

电氢融合视角下新能源基地时序生产模拟与 优化配置方法综述

刘 念^{1,2}, 陈又新^{1,2}, 尚 进^{1,2}, 张 宽^{1,2}, 赵 波^{1,3}, 蒋 凯^{1,2}

(1. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京 102206; 2. 华北电力大学电能转换与智慧用电教育部工程研究中心, 北京 102206; 3. 国网浙江省电力有限公司电力科学研究院, 杭州 310014)

摘 要: 大型新能源基地是构建新型电力系统的重要手段, 但其输出功率波动性给系统电力供需平衡带来严峻挑战, 新能源基地电氢储能协同配置是破解新能源消纳和电力电量平衡难题的重要举措。在此背景下, 该研究从电氢融合视角深度剖析了新能源基地时序生产模拟与优化配置方法。首先, 梳理了新能源基地的典型供能架构, 从电力电量平衡、氢能物质流平衡及电-氢双向灵活转换的互动平衡 3 个维度分析了电氢融合的内涵, 电氢融合不仅可以提高新能源基地的多尺度电力灵活调节能力, 还能拓宽氢能的消纳途径, 有利于提高新能源消纳率。其次, 探讨了多种时序生产模拟模型在新能源基地逐时段电力-能量平衡分析方面的重要应用, 总结了分解协调、随机优化以及强化学习等经典求解方法。在此基础上, 从电化学储能、氢储能和电氢混合储能配置 3 个方面凝练了适用于新能源基地的优化配置方法。最后, 归纳了电氢供能架构、多时间尺度生产模拟、电氢储能协同配置和长周期演化形态与路径优化研究中存在的难点问题, 展望了电氢深度融合的新能源基地未来关键技术与发展趋势。

关键词: 新能源基地; 电氢融合; 绿氢生产; 时序生产模拟; 优化配置

Temporal Production Simulation and Optimal Configuration Method for Renewable Energy Bases from an Integrated Electricity-hydrogen Perspective

LIU Nian^{1,2}, CHEN Youxin^{1,2}, SHANG Jin^{1,2}, ZHANG Kuan^{1,2}, ZHAO Bo^{1,3}, JIANG Kai^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources(North China Electric Power University), Beijing 102206, China; 2. Engineering Research Center for Advanced Power Conversion and Intelligent Energy Management, Ministry of Education, North China Electric Power University, Beijing 102206, China; 3. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Hangzhou 310014, China)

Abstract: Large-scale renewable energy bases are recognized as crucial components in the advancement of future power systems, yet their inherent output volatility is regarded as a significant challenge to grid stability. To address this issue, integrated electricity-hydrogen storage configurations have been proposed as a transformative solution for renewable energy accommodation and power-energy balance. In this study, optimization approaches are systematically examined from an electricity-hydrogen synergy perspective. First, the system architecture is analyzed through three critical dimensions, namely, power-energy equilibrium, hydrogen material-flow balance, and electricity-hydrogen bidirectional transformation. It is demonstrated that deep integration enhances multi-scale flexibility while diversifying hydrogen utilization pathways. Subsequently, high-resolution temporal production simulation models are evaluated for hourly energy-material flow analysis, and solution methods including decomposition coordination, stochastic optimization, and reinforcement learning are compared. Furthermore, optimal configuration strategies for electrochemical, hydrogen, and hybrid storage systems are synthesized. Finally, persistent challenges in system design, multi-timescale modeling, and coordinated storage optimization are identified, and key technological pathways for next-generation integrated renewable-hydrogen energy bases are outlined.

Key words: renewable energy bases; electric-hydrogen integration; green hydrogen production; time-series production simulation; optimal configuration

0 引言

建设大型清洁能源基地是构建新型电力系统、实现“双碳”目标的关键举措^[1]。《“十四五”现代能源体系规划》明确提出在资源富集区推进大型风电光伏基地建设^[2]。随着规模化部署,预计2030年清洁能源装机将达25~30亿kW,占总装机的55%^[3]。然而,新能源出力波动性大、持续时间长、季节差异显著,导致电力供应紧张与弃风弃光问题交替出现。

当前新能源基地主要分为3类:外送型依托特高压外送,但受端省份本地新能源增长削弱了外送需求^[4-5];本地消纳型主要靠就近消纳或结合“源网荷储一体化”模式,但面临工业需求波动大、消纳率低、强制配储推高成本及源荷不匹配等问题^[6-7];市场化交易型参与电力市场比例提高,但存在价格波动风险以及出力曲线约束,新能源需报量报价并匹配出力曲线,但风光波动性大,难以与其他电源耦合交易^[8-9]。

新能源占比提高使得电网灵活调节能力逼近临界点。历史案例如2018年新疆案例(风电大波动最长持续时间超过2d,出力低于20%装机容量的最长持续时间超过8d)、2021年东北案例(全网新能源基地最小出力同时率仅1%左右,因新能源持续低出力导致9月电力供应不足而限电)表明新能源持续低出力会导致严重电力短缺^[1]。预测显示,未来需配置当前4倍规模的灵活性资源以应对平衡挑战,新型储能将发挥重要作用^[1,3]。因此,配置新型储能以提升基地侧灵活调节能力和并网友好性是破解消纳与电力电量平衡难题的关键。

新能源基地优化配置的核心是解决可再生能源机组、电解槽、储氢罐、燃料电池等设备应如何选型、定容、布局的问题,而该问题的解答必须建立在对基地全时序动态运行场景的精准生成之上,即时序生产模拟正是通过还原“源-荷-储-氢”系统逐时段的耦合规律,以高时间分辨率生成全年8760h运行场景的工具,其核心价值在于突破“静态场景假设”的局限,精准复现可再生能源出力波动、氢能供需变化、电网接纳能力动态调整等随时间演进的实际运行特征,为设备优化配置提供贴合真实时序规律的场景支撑。对于无常规电源的基地,电化学储能可平抑短时波动,但难以满足长时大规模存储需求^[10-11]。氢储能具有零碳、高能量密度、长时存储等优势,在大容量长周期调节中更具竞争力和

经济性。《压力型水电解制氢系统技术条件》规范了碱性(alkaline, ALK)/质子交换膜(proton exchange membrane, PEM)电解槽在0.3~5.0 MPa压力下的工作参数与安全要求^[12]。但目前煤、天然气等化石能源制氢是我国主要的制氢方式,占制氢总量98%以上,制备过程中会排放大量二氧化碳。可再生能源制绿氢对提高新能源基地并网友好性和低碳制氢意义重大,2022年3月国家发改委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)》和《“十四五”新型储能发展实施方案》,明确氢能是未来国家能源体系的重要组成部分,要重点开展风电光伏基地可再生能源制绿氢等长周期储能试点示范,满足多时间尺度用能需求^[5-6]。

但由于电-氢-电的循环转换效率较低,约为20%~40%^[13],若仅依赖氢能储能或返送电网,则经济性和能源利用率均难以满足规模化发展需求,因此拓宽氢能的多元化消纳途径、提升绿氢产业的经济可行性是十分必要的。例如可以通过风电、光伏电站与电解水制氢设备,如PEM或ALK的直连运行,减少电网调度和输配电损耗,提高绿氢生产效率。《氢燃料电池车辆加注协议技术要求》规定了35/70 MPa加氢站的温度分级、通信机制及流量控制策略^[14]。内蒙古鄂尔多斯的“风光氢储”一体化项目采用离网制氢模式,当地风光资源丰富,该地区年平均风速在6.5~7.2 m/s之间,风功率密度 $\geq 350 \text{ W/m}^2$;年日照数超3000h,年辐射量达5500~6000 MJ/m²,属国家I类光资源区。该项目还受到地方政策支持,包括但不限于:市属国企以土地入股项目、减轻企业投资压力、市财政注资国企开发风光项目。依托当地丰富的风光资源及政策支持等有利条件,该项目实现了约18元/kg的制氢成本,低于传统电网供电模式^[15];构建短周期消纳场景,氢能重卡(如49t物流车)的百千米氢耗约8~10 kg,单台车年消纳氢量可达20t以上。目前,河北、广东等地已开展氢能重卡示范,依托港口、矿区等封闭场景,形成稳定需求^[16-17];除了直接使用绿氢外,将其转化为氢基燃料(如甲醇、甲烷等)可进一步拓宽氢能的消纳途径^[18-19],提升经济性和应用灵活性。这类氢能衍生物具有储存便利、运输成本低、可直接替代传统化石燃料等优势,尤其适合难以直接使用氢气的工业、航运和化工领域。《氢系统安全的基本要求》对涵盖风光电解制氢、储运及应用的氢系统安全设计、材料选择、风险控制等提出了详细规范,为绿氢规模化安全利用提供了技术支撑^[20]。因

此, 电能与氢能融合发展为解决新能源基地输出功率平稳性和绿氢安全经济生产提供了重要保障。

综上所述, 目前国内外针对新能源基地在电储能与氢储能配置研究方面已取得了一些研究进展, 但缺乏相关综述来对该领域的最新成果进行系统性梳理, 仍存在的难点问题有: (1) 针对电氢融合的新能源基地, 如何系统表征电氢异质能流间的耦合关系, 以确保能源的高效利用以及稳定供应; (2) 针对电氢异质能流在长短周期上的不同调节优势, 如何明确有效的协同原则, 以保证配置方案的经济性与安全性。为此, 该研究从新能源基地的电氢供能架构、时序生产模拟和电氢储能协同配置 3 个角度出发, 全面综述了电氢融合新能源基地的研究进展, 并对未来发展做出展望。具体贡献在于: (1) 梳理了新能源基地的典型供能架构, 从电力电量平衡、氢能物质流平衡及电氢灵活调节能力互动平衡 3 个维度分析了电氢融合的内涵; (2) 探讨了多种时序生产模拟模型在新能源基地逐时段电力-能量平衡分析方面的重要应用, 总结了分解协调、随机优化以及强化学习等经典求解方法; (3) 从电化学储能、氢储能和电氢混合储能配置 3 个方面凝练了适用于新能源基地的优化配置方法; (4) 聚焦于电氢深度融合的新能源基地典型形态、计及多时间尺度电力-能量-物质平衡的时序生产模拟方法、协同配置方法以及

