



中咨公司氢能中心



能景研究EnerScen



氢基能源产业链发展阶段及破局路径探讨

2024年3月

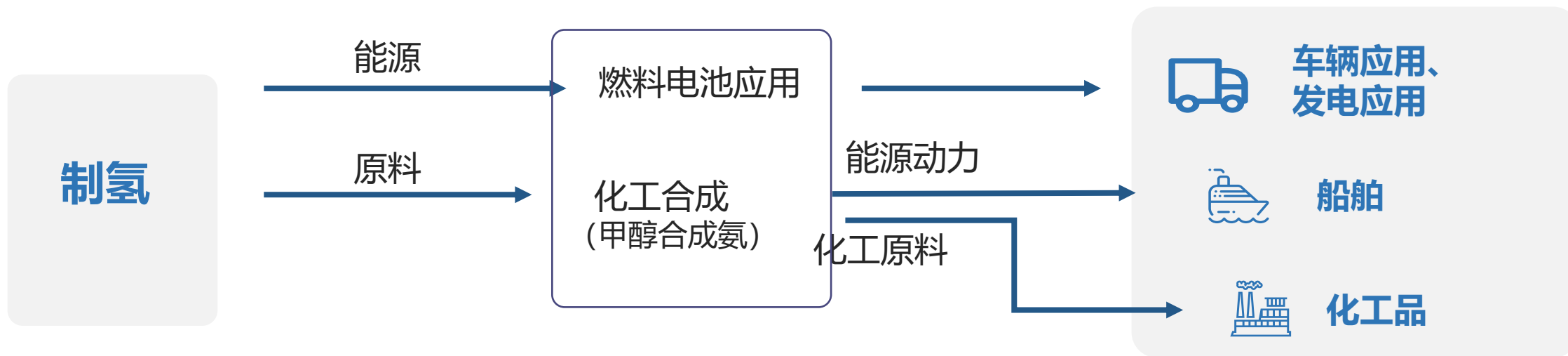
氢能具有能源和原料属性，各领域的发展阶段与要求各不相同



《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》

- ◆ 氢能是未来国家能源体系的重要组成部分
- ◆ 氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体
- ◆ 氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向

从能源转型和行业脱碳中实现新兴产业的发展



当前阶段

需求规模

存量市场
增量市场

法规及要求

限制类
鼓励类
标准类

技术阶段

科学技术
工程技术

成本比较

设备成本
全生命周期成本

未来趋势

01

制氢：为规模应用需求奠定基础

除需求拉动外，能源结构转型推动绿氢项目上马



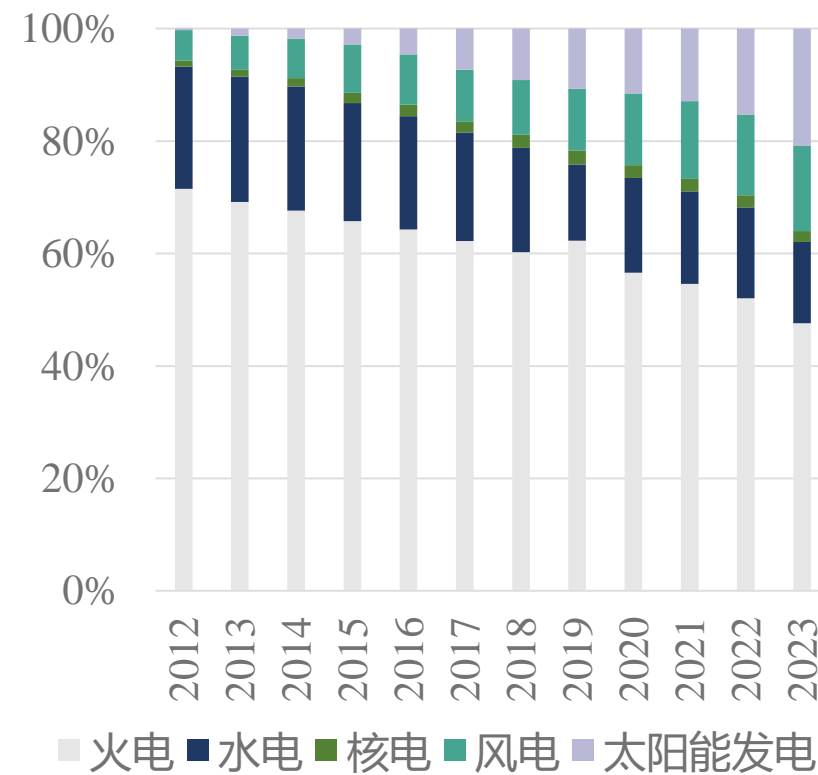
风电、光伏发展受限：

- 并网指标受限：
- 上网要求提高：强制配储、发电运营不得早于绿氢建成。

表 近两年各地区光伏、风电消纳情况要求的通知

地区	政策	内容
广东	《关于发布接网消纳困难的县（市、区）名单及低压配网接网预警等级的公告》	11个县（市、区）分布式光伏已无可接网容量。
辽宁	《关于分布式光伏项目备案有关工作的通知》	营口备案未并网光伏容量远超分布式电源承载能力，暂缓新增分布式电源项目备案。
湖北	《关于加强分布式光伏发电项目全过程管理的通知（征求意见稿）》	分布式光伏发电项目未取得接入意见自行建设则电网企业不受理并网申请。
青海	《2022年青海省新能源开发建设方案》	增量混改、普通市场化项目：配置15%*4小时储能。
江西	《关于拟取消建设规模风电、光伏项目的公示》	电网消纳矛盾突出，38个风电、光伏项目将因无法接入被取消。
湖南	《湖南省发展和改革委员会关于规范光伏发电项目备案管理有关事项的通知》	暂停未纳入全省“十四五”风电、光伏发电项目建设的“全额上网”小型地面光伏电站项目备案工作。

图 2012-2022年国内电力装机容量结构



鼓励类政策也在破除绿氢生产的核心障碍



管理政策、补贴政策加快出台，支持绿氢发展

1

管理
深化

- 已有13省市发布化工园区外制氢“松绑”规定，如：《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；
 - 氢能企业按行业类别归口监督管理；
 - 绿氢生产**不需取得危险化学品安全生产许可**。
- 确保绿氢消纳绿电，如：《内蒙古自治区风光制氢一体化项目实施细则2023年修订版（试行）》
 - 风光制氢一体化项目的电源、电网、制氢、储能等部分应为同一投资主体控股，作为一个市场主体运营；
 - **新能源部分不得早于制氢负荷、储能设施投产**，且与制氢负荷项目运行周期匹配；
 - 并网型风光制氢一体化项目年上网电量不超过年总发电量的20%，年下网电量不超过项目年总用电量的10%。

2

扶持
补贴
增多

- 指标、资源倾斜，如：新疆《自治区支持氢能产业示范区建设的若干政策措施》
 - 支持**优先配置风光资源**；
 - 制氢项目可**优先消纳新能源市场化交易电量**。
- 生产电价补贴，如：《成都市优化能源结构促进城市绿色低碳发展政策措施实施细则（试行）》
 - 对绿电制氢项目市区两级联动给予0.15-0.2元/千瓦时的电费支持。
- 定向消费场景补贴，如：《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**按5.6元/公斤标准给予用氢补贴，单个企业每年不超过500万元，最多补贴3年。

工程技术是解决绿色、安全、稳定、大规模、经济性的关键



风电、光伏制氢3种项目模式，“离网”对电网压力最小：

- “离网”：不连接电网；“弱并网”：电网做制氢补充；“强并网”：余电上网

“离网”模式为未来趋势，技术、工程要求更高：

- 装备技术：电解槽功率调节范围、响应速度、启动速度.....
- 智能化控制：风电制氢配比、系统控制策略.....
- 经济性：风电、光伏年利用小时数、装备成本.....

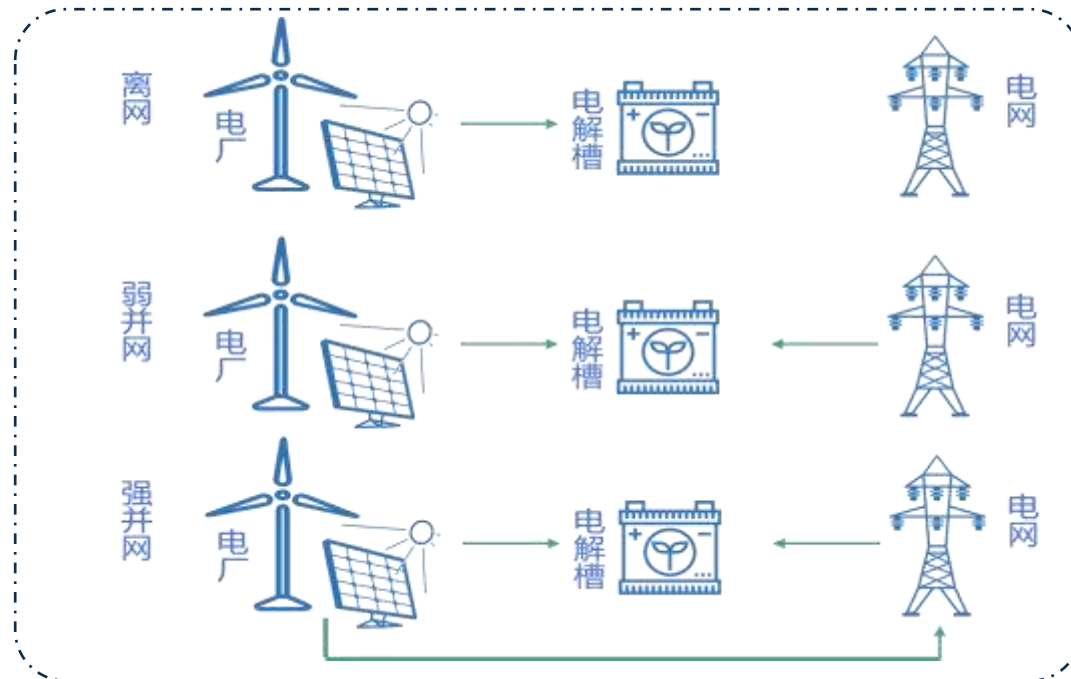
离网项目数量增多、规模增长：

	2022年	2023年	2026E
累计建成	3项	7项	>20项
最大	<1MW	<5MW	>100MW

表 2023年中国3种制氢模式代表项目

进展	地点	制氢项目	电力来源	电网形式	规模 (MW)
建成	内蒙古	纳日松光伏制氢项目 (一期)	光伏	强并网	40
建成	新疆	新疆库车绿氢示范项目	光伏	弱并网	260
建成	甘肃	张掖氢能综合应用示范项目 (一期)	光伏	离网	5
在建	辽宁	铁岭25MW风电离网制氢项目 (一期)	风电	离网	25
规划	内蒙古	中煤10万吨/年液态阳光项目	风电/光伏	离网	231

