



中国海油集团能源经济研究院  
CNOOC Energy Economics Institute

# 中国绿色 液体燃料

## 合规驱动的产业重塑与竞争格局

壳牌（中国）有限公司 与 中国海油集团能源经济研究院  
联合研究

2026年6月



更多免费行业报告

并购家

[www.ipoiipo.cn](http://www.ipoiipo.cn)

中国绿色液体燃料  
合规驱动的产业重塑和竞争格局  
联合课题研究团队

|                     |                   |
|---------------------|-------------------|
| 壳牌（中国）有限公司：         | 中国海油集团能源经济研究院：    |
| 总负责人                |                   |
| 杨 朝，战略与能源转型部总经理     | 王 恺，能源经济与政策研究中心主任 |
| 执行负责人               |                   |
| 张环环，战略与能源转型部战略整合经理  | 贾 墨，石油经济研究室首席研究员  |
| 第一阶段课题组主要成员         |                   |
| 袁本清，战略与能源转型部战略与洞察经理 | 于佳玉，石油经济研究室资深研究员  |
| 付 啸，壳牌全球解决方案高级首席研究员 | 费奕儒，石油经济研究室研究员    |
| 孔令晓，战略与能源转型部市场洞察经理  | 王 萌，海洋经济研究室研究员    |
| 韩 凯，壳牌全球解决方案电化学研究员  | 梁 栋，天然气经济研究室研究员   |
| 刘少宇，战略与能源转型部项目助理    | 杨雪琴，改革与企业管理研究室研究员 |

本报告为系列研究的首期成果，报告中全面剖析了全球及中国绿色液体燃料市场的发展现状、技术路径与未来趋势。后续报告将聚焦绿色液体燃料（如绿醇、绿氨及 SAF 等）的在中国市场的技术路线及经济成本分析。

# 目 录

|                                                              |    |
|--------------------------------------------------------------|----|
| 摘 要 .....                                                    | 1  |
| 一、绿色液体燃料的定义与分类 .....                                         | 4  |
| 二、全球市场规模与展望 .....                                            | 5  |
| 2.1 市场结构：以生物燃料主导，应用集中在交通领域 .....                             | 5  |
| 2.2 陆运领域：绿色液体燃料需求由资源型国家的强制掺混推动，预计 2035 - 2040 年达峰 .....      | 6  |
| 2.3 航空领域：2025 年为 SAF 需求形成的关键年份，2030 年前 HEFA 主导，之后多路线并进 ..... | 8  |
| 2.4 航运领域：短期生物柴油为主，中长期绿色甲醇和绿氨最受关注 .....                       | 9  |
| 三、区域市场划分与比较 .....                                            | 10 |
| 3.1 欧洲：强约束与标准输出，全球规则的“源头市场” .....                            | 11 |
| 3.2 北美（美国）：税惠驱动与市场化融资，可融资模式的范例 .....                         | 12 |
| 3.3 亚洲：政策分散化与供应链主导，“多极共振”的产业格局 .....                         | 13 |
| 3.4 中东与北非：强要素端与弱需求端，“出海型”绿色燃料基地 .....                        | 14 |
| 3.5 拉丁美洲：生物资源富集与合成燃料探索，“原料强区”的技术前沿 .....                     | 15 |
| 四、驱动因素与挑战 .....                                              | 16 |
| 4.1 需求逻辑转向：合规驱动成为绿色燃料的核心增长机制 .....                           | 16 |
| 4.2 供给端再定义：从“有产能”到“有合规产能” .....                              | 16 |
| 4.3 投资逻辑重塑：碳价、税惠与融资成本的联合作用 .....                             | 17 |
| 4.4 落地约束显性化：技术成熟下的系统性短板 .....                                | 18 |
| 五、技术发展与创新 .....                                              | 18 |
| 5.1 用户侧的路线选择：液体燃料在交通领域的技术适配性 .....                           | 18 |
| 5.2 生物燃料：短期最现实的规模化技术路径 .....                                 | 19 |
| 5.3 氢基燃料：从“氢载体”转向“终端燃料”的关键拐点 .....                           | 20 |
| 5.4 合成烃基燃料：规模化受限于可再生碳源与关键技术验证 .....                          | 21 |
| 六、中国市场发展框架与现状 .....                                          | 22 |
| 6.1 发展动力、目标与推进顺序：双重驱动下的阶段转换 .....                            | 22 |
| 6.2 成本端约束：原料、绿电与碳源的多维博弈 .....                                | 25 |
| 6.3 基础设施与流通体系：从点状示范到网络化布局 .....                              | 28 |
| 6.4 市场需求与赛道分化：甲醇、SAF、绿氨与存量生物燃料的再定位 .....                     | 29 |

|                                                      |    |
|------------------------------------------------------|----|
| 6.5 标准认证与碳足迹核算：从标准空白到中国框架，多层次制度为产业规范化与国际竞争奠定基础 ..... | 31 |
| 6.6 技术路线与系统耦合：一体化创新与关键环节攻关 .....                     | 32 |
| 七、未来趋势与对中国的影响 .....                                  | 34 |
| 7.1 全球规则重塑：“合规能力”转化为“成本竞争”的前置条件 .....                | 34 |
| 7.2 政策窗口期：10 至 15 年内完成市场内生性转型 .....                  | 35 |
| 7.3 中国的战略定位：从供应链参与者到规则共建者 .....                      | 35 |

## 摘要

当前全球气候变化已进入不可逆阶段。IPCC 第六次评估报告指出，在现有排放路径下，全球平均气温升幅将在本世纪内突破 1.5 摄氏度关键阈值，部分区域极端气候事件的频率与强度已超出历史波动范围。这意味着能源系统转型已不再是可选项，而是现实约束下的必然要求。

在各类能源转型路径中，电气化是目前推进最快、成本下降最显著的方向。然而，电气化本身存在系统性边界。一方面，可再生电力具有间歇性，难以在时间和空间上与终端需求完全匹配；另一方面，航空、远洋航运等场景对燃料的能量密度、补能速度和基础设施兼容性有严格要求，单纯依靠电动化短期内难以覆盖。在此背景下，将可再生电力转化为高能量密度化学能储存与输送，成为能源系统不可回避的技术需求，而绿色液体燃料是目前能够规模化实现这一转化的重要路径之一。

从具体应用来看，绿色燃料的核心价值主要体现在航空和远洋航运领域，这两类场景设备寿命长、基础设施沉没成本高，且对续航能力和运行可靠性要求严格，使其更依赖与现有动力系统和储运体系兼容的高能量密度燃料。相比之下，陆路重载运输的技术路径正在分化：短途和区域运输已较快被电动化覆盖，超长途、高负载及偏远地区场景则仍保留对液体燃料的需求。因此，随着重卡电动化持续推进，绿色液体燃料在陆路领域的应用空间将逐步收窄，其战略重心将进一步集中于航空与远洋航运。

### 历史浮沉：绿色燃料的周期性演进

绿色燃料并非新兴概念，其发展历史呈现出与化石燃料价格高度相关的周期性特征，而非线性演进。

第一次浪潮出现在 20 世纪 70 年代石油危机期间。石油禁运和油价暴涨驱使各国寻求替代燃料，巴西启动国家乙醇计划，美国加速生物燃料研究投入，多国开展合成燃料项目可行性论证。然而，80 年代国际油价回落后，替代燃料项目的经济性迅速消失，大多数项目被搁置，仅巴西因政策持续支持保留了规模化乙醇产业。

第二次浪潮出现在 21 世纪初。油价持续攀升、《京都议定书》生效以及粮食安全争议共同推动了生物燃料的快速扩张，欧盟和美国相继建立强制掺混政策，全球第一代生物燃料产能快速增长。但 2008 年金融危机后油价下跌，叠加“与粮争地”的社会争议，第二次浪潮再度退潮，行业进入调整期。

第三次浪潮始于 2010 年代中期，以氢能和电制燃料为核心。《巴黎协定》签署后，各国政府和企业发布了大量绿氢和合成燃料项目规划，全球宣布的绿氢产能在短期内急速扩张。然

而，2022 至 2023 年高利率环境、绿电成本高于预期以及需求端缺乏强制要求，导致大量项目延期或取消，行业预期再次被大幅下调。

三次浮沉揭示了一个共同的结构性问题：在外部性未被内部化的条件下，绿色燃料的经济性始终依赖化石燃料价格的高位维持。一旦油价回落或宏观环境收紧，项目可行性即刻崩塌。绿色燃料与化石燃料之间的价差，长期以来由市场价格决定，而非由碳排放的社会成本决定。

### 本轮绿色燃料发展的不同

当前这一轮绿色燃料发展与前三次存在本质区别：气候外部性正在通过政策机制被系统性内部化。

欧盟碳边境调节机制（CBAM）将碳成本扩展至贸易边界，使化石燃料的隐性排放成本在跨境环节显性化。EU ETS 将航运纳入碳交易体系，配额缴纳比例逐年提升，传统燃油的经济优势随碳价上升持续弱化。ReFuelEU Aviation 以法律形式规定 SAF 强制掺混比例，将低碳燃料从“市场选项”转变为“法定义务”，需求端的刚性约束不再完全依赖油价水平。美国以税收抵免机制将单位减排量直接转换为可量化收益，使绿色燃料项目在建设周期内具备相对稳定的收益锚。认证体系和生命周期核算框架的建立，使减排量从定性目标转变为可交易、可融资的资产。

上述变化的核心意义在于：绿色燃料的竞争力不再完全取决于其与化石燃料的裸价差，而是取决于在碳价、合规成本和认证价值叠加后的综合经济性比较。这一结构性变化使绿色燃料产业第一次具备了在油价回落时仍能维持项目可行性的政策基础，也因此使本轮发展具有不同于以往周期性浪潮的内在稳定性。

绿色液体燃料的战略意义不局限于燃料替代本身，而体现在能源系统协同、产业链重构和国际竞争格局三个层面。

在能源系统层面，绿色液体燃料是连接可再生电力与终端高能耗场景的关键媒介。可再生能源的间歇性决定了其无法直接满足航空、航运等对供能稳定性和能量密度有严格要求的场景，而绿色液体燃料通过制氢、合成等工艺将电能转化为化学能储存，并利用现有储运基础设施实现跨时空调配，弥补了电力系统的结构性短板。与此同时，碳捕集提供可验证碳源，氢能提供制备原料，绿色液体燃料将电力、氢能与碳捕集三个系统整合为可落地的减排路径，赋予整体能源系统更强的灵活性。

在产业链层面，绿色液体燃料横跨农业、能源、化工和交通多个领域，形成跨部门价值链。生物燃料路线提升农业废弃物利用效率，带动农村经济发展；合成燃料路线拉动电解水、碳捕集、催化材料等新兴产业投资。更重要的是，随着原料可追溯、碳强度核算和认证体系要求的

全面提升，产业链的竞争重心正从生产制造能力向数据链管理和合规运营能力转移，形成新的价值分配格局。

在国际竞争层面，绿色液体燃料的政策体系、认证标准和供应链能力已成为主要经济体之间竞争的新维度。欧盟通过强制掺混要求和碳边境调节机制输出规则标准，美国以税收激励体系吸引全球资本，亚洲依托原料供应和制造能力占据供应链核心位置。具备低成本可再生能源、稳定原料供给、先进工艺能力和供应链合规体系的经济体，将在这一竞争中取得结构性优势。绿色液体燃料领域的竞争，本质上是各经济体在未来交通能源体系中争夺规则制定权和价值链主导权的竞争。

## 一、绿色液体燃料的定义与分类

本报告将绿色液体燃料定义为来源于可再生资源或经低碳工艺生产的液体燃料，主要包括生物燃料和合成燃料两类：

绿色液体燃料分类表

| 分类   | 技术路线   | 最终产品        | 原料              |
|------|--------|-------------|-----------------|
| 生物燃料 | 一代     | 发酵          | 乙醇汽油            |
|      |        | 酯交换 FAME    | 酯基柴油            |
|      | 二代     | HVO/HEFA    | 粮食作物（如大豆油、棕榈油等） |
|      |        | HVO/HEFA    | 非粮废弃物（餐厨和农林废弃物） |
|      |        | 纤维素酶解法      | 乙醇汽油            |
|      | 三代     | 光合培养+油脂提取   | 藻类生物柴油、藻油基航空燃料  |
| 合成燃料 | 生物质制甲醇 |             | 甲醇              |
|      | 氢基燃料   | 电制甲醇        | 甲醇              |
|      |        | 电制氨         | 氨               |
|      | 烃基燃料   | 乙醇制航煤 (AtJ) | SAF             |
|      |        | 甲醇制航煤 (MtJ) | SAF             |
|      |        | 气化-费托合成     | 汽油/柴油/SAF       |
|      |        | 生物质制液体燃料    | 汽油/柴油/SAF       |
|      |        | 电转液 (PtL)   | 汽油/柴油/SAF       |

