中国氢能应用白皮书（2026 年）

香橙会研究院

2026 年 4 月

版权声明

本报告仅供香橙会研究院（以下简称“香橙会”）的客户使用。香橙会不因接收人收到本报告而视其为客户。客户应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，香橙会接受客户的后续问询。

香橙会的销售人员和其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或观点。香橙会没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。

香橙会的投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

香橙会系列报告的信息均来源于公开资料和自采信息，我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，投资者据此做出的任何投资决策与香橙会和作者无关。若本报告的接收人非香橙会的客户，应在基于本报告作出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

本报告的版权归香橙会所有。香橙会对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属香橙会。未经香橙会事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯香橙会版权的其他方式使用。未经授权的转载，香橙会不承担任何转载责任。

目 录

前 言 1

研究背景 1

核心结论摘要 1

第一章 中国氢能产业发展概述 13

1.1 氢能产业发展定位 13

1.1.1 氢能的战略定位 13

1.1.2 中国氢能产业发展的政策环境与支撑体系 13

1.1.2.1 中国国家层面氢能产业政策 13

1.1.2.2 中国地方政府层面氢能产业政策 17

1.2 氢能产业发展现状 40

第二章 中国氢能核心技术成熟度分析 43

2.1 上游：绿氢制备技术成熟度分析 43

2.1.1 绿氢制备技术整体发展现状 43

2.1.2 四大核心绿氢制备技术路线详解 45

2.1.3 四大技术路线对比与发展建议 47

2.1.4 生物质气化制氢（合成气）进展 52

2.1.5 市场格局分析 56

2.1.5.1 电解槽历年出货情况 56

2.1.5.2 电解槽订单市场情况 58

2.1.5.3 2026-2030 年中国 ALK 电解槽需求预测 68

2.2 中游：氢储运技术成熟度分析 70

2.2.1 氢储运技术整体发展现状 70

2.2.2 四大核心氢储运技术路线详解 71

2.2.2.1 气氢储运技术 71

2.2.2.2 液氢储运技术 75

2.2.2.3 固态储氢技术 77

2.2.2.4 有机液态储氢技术 84
2.2.3 四大技术路线对比与发展建议 85
2.3 下游：氢能应用装备技术成熟度分析 86
2.3.1 应用装备整体发展现状 86
2.3.2 各应用领域核心装备技术详解 88
2.3.2.1 交通领域应用装备（燃料电池、储氢瓶等） 88
2.3.2.2 氢基燃料领域应用装备（船用醇/氨发动机） 94
2.3.2.3 炼钢领域应用装备（氢基竖炉、喷氢装置等） 97
2.3.3 应用装备技术发展建议 98
第三章 中国氢能多领域应用现状与实践 100
3.1 氢能交通 100
3.1.1 中国燃料电池汽车 100
3.1.1.1 燃料电池汽车整体销量 100
3.1.1.2 燃料电池汽车不同车型销量 100
3.1.1.3 不同质量燃料电池货车销量 102
3.1.1.4 燃料电池汽车系统装机功率 102
3.1.1.5 整车企业与系统企业销量及装机功率 103
3.1.1.6 燃料电池汽车区域销量 108
3.1.1.7 燃料电池汽车示范城市群推广进度 109
3.1.1.8 燃料电池汽车产业集群 110
3.1.1.9 燃料电池汽车全球市场分析 110
3.1.2 中国已建成加氢站 114
3.1.2.1 整体建成情况 114
3.1.2.2 加氢站区域分布 115
3.1.2.3 加氢站建设类型 116
3.1.2.4 加氢站加注量 117
3.1.2.5 加氢站加注压力 119
3.1.3 氢能两轮车 120
3.1.4 氢能船舶 122

3.1.5 氢能轨道交通 124

3.2 绿色合成氨 127

3.2.1 绿氨领域氢能应用整体概况 127

3.2.1.1 应用规模 127

3.2.1.2 区域布局 129

3.2.2 绿氨领域氢能应用详解 131

3.2.2.1 绿氨生产工艺路线 131

3.2.2.2 绿氨项目建设情况 132

3.2.2.3 绿氨成本分析 135

3.2.3 绿氨消纳路径 137

3.2.3.1 国际航运业 137

3.2.3.2 高温工业 143

3.2.3.3 化工行业 147

3.3 绿色甲醇 150

3.3.1 绿色甲醇领域氢能应用整体概况 150

3.3.1.1 应用规模 150

3.3.1.2 区域布局 152

3.3.2 绿色甲醇领域氢能应用详解 153

3.3.2.1 绿色甲醇生产工艺路线 153

3.3.2.2 绿色甲醇项目建设情况 155

3.3.2.3 绿色甲醇生产成本分析 161

3.3.3 绿色甲醇消纳 164

3.3.3.1 国际航运业 164

3.3.3.2 化工行业 176

3.4 氢基化工原料替代 178

3.4.1 氢基化工原料替代领域氢能应用整体概况 178

3.4.1.1 应用规模 178

3.4.1.2 区域布局 180

3.4.2 氢基化工原料替代领域氢能应用详解 181

3.4.2.1 氢基化工原料替代工艺路线 181
3.4.2.2 氢基化工原料替代项目情况 182
3.5 氢冶金 184
3.5.1 氢冶金领域氢能应用规模 184
3.5.2 氢冶金领域氢能应用详解 185
3.5.2.1 氢冶金工艺路线 185
3.5.2.2 氢冶金项目情况 186
3.6 其他应用场景（燃料电池） 190
3.6.1 氢能无人机 190
3.6.2 氢储能 192
第四章 中国氢能应用未来发展展望 196

图表目录

表 1 ：2025 年投产的重点氢氨醇项目 9
表 2 ：燃料电池汽车示范城市群 14
表 3 ：燃料电池汽车示范应用奖励资金汇总表（万元） 14
表 4 ：各省市十五五规划建议 19
表 5 ：制氢项目允许不在化工园区政策梳理 25
表 6 ：绿氢生产无需取得危险化学品生产许可政策梳理 27
表 7 ：氢能高速政策整理 28
表 8 ：涉及绿电制氢消纳探索的省级政策 30
表 9 ：涉及赤峰绿氢管道的省级政策 32
表 10 ：涉及绿氨的省级政策 34
表 11 ：涉及绿色甲醇的省级政策 35
表 12 ：涉及氢冶金的国家级政策 38
表 13 ：涉及绿氢用于煤化工及炼化的省级政策 39
表 14 ：绿氢制备主流技术成熟度对比 43
表 15 ：四大电解水制氢技术核心参数对比 46
表 16 ：制氢成本分析 47
表 17 ：四大技术路线商业战略定位矩阵 52
表 18 ：生物质气化炉中试及产业化项目进展 53
表 19 ：2025 年国内电解槽分路线订单情况 58
表 20 ：2025 年电解槽招投标情况 58
表 21 ：2023-2025 年 ALK 电解槽年复合增长率 68
表 22 ：2026—2030 年中国 ALK 电解槽需求预测核心影响因子与修正 69
表 23 ：2026—2030 年国内 ALK 电解槽年度新增需求预测 70
表 24 ：储氢容器的种类和对比 72
表 25 ：中集安瑞科长管拖车参数 73
表 26 ：管网输氢不同技术路线对比 74
表 27 ：主要规划氢能管道信息表 75
表 28 ：高压气态储运和低温液态储运的比较 76
表 29 ：常见体系金属氢化物固态储氢材料 81
表 30 ：部分有机液态储氢材料性质及储氢量 84
表 31 ：氢储运方式 85
表 32 ：2025 年 TOP10 整车企业搭载主要系统企业系统情况（辆） 105

表 33 ：2025 年 TOP10 系统企业与主要整车企业配套情况 107
表 34 ：2025 年建成加注量 2t/d 以上的加氢站 118
表 35 ：我国建成 70MPa 加氢站 120
表 36 ：氢能两轮车与锂电两轮车、铅酸电池两轮车对比 120
表 37 ：国内主要氢能船舶情况 123
表 38 ：国内氢能轨道交通项目 125
表 39 ：国内已投产的规模化绿氨项目 132
表 40 ：拟于 2026 年投产的绿氨项目 134
表 41 ：不同绿电价格下的绿氨成本及成本敏感性 136
表 42 ：氨燃料船舶数量及氨燃料需求量 138
表 43 ：绿氨项目配套供应链签约情况 141
表 44 ：船舶领域绿氨消纳企业汇总 142
表 45 ：我国掺氨燃烧相关研究项目及技术突破 144
表 46 ：用于燃煤机组掺烧的规模化绿氨项目 145
表 47 ：掺烧领域绿氨消纳企业汇总 146
表 48 ：用于绿色化工的规模化绿氨项目 148
表 49 ：绿色化工领域绿氨消纳企业汇总 148
表 50 ：不同生产工艺的绿色甲醇项目数量及规划产能 155
表 51 ：国内已投产的规模化绿色甲醇项目 155
表 52 ：有望在 2026 年底前建成的重点项目 159
表 53 ：不同路线绿色甲醇成本构成 161
表 54 ：不同碳源价格下的绿色甲醇成本（绿电取 0.2 元/kWh） 162
表 55 ：不同绿电价格下的绿色甲醇成本（碳源取基准价） 163
表 56 ：绿色甲醇项目配套供应链签约情况 170
表 57 ：已有签约案例的绿色甲醇消纳企业 171
表 58 ：绿醇消纳航运企业汇总（单位：艘） 173
表 59 ：已公开的化工领域消纳案例及消纳情况 177
表 60 ：代表性煤化工绿氢替代项目情况 182
表 61 ：全球重点绿氢炼化企业 183
表 62 ：国内已建成的氢冶金示范项目 186
表 63 ：中国各大冶金企业氢冶金发展规划 186
表 64 ：海外各大冶金企业氢冶金进展与规划 188
表 65 ：国内典型氢能无人机项目 191
表 66 ：氢发电设备供应商主要企业及应用项目情况 194

表 67 ：基于绿氨产能预测对应的绿氢规模 199
表 68 ：基于绿色甲醇产能预测对应的绿氢规模 200
表 69 ：绿色甲醇、绿氨评价标准-碳足迹（行业标准征求意见稿版本） 201
表 70 ：国内绿氢耦合煤化工典型项目 202
表 71 ：传统合成氨/甲醇的绿氢替代空间 202

图 1 ：2024 年中国氢气生产结构及区域分布 2
图 2 ：2024 年中国氢气消纳情况 2
图 3 ：中国燃料电池汽车销量 3
图 4 ：历年中国已建成加氢站数量 3
图 5 ：2025 年燃料电池汽车整车企业销量及市占率 TOP10（辆，%） 4
图 6 ：2025 年燃料电池系统企业装机量及装机功率 TOP10 4
图 7 ：中国电解槽历年出货情况（2018—2025） 5
图 8 ：2025 年四大技术路线中标（含直接签约）规模及占比 6
图 9 ：2025 年电解槽供应商订单规模 Top10 7
图 10 ：全国绿氢项目产能及累计占比 7
图 11 ：全国绿氨项目规划产能及累计占比（按项目进展划分） 8
图 12 ：全国绿色甲醇项目规划产能及累计占比 9
图 13 ：未来五年电解槽新增需求预测 10
图 14 ：全国氢车销量预测（辆） 11
图 15 ：2030 年前中国绿氨、绿色甲醇累计投产产能预测 12
图 16 ：全国各省氢能政策出台情况 17
图 17 ：中国 2017-2025 年各省市发布氢能和燃料电池产业相关政策数量 18
图 18 ：2024 年中国氢气生产结构及区域分布 41
图 19 ：全国绿氢项目产能及累计占比 42
图 20 ：绿氢制备主流技术成熟度与商业化阶段（2025 口径） 44
图 21 ：1000 标方碱性电解槽成本结构拆分 49
图 22 ：200 标方 PEM 电解槽成本结构拆分 50
图 23 ：全球电解槽历年出货情况 56
图 24 ：中国电解槽历年出货情况（2018—2025） 57
图 25 ：2025 年四大技术路线中标（含直接签约）规模及占比 57
图 26 ： 2025 年四大技术路线订单规模 66
图 27 ：2021—2025 年电解槽最低公开报价变化 67
图 28 ：2025 年电解槽供应商订单规模 Top10 68

图 29 ：2026—2030 年国内 ALK 电解槽年度新增需求预测 70
图 30 ：固态储氢材料 78
图 31 ：金属储氢工作原理 79
图 32 ：氢化物金属元素 A 与过渡金属 B 80
图 33 ：固态储氢应用场景 82
图 34 ：燃料电池系统主要构成 88
图 35 ：49t 燃料电池牵引重卡整车成本构成（2025） 89
图 36 ：船用甲醇发动机代表机型示意图（低速二冲程主机） 95
图 37 ：中国燃料电池汽车销量 100
图 38 ：中国燃料电池汽车不同车型销量 101
图 39 ：中国燃料电池专用车具体车型分布 102
图 40 ：2025 年中国燃料电池货车总质量分布 102
图 41 ：中国燃料电池汽车系统装配功率及单车平均装机功率（MW，kW） 103
图 42 ：2025 年燃料电池汽车整车企业销量及市占率 TOP10（辆，%） 104
图 43 ：2025 年燃料电池系统企业装机量及装机功率 TOP10 106
图 44 ：截止 2025 年中国各省市燃料电池汽车销量 108
图 45 ：截止 2025 年中国各省市燃料电池汽车销量 109
图 46 ：燃料电池汽车示范城市群燃料电池汽车推广数量、目标及完成比例 109
图 47 ：中国燃料电池汽车产业地图 110
图 48 ：2016-2025 年全球主要国家氢车销量 111
图 49 ：2025 年全球主要国家氢车销量增长率 112
图 50 ：2016-2025 年全球主要国家氢车保有量 113
图 51 ：2021-2025 年全球主要国家氢车保有量占比 113
图 52 ：丰田汽车与现代汽车 2025 年氢车本土与海外市场占比 114
图 53 ：历年中国已建成加氢站数量 115
图 54 ：我国各省建成加氢站情况 115
图 55 ：2025 年我国各省建成加氢站情况 116
图 56 ：我国历年建成加氢站类型 117
图 57 ：2025 年建成加氢站类型占比 117
图 58 ：我国历年建成加氢站加注量 118
图 59 ：我国历年建成加注压力含 70MPa 加氢站 119
图 60 ：国内氢能两轮车市场销量及保有量（万辆） 122
图 61 ：全国绿氨项目数量及占比（按项目进展划分） 127
图 62 ：全国绿氨项目规划产能及累计占比（按项目进展划分） 129

图 63 ：全国绿氨项目数量占比 130
图 64 ：全国各省份绿氨项目数量及绿氨规划产能规模 130
图 65 ：绿氨生产工艺及消纳方向 131
图 66 ：绿氨成本占比 136
图 67 ：氨燃料船舶船型占比及对应氨燃料需求量 139
图 68 ：历年氨燃料船舶投运及拟投运情况 140
图 69 ：各航运公司布局的氨燃料船舶情况 141
图 70 ：全国绿色甲醇项目数量及占比（按项目进展划分） 151
图 71 ：全国绿色甲醇项目规划产能及累计占比 152
图 72 ：全国绿色甲醇项目数量占比 153
图 73 ：全国各省份绿色甲醇项目数量及绿色甲醇规划产能规模 153
图 74 ：甲醇的主要生产路线 154
图 75 ：甲醇燃料船舶订单及投运数量 165
图 76 ：甲醇燃料船舶订单及投运对应甲醇需求量 166
图 77 ：甲醇燃料船舶船型占比及对应甲醇燃料需求量 167
图 78 ：甲醇燃料年需求量 167
图 79 ：历年船舶（计划）投运甲醇船舶情况 168
图 80 ：主要航运公司甲醇船舶布局情况 170
图 81 ：全国绿氢项目数量及占比（按项目进展划分） 179
图 82 ：全国绿氢项目产能及累计占比 180
图 83 ：全国绿氢项目区域分布 181
图 84 ：全国各省份绿氢项目产能 181
图 85 ：截止 2025 年底不同燃料电池类型氢发电项目占比情况 193
图 86 ：未来五年电解槽新增需求预测 196
图 87 ：全国氢车销量预测（辆） 197
图 88 ：2030 年前中国绿氨累计投产产能预测 198
图 89 ：2030 年前中国绿色甲醇累计投产产能预测 200

前 言

研究背景

2026 年，今年政府工作报告提出培育氢能、绿色燃料等新增长点，工信部等三部委出台《氢能综合应用试点实施方案》，自 2026 年起，优先在氢燃料电池汽车、可再生能源制氢合成氨、可再生能源制氢合成甲醇、氢基化工原料替代、氢冶金等应用场景支持开展氢能综合应用试点，带动氢能全产业链协同发展，完善氢能产业发展生态。氢能产业迎来了新的发展起点。

香橙会研究院作为市场专业机构，立足行业一线观察与长期数据积累，对中国氢能应用现状、存在的难点及未来发展趋势进行梳理与分析，编制完成《中国氢能应用白皮书（2026 年）》。报告旨在为行业主体提供参考借鉴，助力完善产业生态，推动我国氢能产业高质量可持续发展。

核心结论摘要

1、中国氢能产业整体情况：绿氢替代空间巨大

根据《中国氢能发展报告 2025》，截至 2024 年底全国氢气产能超 5000 万吨/年，产量超 3650 万吨。化石能源制氢占主导地位。其中，煤制氢产能约 2800 万吨/年，产量约 2070 万吨；工业副产氢产能约 1070 万吨/年，产量约 770 万吨；天然气制氢产能约 1080 万吨/年，产量约 760 万吨；电解水制氢产能约 50 万吨/年，产量约 32 万吨。

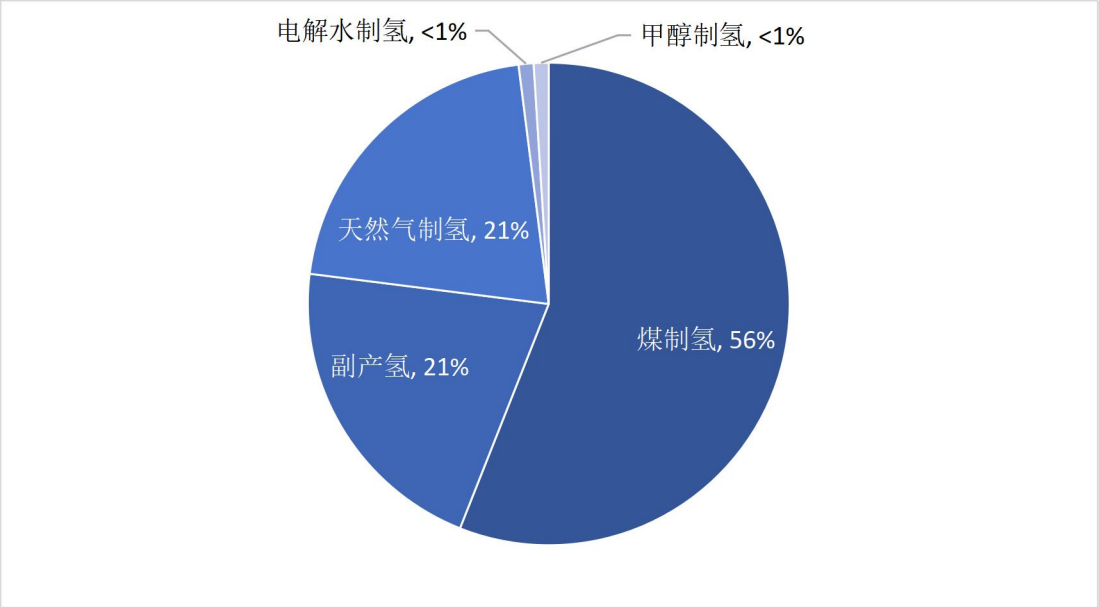

图 1：2024 年中国氢气生产结构及区域分布

数据来源：国家能源局

合成甲醇、合成氨是当前最主要的用氢领域，2024 年氢气消费量分别约 995 万吨和 950 万吨，占全国氢气消费量的 27%和 26%；炼化、煤化工用氢规模分别约 600 万吨和 405 万吨，占比约 16%和 11%。

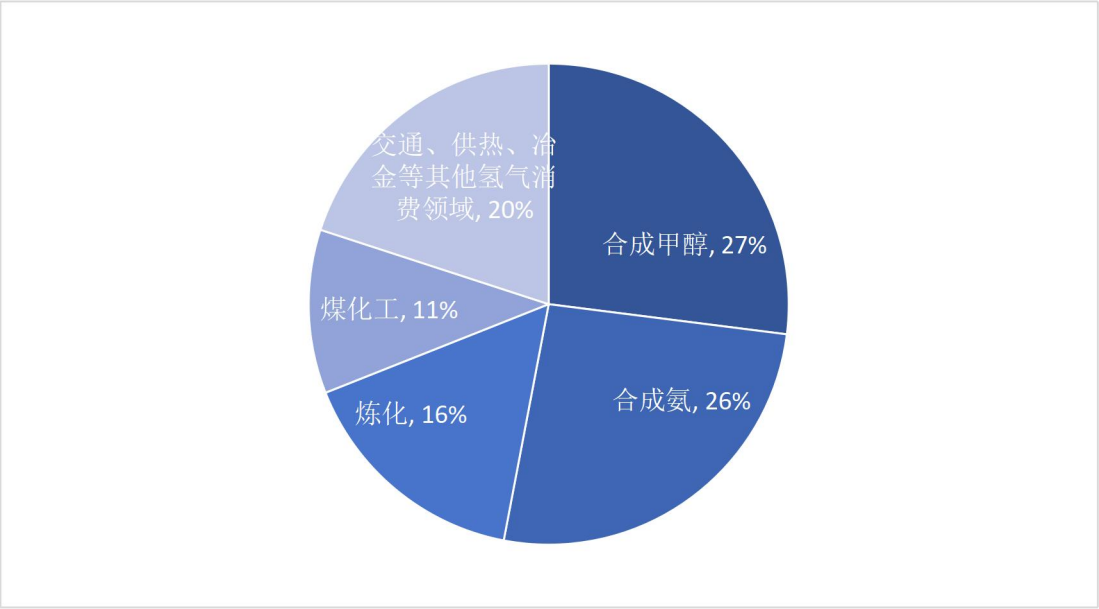

图 2：2024 年中国氢气消纳情况

数据来源：国家能源局

2、中国燃料电池先导应用情况：低于预期

氢燃料电池汽车是我国氢能先导性应用的一个领域。2025 年中国燃料电池

汽车销量 10776 辆 ，同比增长 51.8 %。截至 2025 年中国燃料电池汽车累计销量 39023 辆，离《氢能产业中长期规划（2021-2035）》设定的 2025 年实现 5 万辆左右的目标尚有距离。

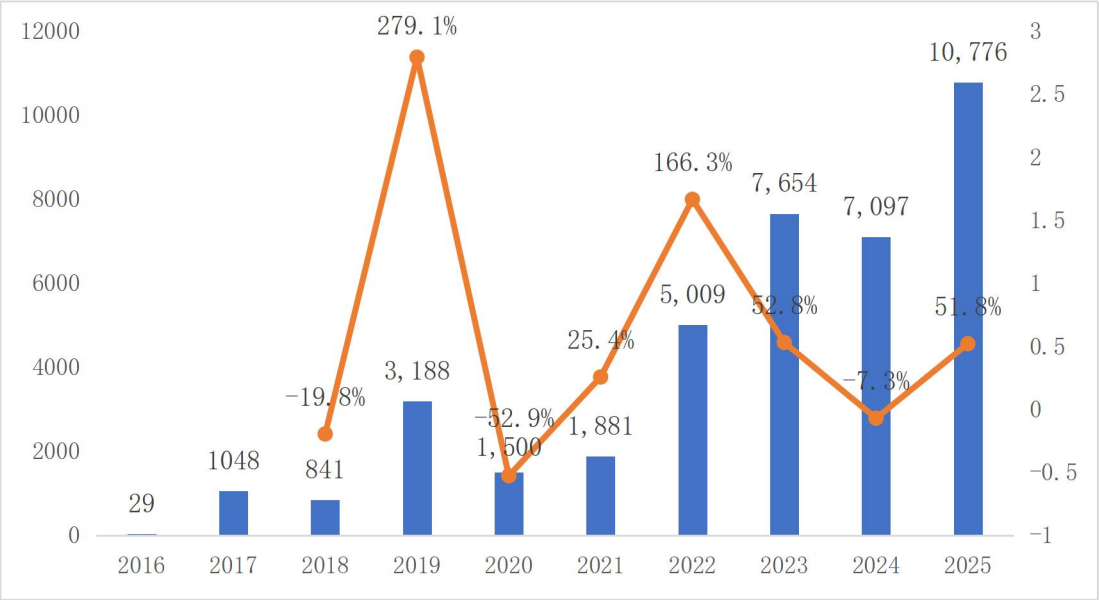

图 3：中国燃料电池汽车销量

数据来源：香橙会氢能数据库

截至 2025 年我国共建成加氢站 494 座（拆除及废弃站已除外），车站比约 79：1。其中 2025 年共建成加氢站 44 座。

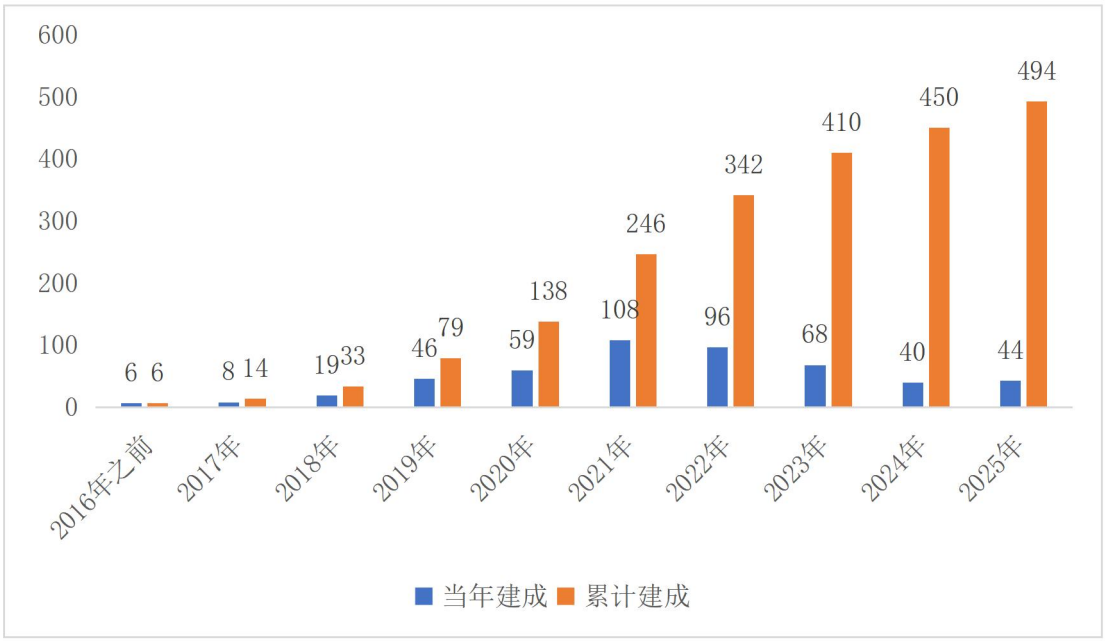

图 4：历年中国已建成加氢站数量

数据来源：香橙会氢能数据库

2025 年整车企业 TOP10 依次为：东风汽车、宇通、中国重汽、东风特汽、现代汽车、陕西汽车、三一汽车、庆铃汽车、徐工集团、北汽福田。

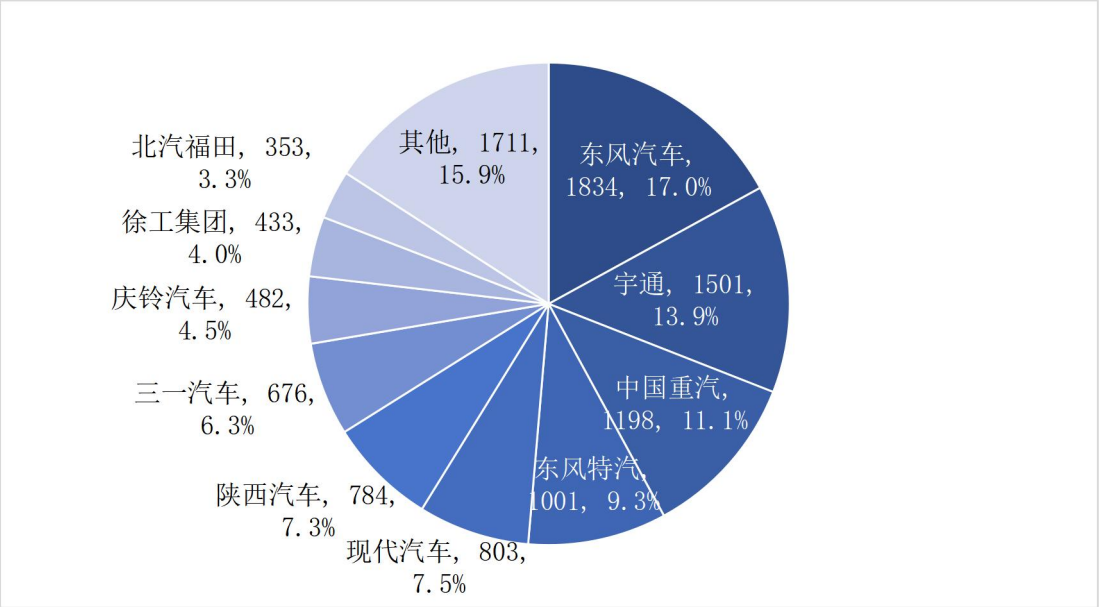

图 5：2025 年燃料电池汽车整车企业销量及市占率 TOP10（辆，%）

数据来源：香橙会氢能数据库

2025 年系统企业 TOP10 依次为：云韬氢能、未势能源、现代氢能、东方氢能、清能新能源、国鸿氢能、博世氢动力、重塑能源、国氢科技、氢通能源集团。

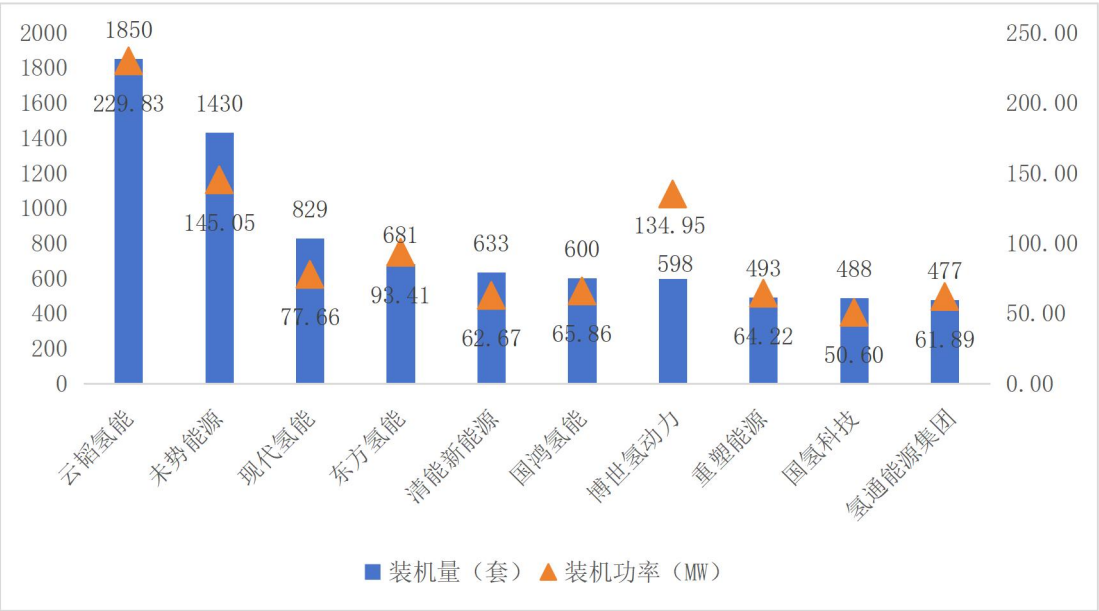

图 6：2025 年燃料电池系统企业装机量及装机功率 TOP10

数据来源：香橙会氢能数据库

3、中国制氢产业发展情况：高速增长中

在上游绿氢制备方面。电解槽市场自从国家“30.60 战略”发布以来，一直保持高速增长。

2025 年国内电解槽市场显著扩容，公开项目需求达 5.88GW，实际中标及签约规模约 5.26GW；剔除进展停滞的虚高项目后，实际订单量约 3.85GW，比 2024 年订单增长了 162.52%。

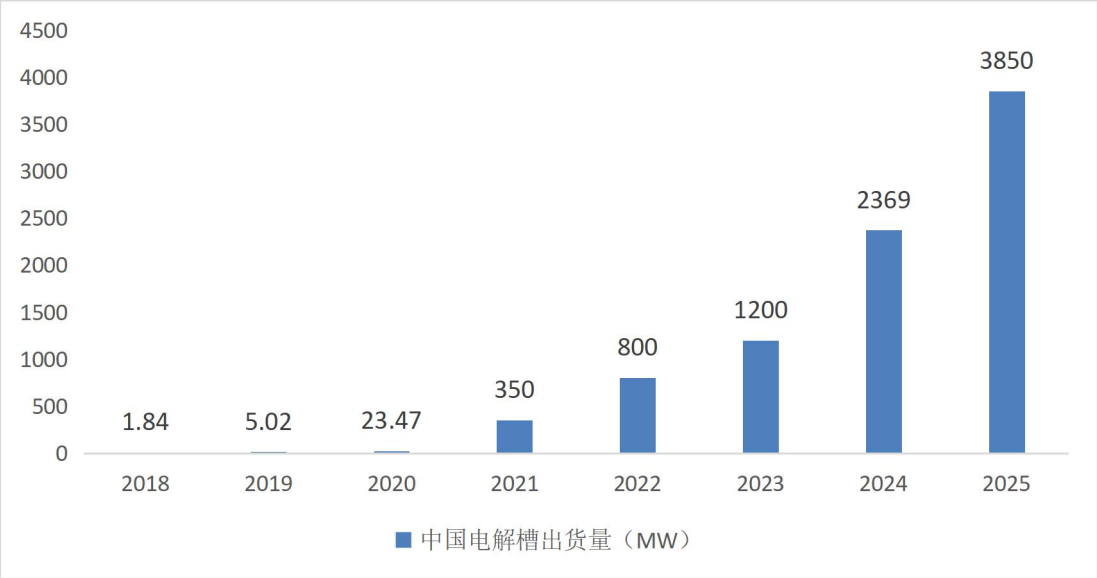

图 7：中国电解槽历年出货情况（2018—2025）

数据来源：香橙会氢能数据库

从技术路线分布看，2025 年电解槽订单中，ALK 以 95.97%的占比绝对主导，PEM（2.01%）稳步渗透高纯与柔性场景，AEM（2.02%）订单规模已比肩 PEM 释放放量信号，SOEC（0.01%）则仍处于极早期验证阶段。

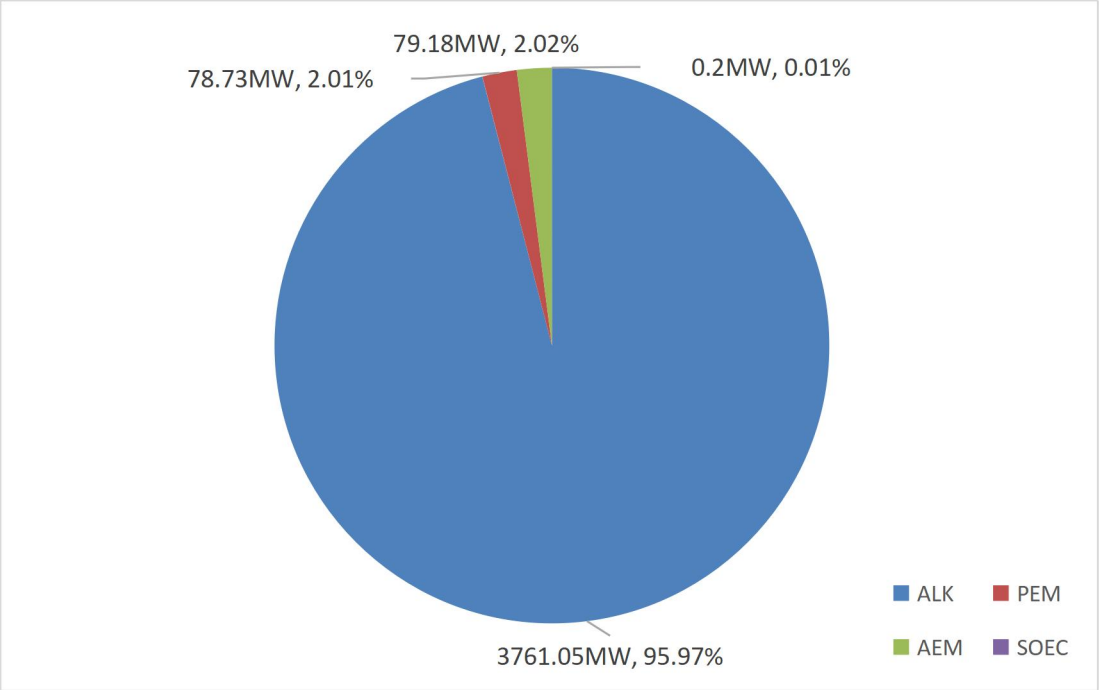

图 8：2025 年四大技术路线中标（含直接签约）规模及占比

数据来源：香橙会氢能数据库

价格竞争持续白热化，ALK 与 PEM 最低报价分别下探至 254 万元/套（1000 标方）和 377.6 万元/套（200 标方）；

订单进一步向具备交付与系统集成能力的头部企业集中，TOP10 中阳光氢能 453.7 MW 订单、华电科工 390 MW 订单，中船（派瑞氢能）374.05 MW，CR3 超 50%。

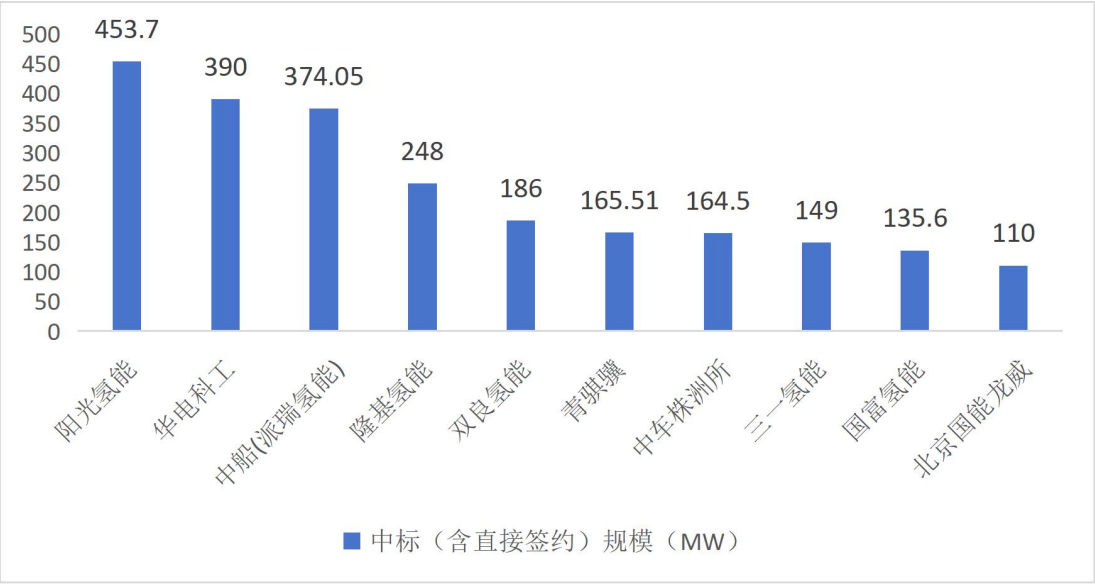

图 9：2025 年电解槽供应商订单规模 Top10

数据来源：香橙会氢能数据库

4、 中国氢基能源产业发展情况：投产产能不到 3%

据香橙会研究院统计，截至 2025 年底，全国氢基能源项目累计达 912 个，其中包括 548 个绿氢项目、249 个绿色甲醇项目、124 个绿氨项目及 49 个 SAF 项目。项目涉及绿氢产能超 1500 万吨，对应电解水制氢规模超 1300 万 Nm³/h。

其中，前期阶段氢基能源项目数量达 689 个，规划绿氢产能约 1260 万吨/年；设计阶段项目共 76 个，绿氢产能约 180 万吨/年；在建阶段共计 67 个，绿氢产能约 59 万吨/年；投产共计 80 个，绿氢产能约 34.4 万吨/年。

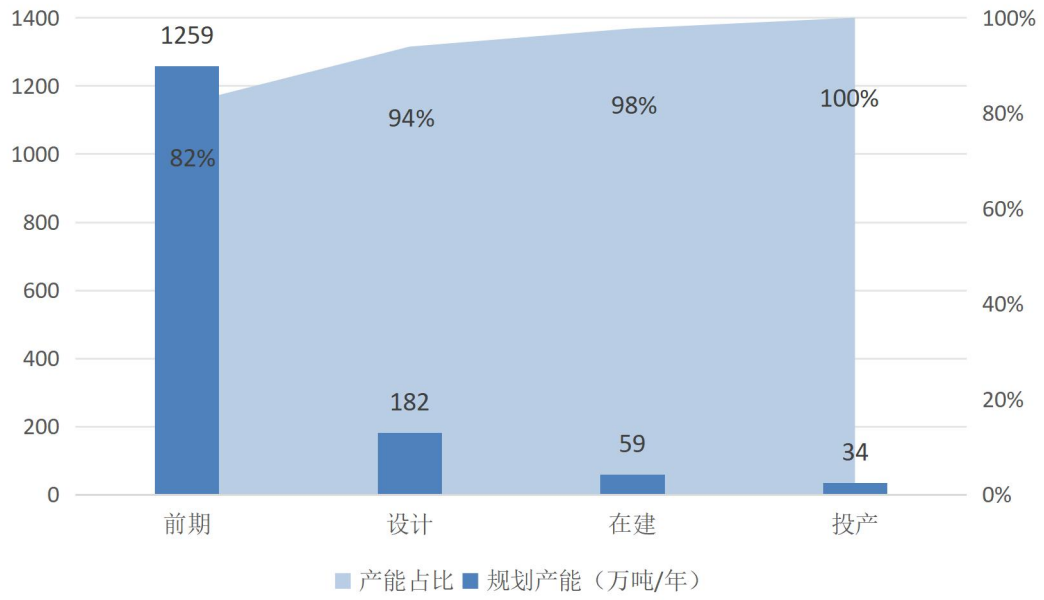

图 10：全国绿氢项目产能及累计占比

数据来源：香橙会氢能数据库

截至 2025 年底，全国绿氨项目共计 124 个（含联产），已披露产能合计 2570 万吨，涉及电解水制氢规模 442 万 Nm³/h。投产项目 4 个，其中规模化项目 3 个，均在 2025 年投产，投产产能合计 70 万吨/年。

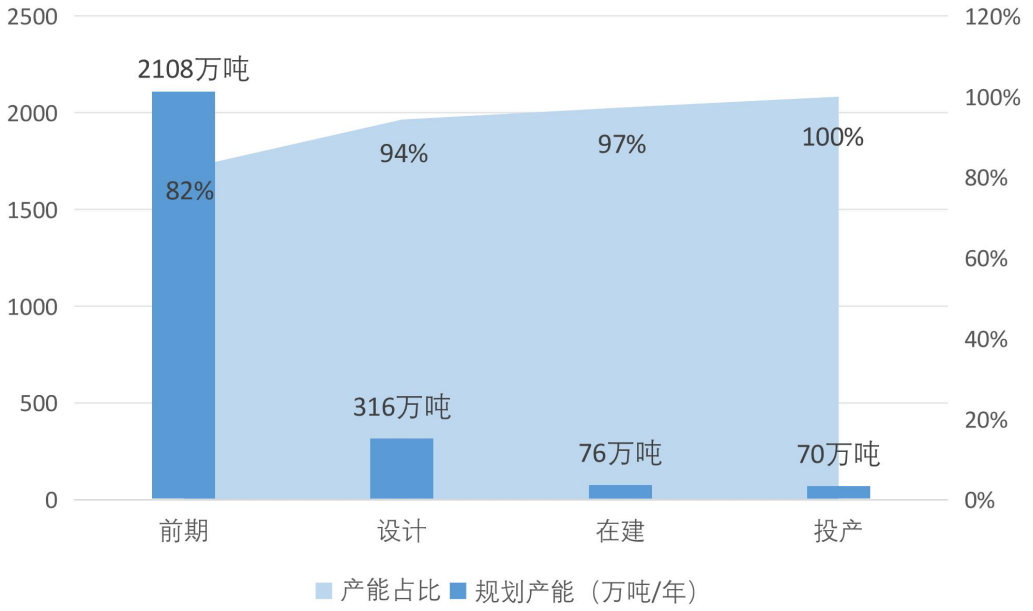

图 11：全国绿氨项目规划产能及累计占比（按项目进展划分）

数据来源：香橙会氢能数据库

绿氨消纳仍处于起步阶段。航运领域已有氨燃料船舶 49 艘，对应氨燃料需求约 69.7 万吨/年，其中仅有 3 艘投运，投运船绿氨需求约 1 万吨/年；燃煤机组掺氨燃烧是政策关注度较高、理论消纳空间较大的场景；绿色化工领域则开始向绿色三聚氰胺、绿色氮肥及复合肥等方向延伸，参与企业如新疆昊源化工、德丰源化工等。

截至 2025 年底，全国绿色甲醇项目共计 249 个（含联产），已披露产能合计 6487 万吨，涉及电解水制氢规模 451 万 Nm^3/h。投产项目 11 个，投产产能合计 63 万吨/年。

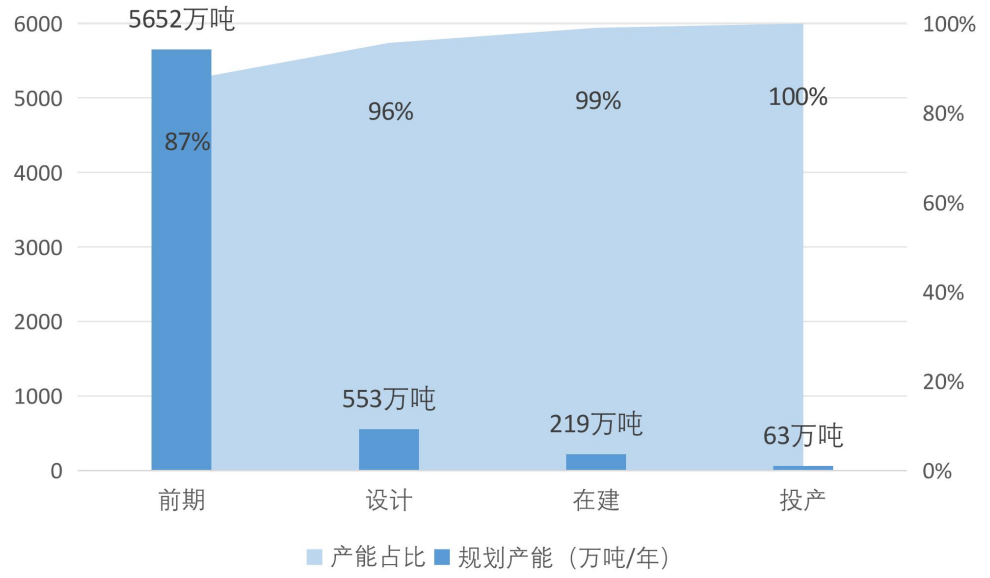

图 12：全国绿色甲醇项目规划产能及累计占比

数据来源：香橙会氢能数据库

绿色甲醇的消纳主要集中于国际航运、绿色化工领域。截至 2025 年底，全球甲醇动力船舶总数已达 439 艘，潜在年甲醇需求量约为 1107.3 万吨，投运船舶为 105 艘，年甲醇需求为 261.1 万吨。绿色甲醇也在高附加值化工品、生物医药、SAF 等领域开展示范，如 Vioneo 绿色聚乙烯/聚丙烯项目、铁岭生物甲醇制蛋白项目、吉林康乃尔绿醇制 SAF 项目等。

从已投产项目看，绿氨项目侧重解决“波动新能源—柔性制氢—连续合成氨”的系统耦合问题；绿色甲醇项目的核心在于打通生物质气化与绿氢补充的关键流程。行业整体处于工程化起步阶段，实际产量、连续运行水平和消纳兑现情况仍需进一步观察。

表 1：2025 年投产的重点氢氨醇项目

项目	产品及产能	技术路线	消纳方向
赤峰零碳氢氨一体化项目	绿氨 32 万吨/年	风光绿氢制氨	日本丸红，韩国乐天化学
大安风光制绿氢合成氨项目	绿氨 18 万吨/年	风光绿氢制氨	中石油国际、伊藤忠商事等
中能建松原绿色氢氨醇项目	绿氨醇 20 万吨/年	风光绿氢制氨醇	CMB.Tech
金风兴安盟绿色甲醇项目	绿色甲醇 25 万吨/年	生物质+风电绿氢	马士基、赫伯罗特
上海电气洮南绿色甲醇项目	绿色甲醇 5 万吨/年	生物质+风电绿氢	上港集团、达飞轮船

数据来源：香橙会氢能数据库

5、2030 年前瞻和预测：绿氢产业链有 10 倍左右的增长空间

从 2026 年开始，国家三部委将启动氢能综合应用试点，香橙会研究院按照中性情景预测，分别对上游制氢、下游应用的氢燃料电池汽车、氢基能源等发展前景做了预测，预测数值如下：

（1）制氢方面，2025 年到 2030 年氢能的制、运、加供应链建设和发展关键期，随着绿氢在能源、电力和工业领域的应用加速推进，预计 2030 年中国电解槽出货量有望达到 54GW。相比 2025 年 3.85GW 出货量，增长 14 倍。

其中 ALK 持续领跑，系统成本有望进一步降至 800-1000 元/kW，至 2030 年需求有望突破 48GW；

PEM 电解槽在动态响应场景中加速渗透，预计 2030 年订单量达 195.89 MW；

AEM 电解槽将逐渐从科研示范阶段进入工程小规模阶段阶段，最终进入产业化阶段，预计 2030 年订单量预计突破 5500 MW；

SOEC 将实现从示范验证到初步商业化的关键跨越。

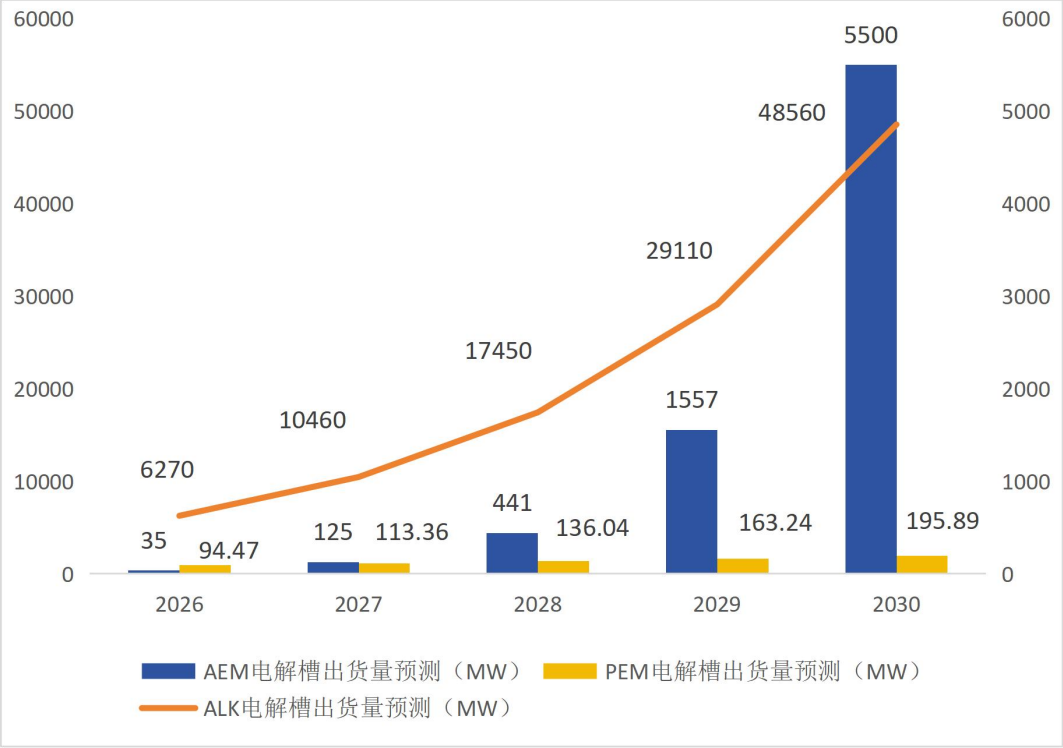

图 13：未来五年电解槽新增需求预测

数据来源：香橙会氢能数据库

（2）燃料电池汽车方面，目前燃料电池汽车平均系统额定功率达到 110 千瓦以上，纯氢续驶里程普遍达到 600 公里以上，燃料电池系统成本已降至约 1450 元/kw，系统功率密度达到 7kW/L，燃料电池寿命已经超过 2 万小时。燃料电池关键部件基本实现国产化。

未来在新一轮示范城市群政策的实施下，随着燃料电池技术进步、核心零部件国产化进程推进，氢车规模将进一步放量，预计到 2030 年中国燃料电池系统成本将降至 570 元/kw，氢车销量约 15510 辆，保有量将达到约 104467 辆。相比 2025 年保有量 39023 辆，增长 2.68 倍。

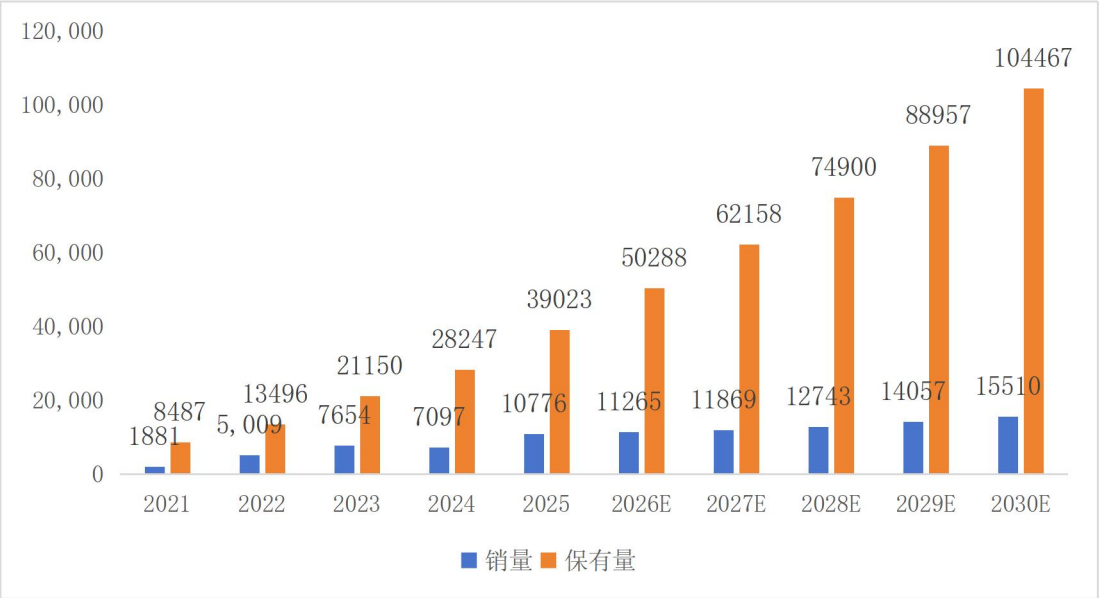

图 14：全国氢车销量预测（辆）

数据来源：香橙会氢能数据库

（3）氢基能源产业方面，展望 2030 年，绿氨和绿色甲醇将成为氢基能源放量的核心方向。若在建及设计阶段项目按现有节奏推进，绿氨累计投产产能有望由 2025 年的 70 万吨提升至 2030 年的 580 万吨，对应绿氢需求约 112 万吨；绿色甲醇累计投产产能有望由 2025 年的 62 万吨提升至 2030 年的 1086 万吨，对应绿氢需求约 131 万吨。

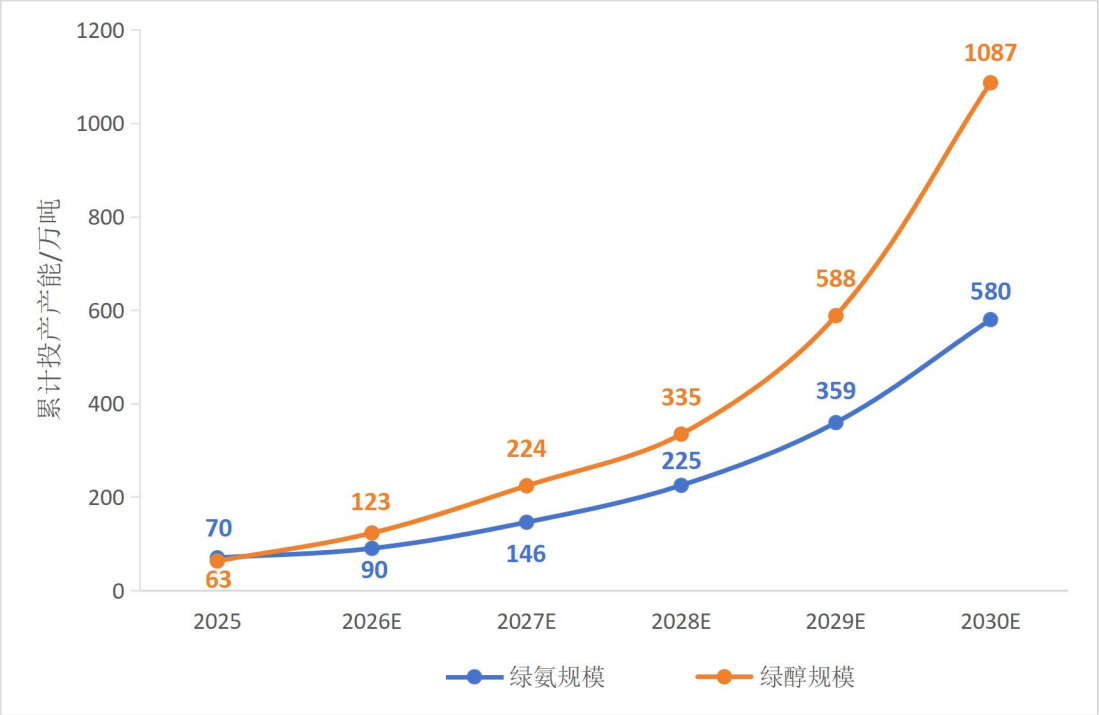

图 15：2030 年前中国绿氨、绿色甲醇累计投产产能预测

数据来源：香橙会氢能数据库，这个预测是建立在下游需求端乐观预期的基础之上，包含两个前置条件：1、国际绿色燃料需求正常推进；2、我国开启国内绿色低碳燃料市场需求，相比国际市场，国内市场更为关键。

第一章 中国氢能产业发展概述

1.1 氢能产业发展定位

1.1.1 氢能的战略定位

随着我国 2020 年提出“30·60 双碳”目标，氢能迎来新的发展定位，其国家战略重要性不断凸显。

2022 年 3 月，国家发改委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，明确氢能的战略定位：氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体，是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向。

2025 年 1 月 1 日，《能源法》正式开始施行；氢能作为能源，进入《能源法》。

2025 年底的中央经济工作会议和 2026 年 3 月的全国两会上，提出设立国家低碳转型基金，培育氢能、绿色燃料等新增长点。两会通过“十五五”规划，将氢能定位为六大未来产业之一。

2026 年 3 月底国家能源局近日召开绿色燃料产业发展专题座谈会，提出发展绿色燃料，有利于替代石油、保障能源安全。第一次将发展绿色燃料上升到国家能源安全战略，对进口石油进行替代。

至此，我国氢能产业战略定位基本定型。

1.1.2 中国氢能产业发展的政策环境与支撑体系

1.1.2.1 中国国家层面氢能产业政策

（1）五部委氢燃料电池汽车城市群示范推广

2020 年 9 月财政部、工信部、科技部、发改委和能源局联合印发《关于开 展燃料电池汽车示范应用的通知》，即“以奖代补”政策，我国燃料电池汽车购置补贴政策正式调整成为期四年的燃料电池汽车示范应用支持政策。

2021 年 8 月和 12 月五部门分别印发《关于启动燃料电池汽车示范应用工作的通知》 和《关于启动新一批燃料电池汽车示范应用工作的通知》，正式启动京津冀、上海、广东 和河北、郑州示范城市群。

2025 年 3 月，五部门联合下发《关于批复有关城市群燃料电池汽车示范应用调整实施方案的通知》，新增 6 座城市加入燃料电池汽车示范城市群，其中，吕梁、大连、哈密加入广东城市群，濮阳、济源、哈密加入郑州城市群，沧州加入河北城市群。

表 2：燃料电池汽车示范城市群

城市群	京津冀城市群	上海城市群	广东城市群	郑州城市群	河北城市群
示范时间	2021 年 8 月-2025 年 8 月	2021 年 8 月-2025 年 8 月	2021 年 8 月-2025 年 8 月	2021 年 12 月 -2025 年 12 月	2021 年 12 月 -2025 年 12 月
车辆推广数量	5300	5000	1 万	4445	7710
牵头城市	北京（大兴）	上海	佛山	郑州	张家口
参与城市	北京（海淀、房山、顺义、昌平、延庆、经济技术开发区）、天津（滨海新区）、唐山、保定、淄博、滨州	淄博、南通、鄂尔多斯、宁夏宁东、苏州、嘉兴	广州、深圳、东莞、中山、云浮、福州、六安、包头、吕梁、哈密、大连	洛阳、新乡、开封、焦作、安阳、濮阳、济源、上海（嘉定、奉贤、临港）、辛集、保定、淄博、烟台、宁夏宁东、哈密	唐山、保定、邯郸、秦皇岛、沧州、定州、辛集、雄安新区、乌海、厦门、上海（奉贤）、淄博、聊城

数据来源：香橙会氢能数据库

经过四年示范，五大示范城市群累计推广氢车 22303 辆，占四年示范期推广总目标 32455 辆的 68.7%，建成加氢站 200 余座，燃料电池系统成本降到 1450 元/kW，四年累计发放奖励资金 76.8 亿元，占示范城市群四年期最高可获得补贴 93.5 亿元的 82.1%。

表 3：燃料电池汽车示范应用奖励资金汇总表（万元）

序号	地区（单位）		燃料电池汽车示范应用第四年度奖励资金	燃料电池汽车示范应用第三年度奖励资金	燃料电池汽车示范应用第二年度奖励资金	燃料电池汽车示范应用第一年度奖励资金	燃料电池汽车示范应用总计
总计			257030	234282	162465	114219	767996
1	北京	合计	17858	45006	24308	29786	116958
		大兴区	11681	24382	10863	15435	62361
		海淀区	1472	2539	4073	3502	11586
		房山区	254	7355	2278	1543	11430

		昌平区	898	6955	2068	554	10475
		延庆区	1778	691	1307	8752	12528
		经开区	398	1852	3719		5969
		顺义区	1377	1232			2609
2	天津	合计	1842	16783	11207	1583	31415
		滨海新区	1842	16783	11207	1583	31415
3	河北	合计	21454	79340	49708	17164	167666
		张家口	2056	11219	2897	655	16827
		唐山	9844	47887	39830	13960	111521
		保定	6815	14770	4273	2541	28399
		邯郸	326	2595	2268		5189
		辛集	26	2163	252		2441
		定州	171	497	188	8	864
		雄安新区		209			209
		沧州	216				216
		省本级	2000				2000
4	内蒙古	合计	2529	3420	504	1519	7972
		乌海		2265		4	2269
		鄂尔多斯	1525	1155	504	1515	4699
		包头	1004				1004
5	上海	合计	18796	41941	31349	30366	122452
		上海	18796	41941	31349	30366	122452
6	江苏	合计	416	4	87		507
		苏州	416	4	87		507
7	浙江	合计	3769	2836	7579	884	15068
		嘉兴	3769	2836	7579	884	15068
8	山东	合计	2007	1733	2868	1205	7813

		淄博	1933	1719	2868	1205	7725
		滨州	74	14			88
9	河南	合计	43898	42014	34341	23763	144016
		郑州	35816	25873	26368	20350	108407
		洛阳	117	1049	2284		3450
		安阳	969	13225	3464	1803	19461
		焦作	25	1863	422		2310
		开封	0	0	1008	653	1661
		新乡	2059	4	795	957	3815
		济源示范区	2751				2751
		濮阳	2161				2161
10	宁夏	合计	211	1205	514		1930
		宁东能源化工基地	211	1205	514		1930
11	安徽	合计	1021			262	1283
		六安	1021			262	1283
12	广东	合计	104934			7687	112621
		广州	92490			5026	97516
		佛山	12092			2660	14752
		深圳	352				352
		中山				1	1
13	山西	合计	21961				21961
		吕梁	21961				21961
14	辽宁	合计	707				707
		大连	707				707
15	新疆	合计	15627				15627
		哈密	15627				15627

数据来源：香橙会氢能数据库

（2）三部委启动氢能综合应用试点

2026 年 3 月，工业和信息化部、财政部、国家发展改革委发布《关于开展氢能综合应用试点工作的通知》，通知提出通过“揭榜挂帅”方式，遴选城市群率先开展氢能综合应用试点，探索氢能商业化综合应用路径，到 2030 年，城市群氢能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。全国燃料电池汽车保有量较 2025 年翻一番，力争达到 10 万辆。示范城市群政策 2.0 出台，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。

1.1.2.2 中国地方政府层面氢能产业政策

值得注意的是，我国十五五以前的氢能产业发展，主要以地方政府探索为主。

2020 年以来是氢能和燃料电池汽车产业中国地方政府政策密集出台的四年。截止 2025 年底各省市区出台相关氢能政策数量约 1300 个。五大燃料电池汽车示范城市群、氢进万家重点地区以及在氢能产业链资源禀赋优势突出的四川、内蒙古是氢能政策的出台主力。广东出台政策数量位列第一，约 155 个；浙江出台政策数量约 109 个；北京约 101 个、上海约 100 个、四川约 97 个。内容涵盖氢能中长期发展规划、燃料电池汽车地方性补贴、加氢基础设施建设、产业示范应用、产业技术研发、产业集群打造乃至示范城市群建设等。

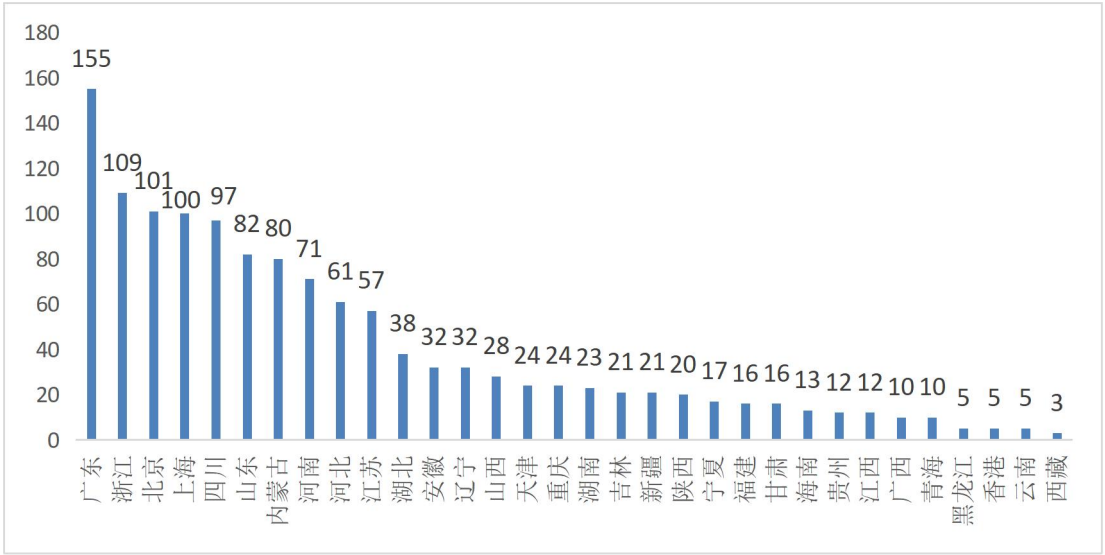

图 16：全国各省氢能政策出台情况

数据来源：香橙会氢能数据库

从发布时间看，2017 年仅有两个省市发布政策，分别是上海市《上海市燃料电池汽车发展规划》和广东省云浮市《云浮市推进落实氢能产业发展和推广应用工作方案》。2018 年至 2023 年各省市出台政策数量持续增长，近两年出台政策略有下降，2024 年为 210 个，对应的省市为 30 个；2025 年为 195 个，对应的省市为 28 个。

