



行业投资评级

强于大市 | 维持

行业基本情况

收盘点位	4578.8
52 周最高	5235.06
52 周最低	3385.44

行业相对指数表现（相对值）



资料来源：聚源，中邮证券研究所

研究所

分析师: 刘海荣
SAC 登记编号: S1340525120006
Email: liuhairong@cnpsec.com
分析师: 曾佳晨
SAC 登记编号: S1340525120007
Email: cengjiachen@cnpsec.com

近期研究报告

《中邮基础化工行业周报
(2026.05.25-2026.05.31): 高含氢
硅油、安赛蜜价格涨幅居前, 美英推
迟制冷剂淘汰进程》 - 2026.06.03

“双碳”系列报告之氢能： 政策加码释放动能，全产业链迎来商业化加速期

● 投资要点

全球政策共振加码，国内目标稳健达成：欧盟、美国均提出 2030 年清洁氢年产量 1000 万吨目标，国内氢能综合应用试点落地，单个城市群最高奖补 16 亿元，明确 2030 年终端用氢均价降至 25 元/千克以下、燃料电池汽车保有量达 10 万辆的目标。

1) 制氢端：绿氢成本快速下探，标杆项目验证经济性。中能建松原等标杆一体化项目单位制氢成本低至 11.80 元/千克，已进入灰氢成本区间。预计 2030 年装机规模达到 100-130GW 时，陆上风光制氢成本将降至 15 元/千克以下，与“煤制氢+CCS”路径实现平价。

2) 设备端：电解槽订单爆发式增长，技术路线多元演进。2025 年国内电解槽订单达 4523MW，同比增长 288%，GW 级超级大单集中落地，国产设备已具备大规模商业化交付能力。碱性 (ALK) 电解槽凭借成熟度与成本优势占据 97% 市场份额，PEM、AEM 电解槽合计占比 3%，正处于商业化突破关键期，行业降本趋势明确，国产电解槽技术已具备大规模、高性能商业化交付能力。

3) 应用端：下游消纳分化，航运绿甲醇成确定性最强赛道：受 IMO 与欧盟双重减排政策强制约束，绿甲醇成为航运业长期最优解。截至 2025 年底全球甲醇动力船舶达 439 艘，2026-2027 年迎来交付高峰，2025-2029 年核心交付区间潜在年甲醇需求增量近千万吨，供需缺口将快速扩大。

● 投资建议

全球氢能产业已进入政策驱动与商业化落地并行的快速发展阶段，国内“十五五”规划明确将氢能列为新的经济增长点，叠加绿氢制备成本持续下探、核心设备技术迭代加速，行业正从早期示范阶段加速迈向规模化商业应用期。当前氢能产业链各环节发展节奏分化，电解槽设备率先迎来订单高速增长，航运绿甲醇成为下游消纳端确定性最强的增量赛道，储运环节跟随下游应用场景逐步释放成长空间。虽行业整体仍面临成本、技术与消纳瓶颈，但结构性投资机会凸显，“核心设备降本放量+下游高确定性消纳+储运技术突破”三条主线逻辑清晰。建议关注：1) 电解槽相关的隆基绿能、阳光电源；2) 应用端绿甲醇及氢能车相关的复洁环保、亿华通、重塑能源、金风科技、中集安瑞科、泛亚微透；3) 储运环节相关的国富氢能、中材科技。

● 风险提示：

政策执行力度不及预期的风险，政策导向变动的风险，新技术商业化进程缓慢的风险。

目录

1 氢能战略地位持续提升，国内配套政策密集落地.....	5
1.1 全球氢能产业步入发展快车道，国内政策顺应大势不断加码.....	5
1.2 国内绿氢产能目标稳健达成，远期将成供给端主力军.....	7
2 试点红利逐步释放，制储用三环节协同升级.....	11
2.1 制氢端：标杆化制氢项目为大场景商业落地提供可能性.....	12
2.2 设备端：核心设备电解槽降本趋势明显，多技术路线百花齐放.....	14
2.3 储运端：多条技术路线并行，行业仍处多元化发展初期.....	21
3 下游消纳是关键，多场景需求逐步兑现.....	25
3.1 氢能汽车稳步放量，交通领域需求抬升.....	25
3.2 IMO 减排政策不断加码，绿甲醇系未来最优解.....	26
4 投资建议.....	39
5 风险提示.....	40

图表目录

图表 1: 国外主要氢能战略政策及资金支持方案	5
图表 2: 中国历年建成绿氢产能规模	7
图表 3: 2025 年各省份规划绿氢产能达成情况	7
图表 4: 已公布的可再生氢产量与各国/地区 2025&2030 年的政府目标对比	8
图表 5: 2024 年中国氢气生产结构	9
图表 6: 2024 年中国氢气生产区域分布	9
图表 7: 2060 年全国氢能工业领域需求结构预测	9
图表 8: 2060 年全国氢能交通领域需求结构预测	9
图表 9: 2060 年全国氢能供需规模预测 (万吨)	10
图表 10: 绿氢全产业链环节可选技术路线及其发展成熟度	11
图表 11: 2020-2060 年中国绿氢制备成本与煤制氢对比	12
图表 12: 标杆制氢一体化项目单位制氢成本对比	13
图表 13: 中国氢气 (生产侧) 价格指数	14
图表 14: 中国氢气 (消费侧) 价格指数	14
图表 15: 电解水制氢原理	15
图表 16: 不同技术路径电解槽的多维度对比	15
图表 17: 2025 年国内电解槽订单技术路线 (MW)	16
图表 18: 国内代表性绿氢项目电解槽配置情况	16
图表 19: 2021-2024 年电解槽系统中标价格变化 (万元)	17
图表 20: 2023-2025 年中国电解槽企业国内订单情况	18
图表 21: 2025 年中国电解槽企业国内订单汇总	18
图表 22: 2025 年中国电解槽企业海外订单汇总	21
图表 23: 存储场景划分及规模影响因素	21
图表 24: 氢能运输方式对比	22
图表 25: 运氢技术路线经济性对比	22
图表 26: 不同需求场景下的氢储运规模	23
图表 27: 工业集群氢源及储运设施示意图	24
图表 28: 交通加氢网络氢源及储运设施示意图	24
图表 29: 2024 年已公布绿氢项目行业分布及 2060 年绿氢应用行业分布预测	25
图表 30: 2020-2026E 中国氢燃料电池市场规模预测趋势图	26
图表 31: 2020-2026E 中国氢燃料电池汽车产销量预测趋势图	26
图表 32: IMO 三套减碳目标对比	26
图表 33: 《FuelEU Maritime》对船舶减排的节奏要求	28
图表 34: 不同动力船成本预估	29
图表 35: 各类动力 20.5 万载重吨散货船船价	29

图表 36: 各类动力 20.5 万载重吨散货船油耗及燃料费对比	29
图表 37: 不同动力 20.5 万载重吨散货船的碳合规成本对比测算	30
图表 38: IMO 设定的 2028-2035 年 GFI 参考值与降低因子	31
图表 39: GFI 合规余额及购买补救单位示意图	32
图表 40: 各主流燃料温室气体排放强度 (GFI)	33
图表 41: 各燃料 GFI 与目标年度 GFI 对比	33
图表 42: 甲醇的主要生产路线	34
图表 43: IMO 净零框架下合规要求及生物甲醇/电制甲醇基础和直接合规目标下掺混比例下限	35
图表 44: IMO 净零框架下生物甲醇/电制甲醇最优掺混比例	35
图表 45: 甲醇船舶艘次占比	36
图表 46: 甲醇船舶需求量占比	36
图表 47: 各船型船舶艘次占比	36
图表 48: 各船型甲醇需求量占比	36
图表 49: 历年 (计划) 投运的甲醇船舶情况	37
图表 50: 主要航运公司甲醇船舶布局情况	38

1 氢能战略地位持续提升，国内配套政策密集落地

1.1 全球氢能产业步入发展快车道，国内政策顺应大势不断加码

全球重要经济体陆续出台氢能专项战略与配套资金支持政策，全球氢能产业进入快速发展阶段：欧盟通过《欧洲氢能战略》设定 2030 年可再生氢产量与进口量各 1000 万吨的目标，并依托欧洲氢能银行的差价合约机制为绿氢项目提供补贴；美国以《通胀削减法案》的税收抵免、《两党基础设施法》的氢能中心建设为抓手，提出 2030 年清洁氢年产量 1000 万吨的目标；英国通过净零氢能基金与差价合约工具，推进 2030 年建成 5GW 低碳氢产能的目标；日本则在《氢能基本战略》中提出 2030 年氢能供应 300 万吨/年的目标，并计划投入超千亿日元资金支持氢能全产业链发展，全球氢能产业已进入政策驱动的快速发展阶段。

图表1：国外主要氢能战略政策及资金支持方案

地区	战略目标	资金支持
欧盟	《欧洲氢能战略》（EU Hydrogen Strategy）：2030 年可再生氢产量达 1000 万吨，并每年从域外进口 1000 万吨；2050 年氢能占能源结构 13 - 14%；《可再生能源指令 III》（Renewable Energy Directive III）：要求 2030 年工业用氢 4%为可再生氢。	欧洲氢银行（European Hydrogen Bank）：通过拍卖和差价合约（CAD）直接补贴绿氢生产商，2023 年 11 月已启动首轮拍卖，7 个项目获得 7.2 亿欧元支持。
美国	《美国国家氢能战略和路线图》（National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap）：2030 年目标清洁氢产量达 1000 万吨，2050 年清洁氢年产量达 5000 万吨。	《通胀削减法案》（Inflation Reduction Act）：清洁氢生产税收抵免（45V 条款）补贴标准：根据全生命周期碳排放强度（gCO ₂ /MJ），绿氢（≤ 0.45kgCO ₂ /gj）最高可获 3 美元/公斤补贴；允许企业将税收抵免转为现金抵免。《大而美法案》（One Big Beautiful Bill）：将可享受税收减免的项目投产时间由 2033 年 1 月 1 日提早至 2028 年 1 月 1 日。《两党基础设施法》（Bipartisan Infrastructure Law）：投入 80 亿美元建设区域性氢能中心，首批 70 亿美元资助 7 个中心进行建设。
英国	《英国氢能战略》（UK Hydrogen Strategy）：到 2030 年，建成 5GW 低碳氢能产，其中至少 1GW 来自电解水制氢。	净零氢基金（Net Zero Hydrogen Fund）：预计拨付 2.4 亿英镑支持项目前期开发及建设。氢能生产商收入支持计划（Hydrogen Production Business Model）：使用基价合约（CID）工具，政府通过长期合同锁定氢能生产商的销售价格，补偿低碳氢与化石燃料氢的成本差额。2022 年，预算 2.4 亿英镑的首轮支持计划目标支持 250MW 产能项目，最终总计共计 125MW 的 11 个项目成功获得支持。目前第二轮评估正在进行中，预计支持高达 875MW 容量的项目。
日本	《氢能基本战略》（Basic Hydrogen Strategy）：提出 2030 年氢供应 300 万吨/年 2040 年 1200 万吨/年（包括），2025 年 2000 万吨的目标。	《氢能基本战略》（2023 年修订）：计划未来 15 年投资 15 万亿日元（约 1075 亿美元）支持氢能。绿色创新基金（Green Innovation Fund）：设立 2 万亿日元（约 150 亿美元）重点覆盖氢能、可再生能源、工业脱碳等。

资料来源：《绿氢产业各环节技术发展和投融资趋势分析报告》（RMI），中邮证券研究所

注：分类标准上，欧盟、美国、日本等国家地区已由最高级别政府出台氢能分类标准，加强氢能产业监管。中国目前缺乏行业统一的分类标准，2020 年中国氢能联盟提出的团体标准《低碳氢、清洁氢与可再生能源氢的标准与评价》规定的碳排放阈值仍与国际略有差别。

“十四五”期间成果斐然，“十五五”继续推动。“十四五”期间，国家在推动氢能发展方面主要做了以下工作：一是以“规划引领”推动行业高质量发展。国家发展改革委、国家能源局牵头建立氢能产业发展部际协调机制，研究制定《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》，全面提升氢能产业创新能力，编制《中国氢能发展报告》，引导行业共识，促进产业健康有序发展。二是以“项目试点”推进创新融合。深化氢能领域技术创新与产业创新融合，选取41个项目、9个区域开展能源领域氢能试点工作，推动氢能“制储输用”全链条协同发展。接续实施国家重点研发计划“氢能技术”重点专项，积极谋划“十五五”能源科技创新和国家科技重大项目布局，累计发布5批次共27项氢能领域首台（套）技术装备名单，并推动首台（套）装备推广应用。三是以“标准建设”筑牢体系基础。持续推动全国氢能信息平台建设运行，夯实氢能信息统计基础。组建能源行业氢能领域标准化技术委员会，加强氢能标准体系建设，推动《清洁低碳氢评价标准》等行业标准编制，配合发布可再生能源电解水制氢方法学，进一步发挥标准的基础性、引领性作用。在行业共同努力下，“十四五”氢能产业逐渐实现有序破局。

2026年政府工作报告中多处提及绿色发展，提出“完善促进绿色低碳发展政策，实施重点行业提质降本降碳行动，深入推进零碳园区和工厂建设。设立国家低碳转型基金，培育氢能、绿色燃料等新增长点”。并将“布局发展绿色氢氨醇，积极推进光热发电和地热能利用”写进《“十五五”规划纲要》，点明“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”。

氢能综合应用试点落地，单个城市群最高奖补16亿元。我国氢能产业进入政策密集落地阶段，产业化进程加速推进。2026年3月，工信部、财政部和国家发改委联合发布《关于开展氢能综合应用试点工作的通知》（以下简称“《通知》”），提出以城市群为主体申报氢能综合应用试点项目，中央财政给予四年合计最高80亿元示范应用奖励，单个城市群试点期内奖励上限不超过16亿元。奖励标准根据各场景终端产品应用情况或用氢规模分档设置，试点期为4年。奖励资金需专款专用，仅可用于氢能综合应用，不得挪作他用。资金拨付按照“先预拨、后清算”的方式执行，试点城市群批复后中央财政预拨一定比例资金支持启动试点，

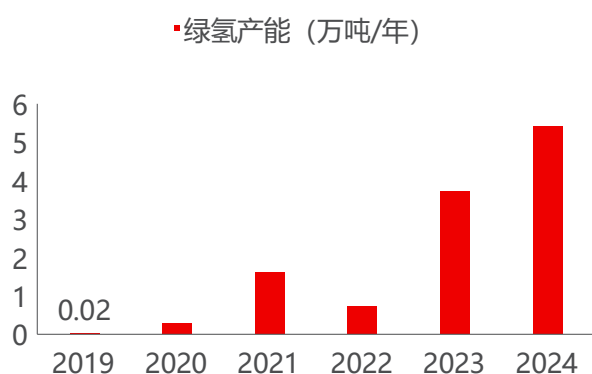
每个试点年度结束后，三部门将根据城市群年度绩效评价结果核算奖励积分，原则上1个积分奖励8万元。《通知》明确近五年目标：到2030年，城市群氢能多元领域实现规模化应用，终端用氢平均价格降至25元/千克以下，力争在部分优势地区降至15元/千克左右；全国燃料电池汽车保有量较2025年翻一番，力争达到10万辆。通过应用规模扩大，推动氢能应用技术、工艺、装备创新突破，实现燃料电池、电解槽、储运装置和材料等迭代升级，推动氢能成为新的经济增长点，支撑实现经济社会发展全面绿色转型。

1.2 国内绿氢产能目标稳健达成，远期将成供给端主力军

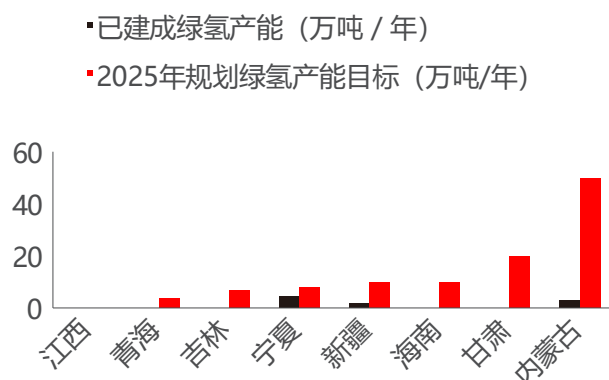
国内绿氢项目的投产推进节奏保持稳健。我国已基本完成《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》中，针对2025年设定的10-20万吨年制氢目标。从年度数据来看，2024年国内新建成绿氢项目16个，同比增长33.3%；全年新增绿氢产能达5.41万吨/年，同比增速为54.4%。

