

分布式光伏储能系统安全管理研究

王雪峰

中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司 陕西 西安 710000

摘要：为破解分布式光伏储能系统安全管控难题，本文剖析系统运行机理与火灾、电气、运维类安全事故，识别全生命周期风险，深挖设备管控、现场运维、标准体系及管理理念四大层面现存问题与深层诱因。结合工商业与户用系统差异化运行特征，从设备管控、运维优化、制度完善、数字化防控四维提出优化对策，补齐分布式储能专项管理短板，规避热失控、电气短路等事故，助力光伏储能行业安全、长效、规范化落地发展。

关键词：分布式光伏；储能系统；安全管理

引言：双碳目标推进下，分布式光伏储能凭借削峰填谷、就地供电优势，工商业、户用装机规模持续扩容，但系统安全事故频发，制约行业发展。相较于大型集中式储能，分布式站点布局分散、设备参差、运维薄弱、专项标准缺失，安全管控难度更高。现阶段行业重建收益、轻安全治理，各类隐患叠加爆发。基于此本文立足系统全生命周期，梳理风险痛点、剖析管理弊病，针对性构建安全管理体系，为行业安全运维提供实操参考。

1 分布式光伏储能系统基础理论及安全风险分析

1.1 分布式光伏储能系统核心构成与运行机理

(1) 系统硬件主要由光伏组件、锂电池储能单元、变流器(PCS)以及配电与监控模块构成。光伏组件完成光-电转换，锂电池负责能量存储与释放，变流器实现直流-交流双向变换及功率控制，配电及监控模块保障系统通断保护与数据采集。(2) 并网运行时，系统与公共电网并联，通过变流器协调光伏发电、储能充放电及负荷用电，可执行削峰填谷或余电上网；离网运行时，断开与电网连接，由储能单元经变流器构建独立电压源，直接支撑本地关键负荷供电，实现不间断供电。(3) 工商业系统功率大、三相接入、调度复杂，侧重峰谷套利与需量管理，对电能质量和谐波抑制要求高；户用系统功率小、单相接入、即插即用，侧重自发自用与应急备电，对安全防护简便性及低噪音要求突出^[1]。

1.2 分布式光伏储能系统安全事故类型及案例分析

(1) 储能电池热失控及火灾爆炸事故频发。典型案例如2021年北京某工商业储能电站，磷酸铁锂电池因内部微短路引发热失控，产生氢气等可燃气体，运维人员打开舱门后遇火花发生爆炸，造成伤亡。多起户用案例显示，过充、外部短路或机械损伤均可触发链式放热反应。(2) 电气安全事故包括漏电、并网短路及雷击。例

如某户用光伏因逆变器绝缘检测失效，直流侧正极对地漏电引发电击风险；并网短路常发生于汇流箱内连接松动或防反二极管击穿；雷击可通过感应过电压击穿浪涌保护器，引发逆变器起火。(3) 运维操作与环境侵蚀导致的次生事故不可忽视。如运维人员在未断开直流侧的情况下直接插拔连接器，产生拉弧起火；沿海地区盐雾腐蚀接线盒，绝缘下降引发相间短路；潮湿环境导致BMS采集线束霉变，电池单体电压监测失准，加速过充风险。

1.3 系统全生命周期安全风险识别

(1) 前期设计与设备采购阶段，电池选型未考虑热失控阻隔设计、保护阈值设置不合理、选用非车规级BMS元器件，均属源头风险。(2) 现场施工安装及并网调试阶段，直流端子压接工艺不规范、接地网缺失、极性反接、并网前绝缘测试不完整，易导致初期故障即演变为事故。(3) 后期运维及极端工况运行阶段，电池老化后内短路概率上升、冷却失效导致高温运行、消防系统未定期测试，构成主要运营风险。(4) 政策标准与人员管理体系等软性风险包括：现行消防标准对分布式储能针对性不足、运维人员未持证上岗、应急预案缺失或未演练，导致事故发现迟、处置错、扩大快。

2 分布式光伏储能系统安全管理现存问题及成因分析

2.1 设备层面安全管理短板

(1) 储能电芯质量参差不齐、组件老化管控缺失。部分中小项目使用梯次利用电池或无认证电芯，循环寿命短、内阻一致性差，极易引发局部过充热失控；同时，光伏组件长期运行后PID效应、隐裂、热斑等问题未建立强制衰减检测机制，老化组件持续带病运行。(2) 消防配套装置、温控预警设备配置不达标。大量分布式项目仅配备手持灭火器，缺乏舱级气溶胶、七氟丙烷等自动灭火系统；温度传感器布点不足，BMS对电芯内部

