DOI: 10.19666/j.rlfd.202511068

计及多主体不确定性的微电网双层日前经济调度策略

段 玉[1,2]，刘炯炯[1,2]，朱子民[1,2]，吴小芳[1,2]，郭家豪[1,2]，鞠万辉[3]
（1. 国网新疆电力有限公司电力科学研究院，新疆 乌鲁木齐 830011；
2. 新疆电力系统全过程仿真重点实验室，新疆 乌鲁木齐 830011；
3. 国家能源用户侧储能创新研发中心（北方工业大学），北京 100144）

［摘 要］【目的】针对高比例可再生能源与电动汽车（EV）集群并网所引发的源-荷双侧强随机性与波动性问题，亟需挖掘需求侧灵活性资源的调节潜力，以保障微电网的安全经济运行。【方法】本文提出一种基于闵可夫斯基和（Minkowski Sum）理论与风光不确定性量化的双层日前经济调度策略。首先，应用闵可夫斯基和理论聚合差异化 EV 集群的可调度能力边界，构建表征车侧灵活性资源的虚拟储能模型；其次，采用拉丁超立方采样（LHS）与 k-medoids 聚类算法生成典型风光出力场景，实现新能源出力不确定性的精确量化表征；在此基础上，设计以最大化负荷-风光协方差为目标的动态电价机制，引导需求响应负荷与可再生能源协同运行；最后，构建多主体合作博弈模型，通过合作机制实现多主体间的能量互济与成本收益共享。【结果】算例分析表明，相较于各主体独立运行的非合作模式，所提策略总运行成本降低约 24 680.5 元/d，有效提升负荷需求与风光出力的时空匹配程度。【结论】所提出的源-荷-储协同调度策略，通过充分发挥各类资源的灵活性潜力与协同互补效应，可实现多主体利益均衡下系统经济性与运行稳定性的协同优化。

［关 键 词］经济调度策略；EV 集群；虚拟储能模型；动态电价；合作博弈

［引用本文格式］段玉，刘炯炯，朱子民，等. 计及多主体不确定性的微电网双层日前经济调度策略[J]. 热力发电，2026，55(8)：150. Duan Y , Liu J J, Zhu Z M, et al. A two-layer day-ahead economic dispatch strategy for microgrids coordinating multi-agent uncertainties[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(8): 150.

A two-layer day-ahead economic dispatch strategy for microgrids coordinating multi-agent uncertainties

Duan Yu[1,2], Liu Jiongjiong[1,2], Zhu Zimin[1,2], Wu Xiaofang[1,2], Guo Jiahao[1,2], Ju Wanhui[3]
(1. Electric Power Research Institute of State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830011, China;
2. Xinjiang Key Laboratory of Whole Process Simulation for Power Systems, Urumqi 830011, China;
3. National User-Side Energy Storage Innovation Research and Development Center (North China University of Technology), Beijing 100144, China)

Abstract: [Objective] High penetration of renewable energy sources (RESs) and grid-connected electric vehicle (EV) clusters introduces strong stochasticity and volatility on both the source and load sides, which challenge the secure and economic operation of microgrids. Demand-side flexibility provides an effective means to buffer renewable intermittency and improve source-load balance. This study aims to exploit such flexibility to enhance renewable accommodation and economic performance under wind and solar generation uncertainty. [Methods] This paper proposes a bi-level day-ahead economic dispatch strategy that integrates Minkowski-sum-based flexibility aggregation with wind-solar uncertainty quantification. First, Minkowski Sum theory is applied to aggregate feasible dispatchable boundary sets of heterogeneous EV clusters with different battery capacities, arrival-departure

收 稿 日 期：2025-11-20 修 回 日 期：2026-01-15 接 受 日 期：2026-01-16
基 金 项 目：国家自然科学基金项目（52277211）
Supported by：National Natural Science Foundation of China (52277211)
第一作者简介：段玉（1993），女，硕士，工程师，主要研究方向为电力系统运行、多能源系统、电力系统规划，875918130@qq.com。
通信作者简介：刘炯炯（2000），男，硕士，主要研究方向为电力系统运行，2837841244@qq.com。

times, and charging preferences, and a unified virtual energy storage (VESS) model is established to represent vehicle-side flexibility with charging/discharging power limits, energy capacity constraints, and feasible operating regions. Second, Latin hypercube sampling (LHS) is used to generate wind and photovoltaic trajectories, and *k*-medoids clustering is employed to extract a small set of typical scenarios that preserves statistical diversity for tractable optimization. The upper level determines system schedules to minimize operating cost, while the lower level updates agent decisions in response to prices and constraints. Based on the scenario set, a dynamic pricing mechanism is designed to maximize the covariance between demand response loads and wind-solar outputs, so that flexible loads are incentivized to follow renewable availability and net-load fluctuations are mitigated. Finally, a multi-agent cooperative game model is formulated, and coalition cooperation is introduced to enable energy sharing among agents and to allocate costs and benefits through a profit-sharing mechanism while satisfying individual rationality and local constraints. [Results] Case studies were conducted on a representative microgrid with high RES penetration and EV integration. Compared with the non-cooperative mode in which each agent operated independently, the proposed strategy reduced the total operating cost by approximately 24 680.5 yuan/d and improved the spatiotemporal matching between load demand and wind-solar output. The optimized schedules also indicated reduced renewable curtailment and smoother net-load profiles while satisfying EV charging requirements and operational constraints, and the coalition mechanism improved participation incentives. [Conclusion] The proposed source-load-storage coordinated dispatch strategy aggregates heterogeneous EV flexibility via VESS modeling, quantifies wind-solar uncertainty via scenario generation and reduction, and strengthens renewable-load coupling through covariance-oriented pricing and coalition-based cooperation. It achieves coordinated improvement in economic performance and operational stability under multi-agent benefit equilibrium, providing a practical day-ahead scheduling approach for microgrids with strong source-load randomness.

Key words: economic dispatch strategy; EV aggregation; virtual energy storage model; dynamic pricing mechanism; cooperative game

在全球加速能源转型的背景下，可再生能源规模化发展和交通领域深度电气化已成为关键路径。为实现“双碳”目标，我国大力推进风电、光伏等可再生能源发展，力争 2035 年总装机容量达到 36 亿千瓦[1]。与此同时，电动汽车（electric vehicle，EV）的爆发式增长为解决交通领域碳排放提供了核心方案[2]。截至 2024 年底，全国 EV 保有量达 3 140 万辆，市场渗透率快速提升至 41.83%[3]。然而，高比例可再生能源与大规模 EV 集群接入给微电网运行带来严峻挑战[4]：一方面，风光出力的强随机性和波动性导致源侧不确定性显著增强；另一方面，EV 无序充电行为加剧了负荷侧的波动性，两者叠加使得微电网面临供需平衡困难、电压波动加剧、运行成本上升等问题。传统的确定性调度方法难以应对多主体不确定性，亟需研究新型调度策略以保障微电网安全经济运行。如何在保障系统经济性的同时，充分挖掘各类分布式资源的灵活性潜力、实现多主体协同优化，已成为微电网调度领域待解决的关键问题。

针对含高比例可再生能源和 EV 集群的微电网经济调度问题，国内外学者从不确定性建模、灵活性资源聚合、多主体协调机制等方面开展了大量研究[5-6]。越来越多的研究者针对包含 EV 集群的综合能源系统及多能耦合微电网调度问题开展分析研究[7-9]。在综合能源及微电网系统内部，充电站或电动汽车聚合商（electric vehicle aggregator，EVA）可整合 EV 这一移动的储能资源参与市场交易，通过车网互动响应上层电网制定的电价参与系统调节[10]。然而，此类系统的优化运行仍面临前所未有的高维不确定性挑战，文献[11]采用半不变量−最大熵方法对风光出力进行概率建模，通过电−气−热互联系统的概率能量流分析，量化可再生能源波动对多能耦合系统安全性的影响程度，但当涉及大规模分散式资源时，建模精度与计算复杂度之间的矛盾变得突出。在能源转换与多能协同优化方面，电−氢−气系统的协同运行也面临诸多不确定性。文献[12]构建的电−氢−气综合能源系统分布式鲁棒规划模型显示，电解槽效率衰减、储氢罐压力变化等因素都会影响系统运行的经济性。文献[13]针对燃气掺氢综合能源系统的研究表明，电解槽负荷的启停特性和功率调节范围直接影响着系统的低碳经济运行。文献[14]在广义储能研究中特别强调，可再生能源发电技术（power to gas，P2G）系统的启停损耗和部分负荷运行特性增加了系统调度的复杂度。文献[15]通过多场景分析发现，天然气网络的压力波动会反向影响电转气系统的运行策略，这种多能流耦合效应进一步放大了系统的不确定性。文献[16]提出的共享储能电站规划方法，则从能量−碳流协同的角度，为区域级多系统协同提供新思路。值得注意的是，文献[17]将轨道交通再生制动能与光伏发电、EV 充电

站进行系统整合，开创了交通-能源协同优化的新范式，但也引入新的协同优化难题。现有研究虽在不确定性建模、协同模式探索等方面取得了一定进展，但对差异化显著的大规模 EV 集群聚合灵活性的边界刻画精度不足，且在多主体间成本效益均衡方面仍存在挑战[18]。

针对上述问题，本文提出了含 EV 集群的微电网双层日前经济调度策略，采用闵可夫斯基和理论聚合多类型 EV 个体充放电模型[19]，精准表征 EV 集群灵活性边界。上层微电网运营商以负荷-风光协方差最大化为目标制定动态电价，引导需求响应负荷主动匹配可再生能源出力；下层引入合作博弈框架，协调可再生能源发电主体（renewable energy power generation mainstay，REG）、可控分布式电源发电主体（controllable distributed power generation mainstay，CPG）和光氢充一体站（photo-hydrogen charging station，PHCS）3 方运行，构建计及不确定性风险的经济调度模型。算例表明，该策略在保障个体合理收益的前提下，显著提升了系统经济性与新能源消纳能力，验证了该方法在降低运行成本和促进可再生能源高效利用方面的有效性。

