



# 氢能与燃料电池行业研究

买入（维持评级）

行业年度报告

证券研究报告

氢能组

分析师：姚遥（执业 S1130512080001）

yaoy@gjzq.com.cn

分析师：唐雪琪（执业 S1130525020003）

tangxueqi@gjzq.com.cn

## 氢能 2026 年度策略：非电降碳关键载体，蓄势已成、拐点将至

### 投资逻辑

25 年氢能顶层关注度提升，国家层面政策频繁、定调高。氢能在“十五五”对比“十四五”期间最大的区别在于政策的迫切性和基础建设的完备度更高，能源革命下半场——非电领域脱碳，氢氨醇作为重要能源载体不可或缺，产业链整体迎来发展大机遇。行业尚处商业化初期，主要受政策推动，重点布局国内外共振、需求确定性强、弹性大的方向。

**绿醇：全球需求共振，行业迎爆发和发展确定性。**绿色甲醇以绿色航运为突破，国内外需求共振。欧盟碳税和 IMO 政策推动航运向绿色化转向，大趋势明晰。短期从订单规模看，334 艘甲醇动力船舶将陆续投运，带来超 700 万吨甲醇需求。中长期看，当全球绿色甲醇渗透率达到 10% 时，需求量将超 4000 万吨。绿醇投资机会锚定投产早、与下游船东合作、成本控制得当的绿醇生产商，短期或将拥有超额盈利弹性。长期逻辑看降本速度提高绿醇在船舶和甲醇在化工领域应用的渗透率提速，电制甲醇将成为未来主流发展方向。

**制氢设备：政策驱动+经济性可见度高+应用场景跑通，设备作为“卖铲人”远期空间最大。**绿电直连+设备降本，绿氢经济性逐步显现。我们以风电耦合制氢为例做新能源制氢项目经济性测算，参考内蒙古政策，假设 60% 电量制氢，风电整机价格 3.8 元/kWh、储能价格 0.85 元/Wh、制氢设备价格 0.9 元/W 测算。从结果看，考虑到部分发电上网，新能源制氢项目整体运行具备经济性（IRR>6.5%），将使此前因收益率不足而停滞的众多绿氢项目具备启动条件。绿电直连也是关键发展方向，对应的氢气成本可实现大幅下行，需求也将从对绿氢价格敏感度最低的交通领域和绿醇打开，向工业、储能等渗透，带来绿氢项目的开工潮和设备招标量提升。

**燃料电池车：发展路径已明晰，行业触底将迎反转。**现阶段已经扫除了发展担忧，燃料电池汽车基础设施、系统降价、应用场景均明晰。上游制氢端开始大规模供应，加氢站数量提升，产业链配套实现逐步到位。此外，针对性政策的不断落地也将加速落地进程，免除高速公路费用将加速燃料电池重卡应用和经济性显现，带来燃料电池汽车放量确定性增强，从而驱动板块景气度回暖，并且相关燃料电池头部企业均上市，开始形成板块效应。

**SOFC（固体氧化物燃料电池）：海外 AI 数据中心带动，需求迎来新场景突破。**AI 数据中心电力需求旺盛，SOFC 凭借安装周期短、扩产时间快、发电效率高等优势适用于主电源。以 SOFC 系统寿命 43800 小时，热电联供下发电效率 85%，天然气价格 4 美元/MMBtu 测算，SOFC 发电成本为 0.11 美元/kWh，根据美国 IRA 和 OBBB 法案，26 年起年使用 SOFC 的厂商可获得项目资产性支出 30% ITC 补贴，即 SOFC 发电成本将降至 0.09 美元/kWh。进一步，考虑未来规模效应带来的降本，当 SOFC 产量达到 2.5GW 级别及以上，系统实现 50% 以上降本时，SOFC 发电成本将降至 0.06 美元/kWh。对比燃气轮机约 0.048kWh~0.107kWh 美元/kWh 的发电成本，开始具备竞争力，SOFC 可在工商业更大市场内具备竞争力。

### 投资建议

行业尚处商业化初期，主要受政策推动，重点布局国内外共振、需求确定性强、弹性大的方向，建议把握窗口期布局：金风科技、华电科工、国富氢能、三环集团等（完整推荐标的详见正文）。

- 绿醇：国内外氢能政策共振打开需求，率先投产、能保障销售渠道的绿醇生产商具备竞争力；
- 制氢设备：行业已经实现大幅出清，竞争格局的优化将带来更集中的机会，重点推荐已具备项目经验的设备企业；
- 燃料电池车：随着燃料电池系统成本的下降、氢车高速过路费的免除等，行业进入爆发前夜。竞争格局已缩圈，相关燃料电池头部企业均上市，为磨底时间最长、预期差最大的板块，业绩和估值有望迎来共振；
- 固体氧化物燃料电池：Bloom Energy 及其核心供应链、海外及国内系统商。

### 风险提示

政策力度不及预期、技术迭代缓慢、实际项目落地进度低于预期。



## 内容目录

总结：政策和降本驱动氢能行业向商业化迈进，布局高弹性、确定性方向 .....	5
一、绿醇：政策全球共振，行业迎爆发和发展确定性 .....	6
1.1 国内向非电能源领域转向，欧盟和 IMO 政策带来绿色航运需求 .....	6
1.2 绿醇投资机会：锚定投产早、与下游船东合作、成本控制得当的绿醇生产商 .....	8
二、政策连击下绿氢经济性逐步显现，设备端弹性最大 .....	10
2.1 政策多方位推动产业链发展，氢能综合项目经济性可行性提升 .....	10
2.2 绿氢项目将迎开工潮，制氢设备环节弹性大 .....	12
三、燃料电池车：发展路径已明晰，行业触底将迎反转 .....	14
3.1 扫除发展担忧，燃料电池汽车基础设施、系统降价、应用场景均已明晰 .....	14
3.2 燃料电池零部件临门一脚，迎触底大反转 .....	16
四、SOFC：海外 AI 数据中心带动，需求迎来新场景突破 .....	18
4.1 美国 AI 数据中心缺电，SOFC 迎来新场景突破 .....	18
4.2 SOFC 应用前景广阔，重点关注头部系统企业及相关供应链，板块效应逐步明晰 .....	22
五、投资建议 .....	24
六、风险提示 .....	25

## 图表目录

图表 1：国内氢能相关政策连发，迫切性提升 .....	5
图表 2：国内新能源利用率逐年下行 .....	5
图表 3：25H1 国内新能源利用率同比大幅下行 .....	5
图表 4：国内绿醇支持政策频发 .....	6
图表 5：海外航运减排政策推动燃料绿色化转型 .....	6
图表 6：各大航运公司甲醇燃料船舶新船订单数量达到 300 艘，对应约 680 万吨甲醇需求 .....	7
图表 7：不同比例掺混下，船舶对应绿醇需求（万吨/年） .....	8
图表 8：化工领域绿醇需求量渗透率提速高、空间更大 .....	8
图表 9：主机及变速箱占造船成本的 10% .....	9
图表 10：集装箱班轮运输的成本结构分析 .....	9
图表 11：披露绿色项目投产时间的相关公司 .....	9
图表 12：绿色项目投产时间统计 .....	9
图表 13：绿氢成本是甲醇生产成本最大头 .....	10
图表 14：电费是绿氢制取成本下行的关键 .....	10



图表 15: 绿色甲醇预测成本与当前成本对比 (元/吨)	10
图表 16: 风电整机价格 (元/kW)	11
图表 17: 光伏组件价格 (元/kW)	11
图表 18: 不同风电站价格/制氢系统价格下的 IRR 测算	11
图表 19: 不同风电场价格/制氢系统价格下的氢气平准化成本	12
图表 20: 氢气市场规模巨大, 50%渗透率达千万吨市场规模	12
图表 21: 绿氢项目立项已达 880 万吨, 开工率 26.1%	13
图表 22: 2025 年国内电解槽招标量累计达到 2.3GW	13
图表 23: 单瓦平均价值量下行 (元/W)	14
图表 24: 2025 年电解槽企业中标绿氢项目份额 (%)	14
图表 25: 截至 2025 年 10 月燃料电池汽车示范城市群推广数量、目标及完成比例	14
图表 26: 中国燃料电池汽车产量、销量以及上险量 (辆)	14
图表 27: 加氢站覆盖全国已达到 560 座	15
图表 28: 燃料电池系统售价逐年快速下降 (元/KW)	15
图表 29: 全国多个省市发布免除氢能车辆高速通行费政策	15
图表 30: 各类重卡全生命周期成本对比	16
图表 31: 减免高速费后 TCO 成本可下降 20%以上	16
图表 32: 寻找燃料电池产业链内价值量高的零部件	17
图表 33: 2024 年燃料电池系统竞争格局	17
图表 34: 数据中心氢能发电系统产品示意图	18
图表 35: 车载储氢瓶市场份额相对集中	18
图表 36: Bloom Energy 客户涵盖多个领域龙头企业	19
图表 37: 2024 年末, 西门子能源燃气服务业务在手订单 450 亿欧元, 其中服务占比 80%	19
图表 38: SMR 建设时间在 3-5 年左右	19
图表 39: 预计 2025-2028 年美国数据中心领域 SOFC 发电需求从 0.4GW 提升到 9GW	20
图表 40: SECA 联盟对 SOFC 系统的中长期目标	20
图表 41: Bloom Energy 的 SOFC 价格和成本 (美元/kW)	20
图表 42: SOFC 发电成本 (美元/kWh)	20
图表 43: SOFC 发电成本拆分 (美元/kW)	20
图表 44: SOFC 发电成本敏感性测算 (美元/kWh)	21
图表 45: 美国燃气轮机成本上涨 (美元/kW)	21
图表 46: 美国燃气轮机 LCOE 在 48~109 美元/MWh	21
图表 47: 美国不同能源发电的 LCOE	22
图表 48: 2016-2024 年, 美国天然气发电量占全国总发电量的比例从 34%提升到 45%	22
图表 49: SOFC 相关公司整体梳理	23



图表 50: Bloom Energy 2024 年以来订单.....	24
-------------------------------------	----



## 总结：政策和降本驱动氢能行业向商业化迈进，布局高弹性、确定性方向

行业尚处商业化初期，主要受政策推动，寻找国内外共振、需求确定性强、弹性大的方向。

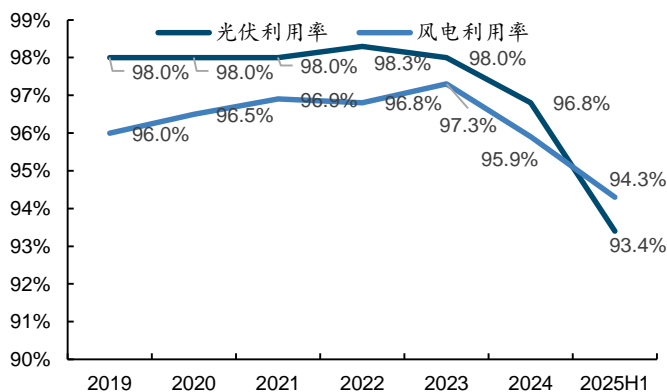
氢能在“十五五”和“十四五”发展阶段最大的区别在于政策的迫切性和基本面建设的完备度，政策迫切度提升，能源革命下半场氢氨醇不可或缺。随着电力消纳的问题日益凸显，能源革命上半场是以电力脱碳作为主战场，大力发展风光储等电源侧，下半场的主战场将向非电领域脱碳转向。一方面，通过可再生能源电力制氢/氨醇，可实现电力的消纳，进一步带动风光储需求上修，另一方面可解决化工、交通、冶金等非电领域的脱碳。

图表1：国内氢能相关政策连发，迫切性提升

发布时间	政策	机构	具体内容	影响
2025/9/9	《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》	发改委、能源局	文件首次明确就近消纳项目需缴纳的稳定供应保障费用构成，并规定下网电量不再缴纳系统备用费、输配环节的电量电费。	鼓励绿电直连、强调就地消纳，绿氢平价成本近在眼前
2025/9/19	《节能降碳中央预算内投资专项管理办法》	发改委	对绿色甲醇等项目给予最高 20% 的中央预算内投资支持。	中央专项资金支撑供给侧，闭环下游消纳需求
2025/10/13	《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法（征求意见稿）》	发改委、能源局	首次强制考核“非电消费比重”，绿氢氨醇被提及。	能源革命进入下半场，政策开辟强制性需求，打通下游消纳
2025/10/14	国家能源局公示能源领域氢能试点（第一批）	能源局	支持内蒙古深能鄂托克旗风光制氢一体化合成绿氢及氢能耦合应用等 41 个项目、吉林长春松原白城等 9 个区域开展能源领域氢能试点工作。	国家引领发展方向，加速成熟商业模式全国推广
2025/11/19	《绿电直连项目开发建设实施方案（征求意见稿）》	内蒙古能源局	绿电直连项目整体新能源自发自用比例不低于 30%（2030 年前提升至 35%），并网型项目在 2025-2027 年允许不超过 40% 发电量上网，2028 年后不超过 20%。其余绿电直连项目新能源发电量全部自发自用，不允许向公共电网反送。	允许余电上网为项目收益率提供重要支撑。内蒙古作为承担全国过半绿氢项目的产业先行区，此政策出台具有标杆意义

