CECS X X X:201X

中国工程建设协会标准

建筑铜铟镓硒薄膜光伏系统

应用技术规程

Technical specification for application of CIGS thin-flim photovoltaic system in buildings

（征求意见稿）

中国计划出版社

**中国工程建设协会标准**

建筑铜铟镓硒薄膜光伏系统

应用技术规程

Technical specification for application of CIGS thin-flim photovoltaic system in buildings

**CECS 286：201X**

主编单位：中国建筑标准设计研究院有限公司

国家能源中国节能减排有限公司

批准单位：中国工程建设标准化协会

施行日期：20XX年XX月XX日

中国计划出版社

**201X 北京**

前 言

根据中国工程建设标准化协会 《关于印发〈2018年第一批工程建设协会标准制订、修订计划〉的通知》（建标协字[2018]015号）的要求，编制组在广泛调查研究，总结国内外先进经验，并在广泛征求意见的基础上，制定本标准。

本标准共分9章，主要内容包括：总则、术语、基本规定、设备与材料、建筑设计、CIGS薄膜光伏系统设计、施工与验收、运行与维护、节能与环保效益评估。

本标准由中国工程建设标准化协会建筑与市政工程产品应用分会归口管理，由中国建筑标准设计研究院有限公司负责具体技术内容的解释，在执行过程中如有意见或建议，请寄至解释单位（地址：北京市海淀区首体南路9号主语国际2号楼，邮政编码100048）。

**主 编 单 位：**中国建筑标准设计研究院有限公司

国家能源中国节能减排有限公司

**参 编 单 位:** 北京低碳清洁能源研究所

重庆神华薄膜太阳能科技有限公司

煤制油工程公司

沈阳建筑大学

**主要起草人：**

**主要审查人：**

目 次

1 总则 ································································································ 1

[2 术语 ······························································································· 2](#_Toc417658697)

3 基本规定 [·························································································· 3](#_Toc417658697)

[4 设备与材料 ······················································································· 4](#_Toc417658698)

[4.1 一般规定 ···················································································· 1](#_Toc417658699)

[4.2 光伏组件 ····················································································· 1](#_Toc417658700)

[4.3直流汇流设备·················································································· 1](#_Toc417658701)

[4.4逆变器 ······················································································· 1](#_Toc417658702)

4.5蓄电池与充放电控制设备 ···································································· 1

4.6 电缆 ························································································ 1

4.7 金属与玻璃和密封材料 ····································································· 1

[5 建筑设计](#_Toc417658703) [[·························································································· 1](#_Toc417658703)](#_Toc417658697)

[[5.1 一般规定······················································································ 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

5.2 规划与建筑设计 ································································· 1

[5.3 结构设计······················································································ 1](#_Toc417658699)

[5.4 构造要求······················································································ 1](#_Toc417658699)

6 CIGS薄膜光伏系统设计 ······································································ 1

[[6.1 一般规定······················································································ 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

[[6.2 独立系统 ···················································································· 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

[[6.3 并网系统 ···················································································· 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

[[6.4 系统接入 ···················································································· 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

[[6.5 光伏方阵 ···················································································· 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

[[6.6 储能系统······················································································ 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

[[6.7 布线系统······················································································ 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

[[6.8 监控系统 ·················································································· 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

[[6.9 过电压保护与接地 ··········································································· 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

[[6.10 发电量计算·················································································· 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

[7 施工与验收](#_Toc417658706) [[····················································································· 1](#_Toc417658703)](#_Toc417658697)

[[7.1 一般规定······················································································ 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

[[7.2 安装工程······················································································ 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

[[7.3 设备与系统调试 ············································································· 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

[[7.4 工程验收 ····················································································· 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

[8 运行与维护](#_Toc417658706) [[····················································································· 1](#_Toc417658703)](#_Toc417658697)

[[8.1 一般规定······················································································ 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

[8.2 光伏组件 ····················································································· 1](#_Toc417658700)

[8.3 直流汇流设备 ··············································································· 1](#_Toc417658700)

[[8.4 逆变器 ······················································································ 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

8.5蓄电池与充放电设备 ········································································· 1

8.6数据传输系统 ··············································································· 1

8.7电缆 ························································································· 1

[[8.8 防雷与接地 ··················································································· 1](#_Toc417658704)](#_Toc417658699)

9 节能与环保效益评估 ··········································································· 1

9.1一般规定 ······································································· 1

9.2 系统节能效益评估 ··········································································· 1

9.3 系统环保效益评估 ··········································································· 1

9.4 系统实际运行的效益评估 ···································································· 1

9.5 系统效益的定期检测、长期监测和性能分级评估 ············································ 1

附录A 我国太阳能资源区划 ··································································· 1

附录B 巡检周期和维护记录 ··································································· 1

[本标准用词说明 ···················································································· 1](#_Toc417658710)

[引用标准名录························································································· 1](#_Toc417658710)

附：条文说明 ························································································ 1

Contents

1 General provisions ············································································ 1

2 Terms ·························································································· 2

3 Basic Requirement ············································································· 3

4 Equipment and material ······································································ 1

4.1 General requirement ··········································································· 1

4.2 Photovoltaic modules ········································································· 1

4.3 DC combiner equipment ······································································ 1

 4.4 Inverter ······················································································ 1

4.5 Battery and charger ··········································································· 1

4.6 Cable ························································································ 1

4.7 Metals and glass and sealing materials ························································ 1

5 Building design ················································································ 1

5.1 General requirement ········································································· 1

5.2 Planning and building design ································································ 1

5.3 Structure design ············································································· 1

5.4 Construction requirements ··································································· 1

6 Design of CIGS thin-flim photovoltaic system ·············································· 1

6.1 General requirement ········································································· 1

6.2 Self power supply system ···································································· 1

6.3 Grid-connected system ······································································· 1

6.4 system access ················································································ 1

6.5 Photovoltaic array ············································································ 1

6.6 Energy storage system ········································································ 1

6.7 Wiring system ··············································································· 1

6.8 Monitored control system ···································································· 1

6.9 Protection against effects of overvoltage and earth faults ······································ 1

6.10 Power generating assessment ······························································· 1

7 Construction and acceptance ································································· 1

7.1 General requirement ········································································· 1

7.2 Installation ·················································································· 1

7.3 Debugging & testing of equipment and system ················································ 1

7.4 Acceptance of work ·········································································· 1

8 [Operation and maintenance](http://www.baidu.com/link?url=0kjPzIpvv2ELkeXDWFM0mQ-8AhzljJ23700w4rQnGBiqIFX37tGfryRf1XiCoiq0_JrsANBBluXLmKN8vd0ADwLKNOxTcb5MBmywk_Llaq9Wg1YZ54YxK_V72cRp07ZR" \t "https://www.baidu.com/_blank)

8.1 General requirement ········································································ 1

8.2 Photovoltaic modules ········································································ 1

8.3 DC combiner equipment ····································································· 1

8.4 Inverter ····················································································· 1

8.5 Battery and charger ·········································································· 1

8.6 Date transmission system ···································································· 1

8.7 Cable ······················································································· 1

8.8 Lighting protection and grounding ··························································· 1

9 Analysis on energy efficiencyand environmental benefit ·································· 1

9.1 General requirements ········································································· 1

9.2 Pre-evaluation of system energy efficiency ··················································· 1

 9.3 Pre-evaluation of system environmental benefit**s** ··········································· 1

9.4 System practical operation benefit analysis ·················································· 1

9.5 Periodic detection, long term detection and performance grding assessment of system benefits ··· 1

Appendix A Solar source regionalization ····················································· 1

Appendix B Inspection cycle and maintenance record ······································· 1

Explanation of wording in this standard ······················································· 1

List of quoted standards ··········································································· 1

Addition：Explanation of provisions ···························································· 1

**1 总 则**

**1.0.1** 为规范铜铟镓硒薄膜光伏系统设计、施工、验收及运行维护，做到安全适用、经济合理、技术先进可靠、与建筑协调统一、保证工程质量，制定本规程。

[条文说明]

为提高资源利用效率，实现节能减排约束性目标，积极应对全球气候变化，国务院办公厅转发的国家发展改革委、住房城乡建设部《绿色建筑行动方案》中明确提出积极推动太阳能等可再生能源在建筑中的应用。

我国有丰富的太阳能资源，2/3以上地区的年太阳能辐照量超过5000MJ/m2，年日照时数在2200h以上。开发利用丰富、广阔的太阳能，是未来能源的基础。在《2025的世界：10大创新预测》的智库报告中，预测了未来10年全球科技的10个重大发展趋势，其中太阳能将成为地球上最大的能量来源，排在了首位。

铜铟镓硒薄膜光伏工程化技术涵盖了建筑设计、机械加工、电子控制、电能工程、多能互补等多个领域。适用于建筑、结构、给水排水、采暖通风和建筑电气等专业以及光伏系统使用。一个工程的实施需要各个方面协调配合，即做到统一规划、统一设计、统一施工、统一验收、统一管理。为规范铜铟镓硒薄膜光伏系统的设计、安装、工程验收和日常维护，使铜铟镓硒薄膜光伏系统安全可靠、性能稳定、节能高效、与建筑协调统一，保证工程质量，是本规范制定的目的。

**1.0.2**  本规程适用于新建、改建和扩建建筑铜铟镓硒薄膜光伏系统工程，以及在既有建筑上改造或增设铜铟镓硒薄膜光伏系统工程的设计、施工、验收和运行与维护。

[条文说明]

本条规定了本标准的适用范围。

本标准从技术层面解决铜铟镓硒薄膜光伏系统在建筑应用并与建筑结合的问题。这些技术内容适用于各类建筑，无论是在新建建筑上安装铜铟镓硒薄膜光伏系统，还是在既有建筑上增设或改造已安装的铜铟镓硒薄膜光伏系统。

**1.0.3** 铜铟镓硒薄膜光伏系统，除应符合本规程外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

[条文说明]

铜铟镓硒薄膜光伏系统的组成部件在材料、技术要求以及系统设计、安装、验收等方面均有相关的产品标准，如《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492、《建筑用柔性薄膜光伏组件》JG/T 535等，因此，铜铟镓硒薄膜光伏系统首先应符合这些标准的规定。

铜铟镓硒薄膜光伏系统在建筑上应用是综合技术，其设计、安装、验收、使用与维护涉及太阳能和建筑两个行业，除应符合现行的《建筑光伏系统应用技术规范》GB 50XXX外，还应符合建筑工程方面的标准规定，如 《建筑幕墙工程技术规范》JGJ102、《屋面工程质量验收规范》 GB 50207、《建筑物防雷设计规范》GB 50057、《建筑玻璃应用技术规范》JGJ 113等相关标准，尤其是其中的强制性条文必须严格执行。

**2** **术 语**

**2.0.1** 建筑铜铟镓硒薄膜光伏系统 CIGS thin-film photovoltaic system in buildings

安装在建筑上的铜铟镓硒薄膜光伏系统，简称建筑CIGS薄膜光伏系统。

**2.0.2** 铜铟镓硒薄膜光伏组件 CIGS thin-film photovoltaic modules

由铜铟镓硒薄膜电池、玻璃面板、胶膜、接线盒、背板、引出线组成，并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装置。

**2.0.3** 铜铟镓硒薄膜光伏电池 CIGS thin-film photovoltaic cell

将太阳辐射能直接转换成电能的铜铟镓硒薄膜器件。

**2.0.4** 独立铜铟镓硒薄膜光伏系统 stand-alone CIGS thin-film photovoltaic system

不与公共电网连接的铜铟镓硒薄膜光伏系统，也称离网CIGS薄膜光伏系统。

[条文说明]

独立铜铟镓硒薄膜光伏系统指独立于电网运行的光伏系统，其光伏发电输出与负荷电力消纳不在同一时间段，有时发电输出并不总是满足负荷要求，因此需配置储能系统，有效提升光伏电力输出利用、增强系统稳定性。目前，独立铜铟镓硒薄膜光伏系统一般由光伏组件、控制器及储能三部分组成，若要为交流负荷供电，还需配置交流逆变器。独立式铜铟镓硒薄膜系统一般采用蓄电池作为储能装置。

独立系统主要用于无电网的边远地区和人口分散地区或电力供应不可靠的地区。独立系统造价较高。

**2.0.5** 并网铜铟镓硒薄膜光伏系统 grid-connected CIGS thin-film photovoltaic system

与公共电网连接的铜铟镓硒薄膜光伏系统。。

[条文说明]

并网发电系统主要指接入电网运行、接受电网调度的光伏系统，它直接与电网连接、电能直接输入电网，发出的电力可能自用，多余的供应电网中其他用户。目前一般不配置储能系统。但带有蓄电池的并网发电系统具有可调度性，可以根据需要并入或退出电网，还具有备用电源的功能，当电网因故停电时可紧急供电。

在有公共电网的地区，光伏系统与电网连接并网运行，不仅可大幅度降低造价，而且有更高的发电效率和更好的环保性能。

**2.0.6** 逆变器 inverter

将来自铜铟镓硒薄膜电池的直流电流变换为交流电流的装置。

[条文说明]

逆变器是将直流电变换成交流电的设备。由于太阳能电池发出的是直流电，而一般的负载是交流负载，所以逆变器是不可缺少的。逆变器按运行方式，可分为独立运行逆变器和并网逆变器。独立运行逆变器用于独立运行的太阳能电池发电系统，为独立负载供电。并网运行逆变器用于并网运行的太阳能电池发电系统将发出的电能馈入电网。

**2.0.7** 储能系统 energy storage system

 配合铜铟镓硒薄膜光伏并网系统采用的储电并给负载供电的装置。

[条文说明]

太阳能光伏系统由于受白天有日照和夜间无日照的影响，需要选用蓄电池作为能源存储单元，以确保负载在白天和夜晚都可运行。储能系统主要用于CIGS独立系统，一般采用蓄电池作为储能装置。

储能系统还具有为负荷提供启动电流、钳制电压等作用。

**2.0.8** 光伏方阵 PV array

由若干铜铟镓硒光伏组件在机械和电气上按一定方式组装在一起，并有固定的支撑结构而构成的直流发电单元。

[条文说明]

铜铟镓硒光伏方阵

**2.0.9** 最佳倾角 tilt angle of solar panel

铜铟镓硒光伏组件在一年内获得最大发电量时与水平面的夹角。

[条文说明]

确定铜铟镓硒光伏组件（方阵）的最佳倾角是系统设计不可缺少的重要环节，一般认为最佳倾角为当地纬度，结果是夏天光伏组件（方阵）发电量往往过盈而造成浪费，冬天时发电量又往往不足而是蓄电池欠充，所以，这不一定是最佳选择。目前普遍认为，最佳倾角应是全年辐射量最弱的月份能得到最大的太阳能辐射量为好，推荐以辐射量最小的月份北半球的12月份，南半球的6月份最为依据。其实，此观点也不一定妥当，往往会使夏季获得的辐照量过少，导致全年得到的辐照量偏小。建议综合考虑当地太阳辐照量的连续性、均匀性和极大性，通过软件进行计算。

**2.0.10** 非透明光伏幕墙 opaque PV glass curtain wall

可见光不能直接射入室内的光伏幕墙。

**2.0.11** 日照时数 hours of sunshine

指太阳中心从出现在一地的东方地平线到进入西方地平线，其直射光线在无地物、云、雾等任何遮蔽的条件下，照射到地面所经历的小时数。

[条文说明]

夏季我国北方日照时数多与南方。另外，纬度越高，昼夜长短变化幅度越大，夏季月向北昼越长。青藏高原因海拔高，空气稀薄，天空晴朗，故日照时数多，相反四川盆地与其纬度差不多，但受地形限制，多云，故日照时数少。

**2.0.12** 平屋面 plate roof

坡度小于3%的屋面。

**2.0.13** 坡屋面 slope roof

坡度大于等于3%的屋面。

[条文说明]

建筑屋面一般分为平屋面和坡屋面和其他形式的屋面。平屋面通常是指排水坡度小于3%的屋面。坡屋面通常是指屋面坡度大于等于3%的屋面。坡屋面的形式和坡度主要取决于建筑形式、结构形式、屋面材料、气候环境等因素。常见屋面类型和适用坡度见表1。CIGS薄膜电池板安装在坡屋面上应根据当地纬度和屋面坡度调整其倾角。

**表1 屋面类型和坡度**

|  |  |
| --- | --- |
|  | 屋面类型 |
| 沥青瓦屋面 | 块瓦屋面 | 波形瓦屋面 | 金属板屋面 | 防水卷材屋面 | 装配式轻型坡屋面 |
| 压型金属板屋面 | 夹心板屋面 |
| 适用坡度（%） | ≥20 | ≥30 | ≥20 | ≥5 | ≥5 | ≥3 | ≥20 |

