

[零碳园区]

光储充零碳园区中新能源微电网应用的研究

文/华天奇 何洁 方雨豪 王竹青
物产中大新能源发展（浙江）有限公司

面向光储充一体化场景，建立光伏和储能及充电负荷的协同控制模型，并构建能量优化调度策略。基于零碳园区典型运行数据，设计多种工况仿真实验，分析光储充联合优化对系统经济性与稳定性的影响。结果表明该优化策略能够提升光伏出力利用率，降低弃电率，减少峰谷差并有效降低微电网的运行成本。研究成果可为零碳园区新能源微电网的规划与优化提供技术支持。

零碳园区建设是推动能源低碳转型的重要路径，新能源微电网作为园区能源管理的核心，能够提升可再生能源的利用效率降低对传统电网的依赖。光伏发电具有波动性和随机性，储能系统能够调节功率不匹配问题，充电设施的负荷特性对微电网运行产生重要影响。合理的光储充协同控制策略能提升新能源消纳水平，优化负荷分配，减少电网波动，降低运营成本。研究新能源微电网的优化调度方法对于提升园区能源自给率和增强电网适应性以及实现“双碳”目标具有重要意义。

基于园区负荷场景与源荷协调模型

1. 光伏、储能及充电特性建模

零碳园区中的新能源微电网由光伏发电以及储能系统和电动汽车充电设施构成，其中光伏发电的输出受太阳辐射强度或环境温度和组件参数影响，具有随机性和间歇性。数学建模需考虑不同气象条件下光伏组件的发电功率曲线，并结合历史数据构建日照变化趋势，以提高预测准确度^[1]。储能系统承担能量调节功能荷电状态受充放电功率和循环寿命以及充放电效率等因素制约，需要构建动态SOC

演化模型，结合分时电价机制和光伏出力特性优化充放电策略。电动汽车充电设施的负荷特性受到用户行为模式和充电功率以及需求响应策略的影响，充电负荷曲线具有峰值突变和时序相关性。合理的充电调度策略能够降低峰值负荷提高充电过程的可控性，并减少对电网的冲击。建立光伏和储能及充电设施的联合建模体系为后续系统优化提供数据支撑^[2]。

2. 负荷需求与源荷协调模型

新能源微电网运行过程中光伏发电的随机性与负荷需求的动态变化存在不匹配问题，需要建立源荷协调优化模型提升系统自平衡能力。负荷预测模型需结合历史负荷数据和气象因素以及用户行为模式等变量，采用时间序列分析或深度学习方法提高预测精度^[3]。源荷协调控制策略需在保证园区用电需求的前提下，优化光伏消纳水平避免弃光现象并减少主网购电成本。基于分层优化思想设计上层容量配置优化和下层实时调度优化，结合多目标函数求解，以平衡经济性和运行稳定性^[4]。构建光伏和储能、以及充电负荷的协调控制模型，给系统设计和实验验证提供理论支持，如图1所示。

