

NORMA
BRASILEIRA

ABNT NBR
16274

Primeira edição
06.03.2014

Válida a partir de
06.04.2014

**Sistemas fotovoltaicos conectados à rede —
Requisitos mínimos para documentação, ensaios
de comissionamento, inspeção e avaliação de
desempenho**

Grid connected photovoltaic systems — Minimum requirements for system documentation, commissioning tests, inspection and performance appraisal



ICS 01.110; 27.160

ISBN 978-85-07-04856-5



ASSOCIAÇÃO
BRASILEIRA
DE NORMAS
TÉCNICAS

Número de referência
ABNT NBR 16274:2014
52 páginas



© ABNT 2014

Todos os direitos reservados. A menos que especificado de outro modo, nenhuma parte desta publicação pode ser reproduzida ou utilizada por qualquer meio, eletrônico ou mecânico, incluindo fotocópia e microfilme, sem permissão por escrito da ABNT.

ABNT
Av.Treze de Maio, 13 - 28º andar
20031-901 - Rio de Janeiro - RJ
Tel.: + 55 21 3974-2300
Fax: + 55 21 3974-2346
abnt@abnt.org.br
www.abnt.org.br

Sumário	Página
Prefácio	v
Introdução	vi
1 Escopo	1
2 Referências normativas	1
3 Termos e definições	2
4 Requisitos de documentação do sistema	3
4.1 Geral	3
4.2 Dados do sistema	3
4.2.1 Informações básicas do sistema	3
4.2.2 Informações do projetista do sistema	3
4.2.3 Informações do instalador do sistema	4
4.3 Diagramas	4
4.3.1 Geral	4
4.3.2 Especificações gerais do arranjo fotovoltaico	4
4.3.3 Informações da série fotovoltaica	4
4.3.4 Detalhes elétricos do arranjo fotovoltaico	5
4.3.5 Aterramento e proteção contra sobretensão	5
4.3.6 Sistema c.a.	5
4.4 Folhas de dados técnicos	5
4.5 Informações do projeto mecânico	6
4.6 Informações de operação e manutenção	6
4.7 Resultados dos ensaios e dados do comissionamento	6
4.8 Resultados dos ensaios de avaliação de desempenho	6
5 Verificação	6
5.1 Geral	6
5.2 Inspeção	7
5.2.1 Geral	7
5.2.2 Inspeção do sistema c.c.	7
5.2.3 Proteção contra sobretensão/choque elétrico	8
5.2.4 Inspeção do sistema c.a.	9
5.2.5 Etiquetagem e identificação	9
5.2.6 Instalação mecânica	9
5.3 Ensaios de comissionamento	10
5.3.1 Geral	10
5.3.2 Regimes de ensaio e ensaios adicionais	10
6 Procedimentos de ensaio – Categoria 1	12
6.1 Continuidade dos condutores de aterramento de proteção e/ou de ligação equipotencial	12
6.2 Ensaio de polaridade	12
6.3 Ensaio da caixa de junção	12
6.4 Série fotovoltaica – Medição de corrente	13
6.4.1 Geral	13

6.4.2	Série fotovoltaica – Ensaio de curto-círcuito	13
6.4.3	Procedimentos de ensaio de curto-círcuito	14
6.4.4	Série fotovoltaica – Ensaio operacional.....	14
6.5	Série fotovoltaica – Medição da tensão de circuito aberto	15
6.6	Ensaios funcionais.....	15
6.7	Ensaio de resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico.....	15
6.7.1	Geral	15
6.7.2	Ensaio de resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico – Método de ensaio ...	16
6.7.3	Ensaio de resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico – Procedimentos de ensaio	16
7	Procedimentos de ensaio – Categoria 2	17
7.1	Medição da curva IV do arranjo fotovoltaico	17
7.1.1	Medição da curva IV – V_{OC} e I_{SC}	18
7.1.2	Medição da curva IV – Potência do arranjo fotovoltaico	18
7.1.3	Medição da curva IV – Identificação de defeitos em módulos/arranjos fotovoltaicos ou problemas de sombreamento	19
7.2	Procedimento de inspeção do arranjo fotovoltaico com câmera IR	19
7.2.1	Procedimento de ensaio com câmera IR	19
7.2.2	Interpretando resultados do ensaio com câmera IR.....	20
8	Procedimentos de ensaio – Ensaios adicionais	21
8.1	Tensão ao solo – Sistemas com aterramento resistivo.....	21
8.2	Ensaio do diodo de bloqueio	21
8.3	Ensaio de resistência de isolamento úmido.....	21
8.4	Avaliação do sombreamento.....	22
9	Relatórios de verificação.....	23
9.1	Geral	23
9.2	Verificação inicial	24
9.3	Verificação periódica	24
10	Avaliação de desempenho	24
10.1	Avaliação de desempenho tipo 1.....	24
10.1.1	Etapa 1 – Início dos ensaios	25
10.1.2	Etapa 2 – Adaptação dos sensores	25
10.1.3	Etapa 3 – Medição do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s)	26
10.1.4	Etapa 4 – Detecção de problemas (opcional)	28
10.1.5	Etapa 5 – Medição de parâmetros ambientais e elétricos	28
10.1.6	Etapa 6 – Conclusão sobre as causas de funcionamento anômalo e segunda leitura do medidor de energia.....	29
10.1.7	Etapa 7 – Cálculo da energia injetada na rede	29
10.1.8	Etapa 8 – Projeção do desempenho global (PR) anual.....	29
10.2	Avaliação de desempenho tipo 2.....	30
10.2.1	Etapa 1 – Início dos ensaios	30
10.2.2	Etapa 2 – Adaptação dos sensores	31
10.2.3	Etapa 3 – Medição dos arranjos fotovoltaicos	31

10.2.4	Etapa 4 – Detecção de problemas (opcional)	33
10.2.5	Etapa 5 – Medição de parâmetros ambientais e elétricos.....	33
10.2.6	Etapa 6 – Conclusão sobre as causas de funcionamento anômalo e segunda leitura dos medidores de energia.....	34
10.2.7	Etapa 7 – Cálculo da energia injetada na rede	34
10.2.8	Etapa 8 – Projeção do desempenho global (PR) anual.....	35
	Bibliografia.....	52

Anexos

	Anexo A (informativo) Modelo de certificado de verificação	36
	Anexo B (informativo) Modelo de relatório de inspeção	37
	Anexo C (informativo) Interpretação das formas de curvas IV	40
C.1	Geral	40
C.2	Variação 1 – Variação de corrente.....	40
C.2.1	Causas devido ao arranjo fotovoltaico.....	40
C.2.2	Causas devida à modelagem	41
C.2.3	Causas devido à medição	41
C.3	Variação 2 – Declive mais acentuado	41
C.4	Variação 3 – Degraus na curva	41
C.5	Variação 4 – Declive menos acentuado	42
	Anexo D (normativo) Obtenção da potência nominal de um arranjo fotovoltaico por meio da curva $P_{c.c.}(25^{\circ}\text{C}) \times G_c$	43
D.1	Procedimento de ensaio.....	43
D.2	Cálculo da potência nominal.....	43
	Anexo E (normativo) Cálculo da energia injetada na rede teórica ($E_{R,teo}$).....	45
E.1	Procedimento de cálculo	45
E.2	Coeficientes da curva de eficiência do inversor	46
	Anexo F (normativo) Cenário de perdas	47
F.1	Definição	47
F.2	Exemplo de equação para $C_{P_{c.c.}}$ como função da irradiância total	48
	Anexo G (normativo) Cálculo da energia injetada na rede ao longo de um ano típico ($E_{R,ano}$)	50
G.1	Procedimento de cálculo	50

Figuras

	Figura 1 – Diagrama de caminho do sol.....	23
	Figura 2 – Fluxograma do procedimento de avaliação de desempenho tipo 1	27
	Figura 3 – Fluxograma do procedimento de avaliação de desempenho tipo 2.....	32
	Figura C.1 – Variações na forma da curva IV	40
	Figura D.1 – Exemplo de curva $P_{c.c.}(25^{\circ}\text{C}) \times G_c$ de um arranjo fotovoltaico de 1,5 kWp	44
	Figura F.1 – Exemplo de nuvem de pontos de $C_{P_{c.c.}}$ para um sistema real.....	48
	Figura F.2 – Curva do comportamento médio da nuvem de pontos de $C_{P_{c.c.}}$	49

Tabela

	Tabela B.1 – Resultados da inspeção.....	37
--	---	----

Prefácio

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) é o Foro Nacional de Normalização. As Normas Brasileiras, cujo conteúdo é de responsabilidade dos Comitês Brasileiros (ABNT/CB), dos Organismos de Normalização Setorial (ABNT/ONS) e das Comissões de Estudo Especiais (ABNT/CEE), são elaboradas por Comissões de Estudo (CE), formadas por representantes dos setores envolvidos, delas fazendo parte: produtores, consumidores e neutros (universidades, laboratórios e outros).

Os Documentos Técnicos ABNT são elaborados conforme as regras da Diretiva ABNT, Parte 2.

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) chama atenção para a possibilidade de que alguns dos elementos deste documento podem ser objeto de direito de patente. A ABNT não deve ser considerada responsável pela identificação de quaisquer direitos de patentes.

A ABNT NBR 16274 foi elaborada no Comitê Brasileiro de Eletricidade (ABNT/CB-03), pela Comissão de Estudo de Sistemas de Conversão Fotovoltaicas de Energia Solar (CE-03:082.01). O Projeto circulou em Consulta Nacional conforme Edital nº 10, de 04.10.2013 a 02.12.2013, com o número de Projeto 03:082.01-005.

O Escopo desta Norma Brasileira em inglês é o seguinte:

Scope

This Standard establishes the minimum information and documentation to be compiled after the installation of a grid-connected photovoltaic system. It also describes the documentation, commissioning tests and inspection criteria needed to evaluate the safety of the installation and proper operation of the system. The Standard can also be used for periodic verification and performance appraisal of grid connected photovoltaic systems.

This Standard applies to DC and low voltage AC installations of grid connected photovoltaic systems.

NOTE For those systems connected to medium or high voltage grids, this Standard only applies to the low voltage installation.

This Standard only applies to grid-connected photovoltaic systems that do not use AC modules, energy storage (batteries, for example) or hybrid systems.

This Standard is aimed to designers and installers of grid-connected photovoltaic systems, serving as a model for the provision of adequate documentation. By detailing the minimum commissioning tests and inspection criteria, it is also intended to assist in verification/inspection of a grid-connected photovoltaic system immediately after installation and subsequent re-inspection, maintenance or modification.

This Standard describes different testing regimes suitable for different types of systems. It is recommended that the testing regime applied to a photovoltaic system is appropriate to their scale, their type and their complexity.

Introdução

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede têm vida útil de duas a três décadas, com manutenção e/ou modificação em alguns momentos ao longo deste período. Construções ou obras elétricas nas imediações do arranjo fotovoltaico são muito prováveis, como, por exemplo, no telhado adjacente ao arranjo fotovoltaico ou modificações (estruturais ou elétricas) em uma edificação que possui um sistema fotovoltaico. A posse do sistema também pode mudar ao longo do tempo, particularmente daqueles montados em edifícios. Apenas pelo fornecimento de documentação adequada no início da operação do sistema é possível assegurar o desempenho de longo prazo e a segurança do sistema fotovoltaico e/ou de obras a ele relacionadas.

Esta Norma possui três focos principais:

- a) requisitos de documentação (Seção 4) – Esta seção detalha as informações mínimas que devem estar presentes na documentação fornecida após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede;
- b) verificação (Seção 5) – Esta seção indica a informação mínima que deve ser fornecida após a verificação inicial (ou periódica) de um sistema. Inclui os requisitos mínimos para a inspeção e os ensaios de comissionamento;
- c) avaliação de desempenho (Seção 10) – Esta seção detalha os procedimentos mínimos necessários para avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede após o início de sua operação.

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho

1 Escopo

Esta Norma estabelece as informações e a documentação mínimas que devem ser compiladas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Também descreve a documentação, os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema. A Norma também pode ser utilizada para verificações periódicas e avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Esta Norma se aplica à instalação c.c. e à instalação c.a. em baixa-tensão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

NOTA Em sistemas conectados em média-tensão ou alta-tensão, esta Norma se aplica apenas à instalação em baixa-tensão.

Esta Norma é voltada para sistemas fotovoltaicos conectados à rede que não utilizem módulos c.a., armazenamento de energia (baterias, por exemplo) ou sistemas híbridos.

Esta Norma é voltada para projetistas e instaladores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, servindo como um modelo para o fornecimento da documentação adequada. Por detalhar os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção mínimos, também se destina a ajudar na verificação/inspeção de um sistema fotovoltaico conectado à rede logo após a instalação e posterior reinspeção, manutenção ou modificação.

Esta Norma descreve diferentes regimes de ensaio adequados para diferentes tipos de sistemas. Recomenda-se que o regime de ensaio aplicado a um sistema fotovoltaico seja adequado à sua escala, ao seu tipo e à sua complexidade.

2 Referências normativas

Os documentos relacionados a seguir são indispensáveis à aplicação deste documento. Para referências datadas, aplicam-se somente as edições citadas. Para referências não datadas, aplicam-se as edições mais recentes do referido documento (incluindo emendas).

ABNT NBR 10899, *Energia solar fotovoltaica – Terminologia*

ABNT NBR 16149, *Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*

IEC 60364 (all parts), *Low-voltage electrical installations*

IEC 60364-6, *Low-voltage electrical installations – Part 6: Verification*

IEC 60364-7-712, *Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems*

IEC 61010 (all parts), *Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use*

IEC 61557 (all parts), *Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V a.c. and 1 500 V d.c. – Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures*

IEC 61730-1, *Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 1: Requirements for construction*

IEC 61730-2, *Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 2: Requirements for testing*

3 Termos e definições

Para os efeitos deste documento, aplicam-se os termos e definições da ABNT NBR 10899 e os seguintes.

3.1

verificação

medidas por meio das quais a conformidade da instalação elétrica com as normas pertinentes é verificada

NOTA É composta por inspeção, ensaios de comissionamento e relatórios.

3.2

inspeção

exame de uma instalação elétrica utilizando todos os sentidos, a fim de verificar a correta seleção e montagem adequada dos equipamentos elétricos

3.3

valor máximo de sobrecorrente do módulo fotovoltaico

valor máximo da sobrecorrente suportada por um módulo fotovoltaico, determinado pela IEC 61730-2

3.4

ensaio de comissionamento

realização de medições em uma instalação elétrica, por meio das quais seu correto funcionamento é comprovado

NOTA Recomenda-se que a verificação seja realizada por meio de instrumentos de medição apropriados, pois tais valores não são detectáveis na inspeção.

3.5

relatório

registro dos resultados da inspeção e dos ensaios de comissionamento

3.6

folha de dados técnicos

descrição e especificação básicas de um produto

NOTA 1 Normalmente uma ou duas páginas. Não é um manual completo do produto.

NOTA 2 Termo equivalente em inglês: *datasheet*.

3.7 ensaio de avaliação do desempenho
realização de medições em um sistema fotovoltaico conectado à rede, por meio das quais seu desempenho é avaliado

3.8 irradiação característica
irradiação equivalente vista por um módulo fotovoltaico, que depende de características próprias como sua tecnologia e seu tipo de vidro. Na prática, é a irradiação medida com um módulo/célula calibrado

4 Requisitos de documentação do sistema

4.1 Geral

O objetivo desta seção é listar a documentação mínima que deve ser fornecida após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Esta documentação irá garantir que os principais dados do sistema sejam facilmente acessados pelo cliente, pelo operador do sistema, pelo inspetor ou pelo engenheiro de manutenção. A documentação inclui dados básicos e informações que devem ser fornecidas no manual de operação e manutenção.

4.2 Dados do sistema

4.2.1 Informações básicas do sistema

No mínimo, as seguintes informações básicas devem ser fornecidas. Estas informações “de placa” normalmente são apresentadas na capa da embalagem da documentação do sistema.

- a) identificação da referência do projeto (quando aplicável);
- b) nome do proprietário do sistema;
- c) localização do sistema (endereço ou coordenadas geográficas);
- d) potência nominal do sistema (kWp e kVA)
- e) módulos fotovoltaicos e inversores – fabricante, modelo e quantidade;
- f) período da instalação;
- g) período dos ensaios de comissionamento;
- h) período dos ensaios de avaliação do desempenho (quando aplicável).

4.2.2 Informações do projetista do sistema

No mínimo, as seguintes informações devem ser fornecidas sobre todos os responsáveis pelo projeto do sistema. Quando mais de uma empresa tem a responsabilidade pelo projeto, as seguintes informações devem ser fornecidas sobre todas as empresas, juntamente com uma descrição do seu papel no projeto.

- a) nome da empresa;

- b) responsável técnico;
- c) endereço postal, número de telefone e endereço de correio eletrônico;
- d) atividade realizada no projeto (quando aplicável).

4.2.3 Informações do instalador do sistema

No mínimo, as seguintes informações devem ser fornecidas sobre todos os responsáveis pela instalação do sistema. Quando mais de uma empresa tem a responsabilidade pela instalação, as seguintes informações devem ser fornecidas sobre todas as empresas, juntamente com uma descrição do seu papel na instalação.

- a) nome da empresa;
- b) responsável técnico;
- c) endereço postal, número de telefone e endereço de correio eletrônico;
- d) atividade realizada na instalação (quando aplicável).