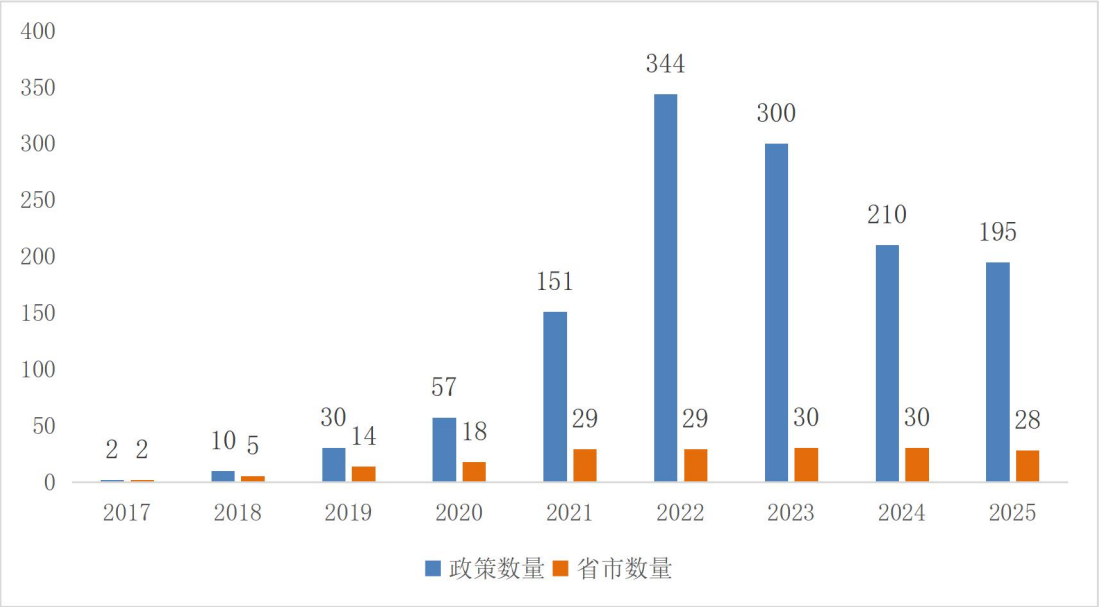

图 17：中国 2017-2025 年各省市发布氢能和燃料电池产业相关政策数量

数据来源：香橙会氢能数据库

（1）各省市十五五规划建议陆续发布

地方政府基于本地发展基础的差异化政策，为氢能的规模化发展和应用落地提供支持，截至到 2026 年 1 月 20 日，全国 31 个省市区（不含港澳台），除新疆外，都陆续公布了十五五规划建议。香橙会氢能数据库对 30 个省市区的十五五规划建议，涉及氢能产业内容做了对比研究。

其中，以内蒙古自治区为代表的 18 个省区市将氢能纳入产业发展范畴；以江苏省为代表的 6 个省市区既将氢能纳入产业发展范畴，又纳入生态建设范畴；以北京市为代表的 3 个省市区，将氢能纳入生态建设范畴。也有上海市、浙江省和江西省等三省市在十五五规划建议里，没有提氢能。

吉林市十五五规划建议里，共有 9 次提及氢能，次数最多；内蒙古次之，共有 5 次提及氢能。

不少省市区对在氢能产业发展上出现了一些新提法，比如吉林省提出了“氢能+”产业生态；内蒙古自治区、河北省分别提出了“跨省氢氨醇长输管道”建设；辽宁省提出了“东北地区氢能走廊”概念；宁夏自治区等提出了绿氢绿氨绿醇产业发展集群；湖北省则提出了“氢化长江”。详细情况如下：

表 4：各省市十五五规划建议

	省区市	十五五规划位置	规划范畴	表述内容	氢出现的次数
产业发展范畴	内蒙古	五、大力发展现代能源经济，建设国家重要能源和战略资源基地	提高新能源开发水平	开展大规模风光制氢、新型储能技术攻关，扩大储能规模	5
		八、建设体现内蒙古特色优势的现代化产业体系，巩固壮大实体经济根基	壮大新兴产业和培育未来产业	壮大风光氢储产业，打造绿氢绿氨绿醇产业发展集群	
		九、加快高水平科技自立自强，因地制宜发展新质生产力	加强关键核心技术攻关	聚焦新能源、稀土新材料、碳基新材料、半导体新材料、有色金属新材料、绿色氢氨醇、生物制药、生物育种、草业乳业等优势领域实施一批重大科技任务，产出更多标志性原创成果	
	吉林省	三、巩固壮大实体经济根基，构建体现吉林特色的现代化产业体系	培育壮大新兴型战略产业 前瞻布局 未来产业	推动新能源产业跨越式发展，做强绿电、绿氢、氢基化工和装备制造全产业链 抢占人工智能、氢能与新型储能、空天信息、生物制造、原子级制造等未来产业发展新赛道 加快氢能产业布局，构建“氢能+”产业生态。支持氢能城际列车等推广应用，着力打造氢能交通走廊	9
	辽宁省	九、加快高水平科技自立自强，因地制宜发展新质生产力	加强关键核心技术攻关	聚焦新能源、稀土新材料、碳基新材料、半导体新材料、有色金属新材料、绿色氢氨醇、生物制药、生物育种、草业乳业等优势领域实施一批重大	4

				科技任务，产出更多标志性原创成果	
			塑造清洁能源新优势	推进东北地区氢能走廊建设，推动绿氢氨醇“制储运加用”全链条发展 大力发展清洁能源装备产业，建设核能、海陆风电、绿氢、储能等先进装备制造基地	
	四川省	三、构建富有四川特色和优势的现代化产业体系	培育壮大新兴产业和未来产业	前瞻布局发展未来产业，聚焦第六代移动通信、量子科技、生物制造、氢能和核聚变能、深空深地、脑机接口、具身智能、前沿半导体等领域，加快突破前沿关键核心技术，建设一批未来产业孵化器和先导区。	1
	宁夏	八、建设体现内蒙古特色优势的现代化产业体系，巩固壮大实体经济根基	壮大新兴产业和培育未来产业	壮大风光氢储产业，打造绿氢绿氨绿醇产业发展集群	1
	河北省	五、大力发展特色产业集群，加快建设现代化产业体系	强化现代化基础设施体系支撑	加强天然气管网设施建设，推进跨省氢醇长输管道项目，打造安全高效的油气和绿色燃料管网骨干通道	1
	天津市	四、以科技创新引领新质生产力发展，巩固壮大实体经济根基	塑造清洁能源新优势	大力发展清洁能源装备产业，建设核能、海陆风电、绿氢、储能等先进装备制造基地。	2
		七、坚持走内涵式发展路子，促进城乡融合发展	构建现代化基础设施体系	优化油气、电力、供热等骨干管网布局， 加力建设风电、光伏、氢能等新型能源基础设施	
	贵州省	三、加快建设贵州特色现代化产业体系，夯实高质量发展和现代化建设的物质技术根基	推动新能源产业做强做优，引领支撑新型能源体系建设	加快实施大型风电、光伏项目，探索低风速发电；推进水电扩机增容及潜力挖掘，布局抽水蓄能、新型储能、氢能等； 促进新能源增长与储能协同，推进西北清洁电力入黔	

	广东省	四、建设具有国际竞争力的现代化产业体系，巩固壮大实体经济根基	培育壮大新兴产业和未来产业	1. 前瞻布局量子科技、生物制造、氢能及核聚变能、脑机接口、具身智能、6G 通信等未来产业； 2. 探索技术路线、应用场景、商业模式及监管规则，打造新增长点	
	广西	三、加快建设现代化产业体系，巩固壮大实体经济根基	全力打造制造业十大现代化支柱产业	1. 完善产业生态，发展创业投资，实施战略性新兴产业倍增计划； 2. 建设未来产业孵化器和先导区，培育具身智能、低空经济、生物制造、氢能等产业； 3. 推动中小企业专精特新发展，培育独角兽企业	
	河南省	三、推动实体经济高质量发展，建设现代化产业体系	巩固壮大实体经济	围绕具身智能、氢能与新型储能、生物制造、量子科技、新一代信息网络、前沿新材料等未来产业，先进核能、类脑智能、空天信息等前沿领域，培育新的经济增长点。	1
	陕西省	加快建设具有陕西特色的现代化产业体系，固本兴新培育竞争新优势	培育壮大战略性新兴产业和未来产业	建立未来产业技术预见、产业孵化、投入增长、风险分担机制，围绕光子、氢能、增材制造、脑机接口、具身智能、生物制造、第六代移动通信、超导技术等领域重点突破，培育新的经济增长点。	1
	青海省	三、更高标准打造生态文明高地，增强绿色发展动能	加快建设新型能源体系 培育壮大新兴产业和未来产业	坚持风光水氢火储多元协调发展，统筹就地消纳和外送，巩固新能源装机和发电量占比“双主体”地位，为全国降碳减排、保障能源安全作出更大贡献。 前瞻布局未来产业，构建产业创新发展生态，强化各类资源统筹支撑，积极探索典型应用场景、可行商业模式，推动绿色氢能、生命健康等形成新的经济增长点。	2
	海南省	四、着力打造具有海南特色和优势的现代化产业体系	前瞻布局“四新”未来产业	聚焦新领域新赛道，推动生物制造、氢能、脑机接口、具身智能等未来产业	1

				创新发展。	
				支持海上风电制氢示范，结合多场景应用，带动氢能“制储输用”全产业链发展	
	山西省	三、坚定有序推进转型发展，着力构建现代化产业体系	大力推动能源转型	大力发展新能源和清洁能源，推动风光水火储一体联动，推动非常规天然气增储上产，合理开发利用煤层气，配套发展氢能、甲醇全产业链，稳步推进地热能、生物质能发展。	2
			培育壮大新兴产业和前瞻布局未来产业	前瞻布局量子科技、生物制造、绿色氢能、脑机接口、具身智能、第六代移动通信等未来产业，梯次建设一批未来产业先导区	
	甘肃省	三、聚力打造全国区域性现代制造业基地，构建体现甘肃特色和优势的现代化产业体系	打造全国重要的新能源及新能源装备制造基地	建设超大型风光电基地，推进“源网荷储制”协同布局、一体发展，壮大风电、光伏、光热、氢能、储能装备和新能源电池产业集群	1
	云南省	三、打好产业转型升级攻坚战，构建具有云南特色优势的现代化产业体系	积极发展战略性新兴产业和未来产业	积极谋划布局未来产业，建立未来产业投入增长和风险分担机制，因地制宜推动生物制造、人工智能、氢能及新型储能等成为新的经济增长点	1
	西藏自治区	四、加快构建高原现代化产业体系，夯实高原经济高质量发展基础	积极培育新兴产业和未来产业	推动北斗规模化应用，有序发展绿色低碳、稳定安全的氢氧产业	1
兼有产业发展又有生态建设	江苏省	二、建设现代化产业体系，全面打造具有国际竞争力的先进制造业基地	培育壮大未来产业	探索多元技术路线、典型应用场景、可行商业模式、市场监管规则，加快壮大第三代半导体、氢能、生物制造等成长型未来产业，推动量子科技、脑机接口、具身智能、深海深地、原子级制造、第六代移动通信等一批前沿性未来产业形成现实生产力	2
		十一、加快经济社会发展全面绿色转型，扎实推进人与自然和谐共生的美丽江苏建设	推动能源结构优化调整	安全有序发展核电、氢能、深远海风电，推进风光水火储一体化发展	

	安徽省	三、因地制宜发展新质生产力，加快构建体现安徽特色的现代化产业体系	前瞻布局未来产业	深入实施未来产业培育壮大工程，探索多元技术路线、典型应用场景、可行商业模式、市场监管规则，推动量子科技、生物制造、氢能和核聚变能、脑机接口、具身智能、第六代移动通信、前沿材料、新一代半导体、深空探测、生命科学等成为新的经济增长点	2
		十三、加快经济社会发展全面绿色转型，打造生态文明建设安徽样板	加快建设新型能源体系	持续提高新能源供给比重，推进化石能源安全可靠有序替代，拓展风电、光伏发电开发利用场景，因地制宜发展氢、氨、甲醇等各类新能源	
	湖北省	三、加快构建体现湖北优势的现代化产业体系，巩固壮大实体经济根基	加快未来产业前瞻布局	着力在具身智能、第六代移动通信(6G)、高端芯片、量子科技、脑机接口、合成生物、基因和细胞治疗、氢能与核聚变能等领域抢占新赛道，培育新的经济增长点	2
		十三、加快经济社会发展全面绿色转型，建设美丽湖北	深入推进长江大保护	始终把修复长江生态环境摆在压倒性位置，深入实施长江大保护提档升级行动，实施好长江十年禁渔，持续推进电化、气化、氢化长江。	
生态建设范畴	黑龙江	三、奋力推进产业振兴，巩固壮大实体经济根基，建设更具竞争力的现代化产业体系	前瞻布局未来产业	实施未来产业及其科技成果孵化加速计划，探索多元技术路线、典型应用场景、可行商业模式，完善全链条培育体系，加快培育生物制造、氢能、脑机接口、具身智能、第六代移动通信等新的经济增长点，创建未来产业先导区	2
		七、奋力推进生态振兴，筑牢祖国北方生态安全屏障，进一步推动经济社会发展全面绿色转型	加快形成绿色生产生活方式	规划建设新型能源体系，坚持风光水氢多能并举，积极发展抽水蓄能，新型储能和分布式能源，加快智能电网和微电网建设，布局建设哈大齐绥新能源产业带和东部地区新能源产业集群，推进新能源产消一体化、绿电直连，有序发展绿色液体燃料产业，推动新能源和可再生	

				能源装机规模再上新台阶；风光水氢多能并举、绿电直连、有序发展绿色液体燃料产业	
	重庆	四、高质量建设制造强市，加快构建具有国际竞争力的现代化产业体系	打造具有全球影响力的智能网联新能源汽车之都	支持领军企业牵头组建“人工智能+汽车”生态联盟，布局超快充、换电站、加氢站等设施网络，提速打造便捷超充之城	2
		十四、着力推进全面绿色低碳转型发展，加快建设美丽重庆	构建清洁低碳安全高效新型能源体系	加快清洁能源开发利用，推进“千乡万村驭风行动”和分布式光伏建设，推动地热能、氢能等多能互补融合发展	
	山东	三、加快构建现代化产业体系，筑牢实体经济根基	培育壮大新兴产业、前瞻布局未来产业	实施未来产业引领计划，建立尖端技术发现、跟踪评价机制和未来产业投入增长、风险分担机制，探索多元技术路线、典型应用场景、可行商业模式、市场监管规则，推动深海空天、具身智能、生物制造、脑机接口、量子科技、元宇宙、氢能等成为新的经济增长点	2
		十、全面推动绿色低碳转型，加快建设美丽山东	加快建设新型能源体系	坚持风光核等多能并重，加快核电、海上风电、风光储输一体化等清洁能源基地建设，推进地热能、氢能、绿色液体燃料等多元利用	
	北京市	深入推进美丽北京建设，打造绿色低碳宜居家园	积极稳妥推进“双碳”工作	优化能源结构，严控化石能源规模，加强光伏、地热等本地可再生能源开发利用，积极发展氢能等清洁能源，扩大绿电进京规模，提高终端用能电气化和能源消费绿色化低碳化水平	1
	福建省	持续深化生态省建设，谱写美丽中国建设福建篇章	加快建设新型能源体系	协同推进“风光储氢核”发展，打造我国重要的新能源先进制造基地、技术创新高地和应用推广高地	1
	湖南省	推进经济社会发展全面绿色转型，加快建设美丽湖南	加快建设新型能源体系	统筹推进氢能、风电、光伏、生物质等清洁能源高质量发展	1
没提氢能	上海市				0
	浙				0

的省市	江省		
	江西省		0

数据来源：香橙会氢能数据库

（2）制氢体制机制改革

截至 2026 年初，国内明确允许非化工园区制绿氢的省份已达到 10 个以上，包括内蒙古自治区、四川省、安徽省、江苏省等。其中，同时允许绿氢制取不需要取得危险化学品生产许可的地区达 9 个，包括安徽省、湖北省、新疆维吾尔自治区等。随着《能源法》的出台，预计未来将有更多省市出台政策，推动非化工区制氢松绑、危化许可松绑，有助于减少审批程序和降低项目成本，加快项目落地。

表 5：制氢项目允许不在化工园区政策梳理

地区	政府部门	发布时间	政策名称	相关政策内容
云南	云南省发展和改革委员会、工信厅、能源局	2026.03	《云南省促进绿色电力消纳的若干措施》	在制定配套管理办法、明确相关职责，并确保安全的前提下，允许在非化工园区建设可再生能源电解水制氢。
湖南省	湖南省科学技术厅、自然资源厅、交通运输厅、能源局	2026.01	《关于推动湖南省交通运输与能源融合发展的实施意见》	支持化工园区外建设灰氢提纯、电解水制氢等项目和制氢加氢一体站，推动氢能供需关系就近匹配，
安徽	安徽省发展改革委员会	2025.02	《安徽省发展改革委关于印发安徽省加氢站管理 办法(暂行)的通知》	允许在满足安全生产条件的非化工园区建设可再生能源制氢加氢一体站、氢电融合清洁能源综合能源供给站，在依法依规的前提下，不需办理危险化学品安全生产许可（应在化工园区建设的项目除外）
江西	江西省发展改革委联合省工业和信息化厅、省交通运输厅、省能源局	2024.08	《江西省关于推动氢能产业高质量发展的若干措施（征求意见稿）》	支持加氢站、制氢加氢一体站、加氢站 30 公里内配套电解水制氢站、太阳能和风能等可再生能源制氢项目以及“风—光—氢一体化项目”在合规园区内建设，在确保安全的前提下可不在化工园区及重

				点化工监测点内，不需取得危险化学品安全生产许可证。
江苏	江苏省发展改革委 省工业和信息化厅	2025.02	《江苏省推动氢能产业高质量发展行动方案（2025-2030 年）》	首次进行政策松绑，允许在非化工园区建设制氢加氢一体站，允许在化工园区外满足安全生产条件前提下开展为其他行业配套的可再生能源制氢及核能制氢。
海南	海南省发展和改革委员会等部门	2024.01	《海南省氢能产业发展中长期规划(2023-2035 年)》	允许在化工园区外建设可再生能源电解水制绿氢生产项目和制氢加氢一体站。
内蒙古	内蒙古能源局、应急管理厅、工信厅	2024.02	《关于加快推进氢能产业发展的通知》	允许在化工园区外建设风光制氢项目及制氢加氢一体站
四川省	四川省人民政府	2024.11	《四川省进一步推动氢能全产业链发展及推广应用行动方案（2024—2027 年）》	探索水风光等可再生能源耦合制氢项目可不进化工园区，按照与化工外的其他行业生产装置配套建设的项目进行管理
湖北省	湖北省人民政府	2024.11	《湖北省加快发展氢能产业行动方案（2024—2027 年）》	探索站内制加氢一体化、移动式加氢等加氢站新模式，支持在化工园区外建设制加绿氢一体站
新疆维吾尔自治区	自治区发展改革委、自治区应急管理厅、工业和信息化厅	2024.3	《关于加快推进氢能产业发展的通知》	允许在化工园区外建设太阳能、风能等可再生能源电解水制氢项目和制氢加氢站
吉林省	吉林省人民政府	2023.11	《吉林省氢能产业安全管理办法（试行）》	电解水制氢（太阳能、风能等可再生能源）等绿氢生产项目及其制氢加氢一体站不需在化工园区内建设
		2022.11	《支持氢能产业发展若干政策措施（试行）》	开展分布式可再生能源制氢加氢一体站在非化工园区示范建设
河北省	河北省人民政府	2023.06	《河北省氢能产业安全管理办法(试行)》	允许在化工园区外建设电解水制氢(太阳能、风能等可再生能源)等绿氢生产项目和制氢加氢一体站
广东省	广东省住房和城乡建设厅等十二部门	2023.06	《广东省燃料电池汽车加氢站建设管理暂行办法》	允许在非化工园区建设制氢加氢一体站。制氢加氢一体站规模不得超过 3000kg/d，储氢容器总容量不得超过 3000kg

山东省	山东省人民政府	2022.03	《2022 年“稳中求进”高质量发展政策清单（第二批）》	鼓励探索可再生能源制氢、制氢加氢一体站试点项目不在化工园区发展，且不受固定投资额不低于 3 亿元的限制。

数据来源：公开资料，香橙会研究院整理

表 6：绿氢生产无需取得危险化学品生产许可政策梳理

地区	政府部门	发布时间	政策名称	相关政策内容
辽宁省铁岭市	辽宁省铁岭市应急管理局	2025.08	《铁岭市进一步明确氢能领域安全管理职责 （征求意见稿）》	绿氢生产不需取得危险化学品安全生产许可。
安徽省	安徽省发展和改革委员会	2024.11	《安徽省加氢站管理办法（暂行）（征求意见稿）》	在依法依规的前提下，不需办理危险化学品安全生产许可
湖北省	湖北省人民政府	2024.11	《湖北省加快发展氢能产业行动方案（2024—2027 年）》	绿氢生产不需取得危险化学品安全生产许可证
江西	江西省发展改革委联合省工业和信息化厅、省交通运输厅、省能源局	2024.08	《江西省关于推动氢能产业高质量发展的若干措施（征求意见稿）》	支持加氢站、制氢加氢一体站、加氢站 30 公里内配套电解水制氢站、太阳能和风能等可再生能源制氢项目以及“风—光—氢一体化项目”在合规园区内建设，在确保安全的前提下可不在化工园区及重点化工监测点内，不需取得危险化学品安全生产许可证。
新疆维吾尔自治区	自治区发展改革委、自治区应急管理厅、工业和信息化厅	2024.3	《关于加快推进氢能产业发展的通知》	太阳能、风能等可再生能源电解水制氢项目不需取得危险化学品安全生产许可
内蒙古自治区	内蒙古能源局、应急管理厅、工信厅	2024.02	《关于加快推进氢能产业发展的通知》	风光制氢项目不需要取得危险化学品安全生产许可证
吉林省	吉林省人民政府	2023.11	《吉林省氢能产业安全管理办法（试行）》	绿氢生产不需取得危险化学品安全生产许可证
辽宁省大东区	大东区人民政府	2023.09	《大东区支持氢燃料电池汽车产业高质量	绿氢生产项目无需取得危险化学品生

			发展的若干政策措施（征求意见稿）》	产许可证
河北省	河北省人民政府	2023.06	《河北省氢能产业安全管理办法(试行)》	绿氢生产不需取得危险化学品安全生产许可证

数据来源：公开资料，香橙会研究院整理

（3）氢能应用场景探索

①氢能高速

截至 2026 年初，已有河南、辽宁、山西等 8 省、包头市、鄂尔多斯市、吕梁市 3 市出台政策，对行驶所在地区高速公路的氢能车辆暂免收取高速公路通行费；湖南省、青海省、贵州六盘水对氢能车辆高速公路通行费予以部分补贴或实施差异性收费，试行期多为 2-3 年，通过免除、返补等方式实施，以让渡过路费的形式减轻氢能车辆运营成本，推动氢能高速示范场景的加速落地。

表 7：氢能高速政策整理

地区	政府部门	发布时间	政策名称	相关政策内容
湖南省	湖南省科学技术厅、自然资源厅、交通运输厅、能源局	2026/1/26	《关于推动湖南省交通运输与能源融合发展的实施意见》	对示范工程中的试点氢能车辆高速公路通行费予以补贴，保障氢能示范项目良性运营。
河南省	河南省人民政府办公厅	2026/1/6	《推动 2026 年第一季度经济发展实现良好开局若干政策措施》	降低企业物流和用能成本，自 2026 年 1 月 1 日至 2027 年 12 月 31 日，对通行全省收费公路的氢燃料电池货车免收通行费。
辽宁省	辽宁省交通运输厅	2026/1/5	《辽宁省交通运输行业 2026 年优化营商环境工作实施方案》	优化高速公路差异化收费政策，继续实施氢燃料电池货车免费通行、6 类（轴）货车、5 类（轴）货车等差异化政策，持续降低交通物流成本。
贵州六盘水	六盘水市人民政府	2025/7/9	《六盘水市支持氢能产业发展若干措施（试行）的通知》	对氢能车辆在我市范围内高速公路通行费用，按照发票面额 10%予以补助，单车每年不超过 0.5 万元。本措施自印发之日起施行，有效期为 3 年。
山西省	山西省发改委、财政厅、交通运输	2025/5/21	《关于对通行山西省高速公路的氢能货车实施通行费补贴的通知	决定对氢能货车高速公路通行费实施全额补贴，明确补贴范围为在山西省运政系统登记、安装使用 ETC 的氢能货车，行

	厅、行政审批服务管理局		（试行）》	驶路段限定省内高速公路，自 2025 年 6 月 1 日起至 2027 年 5 月 31 日。
青海省	青海省发展和改革委员会、工信厅、能源局	2024/12/10	《青海省加快推动氢能产业高质量发展的若干政策措施》	落实国家关于延续和优化新能源汽车车辆购置税减免政策。对安装 ETC 设备的氢燃料汽车、绿氢储运车辆实施差异化收费政策(仅通行我省境内路段，且出入口均在我省境内)。本政策措施自 2024 年 12 月 1 日起施行，有效期至 2026 年 12 月 31 日
内蒙古自治区包头市	包头市人民政府	2024/12/16	《关于印发包头市支持氢能产业高质量发展若干措施（试行）的通知》	通过政府补贴方式，减免氢能车辆市内过路费；积极争取自治区对通过辖区内的高速公路、国省干线收费站的氢能车辆减免过路费。自 2025 年 1 月 1 日起实施，有效期两年
四川省	四川省人民政府	2024/11/7	《四川省进一步推动氢能全产业链发展及推广应用行动方案（2024—2027 年）》	对行驶我省高速公路且安装使用电子不停车收费(ETC)设备的氢能车辆免收高速公路通行费。专项优惠部分资金由省级财政承担。有效期 4 年
湖北省	湖北省经济和信息化厅	2024/11/14	《湖北省加快发展氢能产业行动方案（2024-2027 年）》	对省内高速公路行驶的安装使用楚道 ETC 装备的氢能车辆，省级财政给予为期 3 年的高速公路通行费全返补贴支持。
陕西省	陕西省发展和改革委员会、陕西省交通运输厅	2024/8/15	《关于支持高速公路分布式光伏、加氢站建设及氢能汽车通行有关事项的通知》	自 2024 年 9 月 1 日起，陕西对安装使用 ETC 装备的氢能车辆，在省内全额免除高速公路通行费，该政策至 2027 年 9 月 1 日结束。
吉林省	吉林省交通省交通运输厅、省财政厅、省发展和改革委员会	2024/8/13	《关于对氢能车辆行驶吉林省高速公路实施优惠的通知》	2024 年 9 月 1 日 0 时至 2026 年 8 月 31 日 24 时，安装 ETC 套装设备的吉林省籍氢能车辆，在吉林省各高速公路收费站间点对点免费通行，相应的高速公路通行费由省财政统一支付
山西省吕梁市	吕梁市人民政府	2024/7/14	《关于印发吕梁市推动氢能产业发展若干政策措施（试行）的通知》	对氢能车辆吕梁市范围内高速及收费公路通行费用通过补贴方式予以减免。本措施自印发之日起施行，有效期 2 年。
内蒙古自治区鄂尔多斯市	鄂尔多斯交通局	2024/5/31	《关于印发氢能源车辆奖补通行费实施方案的通知》	2024 年 6 月 1 日起，内蒙古自治区首个氢能源车辆通行费全额奖补政策正式实施，对在鄂尔多斯市境内行驶通过收费站

				的氢能车辆，在收取收费金额后，次月审核后返还全部通行费。试行期 2 年
山东省	山东省交通运输厅、发展和改革委员会、科学技术厅	2024/2/29	《关于对氢能车辆暂免收取高速公路通行费的通知》	自 2024 年 3 月 1 日起，对行驶山东省高速公路安装 ETC 套装设备的氢能车辆暂免收取高速公路通行费。政策试行期 2 年

数据来源：公开资料，香橙会研究院整理

②绿电制氢消纳探索

截至 2026 年初，我国多省市围绕绿电制氢相关领域，逐步在“绿电直供机制、多元负荷组织方式、市场化调节机制”等方向制定相关政策并开展探索。在供给侧与消纳侧协同方面，甘肃、云南、浙江等地通过“新能源+绿氢走廊”、绿色氢氨醇补贴及氢能试点等方式，推动风光资源就地转化为绿氢及其衍生燃料，并鼓励离网或近网制氢项目规模化发展。在电力系统适配方面，河南、江苏等地强化制氢与新能源的耦合机制，探索柔性离网制氢、源网荷储一体化及“风光发电+氢储能”模式，将电解水制氢纳入电力系统灵活负荷与调节资源。在市场与运行机制方面，江西、山东等地通过分时电价优化、绿电交易机制完善及零碳园区建设，引导用电负荷向新能源高渗透时段转移，推动绿电就地消纳与产业协同发展。

表 8：涉及绿电制氢消纳探索的省级政策

地区	政府部门	发布时间	政策名称	相关政策内容
甘肃省	甘肃省人民政府	2026/3/27	《关于印发甘肃省“新能源+”行动实施方案的通知》	实施“新能源+绿氢走廊”行动，在河西、陇东等地开展绿氢生产示范；鼓励绿电交易、新能源直供、离网等多种模式的绿电制氢项目，推进氢能与风电、光伏、储能等融合发展，打造河西“绿氢走廊”。
云南省	云南省发改委	2026/2/28	《云南省促进绿色电力消纳的若干措施》	为支持绿色氢氨醇产业示范，对年产绿氢 100 吨以上的新能源制氢（氨醇）一体化项目，

				自投产之日起连续三年给予每公斤最高 13 元补贴奖励。
内蒙古自治区	内蒙古自治区能源局	2026/1/13	《内蒙古自治区单一电力用户绿电直连项目开发建设实施方案（试行）》	将氢基绿色燃料纳入适用范围，新建氢基绿色燃料项目（绿氢、绿氢制绿氨、绿氢制绿色甲醇、绿氢制可持续航空燃料等）可开展绿电直连；并网型氢基绿色燃料绿电直连项目按照不超过负荷年用电量 1.2 倍确定新能源规模，上网电量 2025—2027 年不超过 40%、2028 年及之后不超过 20%；申报项目需提供氢/氨/甲醇等产品消纳协议。
江西省	江西省人民政府	2025/12/16	《江西省加快经济社会发展全面绿色转型若干措施》	优化完善分时电价机制，加强分时电价与电力市场协同，引导用电需求向新能源发电高渗透时段转移。
山东省	山东省发改委	2025/7/16	《山东省零碳园区建设方案》	鼓励“源网荷储一体化”和“分布式可再生能源应建尽建”，积极有序推进园区及周边新能源发电项目建设，以就地消纳为导向推动绿电直连政策落地。
浙江省	浙江省能源局	2025/6/27	《关于开展能源领域氢能试点申报工作的通知》	氢能试点方向包括规模化制氢及一体化、先进柔性离网制氢、清洁低碳氢能综合开发等，推动离网制氢新模式发展。
河南省	河南省工信厅	2025/6/10	《关于贯彻落实〈加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案〉的通	推动可再生能源弱并网、离网制氢新模式发展，探索工业余热与高温电解制氢耦合利用、海上风电制氢等新途径；推动

			知》	风电、光伏发电等清洁能源富集地区的工业企业、工业园区有序建设“制氢+用氢”一体化项目。
江苏省	江苏省发改委、省工信厅	2025/2/20	《江苏省推动氢能产业高质量发展行动方案（2025—2030 年）》	探索培育“风光发电+氢储能”一体化应用新模式；支持风光制氢一体化项目业主投资和运营内部输变电工程；原则上支持“风光发电+制氢”一体化项目将电解水制氢作为市场化并网强制配储的一种形式。

资料来源：公开资料，香橙会研究院整理

③赤峰绿氢管网

截至 2026 年初，内蒙古自治区在绿氢基础设施建设方面，围绕“绿氢管网+跨省输送通道”等方向持续推进相关规划与项目布局。《2025 年自治区政府工作报告》及年度国民经济和社会发展计划提出，推进乌兰察布至燕山石化输氢管道、赤峰至锦州港至上海绿氢走廊等重点工程建设；自治区能源主管部门进一步提出构建“一干双环四出口”绿氢管网格局，推动形成覆盖区内并具备外送能力的输氢基础设施体系，并落实敖汉—元宝山等具体管道项目，同时谋划以赤峰、通辽为核心的东部绿氢环网。在此基础上，“十五五”相关规划及建议进一步强调跨省氢氨醇长输通道布局，推动绿色燃料规模化外送能力提升。整体来看，相关政策正推动绿氢基础设施由单点项目建设逐步向网络化、区域协同化方向演进。

表 9：涉及赤峰绿氢管道的省级政策

地区	政府部门	发布时间	政策名称	相关政策内容
内蒙古自治区	内蒙古自治区人民政府	2026/2/14	《内蒙古自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	打造中蒙俄经济走廊新通道，推进跨境运输通道、油气管道、输电线路等重点项目建设。推进跨省区氢氨醇长输管道项目，适度超前布局建设绿

				氢储运基础设施。
内蒙古自治区	内蒙古自治区党委	2025/11/24	《关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》	推进跨省氢氨醇长输管道项目，打造安全高效的油气和绿色燃料管网骨干通道。
内蒙古自治区	内蒙古自治区能源局	2025/10/24	《对自治区十四届人大三次会议第 575 号建议的答复》	已批复远景集团敖汉-元宝山绿氢管道项目，同意蒙能集团开展林西-元宝山绿氢管道、敖汉-元宝山绿氢管道前期工作，并谋划以环赤峰市、通辽市输氢管网为主的东部绿氢环网。
内蒙古自治区	内蒙古自治区能源局	2025/7/3	《关于下达 2025 年自治区国民经济和社会发展计划的通知》	出台全国首个绿氢管道省级规划，谋划打造“一干双环四出口”绿氢管网，全面打通绿氢本地消纳和外送通道。
内蒙古自治区	内蒙古自治区人民政府	2025/2/11	《关于下达 2025 年自治区国民经济和社会发展计划的通知》	开工建设中石化乌兰察布至燕山石化输氢管道、赤峰至锦州港至上海绿氢走廊。加快推进“绿氢+工业”“绿氢+交通”等应用消纳场景试验示范。
内蒙古自治区	内蒙古自治区人民政府	2025/1/19	《2025 年自治区政府工作报告》	加快推进绿电变绿氢绿氨绿醇，打造氢能产业先行区，建设乌兰察布至燕山石化输氢管道、赤峰至锦州港至上海绿氢走廊，开展锡林郭勒至曹妃甸输氢管道前期工作，支持盟市建设绿色氢氨醇、氢能应用基地。

资料来源：公开资料，香橙会研究院整理

④氢氨醇

截至 2026 年初，在“双碳”目标及新型能源体系建设持续推进背景下，围绕绿色氢氨醇一体化发展的地方政策加速落地。内蒙古、甘肃、上海、山东等

多省市相继出台相关支持措施，政策内容从技术攻关、示范项目到产业链布局持续深化，已从单一制氢支持逐步转向“制—储—运—用”全链条协同发展。

内蒙古、甘肃、东北等资源型地区重点推动“风光氢储”及“绿氢—绿氨—绿色甲醇”一体化产业集群建设；东部沿海地区如上海、江苏、浙江侧重绿色甲醇在航运燃料、大宗商品贸易及产业化试点中的应用推广；青海、云南等地依托绿电优势强化绿氢及氢氨醇项目的示范补贴与消纳机制。

表 10：涉及绿氨的省级政策

地区	政府部门	发布时间	政策名称	相关政策内容
甘肃省	甘肃省人民政府	2026/3/27	《关于印发甘肃省“新能源+”行动实施方案的通知》	实施 “新能源+绿氢走廊” 行动，在河西、陇东等地开展绿氢生产示范；加快推进工业领域绿氨替代；鼓励燃煤机组掺烧绿氨改造试点。
甘肃省	甘肃省发改委、工信厅、能源局	2026/1/29	《甘肃省零碳园区建设方案》	支持风光耦合制绿氢和氢储能产业链，打造“风光氢醇氨”零碳产业链；推进工业生产过程氢醇替代，加强绿氨等在锅炉、窑炉等终端多途径掺烧。
青海省	青海省发改委、商务厅、省能源局	2025/9/2	《青海省发挥绿电优势推动产业外向型发展实施方案》	提出探索发展绿氢、绿醇、绿氨等产业，结合省内绿电供应特点，精准落实清洁能源开发利用税收优惠政策，推动"绿电+行业"高质量发展。
山东省	山东省能源局	2025/4/21	《山东省 2025 年新能源高水平消纳行动方案》	进行消纳模式创新行动，加快推进可再生能源制氢，推进“风光氢氨醇”一体化开发，支持新能源电厂新增制氢装机参与电网调峰，年内建成华电潍坊制氢加氢一体站项目。
上海市	上海市商务委、市	2025/4/4	《上海市大宗商品贸易转型提升	支持临港建设大宗商品贸易集聚区，建设氢基绿色能源交易

	发展改革委、市委金融办、市国资委、市数据局		三年行动方案（2025-2027 年）》	平台，优化绿氢、绿氨、绿色甲醇等绿色能源交易方式。支持国内外企业参与绿色能源交易，扩大交易规模。
内蒙古自治区	内蒙古自治区工业和信息化厅	2025/4/3	《自治区工业和信息化厅 2024 年亮点工作和 2025 年工作安排》	培育做大绿色氢氨醇产业。合理确定规模化供给布局和发展模式，推进绿氢-绿氨（绿醇）一体化发展，加快赤峰、兴安盟等地绿色氢氨醇产业园建设，打造蒙东绿色氢氨醇基地，大力拓展绿色氢氨醇应用场景，推动沪蒙合作构建绿色燃料产供储销用一体化发展格局。
甘肃省	甘肃省人民政府	2025/2/11	《关于印发打造全国重要的新能源及新能源装备制造基地行动方案的通知》	推广绿氢制氨制醇，试点燃煤机组掺烧绿氨发电，推动氢能在交通、冶金等领域应用，构建风光氢氨醇一体化产业体系。
上海市	上海市人民政府	2025/1/9	《上海市新型储能示范引领创新发展工作方案（2025—2030 年）》	绿氨聚焦煤电掺烧，在化工区布局绿氨示范工厂，推动生产成本下降，结合火电项目建设和升级改造开展绿氨掺烧示范，逐步提高掺烧比例。

资料来源：公开资料，香橙会研究院整理

表 11：涉及绿色甲醇的省级政策

地区	政府部门	发布时间	政策名称	相关政策内容
广东省	广东省人民政府办公厅	2026/3/10	《广东省加快培育发展新赛道引领现代化产业体系建设行动规划	围绕氢能和绿色甲醇、绿氨"制储运加用"全链条开展技术攻关，拓展绿色甲醇在交通运输、能源支撑、工业制造等领域的多

			（2026—2035 年）》	元化应用。
内蒙古自治区	鄂尔多斯市人民政府	2026/1/22	《鄂尔多斯市精细化工产业发展工作方案（2026—2028 年）》	将绿色氢氨醇产业列为七大重点方向，鼓励企业发展风光制氢氨醇，做大做强绿氨绿醇产业规模，力争到 2028 年建成绿色氢氨醇企业 5 家。
浙江省	浙江省商务厅	2026/1/4	《浙江省车用甲醇燃料加注站建设试点工作方案》	在杭州、温州、湖州、台州建设 4-5 个车用甲醇燃料加注站试点，限定区域、燃料及用车，探索加注站建设运营规范。
海南省	海南省人民政府	2025/7/10	《海南低碳岛建设方案》	开展低碳核心技术攻关与推广，推动高效太阳能电池、电化学储能、绿氢制甲醇等低碳能源消纳技术研究，加快新型碳捕集材料、二氧化碳驱油、海底封存等 CCUS 技术创新，锻造绿色低碳产业竞争新优势。
福建省	福建省发展和改革委员会	2025/6/16	《福建省氢能产业创新发展中长期规划（2025—2035 年）》	优先推进用于海运动力燃料的绿色甲醇项目，优先攻关相关核心技术，加快中试、小规模产业化，提升转化效率，降低生产和储运成本，形成产业竞争优势，培引科技领军龙头企业，形成规模化氢基绿色燃料供应基地。力争形成 3 万吨/年绿氢生产能力，10 万吨/年氢基绿色燃料生产能力，氢能产业总产值突破 600 亿元/年。
江苏省	江苏省发改委	2025/5/12	《关于组织开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点的通知》	本次绿色液体燃料技术攻关和产业化试点主要围绕以可持续航空燃料(SAF)、可持续柴油、生物燃料乙醇、绿色甲醇和绿氨等为

				代表的方向开展申报。
海南省	中共海南省委办公厅	2025/4/14	《关于打造新质生产力重要实践地的意见》	推动绿氢“制储输用”全链条发展，培育氢氨醇特色产业链。打造“风光氢储”一体化装备制造产业链。
甘肃省	甘肃省人民政府	2025/3/4	《甘肃省打造全国区域性现代制造业基地行动方案的通知》	实施绿电交易、新能源直供、离网等绿电制氢项目，按照“绿氢—绿氨—绿色甲醇”发展模式，拓展清洁低碳氢在工业领域应用场景，谋划打造“疆煤入甘”氢能走廊，构建百亿级风光氢氨醇一体化产业体系。加力突破氢能产业发展，推动风光氢氨醇一体化发展，构建“制储运加用”全产业链。
广东省	广东省人民政府	2025/1/26	《关于印发广东省加快建设生物制造产业创新高地行动方案的通知》	持续推进生物柴油、生物航油、生物甲醇、生物丁醇、燃料乙醇等生物能源技术研发和更新迭代，加强生物炼制专用设备研发，鼓励生物能源与高附加值产品的协同炼制。

资料来源：公开资料，香橙会研究院整理

⑤氢冶炼等

从国家与地方政策导向来看，氢冶金已由前期技术储备阶段逐步进入产业化示范加速阶段。国家层面将氢冶金纳入钢铁行业低碳转型关键技术体系，通过中试平台建设、标准体系完善及低碳技术目录遴选等方式，推动纯氢竖炉、富氢高炉及氢基直接还原等关键工艺的工程验证与产业化准备。

四川、山西、湖南、甘肃等地围绕氢冶金开展差异化试点与系统化布局，通过零碳工业园区建设、产业中长期规划及绿色转型行动方案等，推动氢冶金与绿氢制备、绿氨绿醇及可再生能源体系协同发展，部分地区已在钢铁、焦化及有色金属等行业探索氢冶金替代路径试点与短流程制造工艺融合应用。

表 12：涉及氢冶金的国家级政策

地区	政府部门	发布时间	政策名称	相关政策内容
湖南省	湖南省工业和信息化厅	2025/7/9	《关于湖南省工业低碳氢应用场景的公示》	本次公示共有清洁氢替代、氢冶金、氢氮耦合、交通装备、绿色微电网 5 个方向，17 个工业低碳氢应用场景公示。
四川省	四川省经济和信息化厅	2025/6/4	《四川省氢能产业中长期发展规划（2025—2035 年）》	在冶金、液氢、绿氢耦合氨醇、炼化、轨道交通、内河航运、低空飞行等领域应用水平进一步提高，
湖南省	湖南省发展和改革委员会	2025/5/14	《湖南省氢能产业发展三年行动方案》	氢能制储运加用全链条关键材料和设备加快突破，在交通运输、氢储能、氢冶炼、氢化工等部分领域实现规模应用.
四川省	四川省经济和信息化厅、四川省生态环境厅	2025/3/6	《四川省零碳工业园区试点建设工作方案》	创新发展低碳零碳工艺流程和生产方式，探索推广应用低碳零碳原料燃料替代、短流程制造、氢冶炼等颠覆性技术，实现传统工业流程再造和生产工艺深度脱碳。
甘肃省	甘肃省人民政府	2025/2/11	《关于印发打造全国重要的新能源及新能源装备制造基地行动方案的通知》	拓宽氢能应用场景和领域，推广绿氢制氨制醇，试点燃煤机组掺烧绿氨发电，推动氢能在交通、冶金等领域应用，构建风光氢氨醇一体化产业体系。
山西省	山西省人民政府	2025/1/24	《山西省加快经济社会发展全面绿色转型行动方案》	大力推动钢铁、建材、焦化、化工、有色金属等行业绿色转型，坚决遏制高耗能、高排放、低水平项

				目盲目发展，严格新建、改扩建项目能耗和环境准入。全面加快重点行业淘汰升级，鼓励有条件的高炉—转炉长流程企业适度发展电炉短流程炼钢、氢冶金。

数据来源：香橙会氢能数据库

绿氢在煤化工及炼化领域的应用总体仍以示范探索和路径验证为主，各地围绕绿氢替代传统化石制氢及原料结构优化，逐步开展相关试点与政策引导，部分地区结合既有产业基础推进差异化示范实践。

内蒙古包头依托煤化工装置开展绿氢耦合灰氢联合生产示范，探索绿氢在既有制氢体系中的替代比例提升路径；四川在氢能产业中长期规划中，将绿氢在炼化及氨醇耦合等场景应用纳入重点方向，推动多能互补体系下的应用示范；甘肃通过“新能源+”行动引导传统炼化及煤炭清洁利用行业开展绿氢、绿氨、绿醇替代试点；福建则围绕石化化工碳达峰路径，推动可再生能源制氢在原料结构优化中的应用探索。

表 13：涉及绿氢用于煤化工及炼化的省级政策

地区	政府部门	发布时间	政策名称	相关政策内容
甘肃省	甘肃省人民政府	2026/3/27	《关于印发甘肃省“新能源+”行动实施方案的通知》	引导传统炼化、煤炭清洁高效利用等重点行业开展设备改造升级,加快推进工业领域绿氢、绿氨、绿醇替代。
内蒙古自治区	包头市人民政府	2025/10/17	《包头市绿氢产业发展规划（2025—2030年）》	依托国能包头煤化工企业,开展绿氢耦合灰氢联合生产示范,逐步扩大绿氢替代规模。
福建省	福州市工业和信息化局	2025/7/4	《福州市石化化工行业碳达峰实施方案》	鼓励利用可再生能源制备氢，优化合成氨、甲醇等原料结构，支持发展生物

				质化工，推动石化原料多元化。通过技术创新实现石油基和煤基能源化工与可再生能源、清洁能源的互补融合。
四川省	四川省经济和信息化厅	2025/6/4	《四川省氢能产业中长期发展规划（2025—2035 年）》	氢能在高寒、高海拔地区初步实现规模化民用，在冶金、液氢、绿氢耦合氨醇、炼化、轨道交通、内河航运、低空飞行等领域应用水平进一步提高，初步构建水风光氢天然气等多能互补的新型能源体系，有力支撑碳达峰目标实现。

数据来源：香橙会氢能数据库

1.2 氢能产业发展现状

根据国家能源局《中国氢能发展报告 2025》数据显示，2024 年（国家能源局应该披露了 2025 年最新全年氢气产量超过 3650 万吨，同比增长约 3.5%。从供给结构看，现阶段我国氢气仍以灰氢为主，化石能源制氢占据主导地位。其中，煤制氢产量约 2070 万吨，天然气制氢产量约 760 万吨，工业副产氢产量约 770 万吨。

从消费结构看，合成甲醇、合成氨是当前最主要的用氢领域，2024 年氢气消费量分别约 995 万吨和 950 万吨，占全国氢气消费量的 27%和 26%；炼化、煤化工用氢规模分别约 600 万吨和 405 万吨，占比约 16%和 11%。

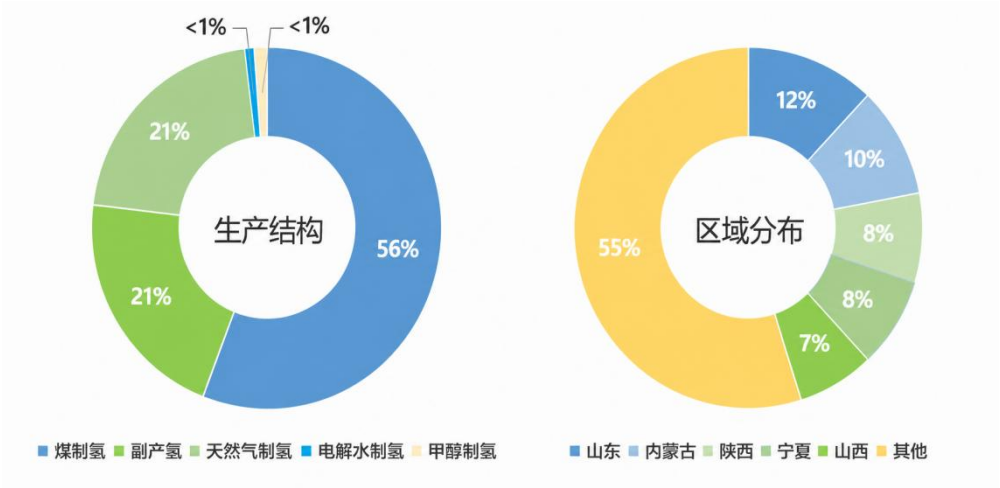

图 18：2024 年中国氢气生产结构及区域分布

数据来源：国家能源局《中国氢能发展报告 2025》

我国氢气产业已具备一定规模化供需基础，但供给结构仍以煤制氢、天然气制氢等传统路径为主，绿色氢气供给占比整体偏低。在“双碳”目标持续推进、能源安全战略需求强化、绿色燃料产业加速发展以及炼化、煤化工等传统用氢领域低碳转型需求不断提升的背景下，绿氢正由示范验证阶段逐步迈向产业化放量阶段。

据香橙会氢能数据库统计，截至 2025 年底，全国氢基能源项目累计达 912 个，其中包括 548 个绿氢项目、249 个绿色甲醇项目、124 个绿氨项目及 49 个 SAF 项目（绿色甲醇、绿氨、SAF 项目数量包含联产情形）。项目涉及绿氢产能合计超过 1500 万吨，对应电解水制氢规模超过 1300 万 Nm^3/h（若无特别说明，所述绿氢产能均包含生物质来源制氢）。

前期阶段氢基能源项目数量达 689 个，规划绿氢产能约 1260 万吨，占总产能的 85%，产业项目储备充足，为后续规模化释放奠定了坚实基础。该阶段项目以签约、备案为主，其中已有 328 个项目完成备案，备案产能接近 800 万吨，占前期阶段总产能的 63%；其余项目主要处于环评公示、可研及招投标等推进过程中。

设计阶段氢基能源项目共 76 个，对应绿氢产能约 180 万吨，主要集中于工程设计及 EPC 招标环节，参与主体以中化学集团设计院（如东华科技、中国天辰、赛鼎工程）、中石油设计院（如华北、华东设计院）及中石化设计院（如宁波工程、南京工程）为主。

在建阶段氢基能源项目共计 67 个，绿氢产能合计约 59 万吨。建设阶段项目进度主要以设备招标项目及施工阶段为主，绿氢项目的电解槽招投标居多。建设主体以央企、国企为主导，其中 49 个项目的建设单位为央、国企及子公司，3 个项目的建设单位为上市民企子公司。

投产氢基能源项目共计 80 个，包含 58 个绿氢项目、11 个绿色甲醇项目、4 个绿氨项目、9 个 SAF 项目（含绿色甲醇、绿氨联产项目）。若绿氢来源仅统计新能源电解水制氢，则投产绿氢产能合计约 27.4 万吨/年；若考虑生物质来源绿氢，则投产绿氢产能合计约 34.4 万吨/年。代表性的投产氢基能源项目有：中国石化新疆库车绿氢示范项目、中能建绿色氢氨醇一体化项目、上海电气洮南风电耦合生物质制绿色甲醇一体化示范项目等。

各阶段对应的规划产能及百分比如下图所示。

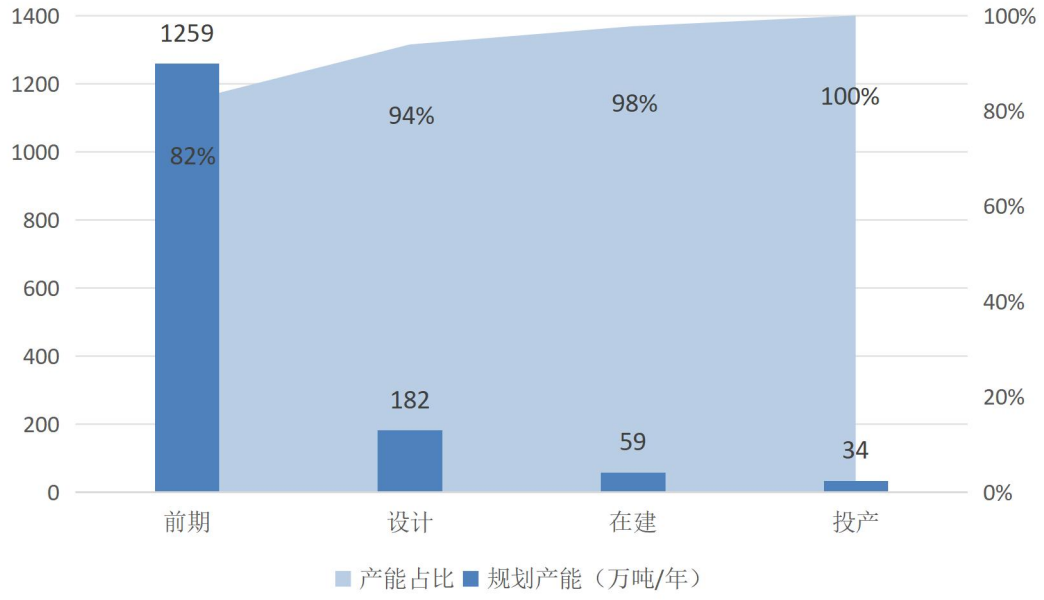

图 19：全国绿氢项目产能及累计占比

数据来源：香橙会氢能数据库

第二章　中国氢能核心技术成熟度分析

2.1 上游：绿氢制备技术成熟度分析

2.1.1 绿氢制备技术整体发展现状

目前，绿氢制备主要涵盖两条路径：一是基于低碳电力的电解水制氢，二是基于生物资源的生物质制氢。

其中，电解水制氢是当前产业发展的绝对主力，又可进一步细分为低温电解与高温电解两大技术体系。低温电解包括 ALK 碱性电解、PEM 质子交换膜电解、AEM 阴离子交换膜电解；高温电解是指 SOEC 固体氧化物电解。目前讨论电解水制氢主要讨论这四条技术路线。

从分路线特征看，ALK 产业化历史最长，具备成本较低、寿命较长、供应链成熟等优势；PEM 在高电流密度、差压运行和动态响应方面更具优势，更适合与波动性可再生能源耦合；SOEC 具备较高电效率和热能集成潜力，但其商业化仍受寿命验证、热管理和系统放大约束；AEM 兼具低成本材料和动态运行潜力，但当前仍受稳定性、寿命和工程化验证不足限制。

从国际机构口径看，IEA 在 Electrolysers 技术跟踪中将 ALK 与 PEM 列为已商业化技术，并认为二者在专用制氢领域同处 TRL9；IEA 同时指出 SOEC 正在快速接近商业化，AEM 仍处于较早发展阶段，虽已有产品商业化但规模较小。DOE 在 2024 年《Hydrogen Shot: Water Electrolysis Technology Assessment》中将液碱电解槽（LA）和 PEM 列为 Commercial（商业化），将 O-SOEC 列为 Early Commercial（早期商业化），将 AEM 列为 Pilot（试点）。基于上述国际口径，并结合国内 2025 年订单和项目交付情况，本文将主流电解水制氢技术划分为成熟商业化、早期商业化/示范突破、中试/示范爬坡三类。

表 14：绿氢制备主流技术成熟度对比

技术路线	商业化阶段	2025 年市场信号	核心判断
ALK	成熟商业化	中标（含直接签约）3761.05MW，占比约 95.97%	成本低、寿命长、供应链成熟，仍是大规模集中式绿氢项目主路线；后续竞争重点从“能做”转向“稳定运行、宽负荷和交

			付兑现”。
PEM	成熟商业化	中标（含直接签约）78.725MW，占比约 2.01%	动态响应快、功率密度高、高纯氢优势明显，适合风光波动耦合、分布式和高附加值场景；短板仍在贵金属、膜、PTL 等关键材料成本。
AEM	中试/示范爬坡	中标（含直接签约）79.175MW，占比约 2.02%，与 PEM 规模接近	材料降本潜力突出，2025 年出现订单放量信号；但膜寿命、离聚物稳定性和系统长期运行验证仍是产业化瓶颈。
SOEC	早期商业化/示范突破	中标/签约约 0.2MW，占比约 0.01%	具备高温高效和热能集成潜力，更适合工业余热、核热、高温蒸汽等场景；短期仍以科研示范和场景验证为主。

资料来源：IEA《Electrolysers》、U.S. DOE《Hydrogen Shot: Water Electrolysis Technology Assessment》、NASA《Technology Readiness Levels》、香橙会研究院整理。

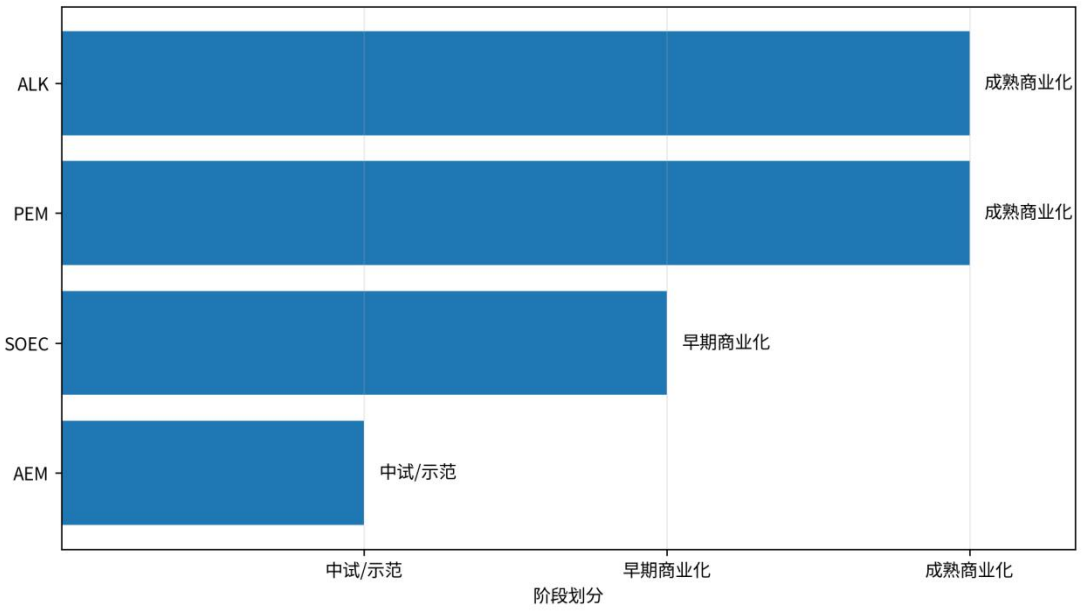

图 20：绿氢制备主流技术成熟度与商业化阶段（2025 口径）

数据来源：香橙会氢能数据库

综合来看，未来 3—5 年绿氢制备不会出现单一路线“通吃”，而会呈现场

景分化：ALK 继续承担规模化和成本优先项目的主体角色，PEM 加快渗透柔性制氢和高纯氢场景，AEM 以示范项目和中小规模柔性场景验证为主，SOEC 则作为工业高温耦合的中长期储备路线。

2.1.2 四大核心绿氢制备技术路线详解

（1）碱性电解水（ALK）：规模化主线，竞争从低价转向长期运行

ALK 以 KOH/NaOH 碱性溶液为电解质，产业化历史最长，电极、隔膜、极板、电源、分离纯化等环节已形成相对完整的供应链。其核心优势在于设备成本低、寿命长、工程经验多，适合大型绿氢基地、绿氢合成氨/甲醇等对单位制氢成本高度敏感的场景。当前短板主要在宽负荷运行、动态响应和系统体积方面，尤其在高比例风光直连场景下，对电源、电解槽和 BOP 控制协同能力提出更高要求。

2025 年国内订单结构显示，ALK 仍占据绝对主导地位。需要强调的是，ALK 的产业化重点已不再是证明技术可行，而是提升大标方设备在真实项目中的低能耗、宽负荷、长寿命和低衰减表现。随着低价竞争加剧，具备长期运行数据和系统交付能力的企业更容易形成差异化优势。

（2）质子交换膜电解水（PEM）：高性能路线，降本决定放量速度

PEM 以质子交换膜为核心，依靠膜电极、贵金属催化剂、多孔传输层和钛基双极板实现高电流密度、快速响应和高纯氢输出。与 ALK 相比，PEM 更适合频繁启停、深度调节、风光波动耦合和分布式制氢场景，也适合对氢气纯度要求较高的电子、交通、加氢站等应用。

PEM 的主要制约仍是成本。国内 PEM 企业的降本研发重点集中在降低贵金属载量、提升耐久性、推进国产膜电极、质子膜、PTL 和双极板替代。若关键材料国产化和批量制造能力进一步提升，PEM 有望率先在高附加值场景形成规模化突破。

（3）阴离子交换膜电解水（AEM）：潜力路线，关键在寿命和工程验证

AEM 通过阴离子交换膜传导 OH^-，理论上兼具 ALK 的低成本材料体系和 PEM 的动态响应能力，可使用非贵金属催化剂。其核心不在于单台样机能否制氢，而在于膜、离聚物、催化剂、扩散层、膜电极和堆栈能否在碱性环境下长期稳定运行。

2025 年 AEM 订单规模已接近 PEM，显示其从科研验证向工业示范迈进。但从工程成熟度看，AEM 仍处于“订单放量快于长期运行验证”的阶段，膜寿命、系统一致性、批量制造良率和真实工况连续运行数据仍需持续验证。短期内 AEM 更适合中小规模、柔性制氢、离网示范、冶金/综合能源站等细分场景。

（4）固体氧化物电解水（SOEC）：高温高效路线，依赖场景绑定

SOEC 在 600—1000℃高温条件下运行，以固体氧化物电解质传导氧离子，具备较高电效率和热能集成潜力。其优势并非通用制氢，而在于与工业余热、核热、高温蒸汽、冶金化工等场景深度耦合，通过热电协同降低综合能耗。

当前 SOEC 仍处于早期商业化突破和示范验证阶段，国内外多以 kW 级至百 kW 级系统示范为主。制约因素集中在陶瓷电解质、高温电极、连接体、密封材料、热管理和启停控制等环节。短期看，SOEC 不宜与 ALK、PEM 在通用绿氢项目中正面比较，更适合作为中长期储备技术进行跟踪。

表 15：四大电解水制氢技术核心参数对比

参数	ALK	PEM	AEM	SOEC
技术原理	碱性溶液电解	质子交换膜电解	阴离子交换膜电解	固体氧化物高温电解
工作温度	70－90℃	50－80℃	40－65℃	600－850℃（部分可更高）
功率密度（W/cm²）	0.3－0.6	1.0－3.0	0.5－1.0	－
单位产氢电耗（kWh/Nm³）	4.8－5.2	4.5－4.9	4.7－5.3	3.0－4.0
响应速度	分钟级	秒级	秒级	分钟级（冷启动更长）
负荷范围	20%－110%	5%－120%	20%－120%	20%－100%
运行压力	0.1－3 MPa	1－10 MPa	0.1－3 MPa	常压为主
典型寿命（小时）	60,000－100,000	40,000－80,000	5,000－20,000	－
系统成本（元/kW）	1,500－2,500	3,500－7,000	6,000－10,000	－
应用场景	大规模绿氢基地	分布式制氢、风光耦合、高纯氢	中小规模示范、柔性制氢	工业余热、核能耦合、高温场景
核心优势	成本低、技术成熟、寿命长	响应快、宽负荷、高电流密度	低成本潜力、可少/无贵金属	电效率高、余热利用潜力大
主要短板	响应较慢、体积较大、低负荷适应性一般	依赖贵金属、系统成本高	膜寿命短、稳定性待验证	高温难商业化、启停慢、材料要求高

2.1.3 四大技术路线对比与发展建议

（1）经济性测算：成本是商业落地的终极标尺

技术路线的生命力最终体现在平准化制氢成本（LCOH）上。基于碱性电解槽（ALK）、质子交换膜电解槽（PEM）和阴离子交换膜电解槽（AEM）三类主流技术，结合系统价格、电耗、电价、寿命等核心参数进行测算（基于设备系统级成本，含电解槽本体、BOP 和电源）。

统一边界条件：年工作时长 3300 小时，年产氢量 330 万 Nm³，电价 0.25 元/kWh，设备按十年期折旧；

关键差异：系统价格（ALK 750 万元/千标方 vs PEM 2000 万元/千标方 vs AEM 3250 万元/千标方）、电耗（ALK 5 kWh/Nm³ vs PEM 4.5 kWh/Nm³ vs AEM 4.7 kWh/Nm³）。测算如下表所示：

表 16：制氢成本分析

技术路线	ALK	PEM	AEM
测算依据	1.1000 标方系统 750 万元，折旧 10 年	1.1000 标方系统 2000 万元，折旧 10 年	1.1000 标方系统 3250 万元，折旧 10 年
	2.电价 0.25 元/kWh，电耗 5kWh/Nm3	2.电价 0.25 元/kWh，电耗 4.5kWh/Nm3	2.电价 0.25 元/kWh，电耗 4.7kWh/Nm3
	3.每年工作 3300 小时，年产氢 330 万 Nm3	3.每年工作 3300 小时，年产氢 330 万 Nm3	3.每年工作 3300 小时，年产氢 330 万 Nm3
1000 标方系统价格(万元)最新数据	750	2000	3250
电耗 kWh/Nm3	5	4.5	4.7
电价 元/kWh	0.25	0.25	0.25
电耗成本 元/Nm3	1.25	1.125	1.175
年工作时长 h	3300	3300	3300
年制氢量 Nm3	3300000	3300000	3300000
设备折旧(元/Nm3)	0.23	0.61	0.98
单位体积成本（元/Nm3)	1.48	1.73	2.16
单位质量成本(元/kg)	16.43	19.26	24.03

电耗成本占比	84.62%	64.99%	54.40%
设备折旧成本占比	15.38%	35.01%	45.60%

数据来源：香橙会氢能数据库

对三种技术路线制氢进行成本性分析发现：ALK 对电价敏感度最高；PEM 设备折旧较高（与 ALK 设备折旧占比 15.38%相比）；AEM 设备折旧和电耗成本接近：无论是通过技术突破或供应链成熟实现设备成本下降，还是依托风光等可再生能源发电降低电价，AEM 制氢均展现出良好的降本潜力——其均衡的成本结构使其能同时受益于设备端与能源端的成本优化，具备更灵活的成本压缩空间。

（2）产业链成本结构深度解析

在电解制氢工程总投资中，电解槽本体占比最高，约 40-50%，辅助系统（电源、冷却、纯化等 BOP 设备）约占 30-40%，土建安装约占 10-20%，其余设计调试等约占 5-10%。这意味着电解槽本体是整个项目投资的第一大变量，其降本幅度直接决定了绿氢项目的经济性与商业化节奏。因此电解槽成本结构也是衡量技术路线商业化潜力的关键指标，不同技术路线的成本构成因核心材料、组件设计与系统复杂度呈现显著差异，共同构成绿氢制备“降本竞赛”的主战场。

碱性电解槽（ALK）作为当前规模化主力，其成本结构以“金属部件+基础材料”为核心。在当前 1000 标方碱性电解槽的成本占比中，端压板与极板（35%）、电极网（25%）和隔膜（13%）合计占比超 70%。

