

考虑新能源汽车 V2G 及碳交易的综合能源系统 低碳优化调度

王玺宇¹, 甄浩², 刘卫亮^{1,3}, 张启亮^{1,3}, 刘帅^{1,3}, 林永君^{1,3}

(1. 华北电力大学自动化系, 河北 保定 071003; 2. 华能北京热电有限责任公司, 北京 100023; 3. 保定市综合能源系统
状态检测与优化调控重点实验室, 河北 保定 071003)

摘要: 为实现源网荷有效降碳, 探究新能源汽车在多能耦合系统的经济价值, 提出了碳捕集系统-电转气联合应用模式下考虑新能源汽车车到网(vehicle-to-grid, V2G)及碳交易的综合能源系统(integrated energy system, IES)优化调度策略。首先, 构建灵活运行的碳捕集系统, 与电转气、储氢罐和掺氢燃气轮机等氢能组件构成系统耦合框架; 其次, 采用蒙特卡洛方法模拟汽车无序充电行为, 并通过结合电池退化成本与激励成本, 引导电动汽车-氢燃料电池汽车(electric vehicle - hydrogen fuel cell vehicle, EV-HFCV)集群参与调度; 然后, 引入阶梯碳交易机制和面向EV-HFCV集群的碳配额交易机制, 构建基于信息间隙决策理论的风险规避模型; 最后, 算例仿真分析结果表明所提策略能够有效减少碳排放并提高可再生能源消纳, 通过EV-HFCV集群的协同调度能进一步降低系统的整体运行成本。

关键词: 碳捕集系统; 电动汽车; 氢燃料电池汽车; 新能源汽车碳配额; 信息间隙决策理论

Low Carbon Optimal Scheduling of Integrated Energy System Considering V2G of New Energy Vehicles and Carbon Trading

WANG Xiyu¹, ZHEN Hao², LIU Weiliang^{1,3}, ZHANG Qiliang^{1,3}, LIU Shuai^{1,3}, LIN Yongjun^{1,3}

(1. Department of Automation, North China Electric Power University, Baoding, Hebei 071003, China; 2. Huaneng Beijing Co-generation Limited Liability Company, Beijing 100023, China; 3. Baoding Key Laboratory for Condition Detection and Optimal Regulation of Comprehensive Energy System, Baoding, Hebei 071003, China)

Abstract: To achieve effective carbon reduction in the source-grid-load system and explore the economic value of new energy vehicles in a multi-energy coupling system, an optimal scheduling strategy for an integrated energy system (IES) considering vehicle-to-grid (V2G) and carbon trading under the combined application mode of carbon capture systems and power-to-gas is proposed. Firstly, a system coupling framework is constructed, integrating a flexible operation carbon capture system with power-to-gas, hydrogen storage tanks, and hydrogen-blended gas turbines and other hydrogen energy components. Secondly, the Monte Carlo method is used to simulate the disordered charging behavior of vehicles, and by combining battery degradation costs and incentive costs, the electric vehicle - hydrogen fuel cell vehicle (EV-HFCV) cluster is guided to participate in the scheduling. Then, a stepwise carbon trading mechanism and a carbon quota trading mechanism for the EV-HFCV cluster are introduced, and a risk-averse model based on information gap decision theory is constructed. Finally, case simulation analysis results show that the proposed strategy can effectively reduce carbon emissions and increase the consumption of renewable energy, and further reduce the overall operating cost of the system through the coordinated scheduling of the EV-HFCV cluster.

Key words: carbon capture system; electric vehicles; hydrogen fuel vehicles; carbon quota for new energy vehicles; information gap decision theory

0 引言

低排放发展战略是全球战略议题,在传统能源向可再生能源转型的过程中可再生能源的间歇性给电力系统带来了重大挑战,导致能源供需不匹配^[1-2]。在此背景下,氢气可作为低碳能源载体,凭借电氢互转优势,有效支撑电力系统安全稳定运行^[3]。同时,氢气在低碳交通领域的应用也日益广泛,通过车到网(vehicle-to-grid, V2G)技术,氢燃料汽车(hydrogen fuel cell vehicle, EV-HFCV)与电动汽车(electric vehicle, EV)可以为系统提供动态储能,成为可持续能源系统的重要组成部分^[4]。

目前,新能源汽车的充放电资源调控策略正受到广泛关注^[5]。文献[6]提出了电动汽车需求响应机制,推动了系统向低碳方向转型。文献[7]建立了均匀EV移动-储能特性的时空分布耦合模型,并与电网实现多级交互,验证了其强大的需求响应能力和在降低电网运营成本方面起到关键作用,但其忽略了用户参与V2G服务过程中的激励措施,随后文献[8]提出了新的交互指标,使电动汽车响应电网更加快速灵活,并基于多目标登山团队优化算法增加对EV充放电资源的管理能力。在HFCV方面,文献[9]探讨了HFCV与电网的交互策略,表明了HFCV具有显著的可调潜力,能够保障IES的电力稳定供应。文献[10]研究了HFCV作为应急储能单元在极端事件中的作用,提升了配电系统的自愈能力。文献[11-12]进一步分析了HFCV在区域能源传输和电网支持中的潜力。尽管已有较多研究针对单一车型展开,但EV-HFCV集群的联合调度仍需进一步深入研究。

考虑到化石燃料长期不可替代性,碳捕集系统(carbon capture system, CCS)作为减排的有效手段,涵盖了碳捕集与碳储存技术,并且能够作为电力系统中的可调负载^[13]。文献[14]提出了一种碳捕集与封存、储能系统协同运行的分布式实时低碳经济调度方法,优化调度过程,从而提升了CCS的经济效益。文献[15]提出了电转气(power to gas, P2G)与传统碳捕集电厂耦合的模型,但该模型受到传统碳捕集电厂出力上下限的制约。文献[16]在电转气的综合能源系统中,通过灵活运行的碳捕集系统提升了碳利用率并降低了运行成本。文献[17]引入了液态二氧化碳储能技术,并与传统碳捕集系

统相结合,推动了低碳经济系统的全面优化运行。现有研究主要集中在传统碳捕集系统与其他技术的协同应用,对于具有灵活运行特性的碳捕集系统架构设计,特别是与P2G联合时在甲烷反应器(methanation reactor, MR)余热回收利用方面的研究仍显不足。

碳排放权交易被广泛认可为能源行业减少碳排放的关键机制^[18]。通过构建运营成本优化框架、建立综合调度模型以及实施碳捕获技术调度策略,该机制在综合能源系统的经济与环境双目标平衡中取得了显著成效^[19-22]。同时,碳排放权交易在电动汽车调度领域已有一定研究。文献[23]提出了一种基于减排量的电动汽车碳配额计算方法,建立了车主通过出售净碳配额获取收益的市场机制。文献[24]结合碳配额与需求响应的协同机制,激励电动汽车参与综合能源系统优化调度,研究表明碳配额机制能增强电动汽车充电程度,但仅考虑了充电行为。文献[25]进一步扩展了研究范围,探讨了电动汽车集群充放电与氢燃料电池车集群加氢过程中的碳配额影响。现有研究主要集中于EV场景,缺乏针对多类新能源汽车协同优化的碳配额机制研究。

为解决上述问题,本文提出了灵活运行方式的CCS模型,并对P2G机组的甲烷反应器进行了多工况建模,回收利用其余热;采用蒙特卡洛方法模拟EV-HFCV集群的无序充能行为,并结合电池退化成本与激励成本设计优化策略,充分挖掘了EV-HFCV集群的调节潜力;创新设计了市场机制,引入了阶梯碳交易机制和面向EV-HFCV集群的碳配额交易机制,通过经济手段激励设备的碳减排行为。

1 IES运行框架

如图1所示,系统由能源供给侧、耦合部分与需求侧构成。供给侧包括风电、上级电网与气网;耦合部分包含P2G机组、储氢罐(hydrogen storage tank, HST)与CCS。其中,P2G机组由电解槽(electrolyzer, EL)与MR构成,负责将电能转化为氢气并进一步合成甲烷;HST用于调节氢能的供需时序。CCS捕集热电联产(combined heat and power, CHP)机组与燃气锅炉(gas boiler, GB)排放的CO₂,并基于CCS-P2G协同机制将部分CO₂输送至P2G的MR作为合成原料,实现碳资源的循环利用。需求侧的电、热负荷分别由风电、电网、