4.3 Diagramas

4.3.1 Geral

No mínimo, um diagrama unifilar deve ser fornecido. Este diagrama deve incluir as informações detalhadas em 4.3.2 a 4.3.6:

NOTA Em geral, espera-se que estas informações sejam apresentadas como anotações no diagrama unifilar. Em algumas circunstâncias, normalmente com sistemas de maior dimensão, onde o espaço no diagrama pode ser limitado, estas informações podem ser apresentadas em forma de tabela.

4.3.2 Especificações gerais do arranjo fotovoltaico

O diagrama deve incluir as seguintes informações de projeto do arranjo fotovoltaico:

- a) tipo(s) de módulo(s), incluindo suas principais características (V_{OC} STC, I_{SC} STC, V_{MP} STC, I_{MP} STC, P_{MP} STC, tecnologia, dimensões e peso, pelo menos);
- b) número total de módulos;
- c) número de séries fotovoltaicas;
- d) quantidade de módulos por série fotovoltaica.

4.3.3 Informações da série fotovoltaica

O diagrama deve incluir as seguintes informações das séries fotovoltaicas:

- a) especificações do condutor – diâmetro e tipo;
- b) especificações do dispositivo de proteção contra sobrecorrente (se houver) – tipo e características de tensão e de corrente;
- c) especificações do diodo de bloqueio (se houver) – tipo e características de tensão e de corrente.

4.3.4 Detalhes elétricos do arranjo fotovoltaico

O diagrama deve incluir as seguintes informações do arranjo fotovoltaico:

- a) especificações do condutor – diâmetro e tipo;
- b) localização das caixas de junção (quando aplicável);
- c) localização, tipo e características de tensão e de corrente das chaves c.c;
- d) especificações do dispositivo de proteção contra sobrecorrente (se houver) – tipo e características de tensão e de corrente.

4.3.5 Aterramento e proteção contra sobretensão

O diagrama deve incluir as seguintes informações do sistema de aterramento e da proteção contra sobretensão:

- a) detalhes de todos os condutores de aterramento/equipotencialização – diâmetro e pontos de conexão. Incluir detalhes da equipotencialização da armação do arranjo fotovoltaico;
- b) pormenores de quaisquer conexões a um sistema existente de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA);
- c) detalhes dos dispositivos de proteção contra surtos de tensão (tanto no lado c.a. quanto no lado c.c.), incluindo tipo, localização e características de tensão e de corrente.

4.3.6 Sistema c.a.

O diagrama deve incluir as seguintes informações do sistema c.a.:

- a) especificações do condutor – diâmetro e tipo;
- b) localização, tipo e características de tensão e de corrente das chaves c.a;
- c) localização, tipo e características de tensão e de corrente do dispositivo de proteção contra sobrecorrente;
- d) localização, tipo e características de tensão e de corrente do dispositivo de detecção de corrente residual – DR (se houver);
- e) localização, tipo e características de tensão, de corrente e de ligação do transformador (se houver).

4.4 Folhas de dados técnicos

No mínimo, folhas de dados técnicos devem ser fornecidas para os seguintes componentes do sistema:

- a) folha de dados técnicos para todos os tipos de módulos utilizados no sistema, segundo os requisitos da IEC 61730-1;
- b) folha de dados técnicos para todos os tipos de inversores utilizados no sistema;
- c) o fornecimento de folhas de dados técnicos para outros componentes significativos do sistema, como chaves, dispositivos de proteção e transformadores (se houver), também deve ser considerado.

4.5 Informações do projeto mecânico

As folhas de dados técnicos do sistema de montagem do arranjo fotovoltaico e do sistema de rastreamento (se houver) devem ser fornecidas, com detalhes de montagem e cota das peças, bem como informações sobre manutenção.

4.6 Informações de operação e manutenção

Informações sobre a operação e manutenção devem ser fornecidas, bem como o especificado de a) a g), no mínimo:

- a) os procedimentos para verificar o funcionamento correto do sistema;
- b) uma lista do que fazer em caso de uma falha do sistema;
- c) os procedimentos de desligamento de emergência;
- d) recomendações de manutenção e limpeza;
- e) considerações para futuras construções relacionadas ao arranjo fotovoltaico (por exemplo, obras no telhado);
- f) documentação da garantia dos módulos fotovoltaicos e inversores – incluir data de início da garantia e período da garantia;
- g) documentação de quaisquer garantias referentes à obra e/ou à resistência a intempéries.

4.7 Resultados dos ensaios e dados do comissionamento

Cópias de todos os dados dos ensaios de comissionamento devem ser fornecidas. No mínimo, estas devem incluir os resultados dos ensaios detalhados na Seção 5.

4.8 Resultados dos ensaios de avaliação de desempenho

Cópias de todos os dados dos ensaios de avaliação de desempenho devem ser fornecidas. No mínimo, estas devem incluir os resultados dos ensaios detalhados na Seção 10.

5 Verificação

5.1 Geral

Grande parte da verificação de um sistema fotovoltaico conectado à rede deve ser feita com referência à IEC 60364-6, que define os requisitos para a verificação inicial e periódica de qualquer instalação elétrica em baixa-tensão.

Esta seção descreve os requisitos para a verificação inicial e periódica de uma instalação fotovoltaica conectada à rede em particular. Ela faz referência à IEC 60364-6, quando aplicável, além de detalhar requisitos ou considerações adicionais para a verificação de um sistema fotovoltaico.

A verificação inicial ocorre logo após a conclusão de uma nova instalação, acréscimos ou modificações de instalações existentes. A verificação periódica determina, tanto quanto possível, se a instalação e todos os seus equipamentos permanecem em condições satisfatórias para o uso.

NOTA Folhas de verificação típicas são fornecidas nos anexos desta Norma.

O intervalo entre as verificações não pode ser mais longo do que o requerido para a instalação elétrica c.a. ao qual o sistema fotovoltaico está conectado.

Toda a instalação de subsistemas e componentes deve ser verificada durante a montagem, tanto quanto praticável, e, no final, antes de ser posta em serviço, com referência a esta Norma e à IEC 60364-6. A verificação inicial deve incluir a comparação dos resultados com os critérios estabelecidos nesta Norma para confirmar se os requisitos da série IEC 60364 e IEC 60364-7-712, em particular, foram cumpridos.

Para adição ou alteração de uma instalação existente, deve ser verificado se a adição ou alteração está em conformidade com a série IEC 60364 e IEC 60364-7-712, em particular, e não compromete a segurança da instalação existente.

Verificações iniciais e periódicas devem ser feitas por um profissional treinado, com competência em verificação.

5.2 Inspeção

5.2.1 Geral

A inspeção deve preceder os ensaios de comissionamento e é feita antes da energização da instalação. Deve ser realizada segundo os requisitos da IEC 60364-6.

É importante, durante a inspeção, confirmar que os equipamentos instalados conferem, em número e características, com os informados no projeto.

É necessário garantir a conformidade com a série IEC 60364 e IEC 60364-7-712, em particular.

As alíneas a) a m), especificadas em 5.2.2, a) a f) especificadas em 5.2.3, a) a c) especificadas em 5.2.4, a) a g) especificadas em 5.2.5 e a) a d) especificadas em 5.2.6 devem ser incluídas na inspeção.

5.2.2 Inspeção do sistema c.c.

Durante a inspeção da instalação c.c., deve ser verificado se:

- o sistema c.c. foi projetado, especificado e instalado conforme os requisitos da série IEC 60364, em geral, e IEC 60364-7-712, em particular;
- todos os componentes c.c. são classificados para operação contínua em c.c., sob a máxima tensão c.c. do sistema e a máxima corrente c.c. de falta;

NOTA 1 A inspeção do sistema c.c. requer o conhecimento da tensão e da corrente máximas do sistema.

NOTA 2 A tensão máxima do sistema é uma função da configuração da série/arranjo fotovoltaico, da tensão de circuito aberto (V_{OC}) dos módulos e de um multiplicador para considerar as variações de temperatura e irradiação.

NOTA 3 A corrente de falta máxima possível é uma função da configuração da série/arranjo fotovoltaico, da corrente de curto circuito (I_{SC}) dos módulos e de um multiplicador para considerar as variações de temperatura e irradiação.

- proteção por isolamento classe II ou equivalente foi adotada no lado c.c.;

- d) os cabos das séries fotovoltaicas, os cabos dos arranjos fotovoltaicos e o cabo c.c. principal foram selecionados e montados de forma a minimizar o risco de faltas à terra e a curtos-circuitos;

NOTA Normalmente, isso pode ser alcançado por meio da utilização de cabos com isolamento de proteção reforçado (muitas vezes, chamado de “duplo isolamento”).

- e) 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;
- f) nos sistemas sem dispositivo de proteção contra sobrecorrente nas séries fotovoltaicas o valor máximo de sobrecorrente do módulo fotovoltaico (I_r) é maior do 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;

NOTA Ver IEC 60364-7-712 para o cálculo da corrente reversa dos arranjos fotovoltaicos.

- g) nos sistemas com dispositivo de proteção contra sobrecorrente nas séries fotovoltaicas, este dispositivo foi corretamente posicionado e especificado conforme as instruções do fabricante para a proteção dos módulos fotovoltaicos;
- h) meios de desconexão foram instalados nas séries fotovoltaicas e subarranjos fotovoltaicos, segundo os requisitos da IEC 60364-7-712;
- i) uma chave c.c. está instalada no lado c.c. do inversor;
- j) nos sistemas com diodos de bloqueio, a tensão reversa destes componentes está em conformidade com os requisitos da IEC 60364-7-712;
- k) um dos condutores c.c. está ligado à terra, se existe pelo menos separação simples entre os lados c.a. e c.c. e as ligações à terra foram construídas de modo a evitar a corrosão;
- l) plugues e soquetes conectados entre si são do mesmo tipo e do mesmo fabricante;
- m) quando um sistema fotovoltaico possuir conexão direta à terra no lado c.c. (aterramento funcional), um dispositivo de interrupção de falta à terra está instalado segundo os requisitos da IEC 60364-7-712.

NOTA Normalmente isto é provido pelo inversor.

5.2.3 Proteção contra sobretensão/choque elétrico

Durante a inspeção do sistema fotovoltaico, deve ser verificado se:

- a) um dispositivo supervisor de isolamento do arranjo fotovoltaico e um sistema de alarme estão instalados segundo as especificações da IEC 60364-7-712;

NOTA Normalmente isto é provido pelo inversor.

- b) um dispositivo de detecção de corrente residual de fuga para a terra e um sistema de alarme estão instalados, segundo as especificações da IEC 60364-7-712;

NOTA Normalmente isto é provido pelo inversor.

- c) quando um dispositivo de detecção de corrente residual – DR está instalado no circuito c.a. alimentando um inversor, se o dispositivo foi selecionado de acordo com os requisitos da IEC 60364-7-712;

NOTA Para alguns inversores, um DR tipo B pode ser requerido.

- d) para minimizar tensões induzidas por raios, a área de todos os laços na fiação foi mantida tão pequena quanto possível;
- e) os condutores de aterramento da armação do arranjo fotovoltaico e/ou dos módulos foram corretamente instalados e estão ligados à terra;
- f) quando condutores de aterramento de proteção e/ou condutores de ligação equipotencial estão instalados, se estes estão paralelos e juntos aos cabos c.c.

5.2.4 Inspeção do sistema c.a.

Durante a inspeção da instalação c.a., deve ser verificado se:

- a) um meio de seccionamento do inversor foi fornecido no lado c.a;
- b) todos os dispositivos de isolamento e seccionamento foram ligados de forma que a instalação fotovoltaica esteja conectada ao lado “carga” e a rede elétrica ao lado “fonte”;
- c) os parâmetros operacionais do inversor foram programados segundo a ABNT NBR 16149 e/ou regulamentações locais.

5.2.5 Etiquetagem e identificação

Durante a inspeção do sistema fotovoltaico, deve ser verificado se:

- a) todos os circuitos, dispositivos de proteção, chaves e terminais estão devidamente identificados e etiquetados;
- b) todas as caixas de junção c.c. dos arranjos fotovoltaicos possuem uma etiqueta de aviso indicando que as partes vivas no interior das caixas são alimentadas a partir de um arranjo fotovoltaico e permanecem vivas mesmo depois do seccionamento do inversor da rede elétrica;
- c) etiquetas de advertência estão fixadas no ponto de interconexão com a rede;
- d) um diagrama unifilar é exibido no local;
- e) as configurações de proteção do inversor e informações do instalador são exibidas no local;
- f) os procedimentos de desligamento de emergência são exibidos no local;
- g) todos os sinais e etiquetas estão devidamente afixados e são duráveis.

NOTA Os requisitos para sinais e etiquetas de sistemas fotovoltaicos estão detalhados na IEC 60364-7-712.

5.2.6 Instalação mecânica

Durante a inspeção do sistema fotovoltaico deve ser verificado se:

- a) há ventilação possível por trás do arranjo fotovoltaico para evitar o risco de superaquecimento/ incêndio;
- b) a armação e os materiais do arranjo fotovoltaico são à prova de corrosão;

- c) a armação do arranjo fotovoltaico está corretamente fixada e é estável e as fixações no telhado são à prova de intempéries;
- d) as entradas de cabos são à prova de intempéries.

5.3 Ensaios de comissionamento

5.3.1 Geral

Os ensaios de comissionamento da instalação elétrica devem ser realizados segundo os requisitos da IEC 60364-6.

Os instrumentos de medição, os equipamentos de monitoramento e os métodos devem ser escolhidos de acordo com as partes aplicáveis das séries IEC 61557 e IEC 61010. Se outros equipamentos de medição são utilizados, eles devem fornecer um grau equivalente de desempenho e segurança. Os métodos de ensaio descritos nesta seção são fornecidos como referência; outros métodos não estão impedidos, desde que não forneçam resultados menos válidos.

Cada ensaio deve ser realizado segundo as Seções 6, 7 e 8 e na sequência listada.

No caso de um ensaio indicar uma falha, uma vez que esta foi corrigida, todos os ensaios anteriores devem ser repetidos, caso a falha possa ter influenciado os resultados destes ensaios.

No caso de qualquer um dos ensaios indicar não conformidade com os requisitos, este ensaio e qualquer ensaio anterior que possa ter sido influenciado pela falha devem ser repetidos.

5.3.2 Regimes de ensaio e ensaios adicionais

O regime de ensaio aplicado a um sistema fotovoltaico deve ser adequado para a escala, o tipo, a localização e a complexidade do sistema em questão.

Esta Norma especifica dois regimes de ensaio, juntamente com uma série de ensaios adicionais que também podem ser realizados uma vez que a sequência-padrão está completa.

- a) categoria 1 – conjunto padrão de ensaios que deve ser aplicado a todos os sistemas.
- b) categoria 2 – sequência expandida de ensaios que assume que todos os ensaios da categoria 1 já foram realizados.

5.3.2.1 Regime de ensaio categoria 1

Um regime de ensaio categoria 1 é a sequência mínima de ensaios que deve ser aplicada a todos os sistemas, independentemente da escala, do tipo, da localização ou da complexidade.

Os ensaios seguintes devem ser realizados em todos os sistemas:

- a) ensaio do(s) circuito(s) c.a. segundo os requisitos da IEC 60364-6;
- b) continuidade da ligação à terra e/ou dos condutores de ligação equipotencial;
- c) ensaio de polaridade;
- d) ensaio da(s) caixa(s) de junção;

- e) ensaio de corrente da(s) série(s) fotovoltaica(s) (curto-circuito ou operacional);
- f) ensaio de tensão de circuito aberto da(s) série(s) fotovoltaica(s);
- g) ensaios funcionais;
- h) ensaio de resistência de isolamento do(s) circuito(s) c.c.

Um ensaio de curva IV (como o descrito na Seção 7) é um método alternativo aceitável para se obter a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto-circuito (I_{sc}). Quando um ensaio de curva IV é realizado, ensaios separados de V_{oc} e I_{sc} não são necessários, desde que o ensaio de curva de IV seja realizado no momento adequado da sequência de ensaios das alíneas e) e f).

5.3.2.2 Regime de ensaio categoria 2

Um regime de ensaio categoria 2 se destina a sistemas maiores ou mais complexos. Todos os ensaios do regime de ensaio categoria 1 devem ter sido realizados, e o sistema aprovado antes do início dos ensaios do regime de ensaio categoria 2.

Além dos ensaios do regime de ensaio categoria 1, os ensaios a seguir, descritos na Seção 7, podem ser aplicados:

- a) ensaio de curva IV da(s) série(s) fotovoltaica(s);
- b) inspeção com câmera infravermelha (IR – do inglês, *infrared*).

Como observado na descrição do regime de ensaio categoria 1, quando um ensaio de curva IV for realizado, ele fornece um meio aceitável para medir I_{sc} e V_{oc} .

NOTA Em algumas circunstâncias, apenas uma parte do regime de ensaio categoria 2 pode ser realizada. Um exemplo desta situação é quando um cliente deseja que uma avaliação do arranjo fotovoltaico fornecida pelo ensaio de curva IV seja adicionada à sequência-padrão do regime de ensaio categoria 1.

5.3.2.3 Ensaios adicionais

Além do conjunto-padrão de ensaios descritos nos regimes de ensaio categorias 1 e 2, também há outros ensaios que podem ser realizados em algumas circunstâncias. Estes ensaios são suscetíveis de ser aplicados, quer devido a um pedido de um cliente específico quer como um meio de detecção de falhas quando outros ensaios ou anomalias operacionais sugerirem um problema que ainda não foi identificado pelos ensaios-padrão.