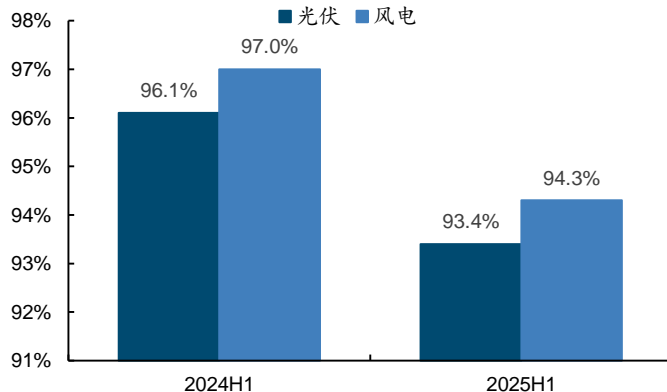
来源：政府官网、国金证券研究所

图表2：国内新能源利用率逐年下行



来源：国家新能源消纳监测预警中心、国金证券研究所

图表3：25H1 国内新能源利用率同比大幅下行



来源：国家新能源消纳监测预警中心、国金证券研究所

行业基础设施建设更加完备，发展路径逐步明晰。氢能行业在十四五期间处在探索阶段，产业链“从 0 到 1”逐步搭建，形成了发展的基础，同时相关设备价格也实现了大幅下行；应用场景主次开始逐渐明晰，从绿色航运、氢能重卡到化工、冶金、储能等发展。





## 一、绿醇：政策全球共振，行业迎爆发和发展确定性

### 1.1 国内向非电能源领域转向，欧盟和 IMO 政策带来绿色航运需求

绿醇迎来全球需求共振，带来行业发展强确定性。今年以来，国内氢氨醇政策组合拳频发，系统性扫清绿氢及其衍生物（绿氨、绿醇等）产业发展的障碍。从强制下游消纳到刺激上游供给，再到通过价格机制降低制氢成本和开展全链条试点的完整政策体系。

图表4：国内绿醇支持政策频发

发布时间	政策	机构	具体内容	影响
2025/10/31	《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》	能源局	着力提升风光氢储协同发展水平。稳步建设绿色氢氨醇（氢基能源）综合产业基地。鼓励沿海地区探索海上风电制氢氨醇技术，发展航运绿色燃料加注。	进一步强调风光氢储协同重要性及鼓励下游应用
2025/8/7	国家能源局综合司关于公示绿色液体燃料技术攻关和产业化试点项目（第一批）	能源局	支持 3 个方向 9 个项目，中绿色甲醇和绿氨试点方向项目共计 8 个，包括 5 个绿色甲醇项目和 3 个绿氨项目。	国家引领发展方向，加速绿醇商业模式成熟应用
2024/3/17	《节能降碳中央预算内投资专项管理办法》	发改委	对绿色甲醇等项目给予最高 20% 的中央预算内投资支持。	中央专项资金支撑供给侧，闭环下游消纳需求
2023/12/26	《船舶制造业绿色发展行动纲要（2024—2030 年）》	发改委、工信部等五部委	到 2025 年，船舶制造业绿色发展体系初步构建。绿色船舶产品供应能力进一步提升，船用替代燃料和新能源技术应用与国际同步，液化天然气（LNG）、甲醇等绿色动力船舶国际市场份额超过 50%。到 2030，船舶制造业绿色发展体系基本建成。	推动国内船舶绿色化，打开绿色甲醇应用

来源：政府官网、国金证券研究所

国际政策频繁出台，欧盟碳税和 IMO 政策推动航运向绿色化转向，大趋势明晰。现阶段，欧盟航运业减碳需遵守 EU ETS/Fuel EU，预计 IMO（国际海事组织）减碳政策将于 26 年 10 月投票表决，表决通过后航运减碳政策将由欧盟拓展至覆盖全球航线。绿色航运需求由政策驱动，欧洲相关政策已与 24 年至 25 年陆续实施，船东（尤其欧洲航线船东）为绿色转型，与上游端绿色甲醇生产商签订绿醇供应合约，现阶段甲醇船舶订单、绿色甲醇生产均为配套欧洲政策，不受 IMO 法案推迟至 26 年投票影响。

图表5：海外航运减排政策推动燃料绿色化转型

项目	EU ETS	FUEL EU Maritime	IMO
碳排放	燃料使用阶段的碳排放	燃料生产-储存-运输-使用等全生命周期碳排放	待定
适用船舶	2024 年起 EU ETS 将覆盖国际航线 50%、欧洲经济区内航线 100% 温室气体排放量，覆盖大于 5000 总吨位船舶		全球，5000 总吨位以上船舶
减碳目标	/	2020 年基准线为 91.16g/MJ，2025/2030/2035/2040/2045/2050 年分别降低 2%/6%/14.5%/31%/62%/80%	1) 到 2030 年，零/近零温室气体排放技术、燃料和/或能源使用占比至少达到 5%，并力争达到 10%； 2) 到 2030 年，国际海运温室气体年度排放总量比 2008 年至少降低 20%，并力争降低 30%；到 2040/2050 年降低 70%（力争降低 80%）/100%。
成本增加	实时碳价*碳排	超出罚款目标，每吨 VLSFO 罚款 2400 €	待定
征税标准	往返欧盟港口的航程：100% 税费 在欧盟港口停泊：100% 税费	/	/



	进出欧盟的航程：50% 税费（若航程小于 300 海里则适用 100% 税费）		
实施时间	2024 年 1 月 1 日	2025 年 1 月 1 日	/
执行时间表	2024-2025 两年过渡期。碳排放：2024 年的 40%；2025 年的 70%；2026 年的 100%	2025 年执行，无过渡期	2027 年会有 IMO 基于市场机制的中期措施出台。
碳配额供给	碳配额每年的供应额度逐年递减，例如 2028 年预计减少 2.8%，供需关系影响后期碳价可能逐步走高	/	/

来源：IMO 官网、欧盟官网、国金证券研究所

短期从订单规模看，334 艘甲醇动力船舶将陆续投运，带来超 700 万吨甲醇需求。

- 根据克拉克森数据统计，截至 2025 年 2 月，全球已投入运营的甲醇燃料船舶 50 艘次，载重吨约 304 万吨；新船订单数量 250 艘次，载重约 2277 万吨。以甲醇消耗量按单一燃料测算，未来约 300 艘船舶下水将带动绿色甲醇燃料需求约 680 万吨。
- 截至 2025 年 5 月，根据国际船舶网，手持订单中，替代燃料船舶占比高达 52.4%，高于 2017 年的 10.9% 和 2024 年初的 48.7%。按吨位计算，手持订单中 36.8% 为 LNG 动力船（1020 艘），10.2% 为甲醇动力船（334 艘），2.0% 为 LPG 动力船（141 艘），此外还包括 39 艘氢燃料、45 艘氨燃料等。

随着未来燃料选择的不断扩大，替代燃料预留船舶数量也在不断增加。目前在运营船队中有 577 艘船为 LNG-ready 船，手持订单为 154 艘；同时，手持订单中有 304 艘氨燃料预留（ammonia-ready）船，633 艘甲醇燃料预留（methanol-ready）船和 16 艘氢燃料预留船。

图表6：各大航运公司甲醇燃料船舶新船订单数量达到 300 艘，对应约 680 万吨甲醇需求

	公司	数量(艘)	合计载重 Dwt(万吨)	对应甲醇消耗量(万吨)	对应绿氨消耗量(万吨)
主要船东	长荣海运	30	459.0	120.3	22.9
	马士基	10	159.9（已投运）	43.2	8.2
		15	226.8（新订单）	69.3	13.2
	达飞	24	348.0	110.9	21.1
	中远海运	20	320.8	85.9	16.3
	ONE	17	246.5	78.5	14.9
	OOCL	7	157.5	36.0	6.8
	赫伯罗特	5	62.5	23	4.4
	Wallenius Wilhelmsen	14	39.2	15.3	2.9
	X-Press Feeders	8	10.4（已投运）	7.6	1.4
		6	8.5（新订单）	5.7	1.1
	国航远洋	10	89.0	12.6	2.4
	CMES Shipping	6	14.0	6.6	1.3
全球		300	-	679	116.8

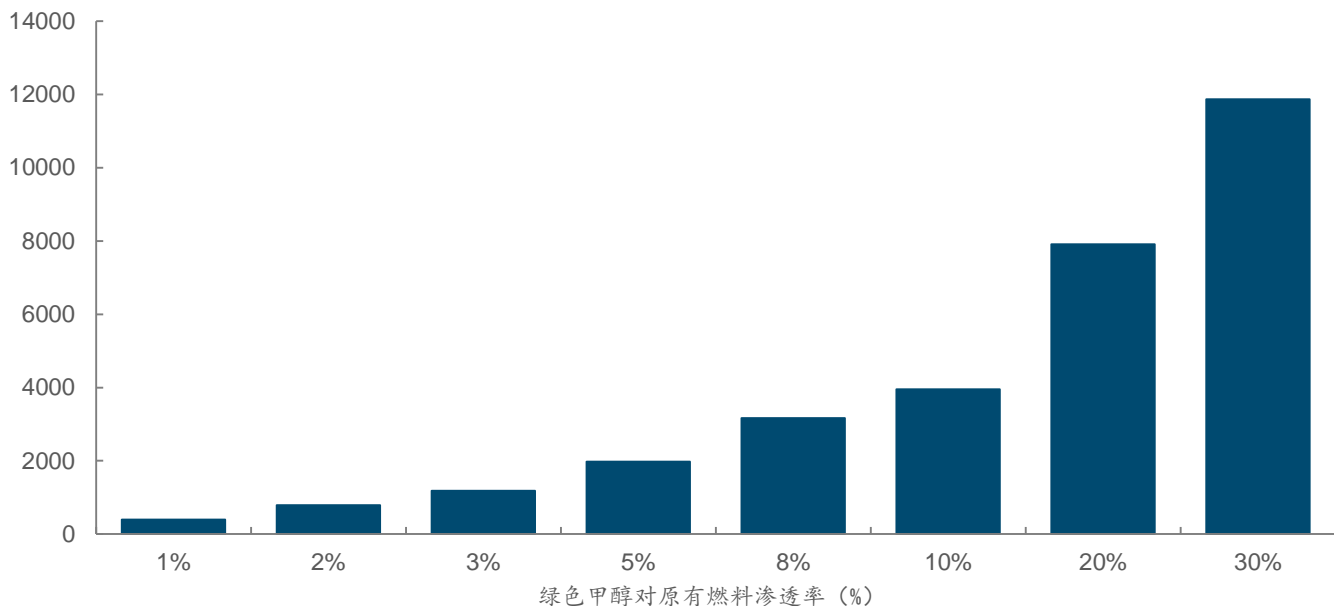
来源：克拉克森，国金证券研究所，甲醇消耗量按单一燃料测算，截至 2025 年 2 月数据。

中长期看，2030 年全球绿色甲醇需求量将超 4000 万吨，船舶将打通绿氢消纳通道。2023 年报告的全球船队（5000 总吨以上）的燃料总消耗量为 2.11 亿吨，以船用燃油燃烧热值为 42GJ/吨和绿色甲醇热值 22GJ/吨，以及在成本最优的情况下，若 2028-2030 年按热值掺混绿醇 3-11% 不等的情况下，全球绿色甲醇需求量最高超过 4000 万吨（掺混 10% 以上）。

工信部正在制定的《船用绿色燃料发展路线图》也明确，2030 年中国船舶绿色甲醇燃料占比需超 15%，这意味着国内每年至少 500 万吨的市场缺口。



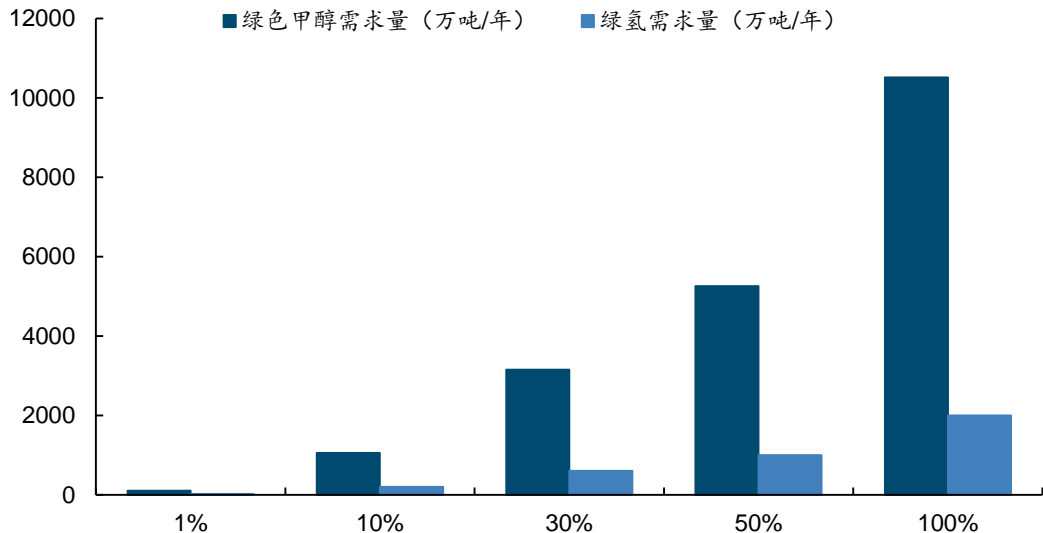
图表7：不同比例掺混下，船舶对应绿醇需求（万吨/年）



来源：卓创资讯，国金证券研究所

绿色航运打开绿醇需求，打通产业链成熟度，绿醇更大市场将向化工领域进发。2024 年甲醇表观消费量为 10514.9 万吨，同比增加 7.8%，若绿色甲醇对传统甲醇替代比例为 30%，则可以带动 3000 万吨绿醇需求，打开更大的市场空间。

