

ICS 91.140

P 45

团 体 标 准

T/CECS×××××—201×

户用光伏发电系统

Household Photovoltaic Power Generation System

(征求意见稿)

20××-××-××发布 20××-××-××实施

中国工程建设标准化协会 发布

目次

前言.....	II
1. 范围.....	3
2. 规范性引用文件.....	3
3. 术语和定义.....	4
4. 分类和标记.....	5
4.1 分类.....	5
4.2 标记.....	5
5. 技术要求.....	6
5.1 一般要求.....	6
5.2 资料要求.....	6
5.3 主要部件要求.....	6
5.4 系统构成要求.....	9
5.5 电气安全要求.....	10
5.6 结构安全要求.....	12
5.7 系统性能要求.....	13
6. 试验方法.....	13
6.1 资料检查.....	13
6.2 主要部件检查.....	13
6.3 系统构成检查.....	15
6.4 电气安全检查.....	15
6.5 结构安全检查.....	16
6.6 系统性能试验.....	17
附录 A.....	20

前言

本标准按照 GB/T 1.1-2009 给出的规则起草。

本标准是按中国工程建设标准化协会《关于印发〈中国工程建设标准化协会 2018 年第一批产品标准试点项目计划〉的通知》（建标协字[2018]015 号）的要求，制定。

本标准由中国工程建设标准化协会建筑环境与节能专业委员会归口管理。

本标准负责起草单位：中国建筑科学研究院有限公司

本标准参加起草单位：

本标准主要起草人：

本标准主要审查人：

户用光伏发电系统

1. 范围

本标准规定了户用光伏发电系统的适用范围、术语和定义、分类和标记、技术要求和试验方法。

本标准适用于安装在建筑本体或周边场地，为建筑供电，总装机容量在 30kW 以下的太阳能光伏发电系统。

2. 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

GB/T 9535 《地面用晶硅光伏组件 设计和定型》

GB/T 18911 《地面用薄膜光伏组件 设计鉴定和定型》

GB/T 30427 《并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法》

GB/T 20321.1 《离网型风能、太阳能发电系统用逆变器第 1 部分：技术条件》

GB 5008.1 《起动用铅酸蓄电池第 1 部分：技术条件和试验方法》

GB/T 13337.1 《固定型排气式铅酸蓄电池第 1 部分：技术条件》

GB/T 15142 《含碱性或其他非酸性电解质的蓄电池和蓄电池组 方形排气式镉镍单体蓄电池》

YDT799 《蓄电池通讯行业标准》

GB/T 19064 《家用太阳能光伏电源系统 技术条件和试验方法》

NB/T 42073 《光伏发电系统用电缆》

CGC/GF 093 《户用并网光伏发电系统电气安全设计技术要求》

GB 16895.21 《低压电气装置 第 4-11 部分：安全防护 电击防护》

GB/T 13539.6 《低压熔断器 第 6 部分：太阳能光伏系统保护用熔断体的补充要求》

GB/T 10963.3 《家用及类似场所用过电流保护断路器 第 3 部分 用于直流的断路器》

GB/T 21714.3 《雷电保护 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》

GB/T 18802.31 《低压电涌保护器 特殊应用(含直流)的电涌保护器 第 31 部分 用于光伏

系统的电涌保护器(SPD)性能要求和试验方法》

GB/T 18802.12 《低压电涌保护器(SPD) 第 12 部分:低压配电系统的电涌保护器 选择和使用导则》

GB/T 18802.1 《低压电涌保护器(SPD) 第 1 部分: 低压配电系统的电涌保护器 性能要求和试验方法》

GB/T 18802.22 《低压电涌保护器 第 22 部分 电信和信号网络的电涌保护器 (SPD) 选择和使用导则》

GB/T 18802.21 《低压电涌保护器 第 21 部分 电信和信号网络的电涌保护器(SPD)性能要求和试验方法》

GB/T 20047.1 《光伏 (PV) 组件安全鉴定 第 1 部分: 结构要求》

GB 8624 《建筑材料及制品燃烧性能分级》

GB 50205 《钢结构工程施工质量验收规范》

JG/T 490 《太阳能光伏系统支架通用技术要求》

GB 50797 《光伏发电站设计规范》

3. 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

户用光伏发电系统 Household photovoltaic power generation system

安装在建筑本体或周边场地,为建筑供电,总装机容量在 30kW 以下的太阳能光伏发电系统。

系统光电转换效率 Photoelectric conversion efficiency

户用光伏发电系统实际输出功率与太阳辐照度的比值,根据下式计算。

$$\eta_s = \frac{P_{OP}}{G} \quad (3-3)$$

式中: η_s ——系统光电转换效率;

P_{OP} ——系统输出功率(kW);

P_{SP} ——太阳辐照度(kW)。

光伏系统功率比 PV Power ratio

折算到 STC 条件的系统交流输出功率与所有光伏组件标称功率之和的比值,根据下式计算。

$$RS = \frac{P_{\text{corr-STC}}}{P_{\text{Prat-STC}}} \quad (3-2)$$

式中: RS ——光伏系统功率比;

$P_{\text{corr-STC}}$ ——折算到 STC 条件的系统交流输出功率(kW);

