

ICSXX.XXX.XX

PXX

中国钢结构协会标准

CSCS

T/CSCSxxx-202X

钢结构装配式建筑光伏一体化屋面技术规程

Technical specification for application of photovoltaic integrated
glass roof and skylight

(征求意见稿)

202X-0X-XX 发布

202X-0X-XX 实施

中国钢结构协会 发布

中国钢结构协会标准

钢结构装配式建筑光伏一体化屋面技术规程

Technical specification for application of photovoltaic integrated
glass roof and skylight

T/CSCS xxx-202X

主编单位：

批准单位：中国钢结构协会

施行日期：202X 年 X 月 X 日

中国 XX 出版社

202X 北 京

前 言

根据中国工程建设标准化协会《关于发布中国钢结构协会 2024 年第二批团体标准编制计划的通知》（中钢构协[2024]32 号）的要求进行编制，编制组经深入调查研究，认真总结实践经验，参考国内外先进标准，并在广泛征求意见的基础上，制定本规程。

本规程共分 10 章，主要内容包括：总则、术语和符号、基本规定、材料与设备、建筑设计、结构设计、光伏发电系统设计、施工、验收、运行与维护等。

本规程的某些内容可能直接或间接涉及专利，本规程的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本规程由中国钢结构协会负责管理，由山东大学负责具体技术内容的解释。执行过程中，如有意见和建议，请反馈给山东大学《钢结构装配式建筑光伏一体化屋面技术规程》编委办公室（地址：山东省济南市历下区经十路 17922 号山东大学南院，邮编：250061，联系电话：0531-88392529，邮箱：liumei@sdu.edu.cn）。

本标准主编单位：

本标准参编单位：

本标准主要起草人员：

本标准审查人员：

目 次

1	总则.....	1
2	术语和符号.....	2
2.1	术语	2
2.2	符号	3
3	基本规定.....	6
4	材料与设备.....	9
4.1	一般规定	9
4.2	玻璃	9
4.3	铝合金型材	10
4.4	钢材及五金材料	11
4.5	光伏系统用材料及光伏组件	13
4.6	电气设备	14
4.7	建筑密封材料和粘结材料	15
4.8	硅酮结构密封胶	16
4.9	玻璃纤维增强塑料	18
4.10	其他材料	19
5	建筑设计.....	20
5.1	一般规定	20
5.2	建筑构造	21
5.3	防火设计	22
5.4	排水设计	23
5.5	防雷设计	24
5.6	附加层设计	24

6	结构设计.....	28
6.1	一般规定	28
6.2	材料力学性能	29
6.3	荷载与作用	30
6.4	作用组合	32
6.5	面板设计	33
6.6	支撑结构设计	37
6.7	连接设计	38
6.8	结构胶粘结设计	39
7	光伏发电系统设计.....	42
7.1	一般规定	42
7.2	系统设计	42
7.3	系统接入	44
7.4	防雷与接地设计	44
8	施工.....	46
8.1	一般规定	46
8.2	光伏玻璃施工	47
8.3	光伏组件	50
8.4	汇流箱	51
8.5	逆变器	52
8.6	电线、电缆	53
8.7	防雷与接地	53
8.8	系统调试	53
9	验收.....	55
9.1	一般规定	55

9.2	光伏玻璃一体化屋面和采光顶	56
9.3	电气工程分项验收	60
10	运行与维护	62
10.1	一般规定	62
10.2	检查与维修	62
10.3	系统检查与维护	64
	用词说明.....	66
	引用标准名录.....	67
	制定说明.....	72

Contents

1	General provisions	1
2	Terms and symbols	2
2.1	Terms	2
2.2	Symbols	3
3	Basic requirements	6
4	Material and Equipment	9
4.1	General provisions	9
4.2	Glass	9
4.3	Aluminum alloy profiles	10
4.4	Steel and hardware materials	11
4.5	Materials and photovoltaic modules for photovoltaic systems	13
4.6	Electrical equipment	14
4.7	Building sealing materials and bonding materials	15
4.8	Silicone structural sealant	16
4.9	GFRP	18
4.10	Other materials	19
5	Architectural design	20
5.1	General provisions	20
5.2	Architecture construction	21
5.3	Fire protection design	22
5.4	Drainage	23
5.5	Lightning protection design	24
5.6	Additional layer design	24

6	Structure design	28
6.1	General provisions	28
6.2	Mechanical properties of materials.....	29
6.3	Load and action	30
6.4	Function combination	32
6.5	Panel design.....	33
6.6	Supporting structure design	37
6.7	Connection design	38
6.8	Structural adhesive bonding design.....	39
7	Design of Photovoltaic Power Generation System.....	42
7.1	General provisions	42
7.2	Systems design	42
7.3	System access	44
7.4	Lightning protection and grounding design.....	44
8	Construction.....	46
8.1	General provisions	46
8.2	Photovoltaic glass construction	47
8.3	PV module	50
8.4	Combiner box	51
8.5	Inverter.....	52
8.6	Wires and cables.....	53
8.7	Lightning protection and grounding	53
8.8	System commissioning	53

9	Check and accept	55
9.1	General provisions	55
9.2	Integrated photovoltaic glass roof and skylight roof.....	56
9.3	Electrical engineering sub item acceptance.....	60
10	Operation and maintenance.....	62
10.1	General provisions	62
10.2	Inspection and maintenance.....	62
10.3	System inspection and maintenance	66
	Explanation of wording.....	66
	List of quoted standards.....	67
	Addition: Explanation of provisions	72

1 总则

1.0.1 为规范光伏玻璃一体化屋面和采光顶技术应用，做到安全适用、绿色低碳、技术先进、经济合理，制定本规程。

1.0.2 本规程适用于新建、扩建、改建光伏玻璃一体化屋面和采光顶的设计、施工、验收和运行维护。适用于抗震设防烈度为 8 度及以下的光伏玻璃一体化屋面工程。

1.0.3 光伏玻璃一体化屋面和采光顶应与建筑新建、改建和扩建工程统一规划、同步设计和同步施工。

1.0.4 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的设计、施工、验收和运行维护除应符合本规程规定外，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 光伏组件 photovoltaic (PV) module

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

2.1.2 晶硅光伏组件 crystalline silicon PV module

以单晶硅或多晶硅光伏电池为基本单元组合、封装的光伏组件称晶硅光伏组件。

2.1.3 薄膜光伏组件 thin film PV module

以铜铟镓硒、碲化镉、砷化镓、钙钛矿等薄膜太阳能电池组合、封装的光伏组件称薄膜光伏组件

2.1.4 光伏玻璃一体化屋面 building integrated photovoltaic glass roof

由光伏组件及其支撑玻璃、密封构件或材料组成的屋面材料，同时具备光伏发电和建筑所需功能的屋面。

2.1.5 光伏玻璃一体化采光顶 building integrated photovoltaic glass skylight

由光伏组件及其支撑玻璃、密封构件或材料组成的屋面材料，同时具备光伏发电和采光功能的屋面。

2.1.5 附加层 additional layer

位于光伏玻璃一体化屋面下方，具有建筑功能的建筑构造层，如保温层、防水层、隔汽层、隔音层等。

2.1.6 导水槽 water chute

位于光伏建筑一体化屋面板下发，连接固定光伏建筑一体化屋面板，并

接收和疏导光伏建筑一体化屋面板渗漏水的型钢构件。

2.1.7 光伏发电系统 PV power system

利用太阳能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。

2.1.8 汇流箱 combiner box

在光伏发电系统中将若干个光伏组件串并联汇流后接入的装置。

2.1.9 并网逆变器 grid-connected inverter

将来自光伏方阵的直流电流变换为符合电网要求的交流电流的装置。

2.2 符号

2.2.1 材料力学性能

E ——材料弹性模量；

f ——材料强度设计值；

f_g ——玻璃强度设计值；

f_v ——钢材剪切强度设计值；

f_1 ——硅酮结构密封胶短期荷载作用下强度设计值；

f_2 ——硅酮结构密封胶长期荷载作用下强度设计值。

2.2.2 作用和作用效应

d_f ——在均布荷载标准值作用下构件挠度最大值；

G_k ——重力荷载标准值；

M ——弯矩设计值；

N ——轴力设计值；

P_{Ek} ——水平地震作用标准值；

q_k ——均布荷载、荷载标准组合值；

- q_G ——单位面积重力荷载设计值；
- R ——构件承载力设计值，支座反力；
- S ——作用效应组合的设计值；
- S_{Ek} ——地震作用效应标准值；
- S_{Gk} ——永久重力荷载效应标准值；
- S_{wk} ——风荷载效应标准值；
- S_{Qk} ——可变重力荷载效应标准值；
- V ——剪力设计值；
- ω_0 ——基本风压；
- σ ——在均布荷载作用下面板最大应力。

2.2.3 几何参数

- A ——构件截面面积或毛截面面积;采光顶与金属屋面平面面积；
- a ——矩形面板短边边长；
- b ——矩形面板长边边长；
- C_s ——硅酮结构密封胶的粘结宽度；
- D ——弯曲刚度；
- D_e ——等效弯曲刚度；
- l ——跨度；
- t ——面板厚度；型材截面厚度；
- t_s ——硅酮结构密封胶的粘结厚度；
- t_e ——等效厚度；
- W ——毛截面模量；
- W_e ——等效截面模量；
- ν ——材料泊松比。

2.2.2 计算系数及其他

- α ——材料线膨胀系数；
 α_{\max} ——水平地震影响系数最大值；
 β_E ——地震作用动力放大系数；
 δ ——硅酮结构密封胶的位移承受能力；
 φ ——稳定系数；
 γ ——塑性发展系数；
 γ_0 ——结构构件重要性系数；
 γ_g ——材料自重标准值；
 γ_E ——地震作用分项系数；
 γ_G ——永久重力荷载分项系数；
 γ_Q ——可变重力荷载分项系数；
 γ_w ——风荷载分项系数；
 η ——折减系数；
 m 、 m_x 、 m_y ——弯矩系数；
 μ ——挠度系数； 支座计算长度系数
 μ_{sl} ——局部风荷载体型系数；
 μ_z ——风压高度变化系数；
 ψ_Q ——可变重力荷载的组合值系数；
 ψ_w ——风荷载作用效应的组合值系数；
 $d_{f,\lim}$ ——构件挠度限值。

3 基本规定

3.0.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的发电规模和形式应结合太阳能资源、建筑条件、安装和运输条件、用电需求等因素确定，并应满足安全可靠、经济适用、环保美观，便于安装和维护的要求。

3.0.2 光伏玻璃一体化屋面和采光顶建设应与所在地区总体规划和电力规划相协调，并应分析周围环境对太阳辐射和系统运行的影响。

3.0.3 新建光伏玻璃一体化屋面应与主体建筑同步设计、施工、验收。光伏组件及连接件应按围护结构进行设计校核。

3.0.4 主体结构设计与计算应考虑光伏组件及连接件产生的荷载。

3.0.5 在既有建筑安装光伏玻璃一体化屋面和采光顶，应对既有建筑结构和电气安全性进行复核。

3.0.6 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的光伏组件设计使用寿命不应小于 25 年，系统中多晶硅、单晶硅、薄膜电池组件自系统运行之日起，一年内的衰减率应分别低于 2.5%、3%、5%，之后每年衰减应低于 0.7%、0.7%、0.4%。

3.0.7 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的设置场所应满足下列要求：

- 1 不应设在电火花可能会引起爆炸或火灾的危险场所；
- 2 不宜设在多尘或有腐蚀性物质的场所，当无法避免时，不应设在污染源最大频率风向的下风侧；
- 3 不宜设在高温或有剧烈振动的场所；
- 4 应方便设备运输；
- 5 应避开周边障碍物对光伏组件的遮挡。

3.0.8 光伏玻璃一体化屋面和采光顶接入电网设计前宜取得下列资料：

- 1 系统装机容量、发电量、年利用小时数、投运时间及运行周期；

2 接入电网的电压等级、主变容量、主变预留容量、出现间隔预留及扩建条件。

3.0.9 项目采用光伏玻璃一体化屋面和采光顶时，设计前应取得建设项目所在地的下列环境资料：

- 1 太阳能资源数据和屋面日照分析报告；
- 2 年平均温度、月平均温度、最高温度和最低温度；
- 3 建设项目所在地抗震设防要求、基本风压和基本雪压；
- 4 工程建设地基本风压和基本雪压；
- 5 工程建设地盐雾及酸雨腐蚀性、空气污染和能见度等情况；
- 6 近 10 年年均沙尘暴次数、建筑物雷击次数以及空气污染情况；
- 7 周围建筑用户对噪声和光污染的控制要求。

3.0.9 采用光伏玻璃一体化屋面和采光顶时，设计前宜取得下列建筑资料：

- 1 建筑规模及主要功能；
- 2 工业建筑、民用建筑等建筑类型；
- 3 建筑层数和高度，建筑高度控制要求；
- 4 建筑控制线要求；
- 5 建筑造型及外观设计要求；
- 6 建筑设计使用年限；
- 7 建筑气候分区对建筑围护结构的热工性能要求；
- 8 建筑屋面防水等级及基本构造；
- 9 建筑围护结构的各项建筑物理性能指标的要求、平面内变形性能和抗震要求；
- 10 建筑耐火等级及不同耐火等级建筑物相应构件的燃烧性能和耐火极限；

11 建筑结构类型及荷载标准值。

4 材料与设备

4.1 一般规定

4.1.1 当腐蚀性环境或建筑本身对屋面和采光顶产生腐蚀或损害时,材料与设备应按使用环境的大气腐蚀性等级选择,并应采取相应的防护措施。

4.1.2 光伏玻璃一体化屋面和采光顶用光伏系统设备和材料应符合建筑安全规定并且应满足建筑功能需求。

4.1.3 光伏玻璃一体化屋面和采光顶用光伏系统发电设备和材料的选取应与建筑物外观和使用功能相协调。

4.1.4 光伏玻璃一体化屋面和采光顶用发电设备、材料、屋面板应符合在运输、安装和使用过程中的强度、刚度以及稳定性规定。

4.1.5 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的隔热、保温材料,应采用不燃或难燃性材料。

4.2 玻璃

4.2.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶应采用夹层玻璃或夹层中空玻璃,且夹胶层位于下侧。玻璃应采用均质钢化玻璃,且应符合 GB 15763.4 的规定。

4.2.2 光伏玻璃一体化屋面和采光顶用夹层中空玻璃除应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759 和《中空玻璃》GB/T 11944 的有关规定外,尚应符合下列规定:

- 1** 中空玻璃气体层厚度应依据节能要求计算确定,且不宜小于 12mm。

2 中空玻璃应采用双道密封。一道密封胶宜采用丁基热熔密封胶。隐框、半隐框及点支承式采光顶用中空玻璃二道密封胶应采用硅酮结构密封胶，其性能应符合现行国家标准《建筑用硅酮结构密封胶》GB 16776 的规定。

4.2.3 光伏玻璃一体化屋面和采光顶用夹层玻璃应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB/T 29551 和《建筑用安全玻璃 3 部分：夹层玻璃》GB15763.3 中规定的II-1 和 I-2 产品要求。夹层玻璃用玻璃原片厚度宜不小于 3mm，夹层玻璃用聚乙烯醇缩丁醛（PVB）胶片的厚度不应小于 0.76mm。有特殊要求时可采用聚乙烯甲基丙烯酸酯胶片（离子性胶片），其性能应符合设计要求。

