

DOI: 10.19666/j.rlfed.202505090

考虑掺氢燃气机组与掺氨燃煤机组联合运行的综合能源系统优化调度

乐佳辉¹, 冯翼晗², 田毅¹

(1.上海电力大学电气工程学院, 上海 200090;

2.国网上海市电力公司市南供电公司, 上海 200030)

[摘要] 针对综合能源系统中可再生能源消纳难题与低碳化发展需求, 提出一种考虑燃气机组掺氢与燃煤机组掺氨联合运行的优化调度方法。首先, 充分考虑风电与光伏出力的不确定性及其相关性, 采用基于 Frank Copula 函数的风光联合出力建模方法, 通过边缘分布拟合、蒙特卡洛采样与 K-means 聚类等步骤生成典型风光联合出力场景, 用于提升调度模型的鲁棒性; 同时, 构建电制氢与氢转氨的能量转化模型, 实现可再生能源向氢、氨能源的高效转化; 其次, 针对传统化石能源机组的低碳改造需求, 建立燃气机组掺氢燃烧和燃煤机组掺氨燃烧的精细化运行模型, 优化氢氨燃料在发电环节的协同利用方式; 然后, 结合阶梯型碳交易机制, 以系统总运行成本最小为目标构建优化调度模型, 并采用 CPLEX 求解器进行求解; 最后, 设置不同场景并进行对比分析。结果表明, 在氢能利用基础上进一步考虑氢转氨, 减少了系统的弃风弃光现象; 掺氢燃气机组与掺氨燃煤机组联合运行使系统总运行成本和碳排放量均得到减少。该研究可为综合能源系统的低碳化发展提供参考。

[关键词] 综合能源系统; 风光联合出力; 氢转氨; 氢氨燃料; 低碳化发展

[引用本文格式] 乐佳辉, 冯翼晗, 田毅. 考虑掺氢燃气机组与掺氨燃煤机组联合运行的综合能源系统优化调度[J]. 热力发电, 2025, 54(8): 61-71. LE Jiahui, FENG Yihan, TIAN Yi. Optimal dispatch of integrated energy system considering joint operation of hydrogen-doped gas units and ammonia-doped coal-fired units[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(8): 61-71.

Optimal dispatch of integrated energy system considering joint operation of hydrogen-doped gas units and ammonia-doped coal-fired units

LE Jiahui¹, FENG Yihan², TIAN Yi¹

(1.School of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;
2.State Grid Shanghai Electric Power Company, Shinan Power Supply Company, Shanghai 200030, China)

Abstract: Aiming at the difficulties in renewable energy consumption and the demand for low-carbon development in the integrated energy system, an optimal scheduling method considering the joint operation of hydrogen-doped gas-fired units with hydrogen-doped and ammonia-doped coal-fired units is proposed. Firstly, to account for the uncertainty and correlation of wind and solar power outputs, a joint wind-solar output modeling approach based on the Frank Copula function is adopted. Typical wind-solar scenarios are generated through marginal distribution fitting using kernel density estimation, Monte Carlo sampling, and K-means clustering, thereby enhancing the robustness of the scheduling model. Meanwhile, energy conversion models for power-to-hydrogen and hydrogen-to-ammonia processes are developed to enable the efficient transformation of renewable energy into hydrogen and ammonia. Secondly, the refined operation model of hydrogen-doped combustion of gas-fired units and ammonia-doped combustion of coal-fired units is constructed in response to the demand for low-carbon transformation of conventional fossil energy units, so as to optimize the synergistic utilization of hydrogen and ammonia fuels in the power generation process. Then, the optimal dispatching model is constructed by combining with the laddering-type carbon trading mechanism with the goal of minimizing the total operation cost of the system, which is to minimize the total cost of the system. Moreover, the optimal scheduling model is constructed with the objective of minimizing the total operating cost of the system in combination with the stepped carbon trading mechanism and solved by the CPLEX solver. Finally, different scenarios are set up and comparative analysis are carried out. The

收稿日期: 2025-05-21 网络首发日期: 2025-07-07

第一作者简介: 乐佳辉 (1999), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为综合能源系统优化调度, lejiahui99@163.com。

results indicate that, the introduction of hydrogen-to-ammonia conversion, building upon hydrogen energy utilization, significantly mitigates wind and solar power curtailment within the system. The combined operation of hydrogen-doped gas-fired unit and ammonia-doped coal-fired unit leads to concurrent reductions in both total operational costs and carbon emissions. The study provides a reference for the development of decarbonization of integrated energy systems.

Key words: integrated energy system; joint wind-solar output; hydrogen-to-ammonia; hydrogen and ammonia fuels; development of decarbonization

根据国际能源署发布的 2024 年全球碳排放评估报告, 全球与能源活动相关的 CO₂排放量在 2024 年达到 37.8 Gt 的历史峰值, 天然气与煤炭是碳排放增长的主要驱动因素, 两者共同构成碳排放增长量的 90%^[1]。为了防止气候危机进一步加剧, 各国亟需构建“可再生能源主导+传统能源低碳化”的新型能源体系。中国“双碳”战略目标明确要求, 到 2030 年非化石能源消费占比达到 25%, 这对能源系统灵活性提出了更高要求^[2]。

综合能源系统 (integrated energy system, IES) 作为碳排放的主要来源之一, 通过促进多能协同利用和可再生能源消纳, 已被广泛认为是实现碳排放削减的关键技术路径^[3]。IES 通过整合不同能源的优势, 实现多能协同互补与梯级利用, 进而显著提升能源综合利用效率^[4-5]。同时, 针对可再生能源出力的不确定性和间歇性, 文献[6]采用多元标准正态分布对风电场出力进行建模, 分析了风电功率随时间变化的动态相关性。文献[7]提出一种基于预测偏差的光伏出力场景生成方法, 通过建立光伏预测出力与实际出力的误差分布模型, 并采用模糊 C 均值聚类算法生成典型场景及其发生概率, 从而分析光伏出力的不确定性特征。文献[8]提出基于 K-means 聚类的场景缩减方法, 通过对海量原始场景进行聚类分析, 提取具有代表性的典型场景集, 在保证新能源不确定性特征的前提下显著降低计算复杂度。工程实践表明, 区域内的风电与光伏出力往往呈现显著的互补特性, 这种耦合关系在场景生成过程中不容忽视。上述研究大多将风电与光伏出力的场景分析割裂处理, 不够贴合实际。因此, 在构建风光联合出力场景时, 亟需建立能够同时表征二者相关性及互补特性的分析方法。

随着可再生能源的大规模接入, IES 面临着严重的弃能问题, 因此众多学者围绕优化配置、改进调度策略、分析需求侧响应机制等方面展开深入研究。文献[9]通过加入电转气装置, 增强了 IES 对可再生能源的消纳能力。文献[10]提出了一种基于双层优化架构的风光水储多能互补系统调度策略, 结合抽水蓄

