

附件

公共机构分布式光伏发电系统建设指南

国家机关事务管理局节能司
2018 年 7 月 20 日

目录

第一章 总体要求	4
第二章 设计要求	5
第三章 主要设备技术要求	7
第四章 施工要求	10
第五章 验收要求	- 14 -
第六章 运行与维护要求	- 23 -
第七章 现场安全管理	- 26 -

第一章 总体要求

1.1 概述

1.1.1 编制目的

为规范公共机构分布式光伏发电系统的建设，确保质量，提高公共机构分布式光伏发电系统效率，根据《中华人民共和国节约能源法》、《公共机构节能条例》、《分布式发电暂行管理办法》等规定，制定《公共机构分布式光伏发电系统建设指南》（以下简称“指南”）。

1.1.2 建设原则

- 1) 以确保安全为前提，坚持因地制宜、经济有效的原则。
- 2) 公共机构分布式光伏发电系统的建设，除应符合本指南外，还应满足现行国家和行业的有关规范和标准的规定。

1.1.3 框架内容

指南共由七部分构成：总则、设计要求、设备技术要求、施工要求、验收要求、运行与维护要求和光伏发电系统现场安全管理。旨在针对在公共机构建筑或附属物上建设的分布式光伏发电系统提出最低限度的技术要求，并给出具体技术细节规定所参照的技术要求和适用标准。

1.2 基本要求

本指南重点关注光伏发电系统的性能保证、性能评价、设计要求、施工要求、安全管理、持续性运维能力等领域。

1.2.1 性能要求

光伏发电系统性能及质量应满足现行国家标准及行业技术要求。

光伏发电系统所采用的设备与产品、辅材辅料、备品备件，均应符合最新修订的国家标准（GB）、行业标准和 IEC 标准。光伏发电系统的设计、结构、性能、安装、试验、调试及现场服务和技术服务均需满足相关标准规范要求。

光伏发电系统采用的光伏组件、逆变器等主要设备应采用具备国家认监委认可的检测认证机构出具的产品认证报告的产品，并取得设备原厂的全寿命周期质量保证承诺；供应商应满足《光伏制造行业规范条件》要求，鼓励采用达到“领跑者”技术指标的先进技术产品。

1.2.2 施工单位与运维服务单位资质要求

- 1) 施工单位必须具有中华人民共和国独立法人资格，应具备电力工程施工总承包叁级，机电工程施工总承包叁级，建筑机电安装工程专业承包叁级或以上资质。
- 2) 施工单位需有分布式光伏发电系统建设经验，无重大质量事故和投诉。
- 3) 具有良好的银行资信和商业信誉，没有处于被责令停业、财产被接管、冻结、破产状态。

- 4) 具有丰富的光伏电站/系统施工、远程平台化监测管理和运行维护经验，并具有足够的专业人员、机械设备和加工能力投入于有关项目。
- 5) 光伏发电系统运维服务单位应具有集控平台运维与现场运维团队；在安全、质量方面业绩优良。
- 6) 光伏发电系统运维服务单位采用的集控平台应拥有自主知识产权并获得国家保密机构出具的涉密信息系统产品资质。
- 7) 优先选用承建过公共机构分布式光伏发电项目且项目运行状况完好的单位。

第二章 设计要求

公共机构分布式光伏发电系统设计除应符合本章要求外，还应满足以下相关规范要求：

《光伏发电工程施工组织设计规范》（GB/T50795—2012）

《光伏电站设计规范》（GB50797—2012）

《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》（JGJ/T264-2012）

《光伏电站接入电力系统设计规范》（GBT50866-2013）

《光伏发电系统接入配电网技术规定》（GBT29319-2012）

《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB50229-2006）

《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）

《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140—2010）

《电力设备典型消防规程》（DL5027-2015）

2.1 主要设计内容

本指南包含的设计范围包括光伏发电系统的所有设计工作，按设计阶段分为初步设计、施工图、竣工图设计。

设计内容包括光伏发电系统的所有电力生产设施及辅助设施的设备选型、布置及安装，设计文件应包括图纸、说明安装工艺和方法及必要的零配件和工程辅料清单。

上述“电力生产设施”包括但不限于光伏组件，支架，支架基础，电缆，逆变器，变压器，直流及交流汇流箱，桥架，各种管路，变配电工程，升压站（开关站）一、二次设备及必要的改造设备。

上述“辅助设施”包括但不限于防水设施，防雷设施，安全保护设施，照明系统，运维设施，消防设施及标识系统。

2.2 主要设计要求

1) 光伏发电系统设计应综合考虑建筑物屋顶条件，日照条件、现场周围环境，项目所在地的遮蔽情况、安装和运输条件等因素，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。

- 2) 光伏发电系统设计在满足安全性和可靠性的前提下，应优先采用新技术、新工艺、新设备、新材料。
- 3) 光伏发电系统现场建议装设太阳能辐射现场观测装置。
- 4) 光伏发电系统输出电力的电能质量应符合国家现行相关标准的规定。
- 5) 接入公共机构用电网络的光伏发电系统应安装经当地质量技术监督机构认可的电能计量装置。
- 6) 公共机构分布式光伏发电系统需要通过安全的通讯链路上上传发电量等数据。
- 7) 建筑物上安装的光伏发电系统，不得降低相邻建筑物的日照标准。
- 8) 在既有建筑物上增设光伏发电系统，必须进行建筑物结构和电气的安全复核，并应满足建筑结构及电气的安全性要求。

2.3 设计安全要求

2.3.1 消防设备配置

依据国家有关消防条例、规范进行设计，本着“预防为主、防消结合”的消防工作方针，消防系统的设置以加强自身防范力量为主，立足于自救，同时与消防部门联防，做到“防患于未然”，从积极的方面预防火灾的发生及蔓延。变电站内电气设备较多，消防设计的重点是防止电气火灾。

光伏发电系统占用区域的建筑物内灭火器按《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140—2010）的有关规定配置。对设有电气仪表设备的房间（如高低压配电室等），考虑采用移动式气体灭火器作为主要灭火手段。

