氢能循环经济产业园的能源互补实践对策研究

胡慧敏[1]，卢宇昊[1]，杜昊明[2]，张志银[1]，周富贵[1]，黎 杰[1]

（1. 湖北省电力规划设计研究院有限公司，武汉 430040；
2. 华北电力大学（北京）电气与电子工程学院，北京 102206）

摘要： 目前，中国传统能源基地亟须低碳转型，新能源面临消纳瓶颈，氢能产业落地困难仍是突出短板。为系统剖析氢能与火电等传统能源以及风、光等新能源的多能互补实践方案，在园区实现零碳排放的物质循环流动型经济，在绿氢替代的趋势下，进一步推动上游可再生能源制氢产业向物质资源消耗少、成长潜力大、综合效益好快速发展。在阐释能源互补的发展导向基础上，系统辨识氢能循环经济产业园建设的基本态势，尤其是园区耦合技术适配性不足、成本控制难、政策衔接不畅等现实应用挑战。基于此，从技术协同、经济平衡（构建“绿电-绿氢-工业用氢”价值链）、政策保障 3 个维度提出解决方案，分析涉及的关键要素及其耦合关系。研究成果可为同类园区能源结构升级与氢能产业规模化发展提供工程实践参考。

关键词： 氢能；循环经济；多能互补；碳中和；新质生产力

中图分类号： F426.2；TK91 **文献标志码：** A **文章编号：** 1671－1807(2026)17－0101－08

截至 2025 年底，中国累计发电装机容量达 38.9 亿 kW[1]，其中风电和太阳能发电累计装机达 18.4 亿 kW[2-3]。新能源装机规模的快速扩张让传统能源基地低碳转型迫在眉睫[4-6]。目前针对中大型能源工业基地，火力发电仍是主流[7]，且第二产业用电量占比超 8 成，高火电依赖使其在“双碳”目标下减排压力巨大[8-9]。中国新能源消纳瓶颈尚未破解，2025 年全国弃风率 5.7%、弃光率 5.2%，大量绿电因波动特性难以并网利用[10-11]。而氢能可通过电解水实现新能源电力的“氢电互补，零存整取”，适配风光发电波动，成为消纳富余绿电的关键路径[12-13]。氢能产业落地困难重重，碱性电解水制氢难适配风光波动、核心材料如催化剂、质子交换膜等依赖进口导致技术耦合难，储运成本占氢价近 1/3 推高整体成本[14]，各地政策差异也造成协同不足。在此背景下，氢能循环经济产业园的能源互补模式尤为必要，其能整合制储输用全链条环节，打通技术与成本壁垒[15-17]，协调政策适配，为氢能规模化落地和传统基地转型提供可行方案[16-18]。

目前，氢能产业园能源互补实践已形成成熟范式，如德国鲁尔区依托工业遗产，构建“绿电制氢-工业用氢-余热回收”闭环，实现传统工业区低碳转型；日本川崎氢能产业园打造“港口储氢-跨行业供氢”网络，形成多场景协同应用生态[19-21]。中国的研究多聚焦制氢技术优化、单一场景应用等细分领域，实证案例多为小型示范项目，缺乏工业基地规模化落地经验[22-23]，且在技术适配、经济平衡、政策衔接的多维度对策研究上较为薄弱[20-22,24]。氢能循环经济产业研究立足氢能产业与循环经济交叉领域，系统探讨氢能与传统能源、新能源的互补机制[25]，进一步丰富和完善氢能与多能源协同的循环经济理论体系[26-27]。

基于此，以中国某地氢能循环经济产业园为实证案例，聚焦氢能与多能源协同发展的实践路径与发展策略，兼具重要理论价值与现实指导意义。以技术-经济-政策协同为核心切入点，紧扣实践难题开展针对性研究，立足中国产业基础与资源禀赋，直面氢能产业园建设中的现实瓶颈，形成可落地、可推广的技术方案与政策思路，为国内资源条件、产业基础相近地区的氢能循环经济产业园建设提供可复制、可借鉴的技术路径（图 1）与政策建议，避免理论与实际脱节。

收稿日期： 2026-04-21

基金项目： 国务院国资委直属央企联合攻关项目；中国电建集团有限公司科技项目（DJ-HXGG-2024-05）

作者简介： 胡慧敏（1999—），女，湖北宜昌人，硕士，工程师，研究方向为氢能与可再生能源；卢宇昊（1993—），男，湖北荆州人，硕士，工程师，研究方向为电气工程及其自动化；杜昊明（1999—），女，湖北宜昌人，硕士研究生，研究方向为电力调度；张志银（1982—），男，湖北襄阳人，正高级工程师，研究方向为氢能与可再生能源；周富贵（1989—），男，湖北十堰人，硕士，高级工程师，研究方向为氢能与控制工程；黎杰（1999—），男，湖北天门人，硕士，工程师，研究方向为能源与动力。