**2.0.14** 系统费效比 cost / benefit ratio of the system

太阳能光伏系统的增投资与系统在正常使用寿命内的总节能量的比值，表示利用太阳能节省常规能源电量的投资成本。单位为元/千瓦时 (元/kWh)。

[条文说明]

费效比是评价系统经济性的重要参数。

（本规程中的术语包括建筑工程和CIGS薄膜光伏系统两方面。主要引自《民用建筑设计术语标准》GB 50504-2009和《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 50XXX-201X等标准。考虑到建筑利用CIGS薄膜光伏系统需要建筑行业和太阳能行业密切配合，共同完成，并需要掌握相关专业知识。为方便各方更好的理解和使用本标准，标准编制组将上述标准的相关术语进行了集中归纳和整理，编入了本标准。）

**3** **基本规定**

**3.0.1** 建筑CIGS薄膜光伏系统主要由光伏组件、汇流箱、控制器、储能装置、逆变器、配电设备、变压器、计量装置、通讯与监测装置、电力线缆等构成。

[条文说明]

建筑CIGS薄膜光伏系统是以首先满足建筑结构安全和发电系统电气安全为前提，根据其他相关要求，通过电缆将不同功能的部件组合在一起，并与建筑主体结构牢固连接。

**3.0.2** 建筑CIGS薄膜光伏系统应结合建筑功能、日照和安装条件、负荷特点等因素确定光伏系统容量，并应满足安全可靠、经济适用、美观、便于安装和维护的要求。

**3.0.3** CIGS薄膜光伏系统应纳入建筑工程管理，统一规划、同步设计、同步施工，与建筑工程同时投入使用。

[条文说明]

CIGS薄膜光伏系统在建筑上应用，正是由于建筑师的积极参与，才能使CIGS薄膜光伏系统与建筑浑然一体，成为建筑的一部分，做到与建筑协调统一。CIGS薄膜光伏系统只有纳入建筑设计，才能为CIGS薄膜光伏系统的设计、安装创造条件，使CIGS薄膜光伏系统在建筑中得到有效利用，并做到太阳能与建筑一体化。为此，CIGS薄膜光伏系统与建筑设计必须统一规划、同步设计、同步施工，与建筑工程同时投入使用。

**3.0.4** 建筑并网CIGS薄膜光伏系统以自发自用为主，多余或不足的电力由市政电网调节，并网点宜应位于建筑内部或附近。

[条文说明]

[光伏并网发电](https://baike.baidu.com/item/%E5%85%89%E4%BC%8F%E5%B9%B6%E7%BD%91%E5%8F%91%E7%94%B5)系统就是太阳能组件产生的直流电经过[并网逆变器](https://baike.baidu.com/item/%E5%B9%B6%E7%BD%91%E9%80%86%E5%8F%98%E5%99%A8)转换成符合市电电网要求的交流电之后直接接入公共电网。由于并网发电系统没有[蓄电池](https://baike.baidu.com/item/%E8%93%84%E7%94%B5%E6%B1%A0)、太阳能充放电控制器及交直流配电系统，因此，如果条件允许的话可以将并网发电系统[逆变器](https://baike.baidu.com/item/%E9%80%86%E5%8F%98%E5%99%A8)布置在并网点的低压配电室内，否则，要单独建一座4～6m2的低压配电室。故并网点宜位于建筑内部或附近。

**3.0.5** 在既有建筑上安装或增设CIGS薄膜光伏系统，必须对既有建筑的安全性和耐久性及电气安全进行复核，满足要求后，方可实施。

[条文说明]

此条的确定基于建筑结构安全考虑。既有建筑情况复杂，结构类型多样，使用年限和建筑本身承载能力以及维护情况等各不相同。在既有建筑上增设CIGS薄膜光伏系统时，应考虑光伏组（构）件、汇流箱、控制器、储能装电力线缆置等系统对既有建筑的结构影响，复核验算结构设计、结构材料、耐久性、安装部位的构造及强度等。为确保建筑结构安全及其他相应的安全性要求，在改造和增设CIGS薄膜光伏系统时，应考虑建筑使用年限及功能的要求，必须对既有建筑进行结构及电气安全复核，确定是否可改造或可增设CIGS薄膜光伏系统。结构复核可由原建筑设计单位或根据原建筑设计施工图、竣工图、计算书等由其他有资质的建筑设计单位进行，或委托法定检测机构检测，确认不存在结构安全问题，可实施后，才可进行。否则，不能在既有建筑上增设或改造。增设和改造的前提是不影响既有建筑的质量和安全，安装符合技术规范和产品标准的CIGS薄膜光伏系统。

**3.0.6** CIGS薄膜光伏系统应纳入建筑主体结构和围护结构的荷载计算中。

[条文说明]

CIGS薄膜光伏系统的组成部件的总重量，应纳入建筑主体结构或围护结构计算的荷载。安装CIGS薄膜光伏系统的建筑必须具备承受光伏组（构）件、汇流箱、控制器、储能装置、电力管线等传递的各种荷载和作用，包括安装和检修荷载等。作用效应组合的计算方法应符合现行国家标准《建筑结构荷载设计规范》GB 50009的规定。

主体结构为混凝土结构时，为保证CIGS薄膜光伏组（构）件等与主体结构的连接可靠，连接部位主体结构混凝土强度等级不应低于C20。

**3.0.7** 在正确使用和正常维护条件下，CIGS薄膜光伏系统的使用寿命不应少于25年。

**4** **设备与材料**

**4.1 一般规定**

**4.1.1** CIGS薄膜光伏系统的设备与材料应符合国家现行相关标准的规定，并应满足设计要求。

[条文说明]

用在CIGS薄膜光伏系统的设备与材料应符合相应的产品标准的规定，如玻璃面板应符合国家现行标准《建筑安全玻璃应用技术规程》JGJ 113、《建筑安全玻璃 第而部分部分：钢化玻璃》GB 15763、《建筑用太阳能夹层玻璃》GB 29551，胶膜应符合现行行业标准《建筑光伏组件用聚乙烯醇缩丁醛（PVB）胶膜》JG/T449和《建筑光伏组件用乙烯醋酸乙烯共聚物（EVA）胶膜》JG/T450，接线盒绝缘耐压性能应符合现行国家标准《地面光伏系统用直流连接器》GB/T33764的规定，确保其是符合标准的合格产品，本标准不再对其进行具体规定。

**4.1.2** 材料及器件的物理和化学性能应满足建筑所在地的气候特征和环境要求。

[条文说明]

中国幅员辽阔，气候类型多样，包括大面积的严苛气候类型如荒漠、高原和热带等，这些地区不同的气候条件对光伏系统的建设形成很大挑战。

组件是CIGS薄膜光伏系统重要的组成器件之一，其质量决定系统的长期发电量。不同气候地区光伏组件的衰减和材料老化有一定差异和规律，尤其对于拥有亚热、热带和温带等不同气候类型，及荒漠干旱、高原、沿海等多个地理特征的中国而言其影响更加明显。湿热气候地区具有高温、高湿和强紫外线等环境特点，对组件中的电池栅线、焊带、胶膜、背板等材料有显著影响，在海南使用的光伏组件普遍存在电池栅线和焊带腐蚀、封装材料变色等问题。因此，CIGS薄膜光伏系统的材料和器件应考虑气候和环境对其的影响。

**4.1.3** CIGS薄膜光伏系统的汇流设备、逆变器、变压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》GB 7251.1，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,并应满足系统电压、电流和环境条件要求。

[条文说明]

CIGS薄膜光伏系统主要设备应满足低压成套开关设备国家标准的要求，设备的安全标记应满足相应国家标准的规定。

**4.2 光伏组件**

**4.2.1** CIGS薄膜光伏组件的性能指标除应符合现行行业标准《建筑用光伏构件通用技术要求》 JG/T 492和《建筑用柔性薄膜光伏组件》JG/T 535的规定外，还应符合下列规定：

 **1** 干热、湿热、高海拔、沿海、沙漠、大风及强降雪等环境条件下的建筑CIGS薄膜光伏系统，应采用适用于该环境条件下的CIGS薄膜光伏组件；

 **2** CIGS薄膜光伏组件用做建筑玻璃幕墙时，其表面质量应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的规定；

 **3** CIGS薄膜电池组件衰减率在10年内不应高于10%，20年内不应高于20%。

**4.2.2** CIGS薄膜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和《光伏（PV）组件安全鉴定第2部分：试验要求》GB/T 20047.2的有关规定。

**4.2.3** CIGS薄膜光伏组件应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB29551的规定。

**4.2.4** CIGS组件的尺寸、颜色、外框及结构需满足建筑专业要求，并按组件厂家提供的参数进行设计、安装、使用和维护。

**4.3 直流汇流设备**

**4.3.1**直流汇流箱、直流汇流套件等汇流设备应按型式、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。

[条文说明]

直流汇流箱是指用户可以将一定数量、规格相同的光伏电池串联起来，组成一个个光伏串列，然后再将若干个光伏串列并联接入光伏汇流箱，在光伏汇流箱内汇流后，直接进入逆变器或者控制器，从而构成完整的光伏发电系统，实现与市电并网。一般直流汇流箱的输入回路较多，直流汇流箱的输出直接接入逆变器或控制器。直流汇流箱的输入回路数一般不超过16路。目前汇流箱认证所采用的标准为《光伏汇流箱技术规范》CNCA/CTS0001-2011，在新的产品标准发布前适用。新标准发布后，新标准适用。

直流汇流套件是用于薄膜组件与汇流箱之间的一种连接装置，以解决因薄膜组件电流小、组串电流小而导致的直流回路保护设备选择困难问题。汇流套件将串联组件通过汇流连接,使输出电流增加，然后再把汇流套件的输出端相互连接，使输出电流达到8～10A左右，然后再送至逆变器或者汇流箱进行电流并接。

**4.3.2**直流汇流箱的输出在SPD之前应装设具有隔离功能的保护电器，并宜为适用于隔离的直流断路器，以便于检修维护。

**4.3.3**当直流汇流箱可能的反向故障电流大于光伏组件的最大过电流保护额定值时，应为光伏组串设置过电流保护，保护电器宜安装在直流汇流箱内。

**4.3.4** 直流汇流箱安装位置应便于巡检、操作和维护，并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，其外壳防护等级不应低于IP55。具有保护和监测功能的直流汇流箱，其外壳防护等级宜为IP65。

**4.3.5**直流汇流箱内应设置防雷保护装置。

**4.3.6**直流汇流箱宜能监测各光伏组串的电流、电压，以便监测系统的运行及迅速判断故障所在，该类设备一般称为智能型设备

**4.3.7**直流汇流箱、直流汇流套件等汇流设备的每个输入回路应装设防反二极管，以防止故障条件下的逆流，但不应代替过电流保护电器。

**4.3.**8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人逆变器。

 **4.4 逆变器**

**4.4.1** 并网逆变器性能应符合现行国家标准《并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法》**GB/T 30427**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部分:技术条件》GB/T20321.的规定。

[条文说明]

逆变器根据应用方式应分为并网型光伏发电逆变器和离网型光伏发电逆变器。

**4.4.2**逆变器的额定总容量应根据CIGS组件及系统装机容量确定，并应结合实际安装条件进行超配，选择合适的超配系数。逆变器最大支流输入功率应符合下式规定：

  （4.4.2）

式中：——逆变器最大直流输入功率；

——CIGS组件标称功率；

——超配系数。

[条文说明]

本条文提到的S1、S2……Sn指接入同一逆变器的不同安装位置光伏方阵总装机容量。K1、K2……Kn为分别对应于S1、S2……Sn的超配系数，对于南立面取1.1，对于东、西立面取1.2，对于北立面取1.5，对于屋顶取1.05，对于东南、西南立面取1.15，对于东北、西北立面取1.35。

**4.4.3**并网逆变器的选型应符合下列规定：

**1** 应具有自动运行和停止功能、最大功率跟踪控制功能和防止孤岛功能；

**2** 并网逆变器应具备自动电压调整功能；

**3** 并网逆变器应具有并网保护装置，与电网具有相同的电压、相数、相位、频率及接线方式；

**4.4.4** 逆变器安装位置应便于巡检、操作和维护。建筑光伏系统逆变器宜安装在室内干燥通风位置，外壳防护等级应不低于IP20；室外安装应不低于IP65。

**4.4.5**海拔高度在2000m及以上高原地区使用的逆变器，应选用高原型产品或降容使用，降容系数可根据厂商产品手册确定。

**4.4.6** CIGS薄膜光伏组件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。

[条文说明]

为防止PID效应，CIGS组件厂家通常要求做负极功能接地。

PID 效应（Potential Induced Degradation）全称为电势诱导衰减。 PID 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。

**4.4.7** 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**变压器电网侧接线组别及接地方式应与接入电网相匹配。

[条文说明]

本条文提出隔离变压器的容量不宜小于逆变器输出额定功率，在实际工程设计中应综合考虑逆变器满载工况时间较短和隔离变压器具有一定的过载能力等因素。

由于我国低压交流侧为三相四线制，中性点直接地，配电变压器的二次绕组为yn0或yn11，因此隔离变压器的电网侧绕组接线组别应与电网的配电变压器二次绕组组别一致。

**4.5 蓄电池与充放电控制设备**

**4.5.1** 独立光伏系统应配置储能装置，并应满足向负载提供持续、稳定电力的要求。并网光伏系统可根据用户需求配置储能装置的容量。

**4.5.2** 独立光伏系统储能电池组容量应根据负载功率、额定电压、工作电流、日平均用电时数、连续阴雨天数、储能电池的类型及其电特性等参数确定。储能电池的总容量可按下式 计算:

  （4.5.2）

式中：CC——储能电池总容量(kWh)；

D——最长无日照期间用电时数(h)；

F——储能电池放电效率的修正系数，通常为1.05；

P0——负载功率(kW)；

U——储能电池的放电深度，通常为0.5~0.8；

Ka——综合效率系数，包括储能电池的放电效率，控制器、逆变器以及交流回路的效率，通常为0.7~0.8。

**4.5.3** 储能电池宜根据储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、响应时间、环境适应能力、技术条件和价格等因素选择， 并应符合下列规定：

**1** 应符合国家现行相应产品标准的规定。

**2** 宜选用循环寿命长、充放电效率高、自放电小等性能优 越的储能电池。

**3** 宜选用大容量单体储能电池，减少并联数; 储能电池串并联使用时，应由同型号、同容量、同制造 厂的产品组成，并应具有一致性。

**4.5.4** 储能系统应具有电池管理系统。采用在线检测装置进行智能化实时检测，应具有在线识别电池组落后单体、判断储能电池整体性能、充放电管理等功能，宜具有人机界面和通信接口。

**4.5.5** 充电控制器应具有短路保护、过负荷保护、过充(放) 保护、欠(过)压保护、反向放电保护、极性反接保护及防雷保护等功能，必要时应具备温度补偿、数据采集和通信功能。

**4.5.6** 储能系统的标称电压宜为 DC 12V 24V 48V 110V 220V 500V。

**4.6 电缆**

**4.6.1** 电缆的选择应满足光伏系统的电压、持续工作电流、短路热稳定性、允许电压降和敷设环境等条件要求。

**4.6.2**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《建筑物电气装置第部分：电气设备的选择和安装第52章：布线系统》 GB 16895.6中关于载流量的规定。

**4.6.3**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/T2951.11、《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/T2951.12、《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》GB/T2951.51的有关规定。

**4.6.4** 光伏电缆耐火性能应符合现行国家标准《电线电缆燃烧试验方法第6部分：电线电缆耐火特性试验方法》GB/T 12666.6的有关规定。

**4.6.5** CIGS薄膜光伏组件连接电缆应选用光伏电缆，并符合下列规定:

**1** 直流电缆的额定电压，应大于本规范第 6. 5条确定的光伏方阵最大电压。

**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** 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。

**4** 直流电缆应采用铜芯电缆。

**4.6.6** 用于直流电缆或其他直流设备选型的最小电流值不应低于表4.6.6的规定。

**表4.6.6 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《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》JGJ/T365-2015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：其他情况：式中，是最近的下游过电流保护电器额定电流；是光伏玻璃幕墙组件标准测试条件下的短路电流；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《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》JGJ/T365-2015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 | 式中，是光伏玻璃幕墙子方阵标准测试条件下的短路电流 |
| 光伏幕墙方阵 | 按《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》JGJ/T365-2015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 | 式中，是光伏玻璃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Iscmod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。