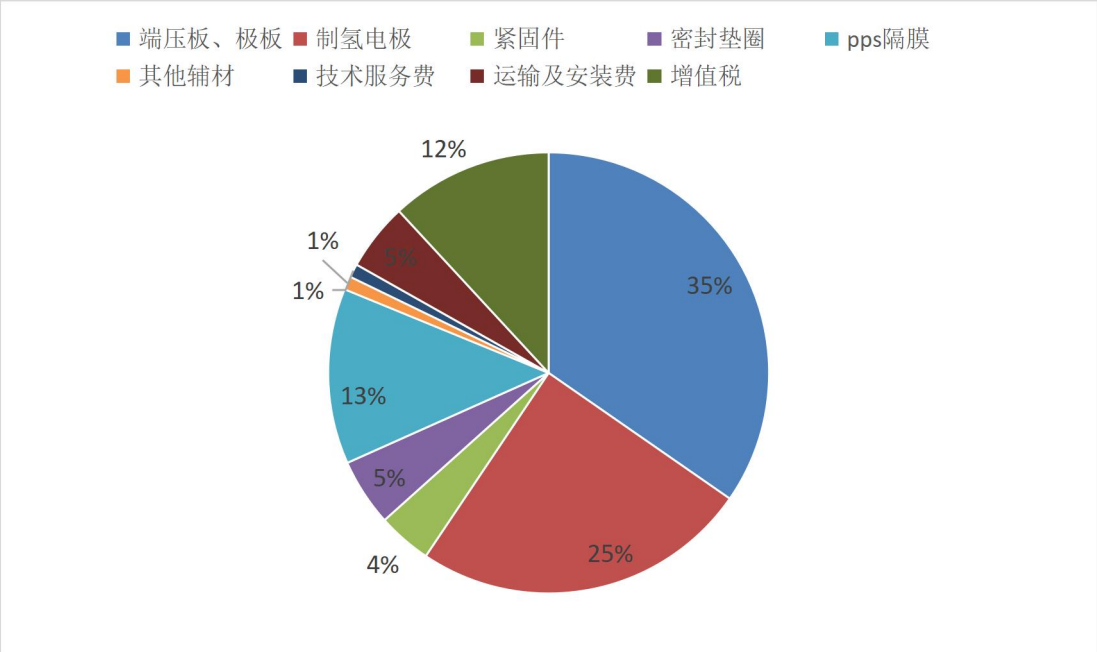

图 21：1000 标方碱性电解槽成本结构拆分

数据来源：香橙会氢能数据库

ALK 电解槽本体成本已从 2022 年的 1841 元/kW 降至 2025 年的 600 元/kW，整套系统（含 BOP、电源）约 1500 元/kW，对应大型项目（＞1000Nm³/h）总造价约 3500 元/kW，氢气成本约 25 元/kg（企业项目造价）。ALK 电解槽系统成本 2030 年或降至 800-1000 元/kW，主要通过材料优化和规模化生产实现。

对现阶段国内 PEM 电解槽成本做拆分，在当前 200 标方 PEM 电解槽的成本占比中，占比最大的是膜电极，作为电解槽最核心的关键零部件其成本占比达到 35%，占比第二位的则是双极板，达到 25%，占比第三的是气体扩散层，达到约 18%，这三项占比合计达到约 80%以上，是单体 PEM 电解槽的主要成本组成。PEM 的高成本源于对铱铂贵金属催化剂、进口 Nafion 膜及钛基双极板的依赖，尽管国产膜电极与催化剂正加速替代，但当前系统成本仍高达 4000 元/kW，规模化降本需待市场需求放量。PEM 电解槽系统成本 2030 年或可降至 2500 元/kW，通过非贵金属催化剂替代、膜材料创新(如 PBI 替代 Nafion)实现。

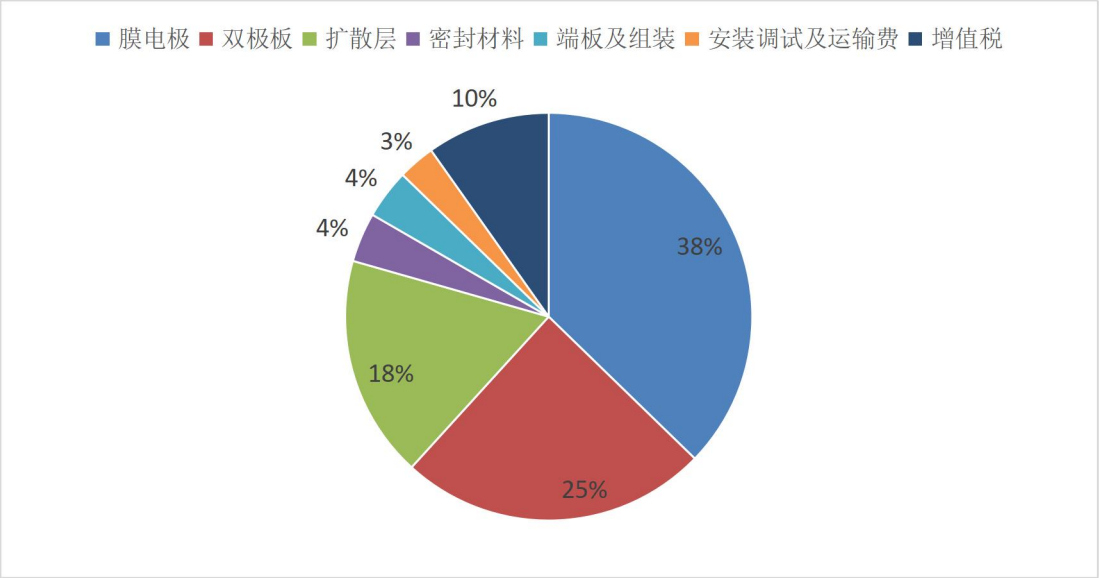

图 22：200 标方 PEM 电解槽成本结构拆分

数据来源：香橙会氢能数据库

阴离子交换膜电解槽（AEM）的成本结构尚处探索期，但“无贵金属+膜材料”的双重属性已勾勒出潜力与瓶颈。其核心成本项与 PEM 类似，以膜电极（阴离子交换膜+非贵金属催化剂+扩散层）为主，但膜材料（如日本 Tokuyama 产品）的长期稳定性不足、国产膜工程化验证滞后，导致膜成本占比显著高于 PEM；同时，气体扩散层（泡沫镍）、电极（镍基/过渡金属氧化物）的规模化生产经验欠缺，进一步推高组件成本。当前 AEM 系统成本约 6500 元/kW，远高于 ALK，降本关键在于膜寿命突破（从数千小时向 5 万小时迈进）与国产膜替代。

固体氧化物电解槽（SOEC）因“高温复杂系统”特性，成本结构最为特殊。其核心成本集中于陶瓷电解质（如钇稳定氧化锆 YSZ）、高温电极材料及热管理系统：陶瓷电解质依赖进口（如德日产品），且高温下易开裂的特性要求更高制备工艺；连接体（陶瓷/合金）、双极板等金属部件需耐受 600-1000℃高温，材料与加工成本显著上升；此外，余热回收单元等辅助系统进一步推高整体成本。目前 SOEC 处于示范阶段，单槽规模仅 5-20kW，系统成本尚未形成稳定数据，但高温材料与系统放大的双重挑战，使其短期成本难与 ALK/PEM 竞争。

综上，各路线电解槽成本结构差异本质是“材料-组件-系统”协同能力的体现——ALK 靠金属部件规模化降本，PEM 困于贵金属与膜依赖，AEM 卡在膜稳定性与国产化，SOEC 受制于高温材料与系统复杂度。未来三到五年，电解槽降

本将从三条路径协同发力：一是规模效应，ALK 单槽容量从当前 1000Nm³/h 提升至 2030 年＞3000Nm³/h，单位投资降低 20%；二是性能优化，电解槽效率从 70%提升至 80%，单位氢成本降低 20-30%；三是材料创新，轻量化材料、非贵金属催化剂、新型膜材料（如 PPS 隔膜国产化替代）的应用，使设备成本再降。三者叠加，到 2030 年大型 ALK 项目造价有望降至 2000-2500 元/kW，降幅达 40%，本体成本的大幅下降将成为撬动整个绿氢产业跨越经济性拐点的关键杠杆。

（3）总体发展策略：场景为王

短期产业策略应坚持“ALK 做规模、PEM 做高端、AEM/SOEC 做储备”。对大多数商业项目而言，脱离项目经济性（LCOH）和负荷条件盲目追逐新路线存在极大风险。

ALK 继续主导大规模集中式制氢，未来的竞争焦点是“交付兑现”和“低衰减率”。PEM 更适合高波动电源耦合和柔性制氢及高纯氢需求场景，胜负手在于关键材料国产化降本。AEM 仍处于示范爬坡阶段，未来可能切入中等规模、降本敏感场景。SOEC 则依赖高温热源和工业余热场景，属于中长期技术储备。

（4）产业链布局与研发重心

产业链布局上，系统厂应强化集成、交付和长期运行数据能力；材料企业更适合围绕膜、电极、PTL、封接材料等单点环节形成突破。研发重点上，ALK 应继续提升电流密度和关键部件性能；PEM 应重点推进贵金属减量与膜/PTL 国产化；AEM 的核心是寿命和工程验证；SOEC 的核心在热管理、寿命和持续运行。

（5）市场信号与价格研判

价格判断上，2025 年 ALK 最低公开报价约 51 万元/MW、PEM 最低公开报价约 377.6 万元/MW，但不宜直接等同于全年市场平均成交价。市场策略上，应避免单纯以低价换订单。未来竞争胜负将更多取决于长期运行数据、项目兑现能力和场景闭环能力。

（6）产业格局验证

从 2025 年按中标（含直接签约）数据看，ALK 占比 95.97%，PEM、AEM 分别为 2.01%、2.02%，SOEC 仅 0.01%，也验证了“成熟路线主导、创新路线突破”的现实格局。

表 17：四大技术路线商业战略定位矩阵

技术路线	产业生命周期	商业优先级	核心风险点	投资建议
ALK	成熟期（红海）	降本增效，抢占大基地份额	价格战导致利润枯竭	优选具备交付实绩的厂商
PEM	成长期（蓝海）	进口替代，深耕高附加值场景	贵金属价格波动，技术路线被替代	关注膜电极、PEM 膜、PTL 等核心材料国产化标的
AEM	导入期（风口）	工程验证，锁定细分场景	技术路线失败，寿命不达预期	关注具备强研发能力和稳定供应链的企业
SOEC	萌芽期（储备）	场景绑定，耦合工业/核热	技术难度大，商业化周期长	适合科研院所及大型能源集团战略跟踪

数据来源：香橙会氢能数据库

2.1.4 生物质气化制氢（合成气）进展

生物质气化技术由煤化工成熟的煤气化技术迁移而来，气化技术的核心装备是气化炉。气化炉将生物质（如秸秆、农业废弃物等）气化为以一氧化碳、氢气、二氧化碳、甲烷为主要成分的合成气，合成气经净化、变换、分离等处理后，可用于制氢、甲醇合成等方向。

气化炉按炉型可分为：固定床气化炉、流化床气化炉、气流床气化炉三大主流路线。

- 固定床气化炉：结构简单、运行稳定，适用于块状或成型颗粒原料。碳转化率略低，焦油含量高，多用于小规模工业应用。
- 流化床气化炉：传热效率高，适应多种粒径生物质。产气质量较好，焦油控制较为关键，适合中等规模工业化装置。
- 气流床气化炉：反应温度高，适用于粉状生物质。可获得低焦油、高纯度合成气，碳转化率高，适合大型绿色甲醇项目。

目前，三种炉型均有在生物质气化领域的中试及产业化应用案例。下表梳理了生物质气化炉目前的中试及产业化进展。

表 18：生物质气化炉中试及产业化项目进展

气化炉型	设备供应方	设备投用项目	项目进展	项目简介
固定床				
泽玛克固定床熔渣气化炉	泽玛克（上海）环保能源科技有限公司	金风科技兴安盟风电耦合制 50 万吨绿色甲醇项目	项目现场已完成安装	金风科技绿色甲醇项目选择了复朋炉（25 万吨/年甲醇）+泽玛克固定床熔渣气化炉（2 台，单台 10 万吨甲醇/年）。 两台气化炉内径 3.6 米，设计压力 30 公斤，使用生物质颗粒料（玉米秸秆颗粒料）经气化+POX、变换、甲醇合成等技术耦合绿氢生产绿色甲醇。
流化床				
上海电气纯氧加压流化床	上海锅炉厂有限公司（上海电气全资）	洮南市风电耦合生物质绿色甲醇一体化示范项目	洮南项目已投产； 中试完成连续运行考核（168 小时满负荷连续运行考核）	一期年产 5 万吨绿色甲醇项目已投产。全球首套 300 吨/天大容量纯氧加压流化床生物质气化装置，结合高温热转化工艺技术，直接采用原生生物质成型后投料，无需额外热源脱水/炭化处理；粗合成气中有效气（CO+H2）达到~70%；碳转化率达 98%以上；粗合成气中甲烷含量可控制在~2%；粗合成气中轻油含量降低至 500mg/Nm³以下。
SUGET 炉	上海浦合绿碳清洁能源科技有限公司（隆基绿能、香港中华煤气、江苏中圣、江苏焱鑫、上海浦名合资）	纯氧加压流化床生物质气化中试装置	中试验证成功（两轮不同气化压力、不同投料量实验，每轮连续运行 7 天）	设计入炉生物质 50-100 吨/天，气化压力 1.0-2.0MPaG，碳转化率 95%-98%。可直接进料生物质颗粒，沙柳、玉米秸秆气化温度分别达 950℃、900℃；焦油量极低。 此技术用于许昌隆基生物的襄城 12 万吨/年绿色甲醇项目。
生物质双流化床化学链气化技术	中国科学院青岛生物能源与过程研究所、广东液态阳光绿色能源股份有限公司	千吨/年级生物质双流化床化学链气化工艺全流程中试装置	完成现场行考核（72 小时）	中试装置经 72 小时现场考核，以桉树加工废弃物压缩成型颗粒为原料，各项指标优异。经中国石油和化学工业联合会组织专家评价，总体达到国际领先水平。 此技术签约广西田东县建设的 15 万吨/年生物质绿色甲醇工业示范项目。
康泰斯生物质加压	阜阳康泰斯生物工	40t/d 生物质流化床气	中试验证成功	25 年 12 月，中试装置实现 45 天稳定运行，在阜阳市临泉县正式投

纯氧鼓泡式流化床气化炉	程技术有限公司	化中试试验装置	（45 天）	运。 将合成气中焦油含量稳定控制在 1mg/Nm³以下，实现“无焦油”技术跨越。 该技术签约阜阳市年产 20 万吨绿色甲醇项目。一期为该中试装置，二期为年产 20 万吨绿色甲醇生产基地。
中船七一一生物质循环流化床气化炉	中国船舶集团有限公司第七一一研究所	100 吨/天生物质循环流化床气化中试装置	中试验证成功（72 小时）	2022 年在安徽阜南建成了中试装置，生物质消耗量 4.2t/h，制气量 8500m3/h，热值 1200 kcal/m3，转化热效率达 90%。该流化床相比其他床型无须制粒、压块，可适用于秸秆、稻壳、木质料等，燃料适应性广，热效率高，经济性好。 25 年 10 月，100 吨/天生物质纯氧气化中试装置在宁波能源集团阜南电厂顺利通过 72 小时满负荷连续运行考核。
东华炉	中国化学东华工程科技股份有限公司	生物质气化中试开发项目	中试验证成功	25 年 10 月东华生物质气化中试开发项目中交，标志着项目由建设阶段全面转入设备调试和试生产准备阶段，为后续投料试车奠定了坚实的基础。 25 年 11 月，东华炉中试开发项目一次投料试车成功并顺利产出合成气，标志着该技术“工艺可行、运行可靠，已具备工业化应用条件”。
煤科炉	中国煤科煤科院、中煤鄂尔多斯能源化工有限公司	100t/d 生物质（50t/d 低阶煤）的加压中试系统	中试验证成功（72 小时）	原料牛粪灰分 40%-60%、水分 20%-30%、热值 1500-2000kcal/kg 的严苛条件下，实现了以牛粪为原料的连续稳定气化，系统碳转化率、冷煤气效率、气化洗涤水等核心气化指标均达到国际领先水平。
气流床				
复朋炉	北京复朋科技有限公司（清创晋华持股）	金风科技兴安盟风电耦合制 50 万吨绿色甲醇项目	一期气化炉工艺验证已完成	可使用未经烘焙的原生态玉米秸秆颗粒通过破碎制粉后送入气化炉中反应。气化压力达到 3.0MPaG、总气量达到 70000 Nm³/h（$CO+H_2$），采用水冷壁两段式反应气化炉，实现了高碳转化率、低废水排放，并有效避免碱金属和氯离子腐蚀。
神宁炉	宁夏神耀科技有限责任公司（国家能源集团持	工业级生物质气流床连续进料试烧	成功开展工业级连续试烧任务	使用由吉电股份提供，经过两段式分级烘焙技术处理的生物质炭化料，开展工业级生物质气流床气化连续进料的试烧任务，试烧持续 5 天，实现满负荷运行。

	股）			此技术中标吉电股份梨树风光制绿氢生物质耦合绿色甲醇项目气化工艺包设计、设备采购。
航天炉	航天长征化学工程股份有限公司	1.0t/h 生物质炭化制粉气化一体化中试装置	中试验证成功（72 小时运行考核验证，累计运行超 300 小时）	中试装置已成功试烧了玉米秸秆、稻壳、灌木、芦苇、牛粪等多种生物质原料。 生物炭（干基）质量收率 88.8%，生物炭能量收率 92.2%；在 3.0MPa 的气体压力下，碳转换率 98.6%，有效气（CO+H2）含量 80.6%，冷煤气效率 74.1%，各项指标达到或优于设计值。
东方电气纯氧加压气流床	东方电气（成都）创新研究院有限公司、江西昌昱实业有限公司	40t/d 生物质气流床加压气化关键技术中试	中试投料运行试验一次成功	秸秆、木头、园林废弃物等一步法制粉（非烘焙制粉）、水蒸气纯氧加压气化。气流床共性关键技术研发热态试验台试验压力为 1-4MPa，试验温度为 1200-1600℃。有效气体组分高达 71%，碳转化率 99%以上。

资料来源：香橙会氢能数据库、公开资料

生物质气化技术多由具备煤气化经验的企业和科研机构主导推进。为适配更大规模的绿色甲醇产能需求，生物质气化炉的中试与产业化方向正集中于流化床和气流床两条路线。固定床因单炉处理规模偏小，生物质中试参与企业较少，目前固定床路线由泽玛克保持领先地位，更适合作为大型项目的产能补充方案（如金风绿色甲醇项目）。

值得关注的是不同气化炉的生物质进料适配性。固定床、流化床目前主流的进料形态是压块或生物质成型颗粒，而气流床的进料形态比较多样，展示了各家气化炉的进料特色：复朋炉的“颗粒制粉直接进料”、煤科炉的牛粪连续进料、神宁炉的“两段式分级烘焙处理”制炭进料、东方电气的“生物质一步法制粉”。不同进料形态就意味着不同的预处理加工成本、过程能耗、碳排放量，这在规模化项目的经济性测算上会体现出显著差异。

生物质以何种形态适配气流床气化炉，一直是业内关注的技术难点。以工业运行的神府煤为原料的多喷嘴对置式水煤浆气化炉为例，使用的 80%以上的进料颗粒粒径<100 微米，对含水率也有严格要求。而秸秆等生物质富含纤维素、半纤维素和木质素，质软且具有韧性、纤维缠结，破碎难度高于煤，对磨煤系统及气化喷嘴均提出更高要求。

总体来看，生物质气化制绿色甲醇正从中试验证稳步向产业化推进。以金风科技、上海电气为代表的装备制造企业，用不同的气化路线尝试产业化探索，逐步打通生物甲醇合成的全流程技术链。其中，固定床路线在设备及原料适应性上具备成熟的煤气化产业基础，适合中小规模项目或为大型项目提供产能辅助；流化床路线在效率、预处理成本及技术成熟度之间取得较好平衡，是主流的工业化方向之一；气流床路线则凭借高碳转化率、高处理能力和逐步提高的原料适配性，也成为大型绿色甲醇项目的落地方案之一。

2.1.5 市场格局分析

2.1.5.1 电解槽历年出货情况

得益于各国氢能政策支持、绿色能源转型需求增长及新进入者持续涌现，全球电解槽市场保持较快增长。根据国际能源署、弗若斯特沙利文等资料，2018—2023 年全球电解槽出货量由 140MW 增长至 1908.2MW，复合增长率约 68.6%；其中 ALK 由 114.8MW 增至 1412.1MW，复合增长率为 65.2%，PEM 由 25.2MW 增至 496.1MW，复合增长率达到 81.5%。

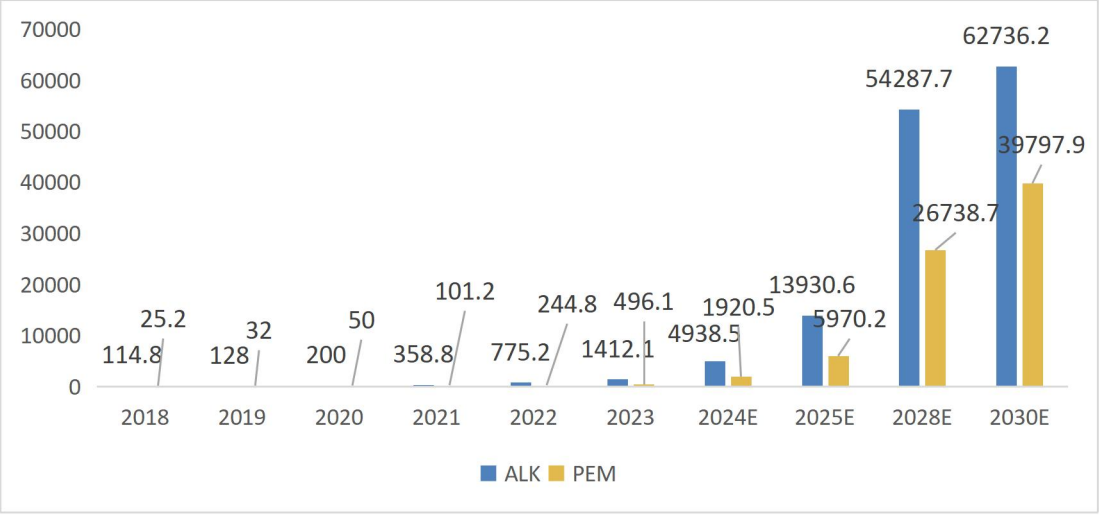

图 23：全球电解槽历年出货情况

数据来源：香橙会氢能数据库

从国内市场看，“双碳”目标提出后电解槽出货进入加速阶段。2018—2020 年国内电解槽出货量分别仅为 1.84MW、5.02MW 和 23.47MW；2021 年总出货量超过 350MW，2022 年接近 800MW，2023 年超过 1200MW，2024 年达到约 2369MW，2025 年出货约 3850MW。整体看，国内市场已从示范启动期进入规模化

放量期，且 ALK 仍是绝对主体路线。

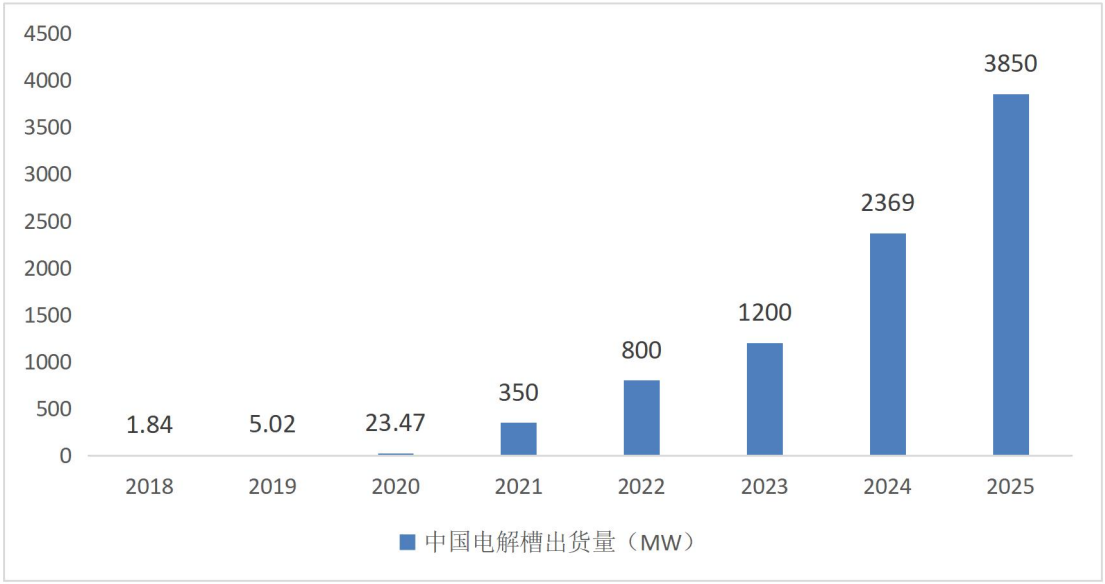

图 24：中国电解槽历年出货情况（2018—2025）

数据来源：香橙会氢能数据库

2025 年按四大技术路线分类，如下图：

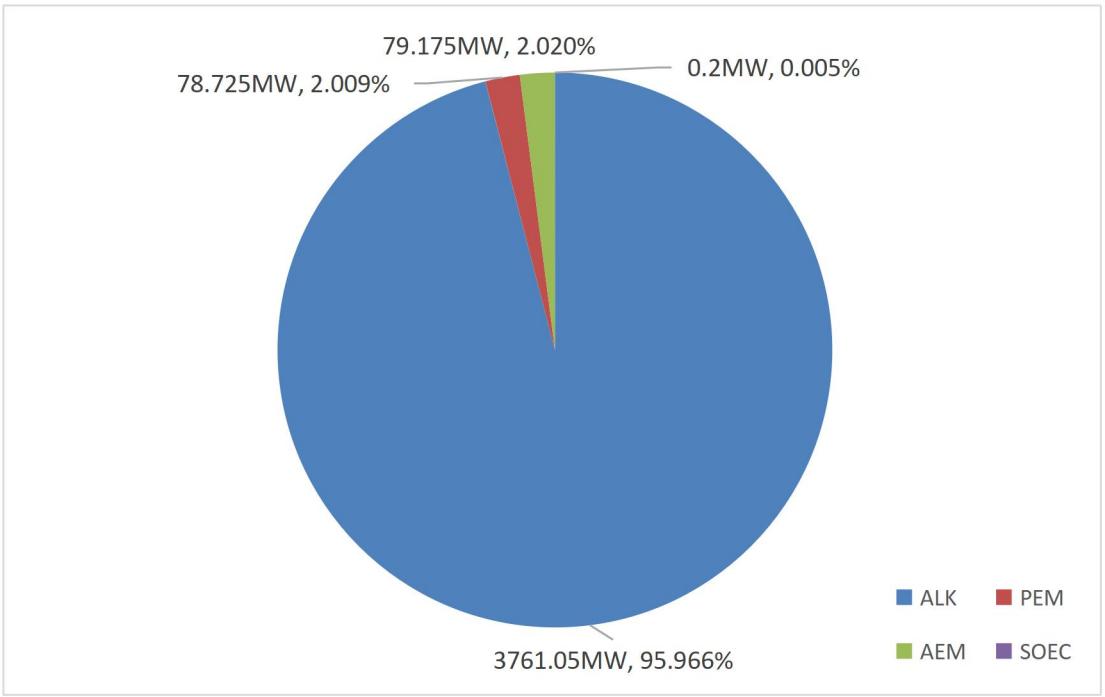

图 25：2025 年四大技术路线中标（含直接签约）规模及占比

数据来源：香橙会氢能数据库

详细表格如下：

表 19：2025 年国内电解槽分路线订单情况

技术路线	2025 年订单规模（MW）	统计口径	解读
ALK	3761.05	中标（含直接签约）	仍为绝对主流路线，规模化项目需求高度集中
PEM	78.725	中标（含直接签约）	高动态响应场景继续渗透，但总体规模仍小
AEM	79.175	中标（含直接签约）	商业化早期，订单显著高于当年实际交付（约 10MW）
SOEC	0.2	中标（含直接签约）	仍以示范验证为主

数据来源：香橙会氢能数据库

综合来看，2025 年国内电解槽市场仍由 ALK 主导，市场需求端已经体现出强烈的规模化特征；PEM 继续在高动态响应场景渗透，AEM 则进入“订单先行、交付跟进”的放量初期。SOEC 仍处在实验室阶段。

2.1.5.2 电解槽订单市场情况

按国内厂商口径统计，2025 年共梳理出 132 个项目（含招标、中标、直接签约状态，截止到 2025 年 12 月 31 日），对应公开项目总规模约 5.88GW；其中，已公布中标（含直接签约）规模约 5.26GW：中标约 2.86GW，直接签约 2.4GW。若剔除中国能建 2025 年度制氢设备集中采购项目 565MW 的集中采购规模，已公布中标规模约 2.3GW。与 2024 年招标总规模 2.37GW、已公布中标规模 1.5GW 相比，2025 年需求规模和项目落地规模均明显抬升，表明电解槽市场在经历 2024 年短暂冷静后重新进入扩容阶段。

表 20：2025 年电解槽招投标情况

序列	招标项目	电解槽类型	实际招标规模（MW）	中标企业
1	玉门油田 2024 可再生能源制氢电解槽招标	ALK	10	青骐骥
2	淇县庙口年产 5000 万方绿氢制储用一体化项目	ALK	10	青骐骥
3	东方电气 ALK 制氢系统采购项目	ALK	0.6	希倍优
4	山东港口渤海湾港潍坊港区制氢站工程建设项目	ALK	1	奥氢科技

5	大唐风光互补制加氢一体示范项目	ALK	2	博天环境
		PEM	1	
6	“光伏-制氢-高炉富氢冶炼”集成项目	AEM	10	清能股份
7	喀什华电 2x66 万千瓦热电联产项目	PEM	0.05	普顿科技
8	燕山钢铁电解水制氢项目	ALK	10	隆基氢能
9	华厦氢能与印尼项目 600 标方制氢设备签约	ALK	3	华厦氢能
10	梅塞尔集团西部地区电子特气充装工厂项目	ALK	5	隆基氢能
11	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	PEM	1	氢辉能源
		ALK	5	双良氢能
12	陕西氢能电解水制氢技术示范关键设备采购	ALK	5	隆基氢能
			5	江苏天合元氢
			5	陕西华秦新能源
		PEM	2.5	中车株洲所
			2.5	氢盛创合
13	隆基氢能与某能源装备行业领军企业签署合作协议	ALK	10	隆基氢能
14	京能集团 50KWAEM 电解水制氢装置研究与开发项目	AEM	0.05	派瑞氢能
15	青海华电格尔木一期 2x660MW 煤电项目制氢系统采购招标	PEM	0.05	普顿科技
16	重庆公司恒泰电厂制氢设备电解槽单一来源采购	PEM	0.05	河北电力装备
17	山东电力工程咨询院有限公司 2025 年第 133 批招标基于固体氧化物电解水制氢的多能互补技术及应用场景的研究项目	SOEC	/	东北电力大学
18	安达市天楹 18 万吨/年绿色 LNG 项目	ALK	80	阳光氢能
19	中煤鄂尔多斯 10 万吨液态阳光项目	ALK	96	阳光氢能
			72	中车株洲所
			48	三一氢能
20	中能建宜城绿色氢氨醇项目	ALK	/	华商能源
21	新疆俊瑞峻昌能源科技有限公司电解槽采购	ALK	50	新工绿氢

22	陕煤信阳 2x1000MW 高效超超临界机组工程项目第三批辅机设备(制氢系统)采购项	PEM	0.05	京电设备
23	中国科学院大连化学物理研究所 3000 标方碱水制氢设备采购	ALK	15	一重集团大连核电石化有限公司
24	沙湾市年产 10 万吨绿氢制 60 万吨绿氨生产线项目	ALK	150	派瑞氢能
25	中国科学院大连化学物理研究所 10MW 级碱水制氢设备采购	ALK	10	国科绿氢
26	再生绿氢能源内蒙年产 80 万吨绿色氢氨合成工厂	ALK	1120	亿境星氢能源
27	江西核电棉船风电配套制氢储能项目	PEM	0.5	长春绿动
28	中石油深研院含盐水电解制氢系统定制加工采购招标项目	ALK	0.1	氢致能源
29	华能西安热工院科研项目制氢及合成氨设备招标	ALK	2	四川亚联合氢能
30	氢能高速及零碳服务区关键技术集成与示范高密服务区加氢站综合利用项目	ALK	0.5	国富氢能
31	阜丰集团氯碱厂电解水制氢邀请招标	ALK	/	/
32	六盘山实验室 50 标方 ALK 电解水制氢系统配套设备采购项目	ALK	0.25	明阳氢能
33	江苏氢杰科技有限公司与中国研化集团股份有限公司就新疆库尔勒绿电制氢项目正式签署采购协议	ALK	/	氢杰科技
34	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（ALK 与 PEM 混联）	ALK	12	派瑞氢能
			8	鹭岛氢能
		PEM	3	派瑞氢能
			2	鹭岛氢能
35	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	PEM	2	氢器时代
36	河北张家口宣化区宣钢烟筒山 96MWp（一期 60MWp）分布式光伏项目 200Nm³ 每小时集装式离网制氢系统采购	ALK	1	双良氢能
37	华能山东分公司济宁电厂制氢机备件电解槽采购项目	/	/	派瑞氢能
38	中煤伊犁 2×66 万千瓦热电联产工程项目制氢站系统设备采购	/	/	普顿制氢

39	中石油深圳新能源研究院有限公司制氢装置定制加工	/	0.1	奥德源
40	吴忠市太阳山绿氢制储输用一体化项目(一期)	ALK	5	泰氢晨
41	闵扬氢润能源科技（福海）有限公司福海县光储氢氨醇一体化项目	ALK	360	双良新能源
42	东方电气德阳金井 500Nm/hALK 制氢公辅系统采购项目	ALK	2.5	青骐骥
43	陕西公司府谷公司西王寨煤电一体化项目电厂 2X660MW 新建工程制氢装置设备	PEM	0.05	普顿制氢
44	60 兆瓦电解水制氢综合设备项目	AEM	60	稳石氢能
45	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（包件 2）	ALK	15	三一氢能
46	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 1）	ALK	5	三一氢能
		PEM	1	
47	再生绿氢能源科技亚洲有限公司采购直接签约	ALK	/	中集集电
48	广东公司台山电厂高效能海水直接电解制氢技术及 10kw 制氢系统研制项目公开招标项目招标	/	0.01	哈尔滨工业大学
49	巴西 Qair Brasil 在 Fortaleza 的 H2BRASIL 项目 20MW 成套制氢装备合作协议	ALK	20	明阳氢能
50	巴西 GWE80MW 制氢装备供货协议	ALK	80	明阳氢能
51	中核集装箱式水电解制氢装置	PEM	1	希倍优
52	其亚硅基一期 20 万吨工程公用工程电解制氢装置招标项目采购公告	/	/	/
53	哈萨克斯坦 Kaztechgas 公司哈萨克斯坦成套制氢项目	/	/	明阳氢能
54	玛纳斯玉都绿氢工厂与心连心化工签署绿氢供应框架协议	ALK	70	国富氢能
55	伊宁市绿电规模化制氢项目设备采购	ALK	10	扬州纪扬机械设备有限公司
56	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	ALK	/	南通安思卓新能源有限公司
57	宝石特车-ALK 电解水制氢设备采购	ALK	/	/

58	国富铭志与哈密通慧德绿色铸造有限公司签订 22 套电解槽采购合同	ALK	110	国富氢能
59	中国电建河北工程公司化德储能制氢电站项目制氢设备直接采购项目	ALK	15	爱德曼氢能
60	乌兰察布市四子王旗风光制绿氢与液化一体化项目签约	ALK	300	国富氢能
61	中国电子科技集团公司第十三研究所水电解制氢设备采购项目	/	/	派瑞氢能
62	C-5 项目 AH 子项制氢设备采购	ALK	0.15	汉氢科技
63	东南大学化学化工学院制氢设备采购	ALK	0.015	润世华氢能源
64	中国电建山东电建三公司沙特 Nairyah 1800MW 联合循环燃机项目电站制氢设备采购项目	/	/	派瑞氢能
65	中国电建山东电建三公司沙特 Rumah1800MW 联合循环燃机项目电站制氢设备采购项目	/	/	派瑞氢能
66	上海电力大学 ALK 电解水制氢（ALK）模块	ALK	/	南通普训智能
67	集贤县风储氢醇一体化项目	ALK	112	中船 718 所
68	华能辽宁分公司营口电厂 2025 年制氢机及配套附属设备采购	ALK	/	希倍优
69	华电新疆红雁池分公司电解水制氢装置电解槽采购询比采购	/	/	苏州工业园区奥菲特气体设备有限公司
70	大冶市矿区绿电绿氢制储加用一体化氢能矿场综合建设项目制氢工厂二期	/	44	/
71	中溶新能源有限公司年产 180 万吨精细化学品及 4000 吨电池燃料氢多联产项目	ALK	20	三一氢能
72	中天合创鄂尔多斯煤化工项目水电解槽招标	ALK	240	隆基氢能
				华电科工
				青骐骥
73	辽宁华电调兵山风电制氢耦合绿色甲醇一体化示范项目	ALK	280	华电科工
		PEM	15	/
74	年产 1.35 万吨电解水制氢工厂	/	/	中国机械工业第二建设工程有限公司
75	中煤平朔采煤沉陷区 60 万千瓦离网式可再生能源制氢一期项目(绿氢耦合煤化工部	ALK	82	/

	分)EPC 总承包			
76	张家口市风氢一体化源网荷储综合示范工程项目（一期）制氢部分 EPC 总承包	ALK	80	中京建设集团有限公司
77	广元盘龙陵宝制氢加氢一体站项目	ALK	/	液空厚普
78	龙源电力龙源（环县）新能源有限公司西峰分公司生物质气化耦合绿氢制绿色燃料关键技术开发与应用项目制氢系统基础设计及公用和辅助工程基础设计及拿总服务	ALK	5	众一伍德工程有限公司
79	陕煤集团榆林化学有限责任公司 1500 万吨/年煤炭分质清洁高效转化示范项目烯烃、芳烃及深加工工程一阶段项目电解水制氢装置 EPC 工程总承包	ALK	60	北方工程设计研究院有限公司
80	陕西氢能 100Nm³/h SOEC 电解水制氢系统安全设计采购项目	SOEC	0.5	/
81	山科融发化工新材料中试基地及年产 2 万吨绿色氢醇一体化示范项目	ALK	15	/
82	迁安市氢电综合能源站工程	ALK	60	/
83	南海区光电氢油”综合能源母站	ALK	15	昇辉新能源有限公司与上海氢枫能源技术有限公司、中建四局安装工程有限公司联合体
		PEM	0.25	
		AEM	0.25	
84	太原理工大学公开招标电解制氢装置及其辅助平台	ALK	0.05	中电丰业
85	铼基材料锻造生产线建设项目 - 制氢站建设 EPC（二次）	/	/	陕西泰盛达机电设备有限公司(联合体成员：瑞远集团)
86	中国能建 2025 年度制氢设备集中采购项目	ALK	550	14 家入围
		PEM	15	8 家入围
87	俊瑞绿氢能源(清水河县)有限公司清水河县风光发电制绿氢项目	ALK	390	/
88	中核二七二铀业有限责任公司一体化建设项目电解制氢设备	/	/	/
89	中国大唐集团科技创新有限公司新型低成本光伏电催化制氢技术开发服务	/	/	南开大学
90	高场氢气站产能扩增	PEM	2	派瑞氢能

91	龙源电力龙源(张掖)新能源发展有限公司张掖碳中和产业基地风光氢储一体化项目 ALK 电解水制氢电解槽及电源设备	ALK	110	北京国能龙威发电技术有限公司（国家能源集团下属企业）
92	2025 年制氢系统采购项目	/	/	氢羿能源
93	国家电力投资集团有限公司二〇二五年度第 99 批集中招标（吉电股份梨树风光制绿氢生物质耦合绿色甲醇项目 PEM 水电解制氢设备）	PEM	10	/
94	固原彭阳 2×660MW 机组工程制氢设备采购	PEM	0.05	/
95	可再生能源电解水制氢系统控制关键技术研究项目制氢设备采购	ALK	1.5	东方电气（成都）氢能科技有限公司
96	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）制氢端成套设备采购	PEM	45	长春绿动(联合体成员：兴燃科技)
97	吉电股份梨树风光制绿氢生物质耦合绿色甲醇项目 ALK 水电解制氢设备-I 标段	ALK	60	阳光氢能
98	吉电股份梨树风光制绿氢生物质耦合绿色甲醇项目 ALK 水电解制氢设备-II 标段	ALK	80	隆基氢能
99	清北氢能潜江绿色氢气示范项目	ALK	20	中车株洲所
100	华润电力老河口制氢制氧科技研发项目	ALK	10	中车株洲所
101	ACME 绿氨项目	ALK	80	双良氢能
		ALK	160	阳光氢能
102	四川某氢能项目	ALK	13	青骐骥
103	甘肃某央企氢能项目	ALK	5	青骐骥
104	某央企氢能项目	ALK	60	青骐骥
105	西北某集团氢能项目	ALK	20	青骐骥
106	韩国 HBI	ALK	0.01	青骐骥
107	华东某化工项目	ALK	5	青骐骥
108	中能建石家庄鹿泉区光伏制氢项目	ALK	35	中船（派瑞氢能）
109	深圳能源鄂托克旗绿氨项目	ALK	60	中船（派瑞氢能）
		ALK	60	中车株洲所

		ALK	50	阳光氢能
		ALK	60	三一氢能
110	陕西榆林能化基地项目	PEM	2	上海氢器时代
111	巴楚县 5MW 光伏制储加氢项目	ALK	3	上海氢器时代
112	欧洲 5MW 制氢项目	/	5	上海氢器时代
113	内蒙煤电机组掺氢项目	/	20	上海氢器时代
114	新疆煤电脱硫废水直接电解制氢	/	20	上海氢器时代
115	海外 - NEXUS 500（AEM）	AEM	0.525	卧龙英耐德（浙江）氢能科技有限公司
116	海外 - NEXUS 1000（AEM）	AEM	7.35	卧龙英耐德（浙江）氢能科技有限公司
117	华能西安热工研究院有限公司绿氨	/	2	四川亚联氢能科技有限公司
118	澳洲绿氢化工项目	/	2	南通安思卓
119	南非国家电力公司 ESKOM	PEM	1	上海氢锐科技
120	三峡能源北海绿电制氢示范项目	AEM	1	上海氢鸾科技
121	国能源创阿拉善电解水制氢项目	PEM	1	氢辉能源
122	化德储能制氢电站项目	/	15	爱德曼氢能
123	中氢驰坎综合能源站	/	15	昇辉新能源
124	某光电材料制氢项目	ALK	1	隆基氢能
125	北非某绿氨示范项目	ALK	12	隆基氢能
126	纳米比亚绿氢项目	ALK	5	隆基氢能
127	新疆华电乌鲁木齐制储加氢一体化站	ALK	15	华电科工
128	湖北庚威建设制氢项目	ALK	5	国富氢能
129	马来西亚 TNBR 项目	ALK	0.125	国富氢能
		PEM	0.125	国富氢能
130	山东邦隆制氢项目	ALK	0.25	国富氢能
131	摩洛哥哈桑尼亚学院 PEM+燃料电池制氢示范项目	PEM	0.05	国富氢能
132	摩洛哥阿加迪尔酒店小型制氢发电项目	PEM	0.05	国富氢能

数据来源：香橙会研究院

从技术路线看，2025 年订单结构仍然呈现出明显的“ALK 一家独大”特征。按中标（含直接签约）口径统计，ALK 订单规模为 3761.05MW(去掉亿境星氢能源 1120MW 直接签约项目），占四路线总订单的 95.97%；PEM 和 AEM 分别为 78.725MW 和 79.175MW，占比均约 2%；SOEC 仅 0.2MW，仍处于极早期验证阶段。与 2024 年相比，ALK 的主导地位并未改变，但 AEM 订单规模已与 PEM 基本相当，说明 AEM 已由科研验证逐步迈向工业示范放量。

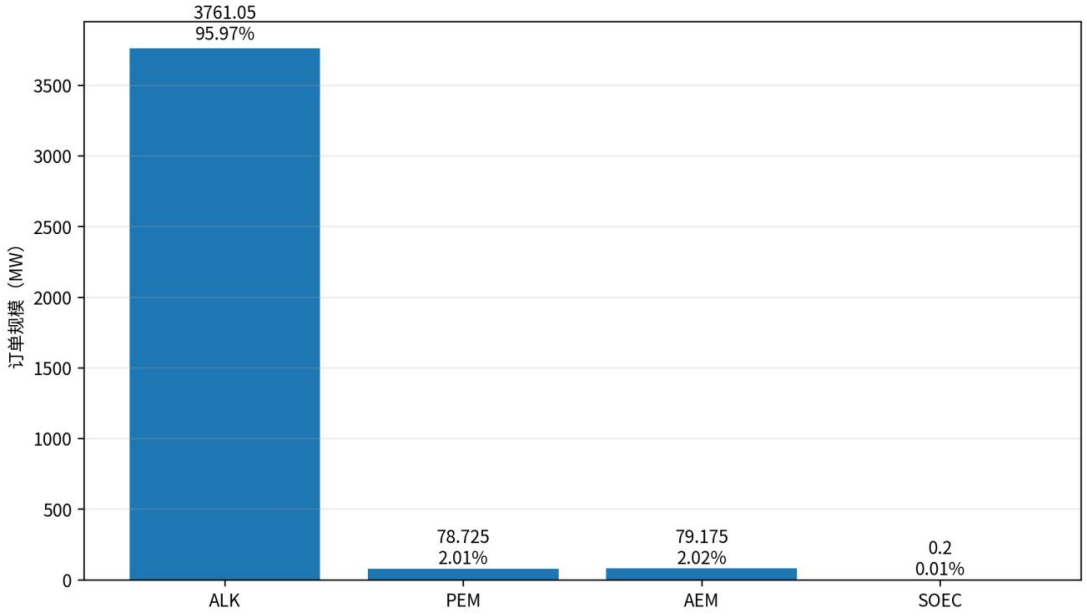

图 26:2025 年四大技术路线订单规模

数据来源：香橙会氢能数据库

若仅从公开项目统计口径观察，2025 年国内公开项目需求仍主要集中在 ALK 及混联方案；从订单落地角度看，PEM 更明显体现为示范项目和细分场景渗透，AEM 则开始出现初具规模的工业示范订单。整体而言，短期内 ALK 仍然是规模化绿氢项目的绝对主流，PEM 与 AEM 更多承担高性能场景和前沿路线验证功能。

从中标价格看，电解槽市场价格竞争在 2025 年继续延续。按最低公开报价口径，ALK 最低报价由 2024 年的 436 万元/套变为 2025 年的 254 万元/套（中天合创煤化工项目三一氢能报价）；PEM 则由 2024 年的 535 万元/套降至 2025 年的 377.61 万元/套。需要说明的是，2025 年 PEM 槽最低价格采用中国能建年度集采最低中标候选报价口径。价格信号表明：碱槽价格已长期处于低位，PEM

报价虽有明显回落，但与 ALK 相比仍存在较大成本差。

图 27：2021—2025 年电解槽最低公开报价变化

数据来源：香橙会氢能数据库

从供给格局看，2025 年订单继续向头部企业集中。按订单规模统计，阳光氢能以 453.7MW 位居第一，华电科工和中船派瑞氢能分别以 390MW 和 374.05MW 分别位列第二第三。前三名合计订单量 1217.75MW，占行业头部企业 TOP10 总订单量（2376.36MW）的 51.24%。整体看，市场集中度较 2024 年（CR3=47.44%）进一步抬升，头部企业在大型项目获取和交付兑现方面优势更加明显，但与早期高度集中的市场阶段相比，当前行业仍处于头部集中、但竞争主体相对分散的格局。这表明在需求加速向大型项目聚集的背景下，企业竞争重点已不再只是发布新品，而是能否持续拿到订单、完成交付并通过系统集成验证。

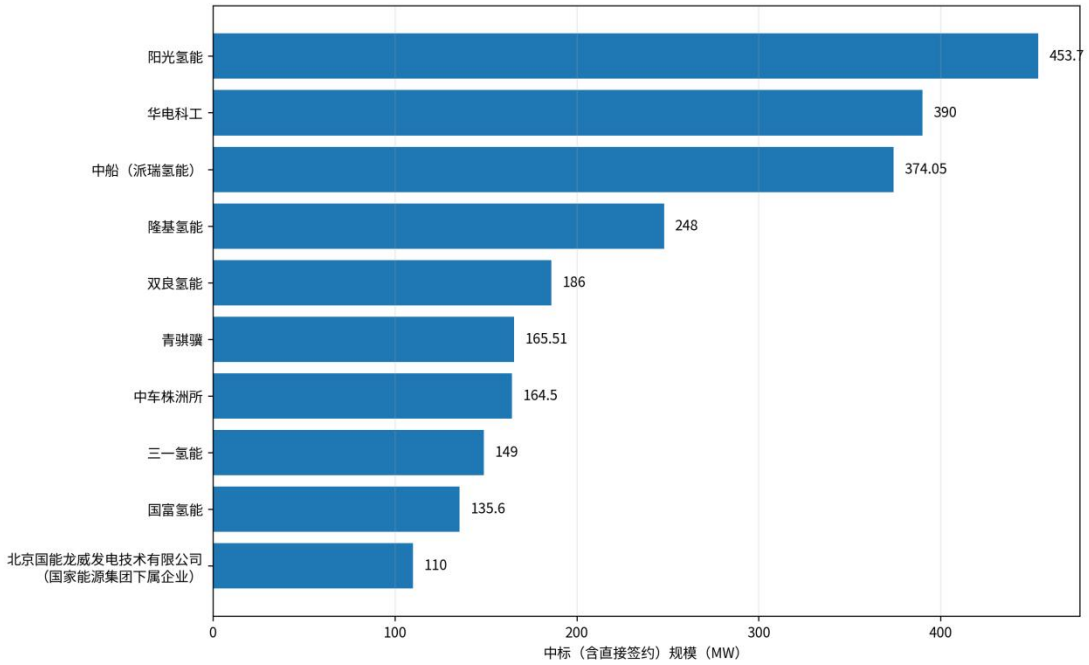

图 28：2025 年电解槽供应商订单规模 Top10

数据来源：香橙会氢能数据库

2.1.5.3 2026-2030 年中国 ALK 电解槽需求预测

根据香橙会研究院往年数据统计计算，2023-2025 年中国 ALK 电解槽订单量年复合增长率约为 52.39%。

表 21：2023-2025 年 ALK 电解槽年复合增长率

技术路线	2023 年中标总量（MW）	2024 年中标总量（MW）	2025 年中标总量（MW）
ALK	1619.5	2239.4	3761.05
CAGR(2023-2025)	52.39%		

数据来源：香橙会氢能数据库

在短期市场判断中，2025 年 ALK 订单规模能够反映当年项目选择和设备需求热度；但在中长期预测中，不能简单套用 2023—2025 年历史复合增速外推。考虑到绿电成本、政策机制、终端消纳、设备降本和融资环境均会影响项目落地，本节引入多因子加权模型，以 2023—2025 年历史复合增速为基准，对 2026—2030 年国内 ALK 电解槽新增需求进行情景测算。

表 22：2026—2030 年中国 ALK 电解槽需求预测核心影响因子与修正

核心影响因子	权重占比	因子定位	2023-2025 基准系数	2026-2030 修正系数	核心变动逻辑
绿电成本（电价）	35%	决定性因子，直接决定绿氢项目经济性	1	1.35	风光大基地集中并网，离网制氢模式成熟，绿电价格持续下行，制氢项目经济性大幅改善
政策补贴与碳税机制	25%	兜底性因子，保障项目 IRR 转正落地	1	1.15	短期补贴逐步退坡，全国碳税机制、高耗能行业强制脱碳配额落地，长效政策兜底能力增强
终端消纳与工业脱碳需求	15%	成长性因子，决定行业中长期增量空间	1	1.4	绿氨、绿色甲醇、钢铁、煤化工等刚需脱碳需求集中释放，行业由政策示范转向市场化刚需
设备降本与技术成熟度	15%	延续性因子，依托国产制造实现硬件降价	1	1.3	电解槽大型化迭代、核心材料全面国产替代，规模化量产推动设备造价持续下探
宏观融资环境与供应链	10%	波动性因子，影响原材料供给及项目融资节奏	1	1.1	绿色信贷定向倾斜，供应链自主可控性提升，行业泡沫出清，优质项目融资稳定性增强

数据来源：香橙会氢能数据库

测算结果显示，2026—2030 年模型综合景气系数为 1.275（各因子权重与修正系数乘积的加和），对应中性情景下复合增速约 66.80%（基准增速 52.39%乘以综合景气系数 1.275），2030 年 ALK 电解槽新增需求规模将达到 48GW。在分情景假设下，保守情景复合增速为 60.00%，中性情景为 66.80%，乐观情景为 72.00%。该结果不应理解为确定性承诺，而应作为中长期需求弹性区间：若政策落地、下游消纳和项目融资均不及预期，实际结果可能向保守情景靠拢；若

工业脱碳加速并叠加海外订单超预期，则有可能接近乐观情景。

表 23：2026—2030 年国内 ALK 电解槽年度新增需求预测

预测情景	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
保守情景（60.00% CAGR）	6.02	9.63	15.41	24.65	39.44
中性情景（66.80% CAGR）	6.27	10.46	17.45	29.11	48.56
乐观情景（72.00% CAGR）	6.47	11.13	19.14	32.92	56.62

注：单位为 GW；测算以 2025 年 ALK 中标（含直接签约）规模 3.76105GW 作为需求基数，采用逐年复利方式测算。

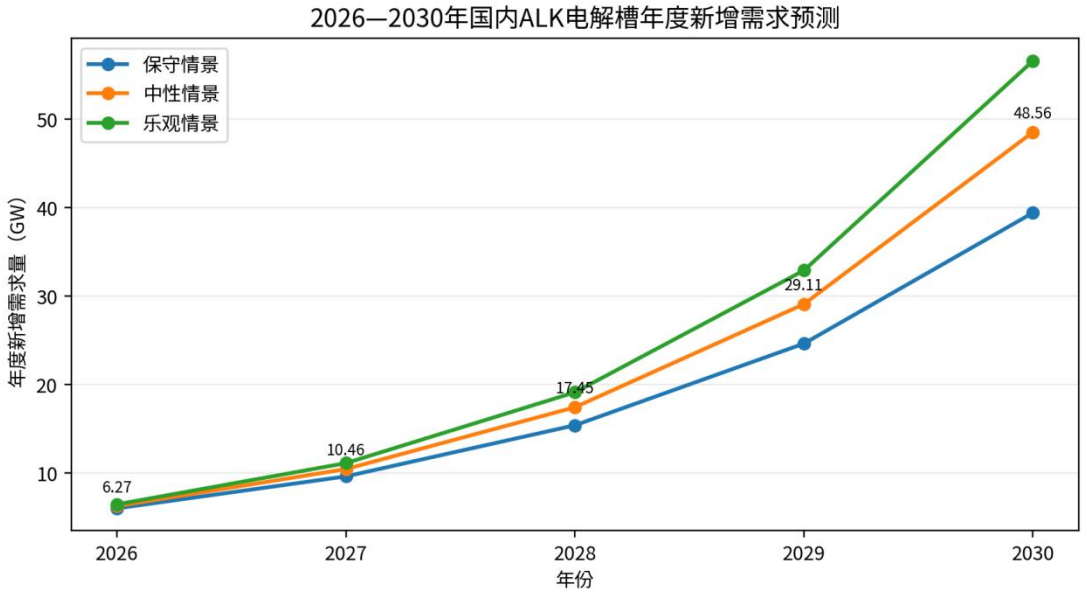

图 29：2026—2030 年国内 ALK 电解槽年度新增需求预测

数据来源：香橙会氢能数据库

从白皮书写作角度看，该预测模型的价值不在于给出单一数值，而在于为“十五五”期间 ALK 主线地位提供可解释的定量框架。一方面，绿电成本下降和设备降本共同改善供给端经济性；另一方面，绿色氨醇、工业替代和交通等场景决定需求端能否形成稳定消纳。因此，后续年度跟踪应重点关注三类验证指标：一是公开招标需求与实际中标规模的差距，二是订单向出货和投运的转化效率，三是项目运行小时数、能耗、衰减率和宽负荷适配等真实工况数据。

2.2 中游：氢储运技术成熟度分析

2.2.1 氢储运技术整体发展现状

我国能源供应和能源需求呈逆向分布，在资源上“西富东贫、北多南少”，以绿氢资源为例，三北地区风光等可再生资源丰富，绿氢示范项目也多位于这些地区，而东部地区具备大量氢气需求，以交通领域为例，我国燃料电池汽车 5 大示范城市群分别为北京、上海、广东、河南、河北，大部分地区位于东部省份。随着氢燃料电池汽车的发展以及氢能应用场景的多元化，如何实现氢气的规模化、经济性储运是产业发展的关键。

氢气终端成本主要由制氢成本、储运、分配（加注）成本构成，储运成本占比较高，氢气储运环节成本约占产业链所有环节的 30%-40%，对下游应用有重要影响。我国氢能应用现阶段主要围绕工业副产氢和可再生能源制氢地附近，通常氢源、用氢地距离相距在 200km 以内，随着氢气储运成本下降，单一氢源经济性半径扩大，氢能应用将会不断扩大，整体促进氢能产业的发展。

现阶段，氢气制取基本实现商业化发展，也实现了示范应用，但氢储运技术只能够满足短距离、小规模的运输，尚未实现商业化、大规模、长距离的运输，氢能储运高度依赖技术进步和基础设施建设，是产业发展的难点。因此，需全面提升氢储运技术的研究及加快产业化进程，不断地攻克技术难关，实现安全、低成本、规模化的氢储运，降低氢气终端成本，如此氢能产业才能够蓬勃发展。

目前，氢的储运主要分为，气态储运（包括长管拖车及管道输氢）、液态储运（包括低温液态及有机液态）、固态储运三种方式。

由于氢气的上述特性，需要使用特定材料和设备确保储运安全性，导致其储运成本居高不下，已成为当前制约氢能行业发展的主要因素之一。目前，技术较为成熟的气态储运（长管拖车）的运输成本约为 10 元/kg/百公里，而同等热值情况下的汽油运输成本约为 0.1 元/kg/百公里，两者差距巨大。

2.2.2 四大核心氢储运技术路线详解

2.2.2.1 气氢储运技术

（1）长管拖车

高压气态下的氢储运是指，在高压条件下压缩氢气，将压缩后的高密度氢气存储于耐高压容器，再经由长管拖车进行输送的方式。这种方式前期投入成

本较低、充放氢速度快，是目前国内最成熟的氢气运输方式。适用于加氢站、化工厂或距离氢源较近、用量较小、用户分散的氢气需求场景。

高压气态储运技术的发展主要取决于压力容器的技术水平与生产工艺。行业内企业主要通过储氢容器迭代，提升单次运氢量的方式，进行降本增效。储氢容器按照材料和制作工艺可以分为Ⅰ型瓶、Ⅱ型瓶、Ⅲ型瓶、Ⅳ型瓶四种。其中Ⅰ型瓶、Ⅱ型瓶主要用于加氢站储氢或道路运输，Ⅲ型瓶、Ⅳ型瓶用于车载储氢系统。

表 24：储氢容器的种类和对比

类型	Ⅰ型瓶	Ⅱ型瓶	Ⅲ型瓶	Ⅳ型瓶
材质	纯钢制金属瓶	钢制内胆+纤维环向缠绕瓶	铝内胆+纤维全缠绕瓶	塑料内胆+纤维全缠绕瓶
工作压力（MPa）	17.5~20	26.3~30	30~70	30~70
质量储氢密度（wt%）	≈1.7	≈2.1	≈3.5~4.2	≈4.5~6.0
使用寿命（百年）	15		15~20	
介质相容性	有氢脆、有腐蚀性			
成本	低	中等	最高	高
当前适用场景	加氢站储氢、道路运输	道路运输	车载储氢	

资料来源：公开资料、香橙会研究院整理（注：Ⅰ型瓶用于加氢站内储氢时，根据加氢站需要，最高工作压力可设计为 100MPa）

国内长管拖车仍以搭载Ⅰ型瓶为主，单车运氢量约为 300kg，氢气运输成本约为 10 元/kg/百公里。目前以浙江蓝能、中集安瑞科、中材科技（苏州）等为首的长管拖车或储氢瓶制造商已逐渐向Ⅱ型瓶转型。2020 年，中集安瑞科已完成 30MPa 长管拖车用储氢瓶研发；2023 年 9 月，石家庄安瑞科气体机械与法国液化空气集团联手打造的 30MPa 碳纤维缠绕管束式氢气集装箱成功下线并实现批量生产，成为国内首台突破 20MPa 的氢气运输设备，最大氢气充装量达 627kg。2024 年，中石化广州（洛阳）工程与中船双瑞（洛阳）特种装备联合开发的 35MPa 氢气管束式集装箱在洛阳实现批量生产，进入实际应用阶段。2024 年燕山石化联合中集氢能完成了 30MPa 长管拖车的工业试点应用。此外，浙江蓝能氢能科技也已完成 30MPa/52MPa 纤维缠绕管束集装箱的研发，并具备

生产能力。2025 年 9 月石家庄安瑞科研发的市场上水容积最大的 38.7m³ II 型管束集装箱项目产品成功下线。2026 年 2 月 中集合斯康成功实现国内首台 20 英尺 Ⅳ 型瓶氢气管束集装箱（MEGC）下线。

据统计，20MPa 的长管拖车运氢成本 10 元/kg*100km，到 30MPa 可降至 5 元/kg*100km，到 50MPa 可降至 3.5 元/kg*100km，中集安瑞科已生产 30MPa 碳纤缠绕气瓶氢气管束式集装箱，实际使用成本将比 20MPa 钢质产品降低 50%以上，国内已开始研制基于III型氢气瓶的 50MPa 以上大容量管束集装箱。

表 25：中集安瑞科长管拖车参数

	Ⅰ型氢气车		Ⅱ型 玻璃纤维缠绕车	Ⅱ型 碳纤维缠绕车
瓶数（支）	11	7	12	8
工作压力（MPa）	20	20	20	20
外径（mm）	559	715	591	715
单只水容积（m³）	2.135	3.71	2.585	4.2
氢气最大充装量（kg）	347	413	458	495
额定质量（kg）	32,747	34,363	30,058	27,207

数据来源：香橙会氢能数据库

高压气态储氢容器的技术升级，主要围绕储氢容器的技术水平与生产工艺展开，着重体现在储氢瓶的升级迭代。当前国内 30MPaⅡ型瓶已实现技术突破，转向实际应用，科技部也将 52MPa 大容量Ⅳ型瓶储氢瓶和管束集装箱的研制列入国家重点研发计划的重点专项。随着国内Ⅳ型瓶企业的研发制造水平逐渐提高，高压气态储运行业未来也必将向发达国家水平靠拢，升级为耐压效果更好、自重更轻的 50MPa 及以上Ⅳ型瓶，在经济运输半径的范围内实现单车的最大运氢量。

（2）管道输氢

高压管道运氢是通过在地下埋设或地面架空的无缝钢管系统进行氢气输送，运输效率高、能耗低，适合长距离输送氢。高压管道被认为是向城市（日需求量>150t）内的大型加气站（日需求量>1000kg）供应氢气的成本最低的选择。目前，高压输氢管道常用材料为钢，输氢压力为 1.0-4.0MPa，直径 250-500mm，

但管道建设所需投入的一次性成本巨大。

高压管道的气体输送利用了管道进出口的压力差，在输送沿途因为气体本身的黏性和管道的摩擦造成压降，为了实现足够长距离的高效率的燃气输送，同时考虑管道的承压能力，需要限定管道输送气体的最低与最高压力，通常会采取每隔 80-100km 配备一个压缩站重新压缩氢气的方法来保证气体的高效率运输。而当不同工作压力的管道需要连接时，则需要设置降压站，通过节流阀降压实现并线。

氢气管道输送技术路线包括纯氢管道和天然气掺氢管道两种，两种技术路线又都包括高压和低压两条路线，不同技术路线之间具有较大差别，且其优缺点和应用场景均有所不同，相比之下低压氢气管道技术更加成熟。与纯氢管道相比，天然气掺氢管道因氢气对天然气管道材料性能影响、氢气掺混和分离等问题技术复杂程度高，技术难度更大。纯氢输送方面，我国纯氢管道建设已经逐步向大管径、长距离、大规模输氢转变。

表 26：管网输氢不同技术路线对比

<table>
<tr><th>技术类别</th><th>分类</th><th>优点</th><th>缺点</th></tr>
<tr><td rowspan="2">天然气掺氢管道</td><td>低压</td><td rowspan="2">依托现有天然气用户实现氢能的快速推广利用；
利用现有天然气基础设施，降低输配系统的建设投入
输量较大，长距离大输量下输气成本较低</td><td>对下游用户的安全运行有影响，下游用户类型多，掺氢适应性仍需进一步验证；
氢分离提纯技术成本较高；
掺氢天然气的泄漏与燃烧爆炸风险有所提高</td></tr>
<tr><td>高压</td><td>干线管道钢级高，管道材料与掺氢天然气相容性问题较突出，氢脆风险高；
干线管道互联互通水平较高，掺氢影响范围大；
干线管道核心设备如压缩机等的适应性尚未明确；
降低干线管道的能量输送能力</td></tr>
<tr><td>纯氢管道</td><td>低压</td><td rowspan="2">供应稳定；
管输运输成本较低
管道能够提供一定的储氢能力</td><td rowspan="2">初期投资成本高；
输氢成本受管道负荷率影响大</td></tr>
<tr><td></td><td>高压</td></tr>
</table>

注：设计压力低于 1.6 MPa 的压力管道定义为低压管道，其他定义为高压管道

数据来源：香橙会氢能数据库

全球纯氢管道总里程超过 5000 公里，主要分布在美国和欧洲，其中美国约 2600 公里，欧洲约 1700 公里，国内纯氢管道里程仅约 400 公里，具有一定规模的仅 3 条；新建掺氢天然气管道 2 条，长度约 375 公里。全国绿氢管道规划

里程已超 7000 公里，主要分布在内蒙古、辽宁、河北等省（区），主要为资源集中地，重点解决本地资源市场互联和资源外输问题。

表 27：主要规划氢能管道信息表

名称	长度公里	管径 DN	设计压力兆帕	设计输量万吨/年	来源
辽宁省干线管道规划	1800	600	6.3	-	辽宁省绿氢管网发展专项规划（2024-2035 年）
辽宁省支线管道规划	458	500	6.3	-	
沪蒙绿色燃料供需联动氢能走廊管道项目	2428	-	-	50	蒙古自治区绿氢管道建设发展规划及招标公告
康保—曹妃甸长输管道	1242	800	7.2	155	一干三支
乌兰察布市至京津冀地区氢气输送管道示范工程	362.6	600/450	4.0	10	一期
	1132	600	6.3	50	二期
定州-高碑店氢气管道工程	164.7	500	4.0	10	
潍坊宝通街次高压城燃管道	5.2	200	1.6	3	
陕蒙绿氢管道	409	-	-	-	
达茂-九原工业区氢气管道	202	700	6.3	15	
河北鹿泉氢能管道项目	51.5	600/150	6.3/3.9	0.39	

资料来源：国家管网

国内以中石化、国家管网、中石油等央企主导 ，主要承担跨区域长输干线建设；海泰新能、东宏股份等企业依托差异化技术路线，在复合材料管道、抗氢脆涂层等细分领域实现技术突破，尤其在 200 公里以内的短距离输氢场景中具备竞争优势；西门子、法国彼欧等外资企业则凭借智能监测系统、高压储氢装备等核心技术，保持技术领先地位。

