

氢能爆发，基建先行，储运设备国产化进程几何？

报告要点

氢能战略成为共识，政策推动氢能源爆发。2022 年全球氢气的消费量约 9500 万吨。为了实现碳中和目标，预计 2050 年全球氢气市场将扩张到 5~8 亿吨。其中绿氢将从占比不足 1% 变为主流。各国积极制定氢能战略，其中欧洲制定 2030 年 2000 万吨的需求目标最为激进。

氢的储运是现阶段的产业卡点。当前全球氢能绝大部分是灰氢，灰氢的生产和使用在一个地方，仅有少量氢通过管线车等方式运输，所以没有一个成体系的氢能输送网络。而绿氢的生产主要集中在风光资源充沛的地区，生产和使用在地理上出现了分离。所以氢的储运是现阶段产业发展的卡点。

氢能运输网络的建设是一项系统性工程，我们认为未来的氢的运输会形成三层网络架构。（1）超远距离的跨海氢能运输，日本在这方面探索比较积极，目前主要以氨为载体，液氢、液化有机氢载体（LOHC）的方案也在积极探索。

（2）中远距离的管道氢能运输，欧洲和中国在这方面的探索比较积极，纯氢管道和掺氢管道同时发力，可以实现低成本、大规模的氢运输。中国的氢管道运输成本目前较高，预计随着规划化程度提升，成本有较大下降空间。（3）短距离高压气态氢的卡车运输，主要适合短距离、小规模，目前主要的下游场景是氢燃料电池汽车/加氢站。山东对安装了 ETC 套装设备的氢燃料汽车免收高速公路通行费，将大幅改善氢燃料汽车的成本，氢燃料电池汽车迎来明显的边际改善。

氢储运设备国产化进度几何？在液氢设备方面，德国林德集团、法国液化空气集团两家公司之前基本垄断了液氢装备制造的核心技术。国内企业中，中科富海、国富氢能这两年在液化设备上取得了长足进步，中集圣达因（中集安瑞科旗下公司）、南京航天晨光在液氢储存设备也有突破。氢气管道方面，目前供应商以中石油、中石化下属公司为主，石化机械的氢管道成本仅比天然气管道高 20%~30%，大幅降低了氢管道成本。在大型干线压缩机方面，目前依然依赖进口，国内沈阳远大压缩机、石化机械有所布局。储氢瓶方面，国内中材科技、中集安瑞科、未势能源都已取得突破。加氢站压缩机，国内企业正在实现进口替代。其中隔膜压缩机代表厂商包括中鼎恒盛、丰电金凯威、江苏恒久机械、北京天高等。液压式压缩机代表厂商包括海德利森、康普锐斯等。

风险提示：项目推进不及预期风险；市场竞争加剧风险；技术变动风险。

电气设备

评级：看好

日期：2024.04.22

分析师 蔡紫豪

登记编码：S0950523070002

✉：caizihao@wkzq.com.cn

分析师 张鹏

登记编码：S0950523070001

☎：18373169614

✉：zhangpeng1@wkzq.com.cn

行业表现

2024/4/19



资料来源：聚源

相关研究

- 《锂电行业点评：低空经济和半固态电池有望促进高能量密度电池发展》(2024/4/19)
- 《新能源产业趋势跟踪 (24 年 4 月上)：新兴市场的电池需求有望逐步打开》(2024/4/18)
- 《新能源产业趋势跟踪 (24 年 3 月下)：新能源车单月渗透率新高，小米首车上市破圈》(2024/4/8)
- 《五矿证券新能源产业趋势跟踪 (24 年 3 月上)：需求回暖供给释放延迟，光伏底部渐清晰》(2024/3/20)
- 《风驰“电车”系列 3：当下新能源车渗透率提升的关键在哪里？》(2024/3/18)
- 《锂电行业点评：六氟磷酸锂产业部分企业短期停产检修》(2024/3/13)
- 《五矿证券新能源产业趋势跟踪 (24 年 2 月下)：江西环保事件发酵，情绪催化锂价上涨》(2024/3/6)
- 《锂电行业点评：锂电排产“暖风”起，权益市场不必悲观》(2024/2/27)
- 《追风逐光系列二：光伏行业春季躁动，产业链价格迎反弹》(2024/2/26)
- 《五矿证券新能源产业趋势跟踪 (24 年 2 月上)：锂电材料板块权益市场不必悲观》(2024/2/21)

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

内容目录

一、氢能战略成为共识，政策推动氢能源爆发	4
（一）绿氢：能源转型的选择	4
（二）氢能战略逐步成为各国共识	6
二、氢能投资，基建先行，氢运输率先爆发	7
（一）超远距离的氢能跨海运输：以日本为例	8
（二）中长距离的氢气管道运输：以欧洲和中国为例	13
（三）短距离的高压气态运输	22
三、氢能储运设备的国产化进展几何？	27
风险提示	29

图表目录

图表 1：全球氢气需求（百万吨）	4
图表 2：各机构对 2050 年氢气需求的预测	4
图表 3：中国氢气产量（吨）	5
图表 4：中国氢气供应规模预测	5
图表 5：2022 全球氢气生产-按技术分类	6
图表 6：2022 中国氢气生产-按技术分类	6
图表 7：主要国家氢能战略	6
图表 8：石化领域，大多数氢都是现场制备（Onsite）	8
图表 9：工业领域，大多数氢都是现场制备(Onsite)	8
图表 10：氢能项目实施的关键节点	8
图表 11：2030 年低碳氢供给曲线预测	9
图表 12：氢运输距离和运输成本的对应关系	9
图表 13：日本对不同氢载体方案对比	10
图表 14：把氢气成本降低到 30 日元/立方米的液氢技术参数	11
图表 15：10000km 海运三种载体方案经济性对比（元/kg H ₂ ）	12
图表 16：全球低碳氢贸易流向图	12
图表 17：不考虑氨-氢的转换成本，从北非/拉丁美洲进口氨的成本低于在欧洲生产	13
图表 18：欧洲周边主要氢气来源	13
图表 19：最低绿氢成本下，光伏、风电制氢比例	14
图表 20：欧洲氢管道运输网络	15
图表 21：欧洲氢气管道完工进度预测 km（2025-2031）	16
图表 22：欧洲氢管道建设成本（百万欧元/km）	16
图表 23：欧洲氢管道百公里输氢成本（元/kg）	16
图表 24：管道运输具有显著的成本优势（北非-西北欧）	17
图表 25：中国纯氢管道现状及规划	17
图表 26：管道输氢成本估计	18
图表 27：管道输氢的运输规模越大、运输成本越低	19
图表 28：各国天然气管道掺氢比例	19
图表 29：门站价:陆上及进口管道气（元/立方米）	20

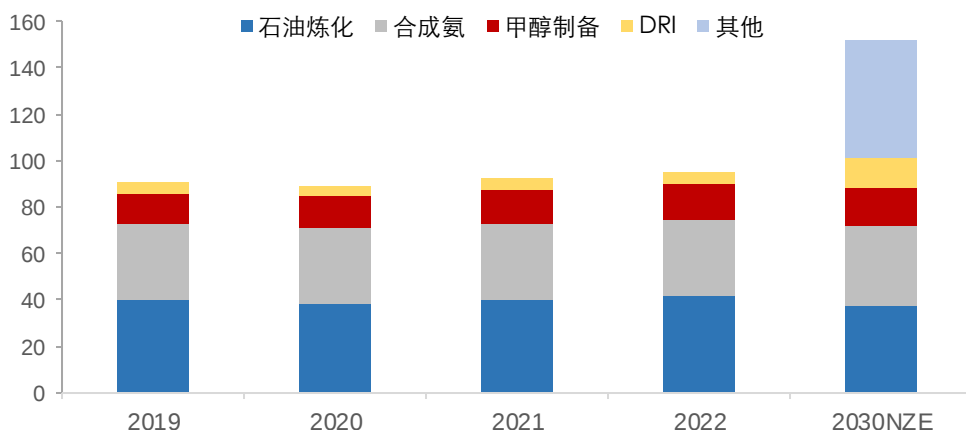
图表 30: 当前绿氢成本大约 20 元/kg.....	21
图表 31: 中国液化天然气价格.....	21
图表 32: 远期来看, 绿氢成本有望下降到 10 元/kg.....	22
图表 33: 随着压力提升, 储氢瓶卸气量/装载量提升	22
图表 34: 随着压力提升, 运输成本明显下降.....	22
图表 35: 安瑞科长管拖车参数.....	23
图表 36: 全球加氢站数量.....	23
图表 37: 全球新增加氢站数量.....	23
图表 38: 中国加氢站数量 (截至 2024.2)	23
图表 39: 全球燃料电池汽车累计销量 (千辆)	24
图表 40: 中国燃料电池汽车销量 (辆)	24
图表 41: 免高速通行费后氢能重卡具有经济性 (万元)	24
图表 42: 储氢瓶的类型和参数对比.....	24
图表 43: 不同类型储氢瓶及应用场景.....	25
图表 44: 国内加氢站用储氢瓶市占率情况.....	25
图表 45: 2022 年国内车辆储氢瓶市场份额.....	26
图表 46: 不同类型压缩机对比.....	26
图表 47: 加氢站用氢气压缩机分布.....	27
图表 48: 国内液氢项目装备情况.....	27

一、氢能战略成为共识，政策推动氢能源爆发

（一）绿氢：能源转型的选择

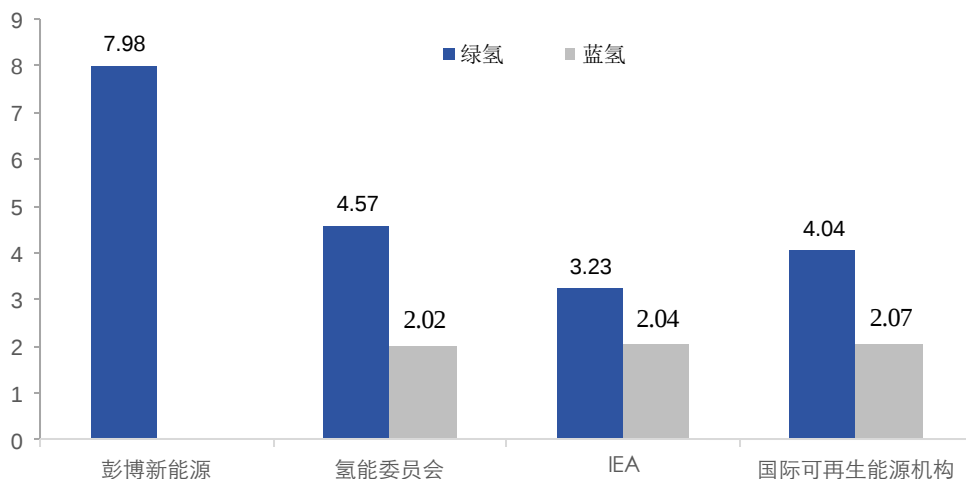
预计 2050 年，全球氢气市场规模达到 5~8 亿吨。2022 年全球氢气的消费量约 9500 万吨，同比增长 3%。炼化和工业用氢是氢气的最大下游。根据 IEA 数据，2023 年 9500 万吨氢气需求中，4200 万吨用于石油炼化，5300 万吨用于工业用氢（包括 3300 万吨用于氨，1500 万吨用于甲醇，500 万吨用于 DRI 炼铁）。IEA 预测，2030 年氢气的需求量会增加到 1.5 亿吨，较现在增长约 40%，到 2050 年，全球需要 5.27 亿吨的低碳氢。而彭博新能源预计 2050 年全球需要绿氢 7.98 亿吨，最为乐观。

图表 1：全球氢气需求（百万吨）



资料来源：IEA，五矿证券研究所

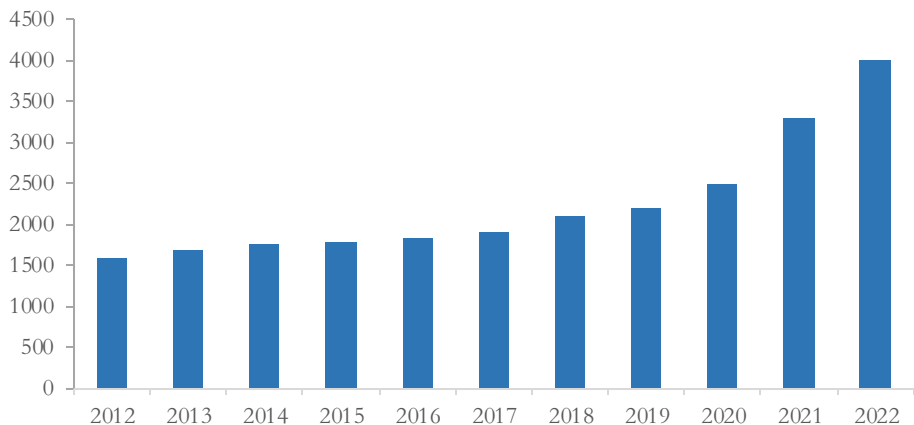
图表 2：各机构对 2050 年氢气需求的预测



资料来源：KPMG, IEA, BNEF, 氢能委员会, IRENA 五矿证券研究所

预计 2060 年，中国氢供应量 8580 万吨，绿氢占比 89.5%。根据中国煤炭工业协会，中国 2022 年氢气产量 4004 万吨，是世界最大的氢生产国。随着“双碳”战略的持续推进，预计氢需求持续增长。根据中国石化发布的《中国能源展望 2060》，2060 年中国氢气总供应量达到 8580 万吨。绿氢渗透率快速提升，2030、2035 年中国绿氢供应量达到 300 万吨、1188 万吨。2060 年，绿氢供应量将达到 7680 万吨，占比达到 89.5%。

