- Folha de dados dos inversores
- Todo e qualquer outro tipo de dispositivo elétrico que seja relevante

Os dados técnicos do projeto mecânico também são necessários como os detalhes de montagem do arranjo, devem ser fornecidos segundo a ABNT NBR 16274, as cotas das peças envolvidas bem como informações de manutenção.

Todas as documentações de garantia dos módulos e inversores devem estar disponíveis, assim como recomendações de limpeza, procedimentos de emergência, recomendações de manutenção, e lista do que fazer em caso de falha do sistema.

Devem estar disponíveis também cópias de todos os ensaios de comissionamento e avaliação de desempenho do sistema.

3 METODOLOGIA

3.1 Verificação do sistema

A verificação do sistema é muito importante, pois só assim é possível realizar os ensaios de comissionamento e desempenho de maneira segura. O procedimento de verificação ocorre após a conclusão de uma nova instalação, modificações em instalações existentes, determinando se o sistema e seus equipamentos estão em condição de uso satisfatórios.

A inspeção do sistema pode ser subdividida em: inspeção do sistema CC, inspeção do sistema CA, inspeção da proteção, verificação de etiquetagem e instalação mecânica.

Para se inspecionar o sistema CC, é necessário verificar se:

- Todos os componentes são classificados para uso em CC
- Existe proteção classe II no lado CC
- Se a montagem dos cabos foi feita de modo a minimizar o risco de falta à terra e curtos-circuitos (disposição e isolamento dos cabos) e de modo a resistir intempéries climáticas
- A corrente reversa não ativa o dispositivo de proteção contra sobrecorrente, bem como a instalação do dispositivo
- Meios de desconexão estão disponíveis e chave CC ligada ao lado CC do inversor
- Existe separação suficiente entre os cabos positivo e negativo
- Conectores do mesmo fabricante

Para inspecionar o sistema CA, devemos atentar se:

- Existe seccionamento disponível no lado CA
- Parâmetros do inversor foram conectados corretamente

A instalação mecânica deve ser verificada com relação a ventilação do arranjo fotovoltaico, se existe corrosão na estrutura das placas e estão bem fixadas. Todos os circuitos, dispositivos de proteção e qualquer outro dispositivo de manobra, devem ser etiquetados a fim de evitar falta de informação.

A caixa de junção deve ter uma identificação especial, pois apesar do sistema estar possivelmente seccionado, os cabos do gerador podem estar energizados. Um *checklist* pode ser aplicado (ver tabelas 8 e 9).

Tabela 8 – Cabeçalho de inspeção

Relatório de Inspeção de sistema fotovoltaico	Verificação inicial	
Endereço da Instalação	Referência	
	Data	16/11/2018
Circuitos Inspeccionados	Inspetor	Felipe Porto Rodrigues Carvalho

Fonte: NBR 16274 (2014).

Tabela 9 – Lista de inspeção

Item Inspeccionado	O Sistema atende às especificações?	OBSERVAÇÕES
Inspeção do sistema CC		
a) Todos os componentes CC são classificados para operação contínua em CC sob a máxima tensão CC do sistema e a máxima corrente CC de falta.	SIM	
b) Proteção por isolamento classe II ou equivalente foi adotada no lado CC.	SIM	ISOLAMENTO DUPLO
c) Os cabos das séries fotovoltaicas, os cabos dos arranjos e o cabo CC principal foram selecionados e montados de forma a minimizar o risco de faltas à terra e a curtos-circuitos.	SIM	
d) Todos os cabos foram selecionados e montados para resistir às influências externas esperadas, como o vento, a formação de gelo, a temperatura e a radiação solar.	SIM	
e) Nos sistemas sem dispositivo de proteção contra sobrecorrente nas séries fotovoltaicas, o valor máximo de sobrecorrente do módulo fotovoltaico (I_t) é maior que a corrente reversa possível, e os cabos das séries fotovoltaicas foram dimensionados para acomodar a corrente de falta máxima combinada das séries fotovoltaicas em paralelo.	SIM	

f) Nos sistemas com dispositivo de proteção contra sobrecorrente nas séries fotovoltaicas; o dispositivo foi corretamente posicionado e especificado, conforme as instruções do fabricante,, para a proteção dos módulos fotovoltaicos.	-	
g) Meios de desconexão foram instalados nas séries fotovoltaicas e subarranjos fotovoltaicos segundo os requisitos da IEC 60364-7-712.	SIM	
h) uma chave CC está instalada no lado CC do inversor.	SIM	
i) Nos sistemas com diodos de bloqueio, a tensão reversa destes componentes está em conformidade com a IEC 60364-7-712.		
j) Se um dos condutores CC está ligado à terra, há pelo menos separação simples entre os lados CA e CC, e as ligações a terra foram construídas de modo a evitar corrosão.	-	
k) Plugues e soquetes conectados entre si são do mesmo tipo e do mesmo fabricante.	SIM	
l) Quando um sistema fotovoltaico possuir conexão direta à terra no lado CC (aterramento funcional), um dispositivo de interrupção de falta à terra deve estar instalado segundo os requisitos da IEC 60364-7-712.	-	
Proteção contra sobretensão/choque elétrico		
a) Um dispositivo supervisor de isolamento do arranjo fotovoltaico e sistema de alarme estão instalados segundo as especificações da IEC 60364-7-712.	SIM	PROVIDO PELO INVERSOR
b) Um dispositivo de detecção de corrente residual de fuga para a terra e sistema de alarme estão instalados segundo as especificações da IEC 60364-7-712.	SIM	PROVIDO PELO INVERSOR
c) Quando um DR estiver ligado no circuito CA alimentando um inversor, este foi selecionado de acordo com os requisitos da IEC 60364-7-712.	SIM	PROVIDO PELO INVERSOR
d) Para minimizar tensões induzidas por raios, a área de todos os laços na fiação deve ser mantida tão pequena quanto possível.	SIM	VIDE FIGURA 11

e) Os condutores de aterramento da armação do arranjo fotovoltaico e/ou dos módulos foram corretamente instalados e ligados à terra.	SIM	ATERRAMENTO ESTRUTURAL
f) Quando condutores de aterramento de proteção e/ou condutores de ligação equipotencial estão instalados, estão paralelos e juntos aos cabos CC.	SIM	
Inspeção do sistema CA		
a) Um meio de seccionamento do inversor foi fornecido ao lado CA.	SIM	INSTALADO NO QUADRO
b) Todos os dispositivos de isolamento e seccionamento foram ligados de tal forma que a instalação fotovoltaica foi conectada ao lado "carga" e a rede elétrica ao lado "fonte".	SIM	EXCETO OS QUE FALTAM
c) Os parâmetros operacionais do inversor foram programados conforme a ABNT NBR 16149 e/ou regulamentações locais.	SIM	

Fonte: NBR 16274 (2014).

3.2 Apresentação da planta

O sistema fotovoltaico completo consiste em 2 arranjos com o mesmo esquema de ligação – cada um em número de doze módulos de silício policristalino – com 60 células cada, da fabricante SunEdison modelo SE-P265NPB-A4 de 265W nominais, ligados em série formando uma única string de 3180 W de potência, cada um conectado a um inversor da GROWATT de 3000W nominais, uma imagem da planta é mostrada na Figura 16.

Para efeito de entendimento, será comissionado apenas a parte à esquerda da Figura 17. O inversor da parte comissionada tem a identificação pelo site da GROWATT de EXA372000A enquanto o outro tem identificação EXA3720003 pelo mesmo site. A área de cada módulo é de 1,64 m², ou seja, cada arranjo ocupa uma área de 19,64 m², totalizando 39,28 m² para o total dos dois arranjos. Ambos inversores trabalham com MPPT e não fazem uso de transformador. As folhas de dados tanto dos módulos fotovoltaicos como dos inversores podem ser encontradas nos anexos A e B respectivamente.

O cabeamento da parte CC é feito com cabos de 6 mm² com isolamento dupla e proteção contra raios UV, já a parte CA é feita com cabos de 4mm². Esse cabeamento está de acordo com os critérios de dimensionamento da ABNT NBR 5410 para circuitos de corrente contínua. A proteção CA do sistema é feita por dois disjuntores monofásicos de 32 A (um para cada arranjo). O sistema não possui disjuntor de corrente contínua conectado à parte CC, contudo, de acordo com a alínea 5.2.2 item f da ABNT NBR 16274 (2014), o sistema pode

operar sem esse dispositivo para esse caso específico, pois o valor de máximo de sobrecorrente do módulo é maior que a corrente reversa possível e os cabos da série suportam essa corrente.

Figura 17 – Imagem da planta no estacionamento do IFCE-Maracanaú



Fonte: Autoria própria.

A Figura 18 mostra o mapa das proximidades da localização da planta.

Figura 18 – Mapa de localização da planta



Fonte: Google Maps

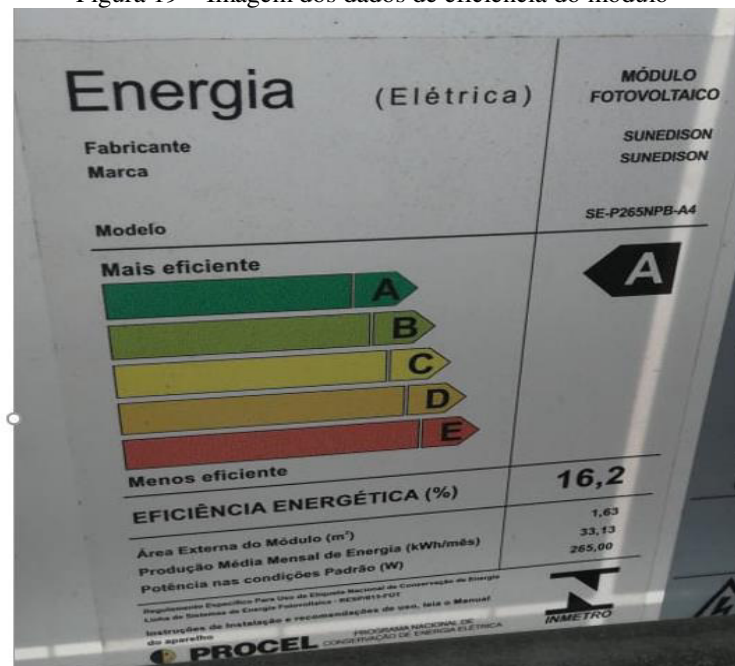
Os dados de placa e dados de energia do módulo fotovoltaico são mostrados nas Figuras 19 e 20, respectivamente.

Figura 18 – Imagem dos dados de placa dos módulos fotovoltaicos



Fonte: Autoria própria.

Figura 19 – Imagem dos dados de eficiência do módulo



Fonte: Autoria própria.

O aterramento foi realizado utilizando a própria estrutura de suporte que é ligada à terra. Por ser fixada à malha de aterramento por pressão de aperto dos parafusos, esse método de instalação não é ideal nem indicado, desse modo, é importante verificar a viabilidade de realizar o procedimento de aterramento correto, utilizando-se cabos de aterramento.

Figura 20 – Aterramento estrutural do sistema



Fonte: Autoria própria.

O arranjo fotovoltaico é então conectado à rede via inversor solar da marca GROWATT modelo Growatt 3000-S com as especificações dadas pela Figura 22:

Figura 21 – Dados de placa do inversor utilizado

GROWATT PV Grid Inverter Inversor PV Grid-tie	
Model Name Modelo e código	Growatt 3000-S
U DC max Tensão c.c. Máxima	550V
I DC max Corrente c.c. Máxima	13A
U MPPT range Faixa de Operação do Seguimento do Ponto de Máxima Potência	70V-550V
V AC nom Tensão c.a. Nominal	220V
f AC nom Frequência Nominal	50Hz/60Hz
P AC nom Potência c.a. Nominal	3000W
I AC max Corrente c.a. Máxima	14.3A
PF Fator de potência	>0.99
Protection Degree Grau de Proteção (IP).	IP65
Operation Ambient Temperature Faixa de temperatura operacional	-25°C~+60°C
P/N: PV00.0019500	
S/N: EXA372000A D0 FM	

Fonte: Autoria própria.

3.3 Importação dos dados do arranjo

Os equipamentos utilizados para realizar o comissionamento são:

- PV-CHECKS: utilizado para realizar o comissionamento de plantas fotovoltaicas
- SOLAR-02: apêndice do PV-CHECK e serve para aferir irradiância e temperatura

Primeiramente, deve-se importar os dados do arranjo para o PV CHECKS que pode ser feito de duas maneiras: manualmente pelo equipamento ou utilizando o *software* TOPVIEW, disponibilizado pela HT para quem detém os aparelhos.

O procedimento manual é descrito a seguir: com o aparelho ligado, seleciona-se a opção *DB-Archive modules* e depois o botão *ENTER*; após isso, aperte *ENTER* novamente e selecione *NEW*; depois disso, são inseridos todos os dados de placa do módulo que podem ser encontrados na própria placa.

O procedimento via *software* necessita o uso do cabo com conector USB-ÓPTICO que é fornecido pelo fabricante do aparelho (vide Figura 23).

Figura 22 – Imagem do cabo USB/Óptico para conexão do computador



Fonte: Autoria própria.

Depois disso, conecta-se ao computador via USB, como é mostrado na Figura 24.

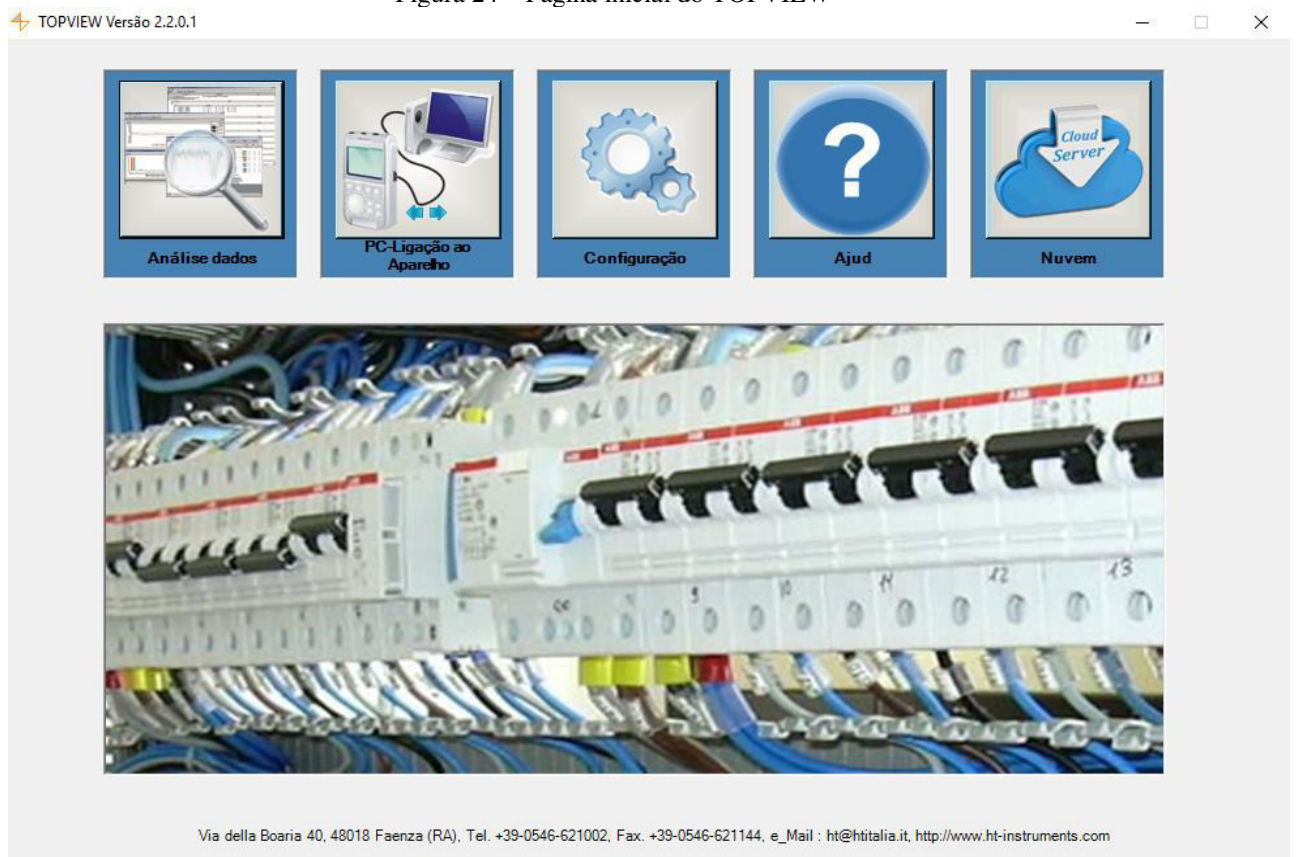
Figura 23 – Conexão do cabo USB/Ótico



Fonte: Autoria própria.

