

中国电力技术市场协会标准

CET

CET

弧形屋面建筑光伏一体化技术规范

Technical regulations for the application of photovoltaic integrated power
generation system in arc arch buildings

(征求意见稿)

20XX—XX—XX 发布

20XX—XX—XX 实施

中国电力技术市场协会 发布

前 言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分 标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能是涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国电力技术市场协会提出并归口。

本文件主编单位：森特士兴集团股份有限公司、隆基绿能科技股份有限公司

本文件参编单位：

本文件主要起草人：

本文件为首次发布。

本文件在执行过程中如有意见和建议，请反馈至中国电力技术市场协会标准化技术委员会秘书处（地址：北京市西城区广安门外大街168号朗琴国际大厦 A座806，邮编：100055）。

目 次

前 言	I
1 范围	3
2 规范性引用文件	3
3 术语和定义	3
4 基本规定	4
5 材料、构配件、设备	5
5.1 一般规定	5
5.2 晶硅光伏组件	5
5.3 连接胶	6
5.4 压型金属板	6
5.5 压型金属板固定支座及紧固件	6
5.6 汇流箱、逆变器与电缆	6
6 构造与安全防护	7
6.1 一般规定	7
6.2 压型金属板	7
6.3 连接结构	8
6.4 排水与防冰雪	8
6.5 附属设施	8
6.6 细部构造	9
6.7 安全防护	9
7 光伏系统设计	9
7.1 一般规定	9
7.2 系统设计	9
7.3 防雷与接地	10
8 施工	10
8.1 一般规定	10
8.2 晶硅光伏组件	11
8.3 压型金属板	11
8.4 支承结构	12
8.5 汇流箱、逆变器与电缆	12
8.6 安全措施	12
8.7 系统调试	13
9 工程质量验收	13
9.1 一般规定	13
9.2 构造工程	13
9.3 电气工程	13
9.4 整体验收	错误！未定义书签。
10 运行维护	14
10.1 一般规定	14
10.2 光伏系统运行维护	14
10.3 压型金属板屋面运行维护	15
附录A（规范性） 连接胶物理力学性能	16

曲形屋面建筑光伏一体化技术规范

1 范围

本文件规定了曲形屋面建筑光伏一体化的材料、构配件、设备、构造与安全防护、光伏系统设计、施工、验收、运行维护等。

本文件适用于新建、改建、扩建曲形屋面建筑光伏一体化的设计、施工、验收和运行维护。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；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 20047.1 光伏（PV）组件安全鉴定第1部分： 结构要求
- GB 26860 电力安全工作规程 发电厂和变电站电气部分
- GB 50009 建筑结构荷载规范
- GB 50015 建筑给水排水设计标准
- GB 50016 建筑设计防火规范
- GB 50017 钢结构设计标准
- GB 50797 光伏发电设计规范
- GB 50896 压型金属板工程应用技术规范
- GB 51022 门式刚架轻型房屋钢结构技术规范
- GB 55001 工程结构通用规范
- GB 55037 建筑防火通用规范
- GB/T 19939 光伏系统并网技术要求
- GB/T 19964 光伏电站接入电力系统技术规定
- GB/T 35694 光伏电站安全规程
- GB/T 36963 光伏建筑一体化系统防雷技术规范
- GB/T 37052 光伏建筑一体化（BIPV）组件电池额定工作温度测试方法
- GB/T 37655 光伏与建筑一体化发电系统验收规范
- GB/T 38335 光伏电站运行规程
- GB/T 51368 建筑光伏系统应用技术规范
- JGJ/T 264 光伏建筑一体化系统运行与维护规范
- NB/T 32034 光伏电站现场组件检测规程
- NB/T 42073 光伏发电系统用电缆
- TCPIA 0008 光伏组件用硅酮类结构胶

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

曲形屋面 Curved-roofing

网架网壳、桁架、悬索等建筑屋顶结构上部的柱面、旋转曲面、椭球面、双曲面及抛物面等曲形覆盖面。

3.2

建筑光伏一体化 Building integrated photovoltaic

建筑上安装光伏系统，并通过专门设计，实现光伏发电系统与建筑良好结合的一体化系统。

[GB 36963, 定义 3.2, 有修改]

3.3

压型金属板 Profiled metal sheet

金属板经辊压冷弯，沿板宽方向形成连续波形或其他截面的成型金属板。

[GB 50896, 定义 2.1.1]

3.4

晶硅光伏组件 Crystalline silicon photovoltaic module

利用单晶硅或多晶硅太阳能电池进行内部联结及封装，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。

[GB 36963, 定义 3.3, 有修改]

3.5

电势诱导衰减 Potential Induced Degradation

晶硅光伏组件受到负偏压，漏电流阳极离子流入电池片，降低电池并联电阻，导致发电功率衰减的现象，该现象又称为光伏组件 PID 现象。

4 基本规定

4.0.1 新建曲形屋面建筑光伏一体化应与主体建筑统筹规划、同步设计、同期施工，并统一验收。发电规模应根据负荷需求、太阳能资源、建筑条件等要求，符合项目所在区域分布式光伏政策、电力接入、规划要求等条件，满足安全可靠、经济美观、节能环保、便于安装和维护的要求。