图表8：化工领域绿醇需求量渗透率提速高、空间更大



来源：中国产业发展促进会生物质能产业分会、中国电石工业协会、国金证券研究所

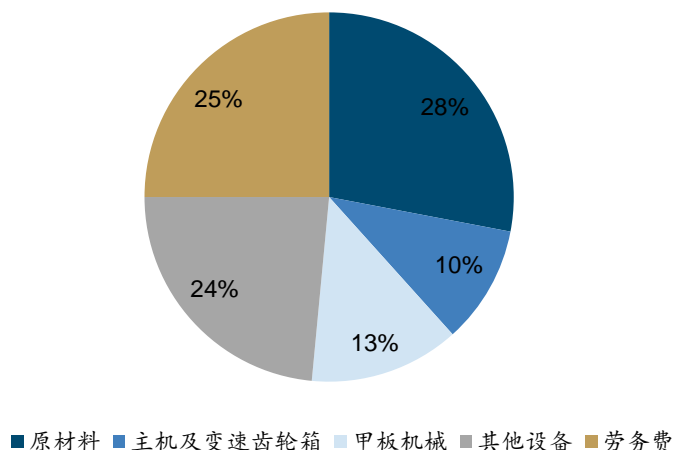
## 1.2 绿醇投资机会：锚定投产早、与下游船东合作、成本控制得当的绿醇生产商

短期看政策推动和落地节奏。航运方面对绿色甲醇的需求，短期逻辑为欧盟政策下，国际船东（欧洲）为代表为适应政策趋势开始做绿色燃料船舶的示范，以马士基为代表的船东倾向选择绿色甲醇作为绿色燃料转型的路径，为保障供应，船东积极与上游绿醇生产商签订合作协议，因而带动了一批绿色甲醇项目的建设生产。又由于近几年的第一批绿色甲醇船均为示范，占船东总比例仅为小个位数，且绿色燃料的成本仅占全生命周期成本的 14%，因而船东方面对于绿色甲醇的价格不敏感，绿色甲醇盈利端拥有弹性。



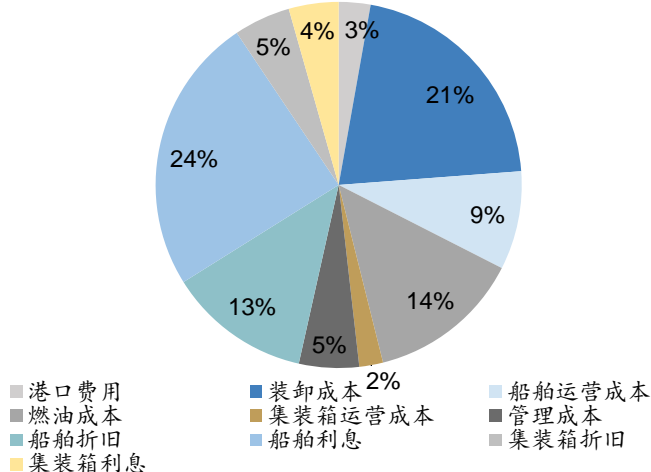


图表9：主机及变速箱占造船成本的10%



来源：《国际船舶贸易》、国金证券研究所

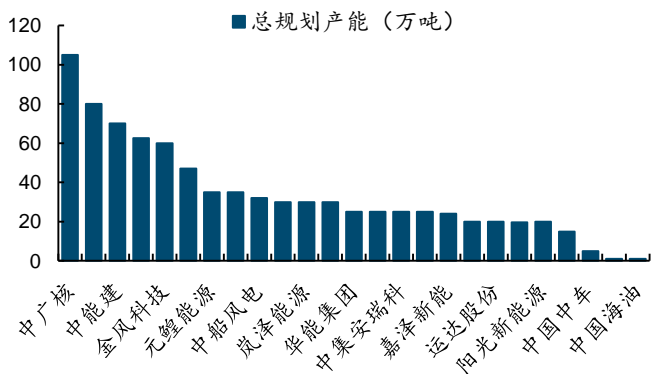
图表10：集装箱班轮运输的成本结构分析



来源：《集装箱运输管理》、国金证券研究所

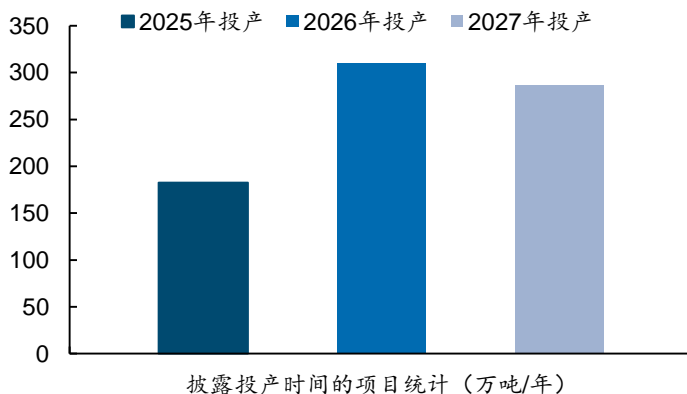
首选绿色甲醇生产商，短期或将拥有超额盈利弹性。从供需表上看，绿色甲醇项目建设和船舶建造均需要约2年的时间，2-3年内看绿色甲醇供不应求、机会大，标的方面首选绿色甲醇生产商，满足投产时间早：示范情况下对价格不敏感、有望赚取超额溢价；与下游船东签约，保障绿醇销售渠道；成本端拥有便宜的碳及便宜的电，确保经济性。

图表11：披露绿色项目投产时间的相关公司



来源：政府官网、碳索氢能、国际氢能网等、国金证券研究所

图表12：绿色项目投产时间统计



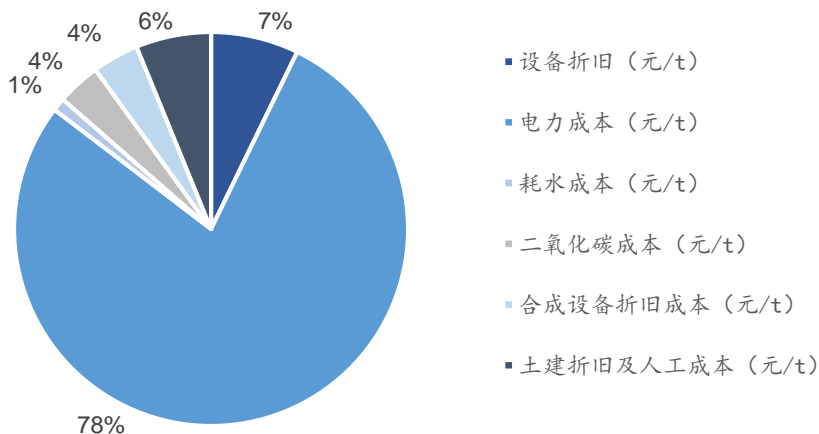
来源：政府官网、碳索氢能、国际氢能网等、国金证券研究所

长期逻辑看降本速度提高绿醇在船舶和化工领域应用渗透率，电制甲醇将成为未来主流发展方向。短期示范阶段，由于渗透率低，船东对绿色甲醇价格并不敏感，因而主要矛盾是供给的有无。但长期来看，绿醇的应用渗透率将逐步提升，此时对于船东和化工厂而言，最重要的是经济性，因而绿色甲醇的降本尤为关键。

根据碳和氢气来源的不同，绿色甲醇的制备路线主要分为生物质气化和电制甲醇。前者的碳、氢来源自生物质，例如废弃的农作物、秸秆等；后者的碳来源相同，但是氢来源自可再生能源制氢。生物质气化路线相对更成熟，但远期降本空间有限，电制甲醇成本主要来自氢气，氢气成本主要由可再生能源发电电价影响。在当前政策推广绿电直连、产业层面风光储价格大幅下行的背景下，当发电电价低至0.1元/kWh，绿醇价格相较于0.3元/kWh的电价将下降约140%，达到1620元/吨。

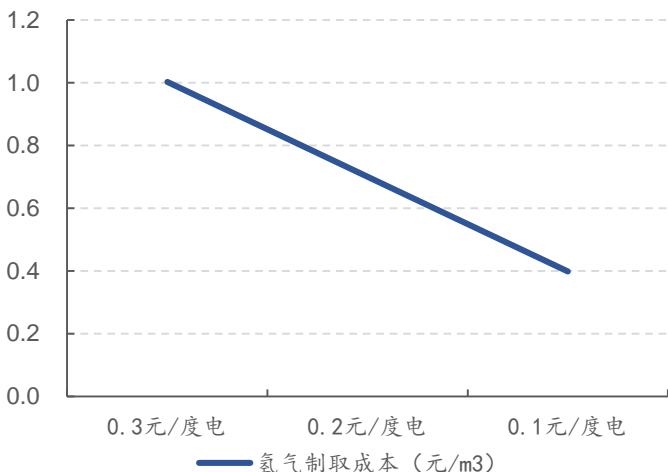


图表13：绿氢成本是甲醇生产成本最大头



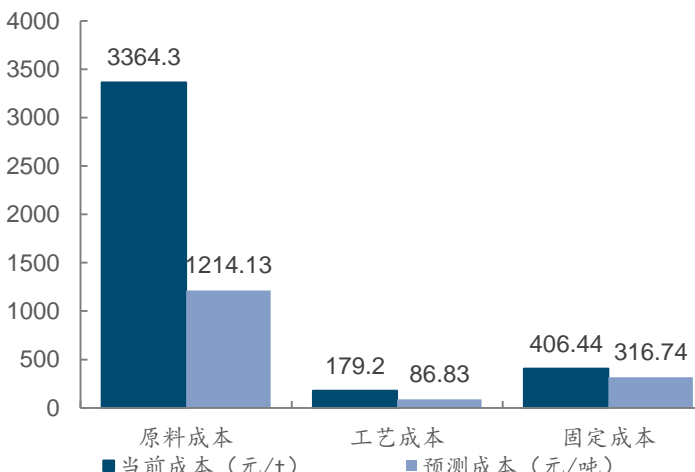
来源：《绿色甲醇生产工艺技术经济分析》、国金证券研究所。注：设备折旧、电力成本和耗水成本都属于制氢过程成本。

图表14：电费是绿氢制取成本下行的关键



来源：《绿色甲醇生产工艺技术经济分析》、国金证券研究所

图表15：绿色甲醇预测成本与当前成本对比 (元/吨)



来源：《CO<sub>2</sub>加氢制绿色甲醇的成本测算》、国金证券研究所

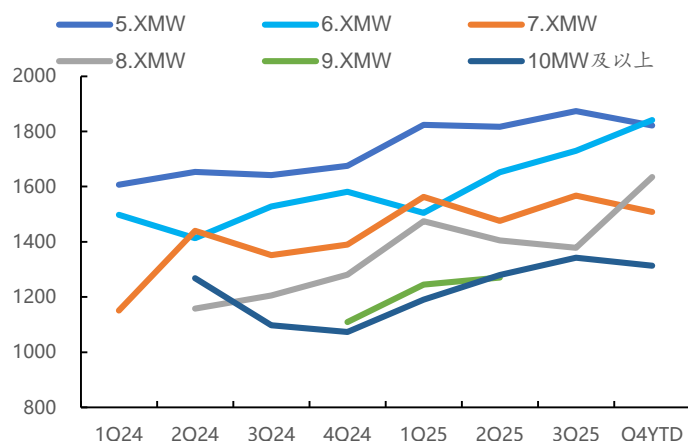
## 二、政策连击下绿氢经济性逐步显现，设备端弹性最大

### 2.1 政策多方位推动产业链发展，氢能综合项目经济性可行性提升

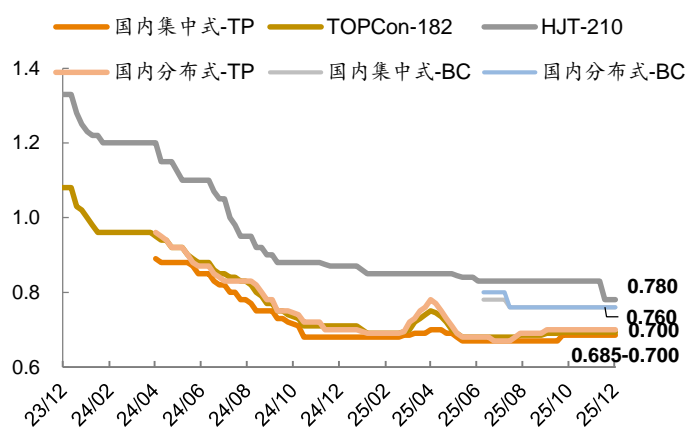
政策连击带来供给端经济性提升和需求端强制打开，绿醇在绿色航运的率先应用将带来产业链成熟度的提升。尤其内蒙古作为承担全国过半绿氢项目的产业先行区，11月19日发布了《绿电直连项目开发建设实施方案（征求意见稿）》，规定绿电直连项目整体新能源自发自用比例不低于30%（2030年前提升至35%），并网型项目在2025-2027年允许不超过40%发电量上网，2028年后不超过20%。该政策解决当前制约绿氢发展的核心矛盾——项目经济可行性，通过“允许余电上网”这一关键机制为项目收益率提供了重要支撑，也提供了可复制的商业模式范本。叠加近两年风电、光伏、储能等发电设备和电解槽等制氢设备价格的大幅下降，绿氢综合项目迎来经济性破局点。



