

前 言

根据《河南省住房和城乡建设厅关于印发 2023 年工程建设地方标准复审结果的通知》（豫建科[2024]31 号）的要求，编制组广泛调查研究，认真总结《河南省民用建筑太阳能光伏系统应用技术规程》DBJ41/T 136-2014 工程实践经验，结合河南省实际，广泛征求意见，编制了本标准。

本标准的主要技术内容包括：1 总则；2 术语；3 基本规定；4 规划和建筑设计；5 结构设计；6 光伏系统设计；7 施工；8 验收；9 运行与维护；10 系统能效评估。

本标准修订的主要内容有：增加基本规定、光储直柔系统的技术要求、运行与维护 and 系统能效评估；增加和补充了规划与建筑、结构设计、光伏系统设计和施工及验收的章节及技术内容。

本标准由河南省住房和城乡建设厅负责管理，由河南省建筑科学研究院有限公司负责具体技术内容的解释。在执行过程中如有意见或建议，请寄送河南省建筑科学研究院有限公司（郑州市金水区丰乐路 4 号，邮政编码：450053）。

主编单位 河南省建筑科学研究院有限公司

参编单位

编制人员

标准审查

目 次

1	总 则	1
2	术 语	2
3	基本规定	4
4	规划与建筑设计	5
4.1	一般规定	5
4.2	规划设计	5
4.3	建筑设计	6
4.4	光伏建筑一体化	7
4.5	构造要求	7
5	结构设计	11
5.1	一般规定	11
5.2	设计参数	11
5.3	荷载和作用	13
5.4	光伏构件结构设计	16
5.5	支撑结构设计	16
5.6	连接结构设计	17
6	光伏系统设计	18
6.1	一般规定	18
6.2	系统接入	20
6.3	光伏发电一次系统	22
6.4	光伏方阵	23
6.5	主要设备选择	23
6.6	变压器及配电装置	26
6.7	自用电系统	27
6.8	无功补偿装置	27
6.9	电气二次及监控系统	28
6.10	储能和柔性直流配电	29
6.11	过电压保护、接地和安全措施	31

6.12	电缆选型和敷设	31
6.13	发电量计算	32
7	施工	35
7.1	一般规定	35
7.2	土建工程	36
7.3	电气安装	38
7.4	系统调试	42
8	验收	45
8.1	一般规定	45
8.2	分部分项工程验收	45
8.3	竣工验收	46
9	运行与维护	48
9.1	一般规定	48
9.2	光伏方阵	49
9.3	电气设备	50
9.4	储能系统	50
9.5	防雷与接地	51
9.6	电缆	52
10	系统能效评估	53
10.1	一般规定	53
10.2	能效评估	53
附录 A	光伏组件/方阵检查测试项目	55
附录 B	光伏组件背板表面温度测试方法	57
	本标准用词说明	59
	引用标准名录	60
	条文说明	64

1 总 则

1.0.1 为促进建筑领域绿色低碳发展，充分利用太阳能资源，规范建筑光伏系统的应用，制订本标准。

1.0.2 本标准适用于河南省新建、改建和扩建建筑光伏系统的设计、施工、验收和运行维护。

1.0.3 建筑光伏系统的设计、施工、验收和运行维护除应符合本标准外，尚应符合国家和河南省现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 建筑光伏系统 building mounted photovoltaic system

安装在建筑物上，利用太阳电池的光伏效应将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统。

2.0.2 光伏组件 photovoltaic module

具有封装及内部联结，能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。

2.0.3 光伏构件 photovoltaic module component

具有建筑构件功能的光伏组件。

2.0.4 光伏方阵 photovoltaic array

由光伏组件在电气上按一定方式连接在一起，并按一定规律进行排布、安装后构成的直流发电单元，又称光伏阵列。

2.0.5 并网逆变器 grid connected inverter

将来自光伏方阵或光伏组件的直流电转换为符合电网要求的交流电并馈入电网的设备。

2.0.6 汇流箱 combiner-box

在建筑光伏系统中将若干个光伏组件串并联汇流后接入的装置。

2.0.7 建筑集成光伏系统 building integrated photovoltaic

光伏发电设备作为建筑材料或构件，在建筑上应用的形式，也称“光伏建筑一体化”。

2.0.8 建筑附加光伏系统 building attached photovoltaic

光伏发电设备不作为建筑材料或构件，在已有建筑上安装的形式。

2.0.9 独立建筑光伏系统 stand-alone photovoltaic system on building

不与公共电网连接的光伏系统，也称离网建筑光伏系统。

2.0.10 光储直柔系统 the system of photovoltaic, energy storage, direct current and flexibility

配置建筑光伏和建筑储能，采用直流配电系统，通过控制系统实现用电设备功率主动响应的新型建筑供配电系统。

2.0.11 快速关断装置 rapid shutdown device

能够在紧急状态下快速将光伏组件之间、光伏组件与逆变器、逆变器与并网点之间的电气连接断开，紧急关闭建筑建筑光伏系统的装置。

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

对因光伏方阵表面温度变化和太阳辐照度变化而产生的输出电压与电流的变化进行跟踪控制，使方阵一直保持在最大输出工作状态，以获得最大的功率输出的自动调整行为。

3 基本规定

3.0.1 建筑光伏系统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、负荷特点等因素确定，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 建筑光伏系统建设应与所在地区总体规划和电力规划相协调。

3.0.3 建筑光伏系统设计应对当地太阳辐射资源进行分析，并应分析周围环境对太阳辐射和系统运行的影响。

3.0.4 建筑光伏系统应用可采用建筑集成光伏系统和建筑附加光伏系统。

3.0.5 建筑光伏系统应纳入建筑主体结构和围护结构的荷载计算。

3.0.6 既有建筑上安装建筑光伏系统时，应对既有建筑的结构安全性和耐久性、电气安全性进行复核，不影响使用功能。

3.0.7 新建建筑上建设光伏系统应与同步设计、同步施工、同步验收，与建筑工程同时投入使用。

3.0.8 建筑光伏系统应用的设备和材料应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的有关规定。

3.0.9 建筑光伏系统应用的环境保护、劳务安全与职业健康和消防要求应符合现行国家标准《光伏电站设计标准》GB 50797 和《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的有关规定。

4 规划与建筑设计

4.1 一般规定

4.1.1 建筑光伏系统的外观应与建筑风格相协调。

4.1.2 在既有建筑上安装光伏系统，不应影响建筑的采光、通风，不应引起建筑能耗的增加。

4.1.3 建筑光伏系统的建筑设计应符合建筑构件的各项物理性能要求，根据当地的特点，作为建筑构件的光伏发电组件应采取相应的防冻、防冰雪、防过热、防雷、抗风、抗震、防火、防腐蚀等技术措施。

4.1.4 对光伏组件可能引起的二次辐射和光污染应进行分析并采取相应的措施。

4.1.5 光伏组件尺寸和形状的选择宜与建筑模数尺寸相协调，且应符合现行国家标准《建筑模数协调标准》GB/T 50002 的有关规定。

4.1.6 光伏组件的燃烧性能和耐火等级不应低于所在建筑物部位要求的材料的燃烧性能和耐火等级。

4.2 规划设计

4.2.1 根据建设地点的地理位置、气候特征及太阳能资源条件，确定建筑的布局、朝向、间距、群体组合和空间环境。

4.2.2 安装光伏系统的建筑不应降低建筑物本身的日照标准和相邻建筑的日照标准。

4.2.3 光伏组件在建筑群体中的安装位置应合理规划，避免建筑自身及构件、周围设施和绿化种植对光伏组件造成日照遮挡。

4.3 建筑设计

4.3.1 建筑光伏系统与支撑结构作为建筑突出物时，应符合现行国家标准《民用建筑设计统一标准》GB 50352 的有关规定。

4.3.2 建筑光伏系统的设计应根据建筑效果、设计理念、可利用面积、安装场地和周边环境等因素选择光伏组件的类型、尺寸、颜色和安装位置。

4.3.3 建筑设计应为建筑光伏系统的安装提供条件，并应在安装光伏组件的部位采取安全防护措施。

4.3.4 光伏组件的布置应满足建筑物的美观要求。

4.3.5 光伏组件不宜设置于易触摸到的地方，且应在显著位置设置高温和触电的标识。

4.3.6 建筑光伏系统应采取防止光伏组件损坏、坠落的安全防护措施。

4.3.7 光伏组件直接作为屋顶围护结构使用时，其材料和构造应符合屋面防水等级要求。

4.3.8 建筑光伏方阵不应跨越建筑变形缝。

4.3.9 光伏组件应避开排油烟烟口、屋面排风、排烟道、通气管、空调系统等构件布置。

4.3.10 作为遮阳或采光构件的光伏组件设计应符合下列规定：

1 在建筑透光区域设置光伏组件应符合现行国家标准《建筑采光设计标准》GB 50033 的有关规定；

2 作为遮阳构件的光伏组件应符合室内采光和日照的要求并应符合遮阳系数的要求；

3 光伏窗应符合采光、通风、观景等使用功能的要求；

4 用于建筑透光区域的光伏组件；其接线盒不应影响室内采

光。

4.3.11 光伏组件表面色彩选择应符合下列规定：

- 1 光伏组件的色彩应与建筑整体色调相匹配；
- 2 光伏组件边框的颜色应与光伏电池的色彩及建筑整体设计相匹配；
- 3 对色彩有特殊要求的光伏组件，应根据设计要求确定。

4.4 光伏建筑一体化

4.4.1 构成建筑围护结构的光伏组件应与建筑整体有机结合，并应满足建筑防护、保温、节能、防火、防水、防雷和防漏电及结构安全等技术要求。

4.4.2 由光伏组件构成的幕墙、采光顶、雨篷及屋面面层等光伏构件，应满足建筑相应部位的热工性能、刚度、强度、采光、防雷等要求及防水、排水功能要求。

4.4.3 构成建筑围护结构的光伏幕墙和光伏采光顶的技术性能应符合国家现行标准《建筑幕墙》GB/T 21086、《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 和现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113、《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的相关规定。

4.5 构造要求

4.5.1 光伏组件的安装不应影响所在部位的雨水排放。

4.5.2 多雪地区的建筑屋面安装光伏组件时，宜设置便于人工融雪、清扫的安全通道。

4.5.3 光伏组件宜采用易于维修、更换的安装方式。

4.5.4 光伏组件安装方式应根据光伏组件在设计安装条件下光伏电池最高工作温度设计，保证系统安全稳定运行。当光伏组件平行于安装部位时，其与安装部位的间距应符合安装和通风散热的要求。

4.5.5 屋面防水层上安装光伏组件时，应采取相应的防水措施。光伏组件的管线穿过屋面处应预埋防水套管，并应做防水密封处理。建筑屋面安装建筑光伏系统不应影响屋面防水的周期性更新和维护。

4.5.6 平屋面上安装光伏组件应符合下列规定：

- 1 安装光伏系统的建筑平屋面宜为上人屋面；
- 2 光伏方阵应设置方便人工清洗、维护的设施与通道；
- 3 在平屋面防水层上安装光伏组件时，其支架基座下部应增设附加防水层；
- 4 光伏组件周围屋面、检修通道、屋面出入口和光伏方阵之间的人行通道上部宜铺设保护层；
- 5 光伏组件应选择不影响屋面排水功能的基座形式和安装方式。

4.5.7 坡屋面上安装光伏组件应符合下列规定：

- 1 坡屋面的坡度宜与光伏组件在该地区年发电量最多的安装角度相同；
- 2 光伏组件宜采用平行于屋面、顺坡镶嵌或顺坡架空的安装方式；
- 3 光伏瓦宜与屋顶普通瓦模数相匹配，不应影响屋面正常的排水功能。

4.5.8 阳台或平台上安装光伏组件应符合下列规定：

1 安装在阳台或平台栏板上的光伏组件支架应与栏板主体结构上的预埋件牢固连接；

2 构成阳台或平台栏板的光伏组件，应符合刚度、强度、防护功能和电气安全要求，其高度应符合护栏高度的要求；

3 应采取保护人身安全的防护措施。

4.5.9 墙面上安装光伏组件应符合下列规定：

1 光伏组件与墙面的连接不应影响墙体的保温构造和节能效果；

2 对设置在墙面的光伏组件的引线穿过墙面处，应预埋防水套管；穿墙管线不宜设在结构柱处；

3 光伏组件镶嵌在墙面时，宜与墙面装饰材料、色彩、风格等协调处理；

4 当光伏组件安装在窗面上时，应符合窗面采光等使用功能要求。

4.5.10 金属屋面上安装光伏组件应符合下列要求：

1 光伏组件直接安装在金属屋面上时，应与屋面主体结构牢固连接，并满足金属屋面荷载及保温、防水、排水等性能的要求；

2 宜采用与光伏组件模数协调的光伏专用压型金属板，预留光伏组件下方通风对流散热通道，便于安装和排水，并与屋面主体结构牢固连接；光伏专用压型金属板应采用直立锁边等构造方式；

3 采用光伏专用压型金属板屋面时，宜采用专用卡接件或专用胶固定光伏组件；

4 坡度较小的金属屋面安装晶硅光伏组件时，宜采用无积污隐患的光伏组件；

5 在原屋面满足增设光伏组件及配件荷载的前提下,可直接安装在原屋面上,并不应破坏原屋面的保温、防水和排水等性能。

4.5.11 光伏采光顶、透光光伏幕墙、光伏窗应采取隐藏线缆和线缆散热的措施,并应方便线路检修。

4.5.12 光伏组件不宜设置为可开启窗扇。

4.5.13 采用螺栓连接的光伏组件,应采取防松、防滑措施;采用挂接或插接的光伏组件,应采取防脱、防滑措施。

5 结构设计

5.1 一般规定

5.1.1 建筑光伏系统的结构设计应包括下列内容：

- 1 结构方案设计，包括结构选型、构件布置及传力途径；
- 2 作用及作用效应分析；
- 3 结构的极限状态设计；
- 4 结构及构件的构造、连接措施；
- 5 耐久性的要求；
- 6 支架位移和变形；
- 7 符合特殊要求结构的专门性能设计。

