

电-氢互补协同系统多维商业运营模式与 发展策略

王佳¹, 杨萌¹, 颜玉林¹, 谢应彪², 张籍¹, 侯慧^{2,✉}, 谢长君²

(1. 国网湖北省电力有限公司 经济技术研究院, 湖北 武汉 430077;

2. 武汉理工大学 自动化学院, 湖北 武汉 430070)

摘要: [目的] 电-氢协同发展是实现双碳目标的关键路径, 也是构建新型电力系统的重要支撑。为促进中国氢能产业的可持续发展与市场化推广, 提出了电-氢互补协同系统的多维商业运营模式与发展策略。[方法] 首先, 综述了国内外电-氢领域发展态势, 并归纳典型电-氢项目建设现状; 其次, 分析电-氢互补协同系统的盈利机制, 包括多元售氢模式研究、电力市场收益探索以及减碳经济价值评估等; 在此基础上, 提出适应中国国情的电-氢互补协同系统多维商业模式, 并在不同市场条件、电价机制等边界条件下进行盈利空间测算。[结果] 研究发现, 电力现货市场的电价机制对氢储能具有显著引导作用, 有助于弥补电-氢转换效率损失; 综合利用电解槽和燃料电池参与辅助服务是提升盈利能力的关键策略之一; 统筹可再生能源制氢和售氢业务可大幅提升整体经济效益, 是实现售氢盈利策略向未来电力市场盈利的有效过渡手段。[结论] 针对我国能源禀赋特征和区位优势, 建议我国各地区因地制宜探索电-氢互补协同系统商业模式发展, 包括明确市场化政策导向、引导规模化发展布局、拓展多元化终端应用等。

关键词: 电-氢互补协同系统; 商业模式; 电力市场; 盈利空间测算; 政策建议

DOI: 10.16516/j.ceeec.2024-289

文章编号: 2095-8676(2024)

CSTR: 32391.14.j.ceeec.2024-289

中图分类号: TK91; F42

Multi-Dimensional Business Operation Models and Development Strategies for Electric-Hydrogen Complementary and Collaborative System

WANG Jia¹, YANG Meng¹, YAN Yulin¹, XIE Yingbiao², ZHANG Ji¹, HOU Hui^{2,✉}, XIE Changjun²

(1. Economics and Technology Research Institute, State Grid Hubei Electric Power Company, Wuhan 430077, Hubei, China;

2. School of Automation, Wuhan University of Technology, Wuhan 430070, Hubei, China)

Abstract: [Introduction] The coordinated development of electricity and hydrogen is a key pathway to achieving dual carbon goals and serves as a crucial support for building a new power system. To promote the sustainable development and market promotion of China's hydrogen energy industry, the multi-dimensional business operation models and development strategies for electric-hydrogen complementary and collaborative systems are proposed. [Method] Firstly, the paper comprehensively reviewed the development trends in the electric-hydrogen field both domestically and internationally, and summarized the current status of typical electric-hydrogen projects. Secondly, the profitability mechanisms for electric-hydrogen complementary and collaborative system were analyzed, including the research on diverse hydrogen sales models, the exploration of electricity market revenue, and the assessment of carbon reduction economic value. Based on this basis, multi-dimensional business models for the electric-hydrogen complementary and collaborative system tailored to China's national conditions were proposed, and profitability was calculated under the boundary conditions such as different market conditions and electricity price mechanism. [Result] The study shows that the electricity pricing mechanism in the spot market significantly guides hydrogen storage, helping to compensate for the efficiency losses in the electric-hydrogen conversion. Integrated utilization of electrolyzers and fuel cells for ancillary services is one of the key strategies to enhance profitability. Coordinating renewable energy hydrogen production with hydrogen sales can substantially improve overall economic benefits, and is also an effective

收稿日期: 2024-08-31 修回日期: 2024-09-30

基金项目: 国家自然科学基金项目“面向泛电动车无感快充的多方博弈共赢智能导航策略研究”(52177110)

transition from hydrogen sales profitability strategies to future electricity market revenues. [Conclusion] Based on China's energy endowment characteristics and regional distribution, it is recommended that different regions explore the development of business models for electricity-hydrogen complementary and coordinated systems tailored to local conditions. These include clarifying market-oriented policy directions, guiding large-scale development, and expanding diverse end-use applications.

Key words: electric-hydrogen complementary and collaborative system; business models; electricity market; profitability analysis; policy recommendations

0 引言

目前,全球能源正向着绿色减碳方向发展,而氢能是这一能源变革的必然选择。依托多功能性和清洁性的独特优势,氢能与电力系统形成了耦合互补的形态特征,并在交通、工业等多个领域提供深度脱碳的解决方案^[1]。据国际能源署报告,2030 年全球绿氢产能预计达 3 800 万吨^[2]。我国绿氢产业预计在 2030 年后进入规模化发展阶段,绿氢替代总需求将从 2030 年的 800 万吨扩张至 2060 年 1 亿吨规模,并在 2040 年后绿氢需求量超过美国^[3]。氢能产业的快速扩张为新型电力系统提供了新发展引擎。然而,在统筹规划电-氢协同发展格局时,如何精准发力,构建深度融合的电-氢产业体系、赋能推动经济社会发展,仍是一项至关重要且复杂的战略任务。

电-氢耦合技术正从电解水制氢、氢能汽车船舶等元件级的前瞻研究,迈向系统级的战略布局。文献[4]提出了电解水制氢的绿电送出方案,以减少火电碳排放。文献[5]将氢能汽车、氢能船舶视为大规模氢能存储媒介,旨在改变港口高碳排属性。针对氢能发展的长远蓝图,文献[6]深入分析氢能与电力系统源/网/荷各环节的耦合特征,评述了氢能对于电网稳定运行的灵活支撑作用。文献[7]则从发展路径和政策支持两方面探讨了氢能发展的关键举措,为氢能在电力、交通、化工等领域中的低碳化应用提供了全面视角。然而,上述研究侧重于氢能的电能价值与环境价值,忽视了其商业经济属性。

为促使氢能经济从愿景走向现实,现有研究聚焦于氢能产业的商业化与市场化。文献[8]将氢减碳当量定义为氢信用,依托碳信用价格赋予氢信用经济价值,同时构建一个国际平台进行氢信用交易。文献[9]参考电力市场中的可再生能源配额制及绿证交易机制,提出了绿色氢能证书交易机制,拓展了绿氢盈利途径。文献[10]通过氢市场与碳市场、电

力市场的交互联动,提升了绿氢利润空间,为探索建设全国性氢交易市场提供了研究基础。文献[11]则从技术可行性和配置模式的角度评述了电-氢主体参与电力市场的路径与机会成本,为电-氢互补协同系统的经济发展提供了支持建议。尽管上述研究充分论述了氢能的经济潜力,但现有电-氢项目的实际建设情况与上述理想化的盈利模式仍存在显著差距,难以揭示当前电-氢项目的实际盈利机制和发展路径。

综上,为促进电-氢耦合与经济发展,本文提出了符合我国氢能建设情况的电-氢互补协同系统的多维商业运营模式与发展策略。首先,梳理总结了国内外电-氢领域发展态势与典型电-氢项目建设现状。其次,提出了电-氢互补协同系统多维商业模式,并在不同边界条件下进行盈利空间测算。最后,结合国内外电-氢发展趋势与我国电-氢发展区域特征,因地制宜提出电-氢互补协同系统商业模式发展的政策建议。

1 电-氢互补协同系统内涵与发展态势

1.1 电-氢互补协同系统内涵

电-氢互补协同系统是一种结合电能和氢能的储能与转换系统,旨在实现能源高效利用和可再生能源的最大化整合,如图 1 所示。其运行的基本原理是通过电解水制氢,将电能转化为氢能储存,并在需要时通过燃料电池或燃氢机组将氢能重新转化为电能,形成“电-氢-电”循环利用,从而实现不同能源形式的互补协同。