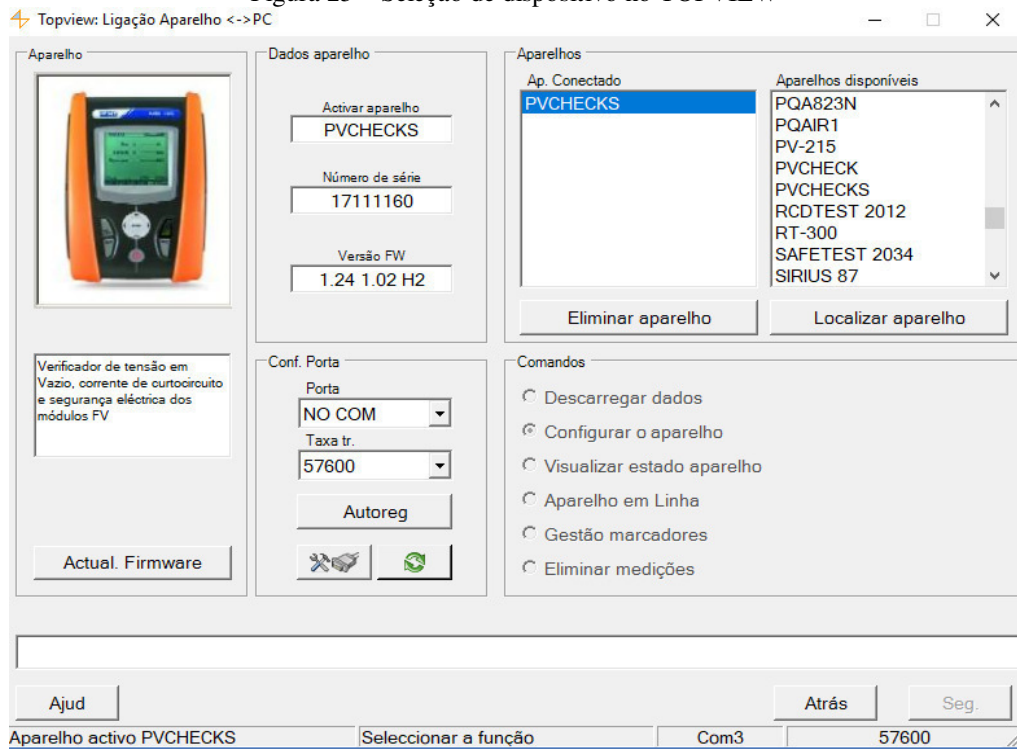
Agora, depois de instalado o *software* e conectado ao computador, inicializa-se o programa TOPVIEW cuja interface é mostrada na Figura 25. Seleciona-se a opção PC-Ligação ao aparelho e então é mostrada a tela na Figura 26.

Figura 24 – Página inicial do TOPVIEW



Fonte: Autoria própria.

Figura 25 – Seleção de dispositivo no TOPVIEW



Fonte: Autoria própria.

Basta seleccionar o dispositivo PV-CHECKS e habilitar a opção CONFIGURAR APARELHO e apertar no botão Seg. A Figura 27 mostra a tela seguinte:

Figura 26 – Configuração de aparelho pelo TOPVIEW

Topview: Config. aparelho

Informações aparelho

Tipo: PVCHECKS Fabricante: HT

S/N: 17111160 Firmware: 1.24 1.02 H Memória: 171 KB

Data e hora aparelho

Calibragem: 15/11/2017 00:00:00

Data e hora aparelho: 16/11/2018 22:04

Tipos Mód.: TCC

Nº de Mód. por string: 12

Rs: Manual

Modal. Medição Temp.: Auto

Configurações base

Idioma: English

Analisador/Solarímetro

Característica I-V

Piranómetro

Envio Data e Hora PC

Gestão BD dos Módulos

PC DB

Fabrican:	Nome	1 STH-230
	Pmax	230 W
	Voc	36,90 V
	Vmpp	28,80 V
	Isc	8,50 A
	Impp	8,00 A
	Tol +	3,0 %
	Tol -	3,0 %
	Alpha	0,090 %/°C
	Beta	-0,370 %/°C
	Gamma	-0,480 %/°C
	NOCT	50 °C
	Tecnolog:	Padrno
	RS	1,00 Ω
	Degradat:	0 %

Aparelho DB 2

#DEFAULT	Nome	TCC	
	Pmax	265	W
	Voc	37,81	V
	Vmpp	30,71	V
	Isc	9,81	A
	Impp	8,63	A
	Tol +	5,0	%
	Tol -	0,0	%
	Alpha	0,050	%/°C
	Beta	-0,031	%/°C
	Gamma	-0,418	%/°C
	NOCT	45	°C
	Tecnolog:	Padrno	
	RS	1,00	Ω

Ajud Unid. Med. Avançada Ler Envio

Fonte: Autoria própria.

Nessa tela, é possível importar para o PV-CHECKS tanto os dados de aparelhos já existentes no TOPVIEW ou definir um novo modelo de célula – o que foi feito de fato – bastando apertar em EDITAR e depois selecionar os parâmetros do módulo. Depois disso, basta salvar e apertar na seta que aponta para a direita para levar as definições de módulo recém salvas para o PV-CHECKS. Com esse procedimento feito, o aparelho já vai detectar o tipo de sistema que ele vai medir.

3.4 Ensaios de comissionamento

Todos os ensaios de comissionamento realizados são exigidos pela norma ABNT NBR 16274:2014 e serão descritos a seguir.

O ensaio de polaridade, como o sistema já está em funcionamento há aproximadamente um mês de maneira satisfatória, não houve necessidade de fazer esse tipo de verificação, pois certamente tanto a séries como os módulos estão conectados de maneira correta. Esse procedimento se destina a sistemas que ainda não foram ligados ou a sistemas que sofrerão algum tipo de expansão.

Quanto ao ensaio da caixa de junção, como o sistema consiste em apenas uma série de módulos, não há caixa de junção.

3.4.1 Preparação dos equipamentos

O medidor de irradiância e temperatura foi posto e fixado com porcas e arruelas corretamente, de modo que esteja bem firme e no mesmo plano dos módulos, para garantir que a irradiância aferida por ele esteja em concordância com os módulos. Paralelamente a isso foi conectado ao centro da placa fotovoltaica na parte de baixo um sensor de temperatura que foi fixado com fita isolante, conforme Figuras 28 e 29:

Figura 27 – Instalação medidor de irradiância



Fonte: Autoria própria.

Figura 28 – Instalação medidor de temperatura



Fonte: Autoria própria.

Após isso, uma breve calibragem inicial deve ser feita no equipamento SOLAR-02 deve ser feita, apertando-se o botão SET e o de LIGAR ao mesmo tempo, para inserir as configurações de referência da placa que são 0,056 para coeficiente de temperatura e 0,05 para o coeficiente de tolerância definido na placa de referência e adotado no equipamento SOLAR-02.

Em seguida, foi fixado o equipamento SOLAR-02 na estrutura metálica da placa, pois o mesmo contém um imã atrás garantindo o suporte. Logo após esse procedimento, foram conectados os cabos do medidor de temperatura e irradiância no equipamento SOLAR-02 para fazer a leitura do medidor de irradiância e temperatura, conforme ilustrado na Figura 30:

Figura 29 – Equipamento SOLAR-02



Fonte: Autoria própria.

A ligação do equipamento SOLAR-02 ao equipamento PV-CHECKS é feita via *wireless*, contudo é necessário ativar a comunicação com o sistema, apertando o botão LIGAR concomitantemente com o botão FUNC para habilitar a conexão. Após o SOLAR-02 devidamente conectado ao PV-CHECKS por conexão sem fio, os testes foram iniciados.

3.4.2 Teste de continuidade da proteção

O primeiro teste realizado foi o de proteção dos condutores ($LOW\Omega$), primeiramente, com o equipamento PV-CHECKS ligado, é selecionada a opção $LOW\Omega$ e depois apertado o botão ENTER, conforme ilustrado na Figura 31:

Figura 30 – Seleção teste LOW Ω 

Fonte: Autoria própria.

Após isso, é necessário calibrar o equipamento. Para fazer isso, basta apertar ENTER novamente e com os cabos azuis e verdes correspondentes ao cabo que é ligado na estrutura da placa e o condutor que será ligado à terra respectivamente e selecionar a opção “*leads calibration*”. Esse procedimento será ilustrado nas Figuras 32 e 33:

Figura 31 – Início da calibração do teste



Fonte: Autoria própria.

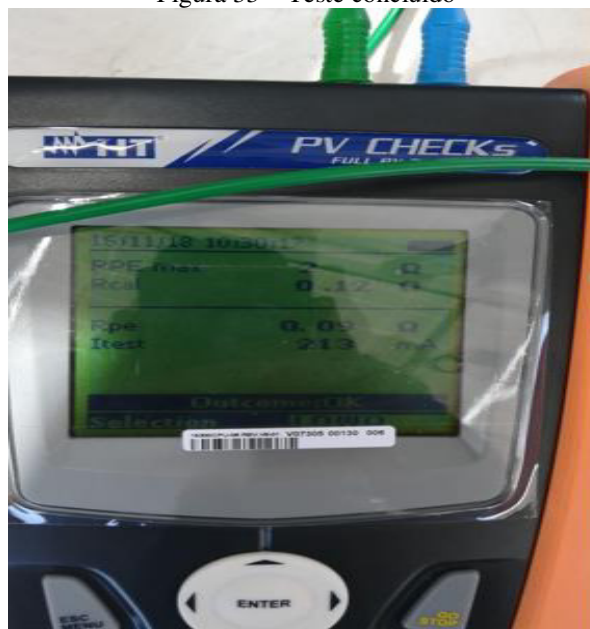
Figura 32 – Término calibração do teste



Fonte: Autoria própria.

Agora que o equipamento foi devidamente calibrado, basta conectar o cabo verde (E) à entrada verde do PV-CHECK à terra, e o cabo azul (C) na estrutura metálica da placa e apertar o botão GO. Então o aparelho medirá a resistência a partir da corrente de 213 mA e é obtido um valor de resistência de $0,09\Omega$. O resultado é mostrado na Figura 34. O resultado mostrado indica que para o teste realizado, o resultado foi positivo e que está de acordo com o estabelecido pela IEC/EN62446.

Figura 33 – Teste concluído



Fonte: Autoria própria.

Tabela 10 – Resultado teste

RPE MAX	2 Ω
Rcal	0,12 Ω
Rpe	0,09 Ω
Itest	213 mA

Fonte: Autoria própria.

3.4.3 Teste de isolamento dos cabos

O próximo teste elaborado foi o teste de isolamento dos cabos. Para realizar esse teste, basta apertar ENTER com o cursor em $M\Omega$ *Insulation Test* e então será mostrada uma tela igual Figura 35:

Figura 34 – Tela do teste $M\Omega$ no PVCHECKS

Fonte: Autoria própria.

Para realizar o teste de isolamento, a resistência mínima de isolamento é de 1 $M\Omega$, mostrado na Tabela 11. Esse valor de resistência mínima corresponde a tensão de teste 500V para qualquer tipo de método de ensaio e foi ajustada no aparelho.

Tabela 11 – Resistências de isolamento mínima para os métodos de ensaio

Método de ensaio	Tensão do sistema ($V_{OC\ STC} \times 1,25$)	Tensão de ensaio	Resistência de isolamento mínima
Método de ensaio 1	< 120 V	250 V	0,5 $M\Omega$
Ensaio separados no positivo e no negativo do arranjo fotovoltaico	120 – 500 V	500 V	1 $M\Omega$
	> 500 V	1 000 V	1 $M\Omega$
Método de ensaio 2	< 120 V	250 V	0,5 $M\Omega$
Positivo e negativo do arranjo fotovoltaico em curto-circuito	120 – 500 V	500 V	1 $M\Omega$
	> 500 V	1 000V	1 $M\Omega$

NOTA Ensaio separados em um cabo negativo de um arranjo fotovoltaico isolado podem resultar em uma tensão de ensaio final maior (devido à tensão de ensaio adicionada à tensão do sistema). Isto precisa ser levado em consideração durante a execução do ensaio, mas não afetará os critérios de aprovação/reprovação.

Fonte: ABNT NBR 16274 (2014).

Foi utilizado o *default* para realizar o teste, como é mostrado na Figura 35. O esquema de ligação desse teste consiste em desconectar o sistema da rede (ressaltando a importância da chave para seccionar o sistema) e plugar nas entradas P e N o positivo e o negativo respectivamente e com o terra conectado ao (E) como mostram as Figuras 36 e 37:

Figura 35 – Conexões de entrada do PVCHECKS



Fonte: Autoria própria.

Figura 36 – Esquema de conexão para o teste $M\Omega$

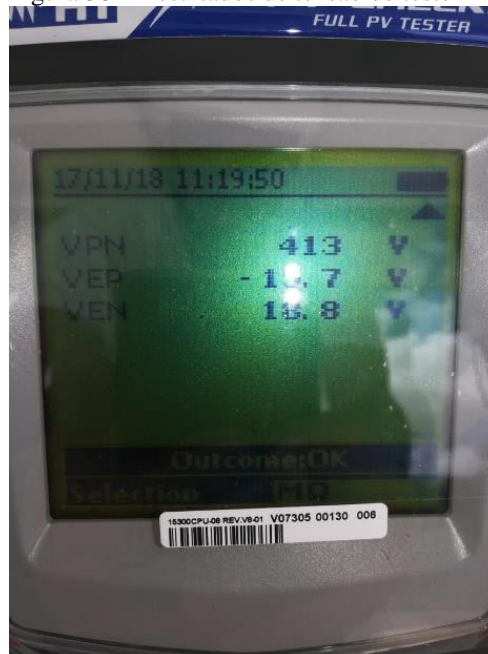


Fonte: Autoria própria.

Feito isso, basta iniciar o teste que consiste em gerar uma tensão de 500 V e avaliar a resistência dos cabos. O teste realizado está dentro dos padrões da ABNT NBR 16274 para método de ensaio 1 de teste de isolamento em faixas de tensão entre 120-500 V, e o resultado é mostrado na Figuras 38 e 39. A Tabela 12 resume as informações das Figuras 38 e 39.

Figura 37 – Teste $M\Omega$ concluído

Fonte: Autoria própria.

Figura 38 – Resultados de tensão do teste $M\Omega$ 

Fonte: Autoria própria.

Tabela 12 – Resultados

Inst. Test	500V
Ri min	1 $M\Omega$
V test	523V
Rp	>100 $M\Omega$
VPN	413 V
VEP	-16,7 V
VEM	18,8 V

Fonte: Autoria própria

3.4.4 Teste de corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto operacionais

O próximo teste foi o de corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto operacionais. O objetivo é verificar a funcionalidade das conexões da série fotovoltaica de acordo com o estabelecido pela IEC/EN62446, medindo as correntes de curto circuito nas condições de operação. Para realizar esse teste, basta apertar ENTER com o cursor em IVCK no menu inicial da interface do PVCHECKS, como mostra a Figura 40:

Figura 39 – Tela de teste com cursor no teste IVCK



Fonte: Autoria própria.

Note que o dispositivo SOLAR-02 já está conectado e ainda com o sistema fora da rede, é feita a mesma ligação do teste de isolamento, com o acréscimo da conectividade ao equipamento SOLAR-02 e ligação do cabo (C) na isolamento da placa. O esquema de ligação é mostrado na Figura 41:

Figura 40 – Esquema de ligação teste IVCK



Fonte: Autoria própria.

E então nesse momento, seleciona-se o modelo que foi importado para o equipamento pelo procedimento realizado no início desse tópico e inicia-se o teste apertando o botão GO. O resultado foi positivo e é mostrado nas Figuras 42 e 43. A Tabela 13 resume as informações das Figuras 42 e 43.

Figura 41 – Resultado teste IVCK



Fonte: Autoria própria.

Figura 42 – Tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito operacionais



Fonte: Autoria própria.

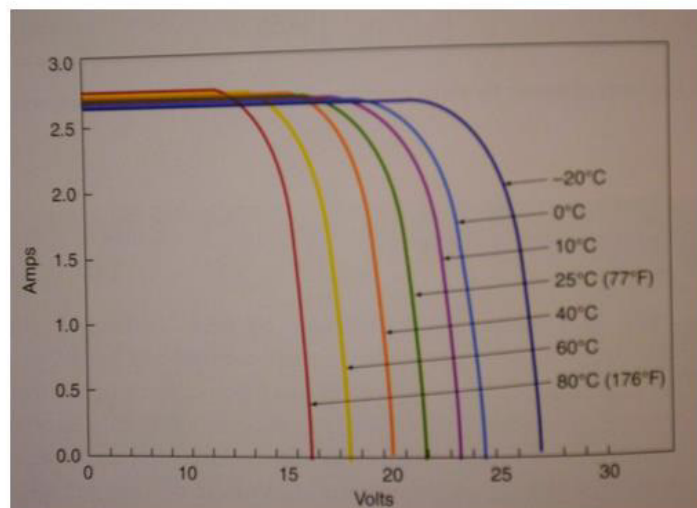
Tabela 13 – Resultados teste IVCK

Vdc	404,3 V
Irr	1091 W/m ²
Tc	-
Ri(500V)	>100 MΩ
Rpe(Cal)	0,02 Ω
Voc Médio Operacional	404,2 V
Isc Médio Operacional	9,99 A
Voc Operacional 407,3	407,3 V
Isc Operacional 9,67	9,67 A

Fonte: Autoria própria

Note que para as condições em que foram realizadas as medidas, os valores de tensão de circuito aberto são menores que nas condições STC. Contudo, a corrente de curto circuito é maior que nas condições STC, pois a corrente de curto circuito STC é de 9,24 A e a tensão de circuito aberto STC é $12 \times 37,81 = 453,12$. Isso acontece devido ao efeito da temperatura que é muito alto reduzindo-se a tensão de saída, enquanto a corrente gerada não há muitas alterações, como mostra o Gráfico 5.

