

光伏整县试点推进提速 分布式光伏成长空间广阔

9月22日，浙江省发改委官网发布关于公开征求《浙江省整县（市、区）推进屋顶分布式光伏开发工作导则》意见的通知，各试点县（市、区）应按照当地“十四五”规划可再生能源发展目标确定分布式光伏建设目标。原则上各试点县（市、区）新增光伏装机规模不少于10万千瓦，分布式光伏发展程度较高的或屋顶资源较少的县（市、区）可酌情降低目标。自分布式光伏整县推进政策出台之后，已有浙江、河南、湖北、江苏、广东、陕西、安徽等22个省（区）提交了试点方案。

以下为原文

关于公开征求《浙江省整县（市、区）推进屋顶分布式光伏开发工作导则》意见的通知

为规范引导浙江省整县（市、区）推进屋顶分布式光伏开发试点工作安全、有序、高质量开展，省发展改革委（省能源局）组织浙江省光伏产业技术创新战略联盟、杭州市太阳能光伏产业协会、省电力公司等单位结合我省行业实际，依据国家现行标准，编制了《浙江省整县（市、区）推进屋顶分布式光伏开发工作导则》。现公开征求社会各界意见。征求意见的时间为2021年9月22日至9月30日。如有修改意见建议，请以信函、电子邮件等方式反馈至省能源局新能源处。

联系人：付韬；电话：0571-87051759；邮箱：futao.fgw@zj.gov.cn；地址：杭州市西湖区省府路8号，邮编：310007。

浙江省发展和改革委员会
2021年9月22日

浙江省整县（市、区）推进屋顶分布式光伏开发工作导则

1 范围

本指南规定了屋顶分布式光伏整县（市、区）推进应用实施相关的术语和定义、基本要求，从消纳要求、资源排摸评估、项目备案与并网申请、系统设计、建设安装、工程验收、运行维护等方面提出全过程实施指南。

本指南适用于本省整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点工作中涉及的既有建（构）筑物、新建建（构）筑物、畜（禽）舍等屋顶分布式光伏发电项目，全省屋顶分布式光伏开发工作参照执行。

2 引用文件

下列文件对于本指南的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本指南。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本指南。

GB 50292 民用建筑可靠性鉴定标准

GB/T 51368 建筑光伏系统应用技术标准

DB33/T 2004 既有建筑屋顶分布式光伏利用评估导则

DB33/T 2189 浙江省家庭屋顶光伏电源接入电网技术规范

JGJ/T 264 光伏建筑一体化系统运行与维护规范

T/HZPVA 001 屋顶分布式光伏发电项目验收规范

T/HZPVA 002 附加型工商业屋顶分布式光伏发电系统运行维护规程

T/HZPVA 003 附加型工商业屋顶分布式光伏发电系统安装规范

T/CECS 902 光伏组件屋面工程技术规程

T/ZZB 0227 工业建筑光伏一体化屋面发电系统

T/ZZB 0736 家庭屋顶并网光伏系统

浙江省家庭屋顶分布式光伏发电项目服务指南

既有民用建筑加装太阳能光伏系统设计导则

3基本要求

3.1总则

3.1.1分布式光伏整县（市、区）规模化开发应避免远距离、跨区域、跨电压送电，以就近消纳、就地平衡为主，应统筹规划，与开发区域内电网建设发展、用电负荷增长相协调，为缓解电力供需紧张和平抑当地电力负荷需求，服务于地方新型电力系统建设。

3.1.2分布式光伏发电项目备案、设计、安装、验收、运维除符合本指南要求外，还应符合国家、省及行业相关管理规定、设备标准、建筑工程规范和安全规范等要求。

3.1.3分布式光伏整县（市、区）推进应做好分布式光伏项目的发电效能提升管理，提升整体运维质量。

3.1.4分布式光伏建设应符合城乡总体规划，并与周边建筑物、景观等相协调，安全美观、有序发展。

3.1.5鼓励分布式光伏建设结合绿色生活创建行动，围绕节约型机关、绿色家庭、绿色学校、绿色社区、绿色出行、绿色商场、绿色建筑、绿色工厂、绿色园区等重点领域，并充分利用城市配套设施，开展“光伏+”多元化场景应用，促进绿色低碳的生产、生活环境建设。

3.1.6鼓励分布式光伏建设采用获得“浙江制造”认证和绿色建材产品认证的新技术、新工艺、新设备、新材料。

3.1.7分布式光伏建设应采用数字高效、全生命周期运维的管理模式，鼓励放开数据接口，建立信息共享平台，实现分布式光伏发电项目跨区域管理和数字化改革。

3.1.8分布式光伏发电项目应加强质量管理，并购买保险，以降低雷电等自然灾害造成电器损坏或损毁起火，以及各种恶劣天气造成的财产和人员等损失。

3.2总体目标

3.2.1各试点县（市、区）应按照当地“十四五”规划可再生能源发展目标确定分布式光伏建设目标。原则上各试点县（市、区）新增光伏装机规模不少于10万千瓦，分布式光伏发展程度较高的或屋顶资源较少的县（市、区）可酌情降低目标。累计光伏发电装机不应低于当地“十四五”电力规划最高负荷的15%。

3.2.2各试点县（市、区）的分布式光伏安装比例应达到下列要求：

1)现有建（构）筑物：党政机关办公用房建筑屋顶安装比例达到55%以上；车站、学校、医院等公共建筑屋顶安装比例达到45%以上；工商业建筑屋顶安装比例达到35%以上；特色小镇、开发区（园区）可利用的建筑屋顶安装比例达到60%以上；自来水厂（净水池除外）、污水处理厂等公共基础设施的大型构筑物（建筑物）上空安装比例达到90%以上。