4.0.2 改建、扩建曲形屋面建筑光伏一体化，应满足建筑结构和电气系统的安全性要求，应出具结构荷载证明，并进行专项工程设计。

4.0.3 建筑光伏一体化设计前应取得下列资料：

- a) 太阳能资源数据和资料分析报告；
- b) 年平均温度、月平均温度、最高温度和最低温度；
- c) 抗震设防要求；
- d) 基本风压和基本雪压；
- e) 盐雾及酸雨腐蚀性；
- f) 近10年年均沙尘暴次数、建筑物雷击次数及空气污染指数、能见度；
- g) 建筑类型、主要功能、结构形式、设计工作年限；
- h) 建筑耐火等级及建筑构件燃烧性能；
- i) 建筑屋面防水等级、防水设防要求及基本构造；

- j) 结构施工图纸或加工图纸、地质勘测报告、基础设计图纸;
 - k) 建(构)筑物鉴定检测报告;
 - l) 开发建设条件、政策环境及电网接入许可批复。
- 4.0.4 屋面选择时应按下列条件确定:
- a) 宜避开周边或建筑自身构造对晶硅光伏组件造成阴影遮挡的区域;
 - b) 不宜设在高温或有剧烈振动的场所;
 - c) 应方便设备运输;
 - d) 不应设在污染源最大频率风向的下风侧。
 - e) 在曲形屋面安装中,由于屋面曲率而形成的光伏组件挠度应满足以下规定:在风荷载标准值作用下,四边支承光伏组件的挠度限值宜按其短边边长的1/60采用。

5 材料、构配件、设备

5.1 一般规定

5.1.1 曲形屋面建筑光伏一体化用材料、构配件及设备应符合建筑安全规定,并根据建筑物功能、电气安全、设计要求等条件,合理选取。

5.1.2 建筑光伏一体化材料应符合国家现行标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368、《压型金属板工程应用技术规范》GB 50896、《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、《光伏组件用硅酮类结构胶》T/CPIA 0008、《屋面晶体硅光伏与压型钢板构件防火等级试验方法》T/CSTM 00260的有关规定,并应满足设计和使用要求。

5.1.3 建筑光伏一体化材料耐久性应与系统设计工作年限相匹配。选用材料使用环境腐蚀性等级应符合现行国家标准《压型金属板工程应用技术规范》GB 50896的有关规定。

5.1.4 曲形屋面建筑光伏一体化的组成构件燃烧性能和耐火极限不应低于主体建筑的耐火等级,主体建筑耐火等级应符合现行国家标准《建筑防火通用规范》GB 55037和《建筑设计防火规范》GB 50016的有关规定。

5.2 晶硅光伏组件

5.2.1 晶硅光伏组件应符合现行国家标准《光伏(PV)组件安全鉴定第1部分:结构要求》GB/T 20047.1、《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624、《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB/T 29551、《地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型》GB/T 9535、《光伏建筑一体化(BIPV)组件电池额定工作温度测试方法》GB/T 37052的有关规定。

5.2.2 晶硅光伏组件风压荷载应根据现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009确定,并应满足抗130km/h(2400Pa)风压和抗25mm直径冰雹23m/s冲击的要求。(参考IEC61215 4.16.1和GB/T 9535 10.16。)

5.2.3 晶硅光伏组件燃烧性能等级不应低于现行国家标准《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624A级(A2-s1.d0.t2)的规定。

5.2.4 晶硅光伏组件机械荷载应满足正面承载力5400Pa,反面承载力2400Pa要求。

5.2.5 单晶硅光伏组件太阳能转换率不应低于21%。

5.2.6 晶硅光伏组件的使用年限不应小于25年。

5.2.7 晶硅光伏组件应采取减缓PID现象的措施。

5.3 连接胶

- 5.3.1 连接胶应符合现行团体标准《光伏组件用硅酮类结构胶》T/CPIA 0008 的有关规定。
- 5.3.2 连接胶应为细腻、均匀膏状物，应无结块、凝胶、结皮，应无不易分散的析出物。（参考《建筑用硅酮结构密封胶》GB 16776 的 5.1.1）
- 5.3.3 双组分产品两组分的颜色应有明显区别。
- 5.3.4 连接胶物理力学性能应符合附录 A 的规定。
- 5.3.5 连接胶应满足耐腐蚀、耐疲劳、高强度、耐老化的要求，且使用年限不应低于 25 年，预期寿命内性能应稳定。