与其他新型储能相比,电-氢互补协同系统在可再生能源集成、季节性储能、与电网互补、碳中和目标实现等方面具有如下优势与形态特征^[12]。

在电源侧,电解槽具备较大的灵活调节空间,可实时追踪可再生能源出力,实现输入功率秒级、毫秒级响应,为电网提供调峰调频等辅助服务。掺氢/纯氢燃气轮机则作为可控稳定电源,在提供可靠出力

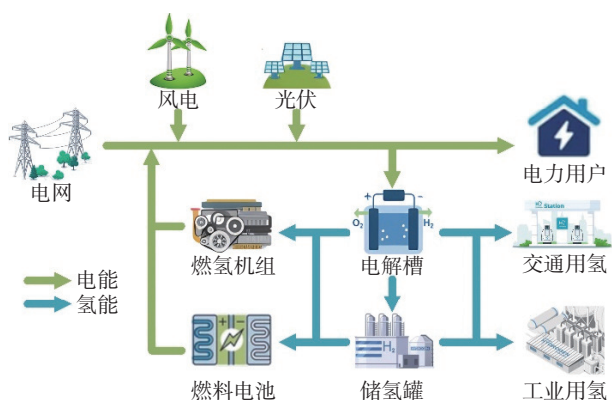


图 1 电-氢互补协同系统结构

Fig. 1 Structure of electric-hydrogen complementary and collaborative system

的同时还能提供大量转动惯量, 保证电压与频率稳定。

在电网侧, 利用氢能储能跨季节、长周期、大容量存储特性, 可积极参与电网调峰调频辅助服务, 提高电力系统灵活性与调节能力。此外, 氢能的就地转化和分散式管道供能特点, 有助于减轻电网长距离输电负担和损耗。

在用户侧, 通过氢燃料电池热电联供、区域电网调峰调频、工业售氢业务及交通/建筑深度脱碳的应用, 可扩展氢能终端应用范围和综合能源业务发展, 推动电-气-热多能融合互补。

1.2 国内外电-氢领域发展态势

1) 国外电-氢领域发展态势

美国关于氢能部署战略主要集中于降低制氢成本和给予氢能财政补贴。为解决氢能产业面临的技术成本难题, 美国启动了“氢能源地球计划”, 目标在 2031 年前将氢能的成本降至 1 \$/kg^[13]。财政支持是推动氢能发展的关键因素, 2021 年美国通过了《基础设施投资和就业法案》, 计划提供 80 亿美元建设区域清洁氢中心, 10 亿美元研发电解水制氢技术等^[14]。同时, 《通胀削减法案》首次引入了清洁氢生成的税收抵免政策, 根据制氢生命周期排放量分级给予补贴, 其中绿氢生产商最高可获得 3 \$/kg 氢的税收减免。

欧盟聚焦于氢能投资和市场构建, 力图让氢能市场发挥主导作用。2022 年 5 月, 欧盟委员会发布 REPowerEU 计划, 提出要建设首个欧洲可再生氢交易中心, 开展欧元-氢能交易, 积极构建氢能市场框架。为进一步刺激和支持氢能投资, 2023 年欧盟委

员会发布了欧洲氢能银行计划, 并启动首批氢能试点拍卖, 累计吸引了 132 份投标项目。另一方面, 欧盟各成员国密集推出绿氢及电解槽补贴政策。2023 年, 法国推出了 40 亿欧元的“差价补贴合同”方案, 以弥补清洁氢和灰氢之间的成本差距。

德国的氢战略从启动之时就专注于国内和进口兼顾的发展原则, 积极推进氢基补贴与国际合作。根据《可再生能源法(2021)》, 德国将减免用于绿氢制取的可再生能源附加费, 减免幅度最高可达 100%。为保障绿氢企业的投资回报, 德国将试点碳差价合同约定的碳价格与碳市场交易价格的差额由政府补足, 从而疏导制氢成本。同时, 依靠从欧盟国家为主的地区进口, 建立生产、运输绿氢的合作机制, 推出“绿色氢潜能地图”项目与 H2Globo 计划, 通过投资扩大绿氢贸易范畴与价格需求确定性, 强化氢能国际合作。

日韩基于自身资源劣势, 将氢能视为未来能源缺口的重要补充, 同步开展国内外制氢项目建设及氢能技术输出。一方面, 大力探索氢基能源利用技术, 以建立供氢网络计划为框架, 推动氢基能源在储氢、发电、船舶等领域的应用。2023 年, 日韩加氢站增量分别位居全球第二和第三。另一方面则积极布局海外制氢项目建设, 形成新的氢经济增长点。2023 年日韩两国的各大企业在澳洲、东南亚等地签订了一系列绿氢项目开发协议。此外, 韩国正计划推出与美国类似的“清洁氢认证+税收抵免”的补贴方案, 以进一步支持氢能产业的发展。

2) 国内电-氢领域发展态势

自 2019 年氢能首次写入政府工作报告后, 我国陆续出台多项政策支持氢能发展。2020 年 3 月, 国家发改委印发《关于加快建立绿色生产和消费法规政策体系的意见》^[15], 提出通过建立相关法规政策体系, 为氢能等清洁能源技术的发展提供政策支持和激励。2022 年 3 月, 国家发改委、国家能源局联合发布《氢能产业发展中长期规划(2021—2035 年)》^[16], 明确了氢能在我国能源绿色低碳转型中的战略定位, 并提出探索可再生能源发电制氢支持性电价政策。2024 年 9 月, 中共中央、国务院出台《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》^[17], 强调了要统筹推进氢能的“制储输用”全链条发展, 促使氢能的产业化和商业化应用将得到更多政策支持。同年 9 月,

国家发改委发布《关于组织申报第二批绿色低碳先进技术示范项目的通知》^[18],将煤电机组掺氢/掺氨发电纳入绿色低碳示范项目,表明加速推动能源结构优化的政策导向。上述政策系统地明确了氢能战略定位和发展重点,为集聚氢能产业链和核心技术提供了指引。

从地方涉氢文件来看,各省市利好政策相继出台,成为支持氢能产业发展的重点推动力量。2020年,山东省发布《山东省氢能产业中长期发展规划(2020—2030年)》^[19],提出要全力打造“中国氢谷”“东方氢岛”两大品牌,培育壮大以济南和青岛为重点的“鲁氢经济带”。作为全国首个燃料电池汽车示范城市群,广东出台《广东省加快建设燃料电池汽车示范城市群行动计划(2022—2025年)》^[20],从关键零部件研发、加氢站建设等方面进行补贴。北京推出《北京市氢能产业发展实施方案(2021—2025年)》^[21],以冬奥会和冬残奥会重大示范工程为依托,在京津冀范围探索更多应用场景供电、供热的商业化模式。四川明确规定电解氢执行单一制输配电价0.105元/kWh,因地制宜打造以“绿色氢源”为核心的水电制氢。山西吕梁启动“税惠氢能”专项行动,2022年氢能企业通过税费优惠退税超57亿元,以“税动力”助力打造氢能产业发展“新高地”。通过分析上述政策可知,各省市已不再单纯依赖传统的项目补贴形式,而是通过品牌打造、示范引领、商业应用等方面来引导和支持集聚氢能产业链,同时推出电价优惠、税收减免、研发资金支持等多元化的激励机制,进一步推动氢能产业的持续发展。

