

DOI: 10.11949/0438-1157.

经济—碳排放权衡下绿氢耦合煤制甲醇系统的两阶段随机优化

刘雨洁, 郑俊杰, 张玉婷, 周文晋, 赵志全, 张玮

(太原理工大学化学与化工学院, 山西 太原 030024)

摘要: 煤制甲醇是煤化工碳排放的重要来源, 将绿氢注入合成环节替代水气变换灰氢是其深度脱碳的关键路径。然而, 风光出力的随机波动与化工稳态连续进料的刚性需求存在天然矛盾, 实现绿氢耦合煤制甲醇 (green hydrogen coupled with coal-to-methanol, GH-CTM) 的经济性与碳减排的权衡尚缺乏定量优化框架。在此背景下, 本文构建了 GH-CTM 系统的两阶段随机优化模型, 通过数据驱动的方法确定典型周场景并建立煤制甲醇关键变量的代理模型, 同步优化绿氢设备容量配置与系统逐时运行调度。案例研究表明, 年产 98.25 万吨甲醇的经济最优解为非绿氢耦合模式, 年化净利润为 7.44 亿元, 直接碳排放强度为 0.79 tCO₂/tMeOH, 系统切换为绿氢耦合模式的直接碳排放强度为 0.7 tCO₂/tMeOH。此外, 在甲醇售价提升、风光及电解槽设备投资成本下降等市场与技术条件改善下, GH-CTM 系统展现出兼顾经济性与深度碳减排的潜力。

关键词: 风光出力波动; 绿氢耦合煤制甲醇; 两阶段随机优化; 数据驱动建模; 碳排放约束

中图分类号: TQ 021.8

文献标志码: AA

文章编号: 0438-1157 (XXXX) XX-0001-11

Two-stage stochastic optimization of a green-hydrogen-coupled coal-to-methanol system under economic – carbon emission trade-offs

LIU Yujie, ZHENG Junjie, ZHANG Yuting, ZHOU Wenjin, ZHAO Zhitong, ZHANG Wei

(College of Chemistry and Chemical Engineering, Taiyuan University of Technology, Taiyuan 030024, Shanxi, China)

Abstract: Coal-to-methanol (CTM) processes are major contributors to carbon emissions in the coal chemical industry. Injecting green hydrogen into the synthesis stage to replace gray hydrogen derived from the water-gas shift process is a key pathway for deep decarbonization. However, an inherent contradiction exists between the stochastic fluctuations of wind and solar power and the rigid demand for steady-state continuous feeding in chemical production. Currently, a quantitative optimization framework to balance the economic viability and carbon reduction of the green-hydrogen-coupled coal-to-methanol (GH-CTM) system is still lacking. In this context, a two-stage stochastic optimization model for the GH-CTM system was developed. A data-driven method was employed to determine typical weekly scenarios, and surrogate models for key variables in the CTM process were established to simultaneously optimize the capacity configuration of green hydrogen equipment and the hourly operational scheduling of the system. Case studies indicate that, for a plant with an annual methanol production capacity of 982.5 kt, the economically optimal solution does not integrate green hydrogen, yielding an annualized net profit of

收稿日期: 2026-05-21 修回日期: 2026-08-11

通信作者: 周文晋(1994-), 男, 博士, 讲师, zhouwenjin@tyut.edu.cn

第一作者: 刘雨洁(2005-), 女, 本科生, 13509739210@163.com; 郑俊杰(2003-), 男, 本科生, zhengjunjie3025@link.tyut.edu.cn

基金项目: 国家自然科学基金项目(22178241, 22508279); 山西省基础研究计划(202503021211012, 202503021212047)

引用本文: 刘雨洁, 郑俊杰, 张玉婷, 周文晋, 赵志全, 张玮. 经济—碳排放权衡下绿氢耦合煤制甲醇系统的两阶段随机优化[J]. 化工学报, XXXX, XX(X): 1–11

Citation: LIU Yujie, ZHENG Junjie, ZHANG Yuting, ZHOU Wenjin, ZHAO Zhitong, ZHANG Wei. Two-stage stochastic optimization of a green-hydrogen-coupled coal-to-methanol system under economic – carbon emission trade-offs[J]. CIESC Journal, XXXX, XX(X): 1–11

CNY 744 million and a direct CO₂ emission intensity of 0.79 t CO₂/t MeOH. The system begins to integrate green hydrogen when the direct CO₂ emission intensity limit is tightened to 0.70 t CO₂/t MeOH. Furthermore, under improved market and technical conditions—such as increased methanol prices and decreased investment costs for wind, solar, and electrolyzer equipment—the GH-CTM system demonstrates significant potential for achieving both economic efficiency and deep carbon emission reduction.

Keywords: wind and solar power fluctuations; green-hydrogen-coupled coal-to-methanol; two-stage stochastic optimization; data-driven modeling; carbon emission constraints

引 言

全球气候变化背景下,高碳化工过程的深度脱碳已成为实现碳中和目标的重要任务。《巴黎协定》提出将全球平均温升控制在工业化前水平 2 °C 以内,并努力限制在 1.5 °C^[1]。煤制甲醇是我国煤化工产业的重要组成部分,但其生产过程具有较高的直接 CO₂ 排放强度。传统煤制甲醇流程中,煤气化产生的合成气通常存在氢碳比不足的问题,需要将部分合成气送入水煤气变换单元(water-gas shift unit, WGS),通过 CO 与水蒸气反应生成 H₂。该过程在补充甲醇合成所需氢气的同时,将部分 CO 转化为 CO₂,使煤制甲醇在直接生产系统及配套公用工程边界内的排放强度达到约 1.5 ~ 2.0 t CO₂/t MeOH^[2-4]。

利用风电和光伏电解水制备绿氢,并将其注入煤制甲醇过程以部分或完全替代 WGS 制氢,是降低过程直接 CO₂ 排放、提高煤炭碳资源利用率的重要路径。与仅利用可再生电力替代传统公用工程的能源耦合方式相比,绿氢注入能够直接改变煤制甲醇过程的物料转化路径,减少 CO 向 CO₂ 的转化,并提高碳元素向甲醇产品的转化比例^[5-6]。然而,绿氢耦合也显著增加了风光发电、电解槽和储能储氢设施的投资需求。与此同时,风光出力具有随机性和时序波动性,而煤气化和甲醇合成通常要求连续、稳定运行。因此,绿氢耦合煤制甲醇(green hydrogen coupled with coal-to-methanol, GH-CTM)系统面临着减排效益、设备投资和运行经济性之间的内在矛盾。

围绕 GH-CTM 系统的流程重构和技术经济评价,已有研究开展了积极探索。Wang 等^[7]通过取消 WGS 并重构酸性气体净化流程,显著降低了煤制甲醇过程的 CO₂ 排放强度。杨国庆等^[8]从碳减排量 and 经济竞争力角度分析了绿氢耦合煤制甲醇的应用潜力,指出其经济可行性仍受到绿氢成本制约。杨嘉聪等^[9]和 Li 等^[10]分别提出了绿氢耦合煤制甲醇的

