

大型新能源基地综合能源系统协同设计

高翔¹, 周志成², 何佳熹³, 张书帜¹, 张兄文¹

(1. 西安交通大学热流科学与工程教育部重点实验室, 710049, 西安;

2. 国网江苏省电力有限公司电力科学研究院, 210000, 南京;

3. 国网江苏省电力有限公司常州供电分公司, 213000, 江苏常州)

摘要: 针对大型新能源基地在风光资源波动、时序分布不均及外送约束条件下的新能源消纳、供电可靠性与运行经济性问题,开展电热氢氨综合能源系统协同设计与运行特性研究。首先,建立涵盖风光发电、火电、熔盐储热、电解制氢、合成氨及多类型储能的综合能源系统模型。提出基于连续时间窗口划分的典型场景生成方法,构建配置-调度协同的双层嵌套优化框架。采用基于边界审查机制的区域收缩求解算法,实现高维度、大尺寸空间下系统容量配置与多场景运行特性的协同优化。最后,对传统风光火储系统和电热氢氨综合能源系统开展优化与仿真对比分析。结果显示,引入氢氨子系统后,可再生能源占比提高 7.28%,弃电率降低 35.3%,燃煤成本与碳排放成本同步下降 17.6%,单位能量净成本降低 0.023 元/(kW·h)。同时,系统年度运行特性受季节差异影响显著,冬季风电增强改善系统经济性,夏季光伏富集增大消纳压力。相比之下,电热氢氨系统通过多能转化与外送维持更优的消纳水平和运行经济性。敏感性分析表明,随着氢价上升,系统配置策略由规模扩张逐步转向效能优化,从而实现单位能量收益提升。

关键词: 大型新能源基地;综合能源系统;协同设计;电解制氢;合成氨

中图分类号: TK91 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202608011 **文章编号:** 0253-987X(2026)08-0123-13

Collaborative Design of Integrated Energy Systems for Large-Scale Renewable Energy Bases

GAO Xiang¹, ZHOU Zhicheng², HE Jiaxi³, ZHANG Shuzhi¹, ZHANG Xiongwen¹

(1. MOE Key Laboratory of Thermo-Fluid Science and Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;

2. Electric Power Research Institute, State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing, 210000, China;

3. Changzhou Power Supply Company, State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Changzhou 213000, China)

Abstract: To address the challenges of renewable energy accommodation, supply reliability, and operational economy in large-scale renewable energy bases under wind-solar resource fluctuations, uneven temporal distribution, and power export constraints, the coordinated design and operational characteristics of an electricity-heat-hydrogen-ammonia integrated energy system were investigated. An integrated system model covering wind power generation, photovoltaic power generation, thermal power, molten-salt thermal storage, water electrolysis, ammonia synthesis, and multiple types of energy storage was established. A typical scenario generation method based on continuous time-window

收稿日期: 2026-01-30。 作者简介: 高翔(1993—),男,博士生;张兄文(通信作者),男,教授,博士生导师。 基金项目: 国家重点研发计划资助项目(2024YFB4007400)。

网络出版时间: 2026-04-07

网络出版地址: <https://link.cnki.net/urlid/61.1069.T.20260403.1936.004>

partitioning was developed, and a bi-level nested optimization framework integrating capacity configuration and dispatch was constructed. A boundary contraction inspection-based regional search algorithm was adopted to achieve the collaborative optimization of system capacity configuration and multi-scenario operational characteristics in a high-dimensional, large-scale solution space. Comparative optimization and simulation analyses were conducted for a conventional wind-solar-coal-storage system and the proposed system. The results show that introducing the hydrogen-ammonia subsystem increases the renewable energy share by 7.28%, reduces the curtailment rate by 35.3%, decreases coal consumption and carbon emission costs by 17.6%, and lowers the net unit energy cost by 0.023 yuan/(kW·h). Seasonal differences significantly affect system operation, with enhanced wind power in winter improving economic performance, while abundant solar power in summer intensifies accommodation pressure. In contrast, the electricity-heat-hydrogen-ammonia system achieves superior accommodation levels and operational economy through multi-energy conversion and power export. Sensitivity analysis further shows that rising hydrogen prices shift the configuration strategy from scale expansion toward efficiency optimization, thereby increasing unit energy revenue.

Keywords: large-scale renewable energy base; integrated energy system; coordinated design; electrolysis hydrogen production; ammonia synthesis

作为世界最大的能源消费国,我国在全球能源结构优化与低碳转型方面扮演了重要角色^[1]。《“十四五”现代能源体系规划》指出,要加快建设以风光为主体的大型清洁能源基地,推动大规模可再生能源开发和远距离外送^[2]。同时,灵活性火电机组仍被视为保障稳定外送与系统安全的重要支撑^[3]。2025年10月,国家发展和改革委员会、国家能源局提出“鼓励以熔盐储热耦合调峰、就地制绿氨掺烧等方式,提高新能源与煤电深度协同水平”^[4]。在此背景下,研究火电机组与大规模新能源集成融合,探索多能深度协同运行具有现实必要性。

一方面,大型风光基地面临由大规模扩张引发的系统性挑战。其中,资源与负荷存在长期结构性分布错配,弃电呈现阶段性聚集特性^[5-6]。同时,风光出力具有多时间尺度波动特性,短期高频扰动影响电网稳定,低频季节性偏差对长时调节能力与备用容量提出更高要求^[7-9]。此外,高比例新能源接入显著削弱系统的惯性与电压支撑能力,对调度策略、储能接口与系统稳定性提出新的挑战^[10]。另一方面,随着新能源加速增长,灵活性资源短缺问题日益凸显。传统火电高频启停调峰危及设备寿命,储能在成本控制与规模化应用方面难以独立支撑系统调节需求。依赖单一能源难以支撑大型新能源在复杂时空波动下的安全、经济与稳定运行,亟需推动系统建设与运行模式转变,实现跨能域集成融合发展。

随着电解制氢及合成氨技术工艺的逐渐发展成

熟,电氢氨耦合系统为大规模可再生消纳提供了一条有效路径^[11]。氨具有高能量密度、易液化与成熟全球运输体系等优势,可充当化学储运载体,实现跨季节能量平衡与跨区域流通,成为推动“绿氢”规模化利用的关键路径之一^[12]。当前,“绿氨”已成为国际风光制氢、大规模氢能储运及脱碳产业发展的核心技术方向^[13]。此外,电熔盐储热具备日至周尺度的热能缓冲能力,与火电机组耦合可显著提高最低稳定负荷与爬坡深度,释放火电机组灵活性^[14]。二者构成的火电、储热、氢氨制备及能源外送的协同机制,为解决大型新能源基地在多时间尺度供需波动、能源支撑与外送的协调问题提供了新的系统架构。

近年来,围绕可再生能源制氢、绿氨制备与热储能协同的研究不断推进。在设备技术层面,多聚焦制氢、制氨及其技术经济性评估,关注效率、收益与工艺匹配问题^[15]。此类工作局限于设备级性能剖析,缺乏对多能源载体在复杂气象条件下协同交互机制的系统性研究。系统级优化层面,多聚焦分布式综合能源系统,开展多能耦合规划设计与运行优化^[16-18]。在面向大范围、高渗透率的大型新能源基地时,跨季节的源端资源波动与长距离外送通道的物理约束往往被简化或忽略。此外,高维决策空间与多场景时序运行条件下需要更优化的优化框架解决算法收敛效率与求解质量的平衡问题。

鉴于此,本文面向大型风光基地场景,构建涵盖风光发电、煤电、熔盐储热、电解制氢与合成氨及外

送的综合能源系统模型,形成电热氢氨协同运行框架。基于典型气象年度与外送约束条件,对传统风光火储系统及风光火储氢氨多能协同系统两类系统进行规划设计研究。通过技术-经济性敏感性分析评估多能耦合对新能源消纳、系统灵活性与收益结构的影响。本研究旨在揭示电热氢氨多链耦合在大型新能源基地中的作用边界与性能优势,为系统规划与运行策略提供建模依据与决策参考。

