



2022年12月23日

标配

全球第三次能源转换 未来能源格局之争

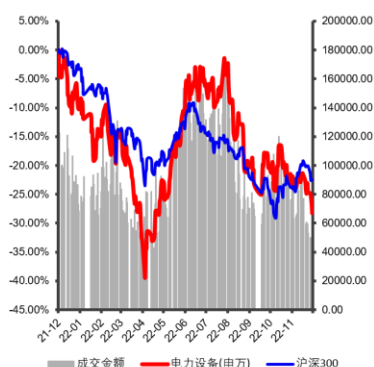
——氢能行业发展深度复盘报告

投资要点:

证券分析师:

周啸宇 S0630519030001
zhouxiaoy@longone.com.cn

联系人:

王珏人
wj@longone.com.cn

相关研究

221213电新行业周报: 液流电池——电
化学储能发展迎新机遇西照东升, 雄鸡一唱天下白——中国光伏
行业深度复盘系列(上)隔膜赛道中国接棒, 涂覆+出口缔造盈利
新平台

- **人类社会正在经历从高碳、低碳到零碳的第三次能源转换。**从全球能源结构看,化石能源在全球能源体系中占比依旧最高,若想实现2050年迈入“零碳经济”的愿景,未来全球能源结构的重大调整势在必行。目前,包括中国、美国、日本、欧盟、韩国等国家地区已先后将氢能上升到国家能源战略高度,不断加大对氢能及燃料电池的研发和产业化扶持力度。俄乌冲突后能源价格的飙升,预示着寻找储量丰富、清洁安全的新能源不仅是人类社会可持续发展的重大课题,更是在未来全球能源储备上抢占先机。
- **氢能的能量密度高,氢燃料电池的能量转化率高,在克服储运瓶颈后,是未来重要能源发展方向。**氢燃料电池通过将化学能转为电能,不受卡诺循环效应的限制,理论效率最高可达90%,远超传统燃油机。氢燃料电池使用过程中清洁高效,在-30℃环境下启动不受限制,同等续航里程下氢气加注时间短于现阶段锂电池充电时间,复杂地形中能提供更强的动能。中汽协数据显示,2022年1-11月燃料电池车产销量均为3000辆,是2021年全年销量的2倍,2020年全年销量的3倍。11月燃料电池车产销分别完成300辆和600辆,销量同比增长100%。“十四五”期间政策端大力支持氢能基础设施的建设,对未来燃料车普及有着重要铺垫作用。
- **中国具备丰富的氢能供给经验和产业基础。**当前中国已是世界上最大的制氢国,2021年氢气总产量达到3300万吨。同时,中国是全球第一大可再生能源发电国,在国内光伏、风电占据全球领先技术优势的大环境下,可再生能源制氢有望成为中国氢源供给的核心来源,做好未来能源格局的承接。中国氢能联盟预计,2030年氢能在国内终端能源体系中占比将达到5%,2050年时至少达到10%,氢气需求量接近6000万吨,可减排约7亿吨二氧化碳,产业链年产值约12万亿元。为实现碳中和方案,2050年全球氢气需求将达到5.3亿吨,氢能未来在世界能源格局中拥有广阔的发展空间。
- **石化企业副产氢气利用、煤化工与光伏电解水制氢结合已实践成功。**工业副产品制氢的最大优势在于几乎无需额外的资本投入和化石原料投入,所获氢气在成本和减排方面均有着显著优势。现阶段煤制氢工艺最为成熟,在我国丰富煤炭资源的背景下,未来氢气产能有望逐步放量提升。而在新疆、内蒙古等地多个光伏、风电电解水制氢项目也已开展,随着风光装机量的提升、技术工艺的不断改良,制氢环节有望获得提振。
- **投资建议:在全球“零碳经济”、我国“双碳”愿景背景下,能源结构从传统化石能源向清洁能源转型是必然趋势。**氢能作为其中的重要环节之一,在技术上已初步实现“从0到1”的突破,但仍处于商业化推广阶段。目前氢能商业化推广主要聚焦于氢燃料电池车,我们建议长期关注行业核心主线:(1) **全产业链布局的龙头企业**,从制氢端到用氢端形成业务联动,在国家政策支持下达到降本功效;(2) **燃料电池车核心部件相关的龙头企业**。通过前期占据市场份额,获取更多的使用反馈,从而推动技术革新,占据先发优势,形成良性循环;(3) **参与燃料电池车核心零部件研发、生产的公司**,核心零部件国产化率的提升,能降低燃料电池生产成本,推动燃料电池车推广进度,加快燃料电池车商业化进程。**重点推荐:亿华通、美锦能源、京城股份、昇辉科技、雄韬股份。**

风险提示:加氢站等基础设施建设进度不达预计规划、燃料电池车应用效果不及预期、产业链降本不及预期、核心设备和关键材料国产化率进程不达预期。

	总市值 (亿元)	净利润增速			PE		
		2022E	2023E	2024E	2022E	2023E	2024E
亿华通	77	75.80%	324.35%	136.41%	-251	76	32
美锦能源	386	4.74%	8.83%	6.81%	14	13	12
雄韬股份	70	138.70%	56.07%	37.13%	43	27	20
昇辉科技	46	-	-	-	-	-	-
京城股份	75	-	-	-	-	-	-

正文目录

1. 寻找储量丰富、清洁安全的能源是人类社会可持续发展的关键	6
1.1. 氢的化学性质活泼，是未来终极能源的方向	7
1.2. 全球主要国家高度重视氢能与燃料电池的发展	8
1.3. 氢能源未来需求广阔，产业技术加速发展	11
2. 氢在中国的应用基础良好	12
2.1. 氢能：传统化石能源转向以可再生能源的关键媒介	12
2.2. 氢能是我国未来能源体系的重要组成部分	15
3. 氢能的发展涉及上下游众多产业链环节	18
3.1. 上游：氢的制取	18
3.1.1. 化石能源制氢	19
3.1.2. 甲醇制氢	21
3.1.3. 工业副产氢	21
3.1.4. 蓝氢	23
3.1.5. 绿氢	23
3.2. 上游：氢的储运	27
3.2.1. 物理储氢技术	27
3.2.2. 化学储氢技术	27
3.2.3. 其它储氢技术	28
3.3. 上游：加氢站	29
3.4. 中游：燃料电池为现阶段主要应用领域	31
3.4.1. 膜电极和双极板是燃料电池电堆的重要组成部分	34
3.4.2. 电堆是燃料电池系统的核心部件	35
3.4.3. 储氢瓶	37
3.5. 下游：氢燃料电池车是氢能重要应用领域之一	38
3.6. 下游：工业领域氢能消费	41
4. 国内氢能项目投融资持续火热	42
5. 投资建议	45
6. 风险提示	45

图表目录

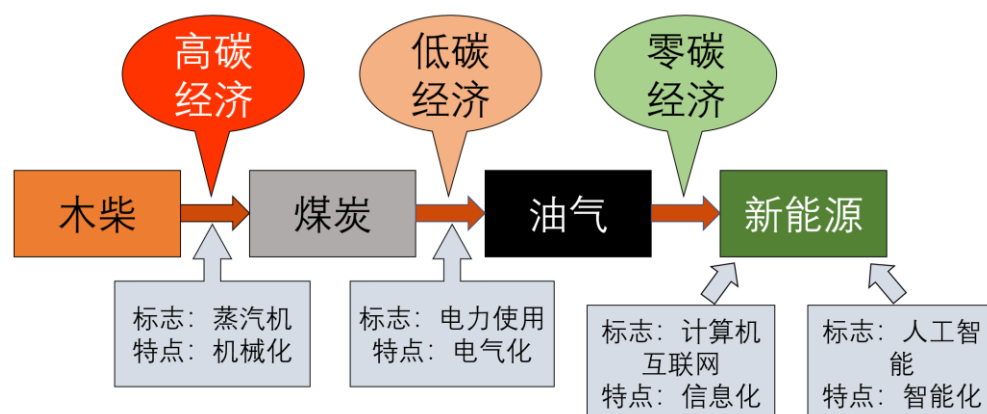
图 1 全球能源体系转型示意图	6
图 2 全球终端能源消费占比 (%)	7
图 3 2020 年全球氢气下游需求应用	11
图 4 2020 年全球氢气供应来源	11
图 5 国际氢能相关项目数量 (个)	12
图 6 不同运营状态下氢能源项目的数量 (个)	12
图 7 2000-2021 年氢气提取技术项目数量 (个)	12
图 8 氢气的终端使用部门技术项目数量 (个)	12
图 9 2020 年全球二氧化碳排放量国家占比	13
图 10 2021 年 1-9 月中国二氧化碳排放行业分布	13
图 11 2019-2021 年中国能源消费占比	14
图 12 2011-2021 年全球能源碳排放量 (百万吨)	14
图 13 2012-2021 年中国氢气年产量 (万吨, %)	14
图 14 氢能产业链示意图	18
图 15 2020 年全球氢气制取来源占比 (%)	19
图 16 2020 年中国氢气制取来源占比 (%)	19
图 17 煤制氢工艺流程示意图	19
图 18 天然气水蒸气重整制氢工艺流程示意图	20
图 19 煤制氢成本随煤炭价格变化趋势	20
图 20 截至 2021 年全球化石燃料制氢项目数量	20
图 21 甲醇水蒸气重整制氢工艺流程示意图	21
图 22 中国工业副产氢的供应潜力 (万吨)	22
图 23 中国工业副产氢综合成本 (元/Nm ³)	22
图 24 风电并网制氢系统结构图	25
图 25 光伏发电制氢系统结构图	25
图 26 2021-2025 年电解水制氢设备年出货量预测 (GW, %)	26
图 27 绿氢项目地域分布	26
图 28 加氢站示意图	29
图 29 加氢站新建合建站比例	29
图 30 截至 2021 年年底全球在营加氢站分布	29
图 31 全球加氢站建设数量变化 (座)	29
图 32 国内加氢站分布示意图 (座)	30
图 33 中国加氢站历年新建数量 (座)	31
图 34 加氢站新建合建站比例	31
图 35 卡诺循环原理示意图	32
图 36 奔驰 GLC F-Cell 氢燃料电池车动力系统结构示意图	32
图 37 燃料电池动力系统主要结构	33
图 38 燃料电池电堆主要结构	33
图 39 燃料电池系统成本拆分	34
图 40 燃料电池电堆成本拆分	34

图 41 2022 年前三季度膜电极装机企业占比.....	35
图 42 2022 年前三季度各双极板企业市占率.....	35
图 43 近年电堆装机量 (MW)	35
图 44 2022 年前三季度电堆企业市占率.....	35
图 45 中国氢燃料电池电堆出货量及预测 (单位: 兆瓦, 亿)	37
图 46 历年储氢瓶装车气瓶数量 (个)	37
图 47 2022 年前三季度装车气瓶情况.....	37
图 48 2021 年全球主要国家氢能源车销量 (辆)	38
图 49 2021 年全球主要国家氢能源车保有量占比	38
图 50 2021 我国燃料电池专用车车型销量 (辆)	39
图 51 2021 我国燃料电池专用车销售重点城市分布 (辆)	39
图 52 2020 年我国氢燃料电池车各类车型占比	39
图 53 截至 2022 年 4 月底氢燃料电池车运行数量 (辆)	39
图 54 全国燃料电池车每月新增产销量统计 (辆)	40
图 55 2022 年前三季度全球燃料电池汽车品牌销量占比.....	40
图 56 2021、2022 年前三季度日韩燃料电池汽车销售比对 (辆, %)	40
图 57 高炉富氢冶炼工艺流程示意图	42
图 58 2006 年-2022 年氢能产业投资情况 (单位: 亿元/起)	43
表 1 氢气与汽油蒸汽、天然气的性质比较	8
表 2 美国氢能相关政策	8
表 3 日本最新氢能相关政策	9
表 4 欧盟、德国最新氢能相关政策	10
表 5 韩国最新氢能相关政策	10
表 6 中国氢能总体目标	15
表 7 国家层面氢能相关主要政策梳理	16
表 8 “3+2”示范城市群主要发展规划列举	17
表 9 三种电解水制氢技术比对	24
表 10 氢气主要储存方式、优缺点、应用	28
表 11 中石化 9 大供氢中心生产情况	31
表 12 燃料电池电堆主要部件介绍	34
表 13 燃料电池核心零部件产能	36
表 14 自主品牌氢燃料电池乘用车	41
表 15 主要氢冶金示范项目梳理	42
表 16 氢能产业链各环节相关企业梳理	44
表 17 氢能行业估值比较表	45

1.寻找储量丰富、清洁安全的能源是人类社会可持续发展的关键

纵观能源发展史，人类社会已经经历了三次工业革命，三次能源的升级换代体现了“三大经济”形态。瓦特发明蒸汽机，促使能源从木柴向煤炭的第一次重大转换，表现为“高碳经济”；戴姆勒发明内燃机，完成从煤炭向油气的第二次重大转换，呈现出“低碳经济”；现代科技进步与当今环保要求推动传统化石能源向氢能等非化石新能源的第三次重大转换，全球有望逐步迈向“零碳经济”。

图1 全球能源体系转型示意图

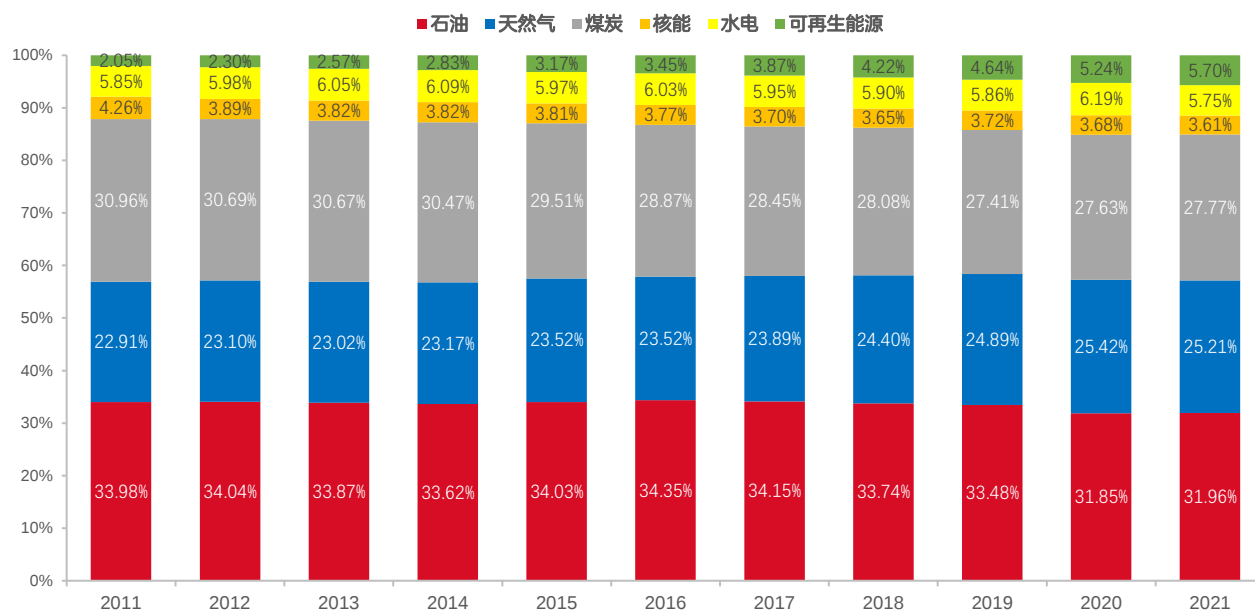


资料来源：《人工制氢及氢工业在我国“能源自主”中的战略地位》（邹才能等），东海证券研究所

从全球能源结构看，化石能源在整个体系中占比最高。2021 年全球终端能源消费中，石油、天然气、煤炭分别占 31.96%、25.21%和 27.77%，化石能源消费共占比 84.94%，是全球碳排放的主要来源。其中可再生能源占比从 2011 年的 2.05% 上升至 5.70%，上涨幅度为 178%，但核能、水电、可再生能源等清洁能源占比仅从 12.16% 上升至 15.06%，总体增长幅度较为缓慢。

若想实现 2050 年迈入“零碳经济”的愿景，未来全球能源结构的重大调整势在必行。能源过渡委员会（ETC）预测，2050 年零碳场景下，直接电力和氢气将成为未来全球能源结构中最为重要的两个组成部分，分别占比 68% 和 13%；氢基氨合成燃料占比 5%，其他能源如生物质等占比 14%。预计到 2050 年，全球每年将需要 5~8 亿吨清洁氢，大约是当前氢气消耗的 5~7 倍。

图2 全球终端能源消费占比 (%)



资料来源：《BP2022 年世界能源统计年鉴》，东海证券研究所

1.1. 氢的化学性质活泼，是未来终极能源的方向

位于元素周期表中第一位的元素氢 (H)，是宇宙间最丰富的元素。氢气 (H₂) 是世界上已知的最轻的气体，其密度仅有空气的 1/14，难以液化(沸点-252.87℃，临界温度-239.9℃，凝固点-259.14℃)，化学性质活泼、能燃烧、能与许多金属和非金属直接化合，被誉为“21 世纪的终极能源”。

氢能源的优势决定了其未来广阔的发展空间：

1) 来源多样：地球上氢元素不能以单独的资源形式存在，因此不是一次能源。而作为二次能源，氢不仅可以通过煤炭、石油、天然气等化石能源重整、生物质热裂解或微生物发酵等途径制取，还可以来自焦化、氯碱、钢铁、冶金等工业副产气，也可以利用电解水制取，特别是与可再生能源发电结合。

2) 清洁低碳：氢不论燃烧还是通过燃料电池的电化学反应，其产物只有水，没有利用传统能源时所产生的污染物及碳排放。此外，生成的水还可继续制氢，真正实现低碳甚至零碳排放，能够有效缓解温室效应和环境污染。

3) 灵活高效：氢的热值高 (140.4MJ / kg)，相当于同质量汽油、天然气等化石燃料热值的 3-4 倍，通过燃料电池可实现 90% 以上的综合转化效率。氢能可以成为连接不同能源形式 (气、电、热等) 的桥梁，并与电力系统互补协同，是跨能源网络协同优化的理想互联媒介。

4) 应用场景丰富：氢可广泛应用于能源、交通运输、工业、建筑等领域。既可直接为炼化、钢铁、冶金等行业提供高效原料、还原剂和高品质的热源，有效减少碳排放；也可以通过燃料电池技术应用于汽车、轨道交通、船舶等领域，降低长距离高负荷交通对石油和天然气的依赖；还可应用于分布式发电，为家庭住宅、商业建筑供电供暖。

表1 氢气与汽油蒸汽、天然气的性质比较

技术指标	氢气	汽油蒸汽	天然气
爆炸极限 (%)	4.1~75	1.4~7.6	5.3~15
燃烧点能量 (MJ)	0.02	0.2	0.29
扩散系数 (m ² / s)	6.11x10 ⁻⁵	0.55x10 ⁻⁵	1.61x10 ⁻⁵
能量密度 (MJ / Kg)	143	44	42
热值 (J/Kg)	1.4x10 ⁸	4.6x10 ⁷	7.1~8.8x10 ⁷