4.2.4 玻璃面板面积不宜大于 2.5m²，长边边长不宜大于 2m。

4.3 铝合金型材

4.3.1 铝合金材料的牌号、状态应符合现行国家标准《变形铝及铝合金化学成分》GB/T 3190 的有关规定，铝合金型材应符合现行国家标准《铝合金建筑型材》GB 5237 的规定，型材尺寸允许偏差应满足高精级或超高精级的要求。

4.3.2 铝合金型材采用阳极氧化、电泳涂漆、粉末喷涂、氟碳漆喷涂进行表面处理时，应符合现行国家标准《铝合金建筑型材》GB 5237 的规定，表面处理层的厚度应满足表 4.3.2 的要求。

表 4.3.2 铝合金型材表面处理层厚度要求

表面处理方法		膜厚级别 (涂层种类)	厚度 t/ μm	
			平均膜厚	最小局部膜厚
阳极氧化		不低于 AA15	$t \geq 15$	12
电泳涂漆	阳极氧化膜	B (有光或亚光透 明漆)	—	9
	漆膜		—	7
	复合膜		—	16
	阳极氧化膜	S (有光或亚光有 色漆)	—	6
	漆膜		—	15
	复合膜		—	21
粉末喷涂		—	—	40
氟碳漆喷涂		二涂	$t \geq 30$	25
		三涂	$t \geq 40$	34
		四涂	$t \geq 65$	55
注：由于挤压型材横截面形状的复杂性,在型材某些表面(如内角,横沟等)的膜厚度允许低于本表的规定,但不允许出现露底现象。				

4.4 钢材及五金材料

4.4.1 碳素结构钢和低合金高强度结构钢的种类、牌号和等级应符合现行国家标准《碳素结构钢》GB/T 700、《低合金高强度结构钢》GB/T 1591等的规定。

4.4.2 碳素结构钢和低合金高强度结构钢应采取有效的防腐处理。采用热浸镀锌防腐处理时,锌膜厚度应符合现行国家标准《金属覆盖层钢铁制件热

浸镀锌层技术要求及试验方法》GB/T 13912 的规定；采用防腐涂料时，涂层度应满足防腐设计要求，且应完全覆盖钢材表面和无端部封板的闭口型材的内侧，闭口型材宜进行端部封口处理；采用氟碳漆喷涂或聚氨酯漆喷涂时，涂膜的厚度不宜小于 35 μm ，在空气污染严重及海滨地区，涂膜厚度不宜小于 45 μm 。

4.4.3 耐候钢应符合现行国家标准《耐候结构钢》GB/T 4171 的规定。

4.4.4 焊接材料应与被焊接金属的性能匹配，并应符合现行国家标准《碳钢焊条》GB/T 5117、《低合金钢焊条》GB/T 5118 以及现行行业标准《建筑钢结构焊接技术规程》JGJ 81 的规定。

4.4.5 主要受力构件和连接件宜采用壁厚不小于 4mm 的钢板、壁厚不小于 2.5mm 的热轧钢管、尺寸不小于 L45 \times 4 和 L56 \times 36 \times 4 的角钢以及壁厚不小于 2mm 的冷成型薄壁型钢。

4.4.6 光伏玻璃一体化屋面和采光顶用不锈钢应采用奥氏体型不锈钢或双相不锈钢，其化学成分应符合现行国家标准《不锈钢和耐热钢牌号及化学成分》GB/T 20878 等的规定。

4.4.7 固定支座及紧固件的材质、规格、机械性能和防腐处理方式等应满足设计要求，并应满足被锁固物的设计使用年限和安全要求。

4.4.8 与光伏玻璃一体化屋面和采光顶配套使用的附件及紧固件材质宜按表 4.4.8 选择。大气腐蚀性等级应按现行国家标准《金属和合金的腐蚀大气腐蚀性第 1 部分：分类测定和评估》GB/T 19292.1 确定。碳钢紧固件应符合现行国家标准《紧固件机械性能》GB/T 3908 的要求。不锈钢紧固件应符合《紧固件机械性能不锈钢螺栓、螺钉和螺柱》GB/T 3098.6 的规定。

表 4.4.8 紧固件材质

环境腐蚀性等级	环境腐蚀性程度	紧固件材质
C1	很低	电镀锌碳钢
C2	低	高防腐涂层碳钢
C3	中	304/410 不锈钢
C4	高	304/316L 奥氏体不锈钢
C5	很高	316L 奥氏体不锈钢

4.5 光伏系统用材料及光伏组件

4.5.1 连接用电线、电缆应符合现行国家标准《光伏(PV)组件安全鉴定第一部分:结构要求》GB/T 20047.1 的相关规定。

4.5.2 薄膜光伏组件应满足现行国家标准《地面用薄膜光伏组件设定鉴定和定型》GB/T 18911 相关规定。

4.5.3 晶体硅光伏组件应满足现行国家标准《地面用品体硅光伏组件 设计鉴定和定型》GB/T 9535 的相关规定。

4.5.4 光伏组件的外观质量除应符合玻璃产品标准要求外,尚应满足下列要求:

- 1 薄膜类电池玻璃不应有直径大于 3mm 的斑点、明显的彩虹和色差;
- 2 光伏组件上应标有电极标识。

4.5.5 光伏组件接线盒、快速接头、逆变器、集线箱、传感器、并网设备、数据采集器和通信监控系统应符合现行行业标准《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203 的规定,并满足设计要求。

4.5.6 光伏组件的模数应与光伏玻璃一体化屋面的安装参数一致,其模数与标称尺寸应符合现行国家标准《建筑模数协调标准》GB/T 50002、《厂房建筑模数协调标准》GB/T 50006 和《住宅建筑模数协调标准》GB/T 50100 的要求。

4.6 电气设备

4.6.1 光伏系统逆变器可分为并网型逆变器和独立型逆变器。逆变器的性能应符合下列规定:

1 并网型逆变器的性能应符合国家现行标准《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939 和《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004 的相关规定。

2 独立型逆变器的性能应符合现行国家标准《离网型风能、太阳能发电系统用逆变器第 1 部分:技术条件》GB/T 20321.1 的相关规定。

4.6.2 汇流箱的性能应符合现行国家标准《光伏电站汇流箱技术要求》GB/T 34936 的相关规定。直流汇流箱应采取防雨、防腐、防尘措施。室内使用的直流汇流箱防护等级不应低于 IP44, 室外使用的直流汇流箱防护等级不应低于 IP65。

4.6.3 储能系统的充电控制器应选用低能耗节能型产品。

1 采用铅酸蓄电池应符合现行国家标准《储能用铅酸蓄电池》GB/T 22473 的要求。

2 采用锰酸锂蓄电池应符合现行行业标准《锰酸锂蓄电池模块通用要求》JB/T 11139 的要求。

3 采用磷酸亚铁锂蓄电池应符合现行行业标准《磷酸亚铁锂蓄电池模块通用要求》JB/T 11140 的要求。

4 采用磷酸铁锂蓄电池应符合现行行业标准《磷酸铁锂》YS/T 1027 的要求。

5 若采用其他类型电池，则性能要求应符合其行业标准。

4.6.4 屋面选用的电缆性能应符合国家现行标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 和《光伏发电系统用电缆》NB/T 42073 的相关规定。电缆敷设可采用直埋、电缆沟、电缆桥架、电缆线槽等方式。动力电缆和控制电缆宜分开排列并满足最小间距要求。远距离传输时网络电缆宜采用光纤电缆应符合现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797 的要求。

4.7 建筑密封材料和粘结材料

4.7.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的接缝用密封胶应采用中性硅酮密封胶，其物理力学性能应符合现行行业标准《幕墙玻璃接缝用密封胶》JC/T 882 中密封胶 20 级或 25 级的要求，并符合现行国家标准《建筑密封胶分级和要求》GB/T 22083 的规定。

4.7.2 中性硅酮密封胶的位移能力应满足工程接缝的变形要求，应选用位移能力较高的中性硅酮建筑密封胶。

4.7.3 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的橡胶制品宜采用硅橡胶、三元乙丙橡胶或氯丁橡胶。

4.7.4 密封胶条应符合现行行业标准《建筑门用密封胶条》JG/T 187、《建筑橡胶密封垫--预成型实心硫化的结构密封垫用材料规范》HG/T 3099 和现行国家标准《工业用橡胶板》GB/T 5574 的规定。

4.7.5 接缝用密封胶应与面板材料相容，与夹层玻璃胶片不相容时应采取措施避免与其相接触。

4.8 硅酮结构密封胶

4.8.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶应采用中性硅酮结构密封胶，性能应符合现行国家标准《建筑用硅酮结构密封胶》GB 16776 的规定。结构胶物理力学性能应符合表 4.8.1 的规定。

表 4.8.1 结构胶物理力学性能指标

序号	项目		单组分	双组分	测试标准
1	挤出性（秒）		≤10	—	JG/T 475
2	表干时间（小时）		≤3		
3	适用期（分钟）		—	≥20	
4	烷烃增塑剂		无烷烃增塑剂		
5	相容性测试	耐水试验	粘结内聚破坏面积≥90%		GB/T 37882
6	质量变化-热失重	热失重	≤6%		JG/T 475
7	剪切性能	23±2℃条件下剪切强度（MPa）		≥0.6	JG/T 475
		剪切强度	-20℃	≥75%	
		保持率	80℃	≥75%	
		粘结内聚破坏面积		≥90%	
8	拉伸粘结强度	23±2℃条件下拉伸粘结强度（MPa）		≥0.6	JG/T 475
		保持率	≥75%	≥75%	JG/T 475
	≥75%		≥75%		

续表 4.8.1

序号	项目		单组分	双组份	测试标准	
8	拉伸 粘结 强度	保持率	≥90%	≥75%	JG/T 475	
			SO ₂ 酸雾	≥75%		
			清洗剂	≥75%		
			水-紫外线光照	≥75%		
				盐雾老化	≥75%	GB/T 10125
				热循环老化	≥75%	GB/T 9535
				湿冻老化	≥75%	
				湿热老化	≥75%	
		粘结内聚破坏面积	≥90%	JG/T 475		
9	撕裂 强度	拉伸粘结强度保持率	≥75%	JG/T 475		
10	疲劳 循环	拉伸粘结强度保持率	≥75%			
		粘结破坏面积	≤10%			
11	蠕变 性能	91d 受力后位移 (mm)	<1			
		力卸载 24h 后最大位移 (mm)	<0.1			
12	耐紫外线强度保持率		≥75%			

注：表中的粘结内聚破坏面积以粘结内聚破坏格数占总格数的百分比表示

4.8.2 硅酮结构密封胶使用前，应经国家认可实验室进行与其接触材料、被粘结材料的相容性和粘结性试验，并应对结构密封胶的邵氏硬度、标准状态下的拉伸粘结性进行确认，试验不合格的产品不得使用。

4.9 玻璃纤维增强塑料

4.9.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶用玻璃纤维增强塑料应采用珍珠棉分隔加双瓦楞纸箱包装，应存储在干燥阴凉的封闭环境中，避免阳光直射。

4.9.2 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的物理性能指标应符合表 4.9.2 的规定。

表 4.9.2 物理性能指标

项目	性能指标
玻纤质量含量 (%)	72±5
吸水性 (%)	≤0.5
密度 (g/cm ³)	2.0±0.2
玻璃化转换温度(°C)	≥100
导热系数 W/(m K)	≤0.4
绝缘电阻 (MΩ)	>500
耐电压	漏电流<3mA
介电常数	≤7

4.9.3 光伏玻璃一体化屋面和采光顶力学性能应符合表 4.9.3 的规定。

表 4.9.3 力学性能指标

项目	性能指标
0 ° 拉伸强度(MPa)	≥600
0 ° 拉伸模量(GPa)	≥35
0 ° 压缩强度(MPa)	≥500
0 ° 压缩模量(GPa)	≥35
90 ° 拉伸强度(MPa)	≥50

续表 4.9.3

项目	性能指标
90°拉伸模量(GPa)	≥10
90°压缩强度(MPa)	≥100
90°压缩模量(GPa)	≥10
V口剪切强度(MPa)	≥60
V口剪切模量(GPa)	3.0
短梁强度(MPa)	≥40
0°弯曲强度(MPa)	≥500
0°弯曲模量(GPa)	≥25
90°弯曲强度(MPa)	≥150
90°弯曲模量(GPa)	≥10

4.10 其他材料

4.10.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶接缝部位采用的聚乙泡沫棒填充衬垫材料的密度不应大于 37kg/m²。

4.10.2 光伏玻璃一体化屋面和采光顶用天篷帘、软卷帘应分别符合现行行业标准《建筑用遮阳天篷帘》JG/T 252 和《建筑用遮阳软卷帘》JG/T 254 的规定。

4.10.3 光伏玻璃一体化屋面和采光顶防雷装置使用材料应根据建筑防雷等级要求、现场土壤条件和气候条件进行选择。

5 建筑设计

5.1 一般规定

5.1.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的设计应结合建筑外观和周围环境条件,进行屋面构造、安装位置和安装方式的选择,使其与建筑整体有机统一。

5.1.2 光伏玻璃一体化屋面和采光顶应满足所在建筑部位的防水、排水、防火、采光、通风和建筑节能等相关功能的要求。

5.1.3 光伏玻璃一体化屋面和采光顶在设计时应根据当地地理、气候条件考虑清洗、维护及检修的措施。

5.1.4 光伏玻璃一体化屋面和采光顶设计应与建筑设计密切配合,共同确定光伏玻璃一体化屋面和采光顶各项性能要求及各组成部分在建筑中的位置。光伏组件安装在无障碍物阴影遮挡区域,障碍物对组件无遮挡时间符合现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797 的要求。

5.1.5 建筑设计应考虑屋面模数与光伏组件尺寸配合。

5.1.6 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的设置应考虑对建筑周围光环境的影响,对光伏组件可能引起的二次辐射和光污染应进行分析,必要时应采取相应的措施。

5.1.7 当屋面设有室外疏散场地或疏散通道时,光伏系统的设置不应影响建筑屋面的消防疏散功能。

5.1.8 光伏玻璃一体化屋面和采光顶坡度宜按光伏系统全年日照最多的倾角设计,宜满足光伏组件冬至日全天有 3h 以上建筑日照时数的要求,并应避免景观环境或建筑自身对光伏组件的遮挡。

5.1.9 光伏玻璃一体化屋面和采光顶分格宜与整体结构相协调。玻璃面板的

尺寸选择宜有利于提高玻璃的出材率。光伏玻璃一体化屋面和采光顶的尺寸应尽可能与光伏组件、光伏电池的模数相协调，并综合考虑透光性能、发电效率、电气安全和结构安全。

5.1.10 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的设计应考虑维护和清洗的要求，可按需要设置清洗装置或清洗用安全通道，并应便于维护和清洗操作。

5.1.11 光伏玻璃一体化屋面和采光顶宜针对晶体硅光伏电池采取降温措施。

5.2 建筑构造

5.2.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶应根据建筑类型、使用需求和气候条件等因素进行构造设计。

5.2.2 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的构造应包含防水层、支承结构和防坠落措施等构造，并应根据功能需求设置附加防水层、绝热层、隔汽层、隔声吸音层和防冰雪设施等。