生物燃料：基于生物质资源，通过生化或热化学工艺转化为液体燃料。

- 第一代：以粮食作物（如玉米、甘蔗）为原料生产乙醇或以棕榈油大豆油为原料 FAME 酯交换制生物柴油，技术成熟、成本低，但存在“与粮争地”问题，未来发展受限。
- 第二代：以餐厨垃圾、木质纤维素、农业废弃物、林业残渣等非粮生物质为原料，碳减排效果更好，且避免与粮食竞争，当前处于商业化加速阶段，典型技术包括纤维素乙醇和 HVO/HEFA 路线。
- 第三代：以微藻等高产生物为原料，经过光合培养和酯交换，生成藻基生物柴油或航煤，具备高能效和可持续性，理论减排潜力大，但技术仍在研发和示范阶段，成本较高，需突破培养、收集和转化工艺限制。
- 生物质制甲醇：利用生物质或由生物质生成的沼气（生物甲烷），通过气化、重整与催化合成等过程生产可再生、低碳的绿色甲醇的技术路线。
- 合成燃料：通过化学合成工艺合成氨基燃料（氨醇）和烃基燃料（汽柴航煤）。
- 氨基燃料：包括绿氨和绿色甲醇，以电解水制氢后与氮气或  $\text{CO}_2$  合成。绿氨和绿醇可用于航运和部分工业领域，具有高能量密度和成熟的储运体系。
- 烃基燃料：包括 AtJ、MtJ、生物质制液体燃料（BtL）及电转液（PtL）等路线，可合成航空燃料、柴油及汽油，具有与现有发动机和燃料基础设施高度兼容的优势。

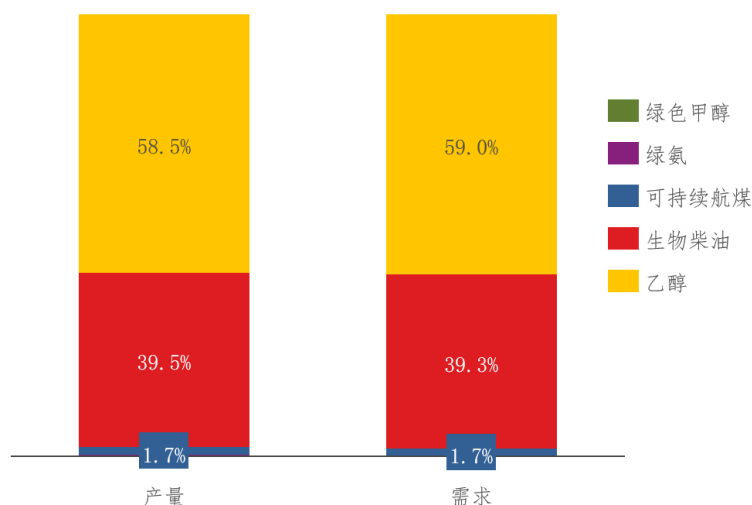
## 二、全球市场规模与展望

### 2.1 市场结构：以生物燃料主导，应用集中在交通领域

2025 年，全球绿色燃料产量 1.64 亿吨，同比增长 6.7%。其中乙醇产量 9,580 万吨，占比 58.5%；生物柴油产量 6,468 万吨，占比 39.5%。可持续航空燃料（SAF）产量为 281 万吨，占比虽低（不足 2%），但增速显著（同比增长 197.7%）。2025 年全球总需求 1.62 亿吨，同比增长 5.9%，生物乙醇和生物柴油合计占比高达 98.3%，体现出生物燃料的绝对主导地位。SAF 需求 275 万吨，同比增幅达 64.7%，核心驱动力来自欧盟强制 SAF 掺混比例正式落地所带来的刚性需求。

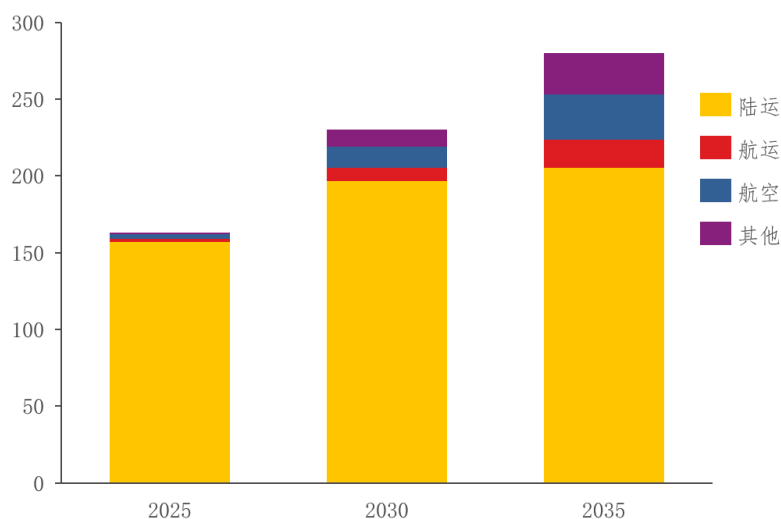
全球交通领域作为仅次于工业和建筑的第三大终端能源消费部门，其中绿色液体燃料占比约 4%，主要来自陆路运输中生物燃料的掺混应用。绿色液体燃料使用高度集中在交通领域，应用占比超过 99%。陆运目前占比约 96%，预计随着航运和航空规模增长，2030 年降至 86%，2035 年进一步降至 73%。

2025 年全球绿色液体燃料供应和需求占比，%



展望未来，生物燃料仍将是短中期主要供给来源。随着政策推动、成本变化和原料约束，绿色液体燃料在各运输子行业的需求结构将进一步分化。

绿色液体燃料的应用领域，百万吨

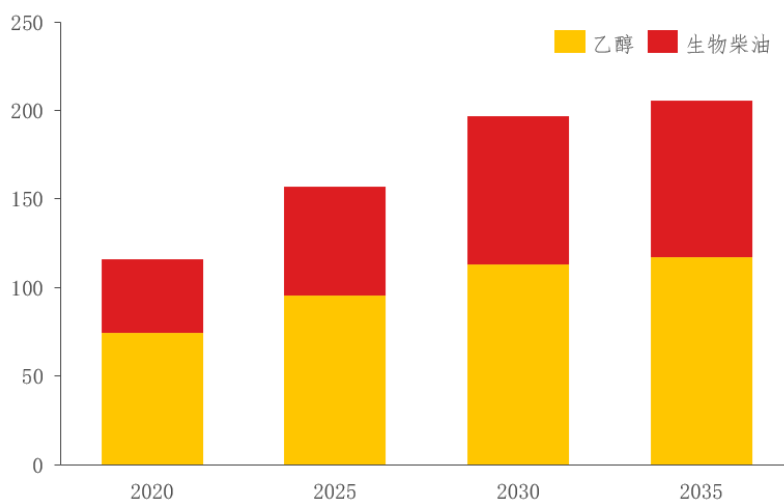


## 2.2 陆运领域：绿色液体燃料需求由资源型国家的强制掺混推动，预计 2035 - 2040 年达峰

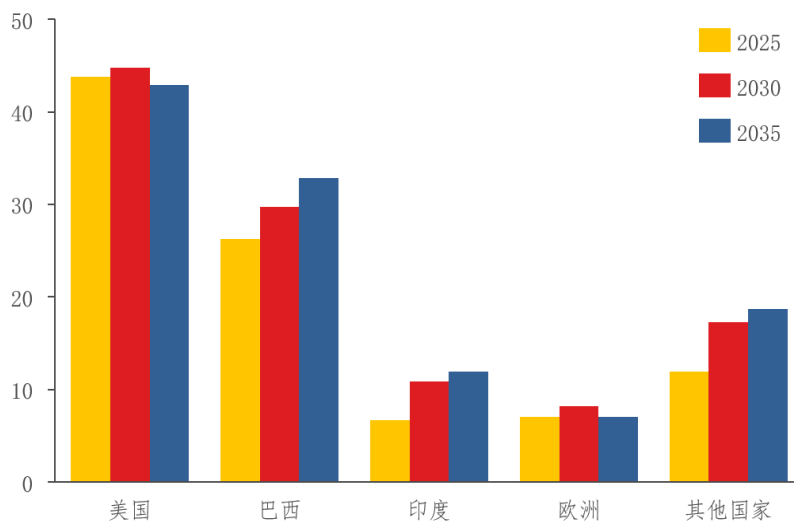
陆运领域的绿色液体燃料需求主要由政策驱动。各国通过提高掺混比例、设定强制要求和完善配套体系提升使用量。

乙醇方面，2025 年总需求 9530 万吨，到 2030 年预计将增加至 1.17 亿吨。巴西和印度是主要增量贡献者，分别占全球需求增量的 23% 和 27%。巴西的“乙醇计划”多年保持 27% 的掺混比例，实现了全球领先的乙醇燃料市场规模，根据最新决议已于 2025 年 8 月实行 30% 的掺混比例，并计划将掺混比例逐渐提升至 35%。印度近年来也加快推进乙醇汽油掺混目标，提出 2026 年稳步迈向 20% 的掺混比例的目标。

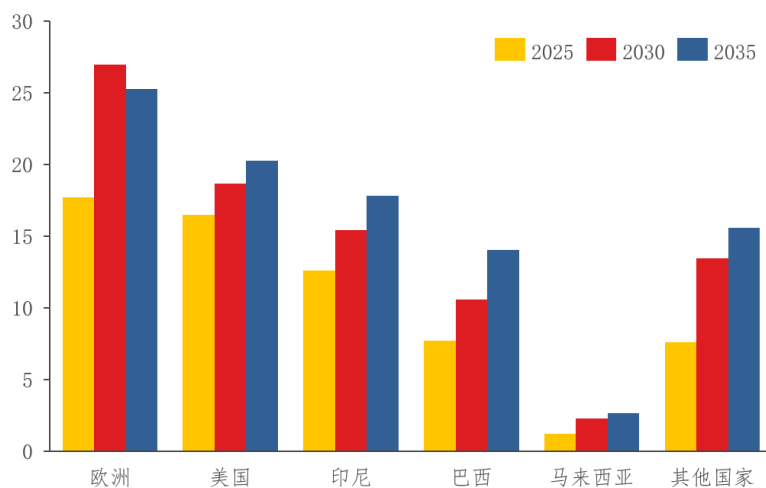
陆路交通领域对不同能源类型的需求及预测，百万吨



乙醇需求预测，百万吨



生物柴油需求预测，百万吨



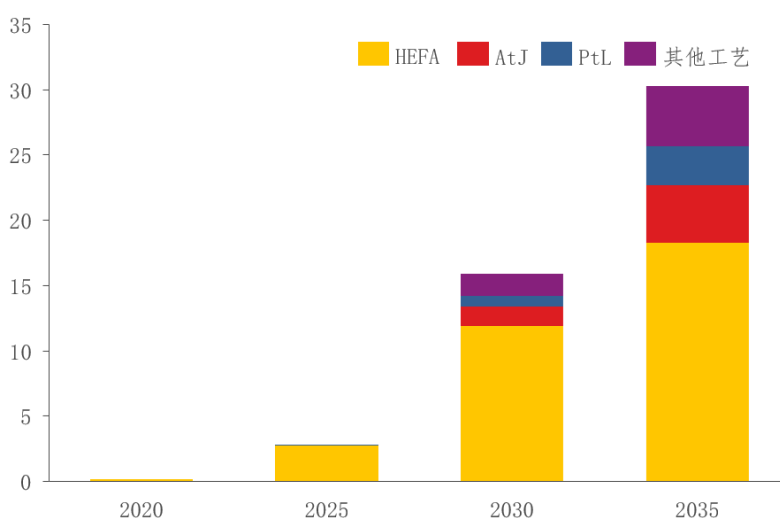
生物柴油方面，2025 年生物柴油陆运需求 6160 万吨。美国依托 RFS 体系维持稳定增长，部分州实施更高掺混要求。巴西的国家生物柴油计划推动掺混比例达到 16%，并计划提升至 20%。欧盟 RED III 扩大可再生燃料使用范围。印尼将掺混比例提升至 40%，并研究进一步提高的可能性。预计到 2035 年，生物柴油需求将增至 8900 万吨。

随着乘用车电动化加速、乙醇和 FAME 生物柴油掺混上限约束以及 HVO 受原料供给限制，陆运绿色燃料需求将出现峰值。随着上述因素共同作用，陆运绿色燃料需求预计将在中长期达峰。乙醇受掺混上限约束，乙醇需求预计早于生物柴油达峰。

### 2.3 航空领域：2025 年为 SAF 需求形成的关键年份，2030 年前 HEFA 主导，之后多路线并进

2025 年是 SAF 市场的重要节点。欧洲 ReFuelEU Aviation 等政策进入实际执行阶段，将 SAF 从可选方案转变为法定义务。2025 年，全球 SAF 需求 275 万吨，是 2020 年的 8.3 倍。

不同技术路线下的可持续航煤产量预测，百万吨

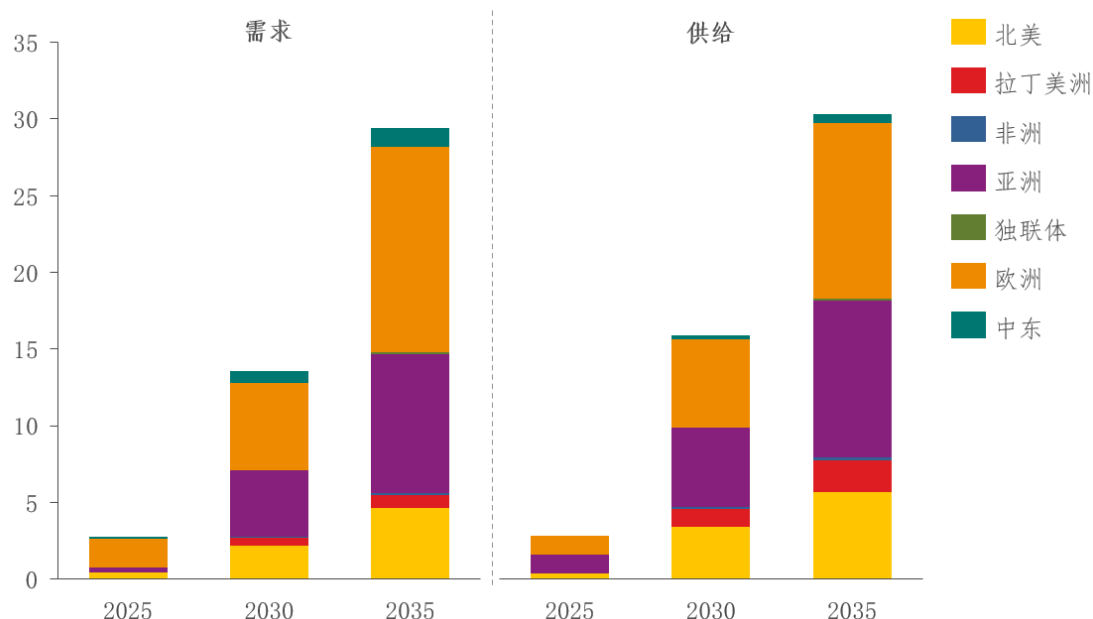


供给结构方面，2025 年 HEFA 产量 278 万吨，占 SAF 总产量的 98.9%。2030 年 HEFA 产量预计上升至 1194 万吨，占比降至约 75%，仍为主导技术。HEFA 的优势来自工艺成熟、商业化经验丰富和原料基础清晰，但受制于废油、动物脂和植物油的上限。