图表 3：中国氢气产量（吨）



资料来源：中国煤炭工业协会，五矿证券研究所

图表 4：中国氢气供应规模预测

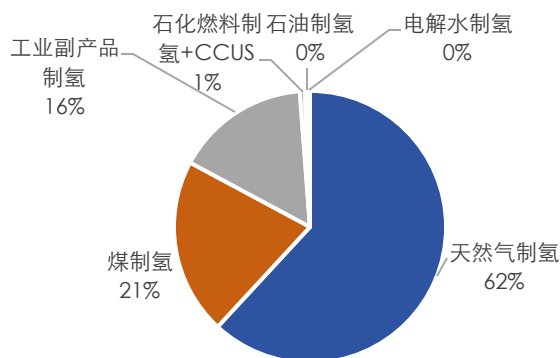


资料来源：中国能源展望 2060，五矿证券研究所

目前全球 99%以上的氢都是灰氢，绿氢及蓝氢合计占比不足 1%。

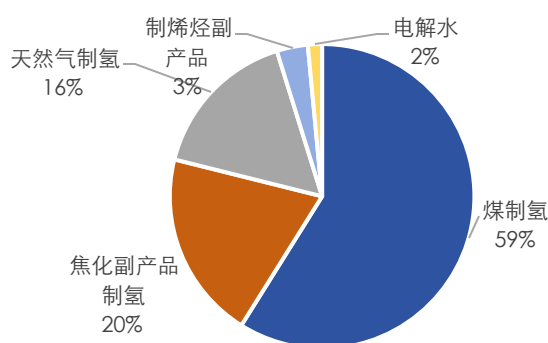
- 中国煤炭资源丰富，煤炭是制备氢气的主要原材料。根据中国石化经济技术研究院统计，2022 年，中国煤制氢产量占比达 58.9%；高温和中低温焦化副产氢占比约 20.0%；天然气制氢占比约 16.3%；甲醇、轻质烷烃制烯烃副产尾气含氢占比约 3.3%，电解水制氢占比仅 1.5%。
- 全球来看，天然气是制备氢气的主要原料。根据 IEA 数据，2022 年全球 62%的氢来自天然气、21%的氢来自煤炭（主要来自中国），16%来自工业副产品（以上均没有使用碳捕捉技术）。

图表 5：2022 全球氢气生产-按技术分类



资料来源：IEA，五矿证券研究所

图表 6：2022 中国氢气生产-按技术分类



资料来源：中国石化经济技术研究院，中咨研究，五矿证券研究所

（二）氢能战略逐步成为各国共识

各国制定氢能战略，积极推动绿氢转型。其中欧洲预计 2030 年可再生氢需求达到 2000 万吨/年（其中 1000 万吨依靠自产，1000 万吨依靠进口），对氢气的需求估计最为乐观。2000 万吨氢气大约是 2022 年全球氢气产量的 20%，如果全部以电解水制氢的方式制备，需要消耗电力约 1.12 万亿度（欧洲年发电量约 4.2 万亿度）。

图表 7：主要国家氢能战略

国家	时间	文件	内容
欧盟	2020	氢能战略	2020-2024 年，欧盟范围内建成 6GW 电解水制绿氢装置，将绿氢的年产量提升到 100 万吨。 2025-2030 年，在欧盟建成 40GW 的电解水制绿氢装置，将年度绿氢产量提升到 1000 万吨
	2022	REPowerEU	到 2030 年欧盟可再生氢产量达到 1000 万吨，再生氢进口量达到 1000 万吨。
美国	2020	氢能计划发展规划	- 提出了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 - 该方案更新了 DOE 早在 2002 年发布的《国家氢能路线图》以及 2004 年启动的“氢能计划”提出的战略规划
	2021	氢能攻关计划 (Hydrogen Shot)	2030 年前将制氢成本降到 1 美元/千克
	2023	国家清洁氢战略和路线图 (Strategy and Roadmap)	2030 年美国清洁氢产量将从当前几乎为零增至 1000 万吨/年，到 2040 年、2050 年分别增至 2000 万吨/年和 5000 万吨/年。
	2023	氢能战略（修订）	在 2030 年氢供应链 300 万吨/年，2050 年 2000 万吨/年的基础上，新增了 2040 年 1200 万吨的供应目标。
日本	2017	氢能战略	将在 2030 年前后建立商业规模的供应链，每年采购约 300 万吨氢气
	2022	以实现氢能社会为目标，建构大规模氢能供应链	对日本的氢能战略做了详细的阐述。
	2022	氢/氨现状和未来的研究方向	对日本的氢能战略做了详细的阐述。

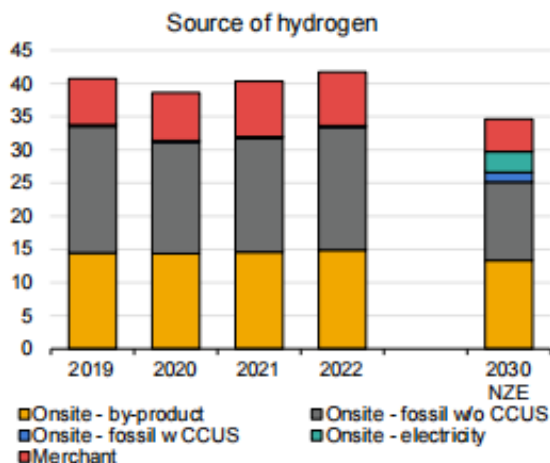
中国	2022	氢能产业发展中长期规划	● "2025 年可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年，成为新增氢能消费的重要组成部分，实现二氧化碳减排 100-200 万吨/年； ● 2030 年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系，产业布局合理有序，可再生能源制氢广泛应用，有力支撑碳达峰目标实现； ● 2035 年，形成氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。
澳大利亚	2023	国家氢能战略（修订）	● 确定了 15 大发展目标、57 项联合行动，力争到 2030 年成为全球氢能产业的主要参与者，2050 年绿氢产能达到 3000 万吨/年。
俄罗斯	2020	2024 年前俄罗斯联邦氢能发展行动计划	● 明确了在俄罗斯形成高产的出口导向型氢能领域的政策导向，利用丰富的天然气、核电等资源和设施撬动氢能生产和对外出口，同时发展可再生能源制氢
	2021	俄罗斯联邦氢能发展构想	● "2025-2035 年，俄罗斯启动首批商业制氢项目，建设出口为导向的大型氢气设施。 ● 2035 年俄罗斯的氢气出口达到 200 万~1200 万吨； ● 2050 年前达到年出口 1500 万-5000 万吨"
阿联酋	2023	氢能战略	● "2031 年，阿联酋氢能产能目标达到 140 万吨/年，包括 100 万吨绿氢和 40 万吨蓝氢产能。 ● 2031 年，阿联酋本国氢能消费量将可达 270 万吨/年，氢出口量 60 万吨/年。
沙特	2021	-	● 沙特表示计划到 2035 年生产和出口约 400 万吨氢气能源，有望成为全球最大的氢能供应来源。
	2022	可持续发展报告（沙特阿美发布）	● 计划到 2030 年每年生产 1100 万吨的蓝氨。该报告认为，作为蓝氢的载体，蓝氨是帮助脱碳困难行业减排的最佳选择。

资料来源：《氢能产业发展中长期规划》《欧洲氢能战略》、《REPower EU》,北极星氢能网，中国科学院战略咨询研究院，沙特阿美，国际氢能网，五矿证券研究所

二、氢能投资，基建先行，氢运输率先爆发

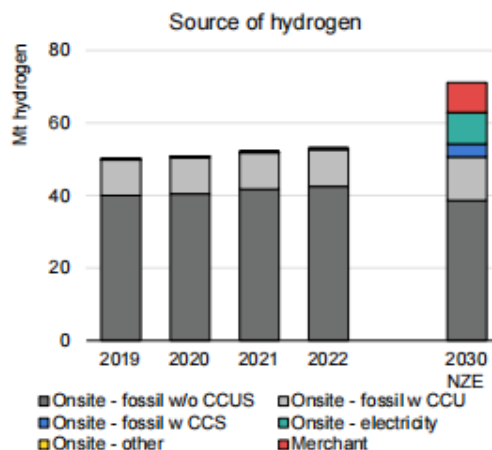
氢储运处于从 0 到 1 阶段，是当前产业链卡点。当前全球氢能绝大部分是灰氢，绝大多数灰氢的生产和使用在一个地方，仅有少量氢通过管线车等方式运输，所以没有一个成体系的氢能输送网络。而绿氢的生产主要集中在风光资源充沛的地区，生产和使用在地理上出现了分离。所以氢的储运是现阶段产业发展的卡点。

图表 8：石化领域，大多数氢都是现场制备（Onsite）



资料来源：IEA，五矿证券研究所

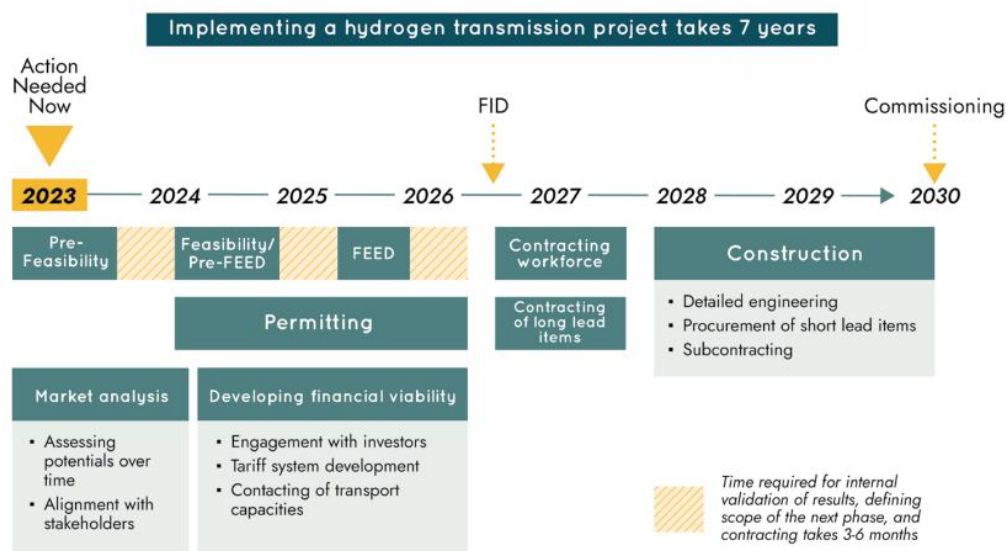
图表 9：工业领域，大多数氢都是现场制备(Onsite)



资料来源：IEA，五矿证券研究所

大型氢储运项目作为氢能源的基础设施，会率先爆发。以欧洲的管道项目为例，氢管道项目的实施周期预计要 7 年左右，要完成 2030 年的建设目标，就需要在 2023 年启动新项目，在 2026 年完成 financial investment decision (FID)。

图表 10：氢能项目实施的关键节点



资料来源：European Hydrogen Backbone-implement roadmap，五矿证券研究所

氢能运输网络的建设是一项系统性工程，我们认为未来的氢运输会形成三层网络架构：

第一层：超远距离的跨海氢能运输（5000km 以上）。

第二层：中远距离的管道氢能运输（200km~5000km）。

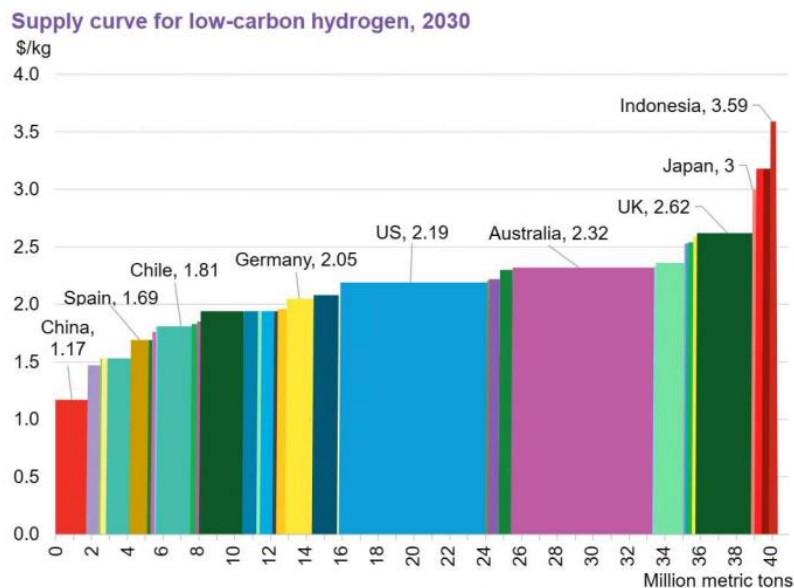
第三次：短距离高压气态氢的卡车运输(200km 以内)。

（一）超远距离的氢能跨海运输：以日本为例

日本发展氢能，存在先天资源禀赋的不足。日本森林和多山的地形极大限制了日本太阳能和风电的发展空间。日本曾寄希望于海上风电，但周围海域缺乏浅水区域，只能发展技术尚未成熟的漂浮式风电，还需要考虑对渔业的影响。这使得该国成为全球清洁发电成本最高的国家。伍德麦肯兹研究总监 Prakash Sharma 表示，日本电价昂贵，使得该国可再生能源制氢