**4.6.7** 直流电缆导体截面的选择除符合本规范第4. 6.1条的规定外，还应符合根据下列规定确定的导体截面的最大值：

**1**载流量应大于过电流保护电器的额定值或本规程表 4.6.6 .规定的最小电流值。

**2** 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。

**3** 在系统额定功率状态下，光伏系统直流侧的线路电压降不应大于3%。

**4.6.8** CIGS薄膜光伏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 20047.1 规定的电连接器。

**2** 用于室外的电连接器防护等级不应低于IP55。

**3** 应采用同类型的公母头相互连接。

**4.6.9** 当电缆长期暴露在户外时，应根据项目地环境条件选择具备抗臭氧、抗紫外线、耐酸碱、耐高温、耐湿热、耐严寒、耐凹痕、无卤、阻燃、经受机械冲击等适应当地环境要求的电缆，并应符合现行国家标准《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中的有关规定。

**4.7 金属、玻璃和密封材料**

**4.7.1** 建筑CIGS薄膜光伏系统用铝合金材料应符合下列规定：

**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 5237.1~5237.5的规定。

**3** 隔热铝合金型材应符合现行国家标准《铝合金建筑型材隔热型材》GB 5237.6 的规定。采用穿条工艺生产的隔热铝型材，其隔热材料应符合现行国家标准《铝合金建筑型材用辅助材料第1部分：聚酰胺隔热条》GB23615.1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》GB23615.2的规定。

**4.7.2** 建筑CIGS薄膜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、《结构用无缝钢管》GB/T 8162等的规定。

**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》GB50205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**钢型材的表面处理应有抗腐蚀能力，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35μm，在空气污染严重及海滨地区，涂膜厚度不宜小于45μm。

**4** 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/T5118的规定，焊缝、边缘和其他区域的表面缺陷的处理应符合现行国家标准《碳钢焊条》GB/T5117、《低合金钢焊条》GB/T5118、《涂覆涂料前钢材表面处理表面清洁度的目视评定第3部分：焊缝、边缘和其他区域的表面缺陷的处理等级》GB/T 8923.3及现行行业标准《建筑钢结构焊接技术规程》JGJ81的规定。

**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的规定。

 [条文说明]

建筑CIGS光伏系统的支撑系统常用钢结构材料，但可能采用到的钢材种类、牌号繁多，除应满足条文中的3项现行国家标准以外，还应满足《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钩钢热轧薄钢板及钢带》GB/T912、《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/T11263、《钢拉杆》GB/T 20934、《不锈钢建筑型材》JG/T 73等标准的规定。

裸露在室外的光伏支架多数采用钢结构作为支架材料，如附加式屋面光伏系统、光伏遮阳系统、光伏雨蓬等，必须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；整个支架系统应满足25年系统寿命的要求。

**4.7.3** 建筑CIGS薄膜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》 JGJ113的有关规定；采用光伏夹层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的有关规定，采用光伏中空玻璃时应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759的规定。

**4.7.4** 建筑CIGS薄膜光伏系统用硅酮胶及密封材料应符合下列规定：

**1** 建筑CIGS薄膜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CIGS薄膜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CIGS薄膜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《建筑橡胶密封垫—预成型实心硫化的结构密封胶垫用材料规范》HB/T 3099及《工业用橡胶板》GB/T 5574的规定。

[条文说明]

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接性试验，并应对邵氏硬度、标准状态拉伸粘接性能进行复验。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。

**4.7.5** 建筑CIGS薄膜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CIGS薄膜光伏系统用连接件、紧固件、组合配件宜选用不锈钢或铝合金材质。

**3** 建筑CIGS薄膜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 3098.1～3098-21的规定。

**5** **建筑设计**

**5.1 一般规定**

**5.1.1** 安装在建筑围护结构上的CIGS薄膜光伏系统应满足该建筑部位的各项物理性能和建筑节能标准要求，并做到与建筑协调统一。

[条文说明]

CIGS薄膜光伏系统安装在建筑上有两种形式，一种是把建筑CIGS薄膜光伏组件附加在屋面、墙面、阳台栏板上等，一种是建筑CIGS薄膜光伏组件作为建筑构件用于建筑上，如建筑光伏幕墙。

为保证建筑的使用功能，建筑围护结构应具有保温、隔热、隔声、防水、防潮、防火、抗震等性能，并且无论是民用建筑，还是工业建筑，公共建筑或居住建筑，国家和地方都有相关的设计标准需遵循，如《建筑设计防火规范》GB 50016、《民用建筑隔声设计规范》GB 50118、《建筑抗震设计规范》GB 50011、以及《严寒和寒冷地区建筑建筑节能设计标准》JGJ 26、《夏热冬冷地区建筑建筑节能设计标准》JGJ 134、《夏热冬暖地区建筑建筑节能设计标准》JGJ 75等等。

CIGS薄膜光伏系统安装在建筑围护结构上，不仅要满足光伏系统的发电功能和电气安全性能要求，还应确保该建筑部位的各项性能指标要求，且不能影响该建筑部位的各项性能要求。

在进行CIGS薄膜光伏系统设计时，各专业应密切配合，根据当地的气候特征、周围环境，合理规划CIGS薄膜光伏系统在建筑上的位置，做到与建筑协调统一，包括组件颜色的选择。使其在具备良好的发电功能的同时，达到建筑围护、建筑节能、太阳能利用和建筑装饰等多种功能的完美结合。

**5.1.2** CIGS薄膜光伏系统的建筑设计应满足建筑构件的各项物理性能要求。根据不同地区的特点，作为建筑构件的光伏发电组件应采取防冻、防冰雪、防过热、防雷、抗风、抗震、防火、防腐蚀等技术措施。

 [条文说明]

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

**5.1.3**建筑设计应为CIGS薄膜光伏系统预留安装、使用和维护提供必要的承载条件和空间位置。

[条文说明]

建筑CIGS薄膜光伏组件是建筑光伏系统的发电部件，需最大限度地接受阳光。建筑幕墙、建筑墙面、建筑屋面、建筑阳台等建筑部位都是适宜安装建筑光伏组件的部位。建筑设计应为其安装提供必要的条件和设备空间位置。

安装在建筑上的CIGS薄膜光伏组件正常使用寿命一般为20～30年，而建筑的使用寿命在50年以上。CIGS薄膜光伏组件和系统其它部件在构造、形式上应利于在建筑围护结构上安装，便于维护、检修和局部更换。建筑设计要为系统的安装、维修、日常保养、更换提供必要的安全条件。如平屋面设置屋面出口或人孔，便于安装、检修人员出入；坡屋面屋脊的适当位置可预留金属钢架或挂钩，方便固定安装检修人员系在身上的安全带，确保人员安全。

**5.1.4** 建筑设计应合理选用建筑材料、结构类型和建筑构造，满足光伏组件安装和使用中的强度、刚度和稳定性要求。

[条文说明]

强度指承受荷载的能力；保证结构不破坏。

刚度指抵抗变形的能力；保证结构变形不超过容许的数值。

稳定性指在荷载作用下，结构虽然没有破坏，但由于变形而不能继续承载，这种现象就叫做"失稳"。结构不失稳的能力叫做“稳定性”。

如建筑光伏幕墙必须具有抗风压性能、空气渗透性能、雨水渗透性能及平面变形性能的检测报告；所用的各种材料、[钢化玻璃](https://www.baidu.com/s?wd=%E9%92%A2%E5%8C%96%E7%8E%BB%E7%92%83&tn=44039180_cpr&fenlei=mv6quAkxTZn0IZRqIHckPjm4nH00T1d9Pjw9mymkPHbznWKBPAm30ZwV5Hcvrjm3rH6sPfKWUMw85HfYnjn4nH6sgvPsT6KdThsqpZwYTjCEQLGCpyw9Uz4Bmy-bIi4WUvYETgN-TLwGUv3EnH61nH6dPWckrjT3rHT1PjDYn0)、密封胶等材料、构件及组件，必须有产品合格证书、性能检测报告、进场验收记录和复检报告。建筑光伏幕墙工程设计不得影响建筑物的结构安全和主要使用功能。为确保建筑光伏幕墙发电功能和各项性能要求，在材料的选择、结构类型和建筑构造上，满足光伏组件安装和使用中的强度、刚度和稳定性要求。

**5.2 规划与建筑设计**

**5.2.1** 光伏建筑的规划设计应符合下列规定**：**

 **1** 建筑的朝向宜为南向或接近南向。

 **2** 建筑的体形和空间组合应使光伏组件能接收到更多的太阳辐照量。

[条文说明]

为使建筑光伏组件最大限度地接收到阳光，在规划设计时，应考虑建筑朝向和空间组合，避免建筑自身的遮挡。根据我国的地理条件，国土地处北半球，建筑单体或群体朝南可为光伏组件接收带更多的太阳辐照创造条件。

影响太阳能辐照量的因素有纬度、海拔、季节、天气、空气质量、建筑朝向等，这些在建新建筑规划设计时，均应综合考虑。

规划设计时，建筑物的朝向宜为南北向或接近南北向，以及建筑的体形或空间组合考虑太阳能热水系统，均为使CIGS薄膜组件充分接收阳光。无论城市还是住宅小区，高楼密集，楼群之间相互遮挡，由此形成了不同的自然光照环境。可通过日照模拟软件针对冬季日照，对单栋建筑在冬至日或大寒日的日照环境进行分析，一方面从冬季去考虑日照资源的不足进行建筑的布局。另一方面，则是针对夏季日照， 利用阴影的时间差和方位差对居住外环境进行设计，以了解CIGS薄膜组件上接收到的太阳能辐射。

**5.2.2** 在进行周边建筑、环境景观和绿化种植等时应避免和减少对光伏组件造成遮挡。

[条文说明]

为保证建筑光伏组件的正常工作，避免建筑、环境景观和树木对光伏组件的遮挡是非常必要的。当投射到建筑光伏组件上的阳光受到遮挡时，会减少发电量。

**5.2.3** 建筑体形及空间组合应为建筑光伏组件接收充足的日照创造条件。建筑光伏组件的安装部位应避免受环境或建筑自身及组件自身的遮挡，并应满足其在冬至日全天有3h以上有效日照的要求。

[条文说明]

冬至日是全年日照时间最短的时候，也是建筑光伏组件获得日照时间最短的一天。

有效日照指上午9︰00至下午3︰00，在这个时间段阳光最强烈，在这个时间段建筑光伏组件上收到的太阳辐照量最多，发电量也最大。

**5.2.4** 　建筑设计应为CIGS薄膜光伏系统的安装提供条件，并应在安装建筑光伏组件的部位采取安全防护措施。

[条文说明]

建筑因安装CIGS薄膜光伏组件、输配电室、控制机房和监控系统的显示器提供必要的空间，并应考虑桥架、集线箱、逆变器等电器设备的安装位置。

建筑应提供必要的输配定室和控制机房，并满足面积和通风要求。输配电室和控制机房的形式宜根据光伏系统规模、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。逆变器室宜布置在输配电间内。配电装置和控制柜的布置应便于操作、搬运、检修。输配电室和控制机房的建筑设计应符合现行行业标准《民用建筑电气设计规范》JGJ 16的相关规定。

**5.2.5** 光伏幕墙的抗风压性能、气密性能、水密性能、热工性能、空气隔声性能、耐撞击性能、平面内变形性能和抗震性能应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086的相关规定。

[条文说明]

为确保幕墙的使用功能，在《建筑幕墙》GB/T20186中，规定了幕墙的抗风压性能、气密性能、水密性能、热工性能、空气隔声性能、耐撞击性能、平面内变形性能和抗震性能要求，作为光伏幕墙也应满足这些要求。光伏幕墙在满足建筑的使用功能的同时，也能发电，成为能发电的幕墙。。

建筑幕墙的气密性能与建筑热工性能、建筑节能等有直接关系，除在国家标准《公共建筑节能设计标准》GB 50189中有明确规定外，各地地方标准也有要求。

**5.2.5**　建筑CIGS薄膜光伏组件不宜设置于人们易触摸到的地方，应在显著位置设置高温和触电的标识。

[条文说明]

CIGS薄膜光伏构件发电时背面，具有升温的特点。宜将光伏构件设置于人们不易触摸到的地方，如窗子的顶部，对于透明或不透明光伏幕墙应在光伏构件背后贴上防止高温和触电的标识，以示警告，避免发生危险。

**5.2.7**光伏系统应采取防止建筑光伏组件损坏、坠落的安全防护措施。

[条文说明]

在CIGS薄膜系统与建筑有机结合的同时，首先应不影响原建筑功能，满足建筑结构、电气性能、安全性能的要求。CIGS薄膜光伏组件为脆性材料，容易受到物体和人体冲击而破坏，除必须具备的抗冲击性能外，还需采取其他安全防护措施，如设置符合规范要求的一定高度的防护栏杆等，保证一旦破裂后的安全。

**5.2.8** 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2h 的隔墙和耐火极限不低于1.5h 的楼板与其它部位隔开，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。

[条文说明]

这是参照国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016-2014第6.2.7条规定的。这是对重要设备用房的防火分隔要求。当其他用房发生火灾时，控制室、配电室、逆变器室等设备用房不会受到火灾的威胁，确保其正常工作。

**5.2.9** 建筑CIGS薄膜光伏方阵不应跨越建筑变形缝。

[条文说明]

建筑主体结构在伸缩缝、沉降缝、抗震缝等变形缝两侧，会发生较大的相对位移，CIGS光伏组件跨越变形缝时，容易遭受破坏，造成漏电、脱落等危险。

**5.2.10** 建筑CIGS薄膜光伏组件颜色的选择应符合下列规定：

**1** 光伏组件的色彩应与建筑整体色彩相协调，且色彩宜均匀。

**2** 光伏组件边框的色彩应与电池的色彩相协调。

[条文说明]

CIGS薄膜太阳能电池有多种颜色可选择，常用的颜色为深蓝色、深褐色、深灰色、暗红色等，颜色越深吸收太阳辐照越强，发电量越大。应根据建筑的整体效果，选用适当的色彩，同时考虑相应的功率损失。

**5.2.11** 轻质填充墙不应作为CIGS薄膜组件的支撑结构。

[条文说明]

轻质填充墙承载能力和变形能力低，不应作为CIGS薄膜光伏系统中特别是组件的支撑结构。同样，砌体结构平面外承载能力低，难以直接进行连接，所以宜增设混凝土结构或钢结构连接构件。

**5.3 结构设计**

**5.3.1** CIGS薄膜光伏幕墙的结构构件的结构计算应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的规定。

**5.3.2** 建筑CIGS薄膜光伏系统的支撑结构的杆件及连接件设计应根据其采用的材料分别符合现行国家标准《钢结构设计规范》GB50017、《铝合金结构设计规范》GB50429、《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018和[《木结构设计规范》](http://www.baidu.com/link?url=UAX9WZMRbpdRXjuRTg23kE0ctlWKl0SaJl1rKvAxSqsY02UmhB7VnjcuaexMZNemzcikCbvwqackynmbf4pQfXUadDEEzOB1xCfLYYUeSUm)GB50005的相关规定。

[条文说明]

建筑光伏系统的支撑结构可选用的材料很多，包括钢结构、铝合金结构、木结构、玻璃结构、复合材料如FRP（Fiber Reinforced Plastics 纤维增强复合塑料）等，但国家现行的标准只有《钢结构设计规范》GB50017、《铝合金结构设计规范》GB50429和[《木结构设计规范》](http://www.baidu.com/link?url=UAX9WZMRbpdRXjuRTg23kE0ctlWKl0SaJl1rKvAxSqsY02UmhB7VnjcuaexMZNemzcikCbvwqackynmbf4pQfXUadDEEzOB1xCfLYYUeSUm)GB50005，常用的支撑结构材料也是这三种。因此，若采用了没有标准参考的支撑材料或者对受力情况比较复杂的连接件，可通过模拟或试验对其安全性进行验证。

**5.3.3** CIGS薄膜光伏安装在建筑上，其支撑系统应符合下列规定：

**1** 透明幕墙的支撑系统应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的相关按规定。

**2** 非透明幕墙的支撑系统应符合现行行业标准《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 102和《人造板材幕墙工程技术规范》JGJ 336的相关规定；

**3** 光伏遮阳的支撑系统应符合现行行业标准《建筑遮阳工程技术规范》JGJ 237的相关规定。

**4** 光伏护栏的支撑系统应符合现行行业标准《建筑用玻璃与金属护栏》JGJ/T 342的相关规定。

**5.3.4** 作为建筑构件的CIGS薄膜光伏发电组件的结构设计应包括光伏发电组件（面板材料）强度及刚度校核、支承构件（龙骨）的强度及刚度校核、光伏发电组件与支承构件的连接计算、支承构件与主体结构的连接计算。

**5.3.5** 玻璃的强度设计值及其它物理力学性能应按现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113的规定采用。

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

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

**5.3.8** 在既有建筑屋面上改造或增设CIGS薄膜光伏系统，不应破坏屋面的保温与防水，并应通过支撑系统确定屋面的排水坡度，且排水坡度不应小于5%。

**5.4 构造要求**

**5.4.1** 建筑CIGS薄膜光伏组件的安装不应影响所在部位的雨水排放。

**5.4.2** 当安装的建筑CIGS薄膜光伏组件平行于安装部位时宜与安装部位之间留出空隙。

[条文说明]

