



中华人民共和国国家标准

GB/T 37655—2019

光伏与建筑一体化发电系统验收规范

Acceptance specification of building integrated photovoltaic power systems

2019-06-04 发布

2020-01-01 实施

国家市场监督管理总局
中国国家标准化管理委员会 发布

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 光伏与建筑一体化发电系统验收基本要求	2
4.1 验收原则	2
4.2 验收的程序和组织	2
4.3 验收工作内容	2
4.4 分项验收	2
4.5 验收单位的职责	2
4.6 竣工验收	3
4.7 消防验收	3
5 结构相关工程验收	3
5.1 基础工程验收	3
5.2 支架工程验收	4
5.3 光伏构件系统安装工程验收	5
5.4 细部构造工程的验收	8
6 电气工程验收	8
6.1 一般规定	8
6.2 光伏组件及阵列验收	9
6.3 直流汇流设备验收	11
6.4 直流配电柜验收	11
6.5 直流电缆验收	11
6.6 储能系统验收	12
6.7 直流侧高压保护措施的检查	12
6.8 逆变器验收	13
6.9 交流配电设备验收	14
6.10 电能质量	15
6.11 二次系统	15
6.12 微电网系统验收	17
6.13 保护装置及等电位体	18
6.14 防雷和接地	18
7 光伏与建筑一体化发电系统整体验收	18
7.1 整体验收的一般规定	18
7.2 验收准备	20
7.3 预验收	20

7.4 竣工验收	21
附录 A (资料性附录) 光伏与建筑一体化发电系统隐蔽工程质量验收记录	22
附录 B (资料性附录) 直流部分验收记录	23
附录 C (资料性附录) 交流部分验收记录	25
附录 D (资料性附录) 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	29
附录 E (资料性附录) 光伏与建筑一体化发电系统分项工程质量验收记录	30
附录 F (资料性附录) 光伏与建筑一体化发电系统分部(子分部)工程质量验收记录	31



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、中天光伏技术有限公司、珠海兴业绿色建筑科技有限公司、天合光能股份有限公司、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、北京汉能户用薄膜发电科技集团有限公司、江苏省建筑工程质量监督总站、浙江昱能科技有限公司、常州大学、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、苏州腾晖光伏技术有限公司、黄河水电光伏产业技术有限公司、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、英利能源(中国)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、河海大学常州校区、东南大学、顺德中山大学太阳能研究院。

本标准主要起草人：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、丁建宁、肖桃云、蒋国峰、金孝权、崇峰、徐小飞、王虎、吕欣、吴国良、王怀松、焦道海、丁坤、顾竞成、李永辉、孙韵琳、王强、张梅、陈明、陈海波、史金超、赵荣兴、严学庆。

光伏与建筑一体化发电系统验收规范

1 范围

本标准规定了光伏与建筑一体化发电系统验收的术语和定义,验收的基本要求,以及结构相关工程验收、电气工程验收、系统整体验收等分项验收的内容。

本标准适用于新建、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。

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—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 6378.1 计量抽样检验程序 第1部分:按接收质量限(AQL)检索的对单一质量特性和单个 AQL 的逐批检验的一次抽样方案

GB/T 12325 电能质量 供电电压偏差

GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变

GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波

GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡

GB/T 16895.23 低压电气装置 第6部分:检验

GB 50205 钢结构工程施工质量验收规范

GB 50207 屋面工程质量验收规范

GB 50300 建筑工程施工质量验收统一标准

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

光伏发电系统 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。

3.2

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结合。

3.3

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。

注:光伏方阵又称光伏阵列。

3.4

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。

3.5

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。

注：安装容量的计量单位为峰瓦(W_p)。

4 光伏与建筑一体化发电系统验收基本要求

4.1 验收原则

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。

4.2 验收的程序和组织

光伏与建筑一体化发电系统验收的程序和组织应符合 GB 50300 的要求，并符合下列规定：

- a) 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。
- b) 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；设计单位主要设计人员也应参加；必要时可邀请电网公司相关技术人员参加。
- c) 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。