1 电热氢氨综合能源系统建模

1.1 系统结构

图 1 给出了大型新能源电热氢氨多能协同系统的总体结构。由风电与太阳能作为主要电源,火电机组耦合电熔盐储热提供安全备用、供电保障及灵活调峰能力。通过储能电池实现可再生能源短时调节,经电解制氢实现中长期能量吸收与利用。氢气除短期存储外,可进一步合成为氨,以获得更高的储能密度和更灵活的跨区域输送能力。

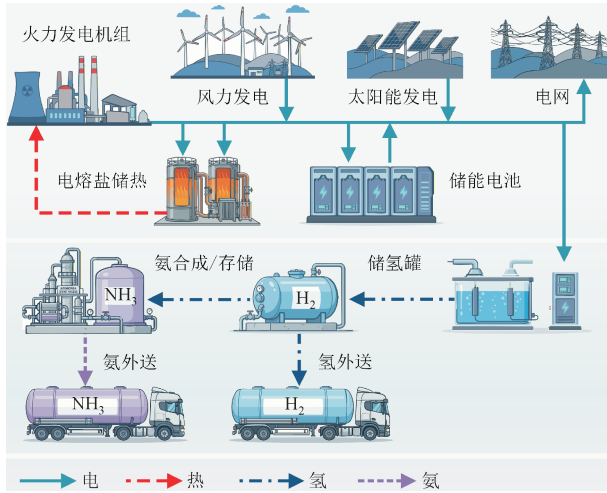


图 1 大型新能源基地电热氢氨综合能源系统

Fig. 1 Electricity-thermal-hydrogen-ammonia integrated energy system for large-scale renewable energy bases

1.2 关键设备数学模型与运行约束

风力发电机组(wind turbine, WT)输出功率模型可以表示为

$$P_t^{\text{WT}} = \begin{cases} 0, & v_t < v_{\text{in}} \text{ 或 } v_t > v_{\text{out}} \\ C_{\text{WT}} \frac{v_t - v_{\text{in}}}{v_r - v_{\text{in}}}, & v_{\text{in}} < v_t < v_r \\ P_r^{\text{WT}}, & v_r < v_t < v_{\text{out}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: P_t^{WT} 为风力发电功率; v_t 为风速; 下标 t 为时间; C_{WT} 为装机容量; v_r 为额定风速; P_r^{WT} 为风力发电机组额定功率; v_{in} 、 v_{out} 为切入、切出风速。

光伏(photovoltaic, PV)出力模型可以表示为

$$P_t^{\text{PV}} = \eta_{\text{d}}^{\text{PV}} C_{\text{PV}} P_r^{\text{PV}} \frac{R_t}{R_s} [1 + \gamma(T_t^{\text{PV}} - T_s)] \quad (2)$$

式中: C_{PV} 为光伏板数; P_r^{PV} 为光伏额定功率; $\eta_{\text{d}}^{\text{PV}}$ 为退化系数; γ 为功率温度系数; R_t 与 T_t^{PV} 为辐照强度及温度; R_s 和 T_s 为标准工况下的辐照强度与温度。

火电机组(thermal power unit, TP)模型需要刻画爬坡、启停及开/停机时间等特性。这些约束从数学上界定了机组调节深度与响应速率,是准确评估其在风光波动下提供备用容量与灵活调节能力的关键,对量化整个多能协同系统的灵活性至关重要。火电机组运行约束如下

$$\begin{cases} \alpha_{\text{min}}^{\text{TP}} u_t^{\text{TP}} C_{\text{TP}} \leq P_t^{\text{TP}} \leq C_{\text{TP}} u_t^{\text{TP}} \\ |P_t^{\text{TP}} - P_{t-1}^{\text{TP}}| \leq C_{\text{TP}} (\alpha_{\text{ramp}}^{\text{TP}} u_t^{\text{TP}} + \alpha_{\text{min}}^{\text{TP}} |u_t^{\text{TP}} - u_{t-1}^{\text{TP}}|) \\ v_t - \omega_t = u_t^{\text{TP}} - u_{t-1}^{\text{TP}} \\ \sum_{i=t}^{t+T_{\text{on}}-1} u_i^{\text{TP}} \geq T_{\text{on}} v_t \\ \sum_{i=t}^{t+T_{\text{off}}-1} (1 - u_i^{\text{TP}}) \geq T_{\text{off}} \omega_t \\ F_t^{\text{coal}} = \alpha_{\text{coal}} P_t^{\text{TP}} \end{cases} \quad (3)$$

式中: C_{TP} 为火电机组装机容量; $\alpha_{\text{min}}^{\text{TP}}$ 为最小启动功率; u_t^{TP} 为启停状态; v_t 与 ω_t 为二进制变量; $\alpha_{\text{ramp}}^{\text{TP}}$ 为机组爬坡率; T_{on} 和 T_{off} 为最小启动与关机时间; F_t^{coal} 为煤耗; α_{coal} 为单位发电量煤耗系数; P_t^{TP} 为火电机组功率。

合成氨设备(ammonia synthesis unit, AS)运行约束为

$$\begin{cases} H_t^{\text{AS}} = \eta_{\text{AS}} A_t^{\text{AS}} \\ \alpha_{\text{min}}^{\text{AS}} C_{\text{AS}} u_t^{\text{AS}} \leq A_t^{\text{AS}} \leq C_{\text{AS}} u_t^{\text{AS}} \\ |A_t^{\text{AS}} - A_{t-1}^{\text{AS}}| \leq C_{\text{AS}} (\alpha_{\text{ramp}}^{\text{AS}} u_t^{\text{AS}} + \alpha_{\text{min}}^{\text{AS}} |u_t^{\text{AS}} - u_{t-1}^{\text{AS}}|) \end{cases} \quad (4)$$

式中: C_{AS} 为额定制氨功率; η_{AS} 为转换系数; u_t^{AS} 为启动状态; $\alpha_{\text{min}}^{\text{AS}}$ 为最小负载比; $\alpha_{\text{ramp}}^{\text{AS}}$ 为合成氨设备爬坡率; H_t^{AS} 为耗氢量; A_t^{AS} 为产氨量。

碱性电解槽(alkaline water electrolyzer, EL)运行约束如下

$$\begin{cases} H_t^{\text{EL}} q_{\text{H}_2} = \eta_{\text{EL}} P_t^{\text{EL}} \Delta t \\ \alpha_{\text{min}}^{\text{EL}} C_{\text{EL}} u_t^{\text{EL}} \leq P_t^{\text{EL}} \leq C_{\text{EL}} u_t^{\text{EL}} \\ |P_t^{\text{EL}} - P_{t-1}^{\text{EL}}| \leq C_{\text{EL}} (\alpha_{\text{ramp}}^{\text{EL}} u_t^{\text{EL}} + \alpha_{\text{min}}^{\text{EL}} |u_t^{\text{EL}} - u_{t-1}^{\text{EL}}|) \end{cases} \quad (5)$$

式中: C_{EL} 为电解槽额定功率; η_{EL} 为氢电转化效率;

P_t^{EL} 与 H_t^{EL} 分别为功率及产氢量; u_t^{EL} 为启动状态; $\alpha_{\min}^{\text{EL}}$ 为最小启动功率系数; q_{H_2} 为氢气低热值; H_t^{EL} 为电解槽产氢量。

系统内储能设备 (energy storage devices, ESDs) 包括熔盐储热、氢氨储罐及储能电池, 它们的储能状态可以统一表示为

$$\begin{cases} S_{\min} \leq S_t \leq S_{\max} \\ S_t = S_{t-1} + \frac{\eta_{\text{char}}^{\text{ESDs}} E_{\text{char},t}^{\text{ESDs}}}{C_{\text{ESDs}}} - \frac{E_{\text{disc},t}^{\text{ESDs}}}{\eta_{\text{disc}}^{\text{ESDs}} C_{\text{ESDs}}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: S_t 为 t 时刻储能状态; $E_{\text{char},t}^{\text{ESDs}}$ 、 $E_{\text{disc},t}^{\text{ESDs}}$ 为充、放能量; $\eta_{\text{char}}^{\text{ESDs}}$ 、 $\eta_{\text{disc}}^{\text{ESDs}}$ 为充、放能量效率; C_{ESDs} 为设备容量。

