



中华人民共和国国家标准

GB/T 33764—2017

独立光伏系统验收规范

Acceptance specification of stand-alone photovoltaic (PV) system

2017-05-31 发布

2017-12-01 实施

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局
中国国家标准化管理委员会

发布



前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准由中国标准化研究院归口。

本标准起草单位：国家太阳能光伏产品质量监督检验中心、常州天合光能有限公司、浙江晶科能源有限公司、中科恒源科技股份有限公司、中国合格评定国家认可中心、中节能太阳能科技(镇江)有限公司、江苏欧力特能源科技有限公司、浙江环球光伏科技有限公司、信息产业电子第十一设计研究院科技工程股份有限公司、中国质量认证中心、深圳创益科技发展有限公司、常州大学、江苏海德森能源有限公司。

本标准主要起草人：恽旻、鲍军、陈耀、陈迪、肖桃云、张臻、李卿韶、金浩、黄爱军、王宁、勾宪芳、黄国平、吴媛、吴晓丽、吕振华、丁建宁、丁春明。

独立光伏系统验收规范

1 范围

本标准规定了独立光伏系统的系统安装基本要求、验收程序和安全检查。

本标准适用于系统功率在 1 kW 及以上的地面用独立光伏系统的验收。

注：系统功率是指使用的光伏组件在地面标准测试条件下最大功率的总和。

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 2828.1 计数抽样检验程序 第 1 部分：按接收质量限(AQL)检索的逐批检验抽样计划

GB/T 9535 地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型

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—2011 含碱性或其他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 18210 晶体硅光伏(PV)方阵 I-V 特性的现场测量

GB/T 18911 地面用薄膜光伏组件 设计鉴定和定型

GB/T 19638.2—2014 固定型阀控式铅酸蓄电池 第 2 部分：产品品种和规格

GB/T 20047.1 光伏(PV)组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求

GB/T 22473—2008 储能用铅酸蓄电池

GB 50009 建筑结构荷载规范

GB 50054 低压配电设计规范

GB 50172 电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范

GB 50202 建筑地基基础工程施工质量验收规范

GB 50205 钢结构工程施工质量验收规范

DL 5027 电力设备典型消防规程

YD/T 799—2010 通信用阀控式密封铅酸蓄电池

IEC 60891:2009 光伏器件 测定 I-V 特性的温度和辐照度校正方法用程序(Photovoltaic devices—Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics)

IEC 61215-1:2016 地面光伏组件 设计鉴定和定型 第 1 部分：试验要求[Terrestrial photovoltaic (PV) modules—Design qualification and type approval—Part 1: Test requirements (Edition 1.0)]

IEC 61646:2008 地面用薄膜光伏组件 设计鉴定和定型[Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules—Design qualification and type approval (Edition 2.0)]

IEC 61730-1:2013 光伏组件安全性鉴定 第 1 部分：构造要求[Photovoltaic (PV) module safety qualification—Part 1: Requirements for construction (Edition 1.2)]

IEC 61730-2:2012 光伏组件安全鉴定 第 2 部分：试验程序[Photovoltaic (PV) module safety qualification—Part 2: Requirements for testing (Edition 1.1)]

3 术语和定义

下列术语和定义适合于本文件。

3.1

独立光伏系统 stand-alone photovoltaic(PV) system

包含一个或多个光伏组件、支撑结构、储能电池组、功率调节器和负载的离网型光伏系统。包括便携式独立光伏系统和非便携式独立光伏系统。

3.2

光伏组件 photovoltaic modules

具有封装及内部联结的、能单独提供直流电输出的最小不可分割的光伏电池组合装置。

3.3

充放电控制器 charge and discharge controllers

具有自动防止光伏电源系统的储能电池过充电和过放电的装置。

3.4

离网型逆变器 off-grid inverters

在不与公共电网连接的状态下能够将光伏组件(光伏电池)产生的直流电转换为交流电的装置。

4 系统安装基本要求

4.1 组成

独立光伏系统从功能上主要包括下列子系统：

- 光伏子系统：将入射太阳辐射能直接转化为直流电能的单元。
- 功率调节器：把电能变换为一种或多种适于后续负载使用的系统。
- 储能子系统：用于存储电能、满足负载连续用电的要求。包括储能装置及输入-输出控制装置。
- 主控和监控子系统：监控光伏发电系统总体运行和各子系统间的相互配合。