新型流程,并通过流程模拟和技术经济分析验证了其在能效、碳利用效率和低碳转型方面的优势。这些研究证明了绿氢替代 WGS 制氢的技术可行性和减排价值,但多数基于稳态设计工况或预设设备规模开展分析,尚未充分考虑风光资源波动对设备容量配置和全年运行性能的影响。

另一方面,针对可再生能源与化工过程的集成优化,已有研究从容量规划、储能配置和多周期调度等角度进行了探索。Chen 等^[11]提出了混合能源耦合煤化工系统框架;Shi 等^{[12][13]}分析了风光互补制氢及其与煤化工过程的集成特征;王智超等^[14]和王靖等^[15]分别研究了可再生能源制氢系统的多周期调度和电—氢协调储能配置;Mucci 等^[16]进一步采用两阶段随机设计与调度框架处理可再生能源不确定性。这些工作表明,将设备容量规划与场景运行调度统一考虑,有助于降低可再生能源波动导致的容量冗余和运行成本。然而,现有研究通常将化工生产侧简化为固定负荷或外生氢气需求,未能充分考虑煤进料量、WGS 分流比和绿氢注入量等过程操作变量对甲醇产量、碳排放和系统经济性的反馈作用。

因此, GH-CTM 系统优化仍存在三个相互关联的问题。首先,风光出力的不确定性要求设备容量在规划阶段能够适应不同资源场景,而运行阶段又需要通过电解制氢、储能储氢和化工过程调节维持系统连续运行。其次,若采用先确定设备容量、再独立优化运行调度的序贯方法,容量决策无法充分利用后续运行的柔性,可能导致设备规模和运行策略之间不匹配。最后,绿氢集成能够降低直接 CO₂ 排放,但通常会增加设备投资和运行成本,需要在统一优化框架下定量刻画经济收益与碳排放之间的权衡关系。与此同时, Aspen Plus^[17]严格流程模拟具有隐式、非线性的计算结构,难以直接嵌入大规模随机优化模型;全年逐时风光数据也会显著增加模型规模。代理模型和典型时段聚类分别为化工

过程显式建模和风光场景缩减提供了可行途径^[18-20]。

针对上述问题,本文建立了面向经济—碳排放权衡的GH-CTM系统两阶段随机优化框架。首先,基于 Aspen Plus 严格流程模拟数据建立煤进料量、WGS分流比和绿氢注入量与甲醇产量、直接CO₂排放量及合成气氢碳比之间的二次多项式代理模型。其次,采用 K-means 方法从全年逐时风光数据中提取典型周场景,在第一阶段确定风电、光伏、电解槽、蓄电池和储氢罐的容量配置,在第二阶段优化不同场景下的能源供给、制氢储氢及化工过程运行策略,实现容量配置与运行调度的协同决策。最后,以年化净收益和直接CO₂排放强度分别表征经济目标和碳排放目标,通过不同减排水平下优化的方案,探究风光波动条件下GH-CTM系统容量配置与运行调度的协同效应及经济—碳排放权衡规律,为煤制甲醇系统的低碳改造与绿氢设备投资决策提供依据。

1 问题描述

在传统煤制甲醇流程中,煤气化产生的粗合成气H₂/CO偏低,需要将部分合成气送入WGS单元,由CO与H₂O反应生成H₂,以提高下游甲醇合成的氢碳比。尽管该路径能够满足工艺制甲醇的供氢需求,但会额外产生大量CO₂。基于此,本文引入绿氢直接调节氢碳比,通过对WGS进行部分或者完全替代,实现CTM系统的脱碳。

本文的研究对象为GH-CTM系统,如图1所示,上游模块包括光伏、风电及电网购电接口;中游模块包括电解槽、蓄电池和储氢罐;下游模块包括煤气化单元、WGS单元、低温甲醇洗单元及甲醇合成单元。

系统决策同时包含投资与运行两个层面,本文将其转化为两阶段随机优化模型。第一阶段为容量设计变量,包括光伏、风电、电解槽、蓄电池和储氢罐的装机规模;第二阶段为场景运行变量,包括储能状态、WGS分流比和绿氢注入量等,目标为考虑碳排放等约束下,最大化系统的年化净收益并获得相应的系统容量配置和调度方案。

2 两阶段随机优化模型

考虑到风光出力具有随机波动性,本文将GH-

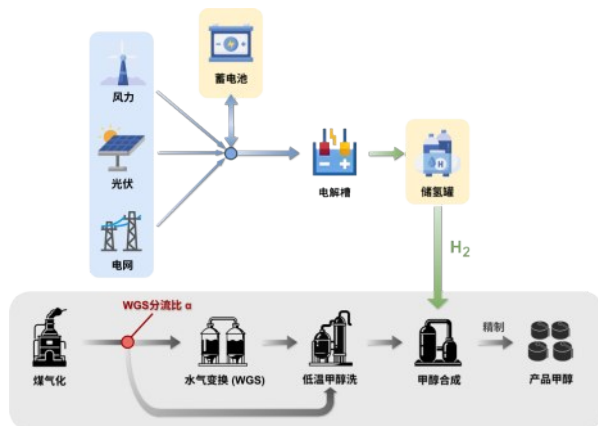


图1 绿氢耦合煤制甲醇系统示意图

Fig.1 Schematic diagram of the green-hydrogen-coupled coal-to-methanol system

CTM系统中设备容量配置与场景化运行调度的协同决策过程表达为一个两阶段随机规划问题。其中,第一阶段确定光伏、风电、电解槽、蓄电池和储氢罐设备的装机容量,负责确定各项设备的最优配置容量并核算年化投资与固定运维成本;第二阶段在第一阶段容量固定的条件下,优化各典型场景下的购电功率、储能状态、WGS分流比和绿氢注入量等运行变量,依据各类约束确定逐时的设备运行状态与资源调度策略。两阶段之间通过设备容量约束实现耦合,即第二阶段所有设备运行功率均不得超过第一阶段确定的容量配置。系统目标函数由第一阶段设备年化投资成本与第二阶段各典型场景按权重加权后的年运行收益共同构成,从而实现容量配置与运行调度的协同优化。模型由约束条件和目标函数组成,模型中参数和集合首字母大写,索引和变量首字母小写,具体符号含义见符号说明。

2.1 约束条件

光伏阵列、风力发电实际发电功率为:

$$e_{k,t}^p = PV_{k,t} \cdot cap^p, \quad \forall k \in \mathcal{K}, t \in \mathcal{T} \quad (1)$$

$$e_{k,t}^w = WD_{k,t} \cdot cap^w, \quad \forall k \in \mathcal{K}, t \in \mathcal{T} \quad (2)$$

t时刻的电力平衡:

$$e_{k,t}^b + e_{k,t}^w + e_{k,t}^p + p_{k,t}^{dis} = e_{k,t}^h + p_{k,t}^{ch}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, t \in \mathcal{T} \quad (3)$$