资料来源：中国氢能联盟，东海证券研究所

1.2.全球主要国家高度重视氢能与燃料电池的发展

美国：美国是最早将氢能及燃料电池作为战略的国家。约翰·鲍克里斯 (John Bockris) 早在 1970 年便提出“氢经济”概念，1990 年出台《1990 年氢研究、开发及示范法案》，布什政府提出氢经济发展蓝图、奥巴马政府发布《全面能源战略》、特朗普政府将氢能和燃料电池作为美国优先能源战略，开展前沿技术研究。美国氢能计划的实施以美国能源部 (DOE) 为主导，将资金集中于解决氢能产业所面临的技术难题，以保持美国在世界范围内的领先地位，目前美国在氢能及燃料电池领域拥有的专利数仅次于日本。

美国 40 多个州的仓库和配送中心运营着超过 23,000 台燃料电池动力叉车。美国燃料电池和氢能源协会预测，到 2030 年，美国氢能经济每年可产生约 1400 亿美元收入；到 2050 年，美国本土氢能需求将增至 4100 万吨/年，占未来能源消费总量的 14%。

表2 美国氢能源相关政策

名称	公布时间	核心描述
美国 《Department of Energy Hydrogen Program Plan》	2020 年 11 月	“氢能计划”设定了氢能发展到 2030 年的技术和经济指标，主要包括： ① 电解槽成本降至 300 美元/千瓦，运行寿命达到 80000 小时，系统转换效率达到 65%，工业和电力部门用氢价格降至 1 美元/千克，交通部门用氢价格降至 2 美元/千克； ② 早期市场中交通部门氢气输配成本降至 5 美元/千克，最终扩大的高价值产品市场中氢气输配成本降至 2 美元/千克； ③ 车载储氢系统成本在能量密度 2.2 千瓦时/千克、1.7 千瓦时/升下达到 8 美元/千瓦时，便携式燃料电池电源系统储氢成本在能量密度 1 千瓦时/千克、1.3 千瓦时/升下达到 0.5 美元/千瓦时，储氢罐用高强度碳纤维成本达到 13 美元/千克； ④ 用于长途重型卡车的质子交换膜燃料电池系统成本降至 80 美元/千瓦，运行寿命达到 25000 小时，用于固定式发电的固体氧化物燃料电池系统成本降至 900 美元/千瓦，运行寿命达到 40000 小时。

资料来源：公开数据整理，东海证券研究所

日本：日本于较早时期就开始高度重视氢能产业的发展，并提出“要成为全球第一个实现氢能社会的国家”。其政府早在 1974 年就开始氢储能研究，先后发布了《日本复兴战略》《能源战略计划》《氢能源基本战略》《氢能及燃料电池战略路线图》，规划了实现氢能社会

战略的技术路线。目前，日本氢能及燃料电池技术拥有专利数位居全球第一，已实现燃料电池车和家用热电联供系统的规模化商业推广。

2017 年，日本在神户港口岛建造了氢燃料 1 兆瓦燃气轮机，是世界上首个在城市地区使用氢燃料的热电联产系统。2022 年 1 月 21 日-2 月 25 日期间，日本川崎重工制造的全球第一艘液化氢运输船 Suiso Frontie 成功完成从澳大利亚运输液化氢至日本神户。

表3 日本最新氢能源相关政策

名称	公布时间	核心描述
日本 《水素基本战略》	2017 年 12 月	到 2030 年，供给端目标为开拓国际氢能供应链，开发国内电制气提供可再生的氢能供应，形成 30 万吨/年的商业化供应能力，成本降低到 3 美元/公斤。发电成本降至 17 日元/千瓦时，加氢站达到 900 座，燃料电池车 80 万辆，燃料电池公共汽车 1200 辆；燃料电池叉车 1000 辆，家用热电联供分布式燃料电池达到 530 万家庭（占全部家庭的 10%）。 到 2050 年，供给端达到无二氧化碳排放的氢能，产量 500-1000 万吨/年以上，主要用于氢能发电，成本降至 2 美元/公斤，发电成本 12 日元/千瓦时，取代天然气发电。加氢站取代加气站，燃料电池汽车取代传统汽油燃料池，引入大型燃料电池车，家用热电联供分布式燃料电池取代传统居民的能源系统。

资料来源：公开数据整理，东海证券研究所

欧盟：欧盟将氢能作为能源安全和能源转型的重要保障。从战略层面提出了《2005 欧洲氢能研发与示范战略》《2020 气候和能源一揽子计划》《2030 气候和能源框架》《2050 低碳经济战略》等文件，在能源转型层面发布了《可再生能源指令》《新电力市场设计指令和规范》等文件。欧盟燃料电池与氢联合行动计划项目（FCHJU）对欧洲氢能及燃料电池的研发和推广提供了大量的资金支持。2020 年 8 月，欧盟在其发布的《欧洲氢能战略》中提到了未来 30 年三步走的战略，全面阐述了欧盟氢能产业链的投资计划，并预计到 2050 年在氢能生产方面的投资将达到 1800-4700 亿欧元。

德国是欧洲发展氢能最具代表性的国家：德国政府专门成立了国家氢能与燃料电池技术组织（NOW-GmbH）推进相关领域工作，并在 2006 年启动了氢能和燃料电池技术国家创新计划（NIP），从 2007 年到 2016 年共投资 14 亿欧元，资助了超过 240 家相关企业、50 家科研和教育机构以及公共部门。

凭借 FCUJU 和 NIP 的项目支持，德国确立了氢能及燃料电池领域的前排地位，可再生能源制氢规模全球第一，燃料电池供应和制造规模全球第三。目前，德国运营着全球第二大加氢网络，在营加氢站 60 座，仅次于日本。全球首列氢燃料电池列车也已在德国投入商业运营，续航里程接近 1,000 公里。

表4 欧盟、德国最新氢能源相关政策

名称	公布时间	核心描述
欧盟 《EU Hydrogen Strategy》	2020 年 7 月	到 2024 年的发展目标是降低现有制氢过程的碳排放并扩大氢能的应用领域，将其从现有的化学工业领域扩展到其他领域。此阶段的战略规划是在 2024 年前安装至少 6GW 可再生能源电解槽，达到可再生能源制氢年产量 100 万吨。 2024 年到 2030 年，使氢能成为综合能源系统的重要组成部分。其战略计划是安装至少 40GW 可再生能源电解槽，达到可再生能源制氢年产量 1000 万吨。而 2030 年到 2050 年，可再生能源制氢技术将逐渐成熟，其大规模部署将可以使所有脱碳难度系数高的工业领域使用氢能代替。
德国 《The National Hydrogen Strategy》	2020 年 6 月	到 2030 年，达到 5GW 的电解槽容量，即 14TWh 的绿氢生产。到 2040 年将达到 10GW 的电解槽容量。到 2050 年本土钢铁生产转型对绿氢的需求将超过 80TWh，精炼业和氨气生产转型对绿氢需求达到 22TWh。70 亿欧元用于升级氢气等相关技术，36 亿欧元用于清洁汽车购买，34 亿欧元用于加油和充电基础设施建设。

资料来源：公开数据整理，东海证券研究所

韩国：2008 年以来，韩国政府持续加大对氢能技术研发和产业化推广的扶持力度，先后投入 3,500 亿韩元实施“低碳绿色增长战略”“绿色氢城市示范”等项目，持续推进氢能及燃料电池技术研发。

2018 年，韩国现代汽车正式发布第二代燃料电池车 Nexso，电堆最大输出功率达到 95 千瓦，续航里程达 800 千米。韩国完备的天然气基础设施支持了燃料电池项目的迅速普及，排名前六的燃料电池公司已经部署了近 300 兆瓦装机，其中包括世界上能量最密集、规模最大的燃料电池公园。

表5 韩国最新氢能源相关政策

名称	公布时间	核心描述
韩国 《氢经济发展基本规划》	2021 年 12 月	到 2050 年，韩国只向氢需求方供应绿氢和蓝氢等“清洁氢”。韩国政府还宣布将扩大氢发电，除将钢铁和化工等生产工艺中使用的燃料和原材料都替换为氢外，还将扩大氢动力汽车的生产能力。作为配套设施，韩国将在全国建立 2000 多处加氢站。规划落实之后，到 2050 年，韩国氢能将占最终能源消耗的 33%，发电量的 23.8%，成为超过石油的最大能源。

资料来源：公开数据整理，东海证券研究所

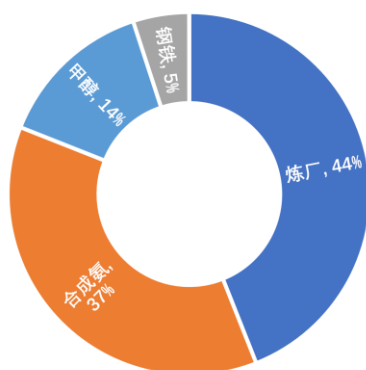
到 2020 年，加拿大、法国、荷兰等十个国家和地区的政府先后提出了氢战略，2021 年，氢使用的政治势头继续增强。截至当年 9 月，又有四项国家级氢能战略（捷克共和国、哥伦比亚、匈牙利和英国）被采用，而挪威发布发展路线图以完善其 2020 年通过的氢能战略。此外，波兰和意大利已发布战略征求公众意见，另有其他 20 多个国家宣布正在积极制定战略。

我们认为，控制气候变化的雄心仍然是广泛使用低碳氢的主要动力来源，全球主要国家相继颁布、更新了区域内氢能发展的战略计划，这对于氢技术和市场的进步至关重要。

1.3. 氢能源未来需求广阔，产业技术加速发展

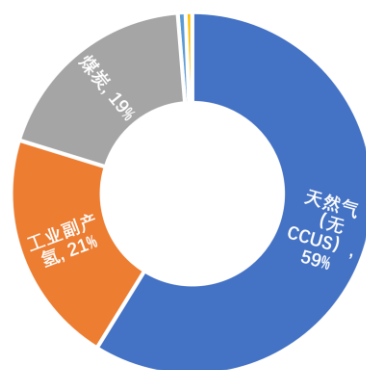
根据国际能源署（IEA）发布的《Global Hydrogen Review 2021》，2020 年全球氢气需求量约 9000 万吨，几乎全部来自于炼厂及工业；用于交通运输用途的氢气需求少于 2 万吨，仅占总需求比例的 0.02%。而氢气的主要供应来源是天然气制氢，占比近 60%，工业副产氢及煤制氢则分别占到 21% 和 19%，石油和天然气（含 CCUS）制氢仅占 0.6% 和 0.7%。而为实现碳中和目标，氢气在 2050 年的需求将达到 5.3 亿吨；其中工业用途将从 2020 年的 5000 万吨增加至 2050 年的 1.4 亿吨；交通运输用需求将会从 2020 年的不足 2 万吨增至 2050 年的 1 亿吨。

图3 2020 年全球氢气下游需求应用



资料来源：IEA，东海证券研究所

图4 2020 年全球氢气供应来源



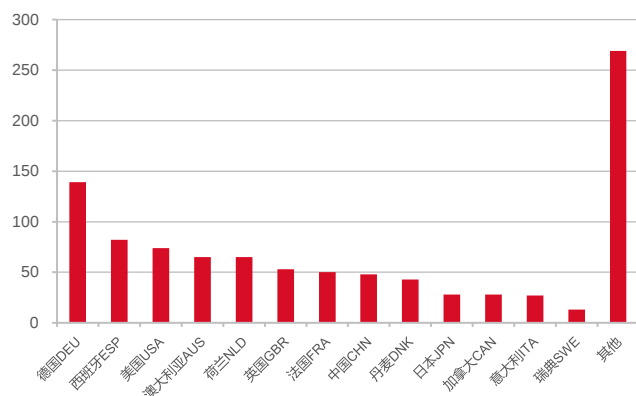
资料来源：IEA，东海证券研究所

国际氢能委员会（The Hydrogen Council）则认为，全球将从 2030 年开始大规模利用氢能，2040 年氢能将承担全球终端能源消费量的 18%，而到 2050 年氢能利用可以贡献全球二氧化碳减排量的 20%。

截至 2021H1，全球已有 359 个氢能大型项目在建或投入使用，到 2030 年对整个氢能产业价值链的总投资估计为 5000 亿美元，低碳氢产能将超过 1000 万吨。另据壳牌、法国液化空气集团、梅塞尔等公司预测，2020 - 2050 年全球氢气需求量年均增长率将达到 23% ~ 35%。

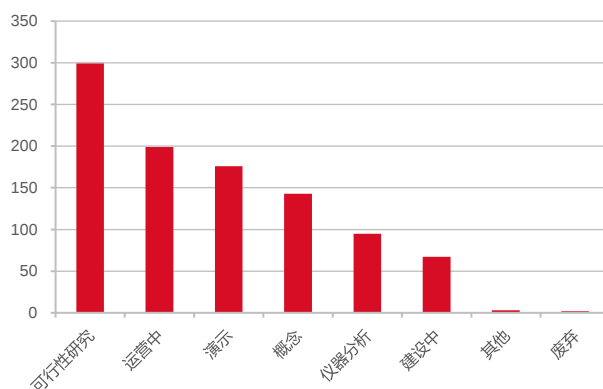
由于全球化石能源大规模消费及氢能利用受到技术瓶颈制约，氢能产业一度发展缓慢。而近年来随着油气资源的供应波动、人类可持续发展要求和氢能全产业链的技术进步共同推动了氢能产业高速发展。据 IEA 统计，2000 年至 2021 年，全球共建设了 984 个氢能源相关项目，德国、西班牙、美国位居前三。在这些项目中，可行性研究项目为 299 个，演示项目 176 个，概念项目 143 个。绝大多数的氢气提取项目为电解水制氢，终端部门使用氢能源最多的为运输。电解水制氢的发展意味着终端能源能否实现完全清洁，而运输业使用的载具（如重卡等）则是短期内能否普及氢能源使用的重要突破口。

图5 国际氢能相关项目数量（个）



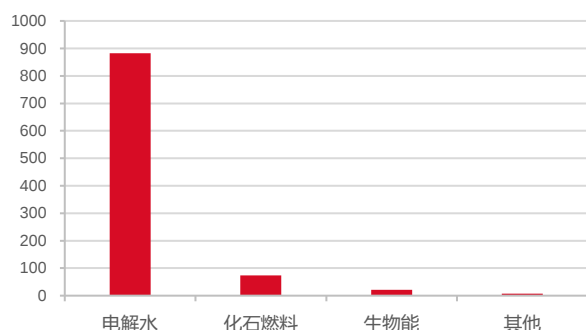
资料来源：IEA，东海证券研究所

图6 不同运营状态下氢能项目的数量（个）



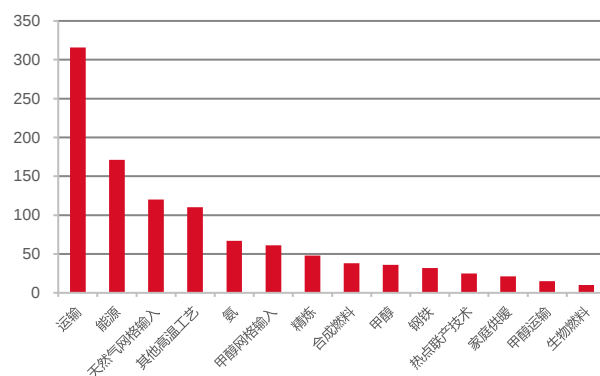
资料来源：IEA，东海证券研究所

图7 2000-2021 年氢气提取技术项目数量（个）



资料来源：IEA，东海证券研究所

图8 氢气的终端使用部门技术项目数量（个）



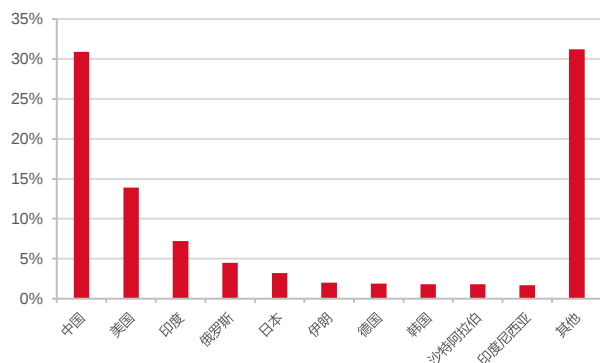
资料来源：IEA，东海证券研究所

2. 氢在中国的应用基础良好

2.1. 氢能：传统化石能源转向以可再生能源的关键媒介

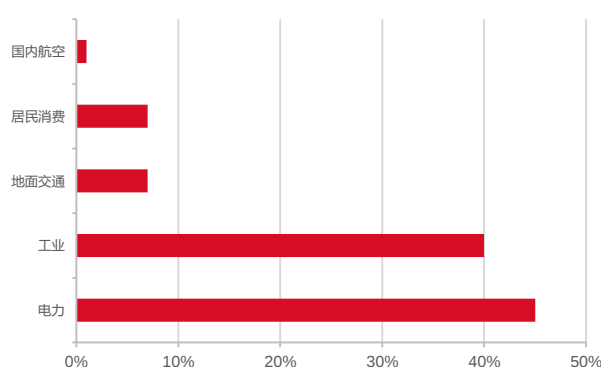
2015 年，习近平总书记在巴黎气候大会上，代表中国政府向国际社会承诺“中国将在 2030 年左右二氧化碳排放达峰并力争尽早达峰”。中国碳排放量在 2003 年超过欧盟，2006 年超过美国，连续多年成为最大碳排放国。而自新冠疫情以来，中国作为 2020 年和 2021 年能够实现经济正增长的少数经济体之一，碳排放量增长的幅度超过了同期世界其他地区的下降幅度。据 BP 能源统计，2020 年中国二氧化碳排放量为 98.94 亿吨，占全球总量的 30.9%；2021 年增至 119 亿吨，占到全球总量的 33%。

图9 2020 年全球二氧化碳排放量国家占比



资料来源：BP，东海证券研究所

图10 2021 年 1-9 月中国二氧化碳排放行业分布



资料来源：国家统计局，东海证券研究所

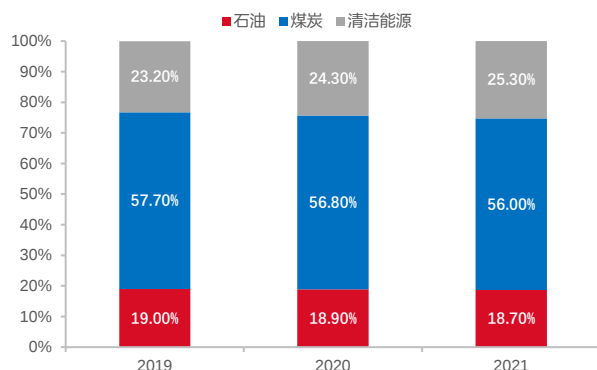
从传统化石能源来看，我国已初步形成了煤炭、电力、石油、天然气、新能源全面发展的能源供给体系，消费结构也逐渐向清洁化、低碳化发展。2021 年我国煤炭消费量增长 4.6%，原油消费量增长 4.1%，天然气消费量增长 12.5%，电力消费增长 10.3%。而随着 GDP 的快速增长和能源供应的电气化，电力需求的增长已经超过了低碳能源的增长，带动煤电需求不降反增，我国能源消费结构性的问题依旧突出。