图 3种风电/光伏制氢模式：

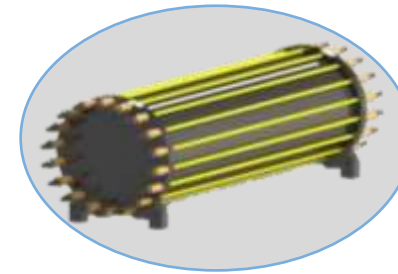


装备技术靠产业链拉动，国内外产品在阶段及方向上存在差异



当前需求驱动技术发力点及要求不同。

- **欧盟、美国：**电解制氢“小时匹配”、“离网”等标准严格，电解槽响应速度、负荷调节范围、长期稳定性要求高。
- **中国：**看重制氢能耗等经济性指标，并网、半离网为主。



ALK电解槽中国与海外在规模化制氢方面的设计路线不同。

- **海外以低压、模块化路线为主。贵金属催化剂为主。**
 - 负荷调节范围更宽，可实现10%-100%的宽负荷；
 - 单槽制氢量较低，多在1000 Nm³/h以下；
 - 电密高，贵金属多；
- **中国以中压、大标方路线为主，金属镍催化剂为主。**
 - 25%-110%区间；
 - 单槽向大标方迈进，如3000 Nm³/h；
 - 电密低，贵金属少；

PEM电解槽中国与海外则在应用场景与发展阶段上有所不同。

- **海外**
 - 规模化制氢MW级为主，千方级”阵列化成熟。
 - 单槽贵金属用量更低，负荷范围更广
- **中国**
 - 分布式或示范性小规模制氢项目，单槽为主。

零部件国产化及系统整体能力提升，带来电解槽技术性能的优化



2023年中国碱性电解槽技术迭代阶段

- 新型合金催化剂等零部件性能提升;
- 结构改进，中压柱形；低压方形；阵列式

2023年中国PEM电解槽水平逐渐提升

- 核心零部件的国产化;
- 需求及竞争推动

碱性

额定制氢电耗降低，电流密度升高；

负荷调节范围更宽；

PEM

制氢电耗逐步降低，电流密度逐渐升高；

贵金属用量逐渐降低；

图 2021年-2025年中国ALK电解槽制氢电耗及电流密度发展趋势

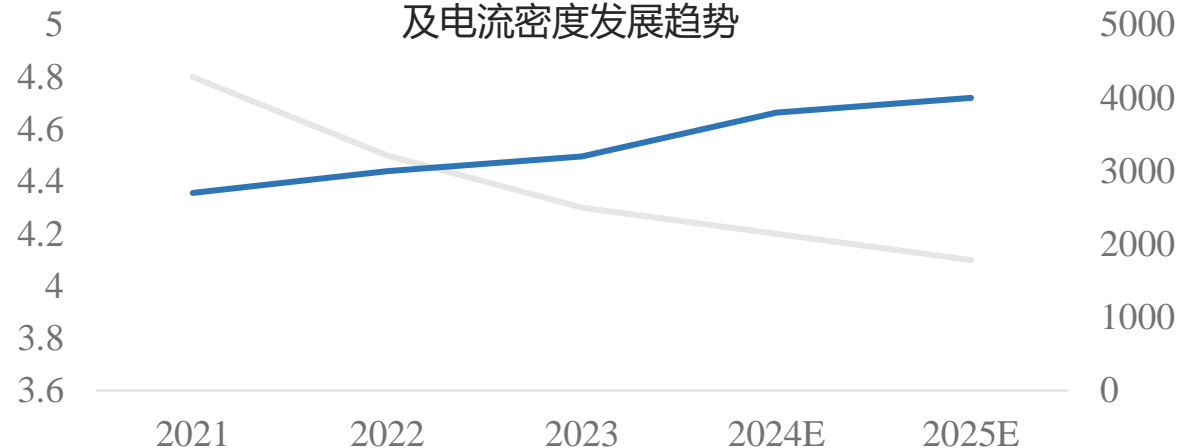
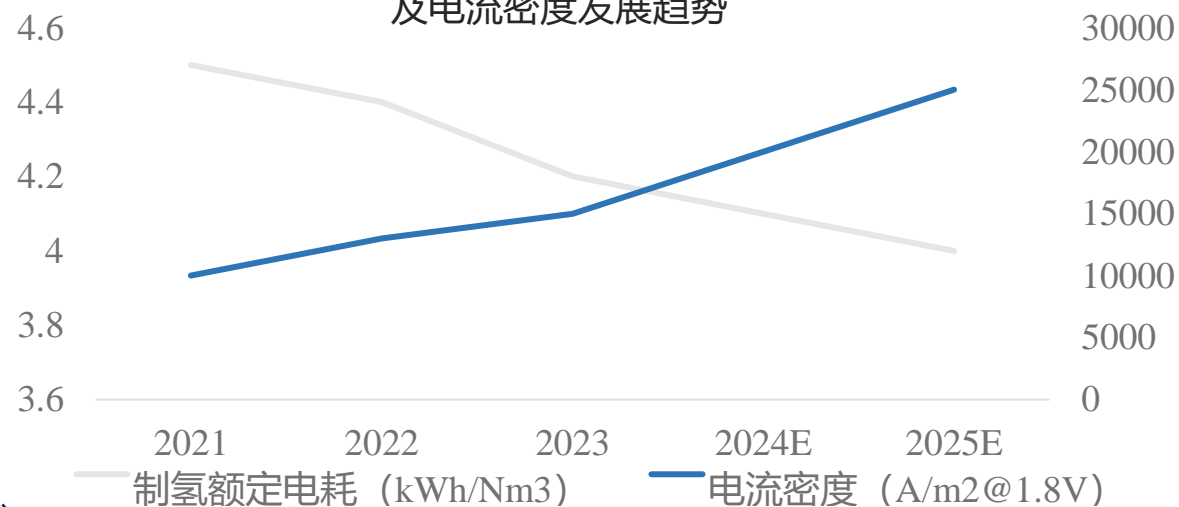


图 2021年-2025年中国PEM电解槽制氢电耗及电流密度发展趋势



注：根据前十电解槽市场份额厂家披露数据汇总取平均

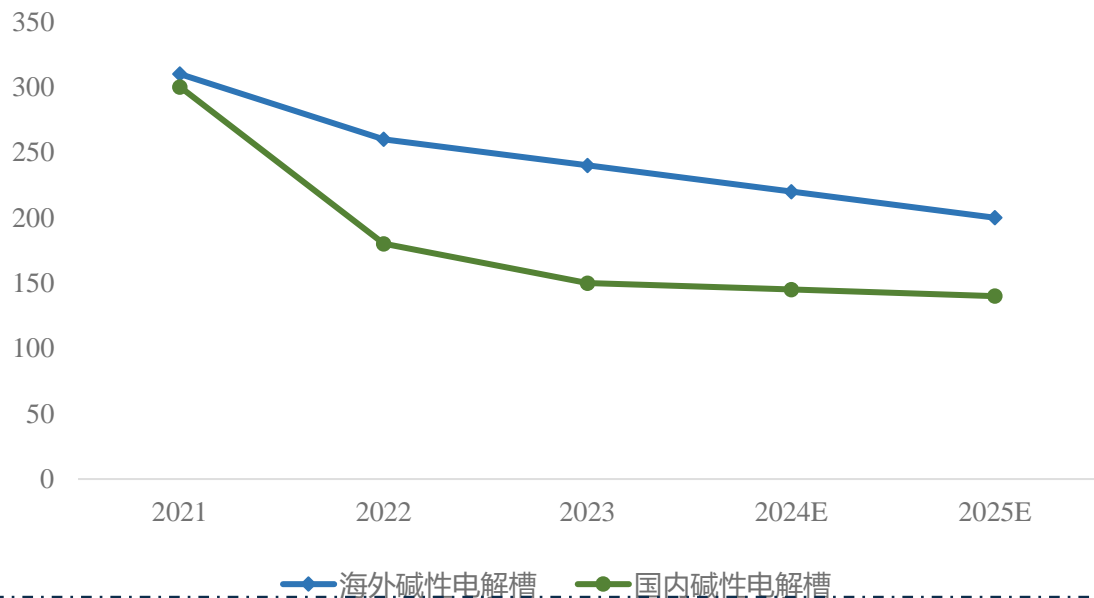
产业链发展推动装备、电力成本下降，具备国际竞争力



碱性电解槽

- 2023年，海外5MW级市场均价约在**240万元/MW**，处于较高价格水平。
- 2023年，中国5MW级中标平均价格约**151万元/MW**，相较2022年下降了约16%。