成本比化石燃料制氢高 2-4 倍。根据 BNEF 的数据，预计日本 2030 年低碳氢的制取成本约 3 美元/kg，几乎位于成本曲线最右侧。

图表 11：2030 年低碳氢供给曲线预测

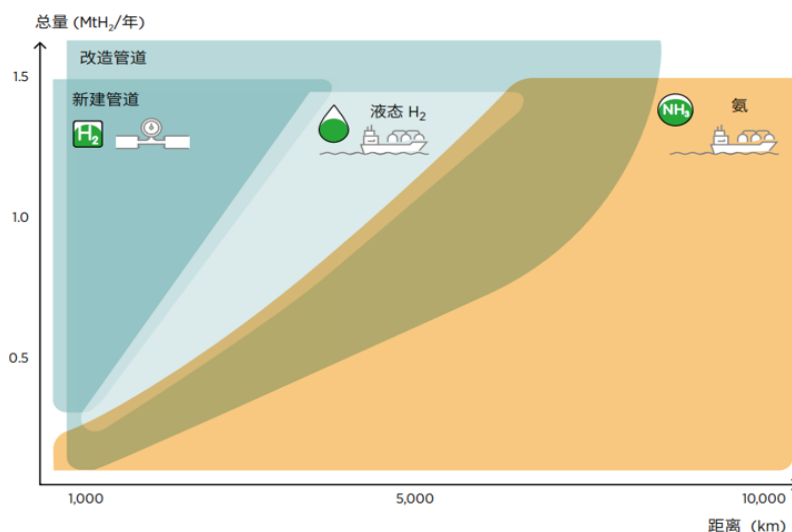


资料来源：彭博新能源，五矿证券研究所

日本的氢能战略更侧重于氢能储运和下游的应用，而将绿氢的制备寄希望于进口。日本明确提到“从战略层面考虑推进氢能标准化工作，推进发展以买方为主导的国际贸易模式”。日本氢能战略设定“将在 2030 年前后建立商业规模的供应链，每年采购约 300 万吨氢气”。日本规划的 2030 年 300 万吨进口氢能虽然并不会直接改善日本的能源进口依赖度，但可以进一步多元化日本的能源结构，增加能源供给渠道，增强日本能源体系的稳定性。

地理条件决定了日本不适合通过管道输送氢气，航运成为主要选择。日本是一个岛国，海上管道建设成本高、难度大，因此航运是更为合理的选择。此外日本的氢气和主要出口国的距离较远，航运经济性更佳。比如日本-澳大利亚的液氢项目海运距离高达 9000km，这个距离下管道运输并不是最经济选择。当前阶段，还不能确定哪一种载体形式会成为航运的主流。当前日本在液氢、液化有机氢载体（LOHC）、氨方向的探索比较积极。

图表 12：氢运输距离和运输成本的对对应关系



资料来源：IRENA，五矿证券研究所

图表 13：日本对不同氢载体方案对比

载体	液氢	■CH	氨	甲烷
体积（相对常压氢）	约1/800	约1/500	约1/1300	约1/600
液化条件	-253℃，常压	常温常压	-33℃，常压	-162℃，常压
毒性	无	甲苯有毒	毒性、腐蚀性	无
是否可直接利用	-	不可	可（煤电混合燃烧等）	可（城市燃气替代）
是否需要追加纯化设备	不需要	-	需要	需要
能量损失：现在	25%-35%	35%-40%	加氢：7%-18% 脱氢：20%以内	约32%
能量损失：远期	18%	25%	-	-
能否利用现有基础设施	国内设施可以利用；国际设施不可利用	可以（化工游轮等）	可以（化工游轮等）	可以（LNG游轮、城市管道等）
技术问题	大型海上运输技术（大型液化器、运输船等）	需要进一步减少能源损耗	开发直接利用氨的技术；脱氢技术的开发	绿氢和CO2的供应

资料来源：水素社会実現に向けた大規模水素サプライチェーンの構築について，五矿证券研究所

（1）液氢路线

日本和澳大利亚建立了液氢示范项目。2019 年 12 月，日本的首条液化氢运输船 Suiso Frontier 正式下水。2022 年 1 月，Suiso Frontier 搭载澳大利亚制备的液氢首次抵达日本神户。该项目在澳大利亚用褐煤气化+CCUS 技术制氢，之后在液化基地液化，运输到神户的装卸基地。这是全球首次通过液化氢大规模海上运输氢气。Suiso Frontier 运输船全长 116 米，总吨位约 8000 吨，船上搭载了特制的储气罐，能储存近 1250 立方米的液化氢，相当于大约 75 吨液氢。

液氢的运输有很多劣势：1) 液氢的储藏温度是-253℃，要保持这样的低温需要很高的成本，现在的真空隔热技术和球形的储氢设施无法应对。2) 液氢难以避免蒸发——大约每天蒸发 0.1%~1%；3) 氢气的液化需要非常多的能量，所消耗能量值约为所储存氢能的 30% 左右。

因此要使液化氢具备经济性，需要在各个环节提升氢气的产能，从而降低成本：在制造环节，需要把氢气的制造产能从当前的 0.1t/d 提升到 770t/d；在液化环节，需要把液化产能从 5t/d 提升到 1000t/d；运输环节，液氢的运输船需要从 2500 立方米提升到 32 万立方米。

图表 14：把氢气成本降低到 30 日元/立方米的液氢技术参数

	氢的制造	氢的液化	装载基地	液氢运输船	卸货基地	供应量
设备	制造装置	液化机	储罐	运输船	储罐	
日本现有技术	0.1t/d	5t/d	2500立方米	2500立方米/艘 (1250立方米*2)	2500立方米	36吨/年
商业化规模	770t/d	1000t/d	20万立方米 (5万立方米*4)	32万立方米 (4万立方米*4)*2艘	20万立方米 (5万立方米*4)	22.5万吨/年

资料来源：水素社会実現に向けた大規模水素サプライチェーンの構築について、五矿证券研究所

Suiso Frontier 的技术指标远未达到商业化，目前的运营更多是实验性。2022 年 1 月，因为阀门故障，Suiso Frontier 在澳大利亚停泊时起火，所幸最后损失不大，依然顺利返航。由此可以看出，当前的液氢产业链并不成熟。川崎重工预计，到 2030 年液化氢的运输将在商业上可行。

(2) 液化有机氢载体 (LOHC) 路线

MCH (甲基环己烷) 是最有潜力的有机氢载体。国内外文献中常见的有机物储氢介质包括环己烷、MCH、萘、N-乙基咔唑、二苄基甲苯等。MCH 在常温常压下呈液态、储氢容量大，脱氢对应物 (甲苯) 可以很容易地加氢回 MCH，成为了最有潜力的有机氢载体。如果以 MCH 作为氢的载体，可以通过活用炼油厂的现有设备，实现 MCH 的生产和脱氢 (将 MCH 分解为氢和甲苯)。在这条路线下，炼油厂有潜力在碳中和时代成为氢气供应基地。

日本和文莱建立了基于 MCH 的示范项目。2019 年 11 月，文莱的氢化工厂开业，2020 年正式投入运营。氢气在文莱的加氢厂通过化学反应将氢和甲苯转化为 MCH。MCH 通过海上运输送到日本，在川崎的脱氢工厂，再次转换成氢和甲苯。

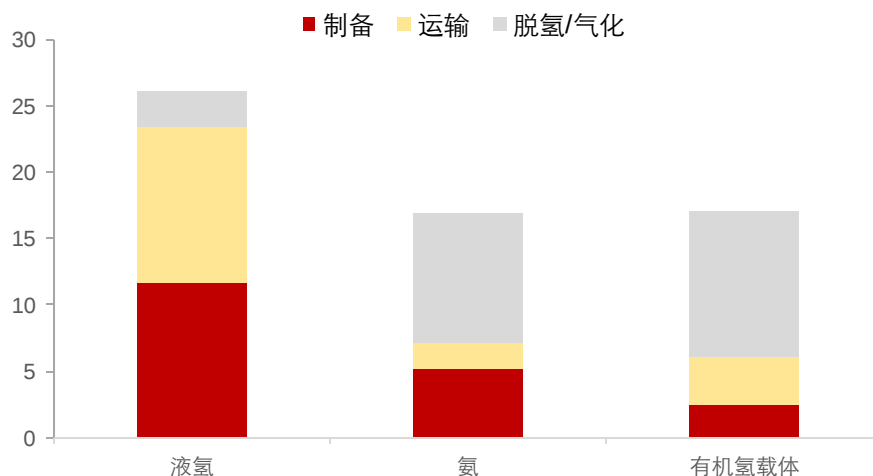
MCH 的主要缺陷是能量损失大，现在使用 MCH 载氢的能量损失达到 35%-40%。MCH 现在的生产工艺是先生产绿氢，再生产 MCH 的两步工艺。为了提高效率和降低成本，ENEOS 开发了直接生产 MCH 的工艺。该工艺无需先制造氢气，利用甲苯的直接电化学反应，一步到位地由水和甲苯来直接制造 MCH。此外，早稻田大学应用化学系的 Akihiko Fukunaga 教授领导的一个日本研究小组成功地使用固体氧化物燃料电池 (SOFC) 直接从 MCH 发电。

(3) 氨

日本和沙特的合作主要以氨为载体。2020 年，沙特阿美和沙特基础工业公司合作，向日本输送了世界首批低碳氨。2022 年，沙特阿美和沙特基础工业公司获得了世界首个低碳氨的产品认证。2023 年，日本首相岸田文雄访问沙特，与沙特王储穆罕默德·本·萨勒曼举行会谈，双方签署了开发清洁氢气、生产氨和再生燃料的协议。

氨的储运设施完善，是有潜力的载氢材料。氨比氢气更容易液化，常压下氨气在 -33℃ 可以液化，且同体积的液氨比液氢多至少 60% 的氢。氨的储运基础设施完善，10000km 的航运成本大约可以做到 260 元/t 氨 (约 1.46 元/kg H₂)。但以氨为载体，在制氨、脱氨环节的成本较高。考虑制氨、运输、脱氨环节，在 10000km 距离下，以氨为载体运输氢气的成本大约为 17 元/kg H₂。

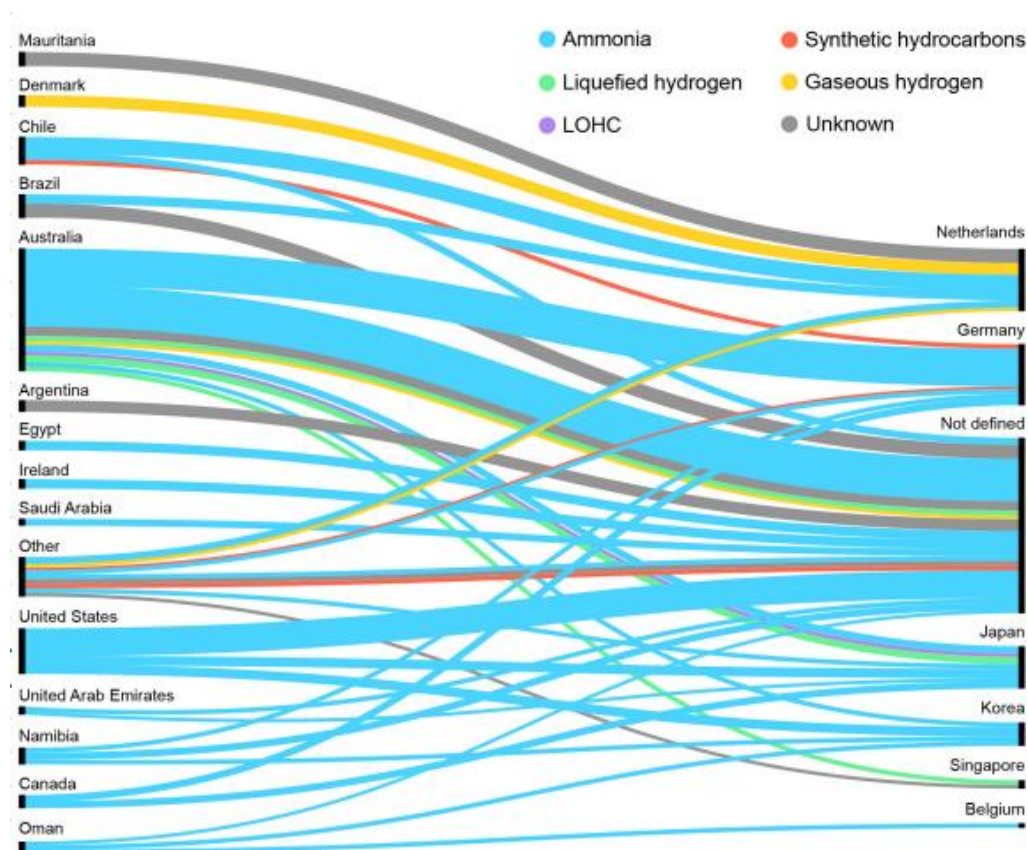
图表 15: 10000km 海运三种载体方案经济性对比 (元/kg H₂)



