

东吴环保团队

氢能系列研究一：氢能源产业链分析

证券分析师：袁理

执业证书编号：S0600511080001

联系邮箱：yuanl@dwzq.com.cn

研究助理：赵梦妮、任逸轩

二零二二年一月

✓ 氢能上游：2019年氢能渗透率仅2.7%，煤制氢为当前主流&绿氢长期降本空间大

1) 氢能渗透率：2019年我国氢气产能约4100万吨/年，产量约3342万吨，占终端能源总量份额仅2.7%，政策扶持至2050年氢气需求量在终端能源体系中占比有望达10%，至2060年有望达20%。

2) 制氢：国内化石燃料制氢为当前最主流，绿氢降本空间大为长期发展趋势。

①化石燃料制氢：2019年产量占比78%，其中煤制氢占比64%，天然气制氢占比14%。国内煤制氢工艺成熟，性价比高，原料煤800元/吨时，制氢成本约12.64元/kg。

②工业副产氢：2019年产量占比21%，我国排空的工业副产氢发掘潜力大。

③电解水制氢：2019年产量占比仅1%，碱性、PEM、SOEC电解为当前三大工艺，电力成本占比约40%~80%，0.3元/度电价下碱性制氢成本约20元/kg，经济性制约规模化发展，可再生能源电力成本下降&设备降本&技术进步驱动绿氢平价。2050年，绿氢供应占比有望达70%。

✓ 氢能中游：气态储氢为主，固液态产业化有待技术攻关，加氢站加速布局

1) 储运：高压气态储氢为主流，我国普遍采用20MPa气态高压储氢与集束管车运输的方式，远距离+大规模场景液态储运潜力较大，固液态储氢产业化有待降本和技术攻关。

2) 加注：加注成本尚高，加氢站加速布局，规模化建设有望降低成本。

✓ 氢能下游：燃料电池为常见终端应用形式，主要用于交通&建筑领域

1) 交通领域发展形势：电池种类为质子交换膜燃料电池(PEMFC)，2019年底国内平台已接入电池车3712辆。

①道路运输：商用车/乘用车分别在耐久性&成本/体积功率密度方面要求更高；商用车领先发展，2030-2035年，商用车可达产业化要求，乘用车技术达到规模应用水平。

②非道路运输：我国正在重工、轨交、船舶等领域积极探索，仍需运营验证&性能改进。

2) 建筑领域发展形势：电池种类为固体氧化物燃料电池(SOFCs)，美日已实现商业化，我国尚在初步研发阶段。

✓ 风险提示：政策推广不及预期，燃料电池技术落地不及预期，成本下降和配套设施建设不及预期

目录

1.政策体系逐渐明朗，行业预期不断升温

2.氢能渗透率有望提升，长期发展潜力广阔

3.生产-储运-加注-应用构成整个氢能产业链

3.1.制氢：三种主流制氢路径，绿氢助力深度脱碳

3.2.储运：高压气态储氢为主流，固液态储氢产业化有待降本

3.3.加注：加注成本尚高，加氢站加速布局

3.4.应用：燃料电池是较为常见的终端应用，交通领域优先发展

4.产业链主要参与主体分析

5.风险提示

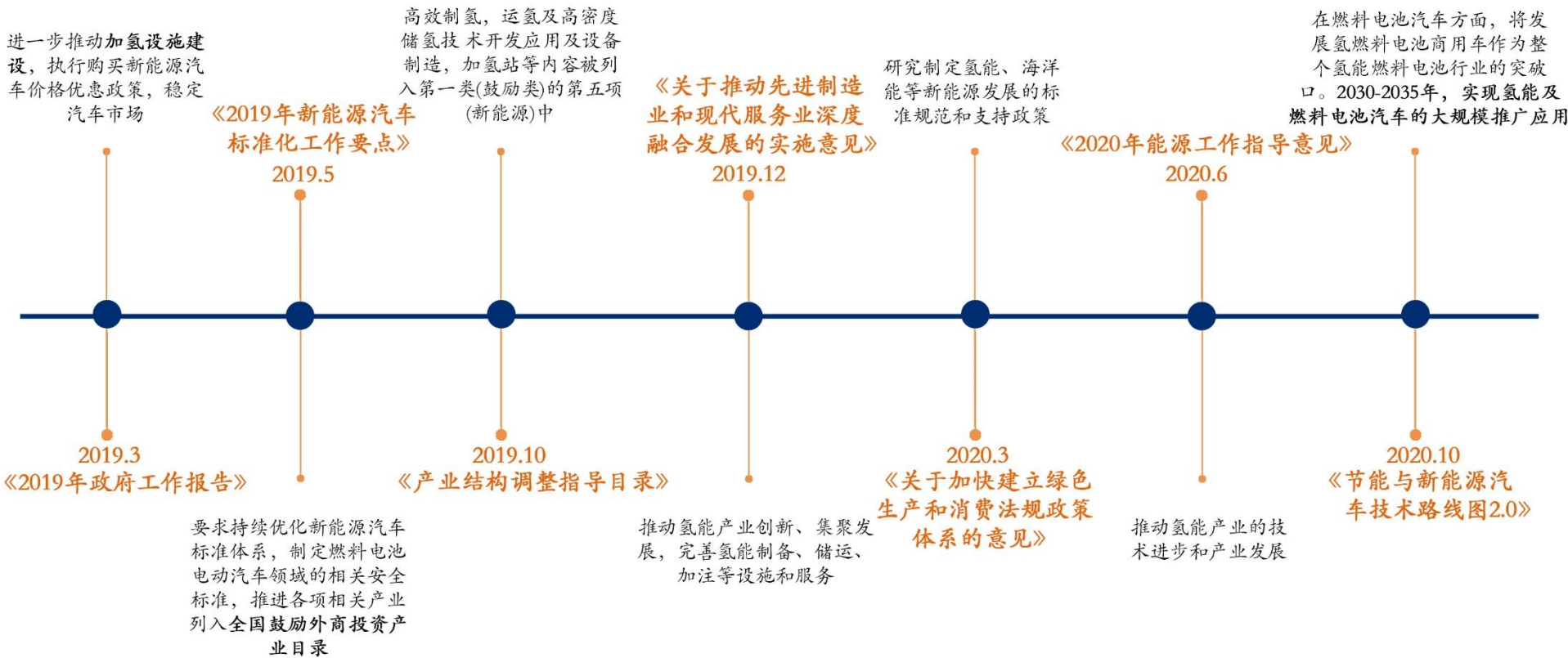


1.政策体系逐渐明朗，行业预期不断升温

国家相关扶持政策密集出台，加速氢能产业化进程

✓ 国家层面的氢能产业政策密集出台，氢能地位不断提升。

图：国家层面氢能产业相关政策



1.政策体系逐渐明朗，行业预期不断升温

国家相关扶持政策密集出台，加速氢能产业化进程

✓ 国家层面的氢能产业扶持政策密集出台，氢能地位不断提升。

图：国家层面氢能产业相关政策



1.政策体系逐渐明朗，行业预期不断升温

地方政府产业规划为氢能产业发展注入动力

- ✓ 多省发布氢能及燃料电池车产业规划，加速氢能产业化进程。自2019年以来北京、山东、河北、浙江等省市相继出台氢能及燃料电池车发展规划或扶持政策，并从产业规模、企业数量、燃料电池汽车、加氢站等方面明确阶段目标。

表：各省份氢能及燃料电池车产业链相关政策

省市	政策文件	发布年份	目标年份	加氢站建设目标 (个)	产业产值 (亿元)	氢燃料电池车推广	固定式发电应用
江苏	《江苏省氢燃料电池汽车产业规划》	2019	2025	≥50	/	累计投放≥4000	500座
广州	《广州市氢能产业发展规划(2019-2030)》	2020	2025	≥50	≥600	燃料电池汽车占比不低于30%	4座
			2030	≥100	≥2000	/	10座
山东	《山东省氢能产业中长期发展规划(2020-2030年)》	2020	2025	≥100	≥1000	累计推广≥10000	100座
			2030	≥200	≥3000	累计推广≥50000	/
北京	《氢燃料电池汽车产业发展规划》	2020	2023	≥37	≥500	≥3000	/
			2025	≥74	≥1000	≥3000	/
天津	《天津市氢能产业发展行动方案(2020-2022年)》	2020	2022	≥10	≥150	≥1000	2座
内蒙古	《内蒙古自治区促进燃料电池汽车产业发展若干措施(施行)(征求意见稿)》	2020	2023	≥60	≥400	≥3830	/
			2025	≥90	≥1000(燃料电池车)	≥10000	/
浙江	《浙江省能源发展“十四五”规划(征求意见稿)》	2021	2022	≥30	≥100	≥1000	/
四川	《四川省氢能产业发展规划(2021-2025年)》	2021	2025	≥60	/	≥6000	5座氢能分布式能源站
河北	《河北省氢能产业发展“十四五”规划》	2021	2022	≥25	≥150	≥1000	/
			2025	≥100	≥500	≥10000	/
上海	《上海市加快新能源汽车产业发展实施计划(2021-2025年)》	2021	2025	≥70	≥1000(燃料电池车)	≥10000	/

