

## 氢能研究系列报告之一

## 快马加鞭，产业链布局加速

本文是我们华创能源化工团队氢能产业研究系列报告的第一篇，重点从产业政策作为切入点，剖析氢能从上游制氢，到中游氢气的储运加注，再到下游应用的基本情况，对各环节技术、成本、政策以及行业现状等多维度进行分析，并以合理假设做出 2025 年/2030 年/2050 年三个关键节点氢能发展的定量预期。

**氢能战略地位基本确立，地方政策加码助力。**作为兼备清洁和高效两大优势的能源，氢能或将成为全球实现零碳社会的终极答案之一。自 2022 年《氢能产业发展中长期规划(2021-2035 年)》印发，氢能产业的战略地位基本确立。在此文件引领下，各地政策密集发布，以城市集群为主要模式的中国氢能产业发展迈入快车道：制氢端，可再生能源绿氢的制造因地制宜，仅三北地区预计 2025 年可再生能源电解水制氢产能可达 40 万吨以上；中间储运环节，管道建设初步开启，中石化中石油等国企为主要投资方，国内纯氢/掺氢管道规划总长度已达 1000km 以上；有力的补贴政策和管制放松下加氢站铺设迅速，预计 2025 年，各地方规划建设加氢站可超过 1000 座。

**内生变革稳步推进，静待规模化效应加速降本。**政策助力下，氢能各环节的内部变革也在同步发生，降本之路已悄然开启。制氢端，可再生能源电力成本的降低已成行业共识，具有快速响应能力的 PEM 电解槽已在国内部分项目中得到应用。运输端，液氢运输所需液化装置在 2022 年迎来突破，如中科富海首套具有自主知识产权的国产 1.5TPD 氢液化装置在安徽阜阳调试成功，顺利产出液氢产品；纯氢管道在政策助力下逐步铺设中，静待下游需求增长带来规模化效应，高效降低运输成本。加氢站，占总建设成本 30% 的核心部件压缩机国产替代率逐步提升；管制放松下油氢及气氢合建站和一站式加氢站的迅速发展助力加氢站成本降低，上下游产业链的稳定带来的有效运营时间增加也将线性降低加氢站运营成本。

**化工重卡双轮驱动需求增长，冶金替代应用潜力无限。**政策强激励下可再生绿电与化工用氢耦合已开启第一次产业周期，基于可再生能源资源分布和煤化工产业的重合分布，以及绿电强制配储和化工产业能效控制两大政策协同激励，绿电-绿氢-化工产业链进入高速发展通道的确定性增加。受电堆功率提升，政策补贴倾斜以及重卡碳排放高三重因素驱动，氢能重卡有望成为氢能在交通领域的首个爆发式增长领域，2022 年外销的 3368 辆燃料电池汽车中，货车所占比例已由 2018 年的 8% 上升至 2022 年的 59%。氢能在冶金领域对传统化石燃料的替代受成本和技术制约尚处于起步阶段，尚未有工业产量级别的项目投入生产，但未来随着单位碳税成本的增加和用氢成本下降，氢气直接还原法有望下降至与传统高炉转炉法持平，对碳排放大户钢铁行业的原料替代将成为氢能在零碳社会创造的另一种变革。

**短期来看，在顶层设计的引领和地方政策的激励下，2025 年前氢能行业完整产业链的初步建立具有较强的确定性。**积极参与氢能产业链从零到一过程的企业将受益于本轮政策激励，上游逐步形成可再生能源-绿氢-化工减碳产业链；中下游则向工业副产氢-燃料电池-重卡产业链迈进。

**长期来看，氢能的特征决定其在未来的新型能源中具有不可替代的优势，在构建全球零碳社会的愿景下，氢能的应用边界将不断拓宽。**保守估计 2030 年氢能产业链市场规模或达数千亿，并将逐步向万亿迈进。立足行业前沿，具备核心技术的企业有望依托氢能市场迅速成长，沿着国产替代之路，建立起强大的技术护城河，稳定赚取超额收益。

**风险提示：政策波动，技术突破慢于预期，氢气使用安全问题。**

## 推荐（维持）

华创证券研究所

证券分析师：杨晖

邮箱：yanghui@hcyjs.com

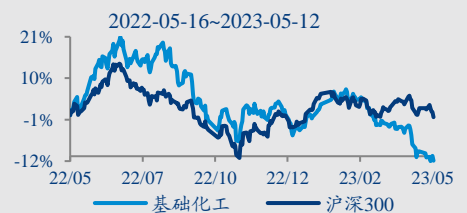
执业编号：S0360522050001

## 行业基本数据

		占比%
股票家数(只)	459	0.06
总市值(亿元)	45,110.24	4.81
流通市值(亿元)	35,974.60	5.05

## 相对指数表现

%	1M	6M	12M
绝对表现	-8.5%	-13.4%	-10.9%
相对表现	-4.6%	-17.4%	-10.3%



## 相关研究报告

《国企改革+“中特估”系列报告之一：从“修复”到“重塑”，三桶油价值重估》

2023-05-12

《化工新材料行业周报（20230501-20230507）：专题推荐烟酸/烟酰胺：成本驱动，价格快速上行》

2023-05-07

《基础化工行业周报（20230501-20230507）：化工行业价格继续走弱，库存总体上升，价差有所修复》

2023-05-07

## 投资主题

### 报告亮点

本篇报告从产业链全览的角度详细介绍上游制氢/中游储运加注环节/下游应用环节，对各环节从技术，成本，政策情况以及行业现状等多维度进行全方位的总结和剖析，并以合理假设做出 2025 年/2030 年/2050 年三个关键节点氢能产业链的定量预期。

**与市场普遍将氢能重卡当作氢能需求增长最重要的引擎的观点有别，本报告觉得绿氢替代传统灰氢用于化工生产的需求同样值得重视：**1) 可再生能源资源分布和煤化工产业分布有一定重叠之处，绿电-绿氢-化工产业链可规避大规模长距离储运带来的成本“虚增”问题；2) 绿电强制配储以及化工产业的能效控制倒逼企业减排，两大政策下绿电-绿氢-化工产业链几乎成为最佳答案，是否配套建设绿氢项目将成为企业获取指标的核心竞争力之一。

### 投资逻辑

在双碳战略的引领下，氢能产业链布局开启：上游逐步形成可再生能源-绿氢-化工产业链；中下游向工业副产氢-燃料电池-重卡产业链迈进。在政策驱动下，率先开启清洁绿氢替代化石能源示范性项目的企业，有望在中长期规避能源价格上涨以及碳税上升等带来的成本问题，依托自身副产氢产能并积极推动氢气外售的企业则在短期内有望获取超额收益。

外部巨大推动力下，氢能产业链的内生变革也在悄然发生，部分核心设备以及材料的国产替代之路处于启动阶段，一定时间的降本增效后将向商业化运行转变。立足行业前沿，具备核心技术的企业有望依托氢能市场迅速成长，沿着国产替代之路，建立起强大的技术护城河。

- 1) 制氢端：主流碱性电解槽的响应延迟和可再生能源的波动性造成部分隐形成本，具有快速响应能力的 PEM 电解槽已在国内部分项目中得到应用。
- 2) 运输环节：长管拖车高压气态运输仍为当前主流，但该方式长运输距离下较低的经济性与我国产氢用氢的结构之间存在冲突；中长距离更具经济性的液氢运输所需液化装置在 2022 年迎来突破，如中科富海首套具有自主知识产权的国产 1.5TPD 氢液化装置在安徽阜阳调试成功已顺利产出液氢产品。
- 3) 加氢站：设备依赖进口是加氢端成本居高不下的根本原因之一。占总建设成本 30% 的核心部件压缩机国产替代率稳步上行，已从 2017 年的 0% 逐步提升至 2022Q1 的 32%。

# 目录

一、 始于政策：碳中和以及能源安全双轮驱动 .....	6
（一） 碳中和战略加速前行，“终极能源”走向台前 .....	6
（二） 各国氢能政策梳理：氢能战略地位已基本确立 .....	8
二、 产业加速：国产替代推进，静待规模效应加速降本 .....	11
（一） 制氢：灰氢仍为主流，可再生能源制氢经济性逐步显现 .....	12
（二） 储运：氢能大规模使用的瓶颈环节 .....	15
（三） 加氢站：链接上下游产业链的关键设施 .....	20
（四） 产业链全览：以城市集群为主要发展模式 .....	23
三、 应用开启：双轮驱动，想象无限 .....	25
（一） 从原料转向能源，氢气重定义 .....	25
（二） 交通领域：氢能重卡先行，引领行业突破 .....	26
（三） 冶金领域：氢能冶金减排可期，绿色替代势在必行 .....	28
（四） 化工领域：“灰”“绿”切换初开启，化工耦合“顺理成章” .....	32
四、 未来产业链发展总结预测 .....	34
五、 风险提示 .....	35

# 图表目录

图表 1 全球重点国家二氧化碳排放量(亿吨).....	6
图表 2 全球二氧化碳排放量来源统计(亿吨).....	6
图表 3 欧洲碳排放交易价格.....	6
图表 4 欧盟能源供给来源(2020).....	7
图表 5 日本能源对外依赖度逐年变化.....	7
图表 6 主要能源热值及其二氧化碳排放量.....	8
图表 7 各机构预测氢气 2050 年全球需求量(亿吨).....	8
图表 8 日本氢能相关政策发展.....	9
图表 9 欧盟氢能相关政策发展.....	9
图表 10 美国氢能政策发展.....	10
图表 11 中国氢能政策发展.....	11
图表 12 各国氢能远期目标.....	11
图表 13 氢能产业链及其关键分支.....	12
图表 14 制氢技术及其对比.....	12
图表 15 中国氢气供给结构及其预测(2020~2050E).....	13
图表 16 蓝氢(煤气化+碳捕捉技术)成本分析.....	13
图表 17 绿氢成本分析.....	13
图表 18 灰氢成本敏感性分析.....	14
图表 19 绿氢成本敏感性分析.....	14
图表 20 新能源发电平准化度电成本(元/kwh).....	14
图表 21 全球新能源发电利用率.....	14
图表 22 氢气储运方式及其比较.....	15
图表 23 30Mpa 长管拖车运氢成本拆解(元/标方).....	16
图表 24 不同种类储氢瓶运输成本拆解(元/标方).....	16
图表 25 5TPD 液氢罐车运输成本拆解(元/标方).....	17
图表 26 不同液化规模下运输成本拆解(元/标方).....	17
图表 27 国内重点液氢项目统计.....	17
图表 28 100%利用率管道运输成本拆解(元/标方).....	18
图表 29 不同管道利用率下运输成本拆解(元/标方).....	18
图表 30 国内氢气管道铺设情况不完全统计(截至 2023 年 1 月).....	18
图表 31 三种运输方式经济性总览.....	20
图表 32 加氢站核心工作流程及其具体分类.....	21
图表 33 中国加氢站数量变化(累计值, 座).....	21

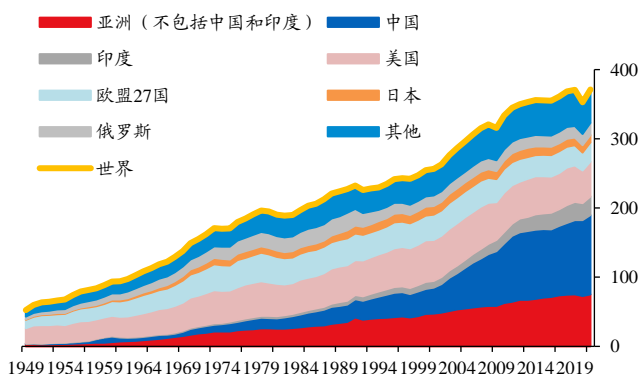
图表 34 中国加氢站发展方向(当年值, 座).....	21
图表 35 中国建成加氢站压缩机类型(2022 年 7 月).....	22
图表 36 加氢站压缩机市占率变化趋势.....	22
图表 37 外供式加氢站建设成本拆解.....	22
图表 38 甲醇重整式加氢站建设成本拆解.....	22
图表 39 外供式加氢站单位运营成本(元/标方).....	22
图表 40 一站式加氢站单位运营成本(元/标方).....	22
图表 41 用氢成本测算.....	23
图表 42 主要城市氢能规划远景目标统计.....	25
图表 43 我国氢气消费结构(2020).....	26
图表 44 我国氢气消费结构预测(2050, 万吨).....	26
图表 45 燃料电池类型及其基本特征.....	26
图表 46 燃料电池结构拆解(以质子交换膜为例).....	27
图表 47 燃料电池汽车销量变化(单位: 辆).....	28
图表 48 重型车 CO <sub>2</sub> 单位排放(单位: g/km, 2021).....	28
图表 49 燃料电池半挂牵引车产销(单位: 辆).....	28
图表 50 燃料电池电堆功率变化(2017~2025E).....	28
图表 51 氢能冶金技术路线.....	30
图表 52 中国二氧化碳排放来源(2019).....	30
图表 53 全球钢铁生产路线及其产能占比.....	30
图表 54 高炉富氢二氧化碳减排效果(模拟结果).....	31
图表 55 中国钢铁/化工装置运行年限(2020 年数据).....	31
图表 56 氢能冶金成本拆解(2020, 英镑/吨).....	31
图表 57 氢能冶金成本拆解(2030E, 英镑/吨).....	31
图表 58 国内氢能冶金项目进展.....	32
图表 59 现代煤化工西部地区产能占比.....	33
图表 60 西部地区可再生能源装机(2020, 万 kw).....	33
图表 61 氢气产业发展关键数字预测.....	35

## 一、始于政策：碳中和以及能源安全双轮驱动

### (一) 碳中和战略加速前行，“终极能源”走向台前

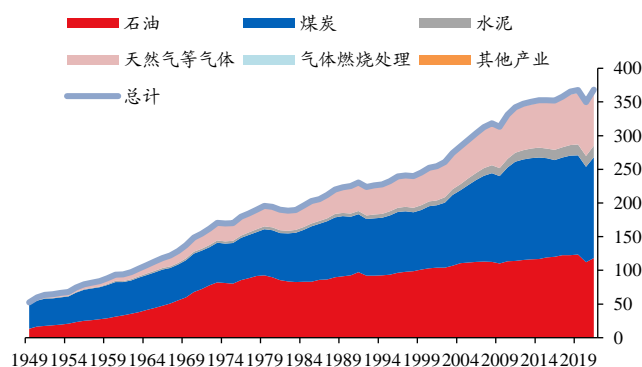
气候变化已成为全球性议题，碳交易价格进入历史高点。二氧化碳导致的气候变暖是工业化发展的副产物，全球二氧化碳排放呈逐年上升态势。据 Global Carbon Project 统计 2021 年全球共计排放二氧化碳 368 亿吨。按国家来看，中国是最大碳排放国，2021 年总计排放 113 亿吨，约占总排放量的 31%；按来源看，石油和煤炭产业是二氧化碳排放最大的来源，2021 年石油和煤炭产业分别排放 118 亿吨/150 亿吨二氧化碳，合计约占总排放量的 73%。随着气候形势的日益严峻，以欧盟为首的发达国家碳交易价格从 2021 年开始进入历史性的高速上升期：2005 年至 2020 年末，碳交易价格在 4~30 欧元/吨震荡；从 2021 年 1 月开始高速上涨，截至 2023 年 2 月，欧盟碳交易价格已突破单吨百欧元大关，短短两年实现同比增长 200% 以上；亚太地区也逐步建立稳定的碳排放交易机制，2021 年日本、新加坡等亚太国家制定价格为 2~3 美元/吨二氧化碳；中国当前碳交易价格约在 40~70 元/吨。若按照欧盟单吨价格 100 欧元/吨二氧化碳测算，全球二氧化碳减排市场的理论上限已达到 27 万亿元。

图表 1 全球重点国家二氧化碳排放量(亿吨)



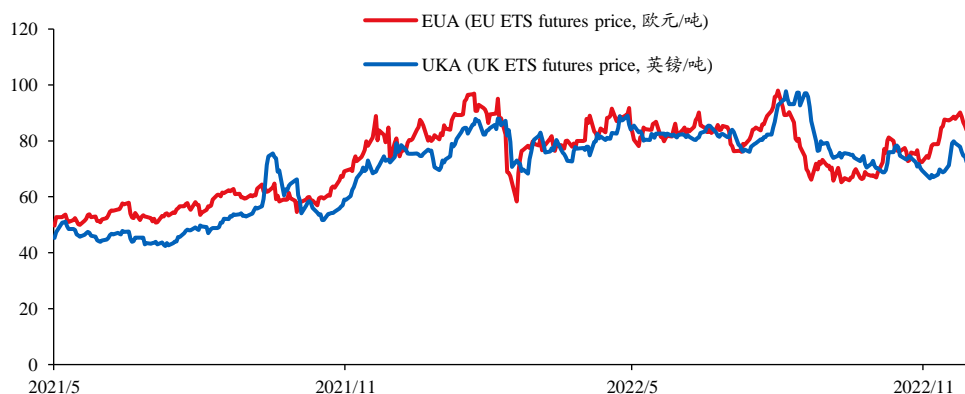
资料来源：Global Carbon Project，华创证券

图表 2 全球二氧化碳排放量来源统计(亿吨)