长周期演化形态与路径优化 4 个方面, 展望了新能源基地的未来研究方向。

1 新能源基地的典型供能架构与电氢融合内涵

1.1 电氢融合的供能架构

电氢耦合新能源基地通过“电-氢-电”或“电-氢-多能”模式实现源-网-荷-储协同优化, 有效提升了可再生能源消纳率与系统稳定性, 如图 1 所示。电氢融合系统根据所含资源不同可分为风-氢系统^[21]、风-光-氢系统^[22]、风-光-储-氢系统^[23]以及风-光-水-氢互补发电系统^[24], 系统供能架构会直接影响新能源消纳率、系统综合能效以及可满足的负荷类型^[21-26]。目前, 对电氢融合架构的相关研究工作包括风电、光伏、蓄电池和电解池通过斩波器连接于直流母线的拓扑结构^[21], 风电采用不控整流与电解池通过逆变器耦合于交流母线的经济性结构^[22], 广义氢储能系统电-氢-电双向能量转化物理架构^[23], 电解池、混氢燃气轮机和热泵共同构成的能量枢纽架构^[25], 以及电解池与甲烷化装置串联的电能与混氢天然气联合供能架构^[26]。基于上述典型架构, 电氢融合系统的典型形态受可再生能源政策、氢能供应链绿氢经济可靠供应需求以及政府对能源侧低碳化转型的统筹布局等影响, 不断迭代演化。

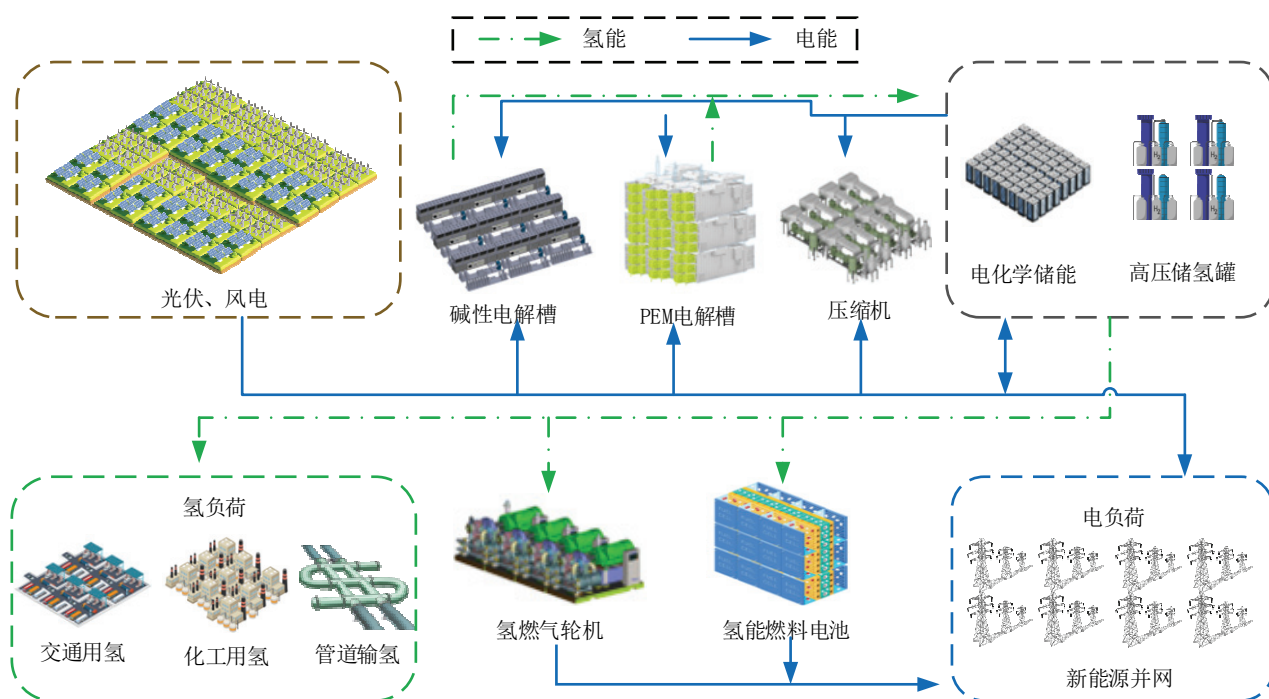


图 1 新能源基地供能架构

Fig.1 Architecture of renewable energy base

1.2 电氢融合内涵

电氢融合的新能源基地将传统的电力电量平衡扩展为源荷电力电量平衡、制氢用氢的物质平衡、灵活调节能力的互动平衡, 3 种异质平衡具有相互耦合性, 但电氢异质能流在平衡的时间尺度上有较大差异, 如图 2 所示。从电能的视角, 考虑系统源荷随机波动特征以及电力系统平衡要求, 电能的平衡属性需保证电力电量在实时层面的动态平衡, 以电为核心的调节能力和平衡过程可实现系统能量/功率在分钟级及小时级的短时间尺度平衡。从氢能的视角, 考虑氢能长时间尺度存储的物理属性及供需匹配特性, 氢能的平衡属性无需保证实时平衡, 以氢能为核心的调节能力能够实现“周-月”等长时间尺度的调控和存储, 可作为以电为核心短时间尺度平衡与调节的有益补充。

电氢融合在新能源基地中的核心作用之一是为高比例可再生能源系统提供电力电量平衡支撑。风电、光伏发电具有显著的波动性与间歇性, 传统电力系统依赖煤电、抽水蓄能等灵活性资源进行调节, 但其调节能力与速度难以完全匹配新能源的出力特性^[27]。电解水制氢作为一种可中断负荷, 能够动态响应电力系统供需变化: 在新能源大发时段(如

午间光伏过剩或夜间风电富集), 电解槽可快速启动以消纳富余电力; 在电力紧缺时段则降低负荷, 减少对电网的冲击^[28-29]。从电量平衡角度看, 电氢融合可将原本可能弃用的可再生能源电力转化为氢能储存, 实现跨时间尺度的能量转移。例如, 西北地区风光基地夏季光伏发电量远超本地消纳能力, 通过电解制氢可将过剩电量转化为氢能, 并在冬季风光出力不足时通过燃料电池或氢燃气轮机回馈电网^[30]。这种“电-氢-电”的循环虽存在效率损失, 但相较于完全弃电, 仍显著提升了系统经济性。此外, 氢能可通过参与电力辅助服务市场(如调频、备用容量)获取收益, 优化电量平衡的经济调度^[28]。

电氢融合需确保氢能产业链的物质流平衡, 包括氢能及其衍生物的生产、储存、运输与终端消纳。新能源基地的电解制氢规模需与下游需求匹配: 若氢能消纳途径不足(如缺乏化工、交通等应用场景), 将导致储氢成本攀升或氢气放空浪费。物质平衡的难点在于氢能供需的时空错配, 例如, 风光资源富集区(如青海、内蒙古)的制氢潜力巨大, 但当地工业需求有限, 需通过长管拖车或管道外运, 而氢气储运成本占终端价格的 30%~50%, 成为制约因素^[16]。为优化物质平衡, 需构建“源-网-荷-储”一体化的

