



氢能与燃料电池行业研究

买入（维持评级）
行业专题研究报告
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

能源安全与双碳目标交汇，氢能开启规模化元年

核心观点

氢能正崛起为破解我国能源安全与深度脱碳双重困境的核心枢纽，战略高度与政策力度空前。一方面，能源安全压力凸显。2025 年国内石油消费的 43%、天然气消费的 17% 依赖中东及俄罗斯进口。霍尔木兹海峡承担着我国约 40% 的原油进口量，自伊朗进口的甲醇占比高达 50%-60%。近期国际地缘政治动荡，使能源供应链的脆弱性进一步暴露。另一方面，脱碳进程步入深水区。工业、化工、交通等“难减排领域”已成为降碳攻坚的主战场，减碳目标正倒逼氢氨醇需求加速释放。根据 2026 年政府工作报告的单位 GDP 减碳目标，我们测算：2026 年绿氢需求将达 300 万吨，带动电解槽约 27.8GW；“十五五”期间绿氢需求将攀升至 6500 万吨，对应电解槽约 602GW。氢能凭借能源燃料、工业原料和储能介质三重属性，已获得中央层面战略定调。随着绿电直连、取消过网费等政策红利落地，叠加欧盟碳税等外部机制抬高灰氢成本，绿氢平价进程正实质性提速。当新能源供电电价在长时稳定运行下降至 0.2 元/kWh 以下，绿氢将大范围具备与灰氢平价的能力。作为未来国家能源体系的重要组成部分，氢能正站在规模化和商业化的历史转折点上。氢能下游应用的路径正逐步清晰，将从价格敏感度最低的交通和化工领域率先突破，沿着“绿色航运、氢能重卡、化工、冶金、储能”的路径推进。其中，绿醇受益于国内政策与欧盟碳税双重驱动，氢能重卡得益于成本下行与过路费减免，已成为当前最具经济性突破条件的优先场景。

- **交通领域：经济性准备就绪，氢价接受度最高。**燃料电池系统价格已降至 3000 元/kW 以下，购置成本大幅下降。运营端，当氢气枪口价降至 37.5 元/kg 时，氢能重卡可与柴油车能耗成本持平；叠加多省市高速过路费减免政策，全生命周期成本可再降 20%。政策驱动下，燃料电池行业预期差最大，即将迎来触底反转，头部系统厂商及储氢瓶等核心设备企业将率先受益。
- **绿醇领域：海外碳税催化平价加速，国内低电价+补贴加持经济性。**根据我们测算，当欧盟碳配额价格达 100 欧元/吨时，绿醇价格降至 4000 元/吨即可与传统船用燃料成本持平。国内方面，电价低于 0.15 元/kWh 时，绿醇可与煤制甲醇平价；叠加 50-100 欧元/吨碳税后，经济性进一步凸显。政策端，欧盟碳税及 IMO 法案正推动航运绿色化加速——短期看，439 艘甲醇船舶投运将带来超 1107 万吨需求；中长期看，全球绿醇需求有望超 4000 万吨（10%渗透率），国内化工领域 30% 替代可再打开 3000 万吨市场。未来 2-3 年绿醇供不应求格局明确，建议优选投产早、需求确定性强、成本控制能力突出的生产商。
- **绿氨领域：碳税加持下经济性显现，火电掺烧与船舶需求打开空间。**50 元/吨碳税下，煤制氨成本上升 9%；800 元/吨碳税下，成本上升 137%，此时绿氨优势显著。火电掺烧需求潜力尤为突出，若 10% 煤电以绿氨替代，年需求将超 3.2 亿吨；船舶领域已现真实需求，全球氨燃料船舶订单达 49 艘，国内规划绿氨产能已超 2335 万吨。
- **工业与储能：氢冶金平价仍需时间，大规模长周期储能成本优势明确。**不考虑碳税时，氢冶金平价对应氢气 9.6 元/kg；碳税 200 元/吨时，平价可放宽至 12.4 元/kg。储能领域，氢储能系统初始投资度电成本约 1300 元，在大规模、长周期场景下扩容成本显著低于电化学储能，与后者形成互补，可有效适配风光规模化消纳需求。

投资建议

2025 年氢能顶层关注度显著提升，国家层面政策频出、定调持续走高。非电领域深度脱碳，氢氨醇作为关键载体不可或缺，产业链正迎来系统性发展机遇。重点布局率先跑通经济性、需求确定性强、政策密集度高的三大方向：绿醇、电解槽、燃料电池（完整投资标的详见正文）。

风险提示

政策推广力度不及预期；降本速度不及预期；技术迭代慢；基础设施配套滞后。



内容目录

一、能源自主化和非电能源降碳趋势明晰，氢氨醇需求打开	5
1.1 降低能源对外依存度，非电能源降碳迫切度提升	5
1.2 政策支持+商业闭环推动行业发展，氢能万亿市场启动	7
二、应用场景突破主次明晰，从价格敏感度低的交通和化工开启	10
2.1 氢气下游应用领域平价，从交通、航运和化工领域开启	10
2.2 交通：氢价接受度最高，可实现全生命周期成本平价	10
2.3 绿醇：海外碳税催化平价加速，国内低电价+补贴/碳税加持经济性	11
2.4 绿氨：火电掺烧和船舶领域，绿氨同为转型重要突破口	13
2.5 工业：绿氢是工业脱碳关键原料，氢冶金平价仍需时间	16
2.6 储能：氢适用大规模、长周期储能，扩容成本经济性更优	18
三、行业主要受政策驱动，聚焦率先实现经济性环节	19
3.1 氢能行业处商业化初期，主要受政策驱动	19
3.2 绿醇：国内外政策带来需求共振，需求确定性强	21
3.3 制氢设备：空间大、弹性高，“买铲人”角色最受益	24
3.4 燃料电池：市场预期差最大，预计迎触底反转	28
四、投资建议	30
五、风险提示	31
六、附录	31

图表目录

图表 1：中国非化石能源消费占比逐步提升（EJ）	5
图表 2：中国能源消费石油和天然气对外依存度高	5
图表 3：2025 年国内石油消费 43%来自中东和俄罗斯进口	5
图表 4：2025 年天然气消费 17%来自中东和俄罗斯进口	5
图表 5：国内非电领域碳排放占比过半	6
图表 6：欧盟征收碳税范围涵盖钢铁、铝、水泥、化肥、化工（氨）、电力等多领域产品	6
图表 7：氢与可再生能源搭配共同构建能源网络枢纽	7
图表 8：国内新能源利用率逐年下行	7
图表 9：绿氢渗透率较低	7
图表 10：长三角绿氢售价与灰氢价格仍存在一定差距	7
图表 11：两会对 2026 年及“十五五”期间单位 GDP 减碳目标讲倒逼绿氢和设备需求激增	8
图表 12：氢气市场规模巨大，50%渗透率达千万吨市场规模	8



图表 13: 绿氢成本正在向全面平价点逼近	9
图表 14: 氢气成本下行主要由设备投资和电耗费用贡献	9
图表 15: 电价 0.2 元/kWh 以下时绿氢和灰氢可达成平价	9
图表 16: 碳税落地抬高灰氢成本, 绿氢全面平价进程加速	10
图表 17: 50 欧元/吨碳价将使灰氢和蓝氢每千克成本上涨 1.25 欧元和 0.65 欧元	10
图表 18: 下游应用领域经济性, 从交通和化工领域开启	10
图表 19: 燃料电池系统售价逐年快速下降(元/kW)	11
图表 20: 37.5 元/kg 以下氢气价格即可在交通领域实现能源平价	11
图表 21: 各类重卡全生命周期成本对比	11
图表 22: 减免高速费后 TCO 成本可下降 20%以上	11
图表 23: 船用燃料油和绿色甲醇单位能源价格测算	12
图表 24: 燃料价格+IMO 罚款(元/GJ)	12
图表 25: 燃料价格+IMO 罚款+EU-ETS(元/GJ)	12
图表 26: 制氢电价 0.15 元/kWh 以下时绿色甲醇与 800 元/吨煤制甲醇成本持平	13
图表 27: 650 元/吨碳税下绿色甲醇与煤制甲醇价差每吨达 1000 元	13
图表 28: 制氢电价 0.15 元/kWh 时绿氢与 650 元/吨煤价和 0.8 元/m ³ 天然气价的合成氨成本持平	14
图表 29: 在煤价 800 元/吨及 50 元/吨碳价下, 电价仅需到 0.2 元/kWh 绿氢即可实现平价	14
图表 30: 550 元/吨碳税下绿氢与煤制氨价差每吨高达 2200 元	15
图表 31: 混氨燃烧系统结构图	15
图表 32: 全球氨燃料船舶布局与需求概况(截至 2025 年底)	15
图表 33: 2026-2028 年为氨燃料船舶交付高峰	16
图表 34: 氢能热值比其他传统化石能源的数倍	16
图表 35: 氢冶炼技术分类	17
图表 36: 制氢电价 0.11 元/kWh 以下时氢冶金与 2500 元/吨的焦炭冶金成本持平	17
图表 37: 650 元/吨碳税下氢冶金平价成本每千克可抬高 0.13 元	18
图表 38: 四种储能方式的对比	18
图表 39: 1MWh 储能下氢能初始投资建设的度电成本较低(元/kWh)	19
图表 40: 1kWh 储能扩容下氢能度电储能边际成本最低(元/kWh)	19
图表 41: 国内氢能相关政策连发, 迫切性提升	19
图表 42: 燃料电池汽车示范城市群政策给予车辆购置补贴	20
图表 43: 氢能产业发展中长期规划定调氢能能源属性	21
图表 44: 燃料电池汽车产销量 2019 年后逐年高增	21
图表 45: 绿氢项目立项数量 2022 年后迅速攀升	21
图表 46: 欧盟 EU ETS 与 FueIEU 法规涵盖航线范围及计入比例	21
图表 47: 欧盟/IMO 船运业脱碳的政策对比-目标制定	21



图表 48: 欧盟排放交易体系 (EU ETS) 罚款标准	22
图表 49: 各大航运公司甲醇燃料船舶新船订单达 300 艘, 对应约 680 万吨甲醇需求.....	22
图表 50: 不同比例掺混下船舶对应绿醇需求 (万吨/年)	23
图表 51: 化工领域绿醇需求量渗透率提速高、空间更大	23
图表 52: 绿醇主力厂商规划产能已达百万吨级	23
图表 53: 2026 年船舶交付达峰催生 271 万吨绿醇需求.....	23
图表 54: 甲醇制取技术路线图	24
图表 55: 绿氢、绿氨制取过程	24
图表 56: 若绿氨替代率达 10%, 将带动绿氨消纳约 120 万吨.....	24
图表 57: 各地制氢端补贴陆续出台, 给予 3-13 元/kg 不等补贴	25
图表 58: 补贴 3-12 元/kg 绿氢实现与煤制氢平价.....	25
图表 59: 50 欧元/吨碳价是可再生氢与天然气制氢 (SMR) 平价的基础价格	26
图表 60: 绿氢项目立项已达 915 万吨, 开工率 25.2%.....	26
图表 61: 2025 年国内电解槽招标量累计达到 2.33GW	26
图表 62: 电解槽单瓦平均价值量下行 (元/W)	27
图表 63: 2025 年电解槽企业中标绿氢项目份额 (%)	27
图表 64: 全球宣布的电解槽产能 (规划至 2030 年)	27
图表 65: 2030 年全球电解槽装机量将达到 175-420GW	27
图表 66: 全球电解槽产能只有 8% 已经达到 FID 或正在建设中	28
图表 67: 目前电解槽产能一半在国内 (GW)	28
图表 68: 未来电解槽产能仍以国内且以碱槽为主 (GW)	28
图表 69: 燃料电池汽车市场持续扩张, 25 年上险量破万	29
图表 70: 寻找燃料电池产业链内价值量高的零部件	29
图表 71: 2024 年燃料电池系统竞争格局.....	29
图表 72: 数据中心燃料电池发电系统产品示意	30
图表 73: 车载储氢瓶市场份额相对集中	30
图表 74: 2026 年及“十五五”绿氢和电解槽目标需求量测算.....	31

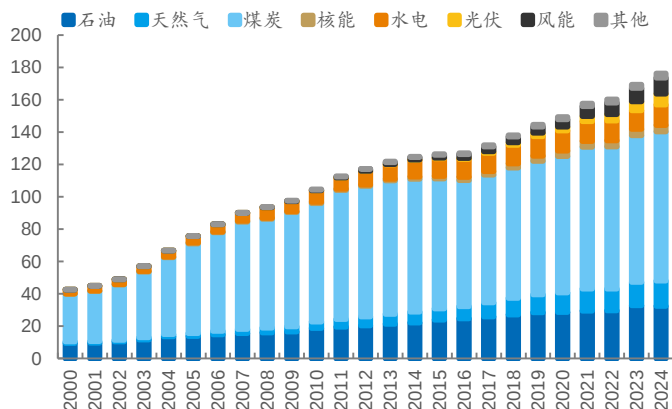


一、能源自主化和非电能源降碳趋势明晰，氢氨醇需求打开

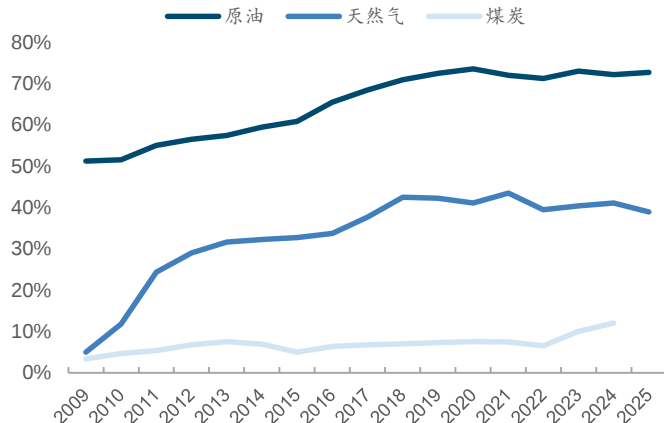
1.1 降低能源对外依存度，非电能源降碳迫切度提升

中国能源资源为“富煤、缺油、少气”，化石能源对外依存度高。《中国的能源转型》白皮书表示：推动主体能源从化石能源向非化石能源更替，这是破解资源环境约束、实现碳达峰碳中和目标的迫切需要。电力领域通过采用光伏、风电、水电、核电等可再生能源发电方式，正在积极推进去煤化；石油的应用也通过汽车电动化实现了部分替代。但由于国内缺油、少气，油气对外依存度仍然偏高，分别接近 50% 和 60%。

图表1：中国非化石能源消费占比逐步提升（EJ）



图表2：中国能源消费石油和天然气对外依存度高

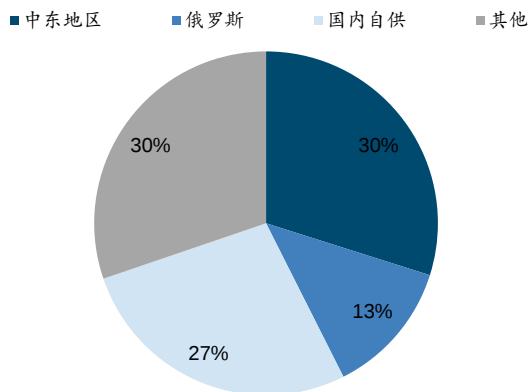


来源：EI Statistical Review of World Energy、国金证券研究所

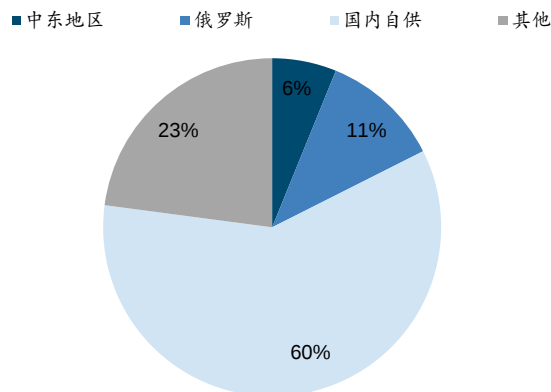
来源：iFind、国家能源局、中国煤炭报、中国石油报、国金证券研究所

中国油气进口高度依赖中东和俄罗斯，地缘冲突加剧能源安全挑战。2025 年，国内石油消费的 43%、天然气消费的 17% 依赖中东及俄罗斯进口。霍尔木兹海峡作为全球能源运输“咽喉”，承担着我国约 40% 的原油进口量，自伊朗进口（含转口）的甲醇占我国甲醇总进口量的 50%—60%。近期伊朗局势升级，若霍尔木兹海峡被封锁，将直接冲击我国能源供应链稳定。在油气对外依存度长期高位的背景下，地缘政治风险加剧了能源安全挑战。提高能源自主保障能力、加快推动油气替代技术的规模化应用，已成为维护国家能源安全和发展稳定的必然选择。

图表3：2025 年国内石油消费 43% 来自中东和俄罗斯进口



图表4：2025 年天然气消费 17% 来自中东和俄罗斯进口



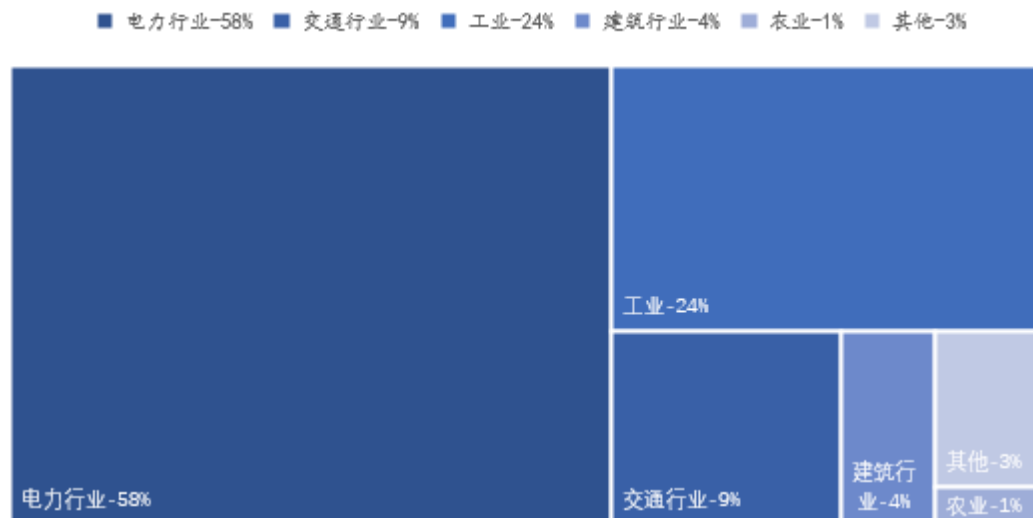
来源：氢景、国家能源局，国金证券研究所，注：中东地区包括沙特阿拉伯、伊拉克、阿联酋、阿曼、科威特。