Gráfico 5 – Efeito da temperatura num módulo genérico



Fonte: Stern (2018).

3.4.5 Teste de eficiência CC

Por último, é realizado o teste de eficiência cujo objetivo é medir a eficiência CC do arranjo. Para realizar esse teste é necessário apertar ENTER, na guia EFF da interface do PV-CHECKS, e, em seguida, configurar os valores da planta apertando em SELECTION e depois em PLANT PARAMETERS, como mostra a Figura 44.

Figura 43 – Preparação dos parâmetros da planta



Fonte: Autoria própria.

Com objetivo de realizar esse teste, o sistema tem que ser ligado à rede e feita a ligação, conforme observado na Figura 45.

Figura 44 – Esquema de conexão para teste de eficiência



Fonte: Autoria própria.

Na elaboração desse teste, alguns cuidados extras tiveram que ser tomados, pois não havia cabos expostos para realizar a conexão do P e do N. Para resolver esse problema, com o sistema chaveado para *off* no inversor, foi feita uma leve exposição dos cabos MC4 do inversor para que pudesse ter um ponto de conexão para realizar o teste; sempre que possível foi dado alívio mecânico para os fios de modo a evitar qualquer tipo de desconexão do sistema, pois esse procedimento é crítico e não ideal. Esse procedimento pode ser ilustrado nas Figuras 46 e 47:

Figura 45 – Alternativa para realizar a medição



Fonte: Autoria própria.

Figura 46 – Ligação do alicate de corrente no polo positivo



Fonte: Autoria própria.

Ao sistema, então, é conectado o alicate de corrente na posição indicada e, com ele ligado na configuração correta de corrente e de sentido, inicia-se o teste pelo botão GO. Como o sistema acabou de ser ligado, o teste demora um pouco até estabilizar os valores, por conta do MPPT do inversor. Uma vez realizado o teste, dá para acompanhar o crescimento da eficiência, a diminuição da tensão e o aumento da corrente para encontrar o ponto de máxima potência. Os resultados do teste foram positivos e estão expostos na Figura 48.

Figura 47 – Medição de eficiência



Fonte: Autoria própria.

Com efeito, com o intento de detectar possíveis variações de temperatura indesejadas no módulo de operação, é feito o teste com a câmera infravermelha (IR). Vale destacar que os testes são realizados com o sistema em operação normal e com irradiância acima de 600 W/m², em condições climáticas favoráveis e estáveis e de modo que o realizador do teste não cause sombra sobre o módulo. Foi documentada a imagem térmica do sistema a qual se encontra nas Figuras 49 e 50.

Figura 48 – Utilização da Câmera infravermelho para detecção de pontos quentes nos painéis



Fonte: Autoria própria.

Figura 49 – Utilização da Câmera infravermelho para detecção de pontos quentes nos painéis



Fonte: Autoria própria.

Também são verificados os pontos de conexão entre os cabos, os quais não podem ser muito mais quentes que os próprios cabos (vide Figura 51).

Figura 50 – Utilização da Câmera infravermelho para detecção de pontos quentes




Fonte: Autoria própria.

De modo a facilitar a visualização dos testes para a posterior elaboração de laudos, todos os resultados obtidos em campo foram guardados no sistema e posteriormente passados para o software TOPVIEW. Assim, no software, basta apertar o botão ANÁLISE DE DADOS, e, posteriormente, escolher o teste realizado, conforme ilustrado na Figura 52.

Figura 51 – Verificação de dados medidos em campo

Topview: Análise dados

Activar aparelho



Dados aparelho

Activar aparelho
PVCHECKS

Número de série
17111160

Versão FW
1.24 1.02 H2

Seleccionar aparelho

PVCHECKS

Sel. novo aparelho Remover aparelho

Ficheiro	Data	Tipo de Dados
201811171301_201811171322_1_PVCHECKS_GRAVAÇÃO	17/11/2018 15:04	GRAVAÇÃO
Plant001_PVCHECKS.ZST	16/11/2018 18:44	Teste

C:\Program Files (x86)\Topview\Data Proc

Ajud Arquivo módulos FV Importar Atrás Seg.

Fonte: Autoria própria.

4 RESULTADOS

Na Tabela 11 encontra-se um resumo dos testes realizados no capítulo 3, relativamente à corretude dos resultados.

Tabela 14 – Resultado dos testes em campo

N°	Medições	Resultado:
1	Plant001\1 Continuidade 200 mA 16/11/2018 10:30:00	Ok
	Continuidade 200 mA	
	R Meas + 0,09 Ω	Ok
	I test + 212 mA	
2	Plant001\2 I-V Check 16/11/2018 11:21:44 #DEFAULT	Ok
	Característica IV	
	Irradiação 1.091 W/m ²	
	Temperaturas -- °C	--
	Voc avg -- V	
	Isc avg -- A	
	Voc opc 404,2 V	--
	Isc opc 9,99 A	--
	Voc stc -- V	--
	Isc stc -- A	--
	Isolamento	
	IR >100 MΩ	Ok
	Vtest 523 V	
	Continuidade	
	RPE 0,02 Ω	Ok
	I Test 212 mA	
4	Plant001\4 MΩ String 16/11/2018 11:28:00	Ok
	MΩ String	
	Ri 137 MΩ	Ok
	VEP -15 V	
	VPN 383 V	
	Vmeas (+) 523 V	

Fonte: Autoria própria.

Pela Figura, nota-se que nos testes de continuidade, isolamento e de característica IV, o sistema se mostrou dentro dos padrões estabelecidos pela norma ABNT NBR 16274 (2014).

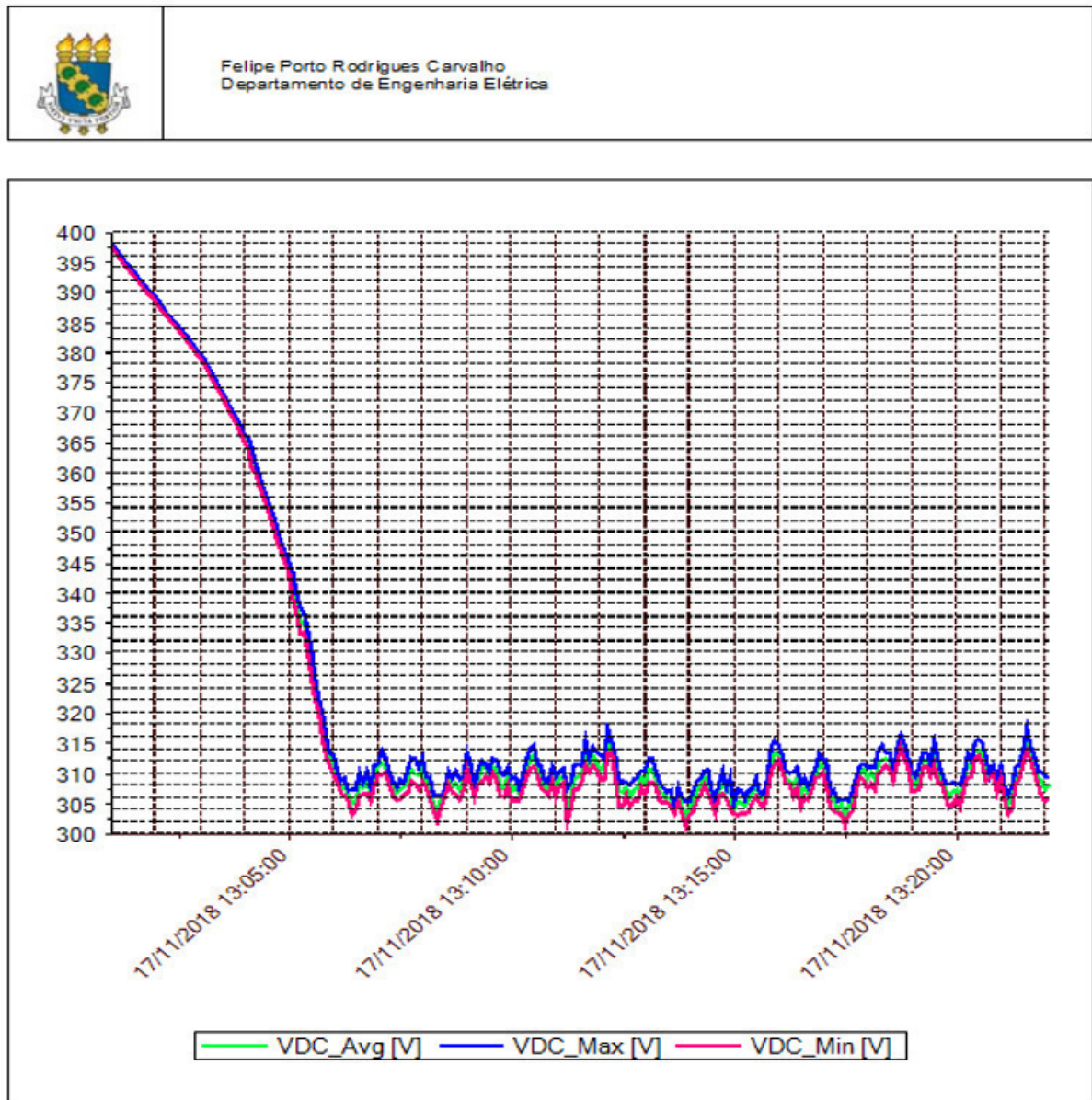
Como já foi comentado na seção 3.4.4, os valores de tensão de circuito aberto tiveram um decréscimo relevante. Isso pode ser explicado pelo coeficiente térmico de tensão (contido no anexo A). O valor desse coeficiente é de -0,31% por cada unidade de temperatura que exceda 45° C e, então, considerando-se a temperatura de 70 °C como uma temperatura razoável para o painel. Logo, a queda de tensão percentual seria $(0,31\%) \cdot 25 = 7,75\%$, portanto a queda de tensão esperada é de 7,75% da tensão de circuito aberto nas condições NOCT; como a tensão de circuito aberto nas NOCT é de $35,46 \cdot 12 = 425,52$ V a tensão de circuito aberto

esperada para 70 °C seria de 392,54 V. Contudo, foi obtida uma tensão de circuito aberto de 404,2. O motivo de a tensão estar acima do previsto é que irradiação nas condições de medição está acima de 1000 W/m², de maneira que justifique o acréscimo à condição prevista, pois, nas condições NOCT, a irradiação é de 800 W/m².

Para a corrente, o efeito é bem menor, pois há um acréscimo de 0,06% por cada unidade de temperatura que ultrapasse 45 °C. Portanto, o acréscimo na corrente de curto circuito é de $(0,06\%)*25=1,5\%$ e, como a corrente de curto circuito em condições NOCT é de 7,45 A, se espera uma corrente de 7,46 A para as condições de temperatura 70°C com irradiância 800 W/m². Contudo, a irradiância é superior à 1000 W/m², razão pela qual a corrente chega a quase 10 A.

O Gráfico 6 mostra o resultado da tensão mínima, média e máxima em CC gerada desde a ligação do sistema até 15 minutos após a ligação. Nota-se que, a partir de 5 minutos, já estava estável. A Linha verde representa a tensão média ao passo que a linha azul a tensão máxima e a tensão rosa a mínima.

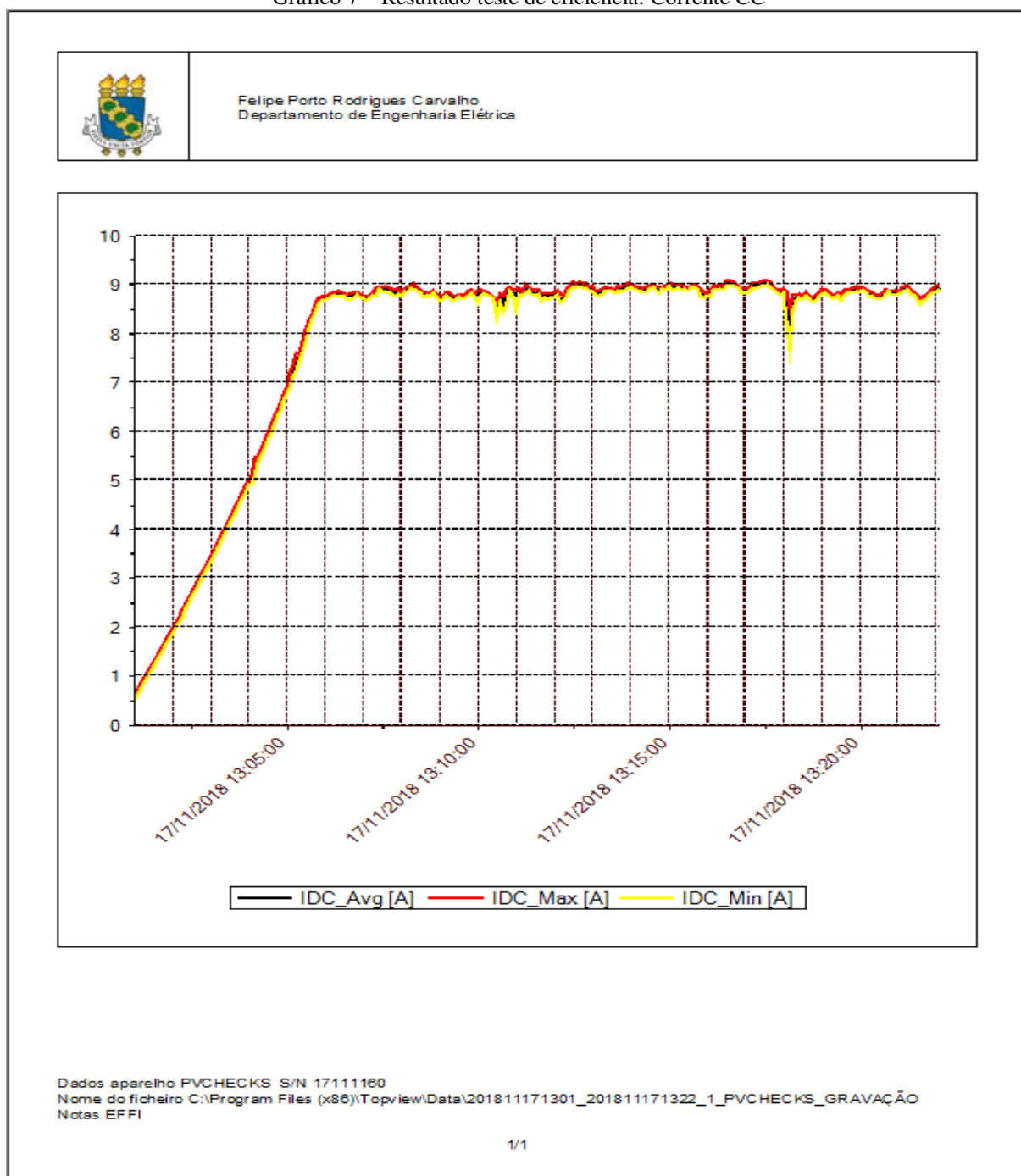
Gráfico 6 – Resultado teste de eficiência: Tensão CC



Fonte: Autoria própria.

O Gráfico 7 mostra a corrente gerada pelo arranjo elevando-se gradativamente desde a ligação do sistema até sua estabilização, em aproximadamente 5 minutos após a energização do sistema. A linha cinza representa a corrente média, a linha vermelha representa a corrente máxima e a linha amarela a corrente mínima.

