

河北省能源局

关于印发《屋顶分布式光伏建设 指导规范（试行）》的通知

各市（含定州、辛集市）发展改革委（局）、张家口市能源局、雄安新区改发局，国网河北省电力有限公司、国网冀北电力有限公司：

为促进全省屋顶分布式光伏发电健康有序发展，现将《屋顶分布式光伏建设指导规范（试行）》（见附件）印发给你们，请参照执行。

附件：屋顶分布式光伏建设指导规范（试行）



附件：

屋顶分布式光伏建设指导规范（试行）

目 次

1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	2
4 总则.....	3
5 职责分工.....	4
6 规划要求.....	6
7 项目立项.....	6
8 本体设计.....	7
9 接网设计.....	11
10 工程建设.....	15
11 并网调试.....	19
12 工程验收.....	19
13 调控与保护.....	19
14 运行维护.....	23
15 交易结算.....	24
16 用电监察.....	25
17 项目评价.....	25

屋顶分布式光伏建设指导规范（试行）

1 范围

为服务和保障国家“碳达峰、碳中和”目标实现，加快能源绿色低碳转型，规范屋顶分布式光伏建设行为，促进河北省屋顶分布式光伏安全、有序、高质量发展，保障人身、设备、电网安全，依据现行国家标准，制定本规范。

本规范规定了屋顶分布式光伏项目工作流程、规划要求、项目立项、本体设计、接网设计、工程建设、并网调试、工程验收、调控与保护、运行维护、交易结算、用电监察、项目评价等应遵循的基本要求。本规范所提到的屋顶分布式光伏项目主要指利用工业园区、企业厂房、物流仓储基地、公共建筑、交通设施和居民住宅等建筑物屋顶建设的分布式光伏发电项目。

本规范适用于接入 35 千伏及以下电压等级的屋顶分布式光伏建设。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB 50054 低压配电设计规范
- GB 50057 建筑物防雷设计规范
- GB 50172 电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范
- GB 50173 电气装置安装工程66kV及以下架空电力线路施工及验收规范
- GB 50217 电力工程电缆设计标准
- GB 50303 建筑物电气工程施工质量验收规范
- GB 50368 住宅建筑规范
- GB 50601 建筑物防雷工程施工与质量验收规范
- GB 50794 光伏发电站施工规范
- GB 50797 光伏发电站设计规范
- GB 51048 电化学储能电站设计规范
- GB 51101 太阳能发电站支架基础技术规范
- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 16935.1 低压系统内设备的绝缘配合 第1部分：原理、要求和试验
- GB/T 19939 光伏系统并网技术要求
- GB/T 21697 低压电力线路和电子设备系统的雷电过电压绝缘配合
- GB/T 29319 光伏发电系统接入配电网技术规定
- GB/T 32512 光伏发电站防雷技术要求
- GB/T 33592 分布式电源并网运行控制规范
- GB/T 33593 分布式电源并网技术要求
- GB/T 34936 光伏发电站汇流箱技术要求
- GB/T 36558 电力系统电化学储能系统通用技术条件
- GB/T 37408 光伏发电并网逆变器技术要求

GB/T 37409 光伏发电并网逆变器检测技术要求
GB/T 37655 光伏与建筑一体化发电系统验收规范
GB/T 38946 分布式光伏发电系统集中运维技术
GB/T 50065 交流电气装置的接地设计规范
GB/T 50796 光伏发电工程验收规范
GB/T 51338 分布式电源并网工程调试与验收标准
GB/T 51368 建筑光伏系统应用技术标准
GB/Z 35043 光伏产业项目运营管理规范
NB/T 32004 光伏并网逆变器技术规范
NB/T 32015 分布式电源接入配电网技术规定
NB/T 42073 光伏发电系统用电缆
DL/T 620 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
DL/T 1917 电力用户业扩报装技术规划
DL/T 5222 导体和电器选择设计技术规定
DL/T 5542 配电网规划设计规程
DL/T 5729 配电网规划设计技术导则
JGJ 16 民用建筑电气设计规范
JGJ 242 住宅建筑电气设计规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1 分布式光伏发电系统 distributed photovoltaic (PV) generation system

利用光伏电池的光生伏特效应，将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统，并接入 35 千伏及以下电压等级电网、位于用户附近，在 35 千伏及以下电压等级就地消纳为主的发电系统。

3.2 屋顶分布式光伏 distributed rooftop photovoltaic generation system

附加安装在建筑物屋顶的并网分布式光伏发电系统。

3.3 光伏组件 PV module

具有封装及内部联结的、能单独提供直流电流输出的、最小不可分割的太阳电池组合装置。

3.4 光伏方阵 PV array

与光伏组件组合在一起，维护更换光伏组件时不影响建筑功能的建筑构件，或直接作为建筑构件的光伏组件。

3.5 逆变器 inverter

将直流电变换成交流电的设备。

3.6 储能装置 energy storage device

储存电能或其他能源的装置。

3.7 电网承载力 power grid bearing capability

在设备持续不过载和短路电流、电压偏差、谐波不超标条件下，电网接纳电源、负荷的最大容量。

3.8 并网点 point of interconnection

对于有升压站的光伏发电系统，指升压站高压侧母线或节点。对于无升压站的光伏发电系统，指光伏发电系统的输出汇总点。

3.9 公共连接点 point of common coupling

用户接入公用电网的连接处。

3.10 孤岛 islanding

包含负荷和电源的部分电网，从主网脱离后继续孤立运行的状态。

注：孤岛可分为非计划性孤岛和计划性孤岛。非计划性孤岛指的是非计划、不受控地发生孤岛。计划性孤岛指的是按预先配置的控制策略，有计划地发生孤岛。

3.11 防孤岛 anti-islanding

防止非计划性孤岛现象的发生。

3.12 反孤岛装置 anti islanding device

通过破坏光伏发电系统非计划性孤岛平衡运行状态，消除分布式发电系统孤岛运行的专用安全保护设备。

3.13 能量管理系统 energy management system

一种计算机系统，包括提供基本支持服务的软硬件平台，以及保证区域内分布式光伏、储能、电气设备安全经济运行的应用软件。

3.14 低电压穿越 low voltage ride through

当电力系统事故或扰动引起逆变器交流出口侧电压跌落时，在一定的电压跌落范围和时间间隔内，逆变器能够保证不脱网连续运行。

3.15 高电压穿越 high voltage ride through

当电力系统事故或扰动引起逆变器交流出口侧电压升高时，在一定的电压升高范围和时间间隔内，逆变器能够保证不脱网连续运行。

4 总则

4.1 屋顶分布式光伏开发建设应符合城乡总体规划，并与周边建筑（景观）相协调，综合考虑环境气象条件、建筑条件、运输与施工条件等因素，满足安全可靠、经济适用、环保美观、施工方便、便于系统运行维护和检查等要求。

4.1.1 统一规划、有序实施。符合本区域分布式光伏规划布局，并网后电能质量、有功功率、无功功率、频率、电压等应满足相关标准要求。

4.1.2 资源节约，环境友好。采用可靠的新技术、新工艺、新设备、新材料。屋顶分布式光伏发电系统各设备的生产、设计、制造、安装、使用、检测、维修、改造和报废，应当符合国家标准和行业标准。

4.1.3 就近消纳、就地平衡。避免远距离、跨区域送电，与开发区域内电网建设发展、用电负荷增长相协调。

4.2 屋顶分布式光伏项目按照属地管理和行业监管相结合的原则开展安全管理工作。以光伏发电设施“产权归谁、责任归谁”为原则落实主体责任。各有关行业管理部门按照“管行业必须管安全、管业务必须管安全、管生产必须管安全”的要求，在各自职责范围内依法依规落实监管责任。

4.3 政府有关部门应积极营造有利于屋顶分布式光伏推进的良好政策和营商环境，充分调动各方积极性，按职责分工对屋顶分布式光伏项目的建设、运行和安全进行业务指导和监督管理，确保项目建设高质量有序完成。

4.4 供电企业、屋顶分布式光伏投资主体、设备厂商、第三方检测机构、设计/安装/施工单位等各方应在政府能源电力主管部门统筹指导下，相互协调、相互配合、形成合力，科学合理整合资源，有效实现集约开发，并自觉接受政府安全质量监督，共同推进屋顶分布式光伏健康发展。

4.5 屋顶分布式光伏项目逐步按照“光伏+储能”方式开发建设，以确保电网安全运行和用户供用电安全为原则，统筹考虑负荷特性和电能质量要求进行储能配置。

4.6 电源侧储能设施和光伏逆变器应具备单独接受电网调度指令的功能。

4.7 屋顶分布式光伏配套储能，可选择自建、共建或租赁等方式灵活开展配套储能建设。

4.8 屋顶分布式光伏项目建设应履行备案、设计、施工、调试和验收程序，并建立设计、建设、验收和运维等档案。

4.9 屋顶分布式光伏逆变器保护定值应满足 GB/T 14285 和 GB/T 37408 的要求，任何人不得擅自更改。对于擅自更改逆变器保护定值的，供电企业有权中止该逆变器运行。

