广东省标准

DBJ/T XX-XX-20XX

备案号 J XXXXX-20XX

**建筑太阳能光伏系统技术标准**

**Technical standards for building solar photovoltaic systems**

**(征求意见)**

2023-XX-XX 发布 2024-XX-XX 实施

广东省住房和城乡建设厅 发布

本标准不涉及专利

**广东省标准**

建筑太阳能光伏系统技术标准

Technical standards for building solar photovoltaic systems

**DBJ XX-XXXX-XXXX**

住房和城乡建设部备案号：

批准部门：

施行日期：

XXXX出版社

**广东省住房和城乡建设厅关于发布广东省标准**

**《建筑太阳能光伏系统技术标准》的公告**

粤建公告〔202X〕XX号

经组织专家委员会审查，现批准《建筑太阳能光伏系统技术标准》为广东省地方标准，编号为DBJ/T XX-XXX-XXXX。本标准自202X年XX月XX日起实施。

本标准由广东省住房和城乡建设厅负责管理，由主编单位广东省建筑科学研究院集团股份有限公司和广东建科创新技术研究院有限公司负责具体技术内容的解释，于出版后在广东省住房和城乡建设厅门户网站（https://zfcxjst.gd.gov.cn/）公开标准全文。

广东省住房和城乡建设厅

202X年XX月XX日

**前 言**

根据《广东省市场监督管理局关于批准下达2023年第二批广东省地方标准制修订计划的通知》（粤市监标准〔2023〕591号）的要求，编制组经广泛调查研究，认真总结实践经验，参考有关国内标准和国外先进标准，并在广泛征求意见的基础上，形成了本标准。

本标准的主要技术内容是：总则、术语、基本规定、设备和材料、设计、结构设计、光伏发电系统设计、光伏发电系统接入、给排水设计、工程施工、环境保护与安全防护、消防、验收、运行与维护。

本标准由广东省住房和城乡建设厅负责管理，由主编单位负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议，请寄送广东省建筑科学研究院集团股份有限公司（地址：广州市先烈东路121号；邮政编码：510500）。

本标准主编单位：广东省建筑科学研究院集团股份有限公司

广东建科创新技术研究院有限公司

本标准参编单位：中国科学院广州能源研究所

广州电力设计院有限公司

广东电网有限责任公司电力科学研究院

中新广州知识城财政投资建设项目管理中心

广东省建筑工程集团控股有限公司

广东省建设工程质量安全检测总站有限公司

广州建设工程质量安全检测中心有限公司

中山翠亨新区工程项目建设事务中心

深圳凯盛科技工程有限公司

江西龙正科技发展有限公司

天合绿建（上海）光伏科技有限公司

香港特区政府机电工程署

澳门大学

中铁一局集团有限公司

广东省建筑设计研究院集团股份有限公司

本标准主要起草人员：杨仕超 王丽娟 舒 杰 梁振升 马 扬 单 良 岳菁鹏

李 仲 汤景林 赵子玲 李 巧 廖卓颖 刘思思 容七英

罗 多 黄建潭 惠红勋 肖金水 仇建磊 周剑君 蔡秋婉

吴瑜灵 张小良 杜红波 刘 鹏 娄 晶 杨 跃 蔡春燕

邓 鑫

本标准主要审查人员：

**目 次**

[1 总则 1](#_Toc18868)

[2 术语 2](#_Toc4260)

[3 基本规定 4](#_Toc18584)

[4 设备和材料 8](#_Toc5210)

[4.1一般规定 8](#_Toc17362)

[4.2光伏组件 8](#_Toc13924)

[4.3材料 10](#_Toc28717)

[4.4逆变器 13](#_Toc4352)

[4.5储能系统 15](#_Toc31728)

[4.6配电柜 16](#_Toc27415)

[5 设计 17](#_Toc1324)

[5.1一般规定 17](#_Toc23037)

[5.2规划和建筑 18](#_Toc9547)

[5.3组件 21](#_Toc3407)

[5.4构造 23](#_Toc16868)

[6 结构设计 27](#_Toc16117)

[6.1一般规定 27](#_Toc5446)

[6.2设计参数 27](#_Toc4089)

[6.3荷载和作用 28](#_Toc13410)

[6.4光伏构件结构设计 31](#_Toc8528)

[6.5支撑结构设计 31](#_Toc17657)

[6.6连接结构设计 32](#_Toc28626)

[7 光伏发电系统设计 33](#_Toc28215)

[7.1一般规定 33](#_Toc29930)

[7.2光伏发电系统技术要求 34](#_Toc7966)

[7.3光伏发电系统电气设计 34](#_Toc22981)

[7.4光伏发电系统发电量估算 36](#_Toc24955)

[7.5防雷与接地 37](#_Toc14604)

[8 光伏发电系统接入 38](#_Toc25902)

[8.1一般规定 38](#_Toc2932)

[8.2系统运行 39](#_Toc3857)

[8.3智能运行 39](#_Toc32156)

[8.4安全及保护 40](#_Toc28615)

[9 给排水设计 42](#_Toc8725)

[9.1一般规定 42](#_Toc27181)

[9.2屋面排水 42](#_Toc20049)

[9.3光伏水密性 43](#_Toc19327)

[10 工程施工 44](#_Toc5396)

[10.1一般规定 44](#_Toc28584)

[10.2土建工程 46](#_Toc2529)

[10.3光伏组件安装 49](#_Toc3460)

[10.4电气安装 50](#_Toc23331)

[10.5系统调试 52](#_Toc14941)

[11 环境保护与安全防护 56](#_Toc3933)

[11.1一般规定 56](#_Toc6018)

[11.2环境保护、安全 56](#_Toc3091)

[12 消防 57](#_Toc24597)

[12.1一般规定 57](#_Toc1250)

[12.2防火 57](#_Toc21045)

[12.3消防设施 58](#_Toc7291)

[13 验收 59](#_Toc13976)

[13.1一般规定 59](#_Toc3682)

[13.2验收要求 59](#_Toc8655)

[14 运行与维护 62](#_Toc12182)

[14.1一般规定 62](#_Toc9415)

[14.2建筑运行管理与维护 63](#_Toc17810)

[14.3光伏系统运行管理与维护 64](#_Toc3659)

[附录A广东地区太阳能资源 69](#_Toc28231)

[附录B光伏组件/方阵检查测试项目 70](#_Toc11660)

[附录C建筑光伏系统的故障处理表 71](#_Toc1678)

[本标准用词说明 72](#_Toc11887)

[引用标准名录 73](#_Toc13581)

[条文说明 74](#_Toc29221)

Contents

[1 General Provisions](#_Toc141435353) 1

[2 Terms](#_Toc141435354) 2

[3 Basic Requirements](#_Toc141435355) 4

[4 Equipment and materials](#_Toc141449347) 8

[4.1 General Requirements](#_Toc141449348) 8

[4.2 Photovoltaic Modules](#_Toc141449349) 8

[4.3 Materials](#_Toc141449350) 10

[4.4 Inverter](#_Toc141449351) 13

[4.5 Energy Storage System](#_Toc141449352) 15

[4.6 Power Distribution Box](#_Toc141449353) 16

[5 Design](#_Toc141449355) 17

[5.1 General Requirements](#_Toc141449356) 17

[5.2 Planning and Architecture](#_Toc141449357) 18

[5.3 Module](#_Toc141449358) 21

[5.4 Structure](#_Toc141449359) 23

[6 Structural Design](#_Toc141449361) 27

[6.1 General Requirements](#_Toc141449362) 27

[6.2 Parameters of Design](#_Toc141449363) 27

[6.3 Load and Action](#_Toc141449364) 28

[6.4 PV ('omponents Design)](#_Toc141449365) 31

[6.5 Supporting Structure Design](#_Toc141449366) 31

[6.6 Connection Structure Design](#_Toc141449367) 32

[7 Design of photovoltaic power systems](#_Toc141449368) 33

[7.1 General Requirements](#_Toc141449369) 33

[7.2 Technical requirements](#_Toc141449370) 34

[7.3 Electrical Design](#_Toc141449371) 34

[7.4 Estimation of Power Generation](#_Toc141449372) 36

[7.5 Lightning Protection and Grounding](#_Toc141449372) 37

[8 Connectionof photovoltaic power systems](#_Toc141449373) 38

[8.1 General Requirements](#_Toc141449374) 38

[8.2 System operations](#_Toc141449378) 39

[8.3 Intelligent operation](#_Toc141449374) 39

[8.4 Safety and Protection](#_Toc141449378) 40

[9 Water Supply and Drainage Design](#_Toc141449379) 42

[9.1 General Requirements](#_Toc141449380) 42

[9.2 Roof Drainage](#_Toc141449381) 42

[9.3 Photovoltaic Water Tightness](#_Toc141449382) 43

[10 Construction](#_Toc141449384) 44

[10.1 General Requirements](#_Toc141449385) 44

[10.2 Civil Works](#_Toc141449386) 46

[10.3 Photovoltaic Module Installation](#_Toc141449386) 49

[10.4 Electrical Installation](#_Toc141449387) 50

[10.5 System commissioning](#_Toc141449388) 52

[11 Environmental Protection and Safety Protection](#_Toc141449389) 56

[11.1 General Requirements](#_Toc141449390) 56

[11.2 Environmental Protection and Safety](#_Toc141449391) 56

[12 Fire Protection](#_Toc141449393) 57

[12.1 General Requirements](#_Toc141449394) 57

[12.2 Fire Prevention and Evacuation](#_Toc141449395) 57

[12.3 Fire Control Facility](#_Toc141449396) 58

[13 Acceptance](#_Toc141449397) 59

[13.1 General Requirements](#_Toc141449399) 59

[13.2 Acceptance requirements](#_Toc141449400) 59

[14 Operation and Maintenance](#_Toc141449398) 62

[14.1 General Requirements](#_Toc141449399) 62

[14.2 Building operation management and maintenance](#_Toc141449400) 63

[14.3 Photovoltaic system operation management and maintenance](#_Toc141449399) 64

[Appendix A Possible Ttal Daily Radiation Exposure](#_Toc141449397) 69

[Appendix B Solar Energy Resources in Guangdong Region](#_Toc141449398) 70

[Appendix C Photovoltaic Module/Array Inspection and Testing Items](#_Toc141449397) 72

[Explanation of wording in this specification](#_Toc141449397) 73

[List of quoted standards](#_Toc141449398) 74

[Explanation of provisions](#_Toc141449397) 75

## 1 总则

**1.0.1** 为规范太阳能光伏系统在工业与民用建筑中的推广应用，促进光伏系统与建筑的结合，规范太阳能光伏系统的设计、施工和验收，促进建筑领域绿色低碳发展，保证工程质量，做到安全可靠、技术先进、经济适用、环保美观，制定本标准。

***【条文说明】***

*1.0.1 为落实2030年前实现碳达峰,2060年前实现碳中和的目标，工业与民用建筑工程中利用太阳能光伏发电技术正在成为建筑节能的新趋势。广大工程技术人员，尤其是建筑工程设计人员，只有掌握了光伏系统的设计、安装、验收和运行维护等方面的工程技术要求，才能促进光伏系统在建筑中的应用并达到与建筑结合。光伏发电系统与建筑一体化应是将光伏发电系统与建筑有机结合，将太阳辐射能转为电能，替代常规能源向建筑物供电，既可降低常规能源消耗，又可降低相应的二氧化碳碳排放，是实现我国双碳目标的重要技术措施。巧妙地将光伏发电系统的各个部件有机融入到建筑之中，成为建筑物不可分割的一部分，需要从技术和美学两方面入手，使建筑设计与光伏发电技术有机结合在一起，统一设计、施工、验收和运维，保证工程质量。*

**1.0.2** 本标准适用于广东省新建、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** 建筑光伏系统工程的设计、施工和验收除应符合本标准外，尚应符合现行国家有关标准的规定。

***【条文说明】***

*1.0.3 建筑太阳能光伏系统应用技术涉及到规划、建筑、结构等专业，各专业已有规程的内容除明确引用为本标准外，本标准不再重复。因此，设计时除了执行本标准外，尚应符合其他有关标准规范的相关规定，主要有：《民用建筑设计通则》GB50352、《住宅建筑规范》GB 50368、《通用用电设备配电设计规范》GB50055、《供配电系统设计规范》GB50032、《建筑电气装置》GB16895.6、《民用建筑电气设计标准》GB51348、*《建筑电气与智能化通用规范》 GB 55024、《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB55015*等。*

## 2 术语

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

安装在建筑物或构筑物上，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。

**2.0.2** 光伏电池PV cell

将太阳辐射能直接转换成电能的一种器件。也称太阳电池（solar cell）。

**2.0.3** 光伏组件PV module

具有封装及内部联结的、能单独提供直流电输出的、最小不可分割的太阳电池组合装置。又称太阳电池组件（solar cell module）。

**2.0.4** 晶体硅光伏组件crystalline silicon PV module

以单晶硅或多晶硅光伏电池为基本单元组合、封装的光伏组件称晶体硅光伏组件。

***【条文说明】***

*2.0.4 单晶硅光伏组件是用单晶硅太阳电池经过封装工艺加工而成的。多晶硅光伏组件主要由多晶硅太阳电池组成。*

**2.0.5** 薄膜光伏组件 thin film PV module

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

**2.0.6** 光伏发电系统 PV Power system

利用太阳能电池的光生伏特效应将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统。

**2.0.7** 光伏方阵PV array

将若干个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。又称光伏阵列。

***【条文说明】***

*2.0.7 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。*

**2.0.8** 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建筑上安装的形式。

**2.0.9** 建筑集成光伏发电系统 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也称光伏建筑一体化。

**2.0.10** 独立光伏发电系统stand-alone photovoltaic system

不与公共电网连接的光伏系统，也称离网光伏系统。系统一般由光伏组件、储能蓄电池、控制器和离网逆变器组成。

**2.0.11** 并网光伏发电系统grid-connected PV system

与公共电网连接的光伏系统。系统一般由光伏阵列、逆变器和电网接入设备组成，高压接入需有升压装置。

**2.0.12** 光伏构件PV components

经过模块化预制，具备光伏发电功能的建筑材料或构件，包括建材型光伏构件（如光伏瓦、光伏墙板、光伏砖等）和普通型光伏构件。

**2.0.13** 光伏组件倾角tilt angle of PV module

光伏组件所在平面与水平面的夹角。

**2.0.14** 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。

**2.0.15** 并网逆变器grid-connected inverter

将来自光伏方阵的直流电流变换为符合电网要求的交流电流的装置。

***【条文说明】***

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

**2.0.16** 孤岛效应islanding effect

在电网失压时，并网光伏系统仍保持对失压电网中的某一部分线路继续供电的状态。

**2.0.17** 电网保护装置protection device for grid

监测光伏系统并网的运行状态，在技术指标越限情况下将光伏系统与电网安全解列的装置。

**2.0.18**热斑效应 hot spot effect

光伏电池因被遮蔽而成为其它光伏电池的负载，导致发热的现象。

## 

## 3 基本规定

**3.0.1** 建筑光伏系统的开发利用，应综合考虑广东省总体规划、新能源发展规划、电网基础设施、区域电网消纳及接入能力等因素。

**3.0.2** 建筑光伏系统的发电规模和形式应结合广东省当地太阳能资源、建筑条件、安装条件、用电需求、电气接入条件等因素确定并应满足安全可靠、经济适用、环保美观，便于安装和维护的要求。

***【条文说明】***

*3.0.2**广东省气候特征为高温高湿、冬暖夏热，太阳能资源丰富，夏天空调负荷大等地域特点对建筑光伏系统发电量、用能需求等因素的影响，需充分考虑光伏和负荷的匹配度以及考虑储能的设置等。*

**3.0.3** 建筑光伏系统的发电规模和形式应结合广东省内不同地区的太阳能资源条件、建筑条件、安装条件、用电需求及电气接入条件等因素综合确定，广东省太阳辐射资源可参见本标准附录A，确保系统安全可靠、经济适用、环保美观并便于安装和维护。特别注意，粤东、粤西沿海地区应考虑盐雾腐蚀对光伏组件的影响，选择耐腐蚀性能好的组件材料。

**3.0.4** 新建的工业与民用建筑中的太阳能光伏系统工程设计应纳入建筑工程设计，统一规划、同步设计、同步施工、同步验收。在既有建筑上改造或安装光伏系统应做设计方案或评估报告。

***【条文说明】***

*3.0.4 新建的工业与民用建筑安装光伏系统时，光伏系统设计应纳入建筑工程设计并应为将来安装光伏系统预留条件。在既有建筑上改造或安装光伏系统，容易影响房屋结构安全和电气系统的安全同时可能造成对房屋其他使用功能的破坏。因此要求按照建筑工程审批程序，进行专项工程的设计、施工和验收。*

**3.0.5** 建筑光伏系统应纳入建筑主体结构和围护结构的荷载计算，应符合《建筑结构荷载规范》DBJ/T 15-101的规定。

**3.0.6** 既有建筑上增设建筑光伏系统时，应对建筑物按照《既有建筑维护与改造通用规范》GB55022、《既有建筑改造技术管理规范》DBJ∕T 15-178、《建筑结构荷载规范》DBJ/T 15-101进行复核，不得影响建筑原有的使用功能、安全及消防性能。

***【条文说明】***

*3.0.6对于新建的建筑光伏系统，在进行结构设计时，应将光伏发电系统纳入建筑主体结构和围护结构的荷载计算中。对于在既有建筑物上附加光伏发电系统时，应考虑建筑使用年限及功能的要求，对既有建筑进行结构及电气安全复核。复核可由原设计单位或其他有资质的设计单位根据原设计施工图、竣工图、计算书等文件进行，以及委托法定检测机构检测，确认不存在结构安全问题；否则，应进行结构加固，以确保建筑结构安全和其他相应的安全性要求。*

*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。*

**3.0.7** 建筑光伏设计时应根据适用条件和投资规模确定光伏发电系统可提供的用能比例、系统费效比并应根据项目特点和当地资源条件进行适宜性分析，合理选用光伏组件。

***【条文说明】***

*3.0.7 可再生能源的利用，其具体形式的选用，要充分依据当地资源条件和系统末端需求，进行适宜性分析，当技术可行且经济合理性同时满足时，方可采用。太阳能光伏发电系统的应用与项目所在地的资源条件密切相关，应根据资源禀赋，以可再生能源的高效利用为目标，选择经济适用的技术方式和系统形式；应对实施项目进行负荷分析、系统能效比较，明确其具有技术可行、经济合理的应用前景时，才能确保实现节能、环保、高效的运行效果。*