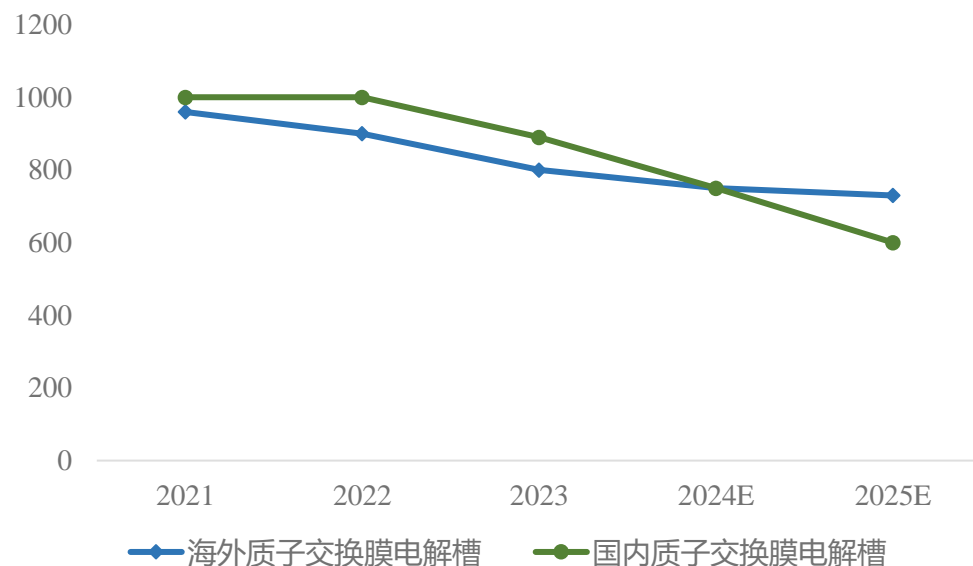
2021年-2025年国内外5MW级碱性电解槽市场均价 (万元/MW) 下降趋势



PEM电解槽

- 2023年，海外兆瓦级PEM电解槽市场均价约**800万元/MW**左右。
- 2023年，中国兆瓦级PEM电解槽中标均价约**890万元/MW**，相较2022年下降了约11%。

2021年-2025年国内外兆瓦级质子交换膜电解槽市场均价 (万元/MW) 下降趋势



工程化技术及装备技术的综合提升，将推动绿氢快速降本



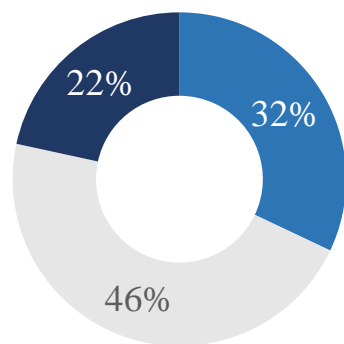
折旧、电力占绿氢生产最大成本：

- 电力：以平准化发电成本估算，约占46%。
- 折旧：以ALK电解槽购置成本等估算，约占32%。

光伏/风电持续降本：

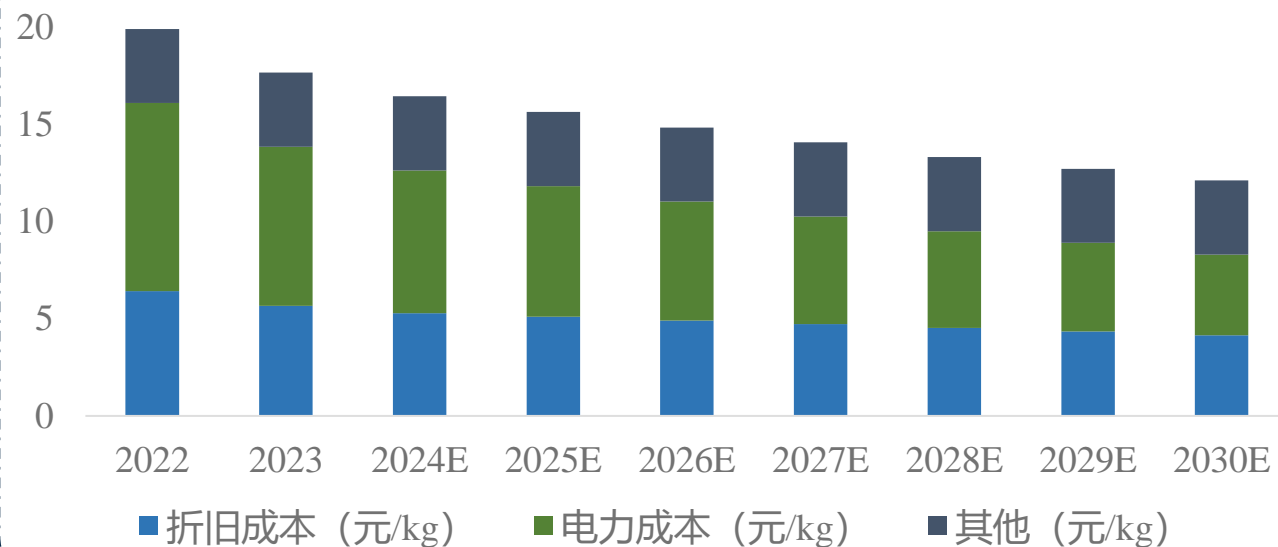
- 2019年至2022年中国风电平准化发电成本约下降了31%，
- 固定式光伏（1800h/年）平准化发电成本约下降了35%，
- 分布式光伏平准化发电成本约下降了28%，降至约0.2元/kwh。

图 2023年6h/天时固定式光伏发电ALK制氢成本



■ 折旧成本 (元/kg) ■ 电力成本 (元/kg)
■ 其他 (元/kg)

图 2022-2030年6h/日下ALK固定式光伏制氢成本



■ 折旧成本 (元/kg) ■ 电力成本 (元/kg) ■ 其他 (元/kg)

02

需求1：氢能重卡等交通领域确定性不断增强

重卡等汽车成为氢能最先示范领域，场景空间为发展规模奠定基础



重卡市场：

- 年销售90~160万辆；
- 市场空间1~1.7万亿元。

细分（2021年）：

- **场景：**物流行业半挂牵引车销量占5成左右；
- **地域：**吉林、山东、陕西、北京等北方4省占6成以上。

- 2023年燃料电池重卡销量达到3612辆，同比增长47.1%，占比达到50%。
- 重卡的应用场景多为长距离运输，氢能重卡相比纯电拥有更长的续航里程、更大的载重量和更短的补能时间。
- 重卡主要运行在相对固定的线路上，对加氢站的依赖相对较低。

图 2018-2023年中国重卡汽车销量

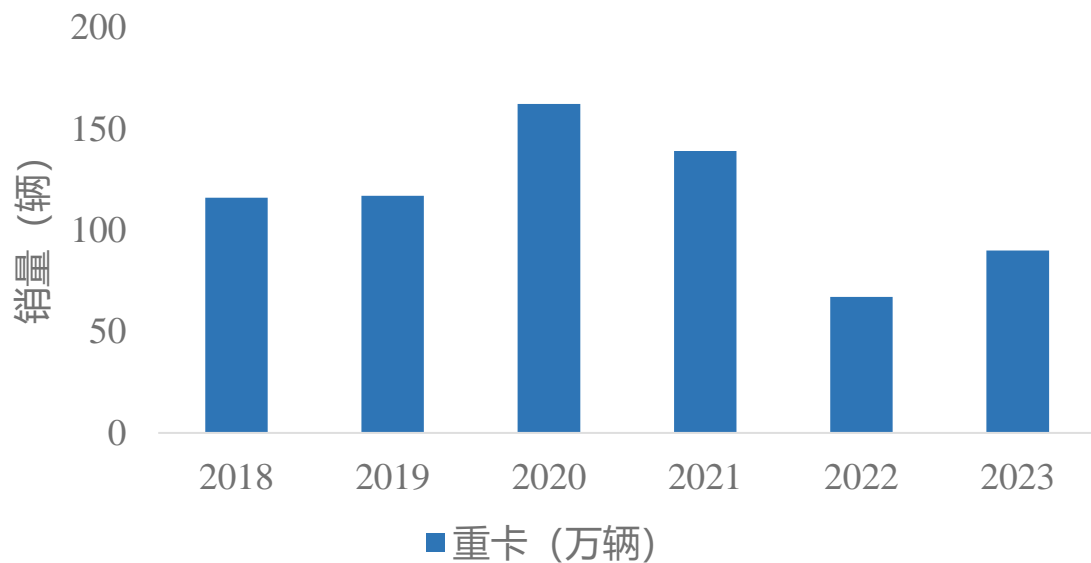
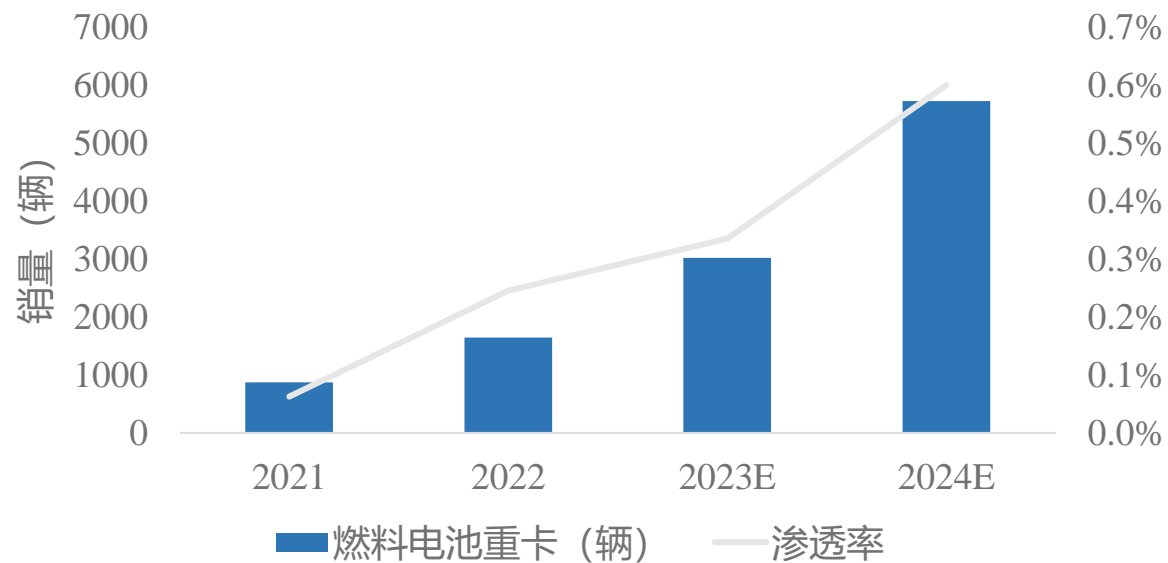


