

# 团 体 标 准

T/CPIA 0011.4—2019

---

## 户用光伏并网发电系统 第 4 部分：验收规范

Residential grid-connected photovoltaic (PV) system-  
Part 4: Code for acceptance

2019-2-14 发布

2019-3-15 实施

---

中国光伏行业协会 发布



## 前 言

T/CPIA 0011《户用光伏并网发电系统》分为如下部分：

- 第1部分：现场勘察与安装场地评估；
- 第2-1部分：设计规范 一般要求；
- 第2-2部分：设计规范 方阵设计；
- 第2-3部分：设计规范 结构设计；
- 第2-4部分：设计规范 电气安全设计；
- 第2-5部分：设计规范 系统接入设计；
- 第3部分：安装与调试规范；
- 第4部分：验收规范；
- 第5部分：运行和维护规范；
- 第6部分：发电性能评估方法。

本部分为T/CPIA 0011的第4部分。

本部分按照GB/T 1.1-2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》给出的规则起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本部分由中国光伏行业协会标准化技术委员会归口。

本部分起草单位：北京鉴衡认证中心有限公司、中国电子技术标准化研究院、中国建材检验认证集团股份有限公司、杭州淘顶网络科技有限公司、江苏天合智慧分布式能源有限公司、阳光电源股份有限公司、无锡尚德益家新能源有限公司、四季沐歌科技集团有限公司、江苏爱康绿色家园科技有限公司、河北因能科技股份有限公司、力诺电力集团股份有限公司、江苏固德威电源科技股份有限公司、杭州禾迈电力电子有限公司。

本部分主要起草人：王芳、刘睿、裴会川、任改改、李俊兵、侯生跃、王勇、王继业、梅晓东、王立闯、焦喜立、金华、陈大英、赵亮、马明、韩文敏、瞿鹏飞、江涛、李威辰。



# 户用光伏并网发电系统 第4部分：验收规范

## 1 范围

T/CPIA 0011的本部分规定了户用光伏并网发电系统在验收阶段需要完成的检查内容和测试内容及方法。

本部分适用于以 220V/380V 电压等级接入用户侧电网或公共电网的户用光伏并网发电系统，220V 电压等级单点接入容量不宜超过 8kW，380V 电压等级单点接入容量不宜超过 400kW。

本部分不适用于带储能光伏系统、聚光光伏系统、BIPV 光伏系统和双面组件光伏发电系统。

## 2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 2297 太阳光伏能源系统术语

GB/T 21714.2 雷电防护 第2部分：风险管理

GB/T 21714.3 雷电防护 第3部分：建筑物的物理损坏和生命危险

GB 50057 建筑物防雷设计规范

IEC 61215-1: 2016 地面光伏(PV)模块 设计资格和类型批准 第1部分:试验要求(Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 1: Test requirements)

T/CPIA 0011.1-2019 户用并网光伏发电系统 第1部分：现场勘查与安装场地评估

T/CPIA 0011.202-2019 户用并网光伏发电系统 第2-2部分：设计规范-方阵设计

T/CPIA 0011.6-2019 户用光伏并网发电系统 第6部分：发电量评估方法

## 3 术语和定义

GB/T 2297、T/CPIA 0011.1-2019 和 T/CPIA 0011.6-2019 中界定的术语和定义适用于本文件。

## 4 文件要求

户用光伏系统项目验收前，应提供但不限于以下资料：

业主及联系方式、建设单位及联系方式；

a) 系统的安装地点、安装位置和计量表的位置；

b) 系统的建设日期和并网日期；

c) 系统的交直流电参数信息；

d) 组件、逆变器和并网箱的制造商、型号、功率和数量；

e) 光伏支架和电缆的制造商、型号和数量；

f) 技术文件，设计图纸、施工图纸、并网验收等文件。

## 5 检查

### 5.1 一般要求

户用光伏系统的检查主要包括对系统设备和系统结构的质量检查，检查方法是目视或简单的测试手段，检查内容主要包括：关键设备与部件、光伏方阵、防雷接地和标识等。

## 5.2 关键设备与部件

### 5.2.1 组件

光伏组件应进行外观检查，主要检查内容包含：组件整体、组件玻璃、电池、焊带、背板、接线盒、边框、标识、铭牌等，检查结果应满足 IEC 61215-1: 2016 的要求。

光伏组件的 MC4 连接器应卡接到位。

现场安装组件应与系统关键设备移交清单、系统设计、认证证书上规格型号一致。

### 5.2.2 逆变器

逆变器的检查应至少包含以下项目：

- a) 逆变器的规格型号、数量应与系统设计一致；
- b) 逆变器的安装位置、安装方式应与系统设计一致；
- c) 逆变器的组串接入数量和连接方式与系统设计一致，当接入相同 MPPT 模块的组串数大于 2 串时，逆变器内部应包含过流保护装置；
- d) 逆变器应无明显锈蚀现象；
- e) 通风散热良好，通风孔无堵塞，风机运转正常（如有）；
- f) 逆变器现场接线端子应连接可靠；逆变器金属外壳、外部散热器、安装支架等非载流导体应可靠接地；
- g) 逆变器应能正常显示输入输出参数，逆变器应能指示相关报警信息（如有），报警指示应易于被相关人员发现；
- h) 逆变器的安装高度应避免儿童接触。