1 多主体微电网系统架构及模型构建

1.1 系统架构

含多主体的微电网系统架构如图 1 所示。可以看出，3 个主体不但可以在微电网内部进行能量互动，也可以分别或作为一个整体和电网、燃气市场进行能量交互[20]。

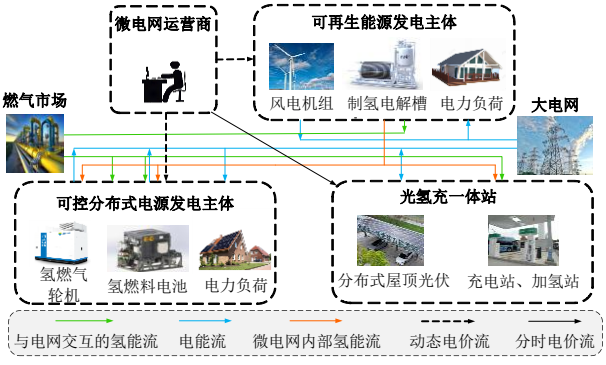


图 1 含多主体的微电网系统架构

Fig.1 Microgrid system architecture with multiple agents

1.2 基于闵可夫斯基和理论的电动汽车集群模型

由于 EV 个体储能容量有限，且当 EV 集群入网后会增大计算压力，造成“维数灾难”问题，同时又考虑到单辆 EV 给电网送电的技术（vehicle to grid，V2G）具有很大的不确定性，且不能满足电网灵活调度的门槛，因此构建 EV 集群可调度储能模型对于分析车能互动问题至关重要。考虑到闵可夫斯基和（Minkowski Sum）运算需将各 EV 个体的并网时间统一转换至相同调度周期 T，引入布尔变量 u 对充放电约束进行转换，从而建立调度周期 T 内统一的 EV 充放电模型，如式(1)所示。

$$\begin{cases} 0 \leqslant P_{i,t,\mathrm{ev,c}} \leqslant u_{i,t} P_{i,\mathrm{m,ev,c}} \\ 0 \leqslant P_{i,t,\mathrm{ev,d}} \leqslant u_{i,t} P_{i,\mathrm{m,ev,d}} \\ E_{i,t} = u_{i,t}\left(E_{i,t-1} + \left(\eta_{\mathrm{c}} P_{i,t,\mathrm{ev,c}} - P_{i,t,\mathrm{ev,d}} / \eta_{\mathrm{d}}\right)\Delta t\right) \\ u_{i,t} E_{i,\min} \leqslant E_{i,t} \leqslant u_{i,t} E_{i,\max} \end{cases} \tag{1}$$

式中：$t \in T$，T 为调度周期；$P_{i,t,\mathrm{ev,c}}$、$P_{i,t,\mathrm{ev,d}}$ 分别为第 i 辆 EV 在 t 时刻的充、放电功率；$P_{i,\mathrm{m,ev,c}}$、$P_{i,\mathrm{m,ev,d}}$ 分别为第 i 辆 EV 额定充电功率和额定放电功率；$u_{i,t}$ 为第 i 辆 EV 在 t 时刻的布尔变量值；η_{c}、η_{d} 分别为充电和放电效率；$E_{i,t}$、$E_{i,t-1}$ 分别为第 i 辆 EV 在 t 时刻和 t–1 时刻的电池电量；$E_{i,\min}$ 和 $E_{i,\max}$ 分别为第 i 辆 EV 最小和最大的安全电量边界。

对式(1)中 EV 充放电功率边界、电池安全电量边界采用闵可夫斯基和运算得到 EV 集群荷储可调度能力上下边界，如式(2)所示。

$$\begin{cases} P_{v,t,\mathrm{c,m}} = \sum\limits_{i \in I_v} u_{i,t} P_{i,t,\mathrm{ev,c}};\ P_{v,t,\mathrm{d,m}} = \sum\limits_{i \in I_v} u_{i,t} P_{i,t,\mathrm{ev,d}} \\ E_{v,t,\max} = \sum\limits_{i \in I_v} u_{i,t} E_{i,\max};\ E_{v,t,\min} = \sum\limits_{i \in I_v} u_{i,t} E_{i,\min} \end{cases} \tag{2}$$

式中：$t \in T$；$P_{v,t,\mathrm{c,m}}$、$P_{v,t,\mathrm{d,m}}$ 为 EV 集群 v 在 t 时刻最大可调度的充放电功率；I_v 为集群 v 中 EV 个体数量的集合；$E_{v,t,\max}$、$E_{v,t,\min}$ 为 EV 集群 v 在 t 时刻可调度的最大和最小储能电量。

EV 集群的阶跃电量变化发生在并/离网阶段，当 EV 保持在并网状态时，$\Delta E_{v,t}=0$。并网瞬间 $\Delta E_{v,t}=\sum_{t\in \mathrm{I}_v} E_{i,\mathrm{ar}}$；离网瞬间 $\Delta E_{v,t}=-\sum_{t\in \mathrm{I}_v} E_{i,\mathrm{ar}}$（$E_{i,\mathrm{ar}}$ 和 $E_{i,\mathrm{ex}}$ 为第 i 辆 EV 并网和离网电量）。为满足闵可夫斯基和运算条件，但需将 3 个时段统一至调度周期 T。采用布尔变量描述 EV 状态变化：EV 并网时刻 t 满足 $u_{i,t}^2 - u_{i,t}u_{i,t-1}=1$；离网时刻 t 满足 $u_{i,t-1}^2 - u_{i,t-1}u_{i,t}=1$。由此建立动态阶跃电量修正模型如式(3)所示。

$$\Delta E_{\mathrm{v},t} = \sum_{i \in I_v} \left((u_{i,t}^2 - u_{i,t}u_{i,t-1})E_{i,\mathrm{ar}} - (u_{i,t}^2 - u_{i,t}u_{i,t-1})E_{i,\mathrm{ex}}\right) \tag{3}$$

式中：$t \in T$；$u_{i,t-1}$ 为第 i 辆 EV 在 t–1 时刻的布尔变量；$\Delta E_{v,t}$ 为集群 v 在 t 时刻的状态变化引起的电量跃变；$E_{i,\mathrm{ar}}$ 和 $E_{i,\mathrm{ex}}$ 为第 i 辆 EV 并网和离网电量。

通过闵可夫斯基和将多维 EV 决策变量降维映

射，最终构建如式(4)所示的 EV 集群可调度模型。

$$\begin{cases} 0 \leqslant P_{v,t,\mathrm{ev,c}} \leqslant P_{v,t,\mathrm{c,m}} \\ 0 \leqslant P_{v,t,\mathrm{ev,d}} \leqslant P_{v,t,\mathrm{d,m}} \\ E_{v,t,\min} \leqslant E_{v,t} \leqslant E_{v,t,\max} \\ E_{v,t} = E_{v,t-1} + \eta_{\mathrm{c}} \cdot P_{v,t,\mathrm{ev,c}} \cdot \Delta t - P_{v,t,\mathrm{ev,d}} \cdot \Delta t / \eta_{\mathrm{d}} + \Delta E_{v,t} \end{cases} \tag{4}$$

式中：$t \in T$；$P_{v,t,\mathrm{ev,c}}$、$P_{v,t,\mathrm{ev,d}}$ 为集群 v 在 t 时刻可调度总充电功率和总放电功率；$E_{v,t}$ 为集群 v 在 t 时刻可调度的总储能容量。

该模型将充电功率 $P_{v,t,\mathrm{ev,c}}$、放电功率 $P_{v,t,\mathrm{ev,d}}$ 和储能容量 $E_{v,t}$ 以集合的形式表达，有效刻画了 EV 集群参与 V2G 过程的可调度潜力。相较于传统储能模型，EV 集群模型具有显著灵活性优势，主要体现在该模型考虑了单辆 EV 接入电量、期望电量、并网时长及充放电功率等参数。采用蒙特卡洛抽样法对大量 EV 个体参与 V2G 过程进行抽样。其中日前阶段集群可调度潜力根据各个参数的抽样平均值得到；实时阶段集群可调度潜力根据 EV 集群历史数据预测得到。

通过对公共充电站中私家车、出租/网约车和物流车 3 类共计 500 辆 EV 历史数据进行抽样得到各集群日前和实时荷储可调度能力，EV 集群的储能容量上下限如图 2 所示。通过图 2 可以看出：EV 集群日前和实时的储能容量限值走势几乎一致，验证了基于闵可夫斯基和理论下 EV 集群可调度模型的准确性。

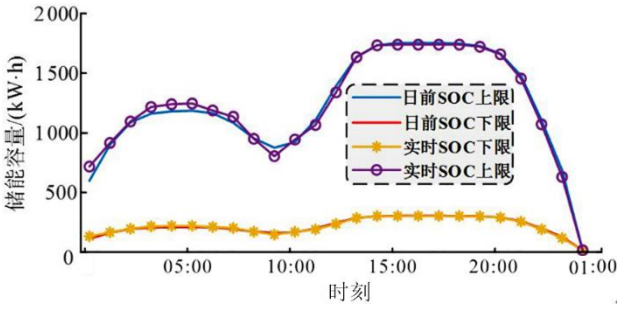


图 2 日前与实时 EV 集群储能容量限值

Fig.2 Day-ahead and real-time EV cluster storage capacity limits

2 微电网双层调度架构

2.1 上层微电网定价策略

含多主体的微电网系统（图 1）中，微电网采用集中式控制结构[21]，由微电网运营商负责制定各主体的运行计划与动态电价，所需的决策信息主要包括：

1）预测未来 24 h 内光伏、风电等可再生能源的发电功率以及用户侧负载需求的变化曲线；

2）可调节负荷的调控幅度范围、调度经济性指标以及用户预期的用电安排；

3）配电网日前市场交易价格及各时间段与主网进行功率交互的约束条件；

4）电动汽车充电集群等效储能系统的装机容量、功率调节边界及其调度经济性参数。

在掌握上述数据的基础上，配电网调度中心统筹权衡经济效益与供电可靠性，制定兼顾成本与风险的优化运行策略。由于微电网网侧不确定性主要来源于内部风光新能源、EV 与用户电负荷等主体，微电网在日前获取风光新能源与用户电负荷的预测数据后，以该数据进行预出清，同时根据预出清结果制定动态电价。

