

UDC

中华人民共和国国家标准

P

GB/T XXX-XXXX

光伏与建筑一体化发电系统验收规范

Code for acceptance of building integrated

photovoltaic systems

(征求意见稿)

201X—XX—XX 发布

201X—XX—XX 实施

XXXXXXXXXX 发布

中华人民共和国国家标准
光伏与建筑一体化发电系统验收规范
Code for acceptance of building integrated
photovoltaic systems

GB/T XXX-XXXX

主编部门: xxxxxx

批准部门: xxxxxx

实施日期: xxxxxx

XXX 出版社

2017 无 锡

前 言

本规范是依据国标委综合[2011]82号《关于下达2011年国家标准制修订计划的通知》的要求，由国家太阳能光伏产品质量监督检验中心会同有关单位共同编制而成的。

本规范在编制过程中，编制组进行了广泛的调查分析，召开了多次讨论会，总结了近年来我国光伏与建筑一体化系统验收的实践经验，参考国内外先进标准和资料，并在广泛征求意见的基础上，编制本规范。

本规范共分6章，主要内容包括：总则、术语、基本规定、结构相关工程验收、电气工程验收、系统整体验收等。

本规范由中国标准化研究院负责管理，由国家太阳能光伏产品质量监督检验中心负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见和建议，请寄送江苏省无锡市新吴区新华路5号创新创意产业园A栋10楼。

本规范主编单位：国家太阳能光伏产品质量监督检验中心，中天光伏技术有限公司，珠海兴业绿色建筑科技有限公司，常州天合光能有限公司

本规范参编单位：特变电工新疆新能源股份有限公司，住房和城乡建设部科技发展促进中心，汉能薄膜发电集团有限公司，江苏省建筑工程质量监督站，浙江昱能科技有限公司，中国大唐集团科学技术研究院有限公司新能源技术研究所，常州佳讯光电产业发展有限公司，中利腾辉光伏科技有限公司，青海黄河上游水电开发有限公司光伏产业技术分公司，太阳能光伏北京市工程研究中心有限公司，中天昱品科技有限公司，广东九州太阳能科技有限公司，江苏欧亚照明股份有限公司，江苏欧力特能源科技有限公司，河海大学机电工程学院，东南大学，顺德中山大学太阳能研究院

主要起草人员：恽旻、鲍军、王珊珊、罗多、余国保、唐祖萍、程杰、林曦、李勇、张盛忠、陈文华、肖桃云、蒋国锋、金孝权、崇峰、徐小飞、陈晓高、吕欣、吴国良、王怀松、焦道海、丁坤、顾竞成、孙韵琳、王强、张梅、陈明，陈海波，赵荣兴，严学庆

目 次

- 1 总则
- 2 术语和符号
 - 2.1 术语
 - 2.2 符号
- 3 基本规定
- 4 结构相关工程验收
 - 4.1 基础工程
 - 4.2 支架工程
 - 4.3 建筑用光伏构件系统工程
 - 4.4 细部构造工程
- 5 电气工程验收
 - 5.1 一般规定
 - 5.2 光伏组件及阵列
 - 5.3 直流汇流设备
 - 5.4 直流配电设备
 - 5.5 直流电缆
 - 5.6 储能装置
 - 5.7 直流侧高压要求
 - 5.8 逆变器
 - 5.9 交流配电设备
 - 5.10 电能质量
 - 5.11 二次系统
 - 5.12 微电网系统
 - 5.13 保护装置及等电位体
 - 5.14 防雷和接地
- 6 系统整体验收
 - 7.1 一般规定
 - 7.2 验收准备
 - 7.3 预验收
 - 7.4 竣工验收

附录 A

本规范用词说明

引用标准名录

附：条文说明

Contents

- 1 General Provisions
- 2 Terms and symbols
 - 2.1 Terms
 - 2.2 Symbols
- 3 Basic requirements
- 4 Structure engineering acceptance
 - 4.1 Basic structure engineering
 - 4.2 Holder engineering
 - 4.3 PV construction section engineering
 - 4.4 Detail structure engineering
- 5 Electric engineering acceptance
 - 5.1 Basic requirements
 - 5.2 PV module and array
 - 5.3 DC combiner equipments
 - 5.4 DC power distribution equipments
 - 5.5 DC cable
 - 5.6 Energy storage device
 - 5.7 DC high voltage requirements
 - 5.8 Inverters
 - 5.9 AC power distribution equipments
 - 5.10 Power quality
 - 5.11 Secondary system
 - 5.12 Micro-grid system
 - 5.13 Protector and the equipotential body
 - 5.14 Lightning protection and ground connection
- 7 Whole system acceptance
 - 7.1 Basic requirements
 - 7.2 Ready for acceptance
 - 7.3 Pre-acceptance
 - 7.4 Completion acceptance

Appendix A

Explanation of Wording in This Code

List of Quoted Standards

Addition: Explanation of Provisions

1 总 则

1.0.1 为推动太阳能光伏系统在建筑中的应用，促进光伏系统与建筑的结合，充分利用太阳能资源，指导和规范光伏与建筑一体化发电系统的验收，保证工程质量，制定本规范。

1.0.2 本规程适用于新建、改建和扩建的工业、民用建筑与太阳能光伏一体化系统工程，以及在既有工业与民用建筑上安装和改造已安装的光伏系统工程的验收。

1.0.3 光伏与建筑一体化发电系统的验收，除按本规范执行外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术语和符号

2.1 术语

2.1.1 光伏系统 photovoltaic(PV) power system

利用太阳电池的光生伏特效应，将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统。

2.1.2 光伏与建筑一体化 building integrated photovoltaic (BIPV)

在建筑上安装光伏系统，并通过专门设计，实现光伏系统与建筑的良好结合。

2.1.3 光伏方阵 PV array

将若干个光伏组件或光伏构件在机械和电气上按一定的方式组装在一起并且有固定的支撑结构而构成的直流发电单元，又称光伏阵列。

2.1.4 光伏构件 PV construction section

工厂定型生产、满足安装部位建筑性能要求的光伏组件。

2.1.5 安装容量 capacity of installation

光伏系统中安装的光伏组件的标称功率之和，计量单位是峰瓦（Wp）。

2.2 符号

E_p ——试运行期间累计发电量，单位为千瓦时（kW·h）

H_A ——实测累计水平面太阳能总辐照量，单位为千瓦时每平方米（kW·h/m²）

P_{AZ} ——组件安装容量，单位为千瓦（kWp）

E_S ——标准条件下的辐照度（常数=1000W/m²）

K ——设计提供的综合效率系数

3 基本规定

3.0.1 光伏与建筑一体化发电系统验收应作为建筑工程质量验收的建筑节能分部的分项工程进行验收，既有建筑安装的光伏发电系统应作为单位工程进行验收。

3.0.2 光伏与建筑一体化发电系统验收的程序和组织应符合《建筑工程施工质量验收统一标准》GB50300的要求，并应符合下列规定：

1 光伏与建筑一体化发电系统工程的检验批验收和隐蔽工程验收应由监理工程师主持，施工单位相关专业的质量检查员与施工员参加，必要时可邀请相关专业的第三方检验检测机构的人员参加。

2 光伏与建筑一体化发电系统分项工程验收应由总监理工程师主持，施工单位项目经理、项目技术负责人和相关专业的质量检查员、施工员参加；设计单位光伏与建筑一体化发电系统设计人员应参加；并网光伏发电系统的工程验收还应有电网公司相关技术人员参加。

3 既有建筑安装的光伏与建筑一体化发电系统工程验收应由建设单位项目负责人主持，其他参加人员应符合前款要求。

3.0.3 光伏与建筑一体化发电系统验收应包含下列内容：

- 1 检查是否按照设计文件进行建设。
- 2 检查设计、施工、设备安装等过程中相关资料的收集、整理和归档情况。
- 3 检查是否具备运行条件。
- 4 做出验收评价和结论。
- 5 制定完整的后期维护管理规定。

3.0.4 光伏与建筑一体化发电系统验收按照结构相关工程验收、系统调试及电气工程验收三个分项进行。三个分项均验收合格，该光伏与建筑一体化发电系统可进行竣工验收。竣工验收通过后可交付使用。未经验收或者验收不合格的系统不得交付使用或进行后续施工。