### 5.2.3 并网箱

并网箱的检查应至少包含以下项目：

- a) 并网箱外观完好，内部元器件的型号和布局应与系统设计一致；
- b) 并网箱的安装位置、安装方式应与系统设计一致；
- c) 并网箱的进出线孔应封堵完好，无进水或积尘等现象；
- d) 并网箱内的电气连接应可靠；
- e) 外壳应有锁闭装置，并使用到位，外壳是金属的，需要做外壳接地；
- f) 宜对并网箱内暴露在外的带电导体增加适当的隔离装置；
- g) 并网箱的安装高度应考虑避免儿童接触。

### 5.2.4 电缆

电缆的检查应至少包含以下项目：

- a) 光伏组件到逆变器输入端的电缆应采用光伏专用电缆，规格型号应与系统设计一致；
- b) 电缆绝缘层应完好无破损；
- c) 线路敷设方式应与系统设计一致，组件间的电缆宜置于支架凹槽内；其余未敷设于电缆沟内的电缆，应采用保护套管等方式进行防护，套管端口应进行防火封堵；
- d) 敷设电缆的线槽或套管等应无积水情况；
- e) 对于需要进行过电压保护的电缆，过电压保护方式应与系统设计一致；
- f) 系统中的通讯线缆（若存在）、动力线缆应分开敷设。

### 5.3 光伏方阵

#### 5.3.1 方阵排布

光伏方阵的排布应满足 T/CPIA 0011.202-2019 中 5.4 的要求。

#### 5.3.2 方阵一致性

光伏方阵中各组串应满足 T/CPIA 0011.202—2019 中 5.5 的要求。

#### 5.3.3 支架和基础

##### 5.3.3.1 支架外观要求

- a) 支架的外形尺寸（支架、压块、螺栓）应与系统设计一致；
- b) 支架应无明显锈蚀现象；
- c) 安装的支架应无明显形变；
- d) 支架构件之间的连接应牢固、可靠，无明显偏移。

##### 5.3.3.2 支架与组件的连接要求

- a) 采用压块固定的形式：压块的安装位置应与系统设计一致，压块与组件间应紧密贴合，压块与支架间应固定牢固，固定螺栓应无锈蚀现象；
- b) 采用螺栓固定的形式：连接处的边框应无形变，螺栓安装用弹簧垫圈应压实，螺栓安装用平垫与组件边框间应有足够的接触面积，固定螺栓应无锈蚀现象。

##### 5.3.3.3 支架与基础的连接要求

- a) 支架与基础的连接应与系统设计一致，连接应牢固可靠，方阵无偏移；
- b) 支架应避让屋顶结构沉降缝，支架焊接表面、支架切割点应均进行了有效的防腐处理；
- c) 基础不应存在风化、破损等缺陷，不应损害建筑物的主体结构，对于破坏屋顶防水层安装的支架时，应复原或重新进行了防水处理，防水等级不低于原建筑物防水设计等级。

### 5.4 防雷接地

光伏方阵使用的接闪器（如有）、引下线、等电位导体、接地极、接地连接线等构成防雷接地系统的设施应符合系统设计的要求。

### 5.5 标识

户用系统标识的检查，应至少包含以下项目：

- a) 所有的标识应清晰可辨、粘贴牢固、无破损；
- b) 建筑物上应有注明此处已安装光伏系统的标识，标识位置应符合系统设计的要求；
- c) 所有的设备、电路和元器件都应有唯一的标识，对于开关器件闭合和断开位置应标识清楚；
- d) 应在醒目位置或紧急关机按钮位置粘贴紧急关机程序；
- e) 并网箱等配电设备应粘贴警告标签，例如：警告，白天带电等；
- f) 当有多路电缆汇入逆变器时，应分组或成对标识，以区分同一电路的正极和负极与其他组对。

