



中信证券研究部



祖国鹏  
能源化工分析师  
S1010512080004



王喆  
首席能源化工  
分析师  
S1010513110001



宋韶灵  
首席新能源汽车  
分析师  
S1010518090002



陈渤阳  
能源化工分析师  
S1010519110001



联系人：滕冠兴

核心观点

在“碳中和”政策的推动下，氢能或逐步走上能源舞台，在传统高耗能工业技术革新、交通、储能、建筑领域都将有丰富的应用，预计未来30年，氢能的整体需求将增长8倍。在这一新兴赛道中，形成先发优势及具备关键技术的公司有望创造长期价值。

**场景丰富，“碳中和”或加速氢能应用推广。**氢能是一种清洁脱碳、应用场景丰富的二次能源，也是可再生能源储存和转化的理想载体和媒介。在远期“碳中和”实现的过程中，氢能的地位将越发重要，在传统工业、交通、建筑等领域脱碳中有望扮演重要作用。在获取成本不断降低的条件下，氢能源有望逐步走上能源舞台，预计2050年氢能在能源结构中的占比有望超过10%。

**氢能需求增量接力，2050年需求或扩张8倍。**目前国内氢气需求约为2000万吨左右，消耗以化工行业为主。未来10年，预计燃料电池商用车、船舶等交通领域用氢将贡献需求增量的40%，2030年之后向“碳中和”迈进的过程中，钢铁等高耗能工业及交通领域的用氢需求将进一步加速，预计到2050年氢能需求量或超过1.8亿吨，需求扩张有望接近8倍。

**“绿氢”是终极方向，产业导入期化石能源制氢不可或缺。**氢能供给端目前主要以化石能源副产氢气为主，其主要优势是成本低，较清洁能源电解水制氢低约50%。低成本的化石能源制氢成为氢能应用推广导入期不可或缺的条件。待商业模式稳定以及新能源发电成本逐步下降之后，预计2030年前后，新能源电解水制氢成本或“平价”于化石能源制氢，“绿氢”的普及有望大规模推开，其关键推手在于燃料电池和电解槽设备的效率提升。

**风险因素：**关键技术进展缓慢；产业支持政策落地低于预期。

**投资策略：聚焦形成先发优势及具备关键技术的公司。**目前氢能处于产业的导入阶段，各领域的新兴应用正经历“从0到1”的突破期，布局、参与氢能板块的上市公司数量也在快速增加。在这一新兴赛道中，我们判断能源化工领域转型较早的龙头公司在资金实力、科研投入和资源整合上将略胜一筹，推荐积极扩张光伏制氢的宝丰能源、全产业链布局的美锦能源以及液氢生产企业鸿达兴业，在关键技术领域，建议关注燃料电池龙头亿华通以及相关关键材料公司东岳集团（质子交换膜）、安泰科技（双极板、气体扩散层）。

重点公司盈利预测、估值及投资评级

简称	收盘价 (元)	EPS (元)			PE			评级
		2019	2020E	2021E	2019	2020E	2021E	
宝丰能源	16.95	0.54	0.57	0.77	31.39	29.74	22.01	买入
美锦能源	7.79	0.23	0.15	0.21	33.87	51.93	37.1	买入
鸿达兴业	3.9	0.24	0.28	0.29	16.25	13.93	13.45	买入
亿华通-U	281.48	1.25	-0.35	1.1	225.18	—	255.89	无评级

资料来源：Wind，中信证券研究部预测

注：股价为2021年4月8日收盘价

## 目录

<b>从 0 到 1：氢能逐步走上能源舞台</b> .....	1
“碳达峰”及“碳中和”目标，为氢能应用提供了广阔空间 .....	1
政策加持，产业链已基本完善 .....	1
<b>氢能需求：交通领域需求新增，“碳中和”或催生工业领域新需求</b> .....	3
氢气需求现状：化工需求为主导 .....	3
需求中期展望：2020~2030 年交通领域需求将快速增加 .....	4
需求远景展望：“碳中和”下工业领域或成为新的需求来源 .....	7
<b>氢能供给：“绿氢”是终极目标，导入期低成本的化石能源制氢必不可缺</b> .....	11
氢气供给现状：供给路径多样化，但仍以化石能源制氢为主 .....	11
氢气中长期供给：绿氢主导，成本下降未来可期 .....	14
氢储运：储氢方式多元化，管道运输或为未来最优方式 .....	16
加氢站：规模效应尚未显现，实现盈利尚需时日 .....	18
氢能供给总结：2030 年前后，“绿氢”成本有望实现“平价” .....	19
<b>风险因素</b> .....	20
<b>投资建议：聚焦形成先发优势及具备关键技术公司</b> .....	20

## 插图目录

图 1：氢能产业链 .....	3
图 2：1975 年以来全球纯氢产品需求演进 .....	3
图 3：国内目前氢气需求结构 .....	3
图 4：2019 年中国燃料电池车分布比例 .....	4
图 5：2016-2020 中国燃料电池汽车产销对比 .....	4
图 6：2015~2020 国内燃料电池车产量 .....	5
图 7：国内氢燃料车保有量预测 .....	5
图 8：国内燃料电池车氢气需求量预测 .....	6
图 9：国内氢气需求量预测 .....	6
图 10：国内燃料电池船舶气保有量预测 .....	7
图 11：国内燃料电池船舶氢能需求 .....	7
图 12：2050 年不同燃料电池汽车渗透率 .....	8
图 13：氢燃料电池汽车保有量预测 .....	8
图 14：交通领域氢能需求预测 .....	8
图 15：工业领域氢能需求预测 .....	8
图 16：氢储能调峰站系统 .....	10
图 17：中国中长期氢能需求预测 .....	11
图 18：国内目前氢气产能结构（2019 年） .....	12
图 19：IEA 统计全球制氢来源分布 .....	12
图 20：化石能源制氢综合成本比较 .....	13
图 21：中国工业副产氢制氢供应潜力 .....	14

图 22: 中国弃风、弃光、弃水电量电解水制氢潜力.....	14
图 23: 当前技术条件下电解水制氢成本.....	14
图 24: 未来光伏发电成本预测.....	15
图 25: 制氢路线展望.....	16
图 26: 不同储氢方式成本对比.....	17
图 27: 液氢槽车运输成本未来变化趋势.....	18
图 28: 不同运输距离下气氢运输、液氢运输和管道运输成本对比.....	18
图 29: 规模效应下加氢站设备成本呈下降趋势.....	18
图 30: 加氢站加注成本构成.....	18
图 31: 中国加氢站市场规模预测.....	19
图 32: 2020 年全球加氢站各国数量.....	19
图 33: 中国的氢气生产结构预测.....	20
图 34: 2020 年国内各类煤制氢终端销售成本.....	20

## 表格目录

表 1: 氢气特征与其他燃料对比.....	1
表 2: 氢能源相关政策梳理.....	2
表 3: 部分地方政府燃料汽车规划目标.....	5
表 4: 各城市氢燃料电池船舶发展规划.....	6
表 5: 氢燃料电池汽车的市场渗透率.....	7
表 6: 中国大型钢铁集团氢能项目.....	9
表 7: 各类储能方式的主要经济性指标.....	10
表 8: 中国氢能产业远景预测.....	11
表 9: 工业副产氢各方式比较.....	12
表 10: PEM 和碱性电解制氢技术未来发展评估.....	15
表 11: 不同储氢方式的对比.....	16
表 12: 目前我国部分加氢站氢气终端销售价格.....	18
表 13: 中国氢能供应终端价格下降潜力及实现路径.....	20
表 14: 涉足氢能领域的主要上市公司.....	21

## ■ 从 0 到 1：氢能逐步走上能源舞台

氢能是一种清洁脱碳、应用场景丰富的二次能源，也是可再生能源储存和转化的理想载体和媒介，未来在传统工业、交通、建筑等领域脱碳中有望扮演重要作用。在“碳达峰”和“碳中和”的背景下，氢能或在能源舞台上占据一席之地。

### “碳达峰”及“碳中和”目标，为氢能应用提供了广阔空间

人类工业化进程对能源的大规模利用，首先是从煤炭开始的，之后随着勘探、开采技术的进步和能源革命，原油、天然气等能量密度更高、污染物排放更少的化石能源又逐步开始替代煤炭。但这些能源燃烧转化的过程中始终会出现 CO<sub>2</sub> 的排放。而氢能利用过程中，几乎是零碳排放，除此之外，氢能也有多方面的优势。

- 燃烧性能好：氢气与空气混合时有广泛的可燃范围，且燃烧速度快。
- 储量丰富：氢是宇宙中分布最广泛的物质，它构成了宇宙质量的 75%，不过主要以化合态的形式出现，分离提纯需要一定的成本。
- 热值高：除核燃料外，氢的发热值是所有化石燃料、化工燃料和生物燃料中最高的；汽油的 3 倍，乙醇的近 4 倍，煤炭的 5~6 倍。
- 多种形态：可以气态、液态或固态的金属氢化物出现，能适应多种贮运及应用环境的不同要求。

表 1：氢气特征与其他燃料对比

指标	氢气	对比
气态密度	0.089 kg/m <sup>3</sup> (0° C, 百千帕)	天然气的 1/10
液态密度	70.79 kg/m <sup>3</sup> (-253° C, 百千帕)	天然气的 1/6
沸点	-252.76° C (百千帕)	较液化天然气低 90° C
单位热值	120.1 MJ/kg	汽油的 3 倍
能量密度	0.01 MJ/L	天然气的 1/3
燃烧速度	346 cm/s	甲烷的 8 倍
燃烧条件	空气中体积含量在 4~77%	甲烷的 6 倍以上
自燃温度	585° C	而汽油仅为 220° C
点火能量	0.02 MJ	甲烷的 1/10

资料来源：The future of hydrogen, IEA，中信证券研究部

氢能源的上述优点使它成为能源转型中的理想替代能源之一，既能替代一部分传统化石能源作为燃料直接使用，又可通过燃料电池作为“能源的搬运工”在能源转换和储能中发挥灵活的作用，还可在工业过程中替代传统工艺中的高碳能源。在远期“碳中和”实现的过程中，预计氢能的地位和作用将越发重要，在氢能源获取成本不断降低的条件下，氢能的角色也越发重要。

### 政策加持，产业链已基本完善

过去几年，经过技术发展、产业化初期的探索以及海外技术的逐步扩散，氢能在国内的发展也完成了“从 0 到 1”的突破，产业链具备了雏形，政策力度也在加大。从分行业

的技术规划、到写入全国政府工作报告、再到能源法的征求意见稿中将氢能正式列入能源范畴，显示出政策对氢能发展的成熟度和长期发展方向的肯定，特别是 2020 年对氢燃料电池汽车示范应用等鼓励政策的落地，对氢能产业的支持更为细化和明确，也有助于政策支持效果更快的显现。