随着政策要求提升和原料约束加剧，AtJ、气化—费托、PtL 等路线预计在 2030 年后进入快速扩张阶段。预计在 2030 - 2035 年期间实现至少三倍的增长。

随着政策对掺混比例的提升，以及越来越多的国家增加对可持续航煤掺混的要求和目标，全球 SAF 市场规模将持续扩张，2025 年至 2030 年预计年平均复合增长率为 41.5%，2030 至 2035 年预计年平均复合增长率为 13.7%。从供需分布看，欧洲预计持续存在供给缺口；亚洲和北美可能形成供应盈余，预计向欧洲出口。

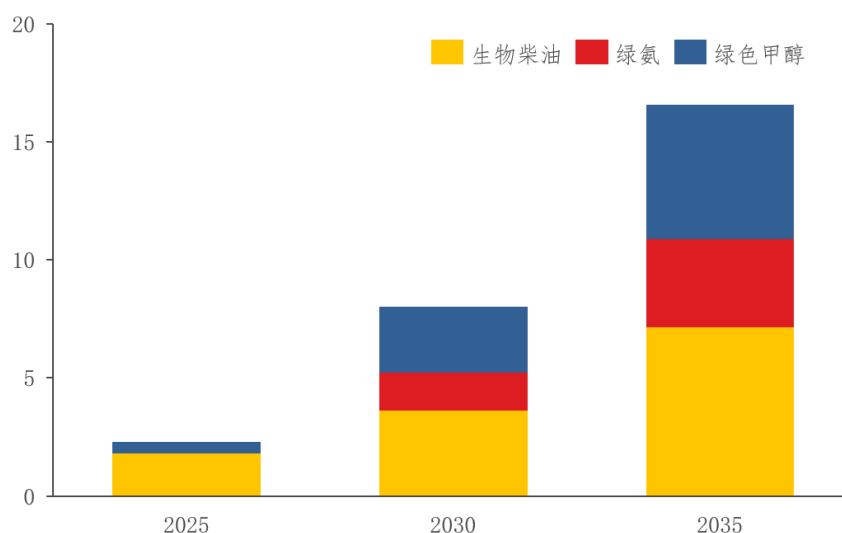
可续航煤分区域需求和供给预测，百万吨



## 2.4 航运领域：短期生物柴油为主，中长期绿色甲醇和绿氨最受关注

航运领域在欧盟 FuelEU Maritime 和 EU ETS 等政策驱动下，绿色燃料需求进入持续增长阶段。IMO 的长期净零目标保持不变，政策信号明确。

航运领域对不同绿色燃料的需求及预测，百万吨



2025 年绿色航运燃料需求 250 万吨；2035 年预计增至 1660 万吨，是当前的 6.5 倍以上。需求呈现阶段性结构变化。

短期来看，由于兼容性好、改造需求低，生物柴油在短期内仍为主要减排燃料。

中期来看，甲醇技术和产业链成熟度高，发动机与加注体系逐步完善。2030 - 2035 年绿色甲醇预计占航运绿色燃料的三分之一，2035 年需求预计达 570 万吨。

远期来看，绿氨成本下降与发动机和安全体系建设推进后，2035 年需求预计大幅增加至 370 万吨，较 2030 年翻一番，并在 2040 年前后形成明显经济性，成为远洋航运的重要燃料路线。

### 三、区域市场划分与比较

全球主要区域在绿色液体燃料的政策模式上存在本质差异，可归纳为三种类型：以欧盟为代表的强制合规型、以美国为代表的税惠激励型，以及以亚洲和其他新兴市场为代表的试点推动型。三种模式在政策工具选择、需求约束强度、供给端合规要求和贸易政策取向上均有显著不同，由此形成差异化的市场逻辑和竞争格局。理解这些差异，是判断各区域市场机会与风险的基础。

全球主要区域政策模式梳理

| 维度       | 欧盟                                           | 美国                        | 亚洲                 | 中东北非          | 拉丁美洲               |
|----------|----------------------------------------------|---------------------------|--------------------|---------------|--------------------|
| 政策模式     | 强制合规型                                        | 税惠激励型                     | 试点推动型              | 出口导向型         | 产业促进型              |
| 需求约束强度   | 高（法定掺混+碳价双重约束）                               | 中（义务量+州级信用）               | 低至中（试点为主，部分国家启动强制） | 极低（本地需求薄弱）    | 中（掺混政策为主）          |
| 供给端合规要求  | 极高（地块级追溯+RFNBO+LCA）                          | 高（LCA 核算+原料来源限制）          | 中（认证体系建立中）         | 中（对接国际认证为主）   | 中低（逐步强化与国际接轨）      |
| 核心政策工具   | ReFuelEU、FuelEU Maritime、EU ETS、RED III、EUDR | RFS、IRA（40B/45Z）、LCFS（州级） | 试点项目、掺混路标、部分强制要求   | 国家能源战略、长期购电协议 | 掺混政策、RenovaBio、碳信用 |
| 贸易政策取向   | 输出规则（CBAM、反倾销）                               | 本土化保护（OBBBA 原料限制）         | 供应链参与为主            | 出口导向，对接买方标准   | 出口导向，标准接轨中         |
| 对中国的主要影响 | 反倾销税+合规门槛双重压力                                | 原料来源限制封堵进入路径              | 竞争与合作并存            | 原料和产能竞争       | 生物质原料竞争            |

### 3.1 欧洲：强约束与标准输出，全球规则的“源头市场”

#### 核心特征：合规驱动的市场逻辑

欧洲绿色液体燃料市场的核心特征是以强制合规为主导的制度体系，通过配额要求、碳价机制和跨境规则构建完整的政策闭环，使低碳燃料的需求具有稳定且不可替代的刚性。需求端采用明确的强度要求与罚则强化燃料替代，供给端依靠严格的生命周期核算和可追溯机制保证合规质量，同时通过 ETS 与 CBAM 将碳成本向外部供应链扩散，使欧洲成为全球最具规则影响力的市场。

#### 政策体系：需求锚定、供应端合规化与贸易外溢的联动

欧洲的政策体系围绕“航空要求、航运要求和燃料规范”三个部分展开，并通过立法形成完整的流程衔接。在航空领域，ReFuelEU Aviation 要求所有从欧盟机场起飞的航班自 2025 年起必须使用 SAF，并设定了明确的掺混比例，即从 2025 年大于 2%，逐步提高至 2030 年至少 6%，2050 年至少 70%，并在部分比例中明确要求使用合成燃料；同时，通过反带油规定避免企业通过境外加油规避义务。在航运领域，FuelEU Maritime 规定自 2030 年起要求特定船型必须具备接入岸电的能力；另外，通过设定逐阶段收紧的“允许最大 Well-to-Wake 排放强度上限”，强制船舶在 2025 - 2050 年间持续降低所用能源的全生命周期碳强度，从“降低 2%”一直到“降低 80%”，以推动燃料结构转型，而不是单纯提高能效。这些要求使船舶运营成本与碳排放直接挂钩。EU ETS 进一步增强了约束力度，在将航运纳入 ETS 后，需要清缴的配额比例逐年提高，即 2024 年 40%，2025 年 70%，2026 年及以后达到 100%，未来还将把 CH<sub>4</sub> 和 N<sub>2</sub>O 纳入核算，从而对船东施加更高的碳成本。在燃料供给侧，RED III 对先进生物燃料和非生物来源可再生燃料（RFNBO）分别设定明确比例，并通过 RFNBO 授权法规严格定义绿电的来源，要求满足额外性、时序匹配和地域相关性；无毁林法则 EUDR 则以地块级追溯机制管控植物油原料，确保供应链不产生毁林行为。这些法规共同构成一个从燃料使用端到原料来源端都具备明确标准的闭环体系。

#### 市场行为与项目进展：策略转型与现实约束

严格且相互关联的政策体系下，欧洲企业的决策重心从传统的装置建设转向对合规链条的强化。航空公司更多依赖长期 SAF 承购协议锁定未来供应和价格，以提前应对掺混要求带来的成本变化。航运企业通过优化船队结构、推进双燃料动力改造、建设岸电设施等方式降低 FuelEU Maritime 和 ETS 下的合规成本，并加快布局甲醇和氨等替代燃料的应用。燃料供应商则更加重视燃料可追溯和认证体系的建设，通过建立从原料、生产到交付的数字化证据链，确保产品能够进入欧盟市场。各大港口和机场也同步推进替代燃料基础设施的升级，如混配设

施、储存系统以及计量框架，以支撑不断增长的 SAF 和低碳船燃需求。企业在欧洲市场的运营行为普遍趋于谨慎，更强调在政策确定性和高合规要求下实现可持续、可审计的供应能力。

欧盟通过强制使用要求、原料监管、统一碳价和跨境规则同时输出标准，倒逼全球生产国和供应链向其靠拢。企业在欧洲的竞争力主要由合规适配性、供应链透明度和长期现金流稳定性决定。

### 3.2 北美（美国）：税惠驱动与市场化融资，可融资模式的范例

#### 核心特征：税惠与信用构建融资闭环

美国绿色液体燃料市场的显著特点是以税收激励和信用体系为主要驱动力，而非以强制掺混指标为主。美国的政策体系由联邦税惠、州级信用机制（如加州 LCFS）和市场化融资结构共同构成，使低碳燃料项目能够通过可量化、可预期的减排收益构建稳定现金流。因此，美国形成了与欧洲完全不同的模式：欧洲依靠“法规约束建市场”，美国则通过“税惠和金融工具促投资”。这一模式使美国成为全球最具吸引力、最能形成融资闭环的绿色燃料市场之一，也带动当地形成多条技术路线并行的发展格局。

#### 政策体系：双轨结构、资源导向与本土化倾向

美国的政策体系可理解为“联邦税惠+州级信用+本土化倾向”三层叠加。联邦层面，《可再生燃料标准》（RFS）奠定了生物燃料市场的基础，通过年度义务量机制推动生物柴油和乙醇掺混，但对航空和航运覆盖有限。真正推动 SAF 和合成燃料快速发展的，是《通胀削减法案》（IRA）确立的清洁燃料（含 SAF，生物柴油、合成燃料等）生产税收抵免（45Z）。45Z 以生命周期碳强度为基础核算抵免额度，最高可达每加仑 1.75 美元。州级政策以加州低碳燃料标准（LCFS）<sup>1</sup> 为代表，核心目标是逐年降低加州所使用交通燃料的全生命周期碳强度。通过碳强度目标和信用市场提供额外收益，使低碳燃料项目具备双重收入来源。此外，自 2025 年起，美国实施的 One Big Beautiful Bill Act（OBBBA）明显强化供应链本土化倾向，将 45Z 适用原料范围限定为来自美国、加拿大和墨西哥，同时通过“敏感实体限制”收紧对部分国家供应链的进入，从政策设计上偏向传统农业原料，也提高了海外企业参与的门槛。

#### 市场行为与项目进展：全球市场化融资的样板

在这一政策体系下，美国企业更倾向通过金融工具实现可融资性，而不是仅依赖技术或成本优势。燃料生产商普遍使用长期承购协议锁定未来收入，将税惠、LCFS 信用和碳强度优化

<sup>1</sup> 政府设定一条不断收紧的碳强度基准线：低于基准的低碳燃料可以获得积分（credit），高于基准的化石燃料会产生成本缺口（deficit），缺口必须通过购买积分来弥补。积分可以在市场上交易，从而用市场机制鼓励绿色燃料替代传统汽油和柴油，推动交通能源结构转型。

作为项目财务模型的关键输入。美国也涌现出多个具有示范意义的项目，如 LanzaJet 在乔治亚州的 ATJ 商业化产线、Gevo 的 NetZero 系列项目，这些项目依托税惠、信用收益、银团融资和政府贷款担保共同构建稳定现金流，成为“可复制商业模式”的典型。在氢基燃料领域，美国南部沿海地区迅速形成以蓝氨、蓝氢为主的出口型产能布局，通过制氢税抵与碳捕集抵免组合降低成本。

美国依靠税收抵免、信用市场和成熟金融工具，把低碳燃料项目锚定在经济激励驱动模式。企业竞争力不仅看技术成本，更取决于生命周期碳强度核算能力、项目融资结构设计能力以及进入高信用价值州市场的能力。本土化政策强化后，供应链将更依赖国内农业资源和基础设施。