$P_{\text{Prat-STC}}$ ——所有光伏组件标称功率之和(kW)。

4. 分类和标记

4.1 分类

4.1.1 按照系统供电电压分类

- 380V 供电的户用光伏发电系统，380
- 220V 供电的户用光伏发电系统，220

4.1.2 按照并/离网形式分类

- 并网型光伏发电系统，G
- 离网型光伏发电系统，O

4.1.3 按照建筑光伏组件封装用的电池片种类分类

- 晶体硅电池片，J
- 非晶硅电池片，B

4.1.4 按照装机容量规格分类

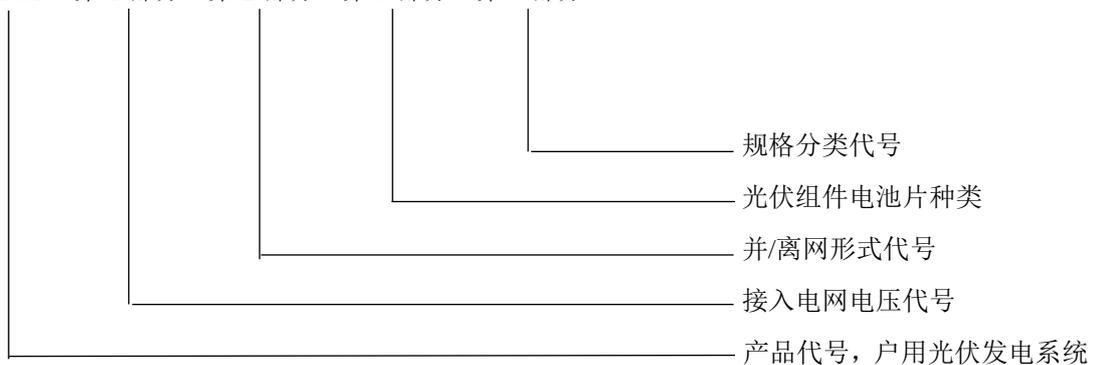
- 规格代号以光伏装机容量表示，单位为 1000W。

4.2 标记

4.2.1 标记

户用光伏发电系统的标记由产品代号、供电电压代号、并/离网形式代号、建筑光伏组件封装用的电池片种类代号、装机容量规格分类代号 5 部分组成，各部分之间用“—”隔开。

HYGF—第 1 部分—第 2 部分—第 3 部分—第 4 部分



4.2.2 标记示例:

示例 1:

采用晶体硅电池片，380V 并网，装机容量为 15kW 的户用光伏发电系统，标记为：HYGF—380—G—J—15。

示例 2:

采用非晶硅电池片，220V 供电，装机容量为 800W 的户用光伏发电系统，标记为：HYGF—220—O—B—0.8。

5. 技术要求

5.1 一般要求

5.1.1 光伏子系统应包括光伏方阵、支架和汇流箱。

5.1.2 交流供电的户用光伏发电系统应包括逆变器和配电设备。

5.1.3 并网型户用光伏发电系统应包括继电保护、电能计量设备，离网型户用光伏发电系统应包含继电保护、蓄电装置。

5.1.4 对于具有主控和监视功能的户用光伏发电系统，应包括数据采集、现场显示系统和远程传输和监控系统等。

5.2 资料要求

5.2.1 系统供应商应提供用户手册，安装与维护手册和保修证明。

5.2.2 用户手册至少包括下列内容：

- (1) 简单的工作原理；
- (2) 需要用户观察和操作的硬件的描述；
- (3) 正确的操作规程和限制条件；
- (4) 操作规程的使用注意事项；
- (5) 断电等紧急状态下的操作程序；
- (6) 设备故障排除指导。

5.2.3 安装与维护技术手册至少包括下列内容：

- (1) 系统及系统部件的尺寸和重量；
- (3) 完整的系统部件清单，包括制造厂家介绍、设备性能介绍、设备保修等；
- (3) 整套的安装说明；
- (4) 系统安装后的交接验收检测程序说明；
- (5) 由用户完成的全年维护程序要求，并附整套的维护说明；
- (6) 系统所有部件的排除故障指南。包括可由供应商和其他合格技术人员进行的修理和故障诊程序；
- (7) 功能框图，要求用单线绘出各个部件之间的电气联系，标明各个部件的额定值，并给出机械结构图等；
- (8) 紧急状态下的关机程序。

5.3 主要部件要求

5.3.1 太阳能光伏组件

5.3.1.1 光伏组件必须选用符合产品标准，并按现行《地面用晶体硅光伏组件 设计和定

型》GB/T 9535 或《地面用薄膜光伏组件 设计鉴定和定型》GB/T 18911 的要求通过鉴定及定型的合格产品；应由符合相应的图纸和工艺要求所规定的材料和元件制造，并经过制造商常规检测、质量控制与产品验收程序。

5.3.1.2 光伏组件产品应是完整的，每个太阳能电池组件上的标志应符合现行 GB/T 9535 或 GB/T 18911 的要求，标注额定输出功率（或电流）、额定工作电压、开路电压、短路电流；有合格标志；附带制造商的贮运、安装和电路连接指示，以及经由国家有关管理行政部门批准的，具有相应资质的质量检测中心的质量检测报告。

5.3.1.3 光伏组件产品应满足如下外观要求：

- (1) 组件无破损，整体颜色均匀一致，无可视热斑、鼓泡；
- (2) 玻璃表面应整洁、平直，无明显划痕、压痕、皱纹、彩虹、裂纹、不可擦除污物、开口、气泡等缺陷；
- (3) 表面颜色均匀，无可视裂纹，无明显色斑，虚印，漏浆，脏污，无位移等；
- (4) 焊带银白色，且颜色一致，无氧化、黄变、弯曲、露白，无明显偏；
- (5) 背板颜色应均匀，不允许有长于 20mm 的明显划痕、碰伤、鼓包，电池片外露等缺陷；
- (6) EVA 应无明显黄变、气泡、脱层等缺陷；
- (7) 接线盒无缺损、无机械损伤、无裂痕斑点、无脱落；
- (8) 边框表面应表面整洁平整、无破损，无开裂，无明显脏污、硅胶残留等；
- (9) 条形码清晰正确，不遮挡电池，可进行条码扫描；
- (10) 铭牌标签应清晰正确、耐久。