从区域能源特征来看,各地区在氢能产业链中的功能定位各具特色。三北地区有望成为中国电解水制氢产能的主要聚集地,风电制氢或风光一体化制氢占比将逐渐升高。一方面,新疆维吾尔自治区、宁夏回族自治区、内蒙古自治区等地风光资源丰富,对氢能综合成本的快速下降具有重要作用;另一方面,上述地区分布有油气加工、甲醇生产等一系列用氢装置,能够为氢能的大规模工业应用提供技术验证并实现有效消纳。东部沿海地区的风电制氢模式有望成为中国绿氢产能主要来源之一。东部沿海各省陆上及海上风电技术可开发量超过4000GW;此外,东部沿海的众多港口将为氢基能源的对外贸易提供先发优势。广东省、上海市、北京市等氢能产

业发达地区则有望成为全国燃料电池汽车产业的重镇。上述城市群内拥有相对完善的产业链条和集聚优势,从核心零部件制造到整车研发生产,再到氢能供应网络及售后服务体系构建,形成了完整的燃料电池汽车产业生态。随着燃料电池汽车在领头城市的集中推广,部署大型加氢站以及低成本的制氢加氢一体站逐渐成为发展重心。

3) 国内外典型电-氢项目现状

为准确把握电-氢产业的发展趋势,表1列举了国内外典型电-氢项目的建设现状。

梳理可知,国内外典型电-氢项目总体上可分为两类^[22]:(1)可再生能源基地规模化制氢项目,主要指大型可再生能源基地通过电解水技术规模化制氢,生产氢能的同时消纳富余风光资源,典型如瑞典的H2GS项目、澳大利亚的亚洲可再生能源中心项目、德国的美因茨项目,国内的内蒙古光伏电站制氢项目和吉林的风光制氢项目等;(2)配用电侧/微网侧电-氢耦合与综合利用项目,这些项目制氢规模较小,但将氢能生产、存储、消费等环节互联互通,用以探索验证电-氢耦合的运行灵活性,典型如日本的FH2R项目、国内的浙江慈溪氢电耦合微网、大陈岛氢能综合利用工程和安徽六安氢能互补微网项目等。

2 电-氢互补协同系统多维商业运营模式

2.1 多维商业运营模式分析

由于氢能产业尚未规模化投产,目前电-氢项目主要以技术示范为主,核心在于突破氢能技术瓶颈问题,对于经济性问题则较少考虑。为推动氢能经济从构想变为现实,电-氢互补协同系统的商业化路径与市场机制成为重点关注领域。

依据氢能经济的发展周期,电-氢互补协同系统的盈利模式可划分为3个阶段,如图2所示。

初期阶段,研究多元售氢模式。依托氢能的高热值属性,推动氢能各领域作为能源载体的应用,包括交通供电^[23]、工业供给^[24]等。以终端应用为产业支柱,通过完善氢能销售渠道和优化氢能价格体系,提升氢能的市场接受度和应用范围。

中期阶段,探索电力市场收益。利用电-氢互补协同系统灵活运行特性,探索其参与电力市场的路径,通过投标^[25]、提供辅助服务^[26]等方式获取额外收益。美国能源部从技术验证的角度证实了电-氢

表 1 国内外典型电-氢项目建设现状

Tab. 1 Current status of domestic and overseas typical electric-hydrogen project development

项目地点	项目名称	项目规模/产能
日本	FH2R(Fukushima Hydrogen Energy Research Field)示范项目	2020年投产, 包含光伏20 MW, 电解槽10 MW, 用以验证电力系统需求响应和氢能供需相结合的最佳运行控制技术。
瑞典	H2GS(H2 Green Steel)示范项目	预计2025年完工, 电解槽规模为0.8 GW, 产氢量13.5万t/a。
澳大利亚	亚洲可再生能源中心示范项目	预计2027—2028年完工, 投资成本约为360亿美元, 使用16 GW陆上风能和10 GW光伏为14 GW电解槽供电, 预计氢产能为175万t/a。
德国	美因茨项目	2015年投运, 总投资1 700万欧元, 用于开发、测试和应用可再生能源电解制氢的创新技术。
新疆	新疆库车绿氢示范项目	2023年投产, 电解槽规模260 MW, 制氢产能2万t/a, 储氢能力21万Nm ³ 。
内蒙古	鄂托克前旗250 MW光伏电站及氢能综合利用示范项目	2023年投产, 占地面积1 820 hm ² , 包含200 MW风电场, 10 MW电解水制氢系统, 产氢量6 000 t/a, 并配套氢气综合利用系统。
浙江	宁波慈溪氢电耦合直流微网示范工程	2023年投产, 风光总装机规模为4.2 MW, PEM制氢规模为0.4 MW, 供热能力为0.24 MW, 用于实现绿电制氢、电热氢高效联供、离网长周期运行等多功能协同转化与调配。
浙江	浙江台州大陈岛氢能综合利用示范工程	2022年投产, 可消纳岛上富余风电365 MWh, 氢产能为7.3万Nm ³ /a, 氢能发电规模约100 MWh, 减少二氧化碳排放73 t。
安徽	安徽六安兆瓦级氢能综合利用示范站	2022年投产, 额定装机容量1 MW, 占地面积7 000余m ² , 用于推进电制氢技术应用和多能互补自愈式微电网应用。
吉林	北方氢谷风光制氢项目	2021年投产, 总投资1.1亿元, 包括风电250 MW、光伏50 MW, 电解槽240 MW。
宁夏	国家级太阳能电解水制氢综合示范项目	2021年投产, 电解槽规模150 MW, 氢产能1.6亿Nm ³ /a, 制氢成本1.34元/Nm ³ 。
张家口	张家口海珀尔制氢项目	2019年投产, 氢产能为1 600万Nm ³ /a, 预计能够支撑300辆氢燃料电池公交车需求。
甘肃	中能绿电张掖氢能综合应用示范项目	2021年始建, 氢产能3 000 t/a, 并配备5油电气氢综合能源加注站和5 MW自备光伏电站各1座, 可消纳绿电200 GWh。

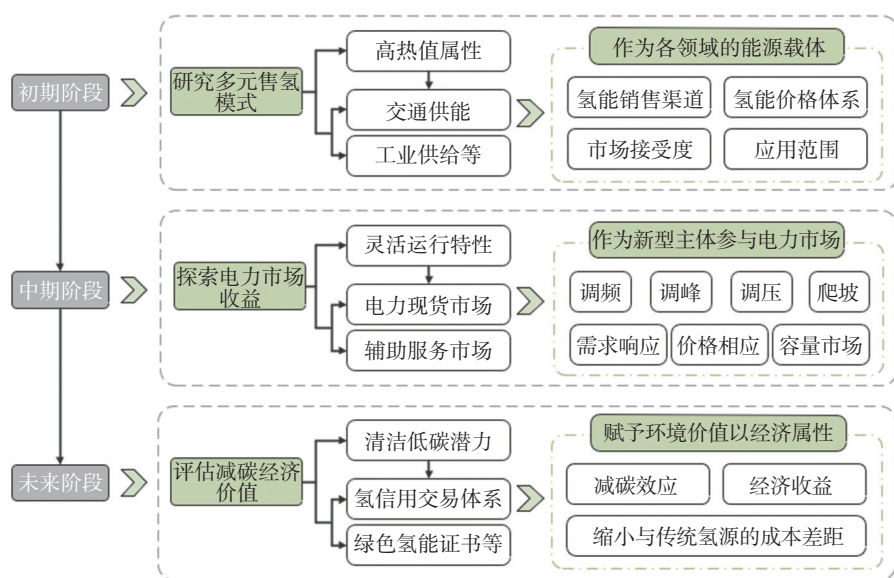


图 2 电-氢互补协同系统盈利模式分析

Fig. 2 Profit model analysis of electric-hydrogen complementary and collaborative system