### 3.3 亚洲：政策分散化与供应链主导，“多极共振”的产业格局

#### 核心特征：政策碎片化、应用与供应链先行

亚洲绿色液体燃料市场的突出特点是政策体系高度分散，各国在推进方式、力度和时间表方面差异显著，在供应链端和产业化应用方面表现出显著优势。区域内拥有全球最重要的废油、农林废弃物等原料来源，并在设备制造、工程总包、燃料混配与港口运行等环节形成成熟能力，使其在全球绿色燃料供应链中占据核心位置。同时，日本、新加坡、韩国和中国等国在航空与航运应用侧推进了一批具备示范意义的 SAF 和替代船用燃料项目，使亚洲成为全球低碳应用验证最为活跃的地区之一。

#### 政策体系：以“试点→标准→路标→择机强制”为主线

亚洲国家普遍采取“试点先行、逐步强化”的政策路径，而非一次性推出强制要求。新加坡将 SAF 作为战略产业，自 2026 年起对离境航班实施 1% 的 SAF 使用要求，并通过票款附加的方式分摊成本，配套建立加注、混配、计量等标准体系。日本通过公私合作推动多机场 SAF 供应，并提出 2030 年实现 10% SAF 的目标，优先发展本土产能和认证体系。韩国从 2027 年起实施 1% SAF 强制要求，为 2030 和 2035 年目标预留爬坡空间。印度政策重心仍集中在陆运领域，通过推进 E20 掺混体系带动乙醇需求，航运和航空燃料政策仍在讨论阶段。整体来看，亚洲政策的共同特征是以试点推动基础条件完善，通过实证后再逐步形成量化要求。

#### 市场行为与项目进展：应用牵引与供应链协同

亚洲市场的动力更多来源于企业行为和应用端需求，而非法规压力。新加坡航空、全日空、日航、大韩航空等均在多航线采用 SAF，并以长期采购合作方式推动供应链建设。港口方面，新加坡、上海、大连、横滨和釜山等港口推动甲醇和氨燃料的试点与商业化加注，其中新加坡实现了甲醇“同步作业加注”和质量流量计量系统常态化，上海则已形成甲醇加注能力并推进氨燃料应用验证。在供应链端，亚洲企业在设备制造、工程总包、原料收集和燃料混配方面具

备明显成本优势，UCO 供应更是支撑全球 HEFA 路线的重要来源。制造与工程企业在绿氢、甲醇和合成燃料项目中承担大量交付任务，使亚洲成为全球产业链中最具供给能力的区域之一。

亚洲呈现政策不统一、供应链能力强、应用领域领先的综合特征。原料供给、设备制造、工程能力以及航运和航空应用方面具有明显优势，但缺乏区域统一目标。随着欧美对供应链合规要求抬升，亚洲需要加快强化可追溯、提高认证能力并加强与国际标准衔接。

### 3.4 中东与北非：强要素端与弱需求端，“出海型”绿色燃料基地

#### 核心特征：资源禀赋驱动，出口导向型发展模式

中东与北非地区在绿色液体燃料领域的主要特征是“资源端强、需求端弱”。这一地区拥有全球最丰富的可再生能源禀赋，尤其是低成本光伏和风能，加上充足的土地资源，使其具备发展大规模绿氢、绿氨和合成燃料项目的天然优势。然而，本土对绿色液体燃料的实际需求有限，航空与航运本地市场规模也相对较小，因此大多数项目主要面向欧洲和亚洲等进口市场，以出口型路径为主导。这种“生产在本地、消费在海外”的结构，使中东与北非更像是全球绿色燃料的生产基地，而非终端消费区域。

#### 政策体系：国家级战略引领，出口导向与国际标准接轨并重

中东与北非国家普遍通过国家级能源战略推动绿色燃料发展，但政策导向与欧洲、美国不同，其重点不是内部强制使用要求，而是推动本国成为面向全球的绿氢与衍生燃料出口中心。沙特、阿联酋、摩洛哥和埃及等国都将绿氢和绿氨纳入国家战略重点，通过产业园区、长期购电协议、财政支持和政府牵头的国际合作，为大规模项目提供土地、电力和基础设施保障。与欧盟严格控制燃料来源不同，中东与北非更强调以国际认证体系为准入依据，例如主动对接欧盟 RFNBO、RED III 和 CORSIA 的碳核算和可追溯规则，使本地生产的氢基燃料可以满足进口市场的合规要求。由于燃料绝大部分面向出口，本地区政策更多集中在降低生产成本、强化国际合作与确保项目融资可行性，而非在本国形成强制消费体系。

#### 市场行为：要素端强势，需求端尚未形成

受资源禀赋和政策导向驱动，中东与北非的企业与国家正在推动大规模“绿电—制氢—合成—出口”一体化项目落地，典型如沙特 NEOM、阿联酋多个绿氨基地以及摩洛哥通往欧洲的氢出口规划。企业投资更倾向于选择技术路径相对成熟、规模效应明显的氢基燃料，尤其是绿氨，用作出口、发电或船燃的潜力都较高。一些国家通过与欧洲和亚洲企业签署长期承购协议来稳定项目收益，并借由国际资本、工程公司和认证机构的参与，构建起面对全球市场的供应链体系。与此同时，本地港口正在逐步建设氢基燃料出口所需的储运基础设施，以满足未来国

际贸易增长需求。整体来看，本地区企业把重点放在出口路线的成本竞争力、国际认证能力以及海外买家的长期合作关系，而不是在本国推动大规模的应用场景。

中东与北非凭资源优势成为全球绿色液体燃料的重要供给基地，但本地需求不足使产业发展高度依赖海外市场。该区域的竞争力不仅看生产成本，也由对欧洲、亚洲等主要进口市场标准的适配能力决定，包括碳核算、追溯合规和稳定的长期承购安排。

### 3.5 拉丁美洲：生物资源富集与合成燃料探索，“原料强区”的技术前沿

#### 核心特征：生物资源禀赋与多元技术路径并进

拉丁美洲在绿色液体燃料领域最突出的特点是生物资源极为丰富，尤其在甘蔗、玉米、大豆等作物领域具有全球领先的原料供应能力。这使该地区在生物燃料的规模化生产上具备天然优势，也是其成为全球生物乙醇与生物柴油主要生产与出口区域的基础。同时，拉丁美洲并未局限于传统生物燃料路径，而是积极探索合成燃料等新技术，希望利用其资源禀赋和自然条件，进一步向价值链上游延伸，使区域从“原料出口地”向“绿色燃料与技术创新中心”转型。

#### 政策体系：强激励与国际市场联动

拉丁美洲的政策模式以“原料优势带动产业政策”为主，最典型的例子是巴西长期稳定实施的乙醇汽油掺混政策，多年来维持高掺混比例，为世界上最大乙醇市场奠定基础。巴西的国家生物燃料政策体系（RenovaBio）以生命周期碳强度为核心、通过强制减排目标和可交易碳减排信用，驱动生物燃料替代化石燃料的全国性市场机制，强化了从种植到生产全过程的减排激励，使生物燃料产业获得明确的政策支持。阿根廷和哥伦比亚则通过生物柴油掺混政策推动国内生产，并依托出口带动产业链发展。与此同时，智利等国积极推进绿氢和合成燃料的发展，并通过国家战略和国际合作吸引投资者进入，鼓励企业建设面向出口市场的电制燃料项目。相比欧洲法规的强制属性或美国的税惠机制，拉丁美洲的政策最大特点是以“产业促进”为核心，既保障本地农业产业链利益，又通过碳市场或补贴机制推动单位燃料的碳减排效率提升。

#### 市场行为：规模化生产与技术创新并举

在市场层面，拉丁美洲的企业一方面依托原料条件扩大传统生物燃料的供应能力，持续深化从甘蔗、玉米、大豆等高产作物向规模化生物乙醇、生物柴油的加工体系；另一方面，也在积极布局新型燃料的技术创新。巴西几家大型能源和农业企业正在推进生物质气化制合成燃料和乙醇制航空燃料（ATJ）的大型项目，探索将传统乙醇平台延伸至航空领域；智利则因优越的光照条件和丰富的风力资源，吸引国际资本在当地建设 PtX（Power-to-X）项目，旨在向欧洲或亚洲出口绿色甲醇或电制烃基燃料。同时，拉美国家在可持续性认证方面逐步加强与欧

洲和国际认证体系的对接，为其燃料出口提供合规保障。整体而言，该地区企业在“扩大生物燃料规模”和“发力新型燃料创新”两条路径上同步推进，使市场活跃度较高。

拉丁美洲凭资源禀赋在全球绿色燃料市场拥有稳固基础地位，发展路径兼具规模化生物燃料生产能力和新兴技术探索潜力。随着全球对原料可持续性的要求提高，拉美的竞争力不仅在于原料丰富，更在于不断强化可持续性标准、拓展合成燃料生产和扩大国际合作。能否在 e-fuels、绿氢以及与主要进口市场的合规衔接方面持续推进，将决定其在全球供应链中的位置。

## 四、驱动因素与挑战

### 4.1 需求逻辑转向：合规驱动成为绿色燃料的核心增长机制

全球绿色液体燃料的需求逻辑正从“愿景驱动”转向“合规驱动”：政策把“使用意愿”转化为“法定义务”，企业决策也随之转向以合规量、合规成本与合规现金流为核心的经营与投资模型。

- **区域法规刚性化：**欧盟通过航空强制掺混、航运纳入碳交易等制度安排，把低碳燃料需求“锚定”为硬约束；美国以年度义务量等机制抬升合规用量预期。需求端由此从“可选”变为“必需”。
- **国际机制进入执行：**CORSIA 进入实施阶段、IMO “2050 净零”路线图确立并设置阶段性检查点，使航空与航运的合规责任开始从目标承诺转为可核算、需兑现的运营约束，企业必须将其纳入投资与运营模型。
- **市场行为结构性改变：**下游用户通过长期承购协议、差价合约等方式前置锁定合规量与现金流，票价与运价开始反映合规成本；同时，SAF 产能投运、甲醇双燃料船订单与港口加注设施同步推进，低碳燃料从“ESG 选项”转为“必要投入”。
- **节奏会波动，但方向不逆转：**个别国际谈判或投票的延后更多体现程序与博弈，而非政策撤回。区域法规持续推进、项目投资与订单未停，企业策略应在“方向确定”与“节奏弹性”之间保持韧性配置。

### 4.2 供给端再定义：从“有产能”到“有合规产能”

供给侧的核心矛盾正在从“有没有产能”转向“有没有可合规、可跨境交付的产能”：原料天花板抬高边际成本，合规门槛将认证与数据链变成产能组成部分，贸易壁垒则推动供应链区域化重组。

- **原料天花板限制持续强化：**受 UCO/动物脂等“物理上限+回收体系上限”制约，主流油脂原料可收集量增长有限，原料溢价上行易挤压加工利润，并放大对少数出口来源地

的依赖与风险暴露。生物质分散性强、季节性明显、物流与成本约束突出以及质量一致性难以保障增加收集成本。此外，不同地区、不同批次生物质在成分、含水率和杂质方面差异较大，增加了预处理难度和下游工艺运行风险，整体上限制了生物质的规模、低成本、稳定供应。

- **合规门槛全面抬升：**EUDR 与自愿认证把“可追溯、可审计”变成准入前置条件。欧盟要求地块级追溯与尽职申报，ISCC/RSB 等强化链路核查，企业需建设数字化证据链；不具备数据与认证能力的装置将难以计入可合规供应量。
- **成本与市场分层：**合规成本上升拉大不同市场之间的成本差与流向。同一产品在“高标准市场/一般市场”的可交易性与净回报出现分化，企业更倾向优先配置可进入高价合规市场的原料、认证与交付能力。
- **贸易壁垒：**反倾销、原料来源限制与出口管制推动供应链区域化。主要进口市场收紧贸易与合规口径，资源国强化原料留存，跨境原料与成品的传统流动路径被重塑，企业被迫重算投资选址与销售半径。
- **结果性共识：**合规即产能，投资从“建装置”转向“建供应链”。可持续原料锁定、认证与数据系统、跨境合规运营能力，与加工能力一起构成可交付产能的边界条件。

#### 4.3 投资逻辑重塑：碳价、税惠与融资成本的联合作用

碳价、税惠与利率三变量对绿色液体燃料项目的“可投性/可融性”产生决定性的影响：它们分别定义成本边界、收益锚与资本成本，进而重塑技术路线选择和投资节奏。

- **碳价变量：**覆盖扩围与曲线可预期性，把碳成本纳入日常经营定价。以 EU ETS 为代表的碳约束提高化石燃料边际成本，推动燃料选择与运价/票价结构重算，并放大绿色燃料的相对优势。
- **税惠变量：**把“减排量”直接转换为可计量现金流，抬升项目可融资性。美国 45Z 等按 LCA 分档提供收益锚并配套统一核算模型，欧洲亦通过 CfD、证书等机制降低收入波动，本质是用政策工具改善现金流确定性。
- **利率与风险变量：**高利率叠加地缘不确定性，放大高 CAPEX 项目的融资门槛。企业更依赖长期承购协议、差价合约、贷款担保与碳信用等工具锁定最低现金流，降低对现货价差的暴露。
- **竞争力迁移：**从“成本领先”转向“政策适配+资本结构设计+核算合规”的组合能力。能进入高碳价/强激励市场、具备碳强度核算与认证能力并能构建长期合同体系的主体，将更容易穿越周期并获得资金支持。

#### 4.4 落地约束显性化：技术成熟下的系统性短板

绿色液体燃料当前的瓶颈不在单点技术，而在“要素同步与系统交付”：绿电合规与利用小时、可持续碳源、基础设施与融资条件难以同时满足，导致项目呈现“规划多、开工少、交付慢”。