利用概率论协方差的概念作为上层微电网运营商的优化目标以制定动态电价。协方差表示 2 个变量的总体误差，当 2 个不同主体出力的协方差为正值时，协方差越大表示这 2 个主体越趋近于正相关。针对微电网内部风光新能源和用户电负荷这 2 个主体而言，当两者出力协方差最大时，负荷与新能源出力曲线的趋势最大化保持一致，可以减少两者不确定性带来的影响，进一步提高新能源的消纳能力。

$$\max C = \mathrm{cov}(L_{\mathrm{e},t,\mathrm{pre}}, P_{\mathrm{wt},t,\mathrm{pre}} + P_{\mathrm{pv},t,\mathrm{pre}}) = (L_{\mathrm{e},t,\mathrm{pre}} - E(L_{\mathrm{e},t,\mathrm{pre}}))(P_{\mathrm{wt},t,\mathrm{pre}} + P_{\mathrm{pv},t,\mathrm{pre}} - E(P_{\mathrm{wt},t,\mathrm{pre}} + P_{\mathrm{pv},t,\ \mathrm{pre}})) \tag{5}$$

$$L_{\mathrm{e},t,\mathrm{pre}} = L_{\mathrm{e},t,r} + \Delta L_{\mathrm{e},t,\mathrm{pre}} \tag{6}$$

式中：$L_{\mathrm{e},t,\mathrm{pre}}$ 为日前总负荷预测值；$L_{\mathrm{e},t,\mathrm{r}}$ 为 t 时段刚性电负荷值；$\Delta L_{\mathrm{e},t,\mathrm{pre}}$ 为日前预测 t 时段柔性负荷值；$P_{\mathrm{wt},t,\mathrm{pre}}$、$P_{\mathrm{pv},t,\mathrm{pre}}$ 为日前风电机组和光伏电站 t 时段出力功率预测值；$E(L_{\mathrm{e},t,\mathrm{pre}})$、$E(P_{\mathrm{wt},t,\mathrm{pre}}+P_{\mathrm{pv},t,\mathrm{pre}})$为日前总负荷预测值、风光总预测功率值的数学期望。

以预出清阶段用户可平移负荷量为基准值设置动态电价，最大值 $\lambda_{\mathrm{e,max,dy}}$ 对应风光新能源与负荷差值的谷值 $P_{\mathrm{dif,min}}$，动态电价最小值为 $\lambda_{\mathrm{e,max,dy}}$ 对应风光新能源与负荷差值的峰值 $P_{\mathrm{dif,max}}$，最终得到：

$$\lambda_{\mathrm{e},t,\mathrm{dy}} = aP_{\mathrm{dif},t} + b \tag{7}$$

$$P_{\mathrm{dif},t} = P_{\mathrm{wt},t,\mathrm{pre}} + P_{\mathrm{pv},t,\mathrm{pre}} - \Delta L_{\mathrm{e},t,\mathrm{pre,f}} \tag{8}$$

式中：a、b 为电价与负荷量之间的比例系数；$P_{\mathrm{dif},t}$ 为 1 天内 t 时段风光新能源与负荷差值。

同时，微电网运营商制定的电价需要满足平均电价等值约束条件和系数唯一性存在约束条件[22]：

$$\sum_{t=1}^{T}\lambda_{\mathrm{e},t,\mathrm{dy}}=\sum_{t=1}^{T}\lambda_{\mathrm{e},t,\mathrm{fs}} \tag{9}$$

$$\frac{\lambda_{\mathrm{e,min,dy}}-\sum_{t=1}^{T}\lambda_{\mathrm{e},t,\mathrm{fs}}}{P_{\mathrm{dif,max}}-\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{dif},t}}=\frac{\lambda_{\mathrm{e,max,dy}}-\sum_{t=1}^{T}\lambda_{\mathrm{e},t,\mathrm{fs}}}{P_{\mathrm{dif,min}}-\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{dif},t}} \tag{10}$$

式中：$\lambda_{\mathrm{e},t,\mathrm{dy}}$、$\lambda_{\mathrm{e},t,\mathrm{fs}}$为1天内$t$时段的动态与分时电价。

2.2 下层微电网多主体合作博弈模型

微电网系统将REG、CPG和PHCS组成一个合作联盟，当合作联盟成立时，系统内发电侧出力与用电侧需求由微电网统一调度，风电机组发出的电能在满足REG电力负荷需要后可通过电解槽制氢为CPG、PHCS提供电能，从而提高风光消纳度，降低弃风弃光惩罚成本。对于CPG而言，由于增添了碱性电解槽，可为氢燃气轮机（hydrogen gas turbine，HGT）和氢燃料电池（hydrogen fuel cell，HFC）提供氢气来源[23]，从而减少了两者从市场购氢的成本；对于PHCS而言，基于闵可夫斯基和理论的EV集群相当于广义储能设备[24]，其削峰填谷特性可提高风光新能源的消纳度。同时，由于风光新能源供电以及电解槽制氢可以为一体站提供能量来源，从而降低EV集群向电网的购电成本。所有收益按合作联盟为整体进行核算，并在收益分配环节计算归属，按贡献分配给各合作成员。

为验证组合模型在消纳风光出力、优化配置与深度脱碳、推动多能互补中的作用，文中综合考虑微电网内部各主体合作博弈下的购能成本C_{buy}、售能收益F_{sell}、系统运行成本C_{op}、弃风弃光成本C_{pun}、EV充电成本C_{ev}、负荷购电成本C_{load}，构建总经济成本最小的目标函数：

$$\min C=C_{\mathrm{puy}}-F_{\mathrm{sell}}+C_{\mathrm{pun}}+C_{\mathrm{op}}+C_{\mathrm{ev}}+C_{\mathrm{load}} \tag{11}$$

各部分具体内容如下：

1）与燃气市场、电力市场交互成本：

$$\begin{cases}C_{\mathrm{buy}}=C_{\mathrm{ebuy}}+C_{\mathrm{gbuy,CPS}}+C_{\mathrm{gbuy,PHS}}=\\ \sum_{t=1}^{T}\lambda_{\mathrm{e},t,\mathrm{fs}}\cdot P_{\mathrm{e},t,\mathrm{b}}+\lambda_{\mathrm{g},t,\mathrm{b}}\cdot(P_{\mathrm{g,b},t,\mathrm{CPS}}+P_{\mathrm{g,b},t,\mathrm{PHS}})\\ C_{\mathrm{sell}}=C_{\mathrm{esell}}+C_{\mathrm{gsell,PHS}}=\\ \sum_{t=1}^{T}\lambda_{\mathrm{e},t,\mathrm{sw}}\cdot P_{\mathrm{e},t,\mathrm{s}}+\lambda_{\mathrm{g},t,\mathrm{s}}\cdot P_{\mathrm{g,s},t,\mathrm{CPS}}\end{cases} \tag{12}$$

式中：C_{ebuy}、C_{esell}分别为1天内微电网向上级电网购电成本和售电收益；$C_{\mathrm{gbuy,CPS}}$、$C_{\mathrm{gbuy,PHS}}$分别为1天内可控电源和光氢充一体站向燃气市场购氢成本；$P_{\mathrm{e},t,\mathrm{b}}$、$P_{\mathrm{e},t,\mathrm{s}}$分别为微电网在$t$时段的购电和售电功率；$P_{\mathrm{g,b},t,\mathrm{CPS}}$、$P_{\mathrm{g,s},t,\mathrm{CPS}}$分别为可控电源在$t$时段的购氢和售氢功率；$P_{\mathrm{g,b},t,\mathrm{PHS}}$为光氢充一体站在$t$时段购氢功率；$\lambda_{\mathrm{e},t,\mathrm{SW}}$为1天内$t$时段微电网内部多余电能的上网电价。

2）弃风弃光惩罚成本：

$$C_{\mathrm{pun}}=C_{\mathrm{pun,wt}}+C_{\mathrm{pun,pv}}=\sum_{t=1}^{T}(\kappa_{\mathrm{wt,pun}}\cdot P_{\mathrm{wt},t}+\kappa_{\mathrm{pv,pun}}\cdot P_{\mathrm{pv},t}) \tag{13}$$

式中：$C_{\mathrm{pun,wt}}$、$C_{\mathrm{pun,pv}}$分别为1天内总弃风弃光惩罚成本；$C_{\mathrm{op,HGT}}$、$C_{\mathrm{op,HFC}}$、$C_{\mathrm{op,wt}}$、$C_{\mathrm{op,pv}}$分别为氢燃气轮机、氢燃料电池、风电机组、光伏电站1天内的运行成本；$\kappa_{\mathrm{wt,pun}}$、$\kappa_{\mathrm{pv,pun}}$分别为弃风、弃光惩罚成本。

3）设备运行成本：

$$C_{\mathrm{op}}=C_{\mathrm{op,HGT}}+C_{\mathrm{op,HFC}}+C_{\mathrm{op,wt}}+C_{\mathrm{op,pv}}=\sum_{t=1}^{T}(\xi_{\mathrm{m}}P_{\mathrm{HGT},t}+\xi_{\mathrm{h}}P_{\mathrm{HFC},t}+\xi_{\mathrm{w}}P_{\mathrm{wt},t}+\xi_{\mathrm{p}}P_{\mathrm{pv},t}) \tag{14}$$

式中：ξ_{m}、ξ_{h}、ξ_{w}、ξ_{p}分别为氢燃气轮机、氢燃料电池、风电机组和光伏电站出力功率下的运维成本。

4）EV充放电成本：

$$C_{\mathrm{ev}}=\sum_{t=1}^{T}(\lambda_{\mathrm{ev},t,\mathrm{fs}}P_{\mathrm{ev}.t,\mathrm{c}}-\lambda_{\mathrm{ev},t,\mathrm{fs}}P_{\mathrm{ev},t,\mathrm{d}}) \tag{15}$$

