中国氢能发展报告
2026

国家能源局能源节约和科技装备司
国家发展和改革委员会创新和高技术发展司 ◎编著
国能氢创科技有限责任公司

人民日报出版社

中国氢能发展报告（2026）

编制单位： 国家能源局能源节约和科技装备司
国家发展和改革委员会创新和高技术发展司
国能氢创科技有限责任公司

支持单位： 国家能源投资集团有限责任公司
中国电力企业联合会氢能分会
中国汽车战略与政策研究中心
中国石油和化学工业联合会氢能产业专业委员会
苏州中欧氢能技术创新中心
冶金工业规划研究院

前 言

“十四五”时期，全球氢能[①]产业处于从试点探索逐步进入有序破局的关键窗口期。我国立足“双碳”目标引领，在“四个革命、一个合作”能源安全新战略指引下，贯彻落实《氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）》部署，在新型能源体系下统筹氢能产业发展，氢能生产消费规模全球领先，可再生能源制氢产能占全球比重超 50%，绿氨、绿甲醇发展路径加速探索，多环节技术装备实现自主化突破，国际合作取得积极进展，全球影响力迈上新台阶。

2025 年，我国氢能“制储输用”全链条呈现快速增长态势。可再生能源制氢建成投运产能超 25 万吨 / 年，较上年增长超过 1 倍，三北地区启动规模化氢氨醇项目试点，推动在工业、交通、能源等领域应用。风光氢耦合多元化应用场景模式在内蒙古、新疆、河北等地逐步落地；绿色氢氨醇一体化模式在东北、长三角、珠三角等地区加速探索，推动氢基绿色燃料跨区域协调配置。燃料电池汽车保有量约 3.2 万辆，在物流干线、港口等场景持续探索规模化运营，航运绿色燃料探索全链条基础设施布局。

党的二十届四中全会提出前瞻布局未来产业，推动氢能成为新的经济增

① 本报告中氢能，是指氢作为能量载体进行化学反应释放出的能源，包括直接使用的氢气或通过氢气转化生成的氨、醇等燃料、原料。

长点。面向“十五五”，世界百年变局加速演进，全球能源版图深度调整，新一轮科技革命和产业变革加速突破，我国能源发展面临的内外部环境正在发生深刻复杂变化，氢能未来产业培育发展面临历史机遇与诸多现实考验。

展望“十五五”，我国氢能发展将以产业规模和应用场景突破为主要目标，积极融入新型能源体系建设，统筹推进氢能“制储输用”全链条协同贯通，优先推动氢能区域综合开发利用，逐步贯通各类储运基础设施，深化氢能与各能源品类的集成融合，初步建立较为完备的氢能产业技术创新体系，全社会对氢能认识更加清晰。中国将始终坚持稳中求进工作总基调，以科技创新引领现代化产业体系建设，加强产业发展研判和因地制宜引导，逐步优化完善产业生态和发展环境，推进市场机制和管理体制创新，持续夯实氢能产业高质量发展基础。

目 录

一、2025 年国内外氢能发展形势 1

（一）世界氢能发展 3

1. 各经济体战略规划务实推进，政策体系和管理机制持续完善 3

2. 氢能生产消费规模平稳增长，亚洲和欧洲持续引领产业发展 4

3. 产业专项支持举措持续出台，促进氢能产业链供应链贯通 6

4. 区域集聚推动规模效益显现，关键技术装备迭代应用加快 7

5. 产业分工催生国际合作需求，跨国氢能贸易服务日趋活跃 8

6. 氢能标准体系持续建立健全，支撑政策制定和国际贸易博弈 9

（二）中国氢能发展 10

1. 产业政策体系逐步完善，多层级多领域政策持续推动 10

2. 生产消费规模全球领先，可再生能源制氢产能翻倍增长 11

3. 氢能基础设施稳步建设，价格总体维持下行趋势 13

4. 多场景高效推进示范验证，引领技术装备创新突破 15

5. 国际氢能合作纵深推进，加速探索产供链条协同 16

6. 行业标准化体系逐步健全，质量实证平台加快建设 17

（三）面临的阶段性挑战 18

二、中国氢能发展展望 19

（一）发展需求与目标路径 21

1. 落实“双碳”目标，支撑新型能源体系集成融合 21

2. 加快未来产业培育，打造现代化产业体系新引擎 22

3. 因地制宜错位发展，实现区域资源统筹场景联动 22

4. 推动产业创新融合，筑牢技术更高水平发展基础 23

5. 融入全球能源治理，积极搭建全球氢能合作网络 24

（二）当前重点任务 24

1. 加强规划统筹，推动氢能与各类能源集成融合 25

2. 加快资源协同，推动区域基础设施谋划布局 25
3. 强化试点探索，完善氢能管理体制和市场机制 25
4. 坚持科技引领，以产业需求牵引核心技术攻关 26
5. 统筹标准认证，构建产业链供应链创新生态 26
6. 深化国际合作，务实推进国际氢能市场探索 27

结束语 29

2025 年氢能大事记 33

一、2025 年国内外氢能发展形势

（一）世界氢能发展

截至 2025 年底，全球发布氢能发展战略的国家和地区达到 66 个，占全球生产总值 90% 以上。主要国家和地区将氢能作为推动用能终端脱碳和保障能源安全的重要支撑，陆续更新完善战略规划、优化调整发展目标，务实推动技术迭代和产业发展。

1. 各经济体战略规划务实推进，政策体系和管理机制持续完善

美国、欧盟、日本、韩国和中东等主要国家和地区积极培育应用场景、降低供应链成本、创新项目管理机制，更加务实推动氢能产业发展。

美国政府明确调整氢能支持政策，短期产业布局确定性提升。2025 年 1 月，美国财政部、国税局发布《通胀削减法案》清洁氢生产税收抵免最终规则，每公斤清洁氢气最高可获 3 美元税收减免，并覆盖核电制氢、生物质制氢以及加装碳捕集的天然气制氢等技术路线，为加速清洁氢部署奠定基础。同年 7 月，美国政府颁布的《“大而美”法案》中，将申请税收抵免的氢能项目开工截止日期由 2033 年提前至 2027 年底，倒逼产业项目加快落地。

欧盟引领政策规范和管理机制设计，并持续推动培育关键场景。2025 年，欧盟发布《清洁工业协议》，出台《钢铁和金属行动计划》，将氢能作为提升工业竞争力和难脱碳行业碳中和的关键路径；搭建“氢能机制”平台开展氢及其衍生品供需对接，为基础设施建设、项目融资和长期购销协议签订提供支撑。在欧盟统一框架下，法国修订《国家氢能战略》，纳入核电制氢，下调发展目标，

并计划投入 40 亿欧元资金支持工业用氢生产能力建设；德国通过《氢能加速法案》草案，将清洁低碳氢纳入支持体系，并加快推进国际供应链基础设施建设。

日本全面推动氢及其衍生品多领域规模化应用，配套专项资金支持产业基础设施建设。日本内阁通过《第 7 期能源基本计划》，推动氢能在交通、电力、工业等多领域大规模应用，同步推进氨燃料在发电、航运等领域的示范落地与技术迭代；经济产业省安排 57 亿日元专项预算重点支持低碳氢及其衍生品枢纽建设，加快产业布局。

2. 氢能生产消费规模平稳增长，亚洲和欧洲持续引领产业发展

全球氢能产业保持平稳增长态势，2025 年，全球氢气生产消费规模约 1.09 亿吨[①]，同比增长约 3%。当前制氢结构仍以化石能源制氢为主，占比约 84%；其中天然气制氢占比约 61%，主要分布在北美、中东和欧洲，煤制氢占比约 23%，主要分布在中国。消费端集中于合成氨、合成甲醇、炼化和冶金、供热等领域，消费量分别约 3260 万吨、2080 万吨、4400 万吨和 1160 万吨。

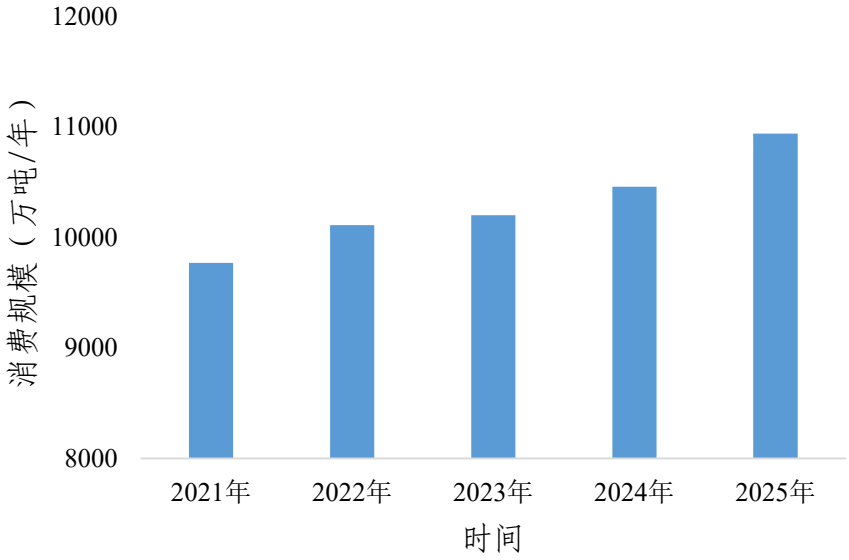

图 1　历年全球氢气生产消费规模

① 引自国际能源署（IEA）、国能氢创等，并对中国数据进行修正。

可再生能源制氢迈向规模化发展阶段，截至 2025 年底，全球可再生能源电解水制氢项目累计建成投运产能约 50 万吨 / 年，2025 年新增产能超 20 万吨 / 年[①]。从产能规模看，全球累计建成年产能万吨级项目 9 个，千吨级项目 70 个，2025 年新建成投运千吨级项目超过 15 个。最大项目为吉林松原绿色氢氨醇一体化项目，产能达到 4.5 万吨 / 年。从区域分布看，中国和欧洲两地合计贡献了全球超过七成的可再生能源制氢产能，占比分别为 53%、19%。从应用场景看，可再生能源电解水制氢主要用于绿氨、绿甲醇等领域，合计占比超 42%，交通、冶金等领域应用稳步提升。