来源：氢景、国家能源局，国金证券研究所，注：中东地区包括卡塔尔

脱碳到达“深水区”，氢能成为解决能源自主化和脱碳的关键能源。油气主要应用在石化、煤化工、钢铁等行业，我国是工业化大国，化石能源通常作为还原剂、原料或者供能，每年产生二氧化碳排放接近 15 亿吨，占全国能源碳排放量约 15%。这些领域所消耗的化石能源，基本无法使用可再生能源电力替代，成为“难减排领域”。交通行业目前虽已大规模推广电动化，但仍存在重卡、航运等领域难以减排。因此，为解决石油、天然气对外高依存度以及加速“非电领域”脱碳进程，氢能及其衍生物成为关键的解决方案。



图表5：国内非电领域碳排放占比过半



来源：国家能源局、国金证券研究所

此外，由于海外碳税政策已开始实施，出口产品清洁化成为了趋势，发展氢能在石化、煤化工、钢铁等行业降碳迫切性进一步提升。

图表6：欧盟征收碳税范围涵盖钢铁、铝、水泥、化肥、化工（氢）、电力等多领域产品

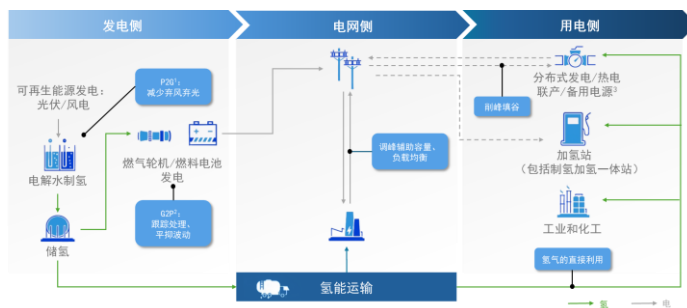
提案项目	2023年5月16日欧盟 CBAM 正式立法	2026年1月1日欧盟 CBAM 正式起征	2028年及以后欧盟 CBAM 扩围与全面执行
产品/行业范围	钢铁、铝、水泥、化肥、化工（氢）、电力等 6 大门类多种产品	维持现有 6 大门类，但涵盖范围细化至更具体的海关编码（CN code）产品	拟于 2028 年前将范围扩大至欧盟 ETS 涵盖的所有行业，并考虑纳入约 180 种下游产品，包括机械设备、金属制品（螺栓、螺钉）、汽车零部件等
核算范围	直接排放，以及水泥、化肥和电力行业的间接排放	直接排放，以及钢铁、铝和化工（氢）以外的间接排放；若无法提供经核证的实际排放数据，将采用默认值（惩罚性标准）计算	纳入下游产品的“嵌入碳排放”；加强对成品/半成品的反规避审查，废钢、废铝等回收料亦需纳入核算
实施时间	2023.10.1-2025.12.31 为过渡期：企业仅需按季度提交排放报告，无需购买 CBAM 证书或支付碳排放费用	2026.1.1 起正式起征：企业需清缴 CBAM 证书并支付碳费用；欧盟内部免费配额开始削减（2026 年削减比例为 2.5%）	2026-2034 年逐步强化：从 2026 年开始逐年削减免费配额，2030 年削减至 48.5%，直到 2034 年全部取消（实现 100% 全额征收）

来源：欧盟官网、国金证券研究所

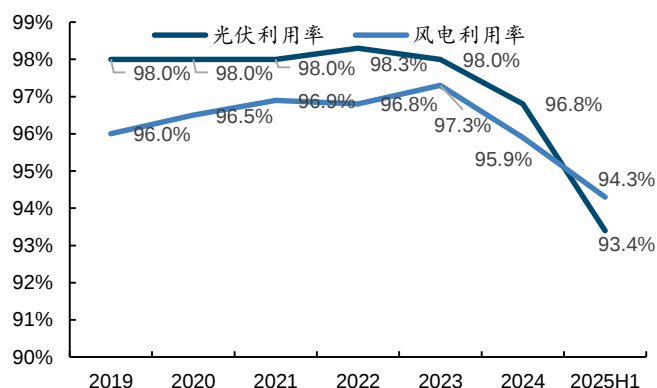
在自主化及清洁化的大背景下，发展零碳电力+氢能成为能源体系变革的方向，同时解决可再生能源电力消纳和下游“难减排领域”脱碳问题。我国能源发展总体思路是在保证能源安全的前提条件下，持续推进能源绿色低碳转型，减少对石油和天然气的进口依存度。能源电气化存在新能源波动、能源时空转移不便和应用场景覆盖不全等问题。目前可再生能源消纳问题已经开始显现，配套氢能设备消纳多余电力也可带动光伏、风电等二次装机。此时，氢能作为具备能源燃料、工业原料和储能介质等多重属性的二次能源，适用于与电能一起作为能源枢纽，共同建立现代能源网络。



图表7：氢与可再生能源搭配共同构建能源网络枢纽



图表8：国内新能源利用率逐年下行



来源：BCG、国金证券研究所，注1：P2G=power-to-gas；注2：G2P=gas-to-power；

来源：国家新能源消纳监测预警中心、国金证券研究所

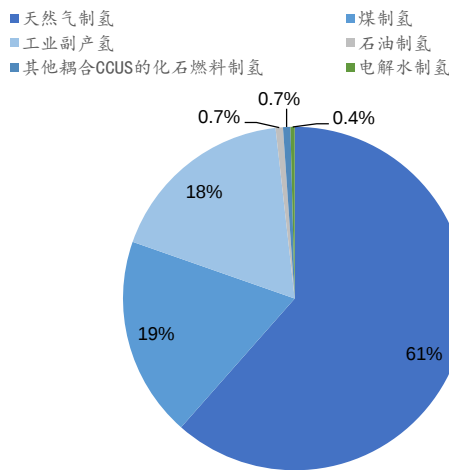
注3：含户用。

1.2 政策支持+商业闭环推动行业发展，氢能万亿市场启动

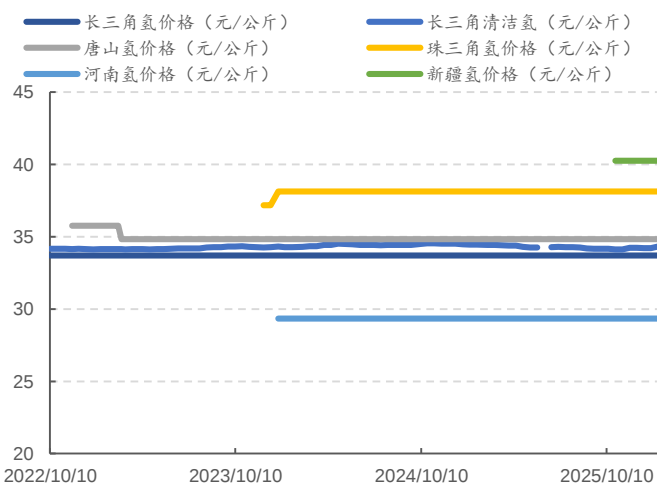
政策支持+商业闭环推动行业发展。行业商业模式的跑通是现阶段重点，明确的应用场景和绿氢的经济性是关键，可通过强制性政策打开下游应用需求、补贴绿氢相关项目/应用或征收碳税抬高原有能源使用成本等多重手段来实现行业的规模化突破。

对新领域的需求刺激是现阶段的重点，形成产业链发展正循环。经济性随着可再生能源和氢能各类设备的成本持续下行，平价只是时间问题，需求侧的首批绿氢应用则是需要政策刺激推动。从需求端看，氢气需求虽达历史新高，但仍集中在传统应用领域，因此对绿氢需求的刺激，即培育成熟的、大规模的绿氢应用场景是当务之急。绿氢产量规模高增后，将持续带动绿氢降本，进一步加速下游绿氢应用，形成产业链发展正循环。

图表9：绿氢渗透率较低



图表10：长三角绿氢售价与灰氢价格仍存在一定差距



来源：IEA、国金证券研究所

来源：上海环境能源交易所、国金证券研究所

两会将未来能源置于前沿产业之首，氢能战略定位实现历史性跃升。2026年3月5日政府工作报告明确将“培育发展未来能源”置于前沿产业之首，氢能作为未来能源核心组成之一。国际地缘动荡加剧背景下，能源安全成为核心议题——氢能不仅是替代进口油气、降低对外依存度的关键抓手，更是实现“双碳”目标、攻克非电领域脱碳难题、解决新能源消纳瓶颈的战略枢纽。两会同时提出设立“国家低碳转型基金”，重点培育氢能、绿色燃料等新增长点，标志着“十五五”氢氨醇行业将迎来规模化跃升。

减碳目标倒逼氢氨醇需求，结合我们基于2026年政府工作报告减碳目标的量化测算，氢能在非电领域的减碳需求已清晰可见，全部折算为绿氢，2026年绿氢需求量约300万吨，对应带动电解槽装机需求约27.8GW；“十五五”累计绿氢需求约6500万吨，对应带动电解槽装机需求约602GW。


图表11：两会对2026年及“十五五”期间单位GDP减碳目标倒逼绿氢和设备需求激增

项目	2026 年	2030 年
单位 GDP 碳排放降幅目标	3.8%	17%（累计）
总减排需求（亿吨 CO ₂ ）	6.2	32.5
电力领域减排贡献（亿吨 CO ₂ ）	4.2	24.0
电动车领域减排贡献（亿吨 CO ₂ ）	1.4	3.9
氢氨醇承担减排量（亿吨 CO ₂ ）	0.6	4.6
绿氢替代灰氢减排能力（吨 CO ₂ /吨氢）	20	20
绿氢需求量（万吨）	300	2300
电解槽装机需求（GW）	27.8	213
“十五五”累计绿氢需求（万吨）	6500	
“十五五”累计电解槽需求（GW）	602	

来源：政府工作报告、国家统计局、生态环境部、行业协会、IPCC、国金证券研究所，详细测算思路和过程见附录 6.1

从需求看，绿氢应用将从价格敏感度最低的交通和化工领域打开，向工业、储能等渗透。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。应用场景涵盖绿色航运、氢能重卡到化工、冶金、储能等，渗透率达到 10% 情况下，氢气和制氢设备的市场空间将达到千亿。

图表12：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	每单位氢气用量 (吨)	10%渗透率对应氢气 (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	
天然气	2600 亿立方米	3.3 倍热值	76.6	7.7	
商用车	380.5 万辆	10	380.5	38	
合计	-	-	1562	156	

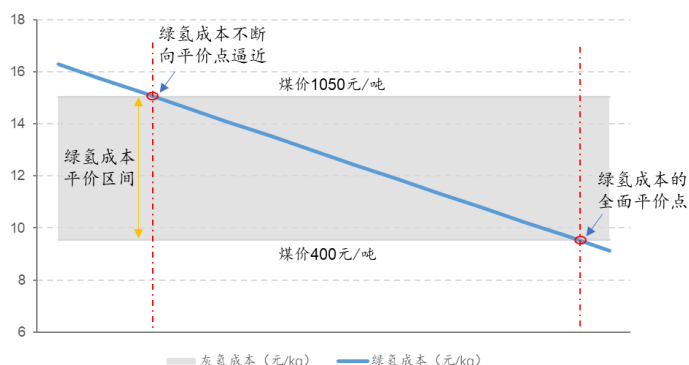
行业对应氢气需求 (万吨)	1%渗透率	5%渗透率	10%渗透率	30%渗透率	50%渗透率
合成氨	13.9	69.4	138.8	416.4	694.1
甲醇	20.9	104.3	208.6	625.7	1042.9
炼油	11.5	57.3	114.6	343.8	573.0
钢铁冶炼	64.3	321.6	643.3	1929.8	3216.3
天然气	7.1	35.4	70.8	212.4	354.0
商用车	38.1	190.3	380.5	1141.5	1902.5
氢气总需求（万吨）	149	743	1486	4457	7429
电解槽总需求（GW）	15	74	149	446	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，详细测算思路和过程见附录 6.2

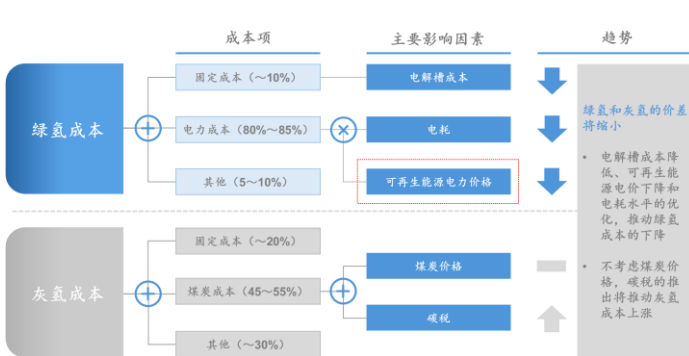
从绿氢经济性看，便宜且绿色的电和设备的长时稳定运行是达成平价的关键。绿氢使用的终极目标是为获取零碳且低成本的能源和原料，随着降碳相关政策落地以及新能源设备成本下降，绿氢有望逐步获得经济性。



图表13：绿氢成本正在向全面平价点逼近



图表14：氢气成本下行主要由设备投资和电耗费用贡献

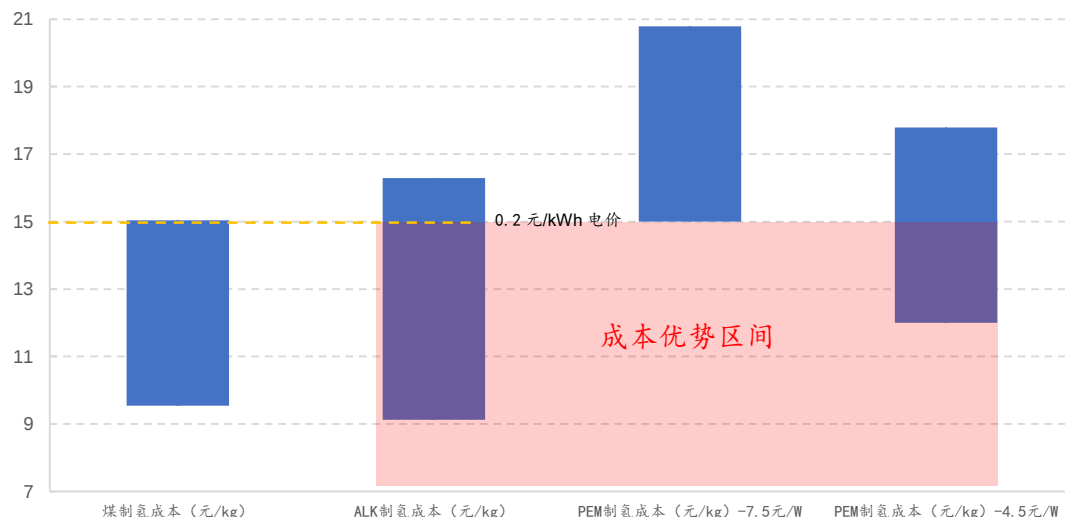


来源：IEA、国金证券研究所

来源：上海环境能源交易所、国金证券研究所

项目长时稳定运行时的新能源发电电价降至0.2元/kWh以下，绿氢将大范围具备经济性。发展前期阶段，制氢的低电价可通过补贴或通过绿电直连、取消过网费等支持政策实现下降的第一步。当绿氢的成本持平灰氢时，产业达到破局点。

图表15：电价0.2元/kWh以下时绿氢和灰氢可达成平价

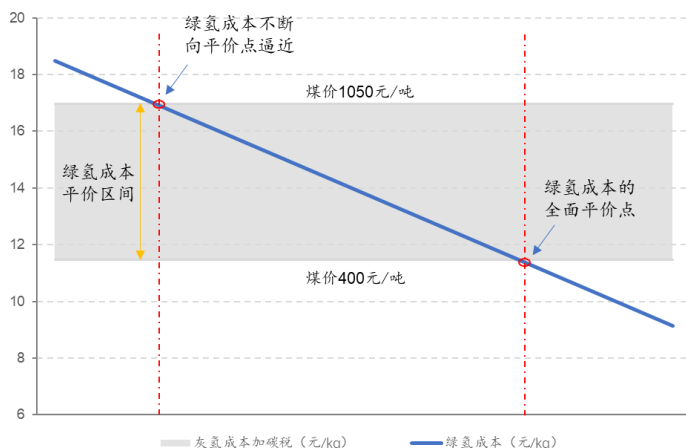


来源：国金证券研究所测算，注：煤制氢成本测算区间对应煤价400-1050元/吨，ALK和PEM制氢成本测算区间对应电价0.1-0.23元/kWh。详细测算思路和过程见附录6.3

配套的碳税落地将带动绿氢的大规模应用时点提前。碳税落地将抬高原有能源使用成本，加速绿氢平价进程。欧盟碳税已于2023年10月开启试运行，2026年正式运行，碳税的落地将抬高原有灰氢成本，变相加速绿氢的平价进程。2022年欧盟平均碳价约为88.36欧元/吨，2023年平均碳价预计为97.66欧元/吨，每千克灰氢（煤制氢）约产生的25kg二氧化碳，以欧盟50、100欧元/吨的碳价测算，对应的灰氢成本将上涨9.7、19.3元/kg。