互补协同系统可提供调频、调压、爬坡、需求响应、价格响应、容量市场等服务^[1]。

未来阶段, 评估减碳经济价值。依托绿氢的清洁低碳潜力, 赋予绿氢减碳经济价值, 如建设国际性

的氢信用交易体系^[27]、颁布绿色氢能证书^[28]等。与传统售氢市场侧重于氢的能源属性不同, 绿氢市场更注重其减碳效应。通过构建绿氢市场体系, 逐步发挥绿氢的环境经济效益, 从而缩小与传统氢源的

成本差距。

然而,电-氢互补协同系统的商业模式刚刚起步,尚处于售氢市场到电力市场的过渡阶段,缺乏明确的指导建议。为此,结合于电-氢项目建设现状,提出3种商业模式:氢储能套利模式、参与辅助服务模式、可再生能源制氢售氢模式。并以上述3种商业模式为例进行盈利能力测算,从而提出电-氢互补协同系统商业模式部署的关键着力点。

商业模式一为“低价制氢+高价发电”氢储能套利模式。在该模式下,电-氢互补协同系统在电价较低时利用电解槽进行电解水制氢并通过储氢罐储存,在电价较高时利用氢储罐中的氢气进行燃料电池发电,只利用电网电力通过氢储能买卖电量套利盈利,如图3所示。

商业模式二为电-氢参与辅助服务模式。基于电-氢互补协同系统技术灵活性特征,探讨未来不同政策制定情景下电-氢互补协同系统为电网提供辅助服务的收益情况。考虑到未来电-氢参与辅助服务的准入门槛逐渐完善,设定为以下3种情景^[29]:

(1)只允许电解槽参与辅助服务;(2)只允许燃料电池发电参与辅助服务;(3)二者同时参与辅助服务,如图4所示。

商业模式三为可再生能源制氢售氢模式。在该模式下,电-氢互补协同系统利用可再生能源电解水制氢,盈余可再生能源选择上网获取收益。考虑到售氢政策放开的情况,将电解产物氢和氧向下游交通、工业等领域出售,如图5所示。

2.2 盈利空间测算

以电解槽及燃料电池容量均为1 MW的氢能电站为例进行测算。氢能电站的氢能设备参数按照目前主流取值,制氢效率为70%,燃料电池发电效率为60%。由于安徽省分时电价峰谷差较大,取安徽省2024年7月份工业电峰价为1.1883元/kWh,谷价为0.3140元/kWh,平价为0.6838元/kWh。考虑到目前尚未有电-氢互补协同系统参与辅助服务的详细政策文件,此处以电-氢互补协同系统参与调频服务进行测算^[30]。由于山西等地区制定了较为完整的调频政策,规定独立储能参与调频市场的申报价格为

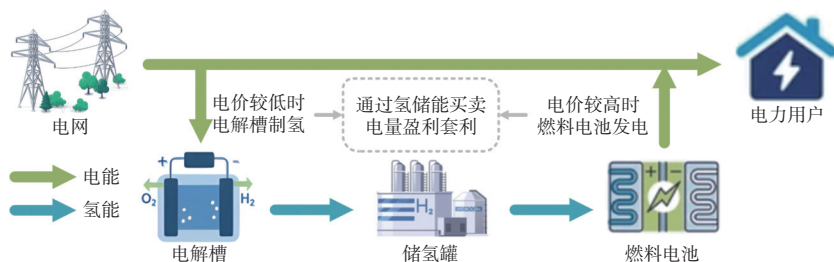


图3 氢储能套利模式示意图

Fig. 3 Schematic diagram of hydrogen energy storage arbitrage model

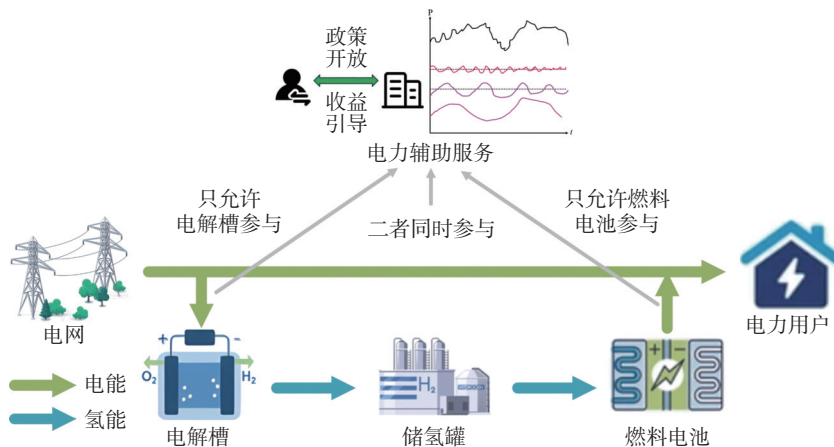


图4 电-氢参与辅助服务模式示意图

Fig. 4 Schematic diagram of the electric-hydrogen participation in ancillary services model

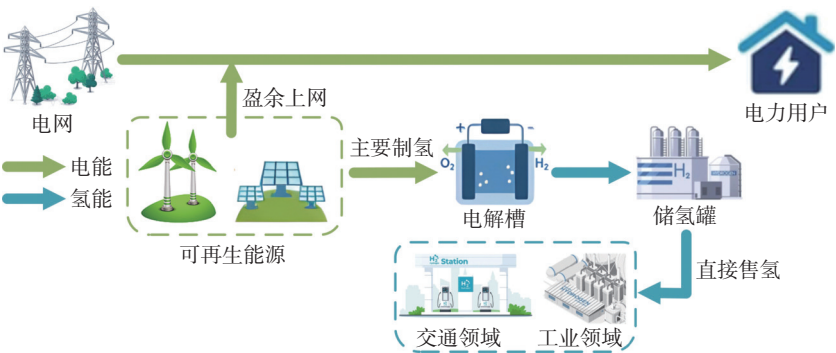


图 5 可再生能源制氢售氢模式示意图

Fig. 5 Schematic diagram of the renewable energy-based hydrogen production and sales model

5~10 元/MW, 因此按照 10 元/MW 的价格进行测算。可再生能源装机规模为 1 MW, 采用全年实际风光发电量^[31], 盈余电量以实时电价上网。氢需求量取 50 t/a, 售氢价格按照主流氢市场价格取 33.66 元/kg。

峰谷分时电价及电力现货市场实时电价下氢能电站的成本收益情况如表 2 所示。当氢能电站只从电网进行套利时, 在目前的电价水平和电价波动范围下整体收益都较小, 其主要原因有两方面: (1) 氢储能需要满足特定的电价差才会进行充放电, 因此导致充放电次数少、装置利用率低; (2) 转换效率低, 单次充放电循环的收益有限。而电力现货市场下实时电价引导作用更明显、电价差及波动性更大, 收益相较于分时电价下的年收益提高 53.9%, 表明推进电力现货市场建设有利于氢储能套利模式的发展, 后续测算也将以实时电价为前提展开。

表 2 分时电价和实时电价下商业模式一的收益情况

Tab. 2 Revenue of business model 1 under time-of-use pricing and real-time pricing

成本收益情况	分时电价	实时电价
售电收入/(万元·a ⁻¹)	147.92	139.40
购电成本/(万元·a ⁻¹)	101.94	82.90
运维成本/(万元·a ⁻¹)	21.37	18.63
年收益/(万元·a ⁻¹)	24.62	37.88

实时电价下不同商业模式的收益情况如表 3 所示。表 3 显示, 仅通过氢储能买卖电套利, 则氢能电站的年收益最少。通过加入调频服务、可再生能源制氢和售氢业务后, 氢能电站的年收益分别增加 4.7%、387.6%。

在商业模式二中, 相比只利用氢燃料电池与只

表 3 实时电价下不同商业模式的收益情况对比

Tab. 3 Comparison of revenue in different business models under real-time pricing