表 2：氢能源相关政策梳理

文件名称	发布年份	涉及氢能表述
能源技术革命创新行动计划（2016-2030）	2016 年	1) 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。2) 氢能与燃料电池技术创新。3) 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	1) 探索藻类制氢技术；2) 大力推进纯电动汽车、燃料电池等动力替代技术发展，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
柴油货车污染治理攻坚战行动计划	2019 年	鼓励各地组织开展燃料电池货车示范运营，建设一批加氢示范站。
2019 年政府工作报告	2019 年	推动充电、加氢等设施建设
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。
中华人民共和国能源法（征求意见稿）	2020 年	将氢能列入能源范畴
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）	2021 年	1) 实施新能源汽车基础技术提升工程。突破车规级芯片、车用操作系统、新型电子电气架构、高效高密度驱动电机系统等关键技术和产品，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。2) 有序推进氢能供给体系建设

资料来源：中国政府网、国家发改委等相关网站，中信证券研究部

对于地方政府政策而言，赛迪科创的《2020 年氢应用发展白皮书》显示，中国已有 20 余个省（自治区、直辖市）、市、县出台氢能产业专项政策约 42 个，省级、市级、县级政策占比分别为 28.6%、54.7%、16.7%。地方政策出台较多的区域主要集中在广东、浙江、江苏、山东等区域，核心聚焦在氢燃料汽车（主要为城市公交大巴车和物流车）的推广、氢燃料电池核心技术研发、加氢站等基础设施以及氢能示范城区的建设等等。预计在中央政府和地方政府的政策加持下，在技术基础条件较好、经济实力较强的区域，氢能发展有望逐步提速。

目前在产业链各个环节，国内都有企业进行了布局，虽然在燃料电池个别关键材料上还未完全实现国产化，但随着研发投入的不断加大和政策的支持，预计远期国内氢能产业链将能够实现自主可控，产业市场规模也有望不断扩大。

图 1：氢能产业链



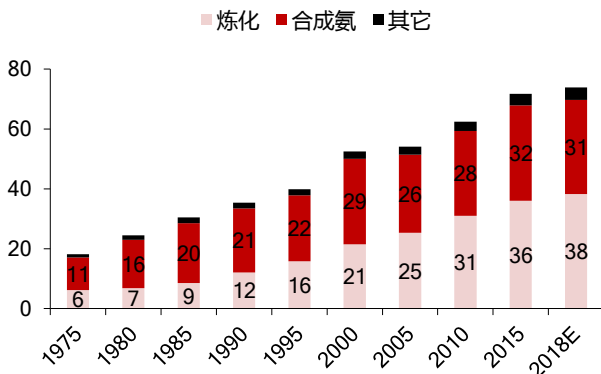
资料来源：中信证券研究部绘制

## ■ 氢能需求：交通领域需求渐增，“碳中和”或催生工业领域新需求

### 氢气需求现状：化工需求为主导

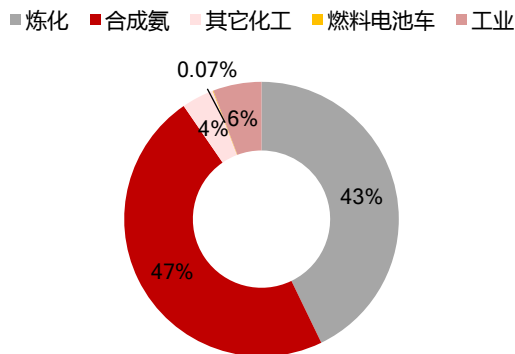
从全球范围看，目前化工依然是氢气最大的需求行业。按照 IEA 的统计，1980 年代全球氢气需求量突破了 2000 万吨，基本呈现持续增长的状态，到 2018 年推算已经达到 7400 万吨的水平。结构而言，化工行业的需求能占到 95%左右，其中主要包括炼化和合成氨，在 2000 年以前，合成氨的需求量大于炼化，而进入 21 世纪，炼化的需求量开始超过合成氨。这与化工行业的发展趋势基本吻合，早年化工产品以基本原料为主，合成氨主要对应氮肥类等尿素产品。随着市场对炼化产品精细化和品质要求的提升，炼化过程加氢的需求增多，导致近几十年炼化对氢气的需求也在增加，逐步超过合成氨的用氢需求。

图 2：1975 年以来全球纯氢产品需求演进（百万吨）



资料来源：'The Future of Hydrogen' (IEA, 含预测)，中信证券研究部

图 3：国内目前氢气需求结构

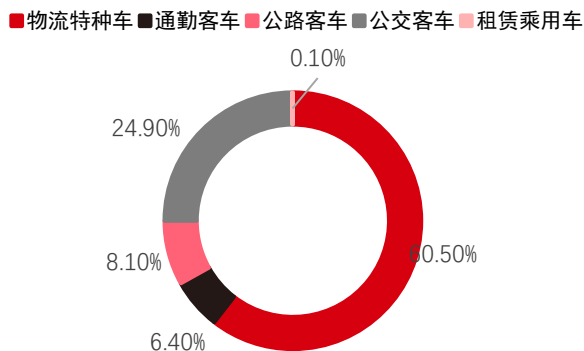


资料来源：《中国氢能源与燃料电池产业发展研究报告》（中国氢能联盟），中信证券研究部

对于国内而言，根据国家统计局历史数据，目前合成氨产量每年大约 5000~5500 万吨，按照 1 吨合成氨耗 0.16 吨氢气计算，合成氨板块对于氢气一年的需求量约为 1000 万吨左右。按照经验统计，原油加工对应加氢的比例约为 1.5%。根据中国石油经济研究院的数据，目前每年全国大约 6 亿吨的原油加工量规模，对应的氢气需求量约为 900 万吨。其它工业板块预计消耗氢气约为 200 万吨左右。

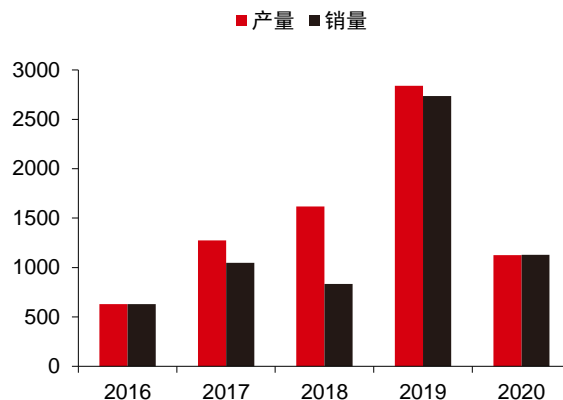
目前我国氢燃料电池汽车产业处于起步阶段，产业链近两年正加速布局，应用领域主要集中在商业车领域。近五年我国燃料电池汽车产销量整体保持增长状态，除了 2020 年因受到新冠疫情的影响而有所下降之外，其他年份产销量均保持快速增长态势。截至 2020 年底，我国氢燃料电池汽车保有量为 7350 辆左右，预计这些车辆每年消耗氢气量仅在 6~7 万吨的量级，占比不足 0.5%。

图 4：2019 年中国燃料电池车分布比例



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国电动汽车百人会），中信证券研究部

图 5：2016-2020 中国燃料电池汽车产销对比



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国电动汽车百人会），中信证券研究部

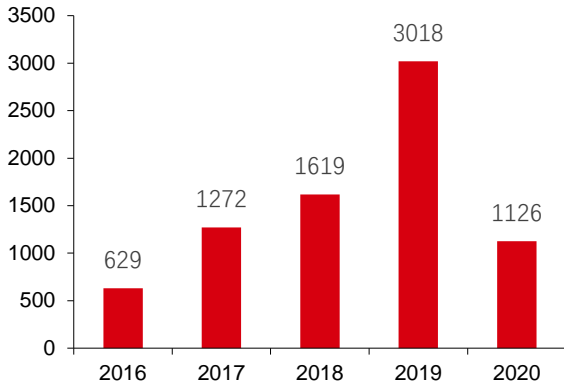
因此，从中短期看，国内氢能需求还是以化工行业为主，预计合成氨对氢气的需求基本已稳定，在 1000 万吨左右；炼化对氢气的需求还有明显的增长空间。而氢能源车由于处在起步阶段，基数较小，短期内需求量级还难以达到百万吨的级别。

### 需求中期展望：2020~2030 年交通领域需求将快速增加

中期来看，氢能需求的主要增量仍将主要来自于交通领域，燃料电池技术的发展进步将使得氢能可以广泛应用于道路运输、海事行业、铁路航空等各种交通领域。

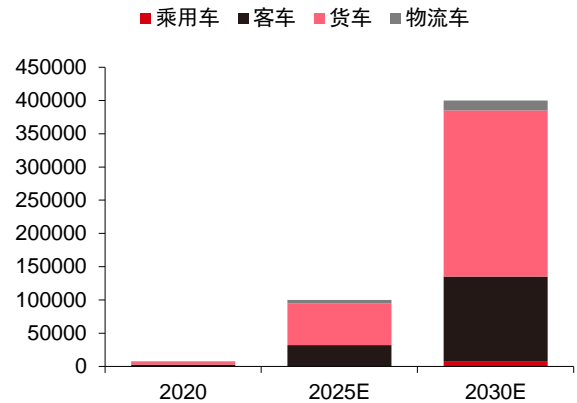
目前国内氢燃料车仍以示范项目为主。根据 GGII 的数据，2020 年我国燃料电池客车、货车、物流车保有量分别为 2500、4070、780 辆，处于普及的萌芽阶段，从结构上而言，货车仍占多数，客车比例则低于 50%。

图 6：2015~2020 国内燃料电池车产量（辆）



资料来源：GGII，中信证券研究部

图 7：国内氢燃料电池保有量预测（辆）



资料来源：GGII，中信证券研究部预测

表 3：部分地方政府燃料汽车规划目标（辆）

省市	地市	2020 年	2022 年	2023 年	2025 年	2030 年
北京				3000	10000	
广东	云浮	5500			10050	26550
	佛山	6500			11110	26650
江苏	苏州	800			10000	11500
	盐城	1500				
	张家港	100				
山东		2000			50000	100000
	济南					
	潍坊		300 (2021 年)			
上海		3000		10000		
浙江			1000			
	嘉兴			1000		
	宁波	300	600-800		1500	
河北		2500			10000	50000
	张家口	1800				
湖北	武汉	2000~3000			10000-30000	
湖南	长株潭城市群				5000	
四川	成都	110			2000	
山西	大同	2000			5000	
重庆	重庆	300				
江苏	苏州	800			10000	
	常熟		300			
全国加总		25410	26710	40710	142660	259500

资料来源：各地方政府工信及发改部门网站，中信证券研究部

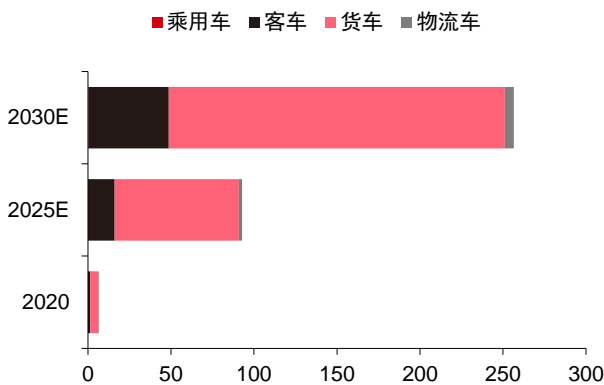
展望“十四五”期间，国内氢能源车有望进入量产阶段，结合各地方政府的氢能源规划，我们预计 2025 年全国燃料电池车产量有望达到 10 万辆左右，并有乘用车进入市场。按照规划，2025 年氢燃料电池汽车总保有量接近 10 万辆，其中乘用车、客车、货车、物流车保有量预计将分别达到 200、32000、63000、5000 辆左右。2025 年之后有望开启