5.2.3 建筑构造设计应协调建筑模数与光伏组件尺寸的关系。

5.2.4 光伏组件不应跨越建筑变形缝。

5.2.5 屋面应沿檐沟或屋面檐口周边设置检修安全装置并连接牢固，并应预留安装清洁设施的条件。

5.2.6 光伏组件背面应留有通风间隙。

5.2.7 细部构造设计应符合国家现行标准《屋面工程技术规范》GB 50345 的相关规定，并应满足使用功能、温差变形、施工环境条件和工艺的可操作性等要求。细部设计应包括下列内容：

1 屋面变形缝、屋脊、采光带、口、沟、天沟、山墙女儿墙、高低跨、落水管、溢流管口和防风夹具等屋面构造节点；

- 2 光伏系统构造和板块搭接固定方式及构造；
- 3 天窗、出屋面管道或井道洞口、防雷设施、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。

5.3 防火设计

5.3.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的防火设计应符合国家现行标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的相关规定。屋面和采光顶支承结构应满足建筑相应构件耐火等级的要求。屋面防水层宜采用不燃、难燃材料，当采用可燃防水材料且铺设在可燃、难燃保温材料上时，防水材料或可燃、难燃保温材料应采用不燃材料作防护层，防护层燃烧性能应达到 A 级。

5.3.2 光伏组件的燃烧性能及防火性能应满足屋面的防火设计要求。

5.3.3 既有建筑改造进行光伏玻璃一体化屋面和采光顶设计时，应复核既有建筑物耐火等级，并完善屋面防火设计。

5.3.4 对于有通风、排烟设计功能的光伏玻璃一体化屋面和采光顶，其通风和排烟有效面积应满足建筑设计要求。通风设计可采用自然通风或机械通风，自然通风可采用气动、电动和手动的可开启窗形式，机械通风应与建筑主体通风一并考虑。

5.3.5 防烟、防火封堵构造系统的填充材料及其保护性面层材料，应采用耐火极限符合设计要求的不燃烧材料或难燃烧材料。在正常使用条件下，封堵构造系统应具有密封性和耐久性，并应满足伸缩变形的要求；在遇火状态下，应在规定的耐火时限内，不发生开裂或脱落，保持相对稳定性。

5.4 排水设计

5.4.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的排水设计应确定屋面坡度、防水等级、排水构造要求、防水层材料及其性能和保温层材料及其性能等，并应符合国家现行标准《屋面工程技术规范》GB 50345、《建筑给水排水设计规范》GB 50015 和《建筑与市政工程防水通用规范》GB 55030 的有关规定。

5.4.2 光伏玻璃一体化屋面和采光顶排水系统设计所采用的降雨历时、降雨强度、屋面汇水面积和雨水流量应符合现行国家标准《建筑给水排水设计规范》GB 50015 的有关规定。

5.4.3 屋面排水设计应满足屋面汇水面积计算及排水组织方式的设计要求。

5.4.4 光伏组件的布置及构件连接不应阻碍屋面排水。

5.4.5 光伏玻璃一体化屋面和采光顶应保证排水畅通，不发生淤塞、积水、回流，避免光伏组件及其电气连接和控制器件发生浸泡。

5.4.6 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的排水坡度不宜低于 10%，光伏组件安装缝装有横向导水槽水时，排水坡度不宜低于 5%。

5.4.7 光伏玻璃一体化屋面和采光顶应合理设计组件横、纵向安装缝的导排水构造。最大暴雨强度下，下层导排水槽渗漏水承接量不应超过其允许范围，组件边框及安装缝周边不应发生积水。

5.4.8 光伏玻璃一体化屋面与其他材料间的空隙作为排水通道时，应合理设计连接线缆的走线、固定方式及层间净空，保证最大暴雨强度下，不发生淤塞或组件接线盒、接线端子浸泡的情况。

5.4.9 建筑光伏一体化屋面水密性能设计值不应低于 150Pa，并宜选择适当的结构单元进行水密性试验。

5.4.10 光伏玻璃一体化屋面和采光顶密封和防水使用的聚合物或高分子合

成材料的初始性能和抗老化性能除应符合现行国家标准《屋面工程技术规范》GB 50345 的有关规定。

5.4.11 当暴雨强度超出设计承受程度，发生淤塞或组件接线盒、接线端子浸泡等特殊情况时应有相应的应急处理设施，防止发生事故，保障建筑运行需求。

5.4.12 光伏玻璃一体化屋面排水槽防腐设计年限不应小于 25 年，排水槽宜采用镀锌钢板、铝合金、玻璃纤维增强塑料（GFRP）、不锈钢等材料。

5.5 防雷设计

5.5.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶应进行防雷设计。防雷装置用接闪器、引下线及接地体应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 和《光伏电站防雷技术要求》GB/T 32512 的有关规定。

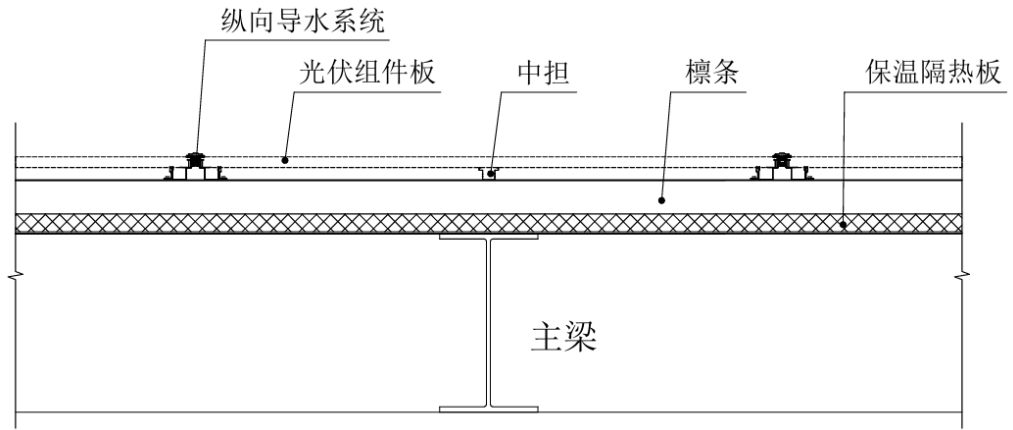
5.5.2 光伏玻璃一体化屋面和采光顶未处于主体结构防雷保护范围时，应在屋面和采光顶的尖顶部位、屋脊部位、檐口部位设避雷带，并与其金属框架形成可靠连接。

5.5.3 接闪器、引下线和接地装置焊接部位应采取防腐蚀措施。

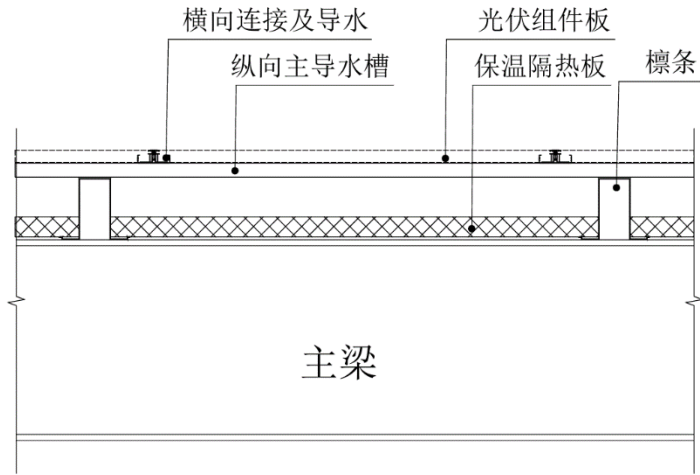
5.6 附加层设计

5.6.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶宜设置附加层，满足室内基本热工环境和隔声要求。附加层构造如图 5.5.1 所示。

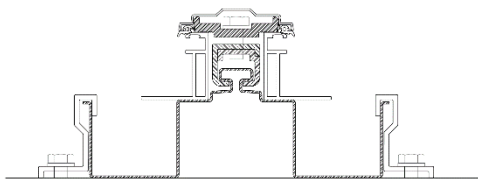
- 1 附加层不应影响光伏玻璃一体化屋面和采光顶的相应功能；
- 2 附加层应与光伏玻璃一体化屋面和采光顶一体化同步设计。



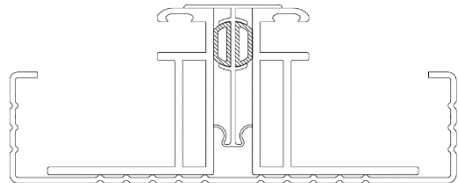
(a) 横向剖面图



(b) 纵向剖面图



(c) 纵向导水系统大样



(d) 横向连接及导水大样

图 5.5.1 附加层构造图

5.6.2 附加层热工设计应根据气候特点和建筑使用功能,确定屋面的传热系数、构造层次和绝热材料种类,并符合现行国家标准《民用建筑热工设计规范》GB 50176、《公共建筑节能设计标准》GB 50189、《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015 的有关规定。公共建筑屋面和采光顶的传热系数和遮阳系数,应符合表 5.6.2 的规定。

表 5.6.2 公共建筑屋面和采光顶传热系数和遮阳系数限值

围护结构	区域	传热系数[W/(m ² K)]		遮阳系数 SC
		体型系数≤0.3	0.3≤体型系数≤0.4	
公共建筑屋面	严寒地区 A 区	≤0.35	≤0.30	—
	严寒地区 B 区	≤0.45	≤0.35	—
	寒冷地区	≤0.55	≤0.45	—
	夏热冬冷	≤0.7		—
	夏热冬暖	≤0.9		—
采光顶	严寒地区 A 区	≤2.5		—
	严寒地区 B 区	≤2.6		—
	寒冷地区	≤2.7		≤0.50
	夏热冬冷	≤3.0		≤0.40
	夏热冬暖	≤3.5		≤0.35

5.6.3 冷桥部位内表面温度不应低于室内空气露点温度,并应采取防止形成冷桥的措施,防止系统构造层内冷凝水集结和渗漏。隔热材料应连续设置,材料拼接处应连接紧密。

5.6.4 根据使用条件和不同气候分区,绝热层应有防风、防水、防潮的保护措施。宜在绝热层外侧设置防风、防水层。

5.6.5 附加层的隔声及吸音设计应符合现行国家标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的相关规定。

5.6.6 光伏玻璃一体化屋面和采光顶与附加层之间的间隙不应小于 50mm。

5.6.7 附加层与结构的连接应牢固可靠,应考虑风荷载和地震荷载下的结构安排,并应设置支承结构或防坠落结构。

5.6.8 附加层的金属构件应考虑增设避雷装置,并与建筑避雷系统可靠连接。

5.6.9 附加功能层设计应符合下列规定:

- 1 不应影响光伏组件屋面结构安全,应与主体结构系统连接;
- 2 不应对光伏组件屋面发电区域的采光产生影响;
- 3 宜与光伏组件屋面一体化同步设计;
- 4 附加功能层与光伏组件屋面的连接,应设置防热桥、防雨雪渗透的构造措施。

5.6.10 附加功能层的设置应考虑对周围光环境的影响。

6 结构设计

6.1 一般规定

6.1.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶应按围护结构进行设计，并应具有规定的承载能力、刚度、稳定性和变形协调能力，应满足承载能力极限状态和正常使用极限状态的要求。

6.1.2 光伏玻璃一体化屋面和采光顶以及直接连接面板的支承结构的结构设计使用年限不应低于 25 年；间接支承光伏玻璃一体化屋面和采光顶的主要支承结构的设计使用年限宜与主体结构的设计使用年限相同。

6.1.3 直接连接光伏玻璃一体化屋面和采光顶的支承结构，其结构设计应符合现行国家标准《钢结构设计规范》GB 50017、《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018、《铝合金结构设计规范》GB 50429、《不锈钢结构技术规程》CECS 410 的规定。

6.1.4 光伏玻璃一体化屋面和采光顶应进行重力荷载、风荷载作用计算分析；抗震设计时，应考虑地震作用的影响，并采取适宜的构造措施。当温度作用不可忽略时，结构设计应考虑温度效应的影响。

6.1.5 结构设计时应分别考虑施工阶段和正常使用阶段的作用和作用效应，可按弹性方法进行结构计算分析；当构件挠度较大时，结构分析应考虑几何非线性的影响。

6.1.6 结构构件应按下列规定验算承载力和挠度：

1 承载力应符合下式要求：

$$\gamma_0 S \leq R \quad (6.1.6-1)$$

式中： S ——作用效应组合的设计值；

R ——构件承载力设计值；

γ_0 ——结构构件重要性系数，可取 1.0。

2 在荷载作用方向上，挠度应符合下式要求：

$$d_f \leq d_{f,\text{lim}} \quad (6.1.6-2)$$

式中： d_f ——作用标准组合下构件的挠度值；

$d_{f,\text{lim}}$ ——构件挠度限值。

6.2 材料力学性能

6.2.1 热轧钢材、冷成型薄壁型钢材料强度设计值及连接强度设计值应按照现行国家标准《钢结构设计规范》GB50017 和《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB50018 的规定采用。

6.2.2 不锈钢抗拉强度标准值 f_{skl} 可取其屈服强度 $\sigma_{0.2}$ 。不锈钢抗拉强度设计值 f_{sl} 可按其抗拉强度标准值 f_{skl} 除以 1.15 后采用；其抗剪强度设计值 f_{sl}^{v} 可按其抗拉强度标准值 f_{skl} 的一半采用。

6.2.3 铝合金型材、铝合金板材的强度设计值及连接强度设计值应按现行国家标准《铝合金结构设计规范》GB 50429 的相关规定采用。

6.2.4 光伏玻璃一体化屋面和采光顶用玻璃的强度设计值应按表 5.2.7 的有关规定采用。夹层玻璃和中空玻璃的各片玻璃强度设计值可分别按所采用的玻璃类型确定。当钢化玻璃强度设计值达不到平板玻璃强度设计值的 3 倍、半钢化玻璃强度设计值达不到平板玻璃强度设计值的 2 倍时，表中数值应按

照现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113 的规定进行调整。

表 5.2.7 采光顶玻璃的强度设计值 f_g 和 f_{g2} (N/mm^2)

种类	厚度 (mm)	中部强度, f_g	边缘强度	端面强度, f_{g2}
平板玻璃	5~12	9	7	6
	15~19	7	6	5
	≥ 20	6	5	4
半钢化玻璃	5~12	28	22	20
	15~19	24	19	17
	≥ 20	20	16	14
钢化玻璃	5~12	42	34	30
	15~19	36	29	26
	≥ 20	30	24	21

6.3 荷载与作用

6.3.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶风荷载应按下列规定确定：

1 面板、直接连接面板的屋面支承构件的风荷载标准值应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的有关规定计算确定；

2 跨度大、形状或风荷载环境复杂的采光顶、金属屋面宜通过风洞试验确定风荷载；

3 风荷载负压标准值不应小于 1.0kN/m^2 ，正压标准值不应小于 0.5kN/m^2 。

6.3.2 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的雪荷载、施工检修荷载应按现行国家

标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的规定采用。

6.3.3 雨水荷载可按本规程第 5.4.2 条规定的最大雨量扣除排水量后确定。重要建筑宜按排水系统出现障碍时的最不利情况进行设计。

6.3.4 光伏玻璃一体化屋面和采光顶玻璃能够承受的活荷载应符合现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113 的规定,并且应能在 300mm×300mm 的区域内承受 1.0kN 的活荷载,并不得出现任何缝隙、永久屈曲变形等破坏现象。