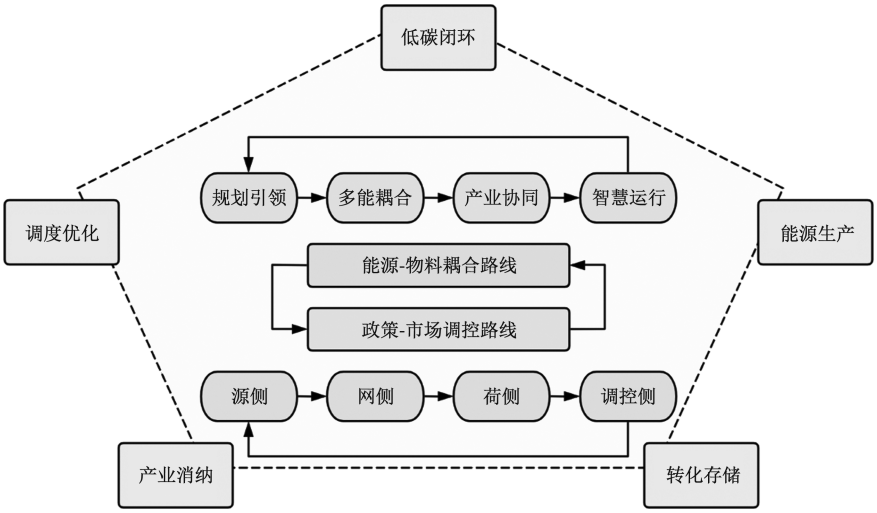


图 1 以氢能循环产业为核心的“五角”协同发展路径

1 氢能循环经济产业园能源互补的理论基础与发展导向

1.1 氢能循环经济产业园能源互补的理论基础

氢能循环经济产业园能源互补的理论依据主要围绕可再生能源利用痛点与能源高效利用需求展开，核心要素为氢能与火电、水电、风电、光伏等能源的协同逻辑[28]，涵盖调峰互补与供需互补两大类型。风电、光伏具有间歇性、波动性特征，氢能可通过储能实现“削峰填谷”，在风光出力不足时释放能量补充供电[29]；火电、水电可在氢能制备需求高峰时灵活调节出力[30]，保障电解制氢稳定运行，实现供需精准匹配[31]；氢能作为清洁二次能源与高效储能载体的双重属性[32-33]，更是实现可再生能源大规模跨季节储存、长距离运输的最优解决方案[34]，为多能互补模式提供了核心载体支撑[35]。

多能源耦合通过打破单一能源的独立运行壁垒，实现不同能源形式的灵活转化与协同调度，有效提升整个能源系统的稳定性与利用效率，破解单一能源运行的局限性，实现能源系统集成。在循环经济理论方面，3R 理论减量化(reduce)、再利用(reuse)、资源化(recycle)，3 大准则贯穿产业园全流程。绿氢替代传统化石能源，从源头削减碳排放与污染物减量化排放；再利用化体现在电厂余热、制氢副产气体、循环水等二次资源回收复用；在资源化层面，燃煤固废、捕集二氧化碳、化工侧对产品深度加工转化。氢能在“资源-产品-废弃物-再生资源”循环中发挥核心价值，制氢环节利用富余可再生能源与水资源，在后端化工环节废弃物可通过回收处理转化为再生资源，实现资源高效利用、废弃物减量，契合循环经济发展理念。依托理论实现资源闭环循环，契合氢能产业园低碳循环发展定位，推动能源利用与产业发展共生共赢。

不同产业依托区位、资源、产能优势相互适配配套，形成联动发展共同体，契合产业协同共生理论。发电产业、化工产业、氢能产业资源禀赋互通、产业链上下游衔接紧密。发电产业提供电力热力基础保障，化工供给制氢应用市场，氢能反哺电力调峰、化工生产用能，多产业要素流动融合，依托产业协同理论支撑园区跨产业能源互补落地实施。

应将氢能循环经济产业园定义为以氢能全链条稳定运行、资源高效循环利用、减污降碳协同增效为核心，通过制度化安排与技术适配，实现氢能与各类能源、氢能产业链各环节能源的协同联动与高效配置，减少资源消耗和废物产生，提升能源利用效率，依据循环经济理论和产业协同共生理论设计的一种产业共生网络。能源互补作为氢能循环经济产业园能源互补的核心实现形式，统筹氢能与风、光、水、火等不同类型能源，立足各类能源的特性差异，构建调峰互补、供需互补、梯级利用的协同机制，推动各类能源形态灵活转化、高效利用，同时结合园区产业需求，实现能源与产业的深度融合，全面提升园区能源系统稳定性与循环利用效率，助力园区实现减污降碳协同目标，是践行循环经济发展理念和生态工业园区建设要求的具体实践模式。

