

住房和城乡建设部备案号: J17676-2024

海南省工程建设地方标准

HN

P

DBJ 46-071-2024

海南省建筑光伏系统建设技术标准

Technical Standard for building photovoltaic system
construction in Hainan province

2024-08-16 发布

2025-01-01 实施

海南省住房和城乡建设厅 发布

海南省工程建设地方标准

海南省建筑光伏系统建设技术标准
Technical Standard for building photovoltaic system
construction in Hainan province

DBJ 46-071-2024

主编部门：海南省住房和城乡建设厅

批准部门：海南省住房和城乡建设厅

实施日期：2025年1月1日

海南省住房和城乡建设厅
关于发布《海南省建筑光伏系统建设技术
标准》的通知

琼建定〔2024〕199号

各市、县、自治县住房和城乡建设局,三沙市自然资源和规划建设局,各建设、设计、施工、监理单位,其他有关单位:

为响应国家双碳战略目标,规范我省建筑光伏系统的设计、安装施工、验收和运行维护,保证工程质量,我厅组织相关单位编制了《海南省建筑光伏系统建设技术标准》,并经专家评审通过,现正式发布,编号为 DBJ46-071-2024,自 2025 年 1 月 1 日起实施。

海南省住房和城乡建设厅
2024 年 8 月 16 日

前 言

根据海南省住房和城乡建设厅《关于发布〈2023 年度海南省工程建设地方标准制订、修订项目立项目录〉(第一期)的通知》(琼建定函〔2023〕77 号)的要求,编制组经广泛调查研究,认真总结实践经验,参考有关国家标准和省外先进标准,并在广泛征求意见的基础上,编制了本标准。

本标准的主要技术内容是:1 总则;2 术语;3 基本规定;4 设计;5 安装施工;6 验收;7 运行管理与维护。

本标准由海南省住房和城乡建设厅负责管理,由海南省建设标准定额站负责日常管理,由主编单位负责具体技术内容的解释。本标准在执行过程中如有意见或建议,请反馈至海南省建设标准定额站(地址:海南省海口市美兰区白龙南路 77 号,邮编:570203,电话:0898-65359219,电子信箱:bzk_dez@hainan.gov.cn),以供今后修订时参考。

本标准主参编单位、主要起草人和主要审查人:

主 编 单 位: 热带建筑科学研究院(海南)有限公司

参 编 单 位: 河北工业大学

中国电建集团海南电力设计研究院有限公司

西安建筑科技大学

海口市建设工程质量安全监督站

武汉日新科技股份有限公司

海南电网有限责任公司

海南亿隆城建投资有限公司

三亚市路灯管理所

主要起草人：胡家僖 张 蕊 陈 旺 魏广龙 陈秋奎
范征宇 吴坤顺 陈帝超 杜 鑫 梁亚峰
余文胜 王朝红 陈 军 韩盈志 李国辉
柯文明 林建琼 姚 芳 成美丽 占晓轩
张旭东 杨林青 郭 栋 李琳玮 赵小利
胡冗冗 许鹏鹏 贾方域 郑 威 谢斯斌
主要审查人：潘 兢 梁俊强 刘 恒 刘 煜 蒋银岚
尹慧玲 聂来龙

目 次

1 总 则	1
2 术 语	2
3 基本规定	4
3.1 一般规定	4
3.2 环境保护	4
3.3 安全防护	5
4 设 计	7
4.1 一般规定	7
4.2 规划设计	8
4.3 建筑设计	8
4.4 光伏组件选型设计	11
4.5 结构设计	12
4.6 电气系统设计	16
4.7 光储直柔系统设计	29
4.8 消防设计	37
5 安装施工	40
5.1 一般规定	40
5.2 施工安装准备	41
5.3 土建工程	43
5.4 光伏组件安装	45
5.5 电气系统安装	46
5.6 光伏系统调试	49
5.7 劳动安全与职业卫生	52
6 验 收	55
6.1 一般规定	55

6.2 基座	57
6.3 支架	58
6.4 连接部件	59
6.5 光伏组件	60
6.6 电气系统	63
6.7 能效测评	65
7 运行管理与维护	73
7.1 一般规定	73
7.2 维护内容与方法	74
本标准用词说明	77
引用标准名录	78
附:条文说明	79

Contents

1	General Provisions	1
2	Terms	2
3	Basic Regulations	4
	3.1 General Regulations	4
	3.2 Environmental Protection	4
	3.3 Safety Protection	5
4	Design	7
	4.1 General Regulations	7
	4.2 Planning and Design	8
	4.3 Building Design	8
	4.4 Design of Photovoltaic Components Construction	11
	4.5 Structural Design	12
	4.6 Electrical System Design	16
	4.7 Design of Optical Storage Direct and Flexible System	29
	4.8 Fire Protection Design	37
5	Installation Construction	40
	5.1 General Regulations	40
	5.2 Preparation for construction and installation	41
	5.3 Civil Works	43
	5.4 Installation of Photovoltaic Components Construction	45
	5.5 Electrical System Installation	46
	5.6 Photovoltaic Power System Commissionin	49
	5.7 Labor Safety and Occupational Health	52
6	Acceptance	55
	6.1 General Regulations	55

6.2 Base	57
6.3 Bracket	58
6.4 Connecting Parts	59
6.5 Photovoltaic Components Construction	60
6.6 Electrical System	63
6.7 Energy Efficiency Evaluation	65
7 Operation Management and Maintenance	73
7.1 General Regulations	73
7.2 Maintenance Contents and Methods	74
Explanation of wording in this Standard	77
List of Quoted Standard	78
Addition: Explanation of Provisions	79

1 总 则

1.0.1 为响应国家双碳战略目标,进一步规范海南省建筑光伏系统的设计、安装施工、验收和运行维护,保证工程质量,制定本标准。

1.0.2 本标准适用于新建、扩建、改建建筑光伏系统的设计、安装施工、验收和运行维护;在既有建筑上增设及改造的建筑光伏系统也应按照本标准执行。

1.0.3 建筑光伏系统设计、安装施工、验收和运行维护时,应合理确定各组成部分在建筑中的位置且不影响该部位的建筑功能;并满足所有相关部位的防水、排水、通风、隔热、隔振、防潮、防雷电、防火、抗强(台)风及抗震等要求。

1.0.4 建筑光伏系统设计、安装施工、验收和运行维护,除应符合本标准外,尚应符合国家、行业以及海南省现行有关标准规范的规定。

1.0.5 建筑光伏系统中的设备和部件应符合现行国家、行业和海南省相关产品标准的规定,并应有企业产品合格证和安装使用说明书。

2 术 语

2.0.1 建筑光伏系统 **building mounted photovoltaic(PV) system**

安装在建筑物上,利用太阳能电池的光伏效应将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统。建筑光伏系统包含光伏建筑一体化和建筑附加光伏发电系统。

2.0.2 光伏建筑一体化 **building integrated photovoltaic(BIPV)**

光伏发电设备作为建筑材料或构件,在建筑上应用的形式,称为光伏建筑一体化。

2.0.3 建筑附加光伏发电系统 **building attached photovoltaic(BAPV)**

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。

2.0.4 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。

2.0.5 光伏构件 **photovoltaic(PV) module component**

具有建筑构件功能的光伏组件。

2.0.6 建材型光伏构件 **photovoltaic(PV) modules as bulding components**

将太阳能电池片与瓦、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、光伏屋面卷材、光伏幕墙等。

2.0.7 普通型光伏构件 **conventional photovoltaic(PV) component**

将光伏电池组件与建筑构件组合在一起,或使光伏构件独立成为建筑构件,如光伏雨篷构件、光伏遮阳构件等。

2.0.8 光伏方阵 photovoltaic(PV) array

由若干个光伏构件、光伏组件在机械和电气上按一定方式组装在一起,并且有固定的支撑结构而构成的直流发电单元。

2.0.9 并网光伏系统 grid-connected photovoltaic(PV) system

与公共电网联接的光伏系统。

2.0.10 独立光伏系统 stand-alone photovoltaic(PV) system

不与公共电网连接的光伏系统。也称离网光伏系统。

2.0.11 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。

2.0.12 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。

2.0.13 光储直柔系统 solar DC system with energy storage for flexibility improvement(PEDF)

配置建筑光伏或其他可再生电力设备和建筑储能,采用直流配电系统,且具备功率主动响应功能的新型建筑供配电系统。

2.0.14 建筑电力交互 grid-interaction of building

应用信息通信技术,使建筑与电网进行用电信息交互,实现供电与用电双向调节的建筑用能管理技术,一般由产能装置、储能设施、调节装置以及用电设备构成。

2.0.15 关断装置 shutdown device

用于紧急关闭建筑光伏系统,能够断开光伏组件与光伏组件、光伏组件与逆变器、逆变器与并网点之间电气连接的装置。

3 基本规定

3.1 一般规定

3.1.1 建筑光伏系统的发电规模和形式应结合海南当地的太阳能资源、建筑条件、安装条件、负荷特点等因素确定,光伏建筑一体化应符合“适用、经济、绿色、美观”的建筑要求,以及“安全、高效、可靠”的建筑光伏系统电气要求。

3.1.2 建筑光伏系统建设应与海南省总体规划、能源规划和电力规划相协调。

3.1.3 建筑光伏系统应用可采用光伏建筑一体化或建筑附加光伏发电系统。新建建筑采用光伏建筑一体化时,应与建筑主体同步设计、安装施工和验收。

3.1.4 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。

3.1.5 在既有建筑上增设或改造光伏系统,应对建筑物按照《既有建筑维护与改造通用规范》GB 55022 进行复核,不改变原有的建筑功能和使用性质,同时进行建筑电气安全的复核。

3.1.6 建设建筑光伏系统,应充分考虑海南省建筑风貌要求,不得破坏当地特色建筑的风格及形式。

3.1.7 建筑光伏系统应预留通信接口和感测端口,宜搭建数字化平台,为建筑光伏系统的数据监测和收集、状态辨识与预警、分布式光伏的群控群调等提供潜在功能支撑。

3.2 环境保护

3.2.1 建筑光伏系统的建设应根据工程的实际情况和环境特点,制定环境保护措施,对建设和运行过程中产生的各项污染物采取防治

措施。

3.2.2 噪声控制应符合下列规定：

1 噪声防治设计应符合现行国家标准《声环境质量标准》GB 3096 的规定；

2 对逆变器及其他输变电设备产生的噪声应从声源上进行控制,采取隔声、消声、吸声等控制措施,且其安装位置远离主要功能用房,降低噪声对室内人员日常生活干扰风险；

3 对施工阶段噪声的监测和控制应符合现行国家标准《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB 12523 的规定。

3.2.3 建筑光伏系统不应使用可能对环境产生危害的光伏组件和设备,对破损或废旧的光伏组件和设备进行回收处理。

3.2.4 在居住、商业和轻工业环境中正常工作的逆变器的电磁发射应不超过《电磁兼容 通用标准 居住、商业和轻工业环境中的发射》GB 17799.3 规定的发射限值;连接到工业电网和在工业环境中正常工作的逆变器的电磁发射应不超过《电磁兼容 通用标准 工业环境中的发射》GB 17799.4 规定的发射限值。

3.2.5 光伏系统使用的蓄电池宜采用密封免维护电池,存放蓄电池的场所应通风良好,无自然通风条件时应安装排气扇。维护蓄电池时,应符合蓄电池运行维护的相关规定。

3.2.6 建筑光伏系统的构件产生的光辐射应符合现行国家标准《玻璃幕墙光热性能》GB/T 18091 的规定。

3.3 安全防护

3.3.1 光伏系统与构件及其安装应满足结构、电气及防火安全的要求。安装光伏系统的建筑,应对安装部位采取防火措施。

3.3.2 由建材型光伏构件构成的围护结构构件,应满足相应围护结构构件的安全性及功能性要求。

3.3.3 建筑光伏系统应配置快速关断装置,以便于安装和运行维护。

3.3.4 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。

3.3.5 应对建筑光伏系统采取防强降水的保护措施。

1 建筑光伏发电系统应配置强降水应急方案；

2 绝缘电阻低于 $0.5M\Omega$ 时应自动关停光伏微网系统,暴雨等级及以上气象预警降雨时间前的 1 小时内宜强制手动关停光伏微网系统；

3 绝缘电阻上升至 $0.5M\Omega$ 及以上时应自动启动光伏微网系统,气象预警解除后应立即手动取消强制关停。

3.3.6 应对建筑光伏系统采取抗风保护措施。

1 参建各方需关注气象动态,及时做好台风预警,并定时检查线缆及固定结构完整度；

2 在光伏设备安装时,应选用满足台风荷载的固定式结构。

3.3.7 对光伏设施应采取抗高温保护措施,保证光伏组件的高效运行。

1 在安装光伏设备时应配置对应的降温设备或措施,保证光伏部分持续运行；

2 对有遮挡设备或可活动的光伏设施,在一天中的极端高温时段可考虑适当遮蔽或移动光伏板。

3.3.8 对光伏设施应采取抗高盐及耐高湿度腐蚀的保护措施。

1 应采用具有相应抗腐蚀能力的金属材料；

2 应对设备进行防潮保护,隔绝潮湿及高氯离子含量空气。对有条件的室内配电环境,可安装除湿设备及盐雾过滤器,以降低室内空气的湿度及氯离子浓度。

4 设计

4.1 一般规定

4.1.1 建筑光伏系统的规划、设计应综合考虑建筑场地条件、建筑功能、所在地区的太阳能资源、地理与气候条件等因素,与建筑设计、景观设计相融合。

4.1.2 根据当地的特点,建筑光伏系统的规划、设计应采取相应的抗风、抗震、防火、防雷、防静电、防腐蚀、防过热等技术保护措施。在安装光伏组件的部位应采取必要的结构安全、电气安全以及防坠落等防护措施。

4.1.3 建筑光伏系统设计应符合下列美观性要求:

1 光伏组件应按整齐对称、色调和谐、美观统一的原则进行布置;

2 主入口、重要集散广场及景观节点等区域的建筑屋顶加装光伏系统时,应控制光伏构件的形式、色调与周边环境、设施相协调;

3 建筑屋顶为坡屋面时,光伏组件应与建筑屋面平行,不得超出屋面外沿,光伏组件最高点不得高过屋脊;

4 平屋面安装建筑光伏系统时,宜利用女儿墙等建筑构件对光伏组件进行适当围挡,靠近屋面边缘的光伏组件安装不宜超过女儿墙高度,保证建筑主体美观。

4.1.4 在既有建筑上安装建筑附加光伏发电系统,不应影响建筑的消防、隔热、采光、通风、防水、排水等。

4.1.5 建筑光伏系统设计应根据各地区抗震设防烈度进行抗震设计。光伏设施与建筑结构的连接构件和部件的抗震设防要求应符合现行国家标准的规定。

4.1.6 在既有建筑上安装的光伏组件的使用年限不应小于 25 年;光伏建筑一体化光伏组件的设计使用年限不应小于其替代的建筑物

件的设计使用年限。

4.1.7 建筑光伏系统的设计,应选用适宜的光伏组件和构造形式,光伏组件作为围护结构时应符合海南省现行的建筑节能和绿色建筑有关标准的规定,便于后期的运营、维护与管理。

4.1.8 建筑光伏系统产品应根据管理和使用要求,安装与用户数量相匹配的计量装置。

4.2 规划设计

4.2.1 应用光伏系统的建筑(群)朝向宜为南向。

4.2.2 应合理进行场地布局与规划设计,使应用光伏组件的位置适宜,并避免建筑周围的环境景观及建筑自身的投影对光伏组件的遮挡。

4.2.3 根据光伏组件类型、安装位置、安装方式对发电量的影响,规划与建筑设计应为其安装、使用、维护和保养等提供必要的条件和空间。

4.3 建筑设计

4.3.1 建筑设计应考虑建筑光伏系统的安装条件。

4.3.2 建筑光伏系统与支撑结构作为建筑突出物应符合现行国家标准《民用建筑设计统一标准》GB 50352 的规定,且四面均不得围蔽形成建筑使用空间。

4.3.3 宜根据建筑效果、设计理念、可利用面积、安装位置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。

4.3.4 光伏组件不应跨越建筑变形缝设置。

4.3.5 安装光伏组件的建筑部位应采取相应的构造措施,不得影响该部位的建筑结构安全、防水、排水、建筑隔热、自然通风及遮阳效果。

4.3.6 光伏组件不宜设置于易触摸到的地方,且应设置高温和触电的标识。

4.3.7 光伏组件应避开厨房排油烟口、屋面排风排烟道、通气管、空调系统等构造和设备安装位置。

4.3.8 在建筑平屋面应用光伏组件时,应符合下列要求:

1 建材型光伏构件应保证其建筑材料和建筑构件的技术性能;

2 光伏组件可采用固定式或可调节式安装支架;

3 光伏组件前后排间距宜满足冬至日 6h 日照不受遮挡的要求;

4 组件方阵水平面上的投影不应超出建筑物立面或者屋面边缘范围,宜利用女儿墙等建筑构造对光伏组件安装中影响感观的凸出部位进行适当围挡;

5 光伏组件应与支架牢固连接,符合抗风要求,根据现场条件,支架结构在 12 级风力及以下时应无明显移位、变形,其基座与屋面结构层应可靠相连,并在相连的部位采取防水密封措施;

6 安装光伏组件的基座及其安装方式应不影响屋面排水功能,支架基座应增加附加防水层;构成建筑屋面面层的建材型光伏构件,除应保证屋面排水畅通外,其刚度亦应满足使用要求;

7 光伏组件布置应预留满足其日常维护、检修、清洗、设备更换等要求的设施与运维通道,通道宽度不小于 550mm;

8 光伏组件周围的屋面检修通道、屋面出入口和光伏方阵之间的人行通道上部应铺设屋面保护层;

9 光伏组件的引线穿过屋面处应预埋或加装防水套管,并做防水密封处理。防水套管应在屋面防水层施工前埋设完毕。

4.3.9 在建筑坡屋面应用光伏组件时,应符合下列要求:

1 光伏组件应采用顺坡架空或顺坡镶嵌的安装方式,水平面上的投影不应超出建筑物立面或者屋面边缘范围;

2 宜设置便于人员上下上人检修的相关设施,或选用满足上人强度要求的光伏组件;

3 支架应与预埋件牢固连接,预埋处排水应畅通;

4 光伏组件顺坡镶嵌在坡屋面时,不得降低屋面围护结构的热工要求;

5 顺坡架空安装的光伏组件与屋面之间的垂直距离应满足安装和通风散热间隙的要求,且组件方阵表面与安装屋顶面的平行距离不应超过 30cm;

6 建材型光伏构件应满足具备作为坡屋面材料的特性。

4.3.10 在阳台或平台栏板应用光伏组件时,应符合下列要求:

1 光伏组件附设或镶嵌在阳台或平台栏板上时,宜最大程度地满足光伏系统接受更多太阳光的设计要求;

2 构件型阳台栏板式光伏组件应符合阳台栏板的高度、强度的要求,并应设置电气安全防护措施,满足建筑电气安全要求,且应与栏板结构主体上的预埋件牢固连接,防止坠落;

3 无论是附设或镶嵌在栏板上安装的光伏组件,还是构件型阳台栏板式光伏组件,其组件及支架应与栏板结构主体上的预埋件牢固连接,并采取防坠落措施。

4.3.11 在建筑外墙面应用光伏组件时,应符合下列要求:

1 建材型光伏构件应满足墙体热工要求,并应满足作为外墙围护结构的功能要求;

2 光伏组件及其支架应与主体结构可靠连接,并不得影响墙体整体隔热性能;

3 安装光伏组件的外墙应能承受光伏组件荷载,并对安装部位可能造成的墙体裂缝等隐患采取防范措施;

4 光伏组件设置在窗面上时,应满足窗采光、通风等围护结构使用功能要求;

5 设置在墙面的光伏组件的引线宜暗敷,其穿过墙面处应预埋防护套管。穿墙管线不宜设在结构柱节点处,且宜采取断热桥构造措施;

6 光伏组件安装在外墙上时,宜与周边建筑等墙面装饰材料、

色彩、风格协调；

7 光伏组件安装在外墙上时，朝向优先级依次为东南向、西南向，东向、西向，南向，北向。

4.3.12 在幕墙上应用光伏组件时，应符合下列要求：

1 光伏幕墙的单元组件尺寸应符合幕墙设计模数，组件表面颜色、质感应与幕墙协调统一，组件立面造型宜符合建筑立面的统一设计；

2 光伏幕墙的结构应满足《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的要求，并应满足建筑采光、通风、节能等围护结构的热工要求。

4.3.13 由光伏组件构成的雨篷、檐口和采光顶，其刚度、强度应符合安全及使用功能要求。

4.3.14 建材型光伏构件作为屋顶、外墙使用时，其材料和构造应符合《海南省建筑工程防水技术标准》DBJ 46-048 的防水等级要求，且应进行防潮处理。

4.4 光伏组件选型设计

4.4.1 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 的规定。

4.4.2 普通型光伏构件设计应符合下列规定：

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

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；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。

4.4.3 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协调；

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

相协调；

3 对色彩有特殊要求的光伏组件,应根据设计要求确定。

4.5 结构设计

I 建筑结构设计

4.5.1 应根据光伏系统的类型,对光伏组件的安装结构、支承光伏系统的主体结构及相关连接件进行结构相关设计。

4.5.2 建筑光伏系统荷载取值按《建筑结构荷载规范》GB 50009 的规定采用,并考虑施工检修荷载。对于体形、风环境比较复杂的光伏系统,风荷载取值若无可靠的参照依据,宜通过风洞实验确定风荷载。

4.5.3 在既有建筑物上增设建筑附加光伏发电系统时,应根据建筑物的种类,分别按照现行国家标准《民用建筑可靠性鉴定标准》GB 50292 和《工业建筑可靠性鉴定标准》GB 50144 的规定进行可靠性鉴定。还应按照现行国家标准《建筑抗震鉴定标准》GB 50023 的规定进行抗震鉴定。经抗震鉴定后需要进行抗震加固的建筑应按现行行业标准《建筑抗震加固技术规程》JGJ 116 的规定设计施工。

II 光伏构件结构设计

4.5.4 光伏构件所选用玻璃的强度设计值及其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 的规定。

4.5.5 光伏构件挠度计算可按现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 进行计算,应符合建筑构件及光伏组件功能的规定。

4.5.6 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。

III 支架结构设计

4.5.7 附设安装在建筑上的光伏系统支架的使用年限不应小于 25 年,结构安全等级不低于三级,抗震设防类别应不低于丁类;建筑

一体化光伏系统支架的设计使用年限、结构安全等级、抗震设防类别应与建筑主体结构一致。

4.5.8 光伏支架应按承载能力极限状态计算构件强度、稳定性和节点连接强度，按正常使用极限状态计算结构和构件变形，并满足《光伏支架结构设计规程》NB/T 10115 规范要求。

4.5.9 建筑光伏系统支架设计时，风荷载计算取值应与主体结构一致，台风敏感地区，基本风压的取值应适当提高，并应符合有关结构设计的规定。

4.5.10 荷载标准值作用下钢、铝合金结构或构件中受弯构件的挠度计算值宜符合表 4.5.10 的规定。

表 4.5.10 荷载标准值作用下受弯构件挠度容许值

项次	构件类别	挠度容许值
1	支架结构	$L/250$
2	檩条	$L/250$

注：1 表中 L 为受弯构件的跨度；

2 对悬臂梁， L 为悬伸长度的 2 倍；

3 受弯构件的挠度限值宜符合现行国家标准的相关规定。

4.5.11 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 $1/150$ 。

4.5.12 建筑光伏系统的支撑结构材料应具有足够的强度、刚度，所用铝合金及钢材应符合现行国家标准的规定。

1 坡屋顶支架构件宜选用铝合金材料；

2 平屋顶支架构件宜选用钢材；

3 建筑光伏系统用连接件、紧固件、组合配件宜选用不锈钢或铝合金材质。

4.5.13 建筑光伏系统的支撑结构材料应具有足够的抗腐蚀能力，裸露在室外的光伏支架材料，应采取防腐措施。

1 建筑光伏系统的支撑结构宜选用不锈钢等耐腐蚀性能较好

的金属材料；

2 支撑结构材料的金属涂(镀)层防腐体系材料的厚度要求,应符合现行海南省地方标准《海南省建筑钢结构防腐技术标准》DBJ 46-057 的规定,系统中使用的不同金属材料的接触部位应设置绝缘垫片或采取其他防腐蚀措施；

3 支架焊接部位均应满焊,无气泡、无间隙、去渣并做防腐蚀处理,并应符合现行海南省地方标准《海南省建筑钢结构防腐技术标准》DBJ 46-057 的规定。

IV 连接结构设计

4.5.14 支架与主体结构的连接件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。

4.5.15 在金属屋面和瓦屋面上安装光伏组件,支架系统所承受的荷载应通过连接件传递至屋面檩条。

4.5.16 光伏建筑一体化设计时,光伏支架基础锚固件应预埋,并与主体结构可靠连接。

4.5.17 安装建筑光伏系统的预埋件设计工作年限应与主体结构相同。

4.5.18 光伏支架与主体结构采用后加锚栓连接时：

1 应考虑被连接结构的类型、受力状况、荷载类型及锚固连接的安全等级等因素；

2 主体结构为混凝土结构的,其构造应符合《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145 的规定；