- a) tensão ao solo – sistemas com aterramento resistivo:

Este ensaio é utilizado para avaliar os sistemas que possuem uma ligação de alta impedância (resistiva) para o solo. Um procedimento é descrito na Seção 8.

- b) ensaio do diodo de bloqueio:

Diodos de bloqueio podem falhar em estados curto-circuitados ou abertos. Este ensaio é importante para as instalações onde diodos de bloqueio são utilizados. Um procedimento para ensaiar diodos de bloqueio é descrito na Seção 8.

c) ensaio de resistência de isolamento úmido:

Um ensaio de resistência de isolamento úmido é utilizado principalmente como parte de um exercício de localização de falhas, onde os resultados de um ensaio de resistência de isolamento-padrão (nominalmente seco) são questionáveis ou onde há suspeita de falhas de isolamento devido à instalação ou defeitos de fabricação. Um procedimento de ensaio de resistência de isolamento úmido é descrito na Seção 8.

d) avaliação do sombreamento:

Ao inspecionar um sistema fotovoltaico novo, a avaliação das condições de sombreamento pode ser um registro útil. Como as medições elétricas descritas nesta Norma, a avaliação de sombreamento fornece uma linha de base para futuras comparações com a possível mudança do ambiente de sombras.

Um registro de sombreamento também pode ser útil para verificar se os pressupostos de sombreamento utilizados para o projeto do sistema estão refletidos no sistema construído. Registros de sombreamento têm um uso particular quando um projeto está sujeito a uma garantia de desempenho ou outro contrato de desempenho similar. Um procedimento para registrar o sombreamento é descrito na Seção 8.

6 Procedimentos de ensaio – Categoria 1

6.1 Continuidade dos condutores de aterramento de proteção e/ou de ligação equipotencial

Quando condutores de aterramento de proteção e/ou de ligação equipotencial são utilizados no lado c.c., como os da armação do arranjo fotovoltaico, um ensaio de continuidade elétrica deve ser realizado em todos os condutores desse tipo e com um equipamento de medição adequado. A continuidade da ligação ao terminal de terra principal também deve ser verificada.

6.2 Ensaio de polaridade

A polaridade de todos os cabos c.c. deve ser verificada utilizando um equipamento de ensaio adequado. Uma vez que a polaridade é confirmada, os cabos devem ser verificados para garantir que estão identificados e conectados corretamente aos dispositivos do sistema, como chaves ou inversores.

NOTA Por razões de segurança e para prevenir danos aos equipamentos conectados, é extremamente importante realizar a verificação de polaridade antes de outros ensaios e antes de fechar chaves ou inserir os dispositivos de proteção contra sobrecorrente das séries fotovoltaicas. Se um ensaio de polaridade é realizado em um sistema previamente conectado e é encontrada inversão de polaridade em uma série fotovoltaica, é importante, então, procurar nos módulos e nos diodos de *by-pass* quaisquer danos causados por este erro.

6.3 Ensaio da caixa de junção

Uma única série fotovoltaica conectada com a polaridade invertida dentro de uma caixa de junção pode ser, às vezes, difícil de identificar. As consequências de uma série fotovoltaica conectada com a polaridade invertida, particularmente em sistemas de maiores dimensões, com várias caixas de junção interligadas, podem ser significativas. O objetivo do ensaio da caixa de junção é garantir que todas as séries fotovoltaicas interligadas a uma caixa de junção estão conectadas corretamente.

Embora seja possível fazer um ensaio de polaridade com um multímetro digital, ao verificar um grande número de circuitos, a visualização do símbolo “-” pode ser relativamente fácil de ignorar. Como alternativa, a sequência de procedimentos seguinte indica uma ligação reversa por meio de uma leitura de tensão substancialmente diferente.

O procedimento do ensaio é como segue, e este deve ser realizado antes que quaisquer fusíveis das séries fotovoltaicas sejam inseridos pela primeira vez:

- a) colocar todos os fusíveis negativos para que as séries fotovoltaicas compartilhem um barramento negativo comum;
- b) inserir nenhum fusível positivo;
- c) medir a tensão de circuito aberto da primeira série fotovoltaica, positivo para o negativo, e assegurar que é um valor esperado;
- d) deixar uma ponta de prova no polo positivo da primeira série fotovoltaica ensaiada e colocar a outra ponta no polo positivo da série fotovoltaica seguinte. Com a referência comum negativa, a tensão medida deve ser próxima de zero;
- e) continuar as medições nas séries fotovoltaicas subsequentes, usando o primeiro circuito positivo como a conexão comum de medição;
- f) a condição de polaridade inversa deve ser muito evidente, se existir, a tensão medida deve ser duas vezes a tensão do sistema.

6.4 Série fotovoltaica – Medição de corrente

6.4.1 Geral

O propósito de um ensaio de medição da corrente de uma série fotovoltaica é verificar se não há falhas graves na fiação do arranjo fotovoltaico. Estes ensaios não podem ser tomados como uma medida do desempenho do módulo/arranjo fotovoltaico.

Dois métodos de ensaio são possíveis (curto-círcuito ou operacional), e ambos vão fornecer informações sobre o funcionamento correto da série fotovoltaica. Quando possível, o ensaio de curto-círcuito é preferido, uma vez que deve excluir qualquer influência dos inversores.

6.4.2 Série fotovoltaica – Ensaio de curto-círcuito

A corrente de curto-círcuito de cada série fotovoltaica deve ser medida utilizando aparelhos de medição adequados. A formação/interrupção de correntes de curto-círcuito das séries fotovoltaicas é potencialmente perigosa, e um procedimento de ensaio adequado, tal como o descrito abaixo, deve ser seguido.

Os valores medidos devem ser comparados com os valores esperados. Para sistemas com múltiplas séries fotovoltaicas idênticas e onde há condições de irradiação estáveis, as medições de corrente em séries fotovoltaicas individuais devem ser comparadas. Estes valores devem ser os mesmos (tipicamente dentro de 5 % para condições de irradiação estáveis).

Para condições não estáveis de irradiação, os seguintes métodos podem ser adotados:

- a) os ensaios podem ser adiados;
- b) os ensaios podem ser feitos usando vários medidores, com um medidor em uma série fotovoltaica de referência;
- c) uma leitura do medidor de irradiação pode ser utilizada para ajustar as leituras de corrente.

NOTA O uso de um medidor de irradiação é incluído aqui apenas como um meio para determinar se a corrente medida está dentro da faixa esperada. Como observado nesta subseção, o ensaio de curto-círcuito se destina a detectar falhas em vez de dar qualquer indicação de desempenho do sistema.

6.4.3 Procedimentos de ensaio de curto-circuito

Assegurar que todas as séries fotovoltaicas estão isoladas umas das outras e que todos os dispositivos de seccionamento e meios de desconexão estejam abertos.

Um curto-circuito temporário deve ser introduzido na série fotovoltaica em ensaio. Isto pode ser conseguido mediante:

- a) o uso de um instrumento de ensaio com função de medição de corrente de curto-circuito;
- b) um cabo de curto-circuito temporariamente ligado a um dispositivo de seccionamento em carga já presente no circuito da série fotovoltaica;
- c) o uso de uma “caixa de ensaio de curto-circuito” – um dispositivo de seccionamento em carga que pode ser temporariamente introduzido no circuito para criar um curto-circuito seccionável com segurança.

Deve ser assegurado que o instrumento de ensaio tem capacidade de medição de corrente e tensão superior à máxima corrente de curto-circuito e à máxima tensão de circuito aberto possíveis, respectivamente. Também deve ser assegurado que, no caso de um dispositivo de seccionamento e/ou um condutor de curto-circuito ser utilizado, sua capacidade nominal de corrente e tensão é maior que a máxima corrente de curto-circuito e a máxima tensão de circuito aberto possíveis, respectivamente.

A corrente de curto-circuito pode, então, ser medida utilizando-se um alicate-amperímetro, um amperímetro em série com o circuito ou um instrumento de ensaio com função de medição de corrente de curto-circuito.

NOTA Uma “caixa de ensaio de curto-circuito” é um item do equipamento de ensaio que pode ser usado para ambos os ensaios de curto-circuito e de resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico (ver 6.7).

6.4.4 Série fotovoltaica – Ensaio operacional

Com o sistema ligado e no modo de operação normal (inversores seguindo o ponto de máxima potência), a corrente de cada série fotovoltaica deve ser medida utilizando um alicate-amperímetro apropriado colocado em torno do cabo da série fotovoltaica.

Os valores medidos devem ser comparados com os valores esperados. Para sistemas com múltiplas séries fotovoltaicas idênticas e onde há condições de irradiância estáveis, as medições de corrente em séries fotovoltaicas individuais devem ser comparadas. Estes valores devem ser os mesmos (tipicamente dentro de 5 % para condições de irradiância estáveis). Para condições não estáveis de irradiância, os seguintes métodos podem ser adotados:

- a) os ensaios podem ser adiados;
- b) os ensaios podem ser feitos usando vários medidores, com um medidor em uma série fotovoltaica de referência;
- c) uma leitura do medidor de irradiância pode ser utilizada para ajustar as leituras de corrente.

6.5 Série fotovoltaica – Medição da tensão de circuito aberto

A finalidade da medição da tensão de circuito aberto dentro da sequência de ensaios do regime de ensaio categoria 1 é verificar se as séries de módulos estão corretamente conectadas e, especificamente, se o número esperado de módulos estão conectados em série. Esquecer uma interconexão ou interligar equivocadamente um número errado de módulos dentro de uma série fotovoltaica é um erro relativamente comum, especialmente em sistemas maiores, e o ensaio de tensão de circuito aberto rapidamente identifica essas falhas.

NOTA Tensões significativamente menores do que o valor esperado pode indicar que um ou mais módulos estão conectados com a polaridade errada ou que há faltas devido a mau isolamento, com subsequentes danos, e/ou acúmulo de água em eletrodutos ou nas caixas de junção. Leituras de tensões elevadas são geralmente o resultado de erros de fiação.

A tensão de circuito aberto de cada série fotovoltaica deve ser medida utilizando um aparelho de medição apropriado. Isto deve ser feito antes do fechamento de qualquer chave ou instalação dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente das séries fotovoltaicas (se for o caso).

A leitura de tensão de circuito aberto da série fotovoltaica deve, então, ser avaliada para garantir que corresponde ao valor esperado (tipicamente dentro de 5 %) por meio de uma das seguintes maneiras:

- comparar com o valor esperado obtido na folha de dados técnicos do módulo;
- medir V_{OC} em um único módulo e, em seguida, utilizar este valor para calcular o valor esperado para a série fotovoltaica;
- para sistemas com múltiplas séries fotovoltaicas idênticas e quando houver condições de irradiação estáveis, as tensões entre as séries fotovoltaicas podem ser comparadas;
- para sistemas com múltiplas séries fotovoltaicas idênticas e quando houver condições de irradiação instáveis, as tensões entre as séries fotovoltaicas podem ser comparadas usando múltiplos medidores, com um medidor em uma série fotovoltaica de referência;

6.6 Ensaios funcionais

Os seguintes ensaios funcionais devem ser realizados:

- dispositivos de seccionamento e outros aparelhos de controle devem ser ensaiados para garantir que funcionam corretamente e que estão devidamente montados e conectados;
- todos os inversores que fazem parte do sistema fotovoltaico devem ser ensaiados para garantir o funcionamento correto. O procedimento deve ser aquele definido pelo fabricante do inversor.

6.7 Ensaio de resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico

6.7.1 Geral

Circuitos c.c. de arranjos fotovoltaicos estão vivos durante o dia e, ao contrário de um circuito c.a. convencional, não podem ser isolados antes de realizar este ensaio.

Realizar este ensaio apresenta um risco de choque elétrico em potencial. É importante compreender completamente o procedimento antes de iniciar qualquer trabalho. Recomenda-se que as seguintes medidas básicas de segurança sejam seguidas:

- limitar o acesso à área de trabalho;

- b) não tocar e tomar medidas para evitar que quaisquer outras pessoas toquem em qualquer superfície metálica com qualquer parte do corpo ao realizar o ensaio de isolamento;
- c) não tocar e tomar medidas para evitar que outras pessoas toquem na parte de trás do módulo ou nos terminais do módulo com qualquer parte do corpo ao realizar o ensaio de isolamento;
- d) sempre que o dispositivo de ensaio de isolamento é energizado, há tensão na área de ensaio. O equipamento deve ter capacidade de autodescarga automática;
- e) roupas/equipamento de proteção pessoal apropriadas devem ser utilizadas durante a realização do ensaio.

Quando os resultados do ensaio a seco são questionáveis, ou quando houver suspeitas de falhas de isolamento devido à instalação ou defeitos de fabricação, um ensaio de resistência de isolamento úmido do arranjo fotovoltaico pode ser apropriado (ver Seção 8) para um procedimento de ensaio adequado.

6.7.2 Ensaio de resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico – Método de ensaio

O ensaio deve ser repetido para cada arranjo fotovoltaico, no mínimo. Também é possível ensaiar séries fotovoltaicas individuais, se necessário. Dois métodos de ensaio são possíveis:

- a) método de ensaio 1 – ensaio entre o negativo do arranjo fotovoltaico e a terra, seguido de um ensaio entre o positivo e a terra;
- b) método de ensaio 2 – ensaio entre a terra e o curto-círcuito do positivo e do negativo do arranjo fotovoltaico.

Quando a estrutura de suporte estiver ligada à terra, a ligação à terra pode ser em qualquer ponto de terra adequado ou na estrutura do arranjo fotovoltaico (quando esta é utilizada, assegurar um bom contato e que há continuidade ao longo de toda a estrutura metálica).

Para sistemas onde a estrutura do arranjo fotovoltaico não estiver ligada à terra (por exemplo, em uma instalação classe II), um engenheiro de comissionamento pode optar por fazer dois ensaios: ou entre os cabos do arranjo fotovoltaico e a terra e um ensaio adicional ou entre os cabos do arranjo fotovoltaico e a estrutura.

Para arranjos fotovoltaicos que não têm partes condutoras acessíveis (por exemplo, telhas fotovoltaicas), o ensaio deve ser entre os cabos do arranjo fotovoltaico e a terra da edificação.

Quando o método de ensaio 2 for adotado, para minimizar o risco de arcos eléctricos, os cabos positivo e negativo do arranjo fotovoltaico devem ser curto-circuitados de forma segura. Normalmente, isto é alcançado por meio de uma “caixa de ensaio de curto-círcuito” adequada. Tal dispositivo incorpora um seccionador c.c. sob carga que pode, seguramente, fazer e desfazer a ligação de curto-círcuito, depois que os cabos do arranjo fotovoltaico tiverem sido ligados de forma segura no dispositivo.

O procedimento de ensaio deve ser projetado para garantir que picos de tensão não excedam os limites dos módulos, das chaves, dos DPS e de outros componentes do sistema.

6.7.3 Ensaio de resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico – Procedimentos de ensaio

Antes de iniciar o ensaio, limitar o acesso a pessoas não autorizadas, isolar o arranjo fotovoltaico do inversor (geralmente com a chave c.c. principal), e desligar qualquer equipamento que pode ter um impacto sobre a medição de isolamento (por exemplo, a proteção contra sobretensão) nas caixas de junção.

Quando uma “caixa de ensaio de curto-círcuito” estiver sendo utilizada no ensaio com o método 2, os cabos do arranjo fotovoltaico devem ser firmemente conectados ao dispositivo de curto-círcuito antes da chave de curto-círcuito ser fechada.

O dispositivo de ensaio de resistência de isolamento deve ser conectado entre a terra e o(s) cabo(s) do arranjo fotovoltaico, conforme seja apropriado para o método de ensaio adotado. Os cabos de ensaio devem estar firmemente conectados antes de realizar o ensaio.

Seguir as instruções do dispositivo de ensaio de resistência de isolamento para garantir que a tensão de ensaio esteja de acordo com a Tabela 1 e as leituras em $M\Omega$. A resistência de isolamento, medida com a tensão de ensaio indicada na Tabela 1, é satisfatória se cada circuito possuir uma resistência de isolamento não inferior ao valor apropriado indicado na Tabela 1.

Verificar se o sistema está desenergizado antes de retirar os cabos de ensaio ou tocar em qualquer parte condutora.

Tabela 1 – Valores mínimos de resistência de isolamento

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

NOTA Ensaios 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.

7 Procedimentos de ensaio – Categoria 2

7.1 Medição da curva IV do arranjo fotovoltaico

O ensaio de curva IV de um arranjo fotovoltaico pode fornecer as seguintes informações:

- medidas de V_{OC} e I_{SC} do arranjo fotovoltaico;
- medição da potência do arranjo fotovoltaico;
- identificação de defeitos nos módulos/arranjos fotovoltaicos ou problemas de sombreamento.

Antes de iniciar um ensaio de curva IV, deve-se garantir que as características nominais de tensão e de corrente do dispositivo de ensaio de curva IV são adequadas para a tensão e a corrente do circuito em ensaio, respectivamente.

7.1.1 Medição da curva IV – V_{OC} e I_{SC}

Um ensaio de curva IV é um método alternativo aceitável para medir a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-círculo de uma série fotovoltaica ou arranjo fotovoltaico. Quando um ensaio de curva IV é realizado, ensaios separados de V_{OC} e de I_{SC} não são necessários, desde que o ensaio de curva de IV seja realizado no momento adequado do regime de ensaio categoria 1 alíneas e) e f) na sequência).

A série fotovoltaica ou o arranjo fotovoltaico em ensaio deve ser isolada(o) e conectada(o) ao dispositivo de ensaio de curva IV. Se a finalidade do ensaio é apenas derivar valores de V_{OC} e de I_{SC} , então não há nenhuma exigência para medir a irradiância ou a temperatura de costa de célula.