1.2 氢能循环经济产业园能源互补的发展导向

能源互补的发展导向结合项目实际，融入技术、经济、政策 3 大导向，推动项目高质量落地与区域能源、产业协同发展。技术导向以高效耦合为核

心,推动电解水制氢与传统电厂、新能源电站的技术适配,打破技术壁垒,实现不同能源发电系统与制氢系统的无缝衔接,提升能源转化效率。经济导向聚焦构建“绿电-绿氢-工业用氢”完整价值链,依托绿电制备绿氢,绿氢精准供给工业企业,实现产业经济效益与环境效益双赢,助力企业降本增效、绿色转型。

2 氢能循环经济产业园能源互补的建设挑战辨识

2.1 源网荷储氢多能协同难

可再生能源的间歇性、波动性与氢能制-储-用的刚性需求存在响应错配,实际研究与工程落地中仍存在诸多技术难点。同时,制氢设备对新能源发电波动性、间歇性的自适应能力不足,构建精准可靠的制氢厂用电负荷预测模型难度大,进一步研发高效稳定的源荷协调实时控制方法是当前重点研究方向。此外,各能源系统常由不同厂商建设,数据接口不统一,难以搭建一体化电氢耦合系统调控平台,无法实现绿电消纳与制氢过程的优化协调控制,导致整体效率低下,不能保障电氢耦合系统高效安全运行。

2.2 全生命周期成本高

目前电解制氢设备初始投资额度高,绿氢生产依赖新能源电力,受电价波动影响显著,导致绿氢生产成本持续高于工业用氢基准价格,产业链各环节盈利空间狭窄,难以吸引社会资本持续投入。并且,在实践中存在“绿电-绿氢-工业用氢”产业链各环节权责划分不清晰、利益分配机制缺乏明确标准、企业间协同联动不足、缺乏长期稳定的收益保障等问题[9,18-19],制约能源互补模式的规模化推进。

2.3 安全与标准体系滞后

氢能属于高危介质,其泄漏、爆炸风险对园区规划、建筑设计、设备选型、人员培训提出极高要求。但目前国内缺乏针对园区级多能互补的统一标准,设计多依赖经验,易留下安全隐患[36];同时,制氢加氢一体站等项目的审批流程复杂、监管不明确,进一步制约项目落地。

2.4 全产业链与要素保障不足

氢能全产业链贯穿制氢、储运、加氢、应用全流程,且在技术、人才、基础设施、政策等要素供给上存在明显短板。在产业链层面,核心环节技术对外依存度较高,同时,产业链各环节协同性不足[5,35],制氢、储运、应用环节存在脱节现象,绿氢产能与下游应用需求不匹配,部分园区存在“有氢难运、有氢难消”的困境,进一步阻碍了全链条高效衔接。

2.5 政策制度影响产品价值实现的可持续动能

当前发展仍受制于政策制度体系不完善,难以形成支撑氢能产品价值实现的长效可持续动能,成为园区产业化、商业化落地的核心制度瓶颈。新能源消纳、氢能产业补贴、碳排放核算等相关政策分属不同主管部门,政策制定缺乏统筹协调,存在政策交叉或空白地带,难以形成推动园区能源互补建设的合力。此外,市场机制不健全,绿氢交易市场尚未形成成熟的定价机制和交易体系,隔墙售电、绿电绿氢联动交易等政策在园区落地时,存在审批流程烦琐、配套措施不完善等壁垒,影响能源互补效率。

3 氢能循环经济产业园能源互补的实践方案

3.1 氢能循环经济产业园能源互补的建设要素

氢能循环经济产业园依托多能耦合与产业协同优势,成为推动传统能源高效利用、新能源就地消纳与工业低碳生产的重要载体,其能源互补体系的搭建需依托多重核心建设要素,形成资源、产业、政策与技术工艺的闭环协同。

以湖北某电厂为核心依托的氢能循环经济产业园为样本,该地火电存量规模大、转型需求迫切,该厂具备热电联产基础、富余土地厂房及余热、中水、卤矿等可利用资源禀赋,适配氢能制备、储能及多能耦合布局,是传统火电向氢能循环经济转型的代表性示范载体。湖北省区位上处于华中能源枢纽,湖北省人民政府办公厅于2024年底印发《湖北省加快发展氢能产业行动方案(2024—2027年)》,明确提出支持煤电基地转型、开展电氢耦合、氢储能与热电联供示范,政策上对本项目模式提供支持保障。且湖北卤矿资源丰富,江汉盆地成矿区盐业资源集中,市场倒逼同工业园区的盐化工与热电项目形成“卤水-煤电-氢能循环产业园”,从地理协同,到资源耦合综合利用,该模式对全国同类煤电基地转型具有较强可复制性。研究过程中逐步形成了适配区域禀赋的能源互补架构,各项建设要素相互支撑、协同联动,共同保障园区氢能生产、能源调配与工业应用的稳定高效运行,整体建设逻辑围绕资源供给、产业适配、政策保障与多元能源互补工艺4大核心维度展开,全程遵循循环经济与低碳节能的核心原则。