资料来源：Global Carbon Project，华创证券

图表 3 欧洲碳排放交易价格

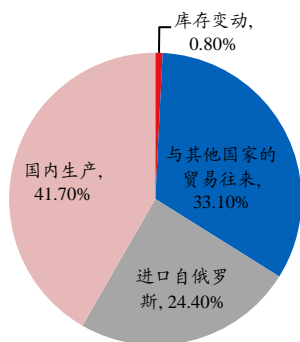


资料来源：ember-climate，华创证券

地缘危机下能源安全重要性凸显。早在 20 世纪 70 年代，经历多次石油危机冲击的西方国家便已开始探索替代能源以减少对石油的进口依赖，尽可能削减油气资源消费开支。当前全球主要油气资源分布极不平衡，大多数国家均有摆脱石油进口依赖的诉求。日本能源对外依赖度高的本质原因为其地域狭窄且资源稀缺。2011 年福岛核电站事故后核能

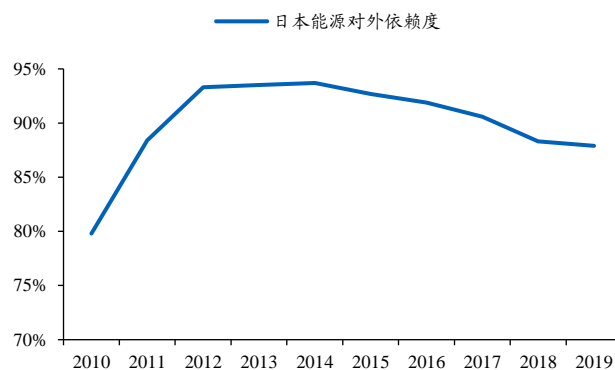
计划搁浅，日本能源对外依赖度一度上升至 95%。近年来日本依托海上的风光资源，发展风能，光能及氢能等可再生能源，能源对外依赖度稍有下降，但仍接近 90%；欧盟的能源结构同样“脆弱”，对外依赖度接近 60%，其中进口自俄罗斯的能源达总供给的 24%。**2022 年俄乌冲突成为欧盟能源危机的催化剂，欧洲决定能源去俄罗斯化，推出 RepowerEU 计划，计划中 2030 年的氢能产能目标被提升至 1000 万吨。**

图表 4 欧盟能源供给来源(2020)



资料来源: Eurostat, 华创证券

图表 5 日本能源对外依赖度逐年变化



资料来源: Agency for Natural Resources and Energy, 华创证券

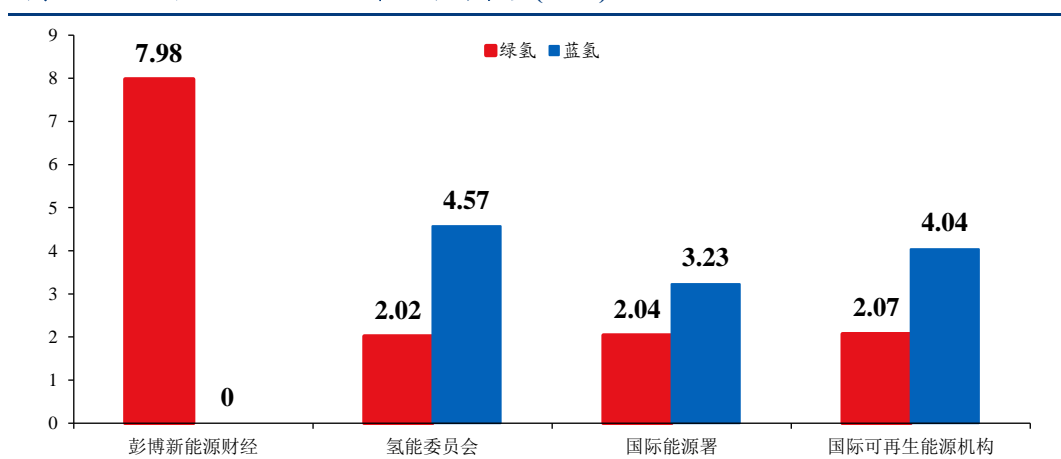
**两大议题催生能源替代，氢能或成终极答案。**2022 年能源安全和气候变化两大全球性议题同时升温，新能源产业因此高速发展。作为新能源的一种，氢能产热的基本原理为氢和氧气生成水，燃烧过程不生成任何环境污染物质，且具有较高的质量能量密度：燃烧热值约为 120~142MJ/kg，分别约为当前主流能源汽油，硬煤和天然气的 2.7、5.0 和 2.9 倍，是当之无愧的“高效能源”。除高热值/零污染两个核心优势外，与其他清洁能源相比，氢能还具备储存灵活性高，储能无时间地域限制以及稳定性好等优势。在未来零碳社会变革式需求的催化下，氢能极有可能成为能源问题的终极答案。**取国际能源署、国际可再生能源机构等多个权威机构 2050 年氢气需求预测值平均数，2050 年全球氢气需求预计在 6.5 亿吨左右，按照武汉氢能产业发展政策中的氢气核定价格即 35 元/kg 粗略测算，2050 年全球氢能市场空间可达 22.8 万亿。**但与此同时，因其元素特性氢能同样具备流速快，易燃易爆和易造成金属材料脆化等缺点，这也是氢气大规模推广难的本质原因之一。

图表 6 主要能源热值及其二氧化碳排放量

燃料种类	热值(MJ/kg)	一次能源二氧化碳排放量(g CO <sub>2</sub> /MJ)
氢气	120~142	0
汽油	44~46	73.3
柴油	42~46	74
原油	42~47	73.3
液化石油气(LPG)	46~51	66.3
天然气	42~55	55.8
硬煤	>23.9	93.9
褐煤	<17.4	110.8
木柴	16	102.1

资料来源: Umweltbundesamt 2022, World Nuclear Association, 华创证券

图表 7 各机构预测氢气 2050 年全球需求量(亿吨)



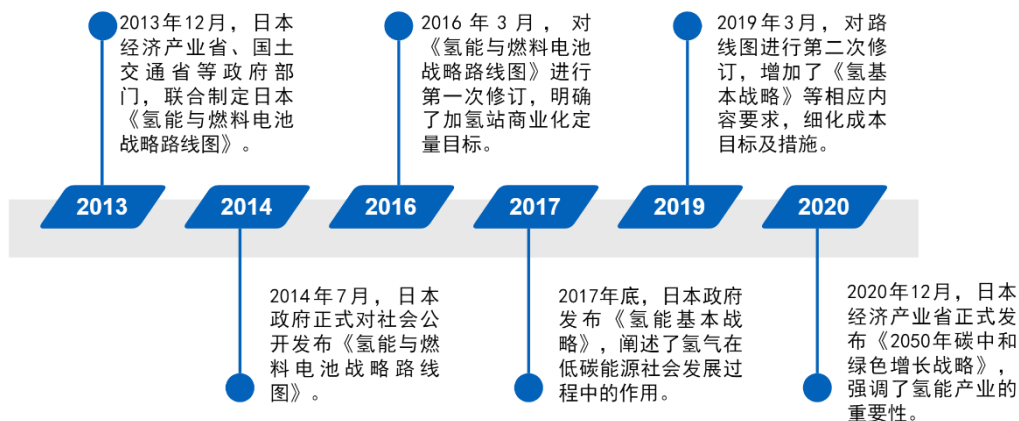
资料来源: Statista, 毕马威, 华创证券

## (二) 各国氢能政策梳理: 氢能战略地位已基本确立

**日本: 氢能先锋, 产业完备。**日本对氢能的布局较早。自 1973 年石油危机爆发, 日本政府便开始出资支持氢能和燃料电池技术研发。2010 年前, 日本能源的发展重点以核能为主, 核能一度成为日本核心能源产业, 2010 年时核能占据日本一次能源供给的 11%。2011 年, 福岛核电站重大事故发生, 核能因安全问题几乎被全面淘汰, 日本能源自给率重回低点。此后日本的能源自给计划转向风光氢产业链。2013 年底, 日本《氢能与燃料电池战略路线图》发布, 明确家用燃料电池、燃料电池汽车和加氢站商业化定量目标。2017 年底, 日本政府正式发布《氢能基本战略》, 在此战略中日本政府计划到 2030 年, 降低制氢成本至 3 美元/kg、发电成本至 17 日元/kw·h, 形成商业化供氢能力 30 万吨/年, 建设加氢站 900 座。2020 年 12 月, 《2050 年碳中和绿色增长战略》由日本经济产业省发布, 再次强调氢能产业对于日本能源供应端清洁低碳化的重要性, 公布资金支持规模约 2.33 万亿美元, 并指出预计到 2030 年进口氢气 300 万吨、成本下降至 20 日元/标方, 到 2050 年氢气供应量达到 2000 万吨。



图表 8 日本氢能相关政策发展

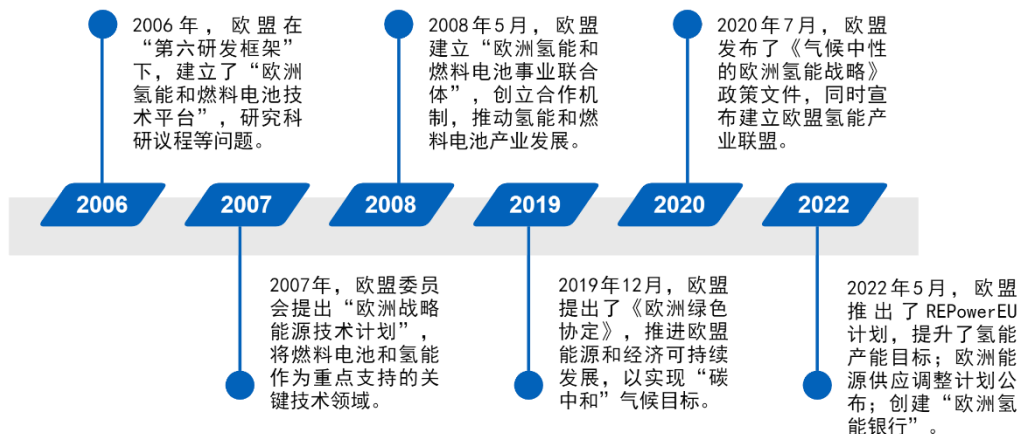


资料来源：游双娇等《氢能先发国家的产业政策及启示》，中国科学院知识服务中心等，华创证券

**欧盟：能源危机下氢能战略加速。**20世纪70年代后，随着石油危机对西方经济的严重冲击，西方国家普遍开始探索替代能源以减少对石油进口依赖，尽可能削减油气资源消费，而氢能成为重点研究领域之一。20世纪70年代，欧共体投入氢能的科研经费达7200万~8400万美元。进入21世纪，随着欧洲一体化发展，欧盟加强对气候和能源问题的关注，对发展氢能不断提出支持性政策。2020年7月，欧盟委员会正式发布《气候中性的欧洲氢能战略》政策文件，同时宣布建立欧盟氢能产业联盟，目前已有15个欧盟国家将氢能纳入其经济复苏计划。

**俄乌冲突发生后，氢能更成为欧盟能源转型战略中的重要部分。**2022年5月，欧洲决定能源去俄罗斯化，欧盟委员会推出RepowerEU计划，提升氢能产能目标。同月欧洲能源供应调整计划公布，目标是到2030年在欧盟生产1000万吨可再生氢，并进口1000万吨可再生氢，可再生氢产能达到2000万吨。以RepowerEU计划为主线，欧盟在制氢端启动氢能银行弥补灰氢和绿氢之间的成本差距，试点拍卖将于2023秋启动，主要资金来源为欧盟排放交易体系创新基金；在加氢站方面初步达成协议，在核心路段至少每200km安装一个加氢站。

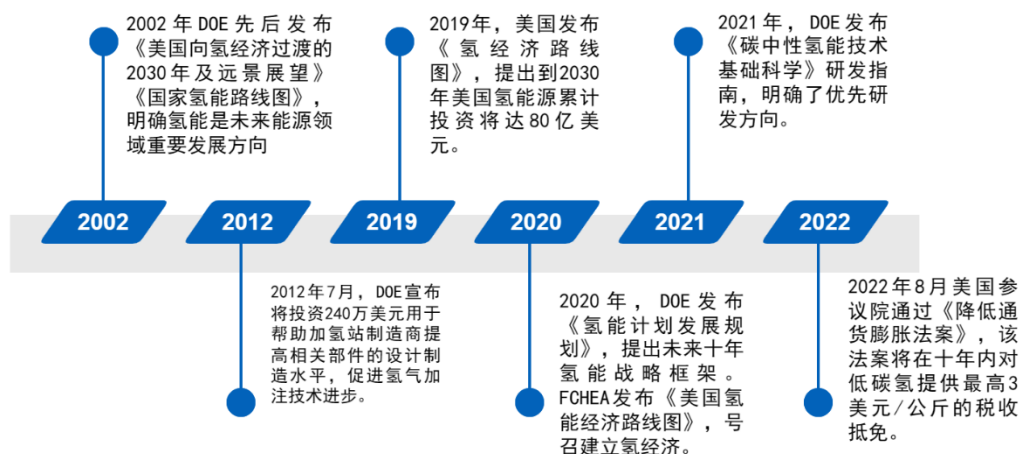
图表 9 欧盟氢能相关政策发展



资料来源：董一凡等《欧盟氢能发展战略与前景》，欧盟委员会等，华创证券

**美国：战略储备，技术领先。**自 20 世纪七八十年代石油危机爆发开始，美国政府开始关注氢能，并以能源部(DOE)为核心开展相关探索。21 世纪初，氢能被纳入国家能源战略体系之中，2002 年 DOE 先后发布了《美国向氢经济过渡的 2030 年及远景展望》《国家氢能路线图》两份文件，明确氢能是未来能源领域重要发展方向，但**随着页岩气革命兴起，氢能发展战略被搁置**，但政府仍视氢能与燃料电池为战略性先进技术，持续进行研发投入，确保其技术领先地位。2020 年，DOE 发布了《氢能计划发展规划》，提出未来十年及更长时期氢能研究、开发和示范的总体战略框架，2021 年发布《碳中性氢能技术基础科学》研发指南，明确了高效新型电解水制氢、氢机理等 4 个优先研发方向。氢能基建入选《基础设施投资和就业法案》，美国政府将投入 95 亿美元用于区域氢能中心建设以及氢能全产业链示范与研发。**2022 年 8 月美国参议院通过《降低通货膨胀法案》，该法案将在十年内对低碳氢提供最多 3 美元/公斤的税收抵免，这使得美国的可再生氢成为世界最便宜的氢。**美国的液氢技术处于全球性的领先地位，截至 2022 年末，美国 1/3 加氢站为液氢储氢模式，液氢民用占据主流市场，液氢总产能约占全球总产能的 70%。  
(数据来源：Handbook of hydrogen safety: Chapter on LH2 safety/2021)

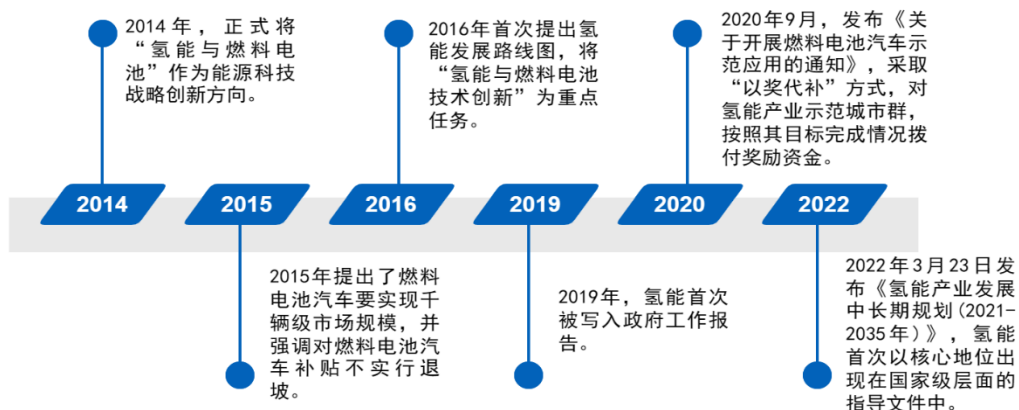
图表 10 美国氢能政策发展



资料来源：万燕鸣等《全球主要国家氢能发展战略分析》，智研咨询，华创证券

**中国：起步较晚，发展迅速。**2019 年，氢能首次出现在《政府工作报告》中，自此氢能被纳入中国能源体系，之后氢能多次出现国家关于能源的规划政策中。**2022 年是国内氢能政策的关键之年**，3 月 23 日国家发展改革委、国家能源局印发《氢能产业发展中长期规划(2021-2035 年)》，氢能首次以核心地位而不仅是一席之地出现在国家级层面的指导文件中，规划明确给出定量展望，2025 年实现燃料电池保有量 5 万辆，可再生能源制氢量 10-20 万吨/年，实现二氧化碳减排 100-200 万吨/年。受此信号指引，**2022 年开始各地氢能政策发展规划密集出台**。经统计，截至 2023 年 2 月，全国内陆省份中仅有黑龙江/贵州/海南/云南 4 个省份未出台针对性政策，其余省份均已明确给出氢能中长期规划。截至 2022 年末，中国已建成加氢站 274 座，数量全球第一。

图表 11 中国氢能政策发展



资料来源：政府工作报告，发改委，国家能源局《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》，集邦新能源网等，华创证券

对比各国氢能政策及其远期目标可以发现，1) 2020年前后是大部分国家氢能国家级政策的密集发布期，氢能产业链真正启动全球化发展仅不到5年时间。2) 中国氢能产业发展规划中对2025年的清洁氢能产量，燃料电池车数量的规划相对保守。中国国家层面规划的清洁氢能产量约为10~20万吨/年，仅为欧盟规划的1/10~1/5；中国燃料电池车2025规划数量为5万辆，约为日本、美国同期规划的1/4和1/3。进一步考虑到中国具备更高的人口数和消耗量，中国氢能规划的保守性则更为显著，我们认为可能的原因为中国在氢能的产业链布局起步时间相对较迟，稳健切实的规划更有利于产业健康发展。

