 DOI: https://doi.org/10.12349/mit.v3i2.11061

Research on the Current Application Status and Development Trends of Hydrogen Production Technologies Based on Renewable Energy

Lijun Liu Bin Huang Lei Bao

Zhongtianhua Hydrogen Co., Ltd., Rudong, Jiangsu, 226400, China

Abstract

Renewable energy-based hydrogen production is a crucial technological pathway to achieving deep decarbonization of energy, currently at a critical stage of transitioning from pilot demonstrations to large-scale applications. This paper integrates the technical routes and current applications of renewable energy-based hydrogen production, analyzing the main challenges in industrial development and potential breakthroughs. However, the cost dilemma caused by the electro-hydrogen coupling challenge remains the primary bottleneck hindering industrialization. The high cost of green hydrogen stems from structural conflicts between the intermittency of wind and solar power, low electrolyzer utilization rates, and the continuity requirements of chemical production, rather than equipment or electricity price issues. The paper argues that the renewable energy-based hydrogen production industry is on the verge of a cost inflection point, and its large-scale development cannot rely solely on technological advancements, nor can it depend solely on policy mechanism innovations or comprehensive chain improvements.

Keywords

renewable energy hydrogen production; water electrolysis hydrogen production; electro-hydrogen coupling; flexible hydrogen production; green hydrogen economics

可再生能源制氢技术应用现状与发展趋势研究

刘丽君 黄彬 包磊

中天华氢有限公司，中国 · 江苏 如东 226400

摘 要

可再生能源制氢是实现能源深度脱碳的重要技术途径，正处在从试点示范向规模化应用转变的关键时期。本文对可再生能源制氢的技术路线及应用现状实行了整合，分析了产业发展所遇到的主要问题以及突破途径。但是由于电—氢耦合难题造成的成本困境，还是是制约产业化的首要瓶颈。绿氢成本高企的原因是风光发电的波动性、电解槽低利用率、化工生产连续性之间的结构性矛盾，而不是设备或者电价问题。本文认为，可再生能源制氢产业正处在成本拐点前夜，规模化发展不只不能只靠技术不断进步，也不能只靠政策机制创新及全链条协同改良。

关键词

可再生能源制氢；电解水制氢；电氢耦合；柔性制氢；绿氢经济性

1 引言

全球能源转型进入深水区，氢能作为零碳能源载体被寄予厚望。国际能源署数据显示，2023 年全球氢需求量为 9700 万吨，超过 50 个国家制定了氢能发展战略。在中国，“双碳”目标的助推下，氢能被写入了“十五五”规划建议，变成建立新型能源体系的重要组成。

制氢是氢能产业链的起点，制氢的清洁程度决定氢能的“绿色成色”。目前，化石能源制氢占全球氢气产能的绝大部分，中国这一比例高达 80%，氢能产业的减排潜力还没有被完全释放出来。可再生能源制氢（绿氢）被认为是破局的核心，用风电、光伏等清洁电力电解水制氢，理论上可以实现全生命周期近零排放。

但是绿氢的经济性困境不能回避。到 2026 年 3 月，全国建成在建可再生能源制氢产能规模已突破 100 万吨 / 年，但是绿氢在总产能中所占的比重依然不到 1%。成本是最大的障碍。目前绿氢成本为 15-25 元 / 公斤，而化石能源制氢成本为 8-12 元 / 公斤。其背后是技术、经济、体制三者交织的系统性难题。

本文主要对可再生能源制氢技术的应用现状和发展趋势实行系统的评定，重点放在技术发展、成本问题以及突破途径这三个方面。使用文献分析法及实例研究法，对国内外最新的研究成果以及典型工程实例实行分析，找出产业发展

【作者简介】刘丽君（1982–），女，中国山东滨州人，硕士，工程师，从事氢能技术管理等研究。

的内在逻辑和将来走向。

2 可再生能源制氢技术体系

2.1 技术路线概览

可再生能源制氢有多种技术路线，电解水制氢最成熟、应用最广，光解水制氢和生物质制氢还处在实验室或者中试阶段。电解水制氢是目前产业化的绝对主力，电解槽是电解水制氢的核心技术载体。