2.3.2 火灾防范措施

针对公共机构光伏发电系统需要进行项目火灾危险性分析：

- 1) 屋顶光伏发电项目的火灾危险性较大的设备有汇流箱、逆变器、蓄电池、连接器、配电柜及变压器等易发生电气火灾，**尤其应做好因直流故障电弧造成的火灾防范。为避免直流故障电弧，设计中应选择具有防直流拉弧的电弧保护装置和 10 秒内快速关断功能的智能型电气设备。**
- 2) 为保证消防供电的安全性和消防系统的正常运行，消防水泵、火灾报警、火灾应急照明应按Ⅱ类负荷供电，光伏发电站主控室、配电装置室应设置火灾应急照明和疏散标志，电站应按《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140—2010）的要求设置灭火器。
- 3) 电缆防火措施，选用C类或C类以上的阻燃电缆。并且对管道、电缆穿过屋顶电站的隔墙、楼板的孔洞、缝隙应采用难燃材料或不燃材料进行严密封堵，防止电缆着火后互相蔓延。

第三章 主要设备技术要求

3.1 组件与逆变器

光伏组件、逆变器等主要设备应采用具有国家认定资质的检测认证机构认证的产品，鼓励采用达到“领跑者”技术指标的先进技术产品。

3.2 支架

- 1) 支架材料可以选用高强度铝合金或结构钢。种类牌号应符合图纸要求，材质应符合现行国家标准。
- 2) 焊接材料应与被焊接金属的性能相匹配，并应符合《非合金钢及细晶粒钢焊条》（GB/T5117-2012）、《热强钢焊条》（GB/T5118-2012）的规定。所有支架均须全部在工厂内加工完成，不允许在项目现场制作加工。
- 3) 钢构件须进行表面处理，除锈方法和除锈等级须符合《涂装前钢材表面锈蚀等级和除锈等级》（GB8923-2011）的相关规定。
- 4) 支架构件制作经质量检验合格后，应严格按设计要求对构件进行热浸锌涂装防腐，确保支架防腐涂层满足 25 年防腐要求；运输到场后，如运输中产生构件的非连接部位及焊接或局部防腐破损部位应进行防腐处理，处理部位防腐能力应满足设计要求。
- 5) 铝合金构件的防腐铝合金型材采用阳极氧化、电泳涂漆、粉末喷涂、氟碳漆喷涂进行表面处理时，应符合《铝合金建筑型材》（GB5237-2008）的规定，表面处理层的厚度应满足国标要求。
- 6) 钢结构支架均采用热浸镀锌涂层，热浸镀锌工艺须符合《金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌层技术要求及实验方法》（GB/T13912-2002）的相关要求。
- 7) 金属支架应有连接防雷设施的连接点，非金属支架应配置金属材料作为防雷设施，应与光伏组件和建筑防雷设施有可靠的连接。
- 8) 镀锌钢支架，支架螺栓材料只能采用热镀锌钢螺栓或不锈钢螺栓二者之一。螺栓等级，强度符合图纸要求。
- 9) 紧固件机械性能满足：《螺栓螺钉和螺柱》（GB/T3098.1-2010），《螺母和粗牙螺纹》（GB/T3098.2-2015）
- 10) 热镀锌紧固件涂层满足国标《紧固件热浸镀锌层》（GB/T5267.3-2008）要求。
- 11) 铝合金支架的紧固件材料应选用 SS304 或 SS316 不锈钢。
- 12) 如果支架上使用非金属材料，材料应符合《建筑设计防火规范》（GB5006-2014）关于防火性能的要求。

3.3 光伏汇流箱

3.3.1. 标准和要求

满足《光伏电站汇流箱技术要求》（GB/T34936-2017）相关要求。

3.4 电缆

- 1) 应满足《电缆在火焰条件下的燃烧实验方法》（GB/T18380.3-2001）的阻燃要求。

2) 应具有耐高温、耐油、高强度亚硫酸盐渍土腐蚀、耐酸碱及腐蚀性气体、防水等特性，高温环境电气性能稳定，载流量大，抗老化性优越，使用寿命长。

3) 线缆还参照以下国家与行业标准

《电缆机械物理性能与实验方法》（GB2951-2008）

《电缆外护层》（GB2952.1-2008）

《电工圆铜线》（GB3953-2009）

《电工圆铝线》（GB3955-2009）

《电力电缆铜、铝导电线芯》（GB3957-1983）

《电线电缆识别标志方法》（GB6995.3-2008）

《数值修约规则》（GB8170-2008）

《阻燃电缆燃烧试验方法》（GB12666-2008）

3.5 桥架

3.5.1 技术要求

- 1) 电缆桥架加工成形后，断面形状应端正，无弯曲、扭曲、裂纹、边沿毛刺等缺陷。
- 2) 电缆桥架的走线槽应光滑、平整，无损伤电缆绝缘的凸起和尖角。
- 3) 电缆桥架横档：梯级式电缆桥架横档中心距不应大于 300mm；横档的宽度不应小于 30mm。
- 4) 板材应符合《碳素结构钢和低合金结构钢》（GB/T912-2008）、《碳素结构钢冷轧薄钢板及钢带》（GB/T11253-2007）中有关规定。
- 5) 螺栓、螺母、平垫、弹垫应分别符合《六角头螺栓》（GB/T5780-2016）、《六角螺母》（GB/T6170-2015）、《平垫圈 A 级》（GB/T97.1-2016）、《标准型弹簧垫圈》（GB/T93-1987）的规定。
- 6) 非金属桥架应采用阻燃或燃烧时无明火材料。
- 7) 不锈钢，碳钢质电缆桥架允许最小板材厚度不低于国家标准
- 8) 盖板的板厚可以按托盘板厚选低一个等级

3.6 监控系统

3.6.1 技术要求

分布式光伏发电项目现场需配备数据采集设备，并安装数据采集系统来完成数据的采集和上传，采集系统应符合以下要求：

- 1) 数据采集系统应符合 IEC61724-1(2017)的技术要求；
- 2) 光伏发电系统的现场数据采集方案应符合电网公司规定。
- 3) 数据采集设备必须满足数据采集、处理、发送和命令接收并具有缓存功能，可实现断点续传功能。

