

云南省工程建设地方标准

DB

DBJ 53/T-XXX-202X

备案号：J XXXX-202X

建筑分布式光伏发电工程施工验收技术规程

(征求意见稿)

Technical standard of construction and acceptance for the engineering of
distributed photovoltaic system

202X-XX-XX 发布

202X-XX-XX 实施

云南省住房和城乡建设厅 发布

目 次

1	总 则	1
2	术 语	2
3	基本规定	4
3.1	一般规定	4
3.2	施工要求	5
3.3	检测要求	7
4	土建工程	8
4.1	一般规定	8
4.2	基座（混凝土）	8
4.3	支架	9
4.4	光伏组件	12
4.5	屋面 BIPV 安装	13
5	电气工程	15
5.1	一般规定	15
5.2	光伏组件	15
5.3	逆变器	16
5.4	断路器	17
5.5	电缆	18
5.6	防雷接地	18
5.7	监控系统	20
5.8	预装式变电站	21
5.9	交接实验	22
6	安全规定	23
6.1	一般要求	23
6.2	施工环境安全规范	23
6.3	从业人员施工安全教育培训	24
6.4	机械设备	24

6.5	登高作业	25
6.6	电气安全	26
6.7	消防安全	26
7	检测与检验	28
7.1	一般规定	28
7.2	系统检测	30
7.3	安全性检测与鉴定	37
8	工程验收	40
8.1	一般规定	40
8.2	土建工程验收	41
8.3	电气工程验收	44
8.4	逆变器	44
8.5	电缆	45
8.6	防雷与接地工程验收	45
8.7	预装式变电站	46
附录 A	云南省各地区气候数据参考	47
附录 B	配重基础倾角形态支架工程施工流程及质量控制	55
附录 C	固定受力点形态支架工程施工流程及质量控制	58
附录 D	BIPV 形态防水支架工程施工流程及质量控制	60
附录 E	分布式光伏电站竣工材料档案清单	64
附录 F	光伏发电工程质量现场检查	66
附录 G	光伏矩阵/方阵现场检测	72
附录 H	预装式变电站现场验收检查	73
附录 I	接地电阻现场测试报告	78
附录 J	验收意见模板文书	79
	本规程用词说明	80
	引用标准名录	81
	条文说明	83

1 总 则

1.0.1 为推动云南省太阳能光伏发电系统在建筑中的应用，规范太阳能光伏发电系统的施工、检测及验收，做到安全适用、技术先进，制定本规程。

1.0.2 本规程适用于新建、扩建和改建的建筑中的光伏屋顶等建筑分布式光伏发电工程的施工及验收。

1.0.3 建筑分布式光伏发电工程施工及验收除符合本规程外，还应该符合国家或云南省有关规范、标准的规定。

2 术 语

2.0.1 光伏组件 PV module

指具有封装及内部联接的、能单独提供直流电的输出、最小不可分割的太阳能电池组合装置。又称为太阳能电池组件。

2.0.2 光伏组件串 PV

在光伏发电系统中，将若干个光伏组件串联后，形成具有一定直流输出电压的电路单元。组件串简称组串。

2.0.3 光伏系统 photovoltaic (PV) system

利用太阳能电池的光伏效应将太阳辐射能直接转换成电能并与公共电网有电气连接的发电系统，简称光伏系统。

2.0.4 光伏建筑一体化 build 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良好结合。

2.0.5 光伏连接器 PV connector

用在光伏发电系统直流侧，提供连接和分离功能的连接装置。

2.0.6 并网点 point of coupling (POC)

分布式光伏与电网的连接点，而该电网可能是公共电网，也可能是用户电网。对于有升压站的分布式光伏系统，指升压站高压侧母线或节点。对于无升压站的分布式光伏系统，指光伏系统的输出汇总点。

2.0.7 最大功率点跟踪 maximum power point tracking (MPPT)

实时检测光伏组件（组串）的发电电压，并追踪其最大功率值，使光伏系统以最大功率输出。

2.0.8 公共连接点 point of common coupling

用户接入公共电网的连接处。

2.0.9 闪变 flicker

灯光照度不稳定造成的视感。

2.0.10 峰值功率 peak power

在标准测试条件下输出的最大功率。

3 基本规定

3.1 一般规定

3.1.1 工程施工前应具备下列条件：

- 1 建设单位应取得相关的施工许可文件；**
- 2 建设主体建筑必须经建筑结构安全复核，满足建筑结构的安全性要求；**
- 3 施工通道应符合材料、设备运输的要求；**
- 4 施工单位的资质、特种作业人员资格、施工机械、施工材料、计量器具等应报监理单位或建设单位；**
- 5 施工图应通过会审、设计交底应完成，施工组织设计方案应已编审完毕；**
- 6 建筑工程实施前应取得电网部门出具的接入电网意见。**

3.1.2 建筑光伏系统工程施工前应编制专项施工方案。

3.1.3 开工前应结合工程自身特点制定施工安全、职业健康管理方案和应急预案。

3.1.4 工程验收依据应包括下列内容：

- 1 国家现行有关法律、法规、规章和技术标准；**
- 2 有关主管部门的规定；**
- 3 经批准的设计文件、施工图纸及相应的工程变更文件。**

3.1.5 工程验收项目应包括下列主要内容：

- 1 工程应按照批准的设计文件进行建设；**
- 2 已完工程在施工过程中与质量相关资料的收集、整理和签证归档情况；**
- 3 施工安全管理情况；**

4 对验收遗留问题提出处理意见；

5 对工程建设作出评价和结论。

3.1.6 大于30kW的非居民分布式光伏系统工程验收，并网柜（包含）用户侧直流侧（包含逆变器）应由当地绿色能源相关的省级行业协会组织验收，专家不少于3人，根据表F《光伏发电工程质量现场检查》的内容进行现场验收，并出具验收意见，验收意见表详见表J《验收意见模板文书》。流侧按照国家现行电网相关验收标准执行。

3.1.7 验收资料收集、整理应由工程建设有关单位按要求及时完成并提交，并对提交的验收资料进行完整性、规范性检查。验收资料详见表E《分布式光伏电站竣工材料档案清单》。

3.2 施工要求

3.2.1 施工单位须具备相应等级的承装（修、试）电力设施许可证，并对施工人员进行专业技术培训，确保施工人员具备所需技术能力。

3.2.2 施工单位应严格贯彻安全生产法规，防止安全事故的发生。

3.2.3 高处作业施工前，应按类别对安全防护设施进行检查、验收，验收合格后方可进行作业，并应做验收记录。验收可分层或分阶段进行。

3.2.4 高处作业施工前，应对作业人员进行安全技术交底，并应记录。应对初次作业人员进行培训。

3.2.5 应根据要求将各类安全警示标志悬挂于施工现场各相应部位，夜间应设红灯警示。高处作业施工前，应检查高处作业的安全标志、工具、仪表、电气设施和设备，确认其完好后，方可进行施工。

3.2.6 高处作业人员应根据作业的实际情况配备相应的高处作业安全防护用品，并应按规定正确佩戴和使用相应的安全防护用品、用具。

3.2.7 采用脚手架施工时，脚手架应经过验收后方可使用。

3.2.8 六级及以上大风、大雨、大雪、浓雾等恶劣气候应停止露天起重吊装和高处作业。

3.2.9 雨雪天气后，应对高处作业安全设施进行检查，当发现有松动、变形、损坏或脱落等现象时，应立即修理完善，维修合格后方可使用。

3.2.10 测量放线工作除应符合《工程测量标准》GB 50026的有关规定外，还应符合下列要求：

- 1 建筑光伏系统的测量放线应及时调整、分配、消化测量偏差，不得累积；
- 2 应定期对安装定位基准进行校核；
- 3 测量应在风力不大于四级时进行。

3.2.11 隐蔽工程应符合下列要求：

- 1 隐蔽工程隐蔽前，施工单位应根据工程质量评定验收标准进行自检，自检合格后向监理方提出验收申请；
- 2 应经监理工程师验收合格后方可进行隐蔽，隐蔽工程验收签证单应按照《电力建设施工质量验收及评价规程》DL/T5210要求的格式进行填写。