2.2.2.2 液氢储运技术

低温液态下的氢储运是指，将氢气从常温气态冷却至-253℃液化后存储于

专用的液氢储罐，通过液氢槽罐车或液氢运输船进行运输的方式。在液氢的状态下，氢的密度可达 70.9kg/m³，是常温常压下的约 850 倍，65m³ 容量的槽罐车的单次运氢量可达到 4000kg 左右，具备高压气态储运所没有的大规模运输能力。并且，液氢运输的成本结构中车辆造价以及氢气在液化及运输过程保持低温所消耗的电费占比较高，液氢的运输成本并不会随着运输距离的增加显著上升。因此，在运输距离超过 200km 以上，需要大规模运输氢气的情况下，低温液态是较高压气态更合适的方式。液氢槽罐车是行业主流的运输设备，也是技术革新的重要载体。

表 28：高压气态储运和低温液态储运的比较

分类	高压气态	低温液态
运输工具	长管拖车	液氢槽罐车
压力（MPa）	20（Ⅰ型瓶）	0.6
运氢量（kg/车）	300~400	3,000~4,000
质量储氢密度（wt%）	1.1	14
经济运输半径（km）	50~200	200~1,000
成本（元/kg/百公里）	10	0.4

资料来源：公开资料，香橙会研究院整理

在美国、欧洲、日本等地区，液氢运输已经实现较大规模的应用，但在中国还处于初期发展阶段，以军事以及航天领域的应用为主。目前，生产液氢槽罐车及液氢储罐的国内企业主要包括，中集安瑞科及其旗下中集圣达因、富瑞特装、国富氢能、航天晨光等。

2023 年 12 月 28 日，中国首台民用 40m³ 液氢槽罐车在张家港中集圣达因成功下线。该装备由中集圣达因设计制造，北京特种工程设计研究院和西安交通大学共同参与完成。其研制得到国家重点研发计划可再生能源与氢能技术重点专项——“液氢制取、储运与加注关键装备及安全性研究”（以下略称为科技部 1.8 专项）支持。民用 40m³ 液氢槽罐车的研制成功，打破了我国在液氢储运装备领域的空白，也标志着我国在液氢制取、储运与加注等关键技术装备及安全性研究方面取得了重大进展。此外，具备民用车载液氢瓶制造能力的还有国

富氢能、奥扬科技为主，目前可达到的质量储氢密度为 10wt%以上。

现阶段，液氢运输的降本增效途径主要在于降低运输途中的氢气损耗率。因此，液氢储罐的低温材料升级、低温绝热技术的研发应用是关键。此外，储罐容积的扩大，对提升单次运氢量、降低氢气损耗率也有较好的效果，因此在公路运输的宽度限制范围以内，研发制造更大容积的液氢储罐也是行业发展的方向之一。

目前，全球范围内的液氢槽罐车容积大致在 30～60m³，美国龙头 Gardner Cryogenics 的液氢槽罐车容积则已达到 65m³。国家重点研发计划的重点专项中明确提出，运输用液氢槽罐≥40m³，液氢静态日蒸发率≤0.73%，维持时间≥12 天，真空寿命≥5 年的目标，为行业代表企业明确了发展的方向，相信今后会逐步出现更多符合指标的创新产品和应用示例。

2.2.2.3 固态储氢技术

固态储氢是指在一定温度、压力等条件下，利用固态储氢材料实现可逆存储与释放氢气的技术，主要分为物理吸附储氢和化学储氢，与气态储氢和液态储氢相比，储运容器中仅存在极少量传统意义上的单质氢气，具有体积储氢密度高、吸放氢条件温和、可逆性和循环寿命高、安全性好、供氢纯度高等特点。

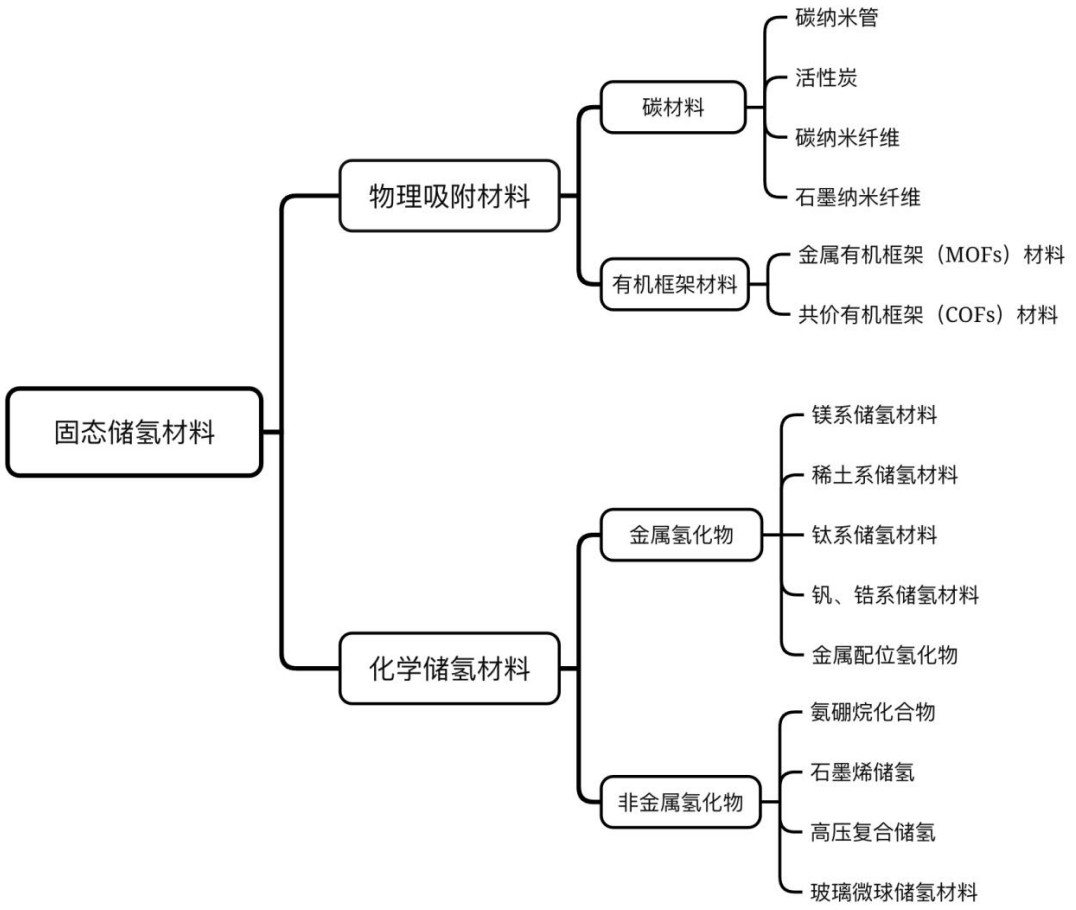

图 30：固态储氢材料

资料来源：《固态储氢技术现状与发展趋势分析》

（1）技术原理与核心工艺

目前主要的固态储氢材料有 AB5 型储氢合金、AB2 型储氢合金、AB 型储氢合金、Mg 基储氢合金等金属氢化物储氢材料。

金属氢化物是由金属单质或合金吸收气态氢生成的二元或多元氢化物。氢气分子在金属表面离解为原子氢，原子氢通过在材料晶格中间隙位置之间的扩散进入体相形成金属氢化物。金属(合金)具有特定的原子结构规则排布，而其晶格间隙则可作为空位储存氢原子。在一定温度和氢气压力条件下，储氢材料能够大量“吸收”氢气，即与氢反应生成金属氢化物，同时放出热量。加热时，金属氢化物又会分解并将储存的氢释放出来。氢气的“吸收”和“释放”过程是可逆的，可以重复循环进行。

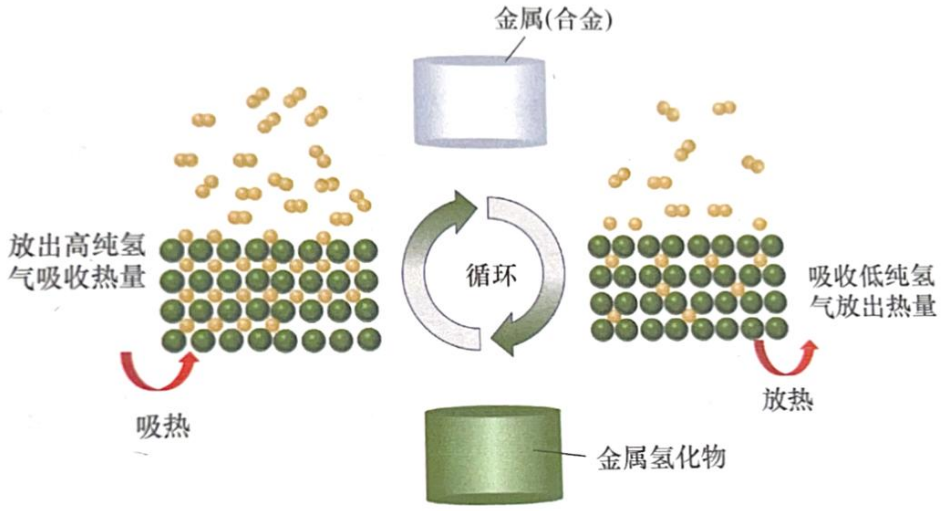

图 31：金属储氢工作原理

资料来源：公开资料，香橙会研究院整理

根据化学组成，金属氢化物可分为 AB5 型（如 LaNi5）、AB2 型（如 ZrV2）、AB 型（如 TiFe）、A2B 型（如 Mg2Ni）、V 基固溶体合金等。通常由易生成稳定氢化物金属元素 A（通常选自稀土元素（如 La、Ce）、镁（Mg）、钛（Ti）等）和对氢亲和力较小的过渡金属 B（选自过渡金属如 Cu、Mn、Fe、Co、Ni 等）组成。其中，组分 A 易与氢反应，吸氢量大，与氢结合生成强键合氢化物为放热反应(△H<0)；组分 B 与氢亲和力小，氢很容易在其中移动，通常不生成氢化物，氢化过程为吸热反应(△H>0)。前者决定吸氢量，后者控制吸/放氢的可逆性，可调节储氢合金的吸/放氢热力学和动力学。

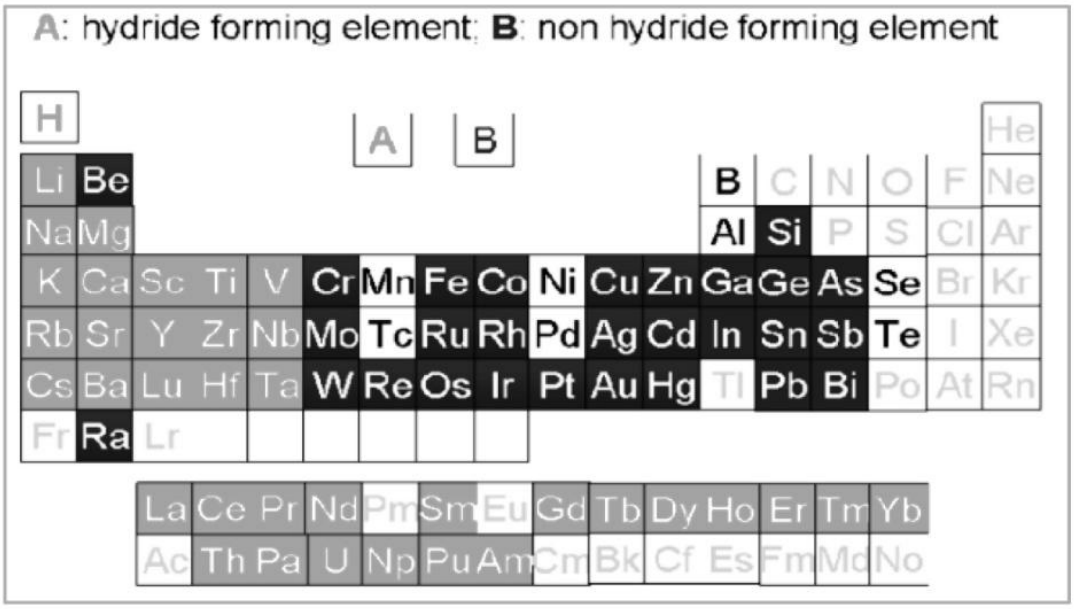

图 32：氢化物金属元素 A 与过渡金属 B

资料来源：氢枫能源

（2）技术成熟度及核心优势与短板

近年来镁系、钛系、钒系、稀土系固态储氢技术日趋成熟，商业化应用不断突破。

AB5 型储氢合金研究较早，是最早实现产业化应用的金属储氢材料，以 LaNi5 为代表。LaNi5 稀土合金的优点是吸/放氢条件温和、速度快、易活化、对杂质不敏感、平衡压适中及滞后小，但材料易粉化、循环性能差。此外，高成本也限制了 LaNi5 合金的实际应用。

TiFe 合金是 AB 型储氢合金的典型代表。TiFe 基储氢合金在应用中具有用途多样化、可逆储氢量较 LaNi5 高、可在室温吸放氢、循环使用寿命长达 2000 次、原材料成本较 LaNi5 低。主要缺点是易形成 TiO2，致密层而导致活化困难，合金活化需要 400℃高温和 5MPa H2 环境；抗杂质能力弱，易中毒，易受 H2O 和 O2 等气体杂质的影响，反复吸放氢后性能下降，循环寿命短。

AB2 型储氢合金典型代表如 Zr-V 系的 ZrV2 合金，理论吸氢量可达 3.0%，但其活化困难、平台压较低、滞后明显、放氢困难。可通过合金化改善 Zr 基合金的吸放氢性能，使用 Mn 和 Ni 元素同时取代 V 元素，可降低金属与氢之间的作用，提高氢的扩散，同时有利于氢气的释放，Ti 替代 Zr 元素可改善活化性

能和滞后效应，提高吸氢速率。Ti-Mn 系的 TiMn2 合金储氢容量可达 2.0%，且具有快速的吸/放氢动力学、优异的循环性能；但与 AB5 型合金相比，AB2 合金的抗中毒性能差，易受有害杂质气体影响，发生表面中毒，导致储氢性能衰减。

镁基储氢材料由于其具有高储氢容最(质量储氢密度，MgH2 为 7.6wt%，Mg2NiH4 为 3.6wt%，Mg2FeH6 为 5.5wt%)，适用于氢气的规模化高密度储运，处于示范及应用初期阶段。在地壳中丰富的储量以及低廉的价格而具有广阔的应用前景。镁基储氢合金以 MgH2/Mg 储氢体系为基础。但目前 MgH2,在实际应用中仍面临一些问题，包括热力学过于稳定，放氢温度过高；吸/放氢速度慢等。

V 基固溶体合金主要是指 V-Ti 与 Ni、Cr、Mn 合金化反应生成的固溶体(BCC 结构)。V 基固溶体合金具有较好的储氢性能。理论储氢量高，VH2 的氢含量可达到 3.8wt%。钒基反应的温度比较低，室温就可吸收大量的氢，但随着温度升高，氢在钒中的溶解度下降。在室温条件下，V 基固溶体合金氢化生成的氢化物过于稳定，使得放氢反应很难进行，实际上合金的可逆储氢量大约为 1.9w%。

表 29：常见体系金属氢化物固态储氢材料

类型	Mg 基	AB5 型	AB2 型	AB 型
典型代表	Mg，Mg-Ni	LaNi5	ZrM2，TiM2（M=Mn、V、Cr）	TiFe
质量储氢密度（wt.%）	5.5-7.6	1.4	1.8-2.4	1.9
体积储氢密度（g/L）	～110	103	100	111
吸放氢性能	高温吸放氢	室温吸放氢	室温吸放氢	室温吸放氢
循环稳定性	好	好	较好	反复吸放氢后性能下降
抗毒化学能	较强	不易中毒	一般	抗杂质气体中毒能力差

数据来源：香橙会氢能数据库

（3）适配应用场景

固态储氢的应用场景主要分为固定式场景与移动式场景。固定式场景分为备用/应急电源、电力调峰电站、分布式热电联供、加氢站等分布式供能。移动式场景分为氢储运、交通、航天与军事场景。

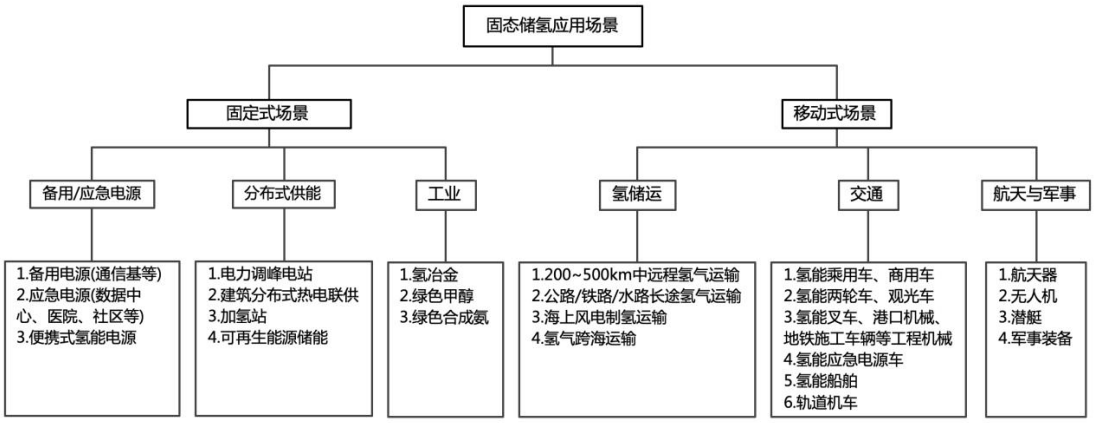

图 33：固态储氢应用场景

数据来源：香橙会氢能数据库

根据应用场景的不同，可以选择不同体系的储氢合金:

① 低温型储氢合金：工作温度在室温附近的储氢合金，如 LaNi5 系、TiFe 系、TiMn2 系、V 基固溶体等。这些储氢合金的材料质量储氢密度相对较低(1w%-3.7wt%)，但是由于其在室温即可释放氢气，适合加氢站、固定式储能等固定场景，氢能两轮车、氢能无人机、氢能叉车等特殊移动应用场景的氢气储存。

② 高温型储氢合金：工作温度≥150℃的储氢合金，如 Mg 系。Mg 系合金的质量储氢密度为 4wt%-7.6wt%，可在常温常压下进行氢气的存储和运输。因此，镁系储氢合金适合用于氢气的规模储运应用场景，包括但不限于氢冶金、规模储能、加氢站等应用场景的氢气储存与运输。

固态储运已在燃料电池非道路机动车方面广泛应用，同时在一些制氢储氢、氢气输运、加氢站、氢能乘用车、氢发电项目方面有示范应用、出海案例。

在燃料电池非道路机动车方面，两轮车是目前固态储氢应用发展最快的领域，主要采用稀土系、钛系等固态储氢材料。叉车是固态储氢移动应用的重要场景，新氢动力与杭叉集团签订固态储氢叉车订单。固态储氢在重型工程机械领域的应用尚处于示范验证阶段，例如，国内企业与科研机构合作开发的低压高密度固态储氢装置，已尝试在重型机械中集成应用。

在加氢站方面，2025 年 8 月北方稀土贮氢公司在包头稀土高新区建成内蒙古首座应用低压固态储氢技术的加氢示范站，可为自主研制的固态储氢叉车、

氢能电动两轮车日常使用提供氢源保障。

在备用电源领域实现初步商业化应用，当前主要聚焦于中小功率场景（如千瓦级通信基站、微电网备用电源）及特殊环境需求场景（如偏远地区、高寒/高温环境）。西南地区首个高安全应急 220kW 氢燃料电池发电系统在产业园应用，采用低压固态储氢气、氢燃料电池发电、不间断供电电力转化等技术。

在固定式储氢方面也有示范应用，2025 年 3 月，国电投大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目正式投运，其核心储氢装置——全球首个 48000 标方钛基固态储氢撬块（中电工研生产），成为全球绿氢规模化应用的里程碑。

氢气输运方面，氢枫展出了全球单系统储氢量最大的固态储氢车，氢枫供应给马来西亚 SEDCE 的镁基固态储氢罐（MHX）完成充氢作业，装载由 SEDCE Darul Hana 工厂 PEM 电解水制氢技术生产的绿氢，发往新加坡。

在道路交通方面，由上汽集团、捷氢科技等单位共同打造的我国首款搭载低压常温固态储氢装置的燃料电池乘用车首次亮相。

（4）市场格局

固态储氢技术要求高，资金需求大，国内固态储氢布局多以企业与专注有色金属研究的前沿院校、优势企业合作的形式展开。国内主要固态储氢研究单位包括中船七一二所、上海交通大学、有研工程技术研究院、包头稀土研究院、四川大学等。

目前国内具备固态储氢生产能力的企业超 50 家，正加速固态储氢关键技术突破和转化应用开发。按固态储氢材料分类，金属氢化物为固态储氢主流技术路线，其中布局镁基、稀土系、钛系固态储氢数量较多，包括上海氢枫、镁源动力、宝武镁业、富德金煜等；其次是稀土系固态储氢的企业包括圣元环保、安泰创明、浩运金能、中科轩达等；钛系固态储氢的企业包括辚萧科技、厦钨氢能、中电工研、乐蔚氢能等；钒系固态储氢的企业，包括厚普股份、江钨浩运等。仅有新储科技布局有机框架材料；西安一九零八新能源科技布局非金属氢化物石墨烯储氢。安泰名创、中科轩达、横店东磁、江钨浩运等在钛系、镁系、钒系、稀土系固态储氢进行综合性布局。

部分压力容器、汽车零部件、能源装备、矿产、化工、环保等上市公司通过自研、技术合作的方式拓展固态储氢业务，科新机电与安泰创明、横电东磁

与安泰创明、中原内配与吉凯恩、鸿达兴业与有研工研院、宝武镁业与氢枫、雄韬股份与氢枫、新氢动力与有研院等，通过技术合作方式布局固态储氢业务；圣元环保、厚普股份、濮耐股份、山东海化、厦钨氢能、永安行等基于资源与技术优势，通过自主研发布局固态储氢业务。

2.2.2.4 有机液态储氢技术

（1）关键技术

有机液态储氢，属于化学储存，是通过加氢反应将氢气与甲烷等芳香族有机化合物固定，形成分子内结合有氢的甲基环已烷等饱和环状化合物，从而可在常温和常压下，以液态形式进行储存和运输，并在使用地点在催化剂作用下通过脱氢反应提取出所需量的氢气。目前国内外研究较多的有机储氢载体有苯、甲苯、环已烷、甲基环已烷（MCH）、十氢化萘、二苄基甲苯、十二氢-N-乙基咔唑（12H-NEC）等。随着有机液体储氢技术的不断发展，甲基环已烷体系、乙基咔唑体系和二苄基甲苯体系逐步体现商业化潜力。

表 30：部分有机液态储氢材料性质及储氢量

储氢介质	熔点/℃	沸点/%	理论储氢量/%
苯	5.5	80.1	7.19
甲苯	-95.0	110.6	6.18
甲基环乙烷	-126.6	101.0	6.20
顺式-十氢化萘	-43.0	193.0	7.30
反式-十氢化萘	-30.4	185.0	7.30
咔唑	244.8	355.0	6.70
乙基咔唑	68.0	19.0（1.33kPa）	5.80

资料来源：公开信息，香橙会研究院

（2）发展现状及最新进展

国内有机液体储氢技术起步稍晚，目前多以示范项目为主，已在加氢站、建筑供热、工业领域推进有机液态储氢应用。

中氢源安就与北京热力集团共同开展了首个基于有机液体二苄基甲苯储运氢技术的纯氢供热示范项目，已在北京市石景山区投入使用；中国化学科研院

在鲁南化工园区建立了甲基环己烷-甲苯有机液态储氢循环一体化中试示范装置，成功完成 1000 小时的中试试验；中国化学建投公司与武汉氢阳能源有限公司联合打造的全球首套“常温常压有机液态储氢加注一体化及氢能综合利用项目”通过多次开车实验调试最终达到燃料电池车加注氢气标准（GB/T 37244-2018），现场成功脱氢加压后为燃料电池车加注氢气；氢易能源自主研发的储放氢设备已完成了十标方级反应段工艺验证与优化，首个年产万吨有机液态储氢材料及配套催化剂生产工厂已开工建设，将于今年正式投产。随着各个示范项目的运行，对关键技术的不断验证、迭代、优化，有机液态储氢技术将会不断地攻克技术、成本等问题，投入到大规模的氢气储运项目中。

（3）创新趋势及未来发展方向

现阶段，有机液态储氢技术存在着脱氢温度高、释氢速率低、储氢载体循环使用率低及加（脱）氢催化依赖贵金属等问题。为发展具有产业化和推广价值的有机液态储氢系统，技术创新趋势主要包括：（1）储氢载体在长时间可逆储氢反应中化学结构稳定，不易分解；（2）储氢载体的沸点高，不易挥发；（3）脱氢产生的氢气纯度高，不需纯化即可满足终端用氢要求；（4）储氢载体无毒（低毒）且成本可控。因此，未来有机液态储氢技术将朝着储氢密度高、可逆储氢反应中化学结构稳定，储氢载体不易挥发等方向发展。

2.2.3 四大技术路线对比与发展建议

氢储运的降本增效需要配合其物理化学特性以及应用场景展开。从目前三种氢储运路线在中国的发展现状来看，短期内高压气态储氢+长管拖车运输或仍是主流，液态储运（包括低温液态及有机液态）、管道运输将会因地制宜、协同发展。中期来看，随着各项技术的突破，长管拖车以外的几种技术路线将也将得到更多地应用。长期来看，随着氢能行业整体的规模化发展，管道输氢可能成为远距离运输的主流方式，长管拖车、低温液氢、有机液态、固态将针对不同细分市场和需求场景分别得到合理应用。

表 31：氢储运方式

指标	高压气瓶	管道输氢	液氢储运	富氢液态化合物	固态储运（镁合金）
运输温度（℃）	室温	室温	-253	室温	室温

运输压力（MPa）	≈20	4~10	<1	常压	常压
体积储氢密度（kg/m³）	14.5	3.2	64	40~50	50
系统质量储氢密度（wt%）	≈1	/	5~9	5~7	4~7.6
系统提及储氢密度（g/L）	≈18	/	40~60	40~60	50~75
单车运氢量（kg）	约 300	连续	约 3,000	约 1,300	约 1,400
运输设备	长管拖车	管道	液氢槽罐车/船舶	液体槽罐车/船舶	金属罐车
充氢电耗（kWh/kgH2）	2	2	12~17	放热	放热
充氢压力（MPa）	>20	4~10	≈1	>1	1~1.5
放氢电耗（kWh/kgH2）	/	/	/	≈10	≈11
放氢温度（℃）	室温	室温	室温	180~400	300~350
优点汇总	充放氢速率快、能耗低	能耗低、超远距离运输成本低	储氢密度高、远距离运输成本低	储氢密度高、安全性好、容器要求低、可长期存放	储氢密度高、安全性好、能耗相对低、镁合金成本低、可长期存放
缺点汇总	储氢密度低、运输成本大、安全性低	基础设施建设成本极高	液化能耗高、容器要求高、有挥发损耗	能耗高、放氢存在副反应、操作要求高	技术不成熟
适用场景	小规模近距离运输、车载氢储运系统（国内主流）	大规模远距离运输（国内大规模输氢管道尚在建设中）	大规模远距离运输（海外主流）	大规模跨海远距离运输	加氢站储氢、分布式发电储氢（试验示范阶段）

资料来源：公开资料，香橙会研究院整理

2.3 下游：氢能应用装备技术成熟度分析

2.3.1 应用装备整体发展现状

在燃料电池汽车示范等国家政策支持下，以燃料电池汽车为代表的交通领域已率先初步实现了规模化应用，并“以点带面”带动了整个氢能产业链发展，我国自主可控的燃料电池汽车产业链体系已初步形成，在部分关键技术和产品应用方面达到了国际领先水平，燃料电池汽车平均系统额定功率达到 110 千瓦以上，纯氢续驶里程普遍达到 600 公里以上，燃料电池系统成本已降至 1450 元

/千瓦左右，系统功率密度达到 7kW/L，燃料电池寿命已经超过 2 万小时。燃料电池关键部件基本实现国产化，开始进入装车验证、迭代提升阶段。电堆、空气压缩机国产化率超过 90%，膜电极、双极板、氢循环系统超过 80%，催化剂、质子交换膜、碳纸国产化率不足 20%，仍主要依赖进口。

氢基燃料领域应用装备方面，当前发展较快的主要集中于船用甲醇发动机和船用氨发动机等替代燃料动力系统。其中，船用甲醇发动机技术路线相对清晰，产业链配套和实船应用进展较快，已成为绿色甲醇规模化消纳的重要装备支撑；船用氨发动机则仍处于由样机验证、工程示范向实船导入过渡的阶段，在燃烧稳定性、氨逃逸控制、NOx 治理、安全监测等方面仍需持续优化。总体来看，化工及船舶替代燃料应用装备正加快向工程化和成套化方向发展，但在核心部件自主化、系统集成能力和船岸配套协同方面仍有提升空间。

炼钢领域应用装备方面，当前主要围绕氢基竖炉和高炉喷氢装置两类装备推进，其中氢基竖炉代表钢铁行业中长期深度脱碳方向，高炉喷氢装置则更适用于现有长流程钢厂的渐进式低碳改造。近年来，相关装备在工艺验证、系统集成和示范应用方面已取得积极进展，部分项目已进入中试或工业示范阶段，但整体仍处于工程化验证和持续优化阶段。受制于绿氢供给规模、系统运行稳定性、投资成本以及与现有钢铁流程耦合难度等因素，炼钢领域氢能应用装备距离大规模商业化推广仍有一定距离。

2.3.2 各应用领域核心装备技术详解

2.3.2.1 交通领域应用装备（燃料电池、储氢瓶等）

（1）燃料电池系统

系统以电堆为核心，将空压机、氢气循环系统、水热管理系统和控制系统等辅助系统与电堆集成到一起，并通过控制系统使整个燃料电池系统有机地运作，尽可能地提高燃料电池系统效率和寿命，降低燃料电池系统耗氢量。其中，电堆、膜电极、双极板、质子交换膜、催化剂、气体扩散层、空压机和氢气循环系统等为燃料电池系统八大关键零部件。

图 34：燃料电池系统主要构成

数据来源：香橙会氢能数据库

燃料电池系统未来 5 年技术发展方向：突破面向不同属性需求的系统设计、集成与控制技术，实现新型空气压缩机、氢引射系统、增湿和散热系统设计和制备，研发具有多频段阻抗在线监测功能的高效 DC/DC 变换器，实现对燃料电池堆含水量等内部状态的反馈、诊断和自适应控制，实现系统全气候环境性能测试和批量制备技术，使系统产品具备和内燃机相当的竞争力。

从车辆角度来看，2025 年整车价格约 80 万元，同比下降 12.5%，但相比处于 30 万价格水平的同等规格燃油重卡、54 万价格水平的同等规格纯电重卡来

说，氢能牵引车整车成本还是太高，其中燃料电池系统成本占比约 32%。

燃料电池系统成本从 2018 年的 2 万元/kW 左右降到 2025 年 1500 元/kW，预计 2030 年降到 570 元/kW。随着技术进步带来核心零部件国产化进程推进，促进燃料电池系统快速降本，预计 2030 年底 49t 氢能牵引车成本降至 60 万元。

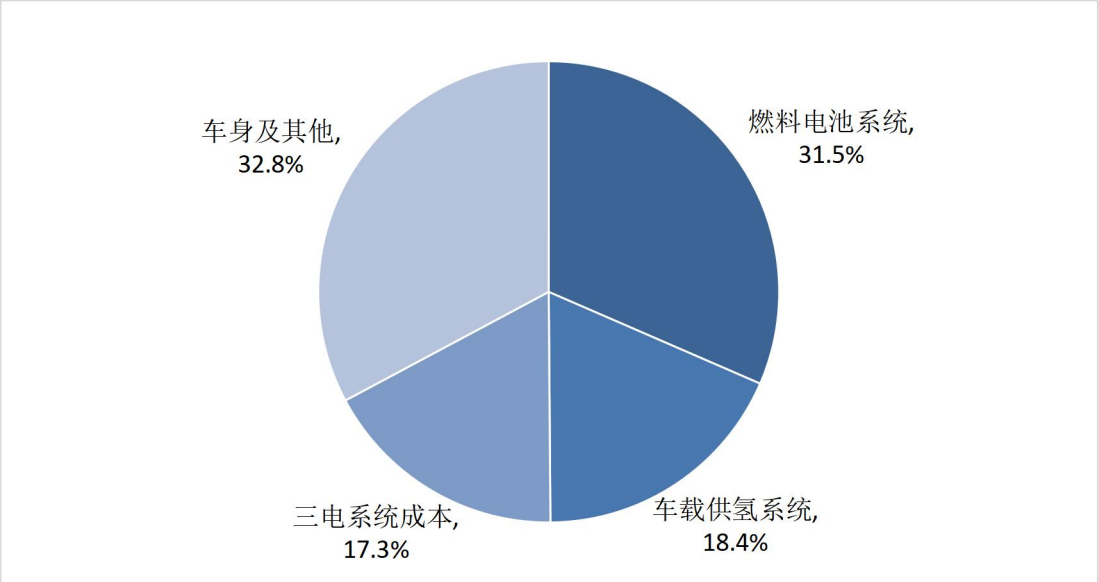

图 35：49t 燃料电池牵引重卡整车成本构成（2025）

数据来源：香橙会氢能数据库

（2）八大关键零部件

1）电堆

电堆是燃料电池系统最核心部件，成本占比也最大，目前电堆的成本约 800 元/kw，目标到 2030 年不高于 350 元/kW。电堆按双极板-密封圈-膜电极（MEA）-密封圈-双极板的结构堆栈而成，电堆的两侧需加装集流体、绝缘板和端板，以起到收集电流、绝缘及固定等作用。

燃料电池堆未来 5 年技术发展方向，突破燃料电池堆多场耦合与单体电池工程、密封结构与堆叠工艺、堆内堆间分配与绝缘、金属/石墨极板设计与制备、极板力学结构与密封、导电耐腐蚀双极板基材与成形等技术，阐明车载工况下燃料电池堆衰减机理，建立燃料电池堆加速老化测试与量化评价方法，实现大功率长寿命燃料电池堆设计和批量制备，突破高温燃料电池堆的设计和集成技术。

从国内各代表企业公布的电堆功率密度来看，整体而言，部分领先企业的技术水平已经与国际先进水平实现了接轨。尤其是由于中国氢车产业注重商用车领域的发展，近年厂商专注于开发应用于氢能重卡的大功率电堆产品。在石墨电堆路线中，国内已披露产品功率密度最高的是神力科技，其 400kW 级石墨板电堆 GEN4 P5X 的体积功率密度可达 4.8kW/L。在金属电堆路线中，骥翀氢能的 MH290 体积功率密度为 7.1kW/L，处于行业一流水平。

而在氢能乘用车领域，丰田汽车在金属电堆路线中仍代表国际先进水平。Mirai Ⅱ含端板的功率密度达 4.4kw/L，不含端板的功率密度高达 5.4kw/L；捷氢科技 PROME P4L/P4M 中 90/50kW 系统的功率密度为 5.1kw/L。

2）膜电极

膜电极是电堆核心部件，是发生电化学反映的场所，成本占电堆比重约为 60%。膜电极主要由质子交换膜、催化剂、气体扩散层构成。功率密度仍有进步空间，铂载量或达到一个相对平衡点。第一，功率密度方面。当前，国内膜电极企业产品功率密度多在 1.3-1.6W/cm²，市场价格约 400 元/kW，目标 2030 年价格不高于 200 元/kW。未来膜电极功率密度可能进一步提升至 3W/cm²。材料层面的进一步提升是主要途径，如气体扩散层、催化剂、催化剂载体以及离聚物等性能的进一步提升。（因没有统一的额定电压标准，因此各供应商宣称的功率密度存在一定的差异）；第二，铂载量方面。当前，行业水平基本维持在 0.3mg-0.4mg/cm²，进一步降低铂载量会对膜电极的耐久性提出较大挑战，尤其是考虑到当前商用车示范推广为主的现状（商用车耐久性要求更高）。0.3mg/cm² 的铂载量基本已经做到了与寿命、经济性相对平衡的点。

未来，乘用车的发展对降低铂载量有更大的要求，技术上可通过催化剂结构、载体结构以及不同类型合金催化剂的微结构进一步改进来实现；第三，产品尺寸方面。随着对电堆功率要求的不断提高，不考虑膜电极功率的情况下，增加电池数量和单电池的的活性面积是两个方向。增加电池数量，一方面可以快速提高单堆功率，但同时对整堆膜电极的一致性要求成指数级增加，包括对水/气分布、散热等要求都成倍提高。增大活性面积，一方面能解决叠片数量过多的问题，使得单堆产品在一致性、安装尺寸等各方面有一定的解决，但同样

在单电池方面也存在着一致性、水/气分布和散热的难点。所以，通过一味增加电池数量或增大膜电极尺寸来提高电堆功率不是最优途径。

3）质子交换膜

全氟磺酸质子交换膜为主流技术路线。以美国杜邦（Dupont）于 1962 年推出的 Nafion 系列为标志，全氟磺酸质子交换膜最早实现产业化。其他商业化的全氟磺酸膜几乎都是以 Nafion 的结构为基础，如日本旭硝子 Flemion 膜、日本旭化成 Aciplex 膜、美国陶氏 Dow 膜等。美国戈尔（Gore）推出的 GORE-SELECT 复合膜以全氟磺酸树脂为基础，融入特制的膨体聚四氟乙烯材料（expanded PTFE，ePTFE），机械耐久性方面表现更佳的同时，减少离子聚合物使用量，大量降低膜厚度，从而带来更低的电阻率和生产成本。目前，国内膜电极企业还是采用美国戈尔产品居多。

国产化率低，截至 2025 年 6 月质子交换膜国产化率约 13.85%，技术差距及长验证周期导致替代任务艰巨。国产质子交换膜与国外产品比尚存在差距：第一，性能方面。目前燃料电池中，质子交换膜多为复合膜，复合膜是在质子交换膜合成过程中复合增强层，提升质子交换膜的机械性能，可以将质子交换膜做薄，进一步做薄就会在增强层的材料和工艺方面遇到挑战。现阶段头部戈尔已实现 8 微米质子交换膜批量商用，而国产质子交换膜厚度正从 15 微米向 8 微米进阶；第二，国产膜面临成膜成本高、一致性较差等问题；第三，材料适配和验证周期长导致国产替代更难。膜的替代，同时意味着原来的催化剂和气体扩散层等材料都需要重新调整，需产业链多家公司配合测试验证，且需下游客户愿意提供订单和运营测试场景。同时，质子交换膜在电堆层面的缺陷和不足需要长时间验证才能体现出来。

4）催化剂

中国市场以进口催化剂为主，降低阴极催化剂铂用量是学术界和产业界研究的重点。中国燃料电池催化剂市场的近 6 成为田中贵金属占有，近 2 成被优美科、庄信万丰占据，剩余 2 成由以济平新能源、唐锋能源等为主的国内企业供应。国外产品具备垄断地位，但国产催化剂占有比例正逐年显著提升，相对碳纸、催化剂而言是国产化发展最快的部分。本土代表企业济平新能源、中科科创、擎动科技、唐锋能源、氢电中科等企业已初步具备了氢能催化剂的国产

化与批量供货能力。但由于本土企业的发展时间还较短，在大规模量产情况下，产品耐久性、一致性等方面与外资企业的技术差距仍然存在。

国外铂碳催化剂的市场价格约为 170-200 元/g；国内催化剂的市场价格约为 120-140 元/g。目前市场上实现批量供货的厂家主要采用单原子型铂碳催化剂，其中，阴极铂载量约为 40~100 wt%，当前用量约为 0.3-0.4mg Pt/cm2，预计到 2030 年，在技术水平发展的乐观情况下，将降至 0.1mg Pt/cm2。

5）气体扩散层/碳纸

气体扩散层市场份额基本被日本东丽、德国 SGL、德国科德宝和美国 AvCarb 占据，尤其是核心原材料碳纸及原纸，基本被日本东丽所垄断。全球范围内，日本东丽、德国 SGL、美国 AvCarb、德国科德宝合计占 85%的市场份额。国内气体扩散层企业整体处于起步阶段，国内现有气体扩散层企业多数仍需依赖进口碳纸，仅通过微孔层涂覆进行二次加工制造气体扩散层成品。目前已有上海嘉资、通用氢能、上海碳际等公司在推进气体扩散层产品的研发生产，上海嘉资、金博氢能、仁丰特材、上海碳际等公司还具备自主生产炭纸原纸的能力。

国外主流的车规级产品市场价格在 600-800 元/m2，国内的市场价格相较国外下降约 10-20%。气体扩散层下游客户认证过程较为严格，客户一般不会更换气体扩散层供应商，也对国内气体扩散层企业产品导入形成一定障碍。

6）双极板

根据材质的不同，双极板可以分为石墨双极板、金属双极板和复合双极板，相应地，电堆类型分为石墨堆、金属堆和复合堆。石墨双极板是以石墨粉材料为基础，有雕刻和模压两种制造方式，其中，模压石墨板是下一代主流趋势，雕刻加工方式相当耗费时间，且规模化生产成本太高；金属双极板是以金属材料为基础冲压而成，常用不锈钢合金或钛合金，并对表面施以涂层技术进行改性处理（燃料电池电化学反应为弱酸性），以加强耐腐蚀性；复合双极板是在石墨材料流场板的基础上，进一步与金属材料分隔板结构复合，金属隔板能有效提高双极板的导电性，并且不与腐蚀介质直接接触，因此，复合双极板结合了石墨双极板和金属双极板的优点，但由于制造工艺繁琐、成本较高，且密封性较差，并没有大规模应用，全球有能力进行批量化生产应用的包括清能股份。

石墨双极板起步较早，经受了较长时间的装车验证。金属双极板也逐渐赶上。双极板方面，当前石墨双极板与金属双极板在装机量上平分秋色，两者的价格尚未明显拉开，批量化生产条件下当前价格水平在 60-70 元/组。未来较长时间内，两条技术路线都会共存。目前车用燃料电池电堆通常需要 300-500 片双极板层叠组装，双极板的厚度，一般为 0.1mm，也会用到 0.075mm。

7）空压机

当前空压机应主要采用离心式技术，产品集中在中小功率波段。目前燃料电池汽车主要使用离心式空压机、螺杆式空压机、罗茨式空压机、涡旋式空压机。离心式空压机由于采用空气悬浮轴承技术，无需使用润滑油，摩擦较小，并在体积、性能、寿命、成本等方面综合表现最好，已成为行业首选。目前，国内空压机也以离心式为主。另外，当前空压机产品应用功率波段集中在 80-120kW，带能量回收的大功率产品目前尚未普及。空压机二级增压加膨胀机是目前适应燃料电池大功率发展最合适的技术路线。

目前，空压机已完全国产化规模效应凸显、出厂价下降很快。2018 年行业售价达 12.5 万元/台，2024 年已降至 8000 元/台，约 12 美元/kW，预计到 2040 年将降到 4.3 美元/kW。当前，势加透博和金士顿是国内燃料电池空压机产品的主要供应商，呈现寡头垄断格局，但同时，因为空压机是国家补贴产品，吸引了很多社会资本进入。蜂巢蔚领、博世、丰田等也有少量装机。此外也出现一些新进入者陆续发布空压机产品，如稳力科技、伯肯节能、华熵新能源。

8）氢气循环系统

氢气循环泵加引射器的方案是主流。氢循环系统从最早的氢气循环泵路线，再到考虑目前大功率重载的终端应用场景需求，系统厂家倾向选择循环泵与引射器串/并联的技术路线，利用循环泵主动循环提升寿命和引射器被动循环降低功耗。同时近年来空压机快速降本，使得氢气循环系统的成本开始高于空压机，降本压力下，部分头部企业开始采用纯引射器方案，这主要是因为引射器低功率段覆盖的技术难题突破及成本优势。

氢气循环系统已完全国产化，当前市场集中度较高，系统企业自研引射器。氢气循环系统参与者分两类，一类是第三方专业供应商，另一类是自研氢气循环系统的系统企业。东德实业和瑞驱科技是氢气循环系统市场的头部企业。东

德实业从 2020 年开始大批量供货燃料电池氢气循环泵，目前是国内最大的氢循环系统制造商，市场占有率 70%以上，同时也是氢泵产品种类最全的企业；瑞驱科技专注于车载电驱动产品，主要面向新能源电动汽车行业，包括氢燃料电池市场，如氢气循环泵、超高速空气压缩泵、超大功率高功率密度 DC/DC 控制器、氢燃料电池健康检测管理系统等；除第三方专业供应商之外，系统企业中自主设计研发比例增大，且主要选择引射器。原因在于引射器节省能耗，体积小、成本低，且开发难度小于氢泵。

（3）车载储氢系统

车载储氢系统降本不明显，储氢瓶呈现向大容积发展、IV 型瓶研发布局的趋势。2025 年车载储氢瓶出货量约 4.6 万支，其中以 III 型瓶为主，出货量 TOP5 企业分别为中材科技、天海氢能、奥扬科技、国富氢能、中集氢能。氢能重卡通常配套 8 支 210L-35MPa 的III型储氢瓶，储氢量约 40 kg，储氢系统价格约 15 万元，约 3750 元/kg 氢气。氢能重卡Ⅳ型储氢系统大概约 20 万以内，预计到 2027 年，100kW 燃料系统配置的Ⅳ型储氢瓶价格将降至约 2000 元/kg 氢气。成本居高不下跟核心材料及部件，即碳纤维和阀门管件有关。

车载储氢系统朝向大容积、轻量化、高压力、低成本方向发展的趋势。III 型气瓶逐步向大容积化发展，气瓶质量储氢密度最高达 5.5%；IV 型瓶在疲劳寿命、轻量化等方面具有明显优势，逐步替代三型瓶；当前天海公司 IV 型瓶质量储氢密度 7.2%，远期将达 8.0%以上；车载储氢气瓶逐步向高压力 70MPa 发展，满足车辆长续航需求。高压力 IV 型瓶具有低成本优势。为满足重卡实现 800KM 以上长续航需要，国外正在积极开展 70MPa 四型瓶的推广应用；单只气瓶水容积 400L 以上，3 只气瓶储氢 50kg，6 只气瓶储氢量达 100Kg。

2.3.2.2 氢基燃料领域应用装备（船用醇/氨发动机）

（1）船用甲醇发动机技术

船用甲醇发动机是绿色甲醇在航运端实现规模化消纳的核心应用装备之一。与氢、氨等燃料相比，甲醇常温常压下为液态，储运和加注条件相对成熟，能够较好适配现有船舶燃料供应体系，因此船用甲醇发动机成为当前替代燃料主机中商业化进展最快的路线之一。

从技术体系看，现阶段船用甲醇发动机已形成以低速二冲程主机和中高速四冲程辅机并行发展的格局。其中，Everllence（原 MAN Energy Solutions）的 ME-LGIM 低速双燃料发动机已实现大功率、远洋化应用，甲醇燃料模式累计运行工时已超过 60 万小时，当前在运及已获订单合计超过 210 台；WinGD 于 2025 年完成首台 X-DF-M 甲醇低速机型型式认可和工厂测试，并交付用于 16000TEU 集装箱船的 10X92DF-M 主机，标志着低速甲醇发动机正在由单一技术路线向多供应商格局演进；瓦锡兰则已形成 Wärtsilä 32 Methanol 等四冲程机型，相关产品已获得主流船级社型式认可，首批机组已于 2023 年开始交付，主要适用于渡船、滚装船、近海支持船及大型商船辅机系统。整体来看，船用甲醇发动机已由早期示范验证阶段进入规模化应用起步阶段，具备较高技术成熟度和明确产业化前景。

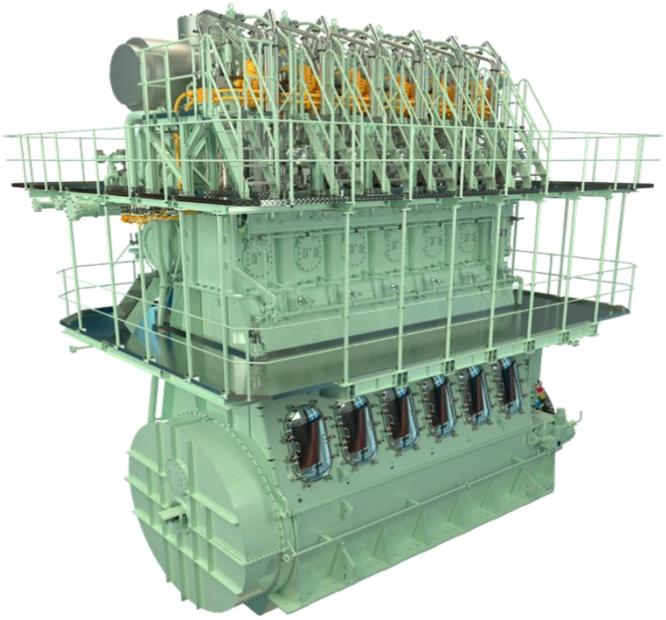

图 36：船用甲醇发动机代表机型示意图（低速二冲程主机）

从技术原理看，船用甲醇发动机本质上仍属于液体燃料内燃机范畴，当前主流机型通常采用甲醇与常规液体燃料的双燃料方案，即发动机既可在甲醇模式与柴油/燃油模式之间切换运行，也通常在甲醇模式下以甲醇为主燃料、以少量柴油作为引燃燃料，并通过高压喷射、燃烧控制和专用供液系统实现稳定燃烧。与传统燃油主机相比，其核心变化集中在甲醇喷射系统、燃料供应单元、密封与防泄漏设计、控制系统以及材料耐腐蚀适配等环节。由于甲醇低位热值

低于传统燃油，发动机在相同功率输出下通常需要更大的燃料供给流量，对燃料喷射、供液压力稳定性和系统冗余设计提出更高要求；同时，甲醇具有一定毒性和腐蚀性，也要求机舱布置、管系材料、防火分区和泄漏监测系统同步升级。

当前船用甲醇发动机的主要优势在于技术路径相对清晰、可兼容生物甲醇和电子甲醇等多种绿色燃料来源、适配国际航运减排规则，且更容易与港口加注体系协同推进；但其进一步放量仍面临绿色甲醇燃料供给不足、燃料成本偏高、船岸配套体系尚不完善等约束。船用甲醇发动机已是当前替代燃料船舶领域成熟度最高、最接近规模化商业应用的核心装备之一，未来有望率先在集装箱船、汽车运输船、滚装船和部分油化船等领域实现持续扩张。

（2）船用氨发动机技术

在船舶燃料领域，船东、主机企业和船厂正围绕氨燃料船舶加快协同布局，氨发动机技术已由概念验证阶段逐步进入工程化和实船导入阶段。当前主要参与者包括 WinGD、MAN Energy Solutions、瓦锡兰（Wärtsilä）、韩国造船厂 HD 现代重工、中国船舶集团旗下温特图尔发动机有限公司等。

从示范项目看，自 2023 年以来氨燃料船舶已连续取得多个标志性突破，氨燃料在船舶领域的应用正逐渐呈现出蓬勃发展的势头，各类“首艘”、“首次”标志性示范项目持续出现。2023 年 11 月，北海集装箱航运公司（North Sea Container Line）联合雅苒清洁氨公司订造全球首艘以纯氨为燃料的集装箱船，计划于 2026 年投入运营，预计年消耗氨约 1 万吨，成为氨燃料集装箱船商业化的重要先导项目；2024 年 5 月，新加坡完成 Fortescue Green Pioneer 轮氨燃料推进和操纵性试验，验证了液氨储存、燃料供给、主机改装及适航体系的可行性；2025 年 3 月，日本邮船宣布全球首艘氨燃料商船“魁（Sakigake）”号拖船完成示范航行，温室气体减排幅度约 95%，标志着氨燃料船舶已由港口和平台类功能船测试进一步迈向商船实证。

2025 年以来，氨发动机产业链又出现几项值得关注的新进展。MITSUI E&S 于 2025 年 2 月启动全球首台商用二冲程双燃料氨发动机的全尺寸测试，意味着 MAN 体系低速氨机正从研发验证走向市场导入；瓦锡兰在 2026 年 1 月确认其 Wärtsilä 25 Ammonia 四冲程机型获得实船应用订单，不仅提供主机，还同步

提供燃料供给系统和尾气后处理系统，说明中速氨机路线也开始进入实船集成阶段；2026 年 3 月，中船发动机有限公司建造的首制 WinGD 6X72DF-A-1.0 氨燃料低速发动机在青岛完成交付验收，成为我国首台正式实现商品交付的氨燃料船舶发动机，该机型将安装于青岛北海造船为 CMB.Tech 建造的 21 万吨散货船上。整体来看，氨发动机技术已初步形成工程化推进格局。

不过，从行业成熟度判断，氨发动机距离大规模商业化仍有一定距离。当前技术难点主要集中在燃烧稳定性、点火性能、低负荷工况适应性以及氨逃逸和 NOx 控制等方面，尤其是在远洋大型主机上，仍需通过更多全工况测试和长期运行数据验证其可靠性、安全性及运维经济性。尽管如此，氨燃料不含碳、适合大宗远洋运输、与化工和能源贸易体系衔接较强，仍被视为国际航运远期深度脱碳的重要候选燃料。

从远期需求空间看，多家机构仍对氨燃料在航运领域的渗透率保持较高预期。按照 ABS 与 DNV 此前对 2050 年航运燃料结构的预测，氨燃料占比约为 24%-33%。若以全球船用燃料需求 6 亿吨测算，则 2050 年航运业对应的氨燃料需求规模约为 1.4-2 亿吨。

2.3.2.3 炼钢领域应用装备（氢基竖炉、喷氢装置等）

在炼钢领域，氢能应用装备正围绕氢基竖炉和高炉喷氢装置两条主线加快发展，分别对应钢铁行业中长期深度脱碳与中短期渐进式降碳两类技术路径。

氢基竖炉是以氢气或高比例含氢还原气替代传统碳基还原剂，在竖炉内将球团矿或块矿还原为直接还原铁（DRI）的核心装备，是“绿电—绿氢—直接还原铁—电炉炼钢”工艺链的关键环节。当前国际主流技术体系已较为清晰，典型代表如：MIDREX H_2已提出以最高可达 100%绿氢作为还原气生产热态直接还原铁和热压块铁，Tenova 的 ENERGIRON 体系也已形成面向高氢比例还原的成熟工艺平台，氢基竖炉已由概念验证逐步走向工程化放大阶段。

与传统直接还原装置相比，氢基竖炉对还原气预热、炉内温度分布控制、气固反应效率、产品金属化率稳定性以及高温循环气系统提出了更高要求，其核心装备通常包括竖炉本体、循环气压缩与净化系统、加热装置、顶气回收系统、热态排料与压块系统等。整体来看，氢基竖炉代表了钢铁行业流程重构方

向，减排潜力最大，但对绿氢供给规模、矿石品位、系统连续性和电炉协同能力要求也最高。

相比之下，喷氢装置更多服务于现有高炉体系的低碳化改造，是我国钢铁行业现阶段更具现实基础的应用装备方向。其基本原理是在高炉风口区域喷入氢气或富氢气体，部分替代喷吹煤和焦炭所承担的还原功能，从而降低铁水生产过程中的碳排放。该类装备的核心是一整套高压供气、流量调节、喷吹控制、安全联锁、风口适配和炉况监测系统，需要与现有高炉热风系统、喷煤系统和自动化控制系统深度耦合。Primetals 将高炉风口喷气技术定义为降低高炉碳排放的一种低资本开支路径，现代高炉喷氢改造的重点也集中在喷吹均匀性、炉缸热平衡、风口区燃烧组织、炉内还原气分布以及安全冗余设计等方面。

2.3.3 应用装备技术发展建议

当前燃料电池技术正处于从示范应用向规模化商业化转型的关键阶段，核心瓶颈集中在成本、寿命、可靠性及配套生态。核心材料是降本增效的关键，研发低铂或无铂催化剂，如非贵金属催化剂、合金催化剂等，通过优化催化剂结构，提高催化活性，减少铂载量，降低材料成本；改进质子交换膜材料，提高其质子传导率、化学稳定性和机械强度，同时优化膜电极制备工艺，提升反应效率与耐久性；开发轻量化、高导电性、耐腐蚀的双极板材料，优化流场设计，提高气体分布均匀性和散热性能，降低电堆体积和重量；优化空气压缩机、氢气循环泵、加湿器等辅助系统，提高其效率和可靠性，降低能耗；车载储氢系统方面，加快 IV 型瓶内胆材料、碳纤维缠绕工艺等核心技术攻关；加强关键材料和核心部件的国产化研发，降低对进口材料的依赖，通过产业链上下游协同创新，降低生产成本，提高产品竞争力。

对于船用甲醇发动机，应在现有商业化基础较好的前提下，进一步提升国产主机及关键配套系统的自主化水平，重点突破高压喷射、供液单元、密封防泄漏、耐腐蚀材料及控制系统等核心环节，推动主机、燃料供给系统与船岸加注标准协同发展，加快形成成套化供给能力。

对于船用氨发动机，应聚焦燃烧稳定性、点火性能、低负荷运行、NOx 控制、氨逃逸抑制及安全监测等关键技术，强化主机、燃料系统、尾气处理和安全控制的一体化验证，推动其由样机验证向实船长期运行验证过渡。

对于炼钢领域应用装备，应坚持“短期改造现有高炉、长期布局氢基竖炉”的总体思路，一方面加快高炉喷氢装置在高压供气、喷吹均匀性、炉况监测与安全联锁等方面的工程化完善，形成可复制的低成本改造方案；另一方面加快氢基竖炉在循环气系统、加热装置、气固反应控制及成套系统集成方面的技术成熟，提升大型化、连续化和稳定化运行能力。

第三章　中国氢能多领域应用现状与实践

3.1 氢能交通

在交通领域，氢燃料电池汽车是氢在交通应用最广泛的领域，随着燃料电池汽车示范牵引技术升级，推动氢能向两轮车、轨道交通、船舶、特种装备等多元化场景拓展。截至 2025 年氢能轨道机车约 20 列、氢能船舶约 6 艘、氢能叉车约 500 台、氢能两轮车约 2.1 万 辆，矿卡、无人机等进入试点验证，海陆空应用矩阵成型，预计 “十五五” 进入示范应用期。

3.1.1　中国燃料电池汽车

3.1.1.1 燃料电池汽车整体销量

2025 年是五大燃料电池示范城市群政策实施的最后一年，企业在年末进行最后冲刺，氢车销量创历史新高。2025 年中国燃料电池汽车销量 10776 辆 ，同比增长 51.8 %。截至 2025 年中国燃料电池汽车累计销量 39023 辆，已完成到 2025 年实现 5 万辆目标的 78%。

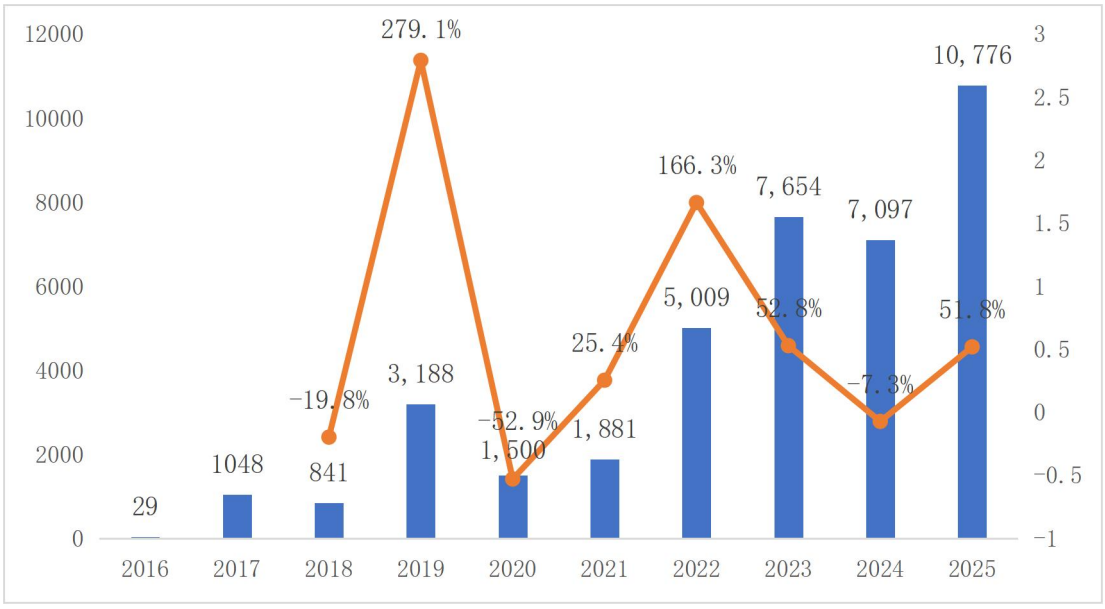

图 37：中国燃料电池汽车销量

数据来源：香橙会氢能数据库

3.1.1.2 燃料电池汽车不同车型销量

燃料电池牵引车和专用车为销售主力。2025 年燃料电池牵引车占总销量的

比重从 2023 年的 32.3%增至 2025 年的 42.7%，销量 4604 辆，同比增长 35%。专用车占比从 2023 年的 21.6%增至 2025 年的 37.2%，销量 4011 辆，同比增长 83.9%。牵引车和专用车合计在燃料电池汽车中占比达 79.9%；2025 年燃料电池客车销量占总销量的比重为 2%，销量 212 辆，同比下降 76.4%；载货车占比 11%，销量为 1187 辆，同比增长 275.6%；自卸车占比 7.1%，同比增长 190.8%，销量为 762 辆；乘用车无销量。

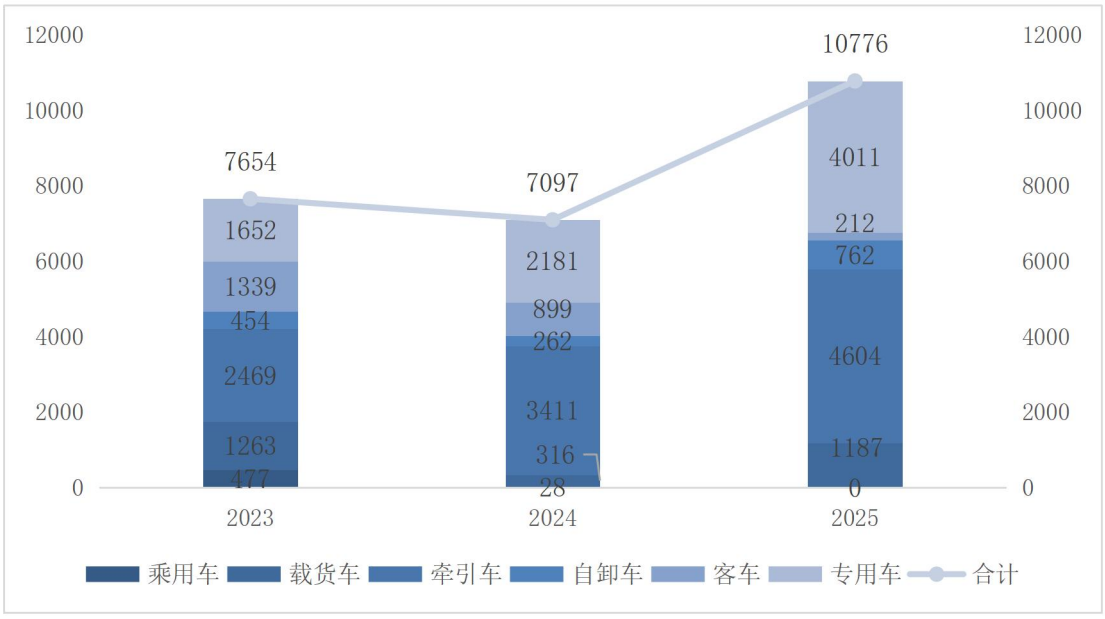

图 38：中国燃料电池汽车不同车型销量

数据来源：香橙会氢能数据库

燃料电池专用车以冷藏车为主。2025 年燃料电池冷藏车同比增长 138.2%，销量为 3096 辆，占燃料电池专用车总销量的 77.2%；其次是混凝土搅拌运输车，销量为 444 辆，同比增长 335.3%，占比 11.1%；垃圾车销量同比增长 136.9%，销量为 244 辆，占比 6.1%。洗扫车、清洗车、保温车、吸尘车市场表现均不及往年同期。

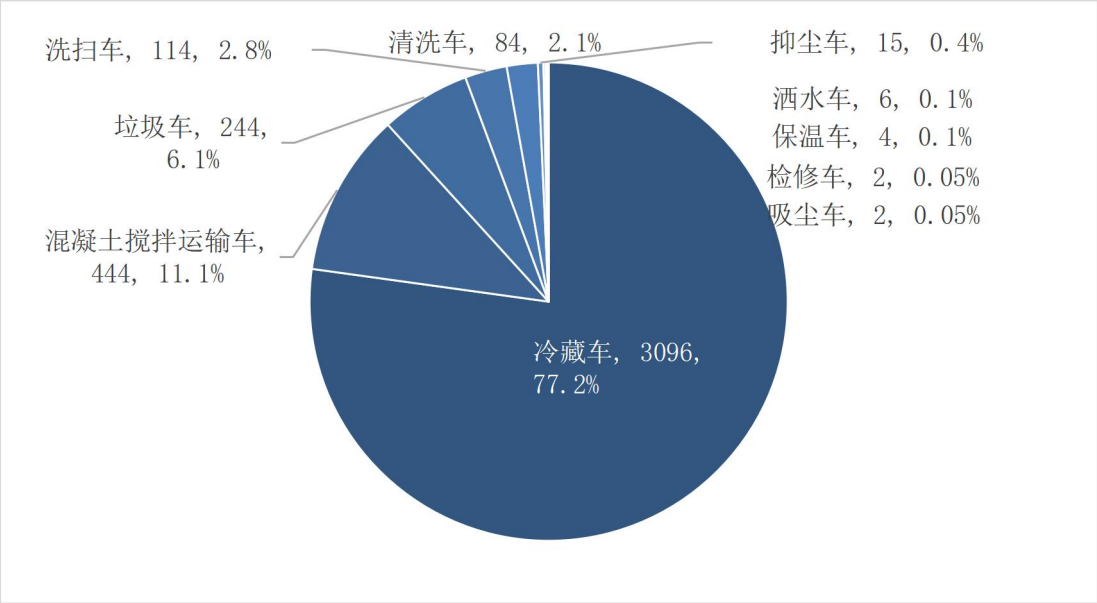

图 39：中国燃料电池专用车具体车型分布

数据来源：香橙会氢能数据库

3.1.1.3 不同质量燃料电池货车销量

重型载货车是燃料电池汽车的主要发展方向。除燃料电池客车及乘用车外的货车，2025 年燃料电池货车总质量 12 吨以上的车型销量 7280 辆，同比增长 63.2%，占比达到 68.9%，其中 25 吨至 31 吨燃料电池货车销量最多，销量为 4587 辆，同比增长 35.8%，占比达 43.4%。

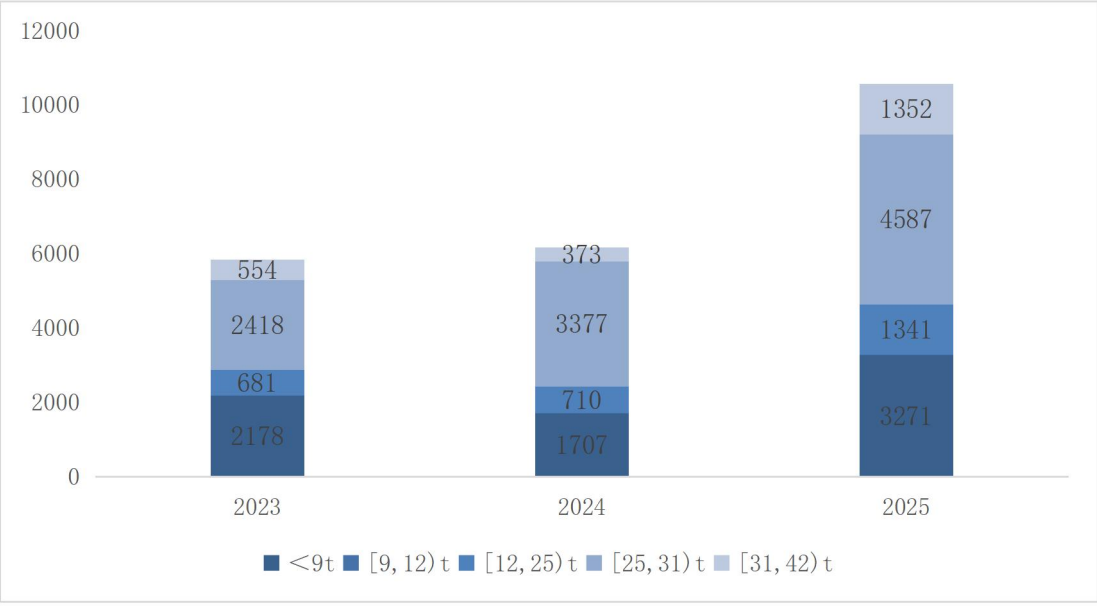

图 40：2025 年中国燃料电池货车总质量分布

数据来源：香橙会氢能数据库

3.1.1.4 燃料电池汽车系统装机功率

燃料电池汽车系统装配功率持续攀升。近 5 年燃料电池汽车系统装机功率以 66.9%的年均复合增长率从 173.5MW 上升至 2025 年 1347.07MW，同比增长 62.7%。截止 2025 年中国燃料电池系统累计装机功率 3857.38MW。这主要得益于国家推广燃料电池汽车政策向重型卡车倾斜及未来高端干线物流市场的推动，氢能重卡经济性的显现，燃料电池汽车朝向大功率进阶。燃料电池汽车单车平均装机功率以 7.9%的年均复合增长率从 2021 年的 92.24kW 上升至 2025 年的 125.01kW。

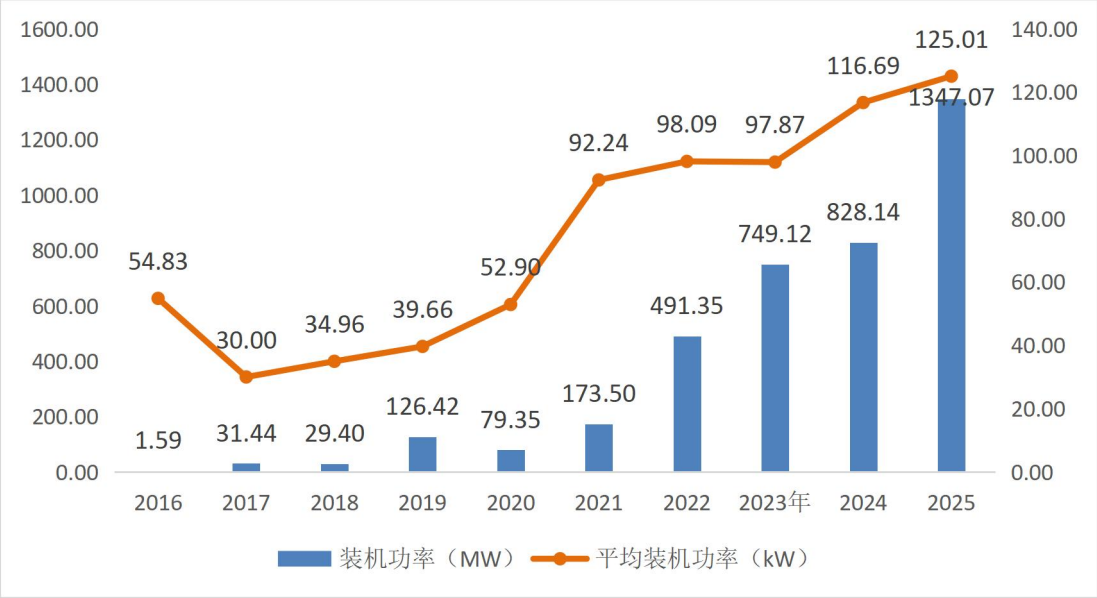

图 41：中国燃料电池汽车系统装配功率及单车平均装机功率（MW，kW）

数据来源：香橙会氢能数据库

3.1.1.5 整车企业与系统企业销量及装机功率

整车方面：2025 年出货的燃料电池汽车整车企业达 42 家。Top10 车企氢车销量 9065 辆，占总销量的 84.1%，Top5 车企氢车销量 6337 辆，占比 58.8%。前五名依次为东风汽车氢车销量 1834 辆，市占率为 17%；宇通 1501 辆，占比 13.9%；中国重汽 1198 辆，占比 11.1%；东风特汽 1001 辆，占比 9.3%；现代汽车 803 辆，占比 7.5%。

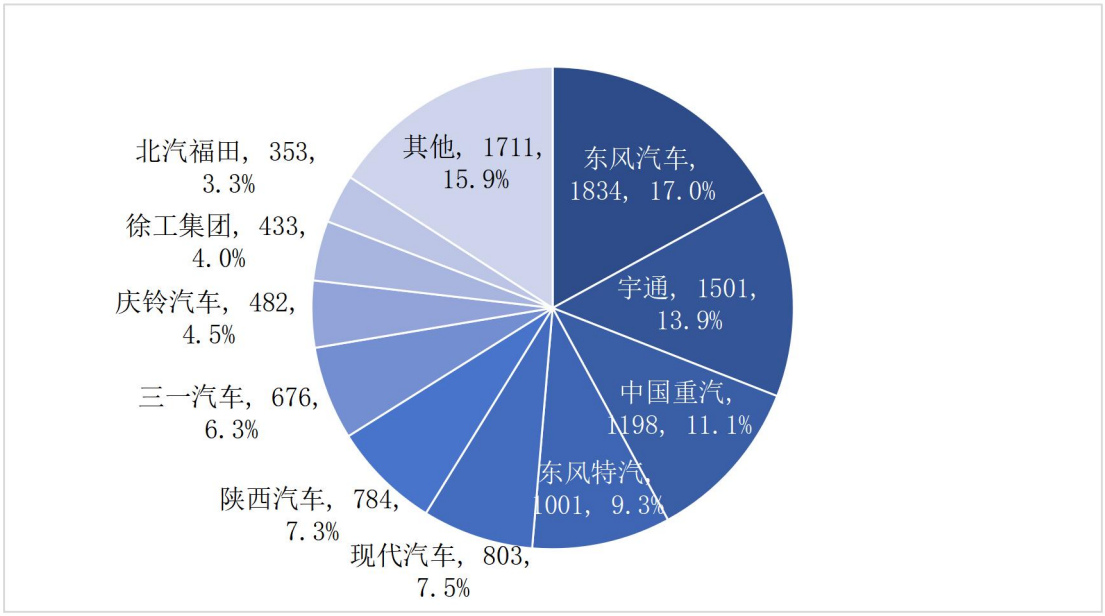

图 42：2025 年燃料电池汽车整车企业销量及市占率 TOP10（辆，%）

数据来源：香橙会氢能数据库

2024 年整车企业 TOP10 依次为：宇通、北汽福田、陕西汽车、东风汽车、美锦新能源、一汽集团、苏州金龙、佛山飞驰、中联环境、福田戴姆勒。

2023 年整车企业 TOP10 依次为：宇通、佛山飞驰、北汽福田、一汽集团、东风汽车、美锦新能源、陕西汽车、苏州金龙、上汽集团、厦门金龙。

整车企业与主要系统商系统配套情况：

2025 年东风汽车主要搭载国鸿氢能、云韬氢能、锐唯新能源系统。2025 年东风汽车与国鸿、云韬、锐唯、清能新能源、氢蓝时代、重塑能源等 12 家系统企业形成配套，其中约 527 辆氢车搭载国鸿氢能系统，占东风汽车氢车销量的 28.7%；407 辆搭载云韬氢能系统，占比 22.2%；300 辆搭载锐唯新能源系统，占比 16.4%。

宇通主要搭载未势能源、氢通能源集团、重塑能源系统。宇通与未势能源、氢通能源集团、重塑能源、国氢科技、国鸿氢能 5 家系统企业形成配套，其中 548 辆氢车搭载未势能源系统，占宇通氢车销量的 36.5%；476 辆氢车搭载氢通能源集团系统，占比 31.7%。

中国重汽主要配套东方氢能系统。中国重汽与东方氢能、云韬氢能、荣创新能、氢澜科技、新研氢能等 10 家系统企业形成配套，其中 608 辆氢车搭载东方氢能系统，占中国重汽氢车销量的 50.8%。

表 32：2025 年 TOP10 整车企业搭载主要系统企业系统情况（辆）

整车企业	系统企业	销量（辆）
东风汽车	国鸿氢能	527
	云韬氢能	407
	锐唯新能源	300
	清能新能源	227
	氢蓝时代	182
	重塑能源	101
宇通	未势能源	548
	氢通能源集团	476
	重塑能源	256
	国氢科技	214
中国重汽	东方氢能	608
	云韬氢能	200
	荣创新能	124
	氢澜科技	100
东风特汽	未势能源	802
	博世氢动力	99
	亿华通	99
现代汽车	现代氢能	803
陕西汽车	清能新能源	360
	亿华通	99
三一汽车	云韬氢能	663
庆铃汽车	博世氢动力	482
徐工集团	鲲华科技	181
	云韬氢能	135
北汽福田	国氢科技	201

	华丰	150

数据来源：香橙会氢能数据库

2025 年 49 家燃料电池系统企业出货，TOP10 系统企业系统装机量达 8079 套，市占率达 75%，装机功率为 986.14MW；TOP5 系统企业系统装机量达 5423 套，市占率达 50.3%，装机功率为 608.62MW.