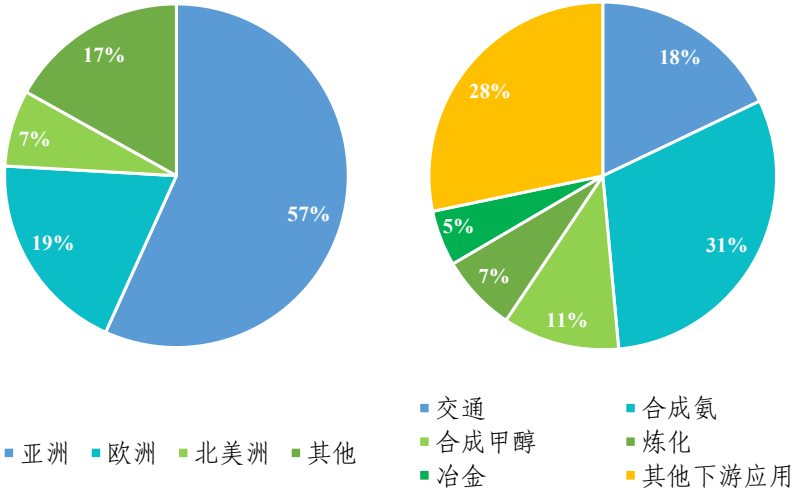

图 2　可再生能源电解水制氢区域和应用领域分布

按建成投运产能，截至 2025 年底

全球绿氨绿甲醇产能加速释放。截至 2025 年底，全球累计建成投运绿氨、绿甲醇产能超 80 万吨 / 年[②]和 60 万吨 / 年[③]。欧洲千吨级绿色氢氨醇工厂陆续投运，德国、西班牙、丹麦等相继投运绿色电制甲醇工厂和合成氨工厂，为

① 引自 IEA、国能氢创等，部分数据前溯更新。
② 引自全球氨能源协会、国能氢创等。
③ 引自全球甲醇行业协会、国能氢创等。

多元化能源供应、长途运输脱碳提供燃料。全球万吨级以上绿氨绿甲醇项目加快布局，沙特阿拉伯、阿曼、印度推动万吨级绿氨项目建设，中国、德国推动万吨级绿甲醇项目建设。

加装碳捕集装置的化石能源制氢项目持续探索。截至 2025 年底，相关项目氢气产能规模超 90 万吨 / 年[①]，2025 年全球建成投运项目 1 个，产能约 18 万吨 / 年，主要用于低碳氨生产。其中，美国占据领先地位，占全球总产能 56%；中国占比约 7%。

3. 产业专项支持举措持续出台，促进氢能产业链供应链贯通

各国和地区持续落地项目示范、资金奖补、税收减免等支持举措，持续探索拍卖、差价合约等市场化机制和行业管理体制，加快储运基础设施布局，引导更大范围社会资本投入。

支持举措方面。欧盟清洁氢合作伙伴关系发布 2025 年度项目清单，投入 1.845 亿欧元重点促进氢能生产、储运基础设施及交通运输应用等。荷兰拟向 11 个可再生氢项目提供超过 7 亿欧元补贴，以弥补成本差距。澳大利亚“氢能先行计划”投入两轮资金约 28 亿澳元，支持大规模可再生氢生产；批准《澳大利亚未来制造法案》，对绿氢生产提供 2 澳元 / 公斤生产税收激励。

市场化机制方面。欧盟氢能银行推出“拍卖即服务”机制，允许成员国使用本国资金支持未中标项目，第二轮 6 个中标项目获得 2.706 亿欧元资金支持的同时，西班牙、立陶宛和奥地利为各自国内项目划拨超 8 亿欧元的国家支持资金；已发起第三轮拍卖，首次纳入低碳氢，资金预算 13 亿欧元，并重点支持行业脱碳和船运用氢。日本 3 万亿日元差价合约（CfD）氢能补贴计划施行，用于支持电力行业用氢。

管理机制方面。欧盟建立统一市场准入制度，对氢能生产、运输和销售

① 引自 IEA。

等全环节企业实施许可管理；定期发布氢能市场运行报告，动态监测供需态势及产业链发展情况；强化氢能安全治理能力，在《氢能与脱碳天然气市场一揽子计划》框架下，要求成员国完善安全技术标准和应急处置预案体系。德国推动建立适用范围涵盖氢能全产业链的高效、简化的审批流程。

基础设施方面。欧洲持续引领储运布局，截至 2025 年底，全球已发布新建和改造氢能管道项目总长度约 4.1 万公里，达到运营、在建或最终投资决策的约 2000 公里[①]。欧盟发布共同利益项目（PCI）和互利项目（PMI）清单，氢能跨境管道、存储、接收设施等项目占比近一半；英国计划投入超过 5 亿英镑用于建立全国首个区域氢气运输和储存网络。德国探索氢能管网定价体系，设立 240 亿欧元摊销账户和 25 欧元 / 千瓦时 / 小时的统一年费率。

4. 区域集聚推动规模效益显现，关键技术装备迭代应用加快

2025 年，全球加快培育低成本灵活制氢、规模化高效用氢等需求，多领域应用协同突破，支撑氢能技术升级迭代。

欧盟、韩国等主要国家地区持续推进氢能产业集群化布局，通过政策引导和资源整合，打造区域氢能生态。欧盟进一步深化“氢谷”战略，启动氢谷项目开发援助征集，首批支持 11 个国家的 15 个氢谷项目，重点打造区域氢能开发、工业脱碳与交通应用的协同链条。韩国拟投入 5000 亿韩元在江原道、庆尚北道地区布局氢能特色集群，重点突破液氢、燃料电池制造等环节。

分应用领域看，工业、交通和电力等领域氢能应用场景持续拓展，项目投产规模稳步提升。

交通领域，多场景协同突破，航运绿色燃料探索推广。截至 2025 年底，全球在营加氢站近 1300 座，同比增长约 5%；主要国家燃料电池汽车保有量

① 引自 IEA、国能氢创，未包含美国等早期已建成投运的纯氢管道。

超 10 万辆，同比增长超 10%。全球具备绿甲醇加注能力的港口达 18 个[①]，主要港口实现甲醇燃料加注量约 5 万吨[②]；氢基绿色燃料船舶投用超 110 艘，订单超 330 艘，约占替代燃料船舶总订单量的 17%。

工业领域，化工、冶金领域实现清洁低碳氢规模替代。德国年产 0.8 万吨绿氢工厂投用，用于替代原有化工用氢源；日本投用 16 兆瓦绿氢生产设施为工厂供热。德国天然气制氢还原铁中试工厂落成；印度完成可再生能源制氢向直接还原铁工厂供应。

电力领域，氢能分布式发电与长时储能项目持续探索。德国兆瓦级 100% 氢能发动机热电联产装置投用，可为港口、工业园区和数据中心等提供零碳电力；美国配套氢燃料电池和锂电池混合长时储能的微电网项目投运，具备 8.5 兆瓦峰值输出能力，可持续提供 48 小时备用电力。

欧洲、美国和日本等持续引领技术装备研发。制取方面，英国发布 50 兆瓦模块化质子交换膜电解制氢系统，可实现即插即用灵活部署，美国单体 5 兆瓦质子交换膜电解槽实现投用；海外主要厂商建成电解槽产能累计超 30 吉瓦。美国、澳大利亚等发现高含量天然氢矿井。储运方面，德国推出 3.9 吨液氢运输槽车，挪威浮式氨裂解制氢装置成功研发。应用方面，技术突破重点向电力、航运等领域延伸，美、日企业合作完成燃气轮机 50% 天然气掺氢燃烧测试；由德国、英国共同研发的甲醇船用发动机完成运行测试；日本全尺寸氨燃料船用发动机通过性能认证测试。

