

基于物理储能技术的新能源光伏电力系统的优化研究

曹 明

国能太仓发电有限公司 江苏 苏州 215400

摘 要：随着新能源的快速发展，光伏电力系统因出力波动影响稳定供电。本文聚焦基于物理储能技术的新能源光伏电力系统优化研究，剖析多种物理储能技术特性，构建涵盖经济、技术、环保等多目标的优化模型。模型考虑储能充放电功率、电网调度指令等约束条件，采用智能算法求解。经实践验证，该研究可有效平抑光伏出力波动，提高能源利用率，增强系统供电可靠性与经济性。

关键词：基于物理储能技术；新能源光伏电力系统；优化策略

引言：随着全球能源转型加速，新能源光伏发电占比持续提升，但其固有的间歇性与波动性对电网稳定运行构成挑战。物理储能技术作为平抑光伏出力波动、提升系统灵活性的关键手段，已成为构建新型电力系统的核心支撑。本文基于抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能等物理储能技术特性，系统研究其与光伏系统的协同优化机制，旨在通过多目标建模与智能控制策略，实现新能源电力的高效消纳与可靠供应。

1 光伏电力系统与物理储能技术基础理论

1.1 光伏发电系统特性分析

(1) 光伏出力随机性与季节性：受太阳辐射、云层、大气气溶胶光学厚度、太阳高度角影响，日内出力非线性波动；季节差异使年出力呈“单峰/双峰”，极端天气下出力骤降超额定功率 90%，需储能具备 15%-20% 额定功率短时平抑能力。(2) MPPT 技术：含扰动观察法、增量电导法，新增模型预测控制 (MPC) 算法，建光伏阵列动态模型预判功率变化，光照突变时跟踪精度提 10%-15%；逆变器 MPPT 模块需协同电网调度指令，平衡最大功率输出与并网稳定性。(3) 并网影响：渗透率 > 30% 时引发次同步振荡风险，需储能提供 $\pm 5\%$ 额定功率快速无功支撑，配合 SVG 等设备将谐波畸变率抑制至 5% 以下，降低电网调频备用容量需求。

1.2 物理储能技术分类与特性

(1) 机械储能：抽水蓄能 (PSH) 效率受水头损失影响，实际循环效率 70%-75%；压缩空气储能 (CAES) 需考虑蓄热/冷系统，先进 adiabatic CAES 效率达 70% 以上；飞轮储能 (FESS) 真空度影响损耗，高速飞轮摩擦损耗可控制在 5% 以内。(2) 电磁储能：超级电容器 (SC) 需通过串并联均衡技术提升一致性，循环寿命可达 10 万次以上，适合 10-100ms 级功率补偿。(3) 热储能：熔盐储热需考虑凝固点控制，二元熔盐 (60% 硝酸

钠+40% 硝酸钾) 工作温度 290-565℃，储热密度达 400-500kJ/kg。(4) 技术对比：能量密度上，熔盐储热 > 抽水蓄能 > 超级电容器；功率密度上，飞轮储能 > 超级电容器 > 抽水蓄能；响应速度上，超级电容器 > 飞轮储能 > 熔盐储热；循环寿命上，超级电容器 > 飞轮储能 > 抽水蓄能^[1]。

1.3 储能-光伏系统优化关键问题

(1) 储能容量与功率的优化配置：需引入全生命周期成本 (LCOE) 模型，结合光伏出力概率分布与负荷预测误差，通过粒子群优化算法求解最优配置，确保投资回收期控制在 8-10 年。(2) 充放电策略与寿命衰减机制：基于储能设备 SOH (健康状态) 模型，避免充放电深度 > 80%，采用“浅充浅放”策略可延长寿命 30% 以上。(3) 多能互补场景下的能量管理：EMS 需具备多目标优化功能，在光储+风电系统中，通过风光出力预测误差反馈调节，实现弃风弃光率 < 5%，提升系统经济性与可靠性。

2 光伏-物理储能系统优化模型构建

2.1 系统架构设计

(1) 拓扑结构：采用“源-储-荷”闭环拓扑，光伏阵列为核心能源输入，经 DC/DC 转换器连接储能装置 (飞轮、超级电容器、熔盐储热系统等)，储能通过双向变流器控充放电；负荷侧分本地负荷与并网接口，本地负荷优先用光伏直供电，余电存储能或并网，缺电时储能补能，形成“自发自用+余电储能+缺电补能”模式。拓扑需满足功率流向可逆、接口兼容，适配不同物理储能特性 (如机械储能大容量、电磁储能高响应速度)。(2) EMS 功能：核心含数据采集与监测 (实时采光伏出力、储能状态、负荷需求、电网参数)、能量调度 (按优化策略分配光伏功率)、故障诊断 (检测阵列遮挡、储能充放电异常)、策略更新 (动态调充放电计划)；