3.2.12 进场安装的建筑光伏系统的设备、构件和原材料应符合设计要求，经验收合格后方可使用。

3.2.13 进场的设备、构件和原材料应分类进行保管；电气设备以及钢筋、水泥等材料应存放在干燥、通风场所。

3.2.14 设备和构件在搬运、吊装时应防止撞击造成损坏，光伏组件和构件的表面应采取保护措施。

3.2.15 临时堆放在屋（楼）面的设备，应充分考虑屋（楼）面的承

载力，构件和材料应均匀、有序摆放，不得集中放置。

3.2.16 施工人员在设备安装前应熟悉设备安装手册，并应按图施工。

3.2.17 施工现场临时用电应符合《建设工程施工现场供用电安全规范》GB 50194的有关规定。

3.2.18 对已经安装完成的建筑光伏系统的构件和设备，应采取相应的保护措施。

3.2.19 施工过程记录及相关试验记录应齐全。

3.3 检测要求

3.3.1 在既有建筑上增设光伏发电系统，应对其增设光伏发电系统后的可靠性和抗震能力进行鉴定，不得因增设光伏发电系统降低结构的可靠性和抗震能力。

3.3.2 既有建筑检测各检测项目的抽样比例应符合《建筑结构检测技术标准》GB/T 50344的相关规定。对混凝土强度、钢材强度、钢筋配置等影响结构性能的关键项目的抽样比例不应低于B类要求。

3.3.3 既有建筑的可靠性鉴定应符合《既有建筑鉴定与加固通用规范》GB 55021、《民用建筑可靠性鉴定标准》GB 50292和《工业建筑可靠性鉴定标准》GB 50144的相关规定。

3.3.4 既有建筑的抗震鉴定应符合《既有建筑鉴定与加固通用规范》GB 55021、《建筑抗震鉴定标准》GB 50023的相关规定。

3.3.5 既有建筑可靠性鉴定等级为Ⅲ级、Ⅳ级，或抗震鉴定结果不符合规范要求的，应采取可靠的加固措施后方可建设光伏系统。

3.3.6 严禁利用火灾危险性类别为甲类、乙类的建筑物建设分布式光伏发电系统，利用此类建筑物附近的其他建筑物或场地建设分布式光伏发电系统的，防火间距不得低于《建筑设计防火规范》GB 50016的相关要求。

4 土建工程

4.1 一般规定

4.1.1 土建工程的施工应按照现行国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300的相关规定执行。

4.1.2 测量放线工作应按照现行国家标准《工程测量规范》GB 50026的相关规定执行。

4.1.3 光伏组件最高点距离铺设平面的高度不得高于2.9米或不高于建筑物最高平面1米（具有特殊楼梯间的居民楼，在楼梯间上铺设的分布式光伏发电项目最高点应不高于屋顶屋面4米），并且四面均不得围蔽形成建筑使用空间。

4.1.4 混凝土结构工程的施工应符合现行国家标准《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204、《混凝土外加剂》GB 8076、《混凝土外加剂应用技术规范》GB 50119、《建筑工程冬期施工规程》GJ/T 104的相关规定。

4.1.5 进场前应对原有建筑屋面进行防水测试，经验收合格后，才能实施新建土建工程，基础或承压块下部应增设附加防水保护层。

4.2 基座（混凝土）

4.2.1 屋面基座的施工应符合《光伏电站施工规范》GB 50794的要求。

4.2.2 在屋面结构层上现场砌（浇）筑的基座应符合《屋面工程质量验收规范》GB 50207的要求。

4.2.3 预制基座应放置平稳、整齐，不得破坏屋面的防水结构。

4.2.4 连接件与基座之间的空隙，应采用细石混凝土填捣密实。

4.2.5 混凝土独立基础、条形基础的施工应按照现行国家标准《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 5020.4的相关规定执行。

4.2.6 支架基础和预埋螺栓（预埋件）的偏差应符合下列规定：

1 混凝土独立基础、条形基础的尺寸允许偏差应符合表4.2.6-1的规定；

表4.2.6-1 混凝土独立基础、条形基础的尺寸允许偏差（mm）

项目名称		允许偏差
轴线		±10
顶标高		0, -10
垂直度	每米	≤5
	全高	≤10
截面尺寸		±10

2 支架基础预埋螺栓（预埋件）允许偏差应符合表4.2.6-2的规定。

表4.2.6-2 支架基础预埋螺栓（预埋件）允许偏差（mm）

标高偏差	预埋螺栓	+20, 0
	预埋件	0, -5
轴线偏差	预埋螺栓	2
	预埋件	±5

4.3 支架

4.3.1 安装光伏方阵的支架应按设计要求制作。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标准》GB 50205的要求。

4.3.2 支架应按设计要求安装在主体结构上，位置应准确，并应与主体结构牢靠固定。

4.3.3 安装固定支架前应根据现场安装条件采取合理的抗风措施。

4.3.4 钢结构支架焊接完毕，应按设计要求做防腐处理。防腐施工应符合《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》GB 50212和《建筑防腐蚀工程质量检验评定标准》GB 50224的要求。

4.3.5 装配式方阵支架梁柱连接节点应保证结构的安全可靠，各支架部件的防腐镀层要求应由设计根据实际使用条件确定。

4.3.6 支架安装前应做下列准备工作：

1 采用现浇混凝土支架基础时，应在混凝土强度达到设计强度的70%后进行支架安装；

2 支架到场后应做下列检查：外观及防腐涂镀层应完好无损；型号、规格及材质应符合设计图纸要求；附件、备件应齐全；

3 对存放在滩涂、盐碱等腐蚀性强的场所的支架应做好防腐蚀工作；

4 支架安装前安装单位应按照“中间交接验收签证书”的相关要求对基础及预埋件（预埋螺栓）的水平偏差和定位轴线偏差进行查验；

4.3.7 固定式支架及手动可调支架的安装应符合下列规定：

1 支架安装和紧固应符合《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205的相关规定；

2 支架倾斜角度偏差度不应大于 $\pm 1^\circ$ ；

3 固定及手动可调支架安装的允许偏差应符合表4.3.7的规定。

表4.3.7 固定及手动可调支架安装的允许偏差（mm）

项目名称	允许偏差
中心线偏差	≤ 2
梁标高偏差（同组）	≤ 3

立柱面偏差（同组）	≤3
-----------	----

4.3.8 支架的现场焊接工艺除应满足设计要求外，还应符合下列要求：

- 1 支架的组装、焊接与防腐处理应符合现行国家标准《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018及《钢结构工程施工质量验收标准》（更换为GB 50205）的相关规定；
- 2 焊接工作完毕后，应对焊缝进行检查；
- 3 支架安装完成后，应对其焊接表面按照设计要求进行防腐处理。

4.3.9 金属屋面安装光伏应符合下列要求：

- 1 检查金属屋面原建筑结构位置尺寸或瓦楞形状、瓦楞间距尺寸，若出现因不符合设计要求而无法进行现场安装的情况，应通知业主单位、设计单位做相应调整；
- 2 材料搬运和安装时应防止划伤、破坏金属屋面保护层；
- 3 按设计要求分批次检查夹具或金属支撑件、导轨的规格尺寸和匹配性能、产品外观，切口应无毛刺、无飞边和明显缺陷；
- 4 按设计要求检查材料的防腐层，若对防腐层质量有异议，则应按批抽样送有资质的试验部门检测；
- 5 夹具或金属支撑件与屋顶结构固定应牢固可靠，宜现场进行拉拔测试，抗拉拔力应达到设计要求。若采用结构胶粘结固定形式，则应进行拉拔测试，测试方案需报设计单位确认后实施；
- 6 夹具或金属支撑件安装位置、数量、距离应符合设计要求，同一方阵夹具或金属支撑件在横向和竖向应对齐；
- 7 金属屋面夹具的尺寸允许偏差应符合表4.3.9的规定：