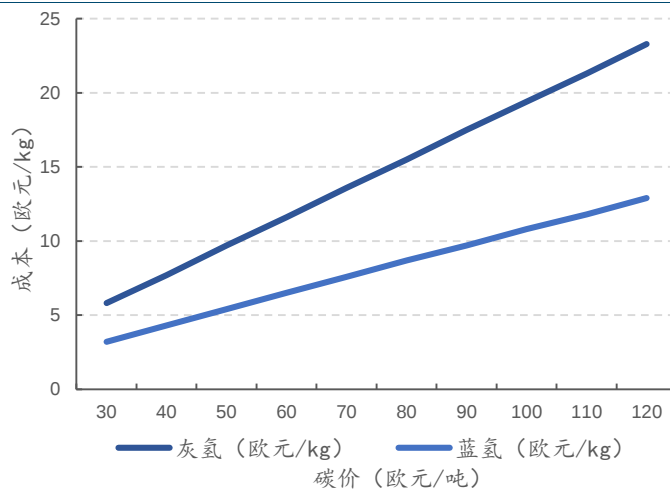


图表16：碳税落地抬高灰氢成本，绿氢全面平价进程加速



来源：IEA、国金证券研究所测算

图表17：50 欧元/吨碳价将使灰氢和蓝氢每千克成本上涨 1.25 欧元和 0.65 欧元



来源：中国冶金网、国金证券研究所测算

二、应用场景突破主次明晰，从价格敏感度低的交通和化工开启

2.1 氢气下游应用领域平价，从交通、航运和化工领域开启

绿氢应用场景突破逐渐明晰，从绿色航运、氢能重卡到化工、冶金、储能等发展。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；氢能重卡能接受的氢气价格更高，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，行业天花板极高，但需氢气、绿氢、绿醇等进一步降本或配套碳税政策。

图表18：下游应用领域经济性，从交通和化工领域开启

领域	产品	平价价格	对标能源	对标能源价格	平价条件
船用甲醇	绿醇	4000~5000 元/吨	船用燃料油	5406 元/吨	€100/吨欧盟碳税；31 年 IMO 罚款额度
化工甲醇	绿醇	2300 元/吨	灰醇（煤制醇）	2000 元/吨	0.15 元/度电价或 0.2 元/度电价+160 元/吨碳价
合成氨	绿氨	2800 元/吨	灰氨（煤制氨）	2600 元/吨	0.18 元/度电价或 50 元/吨碳价
商用车	氢气	37.5 元/kg	柴油	6 元/kg	副产氢或 0.2 元/度电价，就地/近消纳
钢铁冶炼	氢气	12.4 元/kg	焦炭	2500 元/吨	0.16 元/度电价和 200 元/吨碳价
天然气	氢气	11.56 元/kg	天然气	3 元/立方米	0.15 元/度电价和 200 元/吨碳价

来源：国金证券研究所测算

2.2 交通：氢价接受度最高，可实现全生命周期成本平价

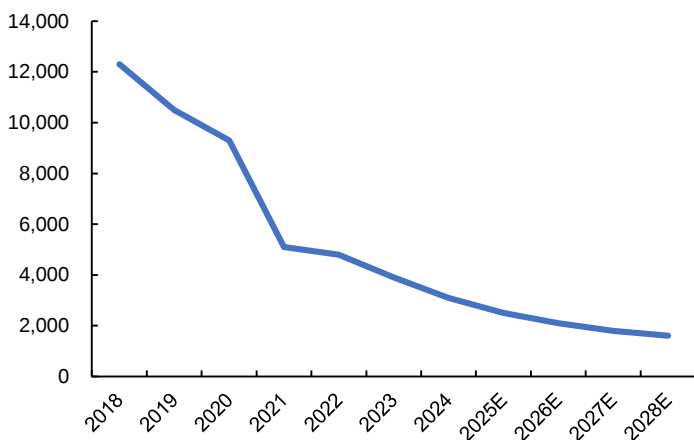
燃料电池降价迅速，补贴依赖度大幅下行。燃料电池系统价格从 2023 年的 3900/kW 降至低于 3000 元/kW，氢车购置成本实现大幅下行，对补贴依赖度降低，行业向市场化迈进。

氢气价格接受度最高，运营经济性准备就绪。燃料电池汽车百公里氢耗随车型大小、运营工况、系统装机容量、系统控制逻辑变化，参考实际运营数据，49t 燃料电池重卡百公里氢耗取 8kg；燃油车百公里油耗约 40-50L，油价在 6-7 元/L，则氢气枪口售价 37.5 元/kg



时，百公里能耗费用基本与柴油车齐平。

图表19：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

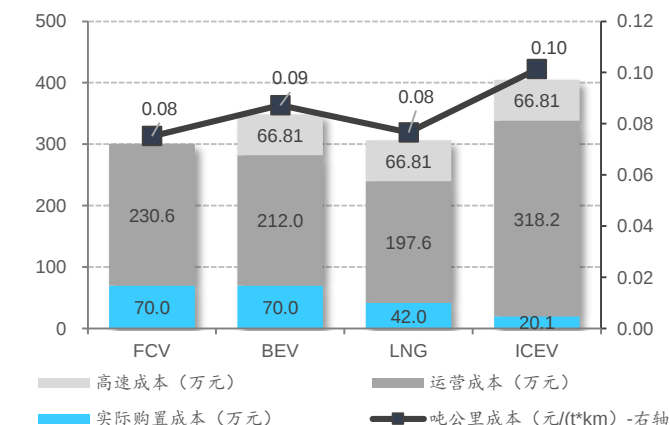
图表20：37.5元/kg以下氢气价格即可在交通领域实现能源平价

指标	参数
百公里油耗 (L)	50
百公里氢耗 (kg)	8
柴油价格 (元/kg)	6
氢气平价枪口售价 (元/kg)	37.5

来源：国金证券研究所测算

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，经济性进一步显现。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21：各类重卡全生命周期成本对比



来源：国金证券研究所测算，详细测算思路和过程见附录6.4

图表22：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

2.3 绿醇：海外碳税催化平价加速，国内低电价+补贴/碳税加持经济性

甲醇燃料价格是甲醇船舶运营具备经济性的关键。由于甲醇在常温常压下为液态，将甲醇作为燃料供应船用发动机的过程与传统燃料相似。要实现相同的燃料能量密度，发动机需要的甲醇量约为柴油量的2.4倍，因而甲醇燃料的价格是经济性的关键。

根据我们的测算，当欧盟碳配额价格在100欧元/吨时，对应考虑碳配额后的燃料单价为200元/GJ。此时若绿色甲醇燃料单价降至4000元/吨时，两类燃料使用成本基本持平。若单独考虑国际海事组织(IMO)罚款，则平价下对应的绿醇价格将提高至5000元/吨。



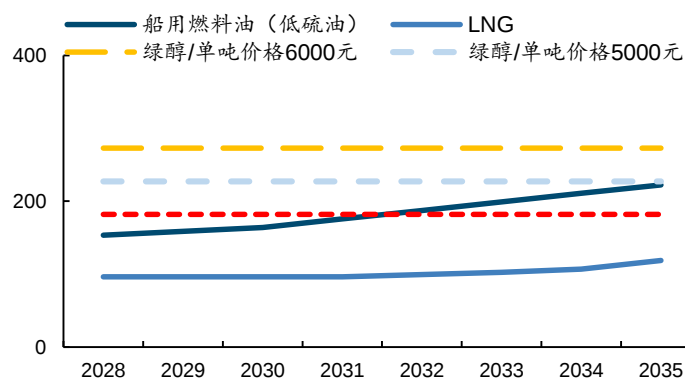
图表23：船用燃料油和绿色甲醇单位能源价格测算

类别	船用燃料油—罚款	绿色甲醇/单吨价格 6000 元	绿色甲醇/单吨价格 4000 元
燃烧热值(GJ/吨)	42	22	22
产生 1 吉焦能量需要的燃料(吨)	0.024	0.045	0.045
燃料单价(元/吨)	5406	6000	4000
燃料成本(元/GJ)	129	273	182
二氧化碳排放量(千克/GJ)	90	20	20
IMO 罚款_2031 年(美元/吨 CO2)	380	不征收	不征收
IMO 针对低硫油的罚款(元/GJ)	47.0	0	0
IMO 罚款占比 (%)	36%	0%	0%
燃料单价(元/GJ)_IMO 罚款后	176	273	182
欧盟碳配额价格(欧元/吨)	100	102	103
欧盟针对低硫油的碳税(元/GJ)	68	15	15
欧盟碳税占比 (%)	52%	6%	8%
燃料单价(元/GJ)_欧盟碳税	197	288	197
燃料单价(元/GJ)_IMO+欧盟碳税	243	288	197

来源：欧盟官网、IMO、国金证券研究所测算，详细测算思路和过程见附录 6.5

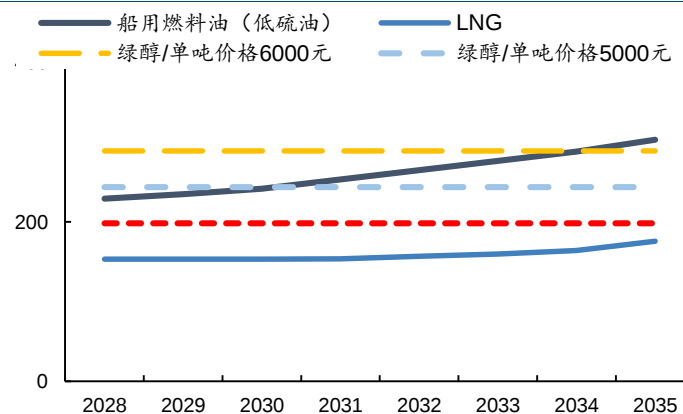
IMO 政策 31 年绿醇迎经济性拐点，欧盟航线绿醇接受价格更高。欧盟罚款每 5 年发生一次阶跃，基于 FUEL EU Maritime 和 EU ETS 的罚款体系，当绿醇价格在 6000 元时，从 2034 年起绿醇较船用燃油开始具备经济性优势；当绿醇价格在 4000 元时，2035 年之后绿醇综合成本优势较 LNG 开始显现。

图表24：燃料价格+IMO 罚款(元/GJ)



来源：欧盟官网、IMO、国金证券研究所，详细测算思路和过程见附录 6.6

图表25：燃料价格+IMO 罚款+EU-ETS(元/GJ)



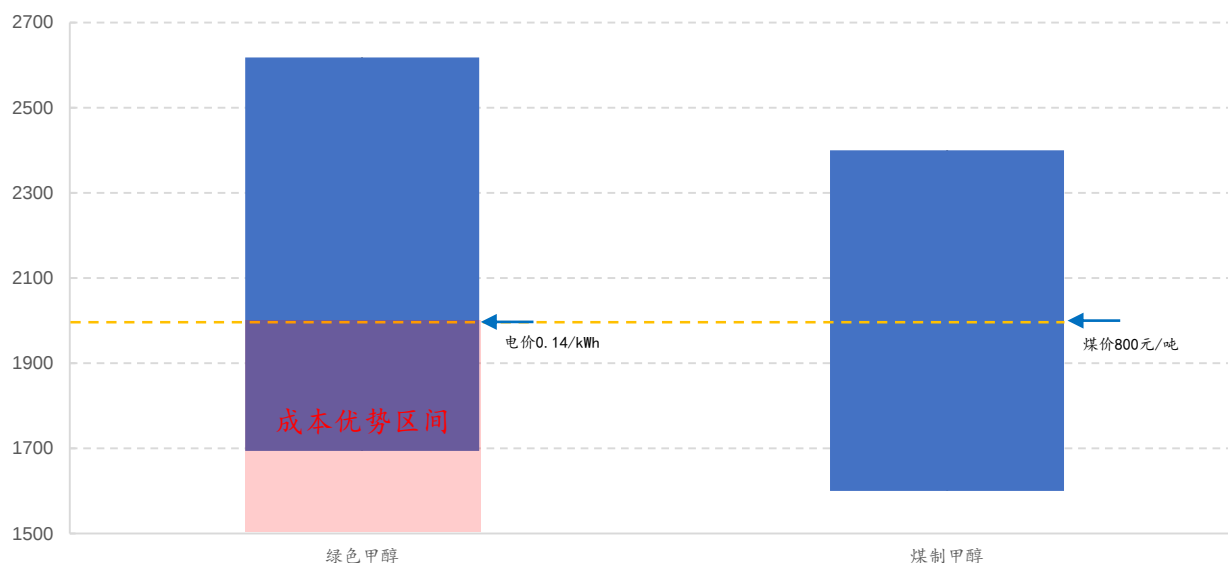
来源：欧盟官网、IMO、国金证券研究所，详细测算思路和过程见附录 6.6

国内碳税或补贴将加速绿醇实现经济性，打开化工及航运需求。低电价下，绿色甲醇经济性开始显现。反应中使用绿氢，此方式生产出来的甲醇被称为绿色甲醇（电制甲醇）。根据我们测算，电价低于 0.15 元/kWh 时，绿色甲醇将初步具备竞争力，此时将与煤价为 800 元/吨时的煤制甲醇生产成本基本齐平。

叠加碳税成本，加速绿醇经济性显现。煤制甲醇过程碳排放量为 2.13 吨/吨甲醇，传统煤制甲醇路线在征收碳税下，若碳价在 50-100 欧元/吨，按汇率 EUR/CNY 为 7.8 换算，则对应每吨煤制甲醇将额外支出 390-780 元，相较 0.2 元/kWh 的绿色甲醇成本，650 元/吨碳税下，两者差价达到 1000 元/吨，碳税加持下绿色甲醇成本优势开始逐步凸显。

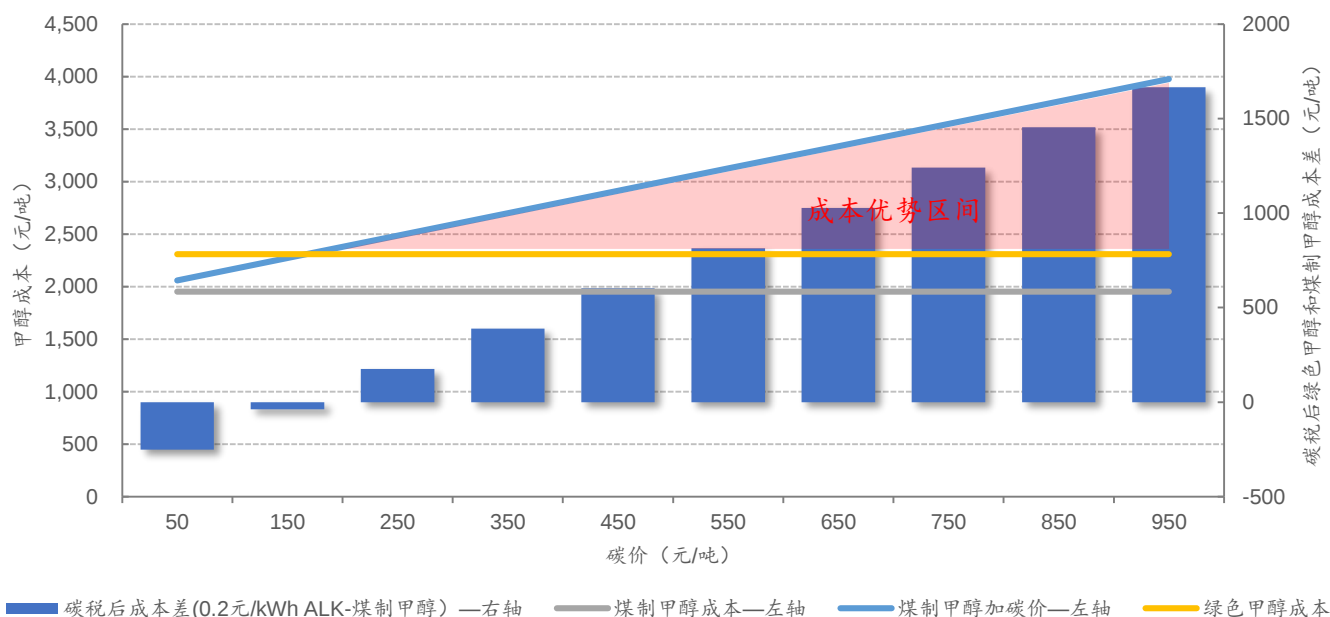


图表26：制氢电价 0.15 元/kWh 以下时绿色甲醇与 800 元/吨煤制甲醇成本持平



来源：《中国氢能综合应用技术与项目年度报告 2022》、国金证券研究所测算，注：煤制氢成本测算区间对应煤价 650-1000 元/吨，ALK 制氢成本测算区间对应电价 0.1-0.25 元/kWh，详细测算思路和过程见附录 6.7。

图表27：650 元/吨碳税下绿色甲醇与煤制甲醇价差每吨达 1000 元



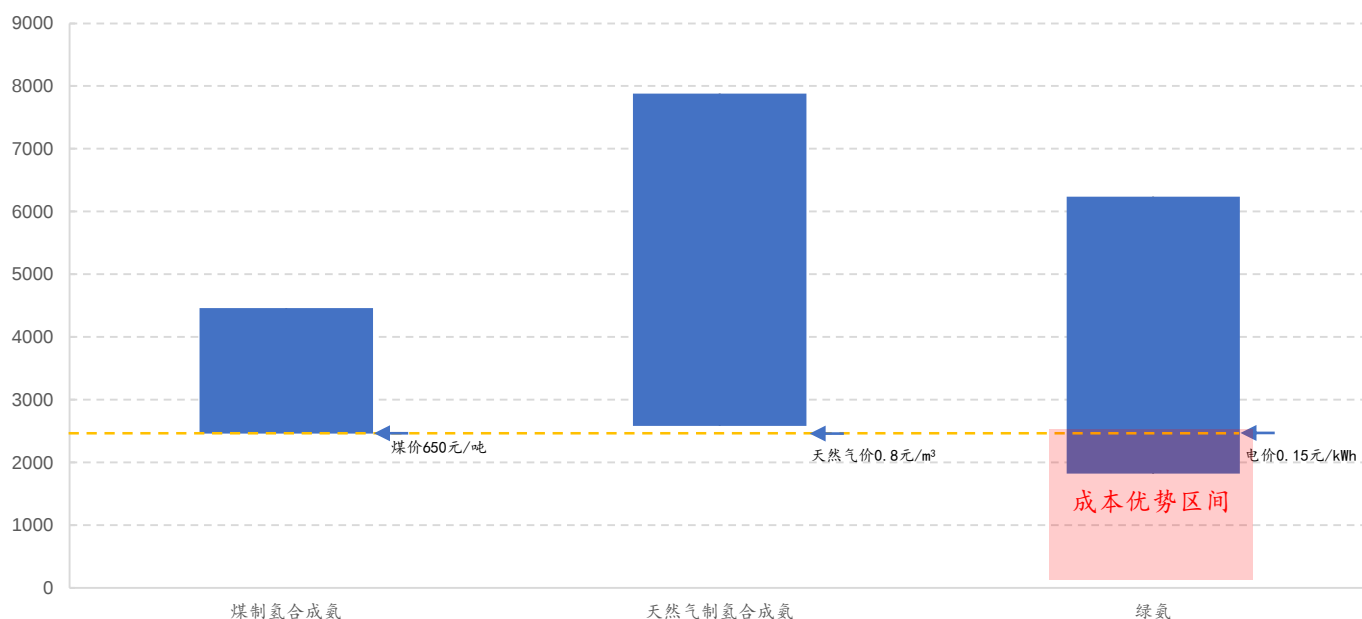
来源：国金证券研究所测算，注：煤制甲醇成本对应煤价为 800 元/吨，绿色甲醇对应电价为 0.2 元/kWh。详细测算思路和过程见附录 6.8。

