

数字化背景下光伏储能项目管理模式创新与实践研究

黄戴特, 曾志春, 徐高照*

(浙江宏博星辰能源有限公司, 浙江 杭州 310000)

摘要 数字化技术的深度演进,重新定义了光伏储能项目的管理边界,项目全生命周期运行已从传统的单一设备管控模式,全面迈入发电、储电、智能调度与全流程运维协同联动的全新发展阶段。光伏储能系统具有设备类型多、数据链条长、运行波动快和控制耦合强等特征,传统分散式管理已难以承接复杂工程场景下的协同需求。通过项目管理实践可知,数据分散、调度脱节与运维滞后已成为制约项目质量、效率与收益释放的关键堵点。依托一体化数字平台、智能调度模型与数字孪生运维体系,项目管理开始由经验驱动转向数据驱动。此类管理模式重构,进一步增强了光伏储能项目的协同性、安全性与精细化水平。

关键词 光伏储能; 数字化管理; 项目协同; 智能调度; 数字孪生运维

中图分类号: TM7

文献标志码: A

DOI: 10.3969/j.issn.2097-3365.2026.14.026

0 引言

新能源工程持续扩容后,光伏与储能已不再是彼此分离的建设单元,而是贯穿发电、储电、调度、并网与运维环节的复合型项目系统。项目建设及运行阶段,设备接口适配、控制逻辑联动、运维任务衔接与管理流程组织彼此牵连,传统依赖分系统管理和人工传递信息的做法,面对多源数据并行流动、运行状态持续变化的场景时,已逐渐暴露出协同迟缓、判断滞后和衔接不畅等短板。尤其在工程周期拉长、装置规模扩大、运行目标增多的背景下,项目管理关注点已不再停留于进度、成本和质量控制,还进一步延伸到调度响应、状态识别、风险预警与全过程协同。数字技术不断嵌入项目管理端口后,为光伏储能项目管理模式重塑、数据链条贯通与管理精度优化提供了更坚实的技术支撑。

1 数字化背景下光伏储能项目管理的技术基础

1.1 光伏储能系统结构与运行特征

光伏储能项目由光伏阵列、逆变器、储能电池簇、电池管理系统、能量管理系统及并网单元共同构成,系统边界已由单一发电设备扩展为“发电—储电—调度—并网”复合体。工程侧常见直流侧电压等级约为1 000 V或1 500 V,储能系统则多按额定功率与容量成组配置,如20 MW/40 MWh,以支撑2 h左右的调节需求。

在运行过程中,光伏出力受辐照度、组件温升与云层扰动牵动,短时波动较突出;储能端需依照荷电状态、充放电倍率及并网指令同步调整。BMS负责单体电压、温度与一致性监测,EMS承担功率分配与策略下发,两者协同质量直接关联系统安全边界与调节精度。由此可见,光伏储能项目并非单纯设备拼接,而是电力装备、控制逻辑与数据链路深度耦合的系统性工程。

1.2 数字化技术在新能源工程中的应用基础

数字技术进入新能源工程后,最先改变的是数据获取方式与管理颗粒度。借助物联网终端,组件电流、电压、温度、逆变器运行状态以及储能SOC、SOH等关键变量可按秒级或分钟级频率持续采集,现场信息不再停留于分散记录。云平台承担海量数据汇聚、存储与调用任务,EMS、SCADA与运维模块则在统一接口下完成联动,项目管理由单点查看转入全局感知。依托历史功率曲线、气象预测结果和负荷侧信息,平台可形成短时发电预测、充放电计划推演与异常工况识别能力。这样一来,施工管理、运行调度与设备运维开始共享同一数据底座,项目决策更接近实时状态,也更便于后续精细考核。

1.3 光伏储能项目数字化管理体系构成

光伏储能项目数字化管理体系通常由外部数据层、现场采集层、平台中枢层、业务应用层和决策评价层

作者简介: 黄戴特(1984-),男,专科,工程师,研究方向:光伏储能项目管理。

***通信作者**: 徐高照(1992-),男,专科,工程师,研究方向:光伏储能项目管理。E-mail: 592061969@qq.com

递进构成。外部层接入气象、负荷、电价与电网调度信息，现场层汇聚组件、逆变器、电池簇及辅控设备运行参数，数据刷新周期往往控制在秒级至 5 min 级区间。平台中枢以数据中心、EMS 和智能运维模块为核心，承担清洗、建模、告警与指令下发任务；业务层再把这些结果投向施工进度控制、储能调度优化、故障诊断与检修排程。其关键不在系统堆叠，而在接口标准、时序同步与模型闭环是否稳定。只有把“采集—分析—执行—反馈”链条真正打通，数字化管理体系才不只是展示平台，而能转化为项目效益评估与管理优化的实际工具（见图 1）。