5.1.2 建筑光伏系统的结构设计应符合下列规定：

- 1 建筑附加建筑光伏系统的结构设计使用年限不应小于 25 年；
- 2 建筑集成建筑光伏系统的支撑结构，其结构设计使用年限不应小于其替代的建筑构件的设计使用年限。

5.1.3 光伏采光顶结构构件的结构计算应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的有关规定。

5.1.4 光伏幕墙构件的结构计算应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的有关规定。

5.1.5 作为建筑构件的光伏发电组件的结构设计应包括光伏发电组件强度及刚度校核、支撑构件的强度及刚度校核、光伏发电组件与支撑构件的连接计算、支撑构件与主体结构的连接计算。

5.2 设计参数

5.2.1 建筑附加建筑光伏系统结构构件承载力验算应符合下列规定：

1 无地震作用效应组合时，承载力应符合下式要求：

$$\gamma_0 S \leq R \quad (5.2.1-1)$$

式中：S——荷载按基本组合的效应设计值；

γ_0 ——结构构件重要性系数，应按各有关建筑结构设计规范的规定采用；

R——构件抗力设计值。

2 有地震作用效应组合时，承载力应符合下式要求：

$$S_E \leq R/\gamma_{RE} \quad (5.2.1-2)$$

式中： S_E ——地震作用和其他荷载按基本组合的效应设计值；

γ_{RE} ——结构构件承载力抗震调整系数，取 1.0。

5.2.2 当建筑光伏系统结构作为一个刚体，需验算整体稳定性时，应按下列公式中最不利组合进行验算：

$$\gamma_0(1.2S_{G2k} + 1.4\gamma_{L1}S_{Q1k} + \sum_{i=2}^n \gamma_{Li}S_{Qi k}) \leq 0.8S_{G1k} \quad (5.2.2-1)$$

$$\gamma_0(1.35S_{G2k} + 1.4\sum_{i=1}^n \varphi_{ci}\gamma_{Li}S_{Qi k}) \leq 0.8S_{G1k} \quad (5.2.2-2)$$

式中： S_{G1k} ——起有利作用的永久荷载效应的标准值；

S_{G2k} ——起不利作用的永久荷载效应的标准值；

$S_{Qi k}$ ——第 i 个可变荷载标准值 Q_{ik} 计算的荷载效应值，其中 S_{Q1k} 为诸可变荷载效应中起控制作用者；

γ_{Li} ——第 i 个可变荷载考虑设计使用年限的调整系数，应按照现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的规定采用，其中 γ_{L1} 为主导可变荷载 Q_1 考虑设计使用年限的调整系数；

φ_{ci} ——第 i 个可变荷载 Q_i 的组合值系数；

n——参与组合的可变荷载数。

5.2.3 玻璃的强度设计值及其他物理力学性能应符合现行行业标

准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113 的有关规定。

5.2.4 钢材的强度设计值及其他物理力学性能应按现行国家标准《钢结构设计标准》GB 50017 和《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018 的规定采用。

5.2.5 铝合金材料的强度设计值及其他物理力学性能应按现行国家标准《铝合金结构设计规范》GB 50429 的规定采用。

5.2.6 配重式支架结构附加屋面光伏系统的支撑系统应计算其整体抗滑移、抗倾覆能力。在 9 度以上地震地区不宜设置配重式支架结构附加屋面光伏系统。

5.3 荷载和作用

5.3.1 持久设计状况和短暂设计状况的建筑光伏系统结构构件计算，应包括重力荷载、屋面活荷载、检修荷载、雪荷载、风荷载和温度作用的效应。作用效应组合的计算方法应符合现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的有关规定。

5.3.2 偶然设计状况下建筑光伏系统的抗震设计，应计入地震作用的效应。作用效应组合应符合现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011 的有关规定。

5.3.3 建筑附加建筑光伏系统的风荷载应按下式计算：

$$w_k = \beta_{gz} \mu_s \mu_z \omega_0 \quad (5.3.3)$$

式中： w_k ——风荷载标准值（ kN/m^2 ）；

β_{gz} ——阵风系数，应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的规定采用；

μ_z ——风压高度变化系数，应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的规定采用；

μ_s ——风荷载体型系数,应按本标准第 5.3.4 条的规定采用;
 ω_0 ——基本风压(kN/m²),应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的规定采用。

5.3.4 风荷载体型系数应按下式计算:

$$\mu_s = \mu_{s0} \times \beta \quad (5.3.4)$$

式中: μ_{s0} ——风荷载局部体型系数,按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 计算围护结构构件及其连接件的风荷载局部体型系数;

β ——调整系数,根据不同形式的附加式屋面光伏系统构造,调整系数取值如下:

1 对于平屋面上设置带倾角的附加式屋面光伏系统,调整系数应分区域取值(图 5.3.4-1 和图 5.3.4-2)。

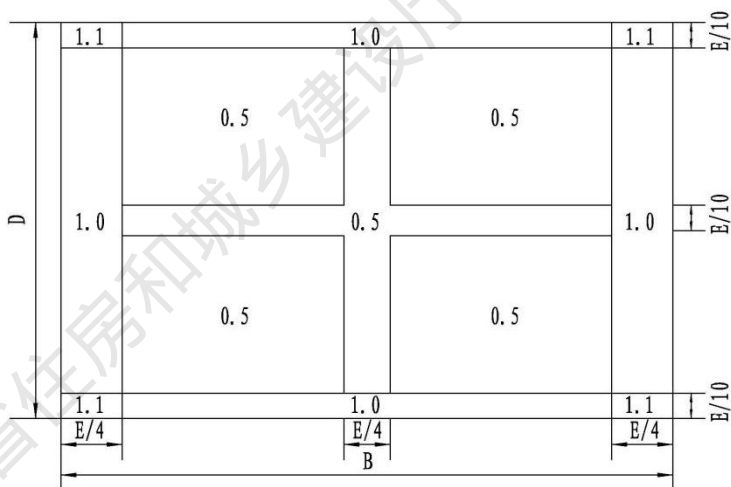


图 5.3.4-1 无女儿墙平屋面

B—建筑迎风宽度

注: E 应取 2H 和 B 中较小值, H 为屋顶高度。

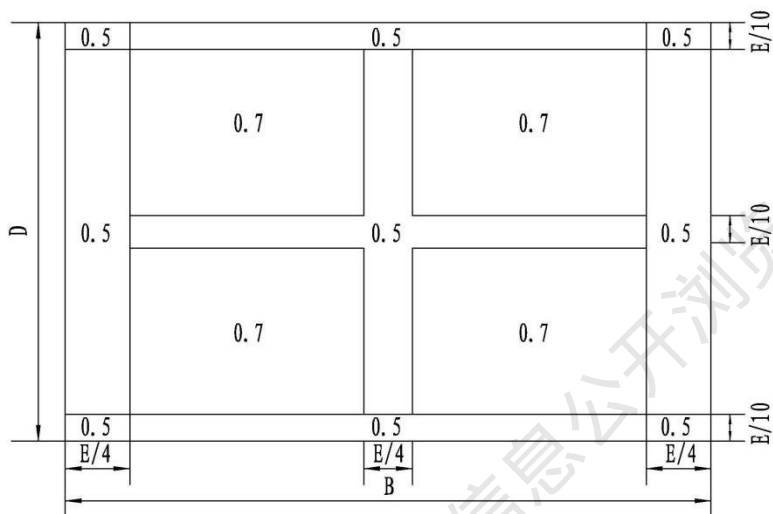


图 5.3.4-2 带 1.5m 高女儿墙平屋面

B—建筑迎风宽度

注：E 应取 $2H$ 和 B 中较小值。

2 对于单坡屋面上设置平行于屋面坡度的附加式屋面光伏系统，调整系数应分区域取值（图 5.3.4-3）。

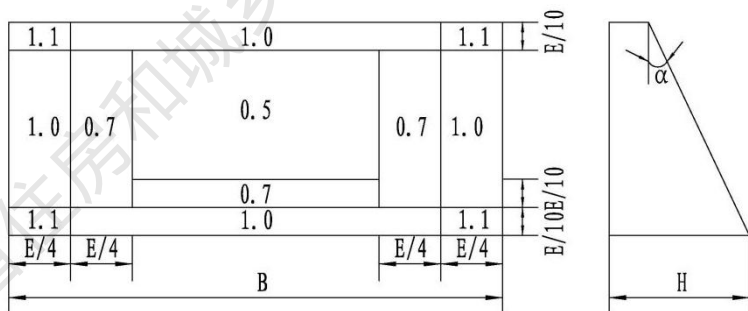


图 5.3.4-3 单坡屋面

H—屋顶高度；B—建筑迎风宽度

注：E 应取 $2H$ 和 B 中较小值

3 对于双坡屋面上设置平行于屋面坡度的附加式屋面光伏系统，调整系数应分区域取值（图 5.3.4-4）。

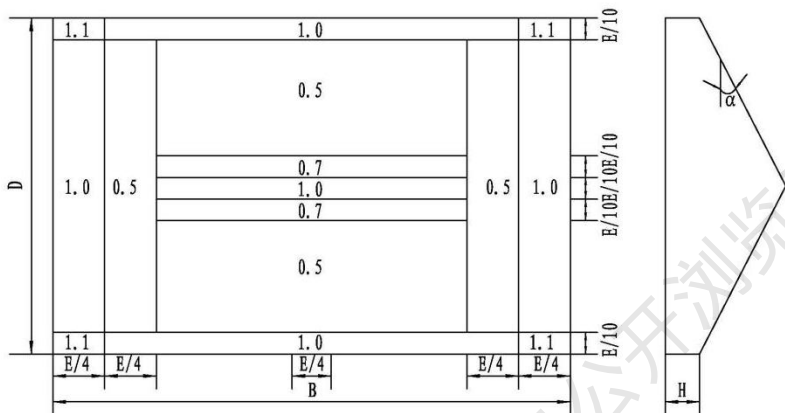


图 5.3.4-4 双坡屋面

H—屋顶高度；B—建筑迎风宽度

注：E 应取 2H 和 B 中较小值。

5.3.5 建筑光伏系统的地震荷载可按等效静力法计算，当结构动力影响较大时，应采用时程分析法对结构进行分析。

5.4 光伏构件结构设计

5.4.1 光伏构件所选用的玻璃应符合现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113 的有关规定。

5.4.2 光伏构件挠度计算宜按照有限元方法进行，也可按现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 进行计算。

5.4.3 光伏构件的挠度应符合建筑构件及光伏组件功能的规定。

5.4.4 带边框的光伏构件其边框挠度不应大于其计算跨度的 1/120。

5.5 支撑结构设计

5.5.1 荷载标准值作用下产生的挠度应符合表 5.5.1 的规定。

表 5.5.1 荷载标准值作用下产生的挠度

铝合金结构	1/180
钢结构	1/200

5.5.2 在风荷载标准值作用下，面板支架的顶点水平位移不宜大于其高度的 1/150。

5.6 连接结构设计

5.6.1 支撑与主体结构的连接应能承受光伏方阵结构传来的应力，并应能有效传递至主体结构。

5.6.2 在金属屋面和瓦屋面上安装建筑光伏系统，支撑系统所承受的荷载应通过连接件传递至屋面檩条。

5.6.2 建筑光伏方阵的支撑系统与主体混凝土结构宜通过预埋件连接。预埋件的计算宜采用有限元的方法进行，也可按现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 计算。

5.6.3 当光伏方阵的支撑系统与主体混凝土结构采用后加锚栓连接时，应符合下列规定：

- 1** 锚栓连接应进行承载力现场试验和极限拉拔试验；
- 2** 锚栓在可变荷载作用下的承载力设计值应取其承载力标准值除以系数 2.15，在永久荷载作用下的承载力设计值应取其承载力标准值除以系数 2.5；
- 3** 每个连接点锚栓不应少于 2 个，锚栓直径不应小于 10mm；
- 4** 碳素钢锚栓应进行防腐蚀处理；
- 5** 在地震设防区应使用抗震型锚栓。

6 光伏系统设计

6.1 一般规定

6.1.1 建筑光伏系统设计前应取得建设项目所在地的下列环境资料：

- 1 太阳能资源数据和资源分析报告；
- 2 建设项目所在地抗震设防要求；
- 3 工程建设地基本风压和基本雪压；
- 4 工程建设地盐雾及酸雨腐蚀性；
- 5 近 10 年年均沙尘暴次数、建筑物雷击次数以及空气污染、

能见度情况；

- 6 周围建筑用户对噪声和光污染的控制要求。

6.1.2 建筑光伏系统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。

6.1.3 建筑光伏系统接入电网设计前宜取得下列资料：

1 建筑光伏系统装机容量、发电量、年利用小时数、投运时间及运行周期；

2 接入电网电压等级、主变容量、主变预留容量、出线间隔预留及扩建条件；

3 线缆敷设方式、型号、长度及路径；

4 接入点其他电源的类型和接入容量；

5 工业用电、商业用电、居民用电等用电负荷类型；

6 建筑用电负荷及区域用电负荷；

7 用电负荷区域内电能质量要求；

8 远程调度要求；

9 上网电量和用网电量计量点及计量方式；

10 消纳方式。

6.1.4 建筑光伏系统应根据建筑物光照条件、建筑结构、使用功能、用电负荷等情况，结合建筑外观、结构安全、并网条件、发电效率、运行维护等因素进行设计。

6.1.5 用户侧并网的建筑光伏系统宜采用分散逆变、就地并网的接入方式，并入公共电网的建筑光伏系统宜采用分散逆变、集中并网的接入方式。

6.1.6 并网建筑光伏系统应配置具有通信功能的电能计量装置和相应的电能量采集装置，独立建筑光伏系统应配置计量装置。

6.1.7 建筑光伏系统应对系统光伏组件背板表面温度、室外温度、太阳能总辐照量进行监测，对系统的发电量进行计量。

6.1.8 建筑光伏系统中逆变器、汇流箱、变压器、配电柜、无功补偿装置等应满足环境温度、相对湿度、海拔高度、地震烈度、

污秽等级等使用环境条件要求。

6.2 系统接入

6.2.1 建筑光伏系统的并网接入应符合现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319、《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964、《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865 和《光伏电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866 的有关规定。