2.4 绿氨：火电掺烧和船舶领域，绿氨同为转型重要突破口

绿氨经济性可期，适用于替代工业传统领域高碳路线。低电价下绿氨可与传统合成氨路线的成本持平。当前碱性电解槽（ALK）制氢合成氨路线在 0.2、0.15 元/kWh 度电成本、1.5 元/W 购置成本下，可实现与煤制氢合成氨（煤价 950、650 元/吨）、天然气制氢合成氨（气价 1.2、0.8 元/m³）的成本持平。



图表28：制氢电价 0.15 元/kWh 时绿氨与 650 元/吨煤价和 0.8 元/m³ 天然气价的合成氨成本持平



来源：《石油炼制与化工》、《焦炉煤气制氢气和天然气工艺及成本效益研究》、《天然气制氢、甲醇制氢与水电解制氢的经济性对比探讨》，国金证券研究所测算。注：煤制氨成本测算区间对应煤价 650-2000 元/吨，天然气制氨成本测算区间对应天然气价 1-5.5 元/m³，ALK 制氨成本测算区间对应电价 0.1-0.55 元/kWh，详细测算思路和过程见附录 6.9。

碳税加持下绿氨平价进程将加速。煤制氨合成氨成本主要由煤炭价格决定，绿氨合成氨成本主要由电价决定。在国内煤炭价格波动、绿氨生产成本逐渐降低、碳交易政策和细则逐步落地的情况下，绿氨替代煤制氨合成氨的经济性进一步显现。

50 元/吨碳税下，煤制氨生产成本上升约 9%，800 元/吨碳税下（以欧盟碳税 100 欧元/吨为基准换算），煤制氨生产成本上升 137%，此时绿氨制氨具备明显成本优势。在煤价 800 元/吨左右，50 元/吨的碳交易价格加持下，电价提升至 0.2 元/kWh 时（无碳税时需 0.18 元/kWh），绿氨便可实现平价。

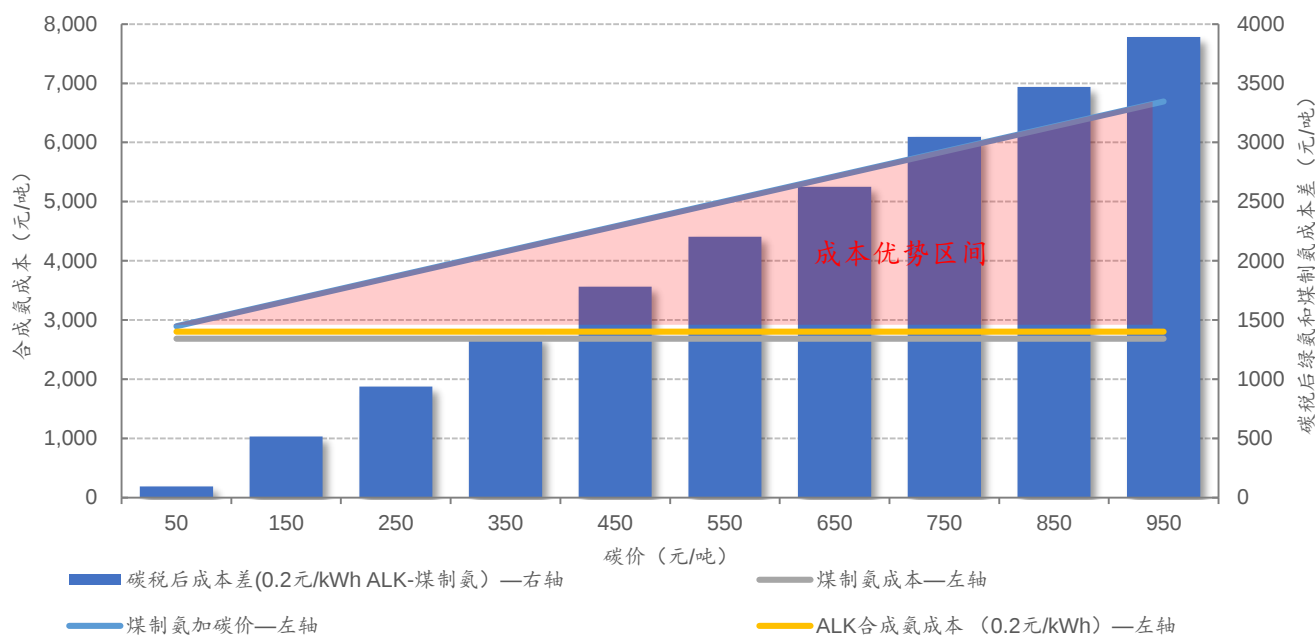
图表29：在煤价 800 元/吨及 50 元/吨碳价下，电价仅需到 0.2 元/kWh 绿氨即可实现平价

煤价 (元/t)	煤制氨成本 (元/t)	煤制氨 +50 元/吨碳价 (元/t)	煤制氨 +800 元/吨碳价 (元/t)	电价 (元/kWh)	绿氨成本-ALK 路线 (元/t)
650	2463	2674	5839	0.10	1822
800	2685	2896	6061	0.15	2313
950	2908	3119	6284	0.20	2803
1100	3130	3341	6506	0.24	3196
1250	3352	3563	6728	0.27	3490
1400	3575	3786	6951	0.28	3510
1550	3797	4008	7173	0.29	3686
1700	4019	4230	7395	0.30	3785

来源：《石油炼制与化工》、《焦炉煤气制氢气和天然气工艺及成本效益研究》、《天然气制氢、甲醇制氢与水电解制氢的经济性对比探讨》，国金证券研究所测算，详细测算思路和过程见附录 6.10。



图表30：550元/吨碳税下绿氨与煤制氨价差每吨高达2200元



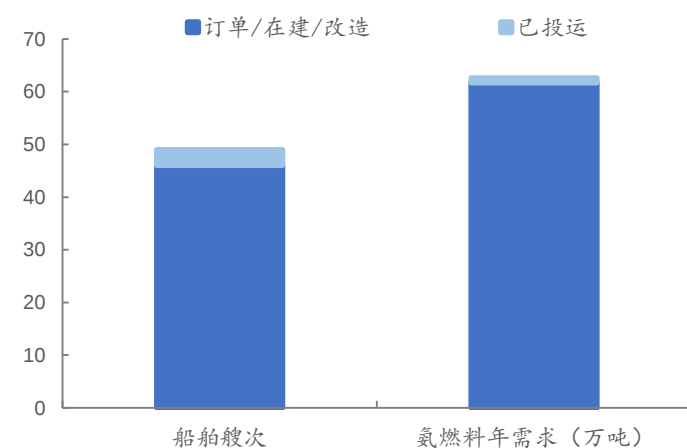
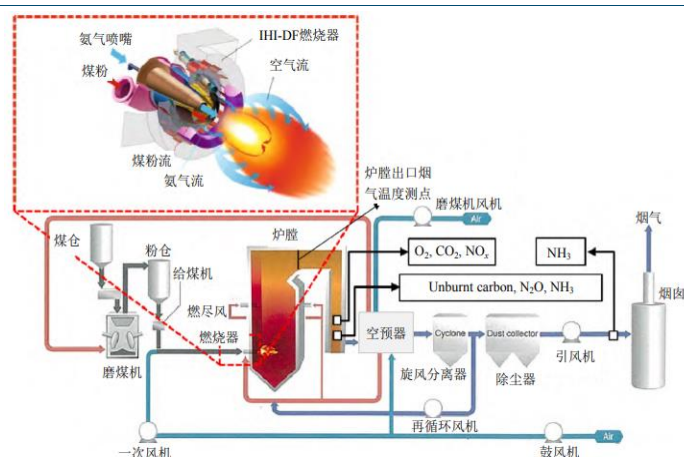
来源：国金证券研究所测算，注：煤制氨成本对应煤价为800元/吨。详细测算思路和过程见附录6.11。

火电掺烧领域，绿氨作为替代燃料的应用潜力明确。目前中国电力企业每年消耗煤炭超过20亿吨，由于标准煤热值(29.27MJ/kg)约为氨热值(18.6MJ/kg)的1.6倍，若其中10%以绿氨替换，理论上每年将新增约3.2亿吨的绿氨需求。这一新增需求量远超2023年中国约0.68亿吨合成氨年产量，超过当前全球约2.53亿吨的合成氨总产量。

船舶领域，绿氨燃料应用正在加速。截至2025年底，全球已布局氨燃料船舶49艘，对应合成氨燃料需求约63万吨，预计2026年将交付19艘。这一实际需求已经形成，如全球氨燃料船舶订单量最大的航运公司CMB.Tech已于2025年12月与中国能建旗下氢能公司签约，采购15.8万吨绿氨，预计将于2026年1月投产。CMB.Tech目前已订造13艘氨燃料船舶，总载重吨约217万吨，其中多艘计划于2026年投入运营。

图表31：混氨燃烧系统结构图

图表32：全球氨燃料船舶布局与需求概况（截至2025年底）

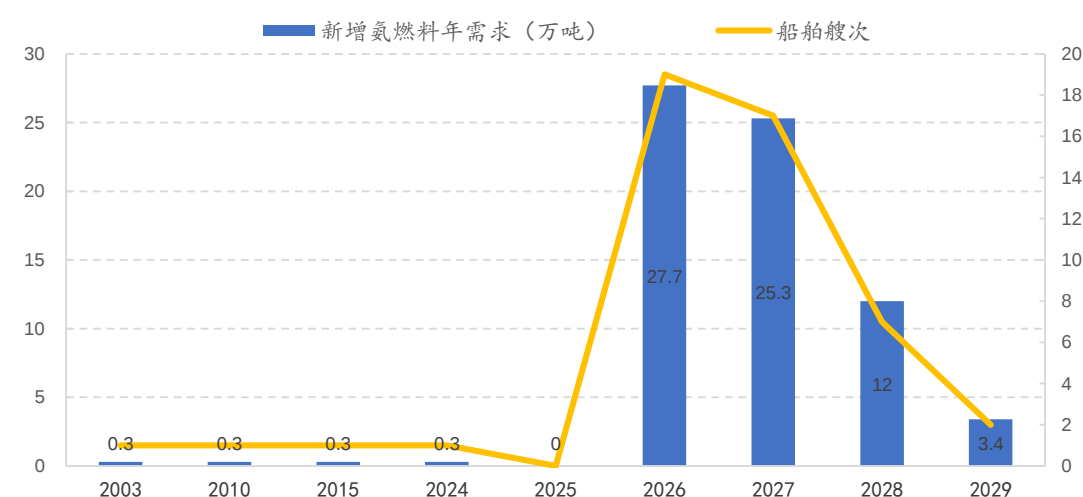


来源：《氨燃料经济性分析及煤氨混燃研究进展》、香橙会、国金证券研究所

来源：《氨燃料经济性分析及煤氨混燃研究进展》、香橙会、国金证券研究所



图表33：2026-2028 年为氨燃料船舶交付高峰



来源：《氨燃料经济性分析及煤氨混燃研究进展》、香橙会、国金证券研究所

2.5 工业：绿氢是工业脱碳关键原料，氢冶金平价仍需时间

氢气具备高能量密度及热值，适用于工业减碳工程。在某些特定领域，能源需要拥有更高能量密度、更长期的储存周期或作为燃料，例如金属冶炼、焦炉炼钢等。假设到 2060 年中国电气化率高达 70%，对应仍然存在 20-30 亿吨标准煤的能源需完成脱碳，因此需其他能源形式助力脱碳以实现碳中和。氢气凭借其高能量密度和热值，适用于工业领域脱碳，其热值是汽油的 3 倍，酒精的 3.9 倍，天然气的 5 倍，焦炭的 4.5 倍。

图表34：氢能热值比其他传统化石能源的数倍

指标	氢气	天然气	汽油	酒精	焦炭
气态密度 (kg/m³)	0.089	0.736	4.14	2.009	-
液态密度 (kg/m³)	70.8	450.0	700-780	789	400-520 (固态)
沸点 (°C)	-253	-162	30	78.3	-
单位热值 (MJ/kg)	142.3	25.5	44	36	30
能量密度 (MJ/kg)	0.010	0.035	46	29.29	-
燃烧速度 (cm/s)	346	38	35	-	-
自燃温度 (°C)	585	270	427	323	450

来源：中国氢能产业联盟、国金证券研究所

利用绿氢替代焦炭进行直接还原铁生产并配加电炉炼钢的模式将成为钢铁行业完全脱碳关键且具备前景的解决方案之一。基于氢气的直接还原技术是用氢替换碳作为炼铁还原剂，使炼铁工序中产生水而不是二氧化碳，从而大幅减少温室气体排放，被视为钢铁工业的绿色生产方法。

掺烧绿氢供热也是钢铁生产领域脱碳的重要路径之一。由于钢铁生产中用于提供高温的燃料燃烧造成的排放难以通过电气化的方式实现完全脱碳，且能效提升和废钢利用等方式的减排潜力有限，因此利用将绿氢掺烧至原有供热能源中，例如煤掺氢燃烧，可推动钢铁领域碳排放的下降。



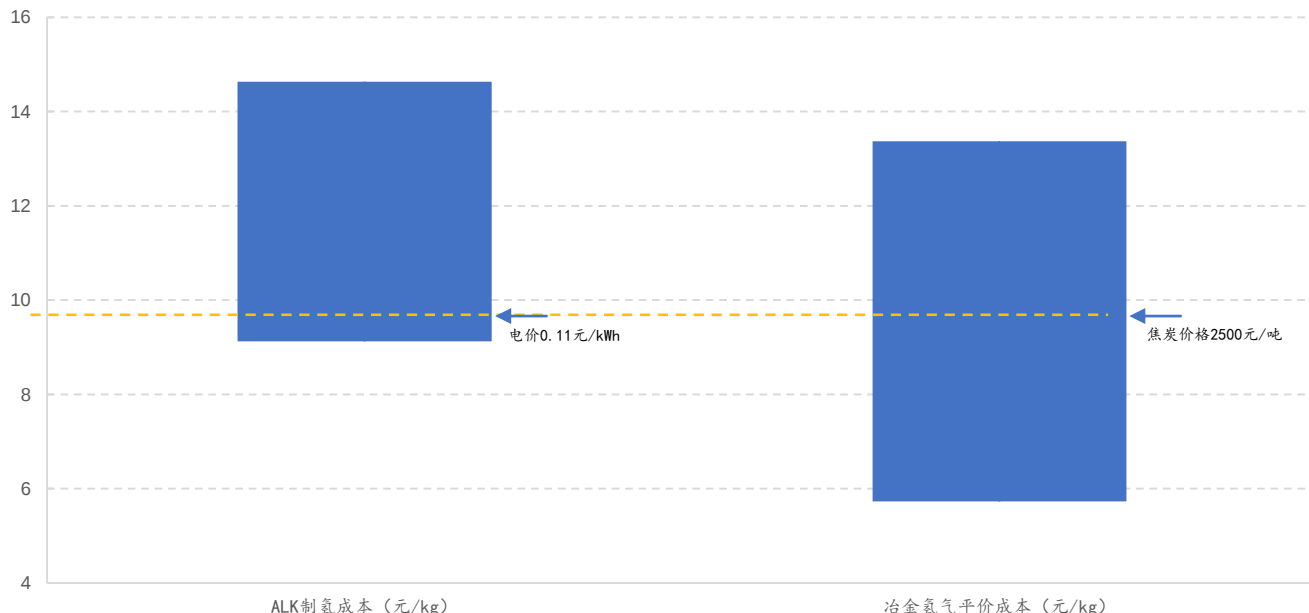
图表35：氢冶炼技术分类

用氢场景	示意图	技术说明	减排潜力	技术成熟度	试点项目	优点	局限性
高炉富氢冶炼		在高炉顶部喷吹含氢量较高的还原性气体	20%	5-9	八一钢铁富氢碳循环高炉；THYSSENKRUPP“以氢代煤”高炉炼铁项目	改造成本低，具备经济性，具有增产效果	理论减排潜力有限，技术上难以实现全氢冶炼
氢能直接还原炼铁		在气基竖炉直接还原炼铁中提升氢气的比例	95%	6-8	河钢富氢气体直接还原铁项目；ARCELORMITTAL德国直接还原铁项目	理论减排潜力较高，可供参考的国际经验相对较多	改造难度较高，基础技术较薄弱
氢能熔融还原冶炼		在熔融还原炼铁工艺中注入一定比例的含氢气体	95%	5	内蒙古建龙塞斯普氢基熔融还原冶炼	理论减排潜力高	国际先进经验较少，改造难度较高，基础技术较薄弱

来源：《中国 2030 年“可再生氢 100”发展路线图》、国金证券研究所。*：减排潜力在零碳电力的支持下将达到最大值，其中直接还原铁与电炉结合，熔融还原与转炉结合。

随着风光储等设备降本、绿电直连、氢能产业链成熟等，氢冶金经济性逐步可期。生产 1 吨铁需焦炭 340 kg，二氧化碳排放量约 1.25 吨；生产 1 吨铁需氢气 89 kg。以焦炭价格 2500 元/吨测算，不考虑碳税的情况下，平价时对应氢气的价格为 9.6 元/kg，当碳税为 200 元/吨，氢气成本低于 12.4 元/kg 时，氢冶金才更具有成本优势。