2. 氢能渗透率有望提升，长期发展潜力广阔

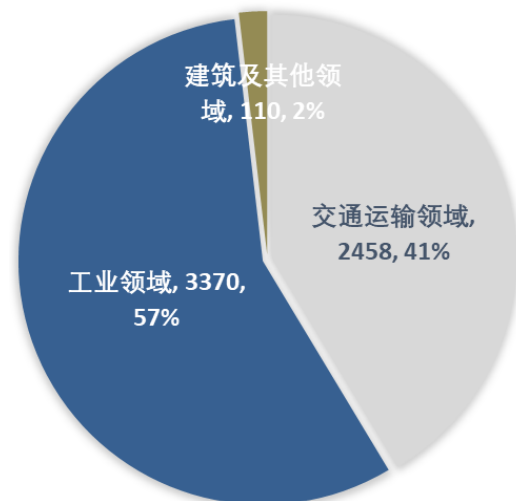
氢能渗透率仅2.7%，至2050年需求有望达6000万吨

- ✓ 据中国氢能产业联盟与石油和化学规划院的统计，2019年我国氢气产能约4100万吨/年，产量约3342万吨，按照能源管理，换算热值占终端能源总量份额仅2.7%。
- ✓ 据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书2019/2020》数据，至2050年，氢能在交通运输、储能、工业、建筑等领域广泛使用，氢气年需求量将提升至**6000万吨**，在我国终端能源体系中占比达10%，产业产值达到12万亿；至2060年为实现碳中和目标，氢气年需求量将增加至**1.3亿吨左右**，在我国终端能源体系中占比达到20%。
- ✓ 据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书2019/2020》数据，至2050年氢能年需求量达6000万吨，可减排7亿吨二氧化碳。其中交通运输、工业领域、建筑及其他领域用氢占比分别达**41%、57%、2%**。

表：中国氢能发展总体目标

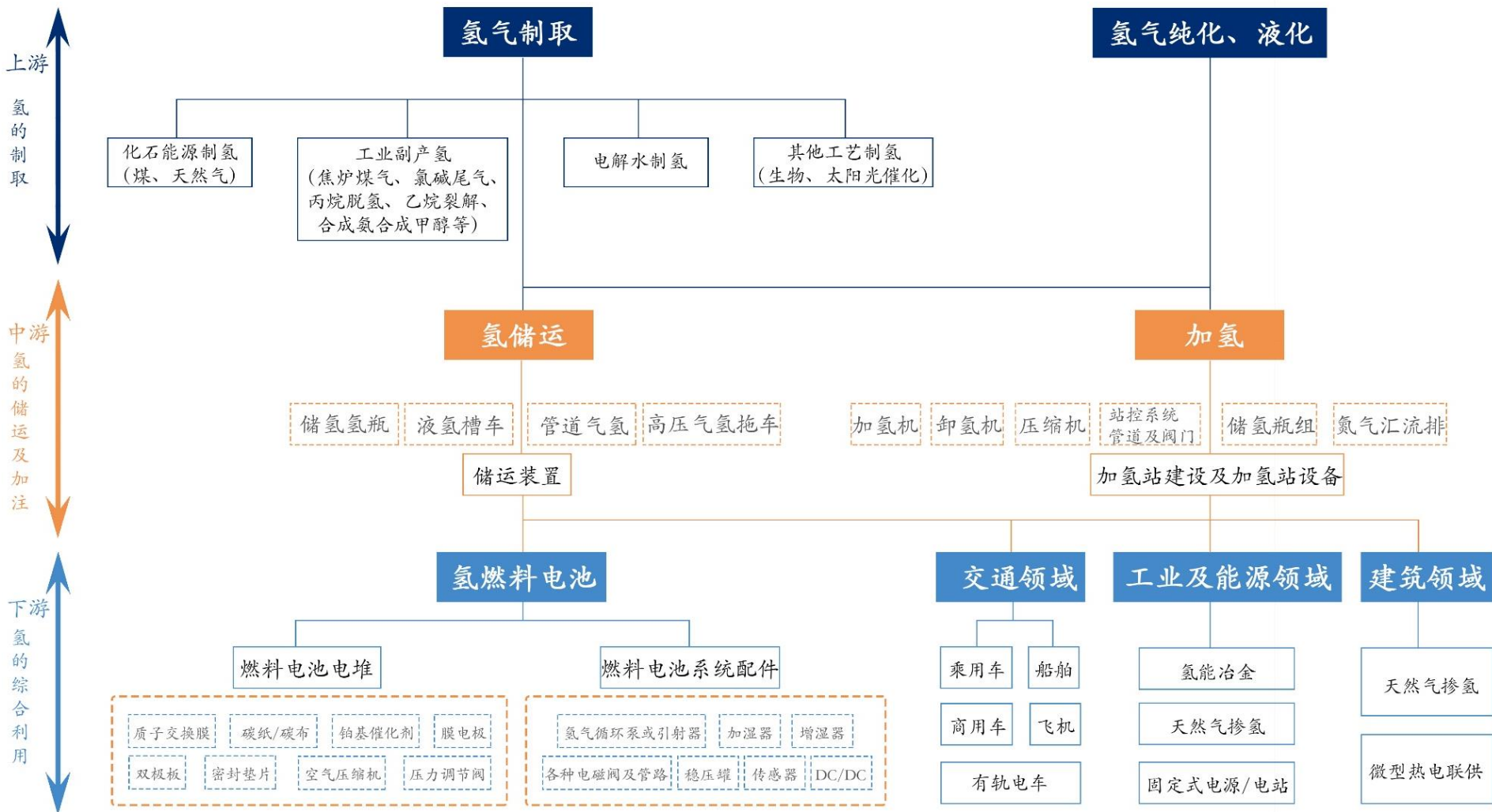
产业目标	现状 (2019)	近期目标 (2020-2025)	中期目标 (2026-2035)	远期目标 (2036-2050)
氢能源比例 (%)	2.70%	4%	5.90%	10%
氢气需求量 (万吨)	—	~3,000	~4,000	~6,000
产业产值 (亿元)	3,000	10,000	50,000	120,000
加氢站 (座)	23	200	2,000	12,000
燃料电池车 (万辆)	0.2	5	130	500
固定式电源/电站 (座)	200	1,000	5,000	20,000
燃料电池系统 (万套)	1	6	150	550

图：2050年下游各领域用氢量预测



3.生产-储运-加注-应用构成整个氢能产业链

图：氢能产业链



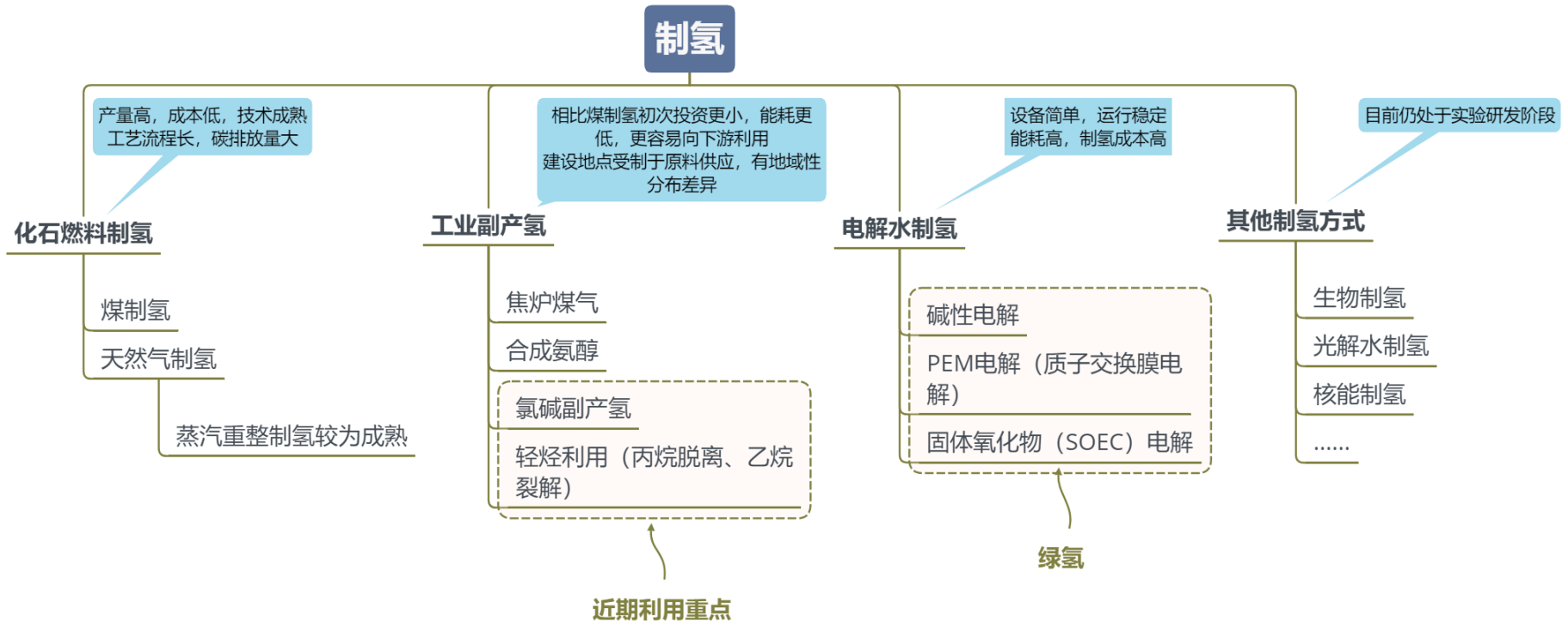
数据来源：《中国氢能产业发展报告2020》，东吴证券研究所整理

3.1 制氢：三种主流制氢路径，绿氢助力深度脱碳

三种主流制氢路径，产业基础较为成熟

- ✓ 氢气目前主要由三种主流制取路径：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。
- ✓ 此外还有其他制氢方式包括生物质制氢、太阳能光催化分解水制氢、核能制氢等，但仍然处于试验和开发阶段，尚未形成工业化应用。

