



从供给动能到需求牵引： 推动中国绿氨绿醇规模化发展 的破局路径





关于落基山研究所（RMI）

落基山研究所 (Rocky Mountain Institute, RMI) 成立于 1982 年，是一家立足市场、独立运作的专业智库，致力于通过经济可行的市场化解决方案推动全球能源转型，构建繁荣、韧性、清洁的低碳未来。落基山研究所与企业、政策制定者、科研机构、创业者及跨领域伙伴广泛协作，推动战略性投资，以扩大清洁能源解决方案的规模化部署、减少能源浪费、并提升可负担清洁能源的可及性，在保障能源安全和经济效益的同时，携手共创可持续的美好愿景。目前，落基山研究所的研究和实践已覆盖全球 50 余个国家和地区。

作者与鸣谢

作者

郭蓓, 李抒苒, 李婷, 王珮珊, 薛雨军

作者按姓名拼音顺序排列。

除非另有说明, 所有作者均来自落基山研究所。

联系方式

李抒苒, sli@rmi.org

引用建议

落基山研究所, 从供给动能到需求牵引: 推动中国绿氨绿醇规模化发展的破局路径, 2026, <https://rmi.org.cn/insights/pathways-for-scaling-green-ammonia-and-methanol-in-china/>

RMI 重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

除特别注明, 本报告中所有图片均来自 iStock。

鸣谢

本报告作者特别感谢以下专家对报告撰写提供的洞见与建议:

符冠云 国家发展改革委能源研究所
李 淼 中国石油和化学工业联合会
刘思明 石油和化学工业规划院
苏建英 中国氮肥工业协会
王 佩 中国石化集团经济技术研究院
温 倩 石油和化学工业规划院

高敏惠 落基山研究所
谭光瑀 落基山研究所
王 喆 落基山研究所
张博雅 落基山研究所
朱凌琪 落基山研究所

本报告所述内容不代表以上专家及其所在机构的观点。

目录

前言	5
1、发展基础与前景	6
1.1 新能源装备全产业链优势赋能绿氢氨醇增产降本提质	6
1.2 绿色原料、燃料的双重属性助力跨领域减碳	8
2、发展现状.....	11
2.1 现状一：国家政策——密集出台，加速推进绿色氢氨醇的技术攻关和试点工作.....	11
2.2 现状二：技术路径——逐渐清晰.....	13
2.3 现状三：规划项目——选址倾向资源侧、规划到投产的转化率偏低、投产项目初现	15
3、主要挑战.....	17
3.1 挑战一：技术瓶颈——绿氢氨醇产业进入以系统集成为核心的示范应用阶段	17
3.2 挑战二：成本高企——绿氢氨醇生产成本是传统路径的 2-3 倍	19
3.3 挑战三：供需规模错位——绿氨近七成产能将缺乏需求承接，绿醇供需相对平衡	22
4、破局路径.....	24
4.1 路径一：不同技术路径需施以差异化的、针对性的支持及措施	24
4.2 路径二：资源优势地区先行，从原料端降低生产成本	29
4.3 路径三：产业链上下游参与和闭环贯通是产业长久发展的基础	34
5、展望与建议	38
参考文献	40

前言

近年来，随着可再生能源装机规模的快速增长和度电成本持续下降，以绿氢、绿色合成氨和绿色甲醇为代表的新一代绿色氢基能源在全球范围内进入加速发展阶段，相关技术在制备效率、系统集成和工程化应用方面不断取得突破，示范项目规模和数量显著提升，绿色氢氨醇正由早期试点逐步迈向规模化示范和产业化初期应用。与此同时，在全球应对气候变化的大背景下，电力、工业、交通和航运等领域面临的深度脱碳压力持续加大，传统依赖电气化的减排路径在部分高温工业、长周期储能和远距离运输等场景中存在明显局限。作为少数具备规模化、跨行业应用潜力的零碳或近零碳能源载体，绿色氢氨醇被视为实现深度减排的重要技术路径。在此背景下，全球主要经济体和资源型国家普遍将绿色氢氨醇视为构建未来清洁能源体系、支撑深度减排和保障能源安全的关键抓手，围绕生产、消纳、储运、基础设施建设、认证体系及技术创新等领域持续加大政策力度。截至 2025 年 9 月，全球已有 65 个国家和地区制定并发布国家层面的氢能或氢基能源发展战略，累计出台百余项配套政策，为新一代绿色氢基能源的发展营造了较为完整的制度和市场环境。

能源体系层面，以绿色氢氨醇为代表的新一代绿色能源被普遍视为未来清洁能源体系的重要基石。在全球能源格局深刻调整、传统化石能源供应不确定性持续上升的背景下，绿色氢氨醇具备可依托本地可再生资源制取、可实现大规模储运及跨区域调配等关键优势，有助于提升能源系统的多元性与韧性。2026 年 3 月，我国明确将氢能和绿色燃料列为国家重点培育的新增长点¹，进一步凸显了绿色氢氨醇在未来能源体系中的战略属性及其在构建安全、低碳、可持续能源体系中的关键作用。

减碳路径层面，新一代绿色氢基能源为高排放、难电气化行业提供了少有的系统性深度脱碳方案，绿色氢氨醇正加快向原料与燃料双重属性演进。长期以来，氢、氨和甲醇主要作为基础化工原料使用，其生产高度依赖煤炭和天然气等化石能源，整体碳排放强度较高。在此背景下，绿色氢氨醇率先从原料端实现低碳替代：绿氢可用于钢铁直接还原、炼化及高端化工合成；绿氨可替代传统氮肥原料，并向精细化工和电子化学品等领域延伸；绿醇则可在烯烃、醋酸等生产路径中直接替代化石基原料，支撑化工行业规模化减排。与此同时，其燃料属性同步凸显，绿氢在燃料电池交通、工业供热中示范应用；绿氨和绿醇凭借相对成熟的储运条件和较高的能量密度，可直接应用于航运、航空和发电等领域，替代高碳化化石燃料，弥补电气化难以实现的减排贡献。其原料与燃料属性的独特定位，在连接可再生电力与终端用能需求的同时，既支撑工业环节的结构性减排，也拓展了能源系统的深度脱碳路径，成为推动跨行业、跨能源体系转型不可或缺的关键载体。

产业发展层面，新一代绿色能源亦是我国高新技术产业和先进制造业发展的关键驱动力。绿色氢氨醇产业链贯穿风电、光伏、电解槽、储运装备、重工制造等先进制造环节，并延伸至智慧调度和能源管理技术，是典型的技术密集型 and 系统集成性产业，具有链条长、带动能力强、对相关产业升级和技术进步具有显著促进作用等特点。近年来，我国在可再生能源装备制造、电解水制氢装备、化工工程和应用示范等方面已形成较为坚实的产业基础，通过推动绿色氢氨醇规模化应用，有望进一步促进相关技术迭代升级，培育新的产业增长点，提升我国在全球清洁能源与高端装备制造领域的综合竞争力。

在上述多重因素叠加作用下，我国以绿氢氨醇为代表的新一代绿色能源发展势头不断增强，正处于由技术示范向规模化发展的关键窗口期。与此同时，产业在技术成熟度、综合成本以及上下游协同等方面仍面临诸多现实约束，亟需系统梳理发展路径和节奏，厘清规模化推进的关键发力点。因此，有必要在这一关键阶段对产业发展现状、挑战与路径进行深入研究和系统分析。本报告首先从全球能源转型与产业布局的视野出发，系统梳理了绿色氢氨醇作为新一代绿色能源发展的现实必要性和产业基础；在此基础上，报告聚焦我国绿色氢氨醇产业发展现状，识别规模化进程中的关键挑战，并探讨切实可行的破局路径，以期和政策制定、行业发展规划和企业战略布局提供参考，力图把握绿氢氨醇产业发展这一关键窗口期，为产业实现规模化、可持续发展奠定基础。

1、发展基础与前景

随着可再生能源的高速发展，绿色氢基能源的发展也在提速。截至 2025 年 9 月，全球有 65 个国家和地区制定了氢能发展战略、百余项政策覆盖生产、消纳、基础设施建设、认证、研发创新等领域支持绿氢及绿色氨醇等氢基衍产品的发展。²

从“氢氨醇”到“绿氢氨醇”，生产路径的清洁化是界定其环境价值的根本。本报告所指的“绿氢氨醇”，特指以风电、光伏、水电等可再生能源为电力来源，通过电解水等方式制取“绿氢”，“绿氢”与空气中分离的氮气合成“绿氨”，与从生物质、碳捕集过程得到的二氧化碳合成“绿醇”。相较以煤炭、天然气等化石原料通过传统路径生产的氢氨醇，绿色路径实现了从原料消耗到能源投入的系统性减排。以氢为例，当前以煤炭、天然气制氢的路径为主，生产过程碳排放分别在 20–25 吨和 10–12 吨 CO₂/吨 氢气；而基于可再生电力的绿氢生产，在不使用网电的情况下，制氢过程的排放近乎为零³，显著降低了氢气生产环节的碳排放。此外，绿色合成氨的单位排放可由煤基路线的 4 吨 CO₂/吨氨以上或天然气路线的 2.0–2.4 吨 CO₂/吨氨，降至 0.5 吨 CO₂/吨氨以下⁴。而绿色甲醇可在以煤、天然气为原料产生 1.6–3.9 吨 CO₂/吨甲醇的排放水平，实现 60%–90% 的生命周期减排。⁵

绿氢氨醇作为原料和燃料兼具的能源载体，拥有较大的减排潜力和广泛的应用场景。原料方面，我国 2024 年氢气消费总量约为 3,650 万吨，其中约 90% 用于化工领域⁶。如果在上述环节实现 100% 绿氢替代，预计理论最大减排量近 6 亿吨二氧化碳ⁱ，约占我国二氧化碳排放总量的 6%ⁱⁱ，是实现碳中和目标强有力的支撑。燃料方面，绿氢氨醇在能源领域可直接作为清洁燃料应用于航运、航空、发电等领域，替代传统化石能源使用，降低碳排放。

1.1 新能源装备全产业链优势赋能绿氢氨醇增产降本提质

在全球光伏、风电、电解槽等前置环节的快速发展与技术迭代的背景下，绿氢氨醇产业正在将可再生能源发电、绿电电解水制氢、绿电为氨、醇合成工段供电形成串联。我国新能源装备制造业在技术、成本和全产业链方面具备显著优势，为绿氢氨醇的规模化发展奠定坚实基础。

● 技术优势：

光伏发电随电池片技术发展的多轮迭代，使光电转换效率不断突破。从“十二五”时期 ~20% 的量产转化率，到“十三五”时期的 ~22%，进一步提升至“十四五”时期的 ~24%，光电转化效率每提升 1%，度电成本可降低 5–7%，是降低光伏发电成本的主要因素。⁷

风力发电技术在向单机容量大型化、陆海兼具的方向发展。更大的叶片使风机转动时的扫风面积提升进而增加发电量，陆与海多空间的利用也提升了资源可开发量，同时，叶片、齿轮等关键零部件实现配套和国产化生产也为风电产业的发展提供了从产到用的全链条技术装备优势。

电解槽技术的发展仍处于技术上升期，当前呈现以碱性电解槽（ALK）和质子交换膜（PEM）为主、固体氧化物电解槽（SOEC）与阴离子交换膜（AEM）为辅的多技术并进的发展格局。其中，碱性电解槽作为我国应用最广泛、产业化程度最高的技术路径，正在向高效化、国产化与大型化方向持续推进。其单槽产氢规模从 100–200 标方 / 小时已快速提升至 2000–3000 标方 / 小时，显著增强了本地装备的供给能力，也进一步巩固了本地化制造在成本与交付方面的综合优势。

i 传统煤制氢路径通过水煤气变换反应，生产过程碳排放强度约取 20 吨 CO₂/吨氢气。

ii 参考《中华人民共和国气候变化第四次两年更新报告》，我国在 2020 年二氧化碳排放总量为 98.59 亿吨、温室气体排放总量为 124.63 亿吨二氧化碳当量。绿氢替代煤制氢主要减少了二氧化碳的排放。

- **成本优势：**

自 2010 年以来，我国新能源装备制造业在以上技术和规模化生产的带动下，光伏发电的平准化度电成本（LCOE）降低了 90%、光热发电的成本降低了 77%、陆上风电的成本降低了 68%、海上风电的成本降低了 72%，这些新能源发电技术的降本幅度领先或持平于全球平均降幅，且仍有继续下探的空间⁸，使风光成为最主要的新增装机电源。

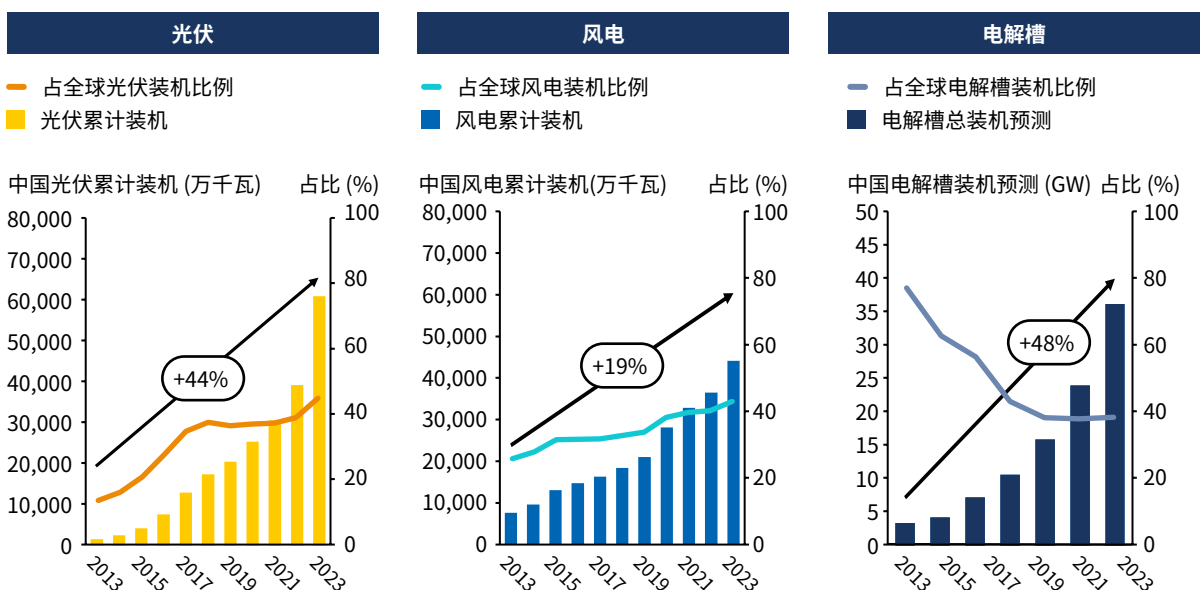
我国电解槽的发展在“十四五”期间开始提速，在装机规模快速增长的同时，成本也在快速下降，预计到 2050 年生产成本可降低 48%⁹。这些环节作为原料和能源供应的上游环节，其成本降低可加速绿氢氨醇与传统路径生产实现平价。

- **全产业链优势：**

我国拥有完整的光伏、风电、电解槽的供应链与产业链，覆盖从原材料加工、零部件制造、到整机生产的全环节。在新全球贸易形势下，具备串联各个环节生产技术与能力的全产业链优势可减少供应链断裂的风险，从而为大规模的新能源装备生产和项目交付提供时间、成本的双重保障。

在技术引领、规模化生产降本和产业链完备的发展下，以光伏、风电、电解槽为代表的新能源装机规模迅速扩张（图表 1）。作为绿氢氨醇产业发展的必要条件，已为其奠定了坚实基础。在年复合增长率方面，2013 至 2023 年间，我国光伏、风电装机分别实现了 44% 和 19% 的年复合增长率，这意味着每年新增规模为前一年装机的四成和两成，使十年间累计规模分别扩大近 40 倍和 6 倍，实现了跨越式发展。截至 2023 年底，我国光伏、风电的装机规模已有 6.1 亿千瓦和 4.4 亿千瓦，均占全球装机规模 43%，均占全球首位。截至 2024 年底，我国已有电解槽产能 33GW，占全球产能 60% 以上¹⁰；已公开宣布的电解槽装机规模达 3.4 GW，占全球公开规模的 77%，均位居全球第一。以光伏、风电、电解槽为代表的新能源装备产业的快速壮大，不仅显著提升了我国可再生能源的供给能力，也为绿氢氨醇产业在生产端的规模化发展奠定了坚实而稳固的技术基础。

图表 1. 中国光伏、风电、电解槽产业发展历程



来源：国家统计局ⁱⁱⁱ、BloombergNEF

iii 2013–2023 我国年累计风光装机和发电量数据来自统计局和能源局。

1.2 绿色原料、燃料的双重属性助力跨领域减碳

绿氢、绿氨、绿醇等氢基衍生物具备原料与燃料的双重属性，是推动工业、交通、电力等关键领域实现深度脱碳的核心载体。在全球碳中和目标加速推进的背景下，绿氢氨醇正逐步突破传统化工品定位，成为连接可再生能源与终端高耗能行业的重要介质。在原料侧，绿氢、绿氨和绿色甲醇可从源头替代以化石能源为基础的灰氢、灰氨和灰甲醇，直接降低化工、钢铁、化肥等高排放工业过程的碳排放；在燃料侧，凭借清洁燃烧特性、较高能量密度及可规模化应用潜力，绿氢氨醇正在成为航运、航空、重型交通及电力调峰等“难减排”领域实现深度脱碳的关键替代路径。绿氢氨醇的原料、燃料双重属性拓展了下游应用场景，为跨领域减碳提供了坚实基础。