分感知层（传感器、计量设备）、决策层（优化算法）、执行层（变流器、开关控制单元），层级协同，如决策层依实时数据输指令，执行层快速调储能功率。

2.2 多目标优化模型

（1）目标函数：1）经济性：以光伏-物理储能系统全生命周期成本（LCOE）最小化为核心，涵盖光伏阵列、飞轮/压缩空气储能的初始投资（含物理储能装置缸体、飞轮转子等核心部件成本）、运维成本（如飞轮轴承润滑、储气库气密性检测）、寿命损耗成本，按 $LCOE = (\text{总投资} + \text{年均运维费} \times \text{寿命}) / (\text{年均发电量} + \text{物理储能发电量})$ 计算，兼顾度电成本与投资回报周期；2）技术性：追求光伏利用率最大化与弃光率最小化，依托物理储能毫秒级充放电响应，在光照骤增时快速吸收电能，避免因电化学储能响应滞后导致的能源浪费，提升能源消纳能力；3）环保性：以碳排放减少量最大化为目标，对比光伏-物理储能系统与传统火电碳排放量（每度电减排0.785kgCO₂），结合区域碳政策量化环保效益。（2）约束条件：1）物理储能充放电功率限制：如飞轮储能充放电功率 ≤ 额定功率120%，压缩空气储能输出功率 ≤ 设计值，避免过载；2）电网调度指令：负荷高峰时物理储能按指令放电，维持电网频率50±0.2Hz；3）物理储能寿命约束：限制飞轮启停循环次数（≤ 8000次）、压缩空气储能充放循环深度（DOD ≤ 90%），避免部件疲劳老化^[2]。

2.3 优化算法选择

（1）传统方法：动态规划适用于多时段连续决策问题，可通过划分时间步长（如15分钟/步）优化储能充放电时序，但计算复杂度随时间维度增加而上升；混合整数线性规划（MILP）将储能充放电状态（充/放/闲置）设为整数变量，功率、容量设为线性变量，适合处理线性约束，在经济性优化中应用广泛，但对非线性问题（如储能寿命衰减）适配性较弱。（2）智能算法：粒子群优化（PSO）通过模拟粒子群体寻优，收敛速度快，适合多目标协同优化（如同时优化LCOE与弃光率）；遗传算法（GA）基于生物进化原理，通过选择、交叉、变异操作寻找全局最优解，能处理非线性约束，在储能容量配置与充放电策略优化中表现优异，但易陷入局部最优。（3）算法改进方向：引入并行计算技术（如GPU加速），降低大规模系统（如兆瓦级光伏电站）的计算耗时；强化约束处理能力，如采用罚函数法将储能寿命约束转化为目标函数惩罚项，提升模型实用性；结合深度学习（如LSTM预测光伏出力）优化算法输入，提高决策准确性^[3]。

3 基于物理储能技术的新能源光伏电力系统的优化策略

3.1 容量配置优化

（1）基于历史出力数据的储能容量需求分析：收集近3-5年光伏日/月/年出力数据，结合负荷波动特征，通过统计分析法（如概率密度函数）识别出力高峰与低谷时段，计算平抑波动所需最小储能容量。例如，若历史数据显示夏季正午光伏出力超负荷50kW·h，需配置至少50kW·h储能容量以消纳过剩电能；同时引入极端天气场景（如连续阴雨天）数据，预留10%-20%冗余容量，避免储能不足导致弃光。（2）考虑不同应用场景的容量差异：家庭场景负荷小（通常2-10kW），适配小容量电磁储能（如5-15kW·h超级电容器），满足日常供电与应急需求；工商业场景负荷波动大（50-500kW），优先选择中容量机械储能（如100-500kW·h飞轮储能），平衡峰谷用电差；电网级场景需大规模调峰（MW级），采用抽水蓄能（10-100MW·h）压缩空气储能或熔盐储热，匹配区域光伏电站出力特性，如西北大型光伏基地需配置百万千瓦级储能容量。

3.2 能量管理策略

（1）分层控制架构：1）上层：经济调度：参考江苏2025年电网分时电价政策，夏冬两季高峰时段（14:00-22:00）电价在平段基础上上浮80%，低谷时段（0:00-6:00、11:00-13:00）下浮65%。制定日前调度计划时，低谷电价时段控制储能满充；高峰电价时段，优先释放储能电能，减少电网购电成本，提升收益。；2）下层：实时控制：通过秒级数据采集（如1秒/次功率监测），动态跟踪光伏出力与负荷变化，调节储能充放电功率。当光伏出力骤降时，100ms内启动储能放电，维持功率稳定；同时管理储能SOC（荷电状态），控制其在20%-80%区间，避免过充过放。（2）动态充放电策略：1）光伏过剩时：优先触发储能充电，若储能已满，将剩余电能并入电网，避免弃光；如正午光伏出力达200kW，负荷仅120kW，多余80kW优先充入储能，直至储能SOC达80%；2）负荷高峰时：采用“储能放电+光伏联合供电”模式，如晚间负荷高峰（18:00-22:00），光伏出力降至50kW，储能释放100kW，与光伏协同满足150kW负荷需求，减少电网供电压力^[4]。