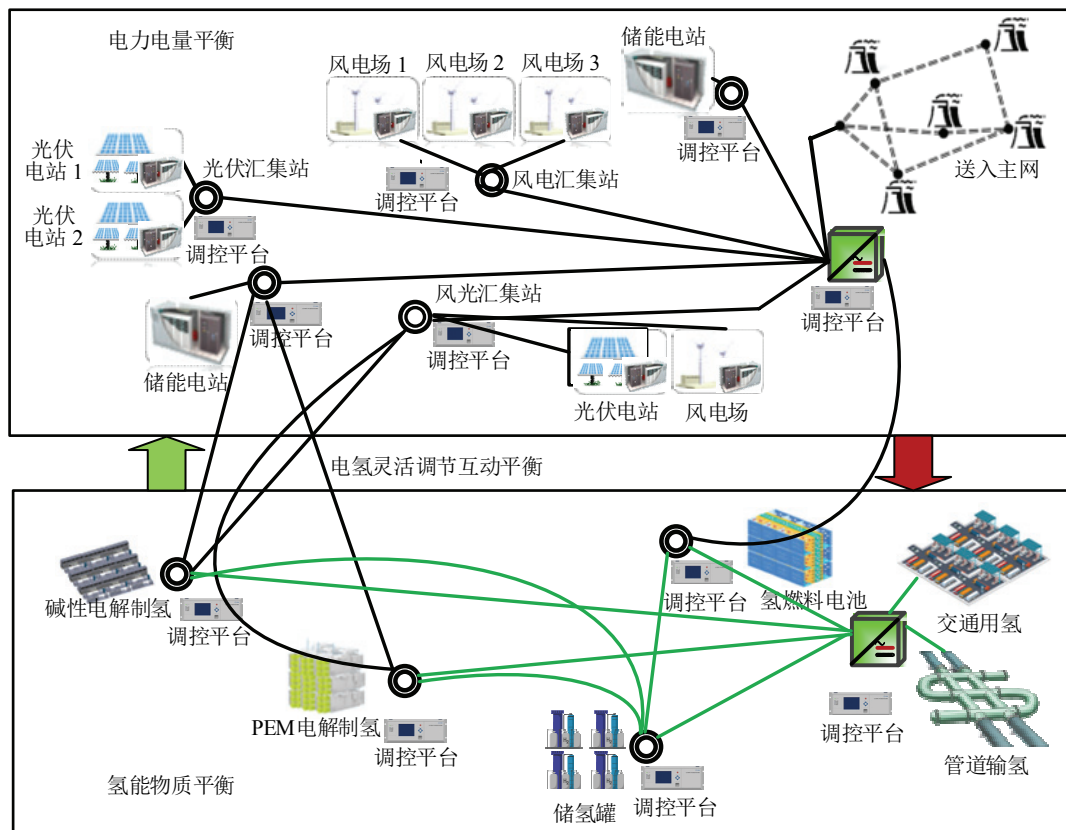


图 2 电氢融合内涵

Fig.2 Connotation of electric hydrogen fusion

氢能系统。源侧: 电解槽功率与新能源装机容量按一定比例配置, 并配套缓冲储氢罐(短期调节)和地下盐穴(季节性调节)^[31-32]; 网侧: 发展掺氢天然气管道或纯氢管网, 降低运输损耗(如欧盟计划 2030 年建成 4 万 km 氢管网)^[33]; 荷侧: 就近布局绿氢合成氨、甲醇等产业, 或通过氢燃料电池重卡形成闭环物流网络^[17-18]。物质平衡还需考虑水资源的约束, 电解 1 kg 氢需消耗 9~12 L 纯水, 在干旱地区需配套海水淡化或废水回用设施^[34]。

新能源基地需考虑电氢异质能流的灵活调节能力互动平衡。电力系统与氢能系统的运行时间尺度差异显著: 电力调度需秒级响应, 而电解槽启动需分钟级, 储氢系统调节可达小时至季节级。这种多时间尺度的耦合要求电氢转换设备具备以下特性: (1)快速响应能力。PEM 电解槽可在 10%~100% 负荷范围内秒级调节, 优于碱性电解槽(30%~100%, 响应时间分钟级), 更适合参与电力现货市场^[35]; (2)多能流协同控制。通过混合整数规划(mixed-integer programming, MIP)或模型预测控制(model predictive control, MPC)算法, 协调电解槽、储氢罐与燃料电池的运行策略, 实现电氢混合系统的经济最优^[36-37]。从能质角度看, 电氢转换需权衡效率与灵活性, 例如, 直接弃电成本为 0, 但电-氢-电循环的效率损失导致等效电价成本上升^[38]; 若将氢用于化工(如合成氨路径的能量转化效率达 60%~70%, 可使绿氢的等效能源成本降低 20%~40%), 则经济性显著改善。因此, 电氢融合需根据应用场景动态选择最优路径。高价值场景: 绿氢用于电子级高纯氢或航空燃料, 溢价覆盖转换成本; 大规模储能: 氢能用于季节性调峰, 尽管效率低, 但相比于电池储能更具规模经济性。

1.3 电氢深度融合的新能源基地典型形态与供能架构展望

新能源基地的典型供能架构是以电氢深度融合为核心的能源系统, 其核心科学问题在于长周期能源电力平衡与协同规划。当前研究主要聚焦于电氢耦合机制, 强调氢能对电能系统的协同增效作用。然而, 电氢深度融合系统还需解决电氢灵活调节能力的动态平衡问题, 并需考虑氢能衍生物的综合利用以拓展氢能消纳路径。该系统具有以下特征: 平衡因素存在显著不确定性、平衡对象呈现强耦合特性、平衡过程涉及多时间尺度动态交互。关键技术突破方向包括: (1)柔性制氢系统, 开发宽负荷

(20%~150%)高效电解槽及风光功率自适应匹配技术; (2)多模态储运网络, 形成高压气态储氢、液态储氢与地下储氢的梯级配置方案; (3)智慧能源管理系统, 基于数字孪生平台实现“秒级电力调节-小时级制氢优化-季节性能量转移”的多时间尺度协同控制。此类基地将推动形成“绿电-绿氢-绿色化工”全产业链, 在电网调峰、化工脱碳、交通燃料等领域发挥核心作用, 预计到 2030 年可使综合能源成本下降 30%以上, 为新型电力系统建设提供重要支撑。

2 新能源基地电氢融合时序生产模拟方法

2.1 电氢融合时序生产模拟模型

时序生产模拟通过对电力系统进行长时、精细时间尺度下的逐时段电力平衡, 能够考虑新能源发电出力的时序特性和机组运行的相关约束, 实现对电力系统灵活性的建模, 从而模拟电力电量平衡过程, 成为电力行业的重要仿真分析工具^[39-40]。电氢融合的区域综合能源系统在时序生产上具有连续性, 电力系统生产模拟可通过优化发电机组生产情况、模拟系统调度运行, 对系统运行规划进行评估分析^[41-42], 常见的生产模拟方法可分为时序生产模拟法与随机生产模拟法。时序生产模拟法基于时序新能源与负荷曲线, 在年、月、周不同时间尺度下, 逐时段模拟系统的运行控制情况^[43-45], 如图 3 所示。

考虑电动汽车、季节性长时储能等多时间尺度灵活性调节资源的时序耦合特性, 构建全景时序生产模拟模型, 将全年调度策略内嵌于电力电量平衡优化问题之中^[46-47]。此外, 针对大规模新能源接入后带来的随机性与波动性, 多场景时序模拟法^[48]与蒙特卡洛模拟法^[49]被用于短时间尺度下系统运行评估分析之中。同时, 电氢融合系统的负荷, 如电网调峰需求、氢能化工负荷也存在时序差异。时序生产模拟通过调用高时间分辨率的历史/预测数据, 如风光出力、氢能需求, 还原长时间尺度的“源-荷-储-氢”动态耦合场景, 为优化配置提供最贴近实际的“输入边界条件”。但时序生产模拟模型多被构建为混合整数非线性模型, 计算量大且求解复杂, 难以应用于大规模长时间尺度的电力电量平衡问题分析之中。随机生产模拟法通过拟合新能源与负荷出力概率分布, 实现中长期时间尺度下电力电量平衡的快速分析^[39,50]。其中, 半不变量法、快速傅里叶变换、等效电量函数法通过将时序负荷曲线转化为持续负荷曲线进行卷积计算, 但忽略了负荷的

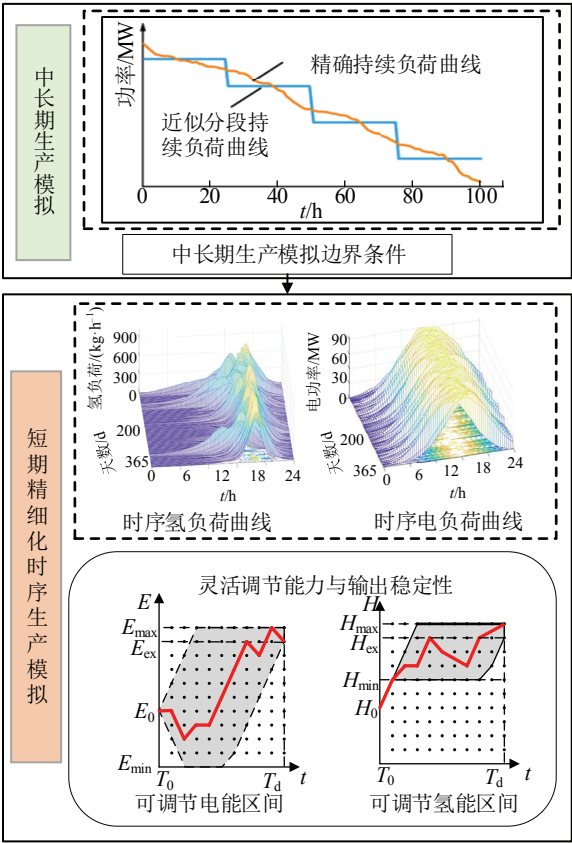


图3 电氢融合时序生产模拟方案
Fig.3 Integrated electricity-hydrogen temporal production modeling

时序变化信息。结合概率分布和出力曲线模型的特点，采用不同的多状态机组模型描述不同时段的可再生能源出力特征，构建时序多状态机组模型，以兼顾系统时序性与随机性^[51-52]，时序生产模拟的模型常用参数和边界条件如表 1 所示。

此外，电力-交通网深度融合发展为大规模新能源消纳提供了良好契机，例如，新能源基地中每个加氢站的氢气交易实时决策可以建模为一个双层滚动时间范围优化问题，以应对可再生能源发电和氢能汽车加注需求带来的不确定性^[53]，框架如图 4 所示。通过多场景时序模拟风光及氢负荷的出力曲线，每个加氢站力求最大化其预期利润，考虑氢气交易收入、氢能汽车加注收入、购买电力的成本、电解堆因电解功率大幅波动超出操作范围而产生的寿命损耗成本、电池储能系统因频繁充放电而产生的寿命损耗成本、氢气负荷预测误差导致的运营成本、氢气储存/释放过程中氢气逸出的成本等，从而提升绿氢的时空可用性。