能和储能电站的调节特性, 在保证供电可靠性的同时显著提升了可再生能源消纳水平。文献[11]系统分析了 IES 的耦合特性与设备建模方法, 为解决多能流协同优化提供了理论基础。文献[12]通过价格补偿机制来引导用户调节电、热负荷, 协调 IES 中的灵活需求响应和可再生能源的不确定性, 为多能协同调度提供了需求侧灵活资源利用的新思路。文献[13]提出了一种融合需求侧响应和电动汽车有序调度的 IES 随机优化方法, 通过负荷分类建模和多场景分析有效平抑了风光出力波动。尽管以上技术手段提升了 IES 的可再生能源消纳能力, 但仍存在以下局限性: 电转气路径单一、灵活性差; 多能互补依赖地域资源条件, 在资源匮乏区域不易充分发挥其多能协同优势; 需求响应由于用户参与度有限, 难以有效应对高比例可再生能源的波动。因此, 有必要构建更具柔性和可扩展性的能源转换与消纳路径, 进一步提升 IES 的消纳能力。

近年来, 氢能凭借其高能量密度与零碳特性已成为 IES 的理想燃料^[14-17]。文献[18]将传统电转气过程进行了细化, 将其分为电解水制氢和氢转天然气 2 个阶段, 通过算例验证该方法能够发挥氢能的高能效优势, 并减少能量的梯级损耗。文献[19]提出了一种氢能多元利用体系, 其涵盖氢转天然气、天然气掺氢以及氢能存储, 提高了氢能在 IES 中的利用效率, 促进了 IES 的低碳经济运行。文献[20]在氢能多元利用模型的基础上, 考虑了电解槽和甲烷反应器的热回收机制, 有效提升了氢能应用过程中的能量转换效率。然而, 上述研究多聚焦氢能单一利用, 未将氢能纳入整体调度体系。此外, 氢能利用主要集中于燃气机组, 忽视了占我国发电主体地位的燃煤机组的脱碳需求。

相比氢能, 氨能在燃煤机组脱碳方面具有独特优势, 因此氨能在 IES 中的应用日益广泛。文献[21]通过对 4 种主要电化工技术的比较分析, 认为电转氨技术在环保和市场价值方面具有重要意义, 是未来电化工技术的重要发展方向之一。文献[22]建立了电转氨与燃煤机组掺氨的耦合模型, 证实了该模型

能够提高系统的风光利用率。文献[23]在采用电转氨技术的基础上，同时考虑了液氨转化为纯氨的吸热环节，通过热量回收实现了氨能的全过程利用，并验证了不同风能渗透率下的系统调度效果。文献[24]在火电机组掺氨的框架内，补充了火电机组的富氧燃烧过程，将电制氢过程的副产物氧气输入火电机组，实现系统产品的充分利用。然而，以上的氨能研究均孤立于氢能供应链，未考虑电制氢-氢转氨的联动，缺乏对氢氨协同潜力的深入挖掘。

基于以上分析，本文提出一种考虑掺氢燃气机组与掺氨燃煤机组联合运行的优化调度方法。首先，为准确刻画可再生能源出力特性，采用基于 Frank Copula 函数的风光联合出力建模方法形成风光联合出力典型场景；其次，建立氢氨利用模型以发挥氢氨的用能潜力和低碳优势。在此基础上，建立以总运行成本最小为优化目标的 IES 调度模型，并在目标函数中引入基于阶梯定价的碳交易成本。

结果表明本文所提模型可以有效降低系统总运行成本和碳排放量。

1 氢氨协同利用的综合能源系统

本文构建的氢氨协同综合能源系统运行框架如图 1 所示。由图 1 可见，供应侧主要包括风电、光伏、燃煤机组、燃气轮机 (gas turbine, GT)、燃气锅炉 (gas boiler, GB)、气网、电解槽 (electrolyzer, EL)、甲烷反应器 (methane reactor, MR)、制氨工厂以及储能设备；需求侧包括电负荷、热负荷以及气负荷。EL 利用风光出力制取氢能，氢能通过 3 条路径实现多元利用：1) 一部分输送至 MR 合成天然气；2) 一部分供给 GT 和 GB 进行天然气掺氢燃烧；3) 剩余部分用于制氨工厂合成氨。所合成的氨用于燃煤机组掺烧，实现了可再生能源到零碳燃料的全链条转化。储能系统通过充放电策略增强了系统的灵活运行能力，有效平衡可再生能源出力波动与负荷需求。

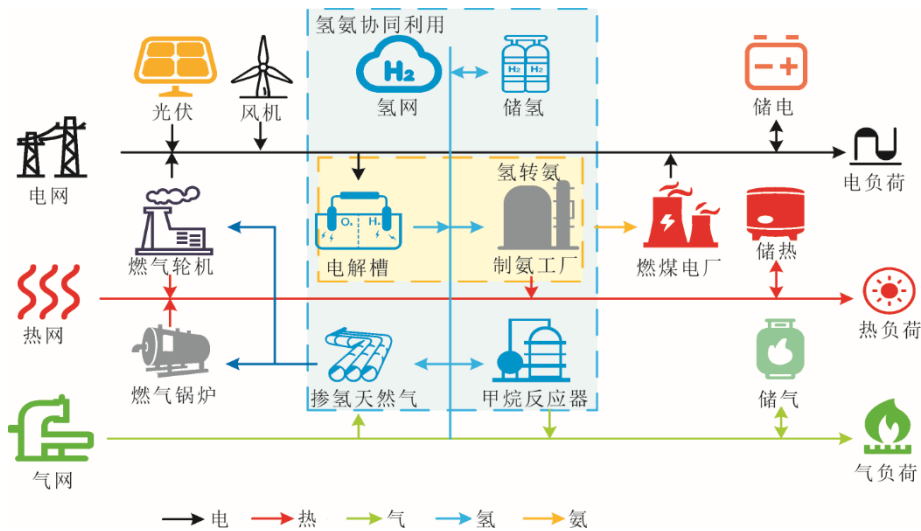


图 1 考虑氢氨协同利用的 IES 框架
Fig.1 Framework of IES with hydrogen-ammonia synergistic utilization

2 新能源出力不确定性分析与典型设备单元建模

2.1 新能源出力不确定性分析

在 IES 调度优化中，风电与光伏出力的不确定性及其相关性对系统运行具有重要影响。为准确刻画风光出力的不确定性特性与相关性，本文采用基于 Copula 函数的风光联合出力场景生成与削减方法。具体步骤如下。

2.1.1 边缘分布拟合

首先，利用核密度估计方法对历史风电和光伏

出力数据分别进行边缘分布函数拟合，避免了对风光出力分布类型的先验假设，更好地保留了数据的原始特征。其一般表达式为：

$$f(x) = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{x-x_i}{h}\right) \quad (1)$$

式中： $f(x)$ 为所估计的概率密度函数； n 为样本数量； h 为平滑带宽参数； x_i 为样本数据； $K(\cdot)$ 为核函数。

2.1.2 联合分布建模

风电与光伏出力存在一定相关性，需构建其联合分布模型以准确描述二者间的统计依赖性。本文采用 Frank Copula 函数对风电与光伏出力的联合分

布进行建模。Frank Copula 函数能够有效刻画正负相关性，其联合分布函数表达式为：

$$C(u, v; \alpha) = -\frac{1}{\alpha} \ln \left(1 + \frac{(e^{-\alpha u} - 1)(e^{-\alpha v} - 1)}{e^{-\alpha} - 1} \right) \quad (2)$$