2)新建建（构）筑物：新建工业厂房比例达到80%以上；新建民用建筑推广建筑一体化光伏发电系统，安装比例达到60%以上，其中未来社区安装比例达到80%以上；新建（改建）大型停车场地等公共基础设施安装比例达到100%左右。

3.2.3在确保群众利益的前提下，鼓励城市居民、农村户用屋顶安装屋顶光伏。鼓励设施农业、设施畜（禽）养殖业

等结合农牧业生产，在蓄（禽）舍的光伏开发利用。

3.2.4鼓励各地镇街、园区充分利用空地修建光伏停车场。

3.2.5鼓励商业建筑屋面做好“光伏+立体绿化”等绿色第五立面空间开发。

3.2.6鼓励交通运输部门牵头开展高速公路互通枢纽、服务区、收费站、隧道、边坡、城际铁路、工地工棚等场景的分布式光伏应用建设。

3.3企业资质要求

3.3.1分布式光伏发电项目相关的投资、设计、安装和运维等服务企业应在工商管理部门登记，具有独立法人资格，没有严重不良信誉和违法记录。

3.3.2分布式光伏发电项目相关的运维服务企业应在项目所在市本级或县（市）范围内有固定办公场所和售后服务网点，企业自身应有明确的服务流程。

3.3.3分布式光伏发电项目设计单位应取得《电力行业（新能源发电）设计资质乙级证书》及以上相关资质证书。

3.3.4分布式光伏发电项目安装单位应取得《安全生产许可证》、《电力工程施工总承包资质证书》或《机电工程施工总承包资质证书》或《承装（修、试）电力设施许可证》等相关资质证书或取得分布式光伏安装服务能力认证证书。

3.3.5分布式光伏发电项目运维单位应取得《安全生产许可证》、《承装（修、试）电力设施许可证》等相关资质证书或取得分布式光伏运维服务能力认证证书。

3.3.6分布式光伏设计、安装和运维企业应配备光伏发电领域的专职技术人员，应具备与服务内容相匹配的技术能力，鼓励人员参加由行业组织或专业机构组织开展的系列化技术培训。

3.3.7鼓励企业开展分布式光伏工程安装、运维服务能力认证，倡导获得服务能力认证证书的工程服务商优先参与分布式光伏整县推进试点项目建设。

3.4行业监管

3.4.1省能源局将建立浙江省可再生能源数字化管理服务平台，对全省可再生能源项目进行归口管理，主要涉及可再生能源项目规划、核准、开工、建设、并网、运行和交易等环节，实现可再生能源管理业务流程线上线下全贯通。平台定期发布各区域光伏发电项目的健康与能效水平排行榜，对于发电量异常的项目，可进行主动故障预警和运维提醒。原则上不建议各地新建同类可再生能源管理平台，已建平台要加快实现与省级平台的对接。

3.4.2鼓励推广供电部门“绿电碳效码”应用，基于该应用开展发电效能监测分析，由政府主导、企业搭台，畅通渠道，协助项目业主开展效能分析和运行分析，解决异常故障问题，构建光伏全生命周期运维服务保障体系，有效提升发电效率与低碳效能。

3.4.3全省可再生能源发电项目统一要求安装可再生能源边缘计算网关，实现电站监测、消纳管理、智慧运营等功能，自动核发绿色电力积分，支持可再生能源发电企业通过绿色电力积分交易获取合理收益。

3.4.4各试点县（市、区）在分布式光伏发电项目开发建设中应把握好自愿不强制、到位不越位、竞争不垄断等要求。

3.4.5各试点县（市、区）应结合自身发展情况，统筹旧城改造、美丽乡村、未来社区、招商引资、特色小镇等工作，合理安排工作计划、工作重点和建设时序，整体、有序推进分布式光伏示范试点工作。

3.4.6政府主管部门应在屋顶资源管理、项目招标、项目融资和并网、电费结算等方面加强统筹协调，并加强事中事后监管。鼓励成立第三方推进平台，通过市场竞争的方式，相对集中配置屋顶资源。

3.4.7鼓励以整镇、街（园）推进的方式，由各镇（街道）、开发区根据资源属性的特点，根据项目难度、获利水平分别打包，形成相对集中统一的包装项目，自主确定开发模式和投资合作对象。

3.4.8所有新建、扩建或改建的分布式光伏发电项目，应履行备案、设计、安装和验收程序，并接入浙江省可再生能源数字化管理服务平台。

3.4.9鼓励在分布式光伏发电项目施工前组织专家进行统一的设计审查，要求项目统一安排监理，并现场制作铭牌明确设计、安装和监理单位，项目安装结束后宜进行统一的验收。

3.4.10政府主管部门应每年组织至少2次分布式光伏安装和运维公益培训，组织企业学习安装、验收和运维等工程服务标准，做好当地分布式光伏安装和运维人才队伍建设。

3.4.11政府主管部门应每年组织至少2次项目安全抽查，发现有重大质量隐患问题或者发电效能差的项目，由政府主管部门责令整改，并把多次出现问题而不能整改到位的项目服务企业列入黑名单，纳入信用体系管理。