图表16: 风电整机价格 (元/kW)



图表17: 光伏组件价格 (元/kW)



来源: 各央企电子招采平台、中国招标投标公共服务平台, 国金证券研究所,

来源: PVInfoLink、硅业分会、卓创资讯、中电联、盖锡咨询、国金证券研究所

注: 含塔筒项目按照 350 元/kW 扣除塔筒费用, 含吊装项目按照 120 元/kW 扣除  
吊装费用

我们以风电耦合制氢为例做新能源制氢项目经济性测算, 参考内蒙古政策, 假设上网电量 40%, 其余电量制氢。以风电整机价格 3.8 元/kWh, 储能价格 0.85 元/Wh, 制氢设备价格 0.9 元/W, 氢气售价 15 元/kg, 上网电价 0.25 元/kWh 进行测算。

从测算结果看, 考虑到部分发电上网, 新能源制氢项目整体运行具备经济性, 剩余绿电送入电网获取收益将使此前因收益率不足而停滞的众多绿氢项目具备启动条件。绿电直连也是关键发展方向, 对应的氢气成本可实现大幅下行, 绿氢成本与配套储能小时数相关, 此处测算为配套 2h、20%的储能。

图表18: 不同风电站价格/制氢系统价格下的 IRR 测算

风电制氢项目 IRR		制氢系统价格 (元/W)										
		0.80	0.82	0.84	0.86	0.88	0.90	0.92	0.94	0.96	0.98	1.00
风电场 价格 (元 /W)	3.70	7.61%	7.60%	7.58%	7.57%	7.56%	7.55%	7.53%	7.52%	7.51%	7.50%	7.48%
	3.72	7.54%	7.53%	7.52%	7.51%	7.49%	7.48%	7.47%	7.46%	7.44%	7.43%	7.42%
	3.74	7.48%	7.47%	7.45%	7.44%	7.43%	7.42%	7.41%	7.39%	7.38%	7.37%	7.36%
	3.76	7.42%	7.40%	7.39%	7.38%	7.37%	7.35%	7.34%	7.33%	7.32%	7.31%	7.29%
	3.78	7.35%	7.34%	7.33%	7.32%	7.30%	7.29%	7.28%	7.27%	7.26%	7.24%	7.23%
	3.80	7.29%	7.28%	7.27%	7.25%	7.24%	7.23%	7.22%	7.21%	7.19%	7.18%	7.17%
	3.82	7.23%	7.22%	7.20%	7.19%	7.18%	7.17%	7.16%	7.14%	7.13%	7.12%	7.11%
	3.84	7.17%	7.15%	7.14%	7.13%	7.12%	7.11%	7.09%	7.08%	7.07%	7.06%	7.05%
	3.86	7.10%	7.09%	7.08%	7.07%	7.06%	7.05%	7.03%	7.02%	7.01%	7.00%	6.99%
	3.88	7.04%	7.03%	7.02%	7.01%	7.00%	6.98%	6.97%	6.96%	6.95%	6.94%	6.93%
	3.90	6.98%	6.97%	6.96%	6.95%	6.94%	6.92%	6.91%	6.90%	6.89%	6.88%	6.87%

来源: 国金证券研究所



图表19：不同风电场价格/制氢系统价格下的氢气平准化成本

风电制氢项目 氢气平准化成本		制氢系统价格（元/W）										
		0.80	0.82	0.84	0.86	0.88	0.90	0.92	0.94	0.96	0.98	1.00
风电场 价格（元 /W）	3.70	7.49	7.50	7.51	7.52	7.52	7.53	7.54	7.55	7.56	7.56	7.57
	3.72	7.52	7.53	7.54	7.55	7.55	7.56	7.57	7.58	7.59	7.59	7.60
	3.74	7.55	7.56	7.57	7.58	7.58	7.59	7.60	7.61	7.62	7.62	7.63
	3.76	7.58	7.59	7.60	7.61	7.61	7.62	7.63	7.64	7.65	7.65	7.66
	3.78	7.61	7.62	7.63	7.64	7.64	7.65	7.66	7.67	7.68	7.68	7.69
	3.80	7.64	7.65	7.66	7.67	7.67	7.68	7.69	7.70	7.71	7.71	7.72
	3.82	7.67	7.68	7.69	7.70	7.70	7.71	7.72	7.73	7.73	7.74	7.75
	3.84	7.70	7.71	7.72	7.73	7.73	7.74	7.75	7.76	7.76	7.77	7.78
	3.86	7.73	7.74	7.75	7.76	7.76	7.77	7.78	7.79	7.79	7.80	7.81
	3.88	7.76	7.77	7.78	7.79	7.79	7.80	7.81	7.82	7.82	7.83	7.84
	3.90	7.79	7.80	7.81	7.82	7.82	7.83	7.84	7.85	7.85	7.86	7.87

来源：国金证券研究所

需求从对绿氢价格敏感度最低的绿醇和交通领域打开，向工业、储能等渗透。绿醇受到国内政策推动及海外碳税政策带来的航运绿色化需求增长，将成为率先应用的下游场景之一；氢能重卡能接受的绿氢价格更高，并且在三北地区可再生能源发电成本低廉、就近消纳的背景下被率先应用。随着产业链成熟度提升，未来更大的市场将集中在化工、钢铁领域等。

图表20：氢气市场规模巨大，50%渗透率达千万吨市场规模

类型	产量规模	单位氢气用量 （吨）	10%渗透率对应氢气需求量 （万吨/年）	对应电解槽需求 （GW）	
合成氨	7712 万吨	0.18	138.8	14	
甲醇	10977.6 万吨	0.19	208.6	21	
炼油	95500 万吨	0.012	114.6	11	
钢铁冶炼	1.01 亿吨	0.064	643.3	65	
商用车	380.5 万辆	10	380.5	38	
合计	-	-	1486	149	
行业对应氢气需求 （万吨）	1%渗透率	5%渗透率	10%渗透率	30%渗透率	50%渗透率
合成氨领域	13.9	69.4	138.8	416.4	694.1
甲醇领域	20.9	104.3	208.6	625.7	1042.9
炼油领域	11.5	57.3	114.6	343.8	573.0
钢铁冶炼领域	64.3	321.6	643.3	1929.8	3216.3
商用车领域	38.1	190.3	380.5	1141.5	1902.5
氢气总需求（万吨）	149	743	1486	4457	7429
电解槽总需求（GW）	15	74	149	446	743

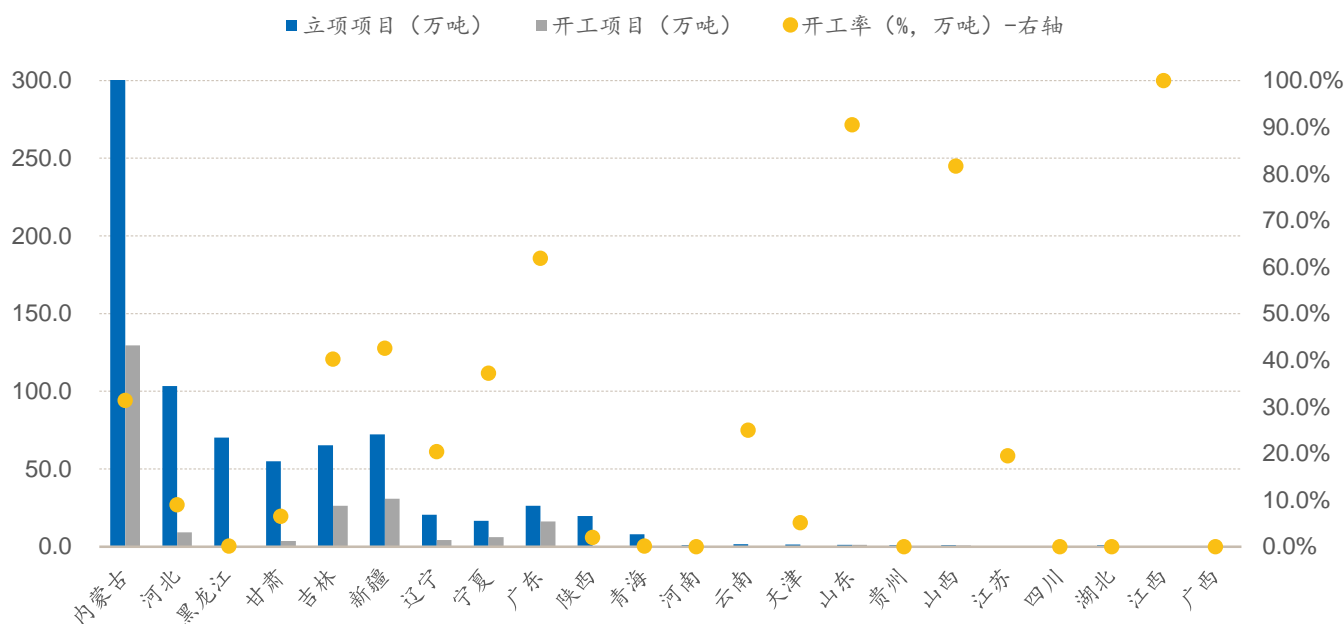
来源：中国氮肥工业协会、国家统计局、中国汽车工业协会、碳中和专委会、《中国氢能产业发展报告 2024》、四川蜀泰、中联钢、预见能源、国金证券研究所

## 2.2 绿氢项目将迎开工潮，制氢设备环节弹性大

政策驱动+经济性可见度高+应用场景跑通，绿氢项目将迎开工潮，带来设备招标量提升。2023 年-2025 年，大量绿氢项目开始申报立项，截至 2025 年 11 月，落地项目产能约 17 万吨，立项项目的绿氢产能达 880 万吨，但开工率仅为 26.1%。存在开工率低，业主方多观望的现象。核心问题集中在：项目经济性、政策指引和应用场景上。根据上文分析，这些问题目前基本均已得到解决，绿氢项目开工率的提速可预见。从项目立项到开工再到制氢设备招标一般需要 1~2 年时间，预计绿氢示范项目的大量开工，将带动制氢设备需求成倍数高增。

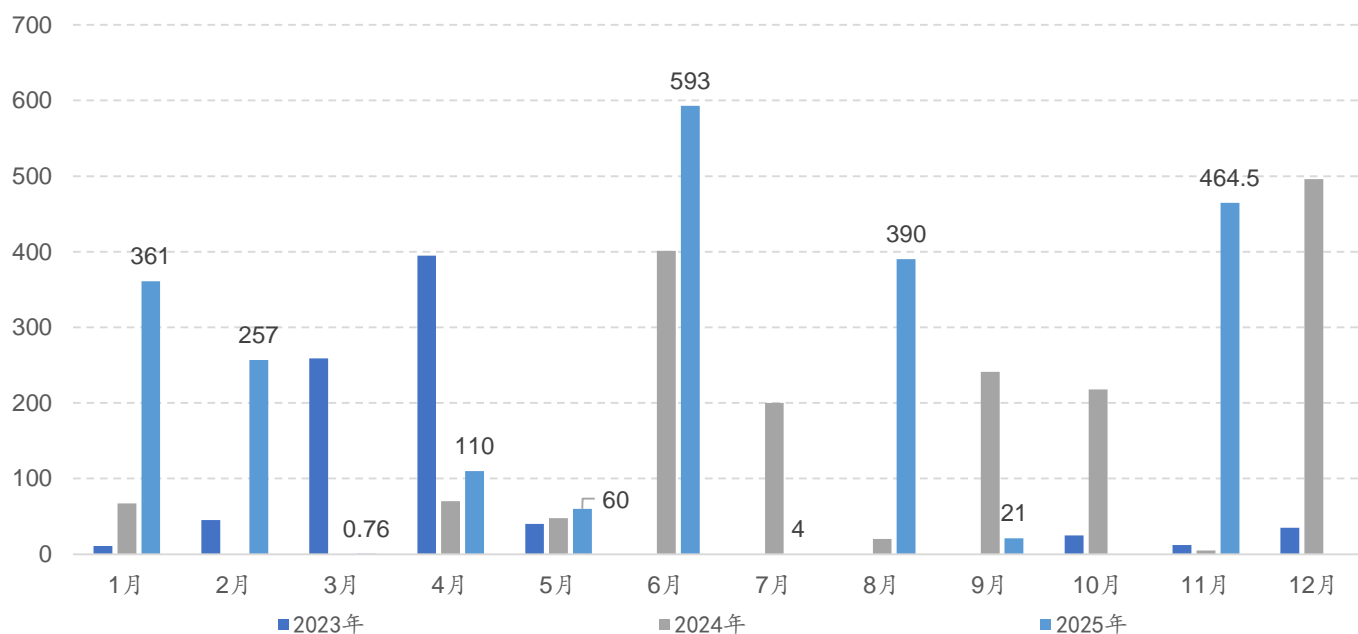


图表21：绿氢项目立项已达880万吨，开工率26.1%



来源：中国招标与采购网、国金证券研究所。数据截至25年11月

图表22：2025年国内电解槽招标量累计达到2.3GW



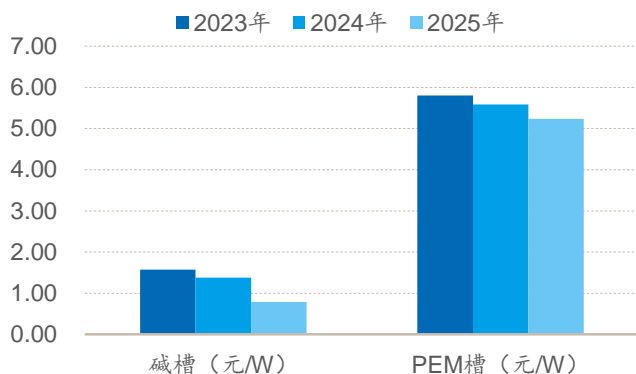
来源：中国招标与采购网、国金证券研究所。数据截至25年11月

绿电直连+设备降本，绿氢经济性逐步显现，下游大量应用需求将被打开，制氢设备作为“卖铲人”受益最大，并且在行业已经实现大幅出清，竞争格局的优化将带来更集中的机会。行业发展至今，制氢设备已经实现价格战出清。国内制氢设备的需求以招标形式为主，优势可选标的不多，因而当前时点需相关企业具备项目经验、进行过实地验证的企业具备竞争力。海外端则多凭借企业自身出海能力，在海外有工厂生产能力、凭借光伏+制氢设备一体化、以及渠道优势的企业将脱颖而出。