3 连接件与主体结构的锚固承载力设计值应大于连接件本身的承载力设计值。后锚固连接承载力应采用下列设计表达式进行验算：

无地震作用组合：

$$\gamma_0 S \leq R_d \quad (4.5.18-1)$$

有地震作用组合：

$$\gamma_0 S \leq k R_d / \gamma_{RE} \quad (4.5.18-2)$$

$$R_d = R_k / \gamma_R \quad (4.5.18-3)$$

式中： γ_0 ——锚固连接重要性系数，对一级、二级锚固安全等级，应分别取不小于 1.2、1.1，且不应小于被连接结构的重要性系数；对地震设计状况应取 1.0；

S ——承载能力极限状态下，锚固连接作用组合的效应设计值：对持久设计状况和短暂设计状况应按作用的基本组合计算，对地震设计状况应按作用的地震组合计算；

R_d ——锚固承载力设计值；

R_k ——锚固承载力标准值；

k ——地震作用下锚固承载力降低系数；按《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145 第 4.3.9 条取值；

γ_{RE} ——锚固承载力抗震调整系数，取 1.0；

γ_R ——锚固承载力分项系数，按《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145 第 4.3.10 条取值。

4.5.19 支架基座应进行抗拔、抗滑移和抗倾覆等稳定性验算。

1 当光伏支架结构承受的水平荷载较大、竖向荷载相对较小时，应按下式进行基础抗滑移验算：

$$H_k \leq (F_k + G_k) \cdot \mu_m / K_k \quad (4.5.19-1)$$

式中： H_k ——相应于作用的标准组合时，上部结构作用于基础底面的水平力(kN)；

F_k ——相应于作用的标准组合时，上部结构作用于基础的竖向力(kN)，当为竖向拔力时取负值；

G_k ——基础自重及其上的土重标准值(kN)；

K_k ——基础抗滑移稳定系数，可取 1.3；

μ_m ——基础底面对地基的摩擦系数。

2 光伏支架基础应按下式进行抗拔稳定性验算：

$$N_k \leq G_k / K_b \quad (4.5.19-2)$$

式中： N_k ——相应于作用的标准组合时，基础所承受的上拔力(kN)；

K_b ——上拔设计稳定系数，可取 1.6。

3 独立基础、条形基础的抗倾覆稳定性应按下列公式验算：

$$M_{kX} \leq (F_k + G_k) \cdot e_X / K_q \quad (4.5.19-3)$$

$$M_{kY} \leq (F_k + G_k) \cdot e_Y / K_q \quad (4.5.19-4)$$

式中： M_{kX} ——相应于作用的标准组合时，基础底面的 X 方向外力矩(kN·m)；

M_{kY} ——相应于作用的标准组合时，基础底面的 Y 方向外力矩(kN·m)；

e_X ——竖向合力($F_k + G_k$)对基础 X 方向基础边缘倾覆点的距离(m)；

e_Y ——竖向合力($F_k + G_k$)对基础 Y 方向基础边缘倾覆点的距离(m)；

K_q ——抗倾覆设计稳定系数，可取 1.6。

4.5.20 支架的压块长度不小于 70mm；与压块配套的螺栓采用不锈钢材质，且必须配有弹垫。边压块外边缘距檩条端部不小于100mm。

4.6 电气系统设计

I 建筑光伏系统分类

4.6.1 建筑光伏系统按如下标准进行分类：

1 建筑光伏系统按是否接入公共电网，分为下列两种系统：

- 1) 并网光伏系统；
- 2) 独立光伏系统。

2 建筑光伏系统按是否具有储能装置，分为下列两种系统：

- 1) 有储能装置光伏系统；

2)无储能装置光伏系统。

3 建筑光伏系统按负荷形式,分为下列两种系统:

1)直流光伏系统;

2)交流光伏系统。

4.6.2 应根据建筑物使用功能、电网条件、负荷性质和系统运行方式等因素,确定建筑光伏系统的类型。

4.6.3 电网承载能力弱或无电网区域,如海岛、钻井平台等,可采用独立建筑光伏系统。

II 系统接入

4.6.4 建筑光伏系统的并网应当符合《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的规定,其接入设计应当符合《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 的规定。

4.6.5 建筑光伏系统各并网点电压等级应当根据装机容量并参考表 4.6.5 选取。当高低两级电压均可接入时应优先选取低电压等级。

表 4.6.5 建筑光伏系统并网电压等级

序号	容量	电压等级
1	$S \leq 8\text{kW}$	220V/ 单相
2	$8\text{kW} < S \leq 500\text{kW}$	380V/ 三相
3	$500\text{kW} < S \leq 6000\text{kW}$	10kV/ 三相

4.6.6 系统负载需求量应由下式计算:

$$E_{load} = \sum_{i=1}^n P t_i \quad (4.6.6)$$

式中: E_{load} ——系统负载需求量,kWh;

i ——第 i 个采用建筑光伏系统供电的设备;

P_i ——第 i 个设备的额定功率, kW;

t_i ——第 i 个设备在某期间使用的小时数, h。

4.6.7 建筑光伏系统的无功功率和电压调节能力应符合《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 中的相关要求。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。

4.6.8 建筑光伏系统的电能质量参数应符合对应现行国家标准要求,应参考《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 等有关规定。

4.6.9 建筑光伏系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。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 的规定。

4.6.10 建筑光伏系统应在并网点附近设置易于操作、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 对于并网电压等级为 380V 的建筑光伏系统,其连接配网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;

2 对于电压等级为 6(10)kV~35kV 的建筑光伏系统,应按现行国家标准《安全标志及其使用导则》GB 2894,在电气设备和线路附近标识明显可见的“当心触电”等提示性文字和符号。

4.6.11 建筑光伏系统应安装计量装置,并预留检测接口。应当对建筑光伏系统的发电量,光伏组件背板表面温度、室外温度和太阳总辐照量进行监测计量。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宜设在建筑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《电能计量系统设计技术规程》DL/T 5202 的规定。

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建筑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《电能计量系统设计技术规程》DL/T 5202 的规定。

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

III 光伏发电一次系统

4.6.13 建筑光伏系统中的所有设备和部件,应符合现行国家和行业相关产品标准的规定,关键设备应符合 3C 认证。

4.6.14 并网建筑光伏系统可由光伏组件、汇流箱、配电柜、逆变器

(适用于交流系统)、监控系统、保护系统(含关断装置)及布线系统等部分组成;对于带有储能装置的系统,还应配置对应的电能存储系统及其充放电控制装置。

4.6.15 电气设备宜设置在配电室内;安装在室外时,应采用金属箱体,且防护等级不应低于 IP54。

4.6.16 安装在室外电气设备,宜根据《金属与合金的腐蚀大气腐蚀性》GB/T 19292 及《海南省建筑钢结构防腐技术标准》DBJ 46057,采用不低于当地室外大气腐蚀等级的防护设备。

4.6.17 电气设备的安装位置应满足相应产品提出的使用温度、安装间距或通风量的要求,设备周围不宜设置其它无关电气设备或堆放杂物。

4.6.18 逆变器的类型和数量选择应符合现行国家标准《光伏发电站设计规范》GB 50797 的规定。

4.6.19 逆变器应符合下列要求:

1 逆变器应具备防止孤岛效应和自动电压调整的功能;

2 额定输出电压在稳态运行时,电压闪变应有限定范围。在负载突变或有其它干扰因素影响动态情况下,离网型逆变器输出电压偏差不应超过额定值的 $\pm 5\%$,负载调整率应 $\leq 5\%$;并网型逆变器应在接入电网额定电压偏 $-15\% \sim +10\%$,范围内正常运行,其他电能质量要求应满足《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319;

3 逆变器应具有足够的额定输出容量和过载能力;

4 当逆变器输出电压为正弦波时,应规定允许的最大波形失真度(或谐波含量)。通常以输出电压的总波形失真度表示,其值不应超过 5%;

5 逆变器输出交流电压的频率应是一个相对稳定的值,通常为工频 50Hz。正常工作条件下其偏差应在 $\pm 0.5\text{Hz}$ 以内;

6 额定逆变输出效率:并网型逆变器逆变转换效率参照《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004,如下表;

表 4.6.19-6 并网型逆变器逆变转换效率

功率 P(kW)	三相		单相	
	非隔离型	隔离型	非隔离型	隔离型
$P \leq 8$	96.5%	94.5%	96.5%	94.5%
$8 < P \leq 20$	97.5%	95.5%	-	-
$P > 20$	98.5%	96.5%	-	-

7 离网型逆变器千瓦级以下额定负荷效率 $\geq 80\% \sim 85\%$,低负荷效率 $\geq 65\% \sim 75\%$;10 千瓦级逆变器额定负荷效率 $\geq 85\% \sim 90\%$,低负荷效率 $\geq 70\% \sim 80\%$;

8 在选用逆变器时,逆变器应具备对过电流及短路的自我保护功能;逆变器应在交流侧设置隔离开关;

9 当光伏方阵中开路电压大于 120V 时,宜具备直流电弧故障检测和保护清除功能,电弧保护应具备手动及自动清除机制。

4.6.20 并网建筑光伏系统母线电压应根据单个并网点的安装容量,按接入系统的要求进行选择。

4.6.21 并网建筑光伏系统的接线方式应按安装容量、安全可靠、运行灵活性和经济合理性等条件进行选择,接入用户侧配电网系统时,接入的容量应符合原有上级变压器及电气设备的规定。

4.6.22 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温度的最大开路电压。

4.6.23 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、变压器应设置散热通风措施。

IV 光伏方阵

4.6.24 建筑光伏系统中光伏组件的安装容量应根据负载特性、可安装面积,结合储能装置效率、建筑光伏系统效率等因素确定。

4.6.25 当固定式光伏方阵不受建筑条件限制时,光伏方阵固定式安装角度宜在 $10\sim 15^\circ$,按场区最佳倾角布置,充分利用建筑空间,布

置倾角应符合现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797 的规定。

4.6.26 对于并网建筑光伏系统,应根据实际情况先确定建筑表面光伏方阵的可安装面积,再确定光伏组件的功率。

4.6.27 光伏方阵同一个最大功率跟踪(MPPT)支路上接入的光伏组件串电压、方阵朝向、安装倾角宜一致;同一组串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致;光伏组件串的工作电压变化范围应在逆变器的最大功率跟踪电压范围内,组件串联数量应符合现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797 的规定。

4.6.28 光伏组件电气性能参数应符合下列要求:

1 系统的同一组串内,光伏组件的短路电流和最大工作点电流的离散性应小于 $\pm 2.5\%$ 。并联的各光伏组串间总的开路电压和最大功率点电压的离散性应小于 $\pm 5\%$;

2 系统中的晶体硅光伏组件应符合现行国家标准《地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型》GB/T 9535 的规定;

3 作为幕墙或采光顶的双玻光伏组件,应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB 29551 的规定。

V 变压器及配电装置

4.6.29 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、《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 20052 及《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015 的有关规定。

4.6.30 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择,且宜选用标准容量;

4 可选用高压(低压)预装式箱式变压器或变压器、高低压电气设备等组成的装配式变电站当设备采用户外布置时,户外设备防腐等级不宜低于 C4 级。

4.6.31 0.4kV~35.0kV 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。

4.6.32 装有配电装置的房间应采取防尘措施。

4.6.33 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、《低压配电设计规范》GB 50054 及《民用建筑电气设计标准》GB 51348 的规定。

VI 光伏自用电系统

4.6.34 建筑光伏发电自用电系统电压宜采用 380V,应采用动力与照明网络共用的中性点直接接地方式。

4.6.35 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。

4.6.36 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。

VII 无功补偿装置

4.6.37 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。

4.6.38 并联电容器装置的设计应符合现行国家标准《并联电容器装置设计规范》GB 50227 的规定。

4.6.39 无功补偿设备应根据环境条件、设备技术参数及运行维护和检修条件确定。

VIII 电气二次

4.6.40 系统应设过载保护、短路保护、反向放电保护、极性反接保护、雷电保护、欠压保护、过充保护等保护措施。

4.6.41 监控系统应符合下列规定：

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,人机交互、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程发送的有功和无功功率出力控制指令能力。

4.6.42 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 的规定；

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侧电源线路时,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。

4.6.43 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网线路送电;

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。

4.6.44 充放电控制器应符合下列要求:

1 控制器应具有如下保护功能:

- 1)欠压断开、充满断开并恢复供电;
- 2)能够承受负载短路充放电控制器内部短路的电路保护;
- 3)能够承受负载、光伏组件或蓄电池极性反接的电路保护;
- 4)能够承受在多雷区由于雷击引起的击穿保护;
- 5)能防止蓄电池通过光伏组件反向放电的保护。

2 对于工作环境温度变化大的情况,控制器应当具有温度补偿功能;

3 系统应当为用户提供蓄电池的充满、欠压和负载切离等荷电状态指示。指示器可选用发光二极管(LED)、模拟、数字表头或者是蜂鸣告警。设备必须带有明显的指示或标志;

4 控制器最大空载损耗不得超过其额定充电电流的 1%;

5 充电或放电通过控制器的电压降不得超过系统额定电压的 5%;

6 当蓄电池从系统中脱离,控制器在 1h 内应能承受高于光伏组件标称开路电压 1.25 倍的冲击;

7 控制器应能承受 1h 高于光伏组件标称短路电流 125 倍的冲击;

8 控制器可根据设计需要,具有时控、光控的功能。

IX 过压保护和接地

4.6.45 防雷和接地系统设计应符合下列要求：

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 的规定,建筑光伏系统的防雷及接地保护应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 ;

2 控制箱、控制器应采取防止闪电电涌侵入的措施;

3 阵列需另设防雷装置时,应根据建筑结构及布线设置避雷针位置,且避雷针严禁直接从阵列支架上引出。

4.6.46 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 的规定。

4.6.47 阵列冲击接地电阻不应大于 10Ω ,联合接地电阻不应大于 4Ω ,接地形式应按相关规定执行。

X 电缆敷设

4.6.48 建筑光伏系统输配电与控制缆线应与其他管线统筹安排,安全、隐蔽、集中布置,满足安装维护的要求。

4.6.49 建筑光伏系统电缆敷设应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的有关规定。光伏组件或方阵连接电缆及其输出总电缆应符合《光伏(PV)组件安全鉴定第一部分:结构要求》GB/T 20047.1 的规定。

4.6.50 当敷设环境温度超过电缆运行环境温度时,应采取隔热措施。

4.6.51 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。

4.6.52 集中敷设于沟道、槽盒中的电缆宜选用 C 类及以上阻燃电

缆,应与配电系统保持一致。

4.6.53 在有腐蚀或特别潮湿的场所采用电缆桥架布线时,桥架应根据腐蚀介质的不同采取相应的防护措施。

4.6.54 光伏方阵内电缆桥架的铺设不应対光伏组件造成遮挡。

XI 储能系统

4.6.55 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 的规定。

4.6.56 蓄电池的蓄能应满足整体设计要求,可根据不同需要和实际情况进行选择,其性能要求应符合国家相应规定。

4.6.57 蓄电池的容量选取由下式确定:

1 以 kWh 表示

$$C_c = \frac{D \times F \times P_0}{L \times U \times K_a} \quad (4.6.57-1)$$

式中, C_c ——储能电池总容量,kWh;

D ——最长无日照期间用电时长,h;

F ——储能电池放电效率的修正系数,通常为 1.05;

P_0 ——光伏系统供能的负载平均功率,kW;

L ——储能电池维护系数,通常取 0.8;

U ——储能电池的放电深度,通常为 0.5~0.8;

K_a ——储能装置放电效率、控制器和逆变器效率及交流回路的损耗率综合的修正系数,通常为 0.7~0.8。

2 以 A·h 表示

$$C_a = 1000 \times \frac{C_b}{V} \quad (4.6.57-2)$$

式中: C_a ——储能电池总容量,A·h;

C_b ——储能电池总容量,kWh;

V——建筑光伏系统的电压等级,在 220V 与 380V 中选取。

由于储能电池的额定容量是在工作温度 25℃时标定的,当工作环境温度变化时容量改变,此时计算出的额定容量应除以表 4.6.57 的修正系数。

表 4.6.57 蓄电池额定容量修正系数

环境温度℃	25	10	0
修正系数	1	1.02	1.05

4.6.58 建筑光储直柔系统的储能容量与功率配置应符合柔性用电系统的具体要求:

1 储能的容量宜根据建筑整体用电负荷、建筑光伏系统发电量、需要连续供电时间以及建筑电力交互需求,结合用电柔性,按日平衡原则进行计算确定;

2 在光伏有功输出功率波动限值范围内,应尽量控制储能容量的配置,储能的功率宜按建筑计算负荷进行适宜性配置。

XII 发电量计算

4.6.59 建筑光伏系统的发电量应按不同的系统类型、组件类型、方阵布置及设备的配置进行计算,宜以每个并网点为单元,分单元计算发电量。

4.6.60 总的发电量应按下式计算:

$$E_p = \sum_{i=1}^n E_i \quad (4.6.60)$$

式中: E_p ——光伏系统的总发电量(kWh);

E_i ——第 i 单元发电量(kWh)。

4.6.61 分单元发电量的计算应符合现行国家标准《光伏发电站设计规范》GB 50797 的规定。

4.7 光储直柔系统设计

I 基本要求

4.7.1 建筑光储直柔技术的设计应用应以适宜的建筑电耗特性和技术经济优势为基础。应综合考虑气候、结构、负荷、性能、运维各方面相关因素,并选用符合国家标准及设备部件,确保设计的合理性和良好的运行表现。

4.7.2 建筑光储直柔系统的储能形式应匹配建筑柔性用电系统的需求。采用电化学储能时,应具备完整的储能系统配置。

4.7.3 布置建筑光储直柔系统的光伏和储能等电源设备参与电力交互时,宜采用直流配电系统,并实现负荷侧与电网的动态平衡。

4.7.4 建筑光储直柔系统宜监测光伏发电自用率,定期调整柔性控制策略达到光伏发电自用率的指标要求。

II 主要设备与线缆

4.7.5 建筑光储直柔系统设备与构件的选取应满足使用功能,以及运输、安装与运行过程中的安全、稳定性等各方面的需求。

4.7.6 建筑光储直柔系统直流配电系统设备的工作电压应能保证设备正常工作,且其电压纹波峰峰值、冲击电流幅值均应满足设备安全工作需求。

4.7.7 建筑光储直柔系统直流配电系统变换器的选型应以直流母线侧的额定功率、额定电压和额定电流作为依据。

4.7.8 建筑光储直柔系统直流配电系统各变换器的配备应满足一般规定,交直变换器应确保交流、直流工作电流,以及泄漏电流总有效值在允许范围内,且宜满足交流电网接入条件。交直变换器、储能变换器应可有效应对短路故障。电压适配变换器应具备电压调节与功率控制功能。光伏变换器宜采用非隔离升压型直流变换器。

4.7.9 建筑光储直柔系统直流配电系统宜装设隔离电器、独立的绝缘检测装置,以及剩余电流保护装置等安全与保护设备,且配备的安全与保护设备应符合如下具体规定:

1 DC750V、DC375V 或 DC220V 的直流母线与设备之间宜设置隔离电器,且隔离电器宜采用具备隔离功能的直流断路器。直流断路器应是多极非自复型,且不宜配置欠压和过压脱扣装置;

2 直流配电系统宜装设独立的绝缘检测装置,并具备本地参数设置和状态显示功能,在异常情况下能通过声光方式报警,并采用无源节点或通信等方式提供远程保护;绝缘检测装置应能对各极线路同时进行监测,且允许对各极线路分别设置保护动作和阈值;

3 直流配电系统剩余电流保护装置应具备直流剩余电流监测和保护功能,且应具备交流剩余电流监测功能,并对交流剩余电流突变采取保护动作。

4.7.10 建筑光储直柔系统空调、电热水器和照明灯具等用电设备应符合如下具体规定:

1 空调、电热水器和照明灯具等用电设备宜具备功率主动响应功能;

2 照明灯具的额定电压应根据灯具功率及传输距离选择,且宜具备照度调节功能。

4.7.11 建筑光储直柔系统可比例调节负荷的设备用电负荷应按考虑其实际用电柔度的方法计算:

$$R=P/P_0 \quad (4.7.11)$$

式中: R ——设备用电柔度;

P_0 ——设备在名义工况和额定电压下的功率值(kW);

P ——设备在名义工况和 80%额定电压下的功率值(kW)。

4.7.12 建筑光储直柔系统直流配电系统的安全电压适配器应具备适宜的额定输入电压及工作电压,并配备 USB 接口。直流插头和插座则应匹配适宜的额定电流,并应具备适宜的形式和防止错插

的保护功能。

4.7.13 建筑光储直柔系统的各部位线缆宜选用铜芯电缆,直流电缆的防水、防火设置,耐压、压降选择以及标识均应符合有关电气规定:

1 穿越建筑围护结构的直流电缆宜利用既有建筑的电缆通道,需要另辟通道的应做好防水、防火封堵;

2 直流配电系统线缆可按系统中最高电压等级的最高运行电压选择耐压,在额定电压和功率条件下,线路压降不宜大于 5% 额定电压;

3 直流配电系统线缆宜选择多芯护套型,且采用不同符号和颜色予以明确标示。当建筑中同时存在交流配电和直流配电系统时,交直流线缆均应具有明显标识。

4.7.14 建筑光储直柔系统中,各类柔性设备与分布式光伏系统的智能化集成宜满足《智能建筑设计标准》GB 50314,基于统一的信息平台实现智能化集成运行。

III 建筑储能

4.7.15 建筑光储直柔系统的储能电池应可支持充电与柔性用电,并可通过电池管理系统实时监测反馈储能信息,且具备电气保护、安全监测和消防报警等功能。

4.7.16 建筑光储直柔系统的储能电池的选择应满足柔性用电对使用寿命、充放电循环效率与配电接入的相关要求。

4.7.17 建筑光储直柔系统的储能电池模组或电池簇的最高电压,以及模组或簇间的连接方式、安全隔离以及短路保护设置均应满足安全防护要求。

4.7.18 在设计建筑光储直柔系统时宜预留储能系统的接口,采用电化学储能系统的,其安装、叠放方式及储能环境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 的规定:

1 电化学储能系统应采用分层安装,多层叠放,蓄电池组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 的规定。同一层上的单体间宜采用有绝缘护套的铜排连接,不同层间宜采用电缆连接,直流线缆应清晰标识,且不宜与交流线缆共用桥架。直流线缆和交流线缆可敷设在同一竖井内,但应分管(槽)敷设;

2 当容量超过 $200\text{A}\cdot\text{h}$ 时,宜设置专用的蓄电池室。蓄电池室的建筑设计,宜满足《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044 的规定。

IV 系统设计

4.7.19 建筑光储直柔系统应匹配完整的直流配电系统,其组成应包括电源设备、配电设备、用电设备和监控系统,直流配电系统拓扑宜采用单极结构。

4.7.20 建筑用电负荷分级、供电要求及用电负荷计算应符合现行国家标准《民用建筑电气设计标准》GB 51348 的规定:

1 建筑用电负荷分级、供电要求应符合相关规定,建筑各负荷分级下用电柔性设计应符合如下规定:

- 1)一级和二级负荷不应参与用电柔性调节;
- 2)通过三级用电负荷和建筑储能实现;
- 3)三级用电负荷宜按其柔性特征进行分类。

2 用电负荷计算应至少包括下列内容:

- 1)一级、二级及三级负荷;
- 2)建筑逐时用电负荷;
- 3)建筑光伏系统容量与逐时功率;
- 4)建筑储能容量与功率;
- 5)建筑与城市电网公共连接点的容量。

4.7.21 建筑光储直柔系统的直流配电系统电压等级不宜多于三级,并根据接入设备的实际供电需求确定其电压等级。

4.7.22 建筑光储直柔系统的柔性系统设计应包括硬件和软件设计两部分,硬件包括配电系统的柔性控制单元以及末端设备的柔性控制单元,软件宜具备必要的信息分析展示与数据安全功能。

4.7.23 建筑光储直柔系统的防雷及接地保护配置应符合如下规定:

1 直流配电系统宜采用 IT 接地形式。当采用 IT 接地形式的直流配电系统接入城市电网时,应采用隔离型交直变换器;

2 当 DC750V、DC375V 或 DC220V 直流母线采用 IT 接地型式时,应通过高阻接地,接地电阻阻值应根据直流母线电压等级选择,且不应小于 100Ω 。

V 保护与防护

4.7.24 建筑光储直柔系统的光伏组件应保持正常的使用功能,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、进水或气泡;
- 4 接线盒变形、开裂、烧毁,电缆破损,接线端子接触不良。

4.7.25 建筑光储直柔系统中组件、支架、储能系统的支撑结构与紧固状况应定期检查,出现问题应当及时维修。

4.7.26 建筑光储直柔系统的直流配电系统继电保护应能可靠保障各支路与关键部件的继电与运行安全,应符合下列规定:

- 1 电源进线、主要馈线、储能支路装应设专用继电保护装置;
- 2 保护应能够识别常见故障和不正常运行方式;
- 3 保护原理及功能简单可靠,不宜对同一类型故障设置多重保护;
- 4 在无通信时系统保护应有选择性;
- 5 宜设置专用保护设备和变换器共同配合实现保护功能。

4.7.27 建筑光储直柔系统的直流配电系统应具备切实有效的过

流保护及电压异常保护功能,并应符合如下具体规定:

1 在电流幅值不超过 110%额定电流,且持续时间不超过 10s 时,直流配电系统应能维持正常运行;

2 对于结构复杂、供电连续性要求高的直流配电系统,宜强化短路故障穿越和选择性保护功能;

3 当直流母线电压处于 70%~80%额定电压范围,且持续时间不超过 10s 时,直流配电系统应能保持运行;

4 当直流母线电压处于 20%~70%额定电压范围,且持续时间不超过 10ms 时,直流配电系统应能保持连续运行;

5 当外部交流电压或电击窜入直流配电系统时,直流配电系统应能识别并报警。

4.7.28 采用 IT 接地型式的直流母线宜具备绝缘监测功能,并应加强相应的安全配置,并符合下列规定:

1 在直流母线设置绝缘穿越装置,在配电回路配置剩余电流监测装置,当绝缘电阻低于报警阈值时,绝缘检测装置宜能发出声光报警;