省份目标完成情况存在较大差异。从地方执行层面来看，各省当前实际落地的绿氢产能，和早期氢能产业发展规划中设定的建设目标相比，整体仍存在较大缺口。2022年国家层面的氢能发展目标发布后，国内各省市相继推出了省级氢能专项规划。其中，内蒙古、甘肃、新疆等多个重点省份，均明确提出了绿氢制备的量化规模指标，这些省份的规划目标加总后，年产能合计约110万吨，远超国家目标。

图表2：中国历年建成绿氢产能规模



图表3：2025年各省份规划绿氢产能达成情况



资料来源：《中国绿氢产业发展白皮书》（香橙会），H2 PlusData，中邮证券研究所

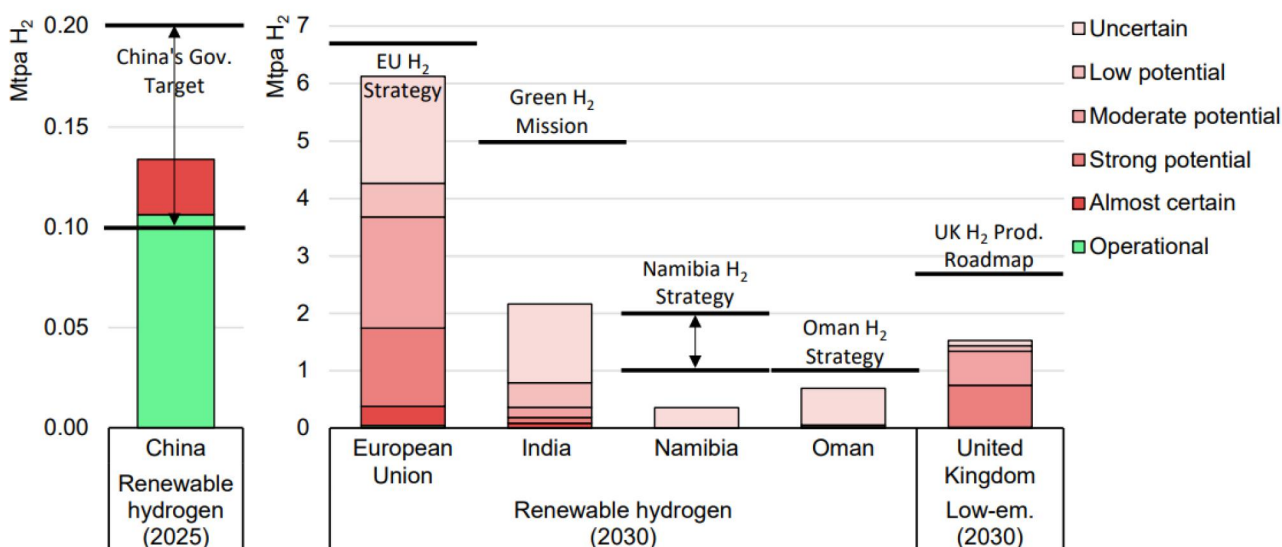
资料来源：《中国绿氢产业发展白皮书》（香橙会），H2 PlusData，中邮证券研究所

不同于其他国家/地区目标存在不确定性，中国已率先达成可再生氢目标。

根据国际能源署（IEA）对项目落地可能性的评估，从当前已投运项目来看，中国已经基本达成了 2025 年可再生氢产量 10-20 万吨/年目标的下限；欧盟的规划项目理论上可在 2030 年实现约产能 600 万吨/年的目标，但这一水平低于其“Hydrogen Strategy”中设定的目标；其中，仅有不到 200 万吨/年的项目已投运、确定性高或具备在 2030 年前投产的较强潜力；英国的情况类似，其项目储备总量接近目标的 60%，但只有约 25% 的项目有较大把握在 2030 年前投产。印度、纳米比亚、阿曼等设定了高目标的国家也面临实际进度大幅落后于规划的风险，这些国家中，已投运、确定性高或具备 2030 前投产潜力的项目，占其目标规模的比例均不足 20%。

受限于监管体系不完善、消纳机制不清晰、融资渠道不稳定等情况，以上项目推进面临极高壁垒，实际投运周期大概率将延后至 2035-2040 年。

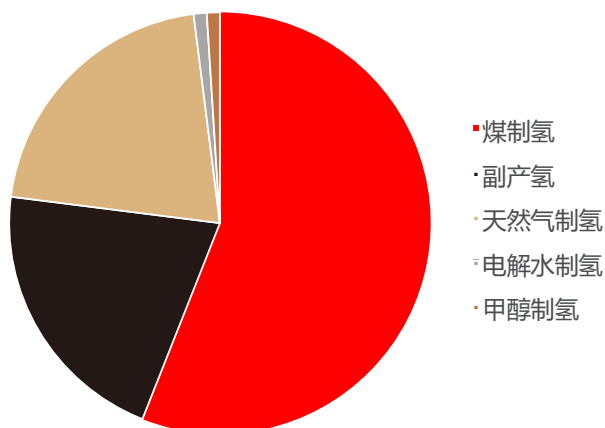
图表4：已公布的可再生氢产量与各国/地区 2025&2030 年的政府目标对比



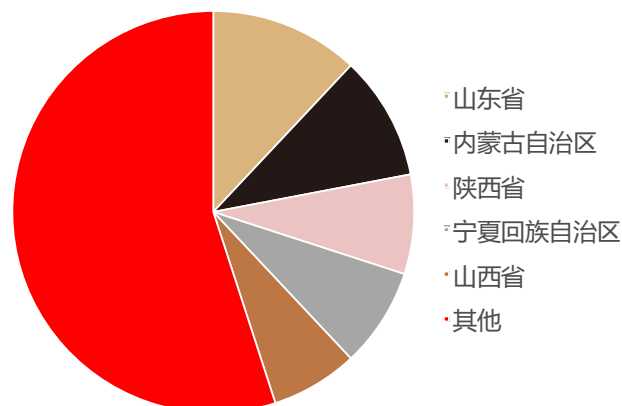
资料来源：《Global Hydrogen Review 2025》（IEA），中邮证券研究所

从我国 2024 年的氢源结构来看，制氢方式仍以化石能源为主，煤制氢占比最高，达到 56%；副产氢与天然气制氢占比相同，均为 21%；而电解水制氢、甲醇制氢占比较低，各为 1%。从地区分布来看，我国氢气生产呈现出一定的集中化特征。其中，山东省占比 12%，内蒙古自治区占比 10%，陕西省与宁夏回族自治区各占 8%，山西省占比 7%，其余地区合计占比 55%。整体来看，国内氢气生产主要集中在北方的资源型省份，区域分布不均衡的特点较为明显。

图表5：2024 年中国氢气生产结构



图表6：2024 年中国氢气生产区域分布

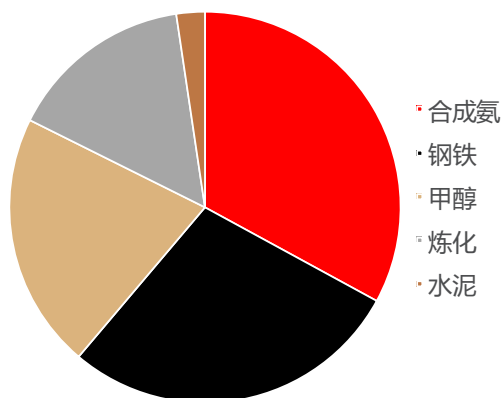


资料来源：《中国氢能发展报告（2025）》，深圳市绿色金融协会，中邮证券研究所

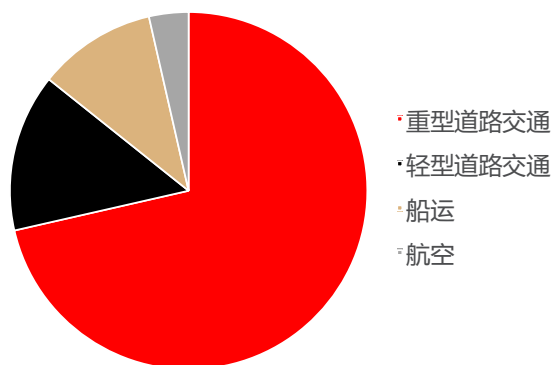
资料来源：《中国氢能发展报告（2025）》，深圳市绿色金融协会，中邮证券研究所

2060 年国内需求端预测：基于需求拉动与产业发展规律，RMI 预计 2060 年全国氢能总需求将达到约 9000 万吨，其中工业与交通领域是主要用氢场景，两者占比均约为总需求的 47%，剩余少量需求则来自电力系统的季节性调峰。工业用氢中，约 72% 需求来自化工行业，氢能主要作为原料用于合成氨、甲醇及炼化等化学品生产；另有约 28% 的工业用氢需求，来自采用氢冶金工艺的钢铁生产环节。交通用氢方面，核心需求来自燃料电池汽车领域的道路交通，其中重型道路交通占比超 70%，主要应用场景为氢能重卡货运；轻型道路交通占比约 14%，以氢燃料电池乘用车为主；其余少量需求则来自氢能航空与氢能航运等新兴技术路线。

图表7：2060 年全国氢能工业领域需求结构预测



图表8：2060 年全国氢能交通领域需求结构预测

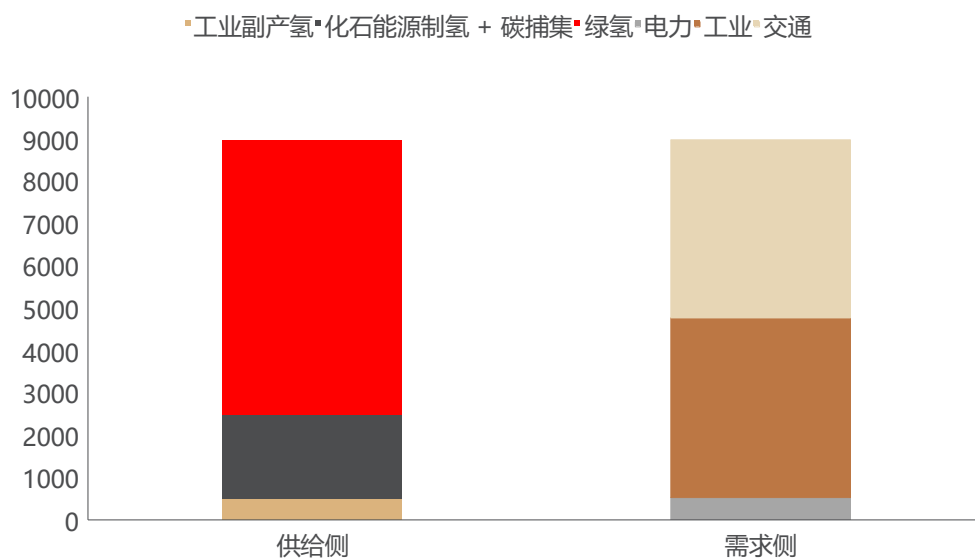


资料来源：《中国氢储运中长期布局图景和技术展望》（RMI），中邮证券研究所

资料来源：《中国氢储运中长期布局图景和技术展望》（RMI），中邮证券研究所

2060 年国内供给端预测：为匹配上述用氢需求，届时 70%以上的氢能将来自可再生电力电解水制氢，约 20%的氢能需求无法完全通过可再生能源制氢满足，需依托化石能源制氢并配套 CCUS 设施，实现近零排放，剩余少量氢能则来自工业副产氢。

图表9：2060 年全国氢能供需规模预测（万吨）

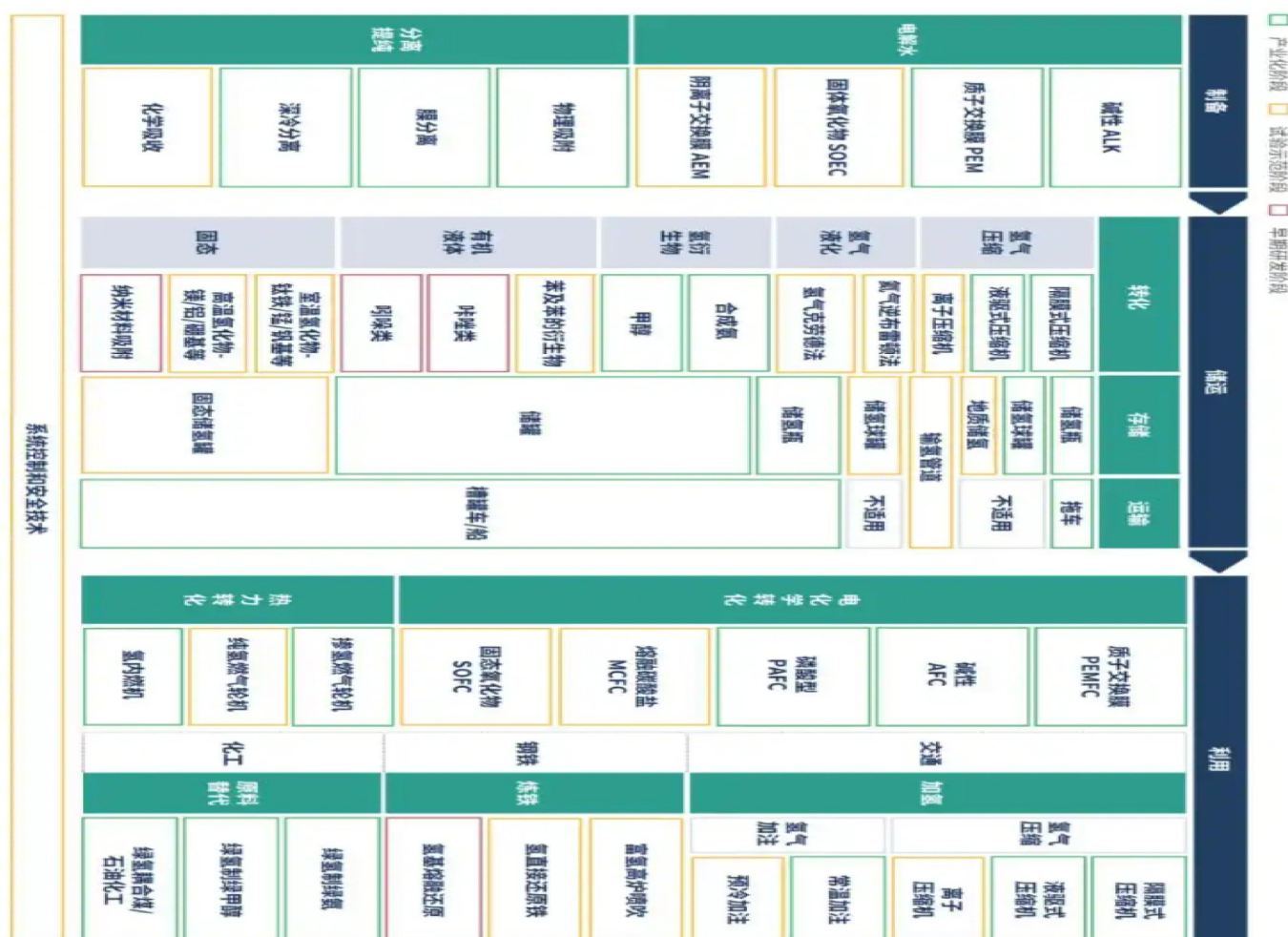


资料来源：《中国氢储运中长期布局图景和技术展望》(RMI)，中邮证券研究所

2 试点红利逐步释放，制储用三环节协同升级

氢能产业链为制备、储运、利用三大核心环节。制备环节主要包括电解水制氢与工业副产气分离提纯两大技术路径；储运环节涵盖转化、存储与运输三大模块，通过不同技术路线实现氢气的形态转换、安全存储与跨场景输送；利用环节围绕电化学转化与热力转化两大方向，在交通、钢铁、化工等领域实现氢能的多元化应用。