Gráfico 7 – Resultado teste de eficiência: Corrente CC

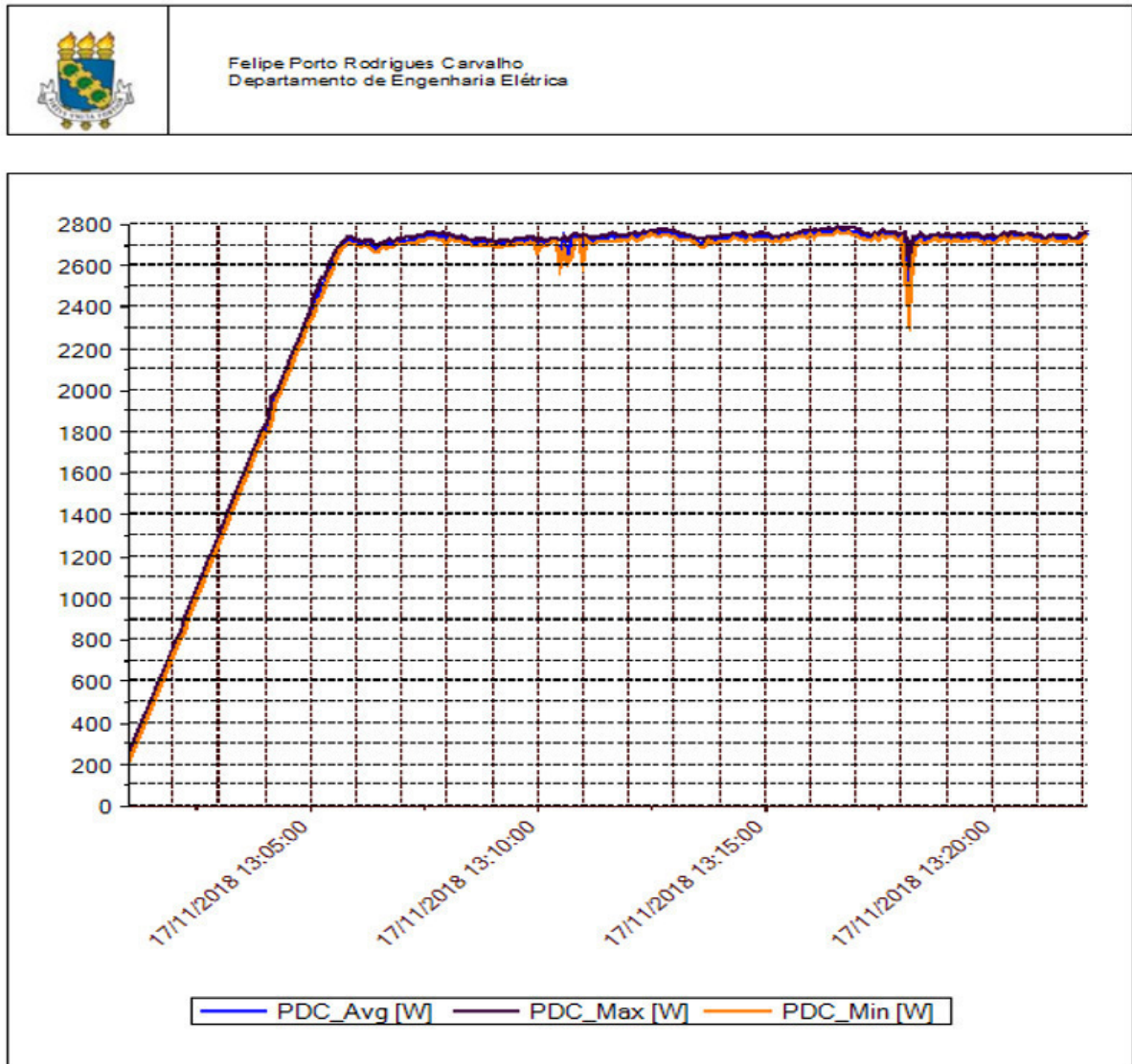


Fonte: Autoria própria.

O Gráfico 8 remete à potência CC entregue pelo arranjo, na qual é obtida pelo produto ponto a ponto dos dois gráficos anteriores. Uma observação importante: no instante de tempo 13:20 ocorre um declínio na potência gerada. Ora, nesse momento ocorre um sombreamento parcial causado por nuvens, ou seja, uma queda na irradiância do arranjo. Esse efeito também pode ser observado na queda de irradiância nesse mesmo tempo no gráfico 8. A

linha azul representa a potência média, a linha marrom a potência máxima e a linha laranja a potência mínima.

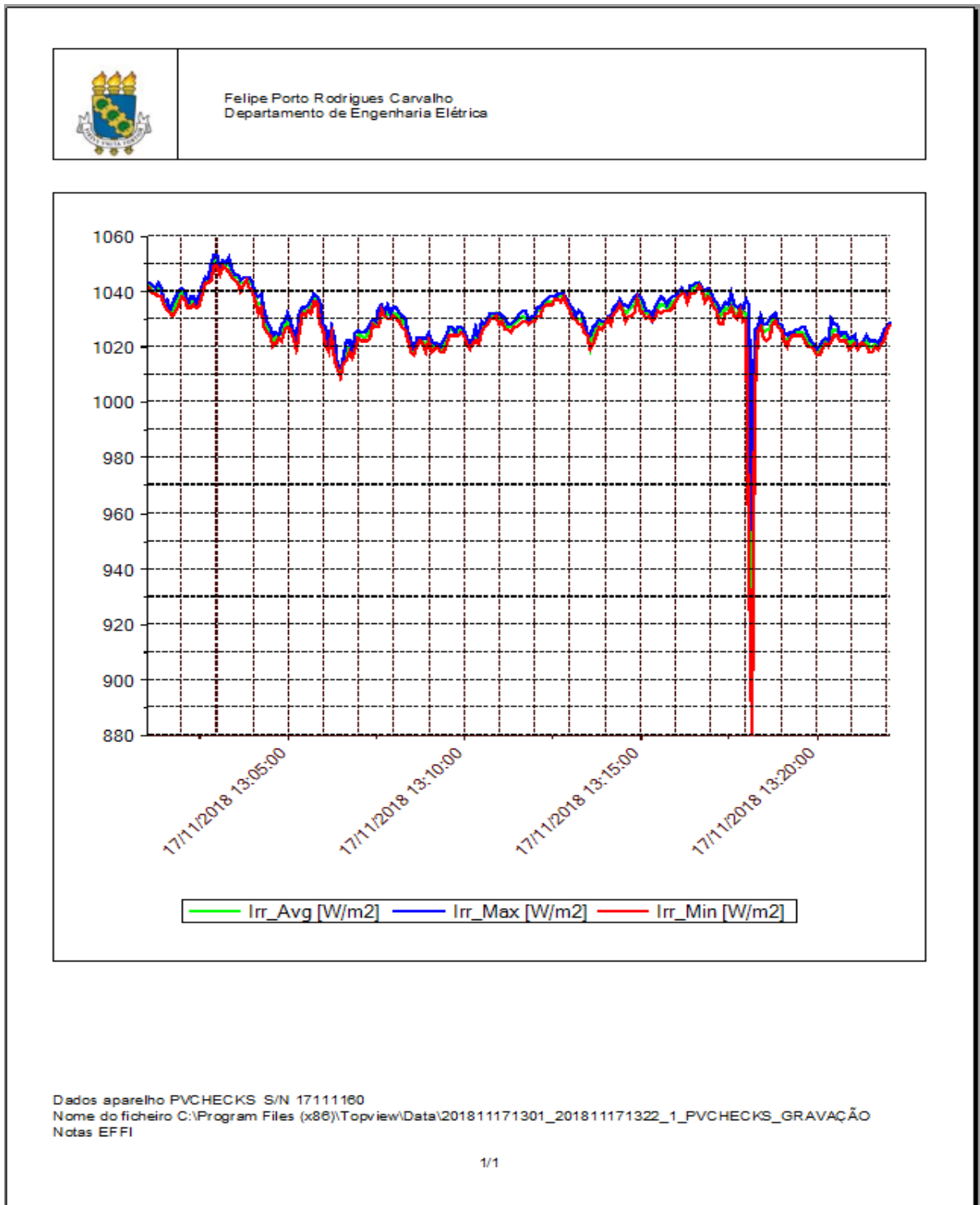
Gráfico 8 – Resultado teste de eficiência: Potência CC



Fonte: Autoria própria.

O Gráfico 9 revela o comportamento da irradiância no período medido. Esses valores de irradiância são apropriados, superando até mesmo os 1000 W/m² das condições STC. A linha verde representa a irradiância média, a linha azul representa a irradiância máxima e a linha vermelha representa a irradiância mínima.

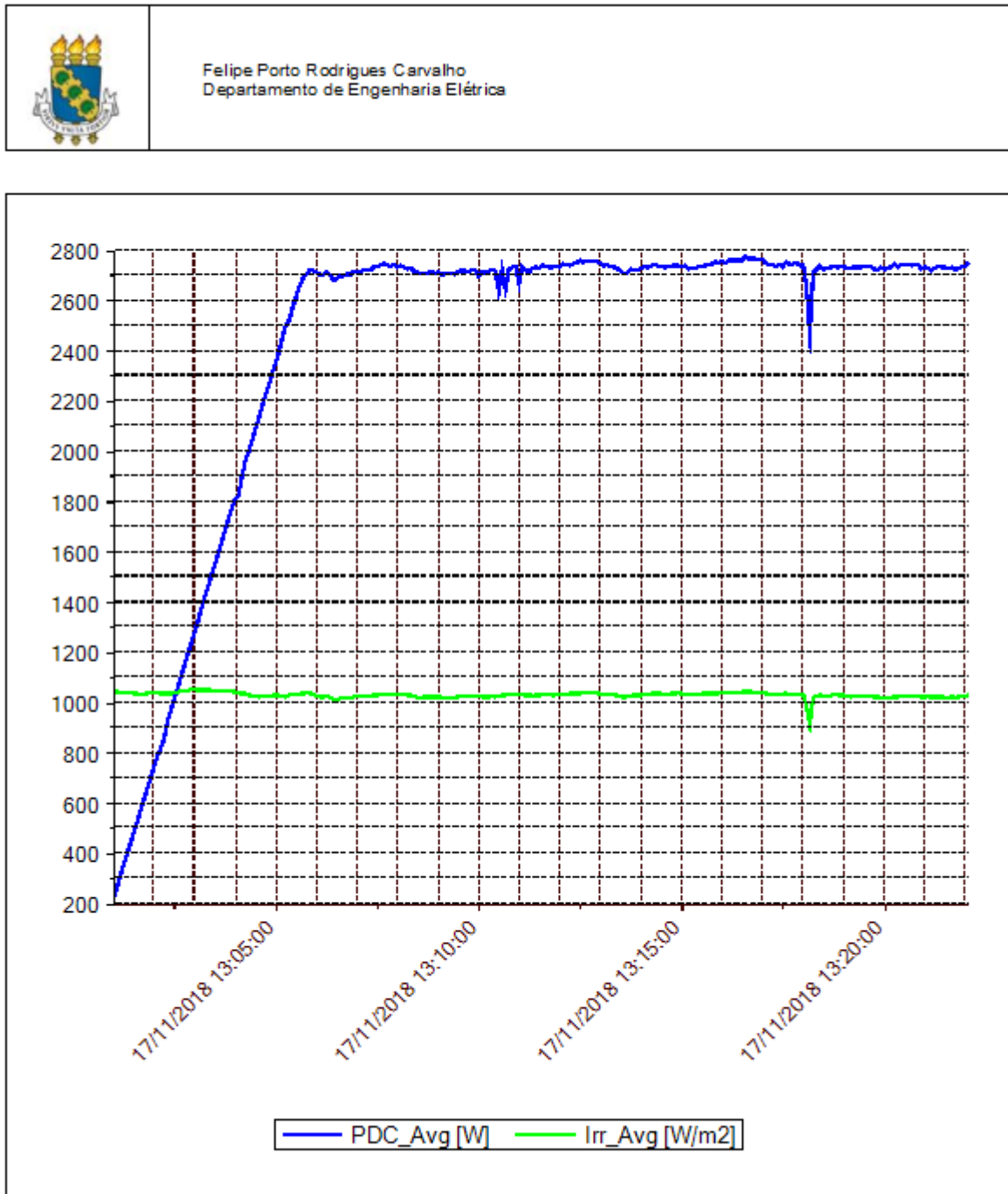
Gráfico 9 – Resultado teste de eficiência: Irradiância



Fonte: Autoria própria.

O efeito da queda da irradiância causado pelo sombreamento das nuvens pode ser observado no Gráfico 10, no qual é possível notar o impacto que a irradiância causa na potência CC entregue pelo arranjo.

Gráfico 10 – Sobreposição dos Gráficos de potência CC e irradiância

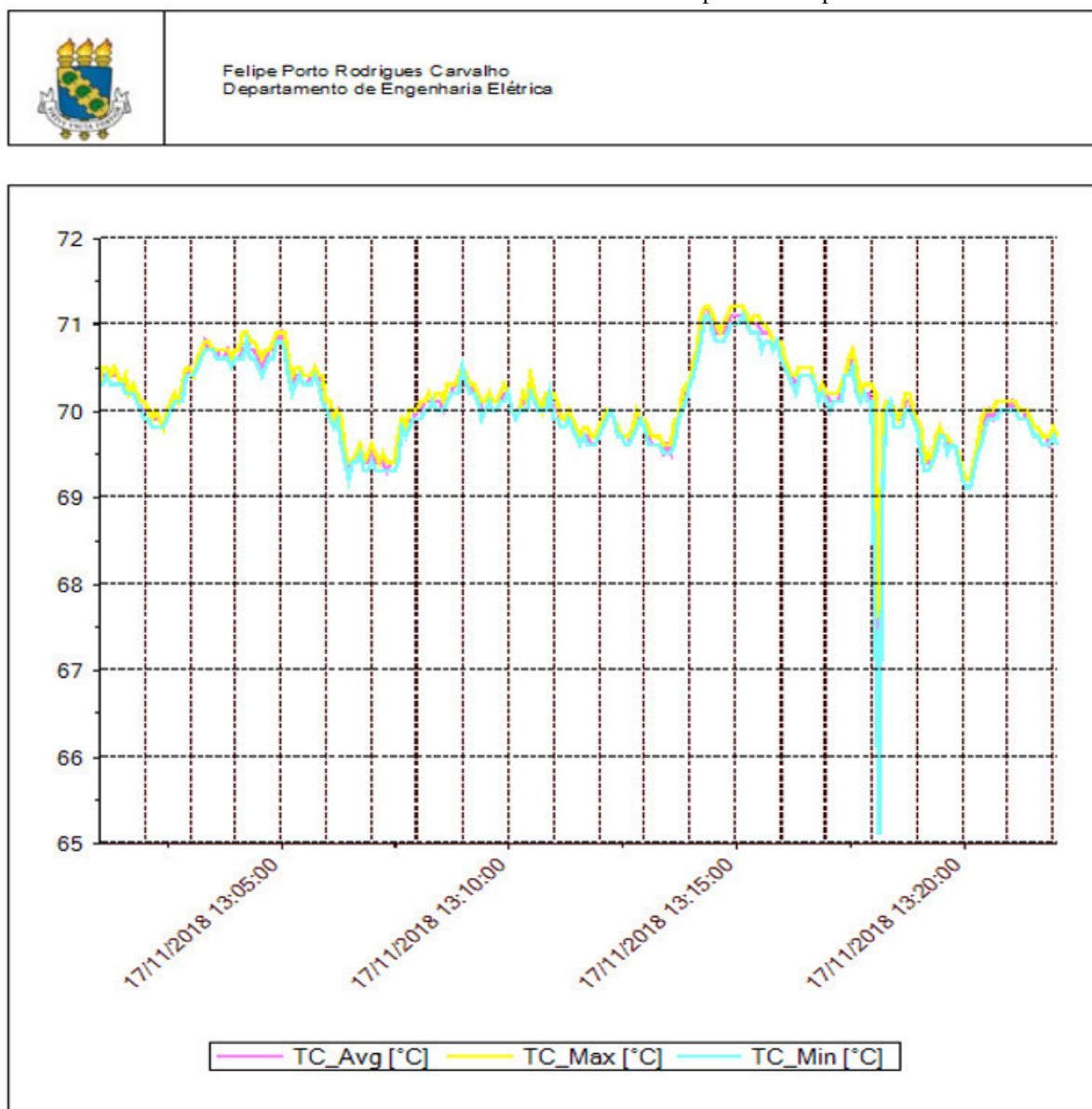


Fonte: Autoria própria.

O Gráfico 11 ilustra o comportamento da temperatura da placa medida pelo sensor de temperatura, instalado em 3.4.1, e mostra uma temperatura bastante elevada, apesar de ter espaço para ventilação exigida na norma NBR 16274. A linha rosa representa a temperatura média, a linha amarela, a máxima e a linha azul, a mínima, todas em graus Celsius.

Além disso, as temperaturas mostradas no Gráfico 11 reafirmam a necessidade e conformidade do uso de cabos com proteção ultravioleta.