**3.0.8** 应用光伏发电系统的建筑，在土建施工阶段，应按光伏发电系统设计施工图要求预留、预埋相关构件，不应影响建筑物的使用功能且应满足建筑性能和技术要求。

***【条文说明】***

*3.0.8 进行结构设计时，不但要校核安装部位结构的强度和变形，而且需要计算支架、支撑金属件及各个连接节点的承载能力。光伏方阵与主体结构的连接和锚固必须牢固可靠，主体结构的承载力必须经过计算予以确认并要留有余地，防止偶然因素产生破坏。*

**3.0.9** 建筑光伏系统设计时，可采用光储直柔建筑配电技术，提高系统发电利

用率。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》 GB51048的规定。

*3.0.9 “光储直柔”建筑配电技术是指在建筑领域应用太阳能光伏、储能、直流和柔性四项技术的简称，即在建筑中通过直流母线连接分布式光伏、储能和可调用电负荷实现市电功率柔性控制。“光”、“储”分别指分布式光伏、分布式储能应用于建筑场景内外部，成为其配电系统重要组成部分:“直”指的是将建筑配用电网由交流电改为直流电：“柔”则为柔性用电，即建筑用电设备需具备中断调节能力。*

*目前，建筑用能与太阳能光伏发电量在时序上匹配度不高，在一些时段光伏发电量大于建筑用电量，居住建筑应用光伏时较为常见，公共建筑中节假日一定程度存在。从建筑光伏最大化利用的角度出发，可采取的措施包括负荷柔性调节、储能、能量管理等手段提高匹配度。采取负荷调节和储能等措施时，应考虑技术合理性与经济性。储能可以在光伏系统发电量过剩时储存多余的电能，在发电量不足时释放储存的电能，从而实现能源的平稳供应。对于家庭用户，储能系统可以确保在停电或电网故障时仍能有电力供应，提高用电的可靠性和安全性。对于企业用户，储能系统可以帮助降低用电成本，提高能源利用效率。*

*建筑内的各类用电设备而言，照明装置采用LED光源，是直流驱动:电脑、显示器等IT设备，其内部为直流驱动：空调、冰箱等白色家电，现在的发展方向是变频器驱动同步电机，实现对电机转速的高效精准控制,其内部也是直流驱动; 电梯、风机、水泵等建筑中大功率装置，高效节能发展方向也是直流驱动的变频控制。各种建筑用电装置的发展和技术进步方向都是由交流驱动转为直流驱动，光伏和蓄电池也要求直流接入。*

*发展零能耗建筑是时代所需，“光储直柔”作为发展零碳能源的重要技术，是实现建筑全面电气化和用电零碳化可采用的有效措施，不仅为实现碳达峰、碳中和目标提供了可靠的技术路径，也为推动建筑产业转型升级、绿色建筑高质量发展提供了重要保障。*

**3.0.10** 建设建筑光伏系统，应充分考虑广东省建筑风貌要求,不得破坏当地特色建筑的风格及形式。

*【条文说明】*

*3.0.10 本条对广东省建筑光伏系统与建筑风貌的关系提出要求。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。*

**3.0.11** 光伏发电系统分类应符合下列要求：

**1** 建筑光伏系统按与公共电网连接情况可分为并网光伏发电系统及独立光伏发电系统；

**2** 并网光伏发电系统按并网点位置可分为用户侧并网光伏发电系统及电网侧并网光伏发电系统；

**3** 光伏发电系统按带储能装置情况可分为带有储能装置光伏发电系统及不带储能装置光伏发电系统；

**4** 光伏发电系统按所带用电负荷形式. 可分为直流光伏发电系统、交流光伏发电系统及交直流混合光伏发电系统；

**5** 光伏发电系统按安装容量可分为小型光伏发电系统、中型光伏发电系统及大型光伏发电系统。

*【条文说明】*

*3.0.11 光伏发电系统按安装容量可分为下列三种系统：*

***1*** *小型光伏发电系统:安装容量小于或等于1MWP；*

***2*** *中型光伏发电系统:安装容量大于1MWp和小于或等于30MWP；*

***3*** *大型光伏发电系统:安装容量大于30MWP。*

**3.0.12** 已有上人建筑屋顶架设光伏应考虑光伏板和屋面之间足够的使用空间高度，以满足光伏的散热和原有屋面的使用的要求。

## 4 设备和材料

**4.1一般规定**

**4.1.1** 建筑光伏系统设备和材料应符合建筑安全规定，作为建筑材料或构件时应满足建筑功能需求。

***【条文说明】***

*4.1.1 系统设备与材料应符合国家及地方现行相关标准的规定并有出厂合格证书且应满足设计要求。材料及部件的物理和化学性能应符合建筑所在地的气候、环境等要求。建筑光伏发电系统中逆变器、汇流箱、变压器、配电柜、无功补偿装置等应满足环境温度、相对湿度、海拔高度、地震烈度、污秽等级等使用环境条件要求。*

**4.1.2** 建筑光伏系统设备和材料的选择应满足建筑安全、功能及环境适应性要求，与建筑物外观相协调并具备良好的耐候性、耐腐蚀性和防火性能。

**4.1.3** 建筑光伏系统的建筑设计应结合功能要求选用相应的组件类型、结构方案和构造措施。

**4.1.4** 建筑光伏发电设备和构件及原材料进场时应对品种、规格、外观和尺寸进行验收，应有产品合格证书及相关性能的检验报告并应对必要的性能指标现场取样进行复检并应符合在运输、安装和使用过程中的强度、刚度以及稳定性规定。

**4.2光伏组件**

**4.2.1** 建筑用光伏组件按不同分类方式可选用下列类型：

**1** 根据与建筑结合方式可选用常规光伏组件和光伏构件；

**2.** 根据光伏电池的类型可选用晶硅光伏组件、薄膜光伏组件及其他类型光伏组件。

***【条文说明】***

*4.2.1 国家发展改革委、住房城乡建设部在《加快推动建筑领域节能降碳工作方案》提出，支持超低能耗、近零能耗、低碳、零碳等建筑新一代技术研发，持续推进超低能耗建筑构配件、高防火性能外墙保温系统、高效节能低碳设备系统、建筑运行调适等关键技术研究，支持钙钛矿、碲化镉等薄膜电池技术装备在建筑领域应用。钙钛矿和碲化镉太阳能电池作为一种新型清洁能源技术，随着光电转化效率的逐步提高，技术逐渐成熟，应逐步推广新技术、新产品在建筑中的应用。*

**4.2.2** 光伏组件设计使用寿命应高于25年，P型单玻组件、P型双玻组件、N型双玻组件、异质结型双玻组件、薄膜组件自系统运行之日起，一年内的衰减率应分别低于2%、2%、1%、1%、4%，之后每年衰减不应高于0.55%、0.45%、0.40%、0.375%、0.40%，25年期衰减累积不超过15%、12.8%、10.6%、10%、14%。P型双面组件、N型双面组件、异质结型双面组件双面率不低于70%、80%、85%。

*【条文说明】*

*4.2.2* 根据工业和信息化部印发的《光伏制造行业规范条件》（2024年本）并对P型单玻组件和P型双玻组件进行了规定。

**4.2.3** 光伏组件抗风性应满足自身抗风性要求，导线应固定并满足抗风要求。

*【条文说明】*

*4.2.3在强风条件下，光伏组件可能会受到物理损伤，如支架弯曲、玻璃破裂等。此外，风力过大还可能导致组件之间的连接松动，进而影响整个系统的稳定性和发电效率。光伏组件抗风性应满足自身抗风性要求并定期检查和维护光伏系统，特别是在风暴过后，是确保其长期稳定运行的重要措施。*

**4.2.4** 光伏组件及光伏构件的安全性能应符合现行国家标准《光伏（PV）组件安全鉴定 第１部分：结构要求》GB/T 20047.1和行业标准《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492的有关规定。

**4.2.5** 光伏构件在不同应用场景使用时应符合相关标准的规定并应符合下列要求：

**1** 光伏构件用做建筑玻璃幕墙、护栏等材料时，其质量应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ102、《建筑玻璃应用技术规程》JGJ113 及《建筑用玻璃与金属护栏》GJ/T342的有关规定；

**2** 光伏构件作为采光顶、遮阳棚、雨棚等材料时，其质量应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JG1255的有关规定；

**3** 光伏构件作为建筑物外饰材料时，其结构安全性能和色彩均匀性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的有关规定；

**4** 光伏夹层玻璃应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB 29551的有关规定，光伏中空玻璃应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏中空玻》GB/T 29759 的有关规定。

***【条文说明】***

*4.2.5 按照现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ113中第4.1.13条的要求“光伏构件所选用的玻璃应符合下列规定：1面板玻璃应选用超白玻璃，超白玻璃的透光率不宜小于90%。2背板玻璃应选用均质钢化玻璃3面板玻璃应计算确定其厚度，宜在3mm～6mm选取，其强度设计值可按本规程式（4.1.4）计算，玻璃厚度系数C取1.0。”光伏构件所选用的玻璃应按此要求执行。光伏组件不应低于B级且不应低于所在建筑物部位要求的材料防火等级。*

**4.2.6** 光伏发电系统中单晶硅、薄膜电池光伏组件的初始效率宜符合现行国家标准《光伏发电效率技术规范》 GB/T 39857的规定，建议采用高效光伏组件。

**4.2.7** 光伏采光顶、透明光伏幕墙、非透光光伏幕墙、光伏窗、光伏遮阳等采用的光伏组件的寿命不应低于建筑围护结构的寿命并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的有关规定。光伏构件的支撑材料和附加零部件性能应与光伏构件使用寿命相匹配。

**4.2.8**光伏组件的防火等级不应低于所在建筑物部位要求的材料防火等级。

**4.2.9** 光伏组件的绝缘电阻应不低于200MΩ。

**4.2.10** 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《建筑防水工程技术规程》DBJ/T 15-19的防水要求且应进行防潮处理。

**4.2.11** 光伏组件单块重量不应低于35.5KG/块，面积宜小于2.8m2/块。

**4.2.12** 光伏组件环境适应性应符合《地面用晶体硅光伏组件环境适应性测试要求 第 1部分：一般气候条件》NB/T 42104.1要求。

**4.2.13** 光伏组件高温抑制温度应低于140℃。

***【条文说明】***

*4.2.13 光伏组件应具有高温抑制功能，当产生热斑、隐裂等情况时，组件温度最高不能高于140℃。*

**4.2.14** 多晶硅电池、P型单晶硅电池和N型单晶硅电池（双面电池按正面效率计算）的平均光电转换效率应分别不低于21.4%、23.2%和25%。

**4.2.15** 多晶硅组件、P型单晶硅组件和N型单晶硅组件（双面组件按正面效率计算）的平均光电转换效率应分别不低于19.4%、21.2%和22.3%。

**4.2.16** 硅基、铜铟镓硒（CIGS）、碲化镉（CdTe）及钙钛矿等其他薄膜组件的平均光电转换效率应分别不低于12%、15%、15%、14%。

***【条文说明】***

*4.2.14~4.2.16组件光电转换效率应符合工业和信息化部对《光伏制造行业规范条件（2021年本）》要求。*

**4.3材料**

**4.3.1** 建筑光伏系统用铝合金、钢材、硅酮胶、密封材料应符合国家及地方现行标准的有关规定。

***【条文说明】***

*4.3.1 建筑光伏系统用铝合金及钢材、硅酮胶及密封材料相关标准主要包括：*

*1 铝合金型材和板材应符合国家现行标准《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/T8013、《建筑用铝型材、铝板氟碳涂层》JG/T 133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 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，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2部分：聚氨酯隔热胶材料》GB 23615. 2的规定；*

*4 建筑光伏系统的支撑系统常用钢结构材料，可能采用到的钢材种类、牌号繁多，应根据各材料应符合相应的国家现行标准：《碳素结构钢》GB/T 700、《耐候结构钢》GB/T4171、《结构用无缝钢管》GB/T8162、《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薄钢板及钢带》GB/T 912、《不锈钢棒》GB/T1220、《合金结构钢》GB/T 3077、《低合金高强度结构钢》GB/T 1591、《碳素结构钢和低合金结构钢热轧厚钢板及钢带》GB/T 3274、《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、《不锈钢建筑型材》JG/T 73等；*

*5 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的有关规定；*

*6 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，需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。当采用热浸镀锌防腐处理时，锌膜厚度应符合现行国家标准《金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法》GB/T13912 的规定；当采用氟碳漆喷涂或聚氨酯漆喷涂时，漆膜的厚度不宜小于35mm。在空气污染严重及海滨地区，涂膜厚度不宜小于45km；*

*7 钢材焊接时，采用的焊条应符合现行国家标准《碳钢焊条》GB/T5117、《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国家现行标准《碳钢焊条》GB/T5117、《低合金钢焊条》GB/T5118、《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及《建筑钢结构焊接技术规程》JGJ 81的规定；*

*8 钢铸件采用的铸钢材质应符合现行国家标准《一般工程用铸造碳钢件》GB/T 11352的规定；*

*9 建筑光伏系统应采用中性硅酮结构密封胶。硅酮结构密封胶的性能应符合现行国家标准《建筑用硅酮结构密封胶》GB16776的规定；*

*10 同一建筑光伏系统工程宜采用同一品牌的硅酮结构密封胶和硅酮耐候密封胶；*

*11 用于密封无边框的光伏构件的安装缝隙处的耐候密封胶应采用中性硅酮建筑密封胶，其性能应符合现行行业标准《幕墙玻璃接缝用密封胶》JC/T 882 的规定；*

*12 建筑光伏系统的橡胶制品，宜采用三元乙丙橡胶、氯丁橡胶及硅橡胶，并应符合现行国家标准《建筑门窗、幕墙用密封胶条》GB/T 24498 的规定；*

*13 密封胶垫应符合国家现行标准《工业用橡胶板》GB/T5574 的规定。*

**4.3.2** 建筑光伏系统用其他材料应符合下列要求：

**1** 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；

**2** 光伏支架宜选用标准化构件，其强度、刚度、稳定性应符合相关标准规定；

**3** 电缆桥架和电缆保护管的选择与敷设应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217及《建筑电气与智能化通用规范》 GB 55024的有关规定。

***【条文说明】***

*4.3.2 建筑硅酮结构密封胶在使用前，应经国家认可的检测机构进行与其相接触材料的相容性和剥离粘结性试验并应对邵氏硬度、标准状态拉伸粘结性能进行复验。禁止在现场灌注硅酮结构密封胶。由于酸性硅酮密封胶可能会腐蚀没有封边的光伏构件边缘，因此，应采用中性硅酮建筑密封胶。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。*

**4.3.3** 电缆、电缆桥架和电缆保护管应符合现行《[建筑光伏系统应用技术标准](https://www.baidu.com/link?url=-YtM0SIL09bC9RRy5H6dDxzC1yy0ZaF4XRS74UMJdMHtY-2oGnq2ds09pfGaR7yk0sQmXrw3sav9vRgoTT8DZ_&wd=&eqid=b37202910027220e0000000667232b43" \t "https://www.baidu.com/_blank)》GB/T 51368的有关规定。

***【条文说明】4.3.3*** *《[建筑光伏系统应用技术标准](https://www.baidu.com/link?url=-YtM0SIL09bC9RRy5H6dDxzC1yy0ZaF4XRS74UMJdMHtY-2oGnq2ds09pfGaR7yk0sQmXrw3sav9vRgoTT8DZ_&wd=&eqid=b37202910027220e0000000667232b43" \t "https://www.baidu.com/_blank)》GB/T 51368对光伏系统电缆进行了相关的规定：*

*1建筑光伏系统宜采用铜芯电缆；*

*2电缆选型应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB50217的有关规定；*

*3当电缆长期暴露在户外时，应根据抗臭氧、抗紫外线、耐酸碱、耐高温、耐湿热、耐严寒、耐凹痕、无卤、阻燃、经受机械冲击等环境要求进行选择；*

*4光伏组件及方阵连接电缆应符合现行行业标准《光伏发电系统用电缆》NB/T 42073的有关规定。*

*电缆耐火性能应符合现行国家标准《在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验 第11部分：试验装置 火焰温度不低于750℃的单独供火》GB/T 19216.11和《在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验 第21部分：试验步骤和要求 额定电压0.6/1.0kV及以下电缆》GB/T 19216.21的有关规定；*

*5 电缆绝缘和护套的材料机械性能、热老化性能、低温脆性、耐腐蚀性应符合现行国家标准《电缆和光缆绝缘和护套材料通用试验方法第11部分：通用试验方法 厚度和外形尺寸测量机械性能试验》GB/T 2951.11、《电缆和光缆绝缘和护套材料通用试验方法第12部分：通用试验方法热老化试验方法》GB/T 2951.12和《电缆和光缆绝缘和护套材料通用试验方法第51部分：填充膏专用试验方法 滴点油分离低温脆性总酸值腐蚀性23℃时的介电常数23℃和100℃时的直流电阻率》GB/T2951.51的有关规定。*

**4.3.4** 既有建筑加装光伏系统时，光伏系统的电缆敷设应符合建筑结构安全、电气安全要求并宜建成隐蔽工程，以保持建筑物内外观整齐。

**4.4 逆变器**

**4.4.1** 建筑光伏系统用并网逆变器性能应符合国家现行标准的有关规定。

***【条文说明】***

*4.4.1 并网型逆变器的性能应符合现行国家标准《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408及现行行业标准《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004的有关规定。*

**4.4.2** 选用逆变器时应该综合考虑如下因素：逆变类型要求、容量、相数、频率、冷却方式、功率因数、过载能力、温升、效率、输入输出电压、最大功率点跟踪（MPPT）、保护和监测功能、通信接口、防护等级等技术条件进行选择。

**4.4.3** 离网型逆变器除应符合现行国家标准《离网型风能、太阳能发电系统用逆变器 第1部分：技术条件》GB/T 20321.1的有关规定外，还应符合下列要求：

**1** 当逆变器具备充放电控制功能时，还应符合充放电控制器的有关规定；

**2** 当逆变器允许市电输入，与光伏发电系统互补供电时，直流经逆变成交流后的系统供电和市电供电的切换过程不应影响交流电气负载的使用。

**4.4.4** 并网型逆变器的性能应符合现行国家标准《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408及现行行业标准《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004的有关规定。

***【条文说明】***

*4.4.3 、4.4.4并网光伏发电系统应采用并网型逆变器,独立光伏发电系统应采用离网型逆变器，逆变器的性能应适配光组件发电特性。*

**4.4.5** 逆变器在正常输入、输出工作电压范围内工作时，逆变器能够连续输出的电流不应超过标称最大连续输出电流的110%且过流保护装置和过温保护装置不应动作。

**4.4.6** 并网逆变器宜选择使用组串逆变器和微逆逆变器，中国加权效率应符合含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不得低于96.5%，不含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不得低于98%，单相二级拓扑结构的光伏逆变器相关指标分别不低于94.5%和97.3%，微型逆变器相关指标分别不低于95%和95.5%