7.1.2 Medição da curva IV – Potência do arranjo fotovoltaico

Dadas condições adequadas de irradiância, um ensaio de curva IV fornece um meio para medir se a potência nominal de um arranjo fotovoltaico coincide com a de placa.

Medições da potência de séries e arranjos fotovoltaicos devem ser realizadas em condições de irradiância de pelo menos 700 W/m², medida no plano dos módulos. O ensaio deve ser realizado em um momento do dia em que o sol está iluminando diretamente o arranjo fotovoltaico (ângulo de incidência não superior a $\pm 22,5^\circ$).

NOTA A corrente e a tensão de máxima potência de uma série fotovoltaica são diretamente afetadas pela irradiância e pela temperatura e são indiretamente afetadas por quaisquer mudanças na forma da curva IV.

O procedimento para o ensaio de curva IV é o que segue:

- a série fotovoltaica ou o arranjo fotovoltaico em ensaio deve ser isolada(o) e conectada(o) ao dispositivo de ensaio de curva IV;
- o dispositivo de ensaio de curva IV deve ser programado com as características, o tipo e a quantidade de módulos em ensaio;
- o medidor de irradiância associado ao dispositivo de ensaio de curva IV deve ser montado no mesmo plano dos módulos e sem a interferência de qualquer sombra localizada. Sempre que uma célula de referência é utilizada, deve ser da mesma tecnologia de célula que as do arranjo fotovoltaico em ensaio;
- quando o dispositivo de ensaio de curva IV utiliza uma sonda de temperatura de célula, esta deve ser solidamente fixada à parte posterior do módulo e no centro de uma das células. Quando as medições de temperatura são calculadas pelo dispositivo de ensaio de curva IV, uma verificação deve ser efetuada para assegurar que as características do módulo são introduzidas corretamente no dispositivo;
- antes de iniciar o ensaio, o nível de irradiância deve ser verificado para assegurar que é superior a 700 W/m² no plano do arranjo fotovoltaico e que a radiação solar é normal ao plano do arranjo fotovoltaico, com tolerância de $\pm 22,5^\circ$.

Após a conclusão do ensaio, o valor de máxima potência medido deve ser corrigido para as condições-padrão de ensaio (STC – do inglês, *standard test conditions*) e comparado com o valor nominal de placa do arranjo fotovoltaico em ensaio. O valor medido deve estar dentro da tolerância de potência indicada para os módulos (juntamente com uma tolerância para a precisão do dispositivo de ensaio de curva IV).

7.1.3 Medição da curva IV – Identificação de defeitos em módulos/arranjos fotovoltaicos ou problemas de sombreamento

A forma de uma curva IV pode fornecer informações valiosas sobre o arranjo fotovoltaico em ensaio. Defeitos, incluindo os seguintes, podem ser identificados:

- a) células/módulos danificados(as);
- b) diodos de *by-pass* curto-circuitados;
- c) sombreamento localizado;
- d) descasamento de parâmetros (*mismatch*) entre módulos;
- e) a presença de resistência paralela excessiva em células/módulos/arranjos fotovoltaicos.
- f) resistência série excessiva.

O procedimento para a realização de um ensaio de curva IV, a fim de obter dados da forma da curva, é o mesmo descrito em 7.1.2, exceto que, no caso de um ensaio para obter unicamente informações sobre a forma da curva, os níveis de irradiação podem ser mais baixos e não há nenhuma exigência para que o ângulo de incidência seja normal aos módulos.

Para a maioria dos ensaios de forma da curva, recomenda-se que os valores de irradiação sejam maiores do que 300 W/m^2 . No entanto, dados úteis podem também ser obtidos a níveis mais baixos de irradiação. Quando defeitos na forma são vistos com níveis de irradiação inferiores a 300 W/m^2 , por mais que a investigação da potencial falta seja merecida, também é recomendável repetir o ensaio em um momento em que valores acima de 300 W/m^2 sejam observados.

No registro de uma curva IV, a forma deve ser estudada ocorrendo qualquer desvio da curva prevista. Desvios em curvas IV exigem atenção especial, pois podem sinalizar falhas significativas de outra forma indetectáveis no arranjo fotovoltaico. Informações sobre como interpretar os desvios de uma curva IV estão contidas no Anexo C.

Para sistemas com múltiplas séries fotovoltaicas idênticas e onde há condições de irradiação estáveis, curvas de séries fotovoltaicas individuais devem ser comparadas (sobrepostas). As curvas devem ser as mesmas (tipicamente dentro de 5 % para condições de irradiação estáveis).

7.2 Procedimento de inspeção do arranjo fotovoltaico com câmera IR

A finalidade de uma inspeção com câmara infravermelha (IR) é detectar variações de temperatura anormais em módulos em operação no campo. Tais variações de temperatura podem indicar problemas dentro dos módulos e/ou de arranjos fotovoltaicos, como células reversamente polarizadas, falha do diodo de *by-pass*, falha de conexões com solda, conexões ruins e outras condições que levam a altas temperaturas localizadas durante a operação.

NOTA Além de fazer parte de um processo de verificação inicial ou periódico, um ensaio com câmera IR também pode ser usado para solucionar supostos problemas em módulos, séries fotovoltaicas ou arranjos fotovoltaicos.

7.2.1 Procedimento de ensaio com câmera IR

Para uma inspeção com câmera IR, o arranjo fotovoltaico deve estar no modo de operação normal (rastreamento de máxima potência). A irradiação no plano do arranjo fotovoltaico deve ser superior a 600 W/m^2 , e as condições de céu devem ser estáveis para assegurar que haverá corrente suficiente para fazer com que as diferenças de temperatura sejam perceptíveis.

Dependendo da construção e da configuração de montagem do módulo, determinar qual dos lados do módulo produz a imagem térmica mais perceptível (o procedimento pode necessitar ser repetido para cada lado).

Verificar cada módulo do arranjo ou subarranjo fotovoltaico em questão, com especial atenção para os diodos de bloqueio, caixas de junção, conexões elétricas ou qualquer problema especificamente identificado no arranjo fotovoltaico que apresenta uma diferença de temperatura perceptível em relação ao seu entorno.

Quando a verificação for feita pela frente de um arranjo fotovoltaico, cuidados devem ser tomados para assegurar que a câmera e o operador não estão lançando sombras sobre a área sob investigação.

7.2.2 Interpretando resultados do ensaio com câmera IR

Os seguintes itens descrevem problemas típicos que podem ser identificados durante um ensaio com câmera IR.

7.2.2.1 Resultados do ensaio com câmera IR – Geral

Este ensaio consiste essencialmente na procura de variações de temperatura anormais no arranjo fotovoltaico. As variações de temperatura normais, devido a pontos de montagem, etiquetas adesivas e outros itens, devem ser identificadas apenas como forma de evitar a gravação destas variações normais de temperatura.

Em uma base diária, a temperatura média de um arranjo fotovoltaico deve variar de forma bastante acentuada, portanto, um padrão de temperatura absoluta para identificar anomalias não é particularmente útil. A diferença de temperatura entre o ponto quente e o arranjo fotovoltaico funcionando normalmente é o mais importante. Deve notar-se que a temperatura do arranjo fotovoltaico é uma função da velocidade do vento, da irradiância e da temperatura ambiente, que variam de forma significativa durante as horas do dia.

As seguintes ações devem ser realizadas:

- documentar as áreas de extremos de temperatura marcando claramente sua localização nos componentes suspeitos ou nos desenhos do arranjo/série fotovoltaica;
- investigar cada anomalia térmica para determinar qual(is) a(s) sua(s) causa(s);
- usar inspeção visual e ensaios elétricos (no nível de série fotovoltaica e módulo) para investigar. Em alguns casos, uma curva IV de um ou mais módulos com uma anomalia térmica em comparação com a curva IV de um módulo sem quaisquer anomalias térmicas pode ser uma ferramenta útil. Em algumas circunstâncias, repetir a verificação com o segmento do arranjo fotovoltaico em circuito aberto pode ser informativo. Esperar pelo menos 15 min após a abertura do circuito do arranjo fotovoltaico para alcançar o equilíbrio térmico. Séries fotovoltaicas cujas imagens IR não mudarem podem não estar gerando corrente sob condições de carga.

7.2.2.2 Resultados do ensaio com câmera IR – Pontos quentes (*hotspots*)

A temperatura do módulo deve ser relativamente uniforme, sem áreas com diferença de temperatura significativa. No entanto, é de se esperar que o módulo esteja mais quente em torno da caixa de conexão em comparação com o restante, pois o calor não é conduzido tão bem para o ambiente circundante. É também normal que os módulos fotovoltaicos apresentem um gradiente de temperatura nas extremidades e suportes.

Um ponto quente em outros lugares de um módulo geralmente indica um problema elétrico, possivelmente resistência série, resistência paralelo ou descasamento de parâmetros (*mismatch*). Em qualquer caso, é importante investigar o desempenho de todos os módulos que apresentem pontos quentes significativos. Uma inspeção visual pode mostrar sinais de superaquecimento, como, por exemplo, uma área marrom ou descolorida.

7.2.2.3 Resultados do ensaio com câmera IR – Diodos de *by-pass*

Se qualquer diodo de *by-pass* estiver quente, verificar o arranjo fotovoltaico em busca de razões óbvias, como sombreamento ou detritos sobre o módulo protegido pelo diodo. Se não houver nenhuma causa óbvia, suspeitar que seja um módulo com mau funcionamento.

7.2.2.4 Resultados do ensaio com câmera IR – Conexões entre cabos

As conexões entre cabos dos módulos não podem ser significativamente mais quentes do que os próprios cabos. Se as conexões são mais quentes, verificar se a conexão está frouxa, corroída ou oxidada.

8 Procedimentos de ensaio – Ensaios adicionais

8.1 Tensão ao solo – Sistemas com aterramento resistivo

Este ensaio é utilizado para avaliar os sistemas que utilizam uma ligação de alta impedância (resistiva) para o solo. Procedimentos de ensaio específicos são fornecidos pelos fabricantes de módulos que necessitam de sistemas de aterramento resistivos para os seus módulos.

O ensaio deve ser realizado com as exigências específicas do fabricante do módulo, para verificar se a resistência utilizada possui o valor correto e mantém o sistema c.c. em valores de tensão aceitáveis em relação ao solo, ou com faixas aceitáveis de corrente de fuga.

8.2 Ensaio do diodo de bloqueio

Diodos de bloqueio podem falhar em estados curto-circuitados ou abertos. Este ensaio é importante para as instalações onde diodos de bloqueio são utilizados.

Todos os diodos de bloqueio devem ser inspecionados para garantir que eles estão conectados corretamente (polaridade correta) e que não há nenhuma evidência de superaquecimento ou carbonização.

No modo de operação normal, a tensão através do diodo de bloqueio (V_{DB}) deve ser medida.

O critério de aceitação é: V_{DB} entre 0,5 V e 1,65 V.

Quando a tensão estiver fora dessa faixa, o sistema deve ser investigado mais a fundo para determinar se a falha do diodo é um incidente isolado ou resultado de outra falha do sistema.

8.3 Ensaio de resistência de isolamento úmido

O ensaio de resistência de isolamento úmido é usado principalmente como parte de um exercício de localização de falhas.

O ensaio de resistência de isolamento úmido avalia o isolamento elétrico do arranjo fotovoltaico sob condições operacionais úmidas. Este ensaio simula chuva ou orvalho sobre o arranjo fotovoltaico e sua fiação e verifica se a umidade não entra em partes ativas de circuitos elétricos do arranjo fotovoltaico onde pode acelerar a corrosão, causar faltas à terra, ou representar um perigo elétrico para a segurança de pessoas ou equipamentos.

Este ensaio é especialmente eficaz para encontrar danos na fiação, nas tampas de caixas de conexão sem vedação adequada e outros problemas de instalação semelhantes. Ele também pode ser usado para detectar falhas de fabricação e desenho, incluindo caixas de conexão rachadas, invólucros de diodo inadequadamente selados e conectores impróprios (específicos para uso interno).

Um ensaio de isolamento úmido é tipicamente realizado quando os resultados de um ensaio a seco são questionáveis, ou onde se suspeita haver falhas de isolamento devido a defeitos de fabricação ou de montagem.

O ensaio pode ser aplicado a um arranjo fotovoltaico inteiro ou partes selecionadas. Quando apenas partes do arranjo fotovoltaico estão sendo ensaiadas, estas devem ser selecionadas devido a um problema conhecido ou suspeito identificado durante outros ensaios, ou aleatoriamente. Ao ensaiar uma parte de um arranjo fotovoltaico selecionada aleatoriamente, pelo menos 10 % de todo o arranjo fotovoltaico deve ser ensaiado.

O procedimento a ser seguido é o mesmo que o descrito para o ensaio de isolamento-padrão, limitado ao método de ensaio 2. Um passo adicional de umedecimento do arranjo fotovoltaico deve ser realizado após o estabelecimento do curto-círcuito no arranjo fotovoltaico.

Antes do ensaio, o arranjo fotovoltaico deve ser completamente umedecido com uma mistura de água e surfactante (agente tensoativo), a qual deve apresentar as seguintes características físicas:

- resistividade: $3.500 \Omega \cdot \text{cm}$ ($286 \mu\text{S}/\text{cm}$) a $22^\circ\text{C} \pm 3^\circ\text{C}$;
- tensão superficial: $0,03 \text{ N/m}$ a $22^\circ\text{C} \pm 3^\circ\text{C}$.

A mistura deve ser pulverizada em todas as direções e sobre todos os elementos do arranjo fotovoltaico com jatos de baixa pressão. O surfactante não pode possuir constituintes que provoquem reações com os materiais que compõem o arranjo fotovoltaico em ensaio, causando, por exemplo, corrosão.

NOTA Alguns tipos de detergentes podem ser utilizados como surfactante (ou agente tensoativo), desde que a mistura detergente e água respeite as características acima mencionadas.

Realizar este ensaio apresenta um risco de choque elétrico em potencial, e os preparativos de segurança descritos para um ensaio de isolamento-padrão devem ser seguidos. A seleção de equipamentos de proteção individual a serem utilizados durante o ensaio deve considerar o ambiente úmido em que o ensaio será realizado. Este ensaio deve ser realizado por pessoal devidamente qualificado. Para minimizar o risco de choque elétrico pelo arranjo fotovoltaico, o ensaio pode ser realizado durante a noite.

8.4 Avaliação do sombreamento

O objetivo de realizar uma avaliação do sombreamento é registrar as condições de sombra presentes no momento da verificação para fornecer uma base para futuras comparações.

Para sistemas de pequeno porte, o registro do sombreamento deve ser tomado tão perto quanto possível do centro do arranjo fotovoltaico. Para sistemas maiores ou com vários subarranjos fotovoltaicos ou com sombreamento complexo, uma série de registros de sombreamento pode ser necessária.

Há vários meios para medir e registrar sombras. Um método adequado é registrar a cena de sombras em um diagrama de caminho do sol, como o mostrado na Figura 1.

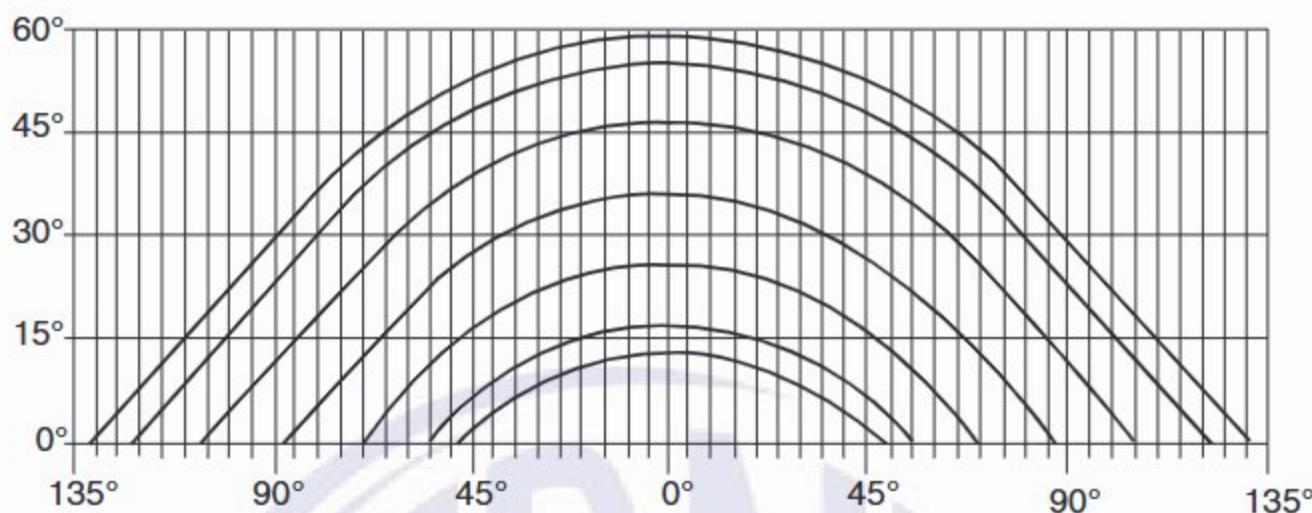


Figura 1 – Diagrama de caminho do sol

Em todos os casos, o registro de sombreamento deve:

- indicar o local em que o registro foi obtido;
- mostrar o sul ou o norte (conforme o caso);
- ser escalonado de forma a mostrar a elevação (altura) de qualquer objeto que provoque sombreamento.