电解槽产氢量 $h_{k,t}^{prod}$ 和运行功率 $e_{k,t}^h$ 关系:

$$h_{k,t}^{prod} = IHE \cdot e_{k,t}^h \quad (4)$$

电解槽运行功率上下限满足:

$$\lambda^{e,min} Cap^e \leq e_{k,t}^h \leq \lambda^{e,max} cap^e, \quad \forall k \in \mathcal{K}, t \in \mathcal{T} \quad (5)$$

电解槽相邻时段之间的功率爬坡变化满足:

$$e_{k,t}^h - e_{k,t-1}^h \leq R^e cap^e, \quad \forall k \in \mathcal{K}, t \in \mathcal{T} \quad (6)$$

$$e_{k,t-1}^h - e_{k,t}^h \leq R^e cap^e, \quad \forall k \in \mathcal{K}, t \in \mathcal{T} \quad (7)$$

蓄电池及储氢罐状态随时间的递推关系为:

$$e_{k,t}^{ba} = e_{k,t-1}^{ba} + \eta^{CH} \cdot p_{k,t}^{ch} - \frac{p_{k,t}^{dis}}{\eta^{DIS}}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, t \in \mathcal{T} \quad (8)$$

$$h_{k,t}^{tank} = h_{k,t-1}^{tank} + h_{k,t}^{prod} - h_{k,t}^{flow}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, t \in \mathcal{T} \quad (9)$$

设备容量约束和碳排放强度约束分别如式(10)和式(11):

$$\begin{aligned} e_{k,t}^{ba} &\leq cap^{ba} \quad \forall k, t \\ p_{k,t}^{ch} &\leq C_{rate} \cdot cap^{ba} \quad \forall k, t \\ p_{k,t}^{dis} &\leq C_{rate} \cdot cap^{ba} \quad \forall k, t \end{aligned} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} e_{k,t}^h &\leq cap^e \quad \forall k, t \\ h_{k,t}^{tank} &\leq \Gamma \cdot cap^h \quad \forall k, t \\ \sum_{k \in \mathcal{K}} W_k \cdot co2_k &\leq CI \cdot \sum_{k \in \mathcal{K}} W_k \cdot meoh_k \end{aligned} \quad (11)$$

需要说明的是,这里的碳排放强度是指系统中的直接碳排放量与甲醇产量之比,未包含公用工程、外购电力及上游过程等排放。

2.2 目标函数

目标函数为最大化年化系统净收益:

$$\max Z = R^{meoh} - (C_{RE}^{CAPEX} + C_{Chem}^{CAPEX} + C_{FOM}^{FOM} + C_{elec}^{OPEX} + C_{coal}^{OPEX}) \quad (12)$$

新能源及制储氢系统年化投资成本如式(13)

$$C_{RE}^{CAPEX} = (C_0^P \cdot cap^p + C_0^W \cdot cap^w + C_0^E \cdot cap^e + C_0^{BA} \cdot cap^{ba} + C_0^H \cdot cap^h) \cdot CRF \quad (13)$$

$$CRF = \frac{r \cdot (1 + r)^f}{(1 + r)^f - 1} \quad (14)$$

式中CRF是资本回收因子。

化工岛设备投资年化成本包括煤气化炉、空分装置、WGS反应器、低温甲醇洗及甲醇合成塔等核心化工设备的建设成本,按直线折旧法年化:

$$C_{Chem}^{CAPEX} = \frac{C_{Chem}^{chem}}{N_{chem}} \quad (15)$$

固定运维成本包含员工薪酬、设备大修、催化剂更换、水费等,按设备总投资的固定比例计取:

$$C_{FOM}^{FOM} = R^{OM} \cdot (C_0^P cap^p + C_0^W cap^w + C_0^E cap^e + C_0^{BA} cap^{ba} + C_0^H cap^h +$$

$$\begin{aligned} meoh_k &= -136.9554 + 2.8733 \cdot coal_k + 185.2872 \cdot \alpha_k + 0.0178 \cdot h_k^{flow} \\ &\quad - 0.0111 \cdot coal_k^2 + 1.1625 \cdot coal_k \cdot \alpha_k + 0.0001 \cdot coal_k \cdot h_k^{flow} \\ &\quad - 448.3889 \cdot \alpha_k^2 - 0.0616 \cdot \alpha_k \cdot h_k^{flow} - 2.07 \times 10^{-6} \cdot h_k^{flow^2} \end{aligned} \quad (20)$$

测试集 $R^2=0.9831$, $MSE=6.1635$ 。

$$\begin{aligned} co2_k &= -21.2304 + 10.1336 \cdot \alpha_k + 0.3767 \cdot coal_k - 2.9795 \cdot \alpha_k^2 \\ &\quad + 1.7383 \cdot \alpha_k \cdot coal_k - 1.6108 \times 10^{-3} \cdot coal_k^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} hc_k &= 0.7660 + 1.6932 \cdot \alpha_k + 2.2825 \times 10^{-3} \cdot coal_k + 4.1241 \times 10^{-4} \cdot h_k^{flow^2} \\ &\quad + 3.5848 \cdot \alpha_k^2 - 4.3283 \times 10^{-3} \cdot \alpha_k \cdot coal_k + 2.4998 \times 10^{-4} \cdot \alpha_k \cdot h_k^{flow} \\ &\quad - 9.8937 \times 10^{-6} \cdot coal_k^2 - 1.9447 \times 10^{-6} \cdot coal_k \cdot h_k^{flow} \end{aligned} \quad (21)$$

测试集 $R^2=0.9995$, $MSE<0.0001$ 。

2.4 模型总结

构建的随机优化模型中仅涉及设备总容量配置和调度变量的优化,因此是非线性优化问题,其中非线性项来源于代理模型方程中包含的二次项。设典型周数为 K ,则模型包含 5 个容量变量和 14 ×

$$C^{chem}) \quad (16)$$

本文重点考察绿氢设备容量配置与系统运行调度的协同优化,因此将煤制甲醇化工岛的固定投资及运维成本视为常数,未进一步刻画 WGS 及相关净化单元随负荷变化产生的设备缩容和费用变化。该处理可能使较高绿氢耦合水平下的经济性评价略偏保守。

化工岛其余成本分别如式(17-19)所示,包括外购电成本,原料煤成本和甲醇销售收益:

$$C_{elec}^{OPEX} = \sum_{k \in \mathcal{K}} W_k \cdot U^{elec} \sum_{t \in \mathcal{T}} e_{k,t}^b \quad (17)$$

$$C_{coal}^{OPEX} = \sum_{k \in \mathcal{K}} W_k \cdot U^{coal} \cdot coal_k \quad (18)$$

$$R^{meoh} = \sum_{k \in \mathcal{K}} W_k \cdot U^{meoh} \cdot meoh_k \quad (19)$$