园区建设的核心前提可以依托于现有完备的

能源资源，这是体系落地的硬件基础。园区以区域内大型热电联产机组为核心能源支撑，整合已投运与规划建设机组，形成总规模 770 MW 的热电联产机组集群，同时配套布局多项新能源发电项目，构建起传统火电与新能源协同供给的多元能源基底。热电联产机组区别于传统纯凝式火电，可同步实现电能与热能的联产联供，运行过程中能够持续输出稳定电力与工业用热，为后续氢能制备环节提供基础能源保障；配套新能源项目则以风电、光伏为主，构成清洁电力供给端，弥补传统火电碳排放偏高的短板，两类能源形式形成互补，既解决了单一新能源电力间歇性、波动性强的运行痛点，也为传统火电机组灵活性改造提供了应用场景，避免能源供给断层，同时为绿氢规模化生产预留了充足的清洁电力空间。

产业需求基础是园区能源互补体系落地的核心载体，决定了氢能生产的就地消纳路径与规模化发展空间。湖北省全省共 37 个省级认定合格化工园区，长江大保护倒逼“关改搬转”，1 km 岸线禁化，在此背景下化工园区与氢能产业具备天然耦合基础，样本园区依托区域内大型盐化工产业集群，形成刚性且持续的氢能应用需求，核心化工板块具备年产 110 万 t 纯碱及氯化铵的生产规模，现有生产工艺对氢气原料存在稳定需求，为园区制备氢能提供了就近消化的应用场景，无须额外搭建长距离氢能输送管网，大幅降低储运成本与能源损耗。与此同时，区域内原有传统烧碱生产工艺存在绿色化改造空间。传统烧碱工艺多依托化石能源制氢，碳排放强度高、能耗偏高，通过工艺迭代升级，可逐步替换为园区自产绿氢与耦合制氢，进一步拓宽氢能应用场景，推动化工生产从高碳路径向低碳清洁路径转型，实现能源生产与工业生产的深度绑定，形成“制氢-用氢”的闭环产业链，避免氢能产能闲置，保障园区能源系统的可持续运行。

政策环境支撑为园区建设与能源互补模式推行提供了制度保障与外部激励，属于不可或缺的软性建设要素。省级层面出台的新能源消纳、氢能产业发展相关专项政策，涵盖项目规划审批、建设用地保障、差异化电价机制、碳减排核算与补贴激励等多个维度，为园区建设提供全方位支持。政策重点聚焦新能源就地消纳、氢能制备示范、传统能源与氢能耦合发展 3 大方向，引导能源生产主体与工业用能主体跨界合作，规范能源互补系统的建设标准与运行规范，有效降低园区前期投资成本与后期运营风险；同时通过政策导向推动能源调配机制优化，鼓励火电机组灵活性改造与新能源弃电资源化利用，为园区能源互补体系的落地实施扫清制度障碍，营造稳定可控的产业发展环境。氢能循环经济产业园建设要素明细见表 1。

能源互补的核心工艺与运行模式是园区建设的核心技术要素，分为氢能与传统火电互补、氢能与新能源互补两大模块，配套完整的工艺流程设计，实现多能协同高效利用。在氢能与传统火电互补工艺层面，依托热电联产机组的联产优势，为电解水制氢装置提供持续稳定的热源与调峰电力，解决电解制氢设备对稳定能源供给的严苛要求，保障制氢流程连续运行；同时配套烟气二氧化碳回收工艺，对热电联产机组排放的烟气进行净化处理，提取其中的二氧化碳气体，将其输送至联碱生产工艺流程中，替代传统碳源投入，实现联碱工艺的零碳循环，彻底改变传统火电单纯供电供热、化工工艺单纯消耗能源的独立运行模式，达成热能、电力与碳

表 1　氢能循环经济产业园建设要素明细

类别	热电联产		新能源发电		绿氢制备	化工配套	
项目	热电联产一期	热电联产二期扩建	光伏项目	风电项目	绿氢制备电解水制氢	30 万 t/年离子膜法烧碱	合成氨
能源/产品类型	燃煤供热、电力	电力、供热	太阳能发电	风能发电	绿氢、氧气	烧碱、氢气、氯气	绿氨
建设规模	1×350 MW 超临界机组＋1×50 MW 高压抽背机组	2×350 MW＋1×50 MW机组	—	200 MW 配套，年发电量 5.976 亿 kW·h	4 000 Nm^3/h；年制氢 1 168 万 Nm^3（1 039.52 t）	烧碱 30 万 t/年；副产氢 0.732 万 t/年、氯 26.6 万 t/年	绿氢合成绿氨
核心参数	总装机 770 MW	单位投资 4 377 元/kW	单位投资 3 450 元/kW	单位投资 4 200 元/kW	设备：4×1 000 Nm^3/h 碱性电解槽；年利用 2 920 h	年用电 7.680 3 亿 kW·h	按单台机组掺烧10%考虑[37]