- 4) 数据采集设备必须保证数据的可靠性、完整性以及数据的可追溯性。
- 5) 数据采集设备需具备与汇流箱、电表、逆变器、远动装置等设备的通讯功能，可实现接口转换、规约转换。
- 6) 数据采集设备采集数据的传输缺失率不能超过千分之五，对现场设备的数据采集周期应不大于 3 秒，对现场数据传输到远程数据中心的每次数据发送周期为 1-5 分钟。
- 7) 数据采集设备具备有线网络/WIFI/4G 等通讯功能，数据上传时必须采用加密算法进行身份认证。
- 8) 数据采集设备能够在分布式光伏发电系统现场存在多个厂家设备、监控系统共存的情况下获取数据进行传输。
- 9) 数据采集设备在分布式光伏发电系统现场接入设备应能够 7×24 小时不间断的在 $-30 \sim 80$ °C 宽温条件下正常工作。
- 10) 光伏发电系统的现场数据采集方案需要覆盖主计量表与副计量表，采集数据应包括：光伏发电系统发电量、光伏发电系统上网电量、光伏发电系统所在或相联建筑的总耗电量。

3.6.2 数据采集参数标准

- 1) 电站现场环境参数数据：实时采集包括但不限于分布式光伏发电项目现场的环境温度、风向风速、辐照、光伏组件背板温度等环境数据。
- 2) 逆变器数据：包括但不限于直流电压、直流电流、直流功率、交流电压、交流电流、逆变器内温度、时钟、频率、功率因数、当前发电功率、日发电量、累计发电量、累计 CO2 减排量、电网电压过高、电网电压过低、电网频率过高、电网频率过低、直流电压过高、直流电压过低、逆变器过载、逆变器过热、逆变器短路、散热器过热、逆变器孤岛、DSP 故障、通讯故障等。
- 3) 汇流箱数据：包括但不限于光伏阵列输出直流电压、光伏阵列输出直流电流、光伏阵列输出直流功率、各路输入总发电功率、总发电量、汇流箱输出电流、汇流箱输出电压、汇流箱输出功率、电流监测允差报警、传输电缆/短路故障告警、空气开关状态、故障信息等。
- 4) 直流柜数据：包括但不限于输入相电压、输入相电流、支路电流、母线开关状态、防雷器状态、故障信息、通讯故障告警等。
- 5) 交流柜数据：包括但不限于光伏发电总输出有功功率、无功功率、功率因数、A/B/C 三相电压电流、短路器状态、防雷器状态、故障信息、故障报警等
- 6) 电能计量表数据：电压、电流、频率、功率因数、有功功率、无功功率、负荷曲线、总有功，总无功。
- 7) 其他设备参数：包括但不限于升压变压器、SVG 无功补偿、10KV 汇集线、电能质量监测等设备的运行参数等。

3.7 电能质量要求

分布式光伏发电系统向当地交流负载和向电网提供电力的电能质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡度、直流分量、电压波动和闪变等方面应满足国家相关标准。应该在并网

点装设满足《电磁兼容第 4-30 部分试验和测量技术电能质量》IEC61000-4-30 标准要求的 A 类电能质量在线监测装置。

针对分布式光伏并网电能质量的技术要求参见《分布式电源接入配电网技术规定》（NB/T32015-2013）、《光伏发电系统接入配电网技术规定》（GB/T29319-2012）、《分布式电源并网技术要求》（GB/T33593-2017）、《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/T19964-2012）国家相关标准。

3.8 通讯安全要求

分布式光伏发电系统的通讯设计应符合《电力通信运行管理规程》（DL/T544-2012）、《电力系统自动交换电话网技术规范》（DLT598-2010）、国家发改委令第 14 号《电力监控系统安全防护规定》，应选用具备带有控制功能的电力监控系统，监控终端应采用可信计算技术以实现安全免疫。

- 1) 公共机构分布式光伏发电系统的数据通信应保证通讯网络专网专用，包括专用无线网络和专用热点等。
- 2) 发电系统上应用的数据采集系统需要满足通信安全性要求，数据采集系统应基于非对称密钥的加密技术进行身份认证要求。
- 3) 发电系统上应用的数据采集设备应取得国家级电力行业信息安全领域综合性科研与技术服务机构出具的符合整体检测要求的检验报告。
- 4) 发电系统通过中低压并网，需满足电力配网端安全要求：主站与子站/终端不论采用何种通信方式（有线、无线等）必须使用基于非对称密钥实现双方通信实体的双向身份认证，对传输的报文（包括控制命令、参数配置、信息采集等）进行机密性保护和完整性保护

第四章 施工要求

4.1 开工前应具备条件

- 1) 在工程开始施工之前，项目承包单位应取得相关的施工许可文件。
- 2) 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，工程定位测量基准应确立。
- 3) 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。
- 4) 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。
- 5) 设备和器材的运输、保管应规范；当产品有特殊要求时，应满足产品要求的专门规定。

4.2 土建工程

4.2.1 一般规定

- 1) 土建工程的施工应按照现行国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》（GB50300-2013）的相关规定执行。

- 2) 测量放线工作应按照现行国家标准《工程测量规范》（GB50026-2007）的相关规定执行。
- 3) 土建工程中使用的原材料进厂时，应对品种、规格、外观和尺寸进行验收，材料包装应完好，应有产品合格证书、中文说明书及相关性能的检测报告。

4.2.2 土方工程

土方工程的施工应执行现行国家标准《建筑地基基础工程施工质量验收规范》（GB50202-2016）的相关规定。

4.2.3 支架基础

- 1) 混凝土独立基础、条形基础的施工应按照现行国家标准《混凝土结构工程施工质量验收规范》（GB50204-2015）的相关规定执行。
- 2) 基础拆模后，应对外观质量和尺寸偏差进行检查，并及时对缺陷进行处理。
- 3) 外露的金属预埋件应进行防腐处理。
- 4) 在同一支架基础混凝土浇筑时，宜一次浇筑完成，混凝土浇筑间歇时间不应超过混凝土初凝时间，超过混凝土初凝时间应做施工缝处理。混凝土浇筑完毕后，应及时采取有效的养护措施。
- 5) 支架基础在安装支架前，混凝土养护应达到 70% 强度。
- 6) 支架基础的混凝土施工应根据与施工方式相一致的且便于控制施工质量的原则，按工作班次及施工段划分为若干检验批次。
- 7) 预制混凝土基础不应有影响结构性能、使用功能的尺寸偏差，对超过尺寸允许偏差且影响结构性能、使用功能的部位，应按技术处理方案进行处理，并重新检查验收。