3.0.5 验收中相关单位职责应符合下列要求：

- 1 建设单位职责应包括：
 - 1) 组织协调各分项验收及验收过程管理工作。
 - 2) 参加各分项验收的现场检查工作。
 - 3) 提供系统建设总结报告。

2 勘察设计单位职责应包括：

- 1) 对土建工程与地基工程有关施工记录校验。
- 2) 负责处理设计中的技术问题，负责必要的设计修改。
- 3) 对系统设计方案负责，为系统验收提供设计总结报告。

3 施工单位职责应包括：

- 1) 提交完整的施工记录、试验记录和施工总结。
- 2) 参与各分项验收并完成消除缺陷工作。
- 3) 协同建设单位进行系统调试和交付用户使用前的现场安全、消防、治安保卫及检修工作。
- 4) 按照建设单位要求，移交完工资料，移交备品备件、专用工具、仪器仪表等。

4 监理单位职责应包括：

- 1) 根据设计文件和验收要求对工程质量进行评定。
- 2) 对系统建设过程中的质量、安全、进度进行监督管理。

3.0.6 验收中相关单位应及时收集、整理验收资料，应对其提交资料的真实性负责，建设单位对验收资料进行完整性、规范性检查。

3.0.7 竣工验收应向使用者提交下列资料。

- 1 经批准的设计文件、竣工图纸及相应的工程变更文件。
- 2 屋面防水检漏记录。
- 3 隐蔽工程验收记录及分项工程验收记录。
- 4 系统调试和运行记录。
- 5 系统控制、运行管理及维护说明书。

3.0.8 相关消防工程的验收，应由消防部门组织实施。

4 结构相关工程验收

4.1 基础工程

I 主控项目

4.1.1 基础类型、强度应符合设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：对照设计文件进行检查，核查试验报告。

4.1.2 光伏发电系统基座应与建筑主体结构连接牢固。当采用后置埋件时，后置埋件的承载力应符合设计要求。

检查数量：抽取锚栓总数的 1%、且不少于 3 件。

检查方法：检查承载力检测报告。

4.1.3 在屋面结构层上现场施工的基座完工后，底面应做防水加强处理，防水施工应符合设计要求且不得有渗漏现象。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查和雨后或淋水检验，淋水检验的时间 2 小时不渗不漏为合格。

4.1.4 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件、在光伏与建筑一体化发电系统安装前应涂防腐涂料。防腐处理应符合设计要求和国家现行有关标准规定。

检查数量：按基座总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查、核查检测报告。

II 一般项目

4.1.5 地脚螺栓（锚栓）的尺寸偏差应符合表 4.1.5 的规定。地脚螺栓（锚栓）的螺纹应予保护。

检查数量：按基础数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：用钢尺现场实测。

表 4.1.5 地脚螺栓（锚栓）的尺寸允许偏差（mm）

项目	允许偏差
轴线	3.0
标高	±10.0

螺栓（锚栓）露出长度	+5.0 0.0
螺纹长度	+5.0 0.0

4.1.6 基座顶面标高应符合设计要求，最大偏差值不超过 10 mm。

检查数量：按基础数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：用水平仪现场实测。

4.2 支架工程

I 主控项目

4.2.1 支架材料、支架的形式、支架的制作应符合设计要求，支架应无破损和变形。

钢结构支架的安装和焊接应符合《钢结构工程施工质量验收规范》GB50205 的要求。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 组。

检查方法：检查材料合格证，观察检查。

4.2.2 支架安装位置准确，连接牢固。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：对照设计要求测量检查、观察检查。

4.2.3 支架的防腐处理应符合设计要求和国家现行有关标准规定，钢支架表面的防腐涂层应光滑平整、无流挂、起皱、露底等缺陷。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查、核查检测报告。

4.2.4 支架的方位和倾角应符合设计要求，其偏差不应大于 $\pm 2^\circ$ 。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：测量检查。

4.2.5 支架接地系统、接地电阻应符合设计要求。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，检查检测报告。

II 一般项目

4.2.6 支架安装所有连接螺栓应加防松垫片并拧紧。增加外部丝扣不应少于 2 扣

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查。

4.2.7 安装组件的支架面应平直，直线度不大于 1‰，平整度不大于 3mm，机架上组件间的风道间隙应符合设计要求。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，用 2m 靠尺测量检查，拉线测量。

4.2.8 安装组件的孔洞位置应准确，偏差值不应大于 3mm。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，测量检查。

4.3 建筑用光伏构件系统工程

I 主控项目

4.3.1 建筑用光伏构件系统工程及其组成材料、构配件的性能应符合设计文件和国家、地方现行工程建设标准、产品标准的要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：检查光伏构件的质量合格证明文件、标志及检验报告等。

4.3.2 建筑用光伏构件按照设计图纸的型号、规格、连接方式、布置方向进行安装。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 10 块。

检查方法：对照设计要求测量检查、观察检查。

4.3.3 建筑用光伏构件按照设计要求可靠地固定在支架或连接件上。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查。

4.3.4 建筑用光伏构件间连接应牢固可靠，固定螺栓的力矩值应符合产品或设计文件的规定。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 10 块。

检查方法：观察、手扳、测量检查，对照设计文件进行检查。

4.3.5 安装建筑用光伏构件时，其周边的防水连接构造必须符合设计要求，不得渗漏。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查和雨后或淋雨检验。

4.3.6 光伏幕墙的物理性能检测应符合设计要求及现行国家标准和工程技术规范规定。

检查数量：全数检查。

检查方法：按照相关设计要求。

4.3.7 建筑用光伏构件系统工程应对下列部位或内容进行隐蔽工程验收，隐蔽工程验收不仅应有详细的文字记录，还应有必要的图像资料，图像资料包括隐蔽工程全貌和有代表性的局部（部位）照片。其分辨率以能够表达清楚受检部位的情况为准。照片应作为隐蔽工程验收资料与文字资料一同归档保存。当施工过程中出现本条未列出的内容时，应在施工组织设计、施工方案中对隐蔽工程验收内容加以补充：

1 立墙系统如下：

- 1) 龙骨的固定位置、型号等；
- 2) 龙骨固定方式；
- 3) 附加保温层的厚度及安装方式，板材缝隙填充质量；
- 4) 锚栓的设置位置、数量；
- 5) 断桥的设置；
- 6) 变形缝；
- 7) 勒脚、外门窗洞口和凸窗的四周、穿墙或楼板管线、女儿墙、檐口等处保温、防水处理；
- 8) 防锈处理。

2 屋面系统如下：

- 1) 基层；
- 2) 附加保温层的厚度及安装方式，板材缝隙填充质量；
- 3) 断桥的设置；
- 4) 结构件的连接方式；
- 5) 防锈处理。

II 一般项目

4.3.8 建筑用光伏构件上应标有带电警告标识。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查。

4.3.9 同一组方阵中的光伏构件安装纵横向偏差不应大于 5mm。

检查数量：按光伏构件或方阵总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，测量检查。

4.3.10 建筑用光伏构件与建筑面层之间应留有的安装空间和散热间距，其间距误差不

得超过设计参数的 5%。

检查数量：按光伏构件或方阵总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查。

4.3.11 防水层应平整、顺直，表面不应有施工残留物和污物。不应有未经处理的错钻孔洞。

检查数量：按面积抽查 10%，且不应少于 10m²。

检查方法：观察和用钢尺检查。

4.3.12 光伏幕墙安装允许偏差和检验方法应符合表 4.3.12 的规定。

表 4.3.1 光伏幕墙安装允许偏差和检验方法

项次	项 目		允许偏差 (mm)	检验方法
1	幕墙垂直度	幕墙高度≤30m	10	用经纬仪检查
		30m<幕墙高度≤60m	15	
		60m<幕墙高度≤90m	20	
		幕墙高度>90m	25	
2	幕墙水平	幕墙幅宽≤35m	5	用水平仪检查
		幕墙幅宽>35m	7	
3	构件直线度		2	用 2m 靠尺和塞尺检查
4	构件水平	构件长度≤2m	2	用水平仪检查
		构件长度>2m	3	
5	相邻构件错位		1	用钢直尺检查
6	分格框对角	对角线长度≤2m	3	用钢尺检查
	线长度差	对角线长度>2m	4	