5.4 压型金属板

- 5.4.1 压型金属板应符合国家现行标准《彩色涂层钢板及钢带》GB/T 12754、《建筑用压型钢板》GB/T 12755、《压型金属板工程应用技术规范》GB 50896 和《冷轧高强度建筑结构用薄钢板》JG/T 378 的有关规定。
- 5.4.2 压型金属板板材可包括镀锌钢板、镀铝锌钢板、铝合金板、彩色涂层钢板和彩色涂层铝合金板等。
- 5.4.3 压型金属板材料应符合下列规定：
- a) 压型金属板用钢材按屈服强度级别宜选用不低于 250MPa 级的结构用钢；
 - b) 压型金属板厚度应通过设计计算确定，外层板公称厚度不应小于 0.6mm，内层板公称厚度不应小于 0.5mm；
 - c) 压型金属板公称镀层重量应根据腐蚀环境，按现行行业标准《建筑金属维护系统工程技术标准》JGJ/T 473 确定；金属镀锌层的腐蚀速率可按现行行业标准《建筑金属维护系统工程技术标准》JGJ/T 473 确定；
 - d) 压型金属板的涂层种类应根据环境腐蚀性确定，压型金属板涂层结构及厚度可按现行行业标准《建筑金属维护系统工程技术标准》JGJ/T 473 确定，热镀锌金属板表面有机涂层相对使用寿命可按现行行业标准《建筑金属维护系统工程技术标准》JGJ/T 473 确定；
 - e) 压型金属板表面处理措施可按现行行业标准《建筑钢结构防腐技术规程》JGJ/T 251 确定。
- 5.4.4 建筑光伏一体化用压型金属板使用年限不应小于 30 年。

5.5 压型金属板固定支座及紧固件

- 5.5.1 固定支座及紧固件规格性能、强度等级、表面处理工艺等应符合国家现行产品标准的规定及设计要求。
- 5.5.2 固定支座与压型金属板、紧固件材质与被锁固物材质宜采用相同材质金属材料制成，当材质不同存在发生电化学腐蚀风险时，应采取隔离垫片等防腐措施。
- 5.5.3 檩条连接用螺栓可采用碳钢或不锈钢材质，螺栓性能等级不应低于 4.8 级，并应符合现行国家标准《紧固件机械性能》GB/T 3098 的有关规定。
- 5.5.4 固定支座及紧固件使用年限不应小于 25 年。

5.6 汇流箱、逆变器与电缆

- 5.6.1 汇流箱应根据使用环境、绝缘水平、防护等级、额定电压、输入输出回路数、输入输出额定电流、使用温度、安装方式及工艺等选择。

5.6.2 汇流箱应符合国家现行标准《光伏电站汇流箱技术要求》GB/T 34936 及《光伏汇流箱技术规程》CNCA/CTS 0001 的有关规定。

5.6.3 并网逆变器应符合国家现行标准《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939、《光伏系统功率调节器效率测量程序》GB/T 20514、《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004、《并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法》GB/T 30427 和《并网光伏发电专用逆变器技术条件》CNCA/CTS 0004 的有关规定。

5.6.4 建筑光伏一体化用电缆应符合国家现行标准《电力工程电缆设计规范》GB 50217 和《光伏发电系统用电缆》NB/T 42073 的有关规定，电缆截面应经技术和经济条件比较确定。

6 构造与安全防护

6.1 一般规定

6.1.1 建筑光伏一体化设计应根据建筑功能、建筑外形、地理位置和周围环境，对屋面构造、安装位置和安装方式统筹确定。

6.1.2 建筑光伏一体化中组成构件应同步设计，共同确定压型金属板与晶硅光伏组件尺寸参数、安装位置、整体荷载与细部构造等技术措施。建筑光伏一体化构件机械荷载应满足正面承载力 8100Pa 要求，可承受人工踩踏，减少运维马道的空间占用，提高光伏组件铺装率。

6.1.3 建筑光伏一体化在新建建筑中应按围护结构设计，并按规定计算施工、运行和维护荷载。改建、扩建建筑光伏一体化前，应对原有结构进行鉴定检测及承重验算，并出具结构荷载证明或安全鉴定报告。

6.1.4 建筑光伏一体化设计阶段应根据建筑物结构特征、使用功能及光伏组件特点，对施工、运行及维护阶段设置临时或长期安全防护措施。

6.1.5 建筑光伏一体化构造设计应满足建筑安全性、适用性与耐久性要求，并应根据环境特点，采取相应的排水、防冰雪、防火、抗风揭等措施。

6.1.6 压型金属板、支承结构设计应符合现行国家标准《建筑可靠性统一标准》GB 50068、《建筑结构荷载规范》GB 50009、《钢结构设计标准》GB 50017、《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018、《门式刚架轻型房屋钢结构技术规范》GB 51022、《工程结构通用规范》GB 55001、《压型金属板工程应用技术规范》GB 50896 和《铝合金结构设计规范》GB 50429 的有关规定。

6.1.7 建筑光伏一体化构造设计，应避免不相容材料之间发生直接接触，不可避免时，应采取隔离垫片等防腐措施。

6.1.8 晶硅光伏组件或板块及其支承结构不应跨越主体结构变形缝，与主体结构变形缝对应部位的构造缝设计应适应主体结构变形要求。

6.1.9 建筑光伏一体化应符合现行国家标准《金属屋面抗风掀性能检测方法 第1部分 静态压力法》的有关规定，防风性能应达到 10.89kPa，应满足抵御 18 级台风的要求。