5 工作流程

5.1 策划规划

5.1.1 县（区）政府能源电力主管部门负责组织评估辖区内屋顶光伏技术开发总量，制定屋顶分布式光伏开发规划，每年进行滚动修编，统筹推进屋顶分布式光伏项目建设，开展屋顶分布式光伏建设全过程监督管理，省、市级政府能源电力主管部门做好监督落实。

5.1.2 县（区）供电企业应主动接受政府能源主管部门和监管机构监督指导，加强屋顶分布式光伏发展形势分析研判，科学开展电网承载力评估，分区分层确定电网承载力等级。

5.1.3 县（区）供电企业应在电网承载力评估的基础上，确定电网可开放容量，对于具备屋顶分布式光伏接入条件的区域，供电企业应提供接入系统方案及相关技术服务；对于暂不具备屋顶分布式光伏接入条件的区域，供电企业应结合电网规划、负荷发展、储能配置等情况，科学制定电网改造方案，最大限度满足屋顶分布式光伏接入需求。

5.1.4 政府有关部门应加强屋顶分布式光伏项目相关政策研究，在项目建设、价格统筹、风险保障和市场管理等方面制定具体措施，在人员培训、生产指导、产品销售、品牌建设和质量安全监管等方面给予政策保障。

5.2 前期服务

5.2.1 县（区）政府能源电力主管部门应结合电力负荷预测、电网消纳能力、电网项目规划等条件，每年对辖区内屋顶分布式光伏技术开发总量进行公布。

5.2.2 供电企业应加强电力系统消纳能力分析，按季度统计电网分布式光伏可开放容量，报县（区）能源主管部门备案后，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、台区剩余可接入分布式光伏的容量。屋顶分布式光伏应优先在有可开放容量的区域内建设。

5.2.3 县（区）供电企业应加强屋顶分布式光伏接网服务管理，精简工作流程，压减接网申请受理、方案审批等过程环节时间，提高屋顶分布式光伏接网服务效率。

5.2.4 屋顶分布式光伏投资主体应做好融资工作，妥善制定屋顶分布式光伏项目、配套储能项目的年度投资与发展计划，保证项目建设资金链，确保不因资金问题影响项目进度。

5.3 建设实施

5.3.1 屋顶分布式光伏投资主体应积极履行社会责任，自觉服从屋顶分布式光伏开发整体布局，有序进行开发建设。

5.3.2 屋顶分布式光伏投资主体应集中统一管理屋顶分布式光伏及配套储能工程项目档案，做好记录，保证项目档案的收集、整理、鉴定、保管、统计等工作平稳推进。鼓励各投资主体利用数字化手段，完善光伏工程数字化模型库，建立三维数字化项目档案。

5.3.3 设备厂商提供的设备应符合国家检测标准以及该设备的出厂标准。设备厂商应承诺所供设备与所列设备完全一致，不存在偏差，如出现不一致，设备厂商承担违约责任。

5.3.4 设备厂商提供的设备必须具有合法手续。

5.3.5 设备厂商应按标准生产工艺流程生产设备，对设备质量负责，确保设备质量可追溯，设备性能应符合相应国家标准和行业标准要求。

5.3.6 设计/安装/施工单位应积极做好政府和业主间的沟通，在项目设计、建设、运行等方面履行主体责任，推动屋顶分布式光伏建设有序实施。

5.3.7 设计/安装/施工单位应具备国家规定的相应资质。屋顶分布式光伏及配套储能设施的设计/安装/施工应符合有关管理规定、设计标准、建筑工程规范和安全规范等要求。

5.4 验收

5.4.1 县（区）政府能源主管部门委托第三方检测机构对屋顶分布式光伏工程验收。

5.4.2 建设单位或投资主体应主动接受政府能源主管部门和监管机构监督指导。

5.4.3 第三方检测机构所具备的检测能力和相关资质应得到国家的认证认可，为逆变器入网检测、屋顶分布式光伏发电系统并网检测等提供有效技术支撑。

5.4.4 第三方检测机构应在资质认定部门批准范围内进行检测活动，并出具检测报告，报告应加盖印章。

5.4.5 检测人员需要掌握有关检测内容的基本原理与专业技术，能正确熟练使用与本职工作有关的仪器设备，保证检测工作高质量完成。

5.4.6 检测过程和检测内容应符合相关国家及行业现行标准要求。

5.5 运行维护

5.5.1 供电企业应有序有力有效服务屋顶分布式光伏接网和调控运行管理工作，屋顶分布式光伏投资主体应自觉服从电网统一调度。

5.5.2 屋顶分布式光伏投资主体在项目投产前应落实运维主体，遵循“谁投资、谁负责”原则，切实做好光伏及配套储能的日常运维、设备消缺等工作。

5.5.3 设备厂商在所提供设备的保质期内，若非人为因素而出现的设备产品质量问题，负责相关设备保修、包换或者包退，并承担修理、调换或退货以及由此造成直接损失的实际费用。

6 规划要求

6.1 屋顶分布式光伏设计使用年限不应小于 25 年。

6.2 屋顶分布式光伏应考虑所在建筑以及周围工矿企业对系统的影响等条件，宜避开空气经常受到悬浮物、热量或腐蚀性气体影响的地区，抗震设防应符合该地区抗震设防烈度的要求。

6.3 屋顶分布式光伏所依托的建筑物应该具有合法性，严禁依附违章建筑物建设；分布式光伏依托的住宅应具有不动产权证明或乡镇及以上政府出具的房屋证明。对于居民用户，若屋顶面积受限，也可利用用户内闲置用地建设分布式光伏。

6.4 以下建筑屋顶不应安装分布式光伏：

- (a) 未通过竣工验收的建筑；
- (b) 违章建筑；
- (c) 临时建筑；
- (d) 在政府下发拆迁计划的区域，屋顶不应安装光伏；
- (e) 废弃建筑；
- (f) 生产的火灾危险性分类为甲类、乙类的建筑；
- (g) 储存物品的火灾危险性分类为甲类、乙类的建筑；
- (h) 屋面围护板为脆性材料且工艺上不可更换的建筑；
- (i) 屋顶剩余使用寿命明显短于光伏设备使用寿命的建筑。

6.5 屋顶分布式光伏应对其依托的建筑屋顶进行荷载分析和验算，应充分考虑防台风、防冰雪和安全承载等因素，满足屋顶结构的安全性和可靠性。

6.6 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，并不得降低相邻建筑物的日照标准。

6.7 屋顶分布式光伏接入不应超出电网承载能力要求，保障电网安全稳定运行。屋顶分布式光伏以本地消纳为主，原则上不应向 220 千伏及以上电网反送功率，如确有需要向 220 千伏及以上电网反送，应进行“N-1”校验。

7 项目立项

7.1 屋顶分布式光伏项目建设前应履行项目备案手续，并取得备案信息。

7.2 屋顶分布式光伏投资主体必须对提报的备案材料真实性负责，不得弄虚作假，一经发现撤销备案。

7.3 屋顶分布式光伏投资主体向市、县级能源主管部门或行政审批部门提交固定资产投资备案表和分布式光伏发电项目备案申请表，应包含以下材料：

- (a) 符合建筑等设施安装光伏发电系统相关规定的项目方案；
- (b) 项目占用屋顶场所使用证明；
- (c) 如果项目采用合同能源管理方式，则需要提供与用户签订的能源服务管理合同等材料；
- (d) 地方政府根据有关规定要求提供的其它材料。

7.4 户用屋顶分布式光伏项目备案由属地供电企业按月向县级能源主管部门或行政审批部门代理集中报备，取得备案后方可进行项目建设。

7.5 屋顶分布式光伏投资主体须到辖区供电企业办理接入系统方案，须提供以下材料，并对以下材料真实负责。

(a) 自然人申请需要提供资料：申请人身份证原件及复印件；房产证（或乡镇及以上级政府出具的房屋使用证明）等项目合法性支持性文件。对住宅小区居民使用公共区域建设分布式光伏，需要提供物业、业主委员会或居民委员会的同意建设证明；若委托他人办理业务，还需提供经办人的身份证原件及复印件和授权委托书。

(b) 法人申请需提供资料：申请人身份证原件及复印件；企业法人营业执照、土地证等项目合法性支持性文件；发电项目（多并网点 380/220 伏接入、10 千伏及以上接入）前期工作及接入系统设计所需资料；政府投资主管部门同意项目开展前期工作的批复（需核准项目）；用户电网相关资料（仅适用大工业客户）。合同能源管理项目、公共屋顶光伏项目，还需提供建筑物及设施使用或租用协议；若委托他人办理业务，还需提供经办人的身份证原件及复印件和授权委托书。

7.6 屋顶分布式光伏项目可以由“全部自用”或“自发自用余电上网”变更为“全额上网”消纳模式，也可以由“全额上网”变更为“自发自用余电上网”或“全部自用”消纳模式，消纳模式变更需向所在地能源主管部门申请项目变更备案。获取项目变更备案意见后，由所在县（区）供电企业办理发电模式变更手续。原则上每个项目只能申请一次消纳模式变更。变更后的补贴标准按照项目并网当年的相关价格政策进行结算。