从国内可再生能源发展进程来看，2021 年我国可再生能源新增装机 1.34 亿千瓦，占全国新增发电装机的 76.1%，全国可再生能源发电量达 2.48 万亿千瓦时，占全社会用电量的 29.8%。2022 年 6 月，国家发展改革委、国家能源局等 9 部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》，提出到 2025 年，我国可再生能源消费总量达到 10 亿吨标准煤左右，年发电量到 3.3 万亿千瓦时左右，而 2021 年我国能源消费总量约为 52.4 亿吨标准煤。

2019 年至 2021 年，清洁能源消费在我国能源消费总量中的占比逐年提升，煤炭、石油逐年下降。清洁能源从 2019 年占比 23.2% 升至 2021 年的 25.3%，煤炭从 57.70% 下滑至 56%，石油则从 19.00% 收窄至 18.7%。虽然我国一次能源消费总量仍处上升阶段，但清洁能源在总量中的比重正在逐步加大，我国能源结构正在坚定不移的向可再生能源、清洁能源靠拢。

BP 能源数据显示，2020 年全球能源需求下降 5.4%，碳排放量下降 6.3%。从宏观角度看，2020 年的碳排放量下降主要受新冠疫情影响，是付出重大经济代价换来的碳减排。而 21 年随着经济的复苏，全球碳排放量再度增长 5.7%，其中能源产生的碳排放量同比增加 5.9%，即便经济尚未恢复至疫情前，但能源消费已然回升。这可以侧面说明与“碳中和”目标相比，各国仍然更加重视经济的复苏与发展。今年国际局势的变化使得全球能源供应紧张，天然气作为低碳能源之一量价齐升，部分国家重新启用煤炭发电，拖延了“碳中和”目标的进展。但是我们仍应清醒地认识到，能源结构的转化不仅仅能减少我国在国际上面临的碳排放压力，更能维护我国能源安全发展、降低对外依存度。

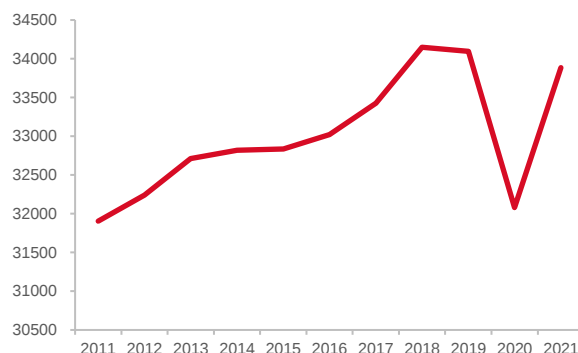
图11 2019-2021 年中国能源消费占比



资料来源：国家统计局，智研咨询，东海证券研究所

注：清洁能源包含天然气、核电、风电、太阳能

图12 2011-2021 年全球能源碳排放量 (百万吨)

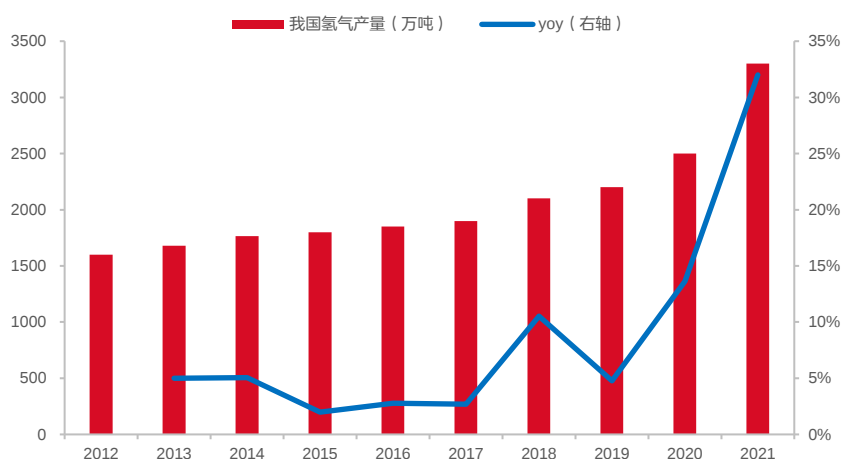


资料来源：《BP 世界能源统计年鉴 2022》，东海证券研究所

中国具有丰富的氢能供给经验和产业基础。经过多年的工业积累，中国已然成为世界上最大的制氢国。煤炭业协会数据显示，2021 年我国氢气产量超 3300 万吨，可为氢能及燃料电池产业化发展初期阶段提供低成本的氢源。富集的煤炭资源辅之以二氧化碳捕捉与封存技术(CCS)可提供稳定、大规模、低成本的氢源供给。

同时，中国是全球第一大可再生能源发电国，但由于可再生能源消纳存在较为明显的地域和时段集中分布的特征，电力系统调峰能力仍不能有效满足其发展需求。每年国内仅风电、光伏、水电等可再生能源弃电就可达 1000 亿千瓦时，可用于电解水制氢约 200 万吨。未来随着累计装机规模的不断扩大，可再生能源制氢有望成为我国氢源供给的主要来源。

图13 2012~2021 年中国氢气年产量 (万吨, %)



资料来源：中国煤炭工业协会，东海证券研究所

另据中国氢能联盟的预计，2030 年中国氢气需求量将达 3500 万吨，在终端能源体系中占比 5%。而到 2050 年时氢能将在全国终端能源体系中的占比将达到至少 10%，氢气需求量接近 6000 万吨，等量减排约 7 亿吨二氧化碳，产业链年产值约 12 万亿元。**氢气产能的不断提升将逐步降低应用端使用成本，对应用端突破核心技术及商业化进程带来正向循环，进而对整个氢能产业链形成提振。**

表6 中国氢能总体目标

产业目标	近期目标(2020-2025)	中期目标 (2026-2035)	远期目标 (2036-2050)
氢能源比例 (%)	4%	5.9%	10%
氢气需求量 (万吨)	~3000	~4000	~6000
产业估值 (亿元)	10000	50000	120000
加氢站 (座)	200	2000	12000
燃料电池 (万辆)	5	130	500
固定式电源/电站 (座)	1000	5000	20000
燃料电池系统 (万套)	6	150	550

资料来源：《中国氢能源及燃料电池产业白皮书（2019）》，东海证券研究所

2.2.氢能是我国未来能源体系的重要组成部分

2022年3月23日，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，规划提出：

1) 明确氢能战略定位。虽然国内氢能产业仍处于发展初期，但氢能是未来国家能源体系的重要组成部分、是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体、是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向，奠定了氢能重要的战略定位。

2) 统筹规划全局，明确发展目标。规划将全国氢能发展划分为三个阶段：首先发展上游制氢产业，到2025年，燃料电池车辆保有量约5万辆，部署建设一批加氢站。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。2025年到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，使可再生能源制氢得到广泛应用。到2035年，形成氢能产业体系，可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升。

3) 系统构建创新体系。围绕氢能高质量发展重大需求，聚焦短板弱项，适度超前部署一批氢能项目，持续提升如质子交换膜燃料电池、新型燃料电池等关键核心技术的水平，核心零部件及关键装备研发制造。

表7 国家层面氢能相关主要政策梳理

文件名称	发布年份	氢能相关表述
《能源技术革命创新行动计划 (2016-2030)》	2016 年	围绕二氧化碳峰值目标提供低碳能源技术支撑，在可再生领域，发展可再生能源制氢，发展氢能与燃料电池技术创新。
《能源生产和消费革命战略 (2016-2030)》	2017 年	探索藻类制氢技术，发展氢燃料等替代燃料技术。
《“十三五”交通领域科技创新 专项规划》	2017 年	将“燃料电池汽车核心专项技术”，“加氢基础设施和示范考核技术”作为发展重点之一
《关于推动先进制造业和现代服务业深度融合发展的实施意见》	2019 年	推动氢能产业创新、集聚发展，完善氢能制备、储运、加注等设施和服务。
《2020 年能源工作指导意见》	2020 年	推动储能、氢能技术进步与产业发展。
《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》	2020 年	规划了氢燃料电池汽车的补贴政策。
《新能源汽车产业发展规划 (2021-2035) 年》	2020 年	有序推进氢燃料供给体系建设，实施新能源汽车基础技术提升工程，攻克氢能储运、加氢站、车载储氢等氢燃料电池汽车应用支撑技术。
《2021 能源工作指导意见》	2021 年	积极创新探索氢能技术路线和应用路径，开展产业试点。
《关于启动燃料电池汽车示范应用工作的通知》	2021 年	明确了燃料电池示范应用城市群名单（北京、上海、广东三大城市群）和示范应用期的补贴执行规则、条件等要素。
《2030 年前碳达峰行动方案的通知》	2021 年	包括氢能在内的新能源在交通运输领域应用到 2030 年，清洁能源动力的交通工具比例达到 40%左右。
《关于深入打好污染防治攻坚战的意见》	2021 年	推动氢燃料电池汽车示范应用，有序推广清洁能源汽车。
《“十四五”全国清洁生产推行方案》	2021 年	在石化化工行业，实施绿氢炼化等降碳工程，推动氢能产业的技术进步和产业发展。

资料来源：政府部门网站、东海证券研究所

2021 年 8 月，我国批准了北京、上海、广东三大燃料电池汽车示范应用城市群的建议，并计划为期 4 年的示范发展，2022 年 1 月新增河南、河北两大示范城市群。“3+2”示范应用城市群的公布有助于推动燃料电池汽车及产业链上下游的发展。基础设施如加氢站的建设有利于燃料电池车的试验与推广，从政策端解决“先有鸡先有蛋”的问题，避免燃料电池车“加氢 3 分钟，找加氢站 30 分钟”的窘境。

表8 “3+2”示范城市群主要发展规划列举

城市群	城市地区	时间	相关规划
京津冀示范城市群	北京市	2023 年	建成 37 座加氢站，推广燃料电池车 3000 辆。
		2025 年	新增 37 座加氢站，燃料电池车累计推广量破 10000 辆。
	天津市	2022 年	建成至少 10 座加氢站，推广燃料电池车 1000 辆以上，2 个氢燃料电池热电联供示范项目。
		2025 年	产业规模达到 1200 亿元。
上海示范城市群	山东省淄博市、滨州市	2022 年	建成 30 座加氢站，推广燃料电池车 3000 辆。
		2025 年	累计建成 100 座加氢站，累计推广燃料电池车 10000 辆。
	上海市	2023 年	规划加氢站 100 座并建成运行超过 30 座。
		2025 年	投入使用加氢站超过 70 座，推广燃料电池车 10000 辆。
	江苏省苏州市、南通市	2025 年	建设加氢站 50 座以上，燃料电池车整车产量突破 10000 辆。
	浙江省	2025 年	建设加氢站 50 座，推广燃料电池车 5000 辆。
广东示范城市群	宁夏回族自治区	2025 年	可再生能源制氢达到 8 万吨以上，建成加氢站 10 座以上，燃料电池重卡保有量 500 辆以上。
		2023 年	绿氢制取能力 10 万吨/年，推广燃料电池车 3800 辆以上。
	内蒙古自治区	2025 年	绿氢制取能力 50 万吨/年，累计推广燃料电池车 10000 辆以上。
		2023 年	建成 43 座加氢站，氢能汽车产能达到 30000 辆/年，氢能产业累计总产值达 300 亿元。
河南省示范城市群	佛山市	2030 年	建成 57 座加氢站，氢能汽车产能达到 50000 辆/年，氢能产业累计总产值达 1000 亿元。
		2035 年	氢能汽车产能达到 80000 辆/年，氢能产业累计总产值突破 1500 亿元。
	广州市	2022 年	建成加氢站不少于 30 座，推广燃料电池车不低于 3000 辆。
		2025 年	建成加氢站不少于 50 座，绿色氢能电综合调峰电站 4 座，公交、环卫领域燃料电池车占比不低于 30%。
河北省示范城市群	安徽省六安市	2025 年	建成加氢站 5 座，推广燃料电池车 600 辆，燃料电池船舶 10 艘。
		2023 年	参与示范应用城市 5 个，建成加氢站 50 座以上，推广燃料电池车 3000 辆以上。
	河南省	2025 年	建成加氢站 80 座以上，示范应用燃料电池车累计超过 5000 辆，产业规模突破 1000 亿元。
		2022 年	建成加氢站 25 座，推广燃料电池车 1000 辆，产业规模达 150 亿元以上。
河北省示范城市群	河北省	2025 年	建成加氢站 100 座，推广燃料电池车 10000 辆，产业规模达 500 亿元以上。

资料来源：各地政府部门网站、东海证券研究所

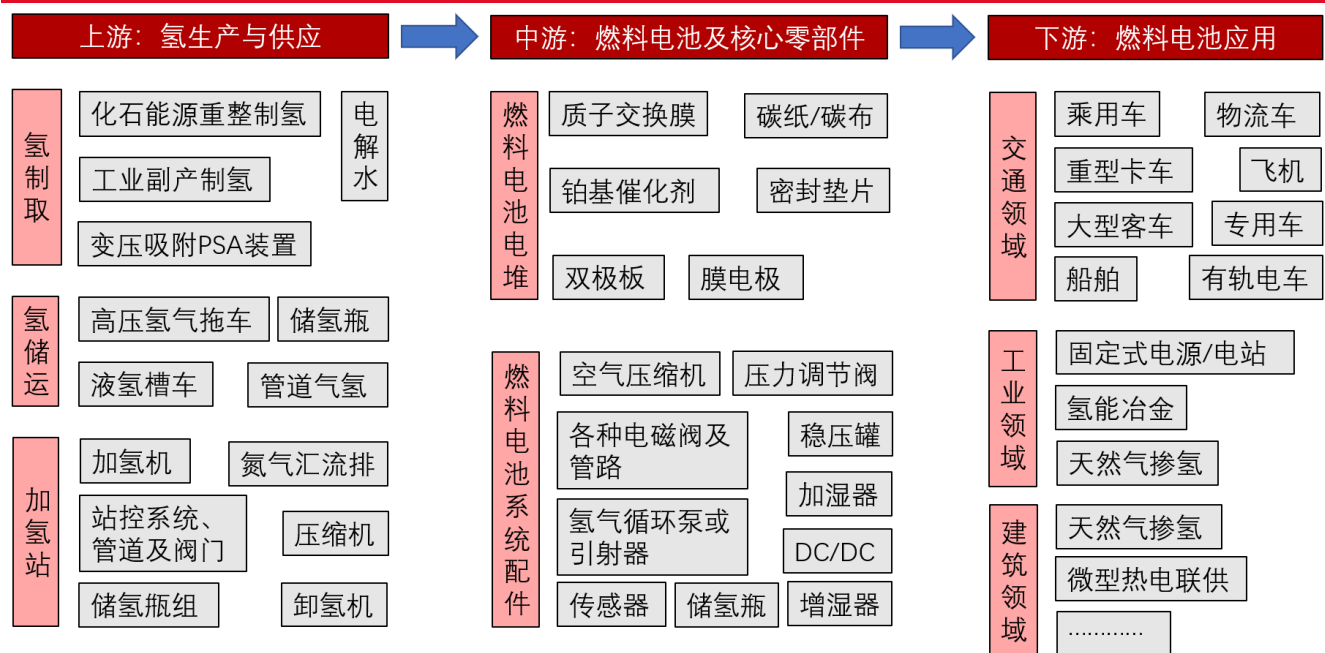
全国多地政府发布相关政策推动氢能产业发展。福建省规划到 2025 年燃料电池车应用规模达 4000 辆，建成 40 座以上加氢站。东莞市规划到 2025 年建成加氢站不少于 29 座。兰州市规划到 2025 年，建成加氢站 20 座以上，推广燃料电池车 1000 辆以上，氢能产业

力争实现主营业务收入超过 100 亿元。吕梁市规划到 2022 年底，建成加氢站 20 座，燃料电池车保有量 100 辆以上；2025 年，建成加氢站 50 座，燃料电池车保有量 5000 辆。我们认为政策落地将有效推动氢能产业的发展，规划中所提及的加氢站的建设和重卡、公交车等专业用车的推广，都将成为产业发展的重要方向，看好后续各阶段目标的达成对相关产业链带来的提振与放量。

3. 氢能的发展涉及上下游众多产业链环节

氢能产业链包括上游的制氢，中游的储运、加氢，下游应用环节则包括交通运输、工业、建筑等。氢能产业涉及能源、化工、交通等多个领域，行业的进步将带动上下游零部件商、设备商、原材料商、制造商、服务商的快速发展。

图14 氢能产业链示意图



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，东海证券研究所

3.1. 上游：氢的制取

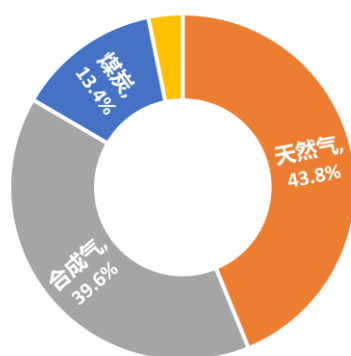
氢元素在自然界中分布广泛，但在自然状态下仅存在着极少量的游离态氢。工业氢气是通过一定的手段，从工业原料中大规模制取的可燃气态氢产物。这种通过能量输入从含氢原料中提取工业氢气的过程，被称为人工制氢。目前行业中有三种主流氢气制取路径：

- 1) 以煤炭、天然气为代表的**化石能源重整制氢**；
- 2) 以焦炉煤气、氯碱尾气、丙烷脱氢为代表的**工业副产气制氢**；
- 3) **电解水制氢**。

我国氢能的生产利用已较为广泛，制成的氢气主要应用在工业原料或生产供热中。其中化石能源重整制氢和工业副产气制氢由于在生产的过程中排放大量的二氧化碳，通过这些方式所制取的氢气被称为“灰氢”；在制作灰氢的过程中结合碳捕捉、利用及封存技术(CCUS)减少二氧化碳排放后所得到的氢气被称为“蓝氢”；通过可再生能源电解水制取的氢气，因为在制取的过程中几乎没有碳排放被称为“绿氢”。

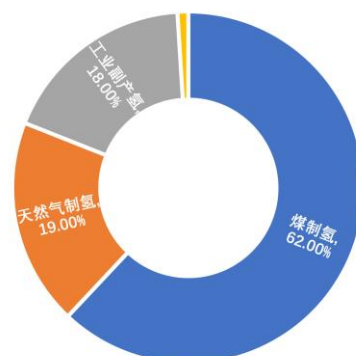
目前全球主流的制氢方式仍旧是化石能源制氢。全球制氢量最高的工艺路线是天然气制氢，占全球制氢量的 43.8%；煤制氢产量占比约为 13.4%。根据中国煤炭工业协会公开数据，我国氢气制取原料中煤炭占比达到 60%以上，主要产氢地区集中在煤炭资源丰富的地区。利用我国丰富的煤炭资源，不仅能够推动清洁能源技术的发展，还能减少碳排放，最终完成能源结构转型。而伴随着我国近年来在光伏、风电等清洁能源上的大力发展，未来制取氢气的能源也能得到妥善的解决，最终有望在达成“碳中和”目标的同时，实现绿色“终极能源”。