4.3 验收工作内容

光伏与建筑一体化发电系统验收应包含但不限于下列工作内容：

- a) 检查是否按照设计文件进行建设；
- b) 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；
- c) 检查是否具备运行条件；
- d) 做出验收评价和结论；
- e) 制定完整的后期维护管理规定。

4.4 分项验收

光伏与建筑一体化发电系统验收按照结构相关工程验收、电气工程验收、光伏与建筑一体化发电系统整体验收三个分项进行。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。

4.5 验收单位的职责

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。验收中相关单位职责如下：

- a) 建设单位职责应包括但不限于：
 - 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。
- b) 勘察设计单位职责应包括但不限于：
 - 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。
- c) 施工单位职责应包括但不限于：
 - 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。
- d) 监理单位职责应包括但不限于：
 - 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。

4.6 竣工验收

竣工验收应向使用者提交下列资料：

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

4.7 消防验收

相关消防工程的验收,应由消防部门组织实施。



5 结构相关工程验收

5.1 基础工程验收

5.1.1 基础工程验收的主控项目

5.1.1.1 基础类型、强度

应符合设计要求。检查数量为全数检查。检查方法为对照设计文件进行检查,核查试验报告。

5.1.1.2 后置埋件

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:以基座为单元检查基座使用的后置埋件,检查的单元数量为基座总数的1%,且不应少于3个基座。

检查方法:核查承载力检测报告。

5.1.1.3 防水

在屋面结构层上现场施工的基座完工后,底面基座与屋面连接处应做防水加强处理,防水施工应符合

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 h 不渗不漏为合格。

5.1.1.4 预埋件

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:以基座为单元检查基座顶面使用的预埋件,检查的单元数量为基座总数的 10%,且不应少于 3 个基座。