7.7 屋顶分布式光伏项目变更地址应重新备案，备案完成后由所在县（区）供电企业按分布式光伏新装办理业务。

7.8 自然人的屋顶分布式光伏项目应不大于 50 千瓦。

7.9 屋顶分布式光伏业投资主体严禁私自增加并网容量，未经许可严禁私自供给其他用电户。

8 本体设计

8.1 一般规定

8.1.1 在建筑物屋顶上安装分布式光伏发电系统，不应影响建筑的采光、通风以及原有排水系统的正常运行，不应引起建筑物能耗的增加。

8.1.2 屋顶分布式光伏发电系统设计应符合构件的各项物理性能要求，根据当地的特点，作为建筑构件的光伏发电组件应采取相应的防冻、防冰雪、防过热、防雷、抗风、抗震、防火、防腐蚀等技术措施。

8.1.3 屋顶分布式光伏发电系统应采取必要的安全防护措施，所选用的电气设备，在其外壳的显著位置应有防触电警示标识。

8.1.4 屋顶分布式光伏发电系统中各部分设计应结合性能要求、功能特性选用相应的设备和材料。

8.1.5 屋顶分布式光伏发电系统电气设备布置，应符合带电设备安全防护距离要求，并应有必要的隔离防护措施和防止误操作措施。

8.2 光伏组件与光伏方阵设计

8.2.1 光伏组件设备选择应符合 GB 50797 的相关要求。

8.2.2 光伏组件的类型、规格、数量、安装位置、安装方式和安装面积应根据建筑屋顶设计确定。

8.2.3 光伏方阵中，同一光伏组件串中各光伏组件的电气性能参数应保持一致，选用同一规格、同一品牌的产品。

8.2.4 光伏组件的选型和光伏方阵的设计应与建筑结合，不应造成周围环境光污染。

8.2.5 光伏方阵应结合太阳能辐射度、风速、雨水、积雪等气候条件及建筑朝向、屋顶结构等因素进行设计，经技术经济比较后确定方位角、倾角和方阵行距。

8.3 光伏支架设计

8.3.1 光伏支架应结合工程实际选用材料、设计结构方案和构造措施，保证支架结构在运输、安装和使用过程中满足强度、稳定性和刚度要求，并符合抗震、抗风和防腐等要求。

8.3.2 光伏支架基础应按承载能力极限状态和正常使用极限状态进行设计，使用年限不应小于屋顶分布式光伏设计使用年限，且不应小于 25 年。

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

8.3.4 光伏支架的安全等级为三级，结构重要性系数不应小于 0.95。支架基础的安全等级不应小于上部支架结构设计安全的等级，结构重要性系数对于光伏支架基础不应小于 0.95。

8.4 防雷与接地设计

8.4.1 屋顶分布式光伏发电系统防雷设计应分为建筑部分防雷系统设计和电气部分防雷系统设计；建筑和光伏系统的防雷等级分类及防雷措施应符合现行标准 JGJ 16 和 GB 50057 的有关要求。

8.4.2 光伏方阵应设置接地网，并充分利用支架基础金属构件等自然接地体，接地连续、可靠，工频接地电阻应满足相关接地要求。

8.4.3 接地干线（网）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，连接应牢固可靠，不得采用铝导体做接地体或接地线。

8.4.4 接地干线（网）连接、接地干线（网）与屋顶建筑防雷接地网连接应采用焊接，焊接质量应符合要求，不应出现错位、平行和扭曲等现象，焊接点应做好防腐处理，在直线段上，不应有高低起伏及弯曲等现象。

8.4.5 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、电气设备外壳、基础槽钢和需接地的装置都应与接地干线（网）牢固连接，并对连接处做好防腐处理措施。

8.4.6 接地线不应做其他用途。

8.5 电缆设计

8.5.1 分布式光伏户外明敷电缆应具有防水、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。

8.5.2 直流侧电缆耐压等级应达到光伏方阵最大输出电压的 1.25 倍及以上；额定载流量应高于短路保护电气整定值，线路损耗应控制在 2% 以内；短路保护电气分断能力应达到光伏方阵的标称短路电流的 1.25 倍及以上。

8.5.3

8.5.4 交流侧电缆的电压等级应不低于系统最高电压；电缆载流量应根据 GB 50054、GB 50217 及 DL/T 5222 等相关规定选取。

8.6 配电箱设计

8.6.1 配电箱应按使用环境、柜体型式、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。

8.6.2 屋顶分布式光伏使用的配电箱应为成套配电箱且必须经过中国强制性产品认证，表箱材质要求使用不锈钢或 SMC 材质，箱内须配备符合安全需求的刀闸、断路器、浪涌保护器、自复式过欠压保护器等。

8.6.3 配电箱的箱体结构设计、材质、箱体厚度、接地、涂喷工艺质量和电气元件安装质量应符合设备技术要求和质量标准。

8.7 汇流箱设计

8.7.1 汇流箱应依据型式、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。

8.7.2 汇流箱的箱体和结构设计、采集和告警、通讯功能、显示功能、机械要求、防雷、接地、低温工作、高温工作、保护功能、防护等级等相关技术要求应符合现行国家标准 GB/T 34936 有关要求。

8.8 逆变器设计

8.8.1 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。

8.8.2 光伏组件与逆变器之间的容配比，应综合考虑当地太阳能资源、使用环境条件、组件安装方式、直流损耗等因素，经技术经济比较后确定。光伏方阵的最大功率工作电压变化范围应在逆变器的最大功率跟踪范围内。

8.8.3 逆变器的配置容量应与光伏方阵的安装容量相匹配，数量应根据光伏装机容量及单台逆变器额定容量确定。

8.8.4 逆变器的配置应满足下列要求：应具备自动运行和停止功能、最大功率跟踪控制功能和防孤岛功能；应具有并网保护装置，并与电网的保护相协调；应具备电压自动调整功能；应具备低电压穿越功能；应具备响应电网有功和无功调节指令的功能；通信协议规约应与电网设备相协调，具备单独接受电网统一调度的功能，并配置满足电网调度要求的本地控制终端；应满足环境对逆变器的噪声和电磁兼容要求。

8.8.5 逆变器应设置在通风良好的场所，其位置应便于维护和检修，应满足高效、节能、环保的要求。

8.8.6 户外型逆变器的防护等级应不低于 IP54 要求，户内型逆变器的防护等级应不低于 IP20 要求。

8.8.7 屋顶分布式光伏开发建设所用逆变器的检测应包括型式试验、出厂试验和现场试验，应按照 GB/T 37408、GB/T 37409 和 NB/T 32004 中规定的检测项目和方法进行检测。逆变器应具备有功功率连续平滑调节能力，能够接受本地能量管理系统、配变台区智能融合终端等的控制指令调节有功功率输出值，调节范围为 20~100%，控制误差应为逆变器额定有功功率侧的 $\pm 1\%$ ，响应时间不应大于 1 秒。逆变器稳态无功功率输出范围应在-33%~33%内连续可调，具体参照 GB/T 37408，控制误差应为逆变器额定有功功率侧的 $\pm 1\%$ ，响应时间不应大于 1 秒。

8.9 储能设计

8.9.1 配套储能原则上应在主要并网点集中建设，优先采用 380 伏并网，并网点应在分布式光伏并网点附近，以解决部分台区电压偏差、设备重过载、就地无法消纳等问题。

8.9.2 配套储能以不出现长时间大规模反送、不增加系统调峰负担为原则，综合考虑整县屋顶分布式光伏开发规模、负荷特性等因素，确定储能配置容量，提升系统调节能力。

8.9.3 配套储能装置应满足 10 年（5000 次循环）以上工作寿命，系统容量 10 年衰减率不超过 20%。

8.9.4 配套储能装置优先选用电化学储能。

8.9.5 电化学储能电池的初始充放电能量、循环性能、能量保持与恢复能力、安全性能、绝缘性能、耐压性能等技术要求应符合现行国家标准 GB/T 36558 有关要求。

8.9.6 储能装置应采用在线监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，且应具有人机交互界面和通讯接口，便于与监控系统的信息交互，通信协议规约应与电网设备相协调，具备单独接受电网统一调度的功能。

8.9.7 储能电池容量和性能应可检测、可诊断，使控制系统可在预知电池容量和性能的情况下降低屋顶分布式光伏接入电网的冲击，提高电网的可靠性和效率。电池储能系统的监控系统及其子系统（包括电池管理系统、储能系统配套升压变及高低压配电装置监控单元等）所采用的通信协议应需符合国际通用标准及客户要求。

8.9.8 储能消防设计应根据建设规模、各类储能不同特性采取相应的消防措施，从全局出发，统筹兼顾，做到安全使用、技术先进、经济合理，储能的耐火等级、灭火设施、消防报警设计应符合 GB 51048 有关要求。

8.9.9 储能的电池室、电气室等用房应设置火灾自动报警系统、自动灭火系统、排烟设施、应急照明和疏散指示系统。

8.9.10 电池室之间、电池室与易燃易爆物品及重要设备设施之间、与其他生产生活区域之间应保持安全防火距离，防火距离不足时，应采取相应防火隔离措施。

8.9.11 电池室配置的自动灭火系统，应与电池管理系统、火灾探测器或可燃气体探测装置、空调、排风系统联动，具备远程被动指令启动和应急机械启动功能，自动灭火系统的最小保护单元应为电池模块，每个电池模块宜单独配置探测器和灭火介质喷头，灭火介质应具有良好的绝缘性和降温性能，能扑灭电池火灾和电气设备火灾，且防止复燃。