成本收益情况	模式一		模式二		模式三
	氢储能套利	电解槽调频	燃料电池调频	同时调频	可再生能源制氢售氢
可再生能源上网收入/(万元·a ⁻¹)	—	—	—	—	68.71
售电收入/(万元·a ⁻¹)	139.40	139.31	139.35	140.17	—
购电成本/(万元·a ⁻¹)	82.90	82.84	82.87	83.64	36.70
售氢收入/(万元·a ⁻¹)	—	—	—	—	168.30
调频收入/(万元·a ⁻¹)	—	1.32	0.43	1.84	—
运维成本/(万元·a ⁻¹)	18.63	18.61	18.62	18.72	15.61
年收益/(万元·a ⁻¹)	37.88	39.18	38.30	39.65	184.70

利用电解槽参与调频的情况, 二者同时参与调频辅助服务市场下氢能电站收益更高。购电成本的增加和售电收入的减少, 说明氢能电站在更多的时点选择参与调频, 而不是通过电价差套利。然而, 氢能电站规模较小是导致其调频收入较少的原因之一。

在商业模式三中, 可再生能源的部署为电解槽提供了动力来源, 大幅降低其购电成本。在电价峰值时, 电解槽制氢收益低, 可再生能源选择上网获取大量收益, 上网收入为 68.71 万元; 此外, 售氢业务的扩展为氢能电站提供了额外的 168.30 万元收益。商业模式三综合可再生能源和售氢业务的策略, 不仅极大提升了整体经济效益, 还有效减少了弃风弃光现象, 实现氢能产业上下游的融合。

2.3 敏感性分析

在电价差固定的边界条件下,分析电-氢-电整体转换效率对氢能电站经济性的影响,结果如图6所示。随着转换效率的提升,无论是分时电价还是实时电价下,氢能电站的经济性都显著提升。同时,实时电价下的收益均高于分时电价,再次验证推进电力市场建设有助于提升氢能电站的收益。

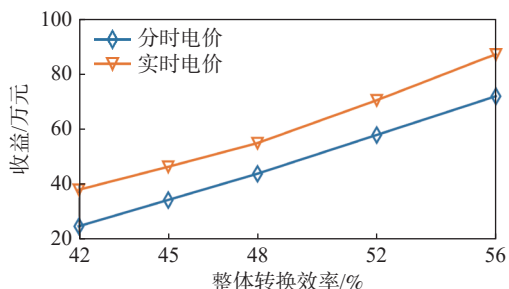


图6 转换效率对氢能电站经济性的影响

Fig. 6 Impact of conversion efficiency on the economics of hydrogen power plants

在整体转换效率固定的边界条件下,分析电价峰谷差对氢能电站经济性的影响,结果如图7所示。电价峰谷差越大,氢能电站通过“买低卖高”的方式获利能力越强,从而提高整体盈利能力。未来随着电价峰谷差距增大,价格差有望覆盖效率折损,从而缩短氢能电站投资回报期。

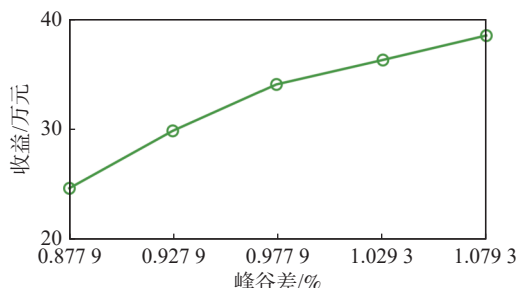


图7 电价峰谷差对氢能电站经济性的影响

Fig. 7 Impact of electricity price peak-to-valley difference on the economics of hydrogen power plants

在电价峰谷差固定的边界条件下,分析调频补偿价格、调频策略(仅电解槽调频、仅燃料电池调频、同时调频)对氢能电站经济性的影响,结果如图8所示。随着调频补偿价格的提高,电解槽和燃料电池均参与深度调频,氢能电站的经济性显著改善。同时,由于电解槽具有更为灵活的高功率波动适应性和秒级调频能力,因此电解槽的调频优势和收益高

于燃料电池。分析表明,适当提高调频补偿价格,综合利用调频资源,是提升氢能电站参与辅助服务经济性的有效手段。在未来政策放开的情况下,电解槽、燃料电池可同时参与调峰、调频、爬坡等辅助服务,以获取更高收益。

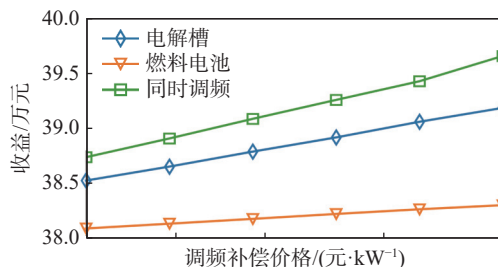


图8 调频补偿价格和调频策略对氢能电站经济性的影响

Fig. 8 Impact of frequency regulation compensation price and strategies on the economics of hydrogen power plants

在氢需求量固定的边界条件下,分析可再生能源装机规模对氢能电站经济性的影响,结果如图9所示。大规模的可再生能源装机容量使氢能生产更独立于电网电价波动,增强了氢能电站应对氢市场需求变化的灵活性。同时,可再生能源大量上网收益进一步提升了氢能电站的经济性。但可再生能源装机容量不可无限扩大,否则会加剧弃风弃光现象。此外,由于区域可再生能源的空间相关性,盈余电量上网的边际效益逐渐降低。在未来氢能电站投资布局中,合理扩大可再生能源装机规模,是提升经济性的重要策略。

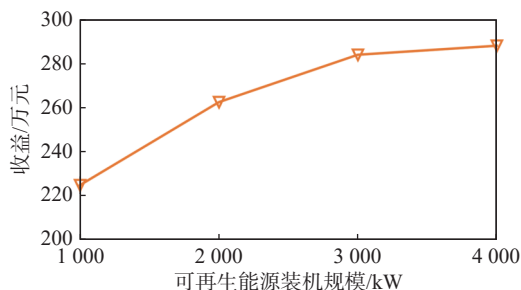


图9 可再生能源装机规模对氢能电站经济性的影响

Fig. 9 Impact of renewable energy installed capacity on the economics of hydrogen power plants

在可再生能源装机规模固定的边界条件下,分析氢需求量对氢能电站经济性的影响,结果如图10所示。随着氢需求量的增加,制氢成本可以在更大范围内摊销,提高了整体经济效益。然而,当氢需求量达到一定水平后,设备容量接近饱和,边际效益开

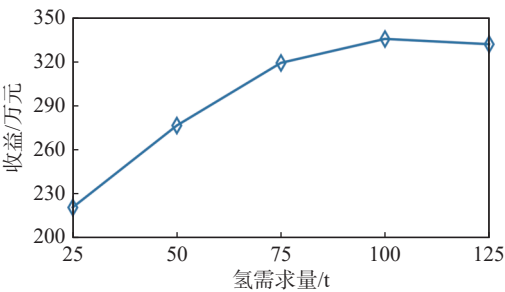


图 10 氢需求量对氢能电站经济性的影响

Fig. 10 Impact of hydrogen demand on the economics of hydrogen power plants

始递减。当需求量超过 100 t 时, 氢能电站不得不在电价高峰制氢以满足氢需求, 导致收益降低。因此, 随着氢能终端应用的多元化, 氢能电站的设备容量需与逐渐攀升的用氢需求相匹配。