6.1.10 建筑光伏一体化应满足整体受力及热胀冷缩等物理性能要求。

6.1.11 建筑光伏一体化的防火设计应符合国家现行标准《建筑防火通用规范》GB 55037 和《建筑金属围护系统工程技术标准》JGJ/T 473 的有关规定。

6.1.12 光伏组件应安装在无阴影遮挡区域，光照时长应符合现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797 的有关规定。

6.2 压型金属板

6.2.1 压型金属板计算应按现行国家标准《钢结构设计标准》GB 50017、《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018 确定。

6.2.2 在压型金属板上部增设晶硅光伏组件时，应将光伏板布置于金属板波峰上部，波谷距离光伏板底部不应小于 30mm。

6.2.3 压型金属板建筑模数应与晶硅光伏组件安装参数保持一致。

6.3 连接结构

6.3.1 晶硅光伏组件与压型金属板之间的连接应避免应力集中对屋面、支座及固定部位造成破坏。不同种材料连接时，应避免电化学反应对以上部位造成金属腐蚀破坏。

6.3.2 晶硅光伏组件与压型金属板之间的连接结构应保证满足组件的通风散热要求。

6.3.3 晶硅光伏组件与压型金属板之间的胶粘连接，应符合下列规定：

a) 应保证连接构造设计满足建筑功能要求，并应符合现行国家标准《建筑用硅酮结构密封胶》GB 16776 的有关规定；

b) 连接胶的粘接宽度与厚度应根据光伏组件铺装方式、重力荷载、风揭作用、温度作用确定；

c) 地震荷载计算方法可按现行地方标准《装配式晶体硅组件压型钢板屋面光伏发电系统技术规程》DB 61/T 5032 执行。

6.3.4 压型金属板之间的横向连接、压型金属板与固定支座及紧固件连接节点承载力设计值，应根据压型金属板温度变化、重力、雪荷载及上部附属物重力等荷载作用确定，并应符合现行国家标准《压型金属板工程应用技术规范》GB 50896 的有关规定。

6.4 排水与防冰雪

6.4.1 建筑光伏一体化的排水设计应根据曲形屋面造型、屋面坡度、防水等级、防水设防、排水构造、防水层材料及性能等确定，并应配合主体结构的排水系统布置，安装后不应对建筑屋面排水产生影响。

6.4.2 曲形屋面建筑光伏一体化的防冰雪设计应根据建筑气候环境、屋面构造及建筑周边区域要求，采取防积雪措施，并在屋面周边预留积雪缓冲区域。

6.4.3 安装建筑光伏一体化的建筑部位应采取确保该部位的建筑防水、排水不受影响的构造措施，并应符合现行国家标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的有关规定。

6.4.4 防冰雪设计应符合现行行业标准《建筑金属围护系统技术标准》JGJ/T 473 的有关规定。

6.4.5 屋面防冰雪堆积设计应符合下列规定：

a) 宜设置可视化屋面监控系统和监控报警设施，同时宜设置永久性机械或电动的融冰、除雪设施，并宜与屋面监控系统联动，形成报警、除冰雪一体化系统；

b) 应分析屋面积雪及积雪冻融对屋面毛细渗水的影响；

c) 压型金属板波高及连接方式应满足冬季排水要求；

d) 屋面应设置用于人工除雪的安全通道；

e) 有积雪可能的屋面宜设置防冰雪坠落装置。防冰雪坠落装置可固定于屋面板上，也可穿透屋面固定于屋面支撑结构上，但均应保证连接可靠性。挡雪装置宜从屋脊向檐口处分层设置。檐口处应至少设置1道挡雪装置。

6.5 附属设施

6.5.1 附属设施清洗方案应根据屋面组件污秽情况，光伏电站项目特点、运维成本和运维难度确定，

可采用自动喷淋、人工清洗和机器人清洗等清扫方式。

6.5.2 水清洗系统的水路管网应采取夏天防晒和冬天防冻措施。楼下水源处，应设置泄水阀等防止冬季水管冻裂的措施。

6.5.3 清洗污水应通过雨水排水沟排出。

6.5.4 宜设置屋面发电数据监测系统，检测设备应放置在曲形屋面上部或周围。

6.6 细部构造

6.6.1 建筑光伏一体化应进行细部构造设计，应符合现行行业标准《建筑金属维护系统工程技术标准》JGJ/T 473 的有关规定，并应满足使用功能、温差变形、施工环境条件和可操作性等要求。细部设计应包括下列内容：