8.9.12 储能的电池室应采用防爆电气设备，且应设置独立的通风系统。

9 接网设计

9.1 接入电压及并网点选择

9.1.1 对于单个并网点，分布式光伏接入的电压等级应按照安全性、灵活性、经济性原则，根据装机容量、导线载流量、上级变压器及线路可接纳能力、所在地区配电网情况、周边分布式电源规划情况，经综合比选后确定，具体可参考表 1。

表 1 分布式光伏接入电压等级建议表

单个并网点容量	并网电压等级
400 千瓦及以下	380 伏
400 千瓦~6 兆瓦	10 千伏
6 兆瓦及以上	35 千伏

注：最终并网电压等级应根据电网条件，经过技术经济比选论证确定，优先采用低电压等级接入。

9.1.2 屋顶分布式光伏单点接入容量在 400 千瓦及以下时，宜汇集接入 380 伏母线，路径困难时，可通过专线汇集接入至 380 伏电网主干线路；单点接入容量在 8 千瓦及以下，经三相不平衡校核通过也可单相接入 220 伏电网；单点接入容量在 400 千瓦至 6 兆瓦时，宜通过用户专变接入至 10 千伏电网；单点接入容量在 6 兆瓦及以上时，宜通过升压站接入至 35 千伏电网。

9.1.3 屋顶分布式光伏接入时，应进行相关线路热稳定、变压器承载力校核，避免线路/变压器反向重载。

9.1.4 线路及变压器承载力校核未通过时，应采取降低屋顶分布式光伏接入容量或升高并网电压等级等措施。

9.1.5 屋顶分布式光伏并网点选择应根据并网电压等级及周边电网情况确定，具体见表 2。

表 2 分布式光伏并网点选择

电压等级	并网点
35 千伏	变电站或开关站 35 千伏母线； 35 千伏线路
10 千伏	变电站、开关站、配电室、箱变、环网箱（室）的 10 千伏母线； 10 千伏线路（架空线路）
380（220）伏	配电室、箱变或柱上变压器低压母线；低压主干线路/配变箱

9.2 主接线选择

9.2.1 屋顶分布式光伏升压站或输出汇总点的电气主接线方式，应根据屋顶分布式光伏规划容量、分期建设情况、供电范围、当地负荷情况、接入电压等级和出线回路数等条件，通过技术经济分析比较后确定，可采用如下典型主接线方式：

- (a) 380（220）伏：采用单元或单母线接线；
- (b) 10 千伏：采用线变组或单母线接线；

(c) 35 千伏：采用线变组或单母线接线；

(d) 配有屋顶分布式光伏的配电台区，不得与其他台区建立低压联络（配电室、箱式变低压母线间联络除外）。

9.3 典型接入方案

9.3.1 屋顶分布式光伏优先汇集接入，典型接入方案按照安全性、灵活性、经济性原则，依据屋顶分布式光伏装机容量、接入电压等级确定。

9.3.2 屋顶分布式光伏装机容量在 400 千瓦及以下，应根据用电负荷特性、规模等因素合理确定接入方案及运行模式。考虑 220 伏无序接入将引起三相不平衡等问题，未经供电企业三相不平衡校核不应采用 220 伏接入。分布式光伏配套储能应宜分层级在用户侧、分布式光伏侧、台区主干线路及进行集中配置。

(a) 对于规模较小的党政机关、学校、医院、厂区、居民等接入用户，可以选择直接接入用户内部电网。

(b) 屋顶分布式光伏装机容量未超过低压网用电负荷或未引起用户过电压时，宜汇集接入 380 伏母线、低压接线柜等，路径困难时，可通过专线汇集接入至 380 伏电网主干线路，如图 1 所示。

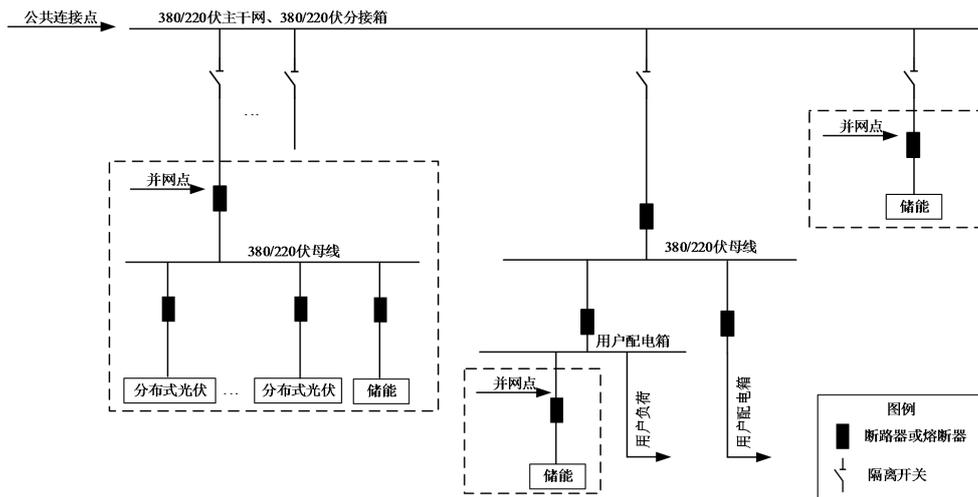


图 1 方案一次系统接线示意图

(c) 屋顶分布式光伏装机容量超过低压网用电负荷，引起配变反向过载或用户过电压时，应采用专变升压后接入 10 千伏电网，如图 2 所示。

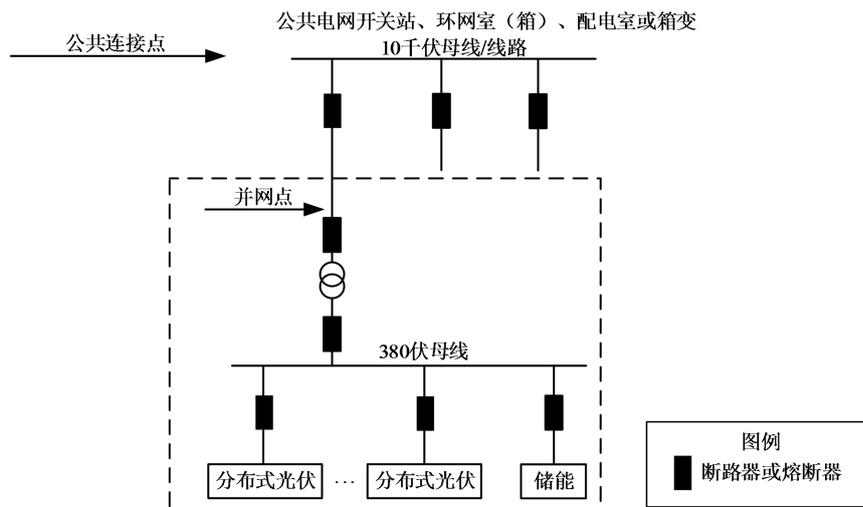


图 2 方案一次系统接线示意图

9.3.3 屋顶分布式光伏装机容量在 400 千瓦~6 兆瓦，应根据用电负荷、规模等因素合理确定接入方案及运行模式。

(a) 对于学校、医院、工业园区等接入用户，可以选择直接接入用户内部电网或接入公共电网。接入内部电网时，用户应加强电能质量检测，满足内部电网用电设备电能质量要求，避免损坏用电设备。