表4.3.9 金属屋面夹具的尺寸允许偏差（mm）

项目名称	允许偏差
轴线	±10
顶标高	0, -10
外形尺寸	±5

8 施工损坏的原屋面金属构件防火、防腐涂层应进行修复或重新进行处理。

4.3.10 钢结构支架应与建筑物接地系统可靠连接。

4.4 光伏组件

4.4.1 光伏组件或阵列应按设计间距排列整齐并可靠固定在支架或连接件上。光伏组件之间的连接件应便于拆卸和更换。

4.4.2 光伏组件或阵列与建筑面层之间应留有的安装空间和散热间隙，该间隙不得被施工材料或杂物填塞。

4.4.3 在坡屋面上安装光伏组件时，锚固点做好防水处理，并按设计要求施工，不得渗漏。

4.4.4 在寒冷、积雪、高湿、地震高发带、海拔3000米以上等地区安装光伏组件时，应与产品生产厂家协商制定合理的安装施工方案。

4.4.5 光伏组件安装前应做下列准备工作：

- 1** 支架的安装应验收合格；
- 2** 宜按照光伏组件的电压、电流参数进行分类和组串；
- 3** 光伏组件的外观及各部件应完好无损。

4.4.6 光伏组件的安装应符合下列要求：

- 1** 光伏组件应按照设计图纸的型号、规格进行安装；
- 2** 光伏组件固定螺栓的力矩值应符合产品或设计文件的规定；

3 光伏组件安装允许偏差应符合表4.4.6的规定。

表4.4.6 光伏组件安装允许偏差（mm）

项 目	允许偏差	
倾斜角度偏差	$\pm 1^{\circ}$	
光伏组件边缘高差	相邻光伏组件间	$\leq 2\text{mm}$
	同组光伏组件间	$\leq 5\text{mm}$

4.4.7 严禁触摸光伏组件串的金属带电部位。

4.4.8 严禁在雨中进行光伏组件的连线工作。

4.4.9 无边框组件宜采用柔性夹具或金属支撑件固定，若采用刚性夹具或金属支撑件固定时，组件表面与刚性夹具或金属支撑件间须有柔性耐候材料作缓冲；固定夹具或金属支撑件与组件的接触面应保持平行。

4.5 屋面BIPV安装

I 一般规定

4.5.1 工程材料及部件应符合国家现行相关标准的规定，并有出厂合格证书，且应满足设计要求。

4.5.2 光伏构件的类型、安装位置、安装方式和色泽的选择，应结合建筑功能、建筑外观以及周围环境条件进行，并与建筑外观相协调。

4.5.3 在既有建筑上增设或改造光伏系统，应满足光伏安装屋面的防水、防雷、防火、防静电等相关功能要求和建筑节能要求。

4.5.4 建筑设计应根据光伏构件的类型、安装位置和安装方式，为光伏构件的安装、使用和维护等提供必要的承载条件和空间。

4.5.5 建筑光伏系统设备和材料应符合建筑安全规定，作为建筑材

料或构件时应满足建筑功能需求。

II BIPV安装

4.5.6 光伏组件除应符合《光伏电站施工规范》GB 50794的有关
规定外，还应符合下列要求：

1 光伏组件在存放、搬运、吊装等过程中应进行防护，不得受到碰撞及重压；

2 接通光伏组件电路后不得局部遮挡光伏组件；

3 光伏组件安装允许偏差应符合表 3 支架安装的尺寸允许偏差
的规定；

4 光伏瓦宜与屋顶普通瓦模数匹配，不应影响屋面正常的排水
功能；

5 建筑光伏系统在安装光伏组件的部位应采取必要的安全防护
措施。

4.5.7 光伏方阵应按设计图纸的要求排布和连接，同一组串内的组
件必须是同一厂家的相同规格产品；不同规格、不同种类、不同厂
家的组件不能混合安装和连接。

4.5.8 无边框组件不适用夹具进行安装时，组件与金属构件间应使
用柔性耐候材料作缓冲，起固定作用的结构胶具备耐候性，使用寿
面不得低于25年，起防水、填缝作用的密封胶具备耐候性，使用寿
面不得低于25年。

4.5.9 无边框组件不适用夹具进行安装时，保持组件表面干净整洁，
表面不得残留起固定或密封作用的胶。

4.5.10 无边框组件不适用夹具进行安装时，组件间安装间隙应不小
于10mm。

5 电气工程

5.1 一般规定

5.1.1 光伏系统中光伏组件、逆变器、变压器、配电柜等电气设备及材料应满足环境温度、相对湿度、海拔高度、地震烈度、污秽等级使用环境条件要求。

5.1.2 应对电气设备进行编号，电缆及线路接引完毕后，应对线路进行标识，各类预留孔洞及电缆管口应进行防火封堵。

5.1.3 所有支架、电缆的金属外皮、金属保护管线、桥架、电气设备底座与外壳、基础槽钢和需接地的装置都应和接地干线（网）牢固连接，并对连接处做好防腐处理措施。

5.1.4 光伏系统与电网连接，根据接入点的不同可分为：全额上网、自发自用余电上网、完全自用。建设方可根据自身的消纳条件、电网接入条件，自主选择接入方式。

5.2 光伏组件

5.2.1 光伏组件不应出现破碎、开裂、弯曲或外表面脱附。

5.2.2 光伏组件串并联接线方式应符合设计图纸。

5.2.3 光伏组串应平整美观，无波浪形、锯齿形和剪刀形。

5.2.4 组串的开路电压和短路电流应满足逆变器的工作要求，同一个最大功率跟踪（MPPT）支路上接入的光伏组件串的电压、方阵朝向、安装倾角宜一致。

5.2.5 应对组串进行接线检测，同一MPPT内光伏组件串之间必须使用统一型号、功率及数量的光伏组件。

5.2.6 屋面防水层上安装光伏组件时，应采取相应的防水措施；管线穿过墙体处应预埋套管，并应做防水密封处理。

5.2.7 组件连接应符合下列要求：

- 1 光伏组件间接插件（线）应插接牢固，并进行固定，连接线应整齐、美观；
- 2 外接电缆连接应使用专用、型号匹配的直流连接器。

5.3 逆变器

5.3.1 逆变器宜外观完好、无变形受潮、器件无松动，且型号、规格满足设计要求。

5.3.2 逆变器的安装应符合下列要求：

- 1 逆变器安装在通风良好的环境下，逆变器散热片应无遮挡，安装需符合设计和制造厂家技术文件要求，若无特殊要求，组串式逆变器的安装空间：顶部不小于500mm，底部不小于400mm，左右侧不小于500mm，正面不小于1000mm；
- 2 逆变器支架与建筑主体结构连接应坚固可靠，安装固定处无裂痕，不应影响墙体自身结构和功能；
- 3 逆变器不应安装在存放易燃、易爆材料的区域，不宜集中安装在通风不流畅的死角附近；
- 4 逆变器的交直流线缆应连接正确、牢固，防水端子应拧紧，逆变器进出线缆部位应有防紫外线措施；
- 5 逆变器箱体在显要位置设置清晰的标识牌和安全警示标志，铭牌、标识、标志应完整、清晰和牢固；
- 6 逆变器宜设置挡雨棚和防晒措施；
- 7 逆变器及其支架应与接地干线直接且可靠连接；

8 逆变器尽量安装在屋顶或光伏方阵就近位置。

5.4 断路器

5.4.1 建筑分布式光伏发电系统保护应符合可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求，其技术条件应满足《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285的要求，并且应满足所属电网的技术规范和反事故措施。

5.4.2 建筑分布式光伏发电系统应在逆变器输出汇总点设置易于操作、可闭锁、具有明显断开点的开关设备，以确保电力设施检修维护人员的人身安全。

5.4.3 为切除并网点到并网逆变器之间短路故障，及保证系统检修的安全，光伏交流配电柜的开关应采用具有隔离功能的断路器。

5.4.4 建筑分布式光伏发电系统应具有适当的抗电磁干扰的能力，应保证信号传输不受电磁干扰，执行部件不发生误动作。同时，设备本身产生的电磁干扰不应超过相关设备标准。