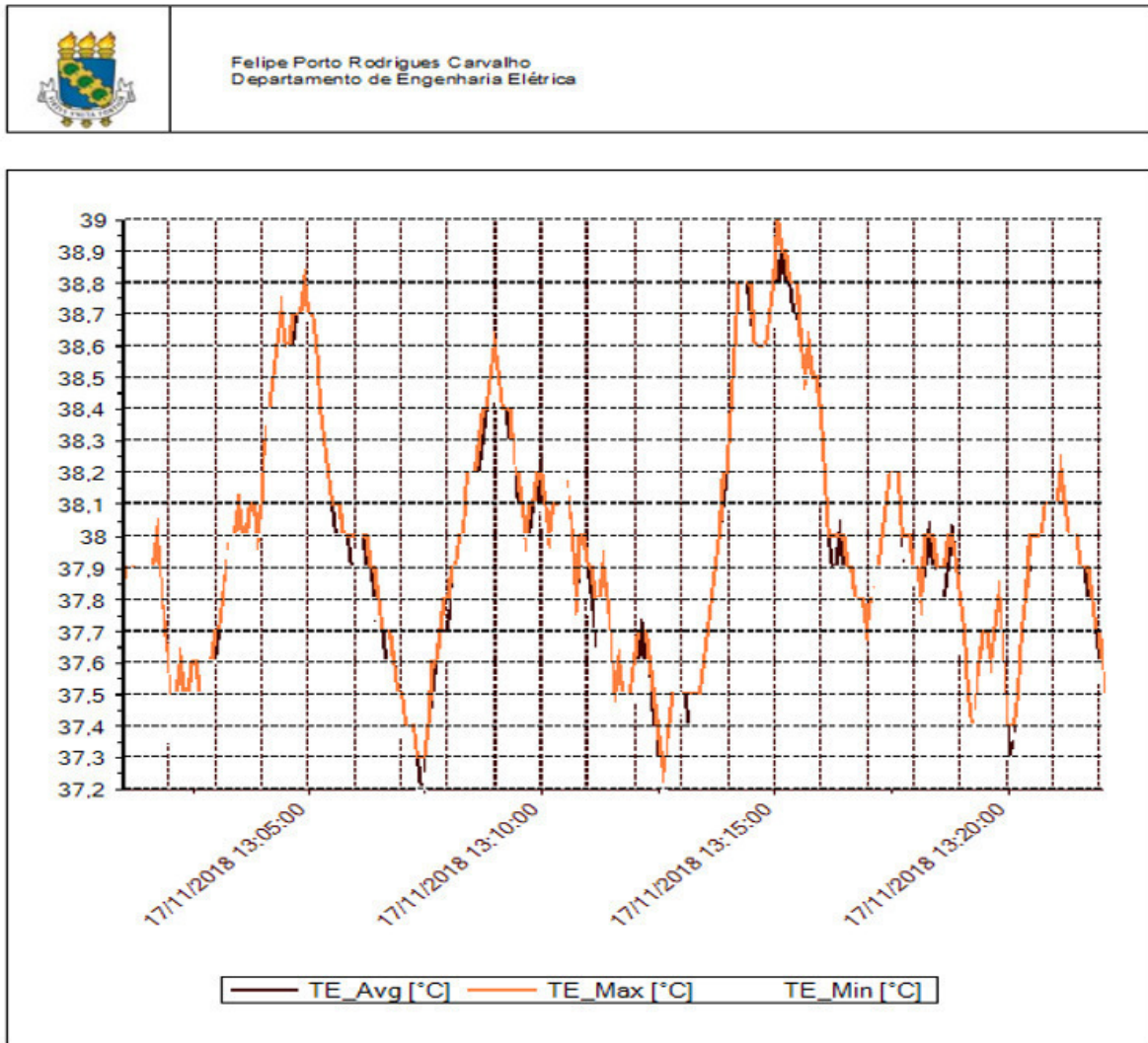
Gráfico 11 – Resultado teste de eficiência: Temperatura do painel



Fonte: Autoria própria.

O Gráfico 12 mostra a variação de temperatura ambiente ao longo da medição, havendo uma variação de 1.8 °C nos 15 minutos de teste.

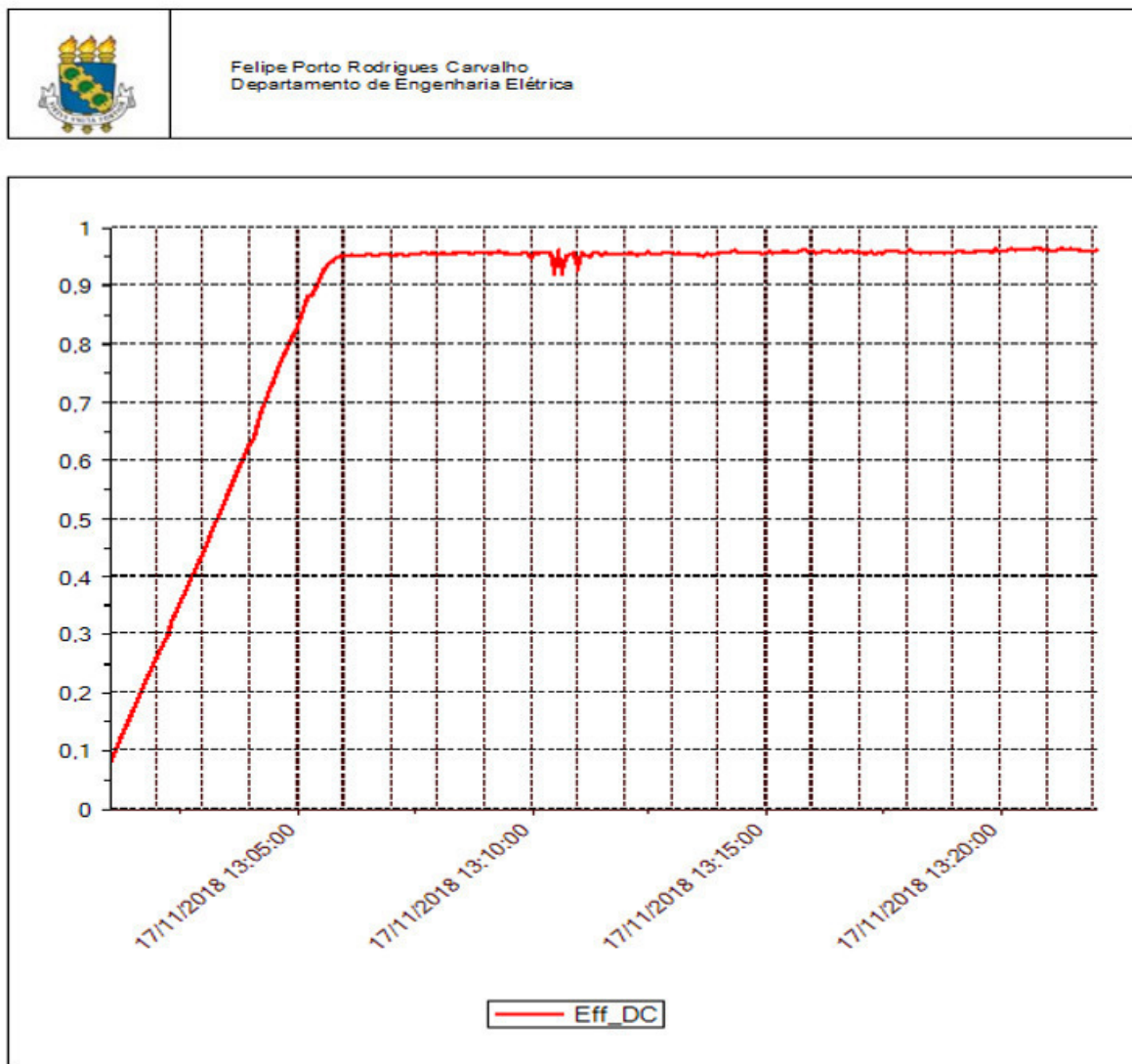
Gráfico 12 – Resultado teste de eficiência: Temperatura ambiente



Fonte: Autoria própria.

No Gráfico 13, mostrado abaixo, é possível ver a eficiência CC do sistema subindo com o passar do tempo (a equação que representa essa eficiência é mostrada no anexo D). A medida da eficiência CC depende do fator de correção correlacionado a temperatura do módulo, da potência CC na saída, do valor absoluto do coeficiente térmico da potência máxima do módulo, da razão da irradiância STC (1000 W/m^2) e da irradiância do sistema.

Gráfico 13 – Resultado teste de eficiência: Eficiência CC

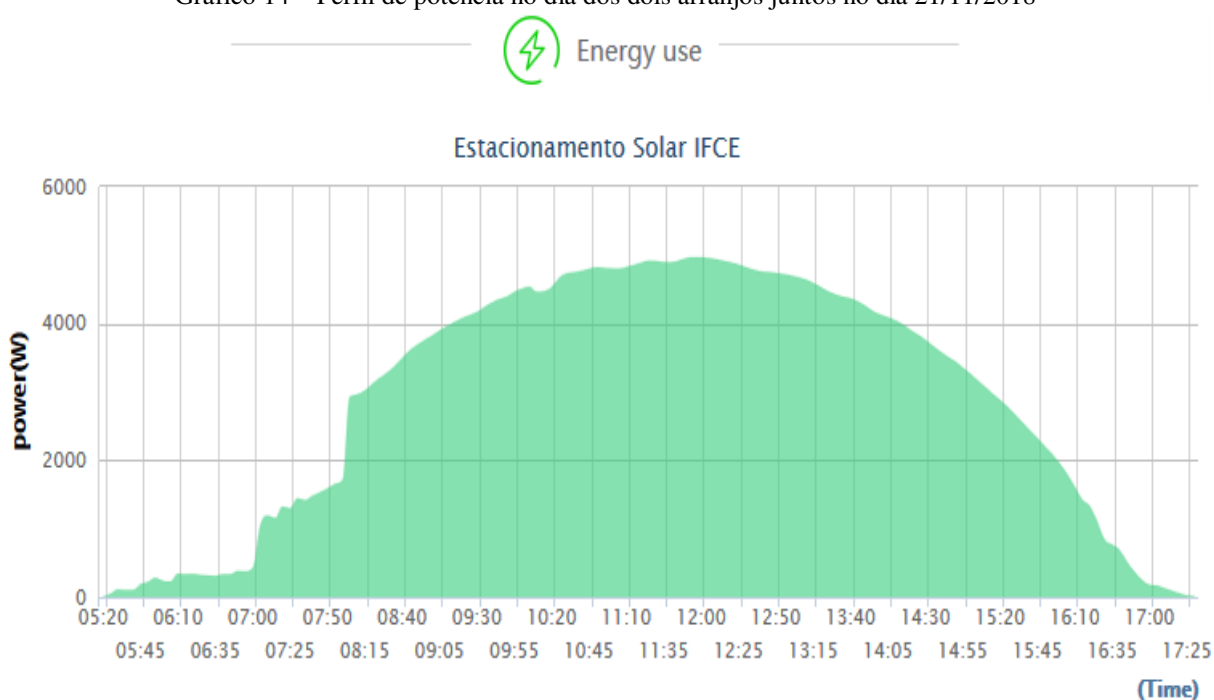


Fonte: Autoria própria.

Pelos dados coletados de corrente, tensão e potência CC, é possível notar que a partir dos dados de placa do inversor, que o mesmo foi devidamente selecionado e atende aos requisitos do sistema.

Os valores de medição de energia para esse sistema são gerados online através do *website* da fabricante do inversor: GROWATT. Pelo mesmo ambiente, também é possível acompanhar a energia gerada por dia, semana, mês, ano e entre outros períodos. O Gráfico 14, a seguir, mostra o perfil de potência dos 2 sistemas (2 arranjos de 12 painéis), sobrepostos para o dia 21/11/2018. Pode-se observar que o perfil de potência do sistema é bem comportado, indicando que, neste dia, houve poucas perturbações no sistema.

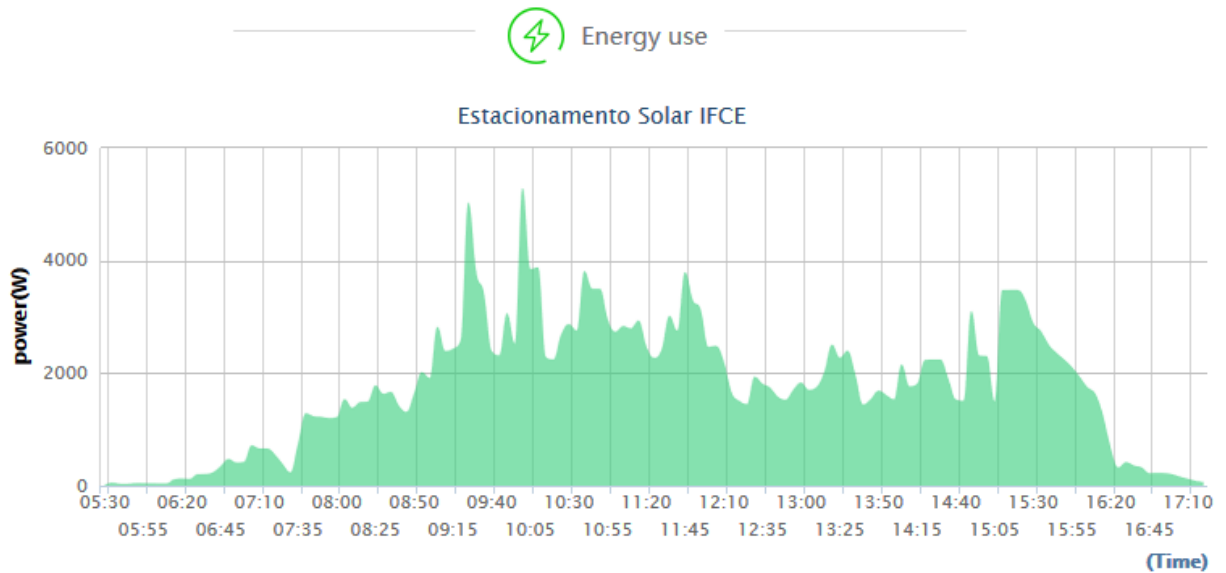
Gráfico 14 – Perfil de potência no dia dos dois arranjos juntos no dia 21/11/2018



Fonte: GROWATT (2018).

Nem sempre o perfil de carga diário se assemelha ao que é mostrado no Gráfico 14. Em outros dias, com condições climáticas diferentes, os perfis de carga podem ser bastante inconstantes, como mostra o Gráfico 15, que representa o perfil de carga do dia 06/11/2018. Nesse dia, é possível observar que, nos períodos em que se esperava a maior potência, devido às condições climáticas, o sistema não conseguiu chegar no pico de potência esperado. Isso se reflete na análise diária do mês de novembro, na qual se percebe que, no dia 6, o aproveitamento de potência foi inferior aos outros dias.

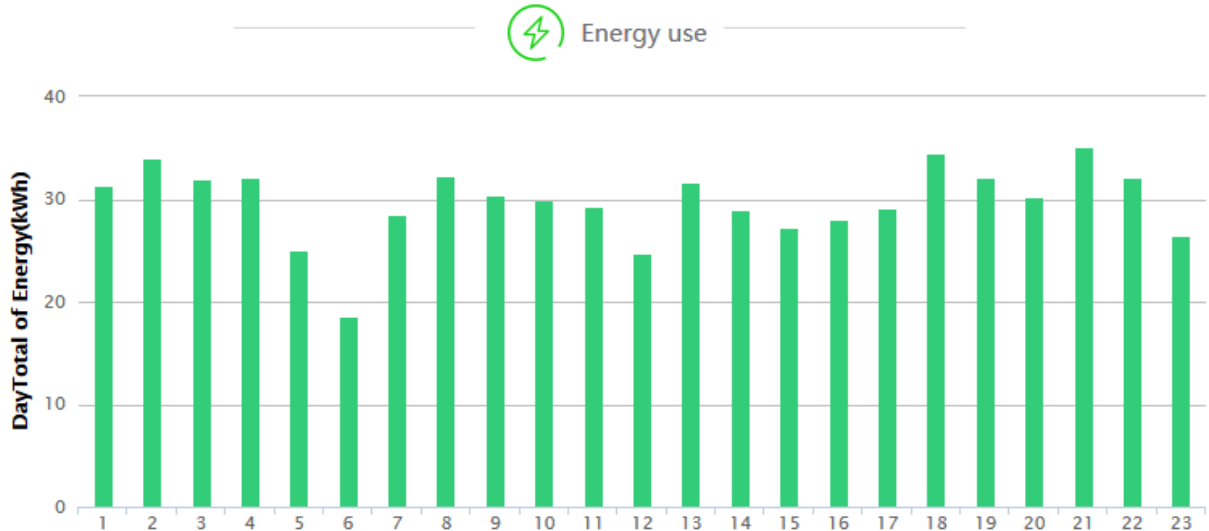
Gráfico 15 – Perfil de potência no dia dos dois arranjos juntos no dia 06/11/2018



Fonte: GROWATT (2018).

No Gráfico 16, é mostrada a energia gerada por dia no mês de novembro até o dia 23/11/2018. É possível perceber que, no dia 6, aconteceu alguma anomalia no sistema refletida por sua vez no Gráfico 15.