温度估算偏差大,预警阈值设置偏高,导致热失控早期无法及时报警^[2]。(3)老旧分布式系统设备迭代更新管理机制缺失。运行5年以上的系统普遍存在变流器固件停更、通信协议不兼容、电池容量衰减超30%等问题,但由于缺乏强制报废或技改标准,业主往往选择继续使用,安全冗余逐年下降。

2.2 现场施工与运维管理现存问题

(1)分布式点位分散,网格化运维监管难度较大。工商业及户用项目遍布城市不同区域,单个运维团队需负责上百个孤立站点,故障响应时间普遍超过48小时,且无法实现每日巡检,隐蔽性隐患(如接线端子松动)难以及时发现。(2)一线运维人员专业能力不足,违规操作频发。大量从业者为电工转岗,缺乏锂电池系统安全知识,在更换电池模块时未均衡电压差直接并联,引发环流打火;检修时不断开直流开关,带电插拔MC4连接器导致电弧灼伤事故频发。(3)日常巡检、隐患台账闭环管理流程不规范。现场巡检多依赖纸质打勾表,未强制使用红外热成像检查连接点温度;隐患记录仅口头交接,缺少信息化追踪系统,同类问题反复出现却无整改闭环证据,积小患为大灾。

2.3 制度标准与数字化管理体系缺陷

(1)分布式场景专项安全行业标准不完善。现有国标主要针对大型储能电站,对容量小于500kW的分布式系统,在消防间距、防爆泄压、电池舱与建筑距离等方面缺乏量化规定,导致设计随意性大。(2)属地监管、项目方、运维方权责划分模糊。分布式项目备案在区县级,但安全监管涉及发改、应急、住建多部门,往往互相推诿;项目建成后,业主认为运维方负全责,运维方认为仅承担响应责任,安全管理真空地带频现。(3)智能监控、风险预警数字化管理平台覆盖率低。多数小规模系统仅具备本地告警功能,未接入远程运维平台;即便有平台,也缺乏基于电芯电压离散度、内阻增长率的趋势预警算法,基本是阈值超限后报警,为时已晚。

2.4 安全管理问题深层成因剖析

(1)项目方重建设收益、轻安全管控成本投入。分布式光伏储能初始投资中,安全相关成本(高质量BMS、消防装置、运维巡检工具)占比常被压缩至3%以下,而事后损失往往高达投资的数倍,短期逐利心态导致安全投入严重不足。(2)分布式储能项目碎片化管理模式存在弊端。单个项目容量小、业主分散,缺乏统一的安全责任主体;多方采购设备(电芯来自A厂、BMS来自B厂、PCS来自C厂)导致接口不匹配,故障发生后各供应商相互推责,系统集成层面的安全漏洞无人修

复。(3)安全培训、应急处置配套体系建设滞后。一线人员年均安全培训时长不足4小时,且多为纸面考试;绝大多数工商业站点未组织过热失控应急演练,运维人员面对冒烟、起火等突发情况时,不知如何正确断电、疏散及使用专用灭火器材,极易错失黄金处置时间。

3 分布式光伏储能系统优化安全管理对策

3.1 构建全生命周期设备源头安全管控机制

(1)建立设备准入质检、电芯溯源标准化管理制度。制定分布式储能设备正面清单,要求电芯必须通过GB/T36276安全认证并提供出厂内阻、容量一致性报告;引入第三方驻厂监造或到货抽检制度,对每批次电芯、BMS、变流器进行关键指标复测。建立电芯全生命周期溯源二维码,记录从生产、组装到投运、退役的全流程信息,确保问题批次可追溯、可召回。(2)优化储能舱温控、消防、防雷一体化配套设计。针对工商业及户用场景,强制配置独立温控系统,采用电芯级温度传感器与BMS联动,温差超过5℃即触发风机调速或降功率运行;消防方面,小容量户用系统可配置气溶胶贴片及防爆泄压阀,工商业系统必须配置舱级七氟丙烷或全氟己酮自动灭火装置,并与BMS及烟温感探测器联动。防雷设计应满足一级浪涌保护,直流侧、交流侧及通信接口均设置SPD,接地电阻不大于4Ω^[3]。(3)搭建设备老化监测、报废更换动态管控体系。利用BMS记录的充放电数据,按月分析电芯内阻增长率及容量衰减率,当内阻增长超过初始值50%或容量衰减至60%以下时,系统自动推送预警并建议现场检测;制定分布式储能退役技术导则,明确运行满8年或经评估热失控风险等级为高的电池必须强制更换,更换后的退役电池按照梯次利用或环保回收渠道规范处置。