2.2 三类主流电解槽技术

目前用于绿氢制备的电解槽主要有三类，技术成熟度以及适用场景各不相同。

碱性电解槽（AWE）是技术最成熟的路线。它利用液态碱性电解质和镍基催化剂，在直流电的作用下实现水的电解。产业链完整、投资成本低，多用于大型固定式制氢项目。但是其电流密度小，不能适应高压、高波动的运行工况，对新能源波动的响应能力差。有研究认为 AWE 制氢成熟度以及商业化程度最高，基本不存在技术壁垒，但是需要凭借减少能耗、增加电流密度来保持市场竞争实力。

质子交换膜电解槽（PEMWE）使用全氟磺酸膜及铱、铂等贵金属催化剂，响应速度快，与波动性电源匹配性好，适合分布式和离网制氢。但是贵金属依赖造成成本高昂，限制了大规模推广。目前 PEMWE 还处在产业化初期，设备国产化率近 80%，增加重点材料性能及寿命是其规模化发展的核心。

固体氧化物电解槽（SOEC）在 700—900℃高温下工作，理论能力最高，可以使用非贵金属催化剂。但是高温对材料耐久性及系统热管理要求很高，主要处于示范阶段，将来在工业废热充足的场景中可能会率先应用。

技术更新速度越来越快。据清华大学杨福源教授团队统计，2023 年—2024 年，中国发布了 26 款新型电解槽产品，平均每 13 天一款。技术路线也由单一走向多元，给不同的应用场景给出不同的选择 [1]。

2.3 技术经济性比较：成本与效率的博弈

三类技术的经济性差别很大。AWE 投资成本最低，但是能力低、运行灵活性差；PEMWE 效率高、响应快，但是设备成本高；SOEC 能力最高，但是还没有到了商业化门槛。从平准化制氢成本（LCOH）来看，目前 AWE 制氢成本低于 PEMWE-1，但是考虑到可再生能源波动性对设备利用率的影响，PEMWE 的快速响应优势在某些情况下可以转化为经济价值。

制氢成本对电价的敏感度非常高。研究结果表明，风光发电成本每减少 0.1 元 / 千瓦时，绿氢成本就可减少 5 元 / 千克。电解槽能力每增加 10%，LCOH 就会减少 8% 到 15%。这就意味着绿氢降本有两条腿，上游绿电降价以及电解槽提效缺一不可。

3 产业应用现状

3.1 发展规模与区域格局

中国可再生能源制氢正处在由试点探查向规模化发展的转变阶段。到 2026 年 3 月底，全国建成在建项目产能规模超过 100 万吨 / 年。到 2024 年底，全国累计规划可再生电解水制氢项目超过 600 个，建成项目 90 余个，年产能约 12.5 万吨。

区域格局初步形成。东北地区已投运产能占全国的 45.7%，华北占 30%，西北占 21.8%。吉林、内蒙古发展最快，累计产能分别超过 9 万吨 / 年、8 万吨 / 年。该格局同风光资源分布高度吻合，是“资源导向型”布局逻辑的体现。

项目规模正在快速扩大。建成项目以小型试点为主，平均产能约 4900 吨 / 年；在建项目单体规模平均约 1.3 万吨 / 年，万吨以上项目占比 38%。单体规模由千吨级向万吨级迈进，产业正从示范验证阶段跨入发展阶段。

3.2 典型示范项目

新疆库车项目是碱性电解槽技术工业化验证的里程碑。该项目投产之后，验证了大规模碱性电解制氢在真实工况下可靠性的数据，为后续项目积累了宝贵的数据。

吉林松原绿色氢氨醇一体化项目创下了多项世界纪录。项目一期建设 80 万千瓦新能源发电，年产 4.5 万吨绿氢、20 万吨绿氨以及绿色甲醇，使用“风光直供 + 储能调峰 + 高效电解制氢系统 + 动态氨合成一体化”技术路线，核心重点装备 100% 国产化。其最大意义在于证明了“电—氢—氨”全链条的可行性，把不稳定的绿电转化为容易储运的绿氨，打通了从波动性新能源到稳定性化工产品的技术通道。