Gráfico 16 – Produção de energia por dia em novembro (até o dia 23/11/2018)

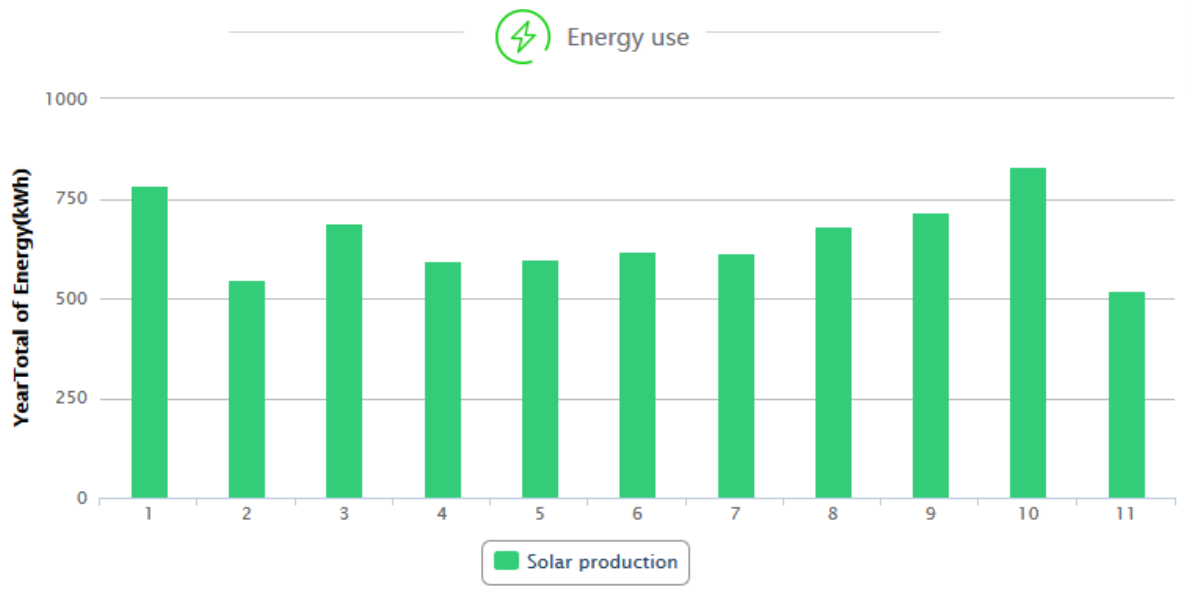


Fonte: GROWATT (2018).

Pelo Gráfico 17, é possível notar que o padrão de produção de energia não se alterou muito ao longo dos meses, havendo uma produção máxima em outubro e uma mínima em fevereiro, pois não será computado novembro, dado que a aferição ocorreu em novembro de 2018. A queda da produção de energia em fevereiro pode ser explicada pelo perfil meteorológico de Maracanaú ao longo dos meses. Os pontos de máximo e mínimo do Gráfico 16 podem ser melhor compreendidos nos Gráficos 18 e 19, que mostram as simulações dos

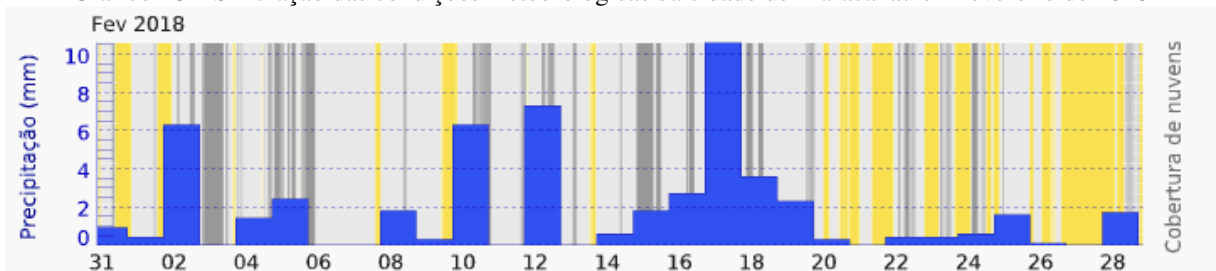
perfis climáticos dos meses de fevereiro e de outubro respectivamente. As áreas cinzas são os períodos nublados e quanto mais cinza, mais nublado. A área amarela representa os períodos com céu limpo e as áreas azuis são os períodos com precipitação.

Gráfico 17 – Produção de energia por mês (até o dia 18/11/2018)



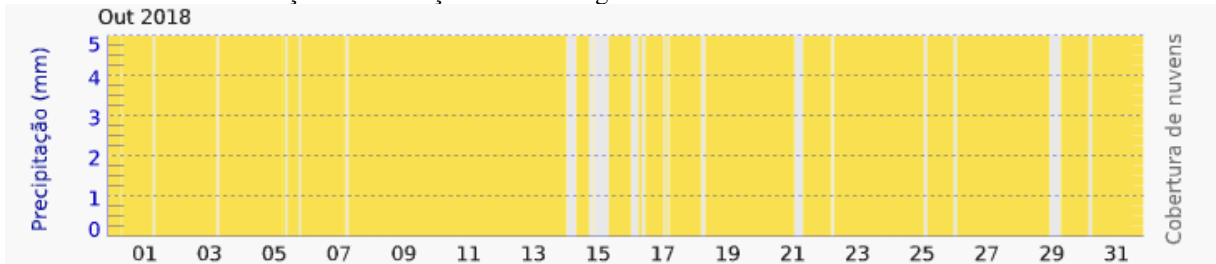
Fonte: GROWATT (2018).

Gráfico 18 – Simulação das condições meteorológicas da cidade de Maracanaú em fevereiro de 2018



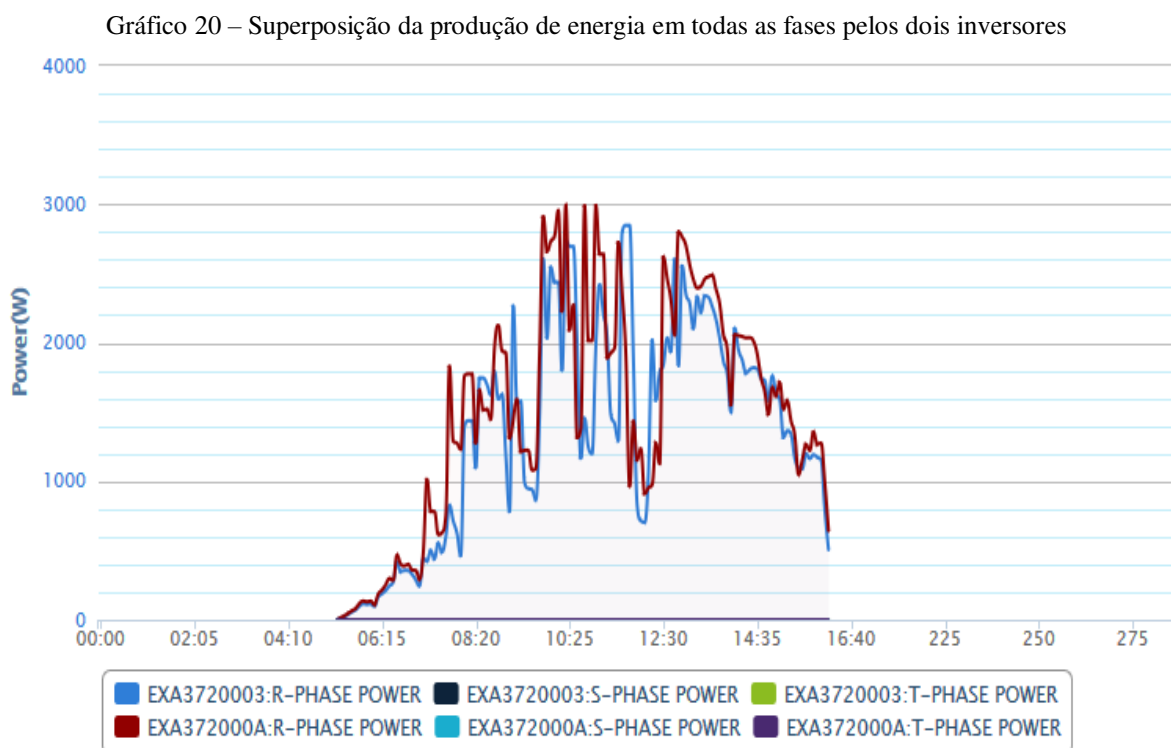
Fonte: Meteorológico Maracanaú (2018).

Gráfico 19 – Simulação das condições meteorológicas da cidade de Maracanaú em fevereiro de 2018



Fonte: Meteorológico Maracanaú (2018).

No *website* da *GROWATT*, é possível saber em qual fase cada inversor monofásico está injetando a potência CC. Ambos inversores estão conectados à fase R e isso pode ser mostrado pelo Gráfico 20, que representa a energia transferida em cada fase para ambos inversores, tanto o EXA372000A (que foi utilizado no sistema comissionado) quanto o EXA3720003.



Fonte: GROWATT (2018).

Com os dados fornecidos do inversor, foram importados os dados ao longo do dia 23/11/018, e realizada a divisão entre a potência fornecida pelo painel CC e a potência de saída CA, obtendo como resultado o rendimento do inversor, ocorrendo um máximo às 10:07:58, como mostra o Gráfico 21. Note que essa eficiência não é a eficiência global do inversor, pois não se considera a eficiência do MPPT.

Quando é tomado o ponto máximo de eficiência de conversão que corresponde ao valor 98% e se multiplica pela eficiência de MPPT (no anexo B) com um valor de 99,5% é obtido um valor de eficiência máxima global no período de 97,5%, que é compatível com o valor de eficiência máxima global fornecida, a saber, 97,6%.

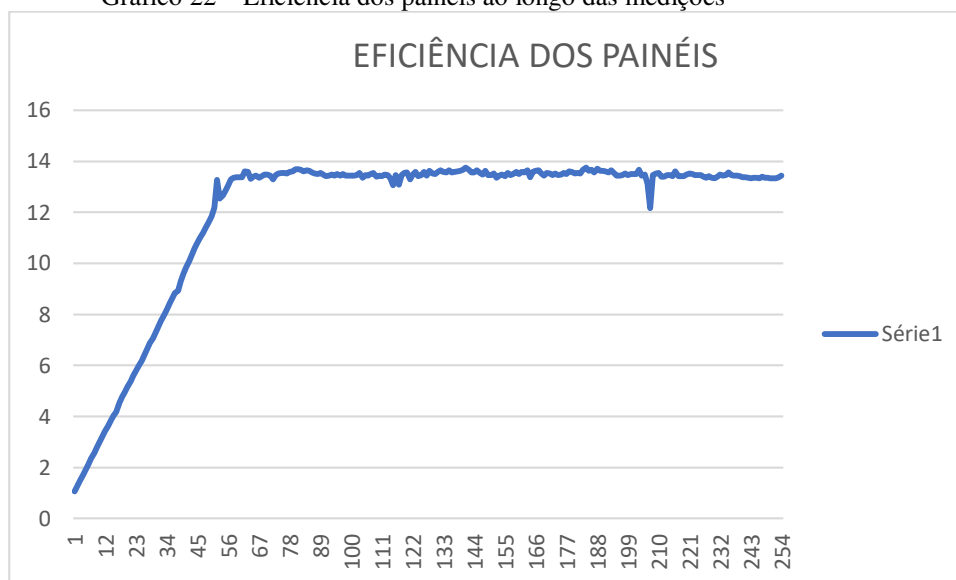
Gráfico 21 – Rendimento do inversor ao longo do dia 23/11/2018



Fonte: Autoria própria.

No tópico de apresentação da planta, 3.2, comentou-se que a área de cada arranjo é de 19,64 m², e que a energia proveniente do sol é o produto direto da irradiância pela área. O fabricante dos painéis solares também informa que a eficiência máxima de conversão de energia solar para energia elétrica é de 16,2%. Assim, no tempo em que foi aferida as medições de irradiância, foram coletadas as informações de potência CC máxima para cada irradiância medida. Portanto, o Gráfico 22 mostra a eficiência de conversão dos painéis ao longo das medições realizadas. No início, o sistema estava desligado e se estabiliza posteriormente.

Gráfico 22 – Eficiência dos painéis ao longo das medições



Fonte: Autoria própria.

Portanto, nota-se que, apesar do fabricante informar que a eficiência de conversão dos painéis é de 16,2%, o Gráfico 22 mostra que essa eficiência no horário medido (horário de pico solar) não chegou a superar 14%.

5 CONCLUSÃO

Por mais difundida que a energia fotovoltaica esteja, nem todo sistema está instalado de maneira ideal. Portanto, a ABNT NBR 16274 tem um papel fundamental no que se refere a regulamentação de sistemas fotovoltaicos.

A verificação do sistema é essencial para garantir a segurança do operador, pois esse nível de tensão é extremamente perigoso e requer muita atenção antes de realizar qualquer procedimento; sempre lembrando de seccionar o inversor antes de qualquer operação e de sempre deixar espaço suficiente entre os cabos positivo e negativo para que não haja formação de arcos.

Com toda a parte de verificação realizada, os testes foram iniciados de maneira mais segura, seguindo as recomendações de segurança de cada procedimento. Do ponto de vista técnico, o sistema instalado no estacionamento do IFCE-Maracanaú está de acordo com o que se pede em norma nos testes em que é exigido. Contudo, apresenta algumas falhas no que se refere ao método de aterramento do sistema, que pode se mostrar problemático no futuro; identificação dos cabos, falta de diagrama unifilar disponível no local, e não possuir procedimentos de desligamento de emergência. Portanto, para o arranjo estar completamente pronto para o uso, basta atender a essas alterações, pois o arranjo está muito bem instalado e de acordo com todas as exigências da norma ABNT NBR 16274 (2014). Também foi possível observar nos gráficos, que o sistema é bem sensível às mudanças climáticas, e que esse é um grande fator limitante no uso desse tipo de geração de energia.

O equipamento PVCHECKS se mostrou uma ferramenta valiosíssima para realizar os testes de comissionamento fotovoltaico, pois com muita rapidez todos os testes podem ser realizados e a conectividade com o computador garante uma grande liberdade a operar e extrair informações valiosas sobre o sistema.

A partir desse trabalho, outros testes podem ser feitos para comissionar sistemas maiores e mais criteriosos, realizando testes adicionais de comissionamento classe 2 e análise de desempenho por outros equipamentos como o SOLAR 300N também da fabricante HT e que tem conectividade com o SOLAR 02. Outra possibilidade de trabalho futuro seria analisar sistemas com baterias e com controladores de carga, em que outros testes são necessários.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão: Referências. Rio de Janeiro, 2004.

ARQUIVO meteorológico Maracanáu. 1. 2018. Disponível em: <https://www.meteoblue.com/pt/tempo/previsao/archive/maracana%c3%ba_brasil_3395473?fcstlength=1m&year=2018&month=10>. Acesso em: 23 nov. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 10899: Energia solar fotovoltaica- terminologia: Referências. Rio de Janeiro, 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16274: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede- Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho: Referências. Rio de Janeiro, 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos-requisitos de projeto: Referências. Rio de Janeiro, 2018.

Barros Lima, Gielton. **Física, 3ª série: ensino médio**: revisional. Belo Horizonte: Editora Educacional, 2012.

GROWATT. growatt. ENERGY OVERVIEW. 2018. Disponível em: <<https://server.growatt.com>>. Acesso em: 23 nov. 2018.

IEC 60050-195, International Electrotechnical Vocabulary – Part 195: Earthing and protection against electric shock.

IEC 60050-5-53, International Electrotechnical Vocabulary – Part 826: Electrical Installations.

IEC 60050-5-461, International Electrotechnical Vocabulary – Part 461: Electric cables.

IEC 60898-1, Electrical accessories – Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations – Part 1: Circuit-breakers for A.C operation.

IEC 60904-2, Photovoltaic devices – Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices.

IEC 61829, Photovoltaic (PV) array – On-site measurement of current-voltage characteristics.

VDE-AR-E 2283-4, Requirements for cables for PV systems.

IEC 6364-5-53 Electrical installations of buildings – Part 5-53: Selection and erection of electrical equipment – Isolation, switching and control.

IEC/TS 61836, Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols.

MESSENGER, Roger A.; VENTRE, Jerry. **Photovoltaic Systems Engineering**. 2. ed. [S.l.]: CRC PRESS, 2004. 455 p. v. 1.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS. Boletim mensal de geração solar fotovoltaica Agosto. 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Mensal%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Solar%202018-08.pdf>>. Acesso em: 23 nov. 2018.

PEREIRA, Filipe Alexandre de Sousa; OLIVEIRA, Manuel Ângelo Sarmento. CURSO TÉCNICO INSTALADOR DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. 1. ed. [S.l.]: Publindústria, 2011.

PEREIRA, Osvaldo L.S; GONÇALVES, Felipe F. Manual sobre tecnologia, projecto e instalação. [S.l.: s.n.], 2008. 21 p. Disponível em: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwjbnrbyt_eAhUutlKHcLoDqAQFjAAegQIAxAC&url=https%3A%2F%2Fwww.sbpe.org.br%2Findex.php%2Frbe%2Farticle%2Fdownload%2F214%2F195%2F&usg=AOvVaw2ELdLXEusnmVxVgAIL8_RT>. Acesso em: 05 nov. 2018.

PORTAL-SOLAR. Manual sobre tecnologia, projeto e instalação. [S.l.: s.n.], 2004. 368 p. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>>. Acesso em: 06 nov. 2018.