3.4.12项目存在违规违章建设问题，应由项目业主承担责任，并予以整改或者拆除。

3.4.13鼓励各地成立地方行业协会，建立专家智库，组织参与当地整县推进试点工作的投资商和工程服务企业开展行业自律，联合承诺有序开发、优势互补，杜绝恶性低价竞争，不以次充好、偷工减料，不以不合理的低价产品和服务损害电站业主、投资方和行业发展的利益。

3.5电网统筹管理

3.5.1供电公司应在当地发展改革部门的指导下，根据当地用电负荷峰值，计算所需的光伏消峰装机能力；分析当地不同区域、不同季节的用电特点，分析区域性用电供电不平衡问题所带来的光伏装机需求和微电网建设需求；根据当地电网接入能力，开展当地光伏发展能力分析。

3.5.2供电公司应密切配合各试点县（市、区），加强对配电网的升级改造，切实保障试点地区分布式光伏的大规模接入需求，确保大量分布式光伏并网后的安全稳定运行，进一步完善和优化分布式光伏接网管理办法，鼓励对户用分布式光伏整体打包代备案。

3.5.3分布式光伏接入前应取得电网的消纳意见和支持性文件，不应超出电网设备承载能力，保障电网安全稳定运行。

3.5.4供电公司应加强电力系统消纳能力分析，按年统计电网可开放容量，报县（区）能源主管部门备案后，可在辖区供电营业厅对外公布，公布内容应包含公用变电站、线路、台区剩余可接入的容量。

3.5.56000kW装机容量以内分布式光伏原则上优先采用多点低压并网方式，并网接入变压器容量的比例通常不应高于80%，鼓励供电公司开展技术和管理创新，提升接入容量比例。

4资源评估指南

4.1基本要求

4.1.1分布式光伏发电项目应在供电公司公布的可开放容量区域内安装，符合本区域分布式光伏规划布局，鼓励企业通过建设源网荷储分布式光伏电站拓展消纳空间。

4.1.2分布式光伏发电项目所依托的建筑物应具有合法合规性，严禁依附违章建筑物建设；户用分布式光伏依托的住宅应具有房产证、村委会或居委会出具的房屋证明。

4.1.3分布式光伏发电项目所依托的构筑物，应提供用地合规性证明。

4.1.4分布式光伏发电项目开发单位应对分布式光伏发电项目所依托的建筑进行勘察，依据DB33/T 2004开展结构功能性评估和能力需求匹配评估。

4.1.5 分布式光伏发电项目开发单位应做好项目基本信息采集，对既有建筑屋顶在分布式光伏开发过程中的前期可利用性评估，可通过填写附录A《既有建筑屋顶资源光伏利用摸排信息登记表》收集整理获得。

4.1.6 在完成初步评估的基础上，分布式光伏发电项目开发单位应前往现场进行屋面情况勘察，对于建筑布局、光照遮挡情况、钢结构屋面锈蚀情况等在前期摸排中未体现的要素进行检查；实际屋顶资源的可利用性，应由有资质的设计单位进行屋面承载计算复核，并对接入方案设计、用电负荷评估、项目经济核算等方面进行全面计算后确定。

4.1.7 在完成勘察评估后，分布式光伏发电项目开发单位应形成《项目策划方案及可行性说明》，其内容应包括但不限于：

1) 设计方案：装机容量、发电年限、并网电压等级、并网点位置、屋顶排布图、走线图、逆变器和配电箱安装位置示意图；

2) 设备选型，提供组件、逆变器、支架、配电箱、电缆等主要材料的厂家、型号、规格、材质等；

3) 收益测算，根据组件朝向、倾角和受遮挡情况，进行发电量测算和投资收益测算；

4) 项目承诺，项目使用年限内的服务内容和流程。

4.2 结构功能性评估要求

4.2.1 分布式光伏发电项目开发单位应参照现行地方标准DB33/T 2004对既有建筑物的已使用寿命、屋顶类型、结构设计、结构材料和结构耐久性、安装部位的构造及强度等进行检查。

4.2.2 分布式光伏发电项目开发单位应对建筑屋顶进行荷载分析和验算，充分考虑防风、防台和安全承载等因素，并据此评估房屋结构及承重后的安全性和可靠性。

4.2.3 在项目勘察时发现以下情况，屋顶不宜安装或者应减少安装面积：

1) 使用寿命已经超过25年的老旧小区建筑；

2) 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；

5) 屋面或周边存在大量粉尘、热量和腐蚀气体影响的建筑；

6) 生产的火灾危险性分类为甲类、乙类的建筑。

4.3 能力需求匹配评估要求

4.3.1 分布式光伏发电项目开发单位应参照DB33/T 2004对建筑屋顶可利用面积、日间用电量和变压器容量进行分析测算，充分考虑光伏发电能力与建筑用电需求的匹配值，以评估用户单位对光伏电力的消纳能力。

4.3.2 分布式光伏发电项目开发单位应检查建筑进线线径，并对是否能够承载光伏发电系统装机量峰值工作电流进行检查测算。

4.3.3 经评估后的建筑屋顶可利用面积和用户单位用电能力应按照下列等级选择消纳方式：

1) 屋顶可利用面积都可用来安装分布式光伏发电系统，并被用户单位就地消纳，建议采用“全部自用”的消纳方式；

2) 屋顶可利用面积都可用来安装分布式光伏发电系统，且一半以上的光伏电力可被用户消纳，建议采用“自发自用

、余量上网”的消纳方式；

3)用户单位用电能力较弱，则应考虑采用“全额上网”的消纳方式。

5项目并网和备案指南

5.1基本要求

5.1.1工商业分布式光伏发电项目建设前应履行项目备案手续，并取得备案证明。应由项目业主自行在浙江政务服务网通过属地发展改革部门办理备案。

5.1.2分布式光伏发电项目业主须对填报的光伏备案材料真实性负责，不得弄虚作假，一经发现撤销备案。

5.1.3户用分布式光伏发电项目应由属地供电公司按月向县（区、市）发展改革部门代理集中报备。

5.2电网接入

5.2.1分布式电源并网电压等级可根据装机容量进行初步选择，参考标准如表1所示。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。若高低两级电压均具备接入条件，优先采用低电压等级接入。