式中：$\lambda_{\mathrm{e},t,\mathrm{fs}}$为EV在1天内$t$时段的分时电价；$P_{\mathrm{ev},t,\mathrm{c}}$、$P_{\mathrm{ev},t,\mathrm{d}}$为EV集群在1天内$t$时段的充电和放电功率。

5）可调度负荷购电成本：

$$\begin{cases}C_{\mathrm{load}}=C_{\mathrm{load,REG}}+C_{\mathrm{load,CPG}}=\\ \sum_{t=1}^{T}\lambda_{\mathrm{ev},t,\mathrm{dy}}\cdot(L_{\mathrm{e},t,\mathrm{REG}}+L_{\mathrm{e},t,\mathrm{CPG}})\\ L_{\mathrm{e},t}^{\mathrm{REG}}=\overline{L_{\mathrm{e},t,\mathrm{REG,f}}}+L_{\mathrm{e},t,\mathrm{REG,r}}\\ L_{\mathrm{e},t,\mathrm{CPG}}=\overline{L_{\mathrm{e},t,\mathrm{CPG,f}}}+L_{\mathrm{e},t,\mathrm{CPG,r}}\end{cases} \tag{16}$$

式中：$C_{\mathrm{load,REG}}$为1天内可再生能源发电主体内部用户负荷购电成本；$C_{\mathrm{load,CPG}}$为1天内可控分布式电源发电主体用户负荷购电成本；$L_{\mathrm{e},t,\mathrm{REG}}$、$L_{\mathrm{e},t,\mathrm{REG,f}}$、$L_{\mathrm{e},t,\mathrm{REG,r}}$分别为可再生能源发电主体内部负荷在$t$时段的总负荷值、优化后柔性负荷值和刚性负荷值。

风光设备和碱性电解槽运行时的约束条件为：

$$\begin{cases}0\leqslant P_{\mathrm{wt},t}\leqslant P_{\mathrm{wt,max}}\\ 0\leqslant P_{\mathrm{pv},t}\leqslant P_{\mathrm{pv,max}}\\ P_{\mathrm{g},t,\mathrm{AE}}=\eta_{\mathrm{AE}}P_{\mathrm{e},t,\mathrm{AE}}\\ P_{\mathrm{e,min,AE}}\leqslant P_{\mathrm{e},t,\mathrm{AE}}\leqslant P_{\mathrm{e,max,AE}}\\ \Delta P_{\mathrm{e,min,AE}}\leqslant P_{\mathrm{e},t+1,\mathrm{AE}}-P_{\mathrm{e},t,\mathrm{AE}}\leqslant\Delta P_{\mathrm{e,max,AE}}\end{cases} \tag{17}$$

式中：$P_{\mathrm{wt},t}$、$P_{\mathrm{wt,max}}$ 分别为风机在 t 时段的出力功率和最大出力功率；$P_{\mathrm{pv},t}$、$P_{\mathrm{pv,max}}$ 分别为光氢充一体站屋顶光伏在 t 时段的出力功率和最大出力功率；$P_{\mathrm{e},t,\mathrm{AE}}$、$P_{\mathrm{g},t,\mathrm{AE}}$ 分别为碱性电解槽在 t 时段的输入电功率和输出氢功率；$P_{\mathrm{e,min,AE}}$、$P_{\mathrm{e,max,AE}}$ 分别为碱性电解槽的最小输入电功率和最大输入电功率；$P_{\mathrm{e},t+1,\mathrm{AE}}$ 为碱性电解槽在 t+1 时段的输出电功率；$\Delta P_{\mathrm{e,min,AE}}$、$\Delta P_{\mathrm{e,max,AE}}$ 分别为碱性电解槽的最小爬坡功率和最大爬坡功率。

考虑微电网内包含可平移负荷的情况，将所有用户柔性电负荷的自动需求响应能力用每个时段可调整比例δ和电量调整总占比θ来衡量，针对用户的柔性电负荷调整作如下约束：

$$\frac{\left|\overline{L_{\mathrm{e},t,\mathrm{f}}}-L_{\mathrm{e},t,\mathrm{f}}\right|}{L_{\mathrm{e},t,\mathrm{r}}+L_{\mathrm{e},t,\mathrm{f}}}\leqslant\delta \tag{18}$$

$$\sum_{t=1}^{T}\left|\overline{L_{\mathrm{e},t,\mathrm{f}}}-L_{\mathrm{e},t,\mathrm{f}}\right|=\theta\sum_{t=1}^{T}(L_{\mathrm{e},t,\mathrm{r}}+L_{\mathrm{e},t,\mathrm{f}}) \tag{19}$$

$$\sum_{t=1}^{T}\overline{L_{\mathrm{e},t,\mathrm{f}}}=\sum_{t=1}^{T}L_{\mathrm{e},t,\mathrm{f}} \tag{20}$$

式中：$\left|\overline{L_{\mathrm{e},t,\mathrm{f}}}-L_{\mathrm{e},t,\mathrm{f}}\right|$为用户在 1 天内第 t 时段内的电负荷调整量；$\overline{L_{\mathrm{e},t,\mathrm{f}}}$、$L_{\mathrm{e},t,\mathrm{f}}$ 分别为用户在 1 天内第 t 时段调整前、后柔性电负荷；$L_{\mathrm{e},t,\mathrm{r}}$ 为第 t 时段用户刚性电负荷，即不能参与调度或削减的电负荷；δ为 1 天内第 t 时段内电负荷调整量最大比例；θ为 1 天内用户电负荷调整总量的比例，θ越大，用户聚合商每时段调整电负荷更灵活，用户侧需求响应能力也越大。

氢燃气轮机和氢燃料电池数学模型为：

$$\begin{cases}P_{\mathrm{MT},t}=(P_{\mathrm{g,m},t,\mathrm{AE}}+P_{\mathrm{g,m},t,\mathrm{b}})/\eta_{\mathrm{tr,MT}}\\P_{\mathrm{HFC},t}=(P_{\mathrm{g,h},t,\mathrm{AE}}+P_{\mathrm{g,h},t,\mathrm{b}})/\eta_{\mathrm{tr,HFC}}\\P_{\mathrm{HGT,min}}\leqslant P_{\mathrm{HGT},t}\leqslant P_{\mathrm{HGT,max}}\\P_{\mathrm{HFC,min}}\leqslant P_{\mathrm{HFC},t}\leqslant P_{\mathrm{HFC,max}}\\\Delta P_{\mathrm{HFC,min}}\leqslant P_{\mathrm{HFC},t+1}-P_{\mathrm{HFC},t}\leqslant\Delta P_{\mathrm{HFC,max}}\end{cases} \tag{21}$$

式中：$P_{\mathrm{HGT},t}$、$P_{\mathrm{HFC},t}$ 分别为氢燃气轮机和氢燃料电池在 1 天内 t 时段的输出电功率；$P_{\mathrm{g,m},t,\mathrm{AE}}$、$P_{\mathrm{g,h},t,\mathrm{AE}}$ 分别为电解槽在 1 天内 t 时段分别提供给燃气轮机和燃料电池的氢功率；$P_{\mathrm{g,m},t,\mathrm{b}}$、$P_{\mathrm{g,h},t,\mathrm{b}}$ 分别为氢燃气轮机与氢燃料电池在 1 天内 t 时段分别向电网的购氢功率；$P_{\mathrm{HGT,min}}$、$P_{\mathrm{HGT,max}}$ 分别为氢燃气轮机输出电功率的最小值和最大值；$P_{\mathrm{HFC,min}}$、$P_{\mathrm{HFC,max}}$ 分别为氢燃料电池输出电功率的最小值和最大值；$P_{\mathrm{HGT},t+1}$ 为氢燃料电池在 t+1 时段输出的电功率。同时各主体应满足电平衡和气平衡约束为[25]：

$$\begin{cases}P_{\mathrm{HGT},t}+P_{\mathrm{HFC},t}+P_{\mathrm{wt},t}+P_{\mathrm{pv},t}+P_{\mathrm{e},t,\mathrm{b}}+P_{\mathrm{ev},t,\mathrm{d}}=\\L_{\mathrm{e},t,\mathrm{REG}}+L_{\mathrm{e},t,\mathrm{CPG}}+P_{\mathrm{ev},t,\mathrm{c}}+P_{\mathrm{AE},t}+P_{\mathrm{e},t,\mathrm{s}}\\P_{\mathrm{g},t,\mathrm{AE}}+P_{\mathrm{g},t,\mathrm{b}}=P_{\mathrm{g},t,\mathrm{HFC}}+P_{\mathrm{g},t,\mathrm{HGT}}+P_{\mathrm{g},t,\mathrm{s}}+P_{\mathrm{g},t,\mathrm{ev}}\end{cases} \tag{22}$$

各设备运行成本、市场交互成本为：

$$\begin{cases}C_{\mathrm{AE}}=\sum_{t=1}^{T}\lambda_{\mathrm{g},t,\mathrm{s}}\cdot P_{\mathrm{g},t,\mathrm{AE}}\\C_{\mathrm{net}}=C_{\mathrm{ebuy}}-C_{\mathrm{esell}}\\C_{\mathrm{pv}}=C_{\mathrm{pun,pv}}+C_{\mathrm{op,pv}}\\C_{\mathrm{wt}}=C_{\mathrm{pun,wt}}+C_{\mathrm{op,wt}}\\C_{\mathrm{op,CPS}}=C_{\mathrm{op,HGT}}+C_{\mathrm{op,HFC}}\end{cases} \tag{23}$$

式中：$P_{\mathrm{g},t,\mathrm{ev}}$ 为光氢充一体站 1 天内 t 时段加氢车辆的负荷值；$P_{\mathrm{g},t,\mathrm{b}}$、$P_{\mathrm{g},t,\mathrm{s}}$ 分别为微电网在 t 时段的购氢和售氢功率；$P_{\mathrm{g},t,\mathrm{AE}}$ 为 AEL 在 1 天内 t 时段的输出氢功率；$P_{\mathrm{g},t,\mathrm{HFC}}$、$P_{\mathrm{g},t,\mathrm{HGT}}$ 分别为氢燃料电池和氢燃气轮机在 1 天内 t 时段的输入氢功率；C_{AE} 为 AEL 售氢收益；C_{net} 为各主体与电网交互成本；C_{pv} 为分布式光伏设备运行成本；C_{wt} 为风力机组运行成本；$C_{\mathrm{op,CPS}}$ 为可控分布式电源运行成本；$C_{\mathrm{g,CPS}}$ 为可控分布式电源购气成本。