氢、氨储罐运行边界可以表示为

$$\begin{cases} 0 \leq E_{\text{char},t}^{\text{ESDs}} \leq \alpha_{\text{char}}^{\text{ESDs}} C_{\text{ESDs}} u_t^{\text{ESDs}} \\ 0 \leq E_{\text{disc},t}^{\text{ESDs}} \leq \alpha_{\text{disc}}^{\text{ESDs}} C_{\text{ESDs}} (1 - u_t^{\text{ESDs}}) \end{cases} \quad (7)$$

式中: $\alpha_{\text{char}}^{\text{ESDs}}$ 、 $\alpha_{\text{disc}}^{\text{ESDs}}$ 为最大的充能、放能比例系数; u_t^{ESDs} 为 0-1 变量, 表示储能设备的充放能状态。

电熔盐储热 (molten salt thermal energy storage, MS) 利用电能加热熔盐实现热存储, 在放热阶段向火电热力系统释热, 产生等效发电量。电熔盐储热运行约束可以表示为

$$\begin{cases} Q_{\text{char},t}^{\text{MS}} = \eta_{\text{p2Q}}^{\text{MS}} P_{\text{use},t}^{\text{MS}} \\ P_t^{\text{MS}} = \eta_{\text{Q2P}}^{\text{MS}} Q_{\text{disc},t}^{\text{MS}} \\ 0 \leq Q_{\text{char},t}^{\text{MS}} \leq \alpha_{\text{char}}^{\text{MS}} C_{\text{MS}} u_t^{\text{MS}} \\ 0 \leq Q_{\text{disc},t}^{\text{MS}} \leq \alpha_{\text{disc}}^{\text{MS}} C_{\text{MS}} (1 - u_t^{\text{MS}}) \end{cases} \quad (8)$$

式中: C_{MS} 为储热容量; $Q_{\text{char},t}^{\text{MS}}$ 、 $Q_{\text{disc},t}^{\text{MS}}$ 为储、放热量; $P_{\text{use},t}^{\text{MS}}$ 为储热耗电量; P_t^{MS} 为等效发电功率; u_t^{MS} 为储热状态; $\alpha_{\text{char}}^{\text{MS}}$ 、 $\alpha_{\text{disc}}^{\text{MS}}$ 为最大储热、放热比; $\eta_{\text{p2Q}}^{\text{MS}}$ 、 $\eta_{\text{Q2P}}^{\text{MS}}$ 分别为电-热转换效率以及热-电转换效率。

储能电池 (battery bank, BT) 的运行约束为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{char},t}^{\text{BT}} \leq \alpha_{\text{char}}^{\text{BT}} C_{\text{BT}} u_t^{\text{BT}} \\ 0 \leq P_{\text{disc},t}^{\text{BT}} \leq \alpha_{\text{disc}}^{\text{BT}} C_{\text{BT}} (1 - u_t^{\text{BT}}) \end{cases} \quad (9)$$

式中: C_{BT} 为储能电池容量; $\alpha_{\text{char}}^{\text{BT}}$ 、 $\alpha_{\text{disc}}^{\text{BT}}$ 为充能、放能比例系数; $P_{\text{char},t}^{\text{BT}}$ 和 $P_{\text{disc},t}^{\text{BT}}$ 为 t 时刻充、放电量。

1.3 多能流平衡约束

电、氢和氨子系统的能量平衡方程为

$$\begin{aligned} \sum_{t=i}^{i+T-1} (P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{WT}} + P_t^{\text{TP}} + P_t^{\text{MS}} + P_{\text{disc},t}^{\text{BT}} + P_t^{\text{lack}}) = \\ \sum_{t=i}^{i+T-1} (P_{\text{use},t}^{\text{MS}} + P_{\text{char},t}^{\text{BT}} + P_t^{\text{EL}} + P_t^{\text{AS}} + P_t^{\text{grid}} + P_t^{\text{over}}) \end{aligned} \quad (10a)$$

$$\sum_{t=i}^{i+T-1} (H_t^{\text{EL}} + H_{\text{disc},t}^{\text{HSV}}) = \sum_{t=i}^{i+T-1} (H_{\text{char},t}^{\text{HSV}} + H_t^{\text{AS}} + H_t^{\text{sell}}) \quad (10b)$$

$$\sum_{t=i}^{i+T-1} (A_t^{\text{AS}} + A_{\text{disc},t}^{\text{ASV}}) = \sum_{t=i}^{i+T-1} (A_{\text{char},t}^{\text{ASV}} + A_t^{\text{sell}}) \quad (10c)$$

式中: P_t^{lack} 与 P_t^{over} 分别为电力短缺与弃电量; P_t^{grid} 为向电网输送电量; H_t^{sell} 与 A_t^{sell} 分别为氢、氨外送量。

2 多能协同系统双层嵌套规划框架

本文构建双层嵌套规划框架。内层为多目标优化调度模型, 用于在给定典型场景和候选系统配置下求解最优运行策略。外层为优化配置模型, 基于内层反馈的运行结果实现对系统配置的高效寻优。该框架将容量设计与运行调度结合, 在配置层面充分反映运行约束与场景特性对系统性能的影响, 最终确定综合性能最优的系统配置方案。

2.1 优化调度

优化调度模型包含之前所构建的系统各组件模型与系统平衡约束, 其目标函数可以表示为

$$\min J = \min(J_1 + J_2 + J_3 + J_4) \quad (11)$$

式中: J_1 为成本与收益项, 可以表示为

$$J_1 = \sum_{t \in \mathcal{T}} [\pi_t^{\text{coal}} + \xi_{\text{CO}_2} \pi_{\text{CO}_2}] F_t^{\text{coal}} - \pi_t^{\text{E}} d_t^{\text{E}} \quad (12)$$

其中, $\mathcal{T}$ 为仿真时间节点集合, π_t^{coal} 为燃煤价格, ξ_{CO_2} 为碳排放系数, π_{CO_2} 为碳排放价格, d_t^{E} 、 π_t^{E} 分别为能源外送量与外送价格。能源外送收益可以表示为

$$\pi_t^{\text{E}} d_t^{\text{E}} = \pi_t^{\text{P}} P_t^{\text{grid}} + \pi_t^{\text{H}} H_t^{\text{sell}} + \pi_t^{\text{A}} A_t^{\text{sell}} \quad (13)$$

式中: π_t^{P} 、 π_t^{H} 、 π_t^{A} 分别为电、氢、氨外送价格。

J_2 为能量不平衡惩罚, 可以表示为

$$J_2 = \sum_{t \in \mathcal{T}} (\pi_t^{\text{lack}} P_t^{\text{lack}} + \pi_t^{\text{over}} P_t^{\text{over}}) \quad (14)$$

式中: π_t^{lack} 和 π_t^{over} 分别为电力短缺与弃电惩罚系数。

J_3 反映储能电池基于充电状态水平和波动深度的电池日历与循环老化成本

$$J_3 = \sum_{t \in \mathcal{T}} (\pi_{\text{cal}} S_t^{\text{BT}} + \pi_{\text{cyc}} \Delta S_t^{\text{BT}}) \quad (15)$$

式中: S_t^{BT} 为储能电池在 t 时刻的荷电状态; ΔS_t^{BT} 为荷电状态变化量; π_{cal} 与 π_{cyc} 为相应的惩罚系数。

J_4 为功率波动惩罚, 可以表示为

$$J_4 = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{k \in \mathcal{K}} \left(\frac{\pi_k |\Delta P_t^k|}{C_k} \right) \quad (16)$$

式中: $\mathcal{K}$ 为考虑功率波动惩罚的设备集合; ΔP_t^k 为设备 k 的功率变化量; C_k 为设备 k 额定容量; π_k 为设备 k 功率波动对应的惩罚系数。