图表 12 各国氢能远期目标

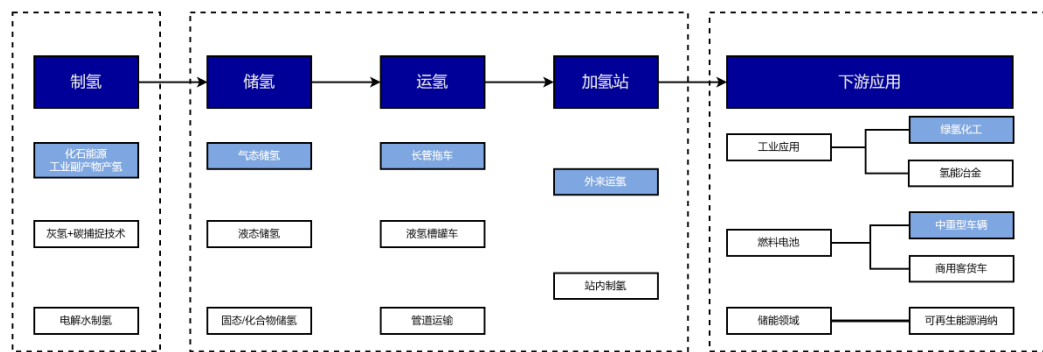
	日本	美国	欧盟	中国
执行部门	日本经济产业省(METI)	美国能源部(ADOE)	欧盟委员会能源总司(DG EU)	国家能源局
清洁氢能产量	30万吨/年(商业化, 2030) 2000万吨/年(2050)	1000万吨/年(2030) 4100万吨/年(2050)	100万吨/年(2020-2024) 1000万吨/年(2024-2030)	10-20万吨/年(2025) 1亿吨/年(2060)
燃料电池车数量	4万(2020) 20万(2025) 80万(2030)	15万(2025) 120万(2030)	1080(2030)	5万(2025)
用氢成本	制氢成本30日元/NM3, 发电成本17日元/kw·h(2030)	制氢成本2美元/千克(2026-2029) 制氢成本1美元/千克(2030-2035)	制氢成本减少50%(2030)	可再生能源电解水制氢25元/kg(2025) 可再生能源电解水制氢15元/kg(2030)

资料来源：《日本氢能基本战略》，《日本2050年碳中和绿色增长战略》，《美国国家清洁氢能战略和路线图(草案)》，《气候中性的欧洲氢能战略》，《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》《中国氢燃料电池汽车在成长》《中国氢能产业发展报告2020》，华创证券

## 二、产业加速：国产替代推进，静待规模效应加速降本

氢能产业链链条较长，可分为上游制氢，中游储运以及加氢站建设环节以及下游应用环节。本节将分别对按顺序依次对各环节的技术现状，成本拆解以及政策引领下的未来展望等维度的核心要点介绍，并对用氢成本的核心变量进行分析，最后再介绍国内氢气产业链的发展模式。

图表 13 氢能产业链及其关键分支



资料来源：头豹研究院《2022 年中国氢能行业白皮书》等，华创证券注：浅蓝底白字为当前主流方式

(一) 制氢：灰氢仍为主流，可再生能源制氢经济性逐步显现

制氢方式按直接原料可细分为化石能源产氢、工业副产氢以及电解水制氢，按清洁程度可以不同颜色分为灰氢/蓝氢/绿氢。灰氢的具体生产途径主要包括煤制氢以及工业副产氢；蓝氢通常是指天然气通过蒸汽甲烷重整或自动热重整技术分解成氢气和二氧化碳，二氧化碳被捕获然后储存，相对直接的工业产氢，由于引入碳捕捉技术，二氧化碳排放得以减少，清洁程度更高；绿氢生产流程为依托电解槽电解将水分子(H<sub>2</sub>O)分解成氢(H<sub>2</sub>)和氧(O<sub>2</sub>)，且所消耗电力来自可再生能源，全生命周期里不排放任何二氧化碳。据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》，2020 年中国氢气 67%来自于化石能源，30%来自于工业副产氢，只有 3%是来自可再生能源。预计到 2030 年依然以化石能源制氢为主流，可再生能源制氢达到 15%的比例，2050 年实现可再生能源制氢占总供给的 70%。

图表 14 制氢技术及其对比

中国制氢技术对比			发展现状
制氢方式		原理	
化石燃料制氢	煤制氢/天然气制氢	以煤在蒸汽条件下气化产生含氢和一氧化碳的合成气，合成气经变换和分离制成氢	较为成熟
工业副产制氢	焦炉煤气/氯碱化工/丙烷脱氢副产制氢	在工业生产过程中，利用富含氢气的终端废弃物或副产物作为原料，采用变压吸附法(PSA)回收提纯制氢	1.制氢纯度>99%，制氢成本适中 2.需提纯并去除杂质，无法作为大规模集中化的氢能源供应源
电解水制氢	碱性/质子交换膜/阴离子交换膜/固体氧化物电解制氢	电解液一般是含有 30%左右 KOH 的溶液，接通直流电后，水在电解槽中被分解为氢气和氧气	1.工艺过程简单，结合绿电可实现制氢过程零碳排放 2.碱性电解制氢技术已大规模应用，质子交换膜电解制氢技术与可再生能源适配度更高

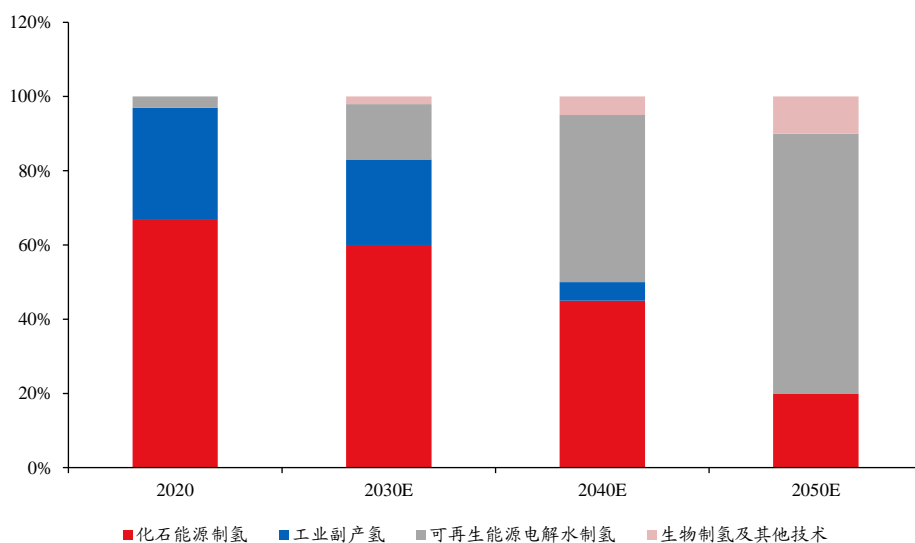
资料来源：头豹研究院《2022 年中国氢能行业白皮书》，华创证券

具备天然成本优势的灰氢生产仍为主流技术。我国具备丰富的煤炭以及工业副产氢气资源(氯碱副产，丙烷脱氢，焦炭副产)。煤制氢是当前制氢成本最低的方式之一。据氢能云链及《石油与化工》数据，以技术成熟的煤气化技术为例，在原料煤(6000 大卡，含碳量 80%以上)价格 600 元/吨情况下，氧气价格为 0.7 元/标方的情况下，制取氢气成本约 1.0 元/标方氢气 (12 元/kg)；蓝氢在化石能源制氢的基础上需要结合碳捕捉技术，从我国的实际资源情况出发，基于原料为煤炭的假设，当前我国碳捕捉技术成本约为 350~400 元/吨，以 350 元/吨为假设时，制氢成本约为 1.4 元/标方氢气 (16 元/kg)，碳捕捉技术约贡献 0.3~0.4 元/标方的成本增量。

绿氢是实现全生命周期零碳排放的必经之路，电力成本占总成本比例较高。绿氢生产过

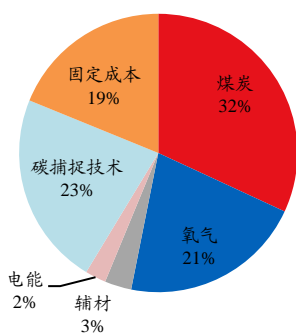
程本质上为利用氢气的高能量密度等特性实现可再生能源的高效储存，其转换路径依托电解槽实现。**绿氢的成本基本由电力成本决定**。经测算，电力成本约为绿氢成本的70%~90%，若按照单标方氢气耗电量为4.4kwh，电力成本0.6元/kwh计算，绿氢的生产成本约为2.8元/标方。但随着可再生能源装机量的增加以及发电成本的不断下降，绿氢的生产成本有望与蓝氢甚至是灰氢持平。据我们测算，当电力成本下降50%至0.3元/kwh时，绿氢的生产成本基本和蓝氢持平；当电力成本下降70%至0.18元/kwh时，绿氢的生产成本基本和煤气化制氢持平。**绿氢成本的有效降低对于氢气能否成为真正的零碳能源至关重要，其实现途径有两种：1)降低可再生能源成本；2)提高电解槽效率减少产氢单位用电量。**

图表 15 中国氢气供给结构及其预测(2020~2050E)



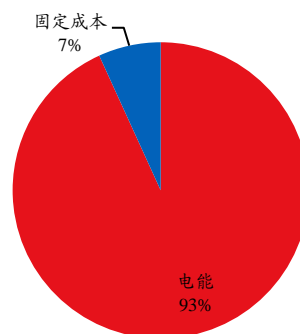
资料来源：中国氢能联盟《中国氢能及燃料电池产业白皮书》，华创证券

图表 16 蓝氢(煤气化+碳捕捉技术)成本分析



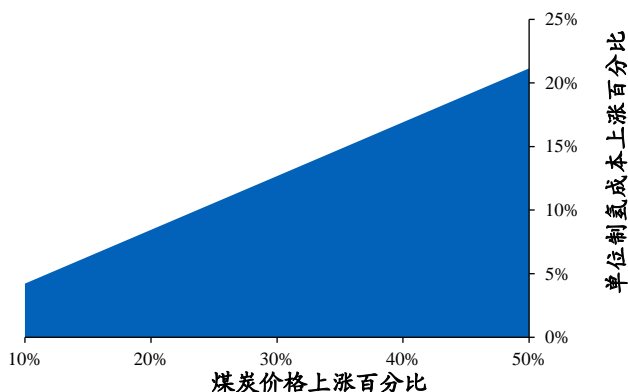
资料来源：氢云链，中国氢能联盟《中国氢能及燃料电池产业白皮书》，Wind,华创证券

图表 17 绿氢成本分析



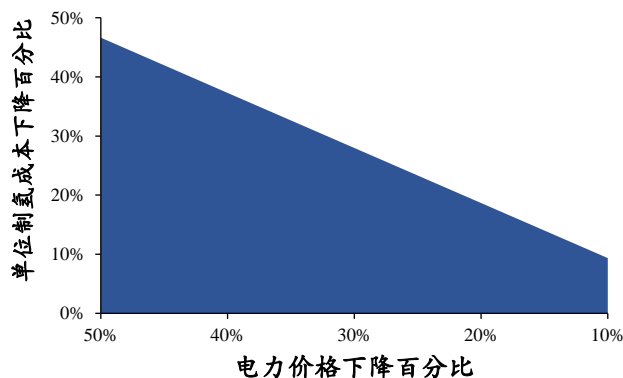
资料来源：氢云链，中国氢能联盟《中国氢能及燃料电池产业白皮书》，Wind,华创证券

图表 18 灰氢成本敏感性分析



资料来源：氢云链，中国氢能联盟《中国氢能及燃料电池产业白皮书》，Wind, 华创证券

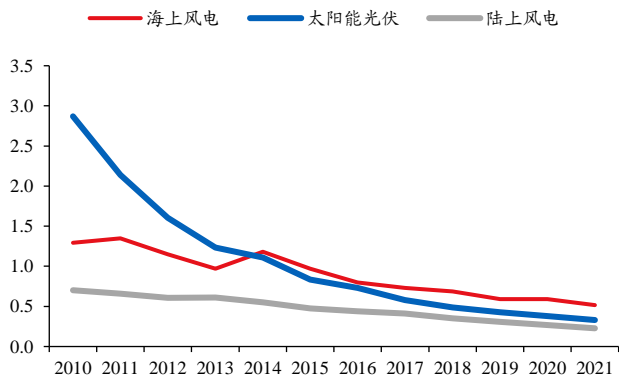
图表 19 绿氢成本敏感性分析



资料来源：氢云链，中国氢能联盟《中国氢能及燃料电池产业白皮书》，Wind, 华创证券

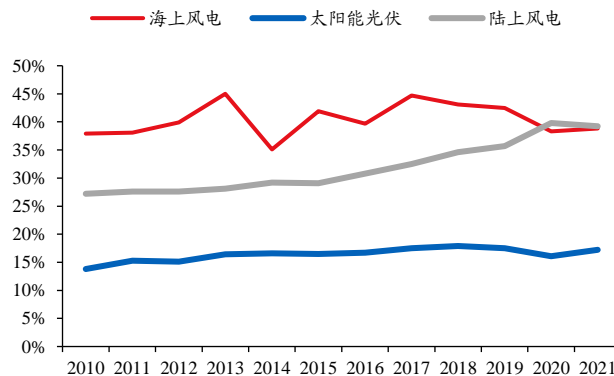
随着可再生能源装机量的持续上升以及技术更迭，绿电成本下降已经是明显且可预见的未来趋势。据 IRENA 统计，全球太阳能光伏、陆上风电以及海上风电 2021 年平准化发电成本同比 2010 年分别下降 88%，60% 以及 68%，若不进一步考虑发电小时数的问题，当前三种可再生能源的发电成本实际上已经足以使可再生能源制氢与蓝氢成本相匹敌。此外，由于风能和光能间歇性波动造成的弃风弃光资源可转化为氢能储存，2021 年全球光伏发电利用率仅在 15% 左右，风电利用率为 35% 左右，亟需多种储能方式灵活完成储能消纳，绿电制氢和可再生能源调峰有望形成相辅相成的双赢局面。

图表 20 新能源发电平准化度电成本(元/kwh)



资料来源：IRENA (2022), 华创证券

图表 21 全球新能源发电利用率



资料来源：IRENA (2022), 华创证券

绿氢项目“因地制宜”，产能有望进入高速增长期。经不完全统计，国内现有规划产能已超出《氢能产业发展中长期规划(2021-2035 年)》2025 年达到 10-20 万吨的基本预期，集中建设于可再生能源丰富的“三北”地区。2023 年 1 月，内蒙古能源局宣布实施具备条件的风光制氢一体化示范项目共计 15 个(4 个离网型，11 个并网型)，配套新能源规模 631.2 万千瓦(其中风电 473.2 万千瓦，光伏 158 万千瓦)，制氢能力总计达 28.2 万吨/年，总投资 495.8 亿元。项目集中于 2023 年上半年开工，2024 年年底投产；2022 年 12 月 5 日，宁夏发改委发布《宁夏回族自治区可再生能源发展“十四五”规划》，规划显示宁夏“十四五”期间有 11 个绿氢项目储备，绿氢产能将达到 8 万吨/年；河北省则预计在十四五末将形成 10 万吨/年的可再生能源制氢。

碱性电解槽仍为主流设备，PEM 已实现初步应用。由于技术成熟且投资运行成本低，

催化剂易得等优点，碱性电解槽为当前国内主要使用的电解槽种类，市占率达 97%(势银数据，2022)。然而碱性电解槽的响应延迟和可再生能源波动性之间的不兼容将带来隐形电力成本，PEM 的快速响应能力则更能适应风光电的波动性，但受限于其前期投资较高(约为碱性电解槽的 3~4 倍)及国产技术不成熟等问题，商业推广速度较慢。但近年来 PEM 水电解制氢技术已在部分项目中成功投运，2022 年 12 月末，我国单套最大 PEM 电解水制氢装置在中原油田成功投产，投产后日产高纯度“绿氢”1.12 吨。据势银统计，2022 年中国碱性电解水制氢设备的出货量约 776MW，电解槽总出货量在 800MW 左右，相比 2021 年约 350MW 的总出货量实现翻倍增长。

规模化进程稳步推进，成本下降苗头已现。2021 年 4 月，宝丰能源公告 200MWp 光伏发电及 20000 标方/小时电解水制氢示范项目已于 2021 年初部分建成并投入试生产，氢气综合成本可以控制在 1.34 元/标方(约 15 元/kg)，已经接近煤制氢水平；2022 年 12 月末，吉电股份公告风光制绿氢合成氨一体化示范项目，根据其项目可行性研究报告，基于合成氨价格为近五年间我国东北区域合成氨平均价格即 3520 元/吨的假设，该项目的资本金内部收益率为 4.57%，以上上市公司项目信息表明绿氢项目已经能够实现不错的收益率。