NOTA Uma descrição de quaisquer características de sombreamento que são susceptíveis de ser um problema no futuro também pode ser um registro útil. Este inclui projetos de construção em curso ou planejados e qualquer tipo de vegetação que tenda a crescer até o ponto de obstruir parte do arranjo fotovoltaico.

9 Relatórios de verificação

9.1 Geral

Após a conclusão do processo de verificação, um relatório deve ser fornecido. Este relatório deve incluir as seguintes informações:

- informações resumidas, descrevendo o sistema (nome, endereço, coordenadas geográficas, etc.);
- uma lista dos circuitos que foram inspecionados e ensaiados;
- um registro da inspeção (incluindo registro fotográfico);
- um registro dos resultados dos ensaios para cada circuito;
- intervalo recomendado até a próxima verificação;
- assinatura da(s) pessoa(s) que realizou(aram) a verificação.

NOTA Modelos de relatórios de verificação são apresentados nos Anexos A e B.

9.2 Verificação inicial

A verificação de uma nova instalação deve ser realizada segundo os requisitos da Seção 5. O relatório de verificação inicial deve incluir informações adicionais sobre a(s) pessoa(s) responsável(is) pelo projeto, construção e verificação do sistema, e a extensão de suas respectivas responsabilidades.

O relatório de verificação inicial deve fazer uma recomendação para o intervalo entre as inspeções periódicas. Este deve ser determinado tendo em conta o tipo de instalação e os equipamentos, sua utilização, seu funcionamento, a frequência e a qualidade da manutenção e as influências externas a que possa ser sujeitado.

9.3 Verificação periódica

A verificação periódica de uma instalação existente deve ser realizada segundo os requisitos da Seção 5. Sempre que necessário, os resultados e recomendações de verificações periódicas anteriores devem ser considerados.

Um relatório de verificação periódica deve ser fornecido e incluir uma lista de todas as falhas e recomendações para reparos ou melhorias (como a atualização do sistema para atender a normas mais atualizadas).

10 Avaliação de desempenho

A avaliação do desempenho é direcionada, principalmente, para sistemas de grande porte (como, por exemplo, as centrais ou usinas fotovoltaicas) e tem como objetivo analisar o comportamento dos principais componentes do sistema para estimar parâmetros anuais de desempenho, bem como a produção de energia. Esses dados são relevantes para investidores e operadores do sistema.

Normalmente, sistemas fotovoltaicos de grande porte são formados por diversos subsistemas, onde cada um possui seu arranjo fotovoltaico e inversor, mas compartilham o ponto de conexão. Nestes casos, ensaiar todos os subsistemas seria uma tarefa exaustiva e até certo ponto desnecessária, sendo conveniente escolher alguns subsistemas.

NOTA Nesta Norma, considerou-se que os subsistemas que compõem um sistema fotovoltaico são idênticos em termos de projeto. Além disso, considerou-se que, caso um subsistema possua mais de um arranjo fotovoltaico, todos possuem a mesma orientação, inclinação, tecnologia de módulo e potência nominal de placa.

A seguir, são descritos dois procedimentos para a avaliação de desempenho:

- a) avaliação de desempenho tipo 1 – indicada para sistemas fotovoltaicos com apenas um inversor (um subsistema) e um medidor de energia;
- b) avaliação de desempenho tipo 2 – indicada para sistemas fotovoltaicos com múltiplos subsistemas, cada um com medidor de energia próprio (independente de haver ou não um medidor comum).

10.1 Avaliação de desempenho tipo 1

O procedimento de avaliação de desempenho tipo 1 é apresentado no fluxograma da Figura 2. Ele foi dividido em oito etapas, cada qual com uma ou mais atividades detalhadas a seguir.

10.1.1 Etapa 1 – Início dos ensaios

Os ensaios de avaliação de desempenho devem ser realizados após a instalação, comissionamento e operacionalização do sistema fotovoltaico.

NOTA É interessante realizar os ensaios de avaliação do desempenho depois que todos os ajustes operacionais tenham sido definidos, possíveis problemas tenham sido identificados (e, na medida do possível, corrigidos) e os módulos fotovoltaicos tenham sofrido a degradação inicial. Desta forma, é conveniente esperar pelo menos um mês após o início da operação do sistema para realizar os ensaios de avaliação do desempenho.

Como o sistema estará energizado, deve-se proceder com extrema atenção e restringir o acesso às áreas de ensaio a pessoas qualificadas.

10.1.1.1 Instalação dos sensores de irradiância e temperatura de célula

Devem ser instalados sensores de irradiância e temperatura de célula de acordo com as especificações a seguir:

- para irradiância total (G): um piranômetro de termopilha calibrado, instalado no mesmo plano do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s);
- para irradiância característica total (G_C): um módulo fotovoltaico de referência calibrado, de mesma tecnologia e, preferencialmente, mesmo modelo dos utilizados no(s) arranjo(s) fotovoltaico(s), e instalado no mesmo plano do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s);
- para temperatura de célula (T_c): um módulo fotovoltaico de referência calibrado, de mesma tecnologia e, preferencialmente, mesmo modelo dos utilizados no(s) arranjo(s) fotovoltaico(s), e instalado no mesmo plano do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s).

Uma alternativa para medir a temperatura de célula é fixar um sensor de temperatura na costa de um módulo representativo do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s) sob ensaio, atrás de uma das células da porção central do módulo.

10.1.1.2 Primeira leitura preliminar do medidor de energia

Após a instalação dos sensores de irradiância e temperatura de célula, deve ser feita uma primeira leitura preliminar do medidor de energia (LP_1). Este procedimento só precisa ser efetuado quando a for realizado, opcionalmente, o descrito em 10.1.4.

10.1.2 Etapa 2 – Adaptação dos sensores

Os sensores devem permanecer instalados por pelo menos 15 dias antes dos ensaios para que as condições da superfície do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s) sejam reproduzidas nas dos sensores (com exceção do piranômetro, que deve permanecer sempre limpo). É importante que o operador do sistema tome nota de qualquer interrupção no seu funcionamento.

10.1.3 Etapa 3 – Medição do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s)

10.1.3.1 Medição da potência nominal do sistema fotovoltaico

Deve-se medir a potência nominal nas STC do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s) do sistema em ensaio. Duas formas de medição podem ser utilizadas:

- a) com um dispositivo de ensaio de curva IV apropriado ao tamanho do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s), conforme o procedimento descrito em 7.1.2. Essa forma possui a vantagem de, além de determinar a potência nominal, tornar possível a observação de problemas por meio da forma da curva IV;
- b) com a medição, por pelo menos um dia, da irradiância característica e da temperatura de célula (com os sensores instalados em 10.1.1, e da potência c.c. na entrada do inversor com um wattímetro). As três medições devem ser feitas simultaneamente com um intervalo máximo de 1 min entre medições de um mesmo parâmetro. Deve-se traçar uma curva $P_{c.c.}(25^{\circ}\text{C}) \times G_C$, de onde é possível se obter a potência nominal do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s). O Anexo D detalha a obtenção de $P_{c.c.}(25^{\circ}\text{C})$, potência c.c., na entrada do inversor corrigida para 25 °C e da potência nominal do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s) a partir da curva $P_{c.c.}(25^{\circ}\text{C}) \times G_C$.

Quando o sistema possuir mais de um arranjo fotovoltaico, deve-se somar as potências nominais de todos eles para se obter a potência nominal do sistema (P_N).

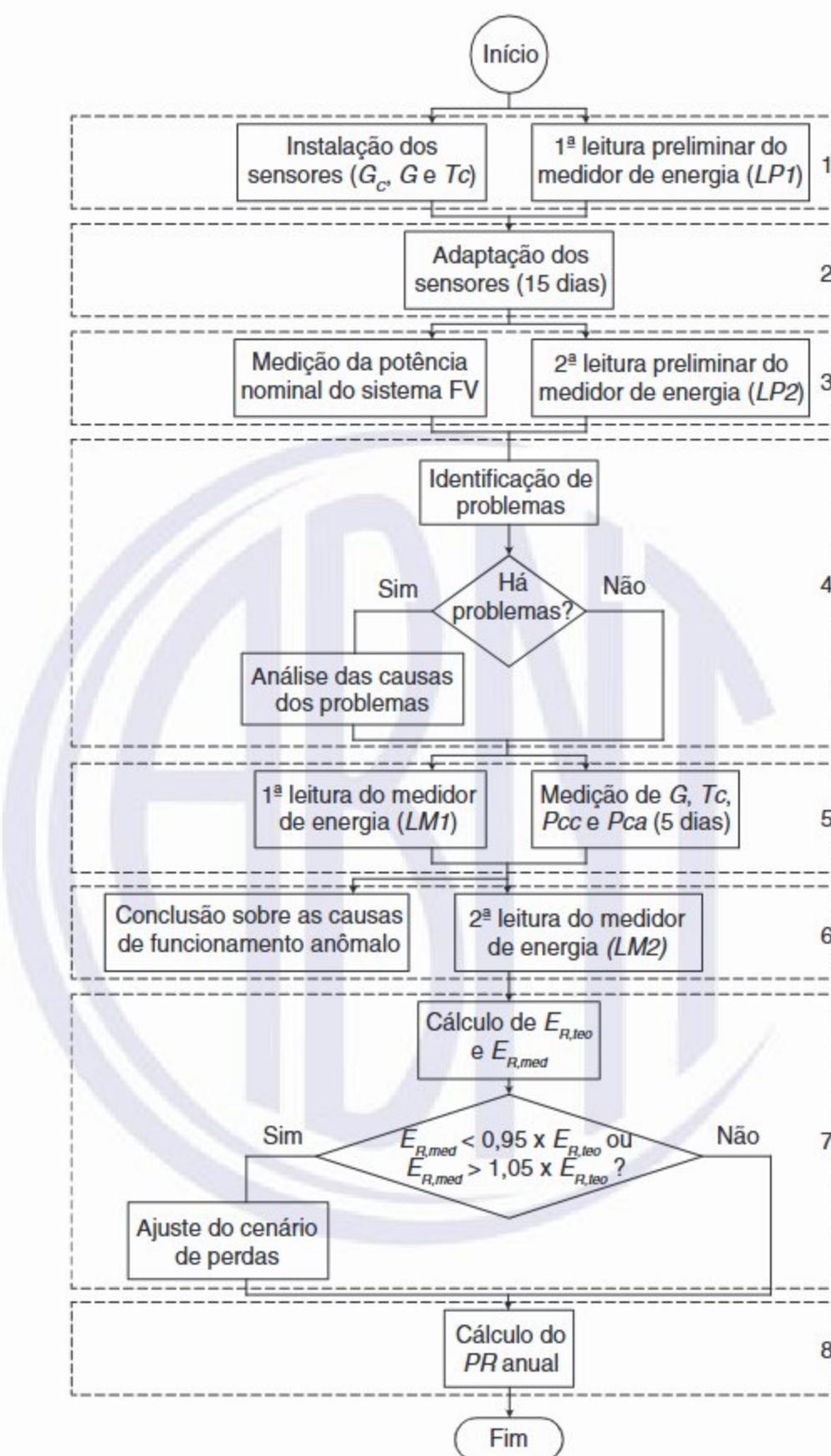


Figura 2 – Fluxograma do procedimento de avaliação de desempenho tipo 1

10.1.3.2 Segunda leitura preliminar do medidor de energia

Deve ser realizada uma segunda leitura preliminar do medidor de energia (LP_2) e o cálculo de DM_1 com a Equação 1. Este procedimento só precisa ser efetuado quando o descrito em 10.1.4, opcional, também for realizado.

$$DM_1 = \frac{LP_2 - LP_1}{P_N} \quad (1)$$

onde

P_N é a potência nominal do sistema em ensaio.

DM_1 é a produtividade do sistema no período considerado, medida em quilowatt-hora por quilowatt-pico ou horas.

10.1.4 Etapa 4 – Detecção de problemas (opcional)

Com base na potência nominal do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s) e no valor de DM_1 , possíveis problemas podem ser detectados.

10.1.4.1 Identificação de problemas

Alguns problemas podem ser identificados como indicado a seguir:

- a) um sistema é considerado com problema caso as potências nominais de seus arranjos fotovoltaicos sejam substancialmente diferente entre si (consideração válida somente para sistemas que possuam múltiplos arranjos fotovoltaicos);
- b) um sistema é considerado com problema caso o seu valor de DM_1 ou a potência nominal de seu(s) arranjo(s) fotovoltaico(s) esteja muito abaixo do que é esperado.

10.1.4.2 Análise das causas dos problemas

Quando problemas forem identificados, é necessário realizar uma verificação com o objetivo de identificar as suas causas e, se possível, eliminá-las. É importante recorrer às notas do operador do sistema sobre interrupções no seu funcionamento (total ou parcial), pois podem ser a razão de baixa produtividade. Se os problemas forem eliminados, mas influenciarem a medição da potência nominal do sistema fotovoltaico, o procedimento de 10.1.3.1 deve ser repetido.

Um sistema é considerado com funcionamento anômalo quando as causas dos problemas não puderem ser eliminadas ou não puderem ser identificadas (total ou parcialmente).

10.1.5 Etapa 5 – Medição de parâmetros ambientais e elétricos

10.1.5.1 Primeira leitura do medidor de energia

Deve ser realizada uma primeira leitura do medidor de energia (LM_1).

10.1.5.2 Medição de irradiância, temperatura de célula e potências na entrada e na saída do inversor

Após a primeira leitura do medidor de energia (LM_1), devem ser medidas a irradiância total (G) e a temperatura de célula (T_c) com os sensores instalados em 10.1.1, além das potências

na entrada ($P_{c.c.}$) e na saída ($P_{c.a.}$) do inversor com um wattímetro adequado à potência envolvida, durante pelo menos cinco dias, os quais devem apresentar pouca ou nenhuma cobertura de nuvens. É importante que o operador do sistema tome nota de qualquer interrupção no seu funcionamento.

As quatro medições devem ser feitas simultaneamente em intervalos de no máximo 10 entre medições de um mesmo parâmetro, com integralização (média) de no máximo 5 min.

10.1.6 Etapa 6 – Conclusão sobre as causas de funcionamento anômalo e segunda leitura do medidor de energia

10.1.6.1 Conclusão sobre as causas de funcionamento anômalo (opcional)

Quando o sistema for considerado com funcionamento anômalo, conforme 10.1.4.2, os dados obtidos em 10.1.3, 10.1.4 e 10.1.5.2 devem ser cuidadosamente analisados, pois esta análise pode prover informações valiosas para o entendimento do funcionamento anômalo.

10.1.6.2 Segunda leitura do medidor de energia

Deve ser feita uma segunda leitura do medidor de energia ($LM2$) e o cálculo de $DM2$ com a Equação 2.

$$DM2 = LM2 - LM1 \quad (2)$$

onde $DM2$ é a energia gerada no período, medida em watts hora (Wh).

10.1.7 Etapa 7 – Cálculo da energia injetada na rede

Deve-se calcular a energia injetada na rede e compará-la com o valor medido. Caso haja uma diferença significativa, um cenário de perdas deve ser estabelecido para corrigi-la.

10.1.7.1 Cálculo da energia injetada na rede teórica e medida

Utilizando as medições de 10.1.5.2, deve-se calcular a energia teórica injetada na rede ($E_{R,teo}$), conforme o procedimento descrito no Anexo E.

A energia medida injetada na rede ($E_{R,med}$) corresponde a $DM2$, obtido em 10.1.6.2.

10.1.7.2 Ajuste do cenário de perdas

Quando $E_{R,med} < 0,95 \times E_{R,teo}$ ou $E_{R,med} > 1,05 \times E_{R,teo}$, deve-se recorrer a um cenário de perdas para ajustar os valores calculados, conforme o procedimento descrito no Anexo F. É importante recorrer às notas do operador do sistema sobre interrupções no seu funcionamento (total ou parcial), pois podem ser a razão de $E_{R,med} < 0,95 \times E_{R,teo}$.

10.1.8 Etapa 8 – Projeção do desempenho global (PR) anual

Deve-se calcular a energia injetada na rede ao longo de um ano típico (ER,ano), conforme o procedimento descrito no Anexo G, utilizando séries históricas de irradiância e temperatura ambiente obtidas de um banco de dados confiável. O desempenho global (PR) anual deve ser calculado a partir da Equação 3.

$$PR = \frac{E_{R,ano}}{P_N} \frac{GSTC}{H} \quad (3)$$

onde

P_N é a potência nominal do sistema fotovoltaico;

G_{STC} é a irradiação nas condições padrão de ensaio (igual a 1 000 W/m²);

H é a irradiação anual total no plano do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s), obtida pela integração dos valores de irradiação utilizados para o cálculo de $E_{R,ano}$.

10.2 Avaliação de desempenho tipo 2

O procedimento de avaliação de desempenho tipo 2 é apresentado no fluxograma da Figura 3. Ele foi dividido em oito etapas, cada qual com uma ou mais atividades detalhadas a seguir.

10.2.1 Etapa 1 – Início dos ensaios

Os ensaios de avaliação de desempenho devem ser realizados após a instalação, comissionamento e operacionalização do sistema fotovoltaico.

NOTA É interessante realizar os ensaios de avaliação do desempenho depois que todos os ajustes operacionais tenham sido definidos, possíveis problemas tenham sido identificados (e, na medida do possível corrigidos) e os módulos fotovoltaicos tenham sofrido a degradação inicial. Desta forma, é conveniente esperar pelo menos um mês após o início da operação do sistema para realizar os ensaios de avaliação do desempenho.