图 2018-2024年中国燃料电池重卡销量及渗透率



1 补贴

路权、补贴等政策支持燃料电池行业发展

新疆“氢十条”政策措施

- 鼓励氢燃料电池汽车、强化金融政策支持等方面。

广东省加快氢能产业创新发展的意见：

- 满足要求的车辆按燃料电池系统额定功率补贴3000元/千瓦等

沈阳市大东区政府发布公开征求《大东区支持氢燃料电池汽车产业高质量发展的若干政策措施（征求意见稿）》意见。

- 对满足条件的氢燃料电池汽车给予100万元奖励，对实现产业化的关键零部件最高不超过500万元奖励。

焦作市人民政府发布关于印发《焦作市支持氢燃料电池汽车示范应用若干政策》的通知。

- 对购置符合要求的氢燃料电池汽车价格补贴，2023年每车补贴3%、2024年每车补贴1%、2025年每车补贴0.5%。

2

路权

安阳市加快燃料电池汽车产业高质量发展若干政策：

- 对燃料电池汽车给予路权激励，对符合密闭运输等要求的氢燃料市政工程车、氢燃料箱式物流配送货车开放道路通行权等

《包头市交通运输局关于印发交通运输行业新能源重卡路权优先保障措施的通知》

- 在全市普通公路收费站设置新能源重卡路权优先公告栏等措施。

《山东省交通运输厅&山东发改委&山东科学技术厅免收高速公路过路费》

- 自2024年3月1日起，对山东省高速公路安装ETC套装设备的氢能车辆暂免收高速公路通行费。政策试工期2年。
- 山东、河南等地，既是重卡货运的主线，也是比较富裕的高速集团；
- 高速集团的参与可行性高、将加快高速干线氢车的推广；

燃料电池技术水平已达到国际一流水平，支撑多领域应用



最大功率密度超过国际龙头品牌

- 石墨板燃料电池电堆最高体积功率密度（不含端板）为 4.9kW/L，如巴拉德石墨板电堆功率密度4.3kW/L；
- 金属板燃料电池电堆最高体积功率密度（不含端板）为 6.5kW/L，丰田金属板燃料电池电堆5.4 kW/L。

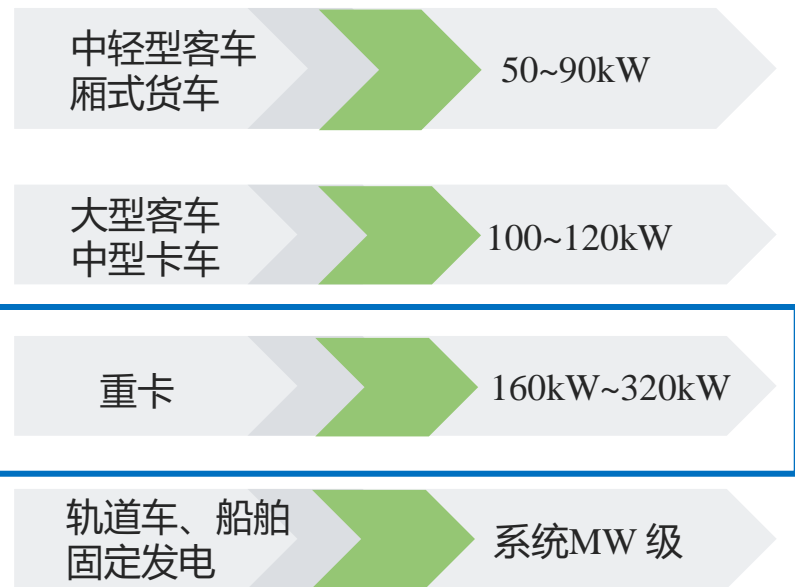
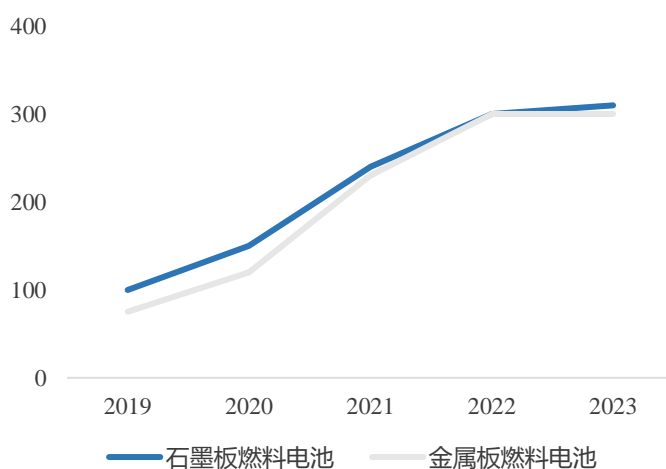
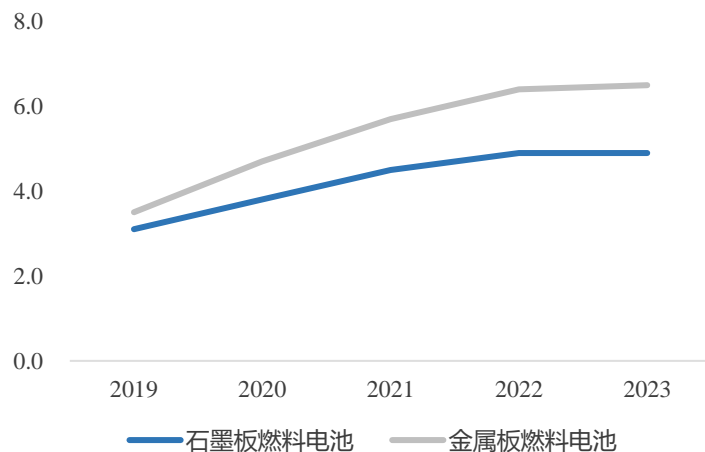
单台最大功率达到国际商用产品最高行列

- 石墨板燃料电池电堆最大功率为310kW
- 金属板燃料电池电堆最大功率密度为300kW。

表 2023年中国燃料电池部分核心零部件技术指标

	性能指标	平均指标	前沿指标
膜电极	功率密度 (W/cm ² @0.6V)	1.6	1.8
	厚度 (μm)	15	8
质子交换膜	质子电导率 (S/cm)	——	0.3
	电阻 (MΩ·cm ²)	——	3
碳纸	铂负载量 (mg/cm ²)	3.3	3