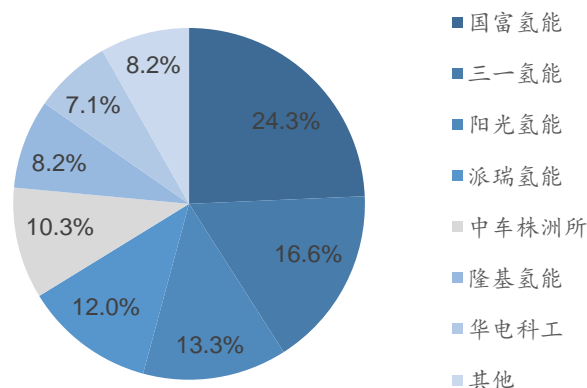




图表23：单瓦平均价值量下行（元/W）



图表24：2025年电解槽企业中标绿氢项目份额（%）



来源：中国招标与采购网、国金证券研究所。数据截至25年11月

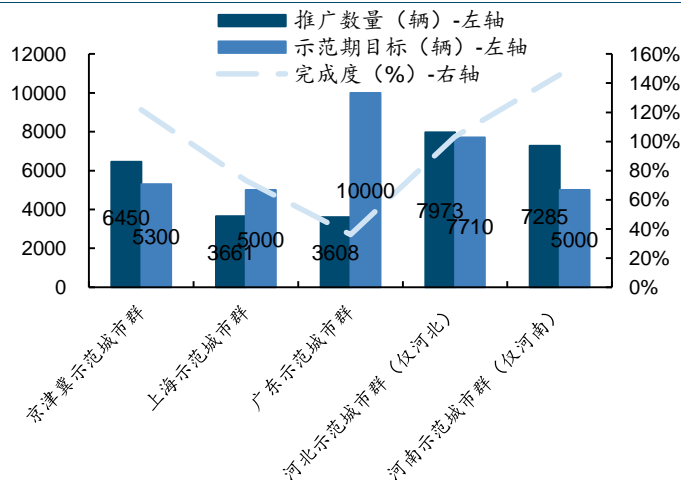
来源：中国招标与采购网、国金证券研究所。数据截至25年11月

### 三、燃料电池车：发展路径已明晰，行业触底将迎反转

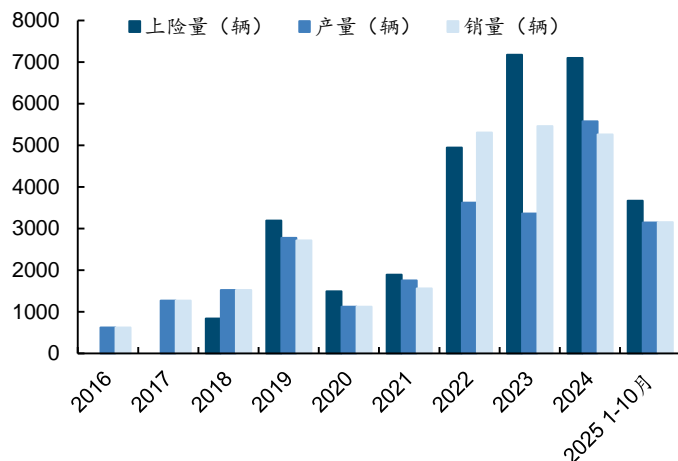
#### 3.1 扫除发展担忧，燃料电池汽车基础设施、系统降价、应用场景均已明晰

燃料电池汽车“十四五”期间销量较为低迷，每年平均销售量在5000辆左右，24年燃料电池汽车销量仅占当年商用车销量的0.14%。回顾原因，主要受到基础设施不健全、系统价格偏高、对补贴依赖度高、应用场景不明晰、氢气价格偏高等多重因素影响。

图表25：截至2025年10月燃料电池汽车示范城市群推广数量、目标及完成比例



图表26：中国燃料电池汽车产量、销量以及上险量（辆）



来源：政府官网、交强险，国金证券研究所

来源：中汽协、交强险，国金证券研究所

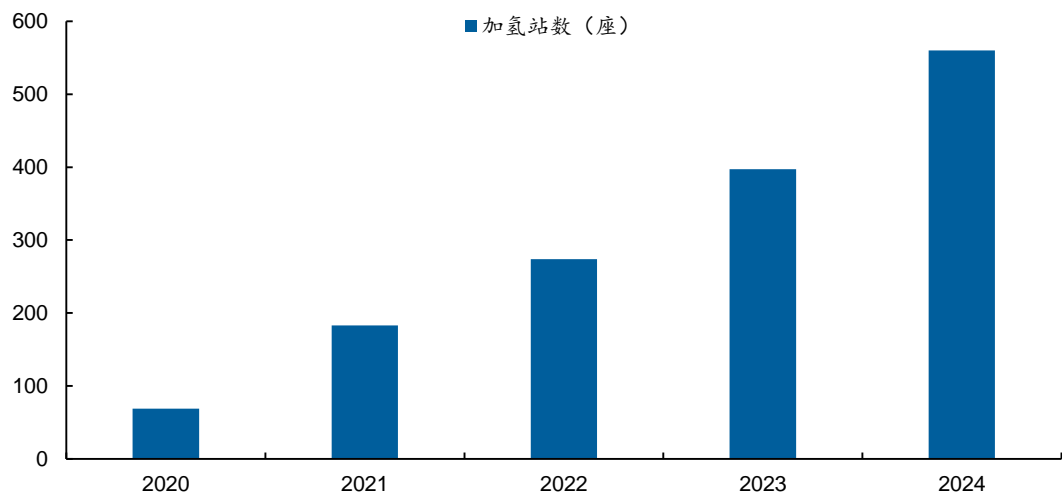
现阶段，上游制氢端开始大规模供应，加氢站数量提升，产业链配套逐步到位。此外，针对性政策的不断落地也将加速落地进程，免除高速公路费用将加速燃料电池重卡应用和经济性显现，带来燃料电池汽车放量确定性增强，从而驱动板块景气度回暖。

行业经历第一轮示范城市群（2021-2025年），基础设施、系统降价、应用场景均已明晰。

加氢站等基础设备逐渐完备，为燃料电池车的运行奠定可行性。“十四五”期间发展低于预期的问题之一在于基础设施的配套不完备，先有车还是先建加氢站的问题一直存在，导致推进缓慢。但截至2025年，国内累计建成加氢站已经超过560座，实现全国覆盖。并且氢车多为商用车、重卡等为主，多为固定路线运营，因而应用路线确定后加氢站建设后续提速也将非常快。



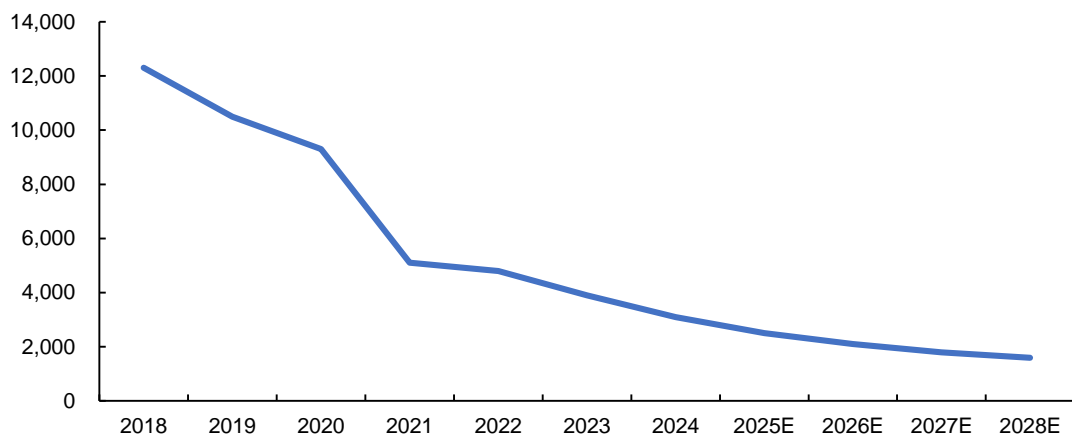
图表27: 加氢站覆盖全国已达到 560 座



来源：氢能观察、国际氢能网、智研咨询、国金证券研究所

燃料电池降价迅速，补贴依赖度大幅下行。燃料电池系统价格从 2023 年的 3900/kW 降低至低于 3000 元/kW，氢车购置成本实现大幅下行，对补贴依赖度降低，行业逐步向市场化迈进。

图表28: 燃料电池系统售价逐年快速下降(元/KW)



来源：弗若斯特沙利文、国金证券研究所

应用场景明晰，找准定位打开需求。燃料电池车最佳应用场景应同时满足长途重载和氢气便宜，因此适用的场景分为：1) 西部低价风光电+氢能矿卡/重卡；2) 东部副产氢+长途冷链物流。此类场景能够跑通经济性，不需要像公交车一样依赖政府买单，且氢能重卡的长续航可以充分发挥优势作用。

叠加高速过路费政策扶持，减免 20%的全生命周期成本 (TCO) 费用。多个省市发布减免高速过路费政策，加速运营成本下行。跨地区氢高速项目叠加各地氢高速过路费减免政策，氢高速成为氢车规模化示范推广和具备运营经济性的关键应用场景。

图表29: 全国多个省市发布免除氢能车辆高速通行费政策

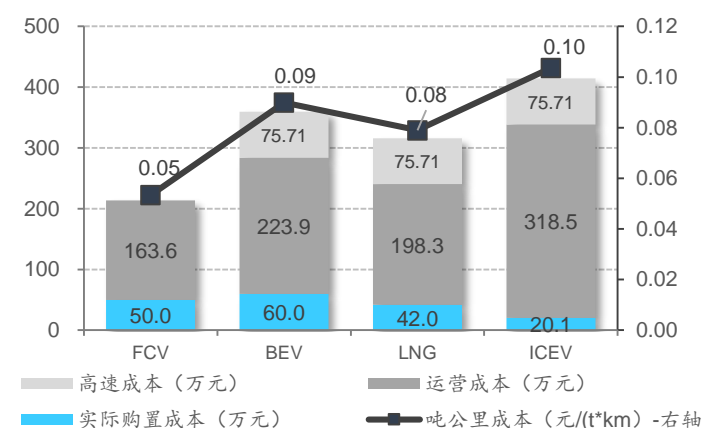
时间	省市	政策文件	内容
2024 年 2 月 26 日	山东	《关于对氢能车暂免收取高速公路通行费的通知》	自 2024 年 3 月 1 日起，对行驶山东省高速公路安装 ETC 套装设备的氢能车辆暂免收取高速公路通行费，政策试工期 2 年。
2024 年 5 月 30 日	内蒙古鄂尔多斯	《市交通运输局关于印发氢能车辆奖补通行费实施方案的通知》	2024 年 6 月 1 日起，对在鄂尔多斯市境内行驶通过收费站的氢能车辆，在收取收费金额后，次月审核后返还全部通行费。奖补时间为 2024



			年6月1日起至2026年6月1日止，试行期2年。值得一提的是，政策试行后，预计全年将为运营企业减免通行费300余万元。
2024年7月14日	山西吕梁	《吕梁市推动氢能产业发展若干政策措施（试行）》	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。
2024年8月13日	吉林	《关于对氢能车辆行驶吉林省高速公路实施优惠的通知》	自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。
2024年8月15日	陕西	《关于支持开展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》	规定自2024年9月1日起至2027年9月1日止，对安装使用ETC装备的氢能车辆，全额免除省内高速公路通行费。
2024年11月6日	四川	《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）》	对安装使用ETC装备的氢能车辆在四川省免除高速公路通行费。
2024年11月8日	湖北	《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。
2024年12月10日	青海	关于印发《青海省加快推动氢能产业高质量发展的若干政策措施》的通知	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，且出入口均在青海省境内）。鼓励各市州公共交通、公务用车、大中型企业购置使用氢燃料电池汽车。
2024年12月16日	内蒙古包头	包头市人民政府办公室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。
2025年5月14日	辽宁	《辽宁省推广高速公路差异化收费对氢燃料电池货车免收车辆通行费的实施方案》	提出以高速公路差异化收费方式对氢燃料电池货车免收车辆通行费。
2025年5月21日	山西	《山西省发展和改革委员会等部门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（试行）》	自2025年6月1日0时至2027年5月31日24时，对氢能货车高速公路通行费实施全额补贴。