4.4 细部构造工程

4.4.1 细部构造工程的验收参照 GB50207。

5 电气工程验收

5.1 一般规定

5.1.1 电气工程验收应在建筑工程完成施工安装后进行。

5.1.2 电气工程的验收步骤包括：调试、检测和试运行，在调试和检测过程中如发生不合格项，在对系统进行局部调整后，需对电气设备和系统逐项重新调试检测。

5.1.3 建筑物电气装置的单项验收宜参照现行国家标准 GB/T 16895.23-2012 的相关规定执行。

5.1.4 调试前应做好如下的准备工作：

1 应根据设计图纸，检查各设备的配置及连接是否与设计相符，如不相符，应先行整改；

2 检查光伏系统各设备及其周围环境是否达到各自电气产品的安全技术标准的要求；

3 光伏系统的安装角度，局部阴影遮挡等观感质量，与设计要求吻合；

4 对系统调试工作区拉警戒线进行人员出入限制，非系统调试工作人员，应与调试工作区域保持安全距离；

5 检查并保证各开关及设备处于断开状态；

6 调试人员应佩戴安全帽、穿着绝缘性服装并采取防电击及防穿刺等安全措施；

7 应准备相关的调试工具及仪表；

8 检查环境气象条件是否满足要求；

9 所有检测设备应通过校验、校准。

5.1.5 调试应满足如下基本要求：

1 工作必须按照系统各部分的操作顺序或设备的相关说明进行操作；

2 过程中，如发现漏电或其它威胁调试人员安全的情况，必须立刻停止调试工作，进行安全排查，直至威胁解除后，调试工作方可继续进行；

3 调试结束后，各装置及设备应复位至一般工作状态设定，所有安全保护装置应可靠接入系统，并处于工作状态。

5.1.6 二次系统的调试内容主要应包括但不限于：计算机监控系统、继电保护系统、远动通信系统、电能量信息管理系统、不间断电源系统、二次安防系统。

5.1.7 接通光伏系统时，先闭合交流侧送电开关，确保市电输送到系统交流侧电路后，依次向设备侧逐级闭合各支路开关。

5.1.8 系统各设备调试完毕后，应断开逆变器与市电的连接总开关。

5.1.9 若光伏系统采用微电网模式，试运行阶段对系统电能质量的测试宜按照以下顺序依次进行：异常电压和频率的响应、安全保护、谐波、直流分量、微电网计量装置准确度、功率因数测试。

5.2 光伏组件及阵列

5.2.1 极性测试

抽样原则：从每个逆变单元抽取组串数量不宜少于 5%，且不少于 3 个组串

检查方法：用合适的测试设备测试所有直流电缆的极性。确认电缆的极性之后，检查其极性标识是否正确，以及是否正确地连接到系统装置（例如开关装置或逆变器）上。

5.2.2 开路电压的测试

抽样原则：从每个逆变单元抽取组串数量不宜少于 5%，且不少于 3 个组串。

检查方法：应使用合适的测试设备测量每个光伏组串的开路电压。该项测试应在关闭电路开关或安装阵列过流保护装置之前（若有）进行。

开路电压的测量结果应与预期值进行比较。比较的目的是检查安装是否正确，而不是检查组件或阵列的性能。

若系统有多个相同组串而且太阳辐射条件稳定，应对各组串的电电压进行比较。电压测量结果应当一致（在相同太阳辐射条件下一般相差不超过 5%）。

5.2.3 电流测试

抽样原则：从每个逆变单元抽取组串数量不宜少于 5%，且不少于 3 个组串。

检查方法：与开路电压测试类似，测量光伏组串电流的目的是验证在光伏阵列接线中不存在重大故障。这些测试不应视为检验组件或阵列性能的措施。

短路电流检测和运行电流检测的方法都可以获得组串性能的信息。

在可能的情况下，优先选择短路电流测试，因为它能排除来自逆变器的任何影响。

1 短路电流测试

应使用合适的测试设备测量每个光伏组串的短路电流，确保所有光伏组串之间彼此隔离，而且所有开关装置和短路方式均处于打开位置。

测量结果应与预期值进行比较。若系统有多个相同组串而且太阳辐射条件稳定，应对各组串的电电流测量结果进行比较。测量结果应当一致（在相同太阳辐射条件下一般相差不超过 5%）。

2 光伏组串运行电流测试

将系统开启并处于正常运行模式（逆变器最大功率点跟踪），并测量每个光伏组串
的电流。测量时使用合适的钳形电流表，钳在组串电缆上。

测量结果应与预期值进行比较。若系统有多个相同组串而且太阳辐射条件稳定，应
对各组串的电流测量结果进行比较。测量结果应当一致（在相同太阳辐射条件下一般相
差不超过 5%）。

5.2.4 光伏方阵峰值功率测试

抽样原则：抽检按照 GB 6378—86《不合格品率的计量抽样检查程序及图表》进行。

检查方法：要求检测并网光伏发电系统的峰值功率是否符合合同要求的峰值功率。
峰值功率的定义是太阳电池在标准测试条件下所有太阳电池组件最大输出功率的总和，
它的数量应当在合同签订的光伏组件峰值功率总和的允许误差范围之内。

现场功率的测定可以采用由第三方检测单位校准过的“太阳电池方阵测试仪”抽测
太阳电池支路的 I-V 特性曲线，抽检按照 GB 6378《不合格品率的计量抽样检查程序及
图表》进行。由 I-V 特性曲线可以得出该支路的最大输出功率，为了将测试得到的最大
输出功率转换到峰值功率，需要做如下第 1、2、3、5、6 项的校正。

如果没有“太阳电池方阵测试仪”，也可以通过现场测试电站直流侧的工作电压和
工作电流得出电站的实际直流输出功率。为了将测试得到的电站实际输出功率转换到峰
值功率，需要做如下所有项目的校正。

测试后应当进行如下 6 项校正，以确保公正：

1 光强校正：

在非标准条件下测试应当进行光强校正，光强按照线性法进行校正；确定太阳电池
方阵测试仪的光谱范围同光伏方阵电池一致。

2 温度校正：

现场测试太阳电池的结温，并根据太阳能电池的温度系数进行温度校正；

3 组合损失校正：

光伏组件串并联后会有组合损失，应当进行组合损失校正，组合损失应当控制在 5%
以内；

4 最大功率点校正：

工作条件下太阳电池很难保证工作在最大功率点，需要与功率曲线对比进行校正；
对于带有太阳电池最大功率点跟踪（MPPT）装置的系统可以认为光伏方阵工作在最大
功率点，不用做此项校正；

5 灰尘遮挡校正：

测试之前应当清洗太阳能电池，否则还需要进行灰尘遮挡校正；

6 太阳能电池朝向校正：

不同的太阳能电池朝向具有不同的功率输出和功率损失，如果有不同朝向的太阳能电池接入同一台逆变器的情况下，需要进行此项校准。

5.2.5 方阵绝缘阻抗测试

抽样原则：测试应至少在每个光伏阵列上重复进行。如有要求，也可以对组串单独进行测试。

检查方法：

光伏阵列的直流电路在白天都是带电的，与传统的交流电路不同，在进行这项测试的时候它不能被隔离。

这项测试可能存在电击危险，因此开始之前完全理解测试过程是非常重要的。建议遵循以下安全措施：

- 1 限制无关人员进入工作区域。
- 2 进行绝缘测试时，不要用身体任何部位接触金属表面，同时采取措施防止其他人接触。
- 3 进行绝缘测试时，不要用身体任何部位接触组件/层压板的背面和端子，同时采取措施防止其他人接触。
- 4 当绝缘测试设备加电时测试区域就有了电压，设备须有自动放电的能力。
- 5 在整个测试期间，应穿戴适当的防护服或其他设备。