6.2.2 建筑光伏系统的并网电压等级宜根据装机容量按表 6.2.2 选取，最终并网电压等级应根据电网条件，通过技术经济比选论证确定。当高低两级电压均具备接入条件时，宜采用低电压等级接入。

表 6.2.2 光伏系统并网电压等级

单个并网点容量	并网电压等级
$S \leq 20\text{kW}$	380 (220) V
$20\text{kW} < S \leq 400\text{kW}$	380V
$400\text{kW} < S \leq 6\text{MW}$	10 (6) kV
$6\text{MW} < S \leq 20\text{MW}$	35kV

6.2.3 建筑光伏系统的无功功率和电压调节能力应符合现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 和《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的有关规定。建筑光伏系统无功补偿容量应计算逆变器调节能力、汇集线路、变压器和送出线路的无功损耗等因素，必要时应增加无功补偿装置。

6.2.4 建筑光伏系统的电能质量中，谐波、电压偏差、三相电压不平衡、电压波动和闪变等应符合现行国家标准《电能质量 公用

电网谐波》GB/T 14549、《电能质量 公用电网间谐波》GB/T 24337、《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325、《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543、《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326 的有关规定。建筑光伏系统向公共连接点注入的直流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

6.2.5 建筑光伏系统公共连接点处电能质量在线监测装置应符合现行国家标准《电能质量监测设备通用要求》GB/T 19862 的有关规定。

6.2.6 建筑光伏系统应在并网点设置易于操作、可闭锁、具有明显断开点的并网断开装置，并应符合下列规定：

1 通过 380V 电压等级并网的建筑光伏系统,连接电源和电网的专用低压开关柜应具有包含提示性文字和符号的醒目标识。标识的形状、颜色、尺寸和高度应按现行国家标准《安全标志及其使用导则》GB 2894 和《光伏发电站标识系统编码导则》GB / T 35691 的规定执行；

2 建筑光伏系统 10（6）kV~35kV 电压等级电气系统，应按现行国家标准《安全标志及其使用导则》GB 2894 和《光伏发电站标识系统编码导则》GB/T 35691 在电气设备和线路附近标识“当心触电”等提示性文字和符号。

6.2.7 电能计量装置及电能计量远方终端应符合下列规定：

1 建筑光伏系统电能计量点应设在光伏系统与电网的产权分界处，用户侧并网的建筑光伏系统还应在并网点光伏电源侧装设电能计量装置；

2 建筑光伏系统电能计量装置应符合现行行业标准《电能量计量系统设计规程》DL/T 5202 的有关规定；

3 电能计量装置选型与配置应符合下列规定：

- 1) 电能计量装置应具备双向有功和四象限无功计量功能;
 - 2) 通过 10 (6) kV 及以上电压等级接入电网的光伏系统的上网电量关口点应配置相同的两块表计, 两块表计应按主/副方式运行;
 - 3) 关口表的技术性能应符合现行行业标准《多功能电能表》DL/T 614 和《多功能电能表通信协议》DL/T 645 的有关规定。
- 4 电能表与互感器准确度等级, 应符合下列规定:
- 1) 关口计量点的电能表准确度等级不应低于有功 0.5S 级、无功 2.0 级;
 - 2) 电压互感器准确度等级应为 0.2 级, 电流互感器准确度等级不应低于 0.5S 级;
 - 3) 关口表的技术性能应符合现行行业标准《多功能电能表》DL/T 614 和《多功能电能表通信协议》DL/T 645 的有关规定。

5 建筑光伏系统配置的远方终端应符合现行行业标准《电能计量系统设计规程》DL/T 5202 的有关规定。

6.2.8 通过 10 (6) kV 及以上电压等级并网的建筑光伏系统, 光伏系统至调度端应具备至少一路调度通信通道。

6.2.9 建筑光伏系统应优先就近消纳、就地平衡, 不宜远距离、跨区域送电。

6.3 光伏发电一次系统

6.3.1 建筑光伏系统的电气主接线应符合现行国家标准《光伏发电电站设计标准》GB 50797。

6.3.2 光伏阵列易受遮光影响、组件布置倾角和朝向不同时，建筑光伏系统宜选择具有多路最大功率点跟踪功能的逆变设备。建筑光伏系统中，逆变器同一个最大功率点跟踪回路接入的光伏组件串的电压、组件朝向、安装倾角、阴影遮挡影响等宜一致。

6.3.3 独立建筑光伏系统中逆变器的功率应符合交流侧负荷最大功率及负荷特性的要求。

6.3.4 独立建筑光伏系统中光伏组件的安装容量应根据负载特性、当地太阳能资源条件，结合储能装置效率、建筑光伏系统效率等因素确定。

6.3.5 连接在建筑光伏系统直流侧的设备，其允许的工作电压等级应高于光伏组件串在当地昼间极端气温下的最大开路电压。

6.3.6 直流汇流箱、组串式逆变器宜靠近光伏方阵布置，室内布置的逆变器、汇流箱、变压器应采取散热通风措施。

6.4 光伏方阵

6.4.1 根据太阳能资源、气象条件、使用环境、安装容量、安装场地面积和特点、负荷特性和运行管理方式等因素确定光伏方阵。

6.4.2 光伏方阵中，同一光伏组件串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致，光伏组件串的串联数应符合现行国家标准《光伏发电站设计标准》GB 50797 的规定。

6.4.3 光伏方阵采固定式或倾角可调式布置时，方阵倾角应结合当地的太阳能资源、风速、雨水、积雪等条件进行选择。

6.5 主要设备选择

6.5.1 建筑光伏发电系统的主要电气设备选择应符合下列要求：

1 电气设备的带电导体、元件都应有外壳隔离保护，并需要依靠钥匙或工具才能打开门、盖板或解除联锁；

2 电气设备的构造和元件布置应便于操作和检修；

3 电气设备应满足所安装地点的温度、散热、日晒、灰尘、污秽、湿度等环境条件；湿热、工业污秽严重和沿海滩涂地区使用的所有电气设备，应考虑潮湿、污秽及盐雾的影响；

4 室内箱体的防护等级不应低于 IP20，室外箱体的防护等级不应低于 IP54。

6.5.2 光伏组件应根据组件类型、峰值功率、转换效率、温度系数、尺寸和重量、功率辐照度特性、机械性能、电气性能和使用寿命等技术条件进行选择。

6.5.3 光伏组件的类型选择应符合下列要求：

1 依据河南省的太阳辐射量、气候特征、场地面积等因素，经技术经济比较后确定；

2 宜选用与建筑、结构相协调的光伏组件或光伏构件，光伏构件应符合相应建筑部品或构件的技术要求；

3 光伏组件的电气使用寿命应不低于 25 年；

4 光伏构件的机械结构寿命不低于相应建筑构件的使用寿命；

5 用于建筑光伏发电系统的光伏组件的反射比应低于 0.15；

6 对于受阴影遮挡影响较大的建筑部位安装的光伏组件，宜选用弱光性能好的组件；

7 当光伏组件安装倾角小于 10° 时，宜选用具有防积灰、自清洁等功能的组件；

8 当建筑承载受限时，宜采用轻质光伏组件。

6.5.4 逆变器应按形式、容量、相数、频率、功率因数、过载能力、效率、输入输出电压、最大功率点跟踪，保护和监测功能、通信接口、温升、冷却方式、防护等级等技术条件进行选择，

6.5.5 用于并网光伏发电系统的逆变器性能应符合现行国家标准《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 的规定，并网逆变器应根据设备额定功率、直流输入路数、交流额定电压等进行选型，并应与其接入的光伏方阵容量相匹配。

6.5.6 光伏组串汇流箱应依据型式、绝缘水平、电压、输入回路数、输入额定电流、防护等级等技术条件进行选择，并符合国家现行标准《光伏电站汇流箱技术要求》GB/T 34936 的规定

6.5.7 建筑光伏发电系统的并网箱或并网柜应符合下列要求：

- 1 并网箱或并网柜内应设置有通断、隔离、保护的断路器；
- 2 断路器应具备短路速断功能，可选用框架、塑壳，微断等形式；
- 3 并网箱或并网柜应具备过压、欠压保护功能，同时宜具备过压、欠压自恢复功能；
- 4 并网箱或并网柜宜具备剩余电流动作保护功能。

6.5.8 建筑光伏发电系统直流侧电弧保护的设置应符合现行国家标准《光伏发电系统直流电弧保护技术要求》GB/T 39750 的规定，光伏发电系统直流电弧保护装置宜由电弧检测器和电弧断路器组成，并应符合下列要求：

- 1 保护装置在检测到故障电弧并动作后，应能切断发生电弧故障的光伏组串，并发出可视的告警信号，当不能判断发生电弧故障的组串时应关停故障电弧所在的整个阵列；

2 保护装置的过流分断能力不应小于电弧断路器安装处短路电流的 1.25 倍；

3 保护装置动作时间应小于发生电弧 2.5 秒且电弧能量小于 750 焦尔时；

4 保护装置复位可采用就地手动复位、远程手动复位或自动复位三种方式；

5 如果有绝缘监测装置，可不设独立的对地并联电弧保护装置。

6.6 变压器及配电装置

6.6.1 建筑光伏系统升压变压器的选择应符合现行行业标准《导体和电器选择设计规程》DL/T 5222 的有关规定，参数宜符合现行国家标准《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451、《干式电力变压器技术参数和要求》GB/T 10228 和《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 20052 的有关规定。

6.6.2 建筑光伏系统升压变压器的选择应符合下列规定：

1 宜选用自冷式低损耗电力变压器；

2 当无励磁调压电力变压器不满足电力系统调压要求时，应采用有载调压电力变压器；

3 升压变压器容量可按建筑光伏系统的最大连续输出容量进行选取，且宜选用标准容量；

6.6.3 0.4kV~35kV 电压等级的配电装置宜采用柜式结构，配电柜宜布置于户内。户外的要求

6.6.4 装有配电装置的房间可设固定窗采光，并应采取防止雨、雪、小动物、风沙及污秽尘埃进入的措施。

6.6.5 高低压配电设备选择及布置应符合现行国家标准《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060、《20kV 及以下变电所设计规范》GB 50053 和《低压配电设计规范》GB 50054 的有关规定。

6.6.6 预装式变电站的选择及布置应符合现行国家标准《高压/低压预装式变电站》GB/T 17467 的有关规定。

6.7 自用电系统

6.7.1 建筑光伏系统自用电系统的电压宜采用 380V，自用电系统应采用动力与照明网络共用的中性点直接接地方式。

6.7.2 自用电工作电源引接方式宜符合下列规定：

1 当建筑光伏系统设有接入母线时，宜从接入母线上引接供给自用负荷；

2 可由建筑配电系统引接电源供给建筑光伏系统自用负荷；

3 逆变器及升压变压器的用电可由各发电单元逆变器交流出线侧引接。

6.7.3 并网建筑光伏系统应采用与建筑配电系统相同的供电电源方式。操作电源采用直流供电时，蓄电池组电压可采用 220V 或 110V。

6.8 无功补偿装置

6.8.1 建筑光伏系统无功补偿装置应按电力系统并网接入要求配置。

6.8.2 无功补偿装置的性能应符合现行国家标准《光伏电站无功补偿技术规范》GB/T 29321 的规定。

6.8.3 无功补偿装置应根据环境条件、设备技术参数及运行维护和检修条件选定。

6.9 电气二次及监控系统

6.9.1 监控系统应符合下列规定：

1 通过 10kV 及以上电压等级并网的建筑光伏系统的监控系统应包括数据采集、数据处理、控制操作、防误闭锁、报警、事件处理、人际交换、对时、通信等基本功能，功能、性能应符合现行国家标准《光伏电站监控系统技术要求》GB/T 31366 的有关规定；

2 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；

3 通过 10kV 及以上电压等级接入电网的建筑光伏系统的监控系统，应具备接收并执行电网调度部门远方发送的有功和无功功率出力控制指令能力。

6.9.2 建筑光伏系统继电保护应符合下列规定：

1 通过 10kV 及以上电压等级接入电网的建筑光伏系统配置的继电保护装置应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的有关规定。通过 380V 电压等级接入电网的建筑光伏系统宜采用熔断器或断路器，可不配置专用的继电保护装置；

2 建筑光伏系统接入配电网时，应对建筑光伏系统送出线路及相邻线路现有保护进行校验，当不符合规定时应重新配置；

3 当建筑光伏系统接入配电网后使单侧电源线路变为双电源线路时，应按双侧电源线路设置保护配置；

4 建筑光伏系统交流母线可不设专用母线保护,发生故障时
可由母线有源连接元件的保护切除故障。

6.9.3 建筑光伏系统并网自动化系统应符合下列规定:

1 并网建筑光伏系统应具备防孤岛保护功能。

2 建筑光伏系统设计为不可逆并网方式时,应配置逆向功率
保护设备。逆功率保护应具有当检测到逆向电流超过额定输出
的 5%时,建筑光伏系统应在 2s 内自动降低出力或停止向电线路
送电。

3 通过 10kV 及以上电压等级并网的建筑光伏系统,应根据
调度自动化系统的要求及接线方式,提出远动信息采集要求远动
信息应包括并网状态,建筑光伏系统有功、无功、电流等运行信
息,逆变器状态信息,无功补偿装置信息,并网点的频率电压信
息,继电保护及自动装置动作信息。