5.4.5 建筑分布式光伏发电系统的设备必须满足相应电压等级的电气设备耐压标准。

5.4.6 当建筑分布式光伏发电系统并网点频率超出47.5Hz~50.2Hz范围时，应在0.2s内停止向电网线路送电。

5.4.7 建筑分布式光伏发电系统并网点电压应满足当地电网要求。

5.4.8 通过10（20）kV电压等级并网的建筑分布式光伏发电系统，线路宜采用采用电流、电压型保护，有特殊要求时，可配置纵联电流差动保护。

5.4.9 建筑分布式光伏发电系统应具备快速监测孤岛且立即断开与电网连接的能力，防孤岛保护动作时间不大于2s，防孤岛保护应与

配电网侧线路保护相配合。

5.5 电缆

5.5.1 电缆施工必须满足电缆敷设国家标准、电缆线路施工及验收规范和电力安全工作规程的要求。

5.5.2 电缆到场后产品规格型号、电压等级与设计应相符，附带的合格证、质检报告应齐全。

5.5.3 电缆外观检查，表面应光洁、无油污、无损伤绝缘的毛刺、锐边，无凸起或断裂的单线。结构尺寸需检查绞线中各类金属线的根数、绞合节径比尺寸。检查不合格，需进行第三方检测。

5.5.4 光伏直流电缆不能直接敷设，应使用防潮、防曝晒、耐热的保护管或桥架进行敷设。光伏电缆交直流应分开敷设，不能安装于同一个保护管或桥架内，应排列整齐，不宜交叉。

5.5.5 直埋光伏交流1kV以上电缆参照《电力工程电缆设计规范》GB 50217敷设要求实施。

5.5.6 光伏直流电缆接头须采用专用接头连接。

5.5.7 电缆接头，拐弯处等地方及时装设标示牌，标示牌上应注明电缆编号，应写明电缆型号、规格及起止点，并联使用电缆应有顺序号，电缆终端上应有明显的相色标识，且应与系统的相位一致。

5.5.8 电缆安装完成后需进行绝缘电阻试验，并检查相序。

5.6 防雷接地

5.6.1 屋面接地干线（网）应独立设置，接地干线（网）应在不同的两点及以上与接地网连接或与原有建筑屋顶防雷接地网连接，连接应牢固可靠，应满足现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB

50057的有关规定。

5.6.2 接地网的外缘应闭合，外缘各角应做成圆弧形，圆弧形的半径不宜小于临近均压带间距的一半，接地网应围合光伏支架。

5.6.3 接地干线（网）连接、接地干线（网）与屋顶建筑防雷接地网连接应采用焊接，焊接质量应符合要求，不应出现错位、平行和扭曲等现象，焊接点应做好防腐处理，在直线段上，不应有高低起伏及弯曲等现象。

5.6.4 电气装置的接地必须单独与接地母线或接地网相连接，严禁在一条接地线中串联两个及以上需要接地的电气装置。

5.6.5 光伏组件的金属边框应可靠接地，接地导线直径不应小于组件连接线缆规格，应在组件的专用接地孔进行接地，不得采用金属边框直接钻孔做接地孔的方式。

5.6.6 不应采用铝导体作为接地极或接地线。

5.6.7 在接地干线（网）跨接建（构）筑物伸缩缝、沉降缝处时，应设置补偿装置，补偿器可用接地线本身弯成弧状代替。

5.6.8 接地线连接可靠，不应出现因加工造成接地线截面积减小，强度减弱或锈蚀等问题，接地跨接线不得采用裸露的编织铜线。

5.6.9 严禁利用金属软管、管道保温层的金属外皮或金属网、低压照明网络的导线铅皮以及电缆金属保护层作为外接地线。

5.6.10 地线不应做其他用途。

5.6.11 光伏发电系统的防雷及接地保护宜与建筑物防雷及接地系统合用，安装光伏发电系统后不应降低建筑物的防雷保护等级，且光伏方阵接地电阻不应大于 4Ω 。

5.7 监控系统

5.7.1 光伏电站配置了后台监控系统的，应符合下列要求：

- 1 信号传输线的信号传输方式与传输距离应匹配，信号传输质量应满足设计要求；
- 2 传感器、变送器安装位置应能真实地反映被测量值，不应受其他因素的影响；
- 3 光伏数据采集设备的安装应符合设计文件及产品的技术要求；光伏数据采集设备和电参数监测设备宜有防水和防紫外线措施；
- 4 监控系统设备安装场所的环境应能够满足防尘、防水、防静电、接地以及温湿度等的要求；
- 5 使用4G信号模块的监控系统，应保证模块安装位置4G网络信号通畅。

5.7.2 监控系统功能应符合下列要求：

- 1 监控系统具有准确性、可靠性和安全性；需要能够准确传输数据，避免出现误报或漏报的情况，需要具备高可靠性，能够保证数据传输的稳定性和持久性，需要具备足够的安全性，能够保护数据不被泄露或被篡改；
- 2 监控系统故障不应引起被监控设备的误动作；
- 3 监控软件应支持标准接口，接口的通信协议应满足建立上一级监控系统的需要及调度的要求；
- 4 监控系统可采用本地监控或远程监控方式，无人值守的建筑光伏系统应安装远程实时监控系统；
- 5 远动通信装置电源应稳定、可靠；
- 6 站内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；

7 通过10kV电压等级接入的分布式光伏发电设施应配置边缘网关，控制场站内的开关、光伏逆变器等。边缘网关应具备并网点开关、并网点分支开关的控制能力，同时应具备逆变器发电有功、无功柔性调节能力，通过控制逆变器发电出力实现群调功能；

8 通过380/220V并网的分布式光伏发电设施，其适配器与配变智能融合终端通信，配变智能融合终端根据配变负载率或电压，自动下发指令至适配器，实现对台区内分布式光伏有功、无功功率控制；或上级主站下发控制命令至配变智能融合终端，配变智能融合终端再将控制命令下发至适配器，实现分布式光伏发电设施有功、无功功率控制。

5.8 预装式变电站

5.8.1 预装式变电站应符合下列要求：

1 预装式变电站基础顶面应高出周边地面200mm以上，周围排水通畅，通风良好，远离易燃易爆区域；

2 预装式变电站土建基础施工按设计及相关规范要求应已完成，且经验收合格，能够为预装式设备房提供有效承重支撑，并提供相关资料；

3 预装式变电站需要提供对应型号的形式试验报告（短路阻抗试验、温升试验、局部放电试验、雷电冲击试验、空载试验和过载试验等）和认证报告；

4 复核预埋的构件或电缆保护钢管，基础四周应预埋设接地装置和接地网，接地网与周围建筑接地网相连，接地装置的埋设深度和焊接应符合设计和现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169-2016的要求，基础平台的接地线应不少于

两条，并确保接地电阻不大于 $4\ \Omega$ ；

5 预装式变电站安装应满足安装垂直度允许偏差不大于1.5‰；相互间接缝不大于2mm；成列盘面偏差不大于5mm的要求，并满足现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169-2016的有关规定；

6 变电站外壳及内部的设施和电气设备中的屏蔽线应可靠接地，变电站设备底座四角与基础前后边沿预埋的槽钢牢固焊接，焊接完成后，接合处应采用密封材料密封，并做防腐处理；

7 电缆接入完毕后，预装式设备房本体的预留孔洞及电缆管口应采用防火密封材料封堵，并做防腐处理；

8 预装式变电站的箱体的井门盖、窗和通风口应有通风、防尘、防小动物、防雨水渗漏等设施；变电站的门应能完全打开，灭火器应放置在门附近，方便拿取；

9 预装式变电站内设备应安装完整，报警系统工作正常，门内侧应附电气接线图和出厂试验报告。

5.9 交接实验

5.9.1 分布式光伏发电项目交接试验标准参考《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB 50150-2006。