Como o sistema estará energizado, deve-se proceder com extrema atenção e restringir o acesso às áreas de ensaio a pessoas qualificadas.

Um ou mais subsistemas podem ser escolhidos para os ensaios.

10.2.1.1 Instalação dos sensores de irradiação e temperatura de célula

Devem ser instalados sensores de irradiação e temperatura de célula de acordo com as especificações a seguir:

- para irradiação total (G): um piranômetro de termopilha calibrado, instalado no mesmo plano dos arranjos fotovoltaicos;
- para irradiação característica total (G_C): um módulo fotovoltaico de referência calibrado, de mesma tecnologia e, preferencialmente, mesmo modelo dos utilizados nos arranjos fotovoltaicos, e instalado no mesmo plano dos arranjos fotovoltaicos;
- para temperatura de célula (T_c): um módulo fotovoltaico de referência calibrado, de mesma tecnologia e, preferencialmente, mesmo modelo dos utilizados nos arranjos fotovoltaicos, e instalado no mesmo plano dos arranjos fotovoltaicos.

Uma alternativa para medir a temperatura de célula é fixar um sensor de temperatura na costa de um módulo representativo dos arranjos fotovoltaicos sob ensaio, atrás de uma das células da porção central do módulo.

10.2.1.2 Primeira leitura preliminar dos medidores de energia

Após a instalação dos sensores de irradiação e temperatura de célula, deve ser feita uma primeira leitura preliminar dos medidores de energia (LP_1) dos subsistemas em ensaio. Este procedimento só precisa ser efetuado quando o descrito em 10.2.4, opcional, também for realizado.

10.2.2 Etapa 2 – Adaptação dos sensores

Os sensores devem permanecer instalados por pelo menos 15 dias antes dos ensaios para que as condições da superfície dos arranjos fotovoltaicos sejam reproduzidas nas dos sensores (com exceção do piranômetro, que deve permanecer sempre limpo). É importante que o operador do sistema tome nota de qualquer interrupção no seu funcionamento.

10.2.3 Etapa 3 – Medição dos arranjos fotovoltaicos

10.2.3.1 Medição da potência nominal do sistema fotovoltaico

Deve-se medir a potência nominal nas STC dos arranjos fotovoltaicos dos subsistemas em ensaio.

Duas formas de medição podem ser utilizadas:

- a) com um dispositivo de ensaio de curva IV apropriado ao tamanho dos arranjos fotovoltaicos, conforme o procedimento descrito em 7.1.2. Essa forma possui a vantagem de, além de determinar a potência nominal, tornar possível a observação de problemas por meio da forma da curva IV;
- b) com a medição, por pelo menos um dia, da irradiância característica e da temperatura de célula (com os sensores instalados conforme 10.2.1) e da potência c.c. na entrada dos inversores (com um wattímetro). As três medições devem ser feitas simultaneamente com um intervalo máximo de 1 min entre medições de um mesmo parâmetro. Deve-se traçar uma curva $P_{c.c.(25^{\circ}C)} \times G_C$, de onde é possível se obter a potência nominal de cada arranjo fotovoltaico. O Anexo D detalha a obtenção de $P_{c.c.(25^{\circ}C)}$, potência c.c., na entrada do inversor corrigida para 25 °C, e da potência nominal dos arranjos fotovoltaicos a partir da curva $P_{c.c.(25^{\circ}C)} \times G_C$.

Quando um subsistema possuir mais de um arranjo fotovoltaico, deve-se somar as potências nominais de todos eles para se obter a potência nominal do subsistema (P_{NS}). A potência nominal do sistema como um todo (P_N) deve ser calculada tomando-se a média das potências nominais dos subsistemas ensaiados e multiplicando este valor pelo número total de subsistemas que compõe o sistema fotovoltaico.

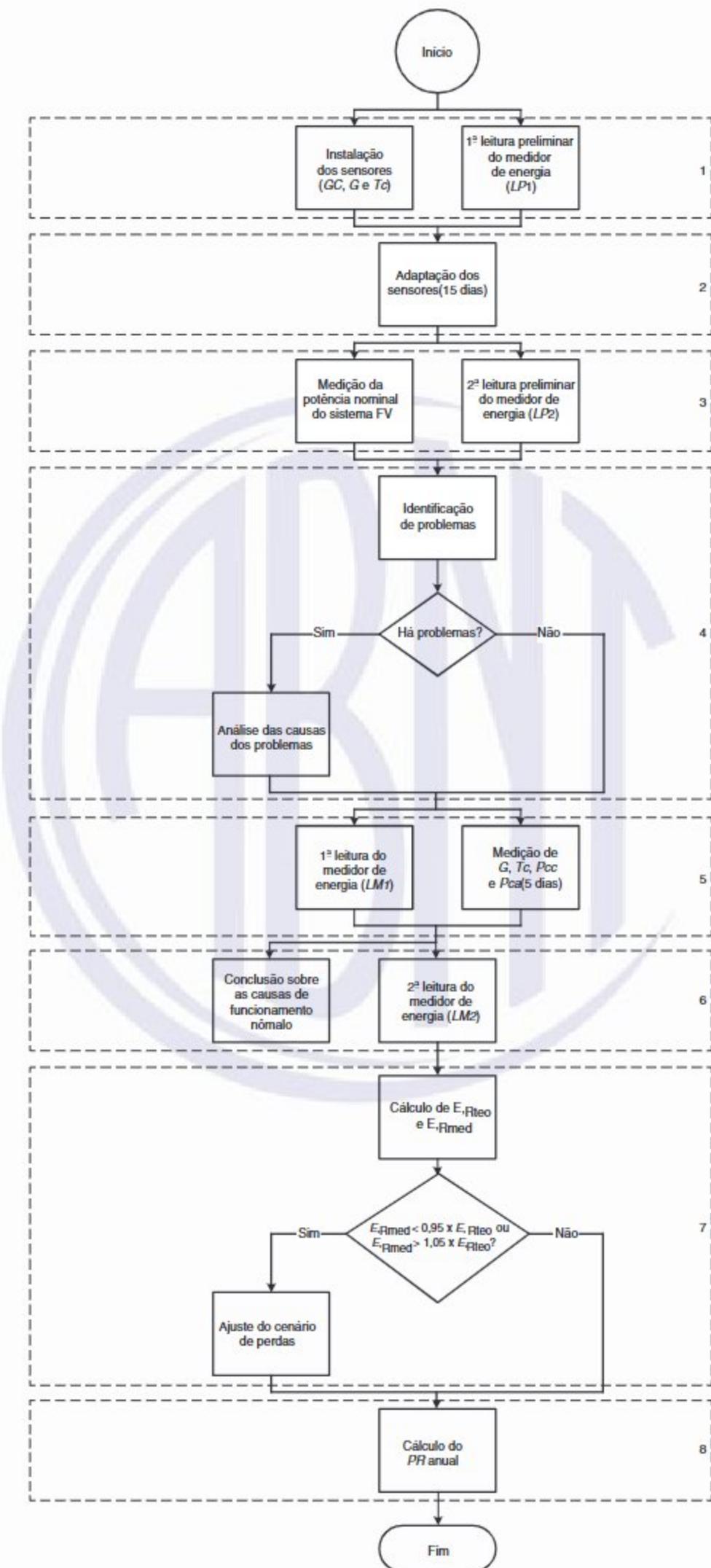


Figura 3 – Fluxograma do procedimento de avaliação de desempenho tipo 2

10.2.3.2 Segunda leitura preliminar dos medidores de energia

Deve ser realizada uma segunda leitura preliminar dos medidores de energia (*LP2*) dos subsistemas em ensaio e o cálculo de *DM1* (para cada subsistema) com a Equação 4. Este procedimento só precisa ser efetuado quando o descrito em 10.1.4, opcional, também for realizado.

$$DM1 = \frac{LP2 - LP1}{P_{NS}}$$

onde

P_{NS} é a potência nominal do subsistema em ensaio.

DM1 é a produtividade do sistema no período considerado, medida em quilowatt-hora por quilowatt-pico ou horas.

10.2.4 Etapa 4 – Detecção de problemas (opcional)

Com base na potência nominal dos arranjos fotovoltaicos e nos valores de *DM1*, possíveis problemas podem ser detectados.

10.2.4.1 Identificação de problemas

Alguns problemas podem ser identificados como indicado a seguir:

- a) um subsistema é considerado com problema caso a sua potência nominal ou seu valor de *DM1* seja substancialmente diferente dos demais;
- b) um subsistema é considerado com problema caso o seu valor de *DM1* ou a sua potência nominal esteja muito abaixo do que é esperado.

10.2.4.2 Análise das causas dos problemas

Quando problemas forem identificados, é necessário realizar a uma verificação com o objetivo de identificar as suas causas e, se possível, eliminá-las. É importante recorrer às notas do operador do sistema sobre interrupções no seu funcionamento (total ou parcial), pois podem ser a razão de produtividade baixa. Se os problemas forem eliminados, mas influenciaram a medição da potência nominal dos subsistemas (e consequentemente do sistema fotovoltaico), o procedimento de 10.2.3.1 deve ser repetido.

Um subsistema é considerado com funcionamento anômalo quando as causas dos problemas não puderem ser eliminadas ou não puderem ser identificadas (total ou parcialmente).

10.2.5 Etapa 5 – Medição de parâmetros ambientais e elétricos

10.2.5.1 Primeira leitura dos medidores de energia

Deve ser realizada uma primeira leitura dos medidores de energia (*LM1*) dos subsistemas em ensaio.

10.2.5.2 Medição de irradiância, temperatura de célula e potências na entrada e na saída do inversor

Após a primeira leitura dos medidores de energia ($LM1$), devem ser medidas a irradiância total (G) e a temperatura de célula (T_c) com os sensores instalados em 10.2.1, além das potências na entrada ($P_{c.c.}$) e na saída ($P_{c.a.}$) dos inversores com um wattímetro adequado à potência envolvida, durante pelo menos cinco dias, os quais devem apresentar pouca ou nenhuma cobertura de nuvens. É importante que o operador do sistema tome nota de qualquer interrupção no seu funcionamento.

As quatro medições devem ser feitas simultaneamente em intervalos de no máximo 10 s entre medições de um mesmo parâmetro, com integralização (média) de no máximo 5 min.

10.2.6 Etapa 6 – Conclusão sobre as causas de funcionamento anômalo e segunda leitura dos medidores de energia

10.2.6.1 Conclusão sobre as causas de funcionamento anômalo (opcional)

Quando o subsistema for considerado com funcionamento anômalo, conforme 10.2.4.2, os dados obtidos em 10.2.3, 10.2.4 e 10.2.5.2 devem ser cuidadosamente analisados, pois esta análise pode prover informações valiosas para o entendimento do funcionamento anômalo.

10.2.6.2 Segunda leitura dos medidores de energia

Deve ser feita uma segunda leitura dos medidores de energia ($LM2$) dos subsistemas em ensaio e o cálculo de $DM2$ (para cada subsistema) com a Equação 5.

$$DM2 = LM2 - LM1 \quad (5)$$

onde $DM2$ é a energia gerada no período, medida em watts hora (Wh).

10.2.7 Etapa 7 – Cálculo da energia injetada na rede

Deve-se calcular a energia injetada na rede e compará-la com o valor medido. Caso haja uma diferença significativa, um cenário de perdas deve ser estabelecido para corrigi-la.

10.2.7.1 Cálculo da energia injetada na rede teórica e medida

Utilizando as medições de 10.2.5.2, deve-se calcular a energia teórica injetada na rede ($E_{R,teo}$), conforme o procedimento descrito no Anexo E.

A energia medida injetada na rede ($E_{R,med}$) corresponde à média dos valores de $DM2$ obtidos em 10.2.6.2 (eliminando os subsistemas identificados com funcionamento anômalo), multiplicada pelo número total de subsistemas que compõe o sistema fotovoltaico.

10.2.7.2 Ajuste do cenário de perdas

Quando $E_{R,med} < 0,95 \times E_{R,teo}$ ou $E_{R,med} > 1,05 \times E_{R,teo}$, deve-se recorrer a um cenário de perdas para ajustar os valores calculados, conforme o procedimento descrito no Anexo F. É importante recorrer às notas do operador do sistema sobre interrupções no seu funcionamento (total ou parcial), pois podem ser a razão de $E_{R,med} < 0,95 \times E_{R,teo}$.

10.2.8 Etapa 8 – Projeção do desempenho global (PR) anual

Deve-se calcular a energia injetada na rede ao longo de um ano típico ($E_{R,ano}$) conforme o procedimento descrito no Anexo G, e utilizando séries históricas de irradiância e temperatura ambiente obtidas de um banco de dados confiável. O desempenho global (PR) anual deve ser calculado a partir da Equação 6.

$$PR = \frac{E_{R,ano}}{P_N} \frac{G_{STC}}{H} \quad (6)$$

onde

P_N é a potência nominal do sistema fotovoltaico;

G_{STC} é a irradiância nas condições-padrão de ensaio (igual a 1 000 W/m²);

H é a irradiação anual total no plano dos arranjos fotovoltaicos, obtida pela integração dos valores de irradiância utilizados para o cálculo de $E_{R,ano}$.

Anexo A
(informativo)

Modelo de certificado de verificação

Certificado de verificação de sistema fotovoltaico		Verificação inicial Verificação periódica
Proprietário do sistema		Descrição da instalação
Endereço do sistema		Potência nominal – kWp
		Localização
Data dos ensaios		Circuitos ensaiados
Nome e endereço do empreiteiro		Referência do relatório de inspeção conforme IEC 60364-6
		Referência do relatório de ensaios conforme IEC 60364-6
		Referência do relatório de inspeção do sistema fotovoltaico
		Referência do relatório de ensaios do sistema fotovoltaico
Projeto, construção, inspeção e ensaios		
Eu/nós sou/somos a(s) pessoa(s) responsável(is) pelo projeto, construção, inspeção e ensaios da instalação elétrica (como indicado pela(s) assinatura(s) abaixo), com as particularidades descritas acima, tendo demonstrado habilidade e cuidado ao executar a construção, inspeção e ensaios do projeto.		
Assinatura(s): Nome(s): Data: (A extensão da responsabilidade do(s) signatário(s) está limitada ao trabalho descrito acima)	Próxima inspeção recomendada não depois de: Comentários:	

Anexo B

(informativo)

Modelo de relatório de inspeção

Relatório de inspeção de sistema fotovoltaico	Verificação inicial Verificação periódica
Endereço da instalação	Referência
	Data
Circuitos inspecionados	Inspetor

B.1 Todo o sistema foi inspecionado segundo os requisitos da IEC 60364-6, e um relatório de inspeção em conformidade com a IEC 60364-6 está anexado.

B.2 Todo o sistema foi inspecionado segundo os requisitos do PN 03:082.01-005, e os resultados são apresentados na Tabela B.1.

Tabela B.1 – Resultados da inspeção

Item inspecionado	O sistema atende às especificações ?
Inspeção do sistema c.c.	
a) Todos os componentes c.c. são classificados para operação contínua em c.c., sob a máxima tensão c.c. do sistema e a máxima corrente c.c. de falta.	
b) Proteção por isolamento classe II ou equivalente foi adotada no lado c.c.	
c) Os cabos das séries fotovoltaicas, os cabos dos arranjos fotovoltaicos e o cabo c.c. principal foram selecionados e montados de forma a minimizar o risco de faltas à terra e a curtos-circuitos.	
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.	
e) Nos sistemas sem dispositivo de proteção contra sobrecorrente nas séries fotovoltaicas, o valor máximo de sobrecorrente do módulo fotovoltaico (I_f) é maior do 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.	

Tabela B.1 (continuação)

Item inspecionado	O sistema atende às especificações?
f) Nos sistemas com dispositivo de proteção contra sobrecorrente nas séries fotovoltaicas, este 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.	
h) Uma chave c.c. está instalada no lado c.c. do inversor.	
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 c.c. está ligado à terra, há pelo menos separação simples entre os lados c.a. e c.c., e as ligações à terra foram construídas de modo a evitar a corrosão.	
k) Plugues e soquetes conectados entre si são do mesmo tipo e do mesmo fabricante.	
l) Quando um sistema fotovoltaico possuir conexão direta à terra no lado c.c. (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.	
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.	
c) Quando um DR estiver instalado no circuito c.a. alimentando um inversor, este foi selecionado de acordo com os requisitos da IEC 60364-7-712.	
d) Para minimizar tensões induzidas por raios, a área de todos os laços na fiação deve ser mantida tão pequena quanto possível.	
e) Os condutores de aterramento da armação do arranjo fotovoltaico e/ou dos módulos foram corretamente instalados e estão ligados à terra.	
f) Quando condutores de aterramento de proteção e/ou condutores de ligação equipotencial estão instalados, estes estão paralelos e juntos aos cabos c.c.	
Inspeção do sistema c.a.	
a) Um meio de seccionamento do inversor foi fornecido no lado c.a.	
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".	
c) Os parâmetros operacionais do inversor foram programados conforme a ABNT NBR 16149 e/ou regulamentações locais.	