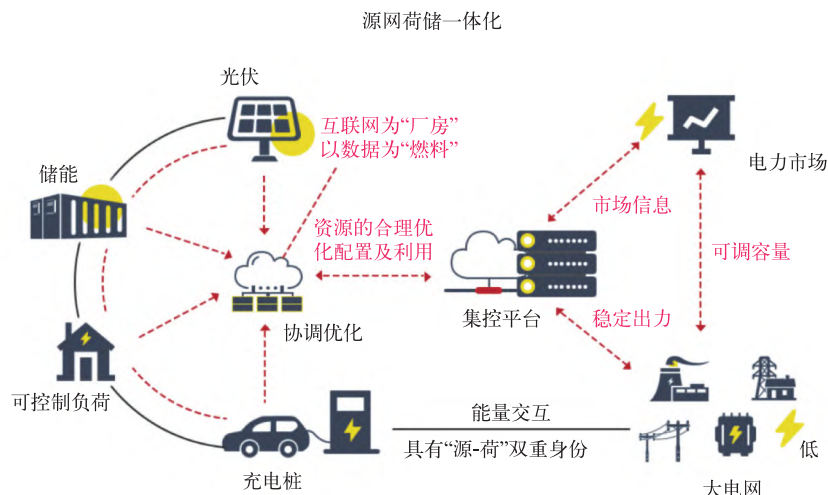


图1 光储充新能源微电网的源荷协调模型框架

系统设计

1. 系统总体设计

系统总体设计包括能量管理中心和光伏发电单元以及储能系统和电动汽车充电设施和电网接口等关键组件。能量管理中心作为系统控制核心，基于实时数据采集和预测算法计算光储充的最优调度方案。光伏发电单元依托环境监测系统获取辐射强度和温度以及风速等数据，计算出力水平，并结合历史数据修正短期预测。储能系统包含电池管理单元和功率转换系统，动态调整充放电功率让光伏电能可在园区内部最大化利用。充电设施根据用户需求和车载电池SOC状态以及分时电价信息动态调整功率分配。电网接口包括双向功率变换装置和主网互联系统，提供电能交换能力并在微电网孤岛模式下维持系统稳定^[5]。

系统运行过程中，光伏出力、负荷需求、储能充放电策略共同影响园区的功率平衡状态，数学描述为

$$P_{PV}(t) + P_{ESS}(t) + P_{grid}(t) = P_{load}(t) + P_{EV}(t) \quad (1)$$

式中， $P_{PV}(t)$ 为时刻 t 光伏发电功率； $P_{ESS}(t)$ 为储能系统的充放电功率； $P_{grid}(t)$ 为电网供电功率； $P_{load}(t)$ 为园区负荷功率； $P_{EV}(t)$ 为充电设施功率。

系统目标是优化 $P_{ESS}(t)$ 和 $P_{PV}(t)$ 的调度，让 $P_{grid}(t)$ 最小，提升光伏消纳率。

2. 关键模块设计

(1) 光储协同控制模块

光伏发电与储能系统协同控制策略的核心在于

平衡新能源出力波动，提高电能利用率，并减少弃电现象。光伏出力受环境因素影响，难以直接满足负荷需求，因此储能系统需在光伏发电过剩时充电，在出力不足时放电，以平滑功率波动。优化目标是在一定时间窗口内，使储能系统充放电策略最优，约束条件包括电池SOC状态、电池最大充放电功率、电网购电成本等。

光储协同优化的数学模型为

$$\min \sum_{t=1}^T \left[C_{grid}(t) P_{grid}(t) + \lambda \cdot (SOC(t) - SOC_{ref})^2 \right] \quad (2)$$

式中， $C_{grid}(t)$ 为时刻 t 的电网购电价格； λ 为惩罚系数； $SOC(t)$ 为储能系统在 t 时刻的荷电状态； SOC_{ref} 为目标SOC。

储能系统的SOC动态更新方程为

$$SOC(t) = SOC(t-1) + \frac{\eta_c P_{charge}(t) - P_{discharge}(t) / \eta_d}{E_{ESS}} \quad (3)$$

式中， η_c 和 η_d 分别为充放电效率； E_{ESS} 为储能系统额定容量； $P_{charge}(t)$ 和 $P_{discharge}(t)$ 分别为充放电功率。

优化策略需保证SOC维持在安全范围内，即

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (4)$$

(2) 充电调度控制模块

充电负荷的优化调度目标是在降低购电成本的同时，提高光伏消纳率，并减少电网峰值负荷冲击。充电需求受到用户充电偏好、电池SOC状态、充电站容量等多种因素影响，合理的调度策略需在时间维度上进行优化。充电调度问题可建模为以成本最小化为目标的约束优化问题，其目

标函数为

$$\min \sum_{t=1}^T \left[C_{\text{grid}}(t) P_{\text{EV}}(t) + \mu (\text{SOC}_{\text{EV}}(t) - \text{SOC}_{\text{tar}})^2 \right] \quad (5)$$

式中, $P_{\text{EV}}(t)$ 为时刻 t 充电设施的总功率; $\text{SOC}_{\text{EV}}(t)$ 为车辆电池的SOC; SOC_{tar} 为目标SOC; μ 为SOC偏差惩罚系数。

充电功率受充电桩最大功率约束和车辆电池充电曲线影响, 需满足

$$0 \leq P_{\text{EV}}(t) \leq P_{\text{EV}}^{\max} \quad (6)$$

车辆电池SOC更新公式为

$$\text{SOC}_{\text{EV}}(t) = \text{SOC}_{\text{EV}}(t-1) + \frac{\eta_{\text{EV}} P_{\text{EV}}(t) \Delta t}{E_{\text{EV}}} \quad (7)$$