商业化应用阶段，燃料电池车在 2030 年有望达到 30 万辆的规模。

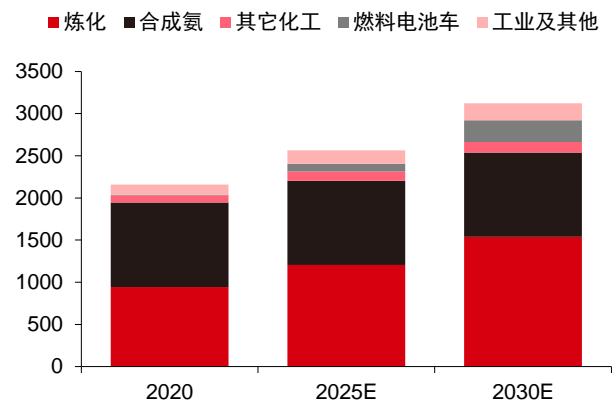
根据上述燃料电池车的数量预测，我们按照如下假设推算氢气耗用量：客车每年行驶 10 万 km，每百公里耗氢 6kg；物流车每年行驶 12 万 km，每百公里耗氢 3kg；乘用车每年行驶 2 万 km，每百公里耗氢 1.5kg；货车每年行驶 15 万 km，每百公里耗氢 8kg。根据以上数据测算，2020 年国内燃料电池车氢气需求为 6.7 万吨左右，预测 2025 年可达到 93 万吨左右，2030 年或超过 250 万吨。

图 8：国内燃料电池车氢气需求量预测（万吨）



资料来源：GGII，中信证券研究部预测

图 9：国内氢气需求量预测（万吨）



资料来源：Wind，中信证券研究部预测

氢能船舶领域目前还没有成熟的商用船只，试验性的船只主要有中国船舶集团在 2019 年自主研发的 2000 吨级氢燃料电池自卸货船，以及今年大连海事大学新能源船舶动力技术研究院牵头建造的燃料电池游艇“蠡湖”号。但随着“碳中和”的推进，航运领域脱碳进程也需要清洁的替代能源，氢能船舶也成为减排的理想选择。

表 4：各城市氢燃料电池船舶发展规划

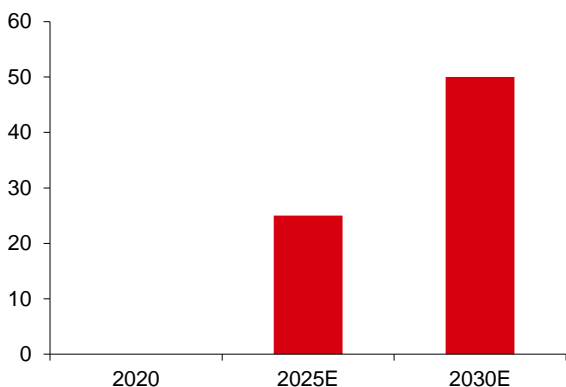
城市	时间	规划
湖北武汉	2018.1	《氢能产业发展规划方案》：2018~2020 年，在轮船、无人机、分布式发电等方面形成小规模氢能燃料电池示范应用。
浙江	2019.7	《关于加快嘉兴氢能产业发展的若干意见》：中期目标（2023-2025），氢能源船舶领域有一定突破。
	2019.9	《浙江省加快培育氢能产业发展的指导意见》：到 2022 年，氢燃料电池在公交、物流、船舶、储能、用户侧热电联供等领域推广应用形成一定规模；到 2025 年，加氢设施网络较为完善，氢能在汽车、船舶、分布式能源等应用领域量化推广，成为国内氢能产业高地。
四川成都	2019.8	《成都市氢能产业发展规划（2019—2023 年）》：到 2023 年，燃料电池在无人机、分布式能源、船舶、各类电源等领域开展示范应用。
广东佛山	2019.11	《佛山市高明区氢能产业发展规划（2019—2030 年）》：中期目标（2022-2025 年），适时示范推广氢燃料电池游船，打造“西江氢城”旅游品牌，推广游船 5 艘以上；远期目标（2025-2030 年），推广应用游船 20 艘以上。
广东茂名	2020.3	《茂名市氢能产业发展规划（征求意见稿）》：中期目标，试点燃料电池在工业发电、热电联供和船舶方面的应用。
山东	2020.7	《山东省氢能产业中长期发展规划（2020—2030 年）》：其中提到 2020 年到 2022 年，为氢能产业全面起步期，加快布局燃料电池轨道交通、港口机械、船

城市	时间	规划
		船及分布式发电装备产业。2023 年到 2025 年，为氢能产业加速发展期，燃料电池轨道交通、港口机械、船舶及分布式发电装备产业实现突破。

资料来源：各地政府官网，中信证券研究部

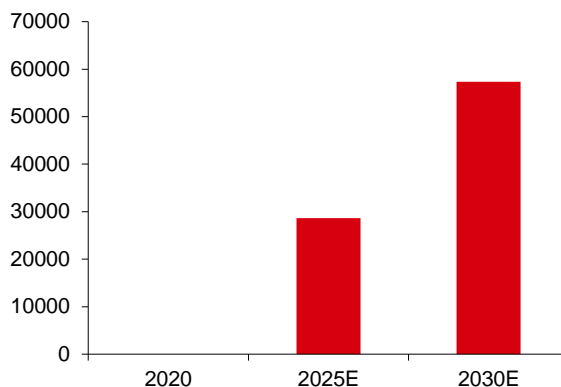
根据各地规划测算，2025 年之前，各地在氢能船舶领域处于酝酿探索阶段，预计 2025 年我国氢燃料电池船舶保有量在 25~30 艘左右，到 2030 年可达到 50 艘。按照每艘船舶每年耗能约 3888 吨燃料油，相当于 1146.62 吨氢气来测算，预计我国航运领域氢能需求 2025 年约在每年 3 万吨左右，2030 年或在 5.5~6 万吨左右。

图 10：国内燃料电池船舶气保有量预测（艘）



资料来源：GGII，中信证券研究部预测

图 11：国内燃料电池船舶氢能需求（吨）



资料来源：中信证券研究部预测

从国内总体氢气需求看，我们认为合成氨的需求已趋于稳定，炼化对氢气的需求每年仍可保持 3~5% 的增长，其余化工和工业品对氢气需求依然保持小幅增长，预计 2025 年国内氢气需求约为 2500 万吨以上，2030 年可超过 3100 万吨，届时需求增量中燃料电池车领域的贡献接近 40%。

### 需求远景展望：“碳中和”下工业领域或成为新的需求来源

长远来看，氢能在交通领域的用量将逐步增加，而“碳中和”背景下，氢能在工业、建筑等领域的推广也成为大势所趋。燃料电池可应用于储能、发电领域，同时氢能也可以为家庭住宅、商业建筑供热供电。

交通领域，考虑到氢燃料电池在动力性能和续航能力方面的优势，在长途货运领域内具有较大的发展空间，因此未来氢燃料电池汽车的发展重点领域是氢燃料电池货车，其市场渗透率料将从目前的 0.2% 上升到 2050 年的 50%，成为交通领域内主要氢耗来源。到 2050 年，燃料电池客车、物流车、货车、乘用车在其各自市场内渗透率料将分别达到 40%、10%、50% 和 10%，相应的氢耗水平也有下降，客车、物流车、货车、乘用车的氢耗水平预计将分别为 <4kg/100km、<2kg/100km、6kg/100km、1kg/100km。

表 5：氢燃料电池汽车的市场渗透率

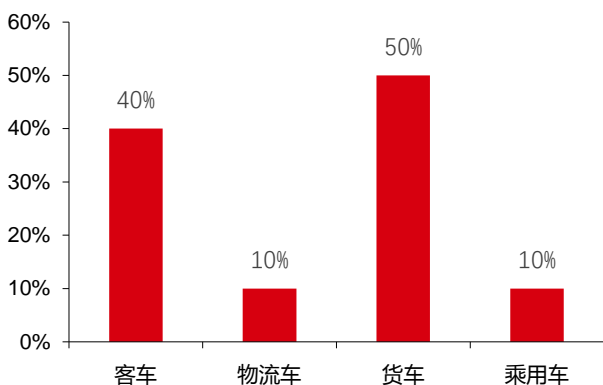
	2025E	2035E	2050E
氢燃料电池客车	5.0%	25.0%	40.0%
氢燃料电池物流车	<5.0%	>5.0%	10%

	2025E	2035E	2050E
氢燃料电池重卡	0.2%	15.0%	50.0%
氢燃料电池乘用车	0.05%	2.0%	10.0%

资料来源: Wind, 中国汽车工业协会, 中信证券研究部预测

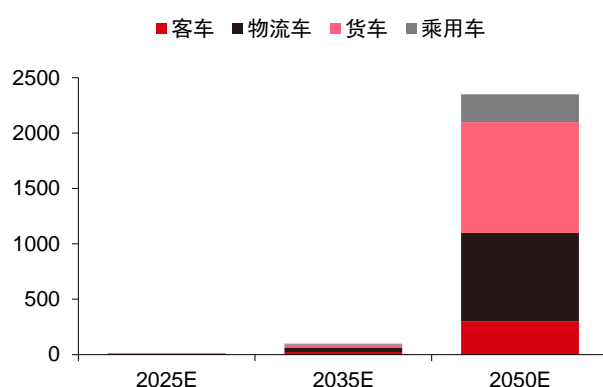
在此渗透率假设下, 考虑到氢燃料电池技术的成熟以及成本的下降, 货车和乘用车的市场规模会快速上升, 预计到 2050 年氢燃料电池货车和乘用车保有量分别达到 1000 万辆和 250 万辆, 成为交通领域内氢能需求的主要来源。根据前文各车型氢耗假设, 预计 2050 年氢燃料电池汽车氢能需求量或超过 1 亿吨。

图 12: 2050 年不同燃料电池汽车渗透率



资料来源: Wind, 中国电动汽车百人会, 中信证券研究部预测

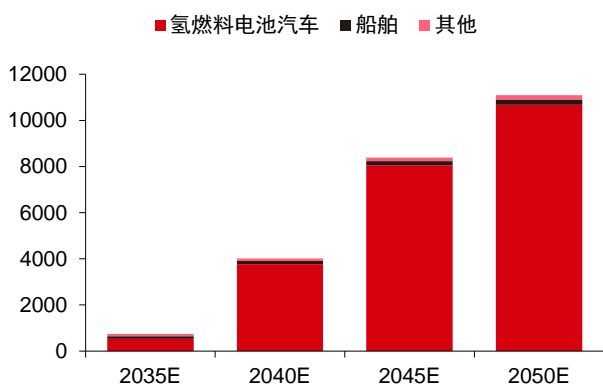
图 13: 氢燃料电池汽车保有量预测 (辆)



