

江西省工程建设标准

DB

备案号J XXXXXXXXX

编号 DB XXXXXXXXX

江西省建筑光伏系统应用技术规程

Technical standards for building solar photovoltaic systems
in Jiangxi province

(征求意见稿)

XXXX-X-X发布

XXXX-X-X实施

江西省住房和城乡建设厅

前 言

根据江西省住房和城乡建设厅《关于公布 2024 年江西省住建领域科技项目和工程建设地方标准（修订）项目计划通知》（赣建办〔2024〕124 号）的要求，编制组经广泛调查研究，认真总结实践经验，结合江西省的实际情况，参考有关国家标准和国内外先进经验，并在广泛征求意见的基础上，对《江西省民用建筑太阳能光伏系统应用技术规程》DB36/J008-2012/T 进行修订。

本规程共分 13 章，主要技术内容是：1 总则；2 术语；3 基本规定；4 光伏发电系统设计；5 设计；6 结构设计；7 给排水设计；8 工程施工；9 环境保护；10 劳动安全与职业卫生；11 消防；12 验收；13 运行与维护。

本次修订，各章节内容均有修改，章节排序也有调整，主要修订的内容：

1. 修改了规程名称；
2. 增加了“基本规定”章节；
3. 将原“光伏发电系统设计”、“电气设计”章节合并为“光伏发电系统设计”；
4. 将原“规划与建筑设计”章节拆分为“设计”、“结构设计”、“给排水设计”；
5. 将原“环保、卫生、安全、消防”章节拆分为“环境保护”、“劳动安全与职业卫生”、“消防”章节；
6. 将原“太阳能光伏系统安装”修改为“工程施工”；
7. 调整了附录内容。

本规程由江西省城乡和住房建设厅负责管理，由江西省建筑设计研究总院集团有限公司和中国电建集团江西省电力设计院有限公司负责技术内容的解释。在执行过程中如有意见或建议，请将有关资料反馈给江西省建筑设计研究总院集团有限公司（地址：江西省南昌市红谷滩区龙兴大街 149 号；邮政编码：330100；联系电话：0791-86399710），以供今后修订时参考。

本规程主编单位、参编单位、主要起草人员和主要审查人员：

主编单位：

参编单位：

主要起草人员：

主要审查人员：

目次

| | |
|-----------------------|----|
| 1 总 则 | 1 |
| 2 术 语 | 2 |
| 3 基本规定 | 4 |
| 4 光伏发电系统设计 | 5 |
| 4.1 一般规定 | 5 |
| 4.2 光伏发电系统分类 | 6 |
| 4.3 系统接入 | 6 |
| 4.4 光伏发电一次系统 | 9 |
| 4.5 光伏方阵 | 11 |
| 4.6 变压器及配电装置 | 13 |
| 4.7 自用电系统 | 14 |
| 4.8 无功补充装置 | 14 |
| 4.9 电气二次 | 14 |
| 4.10 过电压保护和防雷接地 | 16 |
| 4.11 电缆选型与敷设 | 17 |
| 4.12 储能系统 | 18 |
| 4.13 配置形式和布置 | 19 |
| 4.14 发电量计算 | 20 |
| 5 设 计 | 21 |
| 5.1 一般规定 | 21 |
| 5.2 建筑设计 | 21 |
| 5.3 光伏组件设计 | 22 |
| 5.4 构造要求 | 22 |
| 6 结构设计 | 25 |
| 6.1 一般规定 | 25 |
| 6.2 材料 | 25 |
| 6.3 荷载和作用 | 26 |
| 6.4 光伏构件结构设计 | 26 |
| 6.5 支撑结构设计 | 27 |

| | |
|------------------------|----|
| 6.6 连接结构设计 | 27 |
| 7 给排水设计 | 28 |
| 7.1 一般规定 | 28 |
| 7.2 排水 | 28 |
| 8 工程施工 | 29 |
| 8.1 一般规定 | 29 |
| 8.2 施工安装准备 | 29 |
| 8.3 设备与材料 | 30 |
| 8.4 土建工程 | 30 |
| 8.5 光伏组件安装 | 32 |
| 8.6 电气系统安装 | 33 |
| 8.7 光伏系统调试 | 35 |
| 9 环境保护 | 37 |
| 9.1 一般规定 | 37 |
| 9.2环境保护措施 | 37 |
| 10 劳动安全与职业卫生 | 39 |
| 10.1 一般规定 | 39 |
| 10.2 工程总体布置 | 39 |
| 10.3 劳动安全与职业卫生措施 | 40 |
| 11 消防..... | 42 |
| 11.1一般规定..... | 42 |
| 11.2防火..... | 42 |
| 11.3消防设施..... | 43 |
| 12 验收 | 44 |
| 12.1 一般规定 | 44 |
| 12.2 验收要求 | 45 |
| 13 运行与维护 | 47 |
| 13.1一般规定 | 47 |
| 13.2光伏方阵 | 47 |
| 13.3电缆 | 48 |

| | |
|-------------------------|----|
| 13.4电气设备 | 49 |
| 13.5储能系统 | 49 |
| 13.6防雷与接地 | 49 |
| 附录A 江西地区太阳能资源 | 51 |
| 附录B 光伏组件/方阵检查检测项目 | 52 |

1 总 则

1.0.1 为促进建筑节能减排，规范江西省建筑光伏系统的设计、施工、验收和运行维护，制定本规程。

1.0.2 本规程适用于新建、扩建、改建的建筑光伏系统的设计、施工、验收和运行维护。

1.0.3 新建建筑光伏系统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，与建筑工程同时投入使用；在既有建筑上改建或扩建光伏系统应按照建筑工程审批程序进行专项工程的设计、施工和验收。

1.0.4 江西省建筑光伏系统的设计、施工、验收与运行维护除应符合本规程外，尚应符合现行国家和行业有关标准和规定。

2 术 语

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

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

2.0.2 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。

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

光伏发电设备不作为建筑材料或构件,在已有建筑上安装的形式。

2.0.4 光伏组件 photovoltaic (PV) module

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

2.0.5 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。

2.0.6 薄膜光伏组件 thin film PV module

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

2.0.7 光伏构件 photovoltaic (PV) module component

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、光伏幕墙、光伏砖等)普通型光伏构件。

2.0.8 建材型光伏构件 photovoltaic (PV) components as building material

将太阳能电池片与建筑材料复合在一起,成为不可分割的建筑构件或建筑材料。

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

与光伏电池组件组合在一起,维修更换光伏组件式不影响建筑功能的建筑构件,或直接作为建筑构件的光伏组件。

2.0.10 光伏方阵 photovoltaic (PV) array

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

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

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

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

不与公共电网连接的光伏系统，也称离网光伏系统。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。

2.0.13 并网逆变器 grid-connected inverter

将来自光伏方阵的直流电转换为符合电网要求的交流电流的设备。

2.0.14 汇流箱 combiner box

在建筑光伏系统中将若干个光伏组件串并联汇流后接入的装置。

2.0.15 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。

2.0.16 快速关断装置：Rapid shutdown device

能够快速将光伏组件与光伏组件、光伏组件与逆变器、逆变器与并网点之间电气连接断开的用于快速关断光伏系统的装置。

2.0.17 电弧故障保护装置 Arc-fault circuit protection unit

能够在电弧发生时，快速判断电弧故障并及时断开故障电路的装置。注：其下分直流电弧故障保护装置和交流电弧故障保护装置。

2.0.18 孤岛 islanding

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。又称孤岛现象。

2.0.19 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。

2.0.20 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 建筑光伏系统的发电规模和形式应结合太阳能资源、建筑条件、安装和运输条件、负荷特点等因素确定，并应满足安全可靠、经济适用、环保美观，便于安装和维护的要求。

3.0.2 建筑光伏系统建设应与江西省总体规划和电力规划相协调。

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

3.0.4 建筑光伏系统应用可采用建筑集成光伏发电系统和建筑附加光伏发电系统，建筑设计宜预留建筑光伏系统建设条件。

3.0.5 建筑光伏系统设备和材料的选择应满足建筑安全、功能和环境适应性要求，与建筑物外观相协调，具备良好的耐候型、耐腐蚀性和防火性能并应符合《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的相关规定。

3.0.6 建筑光伏系统应纳入建筑主体结构和围护结构的荷载计算。

3.0.7 既有建筑上附加建筑光伏系统时，应对既有建筑的结构安全性和耐久性、电气安全性进行复核。且应符合《既有建筑维护与改造通用规范》GB 55022的规定。

3.0.8 建筑光伏系统设计前应取得建设项目所在地的下列环境资料：

- 1 太阳能资源数据和资源分析报告；
- 2 建设项目所在地抗震设防要求；
- 3 工程建设地基本风压和基本雪压；
- 4 工程建设地酸雨腐蚀性；
- 5 建筑物雷击次数以及空气污染、能见度情况；
- 6 周围建筑用户对噪声和光污染的控制要求。

3.0.9 光伏系统在接入电网和设计前，宜取得有关电网和建筑相关资料。

4 光伏发电系统设计

4.1 一般规定

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

4.1.2 在既有建筑上安装建筑附加光伏发电系统,不应影响建筑的消防、隔热、采光、通风、防水、排水、防雷、防静电等,不应引起建筑能耗的增加,且应按既有建筑改造相关规范要求完善设计。

4.1.3 建筑附加光伏发电系统的光伏组件的使用年限不应小于25年;建筑集成光伏发电系统的光伏组件的设计使用年限不应小于其替代的建筑构件的设计使用年限。

4.1.4 太阳能光伏发电系统设计时,应给出系统装机容量和年发电总量。

4.1.5 用户侧并网的光伏发电系统宜采用分散逆变、就地并网的接入方式,电网侧并网的光伏发电系统宜采用分散逆变、集中并网的接入方式。

4.1.6 并网光伏发电系统应具有相应的并网保护及隔离功能。

4.1.7 并网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。

4.1.8 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。

4.1.9 并网建筑光伏系统应配置具有通信功能的电能计量装置和相应的电能量采集装置,独立光伏发电系统宜配置计量装置。

4.1.10 大、中型光伏发电系统宜设置一套环境监测仪,监测项目应包括太阳辐射量、气温、风速、风向等。环境监测仪信号应接入光伏发电监控系统,并应对观测数据进行实时记录。