2 配电回路的绝缘检测装置宜在配电回路接入直流母线前停止工作。

4.7.29 各电压等级的直流配电系统均应配备电击防护设施,并应符合安全用电防护的相关规范要求:

1 DC48V 系统应采用安全特低电压防护;

2 DC750V 系统不应布置在人员频繁活动区域,配电和用电设备应配置用电安全标识。设备应采取重复接地,并可靠锁闭,确保非专业人员无法正常打开;

3 直流配电系统配备的用于电击防护的剩余电流保护装置,动作电流不应大于 80mA,直流监测配电箱内宜设置电涌保护器,以防止雷电及其他因素引起的线路过电压。

4.7.30 建筑光储直柔系统的直流配电系统应满足人员安全防护的具体规定:

1 电源设备所在配电回路设置具备隔离功能的多极型隔离电器；

2 当配电回路从直流母线断开后，配电回路上的电源设备应在 2s 内停止运行，且从配电回路断开；

3 在系统断电停止运行后 30s 内，直流配电系统不同极之间、各极对地之间的残压应下降到 30V 以下；

4 配置极间电压和对地电压监测装置。

VI 系统性能

4.7.31 建筑光储直柔系统的配备应保证直流配电系统的电能质量，需满足下列具体要求：

1 1500V 以下等级的直流供电电压偏差范围为标称电压的 $-20\% \sim +5\%$ ；

2 直流配电系统稳态电压应在 $85\% \sim 105\%$ 额定电压范围内；

3 在额定电压和 $20\% \sim 100\%$ 额定功率条件下，直流配电系统中电压纹波峰的峰值系数和有效值系数应分别小于 1.5% 和 1.0%。

4.7.32 建筑光储直柔系统的直流配电系统的暂态调节性能，应满足直流母线电压建立过程中的时间要求，并满足电压变动、电压调节时间的具体规定：

1 在恢复并网、黑启动、短路故障恢复等直流母线电压建立过程中，直流母线电压恢复时间应在 0.2s~1.0s 范围内；

2 当功率以每秒 20% 额定功率的速率增加或减小时，所引起的电压变动不宜大于额定电压的 1%；

3 当功率在 100ms 内从 20% 额定功率上升到 80% 额定功率，或从 80% 额定功率降低到 20% 额定功率时，所引起的电压变动不应大于 5% 额定电压，电压调节时间应小于 500ms。

4.7.33 建筑光储直柔系统的直流配电系统宜具备孤岛运行的能力，并应符合在并网与孤岛运行状态间切换时间与电压变动的具体要求：

1 从得到计划孤岛指令开始到系统孤岛稳定运行,计划孤岛的切换时间不应大于 15min,切换过程中电压变动应控制在 $\pm 5\%$ 额定电压以内;

2 非计划孤岛的切换时间不应大于 5s,当 5s 后仍未实现孤岛稳定运行时,系统应停止运行;

3 直流配电系统从孤岛运行状态向并网运行状态切换的时间应小于 5s。

4.7.34 建筑光储直柔系统单次调节能力的最大负荷调节容量比例应高于 10%,宜高于 20%;调节电量比例应大于 10%,宜大于 20%。

4.7.35 建筑光储直柔系统连续调节能力的功率偏差指标应小于 40%,宜小于 20%。

Ⅶ 系统监测与控制

4.7.36 建筑光储直柔系统宜对各设备监控和信息采集,监控模式应与各设备的运行工艺相适应,并宜满足对实时状况监控、管理方式及管理策略等进行优化的要求。

4.7.37 建筑光储直柔系统的建筑能耗监测系统中,能耗监测范围和计量类别宜全面,能耗计量宜开展准确的分类分项计量,宜监测建筑主要功能空间的室内环境,并宜完善建筑用能环节调控及供能配置调整,宜通过相关数据后处理分析以提升建筑设备协调运行和优化建筑综合性能。

4.7.38 建筑光储直柔系统的柔性控制系统应具备柔性控制模式,具备匹配建筑整体柔性用电需求的功能。其控制模式宜可优先使用可再生能源,宜具备并网和离网模式切换的功能,宜具备根据电价、电网指令或预设运行目标自动切换运行模式的功能,宜能响应当地政府和电网的电力安全应急管理要求,宜预留人工操作干预权限,宜具备智能化学习功能,在系统稳定运行的同时可实现自优化柔性控制。

4.7.39 建筑光储直柔系统的直流配电系统宜设置监控系统,可实

时采集电源设备、主要用电设备和配电设备的电流、电压、功率、电量和运行状态等信息,并应包含数据储存功能。

4.7.40 建筑光储直柔系统的直流配电监控系统宜基于直流母线实现 APR 功能,并配备灵活的能量管理策略。

4.7.41 建筑光储直柔系统的直流配电系统应建立节能管理制度及设备系统节能运行操作规程,确保建筑的正常运行与维护。

4.7.42 建筑光储直柔系统的节能控制宜基于主要功能空间形成核心控制单元区域,宜基于人居环境实时参数信息,实现暖通空调、照明和遮阳的整体智能集成优化控制。

4.7.43 建筑光储直柔系统应具备可靠的电源供电,并宜保障可基于专门的调度通道与装置实现必要的生产调度,以完成系统内通信。

4.7.44 建筑光储直柔系统宜具备可靠的调度通道、专用的调度通信设施,以及双方适用的通信传输方式,以完成系统通信。

4.7.45 建筑光储直柔系统宜搭建云端柔性控制系统,实现异地实时监测与控制;且宜具备关键运行信息的交互功能。

4.7.46 建筑光储直柔系统的直流配电系统的监测、柔性控制系统的通信宜具备良好的兼容性与建筑电力交互性。柔性控制系统宜至少支持一项通信协议,以保证系统监测数据和控制指令在本地各设备间,以及本地柔性控制系统与云端柔性控制系统间信息的实时、可靠交互。并宜具备与系统内各设备以及电网的交互接口。

4.8 消防设计

4.8.1 建筑防火设计应符合下列规定:

1 控制室、配电室、逆变器室、蓄电池室等设备用房应采取耐火极限不低于 2.0h 的防火隔墙和耐火极限不低于 1.5h 的楼板与其他部位隔开,变配电室开向建筑内的门应采用甲级防火门,其内部所有装修均应采用 A 级装修材料;

2 应用光伏幕墙的建筑外墙上、下层开口之间的防火设置应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定；

3 光伏幕墙的防火构造应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的规定；

4 光伏幕墙与其周边防火分隔构件间的缝隙、与楼板或隔墙外沿间的缝隙、与实体墙面洞口边缘间的缝隙等，应进行防火封堵设计；

5 光伏幕墙紧靠防火墙两侧的门、窗洞口之间最近边缘的水平距离不应小于 2m；

6 建筑内的电缆井应独立设置，其井壁应为耐火极限不低于1.0h的不燃烧体，井壁上的检查门应采用丙级防火门。电缆井在每层楼板处应采用不低于楼板耐火极限的不燃烧体或防火封堵材料封堵。

4.8.2 建筑光伏系统防火设计应符合下列规定：

1 建筑光伏系统防火和灭火系统设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222 和《气体灭火系统设计规范》GB 50370 的规定；

2 建筑光伏系统安装应避免爆炸危险场所，不得影响建筑之间的防火间距及消防疏散；

3 既有建筑物屋面上增设建筑附加光伏发电系统，不得影响出屋面疏散楼梯间到达另一个疏散楼梯间的消防疏散通道；

4 光伏构件的燃烧性能和耐火极限应根据建筑的耐火等级确定。建材型光伏构件应采用不燃烧体，光伏遮阳构件可采用难燃烧体；

5 同一光伏幕墙组件不应跨越建筑物的两个防火分区；

6 电缆不应敷设在变形缝内。当其穿过变形缝时，应在穿过处加设不燃烧材料套管，并应采用不燃烧材料将套管空隙填塞密实。电缆不宜穿过防火墙。当穿过时，应采用防火封堵材料将墙与管道之间的空隙紧密填实；

7 建筑内部的配电箱不应直接安装在低于 B1 级的装修材料上。

4.8.3 建筑光伏系统安装区域应设置消防疏散通道。

4.8.4 建筑光伏系统消防设施的设计应根据建筑用途及其重要性、火灾特性和火灾危险性等综合因素按现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定执行。

4.8.5 建筑光伏系统应设置电气火灾监控系统和具备关断功能的装置,并应符合现行国家标准《电气火灾监控系统》GB 14287 的规定。

4.8.6 建筑光伏系统的室外运行设备附近和建筑电气设备用房内均应设置灭火器,灭火器的设置应符合现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140 的规定。

5 安装施工

5.1 一般规定

5.1.1 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 的规定。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。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 的规定。

5.1.2 既有建筑安装建筑附加光伏发电系统采用脚手架施工时,应根据项目特点编制脚手架搭设方案,搭设完成经验收合格后方可使用;新建建筑光伏系统采用脚手架施工时,脚手架方案应与主体结构的施工用脚手架相结合,并应验收合格后方可使用。

5.1.3 六级及以上大风、浓雾等恶劣气候应停止露天起重吊装和高处作业。

5.1.4 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。

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

5.1.6 安装建筑光伏系统时,应对建筑物成品采取保护措施,不得破坏建筑物成品。

5.1.7 安装建筑光伏系统时应采取下列安全措施:

1 施工作业人员必须按照国家规定经过专门的安全作业培训;

并取得特种作业操作资格证书后,方可上岗作业;

2 施工人员进入施工现场时,应正确佩戴安全防护用品;

3 施工场所应有醒目、清晰、易懂的电气安全标识;

4 不应在雨、大风天气情况下进行室外施工作业;

5 建筑光伏系统各部件在存放、搬运、吊装等过程中不得碰撞受损。临时放置光伏组件时,其下方要衬垫木,各面均不得受碰撞或重压;

6 安装场所上空的架空电线应有隔离措施;

7 在坡度大于 10° 的坡屋面上安装施工时,应设置专用脚踏板;

8 光伏组件的输出电缆不得发生非正常短路;

9 连接完成或部分完成的建筑光伏系统,遇有光伏组件破裂的情况应及时设置限制接近的警示牌,并由专业人员处置;

10 连接无断弧功能的开关时,不得在有负荷或能够形成低阻回路的情况下接通或断开;

11 使用手持式电动工具应符合《手持式电动工具的管理、使用、检查和维修安全技术规程》GB/T 3787 的要求。

5.2 施工安装准备

5.2.1 工程施工前应具备下列条件:

1 建设单位应履行项目备案手续,取得备案证明;

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,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。

5.2.2 建筑光伏系统工程施工前应编制专项施工组织设计方案,施工组织设计应主要包括下列内容:

- 1 工程任务情况及施工条件分析;
- 2 从施工角度论证项目建设方案的可行性;
- 3 根据当前社会综合施工水平,排定项目工程工期,合理安排施工程序和交叉作业,确定节点进度计划;
- 4 从施工的全局出发,根据工程所在区域地形地质条件进行施工总平面布置,选择主体施工方案和施工设备、机具;
- 5 论证工程总体施工方案和主要施工方法;
- 6 合理确定各种物资资源和劳动力资源的需求量和配置;
- 7 提出施工交通运输方案;
- 8 提出与施工有关的组织、技术、质量、职业健康安全、环保和节能等措施。

5.2.3 施工单位在工程施工前,应按照《危险性较大的分部分项工程安全管理规定》编制专项施工方案,并按该规定相关内容执行。

5.2.4 施工方案确定时应遵守下列规定:

- 1 应确保实现光伏发电功能,保证工程质量和施工安全;
- 2 应有利于缩短工期和节约施工成本;
- 3 应有利于先后作业之间、各道工序之间协调均衡;
- 4 施工强度应与施工设备、材料、劳动力等资源需求均衡;
- 5 应有利于水土保持、环境保护和职业健康安全,便于文明施工;
- 6 应充分考虑特殊气象条件下的施工预案,应分别对雨季高温、低温状态下的施工提出应急方案和措施。

5.2.5 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。

5.3 土建工程

I 基座

5.3.1 安装在建筑物上的建筑光伏系统基座应与建筑主体结构可靠连接。

5.3.2 既有建筑光伏系统在安装施工过程中破坏的防水层需要重新修复,不低于原有防水性能,且应符合《屋面工程质量验收规范》GB 50207 的要求。

5.3.3 预制基座应放置平稳、整齐,不得破坏屋面的防水层。

5.3.4 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件,在建筑光伏系统安装前应涂防腐涂料。

II 支架

5.3.5 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要求后安装支架;

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 5.3.5 的规定。

表 5.3.5 支架安装的尺寸允许偏差

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

5.3.6 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。

Ⅲ 连接部件

5.3.7 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 5.3.7-1 的规定;

表 5.3.7-1 混凝土基座的尺寸允许偏差

项目名称	允许偏差值(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 5.3.7-2 的规定;

表 5.3.7-2 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)	+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 5.3.7-3 的规定。

表 5.3.7-3 金属屋面夹具的尺寸允许偏差

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

5.3.8 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 的规定。

5.3.9 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 的规定。

5.3.10 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 的规定。

5.3.11 抗震支架安装应满足下列要求：

1 抗震支架材料必须符合设计及国际或地区相关标准，具备足够的强度和韧性，以及良好的耐腐蚀性和耐久性；

2 支吊架需要具有足够的刚度和承载力，并与建筑结构可靠连接；

3 施工必须遵循《建筑机电工程抗震设计规范》GB 50981、《建筑机电设备抗震支吊架通用技术条件》CJ/T 476、《抗震支吊架安装及验收标准》T/CECS 420 规范等有关要求。

5.4 光伏组件安装

5.4.1 光伏组件上应标有带电警告标识。

5.4.2 光伏组件或方阵应按设计要求可靠地固定在支架或连接件上。

5.4.3 光伏组件或方阵应排列整齐，光伏组件之间的连接件，应便于拆卸和更换。

5.4.4 光伏组件或方阵与建筑面层之间应留有安装空间和散热间隙，不得被施工等杂物填塞。

5.4.5 安装光伏组件时，应满足设计及产品手册要求。

5.4.6 坡屋面上安装光伏组件时，其周边的防水连接构造必须严格按照设计要求施工，不得渗漏。

5.4.7 光伏幕墙的安装应符合下列要求：

1 双玻光伏幕墙应符合现行国家标准《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139 的规定,安装允许偏差应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086 的规定；

2 光伏幕墙应与普通幕墙同时施工,共同接受幕墙相关的物理性能检测。

5.4.8 光伏组件安装除应符合现行国家标准《光伏电站施工规范》GB 50794 的规定外,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。

5.5 电气系统安装

5.5.1 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。

5.5.2 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；

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。

5.5.3 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可靠连接;

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 逆变器交流侧电缆接线前应确认并网柜侧有明显断开点。

5.5.4 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 的规定外,尚应符合设计要求。

5.5.5 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标准》GB 50168 的规定。

5.5.6 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 电缆桥架应高出地面 2.5m 以上,桥架顶部距顶棚或其他障碍物不应小于 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 15m 处应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 处应进行固定;

6 槽盖在吊顶内设置时,开启面应保持 80mm 的垂直净空;

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

5.5.7 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 的规定。

5.5.8 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。

5.5.9 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 的规定。

5.5.10 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 的规定。

5.5.11 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 的规定。

5.5.12 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 的规定。

5.5.13 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。

5.5.14 通信电缆布线除应符合《自动化仪表工程施工及质量验收

规范》GB 50093 及《通信线路工程设计规范》GB 51158 中的规定外,还应满足如下规定:

1 通信电缆应采用屏蔽线,不应与强电电缆无隔离共同敷设,线路不应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 线路不应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,不得构成两点或多点接地,应用集中式一点接地;

4 通信电缆与其他低压电缆合用桥架时,应各置一侧,中间应采用隔板分隔。

5.5.15 快速关断装置安装应满足下列要求:

1 检查待安装的快速关断装置的外观、规格、型号;

2 快速关断装置应与光伏组件同步安装,并可靠固定,避免设备暴晒或积水;

3 快速关断装置安装后应检验极性和端子连接可靠性。

5.6 光伏系统调试

5.6.1 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。

5.6.2 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。

5.6.3 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、准确。

5.6.4 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 接入汇流箱或逆变器内的光伏组件串的极性测试应正确;

4 相同测试条件下,同一汇流箱或逆变器端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,对同一汇流箱或逆变器端各光伏组件串的电流进行检测,相同测试条件下,光伏组件串之间的电流偏差不应超过 5%。

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

5.6.6 逆变器调试应符合现行国家标准《光伏电站施工规范》GB 50794 的规定。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 的规定。

5.6.7 电化学储能系统的调试除应符合现行国家标准《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。

5.6.8 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 中的规定。

5.6.9 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 的规定。

5.6.10 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。

5.6.11 建筑光伏系统并网投运应符合现行国家标准的规定。

5.6.12 独立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流断路器。

5.6.13 配电装置带电试运行 24h,设备及控制、保护、信号等系

统工作正常,具备正式运行条件。建筑光伏系统并网投运还应符合现行国家标准的其它规定。

5.6.14 建筑光伏系统通过台区智能终端与用电信息采集系统实现实时信息交互(通信协议 DL/T 698.45),逆变器应具备该协议接口。当逆变器不具备该协议接口时,需增设协议转换器并与逆变器调试匹配成功。在并网验收时,需经用电信息采集系统调控测试成功后方可并网运行。

5.7 劳动安全与职业卫生

5.7.1 工程总体布置,应满足下列具体规定:

1 建筑光伏系统应综合考虑工程现场自然条件和施工环境,结合施工现场情况制定安全防范措施;

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

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

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

5.7.2 劳动安全与职业卫生措施,应满足下列具体规定:

1 设备运输作业安全设计应根据设备对运输的要求,采取运输加固措施,配备相应的运输装卸工具;

2 设备吊装作业前,应制定专项施工吊装方案;

3 施工高空作业防护措施设计,应符合现行国家标准《高处作业分级》GB/T 3608 的有关规定。高空作业防护措施施工、检

修操作应符合现行行业标准《建筑施工高处作业安全技术规范》JGJ 80 的规定；

4 工程的防电气伤害设计应符合现行国家标准《低压电气装置 第 4-41 部分：安全防护 电击防护》GB 16895.21 的规定；

5 室外作业应采取个人的防护措施，减少恶劣环境下的作业时间；

6 工程的防火、防爆设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 和《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 的规定。主要疏散通道、楼梯间、消防电梯及安全出口处应设置火灾事故照明及疏散指示标志；

7 光伏发电工程工作场所的噪声控制设计应符合现行国家标准《工业企业噪声控制设计规范》GB/T 50087 的规定；

8 工程的防机械伤害设计应符合现行国家标准《机械安全防护装置固定式和活动式防护装置的设计与制造一般要求》GB/T 8196、《生产设备安全卫生设计总则》GB 5083 和《生产过程安全卫生要求总则》GB/T 12801 的规定；

9 建筑光伏系统的采光设计应以天然采光为主，人工照明为辅。照明设计应符合现行国家标准《建筑照明设计标准》GB 50034 的规定；

10 建筑设计应为建筑光伏系统提供安全的安装条件，并应在安装光伏组件的部位设置防止光伏组件损坏、坠落的安全防护措施；

11 人员流动密度大的公共场所以及使用中容易受到撞击的光伏幕墙应采用安全玻璃；对使用中容易受到撞击的部位应设置明显的警示标志；

12 当与光伏幕墙相邻的楼面外缘无实体墙时应设置防撞设施；

13 构成阳台或平台栏板的普通光伏构件应符合刚度，强度、防护功能和电气安全要求，并应采取保护人身安全的防护措

施,临空部位设置的防护栏板高度不应低于 1.10m;

14 光伏组件检修通道等临空处应设有防护设施;

15 建筑光伏系统的设备周围不得堆积易燃易爆物品,设备应具备通风散热条件,设备上的灰尘和污物应及时进行清理;

16 建筑光伏系统的主要部件上的各种警示标识应醒目完整,各个接线端子应牢固可靠,设备的接线孔处应采取有效措施防止蛇、鼠等小动物进入设备内部。

6 验 收

6.1 一般规定

6.1.1 新建建筑光伏系统工程作为建筑节能分部的分项工程,应纳入建筑工程质量验收的节能分部进行验收。既有建筑安装的建筑附加光伏发电系统应作为单位工程进行验收。

6.1.2 建筑光伏系统工程质量验收应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 及现行国家和海南省有关标准的规定。

6.1.3 建筑光伏系统工程施工质量验收应符合下列规定:

1 建筑光伏系统工程的检验批验收和隐蔽工程验收应由专业监理工程师主持,施工单位相关专业的质量检查员和施工员参加,必要时可邀请相关专业的第三方检验检测机构的人员参加;

2 建筑光伏系统工程的分项工程验收应由总监理工程师主持,施工单位项目经理、项目技术负责人和相关专业的质量检查员、施工员、设计单位主要设计人员参加;

3 既有建筑的建筑附加光伏系统工程验收应由建设单位项目负责人主持,其他参加人员应符合前款要求;

4 建筑光伏系统工程完工后,由建设单位向供电部门申请并网验收。

6.1.4 建筑光伏系统分项工程检验批质量验收合格标准应符合下列规定:

1 主控项目应符合质量合格标准要求;

2 一般项目其检验结果应有 80%及以上的检查点(值)符合质量合格标准要求。

6.1.5 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 质量控制资料应完整；
- 3 主要功能项目的检测结果应合格；
- 4 观感质量验收应符合要求。

6.1.6 建筑光伏系统工程施工中应及时进行质量检查,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。主要隐蔽部位有:

- 1 预埋件或后置螺栓(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围护结构之间的构造做法；
- 4 需进行防水处理工程节点；
- 5 系统防雷与接地保护的连接节点；
- 6 隐蔽安装的电气管线工程；
- 7 需进行防腐处理的钢基座、预埋(后锚固)地脚螺栓、支架等部位。

6.1.7 建筑光伏系统分项工程验收应提供下列资料:

- 1 设计文件、图纸会审记录、设计变更和洽商记录；
- 2 主要材料、构配件和设备的产品出厂合格证、检验报告、进场检验记录、有效期内的型式检验报告；
- 3 隐蔽工程验收记录和相关图像资料；
- 4 工程施工安装记录、工程质量验收记录；
- 5 屋面防水检漏试验记录、后置螺栓(锚栓)连接件锚固力现场拉拔试验报告及防雷、接地电阻测试记录；
- 6 设备噪声检测报告、建筑光伏系统性能检测报告；
- 7 系统调试和试运行记录(应包括电线电缆绝缘测试记录、接地电阻测试记录等)；
- 8 系统运行、监控、显示、计量等功能的检验记录；
- 9 建筑光伏系统及主要部件的使用维护手册等；
- 10 其他对工程质量有影响的重要技术资料。

6.1.8 建筑光伏系统工程使用的材料、构配件和设备进场时应验收,

验收结果应经监理工程师检查认可,并应形成相应的验收记录。各种材料和设备的质量证明文件和相关技术资料应齐全,并应符合设计要求和现行国家标准的规定。

6.2 基 座

I 主控项目

6.2.1 光伏支架混凝土基座类型、强度应符合设计要求。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计文件检查,核查试验报告。

6.2.2 基座与建筑主体结构连接应符合设计要求且连接牢固。当基座与建筑主体结构之间采用后置锚固件固定时,后置锚固件的类型、规格型号、数量、位置和抗拉拔承载力应符合设计要求。后置锚固件应进行抗拉拔承载力现场拉拔检测。

检查数量:抽查基座总数的10%,且不少于3个;少于3个的,全数检查。后置锚固件现场拉拔检测应按后置锚固件总数的1%随机抽取,且不少于3个。

检查方法:对照设计检查,核查隐蔽工程验收记录、后置锚固件现场拉拔检测报告。

6.2.3 在屋面结构层上现场施工的基座完工后,底面基座与屋面连接处应做防水加强处理,防水施工应符合设计要求且不得有渗漏现象。

检查数量:全数检查。

检查方法:雨后观察检查或淋水试验,淋水检验的时间2h不渗不漏为合格。

6.2.4 钢基座、后置锚固件、混凝土基座顶面的预埋钢板或螺栓,其防腐处理应符合设计要求,且不低于国家和海南省现行相关标准要求,防腐涂层应光滑平整,无流挂、起皱、露底等缺陷。

检查数量:抽查基座总数的10%,且不少于3个基座;少于3

个基座的,全数检查。

检查方法:观察检查,核查相关性能检测报告。

II 一般项目

6.2.5 基座的水平位置、顶面标高应符合设计要求,且轴线、标高的最大偏差值不超过 10mm。

检查数量:抽查基座总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:量测检查。

6.3 支 架

I 主控项目

6.3.1 支架的材质、施工制作应符合设计要求,支架应无破损和变形。钢结构支架的安装和焊接应符合现行国家标准的有关规定。

检查数量:抽查支架总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:对照设计检查,检查材料质量保证资料,观察、量测检查。

6.3.2 支架安装的位置、方位和倾角应符合设计要求。

检查数量:抽查支架总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:量测检查。

6.3.3 支架的防腐处理应符合设计要求和现行国家有关标准规定,钢支架表面的防腐涂层应光滑平整、无流挂、起皱、露底等缺陷。

检查数量:抽查支架总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:观察检查,核查相关性能检测报告。

6.3.4 支座的防雷接地电阻应符合设计要求。

检查数量:全数检查。

检查方法:观察检查,核查防雷接地电阻测试记录。

II 一般项目

6.3.5 安装光伏组件的支架面应平直,直线度不大于 1%,平整度不大于 3mm,支架上光伏组件的风道间隙应符合设计要求。

检查数量:抽查支架总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:观察、测量检查。

6.4 连接部件

I 主控项目

6.4.1 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。防水施工应符合设计要求且不得有渗漏现象。

检查数量:全数检查。

检查方法:雨后观察检查或淋水试验,淋水检验的时间 2h 不渗不漏为合格。

6.4.2 建筑光伏系统用紧固件螺栓、螺钉、螺柱等的机械性能、化学成分应符合现行国家标准《紧固件机械性能》GB/T 3098.1~GB/T 3098.21 的规定。