图15 2020 年全球氢气制取来源占比 (%)



资料来源：Global CCS Institution，前瞻产业研究院，东海证券研究所

图16 2020 年中国氢气制取来源占比 (%)

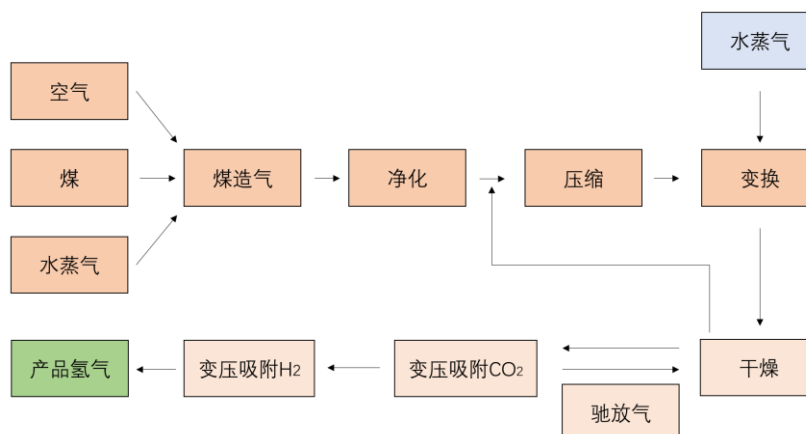


资料来源：中国煤炭工业协会，前瞻产业研究院，东海证券研究所

3.1.1.化石能源制氢

煤制氢是工业大规模制氢的首选方式之一，其具体工艺流程是煤炭经过高温气化生成合成气(氢气+一氧化碳)、一氧化碳与水蒸气经变换转变为氢气+二氧化碳、脱除酸性气体(二氧化碳+二氧化硫)、氢气提纯等工艺环节，可以得到不同纯度的氢气。

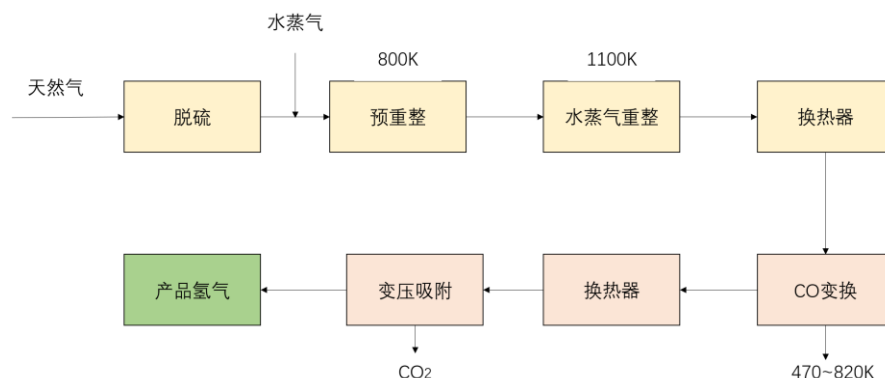
图17 煤制氢工艺流程示意图



资料来源：《化石原料制氢技术发展现状与经济性分析》(黄格省等)，东海证券研究所

天然气制氢的主要工艺流程为：天然气与水蒸气重整制得合成气（氢气+一氧化碳+二氧化碳），再经过一氧化碳变换以及氢气提纯生产过程获得一定纯度的氢气。天然气制氢是化石能源制氢中最环保的工艺路径，目前是全球氢气制取的主要途径。

图18 天然气水蒸气重整制氢工艺流程示意图

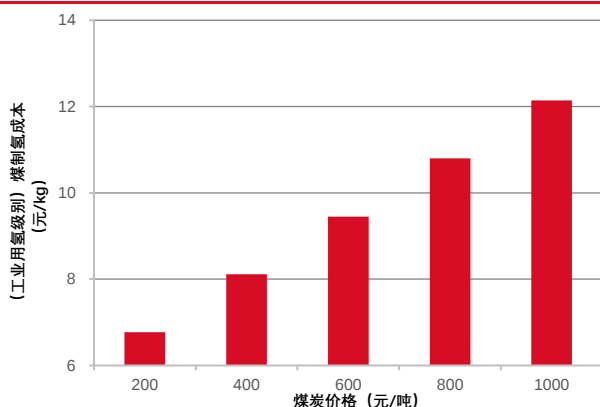


资料来源：《化石原料制氢技术发展现状与经济性分析》（黄格省等），东海证券研究所

传统煤气化制氢工艺具有技术成熟、原料成本低、装置规模大等特点，但其设备结构复杂、运转周期相对短、配套装置多、装置投资成本大，而且气体分离成本高、产氢效率偏低、二氧化碳排放量大，只有在规模化生产才能使得其投资与运营成本能够得到有效摊销，降低成本，因此煤制氢适合中央工厂集中制氢。

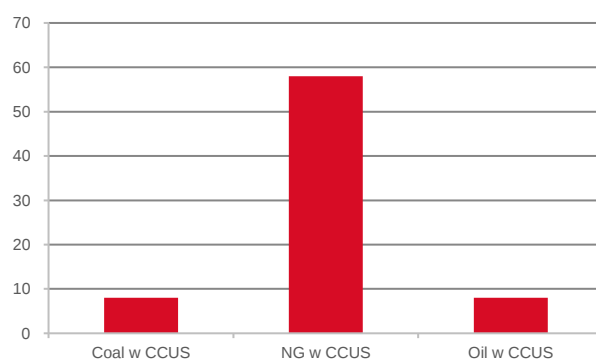
IEA 数据显示，截至 2021 年全球化石能源制氢项目（结合碳捕捉技术）数量最多。相较煤制氢而言，天然气制氢投资成本更低、氢气产率更高，且二氧化碳排放量更低。但中国进口天然气需求较大，制氢成本受天然气价格的波动影响较大。本土天然气资源供给有限且含硫量较高，仅有西部盆地等天然气资源充足的区域适合探索发展 SMR（天然气水蒸气重整制氢）技术，加上预处理工艺复杂，综合来看国内天然气制氢的经济性低于国外。

图19 煤制氢成本随煤炭价格变化趋势



资料来源：《中国氢能源及燃料电池产业白皮书（2019）》，东海证券研究所

图20 截至 2021 年全球化石燃料制氢项目数量



资料来源：IEA，东海证券研究所

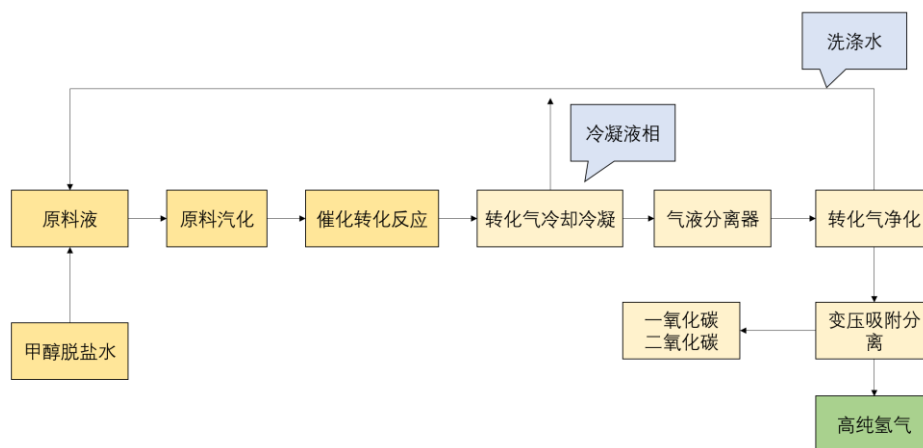
3.1.2. 甲醇制氢

国内甲醇制氢主要采用甲醇水蒸气重整制氢工艺，即甲醇与水蒸气重整制得合成气（氢气+一氧化碳+二氧化碳），再经一氧化碳变换以及氢气提纯生产过程获得一定纯度的氢气。

甲醇制氢的投资成本低、生产规模灵活，同等规模的投资额仅为煤制气的 1/10，天然气制氢的 1/3-1/2。由于我国“多煤、缺油、少气”的能源结构，甲醇的主要工艺为煤炭制，截至 2020 年底，我国煤制甲醇约占总产能的 76%，天然气占 12%，因此**甲醇作为制氢原材料在供给端要优于天然气，且在碳排放上优于煤炭。**

目前，甲醇水蒸气重整制氢装置已经广泛应用于航空航天、精细化工、制药、小型石化、特种玻璃、特种钢铁等行业。同时，甲醇在运输过程中较为稳定，作为氢的载体，可以极大降低氢在运输途中的安全风险，有效解决氢运输困难的问题。

图21 甲醇水蒸气重整制氢工艺流程示意图

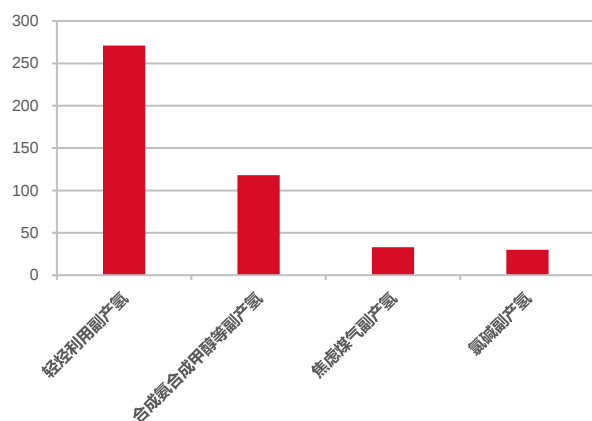


资料来源：《碳中和目标下制氢关键技术进展及发展前景综述》（李建林等），东海证券研究所

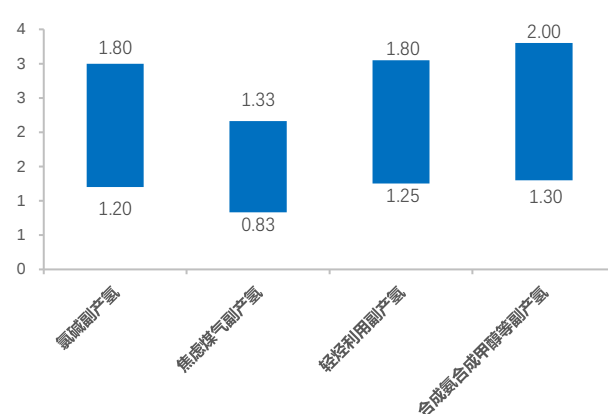
3.1.3. 工业副产氢

工业副产制氢就是将富含氢气的工业尾气作为原料，主要采用变压吸附法（PSA 法），回收提纯制氢。目前主要尾气来源有氯碱工业副产气、焦炉煤气、轻烃裂解副产气。

图22 中国工业副产氢的供应潜力 (万吨)



资料来源:《中国氢能产业发展报告 2020》, 东海证券研究所

图23 中国工业副产氢综合成本 (元/Nm³)

资料来源:《中国氢能产业发展报告 2020》, 东海证券研究所

- ① **氯碱副产制氢**具备提纯难度小、杂质含量低、氢气得到有效利用等优势。氯碱厂以食盐水为原料, 采用离子膜或石棉隔膜电解槽, 生产出烧碱、氯气、以及副产品氢气。大部分氯碱厂采用变压吸附法 (PSA 法), 将其副产品氢气提纯, 可获得高纯度氢气, 该工艺具备能耗低、投资少、自动化程度高、产品纯度高、无污染等优势, 高纯度氢气的生产成本仅为 1.3-1.5 元/Nm³。
- ② **焦炉煤气变压吸附制氢**分为原料预缩、冷冻净化分离、变压吸附脱碳烃、脱硫压缩、变压吸附制氢和脱氧等五道工序, 最终制取氢气的纯度超过 99.99%。焦炉煤气是炼焦过程的副产物, 除含大量氢气 (50%以上)、甲烷之外, 其他组分相对复杂, 随原料煤的不同有较大的差别。国内焦炉煤气制取氢气的理论空间最大, 但钢铁联合焦化企业自身循环利用系统通常较为完善, 大部分焦化气已实现充分利用, 实际可提纯并对外供应的供氢量有限。
- ③ **轻烃裂解制氢**主要有丙烷脱氢 (PDH) 和乙烷裂解两种路径:

1) 丙烷脱氢 (PDH) 副产氢工艺是丙烷在一定范围的压力和温度条件下, 通过合适的催化剂作用发生脱氧反应, 从中获取丙烯和氢气。丙烷脱氢的催化剂主要有铬系催化剂 (Catofin 工艺)、铂系催化剂 (Olefex 工艺)、氧化脱氢类催化剂。

PDH 装置副产氢气将大大减少碳排放量。煤制氢制取每吨氢气碳排放量约为 18 吨; 天然气制氢制取每吨氢气碳排放量约为 12 吨; 而 90 万吨 PDH 装置副产氢气的碳排放量仅为 3.6 万吨/年。2021 年中国 PDH 装置合计产能约为 967 万吨/年, 对应副产氢气 38.68 万吨。PDH 装置副产的氢气纯度高, 提纯难度小, 且大部分产能靠近东部沿海地区, 能有效弥补我国氢气产能地区分布不均的劣势, 降低运输成本, 与下游燃料电池应用市场紧密贴合, 具备广阔前景。

2) 乙烷裂解是生产乙烯的重要工艺路线, 通过热解、压缩、冷却和分离得到乙烯和包含氢气在内的其他副产气。乙烷裂解制乙烯装置主要集中在北美、中东和东南亚, 2017 年开始, 我国陆续有多家企业引进美国低价的轻烃原料生产乙烯, 但乙烷裂解副产氢气尚未形成规模。

中短期来看，工业副产制氢是氢气制取的最佳途径之一。与其他制氢方式相比，工业副产品制氢的最大优势在于几乎无需额外的资本投入和化石原料投入，所获氢气在成本和减排方面有显著优势。在氢能产业尚处于发展的初期阶段，即能降低生产端成本，又能实现工业废气的回收与再利用，适于规模化推广发展。现阶段化石能源制氢工艺最为成熟、价格最为低廉，但制备过程碳排放量较高；电解水制氢制备过程碳排放量较低，但面临电价、设备成本较高等弊端，随着技术发展，未来成本有望快速下降，是发展趋势之一。

3.1.4. 蓝氢

蓝氢是在灰氢的基础上结合 CCUS（碳捕集、利用与封存）技术获取的氢气，即捕捉和封存灰氢制取过程中所产生的二氧化碳，是氢气制取由灰氢向绿氢发展过程中的折中过渡产物。

“蓝氢”的碳排放量比灰氢低大约 9%-12%，目前规模化捕集二氧化碳的成本相对较高，且捕捉过程中仍旧需使用其他能源，经济效益并不明显。因此蓝氢并不是“终极能源”的一种，而是向绿色能源过渡的一种技术手段。

3.1.5. 绿氢

绿氢是通过使用可再生能源产生的电力，进行电解水产生的氢气。电解水制氢是在直流电的作用下，通过电化学反应将水分子解离为氢气与氧气，分别在阴、阳两极析出。根据隔膜不同，可分为碱性电解水、质子交换膜电解水、固体氧化物电解水三种技术。

IEA 数据显示，截至 2021 年底，全球共有 882 项电解水相关项目在运行，其中 50% 以上的项目处于未定义状态，证明目前科学研究对水电解制氢技术的未来有很多的猜想方向。现有项目中，质子交换膜水电解（PEM）占比最高有 238 项，而固体氧化物水电解（SOEC）最低，仍处于实验室阶段，尚未实现商业化推广。

2022 年 5 月 23 日，武汉华科福赛新能源有限公司研发的 15×15cm² 单电池固体氧化物电解池（SOEC）电堆稳定运行时间已超过 1040 小时；在 800℃ 工作温度下，最大电解功率达到 831 瓦，最大电解效率高于 97%，每立方米产氢电耗在 2.86-3.35 度之间，稳定运行电解功率高于 600 瓦。这些 SOEC 技术指标在国内公开报道中均处于领先水平。

表9 三种电解水制氢技术比对

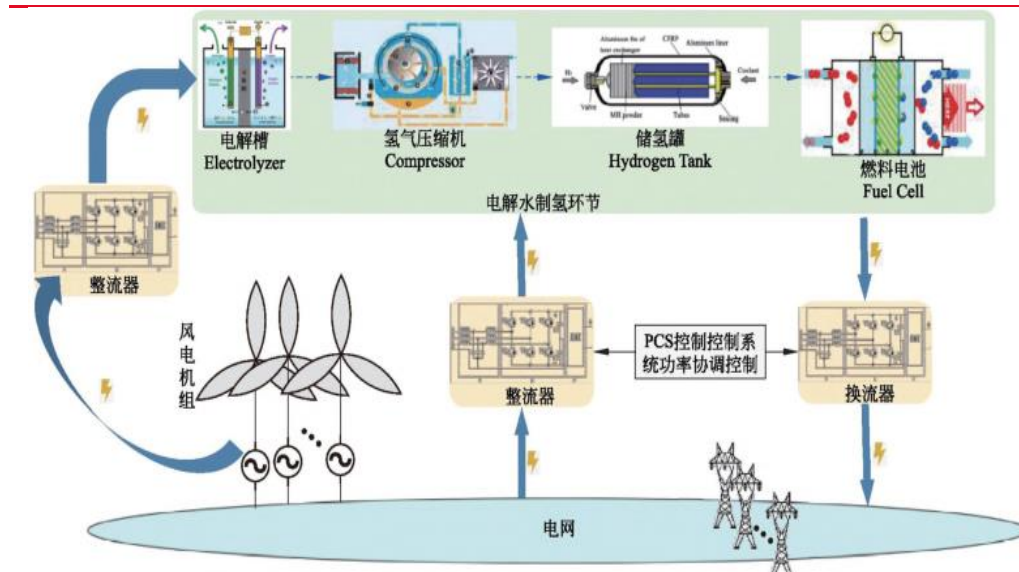
类型	碱性电解	质子交换膜电解 (PEM)	固体氧化物电解 (SOEC)
技术成熟度	大规模应用	小规模应用	尚未商业化
运行温度	70~90℃	70~80℃	600~1000℃
电流密度	0.2~0.4A/cm ²	1.0~2.0A/cm ²	1.0~10.0A/cm ²
单台装置制氢规模	0.5~1000Nm ³ /h	0.01~500Nm ³ /h	/
电解槽能耗	4.5~5.5kWh/Nm ³	3.8~5.0kWh/Nm ³	2.6~3.6kWh/Nm ³
系统转化效率	60~75%	70~90%	85~100%
系统寿命	已达 10~20 年	已达 10~20 年	/
启停速度	热启停: 分钟级 冷启停: > 60 分钟	热启停: 秒级 冷启停: 5 分钟	启停慢
动态响应能力	较强	强	较弱
电源质量需求	稳定电源	稳定或波动电源	稳定电源
负荷调节范围	15~1000%额定负荷	0~160%额定负荷	/
系统运维	有腐蚀液体, 后期运维复杂, 运维成本高	无腐蚀性液体, 运维简单, 运维成本低	目前以技术研究为主, 尚无运维需求
占地面积	较大	较小	/
电解槽价格	2000~3000 元/kW (国产) 6000~8000 元/kW (进口)	7000~12000 元/kW	/
特点	技术成熟、成本低、易于实现 大规模应用, 但实际电能消耗 较大、需要稳定电源	占地面积小、间歇性电源适应性 高、易于实现与可再生能源结 合, 但设备成本较高	高温电解能耗低、可采用非贵金属 催化剂, 但存在电机材料稳定性问 题、需要额外加热
与可再生能源的结合	适用于稳定电源的装机规模较 大的电力系统	适配波动性较大的可再生能源发 电系统	适用于产生高温、高压蒸汽的光热 发电系统