4.1.11 建筑光伏系统中逆变器、汇流箱、变压器、配电柜、无功补偿装置等应满足环境温度、相对湿度、海拔高度、地震烈度、污秽等级等使用环境条件要求。

4.1.12 建筑光伏系统应具备即时断电并进入无危险状态的能力,光伏组件之间宜配置快速关断装置。

4.1.13 在民用建筑光系统中,直流系统的最大开路电压不宜大于1000V DC。

4.2 光伏发电系统分类

4.2.1 建筑光伏系统按与公共电网连接情况分为下列两种系统:

- 1 并网光伏发电系统;
- 2 独立光伏发电系统。

4.2.2 光伏发电系统按带储能装置情况分为下列两种系统:

- 1 带有储能装置光伏发电系统;
- 2 不带储能装置光伏发电系统。

4.2.3 光伏发电系统按所带用电负荷形式分为下列三种系统:

- 1 直流光伏发电系统;
- 2 交流光伏发电系统;
- 3 交直流混合光伏发电系统。

4.2.4 并网光伏发电系统按并网点位置分为下列两种系统:

- 1 用户侧并网光伏发电系统;
- 2 电网侧并网光伏发电系统。

4.2.5 建筑光伏发电系统按容量分为下列三种类型:

- 1 小型: 不大于8kWp;
- 2 中型: 大于8kWp, 不大于500kWp;
- 3 大型: 大于500kWp。

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

4.3 系统接入

4.3.1 建筑光伏系统的并网应当符合《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 和《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的规定,其接入设计应当符合《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865 和《光伏电站接入电

力系统设计规范》GB/T 50866 的规定。此外还应满足当地供电部门的相关规定和要求。

4.3.2 并网光伏系统应具有自动检测功能及并网切断保护功能,并应符合下列规定:

1 光伏系统应安装电网保护装置,并符合现行国家标准《光伏(PV)系统电网接口特性》GB/T 20046的相关规定;

2 光伏系统与公共电网之间的隔离电器应能同时断开相线和中性线;

3 严禁将保护接地中性导体(PEN)接入开关电器;

4 光伏系统应有防孤岛功能:当公共电网断电或公共电网能质量超限时,光伏系统应自动与公共电网解列;在公共电网恢复正常供电后,光伏系统方可恢复并网。恢复并网延时时间由供电部门根据当地条件确定。

4.3.3 建筑光伏系统各并网点电压等级宜根据装机容量按表4.3.3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4.3.3 光伏系统并网电压等级

| 容量 | 电压等级 |
|---------------------------------------|------------|
| $S \leq 8\text{kW}$ | 220V/单相 |
| $8\text{kW} < S \leq 500\text{kW}$ | 380V/三相 |
| $500\text{kW} < S \leq 6000\text{kW}$ | 10kV/三相 |
| $S > 6000\text{kW}$ | 35kV及以上/三相 |

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

4.3.5 建筑光伏系统的电能质量中,谐波、电压偏差、三相电压不平衡、电压波动和闪变等应符合《电能质量公用电网谐波》GB/T 14549、《电能质量公用电网间谐波》GB/T 24337、《电能质量供电电压偏差》GB/T 12325、《电能质量三相电压不平衡》GB/T 15543、《电能质量电压波动和闪变》GB/T 12326的有关规定。

4.3.6 建筑光伏系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的0.5%。建筑光伏系统公共连接点处电能质量在线监测装置应符合现行国家标准《电能质量监测设备通用要求》GB/T 19862 的规定。

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

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

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

4.3.8 建筑光伏系统应安装计量装置，并预留检测接口。宜对建筑光伏系统的发电量，光伏组件背板表面温度、室外温度和太阳总辐照量进行监测计量。电能计量装置及电能计量远方终端应符合下列规定：

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

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

3 电能计量装置选型与配置应符合下列规定：

1) 电能计量装置应具备双向有功和四象限无功计量功能；

2) 通过10(6)kV及以上电压等级接入电网的光伏系统的上网电量关口点应配置相同的两块表计，两块表计应按主/副方式运行；

3) 关口表的技术性能应符合现行行业标准《多功能电能表》DL/T 614和《多功能电能表通信协议》DL/T 645的有关规定。

4 电能表与互感器准确度等级，应符合下列规定：

1) 关口计量点的电能表准确度等级不应低于有功0.2S级、无功2.0级；

2) 电压互感器准确度等级应为0.2级，电流互感器准确度等级不应低于0.2S级；

3) 关口表的技术性能应符合现行行业标准《多功能电能表》DL/T 614和《多功能电能表通信协议》DL/T 645的有关规定。

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

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

4.4 光伏发电一次系统

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

4.4.2 并网建筑光伏系统可由光伏组件、汇流箱、配电柜、逆变器、监控系统、保护系统及布线系统等部分组成；对于带有储能装置的系统，还应配置对应的电能存储系统及其充放电控制装置。

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

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

4.4.5 独立光伏发电系统可由光伏组件、汇流箱、充放电控制器、电化学储能电池、逆变器、监控系统及配电柜等组成。

4.4.6 独立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。

4.4.7 独立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。

4.4.8 逆变器的选择应符合下列规定：

1 光伏组件与接入逆变器之间的容量配比应综合考虑光伏方阵的安装方式、场地条件、太阳能资源、各项损耗等因素，经技术经济比较后确定。光伏组件的安装容量与逆变器额定容量之比应符合下列规定：

1) 年水平面总辐照量不小于6300MJ/m²的地区，不宜超过1.1；

2) 年水平面总辐照量小于6300MJ/m²且不小于5040MJ/m²的地区，不宜超过1.2；

3) 年水平面总辐照量小于 $5040\text{MJ}/\text{m}^2$ 的地区, 不宜超过1.3;

4) 配置储能的光伏发电系统, 应根据光伏系统与储能系统的耦合方式, 在满足功能需求的前提下, 经技术经济比较后确定。

2 光伏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;

3 用于并网光伏发电系统的逆变器性能应符合接入公用电网相关现行国家标准《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408的规定, 并具有有功功率和无功功率连续可调功能。用于大、中型光伏电站的逆变器还应具有低电压穿越功能;

4 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 (MPPT)、保护和监测功能、通讯接口、防护等级等技术条件进行选择;

5 逆变器应按照环境温度、相对湿度、海拔高度、地震烈度、污秽等级等使用环境条件进行校验;

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

7 当光伏方阵中开路电压大于 80V 时, 逆变器宜具备直流电弧故障检测和保护功能;

8 并网逆变器还应该应具备自动运行和停止功能、最大功率跟踪控制功能和防孤岛功能;

9 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;

10 逆变器应满足高效、节能、环保的要求。

4.4.9 采用组串式逆变器的光伏系统可不设置直流汇流箱; 当设置直流汇流箱时, 应符合下列规定:

1 直流汇流箱内应设置汇流铜母排;

2 直流汇流箱内每一个光伏方阵应分别由光伏专用线缆引至汇流母排, 在母排前分别设置光伏专用直流开关或直流熔断器, 并在输出回路设置光伏专用直流主开关;

3 光伏汇流箱内应设置电涌保护装置且外壳应可靠接地；

4 汇流箱应按环境温度、相对湿度、海拔高度、污秽等级、地震烈度等使用环境条件进行性能参数校验,大、中型光伏电站中光伏组串汇流箱宜选用智能型，并具备智能监控和数据通信功能。

4.4.10 建筑光伏发电系统直流侧电弧保护的设置应符合现行国家标准《光伏发电系统直流电弧保护技术要求》GB/T 39750 的规定，故障电弧保护装置可与逆变器、直流汇流箱相结合。光伏发电系统直流侧宜配置直流电弧故障检测和保护功能。

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

4.4.12 汇流箱和逆变器的设置位置应便于操作和检修,安装高度宜在 1600mm 以上，直流汇流箱、组串式逆变器宜靠近光伏方阵布置；室内布置的逆变器、汇流箱、变压器应设置散热通风措施，防护等级应为 IP21 及以上；室外布置的逆变器、汇流箱应有防腐、防锈、防暴晒等措施，汇流箱箱体或柜体的防护等级不应低于 IP65，逆变器防护等级不应低于 IP54。

4.5 光伏方阵

4.5.1 建筑光伏系统中光伏组件的安装容量应根据负载特性、可安装面积，结合储能装置效率、建筑光伏系统效率等因素确定。建筑光伏系统用光伏组（构）件宜选用高性能，高安全性组（构）件并应符合《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368相关规定的要求。

4.5.2 光伏方阵的设计应遵循以下原则：

1 光伏方阵的设计和建筑条件、建筑环境、建筑美观相协调，光伏方阵布置位置宜选择光照条件较好的建筑部位；

2 根据建筑利用条件和用户需求确定光伏组件或光伏构件的类型、规格、安装位置和安装面积；

3 根据当地太阳能资源的分析结果选择最佳倾角，且便于清除灰尘，保证组件通风良好的原则确定光伏组件的安装方式；

4 光伏方阵同一个最大功率跟踪（MPPT）支路上接入的光伏组件串电压、方阵朝向、安装倾角宜一致，同一组串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致；

5 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：

$$\frac{V_{mppt\ min}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K'v]} \leq N \leq \frac{V_{dc\ max}}{V_{oc} \times [1 + (t - 25) \times Kv]} \quad (4.5.2-1)$$

式中：

K_v ——光伏组件的开路电压温度系数；

N ——光伏组件的串联数（ N 取整）；

t ——昼间环境下光伏组件工作条件下的极限低温（℃）；

t' ——工作状态下光伏组件工作条件下的电池极限高温（℃）；

$V_{dc\ max}$ ——逆变器和光伏组件允许的最大直流输入系统电压，取两者小值（V）；

$V_{mppt\ min}$ ——逆变器 MPPT 电压最小值（V）；

V_{oc} ——光伏组件的开路电压（V）；

V_{pm} ——光伏电池组件的最佳工作电压（V）。

6 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列公式计算：

$$N_p = \frac{P_0}{P_m \times N_s} \quad (4.5.2-2)$$

式中：

N_p ——光伏组件并联个数；

P_0 ——系统输出总功率（W_p）；

P_m ——单个组件最大输出功率（W_p）；

N_s ——组件串联个数。

7 建筑集成型光伏系统在建筑设计时就需要统筹考虑电气线路的安装布置，同时要保证每一块建筑集成型光伏组件金属外框的可靠接地。

4.5.3 建筑光伏系统光伏方阵宜采用固定式安装。

4.5.4 当固定式光伏方阵不受建筑条件限制时，组件倾角宜按光伏方阵单位安装容量的全年发电量最大的原则选择，最佳倾角应符合现行国家标准《光伏发电站设计标准》GB 50797的有关规定。