检查方法:观察检查及核查检测报告。

5.1.2 基础工程验收的一般项目

5.1.2.1 地脚螺栓(锚栓)的尺寸偏差

地脚螺栓(锚栓)的尺寸偏差应符合表 1 的规定。地脚螺栓(锚栓)的螺纹应予保护。

检测数量:以基座为单元进行检测。检测单元数为基座总数的 10%,且不应少于 3 个。

检测方法:用钢尺现场检测。

表 1 地脚螺栓(锚栓)的尺寸允许偏差

单位为毫米

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

5.1.2.2 基座顶面标高

基座顶面标高应符合设计要求,最大偏差值不超过 10 mm。

检测数量:基础总数的 10%,且不应少于 3 个。

检测方法:用水平仪现场实测。

5.2 支架工程验收

5.2.1 支架工程验收的主控项目

5.2.1.1 支架的材料、形式及制作

支架的材料、形式及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 GB 50205 的要求。

检查数量:支架总数的 10%,且不应少于 3 组。

检查方法:检查材料合格证,观察检查。

5.2.1.2 支架安装位置

支架安装位置准确,连接牢固。

检查数量:支架总数的 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。

5.2.1.3 支架的防腐

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:支架总数的10%,且不应少于3个。

检查方法:观察检查、核查检测报告。

5.2.1.4 支架的方位和倾角

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:支架总数的10%,且不应少于3个。

检查方法:测量检查。

5.2.1.5 支架接地电阻

支架的接地电阻应符合设计要求。

检查数量:支架总数的10%,且不应少于3个。

检查方法:观察检查,检查检测报告。

5.2.2 支架工程验收的一般项目

5.2.2.1 支架螺栓

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:支架总数的10%,且不应少于3个。

检查方法:观察检查。

5.2.2.2 支架面的直线度和平整度

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

检查数量:支架总数的10%,且不应少于3个。

检查方法:观察检查,用2 m靠尺测量检查,拉线测量。

5.2.2.3 安装组件的孔洞

安装组件的孔洞位置应准确,设计值与设计值之间的绝对误差不应大于3 mm。

检查数量:支架总数的10%,且不应少于3个。

检查方法:观察检查,测量检查。

5.3 光伏构件系统安装工程验收

5.3.1 光伏构件系统安装工程验收的主控项目

5.3.1.1 材料及构配件性能

光伏构件系统安装工程及其组成材料、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。

5.3.1.2 光伏构件的安装

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:光伏构件总数的10%,且不应少于10个。

检查方法:对照设计要求测量检查、观察检查。

5.3.1.3 光伏构件的固定

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:支架或连接件总数的10%,且不应少于3个。

检查方法:观察检查。

5.3.1.4 光伏构件间的连接

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:光伏构件总数抽查10%,且不应少于10个。

检查方法:观察、手扳、测量检查,对照设计文件进行检查。

5.3.1.5 光伏构件的防水和保温

安装光伏构件时,其周边的防水连接与保温结构应符合设计要求,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。

5.3.1.6 幕墙用光伏构件的物理性能

幕墙用光伏构件的物理性能应符合设计要求及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。

5.3.1.7 隐蔽工程

光伏构件系统安装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(参见附录A),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。隐蔽工程部位如下:

a) 立墙系统的验收内容如下:

- 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。

b) 屋面系统的验收内容如下:

- 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。

5.3.2 光伏构件系统安装工程验收的一般项目

5.3.2.1 警示标识

光伏构件上应标有带电警示标识。

检查数量: 全数检查。

检查方法: 观察检查。

5.3.2.2 纵横向偏差

同一组方阵中的光伏构件安装纵横向偏差不应大于 5 mm。

检查数量: 光伏构件或方阵总数的 10%, 且不应少于 3 个。

检查方法: 观察检查, 测量检查。

5.3.2.3 散热间距

光伏构件与建筑面层之间应留有散热间距, 散热间距实际值与设计值之间的相对误差不应大于 5%。

检测数量: 光伏构件或方阵总数的 10%, 且不应少于 3 个。

检测方法: 用钢尺检测。

5.3.2.4 防水层

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。

检测数量: 总面积的 10%, 且不应少于 10 m²。

检测方法: 观察和用钢尺检查。

5.3.2.5 幕墙用光伏构件安装的允许偏差

幕墙用光伏构件安装的允许偏差和检验方法应符合表 2 的规定。

表 2 幕墙用光伏构件安装的允许偏差和检验方法

项次	项目		允许偏差	检验方法
1	幕墙垂直度	幕墙高度 ≤ 30 m	10 mm	用经纬仪检查
		30 m < 幕墙高度 ≤ 60 m	15 mm	
		60 m < 幕墙高度 ≤ 90 m	20 mm	
		幕墙高度 > 90 m	25 mm	
2	幕墙水平	幕墙幅宽 ≤ 35 m	5 mm	用水平仪检查
		幕墙幅宽 > 35 m	7 mm	
3	幕墙倾斜面角度		0.5°	用角度仪检查

表 2 (续)

项次	项目		允许偏差	检验方法
4	构件直线度		2 mm	用 2 m 靠尺和塞尺检查
5	构件水平	构件长度 \leq 2 m	2 mm	用水平仪检查
		构件长度 $>$ 2 m	3 mm	
6	相邻构件错位		1 mm	用钢直尺检查
7	分格框对角	对角线长度 \leq 2 m	3 mm	用钢尺检查
	线长度差	对角线长度 $>$ 2 m	4 mm	

5.4 细部构造工程的验收

细部构造工程的验收按照 GB 50207 的要求实施。

6 电气工程验收

6.1 一般规定

6.1.1 电气工程验收应在建筑工程完成施工安装后进行。

6.1.2 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和检测。

6.1.3 建筑物电气装置的单项验收宜按照 GB/T 16895.23 的相关规定执行。

6.1.4 调试前应做好如下的准备工作：

- 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；
- 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；
- 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；
- 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；
- 检查并保证各开关及设备处于断开状态；
- 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；
- 应准备相关的调试工具及仪表；
- 检查环境气象条件是否满足要求；
- 所有检测设备应通过校验、校准。