资料来源:《中国氢能产业发展报告 2020》,《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 (2020)》, 东海证券研究所

风力发电制氢即将富余的风力资源通过风轮转子转化为机械能, 再将机械能转化为电能送入电解水制氢设备实现电-氢转换, 经由压缩机压缩存入储氢罐中, 经过运输在应用终端通过氢燃料电池发电或者应用于相关行业。

风力发电制氢系统根据与电网连接情况可以分为并网型风电制氢系统和离网型风电制氢系统, 目前我国离网条件下风电耦合制氢技术尚处于起步阶段, 大多采用并网型风电耦合制氢系统。

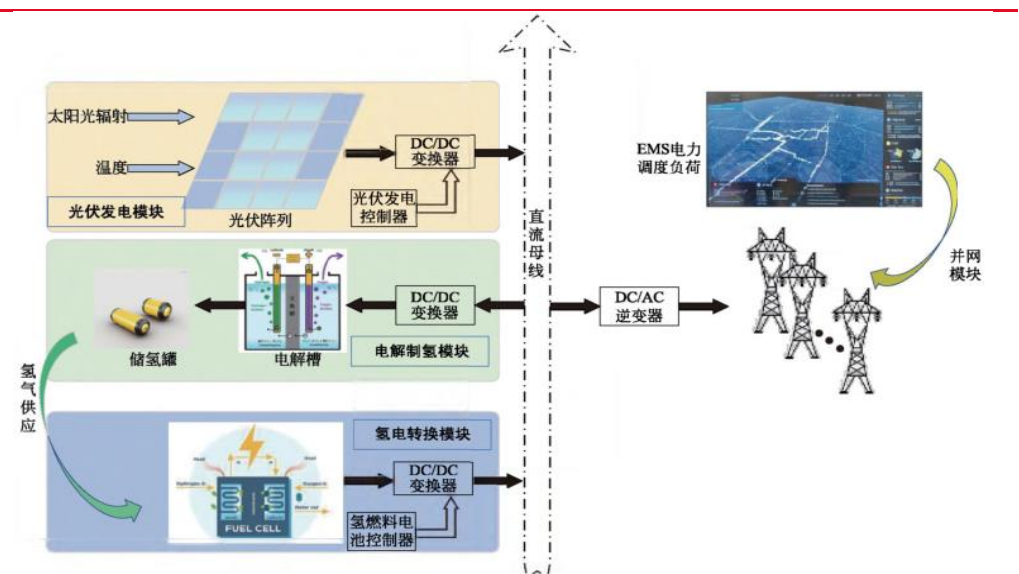
图24 风电并网制氢系统结构图



资料来源：《“双碳目标”下可再生能源制氢技术综述及前景展望》（李建林等），东海证券研究所

光伏发电制氢系统即将太阳能面板转化的电能供给电解槽系统用于电解水制氢，系统整体结构类似风力发电制氢系统。光伏发电的主要核心元件是太阳能电池，其他还包含蓄电池组、控制器等元件。

图25 光伏发电制氢系统结构图



资料来源：《“双碳目标”下可再生能源制氢技术综述及前景展望》（李建林等），东海证券研究所

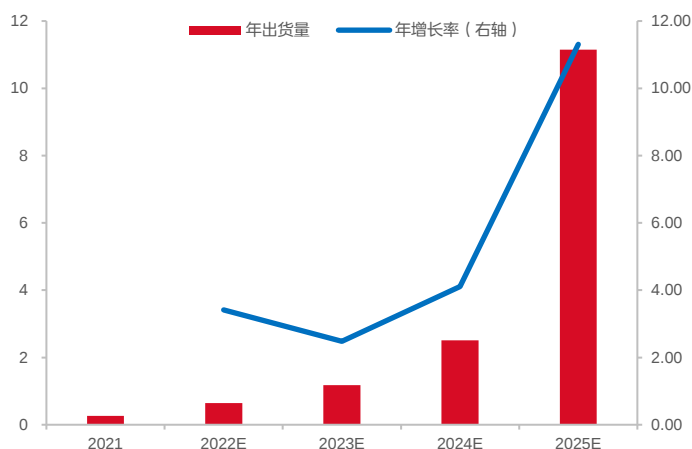
2022年3月国家发改委发布的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》明确提出，2025年可再生能源制氢量达到10-20万吨/年。光伏、风力发电区域除满足并网消纳条件外，产生的弃风弃光可用于电解水制取氢气。而当电网电力不足时，氢能通过燃料电池为电网供电，达到削峰填谷的作用，从而提高风光资源的利用率及并网稳定性，实现风力、光伏发电优势特性互补。

根据势银 (TrendBank) 统计的数据, 目前全国已有超 100 个在建和规划中的可再生能源电解水制氢项目, 其中近 70%集中在西北、华北、东北。“三北”地区拥有丰富且廉价的再生电力资源, 在“三北”地区开展可再生能源制氢项目既可以降低制氢成本, 又可以解决可再生能源的消纳问题。

其次, 氢气长距离运输仍然存在成本瓶颈, 目前的可再生能源制氢项目大多采用就地制氢就地消纳的经营模式, 而“三北”地区有大量的化工企业 (合成氨/合成甲醇) 和炼化企业可以作为绿色氢气的终端应用客户。预计到 2025 年, 约有超过 14GW 的电解水制氢设备将安装于“三北”地区, “三北”地区将生产全国 97%左右的绿色氢气。

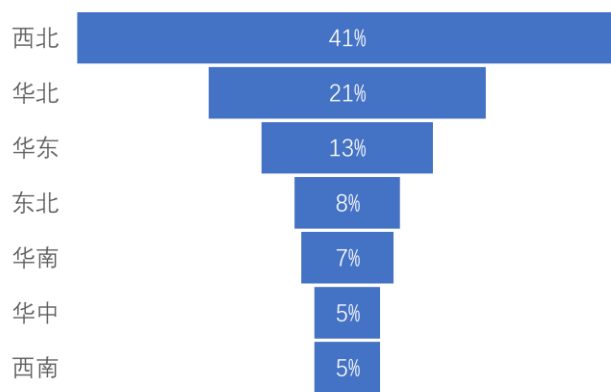
势银 (TrendBank) 预测, 2025 年绿色可再生氢气的需求量将达到约 120 万吨, 2023-2025 年的电解水制氢设备累计出货量预计达到约 15GW。

图26 2021-2025 年电解水制氢设备年出货量预测 (GW, %)



资料来源: TrendBank, 东海证券研究所

图27 绿氢项目地域分布



资料来源: TrendBank, 东海证券研究所

另据彭博新能源财经统计, 目前电解槽产能一半在中国, 另一半在世界其他地区。主要得益于美国 Plug Power Inc.和英国 ITM Power PLC 等企业宣布新建超级工厂, 及国内隆基绿能、中国船舶集团第七一八研究所等新进入者的崛起。

能源过渡委员会 (ETC) 在 2021 年 4 月 27 日发布的《让氢能经济成为可能: 在电气化经济中加速清洁氢的发展》(Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating clean hydrogen in an electrified economy) 中提到, 随着可再生能源价格和电解槽成本的下降, 电解水制备的绿氢很可能成为最具成本竞争力且长期可行的路线。预计到 2030 年, 清洁氢的生产成本将降至 2 美元/kg 以下; 到 2050 年, 绿氢在所有氢气中的比重将达 85%。蓝氢也不会完全消失, 将在某些天然气成本很低的地区继续得到使用。

随着我国可再生能源的迅猛发展及国家政策的大力支持, 风力、光伏发电相关技术及建设规模已达世界领先水平, 绿电成本有望持续下降。在我国能源结构转型的进程中, “风+光+氢”的组合将扮演不可或缺的角色, 目前我国已在西北地区建立多个“风光氢”一体化项目, “绿电”制“绿氢”拥有广阔的发展前景。

3.2.上游：氢的储运

储氢技术作为氢气从生产到利用过程中的桥梁，指将氢气以稳定形式的能量储存起来。考虑到氢气为易燃、易爆气体，储氢技术还须考虑安全性、经济性、能耗以及使用周期等因素。一般按储氢的原理分为物理储氢、化学储氢与其它储氢。

3.2.1.物理储氢技术

物理储氢技术主要分为高压气态储氢与低温液化储氢，是指单纯地通过改变储氢条件提高氢气密度，以实现储氢的技术。该技术为纯物理过程，无需储氢介质，成本较低，且易放氢，氢气浓度较高。

- ① **高压气态储氢技术**是指在高压下将氢气压缩，以高密度气态形式储存，具有成本较低、能耗低、易脱氢、工作条件较宽等特点，是发展最成熟、最常用的储氢技术。氢气质量密度随压力增加而增加，压力又受储罐材质限制，目前高压储氢储罐主要包括金属储罐、金属内衬纤维缠绕储罐和全复合轻质纤维缠绕储罐。

2022年北京冬奥会部分氢燃料电池大巴车使用的铝内胆碳纤维全缠绕型储氢罐(70MPa)，满足了燃料电池车对储氢罐的轻量化、高压、大容量的需求。**中材科技、京城股份**等公司已量产此类高压储氢瓶，**75MPa**的储氢瓶尚在研发中。

- ② **低温液化储氢技术**是利用氢气在高压、低温条件下液化，体积密度为气态时的845倍的特点，实现高效储氢，其输送效率大幅高于气态氢，但需要突破液氢在存储过程中保温与储氢密度的矛盾、承担储氢过程中氢气气化造成的1%左右的损失以及保温过程中相当于液氢质量能量30%的损耗。

3.2.2.化学储氢技术

化学储氢技术主要包括有机液体储氢、液氨储氢、配位氢化物储氢、无机物储氢与甲醇储氢，是利用储氢介质在一定条件下能与氢气反应生成稳定化合物，再通过改变条件实现放氢的技术。

- ① **有机液体储氢技术**基于不饱和液体有机物在催化剂作用下进行加氢反应，生成稳定化合物，当需要氢气时再进行脱氢反应。但面临配备装置成本较高、氢气纯度较低、高温脱氢条件下致催化剂结焦失活等缺点。
- ② **液氨储氢技术**是指将氢气与氮气反应生成液氨，作为氢能的载体进行利用。液氨存储条件远远缓和于液氢，可以直接利用丙烷的技术基础设施，设备投入较低，是最具前景的储氢技术之一。2022年德国与阿联酋合作开发液氨-氢气技术，日本重点研发液氨技术以期作为氢寻找更好的载体。
- ③ **配位氢化物储氢**利用碱金属与氢气反应生成离子型氢化物，在一定条件下，分解出氢气。作为一种极具前景的储氢材料，低温放氢性能技术，针对这类材料的回收、循环、再利用等技术还需要进一步研究开发。
- ④ **无机物储氢材料**基于碳酸氢盐与甲酸盐之间相互转化，实现储氢、放氢。该方法便于大量的储存和运输，安全性好，但储氢量和可逆性都不是很理想。

- ⑤ **甲醇储氢技术**是指将一氧化碳与氢气在一定条件下反应生成液体甲醇,作为氢能的载体进行利用。在一定条件下,甲醇可分解得到氢气,用于燃料电池。同时,甲醇还可直接用作燃料,储存条件为常温常压,且没有刺激性气味。甲醇储氢、液氨储氢是目前颇具期待的储氢技术,拥有减少成本端投入,实现大规模生产,降低运输风险等优势。

3.2.3.其它储氢技术

1) **吸附储氢**是利用吸附剂与氢气作用,实现高密度储氢,主要包括材料金属合金、碳质材料、金属框架物等。

- ① **金属合金储氢**是指利用吸氢金属 A 与对氢不吸附或吸附量较小的金属 B 制成合金晶体,在一定条件下,金属 A 作用强,氢分子被吸附进入晶体,形成金属氢化物,再通过改变条件,减弱金属 A 作用,实现氢分子的释放。但缺点是需要在高温下进行加氢、脱氢。
- ② **碳质材料**由于具有较大的比表面积以及强吸附能力,氢气质量密度普遍较高。同时,碳质材料还具有质量轻、易脱氢、抗毒性强、安全性高等特点。目前 35~75MPa 的储氢瓶内部材质主要是碳纤维。国内主要公司有中材科技、亚普股份、京城股份等。
- ③ **金属有机框架物 (MOFs)** 又称为金属有机配位聚合物,其是由金属离子与有机配体形成的具有超分子微孔网络结构的类沸石材料。可通过改性有机成分加强金属与氢分子的相互作用,具有储氢量较大、产率高、结构可调、功能多变等特点,但需要在高温条件下操作。未来突破空间在如何提高常温、中高压条件下氢气质量密度。

2) **水合物法储氢技术**是指将氢气在低温、高压的条件下,生成固体水合物进行储存。由于水合物在常温、常压下即可分解,因此,该方法脱氢速度快、能耗低,同时,其储存介质仅为水,具有成本低、安全性高等特点。储存介质有 II 型水合物、I 型水合物、H 型水合物、半笼型水合物,但由于储氢密度较低,还达不到实用要求,还需要进一步研究。

表10 氢气主要储存方式、优缺点、应用

储氢方式	类型	优点	缺点	目前主要应用
物理储氢	高压气态储氢	技术成熟、结构简单、充放氢气速度快、成本及能耗较低	单位体积储氢密度低、安全性较低	普通钢瓶: 少量存储 轻质高压储氢罐: 燃料电池
	低温液化储氢	单位体积储氢密度大、安全性相对较好	氢液化能耗大, 储氢容器要求高, 前期投资较大	大量及远距离储运, 主要用于航天工程, 民用缺乏相关标准
化学储氢	有机液态储氢	单位体积储氢密度大、液氢纯度较高	成本高、能耗大, 操作条件苛刻	燃料电池客车实现示范应用
其他储氢	吸附储氢	单位储氢密度大、能耗低、安全性高	技术不成熟、单位质量储氢密度低、充放氢效率低	国内: 分布式发电实现示范应用 国外: 分布式发电和风电制氢、储氢实现示范应用

资料来源: 中国氢能联盟,《储氢技术研究现状及展望》(李璐伶等), 东海证券研究所

3.3.上游：加氢站

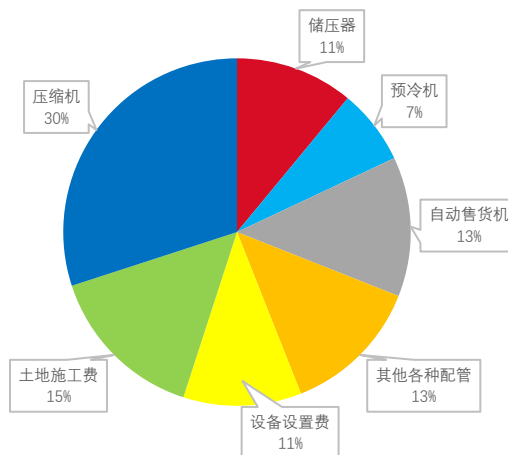
加氢站的主要设施包括储氢装置、压缩设备、加注设备和站控系统等。目前一个加氢站的建设成本全球平均介于 200 万~500 万美元,其中压缩机成本为最高,约占总成本的 30%。中国加氢站的建设成本相对较低,介于 200 万~250 万美元 (35MPa 加氢能力)。因此,需加快工业氢气压缩机国产化进程,降低加氢站建设成本,促进氢工业的发展。

图28 加氢站示意图



资料来源：中石化，东海证券研究所

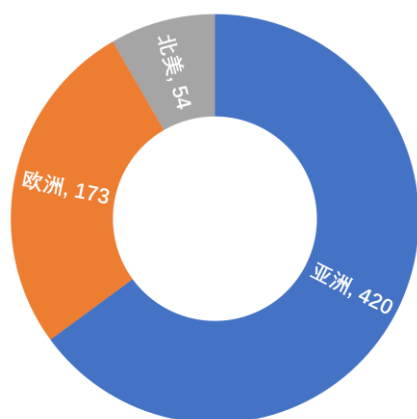
图29 加氢站新建建设比例



资料来源：《人工制氢及氢工业在我国“能源自主”中的战略地位》(邹才能等)，东海证券研究所

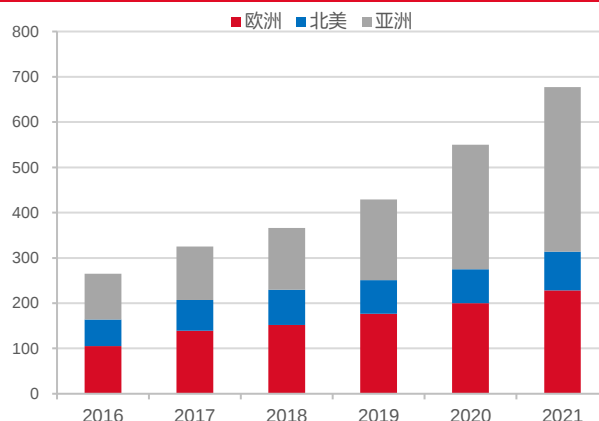
截至 2021 年底,全球在营加氢站达到 659 座,其中亚洲 420 座,主要集中在**中国、日本、韩国**。日本投入运营的加氢站达 157 座,形成了目前全球最成熟的加氢网络。全球范围内加氢站建设的过程中,亚洲加氢站占比逐年提升,从 2016 年的 37.69%提升至 53.38%。除日本在氢能产业推动过程中起到技术层面领头羊的作用外,中国、韩国也在不遗余力的推动氢能产业发展,加快加氢站这一基础环节的建设。

图30 截至 2021 年年底全球在营加氢站分布



资料来源：中国氢能联盟，东海证券研究所

图31 全球加氢站建设数量变化 (座)