6.3.5 光伏玻璃一体化屋面和采光顶及与其直接相连接的支承结构构件,作用于水平方向的水平地震作用标准值可按下式计算:

$$P_{EK} = \beta_E \alpha_{\max} G_k \quad (6.3.5)$$

式中: P_{EK} ——水平地震作用标准值 (kN);

β_E ——地震作用动力放大系数,可取不小于 5.0;

α_{\max} ——水平地震影响系数最大值,应符合本规程第 5.3.6 条的规定;

G_k ——构件(包括面板和框架)的重力荷载标准值 (kN)。

6.3.6 水平地震影响系数最大值应按表 6.3.6 采用。

表 6.3.6 平地震影响系数最大值 α_{\max}

抗震设防烈度	6 度	7 度	8 度
α_{\max}	0.04	0.08 (0.12)	0.16 (0.24)

注:7、8 度时括号内数值分别用于设计基本地震加速度为 0.15g 和 0.30g 的地区

6.3.7 计算竖向地震作用时,地震影响系数最大值可按水平地震作用的 65% 采用。

6.3.8 支承结构构件以及连接件、锚固件所承受的地震作用应包括依附于其上的构件传递的地震作用和其结构自重产生的地震作用。

6.4 作用组合

6.4.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶及与其直接相连接的结构构件按极限状态设计时当作用和作用效应按线性关系考虑时，其作用效应组合的设计值应符合下列规定：

1 无地震作用组合效应时，应按下式进行计算：

$$S = \gamma_G S_{Gk} + \psi_Q \gamma_Q S_{Qk} + \psi_w \gamma_w S_{wk} \quad (6.4.1-1)$$

2 有地震作用效应组合时，应按下式进行计算：

$$S = \gamma_G S_{GE} + \gamma_E S_{Ek} + \psi_w \gamma_w S_{wk} \quad (6.4.1-2)$$

式中： S ——作用效应组合的设计值(kN)；

S_{Gk} ——永久重力荷载效应标准值；

S_{GE} ——重力荷载代表值的效应，重力荷载代表值的取值应符合现行国家标准《建筑抗震设计标准》GB 50011 的规定；

S_{Qk} ——可变重力荷载效应标准值；

S_{wk} ——风荷载效应标准值；

S_{Ek} ——地震作用效应标准值；

γ_G ——永久重力荷载分项系数；

γ_Q ——可变重力荷载分项系数；

γ_w ——风荷载分项系数；

γ_E ——地震作用分项系数；

ψ_w ——风荷载作用效应的组合值系数；

ψ_Q ——可变重力荷载的组合值系数。

6.4.2 进行构件的承载力设计时，作用分项系数应按下列规定取值：

1 一般情况下，永久重力荷载、可变重力荷载、风荷载和地震作用的分项系数 γ_G 、 γ_Q 、 γ_w 、 γ_E 应分别取 1.2、1.4、1.4 和 1.3；

2 当永久重力荷载的效应起控制作用时，其分项系数 γ_G 应取 1.35；

3 当永久重力荷载的效应对构件有利时，其分项系数 γ_G 应取 1.0。

6.4.3 可变作用的组合值系数应按下列规定采用：

1 无地震作用组合时，当风荷载为第一可变作用时，其组合值系数 ψ_w 应取 1.0，此时可变重力荷载组合值系数 ψ_Q 应取 0.7；当可变重力荷载为第一可变作用时，其组合值系数 ψ_Q 应取 1.0，此时风荷载组合值系数 ψ_w 应取 0.6；当永久重力荷载起控制作用时，风荷载组合值系数 ψ_w 和可变重力荷载组合值系数 ψ_Q 应分别取 0.6 和 0.7。

2 有地震作用组合时，一般情况下风荷载组合值系数 ψ_w 可取 0；当风荷载起控制作用时，风荷载组合值系数 ψ_w 应取为 0.2。

6.4.4 进行构件的挠度验算时应采用荷载标准组合，本规程第 5.4.1 条各项作用的分项系数均应取 1.0。

6.4.5 作用在倾斜面板上的作用，应分解成垂直于面板和平行于面板的分量，并按分量方向分别进行作用或作用效应组合

6.5 面板设计

6.5.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶用框支承玻璃面板单片玻璃厚度和中

空玻璃的单片厚度不应小于 6mm，夹层玻璃的单片厚度不宜小于 5mm。夹层玻璃和中空玻璃的各片玻璃厚度相差不宜大于 3mm。

6.5.2 框支承用夹层玻璃可采用平板玻璃、半钢化玻璃或钢化玻璃。

6.5.3 框支承玻璃面板的边缘应进行精磨处理。边缘倒棱不宜小于 0.5mm。

6.5.4 玻璃面板应按照现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113 进行热应力、热变形设计计算。

6.5.5 板边支承的单片玻璃，在垂直于面板方向的均布荷载作用下，最大应力应符合下列规定：

1 最大应力可按考虑几何非线性的有限元法计算。规则面板可按下列公式计算：

$$\sigma = \frac{6mqa^2}{t^2} \eta \quad (6.1.5-1)$$

$$\theta = \frac{qa^4}{Et^4} \quad (6.1.5-2)$$

式中： σ ——垂直于光伏组件平面竖向地震作用标准值（N/mm²）；

q ——垂直于面板的均布荷载（N/mm²）；

a ——面板的特征长度，矩形面板四边支撑时为短边边长，对边支撑时为其跨度，三角形面板为长边（mm）；

t ——面板厚度（mm）；

θ ——参数。

E ——面板弹性模量（N/mm²）；

m ——弯矩系数，可按面板的材质、形状及荷载类型由现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 附录 C 查取；

η ——折减系数，可由参数 θ 按表 6.5.5 采用。

表 6.5.5 折减系数 η

θ	≤ 5.0	10.0	20.0	40.0	60.0	80.0	100.0
η	1.00	0.95	0.90	0.82	0.71	0.68	0.62
θ	120.0	150.0	200.0	250.0	300.0	350.0	≥ 400.0
η	0.57	0.50	0.44	0.40	0.38	0.36	0.35

2 玻璃面板荷载基本组合最大应力设计值不应超过玻璃中部强度设计值 f_g 。

6.5.6 单片玻璃在垂直于面板的均布荷载作用下，其跨中最大挠度应符合下列规定：

1 面板的弯曲刚度 D 可按下式计算：

$$D = \frac{Et^3}{12(1-\nu^2)} \quad (6.5.6-1)$$

式中： D ——面板弯曲刚度（N·mm）；

t ——面板厚度（mm）；

ν ——泊松比。

2 在荷载标准组合作用下，面板跨中最大挠度宜采用考虑几何非线性的有限元算法计算。规则面板可按下式计算：

$$d_f = \frac{\mu q_k a^4}{D} \eta \quad (6.5.6-2)$$

式中： d_f ——垂直于光伏组件平面竖向地震作用标准值（N/mm²）；

q_k ——垂直于面板的均布荷载（N/mm²）；

a ——面板的特征长度，矩形面板为短边的长度，三角形面板为

长边 (mm) ;

μ —— 挠度系数, 可按面板的材质、形状及荷载类型由现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 附录 C 查取;

η —— 折减系数, 可由本规程表 6.5.5 采用, q 值采用 q_k 计算。

6.5.7 采用 PVB 的夹层玻璃可按下列规定进行计算:

1 作用在夹层玻璃上的均布荷载可按下列式分配到各玻璃上:

$$q_i = q \frac{t_i^3}{t_e^3} \quad (6.5.7-1)$$

式中: q —— 作用于夹层玻璃上的均布荷载 (N/mm²);

q_i —— 分配到第 i 片玻璃的均布荷载 (N/mm²);

t_i —— 第 i 片玻璃的厚度 (mm);

t_e —— 夹层玻璃的等效厚度 (mm)。

2 PVB 夹层玻璃的等效厚度可按下列式计算:

$$t_e = \sqrt[3]{t_1^3 + t_2^3 + \dots + t_n^3} \quad (6.5.7-2)$$

式中: t_e —— 夹层玻璃的等效厚度 (mm)。

t_1, t_2, \dots, t_n —— 各片玻璃的厚度 (mm);

n —— 夹层玻璃的玻璃层数。

3 各片玻璃可分别按本规程第 6.5.5 条的规定进行应力计算。

4 PVB 夹层玻璃可按本规程第 6.1.6 条的规定进行挠度计算, 在计算玻璃刚度 D 时采用等效厚度 t_e 。

6.5.8 中空玻璃可按下列规定进行计算:

1 作用于中空玻璃上均布荷载可按下列公式分配到各片玻璃上:

1) 直接承受荷载的单片玻璃:

$$q_i = 1.1q \frac{t_i^3}{t_e^3} \quad (6.5.8-1)$$

2) 不直接承受荷载的单片玻璃:

$$q_i = q \frac{t_i^3}{t_e^3} \quad (6.5.8-2)$$

2 中空玻璃的等效厚度可按下式计算:

$$t_e = 0.95 \sqrt[3]{t_1^3 + t_2^3 + \dots + t_n^3} \quad (6.5.8-3)$$

式中: t_e ——夹层玻璃的等效厚度 (mm)。

$t_1, t_2 \dots t_n$ ——各片玻璃的厚度 (mm);

3 各片玻璃可分别按本规程第 6.5.5 条的规定进行应力计算。

4 中空玻璃可按本规程第 6.5.6 条的规定进行挠度计算, 在计算玻璃的刚度 D 时, 应采用按式 (6.5.8-3) 计算的等效厚度 t_e 。

6.6 支撑结构设计

6.6.1 支承结构应符合国家现行标准《钢结构设计规范》GB 50017、《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018、《铝合金结构设计规范》GB 50429、《空间网格结构技术规程》JGJ 7 等相关规定。

6.6.2 单根支承构件截面有效受力部位的厚度, 应符合下列要求:

1 截面自由挑出的板件和双侧加肋的板件的宽厚应符合设计要求;

2 铝合金型材有效截面部位厚度不应小于 2.5mm, 型材孔壁与螺钉之间由螺纹直接受拉、压连接时型材应局部加厚, 局部壁厚不应小于螺钉的公称直径, 宽度不应小于螺钉公称直径的 1.6 倍;

3 热轧钢型材有效截面部位的壁厚不应小于 2.5mm, 冷成型薄壁型

钢截面厚度不应小于 2.0mm。型材孔壁与螺钉之间由螺纹直接受拉、压连接时，应验算螺纹强度。

6.6.3 根据面板在构件上的支承情况决定其荷载和地震作用，并计算构件的双向弯矩、剪力、扭矩。大跨度开口截面宜考虑约束扭转产生的双力矩。

6.7 连接设计

6.7.1 连接件应具有足够的抗拔、抗剪承载力。连接件的数量应根据连接构件所承受的荷载或作用计算确定。金属连接件应采取有效防腐措施。

6.7.2 支承结构构件与主体结构之间采用螺栓、锚连接时：每个受力连接部位不应少于 2 个，螺栓、锚栓的直径不应小于 10mm。

6.7.3 固定式连接的受力应综合考虑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进行设计。

6.7.4 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的与固定支撑的连接强度应符合国家现行标准《压型金属板工程应用技术规范》CB 50896 和《建筑金属围护系统工程技术标准》JGJ/T 473 的相关规定。当有可靠依据时，也可采用试验确定。

6.7.5 光伏玻璃一体化屋面和采光顶与条、支承构件之间的紧固螺栓、铆钉、自攻螺钉和射钉的连接节点承载力设计值应符合相关标准的规定。

6.7.6 光伏玻璃一体化屋面和采光顶之间可采用结构件连接或结构胶粘接，并应符合下列规定：

- 1 采用结构件连接时，连接的构造和承载力应满足受力体系及相关标准的要求，选用的产品应符合本规程第 4.3 节和第 4.4 节的规定；

- 2 采用结构胶粘接时，应满足本规程第 6.8 节的要求。

6.7.7 螺栓连接的夹紧厚度或铆钉连接的铆合总厚度不宜超过螺栓直径或铆钉孔径的 4.5 倍。

6.7.8 外露自攻螺钉、拉铆钉等紧固件均应采用橡胶密封垫片。

6.8 结构胶粘结设计

6.8.1 当采用结构胶粘接固定光伏组件时，选用的结构胶产品应符合本规程第 4.8 节的规定；粘接宽度应符合本规程第 6.8.4 条的规定，且不应小于 10mm；粘接厚度应符合本规程第 6.8.5 条的规定，且压实后不应小于 2mm。

6.8.2 结构胶应根据不同的受力情况进行承载力极限状态验算。在风荷载作用下，结构胶的拉应力或剪应力设计值不应大于其强度设计值 f_1 ， f_1 应取 0.2N/mm^2 ；在永久荷载作用下，结构胶的拉应力或剪应力设计值不应大于其强度设计值 f_2 ， f_2 应取 0.01N/mm^2 。

6.8.3 垂直于光伏组件的竖向地震作用标准值可按照下式计算：

$$Q_0 = \frac{\beta \alpha_{\max} G_p}{A} \quad (6.8.3)$$

式中： Q_0 ——垂直于光伏组件平面竖向地震作用标准值（ kN/m^2 ）；

β ——动力放大系数，可取 5，当有可靠依据时可大于 5；

α_{\max} ——竖向地震影响最大值，按现行国家标准《建筑抗震设计标准》GB 50011 的规定取值；

G_p ——光伏组件构件，包括支承构件的重力荷载标准值（ kN ）；

A ——光伏组件平面面积。

6.8.4 在风荷载作用下，应根据光伏组件与压型金属板支撑构件的粘接情况，对结构胶进行应力计算，并应符合下列规定：

1 当光伏组件短边和长边均用结构胶和金属屋面板粘接时，应根据长边和短边的比值情况确定：

- 1) 当 $b/a > 3$ 时，应按单向传力考虑；
 - 2) 当 $b/a < 3$ 时，应按双向传力考虑。
- 2 应按本条第 1 款的传力情况，计算各支撑边的等效均匀线荷载 q_w 。
- 3 支撑边上结构胶的拉应力应按下式计算：

$$\sigma_w = \frac{q_w m}{C_s L} \leq f_1 \quad (6.8.4)$$

式中： σ_w ——风揭作用下，计算支撑边上结构胶的拉应力(N/mm²)；

q_w ——风揭作用下，根据传力情况，计算支撑边上的等效均匀线荷载(kN/m)；

m ——光伏组件的支撑边长(mm)，取边长 a 或 b ；

C_s ——计算支撑边上结构胶的粘接宽度(mm)；

L ——计算支撑边上结构胶的粘接长度(mm)；

f_1 ——结构胶强度设计值，按第 6.6.2 条的规定取值。

6.8.5 在温度作用下，结构胶的粘接厚度应按下式计算：

$$t_s = \frac{u_s}{\sqrt{\delta(2+\delta)}} \quad (6.8.5)$$

式中： t ——结构胶的粘接厚度(N/mm²)；

u_s ——温度应力作用下，光伏组件相对于屋面板的相对位移(kN/m)；

δ ——结构胶的变位承受能力，取对应于其受拉应力为 0.14N/mm² 时的伸长率；

6.8.6 在永久荷载作用下，结构胶的剪应力应按下式计算：

$$\tau_G = \frac{q_G ab \sin \theta}{1000 P_s C_s} \leq f_2 \quad (6.8.6)$$

式中： τ_G ——坡屋面时，光伏组件重力荷载引起的剪应力(N/mm²)；

q_G ——光伏组件重力荷载准永久值(kN/m)；

θ ——屋面与水平面夹角；

P_s ——光伏组件上结构胶的粘接总长度(mm)，取四周粘接长度的总和；

f_2 ——结构胶强度设计值，按第 6.8.2 条的规定取值。

7 光伏发电系统设计

7.1 一般规定

7.1.1 光伏系统应与建筑结合，综合考虑工程特点、发电容量、电气安全、环保和建筑美观等方面，满足安装、运行和维护的要求。

7.1.2 光伏系统的设计应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 和现行浙江省标准《建筑太阳能光伏系统应用技术规程》DB33 1106 的相关规定。