5. 产业分工催生国际合作需求，跨国氢能贸易服务日趋活跃

2025 年，在能源安全与产业协同双重驱动下，全球氢能产业跨境合作加速，供应链、产业链差异化分工格局逐渐形成。

---

① 引自克拉克森研究航运情报网、上海国际航运研究中心《全球绿色航运发展月报》和国能氢创统计数据。

② 引自 Port of Rotterdam、MPA Singapore、上观和国能氢创统计数据。

中东、非洲等资源禀赋优势地区加快推动与欧洲、亚洲的氢能及绿色燃料供应链体系建设，加速抢占全球供给。2025 年，阿曼与荷兰、德国企业签署液氢走廊联合开发协议，贯通阿曼至欧洲关键港口的氢液化、储存和分销设施；毛里塔尼亚与德国企业达成绿色氢氨项目合作，向欧洲出口绿氢和绿氨；美国企业通过海运向欧洲输送 2.35 万吨低碳氨，实现跨大西洋氢能贸易。依托特定贸易航线的“绿色走廊”建设持续推进，截至 2025 年底，全球绿色航运走廊倡议超 80 项，同比增长约 35%[①]，基本覆盖全球主要航线。

技术领先国家通过推动在他国本地化生产的形式，促进技术装备合作。美国技术公司为韩国制氢工厂提供氨裂解技术许可、工程设计和关键装备以及相关技术服务；挪威电解槽制造商与印度公司建立碱性电解槽技术授权合作，支持相关装备在印供应、安装、调试和维护。德国、韩国和日本燃料电池企业在中国实现本地规模化生产销售。

6. 氢能标准体系持续建立健全，支撑政策制定和国际贸易博弈

2025 年，氢能国际标准体系持续完善的同时，各经济体围绕碳核算方法学等竞争日趋激烈，并深度融入产业政策制定与国际贸易规则体系，探索构建差异化产业发展优势。

国际层面，通用技术标准协同制定稳步推进。在国际标准化组织（ISO）、国际电工委员会（IEC）统筹下，德国、日本、美国等国家相关机构与企业深度参与，合作制定发布涵盖氢能术语、氢燃料质量、氢能加注、氢能储存、燃料电池等方面标准，为全球氢能技术交流和产业协作提供基础。截至 2025 年底，ISO、IEC 已合计发布氢能标准超 80 项，2025 年新发布标准近 20 项。

碳核算方法学成为氢能标准规范体系建设的核心焦点。联合国气候变化框架公约公开《巴黎协定》第 6.4 条信用机制下的首个关于水电解、空气分

① 引自全球海事论坛发布的 2025 年度《绿色航运走廊年度进展报告》。

离和氢氮合成氨的碳减排方法学提案，支持电解水制氢与合成氨技术耦合减排。中国生态环境部会同国家能源局发布《温室气体自愿减排项目方法学 可再生能源电解水制氢》，明确国内绿氢项目碳减排量的核算规则与流程，为氢能绿色价值实现提供依据。

欧盟、美国等经济体将碳排放要求与财政补贴、碳关税直接挂钩，形成具有强约束力的绿色准入规则。美国修订氢气生产碳排放核算模型，按照清洁氢生产税收抵免最终规则调整后的系统边界核定税收减免额度。欧盟通过《低碳燃料温室气体减排核算方法》，全面衔接《可再生能源指令》的燃料认证要求，保障全欧盟碳排放量计算与认证逻辑的一致性，并开展燃料从生产到下游交易的全链条追溯，支撑碳边境调节机制（CBAM）运行。

（二）中国氢能发展

2025 年，党的二十届四中全会明确提出推动氢能等未来产业成为新的经济增长点。《中华人民共和国能源法》正式实施，既有支持性政策不断扩大普及范围，部分示范到期政策探索有序接续，多层级、多领域政策推动氢能迈向新的培育发展阶段。

1. 产业政策体系逐步完善，多层级多领域政策持续推动

2025 年，在《氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）》引领和多部门综合施策下，氢能发展逐步深化融入能源转型、行业脱碳、装备制造、绿色贸易等领域，多层级政策框架逐步完善。

国家能源局组织开展能源领域氢能试点，共计 41 个项目、9 个区域入选，推动实施绿色液体燃料技术攻关和产业化试点，8 个绿甲醇、绿氨项目入选，进一步探索技术先进、模式清晰、可复制推广的氢能项目开发方案，建立健全氢能跨部门协作机制和管理模式。《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》明确提出积极推动新能源多元化非电利用，稳步建设绿色氢氨醇综合产

业基地。《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》等政策为绿电制氢提供价格与交易机制支撑。《关于开展零碳园区建设的通知》提出支持氢电耦合开发利用。《关于拓展绿色贸易的实施意见》支持有条件的地方开展绿色氨醇加注与可持续燃料贸易。《绿色技术推广目录》《绿色金融支持项目目录》将氢能“制储输用”全链条装备制造、氢能基础设施建设和运营等纳入支持范围，加大推广应用力度。

各地结合自身资源禀赋与产业基础，持续加快政策机制探索，破解氢能推广应用瓶颈。截至 2025 年底，各地已累计发布氢能政策超 640 项。机制创新方面，15 省（区、市）提出支持化工园区外建设制氢加氢一体站，同时多地创新可再生能源制氢项目安全许可管理，支持氢能基础设施建设运营；山东《潍坊市燃气管理规定》正式实施，以地方性法规形式率先鼓励推广使用掺氢天然气。运营支持方面，多地对并网型风光制氢一体化项目给予电费补贴，氢能高速通行费减免政策覆盖 9 省、3 市，促进氢能终端使用成本下降；广东深圳发布氢基燃料港航资助资金实施细则，对采用氢、甲醇船舶建设改造及绿色燃料加注给予资金资助。

2. 生产消费规模全球领先，可再生能源制氢产能翻倍增长

2025 年，我国氢能产业规模持续扩增，生产消费保持全球引领，清洁高效氢能供应体系建设有序推进。

截至 2025 年底，全国氢气产能超 5100 万吨 / 年，同比增长约 1.4%；当年氢气产量超 3900 万吨，同比增长约 7.3%。生产结构方面，煤制氢、天然气制氢、甲醇制氢产能分别为 2850 万吨 / 年、1050 万吨 / 年、60 万吨 / 年，产量分别为 2300 万吨、790 万吨、40 万吨；工业副产氢产能超 1100 万吨 / 年，同比增长约 3.5%，产量约 770 万吨，与上年持平。消费结构方面，合成氨、合成甲醇、炼化和煤化工消费量仍占据细分消费领域前四位，分别约 1050 万

吨、1250 万吨、600 万吨和 410 万吨。

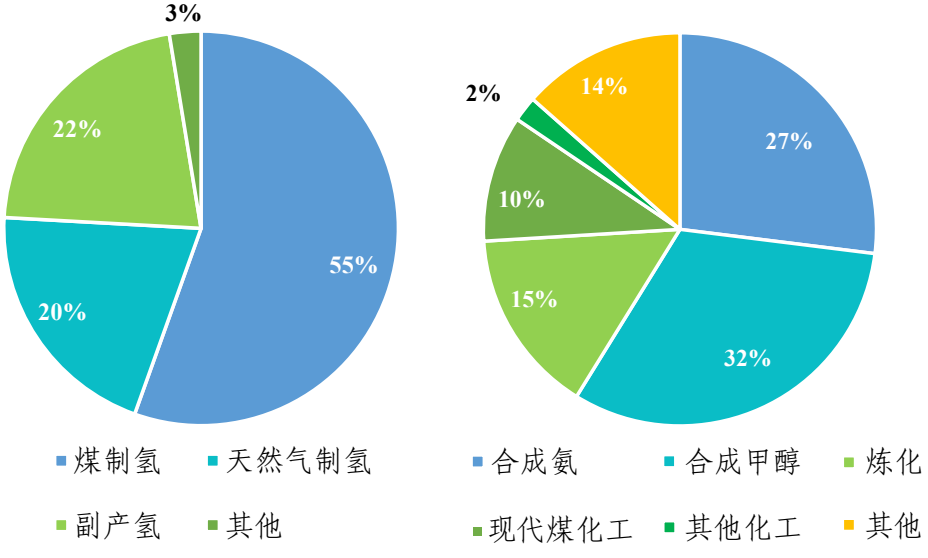

图 3　2025 年我国氢气产能结构与下游消费结构

我国可再生能源制氢从试点探索逐步迈向规模化发展阶段。根据全国氢能信息平台统计，截至 2025 年底，我国建成在建可再生能源制氢产能规模超过 100 万吨 / 年，其中建成投运超 25 万吨 / 年，较 2024 年底增长超 1 倍，在建超 90 万吨 / 年，电解水制氢为主要路线。分地域来看，东北地区已投运可再生能源电解水制氢项目产能规模占全国 46%，华北地区占 30%，西北地区占 22%，其他地区约占 2%。2025 年，东北、华北为主要增长区，新增产能分别超 10 万吨 / 年和 2 万吨 / 年。分省份来看，受新能源消纳需求及政策支持等多重驱动，吉林、内蒙古可再生能源电解水制氢发展迅速，建成产能超 9 万吨 / 年和 8 万吨 / 年。