微电网双层经济调度过程如图 3 所示。

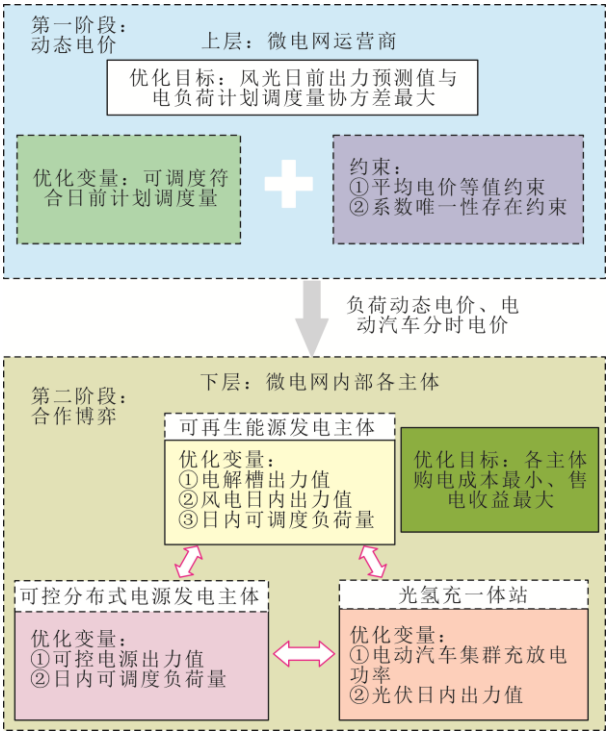


图 3 微电网双层经济调度过程

Fig.3 The two-stage economic dispatch process for microgrid

3 仿真分析

本文以新疆乌鲁木齐某典型微电网系统作为研究对象构建仿真模型，利用拉丁超立方抽样（Latin hypercube sampling）分别生成 REG 和 PHCS 的出力场景。为全面评估所提双层日前经济调度策略的有效性，本文从 3 个维度设计对比仿真方案：1）是否采用动态电价机制引导需求响应；2）是否考虑负荷的可调度特性；3）各主体是否采取合作博弈模式进行协同运行。通过对这 3 个关键因素的不同组合，共设置 5 类典型运行策略，不同策略设置情况如表 1 所示。

表 1 不同策略设置情况
Tab.1 Settings of different strategy scenarios

策略	考虑动态电价	考虑负荷可调度性	合作运行
1	√	√	×
2	×	×	×
3	×	×	√
4	×	√	√
5	√	√	√

通过对比这 5 类策略在系统总成本、可再生能源消纳率、负荷−风光协方差等关键指标上的表现差异，可以清晰地揭示各项优化措施的边际效益及其相互作用机理，系统内各单元仿真参数设置如表 2。

根据文献[26]，EV 到达及离开充电站时间呈正态分布函数，EV 起始充电 SOC 呈均匀分布，选取不同参数模拟 3 类 EV 充电特性，具体参数如表 3。表 3 中，$T_{a,\mathrm{EV}}$、$T_{l,\mathrm{EV}}$、$S_{0,\mathrm{EV}}$、$N_{\mathrm{EV,cs}}$ 为 EV 到达充电站时间、离开充电站时间、起始 SOC 和充电站数量。

表 2 微电网系统各单元仿真参数设置
Tab.2 Simulation parameter settings for each unit of the microgrid system

参数	数值
风电最大出力功率/kW	6 011.3
光伏最大出力功率/kW	2 173.0
储能充放电效率	0.950
CPG 主体最大出力/(元 ₭W^{-1})	800.000
CPG 主体最小出力/(元 ₭W^{-1})	80.000
单位功率氢气交易价格/(元 ₭W^{-1})	1.190
HGT 发电效率	0.500
HFC 发电效率	0.500
AWE 制氢效率	0.700
弃风惩罚成本/(元 (kW ₶)$^{-1}$)	0.070
弃光惩罚成本/(元 (kW ₶)$^{-1}$)	0.035
AWE 最大制氢功率/kW	800.000
CPG 主体单时段内最大购氢功率/kW	2 000.0
PHCS 最大购氢功率/kW	2 000.0
风电运维成本/(元 ₭W^{-1})	0.039
光伏运维成本/(元 ₭W^{-1})	0.025
可控电源单位功率运维成本/(元 ₭W^{-1})	1.670

表 3 各类型 EV 充电参数取值
Tab.3 Charging parameter values for each type of electric vehicle

参数	私家车	出租/网约车	物流车
$T_{a,\mathrm{EV}}$	$N(9,(\sqrt{2})^2)$	$N(21,1^2)$	$N(18,2^2)$
$T_{l,\mathrm{EV}}$	$N(17,(\sqrt{2})^2)$	$N(7,1^2)$	$N(8,2^2)$
$S_{0,\mathrm{EV}}$	$u(0.4,0.6)$	$u(0.2,0.4)$	$u(0.4,0.6)$
$N_{\mathrm{EV,cs}}$	$u(180,220)$	$u(80,120)$	$u(180,220)$

基于表 1 中设置的 5 类运行策略，对微电网系统在不同运行模式下的经济性进行全面量化评估，采用统一的会计准则进行核算，即成本为正，收益为负，最终汇总得到各策略下的系统总成本。各策略下详细的成本收益测算结果如表 4 所示。

表 4 系统内各单元收益和成本结果对比
Tab.4 Comparison of benefit and cost results for each unit in the system

单位：元/d

策略	C_{pv}	$C_{\mathrm{g,buy,PHS}}$	C_{ev}	$C_{\mathrm{load,CPG}}$	$C_{\mathrm{g,CPS}}$	$C_{\mathrm{op,CPS}}$	C_{net}	$C_{\mathrm{g,AE}}$	C_{wt}	$C_{\mathrm{load,REG}}$	总成本
1	248.8	22 657	8 543.7	8 921.2	4 822.9	3 382.8	8 918.2	–8 982.4	3 602.4	7 765.5	59 880.1
2	248.8	22 657	8 543.7	9 167.7	6 572.5	4 610	8 827.5	–8 982.4	3 437.1	9 167.7	64 249.6
3	258.2	2 771.2	7 278.2	9 167.5	3 283.1	3 206.4	1 251.9	0	2 961.0	9 167.5	39 345.0
4	254.3	2 143.2	7 254.9	9 100.0	3 345.1	3 206.4	590.3	0	2 916.8	9 100	37 911.0
5	253.3	2 136.4	7 256.9	7 765.5	3 331	3 206.4	567.8	0	2 916.8	7 765.5	35 199.6

基于表 4 的经济核算结果，重点对比分析策略 1 和策略 5 2 种典型场景。策略 1 代表各主体独立运行的非合作模式，考虑了动态电价和负荷可调度性；而策略 5 则代表本文提出的完整优化策略，通过建立联盟合作机制，实现 3 大主体间的能量互济和成本收益共享。为全面评估不同策略对系统运行性能的影响，从多个技术维度进行量化对比，各策略下的详细技术指标对比结果如表 5 所示。

表 5　不同策略关键技术指标对比
Tab.5 Comparison of key technical indicators for different strategies

各项指标	策略 1	策略 2	策略 3	策略 4	策略 5
协方差/($\times 10^6$)	3.916 5	5.631 4	13.760 0	19.538 0	20.034 0
光伏消纳度	1	1	0.810 6	0.845 8	0.855 0
风电消纳度	0.603 1	0.592 2	0.890 9	0.911 0	0.911 0
负荷用电成本/(元 d^{-1})	16 687	18 335	18 335	18 200	15 531

对比表 4、表 5 中策略 1 和策略 5 的各项指标，策略 5 相较于策略 1 大幅降低了弃风弃光惩罚成本、可控电源购氢成本、可控电源负荷成本和 EV 充电成本。这是由于在合作博弈策略下，REG 内部风电出力优先满足负荷消纳后，多余的风电一部分直接向充电站和可控电源发电主体负荷供电，另外一部分用于制备氢气然后提供给 CPG 和 PHCS，该合作模式一方面提高新能源消纳量，另一方面也降低了 CPG 和 PHCS 向燃气市场的购气成本。同时，策略 1—策略 3 中 CPG 负荷成本相较于策略 5 大幅提高，这是由于非合作模式下可控电源发电主体不用匹配新能源发电功率调整自身负荷量，响应的电价为分时电价，因而可调度负荷支付的成本较高，而策略 1 中 REG 可调度负荷由于需要匹配主体内部风电出力情况，响应的电价为微电网制定的动态电价，因而支付的成本较低。分析表 4、表 5 中策略 2—策略 5 的各项数据指标，可以观察到策略 2—策略 5，除了独立模式下 REG 电解槽存在售氢收益以及策略 1、策略 2 光伏消纳量显著高于其他策略外，其余各项成本均呈递减趋势、协方差和消纳度均呈递增趋势，说明本文合作博弈策略考虑负荷可调度性和动态电价的有效性。基于上述定量分析结果，不同策略下弃能情况如图 4 所示。

结合表 5 的定量数据与图 4 的可视化结果进行深入分析，可以清晰地看出各项优化措施的协同增效机制。策略 2—策略 5 的演进过程中，负荷-风光协方差呈现显著的递增态势，这表明通过引入合作博弈、负荷可调度性和动态电价机制，系统负荷曲线与风光出力曲线的匹配程度逐步改善，实现了更好的源荷协同。同时，负荷购电成本也相应递减，策略 5 相较于策略 2 减少 2 804 元/d，降幅达 19.5%。这一经济效益的提升直接源于动态电价引导下的需求响应负荷主动匹配可再生能源出力特性，在风光富裕时段增加用电，在出力不足时段削减负荷，从而有效降低高价时段的购电支出。