4.2.4 屋面支架基础施工要求

- 1) 支架基础的施工不应损害原建筑物主体结构及防水层。
- 2) 新建屋面的支架基础宜与主体结构一起施工。
- 3) 采用钢结构作为支架基础时，屋面防水工程施工应在钢结构支架施工前结束，钢结构支架施工过程中不应破坏屋面防水层。
- 4) 对原建筑物防水结构有影响时，应根据原防水结构重新进行防水处理。
- 5) 接地的扁钢、角钢均应进行防腐处理。
- 6) 屋顶分布式光伏发电系统基础根据屋顶形式的不同，主要分为夹具固定式基础和配重块基础两种，对于混凝土屋面，采用最佳倾角安装的系统，需要参照《建筑结构荷载规范》GB50009-2012 和《光伏电站设计规范》GB50797-2012 考虑足够的配重，确保对于配重压块的设计满足恒载荷与风载荷等荷载组合的要求。

4.3 场地及地下设施

- 1) 电缆沟的预留孔洞应做好防水措施。
- 2) 电缆沟道变形缝的施工应严格控制施工质量。
- 3) 室外电缆沟盖板应做好防水措施。

4.4 支架安装

支架安装采用现浇混凝土支架基础时，应在混凝土强度达到设计强度的 70%后进行支架安装。支架到场后应做下列检查：

- 1) 外观及防腐涂镀层应完好无损。
- 2) 型号、规格及材质应符合设计图纸要求，附件、备件应齐全。
- 3) 对存放在滩涂、盐碱等腐蚀性强的场所的支架应做好防腐蚀工作。
- 4) 支架安装前安装单位应按照“中间交接验收签证书”的相关要求对基础及预埋件（预埋螺栓）的水平偏差和定位 轴线偏差进行查验。

固定式支架及手动可调支架的安装应符合下列规定：

- 5) 采用型钢结构的支架，其紧固度应符合设计图纸要求及现行国家标准《钢结构工程施工质量验收规范》（GB50205-2015）的相关规定。
- 6) 支架安装过程中不应强行敲打，不应气割扩孔。对热镀锌材质的支架，现场不宜打孔。
- 7) 支架安装过程中不应破坏支架防腐层。
- 8) 手动可调式支架调整动作应灵活，高度角调节范围应满足设计要求，支架倾斜角度偏差度不应大于 $\pm 1^\circ$ 。
- 9) 支架及支架安装的抗风设计应符合 GB5009-2006 的要求。

4.5 光伏组件安装

- 1) 光伏组件应按照设计图纸的型号、规格和使用说明书进行安装，组件间的线缆选择需要考虑开路电压和短路电流在不同环境温度和辐照度下的安全系数（通常是开路电压或短路电流乘以系数 1.25）。
- 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。

4.6 汇流箱安装

- 1) 汇流箱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) 汇流箱内光伏组件串的电缆接引前，必须确认光伏组件侧和逆变器侧均有明显断开点。

4.7 逆变器安装

- 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下表规定。

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) 应根据安装使用说明书安装必要的过流保护装置和隔离开关。

4.8 电气二次系统

- 1) 二次设备、盘柜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》(GB50171-2012) 的相关规定外，还应符合设计要求。
- 2) 通信、远动、综合自动化、计量等装置的安装应符合产品的技术要求。
- 3) 安防监控设备的安装应符合现行国家标准《安全防范工程技术规范》(GB50348-2004) 的相关规定。

4.9 其他电气设备安装

- 1) 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》(GB50147-2010) 的相关规定。
- 2) 电力变压器和互感器的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》(GB50148-2010) 的相关规定。
- 3) 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》(GB50149-2010) 的相关规定。
- 4) 低压电器的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程低压电器施工及验收规范》(GB50254-2014) 的相关规定。
- 5) 环境监测仪等其他电气设备的安装应符合设计文件及产品的技术要求。

4.10 防雷与接地

- 1) 光伏发电项目防雷系统的施工应按照设计文件的要求进行。
- 2) 光伏发电项目接地系统的施工工艺及要求除应符合现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》(GB50169-2016) 的相关规定外，还应符合设计文件的要求。
- 3) 屋顶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。
- 4) 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。
- 5) 盘柜、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接地。

- 6) 光伏电站的接地电阻阻值应满足设计要求。对于上人屋顶，接地电阻应 ≤ 4 欧姆，对于非上人屋顶，接地电阻应 ≤ 10 欧姆。

4.11 架空线路及电缆

- 1) 架空线路的施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程 35kV 及以下架空电力线路施工及验收规范》(GB50173-2014) 的有关规定。
- 2) 电缆线路的施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》(GB50168-2016) 的相关规定。
- 3) 架空线路及电缆的施工还应符合设计文件中的相关要求。

第五章 验收要求

5.1 土建及屋面部分

- 1) 屋面工程采用的防水、保温隔热材料应有产品合格证书和性能检测报告，材料的品种、规格，性能等应符合设计要求和现行国家产品标准。承包方用于项目的材料应经过监理和发包人的批准，并提供样板给监理和发包人确认后方可使用。
- 2) 屋面工程施工前，承包方应进行图纸会审，并编制屋面工程的施工方案或技术措施，报监理和发包人审批。
- 3) 屋面工程施工时，承包方应建立各道工序的自检、交接检和专职人员检查的“三检”制度，并有完整的检查记录、每道工序完成，应经过监理和发包人检查验收，合格后方可进行下道工序的施工。
- 4) 屋面工程的防水层应由经资质审查合格的防水专业队伍进行施工。作业人员应持有建设行政主管部门颁发的上岗证。
- 5) 屋面的保温层和防水层严禁在雨天和五级风及其以上时施工。施工环境气温宜符合《屋面工程质量验收规范》(GB50207-2012) 的规定。
- 6) 屋面工程的施工应符合设计要求、应满足《电力建设施工质量验收及评定规程》(DL/T5210.1-2012)、《建筑工程施工质量验收统一标准》(GB50300-2013) 和国家现行有关规范的规定。
- 7) 屋面工程完工后应进行淋水或蓄水试验。