- **开工不足**：设备供给扩张不等于项目落地，通过最终投资决策的项目开工比例偏低。电解槽制造能力快速扩张，但合成燃料与绿氢项目受制于电力、碳源、基础设施与融资、销售渠道的综合约束，形成“设备可供但系统不具备”的结构性缺口。
- **绿电约束**：额外性/时序匹配等合规要求压低利用小时并抬升度电成本。当“可追溯绿电”与“高负荷连续运行”的矛盾未被系统设计（储能、并网、调度）化解时，制氢与合成端的单位成本难以下探。
- **碳源与基础设施**：可验证碳源稀缺，港口/机场混配与储运体系滞后。碳源需满足 LCA 边界与认证核查，DAC 短期仍高成本；同时加注、计量、储运等配套不足，限制燃料从生产到消费的流通效率与交付稳定性。
- **兑现路径**：用“系统整合”替代单点最优，优先把要素做成闭环。资源富集区园区化（绿电-制氢-合成-出口/消费）与港口/机场供应走廊是主流解法；项目启动阶段即锁定绿电与碳源，并将认证与数据要求写入合同，才能形成可合规交付的规模化供给。

驱动强度与挑战强度对比：绿色液体燃料应用矩阵



## 五、技术发展与创新

### 5.1 用户侧的路线选择：液体燃料在交通领域的技术适配性

液体燃料在航空、航运和重载公路运输中的角色主要由技术限制决定，而非政策推动。高能量密度、易于储存和运输、能够在常温常压条件下保持稳定，是液体燃料在这些场景中中长期持续占主导的主要原因。现有动力系统和基础设施均围绕液体燃料设计，替代方案在能量密度、设备重量和安全性方面的技术性能仍难以满足要求。

在道路运输领域，电池技术经过十余年的迭代，能量密度和成本已满足轻型车辆的主要需求。城市交通具备高电网覆盖率，运营对重量敏感度低，因此电动化方案路径成熟且渗透率迅速提升。与此相比，重型货车需要高续航、高负载和快速补能，电池储能所需的重量和体积在长距离运输场景中仍有限制，因此该领域仍需要兼容性更好的液体燃料作为技术补充。

在航空领域，推进系统依赖喷气发动机，其性能对燃料的能量密度、挥发性、凝固点等物化性质有严格要求。目前的电池体系无法在重量和航程之间取得平衡，氢燃料在储存方式、安全性和机体布局上也有工程性限制。新型推进系统仍处于早期研发阶段，短期内不具备商业化可行性，因此可直接替代煤油的液体燃料仍是唯一能在现有飞机平台上使用的低碳方案。

航运领域的技术路线具有多元性，但各路线均受到储存条件、发动机改造难度以及运行可靠性的约束。绿色甲醇可在常温常压下储存，改造成本适中，技术成熟度相对较高；绿色氨具备零碳特性，但燃烧稳定性和 NO<sub>x</sub> 控制技术仍在验证阶段，对发动机和安全系统的要求更高；绿色甲烷依托 LNG 技术体系可快速放量，但甲烷逸散仍是影响生命周期减排效果的关键技术指标。尽管动力路线不同，上述技术均需依赖与现有基础设施兼容的液体或液化燃料以确保设备实用性。

动力系统技术、基础设施条件和设备更迭周期共同决定液体燃料在上述交通领域中的必要性。尽管替代技术在研发中不断取得进展，但在可验证性、规模化安全性和设备改造成本方面仍存在差距。在这一背景下，提升液体燃料的低碳化水平因此成为更可行的减排路径，能够在维持交通系统稳定运行的前提下实现减排目标。

## 5.2 生物燃料：短期最现实的规模化技术路径

生物燃料之所以在短期内具备规模化优势，主要源于其技术链条成熟、工程风险较低，并且能够通过多种转化方式将生物质的能量有效转化为液体燃料。一代路线以糖、淀粉或植物油为原料，工艺包括糖发酵和酯交换，能够高效生产乙醇与 FAME。二代路线采用农林废弃物，依赖纤维素酶解、加氢脱氧（如 HEFA）等成熟工艺，可显著提升碳减排效果。以 HEFA 为例，其工艺成熟度高、收油率稳定，是当前可持续航空燃料（SAF）的主体来源。

技术演化正推动生物燃料体系向更高碳效率和更广产品范围扩展。一代乙醇技术已高度规模化，例如巴西的 Raizen 工厂每年可从甘蔗制取约 250 万吨乙醇，二代乙醇技术已在全球

多地商业化。HEFA 通过加氢工艺将脂类原料直接转化为烃类燃料，能够生产柴油和航空煤油，但其受限于脂类原料供给，包括废弃食用油（UCO）、动物脂以及部分植物油。原料供给而非工艺能力已成为主要瓶颈。

相比传统路线，生物质气化 - 费托合成路线（BtL）能够显著拓宽生物燃料产物范围。该路线通过高温气化将生物质转化为合成气，再结合甲醇合成或费托工艺，生产甲醇、柴油、航煤等多种液体燃料。BtL 的优势在于原料来源广泛，可利用秸秆、木屑等低价值生物质，同时能够通过系统设计提升碳利用率。尽管该路径仍处于技术规模化阶段，但其技术逻辑清晰，与煤气化和气制油工艺有一定继承性，是未来重要方向。

产业实践正在探索生物质与绿氢的耦合（BtL-PtL），以弥补生物质天然氢含量不足的问题。通过添加绿氢调节氢碳比，可提高碳转化率，使单位生物质产出更高液体燃料量，从而在碳源紧缺、氢源成本下降的背景下形成具有吸引力的技术路径。这类“BtL-PtL”混合路线特别适用于生物质资源丰富但可再生电力相对有限的地区，能够在不依赖 DAC 的情况下提高碳利用效率。

总体来看，生物燃料的竞争力来自技术成熟度、设备可得性和基础设施兼容性；而其限制主要来自原料端。短期内，生物燃料仍是最具工程可行性的绿色燃料来源；长期来看，技术演进方向将围绕提高碳利用率、扩大原料来源和与氢基燃料路线耦合展开。

### 5.3 氢基燃料：从“氢载体”转向“终端燃料”的关键拐点

氢基燃料的核心由“绿氢生产成本”“合成路线成熟度”和“终端适配性”共同决定。绿氢通过电解水制取，是氢基燃料体系的原料基础。由于电力成本在绿氢成本中的占比可超过 60%，可再生电力的价格和供应质量直接影响氢基燃料的经济性。此外，电解系统的效率、设备成本、负荷调节能力等因素决定了绿氢的规模化可行性。当前碱性电解（AWE）和质子交换膜电解（PEM）是主要商业化技术，固体氧化物电解（SOEC）正在接近示范应用阶段。基础设施方面，百兆瓦级以上的电解系统已在全球多个地区完成建设验证，设施在面对波动性可再生电力时的运行可靠性正在逐步提升。壳牌正在荷兰鹿特丹港建设的 Holland Hydrogen 1 项目是欧洲最大的绿氢项目，由海上风电提供电力，采用碱电解技术，用电规模 200 MW；同时壳牌在德国莱茵兰化工园的 REFHYNE II 项目也即将动工，采用 PEM 电解槽，用电规模 100 MW。

绿氨和绿醇是两类主要氢基燃料。绿氨通过电解水制氢并与空气分离获得的氮气结合，经哈伯 - 博施工艺生成液氨。该路线的反应条件成熟，设备体系完善，但若用于能源用途，需要解决氨燃烧过程中的  $\text{NO}_x$  管控和燃烧稳定性问题。现阶段氨燃料发动机数量有限，仍处于工程验证阶段。绿醇则通过将  $\text{CO}_2$  与绿氢催化反应生成甲醇，可作为液体燃料或进一步转化为

其他化工品。甲醇合成技术成熟度高，已在多类工厂中商业化应用，但瓶颈在于可持续碳源的可得性。在 DAC（直接空气捕集）尚未大规模商业化前，CO<sub>2</sub> 来源主要依赖生物质、工业尾气或其他可捕集排放源，限制了绿醇的规模扩张速度。

在终端适配方面，绿氨、绿醇和绿氢在应用条件上差异显著。绿氨储存与运输成熟，全球已有稳定的化肥供应链，但作为燃料使用仍需完善动力系统和安全体系。绿醇的储运条件与已有甲醇体系完全兼容，可在航运、发电和化工领域形成多用途协同，使其在过渡期具备较强的应用灵活性。绿氢本身的能量密度和储运挑战使其难以直接作为大规模运输燃料，但可作为关键中间品支撑氨和醇的制备体系。

总体来看，氢基燃料的技术成熟度正在由“制氢设备验证”向“系统集成验证”过渡。后续进展取决于可再生电力成本的下降、碳源获取途径的扩展、工业级电解技术在工业级别的持续改进以及终端动力技术成熟度的同步推进情况。在这些环节同步改善前，氢基燃料难以在成本和规模上完全竞争，但其中长期零碳产业链中的位置已经明确。

#### 5.4 合成烃基燃料：规模化受限于可再生碳源与关键技术验证

合成烃基燃料的核心优势来自其与现有液体燃料体系的高度兼容性，包括与现有发动机、燃料系统和基础设施的直接适配能力。这类燃料主要通过两类技术路线制得：一类以合成气为基础，例如生物质气化费托（BtL）或绿氢与 CO<sub>2</sub> 合成气费托（PtL）；另一类以醇类为中间体，包括乙醇制航煤（AtJ）、甲醇制航煤（MtJ）等路径。合成烃基燃料的产品特性高度接近汽油、柴油和航空煤油，因而可在现有运输系统中直接使用。尽管技术路径已形成体系，但规模化仍受到碳源、氢源和工艺工程成熟度的制约。

合成气费托路线具有较成熟的工业基础。壳牌、Sasol 以及神华等企业在气制油和煤制油领域已长期运行相关装置，为烃基燃料的工艺路线提供了实践经验。然而，将这一路线用于可持续航空燃料仍需提升航煤收率，并改善催化剂稳定性及高选择性运行条件。生物质气化路线与煤气化相比，更容易出现焦油及杂质处理问题，需要更严格的工艺控制。尽管如此，高温气化与费托耦合的整体路径在技术逻辑上清晰，只是仍需更大规模的工业化验证以提升可靠性。

醇类路线的产业基础更早形成，但作为燃料的系统化规模仍在构建中。AtJ 依托成熟的乙醇体系，技术路径包括脱水、生成烯烃、再经寡聚反应形成烃类产品。文献和试验装置已证明 AtJ 可达到与费托路线相近的航煤收率，但大规模连续运行仍需要更长时间的验证。MtJ 路线则依托甲醇制烯烃（MTO）和甲醇制汽油（MTG）工艺，其催化剂体系稳定，可在已成熟的甲醇工业基础上构建供应体系。然而，目前全球规模化的 MtJ 航煤生产仍较有限，需要持续验证催化剂寿命、热管理和产品质量一致性。

从要素条件上看，合成烃基燃料面临的关键限制在于碳源供给。要实现大规模合成航空燃料，需要持续且可验证的 CO<sub>2</sub> 来源，而 DAC（直接空气捕集）虽然在研究中进展明显，但距离百万吨级工业化仍有差距。壳牌目前正在休斯顿建设空气捕集示范装置，用于验证吸附剂寿命、工艺能耗和模块化放大的可行性。这一技术若能实现成本下降，将为 PtL 燃料提供更广泛的碳源基础，避免燃料生产对生物质或工业排放点的地理依赖。

合成烃基燃料路径的技术可行性已经得到验证，但其规模化进程需要碳源链条的完善、电解氢成本下降以及主要工艺在大规模连续运行中的稳定表现。相较其他低碳燃料路线，合成烃基燃料在终端适配性上具有明显优势，因此一旦要素成本下降和工业化验证到位，其在航空和部分高性能需求场景中的应用比例将有显著提升空间。

## 六、中国市场发展框架与现状

### 6.1 发展动力、目标与推进顺序：双重驱动下的阶段转换

#### （1）发展动力：国际合规压力与国内双碳目标的双重驱动

中国绿色液体燃料产业的发展动力呈现显著的内部与外部双重驱动特征，且驱动力结构正经历从政策主导向市场主导的阶段转换。

**第一，国际减排压力构成短期核心驱动力。**国际海事组织（IMO）于 2023 年修订的温室气体减排战略明确，国际航运到 2050 年前后实现净零排放，并设定了 2030 年减排 20%、2040 年减排 70% 的节点目标。国际民航组织（ICAO）于 2022 年通过长期全球目标，提出到 2050 年实现国际航空净零二氧化碳排放，其 CORSIA 机制自 2024 年起进入第一阶段，航空公司须对超基线排放进行抵消。以欧盟为主的各地区法规政策的 2025 年前后正式进入实施阶段。上述国际规则共同创造了绿色液体燃料的刚性出口与履约需求，成为中国首批面向国际市场绿色燃料项目的直接启动因素。

**第二，国内双碳目标与能源安全构成长期驱动力。**中国提出的双碳目标明确在 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和，并构建 1+N 政策体系。在能源安全层面，中国石油对外依存度超过 70%，天然气对外依存度超过 40%，发展绿色燃料的本质是将国内丰富的风光资源及生物质转化为自主可控的能源载体，以降低对进口化石能源的依赖。绿色燃料在远洋航运、航空及重载交通等难以电气化领域具有不可替代性，其发展被纳入国家能源转型与产业升级的顶层设计。

**第三，产业驱动力正从政策主导向市场主导转换。**当前阶段，单纯的政策示范与财政补贴难以支撑产业可持续扩张。市场机制正在发挥更大作用，具体表现为：一是下游用户对长期、稳定、可预期的绿色燃料供应需求日益迫切，倒逼供给侧加快产能建设与成本优化；二是资本