建筑的光伏组件在发电时会产生热量，建筑CIGS薄膜光伏组件与安装部位之间留出空隙是为了解决散热问题。一般情况下，组件与安装面层之间设置不小于100mm的空隙，组件之间也留有空隙，会有效控制组件背面的温度升高。

对与设置在基层墙体的非透明光伏幕墙，还应做好层间的防火、防水和保温。

**5.4.3** 多雪地区的建筑屋面安装CIGS薄膜光伏组件时宜设置便于人工融雪、清扫的安全通道，且检修通道的宽度不应小于600mm。

[条文说明]

光伏方阵不宜过长，每隔15m～20m可设置一条检修通道。

**5.4.4** CIGS薄膜光伏组件的管线穿屋面处应预埋防水套管，并应做防水密封处理。建筑屋面安装光伏系统不应影响屋面防水的周期性更换和维护。

[条文说明]

在屋面防水层上安装建筑光伏组件时，其与周围屋面材料连接部位应做好建筑构造处理，并应满足屋面整体的保温、防水等围护结构功能要求。如建筑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，应作密封处理；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，需周期性更换和维护，所以在进行光伏组件安装时应考虑为防水材料的更新维护创造条件。

**5.4.5** 平屋面上安装建筑CIGS薄膜光伏组件应符合下列规定：

**1** 在平屋面防水层上安装建筑光伏组件时，其支架基座下部应增设附加防水层。

**2** 建筑CIGS薄膜光伏组件周围屋面、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。

**5.4.6** 坡屋面上安装建筑CIGS薄膜光伏组件应符合下列规定：

**1** 坡屋面的坡度宜与建筑光伏组件在该地区年发电量最多的安装角度相同。

**2** 建筑CIGS薄膜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** CIGS薄膜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。

**5.4.7** 阳台或平台上安装建筑CIGS薄膜光伏组件应符合下列规定：

**1** 安装在阳台或平台栏板上的建筑CIGS薄膜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建筑CIGS薄膜光伏组件，应满足刚度、强度、防护功能和电气安全要求，其高度应符合现行国家标准《民用建筑设计通则》GB50352的相关规定。

**5.4.8** 墙面上安装建筑光伏组件应符合下列规定：

**1** 建筑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** 对设置在墙面的建筑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** 建筑CIGS薄膜光伏组件镶嵌在墙面时，宜与墙面装饰材料、色彩、分格等协调处理。

**4**当建筑CIGS薄膜光伏组件安装在窗面上时，应满足窗面采光等使用功能要求。

**5.4.9** 建筑幕墙上安装建筑CIGS薄膜光伏组件应符合下列规定：

**1**建筑光伏组件的尺寸应符合幕墙设计模数与幕墙协调统一。

**2**光伏幕墙的性能应满足现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》 JGJ 102的要求。

**3** 由光伏幕墙构成的雨篷、檐口和采光顶应满足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要求。

**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发电构件，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** 建筑CIGS薄膜光伏组件之间的缝宽应符合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** 非透明幕墙在光伏构件与墙体之间应留有不小于100mm的空气层。

**7** 透明幕墙宜采用双层光伏幕墙。

[条文说明]

建筑的光伏组件在发电时会产生热量，在其后炎热地区还会因日照等因素引起建筑光伏组件温度上升，温度上升会影响发电量降低。可采取自然散热或强制对流散热措施。

**5.4.10** 光伏采光顶、透光光伏幕墙、光伏窗的设计应有隐藏线缆和线缆散热的措施，并应方便线路检修。

**5.4.11** 建筑光伏组件不宜设置为可开启扇。

**5.4.12** 采用螺栓连接的建筑光伏组件，应有可靠的防松、防滑措施；应采用挂接或插接的建筑光伏组件，并应有可靠的防脱、防滑措施。

**6 CIGS光伏系统设计**

**6.1 一般规定**

**6.1.1**建筑光伏发电系统应纳入建筑工程设计，统一规划、统一设计。

**6.1.2** 光伏发电系统中，同一个逆变器接入的光伏组件串的规格、方阵朝向、安装倾角宜一致。

[条文说明]

光伏发电系统为了便于建设和运行管理，通常以逆变器为单元划分子系统。为了保证逆变器的MPPT能达到其最大效果，接入同一逆变器的同一MPPT回路的光伏组件串中的组件具有相同朝向、相同规格。

**6.1.3**光伏发电系统直流侧的设计电压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，系统中所采用的设备和材料的最高允许电压应不低于该设计电压。

**6.1.4**光伏发电系统中逆变器的配置容量应与光伏方阵的安装容量相匹配，逆变器允许的最大直流输入功率应不小于其对应的光伏方阵的实际最大直流输出功率。

**6.1.5** 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电压范围内。

[条文说明]

光伏组件串的工作电压在逆变器的额定工作电压左右，效率最高。计算光伏组件串中组件数量时，需要考虑光伏组件的工作温度和工作电压，光伏组件串工作电压的变化范围需在逆变器的最大功率跟踪范围之内。

**6.2 独立系统**

**6.2.1** 独立光伏系统主要由监控子系统、光伏子系统、功率调节器、储能子系统组成。

[条文说明]

 本条主要规定了独立光伏系统的组成。监控子系统负责监控光伏发电系统总体运行和各子系统间的相互配合。光伏子系统是将入射太阳辐射能直接转化为直流电能的单元。功率调节器把电能变换为一种或多种适于后续负载使用的系统。储能子系统用于存储电能、满足负载连续用电的要求，包括储能装置及输入-输出控制装置。在某一特定光伏发电系统设计中，上述子系统的某些部分可以省略，而子系统的部分元件可以单个或组合的形式出现，如：光伏系统中使用的控制设备一般兼有监控功能及储能子系统中的输人-输出控制功能；逆变器除具有功率调节器部分功能也可能包含部分储能子系统输入-输出控制功能。

**6.2.2** 独立光伏系统应满足光伏系统建筑安全、电气安全及消防安全等安全要求。

[条文说明]

 独立光伏系统应满足基本的安全要求。建筑安全：应满足《低压配电设计规范》GB50054中的要求。对于放置固定式防酸隔爆铅酸蓄电池的蓄电池室必须具有强制通风保障；应满足防酸、防爆要求。电气安全：应符合《低压配电设计规范》GB50054相应的规定，系统所有电气设备的带电外露部分应设有安全提示标志；系统的过电压保护应符合SJ／T11127的规定；消防安全：应符合DL5027的要求。蓄电池室应配置灭火器。

**6.2.3** 独立系统应具有完整的技术资料。

[条文说明]

 独立光伏系统应具有完整的技术资料，包括设计、设备和材料、工程管理、培训、运行管理等相关资料。系统设计资料主要包括设计说明书、系统配置清单和／或设计图纸等。系统设备和材料资料至少包括各子系统主要设备和材料的相关资料，如：合格证、检验和／或相关认证报告、使用说明书和／或技术说明书等。工程管理资料中安装工程资料包括主要设备开箱检査记录，系统安装记录等。培训资料主要包括培训教材、用户使用的图示说明等。运行管理资料主要包括运行管理规程、运行记录维护操作规程、故障排除指南等。

**6.2.4**  监控子系统主要包括（但不限于）以下监视和接制功能：系统数据信号的传感和采集；系统数据处理记录、传输和显示；电能的传输控制；设备的启动和控制；保护等功能。

**6.2.5**  光伏子系统主要包括光伏光伏组件、基础支撑结构、内部电气连接、防护设施及接地等。

[条文说明]

 光伏子系统一般设计成满足系统年电量输出平均值或峰值要求，其大小既可根据所需满足的特定负载确定，也可根据某一普通负载范围及包括系统性能价格比等在内的系统优化结果确定。

**6.2.6**  光伏子系统工作电压应保证全年对蓄电池的有效充电，系统最高电压不能大于光伏组件所能承受的最大系统电压。

**6.2.7**  功率调节器主要由下列一个或多个部分组成：直流调节器、直流／直流接口、逆变器、交流／交流接口、部分监控子系统。

[条文说明]

 功率调节器为获得较高的效率和可靠性，功率调节器宜选用综合优化设计的控制/逆变一体机。

**6.2.8** 功率调节器控制设备功率的选取应与光伏方阵功率匹配，并符合以下规定：

**1**控制设备主要特征参数包括：标称功率（或最大工作电流）、标称电压、输入电压范围。

**2**控制设备应具有负载、蓄电池短路保护；光伏子系统、蓄电池极性反接保护；蓄电池向光伏子系统反放电保护。

**3**控制设备应具有根据蓄电池容量或电压进行蓄电池充电控制、放电控制、温度补偿控制，温度补偿系数根据蓄电池参数确定。

**4**控制设备应具有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光伏方阵电流和蓄电池电压、电流；状态指示蓄电池状态和光伏方阵状态。控制设备宜设有远程监测功能，接口宜采用RS-232C或RS-485方式。

 **6.2.9** 逆变器容量的选取应与最大峰值负荷的功率匹配，并符合下列规定：

**1**逆变器主要特征参数包括：标称容量、输入标称电压、输入电压范围、输出电压、输出频率、输出相数。

**2**逆变器应具有直流输入过电压、欠电压、极性反接保护；输出短路、过压、欠压、过载、过频、欠频保护。当直流欠压保护被用作蓄电池过放保护动作后，应待蓄电池容量恢复到90％以上才能自动恢复工作。

**3**逆变器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。测量显示参数至少应包括直流输入电压、输人电流、交流输出电压、输出电流（容量）、状态指示逆变器状态（运行、故障、停机等）。

**4**逆变器宜设有远程监测功能，接口宜采用RS-232C或RS-485方式。

**6.2.10**  储能子系统应包括储能装置及输入-输出控制装置，用于存储电能、满足负载连续用电的要求。

[条文说明]

 储能装置主要采用固定型防酸式蓄电池和阀控式密封铅酸蓄电池等。工业和民用建筑中常用的蓄电池类型及应用领域见表2。

**表2 工业和民用建筑中常用的蓄电池类型及应用领域**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名称 | 特性 | 优点 | 缺点 | 运行环境 | 应用领域 |
| 铅酸蓄电池 | 固定型排气式铅酸蓄电池 | 1. 铅酸蓄电池均采用铅和二氧化铅作为负极和正极活性物质，以硫酸溶液作为电解液。2. 固定型阀控式铅酸蓄电池有两种：讲电解液吸附于玻璃纤维中的为玻璃纤维吸附式（贫液电池），在电解液中添加化学物质使其凝固成胶体状的为胶体式（富液电池）。其中玻璃纤维吸附式电池大电流放电特性优于胶体式，胶体式的热稳定性。恒放电特性优于玻璃纤维吸附式。3. 纯铅蓄电池采用纯铅薄极板工艺，提高电极析氢过电位，提高活性物利用率，增大接触面积。4. 固定型排气式铅酸蓄电池运行时有气体溢出，且需定期添加水或加酸。固定型阀控式铅酸蓄电池及纯铅电池正常运行时无气体溢出，极端情况下有少量气体溢出，不需要定期加水或加酸。 | 技术成熟，价格低，可靠性、安全性教高。 | 体积大，重量重，运行维护复杂。 | 使用温度范围：充电：0~40℃，放电：-15~55℃，推荐运行温度：5~35℃。相对湿度5%~95℃。蓄电池室要求按照防酸防爆环境设计。 | 技能、电力等要求安全、可靠性较高的领域。 |
| 固定型阀控式铅酸蓄电池 | 技术成熟，加个较低，放电性能好，少维护或免维修。 | — | 使用温度范围：充电：0~40℃，放电：-20~55℃，推荐运行温度：5~30℃。相对湿度5%~95℃。 | 数据中心、电力、通信、铁路、医疗等各领域。 |
| 纯铅酸蓄电池 | 相比同容量的固定型阀控式铅酸蓄电池，体积小40%，重量轻30%，在能量密度、使用寿命，耐高/低温、大电流充放电等技术指标上有较大提升 | 价格高，单体容量较小 | 使用温度范围：充电：-10~40℃，放电：-40~60℃，推荐运行温度：5~30℃。相对湿度5%~95℃。 | 通信系统、太阳能/风能系统、油电混合系统。 |
| 铁锂电池（主要为磷酸铁锂电池） | 采用石墨和磷酸铁锂作为负极和正极活性物质，如注固态或液态电解质的电池。 | 相比同容量的阀控式铅酸蓄电池，体积小30%，重量轻60%，在能量密度、使用寿命、耐高温、大电流充放电等指标上有较大提升，无毒无污染 | 价格高、单体容量较小，0℃以下需采取保温措施 | 使用温度范围：充电：0~60℃，放电：-25~55℃，推荐运行温度：3~50℃。相对湿度5%~95℃。 | 通信系统、太阳能/风能系统、油电混合系统、UPS等。 |
| 镍镉碱性蓄电池 | 采用镉和钾的混合物作为负极板，采用氢氧化镍作为正极板的干式电池。 | 寿命长、结构坚固、可靠性高、维护方便、低温性能好。 | 端电压低、需调压装置，有重金属污染 | 温度参考值：-40~45℃。相对湿度5%~95℃ | 航天航空领域、高寒地区。工业与民用建筑中不推荐采用。 |

注：工业和民用建筑中常用的蓄电池类型及应用领域慨况表仅供参考。

**6.2.11** 蓄电池容量除应配合光伏系统设计功率满足供电保障率要求外，上应符合下列规定：

**1** 设计时应综合考虑蓄电池温度与寿命、用电负荷、倾斜面辐射的不均衡度、光伏子系统功率、系统效率等因素。

**2** 对地绝缘电阻不低于10MΩ（DC500V）。

**3** 当环境温度为非25℃时，应对阀控式密封铅酸蓄电池浮充电压进行温度补偿。

**4** 蓄电池并联组数应不超过6组。

**6.2.12**  系统主要部件均应选用经过相关的质量检测或认证的合格产品。

**6.3 并网系统**

**6.3.1** 光伏并网系统应结合用电负荷分布，按照就近分散接入、就地平衡消纳的原则进行设计。

**6.3.2** 光伏系统与用电负荷在同一场所，并网点宜接入用电负荷侧；与用电负荷不在同一场所，并网点宜接入低压母线。

**6.3.3** 接入AC220V、380V配电网时，逆变器应符合下列规定：

**1** 接入AC380V配电网时，宜采用三相逆变器；接入AC220V配电网前，应校核同一台单相接入总容量，防止三相功率不平衡情况。

**2**  并网点应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的低压并网专用开关，专用开关应具备失压跳闸及检有压合闸功能。

**3** 逆变器应符合国家、行业相关技术标准，并应具备高/低电压闭锁、检有压自动并网功能。异常电压的响应时间应符合表6.3.4的规定。

**表6.3.3 异常电压的响应时间**

|  |  |
| --- | --- |
| 电网电压（电网接口处）U | 最大脱网时间 a（s） |
| $$\_{}\leq \_{}$$ | 0.1 |
| $$\_{}\_{}$$ | 2.0 |
| $$\_{}\_{}$$ | 继续运行 |
| $$\_{}\_{}$$ | 2.0 |
| $$\_{}$$ | 0.05 |
| 注:1最大脱网时间是指从异常状态发生到逆变器停止向电网供电的时间。2对于具有低电压穿越功能的逆变器，以低电压穿越功能优先。3监控电路应切实保持与电网的连接，从而持续监视电网的状态，使得“恢复并网”功能有效。 |

**6.3.4**  并网点的功率因数应在0.95(超前)～0.95(滞后)范围内可调。

**6.3.5** 并网保护应按照现行国家标准GB/T 19939《光伏系统并网技术要求》执行。

**6.3.6** 应在并网接入处和发电侧同时设置计量表。并网接入处计量表应设置在产权分界处，光伏发电侧应集中，且每个集中发电点应设置一个计量表。电能计量装置配置应符合现行行业标准DL/T 448《电能计量装置技术管理规程》的规定。

[条文说明]

 光伏系统中的电能表按照计量用途分为两类：关口计量电能表，用于用户与电网间上、下网电量的计量结算，原则上设置在产权分界点。产权分界点处不适宣安装电能计量装置，关口计量点可与电网企业协商确定。发电侧设置的电能表，用于光伏发电量统计和电价补偿。