4 通过 10kV 及以上电压等级并网的建筑光伏系统应符合电
力系统二次安全防护总体要求。

6.10 储能和柔性直流配电

6.10.1 建筑光伏系统配置的储能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 的有关规定。

6.10.2 储能系统配置应符合下列规定:

1 储能系统的容量应根据负荷特点满足平滑出力的要求;

2 储能系统的容量应根据建筑光伏系统需存储电量、负荷大
小以及需要连续供电时间等确定,在符合存储多余电量的前提下,
应减小储能容量的配置。

6.10.3 储能系统的容量宜根据建筑整体用电柔度,并结合用电负荷、建筑光伏发电出力、电池充放电效率以及建筑电力交互需求等因素,按典型日平衡原则进行确定。

6.10.4 直流配电的电压等级不宜多于三级,并宜采用 DC750V ($\pm 375\text{V}$)、DC220V ($\pm 110\text{V}$) 和 DC48V 等通用电压等级。

6.10.5 光伏和储能宜通过独立的回路接入直流母线,并宜与直流用电设备接入同一直流母线。

6.10.6 光伏与直流母线连接的变换器应符合下列规定:

1 变换器选型应以直流母线侧的额定功率、额定电压和额定电流为依据;

2 变换器应具备最大功率点跟踪和稳压功能;

3 变换器宜采用模块化结构,并可通过热拔插的方式进行更换;

4 变换器应具备速断和反时限保护以及电压异常保护功能;

5 变换器宜采用非隔离升压型直直变换器。

6.10.7 直流回路均应设置过负荷保护及短路保护,并应具备电流上升率保护、低电压保护、过电压保护、过热保护、漏电流保护和逆功率保护等功能。

6.10.8 直流母线宜配置绝缘监测装置。

6.10.9 保护装置应具有精准切除故障的功能。

6.10.10 光伏和储能设备的通信协议应与调度控制系统相匹配。

6.10.11 光储直柔系统应尽量接入具有柔性调节能力的负载,最大化系统的柔性调节能力;柔性控制应通过三级用电负荷和建筑储能进行调节,二级及以上用电负荷不应参与调节。

6.10.12 光储直柔的控制系统应具备下列功能:

1 优先利用建筑光伏发电;

- 2 根据用户需求和设备用电柔度实现用电分级调度；
- 3 通过控制直流母线电压，调整直流设备用电功率，实现功率主动响应功能；
- 4 通过调节储能系统和用电设备实现电力交互。

6.11 过电压保护、接地和安全措施

6.11.1 建筑光伏系统防雷接地应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 和《光伏发电站防雷技术要求》GB/T 32512 的有关规定，建筑光伏系统的防雷及接地保护宜与建筑物防雷及接地系统合用，安装建筑光伏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 。

6.11.2 建筑光伏系统交流侧电气装置过电压保护和接地应符合现行国家标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064 和《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 的有关规定。

6.11.3 光伏组件金属边框应与金属支架可靠连接、连续贯通，单个光伏方阵支架与建筑接地系统应采取至少两点连接。

6.11.4 光伏组件直接作为建筑的外围护结构时，应配置快速关断装置。快速关断装置应符合下列要求：

- 1 快速关断装置应设置在易操作的位置，当人工启动快速关断装置时，建筑光伏系统不得自动重新启动。
- 2 设置火灾自动报警系统的建筑物，快速关断装置应与火灾自动报警系统联动。

6.12 电缆选型和敷设

6.12.1 电缆选型及敷设等应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217、《建筑电气与智能化通用规范》GB 55024 和《民用建筑电气设计标准》GB 51348 的有关规定。当敷设环境温度超过线缆运行环境温度时，应采取隔热措施。

6.12.2 建筑光伏系统用电缆导体宜采用铜芯；应用于组件到组串汇流箱的直流电缆应镀锡。

6.12.3 建筑光伏发电系统用直流电缆应符合现行行业标准《光伏发电系统用电缆》NB/T 42073 的要求。

6.12.4 建筑光伏发电系统用交流电缆应符合现行国家标准《额定电压 1kV($U_m = 1.2\text{kV}$)到 35 kV($U_m = 40.5\text{kV}$)挤包绝缘电力电缆及附件》GB/T 12706 和《额定电压 1 kV($U_m = 1.2\text{kV}$)到 35 kV($U_m = 40.5\text{kV}$)铝合金芯挤包绝缘电力电缆》GB/T 31840 的要求。

6.12.5 电缆敷设可采用直埋、保护管、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，电缆沟不得作为排水通路。电缆保护管宜隐蔽敷设并采取保护措施。

6.12.6 集中敷设于沟道、槽盒中的线缆应选用 C 类及以上阻燃电缆。

6.12.7 在有腐蚀或特别潮湿的场所采用电缆桥架布线时，应根据腐蚀介质的不同采取相应的防护措施；电缆桥架、线槽等支撑结构应采用耐腐蚀的刚性材料或采取防腐蚀处理。

6.12.8 光伏方阵内电缆桥架的铺设不应应对光伏组件造成遮挡。

6.13 发电量计算

6.13.1 光伏发电量预测应根据光伏阵列所在地的太阳能资源情况，并考虑建筑光伏系统设计、光伏方阵布置和环境条件等各种

因素后计算确定。

6.13.2 发电量的计算可按下式计算：

$$E_p = \sum_{i=1}^n H_{i,A} \times \eta_{i,zq} \times \eta_{i,yy} \times \eta_{i,rs} \times \eta_{i,wd} \times \eta_{i,ns} \times \eta_{i,nb} \times \frac{P_{AZ}}{E_s} \times K \quad (6.13.2)$$

式中： n —计算时段数，对于一个完整计算年，若按 1 小时间隔计算，则为 8760；

$H_{i,A}$ —计算时段水平面太阳总辐照量 ($\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$)；

$\eta_{i,zq}$ —计算时段光伏方阵太阳辐照量倾角、方位角修正系数；

$\eta_{i,yy}$ —计算时段光伏方阵太阳辐照量阴影遮挡损失修正系数；

$\eta_{i,rs}$ —计算时段光伏组件表面太阳入射角损失修正系数；

$\eta_{i,wd}$ —计算时段光伏组件工作温度修正系数；

$\eta_{i,ns}$ —计算时段逆变器输入功率限制引起的发电量损失修正系数，如果该时段逆变器没有功率限制，取 1；

$\eta_{i,nb}$ —计算时段太阳辐照条件下的逆变器输入功率对应的转化效率；

E_p —上网发电量 ($\text{kW}\cdot\text{h}$)；

E_s —标准条件下的辐照度 (常数= $1\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$)；

P_{AZ} —组件安装容量 (kWp)；

K —其他效率系数。其他效率系数 K 包括：光伏组件类型修正系数、建筑光伏系统可用率、光伏组件输出功率偏离峰值、组串适配损失、光伏组件衰减、集电线路损耗、升压变压器损耗、光伏组件表面污染站用电率等修正系数。

6.13.3 建筑光伏系统效率可按下式计算：

$$PR = \frac{E_p}{G_A \times \frac{P_{AZ}}{E_s}} \times 100\% \quad (6.13.3)$$

式中：PR—建筑光伏系统效率（%）；

G_A —光伏阵列面太阳总辐照量（kW•h/m²）。

6.13.4 光伏发电综合效率可按下式计算：

$$C_{PR} = \frac{E_p}{H_A \times \frac{P_{AZ}}{E_S}} \times 100\% \quad (6.13.4)$$

式中： C_{PR} —光伏发电综合效率（%）；

H_A —水平面太阳总辐照量（kW•h/m²）。

7 施工

7.1 一般规定

7.1.1 工程施工前应具备下列条件：

- 1 建设单位应取得相关的审批/备案文件；
- 2 施工通道应符合材料、设备运输的要求；
- 3 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审查完毕；
- 4 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；
- 5 工程定位测量基准应确立。

7.1.2 建筑光伏系统工程施工前应编制专项施工组织设计方案。

7.1.3 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。室外工程应根据需要制定季节性施工措施。

7.1.4 安装建筑光伏系统的建筑主体结构应完成验收。

7.1.5 采用脚手架施工时脚手架方案应与主体结构施工用脚手架相结合，并应经过验收合格后方可使用。

7.1.6 五级及以上大风、大雪、浓雾等恶劣气候应停止露天起重吊装和高处作业。

7.1.7 测量放线工作除应符合现行国家标准《工程测量标准》GB 50026 的有关规定外，尚应符合下列规定：

- 1 建筑光伏系统的测量应与主体结构的测量相配合，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。

7.1.8 施工现场临时用电应符合现行国家标准《建设工程施工现场供用电安全规范》GB 50194 的有关规定。

7.1.9 光伏组件安装的散热空间应符合设计要求。

7.1.10 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。

7.1.11 施工过程记录及相关试验记录应齐全。

7.1.12 消防工程应由具备相应等级的消防设施工程施工资质的单位承担,项目负责人及其主要的技术负责人应具备相应的管理或技术等级资格。

7.1.13 消防工程施工前应具备下列条件:

1 施工图纸应报当地消防部门审查通过。

2 工程中使用的消防设备和器材的生产厂家应通过相关部门认证。设备和器材的合格证及检测报告应齐全,且通过设备、材料报验工作。

7.2 土建工程

7.2.1 混凝土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 的有关规定。

7.2.2 钢结构工程的施工应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205 的有关规定。

7.2.3 铝合金工程的施工应符合现行国家标准《铝合金结构工程施工质量验收规范》GB 50576 的有关规定

7.2.4 屋顶建筑光伏系统支架连接部件的安装施工不应降低屋面的防水性能。施工损坏的屋面原有防水层应进行修复或重新进行防水处理。

7.2.5 支架连接部件的施工偏差应符合下列规定：

- 1 混凝土基座的尺寸允许偏差应符合表 7.2.5-1 的规定。**

表 7.2.5-1 混凝土基座的尺寸允许偏差

项目名称	允许偏差 (mm)
轴线	± 10
顶标高	0, -10
截面尺寸	± 20

- 2 锚栓、预埋件的尺寸允许偏差应符合表 7.2.5-2 的规定。**

表 7.2.5-2 锚栓、预埋件的尺寸允许偏差

项目名称		允许偏差 (mm)
锚栓	中心线位置	± 5
	标高 (顶部)	$\pm 20, 0$
预埋钢板	中心线位置	± 10
	标高	0, -5

- 3 金属屋面夹具的尺寸允许偏差应符合表 7.2.5-3 的规定。**

项目名称	允许偏差 (mm)
轴线	± 10
顶标高	0, -10
外形尺寸	± 5

7.2.6 支架安装应符合下列规定：

- 1 应在连接部件验收合格后安装支架。采用现浇混凝土基座时，应在混凝土的强度达到设计强度的 70%以上后安装支架；**
- 2 支架安装过程中不应破坏防腐涂层；**
- 3 支架安装过程中不应气割扩孔；热镀锌钢构件，不宜现场切割、开孔；**
- 4 支架安装的尺寸允许偏差应符合表 7.2.6 的规定。**

表 7.2.6 支架安装的尺寸允许偏差

项目名称	允许偏差
中心线偏差	$\pm 2\text{mm}$
梁标高偏差（同组）	$\pm 3\text{mm}$
立柱面偏差（同组）	$\pm 3\text{mm}$
平屋顶支架倾斜角度	$\pm 1^\circ$

7.2.7 现场宜采用机械连接的安装方式。当采用焊接工艺时，焊接工艺应符合下列规定：

- 1 现场焊接时应对影响范围内的型材和光伏组件采取保护措施；
- 2 焊接完毕后应对焊缝质量进行检查；
- 3 焊接表面应按设计要求进行防腐处理。

7.2.8 光伏幕墙连接部件和构件的安装施工应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 和《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139 的有关规定。

7.2.9 光伏采光顶连接部件和构件的安装施工应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的有关规定。

7.2.10 光伏遮阳连接部件和构件的安装施工应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 和《建筑遮阳通用技术要求》JG/T 274 的有关规定。

7.3 电气安装

7.3.1 电气设备安装时，应对设备进行编号；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。

7.3.2 光伏组件安装除应负荷现行国家标准《光伏电站施工规

范》GB 50794 的有关规定外，尚应符合下列规定：

1 光伏幕墙组件安装的允许偏差应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的规定；光伏采光顶和光伏遮阳组件安装的允许偏差应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的有关规定；

2 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；

3 不得在雨中进行光伏组件的连线作业；

4 接通光伏组件电路后不得局部遮挡光伏组件。

7.3.3 汇流箱的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；

2 汇流箱内元器件应完好，连接线应无松动；

3 汇流箱中的开关应处于分断状态，熔断器熔丝不应放入；

4 汇流箱内光伏组件串的电缆接引前，光伏组件侧和逆变器侧应有明显断开点；

5 汇流箱与光伏组件串进行电缆连接时，应先接汇流箱内的输入端子，后接光伏组件接插件；

7.3.4 逆变器的安装除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 的有关规定外，尚应符合下列规定：

1 应检查待安装逆变器的外观、型号、规格；

2 逆变器柜体应进行接地，单列柜与接地扁钢之间应至少选取两点进行连接；

3 逆变器交流侧和直流侧电缆接线前应检查电缆绝缘，校对电缆相序和极性；

4 集中式逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流箱侧有明显

断开点；

5 逆变器交流侧电缆接线前应确认并网柜侧有明显断开点。

7.3.5 二次设备、盘柜的安装及接线除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 的有关规定外，尚应符合设计要求。

7.3.6 电缆线路的施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》DL/T 5891 的有关规定。