资料来源: GGII, 中国电动汽车百人会, 中信证券研究部预测

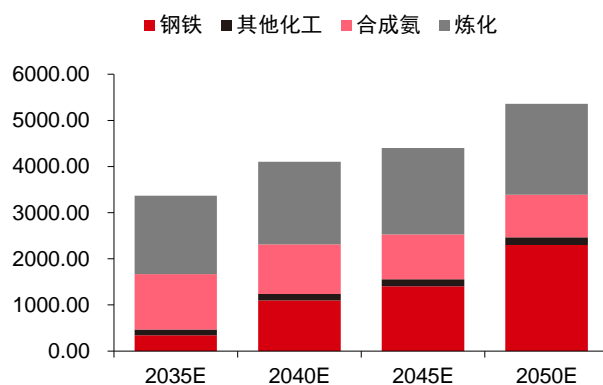
非道路运输领域, 预计远期将主要集中在氢燃料电池重型工程机械、船舶等领域。预计 2050 年氢燃料电池船舶将达到 2000 艘左右, 在氢耗水平下降 3%-5% 的假设下, 预计每年氢能需求在 220 万吨左右, 重型工程机械的耗氢量也在 150~200 万吨的区间。

图 14: 交通领域氢能需求预测 (万吨)



资料来源: 《中国氢能产业发展报告 2020》(中国电动汽车百人会), 中信证券研究部预测

图 15: 工业领域氢能需求预测 (万吨)



资料来源: Wind, 中信证券研究部预测

工业领域里, 化工领域对氢气的消耗远期会维持在高位, 耗氢增量则主要源自钢铁行业, 焦炭在高炉中的核心作用主要是加热和作为还原剂, 而氢气理论上是可以替代焦炭实现上述功能。但目前在全球范围内, 实际运行的项目屈指可数, 瑞典起步较早, 瑞典钢铁

公司（SSAB）联合大瀑布电力公司（Vattenfall）以及矿业集团（LKAB）创立了非化石能源钢铁项目 HYBRIT，预计 2024 年开始有望转入小规模生产。德国蒂森克虏伯公司也开始了相关尝试。而中国宝武集团 2019 年也开始了与中核集团、清华大学在炼钢用氢方面的合作。

但是氢气替代焦炭炼钢涉及高炉技术的革命性转变，其经济性还依赖于氢气的成本。日本钢铁协会估算生产 1 吨生铁需要 601 标准立方米氢气，补偿吸热反应需要 67 标准立方米氢气，加热融化到 1600 摄氏度需要 85 标准立方米氢气，共计需要 753 标准立方米氢气，按照 75% 的热效率计算，产生 1 吨生铁需要的氢气量为 1000 标准立方米。按目前成本，生产 1 吨钢铁大约需要 0.45 吨焦炭，吨钢的能源物料成本约为 1000~1050 元/吨，如果与高炉炼铁达到一样的成本水平，所使用的氢气成本需要降至 1~1.05 元/方，约合 11.2~11.8 元/kg，基本是目前最便宜的化工副产及化石能源制氢成本。如果以零碳来源的氢气成本计算，目前光伏和风电制氢成本基本在 17~25 元/kg 的成本水平，氢气还原制铁的工艺至少比传统高炉高 80%~100% 以上。氢能还原制铁的大面积推广需要迈过三大门槛：一是技术在规模应用上的稳定性；二是工艺的安全性及安全成本的降低；三是氢能来源成本的降低。

表 6：中国大型钢铁集团氢能项目

钢铁集团	合作时间	合作对象	合作内容
宝武集团	2019.1	中核集团、清华大学	(1) 核能制氢（高温气冷堆） (2) 氢能冶金
河钢集团	2019.11	意大利特诺恩集团、中冶京诚	氢冶金技术方，共同研发建设全球首个 120 万吨规模的氢冶金示范工程
中国钢研	2020.5	京华日钢	双方将携手开发中国首台套 2×20 万吨国产化转底炉技术，开展具有中国自主知识产权的首台套年产 50 万吨氢冶金及高端钢材制造项目建设

资料来源：各企业集团网站，中信证券研究部

若假设钢铁需求量维持在目前的高位平台区，即每年 9~10 亿吨左右的水平，未来电炉炼钢占到钢铁产量的比重为 40%，氢能、焦炭炼钢分别占到粗钢产量的 30%，那么预计 2050 年氢能还原铁技术路线对应的粗钢产量约为 3 亿吨左右，对应生铁产量约为 2.55 亿吨，以 1 吨生铁消耗 1000 方氢气计算，预计对应的氢气需求量约为 2300 万吨左右。

储能领域，对可再生和可持续能源系统而言，氢气是一种极好的能量存储介质。氢气作为能源载体的优势在于：1) 相互转换性：氢和电能之间通过电解水与燃料电池技术可实现高效率的相互转换；2) 压缩氢气能量密度高；3) 具有成比例放大到电网规模应用的潜力。

各类储能方式比较而言，氢储能的投资额、设备折旧成本相对较低，建设周期较短，相比其他储能方式来说更适用于电网储能，但缺点是能源转化效率低。

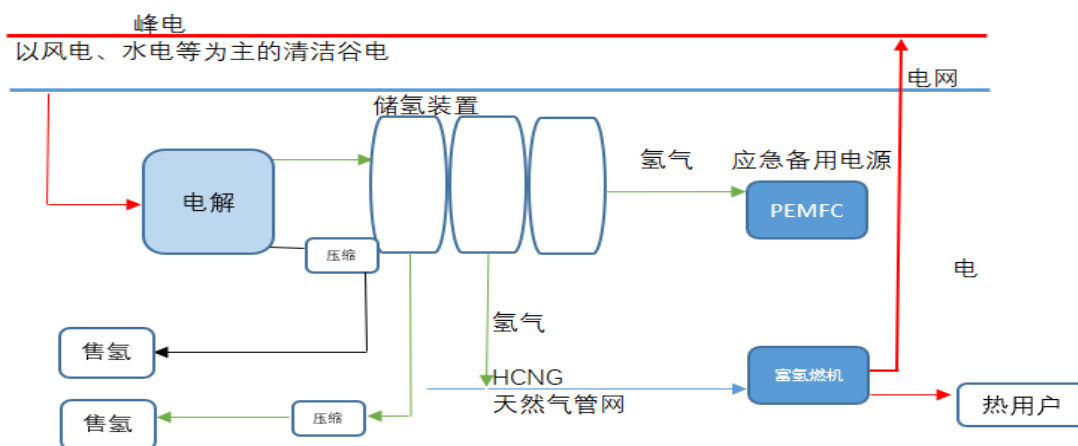
表 7：各类储能方式的主要经济性指标

储能技术	发电部分价格 (\$·kW <sup>-1</sup> )	储能部分价格 (\$·kW <sup>-1</sup> )	整体效率 (%)	生命周期 (充放电循环次数)	单次充放电循环设备折旧成本(每千瓦时) /\$
锂电子电池储能技术	400	300	80	2000	0.280
先进铅酸电池储能系统	400	330	80	3000	0.200
钠硫电池储能系统	350	350	75	3000	0.175
液流电池储能系统	400	400	70	3000	0.190
压缩空气储能系统	700	5	70	25000	0.020
抽水储能电站	1200	75	85	25000	0.043
氢储能系统	1000	150	40	15000	0.030

资料来源：《氢储能解决弃风弃光问题的可行性分析研究》(金雪、庄雨轩等)，《电工电气》期刊，中信证券研究部

对氢气储能的应用，当电力生产过剩时利用电力制造氢气并储存起来，在电网电力不足时再通过燃料电池等方式将储存的氢气释放出来用以供能。在用电负荷量较大的地区，氢储能在电网中主要起到“填谷”作用，谷电时段，电网将电能输送到氢能需求端，通过电解水制氢储能，供燃料电池交通、电子等行业使用；峰电时段，考虑到使用氢燃料电池发电成本太高，可利用天然气掺氢通过富氢燃机发电的方式向电网送电。

图 16：氢储能调峰站系统



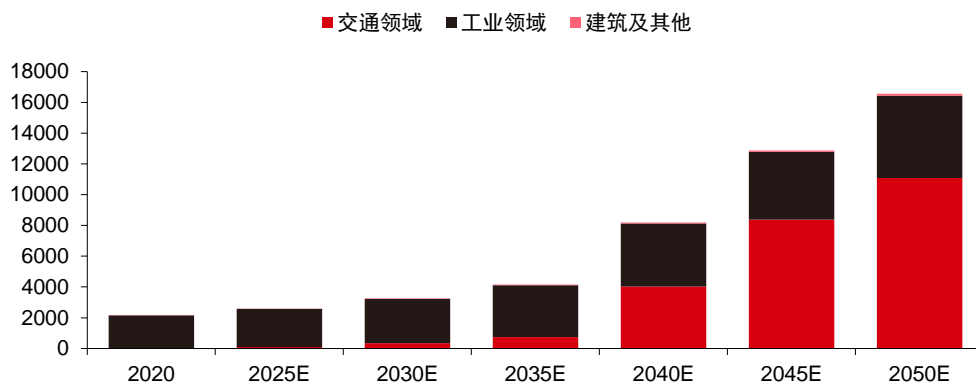
资料来源：《氢储能调峰站发展路径探索研究》(李娜、李志远等)，《中国能源》月刊，中信证券研究部

按照 20MW 规模的氢储能调峰站，每天运行 8h 计算，制氢年均耗电 5840 万 kWh，电费 0.175 亿元，加上其他成本，共计 0.292 亿元；5kWh 电制取 1Nm<sup>3</sup>氢气和 0.5Nm<sup>3</sup>氧气，年制氢约 1050 吨，氢气出厂价为 2.8 万元/吨，氧气为 1000 元/吨，年收入约为 0.378 亿元，项目基本可维持盈亏平衡。

根据以上对氢储能领域的分析，储能对于氢气的需求，更多是能源互联网内的自循环，电解水制氢-储能-再到电网的“电-氢-电”循环模式，并不会对体外的氢能供需产生明显的影响，同时工业副产氢气的企业也可以分布式的方式加入电力调峰。

根据以上各部分测算，预计 2050 年氢能需求总量或超过 1.8 亿吨，其中工业领域需求或超过 5300 万吨，交通领域需求或超过 1.2 亿吨。

图 17：中国中长期氢能需求预测（万吨）



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国电动汽车百人会），中信证券研究部预测

表 8：中国氢能产业远景预测

产业目标	近期（2020-2025）	中期（2025-2035）	远期（2050~）
氢需求总量（万吨）	2000~3000	3000~4000	18000 以上
氢终端销售价格（元/kg）	40	30	20
氢燃料电池汽车保有量（万辆）	10	100	3000
加氢站（座）	200	1500	10000
固定式电源/电站（座）	1000	5000	20000
燃料电池系统（万套）	6	150	3500