2.2 优化配置

外层优化配置采用单位能量净成本 N_{coe} 对候选配置进行评估

$$N_{\text{coe}} = \frac{C_{\text{T}}}{e_{\text{T}}} \quad (17)$$

式中: c_T 和 e_T 分别为总净成本与总产出能量。运行净收益包括运维与老化成本 c_{FO} 、能源交易净收益 c_{MT} 以及能源不平衡成本 c_{IB} , 具体各项可以表示为

$$\begin{cases} c_{FO} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \left[\frac{(\beta_{mai} + \beta_{BoP}) C_{cap}}{T_{sys}^{life}} + \sum_{u \in \Omega_u} \frac{C_u^{cap}}{T_u^{life}} \right] + r_{BT} C_{BT}^{cap} \\ c_{MT} = \sum_{t \in \mathcal{T}} [F_t^{coal} (\pi_t^{coal} + \xi_{CO_2} \pi_{CO_2}) - d_t^E \pi_t^E] \\ c_{IB} = \sum_{t \in \mathcal{T}} (P_t^{lack} \pi_t^{lack} + P_t^{over} \pi_t^{over}) \end{cases} \quad (18)$$

式中: β_{mai} 与 β_{BoP} 分别为维护成本和辅助设备成本占比; C_{cap} 为系统总资本投资成本; T_{sys}^{life} 为系统设计寿命; C_u^{cap} 与 T_u^{life} 分别为设备 u 资本成本与设计寿命; Ω_u 为设备集合; r_{BT} 为电池老化程度, 参考文献[19]方法计算。

需要注意的是, 由于本文在运行成本中计入售

电、售氢和售氨收益, 因此该指标本质上表示单位能量对应的净成本。当结果为负值时, 表示系统在仿真周期内的总收益超过总成本, 即表现为净收益。

总产出能量包括光伏、风电及火电, 计算式为

$$e_T = \sum_{t \in \mathcal{T}} (P_t^{PV} + P_t^{WT} + P_t^{TP}) \quad (19)$$

针对大规模新能源基地容量配置的高维复杂性和灵敏度问题, 本文提出了一种基于边界收缩审查机制的区域搜索算法 (boundary contraction inspection-based regional search, BCI-RS), 流程图如图 2 所示。首先, 确定各组件上下界并初始化搜索空间。接着, 对搜索空间进行离散化得到当前空间下的候选尺寸集合。进一步, 采用拉丁超立方采样, 得到 N 组均匀分布的配置样本, 本文 N 设置为 200。导入运行场景数据, 基于优化调度模型, 得到候选样本的仿真运行数据, 并计算对应的指标结果。

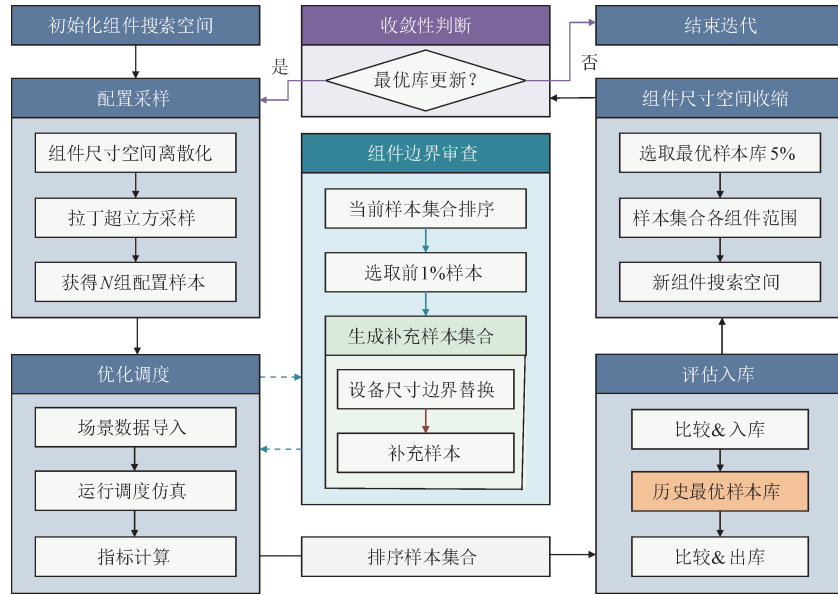


图 2 基于边界收缩审查机制的区域搜索算法技术路线图

Fig. 2 Flowchart of the boundary contraction inspection-based regional search algorithm

本文引入边界收缩审查机制。在每轮迭代中, 从当前样本中选取前 1% 样本为基准, 对各设备容量进行边界替换, 由此生成补充样本集。该过程本质是对各容量边界进行补充审查, 若边界替换后样本表现不劣于原始样本, 则说明该边界信息有保留价值。在完成仿真与指标计算后, 将其与当前轮次原样本集合统一排序, 共同参与历史最优样本库更新。

历史最优样本库保存所有轮次中综合指标最优的前 N_{opt} 个样本, 实现跨轮次优质解信息保留。在边界更新阶段, 选取最优样本库前 5% 的样本作为

更新样本集, 提取其中各设备容量的最小值和最大值, 作为下一轮搜索空间的新上下界。最后, 判断最优样本库是否发生更新来决定是否结束迭代。最优样本中单位能量净成本最低的样本即为最优配置。

3 仿真参数设置

3.1 尺寸空间初始化

首先, 需要对系统各组件的尺寸范围进行初始化设置。系统各组件初始尺寸下边界设置为 0, 上边界依据能源的外送限制等因素设定, 如表 1 所示。

表1 系统各组件初始尺寸空间边界

Table 1 Initial bounds of size spaces for each component

组件	下边界	上边界
光伏装机容量/GW	0	20
风电装机容量/GW	0	20
火电装机容量/GW	0	8
碱性电解槽额定功率/GW	0	8
合成氨系统额定产量/(t·h ⁻¹)	0	500
熔盐储热容量/(GW·h)	0	10
储氢罐容量/t	0	500
储能电池容量/(GW·h)	0	32

3.2 场景数据

本文构建了一种基于连续时间窗口划分的典型

场景生成方法,如图3所示。首先,从太阳辐照、风速和环境温度等数据中提取统计特征,包括均值、峰值、最小值及方差等指标,用于刻画运行的波动性与典型特征。其次,将数据按照季节分组,基于给定的时间窗长度 N_c 进行滑动划分,每个时间窗对应一个候选连续场景。进一步,基于提取的统计特征对得到的季节候选场景集合进行聚类。从聚类结果最大簇中选取与聚类中心距离最近的样本,作为该季节的代表性场景,以确保所选场景既反映主要连续运行特征,又保持季节层面的典型性。本文 $N_c=4$ d,获得的典型场景长度为16 d。此外,本文中的需求侧体现为外部市场与输送通道约束下的分时送出需求,而非单一用户侧负荷曲线。

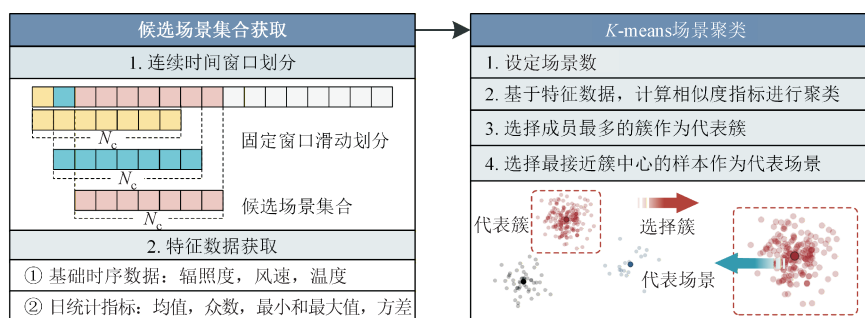


图3 典型场景生成方法

Fig. 3 Proposed continuous scenario generation approach

3.3 经济技术参数

表2给出了系统技术和经济参数取值,包括各设备资本成本、效率、运行约束。参数值设定参考当前能源行业权威报告及相关文献数据。由于能源市场波动及不同地区工程环境的差异,各设备参数在实际应用中可能存在一定的差异。需说明的是,本文所设定的资本成本并非单一的设备购置单价,而是综合考虑了大型新能源基地建设过程中所需的基础设施配套、集成以及全生命周期内的运行维护预留成本。此外,火电机组设计寿命为30 a,风光机组设计寿命为20 a,其余设备设计寿命均为15 a。