测试方法有以下两种：

测试方法 1——先后在阵列负极和地之间以及阵列正极和地之间进行测试。

测试方法 2——在地和短接的阵列正负极之间进行测试。

如果结构/框架连接到地，接地线可以连接到任何合适的其他接地线或者阵列框架上（若采用阵列框架，应保证接触良好而且整个金属框架具有接地连续性）。

对于阵列框架不接地的系统（例如等级 II 的设施），试运行工程师应在以下两种情况下进行测试：a)在阵列电缆和地之间，b)在阵列电缆和框架之间。

对于没有可触及带电部位的阵列（例如光伏屋面瓦），测试应在阵列电缆和建筑物的地之间进行。

注 1：若采用方法 2，为了最大程度降低电弧危险，阵列正极和负极电缆应采用安

全的方式进行短接。一般使用合适的短路开关箱。该装置内置了一个负载短路直流开关，将阵列电缆安全地接入该装置之后，可以安全地建立和切断短路连接。

注 2：测试过程的设计应保证峰值电压不超过组件或电缆的额定值。

5.2.6 方阵接地连续性测试

抽样原则：光伏方阵接地连续性的测试应覆盖不同的光伏方阵，抽样数量按照电站总的容量来决定，不同方阵的抽样数量占比依据不同方阵容量与电站总容量的占比进行确定。总的抽样数量按照下表进行：

表 5.2.6 抽样数量选择

光伏电站安装容量 (P)	每个检测项目抽样数量 (k)
$P \leq 10\text{MWp}$	3 个发电单元，每个单元不少于 3 处
$10\text{MWp} < P \leq 20\text{MWp}$	3 个发电单元，每个单元不少于 6 处
$20\text{MWp} < P \leq 50\text{MWp}$	6 个发电单元，每个单元不少于 6 处
$50\text{MWp} < P \leq 100\text{MWp}$	9 个发电单元，每个单元不少于 6 处
$P > 100\text{MWp}$	12 个发电单元，每个单元不少于 6 处

检测方法：光伏方阵中接地连续性的测试位置主要包括光伏组件边框与光伏支架之间、光伏支架与接地扁铁之间、光伏汇流设备的非载流导体与接地扁铁之间，测试位置的测试结果均应不大于 1Ω 。

5.3 直流汇流设备

5.3.1 汇流箱检查

汇流箱检查应包括如下项目：

- 1 产品质量应安全可靠，通过相关产品质量认证。
- 2 室外使用的汇流箱应采用密封结构，设计应能满足室外使用要求。
- 3 采用金属箱体的汇流箱应可靠接地。
- 4 采用绝缘高分子材料加工的，所选用材料应有良好的耐候性，并附有所有材料的说明书、材质证明书等相关技术资料。
- 5 汇流箱接线端子设计应能保证电缆线可靠连接，应有防松动零件，对既导电又作紧固用的紧固件，应采用铜制零件。
- 6 各光伏支路进线端及子方阵出线端，以及接线端子与汇流箱接地端绝缘电阻应不小于 $1\text{M}\Omega$ (DC500V)。

5.3.2 接地测试

抽样原则：按型号划分抽样单元，抽样方法和数量无特殊要求时按照 GB/T2828.1-2012 中的特殊检验水平 S-1 执行。

检测方法：检测汇流箱内部接地导线的接地方式、接地导线颜色、接地标识和接地路径。使用接地导通测试仪进行测量，在每个裸露导电部位与外部接地导线的接地端子之间通电流，维持时间 5s，测量两端的电阻值不应超过 0.1 Ω。

5.4 直流配电设备

5.4.1 直流配电柜检查

在较大的光伏方阵系统中应设计直流配电柜，将多个汇流箱汇总后输出给并网逆变器柜，检查项目应包括如下：

- 1 直流配电柜结构的防护等级设计应能满足使用环境的要求。
- 2 直流配电柜应进行可靠接地，并具有明显的接地标识，设置相应的浪涌吸收保护装置。
- 3 直流配电柜的接线端子设计应能保证电缆线可靠连接，应有防松动零件，对既导电又作紧固用的紧固件，应采用铜质材料。
- 4 直流配电柜内的输入输出回路采用短路保护和过电流保护装置，装置应便于操作。

5.5 直流电缆

5.5.1 电缆检查

连接电缆检查应包括如下项目：

- 1 连接电缆应采用耐候、耐紫外辐射、阻燃等抗老化的电缆。
- 2 连接电缆的线径应满足方阵各自回路通过最大电流的要求，以减少线路的损耗。
- 3 电缆与接线端应采用连接端头，并且有抗氧化措施，连接紧固无松动。
- 4 视觉检查各插接口紧密度、线槽是否合规等

5.5.2 电缆损失

直流电缆损失分以下几类：采用集中逆变器的光伏电站的直流线损主要包括组串到汇流箱的直流线损和汇流箱到逆变器的直流线损；采用组串逆变器的光伏电站的直流线损则主要是光伏组串到逆变器的直流线损。

抽样原则：从选定的汇流箱、逆变器或组串逆变器所对应的组串、汇流箱中抽取近、中、远三个组串或三台汇流箱进行检测。

检测方法：同时测量前端的出口直流电压、后端的入口直流电压及后端的入口直流电流，计算直流线损，满足平均直流线损不超过 2%。

5.6 直流系统（储电装置）

5.6.1 电池系统充放电容量（Ah）和工作电压范围测试

抽样原则：

检测方法：将储能子系统放电至保护，将测量设备累积 Ah 数清零，然后控制储能子系统在额定工况进行一次满充和满放的循环，充电结束后，记录充电过程直流端累积 Ah，以及开始充电和充电结束的时间和系统直流端的电压值，然后将累积 Ah 清零，5 分钟后再开始放电，待放电结束记录放电过程，分别记录放电过程换流器直流端累积 Ah，以及开始放电和放电结束的时间和系统直流端的电压值。

电池系统充放电容量（Ah）要不得小于设备标称容量；充放电过程电压不得超出系统设计电压范围，误差不超过制造商给定的精度。

5.6.2 电池系统充放电效率测试

抽样原则：

检测方法：用 5.2.5.1 中所测试的电池系统放电容量/电池系统充电容量即为电池系统额定工况效率。

电池系统额定工况（加定义）充放电效率不得低于 97%（锂电池）。

5.6.3 储能子系统充放电容量（kWh）测试

抽样原则：

检测方法：将储能子系统放电至保护，将设备所测能量清零，然后控制储能子系统在额定工况进行一次满充和满放的循环，充电结束后，记录充电过程交流端充电能量，然后将所测能量清零，5 分钟后再开始放电，待放电结束，记录放电过程中交流端放电能量，环境温湿度等参数。

储能子系统容量在正常情况下不得低于设备标称容量。

5.6.4 储能子系统能量效率测试

抽样原则：

检测方法：储能子系统在额定工况下放电能量和充电能量的比值即为储能子系统的

额定工况能量效率。在额定工况下，储能子系统能量效率不得低于 90%。储能子系统在待机状态下测得的损耗不得超过制造商给定的损耗值。

5.6.5 储能子系统在待机状态下损耗

抽样原则：

检测方法：控制储能子系统处于待机工作状态，测试储能子系统所有的二次电路设备和其它辅助设备所消耗的功率。

储能子系统在待机状态下测得的损耗不得超过制造商给定的损耗值。

5.6.6 储能子系统电能质量测试

抽样原则：

检测方法：测试方法参考 Q/GDW 676-2011 《储能系统接入配电网测试规范》进行。

储能子系统在并网模式下的各项电能质量指标应满足 Q/GDW 564-2010 《储能系统接入配电网技术规定》中的要求。

5.6.7 直流侧高压要求

抽样原则：所有汇流箱出口端、直流配电柜出口端、逆变器的入口端电压都全数测试

检查方法：测试汇流箱出口端、直流配电柜出口端、逆变器入口端的直流电压。

1 直流电压 $>600\text{V}$ 时，定义为高风险区，禁止应用于会有人员活动的光伏与建筑一体化发电系统。

2 $120\text{V}<\text{直流电压}\leq 600\text{V}$ 时，定义为风险区，在光伏与建筑一体化发电系统的直流侧当有暴露在组件阵列之外超过 1 米的直流电缆时，必须采用下列安全保护措施：