来源：政府官网、国金证券研究所

图表30：各类重卡全生命周期成本对比



来源：国金证券研究所测算

图表31：减免高速费后TCO成本可下降20%以上

以49t重卡为例测算，TCO=5年	
高速里程(km)	100
运输方案	往返
TCO-不含高速(万元)	268
高速过路费(元/km)	2.2
高速路程占比(%)	90%
高速成本(万元)	69.30
TCO总成本(万元)	337.54
高速成本占比(%)	21%

来源：山东省交通厅、国金证券研究所

### 3.2 燃料电池零部件临门一脚，迎触底大反转

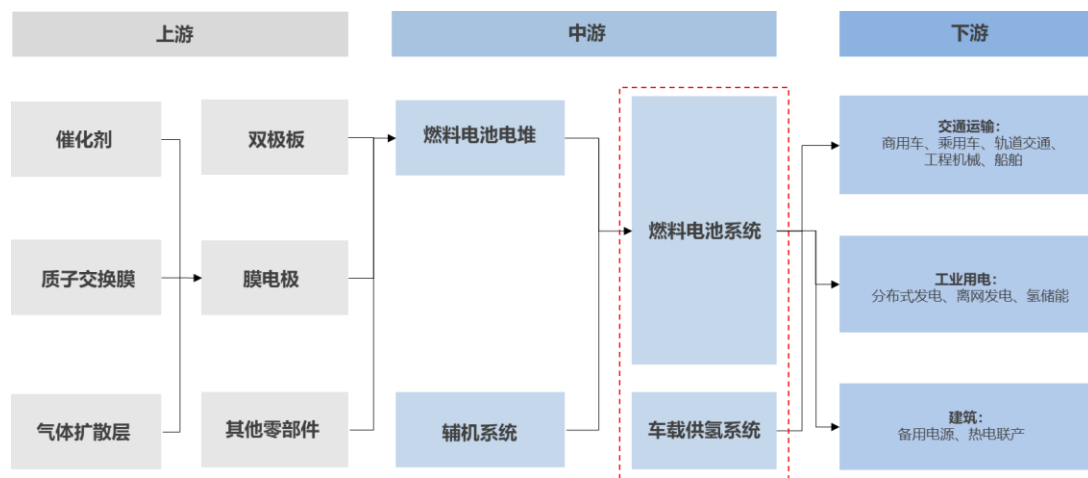
燃料电池车应用场景明晰，行业将迎触底大反转，随着燃料电池系统成本的下降、氢车高速过路费的免除等，行业进入爆发前夜。竞争格局已缩圈，相关燃料电池头部企业均上市，形成板块效应。

燃料电池汽车内核心零部件为首要受益环节。燃料电池汽车的放量将直接带动内部零部件的需求，首选价值量大及技术壁垒相对较高的环节：燃料电池系统和车载供氢系统。此次



盘点燃料电池产业链中价值量高的核心零部件企业，主营业务为燃料电池系统（占整车成本约 60%）或车载供氢系统（占整车成本约 20%），已形成规模化销售并且明确披露相关产品收入、订单等情况。

图表32：寻找燃料电池产业链内价值量高的零部件

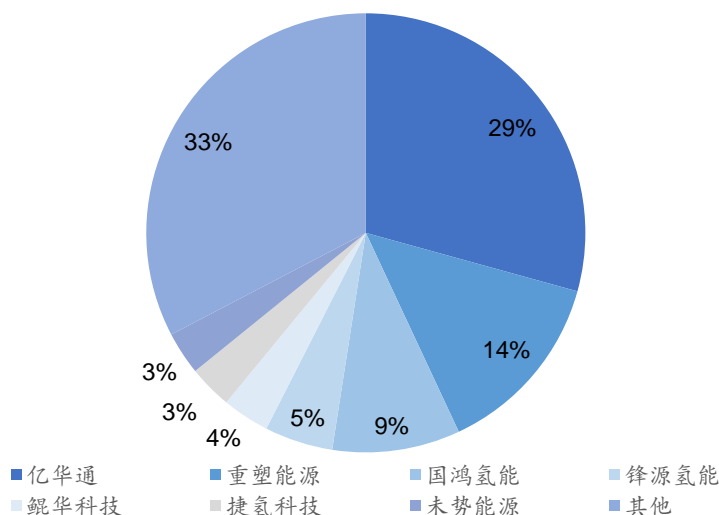


来源：《中国氢能产业发展报告》、国金证券研究所

燃料电池售价与性能是燃料电池汽车购置的关键。燃料电池示范城市群群的补贴与氢能中长期规划对氢车在交通领域的定位表明，燃料电池在交通领域未来要实现价格逼近或低于内燃机价格，同时其稳定性与可靠性需与内燃机持平，补贴尾声中，性能与成本是燃料电池行业的核心，单车系统即燃料电池汽车发动机价格未来有望持平内燃机。

燃料电池系统头部企业市占率过半，重点关注头部供应商。随着行业的发展和竞争的加剧，燃料电池系统竞争格局逐步稳健，2024 年从燃料电池系统供应商格局看，亿华通、重塑能源、国鸿氢能、捷氢科技、国电投为燃料电池系统前五大供应商。

图表33：2024 年燃料电池系统竞争格局

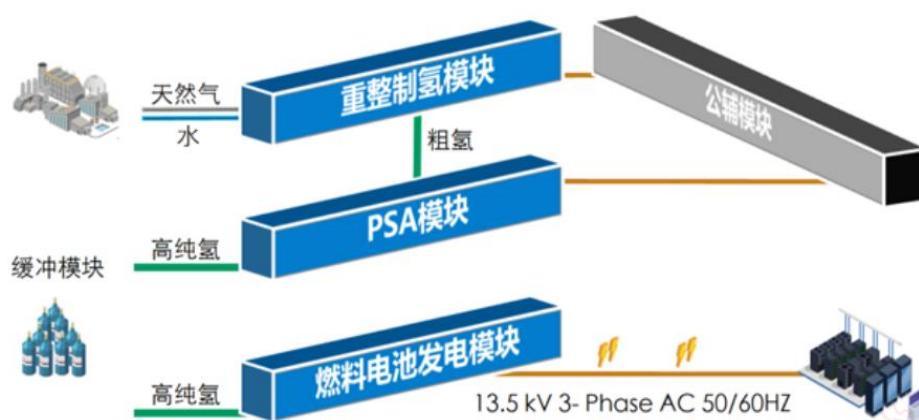


来源：交强险、国金证券研究所

燃料电池在固定式发电领域也可应用，天然气重整+纯化装置+质子交换膜燃料电池，相当于一套采用天然气的作为燃料的发电系统，拥有成熟度高、降本空间大、常温发电、调节能力快等优势。



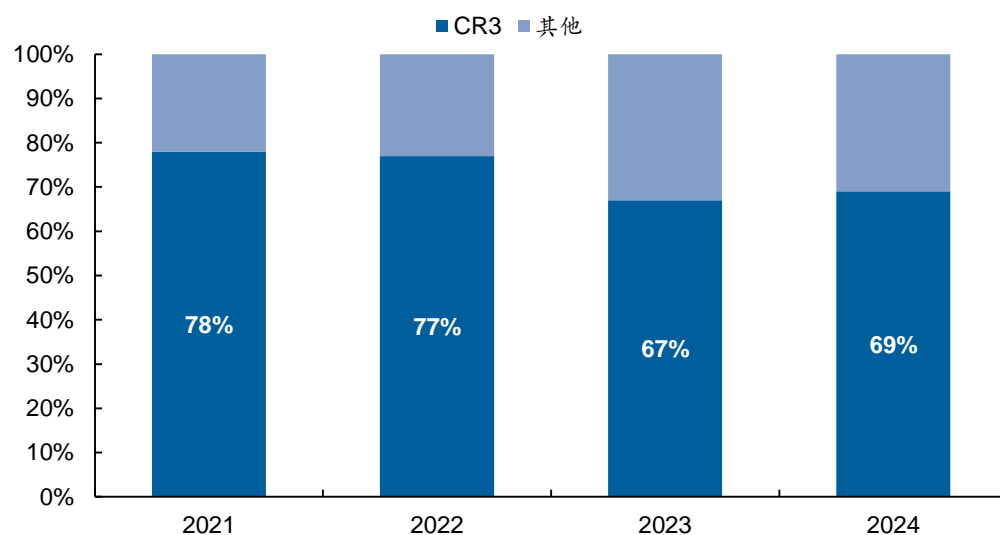
图表34：数据中心氢能发电系统产品示意图



来源：国富氢能官网、国金证券研究所

车载高压储氢瓶行业市场份额相对集中，重点关注高市占率企业。2020-2024年前三大厂商市占率达到70%左右，市场集中度相对较高，国富氢能、奥扬科技、中材科技、京城股份、科泰克等企业市占率靠前，其中国富氢能储氢瓶市占率连续五年第一，达到30%以上。

图表35：车载储氢瓶市场份额相对集中



来源：观研报告网、GGII、国金证券研究所

## 四、SOFC：海外 AI 数据中心带动，需求迎来新场景突破

### 4.1 美国 AI 数据中心缺电，SOFC 迎来新场景突破

海外 AI 数据中心带动，SOFC 迎来新场景突破。AI 数据中心电力需求旺盛，SOFC 凭借安装周期短、扩产时间快、发电效率高等优势适用于分布式电源，随着放量带来的成本下行，SOFC 也将在工商业领域迎来更大的市场。

AI 数据中心是 SOFC 应用潜力最大的场景之一。SOFC 可用作分布式发电装置，热电联供是





其最优方案，美国 APPLE、GOOGLE、AT&T、EBAY 数据中心、医院、商业区和工业园区等均有成熟的应用。尤其当前美国受数据中心影响用电量激增，大功耗数据中心接入电网将造成极大的负担，大型数据中心自备电力将是大势所趋。SOFC 技术凭借高达 60% 的转换效率以及冷热电联供特性，不仅能为数据中心提供稳定的电力，还能通过回收余热来增强冷却系统的效能，实现能源的高效利用。Bloom Energy 开发的产品目前已在甲骨文、英特尔、易趣等众多公司得到应用。

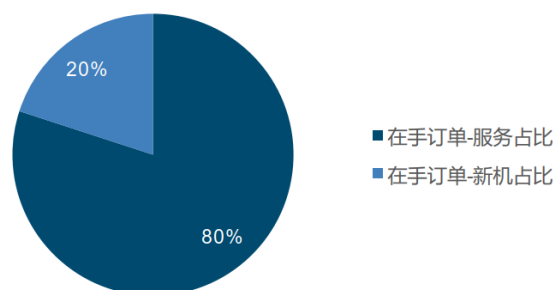
图表36: Bloom Energy 客户涵盖多个领域龙头企业



来源: Bloom Energy 官网、国金证券研究所

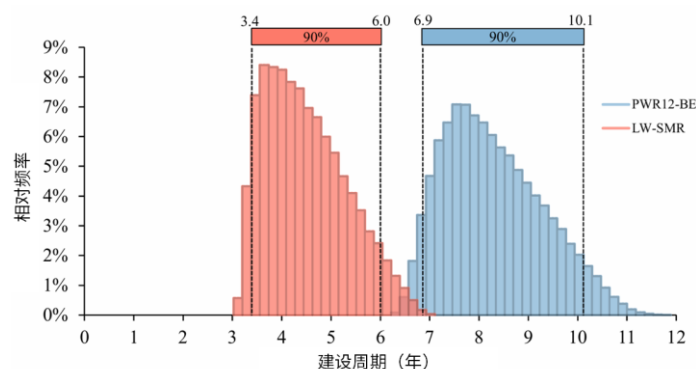
燃气轮机供给紧张、SMR 建设周期长，数据中心电源需求外溢，SOFC 迎来发展大机遇。燃气轮机和小核电站（SMR）是之前数据中心电源的主流选择。根据 GE、西门子、三菱订单情况，大型燃机排产已至 28 年，供需紧张；SMR 建设周期需 3-5 年，时间较长。SOFC 具备部署快（3 个月）、现货充足、发电效率高、扩产迅速的优势，能够满足当前数据中心电源紧缺的需求。此外，基于 IRA 条款，2026-2033 年购买 SOFC 系统的下游厂商，可获得 30% 投资税抵免（ITC），降低购置成本。

图表37: 2024 年末，西门子能源燃气服务业务在手订单 450 亿欧元，其中服务占比 80%



来源: 西门子能源公告、国金证券研究所。注: 西门子能源第一大业务板块 gas service 业务，虽然翻译成中文带有“服务”二字，包括其实包括了燃气轮机、大型蒸汽涡轮机、大型发电机、热泵等新机产品，以及相应的维护、性能提升、数字化和专业咨询等服务。

图表38: SMR 建设时间在 3-5 年左右



来源: Techno-economic analysis of advanced small modular nuclear reactors、国金证券研究所

根据 2025 年 11 月 15 日外发报告《AI 的尽头是电力——策略联合行业研究报告》内测



算, 预计 2025-2028 年, 美国数据中心算力芯片功耗从 7.1GW 提升到 89.1GW, 考虑到冷却系统等耗电, 算力芯片约占整个数据中心功耗的 80%, 美国数据中心总功耗约从 8.9GW 提升到 111.3GW。按照 SOFC 占比 5%-8% 的假设, 对应燃机需求为 0.4-9GW, 26-28 年增速分别为 266.6%/163.1%/106.7%。