**4.4.7** 逆变器正常运行条件下，当逆变器输出有功功率大于其额定功率的50%时，功率因数应不小于0.98（超前或滞后），输出有功功率在20%~50%之时，功率因数应不小于0.95（超前或滞后）。

***【条文说明】***

*4.4.7 逆变器电能质量除应满足功率因数的要求外，还应满足谐波和波形畸变、三相电流不平衡度、直流分量等的要求，其中逆变器正常运行时，负序三相电流不平衡度不应超过2%，短时不应超过4%；逆变器正常运行时，向电网馈送的直流电流分量不应超过其输出电流额定值的0.5%。*

**4.4.8** 并网光伏发电系统使用光伏组件且需要做负极接地时，逆变器交流侧与电网间应设置隔离变压器。无隔离变压器的逆变器应具备直流检测及直流接地检测功能。

**4.4.9** 直流电压高于600V的光伏发电系统，宜采用具备电势诱导衰减（PID）修复的逆变器或电势诱导衰减（PID）抑制系统方案。

***【条文说明】***

*4.4.9 电势诱导衰减（PID）是指电池组件的封装材料和其上下表面的材料以及电池片与其接地金属边框之间的高电压作用下出现离子迁移，而造成组件性能衰减的现象。组件工作在高温高湿环境下会存在PID问题，导致组件发电量大大降低，系统设计时，需提供PID修复及抑制解决方案。*

**4.4.10** 逆变器的材料防火要求应符合国家现行标准的有关规定。

**4.4.11** 逆变器外壳防护等级应符合现行国家标准《外壳防护等级（IP代码）》GB/T 4208的有关规定，室内型不应低于IP20，室外型不应低于IP54。

**4.4.12** 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。

***【条文说明】***

*4.4.12 由于逆变器交流侧通常由几根电缆组成，与设备接引后不便于电缆绝缘和相序的校验，故要求在此部分电缆接引前仔细检查电缆绝缘，校对电缆相序并做好施工记录。*

**4.4.13** 逆变器直流侧电缆接线前应确认光伏接线箱侧有明显断开点。

**4.4.14** 电缆接引完毕后，逆变器本体的预留孔洞及电缆管口应进行防火封堵，其防火封堵组件的耐火性能不应低于防火分隔部位的耐火性能要求并应有止水措施。

***【条文说明】***

*4.4.14 为了防止设备受潮和小动物进入逆变器，在电缆接引完毕后，应及时进行封堵工作。*

**4.5 储能系统**

**4.5.1** 建筑光伏系统用储能系统宜采用电化学储能方式。电化学储能系统设计应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048的有关规定。电化学储能系统性能应符合现行国家标准《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558及《电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》GB/T 34131的有关规定。

***【条文说明】***

*4.5.1 储能电池性能指标应符合《储能用铅酸蓄电池》GB/T,22473、《电力储能用铅炭电池》GB/T 36280、《电力储能用锂离子电池》GB/T 36276 等现行国家标准的有关规定。考虑到在建筑内使用的安全性要求,在建筑物内所选用的储能电池应为铅酸电池铅炭电池或安全性能高的锂电池等,不得采用三元锂电池、钠硫电池。*

**4.5.2** 电化学储能系统宜采用分层安装，多层叠放，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。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的有关规定。

***【条文说明】***

*4.5.2 电化学储能系统宜采用分层安装，多层叠放。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。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 的有关规定。*

**4.5.3** 储能系统应设置无高温、无潮湿、无振动、少灰尘、避免阳光直射且有良好通风的专用储能电池室，储能电池室应安装防爆型照明灯。

**4.5.4** 储能系统电池管理系统（BMS系统）应具有下列功能：

**1** 实时在线监测功能；

**2** 对每个单体电池的电压、电池组总电压、充/放电电流、电芯温度、板卡温度和环境温度的检测功能；

**3** 温度监测、超温报警和保护功能；

**4** 电池系统容量、充（放）电能量统计以及对计算数值的掉电保存功能；

**5** 均衡功能并应采用高能效的均衡方式；

**6** 完善的热管理系统，应及时对故障部件进行隔离，故障模组应具备自动旁路功能；

**7 两**簇及以上电池直流端并联的储能电池系统，应具备簇间防环流控制功能；

**8** 外接电源的正负极性与电池管理系统（BMS）的供电电源极性接反时，电池管理系统（BMS）不应损坏且应报警并进入切断保护状态；

**9**电池组输出端正负极发生直接短路时，应瞬间切断电路并报警，电池管理系统（BMS）和电芯不应损坏。

***【条文说明】***

*4.5.4 储能系统应具有电池管理系统（BMS系统），应采用线检测装置进行智能化实时检测，应具有在线识别电池组落后单体、判断储能电池整体性能、充放电管理等功能，宜具有人机界面和通信接口。充电控制器应具有短路保护、过负荷保护过充（放）保护、欠（过）压保护、反向放电保护、极性反接保护及防雷保护等功能，应具备温度补偿、数据采集和通信功能。锂离子电化学储能电池管理系统同时应符合现行国家标准《电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》GB/T34131的有关规定。*

**4.5.5** 储能电池系统内电芯应优先选择安全经济的电池模组并应具有电池安全预警功能。

**4.5.6** 储能电池容量和性能应可检测和可诊断，使控制系统可在预知电池容量和性能的情况下降低电站接入电网的冲击和依赖，提高电网的可靠性和效率。电池储能系统的监控系统及其子系统（包括电池管理系统、储能系统配套升压变及高低压配电装置监控单元等）所采用的通讯协议应需符合国际通用标准及客户要求。

**4.5.7** 储能电池应符合环境保护的要求，在电池生产、使用、回收过程中应符合国家环境保护的有关规定。

**4.6 配电柜**

**4.6.1** 光伏配电柜的选择应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的规定。

**4.6.2** 直流配电柜输出回路正极、负极均应设置防雷保护装置，技术性能应符合现行国家标准《光伏发电站防雷技术要求》GB/T 32512 和现行行业标准《光伏发电站防雷技术规程》DLT 1364 的有关规定。

**4.6.3** 配电柜不应存在影响使用的变形、锈蚀、漏水、积灰，箱体外表面的安全警示标识应完整、无破损。

**4.6.4** 交/直流配电柜（箱）设计应符合现行国家标准《低压配电设计规范》GB 50054和《低压成套开关设备和控制设备 第1部分：总则》GB 7251.1的有关规定。

## 5 设计

**5.1一般规定**

**5.1.1** 光伏组件的类型、安装位置、安装方式和色泽的选择，应结合建筑功能、建筑外观以及周围环境条件进行并与建筑外观和周边环境相协调。

***【条文说明】***

*5.1.1 光伏发电系统是建筑的有机组成部分，尤其是采用光伏建筑一体化形式时，光伏发电系统与建筑功能更是密不可分。光伏发电系统不仅要符合光伏系统的发电功能和电气安全性要求，还要符合建筑外围护所必需的物理性能要求。同时，和广东各地建筑风貌相协调。因此，在设计光伏发电系统时应与建筑设计专业密切配合，广泛搜集建筑物所在地的地理、气候、太阳能资源等资料，进行环境分析、日照分析。结合建筑功能、建筑外观与周围环境条件，合理规划光伏发电系统在建筑上的布置方案，统筹布局，做到与建筑风格协调统一。使其在具备良好光伏发电功能的同时达到建筑围护、建筑节能、太阳能利用和建筑装饰多种功能的完美结合。*

*建筑上光伏应用的数量多少取决于建筑设计方案前期能否将光伏作为一个设计条件进行设计，只有充分考虑光伏的各种应用条件并通过与建筑的有机组合，才能形成协调统一的一体化结合整体，达到最大化应用的目标。*

**5.1.2** 在既有建筑上安装太阳能光伏发电系统，不应影响建筑的采光、通风、防水，不应引起建筑能耗的增加。

*【条文说明】*

*5.1.2 位于建筑不同部位的光伏方阵应符合建筑使用功能的要求，如：建筑围护功能、遮阳功能、防火功能、装饰功能、防护功能等。当光伏组件作为建筑围护结构且不使用光伏中空玻璃时，有可能影响建筑围护结构的热工性能。因此，可通过对光伏发电系统的发电量与围护结构的热工损失，进行比较和权衡，来判断光伏发电系统对建筑节能的贡献。若既有建筑本体功能性的改造，应根据新的建筑功能和围护结构性能要求设计建筑集成光伏发电系统且满足改建建筑的采光、通风、防水等要求。*

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

***【条文说明】***

*5.1.3一般情况下，建筑的设计寿命是光伏系统寿命的2倍~3倍，光伏组件及系统其他部件在构造、形式上应利于在建筑围护结构上安装，便于维护、修理、局部更换。因此建筑设计不仅要考虑地震、风荷载、雪荷载、冰雹等自然破坏因素，还应为光伏系统的日常维护，尤其是光伏组件的安装、维护、日常保养、更换提供必要的安全便利条件。布置在金属屋面的光伏发电系统设计应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255的相关要求；光伏幕墙设计应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 133 的相关要求；光伏遮阳设计应符合现行行业标准《建筑用铝合金遮阳板》JG/T416和《建筑遮阳通用要求》JG/T 274 的相关要求。*

**5.1.4** 建筑光伏系统在安装光伏组件的部位应采取必要的安全防护措施。

***【条文说明】***

*5.1.4 结构安全措施、电气安全措施、防火安全措施、防护措施等。*

**5.1.5** 对光伏组件可能引起的光污染应进行分析并采取相应的措施。

***【条文说明】***

***5****.1.5 建筑上安装的光伏组件应优先选择光反射较低的材料，避免自身引起的太*

*阳光二次辐射对本栋建筑或周围建筑造成光污染且避免镜面反射，对边框氧化。*

**5.1.6** 光伏组件应在明显位置配置带电警告标识及相应的电气安全防护设施。

***【条文说明】***

*5.1.6 光伏方阵在平屋面上安装时，要保证安装人员的安全。安装人员为专业人员，应严格遵守生产厂家的说明。在建筑设计时，应为安装人员设计安全的工作环境，满足《建筑电气与智能化通用规范》 GB 55024-2022第3.1.8、3.1.9、3.1.10条的要求：*

*1 与电网并网的光伏发电系统应具有相应的并网保护及隔离功能；*

*2 光伏发电系统在并网处应设置并网控制装置并应设置专用标识和提示性文字符号；*

*3 人员可触及的可导电的光伏组件部位应采取电击安全防护措施并设警示标识。*

**5.1.7** 安装在建筑各部位或直接构成建筑围护结构的光伏组件，应满足该部位的使用功能、结构安全、电气安全及建筑节能要求。

***【条文说明】***

*5.1.7 光伏方阵作为屋面板、阳台栏板、幕墙或墙板使用时应满足屋面板、阳台栏板、幕墙及墙板的结构安全，保温、隔热等建筑节能性能，以及防火和防漏电等安全要求和防水等技术要求。*

**5.1.8** 支架和光伏组件寿命应匹配。

**5.1.9** 光伏方阵宜配置清洗设备并就近预留用于清洁的给水点。

**5.2规划和建筑**

**5.2.1** 光伏系统规划设计应进行太阳能辐射量、建筑物、电网等方面的资源评估。

***【条文说明】***

*5.2.1 本条要求对太阳能辐射量、建筑物、电网等方面的资源评估：*

*1 太阳能辐射资源是测算发电量的基本数据，可以此来判断项目在经济上的可行性。可从当地气象站取得最近10年水平面各月平均总辐射和散射辐射数据或从其它途径获得；*

*2 建筑物资源是建筑物可安装光伏系统的资源是确定光伏系统装机容量的重要依据之一，应根据建筑功能要求确定何处可安装、何种形式安装及选用何种类型太阳能光伏组件；*

*3 电网资源主要指建筑配电系统有多大接受光伏系统的能力，及电网线路连接的可行性、合理性。*

**5.2.2**  建筑太阳能光伏系统的规划设计应根据建筑场地条件、建筑功能、所在地区气候及太阳能资源条件等因素，统筹确定建筑的布局、朝向、间距、群体组合和空间环境，满足光伏系统设计和安装技术要求。

***【条文说明】***

*5.2.2根据安装光伏系统的区域气候特征及太阳能资源条件，合理进行建筑群体的规划和建筑朝向的选择。建筑群体或建筑单体朝南可为光伏系统接收更多的太阳能创造条件。*

**5.2.3** 安装光伏发电系统的建筑主要朝向不为南向时，光伏组件宜按最佳朝向布置，建筑设计宜为其提供条件 。

***【条文说明】***

*5.2.3 安装光伏发电系统的建筑，其朝向直接影响到光伏组件的设置，特别是对设置在墙面、坡屋面等部位的光伏组件的发电效果影响较大且影响住宅等建筑的日照标准。当建筑的偏转角度较大时，光伏组件尽量按最佳朝向布置，以获得最佳的日照条件。*

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

**5.2.5**建筑体形、空间组合及使用功能为光伏组件接收充足的日照创造条件。光伏组件的安装部位应避免受环境或建筑自身及组件自身的遮挡。

***【条文说明】***

*5.2.5 光伏组件安装在建筑屋面、阳台、墙面或其他部位，不应有任何障碍物遮挡太阳光。光伏组件总面积根据需要电量、建筑上允许的安装面积、当地的气候条件等因素确定。有时，为争取更多的采光面积。建筑平面往往凹凸不规则，容易造成建筑自身对太阳光的遮挡。除此以外，对于体形为L形，形的平面，也要注意避免自身的遮挡。*

**5.2.6** 应考虑墙面各类突出构件对立面光伏发电效率的影响。在立面布置光伏组件前应进行日照分析和阴影计算，依据分析结果进行合理布置。

***【条文说明】***

*5.2.6 应是对光伏组件进行日照分析和阴影分析。*

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

***【条文说明】***

*5.2.7 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。应符合现行国家标准《民用建筑设计统一标准》GB 50352的要求。*

**5.2.8** 光伏组件的布置应满足建筑物的美观要求。

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

***【条文说明】***

*5.2.9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。*

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

**5.2.11** 光伏组件应避开厨房排油烟烟口、屋面排风、排烟道通气管、空调系统等构件布置。

**5.2.12** 光伏组件的设计、安装宜采取通风构造措施，保证光伏组件背板温度不高于组件允许的最高工作温度，避免光伏组件发电时产生的热量对室内产生不利影响且不应影响周边设备的安装、维护和通风、散热等要求。

***【条文说明】***

*5.2.12 光伏组件工作时会产生热量，背板温度过高时会影响发电效率，背板采取通风措施是有效的解决办法。IEC规定的光伏组件可靠性检测实验最高工作温度85℃，高温运行检测标准为90℃-100℃。高温不仅仅对组件效率有影响，对于围护结构系统中的有机材料均有影响，如结构胶、封边胶、中空玻璃的暖边等。尤其是结构胶，常规硅酮结构胶耐受温度为90℃以下。*

**5.2.13** 既有建筑上增设或改造光伏发电系统时，应满足建筑的采光、通风、节能和安全、疏散等要求，以及光伏组件所在建筑部位的结构、防火、防水、防雷等技术要求。

**5.2.14** 既有建筑增设或改造光伏发电系统时，光伏组件应采用可靠的构造方式与建筑连接；屋面上增设光伏发电系统及与主体结构连接的混凝土基座时，应经结构专业复核，其防水、保温构造应符合现行国家标准《屋面工程设计规范》GB50345的规定 。

**5.2.15** 既有建筑增设或改造光伏发电系统时，管线宜利用原有管井和路由进行敷设，做好穿越屋面及墙体部位的防水及防火处理。必须开洞时，应保证原结构安全，做好防水层、保温层等部位的修复。

***【条文说明】***

*5.2.13~5.2.15在既有建筑上增设或改造光伏发电系统时，应结合建筑的现状进行一体化设计和结构复核，不应破坏建筑的原有功能，充分利用现有条件，必要时可进行适当的改造，使光伏应用与建筑有机结合，满足功能、安全及相关的技术要求。*

*在既有建筑上增设或改造安装光伏发电系统时可能会影响光伏组件所在部位的使用功能和安全要求，本条强调安装光伏组件及管线时不应破坏外墙及屋面的保温、防水、防火、防雷等性能，破坏时必须及时修复，以保证建筑节能、建筑功能等不能影响。特别强调光伏组件或管线的设置不应影响建筑的防疏散通道，充分考虑线路的防火要求。*

**5.3组件**

**5.3.1** 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的有关规定。

***【条文说明】***

*5.3.1 晶硅电池在排列组合形成组件的设计中，会有爬电距离、最小电气间隙、串间距和片间距的要求，因此光伏构件尺寸应结合建筑围护结构板材分格尺寸、装配间隙、电池芯片尺寸和上述电气安装尺寸进行专门设计，确定电气参数。*

*在圆形或不规则形状屋顶或墙面安装光伏组件时，往往受到总面积和光伏组件回路模数的影响，此时，采用外形一致但无发电功能的光伏组件予以填充，此类光伏组件称为“装饰片”，其外形往往呈现不规则形状。除了充作“装饰片”的光伏组件不安装接线盒和单线外，其他部分的材料和制作工艺应一致。*

**5.3.2** 作为遮阳或采光构件的光伏组件设计应符合下列要求：

**1** 光伏组件应符合现行国家标准《建筑采光设计标准》GB 50033的有关规定及《建筑环境通用规范》GB 55016-2021中3.1.4和3.2.7的条文要求；

**2** 作为遮阳构件的光伏组件应符合室内采光、日照和遮阳系数的要求；

**3** 光伏窗应符合采光、通风、观景等使用功能的要求；

**4** 用于建筑透光区域的光伏组件，其接线盒不应影响室内采光。

***【条文说明】***

*5.3.2 在建筑透光区域设置光伏组件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电池的间距进行控制，也可通过对晶体硅太阳电池激光打孔获得透光效果。*

*光伏组件应符合《建筑环境通用规范》GB 55016-2021中3.1.4和3.2.7的条文要求。对人员可触及的光环境设施，当表面温度高于70℃时，应采取隔离保护措施。光伏系统散热良好的情况下，正常工作温度会在45℃左右，背面绝热正面散热良好的情况下，正常工作温度会在60℃左右，但背面不散热甚至聚热的情况下，背板温度会达到85℃，甚至100℃以上。因此散热措施和隔离保护措施应至少考虑一项。主要功能房间采光窗的颜色透射指数不应低于80。透光部分设计为透光性薄膜光伏构件，需提供颜色透射指数检测报告。*