CHP以及CHP机组、MR反应余热、GB共同承担; EV-HFCV集群通过V2G参与电负荷平衡。

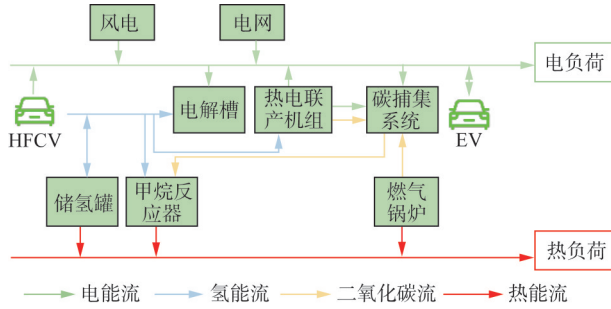


图1 IES结构框架

Fig. 1 Structure framework of IES

1.1 P2G机组

1.1.1 电解槽模型

质子交换膜制氢技术能够在较低电压下实现较高的氢气产率, EL模型如式(1)所示。

$$\begin{cases} P_t^{\text{EL}, \text{H}_2} = \eta^{\text{EL}} P_t^{\text{EL}, \text{e}} \\ P_{\min}^{\text{EL}} \leq P_t^{\text{EL}, \text{e}} \leq P_{\max}^{\text{EL}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_t^{\text{EL}, \text{e}}$ 、 $P_t^{\text{EL}, \text{H}_2}$ 分别为 t 时段EL的能耗、EL产生的 H_2 功率; η^{EL} 为EL的能量转换效率; $P_{\min}^{\text{EL}}$ 、 $P_{\max}^{\text{EL}}$ 分别为EL能耗的上、下限。

1.1.2 多工况甲烷反应器设备模型

MR通过甲烷化反应, 以氢气和二氧化碳为原料合成天然气, 在实际生产中涉及到3种运行工况: 冷备用、备用、生产, MR多运行状态模型如式(2)所示。

$$\begin{cases} \sum D_{k,t}^{\text{mr}} = 1, k \in \{1, 2, 3\} \\ \sum_{t=z}^{T^{\text{min}}-1} A_{k,t}^{\text{in}} \leq 1, 1 \leq z \leq T+1-T^{\text{min}} \\ \sum_{t=z}^{T^{\text{min}}-1} (A_{k,t}^{\text{in}} + A_{k,t}^{\text{out}}) \leq 1, k \in \{1, 2, 3\} \\ A_{1,t}^{\text{in}} + A_{3,t}^{\text{in}} = A_{2,t}^{\text{out}}, A_{1,t}^{\text{out}} + A_{3,t}^{\text{out}} = A_{2,t}^{\text{in}} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $D_{k,t}^{\text{mr}}$ 为 t 时段MR的运行状态; k 为3种状态; $A_{k,t}^{\text{in}} = 1$ 、 $A_{k,t}^{\text{out}} = 1$ 分别表示进入、离开状态, 且进入与离开某种状态不能共存; T^{min} 为状态最小持续运行时间; z 为开启工况的起始时刻; T 为全周期调度总时长。

MR的合成天然气过程有热量释放, 考虑甲烷余热化利用的模型如式(3)所示。

$$\begin{cases} P_t^{\text{MR}, \text{CH}_4} = \eta^{\text{MR}, \text{CH}_4} P_t^{\text{MR}, \text{H}_2} \\ P_t^{\text{MR}, \text{heat}} = \eta^{\text{MR}, \text{heat}} P_t^{\text{MR}, \text{CH}_4} \\ m_t^{\text{MR}, \text{CO}_2} = \eta^{\text{MR}, \text{CO}_2} P_t^{\text{MR}, \text{H}_2} \\ P_{\min}^{\text{MR}, \text{CH}_4} D_{k,t}^{\text{mr}} \leq P_t^{\text{MR}, \text{CH}_4} \leq P_{\max}^{\text{MR}, \text{CH}_4} D_{k,t}^{\text{mr}} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_t^{\text{MR}, \text{H}_2}$ 、 $P_t^{\text{MR}, \text{CH}_4}$ 分别为 t 时段MR甲烷化用氢功率、产生的甲烷功率; $P_t^{\text{MR}, \text{heat}}$ 为 t 时段MR热回收功率; $\eta^{\text{MR}, \text{CH}_4}$ 、 $\eta^{\text{MR}, \text{heat}}$ 、 $\eta^{\text{MR}, \text{CO}_2}$ 分别为MR产甲烷效率、甲烷化余热效率以及 CO_2 利用效率; $m_t^{\text{MR}, \text{CO}_2}$ 为 t 时段MR合成 CH_4 所需的 CO_2 质量; $P_{\min}^{\text{MR}, \text{CH}_4}$ 、 $P_{\max}^{\text{MR}, \text{CH}_4}$ 分别为MR功率的最小值、最大值。

1.2 EV与HFCV的V2G模型

V2G是指汽车向电网传输电力技术, 使得汽车不仅可以充电, 还能够将其储存的电能量反馈到电网中。在本文中, HFCV代表氢动力重型卡车, 主要由燃料电池堆、储氢罐、直流/直流转换器、电动机和功率控制单元构成。HFCV模型如式(4)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{n,t}^{\text{HFCV}, \text{c}} \leq \psi_{n,t}^{\text{HFCV}, \text{cha}} P_{\max}^{\text{HFCV}, \text{cha}} \\ 0 \leq P_{n,t}^{\text{E}, \text{HFCV}} \leq \psi_{n,t}^{\text{HFCV}, \text{dis}} P_{\max}^{\text{E}, \text{HFCV}} \\ P_{n,t}^{\text{E}, \text{HFCV}} = P_{n,t}^{\text{HFCV}, \text{d}} L_{\text{H}_2} \eta^{\text{HFCV}} \\ P_t^{\text{HFCV}, \text{dis}} = \sum_{n=1}^{N^{\text{HFCV}}} P_{n,t}^{\text{E}, \text{HFCV}} \psi_{n,t}^{\text{HFCV}, \text{dis}} \\ P_t^{\text{HFCV}, \text{cha}} = \sum_{n=1}^{N^{\text{HFCV}}} P_{n,t}^{\text{HFCV}, \text{c}} L_{\text{H}_2} \psi_{n,t}^{\text{HFCV}, \text{cha}} \\ S_{n,t}^{\text{HFCV}} = S_{n,t-1}^{\text{HFCV}} + P_{n,t}^{\text{HFCV}, \text{c}} \eta^{\text{HFCV}, \text{cha}} - P_{n,t}^{\text{HFCV}, \text{d}} / \eta^{\text{HFCV}, \text{dis}} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_{n,t}^{\text{HFCV}, \text{c}}$ 、 $P_{n,t}^{\text{HFCV}, \text{d}}$ 、 $P_{n,t}^{\text{E}, \text{HFCV}}$ 、 $\psi_{n,t}^{\text{HFCV}, \text{cha}}$ 、 $\psi_{n,t}^{\text{HFCV}, \text{dis}}$ 分别为氢燃料汽车 n 在 t 时段的充氢质量、放氢质量、储氢罐储存的氢气质量、放电功率、充氢标志位、放电标志位; $S_{n,t}^{\text{HFCV}}$ 、 $S_{n,t-1}^{\text{HFCV}}$ 分别为氢燃料汽车 n 在 t 时段与 $t-1$ 时段的储氢罐储存的氢气质量; $\eta^{\text{HFCV}, \text{cha}}$ 、 $\eta^{\text{HFCV}, \text{dis}}$ 分别为HFCV的充氢、放氢效率; $P_{\max}^{\text{HFCV}, \text{cha}}$ 、 $P_{\max}^{\text{E}, \text{HFCV}}$ 分别为HFCV充氢质量、放电功率最大值; η^{HFCV} 为HFCV车载燃料电池的放电效率; L_{H_2} 为氢气的低位热值; N^{HFCV} 为参与调度的HFCV数量; $P_t^{\text{HFCV}, \text{dis}}$ 为HFCV集群在 t 时段的放电功率; $P_t^{\text{HFCV}, \text{cha}}$ 为HFCV集群在 t 时段的充氢功率。

电动汽车模型如式(5)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{EV}, \text{cha}} \leq \psi_{i,t}^{\text{EV}, \text{cha}} P_{\max}^{\text{EV}, \text{cha}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{EV}, \text{dis}} \leq \psi_{i,t}^{\text{EV}, \text{dis}} P_{\max}^{\text{EV}, \text{dis}} \\ S_{i,t}^{\text{EV}} = S_{i,t-1}^{\text{EV}} + \eta^{\text{EV}, \text{cha}} P_{i,t}^{\text{EV}, \text{cha}} - P_{i,t}^{\text{EV}, \text{dis}} / \eta^{\text{EV}, \text{dis}} \\ P_t^{\text{EV}, \text{cha}} = \sum_{i=1}^{N^{\text{EV}}} P_{i,t}^{\text{EV}, \text{cha}} \psi_{i,t}^{\text{EV}, \text{cha}} \\ P_t^{\text{EV}, \text{dis}} = \sum_{i=1}^{N^{\text{EV}}} P_{i,t}^{\text{EV}, \text{dis}} \psi_{i,t}^{\text{EV}, \text{dis}} \end{cases} \quad (5)$$