资料来源: “双碳”背景下氢-氨储运技术与经济性浅析 (吴全, 沈珏新, 余磊, 陈霞, 艾勇, 陈嘉琦, 薛慧勇), 五矿证券研究所

从全球低碳氢贸易流向图可以看出, 未来氨会是氢能贸易的重要载体。REPower EU 规划进口的 1000 万吨氢气中, 预计仍有 40% 会以氨或者其他衍生物的形式进口, 绝大部分是氨。

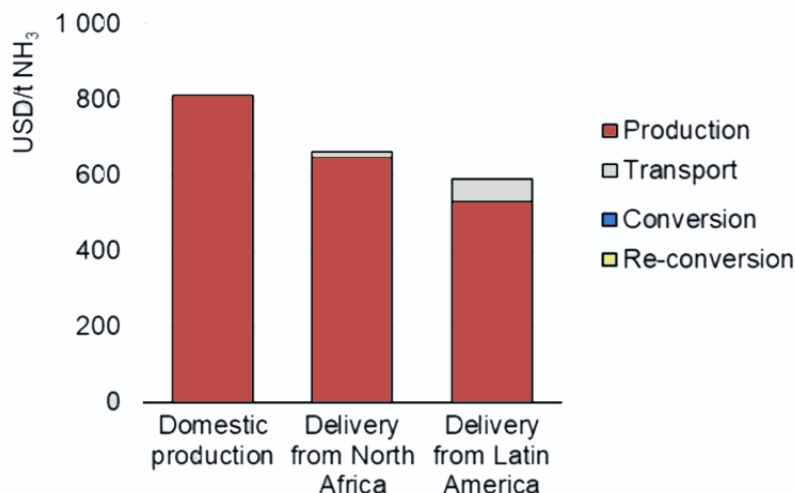
图表 16: 全球低碳氢贸易流向图



资料来源: IEA, 五矿证券研究所

使用氨、液氢、LOHC 进行运输, 成本偏高最大的原因在于转化成本高。但氨有一个好处是可以直接使用。氨本身就是一种大宗化工产品, 全球氨的产量约 2.53 亿吨, 其中 8 成以上的氨用于生产化肥。如果不把绿氨视为绿氢的载体, 而直接视为一种工业原料, 也就不用进行“氢-氨-氢”的转换。这种情景下, 氨的远程运输就变得有经济性。另外, 各国也在研究氨直接燃烧发电的技术, 从而省去脱氢的成本。

图表 17：不考虑氨-氢的转换成本，从北非/拉丁美洲进口氨的成本低于在欧洲生产

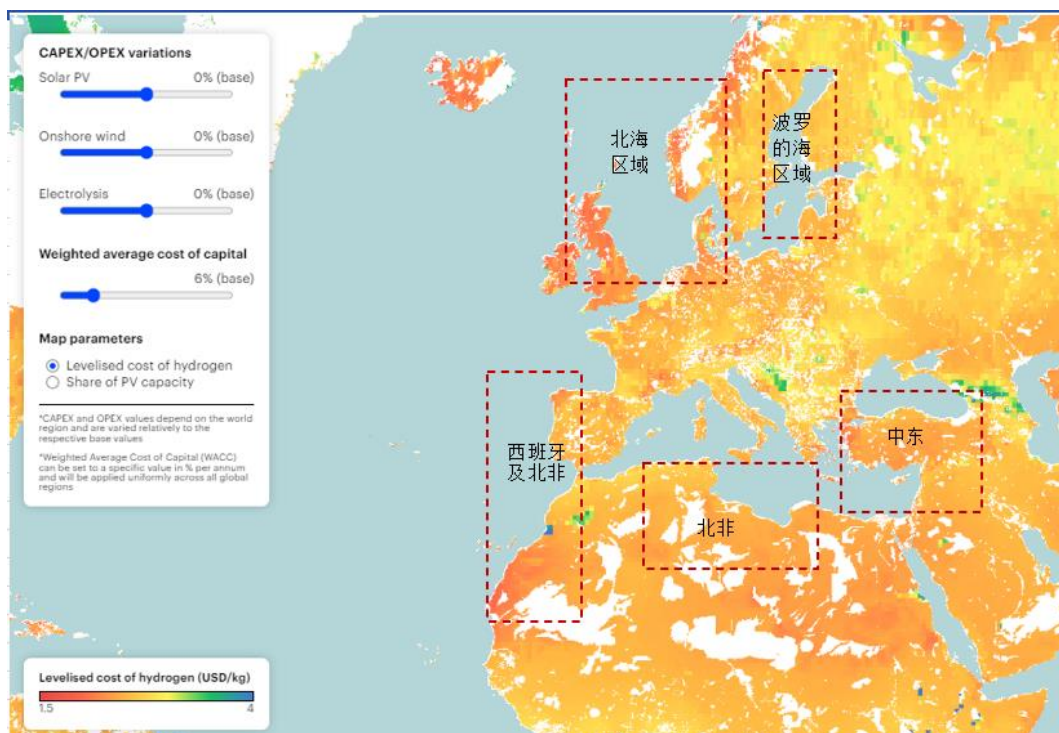


资料来源：IEA，五矿证券研究所

（二）中长距离的氢气管道运输：以欧洲和中国为例

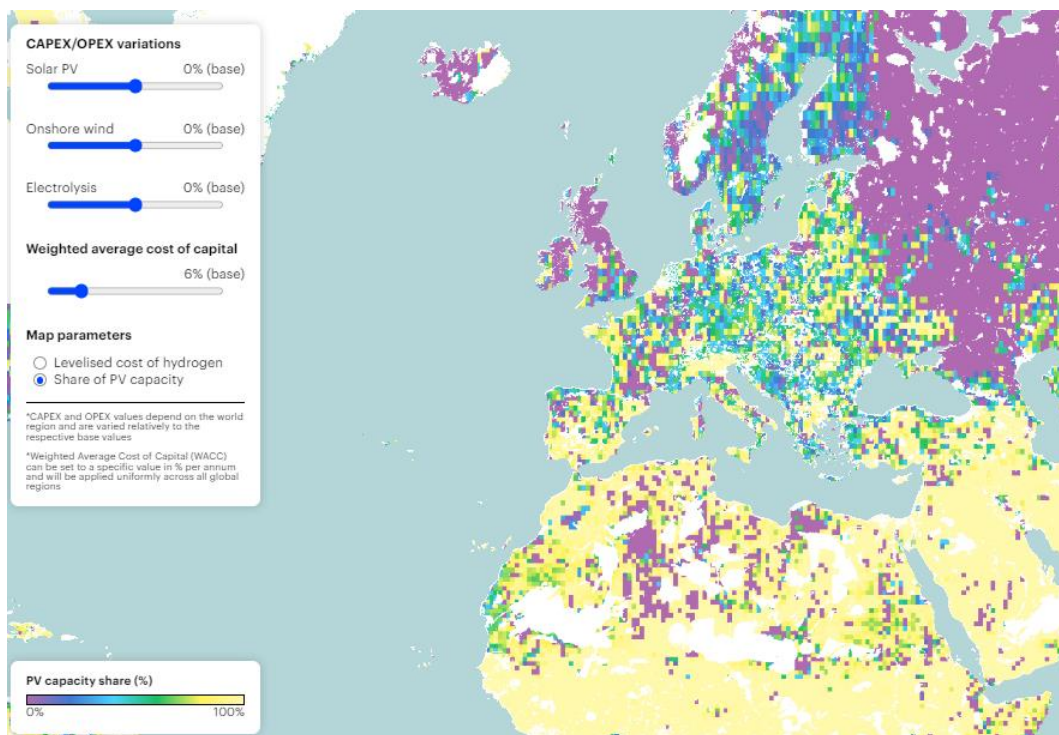
不同于日本，欧洲及周边地区本身具备一定的风光资源，具备制备绿氢的条件。在北海、波罗的海、北非、中东，都可以实现较低的绿氢制备成本。北欧地区有较为丰富的风电资源，适合用风电制氢；而北非、中东地区有丰富的光照资源，适合用光伏制氢。

图表 18：欧洲周边主要氢气来源



资料来源：IEA，五矿证券研究所

图表 19：最低绿氢成本下，光伏、风电制氢比例

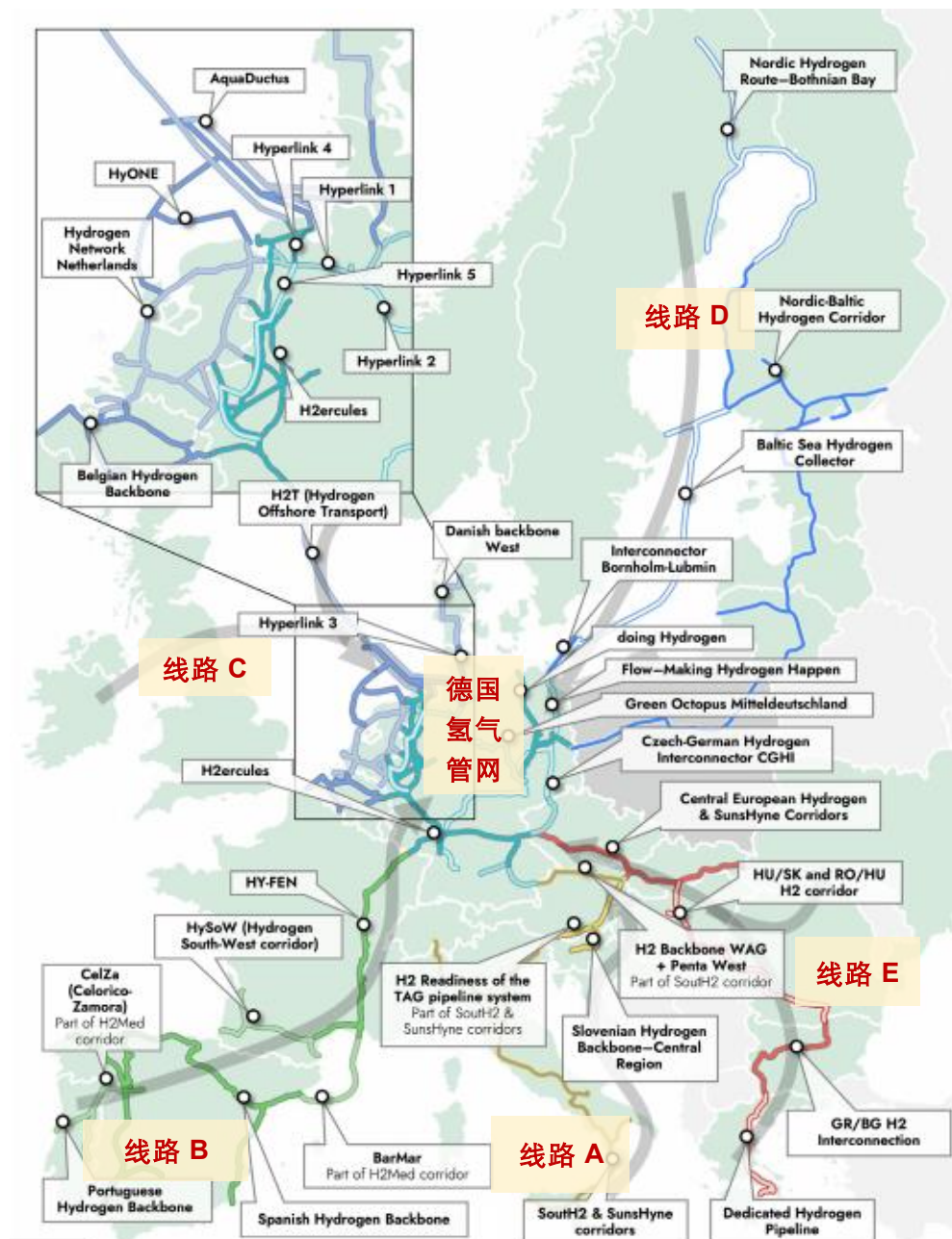


资料来源：IEA，五矿证券研究所

为了达成可以支撑 2000 万吨的氢气供应体系，欧洲规划了庞大的氢气管道网络。欧洲目前主要规划了 6 条管输氢气的路线。

- 线路 A（北非和南欧线）：将从北非和意大利南部向中欧输送低碳氢，会满足沿线意大利、奥地利等国的氢气需求，并最终通向德国。
- 线路 B（西南欧和北非线）：连接葡萄牙、西班牙、法国和德国。在西班牙附近通过多个渠道收集来的氢气被汇总进入氢气管网。
- 线路 C（北海线）：主要利用北海的海风制氢，并将氢气从挪威、丹麦送往德国。
- 线路 D（北欧和波罗的海线）：利用芬兰、瑞典的海风制氢，并送往德国。
- 线路 E（东欧和东南欧线）：氢气从希腊或从乌克兰通过保加利亚、罗马尼亚、匈牙利、斯洛伐克和奥地利运输到中欧。
- 德国内部氢气管道网络。欧洲氢气管网系统的核心，满足德国用氢需求。