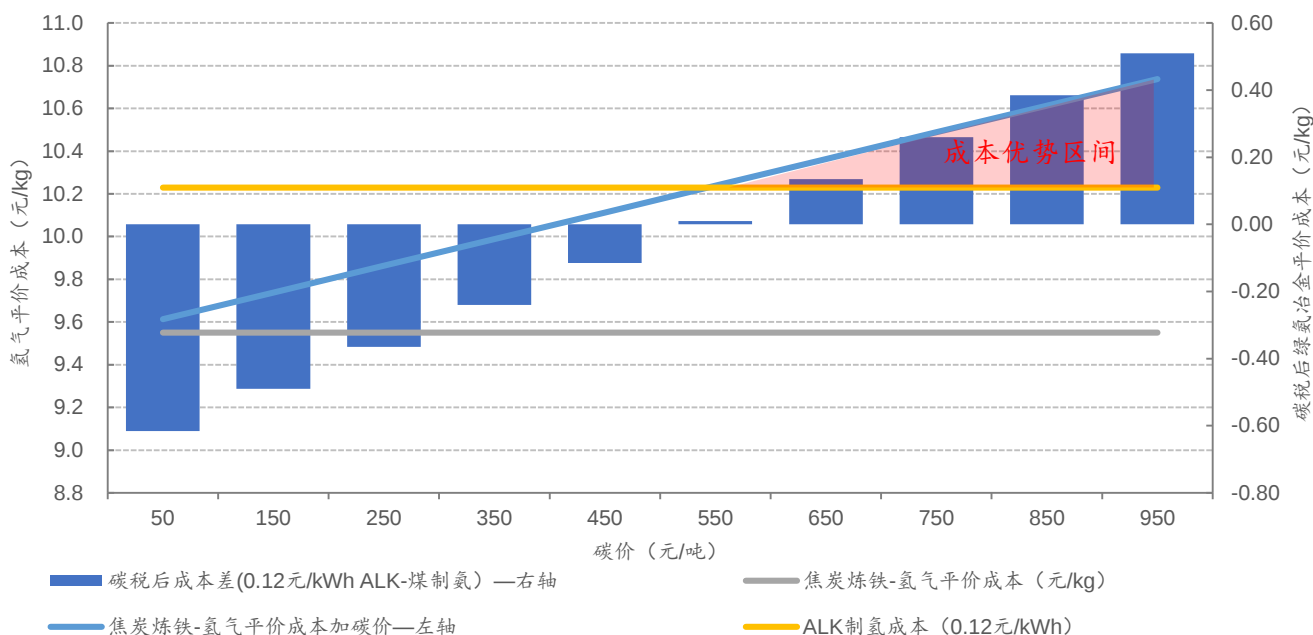
图表36：制氢电价 0.11 元/kWh 以下时氢冶金与 2500 元/吨的焦炭冶金成本持平



来源：国金证券研究所测算，注：冶金氢气平价成本测算区间对应焦炭价格 1500-3500 元/吨，ALK 制氢成本测算区间对应电价 0.1-0.2 元/kWh，详细测算思路和过程见附录 6.12。



图表37：650 元/吨碳税下氢冶金平价成本每千克可抬高 0.13 元



来源：国金证券研究所测算，冶金氢气平价成本测算区间对应焦炭价格 2500 元/吨，详细测算思路和过程见附录 6.13。

2.6 储能：氢适用大规模、长周期储能，扩容成本经济性更优

大规模的电消纳压力下，配储的时长与规模要求逐步提高。随着弃电规模的提高，对应的储能要求也在应提高，体现在储能的时长、规模，亦或是跨区域和季节的灵活调配，仅依靠电化学储能难以满足多样化需求，氢作为和电化学互补的储能方式，将共同构成主流路径。氢在大规模储能下具备成本优势，并且扩容成本更低，现阶段适配风光的规模化消纳。

图表38：四种储能方式的对比

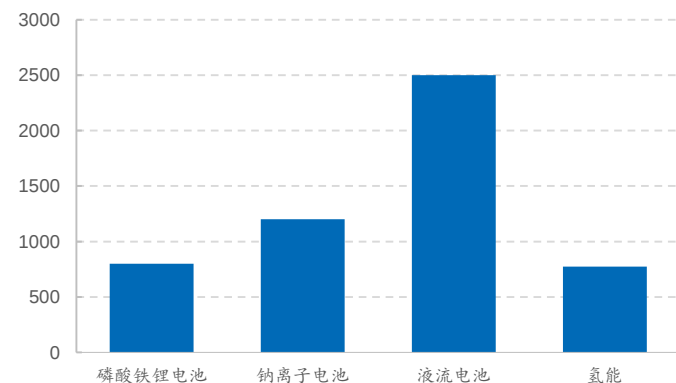
储能方式	原理	优点	缺点	适用场景
抽水储能	将多余电能转换为水的势能	技术成熟	地形要求高，无法大规模使用	地形优势地区，日度调峰
压缩空气储能	将多余电能转换为空气的势能和内能，驱动燃气轮机发电	安全、容量大	效率低、有污染	与其他热机共用
蓄电池储能	将多余电能储存到蓄电池	响应时间快，无地理位置限制	自衰减、边际成本高	日度调峰、调频
氢储能	将多余电能通过电解水转化为氢气的化学能	无自衰减、能量密度高、边际成本低	效率低	季度调峰

来源：《中国低碳技术创新需求评估报告》、国金证券研究所

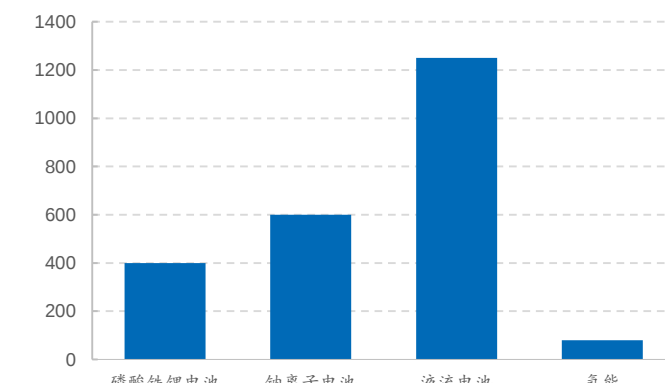
蓄电池储能综合了充电、储电、放电三个功能于一体，氢储能系统则分别需要电解槽、储氢罐、燃料电池实现以上三个功能。以 1MWh 的储能需求为测算基准，考虑氢储能系统综合效率 36%，一天工作 10 小时，将 0.28MW 的碱性电解槽、8 个 20MPa 的储氢瓶以及 0.17MW 的燃料电池系统看成一个日均存储电能 1MWh 的整体，最终测算氢储能系统初始投资的度电成本为 1300 元。



图表39：1MWh 储能下氢能初始投资建设的度电成本较低（元/kWh）



图表40：1kWh 储能扩容下氢能度电储能边际成本最低（元/kWh）



来源：《中国低碳技术创新需求评估报告》、DeepTech、国金证券研究所

来源：《中国低碳技术创新需求评估报告》、国金证券研究所

三、行业主要受政策驱动，聚焦率先实现经济性环节

3.1 氢能行业处商业化初期，主要受政策驱动

行业处商业化初期，主要受政策推动。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，能源革命下半场氢氨醇不可或缺，发展重心将向非电领域脱碳转移。氢能在国家层面政策频定调高，一方面，通过可再生能源电力制氢/氨醇，可实现电力消纳，进一步带动风光储需求；另一方面，可解决化工、交通、冶金等非电领域的脱碳。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。

图表41：国内氢能相关政策连发，迫切性提升

发布时间	政策	机构/会议	具体内容	影响
2026/3/3	《绿色燃料产业发展专题座谈会》	能源局	会议强调发展绿色燃料产业有利于替代石油、保障能源安全，有利于降低碳排放、促进绿色发展，利于促进新能源非电利用和消纳、增强发展新动能，是能源领域新质生产力发展的重要方向。	再强调绿色燃料产业对于能源安全的重要性。
2026/2/27	《中华人民共和国生态环境法典（草案）》	全国人大	生态环境法典首次将绿色低碳发展独立成编，并专设“应对气候变化”章节，明确了碳核算体系、碳市场交易监管、产品碳足迹管理等核心制度。	首次将绿色低碳发展独立成编并立法。
2026/2/26	《推动“十五五”可再生能源扩量提质、可靠替代》	能源局	明确提出推动可再生能源制氢氨醇等非电利用规模跃升。	进一步表态需求量激增。
2026/2/16	《当前经济工作的重点任务》	中共中央	习近平总书记发文指出，要坚持“双碳”引领，推动全面绿色转型。研究设立国家低碳转型基金，培育氢能、绿色燃料等新增长点。	最高层定调，明确将氢能定位为新的经济增长点为产业注入最强信心。
2026/1/30	国家能源局新闻发布会	能源局	氢能是未来产业重要方向与新经济增长点，助力新能源消纳和双碳目标。	再强化发展氢能重要性。
2025/12/29	《温室气体自愿减排项目方法学 可再生能源电解水制氢》方法学	生态环境部、能源局	发布氢能领域首个 CCER 方法学，适用于新建的自发自用风光制氢项目，并规定了项目准入条件与监测要求。	首次将风光制氢纳入国家 CCER 体系，明确了碳减排收益路径。
2025/12/5	国家能源局公告能源领域氢能试点（第一批）	能源局	正式批复第一批能源领域氢能试点，包括 41 个具体项目和 9 个区域。	试点名单落地，标志着氢能多元化示范进入实质推进阶段。



2025/11/1 9	《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，此次政策具有标杆意义。
2025/10/2 8	《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》	中央委员会	前瞻布局未来产业，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，推动量子科技、生物制造、氢能和核聚变能、脑机接口、具身智能、第六代移动通信等成为新经济增长点。	首次中央会议中提出氢能作为新的经济增长点，为“十五五”氢能发展定调，战略地位提升。
2025/10/1 3	《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。
2025/9/19	《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。
2025/9/9	《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。

来源：政府官网、国金证券研究所

政策决定需求周期，量的爆发开启行情。现阶段氢能处于发展前期，需相关政策支持加速行业发展。回顾2017-2019年新能源汽车补贴政策实施和2021年氢燃料电池汽车示范城市群政策发布，均带动了燃料电池汽车销售量的高速增长，并且后者作为专门针对燃料电池汽车的示范和补贴政策，驱动力更强。2022年氢能中长期规划的出台则直接带动了氢能全产业链需求的爆发，绿氢需求2022年后迅速攀升，除燃料电池汽车外新带来上游制氢、中游储运和下游多个领域的投资机会。

图表42：燃料电池汽车示范城市群政策给予车辆购置补贴

车型	功率分界	A 基本补贴	B 年度增益系数				C 质量增益系数			最高补贴额 D=max(A x B x C)
			2021	2022	2023	2024	12<G≤25t	25<G≤31	31<G	
乘用车	50kW	10	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	13
	80kW	19	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	24.7
小型、中型客车	50kW	10	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	13
	80kW	16	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	20.8
轻型、中型货车	50kW	10	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	13
	80kW	16	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	20.8
大型客车	50kW	10	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	13
	110kW	28	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	36.4
重型货车	50kW	10	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	13
	80kW	19	1.3	1.2	1.1	0.9	1.1	1.3	1.5	37.05
	110kW	28	1.3	1.2	1.1	0.9	1.1	1.3	1.5	54.6

来源：《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》、国金证券研究所，补贴金额=功率系数A*时间系数B*质量系数C

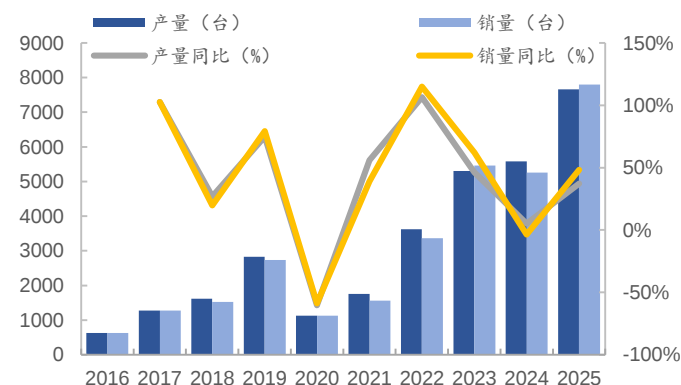


图表43：氢能产业发展中长期规划定调氢能能源属性

发展目标	2025 年				2030 年		2035 年	
	燃料电池车保有量	加氢站	可再生能源制氢	二氧化碳减排	形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系。	广泛应用可再生能源制氢。	提升可再生能源制氢在终端能源消费中的比重。	形成涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。
	约5万辆	部署建设	10-20万吨/年	100-200万吨/年				
规划路线	核心技术		产业创新		制氢设施	交通领域	工业领域	储能领域
	质子交换膜燃料电池、新型燃料电池、核心零部件以及关键装备。		高校、科研院所、企业建设重点实验室、前沿交叉研究平台。		因地制宜的制氢技术路线，清洁化、低碳化、低成本。	重型车辆应用，货车市场，与锂电池纯电动汽车的互补发展模式。	还原剂，替代化石能源应用。	“风光发电+氢储能”一体化应用新模式。
示范工程	交通		储能		发电		工业	
	城市公交车、物流配送车、环卫车		可再生能源资源富集、氢气需求量大地区		在金融、医院、学校、商业、工矿企业等领域引入氢燃料电池		在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代化石能源	

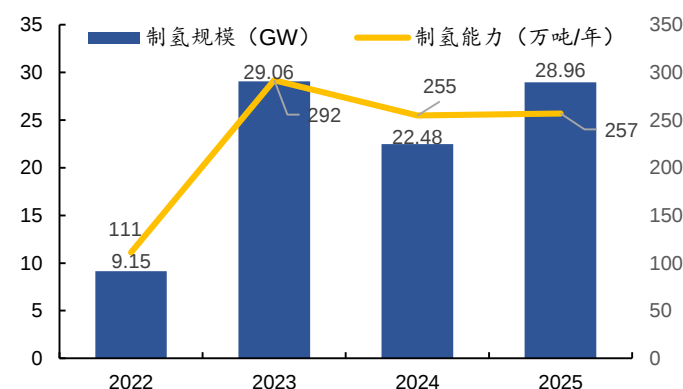
来源：《氢能产业发展中长期规划（2021-2035）》、国金证券研究所

图表44：燃料电池汽车产销量2019年后逐年高增



来源：中汽协、国金证券研究所

图表45：绿氢项目立项数量2022年后迅速攀升

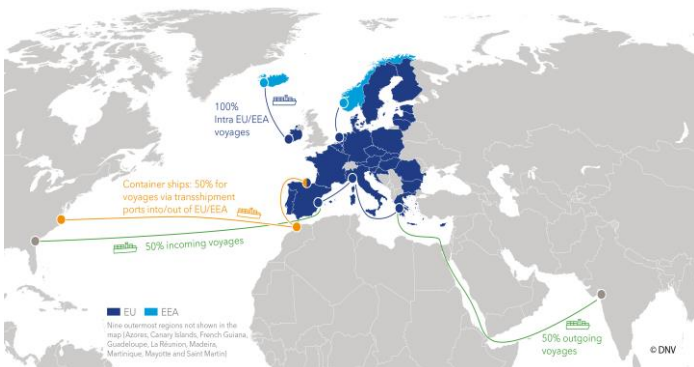


来源：各政府官网、国金证券研究所

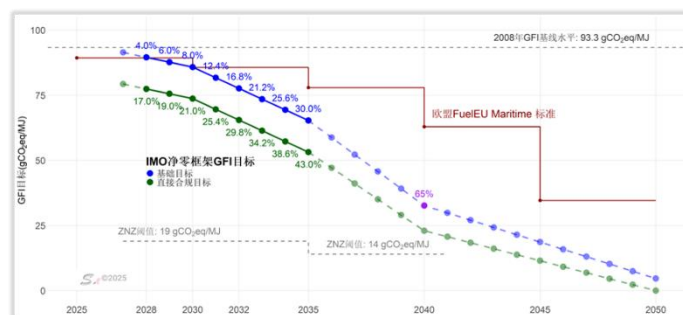
3.2 绿醇：国内外政策带来需求共振，需求确定性强

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，带来绿醇第一波发展确定性。现阶段，欧盟航运业减碳需遵守 EU ETS/Fuel EU，预计 IMO 减碳政策将于 26 年 10 月投票表决，通过后航运减碳将由欧盟拓展至全球航线。绿色航运需求由政策驱动，欧洲政策已与 24、25 年实施，船东为绿色转型，与上游端绿醇生产商签订合约，现阶段订单均为配套欧洲政策，不受 IMO 法案影响。

图表46：欧盟 EU ETS 与 FuelEU 法规涵盖航线范围及计入比例



图表47：欧盟/IMO 船运业脱碳的政策对比-目标制定





来源：DNV 挪威船级社、国金证券研究所

来源：《国际海事组织净零框架概述》、国金证券研究所

图表48：欧盟排放交易体系（EU ETS）罚款标准

阶段	年份	年度减排目标	罚款标准（N）
第四阶段	过渡期	2024 年	40% 航运碳排放
		2025 年	70%航运碳排放
	正式实施	2026 年 1 月 1 日	100%航运碳排放
			€100/吨 CO ₂ （调整通胀）

来源：克拉克森、国金证券研究所

短期从订单规模看，439 艘甲醇动力船舶将陆续投运，带来超 1107 万吨甲醇需求。截至 2026 年 1 月，全球已投入运营的甲醇燃料船舶 105 艘次；以甲醇消耗量单一燃料测算，未来约 334 艘船舶下水将带动绿醇燃料约 846 万吨。

图表49：各大航运公司甲醇燃料船舶新船订单达 300 艘，对应约 680 万吨甲醇需求

	公司	数量(艘次)	合计载重吨 Dwt (万吨)	对应甲醇消耗量 (万吨)	对应绿氢消耗量 (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

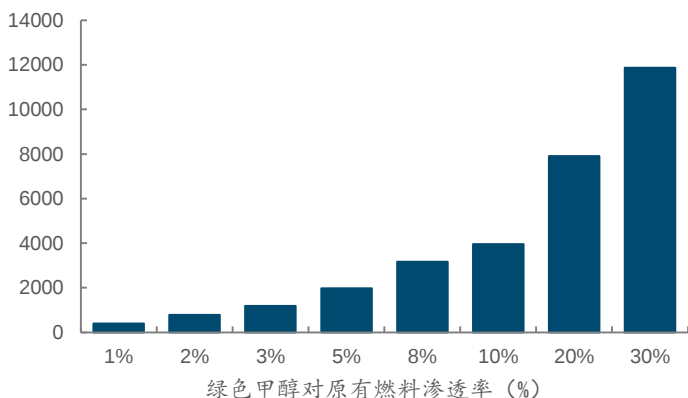
来源：克拉克森、国金证券研究所，甲醇消耗量按单一燃料测算，截至 2025 年 2 月数据。