6 安全规定

6.1 一般要求

6.1.1 开工前应结合工程自身特点，建立工程施工安全和职业健康管理组织机构，健全各项管理制度，并应同其他管理体系协调一致。

6.1.2 应对施工人员和管理人员进行各级安全和职业健康教育和培训，持证上岗。

6.1.3 危险区域应设置明显的安全、警示标志或隔离带。

6.2 施工环境安全规范

6.2.1 建筑分布式光伏发电工程应综合考虑工程现场自然条件和施工环境，结合施工现场情况制定安全防范措施。

6.2.2 对易发生事故和易危及人身安全的场所均应设置安全标志或涂安全色，安全标志或涂安全色应符合现行国家标准《安全色》GB 2893、《安全标志及其使用导则》GB 2894的有关规定。

6.2.3 建筑物间的安全距离、各建筑物内的安全疏散通道及各建筑物进、出交通道路等布置应符合防火间距、消防通道、疏散通道等要求。

6.2.4 施工人员应依据工作内容佩带或安装相应的安全防护措施。平台、走道、吊装孔等有坠落危险处应设防护栏杆或盖板楼梯、平台均应采取防滑措施。需登高检查、维修及更换光伏设备处应设操作平台或扶梯。

6.2.5 施工道路应畅通，不宜在路边堆放设备和材料等物品。

6.2.6 建筑屋顶分布式光伏施工前，应根据建筑物的情况做好施工

方案，施工荷载不应导致结构的破坏或损害，不应在屋顶集中堆放施工材料，应确保整个施工过程中所有工作人员和设备的安全。

6.2.7 在雨、霜、雾、雪等天气进行高处作业时，应采取防滑、防冻和防雷措施，并应及时清除作业面上的水、冰、雪、霜。

6.2.8 当遇有6级及以上强风、浓雾、沙尘暴等恶劣气候，不得进行露天攀登与悬空高处作业。雨雪天气后，应对高处作业安全设施进行检查，当发现有松动、变形、损坏或脱落等现象时，应立即修理完善，维修合格后方可使用。

6.3 从业人员施工安全教育培训

6.3.1 从业人员必须在上岗前完成基础安全教育培训。该培训应覆盖事故预防、紧急情况响应、个人防护装备使用、以及工作场所危险识别等基本安全知识。

6.3.2 从业人员应接受与其特定工作岗位相关的安全技能培训，培训应包括岗位危害分析、操作安全程序、以及相关设备的安全使用指南。

6.3.3 针对施工现场可能出现的特殊风险或季节性环境变化，必须开展针对性的安全教育和防护措施培训。

6.3.4 开展定期的安全培训和考核，以确保从业人员对安全相关知识和技能持续更新和强化。

6.3.5 施工人员应进行应急救援培训，并进行演练。

6.4 机械设备

6.4.1 施工机械应进行定期检查和保养。

6.4.2 设备运输作业安全设计应根据设备对运输的要求，采取运输

加固措施，配备相应的运输装卸工具。

6.4.3 设备吊装作业前，应制定专项施工吊装方案。

6.5 登高作业

6.5.1 运维爬梯设计和安装必须规范，爬梯应为耐腐蚀材料或经防腐处理；爬梯的制造和安装应确保爬梯及其所有部件的表面光滑、无锐边、尖角、毛刺；爬梯不应对使用者造成伤害或妨碍其通过的外部缺陷；安装后的爬梯不应出现歪斜、扭曲、变形等其它缺陷。

6.5.2 运维爬梯入口应贴“非作业人员禁止攀登”类似警示标识，必要时可封锁爬梯入口。

6.5.3 在室外安装的爬梯应有可靠的防雷接地。

6.5.4 高处作业者应佩戴好安全帽并系好安全带；爬梯时应单人双手攀登，不应单手攀登或手提物品攀登，登高作业时应配带和攀登高度相匹配的速差防坠器。

6.5.5 高处作业人员应根据作业的实际情况配备相应的高处作业安全防护用品，并应按规定正确佩戴和使用相应的安全防护用品、用具。

6.5.6 屋顶采光带附近、屋顶边缘内侧设置警告线或标记，提醒工人远离危险区域；在采光带上方或周围安装安全网或其他类型的防护装置，在屋顶边缘设置至少1米高的安全围栏，防止人员坠落。

6.5.7 屋顶光伏施工时应提前设置好安全生命线，生命线的固定点应牢固可靠，能够承受最不利情况下的拉力。防坠器应该与生命线配套使用，且要能在工作人员坠落时立即锁住生命线，防止其继续下坠。

6.6 电气安全

6.6.1 电气安装人员必须持有有效的电工证，上岗配备电工专用防护用品。

6.6.2 应按照设备安装手册要求，准备符合要求的安装工具，2人1组做好互检。

6.6.3 临时用电接线箱，须安全员的签字许可，现场悬挂警示标牌，标明用电事项、作业区域、用电周期和现场负责人联系方式。

6.6.4 在进行任何电力设备的维护、检修或调试之前，必须确保设备已经停电，并进行必要的隔离和接地。

6.6.5 在恢复供电之前，应该确认所有工作人员已经远离设备，所有的工具和临时安装已经移除，并进行最后一次后期检查以确定设备已经准备好重新通电。

6.6.6 验电应由受过专门训练的电工进行，现场操作人员不得少于2人，验电过程中应使用对应电压等级的验电器，并穿戴个人防护装备。

6.6.7 在操作直流侧时，应确保设备的极性连接正确，避免短路和反接。

6.7 消防安全

I 一般要求

6.7.1 光伏系统防火和灭火系统设计应符合《建筑设计防火规范》GB 50016、《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222和《气体灭火系统设计规范》GB 50370的有关规定。

6.7.2 光伏系统安装应避开爆炸危险场所。

6.7.3 光伏系统不得影响建筑之间的防火间距及消防疏散。

6.7.4 光伏系统防火应符合下列要求：

- 1** 光伏构件的燃烧性能和耐火极限应根据建筑的耐火等级确定；
- 2** 电缆不应敷设在变形缝内。当其穿过变形缝时，应在穿过处加设不燃烧材料套管，并应采用不燃烧材料将套管空隙填塞密实；
- 3** 电缆不宜穿过防火墙。当穿过时，应采用防火封堵材料将墙与管道之间的空隙紧密填实；
- 4** 所有外露于空气的材料均为难燃或不燃材料，所有隐藏的材料燃烧后不得释放有毒有害气体；
- 5** 建筑内部的配电箱不应直接安装在低于燃烧性能等级B1级的装修材料上。

II 消防设施

6.7.5 建筑光伏系统消防给水和灭火设施的设计应根据建筑用途及其重要性、火灾特性和火灾危险性等综合因素按《建筑设计防火规范》GB 50016的有关规定执行。

6.7.6 自动灭火系统的设置应符合《建筑设计防火规范》GB 50016的有关规定。

6.7.7 光伏系统设置火灾自动报警系统应符合《建筑设计防火规范》GB 50016的有关规定。

6.7.8 光伏系统宜设置电气火灾监控系统，并应符合《建筑设计防火规范》GB 50016的有关规定。

6.7.9 控制系统宜设置火灾感应装置，发生火灾时可自动或手动切断系统电源。

6.7.10 手提灭火器的设置应符合《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140的有关规定。

7 检测与检验

7.1 一般规定

7.1.1 建筑分布式光伏发电工程检测与检验应委托具备资质的第三方检测机构检测并出具报告。

7.1.2 在既有建筑上增设光伏发电系统，必须对其增设光伏发电系统后的可靠性和抗震能力进行鉴定，不得因增设光伏发电系统降低结构的可靠性和抗震能力。

7.1.3 既有建筑可靠性与抗震鉴定应以整栋建筑实施，不应以局部楼层、分户单元分离实施。当建筑与相邻建筑或结构单元间设有符合要求的防震缝分隔时，可分别进行抗震鉴定。