资源的循环利用[38]。在氢能与新能源互补工艺层面,依托电解制氢技术搭建能量转化载体,针对风电、光伏发电间歇性强、弃电率偏高的问题,将新能源发电过程中无法并网消纳的弃电集中收集[39],用于电解水制氢装置的动力供给,通过电化学工艺将间歇性电能转化为稳定的化学能,实现清洁电力的高效存储与转化。该模式下年消纳风电、光伏弃电量达 7.680 亿 kW•h,可支撑 30 万 t/年电解水制氢装置满负荷运行,副产绿氢 0.732 万 t/年,所产绿氢直接输送至化工生产环节,替代化石能源制氢,也可以进一步合成绿氨进行燃机掺氨技术试验,全程无额外碳排放,实现新能源消纳与低碳制氢的双重目标。

依托上述建设要素搭建的能源互补系统,在实际运行中实现了多维度效能提升,在能源利用层面,打破传统能源独立运行的壁垒,实现火电、新能源、氢能的梯级利用与协同调配[22,39],大幅提升园区综合能源利用效率,减少能源浪费;在碳排放层面,通过绿氢替代、碳资源循环利用与新能源大规模消纳,有效降低园区整体碳排放强度,契合工业低碳生产要求;在经济效益层面,弃电消纳盘活了闲置新能源资源,绿氢就地应用降低了化工企业原料采购成本,能源互补模式也优化了火电机组运行负荷,提升了机组运行经济性,整体实现能源、环境与经济的协同适配。

3.2 氢能循环经济产业园能源互补的建设框架

氢能循环经济产业园由新能源发电系统、绿氢制备装置、储能设施、盐化工业体系、电网调度平台及政策管理机制等要素耦合而成,是多能流、物质流、价值流深度交互的能源-产业-生态复合型系统,园区内能源供需波动、设备联动响应、产业链上下游传导均呈现强耦合与非线性特征,单一能源形式或独立运营主体难以实现高效稳定运行。一方面,园区能源供给依赖风光等可再生能源,其出力随机性与工业用能刚性需求存在时空错配,决定绿氢生产与消纳必须在多部门、多主体协同下完成源网荷储氢一体化调度。另一方面,地方化工产业、电网企业、终端用户与政策监管部门共同构成能源系统的参与主体,分别承担能源生产、转化、输送、利用与调控功能,在能源感知、生产调度、市场交易、低碳转型中发挥关键作用。

立足上述特征,提出氢能循环经济产业园能源互补建设框架,覆盖规划引领、多能耦合、产业协同、智慧运行 4 大维度。①在规划引领层面,以市级政府与能源投资平台为统筹主体,对接省级能源发展规划、新能源消纳政策与隔墙售电、绿电直供等市场化机制,整合各部门职能,构建跨主体协同保障体系,科学开展资源评估、电力消纳预测与项目分步实施。②在多能互补层面,以风光富余电力为核心输入,采用电解水制氢、电解卤水同步制氢制烧碱技术路线,实现可再生能源向化学能的高效转化,破解新能源波动性、输送损耗与储能形式单一等瓶颈,丰富区域长时储能结构,提升电力系统调节灵活性。③在产业协同层面,以园区盐化产业集群为依托,推动绿氢就地替代煤制氢路线,耦合二氧化碳回收利用装置,助力传统化工企业能耗与碳排放双降,补齐区域绿色制氢产业链短板,带动地方产业低碳化、集群化转型。④在智慧运行层面,以数字能源平台为中枢,整合发电、制氢、储能、用电、售电等环节数据,运用优化算法与协调控制技术,实现源网荷储氢多元联动,构建可参与电力市场交易与电网调度的电网友好型运行模式。氢能循环经济产业园能源互补建设框架如图 2 所示。

在能源互补框架下,各系统单元通过两大核心路径实现深度耦合。①能源-物料耦合路径,以绿电、绿氢、烧碱、绿氨为关键介质,形成“新能源发电-电解制氢制卤碱-化工替代利用-绿氢制绿氨-火电机组掺氨燃烧-碳捕集-联碱法制碱”的闭环链条,实现能源梯级利用与物料高效循环;②政策-市场耦合路径,以规划导向、价格机制、碳减排核算、绿色认证为支撑,明确各主体在投资、建设、运营、消纳中的权责与收益,强化技术、资金、土地等要素保障,推动园区可持续发展。在此框架下,关键技术按照功能定位分层配置。①在源侧,采用风光一体化发电技术与出力预测模型,提升可再生能源捕获效率与预测精度;②在网侧,依托智能电网、柔性输电与隔墙售电平台,实现多主体电力高效交易与灵活调配;③在荷侧,应用绿氢替代、碳捕集利用与工业节能改造技术,降低终端用能强度与碳排放水平;④在调控侧,部署数字孪生、边缘计算与智能优化调度系统,实现全流程实时监测、动态推演与协同控制。整体上,氢能循环经济产业园能源互补框架具备“四维统筹-双链耦合-技术赋能”的核心结构,可支撑“能源生产-转化存储-产业消纳-调度优化-低碳闭环”全流程高效运行,为区域新能源高比例消纳与氢能循环经济发展提供可复制、可推广的实施路径。

