

电化学储能系统与可再生能源发电的联合优化运行模型构建

李晓舟

华能内蒙古电力热力销售有限公司 内蒙古 呼和浩特 010020

摘要: 本文聚焦电化学储能系统与可再生能源发电的联合优化运行模型构建,先分析两者特性,可再生能源发电时空差异显著,电化学储能技术特性影响联合运行。接着指出联合运行存在功率分配、容量配置及不确定性应对等关键问题。随后构建模型,涵盖分层递进框架设计、多目标融合的目标函数设定、多维度约束条件及优化算法选择。因此,提出模型拓展方向与工程应用建议,包括多能互补融合、数字化技术结合及选址、配置、运维等工程应用要点,为联合优化运行提供理论支撑与实践指导。

关键词: 电化学储能; 可再生能源; 联合优化; 运行模型

引言: 在全球能源转型的大背景下,可再生能源发电发展迅猛,但其出力的间歇性与波动性给电网稳定运行带来挑战。电化学储能系统凭借灵活的充放电特性,成为平抑可再生能源出力波动的关键手段。然而,二者联合运行时,在功率分配、容量配置及不确定性应对等方面存在诸多问题。本文聚焦于此,构建联合优化运行模型,并提出拓展与应用建议,为提升能源利用效率与电网稳定性提供理论支撑与实践指导。

1 电化学储能系统与可再生能源发电特性分析

1.1 可再生能源发电特性

可再生能源发电(风电、光伏)的出力特性呈现显著时空差异性。风电出力受风速三参数(切入、额定、切出)影响,典型风电场在风速8-25m/s区间内输出功率,但风速日波动率可达40%-60%,导致小时级出力剧烈变化。光伏发电受太阳辐照度与温度双重制约,昼间出力呈“单峰”曲线,但云层遮挡可引发分钟级功率跌落,最大跌幅超过70%。从时空分布看,我国“三北”地区风电年利用小时数超2000小时,而中东部光伏资源丰富区域受土地限制,单机容量密度仅为西北地区的1/3。此外,风光发电的季节性互补特征明显:冬季风电出力占优,夏季光伏贡献突出,但春秋过渡季仍存在15%-20%的联合出力缺口,需通过储能系统平滑输出曲线。

1.2 电化学储能系统特性

电化学储能以锂离子电池为主流,其技术特性直接影响联合运行效果。能量转换效率方面,磷酸铁锂电池在25℃环境下的充放电效率达90%-92%,但低温(-10℃)时效率下降至80%以下,需配备热管理系统。寿命衰减模型显示,电池循环寿命与放电深度(DOD)

强相关:当DOD为80%时,循环次数约4000次;若限制DOD至50%,循环次数可提升至6000次,但单次储能容量减少37.5%。动态响应能力上,电池系统可在100ms内完成功率指令切换,但连续充放电时长受热管理限制,建议单次充放电循环不超过4小时,以避免热失控风险。成本构成方面,初始投资占比60%,运维成本占25%,剩余15%为电池更换成本,全生命周期度电成本约0.4元/kWh,较抽水蓄能高0.15元,但选址灵活性与响应速度优势显著^[1]。

2 电化学储能系统与可再生能源发电的联合运行关键问题

2.1 功率分配与能量管理策略

现有功率分配策略存在效率与经济性矛盾。传统“低储高发”规则虽简单易行,但无法适应电价波动,导致储能套利收益损失约25%。模型预测控制(MPC)通过滚动优化提升决策精度,但依赖高精度风光预测数据,当预测误差超过15%时,系统成本增加18%。分层控制架构将决策分为日前计划(小时级)与实时调节(秒级)两层,但层间指令冲突易引发频繁充放电,加速电池寿命衰减。此外,多能互补场景下,需协调储能与需求响应、氢能储运等技术的功率分配,避免资源竞争。

2.2 储能系统容量配置与经济性平衡

容量配置需权衡可靠性、经济性与政策约束。经济性分析表明,当储能容量超过新能源装机20%时,成本下降速率低于5%,边际效益递减。可靠性方面,配置10%容量可满足95%负荷需求,但极端天气下需15%冗余以应对连续无风无光日。政策驱动下,部分地区强制要求新能源配储比例达15%*2h,但等效利用系数仅38%,远低于