检查数量:抽查紧固件总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:对照设计检查,检查材料质量保证资料。

6.4.3 连接部件采用普通螺栓时,当设计有要求或对其质量有疑义时,应进行螺栓实物最小拉力载荷复验。

检查数量:每一规格螺栓应抽查 8 个。

检查方法:检查螺栓实物复检报告。

II 一般项目

6.4.4 支架连接部件的施工偏差应符合本标准表 5.3.7-1、5.3.7-2 和 5.3.7-3 的规定。

检查数量:抽查支架总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:量测检查。

6.4.5 支架安装所采用的连接螺栓应加防松垫片并拧紧,且外露丝扣不应少于 2 扣。

检查数量:抽查支架总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:观察和用小锤敲击检查。

6.4.6 连接部件采用高强度螺栓连接副时,高强度螺栓连接副的施拧顺序和初拧、终拧扭矩应满足设计要求并符合现行行业标准《钢结构高强度螺栓连接技术规程》JGJ 82 的规定。

检查数量:全数检查。

检查方法:检查扭矩扳手标定记录和螺栓施工记录。

6.5 光伏组件

I 主控项目

6.5.1 光伏组件的品种、规格型号和性能应符合设计文件和现行标准的规定。光伏组件进场时应按现行国家标准《光伏发电效率技术规范》GB/T 39857 对其发电功率及发电效率进行进场复验,复验应为见证取样。当复验的结果不合格时,不得使用。

检查数量:全数检查。同厂家、同类型的光伏组件复验数量为总数量的 5%,且不得少于 1 套。

检查方法:核查光伏组件的质量合格证明文件、标志及检测报告。

6.5.2 光伏组件应按照设计图纸的型号、规格、连接方式、布置方向进行安装。

检查数量:光伏组件总数的 10%,且不应少于 10 个;少于 10 个的,全数检查。

检查方法:对照设计要求测量检查、观察检查。

6.5.3 光伏组件之间的连接以及光伏组件与支架的固定方式应符合设计要求和现行标准的规定。固定件的种类、规格型号、数量应符合设计要求。

检查数量:抽查光伏组件总数的 10%,且不应少于 10 个;少于 10 个的,全数检查。

检查方法:对照设计检查,观察检查。

6.5.4 光伏组件周边与建筑构件交接处的防水、保温构造措施应符合设计要求,且不得渗漏。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计文件检查,雨后观察检查或淋水检验,淋水检验的时间 2h 不渗不漏为合格。

6.5.5 幕墙用光伏组件的物理性能应符合设计要求及国家标准和工程技术规范规定。光伏幕墙应按照现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086、《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210 和现行行业标准《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139 的规定,对光伏幕墙的抗风压性能、气密性能、水密性能、热工性能、平面内变形性能进行复验。

检查数量:光伏幕墙抗风压性能、气密性能、水密性能、热工性能、平面内变形性能的复验数量应按照相关现行国家标准的规定抽检。

检查方法:对照设计文件检查,核查检测报告。

6.5.6 光伏组件串、阵列开路电压应符合设计要求,其允许偏差为 $\pm 3\%$ 。

检查数量:光伏组件串、阵列总数的 10%,且不应少于 3 个;少

于 3 个的,全数检查。

检查方法:测试检查。

6.5.7 连接在同一台逆变器的光伏组件串,其电压、电流应一致并符合设计要求,其允许偏差为 $\pm 3\%$ 。

检查数量:全数检查。

检查方法:测试检查。

6.5.8 光伏组件串的排列应符合设计要求。

检查数量:全数检查。

检查方法:观察检查。

6.5.9 光伏组件串的最高电压不得超过光伏组件和逆变器的最高允许电压。

检查数量:全数检查。

检查方法:测试检查。

6.5.10 建筑光伏系统应对发电量、光伏组件背板表面温度、室外温度和太阳总辐照量进行监测和计量,其年发电量、光伏组件背板表面最高工作温度应满足设计要求。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计检查,核查建筑光伏系统监测记录。

II 一般项目

6.5.11 光伏组件上应标有带电警告标识。

检查数量:全数检查。

检查方法:观察检查。

6.5.12 同一组光伏方阵中的光伏组件安装纵横向偏差不应大于 5mm。

检查数量:光伏组件或光伏方阵总数的 10%,且不应少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:观察、量测检查。

6.5.13 光伏组件与建筑面层之间应留有散热间距,其散热间距应符合

合设计要求,且允许偏差不得大于 $\pm 5\%$ 。

检查数量:光伏组件或光伏方阵总数的 10%,且不应少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:观察、量测检查。

6.5.14 幕墙用光伏组件安装的允许偏差应符合《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210、《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 等国家、地方现行标准的规定。

检查数量:全数检查。

检查方法:观察、量测检查。

6.6 电气系统

I 主控项目

6.6.1 建筑光伏系统使用的电缆及其附件、汇流箱、储能蓄电池、逆变器、配电柜等产品的品种、规格型号、性能等应符合设计要求。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计文件检查,核查产品质量合格证明文件、标识及相关性能检测报告等。

6.6.2 建筑光伏系统直流侧应标识正负极性,并分别布线。

检查数量:全数检查。

检查方法:观察检查。

6.6.3 汇流箱的安装质量应符合下列要求:

1 汇流箱数量、安装位置应符合设计要求,与支架连接牢固可靠;

2 汇流箱内接线及箱内配置的防雷器,其耐压不低于 2 倍系统的峰值电压,接地电阻不大于 4Ω ,且接地可靠;

3 汇流箱防水构造措施应符合设计要求和现行标准的规定。

检查数量:汇流箱总数的 20%,且不应少于 3 个。

检查方法:对照设计文件检查,观察、量测检查。雨后检查或淋

水试验,淋水检验 2h 不渗不漏为合格。核查接地电阻测试记录。

6.6.4 逆变器的安装质量应符合下列要求:

1 逆变器数量、安装位置及通风处理应符合设计要求,与基础或支架连接应牢固可靠;

2 逆变器的接地可靠,其交流侧接应有绝缘保护;

3 所有绝缘和开关装置及散热风扇功能应正常。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计文件检查,观察和量测检查。核查接地电阻测试记录。

6.6.5 配电柜的安装质量应符合下列要求:

1 配电柜的数量、安装位置应符合设计要求,安装应牢固可靠;

2 接地应可靠,电阻值应符合设计要求和现行标准的规定。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计文件检查,外观检查,核查接地电阻测试记录。

6.6.6 储能蓄电池的安装质量应符合下列要求:

1 储能蓄电池相互极板间连接牢固;

2 储能蓄电池房间通风良好。

检查数量:全数检查。

检查方法:外观检查,紧固检查。检查储能蓄电池房间通风能力是否满足环境温度要求。

6.6.7 电缆线路安装应符合设计要求和现行国家标准《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》GB 50168 的规定。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计文件检查,观察检查。

II 一般项目

6.6.8 建筑光伏系统使用电缆及其附件、汇流箱、储能蓄电池、逆变

器、配电柜等产品,其外观不应有损坏,标识、标牌齐全。

检查数量:全数检查。

检查方法:观察检查。

6.6.9 电气装置安装应符合设计要求和现行国家标准《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、《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的规定。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计文件检查,观察检查。

6.6.10 电气系统接地装置施工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 的规定。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计文件检查,观察检查。

6.6.11 线缆穿过楼面、屋面和外墙时,其防水套管和防水密封处理应符合设计要求。

检查数量:全数检查。

检查方法:观察检查。

6.6.12 建筑光伏系统并网设施应符合设计要求和现行标准的规定。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计文件检查,观察检查。

6.7 能效测评

6.7.1 根据评价指标、测试方法、评价方法、判定和评级编制能效测评报告。

I 评价指标

6.7.2 建筑光伏系统的评价指标及其要求应符合下列规定:

1 建筑光伏系统的光电转换效率应符合设计文件的规定,当设计文件无明确规定时应符合表 6.7.2 的规定;

表 6.7.2 不同类型建筑光伏系统的光电转换效率 η_d (%)

晶体硅系统	薄膜系统
$\eta_d \geq 14.0$	$\eta_d \geq 11.0$

2 建筑光伏系统采用彩色光伏组件时,系统光电转换效率应不低于设计值的 85%;

3 建筑光伏系统的年发电量、光伏组件背板最高工作温度、建筑自消纳比例、费效比、常规能源替代量、二氧化碳减排量、二氧化硫减排量及粉尘减排量应符合项目立项可行性报告等相关文件的规定,当无文件明确规定时,应在测试评价报告中给出。

II 测试方法

6.7.3 建筑光伏系统性能测试应包括:

- 1 系统光电转换效率;
- 2 光伏组件背板温度;
- 3 并网光伏系统的光伏发电建筑自消纳比例。

6.7.4 当建筑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,应视为同一类型建筑光伏系统。同一类型建筑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。

6.7.5 建筑光伏系统的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 长期测试的周期不应少于 120d,且应连续完成,长期测试开始的时间应在每年春分(或秋分)前至少 60d 开始,结束时间应在每年春分(或秋分)后至少 60d 结束;

3 短期测试不应少于 4d,每天短期测试时间应为 24h;

4 短期测试期间,室外环境平均温度 t_a 的允许范围应为年平均环境温度 $\pm 10^\circ\text{C}$;

5 短期测试期间,环境空气的平均流动速率不应大于 4m/s;

6 短期测试期间,太阳辐照量短期测试不应少于 4d,每一太阳辐照量区间测试天数不应少于 1d,水平面太阳辐照量区间划分应符合下列规定:

- 1)太阳辐照量小于 8MJ/(m²·d);
- 2)太阳辐照量大于等于 8MJ/(m²·d)且小于 12MJ/(m²·d);
- 3)太阳辐照量大于等于 12MJ/(m²·d)且小于 16MJ/(m²·d);
- 4)太阳辐照量大于等于 16MJ/(m²·d)。

6.7.6 测试建筑光伏系统的设备仪器应符合下列规定:

1 总太阳辐照量、长度、周围空气流速、模拟或数字记录的仪器设备应符合本标准及现行国家标准的规定;

2 测量电功率所用的电功率表的测量误差不应大于 5%。

6.7.7 系统光电转换效率和光伏组件背板温度的测试应符合下列规定:

1 应测试系统每日的发电量、光伏组件表面上的总太阳辐照量、光伏组件的面积、光伏组件背板表面温度、环境温度和风速等参数,采样时间间隔不得大于 10s;

2 对于独立光伏系统,电功率表应接在蓄电池组的输入端,对于并网光伏系统,电功率表应接在逆变器的输出端;

3 测试开始前,应安装调试好太阳辐射表、电功率表/温度自记录仪和风速计,并测量太阳能电池方阵面积,对于独立光伏系统,应切断所有外接辅助电源;

4 测试期间数据记录时间间隔不应大于 600s,采样时间间隔不应大于 10s;

5 建筑光伏系统光电转换效率应按下列式计算:

$$\eta_d = \frac{3.6 \times \sum_{i=1}^n E_i}{\sum_{i=1}^n H_i A_{ci}} \times 100 \quad (6.7.7)$$

式中： η_d ——建筑光伏系统光电转换效率(%)；
 n ——不同朝向和倾角采光平面上的太阳能光伏方阵个数；
 H_i ——第 i 个朝向和倾角采光平面上单位面积的太阳辐射量(MJ/m²)；
 A_{ci} ——第 i 个朝向和倾角平面上的光伏组件采光面积(m²)，在测量建筑光伏系统光伏组件面积时，应扣除光伏组件的间隙距离，将光伏组件的有效面积逐个累加，得到总有效采光面积；
 E_i ——第 i 个朝向和倾角采光平面上建筑光伏系统的发电量(kWh)。

6.7.8 并网光伏系统的光伏发电建筑自消纳比例测试应符合下列规定：

1 按本标准第 6.7.5、6.7.6、6.7.7 条规定的测试条件和测试方法对建筑自消纳比例进行测试；

2 应测试建筑光伏系统逐时发电量和建筑光伏系统逐时并网电量，测试期间数据记录时间间隔不应大于 600 s，采样时间间隔不应大于 10 s；

3 建筑光伏系统建筑自消纳比例应按下式计算：

$$y = \frac{\sum_{i=1}^n E_i - E_b}{\sum_{i=1}^n E_i} \times 100 \quad (6.7.8)$$

式中： y ——光伏发电建筑自消纳比例(%)；
 E_b ——建筑光伏系统的并网电量(kWh)。

III 评价方法

6.7.9 建筑光伏系统光电转换效率应按本标准第 6.7.7 条的测试结果进行评价。

6.7.10 年发电量的评价应符合下列规定：

1 长期测试的年发电量应按下列式计算：

$$E_n = \frac{365 \times \sum_{i=1}^n E_{di}}{N} \quad (6.7.10-1)$$

式中： E_n ——建筑光伏系统年发电量(kWh)；

E_{di} ——长期测试期间第 i 日的发电量(kWh)；

N ——长期测试持续的天数。

2 短期测试的年发电量按下式计算：

$$E_n = \frac{\eta_d \cdot \sum_{i=1}^n H_{ai} \cdot A_{ci}}{3.6 \times 100} \quad (6.7.10-2)$$

式中： E_n ——建筑光伏系统年发电量(kWh)；

η_d ——建筑光伏系统光电转换效率(%)；

n ——不同朝向和倾角采光平面上的太阳能光伏方阵个数；

H_{ai} ——第 i 个朝向和倾角采光平面上全年单位面积的总太阳辐射量(MJ/m²)；

A_{ci} ——第 i 个朝向和倾角采光平面上的光伏组件面积(m²)。

6.7.11 光伏组件背板最高工作温度应按照本标准第 6.7.7 条的测试结果进行评价。

6.7.12 建筑自消纳比例的评价应按下列规定进行：

1 短期测试单日或长期测试期间的建筑自消纳比例应按本标准第 6.7.8 条进行计算；

2 采用长期测试时，设计使用期内的建筑自消纳比例应取长期测试期间的建筑自消纳比例；

3 对于短期测试，设计使用期内的光伏发电建筑自消纳比例应

按下式计算：

$$y = \frac{x_1 y_1 + x_2 y_2 + x_3 y_3 + x_4 y_4}{x_1 + x_2 + x_3 + x_4} \quad (6.7.12)$$

式中： y ——光伏发电建筑自消纳比例(%)；

y_1 、 y_2 、 y_3 、 y_4 ——由本标准第 6.7.5 条第 6 款确定的各太阳辐照量下的
单日建筑自消纳比例(%)，根据本标准第 6.7.7
条计算；

x_1 、 x_2 、 x_3 、 x_4 ——由本标准第 6.7.5 条第 6 款确定的各太阳辐照量在
当地气象条件下统计得出的天数。

6.7.13 建筑光伏系统的费效比 CBR_d 应按下式计算：

$$CBR_d = \frac{C_{zd}}{\sum_{j=1}^N \left[\prod_{i=1}^j (1-d_i) \times E_{n1} \right]} \quad (6.7.13)$$

式中： CBR_d ——建筑光伏系统的费效比(元/kWh)；

C_{zd} ——建筑光伏系统的增量成本(元)，增量成本依据
项目单位提供的项目决算书进行核算，项目
决算书中应对可再生能源的增量成本有明确
的计算和说明；

N ——系统寿命期，根据项目立项文件等资料确定，
当无文件明确规定， N 取 25 年；

d_i ——建筑光伏系统在第 i 年的衰减率(%)；

E_{n1} ——建筑光伏系统首年发电量(kWh)；

E_n ——建筑光伏系统年发电量(kWh)，测试时为该系
统运行的第 n 年。

6.7.14 建筑光伏系统的二氧化碳减排量 Q_{dcO_2} 应按下式计算：

$$Q_{dcO_2} = E_n \times V_{CO_2} \quad (6.7.14)$$

式中： Q_{dcO_2} ——建筑光伏系统的二氧化碳减排量(kg)；

E_n ——建筑光伏系统发电量(kWh)；

V_{co_2} ——电力二氧化碳排放因子(kg/kWh)。

6.7.15 建筑光伏系统的二氧化硫减排量 Q_{dso_2} 应按下式计算：

$$Q_{dso_2} = E_n \times V_{so_2} \quad (6.7.15)$$

式中： Q_{dso_2} ——建筑光伏系统的二氧化硫减排量(kg)；

E_n ——建筑光伏系统发电量(kWh)；

V_{so_2} ——电力二氧化硫排放因子(kg/kWh)。

6.7.16 建筑光伏系统的粉尘减排量 Q_{dfc} 应按下式计算：

$$Q_{dfc} = E_n \times V_{fc} \quad (6.7.16)$$

式中： Q_{dfc} ——建筑光伏系统的粉尘减排量(kg)；

E_n ——建筑光伏系统发电量(kWh)；

V_{fc} ——电力粉尘排放因子(kg/kWh)。

IV 判定和评级

6.7.17 建筑光伏系统的单项评价指标应全部符合本标准第 6.7.2 条规定,方可判定为性能合格;有 1 个单项评价指标不符合规定,则判定为性能不合格。

6.7.18 建筑光伏系统应采用系统光电转换效率和建筑自消纳比例进行性能分级评价。若系统光电转换效率设计值不小于本标准第 6.7.2 条的规定,且建筑光伏系统性能判定为合格后,可进行性能分级评价。

6.7.19 建筑光伏系统的光电转换效率应分 3 级,1 级最高,系统光电转换效率的级别应按表 6.7.19 的规定划分。建筑光伏系统采用彩色光伏组件时,可不参与分级。

表 6.7.19 不同类型建筑光伏系统的光电转换效率 η_d (%) 级别划分

系统类别	1 级	2 级	3 级
晶硅电池	$\eta_d \geq 18$	$18 > \eta_d \geq 16$	$16 > \eta_d \geq 14$
薄膜电池	$\eta_d \geq 15$	$15 > \eta_d \geq 13$	$13 > \eta_d \geq 11$

6.7.20 建筑光伏系统的建筑应分 3 级,1 级最高,建筑自消纳比例的级别应按表 6.7.20 的规定划分。

表 6.7.20 建筑光伏系统的建筑自消纳比例 y (%)的级别划分

1 级	2 级	3 级
$y \geq 50$	$50 > y \geq 30$	$30 > y \geq 10$

6.7.21 建筑光伏系统的性能分级评价应符合下列规定：

1 系统光电转换效率和建筑自消纳比例级别相同时,性能级别应与此级别相同；

2 系统光电转换效率和建筑自消纳比例级别不同时,性能级别应与其中较低级别相同。

7 运行管理与维护

7.1 一般规定

7.1.1 建筑光伏系统正式投运前,运行维护团队应编制现场运行与维护方案,并对运行与维护人员进行培训。

7.1.2 建筑光伏系统的运行与维护人员应具有相应的专业技能。

7.1.3 运营维护团队应建立管理制度,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。

7.1.4 建筑光伏系统运行与维护应符合现行国家标准和规程的规定。

7.1.5 建筑光伏系统的光伏方阵宜在阴天或无风、雨的早晚进行维护。维护前应做好安全防护,并应断开所有应断开关,必要时应穿绝缘鞋、戴绝缘手套,使用绝缘工具。

7.1.6 建筑光伏系统的运行出现异常时,应及时进行处理。

7.1.7 每年定期对建筑光伏系统、支架及锚固结构等检查。在极端天气及其他自然灾害来临前应对设备加强巡检,并应采取相应防护措施。极端天气及其他自然灾害以后及系统重新投运前,应对系统进行全面检查。

7.1.8 建筑光伏系统的警告标识、消防疏散标识等不得缺失、模糊。

7.1.9 建筑光伏系统中的计量设备和器具应按规定进行校验。

7.1.10 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。

7.1.11 建筑光伏系统运行与维护记录应及时归档,预留智能化数字化平台接口。

7.1.12 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指令。

7.2 维护内容与方法

I 光伏方阵

7.2.1 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,不得影响光伏支撑系统的稳固性和建筑物的结构与性能。

7.2.2 光伏组件清洗严禁使用有腐蚀性的溶剂冲洗或硬物擦拭。应避免在风力大于4级或大雨等气象条件下进行。

7.2.3 建筑光伏系统宜每年对外观一致性、接地性能、电流-电压特性、组件内部缺陷进行检测。

7.2.4 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。

7.2.5 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。

7.2.6 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。

II 电 缆

7.2.7 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。

7.2.8 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。

7.2.9 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。

7.2.10 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。

7.2.11 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。

III 电气设备

7.2.12 建筑光伏系统电气设备的运行环境应符合设计要求。

7.2.13 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。

7.2.14 建筑光伏系统中关断装置应定期检查,及时维修。

7.2.15 电气设备的散热器件应定期检查,出现异常时应及时维修。

7.2.16 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。

7.2.17 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。

7.2.18 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。

7.2.19 电气设备熔断装置断裂、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。

7.2.20 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。

IV 储能系统

7.2.21 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 的规定。

7.2.22 建筑光伏系统中的铅酸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 的规定。

7.2.23 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。

7.2.24 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。

V 防雷与接地

7.2.25 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(SPD)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。

7.2.26 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。

7.2.27 建筑光伏系统防雷与接地系统的运行与维护应符合现行国家标准《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963 的规定。

本标准用词说明

1 为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 《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801
- 3 《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015
- 4 《民用建筑设计统一标准》GB 50352
- 5 《建筑幕墙》GB/T 21086
- 6 《光伏电站设计规范》GB 50797
- 7 《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB/T 29551
- 8 《民用建筑电气设计标准》GB 51348
- 9 《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169
- 10 《电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范》GB 50149
- 11 《光伏电站施工规范》GB 50794
- 12 《建筑设计防火规范》GB 50016
- 13 《光伏发电效率技术规范》GB/T 39857
- 14 《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963
- 15 《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113
- 16 《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102
- 17 《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139
- 18 《海南省建筑钢结构防腐技术标准》DBJ 46-057

海南省工程建设地方标准

海南省建筑光伏系统建设技术标准
Technical Standard for building photovoltaic system
construction in Hainan province

DBJ 46-071-2024

条文说明

目 次

1 总 则	82
2 术 语	83
3 基本规定	85
3.1 一般规定	85
3.2 环境保护	86
3.3 安全防护	87
4 设 计	88
4.1 一般规定	88
4.2 规划设计	90
4.3 建筑设计	91
4.4 光伏组件选型设计	95
4.5 结构设计	96
4.6 电气系统设计	105
4.7 光储直柔系统设计	111
4.8 消防设计	123
5 安装施工	129
5.1 一般规定	129
5.2 施工安装准备	129
5.3 土建工程	130
5.5 电气系统安装	131
5.6 光伏系统调试	131

6 验收	132
6.1 一般规定	132
6.2 基座	140
6.3 支架	140
6.4 连接部件	140
6.5 光伏组件	141
6.6 电气系统	141
6.7 能效测评	141
7 运行管理与维护	148
7.1 一般规定	148

1 总 则

1.0.1 随着经济发展与技术进步,人民生活水平需求日益提高,社会对能源的需求量也逐步增大,清洁能源的开发和利用,有助于解决日益严峻的环境问题,替代不可再生能源和响应“2030年碳达峰,2060年碳中和”战略目标。

作为一种清洁优质的可再生能源,太阳能在海南地区有着丰富的太阳能资源,要做好太阳能开发和利用的战略布局,推广和普及太阳能光伏系统是不可或缺的一步。

推广和普及太阳能光伏系统有助于节能减碳。为适应太阳能光伏系统与建筑一体化技术发展的需要,进一步提高太阳能光伏系统与建筑一体化工程建设水平,本标准在设计、安装施工、验收和运行维护四个环节对太阳能光伏系统与建筑一体化作出相应技术要求。

1.0.4 光伏系统在建筑上的应用是一种综合技术应用,同时涉及到光伏发电行业和建筑行业,故建筑光伏系统的设计、安装施工、验收和运行维护应当遵守两个行业涉及的产品国家标准与相应的工程技术标准。

2 术 语

2.0.1 安装在建筑物上的建筑光伏系统,一般包含光伏方阵、汇流设备、逆变器、配电柜、布线系统、储能及控制装置等。建筑光伏系统包含光伏一体化及附加光伏发电系统。

2.0.2 将光伏组件及其他光伏发电设备和材料以适合并满足光伏发电及建筑要求的方式进行构造和(或)组装,同时具备或承担光伏发电及应有建筑功能:建筑设计充分考虑光伏发电在光照利用、结构荷载、设备安装及其他方面要求,太阳能光伏系统与建筑一体化设计、同步安装施工和验收的建筑光伏系统。

2.0.3 建筑附加建筑光伏系统是光伏方阵与建筑的结合。这种形式中,光伏方阵依附于建筑物,建筑物作为载体,支承光伏方阵。

2.0.5 同时具备光伏发电和建筑功能的光伏组件或建筑用光伏构件。光伏构件的模块化形式一般分为建材型光伏构件和普通型光伏构件。

2.0.8 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。

2.0.9 并网光伏发电系统可以将太阳能电池阵列输出的直流电转化为与电网电压同幅、同频、同相的交流电,可实现与电网连接并向电网输送电能。并网光伏发电系统较为灵活:日照较强时,建筑光伏系统可给交流负载供电,同时将多余电能输入电网;日照不足时,建筑光伏系统不能提供足够电能,电网与其协同向负载供电。

2.0.10 独立光伏系统适合用于偏僻山区、无电区、海岛、通讯基站、路灯等应用场所。有光照时,光伏方阵将太阳能转换为电能,向负载供电,并将多余电能通过充放电控制器给蓄电池组充电;在无光