氢氨醇的物理特性决定了其各自适宜的储运方式与应用场景。如图表 2 所示，氢具有极高的质量能量密度，是高效的能量转换介质和关键化工原料，但其体积能量密度低、储运条件苛刻、成本较高，因此，氢更适合在工业园区内或短距离范围内实现“就地制取、就地使用”，而在远距离、大规模终端燃料领域直接应用的经济性仍受制约。氨不含碳、易于液化，体积能量密度显著高于氢，在电力掺氨燃烧、远洋航运等对能量密度和跨区域运输要求较高的场景中，具备较强的可操作性。甲醇在常温常压下以液态存在，储运条件温和，安全性和操作便利性较高，可改造现有液体燃料的储运体系和加注设施得以利用。在航运领域，甲醇发动机和配套系统已进入商业化应用阶段；在航空领域，甲醇作为合成燃料的重要中间体，可与既有燃料体系实现过渡衔接。甲醇在技术成熟度高、基础设施兼容性强和改造成本较低方面优势明显，使其成为当前绿色燃料路径中商业化进展最快的选项之一。

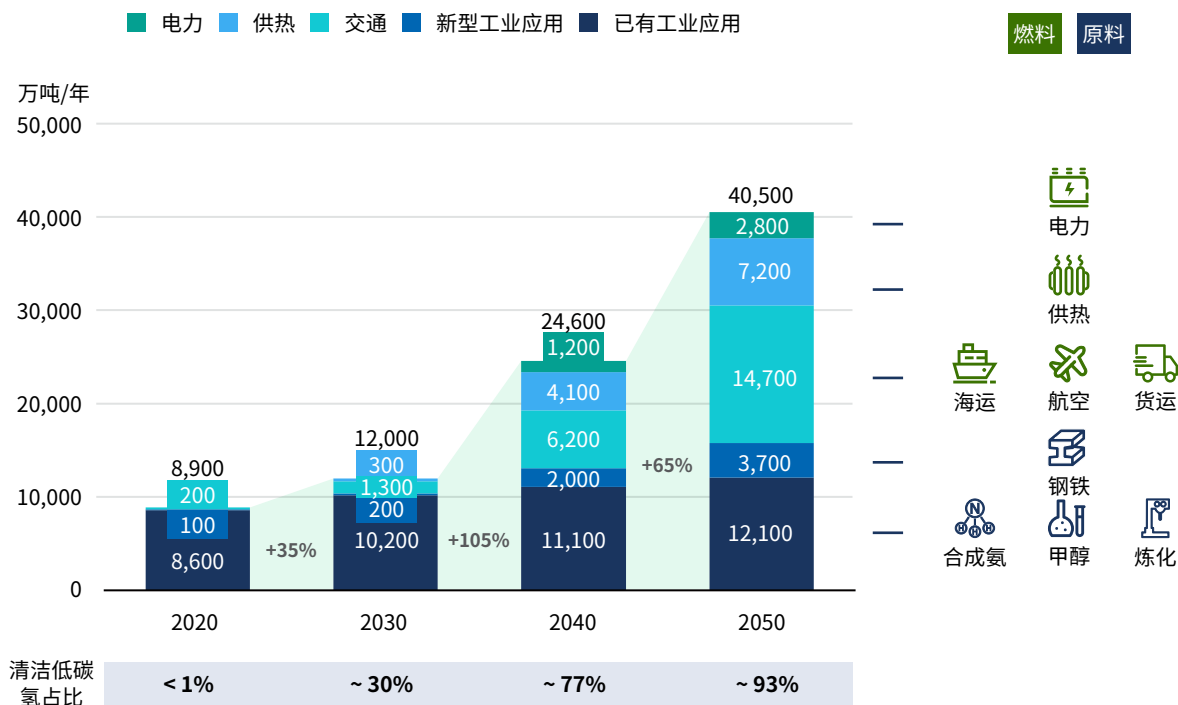
图表 2 氢氨醇物理性质对比

	氢	氨	甲醇
常态	气态	气态(易液化)	液态
密度 (kg/m ³ , 标况)	0.09	0.77	792 (液体)
沸点 (°C, 常压)	-252.8	-33.3	64.7
体积能量密度 (GJ/m ³ , 基于LHV*)	0.01 (气态)	12.7 (液态)	15.6
质量能量密度 (MJ/kg, 基于LHV*)	120	18.6	19.9
储运条件	高压气态、低温液态	中压液态	常压液态、常温

注：* 低位发热量 (LHV, Low Heating Value)。指燃料完全燃烧后，不回收燃烧产物中水蒸气冷凝潜热条件下所释放的有效热量，更符合实际动力系统（如内燃机、燃气轮机和燃料电池）的能量利用情况，亦是国际能源与燃料比较中常用的口径。

从总量趋势看，根据麦肯锡行业研究预测¹¹，氢及其衍生物需求在中长期将保持显著增长态势。如图表 3 所示，2020 年全球氢及其衍生物需求约为 8900 万吨，到 2050 年有望增长至约 4 亿吨，整体规模扩大近 3.5 倍。从时间节奏看，2030–2040 年是需求增长的关键跃升期，十年间需求将由约 1.2 亿吨快速增至约 2.5 亿吨，增幅超过一倍。这一时期不仅是传统工业需求稳步扩张的阶段，更是交通、供热、电力等新兴终端领域开始规模化渗透、绿色燃料需求集中释放的重要时期。在这一发展趋势下，预计到 2050 年，我国氢及其衍生物需求将达到约 1 亿吨，占全球总需求的四分之一，中国将成为全球规模最大的单一国家市场。

图表 3 2020-2050 年氢及衍生物的需求展望



来源：麦肯锡，RMI 整理汇总

需求结构方面，全球氢能产业早期增长高度依赖其原料属性，工业应用领域长期占据主导地位。2020 年工业用途约占全球氢需求的 98%，到 2030 年仍维持在约 87%，需求主要集中于合成氨、合成甲醇和炼油等传统工业场景，并逐步通过绿氢对化石能源制氢的替代来实现降碳。随着低碳技术成熟和减排约束趋严，氢冶金等新型工业应用逐步增长，预计到 2050 年新型工业应用将占工业用氢需求的 23% 左右，成为工业领域内部结构调整的重要方向。

2040 年前后，全球氢及其衍生物需求结构迎来关键拐点，燃料属性开始成为拉动需求增长的核心应用，其中交通领域成为中后期需求扩张的主要增长点。2030 年前，交通用氢仍处于示范和起步阶段，需求规模和占比相对有限；2030 年后，随着绿色甲醇、绿氨等燃料在航运、航空和重型货运领域加速发展，交通领域用氢需求进入快速放量阶段。预计到 2050 年，交通领域氢及其衍生物需求规模接近 1.5 亿吨，占全球总需求的 36% 左右，成为最大的单一需求领域。与此同时，供热领域需求也在同步增长，在 2030-2040 年间从约 300 万吨快速上升至约 4100 万吨，到 2050 年预计达到 0.72 亿吨，占比约 18%。电力领域则通过掺氢、掺氨燃烧及灵活调峰应用，对需求增长形成重要补充，共同构成绿色燃料驱动下的多元终端需求体系。

供给结构方面，清洁低碳氢^{iv}在全球氢能体系中的占比将迅速提高。2020 年清洁低碳氢占比不足 1%，到 2030 年有望升至 30%，2040 年进一步提升至 77%，到 2050 年预计超过 90%。随着可再生能源与电解槽成本持续下降，绿氢预计在 2050 年主导全球供应结构，占比约 50%-65%；蓝氢作为过渡路径，占比预计在 20%-35%。

市场实践方面，绿色燃料需求已率先在航运领域实现集中释放，头部买家通过长期承购协议推动绿醇、绿氨项目加速落地。马士基与中远海运是目前全球最具代表性的绿色甲醇燃料需求方。作为领先的集装箱航运企业，马士基已宣布的绿色甲醇年采购需求超过 130 万吨，并与金风科技等企业签署长期购销协议，为其已订购的 12 艘甲醇双燃料船舶提供燃料保障，预计 2026 年起陆续交付。中远海运已公布的采购规模位居全球第二，将为中国天楹

iv 主要指蓝氢和绿氢。蓝氢是在化石能源制氢基础上通过配套碳捕集技术，以实现制氢环节排放显著降低的技术路径；绿氢是以可再生能源为电力来源，通过电解水制取的氢气，在制取过程中几乎不产生碳排放。

辽源、国电投四平一体化项目约 80 万吨绿色甲醇提供稳定消纳，用于甲醇双燃料船舶运营。除燃料应用外，原料替代的应用亦开始显现。雅苒等国际化肥企业也在加快布局绿氨，在巴拉圭等项目签署长期采购协议，将绿氨用于低碳化肥生产，实现传统合成氨生产体系的减排替代。整体来看，航运领域头部买家的早期入场，正在通过“订单牵引—项目落地—规模放量”的路径，加速绿色燃料市场从示范走向商业化；而原料端的替代应用，则为绿色氢基能源打开了更加稳定的工业需求空间。

从发展趋势来看，氢能产业正从以工业原料替代为主的早期阶段，转向以绿色燃料规模化应用为核心的新阶段。电力、供热和交通等终端能源需求的持续释放，显著拓展了绿氢、绿氨和绿色甲醇的应用空间，成为支撑产业中长期增长的关键动力。在可再生能源成本下降与终端减排约束加强的共同作用下，绿色燃料有望在未来几十年重塑全球氢能需求格局，并为相关产业链注入持续而稳定的新发展动能。

2、 发展现状

当前，绿氢氨醇产业发展的基础条件已基本具备，正处于从试点示范迈向规模化发展的关键阶段。随着可再生能源装机规模的快速增长、电解槽技术的持续突破以及产业链逐步完善，绿氢生产的技术和市场条件逐步成熟，为下游氨醇产业打下了良好的基础。本章系统梳理了产业发展关键政策、主要技术路径以及项目实践等方面的现实情况，结合当前发展形势，前瞻未来趋势，为后续章节识别核心挑战并提出可行的破局之路提供有力支撑。

2.1 现状一：国家政策——密集出台，加速推进绿色氢氨醇的技术攻关和试点工作

自 2020 年我国提出“碳达峰、碳中和”的气候目标以来，氢能相关产业正处于从探索到规模化发展的过渡阶段。“十四五”期间，以《氢能产业中长期规划（2021-2035 年）》的出台为起点，以明确氢兼具原料和能源属性为加持，为氢能产业的加速发展奠定了基础。尤其是 2025 年下半年政策的密集出台、以及 2026 年对于培育氢能、绿色燃料等新增长点的最新定位（图表 4），表明了产业正在从规划到落地的阶段跨越与发展势头，并力图在以下三个重点方面有所突破：

- **供给侧突破：**以试点项目为切入，在可再生能源制氢、氨醇合成的柔性工艺、储运技术与装备、系统集成与智能控制等重点环节开展技术攻关，实现从波动、间歇性电源到高负荷稳定生产的技术可行性验证。
- **需求侧拓展：**从培育应用场景为出发点，推动绿氢与冶金、化工、炼化等行业的耦合；将氢能应用场景由燃料电池汽车向交通、工业等具备条件的多元领域拓展；提升绿氨醇的加注能力和与船运、航空等行业的衔接，实现从生产到使用的贯通。
- **支撑体系：**以金融和标准体系为抓手为绿氢氨醇产业提供关键支撑。一方面，绿色液体燃料首批项目优先纳入制造业中长期贷款、能源领域首台（套）重大技术装备的支持、国家低碳转型基金的设立等将从金融侧降低企业的研发风险和成本，提升项目落地的可能性；另一方面，构建绿色氢氨醇产品碳足迹的分级标准，满足国内现实需求的同时，也与国际标准接轨服务于绿色贸易。

图表4. 全国层面支持绿氢氨醇产业发展的主要政策

发布时间	政策及主要内容	发布机构
2022.2	《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》 到2025年，可再生能源制氢量达到10-20万吨/年；到2035年，形成氢能产业体系，构建多远氢能应用生态；探索开展可再生能源制氢在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代化石能源的示范。	发改委、能源局
2024.11	《中华人民共和国能源法》 首次将氢能明确纳入能源管理体系，与煤炭、石油、天然气、核能、水能、风能、太阳能等并列作为能源进行管理。	全国人大常委会
2024.12	《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》 加快清洁低碳氢在冶金、合成氨、合成甲醇、炼化等行业实现规模化应用，在工业绿色微电网、船舶、航空、轨道交通等领域实现示范应用。	工信部、 发改委、能源局
2025.6	《关于组织开展能源领域氢能试点工作的通知》 分为区域试点和项目试点两种形式；试点方向包括：1) 氢能制取；2) 氢能储运；3) 氢能应用；4) 共性支撑。	能源局
2025.8	三项能源领域石化行业标准（征求意见稿） 《绿色合成氨》行标：三级标准界定可再生氨、清洁氨和低碳氨； 《绿色甲醇》行标：三级标准界定可再生甲醇、清洁甲醇和低碳甲醇。	能源局
2025.9	《关于开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点工作（第一批）的通知》 加快试点项目建设，于2026年12月底前建成投产、2027年6月底前实现高负荷稳定生产；第一批试点项目包括三个方向9个项目（5个绿色甲醇项目、3个绿氨项目、1个燃料乙醇项目）。	能源局
2025.10	《节能降碳中央预算内投资专项管理办法》 支持绿色甲醇和可持续航空燃料生产项目；支持比例为核定总投资的20%。	发改委
2025.10	《关于拓展绿色贸易的实施意见》 加快推动物流绿色低碳发展：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。提升绿色低碳相关产品国际竞争力：发展绿氢等可持续燃料贸易。	商务部
2025.11	《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》 创新新能源集成发展模式，统筹布局绿氢、氨、醇等绿色燃料制储输用一体化产业，打造“灵活负荷”。	发改委、能源局
2026.3	召开绿色燃料产业发展专题座谈会 发展绿色燃料产业有利于替代石油、保障能源安全，有利于降低碳排放、促进绿色发展，有利于促进新能源非电利用和消纳、增强发展新动能，是能源领域新质生产力发展的重要方向。	能源局
2026.3	2026年《政府工作报告》 设立国家低碳转型基金，培育氢能、绿色燃料等新增长点。	国务院
2026.3	《关于开展氢能综合应用试点工作的通知》 遴选产业基础好、应用场景丰富、氢能资源保障能力强、产业链条完整的城市群率先开展氢能综合应用试点；到2030年，城市群氢能可在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。	工信部、财政部、 发改委

来源：RMI 整理

2.2 现状二：技术路径——逐渐清晰

随着国际层面对于绿氢氨醇的标准和要求趋于严格，产业发展逐渐有序化、规范化。其中，最具影响力的是欧盟的法案要求：针对绿氢，《欧盟可再生能源指令（RED II）》提出了时间相关性（从月度匹配向小时匹配过渡）、地理相关性（电解槽与可再电力在同一电力价格区或附近区域）、额外性（确保可再生电力装置是支持绿氢生产的新增装机）三项要求；针对绿氨醇等绿色燃料，则需满足生物燃料（Biofuels）、可再生非生物基燃料（RFNBO）以及回收碳燃料（RCF）标准中原料来源的可持续性与碳强度要求。这些规定在全球范围内发挥了引领作用。

我国绿氢氨醇产业的发展方向和技术路径日益明确。“十四五”初期，我国绿氢氨醇产业刚处于起步阶段，选择有别于传统路径的低碳生产技术，往往被冠以“低碳”或“绿色”标签。受国际政策影响，结合我国生物质资源条件、绿电产地集中于“三北”地区的资源禀赋条件与负荷中心主要分布在东南沿海、氢储运和储能仍存在瓶颈的现实挑战，产业发展形成了三大基本方向：1）从资源利用角度出发，强调碳源与氢源的精细化、高效利用，在控制资源约束的前提下实现更高减排效率；2）从技术路线角度出发，重点聚焦以风光电力和碳捕集为基础的电能多元转化（Power-to-X, PtX）技术路径，将波动性的可再生电力转化为稳定、可储存的氢基能源载体；3）从应用示范和工程化落地角度出发，加快推进绿氢氨醇一体化项目建设，通过就地制氢、就地转化成氨醇，实现可再生能源的规模化储能、低成本储运以及在船运、工业等难减排领域的低碳转型。目前我国绿氢氨醇的主要生产路径如图表 5 所示：

绿氢

以风光等可再生能源为电力来源为电解槽供电，通过电解水制取绿氢、副产绿氧。

生物甲醇

以农林废弃物等生物质为原料，经破碎、干燥及预处理后进入气化炉进行热解气化，产生含 CO 、 H_2 、 CO_2 、 CH_4 等组分气体的合成气。该合成气经调整氢碳比后在 $250\text{--}350\text{ }^\circ\text{C}$ 、 $5\text{--}10\text{MPa}$ 和催化剂的条件下合成甲醇。原合成气中氢碳比（ H_2/CO ）通常小于或接近于 1，而最理想的比例在 2 左右， H_2 的含量相对于 CO 明显不足，需要调整至适于甲醇合成的原料比例。

值得注意的是，调整合成气氢碳比的方式主要有两种：1）通过变换装置调节^v，本质上是完全用生物质提供碳源和氢源，通过消耗一部分 CO 来产生 H_2 和 CO_2 ，提升 H_2 比例的同时，也有部分碳源以废气 CO_2 的形式排出，使得碳利用率降低。这种方式下，只要生物质供应有充足保障，生物甲醇即可以连续稳定地生产。2）向合成气中直接掺补绿氢，本质上是充分利用生物质可提供的碳源和氢源，减少合成气中有效气体的浪费，通过补入绿氢调节氢碳比至理想水平，使得碳利用率提升。这种方式下，需要考虑绿氢是否可以按时、按量地补入，如果因风光资源季节性波动导致绿氢产量不足，则对甲醇合成产生较大影响。

从我国已规划和在建项目的技术选择来看，生物质掺氢路径更为普遍，主要原因有二：一是该路径在生物质总量有限且可持续、可调配资源相对受限的条件下，有利于实现生物质资源的高效、资源化和高附加值利用；二是结合了我国新能源产业快速发展的比较优势，通过掺补绿氢，不仅提升了生物质的转化效率，也使项目在当前阶段具备更快实现规模化落地和成本经济性的现实基础。