吉林大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目柔性控制技术取得突破。项目靠着自主研发的“全流程柔性控制系统”，第一次在规模化生产中对 93 台电解槽实行了准确的协调控制，负荷可在 30% 到 110% 之间平稳调节，实现“荷随源动”。项目投产近五个月就产出绿氨超 20000 吨，获得全球首张“非生物来源的可再生燃料氨”认证 [2]。

浙江宁波投运的紧凑型可再生能源电热氢联产系统，用 14 平方米集装箱装下传统需要上千平方米的制储氢设备，能量变换能力到了 98% 以上，体现了氢能在分布式场景中的潜力。

3.3 发展模式：两条路径并行探索

目前绿氢产业的发展有两种形式。一是风光氢耦合应用场景，即在炼化、煤化工、矿山交通等领域推进绿氢替代，重点验证特定场景下的减碳效果及经济可行性。二是绿色氢氨醇一体化，将绿氢更深一步合成为氨或者甲醇，解决氢储运难题，支撑跨区域能源调配。后者目前占下游需求的 65% 左右，是规模化开发的主要方向。

4 核心挑战：成本困境与电氢耦合难题

4.1 “绿氢贵”的根源：超越设备成本的分析

绿氢成本高企大多被归因于电解槽投资高或者电价贵，但是这样的解释过于简单。深度的问题就是电—氢系统结构性失配。

风光发电年利用小时数一般在 2500—3000 小时左右。电解槽“有风才开机”，设备利用率会降到 30% 以下，直接增加单位氢气承担的固定投资成本。更难处理的是，风光

出力的波动同化工生产的“安、稳、长、满、优”刚性需求之间存在着天然的矛盾。电解槽可以随波动态调整，但是下游合成氨、炼化等装置对原料供应的连续性要求极高，波动性氢源很难直接匹配。

有业内人士把这一困境形容为“鸡生蛋、蛋生鸡”，即没有稳定的下游消纳，不敢大规模投资制氢；没有廉价的绿氢，下游企业不愿改造工艺。循环制约本质上就是新能源的波动性以及工业体系的刚性之间的系统失配 [3]。

4.2 技术瓶颈

除经济性外，技术上还有不足。重点材料依赖是 PEMWE 路线的软肋，铱、铂等贵金属催化剂不但会增加成本，还会造成资源短缺。测试标准缺失也制约了产业的发展，电解槽及关键部件的性能评定没有统一的标准，不利于技术的选择和质量的控制。另外，离网制氢场景下弱电网适应性、多电解槽并联运行的集群控制等问题还待解决。

4.3 体制机制障碍

政策以及市场层面的障碍不能小视。绿氢绿色价值变现渠道不畅，碳市场还没有把绿氢减排量纳入交易体系，氢能的“绿色溢价”不能转化为经济收益。储运基础设施薄弱也是短板，西氢东送缺少管道网络的支撑，长距离运输成本高。电氢耦合机制不精进，制氢项目配套新能源的上网电量比例、容量电费减免等政策还没有确定。

5 发展趋势与突破路径

5.1 技术突破：柔性制氢成为关键方向

解决风光波动性的核心技术理念就是“柔性制氢”，即电解槽像“随动系统”一样，实时跟踪风光出力变化而调整运行工况。阳光氢能开发的柔性制氢系统把电解槽的负荷调节范围从原来的 30% 到 100% 扩大到 10% 到 110%，可以在 1 秒内响应风光波动，在电压波动 ± 10% 时依旧稳定产氢。大安项目柔性控制系统可以实现上百台电解槽的集群智能调度，全自动投用率到了 100%[4]。

与此同时，仿真及改良工具也成了解决电氢耦合问题的“软装备”。南瑞集团研发的绿电制氢暂稳态联合仿真平台，首次实现了电力系统和化工流程的全动态联合仿真，可以改良储能配置、验证系统稳定性，补足了新能源波动性以及化工连续生产之间协同改良的技术空白。