当前电解池单体的制造水平尚处于几十到几

表 1 时序生产模拟中的设备参数

Table 1 Equipment parameters in time-series production simulation	
设备名称	设备参数
电解槽	电-氢转换效率：70%；氢气的摩尔质量：2 g/mol
氢燃料电池	氢-电转换效率：65%；热回收效率：60%； 单位运维成本：900 元/kW
储氢罐	最大能量状态：90%；最小能量状态：10%； 充/释氢效率：95%；单位运维成本：300 元/kg； 最高内部压力：75 MPa；最大充/释氢速率：150 kg/h； 最低内部压力：35 MPa；理想气体常数：8.314 J/(mol·K)
电储能	充/放效率：95%；单位运维成本：30 元/kW； 最小荷电状态：10%；最大荷电状态：90%

百千瓦级，新能源基地大规模制氢工程应用中一般需要多电解池单体组合形成多机制氢电解池阵列^[54-58]。针对新能源直接/间接耦合电解水制氢的运行策略研究大多是从电解池阵列整体的角度出发，将电解池阵列与其他传统储能设备进行联合控制，对新能源在并网状态下进行波动性平抑或者在离网状态下直接消纳，协调控制策略并未考虑电解池阵列各个单体的调节特性^[58-60]。如何实现新能源场站电解制氢功率在大规模电解池阵列内部快速合理分配，直接影响到电解池阵列运行寿命、产氢效率以及新能源场站的电氢融合特性。目前多机制氢功率分配策略主要包括平均分配^[58]、链式分配^[59]和轮值协调控制^[60]。平均分配策略将阵列总制氢功率平均分配给每一个电解池单体，易引起多台电解池同时运行于波动功率和频繁启停工况，导致电解槽单体平均年启停次数增加 50%以上，显著缩短设备寿命并降低低负荷(<40%)下的平均运行效率(下降 15%~25%)；链式分配策略的核心思想是根据电解池负载率逐级分配，存在电解池单体波动承载与运行时间不均衡问题，导致首级电解槽运行时间可达阵列平均值的 2 倍以上，负载波动幅度增加 30%，加剧设备老化不均衡；轮值协调控制策略为当前研究的热点，其核心思想是按一定时间进行电解池分组轮换运行，可以在一定程度上实现负载均衡，如图 5 所示^[60]。综上，现有研究多针对电解槽单体或将电解槽阵列作为一个整体进行调度，针对阵列的生产模拟还需要探索。

2.2 电氢融合时序生产模拟求解方法

当前电氢融合时序生产模拟研究主要围绕高精度建模与高效求解算法展开，重点解决风光出力

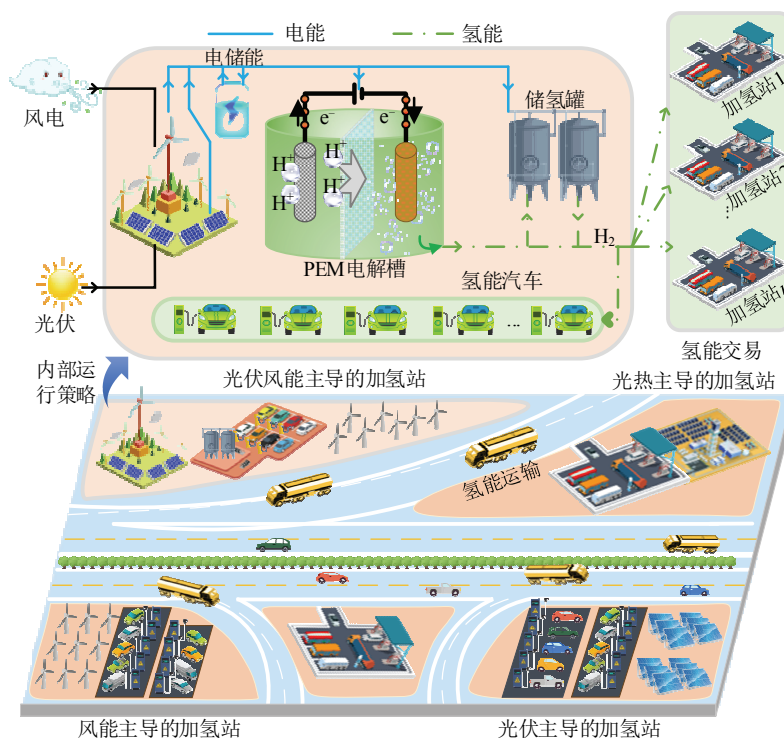
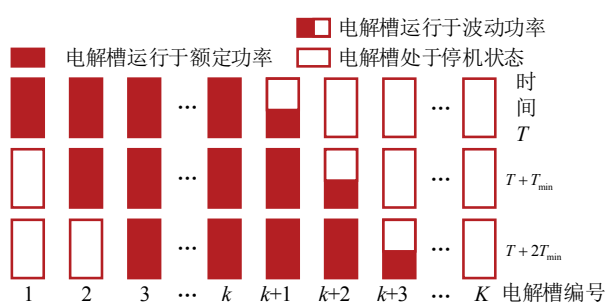


图4 电力-交通网框架

Fig.4 Framework of power transportation network

图5 轮值协调控制策略^[60]Fig.5 Rotating coordination and control strategy^[60]

波动性、电解槽动态响应及多时间尺度耦合问题^[61-63]。针对全年 8 760 h 的大规模混合整数非线性规划(mixed-integer nonlinear programming, MINLP)问题, 主流求解方法包括: (1)分解协调算法, 如将较长时段的问题分解为若干个较短的时间片段, 通过求解各子问题后逐次拼接形成完整的较长时段进行求解^[61]。通常求解过程中前一个子问题的末时段运行状态作为下一个子问题的初始运行状态, 其串行计算的结构限制了计算效率, 如图 6 所示; (2)随机优化结合场景削减技术, 利用蒙特卡洛模拟生成 1 000 多个风光出力场景后通过 K-means 聚类压缩至 10~20 个典型场景, 在保证精度的同时降低计算量^[62]。但由于新能源的时序特性, 典型场景方法的

计算结果误差较大。(3)强化学习动态决策在生产模拟应用方面, 如在新疆华电哈密苦水第 2 风电场 201 MW 风电项目中, 碱性电解槽容量为 50 MW, 风电波动性导致电解槽频繁启停, 采用传统固定阈值控制策略, 即电解制氢功率小于 20%额定值时停机, 电解槽利用率为 71.2%、日均启停 4.8 次, 平准化氢成本(levelized cost of hydrogen, LCOH)为 21.6 元/kg。项目引入深度强化学习算法(deep Q-network, DQN)优化启停策略: 模型将实时风电功率、4 组电解槽的启停状态及系统功率需求定义为状态空间; 将针对这 4 组电解槽的启停指令及具体功率分配值定义为动作空间; 设计奖励函数以最大化风电消纳率、最小化设备启停损耗及运行成本。DQN 智能体在马尔可夫决策过程框架下, 通过与模拟/实际环境的持续交互学习, 最终能根据实时状态动态生成最优的分级启停调度与功率分配指令。经模拟验证, 该策略使电解槽利用率提升至 75.8%, 日均启停次数降至 2.6 次, 实现 LCOH 降至 20.3 元/kg, 降幅达 6.2%。最新进展包括耦合气象预报不确定性的鲁棒优化(采用 Wasserstein 距离度量预测误差分布), 以及引入氢储能压力-温度动态方程的多物理场联合仿真, 需处理刚性微分方程的数值稳定性问题^[63]。

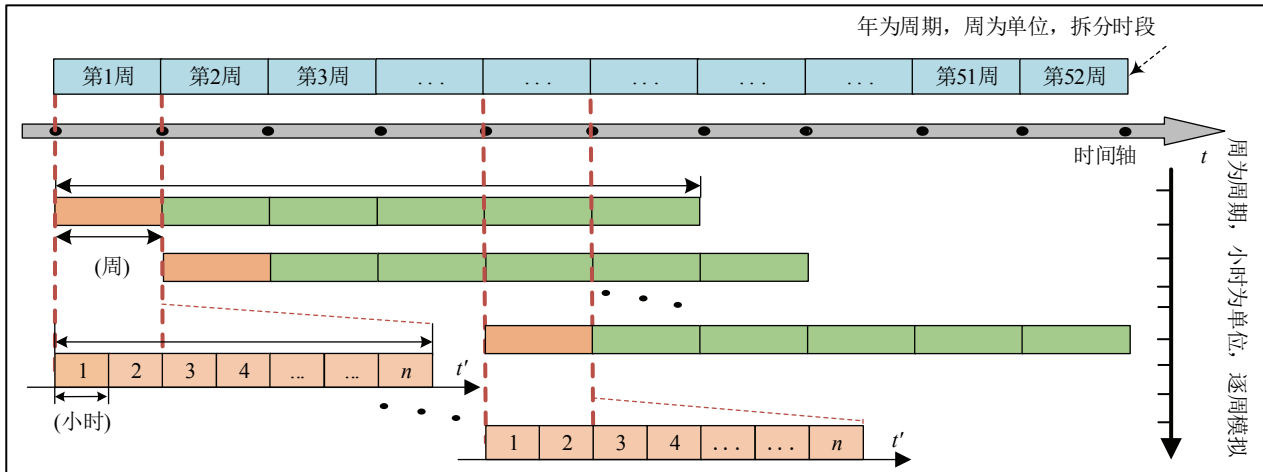


图6 串行滚动求解架构图

Fig.6 Architecture of rolling solution

2.3 计及多时间尺度电力-能量-物质平衡的电氢融合时序生产模拟方法展望

电氢异质能流在多时间尺度上依然缺乏明确的耦合关系和协同原则,氢储能跨长时段的调节优势尚未显现。多数围绕时序生产模拟模型,将全年的调度策略内嵌于电力电量平衡优化问题之中;或构建多场景时序生产模拟模型,选取数个典型日代表全年新能源与负荷的出力情况。模型维度高、求解效率低与牺牲时序性造成求解精度下降的问题难以较好平衡。未来电氢融合多时间尺度生产模拟方法将从电力-能量-物质多维度平衡拓展,并进一步拓展至绿氢合成等氢基能源载体,以增强氢能消纳能力与系统灵活性。在建模层面,需量化电解槽、燃料电池等设备的能效特性,建立电-氢-氨转换效率的动态模型,并考虑氢气管网、储氢罐、储氨罐等基础设施的物质流约束,确保新能源基地的运行可行性。在算法方面,量子混合优化算法与深度强化学习的结合有望解决兆瓦级系统的“维数灾”问题,实现万维决策变量的高效求解。