式中： $P_{i,t}^{\text{EV,cha}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{EV,dis}}$ 、 $\psi_{i,t}^{\text{EV,cha}}$ 、 $\psi_{i,t}^{\text{EV,dis}}$ 分别为电动汽车 i 在 t 时段的充、放电功率以及充、放电标志位； $S_{i,t}^{\text{EV}}$ 、 $S_{i,t-1}^{\text{EV}}$ 分别为电动汽车 i 在 t 时段、 $t-1$ 时段的电池电量； $\eta^{\text{EV,cha}}$ 、 $\eta^{\text{EV,dis}}$ 分别为 EV 充放电效率； $P_{\max}^{\text{EV,cha}}$ 、 $P_{\max}^{\text{EV,dis}}$ 分别为 EV 充、放电功率最大值； N^{EV} 为参与调度的 EV 数量； $P_t^{\text{EV,cha}}$ 、 $P_t^{\text{EV,dis}}$ 分别为电动汽车集群在 t 时段的充、放电功率。

1.3 碳捕集系统

传统 CCS 仅包含烟气旁路系统，能耗受烟气分流比影响，而灵活 CCS 在此基础上引入储液罐。CCS 总能耗包括固定能耗、运行能耗两部分，忽略运行能耗中的吸收能耗，CCS 模型如式(6)所示，其中储液罐模型参见文献[16]。

$$\begin{cases} E_t^{\text{CO}_2, \text{CH}_4} = \frac{44}{12} \times \lambda^{\text{CH}_4} \beta^{\text{CH}_4} \kappa_t^{\text{CHP}} P_t^{\text{CHP0, CH}_4} + \rho_c^{\text{GB}} P_t^{\text{GB, CH}_4} \\ E_t^{\text{totalCO}_2} = E_t^{\text{CO}_2, \text{CCS}} + \eta^x \delta_t^{\text{ccs}} E_t^{\text{CO}_2, \text{CH}_4} \\ P_t^{\text{B}} = \lambda^{\text{ccs}} E_t^{\text{totalCO}_2} \\ P_t^{\text{D}} + P_t^{\text{B}} = P_t^{\text{CHP, e}} + P_t^{\text{e, buy}} + P_t^{\text{pre, wt}} \\ E_t^{\text{cap}} = \eta^z E_t^{\text{totalCO}_2} - m_t^{\text{MR, CO}_2} \end{cases} \quad (6)$$

式中： $E_t^{\text{CO}_2, \text{CH}_4}$ 、 $E_t^{\text{CO}_2, \text{CCS}}$ 、 $E_t^{\text{totalCO}_2}$ 、 E_t^{cap} 分别为 t 时段 CHP 与 GB 机组产生的 CO_2 、溶液存储器供给的 CO_2 、再生塔吸收的 CO_2 、再生塔实际捕获的 CO_2 ； λ^{CH_4} 、 β^{CH_4} 分别为甲烷的单位热值含碳量、甲烷的碳氧化率； δ_t^{ccs} 为 t 时段烟气分流比； ρ_c^{GB} 为 GB 实际碳排放量系数； η^x 、 η^z 、 λ^{ccs} 分别为 CCS 吸收塔的吸收效率、再生塔的再生效率、捕集 CO_2 单位能耗； P^{D} 为 CCS 的固定能耗； P_t^{B} 为 t 时段 CCS 的运行能耗； κ_t^{CHP} 为 t 时段 CHP 机组的热电比； $P_t^{\text{CHP0, CH}_4}$ 、 $P_t^{\text{GB, CH}_4}$ 分别为 t 时段 GB 与 CHP 机组所需天然气功率； $P_t^{\text{CHP, e}}$ 、 $P_t^{\text{e, buy}}$ 、 $P_t^{\text{pre, wt}}$ 分别为 t 时段 CHP 机组、上级电网及风机提供给 CCS 的功率。

1.4 常规机组模型

CHP 模型和 HST 模型参见文献[26]；GB 模型参见文献[27]；EV 与 HFCV 出行特征参见文献[28]。

2 碳交易机制

2.1 新能源汽车碳配额交易

以基准线法量定新能源汽车碳配额，即对比新

能源汽车与传统燃油车在行驶同等里程下的碳排放差值作为初始配额，新能源车主可通过在交易市场交易碳配额获得收益，为放大新能源车低碳效益，须保障其用电来自可再生能源，防止排放转移。故碳配额模型纳入可再生能源指标 H_t^k ，引导错峰充电，其模型如式(7)所示。

$$H_t^k = \frac{P_t^{\text{CHP, e}} + P_t^{\text{e, buy}}}{P_t^{\text{wt}} + P_t^{\text{CHP, e}} + P_t^{\text{e, buy}}} \quad (7)$$

式中 P_t^{wt} 为 t 时段风机实际发电功率。

EV 碳配额交易模型如式(8)所示。

$$\begin{cases} W_t^{\text{ev}} = P_t^{\text{EV, cha}} d^{\text{ev}} Q^{\text{ev}} \\ X_t^{\text{ev}} = P_t^{\text{EV, cha}} H_t^k \rho_c \\ C^{\text{ev}} = \sum_{t=1}^T \lambda^{\text{ev}} (W_t^{\text{ev}} - X_t^{\text{ev}}) \end{cases} \quad (8)$$

式中： W_t^{ev} 、 X_t^{ev} 分别为 t 时段 EV 碳配额、实际碳排放； C^{ev} 为 EV 集群碳配额交易成本； Q^{ev} 为 EV 单位行驶里程所产生的 CO_2 ，以普通燃油车类比； ρ_c 为单位电量碳排放系数； λ^{ev} 为 EV 碳配额交易基价； d^{ev} 为 EV 单位电量行程。

HFCV 碳配额交易模型如式(9)所示。

$$\begin{cases} W_t^{\text{hfcv}} = P_t^{\text{HFCV, cha}} d^{\text{hfcv}} Q^{\text{hfcv}} \\ X_t^{\text{hfcv}} = P_t^{\text{HFCV, cha}} H_t^k \rho_c \\ C^{\text{hfcv}} = \sum_{t=1}^T \lambda^{\text{hfcv}} (W_t^{\text{hfcv}} - X_t^{\text{hfcv}}) \end{cases} \quad (9)$$

式中： W_t^{hfcv} 、 X_t^{hfcv} 分别为 t 时段 HFCV 碳配额、实际碳排放； C^{hfcv} 为 HFCV 集群的碳配额交易成本； Q^{hfcv} 为 HFCV 单位行驶里程所产生的 CO_2 ，以普通燃油车类比； d^{hfcv} 为 HFCV 单位氢能行程； λ^{hfcv} 为 HFCV 碳配额交易基价。

2.2 阶梯制碳交易

阶梯制碳交易是一种基于碳排放量差异设置不同交易价格和配额的市场机制。

IES 碳配额指标主要是由上级电网购电、掺氢 CHP 和 GB 提供，IES 碳配额如式(10)所示。

$$\begin{cases} Q_{d,t}^{\text{IES}} = Q_{d,t}^{\text{buy}} + Q_{d,t}^{\text{GB}} + Q_{d,t}^{\text{CHP}} \\ Q_{d,t}^{\text{buy}} = \rho_d^{\text{e, buy}} P_t^{\text{e, buy}} \\ Q_{d,t}^{\text{GB}} = \rho_d^{\text{CH}_4} P_t^{\text{GB, h}} \\ Q_{d,t}^{\text{CHP}} = \rho_d^{\text{CH}_4} (P_t^{\text{CHP, e}} + \kappa_t^{\text{CHP}} P_t^{\text{CHP, h}}) \end{cases} \quad (10)$$

式中： $Q_{d,t}^{\text{IES}}$ 、 $Q_{d,t}^{\text{buy}}$ 、 $Q_{d,t}^{\text{GB}}$ 、 $Q_{d,t}^{\text{CHP}}$ 分别为 t 时段 IES、购电、GB、CHP 碳配额； $\rho_d^{\text{CH}_4}$ 、 $\rho_d^{\text{e, buy}}$ 分别为燃气设备、购电碳配额系数； $P_t^{\text{GB, h}}$ 、 $P_t^{\text{CHP, h}}$ 分别为 t 时段