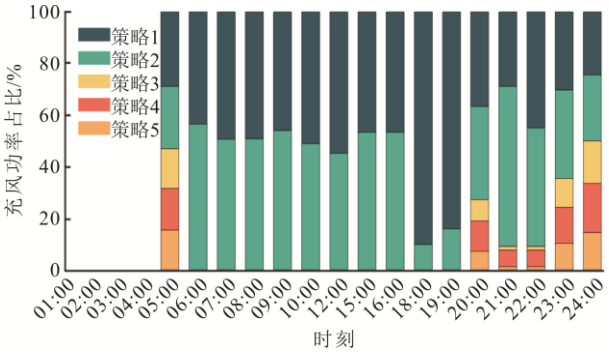


图 4　不同策略下弃风量
Fig.4 Wind curtailment under different strategies

3.1 仿真结果分析

为了对比本文三方合作博弈的优势，进一步分析独立运营及{REG, CPG, PHCS}联盟（RCP）、{REG, CPG}联盟（RC）、{REG, PHCS}联盟（RP）、{CPG, PHCS}联盟（CP）共 5 种策略下各部分、总体成本及收益，以体现本文三方博弈策略的正确性。对不同运行状态下各设备的具体成本与收益数据进行核算，最终获得的测算数据如表 6 所示。

表 6　不同合作模式下系统内各单元收益和成本结果对比　　单位：元/d
Tab.6 Comparison of benefit and cost results of units in the system under different cooperation models

方案	C_{pv}	$C_{g,PHS}$	C_{ev}	$C_{load,CPG}$	$C_{g,CPG}$	$C_{op,CPG}$	C_{net}	$C_{g,AE}$	C_{wt}	$C_{load,REG}$	总成本
独立	248.8	22 657.0	8 543.7	8 921.2	4 822.9	3 382.8	8 918.2	–8 982.4	3 602.4	7 765.5	59 880.1
RC	248.8	22 657.0	8 543.7	7 793.0	348.1	3 295.7	2 067.3	0	3 071.0	7 793.0	55 817.6
RP	338.9	3 414.1	8 543.7	8 921.2	4 822.9	3 382.8	5 345.7	0	3 674.0	7 765.6	46 208.9
CP	248.8	22 657.0	7 193.1	8 131.3	12 259.1	8 598.5	5 028.6	–8 982.4	3 602.4	7 765.5	66 401.8
RCP	253.3	2 136.4	7 256.9	7 765.5	3 331.0	3 206.4	567.8	0	2 916.8	7 765.5	35 199.6

同时，将各设备成本分类汇总为 REG、CPG、PHCS 3 个主体的总成本，最终测算数据如表 7 所示。

分析表 7 中 RC、RP 方案各主体成本可以发现：与 REG 合作时最能保证另外一方的利益，例如 RC 联盟下 CPG 运行成本是 4 种方案中最低的，相比独立运行方案的 25 070.6 元/d 减少了 14 990.7 元/d，成本降幅达 59.8%。进一步对比其他方案下 CPG 成本的变化幅度可以发现：RP 联盟下 CPG 成本减少零元（即维持独立运行水平），CP 联盟下反而增加 8 332.2 元/d，而 RCP 联盟下降低 10 578.4 元/d，这是由于在两方合作下，REG 通过风电制氢一方面可单独为 CPG 或 PHCS 提供氢气来源，再者多余的风电可直接为 CPG 中的需求响应负荷或 PHCS 中的充电 EV 供能，从而降低了 CPG 或 PHCS 的购能成本，但这也因此损害了 REG 的利益。而 RCP 方案下，REG 不能单独为其中一方供能，这就使得某一方的利益相比于两方合作时有所受损，但系统整体的利益得到了最大的提升。同时容易发现方案 CP 下各方成本均为最高，这是由于 CPG 和 PHCS 均为“缺能”主体，两方合作时系统供能只能通过向上级电网购电或者向燃气市场购氢再通过可控电源发电。此时虽然为需求响应负荷以及充电 EV 节省了部分用电成本，但 CPG 却因此支付了过多购氢成本，这严重损害了 CPG 的利益。RCP 方案下电解槽售氢收益较独立运营时收益低。这是由于独立运营时，REG 富余风电较多，风电制氢后可将所制氢气出售至燃气市场获利，未完全消纳的风电可直接为内部负荷供电；而合作联盟后，出于微电网系统经济性的考量，电解槽制备的氢气要优先提供给加氢站和可控电源这 2 个耗氢负荷，同时风电机组还要给 CPG 内部负荷、PHCS 内部 EV 供电，REG 内部的需求响应负荷所需部分电能需从上级电网购买，因此增大了用电成本，此时需对合作剩余氢气进行合理分配，以提高合作成员尤其是 REG 的积极性。

表 7 不同合作模式下各主体运行结果 单位：元/d

Tab.7 Results of the operation of the subjects under different cooperation models

方案	C_{REG}	C_{CPG}	C_{PHS}	总成本
独立	–1 413.3	25 070.6	36 223.3	59 880.1
RC	9 514.4	10 079.9	36 223.3	55 817.6
RP	10 140.6	25 070.6	10 997.7	46 208.9
CP	–1 413.3	33 402.8	34 613.3	66 401.8
RCP	10 871.6	14 492.2	9 835.8	35 199.6

3.2 调度结果分析

3.2.1 上层动态电价及负荷调度结果分析

为了更直观地展示动态电价机制和需求响应策略对微电网运行的实际影响，本文选取场景 1 作为典型案例进行深入分析（图 5）。该场景代表了本文提出的完整优化策略，能够充分体现 3 项优化措施的协同作用效果。

图 5 展示微电网系统内各主体在 24 h 调度周期内响应的电价信号变化情况。图 6 则对比了需求响应负荷在优化前后的功率曲线差异。通过优化前的基础负荷曲线与优化后的实际用电曲线的对比，可以直观地识别出各时段负荷转移的幅度和方向，从而量化评估动态电价和负荷可调度机制在削峰填谷、提升负荷-风光匹配度方面的实际效果。

结合图 5 和图 6 的数据进行深入分析，可以清晰地识别出动态电价机制与负荷转移行为之间的强关联关系。从图 6 的电价曲线可以观察到动态电价最高的时段为 00:00—04:00，该时段风光新能源几乎没有供电能力，此时微电网制定高电价以降低可转移负荷量，此时电负荷转移功率均为零，06:00—07:00、13:00—14:00、17:00—19:00 时段同理，充分体现了动态电价在需求侧管理中的抑制作用。与高电价时段形成鲜明对比的是低电价时段的负荷转移特征，以 05:00—12:00 时段为例，风机出力开始爬坡，此时用户电负荷正处于低谷，系统呈现出典型的“源强荷弱”特征。为最大化消纳富余风电，避免弃风损失，微电网运营商在此时段制定较低的动态电价，通过价格激励引导可转移负荷向该时段转移。通过动态电价的引导，实现负荷曲线与风光出力曲线的深度耦合。

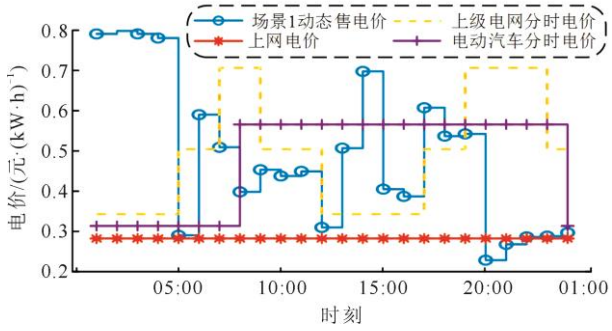


图 5　微电网系统内各主体响应的电价信息

Fig.5 Electricity price information responded by various agents within the microgrid system

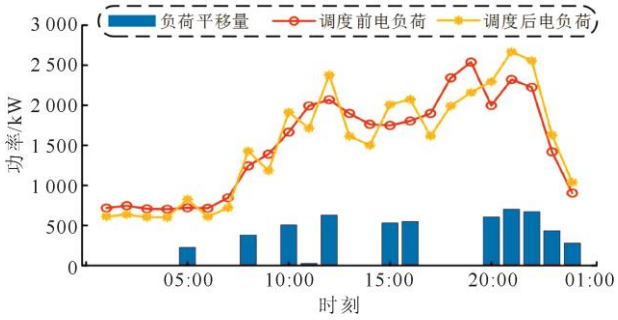


图 6　用户电负荷优化前后对比

Fig.6 Comparison of user electrical load before and after optimization

综合上述时段分析可以得出：微电网运营商制定的动态电价具有显著的双向调节功能，从而有效降低风光出力波动性和负荷需求不确定性对系统运行的不利影响。这种基于实时供需平衡状态的动态定价策略，不仅能显著提升风光等可再生能源的消纳水平，同时也降低了用户的用电成本，实现微电网运营商、可再生能源发电主体和需求响应用户的 3 方共赢，充分验证动态电价机制在协调多主体利益、优化系统经济性方面的有效性。

3.2.2 下层微电网多主体调度情况分析

为了全面评估不同优化策略对微电网系统能量管理的影响，图 7 给出了 5 种场景下各时段电能平衡情况。

可以发现，电解槽出力功率与风光新能源出力之间存在显著的正相关关系，充分体现了电解槽作为灵活性调节资源的关键作用。在风力发电和光伏发电处于高出力时段（如 11:00—13:00 的光伏发电高峰期和 20:00—23:00 的风电富裕时段），电解槽的电转气功率相应增大，通过将富余的可再生能源电力转化为氢能进行储存，有效避免了弃风弃光现象的发生。这种电-氢转换机制不仅提高了可再生能源的就地消纳率，而且将间歇性、波动性的电能转化为易于储存和调度的氢能，为系统提供了跨时段的能量平衡能力。