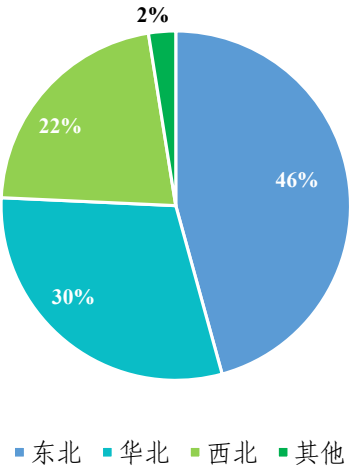

图 4　2025 年我国各区域可再生能源制氢产能分布

从规模看，建成投运可再生能源制氢项目以小型试点示范为主，平均产能约 4900 吨 / 年，单体项目年产能规模 1000 吨及以下的占比超过一半；吉林、新疆、内蒙古等地共 8 个万吨级项目建成投运，项目技术验证成效显著；在建项目平均产能约 1.3 万吨 / 年，万吨以上项目占比 38%；吉林、新疆、内蒙古多个 5 万吨及以上项目启动建设，单体项目规模化提速。

绿色氢氨醇等氢能规模化开发模式加快探索。截至 2025 年底，绿氨、绿甲醇建成投运产能规模分别达 70 万吨 / 年、38 万吨 / 年。绿氨方面，内蒙古赤峰、吉林大安、吉林松原等地项目陆续投运。绿甲醇方面，广东湛江等地生物质气化制绿色甲醇项目投运，山东烟台海上新能源制氢合成甲醇示范项目建成，电制路线和生物质路线并行推进。

3. 氢能基础设施稳步建设，价格总体维持下行趋势

2025 年，氢能基础设施加快多元化探索，清洁化、规模化水平和储运效率稳步提升。试点投用 30 兆帕氢气运输管束车，单车运氢成本降低约 30%；52 兆帕Ⅳ型储氢瓶及管束集装箱研制成功，单车可充氢超 1000 公斤；截至 2025 年底，多地建成商业化供氢中心超 70 个，保障工业、交通等领域用氢

需求。各地持续探索液氢与管道储运布局。截至 2025 年底，全国规划建设氢液化项目超 20 个，合计产能约 300 吨 / 天，其中建成投运 11 个，合计产能约 60 吨 / 天；规划长距离纯氢管道超 20 条，长度超 5500 公里，建成投运长度超 350 公里。氢能加注基础设施支撑终端应用能力不断提升，截至 2025 年底，全国累计建成加氢站超 590 座，上海、天津、大连等 6 个港口具备绿氨或绿甲醇加注能力，2025 年国内绿氨绿甲醇累计加注量超 3 万吨。

我国氢能市场价格稳步下降。根据中国氢能价格指数[①]，2025 年底，全国氢能生产侧平均价格 26.2 元 / 公斤，其中燃料电池汽车示范城市群和非燃料电池汽车示范城市群平均价格分别为 25.1 元 / 公斤和 27.2 元 / 公斤，分别同比降低 6.7%、7.9% 和 4.8%。全国氢能消费侧平均价格 44.5 元 / 公斤，其中燃料电池汽车示范城市群和非燃料电池汽车示范城市群平均价格分别为 43.4 元 / 公斤和 46.1 元 / 公斤，分别同比降低 8.4%、4.8% 和 14.4%。

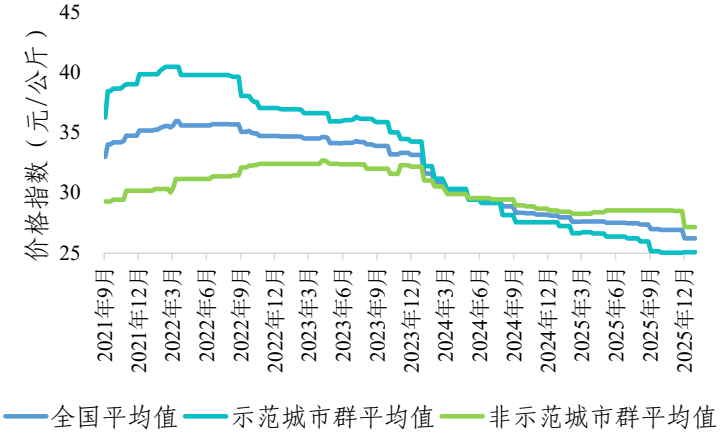

图 5　生产侧氢价指数

① 国能氢创通过多渠道“调研 + 采集”方式对氢能全产业链“生产侧”和“消费侧”超 110 个城市、280 个样本点进行跟踪统计评估，“生产侧”采集样本包含电解水、工业副产和甲醇裂解多种制氢厂高纯氢出厂价格，不含煤制氢；“消费侧”采集样本包括现有建成投运的加氢站、综合能源加注站等燃料氢价格。

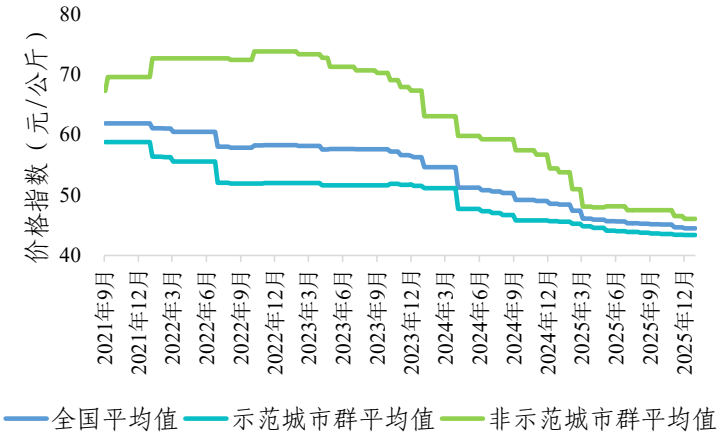

图 6　消费侧氢价指数

4. 多场景高效推进示范验证，引领技术装备创新突破

2025 年，产业发展从工程验证逐步向市场导入阶段迈进，绿色氢氨醇探索规模化产业化发展模式，制储输用各环节技术装备实现创新突破。

交通领域，长途重载、绿色船燃、低空经济等场景积极开展试点应用。道路交通方面，燃料电池汽车示范应用城市群示范期结束，支撑关键技术装备国产化突破和产业链培育。2025 年，全国年推广燃料电池汽车近 8000 辆[①]，广州、天津、吕梁等地累计实现千辆级规模运营；液氢重卡开展公开道路试验。船运方面，燃料电池内河集装箱船、氢电混合动力拖船、甲醇双燃料集装箱船先后完工交付，纯氨燃料内燃机船完成首航，截至 2025 年底，氢基燃料船舶累计投运超 10 艘。低空、两轮车、机车等新场景加快探索，吨级液氢电动垂直起降无人机成功试飞，截至 2025 年底，全国已累计发布或试飞氢动力无人机超 30 款；氢能两轮车累计投放约 2.9 万辆；累计下线氢能客运列车、货运列车、轨道胶轮车等产品超 20 个。

工业领域，绿氢耦合替代项目有序落地。内蒙古多伦 15 万千瓦风光制氢

① 引自中国汽车工业协会数据。

一体化示范项目建成投运，打造新能源制氢与煤化工深度耦合模式。辽宁营口绿电绿氢耦合氢冶金中试线实现全流程贯通；广东湛江建成“氢基竖炉 + 电炉”短流程近零碳钢生产线。

发电领域，分布式与规模化应用并行探索。自主化燃料电池发电设施在南极秦岭科考站成功发电，潍坊建成 2.5 兆瓦燃料电池园区热电联供综合供能示范项目，深圳投产 300 千瓦固体氧化物燃料电池示范项目；内蒙古 30 兆瓦纯氢燃气轮机完成纯氢发电试验；四川兆瓦级煤掺氢 / 掺氨燃烧器稳定清洁燃烧中试项目连续 100 小时稳定运行。截至 2025 年底，我国已累计建成运营燃料电池发电及热电联供项目超 130 个，装机规模超 30 兆瓦。

技术装备方面，制储输用全链条技术能力显著提升。制取方面，质子交换膜电解槽装备实现 50 兆瓦级规模应用，兆瓦级阴离子交换膜电解槽成功试车。储运方面，10 吨 / 天氢液化装置完成调试，4.8 万标方固态储氢及 1.5 万标方有机液态储氢装置建成投用。应用方面，兆瓦级纯氢燃气轮机开展满负荷连续运行验证；氢氨双燃料燃气轮机下线，可实现氢、氨及天然气等多燃料灵活切换。氢能制取、储运、检测和能量管控等 7 项技术装备入选国家能源局第五批能源领域首台（套）重大技术装备名单。截至 2025 年底，我国涉氢专利累计申请量超 10 万件，约占全球总量的 30%，位居申请地区第一位[①]。

5. 国际氢能合作纵深推进，加速探索产供链条协同

2025 年，国际氢能合作模式加快升级，由装备出口为主向全链条氢基产品贸易、技术授权、项目建设等深度合作转变，逐步探索融入全球氢能产业分工体系。

产品贸易方面，5000 吨绿甲醇从天津港发运新加坡，150 吨绿氨启运比利时，万吨级氢冶金产品出口欧洲，中国氢能产品出口从单一装备向高附加

① 引自国家知识产权局中国专利信息中心大数据中心数据。

值绿色低碳产品延伸。技术授权方面，中国电解槽厂商通过技术输出、欧洲组装模式构建中欧氢能装备产业链，降低海外交付成本、破解贸易壁垒；中英企业签署固体氧化物燃料电池技术许可协议，共同在我国开发氢能发电技术装备市场。项目合作方面，我国企业积极开展海外氢能项目建设，参与纳米比亚、沙特等国绿色氢氨项目前期工程设计和建设施工；积极与国际企业合作打造氢能高效供应网络，中法合作的氢能供应基地先后在天津和上海投产。