2.3 代理模型

为降低严格流程模拟直接嵌入优化模型所带来的计算负担,实现 GH-CTM 系统容量与调度的联合优化,本研究首先基于 Aspen Plus V14 建立了煤制甲醇稳态严格流程模拟模型,该模型依据相关文献构建,包含煤气化、水煤气变换(WGS)、低温甲醇洗和甲醇合成等核心单元^[21],获得高保真数据库,在此基础上进一步构建代理模型。依据 GH-CTM 系统的关键工艺参数选取输入变量分流比 α_k (0.05 - 0.45)、外部绿氢注入量 h_k^{flow} (0 - 6000 kmol/h) 和煤进料量 $coal_k$ (100 - 130 t/h),基于拉丁超立方生成初始采样点,对模拟结果进行收敛性和工艺可行性筛选后,共获得 300 组有效样本,并按照 8:2 的比例划分为训练集和测试集。采用多项式响应面方法构建了映射甲醇产量 $meoh_k$ 、碳排放量 $co2_k$ 、合成单元氢碳比 hc_k 三个关键指标的显式代数方程:

测试集 $R^2=0.9998$, $MSE=0.0273$ 。

$K \times 168$ 个调度变量。本研究采用 Pyomo 建模平台^[22]构建模型,通过 IPOPT^[23]进行求解。求解时限设定为 600 秒,收敛容差为 0.1%。

3 案例分析

3.1 参数设置

选取中国山西省某煤化工园区作为案例研究区域,具体经济和技术参数分别如表1和表2所示。

表1 经济参数^[24-26]

Table 1 Economic parameters^[24-26]

参数	含义	数值	单位
C_0^P	光伏EPC综合造价	350	万元/MW
C_0^W	风电EPC综合造价	460	万元/MW
C_0^E	电解槽综合造价	400	万元/MW
C_0^{BA}	蓄电池储能系统造价	180	万元/MWh
C_0^H	储氢罐综合造价	50	万元/t
U^{coal}	煤气化用煤单价	600	元/t
U^{elec}	工业购电单价	375	元/MWh
U^{meth}	甲醇销售单价	2000	元/t
C^{chem}	化工岛总投资	60	亿元
R^{OM}	固定运维费率	4	%/年
N^P	光伏发电设备经济寿命	30	年
N^W	风力发电设备经济寿命	20	年
N^E	电解槽设备经济寿命	20	年
N^H	储氢罐设备经济寿命	25	年
N^{BA}	蓄电池经济寿命	10	年
N^{chem}	化工岛设备经济寿命	20	年
r	折现率	1	%

表2 关键技术参数^{[27][28]}

Table 2 Key technical parameters^{[27][28]}

参数	含义	数值	单位
η^{CH}, η^{DIS}	蓄电池充电、放电效率	0.95	—
C_{rate}	蓄电池最大充放电倍率	0.5	C
IHE	单位电解槽功率产氢量	7.3	t/MW
$\lambda^{e,min}$	电解槽最小工作功率占额定容量比例	0.25	—
$\lambda^{e,max}$	电解槽最大工作功率占额定容量比例	1.00	—
R^e	电解槽每小时最大爬坡比例	0.50	—
Γ	储氢罐质量-摩尔转换系数	500	kmol/t

3.2 风光数据获取与典型周构建

本研究以山西省某地区的风光资源数据为基础开展案例分析,风光资源数据来自NASA POWER数据库,时间分辨率为逐小时,覆盖2024年全年。为了兼顾计算精度与求解效率,本文对全年52周(8760小时)的原始数据采用聚类处理^[29],具体步骤如下:

(1)将数据按周切片,形成52个周向量,每个向量为336维(168h风电功率+168h光伏功率);(2)对周向量进行标准化;(3)采用K-means聚类结合最近实际周替代质心的策略;(4)在 $K=3 \sim 10$ 范围内扫描,综合Silhouette系数和Davies-Bouldin指数自动确定最优 K ; (5)输出 K 个典型周的逐时风光功率数据及对应的年内权重 W_k (周数)。

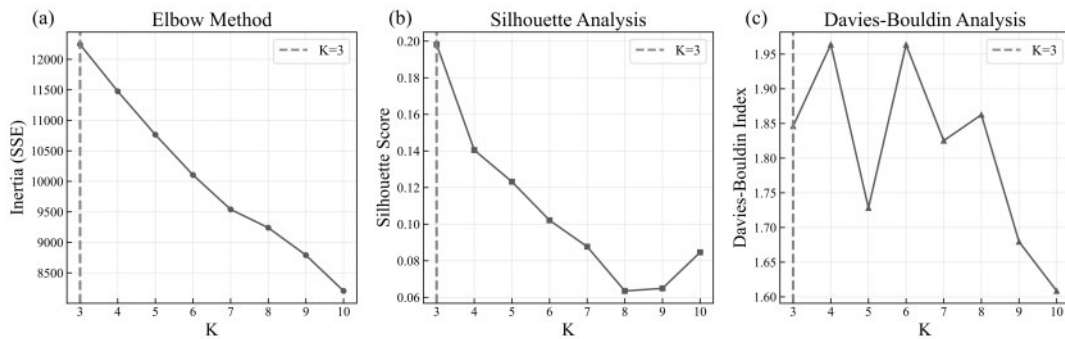


图2 聚类指标

Fig.2 Clustering indicators

综合不同聚类数(K 值)下的三类聚类评价指标,即肘部法则(Inertia,反映簇内平方误差和,值越小表示类内样本越紧凑)、轮廓系数(Silhouette Score,综合反映类内紧密性和类间分离性,值越大表示聚类质量越高)以及Davies-Bouldin指数(DB Index,反映各聚类之间的相似程度,值越小表示聚类效果越优),如图2所示,综合三项指标确定最优

聚类数为 $K=3$,因此选取3个典型周作为后续随机优化的典型场景。

典型周的权重分配如表3所示,图3展示了这三类典型周在全年52周中的分布情况,图4为每一典型周风光资源。

3.3 基准场景分析:无绿氢配置为经济性最优方案

由表4和图5可知,同时将CTM和绿氢耦合方

表3 典型周分布及权重表

Table 3 Typical week weight and distribution table

典型周序号	包含周数	包含天数	原始周索引	权重占比
1	6	42	13	0.1154
2	32	224	45	0.6154
3	14	98	27	0.2692

案纳入可行域的优化结果为可再生能源及制储氢设备的配置容量均为零,年净利润为7.44亿元,直接碳排放强度为0.79 tCO₂/tMeOH,参考 IPCC (The Intergovernmental Panel on Climate Change) 的估算^[30],总碳排放强度为3.05 tCO₂/tMeOH。这说明在基准经济参数且不考虑碳排放约束的条件下,GH-CTM 方案暂不具备经济竞争优势。