**6.4 系统接入**

**6.4.1** 应根据光伏系统规模、在配电系统中的作用、接入条件等因素，确定接入电压等级；并应远近期结合，提出接入方案。

[条文说明]

 光伏发电系统接入电网的电压等级与系统装机容量、周边电网的接入条件、在配电系统中的作用等因素有关，需要在接入系统设计中，经技术经济比较提出接入方案。

**6.4.2** 接入系统应包括一次和二次方案及设备选型、计量关口点设置与电能计量方案等。

[条文说明]

 接入用户侧电网时，一般采用全部自用方式或自发自用余电上网方式。全部自用时，关口计量点不需要上网电量计量电能表；并网电能表用于光伏发电量计量和国家和地方对于光伏发电的电价补贴。自发自用余电上网时，关口计量点需要上网电量计量电能表，用于上网电量计费，而并网电能表仍用于对光伏发电量计量和电价补贴。当光伏发电直接接入公共电网，可由关口计量电能表同时完成电价补偿计量和关口电费计量。计量表采集信息可能需要分别接入电网管理部门和光伏发电管理部门（政府部门或政府指定部门）的电能信息采集系统，作为电能量计量和电价补贴依据。

**6.4.3**  光伏系统可采用交流系统或直流系统接入，并应符合下列规定：

**1** 光伏系统采用交流系统接入时，8kW及以下可接入AC220V；8kW～400kW可接入AC380V；

**2** 光伏系统采用直流系统接入时，直流接入电压宜选择DC110/220V，不宜高于DC440V。

**6.4.4**  光伏系统一次主接线可采用单元或单母线接线。

**6.4.5** 光伏系统送出线路导线截面选择应符合下列规定：

**1** 送出线路导线截面选择应根据系统发电容量、发电效率、电压等级等因素确定；

**2**  送出线路导线截面宜按持续极限输送容量选择。

[条文说明]

 现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB5027对电缆芯线材质、电力电缆芯数、电缆绝缘水平、电缆绝缘类型、电缆外护层类型、电力电缆截面均作了规范性的要求。电缆截面的选择直接关系到设备、电缆本身的运行经济、安全，是电缆选择中最为重要和复杂的环节。电缆截面的选择应满足现行国家标准《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。

**6.4.6**  光伏系统并网时，应设置明显断开点，且并网点应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。

[条文说明]

 光伏系统与电网和负载的连接需要有效的隔离和保护，以便于检修和维护方便。一般设置具有隔离功能的断路器该断路器称为并网总断路器，在光伏系统中担负着隔离、保护、控制和监测等多重任务，其性能的优劣直接关系到电力系统的安全运行。根据并网电流的大小可选用微型、塑壳式或框架式断路器在并网总断路器接线时，要把电网接到电源侧，将光伏系统的输出接到负载侧。

**6.4.7** 光伏系统并网时,应严格执行现行国家、行业标准中规定的电能质量标准，功率因数应大于0.95。

[条文说明]

 光伏系统一般不需要额外装设无功功率调节装置，可通过逆变器内置的功能来实现小范围的无功功率控制。

**6.4.8** 光伏系统电量消纳模式可采用“自发自用/余电上网”和“全部上网”两种。

**6.4.9** 计量电能表应具备电能质量在线监测功能，并可监测三相不平衡电流。

[条文说明]

 在设计时应尽量保证三相平衡，即每一单相逆变器的输出及接入每一相的容量应尽量一致。

**6.5 光伏方阵**

**6.5.1** CIGS光伏方阵的设计，应符合下列规定:

**1**作为建材型的CIGS组件的类型、规格和安装位置应根据建筑设计和用户需求确定。

**2** CIGS组件应与建筑外观相协调，并应与建筑模数相匹配。

**3**应避免由于朝向和遮挡对光伏发电造成不利影响。

**4**应便于排水、除雪、除尘，保证通风良好，并应确保光伏幕墙系统电气性能安全可靠；

**5**应满足消防要求和防雷接地要求；

**6**应便于CIGS光伏组件方阵和建筑相关部位的检修和维护，CIGS组件采光顶宜预留检修通道。

**6.5.2** 光伏组串的组件数量应按CIGS组件参数及系统设计电压确定，但建筑光伏系统最大电压不应超过1000V。

**6.5.3**不同颜色、不同尺寸及不同安装位置的CIGS光伏组串连接应符合下列规定：

**1**不同颜色的组件不应接入同一路MPPT；

**2**不同尺寸的组件不应接入同一路MPPT；

**3**不同安装位置的组件不应接入同一路MPPT。

**4**同一组串内，CIGS组件电性能参数宜一致。同一组串内，光伏玻璃幕墙组件的短路电流和最大工作点电流的离散性允许偏差应为士3%；有并联关系的各组串间，总开路电压和最大功率点电压的离散性允许偏差应为士2%。

[条文说明]

 本条文提到的安装位置主要指建筑立面及屋顶，因不同位置太阳辐照度不一致，导致组串电压不同，为达到最大功率输出要求接入不同MPPT回路。

**6.5.4** 多层或高层建筑宜按层分区设计组串，逆变器可安装在室内设备间内，交流侧电缆沿管道井敷设。同一光伏方阵的CIGS组件不宜分布在不同防火分区的外立面侧。

**6.5.5** CIGS组件的最大工作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预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。

**6.5.6** CIGS组件的串联数应符合现行国家标准《光伏发电站设计规范》GB50797的有关规定。对CIGS独立光伏系统，光伏组件的串联数还应使光伏组串的最大功率点电压与储能电池组浮充电压相匹配，浮充电压应包括防反二极管和直流线路的压降。在实际工程应用中，还应结合各个安装位置组件数量及逆变器的MPPT数量来确定，避免造成个别组件无法接入组件串的情况。光伏方阵的最大电压不得超过设计时确定的最高系统电压。

**6.5.7** CIGS组串的并联数根据逆变器额定容量及组串的功率确定，并结合实际安装条件进行超配，选择合适的超配系数。逆变器最大直流输入功率应符合下式规定：

  (6.5.7)

式中：——逆变器最大直流输入功率；

——CIGS组件标称功率；

——超配系数。

 [条文说明]

公式中的*S*1、*S*2……*S*n指接入同一逆变器的不同安装位置光伏方阵总装机容量。*K*1、*K*2……*K*n为分别对应于S1、S2……Sn的超配系数，对于南立面取1.1，对于东、西立面取1.2，对于北立面取1.5，对于屋顶取1.05，对于东南、西南立面取1.15，对于东北、西北立面取1.35。

**6.5.8** CIGS组件可根据厂商的要求负极功能接地。功能接地应符合下列规定:

**1**宜通过电阻接地。通过电阻接地时，光伏幕墙系统应有绝缘电阻检测保护,绝缘电阻检测保护的技术性能应满足现行行业标准JGJ/T 365-2015 第7.4.2条的规定，且电阻值应符合下式规定:

  (6.5.8)

式中:S——接地电阻(Ω)；

*U*ocmax——光伏幕墙方阵最大电压(V)。

**2**功能接地应单点连接到接地母排。不带储能装置的CIGS光伏系统，接地连接点应位于光伏方阵的隔离开关和逆变器之间，且应尽量靠近逆变器或位于逆变器内；带有储能装置的光伏系统，接地连接点应位于充电控制器和电池保护装置之间。

**6.6 储能系统**

**6.6.1**光伏系统可根据实际需要配置适当容量的储能装置。

**6.6.2**用于储能的蓄电池组应满足高效、环保、寿命长、可靠性好、维护简单的要求。

**6.6.3**当在人员容易接触的地方设置储能装置时，储能设备应设置存放箱。

**6.6.4**蓄电池的表面应保持清洁，当出现腐蚀、凹瘪或鼓胀现象时，应更换。

**6.6.5**带储能装置的光伏系统应配置充电控制装置。充电控制装置宜选用低能耗节能型产品，并应具有下列功能：

**1**过充电保护功能；

**2**反向放电保护功能；

**3**最大电流跟踪功能；

**4**蓄电池过放电保护功能；

**5**负载的短路保护和极性反接保护功能。

**6.6.6**储能电池组容量应根据负载功率、额定电压、工作电流、日平均用电时数、连续阴雨天数、储能电池的类型及其电特性等参数确定。储能电池的总容量可按下式计算：

 *C*c=*D*×*F*×*P*o/(*U*×*K*a) (6.6.6)

式中：*C*C——储能电池总容量（kWh）；

  *D*——最长无日照期间用电时数（h）；

  *F*——储能电池放电效率的修正系数，通常为1．05；

 *P*o——平均负载容量（kW）；

  *U*——储能电池的放电深度，通常为0．5～0．8；

 *K*a——综合效率系数，包括储能电池的放电效率，控制器、逆变器以及交流回路的效率，通常为0．7～0．8。

**6.6.7**储能电池宜根据储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、响应时间、环境适应能力、技术条件和价格等因素选择，并应符合下列规定:

**1**应符合国家现行相应产品标准的规定;

**2**宜选用循环寿命长、充放电效率高、自放电小等性能优越的储能电池；

**3**宜选用大容量单体储能电池，减少并联数，并宜采用储能电池组分组控制充放电；

**4**储能电池串并联使用时，应由同型号、同容量、同制造厂的产品组成，并应具有一致性。

**6.6.8**储能系统应具有电池管理系统。采用在线检测装置进行智能化实时检测，应具有在线识别电池组落后单体、判断储能电池整体性能、充放电管理等功能，宜具有人机界面和通信接口。

**6.6.9**充放电控制器应具有短路保护、过负荷保护、过充（放）保护、欠（过）压保护、反向放电保护、极性反接保护及防雷保护等功能，必要时应具备温度补偿、数据采集和通信功能。

**6.6.10**充放电控制器宜选用低能耗节能型产品。

**6.6.11**储能系统的标称电压宜为DC12V、24V、48V、110V、220V或500V。

**6.7 布线系统**

**6.7.1** CIGS组件布线系统应符合下列规定:

**1**应安全、可靠、隐蔽布置，并易于安装和维护，且不影响建筑外观；

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

**3**宜利用CIGS组件支架系统敷设电缆，并应尽可能使电缆路径最短。

**6.7.2** 新建建筑应预留光伏系统的电缆通道，并宜与建筑本身的电缆通道综合设计。既有建筑增设光伏系统时，光伏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。

**6.7.3**布线时，接线盒和组件连接器要保持干燥。

**6.7.4**光伏电缆不得受到任何外力作用，安装后，电缆不得受到机械应力或张力，电缆最小弯曲半径应大于50mm。

**6.7.5**在屋顶安装时，电缆和连接器不应永久接触屋面，以免磨损和长时间接触水。

**6.7.6**光伏电缆的截面积不宜小于2.5mm2，并可根据并联串的数量和电缆长度采用4mm2或更大的电缆来组串电缆；组串电缆的连接器必须与组件的连接器兼容。

**6.7.7** 直流电缆应选用带非金属护套的电缆或金属铠装电缆;

**6.7.8** 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;

**6.7.9** 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;

**6.7.10** 直流电缆在布线时，应符合下列规定：

**1** 直流电缆不应在光伏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、副框和型腔内光伏电缆布线的截面利用率不宜超过40%。

**5**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。

**6**幕墙横梁、立柱和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。

**7**光伏组件接线盒的位置宜由光伏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。

**6.7.11** 直流电缆正负极采用单独导体时，宜靠近敷设。

**6.7.12** 光伏汇流设备布线应符合下列规定：

**1**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。

**2**光伏汇流设备内正极和负极导体应隔离;进人光伏汇流设备的导体应按极性分组或按回路编号配对。

**3** 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"SOLAR D.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。

**6.7.13** 信号线缆，包括控制电缆与通信线缆，其布线及接口应符合下列有关规定:

**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**线路不应敷设在易受机械损伤、有腐蚀性介质排放、潮湿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。

**6.7.14** 信号线缆，包括控制电缆与通信线缆，其布线及接口应符合下列有关规定:

**6.8 监控系统**

**6.8.1** 应根据光伏系统的容量、接入点或并网点位置、接入电压等级确定监控系统的功能和配置。

**6.8.2** 监控系统包括硬件和软件部分，应采用开放式结构，具备标准软件接口和可扩展性，系统稳定，抗干扰能力强。

[条文说明]

 监控系统应采用开发的通信协议与标准通信接口，系统应具有可扩展性。。

**6.8.3** 监控系统由数据采集、传输、控制、通信等终端功能模块组成。

[条文说明]

 伏系统装机容量的大小，对于光伏监测系统的要求也不同。大型光伏系统宜设置监测系统，监控系统由数据采集、传输、控制、通信等终端功能模块组成，中小型系统可根据用户需求配置监测系统。

**6.8.4** 数据采集模块可以采集以下数据：

**1**模拟量：包括并网点的电流、电压、有功功率、无功功率、功率因数、频率等。

**2**状态量：包括开关位置、事故跳闸信号、保护动作信号、异常信号、开关储能状态、终端状态等。

**3**其他信息和数据：包括运行状态数据、电能质量、气象环境数据等。

[条文说明]

 本条规定了监测系统应采集的数据种类，便于对光伏系统的控制和跟踪。

**6.8.5**  数据传输方式可采用有线和无线通信方式，并应及时将所采集的数据实时上传。

[条文说明]

 根据设计要求规定了监测系统数据传输方式可以采用有线和无线通信方式。

**6.8.6** 控制功能包括可及时、准确地响应所接入配电网监控主站的控制命令；可接收所接入配电网监控主站下发的允许并网指令后，实现同期并网。

**6.8.7**  监控系统供电电源应稳定可靠，并宜设置交流不间断电源保证监控系统在电源失电或电源不符合要求时能正常工作至少2h。

[条文说明]

 监控系统作为整个光伏系统的核心，为了保证系统。在断电时的数据完整和安全运行，宜配置UPS提供不间断电源，且满足至少2h的用电需求。

**6.8.8**  应具有接收主站对时功能，并应具有事件顺序记录、设备自诊断、程序自恢复、就地显示等功能。

**6.9 过电压保护和接地**

**6.9.1** CIGS建筑光伏系统属于建筑物的一部分，其防雷设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB50057 的有关规定，防雷等级应与建筑物的防雷等级一致。

**6.9.2** CIGS组件的直击雷保护和建筑物的防雷保护统一考虑，并应利用建筑物本身的直击雷防护措施。

**6.9.3** 根据直流侧光伏汇流箱与逆变器之间的线路距离，直流侧应装设一级或多级直流SPD或采取安装在金属槽盒、金属导管或采用金属铠装电缆等其他防止感应过电压的措施。

**6.9.4** 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。光伏玻璃幕墙组件的耐冲击电压宜大于逆变器的耐冲击电压，直流侧可按逆变器的耐冲击电压确定。

**6.9.5** 汇流箱、逆变器应充分利用其箱体金属外壳对设备进行直击雷防护。

**6.9.6** 逆变器室、配电室等应设置总等电位接地端子板，端子板宜采用截面积不小于100mm2的铜带，总等电位接地端子板与接地装置的连接应不少于两处。

**6.9.**7 位于建筑内的光伏发电设备的电源线路和信号与控制线路宜分开敷设，信号与控制线路宜靠近等电位连接网络的金属部件敷设，并应减小由线缆自身形成的电磁感应环路面积。

**6.9.9** 位于建筑内的CIGS组件光伏发电设备的信号与控制系统线缆与电力电缆及其它管线的间距应符合现行国家标准GB50343的相关规定。

**6.9.10** 光伏系统的接地应符合下列规定：

**1** CIGS组件边框、金属支承结构及连接件等，应与建筑物接地系统有效连接。当任一光伏组件因损坏而被移除时，不应影响其他光伏组件及其支承结构的接地。

**2** 光伏系统共用建筑物的接地系统，且防雷接地可与工作接地、安全保护接地共用一组接地装置。共用接地装置时，接地电阻值应满足设计最小值要求。

**3** 同一并网点的多台逆变器应接至同一接地母排上，避免接地保护线之间存在较大的电压差而影响设备的安全、稳定运行。

**6.10 发电量计算**

**6.10.1**光伏系统发电量，可按下式计算：

  （6.10.1）

式中:*E*p——上网发电量(kWh)；

*H*A——水平面太阳总辐照量(kWh/m2，计算月发电量时，应取各月的日均水平面太阳总辐照量乘以每月的天数；

*E*s——标准条件下的辐照度(常数)，其值为1kW/m2；

*P*——装机容量(kWp)；

*K*——综合效率系数，综合了各种因素的修正系数。

[条文说明]