式中： u 和 v 分别为风电和光伏的边缘分布变量； α 为 Copula 函数的依赖参数，用于刻画二者的相关性强弱。

2.1.3 联合出力场景生成

在 Copula 模型拟合完成后，利用蒙特卡洛随机采样方法从已建模的联合分布中生成大量风光联合出力场景。通过 Copula 空间采样获得的联合伪样本 (U, V) 经边缘分布逆变换映射回实际出力空间，具体逆变换过程采用样条插值法完成：

$$x = F_X^{-1}(u), \quad y = F_Y^{-1}(v) \quad (3)$$

式中： $F_X(\cdot)$ 与 $F_Y(\cdot)$ 分别为风电与光伏出力的边缘逆变换函数。

2.1.4 场景削减

为降低后续优化模型计算复杂度，需对原始大规模场景集进行场景削减。本文采用基于 K -means 聚类算法的场景削减方法，将原始场景划分为有限数量的典型场景。设定最终场景数为 K ，各典型场景的概率通过聚类簇中样本数量占比计算得到，计算公式为：

$$p_k = \frac{n_k}{N}, \quad k = 1, 2, \dots, K \quad (4)$$

式中： n_k 为第 k 个聚类簇内样本数量； N 为总样本数量； p_k 为对应典型场景的发生概率。

经上述步骤，可获得充分反映风光联合不确定性与相关性的少量典型出力场景，供后续系统优化调度模型调用。

2.2 电制氢与甲烷化模型

本文将传统电转气解耦为电制氢与甲烷化 2 个独立环节，使得氢气可作为独立的能源载体进行存储与调度^[25]。作为系统中唯一的产氢单元，EL 产生的氢气可表示为：

$$\begin{cases} P_{EL,out}(t) = \eta_{EL} P_{EL,in}(t) \\ m_{EL,H_2}(t) = \varphi_{q2e} P_{EL,out}(t) / L_{H_2} \end{cases} \quad (5)$$

式中： $P_{EL,out}(t)$ 为 EL 在时段 t 内的输出电量； $P_{EL,in}(t)$ 为 EL 在时段 t 内的输入电量； η_{EL} 为 EL 的能量转换效率； φ_{q2e} 为每千瓦时电能转换的热能； $m_{EL,H_2}(t)$ 为时段 t 内 EL 生成氢的质量； L_{H_2} 为氢的热值。

一部分氢气在 MR 中发生甲烷化反应，以补给

天然气供给，MR 中产生的天然气可表示为：

$$\begin{cases} m_{MR,g}(t) L_{CH_4} = \eta_{MR} m_{MR,H_2}(t) L_{H_2} \\ G_{MR}(t) = m_{MR,g}(t) / \rho_{CH_4} \end{cases} \quad (6)$$

式中： $m_{MR,g}(t)$ 为 MR 在时段 t 内产生的天然气质量； L_{CH_4} 为天然气的热值； η_{MR} 为 MR 的能量转换效率； $m_{MR,H_2}(t)$ 为 MR 在时段 t 内的输入氢功率； $G_{MR}(t)$ 为 MR 在时段 t 内产生的天然气体积； ρ_{CH_4} 为天然气的密度。

2.3 燃气轮机掺氢运行模型

一部分氢气被输入 GT 和 GB 中进行天然气掺氢燃烧，研究表明，当掺氢比（热值比，下同）低于 20% 时，燃气机组可以实现安全稳定地运行^[26]，因此本文将燃气机组最大运行掺氢比设定为 20%。

GT 和 GB 的掺氢运行模型可表示为：

$$\begin{cases} P_{GT}(t) = (G_{GT}(t) + m_{GT,H_2}(t) / \rho_{H_2}) \eta_{GT,P} \\ H_{GT}(t) = (G_{GT}(t) + m_{GT,H_2}(t) / \rho_{H_2}) \eta_{GT,H} \\ r_{GT,H_2}(t) = \frac{\frac{m_{GT,H_2}(t) / \rho_{H_2}}{L_{H_2}}}{\frac{G_{GT}}{L_{CH_4}} + \frac{m_{GT,H_2} / \rho_{H_2}}{L_{H_2}}} \\ 0 \leq r_{GT,H_2}(t) \leq 20\% \end{cases} \quad (7)$$

式中： $\eta_{GT,P}$ 和 $\eta_{GT,H}$ 分别为 GT 的电效率和热效率； $P_{GT}(t)$ 和 $H_{GT}(t)$ 分别为 GT 在时段 t 内的电功率和热功率； ρ_{H_2} 为氢气密度； $G_{GT}(t)$ 为 GT 在时段 t 内的天然气消耗量； $m_{GT,H_2}(t)$ 为 GT 在时段 t 内的氢气消耗质量； $r_{GT,H_2}(t)$ 为 GT 在时段 t 内的氢气混合比。

$$\begin{cases} H_{GB}(t) = (G_{GB}(t) + m_{GB,H_2}(t) / \rho_{H_2}) \eta_{GB} \\ r_{GB,H_2}(t) = \frac{\frac{m_{GB,H_2} / \rho_{H_2}}{L_{H_2}}}{\frac{G_{GB}}{L_{CH_4}} + \frac{m_{GB,H_2} / \rho_{H_2}}{L_{H_2}}} \\ 0 \leq r_{GB,H_2}(t) \leq 20\% \end{cases} \quad (8)$$

式中： η_{GB} 为燃气锅炉的热效率； $H_{GB}(t)$ 为 GB 在时段 t 内的产热功率； $G_{GB}(t)$ 为 GB 在时段 t 内消耗的天然气功率； $m_{GB,H_2}(t)$ 为 GB 在时段 t 内消耗的氢气质量； $r_{GB,H_2}(t)$ 为 GB 在时段 t 内的掺氢比。

2.4 氢转氨模型

本文将风光制氢与氢转氨工艺耦合，将氢能作为氢能的载体，以此来提升系统的氢能利用效率与新能源消纳率。

2.4.1 氢转氨建模

氢被输入制氨工厂中进行氨合成, 其合成氨的质量以及制氨能耗可表示为:

$$\begin{cases} m_{\text{NH}_3}(t) = \eta_s \frac{2M_{\text{NH}_3}}{3M_{\text{H}_2}} m_{\text{H}_2, \text{NH}_3}(t) \\ P_{\text{H}_2\text{A}}(t) = m_{\text{NH}_3}(t) w_{\text{H}_2\text{A}} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $m_{\text{NH}_3}(t)$ 为制氨工厂在时段 t 内制取的氨气质量; η_s 为制氨效率; M_{NH_3} 和 M_{H_2} 分别为氨气和氢气的摩尔质量; $m_{\text{H}_2, \text{NH}_3}$ 为时段 t 内输入制氨工厂中的氢气质量; $P_{\text{H}_2\text{A}}(t)$ 为制氨工厂在时段 t 内所消耗的电能; $w_{\text{H}_2\text{A}}$ 为制氨工厂制取氨气的单位能耗。

2.4.2 氢转氨过程的余热回收

由于氢转氨过程是放热反应, 可以将这部分热量投入热网中, 其提供的热功率为:

$$H_{\text{NH}_3}(t) = \eta_{\text{NH}_3, \text{H}} q_{\text{NH}_3} m_{\text{NH}_3}(t) \quad (10)$$

式中: $H_{\text{NH}_3}(t)$ 为该过程在时段 t 内向系统提供的热功率; $\eta_{\text{NH}_3, \text{H}}$ 为氢转氨过程的余热利用系数; q_{NH_3} 为合成单位质量的氨的反应焓变。