图：氢制备工艺类型

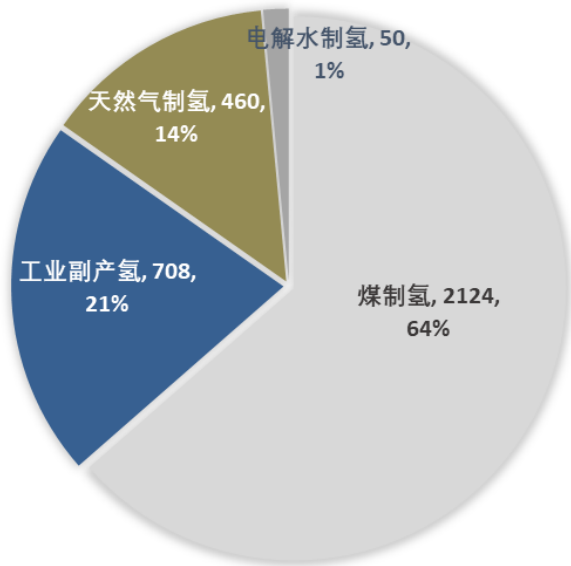


3.1 制氢：三种主流制氢路径，绿氢助力深度脱碳

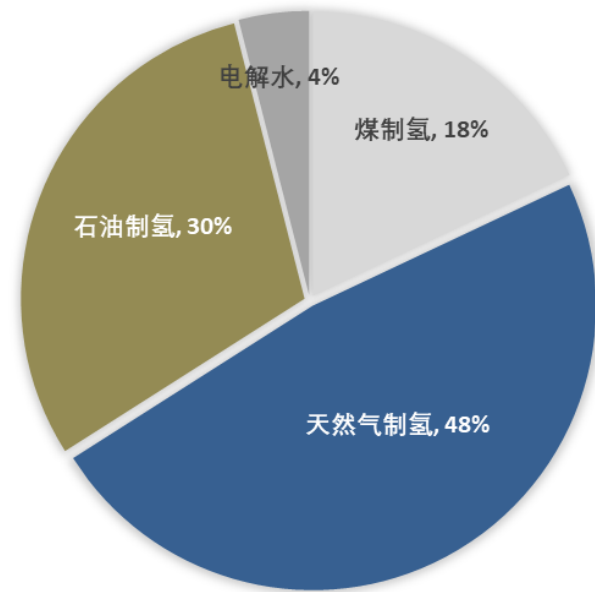
2019年我国化石能源制氢占比78%，煤制氢占据主导地位

- ✓ 我国主要以煤炭为原材料，煤气化制氢占据主导地位。
- ✓ 据中国氢能联盟及车百智库数据，2019年中国氢气产量约3342万吨，其中煤制氢产量2124万吨，占比64%，工业副产氢708万吨，占比21%，天然气制氢460万吨，占比14%，电解水制氢50万吨，占比1%左右；据Hydrogen From Renewable Power 2017数据显示，全球制氢中48%来自天然气重整制氢，30%来自石油制氢；18%来自煤制氢，4%为电解水制氢。

图：2019年中国氢气生产结构与产能分布



图：2017年全球氢气生产结构状况



3.1 制氢：三种主流制氢路径，绿氢助力深度脱碳

三种主流制氢路径及优缺点比较

- 国内现阶段氢气主要由化石能源制氢或副产氢获得，为实现碳减排和化石能源替代的目标，后续主要有两种发展路径：1) 发展蓝氢，即在灰氢制作过程中结合CCUS降低碳排放，但化石能源制氢及工业副产氢最多只能降低80%碳排放，更多是向绿氢转变中的过渡阶段。2) 发展绿氢，即待可再生能源占比提升电价成本下降后，全面推广电解水制氢。

表：主要制氢路径及其优缺点

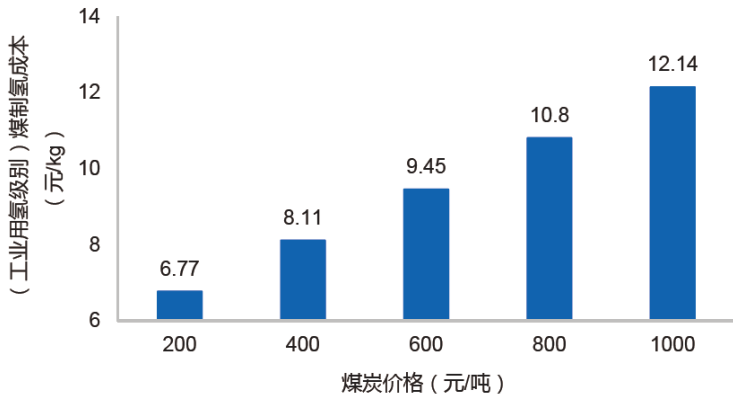
制氢方式	原料	优点	缺点	适用范围	生产过程单位碳排放 ³⁴ (kgCO ₂ /kgH ₂)	制氢效率(吨)
化石能源制氢	煤	技术成熟、成本低	储量有限，制氢过程存在碳排放问题，须提纯及去除杂质	合成氨、合成甲醇、石油炼制	传统煤气化 ~19	吨煤制氢 0.11~0.13吨
	天然气	技术成熟、耗水量小，氢气产率高		/	SMR ~9.5	吨天然气制氢 0.23吨
灰氢	焦炉煤气、化肥工业、氯碱、轻烃利用等	成本低、效率高	须提纯及杂质去除，无法作为大规模集中化的氢能供应源	合成氨、石油炼制	焦炉气制氢 <5	吨焦炭制氢 0.017吨
工业副产氢					氯碱制氢 <5	吨烧碱制氢 0.024吨 吨合成氨制氢 0.04吨
蓝氢	结合CCUS技术 灰氢原料+CCUS	碳排放量小	成本高，经济性尚未体现	灰氢制备路径	传统煤气化+CCUS <2 SMR+CCUS <1	/
绿氢	电解水制氢	电、水	工艺过程简单，制氢过程不存在碳排放 尚未实现规模化应用，成本较高	结合可再生能源制氢； 电子、有色金属冶炼等对气体纯度及杂质含量有特殊要求	电网电力 38~45 水电风电 <1 光伏发电 <3	/

3.1 制氢：三种主流制氢路径，绿氢助力深度脱碳

化石能源制氢：煤制氢技术成熟，性价比高

✓ 化石能源制氢以煤制氢和天然气制氢两种主要制氢方式为代表，是国内最主流的制氢方式。煤制氢技术路线稳定高效，制备工艺成熟，也是成本最低的制氢方式，经我们测算，在原料煤价格在800元/吨时，制氢成本约为12.64元/kg。

图：煤制氢成本随煤炭价格的变化趋势



注：煤制氢成本随煤炭价格变化趋势数据来自车百智库预测

数据来源：《中国氢能产业发展报告2020》，东吴证券研究所

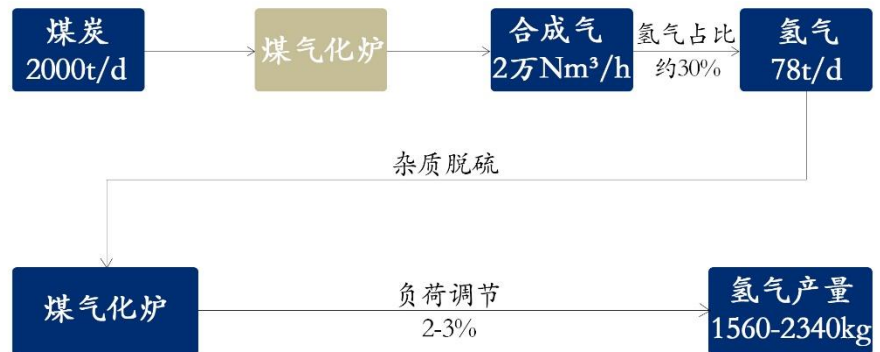
图：煤制氢成本测算

项目	原料(煤炭)	氧气	辅助材料	燃料动力能耗	人工费用	制造费用	财务费用
煤制氢 (元/m ³)	0.6	0.21	0.043	0.069	0.012	0.135	0.06
体积成本 (元/m ³)					1.129		
折吨成本 (元/kg)					12.64		