表1 不同规模接入电压等级参考表

项目规模	接入电压等级
8kW	220V
8~400kW	380V
400~6000kW	10kV
5000~30000kW	35kV

5.2.2分布式光伏接入电网应参照供电公司公布的分布式光伏并网服务流程。

5.2.3分布式光伏发电项目接入电网申请的资料清单应包含但不限于下列信息：

- 1)企业营业执照（复印件）；
- 2)企业开票信息（复印件）；
- 3)企业法人身份证及委托书（复印件）；
- 4)企业房产证明及土地证明（或不动产证明）（复印件）；
- 5)分布式电源并网申请表（原件）；
- 6)联系人资料表（原件）。

5.3项目备案

5.3.1工商业分布式光伏发电项目申请备案前应获得供电公司接入电网初步意见函。

5.3.2工商业分布式光伏发电项目业主应在浙江政务服务网注册单位账号，登陆并通过地方发展改革局进行备案申请，应按照系统要求填写项目基本信息并上传项目资料。

5.3.3工商业分布式光伏发电项目备案申请的资料清单应包含但不限于下列信息：

- 1)项目实施方案（包括企业基本情况、建设规模、建设方案、投资效益等）；
- 2)企业营业执照、法人身份证复印件；
- 3)项目备案证明复印件加盖企业公章；
- 4)供电公司出具的接入电网初步意见函；
- 5)光伏发电平价上网项目信息表；
- 6)光伏发电项目平价上网和预期并网承诺书；
- 7)房屋产权证明复印件加盖企业公章（房产证、土地证，若屋顶属于租赁性质还应提供租赁合同或协议）。

5.3.4如工商业分布式光伏发电项目业主、装机容量、消纳方式等发生变更，应按照地方发展改革局的要求申请项目变更，并在供电公司办理相关变更业务。

6系统设计指南

6.1基本要求

6.1.1分布式光伏发电项目的设计应符合现行国家标准GB/T 51368和现行地方标准DB/33 1106的有关要求。

6.1.2分布式光伏发电项目的设计应综合考虑建筑屋顶的光照条件、建筑结构、使用功能、电网条件、负荷性质和系统运行维护等因素，以“宜建尽建”为原则，满足客户需求。

6.1.3项目设计运行年限应不低于25年。

6.1.4分布式光伏发电项目的设计应考虑光伏组件安装和逆变器的合理配比，以并网逆变器容量核定光伏电站装机容量。

6.1.5光伏系统输配电和控制用缆线应与其他管线统筹安排，安全、隐蔽、集中布置。

6.1.6在人员有可能接触或接近光伏系统的位置，应设置防触电警示标识。

6.1.7并网光伏系统应具有相应的并网保护功能，并应安装必要的计量装置。

6.2产品选型

6.2.1光伏系统设备和材料应符合国家现行标准的有关规定和建筑安全规定，鼓励选用符合“品字标”浙江制造高质量要求的设备和材料。

6.2.2在综合考虑发电效率、发电量、电气和结构安全、适用、美观的前提下，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。

6.2.3屋面一体化光伏发电系统采用的防水材料及配套材料除应符合各个构造层的要求外，尚应满足防火及环保的要求，原则上构成屋面的所有材料均为阻燃及其以上标准。

6.2.4光伏系统的支架及其支撑件应具有足够的强度和刚度及抗腐蚀能力，并与主体结构有可靠的连接和锚固。斜屋顶支架宜采用铝合金材料，平屋顶支架构件宜采用钢材，碳素结构钢和低合金高强度结构钢应采取有效的防腐措施。

6.2.5光伏支架、支撑金属件及其连接点，应具有承受系统自重、风荷载、雪荷载、检修荷载和抗震能力。

6.2.6分布式光伏户外电缆应具有防水、防紫外线性能，室内电缆不低于本建筑物室内电缆选型要求。

6.2.7逆变器应按照型式、容量、相数、频率、冷却方式、功率因数、过载能力、温升、效率，输入输出电压、最大功率点跟踪、保护和监测功能、通讯接口、防护等级等技术条件进行选择。

6.2.8汇流箱应根据使用环境、绝缘水平、防护等级、额定电压、输入输出回路数、输入输出额定电流、使用温度、安装方式及工艺等技术参数进行选择。汇流箱输入回路应具有防反功能并设置防逆流措施。