2.5 燃煤机组掺氨运行模型

氨作为零碳燃料, 将其掺入燃煤机组可有效降低碳排放, 燃煤机组掺氨运行模型可表示为:

$$\begin{cases} m_{\text{coal}}(t) = a_1 P_{\text{CFPP}}^2(t) + b_1 P_{\text{CFPP}}(t) + c_1 - \\ \quad m_{\text{NH}_3}(t) Q_{\text{NH}_3} / Q_{\text{coal}} \\ r_{\text{CFPP}, \text{NH}_3}(t) = m_{\text{NH}_3}(t) L_{\text{NH}_3} / (m_{\text{coal}}(t) L_{\text{coal}} + \\ \quad m_{\text{NH}_3}(t) L_{\text{NH}_3}) \\ 0 \leq r_{\text{CFPP}, \text{NH}_3}(t) \leq 20\% \end{cases} \quad (11)$$

式中: a_1 、 b_1 和 c_1 分别为燃煤机组的耗量特性系数; $P_{\text{CFPP}}(t)$ 为燃煤机组在时段 t 内的输出功率; L_{NH_3} 和 L_{coal} 分别为氨和煤的热值; $m_{\text{coal}}(t)$ 为燃煤机组在时段 t 内的燃煤消耗量; $r_{\text{CFPP}, \text{NH}_3}(t)$ 为燃煤机组在时段 t 内的掺氨比。

$$\begin{cases} f_{\text{CO}_2}(t) = \begin{cases} \lambda C_{\text{IES}}(t) & , C_{\text{IES}}(t) \leq l \\ \lambda(1 + \alpha)(C_{\text{IES}}(t) - l) + \lambda l & , l < C_{\text{IES}}(t) \leq 2l \\ \lambda(1 + 2\alpha)(C_{\text{IES}}(t) - 2l) + \lambda(2 + \alpha)l & , 2l < C_{\text{IES}}(t) \leq 3l \\ \lambda(1 + 3\alpha)(C_{\text{IES}}(t) - 3l) + \lambda(3 + 3\alpha)l & , 3l < C_{\text{IES}}(t) \leq 4l \\ \lambda(1 + 4\alpha)(C_{\text{IES}}(t) - 4l) + \lambda(4 + 6\alpha)l & , C_{\text{IES}}(t) > 4l \end{cases} \\ F_{\text{CO}_2} = \sum_{t=1}^T (f_{\text{CO}_2}(t)) \end{cases} \quad (17)$$

3 基于氢氨协同利用的 IES 调度模型

3.1 目标函数

本文以总运行成本最小化为目标, 其合理性在于: 1) 阶梯碳价机制可将碳排放转化为内生成本^[27]; 2) 本设计需要兼顾实际调度需求与计算效率, 相较于多目标优化, 单一成本目标优化的计算效率显著提升且经济性偏差在可接受的范围内。总运行成本 F 由煤耗成本 F_{coal} 、启停成本 F_{th} 、购气成本 F_{buy} 以及碳交易成本 F_{CO_2} 组成, 其模型可表示为:

$$F = \min(F_{\text{coal}} + F_{\text{th}} + F_{\text{buy}} + F_{\text{CO}_2}) \quad (12)$$

每个部分的具体表达式如下。

3.1.1 煤耗成本

$$F_{\text{coal}} = \sum_{t=1}^T (c_{\text{coal}} m_{\text{coal}}(t)) \quad (13)$$

式中: c_{coal} 为燃煤单价。

3.1.2 启停成本

$$F_{\text{th}} = S \sum_{t=2}^T (u_{\text{th}, t}(1 - u_{\text{th}, t-1}) + u_{\text{th}, t-1}(1 - u_{\text{th}, t})) \quad (14)$$

式中: S 为燃煤机组的启停成本系数; $u_{\text{th}, t}$ 为燃煤机组的启停变量。

3.1.3 购气成本

$$F_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T (c_{\text{buy}} G_{\text{buy}}(t)) \quad (15)$$

式中: c_{buy} 为天然气单价; $G_{\text{buy}}(t)$ 为时段 t 内的外购天然气体积。

3.1.4 碳交易成本

$$C_{\text{IES}}(t) = C_{\text{IES}, a}(t) - C_{\text{IES}}(t) \quad (16)$$

式中: $C_{\text{IES}}(t)$ 、 $C_{\text{IES}, a}(t)$ 以及 $C_{\text{IES}}(t)$ 分别为 IES 的碳交易量、实际碳排放量以及碳排放权配额。

本文采用阶梯式碳交易机制对 IES 碳排放进行约束, 该机制将碳交易量划分为若干连续区间, 并设置相应的区间阈值^[28]。碳交易量每突破 1 个区间阈值, 单位碳价就会按照预设增长率上升:

式中： $f_{CO_2}(t)$ 为时段 t 的碳交易成本； λ 为基准碳价； l 为单位区间长度； α 为价格增长率； F_{CO_2} 为碳交易总成本。

3.2 约束条件

3.2.1 功率平衡约束

本文通过多能耦合实现电能、热能、天然气及氢能之间的优化调度，其功率平衡如下：

$$\begin{cases} P_{WT}(t) + P_{PV}(t) + P_{GT}(t) + P_{CFPP}(t) + P_{ES,dis}(t) = \\ P_{EL,in}(t) + P_{H_2A}(t) + P_L(t) + P_{ES,cha}(t) \\ H_{GT}(t) + H_{GB}(t) + H_{NH_3}(t) + H_{EB}(t) + H_{HS,dis}(t) = \\ H_L(t) + H_{HS,cha}(t) \\ G_{buy}(t) + G_{MR}(t) = G_{GT}(t) + G_{GB}(t) + G_L(t) \\ m_{EL,H_2}(t) + m_{HS,dis}(t) = m_{MR,H_2}(t) + m_{HS,cha}(t) + \\ m_{H_2,NH_3}(t) + m_{GT,H_2}(t) + m_{GB,H_2}(t) \end{cases} \quad (18)$$

式中： $P_{WT}(t)$ 和 $P_{PV}(t)$ 为时段 t 的风光利用功率； $P_L(t)$ 、 $H_L(t)$ 和 $G_L(t)$ 分别为时段 t 的电负荷、热负荷和气负荷需求。

3.2.2 风光出力约束

$$\begin{cases} P_{pre,wt}(t) = P_{WT}(t) + P_{cur,wt}(t) \\ P_{pre,pv}(t) = P_{PV}(t) + P_{cur,pv}(t) \\ 0 \leq P_{WT}(t) \leq P_{pre,wt}(t) \\ 0 \leq P_{PV}(t) \leq P_{pre,pv}(t) \end{cases} \quad (19)$$

式中： $P_{pre,wt}(t)$ 和 $P_{pre,pv}(t)$ 分别为时段 t 内的风、光预测功率； $P_{cur,wt}(t)$ 和 $P_{cur,pv}(t)$ 分别为时段 t 内的弃风、弃光功率。

3.2.3 能量转换设备约束

本文通过各种能量转换设备实现不同能源之间的协同转换，所用的能量设备需满足对应的容量约束以及爬坡约束：

$$\begin{cases} n = \{EL, MR, EB, GT, GB\} \\ 0 \leq P_n(t) \leq P_{n,max} \\ \Delta P_{n,min} \leq P_n(t+1) - P_n(t) \leq \Delta P_{n,max} \end{cases} \quad (20)$$

式中： $P_n(t)$ 为设备 n 的输入功率； $P_{n,max}$ 为设备 n 的最大输入功率； $\Delta P_{n,min}$ 和 $\Delta P_{n,max}$ 分别为设备 n 的爬坡最小和最大约束。