照时,蓄电池组通过充放电控制器向直流负载供电,并通过离网逆变器逆变成交流电向交流负载供电。

2.0.11 并网逆变器可将电能转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跟踪等功能。

2.0.12 光伏方阵汇流箱是指用户可以将一定数量、规格相同的光伏电池串联起来,组成一个个光伏串列,然后再将若干个光伏串列并联接入光伏汇流箱,在光伏汇流箱内汇流后,通过控制器,直流配电柜,光伏逆变器,交流配电柜,配套使用从而构成完整的建筑光伏系统,实现与市电并网。

3 基本规定

3.1 一般规定

3.1.1 不同的建筑风格、安装部位及建筑各部位的日照条件,会产生对光伏组件选型和光伏系统布局的不同需求。因此,要统筹考虑各项条件,有针对性地选择合适的建筑光伏系统,做好建筑光伏一体化设计。

3.1.2 建筑光伏系统建设应符合《海南省总体规划(空间类 2015—2030)》和市县总体规划及《海南能源综合改革方案》,不得与上位规划相冲突。

3.1.5 下列建筑物不宜建设光伏系统:

1 参照《危险房屋鉴定标准》JGJ 125 建议房屋危险性已被鉴定为 C 级、D 级的建筑物列不宜建设范围;

2 参照《建筑设计防火规范》GB 50016 建议建筑物火灾危险类为甲级或乙级,或建筑物火灾危险类为丙级且消防单位不推荐建设的列为不宜建设范围;

3 生产酸、碱、有机溶剂、尿素,及生产中排施酸性、碱性、腐蚀气体,以及有排施污染粉末、烟气、扬尘、碎屑工业建筑物列为不宜建设范围。

3.1.6 本条对海南省建筑光伏系统与建筑风貌的关系提出要求。海南建筑风貌主要跟建筑色彩、建筑材料、建筑装饰、建筑布局和形态息息相关,其风貌是特定时间与海南历史文化、民俗传统地域特色的重要体现,海南典型建筑主要包括:海南骑楼式建筑:风貌特点为居室前加走廊、下店上宅、紧密排列的建筑空间、布置天井与庭院;船型建筑:风貌特点为造型类似船体倒扣、建材主要为木材;

琼北民居:风貌特点为采用不同形状的传统屋顶,如悬山式、歇山顶、攒尖顶和庑殿顶。多为雅致清爽的色调:多施青砖石脚的墙壁,碌灰筒白泥瓦屋顶,黑色或深色的桁条,桷板、门扇、窗框,白泥方砖埭地。玲珑通透意境:镂空的花罩,挂落,通透的门、窗、横披、栏杆、虚实相间的布局,厅堂较多,且高大开敞。精雕细刻艺术风格:墙上饰彩画,灰塑和砖雕,梁架和隔扇上施木雕,以适应生产、满足生活为条件,因地制宜,就地取材,巧于安排,外观简朴,内部布置较灵活。建筑装饰元素:海南近代建筑装饰主要有灰塑、陶塑、彩绘、木作、石作等分类,多就地取材,主要运用在屋脊、山墙、瓦面、檐口、门窗、梁架、廊柱、栏杆、地面、墙面等处。

在建设光伏系统时,建筑风貌是不可忽视的重要影响因素,不得破坏当地特色建筑的风格及形式。如外立面采用碲化镉光伏薄膜玻璃幕墙,屋面采用碲化镉光伏薄膜玻璃和多晶硅光伏板组合形式,如将光伏百叶与建筑完美结合,如定制 BIPV 多功能建筑构件等取代部分传统建筑结构如屋顶板、瓦、窗户、建筑立面、遮雨棚等。

3.1.7 本条数字化平台监测和分析功能主要包含:实时监测建筑光伏发电的电压、功率,监测系统异常情况,并及时报警,分析和直观展示年、月、日等不同周期的光伏发电量、建筑用电量等数据。

3.2 环境保护

3.2.2 户用逆变器要求噪声不超过 60dB,工业用逆变器不宜超过 80dB,对于声级等级大于 80dB 的逆变器,应该在其明显位置粘贴“听力损害”的警示标语,且采取减少听力损害的措施。

3.2.6 1 以下情况应进行玻璃幕墙反射光影响分析:

a)在居住建筑、医院、中小学校及幼儿园周边区域设置玻璃幕墙时;

b)在主干道路口和交通流量大的区域设置玻璃幕墙时。

2 玻璃幕墙的反射光分析应选择典型日进行。

3 玻璃幕墙反射光对周边建筑的影响分析应选择日出后至日落前太阳高度角不低于 10° 的时段进行。

4 玻璃幕墙对周边建筑反射光影响的限值要求,在与水平面夹角 $0\sim 45^\circ$ 的范围内,玻璃幕墙反射光照射在建筑窗台面的连续滞留时间不应超过 30 分钟。

5 玻璃幕墙对机动车驾驶员眩光干扰的限值要求,在驾驶员前进方向垂直角 20° ,水平角 $\pm 30^\circ$ 内,行车距离 100m 内不应造成连续有害反射光。

3.3 安全防护

3.3.3 快速关断装置应符合下列规定:

1 应能断开光伏直流电源、储能装置和其他直流电源的直流回路;

2 开始工作 10s 内,受控导线的电压不应超过 80V,且回路电流不应超过 10mA。电压或回路电流应能在任意两个导线之间或任意一个导线与地之间进行测量;

3 同一建筑光伏系统的快速关断装置宜通过同一设备同时启动;

4 应设置在易操作的位置。当人工启动快速关断装置时,光伏系统不应自动重启;

5 宜支持与消防报警开关连锁装置接口,可通过消防报警开关触发建筑光伏系统快速关断。

3.3.4 建筑设计时应考虑在安装光伏组件的墙面、阳台或挑檐等部位采取必要的安全防范措施,防止光伏组件损坏而掉下伤人,如设置挑檐、入口处设置雨篷或进行绿化种植等,使人不易靠近。

4 设计

4.1 一般规定

4.1.1 本条是建筑光伏系统规划设计应遵循的基本原则。在建筑上应用光伏系统,应该综合考虑建设场地环境现状条件、建筑规模、建筑的不同功能要求及各种规划要素,并充分收集影响光伏系统应用的太阳能资源、地理气候条件、建筑能耗特点、施工条件等信息,指导完成建筑光伏系统的合理设计,使符合应用光伏系统建筑的各项物理性能要求,并满足光伏系统应用的技术要求,与建筑设计、景观设计相融合。

4.1.2 在建筑上应用光伏系统,应该综合考虑建设所在地的各种极端气候与自然条件,要考虑地震、风荷载、高盐高湿环境、火灾、雷电等各种自然破坏因素,也要考虑高温气候下的遮阳隔热需求。同时,无论是安装在建筑屋面、阳台、墙面、窗面或其他部位的光伏组件,或是直接构成建筑物围护结构的光伏组件,均应满足结构与电气安全要求,必须进行建筑结构安全、建筑电气安全等方面的复核和检验。应根据电气设计规范配置带电警示标识,同时应有安全防护措施。安装光伏组件的建筑部位,应设置防止光伏组件损坏、坠落的安全防护设施,防止光伏组件损坏而脱落伤人,如通过设置挑檐、在入口处设雨篷、在靠近建筑周边进行绿化种植等方法使人不易靠近,以达到防止坠物伤人的目的。

4.1.3 在建筑光伏系统的各部件尤其是光伏组件的选择上应尽量因地制宜,实现与建筑风貌的协调。海南省对部分历史与特色建筑的风貌有特殊要求,因此在此类需要保护风貌的建筑上应用光伏组件,宜选用一体化光伏屋面、光伏瓦、光伏采光顶、光伏窗、光伏百

叶以及光伏遮阳等光伏构件,而不破坏原有建筑的建筑风貌。

4.1.4 位于建筑不同部位的光伏组件应符合建筑使用功能的要求,如:消防功能、隔热功能、采光功能、通风功能、防水功能、排水功能、围护功能、遮阳功能、装饰功能等。

4.1.5 条文对安装建筑光伏系统的建筑抗震设计做出下列规定:

1 当遭受低于本地区抗震设防烈度的多遇地震影响时,光伏设施一般不受损坏或不需要修理可继续运行;

2 当遭受相当于本地区抗震设防烈度的地震影响时,光伏设施一般可能损坏经一般修理或不需要修理可继续运行;

3 当遭受高于本地区抗震设防烈度的地震影响时,光伏设施不至于严重损坏,危及生命;

4 各地方抗震设防烈度与光伏设施与建筑结构的连接构件和部件的抗震设防要求应符合现行国家标准《建筑与市政工程抗震通用规范》GB 55002、《建筑抗震设计标准》GB 50011、《构筑物抗震设计规范》GB 50191 及《建筑机电工程抗震设计规范》GB 50981 的规定。

参照表 1 海南省各市县的抗震设防烈度、设计基本地震加速度和设计地震分组给出的规定进行选取。

表 1 海南省各市县的抗震设防烈度、设计基本地震加速度和设计地震分组

	烈度	加速度	分组	县级及县级以上城镇
海口市	8 度	0.30g	第二组	秀英区、龙华区、琼山区、美兰区
三亚市	6 度	0.05g	第一组	海棠区、吉阳区、天涯区、崖州区
三沙市	7 度	0.10g	第一组	三沙市
儋州市	7 度	0.10g	第二组	儋州市
省直辖县级 行政单位	8 度	0.20g	第二组	文昌市、定安县
	7 度	0.15g	第二组	澄迈县
	7 度	0.15g	第一组	临高县

续表

	烈度	加速度	分组	县级及县级以上城镇
省直辖县级 行政单位	7度	0.10g	第二组	琼海市、屯昌县
	6度	0.05g	第二组	白沙黎族自治县、 琼中黎族苗族自治县
	6度	0.05g	第一组	五指山市、万宁市、东方市、昌江黎 族自治县、乐东黎族自治县、陵水黎 族自治县、保亭黎族苗族自治县

注:1 三沙市政府驻地西沙永兴岛。

4.1.6 建筑光伏系统设备的使用寿命一般为 25 年~30 年,从节约造价角度规定,在既有建筑上的光伏组件的结构设计使用年限不应小于 25 年。光伏组件被作为建筑构件使用时,因为需要满足建筑的功能需要,所以其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。

4.2 规划设计

4.2.2 场地布局与规划设计过程中,在建筑(群)上选择应用光伏组件的位置时,应注意避免不合理的场地布局如过小的建筑间距,过高的建筑密度,或是凹凸不规则的平面等,以及周边环境如景观设施或绿化种植等,造成对投射到光伏组件上的太阳光的遮挡,从而确保光伏组件的正常工作。

4.2.3 一般情况下,建筑的设计寿命大于光伏系统使用寿命,光伏组件及系统其他部件的构造、型式应有利于在建筑围护结构上安装,便于维护、修理、局部更换。为此建筑设计不仅要考虑地震风荷载等自然影响因素,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。

4.3 建筑设计

4.3.2 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。同时,光伏系统与支撑结构应避免成为其他功能空间使用,形成违建建筑。

4.3.3 光伏组件总面积宜根据所需用电量、建筑允许的安装面积、当地气候条件等因素确定。光伏组件类型、颜色和安装位置的选择应结合建筑功能、建筑外观与周围环境条件进行。目前常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。

4.3.4 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。

4.3.5 光伏组件安装在建筑上,其基座与建筑的结合部位应避免对该部位节能构造产生破坏而影响该部位的节能效果,必要时应采取适当的构造措施予以防范;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。

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

4.3.7 光伏组件的布置如若不加注意,可能会对厨房排油烟口、屋面排风排烟道、通气管、空调系统的运作产生不利影响,所以光伏组件应避免这些构造和安装设备位置。

4.3.8 本条对光伏组件布置在建筑平屋面上时的要求作出规定。

1 作为建筑材料使用的光伏组件,其材料特性应满足相应建材的性能要求;

2 采用自动跟踪型和手动调节型支架可提高系统的发电量。自动跟踪型支架还需配置包括太阳辐射测量设备、计算机控制的步进电机等自动跟踪系统。手动调节型支架经济可靠,适合于以月、季度为周期的调节系统;

3 屋面上设置光伏方阵时,为保证光伏方阵的最佳工作效率,应注意控制光伏组件的前后排间距,前排光伏组件的阴影不应影响后排光伏组件正常工作,要考虑能满足冬至日 6h 日照不受遮挡的要求。另外,还应注意光伏组件的日斑影响;

4 安装光伏组件的支架系统,应仅作为光伏组件的支撑结构而避免成为其他功能空间使用,因此应避免过高的安装高度形成过高的构筑物,导致形成违建构筑物或引发过高的风荷载。并应尽量避免超出建筑物立面或者屋面边缘范围,影响周围建筑与自身的美观;

5 本条对光伏组件布置在建筑平屋面上时的要求作出规定。海南省是台风多发地区,光伏组件的防风主要是通过支架实现的,光伏组件在平屋面上安装应通过支架和基座固定在屋面上,其应与支架牢固连接,并且基座与结构层应采用螺栓固定,应保证竖向荷载、风荷载及地震荷载作用的可靠传递,由于现场条件不同,防风措施也应不同,应进行专门设计;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;

6 在建筑屋面上安装光伏组件支架,宜选择点式的基座形式,以利于屋面排水,特别要避免与屋面排水方向垂直的条形基座。构成屋面面层的建材型光伏构件,其安装基层应为具有使用刚度需求的保护层,以避免光伏组件变形引起表面局部积灰现象;

7 在太阳高度角较小时,光伏组件排列过密会造成彼此遮挡,降低运行效率。为使光伏组件实现高效、经济的运行,应对光伏组件的相互遮挡进行日照计算和分析,按考虑取得最大光照为原则选择光伏组件最优安装倾角。海南地区最优安装倾角较小,容易产生积灰和维修不易的情况,故在组件安装支架周围同时应考虑设置人工清洗维修设施和通道,通道距支架宽度不小于 550mm;

8 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；

9 光伏组件的引线穿过屋面处，应预埋防水套管，并做防水密封处理。防水套管应在屋面防水层施工前埋设完毕。

4.3.9 本条对光伏组件布置在建筑坡屋面上时的要求作出规定。

1 安装在坡屋面上的光伏组件宜根据建筑物实际情况，选择顺坡镶嵌设置或顺坡架空设置方式。并应尽量避免超出建筑物立面或者屋面边缘范围，影响周围建筑与自身的美观；

2 考虑光伏组件的日常检修需求，宜根据屋面实际情况，设置适宜的便于上人检修的相关设施。在坡面不具备预留检修通道的条件时，宜选用满足上人强度要求的光伏组件，以应对组件可能出现的踩踏维修需求；

3 安装在坡屋面上的光伏组件宜根据建筑物实际情况，选择顺坡架空方式安装的，其支架基座与结构层应采用螺栓固定，支架与坡屋面结合处容易在排水垂直方向产生挡水，应采取措施保证其排水通畅，并应做好防渗漏密封处理；

4 顺坡镶嵌设置的光伏组件与坡屋面连接处应做密封处理；建材型光伏组件安装在坡屋面上时，其与周围屋面材料连接部位应做好建筑构造设计，并应满足屋面整体的隔热、防水等围护结构功能要求；

5 顺坡架空安装的光伏组件与坡屋面间宜留有大于 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升温，二是保证组件的安装维护空间，为避免安装光伏组件的支架系统成为其他功能空间使用或带来过高的风荷载，应避免过高的安装高度形成过高的构筑物，或影响周围建筑与自身的美观；

6 作为坡屋面建筑材料使用的光伏组件，其材料特性应满足坡屋面材料排水等的性能要求。

4.3.10 光伏组件布置在阳台或平台栏板上时的要求作出规定。

1 安装或镶嵌在阳台栏板上的光伏组件应有适当的倾角,以接受更多的太阳光;

2 直接作为阳台及平台栏板的光伏组件,应满足建筑阳台栏板强度高度的要求。阳台栏板高度应满足建筑阳台栏板高度要求,如低层、多层住宅的阳台栏板净高不应低于 1.05m,中高层、高层住宅的阳台栏板不应低于 1.10m;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,避免人身直接接触及光伏组件;

3 本条强调不论是安装在阳台栏板上或直接作为栏板使用的光伏组件,光伏组件及其支架均应与栏板或主体结构的预埋件牢固连接,并通过计算确定预埋件的尺寸与预埋深度,防止坠落事件发生。

4.3.11 本条对光伏组件布置在建筑外墙面上时的要求作出规定。

1 作为外墙材料的光伏组件(建材型),其材料要满足建筑热工要求,作为外围护结构还应满足功能要求;

2 对于采取外挂等其他方式安装在建筑外墙上的光伏组件,结构设计时应作为墙体永久荷载;墙体上安装光伏组件可能造成墙体局部变形、产生局部裂缝的情况,可采取构造措施加以防止;光伏组件支架应锚固在墙体的结构构件上,预埋件应通过结构计算确定;光伏组件安装外保温构造的墙体上时,其与墙面连接部位易产生冷桥,因此宜做特殊断桥或保温构造处理,保证满足墙面整体保温节能的热工要求;

3 对于采取外挂等其他方式安装在建筑外墙上的光伏组件,结构设计时应作为墙体永久荷载;墙体上安装光伏组件可能造成墙体局部变形、产生局部裂缝的情况,可采取构造措施加以防止;光伏组件支架应锚固在墙体的结构构件上,预埋件应通过结构计算确定;

4 外墙窗面上安装光伏组件时,应满足不同性质建筑对窗的采光通风要求,并应达到外窗的节能要求;

5 光伏组件的引线应暗设,过墙面处应预埋防水套管,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,在需要时,宜采取断热桥构造措施;

6 目的是为了保证安装的光伏组件与周边建筑风格协调,避免造成建筑立面形式不一致的情况;

7 光伏组件在墙面上安装时,依据发电效率对其方位角列出优先级:东南向、西南向>东向、西向>南向>北向。

4.3.12 本条对光伏组件应用在幕墙上时的要求作出规定。

1 目的是为了保证光伏幕墙单元组件能够在幕墙立面上按模数顺利安装,以及光伏幕墙与建筑立面色调、质感与形式的整体统一,避免光伏幕墙在建筑立面上在色彩、质感或造型方面过于突兀;

2 光伏幕墙的性能应与所安装普通幕墙具备同等的强度,以及具有同等保温、隔热、防水等性能,保证幕墙的整体性能。

4.3.13 对于由光伏玻璃构成雨篷、檐口和采光顶的光伏组件,其应具备使用所需的强度、刚度要求,并应具备防止产生空中坠物的安全性要求。同时,使用 PVB 夹胶层的光伏构件可以符合建筑上使用安全玻璃的要求;用 EVA 层压的光伏构件宜采用特殊的结构,防止玻璃自爆后因 EVA 强度不够而引发事故。

4.3.14 建筑屋顶、外墙及顶棚应用光伏时的防水构造,应由光伏结构防水层和防水卷材共同形成三道防水设防,以应对强降雨天气。光伏结构防水层由光伏组件和槽式构件组成,防水层设计工作年限不小于 25 年。

4.4 光伏组件选型设计

4.4.1 在圆形或不规则形状屋顶或墙面安装光伏组件时,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。

目前常用的组件有晶硅类、薄膜类组件。晶硅类主要有单晶硅和多晶组件,采用刚性结构;薄膜类主要以非晶薄膜组件为主,即可采用刚性结构,也可采用柔性结构。对于轻型结构屋顶,承载能力有限时,可以选用柔性结构薄膜组件。随着双面发电组件的出现,并逐渐成熟及应用,为增加建筑光伏系统效益,充分利用双面组件背面发电的特性,在光伏组件安装场地反光性能较好时,可使用双面组件,增加系统的整体发电量。农牧业、渔业设施相结合的建筑光伏系统中,可采用常规光伏组件与透光材料间隔布置等方式来增加透光率,如果还不能满足要求,可考虑选择透光型组件。

4.4.2 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。

4.4.3 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 结构设计

I 建筑设计

4.5.1 建筑光伏系统的结构设计包括两个方面:一是光伏组件自身

的安装结构设计；二是支承光伏系统的主体结构和构件设计及相连接件设计。在主体结构设计时,应根据光伏系统各组成部分在建筑中的位置准确把握其荷载效应,保证其结构体系的安全；同时还要确定安装方式以及安装位置对结构局部强度的要求。

4.5.2 本条对建筑光伏系统结构荷载取值作出规定。光伏系统重量应按永久荷载效应进行荷载组合。风荷载应参照表 2 海南省各市县的基本风压 W_k 取值,计算方式可参照标准《光伏支架结构设计规程》NB/T 10115 中的相关规定。对于体形、风环境比较复杂的光伏系统,风荷载取值宜更加准确,因此在没有可靠参照依据时,宜采用风洞试验确定其风荷载取值。

表 2 海南省各市县的基本风压 W_k 取值

地区	风压 (kN/m^2) $n=50$	地区	风压 (kN/m^2) $n=50$	地区	风压 (kN/m^2) $n=50$
海口市	0.75	琼中黎族苗族自治县	0.45	乐东黎族自治县	0.75
三亚市	0.85	临高县	0.75	白沙黎族自治县	0.65
三沙市	1.80	昌江黎族自治县	0.75	澄迈县	0.75
儋州市	0.75	万宁市	0.85	屯昌县	0.65
琼海市	0.85	陵水黎族自治县	0.85	定安县	0.75
文昌市	0.85	东方市	0.85		
五指山市	0.45	保亭黎族苗族自治县	0.65		

注:1 本表适用于市县政府所在城镇区,当工程场地远离市县城镇区而靠近海岸线时,应根据位置对照《建筑结构荷载规范》GB 50009 基本风压分布图取值。如昌江县棋子湾区域,应取 $0.85kN/m^2$,而不是取昌江县城镇区的 $0.75kN/m^2$ 。

4.5.3 在既有建筑上安装建筑附加光伏发电系统,则应对原有建筑的设计资料进行调查,并对原有建筑的结构材料现状、耐久性及可靠性进行鉴定,必要时应对材料取样测试。确认后应将增设光伏系统重量作为新加的永久荷载效应进行结构复核算,保证结构的安全。同时,根据现行国家标准《建筑抗震鉴定标准》GB 50023 的规定,当需要改变现有建筑的结构用途和使用环境时,需要依据其设防烈度、抗震设防类别、后续使用年限和结构类型进行抗震鉴定。抗震鉴定指对现有建筑物是否存在不利于抗震的构造缺陷和各种损伤进行系统“诊断”,因此其基本内容、步骤要求和鉴定结论必须依照现行国家标准《建筑抗震鉴定标准》GB 50023 的要求执行,确保鉴定结论的可靠性。

II 光伏构件结构设计

4.5.4 本条是对应用于建筑光伏系统的光伏玻璃强度物理属性提出的控制性要求。目的是避免在风荷载或其他荷载作用下,光伏组件所选用的玻璃强度不足导致组件破坏,影响光伏组件及系统的正常运行。

4.5.5 本条是对计算建筑光伏系统中的光伏组件挠度的计算方法提出的控制性要求。目的是避免在风荷载或其他荷载作用下,光伏组件的构件挠度计算不准确,导致变形过大,影响光伏组件及系统的正常运行。

4.5.6 本条是对荷载下光伏组件的边框侧移提出的控制性要求。目的是避免在荷载作用下,组件整体产生过大的侧向变形。

III 支架结构设计

4.5.7 设计使用年限是指设计规定的结构或结构构件不需进行大修即可按预定目的使用的年限。本条设计使用年限的规定应与现行国家标准《建筑结构可靠性设计统一标准》GB 50068、《工程结构可靠性设计统一标准》GB 50153 等保持一致,并宜符合《光伏支架结

构设计规程》NB/T 10115 的要求。光伏支架结构或结构构件的安全等级需要调整时,调整后的安全等级、重要性系数 γ_0 等内容,还应遵守现行国家标准《建筑结构可靠性设计统一标准》GB 50068 的有关规定。抗震设防类别丁类一般属适度设防类,其抗震设防标准按本地区抗震设防烈度确定其抗震措施和地震作用;达到在遭遇高于当地抗震设防烈度的预估罕遇地震影响时不致倒塌,或发生危及生命安全的严重破坏的抗震设防目标。

4.5.8 光伏支架结构构件设计时,除《光伏支架结构设计规程》NB/T 10115 另有规定外,荷载标准值、荷载分项系数、荷载组合值系数的取值均应按国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的规定采用,同时应满足国家标准《建筑抗震设计标准》GB 50011 对结构构件的设计规定如下:

1 合理控制钢结构构件的尺寸,避免局部失稳或整个构件失稳;

2 控制混凝土结构构件截面尺寸和受力钢筋、箍筋的设置,防止剪切破坏先于弯曲破坏、混凝土的压溃先于钢筋的屈服、钢筋的锚固新结破坏先于钢筋破坏;

3 预应力混凝土构件配有足够的非预应力钢筋。

4.5.9 参照表 2 对海南省各市县规定的基本风压 W_k 值进行选取。本条对建筑光伏系统支架风荷载作出规定。不同重现期的基本风压取值,现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 表 6 给出了相应的换算公式。现行国家标准 GB 50009 第 8.1.2 条规定“对于高层建筑、高耸结构以及对风荷载比较敏感的其他结构,基本风压应适当提高,并应由有关的结构设计规范具体规定”。当光伏支架结构或结构构件的体型或周围环境特别复杂,且无参考资料可以借鉴时,一般宜由风洞试验确定。风荷载的标准值计算应考虑下列因素:

1 根据现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 规定:周期大于 0.25s 的结构应考虑风振影响。对于常用的支架结构体系动

力特性分析,双(多)列单坡支架体系的自振周期一般小于 0.15s,其风振系数可取 1。对于单列单坡支架体系的支架自振周期,与支架高度、支架刚度有很大关系;如采用钢支柱自振周期有可能大于 0.25s 时,按现行国家标准规定考虑风振影响;