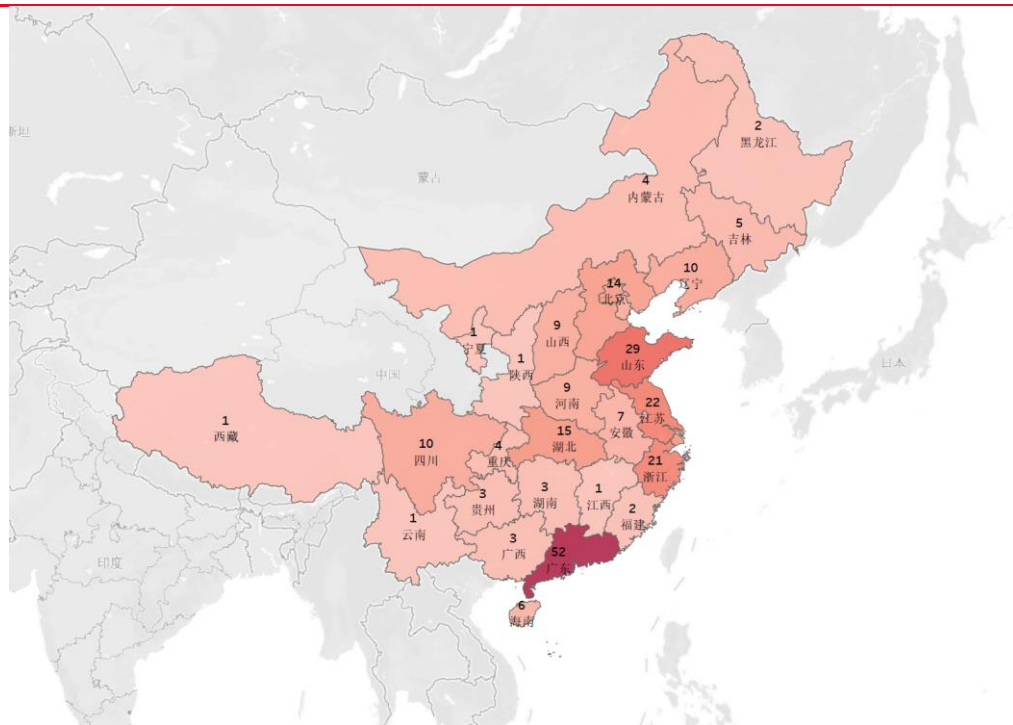


资料来源：TrendBank，东海证券研究所

截至 2022 年 10 月 31 日, 国内累计建成加氢站 296 座。其中 2022 年新建成 62 座, 第三季度以来新建成 27 座, 不完全统计目前在建站 44 座, 预计全年中国加氢站建成总数超过 340 座, 同比将增长 46%; 年新建站数量达 106 座, 同比将增加 8%, 与 2021 年基本持平。

中国加氢站建设已覆盖除青海、西藏以外的所有省市自治区, 总体呈现围绕京津冀、长三角、珠三角的聚集性分布。广东省累计建站 54 座领跑全国, 山东、江苏、浙江建站数均超过 20 座形成第二梯队。

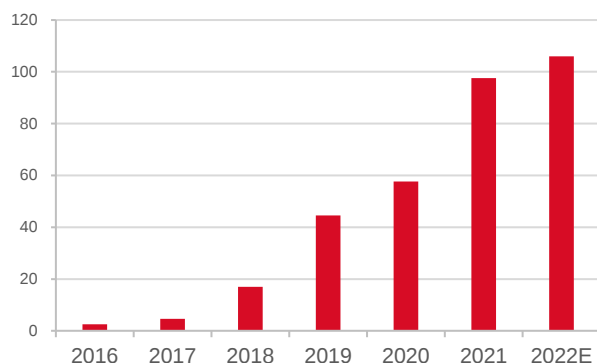
图32 国内加氢站分布示意图 (座)



资料来源:《中国加氢站产业发展蓝皮书 (2022)》TrendBank, 东海证券研究所

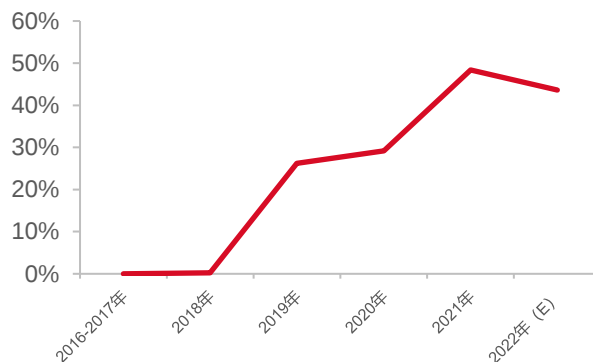
从新建站类型来看, 油氢合建站、油氢电合建站等综合能源站新建比例逐年提升, 2021 年中国新建加氢站中约 50% 为合建站, 2022 年该比例也保持在 45%。目前合建站、综合能源站、加油加气站扩增加氢设备已成为加氢站的主流建站模式, 广东、河南、河北、山东等多地出台的氢能政策重点鼓励新建合建站, 同时配套相关的建站补贴。

图33 中国加氢站历年新建数量（座）



资料来源：TrendBank，东海证券研究所

图34 加氢站新建建站比例



资料来源：TrendBank，东海证券研究所

2022年北京冬奥会示范运行超过1000辆氢燃料电池车，配备了30多个加氢站以保障比赛期间的氢能供应。2022年2月，中石化宣布在“十四五”期间，规划布局1000座加氢站或油氢合建站，目前已完成9大燃料电池供氢中心的建设。

表11 中石化9大供氢中心生产情况

地址	供氢中心生产情况
茂名石化	生产能力：6400 公斤/天；加氢能力：3000 公斤/天
广州石化	生产能力：一期 1500 吨/年，二期 5000Nm ³ /小时（建设中）
高桥石化	生产能力：1000 公斤/天
上海石化	生产能力：充装能力 2000 公斤/天；加氢能力：500 公斤/天
青岛炼化	生产能力：1200 公斤/天
天津石化	生产能力：纯化单元产出 3000Nm ³ /小时，每天 8 小时左右
燕山石化	生产能力：充装能力 4.5 吨/天
齐鲁石化	生产能力：充装能力 2460 公斤/天
海南炼化	生产能力：2000 公斤/天

资料来源：中石化，东海证券研究所

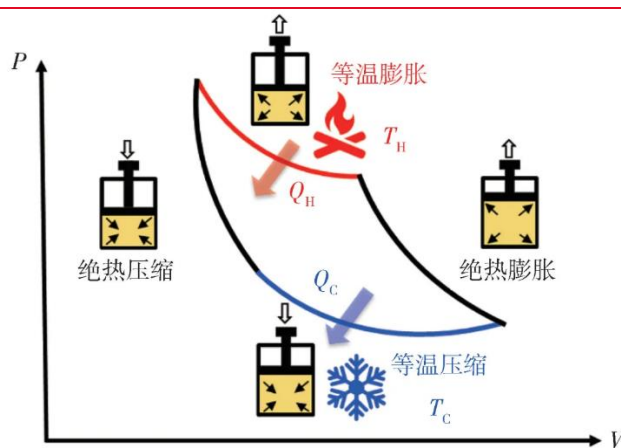
目前中国氢能燃料电池产业正处于起步阶段，众多独立加氢站面临建站成本高、氢气价格贵等经济性难题，短期内较难解决。而合建站模式简化了部分前期建站审批流程，降低了平均建站成本及运营成本，在目前中国燃油车、锂电池车、氢燃料电池车等共存的情形下，合建站既满足综合能源供给又帮助推动了氢能燃料电池产业逐步市场化。

3.4.中游：燃料电池为现阶段主要应用领域

燃料电池是一种将燃料所具有的化学能直接转换成电能的装置，基本原理是氢气进入燃料电池的阳极，在催化剂的作用下分解成氢质子和电子，形成的氢质子穿过质子交换膜达到燃料电池阴极，在催化剂作用下与氧气结合生成水，电子则通过外部电路到达燃料电池阴极形成电流。

燃料电池最大的优点是不受卡诺循环的限制。1824 年法国工程师尼古拉·莱昂纳尔·萨迪·卡诺提出卡诺循环。卡诺循环是由于热量要在温度不同的两个“物体”间传递，热量传递的效率受到这两个“物体”温差的限制，本质上还是热能到热能的变化，能量种类不变。即高温热源温度越高，低温热源温度越低，卡诺循环效率越高。而燃料电池发生的是电化学反应，本质是化学能到电能的变化，能量种类发生了变化，不能简单用热传递解释。只要反应能够发生（不考虑冷启动等问题），无论“物体”的温度是多少，是否存在温差，能量都能顺利发生转化。

图35 卡诺循环原理示意图



资料来源：公开资料，东海证券研究所

燃油机经过百年发展，卡诺循环效率低于 30%，氢燃料电池则已突破 40%，正向最高理论值 80%-90%突破，在能量转化率上燃料电池比燃油机具有更广阔的空间，且兼具了降低碳排放的优点。

目前燃料电池主要应用在燃料电池车上，与传统燃油车相比，简单来说燃料电池车就是将发动机、油箱转变为燃料电池系统和储氢罐。

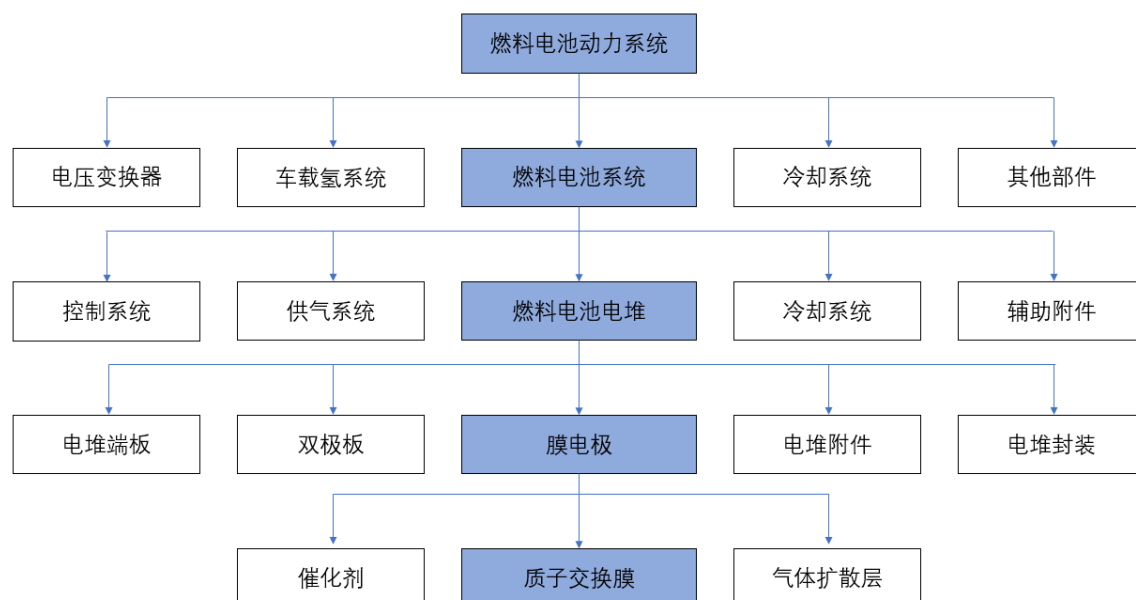
图36 奔驰 GLC F-Cell 氢燃料电池车动力系统结构示意图



资料来源：公开资料，东海证券研究所

燃料电池系统主要由燃料电池发动机、电压变换器（DC/DC）、车载氢系统等构成，其中燃料电池发动机主要部件包括电堆、发动机控制器、氢气供给系统、空气供给系统等。相较于传统燃油车或纯电动汽车动力系统，燃料电池发动机系统结构较为复杂，示意如下：

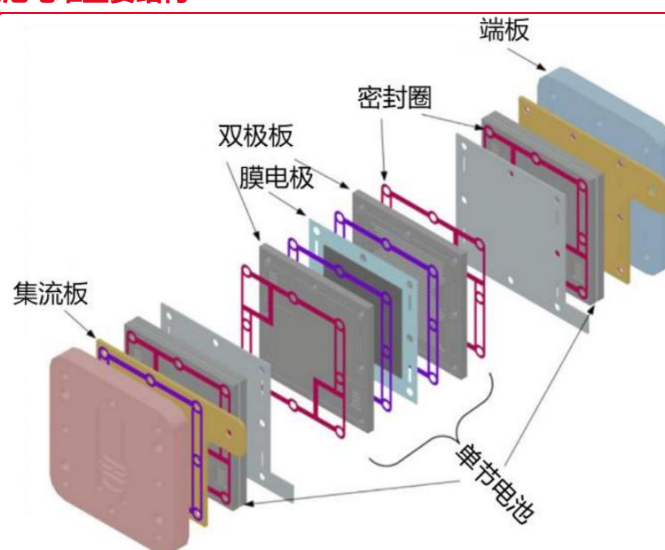
图37 燃料电池动力系统主要结构



资料来源：捷氢科技招股说明书，国鸿氢能招股说明书，东海证券研究所

燃料电池电堆是发动机系统的核心部件，是氢气和氧气发生电化学反应及产生电能的场所。鉴于单个燃料电池单元输出功率较小，实践中通常通过将多个燃料电池单元以串联方式层叠组合构成电堆来提高整体输出功率。而电堆是由双极板与膜电极交替叠合，各单体之间嵌入密封件，经前、后端板压紧后用螺杆拴牢，构成的复合组件，其内部结构示意图如下：

图38 燃料电池电堆主要结构



资料来源：亿华通招股说明书，东海证券研究所

膜电极作为燃料电池电堆的核心部件, 主要是由质子交换膜、催化剂、气体扩散层组成。

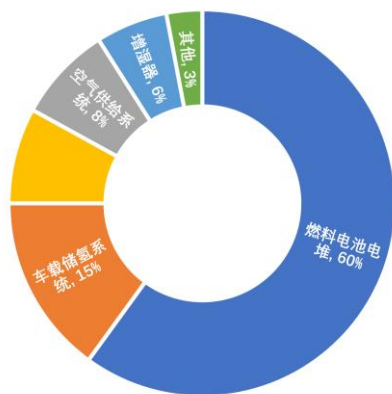
表12 燃料电池电堆主要部件介绍

部件名称	功能	材料/种类
质子交换膜	分隔阳极和阴极, 阻止燃烧和空气直接混合发生化学反应; 传导质子, 质子传导率越高, 膜的电阻越小, 燃料电池的效率越高; 电子绝缘体, 阻止电子在膜内传导, 从而使燃料氧化后释放出的电流只能由阳极通过外线路向阴极流动。	全氟磺酸质子交换膜 (应用最多); 部分氟化质子交换膜; 非氟质子交换膜。
气体扩散层	支撑催化层、收集电流, 并为电化学反应提供电子通道、气体通道和排水通道的隔层。	由碳纸/碳布和防水剂聚四氟乙烯组成。
催化剂层	起到使电极与电解质界面上的电荷转移反应得以加速的催化作用。	铂贵金属催化剂; 碳基催化剂 (研发中); 镁基催化剂 (研发中)。
双极板	分隔反应气体, 收集电流和提供反应气体通道。	石墨板、金属板、复合板 (主流); 纸质板 (实验中)

资料来源: 公开资料整理, 东海证券研究所

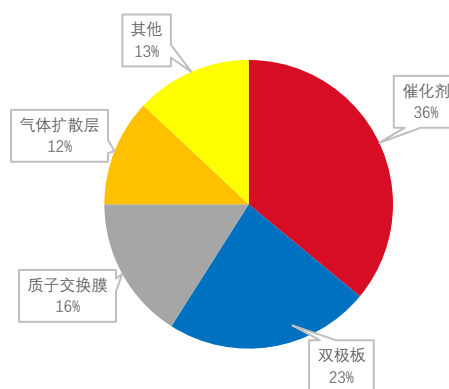
从成本拆分看, 电堆占燃料电池系统整体成本的 60%, 而催化剂、双极板、质子交换膜则占到电堆成本的 75%。

图39 燃料电池系统成本拆分



资料来源: 亿华通招股说明书, 亿渡数据, 东海证券研究所

图40 燃料电池电堆成本拆分



资料来源: Frost & Sullivan, 东海证券研究所

3.4.1. 膜电极和双极板是燃料电池电堆的重要组成部分

2022H1 国内市场膜电极需求量占去年全年需求的一半以上。目前国内的膜电极企业上车的膜电极功率密度大多在 $1\text{W}/\text{cm}^2$ 。从膜电极的应用领域来看, 国内膜电极多应用于车载领域, 车载领域的膜电极出货量占 95%以上。

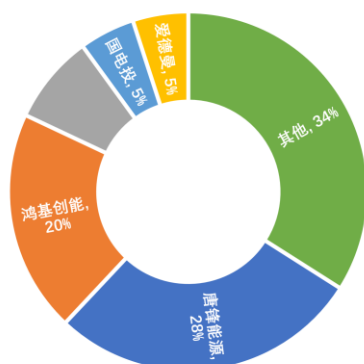
国内上半年膜电极出货量居前的企业有鸿基创能、唐锋能源、擎动科技、武汉理工氢电等, Top10 企业占据中国市场超 90%以上份额。2022 年前三季度国内膜电极实际装车量 102 万片, CCM 耗用量 4.5 万平方米。作为对比, 2021 年车用膜电极装机市场接近 70 万片, CCM 耗用量超 3 万平方米。2022 年前三季度车用膜电极装机规模达 102 万片, 已超去年装机总量 45%, 前三季度装机总量环比增长 198.8%。

从 2022 年前三季度装机企业集中度来看，CR3 达到 56%，CR5 则为 66%，行业集中度较高。其中，唐锋能源作为多家国内外头部电堆及系统客户的核心供应商，前三季度以 28% 市占率位居第一。鸿基创能截至 2022 年第三季度末出货已超 100 万片，主要客户包括国鸿氢能、清极能源、氢璞创能、雄韬氢雄等多家头部电堆企业，以及 EK、博世等主流外资企业，由于前三季度受装机市场影响，以 20% 的装机市占率位居行业第二。

双极板目前主要有石墨板、金属板两种形式，雄韬股份 2022 年发布纸质双极板产品，尚需得到市场验证。石墨板（包括复合板）目前在装机双极板中仍占据主流。2022 年前三季度上牌车辆装机中，石墨板占据 58.7% 市场份额，金属板占据 41.3% 市场份额。

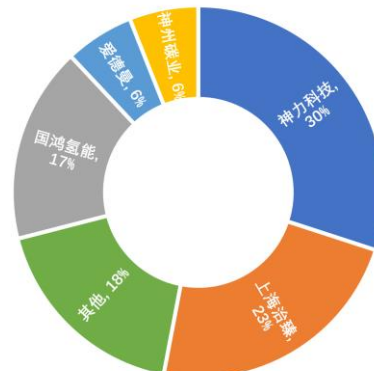
从装机企业来看，2022 年前三季度双极板装机企业中，神力科技以 30% 的市占率位列第一。Top5 企业共占据 82%，市场集中度高。

图41 2022 年前三季度膜电极装机企业占比



资料来源：TrendBank，东海证券研究所

图42 2022 年前三季度各双极板企业市占率

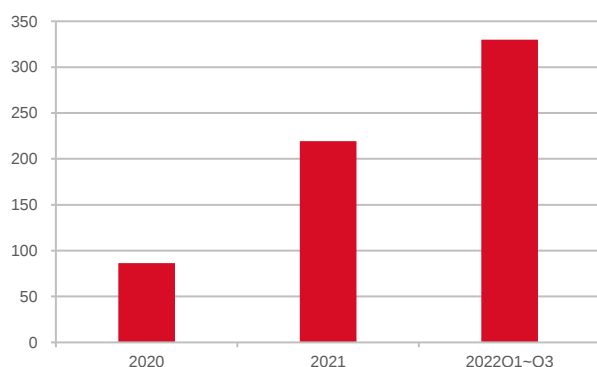


资料来源：TrendBank，东海证券研究所

3.4.2. 电堆是燃料电池系统的核心部件

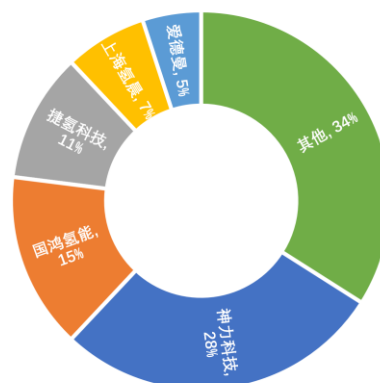
2022 年前三季度国内电堆市场装机量约为 330MW。其中，80kW 及以上电堆占据大部分市场份额，110kW 以上的大功率电堆占据 56% 市场份额，80kW 以下电堆仅占 12% 市场份额。其主要原因是在推广燃料电池的过程中，国家实施了“以奖代补”的补贴政策，以此大幅推动了大功率电堆的研发和生产进度。