7.1.3 逆变器等设备的安装使用环境应满足设备对通风、湿度、屏蔽和电磁干扰等的要求。

7.2 系统设计

7.2.1 光伏方阵的设计应满足下列要求：

1 光伏组件的类型、规格、数量、安装位置和安装场地面积应根据建筑设计和采光条件确定；

2 同一个逆变器接入的光伏组串的阵列朝向和安装倾角宜一致，不同类型、不同朝向的组串应接入不同的逆变器；

3 同一组串及同一子阵内，光伏组件的电性能参数应尽可能一致，最大输出功率、最大工作电流的离散性应小于+3%。

7.2.2 光伏系统汇流箱应根据光伏组件、逆变器类型和系统需要进行配置；汇流箱的位置应便于操作和检修，宜选择室内干燥的场所；当设在室外时，应具有防水、防腐措施。

7.2.3 逆变器的选择应满足下列要求：

- 1 应满足高效、节能和环保的要求；
- 2 应按型式、容量、过载能力、输入输出电压、最大功率点跟踪、保护功能、监测功能和防护等级等相关技术条件进行选择；
- 3 应按环境温度、相对湿度、海拔高度、地震烈度、污秽等级和盐雾影响等使用环境条件进行校验。

7.2.4 光伏系统电线、电缆的设计应满足下列要求：

- 1 电线、电缆的型号和截面应根据敷设环境和载流量确定并应满足环境温度、日晒和大气污染等条件下的使用要求；
- 2 电力线缆、控制线缆应统筹安排，安全、隐蔽、集中布置，并应满足安装、维护和防护的要求；
- 3 电线、电缆应有固定措施和防晒措施，满足与系统相匹。

配的设计使用年限；

- 4 集中敷设于电缆沟、槽盒、托盘或梯架中的电线、电缆和光缆应选用燃烧性能不低于 B2 级的阻燃型产品。

7.2.5 电能储存宜采用电化学储能系统，电化学储能系统设计应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的相关规定；储能蓄电池应选用长寿命、高效充放电、安全环保和少维护的电池。

7.2.6 光伏系统变、配电间可根据需要集中或分散布置，变配电间设计应符合现行国家标准《20kV 及以下变电所设计规范》GB 50053 和《低压配电设计规范》GB 50054 的相关规定。

7.2.7 规模较大或较复杂的光伏系统宜采用智能运维系统，监测运行数据和工况条件，实现故障预判和系统效率分析评估等功能。

7.3 系统接入

7.3.1 光伏系统与公共电网并网应满足当地电力部门的规定和要求。光伏系统接入电网的电压等级应根据光伏系统容量和电网的具体情况,进行技术经济比较后确定。

7.3.2 光伏系统应在并网点设置易于操作、可闭锁并具有明显断开点的并网断开装置,并在并网开关柜、设备和线路附近设置警示标识,标识的形状、颜色、尺寸和高度应符合现行国家标准《安全标志及其使用导则》GB 2894的相关规定。

7.3.3 并网型光伏系统的计量、监控与通信应满足下列要求:

- 1 根据相关标准及当地电力部门的要求,确定计量点位置和计量表类型;
- 2 根据相关标准及当地电力部门的要求,配置相应的自动化终端设备与通信装置,实时采集光伏系统的遥测、遥信数据和系统并网点的电能质量参数,并将数据实时传输至相应的调度站。

7.4 防雷与接地设计

7.4.1 光伏系统的防雷与接地设计应满足下列要求:

- 1 防雷设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057的相关规定,光伏系统的防雷分类应按系统所在建筑物的防雷类别划分;
- 2 光伏系统的防雷装置应与建筑物的防雷装置协调一致,构成一个整体防雷体系,满足建筑物的整体防雷要求;
- 3 防雷系统应充分利用金属屋面、金属构件和光伏组件金属边框等,

形成电气导通及等电位联结。

7.4.2 接闪器的设计应满足下列要求：

1 应根据建筑屋面形状和光伏阵列的布置确定接闪器的类型和做法，光伏组件应处于接闪器的保护范围中；

2 接闪器的设置应考虑其日照阴影对光伏组件的影响。

7.4.3 当利用金属构件做引下线时，引下线应与接闪器和接地装置可靠连接，其材料和规格应能承受泄放预期雷电流时所产生的机械效应和热效应。

7.4.4 光伏系统的雷击电磁脉冲防护措施应符合现行国家标准《光伏发电站防雷技术要求》GB/T 32512 的相关规定。

8 施工

8.1 一般规定

8.1.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶晶体硅光伏系统与压型金属板屋面一体化工程的施工应编制施工组织设计与质量控制程序,并制定相应的安装施工方案与安全技术措施;施工前应完成施工图设计文件的交底工作。

8.1.2 设备安装应满足设计文件、产品说明书及订货技术条件等的相关要求,并应符合相关标准的规定。

8.1.3 材料与设备在施工现场的贮存应符合下列规定:

1 存储场地应坚实、平整、不易积水;

2 存储压型金属板时不应使之变形,底部应采用带有柔性衬垫的架空枕木铺垫,枕木间距不应大于 3m,露天存储时架空枕木应保持 5%的倾斜度,并应采取防雨措施;

3 光伏组件在存放过程中不得碰撞受损,存储堆放时应确保堆放平整,防止倾覆。

8.1.4 施工期间,施工人员行走于压型金属板或光伏组件表面时应穿戴软质防滑鞋,并确保鞋底清洁,无硬质杂物。在未安装压型金属板或光伏组件的区域,应根据施工设计要求做好各种工况下的抗风揭措施。

8.1.5 对已经安装好的压型金属板或光伏组件,应按下列要求进行成品保护:

1 应保护屋面免受坠物冲击,严禁在屋面上任意行走或堆放物件;

2 进行焊接时,应采取措防止损坏压型金属板或光伏组件;

3 在已安装好的压型金属板上施工时,应在作业面和行走通道等部位铺设木板等临时保护措施;

- 4 安装完成的区域应保持清洁，不应留有杂物。

8.2 光伏玻璃施工

8.2.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的安装施工应按下列要求进行：

- 1 根据光伏玻璃一体化屋面和采光顶的形状确定施工放线的基点，找出定位基准线，以基准线为定位点确定采光顶各分格点的空间定位，支座安装应定位准确；

- 2 支承结构的安装应按预定安装顺序安装；

- 3 光伏玻璃一体化屋面和采光顶框架构件、点支承装置安装调整就位后应及时紧固；

- 4 装饰压板应顺水流方向设置，表面应平整，接缝符合设计要求；

- 5 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的周边封堵收口、屋脊处压边收口、支座处封口处理应铺设平整且可靠固定，并应符合设计要求；

- 6 光伏玻璃一体化屋面和采光顶防雷体系的设置应符合设计要求；

- 7 光伏玻璃一体化屋面和采光顶天沟、排水槽及隐蔽节点施工应符合设计要求；

- 8 保温材料应铺设平整且可靠固定，拼接处不应留缝隙；

- 9 通气槽及雨水排出口等应按设计要求施工；

- 10 安装用的临时紧固件应在构件紧固后及时拆除；

- 11 采用现场焊接或高强度螺栓紧固的构件，在安装就位后应及时进行防锈处理。

8.2.2 光伏玻璃一体化屋面和采光顶玻璃安装应按下列要求进行：

- 1 安装前应对玻璃进行表面清洁；

2 采用橡胶条密封时，胶条长度宜比边框内槽口长 1.5%~2.0%；橡胶条斜面断开后应拼成预定的设计角度，并应粘结牢固、镶嵌平整；

3 球形或椭球形采光顶玻璃安装宜按从中心向四周辐射的方法施工。

8.2.3 硅酮建筑密封胶施工环境温度应符合产品要求和设计要求，打注前应保证打胶面清洁、干燥，不宜在夜晚、雨天打注。

8.2.4 光伏玻璃一体化屋面和采光顶玻璃较厚时，可采用上下两面分别注胶。

8.2.5 框支承光伏玻璃一体化屋面和采光顶构件安装允许偏差应符合表 8.2.5 的规定。

表 8.2.5 框支承光伏玻璃一体化屋面和采光顶构件安装允许偏差

序号	项目	尺寸范围	允许偏差 (mm)
1	水平通长构件吻合度	构件总长度 $\leq 30\text{m}$	10.0
		$30\text{m} < \text{构件总长度} \leq 60\text{m}$	15.0
		$60\text{m} < \text{构件总长度} \leq 90\text{m}$	20.0
		构件总长度 $\geq 90\text{m}$	25.0
2	采光顶坡度	坡起长度 $\leq 30\text{m}$	± 10
		$30\text{m} < \text{坡起长度} \leq 60\text{m}$	± 15
		$30\text{m} < \text{坡起长度} \leq 60\text{m}$	± 20
		坡起长度 $\geq 90\text{m}$	± 25
3	单一纵向、横向构件直线度	构件长度 $\leq 2000\text{mm}$	2.0
		构件长度 $\geq 2000\text{mm}$	3.0
4	横向、纵向构件直线度	采光顶长度或宽度 $\leq 35\text{m}$	5.0
		采光顶长度或宽度 $> 35\text{m}$	7.0
5	分隔框对角线差	对角线长度 $\leq 2000\text{mm}$	3.0

续表 8.2.5

序号	项目	尺寸范围	允许偏差 (mm)
5	分隔框对角线差	对角线长度>2000mm	3.5
6	檐口位置差	相邻两组件	2.0
		长度≤10m	3.0
		长度>10m	6.0
		全长方向	10.0
7	组件上缘接缝的位置差	相邻两组件	2.0
		长度≤10m	3.0
		长度>10m	6.0
		全长方向	10.0
8	屋脊位置差	相邻两组件	3.0
		长度≤10m	4.0
		长度>10m	8.0
		全长方向	12.0
9	同一缝隙宽度差	与设计值比	±2.0

8.2.6 点支承的光伏玻璃一体化屋面和采光顶安装应符合表 8.2.6 的规定。

表 8.2.6 点支承光伏玻璃一体化屋面和采光顶安装允许偏差

序号	项目	尺寸范围	允许偏差 (mm)
1	脊(顶)水平高差	—	±3.0
2	脊(顶)水平错位	—	±2.0
3	檐口水平高差	—	±3.0
4	檐口水平错位	—	±2.0

续表 8.2.6

序号	项目	尺寸范围	允许偏差 (mm)
5	跨度 (对角线或角对边垂高) 差	≤3000mm	3.0
		≤4000mm	4.0
		≤5000mm	6.0
		>5000mm	9.0
6	胶缝宽度	与设计值相比	0, +2.0
7	胶缝厚度	同一胶缝	0, +0.5
8	采光顶接缝及大面玻璃水平度	采光顶长度≤30m	±10.0
		30m<采光顶长度≤60m	±15.0
9	采光顶接缝直线度	采光顶长度或宽度≤35m	±5.0
		采光顶长度或宽度>35m	±7.0
10	相邻面板平面高低差	—	2.5

8.3 光伏组件

8.3.1 光伏组件在搬运过程中应有防止面层损伤和功能损坏的防护措施；吊装时，其底部应衬垫木，背面不得受到碰撞和重压。

8.3.2 光伏组件的安装应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368、《光伏电站施工规范》GB 50794 和现行浙江省标准《建筑太阳能光伏系统应用技术规程》DB33 1106 的相关规定。

8.3.3 当光伏组件采用粘接方式安装时，应满足下列要求：

1 光伏组件安装之前，金属屋面安装的主要工作应已完成确保光伏系统和金属屋面不存在作业冲突；

- 2 光伏组件型号和规格应符合设计要求，外观及各部件应完好无损；
- 3 粘接时的施工环境应符合粘接剂产品的环境要求和设计要求，不应在夜晚、雨天、风沙或高温等恶劣天气环境下粘接；
- 4 现场施胶前，应完成粘接剂的均匀性和固化速度等试验；
- 5 粘接前，应按粘接剂产品要求对粘接部位进行清洁，完成清洗和干燥，且应在清洁后一小时内进行注胶，若注胶前再度污染，应重新清洁；
- 6 粘接前，应根据施工图的要求，进行组件安装位置的定位；
- 7 现场施胶时，胶条表面应平整光滑，不得出现气泡，胶条的宽度和长度应符合粘接剂产品的要求及设计要求，并应在粘接剂产品要求的时间内完成粘接工作，不得使用超过粘接剂适用期的余胶；
- 8 施胶后，结构胶的表干时间不应低于结构胶产品的要求在结构胶固化并达到设计承载力前不应移动已粘接的光伏组件，并应采取措施避免松动；
- 9 安装人员应经过相关安装知识培训和技术交底，且应持证上岗。

8.3.4 光伏组件周边的防水构造必须严格按设计要求施工，且不得渗漏。

8.3.5 光伏组件接线等相关工作宜根据实际情况穿插进行，光伏组件连接线应进行绑扎，应整齐、美观；不应在安装或移动的过程中拉扯导线，连接线不应承受外力。

8.4 汇流箱

8.4.1 汇流箱安装前的准备应包括下列内容：

- 1 汇流箱内元器件完好，连接线无松动；
- 2 汇流箱中的开关处于分断状态，熔断器中无熔体。

8.4.2 汇流箱安装应符合下列规定：

1 汇流箱进线端和出线端与汇流箱接地端应进行绝缘测试，绝缘电阻不应小于 $2\text{M}\Omega(\text{DC}1000\text{V})$ ；

2 直流汇流箱连接线路前，必须确认光伏组件侧和逆变器侧均有明显断开点、线路极性正确、绝缘良好。与光伏组件串的线路连接时，应先接汇流箱内的输入端子，后接光伏组件接插件；

3 汇接线路前，必须确认逆变器和并网柜侧均有明显断开点、线路相序正确、绝缘良好。

8.5 逆变器

8.5.1 逆变器的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 的相关规定。

8.5.2 逆变器安装前应作好下列工作：

- 1 确认逆变器的型号、规格正确无误，外观完好无损；
- 2 就位的机只准备就绪，且满足荷载要求；
- 3 大型逆变器就位时确保运输通道畅通，且有足够的操作；

8.5.3 逆变器的安装应符合下列规定：

1 逆变器与基础之间固定应牢固可靠，逆变器底部宜高出地面不少于 100mm ；

2 安装在震动场所时，应采取防震措施；

3 逆变器柜体应接地，单列柜与接地干线之间应选取至少两点进行连接，金属柜门应与金属柜架或接地排可靠连接；

4 逆变器接线前，必须确认直流侧、并网点侧均有明显断开点，并应检查线路绝缘，校对线路的相序或极性；

5 组串式逆变器与光伏组件串进行线路连接时，应先接组串式逆变器内的输入端子，后接光伏组件接插件；

6 电缆连接完毕后，逆变器本体的预留孔洞及电缆管口应做好封堵。

8.5.4 逆变器四周不应设置与系统无关的设备或堆放杂物。

8.6 电线、电缆

8.6.1 电线、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 和《电气装置安装工程电缆线路施工及验收标准》GB 50168 的相关规定。