4.6 变压器及配电装置

4.6.1 光伏发电系统升压变压器的选择应符合现行行业标准《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222的有关规定，参数宜符合现行国家标准《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451、《干式电力变压器技术参数和要求》GB/T 10228、《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 20052及《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015的有关规定。

4.6.2 光伏发电系统升压变压器的选择应符合下列规定：

- 1 宜选用自冷式、低损耗电力变压器；
- 2 当无励磁调压电力变压器不满足电力系统调压要求时，应采用有载调压电力变压器；
- 3 升压变压器容量宜按光伏发电系统的最大连续输出容量进行选取，且宜选用标准容量；
- 4 宜选用高压(低压)预装式箱式变压器或变压器、高低压电气设备等组成的装配式变电站；当设备采用户外布置时，防护等级不应低于IP54；
- 5 升压变压器可采用双绕组变压器、双分裂变压器，双分裂变压器阻抗应与逆变器相匹配。

4.6.3 0.4kV~35.0kV电压等级的配电装置宜采用柜式结构，配电柜宜布置于户内。

4.6.4 对海拔高于2000m的地区，10kV及以上电压等级的配电装置可采用气体绝缘金属封闭开关设备。

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

4.6.6 高低压配电设备选择及布置应符合现行国家标准《3~110kV高压配电装置设计规范》GB 50060及《低压配电设计规范》GB 50054的有关规定。

4.7 自用电系统

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

4.7.2 自用电工作电源引接方式应符合下列规定：

- 1 当光伏发电系统设有接入母线时，宜从接入母线上引接供给自用负荷；
- 2 可由建筑配电系统引接电源供给光伏发电系统自用负荷；
- 3 逆变器及升压变压器的用电可由各发电单元逆变器交流出线侧引接。

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

4.8 无功补充装置

4.8.1 建筑光伏系统无功补偿装置应按电力系统并网接入要求配置。

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

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

4.9 电气二次

4.9.1 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、《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319、《分布式电源接入配电网技术规定》NB/T 32015的有关规定，应当实现“可观、可测、可调、可控”且应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

4.9.2 大、中型光伏系统应设置监控系统，监控系统应符合下列规定：

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

2 监控系统可采用本地监控或远程监控方式,无人值守的建筑光伏系统应安装远程实时监控系统。远程监控系统应符合《分布式光伏发电系统远程监控技术规范》GB/T 34932的要求;

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

4.9.3 建筑光伏系统继电保护应符合下列规定:

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

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

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

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

4.9.4 建筑光伏系统并网自动化系统应符合下列规定:

1 并网建筑光伏系统应具备防孤岛保护功能;

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

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

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

4.10 过电压保护和防雷接地

4.10.1 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。

4.10.2 建筑光伏系统防雷接地应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057、《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065、《民用建筑电气设计标准》GB 51348、《建筑电气与智能化通用规范》GB 55024、《光伏发电站防雷技术要求》GB/T 32512 和《光伏建筑一体化防雷技术要求》GB/T 36963 的有关规定。安装光伏发电系统后不应降低建筑物的防雷保护等级，且光伏方阵接地电阻不应大于 4Ω 。

4.10.3 新建建筑的光伏系统防雷和接地应与建筑物的防雷和接地系统统一设计，接地电阻应满足电气系统要求；已建建筑物增设光伏发电系统时，应对建筑物原有防雷和接地设计进行验证，不满足设计要求时应进行改造或新增防雷接地设计。

4.10.4 建筑光伏系统光伏发电单元过电压保护应符合《光伏发电站防雷技术要求》GB/T 32512 和《光伏建筑一体化防雷技术要求》GB/T 36963 的要求；交流侧电气装置过电压保护和接地应符合现行国家标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064 和《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 的规定。

4.10.5 光伏组件、组件支架的接地应符合下列要求：

- 1 组件金属边框与金属支架之间应有可靠的接地连接措施；
- 2 金属支架可先与临近的其他金属支架进行等电位连接，组成接地群后再与接地网连通，每个支架群与接地网的接地点不应少于两个；
- 3 当采用非金属组件支架时，组件金属边框应先接地互连，后在支架两端通过引下线与接地网可靠连接；
- 4 建筑集成光伏发电系统应保证每一块光伏构件金属外框可靠的接地连接措施。

4.10.6 汇流箱、逆变器、就地升压变压器等设备应采取等电位连接和接地措施；光伏发电单元其他设备金属信号线路宜采取屏蔽措施。

4.10.7 利用光伏方阵金属支架、建筑物金属部件作引下线时，其材料及尺寸应能承受泄放预期雷电流时所产生的机械效应和热效应。

4.10.8 建筑光伏系统接闪器、引下线和接地装置焊接部位应采取防腐蚀措施。

4.10.9 光伏发电系统并网点系统接地方式应与接入点配电网系统接地方式保持一致。

4.11 电缆选型与敷设

4.11.1 建筑光伏系统电缆应按电压等级、持续工作电流、短路动热稳定性、允许电压降、敷设环境等因素选择。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。建筑光伏系统输配电与控制缆线应与其他管线统筹安排，安全、隐蔽、集中布置并满足防火及安装维护的要求。

4.11.2 直流线路选择应符合《特殊装置或场所的要求 太阳能光伏（PV）电源系统》GB/T 16895.32、《光伏发电系统用电缆》NB/T 42073的要求并符合下列规定：

- 1 耐压等级应高于光伏方阵最大输出电压的1.25倍；
- 2 额定载流量应高于短路保护电器整定值，短路保护电器分断能力应高于光伏方阵的标称短路电流的1.25倍；
- 3 满发状态下，线路损耗应控制在3%以内；
- 4 建筑附加光伏发电系统直流线缆应采用C类及以上的阻燃电缆；建筑集成光伏发电系统直流线缆的耐火、阻燃及燃烧性能应与主体建筑电力电缆选择一致。

4.11.3 交流电缆的选择应符合《民用建筑电气设计标准》GB 51348、《建筑电气与智能化通用设计规范》GB 55024、《低压配电设计规范》GB 50054、《电力工程电缆设计标准》GB 50217、《建筑设计防火规范》GB 50016、《建筑防火通用规范》GB 55037等相关标准的要求，室内以及附着在建筑物上线缆的耐火、阻燃及燃烧性能应与主体建筑电力电缆的选择一致。

4.11.4 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。

4.11.5 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/T 2951.51 的有关规定。

4.11.6 建筑光伏系统电缆敷设应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的有关规定。当敷设环境温度超过电缆运行环境温度时，应采取隔热措施。

4.11.7 电缆敷设可采用直埋、保护管、电缆沟、电缆桥架、电缆线槽等方式，交流线缆、直流线缆、和控制线缆宜分开排列，直流电缆正负极线缆宜在同一桥架（槽盒）分开排列。电缆沟不得作为排水通路。电缆保护管宜隐蔽敷设并采取保护措施。

4.11.8 建筑光伏系统宜采用钢制电缆桥架，钢制电缆桥架应符合现行国家标准《节能耐腐蚀钢制电缆桥架》GB/T 23639 的有关规定，在有腐蚀或特别潮湿的场所采用电缆桥架布线时，应根据腐蚀介质的不同采取相应的防护措施。在有防火要求的区段内，电缆桥架及其支架表面应涂刷防火涂层，其整体耐火性能应符合建筑物耐火等级的要求。

4.11.9 电缆在桥架内敷设时，电缆总截面面积与桥架横断面面积之比，电力电缆不应大于 40%，控制电缆不应大于 50%。

4.11.10 电缆桥架和电缆保护管内壁应光滑无毛刺。

4.11.11 电缆保护管内径不应小于所穿电缆外径的 1.5 倍，弯曲半径应符合所穿入电缆弯曲半径的规定，且每根电缆保护管不应超过 3 个弯头，直角弯不应多于 2 个。

4.11.12 光伏方阵内电缆桥架的铺设不应对光伏组件造成遮挡。

4.12 储能系统

4.12.1 建筑光伏系统配置的储能宜采用电化学储能系统，电化学储能系统设计应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的有关规定。

4.12.2 储能系统配置应符合下列规定：

- 1 储能系统的容量应根据负荷特点满足平滑出力的要求；
- 2 储能系统的容量应根据光伏发电系统需存储电量、负荷大小以及需要连续供电时间等确定，在符合存储多余电量的前提下，应减小储能容量的配置。

4.13 配置形式和布置

4.13.1 光伏发电系统应配套设置配变电间、控制机房。

4.13.2 光伏发电系统的配变电间、控制机房的形式应根据光伏方阵规模、布置形式、建筑物（群）分布、周围环境条件和用电负荷的密度等因素确定。

4.13.3 光伏发电系统的配变电间、控制机房的形式并应符合下列要求：

- 1 配变电间、控制机房应与建筑物中既有或新建的配变电间合并设计；
- 2 小型逆变器布置应靠近光伏方阵，大型逆变器宜集中布置在配变电间内；
- 3 配电装置和控制柜的布置，应便于设备的操作、搬运、检修和测试。

4.13.4 配变电间、控制机房的建筑设计应满足《民用建筑电气设计标准》GB 51348、《建筑电气与智能化设计通用规范》GB 55024的相关规范的规定。

4.13.5 储能型光伏发电系统应设置储能装置安置室。储能装置安置室应布置在无高温、无潮湿、无震动、少灰尘、避免阳光直射的场所，并应满足现行行业标准《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044、《电化学储能电站设计规范》GB 51048的相关规定。

4.13.6 带蓄能装置的光伏发电系统，蓄电池的上方和周围不得堆放杂物，应保持良好通风，以保证蓄电池散热和正常工作。

4.13.7 新建建筑宜预留光伏系统的电缆通道，并与建筑物本身的电缆通道合并设计。

4.13.8 既有建筑设计光伏发电系统时，光伏发电系统的电缆通道应满足建筑结构安全、电气安全，并统一设置桥架、线槽等电缆通道。

4.13.9 穿过楼板、屋面和外墙的引线应采取防水密封措施，电缆防水套管与建筑主体之间的缝隙必须做好防水密封，建筑表面需进行光洁处理。

4.14 发电量计算

4.14.1 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：

$$E_p = \sum_{i=1}^n E_i \quad (4.14.1)$$

式中：

E_p ——光伏系统的总发电量(kWh)；

E_i ——第 i 单元发电量(kWh)。

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

5 设计

5.1 一般规定

5.1.1 建筑光伏系统应综合考虑场地条件、建筑功能、周围环境，合理选型和布局，建筑光伏系统的外观并应与建筑风格相协调。

5.1.2 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。作为建筑构件的光伏发电组件应采取相应的防冻、防冰雪、防过热、防雷、抗风、抗震、防火、防腐蚀等技术措施。