GB与CHP机组产生的热功率。

IES的实际碳排放量如式(11)所示。

$$\begin{cases} Q_{c,t}^{\text{IES}} = Q_{c,t}^{\text{buy}} + Q_{c,t}^{\text{CHP,GB}} \\ Q_{c,t}^{\text{buy}} = \rho_c^{\text{e,buy}} P_t^{\text{e,buy}} \\ Q_{c,t}^{\text{CHP,GB}} = E_t^{\text{CO}_2, \text{CH}_4} - E_t^{\text{cap}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $Q_{c,t}^{\text{IES}}$ 、 $Q_{c,t}^{\text{buy}}$ 、 $Q_{c,t}^{\text{CHP,GB}}$ 分别为 t 时段 IES、购电、燃气设备的实际碳排放量; $\rho_c^{\text{e,buy}}$ 为购电实际碳排放系数。

碳排放交易额 Q_t^{IES} 如式(12)所示, 阶梯制碳交易成本 C^{T} 模型参见文献[27]。

$$Q_t^{\text{IES}} = Q_{d,t}^{\text{IES}} - Q_{c,t}^{\text{IES}} \quad (12)$$

3 含新能源汽车与CCS-P2G的低碳经济调度模型

3.1 目标函数

运行成本包括能源采购成本 C^{E} 、碳捕集成本 C^{C} 、V2G成本 C^{V} 、设备运行成本 C^{S} 、阶梯碳交易成本和新能源汽车碳配额交易成本。目标函数 C 定义如式(13)所示。

$$C = C^{\text{E}} + C^{\text{C}} + C^{\text{V}} + C^{\text{S}} + C^{\text{T}} - C^{\text{ev}} - C^{\text{hfcv}} \quad (13)$$

3.1.1 能源采购成本

能源采购成本由上级电网购电成本、上级气网购气成本、风机发电成本以及弃风成本构成, 如式(14)所示。

$$C^{\text{E}} = \sum_{t=1}^T c_g P_t^{\text{g,buy}} + \sum_{t=1}^T c_{e,t} P_t^{\text{e,buy}} + \sum_{t=1}^T c_{\text{wt}} P_t^{\text{wt}} + \sum_{t=1}^T c_q (P_t^{\text{pre,wt}} - P_t^{\text{wt}}) \quad (14)$$

式中: c_g 、 c_{wt} 、 c_q 分别为上级气网购气价格、风机发电的价格系数、弃风电的价格系数; $c_{e,t}$ 为 t 时段购电价格; $P_t^{\text{g,buy}}$ 、 $P_t^{\text{e,buy}}$ 、 P_t^{wt} 、 $P_t^{\text{pre,wt}}$ 分别为 t 时段上级气网购气功率、上级电网购电功率、风机实际发电功率、风机发电预测功率。

3.1.2 EV与HFCV的V2G成本

V2G成本主要涉及激励成本 C^{ch} 以及电池退化成本 C^{tu} , 如式(15)所示。本文侧重于放电深度对电池寿命的宏观非线性影响。为保障精度, 优化中严格限制了荷电状态区间与功率限值, 确保电池运行于平稳工况并规避加速衰减风险。

$$\begin{cases} C^{\text{V}} = C^{\text{ch}} + C^{\text{tu}} \\ C^{\text{ch}} = \sum_{t=1}^T q_t^{\text{v}} (P_t^{\text{EV,dis}} + P_t^{\text{HFCV,dis}}) \\ L^{\text{D}} = g D_t^{-b} \\ L_t^{\text{ET}} = L^{\text{D}} D_t C_{\text{max}} \\ C^{\text{tu}} = \sum_{t=1}^T C_{\text{bat}} / L_t^{\text{ET}} \end{cases} \quad (15)$$

式中: q_t^{v} 为 t 时段的激励成本系数; L^{D} 为电池循环寿命; D_t 为 t 时段电池放电深度, 具体为电池放电量与电池最大容量之比; g 与 b 为曲线拟合参数; L_t^{ET} 为电池的总放电量; C_{max} 为电池最大容量; C_{bat} 为电池总购置成本。

3.1.3 碳捕集成本

碳捕集成本包括吸收塔的溶液损耗成本 C^{R} 、碳封存成本 C^{f} , 如式(16)所示。

$$\begin{cases} C^{\text{C}} = C^{\text{R}} + C^{\text{f}} \\ C^{\text{R}} = \sum_{t=1}^T c_{\text{R}} a_{\text{R}} E_t^{\text{totalCO}_2} \\ C^{\text{f}} = \lambda_{\text{f}} \sum_{t=1}^T E_t^{\text{cap}} \end{cases} \quad (16)$$

式中: c_{R} 、 a_{R} 分别为吸收 CO_2 的乙醇胺溶剂的经济系数、溶剂损耗系数; λ_{f} 为碳封存成本, 40元/t。

3.1.4 设备运行成本

设备运行成本主要包括CCS、CHP及GB等关键单元的日常运维成本, 如式(17)所示。

$$C^{\text{S}} = \sum_{t=1}^T \sum_{p=1}^Z \nu^p P_t^p \quad (17)$$

式中: ν^p 为设备 p 的价格系数; Z 为设备种类; P_t^p 为 t 时段设备 p 的功率。

3.2 主要约束

能源平衡约束主要包括电力、热力、天然气和氢气的供需平衡, 如式(18)所示。

$$\begin{cases} P_t^{\text{Load,e}} + P_t^{\text{EL,e}} + P_t^{\text{EV,cha}} = P_t^{\text{D}} + P_t^{\text{B}} + P_t^{\text{HFCV,dis}} + P_t^{\text{CHP,e}} + P_t^{\text{wt}} + P_t^{\text{EV,dis}} \\ P_t^{\text{GB,h}} + P_t^{\text{CHP,h}} + P_t^{\text{CH}_4,\text{heat}} = P_t^{\text{Load,h}} \\ P_t^{\text{CHP,CH}_4} + P_t^{\text{GB,CH}_4} = P_t^{\text{g,buy}} \\ P_t^{\text{EL,H}_2} + P_t^{\text{dis,H}_2} = P_t^{\text{HFCV,cha}} + P_t^{\text{MR,H}_2} + P_t^{\text{CHP,H}_2} + P_t^{\text{cha,H}_2} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $P_t^{\text{Load,e}}$ 、 $P_t^{\text{Load,h}}$ 分别为 t 时段 IES 的电负荷、热负荷; $P_t^{\text{CHP,CH}_4}$ 为 t 时段上级气网提供给 CHP 的天然气功率; $P_t^{\text{CHP,e}}$ 、 $P_t^{\text{CHP,h}}$ 分别为 t 时段 CHP 的输出电功率、输出热功率; $P_t^{\text{cha,H}_2}$ 、 $P_t^{\text{dis,H}_2}$ 分别为 t 时段 HST

的储氢、放氢功率； $P_t^{\text{GB,CH}_4}$ 、 $P_t^{\text{GB,h}}$ 分别为 t 时段 GB 所需天然气功率、产生的热功率。

为了确保车辆安全并保持最低能量存储，对 EV 和 HFCV 约束，如式(19)所示。

$$\begin{cases} S_{\min}^{\text{EV}} \leq S_{i,t}^{\text{EV}} \leq S_{\max}^{\text{EV}} \\ S_{\min}^{\text{HFCV}} \leq S_{n,t}^{\text{HFCV}} \leq S_{\max}^{\text{HFCV}} \end{cases} \quad (19)$$

式中： $S_{\min}^{\text{EV}}$ 、 $S_{\max}^{\text{EV}}$ 分别为 EV 电力存储容量的最小值、最大值； $S_{\min}^{\text{HFCV}}$ 、 $S_{\max}^{\text{HFCV}}$ 分别为 HFCV 氢存储容量的最小值、最大值。

各设备的爬坡约束如式(20)所示。

$$\Delta P_{\min}^p \leq P_t^p - P_{t-1}^p \leq \Delta P_{\max}^p \quad (20)$$

式中： P_{t-1}^p 为 $t-1$ 时段设备 p 的功率； $\Delta P_{\min}^p$ 、 $\Delta P_{\max}^p$ 分别为设备 p 的最小、最大爬坡功率。

3.3 基于信息间隙决策法的风险规避鲁棒模型

上述目标函数及约束，可用确定性模型表达，如式(21)所示。

$$\begin{cases} \min C(X, u) \\ \text{s.t. } h(X, u) = 0, g(X, u) \leq 0 \end{cases} \quad (21)$$

式中： $C(X, u)$ 为目标函数； X 为决策变量； u 为不确定量； $g(X, u)$ 与 $h(X, u)$ 为 IES 约束。

相比鲁棒优化精确的不确定集合，IGDT 通过一些非概率模型的不确定集刻画不确定性，本文采用分数不确定性模型，如式(22)所示。

$$u \in U(\alpha, \tilde{u}) = \left\{ u : \left| \frac{u - \tilde{u}}{\tilde{u}} \right| \leq \alpha \right\}, 0 \leq \alpha \quad (22)$$