6.1.5 调试应满足如下基本要求：

- 工作应按照系统各部分的操作顺序或设备的相关说明进行操作；
- 过程中，如发现漏电或其他威胁调试人员安全的情况，应立刻停止调试工作，进行安全排查，直至威胁解除后，调试工作方可继续进行；
- 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。

6.1.6 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、电能信息管理系统、不间断电源系统、二次安防系统。

6.1.7 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。

- 6.1.8 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。
- 6.1.9 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。
- 6.1.10 直流部分和交流部分的验收记录分别参见附录 B 和附录 C。

6.2 光伏组件及阵列验收

6.2.1 极性测试

抽样原则:从每个逆变单元抽取组件串数量不应少于该逆变单元组件串总数的 5%,且不少于 3 个组串。

检测方法: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。

6.2.2 开路电压测试

抽样原则:从每个逆变单元抽取组件串数量不应少于该逆变单元组件串总数的 5%,且不少于 3 个组串。

测试方法: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设计值进行比较。

若系统有多个相同组串而且太阳辐射条件稳定,应对各组串的电电压进行比较。电压测量结果应一致(在相同太阳辐射条件下一般相差不超过 $\pm 2\%$)。描述要修改。

6.2.3 电流测试

6.2.3.1 抽样原则和检测方法

抽样原则:从每个逆变单元抽取组件串数量不应少于该逆变单元组件串总数的 5%,且不少于 3 个组串。

测试方法:电流测试包括光伏组串短路电流测试和光伏组串运行电流测试。

6.2.3.2 光伏组串短路电流测试

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。

测试值应与设计值进行比较。若系统有多个相同组串而且太阳辐射条件稳定,应对各组串的电测量结果进行比较。在相同太阳辐射条件下,测试值与设计值之间的偏差不应大于 5%。

6.2.3.3 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。

测试值应与设计值进行比较。若系统有多个相同组串而且太阳辐射条件稳定,应对各组串的电测量结果进行比较。在相同太阳辐射条件下,测试值与设计值之间的偏差不应大于 5%。

6.2.4 光伏方阵峰值功率测试

抽样原则:抽检按照 GB/T 6378.1 进行。

测试及判定方法:检测并网光伏发电系统的光伏方阵峰值功率是否符合合同要求的标称功率。光

光伏阵列峰值功率是在标准测试条件下该方阵内所有光伏组件最大输出功率的总和,它的数值应在合同签订的光伏方阵峰值功率总和的允许误差范围之内。

光伏发电系统现场光伏方阵峰值功率的测定可以采用由第三方校准机构校准过的“光伏方阵测试仪”抽测光伏方阵支路的 I-V 特性曲线,将 I-V 特性曲线通过如下的修正,得出该支路的方阵峰值功率:

- 光强校正。在非标准条件下测试应进行光强校正,光强按照线性法进行校正;确定光伏方阵测试仪的光谱响应范围同被测光伏方阵一致。
- 温度校正。现场测试光伏组件的结温,并根据光伏组件的温度系数进行温度校正。
- 组合损失校正。光伏组件串并联后会有组合损失,应进行组合损失校正,组合损失应控制在 5% 以内。
- 灰尘遮挡校正。测试之前应清洗光伏组件,否则还需要进行灰尘遮挡校正。
- 光伏方阵朝向校正。不同的光伏方阵朝向具有不同的功率输出和功率损失,如果有不同朝向的光伏方阵接入同一台逆变器的情况下,需要进行此项校准。

6.2.5 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。

测试方法有以下两种:

- a) 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;
- b) 测试方法 2——在地和短接的阵列正负极之间进行测试。

对于方阵框架接地的系统,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)。

对于方阵框架不接地的系统(例如保护等级 II 的设施),测试应在以下两种情况下进行:

- a) 在方阵电缆和地之间;
- b) 在方阵电缆和框架之间。

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

注 1:若采用测试方法 2,为了最大程度降低电弧危险,方阵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。

6.2.6 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装机容量来决定,见表 3,其中的发电单元由检测人员自行决定。

表 3 方阵接地连续性测试的抽样数量选择

光伏电站装机容量	每个检测项目抽样数量
$P \leq 100 \text{ kW}_p$	3 个发电单元,每个单元不少于 3 处
$100 \text{ kW}_p < P \leq 200 \text{ kW}_p$	3 个发电单元,每个单元不少于 6 处
$200 \text{ kW}_p < P \leq 500 \text{ kW}_p$	6 个发电单元,每个单元不少于 6 处
$500 \text{ kW}_p < P \leq 1 \text{ MW}_p$	9 个发电单元,每个单元不少于 6 处
$1 \text{ MW}_p < P \leq 2 \text{ MW}_p$	12 个发电单元,每个单元不少于 6 处
$P > 2 \text{ MW}_p$	15 个发电单元,每个单元不少于 6 处

测试方法: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,每个测试位置的测试结果不应大于 $1\ \Omega$ 。

6.3 直流汇流设备验收

6.3.1 基本检查

基本检查包括如下项目:

- 产品质量应安全可靠,通过相关产品质量认证;
- 室外使用的汇流设备应采用密封结构,设计应能满足室外使用要求;
- 用金属箱体的汇流设备应可靠接地;
- 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;
- 汇流设备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。

6.3.2 绝缘检测

用绝缘耐压测试仪,分别检测汇流设备各光伏支路进线端、汇流箱出线端、接线端子与汇流设备接地端绝缘电阻,绝缘电阻值不应小于 $1\ M\Omega$ (DC500 V)。

6.3.3 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/T 2828.1—2012 中的特殊检验水平 S-1 执行。

测试方法:检测汇流设备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 5 s,测量两端的电阻值不应超过 $0.1\ \Omega$ 。

6.4 直流配电柜验收

在较大装机容量的光伏方阵系统中应设计直流配电柜,直流配电柜用来将多个汇流设备输出的电压电流汇总后,再输出给并网逆变器(柜)。直流配电柜的验收检查项目应包括但不限于以下内容:

- 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;
- 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;
- 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;
- 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。

6.5 直流电缆验收

6.5.1 一般检查

直流电缆的一般检查应包含但不限于以下内容:

- 电缆应采用耐候、耐紫外辐射、阻燃等抗老化的电缆;
- 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;
- 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;
- 检查各插接口紧密度、线槽是否符合相关设计要求。

6.5.2 直流线损检测

直流电缆线损分以下几类：采用集中逆变器光伏电站的直流电缆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；采用组串逆变器光伏电站的直流电缆损失则主要是光伏组串到逆变器的直流线损。

抽样原则：从选定的汇流箱或组串逆变器所对应的组件串中抽取近、中、远三个组串进行检测。从选定的逆变器对应的汇流箱中，抽取至少三台汇流箱进行检测。

直流线损检测方法：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，平均直流线损不应超过 2%。

6.6 储能系统验收

6.6.1 电池系统充放电容量(Ah)和工作电压范围测试

将储能子系统放电至保护，将测量设备累积充放电容量数清零，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充放电容量，以及开始充电和充电结束的时间和系统直流端的电压值，然后将累积充放电容量清零，5 min 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充放电容量，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)不应得小于设备标称容量；充放电过程电压不应超出系统设计电压范围，误差不应超过制造商给定的误差范围。

6.6.2 储能子系统充放电容量(Ah)测试

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 min 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。

6.6.3 储能子系统能量效率测试



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。

6.6.4 储能子系统在待机状态下损耗

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他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。