6.2.9交/直流配电柜（箱）应按使用环境、柜体形式、安装方式、电压等级、绝缘等级、防护等级、输入输出回路数、输入输出额定电流等参数选择。

6.2.10光伏系统防雷装置使用材料应根据建筑防雷等级要求、现场土壤条件和气候条件进行选择。

6.2.11自来水厂、污水处理厂等公共基础设施分布式光伏项目鼓励采用防腐蚀性较高的双玻光伏组件和支架。

6.2.12商业建筑分布式光伏发电项目鼓励采用性能稳定的微型逆变器、组件优化器或快速关闭装置。

6.2.13城市区域的屋顶分布式光伏发电项目鼓励采用导流板等轻型光伏支架系统。

6.2.14户用分布式光伏发电项目鼓励采用光伏瓦。

6.3系统设计

6.3.1系统设计应符合如下安全性要求：

- 1)应综合考虑防雷接地措施及接地电阻要求，接地电阻应符合防雷设计标准；
- 2)应根据勘察评估数据进行房屋等级分类，验证项目可行性和结构安全性；
- 3)新建工业厂房屋面一体化光伏发电系统荷载设计应不低于 $20\text{kg}/\text{m}^2$ ；采用轻质组件安装方案的，以荷载计算为准；
- 4)建筑为坡屋面结构时，光伏组件安装最高高度与屋面距离不应超过 30cm ；建筑为平屋面结构时，光伏组件安装最高高度与屋面距离不应超过 1.5m ；
- 5)光伏组件和构件的金属外框应可靠接地，金属构件应与建筑物防雷接地系统联结，联结点不得少于两处；
- 6)逆变器安装地点应通风条件良好，尽量避免雨淋及阳光直射。

6.3.2项目设计应符合如下美观性要求：

- 1)光伏组件应按集中优先、整齐对称、色调和谐、美观统一的原则进行布置；
- 2)主入口、重要集散广场及景观节点等区域的建筑屋顶加装光伏发电系统时，应严控安装的形式与色调，并做加装后效果视线影响分析。宜采用光伏组件满铺或瓦型光伏组件、黑灰色系光伏组件等；
- 3)建筑屋顶为坡屋面的，光伏板应与建筑屋面平行且有机结合，不得超出屋面外沿，光伏板最高点不得高过屋脊；
- 4)平屋面安装光伏发电系统时，应利用女儿墙等建筑构件对光伏组件进行适当围挡，保证建筑主体美观；
- 5)应根据建筑屋面现状与安装光伏组件的数量进行屋面布置的深化设计：应在施工图上组件排布要体现尺寸，同时体现组件与建筑边沿，组件之间，组件与障碍物之间的尺寸，应进行电气线路图及电气原理图的设计，保证建筑主体美观。

7建设安装指南

7.1基本要求

7.1.1 工商业分布式光伏发电项目的安装应符合现行国家标准GB/T 51368和现行团体标准T/HZPVA 003的有关要求。

7.1.2 户用分布式光伏发电项目宜参照“品字标”浙江制造标准T/ZZB 0736进行安装。

7.1.3 分布式光伏发电项目的安装应充分考虑消防、结构安全、综合管线、维修、排水、防雷接地等方面的技术要求，不得与相关技术规范要求相违背，严格按照设计方案要求。

7.1.4 分布式光伏发电安装企业应为施工人员购买施工保险。

7.1.5 安装光伏系统的建筑主体结构应完成验收。

7.1.6 分布式光伏发电项目安装前应具备下列条件：

- 1) 建设单位应取得相关的施工许可文件；
- 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、计量器具等应报监理单位或建设单位审查完毕；
- 4) 施工图应通过会审、设计交底应完成，施工组织设计方案应已编审完毕；
- 5) 工程定位测量基准应确立。

7.1.7 光伏系统施工前应结合工程自身特点制定施工安全、职业健康管理方案和应急预案。

7.2 施工管理

7.2.1 应对施工中所使用的设备与原材料做好进场检验记录，确保与合同所附的设备材料清单一致。材料发生变更的，应由项目业主签字确认。

7.2.2 应严格按照合同约定的期限做好项目现场的施工组织和管理，主要包括现场施工的人员配置、材料准备及施工质量、成本、进度、安全与环境的管理。

7.2.3 应做好现场施工各阶段的安全防护措施，保持施工现场的清洁和道路畅通，确保消防措施落实，满足区域工程施工管理相关规定。

7.2.4 应在现场施工过程中保障屋顶业主和施工人员安全，项目施工过程中应符合如下要求：

- 1) 施工人员应佩戴保险绳、防滑鞋和安全帽；
- 2) 施工人员严禁在雨雪、大风天气进行施工作业；
- 3) 施工人员在酷暑天气施工应做好防暑措施；
- 4) 施工人员应携带安装图纸，并严格按照设计方案进行施工；
- 5) 施工区域应设立安全警戒，吊装区域应有专人警戒；
- 6) 施工人员应对光伏组件轻拿轻放，施工过程中严禁在组件上踩踏，严禁野蛮施工；
- 7) 施工人员应使用专业安装工具，其中对于光伏连接器应用专业工具进行安装；
- 8) 施工人员施工时应小心保护屋面，结束后，施工人员应检查瓦片是否有破损等情况，并对瓦片和挂片连接的稳固性进行检查；