式中： $\tilde{u}$ 为不确定量的预测值； $U(\alpha, \tilde{u})$ 为预测值的偏离范围； α 为不确定度。

假设在确定性优化下的目标函数为 C_0 ，考虑到风电、电和热负荷出力不确定性造成无法预测损失，基于风险规避的 IGDT 法能够求得不确定参数的极限值以满足 IES 经济目标，如式(23)所示。

$$\begin{cases} \max \alpha \\ \max C(X, u) \leq (1 + \xi) C_0 \\ h(X, u) = 0 \\ g(X, u) \leq 0 \\ \forall u \in U(\alpha, \tilde{u}) \end{cases} \quad (23)$$

式中 ξ 为 IGDT 鲁棒偏差因子。

4 算例分析

4.1 算例仿真设置

本文通过 MATLAB 调用 Groubi 11.0.3 求解

器，采用 1 h 步长对系统 24 h 调度结果进行分析，相关参数如表 1—4 所示。IES 电功率和热负荷预测曲线如图 2 所示。如表 5 所示，构建 4 种不同场景进行对比分析。

表 1 EV-HFCV 集群参数

Tab. 1 Parameters of EV-HFCV cluster

名称	数值	名称	数值
EV 数量/辆	200	HFCV 储氢罐容量/kg	40
EV 电池容量/kWh	64	HFCV 放电效率/%	60
EV 充放电功率上限/kWh	8	HFCV 储氢罐容量范围/kg	[8, 40]
EV 充放电效率/%	95	HFCV 充放氢效率/%	95
EV 电池 SOC 值范围	[0.2, 0.9]	HFCV 充氢功率上限/(kg·min ⁻¹)	15
HFCV 数量/辆	5	HFCV 放电功率上限/kWh	240

表 2 设备参数

Tab. 2 Device parameters

设备	容量/kWh	能量利用效率/%	爬坡约束/%	单位运行成本/(元·(kWh) ⁻¹)
EL	5 000	85	20	0.062 8
CHP	8 000	92	20	0.063
MR	1 500	60	20	0.020
GB	4 000	95	20	0.063

表 3 碳捕集系统参数

Tab. 3 Carbon capture system parameters

名称	数值	名称	数值
最大/最小运行能耗/kWh	1 300/0	捕集 CO ₂ 单位能耗/(kg·(kWh) ⁻¹)	0.269
固定能耗/kWh	200	储液罐初始储液体积/m ³	250
储液罐最大/小储液体积/m ³	500/50	CCS 单位运行成本/(元·(kWh) ⁻¹)	0.07
吸收塔的吸收效率/%	95	再生塔的再生效率/%	90

表 4 激励成本系数

Tab. 4 Incentive cost coefficient

类型	时段	价格/(元·(kWh) ⁻¹)
低激励	01:00—6:00、23:00—00:00	0.19
中激励	07:00—09:00、15:00—17:00、21:00—22:00	0.34
高激励	10:00—14:00、18:00—20:00	0.6

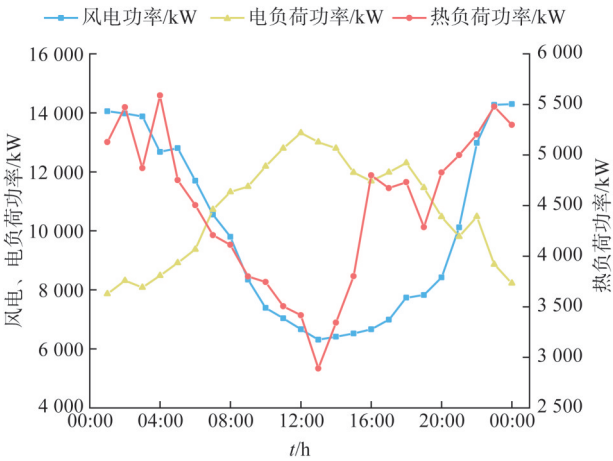


图2 电功率和热负荷预测曲线

Fig. 2 Electric power and thermal load forecasting curves

表 5 不同运行场景信息

Tab. 5 Information of different operating scenarios

场景	传统 CCS	灵活 CCS	V2G	新能源汽车碳配额交易
一	√	×	×	×
二	×	√	×	×
三	×	√	√	×
四	×	√	√	√

4.2 IES 调度优化结果分析

在总成本最小化的优化框架下, CCS-P2G 协同的持续采用, 证明其在系统总成本最小化目标下具有净经济效益。如表 6 所示, 各场景调度结果验证了这一机制的优势。场景二购电成本比场景一降低 16.1%, 弃风成本下降 27.3%, 且因上级电网购电的碳排放量减少, 碳交易成本降低 18.7%, 实际碳排放量下降 4 181.19 kg, 总成本降低 6.2%, 验证了灵活运行 CCS 的调度优势。场景三相较场景二增加了 V2G 成本, 但购电成本、购气成本与设备维护成本分别下降了 21.6%、1.8%、1.4%, 减少了对上级电网和气网的依赖, 系统总成本较场景二下降了 6.2%。场景四新能源汽车碳配额成本增加为 1 383.28 元, V2G 成本较场景三增加了 50.7%, 表明 EV-HFCV 集群向 IES 传输了更多电量, 购电成本降低了 2.3%, 尽管碳捕集成本增加了 2.1%, 但总成本下降了 2.1%。上述结果验证了 CCS-P2G 协同在不同调度策略下均能有效提升系统整体经济性。

4.3 EV-HFCV 集群调度结果分析

基于图 3 的时序分析可知, 在 22:00—06:00 的

表 6 不同场景的 IES 仿真结果

Tab. 6 Simulation results of IES in different scenarios

参数值	场景一	场景二	场景三	场景四
总成本/元	108 039.69	101 300.81	95 034.44	93 026.05
弃风成本/元	5 397.30	3 925.41	1 547.13	124.56
购电成本/元	30 824.11	25 850.67	20 332.99	19 870.14
购气成本/元	53 893.12	53 797.69	52 681.08	52 802.73
碳交易成本/元	-5 604.12	-6 553.24	-6 880.44	-7 019.80
V2G 成本/元	0	0	3 308.44	4 986.90
汽车碳配额成本/元	0	0	0	1 383.28
碳捕集成本/元	1 781.76	1 716.41	1 759.28	1 796.23
维护成本/元	15 588.34	15 530.91	15 454.04	15 394.08
实际碳排放/kg	37 513.96	33 332.77	27 796.82	26 993.58

风电富余时段, EV 集群每小时以不超过 1 600 kW 充电功率吸纳风电, 同时电解槽制氢并供给 HFCV 集群。在 18:00—20:00 时段的电负荷高峰期, EV-HFCV 集群通过联合放电模式, 每小时可向电网馈送最大 1 446.8 kW 的清洁电力, 约占峰值负荷的 11.4%。更关键的是, HFCV 集群通过 V2G 技术构建了电能和氢能双向流动通道, 其燃料电池实现氢能向电能的转化, 在应对突发负荷波动时, 5 辆氢能重卡可提供 1 200 kW 的惯量支撑, 与 P2G-CCS 的协同运行则确保了氢能资源的全额消纳。对比图 4(a) (b) 的仿真结果可知, 在未引入 V2G 的场景二中, 虽然电负荷高峰期 18:00—20:00 时段风电全额消纳, 但电负荷低谷期 23:00—06:00 时段因消纳能力不足导致弃风。引入 V2G 的场景三中, EV-HFCV 集群通过协同放电策略, 不仅维持了高峰时段风电全额消纳, 还显著降低了 CHP 机组与电网购电需求, 减少了购气与购电成本, 进一步削减了碳排放。特别地, EV 集群在低谷期扩大充电功率, 既消纳了富余风电, 又减少了化石能源依赖, 优化了系统经济性。

4.4 碳排放量及碳配额交易分析

4.4.1 IES 碳排放量分析

由图 5 可见, 在场景二 CCS 通过储液罐实现时移调控, 将捕集能耗转移至风电为主的低谷时段, 在提升新能源消纳的同时, 降低了 CHP 与购电环节的碳排放。根据图 6 可知, 系统主要碳排放源来自 CHP、上级电网、GB 及 MR, 各场景下 MR 单元均呈现负碳排放, 这正是前述 CCS-P2G 协同机制运行的结果。CCS 捕集的 CO₂ 被输送至 P2G 系统的