图43 近年电堆装机量 (MW)



资料来源：TrendBank，东海证券研究所

图44 2022 年前三季度电堆企业市占率



资料来源：TrendBank，东海证券研究所

2022 年前三季度电堆装机企业中，神力科技以 28% 的市占率位列装机第一，Top5 企业共占据 66% 市场份额，市场集中度较高。

美国能源部 (DOE) 预测，当燃料电池系统量产规模达到 1000 套/年时，系统成本有望降至 200 美元/kW；当量产规模达到 1 万套/年时，系统成本有望降至 120 美元/kW 左右。

2021 年，我国燃料电池系统企业订单规模尚不足 1000 套/年，叠加部分零部件依旧依赖进口，导致电堆系统综合成本高达 5000 元/kW 左右。随着第一批国家示范城市群正式启动运行，燃料电池系统出货量有望迎来快速增长，规模效应下降低成本。根据“3+2”燃料电池汽车示范城市群推广规划，到 2025 年，我国燃料电池车辆累计推广有望超过 5 万辆，预计系统成本有望下降 40%~50%。

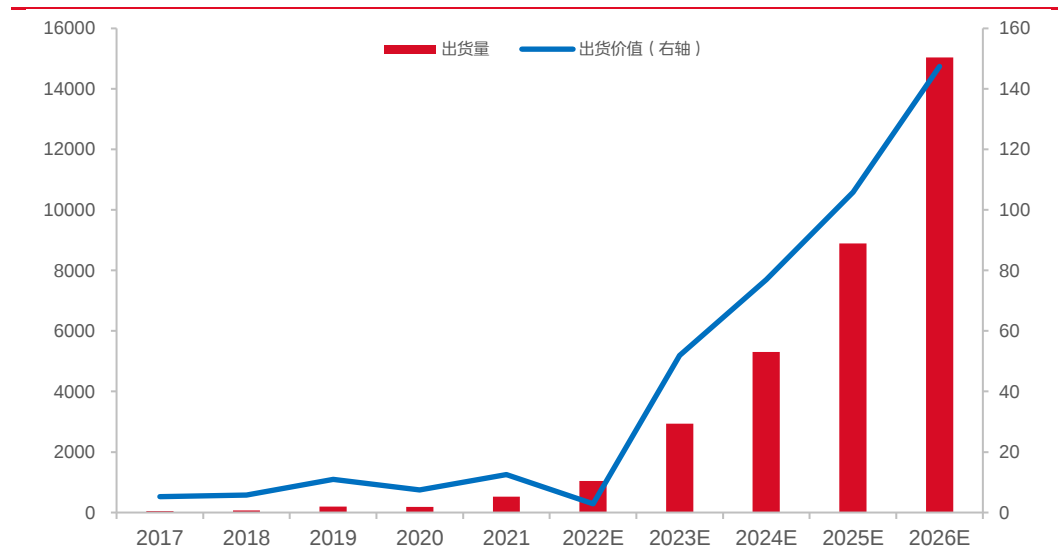
表13 燃料电池核心零部件产能

公司名称	地区	产品	产能
东岳集团	山东	全氟质子膜	350 万 m ² /a 燃料电池膜
			50 万 m ² /a 水电解制氢膜
			100 万 m ² /a 液流电池膜
			2000 万 m ² /a 微孔膜(其中 360 万 m ² /a 自用)
			500t/a 全氟离子交换树脂(其中 460t/a 自用)
青岛氢启新能源科技有限公司	山东	膜电极	100 万片/年
		石墨双极板燃料电池电堆	5000 台/年
新研氢能科技有限公司	四川成都	燃料电池电堆系统	1000 台/年
丰电金凯威(苏州)压缩机有限公司	江苏	隔膜式氢气压缩机	-
苏州科润新材料股份有限公司	江苏	质子交换膜	预计 2023 年 10 月建成，建成后年产 100 万 m ²
			质子交换膜
巴拉德动力系统公司	上海嘉定	膜电极	1300 万片/年

资料来源：公开数据整理，东海证券研究所

随着氢燃料电池汽车示范城市群的建立，中国氢燃料电池业迎来了一个快速增长期。在能量密度及运行寿命方面持续实现技术突破，以及氢燃料电池的应用场景不断多样化驱动下，预计中国氢燃料电池电堆的出货量将保持快速增长。国鸿氢能预计，氢燃料电池电堆的出货量将由 2022 年的 1,044.1 兆瓦增至 2026 年的 15,044.6 兆瓦，复合增长率约为 94.8%，价值将由 22.08 亿增长至 147.44 亿。

图45 中国氢燃料电池电堆出货量及预测（单位：兆瓦，亿）



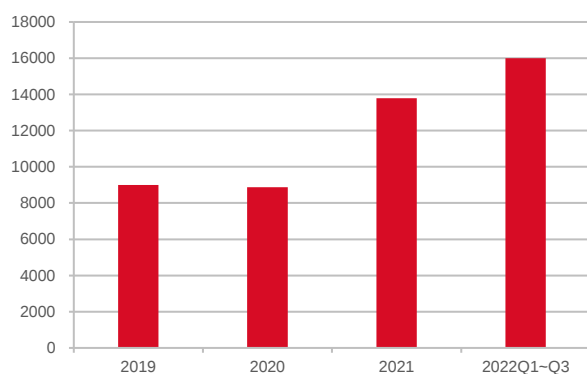
资料来源：国鸿氢能招股说明书，东海证券研究所

3.4.3. 储氢瓶

随着燃料电池产业快速发展，近年来储氢瓶装车量逐年增长。2019年储氢瓶装车气瓶总数达9004支；到了2022年前三季度，上牌车辆2593辆，装车气瓶总数达到16008支，前三季度装机总量环比增长112.5%。

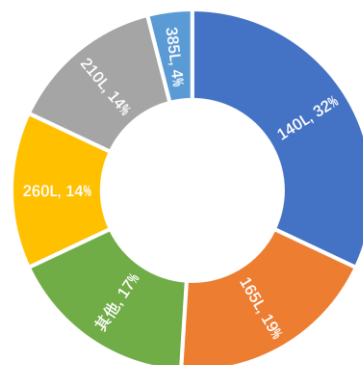
2019年，国内市场35MPa储氢瓶的容积多为140L的产品，其市场占有率超过85%。到2021年，国内储氢瓶市场发展为140L、165L储氢瓶为主流，第二梯队166L、260L、320L、385L气瓶市场占比逐步增长的态势。

图46 历年储氢瓶装车气瓶数量（个）



资料来源：TrendBank，东海证券研究所

图47 2022年前三季度装车气瓶情况



资料来源：TrendBank，东海证券研究所

3.5.下游：氢燃料电池车是氢能重要应用领域之一

氢燃料电池车与柴油车和纯电车相比具有诸多优势：

1) 从经济性上看，在国家示范城市群政策期内，补贴后部分特种氢燃料电池车的购车成本已经接近甚至低于传统柴油车，未来随着电堆系统规模化生产、技术进步以及加氢成本的降低，氢燃料电池车的经济性有望进一步凸显；

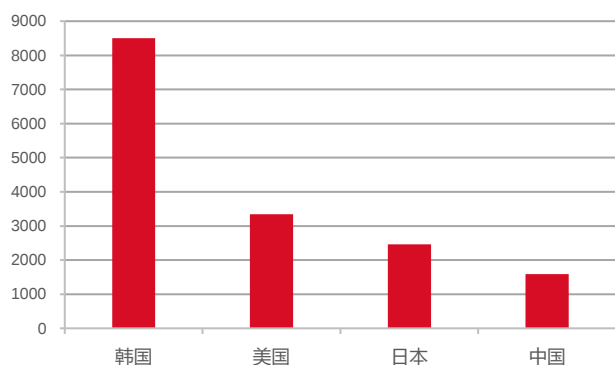
2) 从使用便利性上看，氢燃料电池车具有与柴油车类似的便捷性，加氢时间远短于充电时间，单次续驶里程比电动车更长，且同款车型载重量要高于电动车，同时还能满足重载、低温环境启动等苛刻条件的要求，在中长途运输方面更具有优势；

3) 从环保角度看，氢燃料电池车与电动车一样具有零排放优势，每使用 1 kg 氢气替代汽柴油可减排 10~15kg 二氧化碳，且无 NOx 及颗粒物排放，对于在交通领域实现“碳达峰”和“碳中和”目标具有重要推动作用。

2021 年，全球主要国家共销售氢能源车 16,313 台，同比增长 68%。受强势补贴政策驱动，韩国市场全年共售出 8,498 台，约占全球总销量的一半。美国全年氢能源车销量为 3,341 台，日本全年共售出 2,464 台，同比增长 67%，主要受益于 2020 年底新一代丰田 Mirai 的上市。德国共售出 424 台，同比增长 38%。中国全年氢能源车销量为 1,586 台，同比增长 35%。

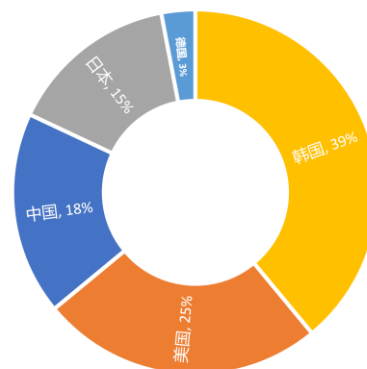
截至 21 年底，全球主要国家氢能源车保有量为 49,562 台，同比增长 49%。按国别来看，韩国氢能源车保有量占比 39%，美国为 25%，中国和日本则分别占比 18%和 15%。受韩国较为激进的推广措施影响，氢能源车保有量的集中度较去年有所提升。

图48 2021 年全球主要国家氢能源车销量（辆）



资料来源：香橙会，东海证券研究所

图49 2021 年全球主要国家氢能源车保有量占比



资料来源：香橙会，东海证券研究所

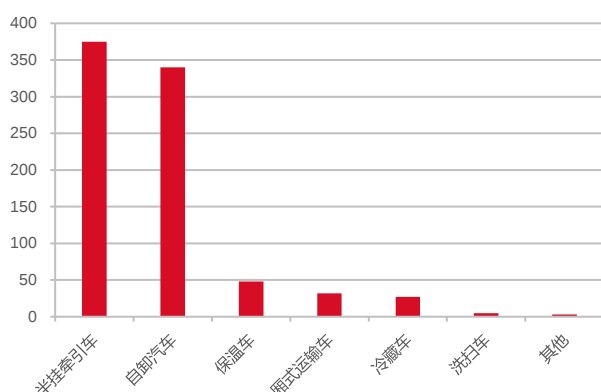
中国氢能与燃料电池技术基本具备产业化基础。经过多年技术攻关，我国已掌握了部分氢能基础设施与一批燃料电池相关核心技术，形成了自主技术路线，并具备一定的产业装备及燃料电池整车的生产能力。在上海、广东、江苏、河北等地实现了小规模全产业链示范运营，特别是冬奥会期间的示范运营，为氢能大规模商业化运营奠定了良好的基础。

目前我国氢气作为燃料电池的需求占总体氢气需求低，氢能燃料电池汽车发展尚处于早期阶段。氢能燃料电池汽车具备高能量密度及短补能时间的特点，对于车辆负载重、行驶里程长、燃料消耗高，且需要快速补充燃料的车型具有显著优势。**因此短期内重型卡车、挖掘**

机、渣土车以及长途公共汽车等专业车型是燃料电池车推广的最好的突破口。据《中国氢能产业发展报告 2020》，60%以上的氢燃料电池车为物流特种车，受限于加氢站的建设及车辆技术等因素，乘用车使用率仅占 0.1%。

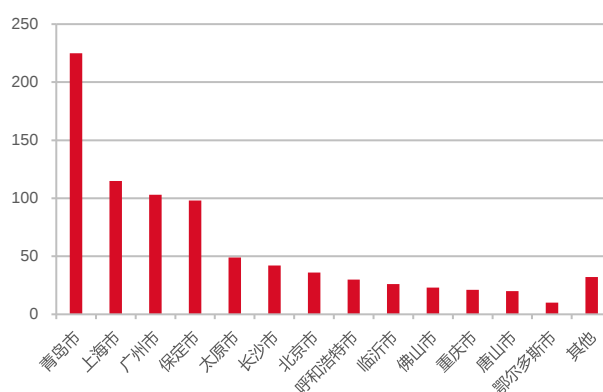
2021 年我国燃料电池车专用车销量占比超 50%，其中以牵引车和自卸车为主，占比高达 86%。物流车车型进一步丰富，环卫车有少量销售，以测试和验证为主。2022 年多地启动公开招标，燃料电池车专用车销量有望进一步放量。

图50 2021 我国燃料电池专用车车型销量 (辆)



资料来源：香橙会，东海证券研究所

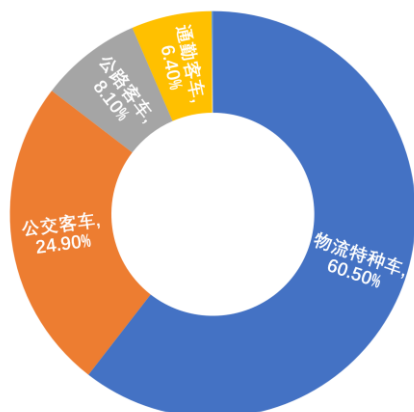
图51 2021 我国燃料电池专用车销售重点城市分布 (辆)



资料来源：香橙会，东海证券研究所

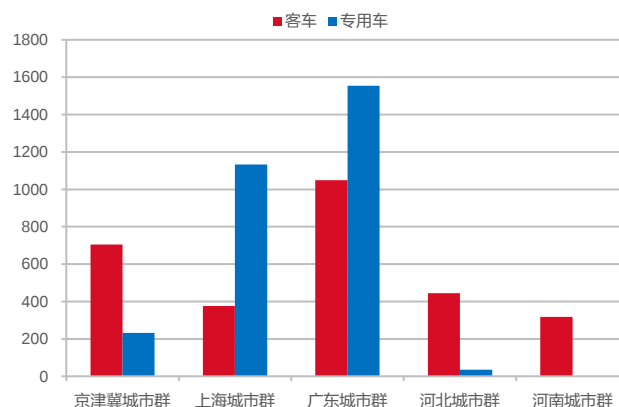
截至 2022 年 4 月 30 日，国内京津冀城市群、上海城市群、广东城市群、河北城市群、河南城市群累计接入 5853 辆氢燃料电池汽车，占全国氢燃料电池汽车接入量的 71.40%。其中广东城市群氢燃料电池汽车累计接入量最多，其次是上海城市群。

图52 2020 年我国氢燃料电池车各类车型占比



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，东海证券研究所

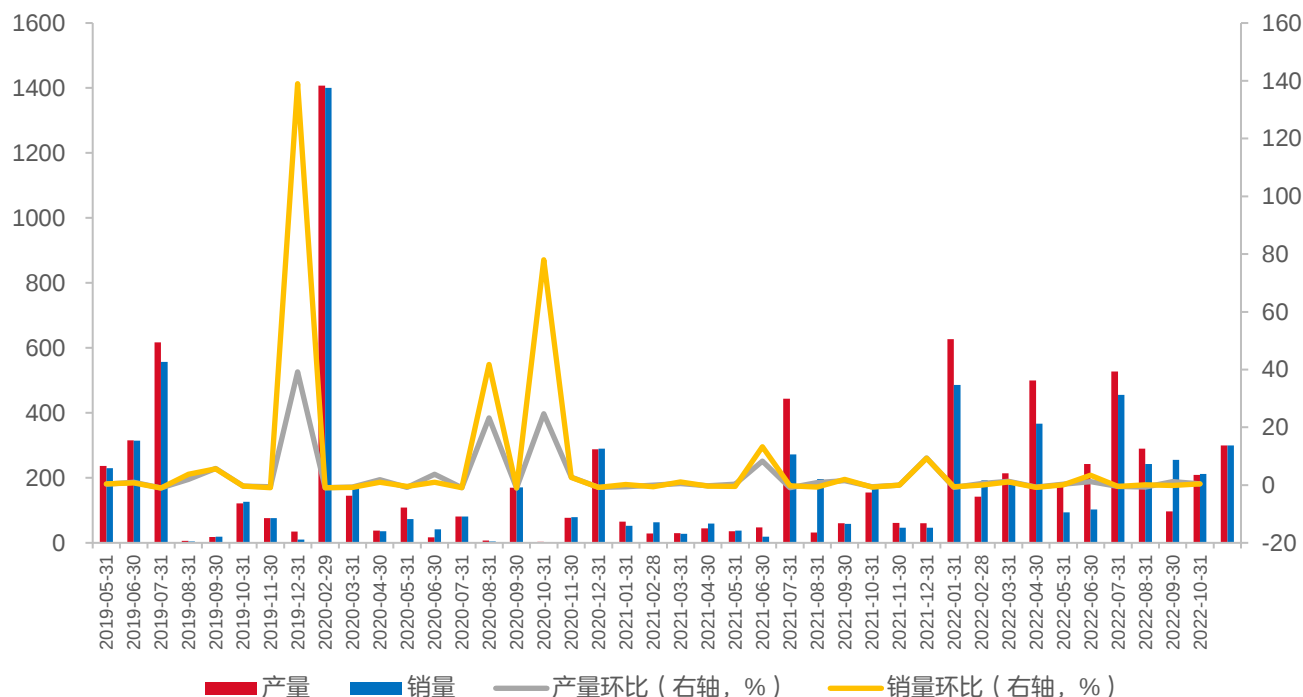
图53 截至 2022 年 4 月底氢燃料电池车运行数量 (辆)



资料来源：《全国氢燃料电池汽车示范城市群车辆统计与分析报告 (2022 年 4 月)》，东海证券研究所

截至 10 月 31 日，2022 年度我国氢燃料电池车产销量分别为 270 辆、2400 辆。自 2021 年 8 月“3+2”燃料电池车推广示范城市群确定后，燃料电池车产销量整体处于平稳上升趋势。

图54 全国燃料电池车每月新增产销量统计 (辆)

