**202X-XX-XX 发布**

**SJG**

**SJG XXX – 202X**

**202X-XX-XX 实施**

**深圳市工程建设地方标准**

**建筑光伏一体化技术标准标准**

Technical standard for building integrated photovoltaic

**深圳市住房和建设局**

**发布**

深圳市工程建设地方标准

**建筑光伏一体化技术标准**

Technical standard for building integrated photovoltaic

**SJG XXX - 202X**

202X 深圳

**前 言**

根据《深圳市住房和建设局关于发布20XX年深圳市工程建设标准制订修订计划项目的通知》（深建X〔20XX〕XX号）的要求，标准编制组经广泛调查研究，认真总结实践经验，参考有关国内外先进标准，结合深圳市的实际，并在广泛征求意见的基础上，编制了本标准。

本标准主要技术内容是：1.总则；2.术语；3.基本规定；4.建筑光伏一体化设计；5.设备与材料；6.安装施工与设备调试；7.检测与验收；8.运行维护与能效评估；。

本标准由深圳市住房和建设局批准发布，由深圳市住房和建设局业务归口并组织中国建材国际工程集团有限公司、香港华艺设计顾问（深圳）有限、深圳市绿色建筑协会等编制单位负责技术内容的解释。本标准实施过程中如有意见或建议，请寄送深圳市XX有限公司（地址：深圳市XX区XX路XX号，邮编：518118），以供今后修订时参考。（请注意，根据政府发布文件相关要求，今后发布标准时主编单位联系方式中不可再留第三方邮箱。）

本标准主要起草单位：

本标准参与起草单位：

本标准主要起草人：

本标准主要审查人：

本标准业务归口单位主要指导人员：

目 次

1 总则6

2 术语7

3 基本规定8

4 建筑光伏一体化设计9

4.1 一般规定9

4.2 建筑设计9

4.3 结构设计15

4.4 电气设计16

4.5 防排水设计23

4.6 光伏方阵设计24

4.7 光伏智慧能源管理27

4.8 其他安全性规定27

5 设备与材料29

5.1 一般规定29

5.2 光伏器件29

5.3 逆变器与功率优化器31

5.4 储能系统32

5.5 金属、玻璃及密封材料33

6 安装施工与设备调试36

6.1 一般规定36

6.2 基座施工36

6.3 支架安装37

6.4 光伏组件安装38

6.5 电气设备安装40

6.6 管线敷设41

6.7 防雷与接地43

6.8 设备和系统调试43

7 检测与验收44

7.1 一般规定44

7.2 太阳能光伏系统结构相关工程验收48

7.3 太阳能光伏系统光伏组件验收50

7.4 太阳能光伏系统电气系统验收52

7.5 太阳能光伏系统分项工程竣工验收61

8 运行维护与能效评估64

8.1 一般规定64

8.2 运行维护64

8.3 能效评估67

附录A 建筑光伏一体化应用的位置70

附录B 建筑用常见光伏组件尺寸73

附录C 太阳能光伏节能分项工程和检验批的质量验收表74

附录D 光伏方阵标称功率测试79

附录E 太阳能光伏节能分项工程进场复验抽检频率和检验项目80

本标准用词说明81

引用标准名录82

附：条文说明83

Contents

1 General Provisions6

2 Terms7

3 Basic Requirements8

4 Building Integrated Photovoltaic Design9

4.1 General Requirements 9

4.2 Building Design9

4.3 Structural Design15

4.4 Electrical Design16

4.5 Drainage and Waterproofing23

4.6 Photovoltaic System Design24

4.7 Smart Energy Management for Solar System27

4.8 Safety Standards27

5 Equipment and Materials29

5.1 General Requirements 29

5.2 Photovoltaic Cells29

5.3 Inverters and Power Optimizers 31

5.4 Energy Storage Systems32

5.5 Metals, Glasses and Sealing Materials33

6 Debugging an Installation36

6.1 General Requirements 36

6.2 Base Construction36

6.3 Rack Mounting37

6.4 Photovoltaic Modules Installation 38

6.5 Electrical Equipment Installation 40

6.6 Pipe Laying41

6.7 Lightning Protection and Grounding 43

6.8 Debugging 43

7 Inspection and Acceptance44

7.1 General Requirements 44

7.2 Structural Engineering Acceptance Testing48

7.3 Photovoltaic Cells Acceptance Testing50

7.4 Electrical Acceptance Testing52

7.5 Subdivisions Acceptance Testing61

8 Operational Maintenance and Energy Assessments64

8.1 General Requirements 64

8.2 Operational Maintenance64

8.3 Energy Assessments67

Appendix A Applicable Parts 70

Appendix B Common Photovoltaic Module Dimensions 73

Appendix C Quality Acceptance Forms 74

Appendix D Photovoltaic Module Testing 79

Appendix E Subdivision Projects List 80

Explanation of Wording in This Standard81

List of Quoted Standards82

Addition: Explanation of Provisions83

1 总 则

**1.0.1** 为规范建筑光伏一体化的设计、施工、验收和运行维护，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。

**1.0.2** 本标准适用于深圳市新建、改建和扩建建筑、构筑物光伏发电系统的设计、施工、验收和运行维护。

**1.0.3** 建筑光伏一体化的设计、施工、验收和运行维护，除应符合本标准外，尚应符合国家和地方现行有关标准的规定。

**1.0.4** 建筑光伏一体化工程建设所采用的技术方法和措施是否符合本标准要求，由相关责任主体判定。其中，创新性的技术方法和措施，应进行专项论证并符合本标准中有关性能的要求。

2 术 语

**2.1.1** 建筑光伏一体化 building integrated photovoltaic（BIPV）

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，同时与建筑工程一体化设计、同步施工和验收。

**2.1.2** 建筑附加光伏发电系统 building attached photovoltaic system（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。

**2.1.3** 光伏组件 photovoltaic（PV） module

具有封装及内部联结，能单独提供直流电输出的最小不可分割的光伏电池组合装置。

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

经过模块化预制，同时具有建筑构件功能和光伏发电功能的光伏组件形成的建筑材料或构件。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。

**2.1.5** 初始效率 PV module efficiency

光伏组件在标准测试条件（STC）下的发电效率。

**2.1.6** 汇流箱 combiner box

在光伏发电系统中将若干个光伏组件串并联汇流后接入的装置。

**2.1.7** 逆变器 inverter

将来自光伏组件的直流电转换为符合电网要求或电器负载要求的交流电流装置。

**2.1.8** 并网光伏发电系统 grid-connected photovoltaic system

伏发电系统发出电能与公共电网连接，可以向公共电网传输电能的光伏系统。

**2.1.9** 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。

**2.1.10** 辐照量 irradiation

在给定时间段内辐照度的积分总量。

注1：单位为兆焦每平方米（MJ/m2）或千瓦时每平方米（kW ▪ h/m2）

注2：1kW ▪ h/ m2=3.6MJ/ m2；1MJ/ m2≈0.28kW ▪ h/ m2

**2.1.11** 装配式建筑BIPV模块化 Prefabricated building BIPV modular

将光伏技术与装配式建筑相结合，使光伏组件成为建筑的一部分，实现太阳能发电与建筑功能的融合。

3 基 本 规 定

**3.0.1** 本标准适用于指导新建民用及工业建筑（群）、既有建筑改造的建筑光伏一体化技术应用，各类建筑设计规划应为建筑光伏利用创造条件，建筑光伏系统应与建筑统一规划、同步设计、同步施工和同步验收。

**3.0.2** 建筑光伏一体化应用的位置（见附录A），主要包括：建筑光伏屋面板、复合型光伏屋面、光伏采光顶、光伏幕墙（包含透明与非透明幕墙），其他一体化光伏构件如光伏遮阳板、光伏雨篷、光伏栏板等，以及构筑物的光伏一体化设计，如车棚、景观小品、地面铺设光伏组件等。

**3.0.3** 光伏一体化项目宜优先采用经过论证和检测的先进技术和产品以及节能型材料，建筑宜采用光储直柔技术，且宜具备接入深圳市虚拟电厂管理云平台的友好互动的接口，实现分布式资源的实时监测与调度。

**3.0.4** 建筑光伏一体化部品和部件，应符合国家现行相关标准的规定，主要的设备系统应通过国家的认证机构的产品认证。采用新技术、新设备等光伏产品时，应组织相关安全论证。

4 建筑光伏一体化设计

**4.1** 一般规定

**4.1.1** 建筑光伏发电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。

**4.1.2** 新建、改建和扩建建筑光伏发电系统应与建筑统一规划，建筑光伏一体化设计应贯穿规划到建筑方案设计、施工图设计直至相关专业的二次深化设计的全过程。

**4.1.3** 建筑光伏一体化的技术应用不应降低建筑本身或相邻建筑的日照标准，不得超出建筑红线。

**4.1.4** 光伏组件应在明显位置带有带电警告标示及相应的电气安全防护措施。

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

**4.1.6** 光伏组件宜集成或配置清洗设备，并就近预留用于清洁的给水点。

**4.2** 建筑设计

**4.2.1** 新建建筑的光伏一体化屋面光伏板安装应与建筑功能相融合；光伏组件安装在立面时，应结合立面外观效果及光伏布置方向进行综合考量，充分发挥光伏组件的发电性能的同时保持立面美观。

**4.2.2** 新建居住建筑应充分利用建筑屋面、建筑立面和小区地面等合理设置建筑光伏一体化系统，并应符合下列规定之一：

**1** 光伏组件面积不应少于全部屋面水平投影面积的 30%；

**2** 光伏发电量不应少于按全部屋面水平投影面积 30%设置光伏组件时的当量综合年发电量；

**3** 太阳能生活热水系统应供全楼用户使用，或集热面积不应少于全部屋面水平投影面积的30%。

**4.2.3** 新建工业建筑的光伏发电系统安装位置不应妨碍交通工具正常通行、机械设备正常运转及检修人员的正常通行。

**4.2.4** 在满足建筑和工艺生产安全的前提下，应合理规划厂房及屋顶布局，充分利用厂房屋顶的闲置空间，提升光伏组件安装利用率。厂房屋顶宜设计成多个光伏阵列，便于后期维护和管理。

**4.2.5** 既有建筑光伏一体化改造，应对既有建筑的结构、外观、功能以及能源使用情况进行全面评估。根据既有建筑的特点和需求，定制合适的光伏系统。宜考虑墙面各类突出构件对立面光伏发电效率的影响。

**4.2.6** 既有建筑进行光伏一体化改造，不应影响建筑的结构安全、使用功能，应满足建筑的采光、通风、节能和安全、疏散，应满足防水、防雷、防火、防静电等相关功能和建筑节能要求，且不新增建筑能耗。雨篷、檐口、车棚改造为建筑光伏一体化构件时，应对原有结构进行复核，确保结构安全、散热顺畅并保证排水通畅。

**4.2.7** 既有建筑增设光伏发电系统时，光伏组件的设置不宜突破原建筑物限高及建筑退线要求。

**4.2.****8** 采用装配式建筑BIPV模块化设计时，选用的光伏组件应与建筑模块相匹配，方便安装和拆卸，降低成本。应遵循通用化标准、组件化思维、精细化的界面管理、工厂化预制生产、自动化设备应用和全程化质量控制，实现光伏组件与建筑构件的模块化设计和高效快捷安装。

**4.2.9** 应从方案设计阶段考虑建筑屋顶和外立面设置建筑光伏一体化的可行性，并通过日照分析，为光伏发电系统的安装预留设计条件。当项目周边有明显遮挡情况时，应进行全年辐照量模拟分析以评估发电潜能。

**4.2.10** 建筑体形及空间组合应为光伏组件接收充足的日照创造条件，避免周边环境、景观设施、绿化植物、建筑自身及组件自身等对光伏组件造成日照遮挡，应避免晶硅光伏组件形成热斑效应。采用薄膜光伏发电系统的建筑平屋面日照遮挡条件可适当放宽。

**4.2.11** 应通过合理布置必要的屋顶附着物、屋面设备和屋面功能，减少屋面各类突出物对光伏发电系统的影响。

**4.2.12** 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。

**4.2.13** 应结合建筑物功能、布局和外观并根据建筑效果、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。光伏组件应排列整齐、规则有序，与建筑的使用功能相结合，并与建筑造型和景观风格协调统一。光伏组件的尺寸选择应满足下列要求：

**1** 光伏组件或光伏瓦应模块化、标准化；

**2** 坡屋面上设置有天窗时，光伏组件的位置、尺寸和模数应与屋面天窗设计相协调；

**3** 坡屋面上安装光伏瓦等光伏组件时，采用纵向或横向布置的光伏瓦时应与屋面瓦或金属瓦窄边宽度一致；

**4** 坡屋面上安装光伏瓦等光伏组件时，宜采用叠加光伏瓦的安装方式与屋面瓦保持外形一致，重叠宽度应与光伏瓦留白宽度一致，其构造应满足固定及防雨水渗入的要求；

**5** 光伏组件设置在坡度较大的坡屋面时，应采取固定加强和防止屋面系统各个构造层及材料滑落的措施；

**6** 幕墙上安装光伏组件应根据建筑立面需要统筹设计，光伏组件尺寸应符合幕墙设计要求，光伏组件表面颜色、质感应与幕墙协调统一；

**7** 墙面上安装光伏组件作为装饰及其他功能构件时，光伏组件尺寸宜符合墙面装饰材料设计模数，并根据建筑立面需要统筹设计，与墙面整体协调统一，宜与墙面装饰材料、色彩、分格等协调处理。

**4.2.14** 应根据屋面坡度选用合适的光伏组件类型：

**1** 平屋面上安装光伏组件宜采用倾斜或平铺布置方式，采用南向倾斜布置方式的光伏组件宜参考《光伏发电站设计规范》GB50797进行设计，晶硅光伏发电系统的南、南偏东、南偏西方向不宜设置会遮挡光伏方阵的装饰性构筑物；

**2** 突出屋面的烟囱、楼电梯间、设备间、消防水箱、通信设施等建筑突出物和构筑物宜靠北设置，为光伏发电系统的安装提供良好的场地条件和日照条件；

**3** 坡屋面上安装光伏组件宜采用平行屋面顺坡布置方式，应根据屋面坡度和朝向选用合适的光伏组件类型，晶硅光伏组件宜朝南、南偏东、南偏西设置，薄膜光伏组件宜朝南、东、西设置。

**4.2.15** 在立面安装光伏组件时，应满足以下要求：

**1** 在外墙面安装光伏发电系统时，应收集安装位置有效日照时数、典型年年总接收辐射量和月总接收辐射量、各月典型日接收辐射量小时变化数据；

**2** 在立面设置光伏组件时，宜选用薄膜光伏组件，且应经过充分的能效计算，宜优先将光伏组件设置在南面；

**3** 安装在墙面上作为遮阳构件的光伏组件应做遮阳分析，满足室内采光和日照的要求；

**4** 光伏发电组件布置于立面时，应考虑必要的防坠落措施。

**4.2.16** 建筑设计应为光伏系统的安装、使用、检修和更换等提供承重条件和操作空间：

**1** 建筑设计应标明光伏发电系统主要部件的安装位置和构造做法，宜设上屋面楼梯间，顶层无楼梯间的不上人屋面应预留爬梯和不小于700mm×1200mm的人孔；

**2** 安装光伏发电系统的建筑平屋面宜设计为上人屋面，屋面为非刚性屋面面层时，光伏组件周围屋面、检修通道、屋面出入口和光伏阵列之间的人行通道应铺设刚性屋面保护层。采用柔性或轻质光伏组件的平铺方式时光伏组件的搬运、安装、检修和维护通道应大于0.6m；

**3** 平屋面上采用倾斜式光伏组件布置方式时，宜在光伏方阵横向设置宽度不小于0.6m的搬运、安装、检修和维护通道；

**4** 坡屋面应设置用于光伏组件搬运、安装、检修和维护的独立上屋面通道。低层坡屋面建筑无上屋面通道时，应采用其他便于搬运、安装和检修、维护的方式。顺坡布置的光伏专用压型金属板屋面，无光伏组件搬运、安装和检修、维护的通道时应采用可踩踏的光伏组件；

**5** 建有女儿墙时，应沿女儿墙设置环形通道，并在场内按适当间隔设置运维通道，运维通道沿天井等临空面布置时应设置满足规范要求的护栏，并应有防止施工、维修人员和光伏组件坠落的安全措施；

**6** 屋面装有建筑设备时，应设置可直达设备的检修通道；

**7** 对于布置于立面的光伏建筑一体化系统，其高度超过40m时，宜设置擦窗机等立面维修保养装置进行维修保养。

**4.2.17** 光伏构件宜采用易于维修、更换的方式与建筑物结合，以确保建筑物在其生命周期内正常使用。建筑光伏方阵不应跨越建筑变形缝。

**4.2.18** 建筑光伏系统所在区域大气环境较差、光伏组件无自洁能力时，建筑设计宜设置清洗系统或配置清洗设备。

**4.2.19** 光伏组件与其他设备的关系，应满足以下要求：

**1** 光伏组件应避开厨房排油烟口、排风道、排烟道、通气管、空调系统等设施布置，避免屋面中天窗、烟囱等凸出物遮挡光伏组件，排油烟的烟囱宜设置在光伏组件的下风向；

**2** 光伏方阵下方为需通风散热的设备机组时，应确保设备四周开敞并满足散热需要的通道和净高要求；

**3** 有通风散热要求的设备机组上方空间高度不够或无法改变通风散热方向时，不应在设备机组通风散热的风口上方布置光伏组件；

**4** 设备机组通风散热要求不高的设备机组上方光伏组件可采用可通风的倾斜布置方式。

**4.2.20** 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，并避免光伏组件发电时产生的热量对室内产生不利影响，同时不应影响周边设备的安装、维护和通风、散热等要求。

**4.2.21** 坡屋面上安装光伏构件时，顺坡架空安装的光伏构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，宜利用专用卡接件、顺水条和挂瓦条形成光伏瓦下方通风对流散热通道。

**4.2.22** 金属屋面上安装光伏组件时，宜采用与光伏组件模数协调的压型金属板，预留光伏组件下方通风对流散热通道，便于安装和排水，并与屋面主体结构牢固连接。

**4.2.23** 构成建筑围护结构的光伏组件应满足建筑功能和技术要求，且不应影响建筑物的使用功能，并应满足建筑防护、保温、节能、防火、防水、防雷和防漏电及结构安全等技术要求，且不应将管线裸露在立面外部。光伏幕墙和光伏采光顶的技术性能应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T21086、《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB29551、《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759和现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113、《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255的相关规定，并应满足建筑节能要求。

**4.2.24** 应用BIPV的金属屋面性能设计须满足广东省标准《强风易发多发地区金属屋面技术规程》（DBJ/T 15-148-2018）的要求。

**4.2.25** 既有建筑建设光伏发电系统，光伏组件应采用可靠的构造方式与建筑连接，增加的管线宜利用原有管井和路由进行敷设，并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，并做好防水层、保温层等部位的修复。

**4.2.26** BIPV的抗风揭性能应满足《建筑工程抗风设计标准》SJG 146中的相关要求。

**4.2.27** BIPV的水密性能应满足《建筑外门窗气密、水密、抗风压性能分级及检测方法》GB/T-7106、《建筑防水工程技术规程》DBJ/T 15-19等标准中的相关要求。

**4.2.28** 坡屋面应用的光伏构件应符合现行国家标准《坡屋面工程技术规范》GB50693的有关规定，当坡屋面上安装光伏瓦等光伏组件时，顺水条、挂瓦条或其他挂瓦构件应满足光伏瓦荷载和抗风压的要求。

**4.2.29** 建筑应用光伏幕墙应满足下列要求：

**1** 光伏玻璃幕墙的结构性能和防火性能应按现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》GJ102执行；

**2** 光伏幕墙应有良好的日照朝向，应满足幕墙的整体物理性能要求，并依据节能计算要求和室内采光要求，可采用部分不透光光伏组件与薄膜等透光光伏组件或玻璃组合的方式，合理确定组合式幕墙的透光率和可开启扇位置，满足幕墙采光、遮阳和通风的要求，同时兼顾室内人员的视觉舒适性；

**3** 光伏幕墙采用光伏夹层玻璃、中空玻璃、真空玻璃时应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB 29551、《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759、《光伏真空玻璃》GB/T 34337的规定；

**4** 当光伏构件用作建筑玻璃幕墙时，其质量应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的有关规定；

**5** 墙面上安装光伏组件作为装饰及其他功能构件时光伏组件安装部位不应影响室内采光、通风要求；

**6** 幕墙上安装光伏构件的光学和热学性能应符合现行国家标准《玻璃幕墙光热性能GB/T18091的要求；

**7** 大尺寸光伏幕墙拼缝的要求，可单方向裸露拼缝，不应双向裸露分缝。

**4.2.30** 采光顶和倾斜玻璃幕墙上安装光伏组件作为维护结构时应满足围护结构的整体物理性能要求、节能计算要求，以及刚度、强度、排水功能及防止坠落伤人的安全性能要求。

**4.2.31** 有采光要求的室内空间、连廊等光伏顶棚部位可采用部分不透光光伏组件与薄膜等透光光伏组件或玻璃组合的方式，合理确定光伏组件的透光率，除满足建筑采光的要求外，应兼顾室内视觉舒适性。

**4.2.32** 建筑热工计算时，光伏组件的热工性能宜按“发电”和“待机”两种情况分别考虑。可通过对选用光伏系统的发电量与围护结构的热工损失，进行比较和权衡，来判断对建筑节能的贡献。

**4.2.33** 发电饰面一体板采用的薄膜太阳能发电夹层玻璃，应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB/T29551的有关规定。

**4.2.34** 针对深圳市的具体气候特点，光伏系统的性能应满足以下分级要求：

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 性能指标 | 优级 | 良好 | 合格 |
| 发电效率（%） | ≥21% | ≥19% | ≥17% |
| 年发电量稳定性 | 偏差≤3% | 偏差≤5% | 偏差≤10% |
| 抗紫外线性能 | 经受2000小时紫外线照射不退色 | 经受1500小时紫外线照射轻微退色 | 经受1000小时紫外线照射有退色 |
| 耐盐雾性能 | 经受720小时盐雾测试无腐蚀 | 经受480小时盐雾测试轻微腐蚀 | 经受240小时盐雾测试有腐蚀 |

**4.3** 结构设计

**4.3.1** 既有建筑建设光伏发电系统，应进行结构复核，需要重新核算主体结构的承载力是否满足要求并出具承载复核报告，且须由有专业资质的第三方单位进行。在原围护系统满足增设光伏组件及配件荷载且围护系统屋面板材料耐久性满足光电发电系统年限建设要求的前提下，可直接安装在原围护系统屋面板上；原围护系统不能满足增设光伏组件及配件荷载且围护系统屋面板材料耐久性不能满足光电发电系统年限建设要求时，须拆除原有围护系统屋面板。

**4.3.2** 采用钢筋混凝土结构的新建建筑屋顶，须在土建施工阶段设计增加支撑光伏组件的预埋件、支撑件，满足光伏发电系统的安装，光伏组件支架应与埋设在屋面板上的预埋件连接牢固，并应采取防水、防腐构造措施。

**4.3.3** 新建建筑光伏一体化项目，结构设计须增加整套光伏发电系统荷载富余量，满足光伏发电。

**4.3.4** 建筑光伏系统可按围护结构的要求进行设计，其面板、支承构件、连接构造等应具有相应的强度、刚度、稳定性。

**4.3.5** 光伏系统的构件应进行承载能力验算，其强度与刚度的计算应考虑永久荷载、可变荷载等以及它们的组合作用，还应考虑施工、附属设施及检修荷载等作用。

**4.3.6** 光伏系统的构造应能适应主体结构的变形和自身的变形。光伏系统的变形缝设置位置宜与主体结构的变形缝协调，根据工程需要，选择适宜的填缝材料及构造，并能满足抗风、抗震、防水、防火、保温等要求；

**4.3.7** 光伏组件其变形应满足如下要求：

1）应用于屋面或独立安装时

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 支撑构件或面板 | | | 最大相对挠度（L为跨距） |
| 支撑构件 | 单根金属构件 | 铝合金型材 | L/180 |
|  | 钢/不锈钢型材 | L/250 |
| 采光顶光伏面板及安装于金属屋面上的光伏面板 | 简支矩形 | | 短边/60 |
| 简支三角形 | | 长边对应的高/60 |
| 点支撑矩形 | | 长边支承点的跨距/60 |
| 点支承三角形 | | 长边对应的高/60 |
| 独立安装的光伏面板 | 简支矩形 | | 短边/40 |
| 点支承矩形 | | 长边/40 |