注：假设煤炭价格为800元/吨，吨煤制氢0.12吨，经我们测算可得煤制氢原料成本为0.6元/m³，折吨成本为12.64元/kg，与左上方数据差异来源自吨煤制氢效率、其他费用等计算口径不同

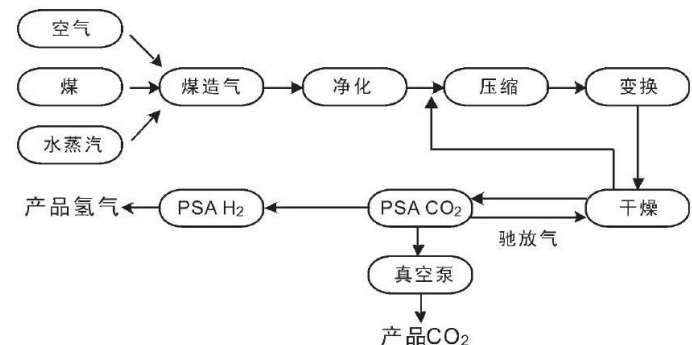
数据来源：《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》，东吴证券研究所

图：煤制氢生产流程



数据来源：《中国氢能产业发展报告2020》，东吴证券研究所

图：煤制氢生产工艺

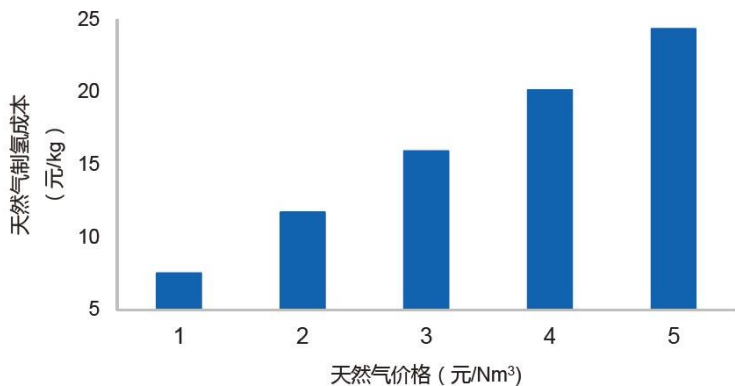


3.1 制氢：三种主流制氢路径，绿氢助力深度脱碳

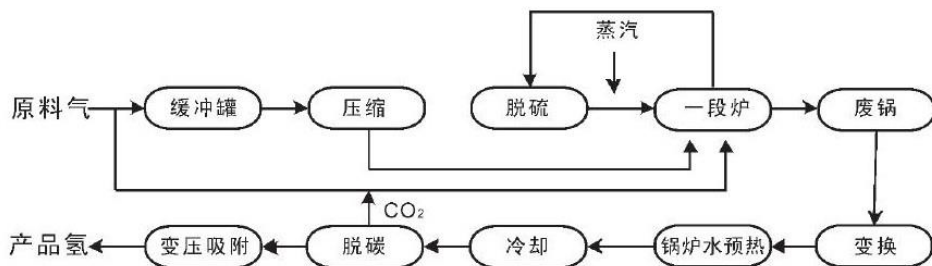
化石能源制氢：天然气制氢为国外主流应用，国内天然气制氢经济性低于海外

- ✓ 天然气制氢技术中，是国外主流的制氢方式，其中蒸汽重整制氢较为成熟，经我们测算，在天然气价格为0.838元/m³时，天然气制氢的成本约为12.83/kg，其中天然气原料成本占据总成本的70%以上。中国天然气资源供给有限且含硫量高，预处理复杂，制氢经济性远低于国外。

图：天然气制氢成本变化趋势



图：天然气制氢生产工艺

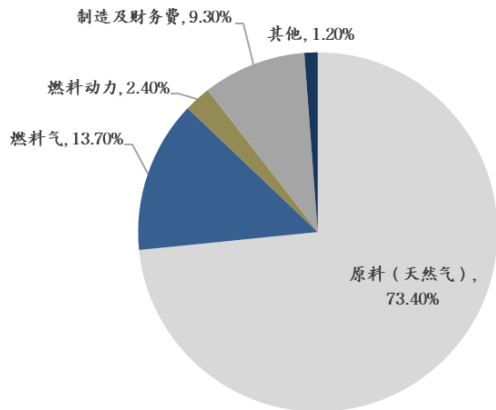


数据来源：《中国氢能产业发展报告2020》，东吴证券研究所 数据来源：《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》，东吴证券研究所

图：天然气制氢成本测算

项目	原料 (天然气)	辅助材料	燃料动力能耗	人工费用	制造费用	财务费用
天然气制氢 (元/m ³)	0.838	0.014	0.184	0.012	0.065	0.029
体积成本 (元/m ³)	1.141					
折吨成本 (元/kg)	12.83					

图：天然气制氢成本构成



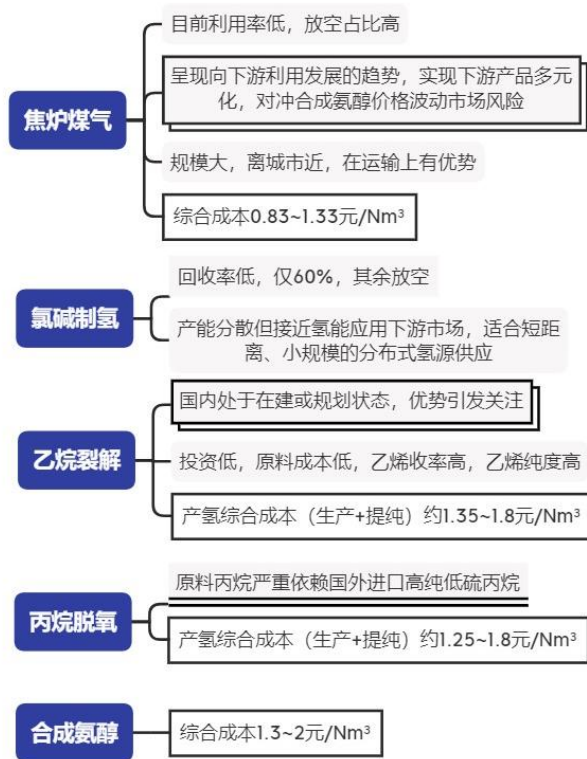
数据来源：《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》，东吴证券研究所

3.1 制氢：三种主流制氢路径，绿氢助力深度脱碳

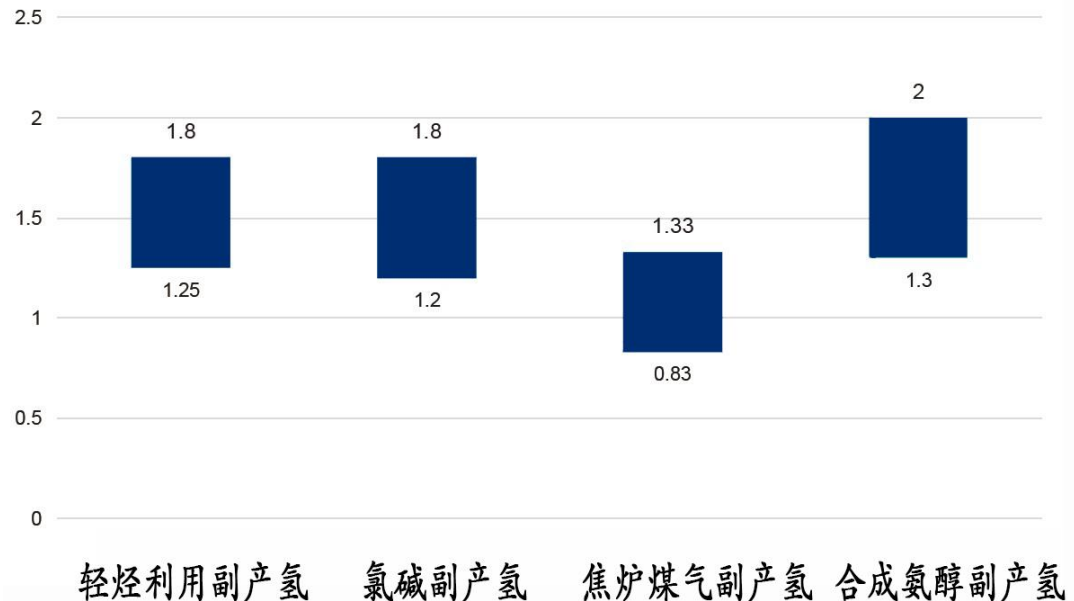
工业副产氢：氢能发展空间潜力亟待挖掘

- ✓ 工业副产氢为生产化工产品的同时所得氢气，主要有焦炉煤气、氯碱化工、轻烃利用、合成氨醇等工业副产氢。目前我国排空的工业副产氢产量约为**450万吨**。其中，PDH以及乙烷裂解副产氢约为**30万吨**；氯碱副产氢约为**33万吨**；焦炉煤气副产氢约为**271万吨**；合成氨醇等副产氢约为**118万吨**。国内工业副产氢呈现向下游利用发展的趋势，实现下游产品多元化。