5.2 屋顶混凝土结构块或承压块及砌体

- 1) 外表应无严重的裂缝、蜂窝麻面、孔洞、露筋情况。
- 2) 所用混凝土的强度符合设计指南要求。
- 3) 砌筑整齐平整，无明显歪斜、前后错位和高底错位。
- 4) 与原建（构）筑物连接应连接牢固可靠，连接处做好防腐和防水处理，屋顶防水结构未见明显受损。
- 5) 配电箱、逆变器等设备壁挂安装于墙体时，墙体结构荷载需满足要求。
- 6) 如采用结构胶粘结地脚螺栓，连接处应牢固无松动。

- 7) 预埋地脚螺栓和预埋件螺母、垫圈三者匹配配套，预埋地脚螺栓的螺纹和螺母完好无损，安装平整、牢固、无松动，防腐处理规范。（该项为备查项）
- 8) 屋面保持清洁完整，无积水、油污、杂物，有通道、楼梯的平台处无杂物阻塞。（该项为加分项）

5.3 光伏组件与组件方阵

5.3.1 光伏组件要求

- 1) 组件标签同认证证书保持一致。
- 2) 组件安装按设计图纸进行，组件方阵与方阵位置、连接数量和路径应符合设计要求。
- 3) 组件方阵平整美观，平面和边缘无波浪形。
- 4) 光伏组件不得出现破碎、开裂、弯曲或外表面脱附，包括上层、下层、边框和接线盒。

5.3.2 光伏连接器要求

- 1) 光伏连接器外观完好，表面不得出现严重破损裂纹。
- 2) 光伏连接器接头压接牢固，固定牢固，
- 3) 不得出现自然垂地的现象。
- 4) 不得放置于积水区域。
- 5) 不得出现两种不同厂家的光伏连接器连接使用的情况。

5.3.3 光伏支架要求

- 1) 外观及防腐涂镀层完好，不得出现明显受损情况。
- 2) 采用紧固件的支架，紧固应牢固，不得出现抱箍松动和弹垫未压平现象。
- 3) 支架安装整齐，不得出现明显错位、偏移和歪斜。
- 4) 支架及紧固件材料防腐处理符合本指南要求。

5.4 电缆

5.4.1 电缆外观与标识要求

- 1) 外观完好，表面无破损，重要标识无模糊脱落现象。
- 2) 电缆两端应设置规格统一的标识牌，字迹清晰、不褪色。

5.4.2 电缆敷设要求

- 1) 电缆应排列整齐和固定牢固，采取保护措施，不得出现自然下垂现象；电缆原则上不应直接暴露在阳光下，应采取桥架、管线等防护措施或使用辐照型电缆。
- 2) 单芯交流电缆的敷设应严格符合相关要求，以避免涡流现象的产生，严禁单独敷设在金属管或桥架内。
- 3) 双拼和多拼电缆的敷设应严格保证路径同程、电气参数一致。

- 4) 电缆穿越隔墙的孔洞间隙处, 均应采用防火材料封堵, 各类配电设备进出口处均应密封性好。

5.4.3 电缆连接要求

- 1) 应采用专用的电缆中间连接器, 或设置专用的电缆连接盒(箱)。
- 2) 当采用铝或铝合金电缆时, 在铜铝连接时, 应采用铜铝过渡接头。
- 3) 直流侧的连接电缆, 采用光伏专用电缆。

5.5 桥架与管线

桥架与管线应符合下列要求

- 1) 布置整齐美观, 转弯半径应符合指南要求。
- 2) 桥架、管线与支撑架连接牢固无松动, 支撑件排列均匀、连接牢固稳定。
- 3) 屋顶和引下桥架盖板应采取加固措施。
- 4) 桥架与管线及连接固定位置防腐处理符合指南要求, 不得出现明显锈蚀情况。
- 5) 屋顶管线不得采用普通 PVC 管。

5.6 汇流箱

汇流箱应符合下列要求

- 1) 应在显要位置设置铭牌、编号、高压警告标识, 不得出现脱落和褪色。
- 2) 箱体外观完好, 无形变、破损迹象。箱门表面标志清晰, 无明显划痕、掉漆等现象。
- 3) 箱体门内侧应有接线示意图, 接线处应有明显的规格统一的标识牌, 字迹清晰、不褪色。
- 4) 箱体安装应牢固可靠, 且不得遮挡组件, 不得安装在易积水处或易燃易爆环境中。
- 5) 箱内接线牢固可靠, 压接导线不得出现裸露铜丝, 箱外电缆箱外电缆不应直接暴露在外。
- 6) 箱门及电缆孔洞密封严密, 雨水不得进入箱体内; 未使用的穿线孔洞应用防火泥封堵。
- 7) 箱体应有防晒措施。

5.7 光伏并网逆变器

5.7.1 标识与外观检查要求

- 1) 应在显要位置设置铭牌, 型号与设计一致, 清晰标明负载的连接点和直流侧极性; 应有安全警示标志。
- 2) 外观完好, 不得出现损坏和变形, 无明显划痕、掉漆等现象。
- 3) 有独立风道的逆变器, 进风口与出风口不得有物体堵塞, 散热风扇工作应正常。
- 4) 所接线缆应有规格统一的标识牌, 字迹清晰、不褪色。

5.7.2 安装检查要求

- 1) 应安装在通风处，附近无发热源，且不得安装在易积水处和易燃易爆环境中。
- 2) 现场安装牢固可靠，安装固定处无裂痕。
- 3) 壁挂式逆变器与安装支架的连接应牢固可靠，不得出现明显歪斜，不得影响墙体自身结构和功能。

5.7.3 接线检查要求

- 1) 接线应牢固可靠。
- 2) 接头端子应完好无破损，未接的端子应安装密封盖。

5.8 防雷与接地

防雷与接地应符合下列要求

- 1) 接地干线应在不同的两点及以上与接地网连接或与原有建筑屋顶防雷接地网连接。
- 2) 接地干线（网）连接、接地干线（网）与屋顶建筑防雷接地网的连接应牢固可靠。铝型材连接需刺破外层氧化膜；当采用焊接连接时，焊接质量符合要求，不应出现错位、平行和扭曲等现象，焊接点应做好防腐处理。
- 3) 带边框的组件、所有支架、电缆的金属外皮、金属保护管线、桥架、电气设备外露壳导电部分应与接地干线（网）牢固连接，并对连接处做好防腐处理措施。
- 4) 接地线不应做其他用途。
- 5) 必要时应测量接地电阻。