在某一特定光伏发电系统设计中，上述子系统的某些部分可以省略，而子系统的部分元件可以以单个或组合的形式出现。

系统主要设备中的光伏组件、线缆、汇流箱、蓄电池、控制器和逆变器(或控制逆变一体机)等均应使用经过相关认证的合格产品。

4.2 安全要求

系统应满足基本安全要求：

- 方阵基础和建筑物安全：安装在地面的方阵应符合 GB 50202 的要求，安装在建筑屋顶的方阵基础除应符合 GB 50202 的要求外，还应符合 GB 50009 的要求。对于放置固定式防酸隔爆铅酸蓄电池的蓄电池室必须具有强制通风保障；应满足防酸、防爆要求。
- 电气安全：应符合 GB 50054 相应规定的要求，系统所有电气设备的带电外露部分应设有安全提示标志。
- 消防安全：应符合 DL 5027 的要求。蓄电池室应配置灭火器。

4.3 资料要求

独立光伏系统应具有完整的技术资料，包括工程建设报告、系统设计、设备和材料、工程管理、安装工程、运行管理等相关资料。

系统设计资料主要包括设计报告、系统配置清单和/或设计图纸等。

系统设备和材料资料至少包括各子系统主要设备和材料的相关资料,如:合格证、检验和/或相关认证报告、使用说明书和/或技术说明书等。

工程管理资料包括工程建设总结报告、工程竣工报告、工程结算报告、施工工作报告。

安装工程资料包括主要设备开箱检查记录、系统安装记录等。必要时,主要设备应提供经由具有法定资质的第三方检验机构抽检合格报告。

运行管理资料主要包括运行管理规程、运行记录、维护操作规程、故障排除指南等。

所有操作标识应为中文或有中文注释。在少数民族地区,操作标识宜有少数民族文字,运行管理规程等除了中文版还宜增加少数民族文字版本。

4.4 子系统安装要求

4.4.1 光伏子系统

4.4.1.1 光伏方阵场基础

光伏方阵场一般应面向正南;在为避免遮挡等特定地理环境情况下,可考虑在正南 $\pm 20^\circ$ 内调整设计。各阵列间应有足够间距,至少保证全年每天中当地真太阳时的上午9时至下午3时之间光伏组件无阴影遮挡。

对于安装在地面的光伏系统,方阵场应夯实表面层,松软土质的应增加夯实,对于年降水量在900 mm以上地区,应有排水设施,以及考虑在夯实表面铺设砂石层等,以减小泥水溅射。

4.4.1.2 光伏组件

晶体硅光伏组件应选用符合 IEC 61215-1:2016、IEC 61730-1:2013、IEC 61730-2:2012、IEC 60891:2009,或 GB/T 9535、GB/T 20047.1 的要求通过鉴定及定型的,经过相关认证的合格产品。薄膜光伏组件应选用符合 IEC 61646:2008、IEC 61730-1:2013、IEC 61730-2:2012 或 GB/T 18911、GB/T 20047.1 的要求通过鉴定及定型的,经过相关认证的合格产品。

组件铭牌应至少标注标准测试条件下最大输出功率及偏差、开路电压、短路电流、额定工作温度及偏差、最大系统电压、最大保护电流、安全等级和应用等级等。

光伏组件产品应附带制造商的贮运、安装和电路连接指示。

4.4.1.3 汇流箱

汇流箱应使用经过相关认证的合格产品。

汇流箱内的过电流保护类电器通过电流的容量应大于标准测试条件下该光伏组件串短路电流的1.5倍,峰值反向电压至少应为该光伏组件串开路电压的2倍。

汇流箱接线端子应与电缆线可靠连接,应有防松动零件,对既导电又作紧固用的紧固件,应采用铜质零件。

各光伏组件串接入进线端及光伏子方阵出线端,以及接线端子与汇流箱外壳接地端绝缘电阻应不小于10 M Ω (DC 500 V)。

汇流箱宜设置浪涌保护设备。

4.4.1.4 光伏电缆

汇流箱使用的输入输出电缆应采用耐候、耐紫外辐射等抗老化的电缆,电缆的线径应满足方阵最大输出电流的要求。电缆与接线端应连接紧固无松动。

4.4.1.5 光伏方阵支架

光伏子系统安装可采用多种形式,如地面、屋顶、建筑一体化等。屋顶、建筑一体化的安装形式应考虑支承面载荷能力,工程设计应符合相关建筑标准要求。

地面安装的光伏方阵支架宜采用钢结构,支架设计应保证光伏组件与支架连接牢固、可靠,底座与基础连接牢固,组件距地面宜不低于 0.6 m,考虑站点环境、气象条件,可适当调整。