云韬氢能系统出货量遥遥领先，装机量为 1850 套，占比为 17.2%，装机功率为 229.83MW；未势能源位列第二，装机量 1430 套，市占率 13.3%，装机功率为 145.05MW；第三是现代氢能 829 套，占比 7.7%，装机功率为 77.66MW。

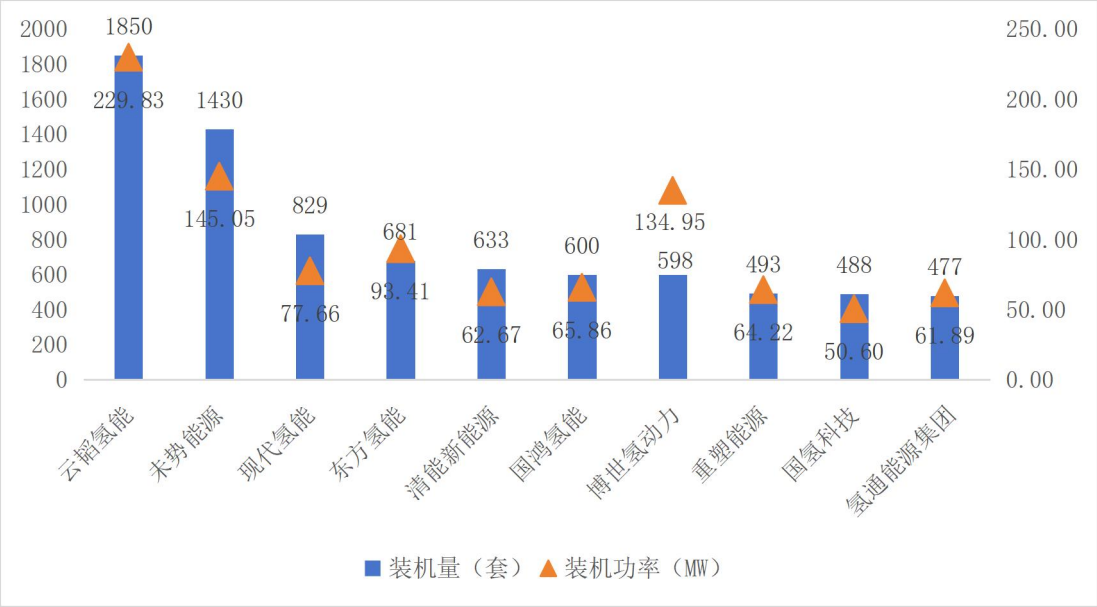

图 43：2025 年燃料电池系统企业装机量及装机功率 TOP10

数据来源：香橙会氢能数据库

2024 年系统企业 TOP10 依次为：亿华通、重塑能源、国鸿氢能、国氢科技、未势能源、锋源氢能、捷氢科技、锐唯新能源、卡文汽车、荣程氢扬。

2023 年系统企业 TOP10 依次为：亿华通、捷氢科技、重塑能源、国鸿氢能、潍柴动力、国氢科技、未势能源、博世氢动力、东方电气、德燃动力。

系统企业与主要整车企业配套系统装机情况：

云韬氢能主要与三一汽车、东风汽车配套。2025 年云韬氢能与三一汽车、东风汽车、广汽集团、中国重汽、徐工集团等 10 家整车企业形成配套。其中 663 套系统装机三一汽车，占云韬氢能总装机量的 35.8%，装机功率 77.03MW；

407 套系统装机东风汽车，占比 22%，装机功率 59.7MW；280 套系统装机广汽集团，占比 15.1%，装机功率 32.23MW。

未势能源主要与东风特汽、宇通配套。2025 年未势能源与东风特汽、宇通、中联环境、长征汽车、南京金龙 5 家整车企业形成配套。其中 802 套系统装机东风特汽，占未势能源总装机量的 56.1%，装机功率 92.4MW；548 套系统装机宇通，占比 38.3%，装机功率 43.84MW。

现代氢能主要配套于现代汽车，并与南京金龙、广州环卫机械 3 家整车企业形成配套。其中 803 套系统装机现代汽车，占现代氢能总装机量的 96.9%，装机功率 75.32MW。

表 33：2025 年 TOP10 系统企业与主要整车企业配套情况

系统企业	整车企业	装机量（套）	装机功率（MW）
云韬氢能	三一汽车	663	77.03
	东风汽车	407	59.70
	广汽集团	280	32.23
	中国重汽	200	23.20
	徐工集团	135	19.58
未势能源	东风特汽	802	92.40
	宇通	548	43.84
现代氢能	现代汽车	803	75.32
东方氢能	中国重汽	608	86.98
清能新能源	陕西汽车	360	28.80
	东风汽车	227	28.59
国鸿氢能	东风汽车	527	58.10
博世氢动力	庆铃汽车	482	114.51
	东风特汽	99	18.81
重塑能源	宇通	256	28.36
	东风汽车	101	18.63

国氢科技	宇通	214	17.12
	北汽福田	201	16.08
氢通能源集团	宇通	476	61.69

数据来源：香橙会氢能数据库

3.1.1.6 燃料电池汽车区域销量

燃料电池汽车销量以广东、北京、河南居多。在燃料电池汽车示范城市群示范进程的推进下，截止 2025 年广东燃料电池汽车销量 9145 辆，位列第一，第二是北京 4495 辆，第三河南 4294 辆，其次是上海 4135 辆、河北 3948 辆、山东 2044 辆。

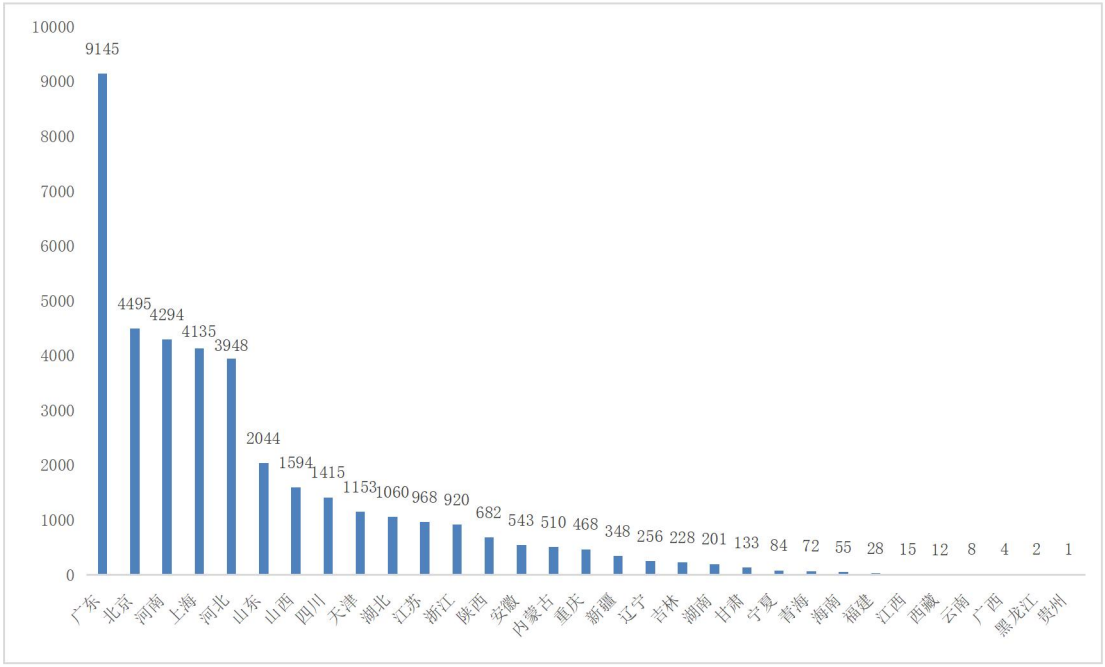

图 44：截止 2025 年中国各省市燃料电池汽车销量

数据来源：香橙会氢能数据库

2025 年广东推车最为迅猛为 4964 辆，同比增长 524.4%，2025 年一年推车量是 2016 年-2025 年 10 年累计量的 54.3%；其次是河南 1332 辆、四川 854 辆、山西 701 辆、河北 666 辆。

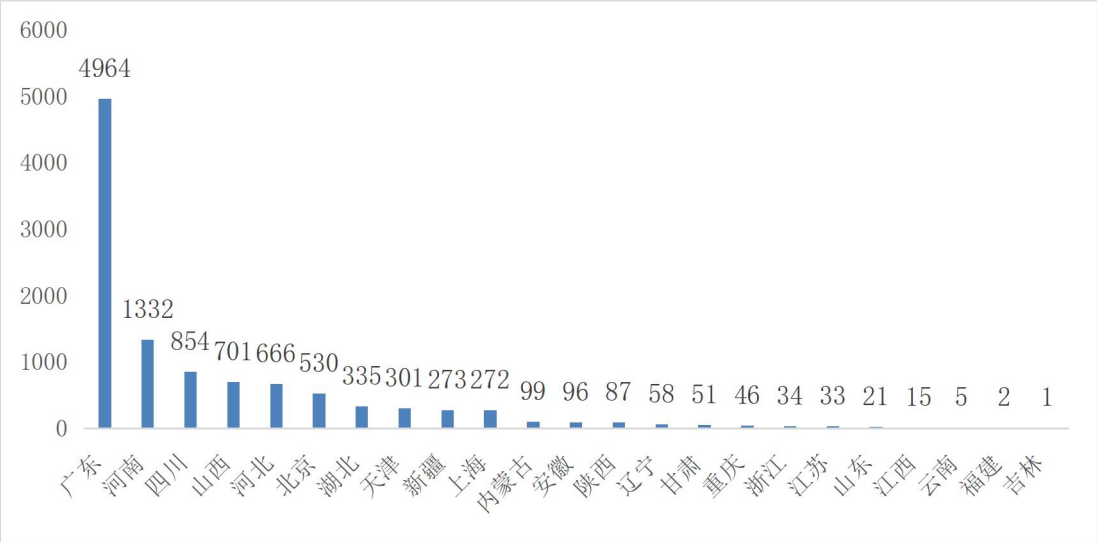

图 45：截止 2025 年中国各省市燃料电池汽车销量

数据来源：香橙会氢能数据库

3.1.1.7 燃料电池汽车示范城市群推广进度

京津冀、郑州城市群燃料电池汽车完成情况相对乐观。2025 年是示范城市群燃料电池汽车推广实施的最后年度。截止 2025 年，五大城市群共推广 22303 辆燃料电池汽车，占四年示范期推广总目标 32455 辆的 68.7%。京津冀示范城市推广 5322 辆，已超额完成示范任务；郑州城市群 3978 辆，完成 89.5%；上海城市群 3928 辆，完成 78.6%；广东城市群 6464 辆，完成 64.6%；河北城市群 2611 辆，完成 33.9%。

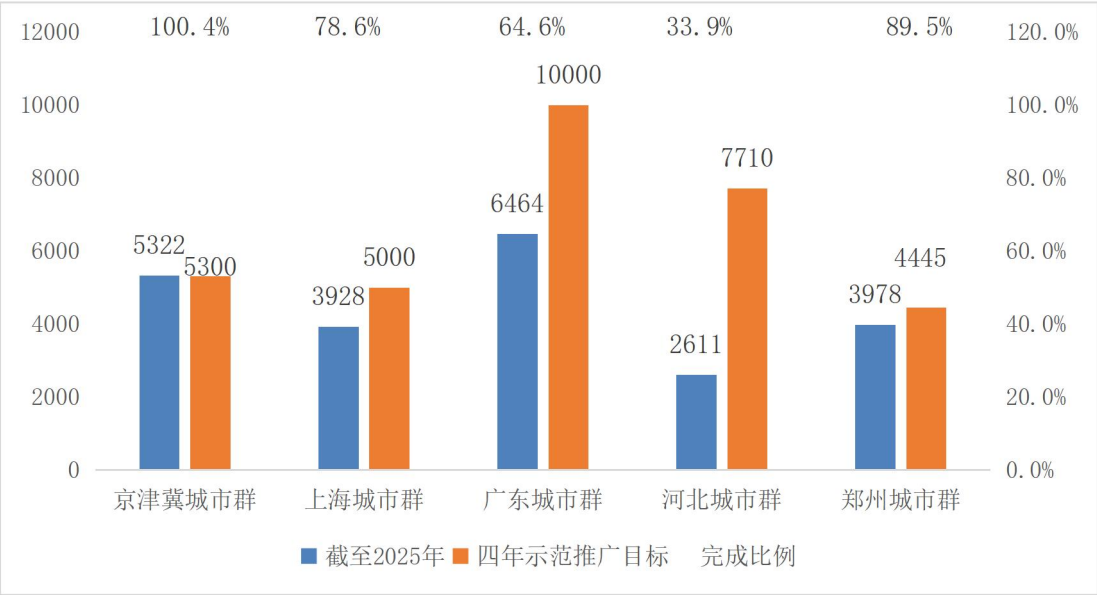

图 46：燃料电池汽车示范城市群燃料电池汽车推广数量、目标及完成比例

数据来源：香橙会氢能数据库

3.1.1.8 燃料电池汽车产业集群

中国燃料电池产业整体布局主要集中在五大燃料电池示范城市群及实施氢进万家政策的山东地区，并快速向四川、湖北、重庆等中西部地区、山西、陕西、内蒙古等资源型地区扩张。

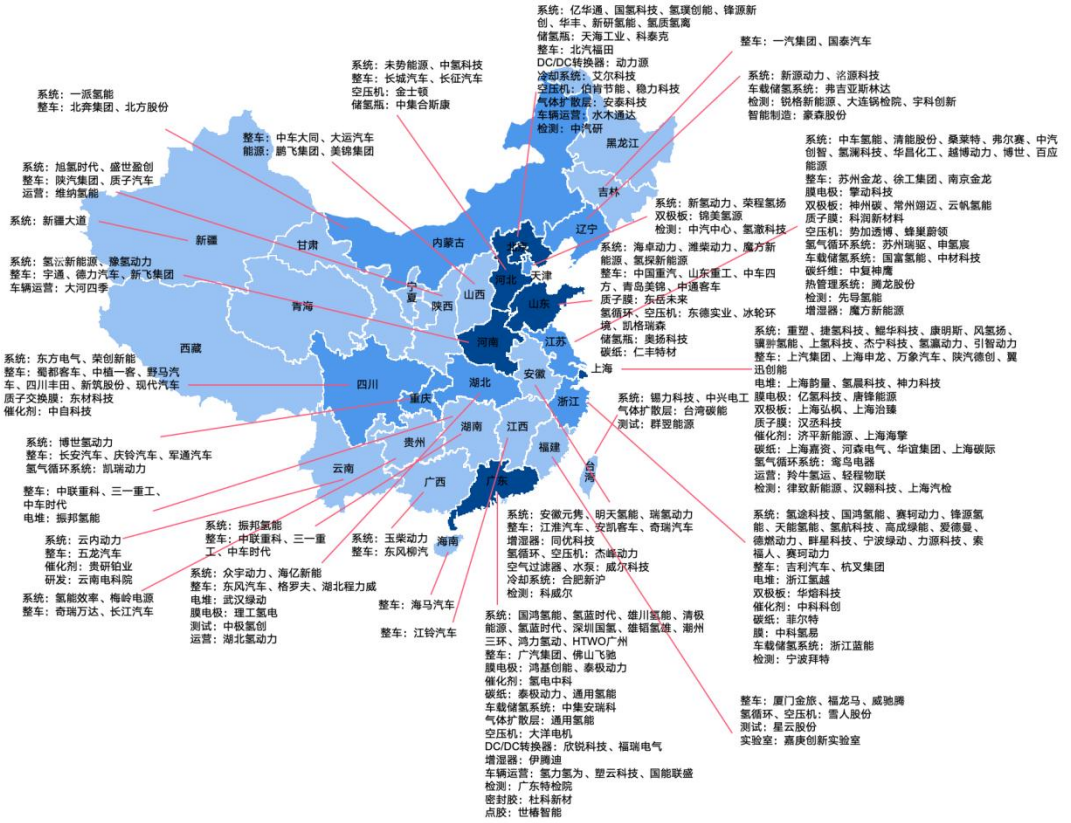

图 47：中国燃料电池汽车产业地图

数据来源：香橙会氢能数据库

3.1.1.9 燃料电池汽车全球市场分析

2025 年全球主要国家氢车销量一改前两年下降态势，同比增长 52.6%，为 18264 辆。主要得益于中国与韩国氢车市场的强势拉动，二者合计占全球比重的 95.8%，而其他主要国家氢车销量均出现不同程度下跌。其中中国氢车销量连续三年位列全球第一。

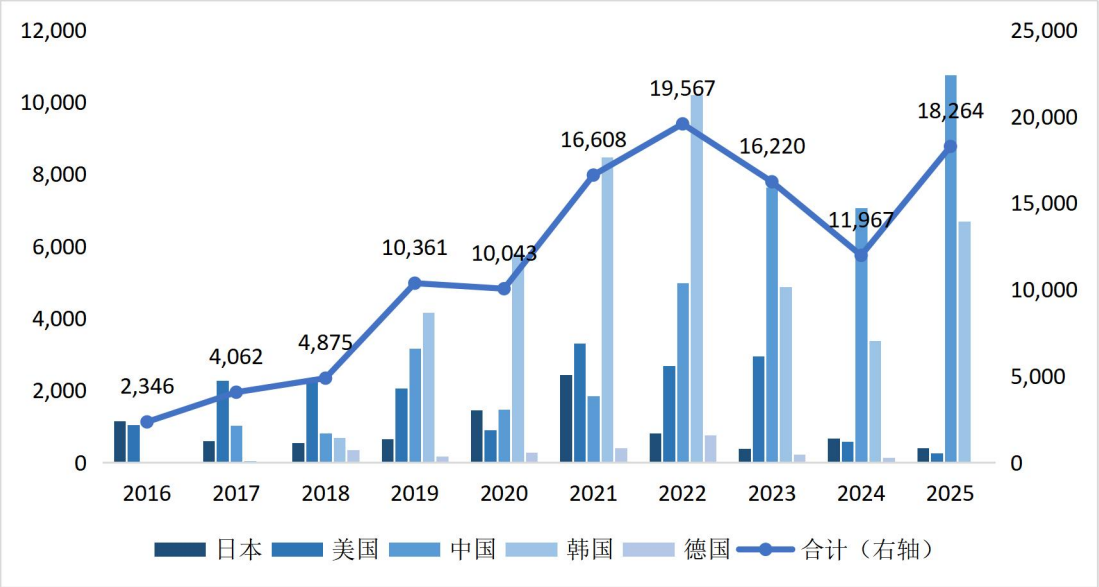

图 48：2016-2025 年全球主要国家氢车销量

数据来源：中国机动车上险数据，韩国国土交通部，日本自动车贩卖协会联合会，德国联邦交通局，加州燃料电池合作伙伴组织，香橙会研究院

2025 年是中国燃料电池汽车示范城市群收官之年，市场在年末集中进行“冲量”，氢车销量较去年增长 51.8%，为 10776 辆，占全球比重的 59%，已建成加氢站 494 座，加氢价格多处于 25-35 元/kg。

韩国 2025 年氢车销量同比增长 97.6%，达 6725 辆，占全球比重的 36.8%，加氢站数量 461 座，较去年增加 75 座，加氢平均价格 10294 韩元/kg（约 48 元人民币/kg）。这一增长主要得益于现代汽车新一代 Nexo 车型的上市，配合政府补贴政策。新款现代 Nexo 搭载 120 燃料电池堆与 80kW 电池，系统综合最大功率 190 千瓦,续航 700 公里，相较纯电动车优势明显。新车指导价 7644 万韩元（约 36 万元人民币），叠加 2250 万韩元中央政府补贴 + 最高 1500 万韩元地方补贴后，消费者实际落地价仅约 3894 万韩元（约 18 万元人民币），落在与混动和电动 SUV 相当的价位区间。2026 年韩国将拿出 5762 亿韩元补贴资金用于支持 7820 辆氢车的推广，将投入 1890 亿韩元补贴新建约 39 座加氢站，使全国加氢站数量增至 500 座。

日本受 25 年 4 月起氢车购车补贴上限由 150 万日元下调至 105 万日元，政策补贴向纯电动汽车倾斜、加氢基建严重不足、车价与用氢成本高等影响，氢车销量同比减少 38.2%，为 431 辆，日本加氢站 149 座，按 15 公里可达范围标

准衡量，日本约 90% 区域处于加氢站服务空白区。日本多数地区加氢价格约 2200 日元/kg（约 96 元人民币/kg）。

美国市场销量近年持续下滑，从 2023 年的 2978 辆大幅减少至 283 辆，同比减少 53.7%。主要原因为氢气价格高企，基础设施有限，补贴政策缩紧，车企巨头撤退，取消部分氢燃料电池项目、更多企业将资源投向电动汽车领域，仅在氢能商用车领域保留少量探索。2025 年美国的加氢价格约 29-36 美元/kg（约 197-245 元人民币/kg），在营加氢站数量 52 座，其中 50 座在加利福尼亚。

德国氢车市场由于加氢站批量关停、用车成本高、纯电动汽车替代、车企与政府战略转向商用车，乘用车氢动力边缘化等影响，销量持续下降至 49 辆，同比减少 69%。德国 2025 年初共有 79 座加氢站投运，年底锐减至 48 座，降幅约 39%。2025 年德国加氢站价格在 13-15 欧元/kg（约 104-120 元人民币/kg）。

从近 3 年的平均增长率来看，仅有中国市场实现 2 位数增长，中国氢车市场以商用车（重卡、物流车）为主要突破口，近年来形成相对稳定、政策驱动的增长模式。

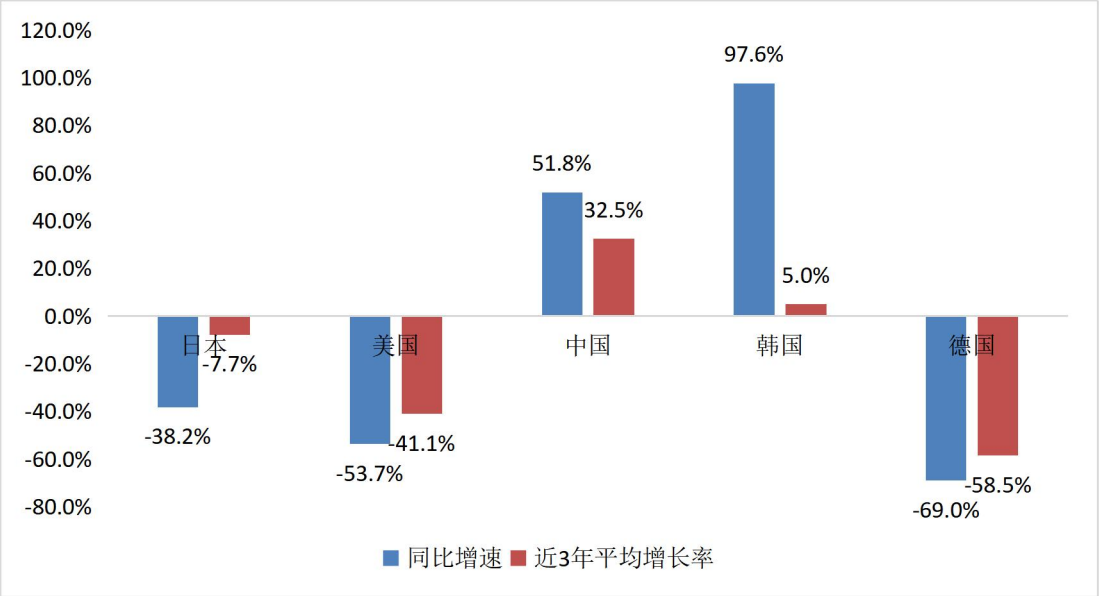

图 49：2025 年全球主要国家氢车销量增长率

数据来源：中国机动车上险数据，韩国国土交通部，日本自动车贩卖协会联合会，德国联邦交通局，加州燃料电池合作伙伴组织，香橙会研究院

从保有量来看，截止 2025 年底，全球主要国家已累计投放氢车约 115129 辆，同比增长 18.9%。其中，韩国氢车保有量达 44655 辆，全球占比 38.8%，与

去年相比占比减少 0.4%，但仍位居全球第一；中国保有量 39023 辆，占比 33.9%，占比提升 4.7%，位列第二，除中国外，其他主要国家在全球氢车市场中的占比呈下降态势；美国保有量为 18851 辆，占比 16.4%，占比减少 2.8%；日本 10032 辆，占比 8.7%，占比降低 1.2%；德国累计投放 2568 辆，占比 2.2%，占比微降 0.4%。

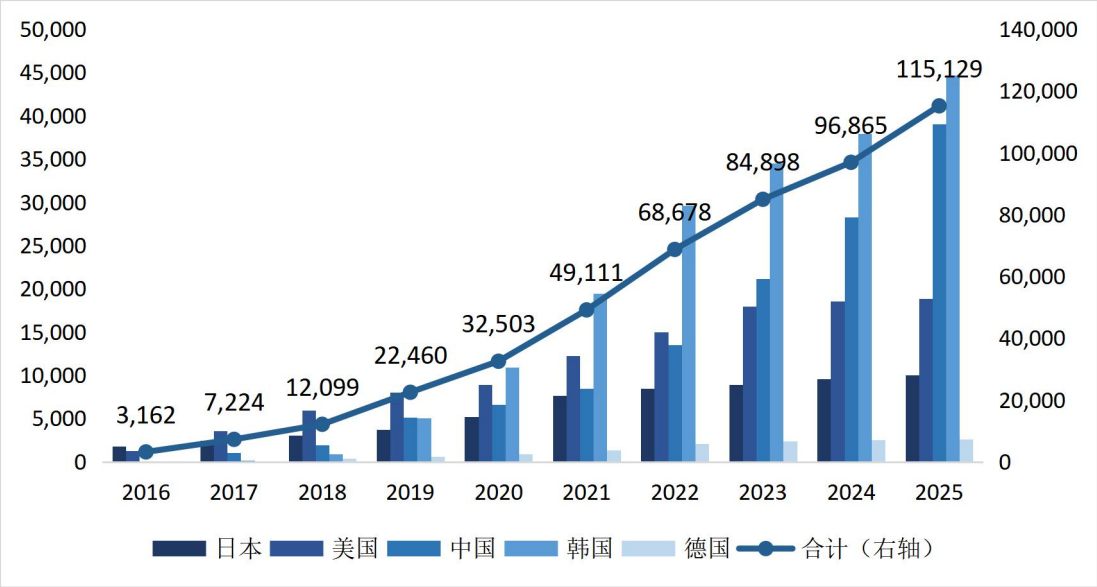

图 50：2016-2025 年全球主要国家氢车保有量

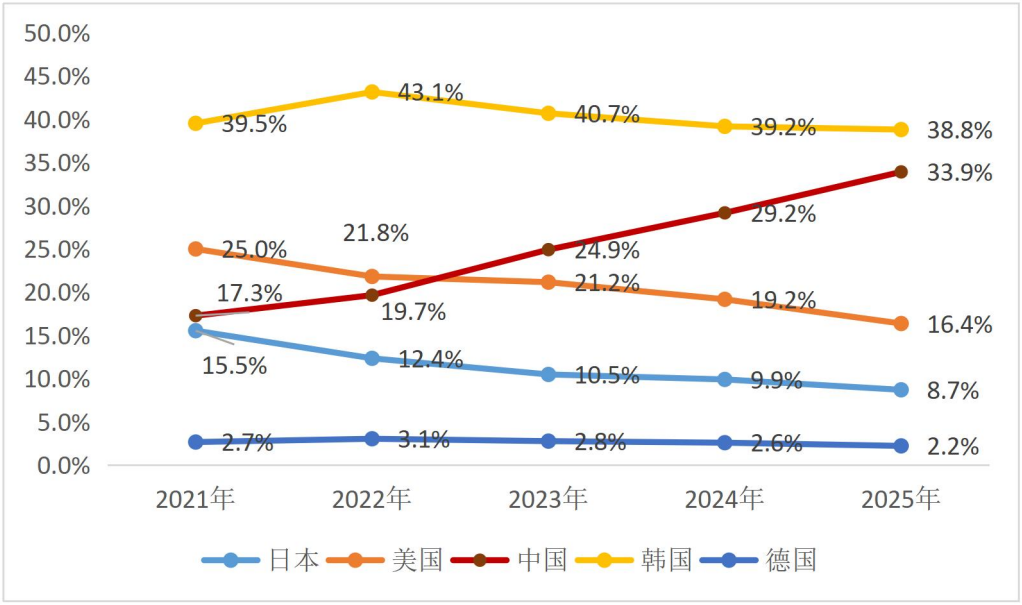

图 51：2021-2025 年全球主要国家氢车保有量占比

数据来源：中国机动车上险数据，韩国国土交通部，日本自动车贩卖协会联合会，德国联邦交通局，加州燃料电池合作伙伴组织，香橙会研究院

从现代与丰田两大车企来看，现代汽车 2025 年氢车销量同比增长 58.5%，为 7047 辆，其中本土销量 6809 辆，海外销量 238 辆，全球累计投放 48324 辆，位居全球第一；丰田全年销量为 1257 辆，同比减少 29.3%，其中本土销量 422 辆，海外销量 835 辆，全球累计投放 28913 辆。

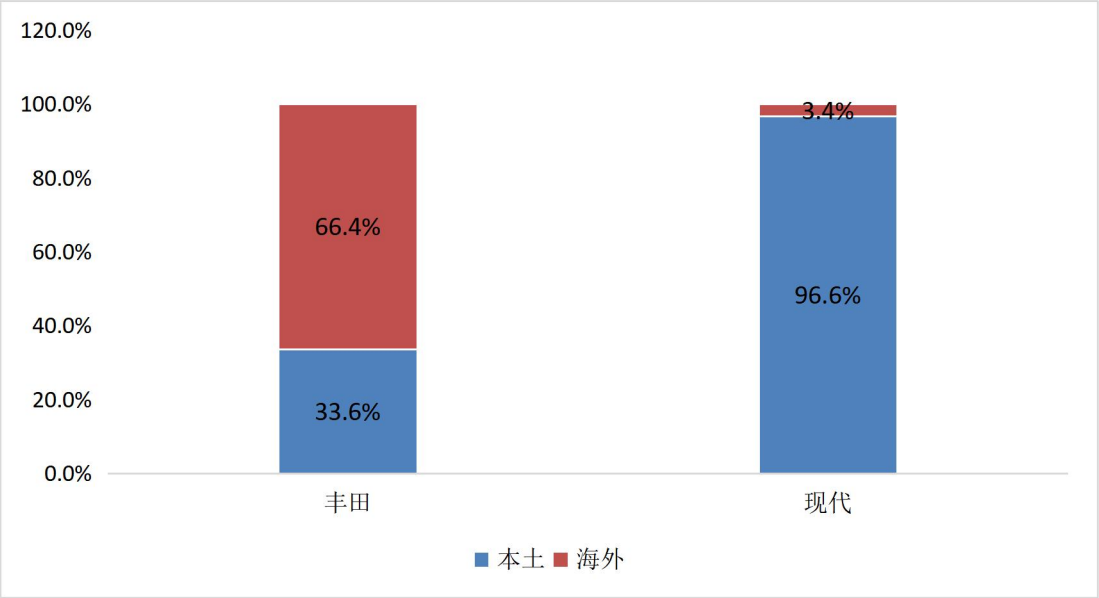

图 52：丰田汽车与现代汽车 2025 年氢车本土与海外市场占比

数据来源：丰田汽车官网、现代汽车官网

3.1.2 中国已建成加氢站

3.1.2.1 整体建成情况

我国第一座加氢站建成于 2006 年 11 月，位于北京中关村永丰高新技术产业基地新能源交通示范园内，为北京奥运会的氢能示范项目。从年份上看，2016 年之前只有零星加氢站建成，之后每年都有加氢站建成，总体呈逐年增加上升趋势，2021 年建成数量最多，2022 年主要因疫情影响及之前建成数量的积累有所下降。表明我国氢燃料电池产业热度在不断攀升，吸引着越来越多的加氢站设备供应商和集成承包商进入加氢站产业领域。各环节企业不断积累经验，为之后的快速发展奠定了一定的基础。近三年加氢站建站增长趋势回落明显，一方面由于目前国家还没有出台统一的加氢站建设批复管理办法，各地差异较大，导致批建困难，审批手续繁琐，即使建成也需要较长时间审批才能对外运营，另一方面是车辆加氢未成规模效应，加氢站运营成本高、盈利难，导致建

站热情回落。截至 2025 年我国共建成加氢站 494 座，车站比约 79：1。其中 2025 年共建成加氢站 44 座。

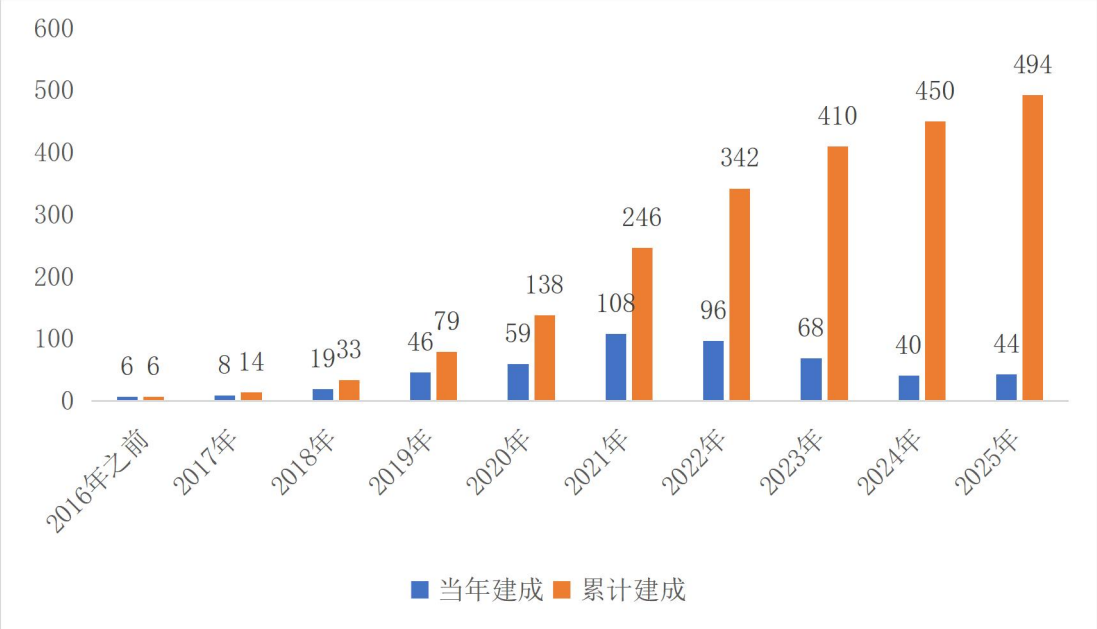

图 53：历年中国已建成加氢站数量

数据来源：香橙会氢能数据库

3.1.2.2 加氢站区域分布

从各省份看，中国加氢站建设呈现多点开花的发展态势，广东省以 78 座高居第一名，山东、河北、湖北等 3 个省市在 30 座以上，江苏、浙江、河南、山西、北京、四川等 6 个省市在 20-30 座之间，其余省市在 20 座以下。

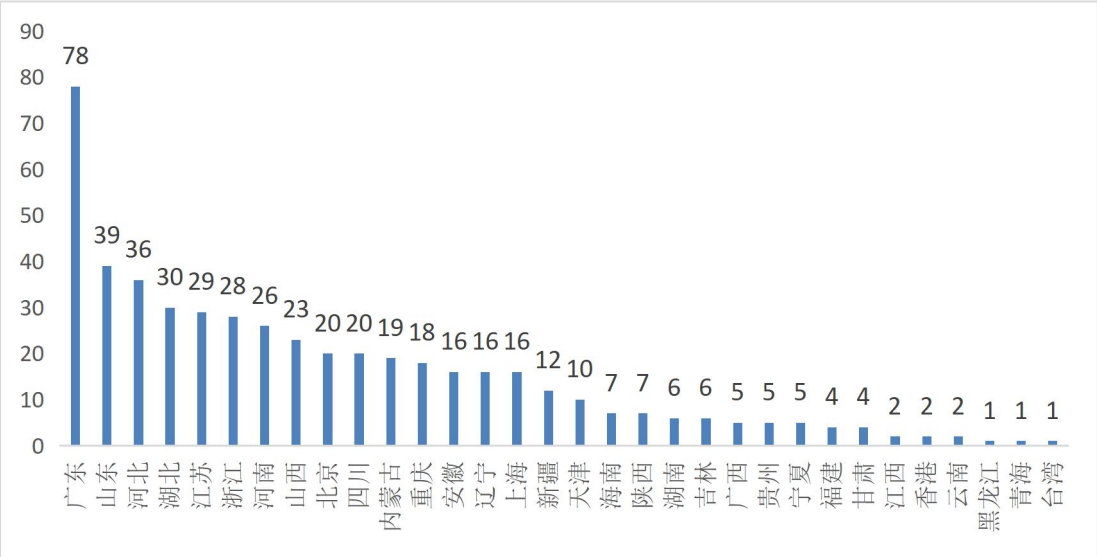

图 54：我国各省建成加氢站情况

数据来源：香橙会氢能数据库

在 2025 年建成的 44 座加氢站中，分布在 18 个省级行政单位中，其中广东、新疆、山东、四川等位居前列。

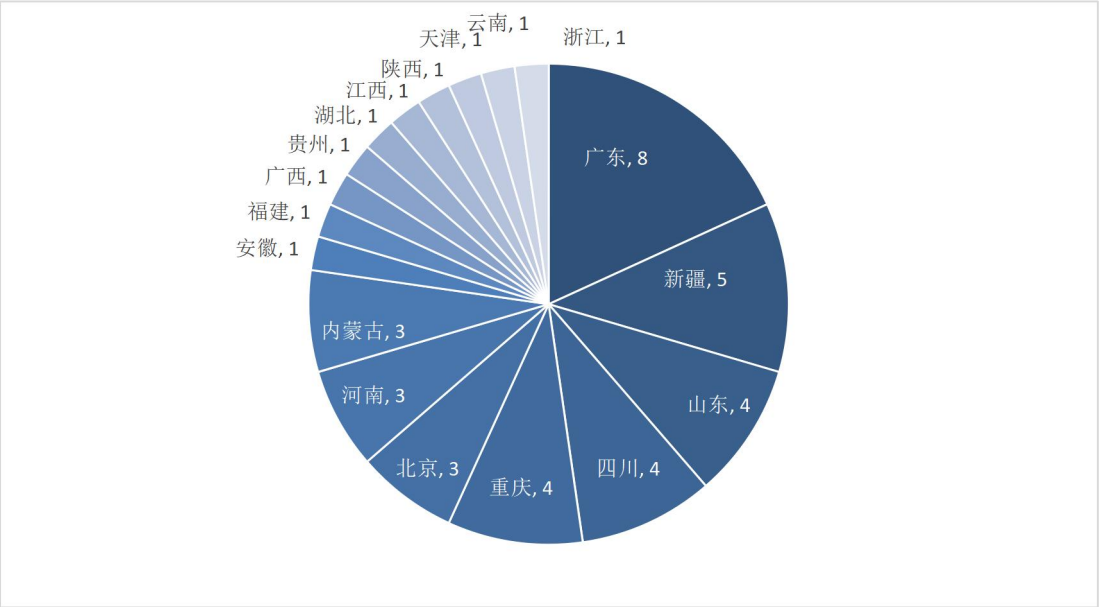

图 55：2025 年我国各省建成加氢站情况

数据来源：香橙会氢能数据库

3.1.2.3 加氢站建设类型

将加氢站按照撬装式、固定式、综合能源站和制氢加氢一体站四种类型分类，在 2018 年之前仅有固定式和撬装式两种。随着行业的发展，撬装式加氢站的比例逐渐减少；加氢、加油、加气及充电等多种形式的补能方式组合逐渐成为加氢站的主要建设方式，合建的综合能源站首先在用地上与油气站合用、容易获得用地审批，其次在运营上运维人员共用、达到以油养氢以气养氢，是现阶段发展加氢基础设施的有效方式；制氢加氢一体站逐渐增多，可以有效规避氢气运输成本高的问题，在各地探索氢气不再以危化品管理的情况下，一体站的建设有望成为新的建站方式。

图 56：我国历年建成加氢站类型

数据来源：香橙会氢能数据库

综合能源站逐渐成主要方式，制加一体站成新趋势。2025 年建成的 44 座加氢站中，23 座综合能源站占比 52.3%，8 座制氢加氢一体站占比 18.2%，8 座固定式加氢站占比 18.2%，在氢能行业发展初期，尤其是在“三北”等地广人稀和临时性活动场地，撬装式加氢站将发挥重要作用。

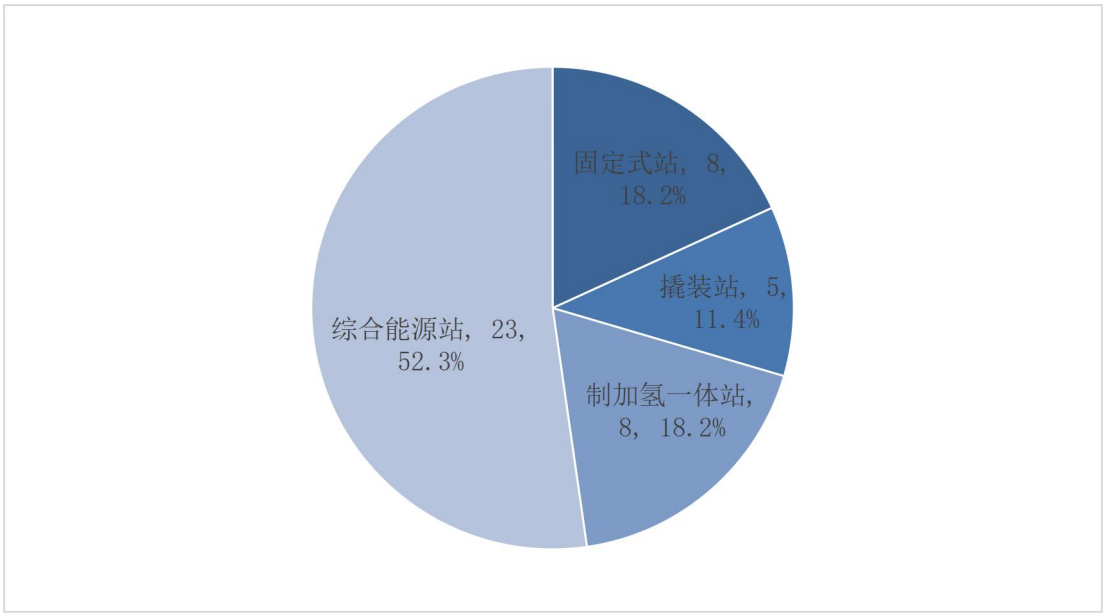

图 57：2025 年建成加氢站类型占比

数据来源：香橙会氢能数据库

3.1.2.4 加氢站加注量

已建成加注量 1t/d 以上（含）的加氢站共 206 座，占比 41.7%。分年份看，加注量 1t/d 以上（含）的数量上整体成增加趋势，2025 年加注量 1t/d 以上（含）的加氢站数量占比增至 54.5%，2t/d 以上（含）的加氢站占比提速。加氢站在 2019 年因氢能首次写入政府工作报告，大加注量加氢站占比增加明显，尽管近两年建成加氢站增速减缓，但大加注量加氢站比例增加，基本形成了加注量在 1t/d 甚至更高加注量的趋势，满足中重卡等商用车加注需求。

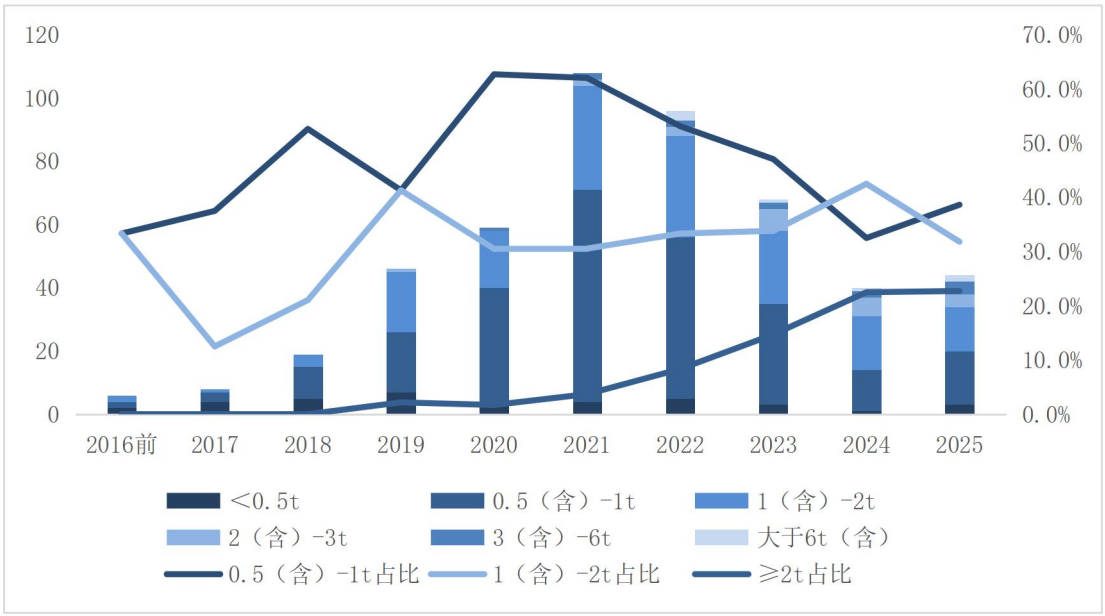

图 58：我国历年建成加氢站加注量

数据来源：香橙会氢能数据库

截至 2025 年，我国建成加注量 2t/d 以上的加氢站共 43 座，商用车大规模运营场景下，大型纯氢站是重要发展方向，油氢合建站加氢规模受限。

表 34：2025 年建成加注量 2t/d 以上的加氢站

序号	加氢站名称	建成时间	省份	日加注量	加注压力
1	宣力（新疆）氢能加氢站	2025 年 12 月	新疆	10000	35
2	伊宏淖毛湖综合能源站	2025 年 12 月	新疆	5000	35
3	榆林榆阳金鸡滩加氢站	2025 年 12 月	陕西	2000	35
4	南二环氢气充装母站	2025 年 3 月	河南	15000	35
5	南二环综合能源站	2025 年 3 月	河南	3000	35
6	虎岭一号线油气电综合站	2025 年 3 月	河南	4000	35

7	云韬良田加氢站	2025 年 7 月	广东	4000	35
8	荣程新能源（源泰德润）加氢站	2025 年 4 月	天津	2000	35
9	大冶东综合能源站	2025 年 4 月	湖北	2000	35
10	京沪高速马驹桥服务区综合能源补给站	2025 年 4 月	北京	2000	35

数据来源：香橙会氢能数据库

3.1.2.5 加氢站加注压力

加注压力以 35MPa 为主，向 70MPa 趋势并不明显。由于我国氢能示范应用以商用车为主，70MPa 加氢站建设较少，仅有 5 座且主要是服务乘用车加氢使用，还有不少加氢站预留 70MPa 建设空间，具备 70MPa 加注能力加氢站共约 44 座，占总数量的 8.9%。

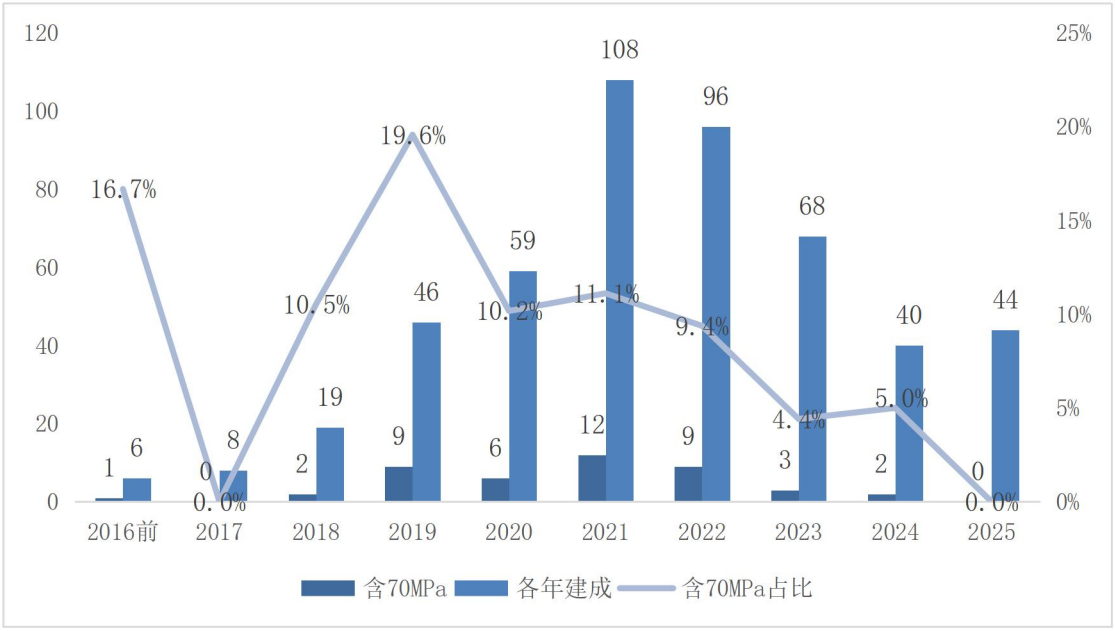

图 59：我国历年建成加注压力含 70MPa 加氢站

数据来源：香橙会氢能数据库

从已建成的 70MPa 加氢站来看，其加注量普遍较小，类型上撬装式占据了一半，建成时间也普遍偏早，只有为冬奥会投入使用的北京中石化公交王泉营加氢站规模较大。也反映了我国发展燃料电池汽车以商用车为主的现状，从趋势看，推广乘用车方向并不明显。

表 35：我国建成 70MPa 加氢站

序号	加氢站名称	建成时间	省份	建设方	类型	日加注量	加注压力
1	同济-新源大连加氢站	2016.09	辽宁	舜华新能源	固定式	200	70
2	广州广汽丰田内部站	2019 年	广东	海德利森	撬装式	260	70
3	成都一汽丰田加氢站	2020.10	四川	厚普工程	固定式	500	70
4	北京中石化公交王泉营加氢站	2021.9	北京	国富氢能	固定式	1500	70
5	琼海银丰 70MPa 撬装式加氢站	2023.03	海南	氢枫能源	撬装式	500	70

数据来源：香橙会氢能数据库

3.1.3 氢能两轮车

氢能两轮车作为一种新兴的绿色交通工具，目前在中国市场正处于从示范运营向规模化推广的早期阶段。氢能两轮车凭借其与传统电动两轮车相比续航里程长、补能速度快、安全性高等产品优势，以及技术难度相对较低、投资规模相对较小、不依赖政府补贴等产业特征，有望迎来爆发式增长。

表 36：氢能两轮车与锂电两轮车、铅酸电池两轮车对比

对比维度	氢能两轮车	锂电池两轮车	铅酸电池两轮车
整车价格	高，8000+元	中等，第三代单车 4000+元	低，3000+元或更低
降本空间	高，随产业链成熟和规模化生产，成本可迅速大规模下降	中，较成熟	低
能量密度	300-1000Wh/kg	150-300Wh/kg	30-50Wh/kg
续航	长，80-100km，仍有大幅上升空间	较长，50-80km	短，30-50km
使用寿命	电池 2000h，储氢瓶 2000-3000 次循环（5-10 年）	800-1200 次循环（3-5 年）	300-500 次循环（1-3 年）
环境适应性	强，-10℃以上可高效运行	冬季续航折损约 20%	冬季续航折损约 50%
残值率	高，贵金属、双极板等均可回收，但体系尚未形成	回收技术复杂，不足 10%	体系成熟，30%-40%
安全性	高，固态储氢瓶充/放氢压力＜3/1MPa，且无自燃风险	较低，热失控温度仅 80-120℃	较高，热失控温度 200℃，爆炸概率仅锂电的 1/200
环保性	零排放（仅产水）	低污染（电解液风险）	高污染（含铅）

适用场景	共享出行、长续航需求	共享出行、偏中长途	短途代步、预算敏感

资料来源：公开资料

氢能两轮车主要结构包括车架、氢气储存系统、氢燃料电池系统、动力电池组、电动机系统和控制系统等，以氢燃料电池和储氢系统为核心。通常搭载 100W 至 400W 风冷型氢燃料电池，续航里程平均在 80-100km 左右，最高可达 130km，单车配备 1-2 个固态储氢瓶，储氢量约 100g，耗氢通常约 1g/公里。

在加氢上，两轮车替换下的氢瓶通过制加氢一体机进行补氢操作，在制加氢一体机加满氢气后，氢瓶会放置在换氢站内备用，通过快插接头将换氢站充满氢的氢瓶快速更换到两轮车上即可继续行驶，整个过程不超过 30 秒。

氢能两轮车在城市共享出行、景区游览、外卖配送、工业园区、工厂、校园通勤等 B 端市场正凭借其独特优势稳步拓展，并已在个人高端消费市场崭露头角。其中 90%以上应用于城市共享出行场景。

依托燃料电池企业牵引，制氢、储氢、整车制造及共享运营等环节协同联动，氢能两轮车全产业链生态体系已初步构建。主要企业有以永安行为代表的全链条企业，涉及两轮车、燃料电池、固态储氢研制，以雅迪、台铃等代表的传统车厂，以攀业氢能、氢航科技、协氢新能源、捷氢科技、众宇、氢蓝、聚智合众、四川轻绿为代表的系统企业，以安泰创明、氢冉、北方稀土、集氢科技为代表的储氢企业、以美团为代表的共享经济运营商，以青岛阳氢为代表的制加氢企业等。

目前氢能两轮车整车的价格处于 6000-8000 元之间，其中燃料电池系统占比超 50%，车架约占 30%，固态储氢占比约 15%。2024 年国内氢能两轮车投放量约 7000 辆，截止 2024 年氢能两轮车保有量约 1 万辆；2025 年共投放氢能两轮车约 1.1 万辆，保有量约 2.1 万余辆。根据 2025 年 1 月，工信部发布 2025 年未来产业创新任务榜挂帅，提出到 2026 年，需实现 10 万辆级氢能两轮车的应用规模。

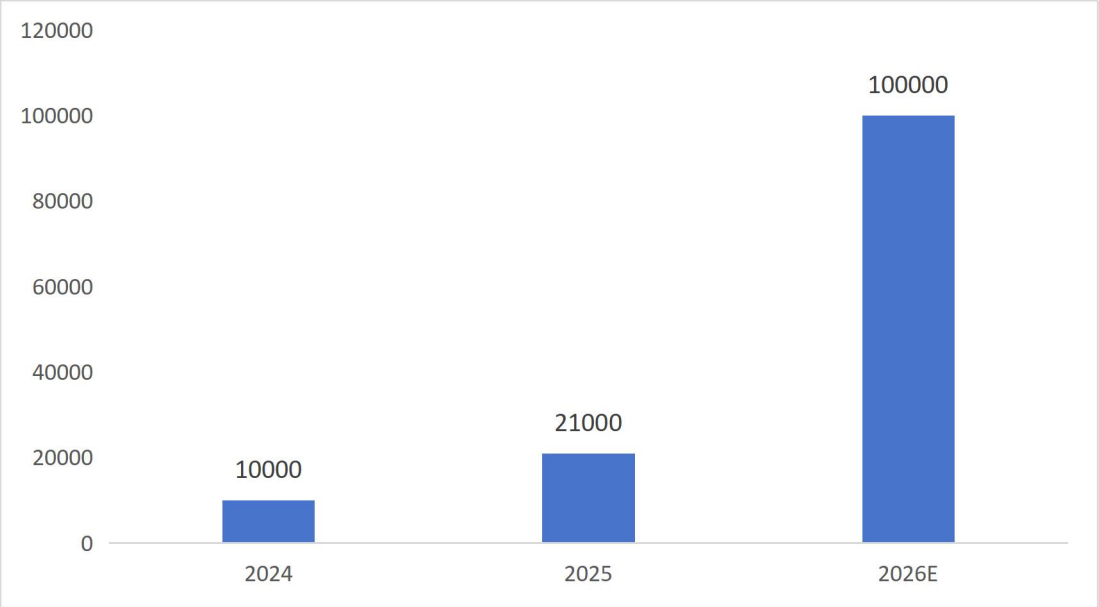

图 60：国内氢能两轮车市场销量及保有量（万辆）

数据来源：香橙会氢能数据库

现阶段氢能两轮车推广仍面临多重制约：整车及燃料电池、固态储氢等核心部件成本偏高，规模化效应不足；耐久性、可靠性有待提升；加氢 / 换氢基础设施布局有限，补能便利性不足；相关安全、检测、路权、上牌等标准政策体系尚不完善等。

3.1.4 氢能船舶

氢燃料电池船舶依靠燃料电池将氢气与氧气转化为电能来驱动航行，全过程仅排放水，具备能量转换效率高、振动噪音小、技术相对成熟等突出优点。按照动力系统配置不同，主要分为纯氢燃料电池船与氢电混合船两种：纯氢燃料电池船以燃料电池作为核心动力，无需其他储能装置辅助；氢电混合船则采用 “氢燃料电池 + 锂电池” 组合方案，由燃料电池提供主要动力，锂电池储能系统负责削峰填谷，在燃料电池输出不足时补能、过剩时储电，进而提升能效与续航里程。

目前中国氢能船舶市场整体处于政策驱动下的早期示范探索阶段，主要通过国家和地方政府示范项目、科研院所和学校科研项目、企业投资等多种形式开展，尚未进入大规模商业化应用，但发展的势头和潜力已经显现。

中船 712 所、攀业氢能、国氢科技、未势能源、国鸿氢能、明天氢能等多家企业取得了国内或国外的船级社认证，示范实践包括了观光船、集装箱船、科研船、交通船、商务接待船、公务船等内河和近海短距离运输。目前，氢动力船舶用燃料电池的单组功率为百千瓦级，装船使用时通常采用多组燃料电池级联而成。