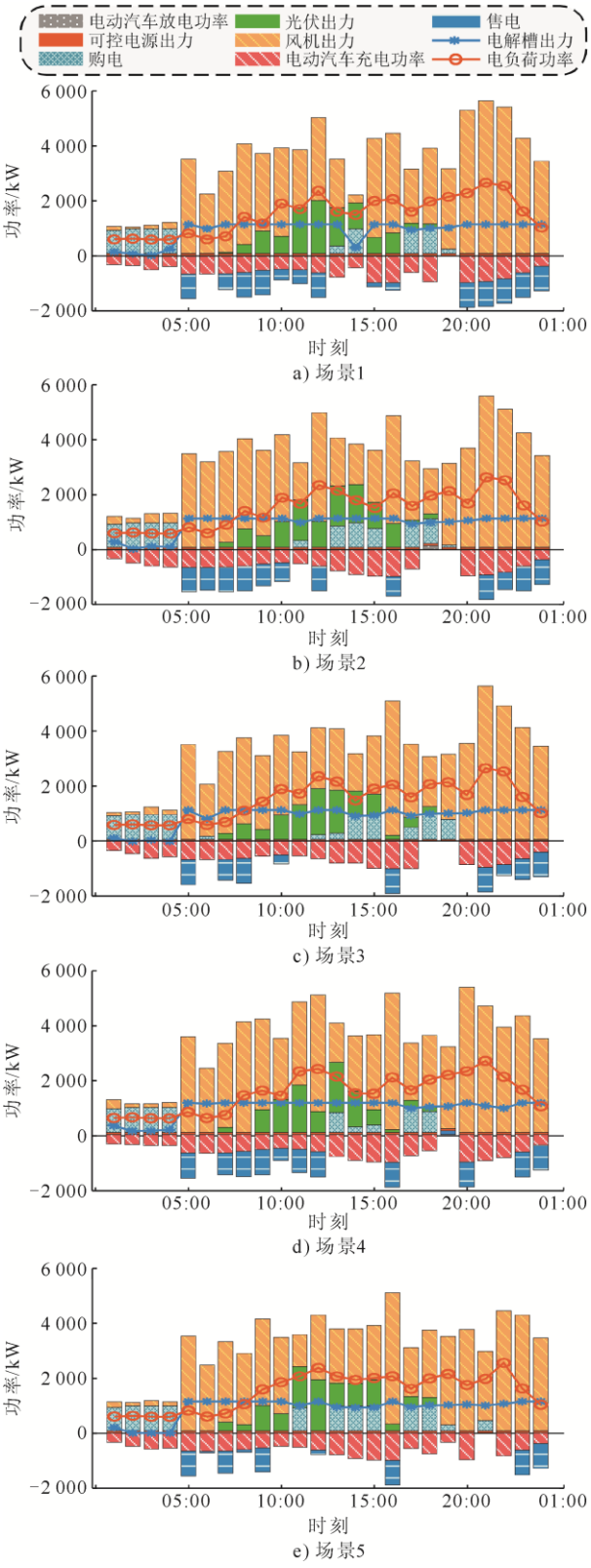


图 7　合作模式下电能调度结果

Fig.7 Electricity dispatch results under the cooperative model

相反，在负荷需求处于低谷期且风光出力不足的时段（如 01:00—04:00 的夜间深谷期和 14:00 的午间低谷期），电解槽的电转气功率显著降低甚至降为零。这一调控策略的根本出发点在于保障微电网系统的整体经济性：在上述时段，系统内可再生能源出力有限，若仍维持电解槽运行则需要从上级电网购买高价电力用于制氢，这不仅增加了制氢成本，而且无助于可再生能源消纳，因此电解槽选择停机或低功率运行是符合经济最优原则的理性决策。

此外，在图 7 场景 1—场景 5 中，01:00—04:00 时段微电网系统内部发电量少于负荷量，但仍不是由可控电源为系统供电。这一方面是由于风光新能源出力处于低值，系统无电转气输出氢功率的能力；另一方面，如果向燃气市场购买氢气再通过可控电源向系统供电，此时成本将远大于直接向上级电网购电，也证明该博弈策略下调度结果正确性。

进一步深入分析 EV 集群形成的虚拟储能电站在各时段的实际出力值，可以发现其充放电行为与系统内风光新能源出力呈现出良好的互补协同关系。以场景 1 为例，在 14:00—16:00 时段（午后光伏出力下降期）和 18:00—19:00 时段（傍晚风光交替的低谷期），EV 集群通过削减充电负荷或启动 V2G 放电，为系统提供了额外的电力支撑，有效缓解了该时段的供需缺口。类似的协同调节现象在场景 2 的 18:00、19:00 以及其他场景的相应低出力时段均有显著体现。这充分验证了 EV 作为移动式分布式储能资源在提升微电网经济性和可再生能源消纳能力方面的重要作用。

除了上述电解槽和可控电源等供给侧灵活性资源的调节作用外，需求侧的电动汽车（EV）充放电行为同样对微电网系统的电能平衡和经济运行具有重要影响。通过对比不同优化策略下 EV 充放电行为的差异，可以进一步揭示动态电价机制和合作博弈策略如何引导 EV 用户参与系统调峰调谷，以及 EV 灵活性资源对提升可再生能源消纳、降低系统运行成本的具体贡献。图 8 展示 5 种场景下 EV 集群在 24 h 调度周期内的充放电功率分布情况。

从图 8 中 EV 集群的充放电功率上下限包络线可以清晰地识别出公共充电站可调度资源规模的显著时间依赖性特征，这一特征本质上源于不同类型 EV 用户的出行模式差异。具体而言，在 00:00—05:00 的夜间时段，随着大量私家车车主结束晚间出行并返回住所，这些 EV 陆续接入充电站进行夜间慢充，导致集群可调度容量持续增加；类似地，在 10:00—15:00 的日间时段，出租车、网约车以及城市物流配送车辆在完成早高峰运营任务后，纷纷进入充电站进行快速补电，进一步扩大 EV 集群的总调度容量。

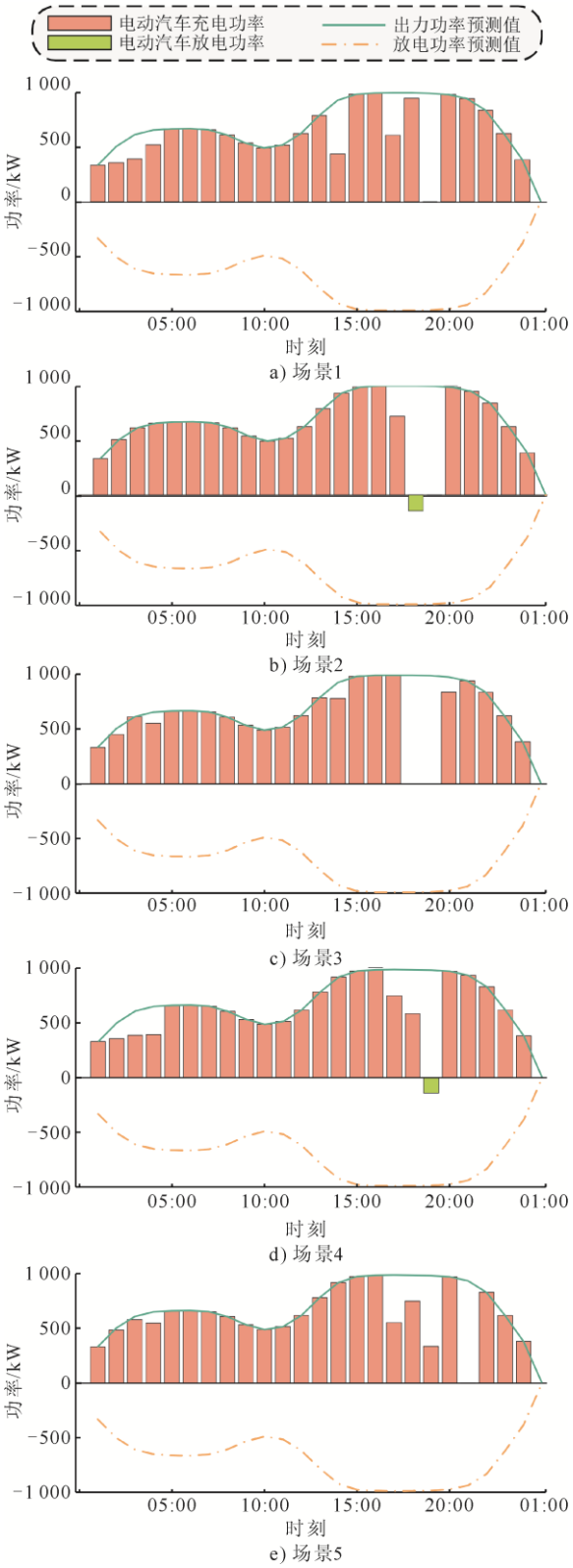


图 8 合作模式下 EV 集群调度结果

Fig.8 EV cluster scheduling results in cooperative mode

从图 8 可以观察到，该阶段的可调度容量上限曲线呈现明显的上升趋势，峰值出现在 13:00 左右，此时并网 EV 数量达到最大值。此后，在凌晨 03:00—07:00 及日间 15:00—20:00 2 个时段，充电站达到动态平衡状态。此期间新接入 EV 数量与离网 EV 数量大致相当，使得整体可调度能力趋于稳定。这种暂态稳定性使 EV 集群具备了类似储能单元的调节特性（即可控充放电），显著增强了电网调度运行的响应灵活性与管控便捷性。在夜晚 20:00—24:00 私家车大量离网、次日早晨时段 07:00—10:00 左右出租/网约车和物流车逐渐离网，EV 集群可调度能力开始减小。

深入分析 EV 集群形成的虚拟储能电站在各时段的实际出力值，可以发现其充放电行为与系统内风光新能源出力呈现出良好的互补协同关系。以场景 1 为例，在 14:00 和 19:00，EV 集群通过削减充电负荷或启动 V2G 放电，为系统提供了额外的电力支撑，有效缓解了该时段的供需缺口，类似的协同调节现象在场景 2 的 18:00、19:00 以及其他场景的相应低出力时段均有显著体现。这充分验证了 EV 作为移动式分布式储能资源在提升微电网经济性和可再生能源消纳能力方面的重要作用。

4 结　论

本文针对含多主体的微电网日前经济调度问题，构建上层动态定价-下层合作博弈的双层优化框架。上层微电网运营商以最大化负荷-风光协方差为目标制定动态电价，下层建立微电网在动态电价、负荷可调度性、合作博弈三者影响下各主体的收益、成本、风光消纳度、协方差等关键技术指标的差异，算例仿真结果表明：

1）在本文所构建的微电网系统中，微电网运营商以负荷-风光协方差最大为目标制定的动态电价可以有效提升新能源消纳量同时降低用户电负荷充电成本，本文策略负荷用电成本相较策略 2 减少 2 804 元/d，风电消纳量相较策略 2 增加 31.88 百分点。

2）微电网系统内部各主体通过合作博弈，本文策略 5 相比策略 1 EV 集群购电成本减少约 1 286.8 元/d，用户电负荷成本减少约 1 155.7 元/d，微电网总运行成本降低约 24 680.5 元/d，验证了所提策略在促进多主体协同、降低系统成本方面的有效性。

［参 考 文 献］

［1］ 国家能源局. 逐绿向新“十四五”时期能源转型“加速跑”[EB/OL]. (2025-10-17) [2025-12-12]. https://www.nea.gov.cn/20251017/293d07cfb51f483eab7e7ab0b279b343/c.html.
National Energy Administration. Accelerating the green transition towards a new energy paradigm in the “14th Five-Year Plan” era[EB/OL]. (2025-10-17) [2025-12-12]. https://www.nea.gov.cn/20251017/293d07cfb51f483eab7e7ab0b279b343/c.html.