## 6 测试

### 6.1 光伏组件测试

#### 6.1.1 光伏组件红外热成像（IR）

应进行光伏组件红外热成像测试，测试不应出现异常等级3的问题。红外热成像测试的测试条件和

具体的异常等级分类见附录A。

### 6.1.2 光伏组件电致发光（EL）（可选）

若需要，可选择进行光伏组件的电致发光测试，重点发现隐裂、碎片、断栅、黑片等问题。

## 6.2 光伏方阵测试

### 6.2.1 安装精度

光伏组件的排布宜按照正南方向安装，具体的方位角偏差应符合设计要求。

使用倾角测试仪测试电站的实际安装倾角，应符合设计要求。

应使用米尺测量组件行列间距、组件下沿距屋面高度，阵列间距，距离应符合设计要求。

### 6.2.2 接地连续性

应进行光伏组件边框之间、光伏组件边框与光伏支架之间、光伏支架与接地扁铁之间、逆变器保护接地与接地排之间的接地连续性测试。

要求规定的测试位置之间的电阻值应小于 $0.5\Omega$ 。

### 6.2.3 接地电阻

应进行接地扁铁与大地之间，或接地极与大地之间的接地电阻测试。

要求规定的测试位置之间的接地电阻值应小于 $4\Omega$ 。

### 6.2.4 光伏组串绝缘电阻

#### 6.2.4.1 测试要求

应进行光伏组串和地之间的绝缘电阻测试，测试电压值和限值要求见表1。

表1 绝缘电阻测试电压值和限值要求

系统电压U (标准开路电压 $V_{oc}(STC) \times 1.25$ ) V	测试电压 V	绝缘电阻限值 $M\Omega$
$U < 120$	250	0.5
$120 \leq U < 500$	500	1
$500 \leq U < 1000$	1000	1

对于高于 $10kWp$ 的光伏组串，当光伏组串与地之间的绝缘电阻不满足表1的要求时，也可进行单个组串和多个组串（组串总容量不高于 $10kWp$ ）的绝缘电阻测试，测试电压值按照组串的电情况根据表1进行取值，测试结果应满足表1的限值要求。

#### 6.2.4.2 测试方法

对于组串绝缘电阻可按照测试方法1或测试方法2进行，具体如下：

- 测试方法1：先测试组串负极和地之间的绝缘电阻，再测试组串正极和地之间的绝缘电阻。
- 测试方法2：测试组串正负极短接后和地之间的绝缘电阻。按此方法进行测试时，为了将拉弧风险最小化，组串正负极电缆应以安全的方式短接，可采用短路开关盒来完成。短路开关盒由一个额定直流负荷开关组成，当组串正负极连接到该装置后，可安全地形成和断开短路连接。

当用光伏支架接地时，测试仪器的接地端可连接至任何适宜的接地连接或光伏支架（仪器接地端应确保与支架良好接触，且整个支架连接完好）。



当光伏支架没有接地时，应进行组串正负极和支架之间的测试和组串正负极和地之间的测试。测试程序应保证测试峰值电压不超过组件、开关、防雷器和其他系统部件的额定值。

### 6.3 光伏系统测试

#### 6.3.1 功率比

根据T/CPIA 0011.6—2019的测试方法和结果计算方法，测试并计算系统功率比，要求功率比应不低于预期值。

#### 6.3.2 标准测试条件性能比（ $PR_{STC}$ ）

根据T/CPIA 0011.6—2019的测试方法和结果计算方法，测试并计算系统的标准测试条件性能比，要求标准测试条件性能比应不低于预期值。

## 7 验收报告

户用光伏并网发电系统验收报告至少应包括如下内容：

- a) 验收方描述；
- b) 验收人员；
- c) 验收日期；
- d) 光伏电站基本信息；
- e) 关键设备信息；
- f) 户用光伏并网发电系统质量检查；
- g) 户用光伏并网发电系统测试。



附录 A  
(资料性附录)  
红外热成像测试

A.1 测试条件

光伏组件的红外热成像测试条件要求如下：

- a) 光伏系统处于正常工作模式；
- b) 光伏组件应是无污染或低污染水平；
- c) 辐照度大于等于 $600 \text{ W/m}^2$ ；
- d) 风速小于等于 $28 \text{ km/h}$ ；
- e) 云层覆盖范围小于等于2okta（积云覆盖 $1/4$ 天空）；
- f) 红外热像仪与光伏组件之间的距离，应能保证成像时光伏组件每 $3 \text{ cm}$ 至少涵盖1个像素点；
- g) 测试时应保证红外热像仪与光伏组件平面之间的角度 $>30^\circ$ 。

A.2 异常等级

根据组件的红外热成像测试情况，将结果分为3类，即异常等级1、异常等级2、异常等级3，具体如下：

- a) 异常等级1，即组件电池片区域内的温度差值不大于 $10 \text{ K}$ ；
- b) 异常等级2，即组件电池片区域内的温度差值大于 $10 \text{ K}$ 且小于等于 $40 \text{ K}$ ；
- c) 异常等级3，即组件电池片区域内的温度差值大于 $40 \text{ K}$ 。

注1：以上结果适用于辐照度为 $1000 \text{ W/m}^2$ 、组件出现局部异常时的情况判定；

注2：若异常情况超出上述范围，建议结合附加检查或检测进行判定。