图表10：绿氢全产业链环节可选技术路线及其发展成熟度



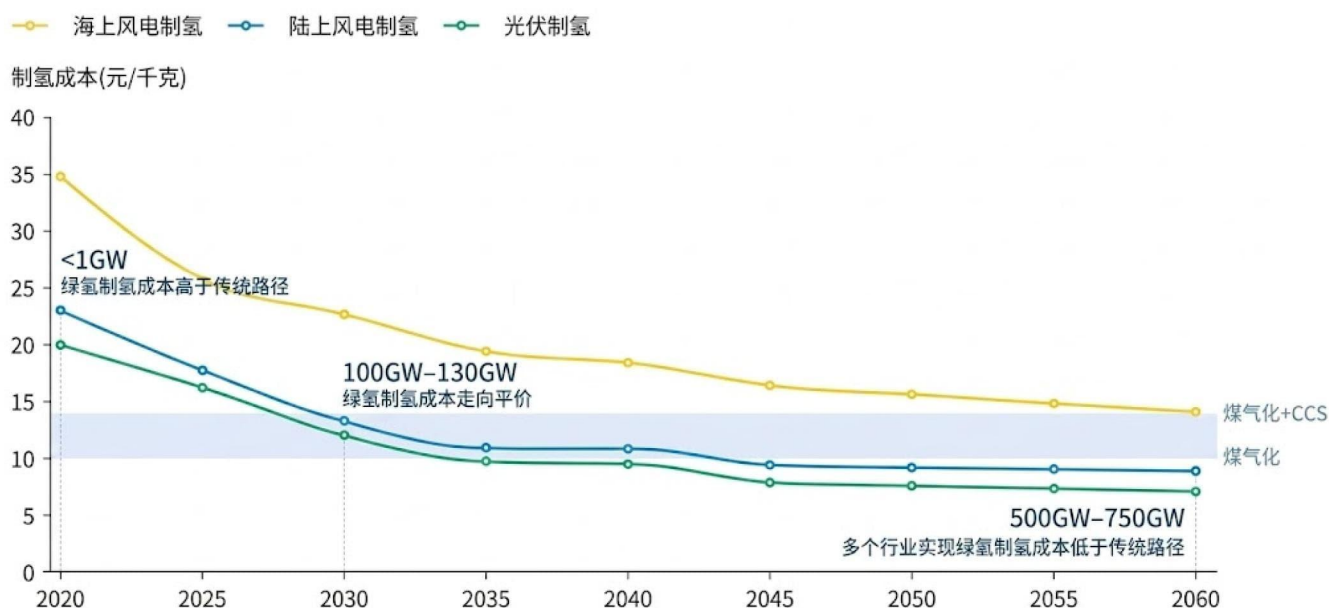
资料来源：《绿氢产业各环节技术发展和投融资趋势分析》(RMI)，中邮证券研究所

2.1 制氢端：标杆化制氢项目为大场景商业落地提供可能性

绿氢制备成本高企，是当前制约产业发展的核心瓶颈，推动绿氢与传统化石能源制氢实现成本平价，是产业迈向规模化、商业化的关键前提。

从成本趋势来看，2020 年国内绿氢成本处于高位，海上风电制氢成本超过 35 元/千克，陆上风电、光伏制氢成本也分别达到 23 元/千克、20 元/千克，均显著高于传统煤制氢路径。以 2024 年内蒙古鄂尔多斯项目实测数据为例，绿氢生产成本约为 18 元/千克，仍比煤制氢（约 10 元/千克）高出 80%。RMI 预测随着行业装机规模持续扩大，绿氢成本将进入快速下降通道：在 2030 年前后，当装机规模达到 100-130GW 时，陆上风电、光伏制氢成本有望降至 15 元/千克以下，与“煤制氢+CCS”路径基本持平，进入平价阶段；到 2060 年，当行业装机规模突破 500-750GW 时，陆上风电与光伏制氢成本将降至 8-10 元/千克，低于传统煤制氢成本，在多个应用场景中实现经济性反超。

图表11：2020-2060 年中国绿氢制备成本与煤制氢对比



来源：《绿氢产业各环节技术发展和投融资趋势分析》(RMI)，中邮证券研究所

当前国内多个标杆制氢一体化项目已展现出较强的成本控制能力，为绿氢规模化应用的经济性可行性提供了实践支撑。以国华沧州、大唐多伦、中能建松原等一体化项目为例，随着可再生电力消纳模式优化与项目规模效应释放，项目单位制氢成本（LCOH）已达到较低水平：其中中能建松原氢能产业园项目单位成本低至 11.80 元/千克，已低于行业蓝氢成本水平，达到灰氢成本区间；大唐多伦

项目成本为 13.19 元/千克，接近蓝氢成本中位值；国华沧州项目成本为 17.26 元/千克，也已接近蓝氢成本上限。这些示范项目的落地实践表明，通过风光一体化布局、低成本绿电消纳与规模化运营，绿氢成本已具备向传统化石能源制氢路径靠拢的潜力，为后续大规模推广应用提供了关键的实证依据。

图表12：标杆制氢一体化项目单位制氢成本对比

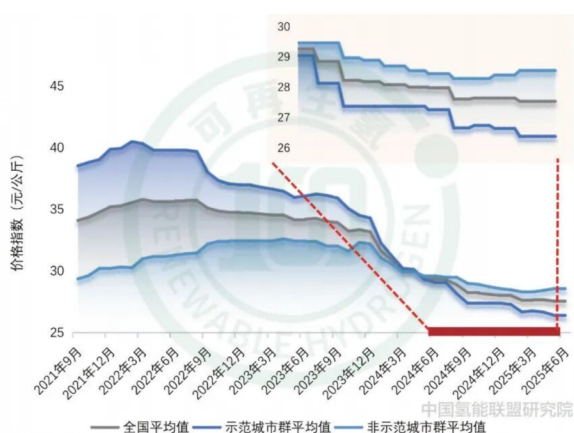
项目名称		国华沧州 10 万吨/年合成氨及配套设施项目一期	大唐多伦风光一体化制氢项目	中能建松原氢能产业园（绿色氢氨醇一体化）项目
绿氢年产量（吨/年）		10089	6300	45000
制氢电费成本	年制氢量（亿 Nm ³ ）	1.13	0.7059	5.04
	电力来源	上游光伏、风电站供电	风电 75%、光伏 25%	风电 93.8%、光伏 6.2%
	电价（元/kWh）	0.3	0.198	0.183
	年耗电量（亿 kWh）（假设电耗为 4.9kWh/Nm ³ ）	5.5	3.5	24.7
	年制氢电费（万元）	16611	6849	45194
制氢水费成本	水价（元/吨）	4	4	4.75
	单位制氢耗水量（kg/Nm ³ ）	0.8	0.8	0.8
	年制氢水费（万元）	36	23	192
制氢设备折旧	设备价格（万元）（根据第一候选人中标报价）	5678	11900	74460
	设备折旧年限（年）	10	10	10
	年折旧额（万元）	567.8	1190.0	7446.0
制氢运维成本	年人工成本（万元）	200	250	250
总成本（万元）		17415	8311	53081
单位制氢成本（元/kg）（LCOH）		17.26	13.19	11.80
与其他制氢路线相比		接近蓝氢成本上限水平	接近蓝氢成本中位值	低于蓝氢成本，达到灰氢均值

资料来源：《绿氢产业蓝皮书》（高工氢电），中邮证券研究所

降本结果显现，全国氢价指数呈稳步下降趋势，示范城市群价格指数更低，展现出优秀的政策引导效果。根据中国氢能联盟统计，截至 2025 年 6 月底，全国生产侧氢价指数为 27.53 元/公斤，示范城市群生产侧氢价指数为 26.37 元/公斤，非示范城市群为 28.54 元/公斤，较年初分别降低 1.67%、3.61%、0.03%，示范城市群与非示范城市群生产侧氢价差距逐步拉开。追溯过去一年数据变化，自 2024 年 7 月起，全国生产侧氢价指数整体呈下降趋势，降幅为 5.94%；示范城市群生产侧氢价指数变化趋势与全国指数基本一致，降幅更为显著，达到 9.18%；非示范城市群整体变化趋势相对平稳，降幅为 3.10%；在示范政策引导下，示范城市群生产侧氢价指数下降幅度显著大于非示范城市群。

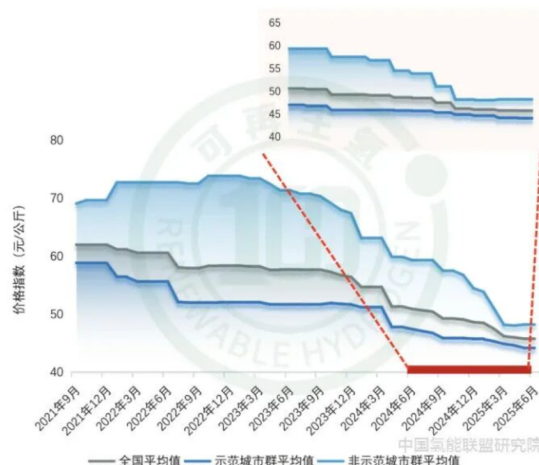
截至 2025 年 6 月底，全国消费侧氢价指数为 45.66 元/公斤，示范城市群消费侧氢价指数为 44.02 元/公斤，非示范城市群为 48.15 元/公斤，较年初分别降低 5.99%、3.66%、11.53%，非示范城市群正在快速缩小与示范城市群在终端用氢成本的差距。追溯过去一年数据变化，自 2024 年 7 月起，全国消费侧氢价指数降幅达 9.77%；示范城市群消费侧氢价指数下降趋势相对平缓，降幅为 6.38%；非示范城市群降幅较为明显，高达 18.74%，与示范城市群的价差从最初的约 12 元/公斤缩小至约 4 元/公斤。

图表13：中国氢气（生产侧）价格指数



资料来源：中国氢能联盟，中邮证券研究所

图表14：中国氢气（消费侧）价格指数

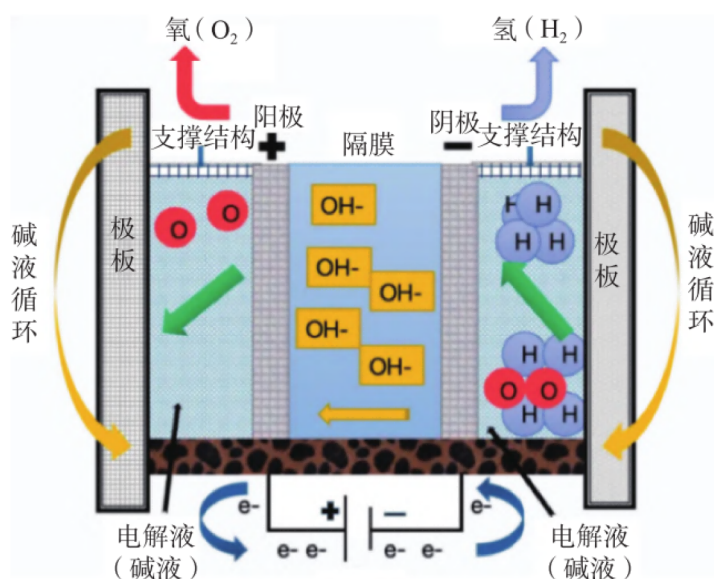


资料来源：中国氢能联盟，中邮证券研究所

2.2 设备端：核心设备电解槽降本趋势明显，多技术路线百花齐放

从中短期来看，ALK 电解槽凭借成熟度高、成本优势显著的特点，仍将是电解制氢领域的主流技术路线。目前国内 ALK 电解槽企业在技术指标与成本控制上已处于国际领先水平，但性能仍有优化空间，核心创新方向集中在提升制氢效率、增强负荷波动适应性两大方面。随着未来绿氢项目中离网电力占比持续提升，出于安全与经济性的双重考量，下游对电解槽应对负荷波动的能力要求将进一步趋严。与此同时，以 PEM、AEM 为代表的其他电解制氢技术路线，降本增效进程也在持续加快，这使得中长期电解槽市场格局仍存在变动性。对于 PEM 和 AEM 技术而言，未来创新将主要聚焦于材料选型与工艺设计优化；尤其是 AEM 电解槽，兼具 ALK 与 PEM 两种路线的优势，尽管当前市场体量尚小，但在绿氢规模化发展的下一阶段潜力不容小觑。

图表15：电解水制氢原理



资料来源：《绿氢制储运用关键技术装备与产业化应用实践》（赵月晶），中邮证券研究所

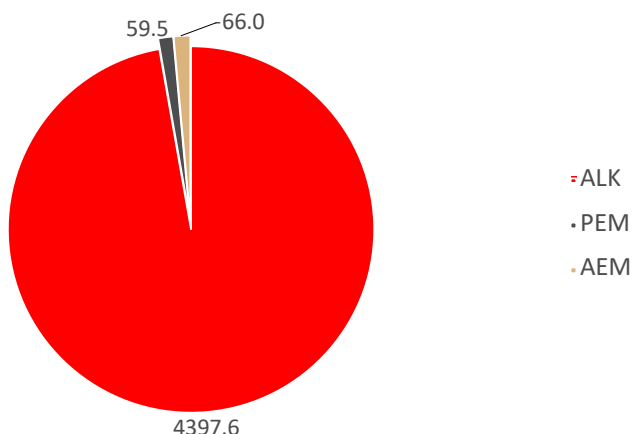
图表16：不同技术路径电解槽的多维度对比

技术路径		碱性 ALK	质子交换膜 PEM	固体氧化物 SOEC	阴离子交换膜 AEM
技术原理及特点		使用碱性水溶液作为电解质，并通过隔膜分隔阴阳极室。结构简单、成本较低，但工作电流密度和效率相对低、响应速度慢	使用质子交换膜作为电解质和隔膜。具有高电流密度、快速响应等优点，成本较高（膜、催化剂等）	高温环境下利用固体氧化物电解质氧离子传导进行电解，效率高，但耐用材料成本高、热管理难度大	使用阴离子交换膜作为电解质和隔膜，结合了 ALK 和 PEM 特点，效率、响应速度和成本都介乎两者之间
技术成熟度		规模化产业化	产业化初期	研发示范阶段	研发示范阶段
适用场景		大规模工业制氢场景（有稳定电源更佳）	分布式制氢场景（适配波动性电源）	有丰富热能资源的工业场景	可与 ALK/PEM 电解槽实现替代补充
领先指标	国际	参考国内指标	单槽 1000Nm³/h 直流能耗 4.2kWh/Nm³ 最低负荷<5%	系统效率 84% 电堆衰减率<1%/1000h	参考国内指标
	国内	单槽 3000-5000Nm³/h 直流能耗 4.5kWh/Nm³ 可调负荷范围 10-110%	单槽 500Nm³/h 直流能耗 4.3kWh/Nm³ 可调负荷范围 5-130%	接近国际指标	单槽 100Nm³/h 直流能耗 4.3kWh/Nm³ 可调负荷范围 5-120%
成本水平	国际	2000-3000 元/kW	6000-8000 元/kW	10000-20000 元/kW	3000-5000 元/kW
	国内	1500-2500 元/kW	6000-8000 元/kW	10000-20000 元/kW	2000-4000 元/kW
降本方向		更大单槽产气量、更高电流密度、更宽负载适应性	更低贵金属成本、更佳结构设计、更长使用寿命	更高效率、更强耐高温材料和余热回收技术	更高性能/低成本膜材料、更大单槽产气量

资料来源：《绿氢产业各环节技术发展和投融资趋势分析报告》（RMI），中邮证券研究所

ALK 电解槽仍占据国内主导，PEM 与 AEM 电解槽崭露头角。2025 年，尽管 ALK 电解槽仍以 97% 的订单占比占据绝对主导，但 PEM 与 AEM 合计占比约 3%，崭露头角。值得关注的是，察右前旗风光制氢一体化项目一次性采购 45MW PEM 电解槽（36 套 250Nm³/h），成为年度 PEM 领域最大亮点。龙源电力张掖项目采购 12 台方形电解槽，也创下国内方形槽采购新纪录，技术路线呈现从一主独大向多元共生演进。