2）应用于立面时

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 支撑构件或面板 | | | 最大相对挠度（L为跨距） |
| 支撑构件 | 单根金属构件 | 铝合金型材 | L/180 |
|  | 钢型材 | L/250 |
| 光伏面板 | 简支矩形 | | 短边/60 |
| 简支三角形 | | 长边对应的高/60 |
| 点支撑矩形 | | 长边支承点的跨距/60 |
| 点支承三角形 | | 长边对应的高/60 |

**4.3.8** 光伏发电系统的支架及其支撑件应具有足够的强度和刚度及抗腐蚀能力，并与主体结构有可靠的连接和锚固。

**4.3.9** 推荐使用满足《建筑与市政工程防水通用规范》GB 55030及《广东省强风易发多发地区金属屋面技术规程》DBJ/T 15-148等相关国家和地方标准，或行业推荐名录中的BIPV构造做法。设计应考虑建筑造型及风荷载分布，并采取适当措施确保结构的抗风性能。

**4.4** 电气设计

**4.4.1** 光伏离网发电系统应满足以下要求：

**1** 离网建筑光伏发电系统由光伏组件、汇流箱、充放电控制器、储能电池、逆变器、监控系统及配电柜等部分组成；

**2** 离网建筑光伏发电系统中光伏组件的安装容量应根据负载特性、当地太阳能资源、条件，结合储能装置效率、光伏发电系统效率等因素确定；

**3** 离网建筑光伏发电系统宜配置适当容量的储能装置，可向负载提供持续、稳定电源的要求；

**4** 离网建筑光伏发电系统配置的储能装置系统容量应根据当地日照条件、连续阴雨天数、负载的电能需要和所配储能电池的技术特性来确定；

**5** 离网建筑光伏发电系统中逆变器的功率宜符合交流侧负荷最大功率及负荷特性的要求。离网逆变器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 的规定；

**6** 离网的建筑光伏发电系统应满足《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064 的相关要求。

**4.4.2** 并网建筑光伏发电系统由光伏组件、汇流箱、逆变器、 配电柜等设备组成，高压接入需有升压装置。汇流箱应按所采用的组件和逆变器类型根据需要进行配置，逆变器交流侧宜设置隔离开关。

**4.4.3** 并网建筑光伏发电系统的装机容量应根据光伏发电组件的可安装面积、类型和建筑供配电条件等因素确定，并应符合下列规定：

**1** 装机容量应为所安装光伏玻璃屋面、幕墙组件的标称功率之和；

**2** 光伏玻璃组件的安装数量可由光伏玻璃组件的可安装面积和单个组件面积的比值确定。

**4.4.4** 并网建筑光伏发电系统逆变器的总额定容量应根据光伏系统装机容量确定，逆变器的数量应根据系统装机容量及单台逆变器额定容量确定，逆变器允许的最大直流输入功率应不小于其对应的组件阵列的实际最大直流输出功率。并网逆变器的选择还应遵循以下原则：

**1** 并网逆变器应具备自动运行和停止功能、最大功率跟踪控制功能和防止孤岛效应功能；

**2** 应用于要求负极接地的薄膜组件、光伏系统的并网逆变器交流侧与电网间，宜设置工频隔离变压器或带高频变压器；

**3** 具有无功和有功调节功能；

**4** 组件串的最大功率工作电压变化范围，应在逆变器的最大功率跟踪范围内；

**5** 逆变器应按照型式、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、保护和监测功能、通讯接口、防护等级等技术条件进行选择；

**6** 具有并网保护装置，与电力系统具备相同的电压、相数、相位、谐波、频率及接线方式；

**7** 应满足高效、节能、环保的要求。

**4.4.5** 建筑光伏发电系统与公用电网并网时，应符合现行国家标准《光伏发电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866、 《光伏发电系统接入配电网技本规定》GB/T 29319、《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964、《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939 的相关规定。

**4.4.6** 大型、特大型建筑光伏发电系统宜按照电网企业要求设置独立控制机房，机房内应设置配电柜、仪表柜、并网逆变器、监视器及蓄电池（组）（仅限于带有储能装置的系统）等。

**4.4.7** 建筑光伏发电系统以低压或中压方式（10kV 及以上）与公共电网并网时，电能质量等相关部分应参照《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939，并满足太阳能发电系统并网点的运行电压为额定电压的90～110%时，建筑光伏发电系统应能正常运行的要求。

**4.4.8** 建筑光伏发电系统并入上级电网宜按照“无功就地平衡”的原则配置相应的无功补偿装置，且发电系统功率因数应满足以下要求：

**1** 通过380V电压等级接入电网，以及通过10kV及以上电压等级接入用户侧的太阳能发电系统功率因数应能在超前1.05～滞后0.95范围内连续可调；

**2** 通过10kV及35kV电压等级并网建筑光伏发电系统功率因数应能在超前1.02～滞后0.98范围内连续可调。

**4.4.9** 系统接入的设计应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T51368及《分布式电源并网技术要求》GB/T33593的规定，并应符合下列规定：

**1** 系统各并网点电压等级宜根据装机容量按下表选取，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；

**2** 系统应满足国家关于谐波、电压偏差、三相电压不平衡、功率因数、电压波动和闪变等电能质量指标的要求。系统在公共连接点处装设的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/T19862的有关规定；

**3** 系统应在并网处设置易于操作、可闭锁、具有明显断开点的并网断开装置；

**4** 系统电能计量点应设在系统与电网的产权分界处，用户侧并网的系统还应在并网点光伏电源侧装设电能计量装置。每个计量点均应设双向电能计量装置，其配置和技术要求应符合现行行业标准《电能计量装置技术管理规程》DL/T448、《电能量计量系统设计技术规程》DL/T5202及国家和地方现行有关标准的规定；

**5** 并网建筑光伏发电系统可采用自发自用/余电上网和全额上网两种模式。

**4.4.10** 当太阳能光伏发电采用自发自用、余电上网模式时，应满足电网对功率因数的要求，并网电压等级宜根据下表确定：

表4.4-1 并网容量和电压等级选择

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 序号 | 容量范围（kW） | 接入电压等级 |
| 1 | S≤8 | 220 V/单相 |
| 2 | 8＜S≤500 | 380 V/三相 |
| 3 | 500＜S≤6000 | 10 kV/三相 |
| 4 | S＞6000 | 10（20）kV |

**4.4.11** 新建光伏项目宜设计光储直柔系统，系统柔性负荷不低于10%。

**4.4.12** 储能设计应配置EMS系统，并实时监测和控制储能设备的运行状态，控制变流器进行充放电操作，系统应能够根据需求进行容量和效率的优化调度，以保持储能系统在最佳工作状态。

**4.4.13** 储能系统应能根据需求和设备特性，电网需求、电池状态及成本等因素，合理配置和调度不同储能设备的运行模式和工作参数，实现不同储能设备之间的能量互补和协同调度。

**4.4.14** 储能系统应实现对所有被监控参数和状态进行实时和定时数据采集，并进行数据处理和分析。

**4.4.15** 储能系统应能够对储能设备的状态、电池温度和充放电电量等信息进行监测和统计，对重要历史数据进行处理并存入数据库，并能够生成相应的图表。

**4.4.16** 储能系统接入电网的电能质量、功率控制、电能计量、通信与自动化等技术要求应符合现行国家标准《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547。

**4.4.17** 建筑光伏发电系统的汇流设备、逆变器和交流配电柜等电气设备性能应符合现行国家标准《低压成套开关设备和控制设备第1部分：总则》GB7251.1，其标记应符合现行国家标准《电气设备电源特性的标记安全要求》GB17285的规定。

**4.4.18** 直流侧电气设备应符合下列规定：

**1** 应适用于直流；

**2** 额定电压不应低于建筑光伏方阵最大电压，且不应超过1000V。

**4.4.19** 光伏汇流设备可包括光伏汇流箱和直流配电柜。光伏组串的输出应经光伏汇流箱就近汇流。光伏组串数量较多时应采用两级或多级汇流，多个光伏汇流箱的输出宜由直流配电柜进行总汇流后接入逆变器。

**4.4.20** 光伏汇流设备应依据形式、绝缘水平、电压、温升、防护等级、输入输出回路数、输入输出额定电流等技术条件进行选择，并应符合下列规定：

**1** 应符合国家现行相关产品标准的规定；

**2** 光伏汇流箱输出应设置具有隔离功能的保护电器。光伏汇流箱输入回路应具有防反功能，并设置防逆流措施。直流配电柜的每个配电单元的输入应经隔离电器接至汇流母排。直流配电柜的输出应设置隔离开关或适用于隔离的断路器；

**3** 安装位置应便于操作和检修，宜选择室内干燥的场所；设置在室外时，应具有防水、防腐、防日照措施，且其外壳防护等级不应低于IP54；

**4** 宜能监测各光伏组串的电流、电压。

**4.4.21** 离网逆变器的选型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 部分：技术条件》GB/T 20321的规定。

**4.4.22** 隔离变压器应符合下列规定：

**1** 满足逆变器输出额定功率和接入电压等级的要求；

**2** 隔离变压器的容量不应小于逆变器输出额定功率；

**3** 变压器电网侧接线组别及接地方式应与接入电网相匹配。

**4.4.23** 太阳能发电系统电缆的选择，应符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB 50217 的有关规定。

**4.4.24** 光伏组件之间、组件与汇流箱之间、汇流箱与逆变器之间的直流电缆应符合《并网光伏发电系统工程验收基本要求》CNCA/CTS 0004 的有关规定，采用耐气候、耐紫外辐射、阻燃等抗老化的光伏专用电缆。

**4.4.25** 电缆的选择应按照电压等级、持续工作电流、短路热稳定性、允许电压降和敷设环境条件等因素进行选型。电缆导体材质、绝缘类型、绝缘水平、护层类型、导体截面等应符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB 50217 的规定和《建筑物电气装置第5部分：电气设备的选择和安装第 523节：布线系统》 GB 16895中关于载流量的规定。

**4.4.26** 直流电缆选型应符合下列规定：

**1** 直流电缆的额定电压，应大于光伏幕墙方阵最大电压1000V；

**2** 直流电缆应选用带非金属护套的电缆或金属铠装电缆；

**3** 曝露在室外的直流电缆应抗紫外线辐射，当采用不抗紫外线辐射的电缆时，电缆应安装在抗紫外线辐射的导管中；

**4** 直流电缆应为阻燃电缆，阻燃等级及发烟特性应根据建筑的类别、人流密度及建筑物的重要性等综合考虑；

**5** 光伏幕墙组件连接电缆应选用光伏电缆。

**4.4.27** 直流电缆导体截面的选择应满足如下要求，还需要满足《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》JGJ/T365中的相关规定：

**1** 根据电缆敷设环境温度、位置和敷设方法，载流量应乘以载流量校正系数；

**2** 在系统额定功率状态下，光伏幕墙系统直流侧的线路电压降不应大于3%

**4.4.28** 光伏幕墙组件连接电缆的电连接器应符合下列规定：

**1** 应采用符合现行国家标准《光伏（PV）组件安全鉴定部分：结构要求》GB/T 20047规定的电连器；

**2** 用于室外的电连接器防护等级不应低于IP55；

**3** 应采用相同厂商的同类型的公母头相互连接；

**4** 不应采用用于连接家用设备和交流低压电源的插头和插座。

**4.4.29** 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。

**4.4.30** 当有特殊的防火要求适用时，方阵电缆布置不应穿越不同防火分区、建筑压力线。

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

**4.4.32** 电气设备的安全性应符合本规范及现行国家标准《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，并应有必要的隔离防护措施和防止误操作措施，避免发生人身触电事故。

**4.4.33** 逆变器的直流侧应装设具有隔离和通断负荷功能的隔离开关。

**4.4.34** 建筑光伏系统应在靠近电网或负载的连接处装设过电流保护电器。

**4.4.35** 光伏玻璃幕墙组件温度超过 90℃时，光伏幕墙系统应指示故障，并宜断开光伏幕墙方阵与逆变器的连接或关闭逆变器。

**4.4.36** 建筑光伏系统直流侧宜优先选择类设备或与其绝缘等效的保护方式。

**4.4.37** 建筑光伏方阵外露金属部件的连接与接地设计应符合现行《民用建筑电气设计标准》GB51348的规定，并应符合下列规定：

**1** 光伏幕墙系统的外露可导电部分及设备的金属外壳应进行可靠的等电位联结，且应与所在建筑物接地系统共用同一接地网；

**2** 光伏玻璃幕墙组件的金属边框应通过光伏玻璃幕墙的金属框架与主体结构的接地多点可靠连接，连接部位应清除非导电保护层；

**3** 移除任一光伏玻璃幕墙组件时，应保证接地的完整性、连续性，采用无金属边框组件时，应在方阵周边设置符合建筑防雷要求的防雷体系；

**4** 同一并网点有多台逆变器时，应将所有逆变器的保护接地导体接至同一接地母排上；

**5** 浪涌保护器型号和参数选择应与被保护系统和设备的设计参数适配；

**6** 光伏幕墙系统的防雷接地与工作接地、安全保护接地共用一组接地装置时，接地装置的接地电阻值应按接入设备中要求的最小值确定；

**7** 建筑光伏系统的交流配电接地形式应与建筑配电系统接地形式相一致。

**4.4.38** 电气保护应符合下列规定：

**1** 光伏发电系统应在直流侧和交流侧均具有电涌保护、短路保护、接地故障和过载保护，均应设置隔离装置；

**2** 直流线缆的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；

**3** 2路及以上组串并联时，应增加反向电流过载保护装置，防止组串反向电流过大导致组串损坏；

**4** 光伏发电系统应具备漏电流检测保护功能。

**4.4.39** 逆变器的直流侧应装设具有隔离和通断负荷功能的隔离开关。逆变器交流侧宜设置隔离开关，直流侧应具备直流故障电弧检测和保护功能，当阵列中直流电压大于80V时，应具备直流电弧故障检测和保护清除功能，电弧故障保护应具备手动及自动清除机制。

**4.4.40** 光伏发电系统应在直流侧靠近光伏组件处设置快速关断装置，快速关断装置输出端任意两点的电压应在30秒内降到80V以下，光伏方阵范围1m外电压应在30秒内降到30V以下，快速关断装置应符合下列要求：

**1** 快速关断装置应能够控制断开光伏发电系统直流电路，直流电路包括光伏直流电源、储能装置和其他直流电源；

**2** 安装在同一建筑的光伏发电系统的快速关断装置宜通过一个设备同时启动。启动装置应能快速操作，并且清楚地标识各光伏发电系统的工作状态；

**3** 快速关断装置应设置在易操作的位置，当人工启动快速关断装置时，光伏发电系统不得自动重新启动；

**4** 设置火灾自动报警系统的建筑物，快速关断装置应与火灾自动报警系统联动。

**4.4.41** 储能系统的安全设计应符合下列规定：

**1** 储能系统引出的所有未接地导体上应有断开装置，断开装置应在储能装置上或位于储能装置视线范围内；

**2** 储能电池单元回路应配置直流断路器等开断设备，电池簇应设置簇级断路器；

**3** 当储能系统中蓄电池故障时，储能控制器应具备在线隔离故障蓄电池的功能。

**4.4.42** 光伏发电系统的电击防护应符合下列规定：

**1** 建筑光伏发电系统的直流侧电压超过36V，但低于120V时，宜采取适当的防止直接接触带电体的保护措施；直流电压不低于120V时，直流侧高压保护措施应符合现行国家标准《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655的规定；

**2** 交流侧的电击防护措施均应符合现行国家标准《低压电气装置第4-11部分：安全防护电击防护》GB/T16895.21的规定。

**4.4.43** 光伏发电系统应满足绝缘防护的要求，光伏直流线缆与组件边框、支架之间的绝缘电阻应符合下列规定：

**1** 当光伏直流系统电压小于120V时，绝缘电阻值不应小于0.5 MΩ；

**2** 当光伏直流系统电压不小于120V时，绝缘电阻值不应小于1.0 MΩ。

**4.4.44** 户用光伏发电系统应在并网点安装人身安全剩余电流保护装置。

**4.4.45** 应用于居住建筑的光伏组串最高电压不应大于1000V，应用于其他建筑类型的光伏组串最高电压不应大于1500V。

**4.4.46** 建筑光伏系统的防雷设计应作为建筑电气防雷设计的一部分，其防雷等级应与建筑物的防雷等级一致。防雷设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的规定。

**4.4.47** 新建建筑的建筑光伏系统的防雷和接地应与建筑物的防雷和接地系统统一设计。既有建筑增设建筑光伏系统时，应对建筑物原有防雷和接地设计进行验证，满足增设建筑光伏一体化系统的建设要求后方可进行改造。

**4.4.48** 建筑光伏系统应装设过电压保护，并应符合下列规定：

**1** 光伏汇流箱输出端，包括正极对地、负极对地和正负极之间应安装直流电涌保护器；

**2** 光伏汇流箱与逆变器之间的直流电缆长度大于50m时， 应在直流配电柜的输出端或逆变器的直流输入端安装第二级直流电涌保护器；电缆安装在金属槽盒或金属导管中或采用金属铠装电缆时，可不安装第二级直流电涌保护器；

**3** 直流电涌保护器的有效保护水平应低于被保护设备的耐冲击电压额定值；

**4** 直流电涌保护器最大持续工作电压应大于光伏组串标准测试条件下开路电压的1. 2倍。

**4.5** 防排水设计

**4.5.1** 新建民用建筑光伏一体化设计，屋顶采用钢筋混凝土结构，钢筋混凝土屋顶须做好防水设计，防水设计年限、防水设计类别、防水设计等级、防水材料要求、专项防水设计要求等均须参照《建筑与市政工程防水通用规范》GB55030的要求进行。

**4.5.2** 新建民用建筑光伏一体化设计，光伏系统各组成部分的安装不应影响所在部位的建筑防水、排水等功能要求，不应产生破坏保温层、防水层和局部积水、渗漏等情况，并便于维修。光伏发电系统管线穿越墙面处应预设防水套管，防水套管与墙面交接处应进行可靠的防水密封处理，系统管线不得裸露。穿屋面处应预设管井，应在保温隔热层和防水层施工前施工完毕，并应对其做防水密封处理。

**4.5.3** 建筑光伏一体化项目基层屋面排水设计防水做法应符合《建筑与市政工程防水通用规范》GB55030-2022的有关规定。

**4.5.4** 建筑光伏系统基层采用金属屋面防水设计时，不宜采用搭接型（瓦楞型）压型金属板防水屋面，宜采用直立锁边咬合型金属板防水屋面和防水卷材与金属板融合直立锁边咬合型双层防水屋面，新建项目宜采用防水卷材与金属板融合直立锁边咬合型双层防水屋面。

**4.5.5** 由光伏组件构成的幕墙、采光顶、雨蓬及屋面面层等光伏构件，应满足建筑相应部位的防水、排水功能要求，应满足该构件相关技术标准和建筑设计的要求。

**4.5.6** 建筑光伏系统各组成部分不应影响所在部位的建筑防水、排水等功能要求，不应产生破坏保温层、防水层和局部积水、渗漏等情况，并便于维修。

**4.5.7** 光伏组件直接作为屋面、采光顶或雨篷时，其排水坡度不宜小于5%。对于大型屋面可以适当降低，但不应小于3%。

**4.5.8** 当屋面为非刚性屋面面层时，光伏组件周围屋面、检修通道、屋面出入口和光伏阵列之间的人行通道应铺设刚性屋面保护层。

**4.5.9** 建筑光伏一体化项目设计须考虑防排水问题，应满足广东省标准《强风易发多发地区金属屋面技术规程》DBJ/T 15-148要求，保障建筑光伏一体化项目在强风、暴雨作用下不产生破坏或渗漏。

**4.5.10** 应设计合理的排水坡度，确保雨水能够顺畅排出，避免积水现象。排水槽与排水管：在光伏组件的四周或低洼处设置排水槽，将积水引导至排水管排出。排水管的材质和规格应满足排水要求，并确保其畅通无阻。光伏组件与防水层之间的接口应进行密封处理，防止雨水渗透。可以使用专用的密封胶或密封条进行密封。在光伏组件安装过程中，应注意避免破坏防水层。安装前应对防水层进行检查，确保无破损；安装过程中应轻拿轻放，避免划伤防水层。

**4.6** 光伏方阵设计

**4.6.1** 新建民用建筑光伏一体化设计，应标示光伏发电系统排布尺寸，包括光伏发电组件与建筑边沿、组件之间、组件与障碍物之间的尺寸，应进行电气线路图及电气原理图的设计，保证建筑主体美观。

**4.6.2** 光伏组件的排布设计应符合《光伏发电站设计规范》GB 50797、《低压电气装置 第7-712部分：特殊装置或场所的要求 太阳能光伏（PV）电源系统》GB/T 16895.32 及《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368等标准中的相关要求，综合考虑建筑特点、光照条件、功能需求、美学要求以及光伏组件的性能，同时满足光伏发电和建（构）筑物正常使用、异常管理、检修和维护的需要。光伏方阵排布设计中对于组件规格、类型的选择：

**1** 对于光照条件相对均匀的建筑，应选择统一规格的光伏组件进行排布。

**2** 对于光照条件差异较大的建筑，可考虑使用不同规格的光伏组件。

**3** 对于兼顾较高发电和采光需求的建筑，可选择透光、非透光两种类别的光伏组件结合使用。

**4** 对于曲面屋顶或不规则形状的建筑，在刚性光伏组件难以适应的情况下，可选择使用柔性薄膜组件；

**5** 为便于安装、维护并能根据建筑的需求进行灵活扩展，可将光伏组件设计成模块化单元，每个单元包含相同规格的光伏组件。

**4.6.3** 光伏方阵最佳倾角应结合站址当地的多年月平均辐照度、直射分量辐照度、散射分量辐照度、风速、雨水等气候条件进行设计，并宜符合下列要求：

**1** 对于并网光伏发电系统，倾角宜使光伏方阵的倾斜面上受到的全年辐照量最大。

**2** 对于独立光伏发电系统，倾角宜使光伏方阵的最低辐照度月份倾斜面上受到较大的辐照量。

**4.6.4** 光伏组件的排布设计应同时满足光伏发电和建（构）筑物正常使用、异常管理、检修和维护的需要。为便于安装、维护并能根据建筑的需求进行灵活扩展，可将光伏组件设计成模块化单元，每个单元包含相同规格的光伏组件。

**4.6.5** 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℃。

**4.6.6** 光伏方阵应与建筑主体结构连接牢固，光伏组件及其支架必须能够抵抗设计荷载而不被损坏。在台风、暴雨等恶劣天气过后，应普查光伏方阵的方位角及倾角，使其符合设计要求。

**4.6.7** 光伏方阵的设计应符合下列规定：

**1** 薄膜太阳能发电组件的类型、规格、数量、安装位置、安装方式和可安装场地面积应根据建筑设计及采光条件确定；

**2** 根据建筑设计及其电力负荷确定光伏组件的类型、规格、安装位置和可安装区域面积，安装薄膜太阳能发电组件的建筑部位不宜长时间受遮挡。

**3** 同一个最大功率点跟踪（MPPT）支路上接入的光伏组件串的电性能参数、方阵朝向、安装倾角宜一致，其中最大输出功率 Pm 、最大工作电压Vm的离散性宜小于±3%。

**4.6.8** 根据集中式或组串式逆变器的额定直流电压、MPPT 控制范围、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，同一组光伏组件中各光伏组件的电性能参数宜保持一致，光伏组件串联个数可按下列公式计算：