本条文中提到的光伏系统综合效率系数K综合了各种因素影响后的修正系数，包括:光伏幕墙方阵的安装倾角与方位角修正系数，光伏玻璃幕墙组件衰减修正系数、温度修正系数、表面污染及遮挡修正系数，光伏组串适配系数，光伏幕墙系统可用系数，逆变器平均效率和集电线路损耗系数等。在最佳倾角时，一般可取0.75~0.85。综合效率系数K可按下式计算:



式中各参数可按下列原则确定:

1）CIGS方阵的安装倾角与方位角修正系数K1:将水平面太阳能总辐射量转换到光伏幕墙方阵陈列面上的折算系数，可根据组件的安装方式，结合所在地纬度、经度确定。可以参考《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》JGJ/T 365-2015第3.4.3条确定。

2）CIGS组件衰减修正系数*K*2，CIGS组件的衰减率需参考产品手册。

3）CIGS组件温度修正系数*K*3:由光伏玻璃幕墙组件的峰值功率温度系数和当地平均气温决定，可由下式计算:



式中:*K*p——光伏玻璃幕墙组件峰值功率温度系数(%/℃)

*t*avg——当地平均气温（℃），计算月发电量时，应取当地月平均气温。

4）CIGS组件表面污染及遮挡修正系数K4:CIGS组件表面由于灰尘或其他污垢蒙蔽而产生的遮光影响，以及由于障碍物对投射到组件表面光照的遮挡及光伏幕墙方阵各方阵之间的互相遮挡而产生的遮光影响。

5）光伏组串适配系数K5:因为CIGS组件输出电流及电压的不一致而导致的光伏幕墙方阵输出的衰减，由光伏组串的电压、电流离散性确定。

6）光伏幕墙系统可用率K6:全年总小时数与CIGS系统检修维护及故障小时数的差值除以全年总小时数。

7）逆变器平均效率K7:逆变器平均效率是逆变器将输入的直流电能转换成交流电能在不同功率段下的加权平均效率，可由逆变器厂商的数据确定。

8）集电线路损耗系数K8:包括光伏幕墙系统直流侧的直流电缆损耗、逆变器至计量点的交流电缆损耗。

9）本条新增系统取热修正系数K9，当同步建设光伏取热系统时，一般可取1.1~1.2；当光伏系统不取热时，K9值取1.0。

**6.10.2**暴露在阳光下时，组件将产生＞60V的电压，或者＞1A电流。因此下雨天或潮湿环境下不宜进行光伏组件的连线工

**6.10.3** 对特定位置光伏系统应使用光伏模拟软件计算太阳能发电量。

**7 施工与验收**

**7.1一般规定**

**7.1.1**开工前应具备下列条件：

**1**在工程开始施工之前，建设单位应取得相关的施工许可文件。

**2**施工单位的资质、特殊作业人员资格、施工机械、施工材料、计量器具等应报监理单位或建设单位审查完毕。

**3**必须由经授权和培训的人员进行光伏组件的安装和接线。请穿戴适当的防护装置和采取一切必要的预防措施，以防触电。

**4**开工所必需的施工图应通过会审；设计交底应完成；施工组织设计及重大施工方案应已审批；项目划分及质量评定标准应确定。

**5**施工单位根据施工总平面布置图要求布置施工临建设施应完毕。

[条文说明]

 本条规定了光伏发电工程开工前应具备的一些基本条件：

1建设单位在开工前应办理完毕的必备手续，包括：国土资源部门的土地规划许可、建筑规划许可；环保部门的环境影响评价报告、水土保持方案；安全部门的安全性评价、职业健康评价；消防部门的施工图报审；建设行政主管部门的施工许可证等。

2只有选择具有相应从业资质的施工单位和工作人员及合格的机械、材料、器具，才能在工程中控制好施工安全和质量。因此，在工程开工前监理或建设单位应对此进行审查并通过。

3 光伏发电工程属于特殊装置或场所，从事光伏组件安装和接线的人员必须是经过授权和培训人员，持证上岗。

4通过图纸会审和设计交底可以熟悉设计图纸、领会并传达设计意图、掌握工程特点，找出需要解决的技术错误并拟定解决方案，从而将因设计缺陷而存在的问题消灭在施工之前。只要认真做好此项工作，图纸中存在的问题一般都可以在图纸会审时被发现并尽早得到处理，从而可以提高施工质量、节约施工成本、缩短施工工期，提高效益。施工方案是施工组织设计的重要组成部分是指导专项工程施工的纲领性文件，对确保工程质量、进度和安全，实现预期经济效益起着重要作用。项目开工前明确质量划分及评定标准，能够提高工程的质量管理，规范和统一表格，促进工程质量的提高，以满足检查、验收和质量评定的需要。因此，规定在工程开工前，以上工作应准备就绪。

5为了合理有序进行施工前期准备工作，施工单位应根据施工总平面布置图，布置施工临建设施完毕。

**7.1.2**设备和材料的规格应符合设计要求，不得在工程中使用不合格的设备材料。

**7.1.3**进场设备和材料的合格证、说明书、测试记录、附件、备件等均应齐全。

[条文说明]

 材料和设备在进场前要提交进场材料和设备报验单，相关监理工程师在检验合格后，材料和设备才允许进场使用。

**7.1.4**设备和器材的运输、保管应符合本规范要求；当有特殊要求时，应满足产品要求的专门规定。

**7.1.5**施工过程记录及相关试验记录应齐全。

**7.2安装工程**

**7.2.1**光伏组件在储存和运输过程中应符合下列规定：

  **1**储存和运输组件时，应按照组件包装上的说明进行操作，确保每个组件都能得到充分支撑，并始终储存在干燥条件下，并应做好防护措施。

 **2**在安装前，组件应始终保存在原包装中。

 **3**储存和运输组件时，保持接线盒远离液体。

 **4**不应使用绳索提升或搬运组件。

 **5**保管期间应定期检查，做好防护工作。

[条文说明]

 本条规定了光伏发电工程光伏组件在储存和运输过程中应符合的一些规定：

储存和运输光伏组件时，一定按照组件包装箱上的说明和要求进行操作，确保每个组件得到充足的支撑，并始终在干燥的条件下储存。为此，在最终安装前，组件应保存在原包装中。组件包装不防水，防止接线盒与液体接触，并且请勿用绳索吊运或搬运组件。

**7.2.2**设备到场后应做检查，检查应符合下列规定：

**1**包装及密封应良好。

**2**开箱检查，型号、规格应符合设计要求，附件、备件应齐全。

**3**产品的技术文件应齐全。

**4**外观检查应完好无损。

**7.2.3**安装人员应经相关安装知识培训。

**7.2.4** 不应在有风和潮湿的天气条件下安装。

**7.2.5**应采取措施防止光伏组件等在安装位置的下方区域内落物。

[条文说明]

 建筑一体化光伏系统，建筑构件是垂直安装在建筑物外立面上，应采取有效的防护措施防止在安装时落物，伤及地面行人。

**7.2.6**光伏组件的安装应符合下列规定：

**1**安装前应做下列准备工作：

 1）支架的安装应验收合格。

 2）宜按照光伏组件的电压、电流参数进行分类和组串。

 3）光伏组件的外观及各部件应完好无损。

**2**光伏组件的安装应符合下列规定：

 1）光伏组件应按照设计图纸的型号、规格进行安装。

 2）光伏组件固定螺栓的力矩值应符合产品或设计文件的规定。

 3）光伏组件安装允许偏差应符合表7.2.6规定。

 **表7.2.6 光伏组件安装允许偏差**

|  |  |
| --- | --- |
| 项目 | 允许偏差 |
| 倾斜角度偏差（°） | ±1 |
| 光伏组件边缘高度（mm） | 相邻光伏组件间 | ≤2 |
| 同组光伏组件间 | ≤5 |

 **3**光伏组件之间的接线应符合下列要求：

 1）光伏组件连接数量和路径应符合设计要求。

 2）光伏组件间接插件应连接牢固。

 3）外接电缆同插接件连接处应搪锡。

 4）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。

 5）光伏组件间连接线可利用支架进行固定，并应整齐、美观。

 6）组件接线前，应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。

[条文说明]

 本条对光伏组件的安装做出了规定。

 1 本款对光伏组件安装前提出了要求。支架的安装质量决定了光伏组件的安装质量，其工作顺序也是互相依托的。在光伏组件安装前支架应该通过质检和监理部门的验收，方可进行光伏组件的安装。电压、电流偏差过大的光伏组件进行组串，会产生短板效应。光伏组件经过运输、保管等环节，在安装前应进行外观检査。主要对光伏组件玻璃面板及接线盒等位置进行检査。

 2本款对光伏组件的安装做出了规定。不同规格的光伏组件，其电性能不同。若偏差值较大，则不允许在一个组串内安装。安装前应按照设计图纸仔细核对光伏组件规格和型号。不同的生产厂家生产的光伏组件各有不同。在安装过程中，生产厂家会针对自己的产品如何固定、固定螺栓的力矩值，提出不同要求。尤其是无边框的薄膜组件，如果在安装过程中紧固力矩过小，可能会在今后的运行过程中脱落；如果紧固力矩过大又会导致组件破裂。故在施工过程中，应严格遵守设计文件或生产厂家的要求，如支架安装的偏差要求、光伏组件安装的偏差要求，其中最主要的是控制好光伏组件的安装角度。

 3施工人员应认真按照设计图纸施工，并仔细检查回路的开路电压或短路电流，以便在投入运行前，发现并解决问题。插接件与外接电缆间搪锡处理，是为了避免因接触电阻增大而降低效率及出现虚接而造成事故。规定同一光伏组件或光伏组件串不应短接，是因为虽然光伏组件的工作电流值和短路电流值差别不大，但光伏组件或光伏组件串长时间处于短路状态也会对设备和线缆的绝缘造成损伤。

**7.2.7** 严禁在潮湿的天气条件下进行光伏组件的连线工作。 不得有安装工具或任何其他物体直接放置在发电组件上。

[条文说明]

光伏组件的连线是带电操作的工作。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，所以规定在雨中严禁进行此项工作。

**7.2.8**安装汇流箱应符合下列要求：

**1**汇流箱安装前应符合下列要求：

 1）汇流箱内元器件应完好，连接线应无松动。

 2）汇流箱内的所有开关和熔断器应处于断开状态。

 3）汇流箱进线端及出线端与汇流箱接地端绝缘电阻不应小于20MΩ。

**2**汇流箱安装应符合以下要求：

 1）安装位置应符合设计要求。支架和固定螺栓应为防锈件。

 2）汇流箱安装的垂直偏差应小于1.5mm。

**3**确认光伏组件侧和逆变器侧均有明显断开点。

[条文说明]

本条对汇流箱的安装做出了规定。

 1、2 本款规定了汇流箱安装应做的检查工作。在技术协议书中会对汇流箱的防护等级、元器件的品牌和型号做出相应要求，安装前应进行检査。经过长途运输和现场保管，箱内元器件及连线应进行检查，是否存在破损和松动现象。为后续接线工作的安全，应将箱内开关和熔断器断开。同时对汇流箱的绝缘电阻提出要求。

 3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，其他已经接引好的光伏组件串的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接引前，必须确保没有电压，确认光伏组件侧和逆变器侧均有明显断开点。

**7.2.9** 逆变器安装应符合下列规定：

**1** 检查逆变器的型号、规格应正确无误；逆变器外观检查完好无损。

**2** 逆变器的安装应符合以下规定：

 1）采用基础型钢固定的逆变器，逆变器基础型钢安装的允许偏差应符合表7.2.9的规定。

 **表7.2.9 逆变器基础型钢安装的允许偏差**

|  |  |
| --- | --- |
| 项目 | 允许偏差 |
| mm/m | mm/全长 |
| 不直度 | ＜1 | ＜3 |
| 水平度 | ＜1 | ＜3 |
| 位置误差及不平行度 | - | ＜3 |

 2）基础型钢安装后，其顶部宜高出抹平地面10mm。基础型钢应有明显的可靠接地。

 3）逆变器的安装方向应符合设计规定。

 4）逆变器与基础型钢之间固定应牢固可靠。

 5）组串式和微型逆变器安装高度、位置和方式应满足设计要求。

**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。带负极接地的逆变器，接地电阻值应满足设计要求。

**4** 逆变器直流侧电缆接线前必须确认汇流箱侧有明显断开点。

**5** 电缆接引完毕后，逆变器本体的预留孔洞及电缆管口应进行防火封堵。

[条文说明]

 本条对逆变器的安装做出了规定。

 1 本款要求在逆变器就位前按照设计图纸进行复核。

 3对于大型逆变器在接入变压器低压侧以后，不便于电缆绝缘和相序的校验，同样逆变器直流侧电缆的极性和绝缘也需要施工人员仔细测试。故要求在此部分电缆接引前仔细检查电缆绝缘，校对电缆相序和极性，并做好施工记录。

 4逆变器的直流侧通过电缆和汇流箱连接，往往在接引此部分电缆时，部分光伏组件已组串完毕，并接引至汇流箱中，此时在汇流箱的正负极两端将会产生很高的直流开路电压压。为保障人身安全，应在逆变器直流侧电缆接线前，确认汇流箱侧有明显断开点，并做好安全防护措施。

 5为了防止设备受潮和小动物进入逆变器，在电缆接引完毕后，应及时进行防火封堵。

**7.2.10**防雷与接地安装应符合下列规定：

**1**光伏系统直流侧接地及防雷系统的接地施工应按照设计文件的要求进行。

**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，其接地做法应符合设计要求。

**3**汇流箱及逆变器等电气设备的接地应牢固可靠、导通良好，金属盘门应用裸铜软导线与金属构架或接地排可靠连接。

[条文说明]

 本条对防雷及接地的安装做出了规定。

 2本条对组件的接地提出了要求。对于有边框的组件，边框上预留有接地专用孔，需要用接地导线与地网可靠连接；而对于没有边框的组件，其接地做法应符合设计要求。

 3 汇流箱内一般设置有浪涌保护器，起到过电压保护的作用而逆变器内部则设置有浪涌保护器、电感和电容元件，故汇流箱和逆变器的接地非常重要，应保证其连接的牢靠性和导通的良好性。同时若汇流箱及逆变器的电器绝缘损坏，将使盘门上带有危险的电位，会危及人身安全，故应使用裸铜导线将此部分设备的金属盘门进行可靠接地。

**7.3设备与系统调试**

**7.3.1**调试方案应报审完毕。

**7.3.2**设备和系统调试前，安装工作应完成并验收合格。

**7.3.3**光伏组件串测试前应具备下列条件：

**1**所有光伏组件应按照设计文件数量和型号组串并接引完毕。

**2**汇流箱内各回路电缆应接引完毕，且标识清晰、准确。

**3**汇流箱内的熔断器或开关应在断开位置。

**4**汇流箱及防过电压保护接地应牢固、可靠，且应导通良好。

 **5**辐照度宜在高于或等于700W/m2的条件下测试。

[条文说明]

 本条规定了光伏组件串调试前应做的工作和应具备的条件。

1光伏组件串接引完毕才具备测试的条件，并要求组串的数量和型号应符合设计文件的要求。

2汇流箱内各回路的标识应清晰、准确，以便于故障的査找和运行人员的维护。

5光伏组件串的测试工作应在使用辐照仪对辐照度进行测试的前提下进行。测试时辐照度宜高于或等于700W／m2。虽然为了准确评估光伏组件的各项电性能参数，最新颁布的国家标准采用了IEC（国际电工委员会）标准，增加了低辐照度（200W／m2、25℃、AM1．5）下的性能测试，但鉴于光伏组件在实际应用中经常工作在低于1000W／m2，又高于200W／m2的情况，为准确全面反映其性能、本规范对测试时的辐照度参考值做出了规定。

**7.3.4**光伏组件串的检测应符合下列要求：

**1**汇流箱内测试光伏组件串的极性应正确。

**2**相同测试条件下的相同光伏组件串之间的开路电压偏差不应大于2%，且最大偏差不应超过5V。

**3**在发电情况下应使用钳形万用表对汇流箱内光伏组件串的电流进行检测。相同测试条件下且辐照度不应低于700W/m2时，相同光伏组件串之间的电流偏差不应大于5%。

**4**光伏组件串电缆温度应无超常温等异常情况。

[条文说明]

 本条规定了光伏组件串调试检测的要求。

1光伏组件在组串过程中，会出现将插接头反装，从而导致光伏组件串的极性反接的现象。在测试过程中，应对此进行认真检测。

2相同规格和型号的光伏组件组串完毕后，在相同的测试条件下进行测试，其电压偏差不应太大。若电压偏差超出正文规定，应对光伏组件串内的光伏组件进行检查，必要时可进行更换调整。