3.4 参数敏感性分析

为进一步考察关键外部条件对绿氢耦合煤制甲醇系统结构及经济性的影响,本文选取碳排放约束、可再生能源成本和甲醇售价三个核心参数开展敏感性分析。

3.4.1 碳排放强度敏感性分析 通过逐步收紧甲醇单位产品碳排放强度约束,识别出0.7 tCO₂/tMeOH 为系统引入绿氢的转折点,此时系统配置了4.4 MW 光伏和3.8 MW 电解槽。当碳排放强度约束严于该值时,仅依靠系统内部操作调节已无法满足排放要求,绿氢集成由可选方案转变为满足减排目标的必要技术手段。

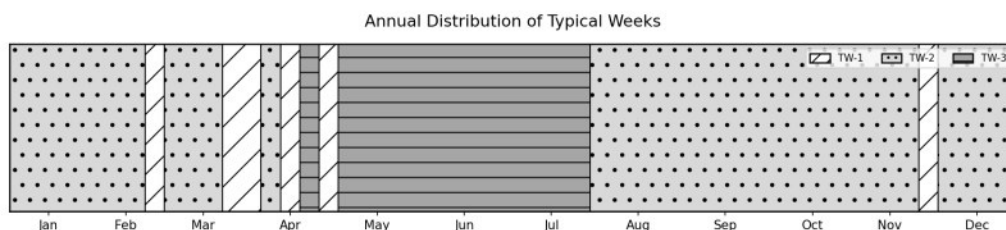


图3 典型周年度分布

Fig.3 Annual distribution of the typical weeks

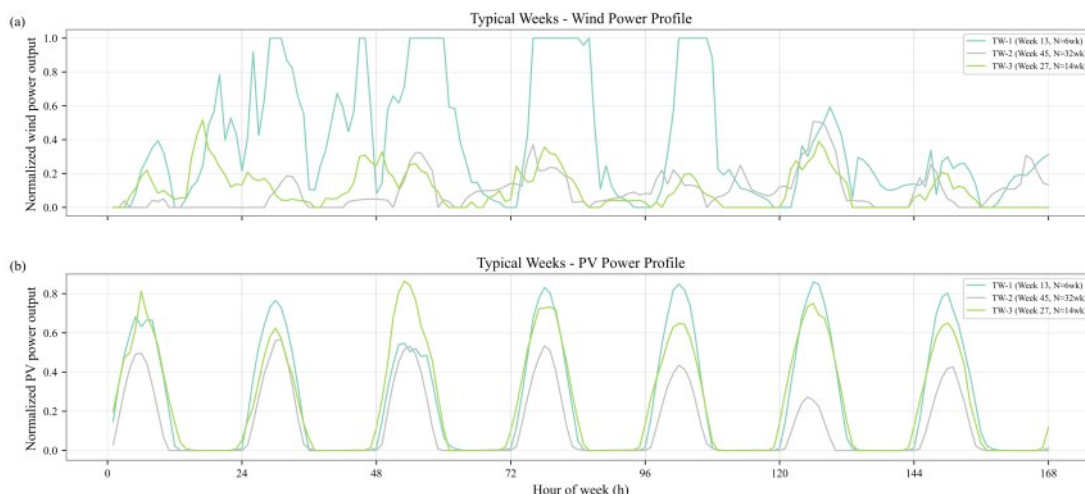


图4 典型周风光配置

Fig.4 Wind and solar power profiles of the typical weeks

碳排放强度约束是驱动 GH-CTM 系统结构转型的重要外部因素,严格的碳约束能够显著降低 WGS 负荷并提升系统碳利用效率,如图6,随着碳排放约束的收紧,WGS 分流比从0.38降至0.05,同时经济效益也显著降低。

3.4.2 甲醇售价敏感性分析 甲醇售价是影响企业投资决策和系统盈利能力的关键市场因素。在

基准售价2000元/t条件下,系统最优解中不配置绿氢相关设备。当甲醇售价提高至5050元/t时,系统开始配置绿氢装置,光伏和电解槽容量分别为761.3 MW 和657.6 MW;当售价进一步升至6000元/t时,其配置规模继续扩大至824.9 MW 和712.5 MW。

当售价提高至5050元/t时,系统甲醇年产量由

表4 基准场景年化经济指标统计

Table 4 Annual economic indicators in the baseline scenario scenario 图5 基准场景成本组成

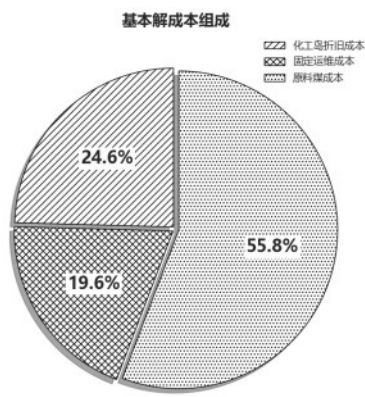
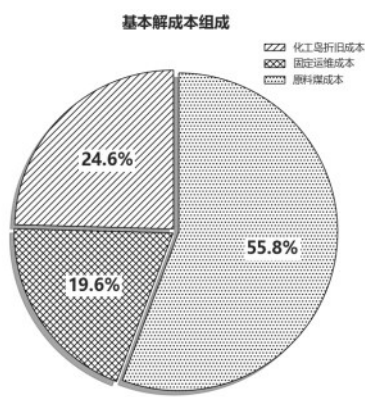


表4 基准场景年化经济指标统计

Table 4 Annual economic indicators in the baseline scenario scenario 图5 基准场景成本组成

经济指标	数值	单位
原料煤成本	6.81	亿元/年
化工岛折旧成本	3.00	亿元/年
固定运维成本	2.4	亿元/年
总成本合计	12.21	亿元/年
甲醇销售收益	19.64	亿元/年
年化净利润	7.44	亿元/年
碳排放强度	0.79	tCO ₂ /tMeOH



98.2万吨提高至142.6万吨,碳排放强度由0.79大幅降至0.08 tCO₂/tMeOH, WGS单元分流比降至0.05,表明WGS路径已基本被绕过,外部绿氢成为系统调节氢碳比的主导手段。由此可见,提高甲醇售价会加速系统由传统高碳工艺向低碳工艺的结构转型。

3.4.3 可再生能源成本敏感性分析 可再生能源和制氢装备投资成本是影响GH-CTM系统市场竞

争力、推动其规模化应用的关键因素。通过敏感性分析,发现与基准情况完全不使用绿氢相比,只有当新能源设备的综合投资成本大幅降低77.5%时,系统才开始大规模地进行绿氢耦合。光伏发电容量达到2792 MW,电解槽容量1208 MW,同时还配置了总容量为115吨的储氢设备。