7.3.7 电缆桥架和线槽的安装应符合下列规定：

1 槽式大跨距电缆桥架由室外进入室内时，桥架向外的坡度不应小于 1/100；

2 电缆桥架与用电设备跨越时，净距不应小于 0.5m；

3 两组电缆桥架在同一高度平行敷设时，净距不应小于 0.6m；

4 电缆桥架宜高出地面 2.5m 以上，桥架顶部距顶棚或其他障碍物不宜小于 0.3m，桥架内横断面的填充率应符合设计要求。

5 电缆桥架内缆线竖直敷设时，缆线的上端和每间隔 1.5m 处宜固定在桥架的支架上；水平敷设时，在缆线的首、尾、转弯及每间隔 3m~5m 处宜进行固定；

6 槽盖在吊顶内设置时，开启面宜保持 80mm 的垂直净空；

7 布放在线槽的缆线宜顺直不交叉，缆线不应溢出线槽；缆线进出线槽、转弯处应绑扎固定。

7.3.8 低压电器的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程低压电器施工及验收规范》GB 50254 的有关规定。

7.3.9 建筑光伏系统的防雷、接地施工除应符合设计要求和现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169 的有关规定外，尚应符合下列规定：

1 建筑光伏系统的金属支架应与建筑物接地系统可靠连接或单独设置接地；

2 带边框的光伏组件应将边框可靠接地，不带边框的光伏组件，固定结构的接地做法应符合设计要求；

3 盘柜、桥架、汇流箱、逆变器等电气设备的接地应牢固可靠、导电良好，金属盘门应采用裸铜软导线与金属构架或接地排进行接地。

7.3.10 蓄电池的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》GB 50172 的有关规定。

7.3.11 母线装置的施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》GB 50149 的有关规定。

7.3.12 电力变压器的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GB 50148 的有关规定。

7.3.13 高压电器设备的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》GB 50147 的有关规定。

7.3.14 环境监测仪的安装除应满足设计文件及产品的技术要求外，尚应符合下列规定：

1 环境温度传感器应安装在能反映环境温度的位置；

2 太阳辐射传感器应安装稳固，安装位置应全天无遮挡，安装垂直度偏差不应超过 2° ；

3 风向传感器和风速传感器水平安装时，偏差不应超过 2° ；

4 各类环境监测仪的安装位置应避开建筑的排气口和通风口。

7.3.15 通信电缆布线应符合下列规定：

1 通信电缆应采用屏蔽线，不宜与强电电缆共同敷设，线路

不宜敷设在易受机械损伤、有腐蚀性介质排放、潮湿以及有强磁场和强静电场干扰的区域,宜使用钢管屏蔽;

2 线路不宜平行敷设在高温工艺设备、管道的上方和具有腐蚀性液体介质的工艺设备、管道的下方;

3 监控控制模拟信号回路控制电缆屏蔽层,宜用集中式一点接地;

4 通信电缆与其他低压电缆合用桥架时,应各置一侧,中间宜采用隔板分隔。

7.4 系统调试

7.4.1 建筑光伏系统的调试应包括光伏组件串、汇流箱、逆变器、配电柜、二次系统、储能系统等设备调试及建筑光伏系统的联合调试。

7.4.2 设备和系统调试前,应完成安装工作并验收合格;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。受电后无法进行或影响运行安全的工程应施工完毕。

7.4.3 调试前应按设计图纸确认设备接线正确无误,牢固无松动;确认电气设备的参数符合设计值;确认设备及各回路电缆绝缘良好,符合接地要求;确认设备及线路标识清晰、推确。

7.4.4 光伏组件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 的方法进行,并应符合下列规定:

- 1 同一光伏组件串的组件生产厂家、型号及技术参数应一致;
- 2 测试宜在辐照度不低于 $600\text{W}/\text{m}^2$ 的条件下进行;
- 3 接入汇流箱内的光伏组件串的极性测试应正确;
- 4 相同测试条件下,同一汇流箱内各分支回路光伏组件串之

间的开路电压偏差不应大于 2%且不应超过 5V；

5 在发电情况下，对同一汇流箱内各光伏组件串的电流进行检测，在相同测试条件下，光伏组件串之间的电流偏差不应超过 5%。

7.4.5 汇流箱的调试可按现行国家标准《光伏发电站汇流箱检测技术规程》GB/T 34933 的有关规定进行，并应符合下列规定：

- 1 汇流箱中输出断路器应处于分断状态，熔断器熔丝未放入。
- 2 汇流箱及内部浪涌保护器接地应牢固、可靠。
- 3 汇流箱的投、退顺序应符合下列规定：
 - 1) 汇流箱的总开关具备灭弧功能时，其投、退应按下列步骤执行：先投入光伏组件串开关或熔断器，后投入汇流箱开关；先退出汇流箱开关，后退出光伏组件串开关或熔断器。
 - 2) 汇流箱总输出采用熔断器，分支回路光伏组件串的开关具备灭弧功能时，其投、退应按下列步骤执行：先投入汇流箱输出熔断器，后投入光伏组件串开关；先退出箱内所有光伏组件串开关，后退出汇流箱输出熔断器。
 - 3) 汇流箱总输出和分支回路的光伏组件串均采用熔断器时，投、退熔断器前，均应将逆变器解列。

7.4.6 逆变器调试应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB 50794 的有关规定。配电柜的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 和《低压成套开关设备和电控设备基本试验方法》GB/T 10233 的有关规定。

7.4.7 电化学储能系统的调试除应符合国家现行标准《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》DL/T 724、《电化学储能系统储能变流器技术要求》GB/T 34120、《储能变流器检

测技术规程》GB/T 34133 的有关规定外，尚应检测电化学储能电池反接保护、防雷保护、防反向放电保护。

7.4.8 建筑光伏系统无功补偿装置的设备调试应符合现行国家标准《光伏电站无功补偿技术规范》GB/T 29321、《光伏电站无功补偿装置检测技术规程》GB/T 34931 中的有关规定。

7.4.9 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。

7.4.10 建筑光伏系统在完成分步调试、具备电网接入条件后应进行系统联合调试，系统联合调试应符合下列规定：

1 合上逆变器电网侧交流空开，测量电网侧电压和频率应符合逆变器并网要求；

2 在电网电压、频率均符合并网要求的情况下，合上任意一至两路汇流箱输出直流空开，并合上相应直流配电柜空开及逆变器侧直流空开，直流电压值应符合逆变器输入条件；

3 交流、直流均符合并网运行条件，且逆变器无异常，启动逆变器并网运行开关，检测直流电流、三相输出交流电流波形符合要求，逆变器运行应正常；

4 在试运行过程中，听到异响或发现逆变器有异常，应停止逆变器运行；

5 正常运行后，应检测功率限制、启停机、紧急停机等功能；

6 应逐步增加直流输入功率检测各功率点运行时的电能质量。

7.4.11 建筑光伏系统并网投运应符合国家现行标准的有关规定。

7.4.12 独立建筑光伏系统调试时应首先确认接线正确、无极性反接及松动情况，合上直流侧断路器后检查设备指示应正常，启动逆变器，电源及电压表指示正确后合上交断路器。

8 验收

8.1 一般规定

8.1.1 建筑光伏系统工程验收前，应在安装施工中完成下列隐蔽项目的现场验收：

- 1 预埋件或后置螺栓（或锚栓）连接件；
- 2 基座、支架、光伏组件四周与主体结构的连接节点；
- 3 基座、支架、光伏组件四周与主体结构之间的建筑构造做法；
- 4 系统防雷与接地保护的连接节点；
- 5 隐蔽安装的电气管线工程。

8.1.2 建筑光伏系统工程验收应根据其施工安装特点进行分部分项工程验收和竣工验收。

8.1.3 所有验收应做好记录，签署文件，立卷归档。

8.1.4 建筑光伏系统工程验收应符合现行国家标准《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015 和《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655 的相关规定，；其他相关的建筑工程验收，应按现行国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300 的要求进行。

8.2 分部分项工程验收

8.2.1 分部分项工程验收宜根据工程特点分期进行。

8.2.2 对影响工程安全和系统性能的工序，必须在本工序验收合格后才能进入下一道工序的施工，主要工序包括以下内容：

- 1 在屋顶光伏系统工程施工前，进行屋顶防水工程的验收；
- 2 在光伏组件或方阵支架就位前，进行基座、支架和框架的验收；
- 3 在建筑管道井封口前，进行相关预留管线的验收；
- 4 太阳能光伏系统电气预留管线的验收；
- 5 在隐蔽工程隐蔽前，进行施工质量验收；
- 6 既有建筑增设或改造的太阳能光伏系统工程施工前，进行建筑结构和建筑电气安全检查。

8.2.3 建筑光伏系统分部工程质量验收合格标准应符合下列规定：

- 1 质量控制资料应完整；
- 2 分部工程所含分项工程的质量验收应合格；
- 3 观感质量验收应符合要求。

8.2.4 建筑光伏系统分项工程质量验收合格标准应符合下列规定：

- 1 分项工程所含的各检验批均应符合质量合格标准要求；
- 2 分项工程所含的各检验批质量验收记录应完整。

8.2.5 建筑光伏系统单位工程质量验收合格标准应符合规定：

- 1 质量控制资料应完整；
- 2 单位工程所含分部工程的质量验收应合格；
- 3 主要功能项目的抽查结果应符合相应的技术要求；
- 4 观感质量验收应符合要求。

8.3 竣工验收

8.3.1 建筑光伏系统工程交付用户前，应进行竣工验收。

8.3.2 建筑光伏系统应按本标准8.1.1~8.1.4、8.2.1~8.2.5的有关规定进行验收。建筑光伏系统的光伏组件或方阵检查测试表应按本

标准附录A的格式填写。

8.3.3 工程竣工验收应符合下列规定：

- 1 竣工资料应完整齐备，至少包含表 8.3.3 中的内容；其中光伏组件最高工作温度的测试方法应按本标准附录 B 进行；
- 2 工程应按批准的设计要求进行建设；
- 3 应检查已完工程在设计、施工、设备制造安装等过程中与质量相关资料的收集、整理和签证归档情况；
- 4 应检查施工安全管理情况；
- 5 工程应具备运行或进行下一阶段工作的条件；
- 6 应对验收遗留问题提出处理意见。

表 8.3.3 竣工验收资料核查资料

编号	竣工验收核查资料	检查标准和依据
1	项目基本信息和文件	项目的基本信息提供，检查项目必需的文件资料及合同要求的技术文件
2	系统设备的合同符合性	对光伏系统设备种类、技术规格、数量以及主要性能进行合同符合性检查
3	系统的调试	检查光伏系统调试报告
4	系统性能检测	对建筑光伏系统年发电量和组件背板最高工作温度进行检测，检测结果应对照设计要求进行核查
5	系统的检查	检查光伏系统各个分系统的功能和质量

9 运行与维护

9.1 一般规定

9.1.1 建筑光伏系统正式投运前，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。

9.1.2 建筑光伏系统的运行与维护人员应具有相应的专业技能。

9.1.3 建筑光伏系统应建立管理制度、编写应急预案，管理制度及应急预案的关键条款应张贴在醒目位置。

9.1.4 建筑光伏系统运行与维护应符合现行国家标准《光伏发电站安全规程》GB/T 35694、《电气设备应用场所的安全要求 第1部分：总则》GB/T 24612.1、《电气设备应用场所的安全要求 第2部分：在断电状态下操作的安全措施》GB/T 24612.2和《配电线路带电作业技术导则》GB/T 18857的有关规定。

9.1.5 建筑光伏系统的光伏组件应根据实际情况选择人工擦拭、冲洗或机器清洗；清洗过程严禁踩踏光伏组件，严禁使用腐蚀性溶剂或硬物工具，严禁在风力大于4级、大雨或大雪的气象条件下清洗。

9.1.6 建筑光伏系统的运行出现异常时应及时进行处理。

9.1.7 每年对光伏系统、支架及锚固结构等至少应进行一次检查。在极端天气来临前应对设备加强巡检，并应采取相应防护措施。极端天气以后及系统重新投运前，应对系统进行全面检查。

9.1.8 建筑光伏系统的警告标识等不得缺失、模糊。

9.1.9 建筑光伏系统中的计量设备和器具应定期进行校验。

9.1.10 建筑光伏系统的消防通道应保持畅通，消防器具应保持完

备并应在使用期内，疏散标识应定期检查。

9.1.11 建筑光伏系统运行与维护记录应及时归档。

9.1.12 建筑光伏系统通过10kV及以上电压等级并网，应将建筑光伏系统的运行参数上传至电网调度机构，并接受电网调度机构控制制冷。

9.2 光伏方阵

9.2.1 建筑光伏系统的光伏组件运行维护过程中不应损坏光伏组/构件的表面及封装结构，影响光伏支撑系统的稳固性和建筑物的结构与性能。

9.2.2 建筑光伏系统应定期对外观、一致性、接地性能、电流-电压特性、组件内部缺陷进行检测。

9.2.3 光伏组件出现下列异常状态时应及时维护或更换：

- 1 封装材料及边框破损、腐蚀；
- 2 封装材料灼焦及明显的颜色变化；
- 3 封装结构内有明显的结露、进水及气泡；
- 4 接线盒变形、开裂、烧毁，电缆破损，接线端子接触不良。

9.2.4 建筑光伏系统应定期检查光伏方阵遮挡情况。当光伏方阵被遮挡时，应及时进行处理。

9.2.5 建筑光伏系统的光伏组件、支架等的紧固情况应定期检查，出现松动应及时紧固，出现腐蚀、损坏应及时维修。

9.2.6 雨、雪、大风、冰雹等恶劣天气过后应及时检查光伏方阵，发现异常应及时进行处理。大雪天气中可根据情况对光伏方阵进行临时巡检，应采取保障措施后进行积雪清扫。

9.3 电气设备

9.3.1 建筑光伏系统电气设备的运行环境应符合设计要求。

9.3.2 建筑光伏系统中逆变升压等高压设备的安装结构应定期检查，电气设备试验应符合现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596的有关规定。