5.3.2 逆变器

5.3.2.1 并网型光伏发电系统应采用并网专用逆变器，并网专用逆变器的技术性能除应符合现行《并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法》GB/T 30427 的有关规定外，还应符合下列规定：

- (1) 并网逆变器应具备自动运行和停止功能，最大功率点跟踪控制功能和防止孤岛效应功能；
- (2) 逆流型并网逆变器应具备自动电压调整功能；
- (3) 不带工频隔离变压器应具备直流检测功能；
- (4) 无隔离变压器的并网逆变器应具备直流接地检测功能；
- (5) 并网逆变器应具有并网保护装置，并应与电力系统具备相同的电压相数、相位、频率及接线方式；
- (6) 并网逆变器应满足计量、高效、节能、环保的要求。

5.3.2.2 离网光伏发电系统采用离网型逆变器，离网型逆变器应符合现行《离网型风能、太阳能发电系统用逆变器第 1 部分：技术条件》GB/T 20321.1 的有关规定，并应满足计量、高效、节能、环保的要求。

5.3.2.3 应选用通过认证的逆变器产品，提供制造商、数量、产品型号等基本信息，以及经由国家有关管理行政部门批准的，具有相应资质的质量检测中心的质量检测报告。

5.3.2.4 逆变器产品应满足如下外观要求：

(1) 逆变器若采用金属箱体，应具有良好的防腐性能；若采用非金属箱体，应无明显形变和色变；通风散热良好，通风孔无堵塞，风机运转正常；

(2) 逆变器显示屏应具备运行故障记录、故障报警、发电量累计等功能；

(3) 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；安装位置、安装方式、固定方式应满足相关标准及设计要求。

5.3.3 储能设备

5.3.3.1 离网光伏发电系统应配备蓄电池等储能设备，满足高效、环保、寿命长、可靠性好、维护简单的要求。

5.3.3.2 用于储能的起动用铅酸蓄电池应符合现行《起动用铅酸蓄电池第 1 部分：技术条件和试验方法》GB 5008.1 的有关规定；固定铅酸蓄电池应符合现行《固定型排气式铅酸蓄电池第 1 部分：技术条件》GB/T 13337.1 的有关规定；镉镍碱性蓄电池应符合现行《含碱性或其他非酸性电解质的蓄电池和蓄电池组 方形排气式镉镍单体蓄电池》GB/T 15142 的有关规定；密封型铅酸蓄电池应符合现行《蓄电池通讯行业标准》YDT799 的有关规定。

5.3.3.3 当在人员容易接触的地方设置储能装置时，储能设备应设置存放箱。

5.3.3.4 蓄电池箱体应具备一定的通风条件且结构合理，避免用户触摸到电极或电解液。箱体必须用耐久材料制造，对可能接触到酸液的箱体部分应由防酸的材料制成。箱体必须牢固，以能够支撑蓄电池的重量

5.3.3.5 应选用通过认证的储能设备产品，提供制造商、数量、产品型号等基本信息，以及经由国家有关管理行政部门批准的，具有相应资质的质量检测中心的质量检测报告。

5.3.4 充放电控制器

5.3.4.1 带储能装置的离网型光伏发电系统应配置充电控制装置。

5.3.4.2 充电控制装置宜选用低能耗节能型产品，并应具有过充电保护功能、反向放电保护功能、最大电流跟踪功能、蓄电池过放电保护功能、负载的短路保护和极性反接保护功能。

5.3.4.3 充放电控制器应满足现行《家用太阳能光伏电源系统 技术条件和试验方法》GB/T 19064 的技术要求。

5.3.4.4 应选用通过认证的充放电控制器产品，提供制造商、数量、产品型号等基本信息，以及经由国家有关管理行政部门批准的，具有相应资质的质量检测中心的质量检测报告。

5.3.5 配电箱

5.3.5.1 配电箱应依据型式、绝缘水平、电压、温升、防护等级、输入输出回路数、输入输出额定电流等技术条件进行选择。

5.3.5.2 配电箱应有触电警告标识，外观质量水平，元器件布局，应与产品样本（技术

协议)一致。

5.3.5.3 配电箱应安装防雷,过流保护、断路装置;电气连接应可靠连接且接触良好,外壳是金属的,需要做外壳接地。

5.3.6 线缆

5.3.6.1 光伏子系统的线缆应满足现行《光伏发电系统用电缆》NB/T 42073 中的技术要求,应提供线缆检测报告及认证证书。

5.3.6.2 太阳能光伏组件到逆变器输入端应采用直流专用线缆,规格型号应与设计要求相一致;

5.3.6.3 电缆绝缘层应完好无破损。

5.3.6.4 线缆未敷设于电缆沟内的部分,应采用保护套管等合适的方式进行防护。

5.3.6.5 线缆套管端口应用防火泥等材料封堵。

5.3.6.6 组串内连接器连接应牢固。

5.3.7 监控与自动控制

5.3.7.1 自动控制、通信装置应根据当地公共电网条件和供电机构的要求配置。

5.3.7.2 户用光伏发电系统应配置监控系统。在条件允许情况下宜配置数据传输系统和自动数据存储功能,便于检修人员对运行状况进行检测,数据传输系统宜与互联网连接,能够及时查看系统运行状况。