- 1) 采用直流高压警示标志；
- 2) 安装直流开关；
- 3) 直流电缆需加金属外套；
- 4) 具有控制直流侧快速关断的功能。

3 直流电压 $\leq 120\text{V}$ 时，定义为安全区，无需采用上述安全保护措施，建议在条件许可时在光伏系统中安装直流电弧故障保护装置。

5.8 逆变器

5.8.1 逆变器的安装部位、型号、外观、外壳防护等级、垂直度、水平度、位置误差及平行度、基础型钢、安装方向、固定情况、接地排、断开点、预留孔洞及电缆管口应

满足相关标准的要求。

抽样原则：以不同逆变器型号划分抽样单元，每种型号的逆变器数量少于等于 2 台时，全部进行检查；数量大于 2 台时，抽样数量至少 2 台，具体抽样数量依具体情况而定。

检测方法：安装部位、型号、外观、外壳防护等级、基础型钢、安装方向、固定情况、接地排、断开点、预留孔洞及电缆管口采用观察检查，垂直度、水平度、位置误差及平行度使用水平尺、量角器、钢尺测量。

5.8.2 逆变器直流侧电缆应接线牢固且极性正确、绝缘良好。

抽样原则：以不同逆变器型号划分抽样单元，每种型号的逆变器数量少于等于 2 台时，全部进行检查；数量大于 2 台时，抽样数量至少 2 台，具体抽样数量依具体情况而定。

检测方法：观察检查和测量仪器检测。

5.8.3 逆变器交流侧电缆应接线牢固且相序正确、绝缘良好。

抽样原则：以不同逆变器型号划分抽样单元，每种型号的逆变器数量少于等于 2 台时，全部进行检查；数量大于 2 台时，抽样数量至少 2 台，具体抽样数量依具体情况而定。

检测方法：观察检查和操作检查。

5.8.4 逆变器外壳、内部金属导轨、金属框架、金属隔板、内部器件的金属外壳等可接触非载流金属导体均应可靠接地，接地连接处的过渡电阻不应大于 0.24 Ω。

抽样原则：以不同逆变器型号划分抽样单元，每种型号的逆变器数量少于等于 2 台时，全部进行检查；数量大于 2 台时，抽样数量至少 2 台，具体抽样数量依具体情况而定。

检测方法：万用表测量逆变器可接触非载流金属导体与接地等电位连接体之间的过渡电阻。

5.8.5 逆变器内部元器件应完好，无受潮、放电痕迹。

抽样原则：以不同逆变器型号划分抽样单元，每种型号的逆变器数量少于等于 2 台时，全部进行检查；数量大于 2 台时，抽样数量至少 2 台，具体抽样数量依具体情况而定。

检测方法：观察检查。

5.8.6 逆变器内部所有电缆连接螺栓、插件、端子应连接牢固，无松动。

抽样原则：以不同逆变器型号划分抽样单元，每种型号的逆变器数量少于等于 2 台时，全部进行检查；数量大于 2 台时，抽样数量至少 2 台，具体抽样数量依具体情况而定。

检测方法：观察检查和操作检查。

5.8.7 逆变器、逆变器房通风散热良好，通风孔无堵塞，风机运转正常；水冷却型逆变器冷却液无泄漏，内部无凝露。

抽样原则：以不同逆变器型号划分抽样单元，每种型号的逆变器数量少于等于 2 台时，全部进行检查；数量大于 2 台时，抽样数量至少 2 台，具体抽样数量依具体情况而定。

检测方法：观察检查。

5.8.8 逆变器直流侧带电而交流侧不带电时：

1) 测量直流侧电压值和人机界面显示值之间偏差应在允许范围内。

抽样原则：以不同逆变器型号划分抽样单元，每种型号的逆变器数量少于等于 2 台时，全部进行检查；数量大于 2 台时，抽样数量至少 2 台，具体抽样数量依具体情况而定。

检测方法：测量仪器测量直流电压值，与目测的人机界面显示值进行对比，计算偏差值。

2) 检查人机界面显示直流侧对地阻抗值应符合要求。

抽样原则：以不同逆变器型号划分抽样单元，每种型号的逆变器数量少于等于 2 台时，全部进行检查；数量大于 2 台时，抽样数量至少 2 台，具体抽样数量依具体情况而定。

检测方法：观察检查。

5.8.9 逆变器直流侧带电、交流侧带电，具备并网条件时：

1) 测量交流侧电压值和人机界面显示值之间偏差应在允许范围内。

抽样原则：以不同逆变器型号划分抽样单元，每种型号的逆变器数量少于等于 2 台时，全部进行检查；数量大于 2 台时，抽样数量至少 2 台，具体抽样数量依具体情况而定。

检测方法：测量仪器测量交流电压值，与目测的人机界面显示值进行对比，计算偏差值。

2) 交流侧电压及频率应在逆变器额定范围内，且相序正确。

抽样原则：以不同逆变器型号划分抽样单元，每种型号的逆变器数量少于等于 2 台时，全部进行检查；数量大于 2 台时，抽样数量至少 2 台，具体抽样数量依具体情况而定。

检测方法：观察检查。

5.8.10 逆变器的监控功能调试要求：

1) 监控系统的通信地址应正确，通信良好并具有抗干扰能力；

抽样原则：以不同逆变器型号划分抽样单元，每种型号的逆变器数量少于等于 2 台时，全部进行检查；数量大于 2 台时，抽样数量至少 2 台，具体抽样数量依具体情况而定。

检测方法：观察检查。

2) 监控系统应实时准确地反映逆变器的运行状态、数据和各种故障信息；

抽样原则：以不同逆变器型号划分抽样单元，每种型号的逆变器数量少于等于 2 台时，全部进行检查；数量大于 2 台时，抽样数量至少 2 台，具体抽样数量依具体情况而定。

检测方法：观察检查。

3) 具备远方启、停及调整有功输出功能的逆变器，应实时响应远方操作，动作准确可靠。

抽样原则：以不同逆变器型号划分抽样单元，每种型号的逆变器数量少于等于 2 台时，全部进行检查；数量大于 2 台时，抽样数量至少 2 台，具体抽样数量依具体情况而定。

检测方法：操作检查。

5.9 交流配电设备

5.9.1 交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。交流配电设备主要特征参数包括：标称电压、标称电流。

抽样原则：按照按特征参数划分抽样单元，抽样方法和数量无特殊要求时按 GB/T2828.1-2012 中的特殊检验水平 S-1 执行。

检测方法：与设计文件进行观察核对。

5.9.2 检查交流侧送电开关处于断开状态，开关与供电线路连接部位的端头应有市电存在。

抽样原则：按照按特征参数划分抽样单元，抽样方法和数量无特殊要求时按

GB/T2828.1-2012 中的特殊检验水平 S-1 执行。

检测方法：万用表测量。

5.9.3 检测交流侧送电开关与光伏系统交流设备连接的各线路的通断状态，应确保各开关装置与各交流设备按照设计图纸已进行可靠连接。

抽样原则：按照按特征参数划分抽样单元，抽样方法和数量无特殊要求时按 GB/T2828.1-2012 中的特殊检验水平 S-1 执行。

检测方法：与技术文件进行观察核对，通断状态采取操作检查。

5.9.4 各交流设备功能状态正常，交流配电设备中各仪表显示正常。

抽样原则：按照按特征参数划分抽样单元，抽样方法和数量无特殊要求时按 GB/T2828.1-2012 中的特殊检验水平 S-1 执行。

检测方法：根据各交流设备的使用说明书中有关的调试方法和调试要求进行操作检查；观察检查交流配电箱中各仪表的显示情况。

5.10 电能质量

5.10.1 电能质量应符合下列要求：

- 1 光伏系统接入电网后引起电网公共连接点的谐波电压畸变率以及向电网公共连接点注入的谐波电流应符合 GB/T 14549 的规定；
- 2 光伏系统接入电网后，公共连接点的电压应符合 GB/T 12325 的规定；
- 3 光伏系统引起公共连接点处的电压波动和闪变应符合 GB/T 12326 的规定；
- 4 光伏系统并网运行时，公共连接点三相电压不平衡度应符合 GB/T 15543 的规定；
- 5 光伏系统并网运行时，向电网馈送的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

抽样原则：以不同逆变器型号划分抽样单元，每种型号的逆变器数量少于等于 2 台时，全部进行检查；数量大于 2 台时，抽样数量至少 2 台，具体抽样数量依具体情况为定。