9)施工人员应文明施工，施工结束后应清理场地垃圾；

10)项目应预留维修通道，确保光伏组件清洗、系统运维和检修的通畅。

7.3 土建工程

7.3.1 光伏系统支架连接部件的安装施工不应降低屋面的防水性能。施工损坏的屋面原有防水层应进行修复或重新进行防水处理。

7.3.2 支架安装应符合下列要求：

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) 支架安装过程不应破坏防腐涂层；

3) 支架安装过程不应气割扩孔，热镀锌钢构件，不宜现场切割、开孔。

7.3.3 现场宜采用机械连接的安装方式。当采用焊接工艺时，焊接工艺应符合下列要求：

1) 现场焊接应对影响范围内的型材和光伏组件采取保护措施；

2) 焊接完毕后应对焊缝质量进行检查；

3) 焊接表面应按设计要求进行防腐处理。

7.4 电气安装

7.4.1 电气设备安装时，应对设备进行编号；电缆及线路接引完毕后，应对线路进行标识，各类预留孔洞及电缆洞口应进行防火封堵。

7.4.2 汇流箱的安装应符合下列要求：

1) 汇流箱进线端和出线端与汇流箱接地端应进行绝缘测试；

2) 汇流箱内元器件应完好，连接线应无松动；

3) 汇流箱中的开关应处于分断状态，熔断器熔丝不应放入；

4) 汇流箱内光伏组件串的电缆接引前，光伏组件侧和逆变器侧应有明显断开点；

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

7.4.3 逆变器的安装应符合下列要求：

1) 应检查待安装逆变器的外观、型号、规格；

2) 逆变器柜体应进行接地，单列柜与接地扁钢之间应至少选取两点进行连接；

3) 逆变器交流侧和直流侧电缆接线前应检查电缆绝缘，校对电缆相序和极性；

4) 集中式逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流箱侧有明显断开点。

7.4.4 防雷、接地施工应符合下列要求：

- 1) 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与边框可靠接地，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。

7.5系统调试

7.5.1项目安装完成后，施工队应按合同约定的相关标准和规范进行系统自检。

7.5.2项目自检结束后，应由施工队进行项目调试，调试应包括光伏组件串、汇流箱、逆变器、配电柜、二次系统、储能系统等设备调试及光伏发电系统的联合调试。

7.5.3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。

7.5.4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。

7.5.5光伏系统并网投运应符合国家现行标准的有关规定。

8项目验收指南

8.1基本要求

8.1.1应对分布式光伏发电项目分别履行工程验收和并网验收程序。

8.1.2分布式光伏发电项目的工程验收应符合现行团体标准T/HZPVA 001的有关要求，所有验收应做好记录，立卷归档。

8.2验收组织程序

8.2.1原则上由项目业主自行组织验收，项目总承包单位配合，验收小组负责执行。

8.2.2项目单位的组成应符合下列要求：

1)对于装机容量50kWp及以上的工商业项目，应有项目投资方、设计方、施工方、监理方、运维方和屋顶业主单位派代表或委托人参加；

2)对于户用项目和装机容量50kWp以下的非户用项目，应有项目投资方、实施方和屋顶业主派代表或委托人参加。

8.2.3验收专家组的组成应符合下列要求：

1)应至少包含三名成员，原则上应邀请供电公司参加；

2)成员宜涵盖光伏系统、电气及接入、土建安装和运维等领域，与验收项目有关联的专家（涉及设计、施工和监理等）应回避；

3)验收组长应由专家组成员共同选出，负责主持项目验收。

8.2.4验收专家组听取项目单位的项目汇报，检查项目是否符合前置要求，对项目进行实地检查及资料审查，针对验收中存在的问题与项目单位逐一确认和质询后，形成书面验收意见。装机容量50kWp以下的工商业项目参照户用项目验收。

8.2.5实地检查和资料审查中，验收专家组应对所有必查项逐条检查，如不符合相应要求，则本次验收不合格，并提出整改意见。

8.2.6实地检查和资料审查中，验收专家组如发现不符合相应要求的备查项，应在验收结论中明确列出，并提出整改意见。

8.2.7实地检查和资料审查中，验收专家组如发现实施到位符合要求的加分项，应在验收结论中明确列出，并给出特色说明。

8.2.8书面验收意见应由验收专家组全体成员签字（参考附录B）。

8.3工商业项目验收

8.3.1项目现场应有清晰的项目工程铭牌,应标明项目名称、投资单位、设计单位、施工单位、监理单位和并网时间。

8.3.2验收专家组应对项目的土建与屋面部分、电气设备房与地面部分逐项进行外观检查和安装检查，检查项目表可参照附录C。

8.3.3项目的资料审查项目参见表2。

表2 工商业分布式光伏项目资料审查表

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栏表	√	√	信息清晰、完整。
	2	项目建设总结报告	√	√	完整性（项目概况、备案、设计、施工和监理、财务分析和累计发电量等）
	3	项目备案文件	√	√	真实、完整，与项目实际一致。
	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应都符合要求。
	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	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。

表2 工商业分布式光伏项目资料审查表（续）

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	7	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）/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），原房屋（建构筑物）不满足荷载安全要求的，需提供加固图纸。	√	√	由原设计单位或建筑甲级设计资质、工程设计综合甲级资质的单位提供。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。	
	8	设计单位施工图纸、可行性研究报告、营业执照及单位资质证书	√	√	应具备住建部门颁发的《电力行业（新能源发电）设计资质乙级证书》或《工程设计综合甲级资质证书》或《电力行业设计甲级资质证书》。	
	9	施工单位总结报告、营业执照及单位资质证书	√	√	应具备住建部门颁发的《电力工程施工总承包资质证书》或《机电安装工程施工专业资质证书》或电监会/能源局颁发的《承装（修、试）电力设施许可证》。	
	10	监理单位总结报告和质量评估报告、营业执照及单位资质证书	√	√	装机容量为 400kWp 及以上的项目应有监理单位。应具备住建部门颁发的《电力工程监理资质证书》、《机电安装工程监理资质证书》、《房屋建筑工程监理资质证书》或《工程监理综合资质证书》。	
	11	如采用结构胶粘接地脚螺栓，需提供拉拔试验的正式试验报告，及耐老化检测报告。	√	√	测试数据应符合设计要求。	
	12	运行维护及其安全管理制度	√	√	清晰完整。	
	13	运维人员接受培训记录	√	√	需组织过专业人员培训。	
	14	接地电阻检测报告	√	√	建设单位提供，符合设计要求。	
	15	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必须一致： 1、组件、逆变器、光伏连接器、光伏专用直流电缆；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，光伏连接器需出具规格书或样本册，需满足 IP67 防护等级； 2、断路器和电缆低压设备：CCC 认证； 3、汇流箱、变压器、箱变、采集器、铜铝过渡接头；应提供有资质的第三方检测机构出具的型式试验报告和出厂试验报告。	
	16	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。	
	17	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。	
	备查项	1	设计交底及变更记录	√	√	建设单位提供。
		2	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，施工单位自行检查评定合格，监理验收合格。