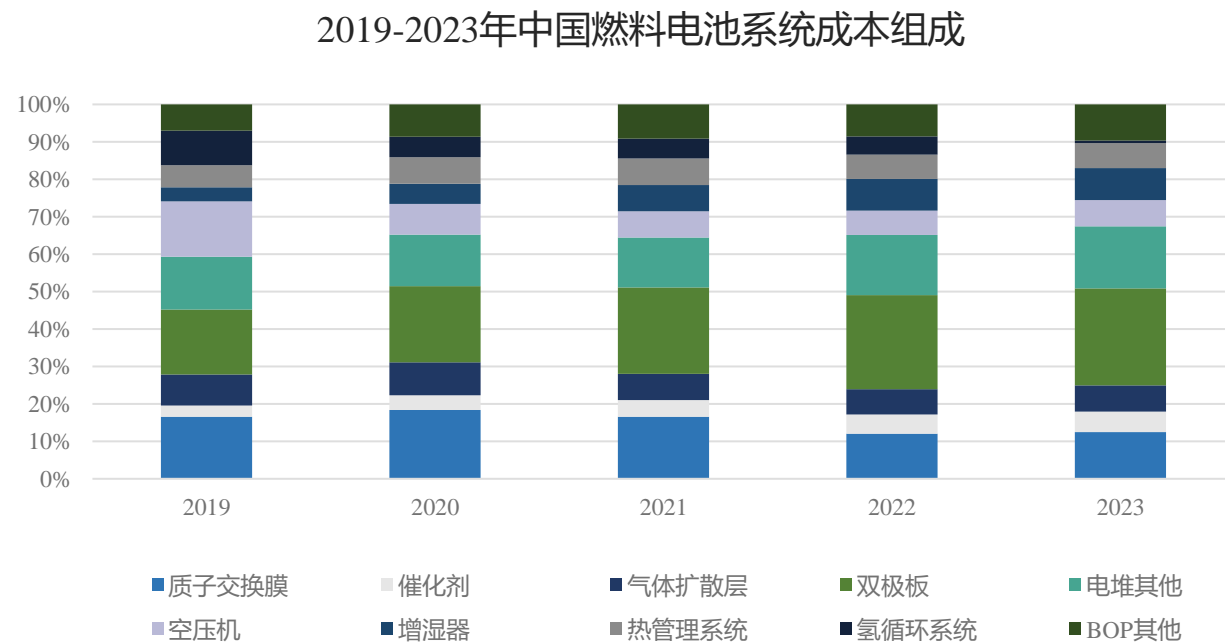
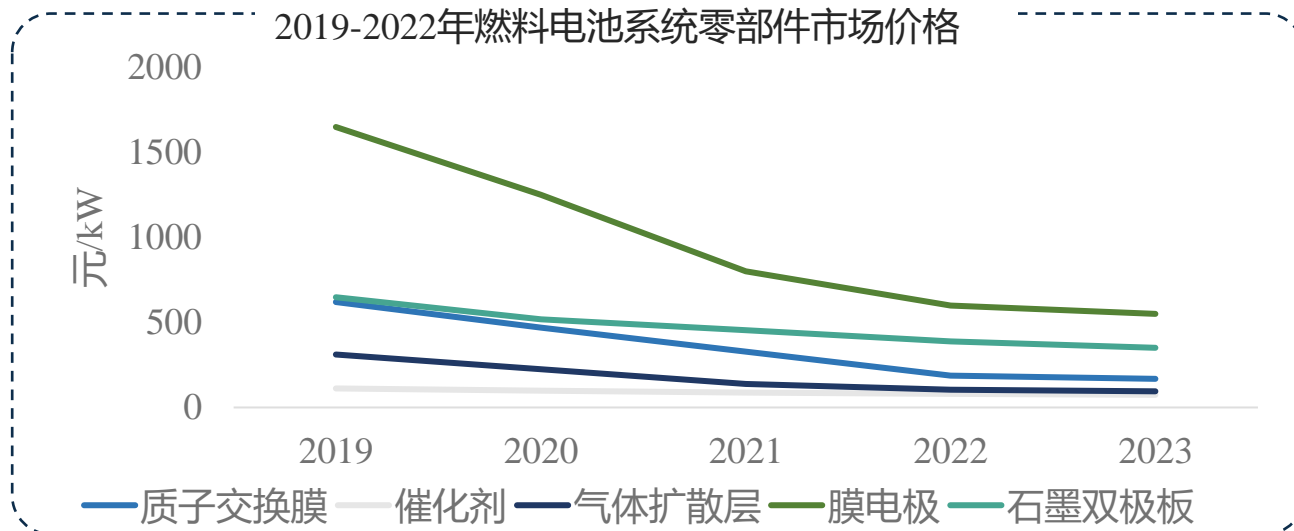
2019-2023年国内新发布燃料电池产品最大功率 (kW) 体积功率密度 (kW/L)



零部件国产化已基本实现，规模起量将成为下一步降本核心影响因素



- **质子交换膜、气体扩散层**：2023年质子交换膜价格降低至约170元/kW，相较2022年降低约10%；气体扩散层价格降低至约95元/kW，相较2022年降低约9%。
- **催化剂**：2023年催化剂价格降低至约75元/kW，相较2022年降低约9%。
- **极板**：2023年燃料电池极板价格降低至约350元/kW，相较2022年降低约11%。
- **燃料电池系统成本中**，电堆部分成本占比逐年增大。2019年至2023年，电堆部分成本在燃料电池系统总成本中的占比由59.3%提高到67.5%。这源于电堆部分零部件的采购价格降幅不及BOP部分零部件。
- **BOP零部件中**，空压机、氢循环泵等的市场价格相较2022年降幅仅约5%左右。



全生命周期成本下降可从多手段入手，预计2025年将快速与传统重卡持平



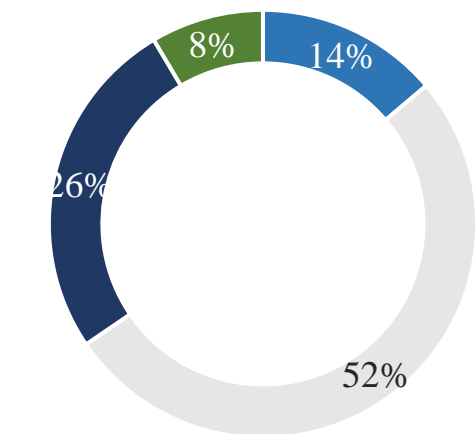
无补贴时，氢燃料成本与高速通行费占成本主要部分：

- 氢燃料占比最高：52%
- 高速路费用仅次于氢燃料：26%

燃料电池技术进步、氢价下降、扶持政策推动燃料电池汽车成本与燃油车平价：

- 30元/kg氢价、低氢耗时：燃料成本与柴油相当。
- 免除高速路费：配合补贴后成本低于柴油重卡

2023年中国无补贴场景下49t氢能重卡全使用周期（约5年）成本构成



■ 购置成本 ■ 能耗成本
■ 高速通行费用 ■ 运维合计

注：800km/天柴油重卡物流里程下；氢价40元/kg。

表 无补贴时49t燃料电池重卡与柴油重卡5年使用期成本对比

参数	燃料电池重卡			柴油重卡	
	2023	2025	2030	——	
核心技术参数	车寿命 (年)	5	7	9	10
	氢价 (元/kg) 或油价 (元/L)	40	30	20	7
	每百公里耗氢/油量 (kg或L)	8.5	7.5	7	33
子成本	购置成本 (万元)	120	100	80	35
	5年折旧成本 (万元)	120	93	43	18
	5年能耗 (万元)	449	297	185	317
	5年高速通行费用 (万元)	226	226	226	226
	5年运维合计 (万元)	74	74	74	74
5年总成本 (万元)	869	679	528	634	
无高速费时5年总成本 (万元)	643	454	302	634	

注：800km/天柴油重卡物流里程下。

03

需求2：增量及存量市场带来绿色甲醇需求

化工市场需求逐年缓慢增长，新兴绿色燃料需求快速起量



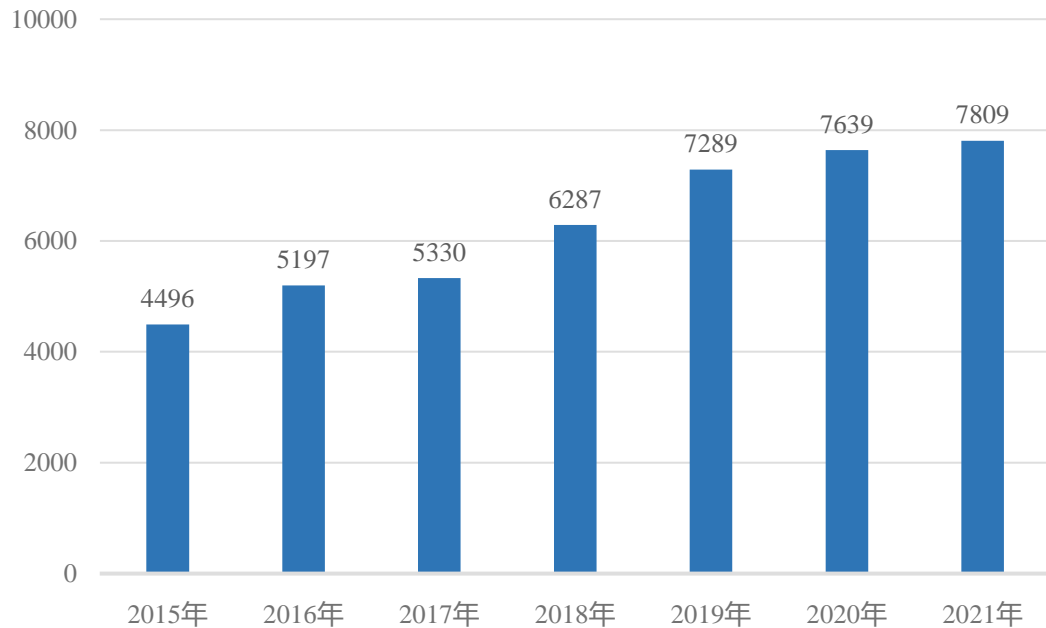
甲醇的下游需求以化工合成原料为主，需求逐年增长：

- 2019-2023年，国内甲醇下游市场需求年平均增长率超过7%，2023年中国甲醇表观消费量接近0.95亿吨。
- 2023年甲醇制烯烃的甲醇消费量占到甲醇总消费的50%以上。其他如醋酸、MTBE、二甲醚、甲醛等4种主要化工品种的生产占近3成。

甲醇燃料市场需求开始起量，航运领域对绿色甲醇的需求是主要支撑：

- 国际海事组织计划到2030年国际航运业零碳燃料的应用须达到5%~10%，相应绿色甲醇需求或可达1000万吨/年。
- 截至2023年12月底，全球累计甲醇燃料船舶订单对应的绿色甲醇燃料需求已达约600万吨/年。