5.1.3 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。

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

5.1.5 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、建筑安全、结构安全、电气安全及建筑节能要求。

5.1.6 安装光伏系统的建筑，设计光伏方阵的立面安装位主要朝向为西向、东向和南向。

5.2 建筑设计

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

5.2.2 光伏发电系统布置时应避免周边环境、景观设施和绿化种植,等对其遮挡和建筑及组件自身的遮挡的同时应避免光伏发电系统对周边的视线干扰,且不应降低周边日照标准。

5.2.3 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。

5.2.4 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。建筑用光伏系统设计时应进行日照分析和计算。

5.2.5 光伏发电系统应与建筑各阶段同步一体化设计，建筑设计应为光伏发电系统的安装提供条件，并应在安装光伏组件的部位采取安全防护措施。

5.2.6 光伏组件的布置应满足建筑物的美观要求。

5.2.7 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并采取相应防护措施。

5.2.8 建筑光伏系统应采取防止光伏组件损坏、坠落的安全防护措施。

5.2.9 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。光伏组件作为外围护结构时，应满足热工性能外应满足建筑外围护结构的相关要求。

5.2.10 建筑光伏方阵不应跨越建筑变形缝。

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。

5.3 光伏组件设计

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的规定。

5.3.2 作为遮阳或采光构件的光伏组件设计应符合下列规定：

在建筑透光区域设置光伏组件应符合现行国家标准《建筑采光设计标准》GB 50033的有关规定；作为遮阳构件的光伏组件应符合室内采光和日照的要求，并应符合遮阳系数的要求；光伏窗（幕墙）应结合功能要求尚应符合采光、通风、观景等使用功能的要求；用于建筑透光区域的光伏组件，其接线盒不应影响室内采光。

5.3.3 光伏组件表面色彩选择应符合下列规定：

- 1 光伏组件的色彩应与建筑整体色调相匹配；
- 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。

5.3.4 光伏组件的构造及安装应考虑通风降温措施，保证光伏电池温度小于80℃。

5.4 构造要求

5.4.1 光伏组件的安装不应影响所在部位的雨水排放。

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

5.4.3 光伏组件宜采用易于维修、更换的安装方式。

5.4.4 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。

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

5.4.6 平屋面上安装光伏组件应符合下列规定：

1 光伏组件安装宜按最佳倾角进行设计；当光伏组件安装倾角小于 10° 时，应考虑设置宽度不小于400mm的维修、人工清洗的设施与通道；

2 支架安装型光伏方阵中光伏组件的间距、光伏组件到女儿墙的间距应满足冬至日6h不遮挡太阳光的要求；

3 在平屋面防水层上安装光伏组件时应选择不影响屋面排水功能的基座形式和安装方式。其支架基座下部应增设附加防水层；

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

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

6 光伏组件应与支架连接牢固，符合抗风要求，要与建筑基础抗风要求协调设计。

5.4.7 坡屋面上安装光伏组件应符合下列规定：

1 屋面坡度($\pm 10^{\circ}$)设计需考虑光伏组件接受阳光的最佳状况；

2 光伏组件宜采用平行于屋面、顺坡镶嵌或顺坡架空的安装方式；

3 光伏瓦宜与屋顶普通瓦模数相匹配，不应影响屋面正常的排水功能；

4 建材型光伏构件与周围屋面材料连接部位应做好建筑构造处理，并应满足屋面整体的保温、防水等围护结构功能要求。

5.4.8 阳台或平台上安装光伏组件应符合下列规定：

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

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

5.4.9 墙面上安装光伏组件应符合下列规定：

- 1 光伏组件与墙面的连接不应影响墙体的保温构造和节能效果；
- 2 对设置在墙面的光伏组件的引线穿过墙面处，应预埋防水套管；穿墙管线不宜设在结构柱处；
- 3 光伏组件镶嵌在墙面时，宜与墙面装饰材料、色彩、风格等协调处；
- 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；
- 5 设置光伏组件的外墙应能承受光伏组件荷载，还应对安装部位可能造成的墙体变形、裂缝等不利因素采取必要的技术措施。

5.4.10 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，安装允许偏差应符合《建筑幕墙》GB/T21086的规定；
- 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》JGJ 102的有关规定；并应满足建筑室内对视线和采光透光性能的要求；
- 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等的安全性能规定；
- 4 开缝式光伏幕墙或幕墙设有通风百叶时，线缆槽应垂直于建筑光伏构件，并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。

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

5.4.12 光伏组件不宜设置为可开启窗扇。

5.4.13 光伏幕墙的性能应满足所安装幕墙整体物理性能的要求，并应满足建筑节能的要求。

5.4.14 不应采用螺栓连接挂接或插接的光伏组件。

5.4.15 光伏系统控制机房宜采用自然通风，不具备条件时应采取机械通风措施。

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；
- 2 作用的确定及作用效应分析；
- 3 结构及构件的设计及验算；
- 4 结构及构件的构造、连接措施；
- 5 耐久性的要求；
- 6 施工可行性；
- 7 符合特殊要求结构的专项性能化设计。

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

6.1.3 建筑光伏系统的结构设计工作年限应符合下列规定：

- 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使用年限。

6.1.4 建筑光伏系统的结构安全等级及结构构件重要性系数应符合现行国家标准《工程结构通用规范》GB 55001的有关规定。

6.1.5 在既有建（构）筑物上设计光伏支架结构时，应鉴定既有建（构）筑物结构的承载能力。

6.2 材料

6.2.1 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。

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

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》GB 50017和《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018的规定采用。

6.3 荷载和作用

6.3.1 持久设计状况和短暂设计状况的建筑光伏系统结构构件计算，应包括重力荷载、屋面活荷载、检修荷载、雪荷载、风荷载和温度作用的效应。偶然设计状况下建筑光伏系统的抗震设计，应计入地震作用的效应。作用效应组合的计算方法应符合现行国家标准《工程结构通用规范》GB 55001的有关规定。

6.3.2 风荷载计算方法应符合现行国家标准《工程结构通用规范》GB 55001的有关规定，分离式光伏面板应考虑迎风面和背风面风荷载，支架应考虑面板传来和自身承受的风荷载，合一式面板按《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255和《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102采用。

6.3.3 地震荷载可按等效静力法计算，当结构动力影响较大时，应采用时程分析法对结构进行分析。

6.4 光伏构件结构设计

6.4.1 将光伏构件纳入建筑主体结构与围护结构的荷载计算，应考虑其自重、风荷载、雪荷载、地震荷载等。

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

6.4.3 光伏构件挠度计算宜按有限元方法进行，也可按现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102进行计算，且光伏构件的挠度应符合建筑构件及光伏组件功能的规定；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。

6.4.4 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，应采取防脱、防滑措施。

6.4.5 光伏构件应与建筑主体结构梁、柱以及实体幕墙主要传力构件等有效连接，在安装部位采取防损坏、防坠落等安全防护措施。

6.4.6 光伏组件之间应预留足够的缝隙。

6.4.7 光伏组件宜采用易于维修、更换的安装方式。平行安装时，组件与安装部位的间距应符合安装和通风散热要求。

6.4.8 光伏构件应满足运输、安装、使用过程中的强度、刚度、稳定性、耐久性规定。

6.5 支撑结构设计

6.5.1 支撑结构的材料宜采用铝合金、型钢。铝合金材料的选用应符合《铝合金结构设计规范》GB 50429的规定；型钢选用应符合《钢结构设计标准》GB 50017和《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018等相关标准。

6.5.2 铝合金结构及钢结构支架应进行防腐处理。

6.6 连接结构设计

6.6.1 光伏组件与支架的连接可采用螺栓连接、卡接及按压连接。

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

7 给排水设计

7.1 一般规定

7.1.1 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、排水等功能要求。

7.1.2 光伏组件清洗宜优先使用再生水。

7.2 排水

7.2.1 光伏组件屋面排水应符合现行国家标准《建筑给水排水与节水通用规范》GB 55020、《建筑给水排水设计标准》GB 50015的规定。

7.2.2 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。

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

7.2.4 承担建筑屋面功能的光伏采光顶，屋面雨水排除、溢流设施的设置和排水能力不得影响屋面结构、墙体及人员安全，且应符合下列规定：

- 1 屋面雨水排水系统应保证及时排除设计重现期的雨水量，且在超过设计重现期雨水状况时溢流设施应能安全可靠运行；
- 2 屋面雨水排水系统的设计重现期应根据建筑物的重要程度、系统要求以及出现水患可能造成的财产损失或建筑损害的严重级别来确定。

8 工程施工

8.1 一般规定

8.1.1 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，并应满足《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的相关规定。

8.1.2 建筑光伏系统设备和材料的选取应与建筑物外观和使用功能相协调。

8.1.3 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。

8.1.4 建筑光伏发电设备和构件应符合在运输、安装和使用过程中的强度、刚度以及稳定性规定。

8.1.5 新建、改建和扩建建筑光伏系统的安装应纳入建筑工程施工组织设计，并制定相应的施工方案。

8.1.6 既有建筑光伏系统的安装应编制专项施工方案。

8.2 施工安装准备

8.2.1 工程施工前应具备下列条件：

- 1 建设单位应履行项目备案手续，取得备案证明；
- 2 施工通道应符合材料、设备运输的要求；
- 3 施工单位的资质、特种作业人员资格、施工机械、施工材料、计量器等应报备监理单位或建设单位审查完毕；
- 4 施工图应通过会审、设计交底、施工组织设计方案应已编审完毕，并应满足《光伏发电工程施工组织设计规范》GB/T 50795要求；
- 5 工程定位测量基准应确立；
- 6 设计文件应合格、齐备，并网接入系统应通过有关部门批准并备案；
- 7 建筑、场地、电源等条件能满足正常施工需求。