3 新能源基地多元储能协同优化配置方法

3.1 氢储能优化配置方法

发电侧“新能源基地+大规模储氢”模式为改善新能源消纳提供了新思路,大型风光场站储氢系统容量优化配置已成为国内外新的研究热点,研究内容涵盖了统一规划架构^[64]、经济技术可行性分析^[65]和绿氢经济制备^[66-67]等方面。新能源基地的氢储能优化配置研究需要6大类输入参数,分别表征

经济指标、规划边界、运行边界、安全边界以及环境指标;基本输出主要包括3方面的结论:(1)最优规划结果,包括选型、选址、时间3个维度;(2)投资主体经济效益,可以具体分析其总利润与单位成本构成;(3)环保效益,主要分析绿色电氢耦合系统规划带来的节能减排作用^[68],如图7所示。

此外,考虑设备爬坡、能量存储等时间耦合约束的时序生产模拟方法可对新能源场站优化运行过程进行模拟,来分析储能配置的合理性^[68-71]。文献^[69]提出了风光氢协同的“阈值规划法”,以弃电率<5%为约束优化电解槽容量;采用分级存储(高压气态+液态)降低成本,提出“荷氢时长”(hydrogen on-duration, HOD)指标,类比电池的“储能时长”,推荐7~14 d储氢以满足化工用氢需求^[70];考虑交通氢负荷需求时空变化对新能源消纳影响,采用“抱团式”规划思路对风光电源和储氢设备进行扩展容量联合规划,促进了富余可再生能源电力消纳^[71]。

3.2 电-氢储能协同优化配置方法

电-氢储能协同优化配置方法以时序模拟结果为优化目标的量化依据,电氢融合基地的优化目标通常是多维度综合目标,如“最小化弃风弃光率+最小化综合成本+最大化氢能产量”,这些目标的量化必须依赖时序生产模拟的输出结果。同时,优化配置输出的设备容量方案是否能在实际场景中落地,需通过时序生产模拟进行可行性验证,模拟该配置下长时间尺度各时段是否满足运行约束。当前电-氢储能协同优化配置方法研究主要围绕多目标协同规划^[72]、动态运行策略^[73]及系统集成^[74]展开。

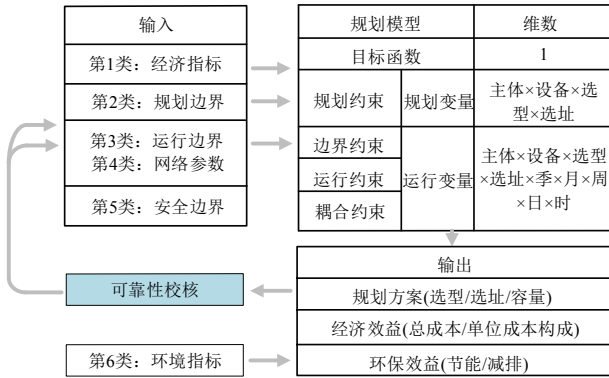


图 7 氢储能优化配置模型结构

Fig.7 Structure of hydrogen energy storage optimization configuration model

在规划层面, 基于风光出力不确定性和负荷需求特性, 研究采用混合整数线性规划(mixed-integer linear programming, MILP)、随机优化或鲁棒优化方法, 以平准化氢成本最小化或新能源消纳率最大化为目标, 优化电解槽容量、储氢规模及电力电子设备配置^[75-76]。新能源基地风光储容量协同规划一般采用双层优化模型结构^[77-78], 如图 8 所示。上层优化配置模型对风电装机、光伏装机、储能装机与容量进行优化, 并将参数输入至下层时序生产模拟模型作为优化边界; 下层模型通过 8 760 h 时序生产模拟优化, 得到系统的最优运行方式, 进而得到在上层配置模型给定参数下的新能源消纳量、投资成本的目标函数适应度函数值。上层在进行优化配置求解时会产生多个优化方案, 在针对不同的目标(如新能源利用率、电源投资成本)上有不同的表现, 通过不断寻优迭代形成帕累托前沿^[77]。通过求解下层模型获得新能源消纳量、供电缺口、碳排放量等, 并返回至上层优化模型, 新能源消纳量和碳排放量用于上层配置模型中适应度函数值的迭代更新, 最后输出历史最优的配置方案。

在动态运行层面, 针对电解槽(碱性/PEM)的动态响应特性, 研究聚焦功率分配策略, 如模型预测控制优先利用弃风弃光功率制氢, 平抑波动时采用“电-氢-电池”混合储能架构, 其中电池应对秒级功率波动, 电解槽调节小时级能量盈余^[78]。此外, 系统经济性优化逐渐从单一储能配置转向电-氢-化工多能耦合, 如绿氢合成氨/甲醇提升价值链收益, 丹麦 HyBalance 项目验证了风电制氢耦合化工的可行性^[78-79]。技术瓶颈方面, 电解槽低负荷运行效率(碱性电解槽<40%负荷时效率下降 20%以上)及高

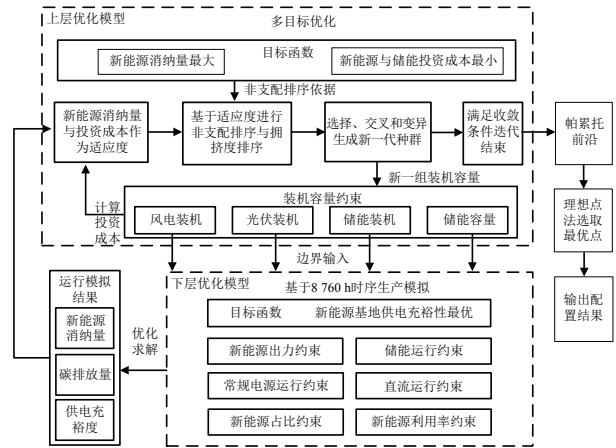


图 8 多目标优化双层规划模型结构

Fig.8 Structure of the multi-objective optimization bi-level planning model

压储氢成本(当前 70 MPa 高压储氢罐成本仍高达约 15~20 美元/kWh, 距离规模化应用目标<5 美元/kWh 仍有较大差距)仍是制约因素。总体而言, 电-氢协同优化正从“设备级容量匹配”向“源-网-荷-储-氢”全链条协同演进, 需结合地理信息系统(geographic information system, GIS)资源评估、氢管网布局及政策工具进行多维决策。

为验证电-氢混合储能协同配置的优越性, 该研究通过实施 3 种储能配置方案进行对比分析: (1)方案 1 采用电-氢混合储能协同配置模型^[47]; (2)方案 2 仅优化配置氢储能系统, 不考虑电-氢储能的协同效应^[64]; (3)方案 3 采用电-氢协同配置模型但不考虑氢气返送发电功能^[53]。

表 2 汇总了 3 种方案的优化配置结果。研究发现, 方案 1 的年综合成本与建设成本较方案 2 分别降低 10.351%和 10.034%, 表明电-氢协同配置比单一氢储能配置更具经济性。即使方案 2 未配置电储能且无需承担其寿命损耗成本, 但由于其氢储能容量配置远大于方案 1, 导致电解槽建设成本与寿命损耗成本显著增加, 整体经济性仍劣于方案 1。虽然 2 种方案氢气消减量均为 0 且可再生能源消纳率相近, 但方案 2 的缺电率远高于方案 1, 这是因为电-氢-电转换效率低于电池储能的充放电效率, 导致用电高峰时段无法充分满足电力负荷。方案 1 的年综合成本、建设成本和电储能寿命损耗成本较方案 3 分别降低 18.316%、11.948%和 62.759%。尽管方案 3 未配置氢-电转换设备且电解槽寿命损耗成本最低, 但由于电储能配置容量过大及其频繁充放

表 2 方案 1—3 的优化配置结果
Table 2 Optimized configuration results of schemes 1—3

参数	不同方案下的参数取值		
	方案 1	方案 2	方案 3
电解槽容量/MW	6.987	16.725	2.933
氢燃料电池容量/MW	2.163	6.447	0
储氢罐容量/kg	2 625.195	4 208.426	2 222.222
电储能容量/MWh	22.222	0	39.643
年运行成本/美元	2 841 063	3 169 085	3 478 131
建设成本/美元	2 824 385	3 139 378	3 207 635
电储能退化成本/美元	19 855	0	53 316
电解槽退化成本/美元	17 365	36 530	6925
新能源消纳率/%	98.873	98.798	96.946
缺电率/%	0.03	0.577	0.674