2.4 商业模式发展路径及其制约因素

在对不同商业模式进行盈利空间测算与敏感性分析的基础上, 总结其制约因素如表 4 所示。

3 中国电-氢互补协同系统商业模式发展策略与关键举措

3.1 引导规模化发展布局

推动重大工程示范落地, 是助力氢能产业发展的有力抓手。然而, 我国各地区资源禀赋存在较大差异, 氢能产业发展速度不尽相同。要实现氢能产业商业化、规模化投资布局, 关键在于“因地制宜”和“优势互补”, 从而推动各地形成区域化发展格局。

1) 打造西部北部地区的绿氢供应基地。依托新疆维吾尔自治区、宁夏回族自治区、甘肃省、内蒙古自治区等西部北部地区禀赋的可再生资源, 围绕国家“三基地一通道”能源产业战略定位, 重点打造国

家大型可再生能源制氢供应基地, 推进西氢东送、北氢南送的布局。同时, 西部北部地区丰富的工业用氢基础也为氢能商业化发展提供了重要支持。有必要以绿氢为源头, 重点发展绿氢化工、氢冶金、氢制甲醇等产业, 构建以可再生能源制氢就近利用为主的氢能商业供应体系。

2) 开展华中地区的氢能技术试点工程。湖北、安徽等华中地区送受端并存、电网结构复杂, 是电-氢耦合与综合利用的理想试点区域。基于上述地区电网结构特点开展电-氢耦合技术研发和运营机制探索, 通过优化电-氢互补协同系统在不同电网条件下的运行条件, 实现一批前瞻性技术的实际验证, 以更好支撑氢能与电网的友好接入。

3) 推进氢能发达地区的商业示范项目。引导广东、上海等技术创新能力强、氢能发展潜力大的地区实施一批具有示范效应的商业项目, 如商业加氢站、氢源基地、氢能产业带与数据平台、多能互补氢园区等, 将技术优势转化为商业发展优势, 打造一流的氢经济商业示范城市。

4) 布局经济圈城市群的氢能交通网络。坚持“示范引领、由点及面、区域辐射”发展思路, 重点布局珠三角、长三角、京津冀等绿色转型需求大、氢能产业链较完善、应用场景较多的城市, 优先推动落地形成布局合理、供需匹配的氢能交通体系, 以氢能交通布局需求倒逼氢能产业链建设, 并通过区域辐射效应为全国氢能交通布局提供示范和借鉴。

3.2 明确市场化政策导向

为有效提升电-氢互补协同系统的市场效能, 有必要开放电-氢互补协同系统参与电力市场的路径, 推动相关部门健全电力市场, 明确市场化政策导向。

表 4 多维商业模式发展路径及其制约因素总结

Tab. 4 Summary of the development pathways and constraints of multi-dimensional business models

商业模式	发展路径	制约因素
氢储能套利模式	(1)推进电力现货市场建设有助于氢储能套利的发展; (2)随着电价峰谷差距增大, 价格差有望覆盖效率折损。	(1)装置利用率及转化效率低; (2)电价峰谷差不足以反映氢储能灵活性。
电-氢参与辅助服务模式	(1)综合利用电解槽和燃料电池参与辅助服务是提升盈利能力的关键策略; (2)提高辅助服务的补偿价格是提升经济性的有效手段。	(1)未健全参与辅助服务市场的主体范围与产品种类; (2)参与辅助服务的补偿价格较低; (3)目前电-氢互补协同系统装机容量较小, 难以实现规模经济效益。
电解制氢并直接售氢模式	(1)合理扩大可再生能源装机规模是提升经济性和环境效益的重要策略; (2)随着氢需求量增加, 制氢成本可以在更大范围内摊销, 然而需要与氢需求相匹配的系统容量。	(1)可再生能源制氢尚未规模化应用, 电-氢项目尚未规模化投产, 满足的氢需求有限; (2)工业/交通/建筑等领域的氢能应用场景仍处于探索阶段, 且氢需求量与低碳政策挂钩。

1) 加大负荷中心的电价峰谷差, 以弥补“以电制氢、氢再发电”成本。在氢储能套利模式中, 电价峰谷差是影响其盈利空间的关键因素之一。然而, 新疆维吾尔自治区、甘肃省、内蒙古自治区等西部北部地区的电价峰谷差较小, 氢储能难以实现套利盈利。相比之下, 江苏、浙江等负荷中心地区的峰谷价差较大(高达 0.9 ~ 1.2 元/kWh), 可以弥补部分氢能发电的成本。因此, 建议重点推动负荷中心电价峰谷差的政策支持, 利用价格手段进一步提升氢储能的盈利能力。

2) 建设更开放的电力市场环境, 将电-氢互补协同系统纳入电力现货市场交易主体。电-氢互补协同系统作为灵活调节手段, 其电量曲线能够根据市场供需进行调整, 参加电力现货市场是提升电-氢互补协同系统盈利能力的有效途径之一。因此, 有必要在广东、山西等电力现货市场现行区域率先启动电-氢互补协同系统参与现货交易的研究, 提升电-氢互补协同系统的盈利空间。

3) 完善辅助服务市场的种类与补偿机制, 鼓励电-氢互补协同系统参与辅助服务。电-氢互补协同系统若想获得足够的收益, 需要深度参与辅助服务市场。然而目前辅助服务市场规模小、品种少, 难以发挥电-氢互补协同系统提供辅助服务的价值。因此, 有必要在可再生能源装机规模大、电网调峰需求高的宁夏回族自治区、河北省等地区建设一批电-氢参与辅助服务试点项目, 丰富辅助服务市场产品种类, 如调峰、调频、调压、备用、黑启动等。同时, 需完善辅助服务补偿机制(如宁夏给予 0.8 元/kWh 调峰服务补偿价格), 以提升电-氢互补协同系统参与辅助服务的动力。

3.3 拓展多元化终端应用

氢能将成为连接电力行业与其他终端消费行业的重要媒介, 也是促进新型电力系统多元化发展的有效途径。考虑到氢能产业涉及专业面广、参与主体多、终端应用场景丰富, 目前尚未固化形成清晰的职责与利益界面, 有必要推动相关部门统筹氢能产业链下游, 构建氢能商业化新发展格局。

1) 扩大电-氢互补协同系统下游售氢范围。多元化的终端应用场景为售氢业务提供了广阔的市场空间, 然而上下游输氢链条缺乏畅通的疏导机制, 因此需打破工业、交通、建筑等领域的壁垒, 实现氢能

产业下游的全面融合。建议相关部门制定氢能管理规范政策以明确氢能的属性及可利用领域, 包括绿氢化工、氢能交通、氢冶金等, 保障能源转型与氢能行业发展协同并进。

2) 出台低碳政策促进下游用氢需求增长。目前, 国内电-氢项目均以技术示范为主, 经济盈利较少。而售氢作为现阶段电力市场尚未健全情况下电-氢互补协同系统的主要盈利方式, 其收益依赖于各行业的整体脱碳进展及规划。建议相关部门出台低碳政策, 通过建立清洁氢认证、碳排放核算方法等创新制度体系, 拓展下游用氢需求, 并使政策向用氢补贴倾斜, 实现售氢盈利策略向未来电力市场盈利的有效过渡。

4 结论

本文基于对现有电-氢盈利模式(包括多元售氢模式研究、电力市场收益探索以及减碳经济价值评估等)的深入分析, 提出了适应我国国情的电-氢互补协同系统发展现状的多维商业模式, 并在不同边界条件下进行盈利空间测算。在此基础上, 以我国区域能源特征为锚点, 因地制宜制定各地区发展建议, 为中国电-氢互补协同系统的商业化路径提供了重要参考, 助力电-氢协同在构建新型电力系统中发挥关键作用。

后续研究将考虑商业模式与其他形式储能的横向对比, 以评估氢储能的盈利能力定位。未来, 研究重点将聚焦于构建绿氢市场, 通过评估氢能的减碳经济价值, 量化其对新型电力系统绿色溢价的影响。

参考文献:

- [1] 袁铁江, 张一瑾, 戈阳阳, 等. 计及跨领域氢需求的电源低碳规划 [J]. 电力系统自动化, 2024, 48(13): 30-39. DOI: 10.7500/AEPS20230821002.
- [2] YUAN T J, ZHANG Y J, GE Y Y, et al. Low-carbon planning of power source considering cross-domain hydrogen demand [J]. Automation of electric power systems, 2024, 48(13): 30-39. DOI: 10.7500/AEPS20230821002.
- [3] International Energy Agency. Global Hydrogen Review 2023. [EB/OL]. (2023-9-22) [2024-08-15]. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>.
- [4] 周孝信, 赵强, 张玉琼, 等. “双碳”目标下我国能源电力系统发展趋势分析: 绿电替代与绿氢替代 [J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(17): 6707-6720. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.