资料来源：《中国氢能源及燃料电池产业白皮书（2019 年版）》（中国氢能联盟），中国氢能联盟，中信证券研究部预测

## ■ 氢能供给：“绿氢”是终极目标，导入期低成本的化石能源制氢必不可缺

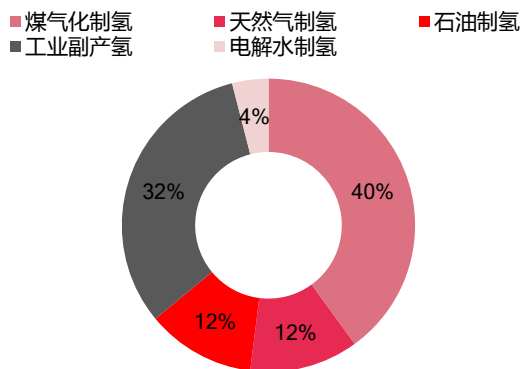
### 氢气供给现状：供给路径多样化，但仍以化石能源制氢为主

目前，氢气的供给主要有三种途径，分别为化石能源制氢、工业副产提纯制氢和电解水制氢。

按照 IEA 统计，全球每年专用氢气产量约 7000 万吨。根据中国经济网报道，截至 2019 年中国每年产氢约 2200 万吨，占世界氢产量的三分之一，成为世界第一产氢大国（[http://www.ce.cn/xwzx/gnsz/gdxw/201907/08/t20190708\\_32547258.shtml](http://www.ce.cn/xwzx/gnsz/gdxw/201907/08/t20190708_32547258.shtml)）。

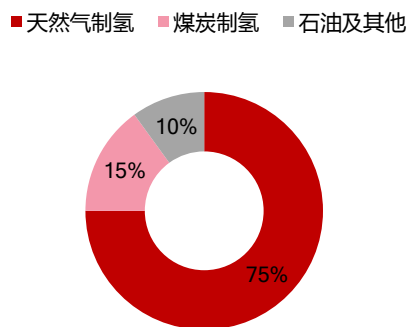
从 IEA 的全球范围统计，天然气目前是制氢的主要来源，全球每年约 7000 万吨氢气产量，天然气制氢比例 75%左右，消耗的天然气原料气大约占全球天然气使用量的 6%。煤炭制氢可以占到 15%，区域而言主要是中国煤制氢占比较高，这跟国内能源资源禀赋有关，而从石油或者电解水等其他路线制氢占比不高，预计接近 10%。

图 18：国内目前氢气产能结构（2019 年）



资料来源：《中国氢能源与燃料电池产业发展研究报告》（中国氢能联盟），中信证券研究部

图 19：IEA 统计全球制氢来源分布



资料来源：IEA 网站，中信证券研究部推算

化石能源制氢途径主要分为煤制氢、天然气重整制氢和石油制氢三大类。

- 煤制氢：主要是在高温下将煤炭和水蒸气转化为 CO 和 H<sub>2</sub> 的混合气，经过煤气净化、CO 转化以及氢气提纯等环节生产氢气。
- 天然气制氢：主要先将天然气进行预处理，然后通过转化炉将其和水蒸气混合反应转化为 CO 和 H<sub>2</sub>，之后再通过变换塔将其中的 CO 转化成 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>，之后再对 H<sub>2</sub> 进行提纯。
- 石油制氢：石油制氢一般先将石油进行裂解，用裂解后的产品进行制氢。如石油裂解后得到的重油可与水蒸气及氧气反应得到 CO、CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub> 的混合物，之后再对 H<sub>2</sub> 进行提纯。

煤制氢的产能适应性较强，可以根据需求自由调节氢气提纯规模。但由于通过化石能源制氢会释放大量 CO<sub>2</sub> 和其他有害气体，所以需要对此方法通过技术改进如 CCUS 技术减少 CO<sub>2</sub> 排放，或通过其他环保的方法制氢。但目前而言，结合 CCUS 技术的煤制氢技术由于成本过高而不具有经济性。

工业副产氢主要是指在焦炉煤气、氯碱化工、轻烃利用（丙烷脱氧和乙烷裂解）以及合成氨合成甲醇等工业的副产品中提取氢气产品。

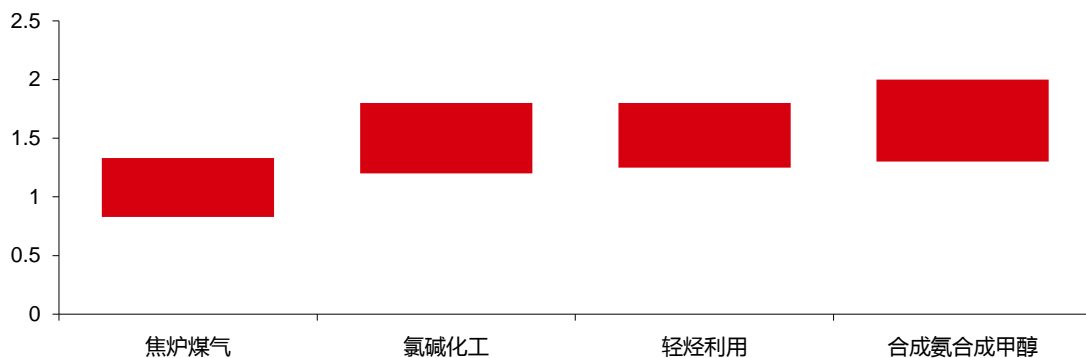
表 9：工业副产氢各方式比较

工业副产氢方法	主要技术原理	优势	缺点
焦炉煤气	将煤焦化过程中产生的焦炉煤气（除部分用于焦炉自身加热外）进行提纯，提取其中的氢气进行回收利用。	投入成本较其他工业副产氢方法最低，只需对现有化工装置加建提纯装置。	所产氢气需要经过高度提纯，否则煤气中的 CO 和硫元素或

工业副产氢方法	主要技术原理	优势	缺点
氯碱化工	用电解饱和氯化钠溶液的方法来制取氢氧化钠、氯气和氢气，再将混合气体用变压吸附提纯制取氢气。	相比煤制氢，可以进行小规模分布式氢能供应；另一方面，提取的副产氢纯度较高，能达到 99.99%	致燃料电池中毒 含有的微量氯和少量的氧可能对燃料电池有毒害作用，影响发电效率
丙烷脱氢	通过化学反应将丙烷进行丙烷脱氢产生丙烯单体和氢气，在通过变压吸附将氢气提纯。	变压吸附后，氢气纯度高达 99.999%；除总硫含量超标外，其他杂质含量达到要求	由于该工艺对丙烷纯度要求较高而国内原料并不能满足要求，需要大量向国外进口。
乙烷裂解	通过化学反应将乙烷裂解为乙烯和氢气，再通过变压吸附将氢气提纯。	乙烷裂解乙烯项目投资低，乙烯回收率高，同时提纯后的氢气纯度较高，能达到燃料电池用氢标准要求，	
合成氨合成甲醇	将合成氨和合成甲醇生产过程中的合成放空气和驰放气收集，通过变压吸附方法将氢气提纯。		相较于其他工业副产氢方法，其制氢综合成本较高。

资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国电动汽车百人会），中信证券研究部

图 20：化石能源制氢综合成本比较（元/Nm<sup>3</sup>）



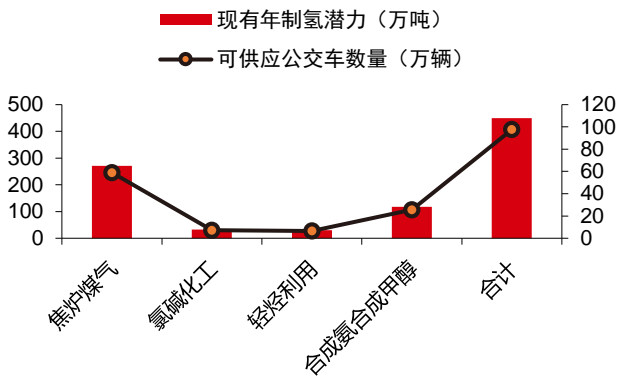
资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国电动汽车百人会），中信证券研究部

化石能源方法制氢会释放大量的温室气体，而工业副产氢污染相对小。煤制氢在大规模制氢条件下，煤价 200~1000 元/吨对应的制氢综合成本分别为 0.61~1.09 元/Nm<sup>3</sup>；与此相比，工业副产氢制氢成本较高，但比结合 CCUS 技术的煤制氢技术成本更低，更加绿色环保，并且可以进行分布式供应。

若将现有的工业副产氢充分收集，预计可达到 450 万吨/年的氢气量。假设公交车氢气消耗 6kg/100km，日均行驶 300km，出勤率为 90%时，可供超过 100 万辆公交车全年使用。另一方面，全国每年弃风、弃光和弃水电量合计约为 500 亿千瓦时，按照 1Nm<sup>3</sup> 氢气消耗 5kwh 计算，制氢潜力约 90 万吨。

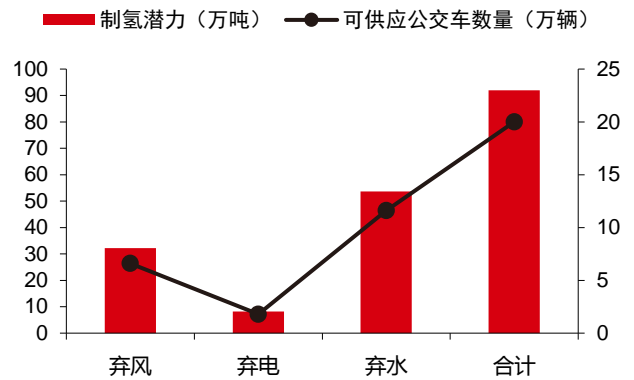


图 21：中国工业副产氢制氢供应潜力



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国电动汽车百人会），车百智库，中信证券研究部

图 22：中国弃风、弃光、弃水电量电解水制氢潜力



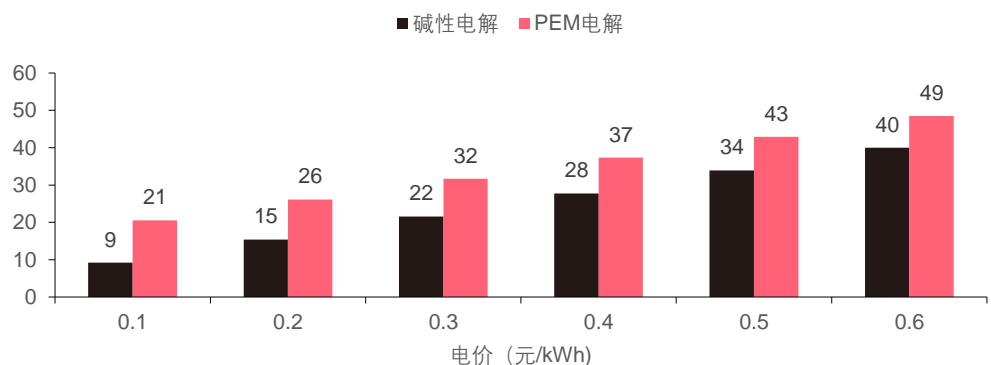
资料来源：Wind，中信证券研究部

### 氢气中长期供给：绿氢主导，成本下降未来可期

碳中和背景下，“绿氢”将成为未来制氢发展趋势。水电解制氢是制取“绿氢”的主要途径，其主要原理是在有电解液的电解槽中通入直流电，将水分子分解成氢气和氧气。已经商业化的水电解制氢技术路线有两种：碱性电解和 PEM 电解。