(b) 对于整村开发的屋顶分布式光伏，直接接入 10 千伏公用电网，如图 3 所示。

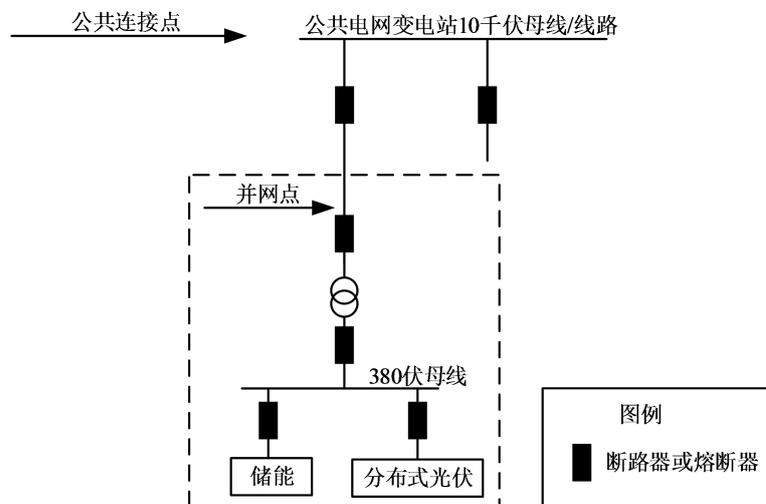


图 3 方案一次系统接线示意图

9.3.4 屋顶分布式光伏装机容量在 6 兆瓦以上，根据技术经济论证结果，可将接入方案分为以下两种：

(a) 对于村庄规模较大或多个村连片开发、仓储物流园区等，采用 35 千伏线路接入公用变电站母线或 T 接至 35 千伏公用线路，如图 4 所示。

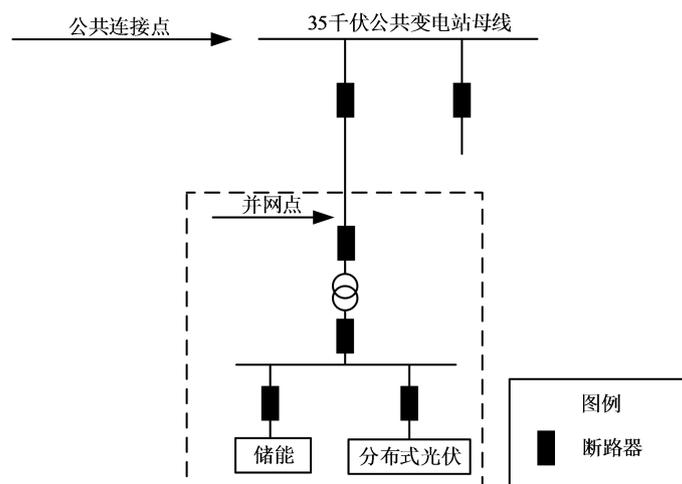


图 4 方案一次系统接线示意图

(b) 当 35 千伏线路间隔不够时，可考虑多条 10 千伏线路接入公用变电站母线，如图 5 所示。

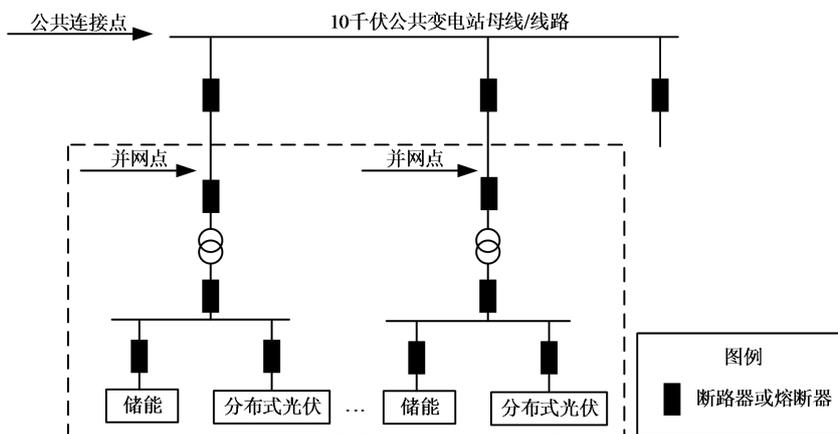


图 5 方案一次系统接线示意图

9.4 设备要求

9.4.1 屋顶分布式光伏并网导线截面宜根据远期并网容量一次选定。

表 3 导线截面及分布式光伏接入容量对应参考表

导线截面	电压等级		
	35 千伏	10 千伏	380 伏
50	-	2.6 兆瓦	98 千瓦
70	14 兆瓦	3.3 兆瓦	125 千瓦
95	16 兆瓦	4.0 兆瓦	150 千瓦
120	18 兆瓦	4.6 兆瓦	170 千瓦
150	21 兆瓦	5.4 兆瓦	200 千瓦
185	25 兆瓦	6.2 兆瓦	235 千瓦
240	29 兆瓦	7.4 兆瓦	280 千瓦
300	-	9.5 兆瓦	360 千瓦

注：35 千伏参照钢芯铝绞线；10 千伏、380 伏参照架空绝缘线

9.4.2 屋顶分布式光伏的汇集升压变压器应采用二级能效及以上的节能型配电变压器，优先选用有载调压变压器。柱上变压器容量宜选取 200 千伏安、400 千伏安。箱式变压器容量宜选取 630 千伏安。

9.4.3 屋顶分布式光伏接入容量超过本台区配变额定容量 25%时，配变低压侧刀熔总开关应改造为低压总开关，并在配变低压母线处装设反孤岛装置；低压总开关应与反孤岛装置间具备操作闭锁功能，母线间有联络时，联络开关也应与反孤岛装置间具备操作闭锁功能。

9.4.4 35/10 千伏电压等级并网的屋顶分布式光伏，应在并网点安装易操作可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的断路器，具备远方可控功能。

9.4.5 380 伏电压等级并网的屋顶分布式光伏，应在并网点安装易操作、具有明显开断点、具备开断故障电流能力的开关，开关应具备失压跳闸及检有压合闸功能，具备远方可控功能。

9.5 计量（储能计量）

9.5.1 屋顶分布式光伏接入系统前，应明确上网电量和用电电量计量点。屋顶分布式光伏电能计量点应设在屋顶分布式光伏与电网的产权分界处，产权分界处按国家有关规定确定。产权分界处不适宜安装电能计量装置的，关口计量点应由屋顶分布式光伏业主与供电企业协商确定。自发自用/余电上网的屋顶分布式光伏除在产权分界点设置计量点外，应在发电侧并网点和用电点分别设置计量点。

9.5.2 配套储能应单独安装计量装置。

10 工程建设

10.1 工程建设

10.1.1 屋顶分布式光伏建设应充分考虑消防、结构安全、综合管线、维修、排水、防雷接地等方面的技术要求，不得影响所在建筑部位的保温、隔热、防水性能以及雨水排放等功能，不得与相关技术规范要求相违背，严格按照设计建设。

10.1.2 屋顶分布式光伏建设前期应对开发建设条件进行调查，对所在地域进行光照资源和屋顶资源评估。

10.1.3 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。

10.1.4 建筑屋顶为平屋面的，光伏板面应预留防风检修通道，确保运行安全。

10.1.5 屋顶分布式光伏建设前，应由建筑物设计单位或有资质的第三方完成对屋顶建筑结构和建筑电气安全的验算，并出具相关证明文件（不包含户用光伏项目）。

10.1.6 屋顶分布式光伏建设前，应具有齐全的报批文件，相关设计文件应通过施工图审查。同时还应制定安全应急预案，施工中发现安全隐患，应立即消除。

10.1.7 屋顶分布式光伏建设中的安全、环保设施应纳入主体工程设计，统一规划、同步设计、同步施工、同步验收，与主体工程同步投入使用。

10.2 工程施工

10.2.1 施工单位应取得建筑业企业资质证书、安全生产许可证、承装（修、试）电力设施许可证等相关证件，配备足够数量的专职技术人员及施工设备。

10.2.2 施工人员应经专业技术培训，具备相应的技术能力，持证上岗。

10.2.3 施工单位、施工人员严禁借用、变造或伪造相关资质证书。

10.2.4 施工前，应根据施工区周围环境情况、施工区周围生产活动情况和管线布置情况装设安全网等隔离措施。

10.2.5 施工前应采取屋面保护措施，在屋面铺设施工人行通道。建议在彩钢瓦、混凝土瓦等屋面上平铺一定宽度的平板，防止屋面瓦被破坏。混凝土屋面应针对防水层采取保护措施。

10.2.6 施工过程中应做好现场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。

10.2.7 施工过程中应保障屋顶业主和施工人员安全，应符合下列要求：

- (a) 施工人员应佩戴保险绳、防滑鞋和安全帽；
- (b) 严禁在雨雪、大风天气进行施工作业；
- (c) 在高温天气施工应做好防暑措施；应严格按照设计方案进行施工；
- (d) 施工区域应设立安全警戒，吊装区域应有专人警戒。

10.2.8 施工过程中应严格执行操作规程，不得违章指挥或违章作业，对违章作业的指令有权拒绝并有责任制止他人违章作业。

10.2.9 施工结束后，对施工中产生的垃圾要及时清理，避免在屋面堆放。

10.2.10 施工应建立工程施工安全管理组织体系，健全各项管理制度，制定保障施工安全的组织措施和技术措施，落实安全生产责任制。

10.3 工程安装

10.3.1 光伏组件与光伏方阵

10.3.1.1 光伏组件的接线应符合下列要求：

- (a) 组织安装和移动的过程中，不应拉扯连接线；
- (b) 施工时，各类设备、装置的正负极严禁短接；
- (c) 组件安装时，不应造成玻璃和背板的划伤或破损；
- (d) 组件之间连接线不应承受外力，且应进行绑扎，整齐、美观；
- (e) 组件在运输安装过程中，不应被踩踏、坐卧、撞击或置放物品；
- (f) 进行组件连线施工时，施工人员应配备安全防护用品，不应触摸金属带电部位；
- (g) 对组串完成但不具备接引条件的部位，应用绝缘胶布包扎好并做好警示；
- (h) 严禁在雨天进行组件的连线工作；
- (i) 安装位置上空有架空线路时，应采取保护和隔离措施。

10.3.1.2 光伏组件接地应符合下列要求：

- (a) 带边框的光伏组件应将边框用截面不小于4平方毫米的导线可靠接地；
- (b) 不带边框的组件，其接地做法应符合设计要求；
- (c) 组件接地电阻应符合设计要求；
- (d) 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；接地线的截面应符合设计要求。