5.4 系统构成要求

5.4.1 太阳能电池方阵由一个或多个太阳能电池组件构成。每个组件的电流和电压应基本一致,以减少串、并联组合损失。

5.4.2 并联的光伏方阵内的所有光伏组串均具有类似的开路电压额定电特性和 STC 下的最大功率点电压以及温度系数。

5.4.3 蓄电池组可以由一只或多只蓄电池串联组成,并联的蓄电池不能超过 4 只。

5.4.4 使用铜镀铅连条或铜带将蓄电池相互连接在一起。蓄电池必须提供便于用螺栓连接的极柱应当在蓄电池电极端涂上防锈黄油,以保护蓄电池的电极端不被腐蚀。蓄电池的正负极性要清楚地标明。

5.4.5 蓄电池可以是带液充满电的,也可以是干荷电的。如果是干荷电的,灌液时所有化学药剂和电解质必须满足蓄电池的技术参数要求。

5.4.6 当蓄电池在海拔 2500m 以上条件下使用时,必须得到蓄电池生产厂商确认该蓄电池适合于在这样的条件下使用。

5.4.7 逆变器应满足预期交流负载的供电需求;对于离网型光伏发电系统,逆变器和控制器也可以制成一体化机。

5.4.8 对于太阳能电池方阵功率大于 20kW 的系统,控制器本身应当具有蓄电池充满断开(HVD)及欠压断开(LVD)的功能。

5.4.9 所有可能由于暴露而受损的导线都应用导线管保护；对于穿过屋顶、墙体和其他结构的导线，应用穿线管加以保护；过屋顶使用的导线应进行防水密封。

5.5 电气安全要求

5.5.1 交直流电路的隔离防护

5.5.1.1 光伏系统的直流电路与主交流电源输出电路的隔离可以是逆变器的一部分，也可以由至少提供简单隔离的外部变压器提供。

5.5.1.2 交直流电路的隔离应满足现行《户用并网光伏发电系统电气安全设计技术要求》CGC/GF 093 的技术要求。

5.5.2 电击防护

5.5.2.1 户用光伏发电系统的直流侧应采用电击防护措施，主要包括：

- (1) 系统直流侧电路带电部分与地之间采用双重或加强绝缘；
- (2) 采用安全低电压电路；
- (3) 带电部分应采用基本绝缘作为基本的防护；同时采用保护等电位连接并且在故障的情况下自动切断电源作为故障情况下的防护。

5.5.2.2 户用并网光伏系统的直流侧的防电击保护应满足现行《低压电气装置 第 4-11 部分：安全防护 电击防护》GB 16895.21 的技术要求。

5.5.3 绝缘保护

5.5.3.1 根据光伏系统直流电路的接地方式，应对光伏组件阵列采取绝缘保护措施，主要包括以下几种：

- (1) 如果光伏组件边框没有接地，直流电路主电缆与大地之间、方阵电缆和组件边框之间应采用绝缘措施，并满足绝缘电阻最低限值要求；
- (2) 如果光伏组件边框接地，方阵电缆的正负极与大地之间应采用绝缘措施，并满足绝缘电阻最低限值要求。

5.5.3.2 当直流系统电压小于 120V 时，光伏阵列与大地之间的绝缘电阻不应小于为 $0.5M\Omega$ ；当直流系统电压大于或等于小于 120V 时，光伏阵列与大地之间的绝缘电阻不应小于为 $1.0M\Omega$ 。

5.5.4 过流保护

5.5.4.1 光伏方阵中的过电流来自于方阵接线中的接地故障，或组件、接线盒、汇流箱或组件引线内的短路而引起的故障电流。

5.5.4.2 光伏方阵、光伏子方阵和光伏组串过流保护装置应安装在：

- (1) 光伏组串过流保护装置应安装在组串汇流箱中，组串电缆与子方阵或方阵电缆连接处；
- (2) 子方阵过流保护装置应安装在方阵汇流箱中，子方阵电缆与方阵电缆连接处；
- (3) 方阵过流保护装置应安装在方阵电缆与应用电路或功率转换设备的连接处。

5.5.4.3 光伏直流系统的过电流保护装置应是符合现行《低压熔断器 第6部分：太阳能光伏系统保护用熔断体的补充要求》GB/T 13539.6 标准的保险丝，或符合现行《家用及类似场所用过电流保护断路器 第3部分 用于直流的断路器》GB/T 10963.3 的直流断路器，确保不超过电缆电流承载能力，组件最大反向电流额定值和其他设备的最大电流。

5.5.5 防雷保护

5.5.5.1 如户用光伏组件产品需要安装防雷保护措施，则应依据现行的《雷电保护 第3部分 建筑物的物理损坏和生命危险》GB/T 21714.3 和《建筑物防雷设计规范》GB 50057 给出安装方法。如果建筑物上已安装雷电防护系统(LPS)，则应依据 GB/T 21714.3 和 GB 50057 将光伏系统整合到 LPS 中。

5.5.5.2 对于组件带金属边框的系统，组件边框和支架应连接到建筑物原有接地系统，或者通过引下线和接地极接地；对于组件无边框的系统，光伏系统支架应连接到建筑物原有接地系统，或者通过引下线和接地极接地。

5.5.5.3 光伏组件的防雷接地电阻要求应小于 $10\ \Omega$ ，逆变器和配电箱接地电阻应小于 $4\ \Omega$ 。

5.5.6 过电压保护

5.5.6.1 当建筑物不要求安装防雷系统，或采用独立的光伏方阵时，方阵、逆变器及设施的所有部分仍应进行过电压保护，主要措施包括：

- (1) 直流主电缆安装在接地金属导管或线槽中；
- (2) 直流主电缆埋在地下，并采用适当的机械保护；
- (3) 带机械防护的电缆以提供屏障；
- (4) 通过电涌保护器（SPD）进行保护。