2 根据现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 规定:围护结构应考虑阵风影响。连接及其非结构构件计算时,连接件的风荷载应考虑阵风系数,其风荷载局部体型系数等内容应遵守现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 第 8.3 节的有关规定;

3 光伏支架结构的构件截面主要是 U 型钢、方管等截面,也有部分采用圆管截面。各类截面的杆件体型及体型系数还应遵守现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 第 8.3 节的有关规定;

4 光伏支架的安装环境较为复杂,同等高度的光伏支架,处于山顶与在山底的风压变化差别较大,风压高度变化系数应进行修正。对于考虑、山峰、山坡、山间盆地、谷底、谷口和山口等地形条件的修正时,调整系数还应遵守现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 第 8.2.2 条的有关规定;

5 光伏建筑一体化的光伏支架,风荷载计算需与一体化建筑主体结构一致。对于兼作幕墙的光伏支架,风荷载计算还需要遵守现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的有关规定;

6 平面面上的光伏支架结构的风荷载体型及局部系数等内容,还应遵守现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 第 8.3 节的有关规定。

4.5.10 根据《光伏支架结构设计规程》NB/T 10115 规定,本条对荷载标准值作用下建筑光伏系统中受弯构件的挠度提出控制性要求。目的是避免在标准荷载组合作用下,受弯构件产生过大的侧向变形。一般情况下,受弯构件变形的容许值宜按本条规定执行。有实践经验或有特殊要求时,根据不影响正常使用和观感的原则可对本条规定的限值进行适当的调整。

4.5.11 本条是对面板支架的顶点水平位移距离提出控制性要求。目

的是避免在标准风荷载作用下,面板支架产生过大的水平位移。

4.5.12 建筑光伏系统用铝合金及钢材相关标准主要包括:

1 铝合金型材和板材应符合现行国家标准《铝合金建筑型材》GB 5237、《一般工业用铝及铝合金板、带材》GB 3880、《铝及铝合金阳极氧化与有机聚合物膜》GB/T 8013 的规定;

2 铝合金材料的化学成分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。型材表面处理层厚度、外观质量和尺寸偏差应符合现行国家标准《铝合金建筑型材》GB/T 5237.1~GB/T 5237.5 的规定;

3 在建筑光伏系统隔热铝合金型材应符合现行国家标准《铝合金建筑型材隔热型材》GB 5237.6 的规定。采用穿条工艺生产的隔热铝型材,其隔热材料应符合现行国家标准《铝合金建筑型材用辅助材料第 1 部分:聚酰胺隔热条》GB 23615.1 的规定。采用浇注工艺生产的隔热铝型材;

4 建筑光伏系统的支撑系统钢结构材料,可能采用到的钢材种类、牌号繁多,应根据选择的材料不同分别符合相应的现行国家标准:《碳素结构钢》GB/T 700、《耐候结构钢》GB/T 4171、《结构用无缝钢管》GB/T 8162、《钢的成品化学成分允许偏差》GB/T 222、《优质碳素结构钢》GB/T 699、《碳素结构钢和低合金结构钢热轧钢板和钢带》GB/T 3274、《不锈钢棒》GB/T 1220、《合金结构钢》GB/T 3077、《低合金高强度结构钢》GB/T 1591、《不锈钢冷轧钢板和钢带》GB/T 3280、《不锈钢冷加工棒》GB/T 4226、《不锈钢热轧钢板和钢带》GB/T 4237、《不锈钢复合钢板和钢带》GB/T 8165、《热轧 H 型钢和部分 T 型钢》GB/T 11263、《钢拉杆》GB/T 20934 等;

5 钢铸件采用的铸钢材质应符合现行国家标准《一般工程用铸造碳铸件》GB/T 11352 的规定。同时,建筑光伏系统用紧固件螺栓、螺钉、螺柱等的机械性能、化学成分应符合现行国家标准《紧固件机械性能》GB/T 3098.1~GB/T 3098.21 的规定。

4.5.13 建筑光伏系统用钢材的防腐处理相关标准主要包括：

钢构件表面除锈处理应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205 和《涂覆涂料前钢材表面处理表面清洁度的目视评定》GB/T 8923 的规定。

裸露在室外的光伏支架多数采用钢结构作为支架材料,如附加式屋面光伏系统、光伏遮阳系统、光伏雨篷等,应采取一定的防腐措施,尤其是运行维护时不便于检查或补漆的部位,应该严格控制防腐层厚度并注意施工破坏处的防腐修补,除密闭的闭口型材的内表面外,防腐涂层应完全覆盖钢材表面,包括型材端面,断面,焊接面;整个支架系统应符合 25 年系统寿命的要求。不同地区的支撑结构材料的耐久性防腐体系要求,以及金属涂(镀)层防腐体系材料的厚度要求,可根据表 6 各区县的腐蚀等级,按照符合现行海南省地方标准《海南省建筑钢结构防腐技术标准》DBJ 46-057 的要求进行加工处理。在对应 C2、C3 腐蚀等级的地区,采用热浸镀锌的涂(镀)层厚度不宜小于 100 μm ,采用热浸镀铝的涂(镀)层厚度不宜小于 150 μm ,在对应 C4 腐蚀等级的地区,当防腐体系耐久性要求为中期(M)时,采用热浸镀铝的涂(镀)层厚度不宜小于 200 μm ,当防腐体系耐久性要求为长期(H)时,采用热浸镀铝的涂(镀)层厚度不宜小于 250 μm ,当防腐体系耐久性要求为超长期(VH)时,采用热浸镀铝的涂(镀)层厚度不宜小于 300 μm 。

建筑光伏系统支架焊接处理时,应满足如下相关标准要求:钢材焊接时,采用的焊条应符合现行国家标准《低合金钢焊条》GB/T 5118 的规定,焊缝、边缘和其他区域的表面缺陷的处理应符合现行国家标准《低合金钢焊条》GB/T 5118、《涂覆涂料前钢材表面处理表面清洁度的目视评定第 3 部分:焊缝、边缘和其他区域的表面缺陷的处理等级》GB/T 8923.3 的规定。

IV 连接结构设计

4.5.14 本条是对光伏支架和主体结构间的连接强度提出的控制性要求。目的是避免在光伏方阵的荷载作用下,在光伏支架与主体结构连接处产生破坏失效,导致光伏方阵的荷载无法有效传递至建筑主体结构。

4.5.15 本条是对屋面光伏系统和屋面结构间的连接方式提出的控制性要求。目的是避免在屋面安装光伏系统时,由于与屋面构件不当的连接方式,致使光伏方阵的荷载作用下,对屋面结构造成破坏,导致光伏方阵荷载无法有效传递至建筑主体结构。

4.5.16 在光伏建筑一体化设计时,应通过采取有效的锚固措施,保证光伏支撑结构的可靠性及安全性。

4.5.17 考虑光伏系统的有效使用寿命,预埋件的设计工作年限应与主体结构相同,避免光伏组件更新时对主体结构造成破坏。

4.5.18 采用后锚固螺栓连接时,应采取多种有效措施,保证连接的可靠性及安全性。后锚固连接与预埋连接相比,可能的破坏形态较多且较为复杂,总体上说,失效概率较大;失效概率与破坏形态密切相关,且直接依赖于锚栓的种类和锚固参数的设定。因此,后锚固连接设计必须考虑锚栓的受力状况(拉、压、弯、剪及其组合)、荷载类型以及被锚固结构的类型和锚固连接的安全等级等因素的综合影响。后锚固连接设计基本程序为:分析基材性能特征→选定锚栓品种及相关锚固参数→锚栓内力分析→锚固承载力计算→承载力分析→锚固设计完成。

锚固承载力设计表达式按现行国家标准《建筑结构可靠性设计统一标准》GB 50068 规定采用,左端作用效应引入了锚固重要性系数 γ_0 ,右端锚固承载力设计值 R_d 。与一般设计规范不完全相同,是按 $R_d=R_k/\gamma_R$ 确定, R_k 为锚固承载力标准值, γ_R 为锚固承载力分项系数,而非材料性能分项系数;锚固承载力标准值 R_k 系直接由锚固承载力试验统计平均值及其离散系数确定,而非材料强度离

散系数。由于后锚固连接方式多种多样,在地震作用下,效应的作用方向可能存在多向性,因此后锚固连接效应 S 的计算中应考虑地震剪力方向的影响。

4.5.19 本条在地方标准《江苏省太阳能光伏与建筑一体化应用技术规程》DGJ 32/J87 第 4.4.7 条及《光伏支架结构设计规程》NB/T 10115 第 8.4.12、8.3.13、8.3.14 条的基础上发展而来,是对建筑光伏系统支架基座的稳定性提出的控制性要求。大多数情况下支架基座比较容易满足稳定性要求(抗拔、抗滑移、抗倾覆),但在风荷载比较大的地区,支架基座的稳定性对结构安全起控制作用,必须进行验算并加以保证。基础底面对地基的摩擦系数应由试验确定,无试验数据时,可按表 3 的规定采用。据有关研究成果,在长期持续荷载作用下,位于黏性土地基中的基础其抗拔承载力会出现明显减小现象,而砂土地基中的基础抗拔承载力变化不大。因此,进行基础上拔和倾覆稳定验算时,对砂类土地基基础一般按短期荷载效应计算,对黏性土地基基础按长期持续荷载效应计算。

表 3 荷载标准值作用下受弯构件挠度容许值

土地类别		摩擦系数
黏性土	可塑	0.25~0.30
	硬塑	0.30~0.35
	坚硬	0.35~0.40
粉土	饱和度 $S \leq 0.5$	0.30~0.40
中砂、粗砂、砾砂		0.40~0.50
碎石土		0.40~0.60
软质岩		0.40~0.60
表面粗糙的硬质岩石		0.65~0.75

注:1.对易风化的软质岩和塑性指数大于 22 的黏性土,其值应通过试验确定;
2.对碎石,可根据其密实度、填充物状况、风化程度等确定。

4.6 电气系统设计

I 建筑光伏系统分类

4.6.2 参照表 4 建筑光伏系统设计选用参考表给出的规定进行选取。

表 4 建筑光伏系统设计优选表

建筑类型		居住建筑		公共建筑				产业建筑				
		多、高层住宅、公寓楼；多、高层宿舍楼	单、低层独栋、联排住宅	科教、办公、宾馆、酒店、招待所	医疗建筑	观演、会展、体育场建筑、交通建筑	商业建筑	物流建筑	工厂车间	温室大棚、饲养场	冷贮类仓库	
系统选择												
建筑光伏系统类型	是否接入公网	并网光伏系统	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
		独立光伏系统	—	●	—	—	—	—	●	●	—	●
	是否具有储能装置	有储能装置光伏系统	—	●	—	—	—	●	●	●	—	●
		无储能装置光伏系统	—	—	—	—	—	—	/	/	—	/
	负荷形式	直流光伏系统	●	●	●	—	—	—	●	/	—	—
		交流光伏系统	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

注：表中“●”为优先推荐选用项目，“—”为一般推荐选用项目，“/”为不推荐选用项目。

II 系统接入

4.6.5 光伏电站并网电压等级是要在接入系统方案设计中经技术经济比较后确定,现行电力行业标准《配电网规划设计技术导则》DL/T 5729 推荐的 50MW 及以下容量的光伏电站的并网电压等级选择如表 5。

表 5 电源并网电压等级参考表

电源总容量范围	并网电压等级
8kW 及以下	220V
8kW~400kW	380V
400kW~6MW	10kV
6MW~50MW	20kV、35kV、66kV、110kV

注:对超过 50MW 的光伏发电站,一般选用 110kV 及以上电压等级接入电力系统。

4.6.11 电能计量点原则上宜设置在建筑光伏系统与电网设施的产权分界处,但为了便于计量和管理,经双方协商同意,也可设置在购售电合同协议中规定的贸易结算点处。

III 光伏发电一次系统

4.6.20 参照表 6 海南省岛陆腐蚀体系室外大气腐蚀等级分布一览表给出的规定进行选取。

表 6 海南省岛陆腐蚀体系室外大气腐蚀等级分布一览表

地市名称	区县名称	乡镇名称	腐蚀等级
海口市	美兰区	大致坡镇、三江镇、演丰镇、灵山镇、新埠街道办事处、白沙街道办事处、和平南街道办事处、白龙街道办事处、人民路街道办事处、海甸街道办事处、博爱街道办事处、蓝天街道办事处、海府街道办事处	C4

续表

地市名称	区县名称	乡镇名称	腐蚀等级
海口市	琼山区	大坡镇、凤翔街道办、滨江街道办、府城街道办、国兴街道办	C4
		旧州镇、甲子镇、三门坡镇、红旗镇、云龙镇、龙塘镇	C3
	龙华区	龙桥镇、城西镇、金字街道办事处、海垦街道办事处、大同街道办事处、金贸街道办事处、滨海街道办事处、中山街道办事处	C4
		龙泉镇、遵谭镇、新坡镇	C3
	秀英区	永兴镇、石山镇、海秀镇、西秀镇、长流镇、海秀街道办、秀英街道办事处	C4
		东山镇	C3
三亚市	市辖区	海棠区、天涯区、崖州区、吉阳区	C4
儋州市	市辖区	排浦镇、白马井镇、三都镇、峨蔓镇、海头镇、木棠镇、光村镇	C4
		新州镇、东成镇、中和镇、兰洋镇、南丰镇、和庆镇、那大镇	C3
		大成镇、王五镇、雅星镇	C2
省直辖县级行政区划	五指山	水满乡、毛道乡、畅好乡、番阳镇、毛阳镇、南圣镇、通什镇	C3
	琼海市	大路镇、长坡镇、塔洋镇、潭门镇、博鳌镇、中原镇、万泉镇、嘉积镇	C4
		会山镇、龙江镇、阳江镇、石壁镇	C3
	文昌市	铺前镇、锦山镇、冯坡镇、抱罗镇、翁田镇、昌洒镇、公坡镇、龙楼镇、东郊镇、文教镇、东阁镇、潭牛镇、东路镇、会文镇、蓬莱镇、重兴镇、文城镇	C4
	万宁市	山根镇、礼纪镇、东澳镇、和乐镇、龙滚镇、万城镇	C4
		三更罗镇、南桥镇、北大镇、长丰镇、大茂镇、后安镇	C3

续表

地市名称	区县名称	乡镇名称	腐蚀等级
省直辖县级行政区划	东方市	新龙镇、四更镇、板桥镇、感城镇、八所镇	C4
		江边乡、天安乡、三家镇、东河镇、大田镇	C2
	定安县	黄竹镇	C4
		富文镇、翰林镇、岭口镇、龙河镇、龙门镇、雷鸣镇、龙湖镇、新竹镇、定城镇	C3
	屯昌县	西昌镇、坡心镇、南坤镇、南吕镇、乌坡镇、枫木镇、新兴镇、屯城镇	C3
	澄迈县	大丰镇、桥头镇、福山镇、老城镇	C4
		仁兴镇、中兴镇、文儒镇、加乐镇、永发镇、瑞溪镇、金江镇	C3
	临高县	调楼镇、新盈镇、皇桐镇、博厚镇、东英镇、波莲镇、临城镇	C4
		南宝镇、和舍镇、多文镇、加来镇	C3
	白沙黎族自治县	阜龙乡、南开乡、元门乡、细水乡、牙叉镇	C3
		荣邦乡、金波乡、青松乡、邦溪镇、打安镇、七坊镇	C2
	昌江黎族自治县	海尾镇、昌化镇	C4
		乌烈镇、七叉镇、叉河镇、石碌镇、十月田镇、王下乡	C2
	乐东黎族自治县	莺歌海镇、尖峰镇、佛罗镇、黄流镇、利国镇、九所镇	C4
		万冲镇	C3
		大安镇、抱由镇、千家镇、志仲镇	C2
	陵水黎族自治县	黎安镇、新村镇、英州镇、光坡镇、椰林镇	C4
		群英乡、提蒙乡、本号镇、文罗镇、隆广镇、三才镇	C3

续表

地市名称	区县名称	乡镇名称	腐蚀等级
省直辖县 级行政区 划分	保亭黎族 苗族自治 县	南林乡、六弓乡、三道镇、新政镇、加茂镇、 什玲镇、保城镇	C3
		毛感乡、响水镇	C2
	琼中黎族 苗族自治 县	什运乡、上安乡、吊罗山乡、中平镇、红毛镇、 长征镇、和平镇、黎母山镇、湾岭镇、营根镇	C3

注:1.本表依据 2018 年海南省民政厅发布的行政区划进行分区。

2.三沙市辖区室外大气腐蚀等级规定为 CX。

4.6.21 接入用户侧配电网系统时,接入的容量不应大于原有上级变压器的 80%。

IV 系统设计

4.6.25 参照表 7 海南省各地太阳能光伏最佳安装倾角及发电量速查表给出的规定进行选取。

表 7 海南省各地太阳能光伏最佳安装倾角及发电量速查表

城市	安装角度 (°)	年水平总辐射量 (kWh/m ²)	每瓦首年发电量 (kWh)/W
海口	10	1402	1.25
三亚	15	1761	1.371
琼海	12	1680	1.358
白沙	15	1730	1.374
保亭	15	1763	1.368
昌江	13	1737	1.314
澄迈	13	1551	1.313

续表

城市	安装角度 (°)	年水平总辐射量 (kWh/m ²)	每瓦首年发电量 (kWh)/W
儋州	13	1569	1.294
定安	10	1457	1.246
东方	14	1733	1.396
乐东	16	1743	1.376
临高	12	1474	1.302
陵水	15	1712	1.366
琼中	13	1607	1.362
屯昌	13	1475	1.351
万宁	13	1722	1.346
文昌	10	1467	1.233
五指山	15	1677	1.387

VI 光伏自用电系统

4.6.36 建筑光伏发电自用电系统是利用太阳能进行电力生产并供电站自身的电力需求使用的独立发电系统。

VIII 电气二次

4.6.40 可考虑加入电池停充电压 HVD 设置、电池欠压停机 LVD 设置、显示电池容量 SOC 设置、负载开机恢复设置、智能温度补偿、存储累计充电安时数,以及液晶屏显示存储累计放电安时数等功能。

IX 过压保护和接地

4.6.45 光伏方阵接地应连续、可靠,接地电阻应小于 4Ω 。

X 电缆敷设

4.6.52 与建筑相结合的建筑光伏系统,电缆应具有良好的阻燃性能,建筑光伏系统线缆宜采用铜芯,线缆阻燃性能应符合建筑物防火要求。

4.7 光储直柔系统设计

I 基本要求

4.7.1 建筑光储直柔技术的选择与应用应根据建筑内部主要电力生产和消耗设备,进行投资估算与技术经济对比,具有技术经济优势的情况下可进行光储直柔系统设计与运行。建筑光伏系统的设计与应用应根据建筑物的周边环境、气候特点、结构形式、使用功能、用电负荷、外观、性能与运行维护需求等各个方面的因素,选择相应的光伏组件类型、光伏方阵面积、装机容量、安装位置与方式,以及其他主要部件完成设计,同时为保障光储直柔系统的运行性能与安全,建筑光伏系统中的设备及部件的性能和正常使用寿命应满足现行国家标准的相关要求,并应获得相关认证。

4.7.2 建筑光储直柔系统的储能形式,及相应的储能系统配置宜满足具体要求如下:

1 储能形式宜采用电化学储能系统,亦可考虑与蓄冷、蓄热与相变储能等形式相结合;

2 采用电化学储能形式时,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 的规定,单组储能的容量不宜超过 500kWh ,且储能系统宜配置储能电池模组、储能变换器、电池管理系统。

4.7.3 依据交互需要,在布置建筑光储直柔系统的光伏和储能等电源设备或参与电力交互时,宜采用直流配电系统,同时其设计应满足下列具体要求:

1 在满足用户需求和用电安全的前提下,民用建筑直流配电设计应满足兼容性和开放性的要求;

2 直流配电系统应可实现建筑电力交互(GIB),做到光伏组件、建筑储能、用电负荷与电网供电的动态平衡。

4.7.4 建筑光储直柔系统应监测光伏发电自用率,并宜根据本地光伏消纳的性能要求,及时调整建筑光储直柔系统柔性控制策略。

II 主要设备与线缆

4.7.5 建筑光储直柔系统设备与构件的选取应满足:

1 应符合建筑安全规定,其性能参数应符合设计和相关标准的要求,且宜与建筑物外观和使用功能相协调;

2 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。

4.7.6 建筑光储直柔系统直流配电系统设备的工作电压应满足:

1 当直流母线电压处于 90%~105%额定电压范围时,设备应能按其技术指标和功能正常工作;

2 当直流母线电压超出 90%~105%额定电压范围,且仍处于 80%~107%额定电压范围时,设备可降额运行,不宜出现损坏;

3 当直流母线电压超出 80%~107%额定电压范围,且持续时间不超过 10ms 时,直流母线电压恢复到 90%~105%额定电压范围后,设备宜自动恢复正常运行;

4 当直流母线电压稳定在 90%~105%额定电压范围内任意值,且功率稳定在 20%~100%额定功率范围内任意值时,电源设备的电压纹波峰峰值系数和有效值系数宜分别小于 1.0%和 0.5%;

5 额定功率小于等于 750W 的设备,接通时的冲击电流幅值宜限制在 120%额定电流以内;

6 额定功率大于 750W 的设备,接通时的冲击电流幅值不宜大于设备额定电流的 20%。

4.7.7 建筑光储直柔系统直流配电系统变换器的选型应以直流母线侧的额定功率、额定电压和额定电流作为依据,并满足如下规定:

1 变换器的技术资料中应包含:不同直流母线电压下的电流和功率限值,0~100%额定功率时的效率,直流母线侧直流滤波电容值,接通冲击电流幅值和持续时间,过流保护、过压保护和欠压保护参数,包括动作阈值、动作时间和动作类型,在直流母线侧短路故障情况下,设备的短路故障电流特性;

2 变换器在额定电压和 20%额定功率条件下的效率,与最高效率的差不宜超过 3 个百分点。非隔离型变换器的最高效率不宜低于 97%;单向隔离型变换器的最高效率不宜低于 96%;双向隔离型变换器的最高效率不宜低于 94%;

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 在120%额定功率或 120%额定电流条件下,变换器正常工作时间不宜小于 10s;

5 变换器宜具备速断和反时限两种过流保护功能,并允许对反时限保护特性进行调整;

6 变换器宜具备电压异常保护功能,当直流母线电压高于 107%额定电压后,宜在 10ms 内停止向直流母线输出功率;除特殊要求外,当直流母线电压低于 70%额定电压后,设备从直流母线吸收的功率宜在 10ms 内降为 0。

4.7.8 建筑光储直柔系统直流配电系统的交直变换器、储能变换器、电压适配变换器、光伏变换器均应满足相应的功能需求,具体应满足如下规定:

1 交直变换器宜采用三相交流供电,并应具备直流稳压功能,并可根据指令调整直流电压;

2 交直变换器的交流电压在允许范围内、直流电流在 0~100%

额定电流范围内变化,且直流电压设定在 80%~105%额定电压范围内任意值时,直流电压控制误差不宜大于 1.5%;

3 对于额定功率小于等于 30kW 的交直变换器,交流侧 100kHz 及以下泄漏电流总有效值应小于等于 300mA;对于额定功率大于 30kW 的交直变换器,交流侧 100kHz 及以下泄漏电流总有效值应小于等于 10mA/kW;

4 功率因数等技术性能宜满足交流电网接入的要求;

5 交直变换器和储能变换器宜具备短路故障穿越功能,持续时间不宜少于 625ms,且故障穿越期间电流限值不宜小于 120%额定电流;

6 电压适配变换器应具备电压和功率控制功能,且电压控制误差不超过 1.5%,宜采用隔离型变换器。电压适配变换器宜具备根据输入电压变化等比例调节输出电压的功能;

7 光伏变换器应具备最大功率点跟踪和限压功能,并宜具备稳压功能;

8 当直流母线电压低于 70%额定电压且持续时间超过 1s,或有外部指令要求时,光伏变换器应能通过内部可控开关主动从直流母线断开。

4.7.12 建筑光储直柔系统直流配电系统的安全电压适配器、直流插头和插座均应具备适宜的形式并符合如下具体规定:

1 安全电压适配器的额定输入电压宜为 DC48V,工作电压范围宜为 38V~53V,且宜配置支持功率传输协议(PD)的 USB 接口;

2 直流插头和插座的额定电流不宜大于 16A,且应具备防止插错和防止电弧产生的功能,并明显区别于交流插头和插座;

3 额定电压为 DC48V 的直流插头和插座,宜采用“2P”形式,不宜具有保护接地线的接点;额定电压为 DC375V 或 DC220V 的直流插头和插座,宜采用“2P+ PE”形式。

4.7.14 为实现建筑物的运营及管理目标,建筑光储直柔系统中,各类柔性设备与分布式光伏系统宜基于统一的信息平台,以多种类

智能化信息集成方式,构建具有信息汇聚、资源共享、协同运行、能量管理等综合应用功能的系统。其中,除分布式光伏系统外,可重点考虑选用的柔性设备包括如下类别:

1 柔性能源转换类:冷暖空调、电锅炉、燃气锅炉、空气源热泵、水源热泵、地源热泵等;

2 蓄能类:蓄热装置、蓄冷蓄冰装置、蓄电装置、能源驱动的蓄水装置;

3 柔性负荷类:电动汽车、电梯、照明、电动通风换气装置、电动清洁工具、利用建筑热惯性的可调冷/热负荷需求。

III 建筑储能

4.7.15 建筑光储直柔系统的储能电池应可支持充电与柔性用电,并可通过电池管理系统实时监测反馈储能信息,在具备电气保护、安全监测和消防报警功能的基础上,还应具备如下具体功能:

1 应可参与建筑整体用电柔性调节;