8.6.2 电线、电缆应敷设在支撑结构或专用槽盒中，并按相关要求留有适当的余量。

8.6.3 光伏阵列的布线施工应有支撑、紧固和防护等措施。

8.6.4 穿过屋面和外墙的线路应设防水套管，并做好防水密封处理。

8.7 防雷与接地

8.7.1 光伏系统防雷与接地系统的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169 的相关规定和设计文件的要求。

8.7.2 需要接地的设备或构件，应保持接地的连续性和可靠性接地电阻值必须满足设计的要求，

8.8 系统调试

8.8.1 工程验收前应按现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T

51368 和现行浙江省标准《建筑太阳能光伏系统应用技术规程》DB33 1106 的相关要求，对设备和光伏系统进行调试和检测。

8.8.2 系统调试应包括光伏组件串、汇流箱、逆变器、配电柜、二次系统和储能系统等设备的调试，以及光伏发电系统的联合调试。

8.8.3 系统调试完毕后，应进行不少于连续 48 小时的试运行方可进行竣工验收。

9 验收

9.1 一般规定

9.1.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶工程施工质量应进行专项验收，验收的程序和组织应符合现行国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300 的相关规定。

9.1.2 施工质量验收应按压型金属板屋面验收、电气工程验收和光伏系统与压型金属板屋面一体化整体验收三个分项进行，三个分项工程均验收合格后，方可进行竣工验收。

9.1.3 电气工程验收与光伏玻璃一体化屋面和采光顶整体验收应按现行国家标准《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655 的相关规定进行，并按其要求填写验收记录表。

9.1.4 施工过程中应对隐蔽部位在隐蔽前进行验收，并应有详细的文字记录和必要的图像资料。

9.1.5 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。

9.1.6 晶硅光伏与压型钢板一体化系统整体验收合格，且系统的运行与建筑物的后续施工不相互影响，可交付用户，进入日常运行状态。

9.2 光伏玻璃一体化屋面和采光顶

9.2.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶观感检验应符合下列要求：

1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶框架、支承结构及面板安装应准确并符合设计要求；

2 装饰压板应顺水流方向设置，表面应平整，不应有肉眼可察觉的变形、波纹或局部压砸等缺陷；装饰压板应按照设计要求接缝；

3 铝合金型材不应有脱膜、严重砸坑、严重划痕等现象，钢材表面氟碳涂层厚度基本一致，色泽均匀，不应有掉漆返锈、焊缝未打磨等现象；玻璃的品种、规格与颜色应与设计相符合。色泽应均匀一致，并不应有析碱、发霉、漏气和镀膜脱落等现象；

4 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的周边封堵收口，屋脊处压边收口，支座处封口处理以及防雷体系均应符合设计要求；

5 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的隐蔽节点应进行遮封装修，遮封板安装应整齐美观；变形缝、排烟窗等节点做法应符合设计要求；

6 天沟或排水槽的节点做法应符合设计要求；

7 现场淋水试验和天沟或排水槽的蓄水试验不应有渗漏；

8 光伏玻璃一体化屋面和采光顶的电动或手动开启窗以及电动遮阳帘，其抽样检验的工程验收应符合现行国家标准《建筑装饰装修工程质量验收规范》GB 50210 的有关规定。

9.2.2 框支承光伏玻璃一体化屋面和采光顶抽样检验应符合下列要求：

1 铝型材、钢材和玻璃表面不应有明显的电焊灼伤伤痕、油斑或其他污垢；铝型材锯口不应有铝屑或毛刺；钢材焊接处应打磨平滑；

2 玻璃安装应牢固，密封胶条应镶嵌密实，密封胶应填充饱满平整；

3 每平方米玻璃的表面质量应符合表 9.2.2-1 的规定；

表 9.2.2-1 每平方米玻璃表面质量要求

项目	质量要求
0.1mm~0.3mm 宽划伤痕	长度小于 100mm，不超过 8 条
擦伤总面积（mm ² ）	不大于 500mm ²

4 一个分格铝合金框架或者钢框架表面质量应符合表 9.2.2-2 的规定；

表 9.2.2-2 一个分格铝合金框架或者钢框架表面质量要求

项目	质量要求	
	铝合金框架	钢框架
擦伤、划伤深度	不大于膜层厚度	不大于氟碳喷涂层的厚度
擦伤总面积(mm ²)	不大于 500	不大于 250
划伤总长度（mm）	不大于 150	不大于 75
擦伤划伤处	不大于 4	不大于 2

5 框支承光伏玻璃一体化屋面和采光顶框架构件安装质量应符合表 9.2.2-3 的规定。

表 9.2.2-3 框支承光伏玻璃一体化屋面和采光顶框架构件安装质量要求

序号	项目	允许偏差 (mm)	检查方法
1	水平通长构件吻合度	构件总长度≤30m	水准仪、经纬仪或激光经纬仪
		30m<构件总长度≤60m	
		60m<构件总长度≤90m	
		构件总长度≥90m	

续表 9.2.2-3

序号	项目		允许偏差 (mm)	检查方法
2	采光顶坡度	坡起长度≤30m	±10	水准仪、经纬仪或激光经纬仪
		30m<坡起长度≤60m	±15	
		30m<坡起长度≤60m	±20	
		坡起长度≥90m	±25	
3	单一纵向或横向 构件直线度	构件长度≤2000mm	2.0	水平尺
		构件长度≥2000mm	3.0	
4	相邻构件的位置 差	—	1.0	钢板尺塞尺
5	横向通长或纵向 通长构件直线度	构件长度≤35m	5.0	经纬仪或激光经纬仪
		构件长度>35m	7.0	
6	分隔框对角线差	对角线长度≤2000mm	3.0	对角线尺或 钢卷尺
		对角线长度>2000mm	3.5	

注：纵向构件或接缝是指垂直于坡度方向的构件或接缝；横向构件或接缝是指平行于坡度方向的构件或接缝。

9.2.3 框支承隐框光伏玻璃一体化屋面和采光顶的安装质量除应符合表 9.2.2-3 中的规定外，还应符合表 9.2.3 的规定。

表 9.2.3 框支承隐框采光顶安装质量要求

项目		允许偏差 (mm)	检查方法
1	相邻面板的接缝直线度	2.5	2m 靠尺, 钢板尺
2	横向通长或纵向 通长接缝直线度	接缝长度≤35m 接缝长度>35m	经纬仪或激光经纬仪
		5.0 7.0	
3	玻璃间接缝宽度 (与设计值比)	±2.0	卡尺

9.2.4 点支承光伏玻璃一体化屋面和采光顶钢结构验收应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205 的规定。

9.2.5 拉杆和拉索需预应力张拉时, 应有预应力张拉值要求, 并应符合设计要求。

9.2.6 点支承光伏玻璃一体化屋面和采光顶安装允许偏差应符合表 9.2.6 的规定。

表 9.2.6 点支承采光顶安装质量要求

项目		允许偏差 (mm)	检查方法
1	水平通长接 缝吻合度	接缝长度≤30m	水准仪、经纬仪 或激光经纬仪
		30m<接缝长度≤60m	
		接缝长度>60m	
2	采光顶坡度	接缝长度≤30m	经纬仪或激光经 纬仪
		30m<接缝长度≤60m	
		接缝长度>60m	
3	相邻面板的平面高低差	±2.5	2m 靠尺, 钢板尺
4	相邻面板的接缝直线度	2.5	2m 靠尺, 钢板尺
5	玻璃间接缝宽度 (与设计值比)	±2.0	卡尺

9.2.7 钢爪安装偏差应符合下列要求：

- 1 相邻钢爪距离偏差不应大于 1.5mm；
- 2 同一平面钢爪的高度允许偏差应符合表 9.2.7 的规定；同一平面相邻面板钢爪的高度允许偏差不应大于 1.0mm。

表 9.2.7 同一平面钢爪的高度允许偏差

项目		允许偏差 (mm)	检查方法
1	单元长度 $\leq 30\text{m}$	5.0	水准仪、经纬仪 或激光经纬仪
2	$30\text{m} < \text{单元长度} \leq 60\text{m}$	7.5	
3	单元长度 $> 60\text{m}$	10.0	

9.2.8 聚碳酸酯 U 形板采光顶工程除应符合采光顶的质量验收要求外，还应符合下列规定：

- 1 板面固定牢固，收边整洁，保护膜应清理干净；
- 2 板材表面应扩口后再采用自攻螺钉固定；
- 3 检查板材的安装方向，板材 UV 面应朝向阳光方向且不得横方向弯曲。

9.3 电气工程分项验收

I 主控项目

9.3.1 光伏组件及其组成材料、构配件等应进行进场验收，质量证明文件和相关资料应齐全，并应符合设计要求和国家现行有关标准的规定。

检查数量：全数检查。

检查方法：检查质量证明文件、标志、检验报告和设计文件等。

9.3.2 光伏组件不应有隐裂。

检查数量：按现行国家标准《计数抽样检验程序第 1 部分:按接受质量限(AOL)检索的逐批检验抽样计划》GB/T 2828.1 中规定的一般检验水平 I 类, AOL 取 2.5。

检查方法：1)被检测组件全部进行红外扫描，不作为最终验收依据；
2)被检测组件全部进行检测，作为最终验收依据。

9.3.3 光伏组件应按设计图纸的型号、规格、数量、连接方式和布置方向进行安装、固定。

检查数量：光伏组件总数的 10%，且不少于 10 块。

检查方法：观察检查。

II 一般项目

9.3.4 同一方阵中光伏组件安装的纵向或横向偏差不应大于 5mm。

检查数量：光伏组件或方阵总数的 10%，且不少于 3 个。

检查方法：观察检查，测量检查。

9.3.5 光伏组件与压型金属板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：光伏组件或方阵总数的 10%，且不少于 3 个。

检测方法：用钢尺检测。

10 运行与维护

10.1 一般规定

10.1.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶系统正式投运前，应编制现场运行与维护规程，并应对运行与维护人员进行培训。

10.1.2 光伏玻璃一体化屋面和采光顶系统的运行与维护人员应具有相应的专业技能。

10.1.3 光伏玻璃一体化屋面和采光顶不应对人体或建筑造成危害，其运行与维护应保证系统本身安全，并保持正常的发电能力。

10.1.4 光伏玻璃一体化屋面和采光顶系统在交付使用前，系统工程承包商需为使用方提供使用操作手册，进行相关使用培训，并协助使用单位建立管理制度、明确日常检查和定期巡检的内容，以保证系统的正常使用。

10.1.5 光伏玻璃一体化屋面和采光顶系统在正常使用时，使用方需根据使用说明书及本标准的相关要求，制定维护维修计划与制度，保证其安全性与功能性要求。

10.1.6 光伏玻璃一体化屋面和采光顶系统运行与维护宜采用智能运维系统应由专业的运维人员进行作业。

10.2 检查与维修

10.2.1 采光顶、金属屋面日常维护和保养应符合下列规定：

- 1 表面应整洁，避免锐器及腐蚀性气体、液体与其接触；
- 2 排水系统应畅通，导水通道不得堵塞；

3 在使用过程中如发现窗启闭不灵或附件、电路系统损坏等现象时，应及时修理或更换；

4 密封胶或密封胶条不得脱落或损坏；

5 构件或附件的螺栓不得松动或锈蚀；

6 对锈蚀的构件应及时除锈补漆或采取其他防锈措施。

10.2.2 定期检查和维修应符合下列规定：

1 光顶或金属屋面工程竣工验收后一年时，应对工程进行一次全面的检查；此后每五年应检查一次；检查项目应包括：

1) 整体有无变形、错位、松动，如有，则应对该部位对应的隐蔽结构进行进一步检查；主要承力构件、连接构件和连接螺栓等是否损坏、连接是否可靠、有无锈蚀等；

2) 采光顶或金属屋面的面板有无松动、损坏；

3) 密封胶有无脱胶、开裂、起泡，密封胶条有无脱落老化等损坏现象；

4) 开启部分是否启闭灵活，五金附件是否有功能障碍或损坏，电路是否畅通，安装螺栓或螺钉是否松动和失效；

5) 排水系统是否通畅；检查和清理排水天沟内的垃圾和灰尘不应超过 6 个月，并应在雨季尤其是雷、暴雨季节增加检查频率。

2 屋面磨损、破坏后修复部位应每年检查一次。

3 加预拉力的拉杆或拉索结构的采光顶工程在工程竣工验收后六个月时，应对该工程进行一次全面的预拉力检查和调整，此后每三年应检查一次。

4 采光顶工程使用十年后应对该工程不同部位的结构硅酮密封胶进行粘结性能的抽样检查；此后每三年宜检查一次。

10.2.5 灾后检查和修复应符合下列规定：

1 当采光顶或金属屋面遭遇强风袭击后，应及时对采光顶或金属屋面进行全面的检查，修复或更换损坏的构件;对张拉杆索结构的采光顶工程，应进行一次全面的预拉力检查和调整;