5.5.6.2 所有直流电缆安装应满足同一光伏组串的正极和负极电缆、主方阵电缆集束安装，以避免系统中产生环路。所有相关的接地/联结导体也应集束安装。

5.5.6.3 若通过电涌保护器（SPD）进行保护，直流侧电涌保护器应满足现行《低压电涌保护器 特殊应用(含直流)的电涌保护器 第31部分 用于光伏系统的电涌保护器(SPD)性能要求和试验方法》GB/T 18802.31 的要求，交流侧电涌保护器应根据现行《低压电涌保护器(SPD) 第12部分:低压配电系统的电涌保护器 选择和使用导则》GB/T 18802.12 进行选择，并满足现行《低压电涌保护器(SPD) 第1部分：低压配电系统的电涌保护器 性能要求和试验方法》GB/T 18802.1 的要求；信号用电涌保护器应根据现行《低压电涌保护器 第22部分 电信和信号网络的电涌保护器（SPD）选择和使用导则》GB/T 18802.22 进行选择，并满足现行《低压电涌保护器 第21部分 电信和信号网络的电涌保护器(SPD)性能要求和试验方法》GB/T 18802.21 的要求。

5.5.7 接地连续性

5.5.7.1 保护装置或联接体应具备较好的连接可靠性，接地连接不应该出现连接松动或者不完全接触情况。

5.5.7.2 对于光伏组件边框之间、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保护连接，接地连接电阻应不高于 $0.5\ \Omega$ 。

5.6 结构安全要求

5.6.1 光伏构件

5.6.1.1 用于户用光伏系统的光伏构件应选择以下形式中的一种或两种：

(1) 建材型光伏构件：将太阳能电池与建筑材料复合在一起，成为不可分割的建筑材料或建筑构件，如光伏瓦、光伏墙板、光伏砖等；

(2) 普通型光伏构件：与封装好的光伏组件组合在一起，维护更换光伏组件时，不影响建筑功能的建筑构件，或直接作为建筑构件的光伏组件。

5.6.1.2 光伏构件的性能指标除应符合国家现行有关标准外，还应满足使用寿命不低于 25 年，吸水率不低于 0.5%，抗弯曲强度不低于 2000N，燃烧性能应不低于 B1 级的要求。

5.6.1.3 普通型光伏构件及组件的性能指标应符合现行《光伏（PV）组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求》GB/T 20047.1 的有关规定。

5.6.1.4 建材型光伏构件覆盖屋面或墙面时，屋面和墙面基层、保温层的材料燃烧性能应符合现行《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624 的 A 级要求。

5.6.1.5 光伏构建支撑材料的使用寿命应不低于 25 年，耐候性与抗腐蚀性应与使用寿命匹配，燃烧性能应不低于 B1 级。

5.6.2 支架

5.6.2.1 支架材料、支架的形式、支架的制作应符合产品设计要求。钢结构支架的安装和焊接应符合现行《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205 的要求。

5.6.2.2 支架应无破损和变形，钢结构件应经防锈涂镀处理，无明显锈蚀，满足长期室外使用要求。支架构件之间的连接应牢固、可靠，无明显偏移。

5.6.2.3 光伏组件和方阵使用的紧固件应采用不锈钢件或经表面涂镀处理的金属件或具有足够强度的其它防腐材料。

5.6.2.4 支架可以是倾角可调节的，或是安装在一个固定的角度。如果支架采用固定的安装形式，则支架的方位和倾角应符合设计要求，其偏差不应大于 $\pm 2^\circ$ 。

5.6.2.5 支架接地系统、接地电阻应符合设计要求。

5.6.2.6 支架受拉、受压构件的长细比限值应满足现行的《太阳能光伏系统支架通用技术要求》JG/T 490 技术要求。

5.6.2.7 在组件恒荷载、风荷载、雪荷载和地震荷载标准值的组合效应下，支架受弯构件的挠度应满足现行的《太阳能光伏系统支架通用技术要求》JG/T 490 的技术要求。

5.6.2.8 在组件恒荷载、风荷载、雪荷载和地震荷载标准值的组合效应下，支架的柱顶位移应满足现行的《光伏电站设计规范》GB 50797 的技术要求。

5.7 系统性能要求

5.7.1 光电转换效率

5.7.1.1 户用光伏发电系统应测试光电转换效率。

5.7.1.2 该指标指的是户用光伏发电系统实际输出功率与太阳辐照度的比值，用于评价太阳能的利用效率，表示产品对可再生能源的利用水平。

5.7.1.3 户用光伏发电系统的光电转换效率应符合设计文件的规定，当无设计文件规定时，应符合如下规定：

- (1) 采用晶体硅电池的光伏发电系统，光电转换效率应不低于 10%；
- (2) 采用薄膜电池的光伏发电系统，光电转换效率应不低于 6%。

5.7.2 电气系统功率比

5.7.2.1 户用光伏发电系统应测试电气系统功率比。

5.7.2.2 该指标指的是折算到 STC 条件的系统输出功率与所有光伏组件标称功率之和的比值，是包含灰尘污渍遮挡、光伏组件功率衰减、直流电路损失、串并联失配损失、逆变器效率、交流线损等多种因素的系统综合评价指标。

5.7.2.3 户用光伏发电系统的电气系统功率比应符合设计文件的规定，当无设计文件规定时，应符合如下规定：

- (1) 集中/集散式逆变系统，电气系统功率比应不低于 85%；
- (2) 组串式逆变系统，电气系统功率比应不低于 88%；
- (3) 微型逆变系统，电气系统功率比应不低于 89%。