3.3 模型求解

本文所建立的优化调度模型属于混合整数非线性规划问题，为提升求解效率，采用文献[29]提出的线性化方法将其转化为混合整数线性规划模型，

并基于 MATLAB 平台，利用 YALMIP 工具箱调用 CPLEX 求解器进行高效求解。

4 算例分析

本文选择上海某园区 IES 作为研究对象，以 $T=24$ h 为 1 个调度周期对系统进行仿真分析，时间步长为 1 h，各设备参数见表 1，各负荷需求以及预测风光出力如图 2 所示。碳交易基价为 215 元/t，增长率为 0.5，天然气价格为 3.5 元/m³。

表 1 各设备参数
Tab.1 Parameters of each device

类型	容量/MW	转换效率	爬坡功率/MW
GT	350	0.40	150
GB	80	0.92	25
EB	40	0.90	10
EL	120	0.85	60
MR	135	0.70	60

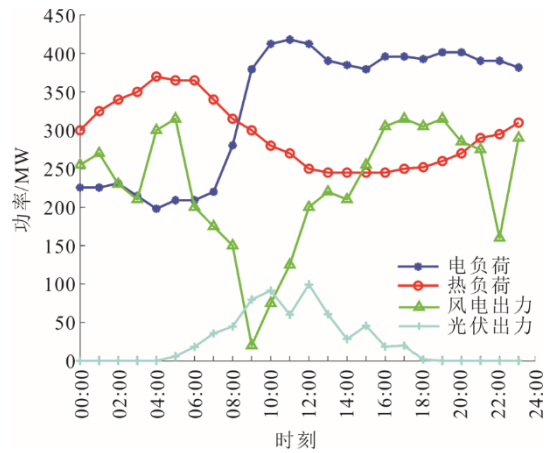


图 2 各负荷及风光预测出力曲线

Fig.2 Forecast curves for electric load, thermal load, wind power and photovoltaic outputs

为验证所提模型的有效性，本文设置 3 个场景进行对比分析。

场景 1 考虑传统电转气的 IES，不考虑中间产物氢气的利用。

场景 2 在 IES 中考虑电转气的细化，将中间产物氢气进行多元利用。

场景 3 在场景 2 基础上进一步考虑氢制氨和燃煤机组掺氢，实现掺氢燃气机组和掺氢燃煤机组的联合优化。

4.1 风光典型场景生成与削减

根据历史风电与光伏出力数据，本文利用 Copula 函数构建风光联合分布模型，并结合核密度

估计与蒙特卡洛采样方法，生成 500 种考虑相关性的风光联合出力场景。所生成的风光联合出力场景如图 3 所示。

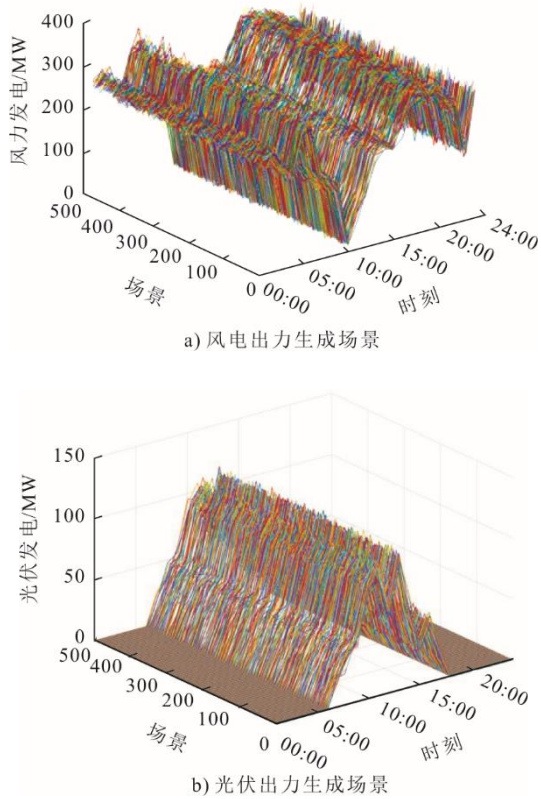


图 3 考虑相关性的 500 种新能源出力场景
Fig.3 Five hundreds of kinds of new energy output scenarios considering correlation

为降低系统优化计算的复杂度，本文基于 K-means 聚类算法对原始风光场景进行削减，最终保留 5 种具有代表性的典型风光联合出力场景。所选典型场景较好地覆盖了原始场景的概率分布特征。削减后的 5 种典型风光出力场景如图 4 所示。典型风光出力场景 1 至场景 5 的出现概率依次为 22.4%、19.6%、21.2%、16.8%、20.0%。

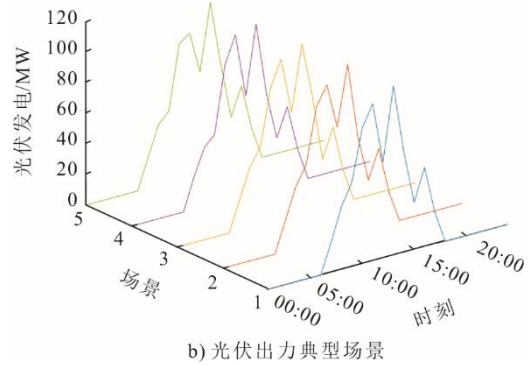
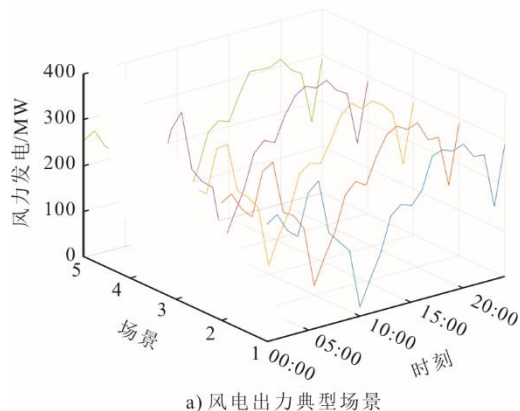


图 4 5 种新能源出力典型场景
Fig.4 Five kinds of typical scenarios of new energy output

通过引入风光联合出力场景及其概率信息，更加真实地反映了新能源波动性的实际特征，为后续 IES 的优化调度提供了更加可信的输入依据，有效提升了系统对可再生能源不确定性的适应能力。基于 5 种新能源出力的典型场景及其概率，利用概率累加构造综合场景，用于后续优化调度。

4.2 经济效益分析

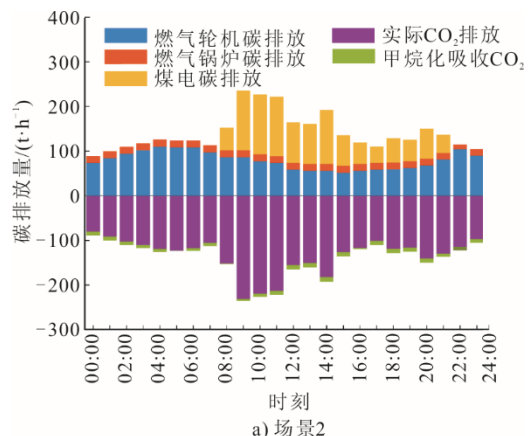
各场景调度结果见表 2。由表 2 可知：场景 2 的总成本比场景 1 减少了 55.13 万元，主要得益于购气成本的下降，这体现了氢能的经济优化作用；场景 3 的总成本较场景 2 减少了 16.84 万元，主要得益于煤耗、启停和碳交易成本的下降，验证了氢氨协同的增效潜力。