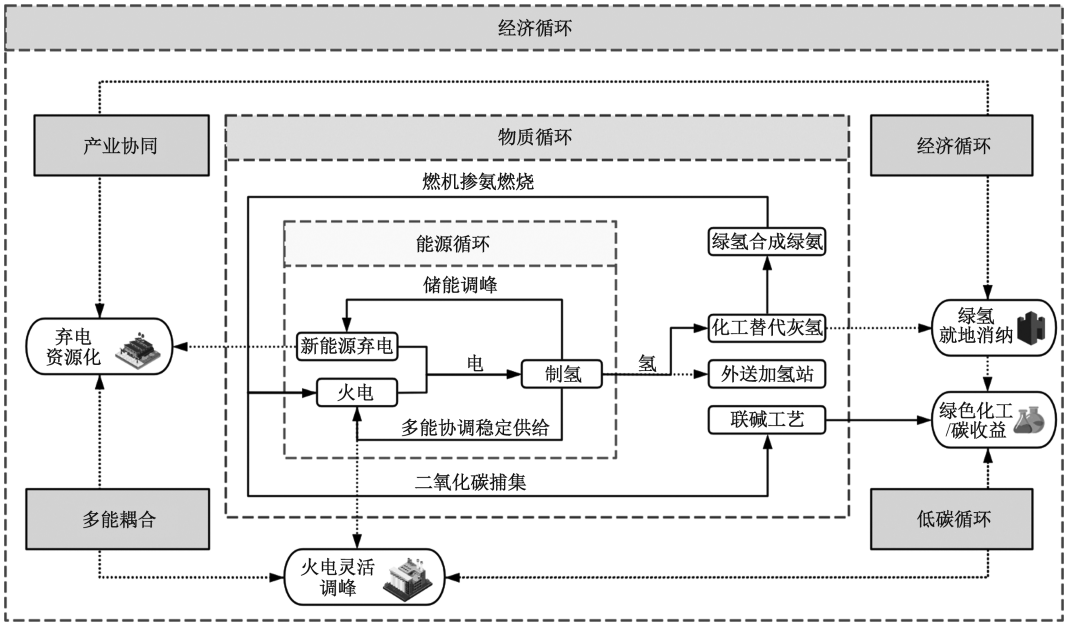


图 2　氢能循环经济产业园能源互补建设框架

4　氢能循环经济产业园能源互补的对策建议

4.1　延伸氢能产业链，构建绿氢就地消纳场景

聚焦源网荷储氢多系统耦合的核心痛点，搭建园区级综合能源管理智慧平台，整合风光发电出力监测、制氢负荷调控、储氢状态反馈、终端用电需求等全环节数据资源，打破各系统间的“数据孤岛”，实现多能源流数据的实时采集、传输、分析与共享。依托大数据、人工智能等技术，构建多目标优化调度模型，采用先进的预测算法与控制策略，实现可再生能源出力与制氢负荷的实时精准匹配，严格落实“荷随源动”运行模式，有效提升可再生能源消纳率，降低弃风弃光率。同时，优化系统动态调节能力，通过柔性储氢技术与储能系统的协同联动，平抑可再生能源波动对制氢系统的冲击，提升能源互补系统的运行稳定性与高效性，推动多能源从“被动适配”向“主动协同”转变。

4.2　完善经济要素保障体系，强化项目支撑能力

创新投融资模式，加大财税、金融扶持力度，积极争取政策性资金支持，引导社会资本有序参与项目建设与运营，破解项目资金投入难题。构建全链条价值链，建立“能源企业-制氢企业-用氢企业”的利益共享机制，通过长协锁定绿氢价格。同时，拓展成本分摊渠道：争取国家/地方氢能产业补贴，探索碳交易、绿电溢价等收益补充途径。

4.3　强化顶层设计与规划协同，构建系统性政策支撑

以系统工程理念为指导，编制园区能源互补专项规划，结合区域风光资源禀赋、氢能产业基础、负荷特性及生态环境约束，科学优化源网荷储氢多系统的空间布局、建设时序与功能定位，推动多能源系统从“分散建设”向“协同联动”转型，从源头规避资源错配、低水平重复建设等问题。同时，完善全链条政策配套体系，建立长期稳定的激励与约束机制，明确各环节政策导向与实施细则，衔接绿电交易、碳交易等市场化机制，将能源互补的生态效益、社会效益转化为经济收益，为园区能源互补建设提供系统性、制度化保障。此外，加强顶层规划与属地化政策的衔接，统筹协调园区与区域能源网络、产业体系的协同发展，提升能源互补模式的区域适配性与可持续性。

参考文献

[1]　刘晓龙. “双碳”背景下破解“能源不可能三角”的可行性及对策研究[J]. 环境保护，2025，53(S2)：18-21.