- a) 晶硅光伏组件和压型金属板连接固定方式及构造；
- b) 防雪设施、防坠落设施、挡雪设施、屋面检修维护设施及其他附加设施等出屋面节点。

6.7 安全防护

6.7.1 建筑光伏一体化应设置安全防护措施，应避免因施工操作不便或暴雨台风等极端天气影响出现光伏组件坠落伤人事故。

6.7.2 施工操作安全设施设计，应包括下列内容：

- a) 曲形屋面应设置安全运维马道及防护栏杆；
- b) 山墙施工马道至屋顶曲形段应布置阶梯式马道，马道靠近外侧山墙应设置不低于1.2m的防护栏杆。

6.7.3 曲形屋面两侧或晶硅光伏组件布置区域下部应预留通长运维通道与检修平台。

6.7.4 安装在建筑部位的晶硅光伏组件，应具有带电警告标识及电气安全防护措施，并应满足该部位的建筑围护、结构安全和电气安全要求。

7 光伏系统设计

7.1 一般规定

7.1.1 光伏系统设计应与建筑构造设计相配合，并应满足建筑安全可靠、经济美观、高效发电等要求。

7.1.2 光伏系统设计应进行专项设计或作为建筑电气工程设计的一部分。

7.1.3 光伏系统设计应符合国家现行标准《建筑太阳能光伏系统应用技术规程》GB 51368、《光伏组件屋面工程技术规程》CECS 902、《太阳能光伏发电系统与建筑一体化技术规程》CECS 418 的有关规定。

7.1.4 并网建筑光伏系统可包括光伏组件、汇流箱、逆变器、低压配电柜、升压变压器等；汇流箱应按组件和逆变器类型配置；光伏发电系统直流侧宜配置直流快速关断开关或直流故障电弧检测和保护功能。

7.2 系统设计

7.2.1 光伏组件设计应符合下列规定：

- a) 光伏组件类型、规格、数量、安装位置、装机容量应根据建筑设计、功能布局、环境特点和用户需求等因素确定；
- b) 同一逆变器接入的光伏组串的电压、阵列朝向与安装倾角宜一致，同一路MPPT的组串额定参数、组件朝向、安装倾角应一致；

- c) 光伏组串的串联数量应按现行国家标准《光伏发电设计规范》GB 50797 计算确定，并联数量应根据总装机容量及光伏组串容量确定；
- d) 同一组串及同一子阵内，组件电性能参数宜一致，最大输出功率 P_m 、最大工作电流 I_m 的离散性应小于 $\pm 3\%$ 。

7.2.2 汇流箱设计应符合下列规定：

- a) 汇流箱内部装置配置应满足使用功能、运行条件、电气安全等要求；
- b) 汇流箱应符合现行国家标准《光伏电站汇流箱技术要求》GB/T 的有关规定；
- c) 光伏直流电汇流箱内应设置防雷保护装置；
- d) 光伏直流电汇流箱位置应便于操作和检修，设置在室外的光伏汇流箱应具有防水、防腐措施，防护等级应为IP65以上。

7.2.3 逆变器设计应符合下列规定：

- a) 宜选用组串式逆变器，且应选用多路MPPT；
- b) 逆变器等设备安装使用环境应满足设备对通风散热、防湿防潮、屏蔽电磁干扰等要求；
- c) 逆变器应具备自动运行和停止功能、最大功率追踪控制功能和防孤岛效应功能；
- d) 逆变器应符合现行行业标准《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004的有关规定。

7.2.4 电缆选择应符合下列规定：

- a) 电缆选型应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217的有关规定；
- b) 光伏组件及方阵连接电缆宜符合现行行业标准《光伏发电系统用电缆》NB/T42073的有关规定；
- c) 电缆材质选择、线路损耗、额定电流等参数应符合现行行业标准《光伏发电工程电气设计规范》NB/T 10128的有关规定；
- d) 光伏组件之间及组件与汇流箱之间的电线、电缆应采取固定措施、防晒措施。

7.3 防雷与接地

7.3.1 曲形屋面建筑光伏一体化防雷与接地设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057、《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963 和《电气装置安装工程接地装置施工及验收规程》GB 50169 的有关规定。并网接口设备的防雷和接地，应符合现行行业标准《光伏（PV）发电系统过电压保护导则》SJ/T 11127 的有关规定和设计要求。

7.3.2 曲形屋面建筑光伏一体化系统宜利用金属屋面高出组件的位置作为接闪器。

7.3.3 曲形屋面建筑光伏一体化系统屋面接地宜选用 40×4 热镀锌扁钢。光伏系统接地扁钢应与建筑接地可靠连接。

7.3.4 曲形屋面建筑光伏一体化系统屋面逆变器、桥架、开关柜、箱变等配电装置应可靠接地。

7.3.5 建筑屋脊、气楼、斗拱等最高部位宜作为建筑天然接闪器，此部位不应布置光伏组件。光伏发电系统保护接地、工作接地、过压保护接地使用一个接地装置，接地电阻不应大于 4Ω ，不满足要求的，应做单独接地引下线，并通过接地极接地。

8 施工

8.1 一般规定

8.1.1 曲形屋面建筑光伏一体化组成构件、设备施工应满足设计要求与施工质量要求，施工过程应符合现行国家标准《光伏电站施工规范》GB 50794、《建筑工程施工现场供用电安全规范》GB 50194