**5.3.3** 光伏组件表面色彩选择应符合下列要求：

**1** 光伏组件的色彩应与建筑整体色调相匹配；

**2** 光伏组件边框的颜色应与光伏电池的色彩及建筑整体设计相匹配；

**3** 对色彩有特殊要求的光伏组件，应根据设计要求确定。

***【条文说明】***

*5.3.3 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。*

**5.3.4** 光伏构件面板玻璃应选用超白钢化玻璃，其余层普通钢化玻璃宜经过均质化处理，各层玻璃应满足《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113的相关要求。

**5.3.5** 夹胶光伏构件的胶片层应满足强度和耐候要求，厚度选择应符合建筑安全和耐候要求。PVB、SGP单边厚度选用准则应符合表5.3.5规定。外露的光伏夹胶玻璃边缘应封边处理。

**表5.3.5 PVB、SGP单边厚度选用准则**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **钢化玻璃厚度（mm）** | **PVB胶膜膜厚度（mm）** | | |
| **短边≤800 mm** | **800 mm＜短边≤1500 mm** | **短边＞1500 mm** |
| **≤**6 | 0.76 | 1.14 | 1.52 |
| 8~12 | 1.14 | 1.52 | 1.52 |
| ≥15 | 1.52 | 2.88 | 2.88 |

注：钢化玻璃厚度的选取以夹胶光伏构件中较厚钢化玻璃片的厚度为准。

**5.3.6** 夹胶光伏构件的各层玻璃如作为结构受力构件参与结构计算时，各层单片玻璃厚度差不宜大于3mm。

*【条文说明】*

*5.3.6无论是两层还是三层的夹胶光伏构件，各层玻璃如共同受力参与结构计算，厚度相差过大，则两片玻璃受力不均匀，容易产生破裂。但是如果某一层玻璃不参与受力计算，如6T+0.76PVB+2T钢化夹胶玻璃，所有荷载均由6mm钢化玻璃承担，2mm钢化玻璃仅视为一层保护膜不参与结构计算，则可以不考虑“厚度差3mm”的要求，又如：8T+1.14PVB+3.2（碲化镉）+1.14PVB+8T钢化夹胶玻璃，中间的3.2mm玻璃为薄膜电池的芯片，不钢化，不参与受力，同样为设计合理的光伏构件。但，因为3.2mm浮法玻璃的边缘强度太低，在做需要拼接的大尺寸光伏构件设计时，应注意，不要将浮法玻璃的拼缝位置设计在整片光伏构件的中部，结构变形最大处。*

**5.3.7** 单玻封装光伏构件的玻璃厚度不宜小于5mm，带有背板持力层的光伏构件的面板玻璃厚度不宜小于3.2mm。

*【条文说明】*

*5.3.7 单玻封装光伏构件的结构构成通常为玻璃+EVA+PV+EVA+光伏背膜，由于多了两层胶片，使得该结构的抗冲击性能（软物冲击和硬物冲击）增加，满足安全玻璃的要求，而该类构件必须采用有边框的设计，这就避免了裸边玻璃在运输安装过程中小于6mm情况下容易破损的问题。因此，单层玻璃夹胶光伏构件的最小玻璃厚度定为5mm。还有一种结构为单玻光伏组件加建材背板的结构，主要持力层为背板材料，面板仅为电池的保护层，因此3.2mm钢化玻璃满足《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113的相关要求，可以使用。*

**5.3.8** 带边框的光伏构件应考虑接地措施。

**5.3.9** 光伏方阵的数量应根据总装机容量及光伏组件串的容量确定。

**5.4构造**

**5.4.1** 光伏组件的安装不应影响所在部位的雨水排放。

***【条文说明】***

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

**5.4.2** 光伏组件宜采用易于维修、更换的安装方式。

**5.4.3** 当光伏组件平行于安装部位时，其与安装部位的间距应符合安装和通风散热的要求。

***【条文说明】***

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

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

***【条文说明】***

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

**5.4.5** 平屋面上安装光伏组件应符合下列规定：

**1** 光伏方阵应设置方便人工清洗、维护的设施与通道，宽度不小于400mm；

**2**在平屋面防水层上安装光伏组件时，其支架基座下部应增设附加防水层；

**3**光伏组件周围屋面、检修通道、屋面出入口和光伏方阵之间的人行通道上部宜铺设保护层。

**4** 光伏组件的最低点距屋顶之间的距离应满足通风散热的间隙要求，绿化屋顶的光伏组件的最低点应高于其附近绿化植被的最大高度。

***【条文说明】***

*5.4.5 平屋面上安装光伏组件应符合以下要求：*

*1 应设置扫雪通道及人员安全保障设施。屋面光伏方阵之间应预留不小于400mm的检修通道。*

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

*3 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。*

**5.4.6** 坡屋面上安装光伏组件和光伏构件应符合下列要求：

**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** 宜设置便于人员检修的相关设施或选用满足上人强度要求的光伏组件；

**3**光伏瓦宜与屋顶普通瓦模数相匹配，不应影响屋面正常的排水功能。

***【条文说明】***

*5.4.6 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。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 光伏瓦应重点考虑整体屋面的通风散热问题，光伏瓦自身以及顺水条、挂瓦条、连接件的结构强度和变形问题，光伏瓦的单块可更换问题，边框接地措施。*

**5.4.7** 阳台或平台上安装光伏构件应符合下列要求：

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

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

***【条文说明】***

*5.4.7 阳台或平台上安装光伏组件应符合以下要求：*

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

*2 作为阳台栏板的光伏组件，应符合建筑阳台栏板强度及高度的要求。阳台栏板高度应随建筑高度而增高，如低层、多层住宅的阳台栏板净高不应低1.05m，中、高层，高层住宅的阳台栏板不应低于1.10m，这是根据人体重心和心理因素而定的。*

**5.4.8** 墙面上安装光伏组件应符合下列要求：

**1** 光伏组件与墙面的连接不应影响墙体的保温构造和节能效果；

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

**3** 光伏组件镶嵌在墙面时，宜与墙面装饰材料、色彩、风格等协调处理。

***【条文说明】***

*5.4.8 墙面上安装光伏组件应符合以下要求：*

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

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

*3 光伏组件镶嵌在墙面时，应由建筑设计专业结合建筑立面进行统筹设计。*

**5.4.9** 建筑幕墙上安装光伏组件应符合下列要求：

**1** 光伏组件的尺寸应符合幕墙设计模数与幕墙协调统一；

**2** 光伏幕墙的性能应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ102的有关规定；

**3** 由光伏幕墙构成的雨篷、檐口和采光顶，应符合建筑相应部位的刚度、强度、排水功能及防止空中坠物的安全性能规定；

**4** 光伏组件之间的缝宽应满足幕墙温度变形和主体结构位移的要求，应在嵌缝材料受力和变形承受范围之内。

***【条文说明】***

*5.4.9 幕墙上安装光伏组件应符合以下要求：*

*1 安装在幕墙上的光伏组件尺寸应符合所安装幕墙板材的模数，既有利于安装，又与建筑幕墙在视觉上融为一体；*

*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；*

*3 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 层压的光伏构件需要采用特殊的结构。防止玻璃自爆后因EVA强度不够而引发事故。*

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

**5.4.11** 光伏组件不宜设置为可开启窗扇。

***【条文说明】***

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

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

***【条文说明】***

*5.4.12 光伏组件采用螺栓连接时应加放松垫片并拧紧固定牢固。*

**5.4.13** 设置于建筑物内部的光伏发电系统管线应与建筑物其它管线综合设计、统筹安排，便于安装、检修、维护及管理。

## 6 结构设计

**6.1一般规定**

**6.1.1** 建筑光伏系统的结构设计应包括下列内容：

**1** 结构方案设计，包括结构选型、构件设计；

**2** 作用及作用效应分析；

**3** 结构的极限状态设计；

**4** 结构及构件的构造、连接措施；

**5** 耐久性的要求；

**6** 结构的稳定性计算；

**7** 符合特殊要求结构的专门性能设计。

***【条文说明】***

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

**6.1.2** 建筑光伏系统的结构设计应符合下列规定：

**1** 建筑附加光伏发电系统的结构设计工作年限不应小于25年；

**2** 建筑集成光伏发电系统的支撑结构，其结构设计工作年限不应小于其替代的建筑构件的设计工作年限。

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

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

**6.1.5** 建筑用光伏组件或光伏构件构件应包括光伏发电组件强度及刚度校核、支撑构件的强度及刚度校核、光伏发电组件与支撑构件的连接计算、支撑构件与主体结构的连接计算。

**6.1.6** 金属板封装的光伏构件应满足现行行业标准《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 133中板材选型和结构计算的要求。

**6.1.7** 人造板封装的光伏构件应满足现行行业标准《人造板材幕墙工程技术规范》JGJ 336中板材选型和结构计算的要求。

**6.1.8** 光伏瓦应满足《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113的相关要求。

**6.1.9** 建筑附加光伏发电系统所选用的光伏组件应满足《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492的相关结构安全规定。

**6.2设计参数**

**6.2.1** 建筑光伏系统的结构设计应符合下列要求：

**1** 非抗震设计时，应考虑系统自重、风荷载、雪荷载和检修荷载作用效应组合；

**2** 抗震设计时，应考虑系统自重、风荷载、雪荷载、检修荷载和地震作用效应组合；

**3** 作用效应组合应按照国家标准《工程结构通用规范》GB 55001、《建筑结构荷载规范》GB50009、《建筑抗震设计规范》GB50011的有关规定进行计算。

**6.2.2** 玻璃的强度设计值及其他物理力学性能应符合现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113的有关规定。

**6.2.3** 钢材的强度设计值及其他物理力学性能应按现行国家标准《钢结构设计标准》GB50017和《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018的规定采用。

**6.2.4** 铝合金材料的强度设计值及其他物理力学性能应按现行国家标准《铝合金结构设计规范》GB 50429和《一般工业用铝及铝合金挤压型材》GBT6892的规定采用。

**6.2.5** 配重式支架结构附加屋面光伏系统的支撑系统应计算其整体抗滑移、抗倾覆能力。

**6.3荷载和作用**

**6.3.1** 建筑附加光伏发电系统的风荷载应按下式计算：

 （6.3.1）

式中：——风荷载标准值（kN/m2)

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

——风压高度变化系数，应按现行广东省标准《建筑结构荷载规范》DBJ/T 15-101的规定采用；

——风荷载体型系数，应按本标准第6.3.4条的规定采用；

——基本风压（kN/m2），应按现行广东省标准《建筑结构荷载规范》DBJ/T 15-101的规定采用，对于建筑集成光伏发电系统，风压重现期与主体结构构件一致；对于建筑附加光伏发电系统，风压重现期可取25年。

**6.3.2** 风荷载体型系数应按下式计算：

 （6.3.2）

式中：——风荷载局部体型系数，按现行广东省标准《建筑结构荷载规范》DBJ/T 15-101计算围护结构构件及其连接件的风荷载局部体型系数；

——调整系数，对于建筑集成式光伏发电系统，调整系数取值为1，对于建筑附加式屋面光伏系统构造，可以根据形式确定调整系数如下：

**1** 对于平屋面上设置带倾角的附加式屋面光伏系统，调整系数应分区域取值（图6.3.2-1和图6.3.2-2）；

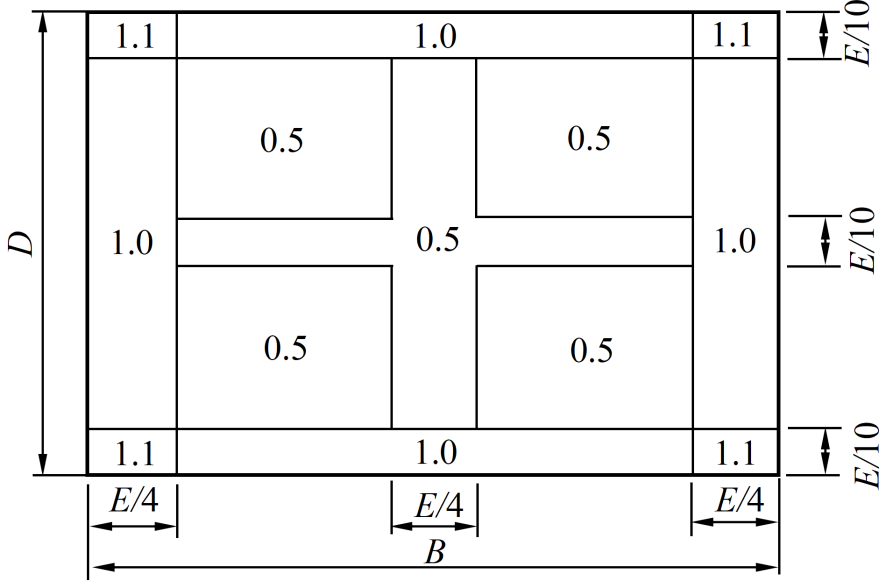


图6.3.2-1 无女儿墙平屋面

*B*-建筑迎风宽度

注：*E*应取2*H*和*B*中较小值，*H*为屋顶高度。

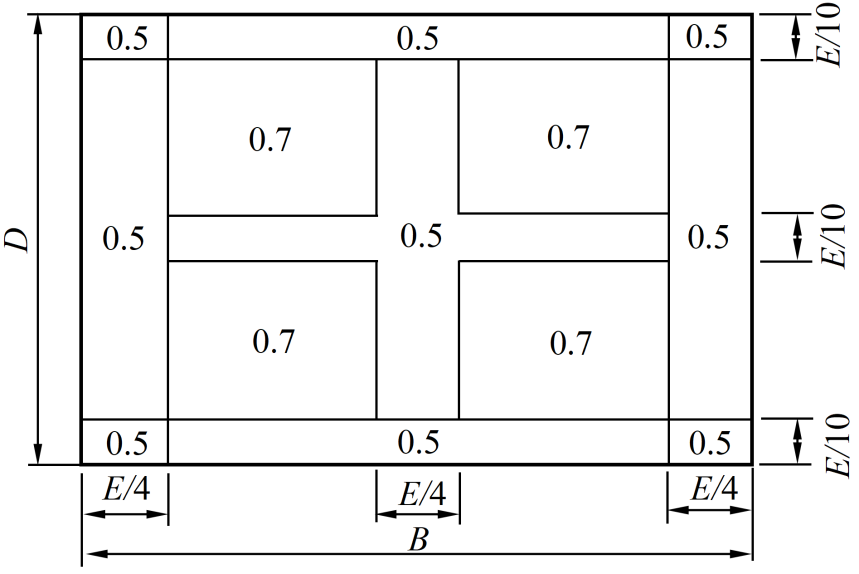


图6.3.2-2 带1.5m高女儿墙平屋面

*B*-建筑迎风宽度

注：*E*应取2*H*和*B*中较小值。

**2** 对于单坡屋面上设置平行于屋面坡度的附加式屋面光伏系统，调整系数应分区域取值（图6.3.2-3）；

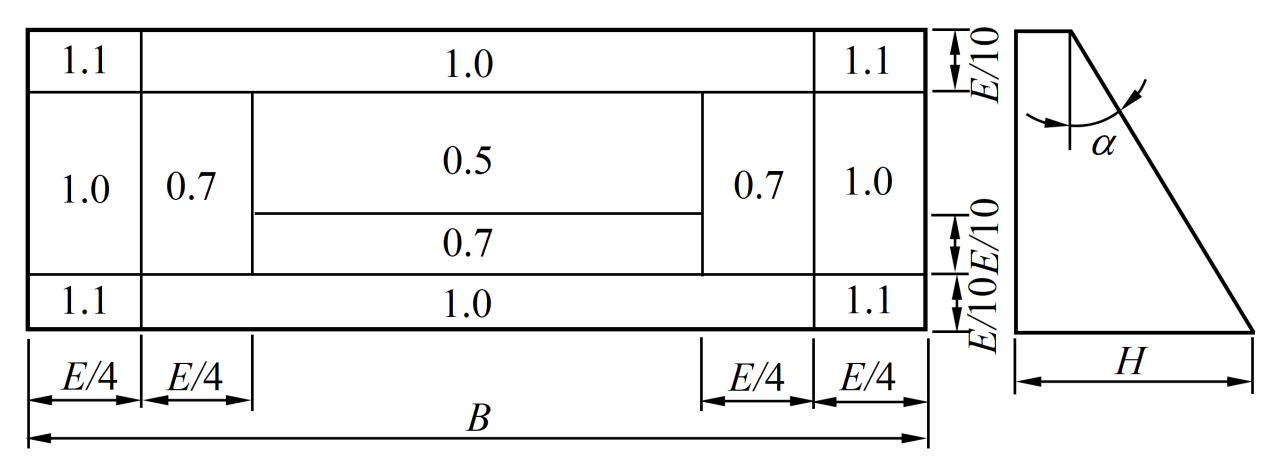


图6.3.2-3 单坡屋面

*H*-屋顶高度；*B*-建筑迎风宽度

注：*E*应取2*H*和*B*中较小值。

**3** 对于双坡屋面上设置平行于屋面坡度的附加式屋面光伏系统，调整系数应分区域取值（图6.3.2-4）。

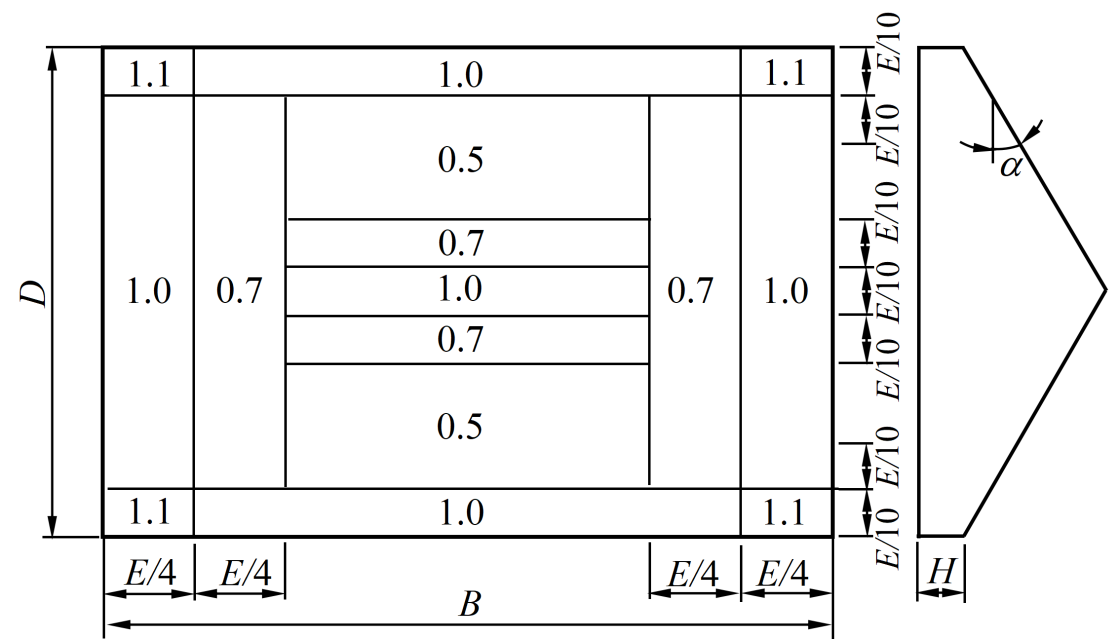


图6.3.2-4 双坡屋面

*H*-屋顶高度；*B*-建筑迎风宽度

注：*E*应取2*H*和*B*中较小值。

**6.3.3** 对于体型复杂、周边干扰效应明显或风敏感的大型光伏系统工程，宜进行风洞试验确定风荷载。

***【条文说明】***

*6.3.3 建筑太阳能光伏系统工程的抗风性能不仅关系到发电效率等经济指标，还涉及到安全问题，尤其是在强风易发多发地区，需要予以重视。本条给出有必要采用风洞试验确定风荷载的条件说明：*