3.2 完善施工现场与常态化运维安全管理模式

(1)分区网格化分布式站点施工、运维属地管理方案。按行政区划或供电台区划分网格,每个网格设固定运维驻点,配置至少2名持证人员及红外热成像仪、绝缘电阻测试仪等装备。网格内项目实现48小时全覆盖响应,重点户用项目加装智能断路器并与网格中心远程通信,实现故障快速定位与隔离。(2)落实人员持证上岗、分层级安全专项培训机制。所有电气安装、检修及运维人员须持有低压电工特种作业操作证,并通过锂电池系统安全专项考核。建立三级培训体系:公司级每季度开展消防及急救技能集中培训,项目级每月组织事故案例复盘,班组级每周进行危险源辨识演练,考核不合格者不得独立作业。(3)建立隐患排查、整改、复核闭环运维流程。开发移动端隐患上报APP,运维人员巡检中

发现接线松动、绝缘破损等问题时,现场拍照定位并分级上报,系统自动派发整改任务至责任人;整改后上传佐证照片及数据,由网格长线上复核^[4]。逾期未整改的自动升级并暂停该站点并网许可,每月生成闭环统计报表纳入绩效考核。

3.3 健全政策标准与多方协同监管体系

(1) 补齐分布式光伏储能地方及行业安全管控细则。建议由国家能源局牵头制定《分布式电化学储能系统安全技术规范》,明确容量小于500kW的站址选择(距建筑物门窗不小于3米)、防火分区面积(不大于50m²)、防爆泄压面积比例(不小于0.5m²/10kWh)等量化指标;各省依据气候特点补充防腐、防尘等附加要求,消除标准空白。(2) 厘清政府监管、业主单位、运维企业三方安全权责。政府层面由属地发改或应急管理部门作为统一牵头单位,负责备案审查及年度抽查;业主承担安全主体责任,须定期委托第三方安全评估并提供运维资金保障;运维企业承担合同范围内的运行安全责任。三方签订安全责任承诺书,明确事故追责依据,避免权责悬空。(3) 建立跨部门联合抽查、安全考核奖惩机制。每季度组织发改、消防、住建、市场监管等部门开展联合抽查,重点检查消防装置有效性、电气保护定值、运维记录真实性等。考核结果与项目补贴、并网资格挂钩:连续两次不合格的项目取消当年补贴并限期整改;连续两年达标的运维企业给予政策倾斜或通报表扬。

3.4 搭建数字化智能安全管理与应急防控体系

(1) 部署云端一体化风险监测、热失控提前预警平台。将所有分布式站点BMS数据通过4G/5G网关上传云端,平台内置基于电压离散度、温升速率、内阻增长斜率的预警模型,实现热失控前30分钟有效预警。同时GIS地图展示各站点安全状态,红黄绿三级标记风险等级,自动生成运维工单并推送至网格负责人。(2) 编制火灾、并网故障极端场景专项应急处置预案。针对磷酸铁锂电池火灾,制定“断电、疏散、报警、隔离、灭火”

五步标准流程:初期烟感报警时远程切除电源,明火出现后使用D类灭火器或大量水(需确认接地及防护),严禁盲目开启电池舱门。并网故障预案包括防孤岛保护失效、逆功率超限等处置方法,列明各接口操作顺序^[5]。

(3) 常态化开展应急演练,提升突发安全事故处置能力。每个网格驻点每半年组织一次全流程实战演练,模拟热失控冒烟、电气短路起火等场景,要求运维人员在30分钟内完成接警、穿戴防护装备、现场隔离、初期灭火及信息上报。演练全程录像复盘,业主及物业人员共同参与,确保事故发生时各方协同有序,最大限度降低人员伤亡与财产损失。

结束语

本文梳理分布式光伏储能系统风险与管理短板,搭建全流程、多方协同安全管理方案,有效弥补分布式场景标准空白、运维碎片化、数字化预警不足等行业痛点。研究兼顾户用与工商业系统差异化需求,贴合现场施工、运维监管实际工况。后续可结合沿海、高寒等特殊地域环境优化管控策略,迭代智能预警算法,进一步完善应急处置机制,持续提升分布式光伏储能系统整体安全防护与风险抵御能力。

参考文献

- [1] 吴晓峰,张磊.分布式光伏储能系统运维安全隐患及智能化管理优化路径[J].可再生能源,2024,42(8):189-195.
- [2] 黄鑫,杨建华,许佳.配网侧分布式光储耦合系统运行安全风险评估研究[J].电力系统保护与控制,2024,52(11):156-164.
- [3] 林俊,戴瑜兴.锂电池分布式储能系统热失控风险预警与安全管控技术[J].电工技术学报,2024,39(S1):289-297.
- [4] 曹阳,孙晓东.户用分布式光伏储能系统安全管理短板与整改措施[J].农村电气化,2023,13(9):72-74.
- [5] 李博文,王健.分布式光储电站施工、运维全流程安全管理体系构建[J].水电能源科学,2023,41(6):198-201.