电解水制氢成本主要由两部分构成：电价和电解槽。目前，碱性电解槽已经基本国产化，价格为 2000~3000 元/kW，而 PEM 电解槽依赖于进口，价格在 7000~12000 元/kW，价格明显偏高。产能方面，PEM 电解槽单槽制氢约 200Nm<sup>3</sup>/h；而碱性电解槽为 PEM 电解槽的 5 倍。当全负荷运行 7500 小时，假设电价为 0.5 元/kWh，每生产 1Nm<sup>3</sup> 氢气耗费 5kWh 总电力，电解槽折旧成本为 40 万元/年（PEM 电解槽折旧成本为 120 万元/年），1kg 氢气对应 11.12Nm<sup>3</sup> 氢气，则碱性电解与 PEM 电解制氢成本分别为 22 元/kg、32 元/kg。其中，电费成本分别占比为 78%和 36%。在相同条件下，显然碱性电解更具有经济性。

图 23：当前技术条件下电解水制氢成本（元/kg）

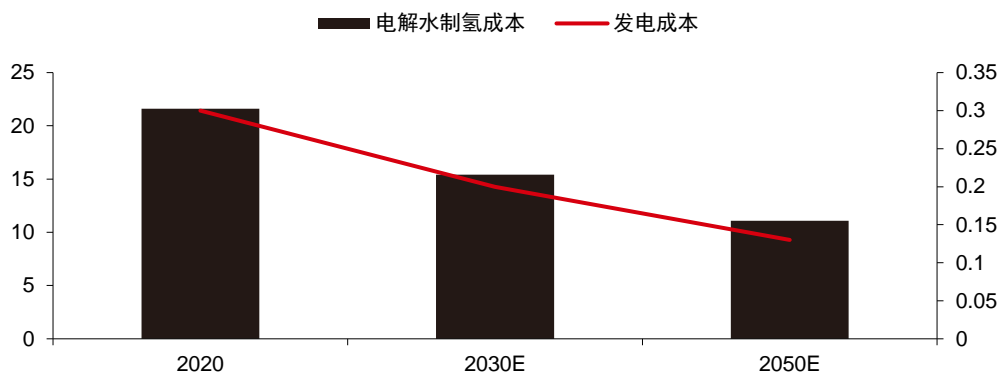


资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国电动汽车百人会），中信证券研究部

电解水制氢虽然更加绿色环保，达到了零碳排放，但是在现行条件下制氢成本较为昂贵，与煤制氢和工业副产氢相比不具有经济性。未来需要通过降低单位电价和电解槽价格，增加电解水制氢的可行性才能得以大规模推广。

可再生能源发电成本的下降是降低电解水制氢成本的重要途径。目前阶段的风电光伏等可再生能源的发电正朝平价努力，但根据《中国 2050 年光伏发展展望》，随着技术的进步和可再生能源发电规模的扩大，其发电成本将不断下降，到 2050 年其成本将有望降至 0.13 元/kWh。

图 24：未来光伏发电成本预测（元/kWh）



资料来源：《中国 2050 年光伏发展展望》（国家发改委能源所课题组），中信证券研究部

此外，技术进步有望带动电解槽价格的下降和功耗的降低，从而降低电解水制氢的成本。目前技术的研究重点在与可再生能源耦合的大规模电解水制氢技术和宽功率波动环境下的高适应性，以及电极材料、质子交换膜等关键材料的研发和国产化。根据《中国氢能产业发展报告 2020》提供的数据显示，至 2050 年，预计 PEM 电解系统设备价格将降到 800~2000 元/kw，碱性电解系统设备价格将降至 600~1000 元/kw。

表 10：PEM 和碱性电解制氢技术未来发展评估

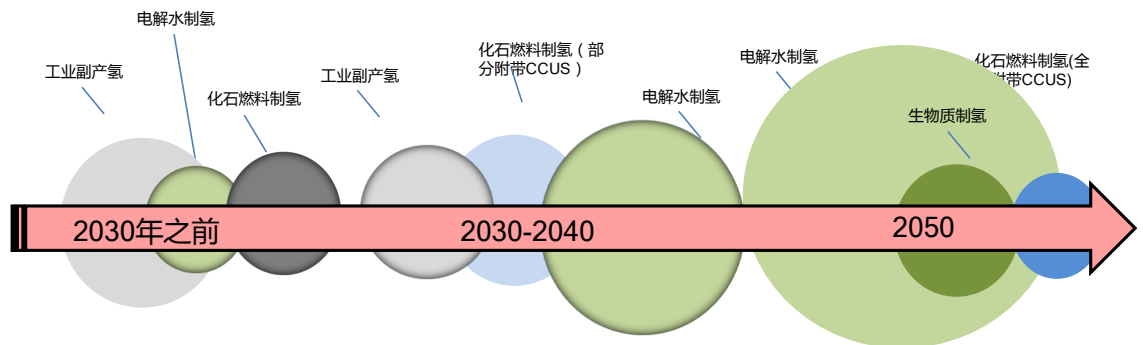
	2025	2030	2040	2050
PEM 电解槽能源转化效率	60%	63%	68%	74%
碱性电解槽能源转化效率	63%	65%	71%	78%
PEM 电解槽市场占比	5%	10%	20%	40%
碱性电解槽市场占比	95%	90%	80%	60%
PEM 电解设备系统设备价格 (元/kW)	6000~12000	3000~8000	1500~4000	800~2000
碱性电解设备系统设备价格 (元/kW)	1250~2000	1000~1500	800~1200	600~1000

资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国电动汽车百人会，含预测），车百智库，中信证券研究部

长期来看，综合考虑电价和技术进步的因素，若 2025 年以光伏为代表的可再生能源发电成本如预期降至 0.30 元/kWh 以内，在碱性电解系统设备价格低于 2000 元/Kw 的假设下，电解水制氢成本可以降至 20 元/kg 附近，即 1.8 元/Nm<sup>3</sup>，接近工业副产氢气的最高成本。2030 年若发电成本降至 0.2 元/kwh 左右，光伏电解水制氢成本则有望降至约为 1.3 元/Nm<sup>3</sup>，基本可化石能源制氢匹敌。展望 2050 年，在可再生能源发电成本可降至 0.13

元/kWh，而电解槽价格下降 50%以上的假设下，电解水制氢成本有望降到 0.9 元/Nm<sup>3</sup> 附近（约合 10 元/kg）。

图 25：制氢路线展望



资料来源：《中国氢能源与燃料电池产业发展研究报告》（中国氢能联盟），中信证券研究部

### 氢储运：储氢方式多元化，管道运输或为未来最优方式

氢储运可分为氢气的储存和氢气的运输。氢气的储存方式可分为：物理储氢技术、化学储氢技术和其他储氢技术。

- 物理储氢技术：主要分为高压气态储氢和低温液态储氢。高压气态储氢是在高压条件下，将氢气压缩入储氢罐储存的一种方式，是目前技术最为成熟应用最为广泛的储氢手段。低温液态储氢是将氢气液化压缩后进行储存，这种技术在国外应用广泛，但在国内处于刚刚起步阶段，应用较少。
- 化学储氢技术：主要指有机液态储氢，例如液氨/甲醇储氢，储存时通过不饱和有机物进行在催化作用下进行加氢反应，生成稳定化合物进行储存，需要氢气时再对其进行脱氢。该技术尚未进行商业化。
- 其他储氢技术：其他还有一些储氢技术如吸附储氢，如氢化物/LOHC 吸附储氢，通过金属合金等材料吸收氢分子形成金属氢化物，需要时再通过改变条件释放氢气。该技术大多处于研发阶段。

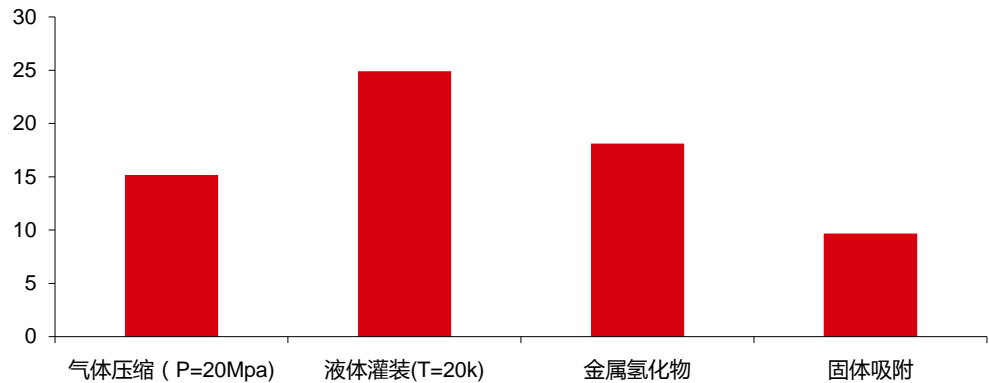
表 11：不同储氢方式的对比

	高压气态储氢	低温液态储氢	液氨/甲醇储氢	氢化物/LOHC 吸附储氢
技术原理	将氢气压缩于高压容器中，储氢密度与储存压力、储存容器类型相关	低温（20K）条件下对氢气进行液化	利用液氨、甲醇等液体材料在特定条件下与氢气反应生成稳定化合物，并通过改变反应条件实现氢的释放	利用金属合金、碳质材料、有机液体材料、金属框架物等对氢的吸附储氢和释放的可逆反应实现。
优点	技术成熟、充放氢速率可调	体积储氢密度高、液态氢纯度好	储氢密度高、安全性较好、储运方便	安全性高、储存压力低、运输方便
缺点	体积储氢密度地、容器耐压要求高	液化过程能耗高、容器绝热性能要求高、成本高	涉及化学反应、技术操作复杂、含杂质气体、往返效率相对较低	普遍存在价格高、寿命短或者储存、释放条件苛刻等问题。
技术成熟度	发展成熟，广泛应用于车用氢能领域	国外约 70%使用液氢运输，安全运输	距离商业化大规模使用尚远	大多处于研发试验阶段

高压气态储氢	低温液态储氢	液氨/甲醇储氢	氢化物/LOHC吸附储氢
	问题验证中充分		
国内技术水平	关键零部件仍依赖进口，储氢密度较国外低	民用技术处于起步阶段，与国外先进水平存在差距	处于研发阶段
			与国际先进水平存在较大差距

资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国电动汽车百人会），车百智库，中信证券研究部

图 26：不同储氢方式成本对比（元/KG）

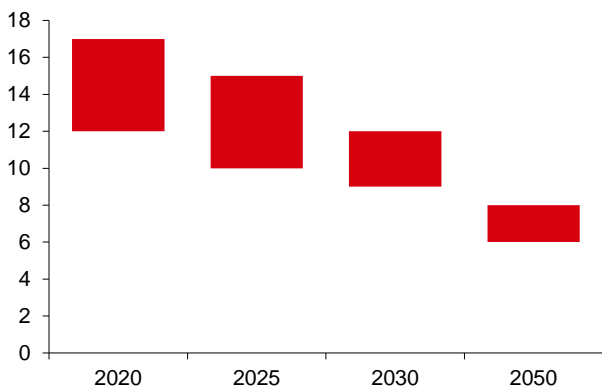


资料来源：中国产业信息网，中信证券研究部

根据氢气状态不同，氢气运输可以分为气态氢气输送、液态氢气输送和固态氢气输送。气态氢气通常采用长管拖车和管道运输；液态氢气通常用槽车运输；固态氢气运输可直接运输储氢金属。