表 2 各场景调度结果 单位：万元
Tab.2 The scheduling results of each scenario

场景	总成本	煤耗成本	启停成本	购气成本	碳交易成本
1	519.62	39.65	30.00	420.76	29.21
2	464.49	37.43	30.00	376.90	20.16
3	447.65	32.91	0	395.98	18.76

4.3 低碳效益分析

场景 2 和场景 3 在调度周期内的 CO₂ 功率平衡如图 5 所示。



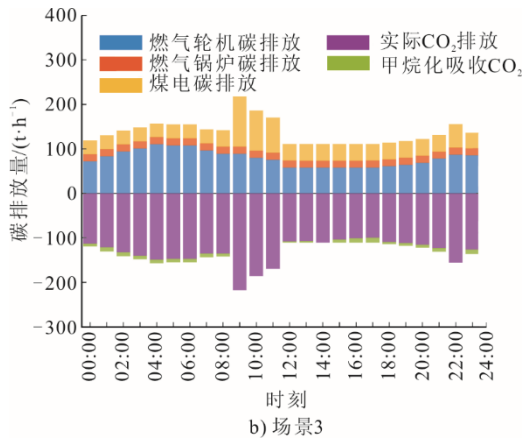
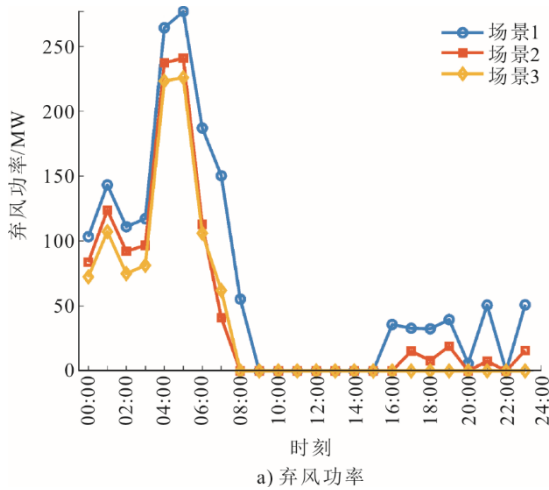


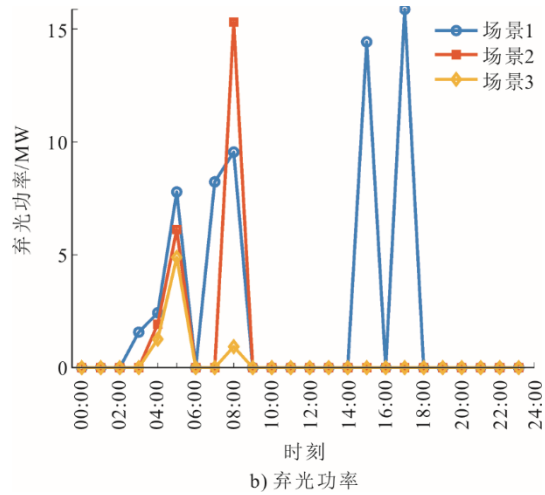
图 5 CO₂ 功率平衡

Fig.5 The carbon dioxide power balance diagrams

从图 5 可见，与场景 2 相比，场景 3 各设备单元的总碳排放量减少了 57.59 t，尤其是煤电碳排放，09:00—16:00 时段的煤电碳排放得到显著减少。这主要得益于燃煤掺氢燃烧降低了燃煤机组的碳



a) 弃风功率



b) 弃光功率

图 6 各场景弃风弃光功率对比

Fig.6 The wind and solar power curtailment in each scenario

4.5 IES 运行情况分析

场景 3 的调度情况和氢能供需平衡如图 7 和图 8 所示。各场景燃煤机组出力对比如图 9 所示。由图 5 可见，风电和光伏是整个系统的主要电力来源，这大大减少了系统对化石燃料发电的需求。气网主要由外购天然气供应，而氢甲烷化所产生的天然气作为补充气源，缓解了系统对化石能源的依赖。

4.5.1 氢气供应情况分析

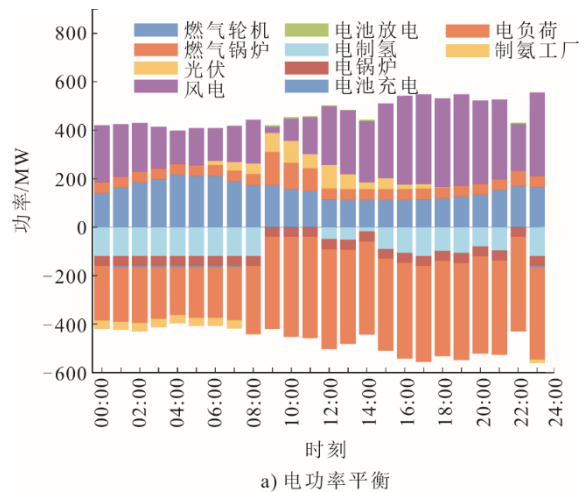
图 8 为氢能供需平衡。由图 8 可见，电解槽大部分时间处于满发状态，产生了大量氢气以供系统进行利用。其利用形式包括甲烷化耗氢、燃气机组耗氢、合成氨耗氢以及氢气存储，氢能多元利用形

排放减少。

4.4 新能源消纳效益分析

各场景在调度周期内的弃风弃光功率对比如图 6 所示。由图 6a)可见，场景 1 在 01:00—08:00 时段存在大量弃风现象，弃风功率最高峰值超过 250 MW，表明该场景在风电出力高峰期存在严重的消纳瓶颈。场景 2 通过氢气多元利用手段显著缓解了这一问题，场景 3 在此基础上引入氢能协同路径后，进一步削减了高峰时段弃风功率，并且在 09:00—24:00 时段没有弃风现象，风电被完全消纳。由图 6b)可见，场景 1 和场景 2 均在 09:00 出现明显弃光峰值，分别达到约 10 MW 与 15 MW，相比之下，场景 3 在对应时段表现出更强的光伏消纳能力，弃光功率始终保持在较低水平，大多数时段没有弃光现象。综上可得，氢-氨协同路径的引入显著增强了系统对风电与光伏的综合消纳能力，提升了系统运行的灵活性。