## (二) 储运：氢能大规模使用的瓶颈环节

如前所述，我国可再生能源制氢产能分布将主要集中在三北地区，而氢能的主要消耗则处于内陆区域，因此氢气的长距离储运是我国氢能大规模推广使用的瓶颈环节。

氢气的储运按储存状态划分主要有气态、液态以及固态运输，按运输载体分别对应气氢拖车和管道运输(气态)，液氢罐车和有机液氢运输(液态)，固态氢运输。

图表 22 氢气储运方式及其比较

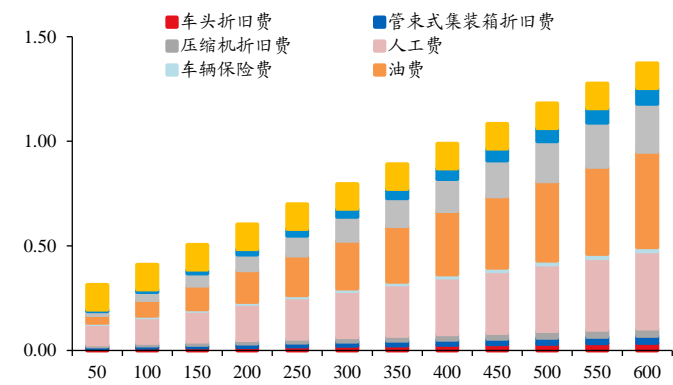
储运方式	运输条件	安全性	运输量	具体技术限制	运输能耗	压缩能耗	储运成本
气氢拖车	常温高压	较差	少	技术较为成熟	低	低	单车气氢运输变动成本取决于运输距离
专属输氢管道	常温高压	-	大	需保证上游氢源和下游氢气充足	较低	低	前期投资高，审批困难
天然气管道掺氢	常温高压	氢气的掺入降低管道安全性	大	国内技术尚不成熟，相关操作参数如掺氢比仍不确定	低	低	可利用现有西气东输管道，减少前期投资成本
液氢罐车	低温常压	较差	大	储罐材料绝热要求高，液氢装备技术难度高	远距离运输成本低	高	成本主要集中在液化环节
有机液氢运输	常温常压	中间体储运安全方便	大	反应温度较高，催化剂易被中间产物毒化	较高	高	可利用现有汽油输送管道、加油站等基础设施
固态氢运输	常温常压	中间体运输安全方便	体积储氢密度大	质量储氢密度低，固态储氢装置充放速度慢，放氢过程中有杂质生成	高	低	储氢合金价格昂贵，目前仅用于电池领域，用于大规模氢气运输并不现实。

资料来源：政牛咨询，曹军文等《氢气储运技术的发展现状与展望》，中国工程院《我国天然气掺氢产业发展研究》等，华创证券

长管拖车的经济性主要受限于运输距离。国内目前氢气主要的运输方式仍主要为依托 35Mpa III 型储氢瓶的长管拖车式气态运氢，而海外气态运氢多采用 70Mpa IV 型储氢瓶。对 30Mpa 长管拖车运氢成本进行拆解，油费、人工费以及过路费是长管拖车运氢主要的运输成本来源，该部分成本下降空间较为有限。单位运氢成本将随着运输距离线性上升，当运输距离为 200km 时，氢气的单位运输成本仅为 0.6 元/标方，假设绿氢的制氢成本为 2.8 元/标方，此时氢气的运输成本仅为制造成本的 20%。对于兼备丰富氢能资源以及下游需求的区域，如山东青岛等地长管拖车运氢方式较为经济。但我国未来的可再生能源

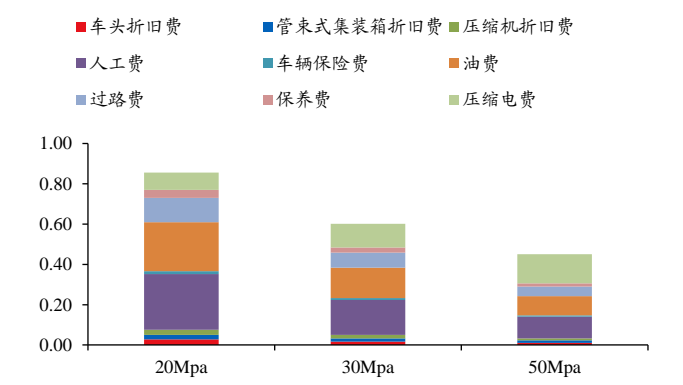
产地与下游需求之间存在地域错配，以主要清洁能源资源地新疆和需求地湖北为例，运输距离需达 3000 公里以上，氢气的理论运输单耗达到 5.9 元/标方。改用 70Mpa 储氢瓶可以扩大单次氢气运输量从而降低单位氢气运输成本，但同时储氢瓶设备成本也将随之升高。阀门价格和瓶身所用碳纤维材料是两种储氢瓶主要的成本差异来源。70Mpa 瓶阀国内厂家尚不能实现自主量产，国外供应商价格单个可达 2.2~10 万元(21 世纪财经报道数据)；碳纤维材料则已经由中复神鹰等企业实现一定程度的国产替代。

图表 23 30Mpa 长管拖车运氢成本拆解(元/标方)



资料来源：闫喻婷等《氢气储运方式的经济性对比研究》，华创证券注：横轴为运输距离，单位 km

图表 24 不同种类储氢瓶运输成本拆解(元/标方)

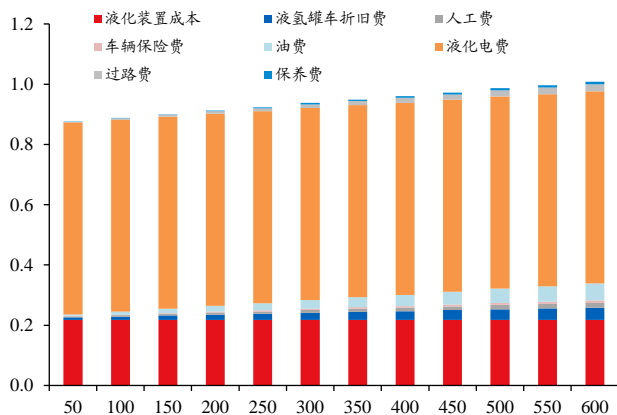


资料来源：闫喻婷等《氢气储运方式的经济性对比研究》，取运输距离为 200km 结果，华创证券

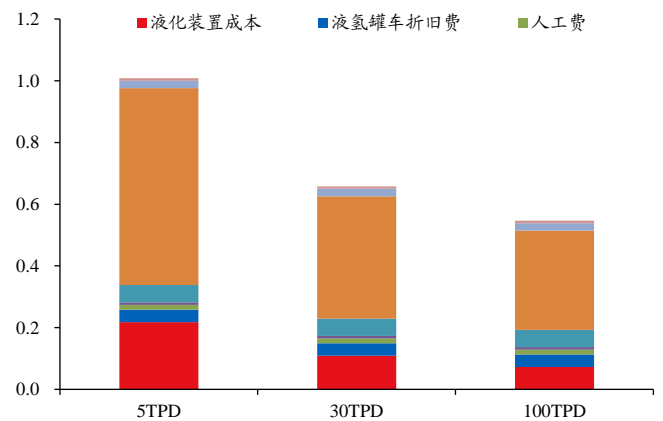
液化装置国产化进程仍处于初期。液氢储运的核心在氢液化和液氢储运两个环节，液化装置是液氢厂的核心装置。对液氢运输的成本进行拆解，液化电费成本是总成本的主要来源，约占总成本的 60%~70%。同时，相比长管拖车，液氢运输成本对距离敏感性较低。由于通过提升液化装置的生产规模可有效降低单位能耗成本，因此形成大规模液氢工厂可有效降低液氢运输成本。经测算，固定运输距离为 600km 时，当液氢厂规模由 5TPD 扩大至 30TPD 时，氢气单位运输成本将从 1.01 元/标方下降至 0.65 元/标方，相比气态运氢中程运输距离经济性明显。

国内氢液化技术发展起步较晚，相对海外仍有一定差距，但随着氢能发展战略地位的确立，液氢发展迎来重要拐点，液氢设备规模化与国产化趋势逐步显现：2022 年末，中科富海首套具有自主知识产权的国产 1.5TPD 氢液化装置在安徽阜阳调试成功，顺利产出液氢产品；另有久泰内蒙液氢项目，海盐氢能资源和工业气体综合项目等设计产量达 30TPD 的外资参与工程处于审批在建之中。在短期无法实现全面建立氢能网络的情况下，液氢运输或将成为主流，未来也有望成为管道运输灵活且具备经济性的辅助手段。



**图表 25 5TPD 液氢罐车运输成本拆解(元/标方)**


资料来源：闫喻婷等《氢气储运方式的经济性对比研究》，华创证券 注：横轴为运输距离，单位 km

**图表 26 不同液化规模下运输成本拆解(元/标方)**


资料来源：闫喻婷等《氢气储运方式的经济性对比研究》，取运输距离为 600km 结果，华创证券

**图表 27 国内重点液氢项目统计**

区域	省份/直辖市	企业名称	产能	单位	项目状态
华北	内蒙古	乌海化工	0.15	T/D	已投产
华北	内蒙古	空气产品、久泰新能源	10000	T/A	在建
华北	内蒙古	长江三峡	0.3	T/D	在建
华北	内蒙古	内蒙古黄河工贸、中石油管道设计院	5	T/D	启动设计
华北	山西	大同氢创、成都深冷	5	T/D	在建
华北	河北	旭阳集团	1	T/D	在建
华北	河北	未势能源	0.5	T/D	拟建
华中	湖南	中石化巴陵石油、湖南核电	一期 5000 二期 15000	T/A	在建
华中	河南	华久氢能源、洛阳炼化	2700	T/A	在建
华中	河南	中科富吉	10	T/D	在建
华东	浙江	浙能集团、嘉化能源	1.5	T/D	在建
华东	浙江	浙能集团	1	T/D	建成
华东	浙江	林德集团、上海华谊	30	T/D	在建
华东	浙江	空气化工产品	30	T/D	在建
华东	浙江	卫星石化、液化空气	11000	T/A	在建
华东	上海	液化空气、申能集团	-	-	已签约
华东	山东	齐鲁氢能	13200	T/A	在建
西北	甘肃	中建氢能	6500	T/A	在建
华中	河南	空气化工产品	-	-	已签约
华中	湖北	空气化工产品	-	-	已签约
华北	北京	北京 101 所	1	T/D	建成
西南	四川	西昌 23 基地	1	T/D	建成
西南	重庆	重庆三十三科技集团	5	T/D	在建

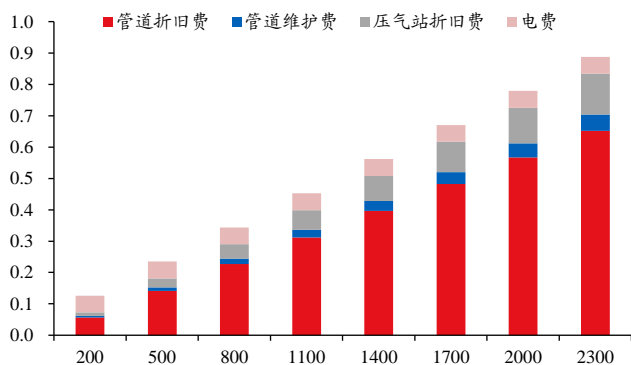
华南	海南	文昌基地	2.5	T/D	建成
华东	安徽	中科富海	1.5	T/D	建成

资料来源：隆众资讯，华创证券（截至2023/4/28）

**管道运输需与下游需求匹配发挥效用。**管道投资额是管道运输成本的最主要因素，前期的高额投资/建设项目审批周期长是管道运氢难以大规模建设的主要原因。我国氢源地和人口密集的氢能需求地之间的距离约在2000~3000km。我们测算，对于运输量为10万吨/年的氢气管道，运输距离在2300km时，如若下游年需求能稳定保持在10万吨，氢气的单位运输成本仅为0.9元/标方，假如下游年需求仅为10万吨的25%，氢气的单位运输成本将上升至3.6元/标方。进一步考虑到《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》给出的指引，预计2025年中国燃料电池车辆保有量达到5万辆，假设全为燃料电池重卡，车辆氢耗在8kg/100km，单车年运行里程为20万公里左右，氢气年需求量可达80万吨。因此我们预计2025年下游需求足以匹配氢能的管道运输，形成一定的规模化效应，氢气运输成本可有效降低至合理范围内。

**2022年中国氢气管道建设进入资本密集期，中石化中石油等国企为主要投资方。**截至2023年1月，国内纯氢/掺氢管道建设总长度已达到1000km以上，最长记录在案的氢气运送管道长度400km。另据2022年12月消息，内蒙古科学技术研究院与中国石油天然气管道工程、中太(苏州)氢能源科技签署战略合作协议。三方将合作共建乌海至呼和浩特输氢管道暨“内蒙古氢能走廊”项目，该项目拟建设我国压力最高、长度最长的氢气干线管道，国内纯氢管道建设长度有望再创新高。

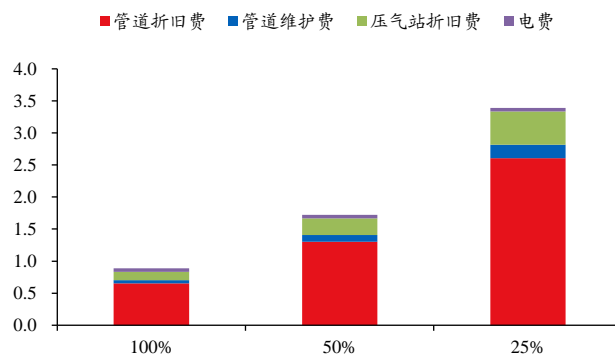
图表 28 100%利用率管道运输成本拆解(元/标方)



资料来源：闫喻婷等《氢气储运方式的经济性对比研究》，假设氢气管道运输量为10万吨/年，华创证券

注：横轴为运输距离，单位 km

图表 29 不同管道利用率下运输成本拆解(元/标方)



资料来源：闫喻婷等《氢气储运方式的经济性对比研究》，假设氢气管道运输量为10万吨/年，取运输距离为2300km结果，华创证券

注：横轴为管道利用率

图表 30 国内氢气管道铺设情况不完全统计(截至2023年1月)

种类	项目名称	进度及其对应时间	管道长度/km	公司
纯氢管道	2019年前建成长度		99	
	定州-高碑店氢气管道工程	2021年6月启动，处于审批阶段	164.7	中国石油天然气管道工程
	宁夏宁东输氢管线	2022年3月开建	1.2	沃凯珑
	玉门油田水电厂氢气输送管道	2022年8月建成	5.5	中国石油天然气管道工程

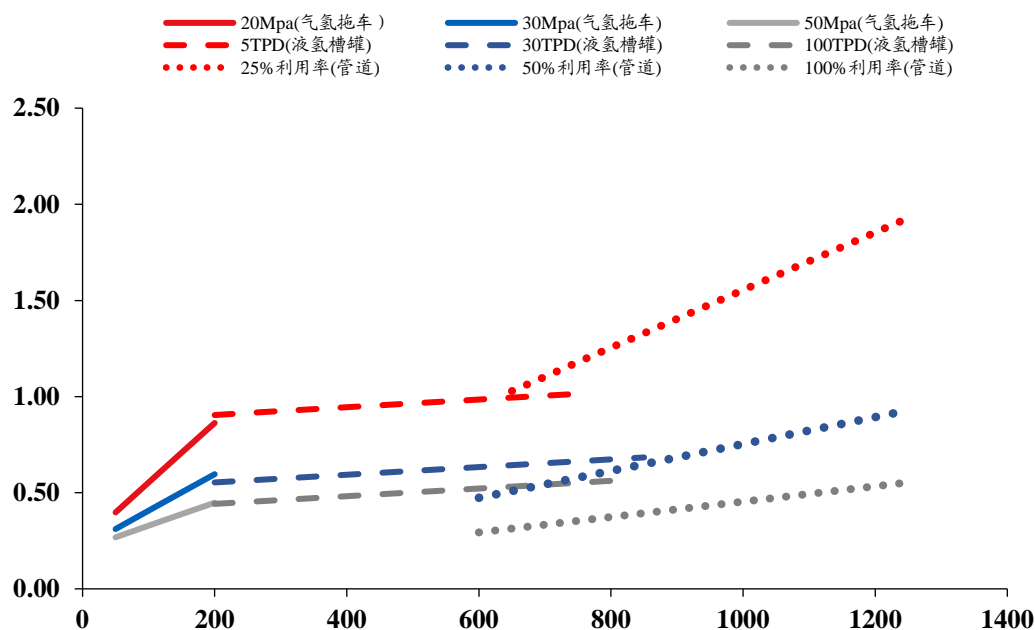
	宝钢无取向硅钢产品结构优化标段三项目输氢管道	2022年11月贯通	4	上海宝冶冶金工程
	乌兰察布陆上风电制氢一体化工程和输氢管道	2022年12月信息披露	400	中石化石油工程技术服务
	乌海至呼和浩特输氢管道暨“内蒙古氢能走廊”项目	2022年12月信息披露	500	中国石油天然气管道工程、内蒙古科学技术研究院、中太(苏州)氢能源科技
	山东100公里纯氢管网示范	2023年1月16日披露消息	100	中国石油天然气管道工程
掺氢管道	朝阳天然气掺氢示范工程	2019年建成	-	国家电投
	张家口掺氢管道示范项目	2021年8月开工,正在推进	-	由张家口鸿华清洁能源科技牵头
	达茂-工业区氢气管道工程	2020年7月启动,正在推进	159	中国石油天然气管道工程
	广东海底掺氢项目	正在推进	55	中国石油天然气管道工程
	陕宁一线掺氢示范项目	2021年完工	97	中国石油天然气管道工程
	扎鲁特-乌兰浩特氢混天然气长输管线	2023年1月17日签署协议	230	昆仑氢能、兴安盟吉通天然气等
	通辽市隆圣峰天然气有限公司甘旗卡综合站纯氢与掺氢燃气管道工程	2022年7月23日开建	4.7	由通辽市隆圣峰天然气牵头
	宁夏宁东天然气掺氢降碳示范工程	2022年8月中试主体完工	7.4	中国石油天然气管道工程
总计			1327	