表 37：国内主要氢能船舶情况

序号	船舶名称	基本信息
1	北京世纪福原燃料电池公司研制燃料电池游艇	2002 年，北京世纪福原燃料电池公司研制的燃料电池游艇成功试航，燃料电池系统功率达 400 瓦。
2	“天翔 1 号”游艇	2005 年，上海海事大学研制出燃料电池游艇“天翔 1 号”，燃料电池功率 2 千瓦，续航 3 小时。
3	“鑫湖号”	2021 年 1 月，大连海事大学“鑫湖号”试航成功，采用 70 千瓦燃料电池和 86 千瓦时锂电池混合动力，续航 180 公里。
4	“仙湖 1 号”游船	2021 年 5 月，广东首艘氢能船舶“仙湖 1 号”游船下水，采用 30 千瓦燃料电池，续航达 10 小时以上。
5	“三峡氢舟 1 号”交通船	2023 年 10 月，由长江电力、中船第七一二所等单位共同研发建造的“三峡氢舟 1 号”在宜昌市完成首航，该船配备 8 套 70 千瓦级的燃料电池发电模块，通过高效的电堆技术，将氢氧的电化学反应直接转化为电能和热能，实现了绿电—绿氢—绿色动力的零排放、零污染的绿色航运。
6	“西海新源 1 号”游览船	2024 年 6 月，我国首艘商用氢燃料电池动力游览船“西海新源 1 号”在九江正式交付，该船总长 23.65 米，型宽 5.5 米，型深 2.4 米，采用国氢科技宁波研究院自主研发的“氢腾”船用氢燃料电池系统，系统净输出功率 240 千瓦，零部件国产化率 100%。
7	“鑫湖未来”号交通船	2024 年 8 月，氢动力交通船“鑫湖未来”号成功下水，船体采用全铝合金结构，总长 20.5 米，型宽 5.2 米，额定乘员 20 人，最大可实现 200 海里的续航里程，能够满足中等规模的海上交通场景应用需求。该船搭载未势能源自主研发的 2 套 110 千瓦级船用燃料电池发电系统作为主要动力源，国产化率达到 100%。
8	“集大氢动 1”号实验船舶	2024 年 8 月，由江龙船艇承建的集美大学 20 米级氢燃料电池驱动实验船舶“集大氢动 1”号成功下水。该船总长 19.6 米，型宽 4.0 米，型深 1.9 米，吃水 1.0 米，设计最大航速 11 节。其动力系统采用氢燃料电池与锂电池组成的双能源配置，配备一套额定功率 120 千瓦、输出电压 450-750 伏（直流）的国产氢燃料电池组。
9	“创造者 I 号”内河观光客轮	2024 年 11 月，中国船舶集团旗下广船国际海科院联合中船 712 所发布了“创造者 I 号”的氢燃料电池动力观光游览船，该船采用氢燃料电池为主、锂电池为辅的双动力系统，是国内首艘获得 CCS 船级社 AiP 船型设计认可、并取得 CCS 最高舒适性的振动及噪音标志、最高等

		级绿色环保符号的氢燃料电池动力船舶。
10	“东方氢港”号集装箱船	2024 年 12 月，全国首艘内河 64 标箱氢燃料电池动力集装箱船舶“东方氢港”号成功下水，该船长 64.9 米，宽 12.6 米，采用 2 套 240 千瓦氢燃料电池组作为唯一电源，续航能力达 380 公里，相比传统燃油动力船，该船每年可减少二氧化碳排放约 700 吨。
11	“蓝海氢能号”集装箱船	2025 年 3 月，中国船舶集团建造的“蓝海氢能号”在上海完成首航，该船采用液态有机储氢技术，续航力达到 5000 海里，预计年减碳量相当于种植 130 万棵树。
12	“氢电拖 1”轮	2025 年 6 月，我国首艘氢电拖轮“氢电拖 1”轮在山东港口青岛港正式入列，该船搭载全球首创“氢燃料电池+液冷锂电池”混动系统，采用 7000 马力氢电混合动力，特别是其搭载的全球首创混动系统，使单船年减排量达 1500 吨。
13	安徽省首艘氢能源公务船	2024 年 11 月，安徽省首艘氢能源公务船在芜湖开建，芜湖造船厂旗下三点水新能源科技有限公司负责该项目的建造实施，船长 22 米，采用明天氢能 240kW 氢能燃料电池系统。

资料来源：公开资料

在加注方面，中国船级社（CCS）发布的《船舶氢燃料加注作业指南 2025》于 2025 年 4 月生效，是目前中国指导船舶氢燃料加注作业的关键技术文件。适用于在沿海和内河码头或主管机关指定水域进行船舶氢燃料的加注作业，采用的加注方式包括岸基加氢站加注、移动式加氢设施加注等。

氢能船舶产业发展预计将按照试点示范、小规模应用、商业化推广的路径逐步推进。结合政策导向，内河航运场景有望成为氢燃料电池船舶率先落地应用的重点领域，预计到 2030 年发展内河氢能船舶 50 艘。

3.1.5 氢能轨道交通

目前我国氢能轨道交通主要基于既有车型改造和零部件升级替换。氢能轨道交通以多个燃料电池系统和储能系统组成的大功率多堆燃料电池混合动力系统为主要动力来源，推动车辆高功率高效运行。

氢能轨道交通绿色低碳环保，应用范围广泛，可以在不具备电气化改造条件的区域和线路应用。同时建设成本低，由于免掉了传统电气化铁路的接触网、变电所等复杂工程问题，建设周期短，运维简便，一次性建设成本和全生命周期运营成本，比传统高铁低 10%-20%左右。

自 2015 年中车氢能有轨电车下线填补了氢能有轨电车领域的应用空白，中车、亿华通、美锦能源、国电投、国鸿氢能、重塑能源、蜀道装备等持续推进氢能轨道交通项目建设，主要应用在客运列车、调车机车、矿用牵引机车等场景，从产品研发到商业化运行，据统计，全国目前已公开下线氢能轨道车超 20 列。未来氢能轨道交通将朝向高速化和重载化发展。

表 38：国内氢能轨道交通项目

项目	具体情况
全国首台商用氢能机车头	2025 年 5 月，在贵州六盘水六枝特区美锦能源旗下贵州美锦华宇公司推出的全国首台商用氢能机车头正式投入试运行。氢能机车头加一次氢气 60 公斤,可以续航 145-150 公里,在指定站内调车作业,牵引定数可以达到 4500 吨以上。
京津氢能货运专线示范项目	亿华通与国铁集团合作的京津氢能货运专线示范项目，计划 2025 年投入 50 台氢能源机车。
连乐燕铁路氢能动力机车示范	蜀道集团计划在该线路上打造基于液氢技术的氢能货运铁路示范项目，项目包括一座每天 5 吨产能的液氢工厂和两辆氢动力机，其中机车拟配置 1.6MW 氢燃料电池系统及 1.9MWh 动力电池系统实现无停车充电的纯氢能动力的运营示范。
全国首列氢能源文旅有轨列车	2025 年 5 月 29 日，全国首列氢能文旅有轨列车“氢春号”在长春交付，该车搭载国鸿氢能燃料电池系统，列车满载加氢量为 42.7 公斤，续航里程 320 公里以上，每公里平均能耗仅为 1.5kWh，每公里直接工程投资仅为传统有轨电车的三分之一，将在承载着城市文脉的 54 路有轨电车线路上运行。
香港首列氢能轨道车试运行	2024 年 7 月 24 日，港铁公司正式研究在轻铁网络使用氢能列车，列车由佛山中车四方轨道车辆有限公司生产。
国内首列四型氢能智能轨电车在川下线	2024 年 7 月 1 日，国内首列氢能智能轨电车在宜宾装备下线。氢能智能轨电车运营投用后，一次加氢可行驶 200 多公里。
全国首台氢能机车海外订单交付	2024 年 6 月 28 日，全国首台氢能源机车海外订单在中车戚墅堰机车有限公司完成厂内交付。该车型整车功率 1000 千瓦，装用大容量蓄电池以及 35MPa 高压车载大容量储氢系统。此台机车搭载了重塑能源自主研发的 PRISMA 镜星系列燃料电池系统。
全球首条氢能空轨	2024 年 4 月全球首条氢能空轨在山西太原清徐成功试跑，由中铁科工与美锦氢能成立氢能源空轨研发中心，将氢能动力系统改进研发出能够适配空轨列车的动力模块。
首列氢能源市域列车	2024 年 3 月下旬，在中车长客位于长春的轨道列车试验线上，全球首辆氢能源市域列车以每小时 160 公里的速度完成了满载运行试验。
全国首列氢能智轨海外订单	马来西亚当地时间 2023 年 9 月 6 日下午，由中车株洲所自主研发制造的全球首列氢能智轨电车在马来西亚古晋市正式下线。
国内首台氢能地铁施工车	2023 年 7 月 18 日，由中铁武汉电气化局联合西南交通大学（四川荣创新能公司）共同研制的国内首台氢能源地铁施工作业车在襄阳正式下线。
中国中车首台“氢动力机车”	2023 年 6 月 15 日，中国中车在山西大同举行了首台“宁东号”氢动力机车下线仪式。
京投氢能地铁轻轨车开进北京	2023 年 3 月 24 日，京投所属装备集团的两辆轨道新列车首次亮相北京。

全球首列时速 160 公里氢能市域列车	2022 年 12 月 28 日，中车长客股份公司与成都轨道集团共同研制的具有自主知识产权的全球首列氢能市域列车在位于成都新都的成都市中车长客公司下线。
苏州首辆中运量氢动力数字轨道胶轮电车	2022 年 12 月 23 日，中运量氢动力数字轨道胶轮电车在苏州高新区太湖科学城功能片区成功下线。本次下线的中运量氢动力数字轨道胶轮电车由中车南京浦镇车辆有限公司研发、苏州中车轨道交通车辆有限公司负责生产。
上海首批 5 辆氢动力数字轨道胶轮电车	2022 年 9 月 28 日，搭载国鸿氢能燃料电池系统的首批 5 辆氢动力数字轨道胶轮电车正式交付。
国内首台大功率氢能源调车机车	2022 年 9 月，由中车氢能与中车株洲电力机车有限公司联合为国能集团打造的国内首台大功率氢能源调车机车“氢龙一号”在国能新朔铁路举行了首发试验运行。该款机车燃料电池系统额定功率为 400kw，是目前全球功率最大的轨道交通燃料电池系统。此外，该燃料电池系统的储供氢系统配备了由国富氢能提供的 28 个 210L 的储氢瓶，是目前国内储氢量最大的车载氢系统。
全国首台 700kW 氢燃料电池混合动力机车	2022 年 6 月 23 日，内蒙古锦白铁路 700kW 氢燃料电池混合动力机车运用考核通过项目评审，自去年 700kW 氢能机车上线试运行以来，目前已安全运行超 20000 多公里，累计完成调车作业 7127 钩，完成机车牵引总重 428 万吨公里，总耗电 15.29 万千瓦时，节省燃油消耗约 110 吨，减少碳排放约 350 吨。
首台氢燃料电池混合动力机车	2021 年 2 月，西南交通大学，中车大同电力机车有限公司开发的首台氢燃料电池混合动力机车成功下线，设计时速为 80 km/h，满载氢气可单机连续运行 24.5 h，在不用改变任何铁路基础线路的条件下，可在各类机务段、车辆段、编组站以及大型工厂、矿山、港口等场所执行运输、调车、救援等多用途任务。
世界首条商业运营氢能智轨电车	2019 年 11 月 29 日，国内首条商业化运营的氢能有轨电车线路——佛山高明氢燃料电池有轨电车正式投用，最高速度 70 公里/小时，加注一次氢气可持续行驶约 100 公里。
世界首列商用型燃料电池和超级电容混合动力 100%低地板现代有轨电车	2016 年 9 月 27 日，国家“十二五”科技支撑计划的重要成果，世界首列商用型燃料电池/超级电容混合动力 100%低地板现代有轨电车，在中车唐山公司下线。该有轨电车一次加氢 15 分钟，可持续行驶 40 公里以上，最高时速 70 公里。
世界首列氢能源有轨电车	2015 年 3 月，世界首列氢能源有轨电车在位于青岛的中国南车四方股份公司竣工下线，车辆加满一次氢只需 3 分钟，续航里程 100 公里，最高运行时速可达 70 公里，
第一列燃料电池机车示范	2013 年 1 月 ，西南交通大学开展第一列燃料电池机车示范 ，采用 150 kW 燃料电池作为牵引动力，2 台 120 kW 永磁同步电机作为牵引电机。车体长 13.5 m，高 3.5 m，设计速度 65 km/h，持续牵引力 20 kN，牵引重量 200 t，装满氢气可连续运行 24 h。

资料来源：公开资料、香橙会研究院整理

2025 年 5 月 30 日，国家铁路局发布关于《老旧型铁路内燃机车动力源系统改造管理规定（征求意见稿）》公开征求意见的通知，提出老旧型铁路内燃机车动力源系统改造（以下简称动力源系统改造）是将老旧型铁路内燃机车的

化石燃料动力系统替换为“柴油机+动力蓄电池系统”“动力蓄电池系统”“氢燃料电池系统+动力蓄电池系统”等动力系统，具有更优的能效和排放水平。

新规为加快铁路机车绿色低碳转型，明确三大动力系统改造技术路径，其中氢燃料电池位列之一。据中国国家铁路集团 2025 年统计公报统计，全国铁路机车拥有量为 2.25 万台，其中内燃机车 0.78 万台，占 34.7%；电力机车 1.47 万台，占 65.3%。老旧型铁路内燃机车动力源系统改造将为氢燃料电池在轨道交通领域的应用带来巨大的市场空间。

3.2 绿色合成氨

3.2.1 绿氨领域氢能应用整体概况

3.2.1.1 应用规模

截至 2025 年底，全国绿氨项目共计 124 个（含联产），已披露产能合计 2570 万吨，涉及电解水制氢规模 442 万 Nm³/h。

其中，前期阶段项目 104 个，规划产能合计 2108 万吨；设计阶段项目 9 个，产能合计 316 万吨；在建阶段项目 7 个，披露产能合计 76 万吨；投产项目 4 个，投产产能合计 70 万吨/年。

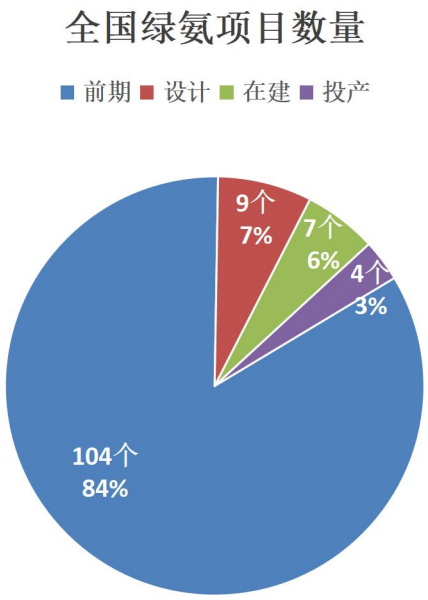

图 61：全国绿氨项目数量及占比（按项目进展划分）

数据来源：香橙会氢能数据库

前期阶段项目进度以签约及备案为主，共计 104 个，规划产能合计 2108 万吨。其中，有 49 个项目已完成备案，备案绿氨产能 1196 万吨，占前期项目总产能的 56.7%；未备案项目以项目签约为主，少数项目处于环评公示、可研招标及预可研招标阶段。

设计阶段项目主要为项目设计、EPC 招投标类项目，共计 9 个，产能合计 316 万吨。项目涉及化工设计院及 EPC 方主要包括华陆工程、西南化工研究设计院、中石油工程建设华北分公司等。

建设阶段项目主要为设备招标项目，以电解槽招投标为主，共计 7 个，产能合计 76 万吨。其中 6 个项目的建设单位为央、国企子公司，1 个项目建设单位为上市民营企业子公司。深能鄂托克旗风光制氢一体化合成绿氨项目、国华沧州 10 万吨年合成氨项目一期有望在 2026 年内投产。

已投产绿氨项目共计 4 个，其中规模化项目 3 个，产能合计 70 万吨，均在 2025 年内投产。投产绿氨项目分别为：由远景能源投资建设的赤峰市能源物联网零碳氢氨一体化示范项目一期（32 万吨/年绿氨）、国电投投资建设的大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（18 万吨/年绿氨）、中国能建松原公司投资建设的中能建绿色氢氨醇一体化项目（20 万吨/年绿氨）、国家能源集团氢能公司与中集来福士投资建设的烟台海洋能源岛一期试验示范项目（非规模化项目）。

各阶段对应的规划产能及百分比如下图所示。

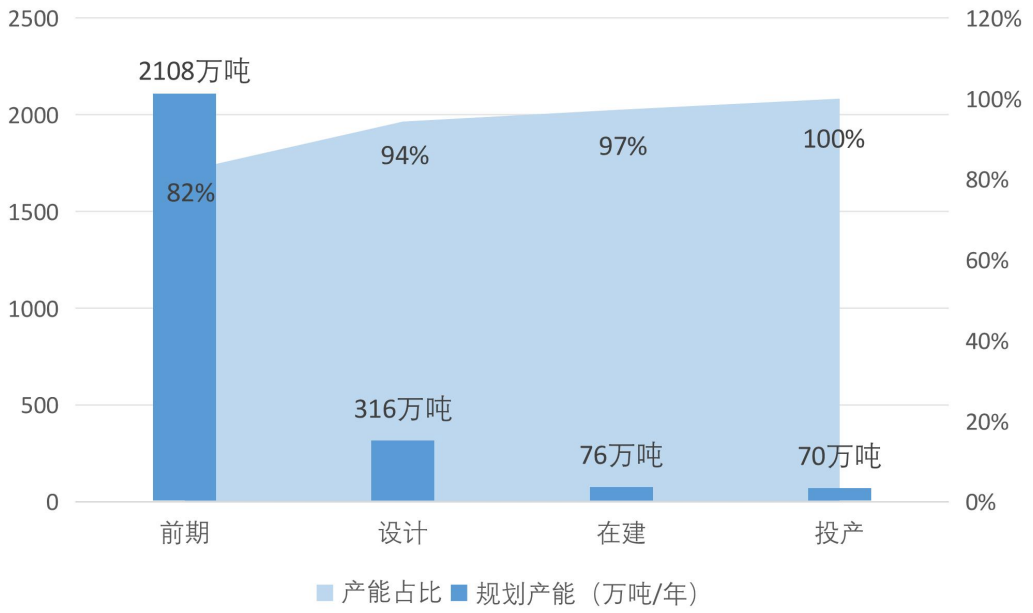

图 62：全国绿氨项目规划产能及累计占比（按项目进展划分）

数据来源：香橙会氢能数据库

3.2.1.2 区域布局

全国绿氨项目主要分布在风光可再生资源丰富的地区，尤其集中于西北和东北地区。截至 2025 年底，绿氨规划项目数量前三名的省份分别是内蒙古、新疆和甘肃，三省份依靠其丰富的风光资源优势吸引了共计 76 个绿氨项目落地，占全国绿氨项目数量的 62%。辽宁、吉林、黑龙江、宁夏、河北等地也依托资源禀赋和政策支持，积极推进绿氨项目建设。

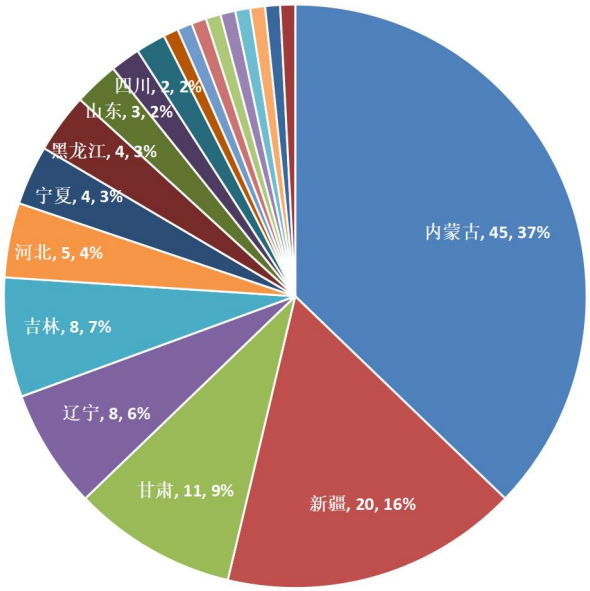

图 63：全国绿氨项目数量占比

数据来源：香橙会氢能数据库

从项目产能来看，规划产能最多的五个省份依次为内蒙古、新疆、吉林、辽宁、甘肃，具体规划产能及百分比分别为 1443.58 万吨（57%）、548.37 万吨（22%）、163.2 万吨（6%）、135 万吨（5%）、71.7 万吨（4%），约占全国已披露规划产能的 94%。江西、江苏、湖南、海南、广东等地绿氨项目以签约为主，未披露绿氨产能。

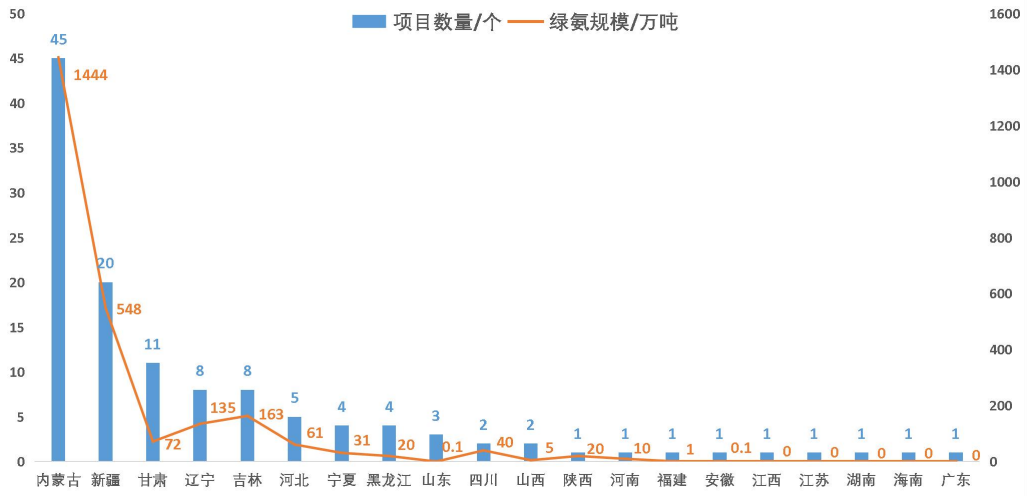

图 64：全国各省份绿氨项目数量及绿氨规划产能规模

数据来源：香橙会氢能数据库

3.2.2 绿氨领域氢能应用详解

3.2.2.1 绿氨生产工艺路线

绿氨由风电、光伏等可再生能源电力电解水制取绿氢，再与空分装置制取的氮气耦合进入合成氨系统生产。其主流程通常包括可再生电力供给、电解水制氢、空分制氮，以及后续氢氮压缩、氨合成、冷凝分离等环节。绿氨并未改变合成氨的基本化学原理，而是将传统“化石能源制氢—合成氨”的工艺体系，重构为“可再生电力制氢—合成氨”的新型体系。

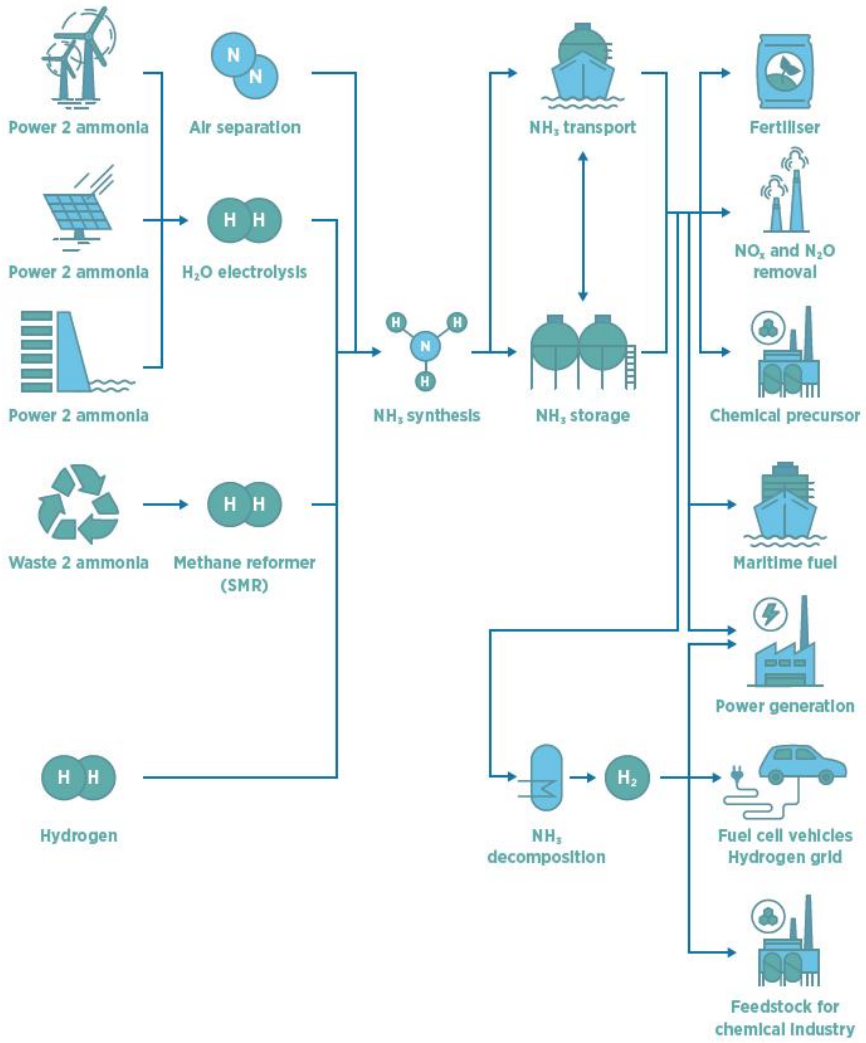

图 65：绿氨生产工艺及消纳方向

资料来源：IRENA《INNOVATION OUTLOOK RENEWABLE AMMONIA》

现阶段国内绿氨项目主要采用“风光发电+电解水制氢+空分制氮+哈伯法合成氨”的主流路径。部分项目已开始采用碱性电解槽与 PEM 电解槽混合配置。

碱性电解槽具备成本和规模优势，更适合承担大规模基础制氢负荷；PEM 电解槽则响应速度更快，更适合跟踪新能源出力波动。两类电解技术的组合配置反映出绿氨项目更强调系统层面的动态匹配与综合经济性。

从产业实践看，绿氨的技术难点在于如何处理前端可再生能源波动出力与后端连续化合成氨装置稳定运行之间的矛盾。传统合成氨装置是连续化、大型化、稳态运行的化工系统，而风光发电则具有明显波动性和随机性，因此绿氨项目不是电解槽、空分和合成塔的简单串联，而是要解决“波动电源—柔性制氢—连续合成氨”之间的系统耦合问题。当前行业备受关注的绿电氢氨醇柔性化工技术、电解槽柔性制氢技术等，本质上都是围绕这一矛盾展开。

绿氨工艺路线的先进性还体现在储氢、储能、直流微网和柔性控制系统的引入上。对于大规模绿氨项目而言，仅靠前端风光发电和后端合成氨装置的直接刚性匹配，往往难以实现高负荷、长周期稳定运行，因此需要通过储氢、储能或电力调节手段，在时间尺度上平抑波动、重构负荷曲线，尽可能提升合成氨系统的连续运行水平。

3.2.2.2 绿氨项目建设情况

截至 2026 年 2 月，国内已投产绿氨项目共计 4 个，产能合计 70 万吨。除了烟台海洋能源岛一期试验示范项目外，现阶段绿氨产能全部于 2025 年集中投产。

表 39：国内已投产的规模化绿氨项目

序号	省份	项目名称	主要参与企业	年产能/万吨	技术路线	下游消纳
1	吉林	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	国家电投	18	绿氢（风光）	中石油国际、伊藤忠商事等
2	内蒙古	赤峰市能源物联网零碳氢氨一体化示范项目	远景能源	32	绿氢（风光）	日本丸红
3	吉林	中能建松原绿色氢氨醇一体化项目	中国能建	20	绿氢（风光）	CMB.Tech
4	山东	烟台海洋能源岛一期试验示范项目	国家能源集团、中集来福士	-	绿氢（光）	-

数据来源：香橙会氢能数据库

1.大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目是由国家电投集团投资建设的国家级清洁能源示范工程，位于吉林省白城市大安市，是全球绿色氢基能源领域的标杆项目，于 2023 年 7 月全面开工，2025 年 7 月 26 日正式投产。

项目建设 20000Nm³/h 的空分装置、建设一套年产 18 万吨合成氨装置、储氢、储能装置及相关公辅设施，设计年制氢量 3.2 万吨、合成氨 18 万吨。配套建设 50 套 200Nm³/h 的 PEM 制氢设备，39 套 1000Nm³/h 碱液制氢设备，其中长春绿动中标 50 套 200 标方 PEM 制氢设备，碱性 1000 标方电解槽由隆基绿能中标 15 套、阳光氢能中标 12 套，三一氢能中标 8 套，派瑞氢能中标 4 套。

该项目拥有全球最大规模的离网 PEM 与碱液混合制氢系统、国内首个独立建设的直流微电网制氢工程、目前世界最大工程化应用的固态储氢装置等三项“国际领先”、六项“国内第一”，并获得“非生物来源可再生燃料氨”（ISCC EU RFNBO Ammonia）认证证书。国电投已与欧洲、日韩等多家国际能源企业签署了意向采购协议，项目投产当天首批绿氨即发往下游市场。

2.赤峰市能源物联网零碳氢氨一体化示范项目

赤峰市能源物联网零碳氢氨一体化示范项目是由远景集团打造的全球首个百万吨级零碳氢氨项目，位于内蒙古自治区赤峰市，是全球绿色氢基能源领域的标志性工程。项目首期 32 万吨工程于 2024 年 5 月开工建设，2025 年 7 月 8 日正式建成投产

项目一期建设规模为 32 万吨/年，一期分 P0 期和 P1 期。P0 期投资 5 亿元，建设 2 万吨/年绿氢制合成氨示范装置、6000Nm^3/h 电解水制氢装置、PSA 制氮及配套公辅设施；P1 期投资 24 亿元，建设 30 万吨/年绿氢制合成氨示范装置、100000Nm^3/h 电解水制氢装置、空分装置及配套公辅设施。项目由河图工程设计，碱性电解槽采用远景自有模块化方形电解槽，PEM 电解槽采用参股公司氢辉能源电解槽。

远景项目在发电侧打造独立新型电力系统，在用电侧打造全动态绿色化工厂，同时采用远景自主研发的 EnOS 智能物联操作系统，首次实现了 100%绿电直连，将波动的新能源与化工生产系统深度耦合。项目获 ISCC 可再生氨证明，并与日本丸红株式会社签署了绿氨长期采购协议。2026 年 2 月，首船绿氨出口韩国乐天精密化学。

3.中能建松原绿色氢氨醇一体化项目

中能建松原绿色氢氨醇一体化项目是由中国能源建设集团投资建设的绿色氢氨醇一体化项目，位于吉林省松原市，是国家级清洁能源示范工程。项目一期工程于 2023 年 9 月开工建设，2025 年 12 月 16 日正式投产运行。

一期项目总投资 69.46 亿元，建设内容包括 80 万千瓦新能源发电，投产后可实现年产 4.5 万吨绿氢以及 20 万吨绿氨和绿色甲醇产能。项目一期建设了 64 台套总制氢规模达 67200 Nm³/h 的碱性电解槽装备，配备 15 个 2000 标方氢储罐，生产负荷可在 30%—110%甚至更宽范围内灵活快速调节。电解槽方面，阳光氢能中标 16 套，派瑞氢能中标 16 套，大陆制氢中标 16 套，氢器时代中标 4 套，京电设备中标 8 套，华光环保中标 4 套。

项目采用“风光直供+储能调峰+高效电解制氢系统+动态氨合成一体化”创新技术路线，创造了“四项世界纪录”和“四项国际领先技术”，实现关键核心装备 100%国产化，填补了我国绿电直连耦合氢氨醇柔性生产空白，形成专利、专有技术、标准规范共计百余项。项目绿氨产品获 ISCC EU 非生物来源可再生燃料（RFNBO）认证，并与比利时航运巨头 CMB.Tech 签订 15.8 万吨绿氨的远洋航运燃料销售合同。

当前处于建设阶段的 7 个绿氨项目进度以电解槽招投标为主，产能合计 76 万吨。深能鄂托克旗风光制氢一体化合成绿氨项目、国华沧州 10 万吨年合成氨项目一期明确表示将在 2026 年内投产，若上述项目按计划投产，预计 2026 年底国内绿氨产能可达到 90 万吨。

表 40：拟于 2026 年投产的绿氨项目

序号	省份	项目名称	主要参与企业	年产能/万吨	技术路线	项目进展
1	内蒙古	深能鄂托克旗风光制氢一体化合成绿氨项目	深圳能源集团	15	绿氢（风光）	2025 年 12 月风电机组并网
2	河北	国华（沧州）10 万吨年合成氨及配套项目一期	国家能源集团	5	绿氢（风光）	2025 年 8 月设备入场及吊装

数据来源：香橙会氢能数据库

1.深能鄂托克旗风光制氢一体化合成绿氨项目

深能鄂托克旗风光制氢一体化合成绿氨项目是由深能北方能源控股有限公司投资建设的国家级清洁能源示范工程，位于内蒙古鄂尔多斯市鄂托克旗。项目计划 2026 年 8 月全面建成投产。

该项目总投资约 38 亿元，制氢规模为 48000Nm³/h，储氢部分设置 12 台 1875m³ 球罐，配套电源为 500MW 风电项目和 5MW 光伏离网制氢项目，下游化工为年产量 15 万吨合成氨装置，同时配备 1 套 30MW 级纯氢燃气轮机用于氢储能。东华工程科技股份有限公司中标项目 EPC 总承包。电解槽方面中车株洲中标 12 套，三一氢能中标 12 套，派瑞氢能、阳光氢能合计中标 24 套。

2.国华（沧州）10 万吨年合成氨及配套项目一期

国华（沧州）10 万吨/年合成氨及配套项目一期是由国家能源集团国华能源投资有限公司投资建设的国家级绿色氢氨示范工程，位于河北省沧州临港经济技术开发区。

项目分两期建设，一期建成合成氨产量 5 万吨/年，二期建成合成氨产量 5 万吨/年。项目全部建成后合成氨总产量达到 10 万吨/年，中间原料氢气产量 22544 万 Nm³/a，副产氧气 1.22 亿 Nm³/a。中国成达工程有限公司 44360 万元中标 EPC，一期 13 台 1000 标方电解槽全部由中车株洲所供应，已于 2025 年 8 月完成设备安装。

3.2.2.3 绿氨成本分析

1. 绿氨成本拆解

香橙会研究院测算，假定绿电综合使用成本为 0.2 元/kWh 时，绿氨生产成本为 3459 元/吨。

从成本构成看，绿氨成本高度集中于氢气，吨绿氨的氢气成本为 2415 元/吨，占总成本的 70%；吨绿氨的氮气成本为 217 元/吨，占比 6%；能耗及辅料成本为 120 元/吨，占比 3%；折旧及其他成本为 707 元/吨，占比 20%（包含折旧成本、运维成本、行政成本、销售成本及人员工资，未包含贷款利息等融资成本）。绿氨生产成本呈现出明显的由氢气成本主导特征，项目经济性对氢源成本尤其是绿电价格变化高度敏感，后续降本空间也将主要取决于制氢环节的持续优化。

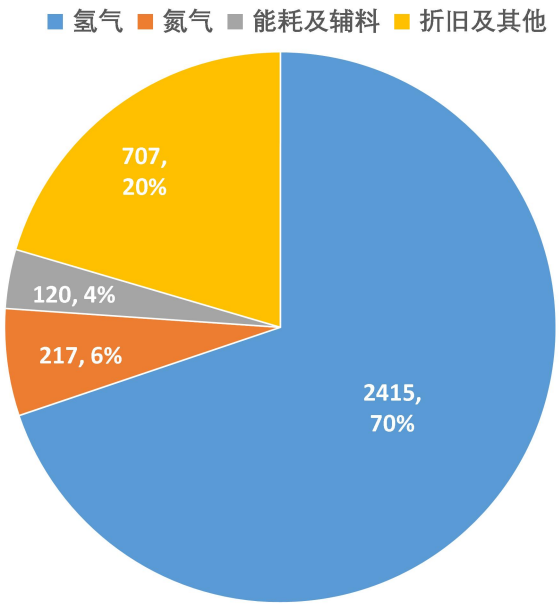

图 66：绿氨成本占比

数据来源：香橙会氢能数据库

2. 绿氨成本敏感性分析

绿氨成本高度依赖绿氢的使用成本，而绿氢的使用成本又高度依赖于绿电的综合使用成本。不同绿电综合使用成本下的绿氨生产成本如下表所示，成本计算过程部分参数引用国电投大安绿氨项目公开数据。

表 41：不同绿电价格下的绿氨成本及成本敏感性

价格变动	绿电价格（元/kWh）	绿氢（元/kg）	绿氨（元/t）
基准价-50%	0.10	7.42	2343
基准价-25%	0.15	9.94	2901
计算基准价	0.20	12.45	3459
基准价+25%	0.25	14.96	4017
基准价+50%	0.30	17.47	4575
成本敏感性	±50%	±40.4%	±32.3%

数据来源：香橙会研究院

根据表中数据可知，绿电价格直接影响绿氢成本，与绿氢/绿电耦合度越高的产品对绿电价格变动越敏感。绿电综合使用成本对绿氨成本有决定性影响，因此在氢源降本方面，主要依赖于绿电电价的降低。

当绿电使用成本降到 0.1 元/kWh 时，绿氨成本有望降到 2340 元/吨左右；当绿电使用成本降到 0.15 元/kWh 时，绿氨成本有望降到 2900 元/吨左右；当绿电使用成本降到 0.2 元/kWh 时，绿氨成本有望降到 3460 元/吨左右。

3. 绿氨平价分析

2026 年 3 月，全国合成氨市场成交价在 2200-2400 元/吨区间，不同地区差异明显，其中华东地区价格 2400-2750 元/吨，西北地区价格 1990-2300 元/吨。受春耕农业用肥刚性拉动，近期合成氨价格处于近一年高位水平，行业毛利从 3 月初的 88 元/吨持续上涨至 3 月底的 371 元/吨，2025 年全年毛利多在 200-500 元/吨区间波动。

基于近期价格与毛利水平测算，传统合成氨在价格高位阶段的成本大致处于 2000-2400 元/吨区间，预计当绿电使用成本降至 0.10 元/kWh 左右时，绿氨生产成本可与传统合成氨高位成本平价。若进一步假定下游市场认可绿色溢价，允许绿氨成交价在近期高位价格基础上溢价 20%（约 2880-3300 元/吨），那么当绿电使用成本降至 0.15 元/kWh 左右时，在当前测算假设下，绿氨即有望具备逐步替代传统合成氨的商业可行性，其实现平价与规模化利用的难度低于绿色甲醇。

3.2.3 绿氨消纳路径

绿氨是绿氢消纳的重要方向，主要围绕三个消纳路径展开：一是国际航运减碳需求驱动之下，绿氨的零碳属性使其成为航运低碳转型的绿色燃料选择之一；二是高温工业中煤电掺氨低碳化改造实施方案的发布和后续实施，正为绿氨创造大规模的内循环消纳场景；三是传统石化化工行业灰氢制氨中的绿氢替代。

3.2.3.1 国际航运业

1. 氨动力船舶订单及燃料需求情况

（1）船队规模与氨燃料需求

截至 2025 年底，全球已布局氨燃料船舶 49 艘。其中 46 艘处于订单、在建或改造阶段，合计载重吨约 365 万载重吨；已投运船舶仅 3 艘，均为拖轮、海上平台等功能性船舶。

按照燃料热值比例测算，目前全球已布局氨燃料船舶对应的氨燃料需求总量约 69.7 万吨/年。其中，订单、在建及改造船舶对应的潜在需求约 68.7 万吨/年，占总需求的绝大部分；已投运船舶对应需求约 1.0 万吨/年，规模仍较有限。整体来看，当前全球氨燃料船舶需求仍以远期潜在需求为主，现实消纳尚未形成规模，但随着新船陆续交付，氨燃料需求有望在未来几年加快释放。

表 42：氨燃料船舶数量及氨燃料需求量

状态	船舶艘次	载重吨（万吨）	氨需求量（万吨）
订单/在建/改造	46	364.7	68.7
已投运	3	0.3	1.0
总计	49	365.0	69.7

数据来源：香橙会氢能数据库

（2）船队结构

从船型结构看，氨燃料船舶的布局特征与甲醇燃料船舶有所不同，呈现出“油船占比较高、集装箱船占比较低”的特点。在 49 艘氨燃料船舶中，油船共 27 艘，为当前数量最多的船型，但单船规模整体偏小，合计载重吨约 121 万，对应年氨燃料需求约 46 万吨。相比之下，散货船虽仅 11 艘，但由于单船载重水平更高，合计载重吨达到 230 万，对应年氨燃料需求约 15 万吨。汽车运输船、集装箱船等其他船型目前布局数量相对较少、单体规模有限，对整体氨燃料需求贡献仍较为有限。这表明现阶段氨燃料船舶的市场导入，主要仍由油船和散货船两类船型主导。

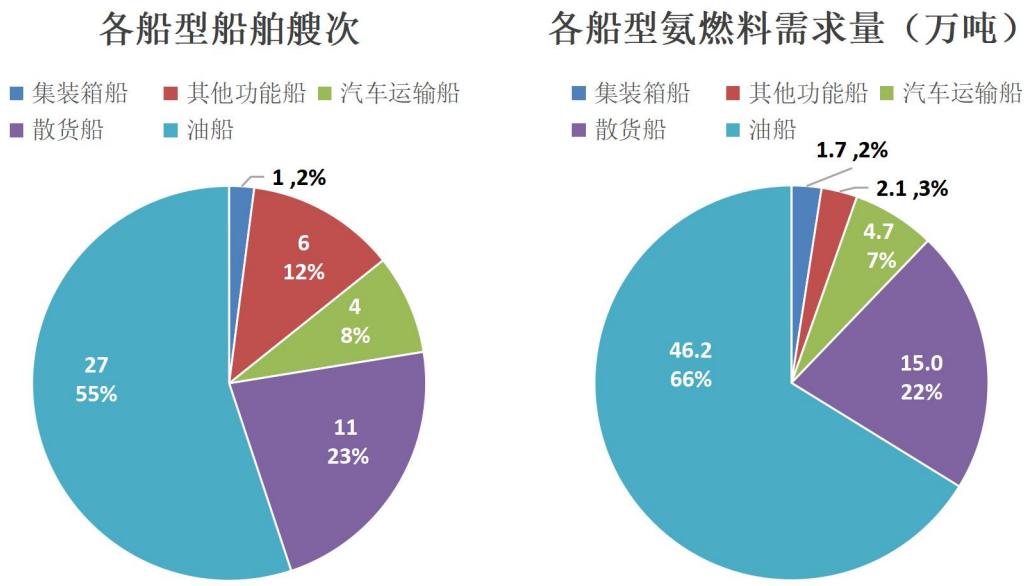

图 67：氨燃料船舶船型占比及对应氨燃料需求量

数据来源：香橙会氢能数据库

（3）投运时序

从投运时序看，氨燃料船舶在 2025 年前总体仍处于试点示范阶段，真正的规模化释放预计将集中出现在 2026-2028 年。

数据显示，2003-2024 年间全球仅有 4 艘氨燃料船舶实现投运，合计载重吨不足 1 万吨，对应氨燃料需求约 1.2 万吨，基本属于试点项目。2025 年内暂无新增氨燃料船舶交付，行业仍处于规模化启动前夜。

按照当前公开交付计划，2026 年预计将有 19 艘氨燃料船舶交付，对应新增氨燃料需求约 28 万吨/年；2027 年预计交付 17 艘，新增需求约 25 万吨/年；2028 年预计交付 7 艘，新增需求约 12 万吨/年。整体来看，2026—2028 年将成为氨燃料船舶集中交付和氨燃料需求加速释放的关键窗口期。

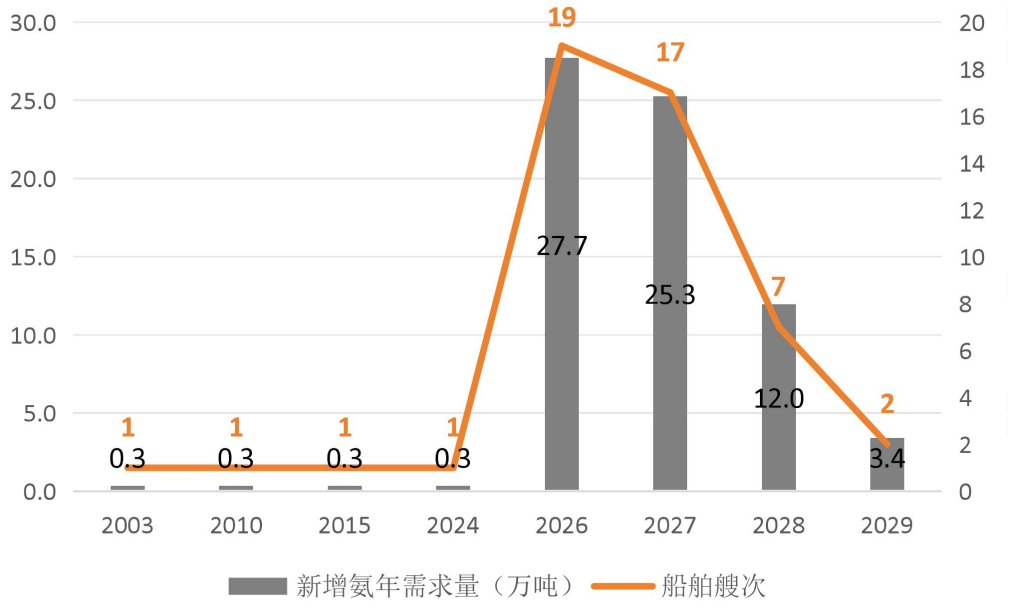

图 68：历年氨燃料船舶投运及拟投运情况

数据来源：香橙会氢能数据库

（4）市场格局

截至 2025 年底，全球共有 16 家企业布局氨燃料船舶，其中比利时海事集团（CMB）处于绝对领先地位，已布局 13 艘氨燃料船舶，合计约 217 万载重吨，对应年氨燃料需求约 18.8 万吨，船队规模和潜在燃料需求均显著高于其他企业。其船型结构以油轮和散货船为主，主要源于 CMB 通过旗下 CMB.Tech 与美国上市散货船公司 Golden Ocean 的协同布局，在氨燃料船舶领域形成了较强的规模优势。从公开动向看，CMB 不仅在船队端积极扩张，在燃料供应端也同步推进资源锁定，已与中能建氢能源有限公司松原项目签署 15.8 万吨绿色氨采购协议，进一步强化了其在氨燃料产业链中的前瞻性布局。

天津西南海运有限公司位居第二，已布局 7 艘氨燃料船舶，合计约 20 万载重吨，对应年氨燃料需求约 12 万吨。西南海运隶属于宏光集团，长期从事特种运输船经营及船舶管理，拥有中小型气体运输船队、超大型气体运输船队及液体沥青运输船队，因此其已布局的氨燃料船舶主要集中于油船领域。

除上述两家企业外，其余布局氨燃料船舶的企业大多处于起步阶段，单家企业船舶数量多为 1-4 艘，载重吨规模集中在 10-20 万载重吨，对应年氨燃料

需求约 0.3-6.8 万吨，整体分布较为分散，尚未形成与头部企业相匹配的规模效应。

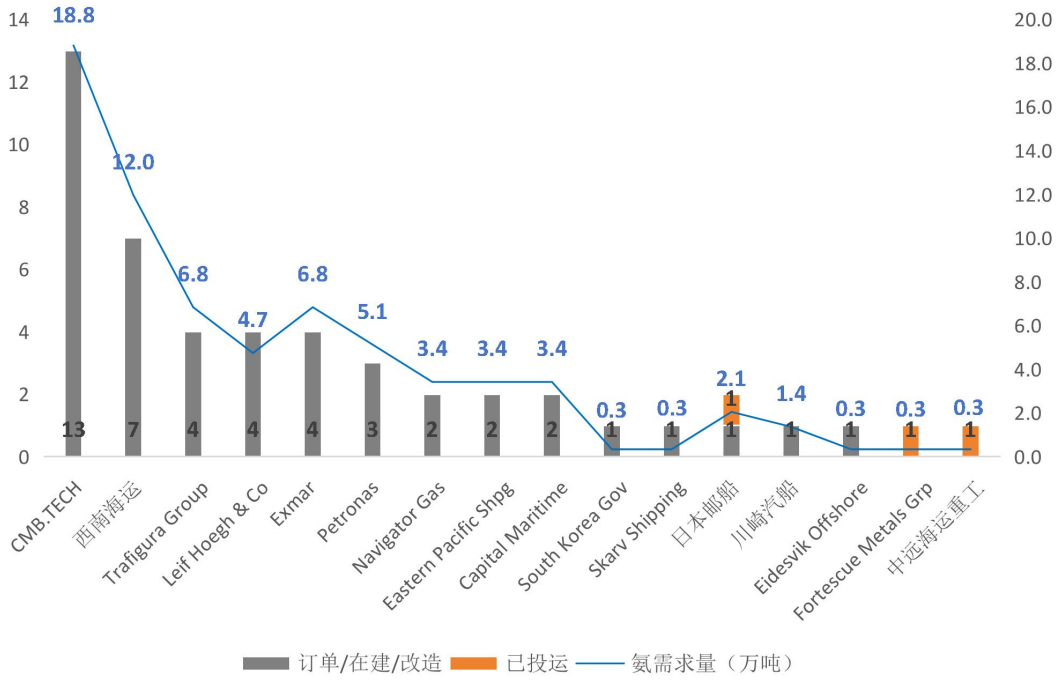

图 69：各航运公司布局的氨燃料船舶情况

数据来源：香橙会氢能数据库

2. 船用绿氨配套供应链及消纳

储运和加注是连接燃料供应端与船东需求端的关键环节，传统大型航运物流企业、港务集团、化工仓储公司等已加快布局，国际供应链体系正在逐步成型，整体呈现“市场主体多元、充分竞争”的态势。当前绿色燃料供应集中在少数工厂，企业宣传与信息披露积极，货源信息相对透明，多数产能已通过长期协议提前锁定。实际成交价格披露极少，定价机制尚未形成公开、可参考的市场体系。

目前已公开的绿氨项目配套供应链签约情况如下表所示。

表 43：绿氨项目配套供应链签约情况

船用燃料	供应端	仓储/储运端	加注端	消纳端
绿氨	中能建松原工厂	江苏安德福	江苏安德福	CMB.TECH
	国电投大安工厂	孚宝集团	孚宝集团	中石油国际
	远景能源赤峰工厂	未披露	未披露	日本丸红

数据来源：香橙会氢能数据库

香橙会研究院也整理出一批船舶领域具有明确绿氨需求和潜在需求的消纳客户名单如下。

表 44：船舶领域绿氨消纳企业汇总

绿氨消纳客户	相关情况
CMB	客户情况：CMB.TECH 是由 Saverys 航运家族 控制的航运集团，总部位于比利时安特卫普该集团的业务范围广泛，涵盖原油运输、干散货、集装箱、化学品船及海上风电船舶运营，拥有超过 150 艘船舶，并提供氢能与氨燃料解决方案。已订购 13 艘氨燃料船舶。
Eastern Pacific Shpg	客户情况：Eastern Pacific Shipping 是一家总部位于新加坡 的船东公司，隶属于以色列船王 Idan Ofer 旗下。EPS 拥有超过 60 年的航运历史，是世界上最大的私人船东之一，管理着超过 230 艘船舶，包括散货船、集装箱船、汽车船、油轮、化学品船、LPG 船和 LNG 船等多种类型。已订购 7 艘氨燃料船舶。
Wideshine Enterprise	客户情况：Wideshine Enterprise 是 宏光(实业)集团下属的航运事业部之一，公司现有营运船队 43 艘，其中正在建造的船舶达 20 艘。已订购 7 艘氨燃料船舶。
商船三井	客户情况：商船三井是一家总部位于日本的全球知名航运公司，主要从事液化天然气（LNG）和液化石油气（LPG）的运输业务，公司的主要业务包括海运、物流、石油和天然气等，拥有全球最大的液化天然气运输船队之一。已订购 7 艘氨燃料船舶。
Exmar	客户情况：Exmar 是一家总部位于比利时的船东企业，专注于液化气体运输，特别是在 液化石油气 （LPG）、液化天然气、氨和石油气等领域。Exmar 拥有并运营多艘中型和大型液化气体运输船，服务于全球化肥、清洁能源燃料和石化行业。已订购 4 艘氨燃料船舶。
Trafigura Group	客户情况：Trafigura Group 是一家全球领先的独立大宗商品交易公司，成立于 1993 年，总部位于瑞士日内瓦。该公司主要从事能源和金属等领域的商品贸易、物流及相关服务。已订购 4 艘氨燃料船舶。
Petronas	客户情况：Petronas 全称为马来西亚国家石油公司，成立于 1974 年，是马来西亚的国有企业，由马来西亚政府全面拥有。在航运领域，Petronas 与 日本商船三井（MOL）和 马来西亚国际船运公司 （MISC）共同开发液化二氧化碳（LCO_2 ）运输船，旨在将 LCO_2 运输到马来西亚储存地。已订购 3 艘氨燃料船舶。
Capital Maritime	客户情况：Capital Maritime 是一家全球性的航运公司，由希腊船王 Evangelos Marinakis 创立并领导。公司总部位于 希腊比雷埃夫斯 ，专注于远洋货物运输，管理着一支由不同类型船舶组成的多元化船队，包括油轮、散货船、集装箱船和气体运输船等。已订购 2 艘氨燃料船舶。

日本邮船株式会社	客户情况：日本邮船株式会社成立于 1870 年，是 日本三大海运公司 之一，隶属于三菱财阀 。提供全球海运、陆运和空运服务，致力于提供安全、优质的物流集运及班轮运输服务。已订购 2 艘氨燃料船舶。
中国远洋海运集团	客户情况：中国远洋海运集团有限公司成立于 1961 年,远洋航线覆盖全球 160 多个国家和地区的 1500 多个港口,船队规模居世界第二。已订购 2 艘氨燃料船舶。
Eidesvik Offshore	客户情况：Eidesvik Offshore 是一家挪威海工船东，专注于海上供应、海底和海上风电市场的服务。该公司注重环境的可持续发展和高质量的运营，拥有并运营一支遍布全球的定制船队。Eidesvik Offshore 的主要业务包括平台供应船、深水支援船和风电运维船等。已订购 1 艘氨燃料船舶。
Fortescue Metals Grp	客户情况：Fortescue Metals Group 是一家全球领先的矿业公司，总部位于西澳大利亚 ，主要从事铁矿石开采和销售。已订购 1 艘氨燃料船舶。
Skarv Shipping	客户情况：Skarv Shipping 是由 Peak CSL Group 和 Grieg Edge 成立的合资企业，成立于 2022 年，旨在启动和发展北欧的可持续沿海航运。Skarv Shipping 的主要目标是提供零排放的海运物流解决方案，特别是在短途海运领域。已订购 1 艘氨燃料船舶。

数据来源：香橙会氢能数据库

3.2.3.2 高温工业

燃煤机组掺氨燃烧是政策关注度最高、理论消纳规模最大的绿氨应用场景之一。

2024 年 8 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》，首次从国家层面明确提出煤电低碳化改造项目应具备 10%以上绿氨掺烧能力，并提出到 2025 年首批煤电低碳化改造建设项目全部开工，到 2027 年相关项目度电碳排放较 2023 年同类煤电机组平均水平降低 50%左右、接近天然气发电机组碳排放水平。

地方层面也开始跟进布局，例如佛山市南海区于 2024 年 9 月发布《佛山市南海区支持“高耗能”企业氨氢融合技术应用扶持方案（征求意见稿）》，提出对区内以氨替代天然气燃烧的企业给予专项补贴，反映出氨燃烧技术正在由电力领域向高温工业用能环节延伸。

2023 年我国电力行业煤炭消费量约 20 亿吨，若按《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》提出的 10%绿氨掺烧能力进行测算，则相当于需替代约 2 亿吨煤炭。按照煤炭国家标准热值 29.3MJ/kg、合成氨热值 18.61

MJ/kg 折算，在等热值条件下，对应所需氨约为 3.2 亿吨。该数值远高于当前绿氨实际供给规模，说明一旦煤电掺氨从示范走向推广，将成为绿氨最具体量的潜在消纳市场之一。

不过，掺氨燃烧距离大规模工程化应用仍存在较多制约因素。首先，氨燃烧相关技术尚未完全成熟，燃烧过程中若控制不当，可能产生较高的氮氧化物（NOx）排放，并带来氨逃逸等环境风险，对燃烧组织、尾气治理和系统控制提出更高要求。其次，氨本身具有自燃温度高、点火能量大、燃烧速度慢等特点，稳燃性能相对较弱，制约了其在锅炉等高温燃烧设备中的高比例应用。总体来看，掺氨燃烧具备明确的减碳逻辑和广阔的市场空间，但在燃烧稳定性、排放控制和系统适配性等方面仍需进一步技术突破。

除燃煤发电外，绿氨在陶瓷等高温工业窑炉中的零碳燃烧应用也正在成为新的潜在消纳方向。相较于电力行业，此类场景通常更强调高温热源替代和终端产品绿色化，其对低碳燃料的接受度有望更高。以建筑陶瓷行业为例，据佛山仙湖实验室战略科学家程一兵院士测算，若全国建筑陶瓷高温工业以纯氨替代现有化石燃料，所需液氨规模可达到 2500 万吨。这表明，除煤电掺氨外，高温工业窑炉同样可能成为绿氨未来的重要增量消纳场景。

中国也已经有企业、科研单位针对掺氨燃烧进行了工程示范验证，火电掺氨技术已在世界领先水平，在机组容量、掺氨比例等方面不断突破，国内多家电站已完成煤粉掺氨发电中试。目前的研究项目及技术突破如下表所示。

表 45：我国掺氨燃烧相关研究项目及技术突破

皖能集团、合肥能源研究院：2023 年 1-4 月在铜陵电厂 300MW 煤电机组掺氨燃烧工程示范：成功实现 300MW 火电机组掺氨 10-35%工程实验，并成功发电上网。最高氨气消耗量 20t/h，氮氧化物可调可控
国家能源集团：于 2022 年搭建 40MW 燃煤锅炉燃烧，实现世界最大比例 35%的混氨燃烧；于 2023 年 12 月在中国神华广东台山电厂 600MW 燃煤发电机组上成功实施煤炭掺氨燃烧试验，实现 500MW、300MW 等多个负荷工况下燃煤锅炉掺氨燃烧平稳运行，氨燃尽率达到 99.99%。
佛山欧神诺陶瓷：“建筑陶瓷工业窑炉氨燃烧（零碳燃料）技术”项目于 2022 年 12 月进行示范试产，成功烧制出全球首块零碳氨燃料烧制的绿色瓷砖。 2024 年 9 月 26 日，德力泰携手蒙娜丽莎集团、佛山仙湖实验室、欧神诺陶瓷、安

清科技，五方联合打造的“全球首条陶瓷工业氨氢零碳燃烧技术示范量产线”正式投产。

氢峰科技：已拥有火电锅炉掺烧、水泥锅炉掺烧两条示范验证线，进行了大型水泥窑氢/氨/煤混烧工业级中试。

东方锅炉：于 2024 年 11 月首次天然气掺氨燃烧试验取得圆满成功，解决了天然气高比例掺氨燃烧存在的速率不匹配、NOx 生成差异大、燃烧不稳定等关键技术瓶颈。

华电集团：于 2024 年 11 月在内蒙古自治区包头市达尔罕茂明安联合旗实施的工业天然气掺烧绿氢示范项目点火成功，是国内最早实现工业天然气掺烧绿氢并运用于工业供能的项目，该项目天然气掺氢目标比例为 20%。

华能集团：于 2023 年 7 月旗下西安热工院自主研发建设的兆瓦级全比例氨/煤混燃技术试验成功，华能旗下电厂已实现了在 200MW 燃煤机组上稳定掺烧绿氨。在为期三个月的试运行期间，平均绿氨掺烧比例达到 15%，最高掺氨量每小时可达 15 吨，氨燃尽率稳定在 99%以上。

2022 年 1 月，烟台龙源 40MW 燃煤锅炉 25% 掺氨：设计全尺度氨煤混燃燃烧器和氨气供应系统，并在此试验台实现了 0~25%混氨比例(按热值)的氨煤混合燃烧试验

数据来源：香橙会氢能数据库

但从现实推进情况看，当前明确用于煤电掺烧的规模化绿氨项目仍然较少，主要受制于绿氨成本偏高、航运等高价值场景对绿氨资源吸引力更强。已披露项目中，君正能源化工集团内蒙古阿拉善盟项目目前处于设计阶段，一期 5 万吨/年绿氨计划用于燃煤自备电厂掺烧；皖能铜陵绿氢绿氨研究制氢合成氨项目则拟建设千吨级绿氨系统，重点围绕绿氨自产及掺烧应用开展产业链研究。整体来看，现阶段绿氨在高温工业领域仍以示范验证和前瞻布局为主，距离形成规模化、稳定化消纳市场尚需时间。

表 46：用于燃煤机组掺烧的规模化绿氨项目

绿色产品	细分领域	代表项目/案例	消纳情况
绿氨	燃煤机组掺烧	君正能源化工集团内蒙古阿拉善盟项目	项目设计，年产 5 万吨绿氨计划用于燃煤自备电厂掺烧
		皖能铜陵绿氢绿氨研究制氢合成氨项目	可研，拟建设千吨级绿氨系统开展自产、掺烧研究

数据来源：香橙会氢能数据库

在氨发电领域，海外市场已经开始出现明确的订单需求。如在 2024 年 10 月，Pilot Energy 被批准成为韩国潜在的低排放氨燃料供应商。韩国政府在今年 5 月宣布，将启动氢能招标市场，韩国电力公社旗下韩国南部发电公司成为首家中标供应商。南部发电公司将进行基础设施建设、发电设施改造等筹备工作，从 2028 年起利用基于清洁氢的氨燃料发电并以固定价格供应，为期 15 年。为此，南部发电公司将在其位于三陟市的火力发电厂采用掺混 20%氨燃烧的方式发电。除此之外，新加坡等国家宣布支持氨发电的技术，2024 年 7 月，新加坡能源市场管理局和新加坡海事与港务局发布联合声明，宣布吉宝基础设施部和胜科奉头的两家财团已进入新加坡氨发电项目的候选名单。

香橙会研究院也整理出一批掺烧领域具有明确绿氨需求和潜在需求的消纳客户名单如下：

表 47：掺烧领域绿氨消纳企业汇总

绿氨消纳客户	相关情况
IHI	客户情况：IHI 全称为株式会社 IHI，是日本一家重工业公司，也是日本重要的军事防务品供应商。主营业务包括喷气发动机、核能发电设备等高端技术产品。公司还涉足建设机械、航空引擎、工业机械等领域
	消纳案例：2022 年 9 月，澳大利亚和韩国之间将建立可再生氨供应链，供应规模达 100 万吨/年。2024 年 2 月，ACME 将向日本 IHI 供应再生氨。
德国莱茵集团 RWE	客户情况：德国莱茵集团（RWE）成立于 1898 年，总部位于德国埃森。是德国第一大能源公司，德国第一大发电公司，德国第一大可再生能源公司，欧洲三大能源公司之一。
	消纳案例：2022 年宣布打算在德国 Brunsbüttel 建设氨进口码头，预计到 2026 年准备好每年接受 30 万吨氨
韩国电力公社	客户情况：韩国电力公社是韩国政府投资的大型电力企业，成立于 1898 年 1 月 26 日，主要业务包括电力生产、输电、配电以及电力销售。
	消纳案例：2024 年 10 月，Pilot Energy 被批准成为韩国潜在的低排放氨燃料供应商。南部发电公司将进行基础设施建设、发电设施改造等筹备工作，从 2028 年起利用基于清洁氢的氨燃料发电并以固定价格供应，为期 15 年。
日本丸红	客户情况：日本丸红株式会社是一家具有 150 多年历史的日本大型综合商社，总部位于东京。作为 日本五大综合商社 之一，丸红在全球范围内

	拥有广泛的业务网络和丰富的经营经验。主要从事国内贸易、进出口、金属、电力、能源、化工等领域。 消纳案例：2025 年 5 月，远景能源宣布，与日本五大综合商社之一的丸红株式会社达成全球首份绿氨长期采购协议。
蒙娜丽莎	客户情况：蒙娜丽莎集团股份有限公司是高新技术上市陶瓷企业，总部位于广东省佛山市南海区西樵镇，专注于建筑陶瓷产品的研发、生产和销售，旗下拥有蒙娜丽莎、QD、美尔奇三大品牌。已建成全球首条陶瓷工业氨氢零碳燃烧技术示范量产线。
阿拉善盟华蒙高新特种气体有限公司	客户情况：阿拉善盟华蒙高新特种气体有限公司主要业务包括基础化学原料制造（不含危险化学品等许可类化学品的制造）和专用化学产品销售（不含危险化学品，主要生产各种工业气体、民用燃气、工业燃气及特种气体专用化学品。承购华电孪井滩绿氢项目部分绿氢。

数据来源：香橙会氢能数据库

3.2.3.3 化工行业

氨是最基础、最重要的化工原料之一，也是工业体系中最上游的含氮中间体，几乎所有含氮化合物的生产都与氨密切相关。

在下游应用中，氨主要分布于农业和工业两大领域：农业侧主要用于尿素、磷肥、氯化铵等肥料生产，工业侧广泛用于脱硫脱硝还原剂、硝酸铵、丙烯腈等产品生产。我国长期保持全球最大的合成氨生产和消费市场地位，2025 年全国合成氨产量 7768.7 万吨，比上年增长 6.1%；氮肥产量 5256.3 万吨纯氮，增长 6.8%；尿素产量 7201.3 万吨(实物量)，增长 7.1%。

从减排属性看，传统合成氨属于典型的高碳化工品。国家发展改革委在《合成氨行业节能降碳专项行动计划》中明确将其列为能源消耗和二氧化碳排放的重点行业，并提出到 2025 年底合成氨行业能效标杆水平以上产能占比提升至 30%、到 2030 年绿电和绿氢消费占比明显提升等要求。国际能源署也指出，全球合成氨生产每年直接排放约 4.5 亿吨二氧化碳；按行业常用测算，传统路线每生产 1 吨合成氨通常对应约 2 吨二氧化碳排放。对我国而言，合成氨行业已是化工领域碳排放最高的子行业之一，推动灰氨向绿氨替代具有明确的减排必要性。

绿氨在绿色化工领域已开始向高附加值和低碳化产品延伸，主要包括绿色三聚氰胺、绿色氮肥及复合肥等。新疆昊源化工、德丰源化工等企业已规划建设绿氨项目，已围绕既有化工装置耦合绿氨原料开展项目布局，推动传统氮肥和精细化工产品向低碳化、绿色化升级。总体看，绿氨在化工领域的核心逻辑并非创造全新市场，而是在现有庞大的合成氨和下游含氮化工品体系中，逐步完成对灰氨的替代，并由此带动氢基绿色化工体系的成型。

表 48：用于绿色化工的规模化绿氨项目

绿色产品	细分领域	代表项目/案例	消纳情况
绿氨	绿色化工	新疆昊源化工光电制氢耦合资源清洁利用低碳一体化项目	开工，一期年产 40 万吨绿氨，用于生产尿素、三聚氰胺
		德丰源哈密三聚氰胺高端化工新材料一体化项目	环评，年产 34 万吨绿氨，用于生产尿素、三聚氰胺

数据来源：香橙会氢能数据库

香橙会研究院也整理出一批绿色化工领域具有明确绿氨需求和潜在需求的消纳客户名单如下：

表 49：绿色化工领域绿氨消纳企业汇总

绿氨消纳客户	相关情况
Transhydrogen Alliance	客户情况：Transhydrogen Alliance 是一个由多家企业组成的联盟，旨在促进绿色氢气和绿色氨的生产和进出口业务。该联盟的成员包括 Proton Ventures （荷兰的一家工程和开发公司）、 Trammo DMCC （迪拜的一家全球商品交易和贸易公司）、以及 VARO （一家欧洲中下游能源公司）。
	消纳案例：2021 年 3 月，Transhydrogen Alliance 宣布将绿氨引入欧洲市场，Trammo、Proton Ventures 和 VARO 签署谅解备忘录，将通过荷兰鹿特丹向欧洲运输绿氨，每年多达 250 万吨。
Orica	客户情况：Orica 是一家总部位于澳大利亚 的跨国公司，成立于 1874 年，是全球领先的炸药和爆破服务供应商之一。Orica 的主要产品包括炸药、爆破系统、采矿化学品和岩土监测设备等
	消纳案例：2022 年 4 月，H2U 与 Orica 研究绿氨独家供应和承购的可能性，绿氨将被运送到 Orica 的工厂，用于硝酸铵的生产
IHI	客户情况：IHI 全称为株式会社 IHI，，是日本一家重工业公司，也是日本重要的军事防务品供应商。主营业务包括喷气发动机、核能发电设备等高端技术产品。公司还涉足建设机械、航空引擎、工业机械等领域