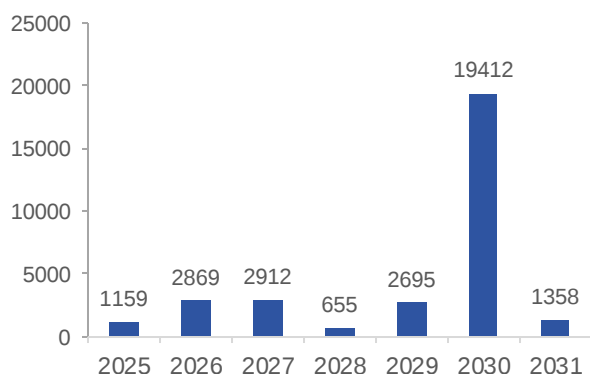
图表 20：欧洲氢管道运输网络



资料来源：European hydrogen backbone, 五矿证券研究所

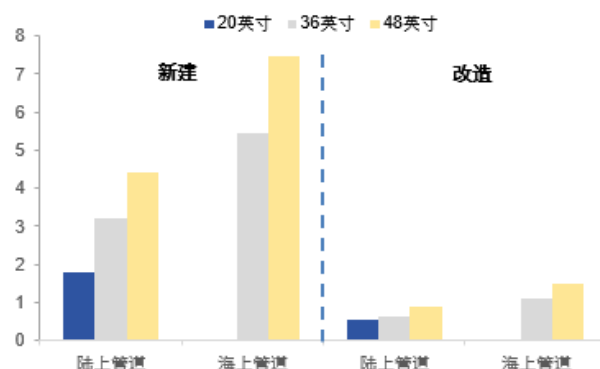
欧洲管道投资规模预计达 800~1430 亿欧元。目前全球纯氢管道总长度约 5000 多 km。而欧洲在 2025-2031 年预计建成 31060km 的氢气管道。到 2040 年欧洲氢管道会达到 53000km，其中 40% 是新建氢气管道，60% 依靠原本天然气管道的改造。氢气管道每公里的建设成本大约 180~440 万欧/km，总投资预计达到 800~1430 亿欧元，其中压缩机的投资成本占大约 26%，管道的投资成本占约 74%。

图表 21：欧洲氢气管道完工进度预测 km（2025-2031）



资料来源：European hydrogen backbone, 五矿证券研究所

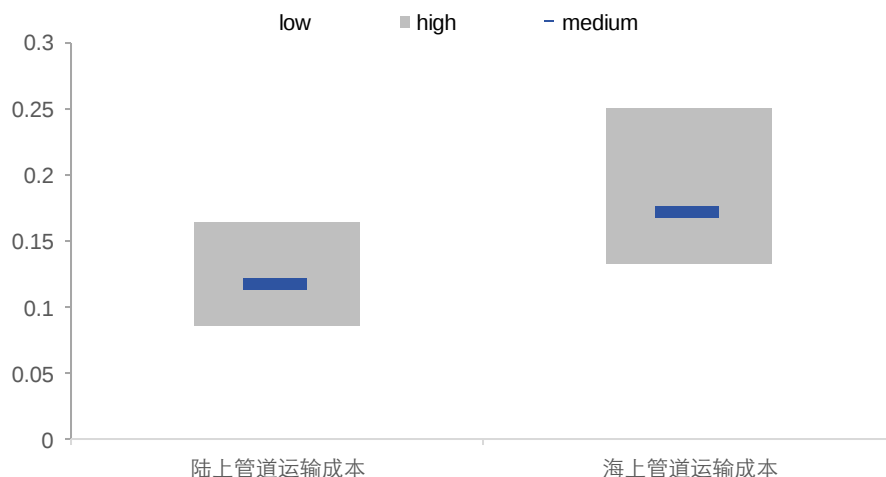
图表 22：欧洲氢管道建设成本（百万欧元/km）



资料来源：European hydrogen backbone, 五矿证券研究所

根据 EHB (European Hydrogen Backbone) 统计，对于陆上管道，每 100km 的氢气运输成本大约 0.08~0.16 元/kg (0.011~0.021 欧元/kg，汇率取 7.8)。对海上管道，每 100km 的氢气运输成本大约 0.13~0.25 元/kg (0.017~0.032 欧元/kg，汇率取 7.8)。

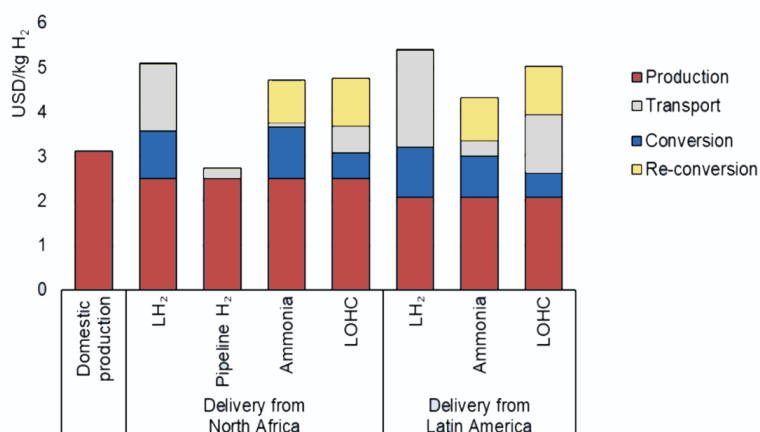
图表 23：欧洲氢管道百公里输氢成本（元/kg）



资料来源：European hydrogen backbone, 五矿证券研究所

欧洲使用管道运输氢气的成本显著低于液氢、氨和 LOHC 的方案。以从北非运输为例，从北非运输到西北欧的运输距离大约 3000km, 使用 48-inch 管道运输成本大约 0.4~0.5 美元/kg。考虑运输成本后，从北非通过管道运输氢气的成本依然低于 3 美元/kg，是成本最低的方式。

图表 24：管道运输具有显著的成本优势（北非-西北欧）



资料来源：IEA, 五矿证券研究所

管道输氢是中国氢能发展的一大瓶颈。和欧洲一样，中国也需要解决氢气的远距离运输问题，管道运输成为了选择。目前中国氢气管道里程约 400 公里，在用管道仅有百公里左右，已建成氢气管道很多是用于短距离的工业用氢传输。2023 年 6 月，中国能源报发文《尽快解决管道输氢掣肘问题》，揭示出了中国在输氢管道建设上的不足。

中国大规模的纯氢管道正处于示范项目建设初期。目前中国开展前期设计工作的氢气管道里程共计 1850km，各企业规划的氢管网总里程约 1.7 万 km。2023 年，中国首条“西氢东送”输氢管道示范工程被纳入《石油天然气“全国一张网”建设实施方案》，标志着中国氢气长距离输送管道进入新发展阶段。“西氢东送”起于内蒙古自治区乌兰察布市，终点位于北京市，管道全长 400 多公里，是中国首条跨省区、大规模、长距离的纯氢输送管道。

图表 25：中国纯氢管道现状及规划

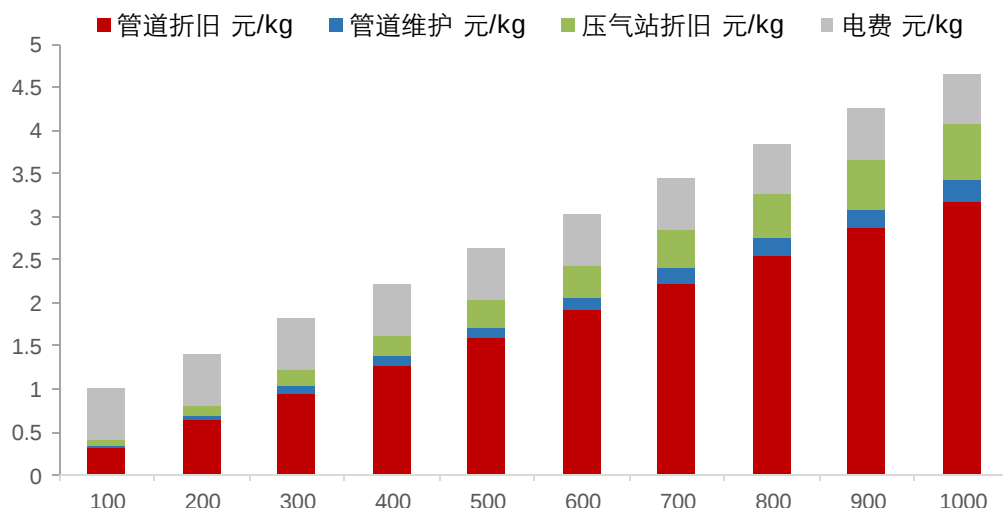
序号	项目	长度 (km)	管径 (mm)	设计压力 (Mpa)	输量 (万吨/年)	建设主体	阶段
1	金陵-扬子氢气管道	32	325	4	4	中石化	已建
2	巴陵-长岭氢气提纯及输送 管线	42	457	4	4.42	中石化	已建
3	济源-洛阳氢气管道	25	508	4	10	中石化	已建
4	玉门油田输氢管道工程	5.77	200	2.5	0.75	中石油	已建
5	定州-高碑店氢气管道工程	164.7	508	4	10	旭阳能源	可研
6	乌兰察布-燕山石化输氢管 道	362.6	610	6.3	近期 10, 远期 50	中石化	可研
7	华北石化-大兴氢气管道	180	610	4	20	中石油	可研
8	达茂旗-包头纯氢管道工程	202.2	610	6.3	近期 15, 远期 50	水木明拓	可研
9	乐亭-迁西氢气管道工程	197	508	4	12.7	河钢	可研
10	康保-曹妃甸氢气长输管道 项目	736.5	610	6.3	35.8	张家口海泰	可研
11	通辽纯氢示范应用项目	7.8	-	-	10	内蒙古科技专项	/
12	中石油氢能管网规划	13000	610~1016	6.3	/	中石油	规划至 2050 年

13	北京管道氢能管网规划	3022	457-813	4-6.3	/	国家管网	规划至 2040 年
14	张家口市氢能管网规划	975	114.3-813	6.3	/	张家口能源局	规划至 2040 年

资料来源：中国石油管道局，五矿证券研究所

估计中国管道的每百公里运输成本在 1 元/kg 以上，有较大下降空间。中国 2015 年建成的济源-洛阳输氢管道投资成本约 584 万元/km，以此估算，中国管道输氢的百公里成本在 1 元/kg 左右。

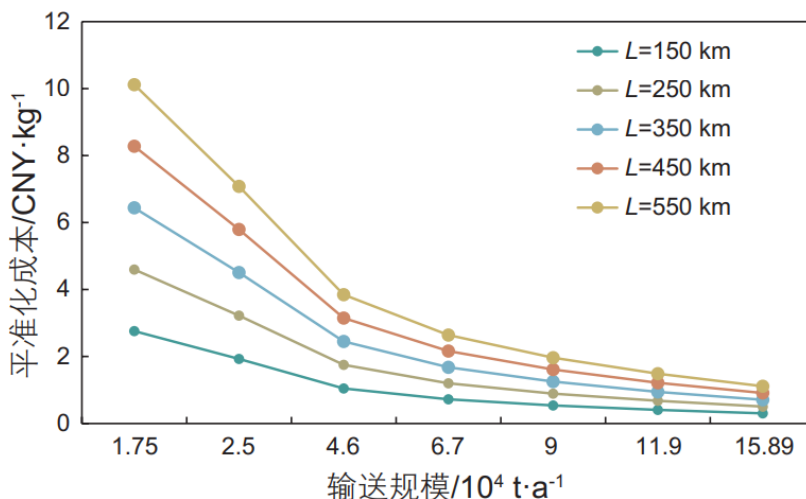
图表 26：管道输氢成本估计



资料来源：氢气储运方式的经济性对比研究（闫喻婷），五矿证券研究所

相比欧洲，中国的管道运输成本偏高。欧洲陆上管道每 100km 的氢气运输成本大约 0.08~0.16 元/kg，远低于中国。我们认为这主要是因为欧洲管道的运输量大，并且有 60% 由油气管网改造而来，降低了建设成本。中国已建成的氢气管道运输量多在 10 万吨/年以下，金陵-扬子氢气管道只有 4 万吨/年。而欧洲 SouthH2 Corridor 项目全长 3300km，规划的年运输能力高达 400 万吨/年。Central European Hydrogen Corridor (CEHC) 全长 1225km，输送量约 150 万吨/年 (144GWh/d)。管道输氢的运输规模和运输成本有明显的负相关性。运输规模越大、运输成本越低。我们预计，未来中国基于规模化设计的大直径氢气管道，成本会有较大下降空间。