表 2 非户用屋顶分布式光伏发电项目资料审查表（续）

类型	序号	验收资料	380V 及以下并网	10kV 及以上并网	资料要求
备查项	3	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，监理验收合格。
	4	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，监理单位验收合格。
	5	监理质量、安全通知单、周会议纪要		√	完整齐备，监理单位提供。
	6	项目运行人员专业资质证书		√	1、由安监局颁发的特种作业操作证书（高压电工证书及低压电工证书）； 2、由能源局颁发的电工进网作业许可证； 3、由劳动局颁发的电工职业资格证书（单独持此证不能从事电工工作）。
	7	若委托第三方管理，提供项目管理方资料（营业执照、税务登记证、委托代管协议）	√	√	合法注册。
加分项	8	组件厂家 10 年功率和 25 年功率衰减质保书、逆变器厂家 5 年功率质保书	√	√	承诺多晶硅电池组件和单晶硅电池组件的光电转换效率分别不低于 18% 和 19.5%；硅基、铜铟镓硒（CIGS）、碲化镉（CdTe）及其他薄膜电池组件的光电转换效率分别不低于 8%、13%、12% 和 10%；多晶硅、单晶硅和薄膜电池组件自项目投产运行之日起，一年内衰减率分别不高于 2.5%、3% 和 5%，之后每年衰减率不高于 0.7%，项目全生命周期内衰减率不高于 20%。
	1	支架拉拔力测试报告	√	√	第三方检测机构提供。
	2	电能质量监测记录或检测报告	√	√	第三方检测机构提供。
	3	逆变器或汇流箱拉弧检测报告	√	√	厂家提供。
	4	电站综合发电效率（PR）测试报告	√	√	第三方检测机构提供。
	5	组件抗 PID 性能检测报告（或采用 PID-free 组件的证明）	√	√	第三方检测机构提供。
	6	抽样组件第三方 EL 测试报告	√	√	第三方检测机构提供。
	7	抽样组件耐老化检测报告	√	√	第三方检测机构提供。
	8	组件回收协议	√	√	组件厂家提供。
	9	关键结构件的第三方检测报告	√	√	第三方检测机构提供。
10	直流光伏连接器耐盐雾及耐氨第三方测试报告	√	√	第三方检测机构提供。	

8.4 户用项目验收

8.4.1 安装方式应与竣工图纸一致。坡屋顶应用项目，原则上应选用光照条件良好的屋面，并采用坡面安装。如采用其它安装形式，应提供设计说明以及安全性计算书。

8.4.2应对项目现场的光伏组件与方阵、光伏支架、电气设备、防雷与接地等逐项进行外观和安装检查，检查项目表可参照附录D。

8.4.3项目的资料审查项目参见表3。

表3 户用分布式光伏项目资料审查表

类型	序号	验收要求	资料要求
必查项	1	项目验收申请及项目信息一栏表	信息清晰、完整
	2	设计图纸（原理图、平面图）	由建设单位提供，并与项目实际一致。
	3	主要设备信息表	由建设单位提供，列明所使用的组件、逆变器、支架、电缆、电表箱、配电箱的厂家、型号和主要参数。
	4	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（通常为CQC、金太阳、TUV、UL、CCC或领跑者认证报告）； 2、电缆、电气开关、成套配电箱：CCC认证； 3、光伏专用直流电缆：CQC、TUV或UL认证报告。
	5	电网验收意见	通过电网验收
	6	光伏电站接地电阻测试记录表	由建设单位提供，符合设计要求
	7	建设工程竣工表和验收报告	由EPC单位或施工单位提供
备查项	1	接入系统方案确认单（含备案资料）	由国家电网出具
加分项	1	拉弧检测记录单	由逆变器设备厂家提供
	2	组件检测报告（抽检）	由建设单位提供
	3	施工单位资质	由建设单位提供

8.5并网验收

8.5.1在分布式光伏发电项目通过工程验收后，项目业主应向属地供电公司提出并网验收和调试申请。

8.5.2分布式光伏发电项目并网验收申请的资料清单应包含但不限于下列信息：

- 1)施工单位资质（承装（修、试）电力设施许可证，建筑企业资质证书，安全生产许可证）（复印件）；
- 2)分布式电源并网调试和验收申请表（原件）；
- 3)授权委托书（原件）；
- 4)主要设备技术参数、型式认证报告或质检证书，包括发电、逆变、变电、断路器、刀闸等设备；
- 5)并网前单位工程调试报告（记录）；