3.5 假设场景分析

为进一步分析GH-CTM系统在未来低碳能源体系中的应用潜力,本文构建了一个假设场景。该场景对应可再生能源和电解水制氢技术进一步成熟、设备投资成本持续下降、低碳甲醇市场需求增加以及碳减排政策进一步趋严的应用背景。结合近年来新能源技术成本下降趋势及绿色甲醇市场发展预期,甲醇售价取3000元/t,风电、光伏、电解槽及蓄电池设备投资成本取当前基准值的50%,同时施加甲醇单位产品碳排放强度不高于0.5 tCO₂/tMeOH的约束。在该场景下,系统面临的外部条件相较基准情形更有利于绿氢集成,可用于分析技术进步与市场改善背景下绿氢耦合煤制甲醇系统的发展形态。

在该假设场景下,据表5,系统主要依赖光伏发电作为绿氢制备的核心电力来源,而风电装机规模相对较小,这证明了在经济性角度下,光伏在本研究所设资源与成本参数下更具竞争力。

在经济性方面,该场景下系统的年化净利润为16.33亿元。这意味着,在满足较严格碳排放约束的前提下,系统仍保持了较好的盈利能力。新能源及制氢相关设备的配置并未成为过重的经济负担。另一方面,购电成本达到2.10亿元,说明即便配置了较大规模的光伏和电解槽,系统在部分时段仍需要依赖外部电网补充电力,以保障系统的连续运行。

如图7所示,总发电量呈现出白天波峰与夜间低谷的规律。储氢量则具有一定的滞后性,与之形成了较好的错峰配合:日间电解槽高负荷运行,储氢量迅速攀升,夜间则释放绿氢以维持化工生产。这同时表明容量配置与运行调度形成了时间尺度上的互补关系,实现了可再生能源波动性与化工生产连续性之间的协调。此外,蓄电池内储电量的变化也与光伏发电的波动性相匹配。如图8,在白天,蓄电池主要吸纳过剩的电力,而在夜间,蓄电池则会释放储存的电力,以保障在无光伏发电时仍能稳定运行。这种储能系统的协调工作,能有效平抑可

再生能源波动,确保化工工况的连续稳定性。

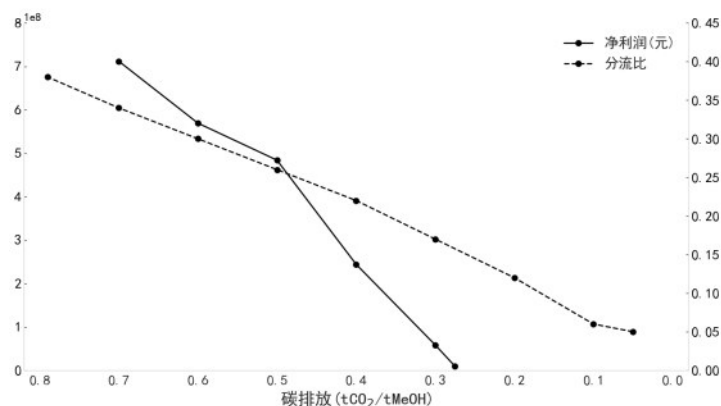


图6 不同碳排放强度下的净利润和分流比对比

Fig.6 Comparison of net profit and split ratio under different carbon emission intensities

表5 假设情景容量配置与经济环境指标

Table 5 Capacity configuration and economic environment indicators under the hypothetical scenario

结果	假设情景	单位
光伏装机	615.3	MW
风电装机	8.8	MW
电解槽	468.8	MW
蓄电池	132.6	MWh
储氢罐容量	32.4	t
新能源折旧成本	1.15	亿元
购电成本	2.10	亿元
年化净利润	16.33	亿元
全年甲醇总产量	1,088,958.40	t
全年CO ₂ 总排放量	544,479.20	t
系统碳排放强度	0.5	tCO ₂ / tMeOH

为进一步分析容量配置与运行调度的协同作用,本文在假设场景下设置确定性优化对比案例。该案例采用“先容量规划、后运行调度”的优化思想,以权重最大的第二典型周作为全年代表场景进行容量配置,随后固定设备容量,在三个典型周下

优化系统运行调度。与本文提出的两阶段随机优化相比,确定性优化未考虑多场景风光资源波动对容量规划的影响。结果表明,两种方法得到的容量配置存在明显差异,两阶段随机优化分别减少光伏、风电装机24.9%和95.0%,并在满足碳排放约束的前提下进一步降低系统年总成本20.1%,充分体现了容量配置与运行调度协同优化的优势。

4 结论

本文围绕“双碳”目标下绿氢耦合煤制甲醇系统的经济—碳排放权衡问题,构建了两阶段随机优化模型,在容量配置与运行调度的协同决策框架下,以山西省某煤化工园区为案例开展系统性分析。主要结论如下:

(1)针对风光出力波动与煤制甲醇连续运行之间的矛盾,本文构建了基于典型场景和代理模型的两阶段随机优化方法,实现了绿氢设备容量配置与系统逐时运行调度的协同决策,为GH-CTM系统的

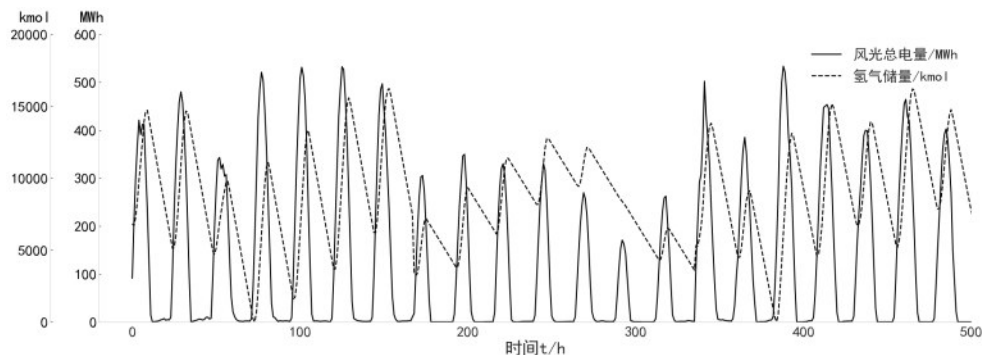


图7 假设情景总电量-储氢罐储氢量变化曲线

Fig.7 Variations in total power generation and hydrogen inventory under the hypothetical scenario

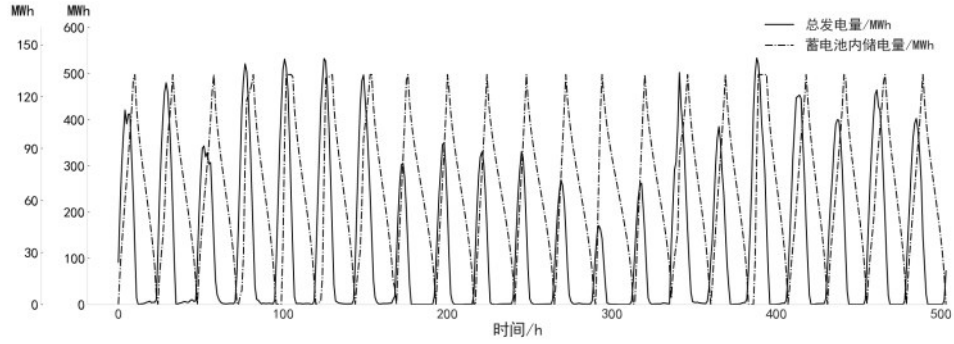


图8 假设情景总电量-蓄电池储电量变化曲线

Fig.8 Variations in total power generation and battery state of charge under the hypothetical scenario