市场的投资逻辑从补贴依赖转向项目自身经济性评估；三是企业主体从示范项目布局转向商业化规模扩张，要求形成明确的收益预期与风险对冲机制。这一转换的核心在于建立可持续的需求模式与成本竞争力，包括明确的长期需求信号，如强制掺混比例、长期承购协议，市场化的绿色溢价分担机制等。

## （2）发展目标：分阶段、多层次的体系构建

中国绿色燃料的发展目标是一个与国家能源转型进程深度绑定、分阶段实施、多目标协同的复合体系。其核心在于将资源、产业与技术优势，系统性转化为可持续的商业竞争力与能源安全保障能力。

**近期目标（至 2027 年）：实现规模化生产与建立市场规则。**依据国家能源局发布的《绿色甲醇等三种绿色燃料创新发展实施指导意见》，到 2027 年的明确目标为实现绿色甲醇、绿氨、可持续航空燃料（SAF）的规模化工业生产与可靠应用。这一目标不仅指向产能扩张，更强调通过首批绿色液体燃料试点项目，验证可再生能源制氢、二氧化碳或氮气捕集、合成燃料、终端应用的全产业链商业模式。2025 年 8 月，国家能源局公示了首批 9 个绿色液体燃料技术攻关和产业化试点项目，其中包括 1 个燃料乙醇项目、5 个绿色甲醇项目、3 个绿氨项目，分布在黑龙江、吉林、内蒙古、辽宁、江苏五省区。同时，要求初步建成与国际接轨、体现中国国情的标准认证与碳足迹核算体系，为产品进入国内国际两个市场提供“市场准入资质”。

**中期目标（面向 2030 年碳达峰窗口）：嵌入能源系统与保障安全。**一方面，在远洋航运和航空等交通领域形成可观的化石燃料替代规模，例如实现绿色甲醇在国际航运燃料占比的大幅提高，以及 SAF 在民航领域的规模化应用，直接降低相关领域的碳排放与对外依存度。另一方面，与国家能源电力规划紧密协同，通过在风光资源富集的西北、华北、东北等地区布局大型风光氢氨醇一体化基地，使绿色燃料产业成为消纳波动性可再生能源的战略灵活负荷，发挥能源系统调节器与存储池功能，助力每年新增可再生能源装机的并网消纳。依托可再生能源制氢耦合化工生产的一体化模式，直接打通电-氢-燃料产业链。

**长期愿景（面向 2060 年碳中和）：形成成本竞争力与全球领导力。**在碳中和远景下，绿色燃料产业发展目标将进一步上升为产业核心竞争力。中国一方面通过持续的技术迭代、完整的供应链优势和超大规模市场摊薄成本，实现在重点领域与化石燃料的平价甚至成本优势；另一方面有望凭借从装备制造、燃料生产到应用市场的全产业链优势，成为全球绿色燃料技术、标准和供应链的重要主导者之一，将绿色燃料产业打造为新质生产力的典范领域。

## （3）发展顺序：梯次推进与重点领域聚焦

主要原则是先易后难、梯次推进，在难以电气化的领域，绿色燃料是达成深度减排的主要路径。发展顺序与场景的脱碳难度、技术成熟度及政策紧迫性挂钩。

**第一阶段（近期）：聚焦受国际规则强制的交通领域，由道路向航运、航空重点突破。**道路交通领域作为绿色燃料早期技术验证场景，其长期空间因中国电动汽车普及将逐步收窄。据中国汽车工业协会数据，2025 年新能源汽车渗透率已超过 40%，预计 2030 年将超过 60%，直接压缩了乙醇汽油、甲醇汽油、生物柴油等在公路运输领域的市场空间。因此，绿色燃料发展重心正快速转向远洋航运和航空运输。这两大领域因电池能量密度等技术瓶颈难以实现全面电气化，同时受到国际海事组织和国际民航组织减排规则的强制约束，成为当前产能扩张和价值实现的核心场景。具体而言，航运领域重点聚焦绿色甲醇与绿氨，航空领域聚焦可持续航空燃料（SAF）。

**第二阶段（中远期）：深入工业领域与能源系统，实现从燃料到原料的拓展。**一是发电掺烧领域，在现役燃煤、燃气电厂中掺烧绿氨或绿色甲醇，作为具操作性的减碳手段。随着全国碳市场覆盖范围扩大和煤电低碳转型压力增大，发电掺烧将为绿色燃料创造稳定的中间市场。二是炼化行业，绿色燃料不仅是能源，更是低碳基础原料。利用绿色甲醇、绿氨等生产低碳化学品，将成为石化行业应对碳约束、维持产品竞争力的刚性需求。此外，绿色燃料还可作为氢能储运载体，解决氢能长距离运输成本高、安全性要求高的难题。

#### （4）发展优势：成本与产业链基础

中国在发展绿色液体燃料方面具备显著的竞争优势，体现在绝对成本优势与长期相对经济性两个层面。

**绝对优势：全球最具竞争力的新能源供给体系。**电制甲醇、电制绿氨等生产成本中，绿电成本占比高达 60%至 80%。中国拥有全球最大的风电和光伏装机规模，据国家能源局数据，截至 2025 年底，中国风电和太阳能发电总装机容量已超过 1800 吉瓦。据 BNEF 2025 年平准化度电成本报告，中国陆上风电发电成本约每兆瓦时 37 美元，固定倾角光伏约每兆瓦时 35 美元（约合每千瓦时 0.26 至 0.27 元人民币），在亚太乃至全球处于较低区间。这为基于电制合成燃料路线提供了极具竞争力的成本基石，构成产业发展的绝对优势。

**相对优势：完整的产业生态与持续降本潜力。**中国不仅是全球最大的光伏与风电制造国和部署国，也是全球最大的甲醇和氨生产国。据中国氮肥工业协会数据，2025 年中国甲醇产能超过 1 亿吨，合成氨产能超过 7000 万吨，配套的装备制造、工程设计、工程建设能力全球领先。全产业链优势意味着可以通过技术迭代、规模化生产和系统优化，实现绿色燃料综合成

本的持续快速下降。长期来看，中国有望成为全球最早实现绿色燃料与化石燃料平价的国家之一。

**政策与市场协同优势。**中国具备超大规模市场优势，目前国内航煤年消费量约 4000 万吨/年，有望在 2040 年增长约 7000 万吨/年峰值。船用燃料油消费量约 3000 万吨/年，为绿色燃料提供了巨大的潜在内需空间。同时，双碳目标下的政策体系持续完善，绿色电力证书、碳市场、绿色金融等工具为绿色燃料产业发展提供了制度支持。

#### （5）发展瓶颈：经济性、基础设施与标准制约

目前中国绿色燃料产业发展面临三重关键瓶颈，制约其从示范走向规模化商业应用。

**经济性瓶颈：绿色溢价缺乏有效疏导机制。**目前绿色燃料综合生产成本远高于传统化石燃料。中国 SAF 成本约每吨 2 至 3 万元，约为传统航煤价格的 3 至 5 倍，绿色甲醇成本约每吨 3000 至 4000 元，约为煤制甲醇成本的 2 倍。下游用户在没有强制配额或足够高的碳价驱动下，采购绿色燃料的意愿薄弱，导致有产能、无订单的困局。部分前期规划项目已因经济性不足被撤销或搁置。

**基础设施瓶颈：产销地错配与网络尚未贯通。**电制绿色燃料路线上游生产基地位于风光资源富集的内陆，如内蒙古、新疆、甘肃、黑龙江等，而核心消费市场位于东部沿海港口，如上海、宁波、深圳、天津和航空枢纽，如北京、上海、广州等。长距离、大规模的储运基础设施目前几乎空白。铁路运输受限于危险品运输规定，公路运输成本高且碳排放强度大。专用管道运输是最经济的长距离输送方式，但目前国内尚无商业化运行的绿色燃料长输管道。同时，港口绿色加注网络与机场 SAF 专用供应链建设尚处起步阶段，基础设施的滞后导致产销分离、物流成本高昂，产业难以形成高效协同的有机整体。

**标准与技术瓶颈：认证话语权薄弱与核心技术待突破。**中国尚未建立起具有全球公信力的绿色燃料标准与认证体系。当前国际市场上通行的认证标准包括欧盟的 ISCC（国际可持续性与碳认证）、RSB（可持续生物材料圆桌会议）以及适用于航空领域的 CORSIA 认证。中国产品出口需委托国外认证机构进行审核，面临认证周期长（通常 6 至 12 个月）、成本高（单个产品认证费用数十万元人民币）、规则被动的局面。在全球绿色燃料贸易规则制定中，中国的话语权与产业规模不匹配。此外，部分核心技术仍存在短板，例如大型生物质气化炉的长期稳定运行尚未完全突破，波动性绿电与化工合成系统的柔性耦合控制技术尚在攻关阶段，影响了生产效率和系统经济性。

## 6.2 成本端约束：原料、绿电与碳源的多维博弈

**总体框架：生产成本由原料、能源、转化与合规成本构成**

生产成本是决定绿色燃料产业经济性的核心变量。总体而言，绿色燃料的生产成本由原料成本、能源成本、转化成本和合规成本构成，其中原料成本和能源成本占据主导地位。本节分别从生物质原料、绿电和碳源三个维度进行系统分析。

### （1）生物质与废弃油脂：可获得性与经济性双重制约

生物质原料面临可获得性与经济性双重制约。原料的季节性和分散性导致收集、储存、运输和预处理环节成本高昂，难以形成稳定、大规模的工业化供应体系。

**第一类原料：粮食作物（如玉米、甘蔗）。**以玉米为原料生产燃料乙醇的技术成熟，成本相对可控。但该路线面临与人争粮、与粮争地的问题。根据国家统计局数据，2025 年中国玉米年产量约 3 亿吨，其中用于燃料乙醇的比例约 2.5%，未来扩大规模的空间有限。国家政策已明确限制粮食燃料乙醇产能扩张，引导向非粮原料转型。

**第二类原料：废弃油脂（餐厨废油、地沟油等）。**废弃油脂因不占用耕地、碳减排效益显著，是生产生物柴油和 SAF 的理想原料。但目前中国收集体系尚不完善，仍处于加速建设期。2024 年中国取消 UCO 出口退税政策，引导资源在国内进行深加工，转化为附加值更高的产品。在价格方面，废弃油脂价格波动较大，特别是随着 SAF 产能逐步落地，废弃油脂的稀缺属性将更加凸显，对价格中枢提供支撑。

**第三类原料：纤维素生物质（玉米秸秆、小麦秸秆、林业剩余物等）。**纤维素生物质理论资源量巨大，根据中国能源新闻数据，中国年产生物质废弃物约 9 亿吨，其中可能源化利用的约 3 亿至 4 亿吨。据落基山研究所（RMI）报告，若每年收集利用 1 亿吨秸秆，便可替代标准煤约 1500 万吨，减少二氧化碳排放约 4000 万吨。秸秆的收储运涉及收集打捆、储存、运输三个环节。收储运成本是制约纤维素生物质能源化利用的主要瓶颈。秸秆还田的作业成本每亩在 50 至 90 元之间。而若选择离田利用，收、储、运环节成本高企，部分地区每吨秸秆的储运成本可达 150 元以上，甚至超过 300 元。纤维素预处理（粉碎、干燥、成型）还需额外成本每吨 200 至 300 元，总体到厂成本普遍在每吨 500 至 700 元。报告指出，秸秆价格每降低 100 元可使 SAF 成本下降 1300 元/吨，凸显了降低原料成本对产业发展的重要意义。此外，高效的酶解糖化技术尚未完全成熟，纤维素乙醇的吨成本约为粮食乙醇的 1.5 至 2 倍，经济性缺乏竞争力。

### （2）绿电成本：地域差异、实时匹配与合规性成本叠加

**绿电成本水平与趋势。**普遍测算认为，中国地面电站平准化度电成本需降至 0.1 元/千瓦时以下电制绿色燃料才能具备竞争力。根据水电水利规划设计总院、中国光伏行业协会（CPIA）及彭博新能源财经（BNEF）等数据，当前我国地面光伏电站全国平均平准化度电成本（LCOE）

约为 0.20 元/千瓦时，优质资源区可低至 0.13 - 0.15 元/千瓦时；预计 2030 年降至 0.15 元/千瓦时以下，2035 年进一步降至 0.12 - 0.14 元/千瓦时。2025 年 2 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《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》，明确新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成，这标志着新能源上网电价机制从固定价格向市场化定价的全面转变。改革同时要求完善绿色电力交易政策，申报和成交价格应分别明确电能量价格和相应绿色电力证书价格。

**挑战一：实时匹配与系统成本。**电解水制氢设备需要相对稳定的电力输入以实现高利用率和低折旧成本。单纯依靠波动性极强的光伏和风电，会导致电解槽利用率降至 2000 至 3000 小时/年（设计年利用小时可达 7000 至 8000 小时），设备折旧成本分摊倍数增加。为解决此问题，项目往往需要配套储能设施或从电网购买保障性电力，显著推高了绿电的综合使用成本。

**挑战二：地域与机制错配。**低成本绿电多位于西部，而消费市场或水资源丰富地区多位于中东部地区，需突破跨省电力交易面临跨省输电通道容量限制、输配电费用（每千瓦时约 0.05 至 0.10 元）以及省间壁垒等现实障碍。如何获得长期、稳定、低价的绿电供应，成为降低绿氢及电基燃料成本的关键。