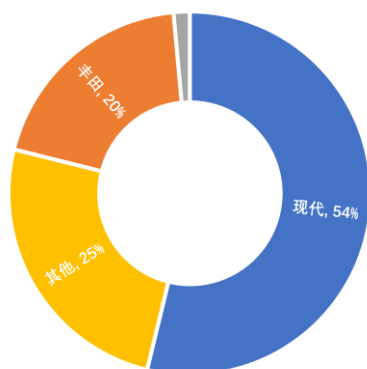


资料来源：中汽协，同花顺，东海证券研究所

从全球市场来看，2022 年前三季度日韩品牌燃料电池乘用车仍然占据前三，总计售出 10,787 辆，占比 74.9%。其他品牌总计售出 3,613 辆，与去年同期 1,007 辆相比增长 258.8%，占比从去年的 7.7% 快速提升至今年同期的 25.1%，可见传统日韩车企外的汽车品牌在燃料电池汽车领域方面的发力。

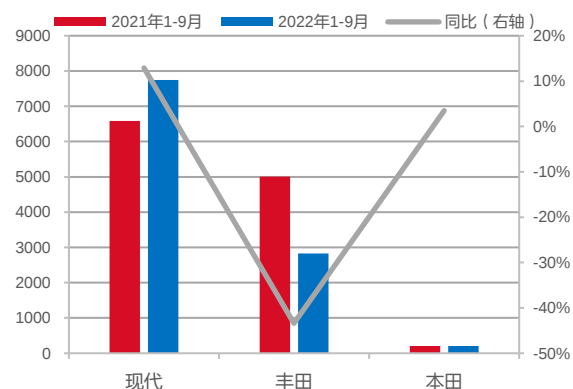
具体来看，现代的 Nexo I 2021 款售出 7,746 辆，与去年同期 6,859 辆比上涨 12.9%。丰田 Mirai II 售出 2,832 辆，与去年同期 5,007 辆比下滑 43.4%。本田 Clarity 售出 209 辆，与去年同期 202 辆相比小幅上涨 3.5%（据悉本田 Clarity 去年 8 月开始已中断生产）。日系燃料电池乘用车销量下滑明显，主要系受国内汽车供应链问题、自然灾害，以及海外市场开拓乏力等因素影响。

图55 2022 年前三季度全球燃料电池汽车品牌销量占比



资料来源：香橙会，东海证券研究所

图56 2021、2022 年前三季度日韩燃料电池汽车销售对比 (辆, %)



资料来源：香橙会，东海证券研究所

目前我国自主品牌氢燃料电池乘用车尚处于示范运营阶段，主要应用的范围集中在上海、广东等示范城市群内，政策支持仍是重要推动因素。

表14 自主品牌氢燃料电池乘用车

品牌	车型	级别	续航 (KM)	系统配套	车型进展
上汽大通	MIFA 氢	MPV	605	捷氢科技	80 辆上海网约车示范运营
上汽集团	-	-	-	-	发布氢能源专属架构“上汽星河”
广汽埃安	AION LX Fuel	中型 SUV	650	新源动力	开展粤港澳大湾区乘用车示范运营
东风	AX7-FCV	紧凑型 SUV	500	新源动力	在佛山、武汉等地开展示范运营
一汽	H5-FCV	中型车	520	德燃动力	承担 2022 年冬奥服务，在大兴启动商业化示范运营
海马	7X-H	MPV	800	-	预计将于 2023 年开展示范运营；第四代运发中，规划十四五期间在海南投入 2000 辆示范运营
长安	SL03	中型车	635	上海神力	8 月上市，主要面向企业端客户

资料来源：公开信息整理，香橙会，东海证券研究所

氢燃料电池车在公共交通、行业运输方面具有一定优势，但是面对补能、安全性等问题仍存有一定劣势。相比之下，纯电动车型车主便可以自行充电，极大的方便了补能问题。结合我国目前发展状态来看，我们认为短期内氢、锂将是并存与互补的协同发展关系，锂偏向于家用，氢能源偏向于支撑城市建设的公交车、重型卡车、运输车等专业用车。随着加氢站等氢能相关基础设施的建设，制氢端技术的不断发展，燃料电池成本的下降，未来有望形成纯电车、燃料电池车并存的格局。

3.6.下游：工业领域氢能消费

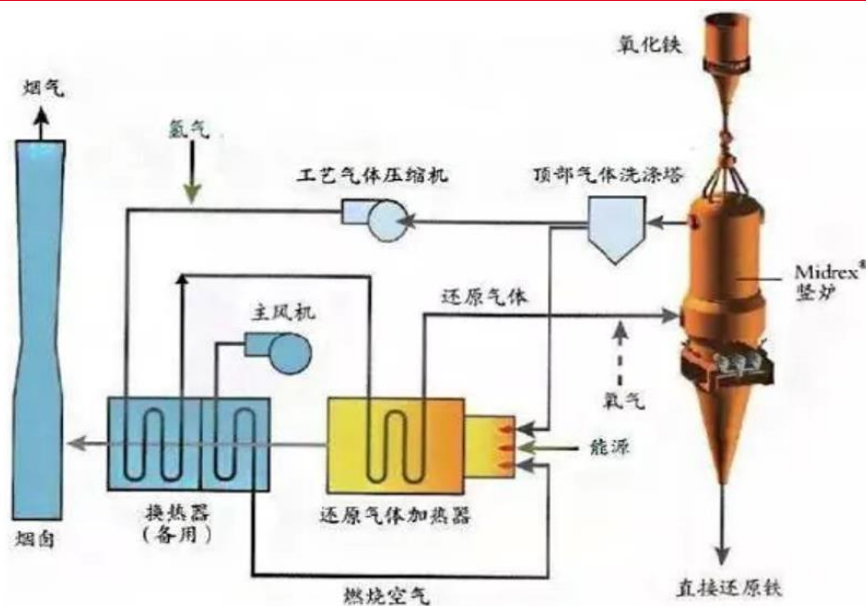
工业领域氢能消费增量主要源自钢铁行业。根据中国氢能联盟预测，到 2030 年钢铁领域氢能消费量将超过 5000 万吨标准煤，到 2050 年进一步增加到 7600 万吨标准煤，将占钢铁领域能源消费总量的 34%。

2030 年前化工领域的氢能消费将保持稳步增长，预计从 2018 年的 8900 万吨标准煤稳步增加至 1.06 亿吨标准煤。2030 年后由于化工领域整体产量有所下降，氢能消费量也呈现下行趋势。到 2050 年化工领域氢能消费量为 8700 万吨标准煤，与目前水平相当，仅次于交通运输领域。就工业领域来看，氢能消费规模整体呈现上升趋势，尤其在 2030 年前增速较快，此后逐步放缓。到 2050 年含钢铁、化工的工业领域氢能消费总量将超过 1.6 亿吨标准煤。

氢能冶金在未来钢铁行业低碳发展中具有重要战略意义。利用氢能源实现钢铁企业转型升级，帮助其降低碳排放，能够实现企业长远发展。工业和信息化部、国家发展和改革委员会发布生态环境部关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见，明确了“氢冶金、低碳冶金、洁净钢冶炼、薄带铸轧、无头轧制等先进工艺技术取得突破进展”。氢冶金即用氢气取代碳作为还原剂和能量源炼铁，还原产物为水，可实现零碳排放。

2022 年 3 月 23 日，上海大学与昌黎县兴国精密机件有限公司联合完成了以纯氢为喷吹气源的高炉富氢冶炼技术开发试验，实现了降低焦比 10%以上，减少二氧化碳排放量 10%以上和铁产量增加 13%以上，钢铁生产中大规模安全使用氢气的技术实现了突破。

图57 高炉富氢冶炼工艺流程示意图



资料来源：世纪新能源网，东海证券研究所

目前国内已有多个氢冶金示范项目正在推进中，随着示范项目建成投产，我国在氢冶金技术领域将不断进步，有望加速推动钢铁行业的“低碳”转型。

表15 主要氢冶金示范项目梳理

企业名称	地区	规模	项目状态
宝钢股份	湛江	年产百万吨	在建中
中国钢研、日照钢铁	日照	年产 50 万吨	在建中
张宣高科科技有限公司	张家口	年产 111 万吨	拟于 2022 年 12 月投产
四川安宁钛铁股份有限公司	攀枝花	年产 100 万吨	完成签约

资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

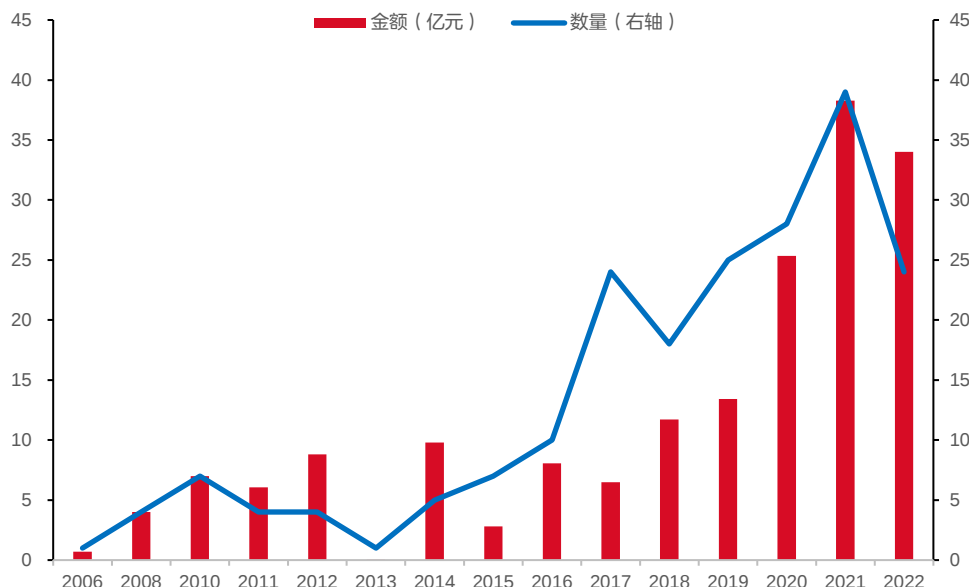
4.国内氢能项目投融资持续火热

截至 2022 年第三季度，中国股权投资市场对主业为氢能产业的相关企业投资约为 177 亿元人民币，涉及投资事件 201 起。除上市融资外，年内规模较大的融资项目包括国家电投集团氢能科技发展有限公司启动的新一轮的 16.25 亿融资、未势能源刚完成的 5.55 亿融资、鸿基创能完成的近 3 亿元 B 轮融资、中鼎恒盛完成的超 4 亿元 B 轮融资、爱德曼完成的超 4 亿元 B 轮融资、中科富海完成的 3 亿元 B 轮融资、东方氢能完成的 2.49 亿融资等。

从历史分布来看，投资数量和金额总体呈现上升趋势，2017 年是较为明显的分水岭。2017 年之前，每年投资数量在 10 起以下，年投资总额不超过 15 亿元；2017 年之后，对

应 2016 年《“十三五”战略性新兴产业发展规划》和动力电池客车补贴退坡，对氢能产业投资数量明显提升，此后基本保持每年在 25 起左右，投资金额也逐年走高。2021 年，中国股权投资市场整体活跃度提升；加之《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》和“十四五”规划中均提及氢能战略地位，释放一定利好信息，氢能产业投资热度得以维持。

图58 2006 年-2022 年氢能产业投资情况（单位：亿元/起）



资料来源：清科研究中心，氢云链，东海证券研究所

注：数据截至 2022 年 9 月

如今，氢能的利用被视作与化石燃料清洁低碳利用、可再生能源规模化利用相并行的一种可持续能源利用路径，业已成为国内外各方关注的新能源发展热点。越来越多的能源、汽车、金融公司开始涉足氢能相关业务，其在能源转型过程中的角色价值日益凸显。我们认为，化石能源、新能源及氢电二次能源网络的互联互动、多产业协同创新发展新格局未来将成为一种长期的主流能源应用场景。

表16 氢能产业链各环节相关企业梳理

所在环节	公司名称/细分领域
上游	制造 美锦能源、滨化股份、东华能源、嘉化能源、隆基股份、卫星化学、金马能源、鸿达兴业、宝丰能源、凯美特气、金宏气体、亿利洁能、中国石化、中国石油、新天绿能、协鑫新能源、中国旭阳集团、宝武集团、河钢集团、华昌化工、浦江气体、京辉气体、中船 718 所、苏州竞立、天津大陆、淳华氢能
	运输 气态：中材科技、中集安瑞科、京城股份、天沃科技、亚普股份、鸿达兴业、斯林达、巨化集团、北京科泰克 液态：富瑞特装、航天晨光、四川空分、国富氢能 固态：安泰科技、有研集团、上海氢枫
	加注 加氢站建设运营：美锦能源、东华能源、嘉化能源、安泰科技、中国石化、国家能源集团、河钢集团、舜华新能源、上海氢枫、嘉氢实业
中游	系统集成 雪人股份、雄韬股份、大洋电机、潍柴动力、亿华通、腾龙股份、上海重塑、捷氢科技、清能股份、东方氢能、新源动力、爱德曼、明天氢能、未势能源
	电堆 腾龙股份、雪人股份、广东国鸿、上海神力、捷氢科技、新源动力、清能股份、爱德曼、上海氢晨、未势能源、氢璞创能 道氏技术、广东国鸿、鸿基创能、擎动科技、武汉理工、亿氢科技
	膜电极 膜电极-质子交换膜：东岳集团、东财科技 膜电极-气体扩散层：通用氢能、捷氢科技 膜电极-催化剂：贵研铂业、龙蟠科技
	双极板 中钢天源、威孚高科、安泰科技
	空气压缩机 雪人股份、鲍斯股份、冰轮环境、金通灵、伯肯节能
	氢循环系统 雪人股份、冰轮环境
下游	整车 宇通客车、宇通重工、中通客车、福田汽车、上汽集团、长城汽车、上海申龙、飞驰科技

资料来源：公开信息整理，东海证券研究所

5.投资建议

在全球“零碳经济”、我国“双碳”愿景背景下，能源结构从传统化石能源向清洁能源转型是必然趋势。氢能作为其中的重要环节之一，在技术上已初步实现“从0到1”的突破，但仍处于商业化推广阶段。目前氢能商业化推广主要聚焦于氢燃料电池车，我们建议长期关注行业核心主线：

(1) 全产业链布局的龙头企业，从制氢端到用氢端形成业务联动，在国家政策支持下达到降本功效；

(2) 燃料电池车核心部件相关的龙头企业。通过前期占据市场份额，获取更多的使用反馈，从而推动技术革新，占据先发优势，形成良性循环；

(3) 参与燃料电池车核心零部件研发、生产的公司，核心零部件国产化率的提升，能降低燃料电池生产成本，推动燃料电池车推广进度，加快燃料电池车商业化进程。重点推荐：亿华通（燃料电池电堆龙头、A+H上市）、美锦能源（全产业链布局、参股燃料电池电堆领先企业国鸿氢能）、京城股份（储氢瓶龙头）、昇辉科技（参股燃料电池电堆领先企业国鸿氢能、联营电解槽领先企业广东盛氢制氢设别有限公司）、雄韬股份（国产双极板领先企业）。

表17 氢能行业估值比较表

			净利润增速			PE		
		总市值（亿元）	2022E	2023E	2024E	2022E	2023E	2024E
688339.SH	亿华通	77	75.80%	75.80%	324.35%	136	-251	76
000723.SZ	美锦能源	386	4.74%	4.74%	8.83%	7	14	13
002733.SZ	雄韬股份	70	138.70%	138.70%	56.07%	37	43	27
300423.SZ	昇辉科技	46	-	-	-	-	-	-
600860.SH	京城股份	75	-	-	-	-	-	-

资料来源：同花顺 iFinD 一致预期，东海证券研究所

6.风险提示

1) 加氢站等基础设施建设进度不达预计规划；

加氢站等基础设施建设与氢燃料电池车推广进度相辅相成，基础设施建设不完备将拖累氢燃料汽车推广。

2) 燃料电池车应用效果不及预期，技术突破受阻；

与纯电车相比，燃料电池车在续航、加氢、使用场景上有一定优势，如果纯电车技术突破减小差距，燃料电池车可能失去市场竞争力。

3) 核心设备和关键材料国产化率进程不达预期。

目前氢燃料电池车仍处于政策补贴期，如果在补贴到期前无法降低燃料电池车生产成本，市场接受度有下降可能，从而导致商业化进程受阻。

一、评级说明

	评级	说明
市场指数评级	看多	未来 6 个月内上证综指上升幅度达到或超过 20%
	看平	未来 6 个月内上证综指波动幅度在-20%—20%之间
	看空	未来 6 个月内上证综指下跌幅度达到或超过 20%
行业指数评级	超配	未来 6 个月内行业指数相对强于上证指数达到或超过 10%
	标配	未来 6 个月内行业指数相对上证指数在-10%—10%之间
	低配	未来 6 个月内行业指数相对弱于上证指数达到或超过 10%
公司股票评级	买入	未来 6 个月内股价相对强于上证指数达到或超过 15%
	增持	未来 6 个月内股价相对强于上证指数在 5%—15%之间
	中性	未来 6 个月内股价相对上证指数在-5%—5%之间
	减持	未来 6 个月内股价相对弱于上证指数 5%—15%之间
	卖出	未来 6 个月内股价相对弱于上证指数达到或超过 15%

二、分析师声明：

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，具备专业胜任能力，保证以专业严谨的研究方法和分析逻辑，采用合法合规的数据信息，审慎提出研究结论，独立、客观地出具本报告。

本报告中准确反映了署名分析师的个人研究观点和结论，不受任何第三方的授意或影响，其薪酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来，均与其在本报告中所表述的具体建议或观点无任何直接或间接的关系。

署名分析师本人及直系亲属与本报告所涉及的内容不存在任何利益关系。

三、免责声明：

本报告基于本公司研究所及研究人员认为合法合规的公开资料或实地调研的资料，但对这些信息的真实性、准确性和完整性不做任何保证。本报告仅反映研究人员个人出具本报告当时的分析和判断，并不代表东海证券股份有限公司，或任何其附属或联营公司的立场，本公司可能发表其他与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告可能因时间等因素的变化而变化从而导致与事实不完全一致，敬请关注本公司就同一主题所出具的相关后续研究报告及评论文章。在法律允许的情况下，本公司的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告仅供“东海证券股份有限公司”客户、员工及经本公司许可的机构与个人阅读和参考。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何机构和个人的投资建议，任何形式的保证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，本公司亦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。本公司客户如有任何疑问应当咨询独立财务顾问并独自进行投资判断。

本报告版权归“东海证券股份有限公司”所有，未经本公司书面授权，任何人不得对本报告进行任何形式的翻版、复制、刊登、发表或者引用。

四、资质声明：

东海证券股份有限公司是经中国证监会核准的合法证券经营机构，已经具备证券投资咨询业务资格。我们欢迎社会监督并提醒广大投资者，参与证券相关活动应当审慎选择具有相当资质的证券经营机构，注意防范非法证券活动。

上海 东海证券研究所

地址：上海市浦东新区东方路1928号 东海证券大厦
 网址：Http://www.longone.com.cn
 电话：(8621) 20333619
 传真：(8621) 50585608
 邮编：200215

北京 东海证券研究所

地址：北京市西三环北路87号国际财经中心D座15F
 网址：Http://www.longone.com.cn
 电话：(8610) 59707105
 传真：(8610) 59707100
 邮编：100089