	消纳案例：2022 年 9 月，澳大利亚和韩国之间将建立可再生氨供应链，供应规模达 100 万吨/年。2024 年 2 月，ACME 将向日本 IHI 供应再生氨。
OCI 集团	客户情况：OCI 集团 是一家全球知名的化工和化肥公司，专注于肥料登记技术服务领域。其正在全球范围内积极拓展业务。计划在美国德克萨斯州使用氢气生产绿氨，进一步推动其在绿色能源领域的发展
	消纳案例：2024 年 7 月，化肥集团 OCI 与阿布扎比国有石油公司 ADNOC 的合资企业 Fertiglobe 中标德国氢衍生物进口计划下的首个绿色氨合同
Fertiglobe	客户情况：Fertiglobe 是由 阿布扎比国家石油公司（ADNOC）和 荷兰 OCI 公司在阿布扎比成立的合资企业，主要从事化学品生产。其是世界上最大的尿素和氨气海运出口商之一，致力于生产低碳和零碳氨气，以帮助减少全球碳足迹
	消纳案例：2024 年 8 月，Hintco 和 Fertiglobe 签署具有里程碑意义的可再生氨供应合同。Fertiglobe 将开始生产可再生氨，第一批货物计划于 2027 年运往欧洲港口。
AMG	客户情况：AMG 是一家专注于绿色氨生产的公司，由印度能源公司间接全资拥有和控制。该公司计划在印度多个地点建造使用可再生能源的绿色氨生产设施，主要目标是向全球市场出口绿色氨。
	消纳案例：2024 年 9 月，AMGreen Ammonia (AMG)和 RWE 签署谅解备忘录，其中 AMG 将从其位于印度的生产工厂供应可再生氨。
Minbos	客户情况： Minbos Resources Ltd 是一家专注于磷矿石的矿产勘探和开发公司。该公司主要从事低成本矿产项目的勘探和开发，其项目包括卡宾达磷酸盐项目和卡潘达绿色氨项目。
	消纳案例：2024 年 6 月，模块化绿氨技术企业 Talus 宣布与 Minbos 达成不具有约束力的合作双方将在非洲安哥拉开展 Capanda 绿氨项目，Talus 通过 BOO 模式，提供模块化绿氨生产设施，并换取长期承购协议。
雅苒	客户情况：雅苒国际集团（YARA）是一家化肥和环境保护应用产品生产、开发及销售的大型跨国企业，总部位于挪威首都奥斯陆，是世界上最大的矿质肥料生产及供应商。
	消纳案例：2024 年 7 月，雅苒将开始每年向百事可乐欧洲公司供应多达 16.5 万吨肥料，包括绿氨及通过 CCS 生产的低碳氨，主要用于马铃薯的种植上，然后将扩展到燕麦和玉米等其他作物。
日本丸红	客户情况：日本丸红株式会社是一家具有 150 多年历史的日本大型综合商社，总部位于东京。作为 日本五大综合商社 之一，丸红在全球范围内拥有广泛的业务网络和丰富的经营经验。主要从事国内贸易、进出口、金属、电力、能源、化工等领域。
	消纳案例：2025 年 5 月，远景能源宣布，与日本五大综合商社之一的丸红株式会社达成全球首份绿氨长期采购协议。

宝丰能源	客户情况：宝丰能源位于宁夏银川市，是一家高端煤基新材料全产业链企业，主要业务涵盖煤炭、焦炭、洗煤、甲醇、烯烃、聚乙烯、聚丙烯等多种化工产品的生产和销售。规划自建电解水制氢项目用于煤化工生产绿氢替代。
雪峰科技	客户情况：雪峰科技在新疆民爆市场具有较高的市场份额和定价权，特别是在硝酸铵等核心原材料的生产上具有成本优势。公司通过投资建设天然气输送管道和收购化工公司，进一步拓展了业务范围和市场竞争力。规划与国家能源集团共建绿氢项目用于子公司玉象胡杨化工合成氨中间原料。
中煤化工	客户情况：中煤化工是一家由国务院国有资产监督管理委员会管理的大型能源中央企业，其前身是 1982 年 7 月成立的中国煤炭进出口总公司。主营业务包括煤炭生产及贸易、煤化工、坑口发电、煤矿建设、煤机制造、煤层气开发以及相关工程技术服务。规划自建绿氢项目与现有煤化工装置耦合，捕集精制煤化工尾气中 CO2 合成绿色尿素。
昊华国泰化工	客户情况：鄂尔多斯市昊华国泰化工有限公司位于内蒙古自治区鄂尔多斯市杭锦旗独贵塔拉镇。公司主要从事甲醇生产，采用水煤浆气化等先进工艺。规划自建绿氨项目用于精细化工生产。
荣盛能源	客户情况：荣盛能源企业主要包括多个子公司，其中最知名的是荣盛能源（舟山）有限公司。是荣盛新材料（舟山）有限公司全资控股的电力、热力生产和供应企业，隶属于浙江荣盛控股集团。规划自建绿氢项目与现有煤化工装置耦合。

数据来源：香橙会氢能数据库

3.3 绿色甲醇

3.3.1 绿色甲醇领域氢能应用整体概况

3.3.1.1 应用规模

截至 2025 年底，全国绿色甲醇项目共计 249 个（含联产），已披露产能合计 6487 万吨，涉及电解水制氢规模 451 万 Nm^3/h。

前期阶段项目 206 个，披露产能合计 5652 万吨，前期项目备案比例达 51%；设计阶段项目 22 个，披露产能合计 553 万吨，多为设计、EPC、PC 招标项目；在建阶段项目 10 个，披露产能合计 219 万吨，多为设备招标项目；投产项目 11 个，投产产能合计 63 万吨/年。

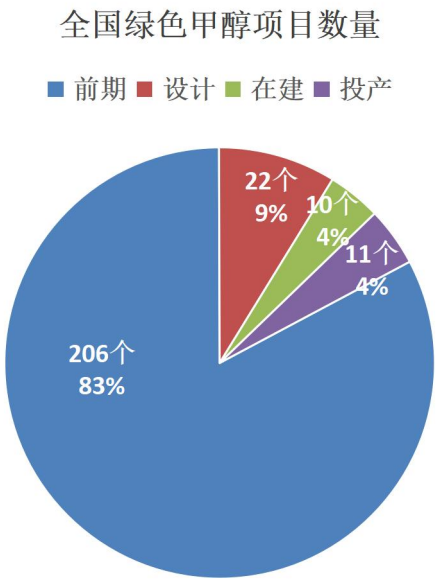

图 70：全国绿色甲醇项目数量及占比（按项目进展划分）

数据来源：香橙会氢能数据库

前期阶段项目进度以签约及备案为主，共计 206 个，规划产能合计 5652 万吨。其中，有 105 个项目已完成备案，备案绿色甲醇产能 3044 万吨，占前期项目总产能的 53.9%；未备案项目以项目签约为主，少数项目处于环评公示、可研招标及预可研招标阶段。

设计阶段项目主要为项目设计、EPC 招投标类项目，共计 22 个，产能合计 553 万吨。项目涉及化工设计院及 EPC 方主要包括东华科技、中化学天辰、中石化南京工程、中石化宁波工程等。

建设阶段项目主要为设备招标项目，以电解槽招投标为主，共计 10 个，产能合计 219 万吨。其中 4 个项目的建设单位为央、国企子公司，3 个项目建设单位为上市民营企业子公司。其中梨树风光制绿氢生物质耦合绿色甲醇项目、中煤鄂尔多斯 10 万吨绿色甲醇项目、辽宁华电调兵山风电制氢耦合 10 万吨绿色甲醇一体化示范项目、辽源天楹风光储氢氨醇一体化项目等有望在 2026 年内投产。

已投产绿色甲醇项目共计 11 个，产能合计 63 万吨，其中有 47.5 万吨产能在 2025 年内投产。年产能不低于 5 万吨/年的绿色甲醇项目有：

- 金风绿能化工兴安盟绿氢制绿色甲醇项目一期（25 万吨/年）；

- 上海电气洮南风电耦合生物质制绿色甲醇一体化示范项目（5 万吨/年）；
- 中集绿能低碳科技（湛江）有限公司 5 万吨/年生物质液体燃料项目（5 万吨/年）；
- 上海华谊 10 万吨/年绿色甲醇项目（10 万吨/年）；
- 内蒙古易高绿色甲醇项目（5 万吨/年绿色甲醇）；
- 吉利安阳十万吨级绿色低碳甲醇工厂项目（10 万吨/年低碳甲醇）。

各阶段对应的规划产能及百分比如下图所示。

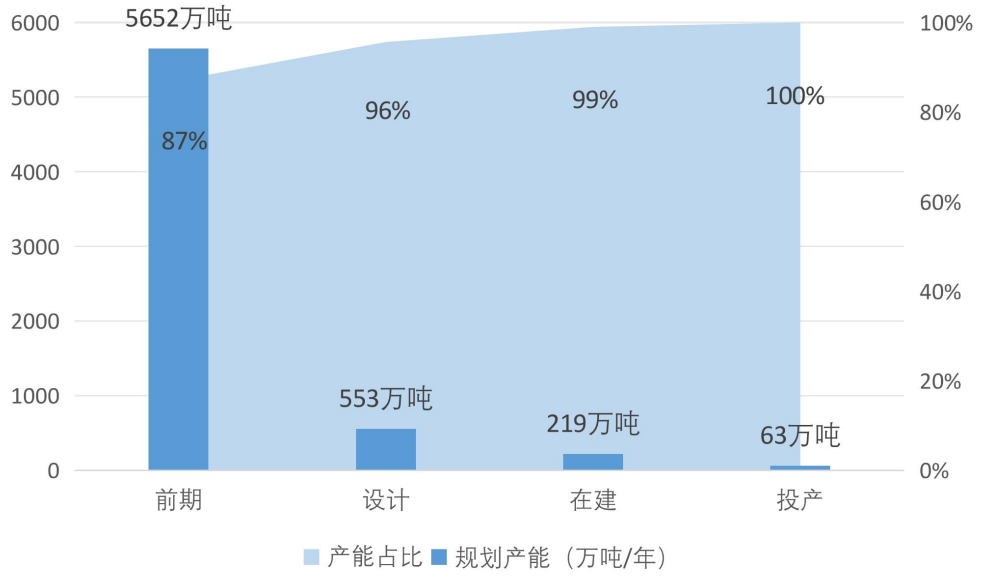

图 71：全国绿色甲醇项目规划产能及累计占比

数据来源：香橙会氢能数据库

3.3.1.2 区域布局

全国绿色甲醇项目主要分布在生物质资源及风光可再生能源丰富的地区，尤其集中于东北和西北。

从项目数量看，内蒙古凭借丰富的生物质及风光资源优势，吸引了共计 64 个绿色甲醇项目落地，涉及产能 2268 万吨，占全国总产能的 35%，项目数量与规划产能位居全国首位。东北三省依靠优质的生物质资源，合计规划建设约 1800 万吨绿色甲醇产能，占全国总产能的 28%。新疆依靠其风光资源禀赋，在绿色甲醇项目建设上与东北三省同属第二梯队，领先其他各省市。

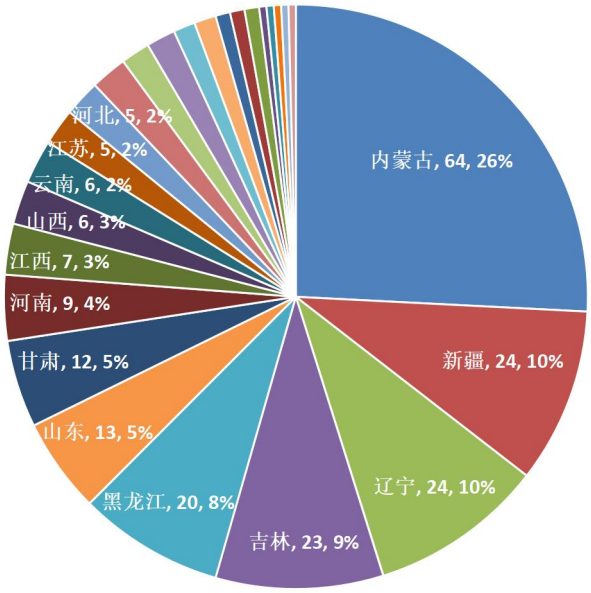

图 72：全国绿色甲醇项目数量占比

数据来源：香橙会氢能数据库

从项目产能来看，规划产能最多的五个省份依次为内蒙古、吉林、新疆、黑龙江、辽宁，具体规划产能及百分比分别为 2268.1 万吨（35%）、838.5 万吨（13%）、826 万吨（13%）、518.4 万吨（8%）、442 万吨（7%）。

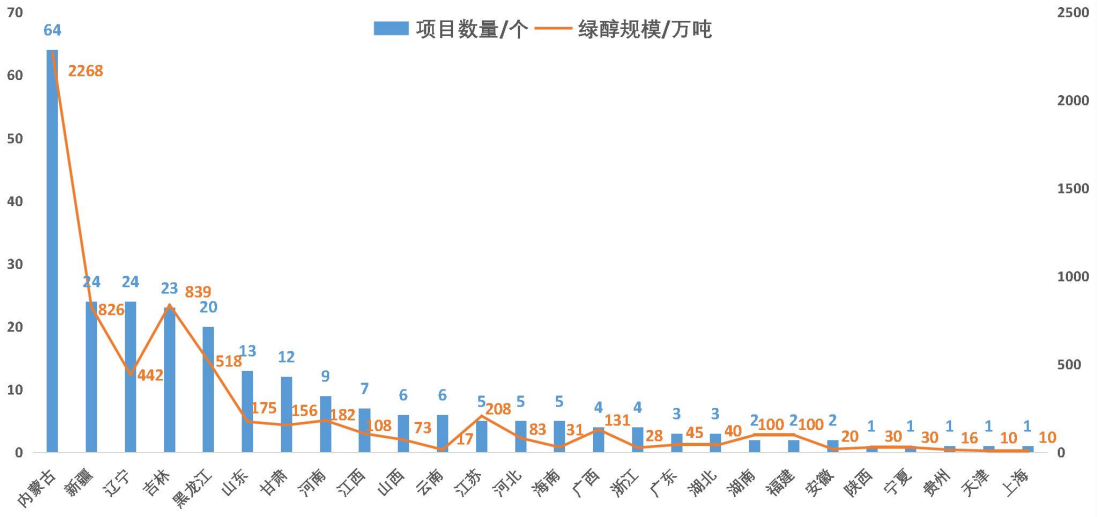

图 73：全国各省份绿色甲醇项目数量及绿色甲醇规划产能规模

数据来源：香橙会氢能数据库

3.3.2 绿色甲醇领域氢能应用详解

3.3.2.1 绿色甲醇生产工艺路线

绿色甲醇主要分为两类：生物甲醇和电子甲醇。

1. 生物甲醇（Bio-methanol）

生物甲醇以各类生物质为原料，包括林业废弃物（木屑、树皮）、农业秸秆、市政有机垃圾、畜禽粪便以及造纸厂黑液等。

其主流技术是气化—合成路线：将生物质在高温和部分氧化条件下进行气化，生成含有氢气、一氧化碳、二氧化碳和甲烷的合成气，然后对合成气进行净化氢碳比例调节，最后在催化剂作用下合成甲醇，并通过精馏获得高纯度甲醇。另一类已具备产业化基础的路线是沼气重整路线：将沼气中的甲烷与水蒸气或二氧化碳进行重整反应，生成合成气后再合成甲醇。

2. 电子甲醇

电子甲醇的核心原料是绿氢和可再生二氧化碳。

绿氢通过可再生能源驱动的电解水制得，二氧化碳来自生物质源（如生物质发电厂、沼气提纯、乙醇发酵尾气）或直接从空气中捕获（直接空气捕获，DAC）。电解水产生的绿氢与捕获的二氧化碳按一定比例混合，在高压、高温、催化剂作用下生成甲醇和水，最后通过精馏提纯得到高纯度甲醇。

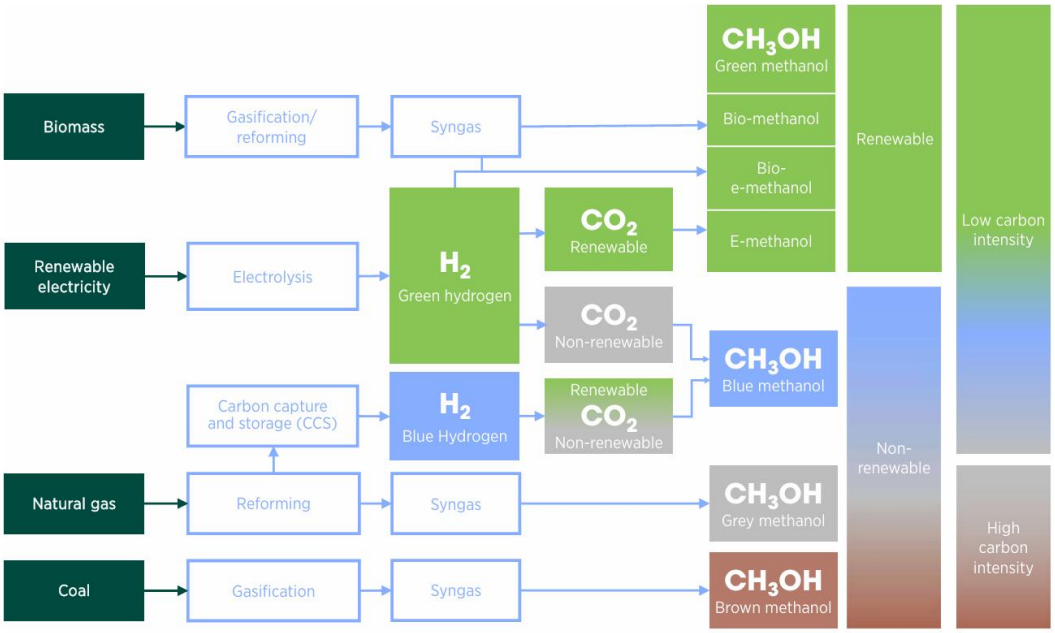

图 74：甲醇的主要生产路线

资料来源：IRENA《INNOVATION OUTLOOK RENEWABLE METHANOL》

截至 2025 年底，共有 130 个绿色甲醇项目选择了生物甲醇路线，对应规划年产能 3227 万吨，规划产能约占总产能的 50%。电子甲醇项目数量为 34 个，对应规划年产能为 865 万吨，规划产能占比为 13.3%。其余 85 个项目暂未明确公开所采用的技术路线，对应规划产能为每年 2395 万吨。

若按规划产能平均到单个项目测算，生物甲醇项目平均年产能约 24.8 万吨，电子甲醇项目平均年产能约 25.9 万吨，两类路线项目的平均规模总体接近，表明当前绿色甲醇项目的远期整体规划体量大致在 25 万吨/年左右。

上述平均规模统计口径包含了项目一期、二期及三期等全部规划产能，而当前已投产项目的实际建设规模仍主要集中在 5-10 万吨/年。主要是由于现阶段多数项目分期建设，已落地产能主要对应一期建设规模，尚未完全体现项目远期总体规划水平。

表 50：不同生产工艺的绿色甲醇项目数量及规划产能

技术路线	项目数量	数量占比	规划产能（万吨/年）	规划产能占比
生物甲醇	130	52.2%	3227	49.7%
电子甲醇	34	13.7%	865	13.3%
暂未公布	85	34.1%	2395	36.9%

数据来源：香橙会氢能数据库

3.3.2.2 绿色甲醇项目建设情况

截至 2025 年底，国内已投产绿色甲醇项目共计 11 个，产能合计 63 万吨，其中仅 2025 年当年新增投产产能即达到 47.5 万吨。

表 51：国内已投产的规模化绿色甲醇项目

序号	省份	项目名称	主要参与企业	年产能/万吨	技术路线	下游消纳
1	吉林	洮南市风电耦合生物质制绿色甲醇一体化示范项目	上海电气	5	生物质+绿氢（风）	上港集团、达飞轮船
2	内蒙古	金风绿能化工兴安盟绿氢制绿色甲醇项目	金风科技	25	生物质+绿氢（风）	马士基、赫伯罗特
3	广东	中集绿能低碳科技湛江生物质液体燃料项目	中集安瑞科	5	生物质	中国船燃、华光海运

4	上海	上海化工区 10 万吨级绿色甲醇项目	上海华谊、申能	10	生物天然气	上港集团
5	内蒙古	内蒙古易高煤化年产 5 万吨绿色甲醇项目	香港中华煤气、佛燃能源	5	生物质	马士基、韩新海运
6	吉林	中能建绿色氢氨醇一体化项目	中国能建	2	绿氢（风光）	-
7	黑龙江	大庆炼化公司生物质天然气制绿色甲醇项目	大庆炼化	0.5	生物天然气	中远海运
8	海南	中海石油海南东方绿色甲醇示范项目	中海油化学、海洋石油富岛	0.5	城市垃圾	中远海运
9	河南	安阳十万吨级绿色低碳甲醇工厂项目	吉利集团、顺成集团	10	焦炉副产氢、工业尾气 CO2	吉利集团
10	甘肃	液态太阳能燃料合成示范工程项目	兰州新区	-	烟气 CO2+绿氢	-
11	山东	烟台海洋能源岛一期试验示范项目	国家能源集团、中集来福士	-	CO2+绿氢	-

数据来源：香橙会氢能数据库

1. 洮南市风电耦合生物质制绿色甲醇一体化示范项目

位于吉林省洮南市，由上海电气投资建设，是国家首批绿电制氢就地消纳示范工程。项目总投资约 56 亿元，规划年产 25 万吨绿色甲醇，首期 5 万吨已于 2025 年 7 月顺利投产。

项目采用上海锅炉的纯氧加压循环流化床气化技术，以当地秸秆等生物质为原料，经气化生成合成气用于甲醇生产，并利用风电制取的绿氢对合成气进行调节。产品已通过欧盟 ISCC 认证，经陆海联运供应上海港，为达飞等国际航运公司提供绿色船用燃料。

2. 金风绿能化工兴安盟绿氢制绿色甲醇项目

项目位于内蒙古兴安盟经济技术开发区，由金风科技全资子公司金风绿能化工（兴安盟）有限公司投资建设。项目总体规划年产 157.5 万吨绿色甲醇，分三期实施：一期年产 25 万吨，已于 2025 年 10 月投产；二期规划年产 60 万吨，三期规划年产 72.5 万吨。

项目一期项目采用北京清创晋华气流床气化技术，以当地玉米秸秆为原料，同时配备了泽玛克固定床气化炉。产品已通过欧盟 ISCC 认证，消纳方为马士基、赫伯罗特等，已签订绿色甲醇燃料采购协议。

3. 中集绿能低碳科技湛江生物质液体燃料项目

项目位于广东湛江遂溪县，由中集集团旗下中集绿能低碳科技（湛江）有限公司投资建设。项目首期年产 5 万吨绿色甲醇，于 2025 年 12 月 16 日正式投产，项目二期已签署投资意向协议。

项目采用中国科学院工程热物理研究所自主研发的循环流化床生物质气化技术，并配套生物质锅炉。产品已获欧盟 ISCC 认证，产品于深圳港完成国际海运货轮加注，并与中国船燃、华光海运等达成合作。

4. 上海化工区 10 万吨级绿色甲醇项目

项目位于上海化学工业区，由申能集团牵头，联合华谊集团、上港集团、上海城投集团四大市属国企共同投资建设。项目年产 10 万吨绿色甲醇，于 2025 年 1 月开工，12 月投产。

项目将上海城投老港生态环保基地等生产的生物天然气并入天然气管网，由华谊集团制备绿色甲醇。产品已获得欧盟 ISCC 认证，交付上港集团，作为上海港国际航行船舶的加注燃料，打通了“城市湿垃圾-生物天然气-绿色甲醇-航运燃料”的完整产业链闭环。

5. 内蒙古易高煤化年产 5 万吨绿色甲醇项目

项目位于内蒙古鄂尔多斯，由香港中华煤气与佛燃能源合资收购的内蒙古易高煤化科技有限公司运营。项目于 2021 年投产，年产 5 万吨绿色甲醇（ISCC EU）并批量销售，目前正在推进 18 万吨/年绿色甲醇技改项目。

项目以废弃轮胎中的生物质原料生产绿色甲醇，已连续四年取得欧盟 ISCC EU 及 ISCC PLUS 国际认证。绿色甲醇产品已实现长期批量销售，客户包括中远海运集团、新加坡环球能源等。

6. 中能建绿色氢氨醇一体化项目

项目位于吉林省松原市，由中国能源建设集团有限公司投资建设，是全球最大规模的绿色氢氨醇一体化项目。项目一期工程于 2025 年 12 月正式投产，

总投资 69.46 亿元，年产 4.5 万吨绿氢、20 万吨绿氨和绿色甲醇。披露信息显示产能以绿氨为主，结合公开规划信息“建设 20 万吨级柔性合成氨装置和 2 万吨绿色甲醇装置”，可判断其配套少量绿色甲醇产能

项目采用“风光直供+储能调峰+高效电解制氢系统+动态氨合成一体化”技术路线。项目投产即获得 ISCC EU 欧盟绿色认证，已与江苏安德福能源发展有限公司、比利时 CMB.TECH 航运集团签订全球首单绿氨远洋航运燃料销售合同。

7. 大庆炼化公司生物质天然气制绿色甲醇项目

项目位于黑龙江省大庆市，由中国石油大庆炼化公司投资建设，于 2024 年 9 月投产。

项目采用天然气制甲醇工艺，以农作物秸秆等有机废弃物发酵生产的生物质天然气为原料，生物质天然气由黑龙江博能供应。项目获得 ISCC EU 认证，于 2025 年 7 月通过中国船燃为国内首艘甲醇双燃料集装箱船“中远海运洋浦”轮完成保税加注。

8. 中海石油海南东方绿色甲醇示范项目

位于海南省东方市，由中海石油化学股份有限公司投资建设，依托旗下海洋石油富岛有限公司现有天然气制甲醇装置进行绿色甲醇生产。项目于 2025 年 5 月打通生产流程，产出国内首吨以城市垃圾为原料的绿色甲醇产品，并通过 ISCC EU 认证。

项目以餐厨垃圾、动物粪便等城市废弃物发酵产生的生物质天然气为原料，首批 200 吨绿色甲醇于 2025 年 7 月供应海南洋浦港，为“中远海运洋浦”轮完成加注。

9. 安阳十万吨级绿色低碳甲醇工厂项目

位于河南安阳殷都区，由吉利控股集团与河南省顺成集团共同投资建设，总投资约 8 亿元。项目于 2023 年 2 月正式投产，年产 11 万吨绿色低碳甲醇，联产 7 万吨液化天然气。

项目技术路线为二氧化碳加氢合成甲醇，综合利用顺成集团焦炉气中的副产氢气与从工业尾气中捕集的二氧化碳。产品消纳方主要为甲醇动力重卡，如顺成集团旗物流车队签订的 300 台吉利远程甲醇重卡订单。

10. 液态太阳能燃料合成示范工程项目

位于甘肃兰州新区化工园区，由兰州新区石化产业投资集团投资建设，项目总投资约 1.41 亿元，是全球首套千吨级液态太阳燃料合成工业化示范工程，于 2020 年 1 月试车成功并产出粗甲醇，年产绿色甲醇约 1500 吨。同年 10 月通过中国石油和化学工业联合会科技成果鉴定，整体技术处于国际领先水平。

中国科学院大连化物所李灿院士团队提供核心技术，采用高效规模化电解水制氢技术和高选择性二氧化碳加氢制甲醇催化剂。项目由 10MW 光伏发电、电解水制氢、二氧化碳加氢合成甲醇三个单元构成，年产绿色甲醇约 1500 吨。

11. 烟台海洋能源岛一期试验示范项目

项目位于山东烟台海域，由国家能源集团氢能科技有限责任公司、烟台中集来福士海洋工程有限公司共同建设。2025 年 10 月，项目在海上平台成功产出首批绿色甲醇，成为我国首个海洋氢能制-储-输-用全链条实证示范项目。

项目集成海上漂浮式光伏耦合平台固定式光伏发电、离网 PEM-碱性混联制氢、海水直接电解制氢、柔性绿氨和绿色甲醇合成装备。绿色甲醇合成装置采用上海电气富 CO2 合成气合成甲醇技术，通过模块化设计、撬装式交付。项目于 2025 年 1 月通过中国船级社图纸符合性审查，为未来海洋氢能工程化应用提供了可复制的技术路径。

吉电梨树项目、中煤鄂尔多斯项目等多个绿色甲醇项目明确表示将在 2026 年内投产，若上述项目按计划推进，预计到 2026 年底，我国绿色甲醇产能将达到 120 万吨/年及以上。根据项目建设进展及公开信息，预计在 2026 年底建成的部分重点绿色甲醇项目如下表所示。

表 52：有望在 2026 年底前建成的重点项目

序号	项目名称	主要参与企业	年产能（万吨）	技术路线	开工时间	项目进度
1	梨树风光制绿氢生物质耦合绿色甲醇项目	吉电股份、中远海运、上港集团	19.7	生物质炭+绿氢（风光）	2025/10	2025 年 12 月 ALK 电解槽、EPC 中标
2	中煤鄂尔多斯 10 万吨绿色甲醇项目	中国中煤	10	尾气 CO2+绿氢（风光）	2024/11	预计 2026Q3-4 投产

3	辽宁华电调兵山风电制氢耦合 10 万吨绿色甲醇一体化示范项目	辽宁华电	10	尾气 CO2+绿氢（风）	2025/9	2025 年 12 月 PEM 电解槽招标
4	辽源天楹风光储氢氨醇一体化项目	中国天楹	17	尾气 CO2+绿氢（风光）	2024/4	2025 年 10 月电解槽即将进场安装
5	华商能源济宁绿色甲醇项目	华商能源	2-3	煤基工艺掺烧生物质	2025/11	2025 年 11 月 ISCC EU 认证

数据来源：香橙会氢能数据库

1. 梨树风光制绿氢生物质耦合绿色甲醇项目

项目位于吉林省四平市梨树县，由国家电投集团吉电股份牵头，联合中远海运、上港集团共同投资建设，总投资 49.2 亿元。项目于 2025 年 8 月开工，规划年产绿色甲醇 19.72 万吨。

项目采用“风电制绿氢+生物质气化制合成气”耦合技术路线，气化炉选用宁夏神耀气流床气化炉，配备电解槽制氢规模 3.2 万 Nm^3/h。产品消纳方有中远海运、韩国某清洁能源企业等。

2. 中煤鄂尔多斯 10 万吨绿色甲醇项目

项目位于内蒙古鄂尔多斯市乌审旗图克工业园区，由中煤鄂尔多斯能源化工有限公司投资建设。项目总投资约 49 亿元，计划于 2026 年 10 月建成投产，年产绿色甲醇 10 万吨。

项目采用中煤鄂能化公司与中科院大连化学物理研究所李灿院士团队合作研发的“10 万吨级液态阳光绿色甲醇技术”，配套 625MW 风光可再生能源发电、2.1 万吨/年电解水制氢、15 万吨/年二氧化碳捕集精制等单元。

3. 辽宁华电调兵山风电制氢耦合 10 万吨绿色甲醇一体化示范项目

位于辽宁省铁岭市调兵山经济开发区化工园区，由调兵山市华电清洁能源有限公司投资建设。项目总投资 39.45 亿元，是国家首批绿色液体燃料技术攻关和产业化试点项目，同时入选国家能源局首批能源领域氢能试点项目。项目建成后年产绿氢 1.9 万吨、绿色甲醇 10 万吨，于 2025 年 9 月 21 日开工建设。

项目采用“风电+制氢+甲醇”一体化设计，建设 450 兆瓦风电场、295 兆瓦电解水制氢装置、80 兆瓦/80 兆瓦时储能电站和 10 万吨/年甲醇合成装置。

甲醇合成采用二氧化碳催化加氢工艺，所需二氧化碳来自距离甲醇合成站仅 814 米的国投生物能源（铁岭）有限公司燃料乙醇工厂排放尾气。

4. 辽源天楹风光储氢氨醇一体化项目

位于吉林省辽源市高新技术产业开发区，由中国天楹股份有限公司投资建设，总投资 286 亿元。全部建成后可年产绿色甲醇 17 万吨、绿色甲烷 36 万吨，实现 2.6GW 风电全容量就地消纳。项目一期工程已于 2025 年全面进入施工安装阶段，计划 2026 年二季度末具备绿色甲醇生产能力。

项目配套 104 台单台产氢量 1000Nm³/h 的碱性电解槽及 17 个 2000m³ 氢气球罐，利用同期建设的生物质余热余电利用及绿碳项目捕集回收烟气中的二氧化碳，与自产氢气生产甲醇。产品消纳方为中国船舶燃料有限责任公司，双方已达成战略合作。

5. 华商能源济宁绿色甲醇项目

位于山东济宁，由华商能源科技股份有限公司联合山东能源集团共同打造。项目利用现有煤制甲醇装置进行改造，采用煤基工艺掺烧生物质的技术路径生产绿色甲醇，首期年产 2-3 万吨，技术升级后年产量将达 6 万吨。项目于 2025 年 11 月获法国必维集团颁发 ISCC EU 认证

3.3.2.3 绿色甲醇生产成本分析

（1）绿色甲醇成本拆解

香橙会研究院测算，假定绿电综合使用成本为 0.2 元/kWh、生物质成本 750 元/吨、CO_2捕集成本 300 元/吨时，不同路线的绿色甲醇成本构成如下表所示。

表 53：不同路线绿色甲醇成本构成

成本构成	生物甲醇 元/t		生物甲醇 （耦合绿氢） 元/t		电子甲醇 元/t	
生物质/CO2	2100	61%	1275	32%	438	12%
氢气	0	0%	1447	36%	2776	77%
能耗及辅料	495	14%	370	9%	110	3%
折旧及运营	873	25%	893	22%	260	7%
总成本	3468	100%	3985	100%	3583	100%

数据来源：香橙会氢能数据库

从成本构成看，三种路线的核心差异主要体现在原料端，生物质与氢气成本的成本占比分布不同。仅使用生物质的生物甲醇路线生物质成本占比 61%，是绝对主导项，对生物质原料价格和供应稳定性高度敏感。耦合绿氢的生物甲醇成本构成生物质占比大幅降低，但增加了绿氢成本项，两种原料综合成本高于仅使用生物质的生物甲醇。电子甲醇路线氢气成本占比高达 77%，成本结构高度集中，是典型的由绿氢（绿电）成本主导的路线。

总体来看，纯生物甲醇是“生物质主导”，生物甲醇耦合绿氢是“生物质—氢气双主导”，电子甲醇则是“氢气绝对主导”，三种路线的经济性改善方向也因此分别取决于生物质原料降本、绿氢降本以及设备投资与运行效率优化。

（2）绿色甲醇成本敏感性分析

绿色甲醇项目按技术路线可分为生物甲醇和电子甲醇。生物甲醇以生物质作为碳源，如生物质颗粒/压块、生物质炭、生物质沼气等；电子甲醇使用空气捕集或基于 CCUS 捕集的 CO_2 作为碳源（CCUS 捕集 CO_2 尚存在认证争议）。绿色甲醇成本主要取决于碳源（生物质或捕集 CO_2）、氢源（绿氢/绿电）。

以生物质成本 750 元/吨或 CCUS 捕集的 CO_2 成本 300 元/吨作为中性基准测算价格，在绿电价格为 0.2 元/kWh 条件下，碳源价格变动对绿色甲醇成本的影响如下表所示,成本计算过程部分参数引用金风兴安盟绿色甲醇项目公开数据。

表 54：不同碳源价格下的绿色甲醇成本（绿电取 0.2 元/kWh）

价格变动	碳源价格	生物甲醇 元/t	生物甲醇 （耦合绿氢） 元/t	电子甲醇 元/t
基准价-20%	600 元/吨生物质 或 240 元/吨 CO2	3031	3719	3492
计算基准价	750 元/吨生物质 或 300 元/吨 CO2	3468	3985	3583
基准价+20%	900 元/吨生物质 或 360 元/吨 CO2	3905	4250	3675
成本敏感性	±20%	±12.6%	±6.7%	±2.6%

数据来源：香橙会氢能数据库

根据表中数据可知，生物甲醇生产成本对碳源价格变动高度敏感，电子甲醇生产成本受碳源价格变动影响不大。

在碳源降本方面，生物质成本主要涉及原料收储运、成型预处理（电/热），刚性成本高，降本空间小；CCUS 捕集尾气成本通常因地制宜；中石油天然气集团科学技术协会预测空气捕集 CO2 技术在 2060 年若部署规模达到 3 亿吨/年，碳去除成本将降至 543-1237 元/吨。综合来看，绿色甲醇碳源的降本空间在中短期相当有限，这也是绿色甲醇成本难以降低重要原因，目前在生物质收储运体系优化和 CCUS 尾气资源化利用方面仍存在一定降本空间。

绿氢通常来自可再生能源电解水制氢，使用生物质气化的项目也会提供部分氢源。绿氢的成本高度依赖绿电价格，不同可再生能源电价对应的氢基能源成本如下表所示。

表 55：不同绿电价格下的绿色甲醇成本（碳源取基准价）

价格变动	绿电价格 元/kWh	绿氢 元/kg	生物甲醇 元/t	生物甲醇 （耦合绿氢）元 /t	电子甲醇 元/t
基准价-50%	0.10	9.60	3406	3415	2578
基准价-25%	0.15	12.03	3437	3700	3081
计算基准价	0.20	14.47	3468	3985	3584
基准价+25%	0.25	16.91	3499	4269	4086
基准价+50%	0.30	19.34	3531	4554	4589
成本敏感性	±50%	±33.7%	±1.8%	±14.3%	±28.0%

数据来源：香橙会氢能数据库

根据表中数据可知，绿电价格直接影响绿氢成本，与绿氢/绿电耦合度越高的产品对绿氢/绿电价格变动越敏感。绿氨、电子甲醇的生产成本可认为由绿氢/绿电价格决定，生物甲醇的生产成本由碳源与氢源价格共同影响，耦合绿氢比例越高受氢源价格变化影响越大。在氢源降本方面，主要依赖于绿电电价的降低，若绿电价格足够低，在碳源价格保持当前假设不变的前提下，生物甲醇的成本竞争力将不如电子甲醇。

（3）绿色甲醇平价分析

2026 年 2 月初，华东港口灰色甲醇价格在 2250 元/吨左右，西北地区灰色甲醇价格在 1790 元/吨左右，2025 年内蒙古绿色甲醇批量出口新加坡均价在 6360 元/吨左右。受国际地缘形势影响，传统甲醇价格短期波动明显，甲醇价格在 2026 年 3 月增长约 50%，此处绿色甲醇价格平价分析考虑对标涨价前的灰色甲醇。

当绿电使用成本降到 0.1 元/kWh 时，电子甲醇成本有望降到 2600 元/吨左右，此时综合考虑产品的绿色溢价，有望作为基础化学品规模化应用。生物甲醇降本空间同时受制碳源和氢源影响，若绿电使用成本降到 0.1 元/kWh、生物质成本 600 元/吨，生物甲醇成本也在 3000 元/吨左右，对下游产品的原料成本承受能力要求比电子甲醇更高，有望规模化使用的场景更少。因此综合来看，在化工领域的应用上，电子甲醇长期来看将比生物甲醇更具成本优势。

3.3.3 绿色甲醇消纳

目前，绿色甲醇的消纳主要集中于价格承受能力较强、减碳约束明确的领域。国际航运业船东通常需要综合考虑 IMO、Fuel EU 等政策法规的合规罚款与燃料使用成本，付费意愿相对较强，是目前最核心、最具规模的消纳场景，在高附加值化工品、SAF、生物医药等领域也有部分项目展开绿色甲醇应用示范。

3.3.3.1 国际航运业

1. 甲醇动力船舶订单及燃料需求情况

（1） 船队规模与甲醇燃料需求

截至 2025 年底，全球已明确采用甲醇动力的船舶（包括已投运、订单/在建/改造的船舶）总数已达 439 艘，相较于年初甲醇燃料船舶布局数量 300 艘增加了约 140 艘，同比增加了约 47%。

其中，处于“订单/在建/改造”状态的船舶高达 334 艘，占全球已布局的甲醇燃料船舶总数的 76%；已投入实际运营的船舶为 105 艘，占全球已布局的甲醇燃料船舶总数的 24%。

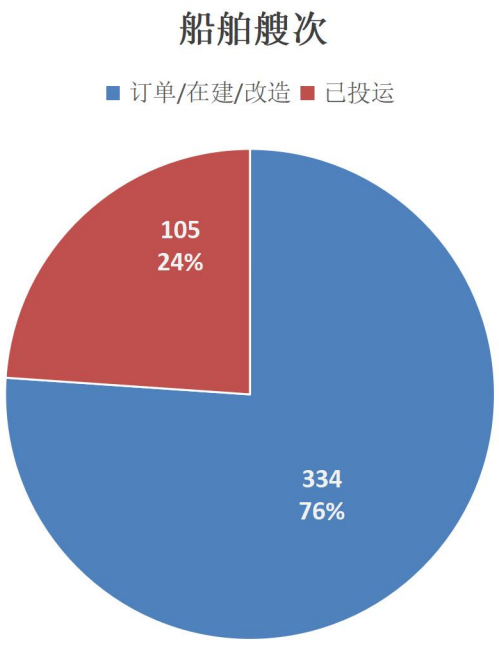

图 75：甲醇燃料船舶订单及投运数量

数据来源：香橙会氢能数据库

处于订单状态船舶和已投运状态的船舶数量比例为 3：1。该比例的船舶状态结构表明，行业对甲醇动力的采纳已逐步跨越早期技术验证阶段，进入面向未来法规约束和燃料供给预期的规模化布局阶段。

更值得关注的是这些甲醇燃料船舶所代表的潜在的甲醇燃料需求。据测算，若这 439 艘船舶全部投运且使用甲醇燃料，其潜在的年度甲醇需求量约为 1107.3 万吨。其中 334 艘船舶订单甲醇燃料年需求高达 846.2 万吨，占总需求的 76%；105 艘已投运船舶甲醇燃料年需求为 261.1 万吨，占总需求的 24%。

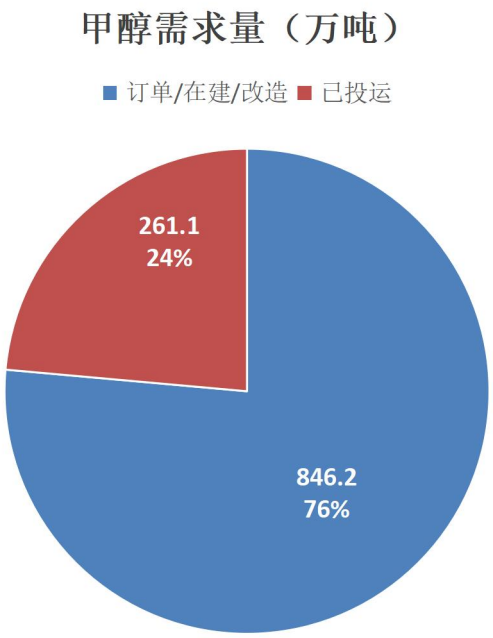

图 76：甲醇燃料船舶订单及投运对应甲醇需求量

数据来源：香橙会氢能数据库

航运业甲醇燃料船舶订单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。对于绿色甲醇生产商、港口加注设施和贸易商给出了一个极其明确且迫近的市场信号：一场需求快速增长态势已基本形成。

（2） 船队结构

船型市场集装箱船主导特征明显。一方面归因于集装箱船拥有头部班轮公司（如马士基）明确的环保承诺；另一方面集装箱运输稳定的航线网络和较强的成本传导能力，集装箱船作为航运业脱碳先锋率先进行了大规模船队更新。

最新数据显示，集装箱船数量占半壁江山，在 439 艘船舶中，集装箱船多达 219 艘，占比恰好 50%。这意味着，每两艘甲醇动力船中就有一艘是集装箱船。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，占总需求 1107.3 万吨的 81%。集装箱船是甲醇燃料消纳主力。

其余船型布局情况如下图所示。

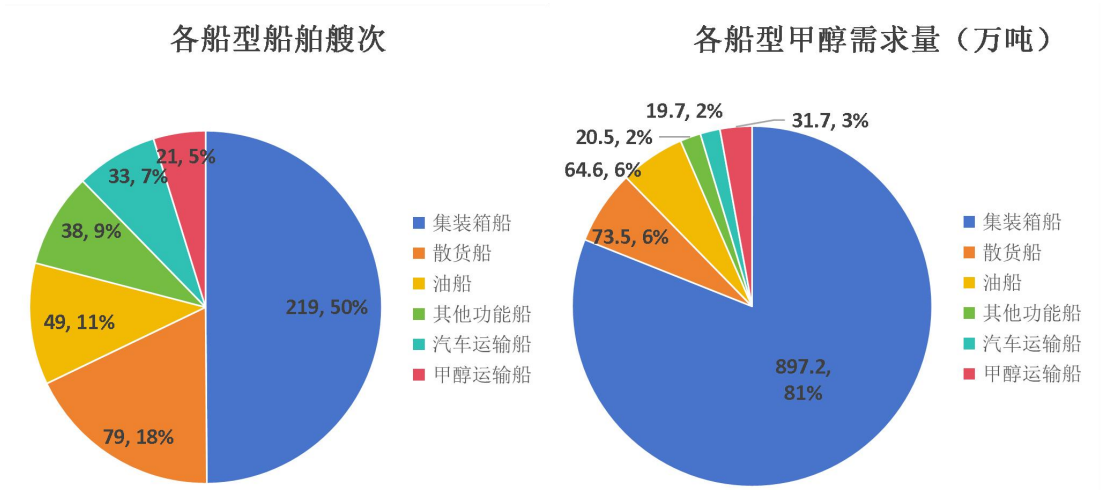

图 77：甲醇燃料船舶船型占比及对应甲醇燃料需求量

数据来源：香橙会氢能数据库

（3）投运时序

最新数据显示，一场密集的船舶交付浪潮已经排定，随之而来的绿色甲醇需求急剧上升曲线，甲醇动力船舶的部署计划已明确安排至 2031 年。

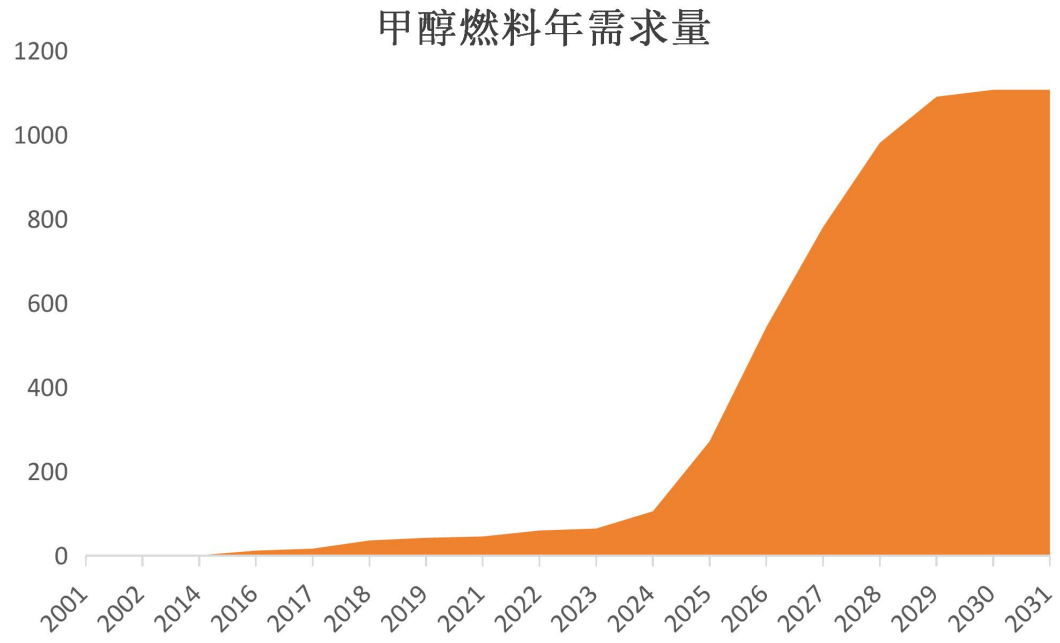

图 78：甲醇燃料年需求量

数据来源：香橙会氢能数据库

在所有 439 艘船中，2024 年及以前已交付或确认的船舶共 50 艘，仅占总数的 11%，年需求约 105.5 万吨。这代表了行业的示范与起步阶段。交付核心

期扩展至 2025-2029 年，这五年计划交付船舶高达 378 艘，占总数的 86%。其带来的新增年需求高达 985.1 万吨。

在此核心期内，2025 年交付船舶 58 艘，甲醇需求约 166.4 万吨。交付数量高峰在 2026-2027 年，是连续两个需求高峰年。其中 2026 年有 125 艘船舶计划交付，甲醇需求 271.6 万吨，是目前单个年份的顶峰；2027 年有 87 艘甲醇船舶计划交付，甲醇需求 237.7 万吨。

从 2025 年初到 2027 年底的短短三年内，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%。这将对燃料生产、运输和加注体系形成现实压力。

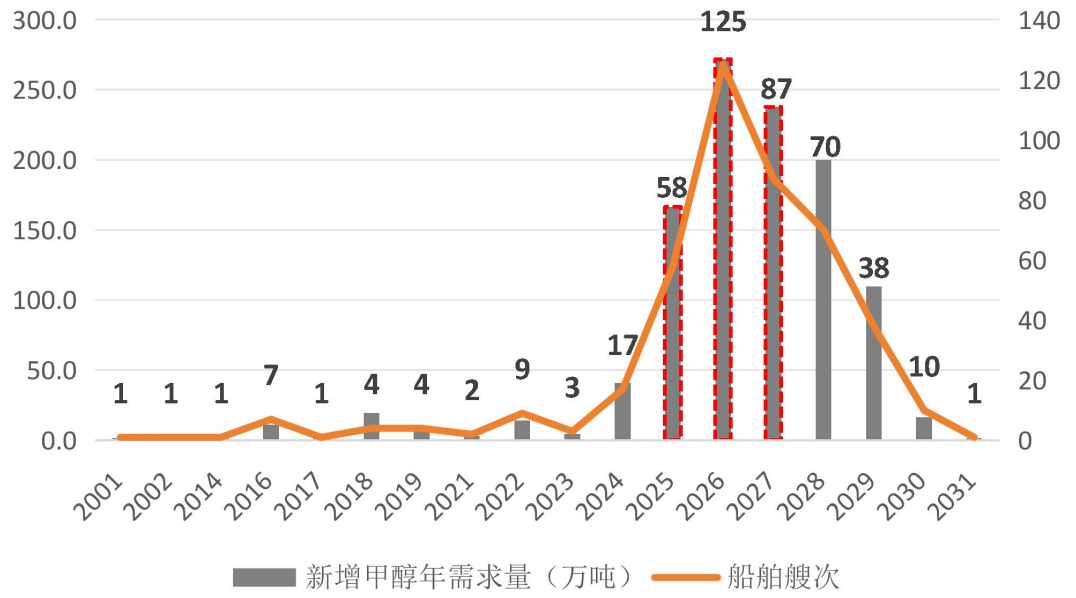

图 79：历年船舶（计划）投运甲醇船舶情况

数据来源：香橙会氢能数据库

（4）市场格局

- 中远海运集团（COSCO SHIPPING）全面领先

从总订单规模、总运力（载重吨）和总燃料需求三个核心指标看，中远海运集团已确立显著领先地位。总规模以 59 艘的总数位居第一，远超其他集团。总载重吨 1041.1 万吨，对应年度甲醇需求高达 239.7 万吨，均占据全球总量的近四分之一。这意味着全球近 22%的甲醇船舶潜在需求来自中远海运，其对全球绿色甲醇供应链的影响力举足轻重。

- “稳健先行”与“激进取舍”并存

马士基（A.P. Moller-Maersk）作为先行者，已通过早期投运船只积累了运营和加注经验，其战略更注重“先试先行，稳步扩张”。其自有 26 艘船队中，19 艘已投运，是拥有最大规模运营船队的公司。另外马士基也与其他船队合资或租赁甲醇船舶 12 艘，与自有船队合计共布局甲醇船舶 38 艘，全部投运预计约每年 166 万吨甲醇需求。

另有 ONE、长荣海运（Evergreen）、赫伯罗特（Hapag-Lloyd）等公司“激进取舍”，押注于未来 2-5 年的市场，通过大规模新造船订单锁定船队竞争力，分别已有 28 艘、28 艘、14 艘新船订单。

- 头部效应显著，前五名占据近三分之二市场

甲醇燃料需求市场呈现出高度的集中性，前五大公司包括中远海运集团、马士基、ONE、长荣海运、达飞，总需求超过 717 万吨，占全球总需求 1107.3 万吨的近 65%。这种高度集中的需求结构，意味着头部航运公司拥有更强的集体议价能力，但也意味着绿色甲醇项目必须获得这些大客户的长期承购协议，才具备融资和建设的可行性。

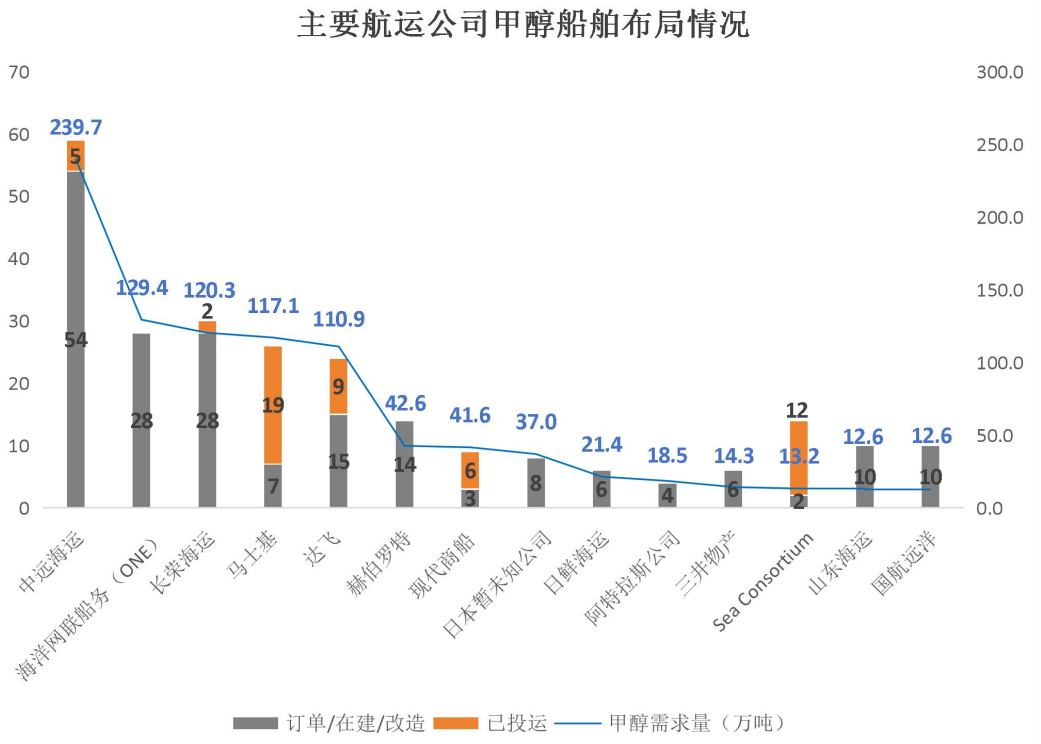

图 80：主要航运公司甲醇船舶布局情况

数据来源：香橙会氢能数据库

2. 船用绿色甲醇配套供应链及消纳

目前已公开的绿色甲醇项目配套供应链签约情况如下表所示。从已披露案例看，配套供应链体系中绿色甲醇相关实践较为成熟，例如：

上海电气洮南绿色甲醇项目：上海电气提供绿色甲醇，经铁路运输至港口（大连、营口港）转海运至上海港，上港能源为法国达飞提供加注服务。上海电气旗下洮南绿源燃料有限公司与上港能源签署了《绿色甲醇采购供应合同》；上港能源与法国达飞签署了《绿色甲醇加注服务合同》。

表 56：绿色甲醇项目配套供应链签约情况

船用燃料	供应端	仓储/储运端	加注端	消纳端
绿色甲醇	上海电气洮南工厂	上港集团	上港集团	法国达飞
	易高内蒙古工厂	孚宝集团	新加坡环球能源/上港能源	国际船东
	中集安瑞科湛江工厂	中国航油集团南方储运	华光海运	中国船燃
	金风兴安盟工厂	营口海事局、辽港控股	未披露	马士基、赫伯罗特

	中广核赤峰工厂	中远海运物流	未披露	中国船燃

数据来源：香橙会氢能数据库

香橙会研究院也整理出一批船舶领域具有明确绿醇需求和潜在需求的消纳客户名单如下。

表 57：已有签约案例的绿色甲醇消纳企业

序号	绿醇消纳企业	客户详情	客户消纳及签约案例
1	上海国际港务（集团）股份有限公司	上海港集装箱吞吐量连续多年位居全球第一；目前拥有国内唯一绿色甲醇加注资质，建有 50 万吨的绿色甲醇储备库，且已实现绿醇常态化加注。上港集团是目前我国船用绿醇最大的买家，与全球 TOP10 大船东签订了消纳协议，如中远、马士基、达飞等。	2023 年 9 月 20 日，以“云签约”方式在线共同签署《关于开展绿色甲醇产业链建设合作备忘录》
			2023 年 12 月 29 日，上港集团、吉林电力股份有限公司与中远海运集团共同签订《关于成立上海吉远绿色能源有限公司合作协议》
			2024 年 3 月，上海电气集团、法国达飞集团、上海国际港务（集团）股份有限公司（简称“上港集团”）正式签署《绿色甲醇供应、运输、加注长期合作框架协议》
2	中远海运物流供应链有限公司	中国远洋海运集团经营船队综合运力世界排名第一；目前已订造 37 艘甲醇燃料船舶。 中远海运物流供应链有限公司是中远海运集团控股引入普洛斯、上港集团等六家战略股东成立，是国内综合物流供应链领域的领先企业，业务涵盖仓储、运输、配送、关务、船货代理等，其服务网络覆盖全球，拥有 600 多个销售和服务网点	2024 年 9 月 3 日，中国天楹股份有限公司与中远海运物流供应链有限公司签署战略合作协议
3	中远海运特种运输股份有限公司	中国远洋海运集团经营船队综合运力世界排名第一；目前已订造 37 艘甲醇燃料船舶。 中远海运特运是中远海运集团旗下的特种运输龙头企业，主营特种船运输及相关业务，拥有规模和综合实力居世界前列的特种运输船队	2025 年 4 月 24 日，中远海运特种运输股份有限公司与中化学西南工程科技有限公司、光合氢醇（新疆）能源科技有限公司在广州远洋大厦签署战略合作协议。
4	中国船舶燃料有限责任公司	中国船舶燃料有限责任公司（简称“中国船燃”）是国内领先的船舶燃料供应企业，业务涵盖船舶燃油、润滑油供应及加注服务。2025 年 5 月已成功实现为家传燃料船舶加注；还牵头发布了《船用甲醇燃料	2024 年 6 月 14 日，中国船燃、中广核新能源和中远海运物流供应链签订《巴林左旗年产 20 万吨绿色甲醇项目产销一体战略合作协议》
			2025 年 4 月 16 日，华电吉林能源有限公司、华能吉林发电有限公司、华光能源有限公司、中国天楹

		水上加注规程》和《船用甲醇燃料》两个团体标准	股份有限公司、中集安瑞科控股有限公司、三井物产能源六家企业与中国船舶燃料有限责任公司（简称“中国船燃”）达成战略合作。
5	中燃远邦石油化工有限公司	中燃远邦石油化工有限公司是香港最大的船用燃油供应商之一，近年来在氢基能源消纳方面表现突出，与香港中华煤气有限公司签订合作协议。	2024 年 11 月 19 日，香港中华煤气有限公司与中燃远邦石油化工有限公司签署合作备忘录，计划共同开拓本地及境外的绿色甲醇船运燃料市场，
6	中国石化燃料油销售有限公司	中国石化燃料油销售有限公司是中国石油化工股份有限公司的全资子公司，公司业务范围广泛，包括国际航行船舶油品供应、内贸船加油业务、成品油及石化产品销售等。在绿色燃料发展方面，中国石化燃料油销售有限公司积极响应国家绿色低碳转型要求，推动绿色燃料的应用。	2024 年 10 月 17 日，中集安瑞科控股有限公司与中国石化燃料油销售有限公司在世界油商大会全球燃料发展专题会议上签署了战略合作协议
7	A.P.穆勒-马士基	马士基是绿色甲醇燃料的积极应用者，目前已有 13 艘甲醇双燃料船舶投入运营，未来还将 14 艘甲醇动力船舶加入。 马士基对燃料持中立态度，但强调绿色甲醇是最有前途的选择，并将继续投资绿色燃料船舶	2023 年 11 月，金风科技与 A.P.穆勒-马士基签署年产 50 万吨的长期绿色甲醇采购协议，支持马士基首批 12 艘大型甲醇双动力船舶实现低碳运营，预计 2026 年实现首产
			2024 年 10 月 30 日，A.P.穆勒-马士基与隆基绿能科技股份有限公司签署了一项生物甲醇的长期承购协议
			2024 年起，A.P.穆勒-马士基与绿技行（上海）科技发展有限公司合作，计划在张掖建设 10 万吨绿色甲醇项目
			2024 年起，A.P.穆勒-马士基与中集安瑞科控股有限公司合作，计划在湛江建设 5 万吨绿色甲醇项目
			2023 年 3 月，A.P.穆勒-马士基与欧洲能源公司（European Energy）签订协议，欧洲能源位于丹麦 Kassø的 Power-to-X 工厂将为马士基提供电子甲醇，该工厂年产能 4.2 万吨，马士基是主要承购商之一
8	德国赫伯罗特船舶公司	赫伯罗特经营的航线主要集中在欧洲区域，针对目前欧盟对绿色航运的大力推动，赫伯罗特也在积极的响应。 目前有 5 艘 10100TEU 大型集装箱船正在改为甲醇动力驱动，并将从 2026 年开始使用绿色甲醇燃料。	2024 年 11 月 29 日，金风科技与德国赫伯罗特船舶公司签署了一项年交付量 25 万吨的绿色甲醇照付不议长期合同

9	希腊 Marine Plus S.A	希腊 Marine Plus S.A.成立于 1988 年，是一家拥有超过 35 年经验的海运服务提供商，业务涵盖船舶技术、贸易、检测、维修等服务	2023 年 10 月 16 日，元鲲能源与希腊 Marine Plus S.A.签订绿色甲醇采购框架协议，计划采购元鲲能源绿色甲醇用于欧盟海运市场，采购规模为 10-50 万吨/年
10	伊藤忠商事株式会社	伊藤忠商事株式会社（ITOCHU Corporation）是一家总部位于日本的大型综合商社，业务范围广泛。伊藤忠商事正在积极布局绿色甲醇和绿氨的“产-运-储-销-加注”全链条合作，推动航运业的绿色转型。目前已订购两艘甲醇燃料船舶。	2025 年 5 月，中国氢能有限公司与伊藤忠商事株式会社达成山东 10 万吨绿色甲醇项目签约消纳

数据来源：香橙会氢能数据库

表 58：绿醇消纳航运企业汇总（单位：艘）

序号	Company	公司中文名	总计	已投运	订单
合计			439	105	334
1	China COSCO Shipping	中远海运	59	5	54
2	Evergreen Marine	长荣海运	30	2	28
3	ONE	海洋网联船务（ONE）	28		28
4	A.P. Moller	马士基	26	19	7
5	CMA CGM	达飞	24	9	15
6	Hapag-Lloyd	赫伯罗特	14		14
7	Sea Consortium	海联航运集团	14	12	2
8	Shandong Marine	山东海运	10		10
9	Guohang Ocean	国航远洋	10		10
10	HMM	现代商船	9	6	3
11	Grimaldi Group	格里马迪海运	9		9
12	Unknown Japanese	日本暂未知公司	8		8
13	Wallenius Wilhelmsen	华轮威尔森	7		7
14	China Merchants	招商局	7	3	4
15	Nissen Kaiun	日鲜海运	6		6
16	Mitsui & Co	三井物产	6		6

17	Proman Stena Bulk	普罗曼-斯特纳散货	6	6	
18	Oceonix Services Ltd	欧申尼克斯服务有限公司	6	3	3
19	Wuhan Chuangxin	武汉创新	6		6
20	Erik Thun AB	埃里克·图恩公司	6		6
21	Mitsui OSK Lines	商船三井	5	5	
22	Harren & Partner	哈伦及合伙人公司	5	1	4
23	Atlas Corp (Seaspan)	阿特拉斯公司（西斯潘）	4		4
24	NYK Line	日本邮船	4	3	1
25	WFS & Marinvest JV	WFS 与 Marinvest 合资公司	4	4	
26	Ecomar Shipholding	伊科玛船东公司	4	3	1
27	Lemissoler Group	莱米索勒集团	4		4
28	ASPO PLC	阿斯波公司	4		4
29	Disney Cruise Lines	迪士尼邮轮	4	1	3
30	ACTA Marine Holding	ACTA 海事控股	4		4
31	DM Shipping	DM 航运	3		3
32	MPC Container Ships	MPC 集装箱船公司	3	2	1
33	Lauritzen Bulkers	劳里岑散货	3		3
34	Jan De Nul Group	扬德努尔集团	3		3
35	Elbdeich Reederei	易北堤航运公司	3		3
36	Stena AB	斯特纳集团	3	3	
37	SOCATRA	索卡特拉公司	3	2	1
38	LD Armateurs	LD 船东公司	3		3
39	Wan Hai Lines	万海航运	2		2
40	Idemitsu Kosan	出光兴产	2		2
41	Meiji Shipping	明治海运	2	1	1
42	Westfal-Larsen	韦斯特法尔-拉森公司	2	2	
43	Asia Pacific Shpg	亚太航运	2	1	1

44	Comerge Shpg HK	康美航运香港有限公司	2		2
45	Fujian Port Group	福建港口集团	2		2
46	Unknown	未知	2		2
47	Safe Bulkers	安全散货	2		2
48	Orix Corporation	欧力士公司	2		2
49	Diana Shipping	戴安娜航运	2		2
50	Tsuneishi Holdings	常石控股	2	1	1
51	Pacific Basin Shpg	太平洋航运	2		2
52	Van Oord	凡奥德集团	2		2
53	CSL OWL	CSL OWL 公司	2		2
54	MTT Shipping	MTT 航运	2		2
55	M.H. Simonsen	M.H. 西蒙森公司	2		2
56	CMB	CMB 集团	2		2
57	Jiangxi Tongdu	江西铜都	2		2
58	Royal Caribbean	皇家加勒比邮轮	2	1	1
59	Hartmann AG	哈特曼集团	2		2
60	Toyofuji Shipping	丰藤海运	2		2
61	Rem Offshore	瑞姆海工	2		2
62	Eidesvik/ Agalas JV	埃兹维克/阿加拉斯合资公司	2		2
63	ESVAGT	埃斯威特	2	1	1
64	MinRes	迈纳勒资源公司	2		2
65	Kotug International	科图格国际	2		2
66	BSH	BSH 公司	2		2
67	Iino Lines	饭野海运	1		1
68	Osaka Shipping	大阪商船	1	1	
69	KSS Line	KSS 航运	1	1	
70	Clean Sea Transport	清洁海运	1	1	

71	Iino & Mitsui JV	饭野与三井合资公司	1	1	
72	Polish Steamship Co	波兰轮船公司	1		1
73	NKT Cables	恩科特电缆	1		1
74	CCCC	中国交通建设集团	1		1
75	BMBF	德国联邦教育与研究部	1		1
76	Boskalis	博斯卡利斯	1		1
77	Fratelli Cosulich	弗拉泰利·科苏利希集团	1	1	
78	Shenzhen Fengyang	深圳丰洋	1		1
79	Penta-Ocean	五洋建设	1		1
80	Ulyssia Residencies	尤利西亚海上公馆	1		1
81	Toyofuji/Nichitoku	丰藤/日德	1		1
82	Toyofuji/Miyazaki	丰藤/宫崎	1		1
83	Toyofuji/Fukuju	丰藤/福寿	1		1
84	N-Sea	N-Sea 海事公司	1		1
85	Bibby Line	比比航运	1		1
86	Agalas	阿加拉斯	1		1
87	Neptune Co.	海神公司	1		1
88	Zhejiang Energy	浙江能源	1	1	
89	A.P. Moller Holding	A.P.穆勒控股	1		1
90	Port Antwerp-Bruges	安特卫普-布鲁日港	1	1	
91	Fugro	辉固	1	1	
92	MOL-Tabuchi-Niihama	商船三井-田渊-新居滨	1	1	