SOUSA, Ronilson. INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO. 1. 2017. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/inversor-fotovoltaico-o-que-e-como-funciona>>. Acesso em: 12 nov. 2018.

STERN, Eliezer. ENERGY OVERVIEW. 2018. Disponível em: <<https://krinatsolar.com.br/temperatura-dos-modulos-fotovoltaicos-o-seu-efeito/>>. Acesso em: 22 nov. 2018.

TÉCNICO INSTALADOR DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. 1. ed. [S.l.]: Publindústria, 2011. 395 p. v. 1.

VDE-AR-E 2283-4, Requirements for cables for PV systems

ENERGIA SOLAR, T8M. **O sistema solar conectado à rede (Grid Tie)**. Disponível em: <<https://t8menergiasolar.com.br/sistemas-conectados-a-rede-grid-tie/>>. Acesso em: 06 dez. 2018.

ANEXO A – MÓDULO FOTOVOLTAICO

P-SERIES 255 W TO 270 W 60-Cell Crystalline PV Modules

SunEdison is a recognised authority on silicon technology and manufacturing processes developed through more than 50 years of experience. SunEdison delivers best-in-class solar modules by continuously leveraging new technology, supplier relationships and manufacturing techniques that maximise efficiency, minimise cost and extend product lifetime.

SunEdison solar modules continue the tradition of excellence by delivering the highest levels of performance worldwide in an aesthetically pleasing product.



QUALITY & SAFETY

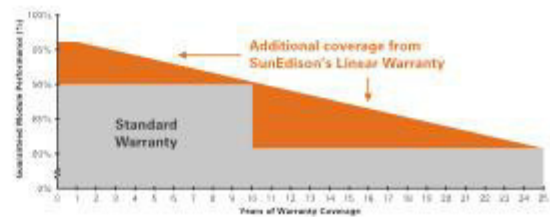
- Industry leading PID test conditions:
 - TUV Nord tested to 96 hours, 85 °C, 85%, -1 kV
 - SunEdison tested to 300 hours, 85 °C, 85%, -1 kV
- IEC certified:
 - 61215 long-term operation in a variety of climates including 5400 Pa snow loading and hail testing
 - 61730 to ensure electrical safety

PRODUCT FEATURES

- 16.5% module efficiency with positive power tolerance
- PID-free: multi-MPPT transformerless inverter compatible
- Higher return on investment with more watts-per-module

SUNEDISON WARRANTY

- 10 year limited warranty for materials and workmanship
- 25-year linear power warranty at STC:
 - Year 1: $\leq 2.5\%$ of rated power
 - After year 1: $\leq 0.7\%$ rated power degradation per year





P-SERIES: 255 W TO 270 W

PHYSICAL PARAMETERS

Module Dimensions	1650 mm x 992 mm x 35 mm
Module Weight	18.6 kg
Cell Type	Multicrystalline
Number of Cells	60
Number of Diodes	3
Cable Length	1000 mm
Connector Type	MC4 (PVKB14/6l and PVKS14/6l)

TEMPERATURE COEFFICIENTS AND PARAMETERS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45 °C + 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.42 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.31 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.05 %/°C
Operating Temperature	-40 °C to +85 °C
Maximum Series Fuse Rating	15 A
Pmax Production Tolerance	0 W to +5 W
Junction Box Rating	IP67
Application Class	Class A
Packaging Specifications	30 modules per pallet 2 pallets per stack 14 stacks per container 840 modules per container
Wind and Snow Front Load	Up to 5400 Pa
Wind Back Load	Up to 2400 Pa
Maximum System Voltage	1000 V (IEC)

STC ELECTRICAL CHARACTERISTICS¹

Model #	SE-P255NPB-A4	SE-P260NPB-A4	SE-P265NPB-A4	SE-P270NPB-A4
Rated Maximum Power Pmax (W)	255	260	265	270
Open-Circuit Voltage Voc (V)	37.54	37.65	37.81	38.10
Short-Circuit Current Isc (A)	8.94	9.09	9.24	9.45
Module Efficiency (%)	15.6	15.9	16.2	16.5
Maximum Power Point Voltage Vmpp (V)	30.25	30.51	30.71	30.80
Maximum Power Point Current Impp (A)	8.43	8.52	8.63	8.77

NOCT ELECTRICAL CHARACTERISTICS²

Model #	SE-P255NPB-A4	SE-P260NPB-A4	SE-P265NPB-A4	SE-P270NPB-A4
Rated Maximum Power Pmax (W)	189.8	193.5	197.2	200.9
Open-Circuit Voltage Voc (V)	35.21	35.31	35.46	35.73
Short-Circuit Current Isc (A)	7.21	7.33	7.45	7.62
Maximum Power Point Voltage Vmpp (V)	28.14	28.39	28.57	28.64
Maximum Power Point Current Impp (A)	6.74	6.82	6.90	7.02

Listed specifications are subject to change without prior notice.

¹All electrical data at standard test conditions (STC): 1000 W/m², AM 1.5, 25 °C; power measurement tolerance may vary by ±3%.

²Pmax Production Tolerance: factory measured module performance is warranted to meet or exceed the stated panel STC power rating by 0 W to +5 W.

³NOCT electrical characteristics measured under normal operating conditions of cells: 800 W/m², 20 °C, AM 1.5, wind 1 m/s.

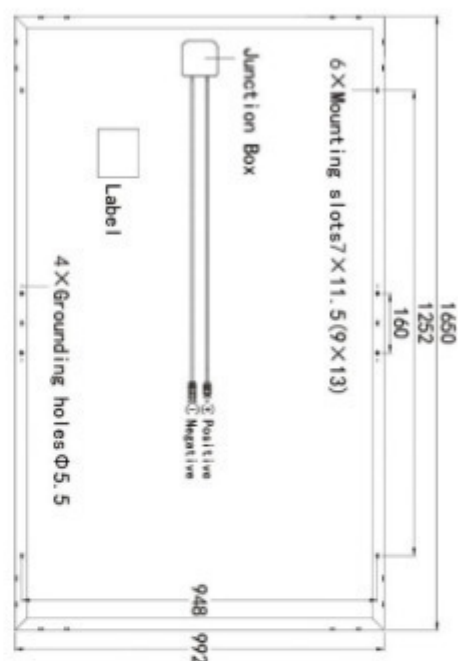
PHONE: 1300 855 484

EMAIL: wholesale.au@sunedison.com

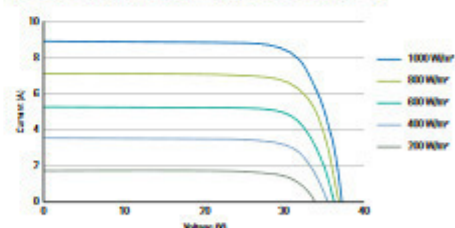
WEB: store.sunedison.com.au

©2015 SunEdison Products Singapore Pte. Ltd.; A SunEdison Company. All rights reserved. SunEdison and the SunEdison logo are registered trademarks or trademarks of SunEdison Products Singapore Pte. Ltd. and/or its affiliates in the United States and certain other countries. All other trademarks mentioned in this document are the property of their respective owners.

P-SERIES SOLAR MODULE DIMENSIONS mm



IV CURVES AT MULTIPLE IRRADIANCES [25 °C]



ANEXO B – INVERSOR SOLAR



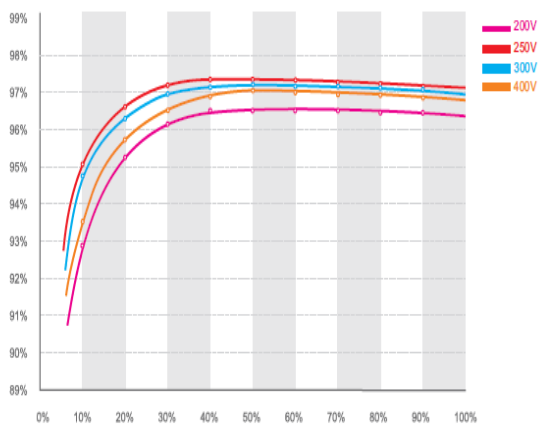
Growatt 750-S/1000-S/1500-S/
2000-S/2500-S/3000-S

Leading - edge Technology

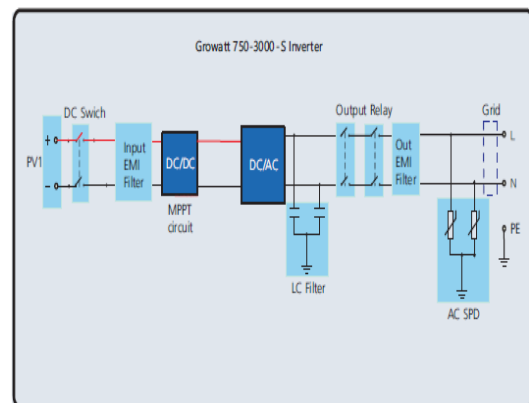
- ▶ Maximum efficiency of 97.6% and wide input voltage range
- ▶ Internal DC switch
- ▶ Transformerless GT topology
- ▶ Compact design
- ▶ Ethernet / RF technology / Wi-Fi
- ▶ Sound control
- ▶ Easy installation
- ▶ Comprehensive Growatt warranty program



Growatt 1500-S efficiency



Growatt 750-3000 -S topology



Datasheet	Growatt 750-S*	Growatt 1000-S	Growatt 1500-S	Growatt 2000-S	Growatt 2500-S*	Growatt 3000-S
Input data (DC)						
Max. recommended PV power (for module STC)	970W	1300W	1950W	2600W	3250W	3900W
Max. DC voltage	450V	450V	450V	450V	500V	550V
Start voltage	50V	80V	80V	80V	80V	80V
PV voltage range	50V-450V	70V-450V	70V-450V	70V-450V	70V-500V	70V-550V
MPP work voltage range/ nominal voltage	55V-450V/120V	70V-450V/180V	70V-450V/250V	70V-450V/360V	70V-500V/360V	70V-550V/360V
Full load dc voltage range	80V-400V	110V-400V	175V-400V	200V-400V	250V-450V	250V-500V
Max. input current	10A	10A	10A	11A	12A	13A
Max. input current per string	10A	10A	10A	11A	12A	13A
Number of independent MPP trackers / strings per MPP tracker	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1
Output (AC)						
Rated AC output power	750W	1000W	1600W	2000W	2500W	3000W
Max. AC power	750W	1000W	1650W	2000W	2500W	3000W
Max. output current	3.3A	4.7A	7.8A	9.5A	11.9A	14.3A
AC nominal voltage	220V/230V/240V	220V/230V/240V	220V/230V/240V	220V/230V/240V	220V/230V/240V	220V/230V/240V
AC grid frequency; range	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging	0.8leading...0.8lagging	0.8leading...0.8lagging	0.8leading...0.8lagging	0.8leading...0.8lagging	0.8leading...0.8lagging
THDI	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
AC connection	Single phase	Single phase	Single phase	Single phase	Single phase	Single phase
Efficiency						
Max. efficiency	97.2%	97.4%	97.4%	97.4%	97.6%	97.6%
Euro weighted efficiency	96%	96.5%	97%	97%	97.3%	97.3%
MPPT efficiency	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%
Protection Devices						
DC reverse polarity protection	yes	yes	yes	yes	yes	yes
DC switch	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Output over current protection	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Output over voltage protection -varistor	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Ground fault monitoring	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Grid monitoring	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Integrated all - pole sensitive leakage current monitoring unit	yes	yes	yes	yes	yes	yes
General Data						
Dimensions (W / H / D) in mm	271*299*141	271*299*141	271*299*141	271*299*141	271*359*141	271*359*141
Weight	6.4KG	6.4KG	6.4KG	6.4KG	9.1KG	9.1KG
Operating temperature range	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C
Noise emission (typical)	≤25 dB(A)	≤25 dB(A)	≤25 dB(A)	≤25 dB(A)	≤25 dB(A)	≤25 dB(A)
Self-Consumption night	<0.5 W	<0.5 W	<0.5 W	<0.5 W	<0.5 W	<0.5 W
Topology	Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless
Cooling concept	Natural	Natural	Natural	Natural	Natural	Natural
Environmental Protection Rating	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Altitude	2000m without derating	2000m without derating	2000m without derating	2000m without derating	2000m without derating	2000m without derating
Relative humidity	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Features						
DC connection	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)
AC connection	Connector	Connector	Connector	Connector	Connector	Connector
Display	LCD	LCD	LCD	LCD	LCD	LCD
Interfaces: RS232/RF/Wi-Fi/LAN/GPRS	yes/opt/opt/opt/opt	yes/opt/opt/opt/opt	yes/opt/opt/opt/opt	yes/opt/opt/opt/opt	yes/opt/opt/opt/opt	yes/opt/opt/opt/opt
Warranty: 5 years / 10 years	yes/opt	yes/opt	yes/opt	yes/opt	yes/opt	yes/opt

ANEXO C – PVCHECKS



PVCHECKs

Rel. 2.06 – 09/10/15

Safety, commissioning and performance tester of PV plants

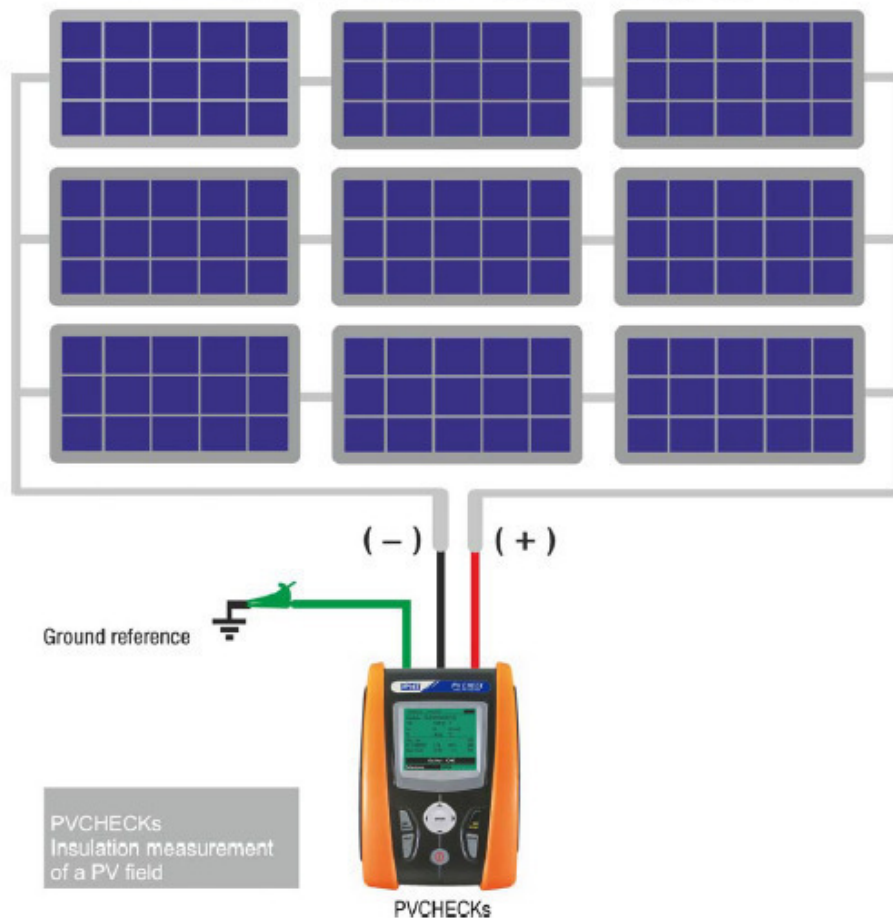
Page 1 of 6

The multifunction instrument PVCHECKs performs prompt and safe electrical checks required for a PV system (DC section) and controls of the functionality of modules / strings in accordance with IEC/EN62446 guidelines.

PVCHECKs: safety checks

PVCHECKs verifies continuity of protective conductors (and associated connections) and measures insulation resistance of the active conductors on a module, a string, or a photovoltaic field in accordance with IEC/EN62446 guidelines, so avoiding to use any external switch to short-circuit positive and negative terminals.

PV field not connected to ground



Direct measurement of insulation resistance on a PV Field not connected to ground



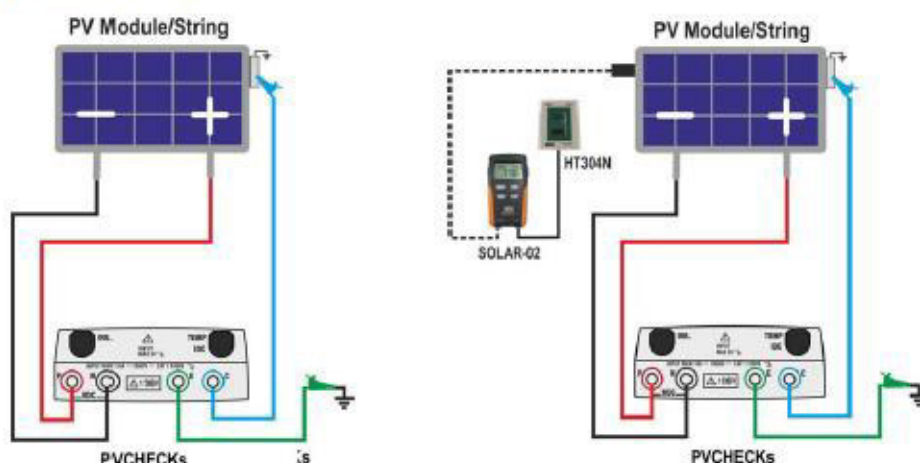
PVCHECKs

Rel. 2.06 – 09/10/15

Safety, commissioning and performance tester of PV plants Page 2 of 6

PVCHECKs: functionality checks

PVCHECKs verifies functionality of a PV string in accordance with the IEC/EN62446 guidelines by measuring open circuit voltage and short-circuit current under operating conditions up to 15A and extrapolating the results referred to the STC (by measuring the solar radiation). Finally, it displays measurements as well as comparison with the PV strings previously tested.