图表17：2025 年国内电解槽订单技术路线（MW）



资料来源：碳索氢能，中邮证券研究所

从国内代表性绿氢项目的配置情况来看，大型碱性电解槽应用日渐成熟，开始联合配置 PEM 的尝试，AEM 进入关键商业化拐点。在碱性电解槽领域，1000Nm³/h 规格自 2017 年推出以来，凭借丰富的应用案例，已成为当前大型电解水制氢项目的主流选择。随着绿氢项目规模持续扩大，2000Nm³/h 及更大规格的碱性电解槽新品陆续推出并进入示范应用阶段：2024 年，国内首批搭载 2000Nm³/h 和 3000 Nm³/h 碱性电解槽的项目实现交付投运；2025 年，内蒙古华电达茂旗首期 100 万千瓦风光制氢项目等多个大型绿氢项目，也计划采用 2000 Nm³/h 规格的碱性电解槽。2022 年以来，PEM 电解槽 MW 级产品逐步在绿氢项目中落地，吉电大安合成氨项目、长春市风光绿色氢醇储一体化示范项目等，均已采用 200 标方 PEM 电解槽。与此同时，AEM 电解槽也实现了商业化突破，100kW 级产品已成功投运，MW 级 AEM 制加氢站项目启动，AEM 技术的商用化进程正在加快。

图表18：国内代表性绿氢项目电解槽配置情况

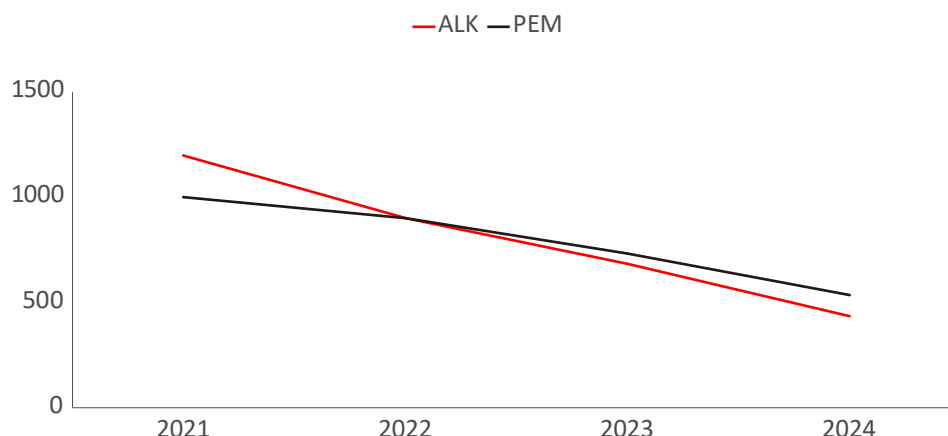
序号	项目名称	技术路线	制氢规模（MW）	电解槽规格
1	国能宁东可再生氢碳减排示范区一期清水营制氢项目	碱性	80	16*1000 Nm ³ /h
2	深能北方鄂尔多斯市鄂托克前旗上海庙经济开发区光伏制氢项目	碱性	45	9*1000 Nm ³ /h
3	内蒙古华电达茂旗 20 万千瓦新能源制氢工程示范项目	碱性	55	11*1000 Nm ³ /h
		PEM	5	5*200 Nm ³ /h
4	兴国铸业高炉富氢冶炼工业化应用示范项目	碱性	60	4*3000 Nm ³ /h
5	大唐多伦 15 万千瓦风光制氢一体化示范项目	碱性	70	121000 Nm ³ /h + 12000 Nm ³ /h

6	吉电股份大安风光制绿氨合成氨一体化示范项目	碱性	195	39*1000 Nm ³ /h
		PEM	50	50*200 Nm ³ /h
7	中能建松原氢能产业园（绿色氢氨醇一体化）项目	碱性	336	64*1050 Nm ³ /h
8	中天合创乌审旗风光制氢一体化项目制氢工程	碱性	280	481000 Nm ³ /h + 42000 Nm ³ /h
9	内蒙古华电达茂旗首期 100 万千瓦风光制氢项目	碱性	600	60*2000 Nm ³ /h
10	长春市风光绿色氢醇储一体化示范项目	碱性	400	80*1000 Nm ³ /h
		PEM	20	20*200 Nm ³ /h
11	南方电网兆瓦级阴离子交换膜电解水制氢加氢一体化示范站	AEM	1.25	1200 Nm ³ /h + 150 Nm ³ /h
12	荣程钢铁集团“光伏—制氢—高炉富氢冶炼”项目	AEM	10	2*1000 Nm ³ /h
13	中煤绿能（鄂尔多斯）乌审旗风光制氢一体化项目	碱性	1080	1121500 Nm ³ /h + 242000 Nm ³ /h
14	再生绿氢能源（内蒙古）有限公司新建年产 80 万吨绿色氢氨合成工厂项目	碱性	560	56*2000 Nm ³ /h

资料来源：高工氢电，GGII《中国电解水制氢项目数据库》，中邮证券研究所

成本下降是规模应用达成的基础。2024 年，国内电解水制氢技术多点开花，电解槽成本价格下降明显，1000Nm³/h 碱性电解槽和 200Nm³/h PEM 电解槽市场最低报价分别降至 436 万元和 535 万元，同比下降幅度分别达到 36%和 27%。

图表19：2021-2024 年电解槽系统中标价格变化（万元）



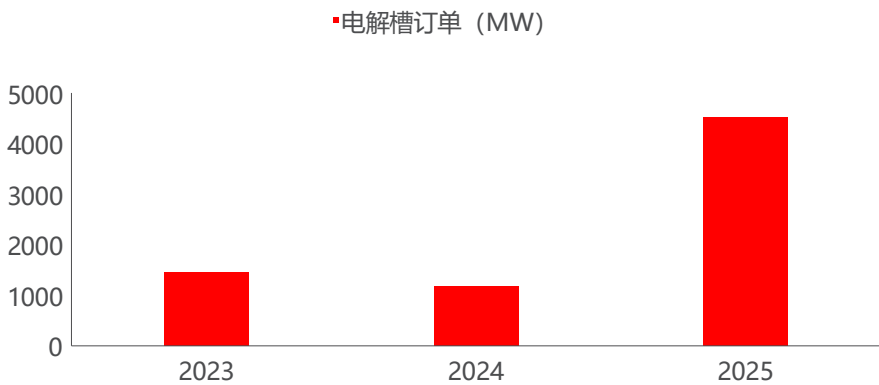
资料来源：《中国绿氢产业发展白皮书》（香橙会），中邮证券研究所

成本下降，规模跃升，出现超级大单。2023-2024 年国内公开订单量分别为 1453MW 和 1166MW，而 2025 年订单量飙升至 4523MW，同比增长 288%，规模已超过前两年订单总量之和。这一爆发式增长，标志着国内绿氢产业正从早期示范阶段，快速迈入大规模商业落地期。

市场的增长不仅体现在订单总量上，更体现在单体项目的规模突破上。2025 年，多笔 GW 级超级订单集中落地，成为拉动市场增长的核心动力。其中，再生

绿氢能源（内蒙古）年产 80 万吨绿色氨项目以 1120MW 订单量位居榜首，中集中电与再生绿氢合作的 1000MW 项目紧随其后，仅这两笔订单就占据了全年总量的近 50%。此外，江苏氢杰科技与中国研化集团 480MW 项目、闽扬氢润能源福海县 360MW 光储氢氨醇一体化项目、中天合创鄂尔多斯 240MW 煤化工配套项目等，共同构成了全年订单的重要支撑。这表明国产电解槽技术已具备大规模、高性能商业化交付能力。

图表20：2023-2025 年中国电解槽企业国内订单情况



资料来源：碳索氢能，中邮证券研究所

2025 年全年至少有 41 家电解槽企业获得订单，累计订单规模突破 4624.05MW，较 2024 年全年约 1.7GW 的订单总量增长超 170%。且企业竞争格局呈现多元化特征，市场参与者既包括华电科工、中车株洲所、派瑞氢能等“国家队”企业，也有隆基氢能、阳光氢能等光伏巨头旗下的新能源平台，更有北京亿镜星氢能等新晋企业斩获 112 台 2000 标方电解槽大单，反映出国内电解槽市场竞争仍高度激烈，尚未形成稳定的垄断格局，呈现百花齐放的市场态势。

图表21：2025 年中国电解槽企业国内订单汇总

企业	项目	规模（MW）	技术路线	具体中标内容
青骐骥	淇县庙口年产 5000 万方绿氢制储用一体化项目	10	碱性	2 台 1000Nm ³ /h
	玉门油田 2024 可再生资源制氢项目	10	碱性	2 台 1000Nm ³ /h
	中天合创鄂尔多斯煤化工项目水电解槽\碱性电解水制氢 1000~1500Nm ³ /h 招标项目	40	碱性	8 套 1000~1500Nm ³ /h
	东方电气德阳金井 500Nm ³ /h 碱性制氢公辅系统采购项目	2.5	碱性	1 套 500Nm ³ /h
希倍优	东方电气碱性电解制氢系统采购项目	0.6	碱性	1 台 100Nm ³ /h、1 台 20Nm ³ /h
奥氢动力	山东港口渤海湾港滩坊港区制氢站工程建设项目	1	碱性	1 台 200Nm ³ /h
天际氢能	大唐风光互补制加氢一体示范氢能项目	2	碱性	1 台 400Nm ³ /h
	大唐风光互补制加氢一体示范氢能项目	1	PEM	1 台 200Nm ³ /h
隆基氢能	燕山钢铁电解水制氢项目	10	碱性	2 台 1000Nm ³ /h

	陕西氢能产业发展有限公司电解水制氢技术示范关键设备采购项目	5	碱性	11000Nm ³ /h
	隆基氢能与其能源装备行业领军企业签约项目	10	碱性	2套 1000Nm ³ /h
	中天合创鄂尔多斯煤化工项目水电解槽\碱性电解水制氢1000~1500Nm ³ /h 招标项目	120	碱性	24套 1000~1500Nm ³ /h
双良新能源	龙源电力阿拉善新能源场站多能互补协同控制研究与实证基地示范项目	5	碱性	1台 1000Nm ³ /h
	河北张家口宣化区宣钢烟囱山 96MWp（一期 60MWp）分布式光伏项目 200Nm ³ /h 集装箱式离网制氢系统采购项目	1	碱性	1套 200Nm ³ /h
	闰扬氢润能源科技（福海）有限公司福海县光储氢氨醇一体化项目	360	碱性	72000Nm ³ /h
天合元氢	陕西氢能产业发展有限公司电解水制氢技术示范关键设备采购项目	5	碱性	1台 1000Nm ³ /h
华泰新能源	陕西氢能产业发展有限公司电解水制氢技术示范关键设备采购项目	5	碱性	1台 1000Nm ³ /h
阳光氢能	中煤 10 万吨液态阳光项目	96	碱性	16台 1200Nm ³ /h
	深圳能源鄂托克旗绿氨项目	50	碱性	10套 1000Nm ³ /h
中车株洲所	中煤 10 万吨液态阳光项目	72	碱性	12台 1200Nm ³ /h
	深圳能源鄂托克旗绿氨项目	60	碱性	12套 1000Nm ³ /h
	华润电力老河口制氢制氧科技研发项目	10	碱性	2套 1000Nm ³ /h
三一氢能	清北氢能潜江绿色氢气示范项目	20	碱性	2套 2000Nm ³ /h
	陕西氢能产业发展有限公司电解水制氢技术示范关键设备采购项目	2.5	PEM	1套 500Nm ³ /h
	中煤 10 万吨液态阳光项目	48	碱性	8台 1200Nm ³ /h
	中国电建湖北省襄阳市中电建枣阳 200MW 光伏发电项目制氢设备及配套采购项目（包件二）	15	碱性	3套 1000Nm ³ /h
	深圳能源鄂托克旗绿氨项目	60	碱性	12套 1000Nm ³ /h
新工绿氢	新疆俊瑞峻昌能源科技有限公司制氢项目	50	碱性	10台 1000Nm ³ /h
	沙湾市年产 10 万吨绿氢制 60 万吨绿氨生产线项目	150	碱性	拟 30 台 1000Nm ³ /h
	国家能源集团氢能科技有限责任公司国重 1.1 项目示范工程 25MW/混联模组采购项目	12	碱性	3套 800Nm ³ /h
派瑞氢能	国家能源集团氢能科技有限责任公司国重 1.1 项目示范工程 25MW/混联模组采购项目	3	PEM	3台 200Nm ³ /h
氢致能源	中石油深圳新能源研究院含盐水电解制氢系统定制加工采购项目	0.1	碱性	1台 100kW
北京亿境星氢能科技有限公司	再生绿氢能源（内蒙古）有限公司新建年产 80 万吨绿色氨合成工厂项目	1120	碱性	112台 2000Nm ³ /h
国科绿氢	中国科学院大连化学物理研究所 10 兆瓦级碱性电解槽采购项目	12.5	碱性	1台 2500Nm ³ /h
一重重集团大连核电石化有限公司	中国科学院大连化学物理研究所 3000 标方碱性制氢设备的“电解槽”模块和“气体分离循环工艺框架”模块采购项目	15	碱性	1套 3000Nm ³ /h
中集中电	中集中电与再生绿氢签约项目	1000	碱性	约 100 套 2000Nm ³ /h
中集中电	中能建兰州新区绿电制氢氨项目（一期）	5	碱性	1套 1000Nm ³ /h
明阳氢能	六盘水实验室 50 标方碱性电解水制氢系统配套设备采购项目	0.25	碱性	1套 50Nm ³ /h
鑫思创氢能	新疆巴州库尔勒石油石化产业园（上库石化园）的绿氢与碳捕集利用经济综合体项目（一期）	180	碱性	36套 1000Nm ³ /h
氢杰科技	江苏氢杰科技与中国研化集团签约项目	480	碱性	签约 96 套，暂以 1000Nm ³ /h 碱性计算

奥德源	中石油深圳新能源研究院有限公司制氢装置定制加工-三次采购招标项目	0.1	碱性	1套 100kW
泰氢晨	宁夏太阳山开发区可再生能源制氢示范项目	/	碱性	/
亚联氢能	华能西安热工院科研项目制氢及合成氨设备（含辅助设备）招标项目	/	碱性	/
鹭岛氢能	国家能源集团氢能科技有限责任公司国重 1.1 项目示范工程 25MW/混联模组采购项目	8	碱性	2套 800Nm ³ /h
鹭岛氢能	国家能源集团氢能科技有限责任公司国重 1.1 项目示范工程 25MW/混联模组采购项目	2	PEM	2台 200Nm ³ /h
爱德曼	中国电建河北工程公司化德储能制氢电站项目制氢设备采购项目	15	碱性	3套 1000Nm ³ /h
扬州纪扬机械设备有限公司	伊宁市绿电规模化制氢项目	10	碱性	2套 1000Nm ³ /h
国富氢能	新疆国富铭志氢能科技有限责任公司与哈密通慧德绿色铸造有限公司签署采购项目	110	碱性	22套 1000Nm ³ /h
安思卓	中核汇能内蒙公司光伏发电制氢制氨多稳态柔性系统装置建设项目电解槽及配套物资采购项目	/	碱性	/
吴臻氢能	宁夏煤化工 20MW 制氢项目	20	碱性	4套 1000Nm ³ /h 碱性
东方电气	可再生能源电解水制氢系统控制关键技术研究项目	1.5	碱性	1台 300Nm ³ /h 碱性
北京国能龙威发电技术有限公司	龙源电力张掖碳中和产业基地风光氢储一体化项目	110	碱性	3台 100Nm ³ /h、8台 2000Nm ³ /h、8台 3000Nm ³ /h 常压方形电解槽
华电科工	中天合创鄂尔多斯煤化工项目水电解槽\碱性电解水制氢 1000~1500Nm ³ /h 招标项目	80	碱性	16套 1000~1500Nm ³ /h
普顿制氢	喀什华电 2x66 万千瓦热电联产项目	/	PEM	报价 588.88 万
氢辉能源	龙源电力阿拉善新能源场站多能互补协同控制研究与实证基地示范项目	1	PEM	1台 200Nm ³ /h
氢盛能源	陕西氢能产业发展有限公司电解水制氢技术示范关键设备采购项目	2.5	PEM	1套 500Nm ³ /h
长春绿动	江西核电棉船风电配套制氢储能项目	0.5	PEM	1套 100Nm ³ /h
长春绿动	格盟宜和新能源有限责任公司察右前旗风光制氢一体化项目（一期）	45	PEM	36套 250Nm ³ /h
氢器时代	中煤陕西能源化工集团有限公司中煤榆林煤炭深加工基地项目单堆 400 标方 PEM 电解槽设备采购项目	2	PEM	1套 400Nm ³ /h
清能股份	荣程钢铁集团“光伏—制氢—高炉富氢冶炼”项目	5	AEM	/
氢鸾科技	三峡能源北海绿电制氢研究示范项目 EPC 总承包项目	1	AEM	不低于 1MW，暂以 1MW 计
稳石氢能	深圳稳石氢能科技有限公司 60 兆瓦电解水制氢综合设备项目	60	AEM	/