*1 现行规范给出的风荷载体型系数等主要适用于体型较为规则的结构，难以涵盖复杂体型结构；*

*2 当周边建筑距离目标建筑较近时，存在明显干扰效应，会增大局部风压；*

*3 风敏感结构主要指刚度较柔的结构，如加装在大跨度屋盖上的光伏系统工程等；*

*4 大型光伏系统工程主要指光伏系统投资额超过1000万元的工程，此类工程抗风破坏导致的经济损失和安全问题较大。当光伏系统工程满足上述条件时，有必要通过风洞试验来确定其风荷载来保障抗风性能。*

**6.3.4** 建筑光伏发电系统的施工检修荷载应符合以下规定：

**1** 施工检修集中荷载标准值应按实际荷载取用且不应小于1kN并应在最不利位置处进行验算；

**2** 进行支架构件承载力验算时，荷载组合应取永久荷载和施工检修荷载，永久荷载的分项系数取1.3，施工或检修荷载的分项系数取1.5；

**3** 进行支架构件位移验算时，荷载组合应取永久荷载和施工检修荷载，分项系数均应取1.0。

**6.3.5** 作用于建筑光伏发电系统上的雪荷载标准值，应按现行广东省标准《建筑结构荷载规范》DBJ/T 15-101的规定采用并应符合以下规定：

**1** 对于建筑集成光伏发电系统，雪荷载重现期应与主体结构构件一致；

**2** 对于建筑附加光伏发电系统，雪荷载重现期可取25年。

**6.4 光伏构件结构设计**

**6.4.1** 光伏构件所选用的玻璃应符合现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ113的有关规定。

**6.4.2** 光伏构件挠度计算宜按照有限元方法进行，也可按现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ102进行计算。

**6.4.3** 光伏构件的挠度应符合建筑构件及光伏组件功能的规定。

**6.4.4** 带边框的光伏构件其边框挠度不应大于其计算跨度的1/120。

**6.5支撑结构设计**

**6.5.1** 荷载标准值作用下产生的挠度应符合表6.5.1的规定。

**表6.5.1荷载标准值作用下产生的挠度**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 铝合金结构 | | 1/180 |
| 钢结构 | | 1/200 |
| 木结构 | L≤3.3m | 1/200 |
| L＞3.3m | 1/250 |

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

**6.6连接结构设计**

**6.6.1** 支撑与主体结构的连接应能承受光伏屋面结构传来的应力，应能有效传递至主体结构。

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

**6.6.3** 建筑光伏方阵的支撑系统与主体混凝土结构宜通过预埋件连接。预埋件的计算宜采用有限元的方法进行，也可按现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ102计算。

**6.6.4** 建筑附加光伏发电系统的预埋件设计工作年限应与主体结构相同。

**6.6.5** 当光伏方阵的支撑系统与主体混凝土结构采用后加锚栓连接时，除应符合现行行业标准《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145 规定之外，尚应符合下列规定：

**1** 锚栓连接应进行承载力现场试验和极限拉拔试验；

**2** 每个连接点锚栓不应少于2个，锚栓直径不应小于10mm；

**3** 碳素钢锚栓应进行防腐蚀处理；

**4** 在地震设防区应使用抗震型锚栓。

**6.6.6** 连接光伏组件与支撑系统的紧固件应满足抗风及耐久性要求。

## 7 光伏发电系统设计

**7.1一般规定**

**7.1.1** 光伏系统应结合建筑条件，综合发电量、系统效率、并网条件、用电负荷、安全和运行维护等要求进行设计，应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的有关规定。

**7.1.2**用户侧并网的建筑光伏发电系统与并入公共电网的建筑光伏发电系统的接入方式应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的有关规定。

**7.1.3** 光伏发电系统的选型应根据当地电网条件、负荷性质和系统运行方式等因素确定。

***【条文说明】***

*7.1.3光伏发电系统的选型宜按表7-1进行选择*

*表7-1 系统选型*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| *系统类型* | *电流类型* | *有无储能装置* | *适用范围* |
| *并网光伏系统* | *交流系统* | *有* | *用于一、二类负荷供电* |
| *无* | *用于三类负荷供电* |
| *独立光伏系统* | *直流系统* | *有* | *偏远无电网地区，电力负荷为直流设备且供电连续性要求较高* |
| *无* | *偏远无电网地区，电力负荷为直流设备且供电无连续性要求* |
| *交流系统* | *有* | *偏远无电网地区，电力负荷为交流设备且供电连续性要求较高* |
| *无* | *偏远无电网地区，电力负荷为交流设备且供电无连续性要求* |

**7.1.4** 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《光伏发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《光伏发电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866的规定。

**7.1.5** 建筑光伏系统中逆变器、汇流箱、变压器、配电柜、无功补偿装置等应满足的使用环境条件要求应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的有关规定。

**7.1.6** 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，主要设备应有国家相关认证机构的产品认证。

**7.2光伏发电系统技术要求**

**7.2.1** 建筑光伏发电一次系统的设备配置、母线电压设定、接线方式等应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的有关规定。

**7.2.2** 建筑光伏发电二次系统的继电保护功能、监控系统功能、并网自动化系统功能等应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的有关规定。

**7.2.3** 建筑光伏发电自用电系统的电压等级、接地方式、工作电源引接方式、供电电源配置等应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的有关规定。

**7.2.4** 建筑光伏发电直流系统应符合以下规定：

**1** 光伏发电系统直流侧宜配置直流故障电弧检测和保护功能；

**2** 直流线路耐压等级应高于光伏方阵电压的1.25倍；

**3** 额定载流量应高于短路保护电器整定值，短路保护电器整定值应高于光伏方阵的标称短路电流的1.25倍；

**4** 满发状态下，直流线路电压损失应控制在3%以内。

**7.2.5** 建筑光伏系统配置的储能宜采用以电化学储能为主，电化学储能系统设计应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048的有关规定；涉及到其他储能类型，如超级电容储能系统设计应符合现行国家标准《超级电容器 第1部分：总则》GB/T 34870.1的有关规定、压缩空气储能系统设计应符合现行国家标准《电力储能用压缩空气储能系统技术要求》GB/T 43687的有关规定等。

**7.2.6** 建筑光伏发电储能系统的容量配置应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的有关规定。

**7.3光伏发电系统电气设计**

**7.3.1** 建筑光伏方阵电气系统设计，包括直流系统电压等级、逆变器接入组串或子方阵数量、方阵内线缆和组间线缆敷设等应符合现行国家标准《特殊装置或场所的要求 太阳能光伏（PV）电源系统》GB/T16895.32、地方标准《光伏建筑一体化设计要求》DB11/T 2037的有关规定。

**7.3.2** 建筑光伏方阵中同一组串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致，同一组串光伏组件的短路电流和最大工作点电流的离散性应小于±5%，并联的各组串间总开路电压和最大功率点电压的离散性应小于±5%，可根据辐射量仿真结果，进行电气组串设计。

**7.3.3** 建筑光伏方阵应根据控制设备的额定直流电压、最大功率跟踪控制范围、环境温度、光伏组件的最大输出工作电压及其温度系数，确定光伏组件的串联数。光伏组件串的串联数可按下列公式计算：

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  |  | （7.3.3-1） |
|  |  | （7.3.3-2） |

式中：

——光伏组件的开路电压温度系数；

——光伏组件的工作电压温度系数；

——光伏组件的串联数（取整）；

——光伏组件工作条件下的极限低温（）；

——光伏组件工作条件下的极限高温（）；

——逆变器允许的最大直流输入电压（V）；

——逆变器MPPT电压最大值（V）；

——逆变器MPPT电压最小值（V）；

——光伏组件的开路电压（V）；

——光伏组件的工作电压（V）。

**7.3.4** 建筑光伏组件串的并联数应根据总装机容量及光伏组件串的容量确定。光伏组件并联数可按下式计算：

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  |  | （7.3.4） |

式中：

——光伏组件并联个数；

——系统输出总功率（Wp）；

——单个组件最大输出功率（Wp）；

——组件串联个数。

**7.3.5** 建筑光伏发电系统的变压器及配电设备的选型、结构与布置等应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的有关规定。

**7.3.6** 建筑光伏发电系统的电缆敷设应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的有关规定。

**7.4光伏发电系统发电量估算**

**7.4.1** 光伏系统分单元发电量估算应根据站址所在地的太阳能资源情况并考虑光伏系统设计、光伏方阵布置和环境条件等各种因素后确定。具体可按下式计算：

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  |  | （7.4.1） |

式中：

——水平面太阳能总辐照量（kW·h/m2，峰值小时数）；

——第i单元上网发电量（kW·h）；

——标准条件的辐照度（常数=1 kW·h/m2）；

——组件安装总容量（kWp）；

——综合效率系数。综合效率系数K包括：光伏组件类型修正系数、光伏方阵的倾角、方位角修正系数、光伏发电系统可用率、光照利用率、逆变器效率、集电线路损耗、升压变压器损耗、光伏组件表面污染修正系数、光伏组件转换效率修正系数、温度影响系数。

***【条文说明】***

*7.4.1 非开敞式设计的BIPV系统，温度影响系数应根据热工性能仿真作为依据。*

**7.4.2** 建筑光伏系统理论发电量的估算应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的有关规定。

***【条文说明】***

*7.4.2 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，总的发电量应按下式计算：*

 （1）

*式中：*

*——光伏系统的总发电量（kWh）；*

*——第i单元上网发电量（kWh）。*

**7.4.3** 建筑光伏系统能效、光伏发电单元能效、光伏组件效率、光伏组件串联失配率、光伏组串并联失配率、线缆损耗、光伏逆变器转换效率以及变压器效率等的技术要求、测试方法及计算方式宜采用现行国家标准《光伏发电效率技术规范》GB/T 39857的有关规定。

**7.5防雷与接地**

**7.5.1** 建筑光伏系统应采取防雷措施，以防止或减少雷电造成的危害，保护人身和设备安全，所采取设施不应遮挡光伏组件。

**7.5.2** 新建建筑光伏系统的防雷等级应与建筑本身的防雷等级一致。建筑物屋面光伏方阵接闪器应与建筑物防雷系统进行综合设计。太阳能光伏系统防雷接地系统应符合现行国家标准GB 50057《建筑物防雷设计规范》、GB / T 50065《交流电气装置的接地设计规范》等相关标准有关规定。

**7.5.3** 既有建筑改造光伏系统时，改造后建筑防雷等级应不低于原建筑建成时的防雷等级。

**7.5.4** 屋面工程的防雷设计、建筑光伏系统采用的接闪器、引下线及接地体应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057、《光伏发电站防雷技术要求》GB/T 32512、《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963、《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368及其他标准的相关规定，应根据建筑防雷等级要求、现场土壤条件和气候条件进行选择。

**7.5.5** 等电位及防雷接地应可靠连接并有效贯通，连接点间的连接电阻不应高于0.1Ω。

***【条文说明】***

*7.5.5 连接点包括：*

*1 组件边框间和（或）与下部支撑结构间的等电位连接及其与接地主干网间的连接；*

*2 逆变器、汇流箱及其他布置于建筑屋面或墙体的电气设备与接地主干网间的连接；*

*3 光伏建筑一体化防雷体系与建筑主体结构防雷体系间的连接。*

**7.5.6** 建筑光伏系统防雷装置利用钢筋混凝土屋面、梁、柱、基础内的钢筋作为引下线和接地装置时，接地装置材料规格及尺寸应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB50057、《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《建筑电气与智能化通用规范》GB 55024等有关规定。

**7.5.7** 建筑光伏发电系统电气装置、设施的金属部件应进行等电位连接并接地。光伏阵列接地装置应连续、可靠，太阳能光伏发电系统的接地应为共用接地系统，其电阻值应与建筑物主体保持一致。

## 8 光伏发电系统接入

**8.1 一般规定**

**8.1.1** 建筑光伏系统并网应符合现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T29319和《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T19964的有关规定。建筑光伏系统接入设计应符合现行国家标准《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T50865和《光伏发电站接入电力系统设计规范》GB/T50866的有关规定。

**8.1.2** 建筑光伏系统应满足本地区并网要求，各并网点电压等级宜根据装机容量按表8.1.2选取。最终并网电压等级应根据电网条件，通过技术经济比选论证确定。当高低两级电压均具备接入条件时，宜采用低电压等级接入。

**表8.1.2 光伏系统并网电压等级**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 序号 | 容量（kW） | 电压等级 |
| 1 | S≤8 | 220V/单相 |
| 2 | 8<S≤500 | 380V/三相 |
| 3 | 500<S≤6000 | 10kV/三相 |
| 4 | S>6000 | 35kV及以上/三相 |

**8.1.3** 光伏系统接入电网的方式应根据光伏系统的容量及电网承载运行具体情况，在接入系统设计中通过经济比较后确定，接入方式可参考表8.1.3进行设计，具体实施需与供电部门协商。

**表8.1.3 光伏系统接入电网方式**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 并网方式 | 用电方式 | 适用范围 |
| 1 | 自然人户用分布式光伏 | 可选择全额上网、全部自发自用或自发自用余电上网模式 | 公共连接点电压等级不超过380伏的分布式光伏 |
| 2 | 非自然人户用分布式光伏 | 可选择全额上网、全部自发自用或自发自用余电上网模式 | 公共连接点电压等级不超过10千伏、总装机容量不超过6兆瓦的分布式光伏 |
| 3 | 一般工商业分布式光伏 | 可选择全部自发自用或自发自用余电上网 | 公共连接点电压等级为10千伏（20千伏）及以下、总装机容量不超过6兆瓦的分布式光伏 |
| 4 | 大型工商业分布式光伏 | 全部自发自用 | 公共连接点电压等级为35千伏、总装机容量不超过20兆瓦或公共连接点电压等级为110千伏（66千伏）、总装机容量不超过50兆瓦的分布式光伏。 |
| 5 | 集中并网方式 | 光伏电站所发电量，全部 | 应用于大型屋顶电站，建筑负荷不稳 |

续表8.1.3

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 并网方式 | 用电方式 | 适用范围 |
|  |  | 上网，以并网电价形式计量 | 定、不能完全消纳且离变电所较近的场所。 |

**8.2系统运行**

**8.2.1** 建筑光伏系统并网运行技术规范应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T51368和《光伏系统并网技术要求》GB/T19939的有关规定。

**8.2.2** 建筑光伏系统在满足以下条件时宜采用自发自用离网运行模式：

**1** 电力需求较高且用电模式与光伏发电模式相匹配的建筑，如大型商业中心、工业设施等；

**2** 建筑在白天有较高的电力需求（如办公楼、商场等），此时光伏发电可在高峰期直接供电；

**3** 建筑具备智能用电管理系统，能够在光伏发电量高时优先调动建筑内部大功率设备（如空调、热水器等）运行；

**4** 建筑配备高效储能系统，能够在光伏发电高峰期储存多余电能，以满足夜间或阴雨天气的用电需求。

**8.3智能运行**

**8.3.1** 中、大型建筑光伏系统的系统架构、智能运行、智能检修维护、物资管理、市场营销管理、安全管理的技术要求宜参考现行国家标准《智能光伏发电站 第1部分：总则》GB/T 44228.1的有关规定。

**8.3.2** 建筑光伏发电的监控计量系统应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T51368、《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137和《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448的有关规定。

**8.3.3** 建筑光伏系统宜配置与智能控制终端相兼容的通用数据接口，可接受智能控制终端对光伏系统离并网接入模式的远程切换控制。该终端能对光伏系统工作范围内的环境参数、电气参数、设备工作状态、系统经济性进行实时数据监测与计算，使光伏系统在安全可靠的条件下尽量以经济性最优模式运行。

**8.3.4** 建筑光伏系统宜配置智能调配系统，该系统能根据监控计量系统的实时数据，自动调整光伏系统发电量和电网供电量的配比，优化电力供应。

**8.3.5** 建筑光伏系统的运行维护宜采用人工智能、物联网等智能运维技术，运行方式可采用如：智能微电网、虚拟电厂与光储直柔等先进技术，提升能源管理效率与可再生能源利用率。

***【条文说明】***

*8.3.5 智能运行技术可以是：*

*1 虚拟电厂智能运行技术能通过信息技术整合建筑光伏系统与周边分布式能源资源（如电动汽车、热泵等），实现集中管理与优化调度的系统；*

*2 光储直柔智能运行技术能将光伏发电与储能系统直接连接，实时调节电力供应与需求的灵活接入方式，确保建筑在用电高峰和低谷时的供电稳定。*

**8.4安全及保护**

**8.4.1** 并网建筑光伏系统的安全及保护要求应参考现行国家标准《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939的有关规定。

**8.4.2** 并网建筑光伏系统应具有自动检测功能及并网切断保护功能并满足以下规定：

**1** 在公共电网接口处的电压超出表8.4.2规定的范围时，光伏系统应停止向公共电网送电；

**表8.4.2 异常电压的响应**

|  |  |
| --- | --- |
| **电压（公共电网接口处）** | **最大分闸时间** |
| U <50% UN | 0.10s |
| 50% UN≤U<85% UN | 2.00s |
| 85% UN≤U≤110% UN | 保持运行 |
| 110% UN<U<135% UN | 2.00s |
| 135% UN≤ U | 0.05s |

注：最大分闸时间是指异常状态发生到逆变器停止向公共电网送电的时间，UN为额定电压。

**2** 建筑光伏系统在公共电网接口处频率偏差超出规定限值时，频率保护应在0.2s内动作，将光伏系统与公共电网断开；

**3** 当公共电网失压时，防孤岛效应保护应在2s内完成，将建筑光伏系统与公共电网断开；

**4** 建筑光伏系统对公共电网应设置短路保护。当公共电网短路时，逆变器的过电流应不大于额定电流的1.5倍，应在0.1s内将光伏系统与公共电网断开；

**5** 非逆流并网建筑光伏系统应在公共电网供电变压器次级设置逆流检测装置。当检测到的逆电流超出逆变器额定输出的5%时，逆向功率保护应在0.5s至2s内将光伏系统与公共电网断开。

**8.4.3** 建筑光伏系统应根据系统接入条件和供电部门要求选择安装电网保护装置并应符合国家现行标准《光伏（PV）系统电网接口特性》GB/T 20046和《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285的有关规定。