电导致的高额寿命损耗成本，其经济性在 3 者中最差。此外，方案 1 的可再生能源消纳率较方案 3 提升 1.988%，且供电能力显著增强——缺电率降低达 95.549%。这是因为方案 3 中氢储能配置容量较小，而电储能又因自放电现象无法实现长期储能。

一方面，通过电力流与物质流的耦合机制分析结果表明：由于电-氢-电能量转化效率仅维持在 30%~40%之间，因此系统优化倾向于选择电-氢直接消纳路径以提升整体运行经济性。相较之下，电储能系统凭借 80%~90%的充放电转换效率优势，在相同能量需求场景下可实现更紧凑的容量配置，从而显著提高能源利用效率。但氢储能系统因其特有的长时存储特性，更适用于季节性、长周期储能调节，而电储能则擅长短时高频次调度。通过建立电-氢协同优化配置模型，表 2 中的数据结果表明该策略可使电储能系统的寿命损耗成本降低 62.7%，这主要得益于 2 种储能形式的优势互补有效减少了电储能的循环使用频次。

另一方面，电力-物质流-灵活性多维耦合机制研究发现，可再生能源出力过剩时段，电解水制氢系统通过消纳过剩新能源呈现出显著的灵活性调节优势。表 2 中，方案 1 较方案 3 的新能源消纳率提升 1.988%，通过构建的制氢规模-弃电率量化关系模型，电解槽容量提升 20%，并实现弃电率额外降低 3.5%的优化效果。这一现象凸显了氢能系统与电力系统在灵活性调节方面的本质差异：电力系统灵活性受限于源荷实时平衡的刚性约束，其调节时间

尺度通常在秒-小时级；而氢能系统凭借其独特的物质流储能特性，通过氢能运输车、管道输氢等载体，可在天-周尺度实现源荷平衡，形成跨时间尺度的灵活性调节能力。更重要的是，氢能系统通过燃料电池实现氢-电双向转换，既能在新能源过剩时段以负荷形式提升电力系统灵活性，又能在出力不足时段以电源形式提供可靠支撑，这种多时间尺度、多能量形式的耦合机制，充分体现了电力-物质流系统间跨维度灵活协同的耦合特性。

3.3 兼顾新能源基地并网友好性与制氢装置寿命退化的电氢储能协同优化配置方法展望

新能源基地电氢多元储能配置既要考虑制-储-用氢与电化学储能配合共同平抑新能源基地输出功率多时间尺度波动，又要兼顾电化学储能冗余容量配置来抑制电解制氢功率强波动，电氢储能最优容量配比不明，其协同优化配置是一个高维决策状态空间多时段耦合的大规模混合整数非凸非线性规划问题：电氢融合需考虑以电能和氢能为主要二次能源的源荷电力电量平衡、制氢用氢的物质平衡以及电氢灵活调节能力的互动平衡，3 种异质平衡具有相互耦合性和跨时间尺度差异性，是需要保障的关键性约束条件；电氢储能容量配置变量与充放电/释储氢等运行变量的乘积项导致强非线性耦合；电氢能量存储状态方程存在多时段耦合性；多机制制氢阵列、储氢压缩机等装置具有时变非线性运行特性；进而导致优化配置可行域的非凸非线性。未来的关键技术突破将聚焦于混合整数-随机-鲁棒复合优化算法，实现兆瓦级系统的多目标(经济性/可靠性/低碳性)协同优化；基于深度强化学习的动态决策系统，通过实时感知源-荷波动，自主调整电氢储能运行策略，为构建电氢融合的新能源基地提供核心算法支撑。

4 结论

本文聚焦电氢融合视角下的新能源基地时序生产模拟与优化配置方法，厘清了电氢融合的内涵及其在提升多尺度灵活性、拓展氢能消纳路径方面的关键作用；归纳了支撑新能源基地电力-能量平衡分析的时序生产模拟模型及其主流求解策；凝练了涵盖电化学储能、氢储能及混合储能的优化配置方法体系。现有研究表明，电氢耦合规划与多能流优化技术已有效支撑新能源基地应对源荷时空不匹配与电力供应稳定性挑战。同时，在实现双碳目标的

背景下, 如何更好地协调能源、经济、环境安全, 生成能源电力系统的高效发展路径是亟待解决的问题。未来的关键研究方向包含:

1) 多维演化路径的驱动因素识别和路径生成。如何结合技术-经济-政策多维目标, 对特征参数的一阶方向特性和二阶加速度特性生成可行的演化路径库尚缺乏研究。

2) 面向大规模、长周期、多阶段演化仿真的高效求解算法。如何高效筛选和剔除无效状态变量, 提出状态空间压缩和近似快速求解的算法, 构建基于分布式优化与并行计算的求解架构, 是必须面对的技术瓶颈。

3) 融合电氢碳多维要素的演化仿真与路径优化平台。如何构建多源异构数据的质量评估与治理体系, 对异构系统间数据、功能、应用等维度的集成交互展开研究, 最终实现电氢碳融合的综合能源系统长周期演化仿真与路径优化平台的应用集成。

参考文献 References

- [1] 吴 斌, 米增强, 张勋奎, 等. 系统友好型“无火电”能源大基地构建研究[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1706-1718.
WU Jian, MI Zengqiang, ZHANG Xunkui, et al. Research on the construction of a system-friendly “no thermal power” energy base[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1706-1718.
- [2] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 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[EB/OL]. (2022-01-29) [2025-06-30]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-03/23/content_5680759.htm.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. The 14th Five-Year Plan for a modern energy system[EB/OL]. (2022-01-29)[2025-06-30]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-03/23/content_5680759.htm.
- [3] 全球能源互联网发展合作组织. 中国 2030 年能源电力发展规划研究及 2060 年展望[R]. 北京: 全球能源互联网发展合作组织, 2021.
Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization. Research on China's energy and power development plan for 2030 and outlook for 2060[R]. Beijing, China: Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization, 2021.
- [4] 大象投资顾问. 2022 年中国氢能源产业战略发展报告[R]. 深圳: 大象投资顾问, 2022.
Elephant Research Institute. 2022 strategic development report on China's hydrogen energy industry[R]. Shenzhen, China: Elephant Research Institute, 2022.
- [5] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 氢能产业发展中长期规划 (2021—2035 年)[EB/OL]. (2022-03-23)[2025-06-30]. https://zfxgk.nea.gov.cn/2022-03/23/c_1310525630.htm.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Medium and long-term plan for the hydrogen energy industry (2021-2035)[EB/OL]. (2022-03-23)[2025-06-30]. https://zfxgk.nea.gov.cn/2022-03/23/c_1310525630.htm.
- [6] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 国家发展和改革委员会 国家能源局关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知[EB/OL]. (2022-01-29) [2025-06-30]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-03/22/content_5680417.htm.
- [7] HUANG C J, ZONG Y, YOU S, et al. Analytical modeling and control of grid-scale alkaline electrolyzer plant for frequency support in wind-dominated electricity-hydrogen systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(1): 217-232.
- [8] NI A, UPADHYAY M, KUMAR S S, et al. Anode analysis and modeling hydrodynamic behaviour of the multiphase flow field in circular PEM water electrolyzer[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2023, 48(43): 16176-16183.
- [9] ZHANG K, ZHOU B, OR S W, et al. Optimal coordinated control of multi-renewable-to-hydrogen production system for hydrogen fueling stations[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(2): 2728-2739.
- [10] 李建林, 梁忠豪, 李光辉, 等. 质子交换膜电解槽控制策略研究[J]. 电工技术学报, 2023, 38(17): 4787-4799.
LI Jianlin, LIANG Zhonghao, LI Guanghui, et al. Research on control strategy of proton exchange membrane electrolyzer[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(17): 4787-4799.
- [11] GLENK G, REICHELSTEIN S. Economics of converting renewable power to hydrogen[J]. Nature Energy, 2019, 4(3): 216-222.
- [12] 国家市场监督管理总局, 中国国家标准化管理委员会. 压力型水电解制氢系统技术条件: GB/T 37562—2019[S]. 北京: 中国标准出版社, 2019.
State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of the People's Republic of China. Technical conditions of pressurized water electrolysis system for hydrogen production: GB/T 37562—2019[S]. Beijing, China: Standards Press of China, 2019.
- [13] ELKADEEM M R, KOTB K M, ALZAHIRANI A S, et al. Design and global sensitivity analysis of a power-to-hydrogen-to-power-based multi-energy microgrid under uncertainty[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2025, 61(2): 1811-1827.
- [14] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 氢燃料电池车辆加注协议技术要求: GB/T 42855—2023[S]. 北京: 中国标准出版社, 2023.
State Administration for Market Regulation, National Standardization Administration. Technical requirements of fuelling protocols for hydrogen fuel cell vehicles: GB/T 42855—2023[S]. Beijing, China: Standards Press of China, 2023.
- [15] WANG S H, LI Y, LIU D W, et al. Low-carbon development of urban power grids in China: quality assessment, obstacle analysis, and potential release[J]. Energy, 2024, 304: 132112.
- [16] 张胜杰. 氢能机车迎来发展新机遇[N]. 中国能源报, 2025-06-16(018).
ZHANG Shengjie. Hydrogen powered locomotives usher in new opportunities for development[N]. China Energy News, 2025-06-16(018).
- [17] 曹传胜, 唐 畅, 赵 璐, 等. “双碳”目标下氢能多元领域利用现状与展望[J]. 现代化工, 2025, 45(6): 15-20.
CAO Chuansheng, TANG Chang, ZHAO Lu, et al. Current status and prospects of hydrogen energy utilization in multiple fields under “carbon dioxide emission peaking and carbon neutrality” goals[J]. Modern Chemical Industry, 2025, 45(6): 15-20.
- [18] SÁNCHEZ A, BLANCO E C, MARTÍN M. Comparative assessment of methanol and ammonia: green fuels vs. hydrogen carriers in fuel cell power generation[J]. Applied Energy, 2024, 374: 124009.