图：工业副产氢种类特点



图：工业副产氢综合成本对比(元/Nm³)



3.1 制氢：三种主流制氢路径，绿氢助力深度脱碳

电解水制氢：三大主要工艺路径——碱性电解、PEM电解、SOEC电解

表：国内三大电解水制氢技术对比

	碱性电解 (AWE)	质子交换膜电解 (PEM)	固体氧化物电解 (SOEC)
电解质	20~30%KOH	PEM (Nafion等)	Y2O3/ZrO2
催化剂	非贵金属电催化剂 (如Ni、Co、Mn等)	Ir、Ru等贵金属/氧化物及其二元、三元合金/混合氧化物	/
运行温度	70~90℃	70~80℃	600~1000℃
电流密度	0.2~0.4A/c m ²	1.0~2.0A/c m ²	1.0~10.0A/c m ²
单台产气量	0.5~1000Nm ³ /h	0.01~500Nm ³ /h	/
电解槽能耗	4.5~5.5 kWh/Nm ³	3.8~5.0 kWh/Nm ³	2.6~3.6 kWh/Nm ³
电解槽价格	国产：2000~3000元/kW 进口：6000~8000元/kW	7000~12000元/kW	/
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	15~100%额定负荷	0~160%额定负荷	/
系统运维	有腐蚀性液体，运维复杂成本高	无腐蚀性液体，运维简单成本低	目前以技术研究为主，尚无运维需求
成本	成本较低，最具经济性	使用贵金属电催化剂等材料，成本偏高	/
环保性	碱液污染，石棉膜有危害	无污染	无污染
技术推广度	已实现大规模工业应用，碱性电解槽基本实现国产化	已实现初步商业化应用，PEM电解槽关键材料与技术需依赖进口	尚处于实验室研发阶段
特点和适用场景	设备成本较低，单槽电解制氢产量较大，易适用于电网电解制氢	运行灵活性和反应效率高，与波动性和随机性较大的风电和光伏具有良好的匹配性	电耗最低，高温环境工作，适合产生高温、高压蒸汽的光热发电等系统

3.1 制氢：三种主流制氢路径，绿氢助力深度脱碳

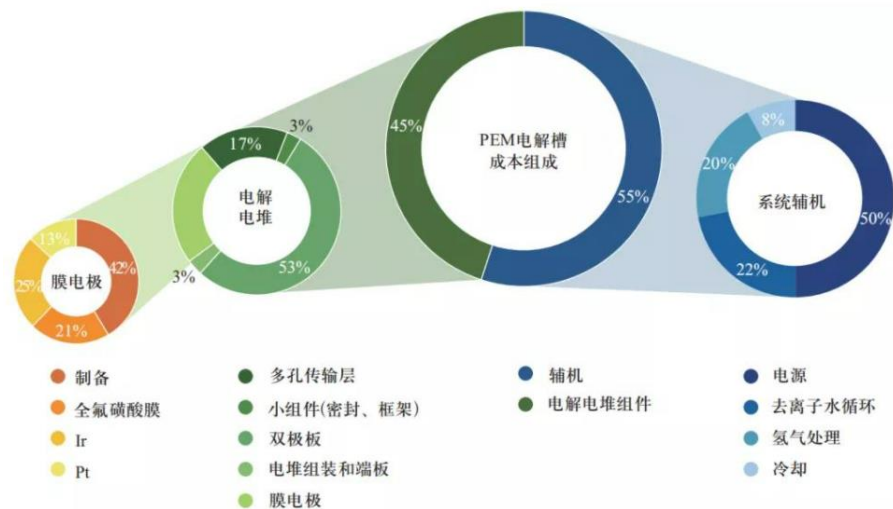
电解水制氢：成本分析——电价&设备折旧成本占比高

- ✓ 电解水制氢成本主要包括：设备成本，能源成本（电力），原料费用（水）以及其他运营费用等。能源成本即电力成本占比最大，一般为40%~80%。
- 设备成本：1) 电解槽（电解电堆）：是电解水制氢系统的核心部分，成本占比约40%~50%，包含电池、PTL、双极板、端板和其他小部件，其中最核心的部分为膜电极组件；2) 系统辅机：包括整流器、水净化单元、氢气处理（压缩和存储）和冷却组件，成本占比约50%-60%。

图：碱性电解槽的成本组成



图：PEM电解槽的成本组成

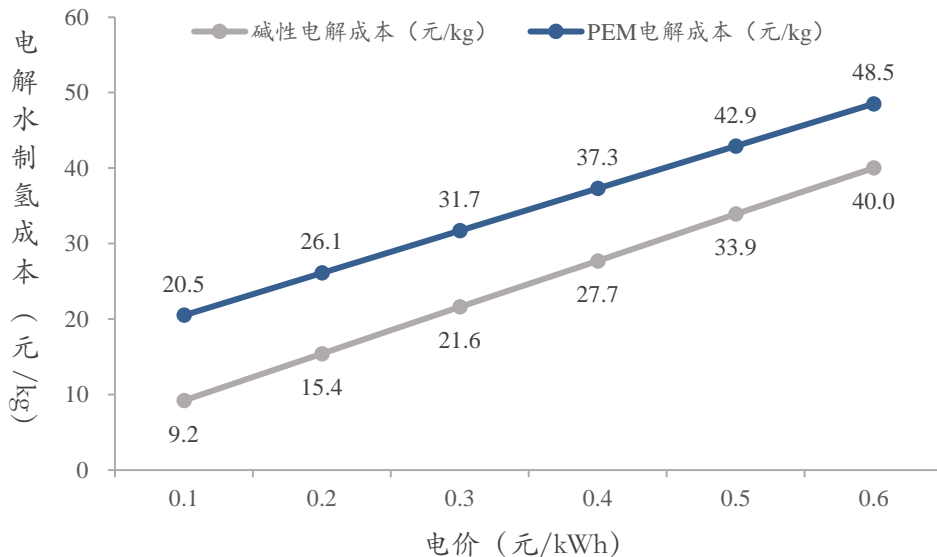


3.1 制氢：三种主流制氢路径，绿氢助力深度脱碳

电解水制氢：成本分析——电价&设备折旧成本占比高

- **运营成本：**与电价相关度高，商业用电条件下（0.6元/kwh）碱性和PEM电解水制氢成本超40元/kg，0.3元/kwh电价下碱性制氢成本可降至20元/kg左右。
- **碱性电解水制氢典型项目成本分析：**0.3元/kwh电价下，**电费成本占比为67%**，其次设备折旧成本占比19%。

图：电价对当前电解水制氢成本的影响



表：碱性电解水制氢项目成本分析

成本项		单价	消耗量	成本 (元/Nm³)	考虑折旧成本占比
原材料	电	0.3元/kwh	6kwh/Nm³	1.8	67%
	纯水	3.5元/t	0.01t/Nm³	0.035	1%
辅助材料	KOH	10元/kg	0.0004kg/Nm³	0.004	0%
	冷却	0.2元/kwh	0.001kwh/Nm³	0.0002	0%
人员	工资	1万元/人月	10人	0.31	12%
运营维护		15万元/年		0.04	1%
设备折旧				0.5	19%
制氢成本		未考虑折旧		2.19	81%
		考虑折旧		2.69	100%