的有关规定。

8.1.2 曲形屋面建筑光伏一体化安装前应具备下列条件：

- a) 安装人员应进行安装知识培训；
- b) 设计文件齐备，并网接入系统已获有关部门批准并备案；
- c) 施工组织设计与施工方案已经批准；
- d) 建筑、场地、电源、道路等条件满足正常施工需要。

8.1.3 安装方案应包括下列内容：

- a) 新建建筑施工方案应纳入建筑设备安装施工组织设计与质量控制程序，并制定安装施工方案与安全技术措施；
- b) 改建、扩建建筑施工应编制设计技术方案、施工组织设计与质量控制程序，并制定施工方案与安全技术措施，必要时应进行可行性论证。

8.1.4 进场安装的建筑光伏一体化设备、构件和原材料应符合设计要求，经验收合格后使用。

8.2 晶硅光伏组件

8.2.1 晶硅光伏组件安装应符合下列规定：

- a) 施工人员高空作业时，应佩戴安全防护用品，并设置醒目、清晰、易辨识的安全标识；
- b) 晶硅光伏组件周边的防水连接构造应按设计要求施工，且不得渗漏；
- c) 不应在晶硅光伏组件安装和移动的过程中拉扯导线，且连接线不应承受外力；
- d) 晶硅光伏组件在存放、搬运、安装过程中不得碰撞受损。吊装时，底部应衬垫木，背面不得受到碰撞和重压，屋面部位集中堆放，应按屋面荷载确定，严禁将晶硅光伏组件放置在屋面薄弱区域；
- e) 在未安装晶硅光伏组件的区域，应根据设计要求，做好抗风揭措施；
- f) 在坡度大于10°的坡屋面上施工时，应设置专用踏脚板。

8.2.2 晶硅光伏组件宜采用连接胶方式，并应符合下列规定：

- a) 晶硅光伏组件粘接时的施工环境应满足粘接剂产品环境要求和设计要求，粘接前粘接部位应按粘接剂要求完成清洗和干燥，且应避免在夜晚、雨天、风沙等天气下粘接；
- b) 安装人员应经安装知识培训和技术交底。
- c) 晶硅光伏组件粘接前，应根据施工图纸要求，对组件安装位置定位；
- d) 现场施胶前，应完成粘接剂均匀性、固化速度等试验；施胶时，胶条表面应平整光滑，不得出现气泡，胶条宽度和长度应符合设计要求，并且应在粘接剂使用要求时间内完成粘接，超过粘接剂适用期的余胶不得使用；
- e) 已粘接的晶硅光伏组件在粘接剂固化并达到设计承载力前不应搬动，并应采取避免松动的保护措施，应做好成品保护。

8.3 压型金属板

8.3.1 压型金属板的安装应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205 和《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的有关规定。

8.3.2 在压型金属板安装前，应先在支撑结构上标出安装基准线和安装控制点，施工过程中，应从安装基准线开始铺设。

8.3.3 压型金属板面板应按系统设计排版图铺设，并按深化设计规定的连接方式固定。压型金属板铺设和固定还应符合下列规定：

- a) 压型金属板面板宜逆主导风向铺设；
- b) 压型金属板安装时，应边铺设边调整位置、边固定。对于节点部位，在铺设压型金属板面板时，还应根据深化设计要求，敷设泛水板和防水密封材料等；
- c) 当天铺设就位的面板应当天完成连接，未铺设或连接完的，应采取绑扎牢固的临时措施；
- d) 铺设面板时，应在面板上设置临时施工通道，并保护板面不受损伤；
- e) 应根据安装环境温差对金属面板长度修正。

8.3.4 压型金属板端部现场切割时应保证整齐、干净，切割端部应做好防腐处理。

8.3.5 压型金属板面板安装完成后，应采取安装成品保护措施，并应符合下列规定：

- a) 应保护屋面免受坠物冲击，不应在屋面上行走或堆放物件；
- b) 焊接时，应采取防止损坏压型金属板面板的措施；
- c) 在已安装好的压型金属板上施工时，作业面、行走通道等部位应采取铺设木板等临时保护措施，安装好的板面应清洁。

8.4 支承结构

8.4.1 主檩条、龙骨和次檩条安装质量应符合设计和现行国家标准《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205 的有关规定。

8.4.2 支承结构可包括主檩条、龙骨、次檩条和固定支座等。应先安装主檩条、龙骨，再安装次檩条、龙骨，最后安装固定支座。

8.4.3 安装支承结构前，应先在主体结构上标出安装基准线和控制点。并按施工方案和排版图要求的顺序和分区安装。

8.5 汇流箱、逆变器与电缆

8.5.1 汇流箱安装应符合国家现行标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 和《光伏发电用汇流箱技术规范》NB/T 10685 的有关规定。