5.2 模式创新：绿电直连与一体化协同

从政策层面来讲，“绿电直连”形式正在为绿氢降本打开空间。2025 年出台的相关政策允许可再生能源制氢项目配套新能源直接供电，规避了电网输配环节的费用。新疆已经出现高峰时段光伏电价低至 0.1 元 / 千瓦时的表述。根据测算，绿电价格降到 0.10 元 / 千瓦时以下时，氢储能再发电的终端电价可以降到 0.6 元 / 千瓦时左右，可以实现盈利。

在项目层面，“风光氢储”一体化及“电—氢—氨—醇”全链条协同已经变成主流。松原项目以及大安项目的共同启示是，单纯制氢经济性不高，必须向下游延伸，将绿氢转化为可储运、可交易的绿色燃料或者化工产品。一体化思想本质上就是把上游的成本分摊到下游。

5.3 发展趋势研判

综合各方研判，可再生能源制氢将呈现以下趋势：

成本持续下降，接近拐点。阳光氢能预计到 2026 年绿氢 LCOH 可以到了 15 元 / 公斤，同灰氢持平。国际上研究说明，光伏驱动电解制氢 LCOH 可以降到 2.5-3.5 美元 / 公斤。降本动力来自于电解槽规模效应（设备成本下降 40%）、技术进步（能耗从 4.5 kWh/Nm³ 降到 4.2 kWh/Nm³）、绿电价格走低三者叠加。

应用场景由示范走向规模化。“十五五”期间绿氢占比将由目前的不足 1% 增加到 30% 以上。终端能源消费结构中氢能占比预计到了 12% 到 15%，形成以电为主、氢为重要补充的格局 [5]。

产业会经过三个阶段的发展。电力规划设计总院专家认为，绿氢产业会走“初期靠着电网支撑满负荷运行—中期自主调峰电网辅助—远期离网制氢为主”的发展道路。

政策和标准体系不停健全。绿氢认证、碳交易衔接、输氢管网规划等制度性基础设施正在加速形成，给产业给予从“政策驱动”向“市场驱动”过渡的制度保障。

6 结论

可再生能源制氢正处在从示范验证走向规模化应用的“破晓时刻”。技术层面碱性电解槽已经实现工业化验证，PEM 电解槽进入产业化初期，柔性制氢技术解决了波动性适应问题；产业层面产能规模突破百万吨，万吨级项目加速落地，绿色氢氨醇一体化形式验证了全链条可行性。

但是绿氢跨越经济性门槛还需要“临门一脚”。重点障碍不是单一的技术或者成本问题，而是可再生能源的波动性同现代工业体系的刚性之间的系统失配。破解这一难题要“三条腿走路”，技术上继续推进柔性制氢以及仿真改良，形式上加深绿电直连及一体化协同，机制上加速绿氢价值变现和基础设施配套。

绿氢产业有望复制光伏、风电降价途径，但是这一过程不会自动发生。只有技术创新、形式变革、制度供给三者齐头并进，绿氢才能由“示范盆景”变成“产业风景”，在新型能源体系中真正担当起“氢为重要补充”的战略角色。

参考文献

[1] 李佳轩.面向可再生能源消纳的风电耦合电解水制绿氢技术研究[J].电工技术,2026,(8):52-55.

[2] 赵雄翔.内蒙古可再生能源制氢技术创新发展路径研究[J].北方经济,2026,(3):46-49.

[3] 王鑫,靳军宝,郑玉荣,吴新年.基于专利的可再生能源制氢技术发展态势研究[J].世界科技研究与发展,2026,48(2):213-225.

[4] 赵玲芳,孙喜,杨昊,窦南南,董贝贝.固体氧化物电解池技术产业化发展研究进展[J].发电技术,2026,47(1):38-52.

[5] 林今,李清晖,池映天,戚若玫,沙廉栋,余志鹏.功率波动下电制氢系统的可靠性问题与故障诊断关键技术[J].电力系统自动化,2026,50(7):12-26.