为保证系统运行与经济参数反映实际水平,具备与现行能源市场价格体系的可比性,参考国家电力政策^[20]、电解制氢与氨合成产业链的典型价格区间^[21]以及碳排放交易市场的最新政策数据,对系统运行与经济参数进行了合理设定,如表3所示。

表2 系统组件技术-经济参数

Table 2 Techno-economic parameters of system components

类别	参数	数值
火电机组 ^[22]	价格/(元·kW ⁻¹)	6 000
	单位燃料发电量/((kW·h)·kg ⁻¹)	0.5
	最小启动功率比	0.4
	最小启闭时间/h	8
	最大爬坡率/%	15
风电机组 ^[22]	价格/(元·kW ⁻¹)	3 800
	切入、切出风速/(m·s ⁻¹)	2, 25
	额定风速/(m·s ⁻¹)	11
光伏板 ^[23]	价格/(元·块 ⁻¹)	1 200
	单位面积/m ⁻²	1.6
	额定功率/W	400
	衰减率	0.8
	调整系数	-0.004 5
	逆变器效率	0.98

续表

类别	参数	数值
电解槽 ^[24]	价格/(元·kW ⁻¹)	2 500
	效率	0.8
	最小启动功率比	0.1
	爬坡率/%	55
合成氨 ^[25]	价格/(元·(kg·h) ⁻¹)	1 500
	产氨电耗/(kW·h)·kg ⁻¹)	1.2
	氢氨质量转化系数	5.6
熔盐储热 ^[26]	价格/(元·(kW·h) ⁻¹)	900
	效率	0.92
	转化率	0.42
	爬坡率/%	20
储氢罐 ^[19]	价格/(元·kg ⁻¹)	500
	效率	0.95
储氨罐 ^[25]	价格/(元·kg ⁻¹)	10
	效率	0.98
储能电池 ^[19]	价格/(元·(kW·h) ⁻¹)	650
	最大、最小荷电状态	0.9, 0.1
	最大充、放电率	0.3C, 3C
	效率	0.9

表 3 系统运行与经济参数

Table 3 Operating and economic parameters of the system

参数	数值	描述
上网电价/元	0.35	
氢、氨外送价格/(元·kg ⁻¹)	25, 3	
燃煤价格/(元·kg ⁻¹)	0.9	
碳排放系数/(kg·(kW·h) ⁻¹)	0.3	
碳排放价格/(元·kg ⁻¹)	0.07	
电网波动限制电量/(MW·h)	200	
电力最大外送/(GW·h)	8	
电力低谷最小外送/(GW·h)	3	0:00—9:00, 21:00—24:00
电力平谷最小外送/(GW·h)	4	9:00—18:00
电力高峰最小外送/(GW·h)	5	18:00—21:00
氢最大外送量/t	50	8:00—16:00
氨最大外送量/t	500	18:00—24:00

表 4 给出了优化调度模型目标函数惩罚系数设置。此外,电力供应短缺与弃电的惩罚系数为

$$\begin{cases} \pi_t^{\text{lack}} = \pi_t^{\text{P}} \lambda_t^{\text{lack}} \\ \pi_t^{\text{over}} = \pi_t^{\text{P}} \lambda_t^{\text{over}} \end{cases} \quad (20)$$

式中: π_t^{P} 为电力上网电价; λ_t^{lack} 和 λ_t^{over} 分别为电力短缺和弃电的惩罚系数。当短缺量处于 $[0, 10^5)$ 、 $[10^5, 3 \times 10^5)$ 和 $[3 \times 10^5, +\infty)$ 区间, λ_t^{lack} 分别取 10、15 和 30;当弃电比处于 $[0, 3\%)$ 、 $[3\%, 5\%)$ 、 $[5\%, 10\%]$ 和其他时, λ_t^{over} 分别取 0.1、0.5、1 和 2。

表 4 优化调度模型惩罚系数

Table 4 Penalty coefficients in the optimal scheduling model

参数	符号	数值
电池老化惩罚系数	$\pi_{\text{cal}}, \pi_{\text{cyc}}$	1, 0.5
火电机组功率波动惩罚系数	π_{TP}	5
电解槽功率波动惩罚系数	π_{EL}	3
熔盐储热功率波动惩罚系数	π_{MS}	3
氨合成设备功率波动惩罚系数	π_{ASU}	3
储氢罐功率波动惩罚系数	π_{HSV}	0.5
储氨罐功率波动惩罚系数	π_{ASV}	0.5

4 算例仿真与分析

4.1 算例设置

本文面向大型新能源基地,设置两个不同结构系统进行对比分析。案例 1 为传统风光火储系统,案例 2 为电热氢氨多能协同系统。具体研究 3 个方面内容。首先,基于典型气象年度数据,采用 BCI-RS 算法求解系统最优配置。其次,开展 8 760 h 时序仿真,从收益、可再生能源利用等角度,分析多能协同对大型新能源运行特性的影响。最后,评估氢外送价格波动对系统最优配置及其运行指标的影响。

4.2 优化配置结果

表 5 给出了两个案例在相同条件下的最优容量配置方案。

表 5 两种案例系统优化配置结果

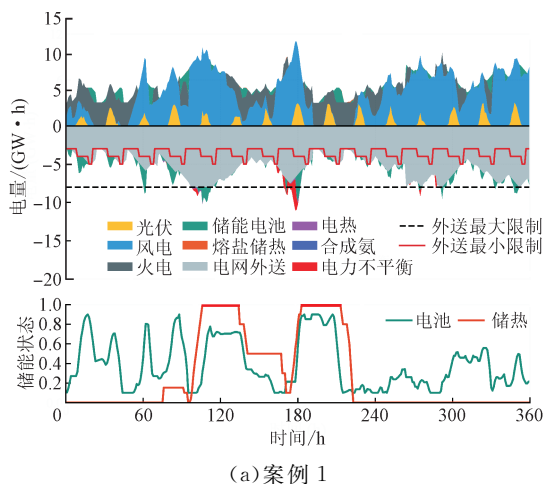
Table 5 Optimal configuration results of the two case systems

组件	案例 1	案例 2
火电装机容量/GW	3.08	2.83
风电装机容量/GW	11.66	15.17
光伏装机容量/GW	13.691	16.34
储能电池容量/(GW·h)	15.59	21.33
熔盐储热容量/(MW·h)	1 521.00	733.00
电热装置额定功率/MW	258.00	75.00
碱性电解槽额定功率/MW		2 527.00
储氢罐容量/t		311.73
合成氨系统额定产量/(t·h ⁻¹)		422.00
储氨罐容量/t		1 768.00

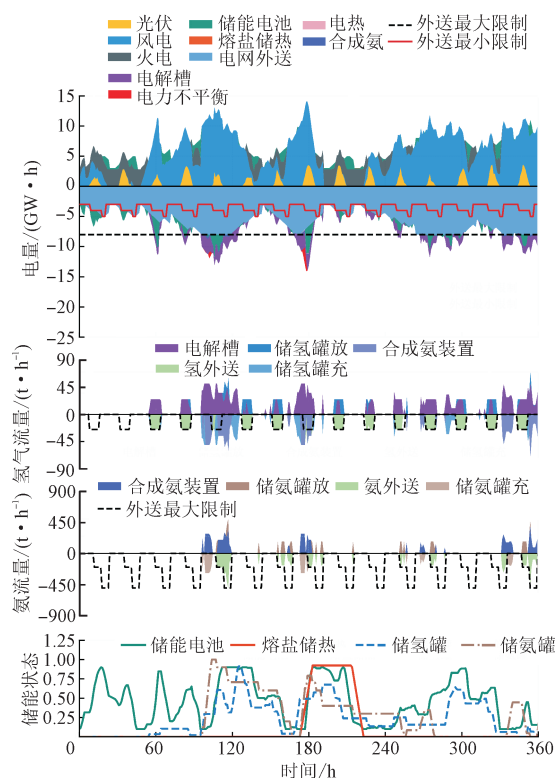
由表 5 可以看出,与案例 1 相比,案例 2 火电机组装机容量由 3.08 GW 降至 2.83 GW,降幅为 8.1%,常