图表39: 预计 2025-2028 年美国数据中心领域 SOFC 发电需求从 0.4GW 提升到 9GW

项目	2025E	2026E	2027E	2028E
美国数据中心算力芯片功耗 (GW)	7.1	21.8	49.2	89.1
美国数据中心总功耗 (GW)	8.9	27.3	61.5	111.3
美国数据中心发电方式中, SOFC 占比	5.0%	6.0%	7.0%	8.0%
美国数据中心 SOFC 需求 (GW)	0.4	1.6	4.3	8.9
美国数据中心 SOFC 发电需求增速	-	266.6%	163.1%	106.7%

来源: 国金证券研究所

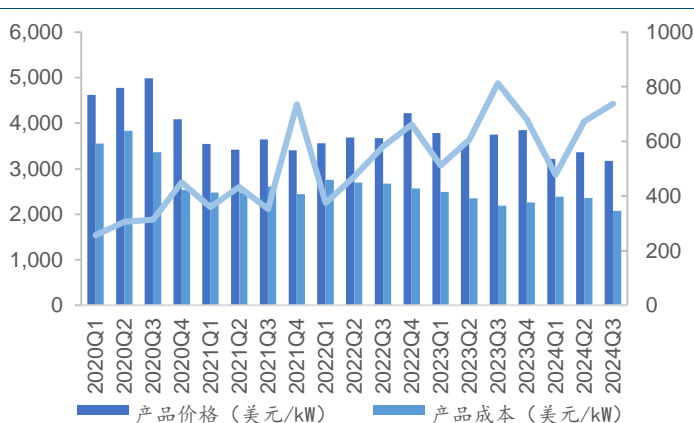
规模效应下, SOFC 未来经济性降本空间大。根据 Bloom Energy, 24Q3 公司的 SOFC 产品平均销售价格约为 3170 美元/kW, 成本为 2075 美元/kW; 此外美国能源部设定 SOFC 降本目标, 2025-2030 年电堆成本降至 225 美元/kW 以下, 系统成本降至 900 美元/kW 以下。

图表40: SEGA 联盟对 SOFC 系统的中长期目标

项目	现在	2025/2030 目标
系统成本 (100kW-1MW)	>\$12,000/kW	\$900/kW
系统寿命	1-1.5% per1,000hrs	<0.2% per 1,000hrs
示范量级	5kW-200kW	DG: MW 级别 量级: 10-50MW

来源: NETL、国金证券研究所

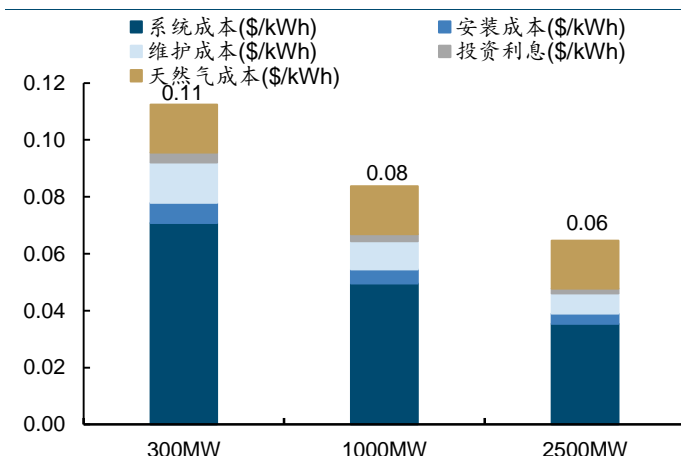
图表41: Bloom Energy 的 SOFC 价格和成本 (美元/kW)



来源: Bloom Energy 官网、国金证券研究所

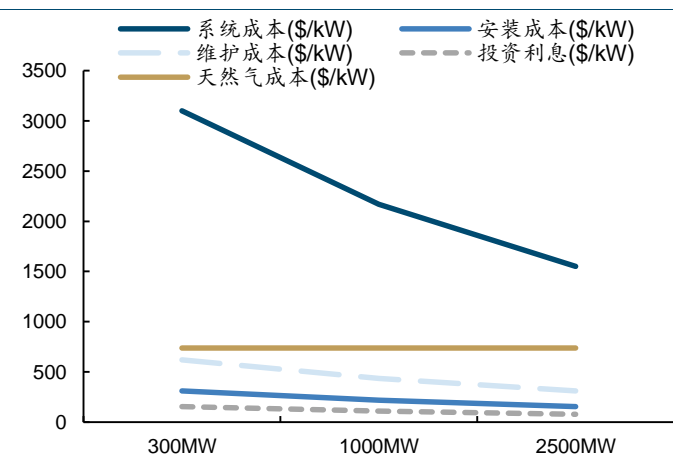
以 SOFC 系统寿命 43800 小时, 热电联供下发电效率 85%, 天然气价格 4 美元/MMBtu 测算, SOFC 发电成本为 0.11 美元/kWh, 根据美国 IRA 和 OBBB 法案, 26 年-32 年使用 SOFC 的厂商均可获得项目资产性支出的 30% ITC 补贴, 即 SOFC 发电成本将降至 0.09 美元/kWh。部分项目已接近传统电源价格。此外, SOFC 运维需求低、可避免碳税成本, 在美国加州等地区优势明显。

图表42: SOFC 发电成本 (美元/kWh)



来源: 《SOFC 技术和产业发展研究报告》、Bloom Energy 官网、国金证券研究所

图表43: SOFC 发电成本拆分 (美元/kW)



来源: 《SOFC 技术和产业发展研究报告》、Bloom Energy 官网、国金证券研究所



图表44: SOFC 发电成本敏感性测算 (美元/kWh)

	天然气价格 (美元/立方米)									
		0.1	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18
SOFC 系统 成本 (美元/kW)	4000	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
	3600	0.12	0.12	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
	3200	0.11	0.11	0.11	0.11	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
	2800	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.11	0.11	0.11
	2400	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.10
	2000	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
	1600	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
	1200	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06
	800	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.05

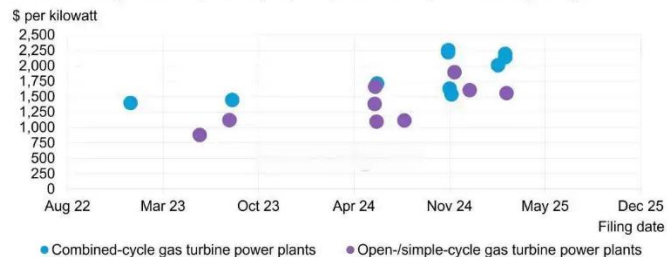
来源:《SOFC 技术和产业发展研究报告》、Bloom Energy 官网、国金证券研究所

进一步,考虑未来规模效应带来的降本,当 SOFC 产量达到 2.5GW 级别及以上,系统实现 50%以上降本时,SOFC 发电成本将降至 0.06 美元/kWh。对比燃气轮机约 0.048kWh~0.107kWh 美元/kWh 的发电成本,开始具备竞争力,SOFC 可在工商业更大市场内具备竞争力。并且由于燃气轮机供不应求,价格开始逐步上涨,两者的经济性成本交叉曲线有望提前。根据 NextEra, 2021 年联合循环天然气涡轮机的成本低至 800 美元/kW,但由于电力增长带来的燃气轮机供不应求,根据公用事业公司,当前对新 CCGT 的报价高达 2800 美元/千瓦,对应将在 2028-2030 年交付。

图表45: 美国燃气轮机成本上涨 (美元/kW)

图表46: 美国燃气轮机 LCOE 在 48~109 美元/MWh

Rising Costs of Gas Power Projects a Reflection of Growing Demand  
Cost of US gas-fired power projects, based on public utility filings



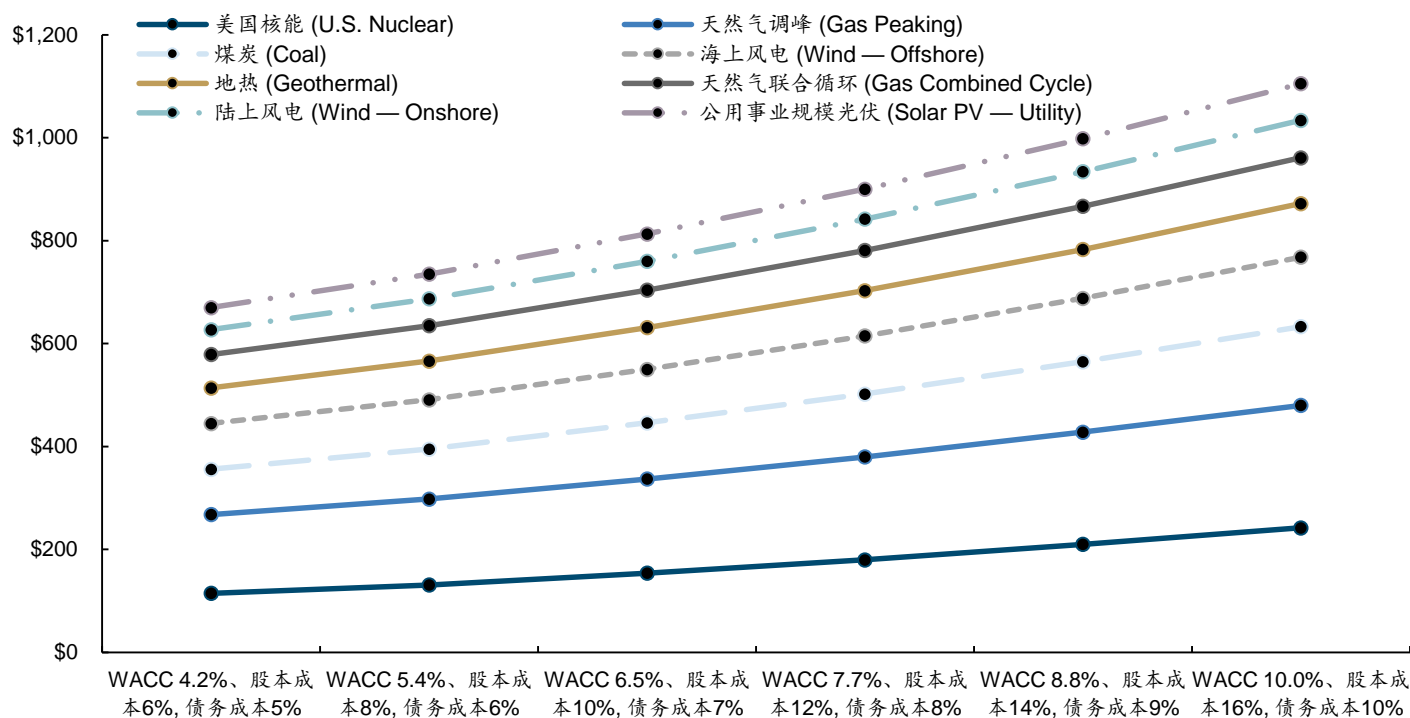
项目	单位	燃气联合循环电厂 (新建)	
		保守预期	乐观预期
净输出功率	MW	1,225	750
总资本成本	\$/kW	\$1,200	\$1,600
固定 O&M	\$/kW-yr	\$10.00	\$25.50
可变 O&M	\$/MWh	\$2.75	\$5.00
热耗率	Btu/kWh	6,475	6,550
容量因数	%	90%	30%
燃料价格	\$/mmBtu	\$3.45	
建设周期	月	24	
设施寿命	年	30	
LOCE	\$/MWh	\$48	\$109

来源: BloombergNEF、国金证券研究所

来源: Lazard、国金证券研究所



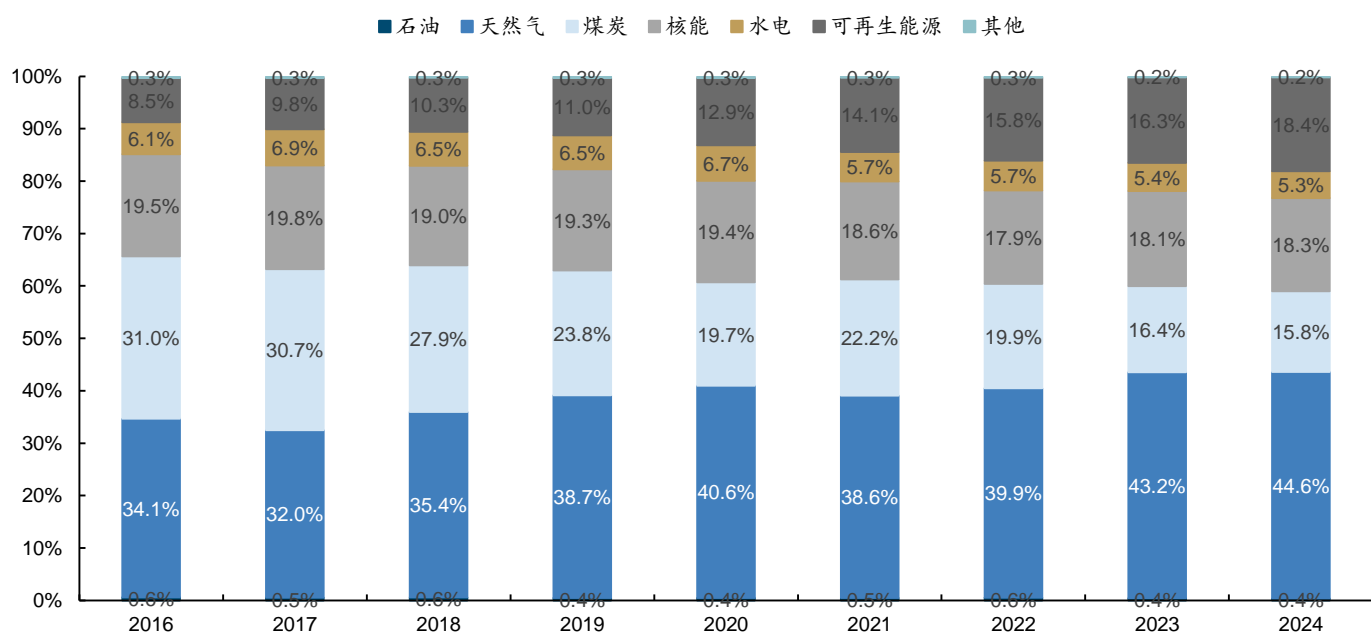
图表47：美国不同能源发电的 LCOE



来源：Lazard、国金证券研究所

海外 AI 数据中心带动后，工商业领域迎来更大市场。气电是美国主要发电方式，2016–2024 年，美国天然气发电量占全国总发电量的比例从 34%提升到 45%。SOFC 随着 AI 数据中心电力需求旺盛的东风，抓住窗口期实现快速成本下行，若在发电经济性层面实现与燃气轮机持平，SOFC 也将在工商业领域迎来更大的市场。