资料来源：碳索氢能，中邮证券研究所

订单增长主要由国内市场驱动：2025 年国内订单 4523.05MW，占比 97.8%，海外订单仅为 101MW。对比 2024 年（国内 1166MW、海外 538MW），国内订单同比激增 288%，海外订单则出现明显收缩。但海外市场巨大，且多个国内大型项目选用国产电解槽证明了国产厂家优秀的交付能力，在国际市场上累积了声誉，后续电解槽“出海”机遇仍值得重视。

图表22：2025 年中国电解槽企业海外订单汇总

企业	项目	规模（MW）	技术路线	具体中标内容
青骊骥	韩国 BHI Co., Ltd.公司采购项目	/	碱性	/
隆基氢能	梅塞尔集团西部地区电子特气充装工厂	5	碱性	1 台 1000Nm ³ /h
	纳米比亚某绿氢项目	5	碱性	1000Nm ³ /h
	北非某项目	10	碱性	/
阳光氢能	阿曼 320MW 绿色合成氨项目	80	碱性	16 套 1000Nm ³ /h
三一氢能	澳大利亚某项目	1	PEM	1 套 200Nm ³ /h
派瑞氢能	中国电建山东电建三公司沙特 Nairyah1800MW 联合循环燃机项目	/	PEM	/
	中国电建山东电建三公司沙特 Rumah1800MW 联合循环燃机项目	/	PEM	/
国富氢能	马来西亚国家电网 TNB-PCSS 绿氢示范项目	/	ALK+PEM	/
	摩洛哥哈桑尼亚公共工程学院项目	/	PEM	/
	摩洛哥阿加迪尔绿色氢能项目	/	/	/

资料来源：碳索氢能，中邮证券研究所

2.3 储运端：多条技术路线并行，行业仍处多元化发展初期

根据用氢侧的实际需求，氢能存储场景可划分为短时存储与长时存储两类。其中短时存储主要覆盖小时级至周度的储氢需求，核心作用是平抑可再生能源制氢、氢能运输等环节的短时波动，保障下游用氢的连续稳定供应；长时存储则面向月度及以上周期的储氢需求，主要用于调节可再生能源的季节性波动，保障资源匮乏月份的氢能稳定供应，同时兼顾少量安全储备需求。

图表23：存储场景划分及规模影响因素

分类	内容
短时储氢	短时储氢需求规模主要取决于其在生产链上的环节与下游企业的需求： - 制氢侧：由于可再生能源具有随机性、波动性，制氢侧配备短时储氢以抚体制氢效率的日内、日间差异。 - 道路交通：由于车辆加氢需求量存在随机性，在加氢站内配备短时储氢设施以保障短期的足量供给。 - 工业：由于工业用氢具有较高的连续稳定供应需求，配备短时储氢以抚平上游制氢或运氢环节的波动性。 为避免重复计算制氢侧与需求侧的储氢需求，若氢能就地制取利用，则仅计算其制氢侧储氢需求，认为需求侧不需要再次储氢；若氢能需要异地运输，则同时计算制氢侧、用氢侧的储氢需求，以缓解运氢环节带来的波动。
长时储氢	长时储氢需求主要来源于可再生能源的季节性差异，例如风电出力高峰为春、冬两季，光伏出力高峰为夏、秋两季，水利发电存在夏季丰水期、冬季枯水期等。由于各省的资源禀赋不同，其发电曲线的季节性特征也存在差别。按照各省典型的年度发力曲线计算得出该省份的长时储氢需求，加总得到全国的长时储氢需求。

资料来源：《中国氢储运中长期布局图景和技术展望》（RMI），中邮证券研究所

当前我国氢能储运尚处在产业化初期，多种运氢路线并行发展、各有特点。

高压气态储运技术落地成熟，短板在于储氢密度偏低，储运环节安全管控压力较大；低温液氢储运具备储氢密度优势，但液化与保温能耗偏高，综合运营成本居

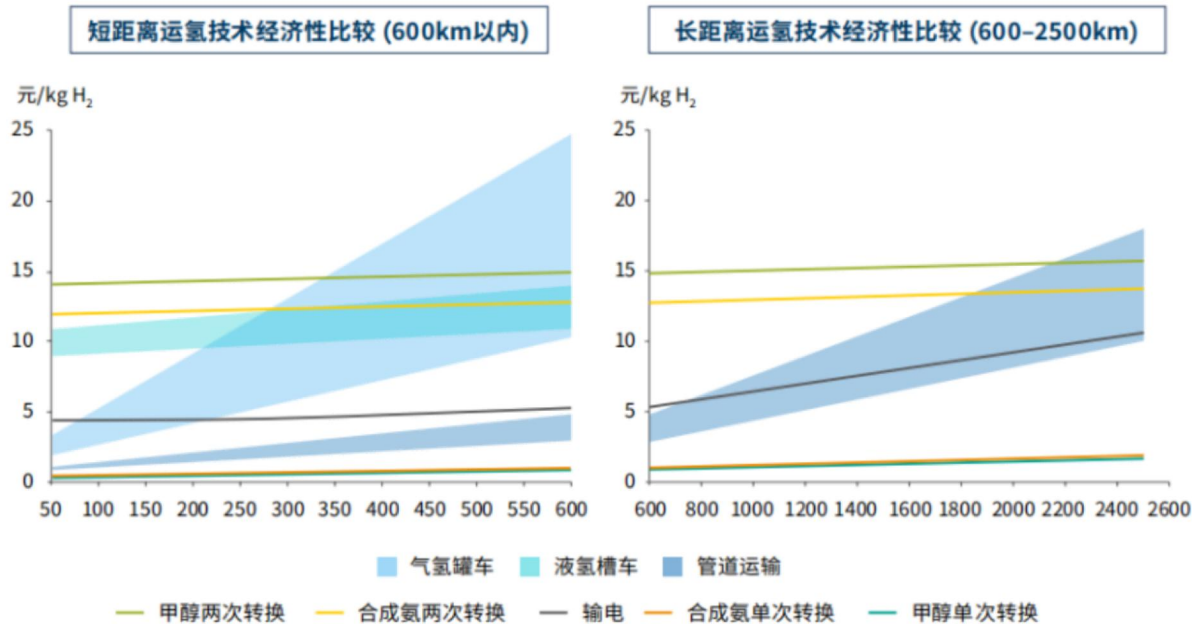
高不下；固态储氢安全性能突出、储氢效率优异，整体工艺仍未实现规模化成熟应用；有机液态储氢依托可逆化学反应实现氢气封存，缺点集中在脱氢工艺繁琐、造价高昂；氢气管道输送运力充足、单位输送成本低廉，却受制于前期基建投入庞大、铺设选址受地域地貌约束。

图表24：氢能运输方式对比

氢能运输方式	描述	优点	缺点	适用场景
高压气态运输	将氢气压缩到高压状态，装入集装格、长管拖车或管束式集装箱车中运输	技术成熟，操作简单，产业链配套全面	储氢密度低，单车运输量有限，运输成本随距离增加而上升，存在易爆危险性	适用于需求量小、运输距离较短的加氢站
低温液态运输	将氢气深度冷冻至液化状态，装入隔温的槽罐车中运输	储氢密度高，单车运量大，运输效率高	液化过程能耗大，设备要求高，成本高昂	适用于需求量大、中远距离的加氢站
固态运输	通过化学储氢方式，让氢气以固态形式（如金属氢化物、化学氢化物）进行运输	储氢密度高，安全性好，操作简便（但重整制氢过程可能复杂）	技术成熟度较低，仍处于研发阶段，且需要特定的条件进行充放氢操作	适用于特定应用场景，如燃料电池加氢等（甲醇重整制氢和氨分解制氢等方式并非纯粹运输氢气）
有机液态运输	利用不饱和有机液体与氢气发生加成反应，生成液态有机氢化物进行运输	储存和运输方便，安全性好，可利用现有基础设施	脱氢反应需要能量输入，生成的有机氢化物可能具有毒性或腐蚀性，储氢介质的选择和制备成本需要考虑	适用于特定应用场景，需进一步研发和优化
管道运输	将氢气以气态或液态通过管道输送到目的地	成本低，运输量大，连续性好，适合长距离、大规模运输	需要建设专门的管道设施，投资大，且受到地理条件的限制，需要解决氢脆问题	适用于长距离、大规模的氢气输送

资料来源：中商情报网，中邮证券研究所

图表25：运氢技术路线经济性对比



资料来源：《中国氢储运中长期布局图景和技术展望》(RMI)，中邮证券研究所

注：气氢罐车、液氢槽车和管道运输三种运输方式在图中的成本曲线体现为着色区域，主要是由于氢气瓶内气压、液氢工厂规模和输氢管道管径的大小不同对成本曲线有所影响，图中着色区域的上下边缘线分别对应着各自最小和最大的规格参数

氢储运是衔接氢能供需的关键枢纽，当前仍处初期发展阶段，行业发展节奏受氢能时空错配程度制约。化石能源制氢可就地就近产氢，大多无需长距离储运；但绿氢依托风光可再生能源生产，国内风光资源地域分布不均衡、发电出力间歇波动，造成绿氢产地与消费市场空间错位、产氢时段难以匹配用氢需求，供需阶段性过剩或紧缺催生了氢储运刚需。现阶段氢储运行业尚处萌芽期，整体需求基数不高。2020年起行业年均增速近30%，现有储运体量达百万吨级、对应市场规模百亿级别，但对比制氢、终端用氢千亿级产业体量，行业整体偏小，规模化成熟市场体系仍未成型。中长期伴随绿氢产销规模扩容，氢储运市场成长空间广阔：现有短途短时储运需求持续放量，同时大规模、长距离、跨周期储运需求逐步落地，行业规模有望实现跨越式提升。

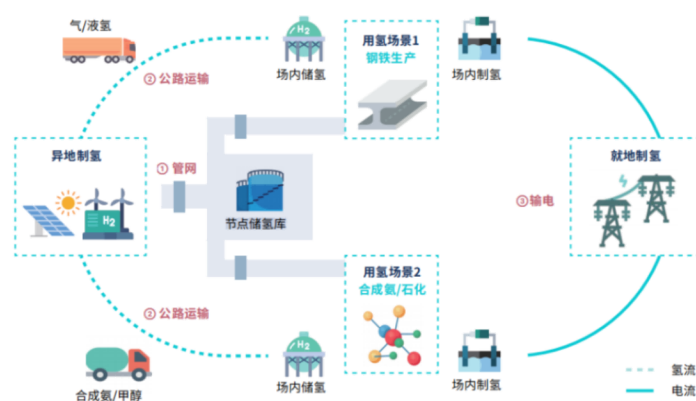
图表26：不同需求场景下的氢储运规模

一级分类	二级分类	制氢侧	中间调节环节	用氢侧-工业	用氢侧-道路交通	用氢侧-电力
储氢场景	储氢规模	2500 万吨/年	200 万吨/年	300 万吨/年	300 万吨/年	500 万吨/年
	储氢周期	小时-日级	月度以上	日-周级	小时-周级	月度以上
	场景描述	在制氢侧配备短时储氢设施抚平可再生能源制氢产生的日内、日间产氢量差异	在氢储运系统关键节点配备长时储氢设施，抚平可再生能源出力的季节性差异	在工业用氢消纳前配备短时储氢设施，抚平上游制氢或运氢环节产生的波动性	在加氢站配备短时储氢设施以保障日内的充足氢能供给，满足随机的车辆加氢需求	在可再生能源发电设施周边或电网关键节点配备长时储氢设施，抚平可再生能源出力的季节性差异
	主要影响因素	可再生能源波动性、下游运氢及用氢需求	可再生能源出力曲线与氢能需求曲线的差异	可再生能源波动性、运氢技术特点、工业用氢对波动性的承受能力等	氢燃料电池道路交通的产业规模	其他电力季节性调峰技术的成本竞争
运氢场景	运氢规模	-	500-2000 万吨/年	3000 万吨/年	3000 万吨/年	-
	运氢距离	-	600 公里以上	600 公里以内	600 公里以内	-
	场景描述	-	由于我国具有“西北制氢、东南用氢”的地理格局，需通过长距离运输将氢从产氢集中地区运往用氢集中地区	部分一体化项目无需运输；其余则依赖短途运输将氢从就近的产氢地或储氢节点运往用氢设施	通过短途运输将氢从就近的产氢地或储氢节点运往加氢站	-
	主要影响因素	-	未来用氢产业的地理分布变化、与长距离输电技术方案的成本竞争等	用氢工业规模	氢燃料电池道路交通的产业规模	-

资料来源：《绿氢产业各环节技术发展和投融资趋势分析报告》(RMI)，中邮证券研究所

现有成熟储运业务集中在工业、交通：工业用氢大多在厂区储罐存氢，靠拖车或短途管道就近输送；车用氢由长管拖车运至加氢站临时存储，再给氢燃料电池车加气。现阶段氢气大多仅储存数天、运输里程普遍不足200公里，应用模式较为局限。

图表27：工业集群氢源及储运设施示意图



资料来源:《中国氢储运中长期布局图景和技术展望》(RMI),
中邮证券研究所

图表28：交通加氢网络氢源及储运设施示意图



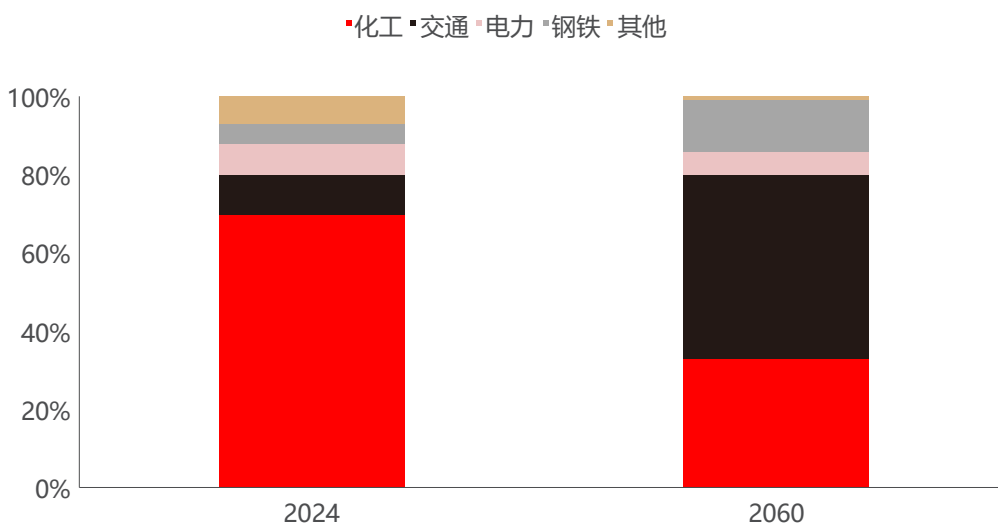
资料来源:《中国氢储运中长期布局图景和技术展望》
(RMI), 中邮证券研究所

3 下游消纳是关键，多场景需求逐步兑现

3.1 氢能汽车稳步放量，交通领域需求抬升

从绿氢应用的行业结构来看，中长期的需求格局将发生显著变化。2024 年已公布的绿氢项目中，化工行业是绝对主力，占比高达 70%，交通、电力、钢铁行业占比分别为 10%、8%和 5%，行业分布相对集中。展望 2060 年，随着交通、钢铁等领域的深度脱碳需求释放，绿氢应用结构将迎来重塑：交通行业占比将大幅提升至 47%，成为第一大应用场景；化工行业占比则回落至 33%，但仍保持核心地位；钢铁行业占比提升至 13%，电力行业占比小幅降至 6%，行业分布更趋均衡，绿氢的应用场景也从单一化工原料向多领域脱碳载体拓展。