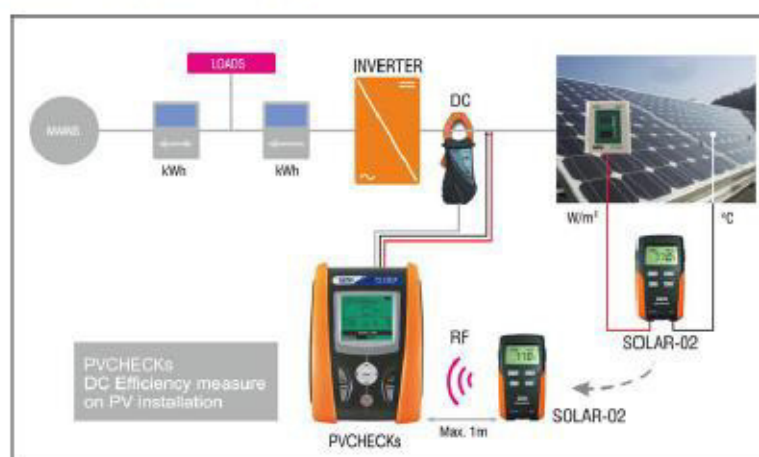


Test IVCK – Automatic measurement of Voc, Isc + Insulation + Continuity on a PV Module/String without irradiance measurement

Test IVCK – Automatic measurement of Voc, Isc + Insulation + Continuity on a PV Module/String with irradiance measurement with optional accessories SOLAR-02 and HT304N

PVCHECKs: performance checks

PVCHECKs analyses the performance of a PV array (DC) under the operating conditions (connected to the inverter) displaying the generated power and the efficiency of the PV plant in accordance with IEC/EN62446.





PVCHECKs

Rel. 2.06 – 09/10/15

Safety, commissioning and performance tester of PV plants

Page 3 of 6

2. ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Accuracy is calculated as \pm [% readings + (no. of digits) * resolution] at 23°C \pm 5°C, relative humidity <80%HR

2.1. PERFORMANCE TEST

DC Voltage

Range (V)	Resolution (V)	Uncertainty
5.0 ÷ 199.9	0.1	\pm (1.0%rdg + 2dgt)
200.0 ÷ 999.9	0.5	

DC current (by mean external clamp)

Range (mV)	Resolution (mV)	Uncertainty
-1100 ÷ -5	0.1	\pm (0.5%rdg + 0.6mV)
5 ÷ 1100		

DC current is always positive ;DC current zeroed if the related voltage value is < 5mV

FS DC clamp [A]	Resolution [A]	Minimum read value [A]
1 < FS \leq 10	0.001	0.05
10 < FS \leq 100	0.01	0.5
100 < FS \leq 1000	0.1	5

DC Power (Vmeas > 150V)

Clamp FS (A)	Range (W)	Resolution (W)	Uncertainty
1 < FS \leq 10	0.000k ÷ 9.999k	0.001k	\pm (1.5%rdg + 3dgt) (I _{meas} < 10%FS)
10 < FS \leq 100	0.00k ÷ 99.99k	0.01k	
100 < FS \leq 1000	0.0k ÷ 999.9k	0.1k	\pm (1.5%rdg) (I _{meas} \geq 10%FS)

Irradiance (by mean HT304N)

Range (mV)	Resolution (mV)	Uncertainty
1 ÷ 40.0	0.02	\pm (1.0%rdg + 0.1mV)

Temperature (by mean PT300N)

Range (°C)	Resolution (°C)	Uncertainty
-20.0 ÷ 100.0	0.1	\pm (1.0%rdg + 1°C)



PVCHECKs

Rel. 2.06 – 09/10/15

Safety, commissioning and performance tester of PV plants

Page 4 of 6

2.2. FUNCTIONALITY TEST

DC Voltage @ OPC

Range (V)	Resolution (V)	Uncertainty
5.0 ÷ 199.9	0.1	±(1.0%rdg+2dgt)
200 ÷ 999	1	

Minimum VFN voltage to start the test: 15V

DC Current @ OPC

Range (A)	Resolution (A)	Uncertainty
0.10 ÷ 15.00	0.01	±(1.0%rdg+2dgt)

DC Voltage @ STC

Range (V)	Resolution (V)	Uncertainty
5.0 ÷ 199.9	0.1	±(4.0%rdg+2dgt)
200 ÷ 999	1	

DC Current @ STC

Range (A)	Resolution (A)	Uncertainty
0.10 ÷ 15.00	0.01	±(4.0%rdg+2dgt)

Irradiance (by mean HT304N)

Range (mV)	Resolution (mV)	Uncertainty
1 ÷ 40.0	0.02	±(1.0%rdg + 0.1mV)

Temperature (by mean PT300N)

Range (°C)	Resolution (°C)	Uncertainty
-20.0 ÷ 100.0	0.1	± (1.0%rdg +1°C)



PVCHECKs

Rel. 2.06 – 09/10/15

Safety, commissioning and performance tester of PV plants

Page 5 of 6

2.3. SAFETY TEST

Continuity Test (LOW Ω)

Range [Ω]	Resolution [Ω]	Uncertainty
0.00 ÷ 1.99	0.01	$\pm(2.0\%rdg + 2dgt)$
2.0 ÷ 19.9	0.1	
20 ÷ 199	1	

Test current >200mA DC up to 2 Ω (test leads included), Resolution 1mA, Uncertainty $\pm(5.0\%rdg + 5dgt)$
 Open loop voltage $4 < V_o < 10V$

Insulation Test (M Ω) – Mode TIMER

Test voltage [V]	Range [M Ω]	Resolution [M Ω]	Uncertainty
250, 500, 1000	0.01 ÷ 1.99	0.01	$\pm(5.0\%rdg + 5dgt)$
	2.0 ÷ 19.9	0.1	
	20 ÷ 199	1	

Open voltage: < 1.25 * nominal test voltage
 Short circuit current: <15mA (peak) for all test voltages
 Generated voltage: Resolution 1V, uncertainty $\pm(5.0\%rdg + 5dgt)$ @ Rmis > 0.5% FS
 Test current: > 1mA with load = 1k Ω x Vnom

Insulation Test (M Ω) – Mode FIELD (*), STRING (**)

Test voltage [V]	Range [M Ω]	Resolution [M Ω]	Uncertainty (***)
250	0.1 ÷ 1.9	0.1	$\pm(20.0\%rdg + 5dgt)$
	2 ÷ 99	1	
500	0.1 ÷ 1.9	0.1	
	2 ÷ 99	1	
1000	0.1 ÷ 1.9	0.1	
	2 ÷ 99	1	

(*) For FIELD mode
 (**) For STRING mode
 Open voltage: if VPN >1V the minimum voltage VEP and VEN for the calculation of Ri(+) and Ri(-) is 1V
 minimum VPN voltage to start the test: 15V
 Short circuit current: <1.25 x nominal test voltage
 Generated voltage: < 15mA (peak) for each test voltage
 Resolution 1V, accuracy $\pm(5.0\%reading + 5digits)$ @ Rmis > 0.5% FS
 Rated current measured: > 1mA with 1k Ω @ Vnom

(***) For FIELD mode:

$$\text{add 5 dgts to the accuracy if } \frac{\max\{R^+, R^-\}}{\min\{R^+, R^-\}} \geq 100$$



PVCHECKs

Ref. 2.06 – 09/10/15

Safety, commissioning and performance tester of PV plants

Page 6 of 6

3. GENERAL SPECIFICATIONS

DISPLAY AND MEMORY:

Features:	128x128pxl custom LCD with backlight
Memory:	max 999 test

POWER SUPPLY:

PVCHECK internal power supply:	6x1.5V alkaline batteries type LR6, AA, AM3, MN 1500
Battery life:	approx. 120 hours (DC efficiency test)
SOLAR-02 power supply:	4x1.5V alkaline batteries type AAA LR03
SOLAR-02 max recording time (@ IP=5s):	approx. 1.5h

OUTPUT INTERFACE

PC communication port:	optical/USB
Interface with SOLAR-02:	wireless RF communication (max distance 1m)

MECHANICAL FEATURES

Size (L x W x H):	235 x 165 x 75mm
Weight (batteries included):	1.2kg

ENVIRONMENTAL CONDITIONS:

Reference temperature:	23°C ± 5°C
Working temperature:	0° ÷ 40°C
Working humidity:	<80%HR
Storage temperature (remove the batteries):	-10 ÷ 60°C
Storage humidity:	<80%HR

GENERAL REFERENCE STANDARDS:

Safety:	IEC/EN61010-1
EMC:	IEC/EN61326-1
Safety of measurement accessories:	IEC/EN61010-031
Measurements:	IEC/EN62446 (PV performance, IVCK) IEC/EN 61557-1, 2, -4 (LOWΩ, MΩ))
Insulation:	double insulation
Pollution degree:	2
Overvoltage category:	CAT III 300V to ground Max 1000V DC among inputs P, N, E, C
Max height of use:	2000m

This instrument complies with the requirements of the European Low Voltage Directives 2006/95/EC (LVD) and EMC 2004/108/EC

This instrument satisfies the requirements of 2011/65/EU (RoHS) directive and 2012/19/EU (WEEE) directive

ANEXO D – EQUAÇÕES DE EFICIÊNCIA PVCHECKS

Corr. Type	Temperature used (T _{cel})	Calculation of nDC	Ref.
T.Mod.	T _{cel} = T _{moduli_Mís}	$R_{fv2} = \begin{cases} 1 & (\text{se } T_{cel} \leq 40^{\circ}\text{C}) \\ 1 - (T_{cel} - 40) \times \frac{ \gamma }{100} & (\text{se } T_{cel} > 40^{\circ}\text{C}) \end{cases}$ <p style="text-align: center;">hence</p> $nDC = \frac{P_{dc}}{\left[R_{fv2} \times \frac{G_p}{G_{STC}} \times P_n \right]}$	CEI 82-25
T.Env.	$T_{cel} = \left(T_{amb} + (NOCT - 20) \times \frac{Irr}{800} \right)$		
nDC	T _{cel} = T _{moduli_Mís}	$nDC = \frac{G_{STC}}{G_p} \times \left[1 + \frac{ \gamma }{100} \times (T_{cel} - 25) \right] \times \frac{P_{dc}}{P_n}$	---

where:

Symbol	Description	Measuring unit
G_p	Irradiance measured on PV module surface	[W/m ²]
G_{STC}	Standard Irradiance = 1000	[W/m ²]
P_n	Rated Power = sum of all P _{max} values of the section of the PV plant being measured	[kW]
P_{dc}	DC power measured at the PV generator's output	[kW]
R_{fv2}	Correction factor depending on the Temperature of PV Cells (T _{cel}) measured or calculated according to the type of selected correction relationship	
$ \gamma $	Absolute value of the thermal coefficient of P _{max} of the PV modules included in the plant section being measured.	[%/°C]
NOCT	(Normal Operating Cell Temperature) = Temperature the cells under reference conditions are brought to (800W/m ² , 20°C, AM=1.5, air speed =1m/s).	[%/°C]

ANEXO E – TABELA DE VARIÁVEIS PVCHECKS

Symbol	Description	Range	Resol.	Conditions
Nms	Number of modules per string	1 ÷ 50	1	
Pmax	Maximum rated power of module	50 ÷ 4800W	1W	$\frac{P_{max} - V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{P_{max}} \leq 0.01$
Voc	Open-circuit voltage	15.00 ÷ 99.99V 100.0 ÷ 320.0V	0.01V 0.1V	Voc ≥ Vmpp
Vmpp	Voltage on maximum power point	15.00 ÷ 99.99V 100.0 ÷ 320.0V	0.01V 0.1V	Voc ≥ Vmpp
Isc	Short-circuit current	0.5 ÷ 15.00A	0.01A	Isc ≥ Impp
Impp	Current on maximum power point	0.5 ÷ 15.00A	0.01A	Isc ≥ Impp
Toll -	Negative tolerance for Pmax provided by the module manufacturer	0% ÷ 25.0% 0 ÷ 99W	0.1% 1	100*Tol/Pnom < 25
Toll +	Positive tolerance for Pmax provided by the module manufacturer	0 ÷ 25% 0 ÷ 99W	0.1% 1	100*Tol*/Pnom < 25
Alpha	Isc temperature coefficient	-0.100 ÷ 0.100%/°C -15.00 ÷ 15.00mA/°C	0.001%/°C 0.01mA/°C	100*Alfa / Isc ≤ 0.1
Beta	Voc temperature coefficient	-0.99 ÷ -0.01%/°C -0.999 ÷ -0.001V/°C	0.01%/°C 0.001V/°C	100*Beta/Voc ≤ 0.999
Gamma	Pmax temperature coefficient	-0.99 ÷ -0.01%/°C	0.01%/°C	
NOCT	Rated working temperature of cell	0 ÷ 100°C	1°C	
Tech.	Effects due to module technology	STD (standard) CAP(capacitive eff.)		
Rs	Internal serial resistance	0.00 ÷ 10.00Ω	0.01Ω	

ANEXO F – LISTA DE POSSÍVEIS MENSAGENS PVCHECKS

MESSAGE	DESCRIPTION
Function not available	The selected function/characteristic is not available
Data not saved	The instrument was not able to save the data
Wrong date	Set a correct system date
RADIO transmission error	The instrument does not communicate via RF with external units
SOLAR-02: Firmware incorrect	Inconsistent SOLAR-02 FW. Update firmware.
Firmware incorrect	Unsuitable instrument FW. Update firmware.
Error 4: contact service	Internal instrument error
Database full	The number of modules added to the internal DB is > 30
Module already added	The name of the module has already been added to the DB
Memory full	Instrument memory full upon pressing the GO key
Error: Vmpp >= Voc	Check module settings inside DB
Error: Imp >= Isc	Check module settings inside DB
Error: Vmpp * Imp >= Pmax	Check module settings inside DB
Error: Alpha too high	Check module settings inside DB
Error: Beta too high	Check module settings inside DB
Error: Gamma too high	Check module settings inside DB
Error: Toll too high	Check module settings inside DB
Wait data analysis	Download data from SOLAR-02 and wait for the result of PV efficiency test
Download error	Contact service department
Error while saving	Problems with the access to memory area
Remote unit undetected	The instrument does not detect any remote unit SOLAR-02
Unable to perform analysis	Problems with the data downloaded from SOLAR-02. Check settings.
Data unavailable	Generic error. Repeat the test.
Negative voltage	Check the polarity of the instrument's input terminals
Low voltage	Check the voltage between input terminals P and N
Vin > 1000	Voltage between input terminals > 1000V
Wrong no. of modules. Continue?	Set no. of modules inconsistent with measured Voc
Ref. cell temp. exceeding limits	Temperature measured by reference cell too high
Cell temp. undetected (ENTER/ESC)	Measurement not carried out on module cell
Low battery	Low battery charge. Insert new batteries.
Please wait for cooling...	Instrument overheated. Wait before resuming the test.
Irradiance too low	Irradiance value lower than the minimum threshold set
NTC Error	Internal NTC efficiency jeopardized. Contact service department
Isc current too high	Measured Isc current > 15A
Current < Lim	Current between P and N lower than the minimum detectable value
EEPROM error: contact service	Internal instrument error
FRAM error: contact service	Internal instrument error
RTC Error: contact service	Internal instrument error
RADIO error: contact service	Internal instrument error
FLASH error: contact service	Internal instrument error
IO EXP error: contact service	Internal instrument error
Voltage > limit	Voltage between terminals E and C > 10V
Label already assigned	Change the numeric reference of the marker associated with the measurement
Isc current < Lim	Isc current lower than the minimum detectable value. Contact service department
CAUTION: internal short-circuit	Contact service department
CAUTION: blown fuse	Contact service department
Reset calibration. Press ENTER.	Resistance value of input cables > 2Ω
Calibration not OK	Calibrated resistance value > measured resistance
Error: Isc offset measurement	Internal instrument error
Rcal > measured R	Calibrated resistance value > measured resistance
CAUTION: AC voltage at P-N terminals	Presence of AC input voltage
Wait for condenser discharge	Wait for discharge of tested object after insulation