图表 27：管道输氢的运输规模越大、运输成本越低

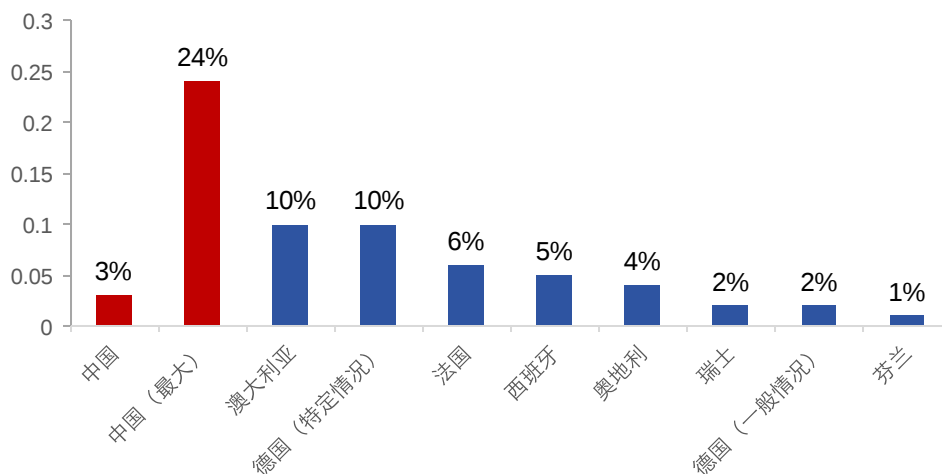


资料来源：长距离氢气管道运输的技术经济分析（朱珠，廖琦，邱睿，梁永图，宋悦，薛杉），五矿证券研究所

新建管道建设周期长，天然气管道掺氢可以利用现有管道，更快应用于氢气输送。中国现有天然气管道长度达到 11 万 km，使用天然气掺氢技术可以充分利用现有的天然气基础设施，降低氢气运输成本。以掺氢比例 10%-20% 计算，等热值碳减排量在 3.5%-7.6%；输氢成本每百公里为 0.3-0.8 元/km。

目前天然气管道掺氢比例可达 20% 左右。根据《进入天然气长输管道的气体质量要求》，天然气管道中氢气比例不得高于 3%，所以现阶段天然气掺氢比例大约在 3%。2023 年中国石油在宁夏银川宁东天然气掺氢管道示范项目上实现最高掺氢比例 24%。横向来看，全球各国的掺氢比例一般不超过 10%。比如芬兰、瑞士、奥地利、西班牙和法国允许的最大掺氢比例分别为 1%、2%、4%、5% 和 6%。澳大利亚认为在掺氢比小于 10% 时对天然气管道、设备等影响不大。德国允许的天然气最大掺氢比为 2%，但在特定情况下可达 10%。

图表 28：各国天然气管道掺氢比例



资料来源：天然气管道掺氢输送研究现状与分析（高岳，朱红钧，唐堂，李佳男，陈泉宇，刘文丽），五矿证券研究所

掺氢天然气的压缩因子、节流效应系数、定压比热等参数较天然气和氢气有较大差异，对设备也有特殊要求。

- **管道：**钢材在氢气环境下会产生氢损伤，其中氢脆是发展掺氢天然气管道输送技术的主要安全问题。根据欧洲 CGA-5.6 Hydrogen Pipeline System 的相关要求，天然气管道

掺氢比例最高可以达到 10%（管道钢级不高于 X52）。中国的城市燃气官网一般选用低强度钢（API 5LA、API 5LB、X42 和 X46）和非金属材质聚乙烯等，运行压力低于 4Mpa，掺氢比例最高可以达到 20%。但对于干线长输管道大多采用 X70 和 X80 这种高钢级管材，掺氢比例分别只有 3%、2%。

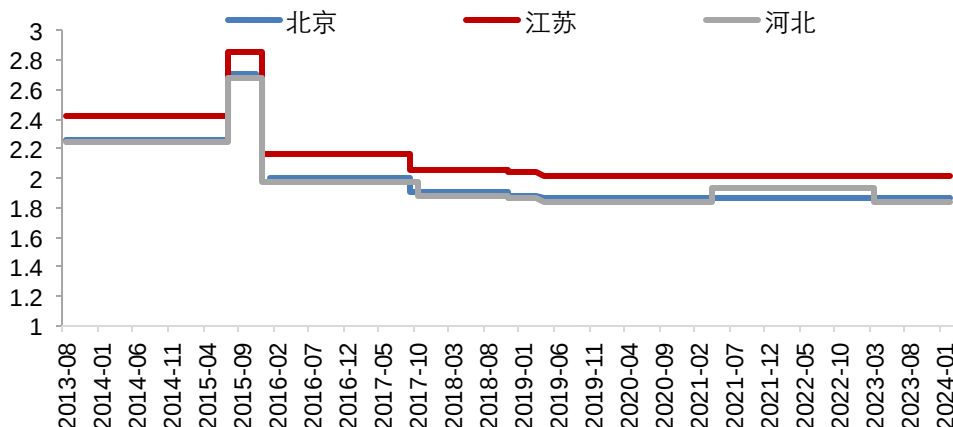
- 压缩机：离心压缩机的实际运行工况与气体的组分有着非常密切的关系。由于氢气密度较小，离心式压缩机需要对 3 倍多体积的氢气做功才能达到与压缩天然气相同的能量需求，压缩机转子对氢气的旋转速度比天然气高出约 1.74 倍才能达到相同的压缩比。压缩机叶轮的工作转速使得叶轮转子承受更大的离心力作用，临氢工况下压缩机转子材料的防氢脆特性，对压缩机材料的力学性能要求更高
- 掺混装备：在标准状态下（101.325kpa，0℃）氢气的密度为 0.089g/L，而天然气的密度为 0.717g/L。氢气和天然气的密度差会导致非均匀分布，造成管道局部氢分压和体积分数升高，进而导致管材失效引起泄漏。实现氢气和天然气的高效、均匀混合是掺氢天然气输送中首先需要克服的难题。最常用的掺混设备是静态混合器，具有掺混效率高、能耗低、体积小、易于连续化生产等优点。

天然气掺氢的应用在技术上被初步验证。天然气掺氢可以被用于家庭和工业的燃气设备。在民用领域，在低于 20%体积分数的掺氢比例下，掺氢天然气在家用燃气具中燃烧的点火率、火焰稳定性与烟气排放性能全部合格而未发现安全性问题。在工业领域，国家电投旗下的荆门绿动能源有限公司在 2022 年 9 月成功实现 30%掺氢燃烧改造和运行。仅荆门一台 54 兆瓦燃机，在掺氢 30%的情况下，每年即可减少二氧化碳排放 1.8 万吨以上。

天然气掺氢的核心是经济性，远期以氢代 LNG 有望具备经济性。氢气单位体积的热值大约是天然气的 1/3，理论上只有氢气的体积成本低于天然气的 1/3，天然气掺氢才具有经济性。

当前中国居民天然气被价格管制，尽管海外 LNG 价格在 2022-2023 年曾一度飙升，但国内居民气价保持稳定。目前天然气门站价格按照 2 元/立方米估算，假设居民气价上浮 20%，需要氢气成本低于 0.8 元/立方米（9.0 元/kg）。这远低于现阶段绿氢大约 20 元/kg 的成本。美国计划 10 年内将绿色氢成本降低 80%至每公斤 7 元/kg（1 美元/kg）。这一目标颇具挑战，但如果实现，则以氢代气具备经济性。

图表 29：门站价：陆上及进口管道气（元/立方米）



资料来源：wind，五矿证券研究所

图表 30：当前绿氢成本大约 20 元/kg

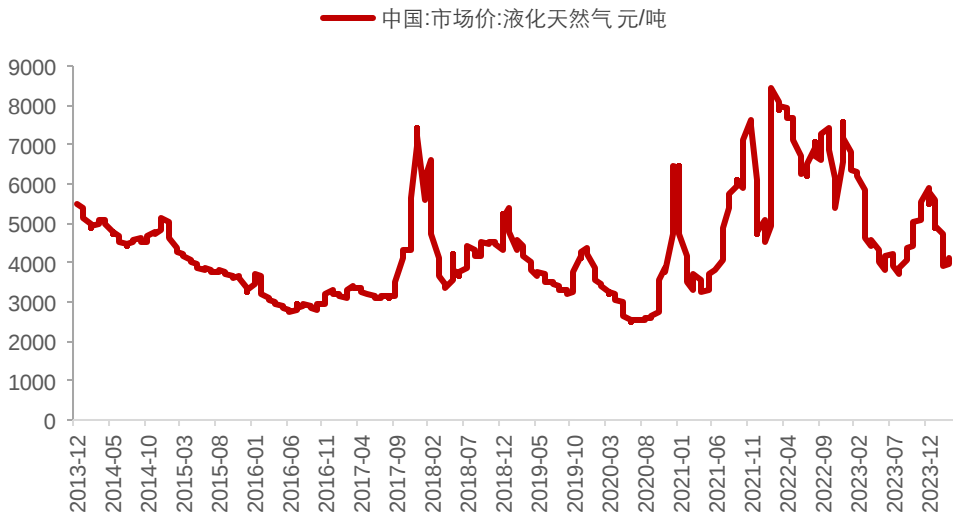
ALK 电解槽	单位	成本	ALK 电解槽	单位	成本
转换效率		68%	电费	元/kwh	0.14
产氢能力	Nm3/h	1000	材料成本（用水）	万元/a	2
开工时间	h/a	1300	折旧成本	万元/a	70
产氢量	m3/a	1300000	日常维修成本	万元/a	10
	kg/a	115700	大修成本	万元/a	6
设备成本	万元	700	人工成本	万元/a	58
设备成本	元/kw	1346	电耗成本	万元/a	95
单位耗电	kwh/m3	5.2			
耗电量	kwh/a	6760000	总成本	万元/a	241

ALK 电解槽	每kg成本 (元/kg)	每立方米成本 (元/Nm3)
氢气成本	20.81	1.85
: 电成本	8.18	0.73
: 固定成本	12.63	1.12
折旧	6.05	0.54
其他	4.34	0.39

资料来源：氢能洞察，五矿证券研究所测算

我们认为绿氢成本下降到 10 元/kg 的确定性比较强，以氢代 LNG 可能更快实现经济性。非管制气包括国产海气、进口 LNG、非常规气等。一般来说，非管制气的价格要远高于管制气。以 LNG 为例，过去 5 年平均价格为 4742 元/吨，折 3.4 元/立方米。当氢气价格低于 1.14 元/立方米（12.7 元/kg），从热值角度来看掺氢具有经济性。从远期来看，绿氢成本有望下降到 10 元/kg，届时以氢代替 LNG 将具备经济性。

图表 31：中国液化天然气价格



资料来源：wind，五矿证券研究所

图表 32：远期来看，绿氢成本有望下降到 10 元/kg

ALK 电解槽	单位	成本	ALK 电解槽	单位	成本
转换效率		68%	电费	元/kwh	0.1
产氢能力	Nm3/h	3000	材料成本（用水）	万元/a	10
开工时间	h/a	2000	折旧成本	万元/a	150
产氢量	m3/a	6000000	日常维修成本	万元/a	10
	kg/a	534000	大修成本	万元/a	6
设备成本	万元	1500	人工成本	万元/a	58
设备成本	元/kw	962	电耗成本	万元/a	312
单位耗电	kwh/m3	5.2			
耗电量	kwh/a	31200000	总成本	万元/a	546

ALK 电解槽	每kg成本	每立方米成本
氢气成本	10.22	2.73
: 电成本	5.84	1.56
: 固定成本	4.37	0.39
折旧	2.81	0.25
其他	1.57	0.12

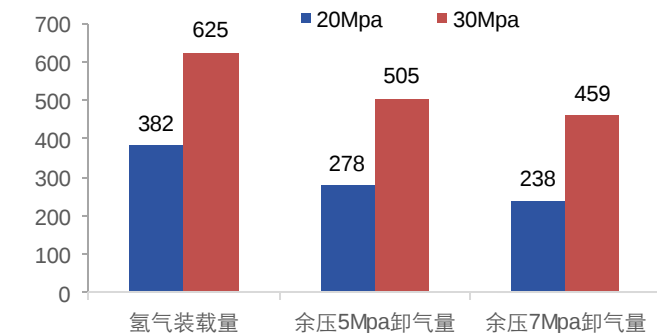
资料来源：氢能洞察，五矿证券研究所测算

（三）短距离的高压气态运输

当氢管道的使用率下降时，管道运氢的成本会迅速提升。因此对于短距离、小规模运氢，高压气态运氢仍然会是主流。现阶段，短距离运氢的主要方式是使用储氢瓶装载氢气，并通过拖车运输，运输半径一般 200KM 以内。

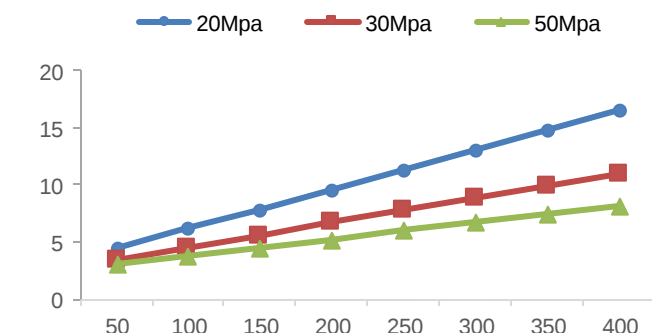
因此对高压气态来说，最重要降本路径就是提升储氢瓶的压力。在 20Mpa 压力下，一辆车单次运氢量仅为 300 到 400 公斤，只占长管拖车总重量的 1%—2%。随着压力的升高，储氢密度也逐步提升，运输成本逐步下降。从 20Mpa 增长到 30Mpa，可以提升氢气装载量约 64%。由于卸气时储氢瓶中的氢气不能完全清空，所以实际卸气量可以增长 82%~93%。以 200km 为例估算，运输成本可以从 9.6 元/kg 下降到 6.7 元/kg。中国的氢储运以 20MPa 高压气态为主，正在完善 45MPa 以上压力储运技术及标准。