**8.4.4** 当公用电网电能质量超限时，建筑光伏系统应自动与公用电网解列，在公用电网质量恢复正常后的5min之内，光伏系统不得向电网供电。

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

**8.4.6** 建筑光伏系统应具有漏电保护和漏电火灾报警系统的功能并满足现行国家标准《低压配电设计规范》GB 50054的有关规定。

**8.4.7** 中、大型建筑光伏监控系统的设计和配置应符合现行国家标准《分布式光伏发电系统远程监控技术规范》GB/T34932的有关规定。

## 9 给排水设计

**9.1 一般规定**

**9.1.1** 光伏组件清洗宜使用再生水。

***【条文说明】***

***9.1.1*** *设置中水处理、雨水回用等设施，出水水质满足车辆冲洗标准的场所，优先使用再生水作为清洗水源。*

**9.1.2** 光伏组件排水宜采用有组织排水，设置独立的收集管道，就近排入雨水系统。

**9.1.3** 屋面排水和防水应符合现行国家标准《建筑给水排水设计规范》GB 50015 的规定。

**9.1.4** 光伏系统各组成部分在建筑中的位置应合理确定，满足其所在部位的建筑防水、排水、雨水、隔热及节能、美观等功能要求。

***【条文说明】***

*9.1.4 建筑设计应与光伏系统设计同步进行。建筑设计根据选定的光伏系统类型，确定光伏组件形式、安装面积、尺寸大小、安装位置及方式；了解连接管线走向；考虑辅助能源及辅助设施条件；明确光伏系统各部分的相对关系。然后，合理安排光伏系统各组成部分在建筑中的位置。光伏组件安装在建筑屋面、阳台、墙面或其他部位时，不应造成局部积水、防水层破坏、渗漏和影响建筑保温、隔热及美观等功能要求。*

**9.2 屋面排水**

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

**9.2.2** 在建筑屋面上安装光伏的组件，基座形式应利于屋面排水，避免与屋面排水方向垂直的条形基座。

***【条文说明】***

*9.2.2 屋面上安装光伏组件还应符合以下要求：*

*1 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；*

*2 屋面上设置光伏方阵时，前排光伏组件的阴影不应影响后排光伏组件正常工作。另外，还应注意组件的日斑影响；*

*3 在建筑屋面上安装光伏组件支架，应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；*

*4 光伏组件基座与结构层相连时，防水层应包到支座和金属埋件的上部，形成较高的泛水，地脚螺栓周围缝隙容易渗水，应作密封处理；*

*5 基座部位应做附加防水层。附加层宜空铺，空铺宽度不应小于200mm。为防止卷材防水层收头翘边，避免雨水从开口处渗入防水层下部，应按设计要求做好收头处理。卷材防水层应用压条钉压固定或用密封材料封严。*

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

**9.3 光伏水密性**

**9.3.1** 光伏建筑一体化设计时，应满足以下规定：

**1** 承担防水功能的光伏采光顶，水密性能设计值不应低于150Pa。宜选择适当的结构单元进行水密性试验：系统设计时，宜考虑淋水试验要求并确定淋水试验的淋水量和淋水方向，参照GBT21086中给出的方法进行淋水试验；

**2** 封闭式光伏幕墙的水密性设计值不应低于700Pa。宜选择适当的结构单元进行水密性试验并按照GB/T 21086的要求进行淋水试验。

## 10 工程施工

**10.1一般规定**

**10.1.1** 工程施工前准备工作及条件应符合《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的有关规定。施工单位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，施工时应严格执行并应符合下列要求：

**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** 建筑节能工程采用的材料、构件和设备，应在施工进场进行随机抽样复验，复验应为见证取样检验。当复验结果不合格时，工程施工中不得使用；

**3** 电气设备以及钢筋、水泥等材料应存放在干燥、通风场所。在屋顶、楼面的临时堆放应均匀、有序摆放，不得集中放置；

**4** 施工现场临时用电应符合现行国家标准《建设工程施工现场供电安全规范》GB50194和现行行业标准《建筑与市政工程施工现场临时用电安全技术标准》JGJ46的有关规定并经验收合格后，方可使用；

**5** 六级及以上大风、浓雾等恶劣天气应停止露天起重吊装和高处作业。

***【条文说明】***

*10.1.1 建设部《房屋建筑工程和市政基础设施工程实行见证取样和送检的规定》（建建〔2000〕211号）文件规定，“重要的试验项目应实行见证取样和检验，以提高试验的真实性和公正性”《民用建筑节能条例》第十六条“施工单位应当对进入施工现场的墙体材料、保温材料、门窗、采暖制冷系统和照明设备进行查验;不符合施工图设计文件要求的，不得使用。”*

*对于建筑节能效果影响较大的材料和设备应实施进场抽样复验以验证其质量是否符合要求。现场复验是对进入施工现场的材料、设备等在进场验收合格的基础上，按照有关规定从施工现场抽样送至实验室进行部分或全部性能参数的检验并应见证取样检验，即施工单位在监理或建设单位见证下，按照有关规定从施工现场随机抽样，送至有相应资质的检测机构进行检测并应形成相应的复验报告。*

*由于抽样复验需要花费较多的时间和费用，故复验数量、频率和参数应控制到最少，主要针对那些直接影响节能效果的材料、设备的部分参数。当复验的结果出现不合格时，则该材料构件和设备不得使用。*

*抽样方法、数量及复验要求应按现行国家标准《建筑节能工程施工质量验收标准》GB50411执行。*

*为防止已经验收合格的设备、构件和原材料在仓储过程中发生性能改变. 需要根据产品的性质来确定防雨、防潮、防刮、防撞、防锈等措施。*

*为避免在屋顶、楼面安装光伏发电系统时的施工荷载超过屋面的承载能力而对屋面造成破坏，本条规定施工所用的各类设备、构件和材料应均匀摆放，避免荷载集中且应根据施工工序，合理有序地安排设备、构件和材料的吊运，避免集中堆放。必要时，在设计阶段应验算屋顶在施工工况下的结构强度。*

**10.1.2** 采用脚手架施工时，宜与主体结构施工用脚手架相结合。当需单独搭设脚手架时，应编制专项施工方案并应符合《建筑施工脚手架安全技术统一标准》GB51210等相关标准的规定。

***【条文说明】***

*10.1.2光伏发电系统施工时所需脚手架的搭设方式、脚手架与建筑主体结构之间的间隙，会根据项目设计的不同而有差异，与建筑主体结构施工时所需脚手架的要求也不尽相同。因此，采用脚手架进行光伏发电系统的安装时，须与土建施工单位协商制定脚手架方案。*

**10.1.3** 光伏组件的输出电缆不得发生非正常短路。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。

**10.1.4** 在坡度大于10￮的坡屋面上安装施工时，应设置专用踏脚板。

**10.1.5** 连接无断弧功能的开关时，不应在有负荷或能够形成低阻回路的情况下接通或断开。

**10.1.6** 安装建筑光伏系统的建筑主体结构应完成验收。

***【条文说明】***

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

**10.1.7** 测量放线工作除应符合现行国家标准《工程测量规范》GB50026的有关规定外，尚应符合《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的有关规定。

**10.1.8** 已经安装完成的建筑光伏系统的构件和设备，应采取覆盖等保护措施，线路连接要逐一检查合格后，再撤掉保护措施，光伏组件支架、电缆支架应有可靠接地并应符合现行国家标准《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169 的规定。

***【条文说明】***

*10.1.8 在光伏系统的汇流箱、接线盒等处设有注明“当汇流箱从光伏逆变器断开后，汇流箱内的器件仍有可能带电”或相似内容文字。*

**10.1.9** 光伏方阵处应设警告标识并应按设计要求可靠地固定在支架或连接件上。系统、方阵和组件串等的所有汇流箱、接线盒均应设带电警示标签。

**10.1.10** 光伏系统的电气装置安装应符合现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的规定。电缆线路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。

***【条文说明】***

*10.1.10 应特别注意极性不能接错。导线电缆连接不能太紧，需留有余量，以免冬天温度降低时形成接触不良，甚至拉断电缆。方阵输出的正、负极和接地线需用不同颜色的导线电缆连接，以免混淆极性，造成事故。*

**10.1.11** 太阳能系统的施工安装不应破坏建筑物的结构、屋面、地面防水层和附属设施，不得削弱建筑物在寿命期内承受荷载的能力。

***【条文说明】***

*10.1.11 进行太阳能系统的施工安装，保证建筑物的结构和功能设施安全是重中之重，应放在第一位，特别在既有建筑上安装系统时，如果不能严格按相关规范进行土建、防水、管道等部位的施工安装，很容易造成对建筑物的结构、屋面、地面防水层和附属设施的破坏，削弱建筑物在寿命期内承受荷载的能力，所以，必须予以充分重视。*

**10.1.12** 施工过程及相关试验的资料应完整、齐全。

***【条文说明】***

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

**10.1.13**穿过楼板、屋面和墙面的电缆防水套管与建筑主体结构之间的缝隙应进行防水处理。

**10.2土建工程**

Ⅰ 基座

**10.2.1** 混凝土工程、钢结构工程、铝合金工程的施工应符合现行国家标准的有关规定。

**10.2.2** 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。

***【条文说明】***

*10.2.2 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。*

**10.2.3** 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，应不低于原有防水性能且符合《屋面工程质量验收规范》GB 50207的要求。

***【条文说明】***

*10.2.3 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。*

**10.2.4** 基座应按设计要求的位置、数量设置，基座应牢固、整齐。

**10.2.5** 预埋件安装到位后，应采取有效措施对预埋件进行固定并进行隐蔽工程验收。预埋件与基座之间的空隙，应采用细石混凝土填捣密实；钢基座及混凝土基座顶面的预埋件，应按设计要求的防腐级别涂上防腐涂料并妥善保护。

**10.2.6** 平板型预埋件和后置锚固连接件锚板在安装时，标高允许偏差不应大于±10m，平面位置允许偏差不应大于±20m；槽型预埋件在安装时，标高允许偏差不应大于±5m，平面位置允许偏差不应大于±10mm。设计无要求时，按照上述要求：设计有更高要求时，应根据设计要求。

Ⅱ 支架

**10.2.7** 支架安装应符合下列规定：

**1** 应在连接部件验收合格后安装支架。采用现浇混凝土基座时，应在混凝土的强度达到设计强度的70%以上后安装支架；

**2** 支架安装过程中不应破坏防腐涂层；

**3** 支架安装过程中不应气剖扩孔，热镀锌钢构件，不宜现场切割、开孔。

**10.2.8** 支架安装应符合下列规定：

**1** 应在连接部件验收合格后安装支架。采用现浇混凝土基座时，应在混凝土的强度达到设计强度的70%以上后安装支架；

**2** 支架安装过程中不应破坏防腐涂层；

**3** 支架安装过程中不应气割扩孔，热镀锌钢构件，不宜现场切割、开孔。支架安装的尺寸允许偏差应符合表10.2.8的规定。

**表10.2.8 支架安装的尺寸允许偏差**

|  |  |
| --- | --- |
| **项目名称** | **允许偏差** |
| 中心线偏差 | ±2mm |
| 梁标高偏差(同组) | ±3mm |
| 立柱面偏差(同组) | ±3mm |
| 平屋顶支架倾斜角度 | ±1° |

***【条文说明】***

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

**10.2.9** 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《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T51368的有关规定。

Ⅲ 连接部件

**10.2.10** 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10.2.10-1的规定。

**表10.2.10-1混凝土基座的尺寸允许偏差**

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

2 锚栓、预埋件的尺寸允许偏差应符合表10.2.10-2的规定。

**表10.2.10-2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10.2.10-3的规定。

**表10.2.10-3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 |

***【条文说明】***

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

**10.2.11** 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》JGJ102和《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T139的有关规定。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》JGJ255的有关规定。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》JGJ255和《建筑遮阳通用要求》JG/T274的有关规定。

**10.3光伏组件安装**

**10.3.1** 光伏组件安装应符合下列规定：

**1** 光伏组件的拆箱和搬运应按照产品的相关操作说明进行；

**2** 安装前应对各光伏组件进行检查，测量每个组件的开路电压、短路电流等技术参数；

**3** 组件应按照其技术参数进行分类，使最佳工作电流相近的串联在一起，最佳工作电压相近的并联在一起；

**4** 应用钢螺栓或专用卡件将所有的组件固定在安装支架上；

**5** 按照组件串并联的设计要求，用导线将组件的正、负极进行连接，导线电缆之间的连接必须可靠。宜用带保护皮的不锈钢夹、绑带、鞍形夹或耐老化的塑

料夹将电缆固定在管子或方阵支架上。接线完毕后，应盖上接线盒盖板。当有多个子方阵时，接线可通过分线盒或接线箱集中后输出；

**6** 太阳能光伏电池板的安装方位角和光伏电池倾角应对照设计要求进行核查，安装误差应在±3°以内；

**7** 光伏组件与建筑面层之间应留有安装空间和散热间隙，不得被施工杂物等填塞；

**8** 光伏组件上正、负极和各种类型传感器接线应正确，压接应牢固，接线盒应采取防水措施。

***【条文说明】***

*10.3.1 太阳能集热器和光伏电池板安装方位角和倾角与设计要求的容许安装误差。检验安装方位角时，应先使用罗盘仪确定正南向，再使用经纬仪测量出方位角。检验安装倾角则可使用量角器测量。方位角和倾角对太阳能集热器的集热量光伏电池的工作效率影响较大。*

**10.3.2** 在坡屋面结构安装时，埋设在坡屋面结构层内的预埋件，应在结构层施工时埋入，位置应准确。预埋件应做防腐处理，在光伏方阵安装前妥善保护，其周边的防水连接构造必须严格按设计要求施工，不得渗漏。

**10.3.3** 光伏幕墙的安装应符合下列规定：

**1** 光伏幕墙的安装应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T21086、《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210和现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ102、《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139的有关规定；

**2** 光伏幕墙组件大面积安装之前，应进行试安装，对其建筑视觉效果、建筑安全、电气安全进行评估后方可施工；

**3** 玻璃幕墙的造型和立面分格应符合设计要求；

**4** 幕墙玻璃品种、厚度、颜色、光学性能以及组件夹层玻璃中PVB夹层胶片的厚度应符合设计要求和现行产品标准的有关规定；

**5** 光伏幕墙与主体结构连接的各种预埋件、连接件、紧固件必须安装牢固，其数量、规格、位置、连接方法和防腐处理必须符合设计要求，预埋件的误差应按设计要求进行复查。预埋件的标高偏差不应大于10mm，预埋件位置差不应大于20mm；

**6** 光伏幕墙应无渗漏；

**7** 光伏幕墙与玻璃幕墙同时施工，共同接受幕墙相关的物理性能检测。

**10.3.4** 组件的接线应符合下列要求：

**1** 组件安装和移动的过程中，不应拉扯连接线；

**2** 施工时，各类设备、装置的正负极严禁短接；

**3** 组件安装时，不应造成玻璃和背板的划伤或破损；

**4** 组件之间连接线不应承受外力且应进行绑扎，整齐、美观；

**5** 组件在运输安装过程中，不应被踩踏、坐卧、撞击或置放物品；

**6** 进行组件连线施工时，施工人员应配备安全防护用品，不应触摸金属带电部位；

**7** 对组串完成但不具备接引条件的部位，应用绝缘胶布包扎好并做好警示；

**8** 严禁在雨天进行组件的连线工作。

**10.3.5** 方阵的接线应符合以下要求：

**1** 组件间连接件应连接牢固；

**2** 组串连接后应检测组串的开路电压和短路电流；

**3** 方阵间的跨接线缆应穿管进行保护。

**10.4电气安装**

**10.4.1** 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。

**10.4.2** 光伏系统的电气装置安装应符合现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的规定。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 高电压电器施工及验收规范》GB50147的有关规定。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》GB50254 的有关规定。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》GB50148 的有关规定。电缆线路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。

**10.4.3** 蓄电池的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》GB 50172 的有关规定。母线装置的施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范》GB 50149 的有关规定。二次设备、盘柜的安装及接线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》GB50171 的有关规定。直流系统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》GB50172 的有关规定。

**10.4.4** 汇流箱的安装应符合《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T51368的有关规定。

***【条文说明】***

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

*1 汇流箱进线端和出线端与汇流箱接地端应进行绝缘测试;*

*2 汇流箱内元器件应完好，连接线应无松动；*

*3 汇流箱中的开关应处于分断状态，熔断器熔丝不应放入；*

*4 汇流箱内光伏组件串的电缆接引前，光伏组件侧和逆变器侧应有明显断开点；*

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

**10.4.5** 逆变器的安装除应符合现行国家标准《电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB 50171 的有关规定外，尚应符合《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T51368的有关规定。

***【条文说明】***

*10.4.5 建筑光伏系统可能会在不同区域安装不同规格、型号的逆变器，要求在逆变器安装前按照图纸进行复核，以免安装位置出现错误，造成不必要的返工。单列柜与接地扁钢之间至少应选取两点进行连接，以做到重复接地，保证系统接地的可靠性。本条对逆变器安装使用的环境提出相应的要求，这对保证安装质量和设备安全是必要的（如为了防止设备受潮，提出安装地点的屋面、楼板等不得有渗漏现象）。逆变器交流侧电缆接引至升压变压器低压侧或直接接入电网后，不便于电缆绝缘和相序的校验，直流侧电缆的极性和绝缘同样非常重要，故在接引前应仔细检查电缆绝缘，校对电缆相序和极性，做好施工记录。逆变器的直流侧电缆连接时，部分光伏组件串已经串接完毕，此时会产生很高的直流开路电压。为保证人身安全，应在逆变器直流侧电缆接线前，确认逆变器直流侧前端有明显的断开点，做好安全防护措施，具体要求为：*

*1 应检查待安装逆变器的外观、型号、规格；*

*2 逆变器柜体应进行接地，单列柜与接地扁钢之间应至少选取两点进行连接；*

*3 逆变器交流侧和直流侧电缆接线前应检查电缆绝缘，校对电缆相序和极性；*

*4 集中式逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流箱侧有明显断开点；*

*5 逆变器交流侧电缆接线前应确认并网柜侧有明显断开点。*

**10.4.6** 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，桥架向外的坡度应大于5%并在槽盒底部设置泄水孔；

**2** 电缆桥架与用电设备跨越时，净距不应小于0.5m；

**3** 两组电缆桥架在同一高度平行敷设时，净距不应小于0.6m；

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

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

**6** 槽盖在吊顶内设置时，开启面宜保持80mm的垂直净空；

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

**10.4.7** 环境监测仪、通信电缆布线应符合《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T51368的规定。

**10.5系统调试**

**10.5.1** 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光伏发电系统的联合调试。光伏发电系统的调试应有调试记录。

**10.5.2** 设备和系统调试前，应完成安装工作并验收合格；确认设备接线正确无误、牢固无松动且符合设计要求，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。

**10.5.3** 对照系统设计图纸和设备配置清单进行检查，按电气原理图及安装接线图进行检查，确认设备内部接线和外部接线正确无误，应符合低压电力系统设计规范和并网光伏系统设计规范的规定：并网光伏系统与电网间在联结处应有明显的带有标志的可视断开点，应通过变压器等进行电气隔离。