式中, η_{EV} 为充电效率; E_{EV} 为车辆电池容量。

(3) 能量优化调度模块

能量优化调度模块的核心在于综合考虑光伏、储能和充电负荷的协调关系, 优化电能分配策略, 提升系统经济性。目标是在满足园区负荷需求的同时, 最大化光伏消纳比例, 最小化电网购电成本。整体调度问题可描述为多目标优化问题, 其目标函数为

$$\min \{ C_{\text{total}} = C_{\text{grid}} + C_{\text{loss}} + C_{\text{ESS}} + C_{\text{EV}} \} \quad (8)$$

式中, C_{grid} 为电网购电成本; C_{loss} 为系统网络损耗成本; C_{ESS} 为储能系统成本; C_{EV} 为充电设施运行成本。

优化约束包括

$$\begin{aligned} P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{ESS}}(t) + P_{\text{grid}}(t) &\geq P_{\text{load}}(t) + P_{\text{EV}}(t) \\ P_{\text{ESS}}^{\min} &\leq P_{\text{ESS}}(t) \leq P_{\text{ESS}}^{\max} \\ P_{\text{grid}}^{\min} &\leq P_{\text{grid}}(t) \leq P_{\text{grid}}^{\max} \end{aligned} \quad (9)$$

式中, $P_{\text{ESS}}^{\min}$ 、 $P_{\text{ESS}}^{\max}$ 为储能系统的充放电功率限值; $P_{\text{grid}}^{\min}$ 、 $P_{\text{grid}}^{\max}$ 为电网供电功率限值。

能量优化调度方案基于实时数据进行动态调整, 采用预测-优化-反馈控制方式, 提高系统的自适应能力。优化算法采用多目标粒子群优化 (MOPSO) 方法, 结合信息熵决策模型, 求解Pareto最优解集, 选择最优方案。

仿真实验验证

1. 实验设置与方法

实验旨在评估光储充协同控制策略在零碳园区新能源微电网中的运行效果, 重点考察光伏消纳能力、能量调度优化、电网购电量、储能充放电策略

及充电设施的负荷调节能力。实验基于IEEE 33节点系统, 结合某实际零碳园区的光伏出力数据与负荷需求, 构建新能源微电网仿真环境, 并采用MATLAB/Simulink进行建模。系统规模包括5 MW光伏系统 (采用实际辐照度数据驱动并结合MPPT进行优化)、2 MW·h 锂离子电池储能系统 (充放电功率 1 MW, 采用 SOC 预测优化策略)、50个 60 kW直流快充桩 (总功率 3 MW, 充电负荷动态调度), 以及2 MW 的工业及办公负荷, 确保实验具有实际工程参考价值。

能量优化调度采用多目标粒子群优化 (MOPSO) 算法, 仿真时长 24 h, 数据采样周期15 min, 并设定四种工况对比: ①基准工况: 微电网无优化, 仅依赖电网供电; ②光伏接入工况: 引入5 MW光伏但无储能支持; ③光储协同工况: 采用光伏+储能 (2 MW·h) 联合优化调度, 减少电网购电依赖; ④光储充优化工况: 在光储协同基础上增加充电负荷智能调度, 优化电力负荷曲线, 提升光伏利用率。实验过程中采集各工况下的光伏发电量、负荷需求、储能SOC变化、电网购电功率、充电负荷调节能力及系统经济性等关键数据, 并进行光伏消纳率、电网依赖度、储能调度优化效果、充电设施的削峰填谷能力及综合运行成本的分析, 以评估光储充一体化策略在零碳园区微电网中的实际应用价值。

2. 仿真结果与分析

四种工况下的实验数据汇总如图2所示。

不同工况下的光伏发电量均保持在3 100 kW·h, 基准工况未接入光伏, 所有电量依赖电网供电, 购电量4 800 kW·h, 购电成本4 800元, 峰值负荷500 kW。在光伏接入工况下, 光伏系统提供部分电能, 光伏利用量2 100 kW·h, 购电量减少至2 700 kW·h, 购电成本降至2 700元, 峰值负荷降至420 kW, 但由于无储能系统, 部分光伏电量无法消纳。光储协同工况中, 储能系统调节光伏利用量提升至2 700 kW·h, 储能系统充电1 200 kW·h, 放电900 kW·h, 电网购电量降至1 900 kW·h, 购电成本降至1 900元, 峰值负荷降低至350 kW。在光储充优化工况下, 进一步提升光伏消纳能力, 储能系统充放电电量增加, 光伏利用量达到2 900 kW·h, 电网购电量减少至1 700 kW·h, 购电成本降低至