测量程序：

- 1 将光伏系统与电网断开，测试电网侧电能质量，并按附录表格进行记录；
- 2 将逆变器并网，待稳定后测试逆变器输出电能质量，并按附录表格进行记录；
- 3 测试时应注意区别电能质量参数的偏差是属于电网原有偏差还是光伏系统并网后产生的偏差；
- 4 如光伏系统采用微电网模式，应增加对微电网孤岛运行状态下的电能质量测试。

5.11 二次系统

5.11.1 汇流设备的监控功能应符合下列要求：

- 1 监控系统的通信地址应正确，通信良好并具有抗干扰能力；
- 2 监控系统应实时准确的反映汇流箱内各光伏组串电流的变化情况；

抽样原则：按型号划分抽样单元，抽样方法和数量无特殊要求时按照 GB/T2828.1-2012 中的特殊检验水平 S-1 执行。

检测方法：测量仪器测量，测量结果与监控系统界面显示数值进行比对。

5.11.2 计算机监控系统调试应符合下列规定：

- 1 调试时可按照 DL/T 5065 相关章节的规定执行；
- 2 计算机监控系统设备的数量、型号、额定参数应符合设计要求，接地应可靠；
- 3 通信、遥测、遥控、遥调功能应准确、可靠；
- 4 计算机监控系统防误操作功能应完备可靠；
- 5 计算机监控系统定值调阅、修改和定值组切换功能应正确；
- 6 计算机监控系统主备切换功能应满足技术要求；

7 站内所有智能设备的运行状态和参数等信息均应准确反映到监控画面上，对可远方调节和操作的设备，远方操作功能应准确、可靠。

抽样原则：全数检查。

检测方法：观察检查和操作检查。

5.11.3 继电保护系统调试应符合下列规定：

- 1 试时可按照 DL/T 995 相关规定执行；
- 2 继电保护装置单体调试时，应检查开入、开出、采样等元件功能正确，且校对定值应正确；开关在合闸状态下模拟保护动作，在发生保护动作条件下，开关应跳闸，且保护动作应准确、可靠，动作时间应符合要求；

3 继电保护整组调试时，应检查实际继电保护动作逻辑与预设继电保护逻辑策略一致；

4 站控层继电保护信息管理系统的站内通信、交互等功能实现应正确；站控层继电保护信息管理系统与远方主站通信、交互等功能实现应正确。

抽样原则：全数检查。

检测方法：观察检查和操作检查。

5.11.4 远动通信系统调试应符合下列规定：

- 1 远动通信装置电源应稳定、可靠；
- 2 远动装置至调度方远动装置的信号通道应调试完毕，且稳定、可靠；
- 3 调度方遥信、遥测、遥控、遥调功能应准确、可靠，且应满足当地接入电网部门的特殊要求；

4 远动通信系统切换功能应满足技术要求。

抽样原则：全数检查

检测方法：观察检查和操作检查。

5.11.5 电能量信息管理系统调试应符合下列规定：

- 1 电能量采集系统的配置应满足当地电网部门的规定；
- 2 光伏电站关口计量的主、副表，其规格、型号及准确度应相同；且应通过当地电力计量检测部门的校验，并出具报告；
- 3 光伏电站关口表的 CT、PT 应通过当地电力计量检测部门的校验，并出具报告；
- 4 光伏电站投入运行前，电度表应由当地电力计量部门施加封条、封印；
- 5 光伏电站的电量信息应能实时、准确的反应到当地电力计量中心。

抽样原则：全数检查。

检测方法：观察检查。

5.11.6 不间断电源系统调试应符合下列规定：

- 1 不间断电源的主电源、旁路电源及直流电源间的切换功能应准确、可靠，且异常告警功能应正确；
- 2 计算机监控系统应实时、准确地反应不间断电源的运行数据和状况。

抽样原则：全数检查。

检测方法：观察检查。

5.11.7 二次系统安全防护调试应符合下列规定：

- 1 二次系统安全防护应主要由站控层物理隔离装置和防火墙构成，应能够实现自动化系统网络安全防护功能；
- 2 二次系统安全防护相关设备运行功能与参数应符合要求；
- 3 二次系统安全防护运行情况应与预设安防策略一致。

抽样原则：全数检查。

检测方法：观察检查和操作检查。

5.12 微电网系统

5.12.1 对微电网系统异常电压和频率进行响应测试，应在正常运行状态下进行，并满足以下要求：

1 选择微电网与公共电网间公共连接点作为测试点，最大响应时间应满足下表的要求；

表 5.12.1 异常电压的响应时间表

公共连接点处电压	最大响应时间 (s)
$U < 50\%U$ 正常	0.1
$50\%U$ 正常 $\leq U < 85\%U$ 正常	2.0
$85\%U$ 正常 $\leq U \leq 110\%U$ 正常	继续运行
$110\%U$ 正常 $< U \leq 135\%U$ 正常	2.0
$135\%U$ 正常 $\leq U$	0.05

2 在最大响应时间内，微电网应保持对公共电网状态的监测，使恢复互连功能有效；

3 当公共连接点处频率超出电力系统频率允许偏差时，微电网系统应在 0.2s 内按照预案响应。

5.12.2 微电网系统安全保护测试，应选择微电网系统与公共配电网间并网点作为测试点进行安全保护测试，并满足以下要求：

1 电网内分布式电源的接地方案不应造成公共连接点过电压；

2 电网系统与公共配电网互连后，不应造成公共电网保护装置的误动作或重复动作；

3 于要求在公共配电网发生故障情况下断开互连的微电网系统，在检测到公共电网发生故障并形成孤岛 2s 内，微电网系统与公共配电网间电能流动应停止。

5.12.3 微电网谐波的测试，应在微电网系统与公共配电网之间电能交换功率为额定功率的 50%和 100%时，使用谐波测试设备检测并网接口处的谐波，检测结果应符合 GB/T 14549 的相关规定。

5.12.4 微电网直流分量的测试，应在正常运行状态下，选择微电网系统并网接口作为测试点，使用电流测试设备测量，流经并网点电流直流分量不应超过其交流额定值的 0.5% 或 5mA 的较大值。

5.12.5 微电网功率因数的测试，应在微电网系统与公共配电网之间电能交换功率为额

定功率的 50%和 100%时，使用功率因数测试设备分别测量公共连接点处的功率因数。通过 380V 电压等级并网的微电网系统功率因数应在 0.95(超前)~0.95（滞后）范围内。通过 10kV 及以上电压等级并网的微电网系统功率因数应在 0.98(超前)~0.98（滞后）范围内。

5.12.6 在进行上述步骤的检测后，还必须在孤岛运行状态下，根据各交流设备的使用说明书中有关的调试方法和调试要求，启动各交流设备进行相应功能的调试，并检查交流配电箱中各仪表的显示情况。

5.13 保护装置及等电位体

5.13.1 测试保护装置或联接体的连接可靠性，不应该出现连接松动或者不完全接触情况。比如边框之间的连接，接地体的连接等。

5.14 防雷和接地

5.14.1 当光伏逆变器的直流端和交流端之间没有任何简单隔离时，应安装漏电保护器（RCD），且 RCD 应为 B 型。

5.14.2 为尽可能降低雷击感应的电压，检查所有接线回路确保其面积尽可能小。

5.14.3 若当地法规有要求，检查阵列框架和/或组件框架的保护接地导体是否正确安装并连接到地。若装有保护接地和/或等电位连接导体，确认这些导体的连接尽可能短，并与直流电缆平行铺设。

7 系统整体验收

7.1 一般规定

7.1.1 整体验收分为验收准备阶段、预验收阶段和竣工验收阶段。验收准备阶段主要考核施工工艺规范合理、施工过程质量控制合法合规；预验收阶段主要考核系统及设备的各项基本功能和控制参数的设定等；竣工验收阶段主要考核系统的功率转换控制性能、安全保护功能、供电品质等。

7.1.2 光伏与建筑一体化发电系统分项工程检验批合格质量标准应符合下列规定：

- 1 检验批按主控项目和一般项目验收。
- 2 主控项目应全部合格。
- 3 一般项目应合格，当采用计数检验时，至少应有 90%以上的检查合格，且其余检查点不得有严重的缺陷。
- 4 隐蔽验收记录、质量证明文件应完整。