式提高了系统氢能的利用率，并优化了能源结构。



a) 电功率平衡

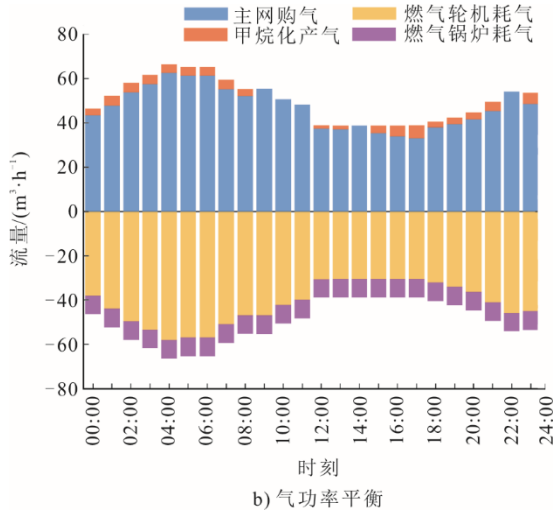


图 7 场景 3 系统调度情况

Fig.7 System scheduling situation in Scenario 3

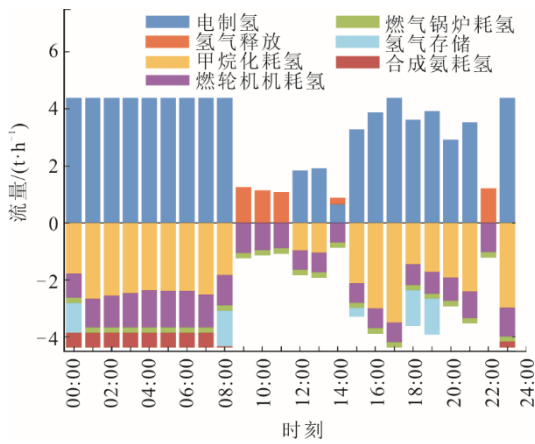


图 8 氢能供需平衡

Fig.8 Hydrogen energy supply and demand balance

4.5.2 燃煤机组出力分析

图 9 为各场景燃煤机组出力对比。

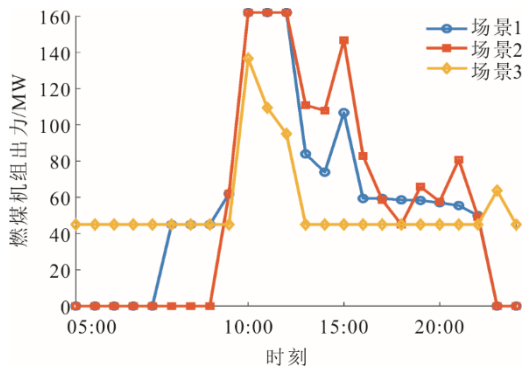


图 9 各场景燃煤机组出力对比

Fig.9 Comparison of coal-fired unit output by scenario

由图 9 可见，在场景 1 和场景 2 中，燃煤机组的出力波动较大且启停 2 次，相比之下，场景 3 中燃煤机组出力较为平稳，除了 10:00—12:00 时段出

力有上升外，其余时段均保持在最小技术出力，避免了频繁启停带来的启停成本。这一结果表明，燃煤掺氨燃烧能够有效提升燃煤机组的运行稳定性，减少启停成本。

4.5.3 氨转氨余热回收分析

场景 3 在调度周期内的制氨质量以及产热如图 10 所示。从图 10 可知，系统在调度周期内有 24.96 t 合成氨，氨合成过程的余热可用于热网供热，总计回收余热 34.04 MW，从而减少了系统对 GB、EB 等传统供热方式的依赖。该结果表明，合成氨不仅能实现煤电的绿色替代，还能够通过余热回收提升系统整体能效。

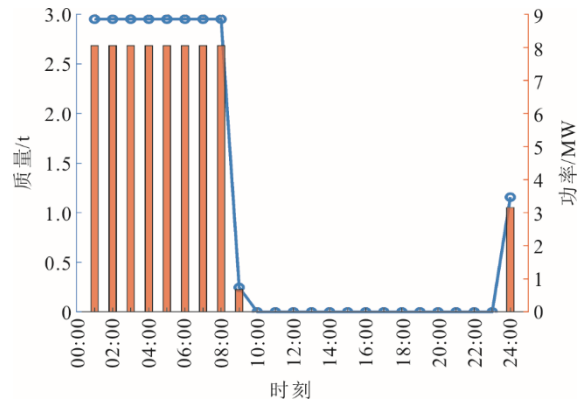


图 10 场景 3 中调度周期内的制氨质量以及产热
Fig.10 Ammonia production quality and waste heat heating in scheduling period in Scenario 3

5 结 语

本文提出的氢氨协同利用方案为 IES 的优化调度提供了新思路，通过引入新能源出力不确定性分析使 IES 调度更贴合实际情况，主要得出结论如下。

1) 通过 EL、MR 及制氨设备的协同运行，替代传统电气单一能源转化模式，拓展了氢能在燃料替代与化工合成领域的多元应用。

2) 当风电过剩时，氢转氨的引入能进一步消纳可再生能源，减少弃风弃光现象。此外，氢转氨过程的余热可代替传统供热设备进行供热，这表明氢转氨技术的引入不仅拓宽了可再生能源消纳路径，还进一步提升了系统整体能效。

3) 燃煤机组掺氨燃烧不仅替代了部分燃煤消耗，还改善了机组运行特性，这凸显了燃煤掺氨在优化机组出力与低碳转型中的双重价值。

[参 考 文 献]

[1] International Energy Agency. Global energy review 2025 [EB/OL]. (2025-05-25) [2025-06-10]. <https://www.iea>