[2]　付子超，龙健，龚友龙，等. 多能互补视角下清洁能源参与电力市场策略[J]. 清华大学学报(自然科学版)，2026，66(5)：947-956.

[3]　杜祥琬，刘晓龙，田智宇，等. 风光可再生能源高水平开发利用策略研究[J/OL]. 中国工程科学，1-10[2026-03-18]. https://link.cnki.net/urlid/11.4421.G3.20260420.1106.004.

[4]　文劲宇，周博，周建宇，等. 储能在新型电力系统构建中的作用定位与价值探讨[J]. 中国电机工程学报，2026，46(10)：3917-3937.

[5]　王强，党牛，蒋子龙，等. 碳中和背景下能源转型研究综述与展望[J]. 地理学报，2025，80(3)：586-604.

[6]　刘天阳，舒印彪，毕天姝，等. 考虑退役火电改造卡诺电

池的沙戈荒新能源基地电热混合储能优化配置方法[J/OL]. 中国电机工程学报, 1-14[2026-03-18]. https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.250615.

[7] 陈显浩, 吴啸, 沈炯. 耦合碳捕集的燃煤发电机组灵活性能分析: 基于电力市场辅助服务视角[J/OL]. 中国电机工程学报, 1-13[2026-03-18]. https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.251215.

[8] WANG Z, ZHANG C, LI Y. How effective is the reduction ofmajo pollutants in thermal power plants under the ultra-low emissior policy?[J]. Journal of Cleaner Production, 2024, 457: 142428.

[9] 王张弛, 张晨涛, 李岩. 环境规制能否促进火电企业环境与经济绩效协同: 基于政策组合视角的实证分析[J]. 中国环境科学, 2026, 46(5): 2922-2933.

[10] 江博游, 徐华廷, 郭创新, 等. 计及决策依赖不确定性和禁止转速区间的频率约束风火协同备用优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(23): 9213-9225.

[11] 崔勇, 郑建, 时瑞廷, 等. 电-碳-绿证市场交易环境下多能联盟低碳优化运营机制研究[J]. 太阳能学报, 2025, 46(12): 385-395.

[12] 卢军, 郭奥雪, 王坤杰, 等. 风-光-光热耦合电解水制氢系统集成研究[J/OL]. 化工学报, 1-15[2026-03-18]. https://link.cnki.net/urlid/11.1946.TQ.20251121.1056.006.

[13] 张智, 赵苑瑾, 蔡楠. 中国氢能产业技术发展现状及未来展望[J]. 天然气工业, 2022, 42(5): 156-165.

[14] 张志银, 胡慧敏, 杨洁, 等. 规模化氢运输方式的技术经济性比较[J]. 洁净煤技术, 2025, 31(5): 17-28.

[15] CHEN Z, LI Z, LIN D, et al. Multi-time-scale optimal scheduling of integrated energy system with electric-thermal-hydrogen hybrid energy storage under wind and solar uncertainties[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2025, 13(3): 904-914.

[16] 杨森, 薛姿杰, 王彧斐, 等. 基于绿氢的化工低碳转型与研究现状[J]. 化工进展, 2025, 44(6): 3288-3304.

[17] KONG W, SUN K, ZHAO J. Two-stage optimal scheduling of community integrated energy system considering operation sequences of hydrogen energy storage systems[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2025, 13(1): 276-288.

[18] ZHOU H, WU X, LI C, et al. Optimization of capacity configuration and comprehensive evaluation of a renewable energy electrolysis of water for hydrogen production system[J]. Chinese Journal of Chemical Engineering, 2024, 76(12): 301-317.

[19] AL-DABBAS K, CLEMENT A, DE JERPHANION G. The impact of EU net-zero industry strategies on the energy system and cross-border hydrogen infrastructure[J]. Energy Strategy Reviews, 2026, 64: 102002.

[20] 江昆, 张前, 吴凯, 等. 面向循环经济发展的绿氢制备及应用技术[J]. 精细化工, 2026, 43(1): 1-11, 34.

[21] CHENS, ZHANG J, WEI Z, et al. Towards renewable-dominated energy systems: role of green hydrogen[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2024, 12(6): 1697-1709.

[22] LI M, LIU B. A Comprehensive review of China's hydrogen energy industry chain: technologies, economics, and policy implications[J]. Journal of Pipeline Science and Engineering, 2026, 6: 100431.

[23] WANG K, LIU F, LIU J. Techno-economic assessment of different clean hydrogen development pathways across industries in China[J]. Applied Energy, 2025, 382: 125244.