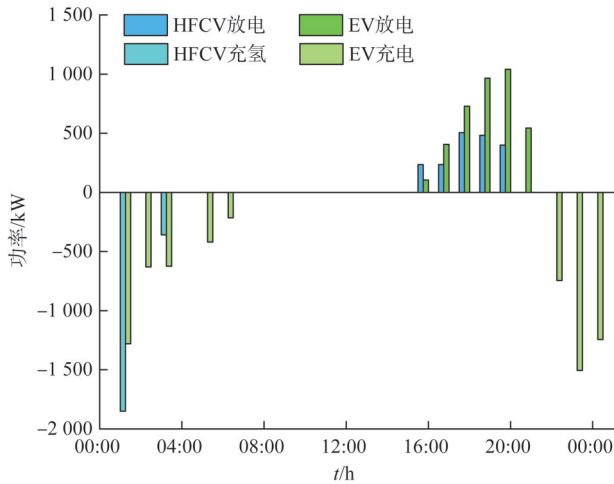
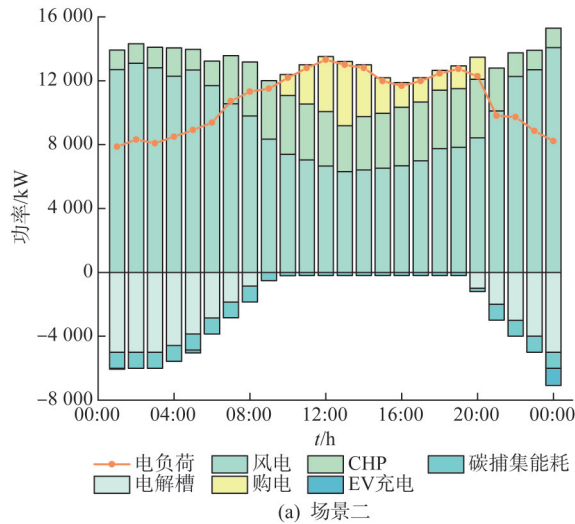
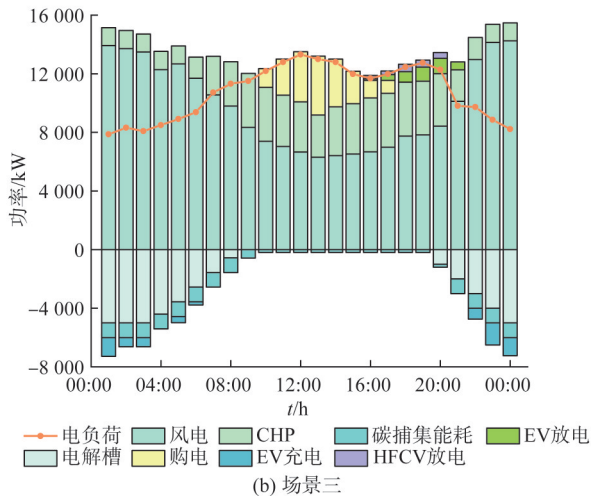


图3 场景三 EV-HFCV 集群调度结果

Fig. 3 Scheduling results of EV-HFCV cluster in Scenario 3



(a) 场景二



(b) 场景三

图4 场景二与场景三电负荷与机组出力调度结果

Fig. 4 Scheduling results of electrical load and unit output in Scenario 2 and Scenario 3

MR 单元作为合成原料并在反应中被消耗,从而在碳排放核算中直接转化为系统碳汇。该系统通过将捕集的 CO_2 资源化利用,有效降低了整体净碳排放。场景三中,氢能分配向 HFCV 集群倾斜,甲烷化用氢减少导致 P2G 热回收下降,GB 碳排放因此上升,此时 CCS 通过扩大捕集规模补偿了该波动。场景四进一步引入新能源汽车碳配额机制,虽然氢能分配继续向 HFCV 集群集中,但 CCS 捕集规模的扩大、购电环节碳减排的增强以及 CHP 碳排放的持续下降,在多环节协同作用下仍实现了系统整体碳排放的降低,验证了所提模型在协同优化中的低碳优势。

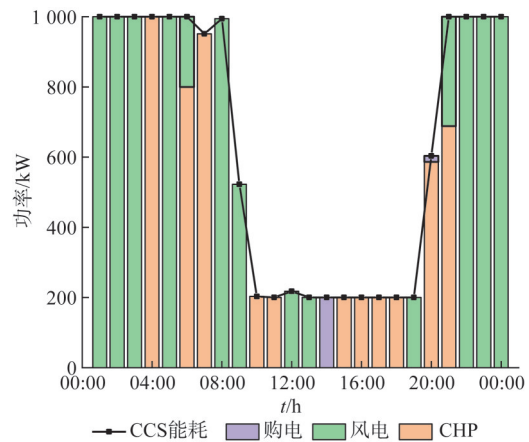


图5 场景一和场景二 CCS 运行结果

Fig. 5 CCS operation results in Scenario 1 and Scenario 2

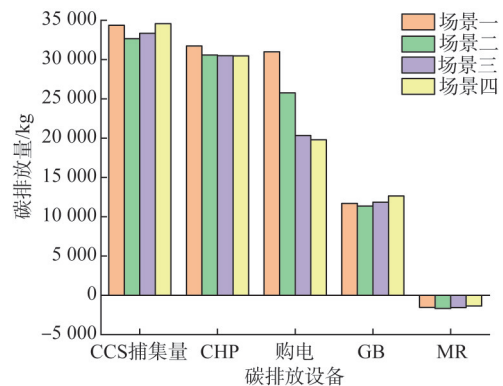


图6 不同场景的碳排放量情况

Fig. 6 Carbon emissions in different scenarios

4.4.2 新能源汽车碳配额交易分析

综合表7与图7分析可知,引入新能源汽车碳配额交易机制后, EV-HFCV 集群在风电出力高峰时段的充能行为呈现增强趋势。一方面, EV 集群通过扩大充能规模可高效吸纳富余风电,从而提升

风电消纳率; 另一方面, HFCV 集群同步增加充氢强度, 使系统能够获取更多碳配额收益。值得注意的是, 新能源汽车初始分配的碳配额可直接抵扣传统燃油车的基准碳排放量, 这使得考虑碳配额机制后, EV-HFCV 集群的整体减排量实现显著提升, 增大 1 216. 6 kg。进一步研究发现, 充能规模的扩大使集群可释放的电能容量增加, 在电负荷高峰时段能够有效替代其他高碳排放设备出力, 最终促使 IES 实际碳排放量降低 803. 24 kg。由此可见, 将新能源汽车碳配额交易机制纳入 IES 运行体系, 不仅能促进可再生能源的高效消纳, 还可实现碳排放量的显著削减, 同时通过碳资产价值转化有效降低系统的综合运行成本, 展现出环境与经济效益协同优化效果。

表 7 新能源汽车碳配额交易对 IES 的影响
Tab. 7 Impact of carbon quota trading for new energy vehicles on IES

名称	场景三未考虑碳配额交易	场景四考虑碳配额交易
风电消纳率/%	98. 72	99. 69
EV-HFCV 集群减排量/kg	6 140. 16	7 356. 76
汽车碳配额成本/元	0	1 383. 28
IES 碳排放量/kg	27 796. 82	26 993. 58

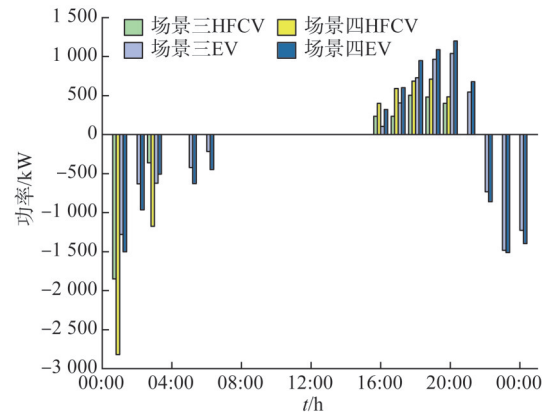


图 7 场景三与场景四 EV-HFCV 集群的调度结果
Fig. 7 Scheduling results of EV-HFCV cluster in Scenario 3 and Scenario 4

4.5 氢-热负荷平衡结果分析

由图 8 可知, 在 09:00—18:00 时段, 风电出力主要用于满足电负荷的高需求, 此时电解槽处于待机状态, 储氢罐放氢主要供给 CHP 掺氢燃烧以实现低碳运行目标。IES 的氢能来源于电负荷低谷期富