全球绿醇需求将超 4000 万吨，国内化工可打开千万吨需求。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 3-10%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。

绿色航运打开绿醇需求，打通产业链成熟度，绿醇第二步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。

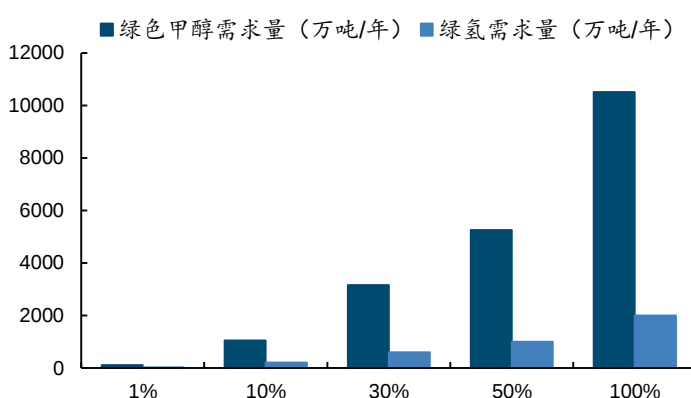


图表50：不同比例掺混下船舶对应绿醇需求（万吨/年）



来源：卓创资讯、国金证券研究所

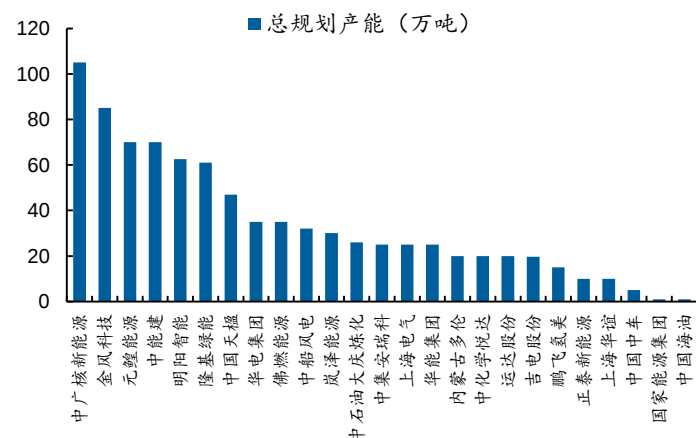
图表51：化工领域绿醇需求量渗透率提速高、空间更大



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

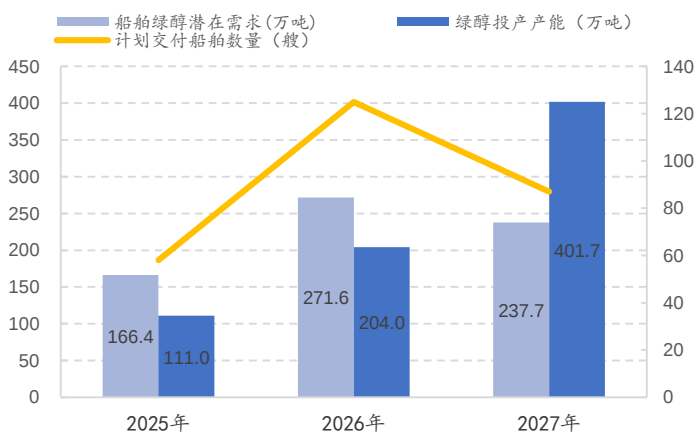
首选绿色甲醇生产商，短期或将拥有超额盈利弹性。从供需表上看，已投入实际运营的船舶为 105 艘，带来约 200 万吨绿醇需求，但当前建成的绿醇产能仅为 100 万吨；考虑到 26、27 年分别带来 270、238 万吨需求，2-3 年内看绿醇供不应求，标的方面首选绿醇生产商，1) 投产时间早：示范对价格不敏感、有望赚取超额溢价；2) 与下游船东签约，保障绿醇销售渠道；3) 成本端拥有便宜的碳和电，确保经济性。

图表52：绿醇主力厂商规划产能已达百万吨级



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53：2026 年船舶交付达峰催生 271 万吨绿醇需求

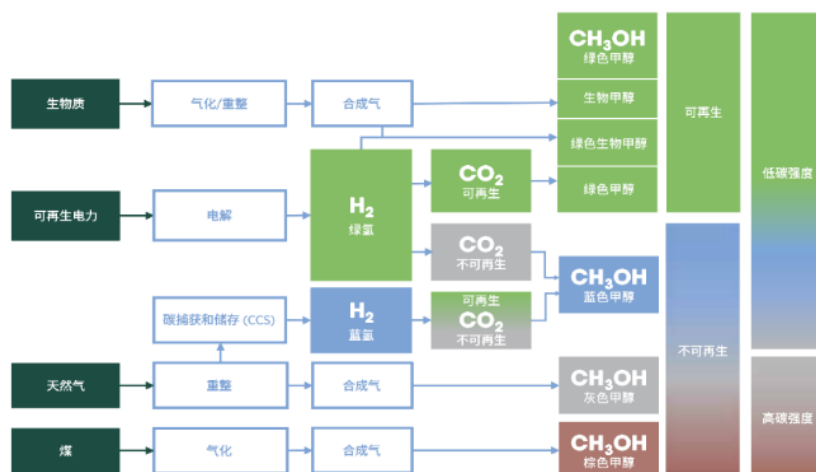


来源：政府官网、碳索氢能、国际氢能网等、国金证券研究所

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。



图表54：甲醇制取技术路线图

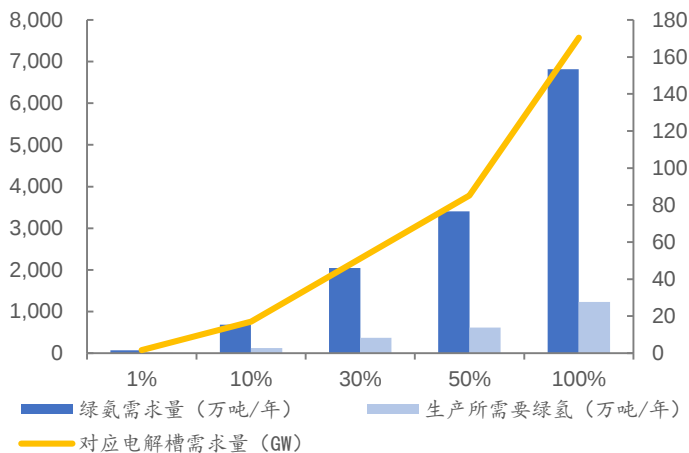
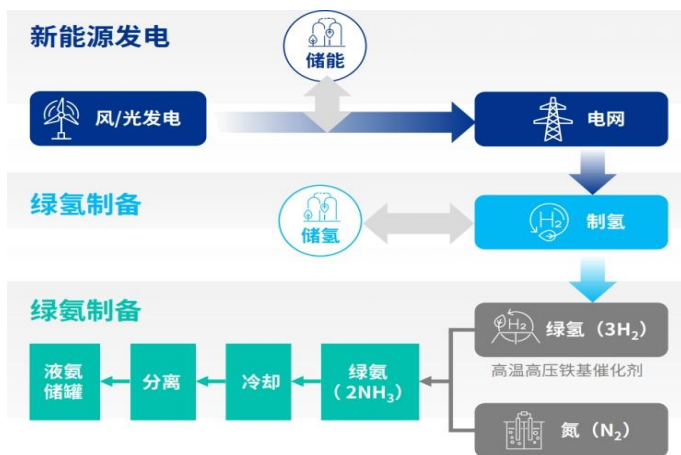


来源：政府官网、碳索氢能、国际氢能网等、国金证券研究所

绿氢规划已超 2335 万吨，一旦绿氢项目成熟稳运行，绿氢将迎来规模化量产。根据当前绿氢各项目规划统计，规划量级已超 2335 万吨，其中，投产项目共计 11 个，总计绿氢产能 82 万吨/年。项目地点多集中于内蒙古、吉林、甘肃、宁夏等地区，根据合成氨工艺流程，每吨合成氨需氢约 0.18 吨，2335 万吨绿氢规划对应约 420.3 万吨氢气增量。此外我国合成氨年需求量已达 6816 万吨，若绿氢在传统化工领域的渗透率达到 30%，即可直接带动约 368 万吨的绿氢消纳需求，打开绿氢应用。

图表55：绿氢、绿氨制取过程

图表56：若绿氢替代率达 10%，将带动绿氢消纳约 120 万吨



来源：《绿氢行业概览与展望》、国金证券研究所

来源：水电水利规划设计总院《氢能十解》、国金证券研究所

3.3 制氢设备：空间大、弹性高，“买铲人”角色最受益

绿氢拥有单吨补贴时，平价可期。“十四五”期间，多省市出台绿氢电价优惠、绿氢制造与生产等补贴政策，内蒙古、甘肃、吉林、新疆、大连给予 3-12 元/kg 不等的绿氢补贴，但大多在 25 年即到期。“十五五”开端之年，26 年 2 月 28 日，云南省下发《云南省促进绿色电力消纳的若干措施》，明确表示“对年产绿氢 100 吨以上（含 100 吨）的新能源制氢（氨醇）一体化项目，投产之日起连续三年给予每公斤最高 13 元补贴奖励”，此补贴下绿氢将直接与煤制氢平价，扫除行业最大发展障碍——经济性，使绿氢项目建设大幅提速。

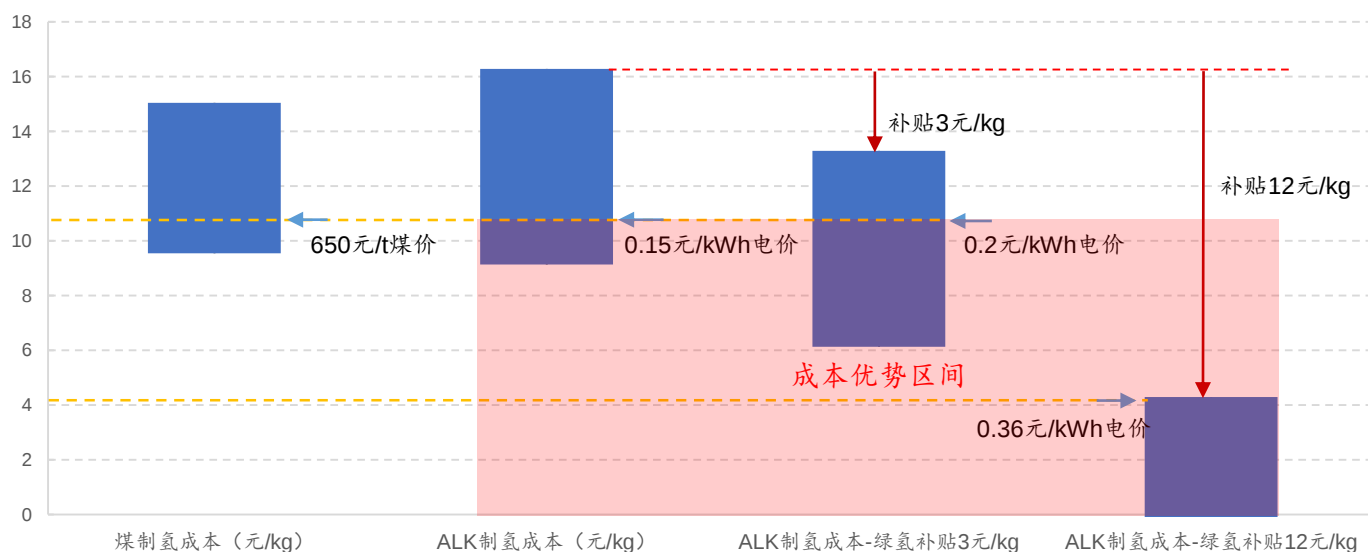


图表57：各地制氢端补贴陆续出台，给予3-13元/kg不等补贴

省市	政策名称	补贴条件	补贴标准		
			2023	2024	2025
吉林	《支持氢能产业发展若干政策措施（试行）》	对年产绿氢100吨以上（含100吨）的项目	15元/kg	12元/kg	9元/kg
内蒙古鄂尔多斯	《支持氢能产业发展若干措施的通知》	对落地鄂尔多斯且氢气产能大于5000吨/年的风光制氢一体化项目主体	4元/kg	3元/kg	2元/kg
河南濮阳	《濮阳市促进氢能产业发展扶持办法（2023年修订版）》	对绿氢出厂价格不高于同纯度工业副产氢平均出厂价格，且用于本市加氢站加注的	15元/kg	12元/kg	9元/kg
新疆克拉玛依	克拉玛依市支持氢能产业发展的有关扶持政策	对落地克拉玛依且氢气产能大于5000吨/年的风光制氢一体化项目主体	-	3元/kg	1.5元/kg
甘肃张掖	《关于促进氢能产业高质量发展的若干措施（暂行）》（征求意见稿）	对已和市内加氢站签订中长期供气合同的绿氢制造企业，出厂价格不超过30元/公斤的	10元/kg	10元/kg	-
辽宁大连	《大连市氢能产业发展专项资金管理办法（2023-2025）》（征求意见稿）	前款加氢站氢气来源为可再生能源发电制取、电解水“零碳”绿氢的，对提供氢源的制氢企业	10元/kg	10元/kg	-
宁夏宁东	《宁东基地促进氢能产业高质量发展的若干措施2024年修订版（意见征求意见稿）》	对在宁东基地实施绿氢替代的化工项目	-	5.6元/kg	5.6元/kg
云南	《云南省促进绿色电力消纳的若干措施》	对年产绿氢100吨以上（含100吨）的新能源制氢（氨醇）一体化项目	26年2月28日外发政策，表示投产之日起连续三年给予每公斤最高13元补贴奖励。		

来源：政府官网、氢能联盟、氢云链、国金证券研究所

图表58：补贴3-12元/kg绿氢实现与煤制氢平价



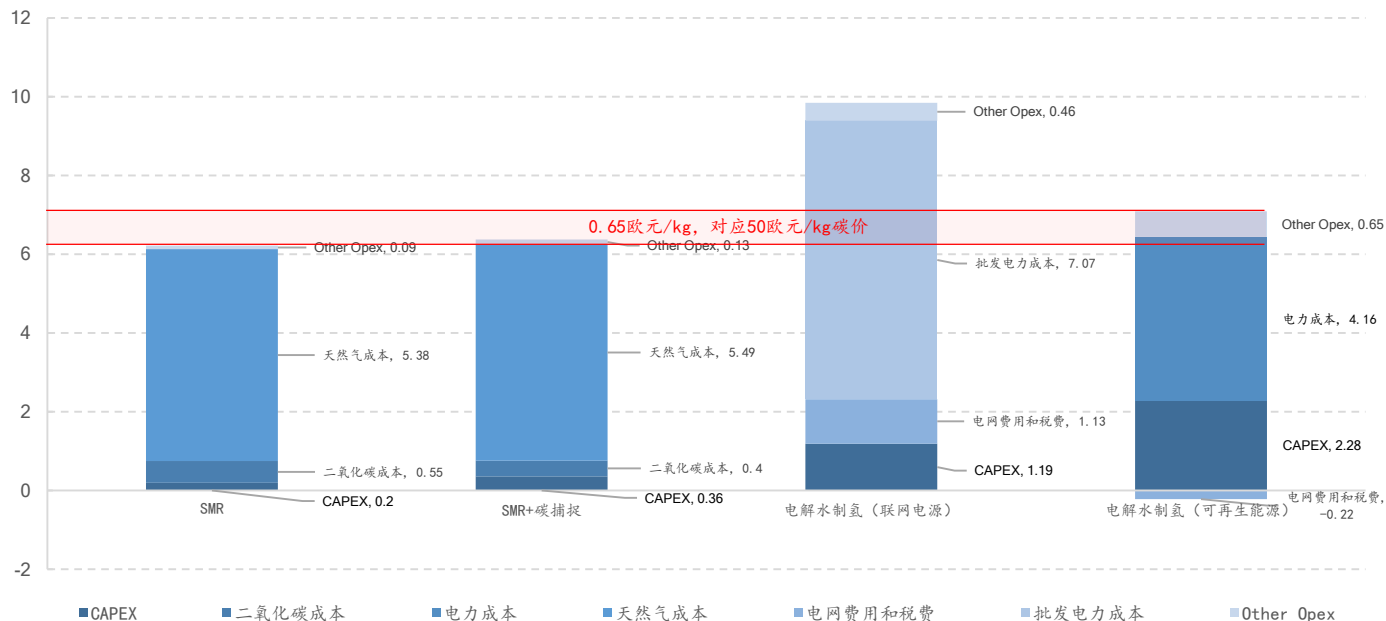
来源：国金证券研究所测算，注：煤制氢成本测算区间对应煤价400-1050元/吨，ALK和PEM制氢成本测算区间对应电价0.1-0.23元/kWh。

碳税政策抬高原有能源使用成本，加速刺激绿氢需求增长。当前可再生氢在部分欧洲国家实现了与传统方式制氢的平价，碳税落地则是进一步推动可再生氢平价范围的扩大，对于依赖化石燃料生产的灰氢和蓝氢，碳税的实施将直接抬高原有生产成本。50欧元/吨的碳