6. 试验方法

6.1 资料检查

6.1.1 检查产品是否配套用户手册、安装与维护手册和保修证明。

6.1.2 用户手册和安装与维护手册应包含 5.2 中的主要内容。

6.2 主要部件检查

6.2.1 太阳能光伏组件

6.2.1.1 检查光伏组件产品完整性、标志、标注及相关质量检验报告，应满足 5.3.1.1 和 5.3.1.2 的技术要求。

6.2.1.2 晶体硅光伏组件的试验方法依据现行《地面用晶体硅光伏组件 设计和定型》GB/T 9535；薄膜光伏组件的试验方法依据现行《地面用薄膜光伏组件 设计鉴定和定型》GB/T 18911。

6.2.1.3 在 1000lx 照度下检查光伏组件产品的外观，应满足 5.3.1.3 中的外观要求。

6.2.2 逆变器

6.2.2.1 检查并网型光伏发电系统应具备并网型逆变器产品，所具有的功能应满足 5.3.2.1 的要求，试验方法依据现行《并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法》GB/T 30427。

6.2.2.2 检查离网型光伏发电系统应具备离网网型逆变器产品，所具有的功能应满足 5.3.2.2 的要求，试验方法依据现行《离网型风能、太阳能发电系统用逆变器第 2 部分：试验方法》GB/T 20321.2。

6.2.2.3 检查逆变器产品基本信息，应与产品样本对应，同时应通过认证，并具有相应资质的质量检测中心的质量检测报告。

6.2.2.4 在 1000lx 照度下检查逆变器产品的外观，应满足 5.3.2.4 中的外观要求。

6.2.3 储能设备

6.2.3.1 检查离网型光伏发电系统是否配备蓄电池等储能设备，基本信息应与产品样本对应，同时应通过认证，并具有相应资质的质量检测中心的质量检测报告。

6.2.3.2 检查在人员容易接触的地方设置储能设备，是否应设置有存放箱。蓄电池箱体应满足 5.3.3.4 的技术要求。

6.2.4 充放电控制器

6.2.4.1 检查离网型光伏发电系统是否配置充电控制装置，所具有的功能应满足 5.3.4.2 的规定要求。

6.2.4.2 充放电控制器的试验方法依据现行《家用太阳能光伏电源系统 技术条件和试验方法》GB/T 19064。

6.2.4.3 检查充放电控制器产品的基本信息，应与产品样本对应，同时应通过认证，并具有相应资质的质量检测中心的质量检测报告。

6.2.5 配电箱

6.2.5.1 检查配电箱是否具有触电警告标识，检查外观质量水平、元器件布局、应与产品样本一致。

6.2.5.2 检查配电箱的电气安全性能，应满足 5.3.5.3 的技术要求。

6.2.6 线缆

6.2.6.1 检查系统所用线缆，是否按照现行《光伏发电系统用电缆》NB/T 42073，获得相应的检测报告及认证证书。

6.2.6.2 检查线缆的安装方式，应满足 5.3.6.2~5.3.6.6 的技术要求。

6.2.7 监控与自动控制系统

6.2.7.1 检查是否根据当地公共电网条件和供电机构的要求，配置监控与自动控制系统，同时满足 5.3.7.2 的技术要求。

6.3 系统构成检查

6.3.1 检查太阳能电池方阵，各个光伏组件的电流和电压的一致性，以及并联方针的所有光伏组串的一致性，应满足 5.4.1~5.4.2 的技术要求。

6.3.2 检查蓄电池的并联特性、连接形式、防腐处理、安装方式和使用条件，应满足 5.4.3~5.4.6 的技术要求。

6.3.3 检查逆变器是否满足预期交流负载的供电需求，对于带有储能设备的离网型光伏发电系统，未单独设置充放电控制器时，应检查逆变器与充放电控制器是否按照 5.4.7 采用了一体化设计。

6.3.4 对于太阳能电池方阵功率大于 20kW 的系统，检查是否安装充放电控制器，充放电控制器应满足 5.4.8 的技术要求。

6.3.5 检查系统中线缆的安装方式，应满足 5.4.9 的技术要求。

6.4 电气安全检查

6.4.1 交直流电路的隔离防护

6.4.1.1 检查光伏系统的直流电路与主交流电源输出电路，是否按照 5.5.1.1 的要求采用隔离防护措施，并满足现行《户用并网光伏发电系统电气安全设计技术要求》CGC/GF 093 的技术要求。

6.4.2 电击防护

6.4.2.1 检查光伏系统的直流侧，是否按照 5.5.2.1 的技术要求采用电击防护措施，并满足现行《低压电气装置 第 4-11 部分：安全防护 电击防护》GB 16895.21 的技术要求。