资料来源: 国际能源网·氢能汇, 华创证券

### 对三种运输方式的经济性进行对比分析:

- 1) 首先明显看到100%利用率的管道运输在几乎全距离上的显著优势,事实上工厂中副产氢和下游用氢环节之间的运输大部分也都由管道完成;对于仅有25%利用率的管道运输,其与30TPD液氢运输的平衡点为375km(图上未显示),与5TPD液氢运输的平衡点约为650km。
- 2) 相较当前主流的30Mpa气态拖车运氢技术,超过375km时5TPD液氢运输方式便具有更高的经济性;即使气态拖车运氢进一步发展至50Mpa,超过600km时经济性仍不敌5TPD液氢技术。
- 3) 在短期下游需求尚未真正爆发的先冷阶段,同时进一步考虑管道的审批建设周期较长而国产5TPD量级的液氢技术加速突破中,合理推断液氢技术有望成为行之有效且较快落地的“冷启动关键点”。

图表 31 三种运输方式经济性总览



资料来源：闫喻婷等《氢气储运方式的经济性对比研究》，华创证券

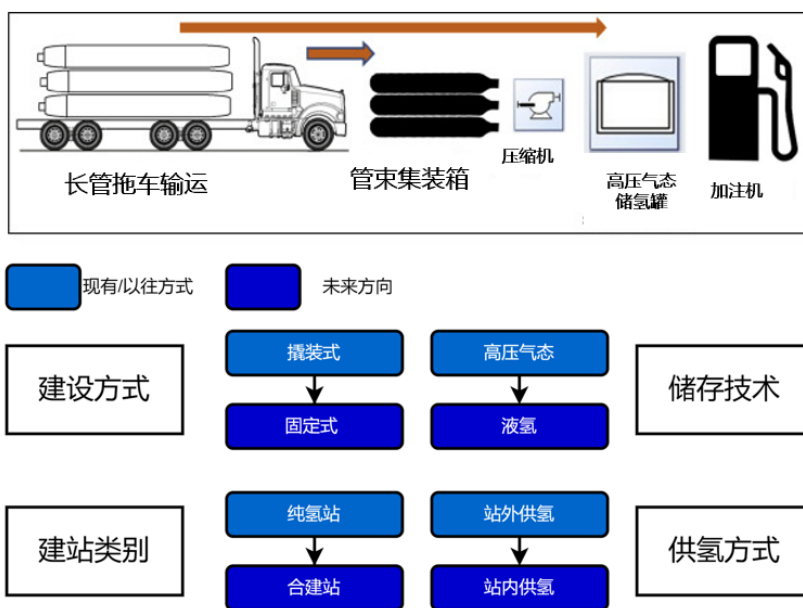
注：横轴为运输距离 (km)，纵轴为单位运氢成本 (元/标方)

### (三) 加氢站：链接上下游产业链的关键设施

加氢站将不同来源的氢气通过压缩机增压储存在站内的高压罐中，再通过加气机为氢燃料电池汽车加注氢气，是氢燃料电池商业化的重要基础设施，核心设备有氢气压缩机、储氢容器、加氢机等。

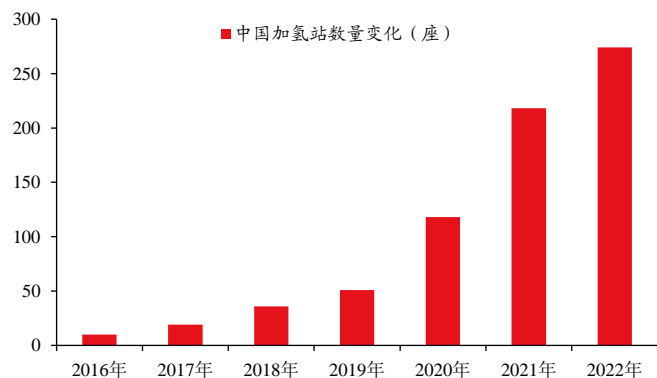
经过数十年的发展，中国加氢站已发展出多种类型。按建设方式划分可分为固定式和移动式；按氢气的储存状态可分为高压气态储氢和液氢站。我国加氢站的类型逐步由作为示范工程的撬装式转变为固定式，由纯氢站转为油氢合建站，并发展出站内制氢供氢一体化模式。据《中国加氢站产业发展蓝皮书 2022》，截至 2022 年 7 月初，当期新增加氢站数量中，撬装站比例从 2018 年初的 60% 下降至 10%，合建站比例从 2018 年的 0% 上升至 60%。站内制氢加氢站一体站数量达到 17 座。2023 年 2 月 15 日，国内首个甲醇制氢加氢一体站投用，该站是由中石化燃料油公司大连盛港油气氢电服“五位一体”综合加能站升级而来；加氢站的加注能力同样在逐步提高，GGII 调研数据显示，2016 年至 2022 年 9 月，新增加氢站的日平均加注能力从 300kg 左右增长至 900kg；自 2022 年以来国内加氢站规划项目的加注能力多在 1000kg 以上。

图表 32 加氢站核心工作流程及其具体分类



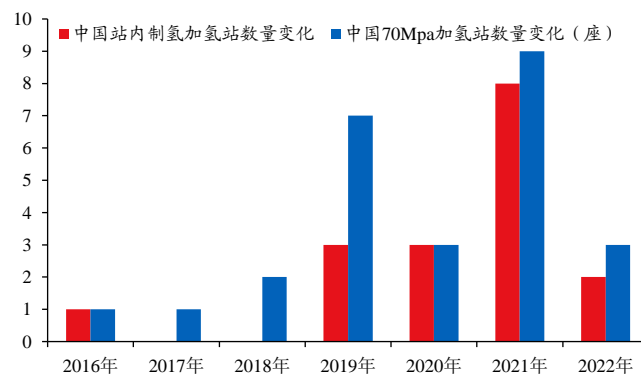
资料来源: International journal of hydrogen energy, 华创证券

图表 33 中国加氢站数量变化(累计值, 座)



资料来源: 中国能源局, 今日大宗, 华创证券

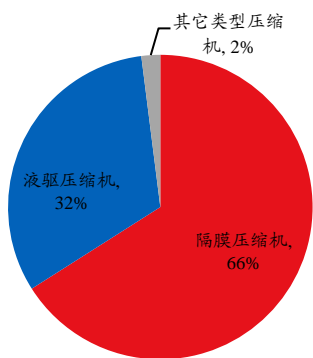
图表 34 中国加氢站发展方向(当年值, 座)



资料来源: 势银&中鼎恒盛《中国加氢站产业发展蓝皮书 2022》, 华创证券

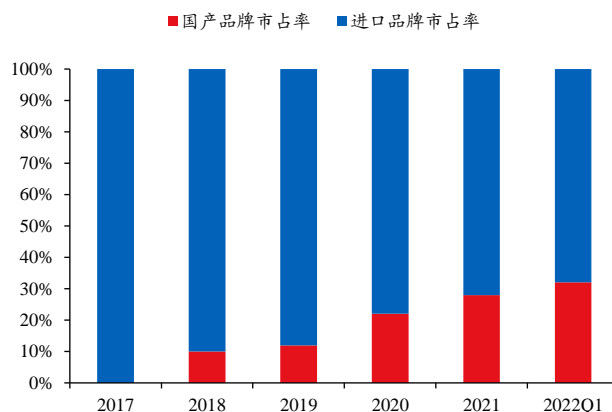
**主要成本来源压缩机的国产化率逐步上升。**外供加氢站的主要设备有卸气柱, 压缩机, 储氢罐, 加氢机, 及附属的氮气系统、氢气冷却器和顺序控制阀组等, 若为一站式制氢, 还需添置合适的制氢装置。对于外供式加氢站, 压缩机是其最为核心的部件同时也是主要成本来源之一, 约占外供式加氢站建设成本的 30%, 占一站式加氢站总运营成本的 15%。压缩机按技术原理可分为隔膜式压缩机、液驱式压缩机以及离子压缩机, 其中隔膜式压缩机因辅助隔膜的存在可避免气体泄漏和气体污染, 市占率达 60%以上。液驱压缩机也因结构简单等优点在压缩机市场占据一席之地, 市占率约为 30%。压缩机成本居高不下关键原因之一为国产品牌市占率较低, 但 2017 年后压缩机中国产品牌的市占率稳步提高, 已从 0%逐步提升至 32%(2022Q1)。

图表 35 中国建成加氢站压缩机类型(2022 年 7 月)



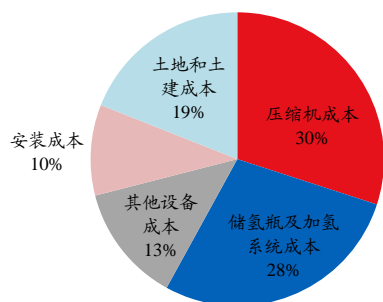
资料来源: 势银&中鼎恒盛《中国加氢站产业发展蓝皮书 2022》, 华创证券

图表 36 加氢站压缩机市占率变化趋势



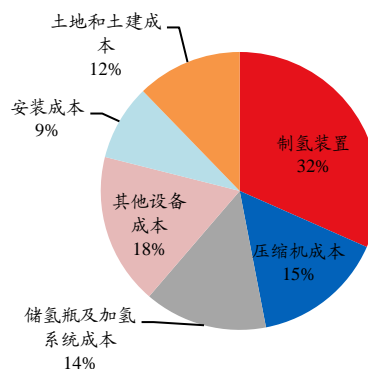
资料来源: 势银&中鼎恒盛《中国加氢站产业发展蓝皮书 2022》, 华创证券

图表 37 外供式加氢站建设成本拆解



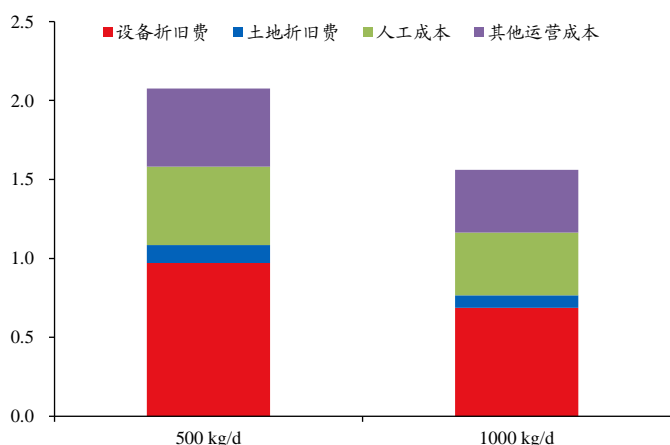
资料来源: 李妍等《外供氢与现场制氢加氢站的氢气成本分析》, 华创证券

图表 38 甲醇重整式加氢站建设成本拆解



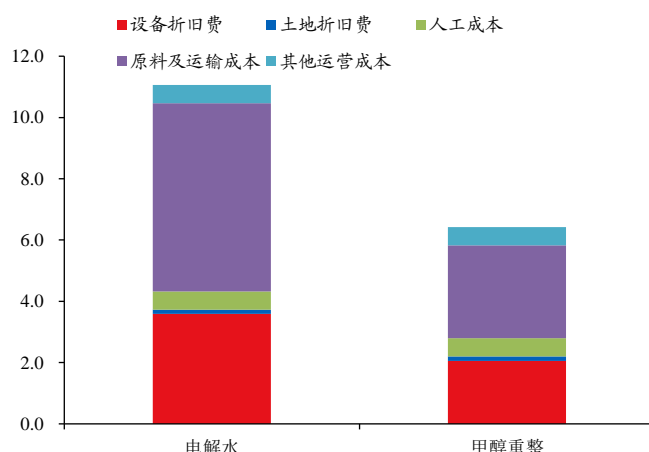
资料来源: 李妍等《外供氢与现场制氢加氢站的氢气成本分析》, 华创证券

图表 39 外供式加氢站单位运营成本(元/标方)



资料来源: 李妍等《外供氢与现场制氢加氢站的氢气成本分析》, 华创证券注: 加氢站利用率按 40% 计算, 此处不包括购氢成本

图表 40 一站式加氢站单位运营成本(元/标方)



资料来源: 李妍等《外供氢与现场制氢加氢站的氢气成本分析》, 华创证券注: 加氢站利用率按 40% 计算, 此处包含制氢成本

人工和运营成本约占总成本的一半。加氢站是氢能产业链中直接面向消费者的终端环节, 对其成本进行拆解发现, 人工和运营成本占其总成本的 50% 以上, 该部分通过技术迭代下降的空间有限。当务之急是提高加氢站的有效运营时间, 若以 40% 为加氢站的平均利

用率，经测算加注能力为 1000kg/d 的外供式加氢站氢气单位成本约为 1.5 元/标方，结合前文分析和国内现状，可合理假设电解水制氢成本为 2.8 元/标方和 400km 长管拖车运氢成本为 1 元/标方，合计约 5.3 元/标方(约 60 元/kg)，该结果较为接近目前市面上加氢站的外售价格，意味着消费者平均用氢成本高昂。

**政策直接助力加氢站运营，加速氢能网络建立。**自 2022 年开始，各省市密集出台加氢站直接补贴政策，单站建设补贴上限约为 500 万元，运营补贴 10~30 元/kg 不等。与此同时，国内多省密集发布放宽非化工园区制氢的政策，非化工区制氢加氢管控逐步放开。政策补贴和减少管制双管齐下，消费者用氢成本有望快速降低。截至 2022 年，我国已建成加氢站共 274 座，另据金联创对各地方现有氢能产业加氢站的发展规划统计，预计到 2025 年，各地方规划建设加氢站超 1041 座。

**对前文的产业链梳理进行整理，基于绿氢-管道运输-加氢站-终端客户的产业模式假设，我们认为当前决定消费者用氢成本的三大首要因素分别为绿氢单位电力成本，需求端决定的运氢管道和加氢站的下游利用率。**结合前文所提到的资料对三大因素进行敏感性分析，假设运氢管道和加氢站的下游利用率同步变动，经测算，当绿氢单位用电成本为 0.2 元/kwh，加氢站及管道利用率达到 70% 时，氢气价格约为 40 元/kg；若进一步加氢站及管道利用率上升至 100%，氢气价格约为 30 元/kg，可达到各省市政策的指导价。

图表 41 用氢成本测算

核心参数	成本项目	绿氢生产单位电力成本(元/kwh)		
		0.6	0.4	0.2
加氢站及管道利用率 (40%)	绿氢单位电力成本(元/标方)	2.64	1.76	0.88
	绿氢单位其他成本(元/标方)	0.17	0.17	0.17
	管道运氢成本(元/标方)	2.23	2.23	2.23
	加氢站运营成本(元/标方)	2.08	2.08	2.08
	氢气总成本(元/标方)	7.12	6.24	5.36
	氢气总成本(元/kg)	80	70	60
加氢站及管道利用率 (70%)	绿氢单位电力成本(元/标方)	2.64	1.76	0.88
	绿氢单位其他成本(元/标方)	0.17	0.17	0.17
	管道运氢成本(元/标方)	1.28	1.28	1.28
	加氢站运营成本(元/标方)	1.19	1.19	1.19
	氢气总成本(元/标方)	5.28	4.4	3.52
	氢气总成本(元/kg)	59	49	40
加氢站及管道利用率(100%)	绿氢单位电力成本(元/标方)	2.64	1.76	0.88
	绿氢单位其他成本(元/标方)	0.17	0.17	0.17
	管道运氢成本(元/标方)	0.89	0.89	0.89
	加氢站运营成本(元/标方)	0.83	0.83	0.83
	氢气总成本(元/标方)	4.53	3.65	2.77
	氢气总成本(元/kg)	51	41	31

资料来源：国际能源网·氢能汇，李妍等《外供氢与现场制氢加氢站的氢气成本分析》，闫喻婷等《氢气储运方式的经济性对比研究》，华创证券

注：测算具有其特异性，和参数设定相关性较大，本结果仅做参考

#### (四) 产业链全览：以城市集群为主要发展模式

当前我国氢能产业链主要以城市集群的模式开展。2021年8月，五部委联合发布《关于启动燃料电池汽车示范应用工作的通知》，同意北京、上海和广东报送的城市群启动实施燃料电池汽车示范应用。同年12月，河南和河北燃料电池汽车示范城市群相继获批，自此全国形成“3+2”燃料电池汽车示范格局。下文主要介绍北京、上海和广东的城市群发展模式：

**北京城市群氢气供应由副产氢和水电解为主。**北京燃料电池示范城市群由北京、天津滨海新区以及河北省唐山市、保定市和山东省滨州市、淄博市等12个市区组成，其中河北和山东为主要的氢源供应地，北京是燃料电池的核心推广地。制氢端，据《中国加氢站产业发展蓝皮书2022》统计，北京城市群中参与氢气供应的部分气体供应商中有或包含水电解为制氢技术的厂家占比约为1/3，规划项目中水电解技术占比约50%，均为可再生能源制氢项目。储运端，氢源供应地至北京距离约为200~400km，长管拖车式运氢可基本满足运输要求。