- org/reports/global-energy-review-2025.
- [2] 国务院. 国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知: 国发(2021)23号[A/OL]. (2021-10-26) [2025-05-21]. https://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm.
State Council. The State Council on the issuance of carbon peak by 2030: GF(2021) No.23[A/OL]. (2021-10-26) [2025-05-21]. https://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm.
- [3] 周孝信, 陈树勇, 鲁宗相, 等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1893-1904.
ZHOU Xiaoxin, CHEN Shuyong, LU Zongxiang, et al. Technology features of the new generation power system in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1893-1904.
- [4] 贾宏杰, 王丹, 徐宪东, 等. 区域综合能源系统若干问题研究[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(7): 198-207.
JIA Hongjie, WANG Dan, XU Xiandong, et al. Research on some key problems related to integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 198-207.
- [5] 屈小云, 吴鸣, 李奇, 等. 多能互补综合能源系统综合评价研究进展综述[J]. 中国电力, 2021, 54(11): 153-163.
QU Xiaoyun, WU Ming, LI Qi, et al. Review on comprehensive evaluation of multi-energy complementary integrated energy systems[J]. Electric Power, 2021, 54(11): 153-163.
- [6] 张峰, 张鹏, 梁军. 考虑风电功率不确定性的风电场出力计划上报策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(11): 34-40.
ZHANG Feng, ZHANG Peng, LIANG Jun. Wind farm generation schedule strategy considering wind power uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(11): 34-40.
- [7] 罗彬, 陈永灿, 刘昭伟, 等. 梯级水光互补系统最大化可消纳电量期望短期优化调度模型[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(10): 66-75.
LUO Bin, CHEN Yongcan, LIU Zhaowei, et al. Short-term optimal dispatch model for maximizing expectation of consumption power of cascade hydro-photovoltaic complementary system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(10): 66-75.
- [8] 南斌, 姜春娣, 董树锋, 等. 计及源荷不确定性的综合能源系统日前-日内协调优化调度[J]. 电网技术, 2023, 47(9): 3669-3683.
NAN Bin, JIANG Chundi, DONG Shufeng, et al. Day-ahead and intra-day coordinated optimal scheduling of integrated energy system considering uncertainties in source and load[J]. Power System Technology, 2023, 47(9): 3669-3683.
- [9] 周步祥, 华伟杰, 张远洪, 等. 面向电-气双向耦合与低碳的P2G厂站优化规划[J]. 电力系统及其自动化学报, 2022, 34(6): 9-17.
ZHOU Buxiang, HUA Weijie, ZHANG Yuanhong, et al. Optimal planning for P2G power station oriented to electricity-gas bidirectional coupling and low carbon[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2022, 34(6): 9-17.
- [10] 安源, 郑申印, 苏瑞, 等. 风光水储多能互补发电系统双层优化研究[J]. 太阳能学报, 2023, 44(12): 510-517.
AN Yuan, ZHENG Shen Yin, SU Rui, et al. Research on two-layer optimization of wind-solar-water-storage multi energy complementary power generation system[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2023, 44(12): 510-517.
- [11] 雷金勇, 于力, 郭晓斌, 等. 考虑电热气耦合的综合能源系统规划方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(1): 19-24.
LEI Jinyong, YU Li, GUO Xiaobin, et al. Planning method for integrated energy system with the consideration of coupling among power, heat, and gas[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2019, 31(1): 19-24.
- [12] 王昀, 谢海鹏, 孙啸天, 等. 计及激励型综合需求响应的电-热综合能源系统日前经济调度[J]. 电工技术学报, 2021, 36(9): 1926-1934.
WANG Yun, XIE Haipeng, SUN Xiaotian, et al. Day-ahead economic dispatch for electricity-heating integrated energy system considering incentive integrated demand response[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(9): 1926-1934.
- [13] 卢健航, 张淼, 肖国威, 等. 考虑需求侧响应及V2G的综合能源系统随机优化[J]. 黑龙江电力, 2024, 46(2): 115-121.
LU Jianhang, ZHANG Miao, XIAO Guowei, et al. Stochastic optimization of integrated energy system considering demand-side response and vehicle-to-grid situation[J]. Heilongjiang Electric Power, 2024, 46(2): 115-121.
- [14] 刘海涛, 朱海南, 李丰硕, 等. 计及碳成本的电-气-热-氢综合能源系统经济运行策略[J]. 电力建设, 2021, 42(12): 21-29.
LIU Haitao, ZHU Hainan, LI Fengshuo, et al. Economic operation strategy of electric-gas-heat-hydrogen integrated energy system considering carbon cost[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(12): 21-29.
- [15] 蒋东方, 贾跃龙, 鲁强, 等. 氢能在综合能源系统中的应用前景[J]. 中国电力, 2020, 53(5): 135-142.
JIANG Dongfang, JIA Yuelong, LU Qiang, et al. Application prospect of hydrogen energy in integrated energy systems[J]. Electric Power, 2020, 53(5): 135-142.
- [16] YARTYS V A, BARICCO M, COLBE J B V, et al. Materials for hydrogen-based energy storage: past, recent progress and future outlook[J]. Journal of Alloys and Compounds, 2025, 827: 12574.
- [17] DAWOOD F, ANDA M, SHAFIULLAH G M. Hydrogen production for energy: an overview[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(7): 3847-3869.
- [18] 李贵君, 赵兴勇, 刘昊炆, 等. 考虑梯级碳交易机制和电转气两阶段运行的综合能源系统优化[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(3): 331-340.
LI Guijun, ZHAO Xingyong, LIU Haoyang, et al. Integrated energy system optimization considering cascading carbon trading mechanism and two-stage operation of power-to-gas[J]. Global Energy Interconnection, 2023, 6(3): 331-340.
- [19] 马恺, 袁至, 李骥. 考虑氢能多元化利用的综合能源系统低碳经济调度[J]. 发电技术, 2025, 46(2): 263-273.
MA Kai, YUAN Zhi, LI Ji. Low-carbon economic scheduling of integrated energy system considering diversified utilization of hydrogen energy[J]. Power Generation Technology, 2025, 46(2): 263-273.
- [20] 夏佳伟, 张一帆, 雷浩, 等. 考虑高效氢能利用和碳捕集的综合能源系统低碳优化调度[J]. 电力建设, 2024, 45(12): 100-111.
XIA Jiawei, ZHANG Yifan, LEI Hao, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering efficient hydrogen utilization and carbon

- capture equipment[J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(12): 100-111.
- [21] 李佳蓉, 林今, 肖晋宇, 等. 面向可再生能源消纳的电化工(P2X)技术分析及其能耗水平对比[J]. *全球能源互联网*, 2020, 3(1): 86-96.
LI Jiarong, LIN Jin, XIAO Jinyu, et al. Technical and energy consumption comparison of power-to-chemicals (P2X) technologies for renewable energy integration[J]. *Global Energy Interconnection*, 2020, 3(1): 86-96.
- [22] 袁文腾, 陈亮, 王春波, 等. 基于氨储能技术的电转氨耦合风-光-火综合能源系统双层优化调度[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(18): 6992-7003.
YUAN Wenteng, CHEN Liang, WANG Chunbo, et al. Bi-level optimal scheduling of power-to-ammonia coupling wind-photovoltaic-thermal integrated energy system based on ammonia energy storage technology[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(18): 6992-7003.
- [23] 初壮, 袁继新. 考虑氨制冷和火电掺氨的综合能源系统优化调度[J/OL]. *电力建设*, 1-16. <https://link.cnki.net/urlid/11.2583.TM.20250317.1037.006>.
CHU Zhuang, YUAN Jixin. Optimization and scheduling of comprehensive energy systems considering ammonia refrigeration and ammonia blending in thermal power plants[J/OL]. *Electric Power Construction*, 1-16. <https://link.cnki.net/urlid/11.2583.TM.20250317.1037.006>.
- [24] LI W, LIU W, LIN Y, et al. Optimal dispatching of integrated energy system with hydrogen-to-ammonia and ammonia-mixed/oxygen-enriched thermal power[J]. *Energy*, 2025, 316(1): 134514.
- [25] 刘妍, 胡志坚, 陈锦鹏, 等. 含碳捕集电厂与氢能多元利用的综合能源系统低碳经济调度[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(1): 31-40.
LIU Yan, HU Zhijian, CHEN Jinpeng, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering carbon capture power plant and multi-utilization of hydrogen energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(1): 31-40.
- [26] 陈登勇, 刘方, 刘帅. 基于阶梯碳交易的含 P2G-CCS 耦合和燃气掺氢的虚拟电厂优化调度[J]. *电网技术*, 2022, 46(6): 2042-2054.
CHEN Dengyong, LIU Fang, LIU Shuai. Optimization of virtual power plant scheduling based on stepped carbon trading with P2G-CCS and doped with gas hydrogen based on stepped carbon trading[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(6): 2042-2054.
- [27] MICHAEL G, CLARE B. Internalizing carbon costs in electricity markets: using certificates in a load-based emissions trading scheme[J]. *Energy Policy*, 2009, 37(1): 290-299.
- [28] 周建华, 梁昌誉, 史林军, 等. 计及阶梯式碳交易机制的综合能源系统优化调度[J]. *中国电力*, 2025, 58(2): 77-87.
ZHOU Jianhua, LIANG Changyu, SHI Linjun, et al. Optimal scheduling of integrated energy system considering the ladder-type carbon trading mechanism[J]. *Electric Power*, 2025, 58(2): 77-87.
- [29] 任德军, 刘自发, 高峰, 等. 考虑碳交易机制与需求响应的园区综合能源系统电热协同运行优化研究[J]. *热力发电*, 2022, 51(3): 119-130.
REN Dejun, LIU Zifa, GAO Feng, et al. Electrothermal coordinated operation optimization of park integrated energy system considering carbon trading mechanism and demand response[J]. *Thermal Power Generation*, 2022, 51(3): 119-130.

(责任编辑 杜亚勤)