3.3 技术经济性分析

（1）成本构成：设备投资占比60%-70%（如光伏阵列3元/W、飞轮储能5元/W）；运维成本年均2%-5%（含设备巡检、电池维护）；替换成本与寿命挂钩（如超级电容器8-10年更换，单次成本占初始投资的40%）。

(2) 收益来源: 节省电费(工商业用户峰谷套利年均收益可达10-50万元); 政府补贴(部分地区光储项目补贴20%-30%初始投资); 辅助服务收入(参与电网调频, 每MW·h收益约500-1000元)。(3) 敏感性分析: 电价波动影响显著, 峰谷价差每扩大0.1元/度, 项目回收期缩短1-2年; 储能寿命每延长2年(如从12年至14年), 年均成本降低30%-40%, 经济性大幅提升; 反之, 若电价趋平或储能寿命缩短, 项目收益将下降15%-25%。

4 挑战与对策

4.1 技术层面

(1) 储能系统效率衰减问题: 物理储能设备长期运行后, 效率会随使用时间下降。如飞轮储能因轴承磨损, 机械损耗增加, 充放电效率从初始90%降至80%以下; 超级电容器因电解质老化, 容量衰减率每年达5%-8%; 熔盐储热系统则因管道热损失累积, 换热效率逐年降低, 直接影响光伏电能的储存与利用效果, 削弱系统整体经济性。(2) 解决方案: 通过热管理优化减少能耗, 如为飞轮储能配置主动冷却系统, 控制运行温度在25-35℃, 降低轴承摩擦损耗; 对超级电容器采用液冷散热, 避免高温导致的容量衰减。同时实施SOC均衡控制, 利用能量管理单元实时监测储能模块SOC差异, 通过主动充放电调节, 确保各模块SOC偏差小于5%, 避免局部过充过放加速效率衰减, 延长设备有效寿命。

4.2 经济层面

(1) 初始投资成本高、回收周期长: 当前物理储能设备单价依旧较高, 如抽水蓄能初始投资约1.375-1.5元/Wh, 压缩空气储能约1.25-1.5元/Wh, 再算上光伏阵列建设成本, 整体投资压力巨大。以10MW光伏+5MW储能项目为例, 初始投资超1.5亿元, 若仅靠节省电费, 回收周期常超10年, 难以吸引市场投资。(2) 解决方案: 积极争取政策补贴, 部分地方政府对光储项目给予20%-30%的初始投资补贴, 或提供低息贷款来降低资金成本; 大力推广共享储能模式, 由第三方投资建设储能电站, 向

多个光伏项目提供租赁服务, 按度电0.1-0.2元收取储能服务费, 将光伏企业单次投资转化为分期成本, 可将投资回收周期缩短至5-7年。

4.3 政策与市场层面

(1) 储能参与电力市场的机制不完善: 目前多数地区尚未明晰储能的市场主体地位, 致使储能无法独立投身电力交易, 辅助服务收益量化困难。例如, 储能参与电网调频时, 因缺少统一补偿标准, 收益仅为火电调频的50%-60%, 且结算流程繁杂, 极大打击了业主积极性。(2) 解决方案: 构建独立辅助服务市场, 将储能纳入调频、调峰服务主体范畴, 推行“按效果付费”机制, 依据调频响应速度、调峰容量给予阶梯式补偿, 提高储能辅助服务收益。同时, 完善峰谷电价政策, 将峰谷价差拉大至0.5-0.8元/度, 增强储能峰谷套利空间, 借助市场机制激发储能投资活力。

结束语

本文围绕基于物理储能技术的新能源光伏电力系统优化展开, 通过深入剖析物理储能技术特性并构建多目标优化模型, 提出了一套行之有效的容量配置与能量管理策略。实践表明, 该优化方案可显著提升光伏电力系统的稳定性与经济性, 有效缓解新能源消纳难题。未来, 随着储能技术的持续创新与电力市场机制的完善, 物理储能将在构建清洁低碳、安全高效的新型能源体系中发挥更为关键的作用。

参考文献

- [1]赵书强,孙科.储能技术在新能源电力系统中的应用[J].电子制作,2021,(10):89-91.
- [2]孙鹏.新能源电力系统中的储能技术探讨[J].通信电源技术,2021,(11):128-130.
- [3]黄瑜珈.多重应用场景下新能源电力系统储能技术[J].现代工业经济和信息化,2021,(06):67-68.
- [4]孙翠清.储能技术在新能源电力系统的应用研究[J].电子世界,2022,(12):127-128.