余风电通过电解水制取, 其中 CHP 掺氢利用占比最高, 因为 CHP 作为主要供能设备可产生大量 CO₂, 而掺氢燃烧后氢气转化为水显著降低了碳排放; 甲烷化用氢功率占比次之, 该过程依托 CCS-P2G 协同, 将捕集的 CO₂ 转化为合成甲烷, 不仅直接替代了 CHP 与 GB 的部分购气需求从而降低燃料成本, 还通过甲烷化反应同步回收余热, 该部分回收热量在图 9 中呈现为可观的热回收贡献, 共同提升了系统的整体能效与经济性。图 9 进一步表明, 在 21:00—05:00 时段夜间热负荷高峰时段, MR 反应余热被有效回收, 显著降低了 GB 的供能压力与相应碳排放; 而在 09:00—15:00 时段热负荷低谷期, 掺氢 CHP 凭借更高的能量转化效率与更低的碳强度, 较 GB 展现出明确的低碳优势。因此, CCS-P2G 协同通过碳氢耦合与热电解耦, 实现了碳循环利用与多能流协同, 这是提升系统经济性与达成低碳运行的关键。此外, HFCV 充氢需求的上升不仅推动了交通侧碳减排, 也为系统提供了额外的电力支撑。

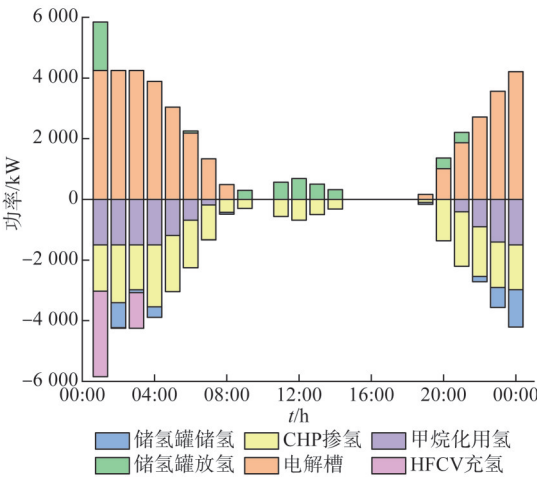


图 8 场景四氢负荷平衡结果
Fig. 8 Hydrogen load balancing results in Scenario 4

4.6 风险规避鲁棒优化结果分析

基于场景四的分析可知, 最优调度成本为 93 040. 86 元, 考虑风电出力、电负荷与热负荷功率的不确定性, 选取实验地区连续 30 d 数据, 通过贝叶斯原理计算各项最大标准差, 并加权处理, 得到风电、电负荷与热负荷的权重分别为 0. 557、0. 167、0. 276。

偏差因子作为系统不确定性的关键因素, 直接

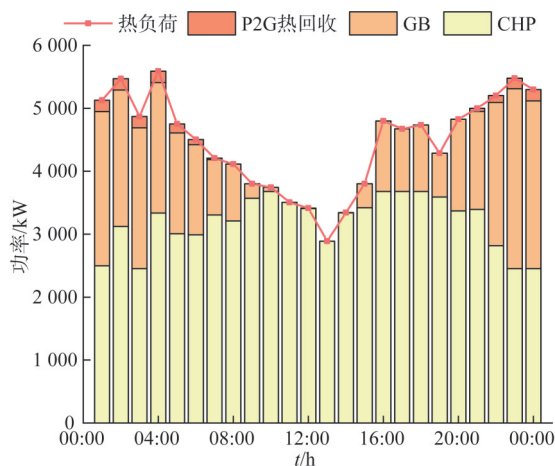


图9 场景四热负荷平衡结果

Fig. 9 Thermal load balancing results in Scenario 4

影响成本与稳定性。由图 10 可见, 随着偏差因子的增大, IES 的总成本与不确定度呈现同步增长趋势, 表明风电出力波动、电负荷与热负荷变化等不确定因素显著增加了系统成本压力。较高的不确定度导致风电和负荷预测偏差引发的风险增大, 进而推高总成本。因此, 适度提高 IES 总成本可降低对不确定因素预测精度的要求, 增强系统的运行灵活性与抗风险能力。决策者需平衡经济性与风险承受能力, 选择最优偏差因子。过低的偏差因子会降低系统对不确定性的容纳能力; 过高的偏差因子则可提高风险承受能力, 但导致总成本显著增加。

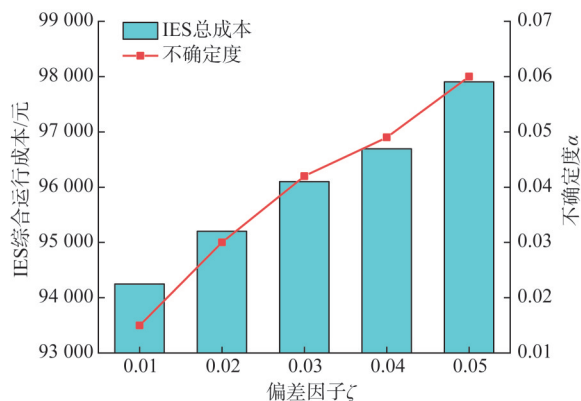


图 10 不同风险策略的优化结果

Fig. 10 Optimization results under different risk strategies

以 EV-HFCV 集群的放电功率变化为例, 对不同方法下的调度结果分析, 设定偏差因子 $\xi=0.02$ 时, 系统总成本为 95 200 元, 结果如图 11 所示。可知在 IGDT 的鲁棒优化模型下, 风电出力减少, 电负荷与热负荷需求增加, EV-HFCV 集群出力整

体偏高但功率提升幅度较小。由于新能源汽车数量相对较少, 系统抗风险能力有限, 增加新能源汽车数量可提供更高的容量裕度。IGDT 方法能够更有效地量化和评估运行风险, 帮助决策者根据需求精准设定偏差因子, 实现经济成本与运行风险的动态平衡。

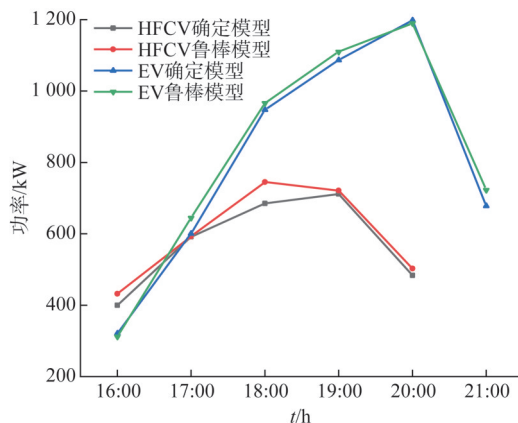


图 11 不同模型下 EV-HFCV 集群的放电功率

Fig. 11 Discharge powers of EV-HFCV clusters under different models

5 结论

本文提出了一种集成 EV-HFCV 集群参与 V2G 与新能源汽车碳配额的 CCS-P2G 协同运行的低碳优化调度方法。通过算例分析, 得到以下结论。

- 1) 灵活运行方式的 CCS 与精细化 P2G 机组的结合在 IES 优化调度中更具优势。
- 2) EV-HFCV 集群在电负荷高峰期的放电行为有效减少了对购电需求及 CHP 机组出力。
- 3) 新能源汽车碳配额交易既促进新能源汽车充电, 减少其他高碳排放机组的出力, 又能增加 IES 碳配额交易收益。

综上所述, 本文方法在氢能、碳捕集技术与电转气机组协同的基础上, 通过挖掘 EV-HFCV 集群的调节潜力与运用新能源汽车碳配额机制, 优化能源系统经济运行策略, 提升了能源利用效率并降低了碳排放水平。后续研究可考虑建立多主体协同优化框架, 并通过博弈模型明确各方利益分配机制。

参考文献

- [1] KOUROUGIANNI F, ARSALIS A, OLYMPIOS A V, et al. A comprehensive review of green hydrogen energy systems[J]. Renewable Energy, 2024, 231(9): 120911.1 – 120911.41.