[24] 林文婷, 郭奇涛, 周晓君, 等. 考虑多能互补与能-碳协同定价方法的鲁棒优化调度[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2025, 56(12): 5072-5085.

[25] SHA Z, NAWAL A, SANJAR M, et al. Renewable revolution in China: unveiling the financial paradigm shift in hydrogen energy and sustainable finance management[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2025, 122: 374-385.

[26] 王开艳, 王雪妍, 贾嵘, 等. 考虑电-碳-绿证联合交易的多能互补微网经济低碳调度[J]. 太阳能学报, 2025, 46(8): 717-726.

[27] 吉用丽, 李伟, 徐青山, 等. 考虑氢能循环和EMC碳捕集技术的多能互补虚拟电厂低碳经济调度[J]. 太阳能学报, 2026, 47(3): 99-110.

[28] 严新荣, 谢玉荣, 黄嵘, 等. 面向多能互补新能源大基地的"风光火储"双层优化配置研究[J]. 中国科学: 技术科学, 2025, 55(11): 1865-1874.

[29] YU D, GUO Y, ZHU W. Optimal configuration of hydrogen storage capacity of hybrid microgrid considering peak regulation and frequency modulation requirements[J]. Heliyon, 2024, 10(17): e36674.

[30] 杨悦, 于倩楠, 许唯临, 等. 水风光蓄多能系统短期互补优化运行研究[J/OL]. 工程科学与技术, 1-15[2026-03-18]. https://link.cnki.net/urlid/51.1773.TB.20250702.1556.003.

[31] LAN G, CHEN Y, LI C, et al. Dynamic economic-entropy regulation of community-scale green hydrogen supply chains with carbon-microgrid coupling[J]. Science, 2026, 29(4): 115504.

[32] 刘亚楠, 刘海峰, 金超, 等. 多元化氢储能技术路径与系统优化研究进展[J]. 天然气工业, 2026, 46(3): 174-187.

[33] 何良策, 王宇, 卢志刚, 等. 面向多区域综合能源系统低碳运行的共享电-氢储能优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(18): 52-63.

[34] ERDIWANSYAH, MAMAT R, GHAZALI M, et al. Green hydrogen production and renewable energy storage integration: a review of technologies and system pathways[J]. Energy Conversion and Management, 2026, 30: 101904.

[35] 熊展, 王素, 王玲玲, 等. 考虑多能互补灵活性和用户

低碳意愿的区域综合能源系统鲁棒优化调度[J]. 电网技术，2024，48(7)：2691-2701.

[36] KUNDU D，BARATHI A，POOJA K，et al. Green hydrogen pathways for a net-zero future：technologies，circular economy integration，life-cycle performance and safety dimensions[J]. RSC Advances，2026，16(15)：13471-13514.

[37] 陈伟锋，尚娟，邢百汇，等. 关于天然气管网安全掺氢比10%的商榷[J]. 化工进展，2022，41(3)：1487-1493.

[38] 赵仁宇，刘卫亮，林永君，等. 考虑氢氨制备-存储-掺烧应用的综合能源系统优化调度[J]. 电力科学与工程，2026，42(1)：12-22.

[39] 孙丽丽，李进锋，郭中华. 构建多能互补的清洁低碳能源耦合体[J]. 中国石油大学学报(自然科学版)，2023，47(5)：130-137.

Research on Energy Complementation Practices in Hydrogen Energy Circular Economy Industrial Park

HU Huimin[1]，LU Yuhao[1]，DU Haoming[2]，ZHANG Zhiyin[1]，ZHOU Fugui[1]，LI Jie[1]

(1. PowerChina Hubei Electric Engineering CO.，LTD.，Wuhan 430040，China；

2. School of Electrical and Electronic Engineering，North China Electric Power University(Beijing)，Beijing 102206，China)

Abstract：Currently，traditional energy bases in China urgently require low-carbon transformation，while new energy faces consumption bottlenecks，and the implementation of the hydrogen energy industry remains a prominent challenge. Based on the elucidation of the development orientation of energy complementarity，the construction status of hydrogen energy circular economy industrial parks was systematically identified，and practical application challenges，including insufficient coupling technology adaptability，difficult cost control，and ineffective policy coordination，were highlighted. To systematically analyze multi-energy complementary practice schemes involving hydrogen energy，traditional energies such as thermal power，and new energies like wind and solar power，and to promote the upstream renewable energy hydrogen production industry towards low material resource consumption，high growth potential，and good comprehensive benefits under the trend of green hydrogen substitution，solutions were proposed from three dimensions：technological synergy，economic balance (constructing a "green electricity-green hydrogen-industrial hydrogen use" value chain)，and policy guarantee. The key elements involved and their coupling relationships were analyzed. Engineering practice reference for energy structure upgrading and large-scale development of the hydrogen energy industry in similar parks are provided.

Keywords：hydrogen energy；circular economy；multi-energy complementarity；carbon neutrality；new quality productive forces