图表 33：随着压力提升，储氢瓶卸气量/装载量提升



资料来源：H2station，五矿证券研究所

图表 34：随着压力提升，运输成本明显下降



资料来源：氢气储运方式的经济性对比研究（闫喻婷），五矿证券研究所

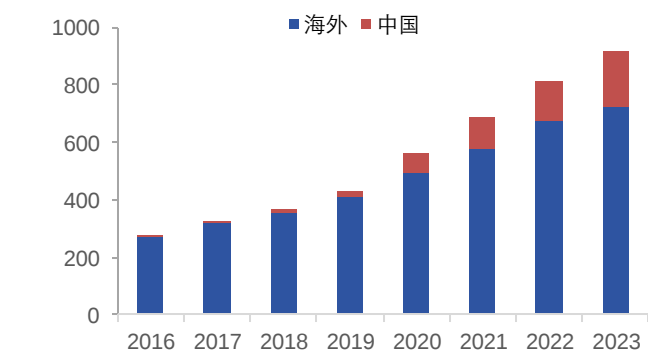
图表 35：安瑞科长管拖车参数

产品	工作压力 (Mpa)	最小壁厚 (mm)	单只水容积 (m³)	瓶数（支）	H2 最大重装量 (kg)	额定质量(kg)
11 管 I 型氢气车	20	559	2.135	11	347	32747
7 管 I 型氢气车	20	715	3.71	7	413	34363
12 管 II 型玻纤 缠绕车	20	591	2.585	12	458	30058
8 管 II 型碳纤维 缠绕车	20	715	4.2	8	495	27207

资料来源：中集安瑞科，五矿证券研究所

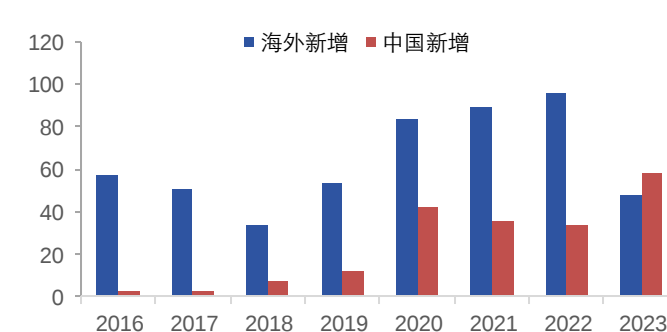
高压气态储运氢的最大下游场景是氢燃料电池汽车/加氢站。根据 H2station 统计，2023 年底，全球加氢站数量合计 921 座，其中海外 724 座，国内 197 座。根据氢界统计，截至 2024 年 2 月，中国已建加氢站 474 座，其中在运营加氢站一共 283 座。

图表 36：全球加氢站数量



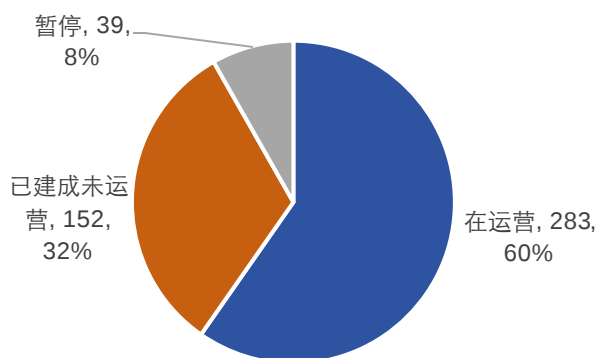
资料来源：H2station，五矿证券研究所

图表 37：全球新增加氢站数量



资料来源：H2station，五矿证券研究所

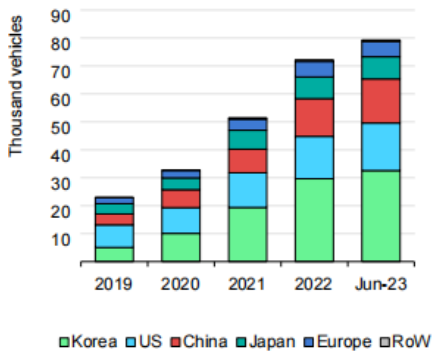
图表 38：中国加氢站数量（截至 2024.2）



资料来源：氢界，五矿证券研究所

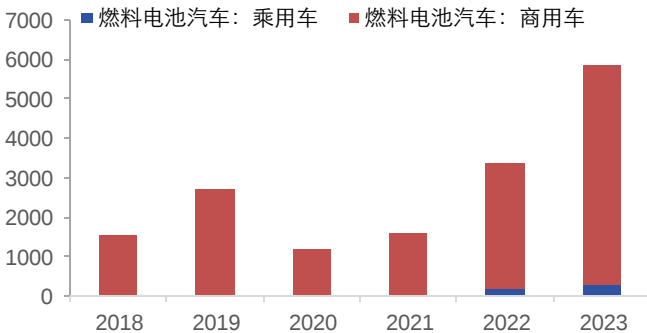
根据 IEA 统计，截至 2023 上半年，全球燃料电池汽车累计销量约 7.8 万辆（6.3 万乘用车+0.8 万卡车+0.7 万大巴车）。其中中国的燃料电池汽车以商用车为主，而海外的燃料电池汽车以乘用车为主。根据中国汽车工业协会统计，2023 年中国销售燃料电池汽车 5843 辆，其中商用车 5543 辆。

图表 39：全球燃料电池汽车累计销量（千辆）



资料来源：IEA，五矿证券研究所

图表 40：中国燃料电池汽车销量（辆）



资料来源：，五矿证券研究所

氢能重卡迎来政策的边际改善。2024 年，山东省出台政策，从 3 月 1 日起对安装了 ETC 套装设备的氢能车辆免收高速公路通行费。山东省 20 吨以上火车高速收费标准为 2.138 元/km。根据香橙会预计，山东氢能重卡免收高速通行费后，全生命周期可以节省 171 万高速通行费。考虑补贴后，氢能重卡的全生命周期将会低于燃油重卡，行业迎来重要边际变化。

图表 41：免高速通行费后氢能重卡具有经济性（万元）

成本	类别	氢能重卡	燃油重卡
购置成本	整车售价	110	37
	购置税	0	2.9
	合计	110	37
全生命周期使用成本	上牌费用	0.2	0.2
	管理费用	4	4
	维保费用	30	45
	能源使用成本	270	200
	保费	15	8
	车船税	0	0.14
	过路过桥费	171	171
	司机费用	72	72
	使用成本合计	562.2	500.34
全生命周期总成本	缴高速通行费	672.2	537.34
	免高速通行费	501.2	-

资料来源：香橙会，五矿证券研究所

储氢瓶和压缩机是高压气态运氢环节的核心部件。

储氢瓶主要包括四种类型。I 型瓶以钢材质为内胆。II 型瓶在外部加了纤维环向缠绕。III 型瓶使用了环向缠绕和纵向缠绕相结合的方式（全缠绕），缠绕的纤维一般以碳纤维为主。IV 型瓶将金属内胆替换为塑料内胆，从而进一步减轻储氢瓶的自重。

图表 42：储氢瓶的类型和参数对比

类型	I 型	II 型	III 型	IV 型
材质	纯钢质金属瓶	金属内胆（钢质） 纤维环向缠绕	金属内胆（钢/铝 质）纤维全缠绕	塑料内胆纤维全缠 绕
工作压力（Mpa）	17.5-20	26-30	30-70	30-70
介质相容性	有氢脆、有腐蚀性	有氢脆、有腐蚀性	有氢脆、有腐蚀性	有氢脆、有腐蚀性

寿命(年)	15	15	20	20
重量体积 (kg/L)	0.9-1.3	0.6-1.0	0.35-1.0	0.3-0.8
成本	低	中	最高	高
应用场景	加氢站、管束车		燃料电池汽车	

资料来源：上海市氢科学技术研究会， 五矿证券研究所

不同的储氢瓶对应不同的下游应用场景。长管拖车、加氢站储氢瓶一般使用 I 型和 II 型储氢瓶。国内氢燃料电池汽车一般采用 35MPa 的 III 型瓶作为储氢装置。70 MPa 的 III 型瓶已研制成功，也开始在轿车中小范围应用。海外的氢燃料电池多搭载 IV 型瓶，比如丰田 Mirai。

图表 43：不同类型储氢瓶及应用场景



I 型：站用储氢瓶组及长管拖车



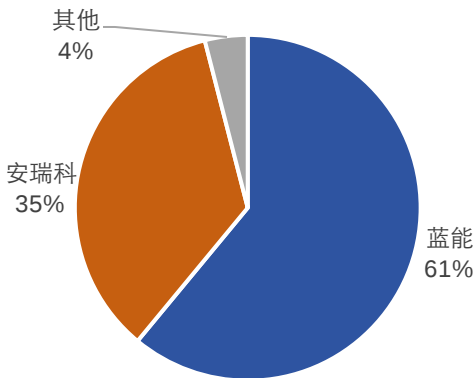
II 型：储运集装箱

III 型、IV 型车载储氢系统

资料来源：氢促会， 五矿证券研究所

I 型和 II 型储氢瓶国内已经成熟。以站用储氢瓶为例，浙江蓝能和安瑞科占据绝大多数市场。

图表 44：国内加氢站用储氢瓶市占率情况

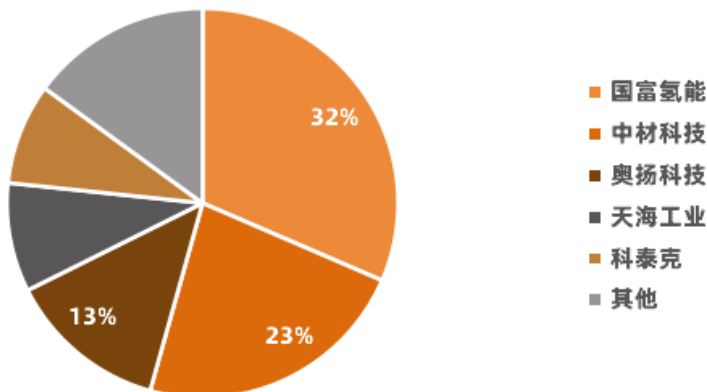


资料来源：势银， 五矿证券研究所

目前中国已经实现 35MPa 的 III 型瓶的规模化应用和 70MPa 的 III 型瓶的示范应用。受限于技术储备现状，IV 型车载储氢瓶尚未得到大规模推广应用。在车辆储氢瓶方面，国内企业国富氢能装车份额第一，占比 32%，中材科技配套装车量第二，奥扬科技配套装车量第三，TOP3

企业市场集中度高达 67.6%。

图表 45：2022 年国内车辆储氢瓶市场份额



资料来源：势银，五矿证券研究所

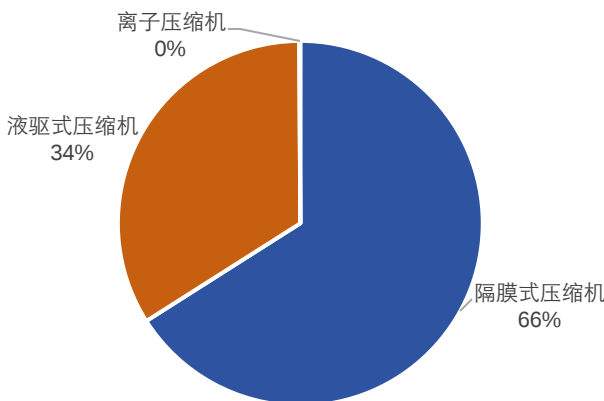
加氢压缩机需要具备承压大、密封性好的特点，以隔膜式压缩机和液驱式活塞压缩机为主。隔膜式压缩机的优势是压缩过程中不受污染、无泄漏，压缩比大，排气压力高，缺点是单次排气量较小，不适合频繁启停。而液驱压缩机的优势是单次排气量大，适合频繁启停，体积小，易于维修保养，缺点是氢气容易受到污染、维修费用高、噪声大。还有一种离子压缩机，国内应用较少。

图表 46：不同类型压缩机对比

类型	优势	劣势
隔膜式压缩机	相对间隙小，密封性好，氢气纯度高；单机压缩比大；散热良好；单台气体增压量大	单机排气量相对较小；不适合频繁启停；排气压力较大时隔膜压力会缩短
液驱式压缩机	单机排气量相对较大；运行频率低，使用寿命长；设计简单，易于维修保养；体积小；可以带压频繁启停	密封性要求高，氢气容易受污染；更换周期短，维修费用高；单机压缩比较低，单台增压量小；活塞结构，噪声较大
离子压缩机	构造简单，维护简单；能耗较低	制造标准与国内不同，引进复杂；价格较高