**上海城市群氢气供应暂以副产氢为主，绿氢有望成为未来主流。**上海燃料电池示范城市群由苏州、南通、嘉兴、淄博、宁夏宁东能源化工基地、鄂尔多斯市等6城共同组建“1+6”上海城市群，其中江浙沪是最为核心的工业副产氢源供应地，宁夏宁东和鄂尔多斯的加入则保障未来可再生能源制氢供应。制氢端，据《中国加氢站产业发展蓝皮书2022》统计，当前上海城市群中参与氢气供应的部分气体供应商中以水电解为制氢技术的厂家占比不高；储运端，主要工业副产氢源供应地至上海距离均在100km以内，长管拖车式运氢具备不错的经济性；**可再生氢源与上海之间距离较远，长距离下管道运输将是上海城市群未来的发展方向。**2022年11月，上海4公里输氢管道全线贯通，服务于第一条完全面向新能源汽车行业的高水平无取向硅钢生产线；消费端，鄂尔多斯重卡及工程物流车辆保有量超过30万辆，是国内最大的燃料电池重卡和矿车应用市场。

**广东城市群上游氢气资源相对匮乏。**广东燃料电池示范群由佛山市牵头，联合广州、深圳、福州、珠海、淄博以及内蒙古包头等城市。制氢端，广东示范群的供应商氢源生产技术较为特殊，以化石能源制氢为主，约占总数量的50%。**且广东区域氢气产能总量较少，据势银统计截至2022年中供应商年总产能低于1万吨，且主要石化企业集中在茂名、湛江等地，距主要消费区域佛山300~400km，氢气储运成本不容忽视。**未来随着加氢站的铺设和燃料电池的投放，广东城市群将面临较大的资源缺口。**因此当前解决氢源供给成为其首要建设任务，建设一站式加氢站以及利用其低成本的蓄冷电力是两种可能的解决方向。**

自2022年《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》出台后，三大城市群引领全国各省市密集出台相关政策，对其统计整理发现：

1) **政策对加氢站补贴后终端价格预期在35元/kg左右**，单位气体补贴价格在10~30元/kg不等，单个加氢站预计服务燃料电池汽车100~150辆，对加氢站的单站建设补贴在300万元左右。

2) 北京，上海，佛山为燃料电池汽车推广核心承载地区，内蒙古，宁夏等地为可再生能源制氢承载地区；**可再生能源制氢规划以2023~2025年为导入期，2025~2030年为高速增长期**，以鄂尔多斯市为例，2025年规划可再生能源制氢量40万吨，可供应重卡约2万辆，2030年规划可再生能源制氢量100万吨，可供应重卡5万辆。依托鄂尔多斯丰富的可再生能源及其广阔的重卡应用场景(鄂尔多斯市运煤重型卡车、工程货车保有量约33万辆，其中从事煤炭中短途运输18万辆、工程卡车15万辆)，鄂尔多斯有望成为未来的“氢能重地”。



**图表 42 主要城市氢能规划远景目标统计**

城市	燃料电池车数量(辆, 2022年8月上险口径)	规划燃料电池车数量(辆, 2025年)	加氢站数量	规划加氢站数量(2025年)	加氢站气体现有价格(元/kg)	加氢站补贴后终端价格预期(元/kg)	单位气体补贴价格(元/kg)	可再生能源制氢产能(万吨/年)	加氢站建设补贴上限
北京	855	10000	14	74	30-55	30	10		200~500万元
上海	1318	10000	15	70	60	35(2023年, 上海临港)			3000万元
广州	810	2500	4	50		35(2023年), 30(2024年)	按照实际加氢数量		150~250万元
深圳	1291	1000	3	10		35(2023年), 30(2024年)	站内电解水制氢用蓄冷电价/谷期用电量超过50%的免收电费		150~250万元
佛山	554	5500	31	60		36(2022年度以后)	18		300~500万元
重庆	31	5000	4	10		25	30, 按照累计加氢数量		300万元
青岛	305	3000(2030年)	5	30		35	20(2023年), 15(2024年)		200~700万
唐山	-	3000	10	30	~36			3(电解水制氢)	-
淄博	-	1000	5	12	68				500万元
苏州	387	1000	5	20		35-45	20-25		400万元
鄂尔多斯	11	5000	20	90		20	30	40(2025年), 100(2030年)	300~450万元
宁夏	-	500(重卡)		10				8(2025年), 30(2030年)	
河北	360	10000	6	100	30	30(部分地区)		10(2025年)	不超过400万元(张家口)

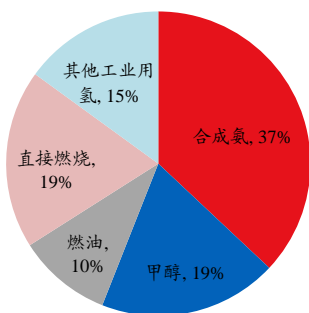
资料来源:《北京市氢燃料电池汽车车用加氢站发展规划(2021—2025年)》,《广州市燃料电池汽车示范应用工作方案(2022-2025年)》, 香橙会研究院, 人民网, 电车汇, 新浪财经, 隆众资讯等, 华创证券

### 三、应用开启: 双轮驱动, 想象无限

#### (一) 从原料转向能源, 氢气重定义

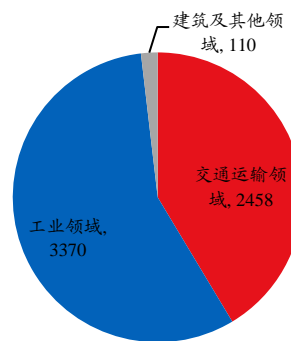
2020年我国氢气总需求量约为2100万吨, 应用仍以工业原料为主, 合成氨用氢是氢气最大的消费领域, 占总消费结构的37%; 随着氢能基础设施的落地和储用技术的更新迭代, 据中国氢能联盟预测, 到2050年我国氢气需求将达到约6000万吨, 且消费结构将发生根本性转变, 以燃料电池为依托的交通运输领域将占据氢气消费的半壁江山, 消费量达到2458万吨, 占比约41%; 工业领域则主要受化石原料替代/钢铁冶炼需求拉动, 消费量预计达到3370万吨, 占比约56%。在顶层设计引领下, 随着基础设施落地, 氢气在人类社会中的角色将被重新定义。

图表 43 我国氢气消费结构(2020)



资料来源：中国氢能联盟《中国氢能及燃料电池产业白皮书》，华创证券

图表 44 我国氢气消费结构预测(2050, 万吨)



资料来源：中国氢能联盟《中国氢能及燃料电池产业白皮书》，华创证券

**(二) 交通领域：氢能重卡先行，引领行业突破**

燃料电池的发电原理为定向控制氢气与氧气反应时的电子转移形成“电子的定向移动”即电流，从而将反应的化学能转化为电能，可以说燃料电池与锂电池发电原理本质一致，其区别仅在于“原料”（氧化剂和还原剂）的不同。与所有电池类似，燃料电池的核心部件为阳极、阴极、电解质和外部电路。当前氢燃料电池主要依据电解质的不同进行类型划分，可分为质子交换膜燃料电池(PEMFC)、碱性燃料电池(AFC)、磷酸燃料电池(PAFC)、熔融碳酸盐燃料电池(MCFC)和固体氧化物燃料电池(SOFC)。

图表 45 燃料电池类型及其基本特征

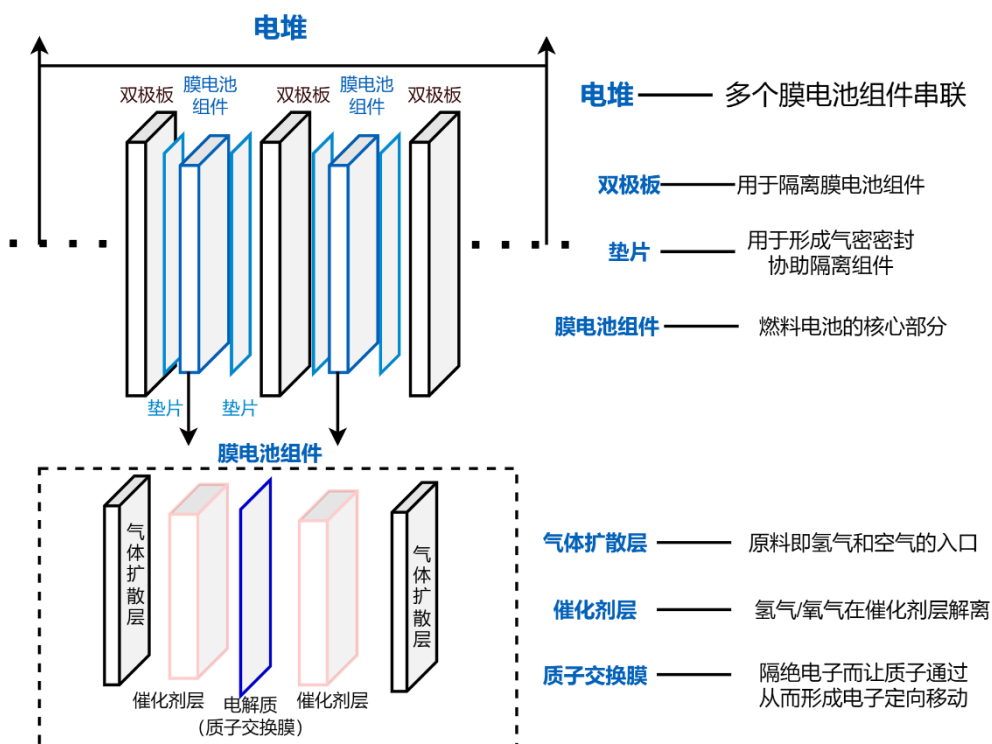
	PEMFC(当前主流)	DMFC	PAFC	SOFC	AFC	MCFC
燃料电池类型	质子交换膜燃料电池	直接甲醇燃料电池	磷酸燃料电池	固体氧化物燃料电池	碱性燃料电池	熔融碳酸盐燃料电池
电解质与燃料	>聚合物膜 >氢	>聚合物膜 >甲醇	>磷酸 >氢	>陶瓷氧化物 >氢气/天然气/甲醇	>氢氧化钾 >氢	>碳酸盐 >氢气/天然气/甲醇
催化剂	>铂	>铂	>铂	>钙钛矿	>铂	>镍
工作温度	~50-90℃	~50-120℃	~190-210℃	~600-1000℃	~60-220℃	~600-700℃
优势	功率密度大 重量轻，体积小 寿命长，成熟 温度低，启动快	特定功率密度大 燃料易于储存	非常成熟的电池类型，最早商用 允许燃料存在一定杂质	能量转换效率高 燃料相容性好 非贵金属催化剂	效率高 制造成本低 简易且技术成熟	效率高 燃料相容性好
劣势	工艺复杂 需要使用专用燃料	效率低 阴极一氧化碳易中毒	体积大效率低 寿命短 需要贵金属催化	温度高 易受腐蚀 启动慢，寿命短	体积大 需要纯氢和纯氧，易受一氧化碳中毒	高温+电解质双重腐蚀性 启动慢，寿命短
应用场景	乘用车	✓				
	商用车	✓				
	储能(发电/建筑供能)		✓	✓	✓	✓

资料来源：罗兰贝格《中国氢燃料电池重卡行业发展白皮书》，华创证券 注：✓为核心应用场景

质子交换膜由于其工作温度低，启动快，比功率高等优点逐步成为国内外主流技术。膜

电池组件是质子交换膜燃料电池的核心功能部分，由负责“输送原料”的气体扩散层，“充当电极”的催化剂层，以及“高效转移离子”的质子交换膜组成。另由于单一颗电池只能输出相对较小的电压，大约 0.7V，所以燃料电池多以串联的方式即电堆的方式存在。电堆中除核心部件即膜电池组件外，还有双极板和垫片两种主要硬件：其中双极板的作用为隔离相邻的膜电池组件，同时提供机械支撑；垫片则被用于紧贴在膜组件表面，形成气密性密封，更好地隔离相邻的膜组件。

图表 46 燃料电池结构拆解(以质子交换膜为例)



资料来源: Smithsonian Institution, 华创证券

**商用车为燃料电池的主流应用场景。**相较于锂电池，氢燃料电池优势在更高的功率和能量密度，在加氢站网络尚不成熟和氢源有限的情况下，其适用的应用场景主要为三大类：固定路线，中长途干线，高载重(需结合质量密度更高的液氢技术)，与商用车的使用场景更为匹配，可和主要适用于短途乘用车的锂电池电动车形成互补。

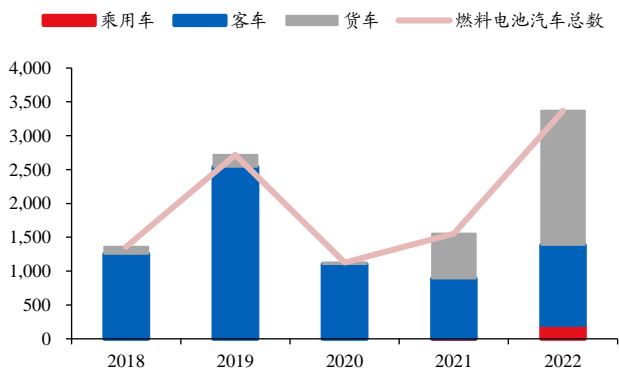
燃料电池的应用首先以客车为切入口，2018 年燃料电池汽车总销量约为 1362 辆，其中客车占比达 92%；2022 年销量上升为 3368 辆，同比 2021 年增长 116%，增量主要由燃料电池货车尤其是半挂牵引车贡献，2022 年货车所占比例由 2018 年的 8% 上升至 2022 年的 59%。货车中商用重卡由于自重较大及对能量密度要求高，未来或将成为氢燃料电池的主要发展重点，且当前受政策补贴倾斜和电堆功率提升以及低碳战略三重因素驱动，国内氢燃料电池在重卡领域的发展已进入快车道，有望成为氢能在交通领域的首发重点应用：

1) 2020 年 9 月发布的氢燃料电池补贴政策中，相较上一版补贴，政策对于中型货车补贴大幅下滑，轻型货车稍有下滑，重型货车补贴倾斜则在新政中更加突出，对于 31t 以上的重型货车来说单车补贴上限涨幅达 36.5%。

2) **燃料电池电堆功率稳步突破**。早期系统功率的增长主要跟随补贴趋势提升。后期随着燃料电池技术的进一步发展，系统功率由 2017 年的 35kw 上升至 2020 年的 70kw。2022 年 6 月，从工信部的《免征车辆购置税的新能源汽车车型目录》中披露的各车型数据来看，新车功率大部分已超过 100 千瓦。近年来国内主流燃料电池电堆企业都在持续研发大功率产品，尽可能与重卡需求(110-200kw)相匹配。

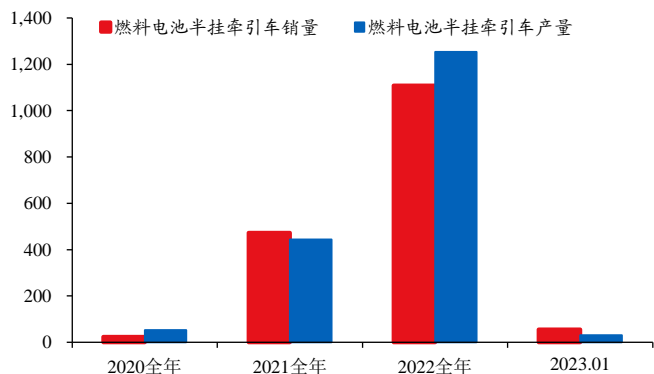
3) **重型车节能减排是交通领域低碳战略要解决的核心问题**。当前我国重卡保有量约为 870 万辆，在总车型中占比很低，但据《中国重卡节能减排进程》报告，因其单公里油耗较高和年运营里程较长，重型车约占所有车型温室气体排放量的一半。如若假设重卡未来全由氢燃料车取代，根据我国节能与新能源汽车技术路线图预测，49 吨载重量重卡的百公里氢耗将从目前的 10 公斤氢气降至 2030 年的 7.5 公斤，同时假定重卡年运营 25 万公里，测算氢气年需求量将达到 1.6 亿吨，合理假设单位 CO2 排放为 800g/km，绿氢对重型车的全面替代将实现减排二氧化碳 10~20 亿吨，约占当前年总排放量的 10%~20%。

图表 47 燃料电池汽车销量变化(单位: 辆)



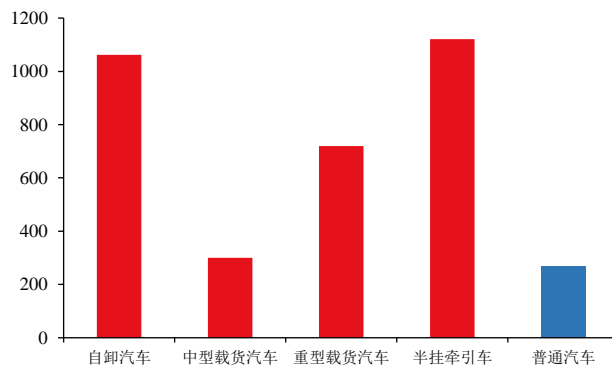
资料来源: 中国汽车工业协会, Wind, 华创证券

图表 49 燃料电池半挂牵引车产销(单位: 辆)



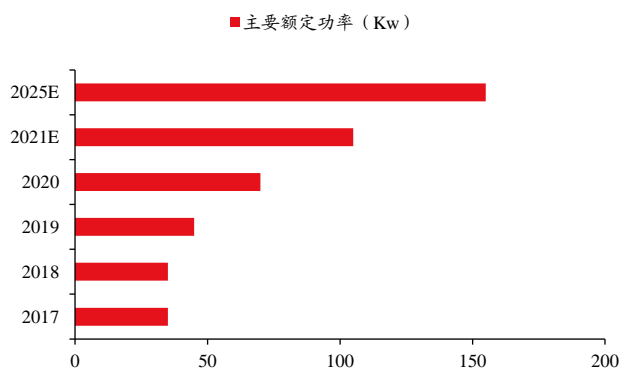
资料来源: 中国汽车工业协会, Wind, 华创证券

图表 48 重型车 CO2 单位排放(单位: g/km, 2021)