**10.5.4** 系统绝缘性能应按下列要求与方法进行检查：

**1** 将光伏方阵、接线箱、逆变器、并网保护装置等设备的连接回路断开，分别用DC500V欧姆表测量主回路各极性与地或外壳的绝缘电阻，应不小于1MΩ；

**2** 将光伏方阵、接线箱、逆变器、并网保护装置等设备的连接回路断开，分别用AC2000V工频交流耐压仪测量主回路各极性与地或外壳的绝缘耐压，应能承受 AC2000V、1min工频交流电耐压，无闪络、无击穿现象；

**3** 在现场对并网光伏系统的主要设计工作特性进行验证检验，应符合设计要求。

**10.5.5** 采用适当的方法测量地面与方阵电缆之间的绝缘电阻，若方阵输出端装有防雷器，测试前应将防雷器的接地线从电路中脱开，测试完毕后再恢复原状。

**10.5.6** 光伏组件串调试可按现行行业标准《光伏发电站现场组件检测规程》NB/T 32034的方法进行，应符合下列规定：

**1** 同一光伏组件串的组件生产厂家、型号及技术参数应一致；

**2** 测试宜在辐照度不低于600W/m2的条件下进行；

**3** 接入汇流箱内的光伏组件串的极性测试应正确；

**4** 相同测试条件下，同一汇流箱内各分支回路光伏组件串之间的开路电压偏差不应大于2%且不应超过5V；

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

***【条文说明】***

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

**10.5.7** 汇流箱的调试可按现行国家标准《光伏发电站汇流箱检测技术规程》GB/T 34933 的有关规定进行，应符合《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T51368有关规定。

***【条文说明】***

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

**10.5.8** 逆变器调试应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB 50794及《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T51368的有关规定。配电柜的调试应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150和《低压成套开关设备和电控设备基本试验方法》GB/T 10233的有关规定。

**10.5.9** 电化学储能系统的调试除应符合国家现行标准《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》DL/T 724、《电化学储能系统储能变流器技术规范》GB/T 34120、《储能变流器检测技术规程》GB/T 34133的有关规定外，尚应检测电化学储能电池反接保护、防雷保护、防反向放电保护。

**10.5.10** 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《光伏发电站无功补偿技术规范》GB/T 29321、《光伏发电站无功补偿装置检测技术规程》GB/T 34931 中的有关规定。

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

**10.5.12** 二次系统调试应符合下列要求：

**1** 二次系统的调试工作应由调试单位、生产厂家进行，施工单位配合；

**2** 二次系统的调试内容主要应包括：计算机监控系统、继电保护系统、远动通信系统、电能量信息管理系统、不间断电源系统等；

**3** 计算机监控系统的调试应符合下列要求：

1）计算机监控系统设备的数量、型号、额定参数符合设计要求，接地可靠；

2）遥信、遥测、遥控、遥调功能准确、可靠；

3）计算机监控系统防误操作功能准确、可靠；

4）计算机监控系统定值调阅、修改和定值组切换功能正确；

5）光伏发电系统智能设备的运行状态和参数等信息均准确反映到监控画面上。

**4** 继电保护系统的调试应符合下列要求：

调试时应符合现行行业标准《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T995的相关规定；继电保护装置单体调试时，检查开入、开出、采样等元件功能正确且校对定值正确；开关在合闸状态下模拟保护动作，开关跳闸且保护动作准确、可靠，动作时间符合要求；

1）继电保护整组调试时，检查实际继电保护动作逻辑与预设继电保护逻辑策略一致；

2）站控层继电保护信息管理系统的站内通信、交互等功能实现正确；站控层继电保护信息管理系统与远方主站通信、交互等功能实现正确；

3）调试记录齐全、准确。

**5** 远动通信系统的调试应符合下列要求：

1）远动通信装置电源稳定、可靠；

2）站内远动装置至调度方远动装置的信号通道调试完毕且稳定、可靠；

3）调度方遥信、遥测、遥控、遥调功能准确、可靠且满足当地传输方式的要求。

**6**电能量信息管理系统的调试应符合下列要求：

1. 电能量采集系统的配置满足当地电网部门的规定；
2. 光伏发电系统关口计量的主、副表，其规格、型号及准确度相同且通过当地电力计量检测部门的校验并出具报告；
3. 光伏发电系统关口表的CT、PT通过当地电力计量检测部门的校验并出具报告；  
    4）光伏发电系统投入运行前，电度表由当地电力计量部门施加封条、封印；

5） 光伏发电系统的电量信息能实时、准确反馈到当地电力计量中心。

**10.5.13** 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要求：

**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，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、二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。

**10.5.14** 独立光伏发电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。

## 11 环境保护与安全防护

**11.1 一般规定**

**11.1.1** 光伏发电系统的环保、劳动安全、职业卫生应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》T51368、《光伏发电站设计规范》GB 50797《建筑设计防火规范》GB 50016的规定。

**11.1.2** 施工单位应针对现场可能发生的危害及事故制定针对性的处置预案并应对现场作业人员进行安全培训。

**11.2环境保护、安全**

**11.2.1** 光伏组件及光伏发电系统的其他构件产生的光辐射应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T21086有关规定。

**11.2.2** 光伏发电系统噪声防治应符合现行国家标准《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348和《民用建筑隔声设计规范》GB 50118 的有关规定。

**11.2.3** 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现行国家标准《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现行国家标准《电磁兼容 通用标准 工业环境中的发射》GB17799.4规定的发射限值并符合现行行业标准《民用建筑电气设计标准》GB 51348的相关规定。

**11.2.4** 平台、走道、吊装孔等有坠落风险处，应设置防护栏杆或盖板，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。没有安全防护设施的施工部位应预留相应固定设施，采取相应的防坠落措施。

**11.2.5** 防坠落伤害设计应符合现行国家标准《生产设备安全卫生设计总则》GB 5083《固定式钢梯及平台安全要求》GB4053/等标准的规定。

**11.2.6** 屋面安装光伏阵列区域应有防止锚固设施失效后光伏组件坠落的措施。

**11.2.7** 电气设备的安全性应符合本标准及现行国家标准《国家电气设备安全技术规范》GB 19517的规定。电气设备的布置应满足带电设备的安全防护距离要求，应有必要的隔离防护措施。

**11.2.8** 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的有关规定。

**11.2.9** 防暑、防寒、防潮、防噪声设计应符合现行国家标准《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736和《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 5009等标准的规定。

## 12 消防

**12.1一般规定**

**12.1.1** 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》GB50016、《建筑内部装修设计防火规范》GB50222和《气体灭火系统设计规范》GB50370的有关规定。

**12.1.2** 建筑光伏系统安装应避开爆炸危险场所。

**12.1.3** 建筑光伏系统不应影响建筑之间的防火间距及消防疏散。

**12.2防火**

**12.2.1** 光伏构件的燃烧性能和耐火极限应根据IEC 61730测定。建材型光伏构件应采用火焰蔓延A级和燃烧性能A级材料，光伏遮阳构件可采用火焰蔓延A级和燃烧性能C级及以上材料。

**12.2.2** 控制室、配电室、逆变器室等设备用房应采用耐火极限不低于2.0h的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。

**12.2.3** 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》JGJ102的有关规定。无窗间墙和窗槛墙的幕墙应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016的有关规定。

**12.2.4** 同一光伏幕墙组件不应跨越建筑物的两个防火分区。

**12.2.5** 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。

**12.2.6** 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，应采用不燃烧材料将套管空隙填塞密实。

**12.2.7** 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。

**12.2.8** 光伏系统所有外露于空气的材料均为难燃或不燃材料，所有室内的材料燃烧后不应释放有毒有害气体。

***【条文说明】***

*12.2.8 光伏系统外露于空气的材料包括接线盒、接线头等。隐藏的材料包括光伏线缆、密封胶条、粘结胶水等。*

**12.2.9**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。

**12.2.10** 建筑光储直柔系统的各部位线缆宜选用铜芯电缆，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。

**12.3消防设施**

**12.3.1** 建筑光伏系统消防给水和灭火设施的设计应根据建筑用途及其重要性、火灾特性和火灾危险性等综合因素按现行国家标准《建筑设计防火规范》GB50016的有关规定执行。

**12.3.2** 人员密集场所和公共建筑建筑光伏系统应设置电气火灾监控系统，应符合现行国家标准《电气火灾监控系统》GB14287的有关规定。

**12.3.3**发生火灾时可自动或手动切断控制系统电源。

**12.3.4** 手提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 的有关规定。

**12.3.5** 光伏系统主要室内电气设备为逆变控制器，因此消防给水系统的设置原则应按《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB50229的相关规定执行。

## 13 验收

**13.1 一般规定**

**13.1.1** 大、中型光伏发电系统应按本标准第13.2.3条和第13.2.11条的规定验收。光伏发电系统的光伏组件或方阵检查测试表应按本标准附录B的格式填写。

**13.1.2** 小型光伏发电系统可根据项目的实际情况，对其结构及电气按有关规定进行验收。

**13.1.3** 建筑光伏工程为建筑节能分部工程的一个子分部工程，其分项工程、检验批划分应符合下列要求：

**1** 建筑光伏子分部工程分为基座、支架、光伏组件、电气系统四个分项工程；

**2** 建筑光伏子分部工程可按照分项工程进行验收，当分项工程较大时，可以将分项工程分为若干个检验批进行验收；

**3** 当建筑光伏子分部工程验收无法按照上述要求划分分项工程时，可由建设、 监理、施工等各方协商进行划分，但验收项目、验收内容、验收标准和验收记录均应符合本标准的规定。

**13.1.4** 建筑光伏工程施工质量验收的各方参加人员资格、程序和组织应符合下列要求：

**1** 检验批验收和隐蔽工程验收应由专业监理工程师（建设单位项目技术负责人）组织并主持，施工单位相关专业质量检查员、施工员参加验收；

**2** 分项工程验收应由专业监理工程师（建设单位项目技术负责人）组织并主持，施工单位项目技术负责人和相关专业的质量检查员、施工员参加验收，必要时可邀请主要设备、材料供应商及分包单位、设计单位相关专业人员参加验收；

**3** 子分部工程验收应由总监理工程师组织并主持，专业监理工程师应参加验收；施工单位项目负责人、项目技术负责人和相关专业的负责人、质量检查员、 施工员应参加验收；施工单位的质量、技术负责人应参加验收；设计单位项目负责人和相关专业负责人应参加验收；主要设备、材料供应商及分包单位负责人应参加验收。

**13.2验收要求**

**13.2.1** 光伏系统工程验收应符合《广东省建筑节能与绿色建筑工程施工质量验收规范》DBJ 15-65相关规定。

**13.2.2** 光伏发电系统工程验收应通过单位工程验收、工程启动验收、工程试运和移交生产验收以及工程竣工验收。

**13.2.3** 光伏发电系统工程验收应符合下列要求：

**1** 单位工程的验收应在施工单位自行检查评定合格的基础上进行；

**2** 工程启动验收应在单位工程验收合格的基础上进行；

**3** 工程试运和移交生产验收应在工程启动验收完成并应具备工程试运和移交生产验收条件后进行；

**4** 工程竣工验收应在试运和移交生产验收合格后进行。

**13.2.4** 光伏发电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。

**13.2.5** 光伏发电系统分项工程质量验收合格标准应符合下列要求：

**1** 分项工程所含的各检验批均应符合质量合格标准要求；

**2** 分项工程所含的各检验批质量验收记录应完整。光伏发电系统施工应对隐蔽部位在隐蔽前验收，应有详细的文字记录和必要的图像资料。

**13.2.6** 光伏发电系统分部工程质量验收合格标准应符合下列要求：

**1** 质量控制资料应完整；

**2** 分部工程所含分项工程的质量验收应合格；

**3** 观感质量验收应符合要求。

**13.2.7** 光伏发电系统单位工程质量验收合格标准应符合下列要求：

**1** 质量控制资料应完整；

**2** 单位工程所含分部工程的质量验收应合格；

**3** 主要功能项目的抽查结果应符合相应的技术要求；

**4** 观感质量验收应符合要求。

**13.2.8** 光伏幕墙工程质量验收尚应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T139的有关规定。光伏采光顶工程质量验收尚应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ255、《建筑玻璃采光顶技术要求》JG/T 231的有关规定。

**13.2.9** 单位工程验收组应由建设、设计、监理、施工、调试等有关单位负责人及专业技术人员组成。

**13.2.10** 工程启动验收委员会应由建设、监理、调试、生产、设计、政府相关部门和电力主管部门等有关单位组成，施工单位、设备制造商等参建单位应列席工程启动验收会议。

**13.2.11** 工程试运和移交生产验收组应由建设、监理、调试、生产运行、设计等有关单位人员组成。

**13.2.12** 工程竣工验收应符合下列要求：

**1** 竣工资料应完整齐备；

**2** 工程应按批准的设计要求进行建设；

**3** 应检查已完工程在设计、施工、设备制造安装等过程中与质量相关资料的收集、整理和签证归档情况；

**4** 应检查施工安全管理情况；

**5** 工程应具备运行或进行下一阶段工作的条件；

**6** 应检查工程投资控制和资金使用情况；

**7** 应对验收遗留问题提出处理意见。

## 14 运行与维护

**14.1一般规定**

**14.1.1** 建筑光伏系统经验收合格后，在系统投用前，应制定运行与维护技术手册。

**14.1.2** 建筑光伏系统正式投运前，应编制现场运行与维护规程并应对运行与维护人员进行培训，达到相应的专业技能。

***【条文说明】***

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

**14.1.3** 建筑光伏系统主要部件在运行期间，应始终符合国家现行有关产品标准的规定，达不到要求的部件应及时维修或更换。

***14.1.3****建筑集成光伏发电系统的主要部件包括光伏组件、支撑结构、直流汇流箱、直流配电柜、控制器、逆变器、交流配电柜及线路、建筑结合部件、储能装置、数据通信系统等,各个部件的使用寿命、使用环境、产品性能等参数不尽相同。为保证建筑集成光伏发电系统的运行，各个部件均应按照产品标准的规定来使用。对不能正常使用的部件，需要及时维修、更换，防止事故发生。*

**14.1.4** 建筑光伏系统中的计量设备和器具应符合计量的要求。

***【条文说明】***

*14.1.4 建筑光伏系统中的计量设备应符合国家现行有关规定，以便今后获得相关的政策补贴。*

**14.1.5** 建筑光伏系统的运营与维护应符合《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T51368的相关规定。

**14.1.6** 建筑光伏系统运行与维护应符合现行国家标准《光伏发电站安全规程》GB/T35694、《低压电气装置第4-41部分：安全防护电击防护》GB16895.21、《电气设备应用场所的安全要求第1部分：总则》GB/T24612.1、《电气设备应用场所的安全要求第2部分：在断电状态下操作的安全措施》GB/T24612.2和《配电线路带电作业技术导则》GB/T18857的有关规定。

**14.1.7** 新投入运行的设备应进行核相，无误后方可进行并列运行。由于检修或更换设备引起接线变动时，也应进行核相。

**14.1.8** 建筑光伏系统运行和维护的全部过程应进行记录，所有记录应存档并应对每次故障记录进行分析。当建筑光伏系统设备故障时，运行人员应详细记录故障发生的时间、故障现象，协助检修人员进行维护工作。故障排除后，检修人员应将出现故障的设备名称、故障现象描述、故障时间、处理方法、备品配件更换情况、检修人员及检修时间等详细情况记入检修台账中，为分析建筑光伏系统运行状况和制定检修方案提供依据。建筑光伏系统的故障处理参见本标准附录C。

***【条文说明】***

*14.1.8 为了衡量系统的性能以及做好管理工作，建筑光伏系统运行和维护的全过程需做好详细的记录。*

**14.1.9** 光伏小型系统由专业运维单位统一管理，中大型系统宜建立管理团队管理。

**14.2 建筑运行管理与维护**

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

***【条文说明】***

*14.2.1 为了防止火灾等事故发生，光建筑光伏系统主要部件的周围应避免放置杂物。为了防止设备过热、短路等事故，延长设备使用寿命，增加发电量，需保持设备的洁净和周围环境的通风散热。*