- [19] KATLA D, WĘCEL D, JURCZYK M, et al. Preliminary experimental study of a methanation reactor for conversion of H₂ and CO₂ into synthetic natural gas (SNG)[J]. *Energy*, 2023, 263: 125881.
- [20] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 氢系统安全的基本要求: GB/T 29729—2022[S]. 北京: 中国标准出版社, 2022.
- [21] CHEN Y, ZHANG K, LIU N, et al. A mean field control method for rapid electrolysis power allocation of green hydrogen production[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2025, DOI: 10.1109/TSTE.2025.3605661.
- [22] 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.
- [23] 孔令国, 王嘉祺, 韩子娇, 等. 基于权重调节模型预测控制的风-光-储-氢耦合系统在线功率调控[J]. *电工技术学报*, 2023, 38(15): 4192-4207.
- [24] KONG Lingguo, WANG Jiaqi, HAN Zijiao, et al. On-line power regulation of wind-photovoltaic-storage-hydrogen coupling system based on weight adjustment model predictive control[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2023, 38(15): 4192-4207.
- [25] 郭 梓, 明 波, 黄 强, 等. 考虑输电功率平稳性的水-风-光-储多能互补日前鲁棒优化调度[J]. *电工技术学报*, 2023, 38(9): 2350-2363.
- [26] GUO Yi, MING Bo, HUANG Qiang, et al. Day-ahead robust optimal scheduling of hydro-wind-PV-storage complementary system considering the steadiness of power delivery[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2023, 38(9): 2350-2363.
- [27] 林 俐, 郑馨姚, 周龙文. 基于燃氢燃气轮机的风光火储多能互补优化调度[J]. *电网技术*, 2022, 46(8): 3007-3016.
- [28] LIN Li, ZHENG Xinyao, ZHOU Longwen. Wind-PV-thermal-storage multi-energy complementary optimal dispatching based on hydrogen gas turbine[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(8): 3007-3016.
- [29] ZHANG J M, SUN K, LI C B, et al. Economic scheduling of gaseous-liquid hydrogen generation and storage plants considering complementarity of multiple products[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2023, 11(1): 223-233.
- [30] 丁琦欣, 赵 波, 陈 哲, 等. 基于多时间尺度特征提取的微网电氢混合储能协同优化配置[J]. *中国电机工程学报*, 2025, 45(22): 8867-8879.
- [31] DING Qixin, ZHAO Bo, CHEN Zhe, et al. Collaborative configuration optimization of microgrid electric-hydrogen hybrid energy storage based on multi-time scale feature extraction[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2025, 45(22): 8867-8879.
- [32] JARAMILLO L B, WEIDLICH A. Optimal microgrid scheduling with peak load reduction involving an electrolyzer and flexible loads[J]. *Applied Energy*, 2016, 169: 857-865.
- [33] FOCESATO M, PETER C, MORANDI L, et al. Peak shaving with hydrogen energy storage: from stochastic control to experiments on a 4 MWh facility[J]. *Applied Energy*, 2024, 376: 123965.
- [34] YANG S M, LUO Y M, WU T Y. Optimization of electro-hydrogen energy storage configuration in off-grid wind-solar-hydro complementary systems[J]. *Energy*, 2025, 332: 137221.
- [35] LI F, WANG D, GUO H D, et al. Two-stage distributionally robust optimization for hydrogen-IES participation in energy-carbon trading-frequency regulation ancillary services market[J]. *Energy*, 2025, 328: 136404.
- [36] YANG J Z, FU B B, PENG J Q, et al. Integration of a salt cavern for large-scale hydrogen storage into a solar-wind-storage power system: technical and economic advantages[J]. *Applied Energy*, 2025, 393: 126073.
- [37] TSIKLIOS C, HERMESMANN M, MÜLLER T E. Hydrogen transport in large-scale transmission pipeline networks: thermodynamic and environmental assessment of repurposed and new pipeline configurations[J]. *Applied Energy*, 2022, 327: 120097.
- [38] AKDAĞ O. A new framework to green hydrogen production from ocean/sea renewable energy sources: a case study of the Türkiye[J]. *Applied Energy*, 2025, 396: 126247.
- [39] KELLER R, BAADER F J, BARDOW A, et al. Experimental demonstration of dynamic demand response scheduling for PEM-electrolyzers[J]. *Applied Energy*, 2025, 393: 126014.
- [40] ZHANG F, WANG B W, GONG Z C, et al. Development of photovoltaic-electrolyzer-fuel cell system for hydrogen production and power generation[J]. *Energy*, 2023, 263: 125566.
- [41] ABDOULAYE M A, WAITA S, WEKESA C W, et al. Optimal sizing of an off-grid and grid-connected hybrid photovoltaic-wind system with battery and fuel cell storage system: a techno-economic, environmental, and social assessment[J]. *Applied Energy*, 2024, 365: 123201.
- [42] WANG C, LIU Y Z, ZHANG Y, et al. Strategy for optimizing the bidirectional time-of-use electricity price in multi-microgrids coupled with multilevel games[J]. *Energy*, 2025, 323: 135731.
- [43] 舒印彪, 张智刚, 郭剑波, 等. 新能源消纳关键因素分析及解决措施研究[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(1): 1-9.
- [44] SHU Yinbiao, ZHANG Zhigang, GUO Jianbo, et al. Study on key factors and solution of renewable energy accommodation[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(1): 1-9.
- [45] 华北电力大学. 电氢碳融合的园区综合能源系统优化运行方法及系统: 118211702A[P]. 2024-06-18.
- [46] North China Electric Power University. Electricity-hydrogen-carbon fused park comprehensive energy system optimization operation method and system: 118211702A[P]. 2024-06-18.
- [47] 代 倩, 张 健, 吴俊玲, 等. 基于多分区时序生产模拟的省级电网差异化储能规划方法[J]. *中国电力*, 2022, 55(11): 21-28.
- [48] DAI Qian, ZHANG Jian, WU Junling, et al. Differentiated energy storage planning method of provincial power grids based on multi-partition time series production simulation[J]. *Electric Power*, 2022, 55(11): 21-28.
- [49] 林祖贵, 颜 伟, 罗锡斌, 等. 基于分层时序生产模拟的省级电网公司年度购电策略优化方法[J]. *电网技术*, 2023, 47(5): 1931-1941.
- [50] LIN Zugui, YAN Wei, LUO Xibin, et al. Annual electricity purchase strategy optimization of provincial power grid company based on hierarchical sequential production simulation[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(5): 1931-1941.
- [51] 朱俊澎, 施凯杰, 李 强, 等. 考虑输电网潮流约束的时序生产模拟及新能源消纳能力评估[J]. *电网技术*, 2022, 46(5): 1947-1955.
- [52] ZHU Junpeng, SHI Kaijie, LI Qiang, et al. Time series production simulation and renewable energy accommodation capacity evaluation considering transmission network power flow constraints[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(5): 1947-1955.
- [53] 朱 睿, 胡 博, 谢开贵, 等. 含风电-光伏-光热-水电-火电-储能的多能源电力系统时序随机生产模拟[J]. *电网技术*, 2020, 44(9): 3246-3253.
- [54] ZHU Rui, HU Bo, XIE Kaigui, et al. Sequential probabilistic production simulation of multi-energy power system with wind power,