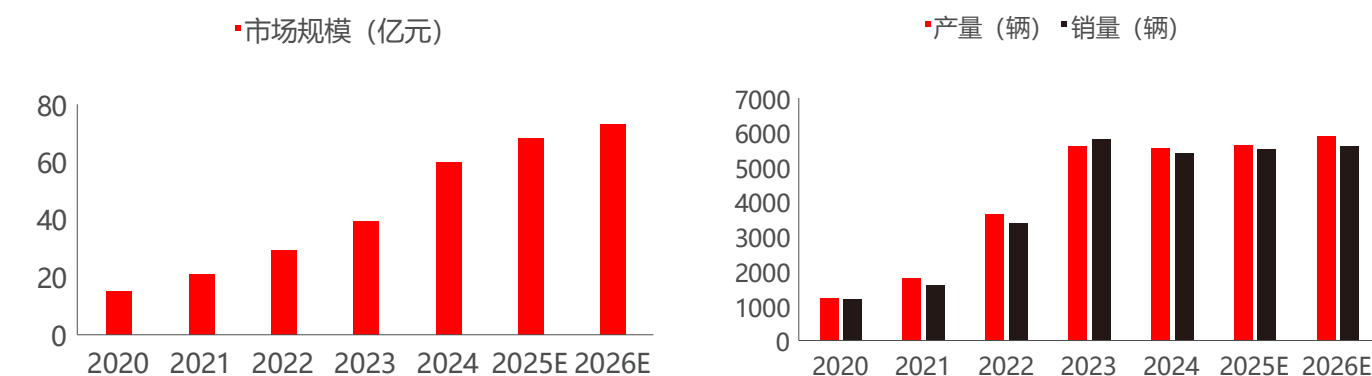
图表29：2024 年已公布绿氢项目行业分布及 2060 年绿氢应用行业分布预测



资料来源：《绿氢产业各环节技术发展和投融资趋势分析报告》(RMI)，中邮证券研究所

2020-2025 年国内氢燃料电池汽车产销保持快速扩容态势。2020 年行业基数较低，全年产量 1204 辆、销量 1182 辆，伴随五大示范城市群政策落地，2020-2023 年产销连年稳步抬升，从千台级别攀升至 5600 台、5800 台；2024 年受行业阶段性因素扰动，产销小幅回落至 5548 辆、5405 辆，短暂休整后行业景气度快速修复，2025 年受益国内氢能试点政策落地、重卡商业化提速，产销迎来大幅增长，全年产量 7655 辆、销量 7797 辆，同比分别增长 38.00%、44.26%，重回高速增长轨道。

图表30：2020-2026E 中国氢燃料电池市场规模预测趋势图 图表31：2020-2026E 中国氢燃料电池汽车产销量预测趋势图



资料来源：中商情报网，中邮证券研究所

资料来源：中商情报网，中汽协，中邮证券研究所

3.2 IMO 减排政策不断加码，绿甲醇系未来最优解

国际海事组织（IMO）对航运业减碳的重视程度持续升级，核心目标不断加码、约束性逐步增强。IMO 目前有三套减碳目标体系，前两套分别于 2018 年、2023 年会议通过，2018 年 MEPC 72 会议通过首个全球航运减排初始战略，首次确立“2030 年碳强度较 2008 年降低至少 40%、2050 年总量降低至少 50%”的基础目标，为行业脱碳奠定框架；2023 年 MEPC 80 会议大幅提升减排雄心，将长期愿景升级为“接近 2050 年实现净零排放”，并首次设定总量减排校核点，要求 2030 年排放总量较 2008 年至少降 20%、力争 30%，2040 年至少降 70%、力争 80%，同时明确 2030 年零/近零碳燃料使用占比至少 5%、力争 10%，从强度目标转向总量约束与燃料转型并重；2025 年 MEPC 特别会议推进的净零框架草案（虽推迟表决），则进一步将战略目标转化为法律约束力机制，明确 2050 年净零排放硬目标，引入全球统一燃料强度标准和碳定价机制。至此三次会议清晰展现 IMO 从确立方向到强化目标再到强制落地的递进逻辑，彰显对航运业减碳的重视程度持续加码。

图表32：IMO 三套减碳目标对比

对比维度	2018 年初始战略（MEPC 72）	2023 年修订战略（MEPC 80）	2025 年净零框架草案（MEPC 83，推迟表决）
会议时间	2018 年 4 月 13 日	2023 年 7 月 7 日	2025 年 10 月 17 日（表决推迟）
通过状态	正式通过	正式通过，替代 2018 年版本	表决推迟 12 个月（57 票赞成、49 票反对、21 票弃权）
核心愿景	尽快达峰，与《巴黎协定》目标一致	接近 2050 年实现国际航运净零排放，强化减排雄心	2050 年实现国际航运净零排放，通过具约束力法规保障
2030 年目标	每运输单位 CO ₂ 排放比 2008 年至少	总量目标：比 2008 年至少降低	燃料强度目标：基准目标减排 8%，直

	降低 40%	20%，力争 30%；零/近零排放燃料使用比例达 5%	接目标减排 21%（2028 年基准 4%、直接 17%）
2040 年目标	每运输单位 CO ₂ 排放比 2008 年至少降低 70%	总量目标：比 2008 年至少降低 70%，力争 80%	进一步强化燃料强度标准，基础目标 65%
2050 年目标	比 2008 年至少降低 50%，同时努力迈向逐步淘汰	接近 2050 年净零排放，与《巴黎协定》目标一致	2050 年实现净零排放，建立长期减排路径图
实施时间表	2023 年进行战略修订，2028 年进一步审查	2025 年制定中期措施，2027 年生效	原计划 2025 年通过，2027 年 3 月生效；现推迟至 2026 年表决，生效时间相应延后
核心变化	首个全球航运减排战略，奠定基础	从强度目标转向总量目标，显著提升减排雄心，增加明确时间节点	从战略目标转向具法律约束力的实施框架，引入强制性燃料标准与碳定价机制

资料来源：IMO 官网，生物质能观察，中邮证券研究所

欧盟已将航运业纳入 EU ETS，《FuelEU Maritime》并行生效。2023 年 6 月 5 日，将航运业纳入欧盟 ETS 的改革立法正式生效，标志着航运业也要开始遵守欧盟对于碳排放进行“配额交易”的规则。涉及欧盟航线的单艘船舶如未能在截止日期（2025 年 9 月 30 日）前缴纳碳配额，则将影响整个船队的合规性。欧盟将对未缴纳和少缴纳配额的航运公司处以每吨二氧化碳 100 欧元的超额排放罚款，并且罚款后仍然需要补交未缴和少缴的碳配额费用。连续两个或连续多个报告期不遵守规定可能导致该公司所有船舶在欧盟地区被禁止航行或被执行船旗扣留，直至航运公司履约完成。

欧盟关于航运业上缴碳排放配额的要求将在 2024-2026 年期间分阶段实施：2024 年，40%的航运业碳排放量需纳入 ETS；2025 年，该比重将增加到 70%；2026 年，100%的航运业碳排放量需纳入 ETS。其中，欧盟范围内排放全额征收，欧盟境外的部分征收 50%。且船舶全年的排放量需于 2025 年 3 月 31 日之前在欧盟 MRV 系统中完成认证。

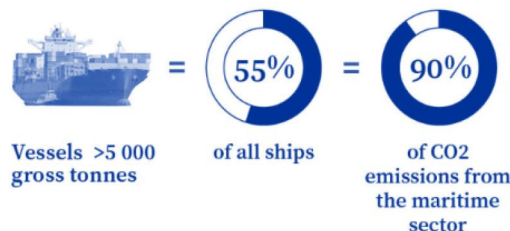
此外，《FuelEU Maritime》已于 2025 年 1 月 1 日正式开始实施，其主要目标是增加可再生和低碳燃料的需求并持续使用，以减少航运业的温室气体排放，同时确保海上运输的稳定性，避免市场混乱。

其中与燃料相关的条例包括：1）采取措施确保航运业使用的燃料的温室气体强度随着时间的推移逐步降低，从 2025 年开始，船舶必须减少 2%的温室气体排放，到 2050 年减少 80%；2）建立特别激励机制，支持使用具有高脱碳潜力的所谓非生物来源可再生燃料（RFNB0）；3）在燃料认证方面，将化石燃料排除在认证过程之外。并制定相应惩罚措施，规定每年的 6 月 30 日前，航运公司必须为每艘超过温室气体强度限制的船舶缴纳相应的罚款。

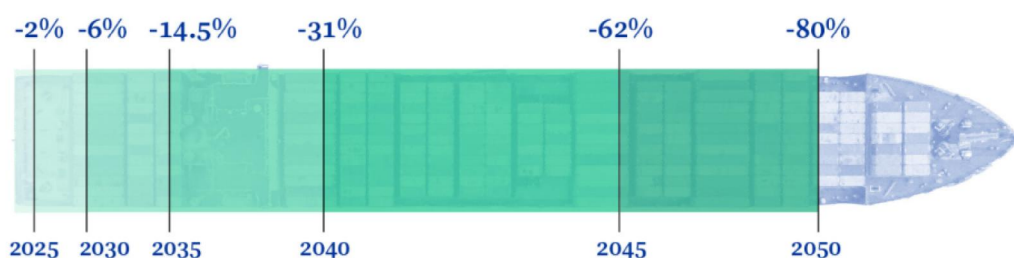
图表33: 《FuelEU Maritime》对船舶减排的节奏要求

The FuelEU maritime regulation will oblige vessels above 5000 gross tonnes calling at European ports (with exceptions such as fishing ships):

→ to reduce the greenhouse gas intensity of the energy used on board as follows



Annual average carbon intensity reduction compared to the average in 2020



→ to connect to onshore power supply for their electrical power needs while moored at the quayside, unless they use another zero-emission technology

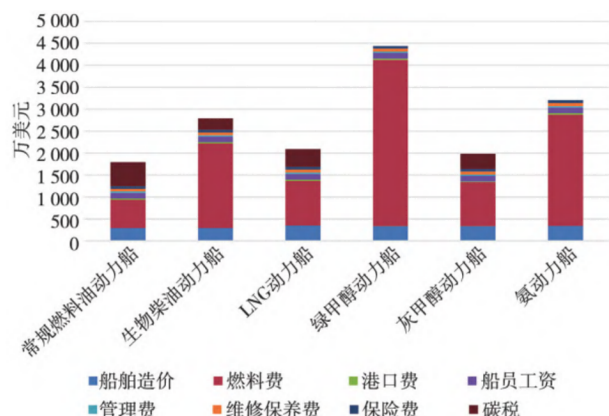


资料来源: 欧盟委员会官网, 中邮证券研究所

3.2.1 中短期考虑, 生物船燃是重要的过渡燃料

IMO 政策角度: 生物柴油是航运业脱碳的优选过渡燃料。从减排效果来看, 生物柴油的碳排放因子低于 LNG, 全生命周期减排率可达 79%-86%, 而 LNG 全生命周期碳排放仅比传统重油低约 10%, 部分工况甚至更高; 从经济性来看, 绿甲醇当前价格高 (2025 年我国平均出口单吨价格 6360 元), 绿氨受限于可再生能源成本与储运要求, 燃料费用显著偏高, 且二者均需新造专用船舶或大额改装动力系统, 前期投入高, 而生物柴油可兼容现有船舶燃料系统, 改造成本低、供应链相对成熟, 无需额外投入巨额固定资产。远期来看, 绿醇绿氨的净零减排潜力更契合航运业长期目标, 但在当前技术与成本约束下, 生物柴油较好平衡了 IMO 合规要求、减排实效与经济可行性, 成为衔接短期减排与长期零碳转型的关键桥梁。

图表34：不同动力船成本预估



图表35：各类动力 20.5 万载重吨散货船船价

燃料类型	船价/万美元
常规燃油动力	7300
生物柴油动力	7300
LNG 动力	8760
甲醇动力	8395
氨动力	8541

资料来源：《基于经济性分析的散货船脱碳路径研究》（汪颖异等）中邮证券研究所

资料来源：《基于经济性分析的散货船脱碳路径研究》（汪颖异等），中邮证券研究所

图表36：各类动力 20.5 万载重吨散货船油耗及燃料费对比

	单航次燃料消耗（吨）	预估单吨燃料价格（元/吨）	单航次燃料费（万元）
常规燃料动力船	1386	4200	582
生物柴油动力船	1386	8000	1109
LNG 动力船	1173	4500	528
绿甲醇动力船	2970	6500	1931
绿氨动力船	3180	5000	1590

资料来源：《基于经济性分析的散货船脱碳路径研究》（汪颖异等），中邮证券研究所

欧盟政策角度：欧盟碳价是影响碳合规成本的核心因素，高碳价下清洁能源的优势更为突显。欧盟关于航运的碳税征收分阶段实施，2024 年，40%的航运业碳排放量需纳入 ETS；2025 年，该比重将增加到 70%；2026 年，100%的航运业碳排放量需纳入 ETS。2026 年是欧盟航运业碳排放量全部纳入 ETS 的第一年，在相同碳价下，碳合规成本较 2025 年明显提升，且若欧盟碳价随着碳市场扩容进一步上涨，清洁能源的碳合规经济性将更为突显。根据下表可以观察到，在欧盟碳价 90/120/150 欧元/吨的假设下，常规燃料动力船与 LNG 燃料动力船 2026 年碳合规成本占总燃料成本的比例相对 2025 年提升 7-9pct，生物柴油动力船提升 3-5pct，绿甲醇与绿氨动力船无变动，但生物柴油动力船的燃料费相比绿甲醇与绿氨动力船甚低，生物柴油作为船燃的折中性性价比再次得到印证。

图表37：不同动力 20.5 万载重吨散货船的碳合规成本对比测算

		常规燃料动力船	生物柴油动力船	LNG 动力船	绿甲醇动力船	绿氨动力船
单航次燃料消耗 (吨)		1386	1386	1173	2970	3180
预估单吨燃料价格 (元/吨)		4200	8000	4500	6500	5000
单航次燃料费 (万元)		582	1109	528	1931	1590
单航次二氧化碳排放量 (吨)		4367	2079	3225	0	0
碳价 90 欧/吨	2025 年单次航行需支付碳价(万元)	223	106	165	0	0
	2025 年单次航行需支付燃料总价(万元)	805	1215	692	1931	1590
	碳合规成本占总燃料成本比例	28%	9%	24%	0%	0%
	2026 年单次航行需支付碳价(万元)	318	152	235	0	0
	2026 年单次航行需支付燃料总价(万元)	900	1260	763	1931	1590
	碳合规成本占总燃料成本比例	35%	12%	31%	0%	0%
碳价 120 欧/吨	2025 年单次航行需支付碳价(万元)	297	141	219	0	0
	2025 年单次航行需支付燃料总价(万元)	879	1250	747	1931	1590
	碳合规成本占总燃料成本比例	34%	11%	29%	0%	0%
	2026 年单次航行需支付碳价(万元)	424	202	313	0	0
	2026 年单次航行需支付燃料总价(万元)	1007	1311	841	1931	1590
	碳合规成本占总燃料成本比例	42%	15%	37%	0%	0%
碳价 150 欧/吨	2025 年单次航行需支付碳价(万元)	371	177	274	0	0
	2025 年单次航行需支付燃料总价(万元)	954	1286	802	1931	1590
	碳合规成本占总燃料成本比例	39%	14%	34%	0%	0%
	2026 年单次航行需支付碳价(万元)	531	253	392	0	0
	2026 年单次航行需支付燃料总价(万元)	1113	1361	920	1931	1590
	碳合规成本占总燃料成本比例	48%	19%	43%	0%	0%