9.3.3 电气设备的散热器件应定期检查，出现异常时应及时维修。

9.3.4 电气设备的接线端子紧固情况应定期检查，出现松动时应及时紧固。

9.3.5 断路器应定期检查，主触点有烧熔痕迹、灭弧罩烧黑或损坏时应及时维修。

9.3.6 逆变器、控制系统等电气设备异常时，应查明原因修复后方可开机。

9.3.7 电器设备熔断装置断裂、保护装置启动后应及时排除故障，并应更换符合设计要求的熔断器、保护装置复位。

9.3.8 电气设备的壳体及防护情况应定期检查，出现变形、锈蚀等影响防护等级的情况应及时修复。

9.3.9 应定期对直流配电系统的设备进行巡检和维护，并建立相应的巡检维护日志。

9.3.10 应定期检查不间断电源的电压、电流、温度，清洁电池极板及连接器，检查不间断电源的容量和健康状况，及时更换老化或故障的电源。

9.4 储能系统

9.4.1 建筑光伏系统中的蓄电池等设备的运行与维护应符合现行

行业标准《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》DL/T 724的有关规定。

9.4.2 建筑光伏系统中的蓄电池的运行环境与周期检验应符合现行国家标准《储能用蓄电池 第1部分：光伏离网应用技术条件》GB/T 22473.1的有关规定。

9.4.3 建筑光伏系统中储能系统的支撑结构、接线端子应定期检查，出现松动、腐蚀时应及时维修。

9.4.4 建筑光伏系统电化学储能电池出现漏液、变形时应及时处理。

9.5 防雷与接地

9.5.1 建筑光伏系统防雷与接地系统每年应定期检查，并应符合下列规定：

- 1** 避雷器接闪器、引下线等防雷装置应安装牢靠、连接良好，无断裂、锈蚀、烧损痕迹等；
- 2** 各关键设备内部浪涌保护器应符合设计要求，并应处于有效状态；
- 3** 各接地线及标识、标志应完好，接地电阻应符合设计要求。

9.5.2 建筑光伏系统各关键设备的防雷装置在雷雨季节到来之前，应进行检查并对接地电阻进行测试。不符合要求时应及时处理。雷雨季节后应再次进行检查。

9.5.3 地下防雷装置应根据土壤腐蚀情况，定期开挖检查其腐蚀程度，当出现严重腐蚀情况时应及时修复、更换。

9.5.4 建筑光伏系统防雷与接地系统的运行与维护应符合国家现行标准《光伏发电站防雷技术要求》GB/T 32512的有关规定。

9.6 电缆

9.6.1 建筑光伏系统中电缆进出电气设备、电缆沟槽管及墙体处的封堵状态应定期检查，发现封堵材料脱落应及时修补。

9.6.2 户外线缆的敷设和保护措施的完整性应定期检查，出现损坏应及时维修；电缆支架结构松动、腐蚀时应及时维修。

9.6.3 电缆沟、井、管、槽、架内的杂物应定期清理并应及时清理架空线路上的抛挂物。

9.6.4 户外电缆的连接情况应定期检查，出现脱落及松动时应及时维护。

9.6.5 电力线路的标牌应定期检查，丢失应及时补充，出现无法辨识时应及时更换。

10 系统能效评估

10.1 一般规定

10.1.1 能效评估应在系统正常运行后进行。

10.1.2 能效评估单位应具有相应评估能力,配备相应检测评估人员和仪器设备。

10.1.3 所有能效评估记录应存档妥善保管。

10.2 能效评估

10.2.1 建筑光伏系统的能效评估指标应包含:系统的光电转换效率、年发电量、年常规能源替代量、年二氧化碳减排量。其评价按照现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801执行。

10.2.2 能效评估前应检查资料,检查的资料应包括但不限于下列内容:

- 1 项目立项、审批/备案文件;
- 2 项目设计文件;
- 3 与建筑光伏系统相关的主要材料、设备和构件的质量证明文件、进场检验记录、进场核查记录、进场复验报告和见证试验报告;
- 4 与建筑光伏系统相关的隐蔽工程验收记录和资料;
- 5 建筑光伏系统中各分项工程质量验收记录,并核查部分检验批次验收记录;
- 6 项目对相关部位建筑日照、承重和安全的影响分析。

10.2.3 能效评估前应进行形式检查，建筑光伏系统的光伏组件、光伏方阵、储能系统、光伏控制器和逆变器等关键部件应有质检合格证书，性能参数应符合设计和现行相关标准的要求。光伏组件应有符合要求的检测报告。

10.2.4 能效评估应测试建筑光伏系统的光电转换效率，测试方法按照现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801进行。

10.2.5 能效评估完成后，应出具能效评估报告。能效评估报告应包括但不限于建筑光伏系统的项目概况、建筑光伏系统信息、形式检查结果、评估依据、测试仪器、测试结果、评估结论等内容。

附录 A 光伏组件/方阵检查测试项目

A.0.1 光伏组件/方阵检查测试项目应按表 A.0.1 的格式填写。

表 A.0.1 光伏组件/方阵检查测试项目

检查项目												
	组件串		方阵组串 过电流保护		直流电缆 1（汇流箱 出线）		直流电缆 2（直流柜 出线）		交流电缆（逆变器 出线）		逆变器	
	组件 型号	组件 数量	额定值 (A)	额定值 (V)	类 型	截面积 (mm ²)	类 型	截面积 (mm ²)	类 型	截面积 (mm ²)	序 号	型 号
1												
2												
3												
4												
...												
n												

续表 A.0.1

测试项目											
	现场组串测试				极性 检查	方阵绝缘电阻			接地 电阻 测试	开关装 置正常 运行	逆变器 正常运 行
	Vcc	Icc	辐照度 (W/m ²)	温度 (℃)		测试电压 (V)	正极对地绝缘 电阻 (MΩ)	负极对地绝缘 电阻 (MΩ)			
1											
2											
3											
4											
...											
n											

注：Vcc 为方阵开路电压，Icc 为方阵短路电流。

附录 B 光伏组件背板工作温度测试方法

B.0.1 当太阳能光伏系统的光伏组件类型、组件安装方式、系统与公共电网的关系相同，且系统装机容量偏差在 10%以内时，视为同一类型太阳能光伏系统。同一类型太阳能光伏系统被测试数量应为该类型系统总数量的 5%，且不得少于 1 套。

B.0.2 光伏组件背板工作温度的短期测试条件应符合下列规定：

- 1 在测试前，应确保系统在正常负载条件下连续运行 3d，测试期内的负载变化规律应与设计文件一致。
- 2 短期测试不应少于 3d，测试期间应包含每天当地太阳正午时前 2h 到太阳正午时候 2h 时段。
- 3 短期测试期间，太阳总辐照度应大于等于 $700\text{W}/\text{m}^2$ 。
- 4 短期测试期间，室外环境平均温度的允许范围为年平均环境温度 $\pm 10^\circ\text{C}$ ；环境空气的平均流动速率不应大于 $4\text{m}/\text{s}$ 。

B.0.3 光伏组件背板工作温度应采用自动检测仪检测，数据存储方式应适合于计算机分析。温度测量不确定度不应大于 0.5°C 。

B.0.4 温度传感器的安装应符合下列规定：

- 1 同一类型太阳能光伏系统温度检测点应不少于 3 个测点，测试点选取应兼顾不同朝向和位置，均匀分布，并避免测试期间检测点光伏组件被周边遮挡。
- 2 温度传感器应安装在靠近光伏组件背板表面中心并与受检表面紧密接触，且应避免阳光直接照射和室外固有冷热源的影响。

B.0.5 光伏组件背板工作温度测试期间数据记录间隔不应大于 600s，采样时间间隔不应大于 10s。

B.0.6 光伏组件背板最高工作温度的数据应取测量的最高值作为测试值，检测结果符合设计要求，判定合格；

本标准用词说明

1 为了便于在执行本标准条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1) 表示很严格，非这样做不可的：

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

2) 表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；

3) 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应该这样做的：

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”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为：“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

- 1 《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368
- 2 《光伏电站设计标准》GB 50797
- 3 《建筑模数协调标准》GB/T 50002
- 4 《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015
- 5 《民用建筑设计统一标准》GB 50352
- 6 《建筑采光设计标准》GB 50033
- 7 《建筑幕墙》GB/T 21086
- 8 《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB/T 29551
- 9 《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759
- 10 《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113
- 11 《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255
- 12 《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102
- 13 《建筑结构荷载规范》GB 50009
- 14 《钢结构设计标准》GB 50017
- 15 《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018
- 16 《铝合金结构设计规范》GB 50429
- 17 《建筑抗震设计规范》GB/T 50011
- 18 《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319
- 19 《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964
- 20 《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865
- 21 《光伏电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866
- 22 《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549
- 23 《电能质量 公用电网间谐波》GB/T 24337
- 24 《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325

- 25 《电能质量 三相电压不平衡》 GB/T 15543
- 26 《电能质量 电压波动和闪变》 GB/T 12326
- 27 《电能质量监测设备通用要求》 GB/T 19862
- 28 《安全标志及其使用导则》 GB 2894
- 29 《光伏电站标识系统编码导则》 GB/T 35691
- 30 《电能量计量系统设计规程》 DL/T 5202
- 31 《多功能电能表》 DL/T 614
- 32 《多功能电能表通信协议》 DL/T 645
- 33 《光伏发电并网逆变器技术要求》 GB/T 37408
- 34 《光伏并网逆变器技术规范》 NB/T 32004
- 35 《光伏电站汇流箱技术要求》 GB/T 34936
- 36 《光伏发电系统直流电弧保护技术要求》 GB/T 39750
- 37 《导体和电器选择设计规程》 DL/T 5222
- 38 《油浸式电力变压器技术参数和要求》 GB/T 6451
- 39 《干式电力变压器技术参数和要求》 GB/T 10228
- 40 《电力变压器能效限定值及能效等级》 GB 20052
- 41 《3~110kV 高压配电装置设计规范》 GB 50060
- 42 《20kV 及以下变电所设计规范》 GB 50053
- 43 《低压配电设计规范》 GB 50054
- 44 《高压/低压预装式变电站》 GB/T 17467
- 45 《光伏电站无功补偿技术规范》 GB/T 29321
- 46 《光伏电站监控系统技术要求》 GB/T 31366
- 47 《继电保护和安全自动装置技术规程》 GB/T 14285
- 48 《电化学储能电站设计规范》 GB 51048
- 49 《建筑物防雷设计规范》 GB 50057
- 50 《光伏电站防雷技术要求》 GB/T 32512

- 51 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064
- 52 《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065
- 53 《电力工程电缆设计标准》GB 50217
- 54 《建筑电气与智能化通用规范》GB 55024
- 55 《民用建筑电气设计标准》GB 51348
- 56 《光伏发电系统用电缆》NB/T 42073
- 57 《工程测量标准》GB 50026
- 58 《建设工程施工现场供用电安全规范》GB 50194
- 59 《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204
- 60 《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205
- 61 《铝合金结构工程施工质量验收规范》GB 50576
- 62 《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139
- 63 《建筑遮阳通用技术要求》JG/T 274
- 64 《光伏电站施工规范》GB 50794
- 65 《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
- 66 《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范》DL/T 5891
- 67 《电气装置安装工程 低压电器施工及验收规范》GB 50254
- 68 《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169
- 69 《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》GB 50172
- 70 《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》GB 50149
- 71 《电气装置安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GB 50148
- 72 《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》GB 50147
- 73 《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150

- 74 《低压成套开关设备和电控设备基本试验方法》GB/T 10233
- 75 《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》
DL/T 724
- 76 《电化学储能系统储能变流器技术要求》GB/T 34120
- 77 《储能变流器检测技术规程》GB/T 34133
- 78 《光伏电站无功补偿技术规范》GB/T 29321
- 79 《光伏电站无功补偿装置检测技术规程》GB/T 34931
- 80 《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150
- 81 《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655
- 82 《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300
- 83 《光伏电站安全规程》GB/T 35694
- 84 电气设备应用场所的安全要求 第1部分：总则》GB/T 24612.1
- 85 《电气设备应用场所的安全要求 第2部分：在断电状态下操作的安全措施》GB/T 24612.2
- 86 《配电线路带电作业技术导则》GB/T 18857
- 87 《电力设备预防性试验规程》DL/T 596
- 88 《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》
DL/T 724
- 89 《储能用蓄电池 第1部分：光伏离网应用技术条件》GB/T
22473.1
- 90 《光伏电站防雷技术要求》GB/T 32512
- 91 《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801

河南省工程建设标准

河南省民用建筑太阳能光伏系统应用技术标准

DBJ41/T 136-20××

条文说明

河南省住房和城乡建设厅信息公开浏览专用

目 次

1	总 则	68
2	术 语	69
3	基本规定	70
4	建筑与光伏方阵结合设计	71
4.1	一般规定	71
4.2	规划设计	72
4.3	建筑设计	73
4.5	构造要求	75
5	结构设计	78
5.1	一般规定	78
5.2	设计参数	78
5.3	荷载和作用	78
6	光伏系统设计	79
6.1	一般规定	79
6.2	系统接入	79
6.3	光伏发电一次系统	80
6.4	光伏方阵	80
6.5	主要设备选择	81
6.6	变压器及配电装置	81
6.10	储能和柔性直流配电	81
6.11	过电压保护、接地和安全措施	83
6.12	电缆选型和敷设	83
7	施工	84
7.1	一般规定	84
7.2	土建工程	85
7.3	电气安装	86
7.4	系统调试	87
8	验收	88
8.1	一般规定	88

8.2	分项分部工程验收	88
9	运行与维护	89
9.1	一般规定	89
9.3	电气设备	89

1 总 则

1.0.1 建筑工程中利用太阳能光伏发电技术正在成为建筑节能降碳的新趋势。中原经济区的建设为光伏建筑的应用提供广阔的空间。广大工程技术人员，尤其是建筑工程设计人员，只有掌握了光伏系统的设计、安装、验收和运行维护等方面的工程技术要求，才能促进光伏系统在建筑中的应用，并达到与建筑结合。