我国氢能国际合作已实现从技术研发向产业化应用跨越。电解槽、燃料电池、加氢成套设备等核心装备已实现出口至 30 多个国家和地区，同时，韩国、日本、美国、欧洲等 10 余家国际龙头企业在华投资建厂；依托国家重点研发计划项目政府间合作项目、双多边合作机制等平台，已开展关键技术联合攻关项目超 20 项；通过氢能项目总承包、运维保障、能源贸易等方式积极探索氢能供应链建设合作，参与共建 17 条国际绿色航运走廊，基本实现欧洲、亚洲、美洲等区域覆盖。

6. 行业标准化体系逐步健全，质量实证平台加快建设

2025 年，氢能标准化组织体系与标准体系建立健全，实证实验平台建设全面提速，为产业技术创新、工程示范和市场规范提供坚实基础支撑。

国家能源局组织成立能源行业氢能基础与通用、氢能制取、氢能储存与运输和氢能应用 4 个标准化技术委员会，国家标准化管理委员会发布 1 项氢能领域国家标准化试点项目，推动产业创新与标准研制深度融合。截至 2025 年底，我国累计发布氢能领域国家标准、行业标准、地方标准、团体标准 146 项、71 项、61 项、超 720 项；2025 年重点发布《清洁低碳氢评价标准》《绿色合成氨》《绿色甲醇》等行业标准，为氢能绿色属性认定和国际标准互认奠定基础。同时，中国企业积极开展国际标准制修订工作，在可再生能源制氢、燃料电池、氢能轨道交通等多个领域实现了标准立项、编制和发布。

国家多部委协同发力，加大对氢能领域实证试验和中试平台建设支持力度，推动创新成果向工程化、产业化转化。国家能源局将氢能实证实验平台列为能源领域氢能试点重点方向，首批试点覆盖燃料电池、电解槽、液氢和电氢融合方向。工业和信息化部公布《首批重点培育中试平台初步名单》，其中包括 5 个清洁低碳氢和 2 个氢冶金中试平台，重点支持关键技术的工程化突破。国务院国资委发布《中央企业中试验证平台对外开放服务目录（2025 年版）》，涵盖碱性电解水制氢、二氧化碳加氢制甲醇、氢液化装备和氢能煅烧技术等 4 个氢能中试平台及 9 个服务项目，促进创新资源共享和技术成果快速转化。

（三）面临的阶段性挑战

能源发展面临的内外部环境深刻复杂变化，在“四个革命、一个合作”能源安全新战略指引下，我国氢能产业在政策驱动、技术创新、应用拓展等方面实现了有序破局，从“试点示范”逐步迈向“规模化应用”，更为“十五五”时期产业化发展奠定了坚实基础。

但总体上看，我国氢能产业仍处于发展初期，高质量发展还面临诸多挑战。一是电氢协同适配性仍有待提高，规模化、多时间尺度制氢协同控制技术尚未成熟；储运、应用环节与各类基础设施、市场机制衔接仍不完善，能源综合利用效率有待提升。二是氢能终端需求培育较为缓慢，规模化、产业化、市场化发展模式仍需探索，对地方经济、关联产业的辐射带动效应尚未释放。三是氢能区域开发统筹协同不足，绿色氢源集中在“三北”等风光富集区，区域内工业脱碳、交通物流等市场需求尚未有效培育，难以支撑跨区域、跨周期资源优化配置。四是氢能产业技术多数仍处于并跑和跟跑阶段，高端材料、原创颠覆性技术储备不足，产业链韧性与质量标准有待提升。五是全球氢能治理体系正处于规则构建的关键窗口期，我国氢能产业在国际制度衔接、多边治理参与、全球网络布局等方面仍需加力推进。

二、中国氢能发展展望

（一）发展需求与目标路径

氢能产业科技含量高、带动能力强，是建设能源强国、培育发展新质生产力、加快现代化产业体系升级的重要支撑。2026 年政府工作报告进一步提出“培育氢能、绿色燃料等新增长点”。面对国际产业发展竞争合作新形势、新目标、新需求，以及国内提升氢能应用经济性、提高关键技术装备水平、完善政策支撑体系等挑战，“十五五”时期，要加强氢能发展统筹谋划布局，稳步推动氢能产业由“政策驱动”逐步迈向“市场驱动”新阶段。

1. 落实“双碳”目标，支撑新型能源体系集成融合

我国已构建全球最大、发展最快的可再生能源体系，在绿色氢能供给方面具有巨大潜力。面对可再生能源资源富集地区本地消纳能力有限、大规模远距离电力外送制约等矛盾，亟待拓展氢能等新能源非电利用途径，实现电、热、气、化多能灵活转换、跨时域空间调节。一是打造新能源非电消纳关键场景。打通光伏、风电等从“发电”到“制氢 + 全场景应用”的价值链条，实现新能源从“电量供给主体”向“能源资源供给主体”的升级。二是提供新型电力系统长周期灵活性支撑。针对高比例新能源大基地外送、电网峰谷差拉大、极端天气能源保供等，探索“电 - 氢”单向调节和双向转换，实现跨日、跨季、跨区域的大容量长周期储能，与电化学储能、抽水蓄能等协同发展。三是推动传统能源清洁高效利用。通过氢氨煤电掺烧、绿氢耦合煤化工等关键技术，推动煤炭向清洁高值、资源循环利用转型；因地制宜推动长

途重载交通、工业原料燃料等场景，实现绿氢、绿色燃料有序替代，缓解油气对外依赖。

“十五五”时期，坚持氢能“制储输用”全链条协同发展，力争实现可再生能源制氢与化石能源制氢成本差距大幅缩减，储运成本占比进一步下降，氢能部分关键应用场景实现平价，为我国新型能源体系建设提供系统支撑。

2. 加快未来产业培育，打造现代化产业体系新引擎

氢能全链条涉及新能源、传统产业转型、高端装备、精密制造等领域，是我国未来产业重要发展方向，也是进一步打造我国制造业质量优势和技术优势的重要抓手。一是与传统工业基础深度协同，推动高耗能行业绿色转型。充分依托我国化工、冶金等传统优势产业发展根基，以绿氢耦合为支撑实现高耗能行业全流程深度脱碳，推动传统优势产业升级。二是推动新能源产业价值链延伸与规模扩容。稳步推动光伏、风电、新型储能产业链向“制氢 / 燃料电池装备制造 + 全场景应用”延伸赋能，将我国新能源产业发展优势转化为氢能产业竞争优势。三是科学谋划高水平产业集群，引导氢能产供链供需协同。系统确定氢能开发利用规模，跟踪评估产业链供给水平，引导上下游市场稳定预期，推动形成产业链融通发展机制。

“十五五”时期，紧扣“双碳”目标，贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略，全局性、系统性开展产业布局和项目谋划，引导氢能跨行业跨部门耦合，提高产业链上下游高效协同质效，为培育氢能领域新质生产力、服务中国式现代化建设提供坚实支撑。

3. 因地制宜错位发展，实现区域资源统筹场景联动

我国氢能产业正处于试点示范向规模化、产业化发展的关键窗口期，需更高水平统筹资源实现“规模化降本、应用场景培育、基础设施贯通”，筑牢产业根基。一是加快探索“风光氢”一体化耦合应用场景模式。以零碳园区、绿电直连为依托，在黄河几字湾、华北北部、新疆等资源优势地区，以工业

领域可再生能源制氢替代和重载交通规模化运营为基础，试点培育多场景耦合，实现“就地生产、就近消纳、产用闭环”，提高规模化水平。二是有序推动“绿电 - 绿氢 - 绿色燃料”跨区域协同配置。在东北等资源富集区域以“绿氢生产”与“就地转化送出”为核心，打造风光氢氨醇一体化基地；在环渤海、长三角等场景优势区域推进港口运输装备清洁化，开展氢、氨、醇动力船舶在江河、近海、远海运输试点。三是探索跨区域试点，梯次贯通各类基础设施。统筹推进氢能供给、输配、终端加注网络建设，坚持区域一体化、刚需场景优先，逐步挖掘跨区域资源配置、场景拓展、基础设施复用潜力，支撑氢能产业因地制宜、分阶段高质量发展。

“十五五”时期，坚持“区域开发利用、刚需场景突破、发挥国内市场优势”，以区域一体化为主、试点跨区域调配，以刚需场景为重点、多场景耦合为补充，以国内技术与产业突破为核心、前瞻布局国际市场，实现能源资源、场景规模、经济承受能力等统筹衔接。