资料来源：中邮证券研究所测算

注：欧元与人民币汇率采用 8.1 元/欧

3.2.2 长期考虑，绿甲醇是符合政策要求的最优解

IMO 设定的 GFI 目标体系为整个减排计划的基础。年度温室气体燃料强度 (GFI) 是衡量船舶在日历年碳排放水平的核心指标，其定义为船舶在报告期内使用燃料的每兆焦耳 (MJ) 二氧化碳当量 (gCO₂eq)，船舶实际 GFI 需低于目标年度 GFI 以满足合规要求。船舶的目标年度 GFI 分为两个层级减排目标，即基础目标年度 GFI 与直接合规目标年度 GFI。各年度目标 GFI 的计算公式为：

$$GFI_T = (1 - Z_T / 100) \times GFI_{2008}$$

其中 GFI_{2008} 为 2008 年国际航运平均 GFI 参考值，为 93.3gCO₂eq/MJ； Z_T 为对应年度的 GFI 降低因子，代表较基准年的减排幅度；T 则指代各目标年度。根据相关安排，委员会将在 2032 年 1 月 1 日前确定 2036 年至 2040 年的基础目标与直接合规目标的 Z 因子，其中 2040 年的基础目标已设定为 65。

图表38：IMO 设定的 2028-2035 年 GFI 参考值与降低因子

年份	基础目标	GFI-Base	直接合规目标	GFI-Direct
2028	4.00%	89.6	17.00%	77.4
2029	6.00%	87.7	19.00%	75.6
2030	8.00%	85.8	21.00%	73.7
2031	12.40%	81.7	25.40%	69.6
2032	16.80%	77.6	29.80%	65.5
2033	21.20%	73.5	34.20%	61.4
2034	25.60%	69.4	38.60%	57.3
2035	30.00%	65.3	43.00%	53.2
2040	65.00%	32.7	65.00%	32.7

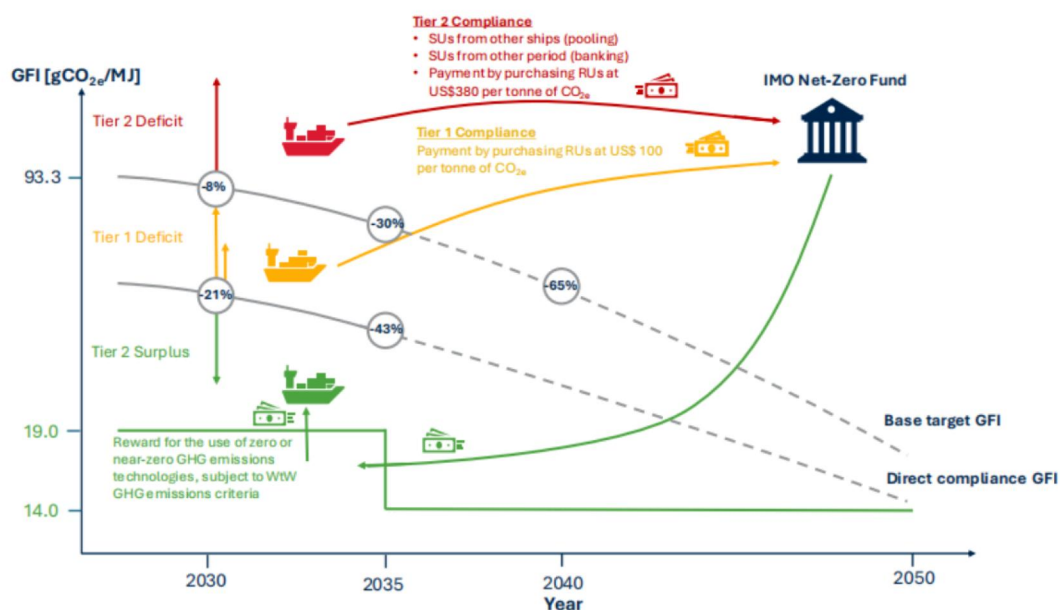
资料来源：香橙会，中邮证券研究所

GFI 合规余额是船舶在每个报告期结束时需核算的核心指标，计算公式为：

$$\text{GFI 合规余额 (以 CO}_2\text{eq 吨表示)} = (\text{直接合规目标年度 GFI} - \text{实际年度 GFI}) \times \text{总能耗}$$

船舶 GFI 合规余额大于或等于零，即被视为直接合规，可获得其正合规余额对应的剩余单位，这些剩余单位可转让给其他船舶以平衡其第二层次合规赤字、存入银行用于后续报告期（有效期为两年），或自愿注销作为减排贡献。而合规余额小于零的船舶则需根据目标年度 GFI 分级情况实现合规：首先需通过第一层次基准价格购买补救单位平衡第一层级合规赤字；第二层级合规赤字则可通过从其他船舶获得剩余单位、使用此前报告期存入银行的剩余单位，或以第二层次基准价格购买补救单位三种方式平衡。其中，2028 年至 2030 年报告期内，一级补救单位初始价格为每吨 CO₂eq 100 美元（按全生命周期计算），二级补救单位初始价格为每吨 CO₂eq 380 美元（按全生命周期计算），委员会将在 2028 年 1 月 1 日前确定 2031 年及以后报告期的第一、二层次补救单位价格的审查与定义机制。

图表39：GFI 合规余额及购买补救单位示意图



资料来源：香橙会，中邮证券研究所

通过对比各燃料 GFI 及 IMO 排放要求可知：

1) 重硫柴油与低硫柴油的全生命周期碳强度分别约为 95-100gCO₂eq/MJ 和 90-95gCO₂eq/MJ，均已高于 2008 年国际航运平均 GFI 参考值 93.3gCO₂eq/MJ，继续使用将需按第二层次基准价格（每吨 CO₂eq 380 美元）购买高额补救单位，以弥补合规赤字。

2) 混合生物燃料（此处以 B24 型号为例）自 2028 年后将无法满足直接合规指标，仅能在 2032 年前满足基础指标（每吨 CO₂eq 100 美元），此后同样将面临按第二层次基准价格购买补救单位的合规成本。

3) 灰醇则在 2029 年后不再满足直接合规要求，仅可在 2033 年前满足基础指标，后续也将面临高额补救成本。LNG 燃料的合规窗口也仅能维持至 2030 年，2034 年前可满足基础指标，之后同样需按第二层次基准价格承担合规成本。

4) 蓝醇的碳强度约为 30-40gCO₂eq/MJ，在本次中期减排措施实施期内可满足直接合规指标，无需承担 GFI 合规赤字相关费用。但随着法规收紧，到 2032 年 1 月，委员会将确定 2036-2040 年的基础目标与直接合规目标的 Z 因子，届时 2040 年 GFI 基础目标约为 32.6gCO₂eq/MJ，中远期蓝醇也将面临一定的合规赤字成本。

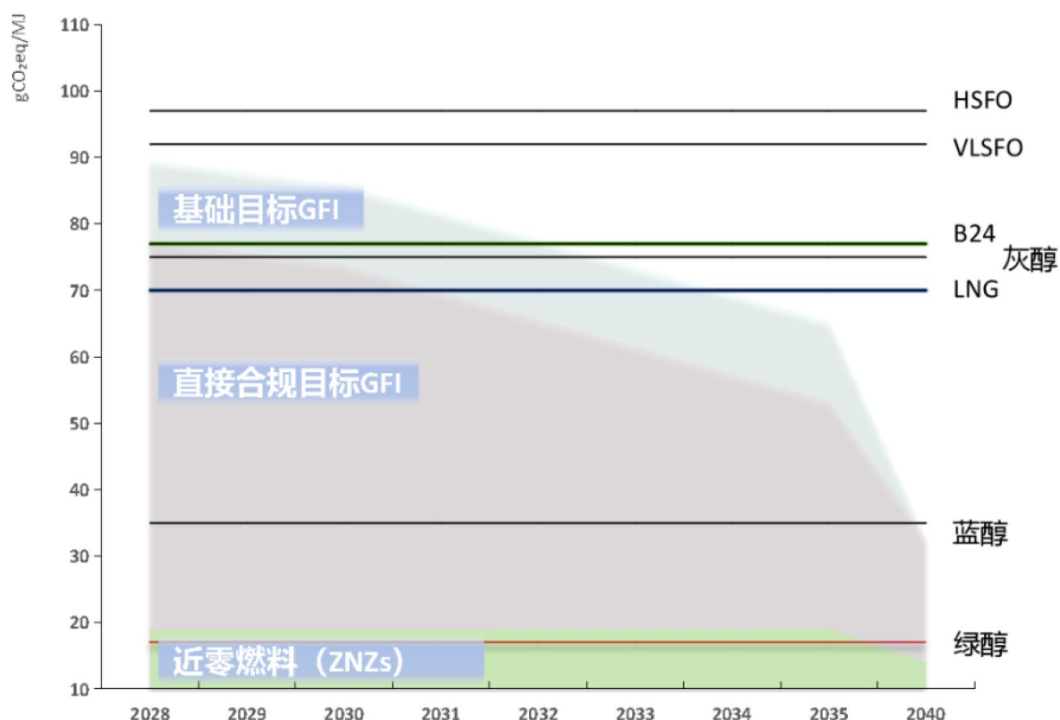
5) 绿醇的碳强度仅为 15-20gCO₂eq/MJ，基本符合 IMO 零或近零技术及燃料 (ZNZs) 的定义阈值，在全球航运净零法规背景下，将成为航运业中远期合规性与经济性兼具的船用燃料选择。

图表40：各主流燃料温室气体排放强度（GFI）

燃料种类	全生命周期碳强度（gCO ₂ eq/MJ）
重硫柴油（HSFO）	95-100
低硫柴油（VLSFO）	90-95
船用燃气油（MGO）	94
混合生物燃料（B24）	77
灰醇	70-80
液化天然气（LNG）	70
蓝醇	30-40
绿醇	15-20

资料来源：香橙会，中邮证券研究所

图表41：各燃料 GFI 与目标年度 GFI 对比

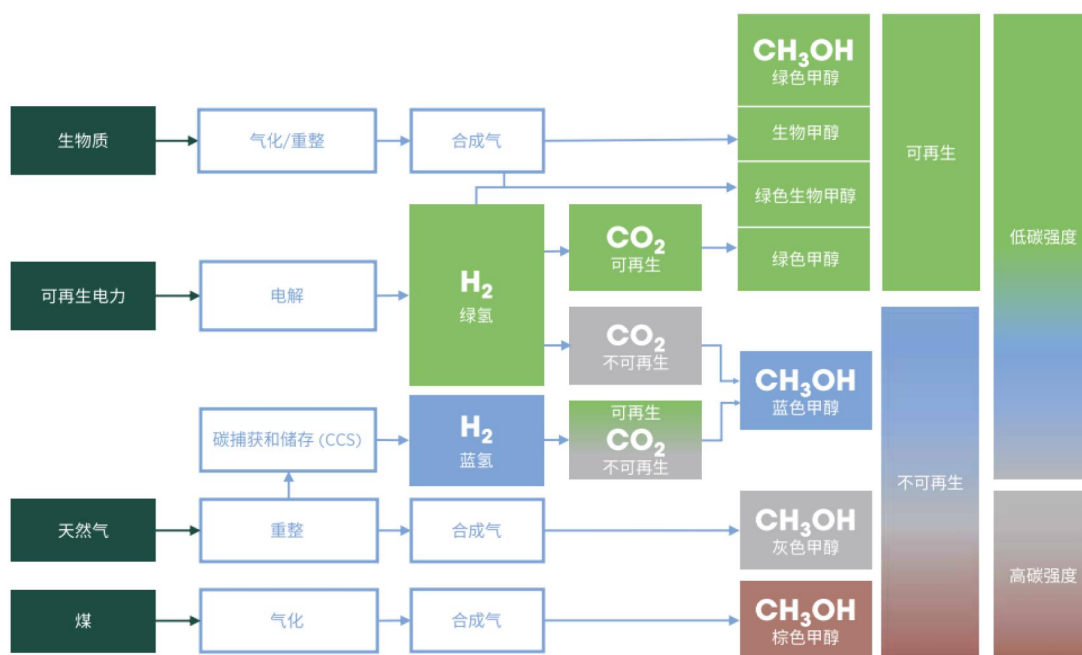


资料来源：香橙会，中邮证券研究所

低碳强度甲醇从技术路径角度可分为生物质与可再生电力两类。从甲醇的具体生产路线及原料区分，可分为生物质、可再生电力、天然气与煤四大路径：生物质经气化/重整可制得生物甲醇与绿色生物甲醇；可再生电力电解水制取绿氢，

再与可再生 CO_2 合成绿色甲醇；天然气经重整并结合 CCS 技术制取蓝氢，与 CO_2 结合可生产蓝色甲醇；而天然气或煤直接重整/气化则生成灰色甲醇与棕色甲醇。不同路线产出的甲醇在可再生性与碳强度上差异显著，整体呈现出从高碳的煤基/气基传统甲醇，到低碳的蓝色甲醇，再到零碳的绿色甲醇与生物甲醇的转型梯度。

图表42：甲醇的主要生产路线

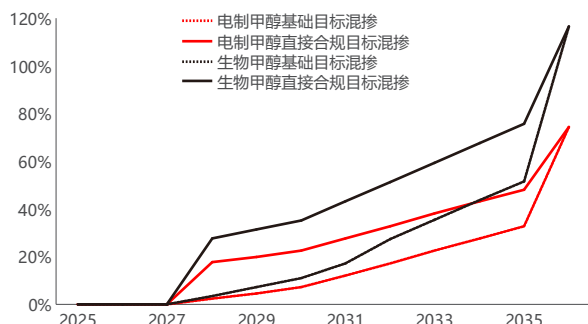


资料来源：《创新展望：可再生甲醇》（国际可再生能源署），中邮证券研究所

注：可再生的 CO_2 ：通过生物源和直接空气捕集（DAC）；不可再生的 CO_2 ：来自化石燃料、工业

长期来看，绿甲醇是满足 IMO 净零框架的最优解。短期可能因为船只造价等问题，生物燃料、LNG 是经济的过渡之选，但随着政策对减排力度的演变，IMO 净零框架下绿色甲醇才是满足要求的长期最优解。

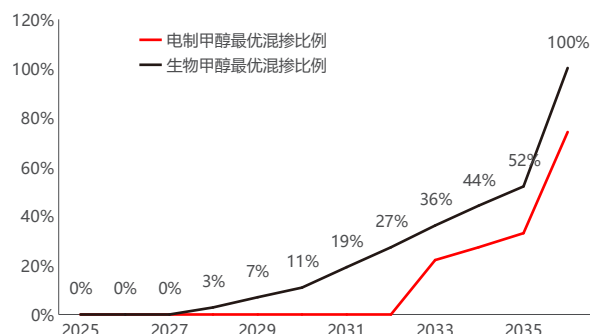
图表43: IMO 净零框架下合规要求及生物甲醇/电制甲醇基础和直接合规目标下掺混比例下限