8.3 设备与材料

8.3.1 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。

8.3.2 建筑光伏系统用铝合金及钢材应符合国家现行标准的有关规定。

8.3.2 建筑光伏系统用硅酮胶及密封材料应符合国家现行标准的有关规定。

8.3.3 建筑光伏系统用其他材料应符合下列规定：

- 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。

8.4 土建工程

I 基座

8.4.1 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。

8.4.2 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。

8.4.3 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。

8.4.4 基座应按设计要求的位置、数量设置，基座应牢固、整齐。

8.4.5 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。

8.4.6 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 $\pm 10\text{mm}$ ，平面位置允许偏差不应大于 $\pm 20\text{mm}$ ；槽型预埋件在安装时，标高允许偏差不应大于 $\pm 5\text{mm}$ ，平面位置允许偏差不应大于 $\pm 10\text{mm}$ 。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

8.4.7 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8.4.7的规定。

表8.4.7 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° |

8.4.8 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/T 51368的有关规定。

III 连接部件

8.4.9 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8.4.9-1的规定。

表8.4.9-1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8.4.9-2的规定。

表8.4.9-2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8.4.9-3的规定。

表8.4.9-3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 |
|------|----|

8.4.10 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。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。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。

8.4.11 金属支架焊接完毕，应进行防腐处理。防腐施工应符合现行国家标准《建筑防腐蚀工程施工规范》。

8.4.12 金属支架应与建筑物防雷、接地系统可靠连接。

8.5 光伏组件安装

8.5.1 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 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；
- 5 同一光伏组件、光伏构件或光伏组件串的正负极严禁短接；
- 6 光伏组件串与建筑面层之间应留有安装空间和散热间隙，该间隙不得被施工材料或杂物填塞。

8.5.2 光伏幕墙的安装应符合下列要求：

- 1 双玻光伏幕墙应符合现行国家标准《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139的规定，安装允许偏差应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086的规定；
- 2 光伏幕墙应与普通幕墙同时施工，共同接受幕墙相关的物理性能检测。

8.5.3 光伏组件安装除应符合现行国家标准《光伏电站施工规范》GB 50794的规定外，尚应符合下列规定：

- 1 光伏幕墙组件安装的允许偏差应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的规定；光伏采光顶和光伏遮阳组件安装的允许偏差应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255的规定；
- 2 光伏组件在存放、搬运、吊装等过程中应进行防护，不得受到碰撞及重压；
- 3 不得在雨中进行光伏组件的连线作业。

8.6 电气系统安装

8.6.1 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。

8.6.2 汇流箱的安装应符合下列规定：

- 1 汇流箱进线端和出线端与汇流箱接地端应进行绝缘测试；
- 2 汇流箱内元器件应完好，连接线应无松动；
- 3 汇流箱中的开关应处于分断状态；
- 4 汇流箱内光伏组件串的电缆接引前，光伏组件侧和逆变器侧应有明显断开点；
- 5 汇流箱与光伏组件串进行电缆连接时，应先接汇流箱内的输入端子，后接光伏组件接插件；
- 6 汇流箱外壳应可靠接地，汇流箱基础（或支架）的接地电阻应满足设计要求。

8.6.3 逆变器的安装除应符合现行国家标准《电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB 50171的规定外，尚应符合下列规定：

- 1 应检查待安装逆变器的外观、型号、规格；
- 2 逆变器柜体应进行接地，单列柜与接地扁钢之间应至少选取两点进行可靠连接；
- 3 逆变器交流侧和直流侧电缆接线前应检查电缆绝缘，校对电缆相序和极性；
- 4 逆变器交流侧电缆接线前应确认并网柜侧有明显断开点。

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

8.6.5 电缆线路的施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》GB 50168的规定。

8.6.6 电缆桥架和线槽的安装应符合下列规定：

- 1 槽式大跨距电缆桥架由室外进入室内时，桥架向外的坡度不应小于1/100；
- 2 电缆桥架与用电设备跨越时，净距不应小于0.5m；
- 3 两组电缆桥架在同一高度平行敷设时，净距不应小于0.6m；
- 4 电缆桥架应高出地面2.5m以上，桥架顶部距顶棚或其他障碍物不应小于0.3m，桥架内横断面的填充率应符合设计要求；
- 5 电缆桥架内缆线竖直敷设时，缆线的上端和每间隔15m处应固定在桥架的支架上；水平敷设时，在缆线的首、尾、转弯及每间隔3m~5m处应进行固定；
- 6 槽盖在吊顶内设置时，开启面应保持80mm的垂直净空；
- 7 布放在线槽的缆线应顺直不交叉，缆线不应溢出线槽；缆线进出线槽、转弯处应绑扎固定。

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

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

- 1 建筑光伏系统的金属支架应与建筑物接地系统可靠连接或单独设置接地；
- 2 带边框的光伏组件应将边框可靠接地，不带边框的光伏组件，固定结构的接地做法应符合设计要求；
- 3 盘柜、桥架、汇流箱、逆变器等电气设备的接地应牢固可靠、导电良好，金属盘门应采用裸铜软导线与金属构架或接地排进行接地。

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

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

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

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

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

- 1 环境温度传感器应安装在能反映环境温度的位置；
- 2 太阳辐射传感器应安装稳固，安装位置应全天无遮挡；安装垂直度偏差不应超过 2° ；
- 3 风向传感器和风速传感器水平安装时，偏差不应超过 2° ；
- 4 各类环境监测仪的安装位置应避开建筑的排气口和通风口。

8.6.14 通信电缆布线除应符合《自动化仪表工程施工及质量验收规范》GB 50093及《通信线路工程设计规范》GB 51158中的规定外，还应满足如下规定：

- 1 通信电缆应采用屏蔽线，不应与强电电缆无隔离共同敷；
设，线路不应敷设在易受机械损伤、有腐蚀性介质排放、潮湿以及有强磁场和强静电场干扰的区域，宜使用钢管屏蔽；
- 2 线路不应平行敷设在高温工艺设备、管道的上方和具有腐蚀性液体介质的工艺设备、管道的下方；
- 3 监控控制模拟信号回路控制电缆屏蔽层，不得构成两点或多点接地，应用集中式一点接地；
- 4 通信电缆与其他低压电缆合用桥架时，应各置一侧，中间应采用隔板分隔。

8.6.15 快速关断装置安装应满足下列要求：

- 1 检查待安装快速关断装置的外观、规格、型号；
- 2 快速关断装置应与光伏组件同步安装，并可靠固定，避免设备暴晒或积水；
- 3 快速关断装置安装后应检验极性和端子连接可靠性。

8.7 光伏系统调试

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

8.7.2 设备和系统调试前，应完成安装工作并验收合格；装有空调或通风装置等特殊设施的，应安装完毕并投入运行。受电后无法进行或影响运行安全的工程应施工完毕。

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

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

- 1 同一光伏组串的组件生产厂家、型号及技术参数应一致；
- 2 测试宜在辐照度不低于 $600\text{W}/\text{m}^2$ 的条件下进行；
- 3 接入汇流箱或逆变器内的光伏组件串的极性测试应正确；
- 4 相同测试条件下，同一汇流箱或逆变器端各分支回路光伏组件串之间的开路电压偏差不应大于2%且不应超过5V；
- 5 在发电情况下，对同一汇流箱或逆变器端各光伏组件串的电流进行检测，相同测试条件下，光伏组件串之间的电流偏差不应超过5%。

8.7.5 调试和检测应符合国家现行标准的相关规定。

8.7.6 工程验收前应按照现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368和《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411的相关规定对光伏系统进行调试和检测。

9 环境保护

9.1 一般规定

9.1.1 建筑光伏系统的建设应根据环境保护要求进行环境影响评价，并应根据工程的实际情况和环境特点，制定环境保护的措施，对建设和运行过程中产生的各项污染物采取防治措施。

9.1.2 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。

9.1.3 建筑光伏系统组件的清洗用水宜采用中水或雨水。

9.2 环境保护措施

9.2.1 固体废弃物控制应符合下列规定：

- 1 施工中产生的固体废弃物应进行分类存放并及时处理，不应在现场直接焚烧；
- 2 建筑垃圾应堆放在指定地点，并应及时清运；
- 3 危险固体废弃物应进行收集和专项处置。

9.2.2 粉尘控制应符合下列规定：

- 1 施工现场应采取洒水、清扫等措施，施工道路宜硬化；
- 2 水泥等细颗粒建筑材料应采取覆盖或密闭存放；
- 3 混凝土、砂浆搅拌站应设置围挡、采取洒水降尘等措施。

9.2.3 噪声控制应符合下列规定：

- 1 噪声防治设计应符合现行国家标准《声环境质量标准》GB 3096的有关规定；
- 2 对逆变器及其他输变电设备产生的噪声应从声源上进行控制，采取隔声、消声、吸声等控制措施；
- 3 对施工阶段噪声的监测和控制应符合现行国家标准《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB 12523的有关规定。

9.2.4 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/T 21086有关规定。

9.2.5 电磁发射应符合下列规定：

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》GB 17799.4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。

10 劳动安全与职业卫生

10.1 一般规定

10.1.1 建筑光伏系统工程建设、运行维护的劳动安全与职业卫生设计应结合工程情况，积极采用先进、可靠、经济的技术措施和设施。

10.1.2 新建工程劳动安全与职业卫生设计应根据不同阶段、不同深度要求进行，并应符合下列规定：

1 可行性研究阶段应进行劳动安全和职业卫生方面论证；

2 初步设计应设有劳动安全和职业卫生专篇，其内容深度应符合现行国家标准《光伏电站施工规范》GB 50794的有关规定；

3 应根据初步设计审查确定的原则进行劳动安全和职业卫生的施工图设计。

10.1.3 扩建、改建工程设计文件中的劳动安全与职业卫生专篇应对建筑光伏系统原有的劳动安全和职业卫生状况做出评述。

10.1.4 新建、改建、扩建工程的劳动安全卫生设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

10.1.5 光伏发电系统的劳动安全、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》GB/T 51368、《光伏电站设计标准》GB 50797、《建筑设计防火规范》GB 50016的规定。

10.1.6 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。

10.2 工程总体布置

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

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

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

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

10.3 劳动安全与职业卫生措施

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

10.3.2 设备吊装作业前，应制定专项施工吊装方案。

10.3.3 施工高空作业防护措施设计，应符合现行国家标准《高处作业分级》GB/T 3608的有关规定。高空作业防护措施施工、检修操作应符合现行行业标准《建筑施工高处作业安全技术规范》JGJ 80的有关规定。

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

10.3.5 冬季室外作业应采取个人的防护措施，减少低温环境下的作业时间。

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

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

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

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

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

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

10.3.12 当与光伏幕墙相邻的楼面外缘无实体墙时应设置防撞设施。

10.3.13 构成阳台或平台栏板的光伏构件应符合刚度、强度、防护功能和电气安全要求，并应采取保护人身安全的防护措施。阳台或平台临空高度在24m以下时，栏板高度不应低于1.05m；临空高度在24m及以上时，栏板高度不应低于1.10m。栏板顶部水平荷载应取1.0kN/m。