8.5.2 逆变器安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB 50171 的有关规定。

8.5.3 电缆线路施工应符合现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303、《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规程》GB 50168 的有关规定。

8.5.4 晶硅光伏组件阵列布线应采取支撑、固紧、防护等措施，导线应留有适当余量，晶硅光伏组件的布线方式应符合设计规定，导线规格应符合设计要求，布线完毕后，应按施工图检查核对布线。应设置 MC4 连接器托举支座，光伏组件的 MC4 连接器在金属屋面上应悬空放置，应避免连接器浸水。

8.6 安全措施

8.6.1 施工作业应按现行行业标准《电力建设安全工作规程》DL 5009、《建筑施工高处作业安全技术规程》JGJ 80、《建筑机械使用安全技术规程》JGJ 33 及《施工现场临时用电安全技术规程》JGJ 46 执行。

8.6.2 曲形屋面建筑光伏一体化安装时，应对曲形结构施工安全措施进行专项论证，应避免光伏组件与连接胶在粘接过程中因弧度影响出现组件移位、坠落等。

8.6.3 既有曲形屋面建筑光伏一体化安装，焊接施工时应符合下列规定：

- a) 焊角高度应控制在相焊薄零件厚度的0.8倍内，且不应小于较薄零配件厚度的一半；
- b) 应采用间断焊接方式，应避免产生应力集中变形；
- c) 应设置防火布对焊接部位遮挡，应与建筑分隔。

8.7 系统调试

8.7.1 汇流箱调试可按现行国家标准《光伏电站汇流箱检测技术规程》GB/T 执行。

8.7.2 逆变器调试可按现行国家标准《光伏电站施工规范》GB 50794 执行。

8.7.3 光伏组串调试可按现行行业标准《光伏电站现场组件检测规程》NB/T 32034 执行。

8.7.4 其他电气设备调试应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150 的有关规定。

8.7.5 设备和系统调试前，应完成下列工作：

- a) 全部设备已完成安装工作且验收合格；
- b) 装有空调或通风装置等特殊设施的，应安装完毕并投入运行；
- c) 受电后无法施工或影响运行安全的工程应施工完毕；
- d) 全部设备接线正确无误，电气设备参数应符合设计要求；
- e) 设备及线路标识应清晰准确且电缆绝缘良好，符合接地要求。

9 工程质量验收

9.1 一般规定

建筑光伏一体化工程质量验收应符合现行国家标准《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655、《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964、《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300、《光伏电站性能评估技术规范》GB/T 39854、《钢结构工程施工质量验收规程》GB 50205 及《压型金属板工程应用技术规程》GB 50896 等有关规定。

9.2 构造工程

9.2.1 构造工程质量验收应包括压型金属板、支承结构与紧固件以及光伏组件验收。支撑结构及紧固件连接位置、固定强度等应满足建筑施工质量要求；光伏组件安装位置、散热间距、粘接强度等应符合设计要求。

9.2.2 压型金属板板材品种规格、金属板涂层、镀层质量等验收项目的检查数量及检验方法应符合现行国家标准《压型金属板工程应用技术规范》GB 50896 的有关规定。

9.2.3 压型金属板现场加工验收内容及标准应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收规程》GB 50205 及《压型金属板工程应用技术规范》GB 50896 的有关规定。

9.2.4 支承结构与紧固件检查数量与检查方法应符合现行国家标准《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655 的有关规定。

9.2.5 光伏组件验收内容和程序应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 和《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655 的有关规定。

9.3 电气工程

9.3.1 电气工程质量验收步骤应包括调试、检测和试运行，调试和检测过程中发生不合格项，在对系统调整后，应对电气设备和系统逐项重新调试和检测。

9.3.2 电气工程质量验收内容应包括光伏组件、汇流箱、逆变器、电缆等构配件安装部位、线路敷设、功率转换等运行设备验收，以及数据监测、远动通讯、智慧运维平台等信息系统功能验收。

9.3.3 电气分项工程质量验收内容及方法应符合现行国家标准《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655 和《低压电气装置 第4-41部分：安全防护 电击防护》GB/T 16895.23 等有关规定。

10 运行维护

10.1 一般规定

10.1.1 运行维护内容应包括运行管理与检修维护，运行管理宜包括物资管理、操作规程、数据监测等，检修维护宜包括检修操作、清洁排污、故障处理等。

10.1.2 光伏电站运行维护应符合国家现行标准《光伏电站安全规程》GB/T 35694、《光伏电站运行规程》GB/T 38335、《光伏建筑一体化运行与维护规范》JGJ 264 的有关规定，作业过程应符合现行国家标准《电力安全工作规程 发电厂和变电站电气部分》GB 26860 的有关规定。

10.1.3 压型金属板屋面运行维护应符合国家现行标准《建筑施工高处作业安全技术规范》JGJ 80、《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255、《金属屋面维修工程技术规程》T/BSSIA 0001 的有关规定。