- 240634.
- ZHOU X X, ZHAO Q, ZHANG Y Q, et al. Analysis of the development trend of China's energy and power system under the dual carbon target: green electricity substitution and green hydrogen substitution [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(17): 6707-6720. DOI: [10.13334/j.0258-8013.pcsee.240634](https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.240634).
- [4] 钟依庐, 刘为雄, 郑赞, 等. 风火储氢碳多能耦合打捆送出模式研究 [J]. *南方能源建设*, 2023, 10(4): 122-130. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.04.012](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.04.012).
- ZHONG Y L, LIU W X, ZHENG Y, et al. Electricity transmission strategy research based on wind-coal-battery-hydrogen-CCUS multi energy coupling and bundling system [J]. *Southern energy construction*, 2023, 10(4): 122-130. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.04.012](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.04.012).
- [5] 侯慧, 甘铭, 吴细秀, 等. 考虑移动氢能存储的港口多能微网两阶段分布鲁棒优化调度 [J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(8): 3078-3092. DOI: [10.13334/j.0258-8013.pcsee.223327](https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.223327).
- HOU H, GAN M, WU X X, et al. Two-stage distributionally robust optimal scheduling for port multi-energy microgrid considering mobile hydrogen energy storage [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(8): 3078-3092. DOI: [10.13334/j.0258-8013.pcsee.223327](https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.223327).
- [6] 郜捷, 宋洁, 王剑晓, 等. 支撑中国能源安全的电氢耦合系统形态与关键技术 [J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(19): 1-15. DOI: [10.7500/AEPS20221127001](https://doi.org/10.7500/AEPS20221127001).
- GAO J, SONG J, WANG J X, et al. Form and key technologies of integrated electricity-hydrogen system supporting energy security in China [J]. *Automation of electric power systems*, 2023, 47(19): 1-15. DOI: [10.7500/AEPS20221127001](https://doi.org/10.7500/AEPS20221127001).
- [7] 张灿, 张明震, 申升, 等. 中国氢能高质量发展的路径建议与政策探讨 [J]. *南方能源建设*, 2022, 9(4): 11-23. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.04.002](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.04.002).
- ZHANG C, ZHANG M Z, SHEN S, et al. Path suggestion and policy discussion for China's high-quality development of hydrogen energy [J]. *Southern energy construction*, 2022, 9(4): 11-23. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.04.002](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.04.002).
- [8] DONG Z Y, YANG J J, YU L, et al. A green hydrogen credit framework for international green hydrogen trading towards a carbon neutral future [J]. *International journal of hydrogen energy*, 2022, 47(2): 728-734. DOI: [10.1016/j.ijhydene.2021.10.084](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.084).
- [9] 杨冬锋, 左圣宇, 杨晶莹, 等. 考虑绿色氢能证书交易机制和新能源汽车碳配额的综合能源系统低碳经济调度 [J/OL]. *电网技术*, 2024:1-13(2024-07-15) [2024-08-15]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0693>.
- YANG D F, ZUO S Y, YANG J Y, et al. Low carbon economy dispatch of integrated energy system considering green hydrogen certificate trading mechanism and carbon quota of new energy vehicles [J/OL]. *Power system technology*, 2024:1-13(2024-07-15) [2024-08-15]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0693>.
- [10] 王浩然, 冯天天, 崔茗莉, 等. 碳交易政策下绿氢交易市场与电力市场耦合效应分析 [J]. *南方能源建设*, 2023, 10(3): 32-46. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.03.004](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.03.004).
- WANG H R, FENG T T, CUI M L, et al. Analysis of coupling effect between green hydrogen trading market and electricity market under carbon trading policy [J]. *Southern energy construction*, 2023, 10(3): 32-46. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.03.004](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.03.004).
- [11] 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. DOI: [10.13335/j.1000-3673.pst.2023.1466](https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.1466).
- ZHANG Z X, YANG Z L, ZHENG Y X, 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. DOI: [10.13335/j.1000-3673.pst.2023.1466](https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.1466).
- [12] 许传博, 刘建国. 氢储能在我国新型电力系统中的应用价值、挑战及展望 [J]. *中国工程科学*, 2022, 24(3): 89-99. DOI: [10.15302/J-SSCAE-2022.03.010](https://doi.org/10.15302/J-SSCAE-2022.03.010).
- XU C B, LIU J G. Hydrogen energy storage in China's new-type power system: application value, challenges, and prospects [J]. *Strategic study of CAE*, 2022, 24(3): 89-99. DOI: [10.15302/J-SSCAE-2022.03.010](https://doi.org/10.15302/J-SSCAE-2022.03.010).
- [13] 赵振利, 王刚. 美欧氢能发展战略及对我国的启示 [J]. *南方能源建设*, 2023, 10(3): 97-103. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.03.010](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.03.010).
- ZHAO Z L, WANG G. Hydrogen energy development strategy of America and Europe and its enlightenment to China [J]. *Southern energy construction*, 2023, 10(3): 97-103. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.03.010](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.03.010).
- [14] 杨洁, 柴博, 李远钊. 国外绿氢发展政策研究及对我国的启示 [J]. *中国能源*, 2023, 45(7): 78-84. DOI: [10.3969/j.issn.1003-2355.2023.07.010](https://doi.org/10.3969/j.issn.1003-2355.2023.07.010).
- YANG J, CAI B, LI Y Z. Research of international policies on promoting green hydrogen energy development and relevant proposals to China [J]. *Energy of China*, 2023, 45(7): 78-84. DOI: [10.3969/j.issn.1003-2355.2023.07.010](https://doi.org/10.3969/j.issn.1003-2355.2023.07.010).
- [15] 国家发展改革委, 司法部. 关于加快建立绿色生产和消费法规政策体系的意见 [EB/OL]. (2023-03-17) [2024-08-15]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202003/t20200317_1223470.html.
- National Development and Reform Commission, Ministry of Justice of the People's Republic of China. Opinions on accelerating the establishment of a system of laws and policies for green production and consumption [EB/OL]. (2023-03-17) [2024-08-15]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202003/t20200317_1223470.html.