7.1.4 严禁利用可靠性鉴定等级为Ⅲ级、Ⅳ级，以及抗震鉴定结果不符合规范要求的建筑物直接建设分布式光伏发电系统，必须经过可靠的加固措施后方可建设光伏系统。

7.1.5 严禁利用火灾危险性类别为甲类、乙类的建筑物建设分布式光伏发电系统，利用此类建筑物附近的其他建筑物或场地建设分布式光伏发电系统的，要严格执行《建筑设计防火规范》（GB 50016-2022），保证防火间距不小于30米，必要时加大防火间距；火灾危险性是其他类别的建筑物建设光伏发电系统时，当屋面设有易燃、易爆气体、粉尘排放口时，应避开规范规定的易燃、易爆区域。

7.1.6 具有危化学、尘暴等的建筑屋面，不应安装建筑分布式光伏发电系统。

7.1.7 建筑分布式光伏发电工程的检测包括光伏组件的检测、光伏阵列的检测、光伏发电系统检测以及防雷接地的检测。

7.1.8 为确保工程质量，建筑分布式光伏发电系统宜每5年委托第三

方检测机构对光伏组件、光伏发电系统、并网质量进行检测。

7.1.9 光伏发电工程施工质量验收应按照检验批、分项工程、子分部工程逐级检查验收的顺序进行。

7.1.10 光伏发电工程各检验批应按本标准的规定组织施工，施工完成后，施工单位应进行自检，形成检验批验收记录，由监理工程师（建设单位技术负责人）组织检查验收，验收合格后在检验批验收记录上签署验收意见。

7.1.11 光伏发电子分部工程质量的验收应划分为：土建工程、安装工程、电气工程、消防工程四大类进行划分。

7.1.12 检验批的质量验收应按主控项目和一般项目进行，并有完整的质量控制资料。

7.1.13 检验批质量验收应符合下列规定：

- 1 主控项目和一般项目的质量经抽样检验合格；
- 2 一般项目检验结果应有80%及以上检查值符合本标准质量标准规定，且最大值不应超过其允许偏差值的1.2倍；
- 3 具有完整的施工操作依据、质量检查记录。

7.1.14 分项工程质量验收应符合下列规定：

- 1 分项工程所含检验批施工质量符合验收规范的规定；
- 2 分项工程所含检验批的质量验收记录完整。

7.1.15 子分部工程质量验收应符合下列规定：

- 1 子分部工程所含分项工程施工质量验收合格；
- 2 子分部工程所含分项工程的质量验收记录完整；
- 3 性能质量检验和抽样检测结果应符合相关规定；
- 4 观感质量验收应符合规定。

7.1.16 隐蔽工程在隐蔽前应由施工单位通知相关单位进行验收，并

应形成隐蔽工程验收记录。隐蔽工程验收记录应符合《云南省建筑工程资料管理规程》DBJ53/T-44的规定，隐蔽工程验收文件应符合《云南省建筑工程施工质量验收统一规程》DBJ53/T-23的规定。

7.1.17 参与光伏发电工程施工质量验收的各方人员应具备相应资格。

7.1.18 光伏发电工程质量验收不合格时，应按下列规定处理：

- 1 经返工重做或更换构（配）件的检验批，应重新进行验收；
 - 2 经有资质的检测机构检测鉴定能够达到设计规定的检验批，应予以验收；
 - 3 经有资质的检测机构检测鉴定达不到设计要求，但经原设计单位核算认可能够满足安全和使用功能的检验批，可予以验收；
 - 4 经返修或加固处理的分项、子分部工程，对改变外形尺寸尚能满足安全使用要求时，可按处理技术方案和协商文件进行验收。
- 7.1.19** 通过返修或加固处理仍不能满足安全使用要求的光伏发电工程，严禁验收。

7.2 系统检测

I 目测

7.2.1 光伏组件产品标签和条形码须清晰完备可追溯，注明产品商标，规格型号，产品参数及条形码等，应保证能够抵抗25年以上的自然环境侵害而不脱落，标签上的字迹不能够轻易抹掉。

7.2.2 光伏组件表面颜色均匀一致，无热斑、鼓泡，组件表面应整洁平直，无明显划痕裂纹，不可擦除污物，开口气泡等缺陷。组件边框应表面整洁平整，无破损，无明显脏污，硅胶残留等。

7.2.3 支架与基座或建筑主体结构固定牢靠；支架之间的连接应牢固可靠，无明显偏移，支架和支撑系统的金属防护涂层应完整无破

损、无锈蚀，无砂眼，立柱、檩条等金属件无明显弯曲变形；金属龙骨与建筑物接地系统可靠连接，且焊接防腐处理符合要求。

7.2.4 光伏系统用线缆的规格型号、连接方式应与设计要求相一致，光伏连接器应可靠连接，电缆绝缘层应完好无损，线缆套管端口应用防火泥等材料封堵线缆为敷设于电缆沟内的部分，应采用保护套管等合适的方法进行防护。

7.2.5 逆变器等电气设备规格型号，防护等级，应符合设计文件要求，金属箱体表面无锈蚀，形变和色变。

7.2.6 电气设备通风散热良好，通风孔无堵塞，风机运转正常；电气设备，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，固定方式应符合相关标准及设计要求。

7.2.7 屋面安装的光伏方阵、逆变器等不应跨越建筑变形缝。

II 光伏组件检测

7.2.8 全系统光伏组件安装总量应不小于设计要求。

7.2.9 在辐照不小于 $700\text{W}/\text{m}^2$ 的条件下，进行光伏组件的电流-电压特性测试，以检测光伏组件实际发电功率。

7.2.10 根据建筑分布式光伏组件安装位置的不同，需要选择不同区域的光伏组件进行测试，每个区域至少抽样3块光伏组件，如果光伏组件功率差异较大，需要加倍抽样。

7.2.11 实际安装光伏组件功率值不能低于组件标称功率的5%（BIPV系统以设计要求为准）。

7.2.12 对安装的光伏组件应进行电致发光（EL）检测，单块组件中存在隐裂的电池片数量应少于2片，不应出现碎片、可视裂纹、黑芯片、黑斑、局部短路，不宜存在贯穿隐裂、交叉隐裂。

7.2.13 基于EL测试、IV测试宜有光伏发电系统功率衰减的分析。

III 光伏阵列检测

7.2.14 在现场光照条件（辐照度不小于 $700\text{W}/\text{m}^2$ ），对实际安装的光伏阵列功率的测定，应进行电流—电压特性测试，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电流—电压特性曲线，抽检比例一般不得低于30%。光伏阵列最大输出交流侧功率不得低于设计功率的70%或应达到工程设计值；

7.2.15 行光伏阵列红外热成像检测及结果异常等级应为A级。热异常的分类见7.2.15表：

表7.2.15 热异常的分类

异常等级	A	B	C
对应缺陷等级	无异常	一般热异常	严重热异常

IV 光伏发电系统直流端检测

7.2.16 光伏发电系统检测是光伏发电的直流端汇流后的检测，需要测试汇流后直流系统整体的电流—电压性能（带有辐照度和温度，转化成@STC条件下数值）。

7.2.17 应检查所有直流电缆的极性并检查与标明极性的一致性，确保电缆连接正确。

7.2.18 检查直流汇流端过流、过载的保护功能。

7.2.19 评估各直流端输出电学性能差异。

7.2.20 光伏系统串并联失配损失：组串内光伏组件的串联失配损失、多个组串并联的失配损失、多个汇流箱并联的失配损失、各组串到组串逆变器的并联失配。

7.2.21 直流线损，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。

7.2.22 光伏组串所在的汇流箱和光伏阵列绝缘性测试。光伏方阵正负极分别对地、光伏方阵正负极短路后对地。

7.2.23 接地连续性检测，需测试支架、汇流箱、组件、逆变器室每个关键设备的接地连续性。

V 系统功能测试

7.2.24 开关设备和控制设备都应进行测试以确保系统正常运行；

7.2.25 应对逆变器进行测试，以确保系统正常的运行。测试过程应该由逆变器供应商来提供；

7.2.26 电网故障测试过程如下：交流主电路隔离开关断开—光伏系统应立即停止运行。在此之后，交流隔离开关应该重合闸使光伏系统恢复正常的工作状态。

VI 电能质量检测

7.2.27 光伏电站发出电能的质量，指标包括谐波、电压偏差、电压不平衡度、电压波动和闪变。

7.2.28 10kV及以上电压等级并网的分布式光伏系统应配置电能质量在线监测装置，采取必要的电能质量防治措施。治理设备、在线监测装置应当与主体工程同时设计、同时施工、同时验收、同时投运。在试运行阶段（6个月内），应当开展电能质量监测、指标超标时应当主动采取治理措施。