6.4.3 绝缘保护

6.4.3.1 检查光伏系统直流电路的接地方式，是否按照 5.5.4.1 采取绝缘保护措施。

6.4.3.2 绝缘电阻的测试方法如下：

(1) 对于边框接地的系统，先测试方阵负极对地的绝缘电阻，然后测试方阵正极对地的绝缘电阻。

(2) 对于边框没有接地的系统，应在在方阵电缆与大地之间，或者在方阵电缆和组件边框之间做绝缘测试。

(3) 对于没有接地的导电部分（如：屋顶光伏瓦片），应在方阵电缆与接地体之间进行绝缘测试。

6.4.3.3 光伏阵列的绝缘电阻应不低于 5.5.3.2 的限值要求。

6.4.4 过流保护

6.4.4.1 检查光伏方阵、光伏子方阵和光伏组串是否按照 5.5.4.2 的要求安装过流保护装置。

6.4.4.2 检查光伏直流系统的过电流保护装置是否满足 5.5.4.3 的技术要求。

6.4.5 防雷保护

6.4.5.1 如户用光伏组件产品需要安装防雷保护措施，检查防雷保护措施的具体方法是否满足 5.5.5.1 的技术要求。

6.4.5.2 根据组件的边框材料，根据 5.5.5.2 的规定，将光伏组件边框或支架连接到接地系统，测试防雷接地电阻。

6.4.5.3 光伏组件的防雷接地电阻应满足 5.5.5.3 的技术要求。

6.4.6 过电压保护

6.4.6.1 当建筑物不要求安装防雷系统，或采用独立的光伏方阵时，检查方阵、逆变器及设施是否按照 5.5.6.1 采取过电压保护措施。

6.4.6.2 检查光伏系统直流电缆的安装形式，以及所有相关的接地/联结导体，应满足 5.5.6.2 的技术要求。

6.4.6.3 若通过电涌保护器（SPD）进行保护，则直流侧电涌保护器、交流侧电涌保护器、信号用电涌保护器应满足 5.5.6.3 的技术要求。

6.4.7 接地连续性

6.4.7.1 检查光伏系统的接地连接是否出现连接松动或者不完全接触的情况。

6.4.7.2 测试光伏组件边框之间、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保护连接，接地连接电阻应满足 5.5.7.2 的技术要求。

6.5 结构安全检查

6.5.1 光伏构件

6.5.1.1 检查光伏构件的结构安全性能，应符合国家现行相关标准，以及 5.6.1.2 中的要求。

6.5.1.2 根据现行《光伏（PV）组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求》GB/T 20047.1 的规定要求，检查普通型光伏构件的基本信息，以及相应资质的质量检测中心的质量检测报告。

6.5.1.3 检查光伏构件支撑材料的结构安全性能，满足 5.6.1.5 中的要求。

6.5.2 支架

6.5.2.1 根据现行的 GB 50205《钢结构工程施工质量验收规范》的规定要求，检查支架材料、支架形式、支架制作，满足相关规定要求。

6.5.2.2 在 1000lx 照度下检查支架外观和防腐措施，满足 5.6.2.2~5.6.2.3 的要求。

6.5.2.3 检查支架是否可以调节倾角，当采用固定倾角的安装方式时，支架的方位和倾角应符合设计要求，偏差不应大于 $\pm 2^\circ$ 。

6.5.2.4 检查支架接地系统、接地电阻是否符合设计要求。

6.5.2.5 根据现行的《太阳能光伏系统支架通用技术要求》JG/T 490，检查支架受拉、受压构件的长细比，满足标准中的规定要求。

6.5.2.6 根据现行的《太阳能光伏系统支架通用技术要求》JG/T 490，检查组件在恒荷载、

风荷载、雪荷载和地震荷载标准值的组合效应下，支架受弯构件的挠度，满足标准中的规定要求。

6.5.2.7 根据现行的《光伏电站设计规范》GB 50797，检查组件在恒荷载、风荷载、雪荷载和地震荷载标准值的组合效应下，支架的柱顶位移，满足标准中的规定要求。

6.6 系统性能试验

6.6.1 一般要求

6.6.1.1 试验过程应满足如下安全要求：

- (1) 测试时限制非检测授权人员进入工作区；
- (2) 不得用手直接触摸电气设备以防止触电；
- (3) 在测试期间应当穿好适当的个人防护服/设备。

6.6.1.2 计量监测设备、数据采集装置及监测系统相关设备应有出厂合格证等质量证明文件，并符合相关产品标准的技术要求。

6.6.1.3 计量监测设备性能参数应符合表 6.6.1 的规定。

表 6.6.1 计量监测设备性能参数要求

序号	监测参数	最大允许误差/准确度等级
1	室外温度	$\pm 0.3^{\circ}\text{C}$
2	太阳总辐射	一级表
3	室外风速	$\pm 0.1\text{m/s}$
4	组件背板温度	$\pm 0.2^{\circ}\text{C}$
5	发电量	$\pm 3\%\text{FS}$

6.6.2 光电转换效率试验

6.6.2.1 测试条件

系统光电转换效率应通过短期测试或长期监测获得。

短期测试条件应符合下列规定：

(1) 在测试前，应确保系统在正常负载条件下连续运行 3d，测试期内的负载变化规律应与产品样本一致。

(2) 短期测试期间，室外环境平均温度 t_a 应满足：年平均环境温度 $-10^{\circ}\text{C} \leq t_a \leq$ 年平均环境温度 $+10$ 。