Tabela B.1 (continuação)

Item inspecionado	O sistema atende às especificações?
Etiquetagem e identificação	
a) Todos os circuitos, dispositivos de proteção, chaves e terminais estão devidamente identificados e etiquetados.	
b) Todas as caixas de junção c.c. dos arranjos fotovoltaicos possuem uma etiqueta de aviso indicando que as partes vivas no interior das caixas são alimentadas a partir de um arranjo fotovoltaico e permanecem vivas mesmo depois do seccionamento do inversor da rede elétrica.	
c) Etiquetas de advertência estão fixadas no ponto de interconexão com a rede.	
d) Um diagrama unifilar é exibido no local.	
e) As configurações de proteção do inversor e informações do instalador são exibidas no local.	
f) Os procedimentos de desligamento de emergência são exibidos no local.	
g) Todos os sinais e etiquetas estão devidamente afixados e são duráveis.	
Instalação mecânica	
a) Há ventilação possível por trás do arranjo fotovoltaico para evitar o risco de superaquecimento/incêndio.	
b) A armação e os materiais do arranjo fotovoltaico são à prova de corrosão.	
c) A armação do arranjo fotovoltaico está corretamente fixada e é estável, e as fixações no telhado são à prova de intempéries.	
d) As entradas de cabos são à prova de intempéries.	

Anexo C (informativo)

Interpretação das formas de curvas IV

C.1 Geral

Vários fatores podem influenciar a forma de uma curva IV. A Figura C.1 ilustra os principais tipos de desvio que podem ocorrer. Estas variações na forma da curva podem ocorrer individualmente ou em combinação.

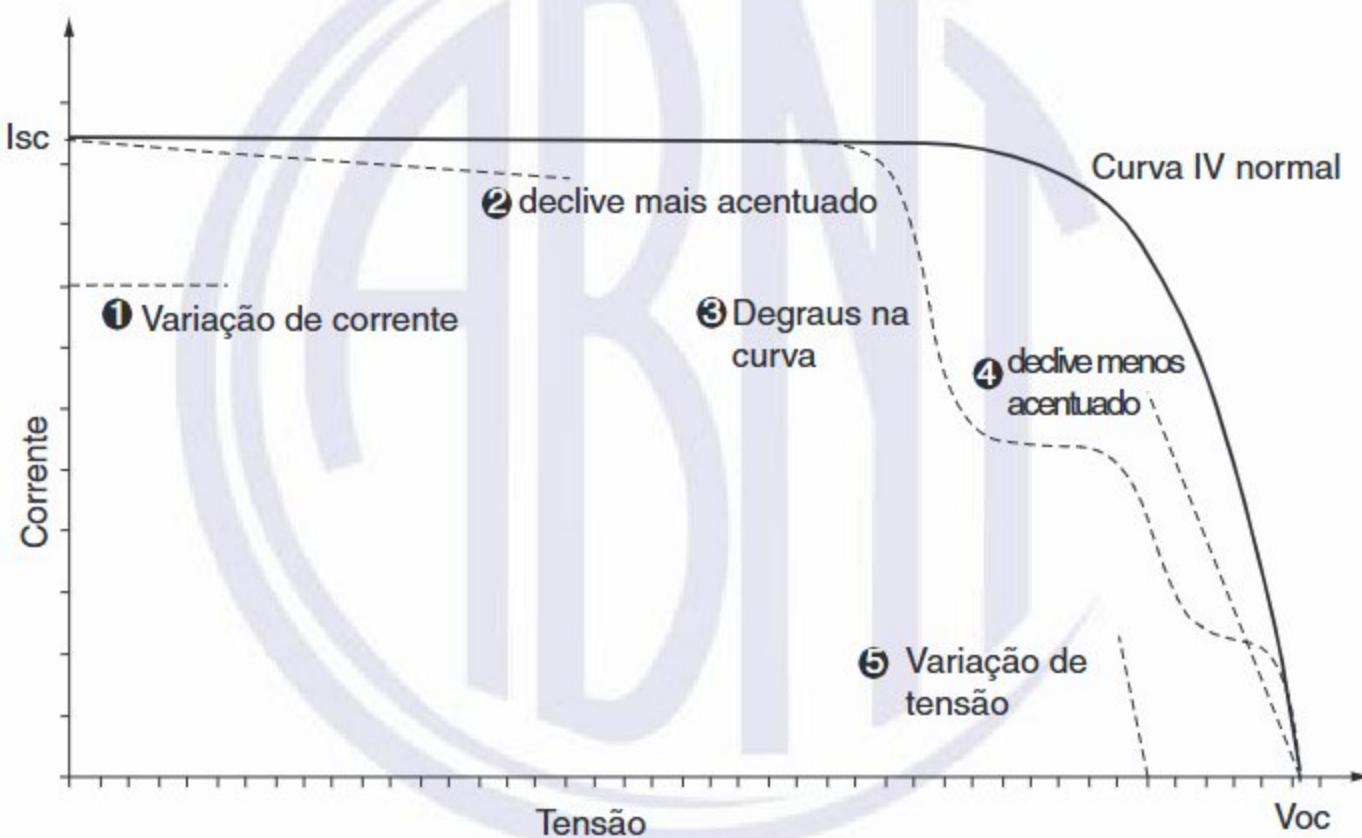


Figura C.1 – Variações na forma da curva IV

Quando desvios são observados, recomenda-se que uma verificação seja feita para assegurar que a diferença de forma entre a curva medida e a prevista não ocorreu devido a erros de medição, problemas de configuração de instrumentos ou dados dos módulos/série fotovoltaica informados incorretamente ao dispositivo de ensaio de curva IV.

C.2 Variação 1 – Variação de corrente

Uma série de fatores pode ser responsável pela diferença entre a corrente esperada e a corrente medida, conforme exemplificado em C.2.1 a C.2.3.

C.2.1 Causas devido ao arranjo fotovoltaico

- o arranjo fotovoltaico está sujo ou obstruído (neve, gelo etc.);
- os módulos fotovoltaicos estão degradados.

C.2.2 Causas devida à modelagem

- a) dados dos módulos fornecidos incorretamente;
- b) número de séries fotovoltaicas em paralelo informado incorretamente.

C.2.3 Causas devido à medição

- a) problema de calibração ou de medição do sensor de irradiância;
- b) sensor de irradiância não montado no plano do arranjo fotovoltaico;
- c) irradiância mudou entre a medição da irradiância e a medição da curva IV.

Enquanto a variação exemplificada na Figura C.1 mostra a corrente medida menor do que a prevista, também é possível verificar um valor medido acima do previsto pela curva IV de modelo.

C.3 Variação 2 – Declive mais acentuado

Uma variação da inclinação na parte superior da curva IV é provavelmente devido a duas causas:

- a) caminhos de *shunt* nas células fotovoltaicas.
- b) descasamento da I_{SC} dos módulos.

Corrente *shunt* é qualquer corrente que atravessa a célula fotovoltaica, geralmente devido a defeitos localizados na célula ou nas interconexões entre células. A corrente *shunt* pode causar pontos quentes localizados (*hotspots*) que podem também ser identificados por ensaios com câmera IR.

Diferenças de I_{SC} entre os módulos de uma série fotovoltaica podem ocorrer devido a discrepâncias de fabricação ou a certas situações de sombreamento. Enquanto um sombreamento mais significativo causa degraus na curva IV, sombras menores em alguns módulos de uma série fotovoltaica podem causar esse efeito.

C.4 Variação 3 – Degraus na curva

Degraus na curva IV são indícios de descasamento entre diferentes áreas do arranjo fotovoltaico ou do módulo em ensaio. O desvio da curva indica que os diodos de by-pass estão conduzindo e que alguma corrente está sendo desviada da série de células protegida pelo diodo (esta série é incapaz de passar a mesma corrente de outras séries). Isto pode ocorrer devido a vários fatores, incluindo:

- a) o arranjo fotovoltaico ou o módulo parcialmente sombreado;
- b) célula/módulo fotovoltaico danificado(a);
- c) diodo de by-pass curto-circuitado.

NOTA O sombreamento parcial de uma única célula em um módulo pode causar um degrau na curva.

C.5 Variação 4 – Declive menos acentuado

A inclinação da parte final da curva IV entre o ponto de máxima potência de tensão (V_M) e V_{OC} é influenciada pela resistência série do circuito a ser ensaiado. Um aumento desta resistência irá reduzir a inclinação da curva nesta porção.

Possíveis causas do aumento da resistência série incluem:

- a) danos ou falhas na fiação do arranjo fotovoltaico (ou cabos insuficientemente dimensionados);
- b) falhas nas interconexões dos módulos ou arranjos fotovoltaicos (conexões ruins);
- c) aumento da resistência série do módulo.

Ao ensaiar arranjos fotovoltaicos com cabos longos, a resistência destes cabos irá influenciar a forma da curva e pode ter um impacto sobre a curva, como descrito aqui. Se isto for suspeitado, ou o modelo pode ser ajustado para acomodar esta resistência extra dos cabos ou o ensaio pode ser repetido mais perto do arranjo fotovoltaico (evitando os cabos longos).

Quando esse erro for notado em uma curva, recomenda-se que seja dada atenção especial à qualidade da fiação e das interligações dentro do circuito do arranjo fotovoltaico. Este erro pode indicar uma falha significativa na fiação ou subsequente dano ou corrosão do circuito do arranjo fotovoltaico.

Aumento da resistência série do módulo pode ocorrer devido a faltas de alta resistência nas interconexões entre células ou dentro da caixa de conexão do módulo (devido à degradação, à corrosão ou ao erro de fabricação).

Variação 5 – Variação de tensão de circuito aberto

Possíveis causas para uma tensão reduzida/elevada incluem:

- a) número errado de módulos na série fotovoltaica;
- b) temperatura de célula diferente da utilizada no modelo;
- c) sombreamento significativo e uniforme em toda a célula/módulo/série fotovoltaica;
- d) diodo de *by-pass* totalmente em condução/curto.

Como a temperatura de célula afeta a tensão do módulo fotovoltaico, uma disparidade entre a temperatura real da célula e a medida (ou assumida) pelo dispositivo de ensaio de curva IV ocasionará este defeito na forma. Em tais casos, recomenda-se que a verificação do método de medição da temperatura de célula seja realizada antes de prosseguir (por exemplo, verificar se o sensor de temperatura ainda está preso ao módulo).

Anexo D (normativo)

Obtenção da potência nominal de um arranjo fotovoltaico por meio da curva $P_{c.c.(25^{\circ}\text{C})} \times G_C$

D.1 Procedimento de ensaio

Durante pelo menos um dia de operação normal em campo, a potência em corrente contínua na entrada do inversor ($P_{c.c.}$) deve ser medida com um wattímetro em intervalos de no mínimo um minuto. Simultaneamente, devem ser medidas a irradiância total característica (G_C), com uma célula FV ou um módulo FV de referência calibrada(o), e a temperatura de célula (T_c), com um módulo FV de referência calibrado ou um sensor de temperatura adequado.

As medições devem ser realizadas em períodos não nublados.

D.2 Cálculo da potência nominal

Os valores de potência em corrente contínua medidos devem ser corrigidos para a condição-padrão de temperatura (25°C) com a Equação D.1, sendo possível, então, traçar uma curva $P_{c.c.(25^{\circ}\text{C})} \times G_C$, como mostra a Figura D.1. Nela, pode-se identificar três regiões distintas: 1 – corresponde ao desvio do comportamento linear causado pelo seguimento do ponto de máxima potência e pelo comportamento não linear da geração em condições de baixa irradiância; 2 – parte linear da curva, a qual deve ser utilizada para estimar a potência nominal; e 3 – restrição imposta pela máxima potência de trabalho do inversor.

$$P_{c.c.(25^{\circ}\text{C})} = \frac{P_{c.c.(\text{medido})}}{1 + \gamma(T_c - 25)} \quad (\text{D.1})$$

onde γ é o coeficiente térmico de potência do arranjo fotovoltaico, expresso em porcentagem por graus celsius (%/°C).

NOTA Pode-se utilizar o coeficiente térmico de potência dos módulos fotovoltaicos como o do arranjo fotovoltaico.

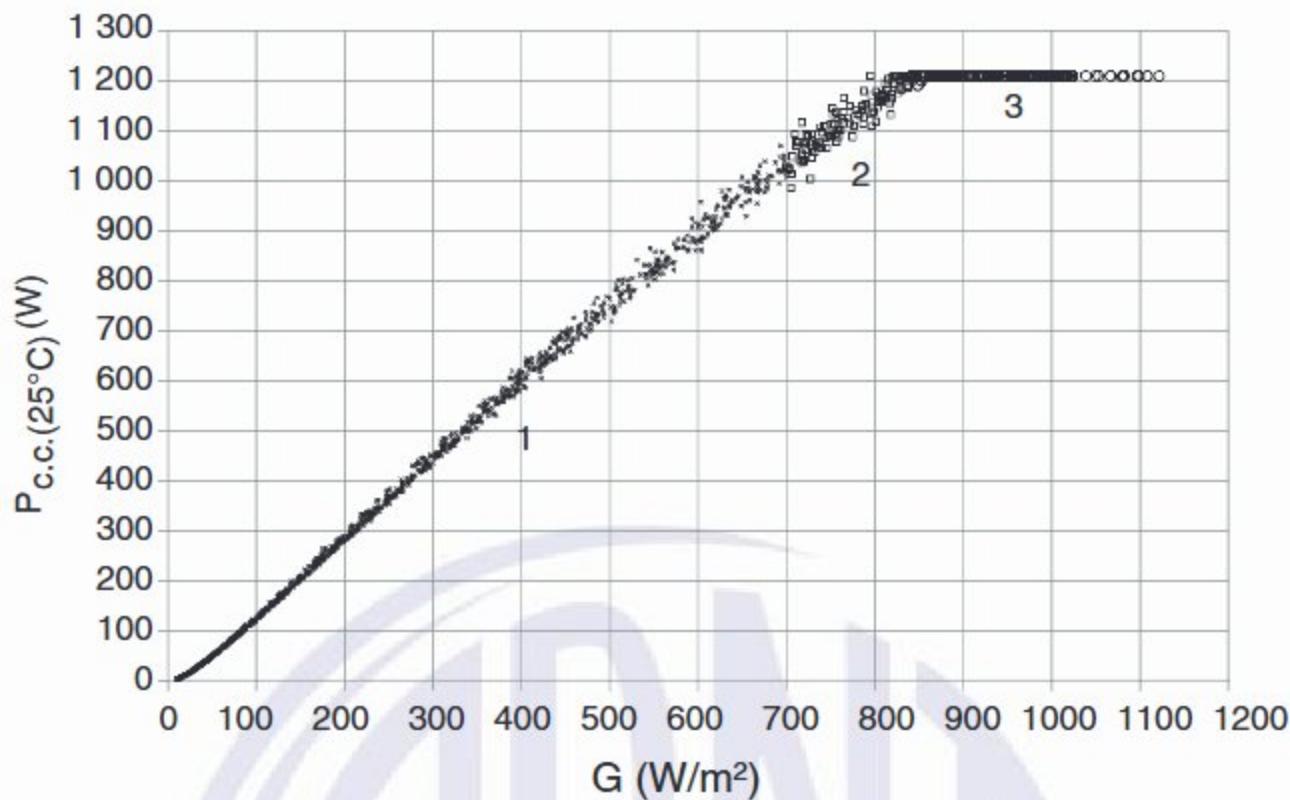


Figura D.1 – Exemplo de curva $P_{c.c.}(25^{\circ}C) \times G_C$ de um arranjo fotovoltaico de 1,5 kWp

Finalmente, a potência nominal do arranjo fotovoltaico (PNA) deve ser calculada a partir da Equação D.2.

$$P_{NA} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{P_{c.c.}(25^{\circ}C)^{(i)}}{G_C^{(i)}}}{\frac{G_{STC}}{n}} \quad (D.2)$$

onde

n é o número de medições na parte linear da curva $P_{c.c.}(25^{\circ}C) \times G_C$

G_{STC} é a irradiância nas condições-padrão de ensaio, que corresponde a 1 000 W/m².

Devem ser considerados apenas os valores acima de 700 W/m² (fora da região 1), abaixo do ponto de restrição de máxima potência de trabalho do inversor (fora da região 3), e que não apresentem algum tipo de anormalidade.

NOTA É interessante destacar que o resultado é uma aproximação, pois a potência medida com o wattímetro sofre a influência das eficiências da instalação elétrica em corrente contínua e do seguimento do ponto de máxima potência. Se ambas são bastante elevadas em praticamente qualquer nível de irradiância da região linear (região 2) da curva $P_{c.c.}(25^{\circ}C) \times G_C$, o valor da potência nominal obtido é suficientemente preciso ($\pm 5\%$). Em sistemas modernos e bem projetados, a condição de alta eficiência da instalação elétrica em corrente contínua e do seguimento do ponto de máxima potência (para a região da curva $P_{c.c.}(25^{\circ}C) \times G_C$ considerada) normalmente é satisfeita.

Anexo E (normativo)

Cálculo da energia injetada na rede teórica ($E_{R,teo}$)

E.1 Procedimento de cálculo

A energia injetada na rede teórica ($E_{R,teo}$) deve ser calculada a partir das Equações E.1, E.2 e E.3 abaixo.

$$P_{c.c.,teo}(i) = P_N \frac{G(i)}{1000} [1 + \gamma(T_C(i) - 25)] \quad [1 + c \ln\left(\frac{G(i)}{1000}\right)] \quad (\text{E.1})$$

$$P_{c.a.,teo}(i) = P_{NI} \left[\frac{-(k_1 + 1) + \sqrt{(k_1 + 1)^2 - 4k_2 \left(k_0 - \frac{P_{c.c.,teo}(i)}{P_{NI}} \right)}}{2k_2} \right] \quad (\text{E.2})$$

$$E_{R,teo} = \sum_{i=1}^n P_{c.a.,teo}(i) \times \Delta t \quad (\text{E.3})$$

onde

i é o i -ésimo valor medido;

P_N é a potência nominal do sistema fotovoltaico;

G é a irradiação total no plano do arranjo fotovoltaico;

γ é o coeficiente de variação da potência com a temperatura, expresso em porcentagem por graus celsius (%/°C);

T_C é a temperatura de célula;

c é um coeficiente que descreve a redução de eficiência dos módulos ao reduzir a irradiação incidente;

P_{NI} é a potência nominal do inversor¹;

t é o período de integralização;

n é o número total de medições;

k_0 , k_1 e k_2 são os coeficientes da curva de eficiência do inversor.