图表48：2016–2024 年，美国天然气发电量占全国总发电量的比例从 34%提升到 45%



来源：世界能源统计年鉴，国金证券研究所

#### 4.2 SOFC 应用前景广阔，重点关注头部系统企业及相关供应链，板块效应逐步明晰

投资机会方面，Bloom Energy 及其核心供应链、海外及国内系统商。SOFC 过往大多集中在工商业发电的场景上，25 年 7 月，数据中心 CSP 大厂甲骨文给 Bloom Energy 下订单，





为 SOFC 产品首次进入 AI 数据中心场景，即意味着可搭上 AI 产业高速发展的东风，因而目前预期最快的需求增长将集中在 Bloom Energy 及其核心供应链兑现。随着 AI 数据电力需求的增长，SOFC 景气度持续超预期，行情向 BE 供应链、资源品以及其他 SOFC 企业扩散，逐步形成板块效应。

**图表49：SOFC 相关公司整体梳理**

企业/项目	具体情况
Bloom Energy	美国的 Bloom Energy 是目前商业化最高的 SOFC 公司，已为苹果、沃尔玛、谷歌及可口可乐等提供了数千套的 SOFC 分布式发电系统。新产品 EnergyServer5 自发电能够达到 65% 的效率，功率密度是此前型号的两倍，平均寿命超 5 年，为当前行业最高水平。
Fuel cell Energy	Fuel Cell Energy 总部位于美国，主要从事固定式燃料电池的研究，主要产品是可用于现场发电、热电联产及分布式发电的 MCFC。目前公司产品 DFC 发电厂已在全球超过 50 个地点产生电力，SOFC 产品在工商业场景广泛应用。
Ceres power	新一代、低成本金属支撑燃料电池技术的领导者，2016 年 6 月，日产汽车基于 Ceres power 的电池堆技术，发布世界首款 SOFC 原型车，采用乙醇燃料(30L)，配备 24 千瓦时电池，续航里程 600 公里。2019 年 Ceres Power 成功开发了首个专为氢燃料设计的零排放热电联产系统，产品在住宅、商业发电和交通领域都有商业化应用。
Elcogen	成立于 2001 年，拥有先进的陶瓷阳极支撑、低温固体氧化物燃料电池制造技术，其生产的电池片和电堆性能处于国际领先水平，目前已经商业化。
Convion	成立于 2012 年，应用于分布式发电和工业自发电的燃料电池系统，其开发的 C60 产品，可使用天然气或沼气为原料，输出功率 60 kW，发电效率达到 60%，总能量效率达到 83%。
京瓷	从 1985 年开始开发小型 SOFC，2011 年率先推出家用千瓦级固体氧化物燃料电池热电联供系统并进入市场，整体系统效率可达 90% (LHV) 以上，其利用精密陶瓷设计、制造和测评技术，可实现产品 9×10 <sup>4</sup> h 连续工作，360 次启停，12 年的设计寿命，目前安装数量持续增加，价格逐渐降低。
三菱重工	三菱重工 1980s 起研究 SOFC 发电系统，2018 年 8 月，250kW SOFC 系统微型燃气轮机 (MGT) 系统成功示范，2001 年开发 10kW 级的管式 SOFC 发电系统，2013 年成功运行 200kW 的 SOFC+MGT 复合发电系统，2014 年成立三菱日立电力系统株式会社，研发 SOFC 联合循环大型发电系统，2018 年宣布实现商用 250kW 和 1MW 联合发电产品。
三环集团	潮州三环是国内最早研发生产 SOFC 的企业，2012 年开始批量生产 SOFC 单电池；2015 年收购澳大利亚 CFCL 公司，获得其电堆和小功率 SOFC 系统技术基础；2017 年起向国内市场推出 SOFC 电堆。潮州三环出货量最大的是电解质隔膜、单电池，同时具备电堆量产能力，系统则主要有旗下子公司 CFCL 在德国的生产基地完成，以 1.5kW 系统为主。目前潮州三环是全球最大的 SOFC 电解质隔膜供应商，欧洲市场上最大的 SOFC 单电池供应商。
潍柴动力	潍柴于 2018 年 5 月以 4000 余万英镑收购 Ceres Power，并与其在中国潍坊成立合资公司，合资公司使用 Ceres Power SteelCell 技术，产销燃料电池系统、电堆和电池片，应用于客车、卡车和特定发电市场。潍柴 SOFC 产品已经在潍柴燃料电池产业园和潍坊市能源集团开展示范。Ceres Power 于 2025 年 11 月 5 日进一步授权给潍柴电堆拆解和生产权限。
先导薄膜	Bloom Energy 于 2023 年 6 月 28 日将 Vital & FHR North America LLC (先导薄膜和 Vital 的合资公司) 纳入其供应链，且该公司在俄亥俄州 Bowling Green 开设了新厂，用于支持固态氧化物燃料电池 (SOFC) 和氢电解器 (Electrolyzer) 的生产。2025 年 8 月先导薄膜被衢州发展拟通过发行股份方式收购控制权。
科力远	SOFC 方面，公司主要做电极材料，泡沫铜锰合金替代钙钛矿阴极材料，下游客户目前已经扩展至 7 家，其中 1 家客户已装堆 50KW 并出货。
壹石通	壹石通是全球锂电池用勃姆石行业龙头，主营产品包括新能源锂电池涂覆材料、电子通信功能填充材料、低烟无卤阻燃材料等三大类。近年来，壹石通入局氢赛道，布局减碳固碳技术领域的新产品，瞄准固体氧化物电池 SOFC 二次创业。
佛燃能源	2021 年 6 月，佛燃能源对旗下全资子公司广东佛燃科技有限公司进行增资，此次对子公司进行增资，将有助于佛燃科技投资研发固体氧化物燃料电池 (SOFC) 项目等项目。2023 年年度报告显示，公司联合国内电堆头部企业、国外知名设计公司共同研发的 50kW SOFC 热电联供系统已进入关键阶段。
雄韬股份	公司成功中标中广核研究院有限公司的氢气 SOFC 发电系统测试服务采购项目。这是继今年 5 月中标中广核白鹭综合服务氢燃料电池车辆移动应急发电技术服务项目后，雄韬股份再获中广核氢能项目订单。雄韬股份打造了国内领先的研发与生产测试中心。该中心配备专业级燃料电池测试平台，功率等级覆盖 100-250kw。

来源：Bloom Energy、FCCL、科力远、雄韬股份官网、《我国固体氧化物燃料电池产业发展战略研究》、国际氢能网、中国粉体网等国金证券研究所





Bloom Energy 产品销售量超 1.2GW，与多个领域龙头合作，通过甲骨文背书后续将快速突破 AI 数据中心订单。公司位于加州，贡献了该州 60% 的固定式燃料电池系统，在全球 8 个国家销售安装了 1.2GW 的 SOFC 产品。面对数据中心的巨大需求，公司正在积极扩产，产能不会成为发展瓶颈，其计划于 26 年 12 月，产能扩至 2GW，这足以支持 4 倍于 25 年的收入。此外，公司业绩有望持续超预期，预计 25 年财务指标会优于此前公布的年度指引，成本将继续实现两位数降幅，利润率继续提升。

**图表50: Bloom Energy 2024 年以来订单**

时间	订单内容	合作方
2025 年 10 月 13 日	Bloom Energy 宣布建立 50 亿美元的战略人工智能基础设施合作伙伴关系，Brookfield 将投资高达 50 亿美元部署 Bloom 的先进燃料电池技术。	Brookfield
2025 年 10 月 1 日	BFC 电力公司向怀俄明州环境质量部提交了一份申请，寻求批准在怀俄明州拉勒米县建造一座使用 Bloom Energy 燃料电池的发电厂，容量达 900 兆瓦。	BFC Power
2025 年 7 月 24 日	甲骨文云基础设施计划在美国多座数据中心部署 Bloom Energy 燃料电池，90 天内交付并投运。	甲骨文
2024 年 12 月 11 日	HPS 和 IDF 将购买 19 MW 的 Bloom Energy Server，包括现场微电网解决方案。根据 PPA 结构签订合同，共约 1.25 亿美元资金将支持 Bloom 设备安装	HPS Investment Partners 和 Industrial Development Funding
2024 年 11 月 14 日	1GW，用于为 AI 数据中心供电，一期供货 100MW，2025 年后增加后续订单	美国电力公司（AEP）
2024 年 11 月 7 日	80MW，2025 年供货，韩国两个公园供电	SK Eternix
2024 年 11 月 7 日	对现有协议扩展，新协议将广达现有 Bloom SOFC 装置电力容量增加 150% 以上	Quanta Computer Inc.
2024 年 11 月 7 日	20MW，在洛杉矶的两个战略地点提供 Bloom SOFC	FPM Development
2024 年 9 月 20 日	500MW，在 2024 年 1 月 1 日至 2027 年 12 月 31 日期间购买 Bloom SOFC	SK ecoplant Co
2024 年 5 月 9 日	在加利福尼亚州的现有高性能计算数据中心安装额外兆瓦级的 Bloom Energy 基于燃料电池的能源服务器	英特尔

来源：Bloom Energy 官网、国金证券研究所

## 五、投资建议

绿氢政策近期催化频繁，预期相关针对性整体产业链政策在路上，建议把握窗口期布局。

氢能近期关注度明显提升，国家层面政策频繁、定调高；燃料电池和氢能板块公司股价异动多。在板块估值处在低位，基本面好转（价格战打完已出清、基础配套逐步完备）背景下，氢能板块产业链整体迎来大机遇。

- **绿醇**：全球需求共振，行业迎爆发和发展确定性。以绿色航运为突破，国内外需求共振，向化工更大场景进军，同时打开绿氢下游消纳，进一步推动氢能产业链成熟。国内外氢能政策共振打开需求，率先投产、能保障销售渠道的绿醇生产商具备竞争力，建议关注：金风科技、中国天楹、中集安瑞科、吉电股份等；
- **制氢设备**：绿电直连+设备降本，绿氢经济性逐步显现，下游大量应用需求将被打开，设备作为“卖铲人”受益最大，并且在行业已经实现大幅出清，竞争格局的优化将带来更集中的机会。建议关注已具备项目经验的设备企业：华电科工、华光环能、双良节能等。
- **燃料电池**：氢车应用场景明晰，行业将迎触底反转，随着燃料电池系统成本的下降、氢车高速过路费的免除等，行业进入爆发前夜、临门一脚。竞争格局已缩圈，相关燃料电池头部企业均上市，形成板块效应。磨底时间最长、预期差最大、业绩估值将迎来共振，建议关注：国富氢能、重塑能源、亿华通、科威尔、雄韬股份等。
- **SOFC**：海外 AI 数据中心带动，需求迎来新场景突破。AI 数据中心电力需求旺盛，SOFC 凭借安装周期短、扩产时间快、发电效率高等优势适用于主电源，随着放量带来的成本下行，SOFC 也将在工商业领域迎来更大的市场。投资机会方面，Bloom Energy 及其核心供应链、海外及国内系统商，建议关注：三环集团、潍柴动力、壹石通、佛燃能源等。



## 六、风险提示

政策力度不及预期：行业尚处商业化前期，较为依赖政策的扶持，若政策实施力度不及预期，则行业发展缓慢。

技术迭代缓慢：行业降本和发展依赖设备等技术迭代，若技术迭代速度较慢，将导致行业发展停滞。

实际项目落地进度低于预期：项目的快速推进建立在政策支持、降本以及项目可实现稳定运行等多重基础上，存在某些基础设施发展需要较长时间，导致实际上绿氢等相关项目落地进度不及预期的情况，使得行业成熟时间拉长。



**行业投资评级的说明：**

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。



## 特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

### 上海

电话：021-80234211

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号

紫竹国际大厦 5 楼

### 北京

电话：010-85950438

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100005

地址：北京市东城区建国门内大街 26 号

新闻大厦 8 层南侧

### 深圳

电话：0755-86695353

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心

18 楼 1806



【小程序】  
国金证券研究服务



【公众号】  
国金证券研究