2 当采光顶或金属屋面遭遇地震、火灾等灾害后，应由专业技术人员对采光顶或金属屋面进行全面的检查，并根据损坏程度制定处理方案，及时处理。

10.3 系统检查与维护

10.3.1 统不应对人员或建筑造成危害，其运行与维护应保证系统本身安全，并应保持正常 的发电能力。

10.3.2 系统的主要部件周围不得堆积易燃、易爆物品，设备本身及周围环境应散热良好，设备上的灰尘和污物应及时清理。

10.3.3 系统的各个接线端子应牢固可靠，设备的接线孔处应采取有效封堵措施。

10.3.4 系统的主要部件在运行时，温度、声音、气味等不应出现异常情况，指示灯应正常工 作并保持清洁。

10.3.5 系统运行和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，并具备相应 的作业资质。

10.3.6 光伏直流系统的日常维护宜选择在晚上进行。

10.3.7 系统维护前应做好安全准备，并应断开所有应断的开关，必要时应穿绝缘鞋，戴绝缘手套，使用绝缘工具。

10.3.8 系统运行与维护的过程应进行周期性记录，并进行存档，并对每次故障进行分析。

10.3.9 系统上网电量点宜设置在产权分界处，并应定期进行检测校表。

10.3.10 系统运行和维护宜采用智能运维系统，根据运行监控数据，结合系统类型、工况条件，实现对光伏系统进行故障预判、系统效率分析评估。

用词说明

为便于在执行本规程条款时区别对待，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，采用“可”。

引用标准名录

本规程引用下列标准。其中，注日期的，仅对该日期对应的版本适用本规程；不注日期的，其最新版适用本导则。

《碳素结构钢》 GB/T 700

《低合金高强度结构钢》 GB/T 1591

《计数抽样检验程序第 1 部分:按接受质量限(AOL)检索的逐批检验抽样计划》 GB/T 2828.1

《安全标志及其使用导则》 GB 2894

《紧固件机械性能不锈钢螺栓、螺钉和螺柱》 GB/T 3098.6

《变形铝及铝合金化学成分》 GB/T 3190

《紧固件机械性能》 GB/T 3908

《耐候结构钢》 GB/T 4171

《碳钢焊条》 GB/T 5117

《低合金钢焊条》 GB/T 5118

《铝合金建筑型材》 GB 5237

《工业用橡胶板》 GB/T 5574

《地面用品体硅光伏组件 设计鉴定和定型》 GB/T 9535

《中空玻璃》 GB/T 11944

《金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法》 GB/T 13912

《建筑用安全玻璃 3 部分：夹层玻璃》 GB 15763.3

《建筑用硅酮结构密封胶》 GB 16776

《金属和合金的腐蚀大气腐蚀性第 1 部分：分类测定和评估》 GB/T 19292.1

《光伏系统并网技术要求》 GB/T 19939

《光伏(PV)组件安全鉴定第一部分:结构要求》 GB/T 20047.1

《离网型风能、太阳能发电系统用逆变器第 1 部分:技术条件》 GB/T

20321.1

《不锈钢和耐热钢牌号及化学成分》 GB/T 20878

《建筑密封胶分级和要求》 GB/T 22083

《储能用铅酸蓄电池》 GB/T 22473

《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》 GB/T 29551

《建筑用太阳能光伏中空玻璃》 GB/T 29759

《光伏电站防雷技术要求》 GB/T 32512

《光伏电站汇流箱技术要求》 GB/T 34936

《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》 GB/T 37655

《建筑模数协调标准》 GB/T 50002

《厂房建筑模数协调标准》 GB/T 50006

《建筑结构荷载规范》 GB 50009

《建筑抗震设计标准》 GB 50011

《建筑给水排水设计规范》 GB 50015

《建筑设计防火规范》 GB 50016

《钢结构设计规范》 GB 50017

《冷弯薄壁型钢结构技术规范》 GB 50018

《20kV 及以下变电所设计规范》 GB 50053

《低压配电设计规范》 GB 50054

《建筑物防雷设计规范》 GB 50057

《住宅建筑模数协调标准》 GB/T 50100

《电气装置安装工程电缆线路施工及验收标准》GB 50168
《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169
《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
《民用建筑热工设计规范》GB 50176
《公共建筑节能设计标准》GB 50189
《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205
《建筑装饰装修工程质量验收规范》GB 50210
《电力工程电缆设计标准》GB 50217
《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300
《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303
《屋面工程技术规范》GB 50345
《铝合金结构设计规范》GB 50429
《光伏电站施工规范》GB 50794
《光伏电站设计规范》GB 50797
《压型金属板工程应用技术规范》CB 50896
《电化学储能电站设计规范》GB 51048
《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368
《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015
《建筑与市政工程防水通用规范》GB 55030
《空间网格结构技术规程》JGJ 7
《建筑钢结构焊接技术规程》JGJ 81
《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113
《建筑门用密封胶条》JG/T 187
《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203

《建筑用遮阳天篷帘》 JG/T 252

《建筑用遮阳软卷帘》 JG/T 254

《采光顶与金属屋面技术规程》 JGJ 255

《建筑金属围护系统工程技术标准》 JGJ/T 473

《幕墙玻璃接缝用密封胶》 JC/T 882

《磷酸铁锂》 YS/T 1027

《建筑橡胶密封垫--预成型实心硫化的结构密封垫用材料规范》 HG/T

3099

《锰酸锂蓄电池模块通用要求》 JB/T 11139

《磷酸亚铁锂蓄电池模块通用要求》 JB/T 11140

《光伏并网逆变器技术规范》 NB/T 32004

《光伏发电系统用电缆》 NB/T 42073

《不锈钢结构技术规程》 CECS 410

《建筑太阳能光伏系统应用技术规程》 DB33 1106

中国钢结构协会标准
钢结构装配式建筑光伏一体化屋面
T/CSCSxxx-202x
条文说明

制定说明

本规程制定过程中，编制组进行了广泛深入的调查研究，总结了我国钢结构工程建设的实践经验，同时参考了国内外先进技术法规、技术标准，通过试验研究取得了对本规程编制极有价值的资料。

为便于广大技术和管理人员在使用本规程时能正确理解和执行条款规定，《钢结构装配式建筑光伏一体化屋面技术规程》编制组按章、节、条顺序编制了本规程的条文说明，对条款规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项等进行了说明。本条文说明不具备与标准正文及附录同等的法律效力，仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

目 次

1	总则.....	75
4	材料与设备.....	76
4.1	一般规定	76
4.2	玻璃	77
4.3	铝合金材料	78
4.4	钢材及五金材料	78
4.7	建筑密封材料和粘结材料	79
5	建筑设计.....	81
5.1	一般规定	81
5.4	排水设计	81
5.6	附加层设计	83
6	结构设计.....	84
6.1	一般规定	84
6.3	荷载与作用	86
6.7	连接	86
6.8	结构胶粘结设计	86
7	光伏系统设计.....	88
7.1	一般规定	88
7.2	系统设计	88
7.3	系统接入	89
7.4	防雷与接地设计	89
8	施工.....	90
8.1	一般规定	90

8.2	光伏玻璃施工	90
8.3	光伏组件	90
8.5	逆变器	91
8.6	电线、电缆	91
8.8	系统调试	91
9	验收.....	92
9.1	一般规定	92
10	运行与维护.....	93
10.1	一般规定	93

1 总则

1.0.1 在国家大力发展新能源、推进能源结构转变的行业背景下，太阳能光伏发电系统与建筑物屋面结合，是新能源未来的重要发展趋势之一。因此，研发光伏玻璃一体化屋面和采光顶，是超低能耗建筑和近零能耗建筑、新型建材成为建筑未来发展的迫切需求。采用建筑光伏一体化（BIPV）屋面，取消传统金属屋面系统，可以节省钢结构建造成本，提升保温隔热效果和防水性能，降低碳排放和建筑维护成本。

近几年，国家各部门加速推出相关政策发展光伏建筑。国家能源局《关于报送整县(市、区)屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》对屋顶总面积可安装光伏发电比例作出要求：党政机关建筑不低 50%，学校、医院、村委会等公共建筑不低于 40%；工商业厂房不低于 30%。住房和城乡建设部《建筑节能与可再生能源利用通用规范》强制要求建筑碳排放计算，严寒和寒冷地区居住建筑平均节能率应为 75%、其他气候区居住建筑平均节能率应为 65%、公共建筑平均节能率应为 72%。国务院《2030 年前碳达峰行动方案》中指出：到 2025 年，城镇建筑可再生能源替代率达到 8%，新建公共机构建筑、新建厂房屋顶光伏覆盖率力争达到 50%。国务院《“十四五”节能减排综合工作方案》中指出：全面提高建筑节能标准，加快发展超低能耗建筑，积极推进既有建筑节能改造、建筑光伏一体化建设。各省陆续出台相关光伏建筑产业扶持政策。截至 2023 年 6 月，安徽、北京、福建、广东等 26 省市已出台相关政策 99 条。为了确保工程质量和系统安全、高效地运行，真正达到节能减排的目的，编制本规程。

1.0.4 本规程仅规定了光伏玻璃一体化屋面和采光顶工程的特殊要求，除应符合本规程的规定外，还应符合相关的建筑、结构、电气专业标准的规定。

4 材料与设备

4.1 一般规定

4.1.1 大气腐蚀性等级应按现行国家标准《金属和合金的腐蚀大气腐蚀性第1部分：分类测定和评估》GB/T19292.1确定。当位于大气腐蚀性等级C4类及以上场所时，应进行专项论证。

4.1.2 材料是保证光伏玻璃一体化屋面和采光顶质量和安全的物质基础。采光顶与金属屋面所使用的材料概括起来，基本上可分为五大类：支承框架、面板、密封填缝、结构粘结和其他辅助材料(保温材料、隔声材料和隔汽材料等)。对于光伏采光顶和金属屋面，除了上述材料外，还包含大量的电气材料、设备和附件。这些材料和设备由于生产厂家不同，质量差别较大。因此为确保采光顶与金属屋面安全可靠，就要求所使用的材料应符合国家或行业标准规定的要求；对其中少量暂时还没有国家标准材料，应符合设计要求，或参考国外同类产品标准要求；生产企业制定的企业标准经备案后可作为产品质量控制的依据。

4.1.3 采光顶与金属屋面处于建筑物的外面，经常受自然环境不利因素的影响，如日晒、雨淋、积雪、积灰、风沙等。因此要求采光顶与金属屋面材料要有足够的耐候性和耐久性，除不锈钢和轻金属材料外，其他金属材料应进行热镀锌或其他有效的防腐处理，并满足设计要求。

4.1.5 无论是在加工制作、安装施工中，还是交付使用后，采光顶与金属屋面的防火都十分重要，面板材料应采用不燃材料和难燃材料。近些年，由于对节能性能有较高要求，使得保温、热材料在建筑上获得普遍应用。但一些采用易燃或可燃隔热、保温材料的工程，发生严重的火灾，造成很大损失。

因此考虑到采光顶与金属屋面的重要性，对隔热、保温材料应提高防火性能要求，应采用岩棉、矿棉、玻璃棉、防火板等不燃或难燃材料。岩棉、矿棉应符合现行国家标准《建筑用岩棉、矿渣棉绝热制品》GB/T 19686 的规定，玻璃棉应符合现行国家标准《建筑绝热用玻璃棉制品》GB/T 17795 的规定。

4.2 玻璃

4.2.1 国家现行相关产品标准包括除条文中所列之外，尚需符合《平板玻璃》GB11614、《半钢化玻璃》GB/T17841、《建筑用安全玻璃第 1 部分:防火玻璃》GB15763.1、《建筑用安全玻璃第 2 部分:钢化玻璃》GB15763.2、《建筑用安全玻璃第 3 部分:夹层玻璃》GB15763.3、《建筑用安全玻璃第 4 部分:均质钢化玻璃》GB15763.4、《镀膜玻璃第 1 部分阳光控制镀膜玻璃》GB/T18915.1、镀膜玻璃第 2 部分低辐射镀膜玻璃》GB/T18915.2 等现行国家标准的规定。

4.2.2 中空玻璃第一道密封胶应用丁基热熔密封胶，符合现行行业标准《中空玻璃用丁基热熔密封胶》JC/T914 的规定。不直接承受紫外线照射且不承受荷载的中空玻璃第二道密封胶符合现行行业标准《中空玻璃用弹性密封胶》JC/T486 的规定;隐框、半隐框及点支承式采光顶用中空玻璃直接承受紫外线照射且承受荷载，因此其第二道密封胶应采用硅酮结构密封胶，其性能符合现行国家标准《建筑用硅酮结构密封胶》GB16776 的规定需要注意点支式玻璃孔边处二道密封胶应采用硅酮结构密封胶。

4.2.3 在现行国家标准《建筑用安全玻璃第 3 部分:夹层玻璃》GB15763.3 中对夹层玻璃的微弹冲击性能提出要求，采光顶应采用 II-1 和 II-2 级别的产品。聚乙烯醇缩丁醛(PVB)胶片仍然是幕墙、采光顶夹层玻璃胶片应用的主流产品，工程应用经验较多，可靠性好，但厚度不应小于 0.76mm。由于结

构、节能设计要求，已经有许多高强型、复合型、功能型胶片在工程中得到应用。本规程允许这些新材料和新工艺，但其力学性能(胶片与玻璃的粘结强度)必须保证，且符合设计要求。

4.3 铝合金材料

4.3.1 铝合金型材精度有普通级、高精级和超高精级之分。采光顶与金属屋面对材料的要求较高，为保证其承载力、变形和美观要求，应采用高精级或超高精级的铝合金型材。

4.4 钢材及五金材料

4.4.1 碳素结构钢和低合金高强度结构钢的种类、牌号和等级应符合现行国家标准《优质碳素结构钢》GB/T699、《碳素结构钢》GB/T700、《低合金高强度结构钢》GB/T1591、《合金结构钢》GB/T3077、《碳素结构钢和低合金结构钢热轧薄钢板和钢带》GB912、《碳素结构钢和低合金结构钢热轧钢板和钢带》GB/T3274、《结构用无缝钢管》GB/T8162等相关产品标准的规定。

4.4.5 采光顶与金属屋面支承钢结构的最小截面尺寸，要综合考虑其最小承载能力、截面局部稳定和耐腐蚀性能要求。本条根据现行国家标准《钢结构设计规范》GB50017和《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB50018的规定制定。

4.4.6 不锈钢材的防锈能力与其铬和镍含量有关。目前常用的不锈钢型材有304系列：S30408、S30458、S30403，含铬总量为27%~29%，镍含量9%~10%；316系列：S31608、S31658、S31603，含铬总量29%~31%，含镍量12%~14%。

316 系列型材防锈性能优于 304 系列,更适用于耐腐蚀性能要求较高的环境。采光顶与金属屋面采用的奥氏体不锈钢尚应符合现行国家标准《不锈钢棒》GB/T 1220、《不锈钢冷加工钢棒》GB/T 4226、《不锈钢冷轧钢板和钢带》GB/T 3280、《不锈钢热轧钢带》YB/T 5090、《不锈钢热轧钢板和钢带》GB/T 4237 的规定。

4.4.7 当前国内标准五金配件的品种尚不齐全,因此所用附件、紧固件应首先符合设计要求,并应符合国家现行标准《建筑用不锈钢绞线》JG/T200、《建筑幕墙用钢索压管接头》JG/T201、《建筑门窗五金件旋压执手》JG/T213、《建筑门窗五金件传动机构用执手》JG/T 124、《建筑门窗五金件 滑撑》JG/T 127、《建筑门窗五金件 多点锁闭器》JG/T 215、《铝合金窗锁》QB/T 3890、《紧固件 螺栓和螺钉通孔》GB/T 5277、《十字槽盘头螺钉》GB/T818、《不锈钢自攻螺钉》GB 3098.21、《紧固件机械性能 螺栓、螺钉和螺柱》GB/T 3098.1、《紧固件机械性能螺母 粗牙螺纹》GB/T3098.2、《紧固件机械性能螺母细牙螺纹》GB/T 3098.4、《紧固件机械性能 自攻螺钉》GB/T 3098.5、《紧固件机械性能 不锈钢螺栓、螺钉和螺柱》GB/T3098.6、《紧固件机械性能 不锈钢螺母》GB/T3098.15 的规定。

4.7 建筑密封材料和粘结材料

4.7.2 采光顶支承结构等所使用的基材一般具有较大的线膨胀系数,由此造成面板之间接缝的位移变化较大,因此密封胶应能适应板缝的变形要求。通常采光顶的接缝变化比普通玻璃幕墙大些,因此应优先选用位移能力较高的中性硅酮建筑密封胶。硅酮结构密封胶是结构性粘结的主要传力材料,如使用过期产品,会因结构胶性能下降导致粘结强度降低,造成安全隐患。硅酮建筑密封胶是幕墙、采光顶与金属屋面系统密封性能的有效保证,过期产品