规电源的保障作用被更高比例的可再生能源及电解槽、储能电池等柔性转化与储能单元部分替代。风电装机容量增幅 30.1%，光伏装机容量增幅 19.3%。电池容量由 15.59 GW·h 扩展至 21.33 GW·h，提升 36.8%。电池容量增加代表在风光规模显著扩张及各类运行约束的共同作用下，形成了电池承担短时快速平抑、氢氨链承担长时转化与收益的分工。案例二氢氨系统的引入显著削弱了熔盐储热的调节作用，熔盐储热及其电加热设备降幅 51.8% 与 70.9%。

图 4 给出了两个案例最优配置系统在典型场景下的运行结果。可以看出，案例一主要依靠储能电池和熔盐储热实现系统灵活调节。受制于电力线路输送容量限制，在风光资源充沛时段产生弃电现象。案例二电解槽在风光充沛时段进行余电制氢，显著减少了弃电程度。同时，电力仍是案例二系统能源外送的主要形式，氨子系统仅在风光出力过剩且电力输送受限时参与余能消纳。



(a) 案例 1

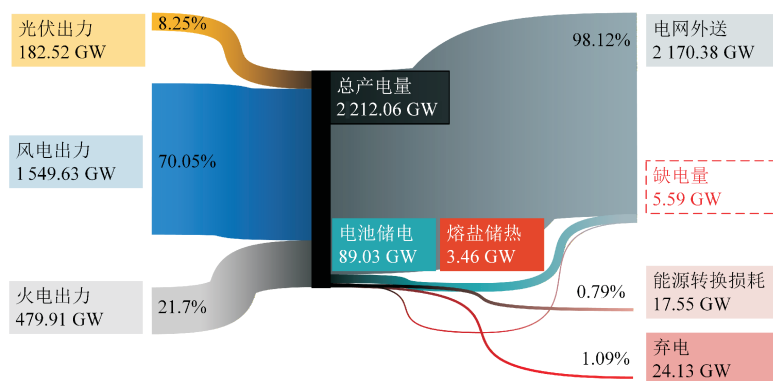


(b) 案例 2

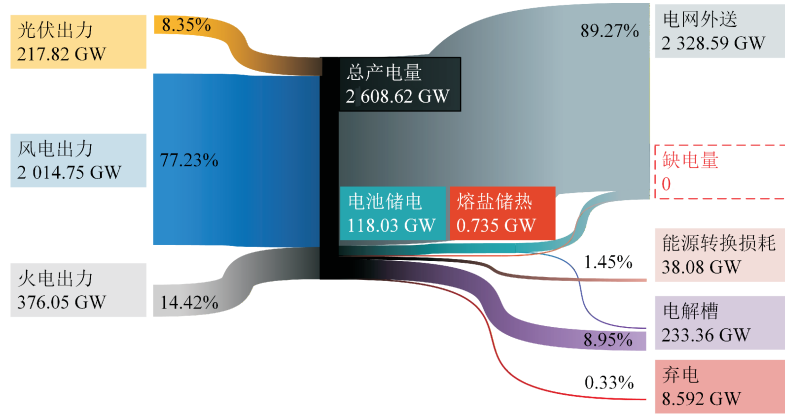
图 4 系统最优配置调度结果

Fig. 4 Scheduling results of the optimally configured system

图 5 进一步给出了两个案例的系统能流信息。由于风光设备装机容量的提升，案例 2 总电力生产量提升 17.93%，可再生能源出力占比由 78.3% 增长至 85.58%。其中，风电出力占比提升 7.18%。此外，电解槽消纳总电量的 8.95%，极大缓解了储能电池的调节压力。案例 2 缺电量为 0，相较于案例 1 中 5.59 GW 的电力供应缺口，系统供能可靠性得到提升。



(a) 案例 1



(b) 案例 2

图 5 系统最优配置仿真运行能流图

Fig. 5 Energy flow diagram of the simulation results for the optimally configured system

表 6 给出了两个案例的运行经济指标。整体来看,引入氢氨子系统显著提升了系统经济效益。案例 2 单位能量净成本下降 $0.023 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$, 电力外送收益增加 2 531.5 万元, 新增氢外送收益 14 904.3 万元与氨外送收益 2 881.5 万元, 合计收益较案例 1 增加 20 317.3 万元, 验证了多能协同系统在复杂时空波动场景下的盈利韧性。

表 6 系统最优配置仿真运行经济指标

Table 6 Economic indicators of the simulation results for the optimally configured system

指标	案例 1	案例 2
单位能量净成本/ (元 $\cdot$ (kW $\cdot$ h) $^{-1}$)	-0.154	-0.177
电力供应短缺成本/万元	0.14	0
弃风弃光惩罚成本/万元	146.06	120.45
燃煤成本/万元	10 906.79	8 986.45
碳排成本/万元	2 650.96	2 184.21
辅助设备成本/万元	2 215.55	2 916.39
维护成本/万元	4 923.44	6 480.86
折旧成本/万元	18 941.54	25 958.26
电池老化成本/万元	1 459.13	1 517.18
电力外送收益/万元	75 476.10	78 007.60
氢外送收益/万元	0	14 904.3
氨外送收益/万元	0	2 881.5

此外,尽管氢氨子系统的耦合使得系统折旧成本、运维成本及辅助设备成本分别上升 37.0%、31.6%与 31.6%,但多能流的灵活转化有效规避了电力供应短缺风险,使该项成本降至 0,并显著降低

了弃风弃光惩罚成本。同时,风光出力的深度消纳减少了系统对常规火电的依赖,燃煤成本与碳排放成本同步下降 17.6%,体现了多能协同系统的低碳运行优势。

4.3 年度运行特性分析

本节基于典型年气象数据,对两个案例最优配置系统进行了年度运行仿真。图 6 和图 7 分别展示了年度运行关键指标及年度经济构成与能源出力的月度分布情况。总体来看,单位能量净成本、可再生能源占比、运行总收益及弃电率等指标在全年各时段内均呈现明显波动。

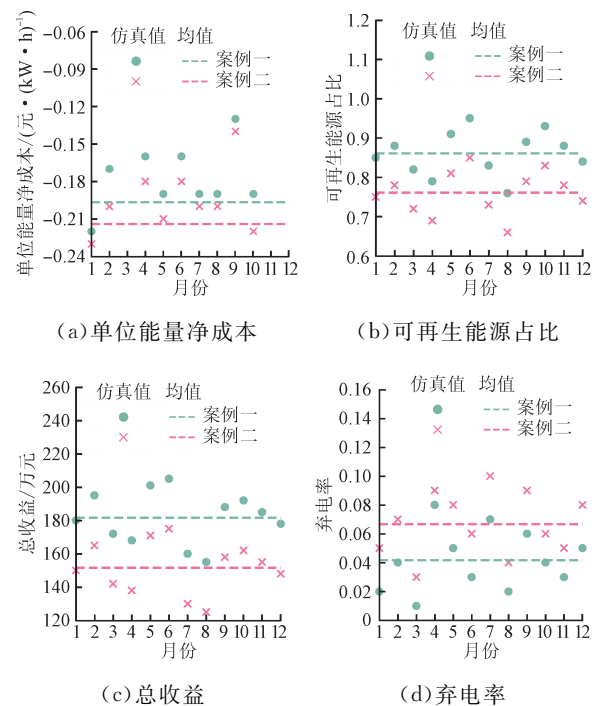


图 6 不同案例年度运行关键指标月度分布

Fig. 6 Monthly distribution of key annual operational indicators for different cases