电制甲醇

以绿氢和碳捕集装置捕获再利用的 CO_2 为原料合成的甲醇称为电制甲醇。值得注意的是，所捕集的 CO_2 可进一步分为可再生 CO_2 （如生物质燃烧碳捕集和直接空气捕集）以及不可再生 CO_2 （如工业尾气捕集）。

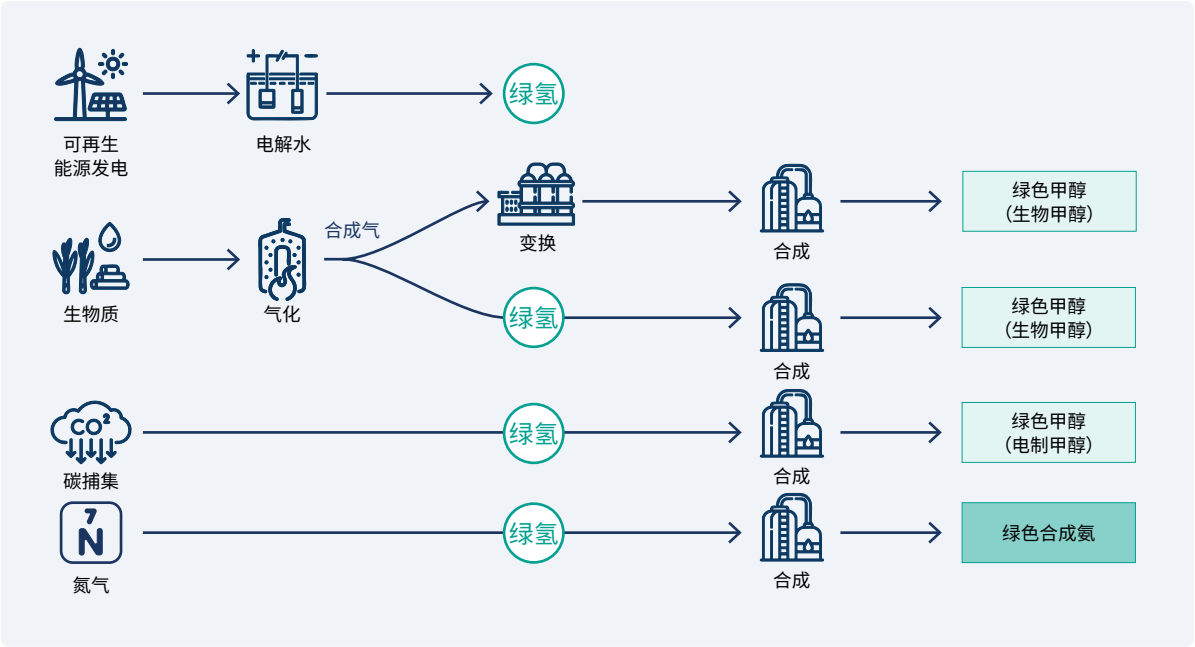
^v 变换装置的主要反应为水煤气变换反应，反应式为 $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2$ ，即合成气中的部分 CO 与水蒸气反应产生 H_2 和 CO_2 。

根据 2025 年 12 月发布的《绿色甲醇》行业标准文件¹²，目前捕集来自生物源、空气源和化石源的 CO₂，且前端捕集产生的环境权益未被使用时，甲醇燃烧时碳足迹均可按零计入。然而，我国来自工业或电厂等化石源捕集的 CO₂ 仍需与欧盟 RFNBO 和 RCF 的相关要求进一步明确、衔接和互认，这意味着此路径生产的绿色甲醇目前无法得到国际市场的认可，也间接导致电制甲醇路径在国内生产端进展的相对滞后。

绿氨

空分所得的氮气与绿氢以 1:3 的氮氢比混合成为原料气，经压缩至高温（400-500℃）、高压（15Mpa 以上）、催化剂的条件下合成氨。

图表 5. 我国绿色氢氨醇主要生产路径



来源：RMI 整理

注：

1. 参考《绿色甲醇》行业标准的规定，绿色甲醇从资源、能源、环境、品质和低碳属性五个维度设定评价指标，并据此划分为三级。符合标准要求的绿色甲醇生产路径主要涉及三类：一是生物甲醇，即以生物质气化、生物质气化耦合绿氢，或以生物天然气、沼气为原料合成的甲醇；二是电制甲醇，即以碳捕集技术获取的二氧化碳与绿氢为原料催化合成的甲醇；三是绿氢耦合煤制甲醇，在既有传统甲醇工艺中通过部分绿氢替代来实现降碳。**本报告重点聚焦于生物质气化、生物质气化耦合绿氢以及电制甲醇三种生产方式，其余技术路径不作展开。**
2. 参考《绿色合成氨》行业标准的规定，绿色合成氨从资源、能源、环境、品质和低碳属性五个维度设定评价指标，并据此划分为三级。符合标准要求的绿色合成氨生产路径主要包括两类：一是以绿氢为原料、可再生能源供能的生产路径；二是以绿氢或工业副产氢耦合既有合成氨装置，在现有产能基础上实现减排改造的生产方式。**本报告重点聚焦前一类以绿氢和可再生能源为核心的绿氨生产路径，其余路径不做展开。**

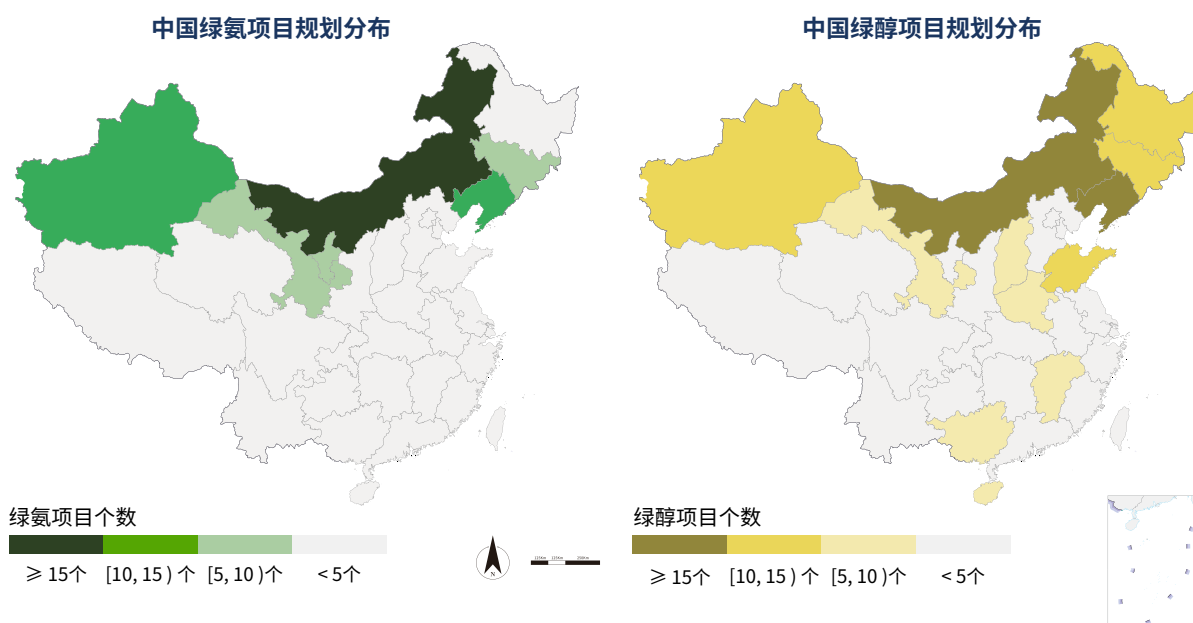
2.3 现状三：规划项目——选址倾向资源侧、规划到投产的转化率偏低、投产项目初现

在我国新能源产业发展和政策的带动下，绿色氢氨醇项目正在加速铺开。截至 2025 年底，我国公布的绿氨项目已有规划产能近 2100 万吨；绿醇项目已有规划产能超过 2300 万吨¹³，分别相当于中国传统氨醇产能的 1/3 和 1/4。这些新建项目从选址到实施进度呈现三个特征：

(1) 绿氢氨醇项目选址向资源侧倾斜

绿氢氨醇产业的空间布局本质由资源驱动，项目选址向资源侧倾斜。绿氢作为基础环节，依赖可再生能源发电为电解槽提供动力，因此选址重点在风光资源富集区，以华北、东北、西北地区为主要项目开发地，确保低成本、稳定的绿电供应。绿氨的生产以绿氢和空分氮气为原料，选址要靠近绿氢产地，以降低氢气运输成本并实现能源耦合。相比之下，绿醇因有多种生产路径，其选址因素也更为多元：部分路径依赖生物质资源，适合布局在生物质富集地区，如黑龙江、河南、吉林等粮食主产地；部分路径以绿氢和捕集来的二氧化碳为原料，倾向于靠近风光资源和碳源；对于生物质掺绿氢的生产路径，则需要在生物质和风光资源的交集区域选址，以黑龙江、吉林、辽宁以及蒙东地区最具代表性，如图表 6 所示。

图表 6 中国已公开绿氨绿醇项目地理分布



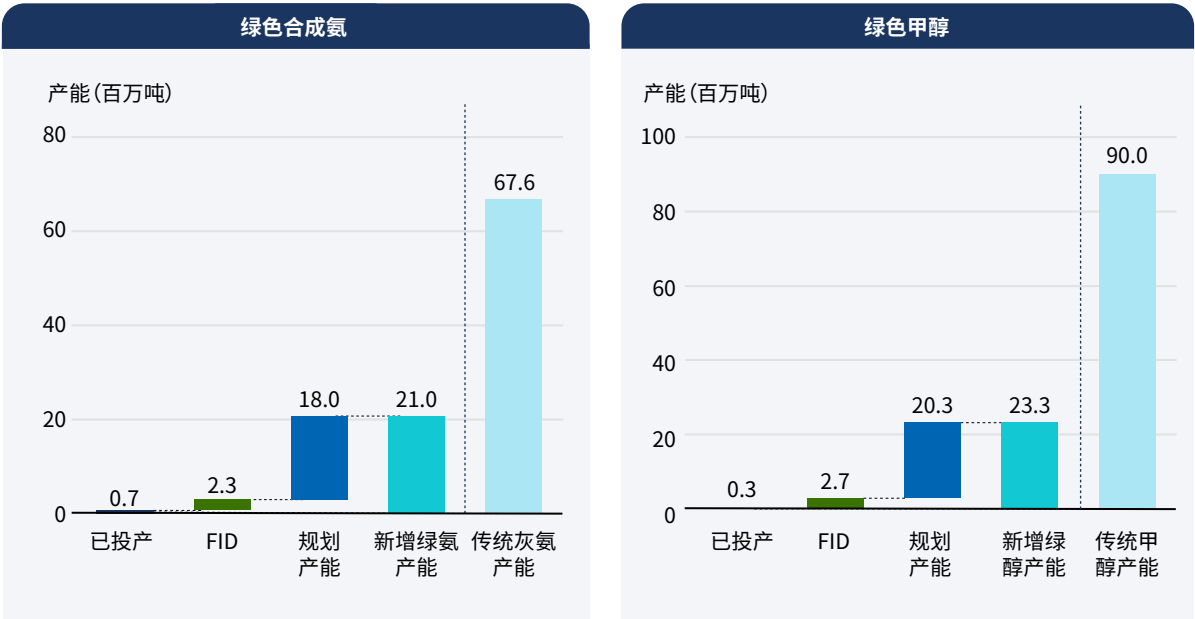
来源：香橙会，RMI 整理（项目统计截至 2025 年底）

(2) 规划产能规模大，但从规划到实际投产的转化率仍偏低

在国内外政策和市场演变的驱动之下，我国新建绿氨、绿醇的规划产能均已超过 2000 万吨。然而，已投产运行和完成最终投资决策（FID）的产能有限，揭示了行业仍处于早期发展阶段，面临技术、经济性、市场需求等多重挑战。如图表 7 所示，截至 2025 年 12 月，我国绿氨项目投产运行的产能合计 70 万吨，仅占总规划产能的 3%；完成最终投资决策（FID）产能合计 230 万吨；另有已公开宣布但尚未进入 FID 阶段的项目规划产能高达 1800 万吨。尽管规划绿氨总产能已接近传统合成氨产能的 1/3，但保守估计到 2027 年规划产能的建成转化率仅 14%。我国新建绿色甲醇项目也面临同样的情况，项目进展层面略快于绿氨。截至 2025 年底，已有两个绿醇项目投产运行，产能

合计 30 万吨^{vi}，占比不足总规划产能的 2%；完成 FID 产能合计 265 万吨；另有已公开宣布但尚未进入 FID 阶段的项目规划产能超过 2300 万吨。尽管规划绿氨总产能已接近传统甲醇产能的 1/4，但保守估计到 2027 年规划产能的建成转化率仅可达 13%。

图表 7 绿氨绿醇规划项目进展情况



来源：MPP，RMI 整理（项目统计截至 2025 年底）

注：最终投资决策（FID）为项目开发商经内部投资决策正式批准项目推进。此时，开发商承诺分配资金，并从项目规划阶段过渡到执行阶段（实施或开工建设）。

(3) 投产项目初现，标志着产业进入技术验证的关键期

2025 年，我国已实现五个绿氨醇项目的投产，标志着产业正在从“概念原型”向“技术验证”跨越的关键时期。此前，我国仅有少数绿氢项目投产运行，以中石化位于新疆库车的项目为例，实现了“光伏发电-电解水制氢-绿氢炼化”的贯通。绿氨绿醇是绿氢产业的进一步延伸，多环节需要在波动供电与平稳用电中相互配合，间接对合成反应条件控制、催化剂选择、集成控制等环节提出了更高的要求，技术难度显著提升。2025 年是具有里程碑意义的一年，相继有远景赤峰 32 万吨绿氨、吉电大安 18 万吨绿氨、上海电气洮南 5 万吨绿醇、金风兴安盟 25 万吨绿醇、中能建松原 20 万吨绿氨绿醇五个项目实现投产运行，合计产能 70 万吨绿氨、30 万吨绿醇。在地理层面，五个项目均就近东北地区，为老工业基地带来了新的发展机遇；在技术层面，有四个项目在绿色液体燃料第一批九个试点项目之列，意味着未来 1-2 年将以重点技术攻关、实现高负荷稳定生产、降低生产成本等方面为重心，加速绿氨绿醇产业化发展。

^{vi} 投产绿醇项目仅统计生物质气化和生物质气化耦合绿氨为生产方式的项目规模。

3、 主要挑战

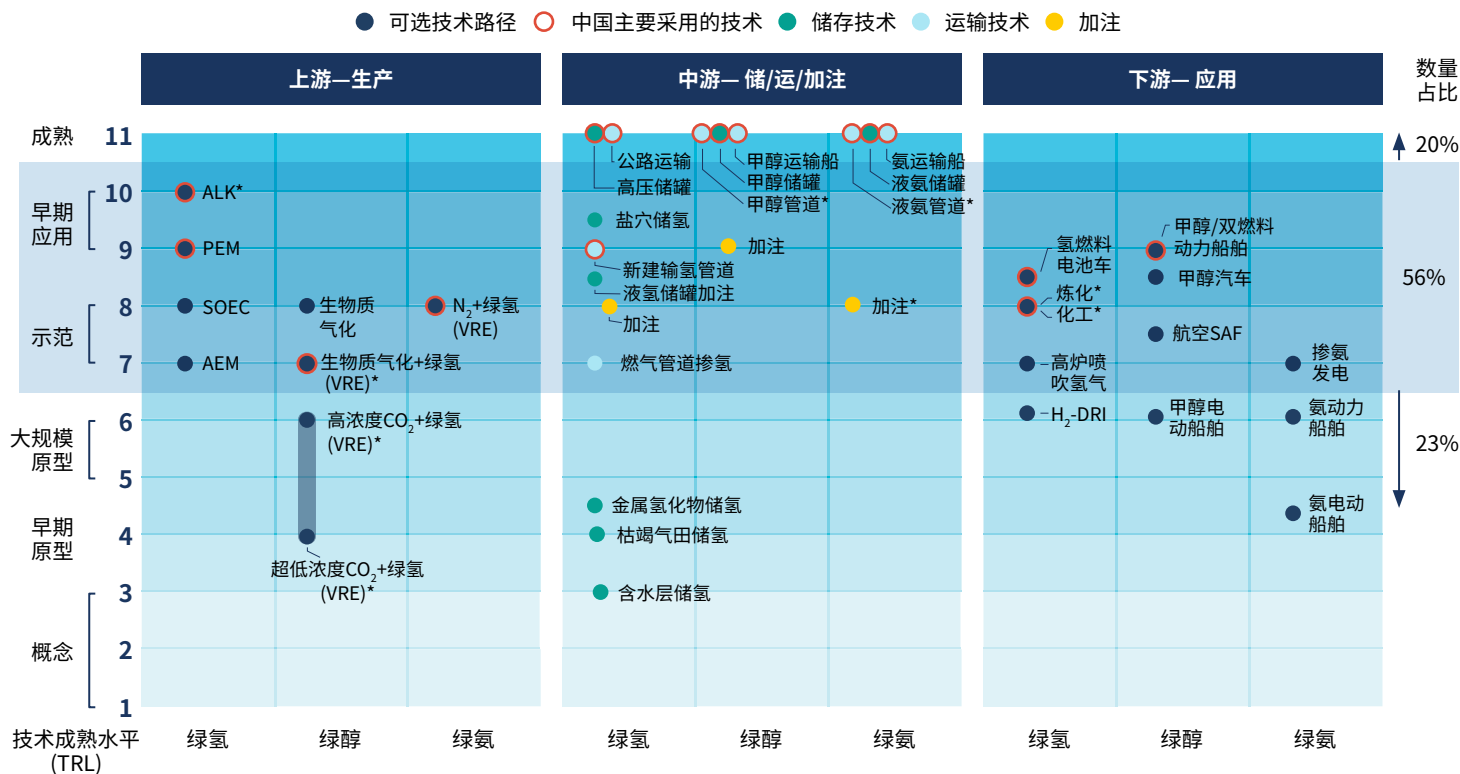
尽管近年来绿氢氨醇产业在政策、技术、项目层面积极推进，从现状不难发现绿氢氨醇产业的发展从宏观规划到项目落地、从技术验证到成本可行、从生产端到需求侧的衔接仍面临诸多挑战。