**挑战三：合规性成本。**对于面向欧盟等高标准市场的出口产品，需要满足可再生能源指令（RED）要求的额外性、时序与地理相关性等规则。这意味着项目必须为新增可再生电力容量，且逐步要求发电与制氢实现小时级匹配，进一步增加了电力供应系统的复杂度和成本。部分企业因此转向使用工业副产氢或电网电力加绿证的方式，以满足当前阶段的合规要求。

### （3）碳源成本：从工业副产到空气捕集的层级跃升

对于绿色甲醇、电制 SAF 等需要二氧化碳作为碳源的燃料，碳源的成本和可获得性是另一大决定因素。碳源可分为三个层级，成本逐级增长。

**第一层级：工业副产碳。**中国拥有全球最大的煤化工和水泥产业，工业碳排放集中提供了丰富的低成本碳源。从煤化工、石油化工、水泥、钢铁等行业尾气中捕集二氧化碳，捕集成本约为每吨 200 至 400 元人民币，是当前成本最低、最符合中国国情的选择。然而，使用工业副产碳生产的甲醇，其全生命周期减排效益存在争议，部分国际认证体系对碳源的额外性有严格要求。

**第二层级：生物质碳。**通过生物质气化产生的合成气（含一氧化碳、二氧化碳、氢气）直接用于合成燃料，碳来自生物质的光合作用。该路径的碳成本隐含在生物质原料成本中，相对工业副产碳略高，但具有更强的可持续性认证优势，在 ISCC、RSB 等国际认证体系中通常获得较高评价。

**第三层级：直接空气捕集（DAC）。**直接从大气中捕集二氧化碳，可实现负碳排放，是理论上的最佳碳源。据文献报道，基于固体吸附剂的直接空气碳捕集与封存（DACCS）系统在中国 28 个省份的生命周期平准化碳移除成本范围为每吨 260 美元至 1502 美元，碳移除效率范围为 3%至 97%。根据行业预测，DAC 成本在 2035 年前难以降至每吨 200 美元以下，短期内不具备作为绿色燃料主要碳源的经济可行性。

### 6.3 基础设施与流通体系：从点状示范到网络化布局

绿色燃料的基础设施建设正处于从点状示范向网络化布局过渡的关键阶段。基础设施的完善程度直接影响绿色燃料从生产端到消费端的流通效率和成本水平。

#### （1）长距离运输：多介质管道通道的规划与建设

为解决绿色燃料产销地错配的根本性痛点，中国正启动长距离管道网络的规划建设。根据新华网和辽宁省人民政府新闻，2025 年 11 月，国家管网集团启动赤峰至锦州氢氨醇多介质绿色能源通道的可行性研究。该管道规划长度约 290 公里，连接内蒙古赤峰市的风光制氢制醇基地与辽宁锦州港，是国内首条设计并行输送氢气、绿色甲醇、液氨等多种绿色燃料的专用通道。这标志着中国开始系统化布局绿色能源的跨区域大动脉，将西部、北部的丰富可再生能源通过低成本、高效率的管道输送至东部沿海的核心消费市场。管道运输的单位成本（每吨每公里约 0.05 至 0.10 元）显著低于铁路（约 0.2 至 0.3 元）和公路（0.5 至 0.8 元），对于降低绿色燃料的终端成本具有决定性意义。

#### （2）港口侧：航运绿色加注枢纽的加速布局

中国沿海主要港口正在积极推进绿色燃料加注设施建设。截至 2025 年底，根据各港口发布的公告，上海洋山港、天津港、大连港已具备绿色甲醇常态化或规模化加注能力；青岛港、宁波舟山港、深圳盐田港、海南洋浦港等完成了首次加注试点。其中，上海洋山港于 2024 年完成中国首单国际航行船舶绿色甲醇加注，加注量达 500 吨；2025 年加注量突破 1 万吨。港口加注网络的建设显著增强了中国港口作为全球航运绿色能源补给中心的竞争力。

#### （3）机场侧：SAF 掺混与加注体系的全国性扩展

可持续航空燃料（SAF）的加注体系正稳步构建全国性网络。根据中国民航局关于 SAF 应用试点工作第二阶段的部署，自 2025 年 3 月 19 日起，北京大兴、成都双流、郑州新郑、宁波栎社机场起飞的所有国内航班实施 1%的 SAF 常态化掺混加注。这标志着中国航空减排从区域测试迈向全国布局，航空减排进入实质性推进阶段。根据规划，后续第三阶段试点将进一步扩展至全国省会机场，以验证大规模掺混的技术可行性和供应链稳定性，并为 2027 年国际民航组织 CORSIA 强制政策的落地提前进行技术储备与产业准备。

## 6.4 市场需求与赛道分化：甲醇、SAF、绿氨与存量生物燃料的再定位

中国绿色燃料市场需求正分化为由不同技术、规则和应用场景驱动的差异化赛道，构成从政策强制到多极并进的动态图谱。

### （1）绿色甲醇：航运需求“释放节奏快于供给”，供需矛盾与不确定性并存

**短期需求驱动：**绿色甲醇的中短期需求几乎完全由远洋航运的履约需求驱动。基于 IMO 碳强度指标和欧盟 FuelEU Maritime 法规，以及全球已超过 250 艘甲醇双燃料动力船的在手订单，到 2030 年全球绿色甲醇加注需求预计约 1500 万吨。这部分需求对燃料的温室气体强度有严格合规要求，必须使用绿色甲醇。

**产能规划与落地：**中国绿色甲醇产能呈现小规模验证、加速落地、储备充足的格局，2025 年国内已建成的绿色甲醇商业化项目数量达到 7 个，公开产能达到 50.6 万吨/年，国内港口加注及出口绿色甲醇超过 4.75 万吨。绿色甲醇规划总项目数量超过 200 个，覆盖 24 个省份/地区，规划产能超 5000 万吨/年。项目高度集中于内蒙古、东北、新疆及沿海的化工园区。

**供需矛盾与挑战：**尽管规划产能巨大，但受经济性、绿电获取、碳源保障等因素制约，短期有效产能极为有限。此外，IMO 净零框架谈判在 2025 年出现波折，部分成员国对碳定价和燃料标准的分歧导致最终决议推迟至 2026 年，增加了国际政策不确定性，可能影响船东的投资信心和燃料采购决策。

### （2）可持续航空燃料（SAF）：从试点迈向规模化，需求释放由政策力度与原料突破决定

**内需市场潜力：**国内 SAF 市场启动后，规模释放取决于强制掺混比例的力度。中国作为全球第二大航空市场，2025 年航煤消费量约 4000 万吨，预计到 2040 年国内航空旅客运输量将翻一番，航煤消费峰值有望达到 7000 万吨，为 SAF 提供了庞大的需求基数。根据国际民航组织长期全球目标和 CORSIA 机制要求，中国航空公司自 2025 年起需对国际航线超额排放进行抵消。借鉴欧盟 ReFuelEU 法规经验，强制掺混指令是创造刚性需求的最有效工具。欧盟及英国强制掺混政策落地叠加中国 SAF 试点深化，SAF 需求空间加速打开。目前中国政府正在研究制定 SAF 强制掺混目标，行业预期方向为到 2027 年试点掺混 0.5% 至 1%。

**产能布局：**中国 SAF 商业化生产起步晚于欧洲和美国，但近年来在政策预期驱动下发展较快。截至 2025 年末，中国 SAF 已获出口白名单产能达 120 万吨/年，至 2026 年初国内合计运营产能已超过 200 万吨，主要企业包括中国石化镇海炼化（10 万吨/年装置，国内首家获证企业）、河南君恒（现有 30 万吨/年，即将扩至 100 万吨/年，首家获证民营企业）、山东三聚（20 万吨/年，海新能科子公司）、连云港嘉澳（一期 37.24 万吨/年，总规划 50 万吨/年）、易高张家港（26 万吨/年）、山东海科（37.5 万吨/年）等 6 家已获民航局适航认证的企业；

此外，中国石油华北石化（10 万吨/年）、吉林康乃尔（30 万吨/年）、怡斯莱（东莞）等企业也正加速布局。

**核心挑战：**SAF 推广的核心挑战来自成本与原料两端。一是成本方面，SAF 价格是传统航煤的 3 倍以上，需求高度依赖政策强制或高端旅客的绿色溢价支付意愿。二是原料方面，主流 HEFA 路线严重依赖废弃食用油、动物脂肪等油脂资源，中国废弃油脂年可收集量稳定在约 500 万吨，若 SAF 产能大规模释放，原料瓶颈将迅速显现。长期需求的大规模释放，必须依托纤维素、城市废弃物或电转液等下一代技术路线的突破，以拓宽原料来源。

### （3）绿氨：多元应用前景与商业化滞后

**应用场景：**绿氨的应用场景主要包括四个方面：一是船舶燃料，作为未来极具潜力的零碳船用燃料之一；二是储氢载体，相较于液氢氨具有更成熟的生产工艺和更完善的储运标准，可将氢远距离运输；三是发电掺烧，在燃煤电厂中与煤混烧；四是化工原料，替代传统合成氨用于生产化肥、化工品，但目前各场景均处于技术验证和商业化的早期阶段。

**产能规划：**远景能源赤峰 30 万吨/年项目已于 2025 年 7 月投产，远期规划达 150 万吨。中国绿氨规划产能集中于内蒙古、吉林，根据香橙会氢能数据库，截至 2025 年底规划、在建及投产的绿氨产能高达 2500 万吨每年。能源局首批绿色液体燃料试点包括 3 个绿氨项目。

**关键挑战：**绿氨成本的核心是绿氢成本。在绿电成本每千瓦时 0.25 元、电解效率 4.5 千瓦时每标准立方米氢气的条件下，当前绿氨生产成本约为每吨 5000 至 7000 元人民币，是传统合成氨的两倍。此外，作为能源使用，氨的毒性、燃烧特性（火焰传播速度低、点火能量高）、氮氧化物排放等问题仍需通过发动机和燃烧器技术的持续研发加以解决。目前全球仅有少数几艘氨燃料动力船在试运行，大规模商业化应用预计需要 5 至 10 年的验证周期。

### （4）生物柴油：出口遇冷倒逼需求转型，激活内需是出路

**市场现状：**生物柴油产业因过度依赖国际市场，受贸易政策变动影响较为突出。2024 年之前，由于欧盟可再生能源指令对生物燃料掺混的要求，中国约 80% 的生物柴油（主要是脂肪酸甲酯，FAME）出口至欧洲市场。2024 年，欧盟启动对中国来源生物柴油的反倾销调查，并于 2025 年 2 月裁定征收 21.7% 至 35.6% 的反倾销税，同时加强了对原料来源和可持续性的认证审查，导致中国出口承压。2025 年中国生物柴油对外出口同比下降约 17%。

**产能与结构：**中国生物柴油行业总产能已突破 400 万吨/年，但实际产量受原料供应、出口政策及市场需求波动影响，稳定在 300 万吨左右，行业总体产能过剩、开工不足。头部企业如卓越新能、嘉澳环保等通过技术升级和原料供应链整合，产能利用率维持在 80% 以上，而大量中小企业则面临关停风险。

**转型路径：**根本困境在于内外需的结构性失衡。当前核心任务是依托国家能源局组织的22个生物柴油推广应用试点，在公交、环卫、物流、航运等领域探索建立可持续的商业化模式，包括建立生物柴油与化石柴油的价差补偿机制、与碳市场挂钩的减排量核算等，以激活庞大的内需潜力，摆脱对脆弱单一出口市场的依赖。随着国内 SAF 产业快速发展，部分生物柴油企业也在积极向 SAF 生产转型。

#### （5）生物燃料乙醇：车用需求萎缩，向高价值用途转型

**市场需求变化：**生物燃料乙醇的主要用途为汽油添加剂，以乙醇汽油形式，掺混比例为10%，目前仅在黑龙江、吉林、辽宁、河南、安徽等省份全面实施，其他省份为局部试点。然而，随着新能源汽车的快速普及和汽油消费达峰，乙醇汽油发展空间显著压缩。

**转型机遇：**乙醇制航空燃料（ATJ）技术路径为过剩的乙醇产能提供了新的转型方向，可以将低价值的燃料乙醇升级为高附加值的 SAF。该技术路线由 LanzaJet、Gevo 等公司率先商业化，中国已有部分企业启动项目前期工作。

**转型路径：**高价值应用与多元化原料是应对成本与市场双重压力的出路。在政策支持退出的同时，承受原料成本高企和终端市场萎缩的双重压力。未来出路的关键在于脱离对车用燃料市场的单一依赖，进行双重转型：一是市场转型，从车用燃料转向 SAF 原料、绿色化工基础材料等高价值应用场景；二是原料与技术转型，积极发展以农作物秸秆、林业剩余物等非粮生物质为原料的纤维素乙醇，摆脱对玉米等粮食原料的依赖，提升产业的可持续性和政策支持力度。

### 6.5 标准认证与碳足迹核算：从标准空白到中国框架，多层次制度为产业规范化与国际竞争奠定基础

中国绿色燃料标准认证体系正经历从标准空白到中国框架的加速构建，旨在为产业规范化与国际竞争奠定基础。

#### （1）政策层面的标准建设优先方向

国家能源局在《2025 年能源行业标准计划立项指南》中，将绿色甲醇、绿氨、可持续航空燃料（SAF）等绿色清洁液体燃料列为标准建设的优先重点方向，要求加快制定产品等级划分、技术要求和检测方法等基础标准。工业和信息化部在绿色低碳标准化工作部署中，将绿氢、绿氨、绿色甲醇的碳足迹核算与生命周期评价标准纳入首批制定重点，旨在为量化产品环境效益、应对欧盟碳边境调节机制等国际碳关税提供统一标尺。