- [2] 施永浩, 罗萍萍, 林济铿. 基于条件流模型的可再生能源短期出力场景生成[J]. 南方电网技术, 2026, 20(2): 105–114. SHI Yonghao, LUO Pingping, LIN Jikeng. Short-term output scenario generation of renewable energy based on conditional flow model[J]. Southern Power System Technology, 2026, 20(2): 105–114.
- [3] YI X N, LU T G, LI Y X, et al. Collaborative planning of multi-energy systems integrating complete hydrogen energy chain[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2025(210): 115147.1–115147.10.
- [4] TAHIR M, HU S D, KHAN T, et al. Sustainable hybrid station design framework for electric vehicle charging and hydrogen vehicle refueling based on multiple attributes[J]. Energy Conversion and Management, 2024(300): 117922.1–117922.9.
- [5] JIAO Z H, RAN L, ZHANG Y Z, et al. Robust vehicle-to-grid power dispatching operations amid sociotechnical complexities[J]. Applied Energy, 2021, 281(1): 115912.1–115912.25.
- [6] WANG L J, LUO L, YU M, et al. Low-carbon integrated energy system scheduling considering electric vehicle demand response[J]. Journal of Cleaner Production, 2024, 480(15): 144073.1–144073.11.
- [7] CHAI Y T, CHE H S, TAN C, et al. A two-stage optimization method for Vehicle to Grid coordination considering building and Electric Vehicle user expectations[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 148(6): 108984.1–108984.17.
- [8] LIU Z F, LIU Y Y, JIA H J, et al. Bi-level energy co-optimization of regional integrated energy system with electric vehicle to generalized-energy conversion framework and flexible hydrogen-blended gas strategy[J]. Applied Energy, 2025, 390(7): 125868.1–125868.26.
- [9] ZHAO R X, YANG Q M, LI G F, et al. Interaction strategy for grid-hydrogen-vehicle system in extreme heat scenarios: Hybrid system dynamics and Bilevel optimization approach[J]. Applied Energy, 2025, 391(8): 125909.1–125909.20.
- [10] ZHAO Y, LIN J, SONG Y, et al. A hierarchical strategy for restorative self-healing of hydrogen-penetrated distribution systems considering energy sharing via mobile resources[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(2): 1388–1404.
- [11] HE Y D, ZHOU Y K, LIU J, et al. An inter-city energy migration framework for regional energy balance through daily commuting fuel-cell vehicles[J]. Applied Energy, 2022(324): 119714.1–119714.11.
- [12] ALVI F, LEE E P, WOUW N V D, et al. Fuel cell cars in a microgrid for synergies between hydrogen and electricity networks[J]. Applied Energy, 2017(192): 296–304.
- [13] FRAGKOS P, SOEST H L V, SCHAEFFER R, et al. Energy system transitions and low-carbon pathways in Australia, Brazil, Canada, China, EU-28, India, Indonesia, Japan, Republic of Korea, Russia and the United States[J]. Energy, 2021, 216(2): 119385.1–119385.13.
- [14] LI J H, SHAO Y, MU G, et al. Distributed low-carbon economic dispatch of interconnected multi-area system with CCS-ESS[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2025(169): 110742.1–110742.12.
- [15] ZHANG X P, ZHANG Y Z. Environment-friendly and economical scheduling optimization for integrated energy system considering power-to-gas technology and carbon capture power plant[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 276(12): 123348.1–123348.16.
- [16] WU Q L, CHEN Y F, BAI J Y, et al. Low-carbon optimization scheduling for integrated energy system considering two-stage power-to-gas and carbon capture system[J]. Journal of Renewable and Sustainable Energy, 2025, 17(1): 015301.1–015301.15.
- [17] ZHANG J, CHEN J, JI X N, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system based on liquid carbon dioxide energy storage[J]. Frontiers in Energy, 2022(10): 1051630.1–1051630.11.
- [18] XU R J, REN Y F, ZHANG Y, et al. An optimal scheduling method for integrated energy system considering green certificate-carbon trading interactive operation with source-load uncertainty[J]. Electric Power Systems Research, 2025(245): 111576.1–111576.13.
- [19] TIAN H, ZHAO T P, WU X Q, et al. The impact of digital economy development on carbon emissions-based on the perspective of carbon trading market[J]. Journal of Cleaner Production, 2024, 434(1): 140126.1–140126.11.
- [20] WANG L L, XIAN R C, JIAO P H, et al. Multi-timescale optimization of integrated energy system with diversified utilization of hydrogen energy under the coupling of green certificate and carbon trading[J]. Renewable Energy, 2024, 228(7): 120597.1–120597.12.
- [21] 胡雅媛, 张永熙, 殷子良, 等. 计及氢能的高速公路服务区综合能源站多阶段规划方法[J]. 南方电网技术, 2025, 19(9): 3–14. HU Yayuan, ZHANG Yongxi, YIN Ziliang, et al. Multi-stage planning method for integrated energy stations at highway service areas considering hydrogen energy[J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(9): 3–14.
- [22] 谭玲玲, 孙鹏, 郭沛璇, 等. 含氢储能的微电网低碳-经济协同优化配置[J]. 发电技术, 2024, 45(5): 983–994. TAN Lingling, SUN Peng, GUO Peixuan, et al. Low-carbon and economic synergy optimization configuration for microgrid with hydrogen energy storage[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(5): 983–994.
- [23] 陈中, 陆舆, 邢强, 等. 考虑电动汽车碳配额的电力系统调度分析[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(16): 44–51. CHEN Zhong, LU Yu, XING Qiang, et al. Dispatch analysis of power system considering carbon quota for electric vehicle[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(16): 44–51.
- [24] 檀勤良, 代美, 梅书凡. 考虑电动汽车碳配额及需求响应的电力系统调度研究[J]. 电网与清洁能源, 2021, 37(7): 79–86. TAN Qinliang, DAI Mei, MEI Shufan. Research on electric vehicle carbon quota and demand response in electric power system dispatching[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(7): 79–86.
- [25] 杨冬锋, 左圣宇, 杨晶莹, 等. 考虑绿色氢能证书交易机制和新能源汽车碳配额的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2025, 49(2): 562–571. YANG Dongfeng, ZUO Shengyu, YANG Jingying, et al. Low carbon economy dispatch of integrated energy system considering green hydrogen certificate trading mechanism and

- carbon quota of new energy vehicles [J]. Power System Technology, 2025, 49(2): 562 – 571.
- [26] 万庆祝, 闵现娟, 于佳松, 等. 需求响应下的电制氢多模式利用综合能源系统优化调度[J]. 供用电, 2024, 41(12): 81 – 92.
- WAN Qingzhu, MIN Xianjuan, YU Jiasong, et al. Optimized scheduling for an integrated energy system with multi-modal utilization of electricity-to-hydrogen under demand response [J]. Distribution & Utilization, 2024, 41(12): 81 – 92.
- [27] 王秋杰, 王昊, 谭洪, 等. 计及光伏光热和阶梯碳交易的园区综合能源系统氢储能优化配置[J]. 南方电网技术, 2026, 20(3): 61 – 73.
- WANG Qiujie, WANG Hao, TAN Hong, et al. Optimal configuration of hydrogen storage in a park integrated energy system considering photovoltaic-thermal, solar-thermal and stepped carbon trading [J]. Southern Power System Technology, 2026, 20(3): 61 – 73.
- [28] 梁俊鹏, 张高航, 李凤婷, 等. 计及氢储能与需求响应的路域综合能源系统规划方法[J]. 电网技术, 2024, 48(12): 4918 – 4927.
- LIANG Junpeng, ZHANG Gaochang, LI Fengting, et al. Road-domain integrated energy system planning strategy considering hydrogen storage and demand response [J]. Power System Technology, 2024, 48(12): 4918 – 4927.

收稿日期: 2026-01-10; 网络首发日期: 2026-04-20

作者简介:

王玺宇(2001), 女, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统优化调度, wxy_3332023@163.com;

甄浩(1991), 男, 工程师, 硕士, 研究方向为综合能源优化控制;

刘卫亮(1983), 男, 通信作者, 副教授, 博士, 研究方向为综合能源仿真与优化控制。

(上接第 57 页 Continued from Page 57)

- [32] JIA Q, LI Y, YAN Z, et al. A reinforcement-learning-based bidding strategy for power suppliers with limited information [J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2022, 10(4): 1032 – 1039.
- [33] 刘飞宇, 王吉文, 王正风, 等. 基于两阶段深度强化学习算法的多智能体自由合谋竞价机理研究[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(12): 4626 – 4639.
- LIU Feiyu, WANG Jiwen, WANG Zhengfeng, et al. Study on free joint bidding mechanism in multi-agent environment based on two-stage deep reinforcement learning algorithm [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(12): 4626 – 4639.
- [34] 钟甜甜, 刘萍, 经菁, 等. 基于 MADDPG 模型的电力市场发电侧优化研究[J]. 自动化应用, 2024, 65(20): 39 – 42.

ZHONG Tiantian, LIU Ping, JING Jing, et al. Research on optimization of generation side in electricity market based on MADDPG mode [J]. Automation Application, 2024, 65(20): 39 – 42.

收稿日期: 2025-08-13; 网络首发日期: 2026-04-11

作者简介:

杨宣(1999), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力市场、人工智能, 2023510351@link.tyut.edu.cn;

苏珈(1995), 女, 副教授, 博士, 研究方向为电力系统稳定与控制、综合能源系统, sujia9939@163.com;

杜欣慧(1965), 女, 通信作者, 教授, 硕士生导师, 博士, 研究方向为电力系统运行与控制、电力市场, duxinhui211@163.com。