6)并网前单位工程验收报告（记录）；

7)并网前设备电气试验、继电保护整定、通信联调、电能量信息采集调试记录。

8.5.3供电公司受理并网验收和调试申请后，安装关口电能计量装置、签订购售电合同与完成并网验收及调试。

8.5.4对验收与调试合格且合同已签订的项目，可直接转入并网运行。

9运行维护指南

9.1基本要求

9.1.1工商业分布式光伏发电项目的运行维护应符合现行团体标准T/HZPVA 002的有关要求。

9.1.2户用分布式光伏发电项目宜参照“品字标”浙江制造标准T/ZZB 0736进行运行维护。

9.1.3项目生产准备中，项目公司应完成相关资料的移交，物资管理、安健环管理、生产技术准备等工作符合相关要求。

9.1.4分布式光伏发电项目运维企业应做好项目的档案管理、运行记录管理和巡检维护管理等台账管理工作。

9.1.5项目运维人员在交接班过程中应规范交班准备、接班准备工作。

9.1.6项目运维人员应符合上岗条件，定期接受培训，并在运行维护检查中应遵守相关的操作规定。

9.1.7在开展项目的巡回检查工作时，运维人员应佩戴必备的安全防护装备，携带必要的工、器具，并保证巡检周期的最低要求，形成相应的巡检记录表。

9.1.8在开展光伏组件清洗过程中，应规范清洗要求、符合验收标准。

9.1.9鼓励采用集中式运行维护，鼓励应用互联网技术、机器人技术、无人机技术及视频监控技术等运维新技术。

9.2工商业项目运维

9.2.1对光伏组件、光伏支架的巡检周期应不低于每季度一次，对光伏方阵、防雷与接地系统、配电线路的巡检周期应不低于每半年一次，对汇流箱、配电柜、逆变器、变压器等电气设备的巡检周期应不低于每年一次。

9.2.2开展项目的巡视检查工作时，运维人员应遵守有关规章制度，按照设定的巡检通道进行巡回检查。

9.2.3巡检时，应根据设备具体情况、特点和安全的要求，认真仔细地检查设备，并带电笔、手电筒、测温仪等检查用具，以保证检查质量。

9.2.4巡检中发现的设备缺陷，应采取必要的安全措施，并及时向上级汇报。

9.2.5巡检完成后应将开关柜、保护屏、端子箱、控制盘等的柜门关好。

9.2.6后台监控系统发现明显缺陷或疑似异常情况时应立即安排人员就地巡检，消除设备隐患。

9.2.7运行维护检查应涉及到光伏发电系统的光伏支架、光伏组件、直流汇流箱、直流配电柜、交流汇流箱、交流配电柜、集中式逆变器、组串式逆变器、变压器、电力电缆、继电保护及自动装置、无功补偿装置、开关站设备、通讯监控系统等设备。项目主要设备的巡检要求参见附录E。

9.3户用项目运维

9.3.1运维服务企业家庭屋顶并网光伏系统的巡检周期应不低于每年一次。

9.3.2运维服务企业应定期对业主进行运维知识的培训并保持记录。

9.3.3如户用光伏系统出现重大故障或安全隐患，应及时停止系统运转并记录，应及时向上一级汇报。

9.3.4户用分布式光伏发电项目的巡检记录表可参照附录F。

9.3.5鼓励运维服务企业开展孤儿电站公益巡检活动，为无人管理的户用分布式光伏发电项目业主提供运维服务。

9.4故障处理和响应速度

9.4.1运维服务企业应配置相应专业技术人员，并向项目业主承诺响应速度。

9.4.2运维期内需现场应急故障处理的项目，运维服务企业应为项目业主提供全天24小时的热线服务及紧急联络人信息服务。

9.4.3运维服务企业的响应时间要求不应超过1小时，现场服务不应超过24小时，紧急现场服务不应超过8小时。

9.4.4项目业主反馈设备损坏或故障等情况，运维服务企业经确认后应在2个工作日内安排运维人员上门对项目予以检测和维保工作。

9.5电量监控和主动运维

9.5.1运维服务企业应对分布式光伏发电项目实施远程监控，为项目业主开放远程运行监控权限。

9.5.2监控系统应能实现在线发电量监测与动态分析。

9.5.3除电量监控以外，应提供故障报警处理的主动运维服务。当建筑供电停电后，应及时告知项目业主停电对项目发电的影响，还应远程监控电量异常情况，及时主动告知其停电后发电量异常情况。

9.5.4宜提供发电量主动提醒、故障排除主动提醒、补贴发放主动提醒以及贷款模式下对项目业主的还贷时间主动提醒。

9.5.5宜根据发电量变动情况，在需要时安排必要的清洗。

9.6质量保障

9.6.1所有设备材料的质保期应从并网运行之日起算。

9.6.2原则上光伏发电系统的质保期不应低于3年。

9.6.3光伏组件质保不应低于10年，功率有限质保不应低于25年；并网逆变器质保不应低于10年；线缆、配电箱的质保不应低于3年。

9.7投诉和争议处理

9.7.1运维服务企业应按照服务合同约定设立服务热线，并公布接受投诉的渠道和方式。

9.7.2运维服务企业应建立投诉管理制度，规范投诉处理流程。建立健全项目业主投诉处理规定，至少包括：投诉处理范围、处理责任部门及其职责、投诉处理流程、投诉处理期限和结果。

运维服务企业当发生项目业主投诉后，应在24小时内主动与项目业主取得联系，并在3个工作日内予以处理，与项目业主另行商定处理时除外。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/173805.html>