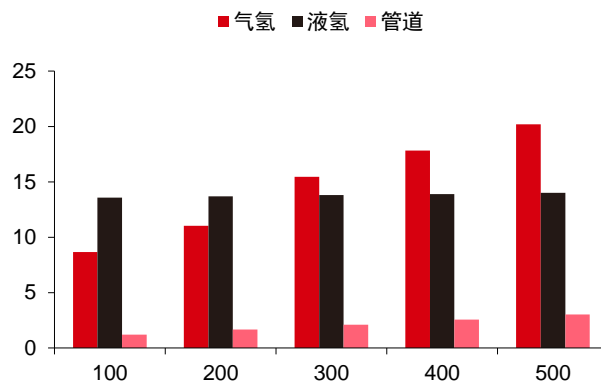
目前，气氢拖车是国内最主要的运氢方式，该方式技术成熟，相比其他方法更适用于短途运输；液氢槽车运输能力是气氢拖车的 10 倍，但液化过程成本较高，相比气氢拖车更适合中长距离运输，运输距离为 500km 时，预计气氢拖车和液氢槽车成本分别为 20 元/kg 和 14 元/kg 左右。至 2050 年，预期液态储氢成本在运输距离为 500km 时将降至 6~8 元/kg，随着国内低温液态储氢技术逐渐程度成熟，液氢槽车运输将逐渐取代气氢拖车。管道运输方面，根据 IEA，目前全球氢气管道有近 5000km，而中国国内仅有不足 100km。氢气管道初期需要巨大投入和较长的建设周期，但由于氢气是在低压状态下运输，相比高压运氢成本更加低廉。运输距离为 500km 时，运氢成本为约在 3~3.1 元/kg。伴随长距离运氢需求的增加，预计国内输氢管道将逐渐增加，管道运输将成为未来长距离运输的最优选择。

图 27: 液氢槽车运输成本未来变化趋势 (元/kg, 运输距离 500km)



资料来源: 中科富海, 车百智库, 中信证券研究部预测

图 28: 不同运输距离下气氢运输、液氢运输和管道运输成本对比

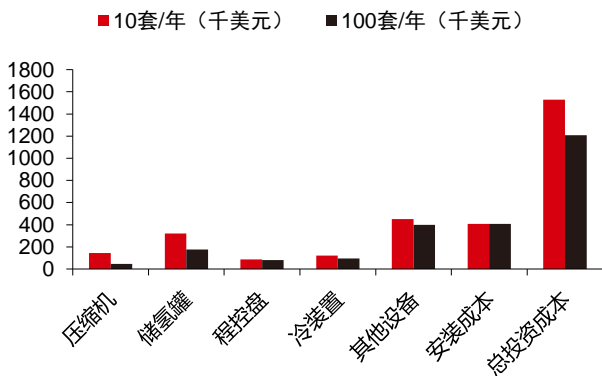


资料来源: OFweek, 中信证券研究部

### 加氢站: 规模效应尚未显现, 实现盈利尚需时日

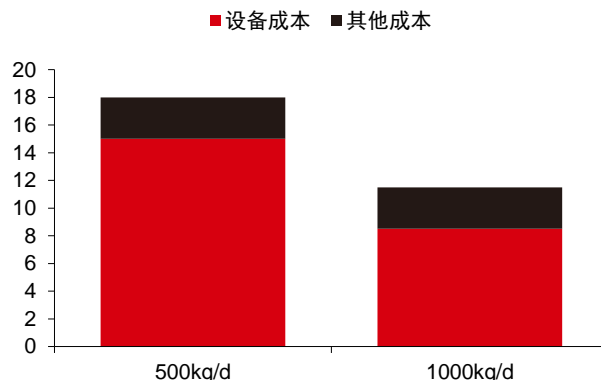
加氢站目前主流使用的主要有三大关键设备, 分别是 45MPa 容积储氢罐, 35MPa 加氢机和 45MPa 隔膜式压缩机, 目前三大设备均已实现国产化。在技术进步和规模效应下, 加氢站设备成本呈现下降趋势。按建设规模划分, 现在已建和在建的加氢站主要为 500kg/d 和 1000kg/d。国内 500kg/d 的加氢站投资约 1200~1500 万元, 1000kg/d 的加氢站投资约 2000 至 2500 万元。一座 500kg/d 的加氢站, 在保证其盈亏平衡的前提下, 其终端销售价还需在氢气到站价的基础上增加约 18 元/kg, 或需要政府补贴。

图 29: 规模效应下加氢站设备成本呈下降趋势



资料来源: 《中国氢能产业发展报告 2020》(中国电动汽车百人会), 车百智库, 中信证券研究部

图 30: 加氢站加注成本构成 (元/kgH<sub>2</sub>)



资料来源: OFweek, 中信证券研究部

目前我国由于氢能需求较小, 各地供应规模不一致, 供应链各环节的商业化模式还未发展成熟, 导致加氢站终端销售价格差异巨大, 多数价格在 50 元/kg 以上。

表 12: 目前我国部分加氢站氢气终端销售价格

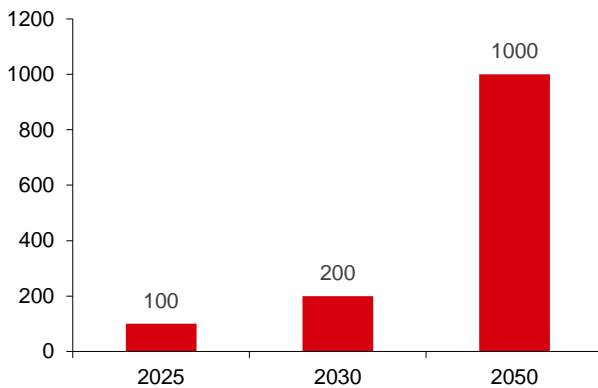
地区	加氢站类型	氢气销售价格
佛山南海	外供氢加氢站	60~80 元/kg

地区	加氢站类型	氢气销售价格
上海	外供氢加氢站	60~70 元/kg
山西大同	在站电解水制氢一体站 (由于法规限制, 目前采用外供模式)	50 元/kg
张家口望山	在站电解水制氢一体站(加氢协议价)	30 元/kg

资料来源:《中国氢能产业发展报告 2020》(中国电动汽车百人会), 车百智库, 中信证券研究部

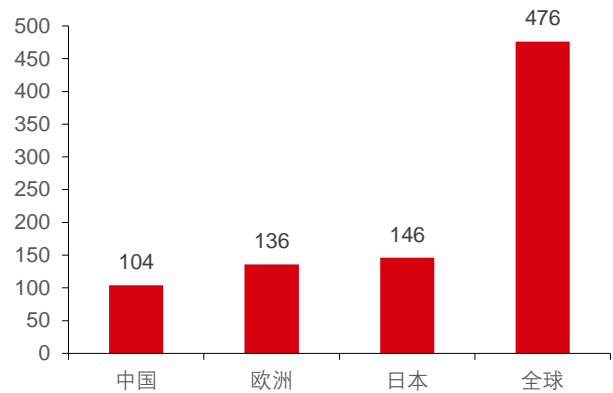
由于目前加氢站市场规模较小, 加氢站的盈利空间比较小, 甚至有可能出现亏损, 需要政府对其进行补贴从而进行一定的引导。目前中国已建加氢站 104 座, 位居世界第二, 根据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》的预测, 至 2050 年, 我国加氢站数量将超过 1 万座。

图 31: 中国加氢站市场规模预测 (亿元)



资料来源: 车百智库预测, 中信证券研究部

图 32: 2020 年全球加氢站各国数量 (座)

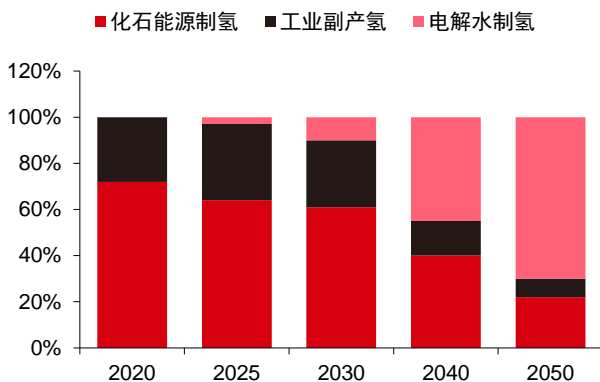


资料来源: Trendbank, H2stations, 中信证券研究部

### 氢能供给总结: 2030 年前后, “绿氢” 成本有望实现 “平价”

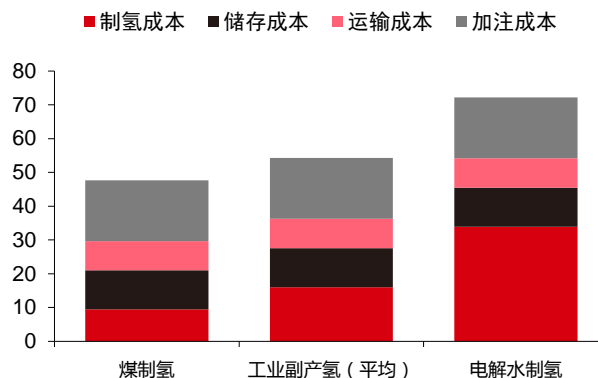
氢能供给端目前主要以化石能源副产氢气为主, 其主要优势是成本低, 较清洁能源电解水制氢低约 50%。低成本的化石能源制氢成为氢能应用推广导入期不可或缺的条件。待商业模式稳定以及新能源发电成本逐步下降之后, 考虑化石能源 CCUS 的成本, 预计 2030 年前后, 新能源电解水制氢成本或开始与化石能源制氢相匹敌, “绿氢” 的成本有望实现平价, 普及有望大规模推开, 其中的关键因素在于新能源发电的成本, 特别是光伏发电成本的下降以及电解槽设备效率的提升。

图 33：中国的氢气生产结构预测



资料来源：Wind，中信证券研究部预测

图 34：2020 年国内各类煤制氢终端销售成本(元/kg)



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》(中国电动汽车百人会)，车百智库，中信证券研究部

表 13：中国氢能供应终端价格下降潜力及实现路径

	氢气终端供应价格	实现路径
现状	50~80 元/kg	
2025	40 元/kg	①工业副产氢<20 元/kg+20MPa 以上高压气氢储运<10 元/kg+大型化合建站<10 元/kg ②可再生能源发电<0.3 元/kWh+制储加一体站<10 元/kg
2030	35 元/kg	①可再生能源发电<0.25 元/kWh+电解水制氢系统成本<1500 元/kw ②CCUS<0.3 元/kgCO2 ③气氢储运>=50MPa+液化效率<=10kWh/kg
2050	20 元/kg	①集中化制氢：可再生能源发电<0.15 元/kWh+电解水制氢系统成本<1000 元/kw ②CCUS<0.2 元/kgCO2 ③液化效率<=7kWh/kg

资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》(中国电动汽车百人会)，车百智库，中信证券研究部预测

## 风险因素

关键技术进展缓慢；产业支持政策落地低于预期。

## 投资建议：聚焦形成先发优势及具备关键技术公司

目前氢能处于产业的导入阶段，各领域的新兴应用正经历“从 0 到 1”的突破期，布局、参与氢能板块的上市公司数量也快速增加。在这一新兴赛道中，我们判断能源化工领域转型较早的龙头公司在资金实力、科研投入和资源整合上将略胜一筹，推荐全产业链布局的美锦能源，积极扩张光伏制氢的宝丰能源以及液氢生产企业鸿达兴业，在关键技术领域，建议关注燃料电池龙头亿华通以及相关关键材料公司东岳集团（质子交换膜）、安泰科技（双极板和气体扩散层）。