注：产能500Nm³/h，约合1000kg/d。

注：电力消耗考虑制氢电耗与动力量，留有富余量；人员考虑3人/班,3班,1管理人员。

数据来源：《中国氢能产业发展报告2020》，东吴证券研究所

数据来源：《中国氢能产业发展报告2020》，东吴证券研究所

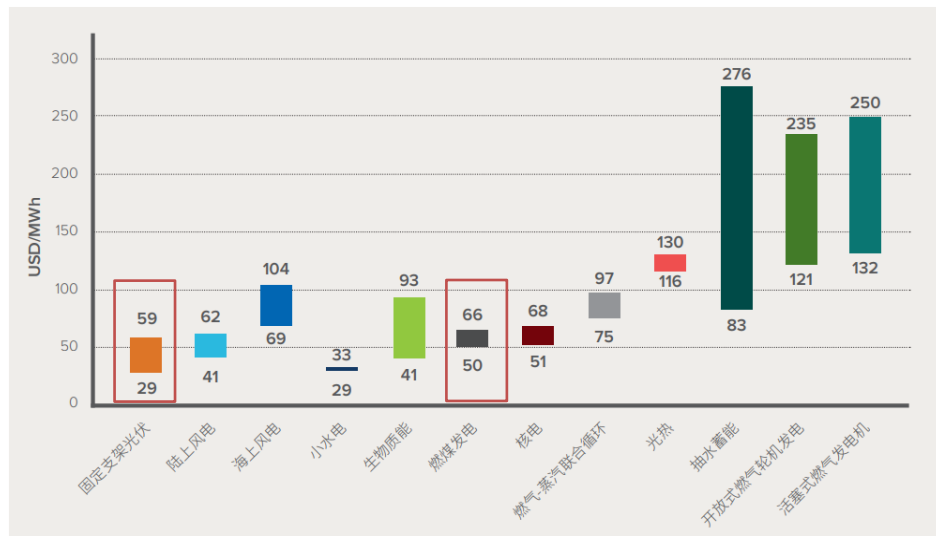
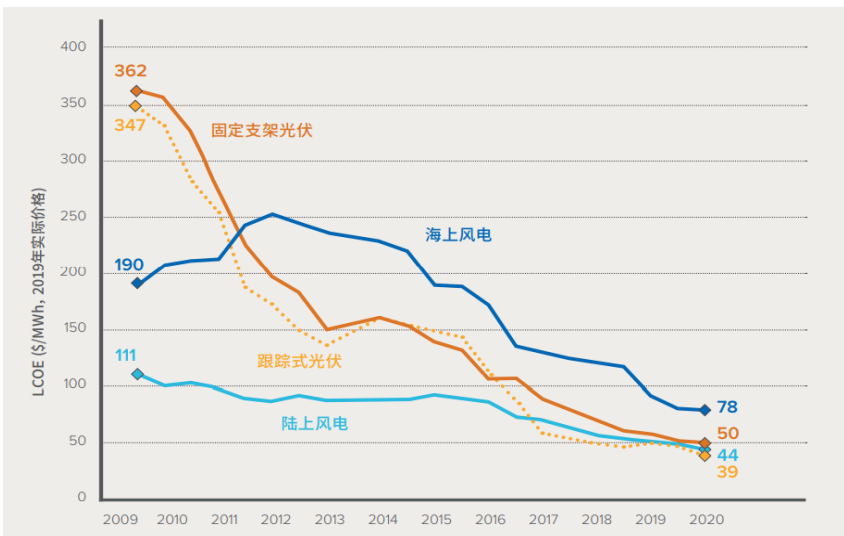
3.1 制氢：三种主流制氢路径，绿氢助力深度脱碳

绿氢降本驱动因素：电价下降、电解槽降本、技术进步

- ✓ 1) 可再生能源度电成本下降：全球可再生能源发电成本持续下降并逐渐开始低于化石燃料发电成本，根据彭博新能源财经测算，2009-2020年全球光伏和陆上风电的平准化发电成本(LCOE)分别下降了85%和60%，中国光伏发电目前的LCOE在**0.029-0.059美元/kwh**之间，在多数地区已经具备了与新建燃煤发电竞争的能力。未来可再生能源电力成本将持续降低。
- ✓ 2) 电解槽成本下降：由于电解槽供应链规模的加速发展，对比2020年成本的预测大幅降低了30-50%，氢能促进会预计到2030年，系统级电解槽成本将下降至200-250美元/千瓦。
- ✓ 3) 技术进步带来能效提升&原料优化：当前电解水制氢效率约为55kWh/kg氢气（即电耗约4.5kWh/m³）；随着规模化生产&工艺技术优化（如使用更薄的隔膜、更高效的催化剂、减少稀有金属的使用等），未来电解槽的效率有望降低至40kWh/kg氢气（即电耗约3.7kWh/m³），由于材料及催化剂的优化，设备折旧、其他原材料成本也有望降低50%以上。

图：2009-2020年全球光伏与风电平准化发电成本基准

图：中国光伏发电LCOE在0.029-0.059美元/kwh之间

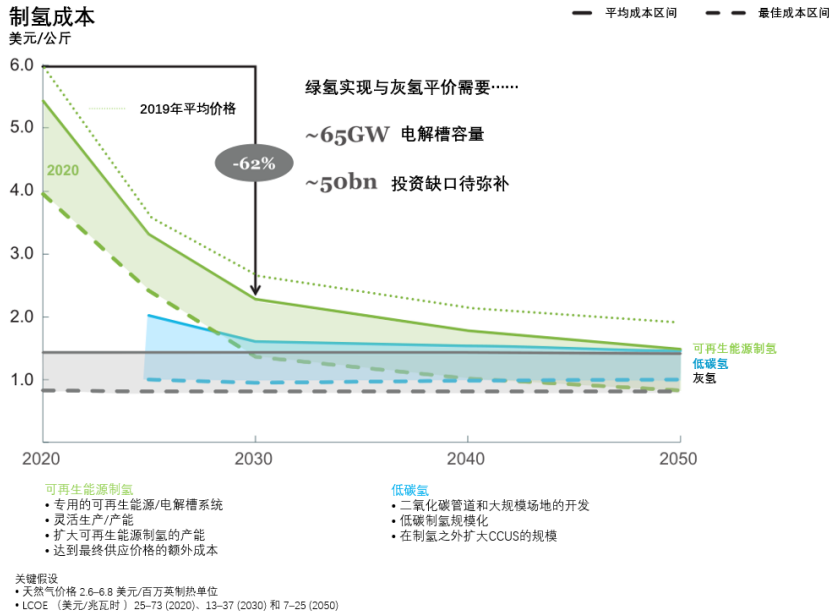


3.1 制氢：三种主流制氢路径，绿氢助力深度脱碳

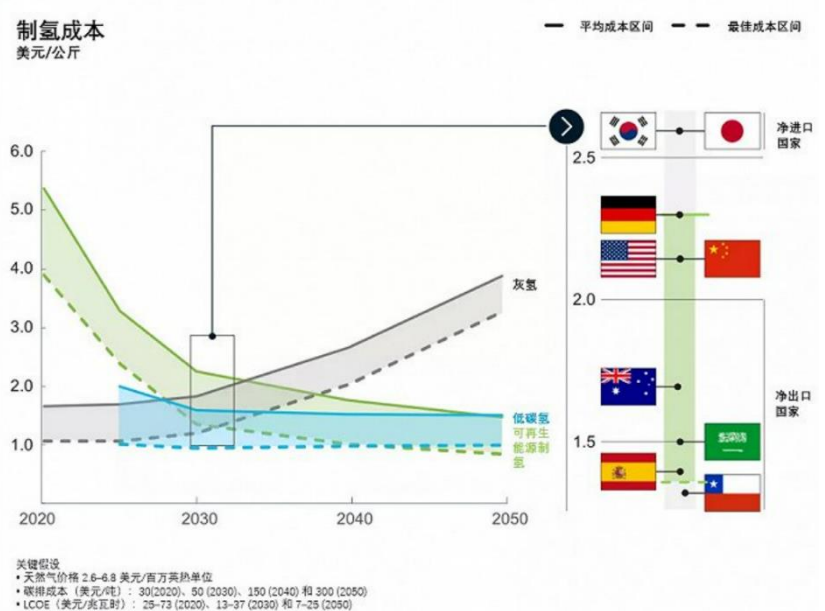
考虑碳减排成本，绿氢与灰氢同价时间有望提前至2030年左右

- ✓ 引入碳排成本，绿氢将提前至2030年左右与灰氢同价。根据国际氢能委员会测算，假设到2030年碳排成本增长至为50美元/吨（二氧化碳当量），2040年150美元/吨，2050年300美元/吨，可将绿氢与灰氢实现同价的时间提前至2028年至2034年。确切的时间将取决于各地资源禀赋和政策要求。
- ✓ 国内绿氢降本潜力：根据氢促会预测，到2050年国内绿氢制备成本有望降至10元/kg。
 - 1) 设备成本：随着技术发展、电解槽生产规模扩大以及自动化水平提高，到2030年电解水制氢设备的固定成本有望降低50-60%。
 - 2) 制备成本：①十四五期间，我国将在积极利用工业副产氢的同时，大力发展可再生能源电解水制氢示范，氢气平均制备成本降至20元/kg；②到2030年，国内电解水制氢规模将达到75GW左右，氢气平均制备成本15元/kg左右；③远期到2050年，我国将以可再生能源发电制氢为主，氢气平均制备成本降至10元/kg。