7.1.3 光伏与建筑一体化发电系统分项工程合格质量标准应符合下列规定：

- 1 分项工程所含的各检验批均应符合本规程合格质量标准；
- 2 分项工程所含的各检验批质量验收记录应完整；
- 3 系统调试、检测、试运行应符合要求。

7.1.4 光伏与建筑一体化发电系统工程验收时应检查下列文件和记录：

- 1 设计文件、图纸会审记录、设计变更和洽商记录；
- 2 材料、设备和构件的产品出厂合格证、检验报告、进场检验记录、有效期内的型式检验报告；
- 3 后置埋件、防雷装置测试记录；
- 4 隐蔽工程验收记录和相关图像资料；
- 5 工程质量验收记录；
- 6 系统联合试运转及调试记录；
- 7 系统检测报告
- 8 其他对工程质量有影响的重要技术资料。

7.1.5 光伏与建筑一体化发电系统工程应对下列项目进行隐蔽验收，并按附表 A 做好隐蔽验收记录：

- 1 预埋件或后置螺栓（锚栓）连接件；
- 2 基座、支架、光伏组件四周与主体结构连接节点；

- 3 基座、支架、光伏组件四周与主体围护结构之间的建筑做法;
 - 4 需进行防水处理工程节点;
 - 5 系统防雷与接地保护的连接节点;
 - 6 隐蔽安装的电气管线工程。
- 7.1.6 光伏与建筑一体化发电系统分项工程检验批验收时应按表附录 B 填写验收记录。
- 7.1.7 光伏与建筑一体化发电系统分项工程验收时应按表附录 C 填写验收记录。
- 7.1.8 光伏与建筑一体化发电系统分部(子分部)工程验收时应按表附录 D 填写验收记录。
- 7.1.9 既有建筑安装光伏与建筑一体化发电系统的验收参照《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300 单位工程验收的要求。

7.2 验收准备

- 7.2.1 光伏发电项目完工后, 验收准备阶段由施工单位组织有关人员进行自检。
- 7.2.2 验收准备阶段应符合以下要求:
- 1 现场应清理完毕;
 - 2 光伏发电项目使用的主要建筑材料、建筑构配件和设备, 除须具有合格证明资料外, 还应当有进场试验、检验报告, 其质量要求必须符合国家规定的标准;
 - 3 各设备安装检查结束并经确认;
 - 4 各设备安装施工正确, 放置稳固, 连接紧密;
 - 5 光伏阵列、电气设备、建筑物和附属物之间距离安全、布局合理, 不影响各设备正常、安全运行, 便于人员运维检修;
 - 6 系统电气设备的保护性接地连接可靠, 接地电阻经测量符合相关的电气标准和规程;
 - 7 防雷系统完善, 固定可靠, 连接紧密, 接地电阻经测量符合相关的电气标准和规程;
 - 8 系统各电气设备警示标志齐全、规范。
- 7.2.3 由施工单位编写《单位工程竣工验收申请表》。

7.3 预验收

- 7.3.1 收到光伏发电项目施工单位提交的《单位工程竣工验收申请表》后, 项目总监

理工程师应组织各专业监理工程师对工程质量进行竣工预验收。

7.3.2 预验收阶段应符合以下要求：

- 1 光伏阵列的首次运行应在光照条件较好的情况下进行，宜在天气晴朗，太阳辐照强度不低于 $400\text{W}/\text{m}^2$ 的条件下进行；
- 2 光伏发电工程主要设备（光伏组件、光伏逆变器、光伏汇流箱和变压器等）的控制参数和功能根据技术手册进行校验无误；
- 3 系统各设备经过现场测试后，进行试运行；
- 4 试运行的时间依据制造商规定，但应不低于 10 天。在弱光照期内，试运行时间应适当延长；
- 5 试运行期间应准确记录并校验光伏方阵各设备电气性能、系统效率等是否符合设计要求；
- 6 试运行人员应取得上岗资格；
- 7 试运行期间发现的问题应责成有关单位限期整改完成。

7.3.3 由施工单位编写《建设工程竣工报告》，由监理单位编写《工程质量评估报告》。

7.4 竣工验收

7.4.1 收到光伏发电项目施工单位提交的《单位工程竣工验收申请表》后，建设单位应及时组织有设计、施工、工程监理等有关单位参加的竣工验收。

7.4.2 竣工验收阶段应符合以下要求：

- 1 完成光伏发电项目工程设计和合同约定的各项内容；
- 2 有完整的技术档案和施工管理资料，至少包含以下表 x 中的内容；

表 7.4.2 竣工验收资料核查表

编号	竣工验收核查资料	检查标准和依据
1	项目基本信息和文件	项目的基本信息提供，检查项目必须的文件资料及合同要求的技术文件
2	系统设备的合同符合性	对光伏系统设备种类、技术规格、数量以及主要性能进行合同符合性检查
3	系统的调试	检查光伏系统调试报告
4	系统的检查	检查光伏系统各个分系统的功能和质量

- 3 有光伏发电工程使用的主要建筑材料、建筑构配件和设备的进场试验报告；
- 4 有设计、施工、工程监理等单位分别签署的质量合格文件；
- 5 有施工单位签署的质量保证书。

7.4.3 竣工验收时，应从调试结束开始试运行3个月，监测并记录3个月的累计发电量 E_p ，和对应时间的累计太阳辐射量 E_p ，并按式(1)对光伏系统的性能进行评价：

$$\frac{E_{p'}}{E_p} \geq 0.85 \quad (7.4.3-1)$$

式中： E_p ——试运行期间累计发电量，单位为千瓦时(kWh)；

$E_{p'}$ ——按实测累计水平面太阳能总辐照量计算的发电量，按照式(7.4.3-2)计算，

单位为千瓦时(kWh)；

$$E_{p'} = H_A \times \frac{P_{AZ}}{E_s} \times K \quad (7.4.3-2)$$

H_A ——实测累计水平面太阳能总辐照量，单位为千瓦时每平方米(kWh/m²)；

P_{AZ} ——组件安装容量，单位为千瓦(kWp)；

E_s ——标准条件下的辐照度(常数=1000W/m²)；

K ——设计提供的综合效率系数。

7.4.4 由建设单位编写《建设工程竣工验收报告》。

附录 A 光伏与建筑一体化发电系统隐蔽工程验收记录

表 A _____ 隐蔽工程质量验收记录 编号: _____

工程名称		工程地点			
施工单位		项目经理		专业工长	
分包单位		分包负责人		专业工长	
分部工程		分项工程名称			
隐蔽工程名称		施工图 编号			
隐蔽工程验收 内容和设计及 规范要求					
隐蔽工程验收 部位	施工单位自查记录				
	使用的主要材料检查记录		施工质量检查记录		
监理（建设）单位验收意见： 监理工程师：			施工单位检查意见： 质查员： 项目质量（技术）负责人：		
_____ 年 月 日			_____ 年 月 日		

附录 B 光伏与建筑一体化发电系统分项工程检验批质量验收记录表

表 B _____ 检验批质量验收记录 编号: _____

单位(子单位) 工程名称		分部(子分部) 工程名称		分项工程名称	
施工单位		项目负责人		检验批容量	
分包单位		分包单位项目负责人		检验批部位	
施工依据			验收依据		
主控项目	验收项目	设计要求及规范	最小/实际 抽样数量	检查记录	检查结果
	1				
	2				
	3				
	4				
一般项目	1				
	2				
施工单位检查结果	专业工长: 项目专业质量检查员: 年 月 日				
监理单位验收结论	专业监理工程师: 年 月 日				

附录 C 光伏与建筑一体化发电系统分项工程质量验收记录

表 C _____ 分项工程质量验收记录 编号： _____

单位（子单位） 工程名称				分部（子分部）工程名称		
分项工程数量				检验批数量		
施工单位				项目负责人	项目技术负责人	
分包单位				分包单位 项目负责人	分包内容	
序号	检验批名称	检验批数量	部位/区段	施工单位检查结果	监理单位验收结论	
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
说明：						
施工单位检查结果		项目专业技术负责人： 年 月 日				
监理单位验收结论		专业监理工程师： 年 月 日				