10.3.1.3 光伏方阵的接线应符合以下要求：

- (a) 组件间连接件应连接牢固；

(b) 组串连接后应检测组串的开路电压和短路电流；

(c) 方阵间的跨接线缆应穿管进行保护。

10.3.1.4 光伏组件安装应符合以下要求：

(a) 光伏组件吊装至屋面后，应采取固定和防坠落保护措施。光伏组件下方应衬垫木，光伏组件不得受碰撞或重压；

(b) 光伏组件转运前应采取防磕碰措施，采取的转运方式不应对光伏组件造成损坏，转运时应走专用通道并按照光伏组件安装顺序有序转运；

(c) 对于平铺式光伏组件安装工程，安装前应考虑光伏组件接线的可操作性，受接线操作空间限制时，宜采用先接线后安装光伏组件的方式进行；

(d) 安装过程中应使用不透明材料覆盖光伏组件表面，所使用材料不得损坏光伏组件表面。同方案内光伏组件间距应保持一致。固定光伏组件时如需穿透屋面，应对屋面做防水处理。

(e) 在施工中，汇流箱直流断路器应处于断开状态，每个组串应留一块光伏组件暂不接入组串，待组串全部接入汇流箱后再将其接入。

10.3.1.5 含逆变器室、就地升压变压器的光伏方阵区应设置消防沙箱和干粉灭火器。

10.3.2 光伏支架

10.3.2.1 光伏支架应按设计要求采用从钢筋混凝土基座中伸出的钢制热镀锌等防腐连接件或不锈钢地脚螺栓等方法固定在基座上，位置准确，与基座固定牢靠。

10.3.2.2 光伏方阵的支架连接件与主体机构的锚固承载力应大于连接件本身的承载力。当光伏方阵的支架不能与主体结构锚固时，应设置支架基座。光伏支架基座应进行抗滑移和抗倾覆验算。

10.3.2.3 支架与基础之间的预埋件应在支架基础施工时按要求设计埋设。平板型预埋件和后置锚固连接件锚板在安装时，标高允许偏差不应大于±10毫米，平面位置允许偏差不应大于±20毫米；槽型预埋件在安装时，标高允许偏差不应大于±5毫米，平面位置允许偏差不应大于±10毫米。设计无要求时，按照上述要求；设计有更高要求时，应根据设计要求。

10.3.2.4 光伏支架的桩基础施工完成后，必须进行混凝土强度、桩身完整性抽样检测并应进行承载力静载荷试验检验。光伏支架的桩基础应以受力点开展竖向抗压、抗拔抽检，抽检数量不应少于总桩数的1%，且不应少于6根。

10.3.2.5 光伏支架堆存、转运、安装过程中不应破坏支架防腐层。

10.3.3 电缆

10.3.3.1 电缆敷设前应满足以下要求：

(a) 电缆通道畅通，排水良好。金属部分的防腐层完整。隧道内照明、通风符合要求；

(b) 电缆型号、电压、规格应符合设计；

(c) 电缆外观应无损伤、绝缘良好，当对电缆的密封有怀疑时，应进行潮湿判断；直埋电缆与水底电缆应经试验合格；

(d) 电缆放线架应放置稳妥，钢轴的强度和长度应与电缆盘重量和宽度相配合；

(e) 敷设前应按设计和实际路径计算每根电缆的长度，合理安排每盘电缆，减少电缆接头；

(f) 在带电区域内敷设电缆，应有可靠的安全措施；

(g) 采用机械敷设电缆时，牵引机和导向机构应调试完好。

10.3.3.2 电缆敷设应采用电缆桥架或穿管保护。

10.3.3.3 电缆敷设宜采用穿线管或金属槽盒，不少于两点可靠接地，且不应损坏建（构）筑物的防水层。

10.3.3.4 电缆在终端头与接头附近宜留有备用长度，并联使用的电缆其长度、型号、规格宜相同。

10.3.3.5 通信电缆的敷设应符合 IEC 60794-3-12-2005 的相关规定；架空线路的施工应符合 GB 50173 的相关规定。

10.3.4 配变箱

10.3.4.1 配变箱的布置必须遵循安全、可靠、适用和经济等原则，并应便于安装、操作、搬运、检修、试验和检测。

10.3.4.2 配电箱外露可导电部分，必须与接地装置有可靠的电气连接。成排的配电装置两端均应与接地线相连。

10.3.5 汇流箱

10.3.5.1 汇流箱安装前应检测汇流箱进线端及出线端与汇流箱接地端绝缘电阻，该值不应小于 2 兆欧。

10.3.5.2 汇流箱组串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。

10.3.5.3 汇流箱安装应符合下列要求：

- (a) 汇流箱不应遮挡光伏组件；
- (b) 汇流箱安装前，应对汇流箱内各元件进行绝缘测试；
- (c) 在雨雪天时不得对汇流箱进行开箱操作；
- (d) 对于倾角式支架，汇流箱宜采用挂墙式和抱柱式安装；
- (e) 对于平铺式支架，汇流箱宜采用卧式安装，且不应破坏屋面的防水层；
- (f) 采用自然冷却方式的汇流箱不宜安装在阳光直射区域，且安装环境温度应符合设备手册或设计规定；
- (g) 对外接线时，螺丝应紧固、防水端子应拧紧。

10.3.6 逆变器

10.3.6.1 逆变器安装时室内环境应满足下列要求：

- (a) 室内应通风良好，环境温度适宜；
- (b) 相对湿度应符合设计要求，且无凝露；
- (c) 应无水蒸气及腐蚀性气体；
- (d) 附近应无易燃易爆品；
- (e) 应具有符合安全规定的电源。

10.3.6.2 逆变器的安装位置应满足下列要求：

- (a) 逆变器安装位置应符合设计规定，其偏差应不大于 10 毫米；
- (b) 安装在室外的逆变器，应牢靠固定在机架或平台上；
- (c) 逆变器安装在震动场所时，应按设计要求采取防震措施；
- (d) 逆变器背部及侧面离墙壁或其它物件距离应符合设计要求；顶部不可放置任何重型物件；正前方必须有足够的操作空间。

10.3.6.3 逆变器连接导线前，应确保整个光伏方阵总短路电流不能超过逆变器最大允许电流。

10.3.6.4 逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流箱侧有明显断点；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。

10.3.6.5 连接导线时应确保所有开关处于关闭状态，正确连接主机直流输入连接线的正负极、交流输出连接线、主机接地线，做到接线紧固可靠，接地良好。

10.3.6.6 逆变器与系统的直流侧和交流侧应有绝缘隔离的装置。直流侧应有必要的触电警示和防止触电安全措施，交流侧输出电缆和负荷设备应接有自动切断保护装置。

10.3.7 配套储能

10.3.7.1 配套储能系统宜安装在距离光伏方阵较近并宜与配电室隔开的室内场所，室内应干燥清洁、通风良好、不受阳光直接照射，距离热源不得小于 2 米，室内温度宜在 10℃~25℃ 之间。

10.3.7.2 户外布置的配套储能系统，设备的防污、防盐雾、防风沙、防湿热、防水、防严寒等性能应与当地环境条件相适应，柜体装置外壳防护等级宜不低于 IP54。

10.3.7.3 户外布置的配套储能系统应设置防止凝露引起事故的安全措施。

10.3.7.4 配套储能系统中电池的布置应满足防火、防爆和通风要求，电池管理系统宜在电池柜内合理布置或就近布置。

10.3.7.5 配套储能系统宜采用分层安装，多层叠放，同一层上的单体间宜采用有绝缘护套的铜排连接，不同层间宜采用电缆连接。蓄电池组安装应符合现行国家标准 GB 50172 的有关规定。

11 并网调试

11.1 并网调试

11.1.1 屋顶分布式光伏发电系统应在施工完成后进行调试、检测、验收合格后试运行。

11.1.2 屋顶分布式光伏发电系统各电气设备和控制设备都应进行功能调试，以确保系统正常运行。

11.1.3 屋顶分布式光伏发电系统调试运行前，应编制调试运行大纲。

11.1.4 屋顶分布式光伏发电系统调试前应事先对光伏组件做好清洁工作，在适宜的气象条件下进行。

11.1.5 屋顶分布式光伏发电系统调试过程中如发生不合格项，在对系统进行局部调整后，需对电气设备和系统逐项重新调试并记录，调试记录应齐全、准确。

11.1.6 屋顶分布式光伏发电系统调试时应提供所有相关的设备及线路的安装记录，安装记录应包括但不限于安装时间，测试记录及设备更换记录。

11.1.7 调试记录应齐全、准确。

11.2 并网检测

11.2.1 通过 380 伏电压等级并网分布式光伏，应在并网前向供电企业提供由具备相应资质的单位或部门出具的设备检测报告。

11.2.2 通过 35/10 千伏电压等级并网分布式光伏，应在并网运行后 6 个月内向供电企业提供有关分布式光伏运行特性的并网检测报告。

11.2.3 检测应按照国家或有关行业对分布式光伏并网运行制定的相关标准或规定运行，应包括但不限于以下内容：（1）功率控制和电压调节；（2）电能质量；（3）安全与保护功能；（4）并网运行适应性；（5）建模试验。