10.1.4 光伏电站运行维护企业应具备《承装（修、试）电力设施许可证》相应等级的资质。

10.1.5 曲面屋面建筑光伏一体化投运前，应编制系统开启和关闭程序、日常运行操作流程、维护要点、安全操作措施等现场运行维护规程。应根据项目特点、运行环境，制定检查计划与检查方式。

10.1.6 建筑光伏一体化运行维护人员应具有相应专业技能和职业资格；且运行维护人员应经过专业培训与技术交底后上岗。

10.1.7 光伏与建筑一体化发电系统应具备信息化监控管理功能，对系统运行状态进行监控、分析。

10.1.8 带电设备应设置警示标识和安全隔离设施，运维过程中也应设置正确的安全警示标志。

10.2 光伏系统运行维护

10.2.1 运行维护人员应熟悉光伏发电系统设备状况及接入电网技术要求，进行检修工作时，应办理工作票并做好安全措施后方可开展工作，进行电气工作时应穿戴绝缘鞋、绝缘手套等防护用具。

10.2.2 光伏系统主要部件运行时，应保证设备本身及周围环境的清洁散热。

10.2.3 光伏系统组件清洗及其他需要停止发电的定检工作应选择辐照值低于 $200\text{W}/\text{m}^2$ 下进行，组件系统效率检测、组件 IV 检测、组件 IR 检测的定检项目应在辐照值不小于 $600\text{W}/\text{m}^2$ 下进行。

10.2.4 检查 MC4 连接器托举支座，确保光伏组件的 MC4 连接器在金属屋面上应悬空放置，应避免连接器浸水。

10.2.5 光伏系统运行维护宜采用智能运维系统，并应符合下列规定：

- a) 集中智慧云系统应对曲面屋面分布式光伏发电系统监控，监控范围应包括组串、逆变器、汇流箱、箱变、并网电表、气象站等光伏系统主要设备运行参数和开关状态；
- b) 应根据运行监控数据，集合系统类型、工况条件，对建筑光伏一体化运行故障预判、系统效率分析评估；
- c) 应根据设备生产性能数据，结合气象数据，对建筑光伏一体化的发电量预测；
- d) 应根据系统运行数据，对组件灰尘堆积程度分析，结合经济性分析，对组件清洗评估；

- e) 应根据系统运行数据和管理策略确定运行检修决策、库存优化管理、设备巡检优化管理决策支持。

10.2.6 每年应对光伏电站进行一次组件性能检测和系统评估，分析系统发电能力。

10.3 压型金属板屋面运行维护

10.3.1 应编制压型金属板屋面维修方案，并根据建筑物使用要求、结合现场勘查书面报告，确定采用局部或整体维修措施。

10.3.2 压型金属板屋面维修工程用的材料应按建筑物所处环境、使用条件、建筑物的使用年限和施工工艺的可操作性选择。

10.3.3 压型金属板屋面运行维护检查应包括下列内容：

- a) 压型金属板和天沟的锈蚀、变形及松动程度；
- b) 压型金属屋面细部防水构造现状；
- c) 渗漏水发生的部位，渗漏部位防水层质量现状及破坏程度，渗漏原因、影响范围；
- d) 压型金属板屋面的排水坡度和排水系统；
- e) 结构安全和其他功能的损害程度。

附录 A

(规范性)

连接胶物理力学性能

A.1 连接胶物理力学性能应符合表A.1的规定。

表 A.1 连接胶物理力学性能

项目		单组分性能	双组分性能
挤出性		≤10s	—
表干时间		5~60min	—
凝胶时间/适用期		—	5~30 min
拉伸粘结强度	在 (23±2) °C 条件下	≥0.8 MPa	
	湿冻试验 20 次 (HF20) 后	保持率不小于初始值的 75%，粘结面积不小于 75%	
	热循环 300 次 (TC300) 后		
	紫外老化 120kWh/m ² (简称 UV120) 后		
	盐雾试验后	保持率不小于初始值的 60%，粘结面积不小于 75%	
	高温高湿 1500h (DH1500) 后		
最大粘结强度 伸长率	在 (23±2) °C 条件下	≥80%	
	湿冻试验 20 次 (HF20) 后	保持率不小于初始值的 50%	
	热循环 300 次 (TC300) 后		
	紫外老化 120kWh/m ² (UV120) 后		
	盐雾试验后	保持率不小于初始值的 60%，粘结面积不小于 75%	
	高温高湿 1500h (DH1500) 后		
剪切强度	在 (23±2) °C 条件下	≥1 MPa	
	湿冻试验 20 次 (HF20) 后	保持率不小于初始值的 75%，粘结面积不小于 75%	
	热循环 300 次 (TC300) 后		
	紫外老化 120kWh/m ² (UV120) 后		
	盐雾试验后	保持率不小于初始值的 60%，粘结面积不小于 75%	
	高温高湿 1500h (DH1500) 后		
粘结性能	55°C, 21d 水浴	不小于 75% 的粘结内聚破坏面积。粘结破坏面积以粘结破坏格数占总格数的百分比表示	

注：测试项目均为独立测试项目。