于设计值65%，导致“建而不用”现象。需建立容量配置动态调整机制，结合历史出力数据与市场电价波动，优化储能投资回报周期。

2.3 不确定性因素（如预测误差、设备故障）的应对

不确定性管理是联合运行的核心挑战。数值天气预报（NWP）的72小时风电功率预测误差达12%-18%，光伏误差虽低于8%，但云层突变仍可能引发预测失效。设备故障方面，电池模组年故障率0.5%，逆变器故障率1.2%，需配置5%-10%备用容量。市场波动方面，实时电价与日前市场偏差可达 $\pm 30\%$ ，要求储能系统具备动态调整能力^[2]。现有应对策略包括：引入鲁棒优化降低预测误差影响，采用冗余设计提升系统容错率，以及通过金融衍生品对冲电价风险。

3 电化学储能系统与可再生能源发电的联合优化运行模型构建

3.1 模型框架设计

电化学储能与可再生能源联合优化运行模型需采用“分层递进”的框架设计，实现“多目标协同、多约束兼容、多场景适配”，确保模型的实用性与扩展性。模型整体分为三层：上层为“多目标优化层”，整合经济、技术、电网友好三大目标，根据电网运行需求动态调整各目标权重，如电网峰谷时段提升经济性目标权重，电网故障时段提升电网友好目标权重；中层为“子模型层”，包含出力平抑子模型、经济性优化子模型与电网适配子模型，出力平抑子模型负责平抑可再生能源短期波动与中长期出力平滑，经济性优化子模型负责最小化全生命周期成本、最大化多元收益，电网适配子模型负责满足电网频率、电压及并网功率约束；下层为“约束执行层”，实时校验储能系统、可再生能源发电及电网的约束条件，对不满足约束的优化结果进行修正，确保输出策略的可行性。在时间尺度上，模型采用“多尺度耦合”设计，短期（分钟级）聚焦出力波动平抑，通过高频数据（1分钟/次）更新优化策略；中长期（小时级/日级）聚焦经济性优化与容量调度，基于小时级出力预测与电价数据制定充放电基线，实现“短期调节”与“长期规划”的协同。另外，模型需具备“数据交互接口”，可实时接入可再生能源出力数据、储能运行数据、电网调度指令及气象预测数据，确保输入信息的时效性与准确性，为优化决策提供可靠支撑，例如模型通过接入实时气象数据，可提前6小时预测光伏出力峰值时段，据此调整储能充电计划，确保在出力峰值到来前预留足够容量吸收盈余功率。

3.2 目标函数设定

联合优化运行模型围绕“经济-技术-电网”三维目标构建，实现多目标协同优化，避免单一目标导向的运行失衡。经济目标以“最小化全生命周期综合成本”为核心，涵盖储能投资分摊、运维、寿命衰减、可再生能源弃电损失等成本，扣除峰谷电价套利与辅助服务收益。投资分摊成本按直线折旧法计算，折旧年限依储能技术类型确定（锂离子电池8-12年，钒液流电池15-20年）；寿命衰减成本按“单位循环衰减成本 \times 循环次数”测算，纳入电池老化成本；弃电损失成本按可再生能源上网电价与弃电量乘积计算，激励减少弃能；峰谷电价套利收益按“放电时段电价 \times 发电量-充电时段电价 \times 充电量”计算，辅助服务收益按电网发布的调频、备用价格与服务容量乘积计算。技术目标以“平抑可再生能源出力波动”为核心，分短期波动平抑与中长期出力平滑两类指标。短期以“联合系统出力变化率”衡量，将1分钟/5分钟出力变化率控制在电网允许范围（ $\leq \pm 5\%$ /分钟），避免短期功率冲击；中长期以“联合系统出力与计划出力曲线的偏差平方和”衡量，使联合出力贴合计划曲线，提升可预测性，如某光伏电站日均偏差从15%降至5%以内。电网友好目标以“满足电网运行约束”为核心，包括频率稳定、电压稳定与并网功率约束目标。频率稳定要求联合系统出力变化匹配电网频率调节需求，避免频率越限（ $\pm 0.2\text{Hz}$ ）；电压稳定要求分布式场景中储能无功调节维持并网点电压在额定值 $\pm 5\%$ 范围内；并网功率约束要求不超过电网允许上限，避免并网处罚。多目标融合采用“权重系数法”，通过层次分析法（AHP）确定各目标权重，总和为1，可依电网运行场景动态调整，如负荷高峰时段电网友好目标权重从0.3提至0.5，确保优先满足电网安全需求^[3]。

3.3 约束条件

联合优化模型的约束需覆盖储能、可再生能源发电及电网运行三大维度，确保策略可行性与安全性。储能系统约束中，功率约束限定充放电功率上下限，充电功率介于额定值的10%至最大值之间，放电功率同理，防止超功率运行；容量约束通过荷电状态（SOC）控制，通常设定SOC范围为20%-80%，避免过充过放缩短电池寿命，同时保留应急容量；充放电切换约束要求从充电到放电需预留10-30秒间隔，防止频繁切换加速设备老化；效率约束将充放电效率动态纳入计算，例如充电时实际充入容量需考虑充电效率，放电时输出容量需考虑放电效率，确保功率与容量计算准确。可再生能源发电约束包括出力预测约束与弃电约束，前者要求实际出力基于预测值调整，预留“预测误差补偿容量”，避免功率失