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

***【条文说明】***

*14.2.2 建筑集成光伏发电系统项目应定期对光伏系统、支架及锚固结构进行检行。*

**14.2.3** 建筑光伏系统与建筑物结合部分应符合下列要求：

**1** 检查建筑光伏系统与建筑主体结构连接是否牢固，用于固定光伏方阵的植筋或螺栓不应松动；

**2** 检查光伏方阵整体是否有变形、错位、松动等现象；

**3** 光伏方阵支架的焊缝不应开焊，金属材料的防锈涂膜应完整，不应有剥落、锈蚀现象；

**4** 光伏方阵的支承结构之间不应存在其他设施，建筑光伏系统区域内严禁增设对建筑光伏系统运行及安全可能产生影响的设施。

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

**14.2.5** 支撑结构的维护管理应符合下列要求：

**1** 螺栓、焊缝和支撑结构的连接等应牢固可靠；

**2** 支撑结构表面的防腐层，不应存在开裂和脱落现象，否则应及时处理。

**14.2.6** 应建立运行分析制度，依据建筑光伏系统运行的档案资料，定期组织技术人员对建筑光伏系统运行状况进行分析，及时针对存在的问题，提出切实可行的解决方案。

**14.3光伏系统运行管理与维护**

**14.3.1** 光伏系统运行发生异常时，应及时与专业维修人员联系处理。主要设备和控制装置应由专业人员维修。运行和维护操作时应注意作业安全。自行检查的项目严禁涉及带电体或潜在的带电体及设备。

***【条文说明】***

*14.3.1 系统运行发生异常时，应由专业维修人员或在其指导下进行处理。若无法得到及时处理，应按照光伏系统操作手册进行应急处理。*

**14.3.2** 光伏方阵应定期检查与维护应按下列要求：

**1** 光伏系统的光伏组件，应定期清洗。应使用设备配套或其它安全、环保、无刺激性气味清洁剂，严禁用硬物擦拭。应综合考虑社会、自然等因素确定清洗作业时段，不应在风力大于4级、大雨或大雪等气象条件下清洗光伏组件；

**2** 应定期检查光伏组件间连线，连线连接应可靠、牢固、无接地并绝缘良好；

**3** 定期检查光伏组件，如有破损或因热斑损坏等及时更换；

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

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

**6** 雨、雪、大风、冰雹等恶劣天气过后应及时检查光伏方阵，发现异常应及时进行处理；

**7** 光伏组件应定期由专业人员检查，若发现下列问题应及时调整或更换：

1）中空玻璃结露、进水、失效；

2）玻璃炸裂；

3）镀膜玻璃脱膜；

4）玻璃松动、开裂、破损等。

**8** 光伏组件的密封胶应无脱胶、开裂、起泡等不良现象，密封胶条不应发生脱落或损坏；

**9** 对光伏组件进行检查、清洗、保养、维修时，所采用的机具设备应牢固、操作灵活方便、安全可靠并应有防止撞击和损伤光伏组件的措施；

**10** 清洁光伏组件时，应防止水流入防火隔断材料及组件或方阵的电气接口；

**11** 应定期检查光伏组件、电气设备及接地体等，具体要求如下：

1） 检查光伏组件绝缘性能是否良好；

2） 检查电气设备外观是否破损或老化，连接是否可靠牢固；

3） 用钳形电流表测试建筑光伏组件电流，检查光伏组件电流指示是否正常；

4） 用扭矩扳手检查螺丝是否松动，确保光伏组件无松动；使用金属边框的建筑光伏组件，边框和支架应结合良好（电性能），边框应牢固接地；

5） 支架与预埋件、支架本体连接均应牢固可靠；

6） 支架表面的防腐涂层，不应出现开裂和脱落现象，若出现上述现象应及时修补。

**12** 边框和支撑结构应结合良好，两者之间接触电阻不应大于4Ω；

**13** 当太阳辐照度为500W/m2以上，风速不大于2m/s且无阴影遮挡时，同一光伏组件外表面（电池正上方区域）温度差异应小于20℃。装机容量大于50kWp的光伏电站，宜配备用于检测光伏组件外表面温度差异的红外线热像仪；

**14** 应使用直流钳型电流表在太阳辐射强度基本一致的条件下测量接人同一个直流汇流箱的各光伏组件串的输入电流并计算其平均值，各组件串与平均值的偏差不应超过5%。

***【条文说明】***

*14.3.2光伏方阵应定期检查与维护：*

*1 光伏组件或阵列的清洗应根据当地气候状况确定，在干燥或灰尘较多的季节，应增加清洗次数。清洗时应先用清水冲洗，然后用干净的柔软布将水迹擦干，切勿用有腐蚀性的溶剂冲洗或用硬物擦拭。若遇下雪天气，应及时清扫组件或阵列表面的积雪，清洗(或清扫) 时，应避免在太阳辐射较强时进行。若组件或阵列表面有树叶、鸟粪等杂物，应及时清理干净；*

*2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。应定期检查光伏组件间连线，连线连接应可靠、牢固、无接地并绝缘良好；*

*9 光伏组件表面积灰会严重影响光伏系统的发电效率，因此光伏组件表面应保持清洁，定期对组件表面进行清洗。系统的日常维护宜选择在晚上或阴天进行，应避免光伏组件在被阳光晒热的情况下用冷水清洗，冷水可能会导致处于高温状态的组件遇冷破裂同时也不应在风力大于4级时清洗光伏组件。光伏组件一旦出现结露、进水、炸裂、脱膜、破损和开裂等现象，除了影响建筑美观外，还严重影响其安全、发电和隔热等功能，因此需要由专业人士进行定期检查，及时更换损坏的光伏构件；*

*12 光伏组件是整个系统的发电部件，需要安全接地并有明显的警告标识；*

*13 在正常运行状态下，同一光伏组件电池上方的表面温度差异在5℃~10℃。因为系统安装的地理位置、辐照量等都会影响到温差并且检测方法不同，温差也会有一定的不同，考虑到恶劣的环境，同一光伏组件电池上方的组件外表面温度差异需小于20℃，如超过20℃会降低系统的发电效率，还存在较大安全隐患。*

**14.3.3** 电缆运行与维护应符合下列规定：

**1** 电缆不应在过负荷的状态下运行，电缆的铅包不应出现膨胀、龟裂现象；

**2** 电缆在进出设备处的部位应封堵完好，不应存在直径大于10mm的孔洞；

**3** 对于电缆对设备外壳造成过大压力、拉力的部位，电缆的支撑点应完好；

**4** 电缆保护钢管口不应有穿孔、裂缝和显著的凹凸不平，金属电缆管不应有严重锈蚀；

**5** 室外电缆井内的堆积物、垃圾应及时清理；

**6** 电缆沟或电缆井的盖板应完好无缺，电缆头应无漏油、溢胶、发热、放电等现象；电缆沟内不应有积水或杂物，电缆沟内支架应牢固，无锈蚀和松动现象；铠装电缆外皮及铠装不应有影响性能的锈蚀；

**7** 当光伏系统中使用双拼或多拼电缆时，应检查电流分配和电缆外皮的温度；  
**8** 电缆终端头接地应良好，绝缘套管应完好、清洁，无闪络放电痕迹，电缆

相色应明显、准确；

**9** 金属电缆桥架及其支架和引入或引出的金属电缆导管应可靠接地，金属电缆桥架间应可靠连接；

**10** 桥架穿墙处防火封堵应严密、无脱落；

**11** 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；

**12** 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；

**13** 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；

**14** 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；

**15** 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；

**16** 电缆保护层应无损坏、腐蚀、鼓包、龟裂、漏油等现象；

**17** 按照电缆防火措施要求，检查防火措施是否完整；

**18** 当发生外皮鼓包或接地线脱落时应及时处理。

***【条文说明】***

*14.3.3本条为电缆运行与维护应遵守的规定：*

*6 电缆井内堆积物、垃圾如不能及时清理,将会影响电缆的检修、维护甚至造成电缆的损坏。*

*10 桥架与支架间螺栓、桥架连接板螺栓固定完好,以达到可靠连接的目的。*

**14.3.4** 储能系统运行和维护应符合建筑光伏系统应用技术标准GB/T51368规定外，还应符合下列要求：

**1** 定期对储能单元进行满充满放并测试可用容量和充放电时间；

**2** 定期维护检查电池组承载结构；

**3** 电压或容量异常的电池组应及时更换且宜采用同品牌、同型号的产品；

**4** 应对电池管理系统电池荷电状态(SOC)等状态参数进行校验；

**5** 应对电池模块、电池簇均衡维护处理。

**14.3.5** 直流汇流箱及直流配电柜的运行与维护应符合下列规定：

**1** 户外使用的汇流箱密封结构应完好，箱体不应存在变形、腐蚀等现象；

**2** 采用金属箱体的汇流箱应可靠接地，汇流箱内防雷器应有效；

**3** 汇流箱内各接线端子应连接牢固，不应出现松动、锈蚀等现象；

**4** 各光伏支路进线端及子方阵出线端，以及接线端子与汇流箱接地端绝缘电阻应大于0.5M（DC500V）；

**5** 直流汇流箱和直流配电柜配置的浪涌保护器应有效；

**6** 直流汇流箱内直流熔丝的规格应符合设计要求；

**7** 直流配电柜的直流输入接口与直流汇流箱的连接，直流配电柜的直流输出与并网主机直流输入处的连接应稳定。

***【条文说明】***

*14.3.5 本条为直流汇流箱及直流配电柜的运行与维护应遵守的要求：*

*1 直流汇流箱和直流配电柜是否完好、接线端子接触是否良好会直接影响光伏发电系统的电性能安全，如存在问题，可能会导致打火漏电等安全隐患；*

*8 直流配电柜的直流输出与并网主机直流输入处的连接情况,直接影响发电系统的稳定性和可靠性。*

**14.3.6** 交流配电柜运行与维护应符合下列规定：

**1** 交流配电柜维护前应提前通知停电起止时间，应将维护所需工具准备齐全；

**2** 配电柜的金属底座与基础型钢的镀锌螺栓应可靠连接，防松零件应齐全；

**3** 配电柜标明被控设备编号、名称或操作位置的标识器件应完整，编号应清晰、工整；

**4** 手车、抽出式成套配电柜推拉应灵活，无卡阻碰撞现象；动触头与静触头的中心线应一致且触头应接触紧密；

**5** 配电柜中开关的主触点不应有烧熔痕迹,灭弧罩不应烧黑和损坏，各接线螺栓应紧固，配电柜内应保持清洁；

**6** 操作时应按下列步骤进行：逐个断开低压侧的负荷，断开高压侧的断路器，合上接地开关，锁好高压开关柜，在开关把手上挂上“禁止合闸，有人工作”的标识牌，连上另一路供电联络柜；

**7** 在母排接触处应重新擦净，涂上电力复合脂，用新弹垫片螺丝加以紧固，检查母排间的绝缘子，间距、连接处有无异常，检查电流、电压、互感器的二次绕组接线端子连接的可靠性；

**8** 维护时应从变压器低压侧开始，配电柜断电后，清洁柜中灰尘，检查母线及引下线连接是否良好，接头点有无发热变色，检查电缆头，接线桩头是否牢固可靠，检查接地线有无锈蚀，接线桩头是否紧固，所有二次回路接线连接可靠，绝缘符合要求；

**9** 检查抽柜式开关时，抽屉式开关柜在推入或拉出时应灵活，机械、闭锁可靠；检查抽屉柜上的自动空气开关操作机构是否到位，接线螺丝是否紧固，清除接触器触头表面及四周的污物；检查接触器触头接触是否完好，如触头接触不良，必要时可稍微修整触头表面，电源指示仪表、指示灯应完好；

**10** 检查电容柜时，应先断开电容柜总开关，用10mm以上的一根导线逐个把电容器对地进行放电后，外观检查壳体应良好，无渗漏现象；

**11** 检验柜、屏、台、箱、盘间线路的线间和线对地间绝缘电阻值，馈电线路应大于0.5MΩ，二次回路应大于1MΩ；

**12** 应把各分开关单元从抽屉柜中取出，紧固各接线端子；应检查电流互感器、电流表、电度表的安装和接线，紧固断路器进出线，清洁开关柜内和配电柜后面引出线处的灰尘；手柄操作机构应灵活可靠；

**13** 低压电器发热物件散热应良好，切换压板应接触良好，信号回路的信号灯、按钮、光字牌、事故报警等动作和信号显示应准确。

***【条文说明】***

*14.3.6 本条为交流配电柜运行与维护应符合的要求：*

*5 是参考现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303关于成套配电柜、控制柜（屏、台）和动力、照明配电箱（盘）安装中相关内容而确定的。*

**14.3.7** 监控通信系统的运行与维护应符合下列规定：

**1** 监控及数据传输系统的设备应保持外观完好，螺栓和密封件应齐全，操作键应接触良好，显示数字应清晰；

**2** 对于无人值守的数据传输系统，系统的终端显示器，每天应至少检查1次有无故障报警，当有故障报警时，应及时维修；

**3** 每年应至少对数据传输系统中输入数据的传感器灵敏度进行一次校验且应对系统的模拟/数字（A/D）变换器的精度进行检验；

**4** 超过使用年限的数据传输系统中的主要部件，应及时更换；

**5** 监控系统设备因故停运或出现严重缺陷时，应立即报告；

**6** 发生监控系统拒绝执行操作命令时，应立即停止操作，检查自身操作步骤是否正确，如确认无误，方可进行手动操作；

**7** 发生监控系统误动作时，应立即停止一切与微机监控系统有关的操作并立即报告；

**8** 数据传输系统中的主要部件，凡是超过使用年限的，均应该及时更换。

## 附录A 广东省太阳能资源

## A.0.1　广东省各地太阳能总辐照量及日辐照量可参照表A.0.1选用。

**表A.0.1　广东省太阳能资源**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 地点 | 总辐照量（kWh/㎡·a) | 日辐照量（kWh/㎡·d） |
| 广州 | 1113 | 3.0 |
| 汕尾 | 1309 | 3.6 |
| 潮阳 | 1289 | 3.5 |
| 阳江 | 1215 | 3.3 |
| 揭阳 | 1294 | 3.5 |
| 韶关 | 1156 | 3.2 |
| 惠州 | 1151 | 3.2 |
| 梅州 | 1182 | 3.2 |
| 汕头 | 1288 | 3.5 |
| 深圳 | 1153 | 3.2 |
| 珠海 | 1115 | 3.1 |
| 佛山 | 1114 | 3.1 |
| 肇庆 | 1115 | 3.1 |
| 湛江 | 1267 | 3.5 |
| 中山 | 1115 | 3.1 |
| 河源 | 1159 | 3.2 |
| 清远 | 1112 | 3.0 |
| 顺德 | 1114 | 3.1 |
| 云浮 | 1119 | 3.1 |
| 潮州 | 1288 | 3.5 |
| 东莞 | 1153 | 3.2 |

## 附录B光伏组件/方阵检查测试项目

B.0.1光伏组件/方阵检查测试项目应按表B.0.1的格式填写。

**表B.0.1光伏组件/方阵检查测试项目**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 检查项目 | | | | | | | | | | | | | | |
| 序号 | 组件串 | | 方阵组串过电流保护 | | 直流电缆1(汇流箱出线) | | | 直流电缆 2(直流柜出线) | | | 交流电缆(逆变器出线) | | 逆变器 | |
| 组件型号 | 组件数量 | 额定值（A） | 额定值（V） | 类型 | 截面积（mm2） | | 类型 | 截面积（mm2） | | 类型 | 截面积（mm2） | 序号 | 型号 |
| 1 |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |  |  |  |
| ... |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |  |  |  |
| n |  |  |  |  |  |  | |  |  | |  |  |  |  |
| 测试项目 | | | | | | | | | | | | | | |
| 序号 | 现场组串测试 | | | | 极性检查 | |  | 方阵绝缘电阻 | | | | 接地电阻测试 | 开关装置正常运行 | 逆变器  正常运行 |
| VOC  （V） | Isc  (A) | 辐照度  （W/m2） | 温度  （℃） | 测试电压（V） | 正极时地绝缘电阻（M0） | | 负极时地绝缘电阻（M0） | |
| 1 |  |  |  |  |  | |  |  | |  | |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  | |  |  | |  | |  |  |  |

## 附录C **建筑光伏系统的故障处理表**

C.0.1 建筑光伏系统的故障处理可参照表C.0.1的方式处理。

**表C.0.1　建筑光伏系统的故障处理表**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 类别 | 常见故障 | 原因分析 | 处理措施 |
| 光伏组件 | 外电极断路  内部断路  旁路二极管短路  导线短路 | 旁路二极管反接  热斑效应  接线盒脱落  导线老化  背膜开裂  边框开裂  玻璃破碎  电池片发黄  电池栅极断裂 | 修理或更换 |
| 蓄电池 | 温度升高  电解液比重上升或下降浮充电压、电流过大单格短路 | 通风不良  极板硫酸化  极板铜板开裂  控制器电路故障 | 改善通风条件  纠正充电系统  调整控制器输出  更换损坏的蓄电池 |
| 晶硅电池 | 光衰  热斑  效率下降 | 硼氧复合体光照退化局部温度过高 | 更换或翻新 |
| 薄膜太阳电池 | 成膜缺陷  易潮解  光衰 | 针孔、裂纹、颗粒等  薄膜太阳电池容易受潮  光照下会发生衰减 | 修复成膜缺陷  防止潮解  减少光致衰减 |
| 逆变器 | 断路  过电流  过电压  过热 | 内部电源失效  输入电压不正常  保险丝损坏  功率开关器件损坏  遭受雷击损坏 | 修理或更换 |

本标准用词说明

1 为便于在执行本标准时区别对待，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）表示允许有所选择，但在条件许可时，首先应当这样做的；

正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

4）表示在一定条件下，可以这样做的，采用“可”。

2 条文中指明应按有关标准执行的写法为：“应符合……的规定”或“应满足……的要求”或“应按……执行”。

引用标准名录

《建筑结构荷载规范》GB 50009

《建筑抗震设计规范》GB 50011

《民用建筑节水设计标准》GB 50555

《工程结构通用规范》GB 55001

《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015

《既有建筑维护与改造通用规范》GB 55022

《电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》GB/T 34131

《分布式光伏发电系统远程监控技术规范》GB/T 34932

《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558

《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865

《光伏发电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866

《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368

《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264

《太阳能光伏发电系统与建筑一体化技术规程》CECS 418

广东省标准

**建筑太阳能光伏系统技术标准**

DBJ/T XXX-XXXX

条文说明

制定说明

《建筑太阳能光伏系统技术标准》DBJ/T xx-xxx-xxxx，经广东省住房和城乡建设厅20xx年xx月xx日以粤建公告〔20xx〕xx号发布。

标准编制组以国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T51368为主要参考依据，认真总结近年来广东省建筑光伏系统应用方面的实践和研究成果，借鉴国内、国际先进经验并在广泛征求意见的基础上对具体内容进行了反复讨论、协调和修改，最后经审查定稿。

为便于广大设计、科研、学校等单位有关人员在使用本标准时能正确理解和执行条文规定，标准编制组按章、节、条顺序编制了本标准的条文说明，对条文规定的目的、依据以及执行中需要注意的有关事项进行了说明。但是，本条文说明不具备与标准正文同等的法律效力，仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

**目 次**

[1 总则](#_Toc18868)

[2 术语](#_Toc4260)

[3 基本规定](#_Toc18584)

[4 设备和材料](#_Toc5210)

[4.1一般规定](#_Toc17362)

[4.2光伏组件](#_Toc13924)

[4.3材料](#_Toc28717)

[4.4逆变器](#_Toc4352)

[4.5储能系统](#_Toc31728)

[5 设计](#_Toc1324)

[5.1一般规定](#_Toc23037)

[5.2规划和建筑](#_Toc9547)

[5.3组件](#_Toc3407)

[5.4构造](#_Toc16868)

[6 结构设计](#_Toc16117)

[6.1一般规定](#_Toc5446)

[6.3荷载和作用](#_Toc13410)

[7 光伏发电系统设计](#_Toc28215)

[7.1一般规定](#_Toc29930)

[7.4光伏发电系统发电量估算](#_Toc24955)

[7.5防雷与接地](#_Toc14604)

[8 光伏发电系统接入](#_Toc25902)

[8.3智能运行](#_Toc32156)

[9 给排水设计](#_Toc8725)

[9.1一般规定](#_Toc27181)

[9.2屋面排水](#_Toc20049)

[10 工程施工](#_Toc5396)

[10.1一般规定](#_Toc28584)

[10.2土建工程](#_Toc2529)

[10.3光伏组件安装](#_Toc3460)

[10.4电气安装](#_Toc23331)

[10.5系统调试](#_Toc14941)

[12 消防](#_Toc24597)

[12.2防火](#_Toc21045)

[14 运行与维护](#_Toc12182)

[14.1一般规定](#_Toc9415)

[14.2建筑运行管理与维护](#_Toc17810)

[14.3光伏系统运行管理与维护](#_Toc3659)