附录 D 光伏与建筑一体化发电系统子分部工程质量验收记录

表 D _____ 子分部工程质量验收记录 编号: _____

单位(子单位) 工程名称			分项工程 数量		
施工单位			项目负责 人	技术(质量) 负责人	
分包单位			分包单位 负责人	分包内容	
序号	分项工程 名称	检验批数量	施工单位检查结果	监理单位验收结论	
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
质量控制资料					
安全和功能检验结果					
观感质量检验结果					
综 合 验 收 结 论					
施工单位: 项目负责人: 年 月 日		设计单位: 项目负责人: 年 月 日		监理单位: 总监理工程师: 年 月 日	

附录 E 直流部分验收记录

表 E _____ 直流部分质量验收记录 编号: _____

评价项目		数据参数	是否符合要求	备注	
光伏组件及阵列	极性测试	组串 1			
		组串 2			
		组串 3			
	开路电压测试	组串 1			
		组串 2			
		组串 3			
	电流测试	组串 1			
		组串 2			
		组串 3			
	峰值功率测试	方阵 1			
		方阵 2			
		方阵 3			
				
	方阵绝缘阻抗测试	方阵 1			
		方阵 2			
		方阵 3			
.....					
方阵接地连续性测试	方阵 1				
	方阵 2				
	方阵 3				
				
直流汇流设备	汇流箱检查	汇流箱 1			
		汇流箱 2			
		汇流箱 3			
				
	接地测试	汇流箱 1			
		汇流箱 2			
		汇流箱 3			
.....					
直流配电设备	直流配电柜检查	配电柜 1			
		配电柜 2			
		配电柜 3			
				
直流电缆	电缆检查				
	电缆损失	组串到汇流箱的直流线损	近:		
			中:		
			远:		
平均:					

		汇流箱到逆变器的直流线损	近:		
			中:		
			远:		
			平均:		
		光伏组串到逆变器的直流线损	近:		
			中:		
			远:		
			平均:		
直流系统(储电装置)	电池系统充放电容量 (Ah) 和工作电压范围测试	电池系统充放电容量 (Ah)			
		工作电压范围			
	电池系统充放电效率测试				
	储能子系统充放电容量 (kWh) 测试				
	储能子系统能量效率测试				
	储能子系统在待机状态下损耗				
	储能子系统电能质量测试				
直流侧高压要求	直流电压 > 600V				
	120V < 直流电压 ≤ 600V				
	直流电压 ≤ 120V				

附录 F 交流部分验收记录

表 F _____ 交流部分质量验收记录 编号: _____

评价项目		数据参数	是否符合要求	备注
逆变器	安装部位、型号、外观、外壳防护等级、垂直度、水平度、位置误差及平行度、基础型钢、安装方向、固定情况、接地排、断开点、预留孔洞及电缆管口等检查	逆变器 1		
		逆变器 2		
			
	逆变器直流侧电缆接线牢固性及极性、绝缘检查	逆变器 1		
		逆变器 2		
			
	逆变器交流侧电缆接线牢固且相序正确、绝缘检查	逆变器 1		
		逆变器 2		
			
	逆变器可接触非载流金属导体接地连接处过度电阻	逆变器 1		
		逆变器 2		
			
	逆变器内部元器件检查	逆变器 1		
		逆变器 2		
			
	逆变器内部所有电缆连接螺栓、插件、端子连接检查	逆变器 1		
		逆变器 2		
			
	逆变器、逆变器房通风散热、风机或冷却液检查	逆变器 1		
		逆变器 2		
			
	逆变器直流侧带电而交流侧不带电时，直流侧电压值和人机界面显示值之间偏差	逆变器 1		
		逆变器 2		
			
	逆变器直流侧带电而交流侧不带电时，人机界面显示直流侧对地阻抗值	逆变器 1		
逆变器 2				
.....				
逆变器直流侧带电、交流侧带电，具备并	逆变器 1			
	逆变器 2			

	网条件时，测量交流侧电压值和人机界面显示值之间偏差			
	逆变器直流侧带电、交流侧带电，具备并网条件时，交流侧电压及频率检查	逆变器 1			
		逆变器 2			
				
	逆变器的监控功能调试，监控系统的通信地址应正确，通信良好并具有抗干扰能力	逆变器 1			
		逆变器 2			
				
	逆变器的监控功能调试，监控系统应实时准确地反映逆变器的运行状态、数据和各种故障信息	逆变器 1			
		逆变器 2			
				
	逆变器的监控功能调试，具备远方启、停及调整有功输出功能的逆变器，应实时响应远方操作，动作准确可靠	逆变器 1			
		逆变器 2			
				
交流配电设备	交流配电设备容量	交流配电柜 1			
		交流配电柜 2			
				
	检查交流侧送电开关处于断开状态	交流配电柜 1			
		交流配电柜 2			
				
	检测交流侧送电开关与光伏系统交流设备连接的各线路的通断状态	交流配电柜 1			
		交流配电柜 2			
				
	各交流设备功能状态及各仪表显示	交流配电柜 1			
		交流配电柜 2			
				
电能质量	并网前电网的电能质量	A 相电压偏差 (或单相电压)			
		B 相电压偏差			
		C 相电压偏差			
		A 相频率偏差 (或单相电压)			
		B 相频率偏差			
		C 相频率偏差			
		A 相电压谐波含			

		量与畸变率（或单相电压）			
		B相电压谐波含量与畸变率			
		C相电压谐波含量与畸变率			
		三相电压不平衡度			
		直流分量			
		是否存在电压波动与闪变事件			
		A相功率因素			
		B相功率因素			
		C相功率因素			
	并网后电网的电能质量	A相电压偏差（或单相电压）			
		B相电压偏差			
		C相电压偏差			
		A相频率偏差（或单相电压）			
		B相频率偏差			
		C相频率偏差			
		A相电压谐波含量与畸变率（或单相电压）			
		B相电压谐波含量与畸变率			
		C相电压谐波含量与畸变率			
		三相电压不平衡度			
		直流分量			
		A相功率因素			
		B相功率因素			
		C相功率因素			
		二次系统	汇流设备的监控功能	汇流设备 1	
汇流设备 2					
.....					
计算机监控系统调试					
继电保护系统调试					
远动通信系统调试					
电能量信息管理系统调试					
不间断电源系统调试					

	二次系统安全防护调试			
微电网系统	对微电网系统异常电压和频率进行响应测试			
	微电网系统安全保护测试			
	微电网谐波的测试			
	微电网直流分量的测试			
	微电网功率因数的测试			
	在孤岛运行状态下，根据各交流设备的使用说明书中有关的调试方法和调试要求，启动各交流设备进行相应功能的调试，并检查交流配电箱中各仪表的显示情况			
保护装置及等电位体	保护装置或联接体的连接可靠性			
防雷和接地	光伏逆变器的直流端和交流端之间没有任何简单隔离时，应安装漏电保护器（RCD）；			
	为尽可能降低雷击感应的电压，检查所有接线回路确保其面积尽可能小；			
	若当地法规有要求，检查阵列框架和/或组件框架的保护接地导体是否正确安装并连接到地。			
	若装有保护接地和/或等电位连接导体，确认这些导体的连接尽可能短，并与直流电缆平行铺设。			

本规范用词说明

- 1 为便于在执行本规范条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：
 - 1) 表示很严格，非这样做不可的：
正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；
 - 2) 表示严格，在正常情况下均应这样做的：
正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；
 - 3) 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：
正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；
 - 4) 表示有选择，在一定条件下可以这样做的用词，采用“可”。
- 2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

- GB 50300 《建筑工程施工质量验收统一标准》
- GB50205 《钢结构工程施工质量验收规范》
- GB50207 《屋面工程质量验收规范》
- GB 6378 《不合格品率的计量抽样检查程序及图表》
- GB/T 16895.23-2012 《低压电气装置 第 6 部分：检验》
- GB/T2828.1-2012 《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 14549-1993 《电能质量公用电网谐波》
- GB/T 12325-2008 《电能质量 供电电压偏差》
- GB/T 12326-2008 《电能质量 电压波动和闪变》
- GB/T 15543-2008 《电能质量 三相不平衡》
- Q/GDW 564-2010 《储能系统接入配电网技术规定》
- Q/GDW 676-2011 《储能系统接入配电网测试规范》
- DL/T 5065-2009 《水力发电厂计算机监控系统设计规范》
- DL/T 995-2016 《继电保护和电网安全自动装置检验规程》