- [16] 国家发展改革委, 国家能源局. 氢能产业发展中长期规划(2021—2035年) [EB/OL]. (2022-03-23) [2024-08-15]. http://www.nea.gov.cn/2022-03/23/c_1310525755.htm. National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Medium and long-term plan for developing the hydrogen energy industry (2021—2035) [EB/OL]. (2022-03-23) [2024-08-15]. http://www.nea.gov.cn/2022-03/23/c_1310525755.htm.
- [17] 中共中央, 国务院. 关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见 [EB/OL]. (2024-07-31) [2024-09-25]. https://www.gov.cn/gongbao/2024/issue_11546/202408/content_6970974.html. CPC Central Committee, State Council. Opinions on accelerating the comprehensive green transformation of economic and social development [EB/OL]. (2024-07-31) [2024-09-25]. https://www.gov.cn/gongbao/2024/issue_11546/202408/content_6970974.html.
- [18] 国家发展改革委. 关于组织申报第二批绿色低碳先进技术示范项目的通知 [EB/OL]. (2024-09-20) [2024-09-25]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202409/t20240920_1393108.html. National Development and Reform Commission. Notice on organizing the application for the second batch of green and low-carbon advanced technology demonstration projects [EB/OL]. (2024-09-20) [2024-09-25]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202409/t20240920_1393108.html.
- [19] 山东省人民政府办公厅. 关于印发《山东省氢能产业发展中长期发展规划(2020—2030年)》的通知 [EB/OL]. (2020-06-24) [2024-08-15]. http://nyj.shandong.gov.cn/art/2020/6/24/art_100399_9605365.html. General Office of Shandong Provincial People's Government. Notice on issuing the "Medium and Long-Term Development Plan for the Hydrogen Energy Industry in Shandong Province (2020—2030)" [EB/OL]. (2020-06-24) [2024-08-15]. http://nyj.shandong.gov.cn/art/2020/6/24/art_100399_9605365.html.
- [20] 广东省发改委. 关于印发《广东省加快建设燃料电池汽车示范城市群行动计划(2022—2025年)》的通知 [EB/OL]. (2020-08-12) [2024-08-15]. http://drc.gd.gov.cn/ywtz/content/post_3993253.html. Guangdong Provincial Development and Reform Commission. Notice on the issuance of the "Action Plan for Accelerating the Construction of Fuel Cell Vehicle Demonstration City Clusters in Guangdong Province (2022—2025)". [EB/OL]. (2020-08-12) [2024-08-15]. http://drc.gd.gov.cn/ywtz/content/post_3993253.html.
- [21] 北京市经济和信息化局. 北京市氢能产业发展实施方案(2021—2025年) [EB/OL]. (2021-08-16) [2024-08-15]. https://www.ncsti.gov.cn/zcfg/zcwj/202108/t20210816_38829.html. Beijing Municipal Bureau of Economy and Information Technology. Implementation plan for the development of hydrogen energy industry in Beijing (2021—2025) [EB/OL]. (2021-08-16) [2024-08-15]. https://www.ncsti.gov.cn/zcfg/zcwj/202108/t20210816_38829.html.
- [22] 张丝钰, 张宁, 卢静, 等. 绿氢示范项目模式分析与发展展望 [J]. 南方能源建设, 2023, 10(3): 89-96. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.03.009. ZHANG S Y, ZHANG N, LU J, et al. Analysis and development outlook on the typical modes of green hydrogen projects [J]. Southern energy construction, 2023, 10(3): 89-96. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.03.009.
- [23] 刘畅, 林汉辰, 史陈芳达, 等. 中国氢燃料电池汽车市场发展现状及展望 [J]. 南方能源建设, 2024, 11(2): 162-171. DOI: 10.16516/j.ceec.2024.2.16. LIU C, LIN H C, SHI C F D, et al. Development status and outlook of hydrogen powered fuel cell vehicle market in China [J]. Southern energy construction, 2024, 11(2): 162-171. DOI: 10.16516/j.ceec.2024.2.16.
- [24] 李湃, 黄越辉, 张金平, 等. 多能互补发电系统电/热/氢储能容量协调优化配置 [J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(13): 5158-5168. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.230236. LI P, HUANG Y H, ZHANG J P, et al. Capacity coordinated optimization of battery, thermal and hydrogen storage system for multi-energy complementary power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(13): 5158-5168. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.230236.
- [25] WANG J S, XUE K, GUO Y J, et al. Multi-objective capacity programming and operation optimization of an integrated energy system considering hydrogen energy storage for collective energy communities [J]. Energy conversion and management, 2022, 268: 116057. DOI: 10.1016/j.enconman.2022.116057.
- [26] 朱宗耀, 王秀丽, 吴雄, 等. 复合储能参与电能及辅助服务市场的运行策略 [J]. 电力系统自动化, 2023, 47(18): 80-90. DOI: 10.7500/AEPS20220915006. ZHU Z Y, WANG X L, WU X, et al. Operation strategy for composite energy storage participating in electric energy and ancillary service markets [J]. Automation of electric power systems, 2023, 47(18): 80-90. DOI: 10.7500/AEPS20220915006.
- [27] YANG J J, LAI X Y, WEN F S, et al. Green hydrogen credit subsidized renewable energy-hydrogen business models for achieving the carbon neutral future [J]. International journal of hydrogen energy, 2024, 60: 189-193. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.02.152.
- [28] 骆钊, 刘德文, 贾芸睿, 等. 考虑绿色氢能证书和水电制氢的综合能源系统优化运行 [J]. 电网技术, 2024, 48(4): 1445-1454. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2023.0641. LUO Z, LIU D W, JIA Y R, et al. Optimal operation of integrated energy system considering green hydrogen certificate and hydrogen production by hydropower [J]. Power system technology, 2024, 48(4): 1445-1454. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2023.0641.
- [29] 马若冉, 赵晓丽, 张荣达. 新型电力系统背景下氢能综合利用站发展的商业模式分析 [J]. 科技管理研究, 2024, 44(1): 183-

191. DOI: [10.3969/j.issn.1000-7695.2024.1.022](https://doi.org/10.3969/j.issn.1000-7695.2024.1.022).

MA R R, ZHAO X L, ZHANG R D. Research on the business model for the development of hydrogen energy comprehensive utilization station under the background of the new power system [J]. *Science and technology management research*, 2024, 44(1): 183-191. DOI: [10.3969/j.issn.1000-7695.2024.1.022](https://doi.org/10.3969/j.issn.1000-7695.2024.1.022).

- [30] 聂元弘, 葛成, 朱刘柱, 等. 电解水制氢参与调频辅助服务的经济效益分析 [J]. *广东电力*, 2024, 37(4): 62-70. DOI: [10.3969/j.issn.1007-290X.2024.04.007](https://doi.org/10.3969/j.issn.1007-290X.2024.04.007).

NIE Y H, GE C, ZHU L Z, et al. Economic benefit analysis of hydrogen production from electrolysis participating in regulation service [J]. *Guangdong electric power*, 2024, 37(4): 62-70. DOI: [10.3969/j.issn.1007-290X.2024.04.007](https://doi.org/10.3969/j.issn.1007-290X.2024.04.007).

- [31] Elia. Grid data: power generation [EB/OL]. (2023-01-01) [2024-08-15]. <https://www.elia.be/en/grid-data/generation-data>.

作者简介:



王佳

王佳(第一作者)

1994-, 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向为电氢耦合、能源互联网等(e-mail)597892634@qq.com。



侯慧

侯慧(通信作者)

1981-, 女, 博士, 副教授, 博士生导师, 主要研究方向为电-氢耦合、能源互联网等(e-mail)husthou@126.com。

项目简介:

项目名称 国家自然科学基金项目“面向泛电动车无感快充的多方博弈共赢智能导航策略研究”(52177110)

承担单位 武汉理工大学

项目概述 综合利用电力系统、交通系统、行为经济学等多学科相关理论,开展新一代泛电动车无感快充智能导航关键技术的综合交叉研究;研究方法:根据交通与电力系统中的不同时空分布特性,将泛电动车群体进行分类建模,形成电网-充电站-泛电动车群体多方博弈的纳什均衡模型,以实现多方互利共赢。

主要创新点 (1)建立泛电动车大规模接入电网的交通与电力系统耦合模型;(2)提出价格与激励需求响应下提升用户黏附度及感官体验的多目标优化模型;(3)提出多方互利共赢的泛电动车无感快充智能导航策略。

(编辑 徐嘉铖)