（4.6-1）

（4.6-2）

公式中：Kv——光伏组件的开路电压温度系数；

K＇v ——光伏组件的工作电压温度系数；

N——光伏组件的串联数（N 取整）；

T——光伏组件工作条件下的极限低温（℃）；

T ′——光伏组件工作条件下的极限高温（℃）；

Vdcmax——逆变器允许的最大直流输入电压（V）；

Vmpptmax——逆变器 MPPT 电压最大值（V）；

Vmpptmin——逆变器 MPPT 电压最小值（V）；

Voc——光伏组件的开路电压（V）；

Vpm——光伏组件的工作电压（V）。

**4.6.9** 光伏方阵的设计应遵循以下原则：

**1** 根据建筑设计、所处地区经纬度、日照条件及负载特性确定光伏组件的类型、规格、数量和安装位置、安装角度、安装方式、可安装场地面积。充分考虑附近建筑会形成的阴影遮挡；

**2** 根据光伏组件的安装面积以及组件的规格确定光伏发电系统最大的装机容量；

**3** 根据并网型逆变器（或离网型逆变器或离网型控制器）的额定直流电压、最大功率跟踪控制范围、光伏组件输出工作电流和温度系数来确定光伏组件的串联数；再由总装机容量来确定光伏组件的并联数。

**4** 光伏组件及其支架必须能够抵抗设计风速而不被损坏。

**4.6.10** 光伏发电设备和设施的布置应符合《光伏发电站设计规范》GB50797、《低压电气装置 第7-712部分：特殊装置或场所的要求 太阳能光伏（PV）供电系统》GB/T 16895.32中的相关要求，同时满足光伏发电和建筑物（构）正常使用、异常管理、检修和维护的需要。

**4.6.11** 接入同一个逆变器跟踪最大功率点（MPPT）模块的光伏组件串，各光伏组件电性能参数、安装朝向、倾角及组串回路的线缆长度应一致。其中最大输出功率 Pm 、最大工作电压Vm的离散性宜小于±3%。

**4.6.12** 建筑光伏系统光伏方阵宜采用固定式安装。光伏方阵应结合太阳辐照度、风速、雨水、积雪等气候条件及建筑朝向、屋顶结构等因素进行设计，经技术经济比较后确定方位角、倾角和阵列行距。当固定式光伏方阵不受建筑条件限制时，宜按当地的最佳倾角布置。最佳倾角应结合站址当地的多年月平均辐照度、直射分量辐照度、散射分量辐照度、风速、雨水、积雪等气候条件进行设计，并宜符合下列要求：

**1** 对于并网光伏发电系统，倾角宜使光伏方阵的倾斜面上受到的全年辐照量最大。

**2** 对于独立光伏发电系统，倾角宜使光伏方阵的最低辐照度月份倾斜面上受到较大的辐照量。

**3** 对于有特殊要求的光伏发电站，可根据实际需要，经技术经济比较后确定光伏方阵的设计倾角和阵列行距。

**4.6.13** 光伏方阵中同一光伏组件串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致，光伏组件串的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《光伏发电站设计规范》GB 50797的有关规定。接入同一个逆变器跟踪模块（MPPT）的光伏组串，安装朝向、倾角及组串回路的线缆长度应一致。

**4.6.14** 光伏方阵布置时应考虑周边建筑、树木、山体、架空线路等遮挡物，以及布置于屋面或墙体的建筑设备等对光伏方阵的遮挡影响。不应存在造成同一方阵内布置的组串最大功率偏差超过 5%的遮挡。

**4.6.15** 光伏组件设计应尽可能采用模块化设计，采用标准组件，组件之间采用插头或插座式等快速连接方式，组件之间预留足够的拆装空间，以提高维护及更换的便利性。

**4.7** 光伏智慧能源管理

**4.7.1** 光伏智慧能源管理系统应根据并/离网运行模式具备光伏发电、储电、用电、并网各环节的调节功能。

**4.7.2** 光伏智慧能源管理系统应对运行状态进行监测，并应至少包括建筑光伏系统发电量、环境温度、太阳能总辐射量等基本数据。

**4.7.3** 光伏智慧能源管理系统设计宜具备功率因数实时调节功能，调节响应时间应小于30s。

**4.7.4** 光伏智慧能源管理系统宜具备提升光伏自发自用比率、峰谷电压套利、并网点容量费限制、指令调度充放电等控制功能。

**4.7.5** 光伏智慧能源管理系统应具备与电网调度机构之间数据通信的能力。

**4.7.6** 光伏智慧能源管理系统的监控应具备对储能系统并网点、各单元储能系统连接点处开关以及对储能变流器工作状态进行控制的功能。

**4.7.7** 光伏智慧能源管理系统宜具备远程自动诊断功能，提供异常告警及故障等运行状态信息，异常状态处理时间等，为光伏正常稳定运行提供保障。

**4.8** 其他安全性规定

**4.8.1** 建筑光伏发电系统的设置不应突破建筑之间的防火间距，不应影响逃生及灭火救援。

**4.8.2** 建筑光伏一体化构件的耐火性能应根据建筑的耐火等级或应用部位的耐火极限和燃烧性能要求确定，且不应低于所在部位的耐火性能要求。

**4.8.3** 光伏幕墙的防火构造应符合《建筑防火通用规范》GB 55037及现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的有关规定。

**4.8.4** 同一光伏幕墙组件、光伏构件跨越建筑物的两个防火分区时应满足防火玻璃及《建筑设计防火规范》GB50016的相关要求。

**4.8.5** 光伏发电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。

**4.8.6** 光伏幕墙组件背板温度超过90℃时，光伏幕墙系统应指示故障，并宜断开光伏幕墙方阵与逆变器的连接或关闭逆变器。

**4.8.7** 光伏发电系统应有遇火灾时及时断开汇流箱输入侧的功能。

**4.8.8** 用户侧储能系统应根据容量配备消防设施，消防设施应与建筑火灾自动报警系统联动，并应具备自动断电功能。

**4.8.9** 储能系统用蓄电池室应采用防爆型灯具、通风电机，室内照明线应采用穿管暗敷，室内不得装设普通型开关和电源插座，应设置可燃气体探测装置，联动启动通风系统和报警装置。

**4.8.10** 储能系统用蓄电池室应采取自然排烟措施，当不能满足自然排烟要求时，应设机械排烟系统。蓄电池室不应有与蓄电池无关的设备和通道。

**4.8.11** 电气设备的安全性应符合本规范及现行国家标准《国家电气设备安全技术规范》GB19517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，并应有必要的隔离防护措施和防止误操作措施，避免发生人身触电事故。

**4.8.12** 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。

**4.8.13** 光伏发电系统所有外露于空气的材料均应采用难燃或不燃材料，所有隐藏的材料燃烧后不得释放有毒有害气体。

**4.8.14** 自动灭火系统及火灾自动报警系统的设置应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB50016的有关规定。

**4.8.15** 发生火灾时，光伏发电系统控制装置应能自动或手动切断光伏发电系统电源。设置火灾自动报警系统的建筑，光伏发电系统应与火灾自动报警系统联动。

**4.8.16** 光伏发电系统应设置电气火灾监控系统，并应符合现行国家标准《电气火灾监控系统》GB14287的有关规定。

**4.8.17** 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。临近儿童活动场所时应采取可靠措施严格隔离。

**4.8.18** 在人员有可能接触或接近光伏系统带电设备的位置，应设置明显的防电击警示标识。标识应标明"警告"、"高压危险"等提示性文字和符号，并应符合下列规定：

**1** 逆变器和交流配电柜或专用低压开关柜的标识应标明“警告”、“双电源”等提示性文字和符号；

**2** 光伏汇流设备应设置警示标签，标明在逆变器隔离断开后，设备内带电部分仍可存在带电危险；

**3** 标识的形状、颜色、尺寸和高度应符合现行国家标准《安全标志及其使用导则》GB2894的规定。

**4.8.19** 对光伏组件及配电设施应配备公共设施及安全标识，应清晰醒目、规范统一、安全可靠、便于维护，适应使用环境要求。

**4.8.20** 标志牌应采用坚固耐用的材料制作，并满足安全要求。对于照明条件差的场所，标志牌宜采用荧光材料制作。

**4.8.21** 除特殊要求外，安全标志牌、设备标志牌宜采用工业级反光材料制作。

**4.8.22** 警示标志应设置在与安全有关场所的醒目位置，为进入设施附近的工作人员或使用者提供充足的反应时间。

**4.8.23** 警示标志应定期进行维护检查，如发现损坏等不符合要求时，应及时修正或更换，并在此期间提供临时标志，以避免意外发生。

**4.8.24** 建筑光伏系统不应使用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应进行回收处理。

**5 设备与材料**

### 5.1 一般规定

**5.1.1** 建筑光伏一体化系统的设备和构件应符合在运输、安装和使用过程中强度、刚度和稳定性规定。

**5.1.2** 建筑光伏系统所用材料应符合国家现行标准的有关规定；尚无相应标准的材料应符合设计要求，并应有出厂合格证。有使用期限的材料必须在有效期内使用。

### 5.2 光伏器件

**5.2.1** 根据光伏电池的类型与使用功能要求可选用晶体硅光伏器件、薄膜光伏器件及其他类型的光伏器件。晶体硅光伏器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的有关规定，薄膜光伏器件应符合现行国家标准《地面用薄膜光伏组件设计鉴定和定型》GB/T 18911的有关规定。

**5.2.2** 光伏器件的技术、安全等各项性能指标应符合现行国家标准《光伏（PV）组件安全鉴定第1部分：结构要求》GB/T 20047.1、《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368和《建筑用光伏构件通用技术标准》JG/T 492的有关规定。

**5.2.3** 光伏器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。光伏组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。

**5.2.4** 光伏组件的光电转换效率应满足表5.2.1的要求，光伏组件及BIPV围护结构材料应具备优良的抗紫外线性能，以保证长期暴露在高强度日照条件下不退色、不老化。

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 表5.2-1 不同类型光伏组件光电转换效率 | | | | | |
| 电池类型 | | 组件效率 | 第一年效率衰减率 | 后续每年效率衰减率 | 25年内累计效率衰减 | |
| 晶硅电池 | 单晶硅电池 | ≥20% | ≤2.5% | ≤0.6% | ≤17% | |
| 多晶硅电池 | ≥18.4% | ≤2.5% | ≤0.6% | ≤17% | |
| 薄膜电池 | 硅基电池 | ≥13% | ≤5.0% | ≤0.4% | ≤15% | |
| 铜铟镓硒电池 | ≥16% | ≤5.0% | ≤0.4% | ≤15% | |
| 碲化镉电池 | ≥15% | ≤5.0% | ≤0.4% | ≤15% | |
| 其他薄膜电池 | ≥15% | ≤5.0% | ≤0.4% | ≤15% | |

**5.2.5** 建筑用太阳能发电组件应符合下列规定：

**1** 在使用环境下，太阳能发电组件的设计使用寿命不应低于25年；

**2** 太阳能发电组件和配套设备的性能参数应与深圳的气象、气候条件相适应；

**3** 玻璃和胶、膜厚度应满足结构性能要求；

**4** 作为建筑构件的光伏组件应采取、防过热、防雷、抗风、抗震、防火、防腐蚀等技术措施。

表5.2-2：发电部件指标性能要求一览表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 指标性能 | 执行标准 | 备注 |
| 1 | 抗风压性能 | GB15227 | 工程 |
| 2 | 气密性能 |
| 3 | 水密性能 |
| 4 | 层间变形性能 |
| 5 | 传热系数 | GB/T8484 | 工程 |
| 6 | 空气声隔声性能 | GB/T8485 | 工程 |
| 7 | 可见光透射比 | GB15763.3 | 工程 |
| 8 | 可见光反射比 | GB15763.3 | 工程 |
| 9 | 落球冲击试验 | GB/T29551 | 工程 |
| 10 | 霰弹冲击试验 | GB/T29551 | 工程 |
| 11 | 露点 | GB/T11944 | 工程 |
| 12 | 抗软重物体撞击性能 | JG/T342 | 产品 |
| 13 | 抗硬重物体撞击性能 | JG/T342 | 产品 |
| 14 | 耐热性 | GB15763.3 | 产品 |
| 15 | 耐火性能 | GB15763.1 | 产品 |
| 16 | 光热性能 | GB/T18091 | 产品 |
| 17 | 可开启部分启闭力 | GB/T9158 | 产品 |
| 18 | 耐紫外辐照性能 | GB/T11944 | 产品 |
| 19 | 密封胶相容性 | GB 16776 | 工程 |
| 20 | 结构胶剥离粘结性 | GB 16776 | 工程 |

**5.2.6** 建筑太阳能发电组件应包括下列基本性能指标：

**1** 电气参数：峰值功率、峰值工作电压、峰值工作电流、 短路电流、开路电压、输出功率公差、温度系数；

**2** 安装参数：尺寸、重量、结构、接线盒、工作温度、面板材料、背板材料、颜色、电缆直径、接线端子。

**5.2.7** 当太阳能发电组件采用边框时，边框不应侵占光伏玻璃发电区域，且不应产生影响发电的阴影。

**5.2.8** 太阳能发电组件通过与中空玻璃、真空玻璃、防火玻璃、压型钢板以及陶瓷颗粒混凝土墙体材料等建筑材料通过合片集成发电功能与建材属性为一体的建材化构件产品，其发电使用寿命不应低于太阳能发电组件的寿命，相关建材性能参数不应由于集成了太阳能发电材料产生折减，应满足深圳市《公共建筑节能设计标准》SJG 44、深圳市《居住建筑节能设计规范》SJG 45、深圳市《建筑节能工程施工质量验收标准》SJG 141等标准的要求。构件化产品应有便于操作的拆卸、更换方案。

**5.2.9** 太阳能发电组件与建筑玻璃结合后应符合《建筑用安全玻璃》GB15763.3中安全玻璃的相关规定。

**5.2.10** 由LOW-E玻璃组成的中空或真空玻璃与太阳能发电材料集成的构件型发电幕墙材料，其他中空或真空玻璃与太阳能发电材料集成的构件型发电幕墙材料，传热系数应满足深圳市《公共建筑节能设计规范》SJG 44和深圳市《居住建筑节能设计标准》SJG 45的相关要求。

**5.2.11** 中空或真空玻璃与太阳能发电材料集成的构件型发电幕墙材料，隔声性能应符合[《民用建筑隔声设计规范》GB 50118](https://www.soujianzhu.cn/NormAndRules/NormContent.aspx?id=600" \t "https://www.soujianzhu.cn/NormAndRules/_self)中的相关规定。

### 5.3 逆变器及功率优化器

**5.3.1** 并网逆变器性能应符合现行行业标准《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004的有关规定，离网逆变器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的规定。

**5.3.2** 并网微型逆变器性能应符合现行行业标准《光伏并网微型逆变器技术规范》NB/T 42142的规定，功率优化器性能应满足应符合现行行业标准《光伏组件功率优化器技术规范》NB/T 42143的规定。

**5.3.3** 建筑太阳能发电方阵采用负极接地时，应采用带隔离变压器的隔离型逆变器。

**5.3.4** 逆变器最大功率点跟踪（MPPT）效率应考虑静态效率与动态效率，静态效率应不低于99.9%，动态效率应不低于99%。

**5.3.5** 逆变器及功率优化器外壳防护等级在室内使用时不应低于IP20，在室外使用时不应低于IP65。

**5.3.6** 当系统组串上任意一处直流母线电压超过80V时，逆变器应具备电弧检测和保护功能，系统可以检测电弧故障并在2.5s内切断故障回路，系统应具备电弧故障保护清除机制，清除模式可设为手动或者自动。

**5.4** 储能系统

**5.4.1** 宜采用本质安全的电化学储能系统，并符合下列规定：

**1** 电池在充放电过程中遇有明火或遇到强力撞击时，不引燃、不引爆；

**2** 电池在使用（或充放电）时，不产生可燃气体，不存在燃烧爆炸危险性；

**3** 储能系统备电时间不宜低于4小时；

**4** 宜设置在建筑的首层，当布置在其他楼层时应进行结构设计；

**5** 设置场所或空间应相对独立，并具有良好通风条件，或设置机械通风或空气调节系统。

**5.4.2** 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的有关规定。

**5.4.3** 储能用蓄电池室内宜选用储能用固态铅电池。

**5.4.4** 储能用蓄电池性能指标应符合《民用建筑新型基础设施设计通则》《“工业上楼”建筑设计通则》等现行标准的有关规定。

**5.4.5** 电化学储能系统宜采用分层安装，多层叠放，同一层上的单体间的连接应有绝缘护套。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。

**5.4.6** 电化学储能系统选址要求：固态铅电池可适用于室内、室外场景，需室内场景布置的应满足相关GB/T36280-2023 电力储能用铅炭要求，其他蓄电池不可室内使用。

**5.4.7** 光伏系统应由逆变器、优化器（选配）、光伏组件和支架等系统构成。

**5.4.8** 储能系统应由电化学储能电池（固态铅电池）、储能变流器PCS、能源管理系统EMS、电池管理系统BMS、箱变等组成。

**5.4.9** 电化学储能系统的设计应符合现行国家标准《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044、 《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064 和《独立光伏系统技术规范》GB/T 29196、《电化学储能电站设计规范》GB 51408的有关规定。

**5.4.10** 建筑光伏发电用储能系统宜采用电化学储能方式，应根据储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、响应时间、环境适应能力、充放电效率、自放电率、有效放电能力等技术条件进行选择。宜选用高安全性的储能系统方案，应支持灵活补电。

**5.4.11** 储能控制器和储能蓄电池应采用集中式或分布式的安装方式，并优先采用分布式。储能系统中电芯应优先选择安全、经济、能量密度高、容量大的电池模组，并具有先进的电池安全预警功能。

**5.4.12** 储能系统应选用高转换效率、高可用度的直流转换设备（PCS）。

**5.4.13** 储能电池管理系统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/T 34131的有关规定。

**5.4.14** 电化学储能系统接入电网的电压等级应按照储能系统额定功率、接入点电网架结构等条件确定。

### 5.5 金属、玻璃及密封材料

**5.5.1** 建筑光伏系统用钢材应符合下列规定：

**1** 钢材的种类、牌号、质量等级应符合现行国家标准《碳素结构钢》GB/T 700、《耐候结构钢》GB/T 4171和《结构用无缝钢管》GB/T 8162的有关规定。

**2** 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规范》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。

**3** 钢材应进行表面热浸镀锌处理、无机富锌涂料或采取其他有效的防腐措施。当采用热浸镀锌防腐处理时，镀锌厚度应符合现行国家标准《金属覆盖层钢铁制品热浸镀锌层技术要求及实验方法》GB/T 13912的有关规定。

**4** 钢材焊接时，采用的焊条应符合现行国家标准《非合金钢及细晶粒钢焊条》GB/T 5117、《热强钢焊条》GB/T 5118和 《钢结构焊接规范》GB 50661的有关规定。

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

**5.5.2** 建筑光伏系统用铝合金材料应符合下列规定：

**1** 铝合金型材应符合现行国家标准《铝合金建筑型材第 1部分：基材》GB/T 5237. 1的有关规定；

**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。铝合金型材截面尺寸的精度要求应达到高精级或超高精级；

**3** 隔热铝合金型材应符合现行国家标准《铝合金建筑型材 第6部分：隔热型材》GB/T 5237. 6的有关规定。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《铝合金建筑型材用隔热材料 第1部分：聚酰胺型材》GB/T 23615. 1的有关规定。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《铝合金建筑型材用隔热材料 第2部分：聚氨酯隔热胶》GB/T 23615. 2的有关规定；

**4** 铝合金材料表面处理和涂层厚度应根据工程需要确定。采用阳极氧化、电泳涂漆、粉末喷涂、氟碳漆喷涂进行表面处理时，应分别符合现行国家标准《铝合金建筑型材 第2部分：阳极氧化型材》GB/T 5237.2、《铝合金建筑型材 第3部分：电泳涂漆型材》GB/T 5237.3、《铝合金建筑型材 第4部分：喷粉型材》GB/T 5237. 4和《铝合金建筑型材 第5部分：喷漆型材》GB/T 5237. 5规定的质量要求。

**5.5.3** 建筑光伏系统用玻璃材料可根据要求选用平板玻璃、钢化玻璃、半钢化玻璃、彩釉玻璃、酸蚀玻璃、夹层玻璃、中空玻璃、镀膜玻璃、真空玻璃等及其复合产品。产品均应符合国家现行标准的规定：

**1** 建筑光伏系统用玻璃应符合现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》 JGJ 113、《玻璃幕墙工程技术规范》 JGJ 102、《建筑玻璃采光顶技术要求》JG/T 231、《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255的有关规定；

**2** 光伏夹层玻璃、中空玻璃、真空玻璃应分别符合《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB 29551、《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759、《光伏真空玻璃》GB/T 34337的有关规定；

**3** 建筑光伏系统用玻璃宜优先选用超白玻璃，其镀膜片（热反射镀膜、在线LOW-E镀膜、离线LOW-E镀膜、减反射膜等）应进行钢化或半钢化处理；

**4** 使用离线含银LOW-E镀膜的中空玻璃、LOW-E膜应置于中空腔内，中空合片时边部与胶粘接部位应进行除膜处理。真空玻璃LOW-E膜应置于真空腔内；

**5** 充惰性气体中空玻璃的初始气体含量应大于85%（V/V），多腔体中空玻璃惰性气体应均衡填充；

**6** 中空玻璃用干燥剂不应对间隔条、密封胶等产生破坏和腐蚀性影响，并符合JC/T 2072 《中空玻璃用干燥剂》的规定；

**7** 中空玻璃间隔层的厚度：单腔体中空不应小于12 mm，多腔体中空不应小于9 mm；

**8** 光伏构件用夹层玻璃应使用干法加工而成。

**5.5.4** 建筑光伏系统用硅酮胶及其他密封材料应符合下列规定：

**1** 硅酮结构密封胶用于玻璃与玻璃，玻璃与金属间的结构性粘结，应符合《建筑用硅酮结构密封胶》GB 16776、《建筑幕墙用硅酮结构密封胶》JG/T 475、《光伏组件用硅酮类结构胶》T/CPIA 0008-2019 的规定；

**2** 建筑构件采用硅酮耐候密封胶用于填缝、防水、密封、绝缘等，应符合《硅酮和改性硅酮建筑密封胶》GB/T 14683；

**3** 防火隔断采用建筑用阻燃密封胶应符合《建筑用阻燃密封胶》GB/T 24267，同时用于防火封堵时应符合《防火封堵材料》GB/T 23864；

**4** 电线缆穿孔采用建筑用阻燃密封胶，应符合《防火封堵材料》GB/T 23864；

**5** 密封胶条应符合 《建筑用高温硫化硅橡胶密封件》JG/T 488或 《建筑门窗、幕墙用密封胶条》GB/T 24498；

**6** 光电建筑玻璃构件采用明框幕墙安装方式时，应采用太阳能光伏组件用硅橡胶垫块，应符合《建筑用高温硫化硅橡胶密封件》JG/T 488。

**5.5.5** 建筑光伏系统用材料还应符合下列规定：

**1** 除不锈钢外，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；

**2** 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的制品；

**3** 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的规定；

**4** 封边保护剂应符合现行行业标准《建筑光伏夹层玻璃用封边保护剂》JG/T 465的有关规定；

**5** 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的有关规定；

**6** 密封胶垫应符合现行国家标准《工业用橡胶板》GB/T 5574的有关规定；

**7** 紧固件螺栓、螺钉、螺柱等的机械性能、化学成分应符合《紧固件机械性能螺栓、螺钉和螺柱》GB/T 3098. 1和《紧固件机械性能螺母》GB/T 3098. 2等的有关规定。

6 安装施工与设备调试

**6.1**一般规定

**6.1.1** 建筑光伏工程的施工安装应符合设计要求，不应损坏建筑物结构，不应影响建筑物在设计使用年限内承受各种荷载能力，不应破坏屋面防水层和建筑物的附属设施。

**6.1.2** 建筑光伏工程施工前，施工单位应编制专项施工组织设计，经公司技术负责人审查通过，报项目总监理工程师批准后实施。专项施工组织设计应包括与主体结构施工、设备安装、建筑装饰装修等交叉作业相协调的配合方案及安全技术措施等内容。必要时进行可行性论证。

**6.1.3** 在既有建筑上安装光伏系统，应根据建筑物的建设年代、结构状况，选择可靠的安装方法。

**6.1.4** 光伏发电系统所使用的材料、构件和设备应符合设计要求，进入施工现场应通过验收并见证取样复验合格。进场的材料、构件和设备应分类进行保管，其存放条件应符合相应的产品标准规定。在屋顶、楼面的临时堆放应均匀、有序摆放，不得集中放置。应考虑潮湿气候对电气设备的影响，采取防潮措施，如使用防潮包装和存储设备。