2 在储能电池荷电状态过低和完全放电等情况下,应可通过储能变换器对储能电池进行充电;

3 应可通过电池管理系统实时监测并向上层监控系统反馈储能电池电压、充放电电流、荷电状态、能量状态、最大允许充放电功率等信息,以实现电气保护、安全监测和消防报警;

4 宜可兼顾使用电动车动力电池作为储能电池。

4.7.16 建筑光储直柔系统的储能电池的选择应满足柔性用电对使用寿命、充放电循环效率与配电接入的具体要求如下:

1 应满足建筑整体用电柔性调节对储能电池使用寿命的要求,设计使用年限宜大于 8 年;

2 应满足建筑整体用电柔性调节对充放电循环效率的要求,采用隔离型储能变换器时,充放电循环效率应大于 86%,采用非隔离型储能变换器时,充放电循环效率应大于 90%;

3 储能电池应通过独立的配电回路接入直流母线,且宜与光伏

组件、充电桩和空调设备等接入同一直流母线。

4.7.17 建筑光储直柔系统的储能电池模组或电池簇的最高电压,以及模组或簇间的连接方式、安全隔离以及短路保护设置均应满足安全防护所需的如下具体要求:

1 储能电池模组的最高电压不宜超过 60V,电池模组间宜采用快速插拔方式连接;

2 当多个储能电池模组或储能电池簇并联时,储能电池模组或电池簇应配置隔离电器,且隔离电器宜采用多极型式的隔离开关或具备隔离功能的断路器;

3 建筑储能应针对电池模组、电池簇分别设置短路保护功能,并提供电池模组、电池簇短路故障电流分析或测试数据。

IV 系统设计

4.7.21 建筑光储直柔系统的直流配电系统电压等级的确定,应符合下列具体要求:

1 电压等级宜从 DC750V、DC375V 或 DC220V(两者取一)、DC48V 中选择;

2 同一用电设备不宜同时接入不同的直流母线,设备接入直流母线时,可根据其额定功率选择电压等级,并应符合表 8 的规定。

表 8 设备接入的电压等级选择参考

序号	设备额定功率	直流母线电压等级
1	>15kW	DC750V
2	≤15kW 且 >500W	DC375V 或 DC220V
3	≤500W	DC48V 或 DC220V

3 DC48V 电压等级宜采用多模块分区供电,单模块供电半径不宜超过 20m。

4.7.22 建筑光储直柔系统的柔性系统的硬件设计应符合下列要求:

1 宜独立安装,不与强电系统混装;混装时,应增加隔离屏蔽

装置；

2 配备 UPS 设备,在市政电网断开时,保证控制系统运行不低于 5min。

柔性控制系统的软件应具备下列功能：

(1)对可再生能源利用量和利用率进行计算、统计、分析和展示；

(2)对用电设备和用能形式进行分项计算、统计、分析和展示；

(3)具有数据备份机制,具备保障数据安全功能。

V 保护与防护

4.7.25 应定期检查建筑光伏系统的光伏组件、支架等的紧固情况以及储能系统的支撑结构、接线端子。出现松动应及时紧固,出现腐蚀、损坏应及时维修。避免出现电化学储能电池漏液、变形情况或其他异常。

VI 系统性能

4.7.33 孤岛运行是指分布式电力发电系统与电网系统断开连接并独立运行的一种运行模式。海南省因地理、气候等原因,在部分偏远岛屿、村庄应用建筑光伏系统均存在相对较高的孤岛运行风险,故建筑光储直柔系统的直流配电系统宜具备一定的孤岛运行能力。

4.7.34 单次调节能力为在保障建筑自身正常运行的条件下,可调资源依据单次外部指令在 30min~2h 内,调节自身用电负荷功率的能力。建筑光储直柔系统的单次调节能力评价指标包含最大调节容量比例、调节电量比例。最大负荷调节容量比例 δ_{\max} 应按下列公式计算：

$$\Delta P = \max\{|P(t) - P_o(t)|\} \quad (4.7.34-1)$$

$$\delta_{\max} = \Delta P / P_o(t) \quad (4.7.34-2)$$

式中： ΔP ——光储直柔系统最大负荷调节容量(kW)；

$P(t)$ ——光储直柔系统在 t 时刻的实际负荷功率(kW);
 $P_o(t)$ ——同一时刻不调节时的基线功率(kW),基线功率为可调节负荷在没有参加调节时,按照一定的时间周期计算得到的用电负荷曲线。

调节电量比例 γ 应按下列公式计算:

$$\gamma = \frac{\int_t^{t+T} |P(t) - P_o(t)| dt}{\int_t^{t+T} P_o(t) dt} \quad (4.7.34-3)$$

式中: T ——按最大调节容量 ΔP 调节时,光储直柔系统可以保持的最大可持续的时长(h)。

4.7.35 连续调节能力为在保障建筑自身正常运行的条件下,可调资源依据连续外部指令在全天 24 小时内,调节自身用电负荷功率的能力。建筑光储直柔系统连续调节能力评价指标包括相对于全天 24 小时计划目标功率曲线的功率偏差指标和电量偏差指标。功率偏差指标为调节期间,建筑光储直柔系统在 t 时刻(15min 时间窗)的平均功率与调节指令的目标功率绝对差值与调节指令的目标功率的最大比值;电量偏差为 24 小时调节周期内,同时刻实际功率与调节指令的目标功率绝对值的累计之和与调节指令目标功率累计之和的比值。功率偏差指标 α_p 应按下式计算:

$$\alpha_p = \text{Max} \left(\left| \frac{P(t) - P^*(t)}{P^*(t)} \right| \right) \quad (4.7.35-1)$$

式中: $P(t)$ ——光储直柔系统在 t 时刻的平均功率(kW);

$P^*(t)$ —— t 时刻的调节指令的目标功率(kW)。

电量偏差 α_Q 应按下式计算:

$$\alpha_Q = \frac{\int_t^{t+T} |P(t) - P^*(t)| dt}{\int_t^{t+T} P^*(t) dt} \quad (4.7.35-2)$$

式中: T ——全天 24 小时为调节周期。

Ⅶ 系统监测与控制

4.7.36 建筑光储直柔系统的各设备的监控范围、采集信息以及监控模式的需求详情如下：

1 监控的设备范围宜包括冷热源、供暖通风和空气调节、给水排水、供配电、照明、电梯等，并宜包括以自成控制体系方式纳入管理的专项设备监控系统等；

2 采集的信息宜包括温度、湿度、流量、压力、压差、液位、照度、气体浓度、电量、冷热量等建筑设备运行基础状态信息；

3 宜与公共安全系统信息关联；

4 宜具备向建筑内相关集成系统提供建筑设备运行、维护管理状态等信息的功能。

4.7.37 建筑光储直柔系统的能耗监测的建议范围、能耗计量的建议分项及类别如下：

1 能耗监测的范围宜包括各类建筑设备，且计量数据应准确，并应符合现行国家标准的规定；

2 能耗计量的分项及类别宜包括电量、水量、燃气量、集中供冷耗冷量等使用状态信息，公共建筑宜按用能核算单位和用能系统，以及用冷、用热、用电等不同用能形式，进行分类分项计量；居住建筑宜按公共部分的主要用能系统进行分类分项计量，并对典型户的供冷、生活热水、照明及插座的能耗进行分项计量，计量户数不宜少于同类型总户数的 2%，且不少于 5 户。

主要功能空间的室内环境监测建议如下：

1 对于公共建筑，宜分层、分朝向、分类型进行监测；

2 对于居住建筑，宜对典型户的室内环境进行监测，计量户数不宜少于同类型总户数的 2%，且不少于 5 户。

完善建筑用能环节调控及供能配置调整，并加强数据后处理分析以优化建筑综合性能的具体要求如下：

1 根据建筑物业管理的要求及基于对建筑设备运行能耗信息

化监管的需求,宜完善对建筑的用能环节进行相应适度调控及供能配置适时调整;

2 通过对纳入能效监管系统的分项计量及监测数据统计分析和处理,宜提升建筑设备协调运行和优化建筑综合性能。

另外,宜对冷热源、输配系统、照明系统等关键用能设备或系统能耗进行重点计量;宜对室外温湿度、太阳辐照度等气象参数进行监测;宜对公共建筑使用人数进行统计。

4.7.38 建筑光储直柔系统的柔性控制系统宜具备与电网双向互动的功能,宜根据自身条件,积极参与电力需求响应、电力交易等行动;其控制模式宜满足下列要求:

1 宜可实现可再生能源本地消纳最大化;

2 控制系统故障或瘫痪时,宜具备切断光伏和储能系统的功能,宜预留手动接口接入市电,保证用电可靠及用电安全;

3 宜能根据所在区域气候特点、建筑负荷、电价情况等系统进行系统末端设备的自适应调整。

4.7.39 建筑光储直柔系统的直流配电系统监控系统宜符合详细要求如下:

1 数据储存功能宜存储不少于 2 年的历史运行数据和故障记录;

2 宜完善友好的人机操作界面与监测显示界面;

3 根据实际需求,直流配电监控系统宜完善以下具体功能:实时采集电源、主要用电设备和配电设备各项信息时,以能源调度和管理为目标时采集间隔不小于 5min 的功能,以系统控制为目标时采集间隔不小于 10s 的功能;对电源设备、主要用电设备和配电设备进行远程和本地控制的功能;根据电价、电网指令或预设运行目标切换运行模式的功能;根据历史记录和实时监测数据对用电负荷、建筑光伏系统功率进行预测的功能;建筑整体用电柔度预测功能;故障报警与保护功能;能量管理与优化功能。

4.7.40 建筑光储直柔系统的直流配电监控系统宜利用直流母线电

压作为控制信号,通过光伏组件、建筑储能和设备用电柔性实现APR功能,且直流配电监控系统的能量管理策略宜符合下列规定:

- 1 宜优先利用光伏组件;
- 2 宜通过调节建筑储能和用电设备实现电力交互;
- 3 宜通过电动车动力电池强化电量调节功能,并宜通过储能电池强化功率调节功能;
- 4 宜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;
- 5 宜根据电价信息和电力企业的需求响应信息,制定安全、经济、舒适的能量管理策略。

4.7.41 建筑光储直柔系统的直流配电系统建立节能管理制度及设备系统节能运行操作规程宜满足下列要求:

1 公共建筑运行期间夏季室内设定温度不宜低于设计值 2℃。对于作息时间固定的建筑,在非使用时间内宜降低空调运行温度和新风控制标准或停止运行空调系统;

2 对于供冷系统,宜根据实际冷负荷变化制定调节供冷量的运行方案及操作规程。对于可再生能源与常规能源结合的复合式能源系统,宜根据实际运行状况制定实现全年可再生能源优先利用的运行方案及操作规程;

3 对于集中空调系统,宜根据实际运行状况制定过渡季节能运行方案及操作规程;对于人员密集的区域,可根据实际需求制定新风量调节方案及操作规程;

4 对于排风能量回收系统,宜根据实际室内外空气参数,制定能量回收装置节能运行方案及操作规程;

5 暖通空调系统运行期间,宜监测和评估水力平衡和风量平衡状况;当不满足要求时,可进行系统平衡调试;

6 太阳能集热系统停止运行时,宜采取有效措施防止太阳能集热系统过热。

4.7.42 建筑光储直柔系统的节能控制宜满足下列具体要求:

1 宜在主要功能空间核心控制单元区域内,同时收集并集成温度、湿度、空气质量、照度、人体在室信息等与室内环境控制相关的物理参数信息;

2 宜基于室内环境核心物理参数实时信息,对包含房间的遮阳控制、照明控制、供冷和新风末端设备控制等在内的各项设备控制需求,进行交互式协同联动优化控制,宜在满足室内环境参数需求的前提下,以降低房间综合能耗为目的,自动确定房间控制模式,或根据用户指令执行不同的空间场景模式控制方案;

3 建筑照明宜采用智能照明控制系统;

4 当有多种能源供给时,可根据系统能效对比等因素进行优化控制。采用可再生能源系统时,宜优先利用可再生能源。

4.7.43 建筑光储直柔系统的系统内通信的供电电源、专门调度通道以及生产调度配置宜符合下列具体要求:

1 建筑光伏系统内通信宜包括生产管理通信和生产调度通信;

2 建筑光伏系统内通信设备所需的交流电源,宜采用能自动切换的、可靠的、来自不同站用电母线段的双回路交流电源供电;

3 光伏电站为满足生产调度需求,宜设置生产过程控调度交换机,统一供生产管理通信和生产调度通信使用;

4 建筑光伏系统可单独设置通信机房,通信设备宜与线路保护、调度自动化设备共同安装于同一机房内;

5 系统内通信设备可使用专用通信直流电源或 DC/DC 交换直流电源,电源宜为直流 48V。通信专用电源的容量,宜按发展所需最大负荷,使在交流电源失电后能维持放电时间不小于 1h。

4.7.44 建筑光储直柔系统通信的专用调度通信设施、调度通道,以及通信传输方式宜符合下列具体要求:

1 宜在建筑光伏系统中装设与电力调度部门联系的专用调度通信设施。通信系统宜满足调度自动化、继电保护、安全自动装置及调度电话等对电力通信的要求;

2 建筑光伏系统至电力调度部门间宜有可靠的调度通道。中型

建筑光伏系统至电力调度部门应具备至少两个互相独立的调度通道。大型建筑光伏系统至电力调度部门应具备至少两个互相独立的调度通道,且至少有一个通道为光纤通道;

3 建筑光伏系统与电力调度部门之间通信方式和信息传输宜由双方协调一致后确定,并在接入系统方案设计中明确。

4.7.45 建筑光储直柔系统宜在本地柔性控制系统的基础上,同步搭建云端柔性控制系统,云端柔性控制系统的监测数据宜能及时、准确、完整呈现系统各设备的工况变化情况。同时,云端柔性控制系统应具备如下关键运行信息的交互功能:

1 各设备主要电能参数的历史数据查询,宜以图表等形式进行合理呈现,同时应具备历史数据下载功能;

2 宜具备设备故障信息自动存储与推送能力。

4.7.46 建筑光储直柔系统的柔性控制系统宜至少支持一项通信协议,包括但不限于 RS232、RS485、CAN/TCP/IP 等,保证系统监测数据和控制指令在本地局域工业通信网络内各设备间的实时、可靠传输,并保证广域通信网络内本地柔性控制系统与云端柔性控制系统信息交互的及时性。柔性控制系统宜预留下列接口:

1 与末端用电器交互的接口;

2 与电池管理系统交互的接口;

3 与直流配电系统交互的接口;

4 远程控制交互接口;

5 与电网友好互动的接口,并符合现行国家标准《电力需求响应系统通用技术规范》GB/T 32672 和《需求响应效果监测与综合效益评价导则》GB/T 32127 的规定。

4.8 消防设计

4.8.1 建筑防火设计应满足:

1 本条沿用国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GBT 51368

第 12.2.2 条、《建筑设计防火规范》GB 50016 第 6.2.7 条原条文。本条规定了建筑内设置的消防控制室、消防设备房等重要设备房的防火分隔要求。设置在其他建筑内的消防控制室、固定灭火系统的设备室等要保证该建筑发生火灾时,不会受到火灾的威胁,确保消防设施正常工作。通风、空调机房是通风管道汇集的地方,是火势蔓延的主要部位之一。基于上述考虑,本条规定这些房间要与其他部位进行防火分隔,但考虑到丁、戊类生产的火灾危险性较小,对这两类厂房中的通风机房分隔构件的耐火极限要求有所降低;

2 本条主要依据国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 第 6.2.5 条。本条规定了应用光伏幕墙的建筑外墙上、下层开口之间的实体墙、防火挑檐、防火玻璃墙、外窗等的尺寸、耐火极限等防火设置的要求。建筑外立面开口之间如未采取必要的防火分隔措施,易导致火灾通过开口部位相互蔓延,为此,本条规定了外立面开口之间的防火措施。目前,建筑中采用落地窗,上、下层之间不设置实体墙的现象比较普遍,一旦发生火灾,易导致火灾通过外墙上的开口在水平和竖直方向上蔓延。本条结合有关火灾案例,规定了建筑外墙上在上、下层开口之间的墙体高度或防火挑檐的挑出宽度,以及住宅建筑相邻套在外墙上的开口之间的墙体的水平宽度,以防止火势通过建筑外窗蔓延。关于上下层开口之间实体墙的高度计算,当下部外窗的上沿以上为上一层的梁时,该梁的高度可计入上、下层开口间的墙体高度。当上、下层开口之间的墙体采用实体墙确有困难时,允许采用防火玻璃墙,但防火玻璃墙和外窗的耐火完整性都要能达到规范规定的耐火完整性要求,其耐火完整性按照现行国家标准《镶玻璃构件耐火试验方法》GB/T 12513 中对非隔热性镶玻璃构件的试验方法和判定标准进行测定。国家标准《建筑用安全玻璃 第 1 部分:防火玻璃》GB 15763.1 将防火玻璃按照耐火性能分为 A、C 两类,其中 A 类防火玻璃能够同时满足标准有关耐火完整性和耐火隔热性的要求,C 类防火玻璃仅能满足耐火完整性的要求。火势通过窗口蔓延时需经过外部卷吸后作用到窗玻璃上,且

火焰需突破着火房间的窗户经室外再蔓延到其他房间,满足耐火完整性的C类防火玻璃,可基本防止火势通过窗口蔓延,住宅内着火后,在窗户开启或窗户玻璃破碎的情况下,火焰将从窗户蔓出并向上卷吸,因此着火房间的同层相邻房间受火的影响要小于着火房间的上一层房间。此外,当火焰在环境风的作用下偏向一侧时,住宅户与户之间突出外墙的隔板可以起到很好的阻火隔热作用,效果要优于外窗之间设置的墙体。根据火灾模拟分析,当住宅户与户之间设置突出外墙不小0.6m的隔板或在外窗之间设置宽度不小于1.0m的不燃墙体时,能够阻止火势向相邻住户蔓延;

3 本条沿用国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368第12.2.3条原条文。光伏幕墙的防火构造应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的规定,考虑非承重外墙作为建筑物防火材料时通常应采用耐火极限要求为1.00h的不燃烧体,故针对无窗间墙和窗槛墙的幕墙,应在每层楼板外沿设置耐火极限不低于1.00h、高度不低于0.8m的不燃烧实体裙墙实现防火目标;

4 本条沿用现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102第4.4.7条原条文。本条规定在于防止建筑物内的高温烟气和火势穿过防火墙或防火分隔构件上的开口和孔隙等蔓延扩散,以保证防火分区的防火安全。针对玻璃幕墙与其周边防火分隔构件间、与楼板或隔墙外沿间,以及与实体墙面洞口边缘间的缝隙等,要用弹性较好的不燃材料或防火封堵材料将缝隙紧密填塞。有关防火封堵措施,在中国工程建设标准化协会标准《建筑防火封堵应用技术规程》CECS 154:2003中有详细要求;

5 本条沿用国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368第12.2.4条原条文。火灾事故中,防火墙设在建筑物的转角处且防火墙两侧开设门窗等洞口时,如门窗洞口采取防火措施,则能有效防止火势蔓延。设置不可开启窗扇的乙级防火窗、火灾时可自动关闭的乙级防火窗、防火卷帘或防火分隔水幕等,均可视为能防止火灾水平蔓延的措施;

6 由于建筑内的竖井上下贯通一旦发生火灾,易沿竖井竖向蔓延,因此,要求采取防火措施。电梯井的耐火极限要求,见《建筑设计防火规范》第 3.2.1 条和第 5.1.2 条的规定。电梯层门是设置在电梯层站入口的封闭门,即梯井门。电梯层门的耐火极限应按照现行国家标准《电梯层门耐火试验完整性、隔热性和热通量测定法》GB/T 27903 的规定进行测试,并符合相应的判定标准。建筑中的管道井、电缆井等竖向管井是烟火竖向蔓延的通道,应采取在每层楼板处用相当于楼板耐火极限的不燃材料等防火措施分隔。实际工程中,每层分隔对于检修影响不大,却能提高建筑的消防安全性。因此,要求这些竖井要在每层进行防火分隔。

4.8.2 建筑光伏系统防火设计应满足:

1 建筑光伏系统防火和灭火系统设计,应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222 和《气体灭火系统设计规范》GB 50370 的规定,以保障人员的生命财产安全;

2 本条在国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 第 12.1.2 条、第 12.1.3 条的基础上发展而来。安装位置应远离爆炸危险场所,避免爆炸火灾风险危及建筑光伏系统。同时建筑光伏系统安装不应影响既有建筑物的消防安全,因此不能影响建筑之间的防火间距及消防疏散;

3 在既有建筑物屋面上增设建筑附加光伏发电系统,需要增加的相关设备、设施不能影响既有建筑物的消防安全,因此不能占用消防通道,不能影响消防设施的使用;

4 本条沿用国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 第 12.2.1 条原条文。设置本条文的目的是依照建筑的耐火等级作为判别标准,为建筑光伏系统构件适配的燃烧性能和耐火极限等级提出判定依据,以降低具有更高耐火等级的建筑物的火灾隐患与损毁风险;

5 本条沿用国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368

第 12.2.5 条原条文。为了保证遇到火灾时,火势不会在不同防火分区区间相互蔓延,以实现防火分隔,故要求同一光伏幕墙组件不可跨越建筑物两个防火分区设置;

6 本条沿用国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 第 12.2.7 条原条文。本条规定在于防止建筑物内的高温烟气和火势穿过防火墙上的开口和孔隙等蔓延扩散,以保证防火分区的防火安全。如水管、输送无火灾危险的液体管道等因条件限制必须穿过防火墙时,要用弹性较好的不燃材料或防火封堵材料将管道周围的缝隙紧密填塞。对于采用塑料等遇高温或火焰易收缩变形或烧蚀的材质的管道,要采取措施使该类管道在受火后能被封闭,如设置热膨胀型阻火圈或者设置在具有耐火性能的管道井内等,以防止火势和烟气穿过防火分隔体。有关防火封堵措施,在中国工程建设标准化协会标准《建筑防火封堵应用技术规程》CECS 154 中有详细要求;

7 本条沿用国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 第 12.2.10 条原条文。为了防止配电箱可能产生的火花或高温金属熔珠引燃周围的可燃物和避免箱体传热引燃墙面装修材料,建筑内部的配电箱不应直接安装在低于 B1 级的装修材料上。

4.8.4 设置本条文的目的是依照建筑用途、重要性结合火灾特性和火灾危险性等判别标准,为建筑光伏系统适配的消防设施等级与数量提出判定依据,以降低具有更高火灾危险性和价值更为重要的建筑物的火灾风险。

4.8.5 设置本条文的目的是通过为建筑光伏系统配置符合现行国家标准《电气火灾监控系统》GB 14287 的电气火灾监控系统,以监控电气线路的故障和异常状态,发现电气火灾隐患,及时报警以消除这些隐患。建筑光伏系统的电气火灾监控系统宜设置测温式火灾监控探测器、剩余电流式电气火灾监控探测器或感烟火灾探测器等火灾感应装置,且应设置具备关断功能的装置,发生火灾时应可自动或手动切断系统电源。

4.8.6 灭火器是扑救建筑初起火较方便、经济、有效的消防器材。人员发现火情后,首先应考虑采用灭火器等器材进行处置与扑救。建筑光伏系统的室外运行设备附近和建筑电气设备用房内均存在一定的火情风险,灭火器的配置要根据建筑物内可燃物的燃烧特性和火灾危险性、不同场所中工作人员的特点、建筑的内外环境条件等因素,按照现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140和其他有关专项标准的规定进行设计。

5 安装施工

5.1 一般规定

5.1.6 鉴于建筑光伏系统的安装一般在土建工程完工后进行，而土建部位的施工多由其他施工单位完成，因此应加强对已施工部位的保护。

5.1.7 建筑光伏系统安装时应采取安全措施，以保证人员、设备和系统的安全。

5.2 施工安装准备

5.2.1 建筑光伏系统工程施工前应具备下列条件：

1 根据当前海南省有关政策要求，分布式光伏发电项目需建设单位在开工前按程序办理备案手续，办理备案需要提交的资料如下：

(一)企业项目

1)项目备案申请表(企业)；

2)项目投资企业营业执照，法人代表身份证；

3)项目所依托建筑(设施)房屋产权证(土地证)(含所在地居委会或村一级组织出具的证明文件)；

4)房屋租赁合同和合同能源管理协议(如建筑物非项目建设单位所有)；

5)载荷复核计算书；

6)技术方案；

7)电网企业的并网接入意见。

(二)个人项目

1)项目备案申请表(个人)；

2)电网企业的并网接入意见；

3)个人身份证。

第2至第5条文沿用国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368中9.1.1条第2至第5条原文。

5.2.3 根据《建设工程安全生产管理条例》中华人民共和国国务院令 第393号第四章第二十六条的要求，施工单位应当在施工组织设计中编制安全技术措施，对基坑支护与降水工程、土方开挖工程、模板工程、起重吊装工程、脚手架工程、拆除、爆破工程、国务院建设行政主管部门或者其他有关部门规定的其他危险性较大的工程达到一定规模的危险性较大的分部分项工程编制专项施工方案，并附具安全验算结果，经施工单位技术负责人、总监理工程师签字后实施，由专职安全生产管理人员进行现场监督。对工程中涉及深基坑、地下暗挖工程、高大模板工程的专项施工方案，施工单位还应当组织专家进行论证、审查。

5.3 土建工程

I 基 座

5.3.1 光伏组件或方阵的支架应固定在预设的基座上，不得直接放置在建筑层面上，因为基座关系到建筑光伏系统的稳定和安全，否则既无法保证支架安装牢固，还会对建筑面层造成损害。

5.3.2 一般情况下，光伏组件或方阵的承重基座都是在屋面结构层上现场砌筑(或浇筑)。对于在既有建筑上安装的建筑附加光伏发电系统工程，需要揭开建筑面层做基座，因此将破坏建筑原有的防水结构。基座完工后，被破坏的部位应重新做防水工程。