价是可再生氢实现平价的最低价格，当前欧盟 EU-ETS 交易碳价为 65 欧元/吨，并且长期看碳交易需求上升将会带动碳价上涨。

图表59：50 欧元/吨碳价是可再生氢与天然气制氢（SMR）平价的基础价格

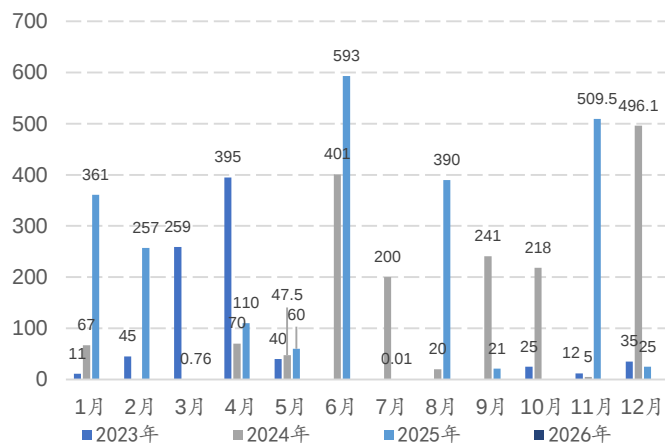
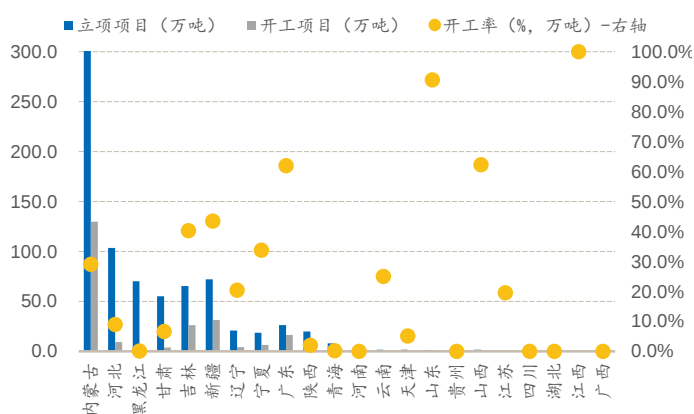


来源：《欧洲氢市场格局报告》、国金证券研究所

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 12 月，落地项目产能约 17 万吨，立项项目的绿氢产能达 915 万吨，但开工率仅为 25.2%。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60：绿氢项目立项已达 915 万吨，开工率 25.2%

图表61：2025 年国内电解槽招标量累计达到 2.33GW



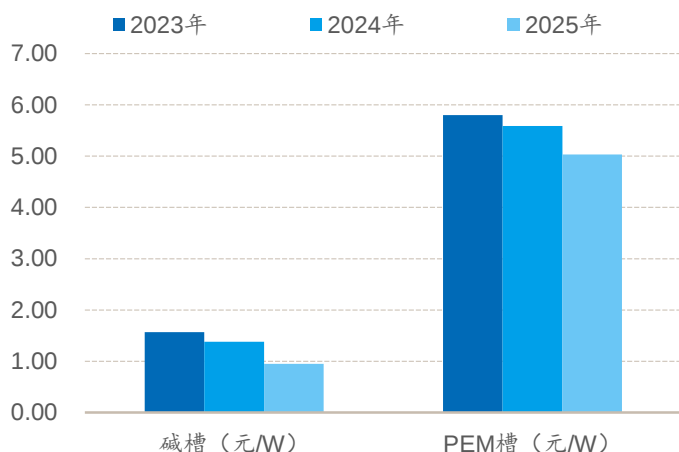
来源：中国招标与采购网、国金证券研究所。数据截至 25 年 12 月

来源：中国招标与采购网、国金证券研究所。数据截至 25 年 12 月

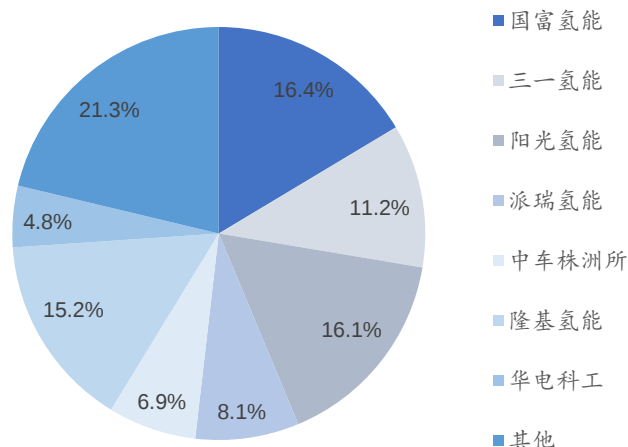
下游大量应用需求被打开时，制氢设备作为“卖铲人”受益最大。行业已经实现大幅出清，竞争格局的优化将带来更集中的机会，行业发展至今，制氢设备已经实现价格战出清。国内制氢设备的需求以招标形式为主，优势可选标的不多，因而当前时点需相关企业具备项目经验、进行过实地验证的企业具备竞争力。海外端则多凭借企业自身出海能力，在海外有工厂生产能力、凭借光伏+制氢设备一体化、以及渠道优势的企业将脱颖而出。



图表62：电解槽单瓦平均价值量下行（元/W）



图表63：2025年电解槽企业中标绿氢项目份额（%）

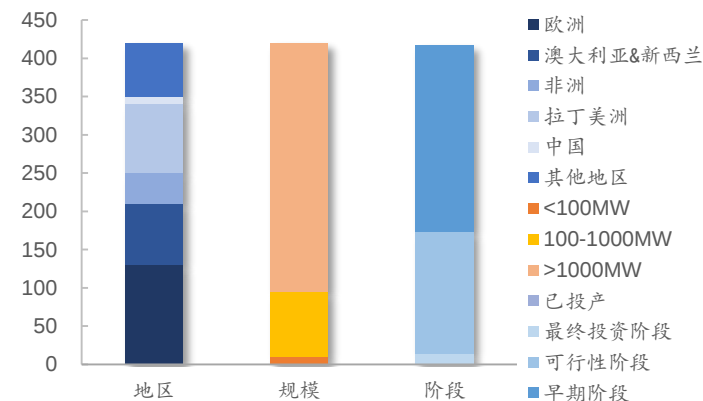


来源：中国招标与采购网、国金证券研究所。数据截至 25 年 12 月

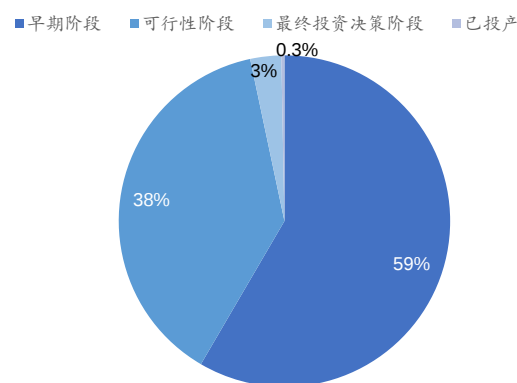
来源：中国招标与采购网、国金证券研究所。数据截至 25 年 12 月

从全球视角看，电解水制氢远期规划量达 175GW-420GW。电解水制氢仅占当今全球氢气产量的 0.1%，但装机容量和已宣布的项目数量近年来一直在高速增长，未来绿氢将替代化石能源制氢成为氢源主体。自 2022 年以来，全球已经宣布了约 600 个绿氢项目，总容量超过 160GW，就地理分布而言，中国和欧洲占比最高，合计占比超 70%，美国和加拿大的份额合计为 10%。根据已公布的项目统计，到 2030 年电解槽装机容量将达到 175GW，若包含尚处早期阶段的项目在内，装机量可高达 420GW。

图表64：全球宣布的电解槽产能（规划至 2030 年）



图表65：2030 年全球电解槽装机量将达到 175-420GW



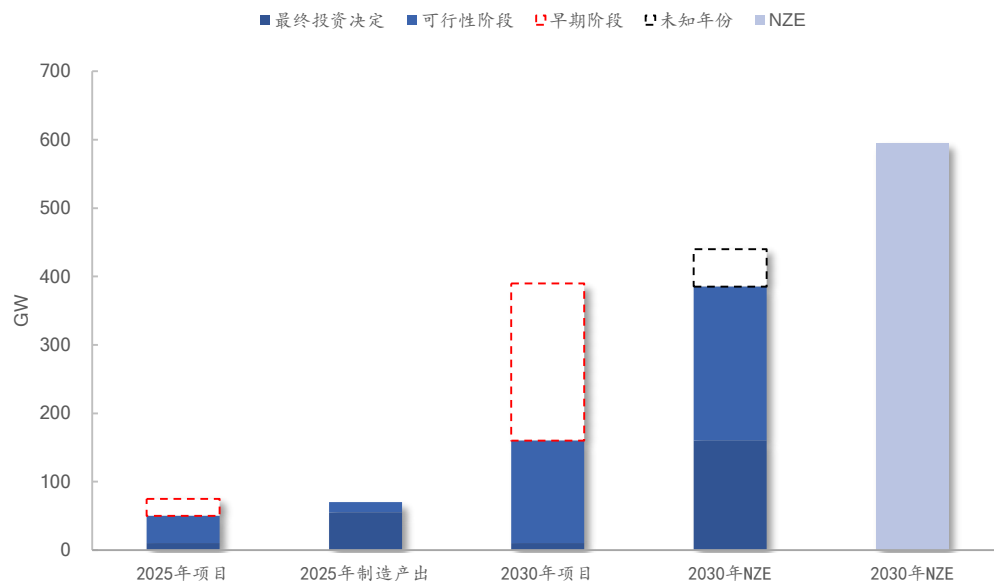
来源：IEA、国金证券研究所

来源：IEA、国金证券研究所

电解槽向上突破空间成倍数增长。IEA 公布的产能中，目前只有 8% 已经达到 FID（最终投资决定）或正在建设中，并且约 30% 是现有工厂的扩建，但暂未公布具体落地的年份。由于与新建工厂相比，计划扩建现有工厂的完成时间通常更短，企业拥有更长时间决定是否推进计划，若下游氢气需求超预期，则将带动大量项目落地。



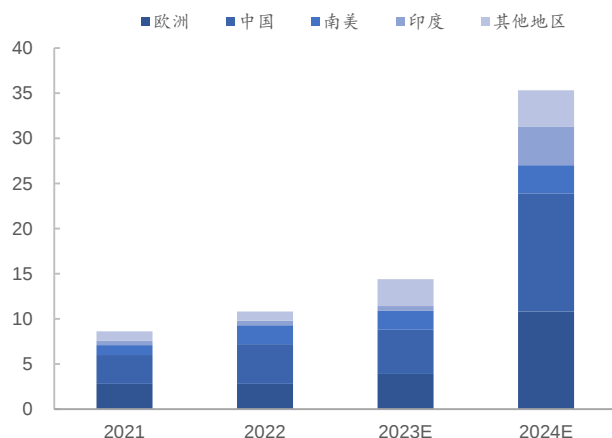
图表66：全球电解槽产能只有8%已经达到FID或正在建设中



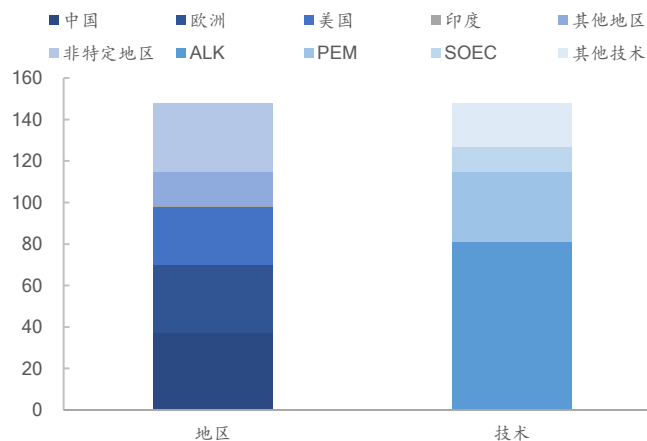
来源：IEA、国金证券研究所，NZE：净零排放

中国将占据全球电解槽主导地位，产能占比过半。根据各公司公告，到2030年，全球电解槽年产能将达到155GW，其中25%的产能位于中国，美国和欧洲各占20%，印度占6%。技术路线仍以发展碱性电解槽和PEM电解槽为主，目前电解槽75%的产能为碱性电解槽，其中70%在中国，PEM和SOEC产能分别为2GW/年和1.5GW/年。预计到2030年，PEM产能将增长到全球产能的近25%，碱性电解槽的份额虽然相对下降，但仍占54%的主导地位。

图表67：目前电解槽产能一半在国内 (GW)



图表68：未来电解槽产能仍以国内且以碱槽为主 (GW)



来源：IEA、国金证券研究所

来源：IEA、国金证券研究所

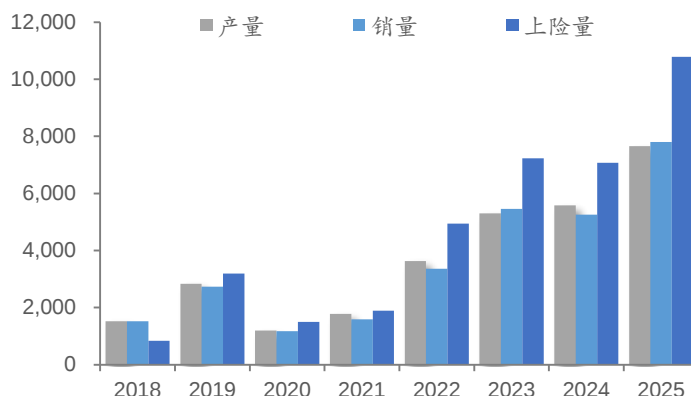
3.4 燃料电池：市场预期差最大，预计迎触底反转

燃料电池车应用场景逐步明晰，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。竞争格局已缩圈，相关燃料电池头部企业上市，形成板块效应。

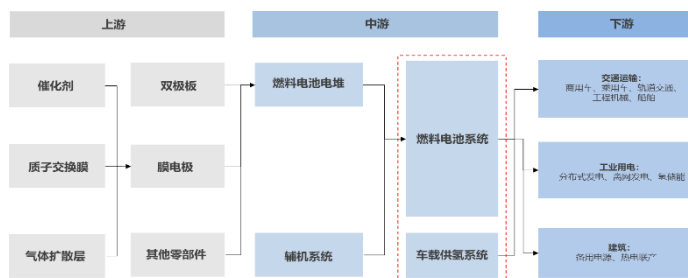
燃料电池汽车内核心零部件为首要受益环节。燃料电池汽车的放量将直接带动内部零部件的需求，首选价值量大及技术壁垒相对较高的环节：燃料电池系统和车载供氢系统。此次盘点燃料电池产业链中价值量高的核心零部件企业，主营业务为燃料电池系统（占整车成本约60%）或车载供氢系统（占整车成本约20%），已形成规模化销售。



图表69：燃料电池汽车市场持续扩张，25 年上险量破万



图表70：寻找燃料电池产业链内价值量高的零部件

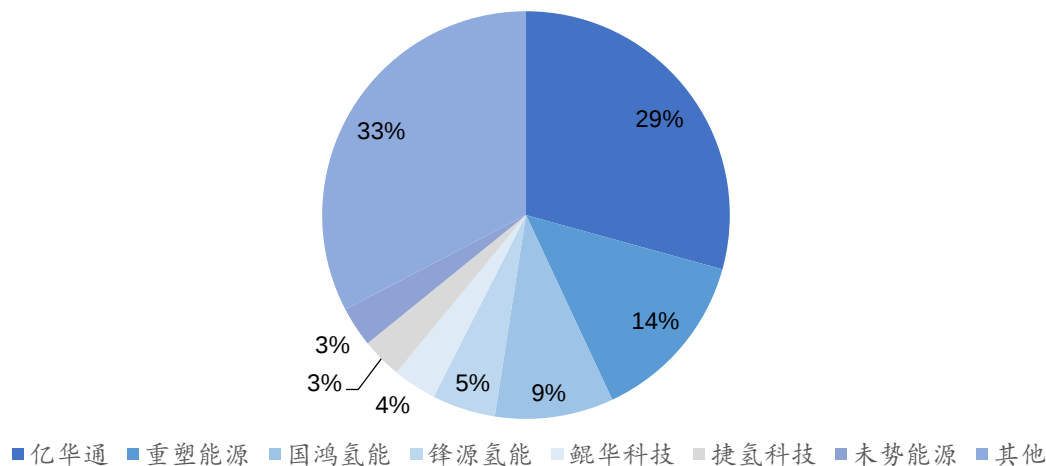


来源：中汽协、交强险，国金证券研究所

来源：《中国氢能产业发展报告》、前瞻网、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。

图表71：2024 年燃料电池系统竞争格局

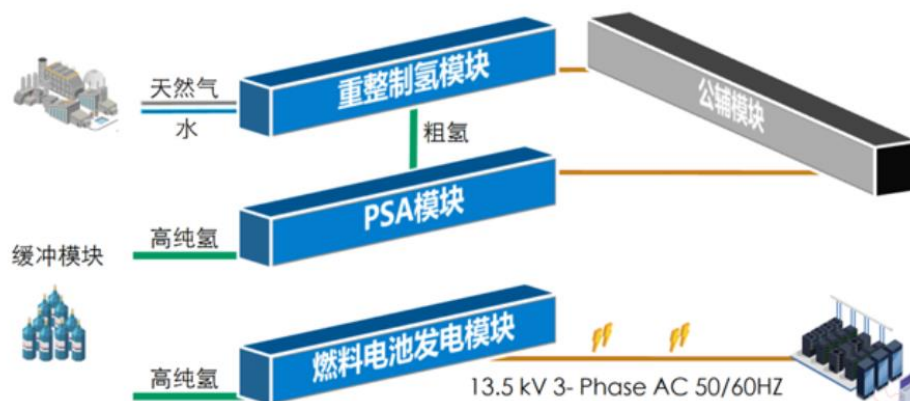


来源：交强险、国金证券研究所

应用市场再拓展，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、调节能力强等优势。



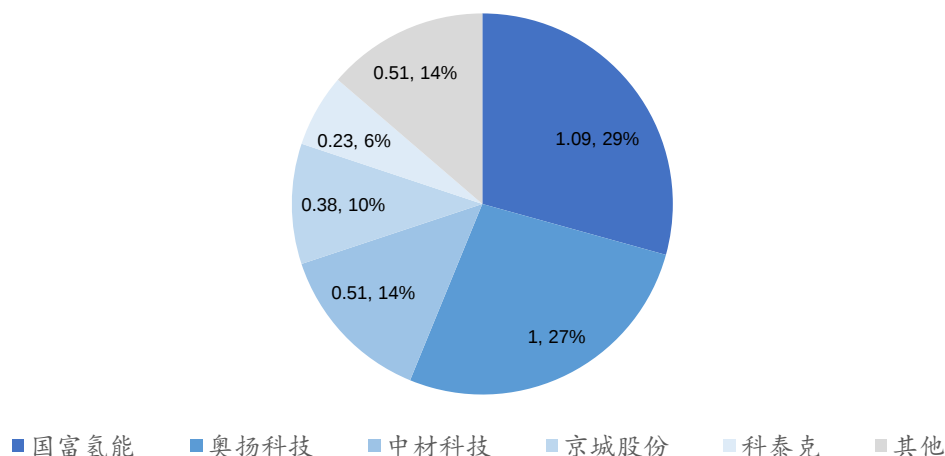
图表72：数据中心燃料电池发电系统产品示意



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，头部企业最受益于燃料电池汽车需求爆发。

图表73：车载储氢瓶市场份额相对集中



来源：观研报告网、国富氢能招股说明书、国金证券研究所

四、投资建议

2025 年氢能顶层关注度显著提升，国家层面政策频出、定调持续走高。相比“十四五”，“十五五”氢能产业发展面拥有强的政策迫切性与更完备的基础设施支撑。能源革命进入下半场——非电领域深度脱碳，氢氨醇作为关键载体不可或缺，产业链正迎来系统性发展机遇。根据我们对 2026 年政府工作报告提出的单位 GDP 降碳目标的量化测算，2026 年绿氢需求将达 300 万吨，“十五五”期间累计需求有望攀升至 6500 万吨，需求端量级已明确。投资窗口期已然打开，建议重点布局率先跑通经济性、需求确定性强、政策密集度高的三大方向：