**6.1.5** 光伏系统安装前应具备以下条件：

**1** 设计文件齐备，并符合深圳相关图审规定；

**2** 施工组织设计及施工方案已经批准；

**3** 施工场地电源及道路等条件应满足正常施工需要；

**4** 预留基座、预留孔洞、预埋件、预埋管等设施应符合设计图纸要求，并已验收合格。

**6.2**基座施工

**6.2.1** 混凝土工程的施工应符合现行国家标准《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB50204 的有关规定。

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

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

**6.2.4** 屋顶光伏发电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。

**6.2.5** 混凝土基座的尺寸允许偏差应符合表6.2-1的规定。

表6.2-1 混凝土基座的尺寸允许偏差

|  |  |
| --- | --- |
| 项目名称 | 允许偏差（mm） |
| 轴线 | ±10.0 |
| 顶标高 | 0, -10.0 |
| 截面尺寸 | ±20.0 |

**6.2.6** 锚栓、预埋件的尺寸允许偏差应符合表6.2-2 的规定。

表 6.2-2 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 | 3.0 |
| 标高（顶部） | ±10.0 |
| 预埋钢板 | 中心线位置 | ±10.0 |
| 标高 | 0, -5.0 |

**6.2.7** 金属屋面夹具的尺寸允许偏差应符合表6.2-3 的规定。

表6.2-3 金属屋面夹具的尺寸允许偏差

|  |  |
| --- | --- |
| 项目名称 | 允许偏差（mm） |
| 轴线 | ±10.0 |
| 顶标高 | 0,-10.0 |
| 外形尺寸 | ±5.0 |

**6.3**支架安装

**6.3.1** 支架安装应符合下列规定，

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

**2** 支架安装过程中不应破坏防腐涂层。

**3** 支架安装过程中不应气割扩孔；热镀锌钢构件，不宜现场切割、开孔。

**4** 支架安装的尺寸允许偏差应符合表6.3-1 的规定。

表 6.3-1 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° |

**6.3.2** 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。

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

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

**6.3.5** 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《建筑遮阳通用要求》JG/T 274 的有关规定。

**6.4**光伏组件安装

**6.4.1** 光伏组件安装前应对光伏组件进行查验，其安装应具备下列条件：

**1** 光伏支架安装应验收合格；

**2** 光伏组件应验收合格，其结构强度应满足设计要求，外观完好无损，且标有带电警告标识；

**3** 已按光伏组件的电流、电压参数进行分类和组串。

**6.4.2** 光伏组件的安装应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB50794的有关规定，并应符合下列规定：

**1** 光伏组件在存放、搬运、吊装等过程中应做好保护，且不得受到碰撞及重压；

**2** 光伏组件应按设计的型号、规格、连接方式进行安装；

**3** 光伏组件应按设计间距排列整齐，并可靠地固定在光伏支架或连接件上，固定螺栓的矩值应符合设计要求和现行产品标准的有关规定；

**4** 光伏组件之间的连接件应便于拆卸和更换；

**5** 光伏组件安装尺寸允许偏差应符合表 6.4-1的规定。

表6.4-1 光伏组件安装尺寸允许偏差

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 项目 | 允许偏差 | |
| 倾斜角度偏差 | ±1° | |
| 光伏组件边缘偏差 | 相邻光伏组件间 | ≤1mm |
| 同组光伏组件间 | ≤5mm |

**6.4.3** 光伏组件之间的接线应符合下列规定：

**1** 光伏组件连接数量和路径应符合设计要求，不应在雨天或雨后潮湿环境下进行光伏组件的接线作业。光伏组件之间插件应连接牢固，光伏组件之间的接线可利用支架进行固定，并应整齐美观；

**2** 外接电缆同插接件连接处应搪锡；

**3** 光伏组件进行组串连接后应对光伏组件串的开路电压和短路电流进行测试；

**4** 光伏组件接线前，应采用万用表检查接线极性，同一光伏组件或光伏组件串的正负极不应短接；

**5** 接通光伏组件电路后不得局部遮挡光伏组件。

**6.4.4** 光伏组件安装时，光伏组件的金属带电部位应标注带电警告标识。

**6.4.5** 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。

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

**6.4.7** 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；

**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** 光伏构件周围屋面、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。

**6.4.8** 坡屋面上安装光伏组件宜符合下列规定：

**1** 光伏构件宜采用平行于屋面、顺坡镶嵌或顺坡架空的安装方式；

**2** 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。

**6.4.9** 阳台或平台上安装光伏组件应符合下列规定：

**1** 安装在阳台或平台栏板上的光伏构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。

**6.4.10** 墙面上安装光伏组件应符合下列规定：

**1** 光伏组件与墙面的连接不应影响墙体的保温构造和节能效果；

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

**3** 光伏组件镶嵌在墙面时，宜与墙面装饰材料、色彩、风格等协调处理；

**4** 当光伏组件安装在窗面上时，应符合窗面采光等使用功能要求。

**6.4.11** 建筑幕墙上安装光伏组件应符合下列规定：

**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** 光伏幕墙的性能应不低于现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102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** 开缝式光伏幕墙或幕墙设有通风百叶时，线缆槽应便于开启检查和维护更换.穿过围护结构的线缆槽，应采取相应的防渗水和防积水措施；

**5** 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，并应在嵌缝材料受力和变形承受范围之内。

**6.4.12** 光伏采光顶连接部件和构件的安装应符合现行国家标准《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210和现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255的有关规定。

**6.4.13** 光伏遮阳连接部件和构件的安装应符合现行国家标准《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210和现行行业标准《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的有关规定。

**6.4.14** 既有建筑上安装光伏组件，应根据建筑物的建设年代、建筑结构类型选择可靠的安装方案。

**6.5**电气设备安装

**6.5.1** 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。

**6.5.2** 汇流箱的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169的有关规定，安装前应对汇流箱进行查验，其安装应符合下列条件：

**1** 汇流箱进线端和出线端与汇流箱接地端应进行绝缘测试，绝缘电阻不小于20MΩ；

**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** 汇流箱的支架和固定螺栓应为防锈件；

**5** 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；

**6** 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。

**6.5.3** 汇流箱应安装在清洁、通风、干燥、无直晒的地方，使用环境应符合下列规定：

**1** 环境温度：汇流箱工作的额定环境温度为-25℃～+50℃，应避免阳光直射；

**2** 相对湿度：5%～95%，汇流箱内部不应凝露，不应结冰；

**6.5.4** 逆变器的安装除应符合现行国家标准《电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB 50171的有关规定外，安装前应对逆变器进行查验，其安装应符合下列规定：

**1** 应检查待安装逆变器的外观、型号、规格，并应符合设计要求；

**2** 安装场所应具备安装条件，运输及就位的机具应准备就绪，且满足荷载要求；

**3** 采用型钢基础的逆变器，其预埋件、预留孔的位置和尺寸应符合设计要求，预埋件应固定牢靠。型钢基础顶部宜高出抹平地面10 mm。逆变器型钢基础尺寸允许偏差应符合表 6.5-1的规定；

表6.5-1 逆变器型钢基础尺寸允许偏差

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 项目 | 允许偏差 | |
| mm/m | Mm/m（全长） |
| 直线度 | <1 | <3 |
| 水平度 | <1 | <3 |
| 位置误差及不平行度 | - | <3 |

**4** 采用壁挂安装的逆变器，安装墙体必须具备承载能力与防火性能，安装空间不可有易燃物和易燃气体。逆变器需竖直安装，垂直偏差不大于1.5mm。安装高度应利于观看液晶显示与按钮操作，不可安装在生活区域及儿童可触摸到的地方。避免逆变器受到直接日晒、雨淋和积雪。逆变器安装固定位置钻孔，应避开墙内水、电走线；

**5** 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；

**6** 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，并做好施工记录；

**7** 逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流箱侧有明显断开点；

**8** 逆变器交流侧电缆接线前应确认并网柜侧有明显断开点。

**6.5.5** 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》GB 50147的有关规定。

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

**6.5.7** 二次设备、盘柜的安装及接线除应符合现行。国家标准《电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB 50171的有关规定外，尚应符合设计要求。

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

**6.5.9** 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的有关规定。

**6.5.10** 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的有关规定。

**6.5.11** 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。

**6.6**管线敷设

**6.6.1** 布线系统应符合国家现行标准《民用建筑电气设计标准》GB 51348、《建筑物电气装置第5部分：电气设备的选择和安装第52章：布线系统》GB 16895.6和《电力工程电缆设计规范》GB 50217的有关规定。电缆线路的施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168的有关规定。

**6.6.2** 布线系统应符合下列规定：

**1** 应安全、隐蔽、集中布置，建筑外观应整齐，应易于安装维护；

**2** 应能承受预期的外部环境影响，并应避免电缆受机械外力、过热、腐蚀等危害；

**3** 在满足安全条件的前提下应保证电缆路径最短。

**6.6.3** 新建建筑应预留光伏幕墙系统的电缆通道，并宜与建筑本身的电缆通道综合设计。既有建筑增设建筑光伏发电系统时，系统电缆通道应满足建筑结构和电气安全，梯架、托盘及槽盒等电缆通道宜单独设置。

**6.6.4** 直流电缆在幕墙内布线时，应符合下列规定：

**1** 直流电缆不应在光伏玻璃幕墙组件间的胶缝内布线；

**2** 直流电缆宜通过幕墙横梁、立柱或副框的开口型腔布线，型腔应通过扣盖扣接密封；

**3** 直流电缆也可通过固定在幕墙支承结构上的金属槽盒、金属导管布线；

**4** 金属槽盒、金属导管以及幕墙横梁、立柱、副框的布线型腔内光伏电缆的截面利用率不宜超过40%；

**5** 光伏玻璃幕墙组件连接电缆宜选用符合本规范规定的电连接器连接；

**6** 金属槽盒和金属导管的连接处，不得设在穿楼板或墙壁等孔处；

**7** 幕墙横梁、立柱以及金属槽盒的电缆引出孔应采用机械加工开孔方法并进行去毛刺处理，管孔端口应采取防止电缆损伤的措施；

**8** 光伏玻璃幕墙组件接线盒的位置宜由光伏玻璃幕墙组件的安装方式确定，点支式、隐框式幕墙宜采用背面接线盒，明框式、半隐框式幕墙宜采用侧边接线盒。

**6.6.5** 直流电缆正负极采用单独导体时，宜靠近敷设。

**6.6.6** 光伏汇流设备布线应符合下列规定：

**1** 光伏组件之间及组件与汇流箱之间的电缆应有固定措施和防晒措施；

**2** 直流电缆未经导管进出光伏汇流设备时，应采用防水端子等方式连接以防止电缆在内部断开并保持设备的外壳防护等级；

**3** 光伏汇流设备内正极和负极导体应隔离；

**4** 进入光伏汇流设备的导体应按极性分组或按回路编号配对。

**6.6.7** 在直流电缆与其他布线系统可能发生混淆的地方，应进行标识并应符合下列规定：

**1** 印有光伏或直流标识的直流电缆，其标识应清晰、耐擦除；

**2** 无光伏或直流标识的直流电缆，宜附加印有 "SOLARD. C. "等字样的彩色标签。标签间隔不宜超过5M，平直布线时，间隔可大于5M但不应超过10M。当电缆布置在导管或槽盒中时，标签应附着在导管或槽盒的外表面上。

**6.6.8** 信号线缆，包括控制电缆与通信线缆，其布线及接口应符合现行国家标准《综合布线系统工程设计规范》GB 50311的规定及下列规定：

**1** 室外敷设的信号线缆应采用室外型电缆或采取相应的防护措施；

**2** 信号线缆应采用屏蔽线，宜避免与电力电缆平行布线；

**3** 线路不宜敷设在易受机械损伤、有腐蚀性介质排放、潮湿以及有强磁场和强静电场干扰的区域，必要时应使用金属导管屏蔽；

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

**5** 监控控制模拟信号回路控制电缆屏蔽层，宜用集中式一点接地；

**6** 通讯电缆与其他低压电缆合用桥架时，应各置一侧，中间宜采用隔板分隔。

**6.6.9** 电缆及线路接引完毕后，应对线路进行标识，各类预留孔洞、电缆管口及桥架防火分区处应进行防火封堵。

**6.6.10** 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80m m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。

**6.7**防雷与接地

**6.7.1** 建筑光伏发电系统的防雷与接地安装应符合设计要求和现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169的有关规定，并应符合下列规定：

**1** 建筑光伏发电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，其固定结构的接地做法应符合设计要求；

**3** 盘柜、槽盒、汇流箱、逆变器等电气设备的金属框架及基础型钢应与保护导体可靠连接；对于装有可开启门的电器，门和金属框架的接地端子间应选用截面积不小于4 mm2的黄绿色绝缘铜芯软导线连接，并应有标识。

**6.7.2** 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应不高于0.1Ω，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于网间的连接；

**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。

**6.7.3** 采用无金属边框组件时，应在方阵周边设置符合建筑防雷要求的防雷体系。

**6.7.4** 浪涌保护器型号和参数选择应与被保护系统和设备的设计参数适配。

**6.8**设备和系统调试

**6.8.1** 系统调试前应检查以下项目：

**1** 接线是否正确，无碰地、短路、虚焊等情况，设备及布线的对地绝缘电阻应符合厂家说明书的规定和设计要求；

**2** 接地保护安全可靠；

**3** 光伏组件表面清洁。

**6.8.2** 光伏系统验收前应对系统进行调试，系统调试应符合国家现行标准的相关规定。

**6.8.3** 光伏系统应按设计检定规程调试，内容包括阵列、配电系统、数据采集系统、监控系统及整体系统调试。

**6.8.4** 调试过程中要重点测试系统在连续高温天气下的性能，确保散热系统能够有效工作，防止过热影响设备寿命和效率。

**6.8.5** 系统调试应包括电气安全测试，确保所有电气连接在湿热环境下仍然安全可靠，无短路或漏电风险。

7 检测与验收

### 7.1 一般规定

**7.1.1** 本章适用于太阳能光伏节能分项工程施工质量验收。

**7.1.2** 太阳能光伏节能分项工程的施工质量验收应符合现行国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300、《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411、现行深圳市地方标准《建筑节能工程施工质量验收标准》SJG 141和本规程的有关规定。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，光伏采光顶工程及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的有关规定，光伏遮阳工程尚应符合现行行业标准《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的有关规定。光伏系统和组件的防火性能应符合欧洲消防标准EN 13501的相关要求。

**7.1.3** 建筑光伏一体化系统工程验收应作为建筑工程质量验收的建筑节能分部、可再生能源子分部工程的分项工程进行验收，即太阳能光伏节能分项工程。

**1** 太阳能光伏节能分项工程分为结构工程、光伏组件、电气系统三个工程；

**2** 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，工程施工前，应由施工单位制定检验批的划分方案，并应由监理单位审核通过后实施。

**7.1.4** 太阳能光伏节能分项工程检验批质量应按主控项目和一般项目验收，并应符合下列规定：

**1** 主控项目和一般项目的确定应符合国家现行强制性工程建设规范和现行相关标准的规定；

**2** 主控项目的质量经抽样检验应全部合格；

**3** 一般项目的质量应合格，当采用计数检验时，至少应有90%以上的检查合格，且其余检查点不得有严重缺陷；

**4** 应具有完整的隐蔽验收记录、质量证明文件、施工操作依据、质量验收记录。

**7.1.5** 当太阳能光伏节能分项工程检验批施工质量不符合验收标准时，应按下列规定进行处理：

**1** 经返工或返修的检验批，应重新进行验收；

**2** 经有资质的检测机构检测能够达到设计要求的检验批，应予以验收；

**3** 经有资质的检测机构检测达不到设计要求，但经原设计 单位核算认可能够满足安全和使用功能的检验批，应予以验收。

**7.1.6** 太阳能光伏节能分项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规定：

**1** 检验批验收和隐蔽工程验收应由专业监理工程师组织施工单位相关专业的质量检查员、施工员等进行验收，必要时可邀请相关专业的第三方检测机构人员参加；

**2** 总监理工程师组织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、施工员等进行验收，设计单位项目负责人及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，必要时可邀请电网公司相关专业的人员参加验收。

**7.1.7** 太阳能光伏节能分项工程施工中应及时进行质量检查，主要工作内容有：

**1** 按照设计文件进行建设；

**2** 及时收集设计、施工、设备安装等过程中的相关资料。设备安装前，应对照图纸对建筑设备能效指标进行核查；

**3** 对隐蔽部位在隐蔽前及时进行验收，并应有详细的文字记录和必要的图像资料。验收通过后方可隐蔽；

**4** 施工安装不得破坏建筑物的结构、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。

**7.1.8** 太阳能光伏节能分项工程隐蔽验收应至少包含以下项目：

**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封堵及防水；

**4** 系统防雷与接地保护的连接节点；

**5** 隐蔽安装的电气管线工程；

**6** 幕墙相关构件

**1）**结构安装检查：确保幕墙面板及幕墙龙骨与幕墙结构安全、稳固地连接。检查焊接、螺栓连接和其他固定方式是否符合设计要求和标准；

**2）**防水性能：检查太阳能光伏组件与幕墙之间的密封和防水措施，确保没有渗水的风险。特别注意接缝、穿透点和边缘的处理；

**3）**电气隐蔽工程：电缆布线、接线盒的安装位置需符合电气安全要求，应隐蔽在结构内部，且方便日后检修。检查电气连线是否符合电气规范，包括接地和防雷保护措施。

**7** 金属屋面相关构件

**1）**支撑结构安装：验收金属屋面上太阳能光伏支撑结构的安装质量，包括支架的固定方式和承重能力，确保其能承受额外的光伏系统重量以及风载和屋面活荷载等。

**2）**防水和防腐蚀处理：对所有穿越屋面的部件和固定点进行防水处理，检查密封剂的应用是否均匀且无漏洞。同时，检查所有金属部件的防腐蚀措施，确保长期使用的耐久性。

**3）**电气系统安装：同样，需要检查电缆的隐蔽布线是否规范，接线盒和逆变器的安装位置和固定方式是否符合要求，以及所有电气连接是否安全可靠。

**7.1.9** 太阳能光伏节能分项工程所使用的材料、构配件和设备进场时应验收，其质量应符合设计要求和现行产品标准的有关规定。材料、构配件和设备的进场验收应遵守下列规定：

**1** 对材料、构配件和设备的品种、规格、型号、外观和包装等进行检查验收，并经专业监理工程师（或建设单位项目技术负责人）确认，形成相应的验收记录；

**2** 对材料、构配件和设备的质量证明文件进行核查，并经专业监理工程师（或建设单位项目技术负责人）确认，纳入工程技术档案。质量证明文件主要包括：产品出厂合格证、产品说明书及相关性能检测报告，定型产品应有型式检验报告；进口材料、构配件和设备应提供出入境商品检验证明；

**3** 光伏组件（含光伏幕墙）进场时，应在施工现场随机抽样复验。复验应为见证取样送检。当复验的结果不合格时，应在同批组件中双倍抽样复检，复检不合格不得使用。

**7.1.10** 太阳能光伏节能分项工程验收时，应对下列资料进行核查：

**1** 项目基本信息、合同技术要求、设计文件、图纸会审记录、设计变更和洽商记录；

**2** 主要材料、设备（种类、技术规格、数量以及主要性能等）、构件的质量证明文件（产品出厂合格证、有效期内的型式检验报告等）、进场检验记录、进场复验报告、见证试验报告；

**3** 后置埋件、防雷装置测试记录；

**4** 隐蔽工程验收记录和相关图像资料；

**5** 质量验收记录，必要时应核查检验批验收记录；

**6** 设备单机、系统联合试运转及调试记录；

**7** 设备系统节能性能检验报告；

**8** 其他对工程质量有影响的重要技术资料。

**7.1.11** 太阳能光伏节能分项工程检验批、分项工程、隐蔽验收的质量验收应按本标准附录C的要求填写。

**1** 检验批质量验收应按本标准附录C表B.0.1的要求填写；

**2** 分项工程质量验收应按本标准附录C表B.0.2的要求填写；

**3** 隐蔽验收应按本标准附录C表B.0.3的要求填写。

**7.1.12** 太阳能光伏节能分项工程质量验收合格应符合下列规定：

**1** 所含检验批的质量应验收合格；

**2** 所含检验批的质量验收记录应完整、真实；

**3** 有关安全、节能、环境保护和主要使用功能的检验资料应完整，抽样检验结果应符合要求；

**4** 主要使用功能的抽查结果应符合国家现行强制性工程建设规范的规定；

**5** 系统调试、检测、试运行应符合要求，观感质量应符合要求。

**7.1.13** 当经返修或加固处理的太阳能光伏节能分项工程确认能够满足安全及使用功能要求时，应按技术处理方案和协商文件的要求予以验收。经返修或加固处理仍不能满足安全或重要使用功能要求的太阳能光伏节能分项工程，严禁验收。

**7.1.14** 建筑光伏一体化系统工程应建立工程质量信息公示制度。工程竣工验收合格后，建设单位应在建（构）筑物的明显位置设置有关工程质量责任主体的永久性标牌。

**7.1.15** 建筑光伏一体化系统工程资料文件的形成和积累应纳入工程建设管理的各个环节和有关人员的职责范围，全面反映工程建设活动和工程实际情况。工程资料文件应随工程建设进度同步形成。建筑光伏一体化系统工程施工完成后应检查是否具备运行条件，及时进行验收并作出评价和结论，制定完整的后期维护管理规定。