3.1 挑战一：技术瓶颈——绿氢氨醇产业进入以系统集成为核心的示范应用阶段

绿氢、绿氨、绿醇产业链的构建可以分为三个核心环节，即上游生产环节、中游储运环节以及下游应用环节，三者相互衔接、协同发展，形成产业链的闭环。上游环节主要包括可再生能源驱动的电解水制绿氢、绿氢与氮气合成绿氨、与碳源合成绿醇等过程，是实现波动性、间歇性电源向绿色产品平稳供应的基础。中游环节承担着桥梁作用，涵盖储存、运输、分销及加注等过程，根据氢氨醇的不同的物理特性提供适配的技术和基础设施，确保上游生产的绿色产品能够高效地、经济地、安全地储存和流通。下游环节则聚焦于终端应用，可助力工业、电力、交通等领域的减排，是实现从生产到应用全流程脱碳效益闭环的关键场景。

结合国际能源署《清洁能源技术指南》¹⁴ 和国内实际情况的评估，近八成主要技术仍处于成熟前的不同阶段。如图表 8 展示的 39 个贯穿氢氨醇产业链的主要技术，其中有 22 个技术处于示范和早期应用阶段（TRL 7-10），占比 56%；有 9 个技术处于更早期的原型和概念阶段，占比 23%；仅有 8 个技术处于成熟阶段，占比约 20%。加速突破这些技术的难点实现规模化应用和降本，对于推动绿氢氨醇产业的发展至关重要。

图表8 绿氢氨醇产业上中下游主要技术成熟度图谱



上游——生产

绿氢生产依托可再生能源发电，通过电解水实现“绿电”向“绿氢”的转化。目前我国应用最广泛的技术路径包括碱性电解（ALK）和质子交换膜电解（PEM）。其中 ALK 技术历经十余年的发展，已实现工业化生产，具备单台规模大、成本较低等优势，技术成熟度最高，进入规模化生产和批量应用阶段（TRL 10）；PEM 技术具备电流密度高、单台规模较小、启停灵活、快速响应新能源出力波动等特点，技术发展水平同样处于早期商业化阶段（TRL 9）。PEM 系统因依赖贵金属催化剂的使用来提升反应效率，其成本一直处于高位，尽管过去五年 PEM 系统成本已降低了 1/3，但仍为相近规模 ALK 系统成本的 4-5 倍¹⁵。在实际应用中，常见大规模 ALK 与小规模 PEM 组合使用，以兼顾绿氢制取的灵活性与成本经济性。此外，高温固体氧化物电解（SOEC）和固体聚合物阴离子交换膜电解（AEM）作为 ALK 和 PEM 技术的补充，目前处于示范阶段（TRL 7-8）。SOEC 在高温条件下运行，理论效率更高，且适合与工业余热、光热等耦合使用；AEM 以融合 ALK 和 PEM 优势为出发点，可摆脱对贵金属催化剂的依赖从而实现大幅降本，但仍需在耐久性和规模化方面取得突破。

绿醇生产可以通过生物质气化或电制甲醇的路径获得，生物甲醇适合小规模、分散式生产，而电制甲醇更适合大规模、集中式生产。**生物质气化**技术原理与煤气化工艺相似，技术尚处于大规模商业化验证阶段（TRL 8），仍需在气化过程的稳定性和效率、气化率等方面实现突破。只要生物质原料可以连续供应，即可实现合成气、生物甲醇的稳定生产。对于**生物质掺绿氢**的技术路径而言，则需综合考虑气化技术提供稳定碳源与波动的氢源整体方案的技术水平，尽管该路径是我国公开项目选择较高的方案，其技术成熟度仍处于早期示范阶段（TRL 7），除气化、电解水之外，仍需实现系统集成及配合波动的绿氢实现柔性合成工艺等技术的突破。**电制甲醇**以波动的氢源与捕集的碳源为原料生产而来，该组合的技术水平主要取决于碳源获取的方法，呈现了较大的差异性。如果选择高浓度工业尾气捕集，以煤化工尾气 CO₂ 捕集为例，其 CO₂ 浓度可达 90% 以上，捕集难度较低且捕集成本更为经济；如果选择超低浓度直接空气捕集，其 CO₂ 浓度低于 1%，该捕集技术早期原型和工业示范阶段且单位捕集成本极高。

绿氨的生产通过合成波动的绿氢和空气中分离的氮气而制得，路径相对单一，处于示范和早期应用阶段（TRL 8），同样需要实现系统集成调度以及配合波动的绿氢实现柔性合成工艺等技术的突破。

中游——储/运/加注

储存和运输氢氨醇均已有了较为成熟的技术。氢以气体形态通过加压储罐和长管拖车的组合进行储运最为成熟（TRL 11），其中较低压力等级储罐应用最为广泛。同时，输氢管道建设正成为我国氢储运技术的重要发展方向，以新建纯氢管道为主（TRL 9），并辅以天然气管道掺氢改造应用（TRL 7）。由于氢气的体积能量密度低、沸点低、易泄露、易燃易爆等特性，使得氢气以高压气态或液态储运能耗大、成本高、且存在一定安全风险，间接导致了“氢载体”储运的快速发展，即通过氨、醇等具备更高能量密度、安全稳定的载氢化学品进行储运，可显著降低远距离、大规模储运的难度与成本。**氨醇**以液体形态通过储罐、管道、汽运和海运进行储运，基于传统化工产业的已有的技术与装备基础，该储运技术已很成熟（TRL 11）。

加注环节是链接绿色燃料供应与应用的关键一步，决定了绿色液体燃料大规模、安全地从岸端装载上船并为船只持续提供动力。就港口加注能力与基础设施现状来看，**甲醇**加注技术成熟度最高（TRL 9）、市场需求最为迫切。当前港口可通过适当改造实现甲醇存储与加注，已具备一定的技术规范与指南，但加注设施与操作流程在标准化方面仍需进一步完善。截至 2025 年底，全球已公布了约 450 艘甲醇燃料船舶的运营与建设计划¹⁶，其中已投运的有 105 艘，且已有近 20 个港口具备绿色甲醇加注能力，其中我国的上海港、天津港、大连港、山东青岛港、海南洋浦港、宁波舟山港等 8 家港口位列其中，为满足船东绿色甲醇加注需求打下坚实基础。**氨**加注技术正在从试点走向早期应用阶段（TRL 8）。因氨具有毒性，存储与加注须采用特殊的设计和采取措施以保证安全性，当前以船对船加注试点为主，港口与管道、船只对接的基础设施不足。截至 2025 年底，全球已有 446 艘氨燃料船只，仅有 5 艘处于运行状态¹⁷；全球已有四个港口具备氨燃料加注能力，其中包括我国的大连港，在 2025 年 7 月完成了将远景赤峰绿氨燃料向氨燃料船只的加注作业。**氢**加注技术仍处于试点示范阶段（TRL 8），技术系统的选择则取决于氢气的存储方式（液态或气态）——液氢通常更适配内燃机动力船舶，气氢可以适配燃料电池和内燃机动力

船舶。因氢气的体积能量密度低，易燃易爆、沸点极低等特性，导致其安全控制难度较高，仍需相关标准和规则等制度的规范与引导。截至 2025 年，氢燃料船只的订单仅有 50 余艘，仅有少数船只在示范运行中。¹⁸

下游——应用

下游应用是绿氢、绿氨、绿醇价值链实现减碳效益的关键环节，涵盖交通、工业和电力等重点领域。绿氢当前主要用于交通运输和石化化工行业脱碳：作为燃料，氢能重卡已进入示范和早期商业化阶段（TRL 8-9），我国已有近 1.8 万辆氢燃料商用重卡下线并投入运营¹⁹；在石化化工领域，氢气作为原料，应用于炼化和氨醇等化工品的生产，我国已开展绿氢炼化和绿氢化工的试点项目，仍处于示范阶段（TRL 8）。绿醇的下游应用凸显其燃料属性，其中航运领域最为成熟，甲醇燃料内燃机动力船舶已进入商业化初期（TRL 9），全球订单规模快速增长；此外，绿色甲醇还在汽车和航空领域开展小规模应用和试点，甲醇电动船舶也在从原型迈向早期示范（TRL 6），未来有望成为多种交通运输方式低碳燃料的重要选择。绿氨的下游同样凸显其燃料属性，多应用场景均处于培育阶段，其中掺氢发电的技术成熟度较高，处于示范初期（TRL 7），预计在 2027 年之后应用量可实现增长，成为电力行业低碳化的补充；氨内燃机动力船舶在开展小载量试航（TRL 6），氨电动船舶处于技术研发阶段（TRL 4-5），预计绿氨在海运燃料中所占比重将在 2040-2050 年间显著增长至近四成²⁰。

3.2 挑战二：成本高企——绿氢氨醇生产成本是传统路径的2-3倍

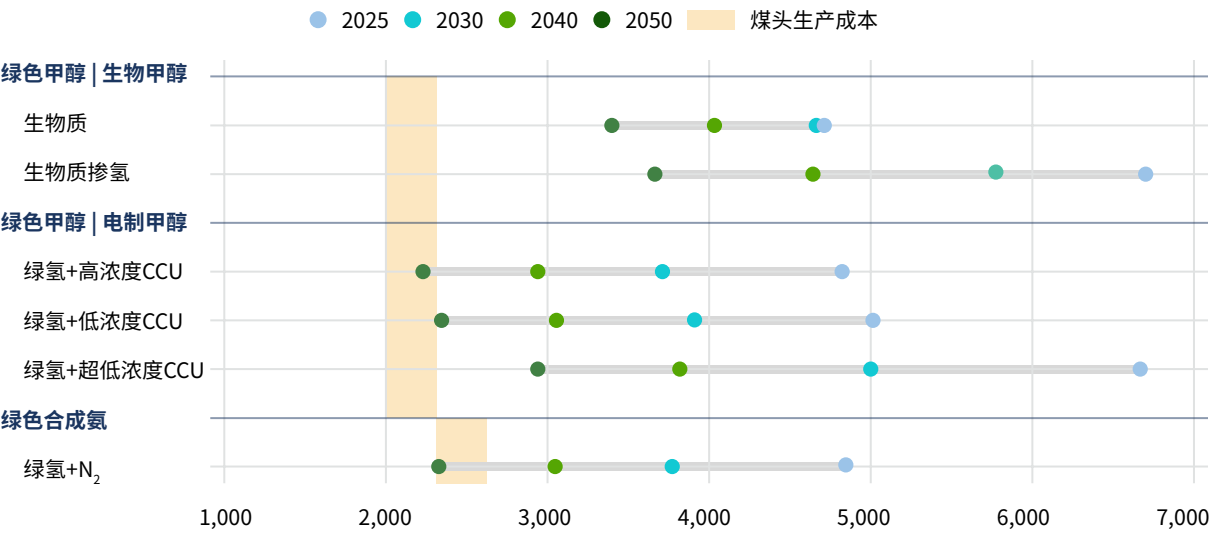
绿氢氨醇第二个挑战——成本高企。以绿氢成本为例，2025 年在适宜部署风光装机地区、采用 ALK 电解技术生产绿氢的成本最低约为 17 元 / 公斤，仍是传统煤制氢 10-12 元 / 公斤的成本水平的近 2 倍。绿氢作为绿氨醇的上游原料，其成本将进一步向下游传导，导致氢基绿色氨醇的成本叠加原料、系统平衡等因素后显著高于传统煤制氨醇的成本。

本报告基于“原料获取 - 储运 - 化工生产”的全链条成本模型，对绿氢绿醇的核心生产路径及其未来成本轨迹进行了系统评估。绿醇主要模拟了生物甲醇和电制甲醇两大类技术路线，覆盖五种典型工艺路径：1）生物质甲醇；2）生物质掺氢制甲醇（理论最大掺氢量）；3）绿氢与高浓度 CO₂ 捕集耦合利用（以煤化工、生物乙醇装置为代表，CO₂ 浓度 >70% 即高浓度 CCU）；4）绿氢与低浓度 CO₂ 捕集耦合利用（典型行业包括钢铁、水泥与燃煤电厂，CO₂ 浓度在 10-35% 即低浓度 CCU）；5）绿氢与超低浓度 CO₂ 捕集耦合利用（以直接空气捕集为代表，CO₂ 浓度 <10% 即超低浓度 CCU）。模型综合考虑绿氢及碳源获取成本、原料单耗、装置资本投入（CAPEX）、运维（OPEX）以及系统平衡成本，形成了绿醇生产成本在不同时间节点的趋势判断。绿氨成本评估基于“绿电—绿氢—绿氨”路径，在柔性合成工艺^{vii}下考察绿氢与氮气的获取成本、生产单耗、装置 CAPEX/OPEX 及系统平衡项的综合影响，从而测算绿氨在不同情景与时间点下的生产成本。此模型中，可再生能源利用小时数与发电成本按适宜大规模部署风光装机平均成本条件来计，生物质收储成本亦采用较优水平。因此，本模型呈现的绿氢与绿醇成本是在资源条件适宜地区可实现的生产成本，即资源可达成本。

vii 柔性合成工艺即通过在绿氨生产系统中配备一定规模的储能和储氢装置，且动态优化合成氨装置的负荷，使装置可根据可再生能源出力的波动曲线优化成多个稳态负荷方案运行。

根据 RMI 的模型计算，绿氢绿醇当前的生产成本约为传统煤制氢醇成本的 2-3 倍，如图表 9 所示：

图表 9 绿氨、绿醇主要生产路径成本走势



来源: RMI 模型

主要假设: 1) 风光年有效发电小时数为 3000 小时, 2025/2030/2040/2050 年平均度电成本分别为 0.25/0.2/0.15/0.1 元 / kWh; 合绿氢生产成本为 17/13/10/7 元 / 公斤; 2) 生物质以秸秆成本为例计算, 假设 2025/2030/2040/2050 年秸秆收料成本为 600/600/500/400 元 / 吨; 随着收料体系建设完善, 成本进一步降低; 3) 2025/2030/2040/2050 年高浓度 CCU 成本分别为 140/110/60/40 元 / 吨 CO₂; 低浓度 CCU 为 270/235/140/115 元 / 吨 CO₂; 超低浓度为 1400/980/665/525 元 / 吨 CO₂; 4) 电制甲醇生产, 假设捕集 CO₂ 的运输距离为 100 公里, 氢气和 CO₂ 的储运成本随时间变化, 计入总成本; 5) 煤价以 700-900 元 / 吨来计, 煤制甲醇成本在 2000-2300 元 / 吨、煤制合成氨成本在 2300-2500 元 / 吨。

生物甲醇

2025 年生物质甲醇路径的生产成本约为 4700 元 / 吨, 是目前成本最低、最具竞争力的绿色供应方案。预计随着生物质收储体系的完善与规范, 收料成本可进一步降低, 到 2050 年可降至约 3400 元 / 吨, 仍然高于传统煤制甲醇的成本区间。在我国可开发生物质资源有限、风光资源充裕的资源禀赋下, 生物质掺氢路径成为了众多规划项目的选择。2025 年, 生物质掺氢制甲醇的成本约为 6700 元 / 吨, 是煤制甲醇成本的近 3 倍。预计到 2050 年, 随着生物质供应链成熟、可再生能源和电解制氢技术进步, 该路径的成本可降至 3600 元 / 吨左右, 却仍与煤制甲醇 2000-2300 元 / 吨的区间存在较大成本差距。

实际项目运行中, 掺氢比例具有较强的灵活性, 可以根据生物质特性、成本控制等需求, 在纯生物质路线 (即零掺氢) 与理想氢碳比之间进行调整, 以提升生物质碳源的转化率, 从而提升甲醇产率。因此, 生物甲醇的生产成本可视为一个由“纯生物质路线”到“理论最大掺氢路线”构成的成本区间: 即以零掺氢的纯生物质工艺成本 4700 元 / 吨为下限, 以理论最大掺氢量 (氢碳比 =2) 生产成本 6700 元 / 吨为上限。具体成本则取决于掺补绿氢的规模与生物质碳源的转化率。

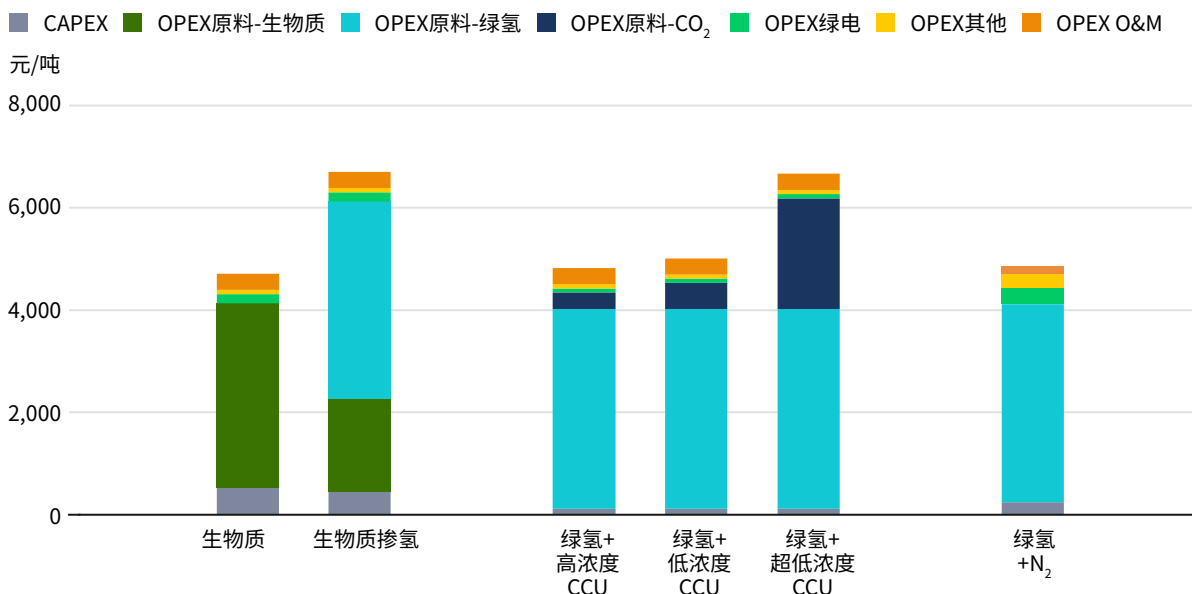
电制甲醇

电制甲醇的成本差异主要受不同浓度 CO₂ 捕集成本驱动。CO₂ 浓度越低, 需要处理的气量、能耗及设备规模越大, 从而显著推高成本。2025 年, 绿氢耦合高浓度 CCU、低浓度 CCU、超低浓度 CCU 路径的生产成本分别约为 4800 元 / 吨、5000 元 / 吨、6700 元 / 吨。随着可再生能源发电、制氢技术的规模化发展以及碳捕集技术成熟, 预计到 2050 年, 绿氢耦合高浓度 CCU 的生产成本可达 2240 元 / 吨、绿氢耦合低浓度 CCU 的成本可达 2350 元 / 吨, 基本与煤制甲醇实现成本平价; 而绿氢耦合超低浓度 CCU 路径的成本为 2950 元 / 吨, 尽管在当前成本基础上实现了近六成的最大降幅, 仍然高于煤制甲醇成本。