1.0.2 目前，除了在新建、扩建、改建的建筑工程中设计安装光伏系统的项目不断增多，在既有建筑中安装太阳能光伏系统的项目也在增多。编制标准时对这两个方面的适应性进行了研究，使规程在两个方面均可适用。

1.0.3 新建建筑安装太阳能光伏系统时，光伏系统设计应纳入建筑工程设计；如有可能，一般建筑设计应为将来安装太阳能光伏系统预留条件。

1.0.4 建筑太阳能光伏系统应用技术涉及规划、建筑、结构、电气等专业，各专业已有规范的内容除明确引用为本规程外，本规程不再重复。因此，设计时除执行本规程外，尚应符合其他有关标准的相关规定，主要有：《民用建筑设计通则》（GB 50352）、《住宅建筑规范》（GB 50368）、《通用用电设备配电设计规范》（GB 50055）、《供配电系统设计规范》（GB 50052）、《建筑物电气装置》（GB 16895.6）、《民用建筑电气设计规范》（JGJ 16）等。

2 术 语

2.0.1 目前常用的光伏组件有单晶硅光伏组件、多晶硅光伏组件、非晶硅薄膜光伏组件、碲化镉薄膜光伏组件和高倍聚光光伏组件。

2.0.2 光伏构件在建筑中，一般包括建材型光伏构件和组件型光伏构件等模块化形式。前者是指将太阳能电池与瓦、砖、卷材、玻璃等建筑材料复合在一起成为不可分割的建筑构件或建筑材料，如光伏瓦、光伏砖、光伏屋顶卷材、光伏幕墙等。后者是指与建筑构件组合在一起或独立成为建筑构件的光伏构件，如光伏雨篷构件、光伏遮阳构件等。

2.0.3 光伏方阵不包括基座、太阳跟踪器、温度控制器等类似的部件。如果一个方阵中有不同结构类型的组件，或组件的连接方式不同，一般将结构和连接方式相同的部分方阵称为子方阵。

2.0.4 并网逆变器可将电能变换成一种或多种电能形式，以供后续电网使用。并网逆变器一般包括最大功率点跟踪等功能。

3 基本规定

3.0.5、3.0.6 对于新建的建筑光伏系统，在进行结构设计时，应将建筑光伏系统纳入建筑主体结构和围护结构的荷载计算中。对于在既有建筑上附加建筑光伏系统时，应考虑建筑使用年限及功能的要求，对既有建筑进行结构及电气安全复核。

4 建筑与光伏方阵结合设计

4.1 一般规定

4.1.1 建筑光伏系统是建筑的有机组成部分,尤其是采用光伏建筑一体化形式时,建筑光伏系统与建筑功能更是密不可分。建筑光伏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,在设计建筑光伏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,合理规划建筑光伏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。

4.1.2 当光伏组件作为建筑围护结构,且不使用光伏中空玻璃时,有可能影响建筑围护结构的热工性能。因此,可通过对建筑光伏系统的发电量与围护结构的热工损失,进行比较和权衡,来判断建筑光伏系统对建筑节能的贡献。

4.1.3 一般情况下,建筑的设计寿命是光伏系统寿命的2倍~3倍,光伏组件及系统其他部件在构造、形式上应利于在建筑围护结构上安装,便于维护、修理、局部更换。因此建筑设计不仅要考虑地震、风荷载、雪荷载、冰雹等自然破坏因素,还应为光伏系统的日常维护,尤其是光伏组件的安装、维护、日常保养、更换提供必要的安全便利条件。

布置在金属屋面的建筑光伏系统设计应符合现行行业标准

《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的相关要求；光伏幕墙设计应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 133 的相关要求；光伏遮阳设计应符合现行行业标准《建筑用铝合金遮阳板》JG/T 416 和《建筑遮阳通用要求》JG/T 274 的相关要求。

4.1.4 建筑上安装的光伏组件应优先选择光反射较低的材料，避免自身引起的太阳光二次辐射对本栋建筑或周围建筑造成光污染。

4.1.5 标准太阳能电池常规尺寸：非晶硅薄膜太阳能电池常规模数有三种(单位均为 mm)：1245×635、1300×1100、1400×1100；铜铟镓硒薄膜太阳能电池常规模数有三种：1190×789.4、1190×1580、1190×630；晶体硅太阳能电池常规模数有两种：125×125，156×156。光伏组件尺寸在常规模数基础上有 3mm~5mm 的允许偏差。在圆形或不规则形状屋顶或墙面安装光伏组件时，往往受到总面积和光伏组件回路模数的影响，此时，采用外形一致但无发电功能的光伏组件予以填充，此类光伏组件称为“装饰片”，其外形往往呈现不规则形状。除了充作“装饰片”的光伏组件不安装接线盒和单线外，其他部分的材料和制作工艺应一致。

4.2 规划设计

4.2.2 安装太阳能光伏系统的建筑，间距应满足所在地区日照间距要求，且不得因布置光伏系统而降低相邻建筑的日照标准。

4.2.3 光伏组件安装在建筑屋面、阳台、墙面或其他部位，不应有任何障碍物遮挡太阳光。光伏组件总面积根据需要电量、建筑上允许的安装面积、当地的气候条件等因素确定。有时，为争取更多的采光面积，建筑平面往往凹凸不规则，容易造成建筑自身

对太阳光的遮挡。除此以外，对于体形为 L 形、U 形的平面，也要注意避免自身的遮挡。在进行建筑周围的景观设计和绿化种植时，要避免对投射到光伏组件上的阳光造成遮挡，从而保证光伏组件的正常工作。

4.3 建筑设计

4.3.1 建筑上安装的突出于建筑本体的光伏系统，不能因为其对阳光的遮挡而使本建筑及其他相邻建筑不符合相关日照标准要求，并符合现行国家标准《民用建筑设计统一标准》GB 50352 的要求。

4.3.2 光伏组件的选择应结合建筑功能、建筑外观与周围环境条件进行。目前应用的光伏组件有以下几种：光伏单玻组件、光伏夹层玻璃、光伏中空玻璃、光伏瓦(包括陶土背板、玻璃背板等)、光伏柔性卷材、光伏光热一体化构件、光伏真空玻璃、有机材料光伏组件、蜂窝板光伏组件等。

4.3.5 光伏组件安装于人们不宜触摸到的地方，在光伏组件背面贴上高温和触电的标识，以示警惕。

4.3.6 安装在建筑上的光伏系统，除应配置带电警告标识外，还应做好充分的防护措施，实现光伏系统与建筑有机结合的同时，不影响原建筑功能，符合建筑结构、电气性能、安全性的要求。光伏组件属于脆性材料，容易受到物体和人体冲击而破碎。除了需具备抗撞击的性能外，还需采取必要的措施保证偶然破裂后的安全性。

4.3.8 建筑主体结构在伸缩缝、沉降缝、抗震缝的变形缝两侧会发生相对位移，光伏组件跨越变形缝时容易遭到破坏，造成漏电、脱落等。所以光伏组件不应跨越主体结构的变形缝。

4.3.10 建筑物的采光设计必须符合现行国家标准《建筑采光设计标准》GB 50033 的采光要求。普通光伏组件所用布纹超白钢化玻璃具有阻挡视线的作用。安装在观光处的光伏组件应采用光面超白钢化玻璃制作高透光率双玻光伏组件。为了节约成本，高透光率双玻光伏组件背面的玻璃可以采用普通光面钢化玻璃。普通光伏组件的接线盒一般粘在背面，接线盒较大，影响美观，因此设计时应将接线盒设置在边角处或隐藏起来。旁路二极管没有了接线盒的保护，要考虑采用其他方法来保护，可将旁路二极管和连接电缆线隐藏在幕墙骨架结构或线槽中，避免阳光直射和雨水侵蚀建材型光伏构件的透光率可通过调整晶体硅太阳能电池的间距进行控制，也可通过对晶体硅太阳能电池激光打孔获得透光效果。

薄膜光伏组件的透光率可按下式计算：

$$\varphi = \varphi_a + (X \times Z - A_a - A_b \times \varphi_c) \div (X \times Z) \quad (1)$$

式中： φ —透光率(%)；

φ_a —薄膜太阳能电池透光率(%)；

X —光伏组件边框长度(mm)；

Z —光伏组件边框宽度(mm)；

φ_c —所有玻璃的透光率总和(%)， $\varphi_c = \varphi_{c1} \times \varphi_{c2} \times \varphi_{c3} \cdots$ ； φ_{c1} ， φ_{c2} ， $\varphi_{c3} \cdots$ 分别为组成光伏组件从外到内所有玻璃的透光率；

A_a —薄膜太阳能电池面积总和(mm²)；

A_b —边框面积(不带边框的取 0)(mm²)。

晶体硅光伏组件的透光率可按下式计算：

$$\varphi = (X \times Z - A_{Si} - A_b) \times \varphi_c \div (X \times Z) \quad (2)$$

式中： A_{Si} —所有晶体硅太阳能电池面积总和，穿孔型晶体硅太阳能电池应减去空洞部分(mm²)。

4.3.11 光伏组件的色彩可通过调整背板玻璃的颜色和花纹来达到色彩一致的要求或其他建筑效果的要求。

4.5 构造要求

4.5.1 光伏组件不应影响安装部位建筑雨水系统设计，不应造成局部积水、防水层破坏、渗漏等情况。

4.5.2 冬季光伏组件上的积雪不易清除，因此在多雪地区的建筑屋面上安装光伏组件时，宜设置便于人工融雪、清扫的安全通道。

4.5.4 光伏组件在工作时自身温度会升高，可达 70℃ 以上，会对围护结构保温、输配电电缆等产生不利影响，甚至存在安全隐患，因此组件供应商应给出在设计安装方式下，项目所在地的组件在太阳辐照最高等不利工作条件下的组件背板最高工作温度，设计人员应该据此温度设计其安装方式。

安装光伏组件时，应采取必要的通风降温措施以抑制其表面温度升高。一般情况下，组件与安装面层之间设置 50mm 以上的空隙，组件之间也留有空隙，会有效控制组件背面的温度升高。

4.5.5 在屋面防水层上安装光伏组件时，其与周围屋面材料连接部位应做好建筑构造处理，并应符合屋面整体的保温、防水等围护结构功能要求。如光伏组件支座与结构层相连时，防水层应包到支座和金属埋件的上部，形成较高的泛水，地脚螺栓周围缝隙容易渗水，应做密封处理；支架基座部位应做附加防水层。附加层宜空铺，空铺宽度不应小于 200mm。建筑屋面防水材料的使用寿命较短，需周期性更新和维护，所以在进行光伏组件安装时应考虑为防水材料的更新维护创造条件。

4.5.6 平屋面上安装光伏组件应符合以下要求：

2 应设置扫雪通道及人员安全保障设施。屋面光伏方阵之间应预留不小于 400mm 的检修通道。光伏方阵长度不宜过长,每隔 15m~20m 可设置一条检修通道。光伏幕墙宜在室内设置维修、更换通道。

3 光伏组件支座与结构层相连时,防水层应包到支座和金属埋件的上部,形成较高的泛水,地脚螺栓周围缝隙容易渗水,应做密封处理。

4 需要经常维修的光伏组件周围屋面、检修通道、屋面出入口以及人行通道上面应设置刚性保护层对防水层进行保护,一般可铺设水泥砖。

4.5.7 坡屋面上安装光伏组件应符合以下要求:

1 为了获得较多太阳光,屋面坡度宜采用光伏组件全年获得电能最多的倾角。一般情况下可根据当地纬度 $\pm 10^\circ$ 来确定屋面坡度。

2 安装在坡屋面上的光伏组件宜根据建筑设计要求,选择顺坡镶嵌设置或顺坡架空设置方式;顺坡架空在坡屋面上的光伏组件与屋面间宜留有大于 100mm 的通风间隙。控制通风间隙的目的有两个,一是通过加强屋面通风降低光伏组件背面温升,二是保证组件的安装维护空间。

4.5.8 阳台或平台上安装光伏组件应符合以下要求:

1 对不具有阳台栏板功能,通过其他连接方式安装在阳台栏板上的光伏组件,其支架应与阳台栏板上的预埋件牢固连接,并通过计算确定预埋件的尺寸与预埋深度,防止坠落事件的发生;

2 作为阳台栏板的光伏组件,应符合建筑阳台栏板强度及高度的要求。

3 光伏组件背面温度较高,或电气连接损坏都可能会引起安

全事故（儿童烫伤、电气安全），因此要采取必要的保护措施，避免人身直接接触光伏组件。

4.5.9 墙面上安装光伏组件应符合以下要求：

1 光伏组件安装具有外保温构造的墙体上时，其与墙面连接部位易产生冷桥，应做特殊断桥或保温构造处理；

2 预埋防水套管可防止水渗入墙体构造层；管线穿越结构柱会影响结构性能，因此穿墙管线不宜设在结构柱内；

3 光伏组件镶嵌在墙面时，应由建筑设计专业结合建筑立面进行统筹设计。

4.5.12 为了符合开启部位的设计要求，作为开启扇的光伏组件不宜并入建筑光伏系统。若需并入，应考虑开启处线缆的耐久性、统一的开闭和开启角度以及合理的并串联设计。

4.5.13 光伏组件采用螺栓连接时应加放松垫片，并拧紧固定牢固。

5 结构设计

5.1 一般规定

5.1.1 结构方案设计非常重要，不仅关系到建筑光伏系统自身的安全性，还关系到建筑主体的结构安全，同时还需要兼顾建筑光伏系统与主体建筑的协调美观和整体的经济性，因此要予以重视。