**7.1.16** 建筑光伏一体化系统工程资料归档应符合下列规定：

**1** 勘察、设计、施工、监理等单位应将本单位形成的工程文件立卷后向建设单位移交；

**2** 工程竣工验收备案前，建设单位应根据工程类别和深圳市城市建设档案管理机构的要求，将全部工程文件收集齐全、整理立卷，向深圳市城市建设档案管理机构移交。

**7.1.17** 光伏幕墙工程应符合下列规定：

**1** 材料质量：核查幕墙所使用的材料是否符合设计要求和国家标准，包括但不限于玻璃、铝合金框架、密封胶等。这些材料应具有相应的质量证明文件，并经过实物检查确认其质量符合规定；

**2** 材料兼容性：确保所有材料在幕墙系统中具有良好的兼容性，特别是玻璃与铝合金框架、密封胶等材料的配合，应满足设计要求和相关标准；

**3** 施工节点监督：在施工过程中，监理工程师应对关键施工节点进行现场监督，包括但不限于铝合金框架的安装、玻璃的固定、密封胶的填充等，确保施工质量符合设计图纸和规范要求；

**4** 焊接质量：对于需要焊接的部位，应确保焊接质量达到标准。焊接之间的缝隙不应超过一毫米，且应用镀锌钢板进行填充。同时，焊接的钢件之间的缝隙应刷涂防锈漆，确保其防腐性能；

**5** 安装位置与精度：对幕墙的安装位置、连接方式、固定结构等进行检查，确保安装精准、牢固。幕墙及铝合金构件在结构上应符合横平竖直的标准，无变形或突出；

**6** 间隙与密封性：玻璃与龙骨之间应存在间隙，且幕墙的上下左右空间均应有这样的间隙。同时，检查橡胶条的嵌塞和密封胶的处理，确保橡胶条接口处严密，密封胶填充严密，外表光滑平整。

**7** 外观质量：幕墙外观应平整、无划伤、无其他缺陷。玻璃的品种、规格与色彩应与设计相符，色泽应基本均匀。铝合金料不应有析碱、发霉和镀膜脱落等现象；

**8** 水密性测试：按照相关标准对幕墙进行水密性测试，确保在暴雨等恶劣天气条件下不出现渗漏现象；

**9** 气密性测试：对幕墙进行气密性测试，确保室内外空气交换量控制在合理范围内，维持室内环境的稳定性；

**10** 防风性能测试：根据深圳地区的风压要求，对幕墙进行防风性能测试，确保在强风天气下不发生损坏或脱落；

**11** 清洁度：幕墙验收前，应将其表面擦洗干净，确保无污渍、无灰尘等；

**12** 提交资料：幕墙工程验收时应提交完整的资料，包括设计图纸、文件、设计修改和材料代用文件、材料构件出厂质量证书、型材试验报告、结构硅酮密封胶相容性和粘结力试验报告、隐蔽工程验收文件、施工安装自检记录等；

**13** 观感检验：幕墙工程观感检验应按相关要求进行，包括明框幕墙框料应竖直横平、玻璃的安装方向应正确、金属材料的色彩应与设计相符等；

**14** 保修条款：合同中应包含明确的保修条款，约定保修期限、范围和维修责任。

**7.2** 太阳能光伏系统结构相关工程验收

**Ⅰ 主控项目**

**7.2.1** 基础类型、强度应符合设计要求。

检查方法：对照设计文件进行检查，核查试验报告。

检查数量：全数检查。

**7.2.2** 光伏发电系统基座应与建筑主体结构连接牢固。当采用后置埋件时，后置埋件的承载力应符合设计要求。

检查方法：核查承载力检测报告。

检查数量：以基座为单元检查基座使用的后置埋件，检查的单元数量为基座总数的1%，且不应少于3个基座，少于3个的应全数检查。

**7.2.3** 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。

检查方法：雨后观察或淋水检验，不渗不漏为合格。采用雨后观察时降雨应达到中雨量级标准；采用淋水检验时持续淋水时间不应少于2h。

检查数量：全数检查。

**7.2.4** 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件，在光伏组件安装前应涂防腐涂料。防腐处理应符合设计要求和国家现行有关标准规定。

检查方法；观察检查及核查检测报告。

检查数量：以基座为单元检查基座顶面使用的预埋件，检查的单元数量为基座总数的10%，且不应少于3个基座，少于3个的应全数检查。

**7.2.5** 支架的材料、形式及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GB 50205的要求。

检查方法：检查材料合格证，观察检查。

检查数量：支架总数的10%，且不应少于3组，少于3组的应全数检查。

**7.2.6** 支架安装位置准确，连接牢固。

检查方法：对照设计要求测量检查、观察检查。

检查数量：支架总数的10%，且不应少于3个，少于3个的应全数检查。

**7.2.7** 支架的防腐处理应符合设计要求和国家现行有关标准规定，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。

检查方法：观察检查、核查检测报告。

检查数量：支架总数的10%，且不应少于3个，少于3个的应全数检查。

**7.2.8** 支架的方位和倾角应符合设计要求，其偏差不应大于±2°。

检查方法：测量检查。

检查数量：支架总数的10%，且不应少于3个，少于3个的应全数检查。

**7.2.9** 支架的接地电阻应符合设计要求

检查方法：观察检查，检查检测报告。

检查数量：支架总数的10%，且不应少于3个，少于3个的应全数检查。

**Ⅱ 一般项目**

**7.2.10** 混凝土基座的尺寸允许偏差、锚栓及预埋件的尺寸允许偏差、金属屋面夹具的尺寸允许偏差、支架安装的尺寸允许偏差应符合本标准第6.2.5、6.2.6、6.2.7、6.3.1条的规定，地脚螺栓（锚栓）的螺纹应予保护。

检测方法：用钢尺、游标卡尺现场检测。

检测数量：以基座为单元进行检测。检测单元数为基座总数的10%，且不应少于3个，少于3个的应全数检查。

**7.2.11** 基座顶面标高应符合设计要求，最大偏差值不超过10mm。

检测方法：用水平仪现场实测。

检测数量：基础总数的10%，且不应少于3个，少于3个的应全数检查。

**7.2.12** 支架安装所有连接螺栓应加防松垫片并拧紧，增加外部丝扣不应少于2扣。

检查方法：观察检查。

检查数量：支架总数的 10%，且不应少于3个，少于3个的应全数检查。

**7.2.13** 安装组件的支架面应平直，直线度不大于1‰，平整度不大于3mm，机架上组件间的风道间隙应符合设计要求。

检查方法：观察检查，用2m靠尺测量检查，拉线测量。

检查数量：支架总数的10%，且不应少于3个，少于3个的应全数检查。

**7.2.14** 安装组件的孔洞位置应准确，与设计值之间的绝对误差不应大于3mm。

检查方法：观察检查，测量检查。

检查数量：支架总数的10%，且不应少于3个，少于3个的应全数检查。

**7.3** 太阳能光伏系统光伏组件验收

**Ⅰ 主控项目**

**7.3.1** 太阳能光伏系统建筑所采用的光伏组件、汇流箱、电缆、逆变器、充放电控制器、储能蓄电池、电网接入单元、主控和监视系统、触电保护和接地、配电设备及配件等产品应进行进场验收，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国家现行有关标准的规定。

检验方法：观察、尺量检查；核查质量证明文件和相关技术资料。

检查数量：全数检查。

**7.3.2** 太阳能光伏系统采用的光伏组件进场时，应对其发电功率及发电效率进行复验，复验应为见证取样检验。

检验方法：现场随机抽样检验；核查复验报告。

检查数量：同一类型太阳能光伏系统被测试数量为该类型系统总数量的5%，且不得少于1套。

**7.3.3** 光伏组件按照设计图纸的型号、规格、连接方式、布置方向进行安装，安装位置、方向、倾角、支撑结构等，应符合设计要求，且光伏电池板的安装方位角和倾角安装误差应在±3°以内。

检查方法：对照设计要求测量检查、观察检查。

检查数量：光伏组件总数的10%，且不应少于10个，少于10个的应全数检查。

**7.3.4** 光伏组件按照设计要求可靠地固定在支架或连接件上。

检查方法：观察检查。

检查数量：支架或连接件总数的10%，且不应少于3个，少于3个的应全数检查。

**7.3.5** 光伏组件间连接应牢固可靠，固定螺栓的力矩值应符合产品或设计文件的规定。

检查方法：观察、手扳、测量检查，对照设计文件进行检查。

检查数量：光伏组件总数抽查 10%，且不应少于 10个，少于3个的应全数检查。

**7.3.6** 安装光伏组件时，其周边的防水连接与保温结构应符合设计要求，不得渗漏。

检查方法：观察检查和雨后或淋雨检验。

检查数量：全数检查。

**7.3.7** 光伏组件应按设计间距排列整齐，并可靠固定。光伏组件之间的连接方式应符合设计要求，并应便于拆卸和更换。光伏组件或方阵与建筑面层之间应留有安装和散热空间，并不应被杂物填塞。

检查方法：观察检查。

检查数量：全数检查。

**7.3.8** 光伏组件串、阵列开路电压应符合设计要求，其允许偏差为±3％。

检查方法：测试检查。

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。

**7.3.9** 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±3％。

检查方法：测试检查。

检查数量：全数检查。

**7.3.10** 光伏组件串的排列应符合设计要求。

检查方法：观察检查。

检查数量：全数检查。

**7.3.11** 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。

检查方法：测试检查。

检查数量：全数检查。

**7.3.12** 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。

检查方法：按照相关设计要求。

检查数量：全数检查。

**Ⅱ 一般项目**

**7.3.13** 光伏组件上应标有带电警示标识。

检查方法：观察检查。

检查数量：全数检查。

**7.3.14** 同一组方阵中的光伏组件安装纵横向偏差不应大于5mm。

检查方法：观察检查，测量检查。

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

**7.3.15** 光伏组件与建筑面层之间应留有散热间距，散热间距实际值与设计值之间的相对误差不应大于±5%。

检测方法：用钢尺检测。

检测数量：光伏组件或方阵总数的10%，且不应少于3个，少于3个的应全数检查。

**7.3.16** 防水层应平整、顺直，表面不应有施工残留物和污物。不应有未经处理的错钻孔洞。

检测方法：观察和用钢尺检查。

检测数量：总面积的10%，且不应少于10m。

**7.3.17** 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、地方现行相关标准的规定。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察、量测检查。

**7.4** 太阳能光伏系统电气系统验收

**Ⅰ 主控项目**

**7.4.1** 太阳能光伏系统的安装应符合下列规定：

**1** 太阳能光伏系统的形式应符合设计要求；

**2** 光伏组件、汇流箱、电缆、逆变器、充放电控制器、储能蓄电池、电网接入单元、主控和监视系统、触电保护和接地、配电设备及配件等应按照设计要求安装齐全，不得随意增减、合并和替换，其品种、规格型号、性能等应符合设计要求和现行相关标准的规定；

**3** 配电设备和控制设备安装位置等应符合设计要求，并便于读取数据、操作、调试和维护；逆变器应有足够的散热空间并保证良好的通风；

**4** 电气设备的外观、结构、标识和安全性应符合设计要求。

检验方法：对照设计检查，核查质量证明文件、标识及相关性能检测报告等。

检查数量：全数检查。

**7.4.2** 太阳能光伏系统的防雷应符合设计要求。电气系统的接地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》GB50169的规定，接地电阻值应符合设计要求。

检查方法：观察检查。

检查数量：全数检查。

**7.4.3** 光伏发电系统直流侧应标识正负极性，并分别布线。

检查方法：观察检查。

检查数量：全数检查。

**7.4.4** 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相关标准的规定。

检查方法：对照设计检查，观察、量测检查。雨后或淋水检验，淋水检验2小时不渗不漏为合格。核查接地电阻测试记录。

检查数量：抽查汇流箱总数的20％，且不应少于3个。

**7.4.5** 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，其交流测接应有绝缘保护；

**3** 所有绝缘和开关装置及散热风扇功能应正常。

检查方法：对照设计检查，观察和量测检查。核查接地电阻测试记录。

检查数量：全数检查。

**7.4.6** 光伏控制器、配电柜的安装质量应符合下列要求：

**1** 光伏控制器、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相关标准的规定。

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。

检查数量：全数检查。

**7.4.7** 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的连接牢固；

**2** 储能蓄电池房间的通风良好。

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。

检查数量：全数检查。

**7.4.8** 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规范》GB 50168的有关规定。

检查方法：对照设计检查，观察检查。

检查数量：全数检查。

**7.4.9** 监控系统的安装质量应符合下列要求：

**1** 布线线缆的规格、型号和位置及线路敷设路径应符合设计要求；

**2** 信号传输线的信号传输方式与传输距离应匹配，信号传输质量应满足设计要求；

**3** 信号传输线与电源电缆应分离布放，屏蔽电缆应可靠接地；

**4** 传感器、变送器安装位置应能真实地反映被测量值，不应受其他因素的影响；

**5** 监控软件功能应满足设计要求。

检查方法：对照设计检查，观察检查。

检查数量：全数检查。

**7.4.10** 太阳能光伏系统安装完成后，应按设计要求或相关标准规定进行标识。

检验方法：观察检查。

检查数量：全数检查。

**7.4.11** 太阳能光伏系统的试运行与调试应包括下列内容：

**1** 保护装置和等电位体的连接匹配性；

**2** 极性；

**3** 光伏组串电流；

**4** 系统主要电气设备功能；

**5** 光伏方阵绝缘阻值；

**6** 触电保护和接地；

**7** 光伏方阵标称功率；

**8** 电能质量。

检验方法：观察检查；并采用万用表、光照测试仪等仪器测试。

检查数量：根据项目类型，每个类型抽取不少于2个点进行检查。

**7.4.12** 太阳能光伏系统安装完成经调试后，应具有下列功能，并符合设计要求：

**1** 测量显示功能；

**2** 数据存储与传输功能；

**3** 交（直）流配电设备保护功能。

检验方法：观察检查。

检查数量：全数检查。

**7.4.13** 在建筑上增设太阳能光伏发电系统时，系统设计应满足建筑结构及其他相应的安全性能要求，并不得降低相邻建筑的日照标准。

检验方法：观察检查；核查建筑结构设计、核验相关资料、文件。

检查数量：全数检查。

**7.4.14** 光伏组件的光电转换效率、光伏组件背板最高工作温度、太阳能光伏发电系统年发电量应符合设计文件的规定。

检验方法：按附录E的要求进行；测试参数包括：光伏方阵标称功率、光伏组件背板温度、室外环境平均温度、平均风速、太阳辐照强度、电压、电流、发电功率、光伏组件光照面积。

检查数量：同一类型太阳能光伏系统被测试数量为该类型系统总数量的5%，且不得少于1套。

**7.4.15** 建筑物光伏系统的防雷与接地安装应符合本标准及现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057的规定。

检查方法：观察检查；测试接地电阻、过渡电阻。

检查数量：全数检查。

**Ⅱ 一般项目**

**7.4.16** 光伏系统所用的电缆及其附件、汇流箱、光伏控制器、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。

检查方法：观察检查。

检查数量：全数检查。

**7.4.17** 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的有关规定。

检查方法：对照设计检查，观察检查。

检查数量：全数检查。

**7.4.18** 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的有关规定。

检查方法：对照设计文件检查，观察检查。

检查数量：全数检查。

**7.4.19** 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。

检查方法：观察检查。

检查数量：全数检查。

**7.4.20** 光伏发电系统并网设施应符合设计要求和现行相关标准的规定。

检查方法：对照设计文件检查，观察检查。

检查数量：全数检查。

**7.5** 太阳能光伏系统分项工程竣工验收

**7.5.1** 建筑光伏一体化系统工程完工后，验收准备阶段由施工单位组织有关人员进行自检。验收准备阶段应符合以下要求：

**1** 现场应清理完毕；

**2** 光伏发电项目使用的主要建筑材料、建筑构配件和设备，除具有合格证明资料外，还应有进场试验、检验报告；

**3** 各设备安装检查结束并经确认；

**4** 各设备安装施工正确，放置稳固，连接紧密；光伏阵列、电气设备、建筑物和附属物之间距离安全、布局合理，不影响各设备正常、安全运行，便于人员运维检修；

**5** 系统电气设备的保护性接地连接可靠，接地电阻经测量符合相关的电气标准和规程；

**6** 防雷系统完善，固定可靠，连接紧密，接地电阻经测量符合相关的电气标准和规程；

**7** 系统各电气设备警示标志齐全、规范。

建筑光伏一体化系统工程的施工质量验收应在施工单位自行检查合格的基础上进行。由施工单位申请，监理组织或建设单位组织验收，并应形成验收文件和图像资料。

**7.5.2** 收到建筑光伏一体化系统工程施工单位提交的单位工程竣工验收申请后，项目总监理工程师应组织各专业监理工程师对工程质量进行竣工预验收。预验收阶段应符合以下要求：

**1** 光伏阵列的首次运行应在光照条件较好的情况下进行，宜在天气晴朗，太阳辐照强度不低于400 W/m2 的条件下进行；

**2** 光伏发电工程主要设备（光伏组件、汇流箱、逆变器等）的控制参数和功能根据技术手册进行校验无误；

**3** 系统各设备经过现场测试后，进行试运行；

**4** 试运行的时间依据制造商规定，但不应低于10d。在光照期内，试运行时间应适当延长；

**5** 试运行期间应准确记录并校验光伏方阵各设备电气性能，系统效率等是否符合设计要求；

**6** 试运行人员应取得上岗资格；

**7** 试运行期间发现的问题应责成有关单位限期整改完成。

预验收完成后，由施工单位编写建设工程竣工报告，由监理单位编写工程质量评估报告。

**7.5.3** 收到光伏发电项目施工单位提交的太阳能光伏系分部工程竣工验收申请后，建设单位应及时组织有设计、工程监理、施工、第三方检测、电力等有关单位参加竣工验收，参加人员应按照本标准7.1.6的要求执行。

**7.5.4** 建筑光伏一体化系统工程竣工验收阶段应符合以下要求：

**1** 完成光伏发电项目工程设计和合同约定的各项内容；

**2** 有完整的技术档案和施工管理资料，至少包含表6中的内容；

**3** 有光伏发电工程使用的主要建筑材料、建筑构配件和设备的进场试验报告；

**4** 有设计、施工、工程监理等单位分别签署的质量合格文件；

**5** 有施工单位签署的质量保证书。

**7.5.5** 申请太阳能光伏系统分部工程竣工验收应达到如下要求：

**1** 完成光伏发电项目工程设计和合同约定的各项内容；

**2** 有完整的技术档案和施工管理资料，至少包含项目的基本信息资料；检查项目必需的文件资料及合同要求的技术资料；对光伏系统设备种类、技术规格、数量以及主要性能进行合同符合性检查资料；光伏系统调试报告；光伏系统各个分系统的功能和质量检查资料等；

**3** 有光伏发电工程使用的主要建筑材料、建筑构配件和设备的进场试验报告；

**4** 有设计、施工、工程监理等单位分别签署的质量合格文件；

**5** 有施工单位签署的质量保证书。

**7.5.6** 竣工验收时，应从调试结束开始试运行3个月，监测并记录3个月的累计发电量EP和对应时间的累计太阳辐射量EP，并应按式（1）对光伏系统的性能进行评价：

 （1）

EP——试运行期间累计发电量，单位为千瓦时（kWh)；

EP ——按实测累计水平面太阳能总辐照量计算的发电量，按照式（2）计算，单位为千瓦时（kWh)。

 （2）

HA ——实测累计水平面太阳能总辐照量，单位为千瓦时每平方米（kWh/m2)；

PAZ——组件安装容量，单位为峰瓦（Wp)；

ES ——标准条件下的辐照度(常数=1000 W/m')；

K ——设计提供的综合效率系数。

**7.5.7** 竣工验收结束后，由建设单位编写建设工程竣工验收报告，提交给相关验收部门及业主单位。

8 运行维护与能效评估

**8.1 一般规定**

**8.1.1** 建筑光伏系统运行与维护应委托专业部门（人员）或专业运营管理单位承担建筑光伏系统运营与维护工作。

**8.1.2** 建筑光伏系统正式投入运营前，系统设计与施工单位应提交完整建设调试资料至运营管理单位（部门），包括图纸、设计文件、设施设备清单、测试调试记录、技术说明书、验收报告以及系统运行维护指南等。

**8.1.3** 建筑光伏系统运行管理单位应建立完善的技术文件体系及管理制度体系，用以指导光伏系统日常运行与维护管理工作。技术文件体系包括建立光伏系统的设备技术档案和设计施工图纸档案、运行与维护技术手册以及运行档案记录等。管理制度体系包括：管理目标、管理组织架构、工作岗位职责、巡查管理制度、交接班制度、操作票制度、警示标识、安全管理制度以及相关应急预案。并应在正式投运前，对运行维护人员进行培训。

**8.1.4** 建筑光伏系统的运行与维护人员应具有相应的专业技能。

**8.1.5** 建筑光伏系统运营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、《配电线路带电作业技术导则》GB/T18857以及《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T51368以及《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJT264的有关规定。

**8.1.6** 系统运行与维护责任单位应建立光伏系统运行信息化管理系统，实现对建筑光伏系统的智能化、标准化管理。建筑光伏系统运行和维护的全部过程应进行记录存档，包括系统主要设施设备运行的状态、发电量、气象信息、保养记录、故障维修记录、更新改造记录以及并网信息记录等。同时应对每次故障记录进行分析，对故障现象、改进措施以及实施效果进行记录存档备查。

**8.1.7** 建筑光伏系统运行和维护单位每年应组织对系统运行与维护情况、运行效果、存在问题进行总结、分析与评估，提出改进措施。

**8.2 运营维护**

**8.2.1** 建筑光伏一体化智慧运维系统的运营维护应满足以下要求：

**1** 根据运行监控数据，结合系统类型、工况条件，实现对光伏系统进行故障预判、系统效率分析评估；

**2** 根据设备生产性能数据，结合气象数据，实现对光伏系统发电功率预测；

**3** 根据系统运行数据，结合经济性分析，实现对组件清洗评估、技术改造建议的功能；

**4** 根据系统运行数据，结合管理策略，实现对运行检修决策、库存优化管理、设备巡检优化管理决策支持；

**5** 根据系统生产、运营数据及财务数据进行综合分析，提供电站投资方面包括系统投资回报率、度电成本以及未来项目投资建设等的分析与建议。

**8.2.2** 建筑光伏一体化系统的集中监视应满足以下要求：

**1** 集中监视人员通过集中运维系统实现对分布式光伏发电系统的监视、控制与故障分析处理，进行电网协调、运维人员协调等工作；

**2** 分布式光伏发电系统监视内容主要包含对并网点、逆变器、汇流箱以及环境的模拟量和断路器与刀闸位置、保护动作和告警信号、逆变器运行状态与告警信号等状态量监视；

**3** 集中监视人员通过分布式光伏发电系统视频监控进行现场监视，视频监控系统应具备周边防盗报警和摄像记忆功能。监视内容包括：光伏区设备和周围环境、一次和二次设备室、电站周围的人员活动。

**8.2.3** 当建筑光伏一体化系统出现异常或有故障需要处理时，应满足下列要求：

**1** 集中监视人员应对异常信息做出初步分析，通知现场运维人员进行检查处理，集中运维主站与运维子站通信通道中断时，应转为现场运行模式；

**2** 分布式光伏发电系统发生故障时，影响到建筑物安全的，应及时报告屋顶业主；

**3** 影响到电网安全的故障，应及时报告当地电网企业；

**4** 事故发生后应对事故发生的时间、经过、原因、影响范围、人员伤亡情况及直接经济损失等做出记录，并根据有关证据、资料，分析事故的直接、间接原因和事故责任，制定防范措施，编制事故调查报告。

**8.2.4** 建筑光伏一体化的安全管理应满足下列要求：

**1** 设计时应明确项目应定期开展安全风险辨识与评估，并制定相应的控制措施。安全风险辨识应至少考虑以下过程：

**1）**运维过程中的常规和非常规的活动及情形，包括：工作场所的基础设施、设备、物资和工作条件；

**2）**紧急情况，包括：涉及人身安全及设备安全的各种突发事件（含火灾、触电、高空坠落等）；

**3）**人员，包括：进入工作场所的人员（含运维人员、承包商人员、访客及其他人员）、工作场所附近可能受运维活动影响的人员、因公外出在工作场所外的人员；

**4）**其他问题，包括：运维内容的变更、发电系统的历史事件、工作附近的外部因素等。

**2** 在设计中应对控制措施识别出的安全风险制定，保障安全投入，特别是登高作业、组件清洗等高风险作业应制定专项方案和应急措施，宜使用无人机和机器人进行巡检和组件清洗，减少人员登高作业。

**8.2.5** 光伏方阵及光伏幕墙组件的运行应满足下列要求：

**1** 组件可长期按照铭牌及技术规范规定参数连续运行，最高允许运行温度应低于85℃；

**2** 运行过程中可能有发生伤害的风险，包括电击，运行人员应做好安全措施，检查巡视组件要穿绝缘靴戴绝缘手套；

**3** 单个的组件，在阳光照射下可能会产生30V以上的电压，30V以上直流电压是非安全电压；

**4** 在运行过程中要正确使用数字万用表监测串联组件的开路电压，测量值应等于单个组件开路电压的总和；

**5** 在阳光照射下，断开组件连接端子时，连接端子会产生火花、燃烧、电击。不管组件有没有连接都不应直接接触接线端；

**6** 在检查巡视的过程中，为阻止高压电和电流的产生，应用一块不透明材料将组件遮盖，同时不应接触组件接线端子或电线；

**7** 运行人员要认真填写运行日志及巡回检查记录，对光伏发电的运行状况作出判断，如发现问题，立即维护和检修。

**8.2.6** 光伏方阵及光伏幕墙组件的维护应满足以下要求：

**1** 光伏组件表面无损伤及污染遮挡；

**2** 应定期清洗，清洗时应先用清水冲洗，严禁用有腐蚀性的溶剂冲洗，或用硬物擦拭；

**3** 应定期检查光伏组件间连线是否可靠、牢固，连线是否接地并检查连线是否绝缘；

**4** 定期检查光伏组件是否有损坏或异常，如破损或因热斑损坏、连接线变形、扭曲、开裂或烧毁，连接线端子无法良好地连接等；及时更换，并详细记录光伏组件在光伏方阵的具体安装分布位置；

**5** 清洗光伏幕墙组件过程中不得撞击和损伤光伏幕墙组件，同时应在其作业的下方设置警戒线；光伏清洗作业应制定高空作业事故处理应急预案。清洗高空作业人员，每次作业时长不宜超过3h，清洗人员应穿戴柔软防滑鞋套，不应穿硬质或易掉色的鞋子， 防止破坏光伏幕墙组件表面玻璃；