表 14：涉足氢能领域的主要上市公司

	股票代码	公司名称	相关氢能业务
<b>全产业链</b>			
	000723.SZ	美锦能源	1. 全产业链布局, 控股燃料客车制造企业, 拟投资燃料电池电堆生产, 煤制氢气项目, 积极布局加氢站; 参股燃料电池制造企业国鸿氢能, 膜电极制造企业鸿基创能; 2. 在广东、浙江、山东、山西均有区域布局, 预计可充分享受区域政策红利;
<b>制氢环节</b>			
	1907.HK	中国旭阳集团	规划焦炉副产氢气
	600691.SH	阳煤化工	成立氢能子公司, 拓展煤制氢业务; 已经在阳泉建成示范加氢站
	603698.SH	航天工程	煤制氢设备制造企业
	600989.SH	宝丰能源	开建全球最大一体化太阳能电解水制氢项目
	600273.SH	嘉化能源	1. 氯碱副产氢气已经实现部分销售; 2. 与空气化工产品(中国)投资有限公司合资成立公司投资液氢项目; 3. 与浙能集团合作规划加氢站
	002022.SZ	鸿达兴业	先后与北京航天试验技术研究所、日本旭化成株式会社、法国液化空气等相关机构建立战略合作伙伴关系, 在制氢领域不断巩固领先地位, 建设运营了我国首个民用液氢工厂
<b>储氢运氢环节</b>			
储氢瓶	600860.SH	*ST 京城	生产氢燃料电池用铝内胆碳纤维全缠绕复合气瓶
	002080.SZ	中材科技	公司的高压储氢瓶已具备量产能力, 以无人机和燃料电池用储氢瓶为主
	300228.SZ	富瑞特装	以车载高压供氢系统和加氢站设备为主, 开拓了包括氢气制备、加氢站建设、FCV 供氢系统研发多块氢能业务
运输及加氢站	3899.HK	中集安瑞科	京津冀布局氢运输及加氢站; 与挪威 Hexagon Purus 成立合资公司, 致力于中国及东南亚高压氢气运输市场。在运氢领域有先发优势
	002639.SZ	雪人股份	布局氢气制取与加氢站建设运营相关设备, 规划进入氢燃料电池发动机系统集成
	300471.SZ	厚普股份	为加氢站建设提供 EPC 服务
<b>燃料电池环节</b>			
催化剂	600459.SH	贵研铂业	燃料电池核心催化剂
	A20188.SH	西安凯立	提供钯系、铂系、铑系、钨系等丰富的贵金属催化剂, 部分可用于燃料电池催化剂
<b>质子交换膜</b>			
膜电极	000723.SZ	美锦能源	参股膜电极企业鸿基创能, 股权比例为 24%, 2020 年已实现膜电极量产
双极板	000969.SZ	安泰科技	2019 年曾表示, 子公司安泰环境凭借氢燃料电池关键材料-气体扩散层、金属双极板的研发创新及商业化推进; 金属双极板已向著名燃料电池厂商供货。
燃料电池系统	688339.SH	亿华通	燃料电池首家上市公司, 在行业中具备先发优势, 年销售约 500 套系统
	A21017.SH	重塑科技	2019 年系统销量超 1000 套, 力压行业各大龙头, 但关联交易较多
	000338.SZ	潍柴动力	国际燃料电池龙头巴拉德第一大股东; 计划定增 37 亿元, 用于燃料电池项目
	BLDP.O	巴拉德动力系统	全球燃料电池鼻祖, 于 1983 年开始研发燃料电池 (PEMFC), 通过近四十年的积累, 公司掌握了燃料电池系统、膜电极、催化剂、双极板等核心生产技术。截至 2020 年, 燃料电池累计出货超过 850MW

资料来源：各公司公告，中信证券研究部



## 分析师声明

主要负责撰写本研究报告全部或部分内容的分析师在此声明：(i) 本研究报告所表述的任何观点均精准地反映了上述每位分析师个人对标的证券和发行人的看法；(ii) 该分析师所得报酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来均不会直接或间接地与研究报告所表述的具体建议或观点相联系。

## 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，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普500指数为基准；韩国市场以科斯达克指数或韩国综合股价指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅20%以上
		增持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于5%~20%之间
		持有	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于-10%~5%之间
		卖出	相对同期相关证券市场代表性指数跌幅10%以上
	行业评级	强于大市	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅10%以上
		中性	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于-10%~10%之间
		弱于大市	相对同期相关证券市场代表性指数跌幅10%以上

## 其他声明

本研究报告由中信证券股份有限公司或其附属机构制作。中信证券股份有限公司及其全球的附属机构、分支机构及联营机构（仅就本研究报告免责条款而言，不含CLSA group of companies），统称为“中信证券”。

## 法律主体声明

本研究报告在中华人民共和国（香港、澳门、台湾除外）由中信证券股份有限公司（受中国证券监督管理委员会监管，经营证券业务许可证编号：Z20374000）分发。本研究报告由下列机构代表中信证券在相应地区分发：在中国香港由CLSA Limited分发；在中国台湾由CL Securities Taiwan Co., Ltd.分发；在澳大利亚由CLSA Australia Pty Ltd.（金融服务牌照编号：350159）分发；在美国由CLSA group of companies（CLSA Americas, LLC（下称“CLSA Americas”）除外）分发；在新加坡由CLSA Singapore Pte Ltd.（公司注册编号：198703750W）分发；在欧盟与英国由CLSA Europe BV或CLSA（UK）分发；在印度由CLSA India Private Limited分发（地址：孟买（400021）Nariman Point的Dalalal House 8层；电话号码：+91-22-66505050；传真号码：+91-22-22840271；公司识别号：U67120MH1994PLC083118；印度证券交易委员会注册编号：作为证券经纪商的INZ000001735，作为商人银行的INM000010619，作为研究分析商的INH000001113）；在印度尼西亚由PT CLSA Sekuritas Indonesia分发；在日本由CLSA Securities Japan Co., Ltd.分发；在韩国由CLSA Securities Korea Ltd.分发；在马来西亚由CLSA Securities Malaysia Sdn Bhd分发；在菲律宾由CLSA Philippines Inc.（菲律宾证券交易所及证券投资者保护基金会）分发；在泰国由CLSA Securities (Thailand) Limited分发。

## 针对不同司法管辖区的声明

**中国：**根据中国证券监督管理委员会核发的经营证券业务许可，中信证券股份有限公司的经营经营范围包括证券投资咨询业务。

**美国：**本研究报告由中信证券制作。本研究报告在美国由CLSA group of companies（CLSA Americas除外）仅向符合美国《1934年证券交易法》下15a-6规则定义且CLSA Americas提供服务的“主要美国机构投资者”分发。对身在美国的任何人士发送本研究报告将不被视为对本报告中所评论的证券进行交易的建议或对本报告中所载任何观点的背书。任何从中信证券与CLSA group of companies获得本研究报告的接收者如果希望在美国交易本报告中提及的任何证券应当联系CLSA Americas。

**新加坡：**本研究报告在新加坡由CLSA Singapore Pte Ltd.（资本市场经营许可持有人及受豁免的财务顾问），仅向新加坡《证券及期货法》s.4A（1）定义下的“机构投资者、认可投资者及专业投资者”分发。根据新加坡《财务顾问法》下《财务顾问（修正）规例（2005）》中关于机构投资者、认可投资者、专业投资者及海外投资者的第33、34及35条的规定，《财务顾问法》第25、27及36条不适用于CLSA Singapore Pte Ltd.。如对本报告存有疑问，还请联系CLSA Singapore Pte Ltd.（电话：+65 6416 7888）。MCI (P) 024/12/2020。

**加拿大：**本研究报告由中信证券制作。对身在加拿大的任何人士发送本研究报告将不被视为对本报告中所评论的证券进行交易的建议或对本报告中所载任何观点的背书。

**欧盟与英国：**本研究报告在欧盟与英国归属于营销文件，其不是按照旨在提升研究报告独立性的法律要件而撰写，亦不受任何禁止在投资研究报告发布前进行交易的限制。本研究报告在欧盟与英国由CLSA（UK）或CLSA Europe BV发布。CLSA（UK）由（英国）金融行为管理局授权并接受其管理，CLSA Europe BV由荷兰金融市场管理局授权并接受其管理，本研究报告针对由相应本地监管规定所界定的在投资方面具有专业经验的人士，且涉及到的任何投资活动仅针对此类人士。若您不具备投资的专业经验，请勿依赖本研究报告。对于由英国分析员编纂的研究资料，其由CLSA（UK）与CLSA Europe BV制作并发布。就英国的金融行业准则与欧洲其他辖区的《金融工具市场指令II》，本研究报告被制作并意图作为实质性研究资料。

**澳大利亚：**CLSA Australia Pty Ltd（“CAPL”）（商业编号：53 139 992 331/金融服务牌照编号：350159）受澳大利亚证券与投资委员会监管，且为澳大利亚证券交易所及CHI-X的市场参与主体。本研究报告在澳大利亚由CAPL仅向“批发客户”发布及分发。本研究报告未考虑收件人的具体投资目标、财务状况或特定需求。未经CAPL事先书面同意，本研究报告的收件人不得将其分发给任何第三方。本段所称的“批发客户”适用于《公司法（2001）》第761G条的规定。CAPL研究覆盖范围包括研究部门管理层不时认为与投资者相关的ASX All Ordinaries指数成分股、离岸市场上市证券、未上市发行人及投资产品。CAPL寻求覆盖各个行业中与其国内及国际投资者相关的公司。

## 一般性声明

本研究报告对于收件人而言属高度机密，只有收件人才能使用。本研究报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。本研究报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。中信证券并不因收件人收到本报告而视其为中信证券的客户。本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的，但中信证券不保证其准确性或完整性。中信证券并不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他损失承担任何责任。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

本报告所载的资料、观点及预测均反映了中信证券在最初发布该报告日期当日分析师的判断，可以在不发出通知的情况下做出更改，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与中信证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。中信证券并不承担提示本报告的收件人注意该等材料的责任。中信证券通过信息隔离墙控制中信证券内部一个或多个领域的信息向中信证券其他领域、单位、集团及其他附属机构的流动。负责撰写本报告的分析师的薪酬由研究部门管理层和中信证券高级管理层全权决定。分析师的薪酬不是基于中信证券投资银行收入而定，但是，分析师的薪酬可能与投行整体收入有关，其中包括投资银行、销售与交易业务。

若中信证券以外的金融机构发送本报告，则由该金融机构为此发送行为承担全部责任。该机构的客户应联系该机构以交易本报告中提及的证券或要求获悉更详细信息。本报告不构成中信证券向发送本报告金融机构之客户提供的投资建议，中信证券以及中信证券的各个高级职员、董事和员工亦不为（前述金融机构之客户）因使用本报告或报告载明的内容产生的直接或间接损失承担任何责任。

未经中信证券事先书面授权，任何人不得以任何目的复制、发送或销售本报告。

中信证券 2021 版权所有。保留一切权利。