10.3.14 光伏组件检修通道等临空处应设有防护设施。

10.3.15 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，设备上的灰尘和污物应及时进行清理。

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

11 消防

11.1 一般规定

11.1.1 建筑光伏系统防火和灭火系统设计应符合现行国家标准《建筑防火通用规范》GB 55037、《民用建筑通用规范》GB 55031、《建筑设计防火规范》GB 50016、《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222 和《气体灭火系统设计规范》GB 50370 的有关规定。

11.1.2 建筑光伏系统严禁安装在爆炸危险场所和高危险性场所,应避开其它不宜建设的场所。

11.1.3 建筑光伏系统不得影响建筑之间的防火间距及消防疏散。

11.2 防火

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

11.2.2 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,隔墙上的门窗应为乙级防火门窗。其内部所有装修均应采用 A 级装修材料。

11.2.3 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》JGJ 102 的有关规定。无窗间墙和窗槛墙的幕墙,应在每层楼板外沿设置耐火极限不低于 1.00h、高度不低于 0.8m 的不燃烧实体裙墙,幕墙与每层楼板、隔墙处的缝隙应采用防火封堵材料封堵。

11.2.4 光伏幕墙紧靠防火墙两侧的门、窗洞口之间最近边缘的水平距离不应小于 2m,装有固定窗扇或火灾时可自动关闭的乙级防火窗时该距离可不限。

11.2.5 同一光伏幕墙组件不应跨越建筑物的两个防火分区,不应跨越变形缝。

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

11.2.7 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。

11.2.8 电缆不宜穿过防火墙。电气线路和各类管道当穿过防火墙、防火隔墙、竖井井壁、建筑变形缝处和楼板处的孔隙时应采取防火封堵措施。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。

11.2.9 光伏系统所有外露于空气的材料均为难燃或不燃材料，所有隐藏的材料燃烧后不得释放有毒有害气体。

11.2.10 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。

11.2.11 建筑光伏系统线缆应选用铜芯电缆，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。

11.3 消防设施

11.3.1 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《建筑防火通用规范》GB 55037、《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定执行。

11.3.2 自动灭火系统的设置应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定。

11.3.3 建筑光伏系统设置火灾自动报警系统应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定。

11.3.4 建筑光伏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》GB 14287 的有关规定。

11.3.5 控制系统应设置火灾感应装置，发生火灾时可自动或手动切断系统电源。

11.3.6 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。

11.3.7 光伏系统主要室内电气设备为逆变器，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》GB 50229 的相关规定执行。

12 验收

12.1 一般规定

12.1.1 大、中型光伏发电系统应按本标准第12.1.3条~第12.2.9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。

12.1.2 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。

12.1.3 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。

12.1.4 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。

12.1.5 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。

12.1.6 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。

12.2 验收要求

12.2.1 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。

12.2.2 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。

12.2.3 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。

12.2.4 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。

12.2.5 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/T 139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》JGJ 255、《建筑玻璃采光顶技术要求》JG/T 231的有关规定。

12.2.6 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。

12.2.7 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。

12.2.8 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。

12.2.9 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。

13 运行与维护

13.1 一般规定

13.1.1 建筑光伏系统正式投运前，应编制现场运行与维护规程，并符合国家相关标准和规程的规定。

13.1.2 建筑光伏系统的运行与维护人员应通过专业培训，具有相应的专业技能。

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

13.1.4 建筑光伏系统的运行出现异常时应及时进行处理。

13.1.5 每年定期对光伏系统、支架及锚固结构等进行检查。在极端天气来临前应对设备加强巡检，并应采取相应防护措施。极端天气以后及系统重新投运前，应对系统进行全面检查。

13.1.6 建筑光伏系统的警告标识、消防疏散标识等不得缺失、模糊。

13.1.7 建筑光伏系统中的计量设备和器具应定期按规定进行校验。

13.1.8 建筑光伏系统的消防通道应保持畅通，消防器具应保持完备并应在使用期内。

13.1.9 建筑光伏系统运行与维护记录应及时归档。

13.1.10 建筑光伏系统通过10kV及以上电压等级并网时，应将光伏发电系统的运行参数上传至电网调度机构，并接受电网调度机构控制指令。

13.1.11 启动与停止光伏发电系统时，应遵循启动与停止操作说明书及流程。

13.1.12 运行和维护所需技术文件应包含设计文件、验收记录、产品说明书和产品操作手册。技术文件应妥善保存，保存期限不少于光伏发电系统的使用寿命期。

13.2 光伏方阵

13.2.1 建筑光伏系统的光伏方阵宜在阴天或无风、雪、雨的早晚进行维护。

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

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

13.2.4 光伏组件出现下列异常状态时应及时维护或更换：

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

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

13.2.6 建筑光伏系统的光伏组件、支架等的紧固情况应定期检查，出现松动应及时紧固，出现腐蚀、损坏应及时维修。雨、雪、大风、冰雹等恶劣天气过后应及时检查光伏方阵，发现异常应及时进行处理。大雪天气中可根据情况对光伏方阵进行临时巡检，应采取保障措施后进行积雪清扫。

13.2.7 光伏组件应定期清洗，清洗周期宜根据安装地点大气环境质量和降雨情况确定。

13.2.8 设备故障停机，保护装置动作后应排除故障，并检测合格后方可重新启动。

13.2.9 检测与计量系统报警时，应立即安排运行与维护人员进行检修。

13.3 电缆

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

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

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

13.3.4 户外电缆的连接情况应定期检查，出现脱落及松动时应及时维护。

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

13.4 电气设备

- 13.4.1 建筑光伏系统电气设备的运行环境应符合设计要求。
- 13.4.2 建筑光伏系统中逆变升压等高压设备的安装结构应定期检查, 电气设备试验应符合现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596的有关规定。
- 13.4.3 建筑光伏系统中的关断装置应定期检查, 出现异常时应及时维修。
- 13.4.4 电气设备的散热器件应定期检查, 出现异常时应及时维修。
- 13.4.5 电气设备的接线端子紧固情况应定期检查, 出现松动时应及时紧固。
- 13.4.6 断路器应定期检查, 主触点有烧熔痕迹、灭弧罩烧黑或损坏时应及时维修。
- 13.4.7 逆变器、控制系统等电气设备异常时, 应查明原因修复后方可开机。
- 13.4.8 电气设备熔断装置断裂、保护装置启动后应及时排除故障, 并应更换符合设计要求的熔断器、保护装置复位。
- 13.4.9 电气设备的壳体及防护情况应定期检查, 出现变形、锈蚀等影响防护等级的情况应及时修复。

13.5 储能系统

- 13.5.1 建筑光伏系统中的蓄电池等设备的运行与维护应符合现行行业标准《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》DL/T 724的有关规定。
- 13.5.2 建筑光伏系统中的铅酸蓄电池的运行环境与周期检验应符合现行国家标准《储能用铅酸蓄电池》GB/T 22473的有关规定。
- 13.5.3 建筑光伏系统中储能系统的支撑结构、接线端子应定期检查, 出现松动、腐蚀时应及时维修。
- 13.5.4 建筑光伏系统电化学储能电池出现漏液、变形时应及时处理。

13.6 防雷与接地

- 13.6.1 建筑光伏系统防雷与接地系统每年应定期检查, 并应符合下列规定:
 - 1 避雷器接闪器、引下线等防雷装置应安装牢靠、连接良好, 无断裂、锈蚀、烧损痕迹等;
 - 2 各关键设备内部浪涌保护器(SPD)应符合设计要求, 并应处于有效状态;

3 各接地线及标识、标志应完好，接地电阻应符合设计要求。

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

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

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

附录A 江西地区太阳能资源

A.0.1 江西省各地太阳能水平面总辐照度可参照表A选用。

表A 江西省太阳能资源

| 地点 | 水平面总辐照度 (MJ/m ² a) |
|-----|-------------------------------|
| 南昌 | 4729 |
| 九江 | 4531 |
| 上饶 | 4837 |
| 抚州 | 4558 |
| 宜春 | 4747 |
| 吉安 | 4741 |
| 赣州 | 4806 |
| 景德镇 | 4700 |
| 萍乡 | 4385 |
| 新余 | 4585 |
| 鹰潭 | 4788 |

附录B 光伏组件/方阵检查检测项目

B.0.1 光伏组件/方阵检查测试项目应按表B的格式填写。

表B 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（mm ² ） | 类型 | 截面积（mm ² ） | 类型 | 截面积（mm ² ） | 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/m ² ） | 温度（℃） | | 测试电压（V） | 正极时地绝缘电阻（M ₀ ） | 负极时地绝缘电阻（M ₀ ） | | | | |
| 1 | | | | | | | | | | | | |
| 2 | | | | | | | | | | | | |

本导则用词说明

为便于在执行本导则条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下

:

- 1 表示很严格，非这样做不可的。

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”。

- 2 表示严格，在正常情况下均应这样做的；

正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”。

- 3 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的；

正面词采用“宜”或“可”。反面词采用“不宜”。

条文中指明必须按其他有关标准执行的，写法为“应按...执行”或“应符合.....的要求（或规定）”；非必须按指定的标准执行的写法为“可参照.....的要求（或规定）”。

引用标准目录

- 1 《钢的成品化学成分允许偏差》 GB/T 222
- 2 《优质碳素结构钢》 GB/T 699
- 3 《碳素结构钢》 GB/T 700
- 4 《碳素结构钢和低合金结构钢热轧薄钢板及钢带》 GB/T 912
- 5 《不锈钢棒》 GB/T 1220
- 6 《低合金高强度结构钢》 GB/T 1591
- 7 《安全色》 GB 2893
- 8 《安全标志及其使用导则》 GB 2894
- 9 《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
- 10 《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
- 11 《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/T 2951.51
- 12 《合金结构钢》 GB/T 3077
- 13 《声环境质量标准》 GB 3096
- 14 《紧固件机械性能》 GB/T 3098.1~GB/T 3098.21
- 15 《变形铝及铝合金化学成分》 GB/T 3190
- 16 《碳素结构钢和低合金结构钢热轧厚钢板及钢带》 GB/T 3274
- 17 《不锈钢冷轧钢板和钢带》 GB/T 3280
- 18 《一般工业用铝及铝合金板、带材》 GB 3880
- 19 《耐候结构钢》 GB/T 4171
- 20 《不锈钢冷加工棒》 GB/T 4226
- 21 《不锈钢热轧钢板和钢带》 GB/T 4237
- 22 《生产设备安全卫生设计总则》 GB 5083
- 23 《碳钢焊条》 GB/T 5117