的耐候性能和伸缩性能下降，且表面易产生裂纹。因此硅酮结构密封胶和硅酮建筑密封胶必须在有效期内使用。

5 建筑设计

5.1 一般规定

5.1.1 建筑光伏一体化屋面作为建筑的有机组成部分时,光伏发电系统与建筑功能更是密不可分。光伏发电系统不仅要符合光伏系统的发电功能和电气安全性要求,还要符合建筑外围护所必需的物理性能和独特的装饰功能要求。因此,在设计光伏发电系统时应与建筑设计专业密切配合,广泛搜集建筑物所在地的地理、气候、太阳能资源等资料。进行环境分析、日照分析。结合建筑功能、建筑外观与周围环境条件,合理规划光伏发电系统在建筑上的布置方案,统筹布局,做到与建筑风格协调统一。使其在具备良好光伏发电功能的同时,达到建筑围护、建筑节能、太阳能利用和建筑装饰多种功能的完美结合。

5.1.2 建筑光伏一体化屋面防水与金属屋面和混凝土防水存在本质区别。建筑光伏一体化屋面防水类似于玻璃采光顶,关键在于面板之间横纵向接缝防水排水。对于实现性能良好的建筑光伏一体化屋面所必需的密封和排水等所有细节的设计,核心问题是如何建立对"堵"与"疏"关系的理解和认识。良好的设计应该是以排为主,"堵"和"疏"相结合,既堵也疏。无论是内部或外部,以最大限度的避免了密封处与水的接触;同时确保渗漏水或冷凝水有组织的排出。

5.4 排水设计

5.4.6 建筑光伏一体化屋面板构件排水设计需要包含纵向防水及横向防水结构,分别设有四道和三道防水,可以采用 2.0mm 厚一级防水三元乙丙橡

胶防水条进行柔性防水等。外部采用损失率低于 5%防水硅酮结构胶完全密封做到 99.9%整体屋面排水,0.1%极少量水通过导水系统导出,达到整体 100%防水。

纵向导水槽与光伏发电玻璃边框可以采用螺栓固定,并配合定制 1.0mm 厚铝合金压盖形成严丝合缝的金属表面防水,铝合金压盖及光伏发电玻璃边框形成一道金属面防水,可排除绝大部分雨水。纵向铝合金压盖紧密内嵌 2.0mm 厚三元乙丙橡胶防水条,形成柔性防水带,可阻断少量渗入的水流,形成一道柔性防水,同时橡胶条也可以防止因热胀冷缩引起的光伏组件之间的变形位移,避免整体防水结构遭到破坏。在铝合金压盖和光伏发电玻璃边框之间,做一道防水硅酮结构胶,使得压盖与光伏边框之间形成完全密封结构,形成一道防水,可直接排除 99.9%雨水。同时硅酮胶的密封覆盖使橡胶条避免外露直晒阳光,杜绝胶条老化风险。纵向导水槽低端两侧自带导水槽,与横向导水槽形成内部导水网络,将极少量渗入水及冷凝水通过整体导水系统导入屋面檐沟排水,形成第四道防水。

光伏发电玻璃横向连接之间设有 1.0mm 厚异形铝合金横向连接件,连接件两侧及顶盖与光伏玻璃边框紧密贴合,形成一道防水。横向连接件两侧与光伏边框之间内嵌 2.0mm 厚三元乙丙橡胶防水条,形成第一道柔性防水,可阻断少量渗入的水流。横向连接件正下方平行设置横向导水槽,与纵向导水槽形成内部导水网络,将极少量渗入水及冷凝水通过整体导水系统导入屋面檐沟排水,形成第三道防水。

横纵向导水槽交接节点是一个典型节点。最主要的特点是横向导水槽的搭接延长部分能够促进横向导水槽向纵向导水槽的排水。而光伏表面纵向压盖及两侧胶体贯穿覆盖于横纵向交接处,使面层排水构造更具保障。

5.6 附加层设计

5.6.1 建筑光伏一体化屋面的保温层可采用集成装配式方式内嵌于专用的“几”字型屋面钢檩条结构网中，这种保温隔热板不需要承担负荷作用。板材采用新型化学组合，内部设计成空腔式、气泡式、蜂窝式中间结构，具有性价比高、保温隔热性能好、防火性能好、重量轻的特点。

5.6.4 晶硅光伏与压型钢板一体化系统面可以将一定比例的太阳光伏转化电能，在转化过程中也产生一定的热量，晶硅光伏与压型钢板一体化系统面，应充分考虑这种独特性能对建筑节能的重要性。通过在屋面合理布置通风散热通道，既可以提高光伏系统的发电效率也可是使屋面发挥两个的隔热保温性能。在夏热冬暖地区，通过光伏构件将采光屋面完全覆盖，可以发挥良好的隔热效果，降低空调能耗，更好的实现建筑节能。

6 结构设计

6.1 一般规定

6.1.1 光伏玻璃一体化屋面和采光顶是建筑物的外围护结构的一部分，主要承受直接作用其上的风荷载、重力荷载(积灰荷载、雪荷载、活荷载和自重)、地震作用、温度作用等，不分担主体结构承受的荷载和地震作用。光伏玻璃一体化屋面和采光顶结构体系应满足承载能力极限状态和正常使用极限状态的基本要求，面板与支承结构之间、支承结构与主体结构之间，应有足够的变形能力，以适应主体结构的变形；当主体结构在外荷载作用下产生变形时，不应使构件产生强度破坏和不能允许的变形，光伏玻璃一体化屋面和采光顶的主体结构(如大梁、屋架、架、板架、网架、索结构等)设计应符合国家现行有关标准的要求，本规程不作具体要求。

6.1.2 面板以及与面板直接连接的支承结构(主梁、次梁等)的受载面积小、影响面小，可按维护结构考虑，属于现行国家标准《建筑结构可靠度设计统一标准》GB50068 中所说的“易于替换的结构构件”，因此其结构设计使用年限不应低于 25 年。间接支承面板的支承结构是大跨度、重载的屋面主要结构(如支承檩条的大梁、屋架、网架、索结构等)，基本属于主体结构的范畴，其结构设计使用年限应与主体结构相同。

6.1.3 直接与面板连接的支承结构，一般是钢结构构件、铝合金结构构件，其结构设计应符合国家本条相关标准的规定

6.1.4 重力荷载和风荷载是屋面结构承受的最主要荷载，结构设计应考虑这些荷载的组合及效应计算；在抗震设防地区，由于光伏玻璃一体化屋面和采光顶的面板和直接连接的支承结构一般尺度较小、重量较轻，地震作用相对

风荷载一般较小，承载力和挠度验算时区，尚应考虑地震作用影响。目前，结构抗震设计的标准是小震下保持弹性，基本不产生损坏。在这种情况下，构件也应基本处于弹性工作状态。因此，本规程中有关构件的内力和挠度计算均可采用弹性方法进行。对变形较大的场合(如尺度较大的金属面板、玻璃面板等)，宜考虑几何非线性的影响。

在光伏玻璃一体化屋面和采光顶工程中，温度变化引起的对面板、胶缝和支承结构的作用效应是存在的。温度作用的影响一般可通过建筑或结构构造措施解决，而不一一进行计算，实践证明是简单可行的办法。对温度变化比较敏感的工程，在设计计算和构造处理上应采取必要的措施，避免因温度应力造成构件破坏。

6.1.6 光伏玻璃一体化屋面和采光顶结构构件类型较多，主要承受重力荷载(活荷载、雪荷载、自重荷载等)、风荷载和温度作用，应分别进行承载力和挠度分析和设计。承载力极限状态设计时，应考虑作用或作用效应组合;正常使用极限状态设计时，应考虑作用或作用效应的标准组合或频遇组合，此时，作用的分项系数均取 1.0。本条给出的承载力设计表达式具有通用意义，作用效应设计值可以是内力或应力，承载力设计值可以是构件的承载力设计值或材料强度设计值。结构或结构构件的重要性系数为，主要考虑因素是结构或结构构件破坏后果的严重程度，应按结构构件的安全等级和不同结构的工程经验确定。光伏玻璃一体化屋面和采光顶属于建筑的外围护结构，其重要程度和破坏后果的严重程度通常低于主体结构。除预埋件之外，其余构件的安全等级一般不超过二级，按现行国家标准《建筑结构可靠度设计统一标准》GB50068 的有关规定可取为 0.95;但是，光伏玻璃一体化屋面和采光顶大多用于大型公共建筑，正常使用中不允许发生破坏，而且对于玻璃面板而言，其破坏后坠落的后果还是比较严重的，因此，本条规定光伏玻璃一体化

屋面和采光顶结构的重要性系数取 1.0，是比较妥当的。

光伏玻璃一体化屋面和采光顶面板及金属构件(如主梁、次梁)习惯上不采用内力设计表达式，所以在本规程的相关条文中直接采用与钢结构、铝合金结构设计相似的应力表达形式;预埋件设计时则采用内力表达形式。采用应力设计表达式时，计算应力所采用的内力(如弯矩、轴力、剪力等)，应采用作用效应的基本组合并取最不利组合进行设计。

和一般幕墙结构不同，光伏玻璃一体化屋面和采光顶的重力荷载、风荷载、竖向地震作用或作用分量往往不在同一方向上，所以在变形(挠度)控制时，应考虑不同作用的标准组合，以最不利组合效应进行变形控制。

6.3 荷载与作用

6.3.4 光伏玻璃一体化屋面和采光顶玻璃活荷载按现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113 的规定执行。本条金属屋面的活荷载参照采用美国标准《结构直立锁边铝屋面板系统规范》ASTME 1637 的规定确定。

6.7 连接

6.7.1 建筑屋面上安装光伏装置、挡雪装置、防坠落装置以及装饰面层等附属物的情况较为普遍，因连接不牢造成事故屡见不鲜，为保证安全应进行相关的设计计算。

6.8 结构胶粘结设计

6.8.4 当采用结构胶粘结固定光伏组件时，结构胶是保证光伏组件与压型金属板传力的关键环节。影响结构胶受力因素主要包括风揭荷载、温度作用和

永久荷载。风揭荷载作用下，结构胶以承受拉应力为主，按式 6.8.4 进行拉应力验算。

6.8.5 温度作用下，结构胶以承受剪应力为主，参照《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102，控制结构胶的变位承受能力取拉应力为 0.14N/mm^2 时的伸长率，按式 6.8.5 进行粘结厚度验算。

6.8.6 当屋面为坡屋面时，还应考虑组件永久荷载水平分量引起的剪切滑移，应按式 6.8.6 验算结构胶的剪应力。

7 光伏系统设计

7.1 一般规定

7.1.2 与光伏系统相关的国家、行业、浙江省标准和产品标准有很多，光伏系统的设计除满足本规程的要求外，也要满足这些标准的要求。

7.2 系统设计

7.2.1 当光伏组件的电性能参数一致，朝向倾角一致时，才能最大限度地使系统工作在最佳状态，效率最高。

7.2.2 汇流箱内设有汇流母排、防雷保护装置、主开关、分开关、过流保护装置、防逆流装置等等，具体参见相关标准的要求。

7.2.3 逆变器是光伏系统的核心设备，具有强大的功能和复杂的技术指标，应仔细进行设计选型。

7.2.4 电线、电缆的设计包括选型、敷设安装等内容。当电缆暴露在室外时，绝缘材料在紫外线、臭氧、剧烈温度变化和化学侵蚀环境下使用，将导致电缆护套加速老化、易碎，甚至会分解绝缘层。因此，要选用耐紫外型电缆，或将电缆敷设在耐紫外线辐射的导管中。电线、电缆的燃烧性能按现行国家标准《电缆及光缆燃烧性能分级》GB 31247 确定。

7.2.6 高压并网变压器、并网柜、逆变器、汇流箱等设备宜布置在专用的房间内，具体设计应满足相关要求。

7.3 系统接入

7.3.1 建筑光伏系统并网的电压等级主要由容量大小确定，通常为 380V、10kV 等。

7.3.2 并网开关的两端均会带电，应注意安全。

7.3.3 光伏电站电能计量点(关口)应设在光伏电站与电网产权分界处，产权分界处按国家有关规定确定。产权分界点处不适宜安装电能计量装置时，关口计量点由光伏系统业主与电力部门协商确定。系统的运行管理、数据监控要同时满足业主、电力调度部门的要求。

7.4 防雷与接地设计

7.4.1 防雷设计应注重与建筑物本身防雷的整体性，应注重金属构件的等电位联结，确保电气导通的连续性。

7.4.2 接闪器可利用金属构件、光伏组件金属边框，也可专设接闪器，光伏组件本身不应遭受雷击。专设接闪器可采用接闪杆或接闪带，架空接闪线也是可以考虑的方法之一。

7.4.3 泄放雷电流会影响金属构件的性能，具体要求和计算参见《建筑物防雷设计规范》GB 50057。

7.4.4 现行国家标准《光伏电站防雷技术要求》GB/T 32512 中关于光伏系统的雷击电磁脉冲防护措施的要求，比《建筑物防雷设计规范》GB 50057 更高、更具体，应参照执行。

8 施工

8.1 一般规定

8.1.1 施工现场应采取严格的管理措施,保证施工质量,防止发生安全事故。光伏系统安装过程应采取防触电措施,确保人员安全。目前光伏一体化系统施工安装人员的技术水平差别较大,为规范施工安装,应先设计后施工,严禁无设计的盲目施工。施工组织设计、施工方案以及安全措施应经监理和建设方审批后方可施工。光伏系统的安装一般在土建工程完成后进行,而土建部位施工多由其他施工单位完成,因此应加强对施工土建部位的保护。

8.1.3 在贮存过程中,应保证材料与设备完好,保证其性能不受损害。

8.2 光伏玻璃施工

8.2.2 传统的施工做法是将光伏组件横竖框交接处铝型材间的防漏气和防水密封采用密封胶密封。密封胶用量一旦过大,会把竖框玻璃镶嵌槽堵塞,同时铝材断面如有任何的变形或者位移,则密封胶就会因受剪切而出现缺口,最终可能导致漏气、漏水,影响建筑光伏一体化屋面的性能。

8.3 光伏组件

8.3.1 光伏组件在运输、转运、存放过程中,应当妥善包装,并在外包装贴有警示标识。

8.3.3 光伏组件用结构胶的性能、实用技术已趋成熟,具体可参见本规程第4.8节。采用结构胶粘接安装光伏组件具有简洁、美观、耐腐蚀、防水性好、

施工方便等特点。

8.3.4 屋面上安装光伏组件时，可能会破坏周边的防水连接构造，因此需设计专门的构造措施，如附加防水层等，并严格按照要求施工，不得出现渗漏。光伏系统中的电缆防水套管与建筑主体之间的缝隙应做好防水密封。

8.5 逆变器

8.5.4 逆变器是核心设备，其工作环境应保持良好的，保证其安全工作和方便检修。

8.6 电线、电缆

8.6.2 电线、电缆在槽盒转角处容易受损，在满足转弯半径的同时也需留有适当的余量。

8.8 系统调试

8.8.1 本条文列出的两部标准对系统调试、检测做了全面、具体的要求，本规程参照执行。相关标准还包括《光伏电站施工规范》GB 50794、《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064 等等。

9 验收

9.1 一般规定

9.1.5 当分项工程验收或检验合格后方可进行竣工验收。

10 运行与维护

10.1 一般规定

10.1.3 光伏玻璃一体化屋面和采光顶系统的运行与维护，首先要确保安全问题，其次要通过经济合理的维护周期，维护方法，使得系统运行在最佳状态，延长使用寿命，产生更好的经济和社会效益。

10.1.4 运营主体应与电网企业进行沟通，定期对计量仪表进行检测、校正。

10.1.6 《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264 对系统的各部件、整体运行与维护做了详细的规定，应遵照执行。