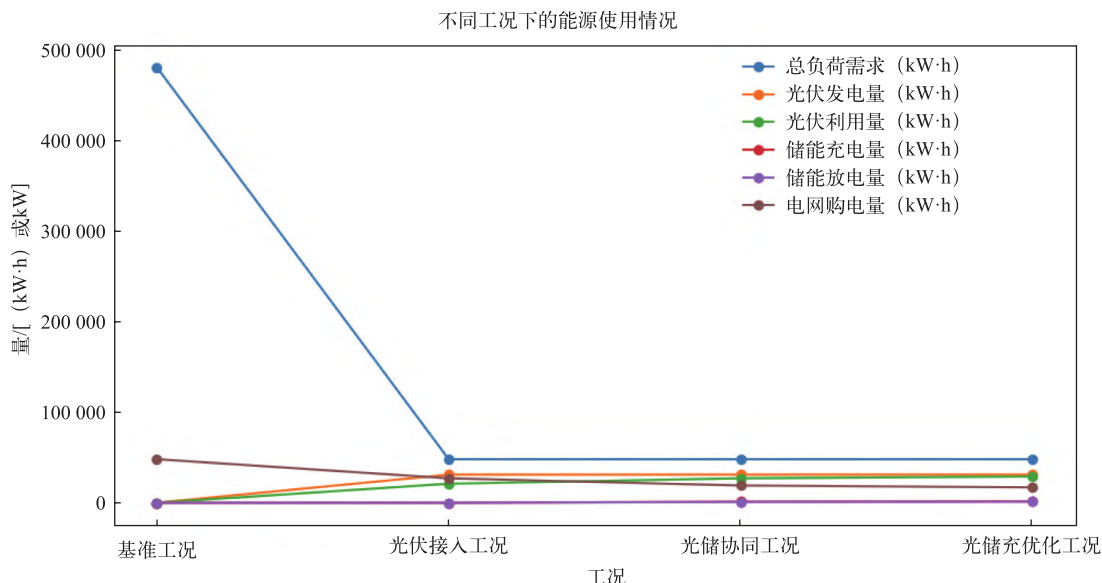


图2 不同工况下的微电网关键运行参数

1 700元，峰值负荷降至300 kW，实现更优的能量调度和经济性优化。

实验结果表明，光伏接入可有效降低电网购电量，但若无储能系统配合，仍有1 000 kW·h光伏电能未被利用。储能系统的引入显著提升光伏利用率，使购电量减少800 kW·h，购电成本降低800元，同时削减负荷峰值。光储充优化进一步降低购电成本200元，购电量减少200 kW·h，峰值负荷下降50 kW，表明智能充电调度可有效平衡充电负荷，提高光伏消纳率。系统优化后的购电成本较基准工况降低3 100元，光伏利用率从光伏接入工况的67.7%提升至93.5%，峰值负荷减少200 kW，展现出良好的经济性和运行稳定性。

结束语

光储充一体化系统在零碳园区的能源管理中具有重要作用，能够提高光伏消纳率，优化能量调度策略，降低运行成本，减少电网负荷波动。研究建立了新能源微电网的光储充协同控制模型，采用优化调度算法实现光伏、储能和充电设施的动态协调。仿真结果表明，优化策略提升光伏利用率，减少电网购电需求，降低系统购电成本，并削减负荷

峰谷差，增强微电网的稳定性和经济性。研究成果为新能源微电网的优化运行提供技术支持，在零碳园区建设和新能源高效利用方面具有广泛的应用价值。EA

(收稿日期：2025-03-26)

参考文献

- [1] 石欣鑫，石经纬，杜新怡. 智慧微电网系统在国道公路中的应用探究[J]. 科技与创新，2025(5): 70-72.
- [2] 曾绘宁，朱振东，曾权赋. SFLA算法下综合能源微电网分布式电能鲁棒优化[J]. 电子设计工程，2025，33(4): 17-20, 24.
- [3] 刘忠，黄彦铭，朱光明，等. 含风-光-电氢混合储能的多微电网系统容量优化配置方法[J/OL]. 发电技术，2025，46(2): 240-251.
- [4] 赵郭焱，张全，董玉璐，等. 基于光伏新能源直流微电网的光电压控制方法研究[J]. 光学与光电技术，2025，23(1): 53-60.
- [5] 程启，张嘉沛. 亚运会某赛区可再生能源微电网系统设计研究[J]. 电力设备管理，2025(2): 192-194.