3使用钳形电流表直接测试光伏组件串的电流，可以发现光伏组件串之间的电流差异，从而发现存在的问题。

4若光伏组件串连接电缆温度过高，应检查回路是否有短路现象发生。

5光伏组件串的测试工作一定要做好相应的测试记录，并作为竣工资料一并进行整理和移交。

**7.3.5**逆变器投入运行前，宜将接入此逆变器单元内的所有汇流箱测试完成。

[条文说明]

 本条规定了逆变器在投入运行前，宜将逆变单元内所有汇流箱均测试完成并投入。

**7.3.6**逆变器在投入运行后，汇流箱内组串的投、退顺序应符合下列要求：

**1**汇流箱的总开关具备灭弧功能时，其投、退应按下列步骤执行：

 1)先投入光伏组件串小开关或熔断器，后投入汇流箱总开关；

 2)先退出汇流箱总开关，后退出光伏组件串小开关或熔断器。

**2**汇流箱总输出采用熔断器，分支回路光伏组件串的开关具备灭弧功能时，其投、退应按下列步骤执行：

 1)先投入汇流箱总输出熔断器，后投入光伏组件串小开关；

 2)先退出箱内所有光伏组件串小开关，后退出汇流箱总输出熔断器。

**3**汇流箱总输出和分支回路的光伏组件串均采用熔断器时，则投、退熔断器前，均应将逆变器解列。

[条文说明]

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

**7.3.7**逆变器调试前，应具备下列条件：

**1**逆变器控制电源应具备投入条件。

**2**逆变器直流侧、交流侧电缆应接引完毕，且极性（相序）正确、绝缘良好。

**3**方阵接线应正确，具备给逆变器提供直流电源的条件。

[条文说明]

 本条对逆变器调试前应具备的条件进行规定。对逆变器进行最基本的调试工作，首先需要逆变器控制电源具备工作条件，也就是说控制电源必须通电。逆变器的控制电源有的取自直流侧，有的取自交流侧，还有单独供电，各不相同；其次，逆变器直流侧和交流侧的电缆接引完毕，并正确无误，绝缘良好；最后，方阵的接线工作部分或全部完成并通过检测，能够给逆变器提供安全的直流电源。

**7.3.8**逆变器调试前，应对其做下列检查：

**1**逆变器接地应牢固可靠、导通良好。

**2**逆变器内部元器件应完好，无受潮、放电痕迹。

**3**逆变器内部所有电缆连接螺栓、插件、端子应连接牢固，无松动。

**4**逆变器本体配有手动分合闸装置时，其操作应灵活可靠、接触良好，开关位置指示正确。

**5**逆变器本体及各回路标识应清晰准确。

**6**逆变器内部应无杂物，并经过清灰处理。

[条文说明]

 本条对逆变器调试前的检查提出如下要求。逆变器经过长途运输、现场保管和安装等环节后，调试前还应对本体进行仔细检查，以确保设备安全。逆变器良好、可靠的接地，是保证调试人员人身安全的前提条件，需检査确认；对于逆变器内部的电路板、插接件及端子等部件，应仔细检査是否在运输过程中造成松动或损坏。

**7.3.9**逆变器调试应符合下列规定：

**1**逆变器控制回路带电时，应对其做下列检查：

 1)工作状态指示灯、人机界面屏幕显示应正常；

 2)人机界面上各参数设置应正确；

 3)散热装置工作应正常。

**2**逆变器直流侧带电而交流侧不带电时，应进行下列工作：

 1)测量直流侧电压值和人机界面显示值之间偏差应在允许范围内；

 2)检查人机界面显示直流侧对地阻抗值应符合要求。

**3**逆变器直流侧带电、交流侧带电，具备并网条件时，应进行下列工作：

 1)测量交流侧电压值和人机界面显示值之间偏差应在允许范围内；交流侧电压及频率应在逆变器额定范围内，且相序正确；

 2）具有门限位闭锁功能的逆变器，逆变器盘门在开启状态下，不应作出并网动作。

**4**逆变器并网后，在下列测试情况下，逆变器应跳闸解列：

 1)具有门限位闭锁功能的逆变器，开启逆变器盘门；

 2)逆变器交流侧掉电；

 3)逆变器直流侧对地阻抗低于保护设定值；

 4)逆变器直流输入电压高于或低于逆变器的整定值；

 5)逆变器直流输入过电流；

 6)逆变器交流侧电压超出额定电压允许范围；

 7)逆变器交流侧频率超出额定频率允许范围；

 8）逆变器交流侧电流不平衡超出设定范围。

[条文说明]

 本条对逆变器的调试提出如下要求。

 1逆变器在控制回路带电时应对逆变器的参数进行检验和设置，同时检查逆变器自带的散热通风装置工作是否正常，以保证逆变器能够稳定地投入运行。

 2在逆变器直流侧带电而交流侧不带电时，可以通过逆变器的显示器查看直流侧的电压值，并和实际测量值进行比较，检测逆交器数据采集的准确性。同时可以查看到逆变器直流侧对地阻抗值是否满足要求，如果显示值偏低，应进一步査明原因。

 3逆变器能够并网发电需要具备三个基本条件，即控制电源带电、直流侧带电且满足逆变器要求和交流侧带电且满足逆变器要求。逆变器交流侧带电时，可以对交流侧的相关参数进行检査，确认是否满足逆变器并网条件。

 4逆变器的保护功能直接涉及光伏发电工程接入电网的稳定运行，甚至人身生命安全，所以其保护功能尤为重要。虽然逆变器生产单位在出厂前都经过此方面的测试，但按照现行国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB50150中的相关规定，应该在施工现场进行复测。因逆变器的保护功能只能在并网状态下进行，故需要逆变器厂家、施工方和建设方充分沟通并达成共识。具体操作可以通过更改逆变器参数的方法来进行测试。

**7.3.10**逆变器停运后，需打开盘门进行检测时，必须切断直流、交流和控制电源，并确认无电压残留后，在有人监护的情况下进行。

 [条文说明]

 逆变器有感性和容性元件组成，在运行后会有残留电荷。逆变器厂家均要求在运行后，需静置一段时间才允许接触内部元器件，逆变器需要一个放电的过程，以保证检修人员的人身安全。因此，规定在逆变器进行检查工作，要接触逆变器带电部位时，一定要断开交、直流侧电源开关和控制电源开关，确保在无电压残留，并在有人监护的情况下进行。

**7.3.11**逆变器在运行状态下，严禁断开无灭弧能力的汇流箱的总开关或熔断器。

[条文说明]

 逆变器在运行状态下，断开没有灭弧能力的汇流箱熔断器，极易引起弧光。为保证人身和设备安全，严禁带负荷断开没有灭弧能力的开关或保险。

**7.3.12**计算机监控系统调试应符合下列规定：

**1**计算机监控系统设备的数量、型号、额定参数应符合设计要求，接地应可靠。

**2**遥信、遥测、遥控、遥调功能应准确、可靠。

**3**计算机监控系统防误操作功能应完备可靠。

**4**计算机监控系统定值调阅、修改和定值组切换功能应正确。

**5**计算机监控系统主备切换功能应满足技术要求。

**6**站内所有智能设备的运行状态和参数等信息均应准确反映到监控画面上，对可远方调节和操作的设备，远方操作功能应准确、可靠。

[条文说明]

 计算机监控系统能够实现对主要设备的监控，提高系统运行的可靠性。在光伏发电工程实施前期，业主方将会就监控系统等很多方面向设计方提出要求，设计方按照设计要求进行设计。同时大多数光伏发电工程运行都采用无人值守或少人值守，其智能化要求较高。因此，监控系统能够实时、准确地反映现场设备的运行工况，十分重要。

**7.4 工程验收**

**7.4.1** 工程验收包括单位工程、工程启动、工程试运和移交生产、工程竣工四个阶段。

**7.4.2** 单位工程验收应由建设单位组织，在分部验收合格的基础上进行。由建设、设计、监理、施工、调试单位负责人及专业技术人员组成。

[条文说明]

 单位工程验收按照分项工程、分部工程、单位工程的顺序进行，前一验收是进行后面验收的基础。确定了各阶段验收的组织单位，以保证各阶段验收顺利进行，确保验收质量。单位工程验收是工程启动前的最后一次验收，也是最重要的一次验收。

**7.4.3**  工程启动验收应由建设单位组织，由建设、设计、监理、调试、生产、政府相关部门和电力主管部门组成，单位负责人及专业技术人员组成。施工、设备制造单位列席启动验收。

[条文说明]

 光伏发电工程启动验收是对已安装完成的光伏方阵及其电气设备、相关并网条件等启动前的检査验收。根据工程完成情况，光伏发电单元可以单个单独验收，也可以多个同时验收。

**7.4.4** 工程试运和移交生产验收由建设、监理、调试、生产运行、设计、电力主管部门等组成。

[条文说明]

 试运行和移交生产是全面检验设备及其配套系统的制造设计、施工、调试的重要环节，是保证光伏发电工程能安全、可经济地投入生产，形成生产能力，发挥投资效益的关键性程序。

**7.4.5**  工程竣工验收应由主管部门会同环保、水利、消防、质量监督等行政部门组成。建设、设计、监理、施工和主要设备供应商参加竣工验收。

[条文说明]

 竣工验收主要工作是对之前各阶段验收成果进行认定，协调解决有关重大问题，鉴定工程能否发挥投资效益投入正常运行。

**7.4.6**光伏发电工程验收应执行国家标准《光伏发电工程验收规范》GB/T 50796-2012。

**8 运行与维护**

**8.1 一般规定**

**8.1.1**系统在使用前应绘制光伏系统图,建立系统运行与维护管理制度及操作规程。

**8.1.2**运行和维护人员应具备相应的专业技能 ,并应经运行和维护操作技能的专业培训及考核合格后方能上岗。

**8.1.3**新建、改(扩)建的系统应经调试合格,并应通过验收后方可投人运行。投入运行的系统应有设备试验报告、调试报告、交接验收报告及竣工图等。

**8.1.4**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。

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

**8.1.6** 维护期间，系统必须停止运行。

**8.2 光伏方阵**

**8.2.1**光伏方阵的运行与维护应符合下列规定:

**1**光伏方阵应与建筑主体结构连接牢固，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。

**2**光伏方阵整体不应有变形、错位、松动。

**3**用于固定光伏方阵的植筋或后置螺栓不应松动；采取预制基座安装的光伏方阵,预制基座应保持平稳、整齐,不得移动。

**4**光伏方阵的主要受力构件、连接构件和连接螺栓不应损坏、松动,焊缝不应开焊,金属材料的防锈涂膜应完整,不应有剥落、锈蚀现象。

**5**光伏方阵支撑结构上或光伏方阵区域内不应附加其他设施；光伏系统区域内不应增设对光伏系统运行及安全可能产生影响的设施。

**8.2.2**光伏组件的运行与维护要求：

**1**光伏组件表面的灰尘、污垢等不洁物会严重影响光伏系统的发电效率，因此光伏组件表面需要保持清洁，有必要对组件表面进行清洗；

**2**光伏组件的玻璃破碎、背板灼灼焦等明显的颜色变化表明组件已经损坏，会大大降低系统的发电量，且存在不安全因素其中，光伏组件明显的颜色变化主要指封装材料脱层、光伏组件中进入水汽等现象；

**3** 清洁光伏建材和光伏构件时，防止水流入防火隔断材料及组件或方阵的电气接口，以免引起短路及电击伤亡事故。

**8.2.3**光伏方阵与建筑物结合部分应符合下列规定:

**1**光伏方阵应与建筑主体结构连接牢固，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。

**2**光伏方阵整体不应有变形、错位、松动。

**3**用于固定光伏方阵的植筋或后置螺栓不应松动；采取预制基座安装的光伏方阵,预制基座应保持平稳、整齐,不得移动。

**4**光伏方阵的主要受力构件、连接构件和连接螺栓不应损坏、松动,焊缝不应开焊,金属材料的防锈涂膜应完整,不应有剥落、锈蚀现象。

**5**光伏方阵支撑结构上或光伏方阵区域内不应附加其他设施；光伏系统区域内不应增设对光伏系统运行及安全可能产生影响的设施。

**8.3直流汇流设备**

**8.3.1**直流汇流箱和直流配电柜不得存在影响使用的变形、锈蚀、漏水、积灰,箱体外表面的安全警示标识应完整无破损,箱体上的防水锁启闭应灵活。

**8.3.2**直流汇流箱和直流配电柜各个接线端子不应松动、锈蚀。

**8.3.3**直流汇流箱和直流配电柜的直流输出母线的正极对地、负极对地的绝缘电阻应大于0.5MΩ。

**8.3.4**直流汇流箱和直流配电柜配备的直流断路器规格应符合设计要求,动作应灵活,性能应稳定可靠。

**8.3.5**直流汇流箱和直流配电柜应设置浪涌保护器应。

[条文说明]

直流汇流箱和直流配电柜如按设计要求需要设置浪涌保护器时，应使用专用于光伏发电装置的SPD,所需SPD的相关信息，应由其生产上提供。

**8.3.6**直流汇流箱内直流熔丝的规格应符合设计要求。

**8.3.7**直流配电柜的直流输入接口与直流汇流箱的连接应稳定可靠。

**8.3.8**直流配电柜的直流输出与并网主机直流输入处的连接应稳定可靠。

**8.4逆变器**

**8.4.1**逆变器的运行与维护应符合下列规定:

**1**逆变器不应存在锈蚀、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**逆变器上的警示标识应完整无破损。

**3**逆变器中模块、电抗器、变压器的散热风扇应能根据温度变化自动启动和停止；散热风扇运行时不应有较大振动及异常噪声,当出现异常情况时应断电检查。

**4**逆变器中直流母排电容温度过高或超过使用年限时,应及时更换。

**5**逆变器的输出电能质量应符合电网并网或系统设计的要求。

**8.4.2**应根据本标准附录B表B.0.1的要求定期通过断开交流输出侧断路器,检查逆变器的工作情况,当出现异常情况时应断电检查。

**8.5蓄电池与充放电控制设备**

**8.5.1**蓄电池室温度宜控制在5℃～25℃,通风状况应良好。

**8.5.2**在维护或更换蓄电池时,所用工具应带绝缘套。

[条文说明]

维护或更换蓄电池时,采用带有绝缘套的工具也是对人身的防护，以免蓄电池带电人身伤害或死亡。

**8.5.3**蓄电池在使用过程中应避免过充电和过放电。

**8.5.4**蓄电池的上方和周围不得堆放杂物。

**8.5.5**蓄电池表面应保持清洁,当出现腐蚀漏液、凹瘪或鼓胀现象时,应及时处理,并应查找原因。

**8.5.6**蓄电池单体间连接螺栓应保持紧固。

**8.5.7**当遇连续多日阴雨天,造成蓄电池充电不足时,应停止或缩短对负载的供电时间。

**8.5.8**每季度宜对蓄电池进行2次～3次均衡充电。当蓄电池组中单体电池的电压异常时,应及时处理。

**8.5.9**对停用时间超过3个月以上的蓄电池，应补充充电后再投入运行。

[条文说明]

蓄电池由于长时间不用，容量衰减，所以建议对停用时间超过3个月以上的蓄电池，使用前先补充电再投入运行。

**8.5.10**更换电池时，宜采用同品牌、同型号的电池。

**8.5.11**充放电控制器的运行与维护应符合下列规定；

**1**控制器的过充电电压、过放电电压的设置应符合设计要求。

**2**控制器上的警示标识应完整清晰。

**3**控制器各接线端子不得出现松动、锈蚀现象。

**4**控制器内的直流熔丝的规格应符合设计要求。

**5**直流输出母线的正极对地、负极对地、正负极之间的绝缘电阻应大于0.5MΩ。

**8.6数据传输系统**

**8.6.1**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。

**8.6.2**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。

**8.6.3**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。

**8.6.4**超过使用年限的数据传输系统中的主要部件,应及时更换。

**8.7电缆**

**8.7.1**光伏系统的电缆选型及敷设应符合设计要求。

**8.7.2**不得对电缆、连接器施加任何压力，不得敲打接线盒或拉扯电缆。

[条文说明]

光伏组件暴露在阳光下时，将会产生＞60V的电压和＞1A的电流。对光伏电缆、接线盒施加压力敲打接线盒或拉扯电缆等，容易断开光伏组件，产生电弧导致严重的人身伤害或死亡。

**8.7.3** 电缆宜处于松弛状态，最小弯曲半径应大于50mm。

[条文说明]