5.3.3 不少建筑光伏系统工程采用预制支架基座，直接放置在建筑屋面上，易对屋面造成损害，应附加防水层和保护层。

III 连接部件

5.3.11 组成抗震支吊架的所有构件应采用成品构件，连接紧固件的

构造应便于安装。抗震支架的安装位置应准确,固定应可靠,且应平整。

5.5 电气系统安装

5.5.15 快速关断装置为能够快速将光伏组件与光伏组件、光伏组件与逆变器、逆变器与并网点之间电气连接断开的装置,安装前应检查外观是否完好,规格型号是否符合设计要求;安装后应检验极性和端子连接可靠性。

5.6 光伏系统调试

5.6.1 为《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 中 9.4.1 原条文。建筑光伏系统合闸并网前应对光伏组件串、汇流箱、逆变器、配电柜、二次系统、储能系统等设备进行调试,经项目所在地供电公司对建筑光伏系统验收合格后,调试单位在试运行阶段根据调试方案进行联合调试,并提供调试报告。

5.6.14 分布式光伏系统是通过台区智能终端和数据采集系统实现实时信息交互,逆变器具备通信协议接口,在并网运行前应将信息采集系统进行调控测试。

6 验 收

6.1 一般规定

6.1.1 本条规定了新建建筑光伏系统工程和既有建筑安装的建筑附加光伏发电系统工程的验收原则。新建建筑光伏系统工程作为节能分部的分项工程进行验收,与现行国家标准《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411 的规定基本一致。参照表 9 质量验收记录进行选取。

表 9.2 _____ 检验批质量验收记录

编号:

单位(子单位) 工程名称		分部(子分部) 工程名称		分项工程 名称		
施工单位		项目负责人		检验批容量		
分包单位		分包单位 项目负责人		检验批部位		
施工依据			验收依据			
主控项目	验收项目		设计要求及 规范规定	最小/实际 抽样数量	检查记录	检查结果
	1					
	2					
	3					
	4					
	...					
一般项目	1					
	2					
	3					
	4					
	...					
施工单位 检查结果		专业施工员： 项目专业质量检查员： 年 月 日				
监理单位 验收结论		专业监理工程师： 年 月 日				

表 9.3 _____ 分项工程质量验收记录

编号:

单位(子单位) 工程名称		分部(子分部) 工程名称		检验批数量	
施工单位		项目负责人		项目技术 负责人	
分包单位		分包单位 项目负责人		分包内容	
序号	检验批名称	检验批容量	部位/区段	施工单位 检查结果	监理单位 验收结论
1	基座				
2	支架				
3	连接部件				
4	光伏组件				
5	电气系统				
质量控制资料					
安全和功能检验结果					
观感质量检验结果					
综合验收结论					
建设单位 项目负责人:		设计单位 项目负责人:		施工单位 项目负责人:	
监理单位 总监理工程师:					
年 月 日		年 月 日		年 月 日	
年 月 日		年 月 日		年 月 日	

表 9.4 系统试运转调试记录

编号：

工程名称		试运转调试时间	年 月 日
试运转调试项目		试运转调试部位	
试运转、调试内容：			
试运转、调试结论：			
签字栏	建设单位项目负责人	监理单位总监理工程师	施工单位项目负责人

表 9.5 测试评价机构评价报告

编号：

评价指标（建筑光伏系统）		
序号	项目	评价结果
1	光电转换效率（%）	
2	费效比（元/kWh）	
3	年发电量（kWh）	
4	常规能源替代量（1/年）	
5	二氧化碳减排量（t/年）	
6	二氧化硫减排量（1/年）	
7	粉尘减排量（1/年）	
评定和分级		
1	合格判定	<input type="checkbox"/> 合格 <input type="checkbox"/> 不合格
2	分级评价	<input type="checkbox"/> 1级 <input type="checkbox"/> 2级 <input type="checkbox"/> 3级
测试评价机构（盖章）		报告日期： 年 月 日
批准：		审核： 主检：
<p>说明：此表为检查、测试及判定结果汇总表，在报告正文中要求给出具体的结果，正文至少包括下列几部分内容：1) 概况；2) 依据；3) 形式检查结果；4) 测试评价内容；5) 仪器仪表清单；6) 测试结果；7) 判定结果；8) 测评方案。</p>		

6.1.2 建筑光伏系统工程质量验收应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368、《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655、《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300、《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411、《建筑电气与智能化通用规范》GB 55024 及现行国家和海南省有关标准的规定。对于光伏玻璃幕墙工程尚应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139 的有关规定,光伏采光顶工程尚应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的规定,光伏遮阳工程尚应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255、《建筑遮阳通用技术要求》JG/T 274、《建筑遮阳工程技术规范》JGJ 237 的规定。防腐施工应符合《建筑防腐蚀工程施工规范》GB 50212、《建筑防腐蚀工程施工质量验收标准》GB 50224 和《海南省建筑钢结构防腐技术标准》DBJ 46-057 的规定。

6.1.3 本条规定验收的程序和组织。建筑光伏系统工程施工质量验收的程序和组织应符合《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300 的要求。新建建筑光伏系统的分项工程验收的程序和组织参照《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655 第 4.2 条的规定,分项工程验收由总监理工程师主持,施工单位项目经理、项目技术负责人和相关专业的质量检查员、施工员参加,设计单位主要设计人员也应参加。既有建筑的建筑附加光伏发电系统作为单位工程进行验收,由建设单位项目负责人主持。

6.1.4 由于建筑光伏系统验收内容复杂,综合性较强,若有本标准中未提出的验收内容,由建设、设计、施工、监理等各方协商一致(必要时可邀请生产厂家共同讨论),形成统一验收意见,明确验收主控项目、一般项目、验收数量和验收方法等。

6.1.5 虽然本标准将新建建筑光伏系统工程作为建筑工程质量验收的建筑节能分部的分项工程进行验收,考虑到建筑光伏系统的重要性,除了应在各相关的检验批工程验收合格的基础上进行技术

资料检查外,增加了对主要功能的实体验验和观感质量验收,在分项工程之前进行的这些检查,可以更加真实地反映工程的节能性能。

6.1.6 本条列出建筑光伏系统工程通常应该进行隐蔽工程验收的具体部位和内容,以规范隐蔽工程验收。当施工过程中出现本条未列出的内容时,应在施工组织设计、专项施工方案中对隐蔽工程验收内容加以补充。需要注意,本条要求隐蔽工程验收不仅应有详细的文字记录,还应有必要的图像资料,这是为了利用现代科技手段更好地记录隐蔽工程的真实情况。对于“必要”的理解,可理解为有隐蔽工程全貌和有代表性的局部(部位)照片。其分辨率以能够表达清楚受检部位的情况为准。照片应作为隐蔽工程验收资料与文字资料一同归档保存。

6.1.7 建筑光伏分项工程验收资料包括建筑光伏系统复检报告,复检项目详见表 10。

表 10 建筑光伏系统复检项目

项次	复检项目
1	光伏组件的发电功率及发电效率
2	防腐涂层厚度
3	光伏幕墙的抗风压性能、水密性能、平面内变形性能、气密性能、幕墙玻璃的可见光透射比、遮阳系数,中空玻璃密封性能
4	幕墙用结构胶的相容性试验、剥离粘结性试验
5	混凝土基座的混凝土试块抗压强度
6	后置锚固件的抗拉拔承载力
7	保温材料的导热系数或热阻、密度、吸水率
8	设备噪声检测
9	电线、电缆导体电阻、电压试验、绝缘厚度等

6.1.8 本条给出了材料和设备进场验收的具体规定。进场验收首先是对其品种、规格、包装、外观和尺寸等“可视质量”进行检查验收,并应经监理工程师或建设单位代表核准。进场验收应形成相应的验收记录。其次是对质量证明文件的核查,主要包括产品出厂合格证、产品说明书、型式检验报告及相关性能检测报告;进口材料、构

配件和设备应提供出入境商品检验证明。这些质量证明文件应纳入工程技术档案。本标准提出了进场材料和设备的复验要求,但执行中仍应对照和满足国家、海南省现行有关标准规定。本标准规定建筑光伏工程进场材料和设备的复验应为见证取样检验。

6.2 基 座

I 主控项目

6.2.1 本条规定混凝土基座类型和强度等级必须符合设计要求。

6.2.2 本条提出了基座与建筑主体结构连接要求。建筑光伏系统基座、支架固定采用后置锚固件时,应符合现行行业标准《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145 的规定,对后置锚固件的抗拉拔承载力进行现场拉拔检测,其抗拉拔承载力应符合设计要求。

6.2.3 海南省存在强降水情况,对于应用屋面光伏的屋顶防水提出了更高要求,因此在基座完工后,底面基座与屋面连接处做防水加强处理。防水施工应符合《建筑与市政工程防水通用规范》GB 55030 的要求。采用雨后观察时,降雨应达到中雨量级标准,采用淋水试验时,持续淋水时间不应少于2h,淋水试验应形成试验记录。

6.3 支 架

I 主控项目

6.3.2 支架安装的尺寸允许偏差应符合表 5.3.5 要求。

6.4 连接部件

I 主控项目

6.4.1 防水施工应符合《建筑与市政工程防水通用规范》GB 55030 的要求。采用雨后观察时,降雨应达到中雨量级标准,采用淋水试验

时,持续淋水时间不应少于 2h,淋水试验应形成试验记录。

6.5 光伏组件

I 主控项目

6.5.1 光伏组件出厂前,应符合现行行业标准《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492 的规定,对外观质量、最大功率、绝缘性能和湿漏电性能、色彩均匀性(有需要时)项目进行出厂检测,并填写出厂检测报告、产品合格证,所检项目合格方可出厂。光伏组件应符合现行行业标准《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492 的规定,每年进行一次型式检验,并提供型式检测报告。

光伏组件进场时应按现行国家标准《光伏发电效率技术规范》GB/T 39857 对其发电功率及发电效率进行进场复验,复验应为见证取样。当复验的结果不合格时,不得使用。

6.6 电气系统

I 主控项目

6.6.3 采用雨后观察时,降雨应达到中雨量级标准,采用淋水试验时,持续淋水时间不应少于 2h,淋水试验应形成试验记录。

6.7 能效测评

I 评价指标

6.7.2 条文对建筑光伏系统的单项评价指标作出规定。

1 建筑光伏系统的光电转换效率表示系统将太阳能转化为电能的能力。当前建筑光伏系统的转换效率不断提升,提高转换效率,降低成本是普及推广建筑光伏系统的首要任务,为此十分有必要对建筑光伏系统的转换效率进行规定,鼓励提高效率。本条提出

的几种类型系统的效率参照了国内外示范工程的数据,尤其是主编单位测试的数据,能够反映这几种系统的基本水平;

2 彩色光伏组件会一定程度的影响建筑光伏系统的发电效率,在考虑建筑整体美观情况下采用彩色光伏组件时,系统光电转换效率应不低于设计值的 85%;

3 建筑光伏系统年发电量是衡量建筑光伏系统发电能力的一个非常重要的直观指标。考虑到当前很多工程文件中没有给出该项指标,为此要求当无文件明确规定时,应在测试评价报告中给出系统的年发电量;

4 常规能源替代量是评价建筑光伏系统节约常规能源能力的重要参数。本款确定了常规能源替代量,则可分析其项目费效比、环境效益及经济效益。

II 测试方法

6.7.5 本条文规定了建筑光伏系统的测试条件。

1 测试前应确保系统已经可以正常运行,如果负载不正常,系统可能工作的效率比较低,不能正确反映系统的性能指标;

2 本条规定了长期测试的时间。对于建筑光伏系统,每年春分或秋分前后的至少 60d 的气象条件可以基本反映全年的平均水平。负载过低,将不能反映系统的真实性能,因此应尽量接近系统的设计负载;

3 本条规定了建筑光伏系统的测试时间。当地太阳正午时前 1h 到太阳正午时后 1h 的 2h 内是一天内太阳能辐照条件最好的时间段,在此时间测出的数据,基本可以代表该系统最佳的工作状态;

4 在对建筑光伏系统的测试中,环境温度并不是参与计算的参数,但对太阳能光伏组件的效率影响较大,在可能条件下,环境温度波动应该尽量小;

6 太阳辐照量指接收到太阳辐射能的面密度。在我国大部分地区不同天气的太阳辐照量范围如表 11:

表 11 不同天气状况的太阳辐照量范围

天气类型	阴雨天气	阴间多云	晴间多云	天气晴朗
太阳辐照量 H MJ/(m ² ·d)	H < 8	8 < H < 12	12 < H < 16	H > 16

6.7.7 规定了光电转换效率的测试要求。

1 对于独立的太阳能发电系统。负荷端一般从蓄电池后接入，而且蓄电池也有电量损耗，应在蓄电池组的输入端测量系统的发电量；对于并网的建筑光伏系统，一般是在逆变器后接入负荷端和上网，而且逆变器也有电量损耗，应在逆变器的输出端测量系统的发电量；

2 为防止外接辅助电源对测试的干扰，应在测试前，切断所有外接辅助电源；

3 本条规定了测试期间所应记录的数据数量及采样和记录间隔；

4 评价建筑光伏系统最重要的参数就是该系统的光电转换效率，它与系统所采用的光伏组件类型及系统的设计方案有着直接的关系。测试期间不同朝向和倾角采光平面上的太阳辐照量是不同的，应分别计算不同朝向和倾角平面上的太阳辐照量后相加得到整个建筑光伏系统中的太阳辐照量。太阳辐照量计算方法参照倾斜表面上太阳辐照度的计算方法。

I 倾斜表面上的太阳总辐照度应按下列公式计算：

$$I_{\theta} = I_{D,\theta} + I_{d,\theta} + I_{R,\theta} \quad (\text{J.0.1-1})$$

$$I_{D,\theta} = I_a \cos\theta \quad (\text{J.0.1-2})$$

$$\begin{aligned} \cos\theta &= \sin\delta \sin\Phi \cos S - \sin\delta \cos\Phi \sin S \cos\gamma_f \\ &+ \cos\delta \cos\Phi \cos S \cos\omega + \cos\delta \sin\Phi \sin S \cos\gamma_f \cos\omega \\ &+ \cos\delta \sin S \sin\gamma_f \sin\omega \end{aligned} \quad (\text{J.0.1-3})$$

$$\delta = 23.45 \sin[360 \times (284 + n) / 365] \quad (\text{J.0.1-4})$$

$$I_{d,\theta} = I_{diff} (1 + \cos S) / 2 \quad (\text{J.0.1-5})$$

$$I_{R,\theta} = \rho_c (I_{DH} + I_{diff}) (1 - \cos S) / 2 \quad (\text{J.0.1-6})$$

$$I_{DH}=I_n \sin\alpha_s \quad (\text{J.0.1-7})$$

$$\sin\alpha_s=\sin\Phi \sin\delta+\cos\Phi \cos\delta \cos\omega \quad (\text{J.0.1-8})$$

$$R_b=\frac{I_{D\cdot\theta}}{I_{DH}}=\frac{\cos\theta}{\sin\alpha_s} \quad (\text{J.0.1-9})$$

式中： I_θ ——倾斜表面上的太阳总辐射照度(W/m^2)；

$I_{D\cdot\theta}$ ——倾斜表面上的直射太阳辐射照度(W/m^2)；

$I_{d\cdot\theta}$ ——倾斜表面上的散射太阳辐射照度(W/m^2)；

I_n ——垂直于太阳光线表面上的太阳直射辐射照度(W/m^2)；

θ ——太阳直射辐射的入射角，太阳入射光线与接收表面法线之间的夹角($^\circ$)；

δ ——赤纬角($^\circ$)；

Φ ——当地地理纬度($^\circ$)；

S ——表面倾角，指表面与水平面之间的夹角($^\circ$)；

γ_f ——表面方位角($^\circ$)，对于朝向正南的倾斜表面。 $\gamma_f=0$ ；

ω ——时角($^\circ$)，每小时对应的时角为 15° ，从正午算起，上午为负，下午为正，数值等于离正午的时间(h)乘以 15；日出、日落时的时角最大，正午时为 0；

n ——一年中的日期序号(无量纲)；

I_{dH} ——水平面上的散射辐射照度(W/m^2)；

ρ_c ——地面反射率，工程计算中，取平均值 0.2；

I_{DH} ——水平面上的直射辐射照度(W/m^2)；

α_s ——高度角($^\circ$)；

R_b ——倾斜表面上的直射太阳辐射照度与水平面上的直射太阳辐射照度的比值。

II 倾斜表面上的太阳总辐照量应按下列公式计算：

$$H_a=\sum_{j=1}^n H_{ij} \quad (\text{J.0.2-1})$$

$$H_b=I_D \cdot t \times 10^{-6} \quad (\text{J.0.2-2})$$

式中： H_a ——倾角采光平面上单位面积的全年总太阳辐射量，(MJ/m^2)；

H_n ——倾角采光平面上单位面积的小时太阳辐射量, (MJ/m²);

n ——总时数, 计算全年总太阳辐射量时, 取 8760h;

t ——倾斜表面上太阳辐射量的小时计算时间, 取3600s。

以海南为例, 计算海南 1 月 1 日北京时间 11 点~12 点的平均太阳辐射照度可按下列计算:

纬度 Φ : 20°1'47.9";

方位角 γ_f : 正南朝向, $\gamma_f=0$;

表面倾角 S : 15°;

北京时间 11 点~12 点水平面上平均直射辐射照度: 60W/m²;

北京时间 11 点~12 点水平面上平均散射辐射照度: 690W/m²。

(1) 赤纬角 δ 、时角 ω 、入射角 θ 、高度角 α_s 计算

1) 1 月 1 日的赤纬角 δ 计算按下式计算:

$$\delta=23.45\sin[360\times(284+n)/365]=23.45\sin[360\times(284+1)/365]=-23.01$$

2) 按时角 ω 计算方法, 海南 1 月 1 日北京时间 12 点为正午, 则时角 $\omega=0$ 。

3) 1 月 1 日北京时间 11 点~12 点的入射角 θ 按下式计算:

$$\begin{aligned}\cos\theta &= \sin\delta \sin\Phi \cos S - \sin\delta \cos\Phi \sin S \cos\gamma_f \\ &+ \cos\delta \cos\Phi \cos S \cos\omega + \cos\delta \sin\Phi \sin S \cos\gamma_f \cos\omega \\ &+ \cos\delta \sin S \sin\gamma_f \sin\omega \\ &= (\sin-23.01^\circ \sin 20.1^\circ \cos 15^\circ) \\ &- (\sin-23.01^\circ \cos 20.1^\circ \sin 15^\circ \cos 0^\circ) \\ &+ (\cos-23.01^\circ \cos 20.1^\circ \cos 15^\circ \cos 0^\circ) \\ &+ (\cos-23.01^\circ \sin 20.1^\circ \sin 15^\circ \cos 0^\circ) \\ &+ (\cos-23.01^\circ \sin 15^\circ \sin 0^\circ \sin 0^\circ) \\ &= 0.90\end{aligned}$$

4) 1 月 1 日北京时间 11 点~12 点的高度角 α_s 按下式计算:

$$\begin{aligned}\sin\alpha_s &= \sin\Phi \sin\delta + \cos\Phi \cos\delta \cos\omega \\ &= (\sin 20.1^\circ \sin-23.01^\circ) + (\cos 20.1^\circ \cos-23.01^\circ) = 0.73\end{aligned}$$

(2) 倾斜表面上的直射辐照度 $I_{D,\theta}$

1) R_b 按下式计算:

$$R_b = \frac{I_{d,\theta}}{I_{DH}} = \frac{\cos\theta_T}{\sin\alpha_s} = 0.90/0.73 = 1.23$$

2) 倾斜表面上的直射辐照度 $I_{D,\theta}$ 按下式计算:

$$I_{D,\theta} = R_b \times I_{DH} = 1.23 \times 60 = 73.8 \text{ W/m}^2$$

(3) 倾斜表面上的散射辐照度 $I_{d,\theta}$ 按下式计算:

$$I_{d,\theta} = I_{dH} (1 + \cos S) / 2 = 690 \times (1 + \cos 15^\circ) / 2 = 678.2 \text{ W/m}^2$$

(4) 地面上的反射的辐照度 $I_{R,\theta}$ 按下式计算:

$$\begin{aligned} I_{R,\theta} &= \rho_c (I_{dH} + I_{dH}) (1 - \cos 15^\circ) / 2 \\ &= 0.2 \times (60 + 690) \times (1 - \cos 15^\circ) / 2 \\ &= 2.6 \text{ W/m}^2 \end{aligned}$$

则海南 1 月 1 日, 北京时间为 11 点~12 点, 表面倾角为 15° 的倾斜面上平均太阳总辐照度按下式计算:

$$\begin{aligned} I_\theta &= I_{D,\theta} + I_{d,\theta} + I_{R,\theta} \\ &= 73.8 + 678.2 + 2.6 \\ &= 754.6 \text{ W/m}^2 \end{aligned}$$

则海南 1 月 1 日, 北京时间为 11 点~12 点的累计太阳辐照量 H_h 为:

$$H_h = 754.6 \times 3600 \div 1000000 = 2.72 \text{ MJ/m}^2$$

III 评价方法

6.7.10 本条给出了建筑光伏系统年发电量的计算方法。当地全年的太阳能电池板单位面积的阳光辐射量可用下列方法得到: 查典型地区水平面年总辐射, 通过计算可得。若工程地点所在地区不可查, 可参考与之地理和太阳能资源条件相接近地区的值。

6.7.13 从目前建筑光伏系统实测情况看, 项目的费效比较高, 这主要是光伏组件的成本太高, 比常规火电、水电, 甚至风电的发电成本高出很多。可喜的是, 随着对太阳能发电行业的科技水平的提高和规模化应用的推广应用, 近年来太阳能光伏组件的成本已经大

幅下降。

IV 判定和评级

6.7.19 建筑光伏系统的光电转换效率与光伏组件的转换效率密切相关,晶硅电池组件比薄膜电池的光电转换效率高,但是价格也相对较高,二者各有优势,因此需要对其转换效率进行分别规定;本条给出的建筑光伏系统的光电转换效率范围参考了主编单位对2017年~2022年工程测试结果以及国内外相关的文献资料。

6.7.20 建筑光伏系统的建筑自消纳比例,是建筑光伏系统节能效果的体现,无论哪种系统其效益都应满足本条的规定。本条给出的建筑光伏系统的建筑自消纳比例范围参考了主编单位对2017年~2022年工程测试结果以及国内外相关的文献资料。

6.7.21 建筑光伏系统的性能分级与系统光电转换效率和建筑自消纳比例级别相关,系统光电转换效率和建筑自消纳比例级别相同时,则性能级别应与此级别相同;系统光电转换效率和建筑自消纳比例级别不同时,性能级别应与其中较低级别相同。

7 运行管理与维护

7.1 一般规定

7.1.1 本条运营维护团队可以是投资建设方、物业公司或专业的光伏运维单位,结合具体情况确定。

7.1.2 本条专业技能指国家规定的各种操作资格,如电工进网作业许可证;400V 以上电等级接入电网的建筑光伏系统运维人员应具有高压类职业资格证。接入公共电网的建筑光伏系统运维人员应具有电工进网作业许可证。

7.1.4 本条关于建筑光伏系统维护要求,可参考《光伏电站安全规程》GB/T 35694 中“第 5 章 运行与维护”相应条文要求,涉及光伏方阵、逆变器、汇流箱、配电柜等方面内容。

7.1.7 参照表 12 建筑光伏系统运行管理与维护周期推荐表给出的规定进行选取。

表 12 建筑光伏系统运行管理与维护周期推荐表

序号	维护与检查内容	推荐周期 (最低频次)	完损情况	备注
1	建筑光伏系统、支架及锚固结构是否稳定	每年一次		
2	建筑光伏系统防雷与接地系统检查	每年一次		
3	建筑光伏系统外观,一致性、接地性能、电流 - 电压特性、组件内部缺陷进行检测	每年一次		
4	建筑光伏系统的光伏组件、支架等是否松动、损坏等	每半年一次		
5	电缆进出电气设备、电缆沟槽管及墙体处的封堵状态	每季度一次		

续表

序号	维护与检查内容	推荐周期 (最低频次)	完损情况	备注
6	户外线缆的敷设和保护措施的完整性检查	每季度一次		
7	电缆沟、井、管、槽、架内是否有杂物	每季度一次		
8	电力线路的标牌是否丢失或无法辨识	每季度一次		
9	电气设备的接线端子紧固情况检查	每季度一次		
10	电气设备的壳体及防护情况检查,是否变形、锈蚀等	每季度一次		
11	储能系统的支撑结构、接线端子检查,是否松动、腐蚀等	每季度一次		
12	计量设备和器具校验	每季度一次		
13	光伏方阵遮挡情况检查	每月一次		
14	户外电缆的连接是否脱落及松动	每月一次		
15	建筑光伏系统中逆变升压等高压设备的安装结构检查	每月一次		
16	电气设备的散热器件工作是否异常	每月一次		
17	断路器触点是否有烧熔痕迹等	每月一次		
运维单位: 维护人: 联系方式:				

7.1.9 本条对光伏发电设备和器具计量时间提出要求,定期检查可以结合项目具体情况执行,建议校验的周期不超过半年。

7.1.11 本条对建筑光伏系统运行维护记录归档以及智能化进行要求,建筑光伏的智能化数字平台具有数据存储、统计、分析等功能,对于建筑光伏系统的运行情况、数据的可视化等方面有较大帮助,同时智能化数字平台可以实现项目数据与片区数字联动,因此建议预留数字化平台接口。

7.1.12 本条关于建筑光伏系统的运行参数主要包含:峰值功率、峰值电压、电压波动情况和全时段的发电量数据。