绿氨

2025 年，绿氨的生产成本约为 4850 元 / 吨，以煤制氨 2300–2500 元 / 吨成本水平的近 2 倍。随着绿电、绿氢、储能储氢成本持续下降，预计 2040–2050 年间可实现与煤制氨的成本平价，并在 2050 年降至约 2300 元 / 吨。

图表 10 2025 年绿醇绿氨成本结构



来源：RMI 模型

从成本结构来看，原料成本始终是绿氨与绿醇生产的核心成本项，也是未来实现规模化降本的关键突破点。以 2025 年的成本构成为例（图表 10），生物质甲醇中生物质同时提供氢源和碳源，原料成本占比高达 76%。除纯生物质甲醇外，其余氨醇路径均需配置电解水制绿氢工艺，因此产品总成本中绿氢占比显著提升。在生物质掺氢制甲醇路径中（以最优掺氢比来计），生物质负责提供碳源和氢源，绿氢补充提供氢源至理想比例，两者分别占产品成本的 27% 和 58%，原料合计占比达到 85%。三类电制甲醇路径的成本结构差异主要体现在碳源获取成本上。在绿氢制取成本和反应单耗一致的前提下，原料成本（绿氢 + CO₂）占比普遍在 87–90%。绿氨的成本结构同样由绿氢主导，氢源成本占总成本的 80%。其他成本项如 CAPEX、OPEX、合成过程电力消耗等占比相对较低，总计约 10–30% 不等。

总体而言，目前绿氨醇的生产成本约为传统路径的 2–3 倍，与煤制氨醇路径仍存在显著差距。从成本构成来看，原料成本占比最高，其中氢源与碳源的成本合计占总成本的 75–90%，是未来成本变化的决定性因素。因此，降低绿氢成本、完善生物质收储体系以及推动碳捕集技术的规模化应用，将成为实现绿氨醇与传统路径成本平价的关键方向。从成本走势看，尽管技术进步将在未来 20–30 年显著降低绿氨绿醇的单位成本，并为替代传统高碳路径奠定平价基础，但若仅依赖技术本身的市场降本，在中短期内依然难以形成具备充分成本竞争力、可持续且可规模化部署的替代方案。这将直接导致绿色氢氨醇在化工、航运等重点领域的应用节奏延后，并可能延缓我国整体脱碳和能源结构转型进程。因此，要加速绿色氢氨醇产业的规模化落地，不仅需要依靠技术成熟和规模效应，更需要构建覆盖政策体系、市场机制、标准与认证体系在内的多维度配套工具，为绿氨醇产业从示范走向商业化提供更多辅助与支撑。

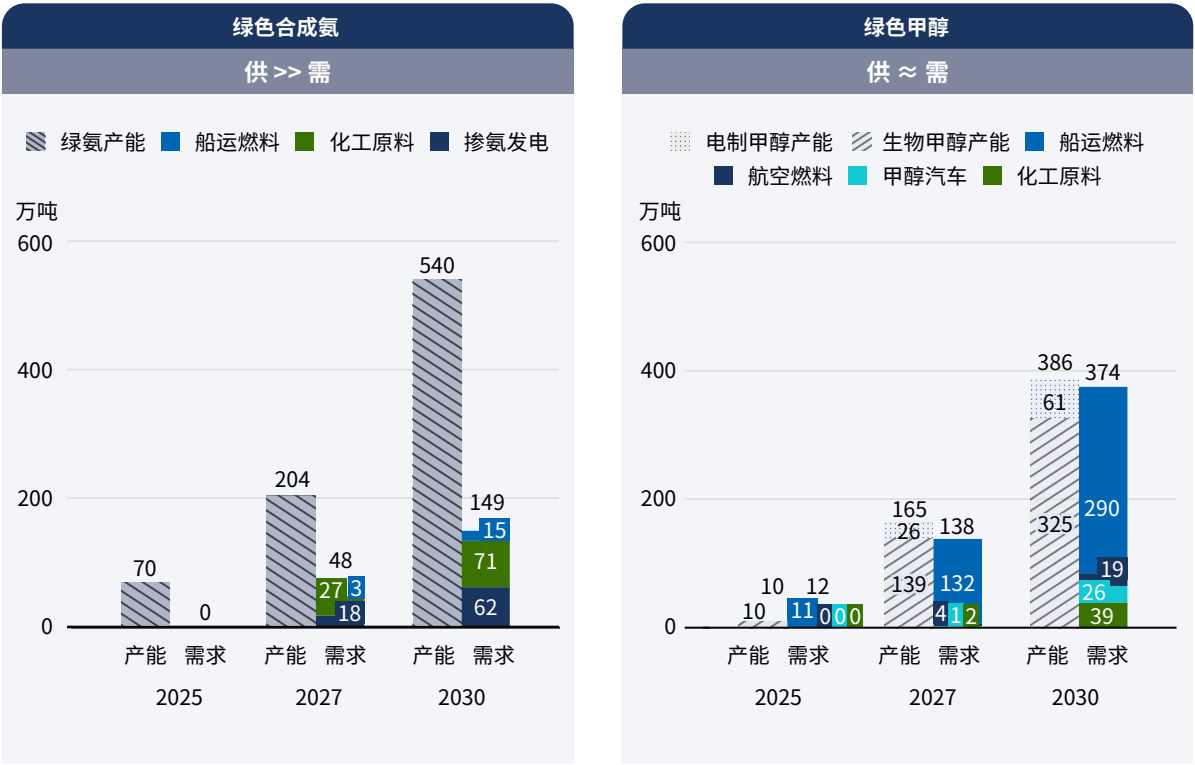
3.3 挑战三：供需规模错位——绿氨近七成产能将缺乏需求承接，绿醇供需相对平衡

未来五年间，我国绿氨与绿醇将面临供给释放节奏与需求应用激发之间的错配问题。在“双碳”目标及相关产业政策推动下，随着重点技术攻关与试点示范项目的推广，上游绿色燃料项目投资建设显著加快，但下游应用场景的培育进度、成本承受能力与配套制度仍存在不均衡，导致绿氨和绿醇在“十五五”期间或将面临“供过于求”或“发展路径分化”等风险。如何在稳定产业发展预期的同时，通过政策引导、需求市场培育实现供需动态协同，已成为推动绿氨绿醇健康发展的关键挑战。

本报告通过供需两端情景化建模，对我国绿氨与绿醇的潜在规模及结构特征进行了系统评估。供给端基于全球已公开的绿氨与绿醇项目规划产能进行汇总，通过设定分阶段产能实现率，以反映项目从规划、建设到投运全过程中的不确定性，进而推算不同时间节点下可能形成的实际供应规模。需求端则围绕主要下游应用场景展开，对航运燃料、航空燃料、农业用氨、掺氨发电、化工原料及交通燃料等领域进行分情景估算，最终加总得出总体需求规模。各细分领域需求以已披露订单规模、行业总需求及绿色燃料渗透率为核心参数进行折算，并假设相关渗透率随时间逐步提升，以体现绿色燃料在不同终端场景中的推广路径与成熟进程。根据 RMI 的模型计算（如图表 11 所示），“十五五”期间绿氨绿醇的供需格局如下：

- **绿氨：**“十五五”期间，我国绿氨将面临显著的“供大于需”局面，产能规模与需求结构均存在不匹配。预计到 2030 年，我国绿氨年产能有望突破 500 万吨，较当前水平增长近 7 倍；而同期绿氨总需求预计仅约 150 万吨，为产能的三成，供给扩张明显快于需求释放。从需求结构看，化工原料用氨和掺氨发电将成为具备规模化消纳能力的应用场景，伴随着小幅航运行业用氨需求。随着国家绿色产品评价标准与体系的逐步完善、绿色溢价机制逐渐形成，绿氨在化工原料端的低碳替代价值将逐步体现，为下游对绿色原料的接受度和支付力创造条件。相比之下，掺氨发电虽具备一定规模消纳潜力，但其发展高度依赖政策推动和示范项目进展，商业可持续性仍存在较大不确定性。航运用氨虽具备长期潜力，但短期内受船型改造、港口燃料供应能力等制约，需求规模仍较为有限；航运用氨方面，2030 年需求量预计约 15 万吨，主要集中于中远海运等少数示范性船东。总体来看，绿氨发展面临“产能先行、应用滞后”的结构性矛盾，意味着未来一段时期亟需通过优化政策支持方向、调控项目投产节奏、加快应用场景培育、聚合早期下游需求等措施，实现供需在时间和规模上的动态平衡。
- **绿醇：**“十五五”期间，我国绿醇将呈现相对均衡的供需格局，但技术路径与结构差异值得关注。预计到 2030 年，我国绿醇年产能有望超过 380 万吨，较当前增长近 40 倍；同期需求规模预计超过 374 万吨，整体供需规模基本匹配。从供给结构看，短期内新增产能仍以生物甲醇为主，其技术成熟度较高、项目落地快，成本经济性好，是当前产能增长的主要支撑。而电制甲醇受制于绿电成本、系统效率及国际标准认定，发展节奏相对滞后。从需求结构看，航运燃料将成为绿色甲醇最核心的应用场景，需求占比超过 78%，中国船舶、中远海运等企业在甲醇动力船舶建设与燃料应用方面处于主导地位；化工原料用绿醇占比约 10%，甲醇汽车领域占比约 7%，体现出绿醇在燃料与原料双重属性上的拓展潜力。相比于绿氨，绿醇的发展路径和下游需求相对清晰，但未来仍需在保持供需基本平衡的前提下，推动电制甲醇技术进步，加快绿色甲醇行业实现规模化发展。

图表 11 中国绿氨绿醇产能与需求规模预测（2025-2030 年）



来源：MPP²¹, DNV²², IATA²³, RMI 模型计算

4、破局路径

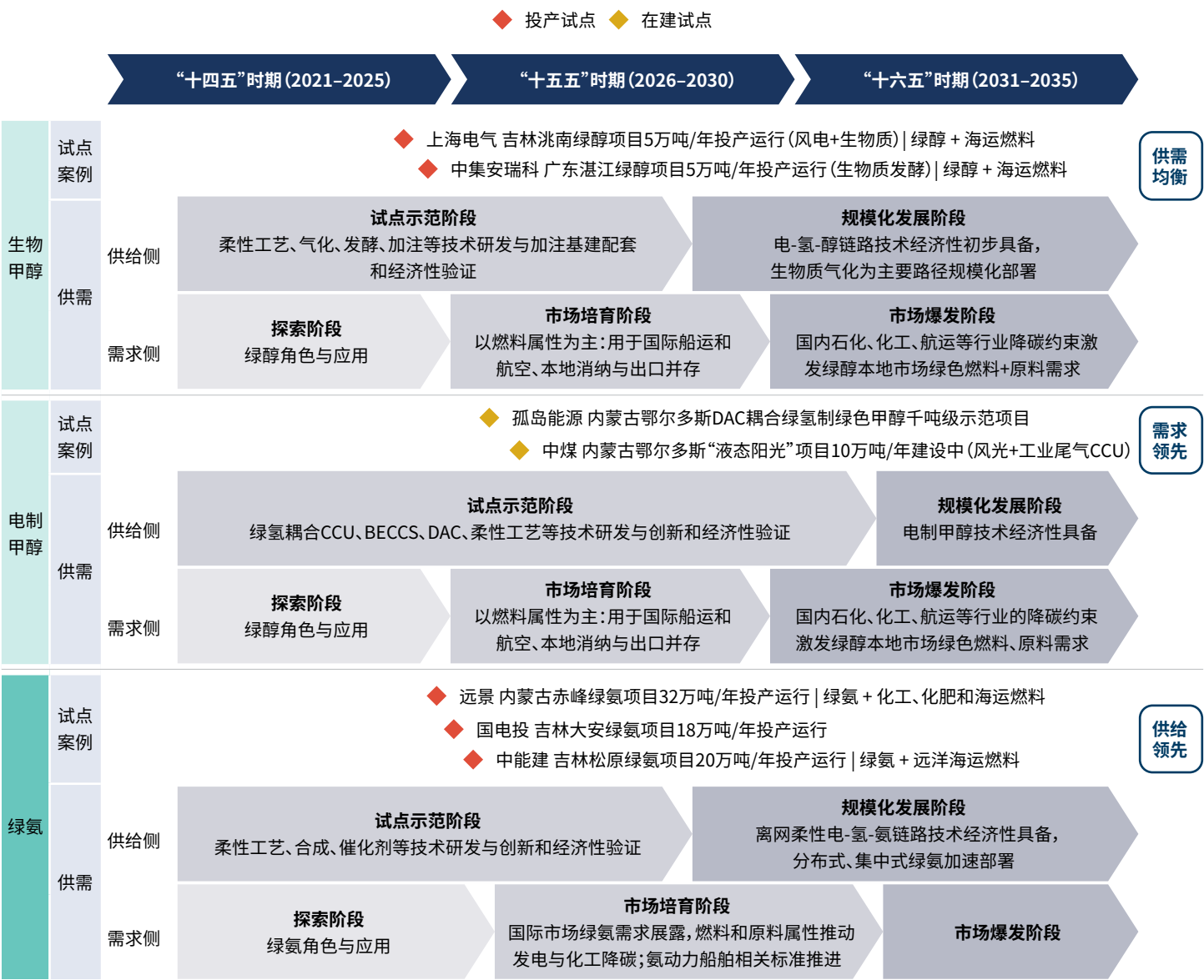


如前章所述，绿氢氨醇产业在技术演进、成本竞争力与供需协同三方面仍面临突出挑战，这些因素共同制约着产业迈向规模化与市场化的进程。本章将围绕上述挑战，提出契合产业现实、可在短中期切入的破局路径，涵盖技术部署的差异化支持、资源优势地区的成本最优探索，以及推动产业链上下游协同以改善供需匹配。希望这些思路能够为政策制定、产业规划与企业实践提供参考，推动产业从当前的发展瓶颈迈向新的均衡。

4.1 路径一：不同技术路径需施以差异化的、针对性的支持及措施

绿氢氨醇产业的发展亟需对不同技术路径施以差异化的、针对性的支持方向。前文 3.1 小节从绿氢、绿氨、绿醇价值链的上游生产、中游储运加注、下游应用三个维度，对关键单项技术的成熟度与发展瓶颈进行了具体分析。然而，行业的发展并不是依赖单个技术的突破，而是依赖产业链“从分项技术到系统路径”的整体协同。基于此，本节将这些单点技术按照产业链需求进行组合和串联，分别构建出生物甲醇、电制甲醇以及绿氨三大类技术路径的全景图（图表 12），观察到不同技术在供需两端的进展节奏、瓶颈位置以及产业成熟阶段均呈现显著差异。

图表 12 绿氨绿醇产业链的发展路径



来源：RMI 分析

生物甲醇：供需相对均衡、稳步走向规模化

在三类路径中，生物甲醇供给侧技术成熟度最高。“十四五”期间，原料收储与加工、气化 / 发酵、合成工艺以及储运和港口加注等全链条均已完成初步工艺可行性验证，并已有试点项目实现投产运行，具备商业化基础。进入“十五五”时期，生物甲醇路径有望在工艺集成、一体化装置优化、成本下降以及原料组织能力方面进一步突破，为“十六五”规模化发展奠定坚实基础。按照《关于开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点工作（第一批）的通知》²⁴要求，首批试点项目将在 2026 年底前建成投产、2027 年 6 月底前实现高负荷稳定生产，带动关键技术实现工程化突破。

需求侧方面，“十四五”期间绿醇作为新型燃料在航运及航空领域的应用开始显露，头部航运企业开始探索绿醇的未来角色与减排贡献、启动甲醇动力船舶布局并提前锁定未来绿醇供应。随着这些船舶在“十五五”期间陆续交付运行，加之国际航运减排约束趋严、奖惩机制逐步落地，绿醇燃料在航运领域的采用率将持续提升，需求端将进入以国际市场为主导的培育期。此阶段以国际需求为引领，本地需求为辅，标志着需求侧进入关键的市场培育阶段。进入“十六五”，随着我国八大行业^{viii}全面纳入碳市场，绿醇应用场景从航运拓展至化工等领域，本地需求将被显著激发，需求侧有望迈入加速扩张阶段。

总体来看，生物甲醇产业链的发展呈现供需两端同步增长的相对均衡态势，是三类路径中最有条件率先实现规模化的方向。但要进一步加速发展，把握“十五五”的关键窗口期，供给侧仍需优先加强原料收储体系的建设、持续推动降本；需求侧则需积极构建本地应用场景，以形成更加稳健的市场需求。