VII 继电保护及安全自动装置

7.2.29 为确保地区电网供电可靠，保证分布式光伏最大化消纳，分布式光伏发电设施应具备检测电网故障且快速闭锁逆变器输出功能，对本级电网故障应有足够灵敏度（可考虑采用电压突变量检测故障），电网故障到逆变器闭锁输出时间不大于10ms，确保电网发生故障期间快速、可靠闭锁光伏输出，避免导致电网继电保护误动、拒动，引发大面积停电。逆变器闭锁等待时间应可整定，并与电网重合闸及配电自动化成套设备动作时间配合（一般情况，闭锁等待时间应不小于60秒）。电网故障消除，恢复正常运行后，逆变器应具备自动恢复输出能力。

7.2.30 逆变器应配置防孤岛保护功能，作为逆变器检测电网故障且快速闭锁逆变器输出功能的后备，防孤岛保护动作时间应不大于2s。

7.2.31 380/220V电压等级接入，应配置短路瞬时、失压脱扣开关（电流型），应具备剩余电流保护功能，确保电网和设备安全。

7.2.32 分布式光伏发电设施自行整定的保护定值，应将正式定值通知单及整定计算书报相应地调审核备案，分界面保护定值的整定应满足地调下发的定值限额要求。

VIII 继电保护及安全自动装置

7.2.33 分布式光伏发电设施电压/频率适应性、高/低电压穿越能力应符合《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408、《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004、《分布式电源并网技术要求》GB/T 33593、《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319的要求。

7.2.34 当电力系统发生故障导致10kV及380V分布式光伏发电设施并网点电压跌落、升高时，分布式光伏发电设施应满足《光伏发电

系统接入配电网技术规定》GB/T 29319的要求。

7.2.35 分布式光伏发电设施并网点频率在47Hz~52.5Hz范围之内时，应能正常运行，并具备一定的耐受系统频率异常能力，应能够在表7.2.35所示电网频率范围内按规定运行。

表7.2.35 逆变器运行频率范围

频率范围	运行要求
$f < 46.5\text{Hz}$	根据光伏电站逆变器允许运行的最低频率而定
$46.5\text{Hz} \leq f < 47.0\text{Hz}$	每次频率低于47Hz时光伏逆变器具有至少运行20ms的能力
$47\text{Hz} \leq f \leq 52.5\text{Hz}$	连续运行
$f > 52.5\text{Hz}$	根据光伏电站逆变器允许运行的最高频率而定

7.2.36 通过380/220V以及10kV接入用户侧的分布式光伏发电设施，当并网点电压在标称电压的90%~110%之间时应能正常运行。当并网电压低于标称电压90%或超过标称电压110%时，光伏发电系统应满足《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319的要求。

7.2.37 通过380/220V以及10kV并网的分布式光伏发电设施应保证并网点处功率因数在0.95（超前）~0.95（滞后）范围内可调。

VIII 光伏电站能效比（PR）测试

7.2.38 按照《光伏系统性能第1部分：监测》IEC61724-1、《光伏系统性能第2部分：容量评估方法》IEC TS 61724-2、《光伏系统性能第3部分：能耗评价方法》IEC TS61724-3 的要求对电站的性能比进行计算。

天气良好，晴天无云或少云的前提下并且采集的数据稳定可靠，测试天数至少2天。天气阴天或者多变测试天数可延长至7天或

者更长时间。能效比（PR）可按下式计算得出：

$$PR = \left(\sum_k \frac{P_{out,k} \times \tau_k}{P_0} \right) / \left(\frac{G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,ref}} \right) \quad (7.2.38-1)$$

式中： P_0 ——光伏电站额定功率（KW）；

$P_{out,k}$ ——交流输出电量，一般为并网系统电表读数；

$G_{i,k}$ ——实际辐照量；

$G_{i,ref}$ ——参考辐照量；

τ_k ——报告周期内第 k 个记录间隔的持续时间；

Σ_k ——在报告周期中所有记录间隔上的求和。

在指定周期内对能效比（PR）进行测量时，可按下式计算得出：

$$PR = \left(\sum_k P_{out,k} \times \tau_k \right) / \left(\frac{P_0 \times G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,ref}} \right) \quad (7.2.38-2)$$

式中： P_0 ——光伏电站额定功率（KW）；

$P_{out,k}$ ——交流输出电量，一般为并网系统电表读数；

$G_{i,k}$ ——实际辐照量；

$G_{i,ref}$ ——参考辐照量；

τ_k ——报告周期内第 k 个记录间隔的持续时间；

Σ_k ——在报告周期中所有记录间隔上的求和。

7.2.39 温度修正的能效比（PR_{STC}）可按下式计算得出：

$$PR'_{STC} = \left(\sum_k P_{out,k} \times \tau_k \right) / \left(\frac{(C_k \times P_{0,k}) \times G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,ref}} \right) \quad (7.2.39)$$

其中 C_k 为：

$$C_k = 1 + \gamma \times (T_{mod,i} - T_{mod,avg})$$

这里 γ 是相对最大功率温度系数（单位为℃-1）， T_{mod} 是时间间隔 k 内的组件温度（℃）。组件的温度可以从所有测量的组件温度的平均值导出，或者可以从环境温度、辐照度和风速估计，可参照

IEC61724-2 中 6.1.5 对组件的温度进行计算。光伏电站能效比（PRSTC）平均值不应小于81%。

7.3 安全性检测与鉴定

I 分布式光伏系统检测

7.3.1 目测：相关设备及线路完好，标签完整、清晰；直流端、交流端、光伏阵列相应位置设置有防触电警示标识。光伏组件上正负极和各种类型传感器接线正确，接线盒的防水处理盒里，光伏连接器接头压接牢固，连接器固定牢固，易采用耐候性材料固定，不应出现自然垂地的现象，不宜安装在C型钢支架内。连接器不应放置于积水和污染区域，不应直接安装在应受降雨、降雪、冷凝等影响可能带来水气的区域。

7.3.2 功能检测：保护装置满足厂商提供的技术参数，符合国家现行规范要求；断路器和隔离开关操作灵活，不应出现卡顿现象；过电压保护设备的接地电阻值应满足国家现行规范要求；等电位体各等电位连接线接头处应接触良好。

II 接地连续性和接地电阻检测

7.3.3 利用接地电阻测试仪，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台之间，并网相保护接地与接地台之间的接地连续性测试。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。接地连接电阻应满足以下要求：

- 1 防雷接地电阻不大于10 Ω；**

- 2 电气设备的接地电阻不大于 4Ω ；
- 3 若防雷接地与电气设备接地共用接地极，接地电阻应不大于 4Ω ；
- 4 组件间的等电位连接电阻应小于 0.1Ω 。

III 防雷检测

7.3.4 防雷检测应符合以下规定：

1 200kW及以上的光伏系统竣工验收前，应由具备资质的第三方检测机构进行防雷装置检测；

2 防雷装置检测项目应包括接闪器、引下线、接地装置、磁屏蔽、防雷等电位连接和电涌保护器（SPD），检测数量、检测方法及要求应符合《建筑物雷电防护装置检测技术规范》GB/T 21431的规定；

3 200千瓦及以上的光伏系统须进行防雷装置检测。防雷检测项目应包括：接闪器、引下线、接地装置、磁屏蔽、防雷等电位连接和电涌保护器（SPD）等装置的检测，检测数量、检测方法及要求应符合《建筑物雷电防护装置检测技术规范》GB/T 21431的规定。