5.2 设计参数

5.2.1 附加式屋顶光伏系统根据现行国家标准《建筑结构可靠性设计统一标准》GB 50068 的规定，其结构安全等级属于第三级，结构构件重要性系数相应可取为 0.9。

5.3 荷载和作用

5.3.5 根据国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011-2010 第 5 章的内容，目前地震荷载的计算方法主要包括等效静力法(底部剪力法)、振型分解法和时程分析法。其中，第一种方法适用于形体规则的绝大多数建筑结构，而第三种方法主要适用于特别不规则建筑结构和高度比较高的建筑。其余建筑该标准采用振型分解法进行计算。对于普通的建筑光伏系统，一般结构形式都比较简单，因此，本标准推荐使用拟静力的方式对其地震荷载进行计算。对于建造在少数结构形式特别不规则、甲类建筑、高度比较高的建筑上的光伏系统，设计师可选择其他方法对其进行计算。

6 光伏系统设计

6.1 一般规定

6.1.3 建筑光伏系统装机容量按现行国家标准《光伏电站设计标准》GB 50797 的规定确定。

6.1.7 从全球范围来看，有较好效益的太阳能系统，大多设置了可对系统进行长期性能检测的仪表、设备，还可以通过网络远传相关数据，以便及时发现问题，调节系统的工作状态，实现系统的安全、优化运行，从而更好发挥太阳能系统的作用，达到最优的节能目的。

本条规定了太阳能建筑光伏系统进行监测时的具体检测参数，这些参数可反映系统的运行状态，以及系统工作运行而产生的实际效果和节能效益等；此外，相关参数也关系到太阳能系统的整体运行安全，可成为后续进行系统优化设计时的重要依据，并促进太阳能应用技术的可持续健康发展。

6.1.9 具有柔性调节能力的负载，即功率可主动或被动调整的负载。

6.2 系统接入

6.2.2 分布式光伏并网电压等级选择依据《河南省分布式光伏接入电网技术规范（试行）》：

装机容量在 0.4 兆瓦及以下时，采用 220/380 伏电压等级并网。根据居民住宅进户线载流量和可靠供电要求，合理确定接入用户内部电网的装机容量，充分发挥既有进户线作用；当装机容量

量超过进户线载流量时，经技术经济比较，可将全部装机或超出容量部分，采用专线汇集就近接入配变低压侧母线、分支箱或低压主干线，一般不改造进户线。当同一配变供电范围内开发规模超过低压网用电负荷且引起配变反向重过载或用户过电压时，可采用专变汇集升压后接入 10 千伏电网。

单个接入点装机容量在 0.4 兆瓦和 6 兆瓦之间时，采用 10 千伏电压等级并网。规模较大的整村光伏以及第三方开发的工业园区项目宜采用专线汇集升压方式接入 10 千伏公用电网。

装机容量在 6 兆瓦和 20 兆瓦之间，村庄规模较大或多个村连片开发、仓储物流园区等区域，经技术经济论证，可采用一回或多回 10 千伏线路接入公用电网变电站 10 千伏母线，也可通过一回 35 千伏专线接入公用电网变电站母线，或 T 接 35 千伏线路。

6.2.7 产权分界点处不适宜安装电能计量装置的，关口计量点由光伏系统业主与电网企业协商确定。

6.3 光伏发电一次系统

6.3.6 直流汇流箱、组串式逆变器靠近光伏方阵室外布置，在建筑发生火灾等紧急情况下可以切断带电直流导线进入室内，以尽可能保证室内灭火人员安全。

6.4 光伏方阵

6.4.2 光伏方阵设置倾角受建筑外形、使用功能等条件限制时，应在符合建筑要求的前提下，光伏方阵设置宜带一定角度，不宜完全水平布置。

6.5 主要设备选择

6.5.1 电气设备选择的要满足安全可靠、便于运维、符合使用环境等要求。

6.5.8 光伏发电系统所配置的直流电弧保护装置要满足相应的功能要求。

6.6 变压器及配电装置

6.6.2 当配合集中式逆变器采用双分裂变压器时，该变压器两个低压绕组间的穿越阻抗不宜过小，具体限值应符合集中式逆变器的参数要求，不同设备厂家会有所差异。

6.6.3 建筑光伏系统配电装置的设计应符合国家现行标准《高压配电装置设计技术规程》DL/T 5352、《低压配电设计规范》GB 50054 及《供配电系统设计规范》GB 50052 的有关规定。

6.10 储能和柔性直流配电

6.10.4 电压等级的选择有三个原则:一是用尽可能少的电压等级满足尽可能多的用电设备需求;二是尽可能选择更高的电压，降低电流，减小线缆截面面积和线路损耗;三是避免电击事故可能带来的人身伤害。

6.10.6 第 2 款：在相同的光照强度和温度条件下，光伏电池的输出功率随电压变化并存在一个最大值，为了提高光伏发电效率，光伏变换器应具备最大功率点跟踪功能。第 5 款:光伏变换器的作用是将光伏电池产生的电能馈入直流母线。为了降低工作损耗，提高光伏发电效率，光伏变换器宜采用非隔离型拓扑;在光伏变换

器损坏的情况下，光伏电池阵列的电压可能被直接引入直流母线，为了避免造成过压故障，光伏阵列的开路电压应低于直流母线电压，因此推荐采用升压型直直变换器。

6.10.13 首先应充分利用建筑光伏发电，供给建筑储能和用电设备，提高建筑光伏的消纳率。建筑储能和用电设备应具有功率和电量调节功能，来响应不同的电力供给情况。由于用电设备具有柔性，因此需要根据用户需求和不同设备用电柔度确定设备调节的优先级。实际运行中，监控系统能够提前对建筑光伏发电量和负荷量进行预测，在全时段内优化建筑储能和用电设备的调节模式。

6.11 过电压保护、接地和安全措施

6.11.3 带边框的光伏组件应将边框可靠接地；不带边框的光伏组件，应尽量利用屋面永久性避雷针(带)作为接闪器，当无法利用时应增设防雷设施。防雷接地设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的规定。

6.11.4 组件与组件之间加入组件级别的电子或物理关断器件，紧急情况发生时，远程一键关断使直流电压降到 80V 以内。

6.12 电缆选型和敷设

6.12.3 建筑光伏发电系统用直流电缆也可以采用符合欧美或国际标准要求的产品，这些标准主要有：《1.5kV 光伏系统用直流电缆》IEC 62930、《光伏发电系统用电缆》EN 50618 和《光伏电线》UL 4703 等。

7 施工

7.1 一般规定

7.1.1 不同于地面电站,建筑光伏系统工程的施工,开工前除应保证室外施工道路符合材料和设备运输的需要外,还应考虑室内施工和高空作业时,各类材料和设备的运输通道应通畅。

7.1.4 安装建筑光伏系统的建筑主体结构,应完成验收。一方面是保证建筑光伏发电的系统安装施工和运行的安全,另一方面是避免新建建筑物在建筑光伏系统安装结束后验收不便。现行常用的主体结构验收国家规范有《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300、《砌体结构工程质量验收规范》GB 50203、《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204、《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205、《屋面工程质量验收规范》GB50207等。

7.1.5 建筑光伏系统施工时所需脚手架的搭设方式、脚手架与建筑主体结构之间的间隙,会根据项目设计的不同而有差异,与建筑主体结构施工时所需脚手架的要求也不尽相同。因此,采用脚手架进行建筑光伏系统的安装时,须与土建施工单位协商制定脚手架方案。

7.1.11 施工过程记录和相关试验记录应由施工方在施工过程中收集整理,作为工程施工过程的取证和验收的依据。工程验收合格后,应移交给业主,作为竣工资料的组成部分。

7.1.12 本条对从事消防施工的单位提出资质要求。从业单位应依法对建设工程消防设计和施工质量负责。

7.1.13 本条规定了消防工程施工前应具备的条件。主要对设计图纸及材料的到场检测提出基本要求。

7.2 土建工程

7.2.4 屋顶建筑光伏系统支架的连接部件一般包括混凝土基座、锚栓(预埋或后植)、预埋件、金属屋面夹具等。连接部件宜与主体结构同时施工,当在既有屋顶施工时,对于采用后植锚栓等需破坏防水层的基座形式,应根据原防水结构或是其他经批准的方案进行防水处理。

7.2.5 安装支架的连接部件的施工偏差不仅影响建筑光伏系统的结构安全,还会影响后续支架的安装质量,因此在此施工环节应严把质量关,为后续支架安装提供便利条件。本条对不同连接构件施工偏差的限定,主要参照《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204、《光伏发电站施工规范》GB 50794、《太阳能发电站支架基础技术规范》GB 51101等现行国家标准和通过对行业普遍的施工水平调研而来。

7.2.6 本条提出安装支架前混凝土强度的要求,主要是考虑以下两个方面:①为了避免出现因在预埋件上焊接产生的高温膨胀造成混凝土裂纹及影响其载荷能力,要求混凝土强度达到 70%以后才能进行上部支架焊接。②因支架的重量较轻,荷载较小,没有规定支架混凝土强度需达到 100%才允许安装支架。由于支架大多采用镀锌件,若破坏了镀锌层,将降低支架的使用寿命,因此应避免现场切割、开孔等破坏镀锌层的施工。若镀锌层被破坏,应采取相应的防腐补救措施。对支架安装的定位尺寸偏差提出要求,主要是考虑支架安装后的整体观感和对组件安装质量的影响。根据计算,组件安装后角度偏差在 $\pm 1^\circ$ 时,对组件的效率影响不大,故对支架的安装角度提出此要求。对于斜屋顶,组件一般采取随屋顶角度安装的方式,因此没有对斜屋顶安装支架的倾斜度提出

要求，如设计采用考虑发电效率按最佳倾角安装的方式，则应按平屋顶支架倾斜角度的偏差进行控制。

7.3 电气安装

7.3.2 光伏组件的连线是一项带电操作的工作，在雨中由于天气潮湿，人体接触电阻变小，极易造成人身触电事故。所以规定在雨中不得进行此项工作。

7.3.3 安装前，应检查汇流箱的防护等级，元器件的品牌和型号符合是否设计图纸要求。在运输、保管过程中，箱内元器件及连线有可能损坏或松动，应进行检查。汇流箱在进行电缆接引时，如果光伏组件串已经连接完毕，那么在光伏组件串两端就会产生直流高电压；而逆变器侧如果没有断开点，其他已经引接好的光伏组件串电流可能会从逆变器侧逆流到汇流箱内，很容易对人身和设备造成伤害。所以在汇流箱的光伏组件串电缆引接前，需确保没有电压，确认光伏组件侧和逆变器侧均有明显断开点。

7.3.4 建筑光伏系统可能会在不同区域安装不同规格、型号的逆变器，要求在逆变器安装前按照图纸进行复核，以免安装位置出现错误，造成不必要的返工。单列柜与接地扁钢之间至少应选取两点进行连接，以做到重复接地，保证系统接地的可靠性。本条对逆变器安装使用的环境提出了相应的要求，这对保证安装质量和设备安全是必要的（如为了防止设备受潮，提出安装地点的屋面、楼板等不得有渗漏现象）。逆变器交流侧电缆接引至升压变压器低压侧或直接接入电网后，不便于电缆绝缘和相序的校验，直流侧电缆的极性和绝缘同样非常重要，故在接引前应仔细检查电缆绝缘，校对电缆相序和极性，并做好施工记录。逆变器的直流侧

电缆连接时。部分光伏组件串已经串接完毕，此时会产生很高的直流开路电压。为保证人身安全，应在逆变器直流侧电缆接线前，确认逆变器直流侧前端有明显的断开点，并做好安全防护措施。

7.4 系统调试

7.4.2 安装工作是设备和系统调试的前一工序，因此在设备和系统调试前，应完成安装工作并通过验收。由于很多设备对散热要求比较严格，设计时采取了安装空调或通风装置的措施，在设备调试前要求通风及制冷系统具备投入运行的条件并在调试前投运。

7.4.4 光伏组件串在串接过程中，可能会出现接插头反装，因而导致光伏组件串的极性反接现象，在测试过程中，应对此项进行认真检测。相同规格型号的光伏组件串完毕后，在相同测试条件下，其电压、电流偏差不应太大，若电压超出正文规定，应对光伏组件串内的光伏组件进行检查，必要时可对组件进行更换调整。

7.4.5 本条规定了逆变器在投入运行之后，投、退汇流箱的顺序，主要是为防止带负荷拉刀闸。

8 验收

8.1 一般规定

8.1.2 太阳能光伏系统工程验收应规范化。分项工程验收应由监理工程师（或建设单位项目技术负责人）组织施工单位专业质量（技术）负责人等进行验收。

8.1.3 太阳能光伏系统工程验收后，施工单位应向建设单位提交竣工验收报告和光伏系统施工图。建设单位收到工程竣工验收报告后，应组织设计、施工、监理等单位（项目）负责人联合进行竣工验收。所有验收应做好记录，签署文件，立卷归档。

8.2 分项分部工程验收

8.2.1 由于太阳能光伏系统施工受多种条件的制约，分项工程验收可根据工程施工特点分期进行。

8.2.2 为了保证工程质量，避免返工，太阳能光伏系统工程施工工序必须在前一道工序完成并质量合格后才能进行下道工序，并明确了必须验收的项目。

9 运行与维护

9.1 一般规定

9.1.2 本条专业技能指国家规定的各种操作资格，主要包括：特种作业操作证（电工）、国家职业资格证书（电工或太阳能利用工）、电工进网作业许可证；400V 以上电压等级接入电网的光伏系统运维人员应具有高压类职业资格证书，接入公共电网的光伏系统运维人员应具有电工进网作业许可证。

9.3 电气设备

9.3.9 巡检内容包括电源设备、电池组、开关设备、保护装置等；检查设备的运行状态、温度、声音、连接状态等，并清洁设备表面及内部，确保设备正常运行；应对运行数据进行记录，包括电压、电流、温度、故障信息等。