案例1：上海电气洮南风电耦合生物质绿色甲醇项目

上海电气洮南风电耦合生物质制绿色甲醇项目，是当前国内生物甲醇路线中少数实现规模化运行并进入国际航运市场的示范项目之一。项目突出特征在于，围绕生物质原料构建了相对稳定、可持续运行的收储与供应体系，在供给侧率先打通了“原料保障—规模生产—市场销售”的关键链条。首期5万吨绿色甲醇产能已于2025年7月投产，规划到2027年实现25万吨达产规模，整体呈现出由示范验证向规模扩张过渡的态势，为生物甲醇加速发展提供了阶段性样本。

项目位于吉林西部洮南市，依托当地突出的资源禀赋形成基础优势。一方面，区域风能资源集中，为可再生能源供给提供保障；另一方面，当地农业结构以一年一熟为主，玉米秸秆可长期露天晾晒，含水率稳定在16%–17%，显著优于南方多熟制地区。同时，地方政府深度参与原料体系建设，由政府协调秸秆资源优先供应，并通过参股企业负责收购与初加工，在一定程度上平抑了原料价格波动风险。这一“生物质资源集中且品质稳定”的条件，为气化系统稳定运行和连续供料奠定了基础。

在技术层面，项目通过风电制氢与生物质气化深度耦合，实现了对生物质碳源的高效利用。流化床气化装置具备较强原料适应性和负荷调节能力，并通过掺入绿氢动态调节合成气碳氢比，在不引入化石碳源的前提下提升碳转化效率。配套建设的10标方储氢设施，为平抑风力发电的波动提供了缓冲，增强了系统运行的调节能力。

在产业链衔接方面，项目较早与下游市场形成对接，打通“内陆生产—港口加注—国际航运消费”的商业路径。绿色甲醇通过陆海联运运至上海港加注，向法国达飞集团提供中长期船用燃料供应，并凭借ISCC EU认证进入国际航运市场。这种在建设早期即明确下游采购渠道的做法，有助于缓解新兴燃料项目在需求侧的不确定性，为规模化扩张提供市场基础。

总体来看，洮南项目在供给侧原料体系建设方面形成了较为清晰的实践路径，也通过下游航运市场对接实现了阶段性商业闭环。目前项目需求端仍以国际航运为主，本地终端应用场景拓展相对有限。未来生物甲醇进一步加速发展，仍需在巩固原料体系与持续降本的同时，逐步培育更加多元和本地化的应用需求，以增强整体市场韧性。

电制甲醇：需求预期乐观，供给受限

与生物甲醇路径相比，电制甲醇路径呈现“需求领先供给”的特征。在供给侧，电制甲醇依赖绿氢与多类碳捕集技术的协同，其整体成熟度与工艺稳定性均低于生物甲醇；同时由于不同碳捕集来源在边界计量方面的差异，使

^{viii} 我国八大行业主要指发电、钢铁、建材、有色、石化、化工、造纸、行业，合计占我国碳排放的~75%，预计于2030年前可全部纳入碳市场。

得我国电制甲醇的标准与认证与国际标准的衔接仍存一定障碍。“十四五”期间，绿氢耦合不同尾气来源 CO₂ 浓度已开展初步示范探索，碳源获取方式差异巨大带来的成本分化，整体工艺仍处于早期验证期。随着可再生能源成本进一步下降，以及直接空气捕集技术取得阶段性进展、电制甲醇差异化减碳价值标准的逐步明确，预计在“十五五”时期可迎来万吨级规模以上的电制甲醇试点项目建成投产，为“十六五”供给侧的规模化扩张奠定基础。

需求侧方面，如前所述，航运、化工等领域对于符合标准的绿醇将保持较高的预期与采用水平。仅依靠生物甲醇难以满足中长期需求增量，因此更是与大规模开发的电制甲醇被视作中长期关键供应的来源。市场只认可符合相关标准与认证的绿醇，至于其生产路径可多样并行是需求侧的普遍共识。因此，若锚定外向型市场，需要确保国内电制甲醇产品标准与国际标准的适用性与互通性；对于本地市场，则需建立碳减排价值与价格差异的协同机制，以满足差异化的市场需求。

总体来看，电制甲醇呈现“需求预期乐观，供给受限”的结构特征。为此，“十五五”时期的重点宜聚焦两点：一方面关注供给侧多种碳捕集技术攻关，并推动与绿氢耦合全技术链条实现降本；另一方面，加速推进电制甲醇标准与认证，对外与国际标准衔接与互认，以畅通国际市场销路，对内宜建立差异化的绿醇价格机制，将不同生产路径的碳减排绩效与产品价值挂钩，实现绿色产品溢价，为更高减排效益的路线释放更强的市场激励。

案例2：中煤鄂能化“液态阳光”项目

中煤鄂能化 10 万吨 / 年“液态阳光”绿色甲醇项目，是电制甲醇路线中具有代表性的工业化示范工程，也是全球首个液态阳光工业化标杆项目。项目以“风光绿电—绿氢—二氧化碳资源化利用”为核心路径，重点突破绿氢与碳捕集耦合降本问题，在供给侧形成了较为完整的技术链条。目前项目总体建设进展顺利，已完成制氢厂房主体与关键装置安装，进入设备调试阶段，计划于 2026 年 9 月底产出合格甲醇，达产规模为年产 10 万吨。

项目位于内蒙古鄂尔多斯市乌审旗，当地风光资源富集、土地条件优越，适宜大规模布局新能源发电与电解水制氢装置。更为关键的是，区域内煤化工产业基础雄厚，可稳定提供高浓度二氧化碳副产气源。相比依赖直接空气捕集或远距离碳源运输，该项目直接利用园区现有装置尾气，在低温甲醇洗环节完成二氧化碳捕集与精制，使捕集成本显著低于低浓度碳源路径。这种“高浓度工业碳源 + 可再生能源”的资源组合，为缓解电制甲醇供给侧成本压力提供了现实条件。

在技术层面，项目配套建设 625 兆瓦风光发电体系，其中包括 400 兆瓦光伏和 225 兆瓦风电，实现绿电的规模化就地消纳；制氢规模达年产 2.1 万吨，采用大规模碱性电解槽并配套 22 万标方储氢能力，为合成环节提供连续稳定的氢源。二氧化碳捕集精制能力达到 15 万吨 / 年，合成环节采用自主知识产权的锌铝固溶体催化剂，实现较高的二氧化碳转化率与甲醇选择性。通过贯通“风光绿电—绿氢—碳循环”全链条，项目验证了电制甲醇在工业规模上的运行可行性，也为供给侧多种碳捕集与绿氢耦合路径的降本探索提供了工程实践。

在产业链衔接方面，项目依托园区成熟的煤化工体系，实现与现有装置的深度融合，既降低了碳源获取成本，也减少了新增基础设施投入。未来产品可面向航运燃料及化工原料市场，但在需求侧仍面临标准体系和价格机制尚不完善的问题。电制甲醇虽然在国际航运等领域需求增长较快，但不同生产路径之间的减排绩效差异尚未完全通过认证与价格体系体现，这在一定程度上制约了高减排路线的市场竞争力。

总体来看，中煤鄂能化“液态阳光”项目通过优先利用高浓度工业碳源、规模化布局绿电制氢并贯通全技术链条，在供给侧为电制甲醇降本与规模化运行提供了示范样本。未来仍需在多元碳捕集技术攻关、全链条成本优化的同时，加快标准认证与国际互认进程，并探索差异化的绿色甲醇定价机制，使不同减排绩效能够转化为真实的市场价值，从而为电制甲醇释放更为稳健的增长空间。

绿氨：供给领先，需求滞后

绿氨在三类路径中呈现明显的“供给端领先”特征。其供给侧技术成熟度高，生产路径相对明确，不涉及碳源约束，且标准体系较易与国际对接。“十四五”期间，“绿电—绿氢—绿氨”全链条工艺已基本具备工程基础，国内已有合计 70 万吨 / 年的绿氨项目建成投产，为后续产业化提供了初步技术验证。进入“十五五”时期，关键任务将从基础示范转向工程化能力的提升，重点在于柔性合成工艺、低负荷反应控制、新型催化剂研发、系统集成与优化等环节取得突破，为“十六五”供给侧的全面提速奠定条件。

相比之下，绿氨需求端的进展显著滞后。“十四五”期间，航运领域仅进行了小规模实验性探索，燃料端尚未形成大规模采用。“十五五”期间，化肥、掺氨发电、航运燃料等潜在需求场景有望逐步显现，但整体规模仍然分散，尚不足以形成稳定、可预期的需求规模。直至“十六五”，在碳约束强化、绿色燃料标准进一步明确以及示范项目累积的共同作用下，需求侧有望迎来真正的增长拐点。

总体来看，绿氨产业链呈现“供给领先需求”的不均衡状态，若缺乏政策引导与市场机制设计，供给端将面临投资回收期延后、产能限制等压力，影响后续扩张动力。因此，当前支持重点宜聚焦需求侧，一方面加快培育绿氨在化工、电力、航运等关键场景的应用；另一方面，可通过需求聚合机制，为早期规模较小但具有明确减排目标的买家提供匹配与供应保障，推动供需两端形成可信的、同步的规模化发展路径。同时，推动国家层面绿色产品产业链体系的建设，通过下游绿色产品的发展带动对绿氨需求的增长。

案例3：国家电投吉电股份大安风光绿氨一体化项目

国家电投大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目是目前全球最大的单体绿氨装置，也是国内产业链集成度较高的示范工程之一。项目自 2023 年 5 月开工建设，2025 年 7 月投产，年产绿氨 18 万吨，围绕“绿电—绿氢—绿氨”一体化路径布局，在全流程柔性控制、一体化调度、集群控制等方面探索工业生产新模式。

项目位于吉林省大安市，依托松嫩平原丰富的风光资源配置新能源装机 800 兆瓦，其中风电 700 兆瓦、光伏 100 兆瓦，为绿电就地转化提供了坚实基础。区域可再生能源资源集中、开发条件较好，有利于形成规模化、低成本的绿电供给体系。同时，项目被纳入国家清洁低碳氢能示范工程和战略性新兴产业布局，在地方产业转型与新能源发展战略支持下推进实施，为大规模装置建设和并网运行提供了制度保障。

在技术层面，项目年制绿氢 3.2 万吨，采用碱液与 PEM 混合电解水制氢路线，在兼顾规模化产能的同时提升系统灵活性；创新应用直流微电网、固态储氢以及“电—氢—化”全流程柔性控制系统，实现风光发电波动与合成氨装置连续运行之间的动态匹配。合成氨装置可在较宽负荷区间内调节运行，通过源网荷储一体化设计，提高绿电消纳比例并保障对外稳定供货能力。

在上下游衔接方面，项目在建设阶段即同步推进市场对接，与欧洲、日韩及国内多家企业签署销售或合作协议，覆盖化工替代、能源利用及出口贸易等多类用途。同时，产品获得欧盟低碳燃料标准符合性预认证，为进入国际市场提供合规基础。通过提前形成多元化需求结构并完成标准对接，项目在一定程度上缓解了大规模产能投运初期可能面临的消纳压力。

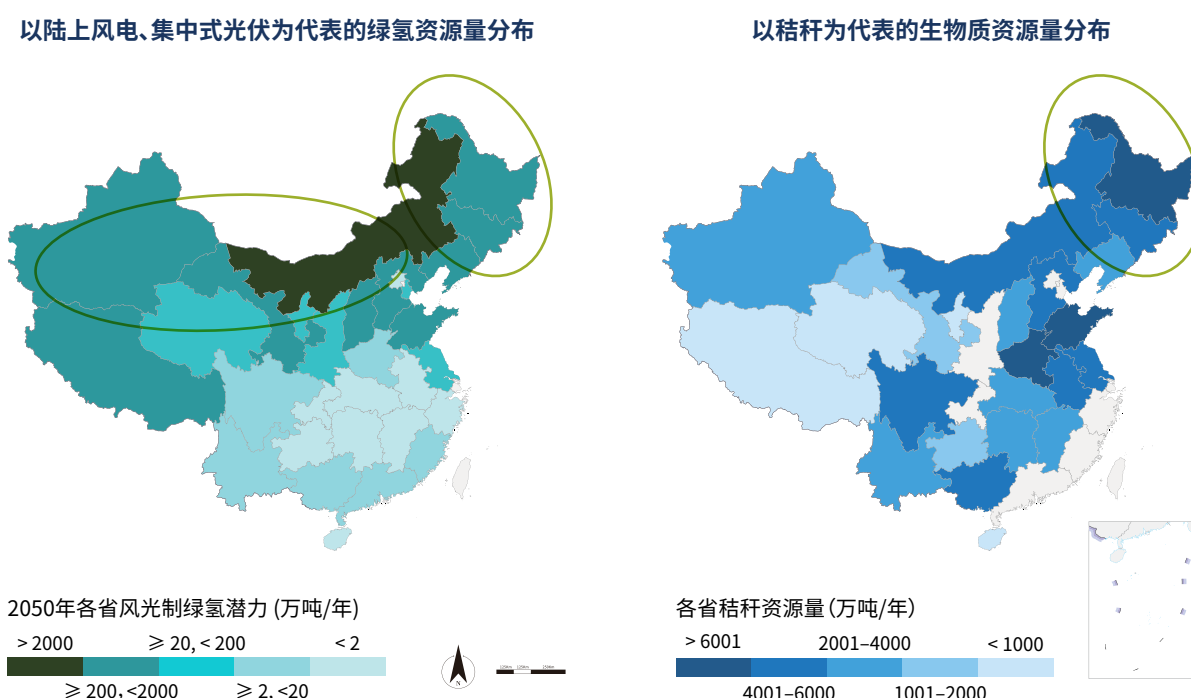
总体来看，大安项目在供给能力快速形成的同时，通过前置市场对接与标准认证安排增强了需求侧支撑，为大规模绿氨装置的稳定运行创造了条件。其经验显示，在供给相对超前的发展阶段，仅依靠装置规模扩张难以形成持续动力，需求培育与市场机制设计同样是保障产业链均衡发展的关键环节。

4.2 路径二：资源优势地区先行，从原料端降低生产成本

在当前技术与产业发展阶段，绿氨醇的生产成本总体仍明显高于传统化石路径，约为其 2–3 倍。其中，原料成本是决定性因素，约占总成本的 75%–90%。在此背景下，依据资源禀赋条件，优先在可再生能源、生物质或低成本能源资源富集地区进行产能布局，以尽可能降低原料获取成本，成为推动绿氨醇规模化发展的重要切入点。^{ix}

从生产路径上看，绿氨依赖绿氢，绿醇则同时需要绿氢和碳源支撑。绿氢主要通过可再生能源驱动的水电解获得，其中风能和太阳能为最核心的电力来源；碳源可通过生物质气化、厌氧发酵，或从现有排放源及大气中捕集提纯等方式获取。除依托工业尾气碳捕集技术以外，从自然资源禀赋出发，可分别基于风光资源与生物质资源对我国不同地区的潜力进行系统评估与匹配，识别具备综合优势的区域，优先布局绿氨与绿醇产业集群。以此为基础推动产业集聚，能显著降低生产成本，吸引下游承价买家，促进产业规模化发展。

图表 13 中国绿氢与生物质秸秆资源地理分布



来源：RMI 分析

^{ix} 本节分析仅侧重于生产端的成本测算。鉴于终端需求主要分布于东南沿海地区，与供给侧资源优势地区呈现地理错配，项目在实际运行中仍需综合考虑生产成本与跨区域运输成本间的协同。

在风光资源评估方面，选取陆上风电与集中式光伏作为代表性指标。在综合考虑各地区可开发装机规模与年等效利用小时数的基础上，将风光发电潜力进一步转化为可支撑的制氢能力，以此评估各省份在中长期的绿氢供给潜力。以较为保守的转化比例测算，结果如图表 13 左图所示，到 2050 年，我国基于风光发电的绿氢供给潜力约 9000 余万吨，在东北、华北、西北部地区较为集中：内蒙古是我国最重要的风光资源高地，2050 年绿氢供给潜力约 4200 万吨，接近全国总量的一半；黑龙江、吉林、新疆等地位列其后。东中部及南方地区受土地与资源条件限制，规模化制氢潜力相对有限，普遍低于 20 万吨。

在生物质资源评估方面，以农作物秸秆可收集量为代表性指标，系统对比分析全国各地区的生物质资源禀赋，为绿醇生产所需的碳源供应提供参考依据。总体来看，我国秸秆资源总量充足，但空间分布差异显著，呈现出“东北和中原集中、西北相对不足”的格局特征。如图表 13 右图所示，我国每年秸秆资源可收集量约为 7.7 亿吨/年，地理分布上与东北、华东、华中等主要农业产区及粮食生产中心分布保持一致²⁵。其中，黑龙江秸秆资源量约 7500 万吨/年，位居全国首位；河南、山东次之，是华中与华北地区的重要生物质秸秆集中区。相比之下，西南、西北地区多数省份受气候干旱、农业种植结构以及人口密度较低等因素制约，秸秆可收集量普遍较少，生物质资源供给能力相对有限。

通过对风光资源与生物质资源进行空间叠加分析，可以识别出同时具备低成本绿氢供给能力与稳定碳源保障能力的资源优势区域，从而为绿氨醇产业的优先布局提供依据。综合资源禀赋和已有产业基础来看，西北地区（含蒙西）、东北地区（含蒙东）是当前最具先发条件的两大资源优势区：