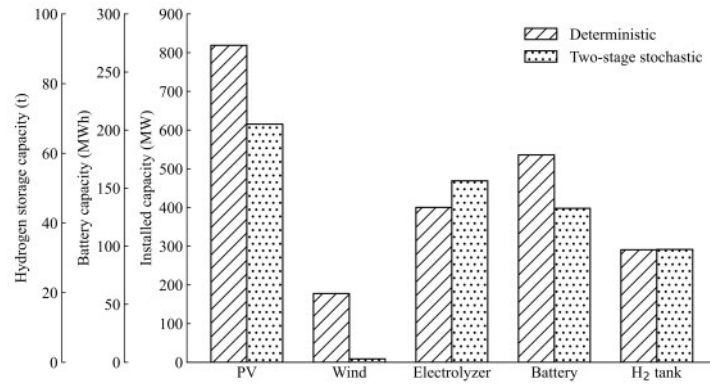


图9 假设场景下确定性优化、两阶段随机优化容量配置结果对比

Fig. 9 Comparison of capacity configurations obtained by deterministic and two-stage stochastic optimization under the hypothetical scenario

经济—碳排放权衡提供了统一分析框架。

(2)在当前市场与技术参数下,经济最优方案不配置绿氢设备;当碳排放强度上限收紧至约0.70 tCO₂/tMeOH时,系统开始引入绿氢,且WGS负荷随碳约束收紧持续降低,表明碳约束能够推动系统供氢路径发生结构性转变。甲醇售价提高和新能源设备成本下降均有助于提升绿氢耦合方案的经济竞争力。

(3)与先确定容量、再优化调度的方法相比,两阶段随机优化在满足相同碳排放约束的条件下可降低系统年总成本20.1%。这表明在容量规划阶段考虑多场景运行柔性,能够减少为应对风光波动而产生的设备容量冗余,提高系统整体经济性。

综上,本文构建的数据驱动建模和两阶段优化框架为GH-CTM系统的设计与运行提供了定量分析工具。未来工作将引入动态过程模型和更完善的经济性评价方法,并拓展随机优化框架以纳入碳价不确定性,进一步增强模型的工程实用性。

符号说明

集合

$\mathcal{K}$ ——典型周集合

$\mathcal{T}$ ——各典型周内逐时时间步集合

参数

CI ——碳排放强度上限, tCO₂/tMeOH

C_0^P ——光伏EPC综合造价,元/MW

C_0^W ——风电EPC综合造价,元/MW

C_0^E ——电解槽综合造价,元/MW

C_0^{BA} ——蓄电池储能系统造价,元/MWh

C_0^H ——储氢罐综合造价,元/t

C^{chem} ——化工岛总投资,元

IHE ——单位电解槽功率产氢量, t/MW

U^{coal} ——煤单价,元/t

U^{elec} ——购电单价,元/MWh

U^{meoh} ——甲醇单价,元/t

R^{OM} ——固定运维费率, %/年

$N^P, N^W, N^E, N^H, N^{BA}$ ——设备经济寿命,年

N^{chem} ——化工岛设备经济寿命,年

W_k ——第 k 个典型周的年内权重,周

$PV_{k,d}$ ——光伏单位容量出力系数

$WD_{k,d}$ ——风电单位容量出力系数

η^{CH}, η^{DIS} ——蓄电池充/放电效率

C_{rate} ——蓄电池最大充放电倍率, C
 $\lambda^{e,min}$ ——电解槽最小工作功率占额定容量比例
 $\lambda^{e,max}$ ——电解槽最大工作功率占额定容量比例
 R^e ——电解槽每小时最大爬坡比例
 Γ ——储氢罐质量-摩尔转换系数, kmol/t

决策变量

cap^p ——光伏装机容量, MW
 cap^w ——风电装机容量, MW
 cap^e ——电解槽容量, MW
 cap^{ba} ——蓄电池容量, MWh
 cap^h ——储氢罐容量, t
 $e_{k,t}^p$ ——光伏发电功率, MW
 $e_{k,t}^w$ ——风力发电功率, MW
 $e_{k,t}^b$ ——购电功率, MW
 $p_{k,t}^{ch}$ ——蓄电池充电功率, MW
 $p_{k,t}^{dis}$ ——蓄电池放电功率, MW
 $e_{k,t}^{ba}$ ——蓄电池荷电状态, MWh
 $e_{k,t}^h$ ——电解槽制氢用电功率, MW
 $h_{k,t}^{prod}$ ——电解槽产氢量, kmol/h
 $h_{k,t}^{tank}$ ——储氢罐存储量, kmol
 $h_{k,t}^{flow}$ ——注入化工段的绿氢流量, kmol/h
 $coal_k$ ——煤进料量, t/h
 α_k ——WGS分流比
 $meoh_k$ ——甲醇产量, t/h
 $co2_k$ ——WGS环节CO₂排放量, t/h