**6** 对光伏幕墙组件维修、 更换时所采用的机具设备（清洗机、 吊篮等）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建材和光伏构件的措施；

**7** 光伏幕墙组件拆卸时应认真观察结构及构件的刚度和稳定性，按先上后下、先重后轻、先外后内原则，不应使用电气焊进行切割作业或采用大锤类重物对构件打击，拆卸时需要保证人员安全，其他人应保持在安全距离范围，做好防护标识；

**8** 光伏幕墙组件拆开后应观察内部结构的小构件和各个节点的连接是否有脱开、松动、变形、滑落、移动和损坏；

**9** 光伏幕墙组件更换时所使用的密封材料应符合GB/T 21086的规定。

**8.2.7** 建筑光伏一体化系统的控制器及逆变器的运营维护应满足以下要求：

**1** 逆变器结构和电气连接应保持完整，不应存在锈蚀、积灰等现象，散热环境应良好，逆变器运行时不应有较大振动和异常噪声；

**2** 逆变器中模块、电抗器、变压器的散热器风扇根据温度自行启动和停止的功能应正常，散热风扇运行时不应有较大振动及异常噪音，如有异常情况应断电检查；

**3** 逆变器中螺钉无松动，无过热痕迹，无颜色变化；线缆、铜排无破损，无颜色变化、金属器件无锈蚀情况、接触器机械运转良好；

**4** 对逆变器机柜进行维护之前应先断电，并等待10分钟，确保机柜内部部件不带电的情况下，才允许对机柜内部部件进行维护操作，在维护操作完全结束后，同时确保各个机柜部件恢复安装后，才允许上电；

**5** 当光伏发电系统出现严重故障时，逆变器会跳机并进入永久故障状态，以保证系统的安全。在永久故障模式下，逆变器不会自动清除故障并会一直维持在此模式。建议断开交/直流空气开关，让逆变器完全断电后再合上交/直流空气开关，检查逆变器是否仍然会报此类错误;

**6** 怀疑逆变器有故障时，请不要继续进行操作和使用，也不要私自对逆变器进行维修，应及时切断输入和输出，通知厂家的检修人员检查维修;

**7** 定期检查控制器的运行工作参数与设计值是否一致，如不一致应按要求进行调整；

**8** 定期检查控制器显示值与实际测量值是否一致，以判断控制器是否正常。

**8.2.8** 建筑光伏一体化系统的接地与防雷系统的运营维护应满足以下要求：

**1** 组件接地连接可靠；

**2** 支架接地连接可靠；

**3** 电缆金属外皮与接地系统的连接可靠；

**4** 光伏方阵防雷保护器是否失效，按需要进行更换；

**5** 检查各功率调节设备与接地系统是否连接可靠；

**6** 测量接地装置的接地电阻值是否满足设计要求；

**7** 在雷雨过后或雷雨季到来之前，检查光伏并网箱以及各设备内安装的防雷保护器是否失效，并根据需要及时更换。

**8.2.9** 建筑光伏一体化系统配电线路的运营维护应满足以下要求：

**1** 线缆与建筑物的距离应符合设计要求；

**2** 线缆不应有损伤、断股，线缆上不应有抛挂物；

**3** 绝缘子不应破损，绝缘子铁脚不应歪曲和松动；

**4** 进户线上的熔丝盒应完整，熔丝应合格；

**5** 固定铅皮卡无松动；

**6** 光伏系统应定期完成一次系统绝缘电阻的检查。

**8.2.10** 数据通讯系统的运营维护应满足以下要求：

**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，同时应对系统的模拟/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的主要零部件，应及时更换。

**8.3** 能效评估

**8.3.1** 建筑光伏一体化系统经验收合格后，在系统投用前，应制定运行与维护技术手册。

**8.3.2** 建筑光伏一体化系统不应对人员或建筑物造成危害，其运行与维护应保证系统本身安全，并应保持正常的发电能力。

**8.3.3** 建筑光伏一体化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。

**8.3.4** 建筑光伏一体化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。

**8.3.5** 建筑光伏一体化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。

**8.3.6** 建筑光伏一体化系统的主要部件在运行时，温度、声音、气味等不应出现异常情况，指示灯应正常工作并保持清洁。

**8.3.7** 建筑光伏一体化系统中的计量设备和器具应符合计量的要求。

**8.3.8** 建筑光伏一体化系统运行和维护人员应具备相应的专业技能。

**8.3.9** 建筑光伏一体化系统运行和维护的全部过程应进行记录，且所有记录应存档，并应对每次故障记录进行分析。能效评估应在系统正常运行后进行。

**8.3.10** 建筑光伏一体化系统的能效评估指标宜包含：系统的光电转换效率、年发电量、年常规能源替代量、年二氧化碳减排量。

**8.3.11** 能效评估前应检查资料，检查的资料应包括但不限于下列内容：

**1** 项目立项、审批文件；

**2** 项目施工设计文件审查报告及其意见：

**3** 项目施工图纸；

**4** 与光伏发电系统相关的主要材料、设备和构件的质量证明文件、进场检验记录、进场核查记录、进场复验报告和检证试验报告；

**5** 与光伏发电系统相关的隐蔽工程验收记录和资料；

**6** 光伏发电系统中各分项工程质量验收记录，并核查部分检验批次验收记录；

**7** 项目对相关部位建筑日照、承重和安全的影响分析。

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

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

**8.3.14** 光伏发电系统的年发电量、年常规能源替代量、年二氧化碳减排量可按照现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801计算。

**8.3.15** 能效评估完成后，应出具能效评估报告。能效评估报告应包括但不限于光伏发电系统与建筑一体化项目概况、光伏发电系统信息、形式检查结果、评估依据、测试仪器、测试结果、评估结论等内容。

**8.3.16** 能效评估单位应具有相应评估能力，相关检测机构应具有相关资质，配备相应检测评估人员和设备。

**8.3.17** 所有能效评估记录应存档保管。

**8.3.18** 能效评估工作应在光伏发电系统稳定运行满一年后进行，光伏系统的能效分为1级，2级和3级等三个等级，其中1级最高。

**8.3.19** 光伏系统的能效评估方法分为：设计及检测文件比对法，年监测数据核对法和现场测试等。

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

**8.3.21** 太阳能光伏系统的评价指标及其要求应符合下列规定：

**1** 太阳能光伏系统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8.3-1的规定：

表8.3-1 不同类型太阳能光伏系统光电转换效率ηd（%）

|  |  |
| --- | --- |
| 晶体硅系统 | 薄膜系统 |
| ηd≥13.0 | ηd≥10.0 |

**2** 太阳能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** 太阳能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。

**8.3.22** 太阳能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能效分级评价。若系统光电转换效率设计值不小于本标准第8.3.21条的规定，且太阳能光伏系统能效判定为合格后，可进行能效分级评价。

**8.3.23** 太阳能光伏系统光电转换效率应分3级，1级最高，系统光电转换效率的级别应按表8.3-2的规定划分。太阳能光伏系统采用彩色光伏组件时，可不参与分级。系统光电转换效率计算和测试方法依据《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801。

表8.3-2 不同类型太阳能光伏系统光电转换效率*η*d（%）级别划分

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 系统类型 | 1级 | 2级 | 3级 |
| 晶硅系统 | *η*d≥18 | 18＞*η*d≥15 | 15＞*η*d≥13 |
| 薄膜系统 | *η*d≥15 | 15＞*η*d≥12 | 12＞*η*d≥10 |

**8.3.24** 太阳能光伏系统的建筑自消纳比例应分3级，1级最高，建筑自消纳比例的级别应按表8.3-3的规定划分。建筑自消纳比例计算和测试方法依据《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801。

表8.3-3 太阳能光伏系统的建筑自消纳比例*y*（%）级别划分

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 1级 | 2级 | 3级 |
| *y*≥30 | 30＞*y*≥20 | 20＞*y*≥10 |

**8.3.25** 太阳能光伏系统的能效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，能效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，能效级别应与其中较低级别相同。

附录A建筑光伏一体化应用的位置

（资料性附录）

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **构件分类** | **构件特点** | **应用位置** |
| 光伏屋面 | 直接作为屋面围护结构。具有相应的热工性能、刚度、强度、防雷、防水等功能要求。  安装在屋面完成面之上 | 平屋面、坡屋面、屋面构架等处。如坡屋面采用与屋面瓦外形、色彩协调的光伏瓦 |
| 光伏采光顶 | 用于需要采光的屋面。具有相应的热工性能、刚度、强度、防雷、防水等功能要求。透光 | 建筑中庭等设置采光顶的位置 |
| 光伏幕墙 | 直接作为外围护结构。具有相应的热工性能、刚度、强度、防雷、防水等功能要求。透光或不透光。 | 适合或规范允许设置幕墙的建筑物外立面 |
| 光伏窗 | 直接作为建筑物外窗，符合外窗的强度、抗风压、水密性、气密性等要求。透光 | 建筑外窗 |
| 光伏栏板 | 直接作为栏板。符合防护栏板的刚度、强度和高度及防攀爬要求，并满足电气安全要求。透光或不透光  安装在栏板上 | 阳台、露台等空间的安全防护用栏板 |
| 光伏遮阳板/装饰构件 | 可作为建筑立面上的遮阳或装饰构件，安装在建筑外立面上 | 建筑外立面洞口处的遮阳及立面上的装饰、标识构件等 |
| 其他 | 光伏蓬、光伏隔声屏、光伏地砖等 | 建筑物雨篷、檐口等处；车棚；道路隔声；景观构筑物、室外地面铺装等 |

附录B 建筑用常见光伏组件尺寸

（资料性附录）

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **序号** | **光伏组件类型** | **组件尺寸** |
| 1 | 铜铟镓硒发电玻璃 | 1587×664 mm |
| 2 | 碲化镉发电玻璃1 | 1600×1200 mm |
| 3 | 碲化镉发电玻璃2 | 1200×600 mm |
| 4 | 晶硅太阳能组件1 | 2278×1134×35 mm |
| 5 | 晶硅太阳能组件2 | 2278×1134×30 mm |
| 6 | 晶硅太阳能组件3 | 2172×1303×35 mm |
| 7 | 晶硅太阳能组件4 | 2384×1303×35 mm |
| 8 | 晶硅太阳能组件5 | 1722×1134×30 mm |
| 9 | 晶硅太阳能组件6 | 2465×1134×30 mm |
| 10 | 晶硅太阳能组件7 | 2382×1134×30 mm |
| 11 | 晶硅太阳能组件8 | 2094×1038×35 mm |
| 12 | 晶硅太阳能组件9 | 2384×1303×33 mm |
| 13 | 柔性晶硅太阳能组件1 | 1985×1165×4 mm |
| 14 | 柔性晶硅太阳能组件2 | 384×856×2.5 mm |
| 15 | 柔性晶硅太阳能组件3 | 720×838×2.5 mm |
| 16 | 柔性晶硅太阳能组件4 | 720×1595×2.5 mm |
| 17 | 柔性晶硅太阳能组件5 | 2054×1000×2.5 mm |
| 18 | 柔性晶硅太阳能组件6 | 2054×1084×2.5 mm |

附录C 太阳能光伏节能分项工程和检验批的质量验收表

（规范性附录）

**C.0.1** 太阳能光伏节能分项工程检验批工程质量验收应按表C.0.1的规定填写。

表 C.0.1 检验批质量验收表

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**  **及标准规定** | | **最小/实际**  **抽样数量** | | **检查记录** | | | **检查结果** |
| **1** |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **2** |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **3** |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **4** |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **5** |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **6** |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **7** |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **8** |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **9** |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **10** |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **一 般 项 目** | **验收项目** | | | | **设计要求**  **及标准规定** | | **最小/实际**  **抽样数量** | | **检查记录** | | | **检查结果** |
| **1** |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **2** |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **3** |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **4** |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **5** |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **施工单位**  **检查结果** | | | | 专业工长  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 | | | | | | | | |

**C.0.2** 太阳能光伏节能分项工程质量验收汇总应按表C.0.2的规定填写。

表C.0.2 分项工程质量验收表

编号：

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **工程名称** | |  | | | | **检验批数量** |  | |
| **设计单位** | |  | | | | **监理单位** |  | |
| **施工单位** | |  | **项目经理** | | |  | **项目技术负责人** |  |
| **分包单位** | |  | **分包单位负责人** | | |  | **分包内容** |  |
| **序号** | **检验批部位、区段、系统** | | | **施工单位检查评定结果** | | | **监理单位验收结论** | |
| **1** |  | | |  | | |  | |
| **2** |  | | |  | | |  | |
| **3** |  | | |  | | |  | |
| **4** |  | | |  | | |  | |
| **5** |  | | |  | | |  | |
| **6** |  | | |  | | |  | |
| **7** |  | | |  | | |  | |
| **8** |  | | |  | | |  | |
| **9** |  | | |  | | |  | |
| **10** |  | | |  | | |  | |
| **11** |  | | |  | | |  | |
| **12** |  | | |  | | |  | |
| **13** |  | | |  | | |  | |
| **14** |  | | |  | | |  | |
| **15** |  | | |  | | |  | |
| 施工单位检查结论：  项目专业技术负责人  年 月 日 | | | | | 监理单位验收结论：  专业监理工程师  年 月 日 | | | |

**C.0.3** 太阳能光伏节能分项工程隐蔽验收应按表C.0.3的规定填写。

表 C.0.3 隐蔽工程质量验收记录

编号：

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **工程名称** |  | **工程地点** | |  | | |
| **施工单位** |  | **项目经理** | |  | **专业工长** |  |
| **分包单位** |  | **分包负责人** | |  | **专业工长** |  |
| **分部工程** |  | **分项工程名称** | |  | | |
| **隐蔽工程名称** |  | **施工图**  **编号** | |  | | |
| **隐蔽工程验收内容和设计及规范要求** |  | | | | | |
| **隐蔽工程验收部位** | **施工单位自查记录** | | | | | |
| **使用的主要材料检查记录** | | **施工质量检查记录** | | | |
|  |  | |  | | | |
|  |  | |  | | | |
|  |  | |  | | | |
|  |  | |  | | | |
|  |  | |  | | | |
| 监理（建设）单位验收意见：  监理工程师：  年 月 日 | | | 施工单位检查意见：  质查员：  项目质量（技术）负责人：  年 月 日 | | | |

附录D 光伏方阵标称功率测试

（规范性附录）

1. **检测条件**
2. 太阳能光伏系统所采用的太阳能电池方阵、蓄电池组、充放电控制器、逆变器及用电器等关键设备应具有相应资质的检测报告，符合国家相关产品标准的要求；
3. 在检测前，应确保系统在正常负载条件下连续正常运行至少3天，测试期内的负载变化规律应与设计文件一致；
4. 短期检测期间，室外环境平均温度ta的允许范围应为年平均环境温度±10℃；环境空气的平均流动速率不应大于4m/s；检测起止时间应为当地太阳正午时前1h到太阳正午时后1h，共计2h；检测期间内，太阳辐照度不应小于700W/m2，太阳总辐照度的不稳定度不应大于±50W。
5. **检测设备仪器**
6. 太阳总辐照度应采用总辐射表测量，总辐射表应符合现行国家标准《总辐射表》GB/T 19565的要求；
7. 测量空气温度时应确保温度传感器置于遮阳且通风的环境中，高于地面约1m，距离集热系统的距离在1. 5m~ 10.0m之间，环境温度传感器的附近不应有烟囱、冷却塔或热气排风扇等热源。温度测量仪器以及与它们相关的读取仪表的精度和准确度不应大于表1的限值，响应时间应小于5s；

表1 温度测量仪器的准确度和精度

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 参数 | 仪器准确度 | 仪器精度 |
| 环境空气温度 | ±0.5℃ | ±0.2℃ |

1. 长度测量的准确度应为±1.0%；
2. 测量电功率所用的电功率表的测量误差不应大于5%。
3. **光伏组件的光电转换效率检测应符合下列规定：**

现场功率的测定可以采用由第三方检测单位校准过的“太阳电池方阵测试仪”抽测太阳电池支路的I-V特性曲线，抽检比例一般不得低于30%。由I-V特性曲线可以得出该支路的最大输出功率，为了将测试得到的最大输出功率转换到峰值功率，需要做如下第1）2）3）5）项的校正。

如果没有“太阳电池方阵测试仪”，也可以通过现场测试电站直流侧的工作电压和工作电流得出电站的实际直流输出功率。为了将测试得到的电站实际输出功率转换到峰值功率.需要做如下所有项目的校正。

光伏方阵标称功率是在标准测试条件测试得到的功率值，因此实际测试后应当进行如下5项的校正，以确保公正：

1. 光强校正：在非标准条件下测试应当进行光强校正，光强按照线性法进行校正。
2. 温度校正：按照该型号产品第三方测试报告提供的温度系数进行校正，如无法获得可信数据，可按照晶体硅组件功率温度系数-0.35%/℃，非晶硅按照功率温度系数-0.20%/℃进行校正。按照功率随温度变化的公式P=Pm×[1+aⅹ（T-25℃）]（P为光伏组件峰值功率、Pm为光伏组件标称功率、a为功率温度系数、T为光伏组件背板温度），计算校正。
3. 组合损失校正：太阳电池组件串并联后会有组合损失，应当进行组合损失校正，太阳电池的组合损失应当控制在5%以内。
4. 最大功率点校正：工作条件下太阳电池很难保证工作在最大功率点，需要与功率曲线对比进行校正；对于带有太阳电池最大功率点跟踪（MPPT）装置的系统可以不做此项校正；
5. 太阳电池朝向校正：不同的太阳电池朝向具有不同的功率输出和功率损失，如果有不同朝向的太阳电池接入同一台逆变器的情况下，需要进行此项校准。
6. **太阳能光伏系统的光电转换效率检测应符合下列规定：**
7. 对于独立太阳能光伏系统电功率表应接在蓄电池组的输入端，对于并网太阳能光伏系统，电功率表应接在逆变器的输出端；
8. 检测开始前，应切断所有外接辅助电源，安装调试好太阳辐射表、电功率表、温度自记仪和风速计，并测量太阳能电池方阵面积，在测量太阳能光伏系统电池面积时，应扣除电池的间隙距离，将电池的有效面积逐个累加，得到总有效采光面积；
9. 检测开始时，应同时记录总辐射表太阳辐照量读数及各仪表的数据；
10. 检测开始后，应每隔十分钟记录一次各仪表数据；
11. 计算检测期间单位太阳能电池板面积的太阳辐照量H。对于处在不同采光平面上的太阳能电池方阵，应分别计算试验期间不同采光平面单位太阳能电池板面积的太阳辐射量。
12. **检测数据**
13. 光伏组件的光电转换效率计算公式：

 （1）

式中：

η—光伏组件的光电转换效率；

Pm——光伏组件峰值功率（W）；

A ——光伏组件光照面积（m2）（注：一般含光伏组件边框面积）；

Pin——标准条件测试太阳组件的单位面积太阳辐照度，1000W/m²。

1. 太阳能光伏系统试验期间单位面积太阳能电池板的发电量Q（MJ/ m2）计算公式：

 （2）

式中：

Q——发电量，单位：MJ/㎡；

t——试验时间，单位：h；

w——试验期间电功率表的读数，单位：kW；

Ac——太阳能电池采光面积，单位：m2。

1. 太阳能光伏系统的光电转换效率d计算公式：

 （3）

式中：

ηd——太阳能光伏系统的光电转换效率，单位：%；

Q——发电量，单位：MJ/ m2；

H——太阳辐射量，单位：MJ/ m2。

1. 当太阳能电池板不在同一采光面时，太阳能光伏系统的光电转换效率d计算公式：

 （4）

式中：

ηd——太阳能光伏系统光电转换效率，单位：%；

n——不同朝向和倾角采光平面上的太阳能电池方阵个数；

t——第i个朝向和倾角采光平面上的试验时间，单位：h；

w——第i个朝向和倾角采光平面上试验期间电功率表的读数，单位：kW；

Hi——第i个朝向和倾角采光平面上单位面积的太阳辐射量，单位：MJ/ m2；

Aci——第i个朝向和倾角平面上的太阳能电池采光面积，单位：m2。

1. 短期测试的太阳能光伏系统年发电量计算公式：

 （5）

式中：

En——太阳能光伏系统年发电量，单位：kWh；

ηd——太阳能光伏系统光电转换效率，单位：%；

n——不同朝向和倾角采光平面上的太阳能电池方阵个数；

Hai——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，单位：MJ/ m2；

Aci——第i个朝向和倾角平面上的太阳能电池采光面积，单位：m2。

1. 检测结果

**1）**光伏组件的光电转换效率应符合设计文件的规定；

**2）**太阳能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标表2的规定；

表2 不同类型太阳能光伏系统的光电转换效率d（%）

|  |  |
| --- | --- |
| 晶体硅电池 | 薄膜电池 |
| d≥8 | d≥4 |

**3）**太阳能光伏系统的年发电量应符合项目立项可行性报告等相关文件的规定；

**4）**太阳能光伏系统的组件背板最高工作温度应符合设计要求。

附录E 太阳能光伏节能分项工程进场复验抽检频率和检验项目

（规范性附录）

**B.0.1** 太阳能系统节能工程采用的材料、构件和设备施工进场复验应包括下列内容：

**1** 太阳能集热器的安全性能及热性能；

**2** 太阳能光伏组件的发电功率及发电效率；

**3** 保温材料的导热系数或热阻、密度、吸水率。

**B.0.2** 太阳能系统性能检测应符合下列规定：

**1** 应对太阳能热利用系统的太阳能集热系统得热量、集热效率、太阳能保证率进行检测，检测结果应对照设计要求进行核查；

**2** 应对太阳能光伏发电系统年发电量和组件背板最高工作温度进行检测，检测结果应对照设计要求进行核查。

本标准用词说明

**1** 为了便于在执行本标准条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

**1**）表示很严格，非这样做不可的用词：

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用词：

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用词：

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用词，采用“可”。

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

引用标准名录

**1** 《安徽省太阳能光伏与建筑一体化技术规程》DB34T 5006

**2** 《北京市光伏建筑一体化设计要求》DB11T 2037

**3** 《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300

**4** 《建筑与市政工程施工质量控制通用规范》GB 55032

**5** 《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411

**6** 《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015

**7** 《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655

**8** 《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368

**9** 《建筑节能工程施工质量验收标准》SJG 141

**10** 《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801

**11** 《建筑设计防火规范》GB50016

**12** 《建筑防火通用规范》GB 55037

**13** 《民用建筑通用规范》GB55031

**14** 《民用建筑设计统一标准》GB50352

深圳市工程建设地方标准

**建筑光伏一体化技术标准**

**SJG XXX - 202X**

**条文说明**

(条文说明格式参照标准正文编写)

3 基 本 规 定

**3.0.1** 《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB50378第2.0.4条“新建建筑群及建筑的总体规划应为可再生能源利用创造条件，并应有利于冬季增加日照和降低冷风对建筑影响，夏季增强自然通风和减轻热岛效应”，第5.2.4条“太阳能建筑一体化应用系统的设计应与建筑设计同步完成”。建筑光伏一体化在建筑规划设计阶段，依据场地周边可再生能源利用条件，宜考虑光伏发电设施的位置、可利用面积，适配的光伏一体化部品部件等；初设阶段宜包含光伏一体化部品部件的性能方面的设计要求；光伏一体化部品部件的施工安装宜与主体结构施工协调同步，发电系统的施工设计应充分考虑并满足建筑结构、防水、防火、防雷、耐腐蚀、热工、抗震、采光等方面的要求。

**3.0.2** 按照市场上已有的建筑光伏一体化部品及应用位置，本条对建筑光伏一体化应用类型给予相应规定，如有新的产品可补充。本条文参考《北京市光伏建筑一体化设计要求》DB11T2037-2022第5.2.2条“光伏建筑一体化包括以下类型：光伏屋面板、复合型光伏屋面、光伏采光顶、光伏幕墙”。

增加透明与非透明是为了引导非玻璃外观的立面也可以使用光伏板，这类光伏板的透光率可以做得比透明幕墙部位更低，更大地吸收光能，用于发电。

4 建筑光伏一体化设计

**4.1** 一般规定

**4.1.2** 设计在满足光伏发电系统相关技术要求的同时，应满足建筑功能及建筑造型的和谐一致，因此整个设计过程，两者不能割裂，应统一考虑。各相关专业应充分配合，从方案的总体布局、建筑平面、空间造型、立面将两者有机结合，施工图及幕墙深化设计时将方案落地。