数据来源：香橙会氢能数据库

3.3.3.2 化工行业

目前，绿色甲醇的消纳主要集中于价格承受能力较强、减碳约束明确的领域，在高附加值化工品、SAF、生物医药等领域也有部分项目展开绿色甲醇应用示范。

在高附加值化工品领域，2026 年 1 月马士基集团旗下 Vioneo 公司计划在中国使用绿色甲醇生产 30 万吨级绿色聚乙烯和聚丙烯塑料，主要面向医疗、汽车等高端应用市场；铁岭碳循环生物质制绿醇联产蛋白项目计划以生物甲醇生产蛋白质，用于部分代替饲料中的鱼粉、豆粕。

在绿醇制 SAF 领域，以霍尼韦尔技术为代表的甲醇制 SAF 路线正处于推广和项目布局阶段。受制成本因素，计划使用绿色甲醇制 SAF 的项目较少，目前规模化案例仅吉林省康乃尔项目计划外购 90 万吨绿色甲醇，依托原甲醇制烯烃装置生产 30 万吨 SAF。

在生物医药领域，甲醇虽被广泛使用，但通常并非核心原料，消纳规模小且零散。例如，江苏某知名重组胶原蛋白生产企业已使用绿色甲醇试生产重组胶原蛋白，并通过人体斑贴试验，出于生产稳定性考虑预计年采购量在千吨以内；近期中集安瑞科向某医药客户交付生物甲醇，从披露信息判断交付量约数吨，推测同样用于前期试验验证。该领域使用绿色甲醇的核心价值在于助力如欧莱雅、赢创及医药巨头等具有明确 2030 年减碳目标的跨国企业，这类企业通常会对供应链提出刚性减碳要求，以降低最终产品的全生命周期排放水平。

表 59：已公开的化工领域消纳案例及消纳情况

绿色产品	细分领域	代表项目/案例	消纳情况
绿色甲醇	高附加值化工品	马士基旗下 Vioneo 公司 30 万吨级绿色聚乙烯、聚丙烯项目	规划中，预计消纳约 90 万吨绿色甲醇
		铁岭碳循环生物质制绿醇联产蛋白项目	备案，以 24.4 万绿色甲醇生产 9.22 万吨甲醇蛋白
	醇制 SAF	康乃尔化学工业股份有限公司 30 万吨/年可持续航空燃料项目	备案，外购并消纳 90 万吨绿色甲醇
	生物医药	江苏某知名医美企业试生产绿色重组胶原蛋白	通过人体斑贴试验，预计年采购量近千吨绿色甲醇
		中集安瑞科向某医药客户交付生物甲醇	披露交付量偏少，推测为试验级规模

数据来源：香橙会氢能数据库

3.4 氢基化工原料替代

3.4.1 氢基化工原料替代领域氢能应用整体概况

3.4.1.1 应用规模

工业和信息化部、财政部、国家发展改革委《关于开展氢能综合应用试点工作的通知》文件指出：氢基化工原料替代以促进主要用氢行业碳减排为主线，**重点在合成氨、合成甲醇等煤化工，以及炼化等石油化工领域，使用可再生能源制氢作为原料，实现对化石能源制氢的逐步替代**。当前该领域属于绿氢对传统灰氢的原料替代型应用场景。

从消费结构看，合成甲醇、合成氨是当前最主要的用氢领域，2024 年氢气消费量分别约 995 万吨和 950 万吨，占全国氢气消费量的 27%和 26%；炼化、煤化工用氢规模分别约 600 万吨和 405 万吨，占比约 16%和 11%。

- 合成氨、合成甲醇

传统甲醇、合成氨是化工用氢最重要的消费领域。2024 年全年氢气产量超 3650 万吨，合成甲醇、合成氨氢气消费量占氢气消费领域前两位，分别约 995 万吨和 950 万吨，占比 27%和 26%，二者合计已达到全国工业用氢量的 53%，说明传统氨醇市场具有巨大的绿氢替代潜力。

- 炼化

炼化行业的绿氢市场空间主要来自现有炼油、加氢精制和加氢裂化体系对氢源低碳化的改造需求。2024 年炼化氢气消费量约 600 万吨，占全国氢气消费量 16%。国家能源局 2025 年行业信息显示，国内炼油预计将在 2028 年左右达峰至约 9.8 亿吨/年，到 2030 年仍维持在约 9.6 亿吨/年左右，这意味着炼化用氢需求中短期内仍具稳定基础。尽管成品油需求增长趋缓、炼化行业进入整合优化阶段，但全国炼化装置总规模仍处于高位，炼化用氢中短期内需求不会明显下降，将沿着“减油增化、提质升级、低碳替代”的方向演进。

截至 2025 年底，全国绿氢项目共计 548 个，涉及绿氢产能合计约 504 万吨，涉及电解水制氢规模 591 万 Nm^3/h。这些项目多数未明确配置下游绿氨、绿色甲醇项目，可视为未来耦合传统煤化工、炼化等方向的重要绿氢来源储备。其中，前期阶段项目 398 个，规划产能合计 428 万吨，占总产能的 85%；设计阶

段项目 44 个，产能合计 44 万吨；在建阶段项目 48 个，产能合计 19 万吨；投产项目 58 个，投产产能合计约 12 万吨/年（不含氨醇一体化项目的绿氢）。

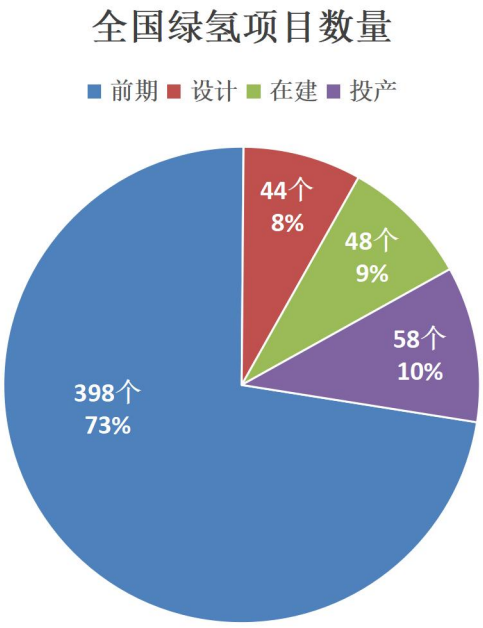

图 81：全国绿氢项目数量及占比（按项目进展划分）

数据来源：香橙会氢能数据库

前期阶段项目进度以签约及备案为主，共计 398 个，规划产能合计 428 万吨。其中，有 182 个项目已完成备案，备案绿氢产能 324 万吨，占前期项目总产能的 75.7%。未备案项目以项目环评公示为主。

设计阶段项目主要为项目设计、EPC 招投标类项目，共计 44 个，产能合计 44 万吨。项目涉及设计院及 EPC 方主要包括中化学集团设计院、中石油设计院、中石化设计院等。

建设阶段项目主要为设备招标项目，以电解槽招投标为主，共计 48 个，产能合计 19 万吨，共配备 26.7 万标方电解槽设备。其中 33 个项目的建设单位为央、国企子公司。

已投产绿氢项目共计 58 个，产能合计 12 万吨，共配备 23.1 万标方电解槽设备。代表性的投产项目有：中国石化新疆库车绿氢示范项目、大唐多伦 15 万千瓦风光制氢一体化科技示范项目、鄂托克前旗上海庙经济开发区光伏制氢项目、国能宁东可再生氢碳减排示范区制氢站项目等。

各阶段对应的规划产能及百分比如下图所示。

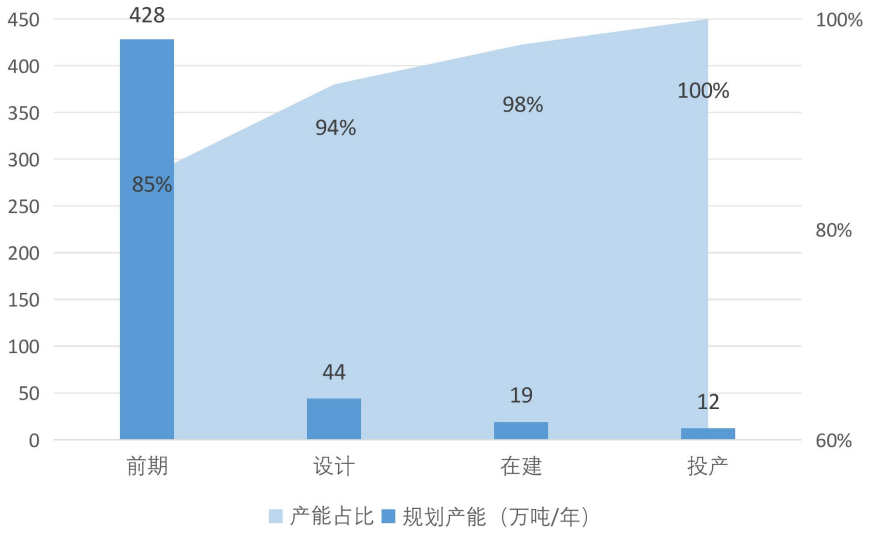

图 82：全国绿氢项目产能及累计占比

数据来源：香橙会氢能数据库

3.4.1.2 区域布局

从项目数量看，全国绿氢项目主要集中于西北、华北，并向中部部分地区延伸。前三名的内蒙古、新疆和河北依靠其丰富的风光资源和政策优势，吸引了共计 235 个绿氢项目落地，占全国绿氢项目数量的 43%。

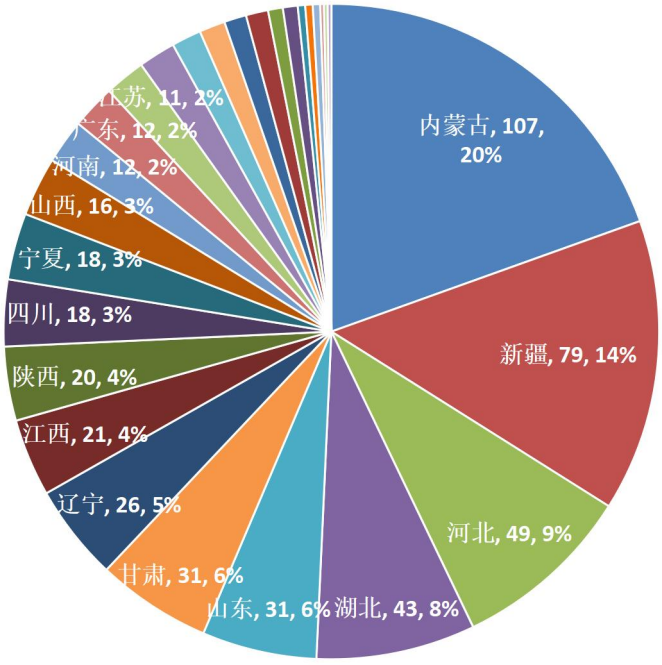

图 83：全国绿氢项目区域分布

数据来源：香橙会氢能数据库

从项目产能来看，规划产能最多的五个省份依次为内蒙古、湖北、新疆、黑龙江、山西，具体规划产能及百分比分别为 206.6 万吨（41%）、89.5 万吨（18%）、88.9 万吨（18%）、22.5 万吨（5%）、21.0 万吨（4%）。产能分布与项目数量分布并不完全一致，部分地区单体项目规模更大。

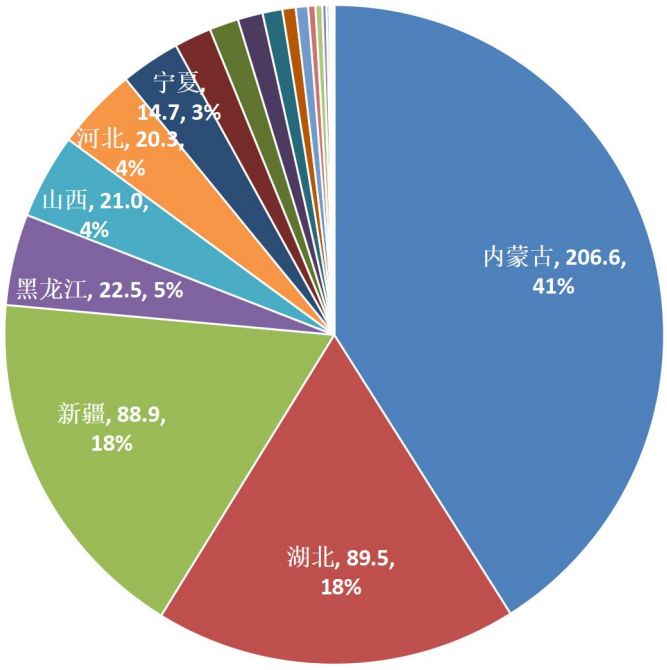

图 84：全国各省份绿氢项目产能

数据来源：香橙会氢能数据库

3.4.2 氢基化工原料替代领域氢能应用详解

3.4.2.1 氢基化工原料替代工艺路线

氢基化工原料替代的核心工艺路线，是以可再生能源制氢逐步替代传统煤制氢、天然气制氢等高碳氢源，并嵌入现有煤化工和炼化装置体系中，实现原料端低碳化改造。

一类是绿氢耦合煤化工路线。在合成氨、合成甲醇等装置中，以电解水制取的绿氢替代部分化石来源氢气，并结合既有煤气化、变换、净化、合成等单

元，形成“绿氢+煤基碳源”或“绿氢+工业尾气二氧化碳”的耦合生产模式，在不完全颠覆原有装置体系的基础上推动煤化工向低碳化演进。

另一类是炼化用氢替代路线。将绿氢接入炼油和石化企业现有氢气管网，部分替代加氢裂化、加氢精制、加氢脱硫等环节所使用的灰氢，降低成品油和化工产品生产过程的碳排放。

相较于新建全流程绿氢化工项目，这两类路线更多体现为对存量高耗氢工业体系的嵌入式改造，是当前绿氢在化工领域实现近期消纳和规模化替代的较为现实的路径。

3.4.2.2 氢基化工原料替代项目情况

绿氢在化工行业的应用模式主要包括既有工艺流程中的原料替代，以及少量新型化工项目中的增量应用。

由于化工项目工艺复杂、投资大且周期长，绿氢作为原料在化工生产中的大规模利用需要进行较多产线的升级改造，短期内成本较高且风险较大，因此短期内绿氢将主要在既有传统工艺流程中发挥对传统化石能源制氢的替代作用，并在条件相对成熟的少部分绿氢新型化工项目中逐步开展试点应用。其中新疆、宁夏、内蒙等地区作为中国化工业核心区，区域内主体化工企业也正在积极开展绿氢和化工生产的耦合应用试点项目。

表 60：代表性煤化工绿氢替代项目情况

所在地	项目名称	项目状态	绿氢用途	规划绿氢使用主体
内蒙古锡林郭勒	中国大唐多伦 15 万千瓦风光储制氢一体化示范项目	投产	煤化工甲醇与聚丙烯绿氢替代	大唐多伦
宁夏宁东	国能宁东可再生氢碳减排示范区制氢站项目	投产	煤化工合成氨绿氢替代	国华氢能
宁夏宁东	国家级太阳能电解水制氢综合示范项目	投产	煤化工合成氨绿氢替代	宝丰能源
山西朔州	中煤平朔采煤沉陷区离网制氢一期项目	在建	煤化工烯烃绿氢替代	中煤平朔
内蒙古鄂尔多斯	中石化长城能源化工大路煤制烯烃升级示范项目	在建	煤化工甲醇绿氢替代	中石化长城
新疆哈密	大兆瓦智能风电装备制造产业园	在建	煤化工合成氨绿氢替代	巴里坤县化工企业
新疆阿克苏	国能阿克苏地区沙雅县 30 万千瓦光伏制氢项目	在建	煤化工合成氨绿氢替代	雪峰科技

内蒙古鄂尔多斯	中煤鄂尔多斯能源化工有限公司 50 万吨/年风光制氢合成绿氨技术示范项目	备案	绿氨与煤化工装置耦合制尿素	中煤化工自用
内蒙古鄂尔多斯	2 万吨绿电制氢耦合化工制绿氨-甲胺-DMF 产业链示范项目	备案	合成氨下游精细化工	昊华国泰化工有限公司
内蒙古鄂尔多斯	荣盛(鄂尔多斯)绿色煤化一体化项目	备案	煤化工合成氨绿氢替代	荣盛能源

数据来源：香橙会氢能数据库

在全球能源转型的背景下，炼化行业正面临严峻的减排压力。传统炼化工艺主要依赖煤制氢和天然气制氢等“灰氢”，碳排放强度较高。相比之下，绿氢作为一种来源清洁、可再生的能源载体，正逐步在炼化环节中获得重视和应用。

根据香橙会研究院的统计，目前全球已有多家石油炼化企业在炼化过程中使用绿氢，具体情况如下：

表 61：全球重点绿氢炼化企业

地区	炼化企业名称	绿氢供应方/项目	合作时间	合作情况与进展
中国	中国石化（青岛炼化）	中石化大连石油化工研究院+青岛炼化光伏项目	2024 年	国内首个“海水直接电解+光伏”工厂化项目，绿氢并入炼化管网，用于加氢裂化/脱硫工艺
	中国石化新星公司（塔河炼化）	库车万吨级绿氢项目	2021 年启动，2023 年投产	全球最大光伏电解制氢炼化一体化工程，年产氢 2 万吨，已实现闭环运行替代天然气重整
	中石油乌鲁木齐石化公司	吐哈米东 70 万 kW 光伏制氢项目	2024 年备案，建设中	光伏电对点供氢，计划建成后年减碳 76 万吨，标志中石油推进绿氢炼化规模化路径
	吐哈油田—美汇特石化	吐哈油田绿电制氢试验项目	2023 年 9 月投运	中石油首个国产碱性设备项目，氢气供给石化园区化工厂使用，打通制-输-用闭环
德国	Shell Rheinland Refinery（莱茵兰炼厂）	REFHYNE I 项目（ITM Power 供电解槽）	合作始于 2017，投运于 2021	欧洲最大 PEM 电解装置（10MW），为炼化工艺（如加氢裂化）供应绿氢，计划扩至 100 MW
荷兰	Shell Rotterdam Energy and Chemicals Park	Holland Hydrogen I 项目（100MW）	合作始于 2022	欧洲最大单体绿氢制备厂，产氢供自有炼化工艺及港口氢能运输
美国	Phillips 66（费利普斯 66）	Plug Power Constellation 等	合作始于 2022	在加州与绿氢供应商联合开展制氢及氢燃料物流合

				作，布局可再生氢进入炼化场景
法国	TotalEnergies	Engie（Masshylia 项目）	合作始于 2021，预计 2025 投产	Masshylia 为法国最大绿氢制备厂（40 MW），用于 Total 炼厂替代传统氢源，年减碳 15 kt

资料来源：公开信息，香橙会研究院

3.5 氢冶金

3.5.1 氢冶金领域氢能应用规模

氢冶金是绿氢在工业脱碳领域中战略意义突出、远期市场空间广阔的应用场景。中国是全球最大的钢铁生产国，钢铁行业是中国最重要的高排放工业之一，而氢冶金能够以氢气替代部分或全部碳基还原剂，从源头减少炼铁环节碳排放，因此被视为钢铁行业实现深度脱碳转型的关键路径。

2025 年，中国钢铁行业仍处于高体量运行阶段。根据国家统计局数据，2025 年全国粗钢产量为 9.61 亿吨，同比下降 4.4%；生铁产量为 8.36 亿吨，同比下降 3.0%；钢材产量为 14.46 亿吨，折合粗钢表观消费量为 8.29 亿吨，同比下降 7.1%。整体来看，钢铁行业在总量仍维持高位的同时，需求侧已进入调整阶段。面向“十五五”时期，行业发展在产能治理方面将继续围绕“管住增量、优化存量、兼并重组、畅通退出”展开，钢铁行业将逐步由规模扩张导向转向结构优化和质量效益提升导向。

2026 年 3 月，工业和信息化部、财政部、国家发展改革委在《关于开展氢能综合应用试点工作的通知》中指出，以推动钢铁行业由高碳工艺向低碳工艺转变为主线，就近利用工业副产氢、可再生能源制氢等清洁低碳氢源，建设以富氢/纯氢气体为还原剂的低碳冶金装置。

冶金行业绿氢替代的核心，是对现有高炉和直接还原装置中原本由焦炭、煤气、焦炉煤气、副产氢等承担的还原作用进行部分替代。但钢铁行业自产富氢焦炉煤气，现阶段氢冶金项目的氢源并不严格限定为可再生能源制氢。工信部《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》专家解读指出：现阶段，行业主要优先利用资源丰富、成本较低且易于获取的工业副产氢，推动氢冶金技术开发与应用，未来随着绿氢成本下降和规模化制氢能力提升，绿氢在氢冶金中的应用比例将逐步提高，最终形成基于绿氢的氢冶金生产模式。

从替代路径看，短期内，绿氢主要用于示范项目和富氢高炉中，对部分副产氢、焦炉煤气等非绿氢来源形成替代，在现有装置框架内实现低碳化升级；中长期，随着绿氢成本下降、供应能力提升及相关工艺成熟，绿氢在直接还原装置中的应用比例将逐步提高，并最终推动冶金行业由当前的富氢冶炼和低碳冶金模式，向基于绿氢的炼铁工艺体系演进。

3.5.2 氢冶金领域氢能应用详解

3.5.2.1 氢冶金工艺路线

当前我国冶金行业已形成以高炉富氢冶炼、氢基竖炉直接还原、流化床氢冶金、氢基熔融还原等为代表的多条技术路线，但在 2030 年之前，真正具有大规模现实意义的仍是既有长流程体系中的富氢改造路径。这是因为我国钢铁生产仍以高炉—转炉长流程为主，既有产能规模庞大、设备寿命较长、资本沉没成本高，决定了传统长流程在中短期内不可能被大规模替代。相比之下，在现有高炉体系中通过引入富氢喷吹、优化还原气结构、逐步提高绿氢占比来降低碳排放，更符合中国钢铁行业存量改造的现实逻辑。

氢冶金的核心工艺路线，是以氢气替代传统炼铁过程中焦炭、喷吹煤等碳基还原剂，实现铁矿石还原环节的低碳化重构。现阶段主要包括两类路线：

一类是高炉富氢冶金路线，即在现有高炉体系内喷吹富氢气体，部分替代碳基还原剂，在尽量保留既有长流程装备体系的基础上实现渐进式降碳，这一路线更适合存量钢厂改造，也是中短期我国氢冶金更具现实可行性的过渡方向。

另一类是氢基直接还原路线，即以纯氢或高比例氢气作为还原剂，在竖炉或流化床等装置中将铁矿石直接还原为海绵铁，再与电炉炼钢衔接，形成“绿电—绿氢—直接还原铁—电炉炼钢”的近零碳工艺链，是钢铁行业深度脱碳的中长期重点方向。

总体来看，高炉富氢路线侧重对现有高炉流程的嵌入式改造，投资相对可控、推广基础较好；氢基直接还原路线则代表更彻底的流程变革，减排潜力更大，但对绿氢供给、矿石品位、电炉配套和系统成本的要求也更高。我国氢冶金工艺在 2040 年前将以高炉富氢为主，氢基直接还原和富氢熔融还原等非高炉炼铁工艺为辅，远期再逐步向以绿氢为主的氢冶金生产模式演进。

3.5.2.2 氢冶金项目情况

国内已投产的氢冶金项目如下表所示，现阶段以使用副产焦炉煤气作为氢冶金用氢的中试、示范项目居多，涉及绿氢的示范项目规模偏小。

表 62：国内已建成的氢冶金示范项目

序号	省份	项目名称	主要参与企业	技术路线	项目进度
1	河北	河钢集团张宣科技 120 万吨氢冶金示范工程一期	河钢集团	氢基竖炉	2022 年 12 月全线贯通
2	山东	中国钢研纯氢多稳态竖炉示范工程	中国钢研	氢基竖炉	2024 年 8 月中试验收
3	广东	宝钢股份湛江钢铁百万吨级氢基竖炉	湛江钢铁	氢基竖炉+绿色电炉	2025 年 12 月全线贯通
4	辽宁	鞍钢绿电绿氢流化床氢冶金中试线	鞍钢集团	绿电-绿氢流化床中试	2025 年 8 月中试工艺贯通
5	河北	昌黎县绿氢高炉冶炼示范项目	兴国铸业	绿电-绿氢-高炉富氢冶炼	2025 年 10 月连续运行一年

数据来源：香橙会氢能数据库

冶金工业信息标准研究院的研究表明，2040 年之前，中国的氢冶金工艺将以高炉富氢为主，氢基直接还原和富氢熔融还原等氢基非高炉炼铁工艺为辅。富氢气体的主要来源包括焦炉煤气和炼化干气等。而到了 2040 年之后，氢气的来源将主要以绿电制氢为主。以下为国内发展氢冶金的重点企业:

表 63：中国各大冶金企业氢冶金发展规划

企业名称	氢冶金规划
中国宝武钢铁集团有限公司	2021 年 11 月发布《宝武集团碳中和行动方案》，公布以富氢碳循环高炉和氢基竖炉为主要工艺路线的碳中和冶金技术路线图。2020 年 7 月在八钢进行富氢碳循环氧气高炉工艺实验，后期八钢富氢碳循环高炉将通过技术升级和优化，实现全氧冶炼目标。2025 年碳减排 20%，2035 年碳减排 30%，2050 年实现碳中和。
河钢集团有限公司	2022 年 3 月发布《低碳发展技术路线图》，提出低碳技术变革路径具体措施为氢冶金和 CCUS 技术应用。2019 年 11 月与意大利特诺恩集团合作在河钢宣钢建设全球首例 120 万吨规模的氢冶金示范工程，并于 2021 年 5 月启动，预计年减碳幅度达 60%。2021 年 3 月与必和必拓签署合作备忘录，围绕氢气直接还原铁技术等展开协作。2022 年计划实现碳达峰，2025 年碳排放量较峰值降 10% 以上，2030 年碳排放量较峰值降 30% 以上，2050 年实现碳中和。

企业名称	氢冶金规划
鞍钢股份有限公司	2022 年 9 月，鞍钢股份鲅鱼圈基地绿色低碳氢能炼铁项目开工，该项目是全球首套绿氢零碳流化床高效炼铁新技术示范项目，具有完全自主知识产权，预计 2025 年投入运行，形成万吨级流化床氢气炼铁工程示范。2021 年 7 月，鞍钢、鞍山钢铁与中科院过程所等签订 “绿色氢能冶金技术” 五方联合研发协议。2021 年 5 月宣布计划 2025 年前实现碳达峰，2030 年实现前沿低碳冶金技术产业化突破，2035 年碳排放总量较峰值降低 30%。
包头钢铁（集团）有限责任公司	2021 年 8 月与亿利集团、西部天然气公司签署战略合作协议，以包钢氢冶金工艺路线为基础，利用各方优势，形成光伏制氢、管道输氢和绿氢冶炼共同体，并探索发展氢能重卡等终端应用产业。2021 年 5 月宣布计划 2023 年实现碳达峰，2050 年实现碳中和。
建龙钢铁控股有限公司	2021 年 4 月 13 日，建龙集团内蒙古赛思普科技有限公司年产 30 万吨富氢熔融还原法生产高纯铸造生铁项目热试成功，该项目通过氢冶金和熔融还原相结合，可有效减排二氧化硫及氮氧化物 38% 左右，减排粉尘 89%。
酒泉钢铁（集团）有限责任公司	2020 年 10 月建设首套煤基氢冶金中试装置及配套的干磨干选中试装置。2021 年开始利用富氢焦炉煤气进行直接还原铁的生产实验，并计划建设百万吨级的氢冶金工厂。
邢台钢铁有限责任公司	正在推进氢基竖炉项目建设，投产后可实现年二氧化碳减排量达 45 万吨。将分步实施 “steelhead 计划”，推进钢铁生产全工序绿色革命，打造钢铁行业首个 “零碳工厂”。
中国钢研科技集团有限公司	2018 年 7 月与常州市签署战略合作协议，在常州高新区投资建立包括氢燃料电池核心零部件、电堆、制氢加氢及储运基础设施的完整氢燃料电池产业及应用生态链。旗下安泰科技正积极布局氢燃料电池领域，在金属双极板和储氢方面有一定的研发成果。
中晋冶金科技有限公司	早在 2017 年 8 月，其中晋太行矿业有限公司就在山西左权县龙泉乡循环经济工业示范园启动气基竖炉直接还原铁工艺项目建设，2021 年 6 月试产成功。
天津荣程联合钢铁集团有限公司	2022 年 9 月，荣程集团程钢铁废钢加工基地开工，未来将实现绿电、绿氢的开发利用，建设氢冶金、氢运输的绿色冶金工厂。2024 年 2 月与中国钢研科技集团签署战略合作协议，探索绿色低碳前沿技术的应用，引领钢铁行业绿色低碳转型。
湖南三一钢铁有限公司	2023 年 11 月 18 日，三一钢铁与湖南高创新能源有限公司达成战略合作协议，双方拟在 “光伏制氢、氨 - 氢冶金” 等领域开展深度合作，共同打造全国乃至全球首个 “氨 - 氢冶金” 示范项目。
新兴铸管股份有限公司	2024 年 12 月 11 日，与哈电风能、湖南皓诺工程有限公司签订氢能炼铁的合作框架协议，三方将共同推进以 “风光发电 + 水电解制氢 + 氢冶金” 为技术路线的氢冶金绿色低碳技术在新兴铸管现有的球团、高炉、直接还原铁等生产线上的改造应用及新生产线建设，打造全国首个 “氢冶金 + 氢化工” 耦合利用零碳园区示范项目。

企业名称	氢冶金规划
首钢集团有限公司	2025 年 1 月 31 日，其子公司首钢股份与北京大台煤业就 “氢能源直接还原铁项目” 等相关事宜达成合作意向，双方将积极推进项目的落地实施，携手打造京西地区首个氢冶金示范项目，助力京西地区产业升级和绿色转型。
中冶京诚工程技术有限公司	2023 年 5 月总体设计的河钢张宣科技 120 万吨氢冶金示范项目正式投产，标志着全球首例焦炉煤气零重整竖炉氢冶金工程从理论走向工业化实践。
东方电气集团东方锅炉股份有限公司	2024 年 11 月 27 日与新疆新特变电工集团有限公司签约新疆新特变 “源网荷储 + 多能互补” 一体化项目及新疆溢达 “绿氢炼铁” 项目，其中新疆溢达 “绿氢炼铁” 项目将由东方锅炉总承包建设，助力新疆钢铁行业实现绿色低碳转型。
湖南华民钢铁控股有限公司	2024 年 12 月 30 日与湖南皓诺工程有限公司达成战略合作，双方将共同推进氢能炼铁等绿色低碳前沿技术在华民钢铁现有生产线上的改造应用及新生产线建设，打造氢冶金耦合利用示范项目。
湖南时铭电气有限公司	2024 年 12 月 30 日与湖南皓诺工程有限公司达成战略合作，将共同推进氢能炼铁等绿色低碳前沿技术在钢铁企业的应用，打造氢冶金耦合利用示范项目。

数据来源：香橙会氢能数据库

海外尤其是欧洲正通过多维度战略加速氢冶金技术规模化，以缩小氢基直接还原铁（H_2-DRI）与传统高炉炼钢之间的成本差距，并力争在 2030 年代初实现经济性平价。以下是海外主流发展氢冶金的企业及其规划。

表 64：海外各大冶金企业氢冶金进展与规划

地区	公司名称	时间	事件
欧洲	ArcelorMittal	2019 年	与 Midrex 签署协议，在汉堡建造首座 100%氢气 DRI 试点
		2021 年	试点装置完成建设，开始使用灰氢进行 DRI 工艺验证
		2025 年底前	目标实现年产 10 万吨 DRI 的示范投运
		2030 年	装置改造为使用绿氢，产能提升至 100 万吨/年
	Thyssenkrupp	2022 年中	决策并释放超 20 亿欧元投资，启动杜伊斯堡低碳 DRI 厂可行性研究
		2024 年 8 月	向德国政府提交绿色钢厂建设方案
		2027 年	首座 100%氢气 DRI 装置及配套电解氢厂计划投运
	SSAB（HYBRIT）	2016 年	HYBRIT 联合体正式成立

		2020 年 8 月	吕勒奥（Luleå）试点厂投运，开始小规模氢基 DRI 试验
		2021 年 3 月	敖勒瑙（Gällivare）示范厂选址
		2021 年 5 月	启动氢气储存设施建设，2022 年夏季投产
		2021 年 8 月	首批化石—零碳钢出货
		2022 年 1 月	董事会决议全面向化石—零碳转型
		2023 年 5 月	完成环保许可申请
		2024 年 8 月	向瑞典能源署提交六年研究成果，开启大规模工业化阶段
		2030 年	首条商业化 DRI-EAF 生产线投产
		2050 年	实现全流程碳中和
	Voestalpine	2019 年末	林茨 6 MW 电解氢示范厂（H_2 FUTURE）建成并试运行
		2021 年 10 月 21 日	宣告试运行两年内已累产数百吨绿氢并完成多项测试
		2023 年 4 月	启动部分高炉—电弧炉转型，建设 800 m 皮带桥供应 EAF 原料
		2024 年	氢冶金标志项目 greentec steel 计划首步落地
		2027 年	分阶段以电弧炉替换两座高炉
		2030 年	再更换两座并新增 EAF
		2050 年	实现温室气体净零
亚洲	POSCO	2024 年 4 月 15 日	氢冶金示范厂 HyREX 首次以氢气还原铁矿石成功产铁
		2025 年底	HyREX 一号 DRI 装置建设完成并进入试运行阶段
		2026 年	首座电弧炉并网运营，开始氢基钢铁试产
		2030 年前	在光阳和浦项等地累计投资约 188 亿美元，规模化推广氢冶金路线
	Tata Steel	2023 年 6 月	在贾姆谢德布尔 E 高炉启动 40%氢气注入试验，是全球最大持续注氢案例
		2024–2025 年	印度首座氢基 DRI 工厂招标及选址阶段
		2030 年	印度/荷兰工厂 DRI-EAF 氢基路线实现商业化投产
	Nippon Steel	2023 年 11–12 月	在君津东日本炼铁厂用加热氢实现 33% CO_2 减排验证

		2026 年 1 月	在东日本君津二号高炉启动氢富气注入示范试验
		2029 年	示范炉稳定运行并评估产业化可行性
		2035 年	目标实现 30%高炉掺氢还原
	JFE Steel	2040 年	社会化实施目标（GI 项目），届时将依据技术进展逐步推广 CR 高炉和直接氢还原工艺
		2030－2040 年	各高炉大修期间陆续引入 COURSE50（焦炭替代）及直接氢还原试验
北美	Nucor	2013 年 12 月 24 日	路易斯安那康文（Convent）DRI 厂投产，以甲烷还原主导
		2023 年 6 月 1 日	与埃克森美孚签署碳捕获合作，规划于 2026 年并网启动 CO_2 捕集项目
		2026 年	配套 CCS 项目投运后，探索氢气替代路径，迈向零碳 DRI
	U. S. Steel	2021 年 4 月	宣布 2050 年净零目标及 2030 年减排 20%计划
		2024 年	Big River Steel 2 迷你轧厂投运，开始使用 250 MW 太阳能并网
		2025 年	在埃德加·汤普森厂测试薄膜复合膜 CCS 系统；启动与 GTI Energy 及 DOE 的 ROTACAP™捕碳工程级实验
		2024 年 7 月	Molten Industries 获 DOE 5.4 M 美元资助，将于 2025－2026 年在美铁公司设施中示范甲烷热解制氢+DRI 工艺

数据来源：香橙会氢能数据库

3.6 其他应用场景（燃料电池）

3.6.1 氢能无人机

氢能无人机相较锂电无人机核心优势在于高续航、快补能、强环境适应性和使用寿命，具备更高工作效率和能力边界，且特别适用于严苛条件下作业，例如高寒地区电力巡检、远距离物流配送、应急物资输送、偏远山区长距离勘测等，有望在工业领域率先落地。2024 年起产业已从研发试验期逐步向商业化初期过渡。

氢能无人机分为固定翼、旋翼和复合翼三类，包括 25 公斤、50 公斤、100 公斤的、150 公斤、200 公斤、400 公斤不等，以四旋翼机型为主导。15 公斤级的氢能无人机通常配套 1.5kw 燃料电池系统，9L 的 35 兆帕高压储氢瓶；25 公斤级的氢能无人机通常自重 20 公斤，载重 5 公斤，配套 3kw 燃料电池系统，12L 的储氢瓶；35 公斤级到 40 公斤级的无人机通常配套 5-6kw 的燃料电池系统，

20L 的储氢瓶。储氢量上，目前搭载 2 个 22L 的气瓶可以满足 70%的市场需求。氢能无人机用燃料电池寿命在 5000-6000h。

氢能无人机市场以燃料电池系统企业为主导，代表企业包括协氢新能源外，氢航科技、氢鹏科技、梦氢能源、氢源智能、天云氢创、航天氢能、易氢动力、雄韬氢雄、国氢科技、国鸿氢能等，通过购买大型无人机企业的无人机过来改装，或者给一些小的代加工厂下订单，按照系统企业的燃料电池进行开模，费用由燃料电池企业承担。燃料电池系统企业获得订单量多于整机企业。

加氢方面，通过布置撬装式的小型加氢设备，或者买的零散氢气加氢，通过气体公司配送过去。氢能无人机用氢量少，对氢气价格不敏感。

氢能无人机应用场景集中在光伏、电网和油气管道等能源基础设施巡检、偏远山区及海岛物资配送、光伏板清洗、高空作业、高层建筑清洗、边境、森林巡防、低温、应急救援等场景。截止 2024 年，国内氢能无人机保有量不足 100 台，工业级氢能无人机刚起步发展，2025-2030 年进入商业化 0-1 关键阶段。

表 65：国内典型氢能无人机项目

序号	项目	开发/应用企业	发布/测飞时间	类型	应用场景
1	六旋翼无人机项目	众宇动力	2016 年 7 月	多旋翼	警用
2	“轻骑兵”四旋翼氢能无人机项目	众宇动力	2017 年 2 月	多旋翼	巡检
3	黑鲨 Narwhal 2（独角鲸 2）四轴飞行器项目	黑鲨科技	2018 年 9 月	多旋翼	远程数据通讯
4	PHOENIX 氢燃料电池驱动六旋翼无人机项目	中华电信、雷虎科技	2019 年 8 月	多旋翼	救灾紧急通信
5	氢动力工业级多旋翼无人机 DT30(KWT-X6Q）项目	斗山创新、深圳科卫泰	2020 年 4 月	多旋翼	工业应用
6	氢动力无人机渤海湾终端海管巡检合作项目	氢航科技、中海油	2022 年 12 月	多旋翼	巡检
7	氢能垂直起降固定翼无人机项目	国网山西电力	2023 年 2 月	固定翼	低温电力巡检
8	氢动力无人机极寒北境巡检项目	国网黑龙江电科院	2024 年 1 月	多旋翼	低温电力巡检
9	氢能巡检无人机项目	国家电投山东能源	2024 年 4 月	多旋翼	新能源场站巡检
10	氢能光伏清洗无人机项目	协氢无人机、惠中科技	2024 年 8 月	多旋翼	光伏清洗
11	吨级液氢电动垂直起降无人机项目	北京嘉清、追梦空天、同尘和光	2025 年 1 月	倾转旋翼	物资运输

12	协氢新能源黑龙江邮政氢能无人机物流运输	协氢新能源、黑龙江省交通运输厅、同黑龙江省邮政	2025 年 1 月	多旋翼	邮政运输
13	氢鹏科技长航时多旋翼无人机 XC02 海上测飞项目	氢鹏科技、岱山县政府	2025 年 1 月	多旋翼	海上长距离巡检
14	广州供电局 8 条航线氢能无人机电力巡检项目	氢航科技、大疆、南方电网	2025 年 3 月	多旋翼	电力巡检
15	氢燃料电池复合翼无人机（FC-30 型）项目	中国民用航空飞行学院	2025 年 4 月	固定翼+多旋翼	巡检、应急安防

资料来源：公开资料

3.6.2 氢储能

氢能发电应用多集中在可再生能源储能、热电联产、工业/建筑的固定式发电、备用电源等。现阶段，中国氢发电项目正处于示范项目向商业化阶段过渡期，已建成运营氢能发电项目覆盖约 23 个省（直辖市、自治区），浙江省、山东省、广东省、辽宁省及河南省布局了相对较大规模的氢发电项目。

氢储能项目是用富余、非高峰或低质量的可再生能源电力（以风力与光伏发电为主）来大规模制氢，将电能转化为氢能储存起来，再在电力输出不足时利用氢气通过燃料电池或其它方式转换为电能输送上网调节电力，或者将氢气用于冷热电气联供、燃料电池汽车、化工等诸多场景，具有大规模、长周期、可跨季节储能等优势，极具发展潜力。应用场景包括工业园区、海岛、社区、旅游景点、园区及某一固定片区发电等。

燃料电池热电联供是利用燃料电池发电技术实现向用户供给电能和热能，具有效率高、噪音低、体积小、排放低等优势，适用于靠近用户的千瓦至兆瓦级的分布式发电系统，能源综合利用效率可高 80%以上，可应用于家庭、社区、工业园区等场景。

固定式发电站项目为一些特定区域提供电力保障，应用领域包括加氢站、建筑工地、化工园区、污水处理厂等。我国有众多化工园区，耗电量大，工业商电价格较高，而工业园区通常有大量的副产氢资源，若将工业园区内的氢气资源用于燃料电池电站发电，产生的电力再用于工业园区使用，将提高园区经济性。

燃料电池备用电源或者应急电源是在特殊时刻，当常规电源无法使用时，为了保护人员、仪器和数据而设立的不间断电源，通常用在通信基站、数据中心、消防/应急站点、医院、重要楼宇和公共场合等，确保在停电或者电力不充足的情况下保障电力供应。相对于氢储能项目、热电联供项目、固定式发电项目，该类项目相对较少一些。

氢能发电系统由氢源、燃料电池和电力变换器及其控制系统组成。从示范项目来看，氢源来自于绿氢、工业副产氢等，燃料电池类型以质子交换膜燃料电池（PEMFC）为主,采用 PEMFC 的氢发电项目超过 70%。

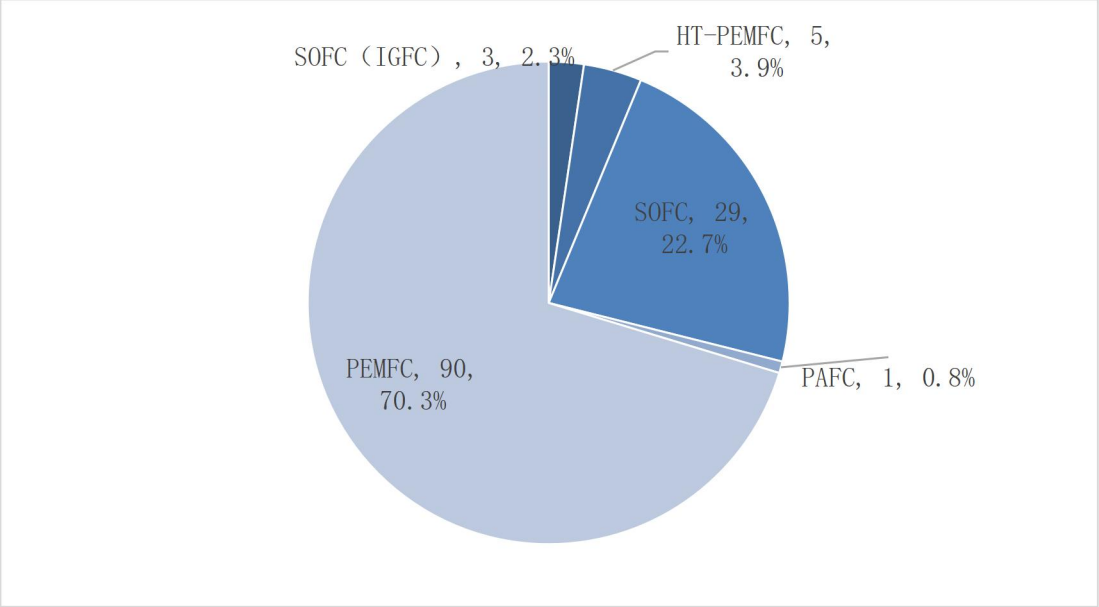

图 85：截止 2025 年底不同燃料电池类型氢发电项目占比情况

资料来源：公开资料，香橙会研究院整理

近年来得益于燃料电池技术进步及政府出台氢发电相关政策的扶持，氢发电项目发展快速，单个项目装机功率向兆瓦级发展。2020 年和 2021 年燃料电池发电项目呈现分布式、移动式、实验验证特征，装机规模较小；2022 年因氢能市场热度提升以及经验积累，中国燃料电池发电装机规模约 8.5MW；2023 年因热度消减、张家口 200MW/800MWh 氢储能发电项目搁置，装机约 4.2MW；2024 年燃料电池特别是车用领域市场下降，发电领域市场进一步下滑，装机约 1.6MW。未来随着规划、在建项目及更多兆瓦级项目建设完成，氢发电装机规模有望进一步扩大。

从企业类型来看，目前我国氢发电项目的建设主体主要由发电/电网企业、新能源/能源企业、燃料电池企业、电解槽企业、化工企业、相关高校及科研院所推动项目落地。发电/电网企业主要为国家电网各省分公司、南方电网、浙江省电网、内蒙古电力等；新能源/能源企业主要为北京热力、深圳能源集团、浙江正泰新能源等；燃料电池企业主要为高成绿能、氢蓝时代、东方电气（成都）、国鸿氢能等；电解槽企业主要以阳光电源等为代表；化工企业主要以河南开元化工等为代表；相关高校及研究院所主要为中山低温院、中船 712 所、清研华科新能源研究院等。

表 66：氢发电设备供应商主要企业及应用项目情况

类型	企业	产品	应用项目
燃料电池企业	高成绿能	燃料电池储能电站	浙江正泰新能源燃料电池储能电站、红船基地“零碳”智慧园区、高成绿能某化工园区 10MW 氢储能发电项目
	氢蓝时代	燃料电池系统	哈尔滨生物制氢及发电一体化项目、深能库尔勒“绿氢制储加用”一体化示范项目
	东方电气（成都）	绿电制氢、储氢和发电一体化系统	都江堰绿电制氢储氢发电商业应用项目
	国鸿氢能	固定式氢燃料电池发电系统	香港首个氢能发电示范项目
	福大紫金	大功率“氨-氢”燃料电池发电站	福大紫金大功率“氨-氢”燃料电池发电站
	昆明云内动力	氢气储能发电工程燃料电池发电系统	张家口 200MW/800MWh 氢储能发电工程
	风氢扬	氢发电系统设计和建造	国网辽宁公司直流微网系统
	豫氢动力	氢燃料电池膜电极组件（MEA）、燃料电池电堆、燃料电池发动机总成	清能股份首个 2MW 级氢燃料电池热电联供示范项目
	明天氢能	200kW 站用燃料电池，其中每组为 4 台 50kW 燃料电池电堆组成	安徽六安兆瓦级氢能综合利用示范站
电解槽企业	阳光电源	质子交换膜（PEM）制氢系统	安徽六安兆瓦级氢能综合利用示范站
相关高校及科研院所	中船 712 所	100kW 级氢燃料电池固定式电站	中船 712 所 100kW 级固定式电站
	清研华科新能	氢发电设备研究	清研华科新能源研究院热电联供项目

	源研究院		
	清华大学	氢发电设备研究	清研华科新能源研究院热电联供项目、单套兆瓦级质子交换膜燃料电池热电联供系统设计与集成项目
	有研工研院	固态储氢系统	南方电网广州南沙小虎岛电氢智慧能源站、固态储氢技术的氢能应急电源车项目、昆明固态氢能发电并网项目

数据来源：香橙会氢能数据库

第四章　中国氢能应用未来发展展望

从 2026 年开始，国家三部委将启动氢能综合应用试点，香橙会研究院按照中性情景预测，分别对上游制氢、下游应用的氢燃料电池汽车、氢基能源等发展前景做了预测，预测数值如下：

（1）制氢方面，2025 年到 2030 年氢能的制、运、加供应链建设和发展关键期，随着绿氢在能源、电力和工业领域的应用加速推进，预计 2030 年中国电解槽出货量有望达到 54GW。相比 2025 年 3.85GW 出货量，增长 14 倍。

其中 ALK 持续领跑，系统成本有望进一步降至 800-1000 元/kW，至 2030 年需求有望突破 48GW；PEM 电解槽在动态响应场景中加速渗透，预计 2030 年订单量达 195.89 MW；AEM 电解槽将逐渐从科研示范阶段进入工程小规模阶段阶段，最终进入产业化阶段，预计 2030 年订单量预计突破 5500 MW；SOEC 将实现从示范验证到初步商业化的关键跨越。

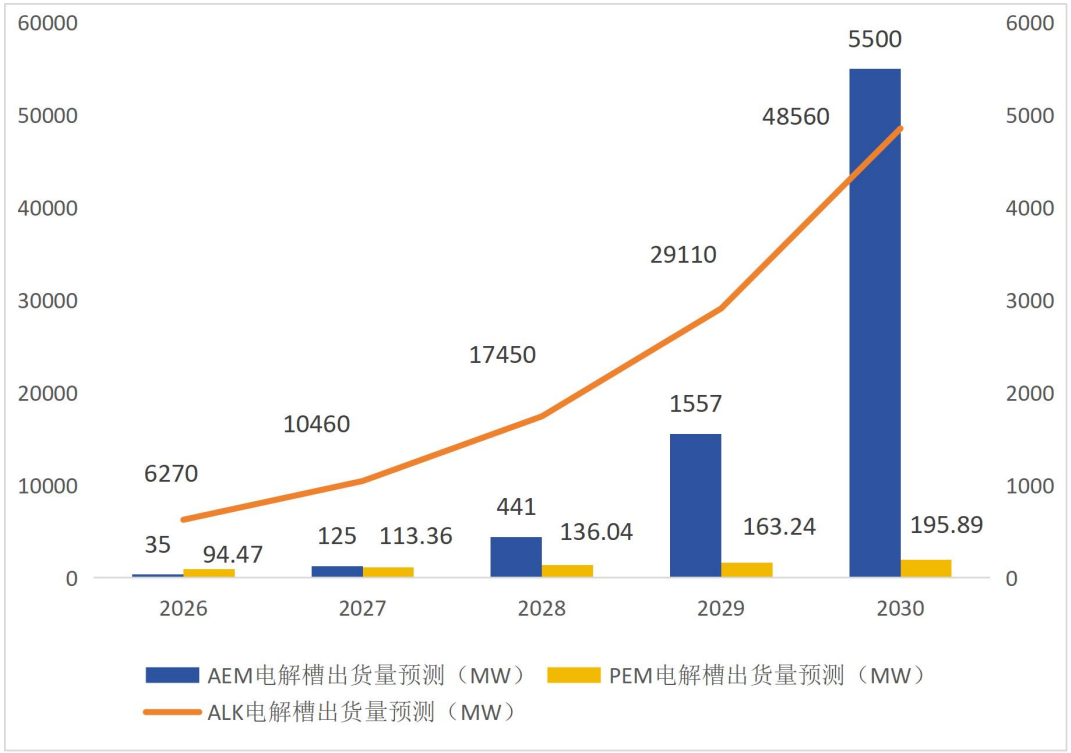

图 86：未来五年电解槽新增需求预测

数据来源：香橙会氢能数据库

（2）氢储运方面，短期内高压气态储氢+长管拖车运输或仍是主流，液态储运（包括低温液态及有机液态）、管道运输将会因地制宜、协同发展。中期来看，随着各项技术的突破，长管拖车以外的几种技术路线将也将得到更多地

应用。长期来看，随着氢能行业整体的规模化发展，管道输氢可能成为远距离运输的主流方式，长管拖车、低温液氢、有机液态、固态将针对不同细分市场和需求场景分别得到合理应用。

（3）燃料电池汽车方面，2025 年是五大燃料电池示范城市群政策实施的最后一年，企业在年末进行最后冲刺，氢车销量创历史新高。2025 年中国燃料电池汽车销量 10776 辆 ，同比增长 51.8 %。截至 2025 年中国燃料电池汽车累计销量 39023 辆，已完成到 2025 年实现 5 万辆目标的 78%。预计到 2030 年中国燃料电池汽车销量约 15510 辆 ，保有量将达到约 104467 辆。

燃料电池乘用车目前不是推广示范的重点，当前投放运营的氢能乘用车基数较低，预期未来随着基础设施完善，乘用车将小幅增长。

载货车与牵引车主要用于物流运输，是当前重要的示范推广场景。预期将继续保持较高增速。

自卸车、专用车及客车主要用于工程建设的物料运输、市政环卫、客运等，跟宏观经济环境有一定关系。伴随经济提振计划，相关车型的采购替代会维持小幅增速。

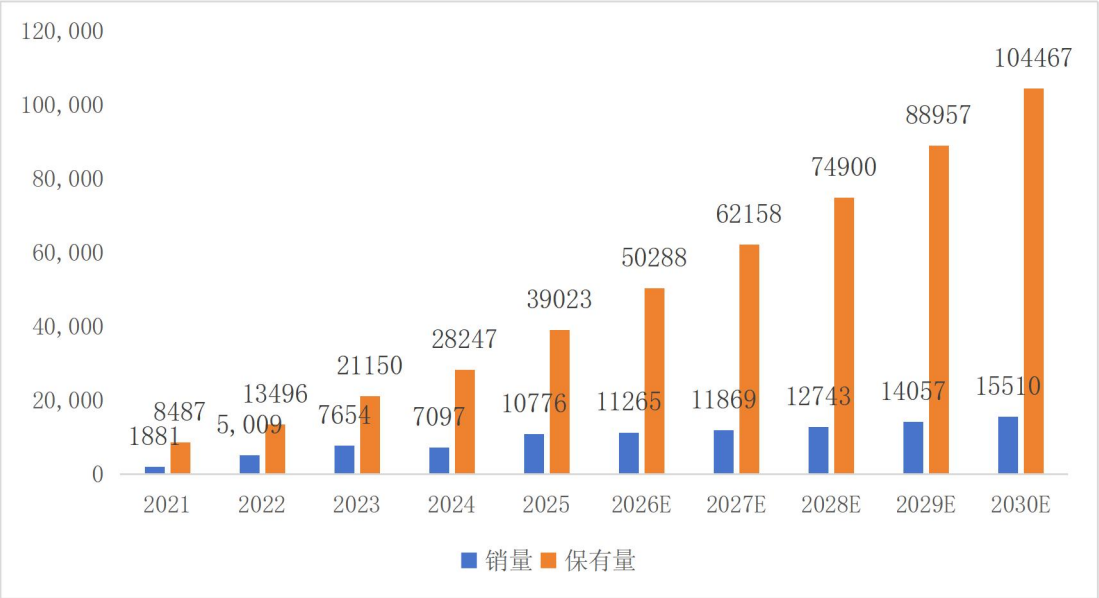

图 87：全国氢车销量预测（辆）

数据来源：香橙会氢能数据库

（4）化工领域：绿氢制备绿色甲醇、合成氨、SAF 实现规模化量产，成为化工脱碳核心路径

1）绿氨、绿色甲醇

目前国内已投产的规模化绿氨项目建设周期在 21-27 个月。因此，假设项目建设均不发生明显延期，则当前处于在建阶段的绿氨项目预计将于 2027-2028 年陆续投产，最晚大概率在 2028 年完成产能释放。相应地，设计阶段项目预计主要在 2028-2029 年形成新增产能，前期阶段项目则多在 2029-2030 年及以后兑现，因此预计 2030 年前全国绿氨投产产能释放将呈现“前低后高”的特征。

在 2025 年绿氨项目建设中，约有 8.7%的前期规划产能转入设计阶段，约有 19.3%的设计阶段产能进入在建阶段。基于上述转化水平并考虑行业推进节奏逐步加快，假设 2026 年约 10%的前期规划产能转入设计阶段，约 25%的设计阶段产能转入在建阶段，此后各阶段转化效率按年递增 5 个百分点，并于 2030 年达到建设推进速度峰值；同时，投产规模取两年前在建产能规模的对应数值。在此假设框架下，对 2030 年前绿氨项目产能释放进行预测，结果如图所示。

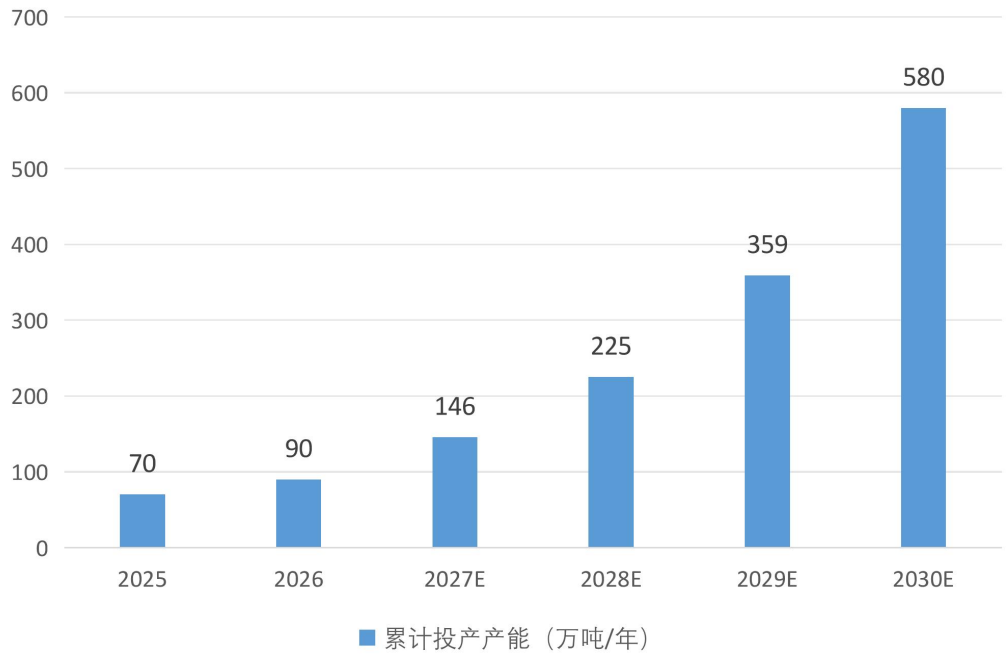

图 88：2030 年前中国绿氨累计投产产能预测

数据来源：香橙会氢能数据库

这个预测是建立在下游需求端乐观预期的基础之上，包含两个前置条件：1、国际绿色燃料需求正常推进；2、我国开启国内绿色低碳燃料市场需求，相比国际市场，国内市场更为关键。

根据 2030 年前绿氨投产产能预测，对应绿氢规模如下表所示。

表 67：基于绿氨产能预测对应的绿氢规模

年份	累计绿氨年产能/万吨	对应绿氢规模/万吨
2025	70	14
2026	90	17
2027E	146	28
2028E	225	44
2029E	359	70
2030E	580	112

数据来源：香橙会氢能数据库

目前国内已投产的规模化绿色甲醇项目建设周期在 16-26 个月。因此，假设项目建设均不发生明显延期，则当前处于在建阶段的绿色甲醇项目预计将于 2027-2028 年陆续投产，最晚大概率在 2028 年完成产能释放。相应地，设计阶段项目预计主要在 2028-2029 年形成新增产能，前期阶段项目则多在 2029-2030 年及以后兑现。

在 2025 年绿色甲醇项目建设中，约有 5.7%的前期规划产能转入设计阶段，约有 15.4%的设计阶段产能进入在建阶段。基于上述转化水平并考虑行业推进节奏逐步加快，假设 2026 年约 10%的前期规划产能转入设计阶段，约 20%的设计阶段产能转入在建阶段，此后各阶段转化效率按年递增 5 个百分点，并于 2030 年达到建设推进速度峰值；同时，投产规模取两年前在建产能规模的对应数值。在此假设框架下，对 2030 年前绿色甲醇项目产能释放进行预测，结果如图所示。

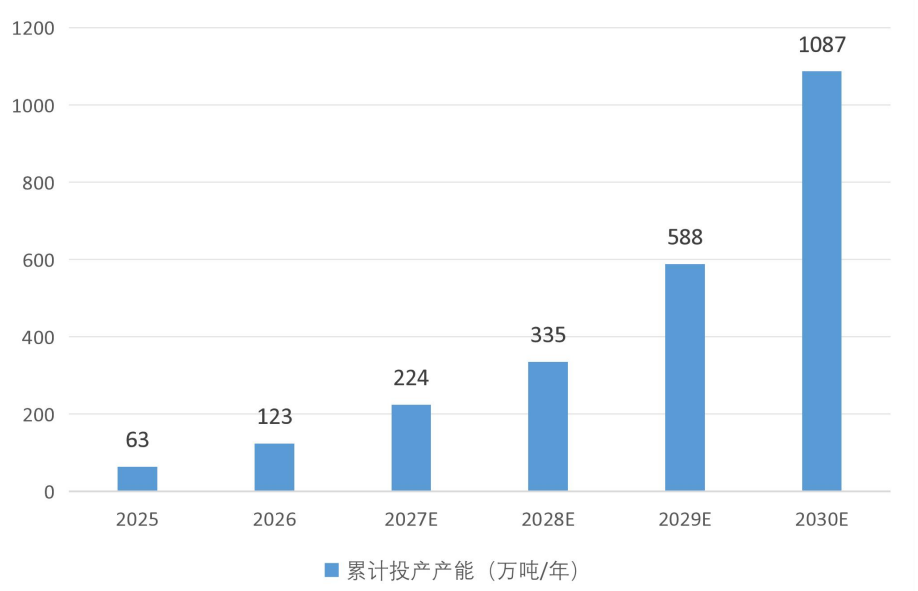

图 89：2030 年前中国绿色甲醇累计投产产能预测

数据来源：香橙会氢能数据库

当前已投产绿色甲醇项目主要采用生物质气化或生物质气化耦合电解水制氢技术路线，其中绿氢供给以生物质来源为主，典型耦合路线下电解槽制氢规模较小，约为 0.05 万吨/万吨绿醇产能。基于技术路径演进趋势，假定 2026 年生物质耦合路线对应产能占比为 90%，电子甲醇（氢源全部来自电解水制氢）占比为 10%，此后电子甲醇占比逐年提升 10 个百分点，并于 2030 年达到占比峰值，据此对绿色甲醇产能对应的绿氢需求进行测算，结果如下表所示。

表 68：基于绿色甲醇产能预测对应的绿氢规模

年份	累计绿醇年产能 /万吨	对应绿氢规模 /万吨
2025	63	3
2026	123	8
2027E	224	18
2028E	335	31
2029E	588	63
2030E	1087	131

数据来源：香橙会氢能数据库

长期以来，绿色甲醇、绿氨参照欧盟标准，碳排放水平严格要求满足 ISCC、

RSB 等国际认证体系。以绿色甲醇为例，若项目只使用生物质替代煤，不使用绿电或生物质锅炉，那么碳排放量很容易超出生物甲醇 32.9gCO2/MJ 的碳排放要求。多上一项减碳工艺增大技术耦合难度，少上一项减碳工艺达不到减碳要求，这让很多项目卡在认证环节上。

2026 年 1 月 6 日，国家能源局发布出台清洁低碳氢评价标准、绿色合成氨、绿色甲醇，将服务我国绿色氢基能源的评价和定级需求，为国家相关政策文件制定提供标准支撑。根据行业标准的征求意见稿，评价指标兼顾了我国国情特点与欧盟可再生燃料规定，将产品分为Ⅰ级可再生、Ⅱ级清洁、Ⅲ级低碳三个等级，并规定了原材料来源。一些绿色甲醇、绿氨项目在已有足够减排水平的基础上，不必过度受制于航运市场苛刻的产品碳排放要求和高额的电力排放因子，在对碳排放水平要求不高的行业也能找到适用自己产品的下游应用场景，如内河航运燃料、醇制烯烃、医药生物等，有望在国内和国际市场上形成不同减碳等级产品的梯度利用。

表 69：绿色甲醇、绿氨评价标准-碳足迹（行业标准征求意见稿版本）

行业标准	指标		Ⅰ级	Ⅱ级	Ⅲ级
绿色甲醇	产品碳足迹 gCO2 e/MJ		≤32.9	≤47.0	≤69.0
	原材料	含碳原材料	①生物甲醇：次级、三级生物质②电子甲醇：捕集生物质、空气或工业尾气等来源的 CO2	不限制	不限制
		含氢原材料	可再生氢	不限制	不限制

数据来源：香橙会氢能数据库

2）氢基化工原料

企业现阶段更倾向于先将部分绿氢与煤化工工艺耦合，用于验证工艺、消纳绿电、降低企业碳强度，短期难以进一步提高绿氢比例。

传统合成氨单个项目规模与绿氨项目规模相当，但在同规模制氨条件下，配套电解槽规模仅有绿氨项目的 15%-30%。如国家能源集团宁东清水营项目平均每万吨合成氨产能配套 833 Nm³/h 绿氢规模，而同等绿氨规模的国电投大安项目平均每万吨绿氨产能配套 2556 Nm³/h 绿氢规模。

传统甲醇年生产规模通常在百万吨级，远超绿色甲醇单个项目体量。中石

化大路项目、大唐多伦项目平均每万吨甲醇产能配套 62-83 Nm³/h 绿氢规模，以示范验证为主，远低于当前生物质耦合绿氢的绿色甲醇项目每万吨配套 1280-1640 Nm³/h 绿氢规模。

表 70：国内绿氢耦合煤化工典型项目

序号	省份	项目名称	绿氢规模 Nm3/h	配套煤化工	项目进度
1	山西	中煤平朔采煤沉陷区离网制氢一期项目	16400	30 万吨/年煤制氨	2026 年 2 月电解槽招标
2	宁夏	国家能源集团宁东清水营制氢厂	15000	18 万吨/年煤制氨	2024 年 9 月投产
3	内蒙古	中国大唐多伦 15 万千瓦风光储制氢一体化示范项目	14000	168 万吨/年煤制甲醇	2025 年 11 月全面投运
4	内蒙古	中石化长城能源化工大路煤制烯烃升级示范项目	14000	226 万吨/年煤制甲醇	2026 年 3 月全面启动

数据来源：香橙会氢能数据库

2025 年国内甲醇产量 9233 万吨，合成氨产量 7768 万吨。基于上述项目工程公开信息，取煤制合成氨项目每万吨年产能配套 700 Nm³/h 绿氢，煤制甲醇项目每万吨年产能配套 70 Nm³/h 绿氢，估算绿氢对国内传统合成氨、甲醇装置的替代市场空间。

表 71：传统合成氨/甲醇的绿氢替代空间

绿氢替代	2025 年产量（万吨）	配套电解槽规模（Nm³/h）	电解槽规模（GW）
合成氨	7768	5437600	27.2
甲醇	9233	646310	3.2

数据来源：香橙会氢能数据库

（3）炼钢领域：氢基炼钢技术逐步替代传统炼钢技术，成为钢铁行业脱碳主流方案

氢冶金的市场空间虽然巨大，但其释放节奏注定慢于绿氨、绿色甲醇。工信部在专家解读中明确指出三点重要原因：第一，钢铁行业是重资产、连续化生产行业，既有长流程资产体量大、设备寿命长，决定了其工艺替代不可能如绿色燃料项目一样推进迅速。第二，氢基直接还原对矿石品位、球团质量、电炉协同和氢源稳定性要求都更高，尤其高品位铁矿资源约束是现实瓶颈。第三，现阶段绿氢成本仍高，而氢冶金又是一个对成本极其敏感的基础材料行业，因

此其商业化成立不仅取决于技术进步，也取决于绿氢成本下降、碳价显性化和绿色钢溢价机制同步形成。未来氢冶金竞争力的形成，将依赖于绿氢制取技术突破和成本下降，以及钢铁行业纳入全国碳市场后碳减排收益的体现。

冶金工业信息标准研究院的研究表明，2040 年之前，中国的氢冶金工艺将以高炉富氢为主，氢基直接还原和富氢熔融还原等氢基非高炉炼铁工艺为辅。富氢气体的主要来源包括焦炉煤气和炼化干气等，而到了 2040 年之后，氢气的来源将主要以绿电制氢为主。