图：各类技术路线制氢成本趋势预测



图：各类技术路线制氢成本（包含碳排成本）趋势预测

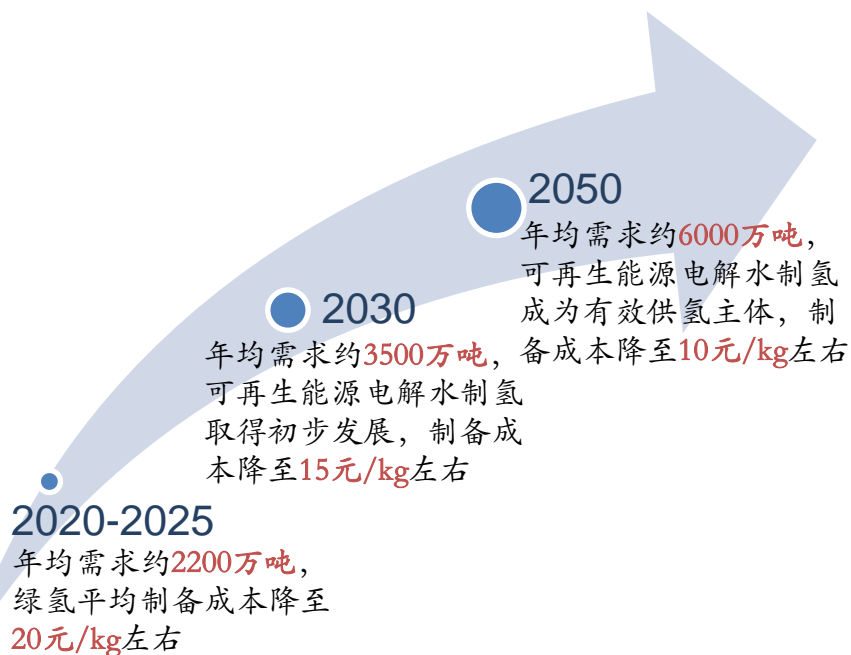


3.1 制氢：三种主流制氢路径，绿氢助力深度脱碳

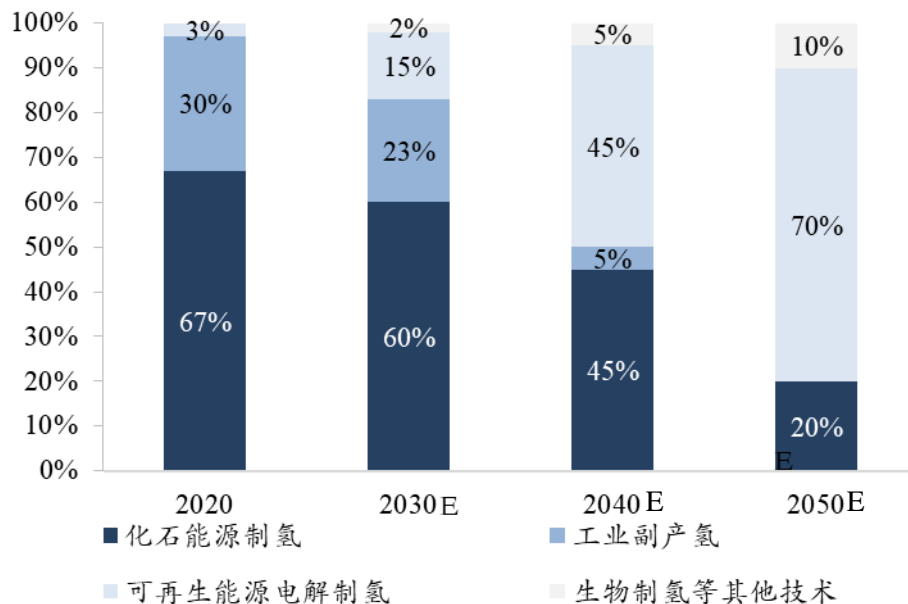
国内绿氢降本空间大，长期看绿氢占比有望大幅提升

- ✓ 绿氢是未来氢能供应发展的重点，2050年供应占比有望达70%。据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》预测，到2050年，氢气年均需求量约6000万吨，中国能源结构从传统化石能源为主转向以可再生能源为主的多元格局，可再生能源电解水制氢将成为有效供氢主体，供应占比有望达70%，煤制氢配合CCS技术、生物制氢和太阳能光催化分解水制氢等技术成为有效补充。

图：中国氢气需求量及供给主体预测



图：中国氢气供给结构预测



3.2 储运：高压气态储氢为主流，固液态储氢产业化有待降本

高压气态储氢技术成熟，液态、固态储氢有待技术攻关

- ✓ 氢储存主要分为三类：气态储氢、液态储氢和固态储氢。高压气态储存技术最为成熟，已广泛应用，低温液态储氢在航天领域有所应用，有机液态及固体材料仅在部分燃料电池及分布式发电中实现示范应用。
- ✓ 气态储氢：高压气态储氢技术成熟，储氢密度和安全性方面存在瓶颈；碳纤维缠绕高压氢瓶的推广应用实现高压气态储氢由固定式应用向车载储氢应用转变。
- ✓ 液态储氢：低温液态和有机液态储氢，低温液态储氢密度大，成本很高；有机液态储氢尚处于示范阶段。液氢在国内仅在航天领域有少量实际应用，产业链各环节已初步具备自主国产化技术和产品。
- ✓ 固体储氢：技术不成熟，海外实现燃料电池潜艇商业引用，国内实现分布式发电示范应用。

表：主要储氢方式及其优缺点

储氢方式	类型	优点	缺点	目前主要应用
气态储氢	高压气态储氢 高压氢瓶、高压容器	技术成熟、结构简单、充放氢速度快，成本及能耗低	体积储氢密度低，安全性能较差	普通钢瓶，少量储存；轻质高压储氢罐实现氢燃料电池应用
	低温液态储氢 低温绝热液氢罐	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，一次性投资较大	大量、远距离储运，主要用于航天工程，民用缺乏相关标准
液态储氢	有机液态储氢 通过不饱和有机物与氢气进行可逆加氢和脱氢反应实现氢储存	液氢纯度高，单位体积储氢密度大	成本高、能耗大，操作条件苛刻	燃料电池客车车载储氢实现示范应用
固态储氢	固体材料储氢 以金属氢化物、化学氢化物或纳米材料等作为储氢载体，通过化学/物理吸附实现氢存储	单位体积储氢密度大、能耗低、安全性好	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，国外燃料电池潜艇实现商业应用，分布式发电和风电制氢规模储氢实现示范应用

3.2 储运：高压气态储氢为主流，固液态储氢产业化有待降本

前期多用高压气态储运，远距离+大规模场景液态储运潜力较大

- ✓ 我国现在普遍采用20MPa气态高压储氢与集束管车运输的方式，单车运氢约300-400kg，技术成熟，成本较低，但仅适用于近距离运输。
- ✓ 管道气态储运和液态储运是未来实现大规模、长距离运输的重要方式，管道运输能耗及成本低，但建造管道一次性投资较大，美国、欧洲已分别有2500公里、1598公里的输氢管道，我国仅有100公里的输氢管道。因此中期来看液态运输发展潜力较大，液氢罐车运输量可达7吨/车，铁路液氢罐车运输量可达8.4-14吨，专用液氢驳船的运量则可达70吨。

表：主要运氢方式及其经济效益

储运方式	运输工具	特点	压力 (MPa)	载氢量 (kg/车)	体积储氢密度 (kg/m ³)	质量储氢密度 (wt%)	成本(元/kg)	能耗 (kwh/kg)	经济距离(km)
气态储运	长管拖车	储氢规模较小、运输距离较短	20	300-400	14.5	1.1	2.02	1-1.3	≤150
	管道运输	大规模用氢、多领域应用	1.0-4.0	—	3.2	—	0.3	0.2	≥500
液态储运	液氢槽罐车（低温液态）	规模较大、运输距离较长；存储成本较高	0.6	7000	64	14	12.25	15	≥200
	槽罐车（有机液体）	规模较大、运输距离较长；尚处于研发阶段	常压	2000	40-50	4	15	—	≥200
固体储运	货车	储氢密度高，规模较大；尚处于研发阶段	4	300-400	50	1.2	—	10-13.3	≤150