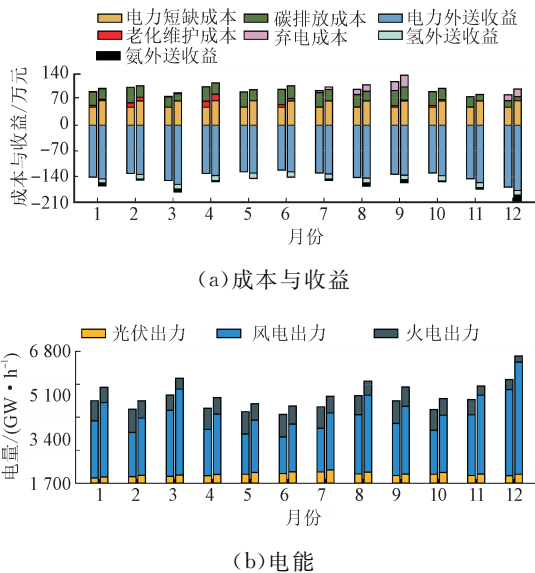


图7 不同案例系统年度经济构成与能源出力月度分布
Fig. 7 Monthly distribution of annual economic composition and energy output for different cases

具体而言,由图7(b)可以看出,各项指标波动性与不同时段风电出力的变化有较强的相关性。在11—3月风力资源充沛时,系统总收益提升,可再生能源占比提高,单位能量成本降低。然而,在这个时期也产生了更多的电力短缺成本,如图7(a)所示,这与此时极端天气的出现频率相关。此外,由图6弃电率年度分布及图7(b)弃电成本可以看出,在光伏资源充沛的7—9月出现了更高的弃电成本与弃电率。进一步统计表明,7—9月平均弃电率在案例一和案例二中分别为8.4%和8.6%,其余月份分别为2.4%和2.1%。该结果表明,夏季光伏出力集中释放显著加剧了系统富余电量堆积。值得注意的是,案例二在其余月份的平均弃电率低于案例一,但在7—9月并未表现出显著优势,表明多能协同系统虽能增强系统富余能量吸纳能力,但在高光伏出力月份仍受到电、氢与氨外送限制的制约,难以完全突破外送能力瓶颈。

整体来看,运行指标受到可再生资源季节性差异的影响,在年度范围内存在较大波动。然而,案例二中氢氨子系统的引入带来的能量转化与价值实现能力仍明显高于案例一,在可再生能源消纳与节能减排及稳定收益方面具有显著优势。

4.4 敏感性分析

对于案例二电热氢氨多能协同系统,外部市场

环境的波动是影响系统运行特性与容量配置的核心因素。本文选取氢外送价格作为变量开展敏感性分析。一方面,氢能产业目前处于技术与市场的快速发展期,其价格不确定性高于火电原料或氨基化学品市场;另一方面,氢价直接影响电解制氢环节的经济性与收益水平,并进一步作用于电解槽规模、可再生能源消纳及系统整体投资决策^[23]。本节基于所提双层嵌套优化框架对不同氢外送价格情景分别求解最优配置并开展敏感性分析。

图8系统地刻画了氢外送价格波动对电热氢氨多能协同系统最优配置及运行指标的影响。其中,运行成本包括火电机组耗煤成本、维护成本、折旧成本及辅助设备运行成本等。为定量表征系统在不同氢价情景下的综合盈利能力,定义净收益指标为总净成本 c_T 的负数,当 $c_T < 0$ 时,系统在运行周期内总收益超过总成本,系统表现为净收益状态。

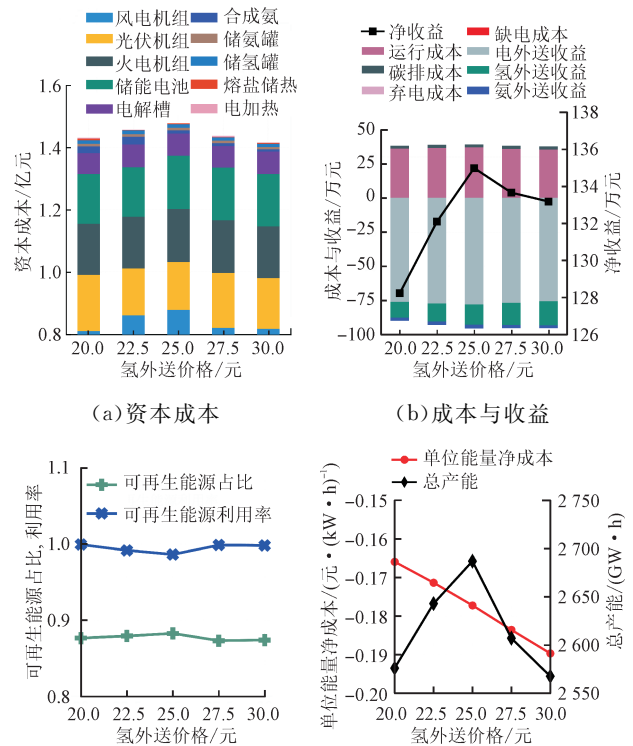


图8 不同氢外送价格下系统最优配置运行指标

Fig. 8 Metrics of the optimal configuration under different export price of hydrogen

从投资成本构成来看,风光火电始终是主要的资本投入。其中,风电装机容量对氢价波动的敏感性最为显著。如图8资本成本曲线所示,随着氢价由20元/kg提升至25元/kg,风电投资达到峰值,同步驱动可再生能源占比、净收益及总产能都达到

峰值。然而,可再生能源利用率降至局部最低点。这一现象揭示了系统内部的多能耦合瓶颈。当装机规模扩张速度超过系统调节极限与外送通道容量时,系统在高产能状态下出现能量冗余。

当氢能外送价格超过 25 元/kg 后,风电投资规模降低,系统整体投资成本缩减。同时,净收益与总产能下降,可再生能源利用率回升。电力外送收益保持稳定,系统凭借氢能单价提升,氢外送收益持续提高,确保了系统在较低装机强度下实现经济性与能效水平的协同提升。

综上所述可知,在氢能外送价格小于 25 元/kg 时,系统处于规模驱动阶段,通过大幅提升风电等高资源密度设备装机容量,牺牲部分利用效率来降低单位能量净成本。在氢能外送价格进一步提升后,系统进入效能优化与价值提升阶段。此阶段系统追求能量流的高效转化,凭借氢能单价上涨的高溢价收入,实现单位能量净成本的下降。

5 结 论

本文面向大型新能源基地,构建电热氢氨多能协同系统,提出基于边界审查机制的区域收缩算法与多目标调度耦合的双层嵌套优化框架,实现了大尺寸、高维度容量配置与优化运行的统一评估。基于典型气象年数据,设置传统风光火储系统与风光火储氢氨多能协同系统两类案例,从配置优化、年度运行特性及氢价敏感性 3 个层面开展对比分析,仿真分析结论如下。

(1)引入氢氨子系统后,风光装机容量分别提升约 30.1%与 19.3%,火电装机降低 8.1%,弃电率下降 35.3%,单位能量净成本降低 0.023 元/(kW·h)。电解制氢实现总产电量 8.95%的余电就地消纳,推动可再生能源占比由 78.3%提升至 85.58%,并显著降低供电缺口,提升供电可靠性与新能源消纳水平。

(2)年度运行指标受风光资源季节性影响波动显著。11—3 月风资源增强推动收益提升与成本下降,而 7—9 月光伏出力集中叠加外送约束导致弃电率与弃电成本上升。然而,多能协同系统在可再生能源消纳能力、供电可靠性与收益稳定性等方面整体优于传统系统。

(3)氢价对系统配置策略具有显著驱动作用,系统随氢价升高由规模驱动向效能优化模式转化。当氢价由 20 元/kg 升至 25 元/kg 时,系统倾向扩张装机以提升产能、可再生占比与净收益,但受调节能力

与外送约束限制,弃电率上升;当氢价超过 25 元/kg 后,系统装机下降、可再生能源利用率回升,实现单位能量净成本的进一步降低。

综上可知,本文提出的 BCI-RS 双层嵌套优化框架能有效实现大型新能源基地系统配置及运行评估。氢氨子系统的引入通过多能灵活转化与多元外送通道拓展,提升新能源消纳水平、供电可靠性与经济效益韧性。相关成果可为高比例可再生能源基地的规划设计与配置优化提供建模依据与决策参考。

参考文献:

- [1] Zhang Xiaoye, Zhong Juntao, Zhang Xiliang, et al. China can achieve carbon neutrality in line with the Paris agreement's 2 °C target: navigating global emissions scenarios, warming levels, and extreme event projections [J]. Engineering, 2025, 44: 207-214.
- [2] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知: 发改能源〔2022〕210 号 [EB/OL]. (2022-01-29)[2026-01-01]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/t20220322_1320016.html.
- [3] 国家能源局. 国家能源局关于促进新能源集成融合发展的指导意见: 国能发新能〔2025〕93 号 [EB/OL]. (2025-10-31)[2026-01-01]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202511/content_7048396.htm.
- [4] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案: 发改基础〔2022〕195 号 [R]. 北京: 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 2022.
- [5] 王杨, 罗抒予, 姚凌霄, 等. 面向大型新能源基地的太阳能光热发电规划研究综述: 场景、模型与发展方向 [J]. 电网技术, 2025, 49(7): 2712-2724.
Wang Yang, Luo Shuyu, Yao Lingxiang, et al. A review of concentrating solar power planning for large-scale renewable energy bases: scenarios, models and development perspectives [J]. Power System Technology, 2025, 49(7): 2712-2724.
- [6] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战 [J]. 电力系统自动化, 2021, 45(9): 171-191.
Zhuo Zhenyu, Zhang Ning, Xie Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171-191.
- [7] 李明轩, 范越, 汪莹, 等. 新能源大基地风光储容量协调优化配置 [J]. 电力自动化设备, 2024, 44(3): 1-8.

- Li Mingxuan, Fan Yue, Wang Ying, et al. Coordinated optimal configuration of wind-photovoltaic-energy storage capacity for large-scale renewable energy bases [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2024, 44(3): 1-8.
- [8] 刘泽洪, 周原冰, 金晨. 支撑新能源基地电力外送电源组合优化配置策略研究 [J]. *全球能源互联网*, 2023, 6(2): 101-112.
- Liu Zehong, Zhou Yuanbing, Jin Chen. Optimization strategy study on installation mix of renewable energy power base for supporting outbound delivery [J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2023, 6(2): 101-112.
- [9] 李昕媛, 任康, 郑霞忠. 中国清洁能源基地多时间尺度互补网络及鲁棒性研究 [J]. *太阳能学报*, 2025, 46(7): 307-317.
- Li Xinyuan, Ren Kang, Zheng Xiazhong. Study on multi-time scale complementary networks and robustness in China's clean energy bases [J]. *Acta Energeticae Solaris Sinica*, 2025, 46(7): 307-317.
- [10] 张沈习, 王丹阳, 程浩忠, 等. 双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战 [J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(8): 189-207.
- Zhang Shenxi, Wang Danyang, Cheng Haozhong, et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(8): 189-207.
- [11] Guo Siyi, Ren Fukang, Wei Ziqing, et al. A multi-objective collaborative planning method for a PV-powered hybrid energy system considering source-load matching [J]. *Energy Conversion and Management*, 2024, 316: 118848.
- [12] Kourougianni Fanourios, Arsalis Alexandros, Olympios Andreas V, et al. A comprehensive review of green hydrogen energy systems [J]. *Renewable Energy*, 2024, 231: 120911.
- [13] 茆美琴, 陶伟鹏, 武继训, 等. 基于风光概率预测的可再生能源制氢系统容量优化配置方法 [J]. *太阳能学报*, 2025, 46(8): 644-655.
- Mao Meiqin, Tao Weipeng, Wu Jixun, et al. Capacity configuration optimization for renewable power ammonia production system based on wind and solar probability prediction [J]. *Acta Energeticae Solaris Sinica*, 2025, 46(8): 644-655.
- [14] 韩旭, 赵文强, 范彩兄, 等. 火电机耦合多级熔盐储热系统热力学性能研究 [J]. *热能动力工程*, 2025, 40(7): 106-112.
- Han Xu, Zhao Wenqiang, Fan Caixiong, et al. Research on thermodynamic performance of multi-stage molten salt thermal storage system coupled with thermal power units [J]. *Journal of Engineering for Thermal Energy and Power*, 2025, 40(7): 106-112.
- [15] 李建林, 孙浩元, 张敏慧, 等. 计及风电平抑的电-氢混合储能容量优化配置 [J]. *太阳能学报*, 2025, 46(6): 120-129.
- Li Jianlin, Sun Haoyuan, Zhang Minhui, et al. Optimal capacity allocation of electricity-hydrogen hybrid energy storage considering wind power smoothing [J]. *Acta Energeticae Solaris Sinica*, 2025, 46(6): 120-129.
- [16] 林啸龙, 刘涛, 孟宪宸, 等. 风光火储耦合氢储能系统的制储氢容量优化和可行性分析 [J]. *西安交通大学学报*, 2026, 60(3): 122-131.
- Lin Xiaolong, Liu Tao, Meng Xianchen, et al. Optimization of hydrogen production and storage capacity and feasibility analysis of wind-solar-thermal-storage coupled hydrogen energy storage system [J]. *Journal of Xi'an Jiaotong University*, 2026, 60(3): 122-131.
- [17] Gao Xiang, Lin Hua, Jing Dengwei, et al. A novel framework for optimal design of solar-powered integrated energy system considering long timescale characteristics [J]. *Energy*, 2025, 325: 136137.
- [18] Tangi Marco, Amaranto Alessandro. Designing integrated and resilient multi-energy systems via multi-objective optimization and scenario analysis [J]. *Applied Energy*, 2025, 382: 125281.
- [19] Gao Xiang, Lin Hua, Jing Dengwei, et al. Multi-objective energy management of solar-powered integrated energy system under forecast uncertainty based on a novel dual-layer correction framework [J]. *Solar Energy*, 2024, 281: 112902.
- [20] 国家发展和改革委员会. 关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知: 发改价格[2021]833号 [EB/OL]. (2021-06-11)[2026-01-01]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202106/t20210611_1283088.html.
- [21] 中国氢能联盟研究院. 中国氢价指数年度报告(2025年版) [R/OL]. 2025-05-06. <https://www.chinah2data.com/file/bigdata-docs/abf4693f203451e9a903ec5b5f290579.pdf>.
- [22] 余志鹏, 林今, 雷金勇, 等. 考虑火电掺氢氨燃烧发电的受端电力系统多阶段减碳规划 [J]. *电力系统自动化*, 2025, 49(5): 57-68.
- Yu Zhipeng, Lin Jin, Lei Jinyong, et al. Multi-stage decarbonization planning for receiving-end power systems considering thermal power generation with hydrogen-ammonia cofiring [J]. *Automation of Electric*

- Power Systems, 2025, 49(5): 57-68.
- [23] 韩培东, 王伟胜, 李湃, 等. 基于多目标优化的大型新能源基地风光储容量联合规划配置 [J]. 电网技术, 2025, 49(11): 4477-4485.
- Han Peidong, Wang Weisheng, Li Pai, et al. Joint planning and configuration of wind-solar-storage capacity for large-scale renewable energy bases based on multi-objective optimization [J]. Power System Technology, 2025, 49(11): 4477-4485.
- [24] 金昱烨, 方家琨, 艾小猛, 等. 含季节性氢储能的电力系统跨尺度全年时序生产模拟方法 [J]. 电力系统自动化, 2025, 49(14): 120-129.
- Jin Yuye, Fang Jiakun, Ai Xiaomeng, et al. Cross-time-scale annual chronological production simulation method for power system with seasonal hydrogen energy storage [J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(14): 120-129.
- [25] 张彦虎, 汪慧, 邹绍琨, 等. 多因素约束下源-储-荷协同的风储氢氨优化配置策略研究 [J]. 储能科学与技术, 2025, 14(6): 2558-2566.
- Zhang Yanhu, Wang Hui, Zou Shaokun, et al. Optimal allocation strategy of wind hydrogen and ammonia storage under multi-factor constraints of source-storage-load cooperation [J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(6): 2558-2566.
- [26] 魏乐, 周家俊, 张怡, 等. 耦合熔盐储热火电机组技术经济分析与运行优化 [J]. 工程热物理学报, 2026, 47(1): 46-58.
- Wei Le, Zhou Jiajun, Zhang Yi, et al. Techno-economic analysis and operation optimization of thermal power units coupled with molten salt heat storage [J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2026, 47(1): 46-58.

(编辑 陶晴)