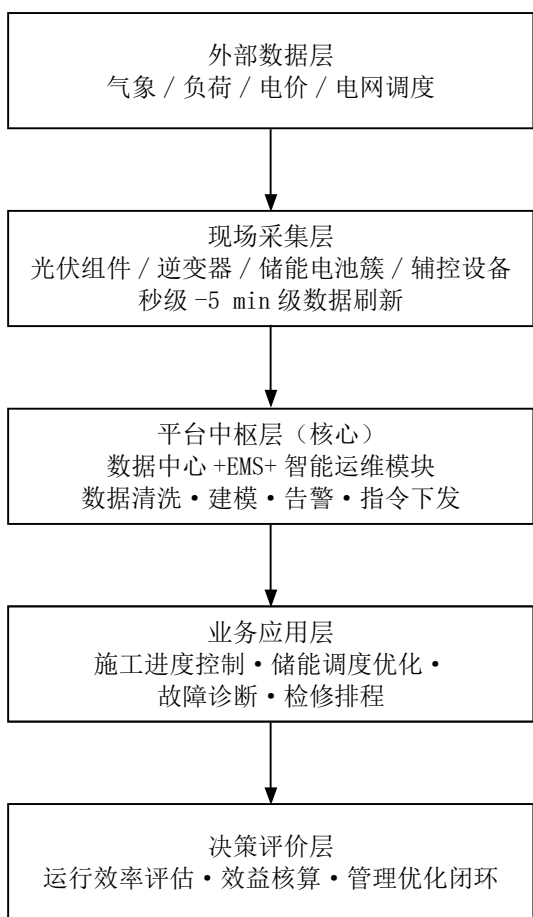


图 1 光伏储能项目数字化管理框架

2 光伏储能项目管理模式面临的主要问题

2.1 项目数据分散导致协同效率不足

光伏储能项目往往同时接入 SCADA、BMS、EMS、视频监控及工程管理平台，不同系统多由异构厂商分别建设，通信协议、数据口径与刷新周期并不统一，现场常见秒级监测数据与 5 min 级统计数据并行存在，给横向比对带来明显阻滞。管理人员在判断组件异常、

逆变器负载率或储能 SOC 变化时，往往需要在多个界面之间反复切换，数据抽取、清洗与匹配链条偏长，信息传递存在时滞。尤其在 100 MW 级以上项目中，采集点位可达万级以上，若缺少统一数据中台与标准接口，施工、调度、运维三端便难以形成顺畅协同，项目管理容易停留在“分系统可见、全局不可判”的状态。

2.2 储能调度与发电管理协同不足

光伏出力受辐照波动、云团遮挡和组件温升牵动，短时功率爬坡较快，而储能系统还需同步响应并网考核、峰谷调节和功率平滑等要求，二者在时间尺度与控制目标上并不天然一致。若项目缺乏统一调度中枢，发电预测结果难以及时传递至储能控制端，EMS 策略更新滞后，便容易出现 SOC 维持区间偏离、2 h 储能容量释放不充分或充放电切换过密等问题。部分项目虽然配置了储能单元，但调度仍以静态阈值控制为主，未把气象预测、电价信号与负荷需求联动纳入同一模型，结果往往是储能参与了运行，却没有真正嵌入发电管理主链条，系统综合收益也就难以充分释放。

2.3 项目运维管理缺乏智能化支撑

当前，部分光伏储能项目运维仍偏重人工巡检、台账记录与事后处置，对隐蔽性故障、渐进性衰减和多设备耦合异常的识别深度不足。以 100 MW 级电站为例，组件数量往往达到十万块以上，逆变器、汇流箱、电池簇与温控单元同步运行，巡检对象多、路径长、频次高，仅靠人工经验很难解决热斑、失配、绝缘异常及电池一致性劣化等问题。储能侧一旦 SOH 下降、温差扩大或单体电压离散度上升，若缺少在线诊断与预警模型，故障发现时间就会后移，轻则抬高检修成本，重则压缩系统可用容量并牵连运行安全。由此可见，运维管理若没有智能分析支撑，项目后端管理便很难跟上设备规模扩张节奏。

3 数字化驱动下光伏储能项目管理模式创新与实践路径

3.1 构建一体化数字平台，推动项目协同管理

想要提高光伏储能项目协同效率，前提不是单个系统更先进，而是把监控、调度、施工、运维几条数据链接到同一平台。较稳妥的做法是依托统一数据中台整合 SCADA、BMS、EMS、视频监控及工程管理系统，借助标准化接口打通设备编码、时间戳、测点口径和业务台账，让秒级运行数据、5 min 级统计数据与阶段性施工数据在同一架构下汇聚^[1]。建设阶段，平台可同步跟踪设备到货、安装进度、调试记录和质检结果，形成可追溯的工程履历；运行阶段，则把发电效率、储

能 SOC、SOH、逆变器负载率及告警信息集中展示，管理端据此完成跨专业联动判断^[2]。对于 100 MW 级光伏、20 MW/40 MWh 储能项目而言，这类平台不只是信息展示界面，更是贯穿设计、建设、并网和运维的协同枢纽，能够压缩信息传递链条，减少重复录入与人工核对偏差，进而把项目管理由分散响应推向全流程联动。