5.9 巡检通道

巡检通道设置应符合下列要求：

- 1) 屋顶应设置安全便利的上下屋面检修通道。
- 2) 光伏阵列区应有设置合理的日常巡检通道，便于组件更换和冲洗。
- 3) 巡检通道设置屋面保护措施，以防止巡检人员由于频繁踩踏而破坏屋面。

5.10 电气设备房

5.10.1 室内布置要求

- 1) 室内应整洁干净并有通风或空调设施，室内环境应满足设备正常运行和运检要求。
- 2) 室内应挂设值班制度、运维制度和光伏系统一次模拟图。
- 3) 室内应在明显位置设置灭火器等消防用具且标识正确、清晰。
- 4) 柜、台、箱、盘应合理布置，并设有安全间距。
- 5) 室内安装的逆变器应保持干燥，通风散热良好，并做好防鼠措施。
- 6) 有独立风道的逆变器，风道应具有防雨防虫措施，风道不得有物体遮挡封堵。

5.10.2 安装与接线要求

- 1) 柜、台、箱、盘的电缆进出口应采用防火封堵措施。
- 2) 设置接地干线，电气设备外壳、基础槽钢和需接地的装置应与接地干线可靠连接。
- 3) 装有电器的可开启门和金属框架的接地端子间，应选用截面积不小于 4 m²的黄绿色绝缘铜芯软导线连接，导线应有标识。
- 4) 电缆沟盖板应安装平整，并网开关柜应设双电源标识。

5.10.3 预装式设备房要求

- 1) 预装式设备房原则上应安装在地面室外，其防护等级满足室外运行要求，并满足当地环境要求。
- 2) 预装式设备房基础应高于室外地坪，周围排水通畅。
- 3) 预装式设备房表面设置统一的标识牌，字迹清晰、不褪色，外观完好，无形变破损。
- 4) 预装式设备房内部带有高压的设施和设备，均应有高压警告标识。
- 5) 预装式设备房或箱体的井门盖、窗和通风口需有完善的防尘、防虫、通风设施，以及防小动物进入和防渗漏雨水设施。
- 6) 预装式设备房和门应可完全打开，灭火器应放置在门附近，并方便拿取。
- 7) 设备房室内设备应安装完好，检测报警系统完善，内门上附电气接线图和出厂试验报告。
- 8) 设备房外壳及内部的设施和电气设备中的屏蔽线应可靠接地。

5.11 系统性能评价

建议以下列评价标准来执行，判断光伏系统的质量水平：

1) 年/月/日等效利用小时数

年/月/日等效利用小时数（kW 发电量），对于不同地域的项目，代表了资源条件的好坏；对于同一地域的项目，则代表了资源利用率和设计方案的先进性，值越高越好。

年/月/日等效利用小时数的计算公式为：

$$Y = EAC/PAC$$

式中，Y 为等效利用小时数，h，或 kW 发电量，kWh/kW；EAC 为并网点的年/月/日发电量，kWh；PAC 为按年/月/日电站额定交流功率，即逆变器额定功率之和，kW。

2) PR 光伏系统能效比

能效比（Performance Ratio, PR）是国际通用的光伏系统质量评价指标，这一指标代表了光伏系统评价时段内的可靠性和综合效率的高低，但不代表项目的经济性，也不代表设计的先进性。IEC 61724-1 给出能效比的定义为：

$PR = (Eac/P0)/(H/G) = \text{光伏等效利用小时数}/\text{峰值日照时数} = Eac/(P0H/G) = \text{实际输出能量}/\text{理想输入能量}$ 。

式中，PR 为能效比，%；Eac 为光伏系统的交流输出电量，kWh；P0 为光伏方阵额定直流功率，即光伏组件功率的代数和，kW；H 为方阵面实际收集到的太阳辐射量，kWh/平方米；G 为标准辐照度，1kW/平方米。

表 1 公共机构分布式光伏发电项目验收资料审查表（参照文本）

类型	序号	验收资料	380V 及以下并网	10kV 及以上并网	资料要求
必查项	1	项目验收申请及项目信息一览表			信息清晰、完整。
	2	项目备案文件			真实、完整，与项目实际匹配一致。
	3	电力并网验收意见单			通过电网验收。
	4	并网前单位工程调试报告（记录）			由建设单位提供，其中光伏并网系统调试检查表中的各个检查项目都应该符合要求。
	5	并网前单位工程验收报告（记录）			由建设单位提供，包括内部验收专家组及专家组出具的“单位工程验收意见书”。
	6	1) 房屋（建构筑物）安装光伏后的荷载安全计算书（双梯板屋面和金属屋面） 2) 房屋（建构筑物）安装光伏后的荷载安全说明资料（混凝土屋面）			安全计算书计算完整；安全说明资料逻辑清晰。最后结论：荷载安全，可安装。
	7	各专业竣工图纸			应包含以下专业：土建工程（混凝土部分、砌体部分、支架结构图）、安装工程（电气一次、二次图纸、防雷与接地图纸、光伏布置图、给排水图纸）、安全防范工程、消防工程等。
	8	设计单位营业执照及资质证书			应具备住建部门颁发的《电力行业（新能源发电）设计资质证书》或《工程设计综合资质证书》。
	9	施工单位营业执照、资质证书及竣工报告			应具备住建部门颁发的《电力工程施工总承包资质证书》或《机电安装工程施工总承包资质证书》以及能源局颁发的《承装（修、试）电力设施许可证》。