衡；后者限定弃电率不超过5%，例如某风电场通过约束将年弃风率从10%降至4%，年增发电量800万kWh。电网运行约束涵盖频率、电压与输电线路容量，频率约束限制出力变化率，防止电网频率波动；电压约束通过储能无功调节控制并网点电压；输电线路容量约束限定并网功率上限，例如某线路额定容量80MW，模型通过约束确保功率 $\leq 80\text{MW}$ ，避免过载。所有约束需通过“实时校验机制”动态修正，如储能SOC低于20%时自动减少放电功率，确保策略可行性。

3.4 优化算法选择

优化算法需兼顾求解精度与计算效率，确保复杂场景下快速输出最优策略。主流智能算法中，改进粒子群算法（IPSO）更适用于联合优化模型。该算法在传统PSO基础上引入“惯性权重动态调整”与“混沌变异算子”，提升求解性能。惯性权重动态调整机制使迭代初期采用较大权重（0.8-1.0），增强全局探索能力；后期采用较小权重（0.4-0.6），提升局部收敛精度。混沌变异算子通过混沌序列对陷入局部最优的粒子进行变异，帮助跳出局部解，例如某算例中IPSO收敛精度较传统PSO提升20%，求解时间缩短30%。算法实施流程包括初始化、适应度计算、粒子更新与收敛判断四步：初始化设定粒子规模（50-100）、迭代次数（100-200）及约束边界；适应度计算以多目标函数为评估标准；粒子更新根据个体与全局最优位置调整速度与位置，并校验约束，如充电功率超限则自动修正；收敛判断若迭代达上限或适应度稳定（变化率 $\leq 1e-5$ ），输出最优解，否则继续迭代。此外，算法需具备并行计算能力，利用多核处理器同时处理多场景任务，例如同时计算工作日、周末及极端天气策略，确保15分钟内完成优化决策，满足实时调度需求。

4 模型的拓展与应用建议

4.1 模型拓展方向

模型拓展需关注多能互补与数字化技术融合。横向拓展方面，可集成氢能储运、需求响应等资源，构建“风光储氢”一体化系统，提升综合调峰能力；纵向拓展上，引入区块链技术实现分布式储能资源聚合，通过

智能合约优化交易流程。技术融合层面，结合数字孪生技术构建虚拟储能系统，实现设备状态实时监测与故障预测；利用人工智能算法（如LSTM神经网络）提升风光预测精度，降低不确定性影响。此外，需探索跨区域储能协同机制，通过电网互联实现资源优化配置^[4]。

4.2 工程应用建议

工程应用需兼顾技术可行性与经济性。选址方面，优先在新能源富集区建设储能电站，缩短输电距离，降低线损；配置上，采用模块化设计，便于根据实际需求灵活调整容量。运维阶段，建立电池健康状态（SOH）评估体系，定期进行均衡维护，延长使用寿命；市场参与方面，积极申报调峰、调频等辅助服务，提升收益水平。政策层面，呼吁完善储能电价机制，将储能成本纳入新能源发电成本核算，同时推动储能技术标准体系建立，保障行业健康发展。

结束语

电化学储能系统与可再生能源发电的联合优化运行是能源领域的关键课题。本文通过深入分析两者特性、关键问题，构建了全面且具实用性的联合优化模型，并从模型拓展与工程应用层面提出针对性建议。未来，随着多能互补、数字化技术不断发展，该联合优化模型将进一步完善，在提升能源利用效率、保障电网稳定运行等方面发挥更大作用，推动可再生能源大规模开发与利用，助力能源转型与可持续发展。

参考文献

- [1]王岳振,胡松涛,刘国丹,等.基于储能与可再生能源配置比差异的多能系统可靠性评估[J].建筑科学,2022,38(2):57-64,88.
- [2]张超,康慨,卢胜,等.兼顾储能系统热管理与电池寿命的可再生能源储能电站经济调度[J].储能科学与技术,2021,10(4):1353-1363.
- [3]陈志刚,李晓明.电化学储能技术在可再生能源并网中的应用研究[J].电力系统自动化,2022,46(8):1-10.
- [4]刘宏伟,周建华.电化学储能系统优化策略及其在智能电网中的应用[J].电网技术,2023,47(2):58-67.