资料来源: 国际清洁交通委员会《中国重型车节能减排进程: 2012-2021 年间二氧化碳与污染物排放趋势》, 华创证券

图表 50 燃料电池电堆功率变化(2017~2025E)



资料来源: 罗兰贝格《中国氢燃料电池重卡行业发展白皮书》, 华创证券

### (三) 冶金领域: 氢能冶金减排可期, 绿色替代势在必行

中国钢铁行业排放二氧化碳约占总量的 17%。主流的钢铁冶炼工艺可分为长流程高炉炼钢、短流程(废钢和电弧炉), 短流程(直接还原铁和电弧炉)。长流程的能源消耗以煤炭为主, 吨钢碳排放约为 2 吨二氧化碳; 短流程炼钢能源消耗则以天然气和电力为主, 吨钢碳排放约为 0.6 吨二氧化碳。两者由于使用含碳还原剂(焦炭/天然气)从而产生二氧化碳副产物。据《碳中和目标下的中国钢铁零碳之路》报告, 在我国“富煤贫油少气”

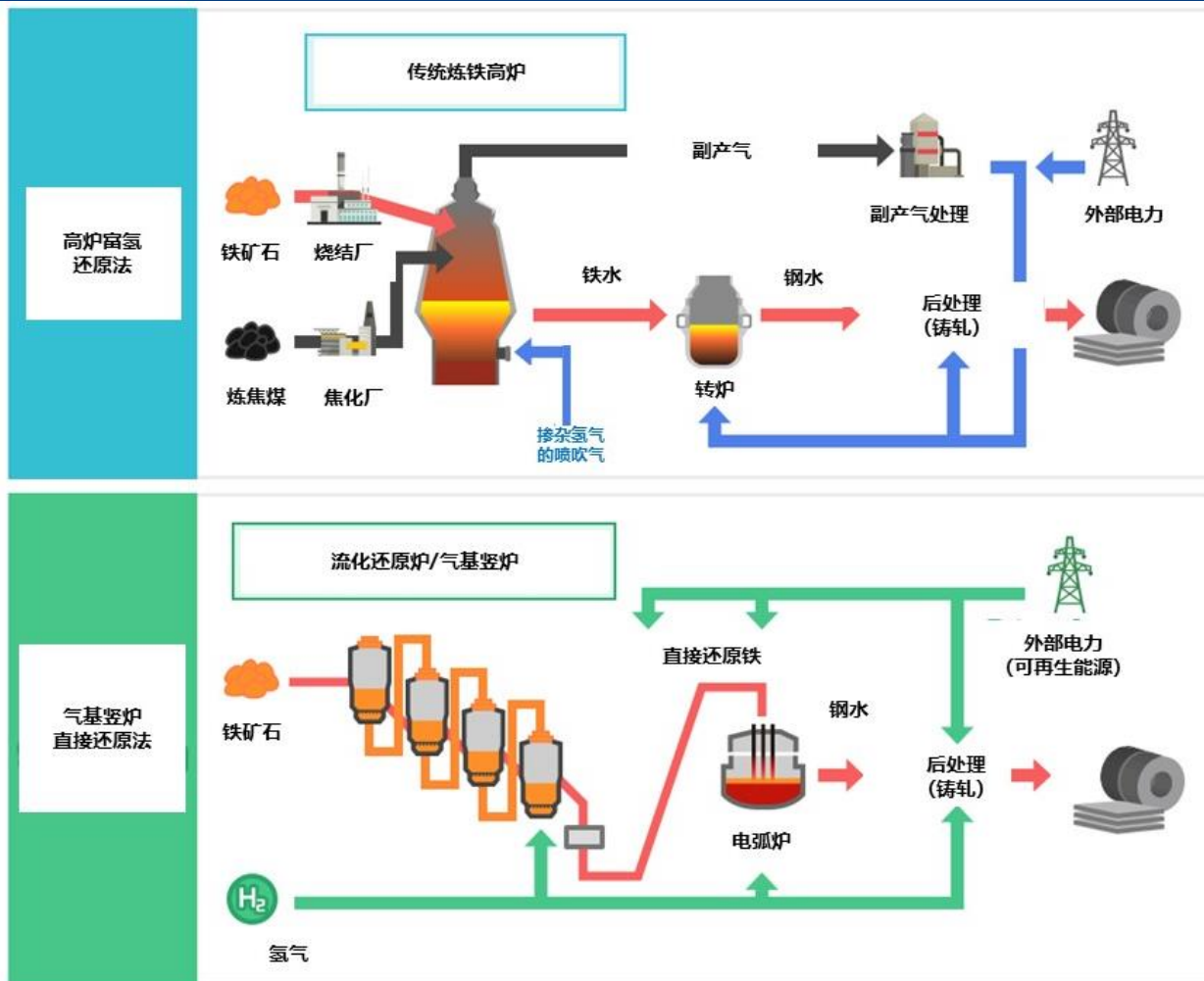
能源结构的影响下，中国钢铁行业以基于“高炉—转炉”的长流程为主，产量占到 90% 左右(2021 年数据)，而全球平均的长流程钢产量占比为 73%，美国占比仅在 30% 左右，远低于中国水平。

**氢能冶金的基本原理则是用氢气作为辅助还原剂或唯一还原剂替代含碳还原剂的使用从而减少二氧化碳生产，其路线可分为富氢高炉还原法和氢气竖炉直接还原法。**

富氢高炉还原路线沿袭原有的高炉炼钢路线，氢气更多的扮演的是“辅助还原剂”的角色：掺杂着一定含量氢气的还原性气体被喷吹进入传统炼铁高炉中，与铁矿发生反应，由于氢气最终以混合物成分参与反应，该过程对氢气纯度要求不高，工业副产氢即可满足要求。此路线的问题主要有：1)该过程中氢气和铁矿石发生的氧化还原反应为吸热反应，过程中高炉温度下降。因此，提升氢气使用率的同时保障炉温成为富氢高炉还原法的核心技术难点。2)由于高炉中碳不止是还原剂，也是热源和炉料支撑骨架，因此该过程氢气注入的可允许范围有限，限制其减排效果，高炉富氢路线实现的减排量约为 10%~20%。

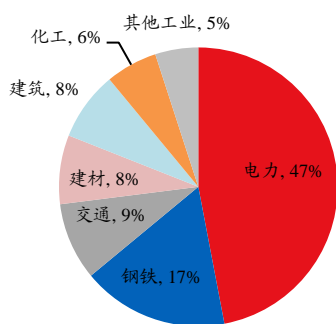
**氢气竖炉直接还原法沿承自以天然气为还原剂的“直接还原铁+电弧炉”工艺路线：**原材料铁矿石和氢气进入流化还原炉并产出还原态铁，然后通过电炉将其制成钢水以制造钢铁产品。除原料外，两种路线的关键区别在于设备的不同，在后一种路线中省却高炉的使用，且用于铁水脱碳生成钢水的转炉同样被省略，转而使用电弧炉。该路线的主要问题有：1)电力来源，在传统高炉炼钢中，高炉在生成铁水的同时，还提供发电所需的热源和副产品，而氢基炼钢中，不会产生任何副产气体，这意味着钢铁厂的所有电力必须从外部供应。2)我国目前主要采用的炼钢路线为高炉炼钢路线，高炉设施投产后平均运行时间仅为 12 年左右(2020 年数据，IEA)，还未达到正常使用年限的 1/3，从高炉炼钢路线转移到气基竖炉还原法资产搁浅成本较大。

图表 51 氢能冶金技术路线



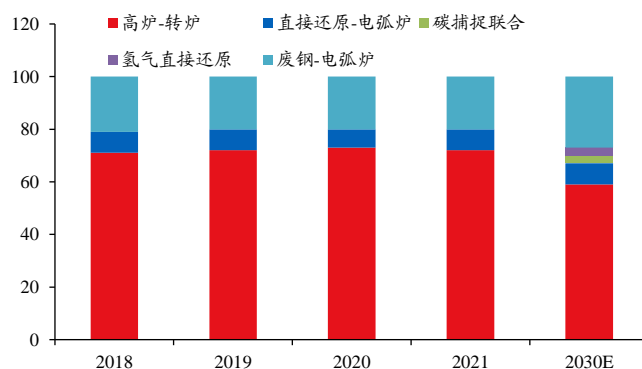
资料来源: posco newsroom, 华创证券

图表 52 中国二氧化碳排放来源(2019)



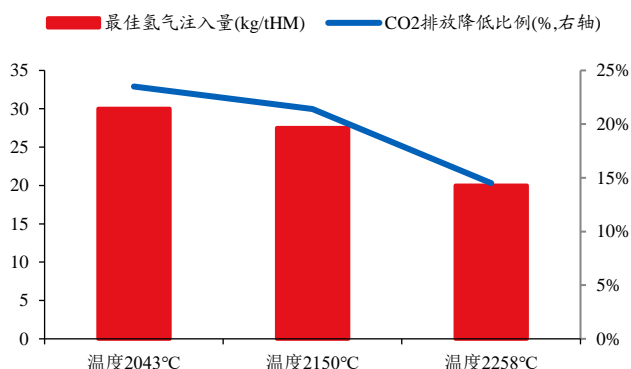
资料来源: 陈济、李抒苒等《碳中和目标下的中国钢铁零碳之路》, 落基山研究所, 华创证券

图表 53 全球钢铁生产路线及其产能占比



资料来源: IEA, 华创证券

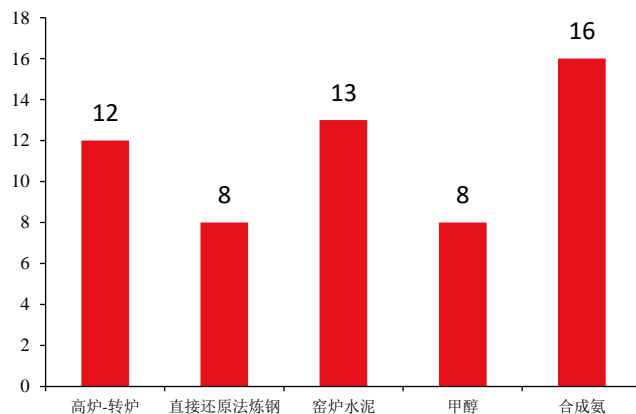
图表 54 高炉富氢二氧化碳减排效果 (模拟结果)



资料来源: Journal of Cleaner Production 《Modeling and simulation of hydrogen injection into a blast furnace to reduce carbon dioxide emissions》, 华创证券

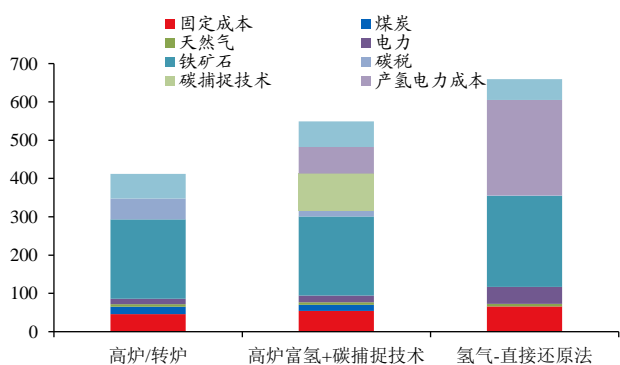
注-温度指绝热火焰温度; kg/tHM 单位含义为单吨钢铁注入量

图表 55 中国钢铁/化工装置运行年限(2020 年数据)



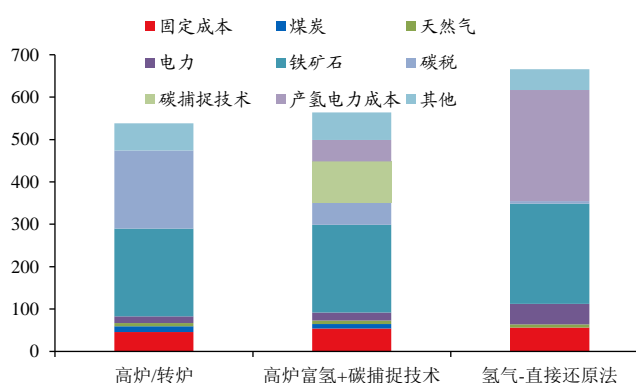
资料来源: IEA, 华创证券

图表 56 氢能冶金成本拆解(2020,英镑/吨)



资料来源: 欧洲议会研究 《Carbon free steel production: Cost reduction options and usage of existing gas infrastructure》, 华创证券

图表 57 氢能冶金成本拆解(2030E,英镑/吨)



资料来源: 欧洲议会研究 《Carbon free steel production: Cost reduction options and usage of existing gas infrastructure》, 华创证券

**成本制约下氢能冶金技术产业化尚处于起步阶段。**常规长流程(高炉-转炉, 即 BF-BOF)路线的粗钢生产成本约为 2800 元/吨。根据《欧洲钢铁零碳生产成本路线》中披露的数据, 假设生产一吨钢铁需耗氢气 70kg, 同时需要 3.2Mwh 的清洁电力(其中 80%用于生产氢气), 氢气价格为 50 元/kg, 电力成本为 0.5/kwh, 仅单吨钢铁的变动成本便将不低于 5420 元/吨, 相比粗钢生产成本直接翻倍。此外, 氢能冶金将带来显著的电力需求增量, 2022 年我国的粗钢年产量约为 8.5 亿吨, 假设其中的 20%产能由氢能冶金替代, 共需电力 5458 亿千瓦时, 约占 2022 年我国 2.5 万亿 kwh 可再生能源发电量的 20%。在成本制约和工艺转换成本的制约下, 全球范围内的绿氢冶金项目均尚处于起步阶段。

未来随着单位碳税成本的增加和用氢成本下降, 氢气-直接还原法理论上可实现与传统高炉转炉法持平。在欧洲议会研究服务处相关研究的合理假设下, 当氢气单位成本从 4 英镑/kg (约合 34 元/kg) 下降至 3 英镑/kg(26 元/kg), 电解槽价格从 450 英镑/kw 下降至 208 英镑/kw, 电价从 58 英镑/Mwh 上升至 66 英镑/Mwh, 碳税价格从 25 英镑/t 上升至 84 英镑/t 时, 氢气直接还原法的单吨钢铁生产成本将由 2020 年的 659 英镑上升至 2030 年的 666 英镑, 而与此同时由于碳税价格的上升, 高炉转炉法的成本将由 2020 年的 412 英

镑上升至 538 英镑。氢气-直接还原法的竞争力初步体现。据《碳中和目标下的中国钢铁零碳之路》研究报告，对氢气冶铁所贡献的产能进行展望：2030 年前，预计高炉喷吹氢气可作为一种清洁化的过渡手段，氢气直接还原铁产能占比将达到 2.5%；随后在 2030 年实现商业化，占比达到 7%；在 2050 年实现规模化，占比可达到 20%。

**图表 58 国内氢能冶金项目进展**

企业	项目情况	进展	进展披露时间
宝武集团	富氢碳循环高炉 100 万吨氢气直接还原铁	2022 年 7 月首次投运，2022 年 11 月 24 日介绍最新进展	2022/11
河钢集团	120 万吨氢气直接还原铁(从副产氢到绿氢)	工程一期全线贯通	2022/12
酒钢集团	煤基氢冶金(研发阶段)	多次试验已取得成果	2022/4
建龙集团	产能 30 万吨氢基熔融还原(副产氢)	项目成功投产出铁	2021/4
日照钢铁	产能 50 万吨氢基直接还原铁(副产氢)	启动该制造项目	2020/5
晋南钢铁	两座 1860 立方米(约每年 300 万吨)高炉规模化喷吹氢气项目	项目已投产	2021/4
中晋太行	30 万吨氢气直接还原铁	项目已投产	2020/12
国际氢能冶金化工产业示范区	2 × 55 万吨氢直接还原铁和 80 万吨铁素体不锈钢绿色冶金项目	项目正式签约	2022/4
鞍钢集团	绿氢零碳流化床高效炼铁	项目开工建设	2022/9
中钢国际	钢铁零碳示范工厂百万吨级氢基竖炉工程	项目开工建设，预计 2023 年投产	2022/2