6.6.5 储能子系统电能质量测试

储能子系统在并网模式下的各项电能质量指标及测试方法参考相应国家标准或行业标准的要求。

6.7 直流侧高压保护措施的检查

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检查。

检查方法：先测试汇流箱出口端、直流配电柜出口端、逆变器入口端的直流电压。根据测试的电压值，来检查保护措施是否符合如下要求：

- a) 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。
- b) $120\text{ V}<$ 直流电压 $\leq 600\text{ V}$ 时,定义为风险区,如果在光伏与建筑一体化发电系统的直流侧有暴露在组件阵列之外且长度超过 1 m 的直流电缆,应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。
- c) 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。
- d) 在条件许可时在光伏系统中安装直流电弧故障保护装置。

6.8 逆变器验收

6.8.1 抽样

以不同逆变器型号划分抽样单元,每个单元的逆变器数量不大于2台时,全部进行检查;每个单元的逆变器数量大于2台时,抽样数量应至少为2台。

6.8.2 一般检查

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。

检查方法: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。

6.8.3 逆变器直流侧电缆

逆变器直流侧电缆应接线牢固且极性正确、绝缘良好。

检测方法:观察检查和测量仪器检测。

6.8.4 逆变器交流侧电缆

逆变器交流侧电缆应接线牢固且相序正确、绝缘良好。

检测方法:观察检查和操作检查。

6.8.5 接触电阻

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,接地连接处的接触电阻不应大于 $0.24\ \Omega$ 。

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接触电阻。

6.8.6 内部元器件

逆变器内部元器件应完好,无受潮、放电痕迹。

检测方法:观察检查。

6.8.7 内部连接

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。

检测方法:观察检查和操作检查。

6.8.8 冷却

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。

检查方法:目测观察。

6.8.9 显示

6.8.9.1 逆变器直流侧带电而交流侧不带电

此情况下的测量和检查方法如下:

- a) 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。

检查方法: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。

- b) 检查人机界面显示直流侧对地阻抗值应符合要求。

检查方法:观察检查。

6.8.9.2 逆变器直流侧和交流侧均带电,且具备并网条件

此情况下的测量和检查方法如下:

- a) 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。

检查方法: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。

- b) 交流侧电压及频率应在逆变器额定范围内,且相序正确。

检查方法:观察检查。

6.8.10 监控功能

逆变器的监控功能调试要求:

- a) 监控系统的通信地址应正确,通信良好并具有抗干扰能力。

检查方法:观察检查。

- b) 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。

检查方法:观察检查。

- c) 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。

检查方法:操作检查。

6.9 交流配电设备验收

6.9.1 交流配电设备主要特性参数

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性参数包括: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/T 2828.1—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。

6.9.2 供电连接

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/T 2828.1—2012 中的特殊检验水平 S-1 执行。

检测方法:万用表测量。

6.9.3 通断状态

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/T 2828.1—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。

6.9.4 仪表显示

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/T 2828.1—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。

6.10 电能质量

使用电能质量分析仪对所有逆变器输出端,电网公共连接点进行电能质量检测,电能质量应符合下列要求:

- 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在 10 min 内测得的方均根值应符合 GB/T 14549 的规定;
- 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;
- 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;
- 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;
- 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%。

6.11 二次系统

6.11.1 汇流设备的监控功能

汇流设备的监控功能应符合下列要求:

- 监控系统的通信地址应正确,通信良好并具有抗干扰能力;
- 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/T 2828.1—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。

6.11.2 计算机监控系统

计算机监控系统调试检查符合下列规定:

- 调试时应按照电力部门相关规定执行;
- 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;
- 通信、遥测、遥控、遥调功能应准确、可靠;
- 计算机监控系统防误操作功能应完备可靠;
- 计算机监控系统定值调阅、修改和定值组切换功能应正确;

- 计算机监控系统主备切换功能应满足技术要求；
- 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。

检查方法:观察检查和操作检查。

6.11.3 继电保护系统

继电保护系统调试检查符合下列规定:

- 调试时应按照电力部门相关规定执行;
- 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;
- 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;
- 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。

6.11.4 远动通信系统

远动通信系统调试检查符合下列规定:

- 远动通信装置电源应稳定、可靠;
- 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;
- 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;
- 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。

6.11.5 电能量信息管理系统

电能量信息管理系统调试检查符合下列规定:

- 电能量采集系统的配置应满足当地电网部门的规定;
- 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;
- 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;
- 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;
- 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。

6.11.6 不间断电源系统(UPS)

不间断电源系统调试检查符合下列规定:

- 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;
- 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。

6.11.7 二次系统安全防护

二次系统安全防护调试检查符合下列规定:

——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;

——二次系统安全防护相关设备运行功能与参数应符合要求;

——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。



6.12 微电网系统验收

6.12.1 异常电压和频率响应

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:

a) 选择微电网与公共电网间公共连接点作为测试点,异常电压的响应时间应满足表 4 的要求;

表 4 异常电压的响应时间

公共连接点处电压 U	最大脱网时间 s
$20\%U_N \leq U < 50\%U_N$	0.1
$50\%U_N \leq U < 85\%U_N$	2.0
$85\%U_N \leq U \leq 110\%U_N$	继续运行
$110\%U_N < U \leq 135\%U_N$	2.0
$U > 135\%U_N$	0.05
注: U_N 为电网额定电压。	

b) 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;

c) 当公共连接点处频率超出电力系统频率允许偏差时,微电网系统的响应应满足表 5 的要求。

表 5 电网频率的响应

频率 f Hz	响应
$f \leq 48$	0.2 s 内停止运行
$48 < f \leq 49.5$	10 min 后停止运行
$49.5 < f \leq 50.2$	正常运行
$50.2 < f \leq 50.5$	运行 2 min 后停止运行,此时停止运行的微电网系统不得并网
$f > 50.5$	0.2 s 内停止向电网供电,此时停止运行的微电网系统不得并网

6.12.2 安全保护

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:

- 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;
- 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;
- 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 2 s 内,微电网系统与公共配电网间电能流动应停止。

6.12.3 谐波

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。

6.12.4 直流分量

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 5 mA 的较大值。

6.12.5 功率因数

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 380 V 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 10 kV 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。

6.12.6 其他

在进行上述步骤的检测后,还应在孤岛运行状态下,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。

6.13 保护装置及等电位体

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

6.14 防雷和接地

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。

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。

7 光伏与建筑一体化发电系统整体验收

7.1 整体验收的一般规定

7.1.1 验收阶段划分

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各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 检验批合格判定

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：

- 检验批按主控项目和一般项目验收；
- 主控项目应全部合格；
- 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；
- 隐蔽验收记录、质量证明文件应完整。

7.1.3 分项工程合格判定

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：

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

7.1.4 文件和记录

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：

- 设计文件、图纸会审记录、设计变更和洽商记录；
- 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；
- 后置埋件、防雷装置测试记录；
- 隐蔽工程验收记录和相关图像资料；
- 工程质量验收记录；
- 系统联合试运转及调试记录；
- 系统检测报告；
- 其他对工程质量有影响的重要技术资料。

7.1.5 隐蔽验收

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，并参照附录 A 做好隐蔽验收记录：

- 预埋件或后置螺栓(锚栓)连接件；
- 基座、支架、光伏组件四周与主体结构连接节点；
- 基座、支架、光伏组件四周与主体围护结构之间的建筑做法；
- 需进行防水处理工程节点；
- 系统防雷与接地保护的连接节点；
- 隐蔽安装的电气管线工程。

7.1.6 验收记录

光伏与建筑一体化发电系统分项工程检验批验收记录参见附录 D。

光伏与建筑一体化发电系统分项工程质量验收记录参见附录 E。

光伏与建筑一体化发电系统分部(子分部)工程质量验收记录参见附录 F。

7.1.7 既有建筑 BIPV 的验收

既有建筑安装光伏与建筑一体化发电系统的验收参照 GB 50300 中的单位工程验收的要求进行。

7.2 验收准备

7.2.1 自检

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 验收准备的要求

验收准备阶段应符合以下要求:

- 现场应清理完毕;
- 光伏发电项目使用的主要建筑材料、建筑构配件和设备,除具有合格证明资料外,还应有进场试验、检验报告;
- 各设备安装检查结束并经确认;
- 各设备安装施工正确,放置稳固,连接紧密;
- 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;
- 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;
- 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;
- 系统各电气设备警示标志齐全、规范。

7.2.3 验收申请

由施工单位向监理单位或相关单位提交单位工程竣工验收申请。

7.3 预验收

7.3.1 预验收的组织

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 预验收的要求

预验收阶段应符合以下要求:

- 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 W/m^2 的条件下进行。
- 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。
- 系统各设备经过现场测试后,进行试运行。
- 试运行的时间依据制造商规定,但不应低于 10 d。在弱光照期内,试运行时间应适当延长。
- 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。
- 试运行人员应取得上岗资格。
- 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 预验收结果

预验收完成后,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 竣工验收的组织

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 竣工验收的要求

竣工验收阶段应符合以下要求:

- 完成光伏发电项目工程设计和合同约定的各项内容;
- 有完整的技术档案和施工管理资料,至少包含表 6 中的内容;
- 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;
- 有设计、施工、工程监理等单位分别签署的质量合格文件;
- 有施工单位签署的质量保证书。

表 6 竣工验收资料核查资料

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,检查项目必需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

7.4.3 试运行

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 ,并应按式(1)对光伏系统的性能进行评价:

$$\frac{E_{P'}}{E_P} \geq 0.85 \quad \dots\dots\dots(1)$$

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(2)计算,单位为千瓦时(kWh)。

$$E_P = H_A \times \frac{P_{AZ}}{E_S} \times K \quad \dots\dots\dots(2)$$

式中:

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,单位为峰瓦(Wp);

E_S ——标准条件下的辐照度(常数=1 000 W/m²);

K ——设计提供的综合效率系数。

7.4.4 竣工验收结果

竣工验收结束后,由建设单位编写建设工程竣工验收报告,提交给业主单位或有关部门。

附录 A
(资料性附录)

光伏与建筑一体化发电系统隐蔽工程质量验收记录

光伏与建筑一体化发电系统隐蔽工程质量验收记录,参见表 A.1。

表 A.1 _____ 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:	年 月 日		施工单位检查意见: 质查员: 项目质量(技术)负责人:	年 月 日	

附 录 B
(资料性附录)
直流部分验收记录

直流部分验收记录,参见表 B.1。

表 B.1 _____ **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			
				

表 B.1 (续)

评价项目		数据参数	是否符合要求	备注	
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 > 600 V				
	120 V < 直流电压 ≤ 600 V				
	直流电压 ≤ 120 V				

表 C.1 (续)

评价项目		数据参数	是否符合要求	备注	
逆变器	逆变器直流侧带电、交流侧带电,具备并网条件时,测量交流侧电压值和人机界面显示值之间偏差	逆变器 1			
		逆变器 2			
				
	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)			

表 C.1 (续)

评价项目		数据参数	是否符合要求	备注
电能质量	并网前电网的电能质量	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				

表 C.1 (续)

评价项目		数据参数	是否符合要求	备注	
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				

附 录 D
(资料性附录)

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

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,参见表 D.1。

表 D.1 _____ **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: <div style="text-align: right;">年 月 日</div>				
监理单位验收结论		专业监理工程师: <div style="text-align: right;">年 月 日</div>				

附 录 E
(资料性附录)

光伏与建筑一体化发电系统分项工程质量验收记录

光伏与建筑一体化发电系统分项工程质量验收记录,参见表 E.1。

表 E.1 _____ 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 F
(资料性附录)

光伏与建筑一体化发电系统分部(子分部)工程质量验收记录

光伏与建筑一体化发电系统分部(子分部)工程质量验收记录,参见表 F.1。

表 F.1 _____ 分部(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	