资料来源:《IMO 净零框架下船舶绿色甲醇掺混最优策略探索》(RMI), 中邮证券研究所

注:这里的最低掺混比例仅代表达到基础目标和直接合规目标的掺混比例理论值,由于船舶仍可通过缴纳费用完成合规,该结果并不代表船舶必须采用掺混方式完成合规

图表44: IMO 净零框架下生物甲醇/电制甲醇最优掺混比例



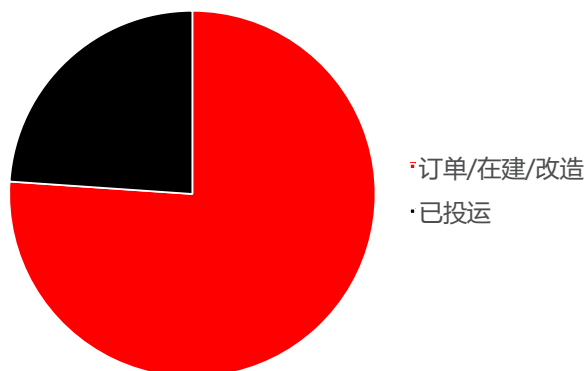
资料来源:《IMO 净零框架下船舶绿色甲醇掺混最优策略探索》(RMI), 中邮证券研究所

注:由于2031年及以后报告期的第一层次和第二层次补救单位价格的审查和定义机制将在2028年确定,目前对2031年之后补救单位购买成本的计算均依据2028-2030年报告期的计算方法

从船舶订单及投运方面来看,截至2025年12月31日,全球明确采用甲醇动力的船舶(含已投运、订单/在建/改造船舶)总数已达439艘,较年初的300艘新增约140艘,同比增幅约47%。其中,处于“订单/在建/改造”状态的船舶达334艘,占比76%;已投入实际运营的船舶为105艘,占比24%。

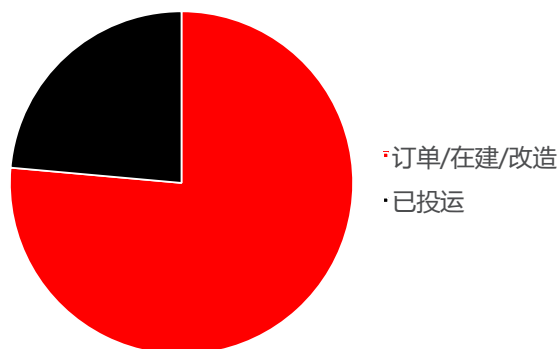
订单船潜在绿色甲醇年需求量是当前已运营船队的3.2倍以上,巨大需求空间亟待释放。从需求侧来看,若这439艘船舶全部投运并使用甲醇燃料,其潜在年度甲醇需求量约为1107.3万吨。其中,334艘订单船舶对应年需求846.2万吨,占总需求的76%;105艘已投运船舶对应年需求261.1万吨,占比24%。订单船舶潜在的绿色甲醇年需求量,是当前已运营船队需求的3.2倍以上,为绿色甲醇生产商、港口加注设施运营商及贸易商释放了明确且紧迫的市场信号:航运业的甲醇需求洪峰已基本形成。

图表45：甲醇船舶艘次占比



资料来源：维科网，香橙会，中邮证券研究所

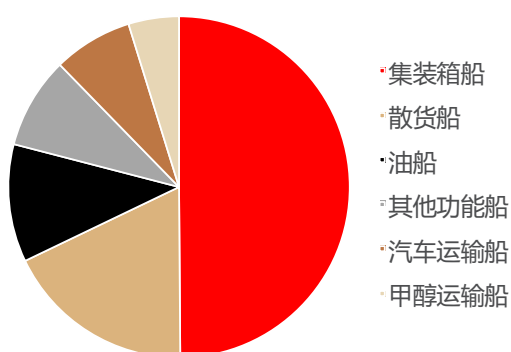
图表46：甲醇船舶需求量占比



资料来源：维科网，香橙会，中邮证券研究所

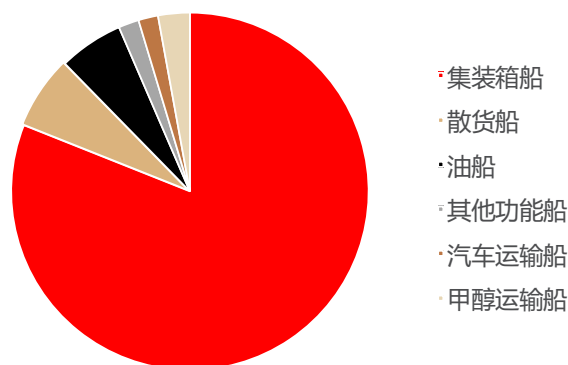
船队船型市场呈现出集装箱船高度集中的“单极化”特征，集装箱船是甲醇燃料消纳的主力船型。一方面，头部班轮公司（如马士基）普遍制定了明确的环保脱碳目标；另一方面，集装箱运输航线稳定、成本传导能力较强，使得集装箱船成为航运业脱碳先锋，率先开启大规模船队更新。截至 2025 年底，在全球已明确采用的（包括已投运、订单/在建/改造的船舶）439 艘甲醇动力船舶中，集装箱船数量达 219 艘，占比恰好为 50%，意味着每两艘甲醇动力船中就有一艘为集装箱船。更关键的是，这 219 艘集装箱船的年甲醇潜在需求高达 897.2 万吨，占全部甲醇动力船总需求 1107.3 万吨的 81%，是甲醇燃料消纳的绝对主力。

图表47：各船型船舶艘次占比



资料来源：维科网，香橙会，中邮证券研究所

图表48：各船型甲醇需求量占比



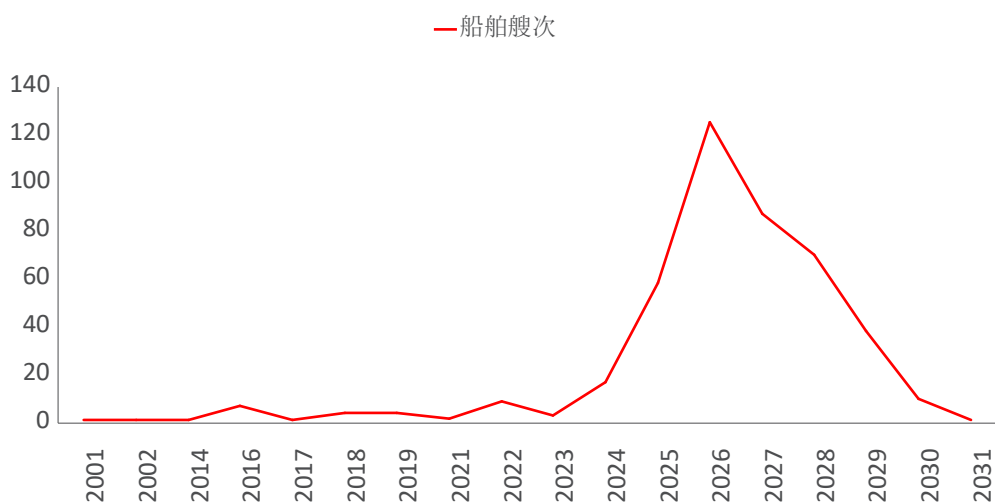
资料来源：维科网，香橙会，中邮证券研究所

从交付节奏来看，当前甲醇动力船仍处于示范起步阶段，甲醇真实需求量潜力巨大。在全部 439 艘甲醇动力船舶中，2024 年及以前交付或确认的船舶仅 50 艘，占比 11%，对应年甲醇需求约 105.5 万吨。行业交付核心期集中在 2025-2029 年，这五年计划交付船舶达 378 艘，占总规模的 86%，将带来新增年甲醇需求 985.1 万吨。其中，2025 年将交付船舶 58 艘，对应甲醇需求约 166.4 万吨；2026-2027

年为交付高峰期，是连续两个需求高峰年，2026 年计划交付 125 艘船舶，对应甲醇需求 271.6 万吨，为当前单个年份需求峰值；2027 年计划交付 87 艘船舶，对应甲醇需求 237.7 万吨。

从 2025 年初至 2027 年底，全球航运业对绿色甲醇的年度需求预计将增长约 675 万吨，增幅高达 640%。这一陡峭的需求增长曲线，将对燃料生产、运输与加注全链条带来潜在机遇。

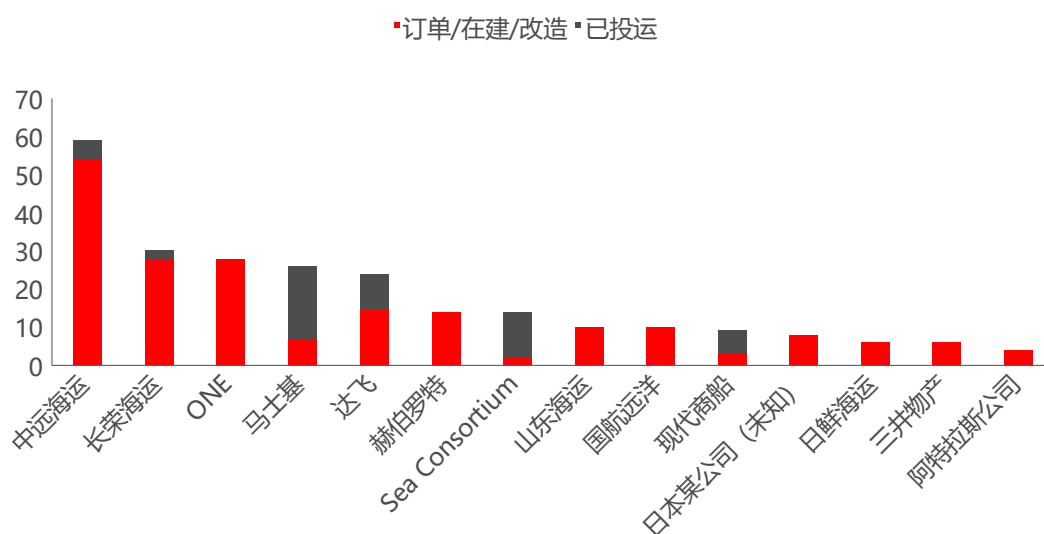
图表49：历年（计划）投运的甲醇船舶情况



资料来源：维科网，香橙会，中邮证券研究所

甲醇燃料需求市场呈现出显著的头部效应，前五大航运公司占据了近三分之二的市场份额。其中，中远海运集团、马士基、ONE、赫伯罗特、长荣海运及达飞的总需求超 717 万吨，占全球总需求 1107 万吨的近 65%，体现了龙头公司的前瞻性。这种高度集中的需求结构，一方面赋予了头部航运公司更强的集体议价能力，另一方面也意味着绿色甲醇项目若要具备融资与建设可行性，必须提前锁定这些核心客户的长期承购协议。

图表50：主要航运公司甲醇船舶布局情况



资料来源：维科网，香橙会，中邮证券研究所

4 投资建议

全球氢能产业已进入政策驱动与商业化落地并行的快速发展阶段,国内“十五五”规划明确将氢能列为新的经济增长点,氢能综合应用试点最高16亿元/城市群的奖补政策落地,叠加绿氢制备成本持续下探、核心设备技术迭代加速,行业正从早期示范阶段加速迈向规模化商业应用期。

当前氢能产业链各环节发展节奏分化,电解槽设备率先迎来订单高速增长,航运绿甲醇成为下游消纳端确定性最强的增量赛道,储运环节跟随下游应用场景逐步释放成长空间。虽行业整体仍面临成本、技术与消纳瓶颈,但结构性投资机会凸显,“核心设备降本放量+下游高确定性消纳+储运技术突破”三条主线逻辑清晰。建议关注:1)电解槽相关的隆基绿能、阳光电源;2)应用端绿甲醇及氢能车相关的复洁环保、亿华通、重塑能源、金风科技、中集安瑞科、泛亚微透;3)储运环节相关的国富氢能、中材科技。

5 风险提示

政策执行力度不及预期的风险，政策导向变动的风险，新技术商业化进程缓慢的风险。

中邮证券投资评级说明

投资评级标准	类型	评级	说明
报告中投资建议的评级标准： 报告发布日后的 6 个月内的相对市场表现，即报告发布日后的 6 个月内的公司股价（或行业指数、可转债价格）的涨跌幅相对同期相关证券市场基准指数的涨跌幅。 市场基准指数的选取：A 股市场以沪深 300 指数为基准；新三板市场以三板成指为基准；可转债市场以中信标普可转债指数为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普 500 或纳斯达克综合指数为基准。	股票评级	买入	预期个股相对同期基准指数涨幅在 20%以上
		增持	预期个股相对同期基准指数涨幅在 10%与 20%之间
		中性	预期个股相对同期基准指数涨幅在-10%与 10%之间
		回避	预期个股相对同期基准指数涨幅在-10%以下
	行业评级	强于大市	预期行业相对同期基准指数涨幅在 10%以上
		中性	预期行业相对同期基准指数涨幅在-10%与 10%之间
		弱于大市	预期行业相对同期基准指数涨幅在-10%以下
	可转债评级	推荐	预期可转债相对同期基准指数涨幅在 10%以上
		谨慎推荐	预期可转债相对同期基准指数涨幅在 5%与 10%之间
		中性	预期可转债相对同期基准指数涨幅在-5%与 5%之间
		回避	预期可转债相对同期基准指数涨幅在-5%以下

分析师声明

撰写此报告的分析师（一人或多人）承诺本机构、本人以及财产利害关系人与所评价或推荐的证券无利害关系。

本报告所采用的数据均来自我们认为可靠的目前已公开的信息，并通过独立判断并得出结论，力求独立、客观、公平，报告结论不受本公司其他部门和人员以及证券发行人、上市公司、基金公司、证券资产管理公司、特定客户等利益相关方的干涉和影响，特此声明。

免责声明

中邮证券有限责任公司（以下简称“中邮证券”）具备经中国证监会批准的开展证券投资咨询业务的资格。

本报告信息均来源于公开资料或者我们认为可靠的资料，我们力求但不保证这些信息的准确性和完整性。报告内容仅供参考，报告中的信息或所表达观点不构成所涉证券买卖的出价或询价，中邮证券不对因使用本报告的内容而导致的损失承担任何责任。客户不应以本报告取代其独立判断或仅根据本报告做出决策。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，中邮证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

中邮证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或者计划提供投资银行、财务顾问或者其他金融产品等相关服务。

《证券期货投资者适当性管理办法》于 2017 年 7 月 1 日起正式实施，中邮证券签约客户使用，若您非中邮证券签约客户，为控制投资风险，请取消接收、订阅或使用本报告中的任何信息。本公司不会因接收人收到、阅读或关注本报告中的内容而视其为签约客户。

本报告版权归中邮证券所有，未经书面许可，任何机构或个人不得存在对本报告以任何形式进行翻版、修改、节选、复制、发布，或对本报告进行改编、汇编等侵犯知识产权的行为，亦不得存在其他有损中邮证券商业性权益的任何情形。如经中邮证券授权后引用发布，需注明出处为中邮证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节或修改。

中邮证券对于本申明具有最终解释权。

公司简介

中邮证券有限责任公司于 2002 年 9 月经中国证券监督管理委员会批准设立，公司注册资本 61.68 亿元人民币，是中国邮政集团有限公司绝对控股的证券类金融子公司，公司是中邮创业基金管理股份有限公司的第二大股东。

公司经营范围包括：证券经纪，证券自营，证券投资咨询，证券资产管理，融资融券，证券投资基金销售，证券承销与保荐，代理销售金融产品，与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问，具备展业的各项资格。截至 2025 年 10 月底，公司在全国设有 58 家分支机构（含 29 家分公司、29 家营业部），1 家资产管理分公司和 1 家另类投资子公司。

中邮证券紧密依托中国邮政集团有限公司的雄厚实力，通过强化“自营+协同”发展模式，实现快速发展，当前服务的经纪客户已超过 260 万人。公司始终坚持诚信经营、践行金融为民，为社会大众提供全方位专业化的证券投融资服务，努力成为员工自豪、股东放心、客户信赖、社会尊重的优秀企业，打造契合中国邮政资源禀赋和市场地位的特色精品券商。

中邮证券研究所

北京

邮箱：yanjiusuo@cnpsec.com

地址：北京市丰台区北甲地路 2 号院 6 甲 1 号，玺萌大厦南塔

邮编：100050

上海

邮箱：yanjiusuo@cnpsec.com

地址：上海市虹口区东大名路 1080 号邮储银行大厦 3 楼

邮编：200000

深圳

邮箱：yanjiusuo@cnpsec.com

地址：深圳市福田区滨河大道 9023 号国通大厦二楼

邮编：518048