11.2.4 检测结果应做专门记录，作为工程竣工验收的提交资料之一。

12 工程验收

12.1 屋顶分布式光伏工程应履行工程验收程序，未经验收或验收不合格的工程不得并网。

12.2 屋顶分布式光伏工程验收应按国家、行业及地方标准进行验收，所有验收应做好记录，立卷归档。

12.3 对提供虚假资料、使用假冒伪劣产品、不按规范设计施工、私自搭建、未按照规范建设的屋顶分布式光伏项目不予工程验收。

12.4 工程验收时，以下有关项目单位应参加：

(a) 对于装机容量 50 千瓦及以上的非户用项目，应由项目投资方、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。

(b) 对于户用项目和装置容量 50 千瓦以下的非户用项目，应由项目投资方、施工方和屋顶业主派代表或委托人参加。

12.5 屋顶分布式光伏工程验收前，应在安装施工中完成下列隐蔽项目的现场验收：

(a) 预埋件、后置锚固件；

(b) 支架、光伏组件四周与主体结构连接节点；

(c) 系统防雷与接地保护的连接节点；

(d) 隐蔽安装的电气管线工程；

(e) 光伏组件安装节点。

12.6 隐蔽项目验收不仅应有详细的文字记录，还应有必要的影像资料支撑。

12.7 对影响工程安全和系统性能的工序，必须在本工序验收合格后才能进行下一道工序的施工。主要工序应包括以下内容：

(a) 在屋顶分布式光伏工程施工前，应进行屋面防水工程的验收；

(b) 在光伏组件或方阵支架就位前，应进行支架基础、支架的验收；

(c) 在建筑管道井封口前，应进行相关预留管线的验收；

(d) 光伏发电系统电气预留管线的验收；

(e) 在隐蔽工程隐蔽前，应进行施工质量验收；

(f) 既有建筑的屋顶分布式光伏工程施工前，应进行建筑结构和建筑电气安全检查。

12.8 在屋顶分布式光伏工程施工完成后，应进行按相关规定对屋顶防水性能进行复验。

12.9 工程验收应包括资料审查和现场验收以下内容：

(a) 资料审查应包括施工单位承装（修、试）电力设施许可证、人员资质证书、主要设备技术参数、型式认证报告或质检证书（包括逆变器、断路器、刀闸等设备）、单位工程验收报告（记录）、单位工程调试报告（记录）、电气试验记录、继电保护整定、通信联调、电能量信息采集调试记录；

(b) 现场验收应包括现场检查设备外观及安全标识、明显断开点、现场测试并网开关失压脱扣功能、逆变器防孤岛功能、以及现场查验一次系统、二次系统、防雷接地、通用技术条件等。

12.10 工程验收应核实并现场确认光伏组件装机容量，确保与并网申请、备案容量一致。

12.11 工程验收通过后，应编制验收报告，做出验收结论，验收人员和光伏业主应共同签字确认。

12.12 工程验收过程中所发现的问题及其整改落实情况应有专门记录，并及时归档。

12.13 工程验收若存在不合格项时应由相关责任部门组织调查，分析原因、提出整改措施，落实责任单位、形成整改闭环。

13 调控与保护

13.1 调度运行

13.1.1 屋顶分布式光伏单点接入容量在 6 兆瓦及以上时，光伏及配套储能应接入电网调度系统，接受电网集中调控；单点接入容量在 6 兆瓦以下时，可通过自有监控系统、利用现有电网信息采集系统、本地能量管理系统等方式接入调度系统，实现分布式光伏的实时监视和控制。

13.1.2 在正常运行情况下，屋顶分布式光伏向电网调度机构提供的信息至少应当包括：并网点开关状态、并网点电压和电流、输送有功、无功功率、发电量、功率因数等；在正常运行情况下，配套储能系统向电网调度机构提供的信息至少应当包括：并网开关状态、并网点电压、电流、与电网之间交换的有功功率、无功功率、电量、功率因数等。

13.1.3 配套储能向电网调度机构提供的信息包括但不限于以下信息：并网点的频率、电压、注入电网电流、注入有功功率和无功功率、功率因数、电能质量数据等；电能量及荷电状态、并网点开断设备状态、充放电状态、远动终端状态等；变流器开/关机、有功控制调度请求远方投入、无功控制调度请求远方投入、无功/电压控制模式等。

13.1.4 通过 35/10 千伏电压等级并网的屋顶分布式光伏应具有有功功率、无功功率调节能力，输出功率偏差及功率变化率不应超过电网调度机构的给定值，并能根据电网频率值、电网调度机构指令等信号调节电源的有功功率输出；通过 380/220 伏电压等级并网的屋顶分布式光伏，应具备接受电网调度指令进行输出有功功率控制的能力。

13.1.5 通过不同电压等级并网的屋顶分布式光伏在并网点处功率因数应满足以下要求：

(a) 通过 380 伏电压等级并网的屋顶分布式光伏应具备保证并网点功率因数应在 0.95（超前）~0.95（滞后）范围内可调节的能力；

(b) 通过 35/10 千伏电压等级并网的屋顶分布式光伏应具备保证并网点处功率因数在 0.98（超前）~0.98（滞后）范围内连续可调的能力，有特殊要求时，可做适当调整以稳定电压水平。在其无功输出范围内，应具备根据并网点电压水平调节无功输出，参与电网电压调节的能力，其调节方式和参考电压、电压调差率等参数可由电网调度机构设定。

13.1.6 接入公共电网的分布式储能系统应具备就地充放电控制和远方控制功能，根据电网调度指令，控制其充放电功率。

13.1.7 通过 35/10 千伏电压等级接入的配套储能系统应能在功率因数 0.95（超前）~0.95（滞后）范围内连续可调。在其无功输出范围内，应能在电网调度部门的指令下参与电网电压调节，无功动态响应时间、调节方式等应满足并网调度协议的要求；通过 220/380 伏电压等级接入的配套储能系统应控制在功率因数 0.95（超前）~1 范围内。

13.1.8 屋顶分布式光伏应具备监测并记录其并网点或公共连接点处谐波、电压波动和闪变、电压偏差、三相不平衡等电能质量指标的能力，不同电压等级下电能质量指标统计值需满足相关国家标准要求。

13.1.9 通过 35/10 千伏电压等级直接接入公共电网的屋顶分布式光伏，应在并网点电源侧配置电能质量在线监测装置。

13.2 通信

13.2.1 屋顶分布式光伏应具备与电网调度机构进行双向数据通信的能力，通信系统应覆盖但不限于电网采集/控制终端、并网逆变器等重要设备，应满足继电保护、调度自动化及用电信息采集等业务对电力通信的要求。

13.2.2 屋顶分布式光伏与电网之间的通信方式和信息传输应满足电力系统二次安全防护要求。

13.2.3 屋顶分布式光伏并网逆变器应通过台区智能融合终端等边缘物联设备，将相关数据信息上传至物联管理平台。

13.2.4 通过 35 千伏/10 千伏电压等级并网且单点接入容量在 6MW 以上的屋顶分布式光伏电站，应采用光纤方式接入电力通信光纤专网，且配置的通信设备应与电网接入端设备接口与协议一致。通过 380 伏电压等级并网的屋顶分布式光伏，可采用无线、载波、光纤等通信方式进行信息传输。本地通信宜以 RS485、HPLC（宽带电力线载波）为主，可采用微功率无线辅助通信，满足电量采集装置、并网逆变器等设备至台区智能融合终端的通信需求；远程通信宜采用 4G 或 5G 无线公网，也可结合 10 千伏光纤接入专网建设情况，因地制宜选用光纤方式，满足台区智能融合终端或逆变器等至电网调度机构的通信需求。

13.3 继电保护

13.3.1 通过 380 伏电压等级并网，以及通过 10 千伏电压等级接入用户侧的屋顶分布式光伏，当并网点处电压超出表 4 规定的电压范围时，应在相应的时间内停止向电网线路供电。

表 4 电压保护动作时间要求

并网点电压	要求
$U < 50\%U_N$	最大分闸时间不超过 0.2 秒
$50\%U_N \leq U < 85\%U_N$	最大分闸时间不超过 2.0 秒
$85\%U_N \leq U < 110\%U_N$	连续运行
$110\%U_N \leq U < 135\%U_N$	最大分闸时间不超过 2.0 秒
$135\%U_N \leq U$	最大分闸时间不超过 0.2 秒
注 1: U 为并网点电压。 注 2: U_N 为分布式光伏并网点的电网额定电压。 注 3: 最大分闸时间是指异常状态发生到光伏停止向电网送电时间。	

13.3.2 通过 35/10 千伏电压等级直接接入公共电网的屋顶分布式光伏，应具备一定的低电压穿越能力和高电压穿越能力。

13.3.3 通过 380 伏电压等级并网，以及 10 千伏电压等级接入用户侧的屋顶分布式光伏，当并网点频率超过 49.5 赫兹~50.2 赫兹运行范围时，应在 0.2 秒内停止向电网送电。