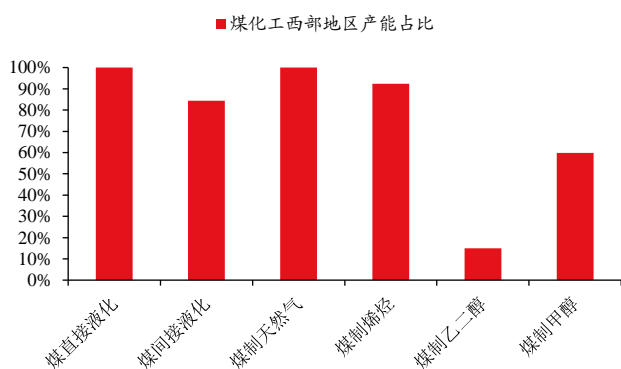
资料来源：央广网，河钢集团，中国钢铁新闻网等，华创证券

#### (四) 化工领域：“灰”“绿”切换初开启，化工耦合“顺理成章”

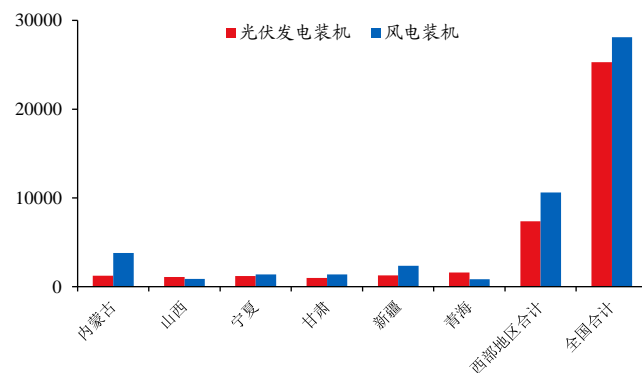
有别于交通领域的柴油替代和冶金领域的焦炭替代指向氢气与其他能源之间的竞争，氢能未来在化工领域的变革则指向“绿氢”与“灰氢”之间的转换。前两种变革不可避免的需要对现有技术路线(主要为重卡结构和炼钢设备)做出牺牲式变动，而基于加氢工段的独立性，后者理论上只需要对少量设备进行改造便可实现。对当前最大绿氢项目分布区域所公示项目分析(主要以内蒙风光制氢一体化示范项目为样本)发现，绿氢的用途以合成氨/石油炼化/化工品生产为主，上游光伏/风电-绿氢-化工的产业链正在形成。我们认为，绿氢化工将是不可忽视且有望率先实现商业化的市场之一：

1) 可再生能源资源分布和煤化工产业分布有一定重叠之处，绿电-绿氢-化工产业链可规避大规模长距离储运带来的成本“虚增”问题。我国现代煤化工产业主要分布在西部区域，西部区域煤制烯烃产能占比 92.3%，煤制甲醇产能占比达到 60%，具有较高的区域集中度。同时，2020 年西部地区光伏发电占全国总装机容量比例为 29.1%，风电占全国总装机容量比例达到 37.8%，且该比例基于可再生能源潜力大小有望继续上升。在西部地区新建设绿氢化工项目，充足的化工产能将为氢气提供大型就近消纳场景，从而有效规避短期内难以实现经济性的储运问题。另外煤化工项目因需要为煤炭、化工产品、固废灰渣运输等配备重卡物流车辆，卡车运行区域和路线相对固定集中，这一特点同时也将促进氢能重卡市场发展，形成高效的商业模式。



**图表 59 现代煤化工西部地区产能占比**


资料来源：王敏等《绿氢在石化化工行业的应用前景分析》，华创证券

**图表 60 西部地区可再生能源装机(2020, 万 kw)**


资料来源：王敏等《绿氢在石化化工行业的应用前景分析》，华创证券

- 2) **氢气的储能特性进一步彰显。**由于波动性大易冲击电网的特点，当前可再生能源规模增长主要受限于储能方式的落后：2019 年以来，多省市已发布强制储能政策，要求储能配置比例多在 10%~20%之间，部分省市甚至要求配储比例高达 30%。相比其他储能方式，氢能具有分布式/高灵活性/长周期等优势。进一步考虑绿氢化工产业链下游巨大的消纳能力，氢储能方式有望与可再生能源发展相互成就。
- 3) **化工企业能耗水平要求渐高。**根据国家发改委《关于发布高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南(2022 年版)的通知》要求，到 2025 年煤制甲醇、煤制烯烃、煤制乙二醇行业达到能效标杆水平以上产能比例分别为 30%，50%和 30%。国家已明确要求推进化工等主要耗煤行业减煤限煤，倒逼企业形成减排预期，基于绿氢带来的良好减排效果，是否配套建设绿氢项目将成为企业获取指标的核心竞争力之一。

目前绿氢耦合化工商业化主要存在两大瓶颈：

- 1) **化工生产对于成本的高敏感度。**基于前文的测算，当前绿氢生产成本约为煤制氢的 2~3 倍，而化工生产对高附加值的产品忍受度较低，绿氢若要实现商业化推广仍需进一步降低成本。但需要看到的是，在风光发电成本较低的区域，绿氢的经济性已经初步彰显。以宝丰能源宁东绿氢耦合煤化工披露数据为例，氢气综合成本可以控制在 1.34 元/标方(约 15 元/kg)，若进一步考虑碳交易和指标获取难度降低带来的隐形收益，绿氢与煤制氢成本已接近平价。
- 2) **化工生产稳定运行与绿氢产出波动性之间的不兼容。**风电、光伏等新能源发电直接制氢的产氢波动性和化工企业平稳用氢需求之间存在本质矛盾。目前为保证用氢平稳，化工企业用氢多采取组合发电/并网发电模式，市场普遍担忧该过程真正的“绿色”程度。但我们认为，该过程本质上是网电和绿电借助氢气完成的耦合，恰如其分地反映出氢能在储能调峰上不可替代的灵活性。进一步考虑未来绿电专线制绿氢技术和生产智能化控制发展，该问题存在较大的优化空间。

#### 四、未来产业链发展总结预测

短期来看，在顶层设计的引领和地方政策的激励下，2025年前氢能行业完备产业链的初步建立具有较强的确定性。积极参与氢能产业链从零到一的过程布局的企业将受益于此轮政策激励，上游逐步形成可再生能源-绿氢-化工减碳产业链；中下游则向工业副产氢-燃料电池-重卡产业链迈进。

长期来看，氢能的特征决定其在新型能源中具有不可替代的优势，在构建全球零碳社会愿景下，加之储运环节技术不断突破，氢能的应用边界将不断拓宽。保守估计 2030 年绿氢产业链市场规模或达数千亿，并将逐步向万亿迈进。立足行业前沿，具备原创性技术的企业有望依托氢能市场迅速成长，沿着国产替代之路，建立起强大的技术护城河，稳定赚取超额收益。

基于以上资料和政策规划数据，对氢能产业链在 2025，2030，2050 三个关键时间节点的规模做出预测。预计 2025 年，2030 年，2050 年绿氢产业的市场规模分别为 173 亿，2961 亿和 1.6 万亿，对应绿氢产量分别为 35 万吨/846 万吨/5446 万吨，主要需求增量增量由化工用绿氢贡献。测算显示：

**2025 年前**，配套设施方面需要建设纯氢管道 700km 左右，绿氢耗电量 195 亿 kwh，需 2265 座加氢站。结合政策激励下当前氢能产业链上的产能规划，全环节实现 2025 年目标，建立初步的氢能产业链布局的确定性较强。

**2050 年前**，配套设施方面，需要建设纯氢管道(假设平均年运输量为 10 万吨)32.7 万 km 左右，绿氢耗电量 30593 亿 kwh，需 10.2 万座加氢站。其中绿氢耗电量约为 2022 年国内全年社会总用电量的 35%，加氢站数量约为 2022 年全国加油站数量的 86%，管道运输需求长度约为 2021 年主干天然气管道建设长度的 2.8 倍。

我们认为，即使是万亿级别市场的远景目标，定量测算同样显示出其合理性。随着规模化效应开启，氢能产业链将逐步进化至商业化阶段，产业链上的企业收益令人期待。

**图表 61 氢气产业发展关键数字预测**

关键参数预测	2025	2030	2050
<b>需求端</b>			
<b>重卡保有量(万辆)</b>	<b>5</b>	<b>20</b>	<b>261</b>
重卡百公里氢耗(kg)	8	7.5	7
重卡年行驶里程(万公里)	20	20	20
重卡氢气需求(万吨)	80	300	3654
绿氢渗透率(%)	2%	7%	50%
<b>客车保有量(万辆)</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>10</b>
客车百公里氢耗(kg)	5	4.7	4.4
客车年行驶里程(万公里)	3.1	3.1	3.1
客车氢气需求(万吨)	1.5	4.3	13.5
绿氢渗透率(%)	2%	7%	30%
<b>乘用车保有量(万辆)</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>50</b>
乘用车百公里氢耗(kg)	1.2	1.1	1.1
乘用车行驶里程(万公里)	0.94	0.94	0.94
乘用车氢气需求(万吨)	0	1.034	5.17
绿氢渗透率(%)	2%	7%	30%
<b>氢能冶钢铁产量(万吨)</b>	<b>50</b>	<b>5000</b>	<b>10800</b>
钢铁单吨氢耗(kg)	89	89	89
钢铁端氢气需求(万吨)	4.5	445.0	961.2
绿氢渗透率(%)	1%	5%	10%
<b>工业氢气产量(万吨)</b>	<b>3300</b>	<b>4011</b>	<b>7034</b>
化工端氢气需求(万吨)	3300	4011	7034
绿氢渗透率(%)	1%	20%	50%
<b>绿氢需求合计(万吨)</b>	<b>35</b>	<b>846</b>	<b>5446</b>
<b>灰氢需求(万吨)</b>	<b>3351</b>	<b>3916</b>	<b>6222</b>
<b>总计氢气需求(万吨)</b>	<b>3386</b>	<b>4762</b>	<b>11668</b>
<b>供给端</b>			
<b>绿氢产量(万吨)</b>	<b>35</b>	<b>846</b>	<b>5446</b>
<b>绿氢耗电量(亿kwh)</b>	194.8	4752.0	30593.0
年有效运行小时	7000.0	7000.0	7000.0
<b>电解槽功率需求(GW)</b>	2.8	68	436
氢气运输量(万吨*km)*	69351	1691720	10891077
管道运输占比	10%	20%	30%
<b>管道需求(10万吨, 2000km 数量)</b>	0.35	16.92	163.37
汽车领域氢气总需求(kg/天)	2265	8483	102020
<b>需要加氢站数*</b>	2265	8483	102020
绿氢补贴前终端价格(元/kg)	50	35	30
<b>产业链规模(亿元)</b>	<b>173</b>	<b>2961</b>	<b>16337</b>

资料来源:《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》, 罗兰贝格《中国氢燃料电池重卡行业发展白皮书》, 落基山研究所《碳中和目标下的中国钢铁零碳之路》等, 华创证券预测

注: 测算具有其特异性, 和参数设定相关性较大, 本结果仅做参考

\*: 氢气运输量假设平均运输距离为2000km/加氢站平均加注能力假设为1000kg/day

## 五、风险提示

- 政策波动:** 我们认为氢能产业目前仍处于政策驱动阶段, 政策的支持力度和方向对氢能产业初期的发展有着重要意义。未来若全球重点国家的氢能政策支持力度下滑, 氢能发展速度或将放缓。
- 技术突破慢于预期:** 我国氢能产业部分关键环节的技术成熟度尚低, 若未来技术突破慢于预期将导致消费者用氢成本始终处于较高水平, 影响氢能转向进入商业化驱动的进程。
- 氢气使用安全问题:** 氢气具有易燃易爆及易发生氢脆等特性, 若未来在氢气的使用/运输过程中发生较严重的事故将影响公众和政府对氢能安全性的认知, 进一步影响氢能的大规模推广。

## 能源化工团队介绍

### 组长、首席分析师：杨晖

清华大学化工学士，日本京都大学经营管理硕士。4年化工实业工作经验，6年化工行业研究经验。曾任职于方正证券研究所、西部证券研发中心，2022年加入华创证券研究所。2019年“新财富”化工行业最佳分析师入围，2021年新浪财经“金麒麟”新锐分析师基础化工行业第一名。

### 分析师：郑轶

清华大学化工学士、硕士，英国伦敦大学学院金工硕士，2年化工行业研究经验，曾任职于西部证券研发中心，2022年加入华创证券研究所。

### 分析师：王鲜俐

北京科技大学材料学士、清华大学材料硕士，2年新能源、化工行业研究经验，曾任职于开源证券研究所、西部证券研发中心，2022年加入华创证券研究所。

### 助理研究员：侯星宇

大连理工大学工学学士、硕士，香港中文大学经济学硕士，曾任职于西部证券研发中心，2022年加入华创证券研究所。

### 助理研究员：王家怡

英国格拉斯哥大学金融硕士，曾任职于西部证券研发中心，2022年加入华创证券研究所。

### 助理研究员：吴宇

同济大学管理学硕士。2022年加入华创证券研究所。

### 助理研究员：陈俊新

清华大学工学学士、硕士。2023年加入华创证券研究所。

**华创证券机构销售通讯录**

地区	姓名	职务	办公电话	企业邮箱
北京机构销售部	张昱洁	副总经理、北京机构销售总监	010-63214682	zhangyujie@hcyjs.com
	张菲菲	北京机构副总监	010-63214682	zhangfeifei@hcyjs.com
	刘懿	副总监	010-63214682	liuyi@hcyjs.com
	侯春钰	资深销售经理	010-63214682	houchunyu@hcyjs.com
	侯斌	资深销售经理	010-63214682	houbin@hcyjs.com
	过云龙	高级销售经理	010-63214682	guoyunlong@hcyjs.com
	蔡依林	高级销售经理	010-66500808	caiyilin@hcyjs.com
	刘颖	高级销售经理	010-66500821	liuying5@hcyjs.com
	顾翎蓝	高级销售经理	010-63214682	gulinglan@hcyjs.com
	车一哲	销售经理		cheyizhe@hcyjs.com
深圳机构销售部	张娟	副总经理、深圳机构销售总监	0755-82828570	zhangjuan@hcyjs.com
	汪丽燕	高级销售经理	0755-83715428	wangliyan@hcyjs.com
	张嘉慧	高级销售经理	0755-82756804	zhangjiahui1@hcyjs.com
	董姝彤	销售经理	0755-82871425	dongshutong@hcyjs.com
	巢莫雯	销售经理	0755-83024576	chaomowen@hcyjs.com
	王春丽	销售经理	0755-82871425	wangchunli@hcyjs.com
上海机构销售部	许彩霞	总经理助理、上海机构销售总监	021-20572536	xucaixia@hcyjs.com
	官逸超	上海机构销售副总监	021-20572555	guanyichao@hcyjs.com
	黄畅	上海机构销售副总监	021-20572257-2552	huangchang@hcyjs.com
	吴俊	资深销售经理	021-20572506	wujun1@hcyjs.com
	张佳妮	高级销售经理	021-20572585	zhangjiani@hcyjs.com
	邵婧	高级销售经理	021-20572560	shaojing@hcyjs.com
	蒋瑜	高级销售经理	021-20572509	jiangyu@hcyjs.com
	施嘉玮	高级销售经理	021-20572548	shijiawei@hcyjs.com
	朱涨雨	销售助理	021-20572573	zhuzhangyu@hcyjs.com
	李凯月	销售助理		likaiyue@hcyjs.com
张玉恒	销售助理		zhangyuheng@hcyjs.com	
广州机构销售部	段佳音	广州机构销售总监	0755-82756805	duanjiayin@hcyjs.com
	周玮	销售经理		zhouwei@hcyjs.com
	王世韬	销售经理		wangshitao1@hcyjs.com
私募销售组	潘亚琪	总监	021-20572559	panyaqi@hcyjs.com
	汪子阳	副总监	021-20572559	wangziyang@hcyjs.com
	江赛专	资深销售经理	0755-82756805	jiangsaizhuan@hcyjs.com
	汪戈	高级销售经理	021-20572559	wangge@hcyjs.com
	宋丹琦	销售经理	021-25072549	songdanyu@hcyjs.com

## 华创行业公司投资评级体系(基准指数沪深 300)

### 公司投资评级说明:

强推: 预期未来 6 个月内超越基准指数 20%以上;  
推荐: 预期未来 6 个月内超越基准指数 10% - 20%;  
中性: 预期未来 6 个月内相对基准指数变动幅度在-10% - 10%之间;  
回避: 预期未来 6 个月内相对基准指数跌幅在 10% - 20%之间。

### 行业投资评级说明:

推荐: 预期未来 3-6 个月内该行业指数涨幅超过基准指数 5%以上;  
中性: 预期未来 3-6 个月内该行业指数变动幅度相对基准指数-5% - 5%;  
回避: 预期未来 3-6 个月内该行业指数跌幅超过基准指数 5%以上。

## 分析师声明

每位负责撰写本研究报告全部或部分内容的分析师在此作以下声明:

分析师在本报告中对所提及的证券或发行人发表的任何建议和观点均准确地反映了其个人对该证券或发行人的看法和判断; 分析师对任何其他券商发布的所有可能存在雷同的研究报告不负有任何直接或者间接的可能责任。

## 免责声明

。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的, 但本公司不保证其准确性或完整性。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断。在不同时期, 本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司在知晓范围内履行披露义务。

报告中的内容和意见仅供参考, 并不构成本公司对具体证券买卖的出价或询价。本报告所载信息不构成对所涉及证券的个人投资建议, 也未考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况, 自主作出投资决策并自行承担投资风险, 任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本报告中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的预期收入可能会波动。

本报告版权仅为本公司所有, 本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面许可, 任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表、转发或引用本报告的任何部分。如征得本公司许可进行引用、刊发的, 需在允许的范围内使用, 并注明出处为“华创证券研究”, 且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

证券市场是一个风险无时不在的市场, 请您务必对盈亏风险有清醒的认识, 认真考虑是否进行证券交易。市场有风险, 投资需谨慎。

## 华创证券研究所

北京总部	广深分部	上海分部
地址: 北京市西城区锦什坊街 26 号 恒奥中心 C 座 3A	地址: 深圳市福田区香梅路 1061 号 中投国际商务中心 A 座 19 楼	地址: 上海市浦东新区花园石桥路 33 号 花旗大厦 12 层
邮编: 100033	邮编: 518034	邮编: 200120
传真: 010-66500801	传真: 0755-82027731	传真: 021-20572500
会议室: 010-66500900	会议室: 0755-82828562	会议室: 021-20572522