4. 推动产业创新融合，筑牢技术更高水平发展基础

推动科技创新与产业创新深度融合，加快氢能技术创新与标准体系完善，是破解氢能降本瓶颈、锻造产业竞争长板的重要抓手，也是氢能产业高质量发展、保障能源安全、构建新型能源体系的战略需要。一是积极构建多元创新体系。依托国家科技计划、研发创新平台、首（台）套重大技术装备、氢能试点等产业技术创新机制，支持开展氢能共性关键技术攻关、装备研制和示范验证，积极研发储备前沿技术。二是坚持技术研发、标准制定和产业推广协同。支持龙头企业牵头组建产学研用创新联合体，依托氢能技术实证验证，加强技术标准研究工作，以标准规范引领技术装备升级与产业应用推广。三是强化重大项目牵引支撑作用。把握战略性、前瞻性、全局性要求，探索布局氢能领域“两重”项目，打通氢能技术研发、中试示范、机制创新、产业化应用全流程，推动国家重大战略深入实施、重点领域安全能力稳步提升。

“十五五”时期，聚焦全链条关键环节技术攻关，全面构建技术自主可控、标准体系完备、应用协同高效的氢能产业创新体系，不断完善成果转化机制，以高水平科技自立自强引领氢能产业高质量发展。

5. 融入全球能源治理，积极搭建全球氢能合作网络

氢能正加速成为全球能源转型的关键纽带，通过加强与国际氢能产业链、供应链体系协同，可有效参与国际规则制定、技术标准协同和绿色贸易合作。一是坚持构建多层次、宽领域的国际合作机制。积极参与联合国、二十国集团、亚太经合组织、上合组织、金砖国家、“一带一路”能源合作伙伴关系等多边机制下的氢能领域国际合作，推动建立公平合理、合作共赢的全球氢能治理体系。二是支持企业参与全球氢能产业链合作。依托新能源产业链基础，积极推动氢能全产业链装备、技术、标准“引进来”“走出去”，加快全球氢能产业链升级和装备供给体系建设。三是引导氢能产品贸易体系建设。准确把握绿色贸易国际市场需求，拓展氢能绿色低碳相关产品和技术进出口，推动绿氨、绿甲醇、绿钢等氢基衍生品的国际贸易，探索贸易形式和布局模式，提升对外经贸合作带动作用和国际竞争力。

“十五五”时期，逐步构建绿色氢能国际合作网络，推动跨境氢能贸易与基础设施互联互通，积极参与国际标准化组织工作，打造高水平对外开放平台，提升本地化、区域化、全球化产业链供应链布局能力。

（二）当前重点任务

2026 年是“十五五”开局之年，也是各有关部门、氢能全行业抢抓产业发展机遇的重要窗口期。我国将进一步强化产业规划引领，加大政策支持力度，加强核心技术攻关，推进氢能试点，健全标准认证体系，深化国际交流合作，大力培育氢能未来产业，为加快建设新型能源体系、建设能源强国做出积极贡献。

1. 加强规划统筹，推动氢能与各类能源集成融合

加快研究制定氢能产业发展实施方案，明确“十五五”时期产业发展思路和重点任务。在能源“十五五”各项规划中，统筹推动氢能技术创新与产业发展布局。积极推动电力法、可再生能源法修订，明确氢能在可再生能源集成融合发展和新型电力系统高质量发展中的功能定位，为新型能源体系下统筹推动氢能发展提供制度保障。

统筹可再生能源制氢发展布局。重点在风光开发潜力大、生物质和水资源丰富地区，布局可再生能源制氢（氨醇）一体化项目，推动氢能规模化生产。鼓励并网、离网制氢同步探索。探索可再生能源制氢及综合应用与电网互动模式，实现灵活响应电网调峰等服务需求，助力构建新型电力系统。支持具备条件的地区试验离网制氢，优化风光配比，提升协同运行水平和自平衡能力。

2. 加快资源协同，推动区域基础设施谋划布局

密切衔接“十五五”氢能产业发展目标任务，一体化谋划氢能基础设施建设。以绿电制氢基地、工业园区、产业园区、沿江沿海港口为核心，探索布局中短距离纯氢管道储运网络，提升氢能区域内运输效率。加快推广 30 兆帕及以上高压气氢储运技术，支持有条件的区域探索民用液氢规模化开发应用，提升单车储运容量与效率。

依托现有铁路、航运、管道等基础设施，以及中长距离输氢管道建设布局，逐步探索绿氨、绿甲醇跨区域运输通道建设模式。支持远洋、内河船舶绿色燃料加注枢纽建设，以交通燃料规模应用和工业原料绿色替代为牵引打通氢能跨区域储运通道。完善氢能基础设施全链条安全标准与监管体系，强化建设运营全流程管理。优化氢能基础设施要素保障，探索建立基础设施互联互通、资源共享机制，提升基础设施运行效率。

3. 强化试点探索，完善氢能管理体制和市场机制

加强综合区域试点，推动各地区结合资源禀赋、产业基础和应用场景，

开展氢能全链条示范，积极探索氢能规模化、产业化开发利用模式。加快建立健全跨部门、跨地区协作模式，逐步引导打造一批可复制、可推广的氢能规模化应用样板。发挥好全国氢能信息平台作用，做好氢能产业统计监测，支撑氢能项目及装备产业合理有序布局，推动产业规范发展。

发挥重大工程、重大项目、重大载体引领作用，依托“两重”、政策性金融工具等支持重点区域应用场景构建和商业模式创新。研究制定氢能项目管理规范，明确氢能项目建设运营全周期管理要求。积极推动氢能在高能耗高排放行业应用推广，探索专项奖补和税费减免等政策，衔接落实可再生能源非电消费最低比重目标和消纳责任权重制度，探索可再生能源制氢氨醇综合利用统计核算体系建设。鼓励有条件的地区因地制宜建设氢基绿色能源交易平台，服务市场供需的有效对接。

4. 坚持科技引领，以产业需求牵引核心技术攻关

聚焦核心技术突破与产业链韧性提升，以产业应用为牵引，利用国家重点研发计划、国家能源研发创新平台、绿色低碳先进技术示范工程、企业绿色氢能制储运创新联合体等平台机制，持续推动领军企业、行业协会和科研院所等发挥资源整合优势，联合开展产业瓶颈技术攻关和前沿性技术研究，支持相关技术装备成果加快转化和工程化验证应用。

面向规模化绿色氢能推广应用需求，发挥产业链骨干企业、国家实验室的带动作用，协同开展氢能“制储输用”技术装备研发和实证验证。加力布局生物质制氢、非常规水制氢、柔性氨醇制取、天然氢勘查、核能耦合制氢等技术方向，以科技创新推动氢能全产业链降本提效。鼓励典型场景、重大工程以及政府机构、国有企业等优先使用首台（套）、首批次、首版次技术成果，探索建立相关技术装备采购绿色通道机制。

5. 统筹标准认证，构建产业链供应链创新生态

加强氢能标准化技术委员会建设，提升标准化工作水平。以国家标准、

行业标准为牵引，不断完善氢能产品质量、性能指标和项目管理要求。推动关键装备实证实验体系建设，强化核心部件与整机装备的认证能力，加快技术成果产业化进程。推动氢能标准国际化，参与国际标准制定，提升我国氢能产业国际竞争力。

健全绿色氢能全生命周期溯源与碳排放核算，建设完善氢能绿色认证体系。推动绿色认证溯源互认互通，助力氢能项目参与自愿碳减排交易市场。加强氢能碳排放核算方法学研究，鼓励构建覆盖全链条的碳排放核算模型，探索与国际绿色贸易规则衔接机制，逐步推动绿色认证溯源在多元场景应用。

6. 深化国际合作，务实推进国际氢能市场探索

持续打造多层次高水平国际交流平台。以构建新发展格局为统领，统筹用好国内国际两个市场、两种资源，积极融入全球氢能产业分工与治理体系。在中欧能源对话、中国—国际可再生能源署（IRENA）合作机制等政策性对话和机制下推动氢能交流合作，加强与重点国家和地区氢能领域合作框架建设，通过签署政府间氢能合作备忘录等方式，务实推动氢能合作。加强氢能国际复合型人才培养与引进，通过政策交流、技术创新、项目落地协同发力，构建开放共赢的国际氢能产业合作生态。

鼓励务实开展全球氢能产供链合作。依托中国 - 东盟、中阿、中非等区域合作机制，重点支持在“一带一路”沿线资源富集区和需求集中区探索布局氢能示范项目，引导国内企业从装备出口为主向技术、装备、工程、运营全链条服务模式升级。支持在亚太经济合作组织（APEC）、IRENA、IEA 等机制下开展常态化交流，系统分享我国氢能产业发展实践经验和技术成果，适时开展氢能装备、贸易和产品碳足迹等方面国际互认工作。

结束语

2026 年，是“十五五”开局之年，也是强化产业规划引领、加大政策支持力度、加强核心技术攻关、推进多元化氢能试点、健全标准认证体系的重要一年。“十五五”时期，随着多元化氢能试点推进落实，规模化绿色氢氨醇项目建设运营水平进一步提高，技术装备创新与产业生态建设深化完善，我国氢能产业有望取得更加显著的发展成效。