最小弯曲半径应大于50mm，只是针对组件之间的光伏电缆而言，其他电缆最小弯曲半径应执行《电力工程电缆设计标准》GB 50217-2018。

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

**8.7.5**电缆在穿越不同的防火区、进出设备处应封堵完好,不应存在直径大于10mm的孔洞。

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

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

[条文说明]

电缆保护钢管口有穿孔、裂缝和显著的凹凸不平时，施工中穿拽电缆时，容易损伤电缆外护层（绝缘层），以免造成线路对地短路，所以提出此项要求。

**8.8防雷与接地**

**8.8.1**防雷与接地的运行与维护应符合下列规定：

**1**光伏接地系统与建筑结构钢筋网的连接应可靠。

**2**应定期对设备接地装置进行检查测试，满足接地电阻值要求。

**3**雷雨季节到来前,应完成预防性试验。

**4**接地引下线应无锈蚀,无脱焊。

**5**浪涌保护器连线应良好,接头应牢固可靠。

**8.8.2**光伏组件、支撑结构、电缆金属铠装与接地装置的连接应可靠。

**8.8.3**光伏方阵的监视、控制系统、功率调节设备接地线与防雷系统之间的过电压保护装置功能应有效,其接地电阻满足设计要求。

**8.8.4**光伏方阵防雷装置应有效,并应在雷雨季节到来之前、雷雨过后及时检查。

[条文说明]

光伏建筑一体化时，光伏方阵的防雷接地与建筑物的防雷接地一起设置，通常光伏方阵的支撑件、龙骨需要与建筑物结构钢筋需要保持可靠连接。

**9 节能与环保效益评估**

**9.1一般规定**

**9.1.1** CIGS薄膜光伏系统工程的设计文件，应包括对该系统所做的节能和环保效益评估计算书。

[条文说明]

本条规定承担CIGS薄膜光伏系统工程的设计单位，应按照完成的设计方案和施工图，以计算书的形式，给出该系统的节能和环保效益分析。从而使承担施工图审查的单位得以掌握所审查的CIGS薄膜光伏系统工程的预期节能、环保效益，从而确定设计方案的科学性和合理性。

**9.1.2** CIGS薄膜光伏系统完成竣工验收后，应根据验收所提供的系统光电转换效率检验记录进行系统实际运行后的节能效益和环保效益的评估验证。

[条文说明]

评价太阳能光伏系统的重要参数就是该系统的光电转换效率。CIGS薄膜光伏完成竣工验收后，根据验收所提供的系统光电转换效率检验记录，进行系统运行的节能效益和环保效益分析评估，可明确验证已竣工系统实际可能达到的效益，从而保障业主权益。

**9.1.3** 对实际已运行的CIGS薄膜光伏系统，宜进行系统发电量的长期检测或短期监测。

[条文说明]

发达国家通常都会对CIGS薄膜光伏系统工程进行系统效益的长期监测，以作为对使用太阳能光伏系统工程用户提供税收优惠或补贴的依据。我国今后也有可能出台类似政策，所以，本条建议有条件的工程，宜在CIGS薄膜系统工作运行后，进行系统节能、环保效益的定期检测或长期监测。

**9.1.4** 设计阶段进行CIGS薄膜光伏系统节能、环保效益分析的评定指标应包括：系统的光电转换效率、年发电量、系统的年和寿命期内的总常规能源替代量、年节能费用、年二氧化碳减排量、二氧化硫减排量、系统的静态投资回收期和费效比。

**9.1.5** CIGS薄膜光伏系统工程实际工作运行的效益评估指标应包括系统的光电转换效率、系统的年常规能源替代量、年二氧化碳减排量、二氧化硫减排量、系统的静态投资回收期和费效比。

[条文说明]

**9.1.4、9.1.5**  该2条规定了在系统设计阶段和系统实际工作运行后，进行CIGS薄膜光伏工程节能、环保效益分析和评估的评定指标内容。所包括的评定指标能够有效反映系统的节能、环保效益，而且计算相对简单、方便，可操作性强。

**9.2 系统节能效益评估**

**9.2.1** 对CIGS薄膜光伏系统节能效益进行的计算分析，应以已完成设计施工图中所提供的相关参数作为依据。

**9.2.2** CIGS薄膜光伏系统的光电转换效率*η*d可按现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801中的公式进行计算。

[条文说明]

CIGS光伏系统的光电转换效率表示系统太阳能转化为电能的能力，国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB / T 50801-2013中的公式（5.2.5）给出了太阳能光伏系统的光电转换效率的计算公式，CIGS薄膜光伏系统实际工作运行的光电转换效率*η*d可按此公式进行计算，且应符合设计文件的规定。

**9.2.2** CIGS薄膜光伏系统的常规能源替代量*Q*td可按现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801中的公式进行计算。

[条文说明]

国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB / T 50801-2013中的公式（5.3.3）给出了太阳能光伏系统全年的常规能源替代量*Q*td的计算公式，CIGS薄膜光伏系统实际工作运行的常规能源替代量*Q*td可按此公式进行计算，且应符合项目立项可行性报告等相关文件的规定。

**9.2.3** CIGS薄膜光伏系统寿命期内的年发电量可按下式计算：

**1** 长期测试的年发电量应按下式进行计算：

    （9.2.3-1）

式中：*E*n——CIGS薄膜光伏系统年发电量，（kWh）；

*E*di——长期测试期间第*i*日的发电量，（kWh）；

*N*——长期测试持续的天数。

**2** 短期测试的年发电量应按下式进行计算：



（9.2.3-2）

式中：*E*n——CIGS薄膜光伏系统年发电量，（kWh）；

*Η*d——CIGS薄膜光伏系统光电转换效率（%）；

 n——不同朝向和倾角采光平面上的太阳能方阵电池个数；

 *H*ai——第*i*个朝向和倾角采光平面上全年单位面积的总太阳能辐照量（MJ/㎡）；

*A*ci——第*i*个朝向和倾角采光平面上的太阳能电池面积（㎡）。

[条文说明]

CIGS光伏系统年发电量是衡量系统发电能力的非常重要的直观指标。该指标可在工程文件中给出，当无文件规定时，应在测试评价报告中给出系统的年发电量。

长期测试的周期不应少于120d，且因连续完成。长期测试开始的时间应在每年春分（或秋分）前至少60d开始，结束时间应在每年春分（或秋分）后至少60d结束，这段时间的气象条件可基本反映全年的平均水平。

短期测试需重复进行3次，每次短期测试时间应为当地正午前1h到正午后1h，共计2h。测试期间室外环境平均温度的允许范围应为年平均环境温度±10℃，环境空气的平均流速不应大于4/m，太阳总辐照量不应小于700W/㎡，太阳总辐照量的不稳定度不应大于±50W。

**9.2.4** CIGS薄膜光伏系统的年节能费用、静态投资回收期和费效比可采用现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801中的公式进行计算。

[条文说明]

系统费效比为太阳能光伏系统的增投资与系统在正常使用寿命内的总节能量的比值，表示利用太阳能节省常规能源电量的投资成本。单位为元/千瓦时 (元/kWh)。

项目的费效比是考核工程经济性能的评价指标。国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB / T 50801-2013中的公式（5.3.4）给出了太阳能光伏系统的费效比*CBR*d的计算公式，CIGS薄膜光伏系统实际工作运行的费效比*CBR*d可按此公式进行计算。也可按项目立项可行性报告等相关文件的要求。当无文件明确规定时，应小于项目所在地当年商业用电价格的3倍。实践证明，如果费效比过高，会严重制约系统的推广。

静态投资回收期=（累计净现金流量出现正值年份-1）+出现正值年份上一年的累计净现金流量/出现正值年份当年的净现金流量。当投资回收期不大于基准投资回收期时，项目即成，反之，项目不成。

**9.3 系统环保效益评估**

**9.3.1** CIGS薄膜光伏系统的年二氧化碳减排量可按国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801-2013中的公式（5.3.5）进行计算。

**9.3.2** CIGS薄膜光伏系统的年二氧化硫减排量可按国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801-2013中的公式（5.3.6）进行计算。

**9.3.3** CIGS薄膜光伏系统的粉尘可按国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/ T 50801-2013中的公式（5.3.7）进行计算。

**9.4 系统实际运行的效益评估**

**9.4.1** CIGS薄膜光伏系统实际工作运行的年常规能源替代量*Q*td应按国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801-2013中的公式（5.3.3）进行计算

[条文说明]

按国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB / T 50801-2013中的公式（5.3.3）可计算CIGS薄膜光伏系统实际工作运行的年常规能源替代量。常规能源替代量是以标准煤为计算单位。

**9.4.2** CIGS薄膜光伏系统实际工作运行的静态投资回收期、费效比和年二氧化碳减排量的计算方法与本标准第9.2节和第9.3节的规定相同。

[条文说明]

按国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB / T 50801-2013中的公式（5.3.4）、公式（5.3.5）可计算CIGS薄膜光伏系统实际工作运行的费效比*CBR*d及二氧化碳减排量*Q*dco2。

**9.5 系统效益的定期检测、长期监测和性能分级评估**

**9.5.1** 系统效益定期检测或长期监测的方法应符合现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801中涉及短期或长期测试的规定。

[条文说明]

国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801对太阳能光伏系统的短期、长期测试方法已有规定（定期检测为短期测试、长期监测为长期测试），CIGS薄膜光伏系统可直接引用，不再做另行要求。

**9.5.2** 宜按照现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801的规定进行CIGS薄膜光伏系统的光电转换效率和费效比性能分级评估。

[条文说明]

开展了针对产品的能效标识评估，对改进产品性能质量、规范市场起到了良好的推动作用。进行CIGS薄膜光伏系统工程的性能分级评估，同样有利于促进CIGS薄膜光伏系统工程的技术进步，进一步提高工程的设计、施工水平。

可按国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801-2013中第5.4节的规定进行判定和分级。太阳能光伏系统的费效比划分为3个级别，1级最高，光电转换效率的级别应按该标准表5.4.3的规定划分。费效比的级别*CBR*d应按该标准表5.4.4的规定划分。

附录A

**表A 我国太阳能资源区划**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 分区 | 太阳辐照量[MJ(/m2·a)] | 主要地区 | 月平均气温≥10℃、日照时数≥6h的天数 |
| 资源极富区（Ⅰ） | ≥6700 | 新疆南部、甘肃西北一角 | 275左右 |
| 新疆南部、西藏北部、青海西部 | 275～325 |
| 甘肃西部、内蒙古巴彦淖尔盟西部、青海一部分 | 275～325 |
| 青海南部 | 250～300 |
| 青海西南部 | ＞300 |
| 西藏大部分 | 275左右 |
| 内蒙古乌兰察布盟、巴彦淖尔盟及鄂尔多斯市 | 225～275 |
| 资源丰富区（Ⅱ） | 5400～6700 | 新疆北部 | 275左右 |
| 内蒙古呼伦贝尔盟 | 225～275 |
| 内蒙古锡林郭勒盟、乌兰察布、河北北部一隅 | ＞275 |
| 山西北部、河北北部、辽宁部分 | 250～275 |
| 北京、天津、山东西北部 | 250～275 |
| 内蒙古鄂尔多斯市大部分 | 275～300 |
| 陕北及甘肃东部一部分 | 225～275 |
| 青海东部、甘肃南部、四川西部 | 200～300 |
| 四川南部、云南北部一部分 | 200～250 |
| 西藏东部、四川西部及云南北部一部分 | ＜250 |
| 福建、广东沿海一带 | 175～200 |
| 海南 | 225左右 |
| 资源较富区（Ⅲ） | 4200～5400 | 山西南部、河南大部分及安徽、山东、江苏部分 | 200～250 |
| 黑龙江、吉林大部分 | 225～275 |
| 吉林、辽宁、长白山地区 | ＜225 |
| 湖南、安徽、江苏南部、浙江、江西、福建、广东北部、湖南东部及广西大部 | 150～200 |
| 湖南西部、广西北部一部分 | 125～150 |
| 陕西南部 | 125～175 |
| 湖北、河南西部 | 150～175 |
| 四川西部 | 125～175 |
| 云南西南大部分 | 175～200 |
| 云南东南大部分 | 175左右 |
| 贵州西部、云南东南一隅 | 150～175 |
| 广西西部 | 150～175 |
| 资源一般区（Ⅳ） | ＜4200 | 四川、贵州大部分 | ＜125 |
| 成都平原 | ＜100 |

附录B 巡检周期和维护记录

**表B.0.1 巡检周期及要求**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 检查内容 | 巡检周期 | 要求 |
| 小于50kWp | 50kWp~1000kWp | 大于1000kWp |
| 安装型光伏组件 | 组件表面清洁情况 | 1次/月 | 1次/周 | 1次/周 |  |
| 组件外观、气味异常 | 1次/月 | 1次/周 | 1次/周 |  |
| 组件带电警告标识 | 1次/月 | 1次/周 | 1次/周 |  |
| 组件接地情况 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 组件温度异常 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 组件串电流一致性 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 支撑结构 | 支撑结构连接情况 | 1次/半年 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 支撑结构防腐蚀情况 | 1次/半年 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 建材型和构件型光伏系统 | 外观异常 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/周 |  |
| 排水系统 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/周 |  |
| 门窗、五金件、螺栓 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/周 |  |
| 密封胶 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/周 |  |
| 光伏方阵与建筑物结合部分 | 光伏方阵角度 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |  |
| 光伏方阵整体情况 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |  |
| 光伏系统锚固结构 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |  |
| 受力构件、连接构件、螺栓 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |  |
| 光伏系统周边情况 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |  |
| 直流汇流箱 | 外观异常 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 接线端子异常 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 绝缘电阻 | 1次/年 | 1次/年 | 1次/年 |  |
| 直流断路器 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 浪涌保护器 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 直流熔丝 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |

续表B.0.1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 检查内容 | 巡检周期 | 要求 |
| 小于50kWp | 50kWp~1000kWp | 大于1000kWp |
| 直流配电柜 | 外观异常 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 接线端子异常 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 绝缘电阻 | 1次/年 | 1次/年 | 1次/年 |  |
| 直流断路器 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 浪涌保护器 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 直流输入连接 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 直流输出连接 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 控制器 | 过充电电压设置 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 过放电电压设置 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 警示标识 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 接线端子异常 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 直流熔丝 | 1次/年 | 1次/年 | 1次/年 |  |
| 绝缘电阻 | 1次/年 | 1次/年 | 1次/年 |  |
| 逆变器 | 外观异常 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 警示标识 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 散热风扇 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 断路器 | 1次/季度 | 1次/季度 | 1次/季度 |  |
| 母排电容温度 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 电能质量 | 1次/2年 | 1次/2年 | 1次/2年 |  |
| 接地与防雷系统 | 光伏接地系统与建筑接地装置连接 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |  |
| 组件、支撑结构、电缆金属铠装接地连接 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |  |
| 接地线的接地电阻 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |  |
| 过电压保护装置 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |  |
| 防雷装置 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |  |
| 配电线路 | 交流配电柜 | 1次/半年 | 1次/季度 | 1次/月 |  |
| 电缆 | 1次/半年 | 1次/季度 | 1次/季度 |  |

续表B.0.1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 检查内容 | 巡检周期 | 要求 |
| 小于50kWp | 50kWp~1000kWp | 大于1000kWp |
| 蓄电池 | 蓄电池室温度及通风 | 1次/周 | 1次/天 | 1次/天 |  |
| 蓄电池组周围情况 | 1次/月 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 蓄电池表面异常 | 1次/月 | 1次/月 | 1次/月 |  |
| 蓄电池单体连接螺栓 | 1次/季度 | 1次/季度 | 1次/季度 |  |
| 蓄电池组电压 | 1次/季度 | 1次/季度 | 1次/季度 |  |
| 单体蓄电池电压 | 1次/季度 | 1次/季度 | 1次/季度 |  |
| 数据通信系统 | 外观异常 | 1次/周 | 1次/周 | 1次/周 |  |
| 终端显示器 | 1次/天 | 1次/天 | 1次/天 |  |
| 传感器灵敏度 | 1次/年 | 1次/年 | 1次/年 |  |
| 模拟/数字（A/D）变换器精度 | 1次/年 | 1次/年 | 1次/年 |  |
| 主要部件使用年限 | 1次/月 | 1次/月 | 1次/月 |  |

注：1.光伏建筑一体化系统运行不正常或遇自然灾害时，应立即检查。

 2. 对于系统中需要维护的项目，应由专业技

本规程用词说明

1 为了便于在执行本标准条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

（1）表示很严格，非这样做不可的：

正面词采用“必须”；反面词采用“严禁”；

（2）表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”；反面词采用“不应”或“不得”；

（3）表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：

正面词采用“宜”；反面词采用“不宜”；

（4）表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

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