	10	如采用结构胶粘结地脚螺栓，需提供拉拔试验的正式试验报告			测试数据应符合设计要求。
	11	运行维护及其安全管理制度			清晰完整。
	12	运维人员接受培训记录			需组织过专业人员培训。
	13	接地电阻检测报告			建设单位提供，符合设计要求。
必查项	14	主要设备材料认证证书或质检报告			由建设单位提供，必须出具以下产品的证书或 者报告，并要求产品与现场使用情况一致： 1. 组件、逆变器、光伏连接器：需出具由国家认监委认可的认证机构提供的产品认证报告； 2. 断路器和电缆认证； 3. 光伏专用直流电缆认证； 4. 汇流箱、变压器、箱变认证或质检报告。
备查项	1	设计交底及变更记录			建设单位提供。
	2	接入系统方案确认单			电网确认受理项目接入系统申请并制定初步接入方案。
	3	接入电网意见函			电网同意项目接入电网，双方确认接入方案。
	4	购售电合同			严格执行审查会签制度，合规合法。
	5	并网调度协议			项目公司与电网共同签订。
	6	分项工程质量验收记录及评定资料（含土建及电气）			完整齐备，检查评定合格。
	7	分部（子分部）工程质量验收记录及评定资料（含土建及电气）			完整齐备，验收合格。
	8	隐蔽工程验收记录（含土建、安装）			完整齐备，施工单位自行检查，建设单位验收合格。
	9	组件厂家 10 年功率和 25 年功率衰减质保书			合法注册组件厂家出具。

表 2 项目验收意见模板

20XX 年 XX 月 XX 日，（验收组织单位）在（地点）组织召开了（项目名称）的验收会，验收组听取了（项目投资方/设计方/建设方）（单位名称）所做的项目汇报，并进行了项目现场检查和相关资料审查，经讨论，形成验收意见如下：

1. 提供验收的资料（基本/严重不）齐全，（不）符合验收要求。
2. 项目的安装地点：
3. 装机容量：
4. 并网发电的时间：
5. 项目整改意见如下：
 - 5.1
 - 5.2
 -

验收专家组认为，该项目（合格，同意通过验收/需要进行整改后重新组织验收）或（/不合格，须在将上述（4.X 几项整改项目）进行整改后重新组织验收。）（对项目验收存有异议的专家，写明不同意见，并签字。）

验收专家组：

年 月 日

第六章 运行与维护要求

公共机构分布式光伏发电系统应委托专业光伏运维服务商对项目进行定期检修、清洗、维护。运维服务商需按照以下标准进行分布式光伏发电系统的项目运维工作。

6.1 分布式光伏发电系统文档与现场标识管理

6.1.1 光伏发电系统应保存的技术资料

- 1) 光伏发电系统全套竣工图纸。
- 2) 关键设备说明书、图纸、操作手册、维护手册。
- 3) 关键设备出厂检验记录。
- 4) 设备安装调试、交接记录。
- 5) 设备台账、设备缺陷管理档案。
- 6) 应急预案。

6.1.2 光伏发电系统的现场记录

- 1) 光伏发电系统所有设备的自身信息包括序列号、厂家、型号、生产日期、产品序列号、内部配置及质保期等都应该明确记录并以书面或电子文档的形式妥善保存，可方便的查询。
- 2) 光伏发电系统巡检及维护记录。
- 3) 光伏发电系统各个关键设备运行状态与运行参数记录。
- 4) 事故处理记录。
- 5) 防雷器、熔断器巡检维护记录。
- 6) 逆变器自动保护动作记录。
- 7) 开关、微机保护及自动装置巡检维护记录。
- 8) 关键设备更换记录。
- 9) 工作票和操作票或符合安全生产要求的维护任务与执行记录。
- 10) 设备台帐。

6.1.3 光伏发电系统的警告牌及标识

悬挂位置应便于现场人员安全需要，至少应包括以下内容：

- 1) 危险警告牌。
- 2) 高空操作，防坠落。
- 3) 接地保护端子标识。
- 4) 地埋电缆标识。
- 5) 消防标识。
- 6) 禁止步入区域所需要划分警示线。

6.2 运行维护管理要求

光伏发电系统运行维护应配备必备工具和维护专用工具和防护工具。并针对下列系统运行指标进行持续管理与评估。

6.2.1 设备效率

光伏发电系统中各关键设备、系统的效率应达到设计要求，对各关键设备、系统的效率应进行实时监控及定期测试，所有数据应以书面或电子文档的形式妥善保存。

6.2.2 设备状态

光伏发电系统中各关键设备应处于良好运行状态，应定期对各关键设备进行检查，降低故障发生率。各个关键设备的运行记录应以书面或电子文档的形式妥善保存。

6.2.3 故障抢修

光伏发电系统发生故障时，运维服务人员应按照相关规定及时发现并针对现场故障进行处理。所有光伏发电系统发生的故障需要有明确的记录，故障记录以书面或电子文档等形式妥善保存。故障记录应包括但不限于：

- 1) 故障发生的设备。
- 2) 故障发生时间与故障记录时间。
- 3) 故障现象表征，故障发生的范围，发生故障的设备本身的现象和外延设备的现象。
- 4) 故障产生原因的判断与依据，短期与系统性的解决方案。
- 5) 故障排除方法与过程描述。
- 6) 故障排除后的设备运行参数与状态量。
- 7) 故障解决人员。

6.2.4 光伏组件清扫维护

光伏发电系统应根据当地实际情况制定组件清洁预案。在光伏组件出现异常遮挡时，应及时进行现场维护。应定期对光伏组件下列问题进行检查，发现问题应及时进行维护。

- 1) 组件边框不应有变形, 玻璃不应有破损。
- 2) 光伏组件不应有气泡、EVA 脱层、水汽、明显色变；背板不应有划伤、开胶、鼓包等。
- 3) 接线盒塑料不应出现变形、扭曲、开裂、老化及烧毁等。
- 4) 导线连接应牢靠，导线不应出现破损；导线管不应有破损。
- 5) 铭牌应平整，字体清晰可见；光伏组件上的带电警告标识不得缺失；光伏组件上的带电警告标识不能丢失。
- 6) 电池片不应有破损、隐裂、热斑等；金属边框的光伏组件，边框必须牢固接地，边框和支架应结合良好，组件边框、支架到接地点的电阻不大于 $0.1\ \Omega$ ；接触电阻应不大于 $4\ \Omega$ 。