资料来源：中国氢气压缩机行业发展深度研究与投资趋势预测报告，五矿证券研究所

图表 47：加氢站用氢气压缩机分布



资料来源：中国氢气压缩机行业发展深度研究与投资趋势预测报告，五矿证券研究所

压缩机作为加氢站最为核心的设备，对安全性和可靠性要求极高，一度使进口压缩机占比在 70% 以上。近年来随着国产品牌技术迭代、产品性价比，进口压缩机占比下降到约 50%。目前隔膜压缩机的主要参与者包括中鼎恒盛、美国 PDC、英国豪顿、丰电金凯威、江苏恒久机械、北京天高等，其中中鼎恒盛在加氢站隔膜压缩机市占率达 30%。海德利森、康普锐斯专注于液驱压缩机。

三、氢能储运设备的国产化进展几何？

液氢装备：快速追赶，有所突破

中国在液氢装备技术上和海外有较大差距。大规模氢液化装置都采用氢膨胀循环制冷工艺。而全球范围内，掌握氢膨胀循环液化技术的仅有美国空气产品公司、德国林德集团和法国液化空气集团。中国的液氢设备主要来自林德和法液空。目前航天六院 101 所、中科富海和国富氢能在液氢制取设备取得了部分技术成果。中集圣达因、南京航天晨光在液氢储存设备取得一定进展。

图表 48：国内液氢项目装备情况

	产能	设备来源	建设年份
北京 101 所	1t/d	林德	1996
北京 101 所	1t/d	法液空	2008
西昌蓝星化工	1t/d	法液空	2012
文昌蓝星化工	2.5t/d	法液空	2014
北京 101 所	1.7t/d	90% 国产	2021
北京中科富海	1.5t/d	全国产	2022
北京中科富海	1.5t/d	全国产	2022

资料来源：高工氢电，五矿证券研究所

- 中国航天科技集团有限公司六院 101 所研制的中国首套自主知识产权的基于氢膨胀制冷循环的氢液化系统 2021 年调试成功，包括透平膨胀机、控制系统、压缩机、正仲氢转化器等核心设备在内的 90% 以上的设备完全采用国产。该项目设计液氢产量为 1.7 吨/天，实测满负荷工况产量为 2.3 吨/天。
- 中科富海成立于 2016 年，是以中科院理化所两代院士、四代人历经六十年形成的大型

低温工程技术成果为核心而成立的高技术公司。2022 年，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。2023 年，中科富海 1.5t/d 的液氢装置成功出海。

- 国富氢能自主研发的多级预冷氢膨胀制冷氢液化工艺和液氢工厂专用核心设备，氢液化规模达到 10-30 吨/天 (TPD)，液化能耗不超过 12kWh/kgLH₂。2023 年，国富氢能打造的中国首台套年产 10 吨级液氢装置落地齐鲁氢能。
- 中集圣达因（中集安瑞科旗下公司）研制出了国内首个民用的液氢罐车，储量 40 立方米。因实现了 300m³液氢储罐出厂。
- 中集圣达因、南京航天晨光已经突破了 300 立方米的球形液氢储罐。美国目前最大的液氢球形储罐为 4700 立方米，中国还有不小的差距。

氢管道：国产化管道具备成本优势

管道除了要选择抗氢脆、高强度的材料外，还需要优化焊接工艺，提高成型精度。目前主要参与者为中石油、中石化下属公司，如中石油宝鸡石油钢管、中石油华油钢管、巨龙钢管、渤海装备等。2023 中国国际石油石化技术装备展览会上，石化机械也展出了研发的输氢管道。一般来说，氢气管道的造价约为天然气管道的 2.5 倍，而石化机械这款管道成本仅比天然气管道高 20%~30%。

氢管道还有一个技术路线是柔性增强塑料管道 (FCP)，国内尚无规模化应用的案例。中国联塑自主研发的 RTP 柔性复合输氢管，主要由内管层、铝带阻隔层、中间塑料层、玻纤增强层、外管层复合而成，是一种具有高阻隔性能、高强度的塑料复合管。塑料管材尤其适合用于海风发电制氢后将大量绿氢输送上岸。

大型干线压缩机：仍然需要进口

由于氢气密度比天然气更小，对管道的大型压缩机提出更高要求。当前国内主要采用往复式压缩机，主要生产厂商包括美国英格索兰、瑞士苏尔寿等。国内企业一方面在布局往复式压缩机国产化，另一方面也在探索离心式压缩机的技术路线。管道用大型压缩机的主要布局企业有沈阳远大压缩机公司、中石化石化机械等。

储氢瓶：70 Mpa 高压瓶取得突破

中材科技从 2008 年开始就从事高压储氢瓶设计，并于 2016 年向市场推出了商业化的高压储气瓶。2023 年，中材科技成功开发了国产碳纤维在高压储气瓶工艺关键控制技术，实现了国产碳纤维在 70Mpa IV 型高压储气瓶的应用。

中集安瑞科在 2006 年开始布局氢能业务，业务涵盖了氢能制、储、运、加全产业链。2020 年与挪威的 HEXAGON PURUS 成立合资公司，携手将欧洲已成熟运用的 IV 型储氢瓶技术国产化，布局中国及东南亚快速增长的高压氢气储运的市场。

未势能源自主研发的第二代 70Mpa IV 型储氢瓶，质量储氢密度达到 6.1wt%，超过美国能源部设定的 2025 年质量储氢密度 5.5wt% 的目标。

加氢压缩机：国产替代正当时

压缩机作为加氢站最为核心的设备，对安全性和可靠性要求极高，一度使进口压缩机占比在 70% 以上。近年来随着国产品牌技术迭代、产品性价比，进口压缩机占比下降到约 50%。

目前隔膜压缩机的主要参与者包括中鼎恒盛、美国 PDC、英国豪顿、丰电金凯威、江苏恒久机械、北京天高等。其中，中鼎恒盛在加氢站隔膜压缩机市占率达 30%。在液压式压缩机方面，主要参与者包括海德利森、康普锐斯等。

风险提示

1. 项目推进不及预期。

当前氢气管道大多还处于规划阶段，绿氨项目也未大规模投产，加氢站普遍存在盈利难的问题。氢能相关项目可能因为政策风险、安全事故、价格波动导致推迟，影响相关公司业绩。

2. 市场竞争加剧。

氢能的市场前景吸引众多公司布局，可能导致竞争加剧，影响企业盈利能力。

3. 技术变动风险。

氢能源行业仍在产业初期，技术路线存在变数，相关技术的变动可能影响企业盈利。

分析师声明

作者在中国证券业协会登记为证券投资咨询(分析师)，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。作者保证：(i) 本报告所采用的数据均来自合规渠道；(ii) 本报告分析逻辑基于作者的职业理解，并清晰准确地反映了作者的研究观点；(iii) 本报告结论不受任何第三方的授意或影响；(iv) 不存在任何利益冲突；(v) 英文版翻译若与中文版有所歧义，以中文版报告为准；特此声明。

投资评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即以报告发布日后的 6 到 12 个月内的公司股价(或行业指数)相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准。	股票评级	买入	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报在 20%及以上；
		增持	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报介于 5%~20%之间；
		持有	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报介于-10%~5%之间；
		卖出	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报在-10%及以下；
		无评级	预期对于个股未来 6 个月市场表现与基准指数相比无明确观点。
	行业评级	看好	预期行业整体回报高于基准指数整体水平 10%以上；
		中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%~10%之间；
		看淡	预期行业整体回报低于基准指数整体水平-10%以下。

一般声明

五矿证券有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本公司不会因接收人收到本报告即视其为客户，本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发放，概不构成任何广告。本报告的版权仅为本公司所有，未经本公司书面许可，任何机构和个人不得以任何形式对本研究报告的任何部分以任何方式制作任何形式的翻版、复制或再次分发给任何其他人。如引用须联络五矿证券研究所获得许可后，再注明出处为五矿证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的删节和修改。在刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的同时，也应注明本报告的发布人和发布日期及提示使用证券研究报告的风险。若未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。

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，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入或将产生波动；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；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告的作者是基于独立、客观、公正和审慎的原则制作本研究报告。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。在任何情况下，报告中的信息或意见不构成对任何人的投资建议，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。本公司及作者在自身所知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

五矿证券版权所有。保留一切权利。

特别声明

在法律许可的情况下，五矿证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到五矿证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

联系我们

上海	深圳	北京
地址：上海市浦东新区东方路 69 号裕景国际商务广场 A 座 2208 室 邮编：200120	地址：深圳市南山区滨海大道 3165 号五矿金融大厦 23 层 邮编：518035	地址：北京市海淀区首体南路 9 号 4 楼 603 室 邮编：100037

Analyst Certification

The research analyst is primarily responsible for the content of this report, in whole or in part. The analyst has the Securities Investment Advisory Certification granted by the Securities Association of China. Besides, the analyst independently and objectively issues this report holding a diligent attitude. We hereby declare that (1) all the data used herein is gathered from legitimate sources; (2) the research is based on analyst's professional understanding, and accurately reflects his/her views; (3) the analyst has not been placed under any undue influence or intervention from a third party in compiling this report; (4) there is no conflict of interest; (5) in case of ambiguity due to the translation of the report, the original version in Chinese shall prevail.

Investment Rating Definitions

The rating criteria of investment recommendations The ratings contained herein are classified into company ratings and sector ratings (unless otherwise stated). The rating criteria is the relative market performance between 6 and 12 months after the report's date of issue, i.e. based on the range of rise and fall of the company's stock price (or industry index) compared to the benchmark index. Specifically, the CSI 300 Index is the benchmark index of the A-share market. The Hang Seng Index is the benchmark index of the HK market. The NASDAQ Composite Index or the S&P 500 Index is the benchmark index of the U.S. market.	Ratings		Definitions
	Company Ratings	BUY	Stock return is expected to outperform the benchmark index by more than 20%;
		ACCUMULATE	Stock relative performance is expected to range between 5% and 20%;
		HOLD	Stock relative performance is expected to range between -10% and 5%;
		SELL	Stock return is expected to underperform the benchmark index by more than 10%;
		NOT RATED	No clear view of the stock relative performance over the next 6 months.
	Sector Ratings	POSITIVE	Overall sector return is expected to outperform the benchmark index by more than 10%;
		NEUTRAL	Overall sector expected relative performance ranges between -10% and 10%;
		CAUTIOUS	Overall sector return is expected to underperform the benchmark index by more than 10%.

General Disclaimer

Minmetals Securities Co., Ltd. (or "the company") is licensed to carry on securities investment advisory business by the China Securities Regulatory Commission. The Company will not deem any person as its client notwithstanding his/her receipt of this report. The report is issued only under permit of relevant laws and regulations, solely for the purpose of providing information. The report should not be used or considered as an offer or the solicitation of an offer to sell, buy or subscribe for securities or other financial instruments. The information presented in the report is under the copyright of the company. Without the written permission of the company, none of the institutions or individuals shall duplicate, copy, or redistribute any part of this report, in any form, to any other institutions or individuals. The party who quotes the report should contact the company directly to request permission, specify the source as Equity Research Department of Minmetals Securities, and should not make any change to the information in a manner contrary to the original intention. The party who re-publishes or forwards the research report or part of the report shall indicate the issuer, the date of issue, and the risk of using the report. Otherwise, the company will reserve its right to taking legal action. If any other institution (or "this institution") redistributes this report, this institution will be solely responsible for its redistribution. The information, opinions, and inferences herein only reflect the judgment of the company on the date of issue. Prices, values as well as the returns of securities or the underlying assets herein may fluctuate. At different periods, the company may issue reports with inconsistent information, opinions, and inferences, and does not guarantee the information contained herein is kept up to date. Meanwhile, the information contained herein is subject to change without any prior notice. Investors should pay attention to the updates or modifications. The analyst wrote the report based on principles of independence, objectivity, fairness, and prudence. Information contained herein was obtained from publicly available sources. However, the company makes no warranty of accuracy or completeness of information, and does not guarantee the information and recommendations contained do not change. The company strives to be objective and fair in the report's content. However, opinions, conclusions, and recommendations herein are only for reference, and do not contain any certain judgments about the changes in the stock price or the market. Under no circumstance shall the information contained or opinions expressed herein form investment recommendations to anyone. The company or analysts have no responsibility for any investment decision based on this report. Neither the company, nor its employees, or affiliates shall guarantee any certain return, share any profits with investors, and be liable to any investors for any losses caused by use of the content herein. The company and its analysts, to the extent of their awareness, have no conflict of interest which is required to be disclosed, or taken restrictive or silent measures by the laws with the stock evaluated or recommended in this report.

Minmetals Securities Co. Ltd. 2019. All rights reserved.

Special Disclaimer

Permitted by laws, Minmetals Securities Co., Ltd. may hold and trade the securities of companies mentioned herein, and may provide or seek to provide investment banking, financial consulting, financial products, and other financial services for these companies. Therefore, investors should be aware that Minmetals Securities Co., Ltd. or other related parties may have potential conflicts of interest which may affect the objectivity of the report. Investors should not make investment decisions solely based on this report.

Contact us

Shanghai

Address: Room 2208, 22F, Block A, Eton Place, No.69 Dongfang Road, Pudong New District, Shanghai
Postcode: 200120

Shenzhen

Address: 23F, Minmetals Financial Center, 3165 Binhai Avenue, Nanshan District, Shenzhen
Postcode: 518035

Beijing

Address: Room 603, 4F, No.9 Shoutinan Road, Haidian District, Beijing
Postcode: 100037