支架应有足够强度,满足当地历史上的最大风载要求,保证阵列牢固、安全和可靠,钢结构支架应符合 GB 50205 的要求,其他刚性结构材料的支架应不低于钢结构支架性能要求。

方阵支架应保证可靠接地,接地体的接地电阻不大于 10 Ω ,接地应有防腐及降阻处理。

方阵支架钢结构件应经防锈涂镀处理,满足长期室外使用要求。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他防腐材料。

4.4.2 储能子系统

4.4.2.1 一般要求

固定型防酸式、阀控式密封铅酸蓄电池应采选用符合 GB/T 13337.1、GB/T 15142—2011、GB/T 19638.2—2014、GB/T 22473—2008 的要求通过鉴定和定型的合格产品。其他类型的蓄电池可参见相关的国家标准或行业标准。

每批次生产的蓄电池应有生产合格证,合格证上要标明蓄电池型号和生产日期,制造商应提供同型号产品的国家有关行政管理部门批准的质检机构出具的质检报告。

蓄电池的生产时间应尽可能靠近发货日期,存放时间不得超过 6 个月。

同一路充放电控制的蓄电池应采用相同生产商,相同规格和容量的产品。

蓄电池的工作环境温度可按产品要求,推荐温度范围为 5 $^{\circ}\text{C}$ ~30 $^{\circ}\text{C}$ 。

4.4.2.2 蓄电池外观

蓄电池的外观不得有变形、漏液、裂纹及污迹;标志要清晰。

4.4.2.3 蓄电池绝缘性能

蓄电池对地的绝缘电阻不低于 10 M Ω (DC 500 V)。

4.4.2.4 蓄电池浮充电压的温度补偿

蓄电池的浮充电压为 25 $^{\circ}\text{C}$ 时的规定值,当环境温度发生变化时,应对阀控式密封铅酸蓄电池浮充电压进行温度补偿,温度高于 25 $^{\circ}\text{C}$ 时,从浮充电压中减去补偿量,反之则加上,产品应明确给出温度补偿系数。

4.4.2.5 蓄电池的并联

蓄电池并联组数最大不超过 6 组。

4.4.2.6 蓄电池安装

蓄电池安装符合 GB 50172 中的要求。电池进行连接线连接紧固螺母时,扭矩应达到相应的设计要求。初充电应按制造商的规定进行。

4.4.3 功率调节器

4.4.3.1 基本要求

本标准规定了控制设备和逆变设备的一般技术要求。为获得较高的效率和可靠性,宜采用综合优化设计的控制/逆变一体机。

控制设备和逆变设备应选用符合产品标准、经过定型试验和相关认证的合格产品。

产品的正常使用环境条件为:

- a) 环境温度在 $-10\text{ }^{\circ}\text{C}\sim+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 范围内;
- b) 在环境温度 $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以下时,相对湿度不大于90%;
- c) 海拔高度不大于1 000 m;
- d) 无腐蚀性气体和导电尘埃的室内使用。

当产品的实际使用环境条件超出上述正常使用范围时,产品应附带通过符合实际使用环境条件的第三方测试报告。

4.4.3.2 控制设备

控制设备应符合如下要求:

- a) 控制设备功率的选取应与光伏方阵功率匹配。控制设备应标明的主要特征参数包括:额定功率(或最大工作电流)、标称电压、输入电压范围。
- b) 直流输入电压范围应不小于标称电压80%~200%的范围。
- c) 控制设备应具有如下保护功能:负载、蓄电池短路保护;光伏子系统、蓄电池极性反接保护;蓄电池向光伏子系统反放电保护。
- d) 控制设备应具有如下控制功能:
 - 1) 根据蓄电池容量或电压进行蓄电池充电控制,当蓄电池容量或电压达到充电控制设定值时,控制设备可关断蓄电池充电回路;当蓄电池容量或电压低于充电控制设定值时,控制设备可自动恢复接通蓄电池充电回路;设定值应可调节和改变。
 - 2) 根据蓄电池容量或电压进行蓄电池放电控制,当蓄电池容量或电压达到放电控制设定值时,控制设备可关断蓄电池放电回路;当蓄电池容量或电压高于放电控制恢复设定值时,控制设备可自动恢复接通蓄电池放电回路;设定值应可调节和改变。
 - 3) 蓄电池工作环境温度变化时,控制设备应具有温度补偿控制,温度补偿系数根据蓄电池参数确定。
- e) 控制设备应有主要运行参数的测量显示和运行状态的指示。参数测量精度应不低于1.5级。测量显示参数至少包括光伏方阵电流和蓄电池电压、电流;状态指示蓄电池状态和光伏方阵状态。
- f) 控制设备宜设有远程监测功能,接口宜采用RS-232C或RS-485方式。

4.4.3.3 逆变设备

逆变设备是指在独立光伏系统中实现直流/交流逆变功能的设备。逆变设备要求如下:

- a) 逆变设备容量的选取应与最大峰值负荷的功率匹配。逆变设备主要特征参数包括:标称容量、输入标称电压、输入电压范围、输出电压、输出频率、输出相数。
- b) 直流输入电压范围应不小于标称电压80%~140%的范围。
- c) 交流输出为正弦波,额定频率为50 Hz,额定电压为单相220 V,三相380 V。

- d) 逆变设备应具有如下保护功能:直流输入过电压、欠电压、极性反接保护;输出短路、过压、欠压、过载、过频、欠频保护。
- e) 逆变设备应有主要运行参数的测量显示和运行状态的指示。参数测量精度应不低于 1.5 级。测量显示参数至少包括直流输入电压、输入电流、交流输出电压、输出电流(容量);状态指示显示逆变设备状态(运行、故障、停机等)。
- f) 逆变设备宜设有远程监测功能,接口宜采用 RS-232C、RS-485 或网络端口,具备配套通讯软件。

4.4.4 交(直)流配电设备

交(直)流配电设备是指在独立光伏系统中实现交流/交流(直流/直流)接口、部分主控和监视功能的设备。交(直)流配电设备要求如下:

- a) 交(直)流配电设备容量的选取应与输入的电源设备和输出的供电负荷容量匹配。交(直)流配电设备主要特征参数包括:标称电压、标称电流。
- b) 标称电流宜在下列数值中选取(单位为 A):5、10、20、50、100、(150)、200、250、300、400、500。
- c) 标称电压应在下列数值中选取(单位为 V):直流:24、48、60、110、220;交流:220、380。
- d) 输入、输出电压范围应为标称电压 80%~140%的范围。
- e) 交(直)流配电设备至少应具有如下保护功能:输出过载、短路保护;过电压保护(含雷击保护)。
- f) 交(直)流配电设备应有主要运行参数的测量显示和运行状态的指示。参数测量精度应不低于 1.5 级。测量显示参数至少包括输出电流(或输出容量)、输出电压、用电量;运行状态指示至少应包括交(直)流配电设备状态(运行、故障等)。

4.4.5 主控和监视子系统

主控和监视子系统主要包含设计规定的监视和控制功能:

- 系统数据信号的传感和采集;
- 系统数据处理、记录、传输和显示;
- 电能的传输控制;
- 设备的启动和控制;
- 保护。

为了简化设计和使用,主控和监视子系统的某些或全部功能可包含在其他子系统中。

5 验收程序

5.1 验收的组织与实施

独立光伏系统安装完成,试运行正常后,可进行验收检查。

验收宜采用初验收和最终验收两次验收的模式。安装完成试运行正常后,可进行初验收检查。试运行半年后进行最终验收检查。

验收工作应由经国家相关行政部门批准的、具备相应资质的第三方检测机构或者质检机构完成。

验收工作包括资料核查、现场检查 and 检测。现场检查主要是对独立光伏系统的光伏发电性能和安全性做出评价。

5.2 资料核查

按照 4.3 的要求,对独立光伏系统的各项资料进行核查。应具备完整设计、施工资料;使用设备、材

料,并且工程施工应与设计一致。对质量、性能有疑义的应对设计进行评审或抽样复验,其复验结果应满足现行国家标准和设计要求。

进行相关标识检查。检查运行管理资料。

基础工程、消防工程等需提供相关部门验收合格证明。

5.3 现场检查和检测

5.3.1 检测环境要求

现场检测宜选择辐照良好的当地时间中午时段进行,光伏子系统功率现场检测时辐照度应大于 700 W/m^2 ,风速不大于 4 m/s 。所有检测中需要断开部分系统电路时应按系统相关要求,注意安全操作。