- 24 《低合金钢焊条》GB/T 5118
- 25 《铝合金建筑型材》GB/T 5237.1~GB/T 5237.5
- 26 《铝合金建筑型材隔热型材》GB 5237.6
- 27 《起重机械安全规程》GB 6067
- 28 《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451
- 29 《铝及铝合金阳极氧化与有机聚合物膜》GB/T 8013
- 30 《结构用无缝钢管》GB/T 8162
- 31 《不锈钢复合钢板和钢带》GB/T 8165
- 32 《机械安全防护装置固定式和活动式防护装置设计与制造一般要求》
GB/T 8196
- 33 《涂覆涂料前钢材表面处理表面清洁度的目视评定》GB/T 8923
- 34 《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
- 35 《干式电力变压器技术参数和要求》GB/T 10228
- 36 《热轧H型钢和部分T型钢》GB/T 11263
- 37 《一般工程用铸造碳钢件》GB/T 11352
- 38 《电能质量供电电压偏差》GB/T 12325
- 39 《电能质量电压波动和闪变》GB/T 12326
- 40 《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB 12523
- 41 《生产过程安全卫生要求总则》GB/T 12801
- 42 《金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法》GB/T 13912
- 43 《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285
- 44 《电气火灾监控系统》GB 14287
- 45 《电能质量公用电网谐波》GB/T 14549
- 46 《电能质量三相电压不平衡》GB/T 15543
- 47 《建筑用硅酮结构密封胶》GB 16776
- 48 《建筑物电气装置》GB 16895.6
- 49 《低压电气 装置第4-41部分：安全防护 电击防护》GB 16895.21

- 50 《特殊装置或场所的要求 太阳能光伏(PV)电源系统》GB/T 16895.32
- 51 《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
- 52 《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
- 53 《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
- 54 《电能质量监测设备通用要求》GB/T 19862
- 55 《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964
- 56 《电能质量监测设备通用要求》GB/T 19862
- 57 《光伏(PV)系统电网接口特性》GB/T 20046
- 58 《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 20052
- 59 《钢拉杆》GB/T 20934
- 60 《建筑幕墙》GB/T 21086
- 61 《储能用铅酸蓄电池》GB/T 22473
- 62 《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
- 63 《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
- 64 《节能耐腐蚀钢制电缆桥架》GB/T 23639
- 65 《电能质量公用电网谐波》GB/T 24337
- 66 《建筑门窗、幕墙用密封胶条》GB/T 24498
- 67 《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319
- 68 《光伏电站无功补偿技术规范》GB/T 29321
- 69 《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB/T 29551
- 70 《光伏电站监控系统技术要求》GB/T 31366
- 71 《光伏电站防雷技术要求》GB/T 32512
- 72 《分布式电源并网技术要求》GB/T 33593
- 73 《地面光伏系统用直流连接器》GB/T 33765
- 74 《分布式光伏发电系统远程监控技术规范》GB/T 34932

- 75 《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》 GB/T 36963
- 76 《光伏发电并网逆变器技术要求》 GB/T 37408
- 77 《光伏发电效率技术规范》 GB/T 39857
- 78 《建筑给水排水设计标准》 GB 50015
- 79 《建筑设计防火规范》 GB 50016
- 80 《建筑给水排水与节水通用规范》 GB 55020
- 81 《供配电系统设计规范》 GB 50032
- 82 《建筑采光设计标准》 GB 50033
- 83 《建筑照明设计标准》 GB/T 50034
- 84 《供配电系统设计规范》 GB 50052
- 85 《20kV及以下变电所设计规范》 GB 50053
- 86 《低压配电设计规范》 GB 50054
- 87 《建筑物防雷设计规范》 GB 50057
- 88 《爆炸危险环境电力装置设计规范》 GB 50058
- 89 《3~110kV高压配电装置设计规范》 GB 50060
- 90 《交流电气装置的接地设计规范》 GB/T 50065
- 91 《工业企业噪声控制设计规范》 GB/T 50087
- 92 《自动化仪表工程施工及质量验收规范》 GB 50093
- 93 《建筑灭火器配置设计规范》 GB 50140
- 94 《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》 GB 50147
- 95 《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
- 96 《电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范》 GB 50149
- 97 《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》 GB 50168
- 98 《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》 GB 50169
- 99 《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
- 100 《电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范》 GB 50172

- 101 《混凝土结构工程施工质量验收规范》 GB 50204
- 102 《钢结构工程施工质量验收标准》 GB 50205
- 103 《屋面工程质量验收规范》 GB 50207
- 104 《建筑内部装修设计防火规范》 GB 50222
- 105 《并联电容器装置设计规范》 GB 50227
- 106 《火力发电厂与变电站设计防火规范》 GB 50229
- 107 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
- 108 《建筑工程施工质量验收统一标准》 GB 50300
- 109 《建筑电气工程施工质量验收规范》 GB 50303
- 110 《屋面工程技术规范》 GB 50345
- 111 《民用建筑设计统一标准》 GB 50352
- 112 《住宅建筑规范》 GB 50368
- 113 《气体灭火系统设计规范》 GB50370
- 114 《建筑节能工程施工质量验收标准》 GB 50411
- 115 《光伏发电站施工规范》 GB 50794
- 116 《光伏发电工程施工组织设计规范》 GB/T 50795
- 117 《光伏发电站设计标准》 GB 50797
- 118 《可再生能源建筑应用工程评价标准》 GB/T 50801
- 119 《光伏发电接入配电网设计规范》 GB/T 50865
- 120 《光伏发电站接入电力系统设计规范》 GB/T 50866
- 121 《电化学储能电站设计规范》 GB 51048
- 122 《太阳能发电站支架基础技术规范》 GB 51101
- 123 《通信线路工程设计规范》 GB 51158
- 124 《民用建筑电气设计标准》 GB 51348
- 125 《建筑光伏系统应用技术标准》 GB/T 51368
- 126 《建筑节能与可再生能源利用通用规范》 GB 55015
- 127 《既有建筑维护与改造通用规范》 GB 55022
- 128 《建筑电气与智能化通用规范》 GB 55024

- 129 《不锈钢建筑型材》 JG/T 73
- 130 《建筑施工高处作业安全技术规范》 JGJ 80
- 131 《建筑钢结构焊接技术规程》 JGJ 81
- 132 《玻璃幕墙工程技术规范》 JGJ 102
- 133 《建筑用铝型材、铝板氟碳涂层》 JG/T 133
- 134 《玻璃幕墙工程质量检验标准》 JGJ/T 139
- 135 《混凝土结构后锚固技术规程》 JGJ 145
- 136 《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》 JGJ 203
- 137 《采光顶与金属屋面技术规程》 JGJ 255
- 138 《建筑遮阳通用要求》 JG/T 274
- 139 《建筑施工起重吊装安全技术规范》 JGJ 276
- 140 《光伏发电系统效能规范》 NB/T 10394
- 141 《光伏发电并网逆变器技术规范》 NB/T 32004
- 142 《光伏电站防孤岛效应检测技术规程》 NB/T 32014
- 143 《分布式电源接入配电网技术规定》 NB/T 32015
- 144 《光伏电站现场组件检测规程》 NB/T 32034
- 145 《光伏发电系统用电缆》 NB/T 42073
- 146 《电能计量装置技术管理规程》 DL/T 448
- 147 《电力设备预防性试验规程》 DL/T 596
- 148 《多功能电能表》 DL/T 614
- 149 《多功能电能表通信协议》 DL/T 645
- 150 《电能量远方终端》 DL/T 743
- 151 《电力系统调度自动化设计技术规程》 DL/T 5003
- 152 《电力工程直流电源系统设计技术规程》 DL/T 5044
- 153 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》 DL/T 5136
- 154 《电测量及电能计量装置设计技术规程》 DL/T 5137
- 155 《电能量计量系统设计技术规程》 DL/T 5202
- 156 《导体和电器选择设计技术规定》 DL/T 5222

- 157 《高压配电装置设计技术规程》 DL/T 5352
- 158 《电力系统通信设计技术规定》 DL/T 5391
- 159 《太阳光伏电源系统安装工程设计规范》 CECS 84
- 160 《幕墙玻璃接缝用密封胶》 JC/T 882

江西省工程建设标准

江西省建筑光伏系统应用技术规程

**Technical standards for building solar photovoltaic systems
in Jiangxi province**

条 文 说 明

目 次

| | |
|--------------------|----|
| 1 总 则..... | 64 |
| 2 术 语..... | 65 |
| 3 基本规定..... | 66 |
| 4 光伏发电系统设计..... | 67 |
| 4.1 一般规定 | 67 |
| 4.3 系统接入 | 68 |
| 4.4 光伏发电一次系统 | 68 |
| 4.5 光伏方阵 | 68 |
| 4.6 变压器及配电装置 | 68 |
| 4.8 无功补充装置 | 68 |
| 5 设 计..... | 70 |
| 5.1 一般规定 | 70 |
| 5.2 建筑设计 | 70 |
| 5.4 构造要求 | 70 |
| 6 结构设计..... | 73 |
| 6.1 一般规定 | 73 |
| 6.3 荷载和作用 | 73 |
| 6.4 光伏构件结构设计 | 73 |
| 7 给排水设计..... | 74 |
| 7.1 一般规定 | 74 |
| 8 工程施工..... | 75 |
| 8.1 一般规定 | 75 |
| 8.2 施工安装准备 | 75 |
| 8.3 设备与材料 | 75 |
| 8.4 土建工程 | 77 |
| 8.5 光伏组件安装 | 78 |
| 8.6 电气系统安装 | 79 |
| 8.7 光伏系统调试 | 80 |
| 10 劳动安全与职业卫生..... | 81 |

| | | |
|------|-------------------|----|
| 10.1 | 一般规定 | 81 |
| 10.2 | 工程总体布置 | 81 |
| 10.3 | 劳动安全与职业卫生措施 | 81 |
| 11 | 消防..... | 82 |
| 11.1 | 一般规定..... | 82 |
| 11.2 | 防火..... | 82 |
| 13 | 运行与维护..... | 83 |
| 13.1 | 一般规定 | 83 |