图 2015-2021年国内甲醇表观消费量变化



至2023年12月全球甲醇船舶订单累计量及对应甲醇燃料需求



传统甲醇生产工艺受限制逐渐增多，绿色甲醇市场标准相对严格



中国传统甲醇生产限制增多：

- 截至2022年底，我国甲醇产能达到约1亿吨/年，煤、天然气、煤焦炉气分别约占80%、10%、10%。
- 天然气制甲醇受禁，煤制甲醇产能、装置规模等层层设卡。

2023年，欧盟首次正式推出绿氢制甲醇相关标准：

- 绿氢：保证“真绿”，绿氢尽可能来源于再生电力；
- 碳来源：生物质、碳捕集等

表 近2年国内甲醇生产相关政策要求

鼓励类
电解水制氢和二氧化碳催化合成绿色甲醇
甲醇燃料、氨燃料、生物质燃料等替代燃料动力船舶
限制类
天然气制甲醇（二氧化碳含量20%以上的天然气除外）
100万吨/年以下煤制甲醇生产装置
淘汰目标
2025年，能耗处于基准水平以下产能基本清零（2020年底基准以下约占25%）

来源：《产业结构调整指导目录(2024年本)》、《高耗能行业改升级实施指南(2022年版)》

表 国际绿色甲醇相关标准

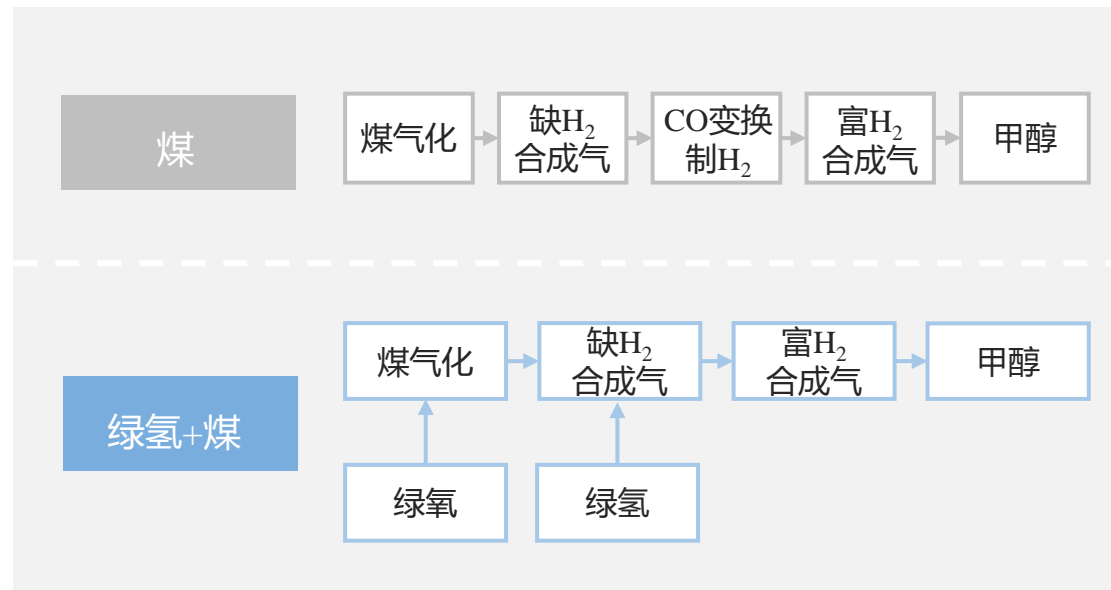
	欧盟 RED	国际绿氢组织GHS 2.0
碳排放	约 $\leq 0.56 \text{ kgCO}_2/\text{kg}$ 甲醇	$\leq 0.3 \text{ kgCO}_2/\text{kg}$ 甲醇
碳来源	生物质、化石燃料来源尾气（减碳量不可重复计算）；	生物质来源； 直接空气捕获； 不可避免的工业排放； 支付过碳税的碳排放
绿氢来源	完全可再生电力制氢； 绿电比例超过90%的网电制氢	非绿电使用量不超过5%，电力及生产过程碳排 $\leq 1 \text{ kg CO}_2/\text{kg}$

01 绿氢耦合煤化工制甲醇——新建项目开始耦合绿氢

◆ 水煤气变换补充氢气的过程中，消耗了50%以上的CO原料，提供了占总需求30%~70%的氢气。

◆ 生产1吨甲醇约需要绿氢0.09吨

- 降碳70%左右
- 煤炭原料的碳、甲醇运输过程中的碳排放等，全生命周期碳排放约2.3~2.6 kgCO₂/kg
- 大幅超过欧盟标准规定限值。



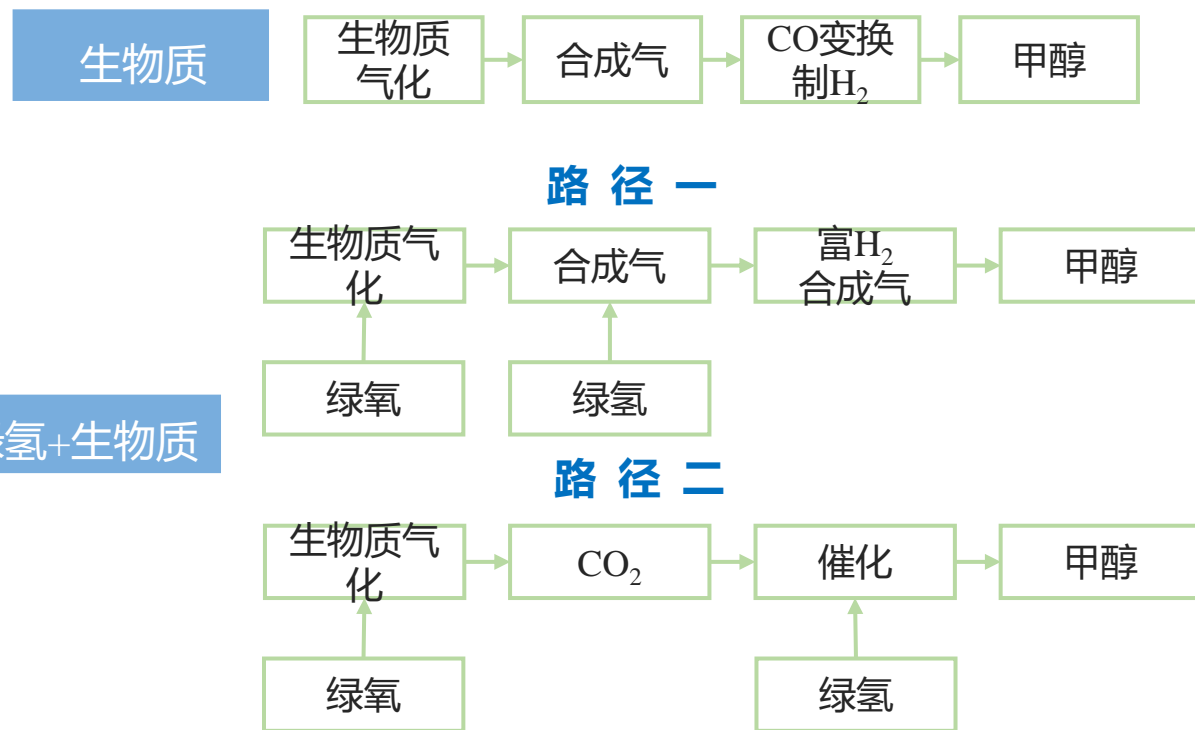
- **原有产能改造：**中石化乌审旗风光融合绿氢化工示范一期项目
- **新建项目更多开始选择绿氢：**大唐集团多伦15万千瓦风光制氢一体化示范项目、中煤平朔60万千瓦离网式可再生能源制氢项目

02 绿氢耦合生物质制甲醇技术—按场景情况，

沿不同技术模式展开示范

在不同生物质原料、不同工艺方案（含气化剂种类、温度、压力等）等因素下，绿氢用量、甲醇产量、碳排放量等也有着较大差异。

- 以秸秆生物质作原料时为例，生物质净零，碳排来自过程中的化石燃料燃烧供热，取决于反应温度、余热回收利用技术水平等；
- 全生命周期碳排放约0.12~0.74 kgCO₂/kg甲醇。
- 满足欧盟标准。



□ 中能建松原氢醇氨一体化项目（在建）：

- 生物质制甲醇2万吨/年；
- 利用流程更加简单、较小规模下适用的“路径二”（CO₂加氢）

03 二氧化碳加氢制甲醇——建成首批10万吨级

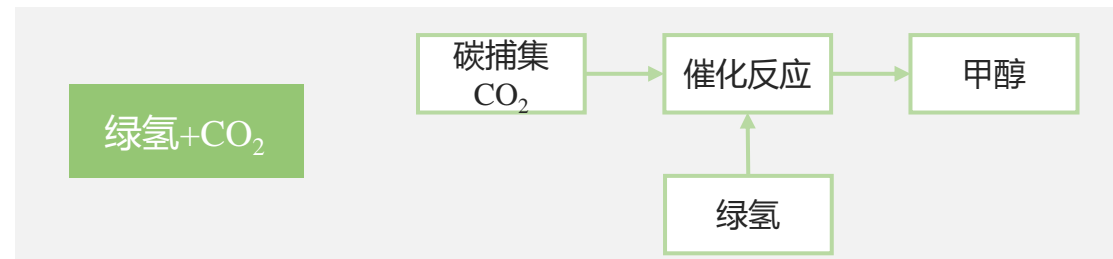
项目

- 绿氢+CO₂”技术工艺流程短、原料成分简单，其原料配比也相对固定，每生产1吨甲醇约需绿氢0.19吨。

- 碳排放主要来自于生产过程中化石燃料燃烧供热等；

- 全生命周期碳排放约0.12 t~0.94 tCO₂/吨甲醇。

- 满足欧盟标准。



- 吉利集团河南安阳10万吨级绿色低碳甲醇项目 (煤焦炉气副产氢)
- 江苏斯尔邦10万吨二氧化碳加氢制甲醇项目 (丙烯副产氢, 同时规划绿氢)