5.3.2 主要检测设备要求

主要检测设备要求如下:

- a) 光伏组件串或方阵串 I-V 特性测量仪,直流电压和直流电流测量精度均不低于 1%;
- b) 可调直流电源,精度 1%;
- c) 兆欧表,电压量程不低于 500 V ,精度等级不低于 1.5 级;
- d) 温度测量装置,温度测试准确度为 $\pm 1 \text{ }^\circ\text{C}$,重复性为 $\pm 0.5 \text{ }^\circ\text{C}$;
- e) 万用表测量精度不低于 0.5 级;
- f) 直尺、卷尺,精度不低于 1 mm ;
- g) 辐照度计或标准太阳电池,测量精度不低于 1 W/m^2 ;
- h) 水平仪;
- i) 指南针。

注:所有检测设备应在计量有效期内。

5.3.3 安全检查

进行资料验证及现场检查,应符合 4.2 的要求。

5.3.4 光伏子系统检测

5.3.4.1 支架工程检测

支架工程检测要求如下:

- a) 目测方阵支架是否具有接地和防雷装置,测量支架接地电阻不大于 $10 \text{ } \Omega$ 。
- b) 目测光伏组件连线及进入汇流箱的连线,应走向合理、整齐;进线孔应进行防渗水处理。
- c) 目测方阵支架涂镀层是否一致和完整。
- d) 支架连接应牢固,外观整齐。测量支架水平位置偏差应符合设计要求。
- e) 方阵紧固螺栓连接符合 GB 50205 中的要求。
- f) 测量光伏方阵阵列间距或可能遮挡物与方阵底边垂直距离在纬度小于或等于 45° 时应不小于 D ,见式(1):

$$D = \frac{H(0.707 \tan \phi + 0.434)}{0.707 - 0.434 \tan \phi} \dots\dots\dots (1)$$

式中:

ϕ ——纬度(在北半球为正、南半球为负);

H ——光伏方阵阵列或遮挡物的最高处与可能被遮挡组件底边垂直高度差。

在纬度大于 45° 时,根据光伏方阵场实际面积情况, D 的值可适当降低,但光伏方阵阵列间距或可能遮挡物与方阵底边垂直距离不应低于纬度为 45° 的地区 D 值。

- g) 测量光伏方阵的方位角,应符合 4.4.1.1 的要求。
- h) 测量光伏方阵的倾角,应符合设计要求,误差小于 $\pm 3^\circ$ 。
- i) 测量方阵组件最低处距地面高度,应符合设计要求。

5.3.4.2 光伏方阵性能检测

光伏方阵性能检测主要包括光伏方阵标准条件下功率测试,以及光伏子系统方阵组合损失计算。

检测按 GB/T 18210 进行,将检测数据外推到标准条件下与光伏系统额定功率之比应不小于 92%,即光伏子系统方阵组合损失不大于 8%。

在相关各方同意下,也可依据厂家的光伏组件质量认证、光伏系统实际运行记录、组件标称功率及安装组件总数,确认方阵总功率,如对方阵总功率有疑义,可按 GB/T 2828.1 规定进行组件抽样,送国家认可的光伏组件检测机构检测,检测组件在标准测试条件下的最大输出功率应与铭牌上明示的最大输出功率值及偏差保持一致。

5.3.5 储能子系统检测

5.3.5.1 蓄电池外观

检查蓄电池外观质量应符合 4.4.2.2 的要求。

5.3.5.2 蓄电池端电压的均衡性检测

按 YD/T 799—2010 中 6.15.1 的方法进行检测,符合 4.4.2.3 的要求。

5.3.5.3 电池间连接件紧固检测

检测连接紧固螺母扭矩应符合 4.4.2.6 的要求。

5.3.5.4 蓄电池组容量

在相关各方同意下,可依据厂家的蓄电池质量认证、光伏系统运行记录、安装蓄电池总数,确认蓄电池组的总容量,如对蓄电池组的总容量有疑义,可按 GB/T 2828.1 规定进行蓄电池抽样,送国家认可的蓄电池检测机构进行检测,检测蓄电池质量应满足相应国家标准的规定。