6.2.5 光伏组件现场检测

1) 绝缘电阻

进行绝缘电阻测试前，应将光伏组串与其他电气设备的连接断开。光伏组串正负极对地绝缘阻抗应符合下表要求：

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

2) 光伏组件 IV 特性

应定期测试光伏组件 IV 特性衰减程度，使用光伏组件 IV 特性测试仪测试光伏组件及接入汇流箱的光伏组串的 IV 特性。

3) 光伏组件红外热斑检测

当太阳辐照度为 500W/m^2 以上，风速不大于 2m/s ，且无阴影遮挡时，同一光伏组件外表面（电池正上方区域）在温度稳定后，温度差异应小于 20°C 。

需用红外热像仪定期对光伏组件进行热斑检测，对温度过高的电池片进行及时更换，以避免组件所产生的能量被热斑的组件所消耗，同时避免由于热斑可能给太阳能组件或系统的寿命带来的威胁。

6.2.6 电气设备定期检查及维修

汇流箱、配电柜、逆变器、变压器等设备的结构和机柜本身的制造质量、主电路连接、二次线及电气元件安装等应符合检修要求，发现问题应及时修复。

6.2.7 接地与防雷系统

应定期对接地与防雷系统进行检查，发现问题应及时修复：

- 1) 各种避雷器、引下线等应安装牢靠。
- 2) 避雷器、引下线等应完好，无断裂、锈蚀、烧损痕迹等情况发生。
- 3) 避雷器、引下线各部分应连接良好。
- 4) 各关键设备内部浪涌保护器应符合设计要求、并处于有效状态。
- 5) 各接地线应完好；各接地线标识标志应完好。
- 6) 接地电阻不应大于 4Ω 。

6.2.8 电缆

分布式光伏发电系统电缆的运行维护参照《电力电缆运行规程》(DL/T1253-2013) 的相关规定执行。

6.3 光伏发电系统数据采集、存储、处理、分析

6.3.1 光伏发电系统数据采集

分布式光伏发电系统应实时监测各关键设备的运行状态，确保基础数据的全面性、连续性和准确性。对于无人值守光伏发电系统，光伏发电系统运维组织应保证全天候不间断监控，以随时发现故障报警并及时修复。

6.3.2 监测系统定期检查及维修

应定期对下列问题进行检查，发现问题应及时修复：

- 1) 监控及数据传输系统的设备应保持外观完好，螺栓和密封件应齐全，操作键应接触良好，显示数字应清晰。
- 2) 各设备内部传感器、数据采集及发送装置应完好。
- 3) 超过使用年限的数据传输系统中的主要部件，应该及时更换。

6.3.3 监测系统定期测试

应定期对监测系统下列参数进行测试，并保证其符合使用要求：

- 1) 汇流箱数据。
- 2) 交直流配电柜数据。
- 3) 逆变器数据。
- 4) 环境监测站数据。
- 5) 电能计量表数据。

第七章 现场安全管理

7.1 人员安全管理

施工单位与运维服务单位应对进场人员进行两级安全教育，组织安排定期进行《安规》、《运规》《电力生产事故二十五项反措实施细则》、《安全生产法》的学习和考试，对未进行考试或考试不合格的人员不安排上岗，提高全员防范事故的意识，增强防范事故的能力，促进安全生产水平的提高。工作或作业场所的各项安全措施必须符合《电业安全工作规程》（GB26860-2011）和《电力建设安全工作规程》（DL5009.1-2014）；加大对相关员工的光伏防火灭火常识，自觉做好消防工作。开展经常性的消防业务训练，使其掌握扑灭被初期火灾和疏散人员的方法。

7.2 施工安全管理

施工单位在施工过程中应避免干扰正常办公，施工区域与办公场所应隔离，具体标准与应采取的措施需参考建筑施工安全管理规范。

7.3 重要区域禁入管理

实施单位应安排施工单位或运维服务单位针对光伏发电项目的光伏阵列区、高压配电房、箱变等涉及高压电源区域，应设立隔离围栏等防护装置，并在明显的位置设警示标

识，并保证人员有足够的时间注意它所表示的内容。项目的出入口区域应设立门禁，并通过门禁授权等方式管理进出人员。在光伏入口区域、危险区域等加装视频监控设备，实行7x24小时有效管理。

7.4 防火与防直流拉弧措施

- 1) 实施单位需确保安装有分布式光伏发电系统的建筑物在光伏发电相关区域的入口处安装识别标牌，同时定期开展消防检查，并敦促系统施工或运维服务单位定期对光伏系统的电气布线和发电设备进行测试，对于老化的电缆和设备及时维修或更换，应及时排除因光伏组件内部隐裂，树木、杂草或鸟粪等遮挡造成的组件热斑等隐性故障，保证系统安全运行，降低事故风险。
- 2) 运维服务单位应加强分布式光伏发电系统运行和维护，在维护过程中发现的问题要及时进行处理，发现线路接触不良和老化时要及时更换线路。
- 3) 实施单位应持续对员工进行包括对相关员工的光伏防火灭火常识的消防安全教育，使其掌握扑灭被初期火灾和疏散人员的方法，自觉做好消防工作。运维服务单位的运行和维护人员应具备相应的专业技能，开展经常性的消防业务训练。
- 4) 实施单位或委派的运维服务单位应加强消防设施的维护与保养，增加消防投入，配备足额的消防灭火器，结合光伏发电站特性，可在光伏发电站或无人值守电站设置火灾报警系统。同时要按国家规范的要求设置安装避雷装置，并在每年雷雨季节前测试一次，保证完好。
- 5) 实施单位或委派的运维服务单位应强化防火安全管理，制定健全的电站防火安全生产规章制度、责任制度，用电、用火制度，以及有效而完善的应急事故处理规程。建立与制定强有力的防火安全监督、巡检、制度，及时查出事故隐患，控制不安全因素。
- 6) 实施单位或委派的运维服务单位应正确掌握屋顶分布式光伏发电系统的火灾扑救方法，项目运维与现场工作人员应制定分布式光伏发电系统火灾应急救援预案，发生屋顶分布式光伏发电系统火灾时应首先通过各种手段准确判断着火地点，断开相应电源进行灭火，同时，现场人员应立即向运维值班人员汇报，立即启动分布式光伏发电项目火灾应急救援预案，拨打“119”请求消防人员支援。

7.5 防风，防雨，防灾害性天气措施

实施单位或委派的运维服务单位应结合实际情况制定应急预案，对各类事故应急工作高效、有序进行，全面提高应对各类事故的应急处置能力，最大限度地预防和减少各类事故造成的损失，保障电场安全、稳定运行。