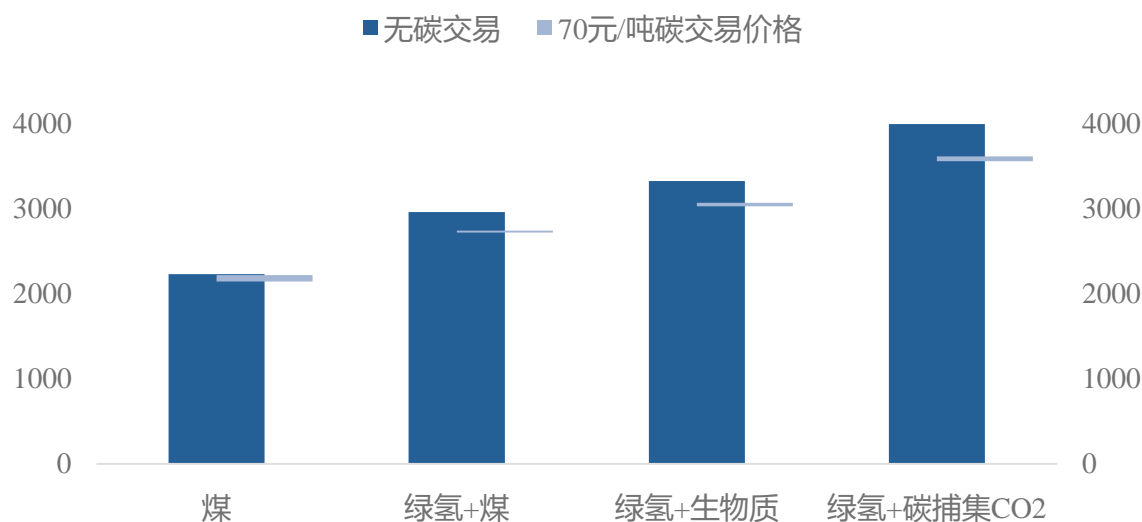
绿氢价格的下降将带动氢基低碳甲醇成本下降



绿氢是低碳甲醇成本高出煤制甲醇成本的主要因素

- 煤制甲醇：2023年煤炭长协价约700元/吨，煤制甲醇成本约2200元/吨（不含折旧）。
- 绿氢制低碳甲醇：2023年3种低碳甲醇技术在3000~4000元/吨（不含折旧）。

图 2023年中国甲醇生产成本（不含折旧）估算（元/吨）



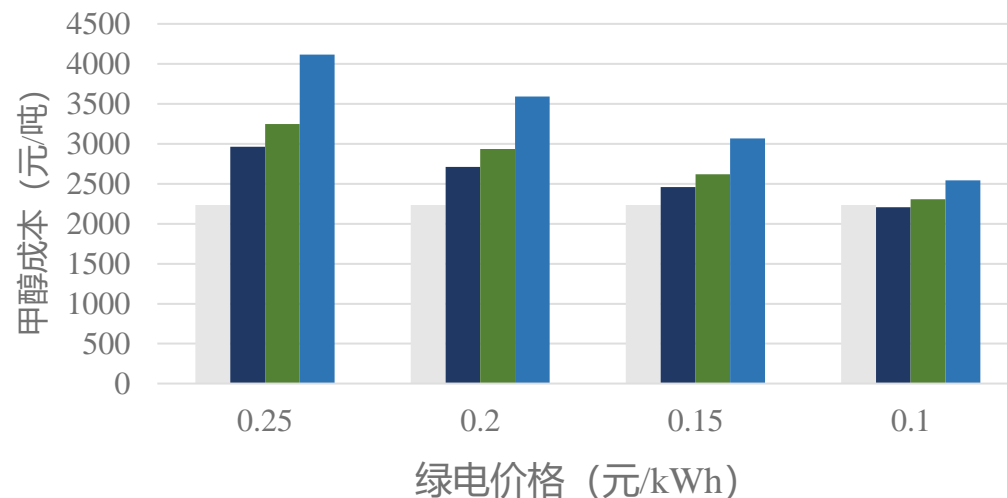
注：由于实际工艺技术的多样性、复杂性，测算结果与实际生产或会存在一定差距。

煤炭价格按700元/吨、绿氢成本18元/kg、秸秆生物质干颗粒600元/吨；碳捕集成本参考国内项目取180元/吨CO₂。

绿电降价有效降低成本，6h/天电解槽工作时长下：

- 0.15元/kWh：“绿氢+煤”、“绿氢+生物质”几乎与煤制甲醇平价
- 0.1元/kWh：“绿氢+碳捕集CO₂”几乎与煤制甲醇平价

图 6h/天电解槽工作时长下，2023年中国甲醇生产成本（不含折旧）估算（元/吨）



■ 煤 ■ 绿氢+煤 ■ 绿氢+生物质 ■ 绿氢+碳捕集CO₂

04

**需求3：合成氨各类探索逐渐开展，不同
阶段需求不同**

传统市场需求逐年缓慢增长，新兴氢能需求处于示范初期。



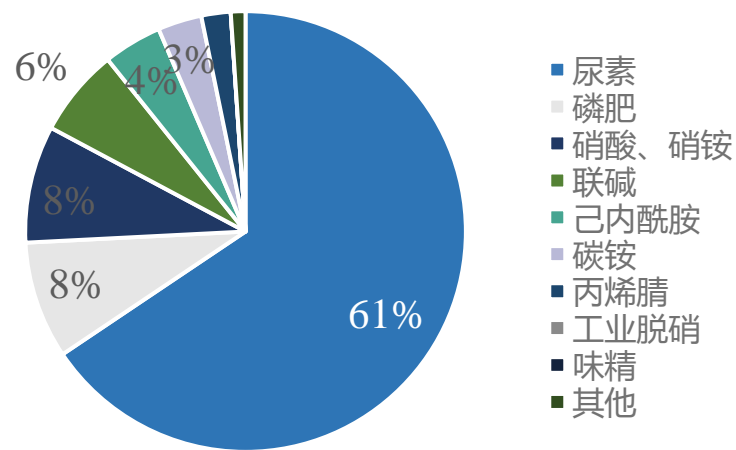
2020年至2022年国内合成氨表观消费量年均增长1%左右，2022年表观消费量约5500万吨/年：

- 农业领域尿素、磷肥等消费占7成，近5年需求相对稳定。
- 化工领域硝酸、己内酰胺、丙烯腈等消费占3成，其中己内酰胺领域用氨2018年-2022年年均增长10%以上。

新兴低碳氢能需求处于示范初期：

- 国内：2023年展开了氨制氢加氢一体站、掺氨发电等示范。
- 国际：美国、中东开始低碳氨出口，目的地有日韩、北欧、中国等。

图 2022年中国合成氨消费结构



来源：卓创资讯，能景研究整理

表 2023年国内氢能利用示范项目

氢能示范场景	典型项目	时间	氨需求 (吨/年)	总市场估算
制氢加氢一体站	我国首座商业化氨制氢加氢一体站	2023年	800t/站	——
掺氨燃烧	首次600MW燃煤发电机组掺氨燃烧试验	2023年	20万t/站	全掺氨情境下，全国约4.6亿吨
氨燃料	全球首个氨燃料动力船舶订单	2023年	3万t/艘	全替代情境下，全球约4亿吨

传统合成氨产能、工艺受限严格，鼓励绿氨生产



传统合成氨：限制产能、淘汰落后工艺

- 截至2023年底，我国合成氨产能达到约6500万吨/年，煤制氨约占7成。
- 内蒙、山东等：控制合成氨产能“总量不增”。

绿氨：欧盟、国际绿氨组织等出台国际首批标准

- 原料来源：绿氢
- 碳排放标准：全生命周期碳排放，从绿氢生产至氨运输

表 中国合成氨相关限制政策

发布时间	政策	内容
2022年	《合成氨行业节能降碳改造升级实施指南》	2025年，能耗处于基准水平以下产能基本清零 (2020年底基准以下约占19%)
2022年	内蒙古《确保完成“十四五”能耗双控目标任务若干保障措施》	不再审批合成氨新增产能项目（可再生能源制氢制氨等除外）
2022年	《山东省“两高”项目管理目录（2022年版）》	新建产能、能耗1:1替代，煤耗、碳排放1.1:1替代
2024年	《产业结构调整指导目录（2024年本）》	限制淘汰以石油、天然气为原料的氮肥，天然气常压间歇转化工艺制氨等

表 国际绿氨相关标准

	欧盟 RED II	国际绿氨组织GHS 2.0
氢来源	离网制氢； 并网需要证明没有采用网电制氢	满足碳排放标准等
氨生产- 储运碳 排放	约 ≤ 0.5 kgCO ₂ e/kg 氨	≤ 0.3 kgCO ₂ e/kg氨