［2］ 孟明, 腊志源, 王喜平, 等. 基于光热电站与电动汽车的综合能源系统风电消纳策略[J]. 热力发电, 2022, 51(9): 42.
Meng M, La Z Y, Wang X P, et al. Wind power consumption strategy of integrated energy system based on concentrating solar power and electric vehicle[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(9): 42.

［3］ 中国政府网. 超 3000 万辆！我国新能源汽车保有量高速增长[EB/OL]. (2025-01-17) [2025-12-12]. https://www.gov.cn/zhengce/jiedu/tujie/202501/content_6999527.htm.
Government of China. Over 30 million units! China’s new energy vehicle (NEV) stock is growing rapidly[EB/OL]. (2025-01-17) [2025-12-12]. https://www.gov.cn/zhengce/jiedu/tujie/202501/content_6999527.htm.

［4］ 付卓铭, 胡俊杰, 马文帅, 等. 规模化电动汽车参与电力系统二次调频研究综述[J]. 电力建设, 2023, 44(2): 1.
Fu Z M, Hu J J, Ma W S, et al. Review of research on participation of numerous electric vehicles in power system secondary frequency- regulation service[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(2): 1.

［5］ 张勇军, 成润婷, 史训涛, 等. 市场环境下分布式智能电网关键技术与机制研究综述[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(6): 1.
Zhang Y J, Cheng R T, Shi X T, et al. Review of research on key technologies and mechanisms for distributed smart grid in market environment[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(6): 1.

［6］ 孙宏斌, 郭庆来, 薛屹洵, 等. 再论能源互联网：形态、使命与路径[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(18): 7104.
Sun H B, Guo Q L, Xue Y X, et al. Re-discussion on the energy internet: formation, mission, and path[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(18): 7104.

［7］ 袁越, 苗安康, 吴涵, 等. 低碳综合能源系统研究框架与关键问题研究综述[J]. 高电压技术, 2024, 50(9): 4019.
Yuan Y, Miao A K, Wu H, et al. Review of the research framework and key issues for low-carbon integrated energy system[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(9): 4019.

［8］ 吴佳琦, 张谦, 黄耀宇, 等. 计及电动汽车的综合能源系统多主体协同低碳经济调度[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(12): 36.
Wu J Q, Zhang Q, Huang Y Y, et al. Multi-agent collaborative low-carbon economic dispatch in integrated energy system considering electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(12): 36.

［9］ 毛玲, 张钟浩, 赵晋斌, 等. 车-桩-网交融技术研究现状及展望[J]. 电工技术学报, 2022, 37(24): 6357.
Mao L, Zhang Z H, Zhao J B, et al. Research status and prospects of fusion technology of vehicle-charging pile-power grid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(24): 6357.

［10］ 黄学良, 刘永东, 沈斐, 等. 电动汽车与电网互动：综

述与展望[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(7): 3.
Huang X L, Liu Y D, Shen F, et al. Vehicle to grid: review and prospect[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(7): 3.

[11] 付玉兰, 刘鑫蕊, 黄雨佳, 等. 基于半不变量-最大熵的风光不确定性建模及电-气-热互联系统概率能量流分析[J].电网技术, 2025, 49(10):4287.
Fu Y L, Liu X R, Huang Y J, et al. Wind-solar uncertainty modeling based on semi-invariant-maximum entropy and probabilistic energy flow analysis of integrated electricity-gas-heat system[J]. Power System Technology, 2025, 49(10): 4287.

[12] 张文轩, 苏珈, 杜欣慧, 等. 计及需求响应的电-氢-气综合能源系统分布式鲁棒规划[J]. 电力建设, 2025, 46(7): 108.
Zhang W X, Su J, Du X H, et al. Research on distributed robust planning of electric-hydrogen-gas integrated energy system considering demand response[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(7): 108.

[13] 胡俊杰, 吴俊, 刘雪涛. 基于极限场景法的燃气掺氢综合能源系统两阶段低碳经济调度[J]. 电力系统自动化, 2026, 50(7): 118.
Hu J J, Wu J, Liu X T. Two-stage low-carbon economic dispatch of gas-hydrogen blended integrated energy system based on extreme scenario method[J]. Automation of Electric Power Systems, 2026, 50(7): 118.

[14] 韩晓娟, 王祖冉, 李浩源, 等. 计及多场景协同降碳的园区综合能源系统主从博弈-鲁棒优化调度[J]. 太阳能学报, 2026, 47(5): 175.
Han X J, Wang Z R, Li H Y, et al. Stackelberg game-robust optimal scheduling of integrated energy system in parks accounting for multi-scenario collaborative carbon reduction[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2026, 47(5): 175.

[15] 闫振靖, 李皓然, 杨欣可, 等. 基于不确定性分析与电价波动的电-氢-热综合能源系统分析[J]. 高压电器, 2024, 60(7): 69.
Yan Z J, Li H R, Yang X K, et al. Analysis of electric-hydrogen-thermal integrated energy system based on uncertainty analysis and electricity tariff fluctuation[J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(7): 69.

[16] Hu J J, Wang Y D, Dong L. Low carbon-oriented planning of shared energy storage station for multiple integrated energy systems considering energy-carbon flow and carbon emission reduction[J]. Energy, 2024, 290: 130139.

[17] Çiçek A, Şengör İ, Güner S, et al. Integrated rail system and EV parking lot operation with regenerative braking energy, energy storage system and PV availability[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(4): 3049.

[18] 曹家乐, 任永峰, 薛宇, 等. 考虑用户偏好及动态定价的“车-站-能”优化调度策略[J]. 电力自动化设备, 2026, 46(2): 148.
Cao J L, Ren Y F, Xue Y, et al. Optimal scheduling strategy of “electric vehicles-station-energy” considering user preference and dynamic[J]. Electric Power Automation Equipment, 2026, 46(2): 148.

[19] 徐霄, 张腾, 仇子文, 等. 电动汽车虚拟储能参与下的源荷储日前协同降碳策略[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(4): 75.
Xu X, Zhang T, Qiu Z W, et al. Day-ahead source-load-storage collaborative carbon reduction strategy considering EV-based virtual energy storages[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(4): 75.

[20] 李虹, 韩雨萌. 计及新能源不确定性的配电网-多微电网协同优化调度[J]. 电工技术学报, 2025, 40(17): 5571.
Li H, Han Y M. Coordinated optimization scheduling of distribution networks and multiple microgrids considering the uncertainty of new energy[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(17): 5571.

[21] 茆美琴, 林晨, 王吉文, 等. 大规模电动汽车参与区域电网深度调峰的分层可交易能源控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(11): 4187.
Mao M Q, Lin C, Wang J W, et al. Hierarchical transactive energy control strategies for deep peak regulation in regional power grid with large-scale electrical vehicles[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(11): 4187.

[22] 吴睿行, 刘丽军, 林锟, 等. 考虑虚拟储能参与的多微网混合博弈运行策略[J]. 电网技术, 2026, 50(3): 1152.
Wu R X, Liu L J, Lin K, et al. Multi-microgrid hybrid game operation strategy considering virtual energy storage participation[J]. Power System Technology, 2026, 50(3): 1152.

[23] 王文烨, 姜飞, 张新鹤, 等. 含规模氢能综合利用的高比例风光多能源系统低碳灵活调度[J]. 电网技术, 2024, 48(1): 197.
Wang W Y, Jiang F, Zhang X H, et al. Low- carbon and flexible dispatch of high-proportion wind-photovoltaic multi-energy system with comprehensive utilization of large-scale hydrogen energy[J]. Power System Technology, 2024, 48(1): 197.

[24] 章攀钊, 谢丽蓉, 马瑞真, 等. 考虑电动汽车集群可调度能力的多主体两阶段低碳优化运行策略[J]. 电网技术, 2022, 46(12): 4809.
Zhang P Z, Xie L R, Ma R Z, et al. Multi- player two-stage low carbon optimal operation strategy considering electric vehicle cluster schedule-ability[J]. Power System Technology, 2022, 46(12): 4809.

[25] 李清涛, 卢钺, 刘洋, 等. 计及电动汽车的有源配电网新能源消纳两阶段调度策略[J]. 热力发电, 2022, 51(9): 54.
Li Q T, Lu Y, Liu Y, et al. Two-stage dispatch strategy for new energy consumption in active distribution network considering electric vehicles[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(9): 54.

[26] 周健树, 向月, 张新, 等. 基于深度强化学习的高速公路服务区新能源充电站两阶段优化调控策略[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(11): 4130.
Zhou J S, Xiang Y, Zhang X, et al. Two-stage optimal dispatch strategy of new energy charging station in highway service area based on deep reinforcement learning[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(11): 4130.

（责任编辑 杨嘉蕾）