国家能源局于 2025 年 9 月发布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，涵盖 1 个燃料乙醇项目、5 个绿色甲醇项目、3 个绿氨项目，总计 9 个试点项目。此次公示标志着中国在绿色液体燃料领域的技术攻关和产业化试点迈出了重要一步。

## （2）核心产品分级分类标准进展（绿色甲醇、绿色合成氨等）

2025 年，国家能源局正式启动《绿色甲醇》和《绿色合成氨》等行业标准的编制工作，这是填补国内空白的关键举措。

《绿色甲醇》标准的核心创新在于构建了分级分类的中国框架，而非采用单一门槛。具体划分为三个等级：

**I 级：可再生甲醇。**要求甲醇中氢全部来自可再生能源电解水制氢、碳来自生物质或直接空气捕集，碳强度低于每兆焦耳 10 克二氧化碳当量，直接对标欧盟 RED II 和 RFNBO 等国际最高要求，旨在打造具有全球通行证的高端产品。

**II 级：清洁甲醇。**允许氢来自电网电力但需搭配绿色电力证书，碳可来自工业副产捕集但捕集率不低于 80%，碳强度低于每兆焦耳 30 克二氧化碳当量，为传统化工企业转型提供可行路径。

**III 级：低碳甲醇。**要求碳强度较传统甲醇降低 50% 以上（约每兆焦耳 45 克二氧化碳当量），包容性纳入工业副产氢、富碳工业尾气等国内富集资源，引导高碳存量产能向低碳方向升级。

《绿色合成氨》标准的征求意见稿也遵循了类似的分级思路，最高等级要求氢 100% 来自可再生电力电解、氮来自空气，碳强度接近于零；中等等级允许使用碳捕集后的工业副产氢，但要求全生命周期减排 60% 以上。

## （3）碳足迹核算与认证体系：互认路径与能力建设

在碳足迹核算方面，中国正加快推进相关国家标准的制定，在认证体系建设方面，中国合格评定国家认可委员会（CNAS）正在研究建立针对绿色燃料的专项认证制度，推动国内认证机构获得与 ISCC、RSB 的互认。

## 6.6 技术路线与系统耦合：一体化创新与关键环节攻关

中国绿色燃料技术发展的核心特征是基于自身产业优势与能源禀赋，以系统工程思维为导向，走系统耦合与一体化创新路径。核心目标是将上游可再生能源的制造与发电成本优势，通过技术与产业协同，高效转化为下游绿色燃料产品的成本竞争力。

### （1）绿氢制备与电解槽技术演进

电解水制氢是绿氢生产的核心环节。中国已成为全球最大的电解槽制造国，据中关村氢能产业联盟数据，截至 2025 年底，我国电解槽名义产能达 63 吉瓦，占全球 70% 以上。全年国内电解槽订单规模超过 5 吉瓦，其中公开招投标需求规模达 6055 兆瓦，较 2024 年增长 155.59%。技术路线上，成本较低的碱性电解槽仍是主流，前 9 月中标量占比超 98%，PEM、AEM 等占比合计不足 2%。

在成本方面，电解槽价格呈现显著下降趋势。中国能建 2025 年集采数据显示，1000 标准立方米/小时碱性电解槽中标均价跌至 531 万元/套，单位功率价格击穿每千瓦 1200 元关口，部分企业报价已触及每千瓦 950 元的成本红线。碱性电解槽设备（不含分离纯化、电源及研发经营成本）的 1000 标准立方米/小时平均成本已降至每套 300 至 350 万元。2025 年 9 月，内蒙古某项目公布的碱性电解槽平均中标价低至 270 万元/套。部分碱槽价格较三年前水平下降了约一半。质子交换膜（PEM）电解槽价格也在下降，2025 年 8 月某项目单堆 400 标准立方米 PEM 电解槽价格为 298 万元/套，单价为每千瓦 1490 元，创出 PEM 电解槽超低价。

在技术性能方面，碱性电解槽单台产氢能力从早期的 200 标准立方米每小时提升至 1500 标准立方米每小时，直流电耗从每标准立方米氢 5.0 千瓦时降至 4.2 至 4.5 千瓦时。阴离子交换膜（AEM）电解槽尚处实验室研发向小批量生产过渡阶段，长期有望兼具碱性的低成本和 PEM 的高电流密度优势。

## （2）生物质转化与气化技术攻关

生物质气化技术是二代生物燃料路线的核心瓶颈。中国在加压流化床气化技术方面取得进展，已建成单台日处理 200 吨秸秆的工业示范装置，但气化效率（碳转化率约 85%）和合成气焦油含量（需进一步净化）与国际先进水平仍有差距。大型气流床气化（日处理 500 吨以上）尚在研发阶段。

纤维素乙醇技术方面，酶制剂国产化取得突破，酶成本从每吨乙醇 2000 元降至 800 元，但预处理工艺能耗仍较高，整体成本仍比粮食乙醇高 30% 至 50%。生物质与绿氢耦合的气化路线（BtL-PtL）正在成为研究热点，通过绿氢补充提高合成气氢碳比，可将每吨生物质转化的燃料产量提升 50% 以上。RMI 报告提出，发展绿氢+秸秆融合模式，依托西北风光资源优势，绿氢成本下降将显著提升 SAF 与生物甲醇经济性。

值得关注的是，国内绿色燃料项目大多采用生物质气化与绿电制氢相结合的技术路径。例如，首批试点中的洮南市风电耦合生物质绿色甲醇一体化项目、辽宁华电调兵山 45 万千瓦风电制氢耦合绿色甲醇一体化项目等，均采用风光电制氢再合成甲醇或氨的路径。这种技术组合充分利用了中国在风电光伏装备制造和工程能力方面的优势。

### （3）碳捕集与合成燃料关键工艺进展

在碳捕集方面，工业尾气二氧化碳捕集技术已非常成熟，采用化学吸收法可实现捕集率90%以上、产品纯度99%以上，单位能耗约每吨二氧化碳2.5至3吉焦。直接空气捕集方面，中国科学院等研究机构正在开发新型固体吸附剂，但仍处于小试或中试阶段，年捕集能力百吨级。

在合成燃料方面，二氧化碳加氢制绿色甲醇的铜基催化剂性能已达到或接近国际先进水平，单程转化率约15%至20%，选择性约95%。千吨级示范装置已稳定运行超过5000小时。费托合成制SAF方面，国内企业如中科院大连化物所、中石化等已完成百吨级中试，万吨级商业示范项目正在建设。甲醇制航空燃料（MtJ）和乙醇制航空燃料（EtJ）技术处于研发或中试阶段，尚需解决催化剂寿命和产物选择性控制问题。

### （4）源网荷储协同控制：提升系统柔性 with 绿电利用率

实现系统耦合的最大技术挑战在于解决风电、光伏发电的强间歇性、波动性与化工生产过程要求连续、稳定、高负荷运行的矛盾。重点突破方向包括：一是多时间尺度可再生能源出力预测技术（小时级、日级、周级）；二是电解槽宽功率调节技术（碱性电解槽可在20%至110%负荷范围内稳定运行，响应时间秒级）；三是储能缓冲系统（电化学储能、储氢罐、产品储罐）的优化配置；四是基于模型预测控制的全系统调度算法。这些技术使生产系统具备高度的柔性调节能力，在保证合成单元较高负荷率的同时，最大化绿电利用率，从而降低综合成本。

## 七、未来趋势与对中国的影响

### 7.1 全球规则重塑：“合规能力”转化为“成本竞争”的前置条件

过去较长时间，全球绿色液体燃料市场的主流叙事是一个“政策牵引—需求强制—资本进入—规模化降本”的闭环。各主要经济体正围绕本国利益重塑产业规则，并通过三类工具把“合规”前置为市场门槛：第一，需求端的强制与罚则（如欧盟强制掺混、碳交易覆盖航运/航空）把低碳燃料从“可选”变为“必需”；第二，供给端的激励与本土化（如美国税收抵免）将减排量转化为确定性现金流，同时抬高外部参与门槛；第三，资源端的原料与贸易控制（如印尼、巴西等对原料或中间品的出口限制）强化资源留存与本国产业链优先。上述合力意味着“价格竞争力”的背后其实是（1）合规能力，即不具备完整认证体系、碳强度核算与数据链管理能力的产能，将难以进入高价值市场；（2）有竞争力的系统耦合和项目建造能力；以及（3）获取合规的有竞争力的原材料。

对中国而言，出口不再只是应对关税或价格波动，而必须同时满足原料追溯、碳强度核算、认证互认与审计证据链等系统性要求。由此，企业的关键动作也随之改变：合规能力从“加分

项”变为“前置条件”，认证体系建设、数据链治理、原料合规锁定与跨境交付能力将与装置规模一起共同定义可交付产能边界。

## 7.2 政策窗口期：10 至 15 年内完成市场内生转化

当前全球绿色燃料市场仍以政策刺激为主，能否在中长期转化为可自我循环的商业市场，取决于未来 10 至 15 年能否完成从“政策驱动”到“市场内生”的转折。

衡量是否“内生”的关键，不是某一项单独政策是否存在，而是绿色燃料的全成本（含原料、能耗、资本金与合规成本）能否落在终端用户的等效可负担成本上限之内。该上限可近似理解为：化石燃料基准成本+碳价（或配额清缴成本）+不合规的预期罚则成本+可持续属性带来的可交易价值/可支付溢价。当绿色燃料能够在这一“等效合规成本”框架下持续具备竞争力时，下游主体才会把采购从“履约应付”转变为“长期配置”，产业链才可能形成稳定订单、可融资现金流与规模化扩张。

但现实政策体系普遍存在一项结构性缺口：需求端承担合规责任，却未形成与供给端对称的风险分摊与价格发现机制，导致风险被“压回”到生产端。具体表现为：绿色燃料生产商需要承担原料价格波动、产品收率的不确定性与高 CAPEX 下的融资成本，但是这一成本在没有强制掺混政策的前提下，还无法顺利有效的传导至下游用户端（例如缺乏足够长期的承购协议）。结果是：供给侧现金流不确定性高、融资难度上升，进而抑制真实投产与规模化扩张。因此，有效的政策设计需要同时做两件事：一是让成本与责任能够可计量、可传导（例如在票价/运价中设置明确的绿色燃料附加费或碳成本分摊机制，形成稳定的价格信号）；二是让风险能够被合同化、金融化地共担（例如推广长期承购协议、差价合约/价格走廊、信用证书与合规积分市场、政府或行业的担保与共担基金等），把“合规需求”转化为“可融资需求”。对中国政策制定者而言，在未来支持政策中应前置设计成本传导与风险共担机制，尽早形成可复制的市场化机制，避免出现“补贴驱动—退坡即萎缩”的周期性路径。

2025 至 2030 年是政策红利期的关键窗口。欧盟 ReFuelEU Aviation 强制掺混逐步生效、美国 45Z 抵免与加州 LCFS 信用价格维持高位、IMO 净零框架推迟实施带来缓冲，三种因素叠加使中国出口型产能在此期间仍能维持较强的合规收益。窗口期之后，全球绿色燃料市场将进入制度内生阶段，合规收益将更多由内生需求和市场化定价决定，先发企业的政策套利空间收窄，合规能力与成本竞争力共同决定市场地位。。

## 7.3 中国的战略定位：从供应链参与者到规则共建者

中国在全球绿色液体燃料产业中的战略定位正处于关键转型节点。

在供应链层面，中国具备原料供给、设备制造、工程总包和产能规模的综合优势，是全球供应链中不可或缺的参与者。但随着合规门槛提升和贸易壁垒扩大，单纯的供应链参与者角色面临持续压缩的风险。出口结构需要从原料和初级产品向具备完整认证体系的合规产品转型，产业链需要从“原料可得”向“数据可验证”升级。

在标准与认证体系建设层面，这是中国从供应链参与者转向规则共建者的关键支点。当前国际通行的 ISCC、RSB 等可持续认证体系总部均在欧洲，中国企业需被动接受其碳强度核算方法、原料追溯要求和审计标准。在国家能源局《绿色甲醇等三种绿色燃料创新发展实施指导意见》框架下加快本土认证机构建设、推动认证结果与欧盟 RFNBO、ICAO CORSIA 等国际机制的互认，将直接决定中国产能能否在主要出口市场获得对等的合规身份。

在市场开拓层面，欧美高标准市场的门槛持续提高，而亚洲、中东、拉美等新兴市场正在进入政策建立期。中国企业在新兴市场具备成本和工程能力优势，可以在这些市场的标准建立阶段积极参与规则制定，而非被动适应他人标准。这是中国从“规则接受者”向“规则共建者”转变的现实窗口。

在国内政策层面，中国尚未推出航空和航运领域的强制掺混要求，政策仍以试点为主。在全球主要市场强制合规已成定局的背景下，国内政策的推进节奏将直接影响本土产业链的成熟速度和国际竞争力。借鉴欧盟政策设计经验，提前布局风险共担机制和终端消费者传导体系，是确保国内市场在政策窗口期内完成内生性转型的关键。

总体来看，中国在绿色液体燃料领域的核心挑战已从“有没有产能”转向“产能能否合规进入目标市场”，从“能不能生产”转向“能不能在全球规则体系中持续创造价值”。未来竞争力的核心，将由合规能力、技术路线布局和国际规则参与能力共同决定。

中国在绿色液体燃料领域的核心挑战已从产能数量转向合规身份建设：能不能在全球规则体系中持续创造价值，比能不能生产更为关键。合规能力、原料战略、技术路线布局与国际规则参与，是中国在下一阶段竞争中需要同步推进的四项基础工作。