- photovoltaics, concentrated solar power, cascading hydro power, thermal power and battery energy storage[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(9): 3246-3253.
- [45] 姜海洋, 杜尔顺, 金 晨, 等. 高比例清洁能源并网的跨国互联电力系统多时间尺度储能容量优化规划[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(6): 2101-2114.
- JIANG Haiyang, DU Ershun, JIN Chen, et al. Optimal planning of multi-time scale energy storage capacity of cross-national interconnected power system with high proportion of clean energy[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(6): 2101-2114.
- [46] MAISONNEUVE N, GROSS G. A production simulation tool for systems with integrated wind energy resources[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011, 26(4): 2285-2292.
- [47] 华北电力大学. 基于时序生产模拟的新能源场站电氢储能协同配置方法: 119341065B[P]. 2025-03-18.
- North China Electric Power University. New energy station electricity hydrogen energy storage cooperative configuration method based on time sequence production simulation: 119341065B[P]. 2025-03-18.
- [48] 丁 明, 楚明娟, 毕 锐, 等. 基于序贯蒙特卡洛随机生产模拟的风电接纳能力评价方法及应用[J]. *电力自动化设备*, 2016, 36(9): 67-73.
- DING Ming, CHU Mingjuan, BI Rui, et al. Wind power accommodation capability evaluation based on sequential Monte Carlo probabilistic production simulation and its application[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2016, 36(9): 67-73.
- [49] 张 娜, 赵 琳, 郭力滔, 等. 面向频率响应容量规划的快速随机生产模拟算法[J]. *现代电力*, 2023, 40(3): 352-362.
- ZHANG Na, ZHAO Lin, GUO Litao, et al. Research on fast probabilistic production simulation algorithm for frequency response capacity planning[J]. *Modern Electric Power*, 2023, 40(3): 352-362.
- [50] PACAUD F, DE LARA M, CHANCELLIER J P, et al. Distributed multistage optimization of large-scale microgrids under stochasticity[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022, 37(1): 204-211.
- [51] 高红均, 郭明浩, 刘挺坚, 等. 新型电力系统电力电量平衡分析研究综述[J]. *高电压技术*, 2023, 49(7): 2683-2696.
- GAO Hongjun, GUO Minghao, LIU Tingjian, et al. Review on electric power and energy balance analysis of new-generation power system[J]. *High Voltage Engineering*, 2023, 49(7): 2683-2696.
- [52] 夏冷风, 黎嘉明, 赵 亮, 等. 考虑光伏电站时空相关性的光伏出力序列生成方法[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(7): 1982-1992.
- XIA Lingfeng, LI Jiaming, ZHAO Liang, et al. A PV power time series generating method considering temporal and spatial correlation characteristics[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(7): 1982-1992.
- [53] ZHANG K, XIE J Y, LIU N. Hybrid knowledge and data-driven hydrogen trading for renewable-dominated hydrogen refueling stations[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2025, 61(1): 1658-1674.
- [54] YANG Y, MA C, LIAN C, et al. Optimal power reallocation of large-scale grid-connected photovoltaic power station integrated with hydrogen production[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 298: 126830.
- [55] 丁历威, 彭笑东, 侯继彪, 等. 风光波动电源下质子交换膜电解水制氢技术发展与应用[J]. *中国工程科学*, 2023, 25(6): 237-247.
- DING Liwei, PENG Xiaodong, HOU Jibiao, et al. Hydrogen production by proton exchange membrane water electrolysis in the presence of wind-solar fluctuating power supply: development and application[J]. *Strategic Study of CAE*, 2023, 25(6): 237-247.
- [56] CHENG H R, XIA Y H, WEI W, et al. Safety and efficiency problems of hydrogen production from alkaline water electrolyzers driven by renewable energy sources[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 54: 700-712.
- [57] ZHANG K, ZHOU B, CHUNG C Y, et al. A coordinated multi-energy trading framework for strategic hydrogen provider in electricity and hydrogen markets[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2023, 14(2): 1403-1417.
- [58] LI Y Y, DENG X T, ZHANG T, et al. Exploration of the configuration and operation rule of the multi-electrolyzers hybrid system of large-scale alkaline water hydrogen production system[J]. *Applied Energy*, 2023, 331: 120413.
- [59] 卢昕宇, 杜帮华, 赵 波, 等. 基于链式分配策略的风氢耦合系统设计与控制[J]. *太阳能学报*, 2022, 43(6): 405-413.
- LU Xinyu, DU Banghua, ZHAO Bo, et al. Design and control of wind-hydrogen coupled system based on chain distribution strategy[J]. *Acta Energaie Solaris Sinic*, 2022, 43(6): 405-413.
- [60] 沈小军, 聂聪颖, 吕 洪. 计及电热特性的离网型风电制氢碱性电解槽阵列优化控制策略[J]. *电工技术学报*, 2021, 36(3): 463-472.
- SHEN Xiaojun, NIE Congying, LÜ Hong. Coordination control strategy of wind power-hydrogen alkaline electrolyzer bank considering electrothermal characteristics[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2021, 36(3): 463-472.
- [61] 黄越辉, 曲 凯, 李 驰, 等. 基于 K-means MCMC 算法的中长期风电时间序列建模方法研究[J]. *电网技术*, 2019, 43(7): 2469-2476.
- HUANG Yuehui, QU Kai, LI Chi, et al. Research on modeling method of medium-and long-term wind power time series based on K-means MCMC algorithm[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(7): 2469-2476.
- [62] YANG X H, TAO Y J, LI L X, et al. Decentralized coordinated planning model for integrated energy systems under seasonal distribution and source-load uncertainties: a two-stage multi-layer robust optimization and Nash bargaining approach[J]. *Energy*, 2025, 326: 136234.
- [63] 曹 阳, 黄越辉, 袁 越, 等. 基于时序仿真的风光容量配比分层优化算法[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(5): 1072-1078.
- CAO Yang, HUANG Yuehui, YUAN Yue, et al. Stratified optimization algorithm for optimal proportion of wind and solar capacity based on time sequence simulation[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(5): 1072-1078.
- [64] 张 红, 袁铁江, 谭 捷, 等. 面向统一能源系统的氢能规划框架[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(1): 83-93.
- ZHANG Hong, YUAN Tiejia, TAN Jie, et al. Hydrogen energy system planning framework for unified energy system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(1): 83-93.
- [65] GORRE J, RUOSS F, KARJUNEN H, et al. Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for power-to-gas plants in dynamic operation[J]. *Applied Energy*, 2020, 257: 113967.
- [66] TAO Y C, QIU J, LAI S Y, et al. Coordinated planning of electricity and hydrogen networks with hydrogen supply chain for fuel cell electric vehicles[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2023, 14(2): 1010-1023.
- [67] 华北电力大学. 一种风光储能场站储能配置方法、设备、介质及产品: 119253699B[P]. 2025-03-07.
- North China Electric Power University. Energy storage configuration method, equipment, medium and product of wind and light storage station: 119253699B[P]. 2025-03-07.
- [68] LI J R, LIN J, ZHANG H C, et al. Optimal investment of electrolyzers and seasonal storages in hydrogen supply chains incorporated with renewable electric networks[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2020, 11(3): 1773-1784.
- [69] 袁铁江, 孙传帅, 谭 捷, 等. 考虑氢负荷的新型电力系统电源规

- 划[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(17): 6316-6325.
- YUAN Tiejiang, SUN Chuanshuai, TAN Jie, et al. Generation planning of new power system considering hydrogen load[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(17): 6316-6325.
- [70] ABOMAZID A M, EL-Taweel N A, FARAG H E Z. Optimal energy management of hydrogen energy facility using integrated battery energy storage and solar photovoltaic systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(3): 1457-1468.
- [71] 谢仕伟, 胡志坚, 王珏莹. 考虑时-空耦合的城市电力-交通网络动态流量均衡[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(24): 8408-8423.
- XIE Shiwei, HU Zhijian, WANG Jueying. Dynamic flow equilibrium of urban power and transportation networks considering the coupling in time and space[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(24): 8408-8423.
- [72] SELVAM D C, DEVARAJAN Y, RAJA T, et al. Advancements in water electrolysis technologies and enhanced storage solutions for green hydrogen using renewable energy sources[J]. Applied Energy, 2025, 390: 125849.
- [73] 张泽熙, 杨争林, 郑亚先, 等. 电氢市场主体参与电力市场的路径及发展展望[J]. 电网技术, 2024, 48(4): 1403-1417.
- ZHANG Zexi, YANG Zhenglin, ZHENG Yaxian, et al. The path and development prospects for the participation of hydrogen-electricity market participants in the electricity market[J]. Power System Technology, 2024, 48(4): 1403-1417.
- [74] 刘小奇, 陈瑶, 周友, 等. 大规模电氢耦合系统: 中欧大型能源企业的技术视角分析与展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(18): 7003-7009.
- LIU Xiaoqi, CHEN Yao, ZHOU You, et al. Large-scale power-hydrogen coupling systems: technical perspective analysis and prospect of large energy companies in China and europe[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(18): 7003-7009.
- [75] ADEWUYI O B, AKI H. Optimal planning for high renewable energy integration considering demand response, uncertainties, and operational performance flexibility[J]. Energy, 2024, 313: 134021.
- [76] 华北电力大学, 国网浙江省电力有限公司电力科学研究院. 一种面向电氢供应能力提升的电氢融合协同优化配置方法: 117578533B[P]. 2024-05-10.
- North China Electric Power University. Electricity-hydrogen fusion collaborative optimization configuration method oriented to improvement of electricity-hydrogen supply capability: 117578533B[P]. 2024-05-10.
- [77] 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.
- [78] 廖孟柯, 张明扬, 袁铁江, 等. 电解水制氢-储氢-输氢多环节联合规划[J/OL]. 中国电机工程学报, 2025: 1-15[2025-06-25]. <https://link.cnki.net/urlid/11.2107.tm.20250310.1426.002>.
- LIAO Mengke, ZHANG Mingyang, YUAN Tiejiang, et al. Multi-link joint planning of water electrolysis hydrogen production-hydrogen storage-hydrogen transmission[J/OL]. Proceedings of the CSEE, 2025: 1-15[2025-06-25]. <https://link.cnki.net/urlid/11.2107.tm.20250310.1426.002>.
- [79] KOTOWICZ J, JURCZYK M, WĘCEL D. The possibilities of cooperation between a hydrogen generator and a wind farm[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(10): 7047-7059.



LIU Nian
Ph.D., Professor



ZHANG Kuan
Ph.D.
Associate professor
Corresponding author



CHEN Youxin
Ph.D. candidate

刘念

1981—, 男, 博士, 教授, 博导
主要从事智能配用电、信息物理系统、新能源电力系统等方面的研究工作
E-mail: nianliu@ncepu.edu.cn

张宽(通信作者)

1994—, 男, 博士, 副教授, 硕导
主要从事电氢优化运行、虚拟电厂等方面的研究工作
E-mail: kuanzhang@ncepu.edu.cn

陈又新

2000—, 男, 博士生
主要从事新能源电力系统、电氢优化运行等方面的研究工作
E-mail: youxinchen@ncepu.edu.cn

收稿日期 2025-06-30 在线出版日期 2025-12-19 编辑 程子丰