5.3.6 功率调节器检测

5.3.6.1 控制设备检测

5.3.6.1.1 保护功能检测

检查设备检验报告,应具有符合 4.4.3.2c) 要求的保护功能。

5.3.6.1.2 控制功能检测

根据 4.4.3.2d) 的要求进行蓄电池充放电控制功能试验。断开蓄电池,将可调直流电源接入控制设备的蓄电池连接端,光伏子系统应正常接入控制设备。用可调直流电源电压模拟蓄电池电压,检测功率调节器充放电控制功能是否符合要求(当蓄电池放电控制功能由逆变器实现时,则检测蓄电池放电控制

功能时,应将可调直流电源相应接入逆变器蓄电池连接端)。检测值与设定值偏差应小于 $\pm 1.5\%$,进行如下功能检查:

- a) 调节直流电源电压,当模拟电压高于蓄电池充电控制设定值时(如有延时电路,则待延时时间结束),检查蓄电池充电回路可否关断;
- b) 逐渐调低模拟电压,当模拟电压低于蓄电池充电控制设定值时(如有延时电路,则待延时时间结束),检查蓄电池充电回路可否恢复接通;
- c) 逐渐调低模拟电压,当模拟电压达到蓄电池放电控制设定值时(如有延时电路,则待延时时间结束),检查蓄电池放电回路可否关断;
- d) 逐渐调高模拟电压,当模拟电压达到蓄电池放电控制恢复设定值时(如有延时电路,则待延时时间结束),检查蓄电池放电回路可否恢复接通;
- e) 检测完成后应将蓄电池正常接回系统。

5.3.6.1.3 测量显示功能检查

按 4.4.3.2f) 的要求检查显示功能是否符合要求。

5.3.6.1.4 远程监控功能检测

系统设计具有远程监控功能时应按设备操作说明,进行远程监控检测,各项功能正常。

5.3.6.2 逆变设备检测

5.3.6.2.1 保护功能检测

检查设备检验报告,应具有符合 4.4.3.3d) 的要求的保护功能。

5.3.6.2.2 短路保护

断开负载,用试验开关将逆变设备输出端直接短接,逆变设备应能自动保护,当短路解除后,可恢复运行。

检测完成后应将负载正常接回系统。

5.3.6.2.3 极性反接保护

断开逆变设备的蓄电池连接,将可调直流电源的正极和负极分别接入逆变设备的蓄电池连接端的负极和正极,逆变设备应能自动保护,当连接极性正确后,逆变设备能正常工作。

检测完成后应将蓄电池正常接回系统。

5.3.6.2.4 电能质量检测

对于交流逆变设备,使用功率分析仪,检测交流输出的电能质量是否符合设计要求。

5.3.6.2.5 测量显示功能检测

按 4.4.3.3 的要求进行测量显示功能试验,用目测法检查是否符合要求。

5.3.6.2.6 远程监控功能检测

系统设计具有远程监控功能时应按设备操作说明,进行远程监控检测,各项功能正常。

5.3.7 主控和监视子系统检查

检查主控和监控子系统是否符合 4.4.5 中要求的功能。

使用经过计量的电流表、电压表、温度传感器、湿度传感器、风速仪、福照度计等,核实验证监控系统的记录数据是否准确。监控系统显示值和计量设备的实际测量值偏差不应大于 2%。

中 华 人 民 共 和 国
国 家 标 准
独立光伏系统验收规范
GB/T 33764—2017

*

中国标准出版社出版发行
北京市朝阳区和平里西街甲2号(100029)
北京市西城区三里河北街16号(100045)

网址 www.spc.net.cn

总编室:(010)68533533 发行中心:(010)51780238

读者服务部:(010)68523946

中国标准出版社秦皇岛印刷厂印刷
各地新华书店经销

*

开本 880×1230 1/16 印张 1 字数 22 千字
2017年6月第一版 2017年6月第一次印刷

*

书号: 155066·1-56074 定价 18.00 元

如有印装差错 由本社发行中心调换
版权专有 侵权必究
举报电话:(010)68510107



GB/T 33764-2017