1 总 则

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 本条说明了本规范的适用范围, 在此范围内的太阳能光伏系统工程参考此规程执行。

1.0.3 本条要求相关部门在实施太阳能光伏发电系统时对规划与方案阶段、技术设计阶段、施工阶段、验收与运行管理过程段进行控制, 以保证工程的质量。

1.0.4 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规程外, 不再重复。因此, 设计时除了执行本规程外, 尚应符合其他有关标准规范的相关规定, 主要有: 《民用建筑设计统一标准》GB 50352、《住宅建筑规范》GB 50368、《供配电系统设计规范》GB 50032、《建筑物电气装置》GB 16895.6、《民用建筑电气设计标准》GB 51348、《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》GB 55015、《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368、《光伏电站设计标准》GB 50797 等。

2 术 语

2.0.10 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。

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

3 基本规定

3.0.6 、 3.0.7 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。

3.0.9 建筑光伏系统接入电网设计前宜取得下列资料:

- 1 建筑光伏系统装机容量、发电量、年利用小时数、投运时间及运行周期;
- 2 接入电网电压等级、主变容量、主变预留容量、出线间隔预留及扩建条件;
- 3 线缆敷设方式、型号、长度及路径;
- 4 接入点其他电源的类型和接入容量;
- 5 工业用电、商业用电、居民用电等用电负荷类型;
- 6 建筑用电负荷及区域用电负荷;
- 7 用电负荷区域内电能质量要求;
- 8 远程调度要求;
- 9 上网电量和用网电量计量点及计量方式;
- 10 消纳方式。

建筑光伏系统设计前宜取得下列建筑资料:

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

4 光伏发电系统设计

4.1 一般规定

4.1.2 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。

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

4.1.6 需要与城市电网并网的光伏发电系统应具有相应的并网保护功能，一旦城市电网或光伏发电系统故障时能够及时受到保护；且并网光伏系统与城市电网之间应设隔离装置，以保证两个电源之间独立运行或维护时能够有效隔离，确保安全。

4.1.7 光伏系统在并网后，一旦城市电网或光伏系统本身出现异常或处于检修状态时，两个并网系统应能可靠脱离，通过专用并网控制装置及时切断两者之间的联系。另外，系统各组件还需通过醒目的专用标识和提示性文字符号来提示光伏系统可能会危害人身安全。

4.1.8 在人员有可能接触或接近光伏发电系统中的可导电光伏组件部位，设置防接触的遮栏或外护物、警示标识、隔离防护措施，主要是为了保障人身安全。有时也会出现这种情况，即使当光伏发电系统从交流侧断开后，直流侧的设备仍有可能带电，因此，对光伏发电系统应设置触电警示标识和防止触电的安全措施，以确保人员的安全。

4.1.12 检修维护时，应有可靠措施确保建筑光伏系统的光伏组件之间的电压不应大于60V DC。

4.3 系统接入

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

4.4 光伏发电一次系统

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

4.4.2 并网建筑光伏系统可由光伏组件、汇流箱、配电柜、逆变器（适用于交流系统）、监控系统、保护系统（含关断装置）及布线系统等部分组成；对于带有储能装置的系统，还应配置对应的电能存储系统及其充放电控制装置。

4.5 光伏方阵

4.5.1 建筑光伏系统中光伏组件的安装容量应根据负载特性、可安装面积，结合储能装置效率、建筑光伏系统效率等因素确定，宜选择具有防火、防积灰、防遮挡高性能，高安全性光伏组件。

4.6 变压器及配电装置

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

4.8 无功补充装置

4.8.1 无功补偿就地平衡和便于调整电压的原则配置，宜利用并网逆变器的无功容量及其调节能力。逆变器无功容量及其调节能力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的规定，35KV及以上并网系统无功补偿装

置的配置应符合现行国家标准《光伏电站无功补偿技术规范》GB/T 29321的规定。

5 设计

5.1 一般规定

5.1.5 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。

5.2 建筑设计

5.2.2 光伏方阵的设置不应降低建筑本身或周边相邻建筑的日照标准。不应降低周边相邻建筑日照标准是指周边建筑满足现行日照标准；光伏板自身最低安装高度，屋面最小高度参照其他地市要求和满足光伏板散热的前提下，原则不大于200mm，不小于150mm。

5.2.7 背板温度应根据相关标准确定且应有预警过热装置。电线电缆和设备应设置防触电和过热老化起火的联动装置。

5.2.8 与结构一体化设计，原则不应超过女儿墙高度，地面出入口处做防坠落雨棚。

5.4 构造要求

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

5.4.6 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。光伏方阵长度不宜过长，每隔15m~20m可设置一条检修通道。光伏幕墙宜在室内设置维修、更换通道；

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。

5.4.7 坡屋面上安装光伏组件应符合以下要求：

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

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

5.4.9 阳台或平台上安装光伏组件应符合以下要求：

1 对不具有阳台栏杆功能，通过其他连接方式安装在阳台栏杆上的光伏组件，其支架应与阳台栏杆上的预埋件牢固连接阳台或平台上安装光伏组件应符合以下要求；

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

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

5.4.10 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。

5.4.12 为了符合开启部位的设计要求，作为开启扇的光伏组件不宜并入光伏发电系统。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。

6 结构设计

6.1 一般规定

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，同时还需要兼顾建筑光伏系统与主体建筑的协调美观和整体的经济性，因此要予以重视。

6.3 荷载和作用

6.3.1 分离式光伏结构的支架暴露于室外，需考虑温度作用影响，必要时进行钢支架温度应力计算。

6.4 光伏构件结构设计

6.4.6 考虑建筑主体结构位移以及立面温度变形，光伏系统组件之间应预留缝隙。例如在温差较大的地区，要预留足够的缝隙，以防止因热胀冷缩导致光伏构件损坏。

7 给排水设计

7.1 一般规定

7.1.1 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。

8 工程施工

8.1 一般规定

8.1.1 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。

8.2 施工安装准备

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

8.3 设备与材料

8.3.2 建筑光伏系统用铝合金及钢材相关标准主要包括：

1 铝合金型材和板材应符合国家现行标准《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/T 8013、《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》GB5237.6 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,应根据选择的材料不同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/T 4171、《结构用无缝钢管》GB/T 8162、《钢的成品化学成分允许偏差》GB/T 222、《优质碳素结构钢》GB/T 699、《碳素结构钢和低合金结构钢热轧薄钢板及钢带》GB/T 912、《不锈钢棒》GB/T 1220、《合金结构钢》GB/T 3077、《低合金高强度结构钢》GB/T 1591、《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/T 13912 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 $35\mu\text{m}$,在空气污染严重及海滨地区,涂膜厚度不宜小于 $45\mu\text{m}$;

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/T 5117、《低合金钢焊条》GB/T 5118、《涂覆涂料前钢材表面处理表面清洁度的目视评定 第 3 部分:焊缝、边缘和其他区域的表面缺陷的处理等级》GB/T 8923.3 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。

8.3.2 建筑光伏系统用硅酮胶及密封材料相关标准主要包括：

1 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》GB 16776 的规定；

2 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；

3 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；

4 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；

5 密封胶垫应符合国家现行标准《工业用橡胶板》GB/T 5574 的规定。

8.3.3 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。

8.4 土建工程

I 基座

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

8.4.3 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。

II 支架

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

III 连接部件

8.4.9 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。

8.4.12 为保护建筑光伏系统设备和人员安全,金属支架应与建筑物防雷、接地系统可靠连接。

8.5 光伏组件安装

8.5.1 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。

光伏系统用直流连接器的插头卡入插座后应有“咔嚓”声才能判断到位,检验连接是否符合要求,可采用不小于80N的拉力在直流连接器正常分离方向进行

拉拔测试10S以上,不应分离;直流连接器的插头或插座与光伏电缆压接后应采用不小于50N(或制造厂标准)的拉拔测试,在线芯压线端正常分离方向拉拔测试15s以上,不应出现松动或分离等情况;直流连接器和外接电缆的连接应符合现行国家标准《地面光伏系统用直流连接器》GB/T 33765的有关规定;光伏组件串的每串线缆端部应有与设计编号一致的标识;直流连接器应为原厂配件或相同品牌的同规格产品。

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

8.6 电气系统安装

8.6.2 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。

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

8.7 光伏系统调试

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

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

10 劳动安全与职业卫生

10.1 一般规定

10.1.1 建筑光伏系统工程劳动安全与职业卫生设计应采用系统工程的方法对工程的危险性和危害性进行定性、定量分析,确定系统的危险、有害因素及其危险、危害程度,并应针对性提出消除、预防或减弱的对策和措施。

10.2 工程总体布置

10.2.3 防火间距、消防通道、疏散通道等应符合现行国家标准《光伏电站设计标准》GB 50797的有关规定。

10.3 劳动安全与职业卫生措施

10.3.2 设备吊装作业安全设计应符合国家现行标准《起重机械安全规程》GB 6067、《建筑施工起重吊装安全技术规范》JGJ 276的有关规定。

11 消防

11.1 一般规定

11.1.2 严禁利用火灾危险性类别为甲类、乙类的建筑物建设分布式光伏发电项目，利用此类建筑物附近的其他建筑物或场地建设分布式光伏发电项目的，要严格执行《建筑设计防火规范》GB 50016，保证防火间距不小于30米，必要时加大防火间距。严禁利用危险性鉴定等级为C级、D级的建筑物建设分布式光伏发电项目；利用B级建筑物建设分布式光伏发电项目的，要经过严格论证评估，并避让处于危险状态的结构构件。有大量粉尘、热量、腐蚀气体、油烟等影响的建筑以及根据相关标准要求不能安装屋顶分布式光伏发电项目的建筑均不应设置建筑光伏系统。

下列场所不宜设置建筑光伏系统：

- 1 文保建筑；
- 2 使用年限已经超过25年的砖混结构房屋，使用年限已经超过20年的砖木结构房屋；屋面(包括瓦片、瓦片承重结构、屋面平台)已经年久失修,存在结构等安全风险的建筑；
- 3 五年内规划拆迁或已废弃的建筑；
- 4 屋面整体朝阴或周边有大面积遮光影响的建筑；装后可能降低临近建筑物日照标准的区域；
- 5 所在区域公用配变容量不足或低压线路承载能力不足，无法满足电网消纳的。
- 6 存在其他不得安装的情形，如存在安全隐患和影响相邻利害关系人的日照、通风、采光等。

11.2 防火

11.2.9 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。

13 运行与维护

13.1 一般规定

13.1.2 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。