(3) 短期测试期间，环境空气的平均流动速率应不大于 4m/s。

(4) 短期测试期间，日累计太阳辐照量 $\geq 17\text{MJ}/\text{m}^2$ ，应从当地太阳正午前 4h 到太阳正午时后 4h 进行测试。

长期监测条件应符合下列规定：

(1) 长期监测的周期以（周、月、年）为单位，且应连续完成。

(2) 长期监测系统应由以下部分组成：计量监测设备、数据采集装置和数据中心软件

组成。计量监测参数包括室外温度、太阳总辐射、室外风速、太阳能光伏组件背板表面温度传感器、太阳能光伏发电系统逆变前发电量、太阳能光伏发电系统逆变后发电量。

6.6.2.1 测试要求

(1) 应测试系统每日的发电量、光伏电池表面上的总太阳辐照量、光伏电池板的面积、光伏电池背板表面温度、环境温度和风速等参数，采样时间间隔不得大于 10s。

(2) 对于离网型太阳能光伏系统，功率分析仪应接在蓄电池组的输入端，对于并网型太阳能光伏系统，功率分析仪应接在逆变器的输出端。

(3) 测试开始前，应切断所有外接辅助电源，安装调试好太阳总辐射表、功率分析仪、环境温度传感器、组件背板温度传感器及风速计，并测量太阳能电池方阵面积。

(4) 测试期间，数据记录时间间隔不应大于 600s，采样时间间隔不应大于 10s。

(5) 户用光伏发电系统的光电转换效率应按下式计算：

$$\eta_d = \frac{\sum_{i=1}^n E_i}{\sum_{i=1}^n H_i A_i \times 3.6}$$

式中： η_d ——光电转换效率（%）；

n ——不同朝向和倾角采光平面上的太阳能电池方阵个数；

H_i ——第 i 个朝向和倾角采光平面上单位面积的阳光辐照量(MJ/m²)；

A_{ci} ——第 i 个朝向和倾角平面上的太阳能电池采光面积(m²)。

E_i ——第 i 个朝向和倾角采光平面上的太阳能光伏系统的发电量(kWh)。

6.6.3 电气系统功率比试验

6.6.3.1 测试条件

(1) 方阵面辐照强度 $\geq 700\text{W/m}^2$ ，辐照度波动在 $\pm 5\text{W}$ 以内，组件背板温度波动在 $\pm 0.5^\circ\text{C}$ 以内；

(2) 光伏方阵没有被遮挡，且没有积雪等特殊状况。

6.6.3.2 测试要求

(1) 准确统计光伏电站的组件标称功率之和，记做 $P_{\text{rat-STC}}(\text{kW})$ ；

(2) 将辐照度测试设备安装于光伏阵列倾斜面（如果是跟踪支架系统，应安装在跟踪支架上，不要安装在光伏组件上），测试光伏方阵倾斜面的辐照度 $G_{\text{mean}}(\text{W/m}^2)$ ；

(3) 将温度传感器粘贴在组件背面中心位置电池中心，确保和背板中间无空隙，测试组件背板的温度 $T_c(^{\circ}\text{C})$ ；

(4) 将功率分析仪接入交流并网点逆变器输出端，采用间隔不大于60s，仪器应设置为自动采集和存储，测试光伏系统的输出功率 $P_{\text{meas}}(\text{kW})$ ；

(5) 记录同一时刻的光伏系统的输出功率 P_{meas} 、 G_{meas} 、 T_c ；

(6) 将测试的光伏系统的交流输出功率 $P_{\text{meas}}(\text{kW})$ 修正到STC条件（1000W/m²，25℃），得到修正后的输出功率 $P_{\text{corr-STC}}$ ，修正公式如下：

$$P_{\text{corr-STC}} = P_{\text{meas}} / \{ (G_{\text{meas}} / G_{\text{STC}}) [1 + \delta(T_c - T_{\text{STC}})] \}$$

式中：

$P_{\text{corr-STC}}$ ，修正到STC条件的交流输出功率，kW；

P_{meas} ，实测交流输出功率，kW；

G_{meas} ，实测方阵面辐照，W/m²；

G_{STC} ，1000W/m²；

δ ，光伏组件相对最大功率温度系数，%/°C；

T_c ，实测组件温度；

T_{STC} ，25°C。

(7) 计算电气系统功率比，计算公式如下：

$$RS = P_{\text{corr-STC}} / P_{\text{rat-STC}} \times 100\%$$

(8) 重复测试三次，取三次结果的算术平均值作为最终结果。

(9) 电气系统功率比不包括温升损失、早晚遮挡损失、弃光损失、电站停机损失等与时间相关的损失。当测试结果出现异常时，应从灰尘污渍遮挡、光伏组件功率衰减、直流电路损失、串并联失配损失、MPPT跟踪误差、逆变器效率、变压器效率、交流线损等方面进行分析。

附录 A

(规范性附录)

户用光伏发电系统检测报告格式

检测报告

(报告编号)

产品名称:

委托单位:

生产单位:

检测类别:

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX 实验室

XXXX 年 XXX 月 XXX 日

注 意 事 项

1. 报告无“检测报告专用章”或检测单位公章无效。
2. 未经本中心书面批准不得复制本检测报告（完整复制除外）。
3. 检测报告无主检、审核、批准人签字无效。
4. 检测报告涂改无效。
5. 对检测报告若有异议，应于收到报告之日起十五日内向检测单位提出。
6. 检测报告仅对委托检测样品负责。

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX 实验室

户用光伏发电系统检测报告

报告编号：

共 页 第 页

样品编号：		检验地点：	
产品名称：		出厂编号：	
		生产日期：	
委托单位：		型号规格：	
		商 标：	
生产单位：		送样数量：	
		送样日期：	
检验类别：		检验时间：	
检验依据：			
委托单位地址：			
检验用 仪器、装置：			
检验项目：			
检 测 结 论	检验单位公章 签发日期：XXXX 年 X 月 X 日		

批 准：

审 核：

主 检：

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX 实验室
户用光伏发电系统检测报告

报告编号:

共 页 第 页

样品编号:
样 品 描 述
装机容量
供电电压
交/直流供电
并/离网系统
光伏组件
逆变器
储能设备
充放电控制器
配电箱
线缆等配电设备

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX 实验室

户用光伏发电系统检测报告

共 页

报告编号：

第 页

样品编号：				
序号	检测项目	技术要求	检测结果	分项判断
1	主要部件要求			
1.1	太阳能光伏组件			
1.2	逆变器			
1.3	储能设备			
1.4	充放电控制器			
1.5	配电箱			
1.6	线缆			
2	系统构成要求			
3	电气安全要求			
3.1	交直流电路的隔离防护			
3.2	电击防护			
3.3	绝缘保护			
3.4	过流保护			
3.5	防雷保护			
3.6	过电压保护			
3.7	接地连续性			
4	结构安全要求			
4.1	光伏构件			
4.2	支架			
5	系统性能要求			
5.1	光电转换效率			
5.2	电气系统功率比			