3.2 引入智能调度算法，优化储能运行策略

储能系统要真正发挥调峰、平滑和削峰填谷价值，关键不在“装了多少容量”，而在“调度策略是否跟发电侧与电网侧同步联动”。在数字平台支撑下，可把气象预测、历史出力曲线、负荷需求、电价信号及并网约束一并纳入调度模型，对未来 15 min、1 h 乃至日内功率变化进行滚动推演，再由 EMS 生成分时充放电计划^[3-4]。对于常见 2 h 配置的 20 MW/40 MWh 储能单元，若仍沿用固定阈值控制，往往会出现午间消纳不足、傍晚释放偏慢或 SOC 长期停留在非优区间的问题；而引入预测控制与动态优化后，储能可围绕安全 SOC 区间、充放电倍率和功率响应边界灵活调整。这样做的价值在于把光伏出力波动与储能调节动作放到同一控制逻辑中处理，减少无效充放电和频繁切换带来的损耗，推动储能利用率、调节精度与项目经济性同步改善。

3.3 建立数字孪生运维体系，提升项目管理水平

数字孪生运维的核心不只是把现场设备“搬到屏幕上”，而是借助实时映射、状态演化和故障推演，把项目后端管理从被动处置前移到预判干预。具体实施时，可围绕光伏阵列、逆变器、汇流箱、储能电池簇、温控系统和消防单元构建虚拟镜像，将组件温度、发电功率、电池 SOC、SOH、单体压差与系统告警持续映射到模型侧，形成设备一场站一系统三级联动视图^[5-6]。对于 100 MW 级以上项目，组件数量常达十万块以上，电池单体监测点更是呈倍数扩张，传统人工巡检很难及时锁定热斑、失配、绝缘异常和一致性劣化；而数字孪生体系可结合历史曲线与阈值模型，对逆变器异常停机、电池容量衰减、温差扩大等问题提前发出预警。这样一来，检修安排就不再完全依赖经验，而能依托状态诊断、趋势分析和寿命评估展开，既有助于降低运维成本，也能把项目管理精度推向更细颗粒度。

3.4 工程案例：某光伏储能项目数字化管理实践

涟水县五岛湖智慧能源示范站（苏北首座“光储充放检”智慧能源示范站），位于江苏省涟水县五岛湖公园，配套 1.7 MW 光伏阵列、92 kWh 储能系统，配置 1 个 600 kW 液冷超充终端和 21 个直流快充终端，是入选江苏省数据局 2026 年优秀案例的绿色能源项目。接

入气象局光照数据、电力部门电网负荷曲线，搭建一体化智慧管理平台，整合物联网终端采集的光伏出力、储能 SOC 等秒级数据，构建负荷预测模型与智能调度系统。依托平台实现光伏发电、储能调峰、充电服务协同管理，采用智能告警与远程故障诊断模式，替代传统人工巡检，结合峰谷电价差优化储能充放电策略。项目年均发电量约 10 万度，储能年转移电量达 4.8 万 kWh，运维成本降低 30%，现场工作量减少 70%，年均减排二氧化碳 78 吨，600 kW 液冷超充终端 10 分钟可补电至 80% 以上，实现了民生服务与绿色效益的双重提升。

4 结束语

在数字化背景下，光伏储能项目的管理模式经历了从传统分散控制到系统协同的转型，这一变革不仅提升了管理效率，还强化了项目的整体协同性、安全性与精细化水平。依托一体化数字平台、智能调度和数字孪生运维技术的支持，项目管理能够实时获取和分析各类关键数据，快速响应系统动态变化，显著提升了运行效率与经济效益。随着数字技术的深度融入，光伏储能项目管理的创新模式使得各环节更加紧密联动，突破了传统管理方式的局限，增强了项目的灵活性和适应性。数字化转型使得项目管理从依赖经验和人工判断，转向基于数据驱动的智能决策，提升了项目运行的安全性和可控性，为管理团队提供了更加精准的信息支持。通过优化调度策略和运维管理，项目不仅提高了能源利用率，还有效降低了运维成本，提升了可持续发展能力。这种数字化转型不仅促进了项目运行效能的最大化，也为未来更大规模光伏储能项目的管理提供了可行的实践路径。

参考文献：

- [1] 吴建国,徐铭,廖清阳,等.面向能源互联网的智能化运维管控平台研究[J].电子器件,2022,45(03):744-752.
- [2] 张树晓.基于大数据平台的新能源智能化运营监管技术[J].分布式能源,2022,07(01):74-82.
- [3] 陈晓英,楼继开,邱亚鸣,等.光储协同综合智慧能源站自动功率控制系统研究[J].综合智慧能源,2023,45(09):77-85.
- [4] 刘晓艳.基于模型预测-动态规划的微网混合储能能量管理[J].电子器件,2022,45(03):739-743.
- [5] 沈沉,曹仟妮,贾孟硕,等.电力系统数字孪生的概念、特点及应用展望[J].中国电机工程学报,2022,42(02):487-499.
- [6] 李成雲,杨东升,周博文,等.基于数字孪生技术的新电力系统数字化[J].综合智慧能源,2024,46(02):1-11.