参考文献

- [1] United Nations Framework Convention on Climate Change. Paris Agreement[Z]. Paris, 2015. <https://www.un.org/zh/documents/treaty/FCCC-CP-2015-L.9-Rev.1>.
- [2] International Energy Agency. Energy Technology Perspectives 2020[R]. 2020-09-10.
- [3] Olah G A, Goepfert A, Prakash G K S. Beyond Oil and Gas: The Methanol Economy[M]. New York, USA: John Wiley & Sons, 2009.
- [4] 孙丽, 周铭, 虞斌. 煤制甲醇过程的碳排放核算及减排对策研究[J]. 化工环保, 2023, 43(4): 519-525.
 Sun L, Zhou M, Yu B. Research on carbon emission accounting and emission reduction measures for coal to methanol processes [J]. Environmental Protection of Chemical Industry, 2023, 43(4): 519-525.
- [5] 程超, 高丹, 张衡, 等. 煤炭与新能源融合发展场景与关键技术[J]. 中国工程科学, 2024, 26(4): 52-62.
 Cheng C, Gao D, Zhang H, et al. Integrated development of coal and new energy sources: scenarios and key technologies[J]. Strategic Study of CAE, 2024, 26(4): 52-62.
- [6] Ren W T, Li Q C, Guo X L, et al. Process, economics and environmental comparisons of coal-to-aromatics with different routes and technical specifications[J]. Energy, 2025, 338: 138840.
- [7] Wang D L, Meng W L, Zhou H R, et al. Green hydrogen coupling with CO₂ utilization of coal-to-methanol for high methanol productivity and low CO₂ emission[J]. Energy, 2021, 231: 120970.
- [8] 杨国庆, 杨桔材, 律严励, 等. 绿氢耦合煤制甲醇碳减排量核算及竞争力分析[J]. 低碳化学与化工, 2025, 50(4): 107-112.
 Yang G Q, Yang J C, Lv Y L, et al. Carbon emission reduction accounting and competitiveness analysis of green hydrogen-coupled coal-to-methanol process[J]. Low-Carbon Chemistry and Chemical Engineering, 2025, 50(4): 107-112.
- [9] 杨嘉聪, 程光旭, 贾彤华, 等. 煤制甲醇与绿氢高效耦合新工艺模拟及技术经济分析[J]. 化工进展, 2025, 44(8): 4657-4668.
 Yang J C, Cheng G X, Jia T H, et al. Simulation and techno-economic analysis of new efficient coupling processes between coal to methanol and green hydrogen[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2025, 44(8): 4657-4668.
- [10] Li C, Liu S, Wang Y R, et al. Entire elevating temperature processes for green hydrogen coupled coal-to-methanol process: simulation and techno-economic evaluation[J]. Energy, 2025, 335: 137779.
- [11] Chen Q Q, Lv M, Gu Y, et al. Hybrid energy system for a coal-based chemical industry[J]. Joule, 2018, 2(4): 607-620.
- [12] Shi X F, Qian Y, Yang S Y. Fluctuation analysis of a complementary wind - solar energy system and integration for large scale hydrogen production[J]. ACS Sustainable Chemistry & Engineering, 2020, 8(18): 7097-7110.
- [13] Shi X F, Wang Q, Yang S Y, et al. Low-carbon path of geographically matched hybrid energy utilization: a coal-to-ethylene glycol process with hydrogen from the coupled wind/solar power[J]. ACS Sustainable Chemistry & Engineering, 2021, 9(12): 4583-4599.
- [14] 王智超, 刘冬妹, 熊敏, 等. 可再生能源发电制氢与炼油企业氢气网络耦合系统的多周期调度优化[J]. 化工学报, 2025, 76(6): 2802-2812.
 Wang Z C, Liu D M, Xiong M, et al. Optimization of multi-period scheduling for coupling system of hydrogen production from renewable energy and refinery hydrogen network[J]. CIESC Journal, 2025, 76(6): 2802-2812.
- [15] 王靖, 康丽霞, 刘永忠. 化工系统消纳可再生能源的电-氢协调储能系统优化设计[J]. 化工学报, 2020, 71(3): 1131-1142.
 Wang J, Kang L X, Liu Y Z. Optimal design of electricity-hydrogen energy storage systems for renewable energy penetrating into chemical process systems[J]. CIESC Journal, 2020, 71(3): 1131-1142.
- [16] Mucci S, Mitsos A, Bongartz D. Cost-optimal Power-to-Methanol: Flexible operation or intermediate storage? [J]. Journal of Energy Storage, 2023, 72: 108614.
- [17] Aspen Technology. Aspen Plus (Version 14) [CP/OL]. (2022) [2024-03-12]. <https://www.aspentech.com/en/products/engineering/aspen-plus>.
- [18] Bhoosekar A, Ierapetritou M. Advances in surrogate based modeling, feasibility analysis, and optimization: a review[J]. Computers & Chemical Engineering, 2018, 108: 250-267.
- [19] Kotzur L, Markewitz P, Robinius M, et al. Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design[J]. Renewable Energy, 2018, 117: 474-487.
- [20] Hoffmann M, Kotzur L, Stolten D, et al. A review on time series aggregation methods for energy system models[J]. Energies, 2020, 13(3): 641.
- [21] Kim C, You C, Kim J. Enhancing the economic viability and sustainability of biomass-to-methanol process: Simulation-based

- optimization framework for process design and operation[J]. Journal of Cleaner Production, 2025, **527**: 146694.
- [22] Hart W E, Watson J P, Woodruff D L. Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python[J]. Mathematical Programming Computation, 2011, **3**(3): 219–260.
- [23] Biegler L T, Zavala V M. Large-scale nonlinear programming using IPOPT: an integrating framework for enterprise-wide dynamic optimization[J]. Computers & Chemical Engineering, 2009, **33**(3): 575–582.
- [24] 白章, 郝文杰, 李琦, 等. 基于全生命周期评价的风光制氢综合系统容量配置优化研究[J]. 综合智慧能源, 2024, **46**(10): 1–11.
Bai Z, Hao W J, Li Q, et al. Capacity configuration optimization of wind-solar hydrogen production based on life cycle assessment[J]. Integrated Intelligent Energy, 2024, **46**(10): 1–11.
- [25] NASA Langley Research Center POWER Project. NASA POWER (Prediction of Worldwide Energy Resources) API[DS/OL]. (2024) [2024-03-12]. <https://power.larc.nasa.gov>.
- [26] Fan W, Zhang Y F, Zhang L F, et al. Study on configuration and scheduling optimization of the green methanol production system for the fluctuation of renewable energy[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2026, **65**(9): 5072–5086.
- [27] 李佳蓉, 林今, 邢学韬, 等. 主动配电网中基于统一运行模型的电制氢(P2H)模块组合选型与优化规划[J]. 中国电机工程学报, 2021, **41**(12): 4021–4032.
- Li J R, Lin J, Xing X T, et al. Technology portfolio selection and optimal planning of power-to-hydrogen (P2H) modules in active distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, **41**(12): 4021–4032.
- [28] 张雪松, 陈杨, 倪筹帷, 等. 考虑多类型电解槽差异化特征的分布式电热氢系统优化设计[J]. 浙江电力, 2024, **43**(4): 1–11.
Zhang X S, Chen Y, Ni C W, et al. Optimal design of distributed electric-thermal-hydrogen energy systems considering differentiated features of multi-type electrolyzers[J]. Zhejiang Electric Power, 2024, **43**(4): 1–11.
- [29] 郭富民, 徐广强, 王小君, 等. 基于8760h生产模拟的离网风光储氢系统规划方法[J]. 电网技术, 2024, **48**(5): 2227–2235.
Guo F M, Xu G Q, Wang X J, et al. A planning method for stand-alone wind-solar hydrogen storage system based on 8760 hours production simulation[J]. Power System Technology, 2024, **48**(5): 2227–2235.
- [30] 孟文亮, 李贵贤, 周怀荣, 等. 绿氢重构的粉煤气化煤制甲醇近零碳排放工艺研究[J]. 化工学报, 2022, **73**(4): 1714–1723.
Meng W L, Li G X, Zhou H R, et al. A novel coal to methanol process with near zero CO₂ emission by pulverized coal gasification integrated green hydrogen[J]. CIESC Journal, 2022, **73**(4): 1714–1723.