我们将与有关部门通力协作，坚决贯彻落实党的二十届四中全会对氢能工作的新部署新要求，进一步强化顶层设计，深化国际交流合作，为我国氢能产业迈过经济性拐点、实现规模化发展，加快构建清洁低碳、安全高效的新型能源体系提供支撑，为培育氢能未来产业、建设能源强国做出积极贡献。

感谢各有关部门、企事业单位及业界专家对《中国氢能发展报告》编写的大力支持与帮助。

2025 年氢能大事记

一、政策规范篇

（一）国家政策

1. 中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议

10 月，中国共产党第二十届中央委员会第四次全体会议通过《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》。在“十五五”时期经济社会发展的主要目标方面，文件指出，前瞻布局未来产业，探索多元技术路线、典型应用场景、可行商业模式、市场监管规则，推动量子科技、生物制造、氢能和核聚变能、脑机接口、具身智能、第六代移动通信等成为新的经济增长点。

2. 国务院发布《碳达峰碳中和的中国行动》

11 月，国务院发布《碳达峰碳中和的中国行动》，全面总结了中国推进碳达峰碳中和取得的重大成就，分享中国碳达峰碳中和工作的行动做法和实践经验。氢能方面，文件指出，要加快发展绿色氢能、生物质能、地热能、海洋能；强调了中国坚持创新驱动，推进氢能“制储输用”全链条发展，加快培育新产品、新业态、新模式。

3. 国家发展改革委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》

1 月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》。文件提出，从推动新能源上网电

量参与市场交易，完善现货市场交易和价格机制，健全中长期市场交易和价格机制方面推动新能源上网电价全面由市场形成；从建立新能源可持续发展价格结算机制，新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限，新能源可持续发展价格结算机制的结算方式，新能源可持续发展价格结算机制的退出规则方面建立健全支持新能源高质量发展的制度机制。

4. 国家发展改革委、国家能源局发布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》

5 月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》。绿电直连项目以满足企业绿色用能需求、提升新能源就近就地消纳水平为目标，按照安全优先、绿色友好、权责对等、源荷匹配的原则建设运行，公平合理承担安全责任、经济责任与社会责任。

5. 工业和信息化部公示《首批工业和信息化部重点培育中试平台初步名单》

5 月，工业和信息化部公示《首批工业和信息化部重点培育中试平台初步名单》，其中，氢能领域中试平台有 7 个，分别是辽宁东大氢冶金—零碳钢铁冶金短流程中试平台、东方电气氢产业科技中试平台、阳光氢能兆瓦级水电解制氢中试平台、新型储能综合性中试平台、氢能储运装备中试平台、氢燃料电池电堆及关键零部件中试平台、酒钢煤基氢冶金中试平台。

6. 国家发展改革委、工业和信息化部、国家能源局联合发布《关于开展零碳园区建设的通知》

6 月，国家发展改革委、工业和信息化部、国家能源局联合发布《关于开展零碳园区建设的通知》，支持有条件的地区率先建成一批零碳园区，逐步完善相关规划设计、技术装备、商业模式和管理规范，有计划、分步骤推进各类园区低碳化零碳化改造，助力园区和企业减碳增效，为实现碳达峰碳中和目标提供坚实有力支撑。

7. 中国人民银行、金融监管总局、中国证监会联合印发《绿色金融支持

项目目录（2025 年版）》

6 月，中国人民银行、金融监管总局、中国证监会印发《绿色金融支持项目目录（2025 年版）》，支持项目覆盖绿色船舶制造、氢能“制储输用”全链条装备制造、氢能基础设施建设和运营等 10 余个领域、超 40 个涉氢行业。

8. 国家能源局公示《绿色液体燃料技术攻关和产业化试点工作（第一批）》

8 月，为落实党中央、国务院有关决策部署，保障能源安全，促进绿色转型，推动绿色液体燃料领域新技术、新模式、新业态发展，培育能源领域新质生产力，增强发展新动能，国家能源局原则同意 9 个项目开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点工作，其中绿色甲醇与绿氨项目 8 个，合计建设规模 148 万吨 / 年。第一批试点工作应于 2027 年 12 月底前完成。

9. 商务部发布《关于拓展绿色贸易的实施意见》

10 月，商务部发布《关于拓展绿色贸易的实施意见》，提出支持有条件的地方开展国际航行船舶保税液化天然气、生物柴油、绿醇、绿氨等加注业务；发展绿氢等可持续燃料贸易；加快建立航运绿色燃料认证体系，推动国际互认。

10. 国家能源局发布《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》

10 月，国家能源局发布《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》。在积极推动新能源多元化非电利用方面，文件指出，着力提升风光氢储协同发展水平，稳步建设绿色氢氨醇（氢基能源）综合产业基地；在完善市场交易与认证机制方面，文件提出，探索推动建立绿色氢氨醇等非电能源载体的认证机制，逐步完善绿色评价标准、认证规则和标识制度。

11. 交通运输部等十部门联合印发《关于支持上海国际航运绿色燃料加注中心和交易中心建设的实施方案》

12 月，交通运输部等十部门联合印发《关于支持上海国际航运绿色燃料加注中心和交易中心建设的实施方案》，提出到 2030 年，上海要初步建成国

际绿色燃料加注中心和交易中心。该实施方案系统性地谋划了涵盖供给保障、加注服务和交易市场三位一体的完整产业生态圈，是我国主动引领全球航运业绿色低碳转型、深度参与国际航运能源治理体系改革的重要布局。

12. 国家能源局公示《能源领域氢能试点名单（第一批）》

12 月，为深入贯彻实施《中华人民共和国能源法》，落实《氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）》等要求，进一步探索创新氢能管理模式和多元化发展路径，推动科技创新与产业创新深度融合，国家能源局决定将内蒙古深能鄂托克旗风光制氢一体化合成绿氨及氢能耦合应用等 41 个项目，吉林长春松原白城氢能区域试点等 9 个区域列为能源领域氢能试点（第一批）。

（二）地方政策

1. 深圳市交通运输局发布氢基燃料港航资助资金实施细则

3 月，深圳市交通运输局印发《深圳市交通运输专项资金绿色交通建设领域港航部分资助资金实施细则》，针对氢、甲醇等在内的清洁燃料动力船舶给予一定标准的资助。清洁燃料船舶方面，根据单一燃料、双燃料、沿海船舶、内河船舶等分类以及主机功率规模划分予以相应标准资助。绿色甲醇加注方面，根据自有甲醇加注船舶或租赁甲醇加注船舶按载重吨予以相应标准资助，同时对在深圳水域开展的绿色甲醇加注按照实际加注量予以加注资助。清洁燃料拖车方面，根据港内更新置换和使用清洁燃料拖车予以相应标准资助。

2. 山东省潍坊市探索输氢管道按城镇燃气管道管理

4 月，山东省潍坊市委组织部、市发展改革委等 14 部门联合发布《关于支持氢能产业发展的若干政策》。文件提出，掺氢管道和化工园区以外的输氢管道，暂按城镇燃气管道进行管理。研究制定天然气管道掺氢（含纯氢管道）管理办法。9 月，潍坊市人民代表大会常务委员会发布《潍坊市燃气管理规

定》，鼓励、支持推广使用掺氢天然气等安全、节能、高效、环保的燃气新技术、新工艺和新产品。

3. 海南省发布《海南低碳岛建设方案》

7 月，海南省人民政府发布《海南低碳岛建设方案》。方案提出，要推动高效太阳能电池、电化学储能、绿氢制甲醇等低碳能源消纳技术研究，加快新型碳捕集材料、二氧化碳驱油、海底封存等 CCUS 技术创新，锻造绿色低碳产业竞争新优势。聚焦航天航空、高端装备制造、新能源和新材料等战略性新兴产业，打造“风光氢储”高端装备制造产业链，发展绿色氢氨醇特色产品链。

二、技术推广应用篇

1.30 兆帕氢能管束车成功投运

3 月，中国石化燕山石化 30 兆帕氢气运输管束车顺利充装 650 公斤高纯氢前往中国石化北京石油昌平西关加氢站，实际卸氢量可达 450 公斤左右，相较传统 20 兆帕管束车卸氢量提高一倍、单车运氢成本可降低约 30%，助力推动产业技术突破与商业化应用。

2. 兆瓦级电解海水制氢撬装装置研制成功

3 月，中国海油集团研制的兆瓦级电解海水制氢撬装装置完成首次连续 1000 小时稳定试运行，其额定产氢规模 200 标方 / 时，氢气纯度达 99.999%，负荷可调范围 20%-150%，为海水制氢提供了关键技术验证。

3. 民用液氢制储输用全产业链工程完成建设

3 月，依托国家重点研发计划重点专项支持开展的安徽阜阳民用液氢制储输用全产业链示范工程建成，项目由中科富海联合中国科学院理化所等 9 家单位共同建设，具体包括：自主化低能耗民用液氢工厂；400 立方米高真空