**4.2** 建筑设计

**4.2.2** 依据深圳市《居住建筑节能设计标准》SJG45的要求，新建居住建筑应安装太阳能系统，应充分利用建筑屋面、建筑立面和小区地面等合理设置太阳能系统，并符合相关规定。

**4.2.6** 参考《建筑光伏系统应用技术标准》 GBT51368-2019、《四川省碲化镉发电玻璃建筑一体化应用技术标准》DB51T199-2022、《太阳能光伏发电系统与建筑一体化技术规程》CECS 418-2015 4.1.3、《太阳能光伏与建筑一体化技术规程》DB34\_T\_5006-2023。在既有建筑上增设或改造的光伏系统，其重量可能会增加。另外，安装过程也会对建筑结构和建筑功能有影响，因此，应进行建筑结构安全、建筑电气安全等方面的复核和检验。位于建筑不同部位的光伏系统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。可通过对选用光伏系统的发电量与围护结构的热工损失，进行比较和权衡，来判断对建筑节能的贡献。

**4.2.7** 出自2022年12月15日，深圳市发展和改革委员会关于印发《深圳市关于大力推进分布式光伏发电的若干措施》《深圳市关于促进绿色低碳产业高质量发展的若干措施》和《工业上楼建筑设计通则（征求意见稿）》6.2.1条，应严格控制光伏组件的安装高度，以及不得利用光伏系统违规增加建筑面积。光伏项目安装最高点距离屋面不得超过2.8米，其中有楼梯间的居民光伏项目，安装最高点应不高于楼梯间屋面1米，且最高点应不高于顶屋屋面4米。四面均不得围蔽形成建筑使用空间，不得利用光伏项目增加额外建筑面积。如突破本政策限制，项目可依据实际情况进行可行性论证并做专项审查。

**4.2.8** 建筑用光伏组件常见尺寸见附录B。

**4.2.9** 《民用建筑绿色性能计算标准》JGJ/T 449第4.2.1条规定，进行物理建模时，对象建筑（群）周边1H～2H范围内应按实际建筑布局和形状准确建模。考虑到深圳年平均日照时间约2200小时，太阳辐射量约为5000 MJ/m²，光伏方阵布置时应考虑周边建筑、树木、山体、架空线路等遮挡物，以及布置于屋面或墙体的建筑设备等对光伏方阵的遮挡影响。

**4.2.10** 参考《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368-2019中第6.2.2条及6.2.4条。光伏系统设计时，应对铺设位置的日照情况进行分析，选取最佳铺设区域，保证光伏最优发电效率。电池被遮挡会引起局部电压偏置， 导致晶体硅光伏组件局部温度升高， 从而引起热斑效应。被遮挡的光伏组件、将会消耗有光照的光伏组件所产生的部分能量或所有能量，降低输出功率，严重的将会永久性破坏太阳能电池组件，甚至烧毁组件。安装在建筑上的光伏组件，不宜有障碍物遮挡阳光。除周边建筑物、构筑物外，凹凸不规则的建筑自身形态，也容易造成对阳光的遮挡。对于安装位置较低的光伏组件，还应考虑常绿、高密树种的遮挡。采用晶硅光伏组件时，日照遮挡会产生热斑效应，易导致组件损坏，故应尽量避免。

**4.2.13** 参考民用建筑设计统一标准GB50352-2019中第6.14.6条。参考《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368-2019中第6.2.3条及6.2.6条、《安徽省太阳能光伏与建筑一体化技术规程》DB34T 5006-2023。光伏系统设计时，宜结合建筑立面及屋顶造型效果、设计理念、可利用面积、安装场地和周边环境等因素，设置单晶硅、多晶硅、薄膜等多种光伏组件，充分利用太阳能资源。光伏系统外观色彩较单调，因此在建筑物外或屋面布局时，可能和建筑物的布局要求和外观不相符，从而影响到建筑的整体美观，因此，要求和城市整体建筑风貌保持协调统一。

**4.2.16** 参考《太阳能光伏与建筑一体化技术规程》DB34/T5006-2023中的第5.3.8条、第5.3.10条。参考《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ102-2003中的第4.1.6条建议设计擦窗机。光伏发电系统的周边环境可能对光伏组件表面造成污染，不仅影响发电量、设备散热，还会降低转换效率，需不定期地对光伏组件进行局部或全部清洁维护。当光伏组件输出低于初始状态（上一次清洗结束时）的85%，需对光伏组件进行清洁，组件的清洗方法可分为常规清洗及雨天清洗。光伏组件使用过程中，还有可能需要维修，需预留检修通道，保证检修人员的作业空间和安全。

**4.2.17** 参考《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368-2019中第6.2.10条 建筑光伏方阵应避开建筑变形缝。根据《民用建筑设计统一标准》，普通民用建筑物的设计使用年限为50年，一般情况下是光伏系统寿命的2~3倍。光伏组件的模数、接口、构造等应利于在建筑上的安装、维护、修理、局部更换等。建筑设计也应提供必要的安全便利条件。建筑变形缝两侧会发生相对位移，光伏组件跨越变形缝时容易被破坏，造成漏电、脱落等。

**4.2.19** 参考《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368-2019中第6.2.11条，光伏组件应避开建筑构件布置。参考《安徽省太阳能光伏与建筑一体化技术规程》DB34T 5006-2023。光伏系统不能影响建筑其他设备使用功能。建筑物排风排烟及设备散热会导致光伏组件工作温度偏高，影响发电效率。同时光伏发电时会发热，需要通风降温，也会对建筑和设备产生影响。应保持一定的距离。油烟易附着在光伏面板上，吸附灰尘，影响光伏组件的发电效率。

**4.2.20** 参考《太阳能光伏与建筑一体化技术规程》DB34/T5006-2023中的第5.3.7条。光伏组件背板温度是影响光伏发电效率的重要因素之一，组件随着温度升高，发电量将不断下降。根据国际电工委员会（IEC）标准，光伏组件背板温度不应超过47℃。

**4.2.23** 参考《太阳能光伏与建筑一体化技术规程》DB34/T5006-2023中的第5.3.17条。作为建筑围护结构的光伏组件应满足建筑本身的各项相关技术要求，并应结合具体应用部位选用相应的组件类型、结构方案和构造措施。

**4.2.24** 宜采用直立锁边咬合型金属板防水屋面，或防水卷材与金属板融合直立锁边咬合型双层防水屋面，隐含式固定件（扣件、支座）固定。新建民用建筑光伏一体化设计，屋顶采用围护系统结构，BIPV围护结构屋面板设计应采用锁边咬合型金属板防水屋面，隐含式固定件（扣件、支座）固定。推荐采用防水卷材与金属板融合直立锁边咬合型双层防水屋面，不宜采用自攻钉穿透固定的搭接型（瓦楞型）压型金属板防水屋面。BIPV围护结构屋面板材料应采用铝合金板、高耐腐蚀静电粉末涂层钢板、镀铝锌镁钢板或镀铝锌钢板，屋面板耐腐蚀等级须≥25年。屋面板表面采用氟碳涂层，涂层平均厚度须≥32微米，最小厚度不小于30μm，氟碳树脂含量≥70%。屋面板表面采用镀铝锌镁镀层或镀铝锌镀层，镀层平均厚度应≥150g/m²。光伏支架鼓励采用质量轻、耐腐蚀性强、热膨胀系数低、耐火性能高如石墨烯改性复合支架等新材料等。

**4.2.29** 《安徽省太阳能光伏与建筑一体化技术规程》DB34T 5006-2023、《太阳能光伏与建筑一体化技术规程》DB34/T5006-2023中的第5.3.15条、《建筑光伏系统应用技术标准》 GBT51368-2019。光伏玻璃幕墙替代传统玻璃幕墙，在满足光伏发电功能的同时需满足玻璃幕墙安全、防火等基本功能。

**4.3** 结构设计

**4.3.1** 屋顶光伏电站在电站设计的时候，应充分考虑到屋顶的固定荷载、风压荷载、地震荷载等。因此，在安装分布式光伏发电装置前需要对建筑屋面进行评估与分析，以确保光伏系统及建筑物安全。当前，各地政策规定分布式光伏安装需要提供屋面荷载报告等建筑结构安全相关证明文件。《光伏发电站设计规范》（GB 50797-2012）强制性条文规定：“3.0.7 在既有建筑物上增设光伏发电系统，必须进行建筑物结构和电气的安全复核，并应满足建筑结构及电气的安全性要求”。有专业资质的第三方单位包括既有建筑原建设单位、原设计单位和改建单位之外的具备资质条件和类似经验的单位。

**4.3.4** 广东省住房和城乡建设厅发布《广东省标准强风易发多发地区金属屋面技术规程》，编为DBJ/T 15-148-2018。支承屋面光伏系统的结构应根据建筑造型及风荷载分布，按区域合理选取不同的檩条截面及间距。风敏感区檩距宜≤1.0m，一般风压区檩距宜≤1.5m。檩条可选用C 型钢、Z 型钢、工字钢或方管，并应符合国家现行有关标准的规定。风敏感区宜采取板材加厚、固定扣件（支座）加密、螺钉加密、增加选用钉头直径较大的抗风螺钉、檩条加密等措施。光伏组件直接与钢骨架连接固定的光伏发电系统，宜采用装配型非螺栓嵌插式连接件与支持龙骨（导轨）连接固定，嵌插件式连接件单价抗拔力须≥4.9KN，可开锁卸载。采用挂接、插接连接的光伏组件，应采用防脱、防滑措施。

**4.4** 电气设计

**4.4.7** 参考《薄膜太阳能光伏与建筑一体化技术规程》T/CASA 0006-2022 第6.5.5条。 此条可做进一步修改，因此条引用的GB/T19939已废止，根据最新国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T29319-2024中规定，当并网点电压在标称电压的85%～110%时，光伏发电系统应能正常连续运行。GB/T29319-2024 适用于通过10kV及以下电压等级、三相并网的新建或改（扩）建光伏发电系统的接入、调试和运行。配置储能的光伏发电系统参照执行。

**4.4.10** 参考民用建筑新型基础设施设计通则报批稿，并网点电压等级和并网容量宜根据上表选取，最终并网电压等级需根据电网条件，通过技术经济比选论证确定。当高低压均具备并网条件时，宜采用低压接入方案。

**4.4.11** 在民用建筑领域发展光储直柔技术，以提高建筑用能的柔性，既符合未来建筑高效、低碳的要求，也符合城市能源系统清洁、可靠的发展趋势。

**4.4.26** 参考《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》JGJ/T365- 2015 第5.2.2条，第3.5.2条：光伏幕墙方阵最大电压不应超过1000V。光伏幕墙方阵最大电压可由光伏组串在标准测试条件下的开路电压通过最低期工作温度修正后确定。最低预期工作温度下，电压修正系数可根据光伏玻璃幕墙组件供应商提供的数据计算。

**4.4.27** 参考《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》JGJ/T365- 2015 第5.2.3条，第5.2.1条：电缆的选择应按照电压等级、持续工作电流、短路热稳定性、允许电压降和敷设环境条件等因素进行选型。电缆导体材质、绝缘类型、绝缘水平、护层类型、导体截面等应符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB50217的规定和《建筑物电气装置第5部分：电气设备的选择和安装第52章：布线系统》GB16895.6中关于载流量的规定。

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 表1 用于直流电缆或其他直流设备选型的最小电流值 | | |
| 相应电路 | 最小电流（A） | | |
| 有过电流保护 | 无过电流保护 | |
| 光伏组串 | 按本规范第7.3.2条确定的光伏组串过电流保护电器额定电流In。 | 单组串光伏幕墙方阵：1.25×Isc mod  其他情况：In+1.25×Isc mod×(Spo-1)  式中：In是最近的下游过电流保护电器额定电流；Isc mod是光伏玻璃幕墙组件标准测试条件下的短路电流；Spo是最近的过电流保护电器保护的并联光伏组串数。 | |
| 光伏幕墙子方阵 | 按本规范第7.3.3条确定的光伏幕墙子方阵过电流保护电器额定电流In。 | 1.25×Isc s-array  式中：Isc s-array是光伏幕墙子方阵标准测试条件下的短路电流。 | |
| 光伏幕墙方阵 | 按本规范第7.3.4条确定的光伏幕墙方阵过电流保护电器额定电流In。 | 1.25×Isc array  式中：Isc array是光伏幕墙方阵标准测试条件下的短路电流。 | |

注：

**1** 一些光伏玻璃幕墙组件在安装后最初几周或几个月内，其实际Isc mod可能大于标称值或会随时间而增大，在确定电缆载流量时应予以考虑。

**2** 光伏玻璃幕墙组件及其布线的工作温度会远大于环境温度。对于布置在光伏玻璃幕墙组件附近或与其有接触的电缆，其最小工作温度应等于预期最大环境温度加上40℃。

**3** 对于可调的保护电器，额定电流In是给定的整定电流。

**4.4.30** 特殊消防一般指具有特定功能或对消防设施、设备有较高要求的建筑物或场所，如医院、学校、娱乐场所、高层建筑等。这些场所通常需要安装更高标准的消防设施和设备，以满足特殊需求。相比之下，一般消防则适用于大多数普通建筑物和场所，如住宅、办公楼、工厂等，这些场所的消防设施和设备相对较为常规。

特殊消防适用于具有一定规模和特定需求的建筑物或场所，如大型商场、酒店、医院等。这些场所通常需要配备专业的消防队伍和先进的消防设施，以确保在火灾发生时能够迅速、有效地进行灭火和疏散。而一般消防则适用于大多数普通建筑物和场所，可以根据当地的消防法规和要求进行基本的消防设施建设。

特殊消防设施通常更为先进、高效和智能，可以应对特殊火灾风险和火灾情况下可能出现的问题。如高层建筑的消火栓系统通常配有水箱和水泵，并采用固定消防管道和水炮等高级设施；医院等医疗场所可能配备独立的排烟系统以减少烟雾对火灾现场的影响；而娱乐场所可能需要考虑到噪音、电火花等因素而设置更为全面的消防安全措施。相比之下，一般消防设施则较为常见和简单，通常包括消火栓、灭火器、烟雾报警器等基础设施。

**4.5** 防排水设计

**4.5.1** 住房和城乡建设部关于发布国家标准《建筑与市政工程防水通用规范》的公告现批准《建筑与市政工程防水通用规范》为国家标准， 编号为GB 55030-2022，自2023年4月1日起实施。本规范为强制性工程建设规范，全部条文必须严格执行。现行工程建设标准中有关规定与本规范不一致的，以本规范的规定为准。

**4.5.4** 推荐使用满足国家现行标准的建筑光伏一体化项目设计密封材料。材料应根据使用部位和功能要求选用，满足防紫外线、耐老化要求，并确保金属板接缝等非暴露部位使用合适的橡胶密封胶条或不干胶条。密封胶的质量损失率应控制在规定范围内，橡胶止水带和密封垫等产品性能需符合GB/T18173系列标准的要求。

**4.5.6** 光伏组件支架与主体结构（屋面和墙面）的连接容易破坏屋面和墙面的防水构造，是漏水的重要隐患，支架的安装应与屋面和墙面的防水施工协调好工序，保证其防水性能。

**4.5.7** 根据《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255-2012第4.3.6条规定：采光顶、金属平板屋面和直立锁边金属屋面的坡度不应小于3%。根据《屋面工程技术规范》GB 50345-2012第4.10.4条规定：玻璃采光顶的排水坡度不宜小于5%。光伏组件积污影响发电效率，宜对排水坡度从严要求，故本条规定排水坡度不宜小于5%，对于大型的金属屋面可以适当降低，但不应小于3%。

**4.5.9** 广东省住房和城乡建设厅发布广东省标准《强风易发多发地区金属屋面技术规程》，编号为DBJ/T 15-148-2018，自2019年2月1日起实施。根据《广东省住房和城乡建设厅关于发布<2017年广东省工程建设标准制订、修订计划>的通知》（粤建科函〔2017〕2904号）的要求，《强风易发多发地区金属屋面技术规程》编制组经广泛调查研究，认真总结实践经验，参考有关国际标准和国外先进标准，并在广泛征求意见的基础上，制定本规程。

**4.6** 光伏方阵设计

**4.6.2** 建筑光伏系统光伏方阵宜采用固定式安装。光伏方阵应结合建筑设计、功能需求、所处地区经纬度、日照条件、气候条件及负载特性等因素进行设计，经技术经济比较后确定光伏组件的类型、规格、数量、安装位置、方位角、倾角、阵列行距、安装方式和可安装场地面积。对于光照条件相对均匀的建筑，应选择统一规格的光伏组件进行排布；对于光照条件差异较大的建筑，可考虑使用不同规格的光伏组；对于兼顾较高发电和采光需求的建筑，可选择透光、非透光两种类别的光伏组件结合使用；对于曲面屋顶或不规则形状的建筑，在刚性光伏组件难以适应的情况下，可选择使用柔性薄膜组件。

**4.6.3** 深圳地区光伏组件倾角建议17—23°。

**4.6.4** 光伏方阵设计应符合《光伏发电站设计规范》 GB 50797、《低压电气装置 第7-712部分：特殊装置或场所的要求 太阳能光伏（PV）电源系统》 GB/T 16895.32 及《建筑光伏系统应用技术标准》 GB/T 51368等标准中的相关要求。

**4.6.14** 依据《光伏建筑一体化设计要求》DB11/T 2037—2022，应采用下列公式的计算方法，确保不存在造成同一方阵内部署的组串最大功率偏差超过5％的遮挡。

Òsmp =（Psmp0-Psmp1+ΔPsmp）/Psmp0×100%

式中：

Òsmp——遮挡造成的组串最大功率偏差，单位为百分比（%）；

Psmp0——测试条件下，方阵内无或最少遮挡基准组串的最大功率，单位为瓦（W）；

Psmp1——与基准组串相同或相似条件下（辐照度相差不超过20W/㎡，环境温度相差不超过20℃），方阵内遮挡最为严重组串的最大功率或其对应基准组串测试条件修正值，单位为瓦（W）；

注：应选择天气晴朗、辐照度≥400 W/㎡，存在遮挡组串遮挡面积最大（测试日内）条件下进行测试。

ΔPsmp——标准或选定测试条件下（天气晴朗、辐照度≥400W/m2，无遮挡），遮挡最为严重组串内全部组件最大功率测试结果修正合计值与同条件下基准组串内全部组件最大功率测试结果修正合计值的差值，单位为瓦（W）。

注：组件最大功率测试结果修正到基准组串测试条件下。

**4.8** 其他安全性规定

**4.8.17** 参考《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368-2019中第6.2.7条。光伏组件、逆变器运行时局部温度可能超过60℃，需设置请勿触摸、以免烫伤、小心触电等标识，以免发生安全事故。

**5 设备与材料**

### 5.2 光伏器件

**5.2.4** 依据深圳市《公共建筑节能设计标准》SJG 44–2024、深圳市《居住建筑节能设计标准》SJG 45–2024。

鼓励使用初始光电转换效率不低于21%的单晶硅发电组件。

鼓励使用核心层的初始光电转换效率不低于13%，发电组件衰减率首年不高于5%，后续每年不应高于0.4%，25年总衰减不应高于15%的黑色不透光型薄膜太阳能发电组件。

针对深圳强烈的紫外线辐射，特别强调此性能，以延长材料使用寿命及维持外观。深圳强烈的日照和紫外线辐射对BIPV材料提出了更高的要求。选择具备优良抗紫外线性能的材料能有效保护BIPV系统，减缓老化，确保长期稳定运行。

**5.2.7** 太阳能发电组件标准产品一般不带边框，若根据安装需要另行增加边框，此时应注意边框不应侵占太阳能发电组件发电区域，且不应产生影响发电的阴影。

### 5.3 逆变器及功率优化器

**5.3.2** 在建筑美学造型有特殊要求的情况下，太阳能发电系统往往无法做到光伏组件的安装朝向、角度高度一致，采用组件级别的微型逆变器或功率优化器是较为理想的解决方案。

**5.3.3** 按国际工程团队意见决定是否保留。TCECS630-2019有此要求。原意是负极接地做法需要用隔离变压器，现在实践中负极接地做法不多，不意味着负极接地做了不要求隔离变压器。4.3.3为防止电势诱导衰减（Potential Induced Degradation, PID）效应，太阳能发电组件通常要求做负极功能接地。

PID的直接危害就是大量电荷聚集在电池片表面，引起电池表面钝化，电池组件的功率急剧衰减。PID的真正原因到目前为止没有明确的定论，但各个光伏电池组件厂和研究机构的数据表明，PID与电池、玻璃、胶膜、温度、湿度和电压有关。隔离变压器的选择应符合下列规定：

**1** 应满足逆变器输出额定功率和接入电压等级的要求。

**2** 隔离变压器的容量应与逆变器输出额定功率相匹配，且不宜小于逆变器输出额定功率。

**3** 隔离变压器电网侧接线组别及接地方式应与接入电网相匹配。

6 安装施工与设备调试

**6.1**一般规定

**6.1.2** 建筑光伏工程的施工应符合《危险性较大的分部分项工程安全管理规定》（住建部【2018】37号）以及建办质〔2018〕31号住房城乡建设部办公厅关于实施《危险性较大的分部分项工程安全管理规定》有关问题的通知的相关要求。

**6.2**基座施工

**6.2.4** 屋面光伏支架基座在原有建筑屋面上现场砌（浇）筑时，应与屋面防水层一同考虑。既有建筑上安装光伏系统基座时会破坏原有屋面防水结构，因此基座施工完后，被破坏的部位应重新做防水工程。

**6.2.7** 参考《建筑光伏系统应用技术标准》GBT51368-2019。6.2.5~6.2.7基座及其上的预埋螺栓、预埋件等连接构件的施工误差尺寸应满足现行相关规范要求。

**6.3**支架安装

**6.3.1** 支架安装时过程应对支架进行防护措施，外露金属埋件、支架构件应进行防腐防锈处理，防止因受损失去强度。支架在基座上的安装位置不正确会引起偏心，影响结构受力。

**6.3.2**  支架现场安装一般采用焊接和螺栓连接，采用焊接工艺时应确保焊接质量可靠。

**6.3.3~6.3.5** 墙面、雨棚、采光顶的光伏组件安装应符合相关的幕墙规范要求。

7 检测与验收

### 7.1 一般规定

**7.1.2** 欧标EN13501-1等级划分：

燃烧防火等级A1、A2、B、C、D、E、F或A1fl、A2fl、Bfl、Cfl、Dfl、Efl、Ffl或A1L、A2L、BL、CL、DL、EL、FL七个级别；

产烟附加等级s1、s2、s3；

燃烧滴落物/微粒的附加等级d0、d1、d2

一般建材EN13501-1防火等级测试标准

EN13501-1 A1级：根据EN ISO 1182及EN ISO 1716标准进行测试并符合要求。

EN13501-1 A2级：根据EN ISO 1182、EN ISO 1716及EN ISO 13823标准进行测试并符合要求。

EN13501-1 B、C、D级： 根据EN ISO 13823、EN ISO 11925-2标准进行测试并符合要求。

EN13501-1 E级：根据EN ISO 11925-2标准进行测试并符合要求。

EN13501-1 F级：根据EN ISO 11925-2标准进行测试但不符合要求。

在欧洲建筑领域，所有建材产品包括地板、管道保温产品在内的防火性能均需要满足EN13501-1的要求。EN13501-1防火等级划分为七个等级A1，A2，B，C，D，E，F，其中F级产品要求最低，一般不建议使用在建筑中，不同的领域或者应用场景，对产品的阻燃等级要求也有差异。应符合欧洲消防标准EN 13501的相关要求，特别是关于材料反应对火的分类，确保光伏系统的安装和使用不会增加火灾风险，同时保障人员财产的安全。