13.3.4 通过 35/10 千伏电压等级接入公共电网的屋顶分布式光伏，其频率保护配置应满足表 5 要求。

表 5 分布式光伏在不同电力系统频率范围内的运行规定

频率范围	运行要求
$f < 46.5$ 赫兹	根据光伏逆变器允许运行的最低频率而定
$46.5 \text{ 赫兹} \leq f < 47.0$ 赫兹	频率每次低于 47.0 赫兹，光伏电源应能至少运行 5 秒
$47.0 \text{ 赫兹} \leq f < 47.5$ 赫兹	频率每次低于 47.5 赫兹，光伏电源应能至少运行 20 秒
$47.5 \text{ 赫兹} \leq f < 47.0$ 赫兹	频率每次低于 47.0 赫兹，光伏电源应能至少运行 1 分钟

47.0 赫兹 $\leq f < 47.5$ 赫兹	频率每次低于 47.5 赫兹，光伏电源应能至少运行 5 分钟
47.5 赫兹 $\leq f \leq 50.5$ 赫兹	连续运行
50.5 赫兹 $< f \leq 51.0$ 赫兹	频率每次高于 50.5 赫兹，光伏电源应能至少运行 3 分钟
51.0 赫兹 $< f \leq 51.5$ 赫兹	频率每次高于 51.0 赫兹，光伏电源应能至少运行 30 秒
$f > 51.5$ 赫兹	根据光伏逆变器允许运行的最高频率而定

13.3.5 屋顶分布式光伏的用户侧保护配置：

(a) 屋顶分布式光伏经专线接入 35/10 千伏配电网，用户高压总进线断路器处应配置阶段式（方向）过电流保护。若根据系统要求需要采用全线速动保护时，可配置光纤纵联差动保护。

(b) 屋顶分布式光伏 T 接接入 35/10 千伏配电网，用户高压总进线断路器处应配置阶段式（方向）过电流保护。

(c) 屋顶分布式光伏接入 35/10 千伏配电网开关站（配电室、箱变），用户高压总进线断路器处应配置阶段式（方向）过电流保护。

(d) 屋顶分布式光伏接入 220/380 伏配电网，用户侧低压进线开关应具备短路速断、延时保护功能和分励脱扣、失压跳闸及低压闭锁合闸等功能，同时应配置剩余电流保护。

13.3.6 通过 35/10 千伏电压等级并网的分布式储能系统，并网线路两侧宜采用电流保护或距离保护。当保护整定或配合困难时，可采用差动保护；通过 220/380 伏电压等级并网的分布式储能系统，并网线路两侧应具备电流保护功能。

13.3.7 屋顶分布式光伏和分布储能系统应具备快速监测孤岛且立即断开与电网连接的能力，防孤岛保护动作时间不大于 2 秒，其防孤岛保护应与配电网侧线路重合闸和安全自动装置动作时间相配合。

14 运行维护

14.1 屋顶分布式光伏应设置日常维护人员，并进行相应的电气安全知识等相关培训。

14.2 日常维护主要包括看护、巡视、光伏组件清理、场地清扫等工作，维护人员应做好日常维护记录。

14.3 日常维护人员发现异常、故障情况应及时向专业运维单位汇报。

14.4 专业运维单位应由屋顶分布式光伏投资主体委托或指派。

14.5 根据屋顶分布式光伏的容量和数量，专业运维单位宜合理配置专业维护人员和设备。

14.6 专业维护人员应符合上岗条件，定期接受培训，并在运行维护检查中遵守相关的操作。

14.7 专业维护人员应对光伏方阵、支架、电缆、配变箱、汇流箱、逆变器、防雷接地等设备及其接线保护与支撑、防腐、防潮、防爆、防变形和防断裂等进行定期检查与维护，发现污损、锈蚀、脱接及松动等异常现象及时处理，并做好记录。

14.8 屋顶分布式光伏在设计使用年限内，应保证其正常使用和维护条件下的可靠运行。

14.9 屋顶分布式光伏达到设计使用年限或遭遇重大事故灾害后，若继续使用，应对其进行评估。

14.10 屋顶分布式光伏业主应确保分布式光伏发电安全可靠运行，落实安全生产主体责任。

14.11 屋顶分布式光伏的运维管理或技术服务宜采取集中运维管理，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数字化运维新技术。

- 14.12 屋顶分布式光伏运维应编制现场运行维护管理规程和安全规程。
- 14.13 严格遵守系统产品的使用手册，定期对系统进行检测和清洁维护。
- 14.14 定期清洁逆变器冷却风扇，并检查是否正常，定期清除机内的灰尘，检查各端子螺钉是否紧固，检查有无过热后留下的痕迹及损坏的器件，检查电线是否老化。
- 14.15 定期对光伏方阵的光电参数及输出功率进行检测，以保证光伏方阵的正常运行。
- 14.16 定期检查新生长的植物是否遮挡太阳光，并及时清除。
- 14.17 观察光伏方阵表面清洁情况，根据气候状况定期清除灰尘和污垢，可用清水冲洗或用干净抹布擦拭，不得使用化学试剂或硬物清洗。下雪天，应及时清扫组件表面积雪。
- 14.18 屋顶分布式光伏系统应每年进行不少于2次全面维护，特殊气候条件（如台风、冰雹、高温等）前后应适当增加检查维护次数。
- 14.19 优先选择清晨或傍晚光线弱系统未运行的时候对系统进行维护，维护前做好防护措施，佩戴绝缘手套，使用绝缘工具。
- 14.20 屋顶分布式光伏系统器件如需更换，建议在清晨或者下午较晚的时候进行，应及时联系专业维护人员，由专业人员前往更换。
- 14.21 如突发雷雨天气，为保证系统安全，建议选择断开汇流箱的断路器开关，切断与光伏组件的电路连接，避免防雷模块无法去除的直击雷产生危害，专业维护人员应及时检测防雷模块的性能，以避免防雷模块失效产生的危害。
- 14.22 屋顶分布式光伏系统发生事故时，运维单位应立即处理，及时进行事故分析。
- 14.23 屋顶分布式光伏项目运维应做好记录，所有运行维护管理记录均应归档编号并妥善保管。
- 14.24 配套储能设施安全管理应坚持“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，建立“企业负责、行业自律、政府监管、社会监督”的管理机制，安全管理应包括项目准入、生产与质量控制、设计咨询、工程建设、调试验收、并网调度、运行维护、退役管理、应急管理、应急管理与事故处置等环节。
- 14.25 配套储能设施应配备能满足储能安全可靠运行的工作人员并配置安全员。工作人员应经过培训，掌握工作范围内危险因素和防范措施，掌握储能消防器材和设施的使用方法，具备迅速扑救初期火灾的能力和及时引导人员疏散的能力；安全员负责监督各项安全制度的贯彻执行，发生安全事故时参加事故调查处理。
- 14.26 配置储能的屋顶分布式光伏项目，应定期检查储能系统的工作情况，及时更换损坏的配套储能系统。

15 交易结算

- 15.1 县（区）供电企业与屋顶分布式光伏投资主体签订发用电合同，根据电能计量装置的记录和政府主管部门批准的电价（包括国家规定的随电价征收的有关费用），定期结算电费。在合同有效期内，如发生电价和其他收费项目费率调整，按政府有关电价调整文件执行。光伏发电补贴按照政府文件执行。
- 15.2 县（区）供电企业与屋顶分布式光伏投资主体按照上网电量、下网电量和国家规定的上网电价、销售电价分别计算购、售电费。全额上网光伏发电项目应单独计算发电设备消耗电量。

15.3 符合免税条件的屋顶分布式光伏项目由所在地县（区）供电企业代开普通发票；符合小规模纳税人条件的屋顶分布式光伏项目须在所在地税务部门开具 3%税率的增值税发票；一般纳税人的屋顶分布式光伏项目须开具 13%税率的增值税发票。

15.4 因屋顶分布式光伏投资主体通过窃电、超容等违约方式取得的不正当补贴，应由县（区）供电企业在处理违约过程中予以追回。

16 用电监察

16.1 县（区）供电企业做好屋顶分布式光伏用户的发用电安全隐患排查工作，维护发用电秩序。对存在安全隐患的，下达整改通知书，用户应按期完成整改；严重威胁供用电安全的设备，用户应立即退出运行，隐患消除后方可投运。对拒不实施安全隐患整改的，供电企业书面报告政府部门，采取必要手段，督促其整改安全隐患（留取存根）。

16.2 未经供电企业同意，擅自引入（供出）电源或将备用电源和其他电源私自并网的，除当即拆除接线外还应承担违约使用电费。

16.3 对于私自迁移、更动和擅自操作供电企业的用电计量装置、电力负荷管理装置、供电设施的，供电企业可暂停其发电设施接入电网，并追究其经济责任。

17 项目评价

17.1 屋顶分布式光伏投资主体宜在屋顶分布式光伏并网验收合格且运行 1 年后的 3 个月内完成项目评价，并形成评价报告，存档备查。

17.2 项目评价应包括工程建设评价和运维质量评价。工程建设评价包括项目建设准备评价、项目建设实施评价和项目投产运营评价。运维质量评价包括运维过程管控能力评价、运行监测与数据分析能力评价以及系统和设备维护能力评价。