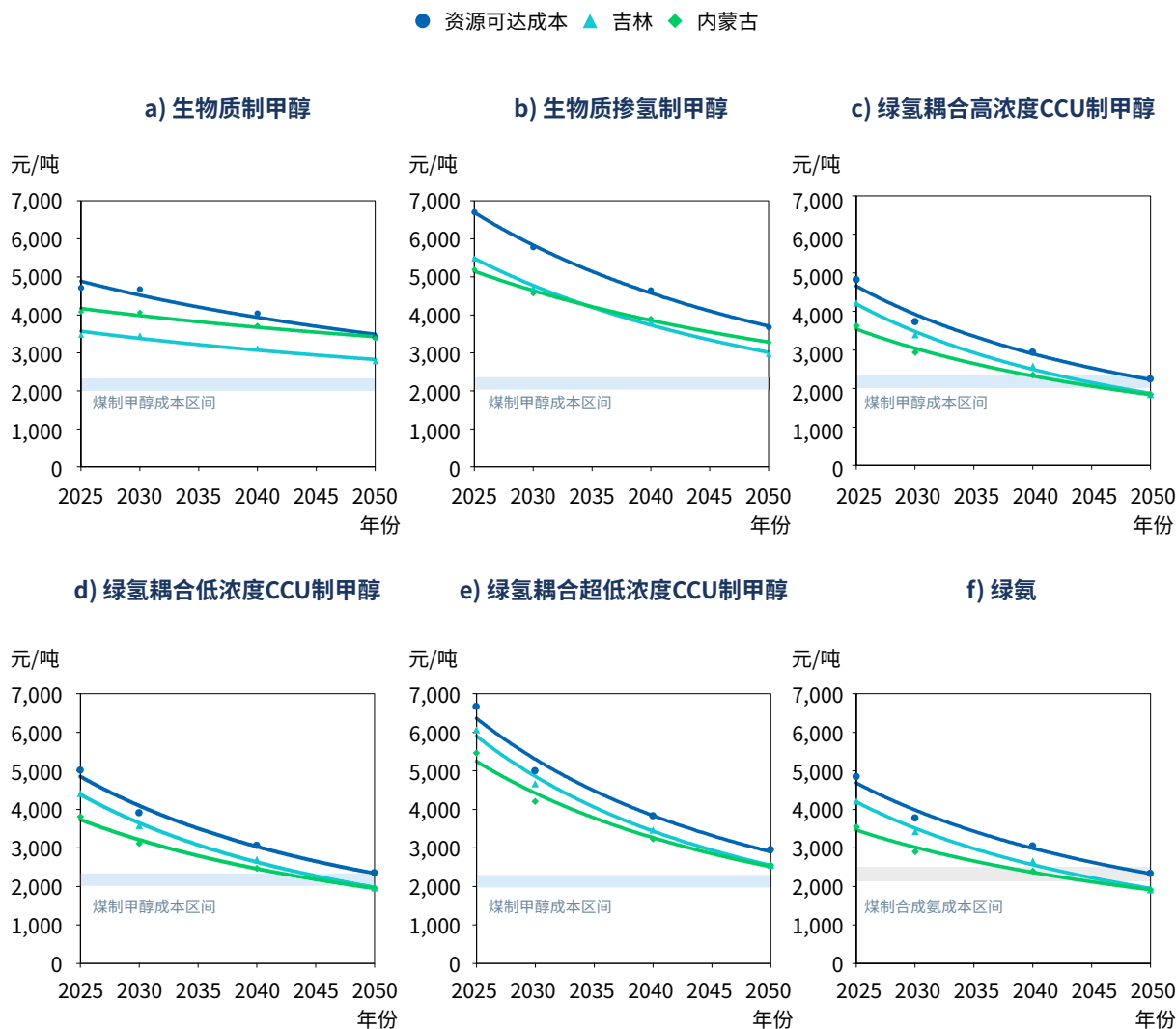
- **西北地区（含蒙西）** 风光资源在全国范围内处于领先地位，绿电开发规模大、度电成本低，具备显著的绿氢富集优势。该区域生物质资源规模中等，但具备一定的收集与利用基础。同时，该区域的发展以燃煤发电、能源化工等传统重工业为主导，可捕获碳源较为丰富。在此条件下，西北地区更适合优先布局以低成本绿氢为核心的绿氨项目，并在条件适宜区域探索电制甲醇或外部碳源补充的绿醇路径，以充分发挥其在绿氢供给方面的比较优势；
- **东北地区（含蒙东）** 在绿氢供给能力与碳源保障能力两方面均具备显著优势，不仅风光资源条件较好，生物质资源规模也位居全国前列。其中，生物质秸秆资源占全国总量 20% 以上。因此，该区域在绿醇和绿氨两条技术路径上都具有先行条件，可通过生物质制氢、生物质掺氢制甲醇以及风光制氢制氨等多中技术路线，实现区域内资源的高效利用。

基于以上自然资源评估，选取吉林和内蒙古作为典型资源区展开深入分析。绿氢供给潜力方面，两地均具备将风光资源规模化转化为绿氢的条件。内蒙古凭借显著的风光资源禀赋，2050 年风光制绿氢潜力约 4200 万吨，占全国总量近一半；吉林同期潜力近 1000 万吨，总量虽不及内蒙古，但风光资源在区域内集中度高、开发效率较好，具有稳定的绿氢输出能力。碳源供应保障方面，以秸秆资源量来衡量，吉林与内蒙古分别接近 4000 万吨，各占全国的 5%，其中内蒙古生物质资源更多集中在蒙东地区。两地生物质资源规模接近，可为生物质甲醇的生产提供较为可靠的原料基础。整体上，吉林与蒙东表现为“风光效率与生物质并重”的复合型资源区，而蒙西则呈现“风光资源绝对主导、生物质作为补充”的特点。

在明确资源禀赋差异的基础上，本报告进一步从成本角度对不同技术路径进行比较。基于吉林与内蒙古^x的风光度电成本、有效发电小时数及秸秆收储成本等关键参数，对 3.2 小节所述六类绿氨醇生产路径（生物质制甲醇、生物质掺氢制甲醇、绿氢耦合高浓度 CCU、绿氢耦合低浓度 CCU、绿氢耦合超低浓度 CCU 以及绿氨）的综合成本进行测算，并与资源可达地区的成本水平进行对比分析，以识别资源优势对破解成本挑战的影响程度。

^x 成本估算以内蒙古鄂尔多斯和吉林白城分别作为西北和东北地区的典型代表，结合两地风光资源禀赋、生物质秸秆可获得性及收储成本等条件进一步细化计算。

图表 14 绿氨醇各生产路径在不同地区生产的成本差异



来源：RMI 模型

主要假设：1) 资源可达地区 2025/2030/2040/2050 年平均风光度电成本分别为 0.25/0.2/0.15/0.1 元 /kWh；风光年有效利用 3000 小时；秸秆收储成本为 600/600/500/400 元 / 吨；2) 吉林 2025/2030/2040/2050 年平均风光度电成本为 0.21/0.18/0.13/0.07 元 /kWh；风光年有效利用小时数 4500 小时；秸秆收储成本为 400/400/350/300 元 / 吨；3) 内蒙古 2025/2030/2040/2050 年平均风光度电成本为 0.15/0.13/0.1/0.07 元 /kWh；风光年有效利用小时数 4500 小时；秸秆收储成本为 500/500/450/400 元 / 吨；4) 高浓度 CCU、低浓度 CCU、超低浓度 CCU 的碳捕集成本同上；5) 煤制甲醇成本 2000-2300 元 / 吨，煤制合成氨成本 2300-2500 元 / 吨。

- **生物质制甲醇**路径中，如图表 14 a 所示，依托更优的生物质收储半径、组织效率及更低的运输与预处理成本，可显著降低生物甲醇生产成本。以 2025 年为例，相较资源可达地区近 4700 元 / 吨的成本水平，吉林和内蒙古的生物甲醇生产成本分别约为 3500 元 / 吨和 4100 元 / 吨，成本降幅分别达 26% 与 13%。吉林的优势更为突出，这得益于其生物质秸秆资源集中度高、种植结构稳定，以及气候条件导致作物含水率低、便于晾晒储存，从而显著增强了原料端竞争力。成本敏感性分析进一步显示，若生物质收储成本每吨下降 100 元，将带来约 600 元 / 吨的生物甲醇成本降低，充分体现出原料端对总生产成本的决定性影响。这也表明，纯生物质制甲醇的经济性高度依赖区域资源禀赋与收储体系的完善程度。

- **生物质掺氢制甲醇**路径中，如图表 14 b 所示，得益于生物质原料获取与绿氢协同利用带来的综合降本效应，吉林和内蒙古在初期均呈现显著成本优势。2025 年，两地甲醇生产成本分别约为 5500 元 / 吨和 5200 元 / 吨，较资源可达地区 6700 元 / 吨的成本水平分别下降了 18% 和 23%。至 2035 年前，内蒙古凭借更低的可再生电力成本及规模化风光开发条件，在制氢环节成本低于吉林。随着可再生能源发电进一步规模化、区域间绿电成本差异逐渐收窄，此时生物质收储体系与组织效率的重要性逐渐凸显，吉林在 2035 年后显现相对优势，反映出不同阶段主导成本因素的转换。

综合生物质甲醇与生物质掺氢制甲醇两种路径的测算结果，在资源优势地区，生物甲醇的生产成本在 2025 年约为 3500–5200 元 / 吨，并有望在 2050 年进一步下降至 2800–3000 元 / 吨，较资源可达地区的成本预期实现了显著降本。然而，即使在资源最佳区域、并假设技术持续进步，生物甲醇在 2050 年仍难以与成本约 2000–2300 元 / 吨的煤制甲醇达到完全平价。尽管区域资源禀赋已在原料端实现了显著降本，但要推动生物甲醇加速降本与规模化普及，仍需在工艺效率提升、政策与市场机制配套等方面形成进一步支撑。

- **绿氢耦合高浓度 CCU 制甲醇**路径中，如图表 14 c 所示，假设高浓度 CO₂ 来源稳定、净化成本较低，不同地区间的获取成本近乎相同，则吉林与内蒙古显现的成本优势来自于绿电、绿氢资源禀赋差异。2025 年，两地甲醇生产成本分别为 4200 元 / 吨和 3600 元 / 吨，较资源可达地区 4800 元 / 吨的成本水平分别下降 13% 和 25%。内蒙古在初期依托更低的绿电度电成本，使其绿氢制取成本显著低于吉林。随着可再生能源进一步规模化、区域间度电成本差距逐步收窄，并在 2050 年前后趋于接近，预计生产成本可降至 1850 元 / 吨。
- **绿氢耦合低浓度 CCU 制甲醇**路径中，如图表 14 d 所示，由于低浓度 CO₂ 在捕集、净化等环节的能耗与成本高于高浓度排放源，其整体成本较图表 14 c 有小幅增长。假设不同地区间低浓度 CCU 成本近乎相同，其区域间成本差异仍主要由绿电、绿氢成本所驱动。2025 年，吉林与内蒙古生产成本分别为 4400 元 / 吨和 3800 元 / 吨，较资源可达地区约 5000 元 / 吨的成本水平分别下降 12% 和 24%。随着可再生能源进一步规模化、区域间度电成本差距逐步收窄，并在 2050 年前后基本趋于一致，预计可降至约 1950 元 / 吨。
- **绿氢耦合超低浓度 CCU 制甲醇**路径中，如图表 14 e 所示，由于从空气直接捕集 CO₂ 能耗最高、设备投资强度大，各地区的生产成本显著高于高浓度与低浓度 CCU。2025 年，吉林与内蒙古生产成本分别为 6050 元 / 吨和 5450 元 / 吨，较资源可达地区约 6650 元 / 吨的成本水平分别下降 9% 和 18%。到 2050 年，两地甲醇生产成本预计可趋近 2550 元 / 吨。

综合上述三种电制甲醇路径的测算结果，在资源可达地区，绿氢耦合高浓度 CCU 和绿氢耦合低浓度 CCU 路径预计可在 2050 年前后与煤制甲醇实现成本平价；而在吉林、内蒙古等资源优势地区，这一时间点可较平均水平提前 5–10 年，进一步体现出资源优势在降本进程中的关键作用。相比之下，绿氢耦合超低浓度 CCU 路径即便在资源优势地区生产，至 2050 年仍难与传统煤制甲醇实现完全成本平价，表明该路径除技术进步外还需依托更强的政策、市场和制度性支撑才能加速技术落地转化。同时，成本敏感性分析进一步显示，在同一资源地保持绿电与绿氢成本不变的情况下，若碳捕集成本每吨上升 100 元，甲醇生产成本将相应增加约 150 元 / 吨；而在不同资源地采用相同 CCU 技术^{xi}条件下，可再生能源度电成本每上升 0.1 元 / kWh、绿氢单价提高约 6 元 / kg，则会推动甲醇生产成本上升近 1000 元 / 吨，充分体现出原料端成本在整体经济性中的放大效应。这也说明，电制甲醇的成本竞争力高度依赖区域风光资源禀赋以及工业碳源捕集技术与成本水平的持续优化。

^{xi} 本文中假设不同资源地之间的能源价格差异对 CCU 单位捕集成本的影响不作区分。理论上，在采用相同捕集技术、处理同一组分且浓度相当的气体条件下，其捕集过程所需要的热量与电量应具有一致性。因而在实际应用中，区域间的电价和蒸汽成本等方面的差异，可导致相同捕集技术在不同资源地呈现出不同的单位捕集成本。

- 绿氨制备路径中，如图表 14 f 所示，资源禀赋优势同样带来显著的成本领先效应。2025 年，吉林和内蒙古通过绿氢合成绿氨的成本分别约为 4200 元 / 吨和 3500 元 / 吨，相较资源可达地区 4850 元 / 吨的成本水平，降幅达到 13% 和 27%。内蒙古得益于更低的可再生能源发电成本，在全时期内保持成本优势；但随着风光发电成本持续下降与系统效率提升，两地成本差距逐步收窄，并在 2050 年前后趋于接近，预计生产成本可降至约 1900 元 / 吨。

综合绿氨生产成本的测算结果，在资源可达地区，生产绿氨预计可在 2045 年前后与煤制合成氨 2300-2500 元 / 吨的成本水平实现平价；而在吉林、内蒙古等资源优势地区，这一时间点可提前至 2035-2040 年，整体较平均水平提前近十年，进一步凸显出绿电成本、绿氢制备条件等区域资源禀赋对绿氨生产经济性的显著影响。

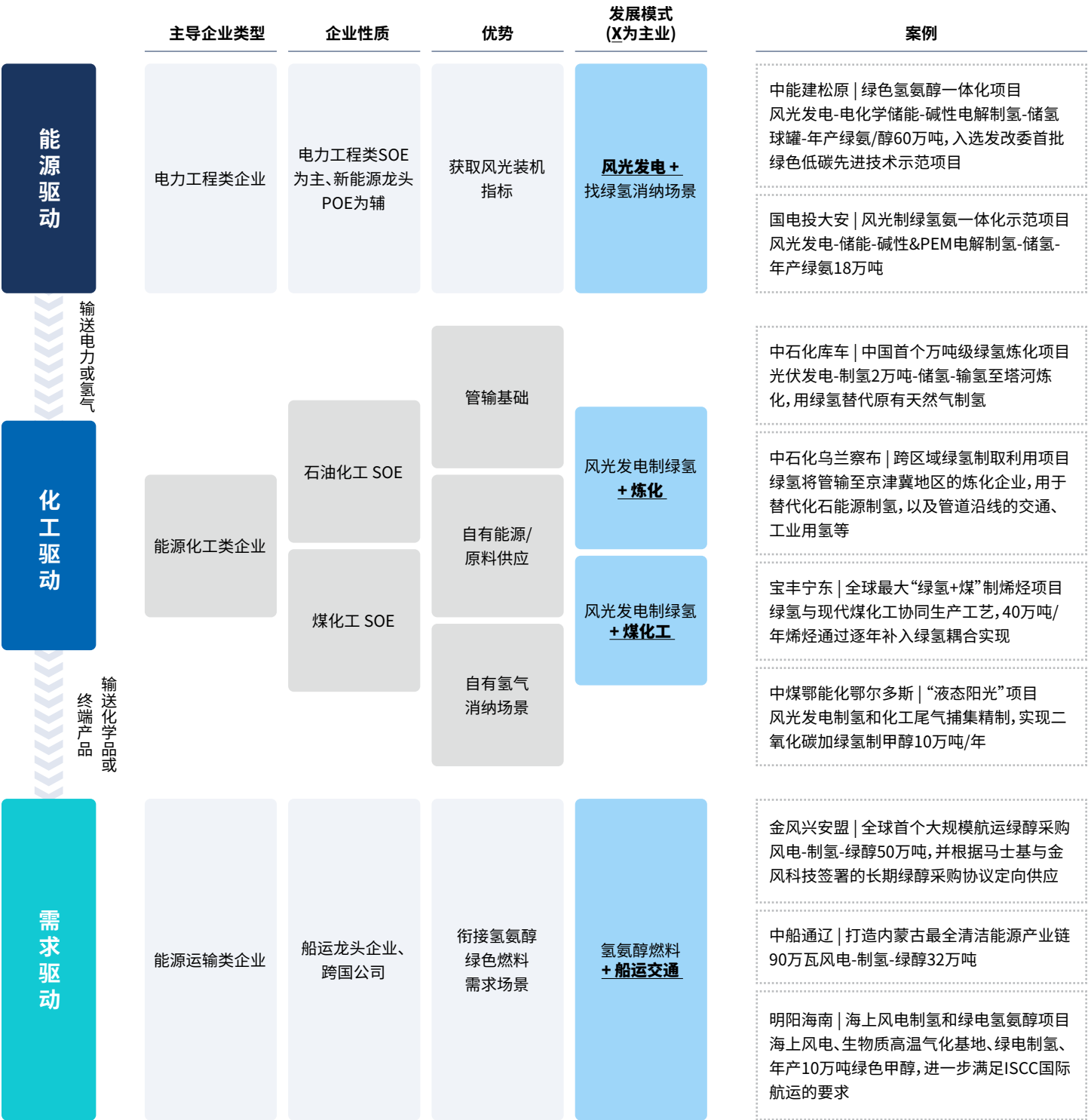
总体而言，当前绿氨醇生产成本仍显著高于传统路径成本水平，依托资源优势地区率先布局，在项目早期通过降低绿电、绿氢、生物质与可捕集碳源等原料成本，以差异化路径推动产业落地，是降低生产成本、加速规模化应用、提升早期试点项目经济性的现实选择。通过系统评估风光制氢潜力与碳源分布，并开展资源空间匹配分析，可明确我国绿氨醇产业的优先布局区域与切入方向，为后续的产业规划、项目选址及政策制定提供量化、可操作的参考依据。