**7.1.6** 本条是对建筑节能工程验收程序、组织和参加人员的具体规定。参加工程施工质量验收的各方人员资格包括岗位、专业和技术职称等应符合国家、行业或地方有关法律法规及规范标准的规定，其验收的程序和组织与现行国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300的规定一致，即应由监理单位主持，会同参与工程建设各方共同进行验收。鉴于在工程实际中常出现施工现场未严格落实节能设计措施或因设计深度不足导致施工结果达不到设计要求，甚至不满足强条的情况，导致设计被迫降低节能指标、不得已只能按现场实际重新核算节能效果，增加规定设计人员应参与分项验收，及时发现施工问题，避免降低节能标准。随着施工图审查环节的取消，设计单位的责任意识需要进一步增强，应加大设计单位对施工和验收过程的参与度。建设单位作为工程质量的第一责任人，也应参与重要的分部工程验收。

按照《建筑节能工程施工质量验收标准 [附条文说明]》GB 50411 18.0.2 2和《建筑节能工程施工质量验收标准》SJG 141 13.0.2 2，节能分项工程可由专监组织施工单位项目技术负责人进行验收；按照《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655 4.2，BIPV应由总监组织施工单位项目经理进行验收，鉴于BIPV的先进性和重要性，建议市标从严要求。

**7.1.8** 太阳能光伏节能分项工程隐蔽验收的通用步骤：

**1** 文档审查：审查安装图纸、设计规范和产品资料，确保施工过程中的所有材料和工艺都按照规定执行；

**2** 测试和试验：在隐蔽工程完成后，进行必要的电气测试和性能测试，如绝缘电阻测试、接地电阻测试等，确保系统安全可靠；

**3** 验收记录：所有隐蔽验收工作应有详细记录，包括检查日期、检查内容、参与人员和检查结果，以便日后查询和维护。

**7.2** 太阳能光伏系统结构相关工程验收

**Ⅰ 主控项目**

**7.2.1** 《光伏发电工程验收规范》GB/T50796-2012要求光伏组件支架基础的验收应符合下列标准及规定：混凝土独立（条形）基础的验收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 50204-2015的有关规定；桩基础的验收应符合现行国家标准《建筑地基基础工程施工质量验收规范》GB 50202-2018的有关规定。桩基工程施工前应对放好的轴线和桩位进行复核，群桩桩位的放样允许偏差应为20mm，单排桩桩位的放样允许偏差应为10mm，预制桩（钢桩）的桩位偏差应符合下表所示的规定，斜桩倾斜度的偏差应为倾斜角正切值的15％。

表2 预制桩（钢桩）的桩位允许偏差

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 项目名称 | | 允许偏差（毫米） |
| 带有基础梁的桩 | 垂直基础梁的中心线 | ≤100+0.01*H* |
| 沿基础梁的中心线 | ≤150+0.01*H* |
| 承台桩 | 桩数为1～3根桩基中的桩 | ≤100+0.01*H* |
| 桩数大于或等于4根桩基中的桩 | ≤1/2桩径+0.01*H*或1/2边长+0.01*H* |

注：*H*为桩基施工面至设计桩顶的距离（mm）。

**7.2.2** 现有有关光伏发电系统预埋件的验收规范中，《CECS418：2015 太阳能光伏发电系统与建筑一体化技术规程》规定预埋件或后置螺栓（或锚栓）连接件需要在安装施工中完成现场验收，验收时应确保预埋件的位置、数量、型号等符合设计要求，并且安装牢固，不得破坏屋面的防水层；《光伏发电站施工规范》GB 50794-2012规定支架基础的轴线、标高、截面尺寸及垂直度以及预埋螺栓（预埋件）的尺寸偏差应符合要求，其中预埋件的允许偏差如下表所示。

表3 支架基础预埋螺栓（预埋件）允许偏差

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 项目名称 | | 允许偏差（毫米） |
| 标准偏差 | 预埋螺栓 | ＋20，0 |
| 预埋件 | 0，－5 |
| 轴线偏差 | 预埋螺栓 | 2 |
| 预埋件 | ±5 |

**7.2.3** 现有验收规范中，《屋面工程质量验收规范》GB50207-2012第9.0.8条规定“检查屋面有无渗漏、积水和排水系统是否通畅，应在雨后或持续淋水2h后进行”；《建筑外墙防水工程技术规程》JGJ/T235-2011第7.1.3条规定“外墙防水层完工后应进行检验验收，防水层渗漏检查应在雨后或持续淋水30min后进行”。

**7.3** 太阳能光伏系统光伏组件验收

**Ⅰ 主控项目**

**7.3.1** 本条为对太阳能光伏系统节能工程采用的产品进场验收与核查的规定。要求材料的品种、规格、性能等应符合设计要求和相关产品标准的规定，不能随意改变和替代。在材料进场时通过目视和尺量等方法检查，并对其质量证明文件进行核查确认，最终确定材料是否符合设计要求。

**7.3.7** 晶体硅光伏电池背面的温度直接影响发电效率，因此本条强调了光伏建筑构件背面的通风层应保证通风良好。

**7.4** 太阳能光伏系统电气系统验收

**Ⅰ 主控项目**

**7.4.1** 太阳能光伏系统的安装应符合下列规定：

**1** 直流系统的检查，至少包含如下项目：

**1）**直流系统的设计、说明与安装应满足《低压电气装置第5-52部分：电气设备的选择和安装布线系统》GB/T 16895.6的要求，特别是满足《建筑物电气装置第7-712部分：特殊装置或场所的要求太阳能光伏（PV）电源供电系统》GB/T 16895.32的要求；

**2）**在额定情况下所有直流元器件能够持续运行，并且在最大直流系统电压和最大直流故障电流下能够稳定工作（开路电压的修正值是根据当地的温度变化范围和组件本身性能确定；根据《建筑物电气装置第7-712部分：特殊装置或场所的要求太阳能光伏（PV）电源供电系统》GB/T 16895.32的规定，故障电流为短路电流的1.25倍）；

**3）**在直流侧保护措施采用Ⅱ类或等同绝缘强度（《建筑物电气装置第7-712部分：特殊装置或场所的要求太阳能光伏（PV）电源供电系统》GB/T 16895.32；

**4）**光伏组串电缆，光伏方阵电缆和光伏直流主电缆的选择与安装应尽可能降低接地故障和短路时产生的危险（《建筑物电气装置第7-712部分：特殊装置或场所的要求太阳能光伏（PV）电源供电系统》GB/T 16895.32；

**5）**配线系统的选择和安装应能抵抗外在因素的影响，比如风速、覆冰、温度和太阳辐射等；

**6）**对于没有装设组串过电流保护装置的系统：组件的反向额定电流值（Ir）应大于可能产生的反向电流，同样组串电缆载流量应与并联组件的最大故障电流总和相匹配；

**7）**装设了过电流保护装置的系统：应检查组串过电流保护装置的匹配性，并且根据《建筑物电气装置第7-712部分：特殊装置或场所的要求太阳能光伏（PV）电源供电系统》GB/T 16895.32关于光伏组件保护说明来检查制造说明书的正确性和详细性；

**8）**直流隔离开关的参数是否与直流侧的逆变器（《建筑物电气装置第7-712部分：特殊装置或场所的要求太阳能光伏（PV）电源供电系统》GB/T 16895.32相匹配；

**9）**阻塞二极管的反向额定电压至少是光伏组串开路电压的两倍（《建筑物电气装置第7-712部分：特殊装置或场所的要求太阳能光伏（PV）电源供电系统》GB/T 16895.32；

**10）**如果直流导线中有任何一端接地，应确认在直流侧和交流侧设置了分离装置，并且接地装置应合理安装，以避免电气设备腐蚀。

**2** 太阳光伏组件的检查应包括如下项目：

**1）**光伏组件必须选用按IEC 61215，IEC 61646或IEC 61730的要求通过产品质量认证的产品；

**2）**材料和元件应选用符合相应的图纸和工艺要求的产品，并应经过常规检测、质量控制与产品验收等程序；

**3）**组件产品应是完整的，每个太阳电池组件上的标志应符合IEC 61215或IEC 61646中第4章的要求，标注额定输出功率（或电流）、额定工作电压、开路电压、短路电流；有合格标志；附带制造商的贮运、安装和电路连接指示；

**4）**组件互连应符合方阵电气结构设计。

**3** 汇流箱检查应包括如下项目：

**1）**产品质量应安全可靠，通过相关产品质量认证；

**2）**室外使用的汇流箱应采用密封结构，设计应能满足室外使用要求；

**3）**采用金属箱体的汇流箱应可靠接地；

**4）**采用绝缘高分子材料加工的，所选用材料应有良好的耐候性，并附有所用材料的说明书、材质证明书等相关技术资料；

**5）**汇流箱接线端子设计应能保证电缆线可靠连接，应有防松动零件，对既导电又作紧固用的紧固件，应采用铜质零件；

**6）**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不小于1MΩ（DC500V）。

**4** 在较大的光伏方阵系统中应设计直流配电柜，将多个汇流箱汇总后输出给并网逆变器柜，检查项目应包括：

**1）**直流配电柜结构的防护等级设计应能满足使用环境的要求；

**2）**直流配电柜应进行可靠接地，并具有明显的接地标识，设置相应的浪涌保护器；

**3）**直流配电柜的接线端子设计应能保证电缆线可靠连接，应有防松动零件，对既导电又作紧固用的紧固件，应采用铜质材料。

**5** 连接电缆检查应包括如下项目：

**1）**连接电缆应采用耐候、耐紫外辐射、阻燃等抗老化的材料；

**2）**连接电缆的线径应满足方阵各自回路通过最大电流的要求，以减少线路的损耗；

**3）**电缆与接线端应采用连接端头，并且有抗氧化措施，连接紧固无松动。

**6** 触电保护、接地触电保护和接地检查，至少应包括如下内容：

**1）**B类漏电保护：漏电保护器应确认能正常动作后才允许投入使用；

**2）**为了尽量减少雷电感应电压的侵袭，应可能减小接线环路面积；

**3）**光伏方阵框架应对等电位连接导体进行接地。等电位体的安装应把电气装置外露的金属及可导电部分与接地体连接起来。所有附件及支架都应采用导电率至少相当于截面为35mm2铜导线导电率的接地材料和接地体相连，接地应有防腐及降阻处理；

**4）**光伏并网系统中的所有汇流箱、交直流配电柜、并网功率调节器柜、电流桥架应保证可靠接地，接地应有防腐及降阻处理。

**7** 光伏系统交流部分的检验，至少包含下列项目：

**1）**在逆变器的交流侧应有绝缘保护；

**2）**所有的绝缘和开关装置功能正常；

**3）**逆变器保护。

**7.4.10** 太阳能光伏系统标识检查应包括如下项目：

**1** 所有的电路、开关和终端设备都必须粘贴相应的标签；

**2** 所有的直流接线盒（光伏发电和光伏方阵接线盒）必须粘贴警告标签，标签上应说明光伏方阵接线盒内含有源部件，并且当光伏逆变器和公共电网脱离后仍有可能带电；

**3** 交流主隔离开关要有明显的标识；

**4** 并网光伏系统属于双路电源供电的系统，应在两电源点的交汇处粘贴双电源警告标签；

**5** 应在设备柜门内侧粘贴系统单线图；

**6** 应在逆变器室合适的位置粘贴逆变器保护设定细节的标签；

**7** 应在合适位置粘贴紧急关机程序；

**8** 所有的标志和标签都必须以适当的形式持久粘贴在设备上。

**7.4.11** 太阳能光伏系统的试运行与测试应符合电气设备的测试并测试合格，并应符合国家现行标准《建筑物电气装置》GB/T 16895、《火力发电厂试验、修配设备及建筑面积配置原则》DL/T 5004、《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064的相关要求并符合下列规定：

电气设备的测试必须符合《低压电气装置第6部分：检验》GB16895.23的要求。

测量仪器和监测设备及测试方法应参照《交流1000V和直流1500V以下低压配电系统电气安全防护措施的试验、测量或监控设备》GB/T18216的相关要求。如果使用另外的设备代替，设备必须达到同一性能和安全等级。

在测试过程中如发现不合格，需要对之前所有项目逐项重新测试。

在适当的情况下应按照下面顺序进行逐项测试：

**1** 交流电路的测试；

**2** 保护装置和等势体的连接匹配性测试；

**3** 极性测试；

**4** 组串开路电压测试；

**5** 组串短路电流测试；

**6** 系统主要电气设备功能测试；

**7** 直流回路的绝缘电阻测试。

按一定方式串联、并联使用的光伏组件I-V特性曲线应具有良好的一致性，以减小方阵组合损失；优化设计的光伏子系统组合损失应不大于8%。

**1** 保护装置和等电位体的测试

保护或联接体应可靠连接。

**2** 极性测试

应检查所有直流电缆的极性并标明极性，确保电缆连接正确。

注：为了安全起见和预防设备损坏，极性测试应在进行其他测试和开关关闭或组串过流保护装置接入前进行。

应测量每个光伏组串的开路电压。在对开路电压测量之前，应关闭所有的开关和过电流保护装置（如安装）。

测量值应与预期值进行比较，将比较的结果作为检查安装是否正确的依据。对于多个相同的组串系统，应在稳定的光照条件下对组串之间的电压进行比较。在稳定的光照条件下这些组串电压值应该是相等的（电压值误差应在5%范围内）。对于非稳定光照条件，可以采用以下方法：

**1**）延长测试时间；

**2）**采用多个仪表，一个仪表测量一个光伏组串；

**3）**使用辐照表来标定读数。

注：测试电压值低于预期值可能表明一个或多个组件的极性连接错误，或者绝缘等级低，或者导管和接线盒有损坏或有积水；高于预期值并有较大出入通常是由于接线错误引起的。

**3** 光伏组串电流的测试

**1）**一般要求

光伏组串电流测试的目的是检验光伏方阵的接线是否正确，该测试不用于衡量光伏组串或方阵的性能。

**2）**光伏组串短路电流的测试

用适合的测试设备测量每一光伏组串的短路电流。组串短路电流的测试有相应的测试程序和潜在危险，应以下面要求的测试步骤进行。

测量值必须与预期值作比较。对于多个相同的组串系统并且在稳定的光照条件下，单个组串之间的电流应该进行比较。在稳定的光照条件下这些组串短路电流值应该是相同的（电压值误差应在5%范围内）。

对于非稳定光照条件，可以采用以下方法：

1. 延长测试时间；
2. 采用多个仪表，一个仪表测量一个光伏组串；
3. 使用辐照表标定当前读数。

**3）**短路电流测试

1. 确保所有光伏组串是相互独立的并且所有的开关装置和隔离器处于断开状态；
2. 短路电流可以用钳型电流表和同轴安培表进行测量。

**4）**光伏组串运转测试

测量值必须同预期值作比较。对于多种相同组串的系统，在稳定光照辐射情况下，各组串应该分别进行比较。这些组串电流值应该是相同的（在稳定光照情况下，应在5%范围内）。对于非稳定光照条件下，可以采用以下方法：

1. 延长测试时间；
2. 测试采用多个仪表，一个仪表测量一个光伏组串；
3. 使用辐照表来标定当前的读数。

**4** 系统主要电气设备功能测试按照如下步骤执行：

1. 开关设备和控制设备都应进行测试以确保系统正常运行；
2. 应对逆变器进行测试，以确保系统正常运行：测试过程应由逆变器供应商提供；
3. 电网故障测试过程如下：交流主电路隔离开关断开一光伏系统应立即停止运行。在此之后，交流隔离开关应重合闸使光伏系统恢复正常的工作状态。

注：电网故障测试能在光照稳定的情况下进行修正，在这种情况下，在闭合交流隔离开关之前，负载尽可能地匹配以接近光伏系统所提供的实际功率。

**5** 光伏方阵绝缘阻值测试

**1）**一般要求

光伏方阵应按照如下要求进行测试：

1. 测试时限制非授权人员进入工作区；
2. 不得用手直接触摸电气设备以防止触电；
3. 绝缘测试装置应具有自动放电的能力；
4. 在测试期间应当穿好适当的个人防护服并佩戴防护设备。

注：对于某些系统安装，例如大型系统绝缘安装出现事故或怀疑设备具有制造缺陷或对干燥时的测试结果存有疑问时，可以适当采取测试湿方阵的方法，测试程序参考ASTM StdE2047。

**2）**测试方法

1. 可以采用下列两种测试方法：

测试方法1：先测试方阵负极对地的绝缘电阻，然后测试方阵正极对地的绝缘电阻。

测试方法2：测试光伏方阵正极与负极短路时对地的绝缘电阻。

1. 对于方阵边框没有接地的系统（如有Ⅱ类绝缘），可以选择做如下两种测试：

测试方法1：在电缆与大地之间做绝缘测试。

测试方法2：在方阵电缆和组件边框之间做绝缘测试。

1. 对于没有接地的导电部分（如：屋顶光伏瓦片）应在方阵电缆与接地体之间进行绝缘测试。

注：凡采用本款a中测试方法2，应尽量减少电弧放电，在安全方式下使方阵的正极和负极短路；指定的测试步骤要保证峰值电压不能超过组件或电缆额定值。

**3）**测试过程

在开始测试之前：禁止未经授权的人员进入测试区，从逆变器到光伏方阵的电气连接必须断开。

本款a中测试方法2，若采用短路开关盒时，在短路开关闭合之前，方阵电缆应安全地连接到短路开关装置。采用适当的方法进行绝缘电阻测试，测量连接到地与方阵电缆之间的绝缘电阻，具体见表4。

在做任何测试之前要保证测试安全。保证系统电源已经切断之后，才能进行电缆测试或接触任何带电导体。

表4 绝缘电阻最小值

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 测试方法 | 系统电压（V） | 测试电压（V） | 最小绝缘电阻（MΩ） |
| 测试方法1 | 120 | 250 | 0.5 |
| ＜600 | 500 | 1 |
| ＜1000 | 1000 | 1 |
| 测试方法2 | 120 | 250 | 0.5 |
| ＜600 | 500 | 1 |
| ＜1000 | 1000 | 1 |

**6** 光伏方阵标称功率测试。

见附录D。

**7** 电能质量的测试。

**1）**首先将光伏电站与电网断开，测试电网的电能质量参数，测试内容如下：

|  |  |
| --- | --- |
| 序号 | 测试内容 |
| 1 | A相电压偏差（或单相电压） |
| 2 | B相电压偏差 |
| 3 | C相电压偏差 |
| 4 | A相频率偏差（或单相频率） |
| 5 | B相频率偏差 |
| 6 | C相频率偏差 |
| 7 | A相电压谐波含量与畸变率（或单相谐波） |
| 8 | B相电压谐波含量与畸变率 |
| 9 | C相电压谐波含量与畸变率 |
| 10 | 三相电压不平衡度 |
| 11 | 直流分量 |
| 12 | 是否存在电压波动与闪变事件 |
| 13 | A相功率因数（或单相功率因数） |
| 14 | B相功率因数 |
| 15 | C相功率因数 |

**2）**将逆变器并网，待稳定后测试并网点的电能质量：

| 序号 | 测试内容 |
| --- | --- |
| 1 | A相电压偏差（或单相电压） |
| 2 | B相电压偏差 |
| 3 | C相电压偏差 |
| 4 | A相频率偏差（或单相频率） |
| 5 | B相频率偏差 |
| 6 | C相频率偏差 |
| 7 | A相电压谐波含量与畸变率（或单相谐波） |
| 8 | B相电压谐波含量与畸变率 |
| 9 | C相电压谐波含量与畸变率 |
| 10 | 三相电压不平衡度 |
| 11 | 直流分量 |
| 12 | A相功率因数（或单相功率因数） |
| 13 | B相功率因数 |
| 14 | C相功率因数 |

**8** 系统电气效率测试

**1）**一般要求

光伏系统电气效率应按照如下要求进行测试：

1. 测试时限制非授权人员进入工作区；
2. 不得用手直接触摸电气设备以防止触电；
3. 系统电气效率测试应在日照强度大于500W/㎡的条件下进行；
4. 在测试期间应当穿好适当的个人防护服并佩戴防护设备。

注：当光伏组件安装为一定的倾角时，日照强度测试装置应与组件保持统一的倾斜角度。

**2）**测试方法

光伏系统电气效率应按照如下步骤进行测试：

1. 首先用标准的日射计测量当前的日照强度；
2. 在测量日照强度的同时，测量并网逆变器交流并网点侧的交流功率；
3. 根据光伏方阵功率、日照强度及温度功率系数，根据计算公式，可以计算当时的光伏方阵的产生功率；
4. 根据下列公式可计算出系统的电气效率。

系统输出功率与光伏组件在一定条件下产生的电功率之比。

系统效率计算公式：

ηp=Pop / Psp

式中：

ηp——系统电气效率；

Pop——系统输出功率（kW）；

Psp——光伏组件产生的总功率（kW）。

**7.4.12** 太阳能光伏系统的性能在安装完成后经调试应具备下列功能：

**1** 测量显示

逆变设备应有主要运行参数的测量显示和运行状态的指示。参数测量精度应不低于1.5级。测量显示参数至少包括直流输入电压、输入电流、交流输出电压、输出电流、功率因数；状态指示显示逆变设备状态（运行、故障、停机等）。

显示功能：显示内容为直流电流、直流电压、直流功率、交流电压、交流电流、交流频率、率因数、交流发电量、系统发电功率、系统发电量、气温、日射量等。状态显示主要包括运行状态、异常状态、解列状态、并网运行、应急运行、告警内容代码等。

**2** 数据存储与传输

并网光伏发电系统须配置现地数据采集系统，能够采集系统的各类运行数据，并按规定的协议通过GPRS/CDMA无线通道、电话线路或Internet公众网上传。

**3** 交（直）流配电设备至少应具有如下保护功能：

**1）**输出过载、短路保护；

**2）**过电压保护（含雷击保护）；

**3）**漏电保护功能。

**7.4.13** 在建筑上增设或改造太阳能光伏发电系统时，系统设计必须充分考虑建筑结构安全，并应满足建筑结构及其他相应的安全性要求，不得因此降低相邻建筑的日照标准。当涉及主体和承重结构改动或增加荷载时，必须由原结构设计单位或具备相应资质（不低于原设计单位资质）的设计单位核查有关原始资料，对既有建筑结构的安全性进行核验、确认；需要时报请有关部门批准。

**7.5** 太阳能光伏系统分项工程竣工验收

**7.5.6** 光伏发电系统的预测发电量，在国内往往采用公式计算法，这种方法普遍存在着主观性强、误差大、分析不全面等缺点。采用专业模拟软件，如瑞士的PVsyst软件进行光伏发电系统的分析和计算，由于软件自带气象、光伏组件、逆变器等基本数据库，能够较完整地对光伏发电系统进行模拟、计算和数据分析，效果较好。

本条是根据国内的实际情况，给出一种计算公式。在确定公式中的综合效率系数时，需要考虑光伏组件设置的位置、角度、产品性能参数以及电气系统等诸多因素的影响。在最佳条件下，一般可取0.65~0.85。

**1** 光伏组件类型修正系数及转换效率修正系数：光伏组件类型修正系数通常根据组件类型和厂家参数确定，转换效率修正系数与组件衰减率、工作温度系数以及输出功率偏离值等都有关，例如：

光伏组件输出的直流功率通常是标称功率。在现场运行的光伏组件往往达不到标准测试条件，输出的允许偏差为5%，其输出功率就要考虑到0.95的影响系数。

光伏组件随着温度的升高，输出功率会下降。对于晶体硅组件，当光伏组件内部的温度达到50℃~75℃时，输出功率约降为额定功率的89%，其输出功率就要考虑到0.89的影响系数。

光伏组件表面灰尘的累积，会影响辐射到电池板表面的太阳辐射强度，最终影响光伏组件的输出功率。据相关文献报道，某种光伏组件表面灰尘会对光伏组件的出力产生7%的影响，其输出功率就要考虑到0.93的影响系数；

**2** 光伏组件的位置修正系数与光伏组件安装的倾角、方位角等有关，与所在地的太阳能资源数据及纬度、经度有关；

**3** 光照利用率是指由于太阳辐射的不均匀性，光伏组件几乎不可能同时达到最大功率输出，因此光伏阵列的输出功率要低于各个组件的标称功率之和；

**4** 障碍物对光伏组件上的太阳光造成的遮挡以及光伏组件之间的遮挡都可能影响到光伏板表面的太阳辐射强度。因此，光照利用率不可能达到1.0；

**5** 光伏发电电气系统的效率与光伏组件、逆变器及逆变器至并网点之间的电气装置和连接线缆以及逆变器的效率等均有关系。