NOTA O valor de c é derivado da relação entre as eficiências dos módulos a 200 W/m² e a 1 000 W/m², que é fornecido pelo fabricante. A eficiência dos módulos, em relação à irradiação, apresenta uma curva que pode ser modelada por uma equação logarítmica da forma $\eta = 1 + c \ln(G/1000)$, onde c ajusta a equação à curva de eficiência de um determinado modelo de módulo. Para módulos de silício cristalino, é frequente que essa relação de eficiências seja $\eta_{200}/\eta_{1000} = 0,95$, o que corresponde a $c = 0,031$.

¹ No caso de haver mais de um inversor no sistema, P_{NI} é a soma da potência nominal de todos os inversores na Equação E.2. Na Equação E.4, P_{NI} é a potência nominal por inversor.

E.2 Coeficientes da curva de eficiência do inversor

Os coeficientes da curva de eficiência do inversor são obtidos pelo melhor ajuste de k_0 , k_1 e k_2 para todas as duplas ($P_{c.c.}$, $P_{c.a.}$) na Equação E.4.

$$\frac{P_{c.a.(medido)}(i)}{P_{c.c.(medido)}(i)} = \frac{\left(\frac{P_{c.a.(medido)}(i)}{P_{NI}} \right)}{\left(\frac{P_{c.a.(medido)}(i)}{P_{NI}} \right) + \left[k_0 + k_1 \left(\frac{P_{c.a.(medido)}(i)}{P_{NI}} \right) + k_2 \left(\frac{P_{c.a.(medido)}(i)}{P_{NI}} \right)^2 \right]} \quad (\text{E.4})$$

NOTA 2 Os valores de k_0 , k_1 e k_2 podem ser obtidos por métodos numéricos, por exemplo.

No caso de sistemas com múltiplos subsistemas, para cada subsistema ensaiado que não apresente funcionamento anômalo, devem ser calculados k_0 , k_1 e k_2 . As médias de cada coeficiente devem ser utilizadas na Equação E.2.

Anexo F (normativo)

Cenário de perdas

F.1 Definição

Sistemas fotovoltaicos possuem diversos fatores de perdas, desde o gerador FV até o ponto de conexão à rede. Alguns deles são relativamente fáceis de incluir em modelos matemáticos, como a temperatura de célula e o baixo rendimento de alguns componentes quando a potência trabalhada é pequena.

No entanto, há alguns fatores de perdas que correspondem a não idealidade dos componentes e são mais difíceis de considerar nos cálculos, pois possuem comportamento probabilístico ou grande complexidade para uma modelagem mais precisa.

Os fatores de perdas não incluídos no modelo matemático de um sistema fotovoltaico devem compor um cenário de perdas, que nada mais é do que um fator de correção aplicado à potência elétrica em corrente contínua ($P_{c.c.}$) e à potência elétrica em corrente alternada ($P_{c.a.}$) teóricas calculadas, como mostram as Equações F.1 e F.2, respectivamente.

$$P_{c.c., \text{teo(ajustado)}} = P_{c.c., \text{teo}} CP_{c.c.} \quad (\text{F.1})$$

$$P_{c.a., \text{teo(ajustado)}} = P_{c.a., \text{teo}} CP_{c.a.} \quad (\text{F.2})$$

onde

$CP_{c.c.}$ é o cenário de perdas em corrente contínua;

$CP_{c.a.}$ é o cenário de perdas em corrente alternada.

Vale destacar que o cenário de perdas pode ser um valor fixo ou até mesmo uma função de uma variável ambiental (como a irradiância ou temperatura) ou elétrica (como a potência).

NOTA O cenário de perdas também pode ser utilizado como um fator de segurança para a produção de energia.

O cenário de perda não é absoluto e varia de projeto para projeto e de sistema para sistema fotovoltaico. Quando necessário, este deve ser obtido pela razão entre o valor de potência medido em um sistema fotovoltaico real e o valor teórico calculado, como mostram as Equações F.3 e F.4.

$$CP_{c.c.} = \frac{P_{c.c.(\text{medido})}}{P_{c.c., \text{teo}}} \quad (\text{F.3})$$

$$CP_{c.a.} = \frac{P_{c.a.(\text{medido})}}{P_{c.a., \text{teo}}} \quad (\text{F.4})$$

O resultado das Equações F.3 e F.4 são nuvens de pontos que podem ser expressas em função de uma variável ambiental (como a irradiância ou temperatura) ou elétrica (como a potência). Uma equação que descreva o comportamento médio da nuvem de pontos em função de uma dessas variáveis deve ser obtida para descrever tanto $CP_{c.c.}$ como $CP_{c.a.}$.

F.2 Exemplo de equação para $CP_{c.c.}$ como função da irradiância total

A Figura F.1 mostra uma nuvem de pontos de $CP_{c.c.}$ obtida a partir da Equação F.3 para um subsistema fotovoltaico real durante cinco dias de medição. A energia c.c. medida durante o mês ao qual pertence esses cinco dias foi de 188,63 kWh e a teórica calculada de 195,08 kWh. Neste caso, a energia c.c. teórica calculada é 3,4 % superior à medida.

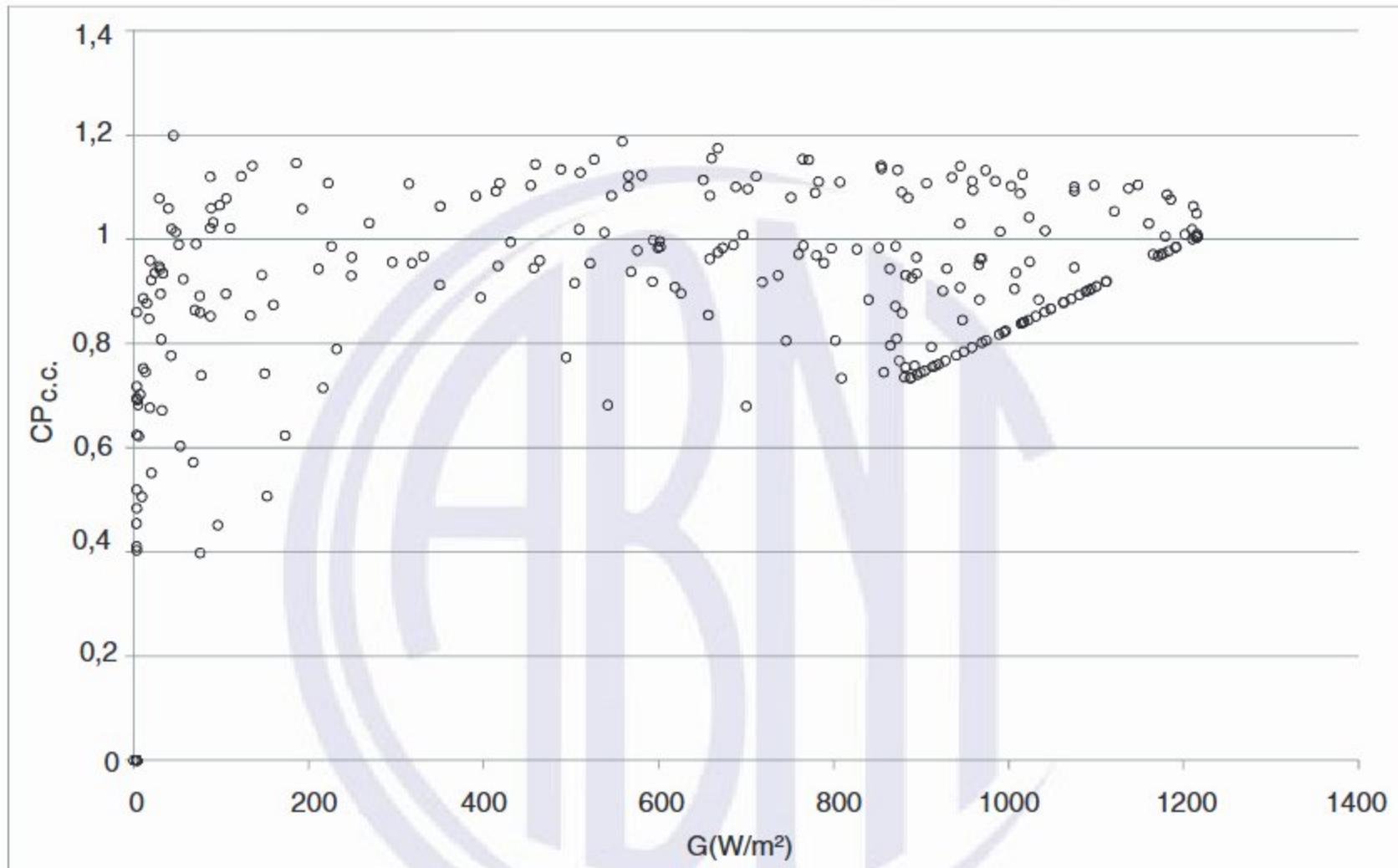


Figura F.1 – Exemplo de nuvem de pontos de $CP_{c.c.}$ para um sistema real

A nuvem de pontos pode ser descrita por de uma equação do tipo

$$CP_{c.c.} = \frac{\left(\frac{G}{1000}\right)}{\left(\frac{G}{1000}\right) + \left[a_0 + a_1\left(\frac{G}{1000}\right) + a_2\left(\frac{G}{1000}\right)^2\right]}$$

Fazendo $a_0 = 0,012$, $a_1 = -0,18$ e $a_2 = 0,32$, temos uma curva que apresenta o comportamento médio da nuvem de pontos de $CP_{c.c.}$, como mostra a Figura F.22.

² Os valores de a_0 , a_1 e a_2 foram obtidos ajustando, de forma que o erro entre o valor de potência medido e o valor de potência calculado teórico ajustado fosse o menor possível.

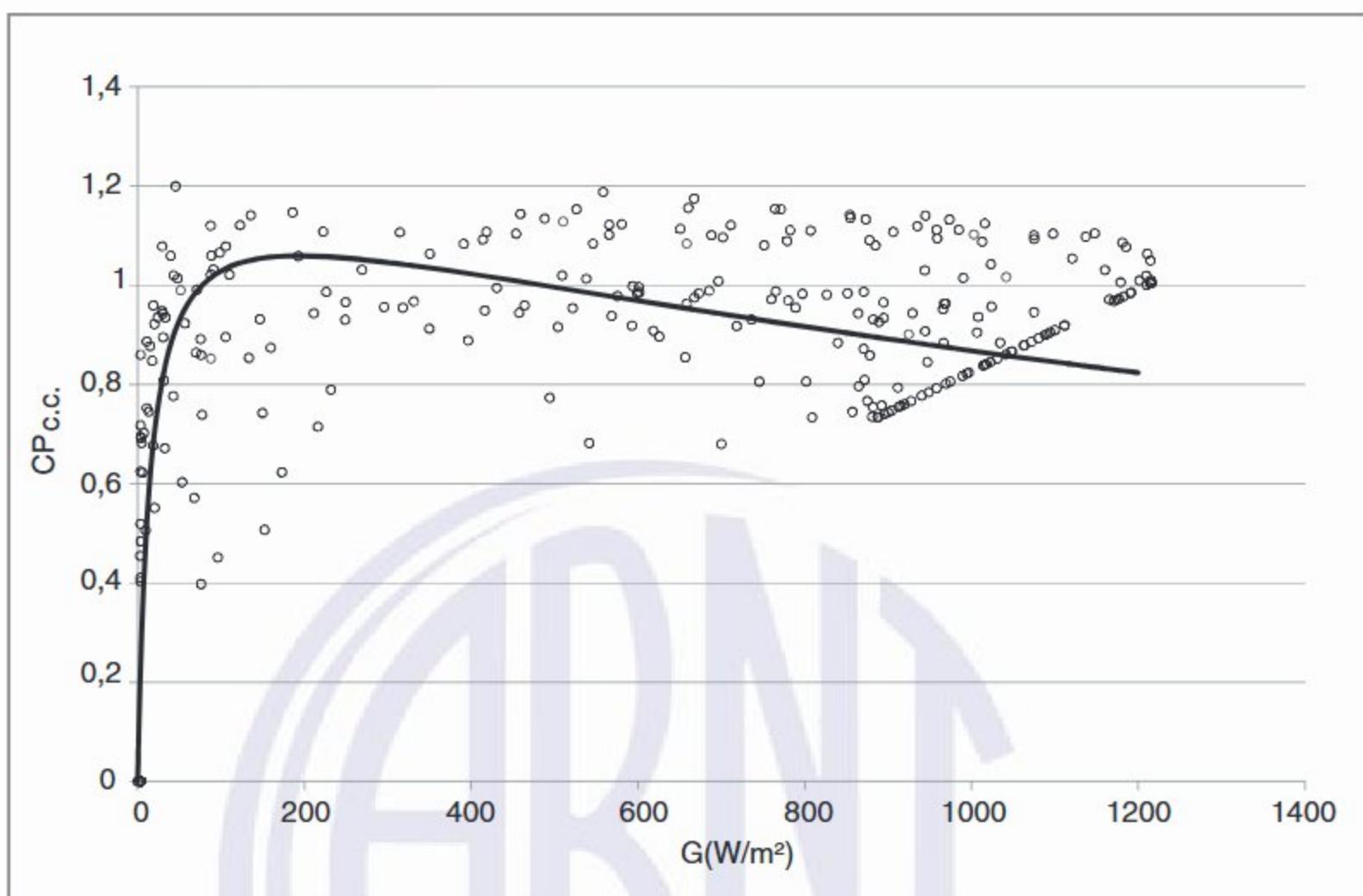


Figura F.2 – Curva do comportamento médio da nuvem de pontos de CP_{c.c.}.

Ajustando os valores de $P_{c.c.}$, teó com a Equação F.1 e o $CP_{c.c.}$ obtido, a energia c.c. teórica calculada no mês em análise passa a ser 187,38 kWh, 0,66% inferior à medida.

Anexo G (normativo)

Cálculo da energia injetada na rede ao longo de um ano típico ($E_{R,ano}$)

G.1 Procedimento de cálculo

A energia injetada na rede ao longo de um ano típico ($E_{R,ano}$) deve ser calculada a partir das Equações G.1, G.2, G.3 e G.4.

$$Tc(i) = Ta(i) + \frac{G(i)}{800} (TNOC - 20) \quad (G.1)$$

$$P_{c.c., teo(ajustado)}(i) = CP_{c.c.} P_N \frac{G(i)}{1000} [1 + \gamma (Tc(i) - 25)] \left[1 + c \ln \left(\frac{G(i)}{1000} \right) \right] \quad (G.2)$$

$$P_{c.a., teo(ajustado)}(i) = CP_{c.a.} P_{NI} \left[\frac{-(k_1 + 1) + \sqrt{(k_1 + 1)^2 - 4k_2 \left(k_0 - \frac{P_{c.c., teo(ajustado)}(i)}{P_{NI}} \right)}}{2k_2} \right] \quad (G.3)$$

$$E_{R,ano} = \sum_{i=1}^n P_{c.a., teo(ajustado)}(i) \times \Delta t \quad (G.4)$$

onde

i é o i-ésimo valor medido;

Ta é a temperatura ambiente;

$TNOC$ é a temperatura nominal de operação dos módulos que compõe o sistema fotovoltaico (dado pelo fabricante dos módulos) em °C;

P_N é a potência nominal do sistema fotovoltaico;

G é a irradiação total no plano do arranjo fotovoltaico

γ é o coeficiente de variação da potência com a temperatura, expresso em porcentagem por graus Celsius (%/°C);

Tc é a temperatura de célula;

c é um coeficiente que descreve a redução de eficiência dos módulos ao reduzir a irradiação incidente;

P_{NI} é a potência nominal do inversor³;

Δt é o período de integralização;

n é o número total de medições;

k_0 , k_1 e k_2 são os coeficientes da curva de eficiência do inversor (calculados em E.2 do Anexo E).

NOTA O valor de c é derivado da relação entre as eficiências dos módulos a 200 W/m² e a 1 000 W/m², que é fornecido pelo fabricante. A eficiência dos módulos, em relação a irradiância, apresenta uma curva que pode ser modelada por uma equação logarítmica da forma $\eta = 1 + c \ln(G/1000)$, onde c ajusta a equação à curva de eficiência de um determinado modelo de módulo. Para módulos de silício cristalino, é frequente que essa relação de eficiências seja $\eta_{200} / \eta_{1\,000} = 0,95$, o que corresponde a $c = 0,031$.



³ No caso de haver mais de um inversor no sistema, P_{NI} é a soma da potência nominal de todos os inversores na Equação G.3.

Bibliografia

- [1] IEC/TR 60755, *General requirements for residual current operated protective devices*
- [2] MARTÍNES-MORENO, F. et al. On the testing of large PV arrays. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Publicação online em Wiley Online Library, 2011.
- [3] ALMEIDA, M. Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. 2012. 171 f. Dissertação de Mestrado do programa de Pós-Graduação da Universidade de São Paulo, São Paulo. 2012.