来源：《产业结构调整指导目录(2024年本)》、《高耗能行业升级实施指南(2022年版)》

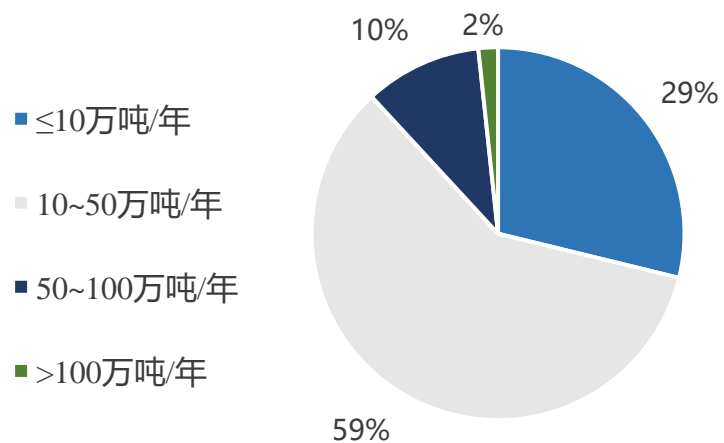
技术、资源门槛较低，可实现与绿电生产灵活匹配



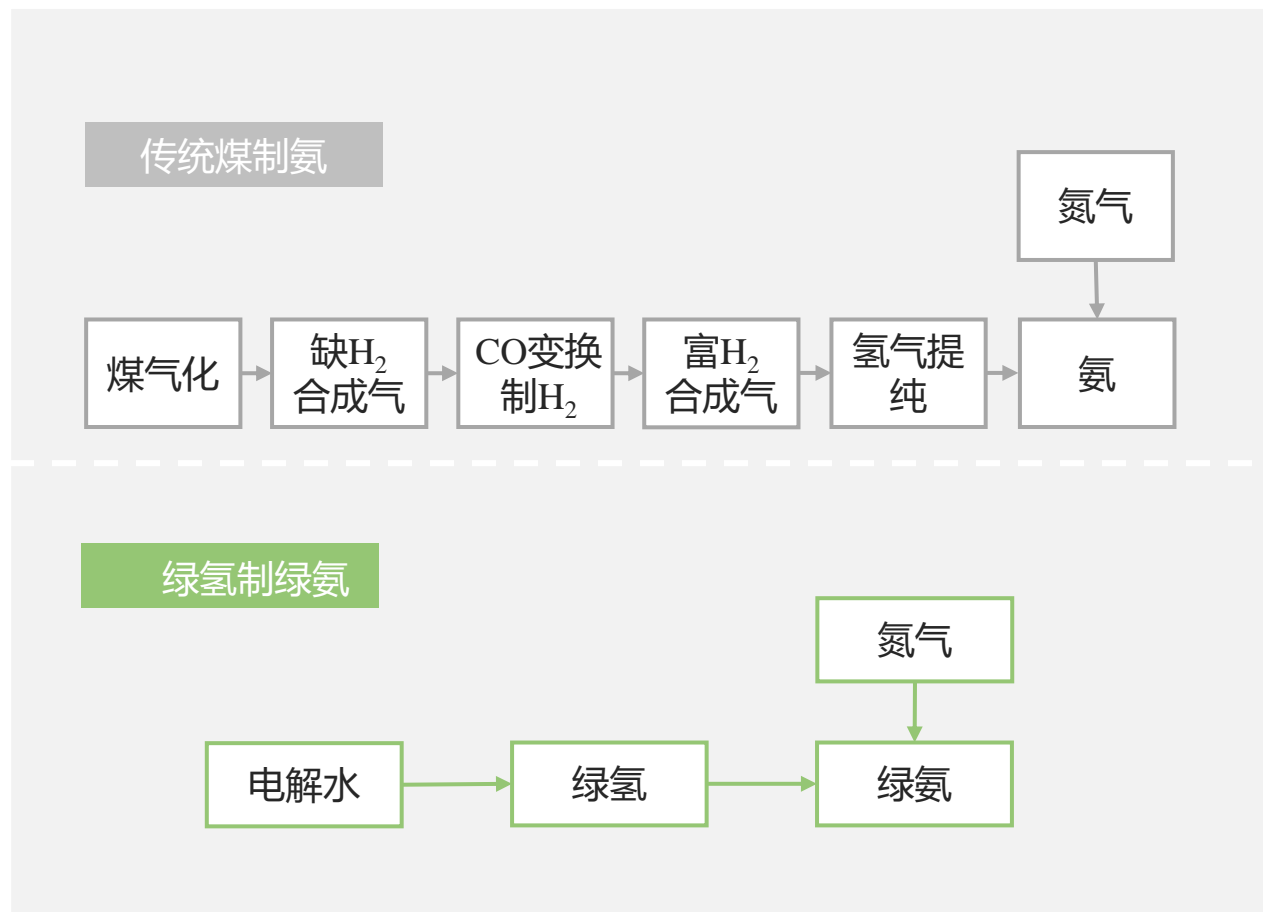
绿氨生产碳源依赖度低，将优先实现绿氢引入及小型化、分布式建设

- **工艺上**，绿氢可完全取代煤制氢工艺，10万吨级小型工艺受能耗与碳排放限制降低；
- **建设上**，可脱离煤炭产能中心，转而向绿氢产能中心聚集，形成搭配绿氢产能中心的分布式制氨格局。

图：至2023年12月底建成。在建及规划的绿氨项目中不同规模项目的数量占比



注：仅限已披露规模的项目



存量市场，更看重与传统合成氨成本的比较



□ 绿氨成本相较煤制氨较高：

- **煤制氨：**2023年煤炭长协价约700元/吨，煤制氨成本约2100元/吨。
- **绿氨：**2023年约18元/kg绿氢成本下，绿氨成本约3500元/吨左右；碳交易支撑下，与煤制氨平价需要绿氢价格低于12元/kg。

□ 下游，氨成本占比较低的化工市场或更易接受价格较高的绿氨。

- **尿素：**氨成本占到8成，对氨可接受价格较低。
- **己内酰胺、丙烯：**纯苯、丙烯原料是成本大头，氨价拥有较高可接受空间。

表 氨下游细分市场可接受价格分析

领域	农业	化工	
典型下游	尿素	己内酰胺	丙烯腈
氨需求规模 (万吨/年)	3000	275	155
市场价格区间 (元/吨)	1700~2700	11000~16500	9500~15000
成本中氨成本占比	80%	30%	30%
收支平衡下 氨最高可接受价格 (元/吨)	2200~3900	4400~5000	3600~5000
对应绿氢价格 (元/kg)	11.0~19.8	22.4~25.5	18.3~25.5

新兴市场已开始国际贸易，绿色担当企业愿意为之付费



下游，能源领域，绿氨交易价格短期内或高而有限。

- 以美国墨西哥湾沿岸绿氨项目为例，11月交付给欧洲的一批绿氨价格为789.58美元/吨，为同期欧洲传统现货氨的2倍左右；2022年墨西哥湾沿岸绿氨项目的绿氢消耗成本约为500-900美元/吨。
- 长期来看，配合碳交易，绿氢价格降至12元/吨时绿氨成本初步接近煤制氨成本。

不同CEA交易价格(元/吨CO₂)下绿氨收益估算(元/吨绿氨)

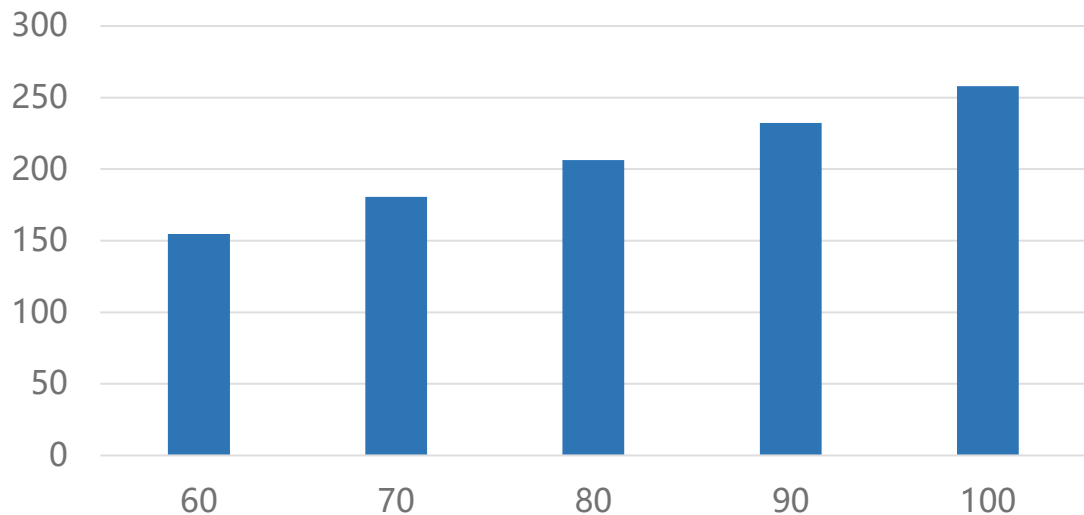


表 绿氨成本与煤制氨成本比较

700元/吨煤价下煤制氨成本 (元/吨)		
2100		
不同绿电价格下绿氨成本 (元/吨)		
绿氢价格 (元/kg)	绿氨成本 (元/吨)	70元/吨碳交易下
10.0	2010	1830
12.0	2400	2220
15.0	2975	2795
18.0	3550	3370

注：基准线值参考工信部《合成氨行业规范条件》内优质煤原料煤消耗标准估算、绿氢碳排放按0计算。

谢谢大家!

数据提供支撑，观点启发思考，研究创造价值

更多热点研究，欢迎关注我们.....