多层绝热液氢球罐与 40 立方米液氢运输罐车；液氢储存型气氢加注站；集成化、智能化液氢工厂与液氢加氢站安全风险远程监测预警平台。

4. 海洋氢氨醇一体化项目建设完工

3 月，山东烟台海洋氢氨醇一体化项目完工，实现对海上制氢全流程的实证检验，为海洋氢能开发制定行业标准提供技术支撑。项目由国家能源集团与中集来福士共同建设，采用兆瓦级海上新能源离网制氢、柔性合成氨 / 甲醇集成工艺，面向海洋环境的高效、紧凑型碱性 - 质子交换膜混联电解制氢系统装备，以及海上电 - 氢 - 化全链条智能化柔性控制技术，可利用海上新能源离网制氢，并进一步转换为氨和甲醇。

5. 多伦 15 万千瓦风光储制氢一体化示范项目全面投运

4 月，中国大唐集团多伦 15 万千瓦风光储制氢一体化示范项目全面投运。项目新建电解水制氢装置总规模 1.4 万标方 / 时，配套 120 兆瓦风电场、30 兆瓦光伏电站和 22.5 兆瓦 /45 兆瓦时储能系统，研制的绿电制氢耦合煤化工一体化能量管控系统实现安全平稳运行，截至 2025 年底累计时长达 5000 小时。项目制氢产能约 6300 吨 / 年，可增产甲醇 2.97 万吨 / 年，减排二氧化碳 13.88 万吨 / 年。

6. 西部陆海新通道、长江沿线千公里级跨区域氢能交通走廊贯通

4 月和 9 月，西部陆海新通道、长江沿线两条千公里级跨区域氢能交通走廊实现实车运行。其中，西部陆海新通道“氢走廊”全程约 1150 公里，覆盖渝黔桂 3 省（市）、4 座加氢站；长江沿线氢能交通走廊全程约 1500 公里，串联沪苏皖赣鄂 5 省（市）、6 座加氢站，并衔接沪嘉甬、汉宜城际走廊，联通长江轴线。沿途加氢站由中国石化承建，有效助力氢能干线物流网络构建。

7. 洮南风电耦合生物质绿色甲醇一体化示范项目投产

7 月，上海电气吉林洮南市风电耦合生物质绿色甲醇一体化示范项目投产，项目采用 8 台 1000 标方 / 时碱性电解槽和 200 标方 / 时质子交换膜电解

槽制氢，耦合农林废弃物转化制绿色甲醇，首期产能 5 万吨 / 年。

8. 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目投产

7 月，国家电投集团大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目投产，项目总投资 59.56 亿元，配置 36 套 1000 标方 / 时碱性和 48 套 200 标方 / 时质子交换膜电解水制氢设备，年产绿氢 3.2 万吨、合成氨 18 万吨，配套建设风电 700 兆瓦、光伏 100 兆瓦。

9.5000 吨绿色甲醇从天津港启运新加坡

7 月，中华煤气 5000 吨绿色甲醇在天津港装船发往新加坡。该项目由香港中华煤气与荷兰皇家孚宝集团联合推动，构建“生产企业 + 物流枢纽 + 港口运营”全链条绿色甲醇产业联盟模式。

10. 绿电绿氢流化床氢冶金中试线实现全流程工艺贯通

8 月，鞍钢集团首套绿电绿氢流化床氢冶金中试线实现造粒、制氢、还原全工序贯通，成功产出金属化率达 95% 的合格直接还原铁。该项目由风（光）电耦合电解水制氢、造粒固结、流化床氢气还原及公辅四大系统构成，核心设备国产化率达 100%。

11. 国家能源局公布第五批能源领域首台（套）重大技术装备名单

9 月，国家能源局公布第五批能源领域首台（套）重大技术装备名单。其中氢能相关装备 7 项，分别为兆瓦级质子交换膜电解水制氢一体化测试平台、百千瓦级可逆固体氧化物电池装置、绿电制氢耦合煤化工一体化能量管控系统、可再生能源直接耦合的宽功率波动适应性兆瓦级 PEM 电解堆、大功率柔性离网光伏动态电解制氢系统、百公斤级车载液氢系统、90 兆帕液驱氢压机成套装置。

12. 兆瓦级纯氢燃机通过 72+24 小时满负荷连续运行验证

11 月，由国家电投集团研制的兆瓦级纯氢燃机顺利通过 72+24 小时满负荷连续运行验证。设备额定功率 1.7 兆瓦，运行期间机组各项指标达到预期，

氮氧化物排放为 7-20ppm（氧含量 15%），同时检验了机组集成的干式低氮氧化物微预混燃烧技术、运行控制技术、安全检测系统等关键核心技术的先进性和可靠性。

13. 国产氢能源机车平台落地并实现南美首航

11 月，中国中车集团制造的氢能源机车在智利完成首航。机车采用的自主化新能源机车平台已可实现 1000 千瓦、1500 千瓦和 2000 千瓦三个功率等级，涵盖“柴油机 + 动力电池”、“动力电池”和“氢燃料电池 + 动力电池”多种配置方案，适用于国内外多元铁路运输场景。

14. 松原绿色氢氨醇一体化项目投产

12 月，中国能建集团松原绿色氢氨醇一体化项目“青氢一号”一期正式投产。项目可年产 4.5 万吨绿氢、20 万吨绿氨和绿甲醇，已获得 ISCC EU 欧盟绿色认证证书。项目采用“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，具备风光氢氨醇储匹配优化、100% 绿电直供、柔性制绿色氢氨醇和规模化风光储氢氨醇一体化调控等技术能力。

15. 达茂旗至包头市区氢气长输管道工程项目全线贯通

12 月，中国华电集团达茂旗至包头市区 195 公里氢气长输管道工程项目全线贯通。该项目设计压力为 6.3 兆帕，最大输氢量为 24 万吨。与之配套建设的达茂旗 100 万千瓦风光制氢一体化项目同步建设，设计产能 4.7 万吨 / 年，建成后可为氢能“制储输用”一体化基地建设提供重要参考。

16. 商用液氢加氢站正式投运

12 月，由航天科技集团联合东方电气集团、一汽集团、攀枝花钒钛高新区共建的四川液氢加氢站投入商业运营，为东方电气集团、航天科技集团、一汽集团共同研发的液氢重卡加注液氢。该液氢重卡同期启动实车公开道路测试运营，车辆搭载适配液氢的大功率燃料电池系统、“赛道 1000”车载液氢储供系统，续驶里程达 800-1000 公里。

17. 自主化 10 兆帕、X60 钢级输氢专用管材抗氢性能达到国内领先水平

国家管网集团成功开发 10 兆帕、X60 钢级输氢专用管材。该管材相较传统管材抗氢性能提升 10% 以上，达到国内领先水平，为构建安全高效的“氢能管网”奠定材料基础。

三、标准规范篇

1. 国家市场监督管理总局、国家标准化管理委员会发布《电解水制氢用质子交换膜》《离心式液氢泵 技术规范》《压力管道规范 第 5 部分：氢用管道》等 10 余项氢能国家标准

2025 年，国家市场监督管理总局、国家标准化管理委员会发布《电解水制氢用质子交换膜》（GB/T 45332-2025）、《离心式液氢泵 技术规范》（GB/T 45819-2025）、《电解水制氢系统功率波动适应性测试方法》（GB/T 46104-2025）、《压力管道规范 第 5 部分：氢用管道》（GB/T 20801.5-2025）等氢能国家标准共计 10 余项，覆盖制储输用全链条。

2. 工业和信息化部、交通运输部和国家能源局先后发布约 20 项氢能行业标准

2025 年，工业和信息化部、交通运输部和国家能源局等部门先后批准发布氢能领域行业标准约 20 项。其中，工业和信息化部发布标准包括《低温法烷烃脱氢分离设备》《电机制动氢气透平膨胀机》《加氢站用隔膜氢气压缩机》等约 8 项，聚焦副产氢提纯、氢液化、加氢站氢气压缩和加注等环节装备领域。交通运输部发布《氢气（含液氢）道路运输技术规范》，规定了道路运氢各环节要求。国家能源局发布标准包括《可再生能源电力制氢工程规划报告编制规程》《氢储能电站储氢系统运行规程》《清洁低碳氢评价标准》等约 11 项，覆盖氢能制储输用及清洁低碳氢基产品评价等环节

技术、规范与标准领域。

3. 生态环境部、国家能源局发布《温室气体自愿减排项目方法学 可再生能源电解水制氢》

12 月，生态环境部、国家能源局发布《温室气体自愿减排项目方法学 可再生能源电解水制氢（CCER—01—004—V01）》，提出新建的可再生能源电解水制氢项目，满足项目消耗的电量 90%（含）以上源自项目自有的可再生能源电厂、未申请登记为其他温室气体自愿减排项目、项目监测数据应与全国碳市场管理平台联网等条件后，可申请将项目减排量开发为碳资产。

4. 北京市发布《氢能产业标准体系》

9 月，北京市经济和信息化局、北京市市场监督管理局联合发布《氢能产业标准体系》。文件提出，到 2027 年，建立完善北京市氢能产业标准体系，标准与产业科技创新的联动水平持续提升，产业链上下游关键环节标准基本打通；推动企业积极参与国际标准制修订 5 项以上，深度参与国家标准和行业标准制修订 20 项以上，主导制修订地方标准和团体标准 30 项以上，对北京市氢能产业发展形成强有力的支撑。