- 绿醇：全球需求共振，行业迎爆发和发展确定性。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：嘉泽新能、电投绿能、中国天楹、金风科技、中集安瑞科、佛燃能源等；
- 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。行业竞争格局的优化将带来更集中的机会，具备项目经验和优势的设备企业具备优势，建议关注：华电科工、双良节能、国富氢能、华光环能等。
- 燃料电池车：发展路径明晰，行业触底将迎反转。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上市，为预期差最大的板块，建议关注：亿华通、国富氢能、重塑能源、科威尔、雄韬股份等。

五、风险提示

政策推广力度不及预期：氢能产业处于政策驱动阶段，氢气在下游的应用渗透速度很大程度上取决于政策的力度，政策力度的不及预期将影响产业的发展和速度；

降本速度不及预期：若光伏组件、储能设备等新能源相关设备以及制氢设备降本速度不及预期，将影响绿氢和氢基能源的平价进程；

技术迭代慢：行业发展依赖设备的技术迭代，若技术迭代速度较慢，将影响商业化推广；

基础设施配套不完善：存在某些必要的配套基础设施（例如加氢站）建设时间较长，导致实际上绿氢等项目推动进度不及预期的情况，使得行业成熟时间拉长。

六、附录

6.1 2026 年及“十五五”氢氨醇目标需求量测算

测算思路：以 2025 年 156 亿吨碳排放为基准，结合 2026 年 GDP 增长 4.5~5%、单位 GDP 碳排放下降 3.8%，以及“十五五”累计下降 17% 的目标，我们基于新增风光 350GW/年、电动车销量 1600 万辆/年等为基础假设。

以 2025 年为基准年，基于 2026 年政府工作报告明确的单位 GDP 碳排放下降目标及“十五五”规划累计降碳要求，采用“总减排量—分领域贡献—氢氨醇承担份额”的递进逻辑，量化氢能目标需求量。

- 总减排量测算：以 2025 年碳排放为基准，结合 GDP 增速及单位 GDP 碳排放降幅，计算当年实际碳排放量；同时测算无措施情景下的碳排放量，两者差值即为当年需实现的减排总量。
- 分领域贡献：将总减排量依次扣除电力领域（新增风光发电替代火电）和电动车领域（替代汽柴油）的减排贡献，剩余部分即为需由绿氢及绿色燃料在非电领域承担的减排量。
- 绿氢需求换算：以每吨绿氢替代灰氢可减排 20 吨 CO₂ 为标准，将需氢气承担的减排量折算为绿氢需求量；若需计算绿醇、绿氨等绿色燃料需求量，根据单位耗氢量和一定的比例折算即可。
- 电解槽需求换算：按电解槽年利用小时数 6022.5h、吨氢电耗 55.56MWh 测算，1GW 电解槽年产能约 10.8 万吨绿氢。

测算过程：以 2026 年为例，基准碳排放 156 亿吨，无措施情景下碳排放 163.4 亿吨，实际碳排放 157.2 亿吨，总减排需求 6.2 亿吨。电力领域新增风光 350GW 发电 5250 亿 kWh，贡献减排 4.2 亿吨；电动车领域当年平均保有量 4489 万辆，替代汽油 4489 万吨，贡献减排 1.4 亿吨。剩余 0.6 亿吨减排量需由绿氢承担，换算得绿氢需求 300 万吨，按年利用小时数和单位氢电耗折算，对应带来 27.8GW 电解槽需求。

图表 74：2026 年及“十五五”绿氢和电解槽目标需求量测算

项目	符号/计算公式	2026 年	2030 年
(1) 基础数据			
2025 年碳排放基准 (亿吨 CO ₂)	①	156.0	156.0
GDP 增速	②	4.5%~5%	4.17% (年均)
单位 GDP 碳排放降幅	③	3.8%	17% (累计)
无措施情景碳排放 (亿吨 CO ₂)	④=①×(1+②)	163.4	191.3
实际碳排放 (亿吨 CO ₂)	⑤=①×(1+②)×(1-③)	157.2	158.8
总减排需求 (亿吨 CO ₂)	⑥=④-⑤	6.2	32.5
(2) 电力领域测算			
新增风光装机 (GW)	⑦	350	2000 (累计)



风光利用小时数 (h)	⑧	1500	1500
新增绿电量 (亿 kWh)	⑨=⑦×⑧	5250	30000
火电度电碳排放 (kg CO ₂ /kWh)	⑩	0.8	0.8
电力领域减排贡献 (亿吨 CO ₂)	⑪=⑨×⑩/10000	4.2	24.0
(4) 电动车领域测算			
当年销量/期末保有量 (万辆)	⑫	1600 (销量)	12500 (保有量)
平均保有量 (万辆)	⑬	4489	12500
单车年替代汽油 (吨)	⑭	1.0	1.0
替代汽油总量 (万吨)	⑮=⑬×⑭	4489	12500
汽油碳排放因子 (吨 CO ₂ /吨)	⑯	3.1	3.1
电动车领域减排贡献 (亿吨 CO ₂)	⑰=⑮×⑯/10000	1.4	3.9
需氢氨醇承担减排量 (亿吨 CO ₂)	⑱=⑥-⑪-⑰	0.6	4.6
(5) 绿氢需求换算			
绿氢替代灰氢减排能力 (吨 CO ₂ /吨氢)	⑲	20	20
绿氢需求量 (万吨)	⑳=⑱×10000/⑲	300	2300
(6) 电解槽需求换算			
电解槽年利用小时数 (h)	㉑	6023	6023
吨氢电耗 (MWh/吨)	㉒	55.56	55.56
1GW 电解槽年产氢能力 (万吨)	㉓=1×㉑/㉒/1000	10.8	10.8
电解槽装机需求 (GW)	㉔=㉕/㉓	27.8	213
(7) “十五五”累计需求			
2026-2030 年各年绿氢需求 (万吨)	—	300/800/1300/1800/2300	—
“十五五”累计绿氢需求 (万吨)	㉕	6500	—
“十五五”累计电解槽需求 (GW)	㉖=㉕/10.8	约 602	—
电解槽装机需求 (GW)	㉔=㉕/㉓	27.8	213

来源：政府工作报告、国家统计局、生态环境部、行业协会、IPCC、国金证券研究所

6.2 不同渗透率下氢气需求及电解槽规模弹性测算

基于各行业产量及单位氢耗，测算不同渗透率（1%-50%）下的氢气需求弹性，预测市场空间。行业产量依据国家统计局及行业协会最新数据，单位氢耗依据主流工艺技术标准进行计算（如合成氨吨氨耗氢 0.18 吨）。

以“年氢气需求量 = 行业年产量 × 单位产品氢耗 × 目标渗透率”测算得到对应领域的绿氢需求规模。以电解制氢吨氢电耗 55.56MWh、年利用小时数 6022.5 小时为基准，1GW 电解槽年产能约 10.8 万吨绿氢，以此将绿氢需求折算为电解槽装机规模。对于天然气，需按照燃料低位热值进行能量等效替代，天然气低位热值为 37.62MJ/Nm³，氢气低位热值为 120MJ/kg，燃烧 1m³天然气约等效于 0.3135kg 氢气。

6.3 煤制氢与电解水制氢成本测算

测算思路：测算以制氢装置规模为 90,000 m³/h 的项目为基准，依据煤价、电价、水价及氧气价格等参数构建成本模型。测算明确基础假设，包括年运行时间、煤耗、氧气耗量、



电耗和水耗，以及建设投资、折旧年限、残值、修理费和财务费用比例等，进一步将成本拆分为原材料成本、能源消耗成本、人工成本以及制造与财务管理费用，反映各环节对制氢总成本的贡献。

测算过程：

- 煤制氢成本模型：以 10 万吨/年、9 万 Nm³/h 制氢装置为基准，成本构成包括煤炭（0.76kg/Nm³）、氧气（0.42m³/Nm³）、电耗（0.043kWh/Nm³）、辅助材料、人工、折旧及财务费用。煤价 500 元/吨假设下，单位制氢成本约 0.934 元/Nm³（折 10.4 元/kg）。
- 电解水制氢成本模型：分碱性（ALK）与 PEM 两条路线。ALK 按 1.2 元/W 设备投资、4.5kWh/Nm³电耗、15 年折旧测算；PEM 按 7.5 元/W、4kWh/Nm³电耗测算。电价 0.2 元/kWh 时，ALK 制氢成本约 14.6 元/kg。
- 平价条件：当电价降至 0.2 元/kWh 以下，叠加碳税或补贴，绿氢成本可进入灰氢成本区间。

6.4 氢能重卡全生命周期成本（TCO）模型

基于《中国公路货运行业运行分析报告》和《基于 TCO 分析氢气价格对燃料电池重卡经济性的影响》，测算不同种类重卡全生命周期成本。

- 购置成本：裸车价扣除国家及地方补贴后的实付金额。假设燃料电池车（FCV）裸车价 90 万元，扣除国补 10 万元、地补 10 万元，实际购置成本 70 万元；纯电动车（BEV）和液化天然气车（LNG）均无补贴和购置税，分别为 70 万元和 42 万元；传统内燃机车（ICEV）实际购置成本 20.05 万元。
- 运营成本：包括能耗费用（FCV 按百公里氢耗 8kg、氢气价格 37.5 元/kg）、维保费用、系统折旧、环境成本及高速费用。环境成本方面，ICEV 因路权受限折算等效成本增加 15%；BEV 和 FCV 因自重导致载货量下降，分别折算运输频次成本增加 11.23% 和 3.12%。
- 高速成本：按高速过路费 2.2 元/km、高速里程占比 90%、运营周期 5 年计算，约 69.3 万元。
- 总重吨公里成本：将全周期成本除以总运量（吨×公里），实现不同车型经济性的标准化对比。

6.5 绿色甲醇与船用燃料经济性对比测算

参考《绿色甲醇生产工艺技术经济分析》及欧盟碳税标准，对绿色甲醇与船用燃料经济性进行对比测算。根据燃料热值和单价计算基础燃料成本，再将 IMO 低硫燃料罚款和欧盟碳税按燃料单位折算后加到成本中，得到含监管和碳排放约束的综合燃料单价。

- 基准燃料（低硫油）：热值 42GJ/吨，单价 5406 元/吨。IMO 罚款按 380 美元/吨 CO₂ 折算为 47 元/GJ，欧盟碳税按 100 欧元/吨 CO₂ 折算为 68 元/GJ。综合后低硫油成本 243 元/GJ。
- 绿色甲醇（6000 元/吨）：热值 22GJ/吨，燃料成本 273 元/GJ，叠加欧盟碳税后 288 元/GJ。
- 绿色甲醇（4000 元/吨）：燃料成本 182 元/GJ，叠加欧盟碳税后 197 元/GJ。

6.6 IMO 与 EU ETS 政策叠加下燃料成本动态测算

在 6.5 绿色甲醇与船用燃料经济性对比测算的基础上，结合碳税罚款进一步进行测算。2028-2035 年 IMO 及 EU ETS 政策逐年收紧，并综合考虑不同年度罚款金额的差异，折算每年总罚款金额得到折线图。各年对于燃料单价及综合 IMO、EU Fuel 和碳税的计算逻辑一致。

- 合规要求：IMO 目标折减率自 2028 年 17% 逐年升至 2035 年 43%，对应碳排放强度要求从 77.4g/MJ 降至 53.2g/MJ；EU ETS 免费配额同步削减。
- 罚款计算：按每吨 CO₂ 罚款 100 欧元标准，结合各年超额排放量折算单位能量（GJ）罚款金额。
- 动态成本：将各年基础燃料成本、IMO 罚款、EU 碳税累加，得到不同燃料（LNG、低硫油、绿醇）的年度综合成本曲线。

6.7 煤制甲醇与绿色甲醇成本测算



参考《绿色甲醇生产工艺技术经济分析》中参数，对绿色甲醇生产成本测算。整体思路是将单位甲醇生产成本分解为设备折旧、人工成本、耗水成本、电力成本以及二氧化碳成本等主要组成部分，并在给定生产规模和运行条件下进行单位成本折算。其中，设备投资按照折旧年限分摊为单位产品成本，电力成本则根据装置耗电量与电价计算得到，二氧化碳作为合成原料计入生产成本。在此基础上，通过设定不同电价情景，对绿色甲醇生产成本进行敏感性分析，以评估电价变化对绿色甲醇经济性的影响。

测算过程：以煤制甲醇计算为例。假设装置年产甲醇 10 万吨，年运行时间为 8000 小时。根据设备投资规模并按 20 年折旧期折算，制氢及储氢设备折旧约为 268.2 元/吨，甲醇合成设备折旧约为 170 元/吨，土建设备折旧约为 155 元/吨。同时，人工成本按 120 元/吨计入，耗水成本按 48 元/吨计入。电力成本按照每小时耗电量与电价计算，并按年运行时间折算为单位产品成本。在上述参数条件下，当电价分别为 0.1 元/度、0.2 元/度和 0.3 元/度时，测算得到绿色甲醇生产成本分别为 1694 元/吨、2310 元/吨和 2925 元/吨（不含税）。进一步测算表明，当电价约为 0.15 元/度时，绿色甲醇生产成本与煤制甲醇成本大致持平。

6.8 碳税对煤制甲醇成本影响测算

在 6.7 煤制甲醇成本测算基础上，再考虑碳排放量和碳价。

- 基准成本：煤价 800 元/吨时，煤制甲醇成本约 2000 元/吨。
- 碳税加成：吨甲醇碳排放 2.13 吨 CO₂，碳税 50 元/吨时成本上升 106.5 元/吨；碳税 650 元/吨时成本上升 1384.5 元/吨。
- 价差分析：电价 0.2 元/kWh 时绿醇成本约 2310 元/吨，叠加 650 元/吨碳税后煤制甲醇成本升至 3384 元/吨，价差扩大至 1000 元/吨以上，绿醇优势凸显。

6.9 碳税对煤制甲醇成本影响测算

参考《石油炼制与化工》、《焦炉煤气制氢气和天然气工艺及成本效益研究》、《天然气制氢、甲醇制氢与水电解制氢的经济性对比探讨》内数值和过程测算。

- 绿氨成本：由制氢成本（电费+设备折旧+原材料）、氮气成本（制氮机折旧+电耗+辅材）、固定成本（合成氨设备折旧+土建+运营）三部分构成。
- 灰氨成本：煤制氨以煤炭（635 元/吨）或焦炉气（0.5 元/Nm³）为原料；天然气制氨以 3 元/Nm³ 天然气为原料，其余环节与绿氨一致。

6.10 碳税加持下绿氨经济性敏感性分析

与 6.9 制氨成本的计算逻辑一致，以电价、煤炭价格、天然气价格等原材料及能源价格为基础，结合碳税价格测算，当成本价格发生变化时，对应的煤制氨、天然气制氨以及绿氨的单位成本随之调整，最终得到表格中不同价格情景下的成本。

- 煤制氨碳成本：吨氨碳排放 4.22 吨 CO₂，碳税 50 元/吨时成本上升 211 元/吨（+9%），碳税 800 元/吨时上升 3376 元/吨（+137%）。

6.11 高碳税情景下绿氨与煤制氨价差测算

测算碳税 550 元/吨情景下绿氨的成本优势。

- 煤制氨成本：煤价 800 元/吨基准成本 2685 元/吨，加碳税（550 元/吨×4.22 吨）2321 元/吨，总成本 5006 元/吨。
- 绿氨成本：参考 6.10 碳税加持下绿氨经济性敏感性分析中绿氨成本的计算方式。

6.12 氢冶金成本对电价敏感性测算

依据 JIFS 的标准进行估算，以氢气替代焦炭的直接还原铁工艺为模型，分析氢冶金的经济性边界。

- 工艺参数：吨铁需焦炭 340kg（排放 1.25 吨 CO₂）或氢气 89kg。
- 氢气成本：ALK 制氢路线，电价 0.12 元/kWh 时成本 10.23 元/kg（固定成本 0.28 元/m³+运营成本 1.04 元/m³）。

6.13 碳税对氢冶金平价价格影响测算

接续 6.12 氢冶金成本对电价敏感性推算的假设，焦炭炼铁的氢气平价成本是在传统焦炭炼铁成本基础上引入碳排放成本进行计算，量化碳税对氢冶金经济性的提升作用。



- 基准：焦炭 2500 元/吨时，氢冶金平价氢气价格 9.55 元/kg。
- 碳税加成：碳税 50 元/吨时，平价价格升至 9.61 元/kg；碳税 200 元/吨时升至 12.4 元/kg。
- 碳税加成：碳价 50-950 元/t 时，加碳价成本=9.55+碳价×0.0012，依次算得 9.61 至 10.74 元/kg；ALK 制氢成本（0.12 元/kWh）10.23 元/kg 不受碳价影响。碳税后成本差 = ALK 制氢成本-焦炭炼铁-氢气加碳价成本，经计算，50 元/t 碳价时为-0.62 元/kg，随碳价上涨差值逐步收窄并转正。



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。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、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》，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