4.3 路径三：产业链上下游参与和闭环贯通是产业长久发展的基础

绿色氢氨醇产业具有资本密集、技术门槛高、初始成本高等特点，其商业化进程高度依赖产业链上下游的协同参与和稳定衔接。已有项目实践表明，在当前高成本压力的现状下，仅靠单一环节的突破难以支撑产业规模化发展，唯有构建涵盖上游供能、中游转化与下游应用的全闭环体系，才能形成可复制、可持续的产业发展路径。

图表 15 绿氢氨醇产业链主要参与方



来源：RMI 分析

从参与主体来看，目前产业链已初步形成以电力工程企业、能源化工企业和下游终端用户为核心的分工体系，分别对应上游供能、中游产品制造与下游应用消纳三大环节，如图表 15 所示。三类主体在资源禀赋、技术能力与商业模式上的差异，决定了其在产业链中的功能定位与协同方式：

- 上游供能环节主要由电力工程类企业主导，以央企为核心力量，新能源领域头部民营企业作为重要参与者。这类企业的主要优势在于能够获取风电、光伏等可再生能源装机指标，并具备新能源项目开发、建设与并网运营的经验。其典型模式为“风光发电 + 绿氢制备”，并通过寻找稳定的绿氢消纳场景，与中游化工转化环节实现耦合。上游可通过直接输送绿电或绿氢，为中游制造提供能源支持。
- 中游产品制造环节以能源化工类企业为主导，主体多为石化或煤化工领域的央国企。这类企业在化工装置运行、管道运输、能源与原料保障以及氢气消纳场景方面具有明显优势，发展路径主要包括“风光发电制绿氢 + 炼化体系耦合”、“风光发电制绿氢 + 煤化工体系耦合”等。中游企业负责将绿氢转化为绿醇、绿氨等化学品或终端燃料，并向下游输出规模化、标准化产品，是连接上游供能与下游应用的关键枢纽。
- 下游应用环节主要由需求端驱动，核心参与者包括能源运输企业、国际航运公司及跨国能源终端用户。其优势在于直接掌握氢、氨、醇在航运交通、工业燃料与化工原料等领域的应用场景，能够通过长期采购协议、加注协议或合作备忘录等方式，提前锁定绿色燃料供应，降低产业链整体的不确定性。目前，下游应用以“绿氢、绿氨、绿醇燃料 + 航运交通”为代表模式，成为推动早期项目落地的重要力量。

从项目实践看，图表 16 梳理了我国已于 2025 年投产和 2026 年有望投产的代表性项目，这些项目普遍呈现出“上下游深度绑定、需求端提前入场”的共性特征。以绿醇项目为例，上海电气在吉林洮南布局的风电制氢耦合生物质制绿色甲醇项目，首期 5 万吨 / 年产能于 2025 年实现投运，并在建设阶段即与法国达飞集团、上港集团签署长期供应与加注协议，产品主要用于国际航运燃料，同时获得 ISCC-EU 认证，为项目商业化提供了制度与市场双重保障。金风科技在内蒙古兴安盟推进的大型绿色甲醇项目，同样通过与马士基签署长期采购协议，提前锁定下游需求，显著提升了项目融资与建设的可行性。中集安瑞科在广东湛江推进的生物甲醇项目，也通过与航运企业签署合作备忘录，实现了产能释放与需求消纳的同步匹配。

在绿氨领域，远景能源、国家电投与中能建等企业推动的多个风光制氢合成绿氨项目，虽然下游应用场景相较于甲醇仍处于培育阶段，但通过提前对接国际化工、化肥及航运客户，并获取 ISCC-PLUS 或 ISCC-EU 等国际认证，为绿氨在燃料与原料领域的应用拓展奠定了基础。这些项目同样体现出从上游绿电资源、中游化工转化到下游需求对接的闭环贯通，对产业的发展打下了坚实基础。

图表 16 案例：部分绿氨绿醇项目进入上下游协同落地阶段，有望率先实现供需闭环



来源：RMI 根据公开信息整理

展望 2026 年以后，预计早期投产的项目将继续遵循“闭环先行”的发展逻辑。中国天楹在吉林辽源推进的绿色甲醇项目，在建设初期就与中远海运达成合作意向，明确航运燃料应用方向；国能集团在河北沧州和山东烟台布局的绿氨及氢氨醇一体化项目，则依托港口、工业园区和终端用户集聚优势，积极探索多元化消纳路径。尽管部分项目在规模和商业模式上仍需完善，但其共同特点是不再采取“先建产能、再找市场”的传统做法，而是同步推进供给端与需求端的布局。

综合以上实践，早期项目能够率先落地并实现投产，单一技术路线或成本优势并非决定性因素，而是在高成本、高不确定性的产业发展初期，率先实现了上中下游闭环贯通。在当前阶段，绿色甲醇的下游需求较为明确，船运企业通过长期协议提前锁定绿色燃料供应，有效支撑了上游投资决策与项目建设，为生产方提供信心；而绿氨的下游应用虽已显现潜力，但整体仍处于市场培育期，与产能端的协同推进有待进一步加强。需要指出的是，现阶段多数早期项目仍以生产端与终端应用的直接对接为主，可再生能源供能主体与中游化工企业的深度协同尚未在工程层面充分体现，上游供能 - 制氢 - 化工合成之间的系统性耦合仍有待在后续项目中逐步实现。未来，推动产业链多主体协同参与、构建覆盖能源供给、化工转化与终端消纳的稳定可预期的闭环体系，将成为绿氢氨醇产业从示范阶段走向规模化长久发展的基础。

5、 展望与建议

绿氢氨醇产业的战略价值，正在从单一技术突破上升为对能源、工业与交通三大系统的结构性重塑。在能源端，通过“绿电—绿氢—绿氨 / 绿醇”的转化路径，可将波动性可再生能源转化为可储存、可运输、可跨区域流通的分子能源，实现从电力系统平衡向能源系统协同优化的拓展，为新能源高比例接入背景下的消纳与调节提供更多元的解决方案。在工业端，绿氢作为低碳原料，有望逐步替代煤制氢和天然气制氢路径，重构合成氨、甲醇、炼化等领域的化石基原料体系，释放接近 6 亿吨二氧化碳的理论减排空间。在交通端，绿氨与绿醇凭借较高能量密度及相对成熟的储运条件，为航运、航空等电气化难以覆盖的领域提供现实可行的替代选项。

从发展进程来看，我国绿氢氨醇产业正处在由概念示范向规模化发展加快过渡的关键期。“十五五”时期是夯实基础阶段，重点在于通过项目示范和工程化验证，验证技术路径可行性、提升系统运行能力；2030—2040 年，有望在成本持续下降、应用场景逐步成熟的基础上，进入以供需协同、规模放量为特征的扩张阶段；2040—2050 年，随着政策、市场和标准体系进一步完善，产业将逐步迈向成熟，对能源系统转型和深度减排形成稳定支撑。

其中，“十五五”时期是绿氢氨醇产业发展路径中承前启后的关键过渡窗口期，既关系到前期技术试点能否顺利转化为可复制、可推广的工程化方案，也决定着后续规模化扩张的成本基础和发展节奏。围绕这一关键阶段所呈现的成本、技术、产业链协同等方面的主要挑战，本报告从供给侧、需求侧和支撑体系三个维度提出以下行动建议，以期绿氢氨醇产业平稳迈向规模化发展提供参考：

供给侧——聚焦技术经济性瓶颈，以降本和规模化为核心突破方向

从供给侧看，当前绿氢氨醇产业的主要制约仍集中在技术经济性不足，尤其是原料成本占比过高、系统集成效率有待提升等问题。降低生产成本仍是推动产业规模化的首要任务，其重点应聚焦于原料获取成本的降低和关键技术的工程化推广。

- **以原料成本为降本突破口，重点关注绿氢和生物质收储成本**

从成本结构看，绿氢和生物质提供氢源和碳源的成本在绿氨绿醇生产成本中占据主导地位。降低绿氢成本仍需依托风光资源条件较好的地区，通过获取低成本绿电从源头实现降本，这是中短期内最现实、最有效的途径。生物质路径方面，应通过完善区域化、规模化的收储体系，降低收集、运输和预处理成本，提升原料供应稳定性，为生物质甲醇及生物质掺氢路径连续稳定的原料供应提供保障。

- **以关键技术突破和规模化应用推动系统降本**

技术层面，应将研发和示范重点聚焦在对成本和系统效率影响最大的环节，包括：生物质气化技术的稳定性和适应性、电解槽技术对波动电源的灵活响应能力及效率提升、碳捕集技术的工程化降本，以及柔性合成工艺在波动氢源条件下的稳定运行能力。应以试点项目为切入，在真实运行场景中验证技术可行性，并通过持续迭代优化推动规模化复制，而非在技术尚未成熟阶段盲目铺开。

- **加强绿氢氨醇与零碳园区建设的协同布局，推动一体化和链条化发展**

在空间布局上，应更加重视绿氢氨醇与既有或规划零碳园区的衔接，通过“绿电—绿氢—化工”的一体化布局，整合能源、原料和基础设施资源，减少中间环节损耗和重复投资，形成高效协同、优势互补的产业链条。这类园区化、集群化发展模式，有助于在整体层面降低系统成本，提升产业运行效率。

需求侧——加强政策引导，逐步培育国内应用场景释放减碳需求

相较供给侧能力的快速提升，需求侧释放节奏仍然偏慢，是当前产业发展中更为突出的短板。加快培育和引导需求，不仅有助于为绿氢氨醇项目提供稳定消纳预期，也有利于促进非化石能源消纳和重点行业深度脱碳。

- **通过细化实施政策，引导国内多元化应用场景加快落地**

建议在既有顶层政策框架下，进一步出台针对不同行业、不同应用场景的实施细则，明确绿氢氨醇在各类消费领域的定位和发展路径，引导地方和企业稳步扩大应用规模。通过政策引导，将绿氢氨醇同时纳入新能源消纳和工业减排统筹考虑，增强其在能源转型中的系统价值。

- **将石化化工领域作为需求培育的重点突破口**

石化化工是绿氢氨醇最具现实基础和减排潜力的应用领域之一。尽管当前不少项目以新建成套装置为主，但在实践中，也可通过绿电、绿氢与既有炼化、合成氨、合成甲醇装置进行耦合改造，逐步扩大替代比例，在不颠覆现有产业结构的前提下实现持续性、渐进式降碳。这种“新建示范 + 存量耦合”的并行路径，有助于在控制投资风险的同时，稳步放大减排规模。

- **通过需求聚合与买家平台建设，促进早期供需对接和产业闭环形成**

可探索建立针对绿氢氨醇产品的需求聚合机制或买家平台。通过将分散、小规模需求与具备相应技术和供给能力的项目进行对接，提升供需匹配效率，帮助早期项目更快形成稳定订单和上下游闭环，并为后续规模化扩展创造条件。

支撑体系——以政策引导、标准认证、市场机制和金融工具协同发力，加速绿色价值实现

在当前绿氢氨醇尚未全面具备成本竞争力、市场仍处于培育阶段的背景下，构建清晰、有力且可持续的支撑体系，是推动产业从试点示范迈向规模化应用的关键。支撑体系的核心作用，在于通过政策引导明确发展方向，通过标准认证塑造规则基础，通过市场机制释放绿色价值，从而降低整体不确定性、改善项目经济性和现金流表现。

- **通过政策工具明确战略定位并引导供需协同发展**

建议深入研判绿氢氨醇在能源转型和工业深度减排中的发展前景与战略定位，将其作为推动新能源消纳、支撑重点行业脱碳的重要抓手，统筹纳入能源、工业和绿色低碳相关政策体系。在此基础上，有序引导供给能力建设与下游应用拓展之间的衔接和平衡，避免供需错配带来的阶段性风险。

- **健全标准与认证体系，夯实绿色价值识别与实现基础**

在持续对接欧盟等国际绿色产品市场标准的同时，应加快构建适应国内发展阶段和资源禀赋特点的标准体系，完善覆盖绿氢、绿氨、绿醇全生命周期的碳足迹核算和产品分级规则，清晰区分不同技术路径和减排水平的绿色属性。通过推动标准与认证在国内外体系之间的衔接与互认，强化绿色价值的可识别性和可信度，为绿色产品进入国内多元化应用场景提供规则支撑。

- **引入和完善市场机制，加快绿色价值的市场化转化**

充分发挥碳市场在绿氢氨醇产品价值实现中的基础性作用，推动碳市场与产品碳足迹管理协同发展，加快形成绿色产品与传统高碳产品之间的差异化竞争机制，使减排优势逐步通过价格信号得以体现。同时，探索核发与认购（Book & Claim）等创新机制在绿色氢基产品领域的应用，通过适度解耦实物与环境权益的流通，扩大潜在需求覆盖面，为项目创造额外的绿色价值收益，改善现金流表现，降低对单一补贴政策的依赖水平。

- **发挥金融工具的撬动作用，缓解产业投融资约束**

可依托国家低碳转型基金这一政策性金融工具，联合中央财政、地方政府、金融机构及社会资本等多方主体，为绿氢氨醇在技术研发、重资产装置建设和市场培育等关键环节提供长期资本支持，并合理分摊技术和市场风险。同时，引导开发性金融、绿色信贷等中长期资金参与，改善项目融资条件和现金流结构，为产业规模化发展提供稳定的金融支撑。

参考文献

- 1 2026年政府工作报告，2026，https://www.moj.gov.cn/pub/sfbgw/zwgkztzl/2026nianzhuan-ti/2026qglh0206/lhj20260206/lhjyw20260206/202603/t20260313_532786.html
- 2 IEA, Global Hydrogen Review 2025, 2025, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>
- 3 国信证券，氢能专题研究之一：氢能重点产业链介绍，2021，https://dfscdn.dfciw.com/download/A2_cms_f_20211217113703787692&direct=1&abc2685.pdf
- 4 落基山研究所，石化联合会氢能专委会，加速化工行业低碳转型之：实现绿氢经济性的可行路径，2024，<https://rmi.org.cn/wp-content/uploads/2024/11/0110%E7%BB%B-F%E6%B0%A8%E6%8A%A5%E5%91%8A.pdf>
- 5 东方证券，化工碳中和系列报告二：化工行业碳排放压力有多大？，2021，https://pdf.dfciw.com/pdf/H3_AP202103221474638930_1.pdf
- 6 国家能源局能源节约和科技装备司、国能氢创科技有限责任公司，中国氢能发展报告（2025），2025，https://www.nea.gov.cn/20250430/96022785b3a747248288ad1c57d3a025/2025043096022785b3a747248288ad1c57d3a025_35aeee443346424eb4a3da029cb007003c.pdf
- 7 中国光伏行业协会（CPIA），2023-2024年中国光伏产业发展路线图，2024。
- 8 IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2024, 2025, <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>
- 9 BloombergNEF, Electrolysis System Cost Forecast 2050: Higher for Longer, 2024.
- 10 BloombergNEF, Hydrogen Electrolyzer Overcapacity Hasn't Cut System Costs, 2024.
- 11 McKinsey & Company, Global Energy Perspective 2023: Hydrogen outlook, 2024, <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2023-hydrogen-outlook>
- 12 能源标准化信息平台，关于征求《绿色合成氨》《绿色甲醇》《B24重质船用燃料油》等3项能源领域石化行业标准（征求意见稿）意见的通知，<https://114.251.111.103:18080/portal/newsDetailed?id=8d-5b2abd5b6b5d5f5c56af6347564638>
- 13 Mission Possible Partnership (MPP), MPP Global Project Tracker, 2025, <https://tracker.missionpossiblepartnership.org/mpp-global-projects-map/pipeline>
- 14 IEA, ETP Clean Energy Technology Guide, 2025, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide>
- 15 BNEF, Electrolysis System Capex by 2050 – Updated Forecast, 2022
- 16 DNV, Methanol Fuel in Shipping: Barriers and Pathways to low-GHG Methanol as a Marine Fuel, 2025
- 17 Ammonia Energy Association, Low-Emission Ammonia Data (LEAD): Vessels, <https://ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2025/12/AEA-LEAD-Vessels-Executive-Summary-December-2025.pdf>
- 18 DNV, Maritime Forecast to 2050, 2025.
- 19 2025年氢燃料汽车走势分析，<https://mp.weixin.qq.com/s/4eLa0a6JrWUrTFu7IE4PNw>
- 20 IEA, Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach, 2023, https://iea.blob.core.windows.net/assets/4ad26550-05c4-4495-9891-98e588cd0be8/NetZeroRoadmap_AGlobalPathway-toKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf
- 21 Mission Possible Partnership (MPP), MPP Global Project Tracker, 2025, <https://tracker.missionpossiblepartnership.org/mpp-global-projects-map/pipeline>
- 22 DNV, Maritime Forecast to 2050, 2025.
- 23 International Air Transport Association (IATA), Finance-Net Zero CO₂ Emissions Roadmap, 2024, <https://www.iata.org/contentassets/8d19e716636a47c184e7221c77563c93/finance-net-zero-roadmap.pdf>
- 24 能源局综合司，《关于开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点工作（第一批）的通知》，2025, <https://www.nea.gov.cn/20250905/f149cae889684f6db56df6614fb68c48/c.html>
- 25 落基山研究所，解锁秸秆高价值利用：生物燃料与碳移除产业的破局点，2025，<https://rmi.org.cn/insights/unlocking-the-high-value-utilization-of-crop-straw-report/>

落基山研究所，从供给动能到需求牵引：推动中国绿氨绿醇规模化发展的破局路径，2026，<https://rmi.org.cn/insights/pathways-for-scaling-green-ammonia-and-methanol-in-china/>

RMI 重视合作，旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此，我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>



除特别注明，本报告中所有图片均来自 iStock。



RMI Innovation Center
22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org

© 2026 年 5 月，落基山研究所版权所有。
Rocky Mountain Institute 和 RMI 是落基山研究所的注册商标。