7.3.5 既有建筑鉴定前，应查阅工程图纸、搜集资料，并应对建筑物使用条件、使用环境、结构现状等进行现场调查、检测，必要时应进行监测。其工作的范围、内容、深度和技术要求，应满足鉴定工作的需要。

7.3.6 当既有建筑的工程图纸和竣工资料不全、失真或缺失时，应进行现场详细核查和检测。

7.3.7 既有建筑鉴定前的结构调查、检测与监测，应符合下列规定：

- 1 应采用适合结构现状和现场作业的检测和监测方法；

2 当既有建筑结构取样量受条件限制时，应作为个案通过专门研究进行处理；

3 既有建筑结构构件的材料性能检测 results 和变形、损伤的检测、监测结果，应能为结构鉴定提供可靠的依据。检测、监测结果未经综合分析，不得直接作出鉴定结论；

4 应采取措施保障现场检测、监测作业安全，并应制定应急处理处置预案；

5 检测、监测结束后，应及时对其所造成的结构构件局部破损进行修复。

7.3.8 既有建筑检测各检测项目的抽样比例应符合《建筑结构检测技术标准》GB/T 50344的相关规定。对混凝土强度、钢材强度、钢筋配置等影响结构性能的关键项目的抽样比例不应低于B类要求。

7.3.9 既有建筑可靠性采用的荷载应以拟建设的光伏发电系统一致。

7.3.10 既有建筑的可靠性鉴定应符合《既有建筑鉴定与加固通用规范》GB 55021、《民用建筑可靠性鉴定标准》GB 50292和《工业建筑可靠性鉴定标准》GB 50144的相关规定。

7.3.11 既有建筑的抗震鉴定应符合《既有建筑鉴定与加固通用规范》GB55021、《建筑抗震鉴定标准》GB 50023的相关规定。

7.3.12 既有建筑可靠性鉴定等级为III级、IV级，以及抗震鉴定结果不符合规范要求的，在采取可靠的加固措施后方可建设光伏系统。

7.3.13 200千瓦及以上的光伏系统竣工验收前，必须由具备资质的第三方检测机构进行防雷装置检测。

7.3.14 防雷装置检测项目应包括接闪器、引下线、接地装置、磁屏蔽、防雷等电位连接和电涌保护器（SPD），检测数量、检测方法及要求应符合《建筑物雷电防护装置检测技术规范》GB/T 21431的规定。

8 工程验收

8.1 一般规定

8.1.1 本章适用于建筑分布式光伏发电工程施工验收。验收应包括下列项目：应做测试、提交的材料、验收流程、配置专家、验收附表。

1 各检验项目应按主控项目和一般项目验收。

2 主控项目应全部合格。如果出现不合格情况时应返工修理直至合格并进行重新验收。

3 一般项目亦应合格。当出现不合格情况时，亦应进行返工修理。但是对于采用计数检验的验收项目，允许适当放宽，但是要求不得有严重缺陷。

4 工程应符合国家和地方相关的法规和标准，包括但不限于建筑、电气、安全等方面的规定。

5 工程验收的第一步是审查设计文件，确保施工过程中符合设计规范和要求的。

6 材料和设备的质量验收，确保使用的光伏组件、支架、电缆，配重基础倾角形态支架、固定受力点形态支架、BIPV形态支架等材料 and 设备的电气、防水、牢固度等性能符合标准，具有合格的质量和性能。

7 施工工艺和质量控制验收，包括形态支架、电气工程，光伏组件、逆变器、电缆、防雷接地、监控系统、预装式变电站的施工过程中采用了适当的工艺，实施有效的质量控制措施，防止施工缺陷和质量问题。

8 验收测试和性能测试，进行必要的验收测试，包括但不限于

电气性能测试、安全测试等，确保光伏系统的性能符合设计要求。

8.2 土建工程验收

I 基座主控项目

- 8.2.1 基础类型、强度、尺寸应符合设计要求。
- 8.2.2 光伏发电系统基座采用后锚固连接时，锚固承载力抽样检测数量及检测方法应符合《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145的要求。
- 8.2.3 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件应进行防腐处理，抽检数量为基座总数的3%，且不应少于5个基座。
- 8.2.4 不同类型基座的工程验收按表B《配重基础倾角形态支架工程施工流程及质量控制》、表C《固定受力点形态支架工程施工流程及质量控制》、表D《BIPV形态防水支架工程施工流程及质量控制》执行。

II 基座一般项目

- 8.2.5 地脚螺栓（锚栓）检测单元数为基座总数的10%，且不应少于3个，尺寸偏差应符合表8.2.5的要求。

表8.2.5 地脚螺栓（锚栓）的尺寸偏差（mm）

项目	允许偏差
轴线	3
标高	±10
螺栓（锚栓）露出长度	+5.0, 0.0
螺纹长度	+5.0, 0.0

- 8.2.6 地脚螺栓（锚栓）的螺纹应予保护。

8.2.7 基座顶面标高抽检数为基础总数的10%，且不应少于3个，应符合设计要求，最大偏差值不超过10mm。

III 支架主控项目

8.2.8 支架的材料、结构形式、方位和倾角应符合设计要求，材料具有合格证，现场的焊接点、切割面应再次进行防腐处理，外观无破损及变形，方位和倾角偏差为 ± 2 度，抽检数量为基础总数的10%，且不应少于3组。

8.2.9 支架安装位置准确，连接牢固，抽检总数为支架总数的10%，且不应少于3个。

8.2.10 支架的接地电阻抽检数量应为支架总数的10%，且不应少于3个。

8.2.11 不同类型支架的工程验收按表B《配重基础倾角形态支架工程施工流程及质量控制》、表C《固定受力点形态支架工程施工流程及质量控制》、表D《BIPV形态防水支架工程施工流程及质量控制》执行。

IV 支架一般项目

8.2.12 支架安装所有连接螺栓应采取防松动措施，抽检数量为支架总数的10%，且不应少于3个，增加外部丝扣不应少于3扣。

8.2.13 安装组件的支架面应平直，直线度误差不大于1%，平整度误差不大于3mm，抽检数量应为支架总数的10%，且不应少于3个。支架上组件间的风道间隙应符合设计要求。

V 光伏组件主控项目

8.2.14 光伏组件现场检查应符合下列要求：

- 1 组件标签同认证证书保持一致。
- 2 组件安装应满足设计要求：组件方阵与方阵位置、连接数量和路径应符合设计要求。
- 3 组件方阵平整美观，平面和边缘无波浪形、锯齿形和剪刀形。
- 4 组件不应出现长时间固定区域的阴影遮挡。
- 5 组件夹具固定位置合理，应满足设计要求。

VI 光伏组件一般项目

8.2.15 光伏组件不应出现破碎、开裂、弯曲或外表面脱附，包括上层、下层、边框和接线盒。

VII 防水主控项目

8.2.16 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，防水施工应符合设计要求且不得有渗漏现象。

8.2.17 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。

VII 防水一般项目

8.2.18 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。检测数量为总面积的10%，且不应少于10m²。

8.3 电气工程验收

I 组件主控项目

8.3.1 组件在9:00~15:00时段不得出现固定区域的阴影遮挡。

8.3.2 组件安装应满足设计要求，根据现场检测的表G《光伏矩阵/方阵现场检测》核实系统各项指标。

8.3.3 组件出线连接线必须使用光伏连接器。

II 组件一般项目

8.3.4 组件标签同认证证书保持一致。

8.3.5 组件夹具固定位置合理，应满足设计要求。

8.4 逆变器

I 逆变器主控项目

8.4.1 逆变器的安装位置和接入组串应符合设计要求，设备编号应在显要位置设置，应有安全警示标志。

8.4.2 壳体外形外观正常，处于正常工作状态。所接线缆应有规格统一的标识牌，字迹清晰、不褪色。

II 逆变器一般项目

8.4.3 逆变器进出线不应暴露在阳光下。接头端子应完好无破损，未接的端子应安装密封盖。

8.4.4 箱体宜有防晒措施。

8.4.5 有独立风道的逆变器，进风口与出风口不得有物体堵塞，散

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/198141052075006130>