注：体积和重量储氢密度均以储氢装置计算

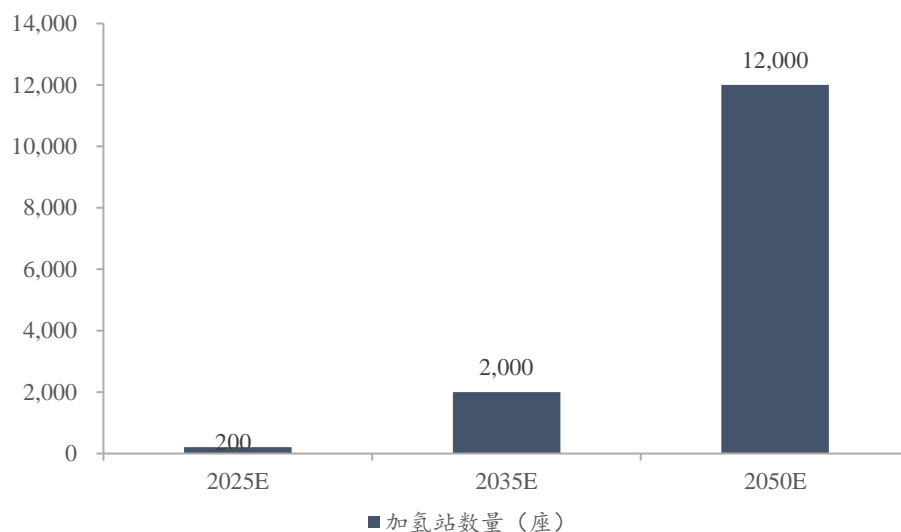
数据来源：中国钢研科技集团，储能技术工程研究中心，东吴证券研究所

3.3 加注：加注成本尚高，加氢站加速布局

2035年远期目标2000座加氢站，规模化建设有望降低成本

- ✓ 加氢站分为外供氢加氢站和站内制氢加氢站两种，我国现有加氢站均为外供氢加氢站，即氢气储运至加氢站后在站内进行压缩、存储和加注。根据供氢压力等级不同，加氢站有35MPa和70MPa两种压力。
- ✓ 我国加氢站加注成本较高，设备成本约占70%。据中国氢能联盟数据，我国建设一座日加氢能力500公斤、加注压力为35MPa的加氢站投资成本达1200万元（不含土地费用），约相当于传统加油站的3倍。考虑设备维护、运营、人工、税收等费用，折合加注成本约13-18元/公斤，规模化建设或加油/加氢/加气站合建，单位加注成本有望下降。

图：2025-2050年中国加氢站建设规划情况（单位：座）

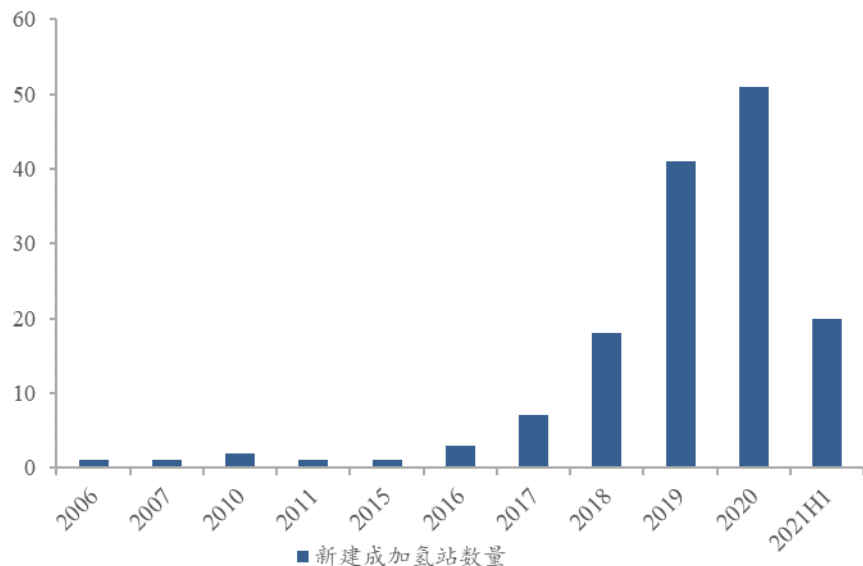


3.3 加注：加注成本尚高，加氢站加速布局

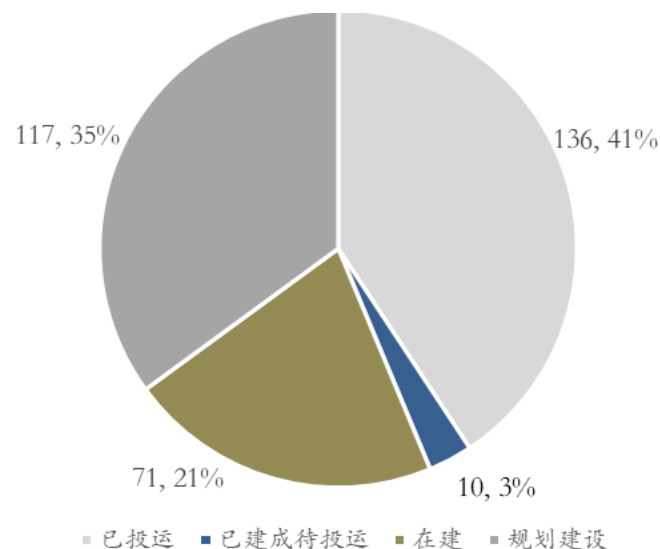
截至2021H1我国累计建成加氢站146座，投运比例超93%

- ✓ 据香橙会研究院统计，截至2021年上半年中国累计建成146座加氢站（不含3座已拆除加氢站），其中已投运加氢站136座，已建成待投运加氢站10座，在建加氢站71座，规划建设加氢站117座。据日本本次世代自动车振兴中心数据，截止2021H1日本共有147座加氢站投入运营，位居世界第一位。
- ✓ 从历史数据来看，2016-2020年我国建成加氢站数量迎来快速增长阶段，2016-2019年每年建成的加氢站数量均呈现翻倍增长态势，2020年我国新建成加氢站51座，2021年上半年建成加氢站20座。

图：中国历年新建成加氢站数量分布



图：截至2021H1我国加氢站数量

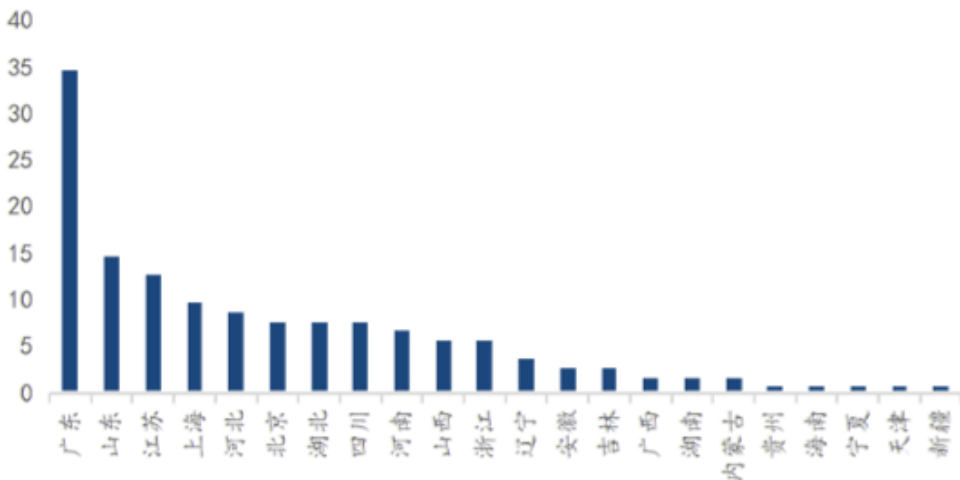


3.3 加注：加注成本尚高，加氢站加速布局

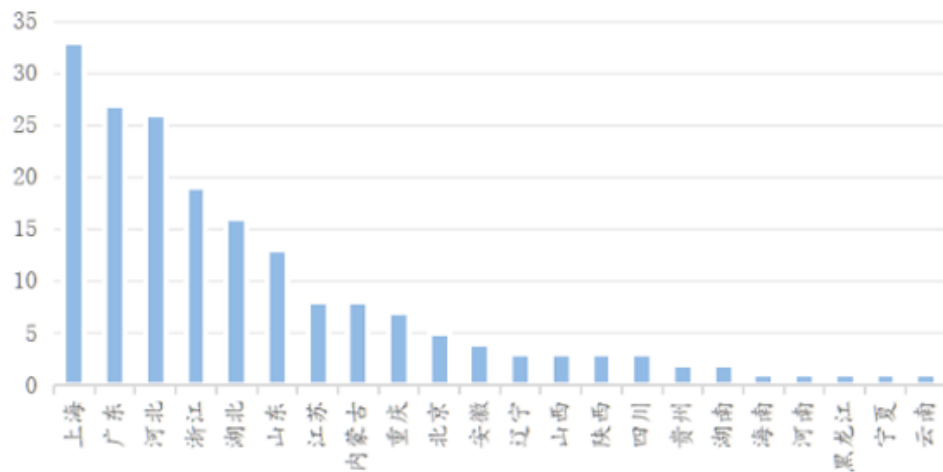
广东建成加氢站35座居首位，上海在建拟建加氢站突出

- ✓ 截至2021年上半年，广东省建成加氢站数量达35座，位居榜首；其次为山东、江苏，加氢站数量分别为15座、13座。同时贵州、海南等地实现了零突破，全国共有22个省市已布局加氢基础设施的建设。
- ✓ 截至2021年上半年，上海市在建/拟建的加氢站数量达33座领先，其次为广东、河北，在建/拟建加氢站数量分别达27座、26座。
- ✓ 由此可得，山东、河北等地由于“氢进万家”、北京冬奥会等示范项目的带动，加氢站布局速度加快，同时其他非氢燃料电池汽车城市群示范的省市亦开始布局加氢站基础设施，氢能产业发展提速。

图：中国各省市加氢站建设情况：截至2021H1



图：中国各省市加氢站在建拟建情况：截至2021H1

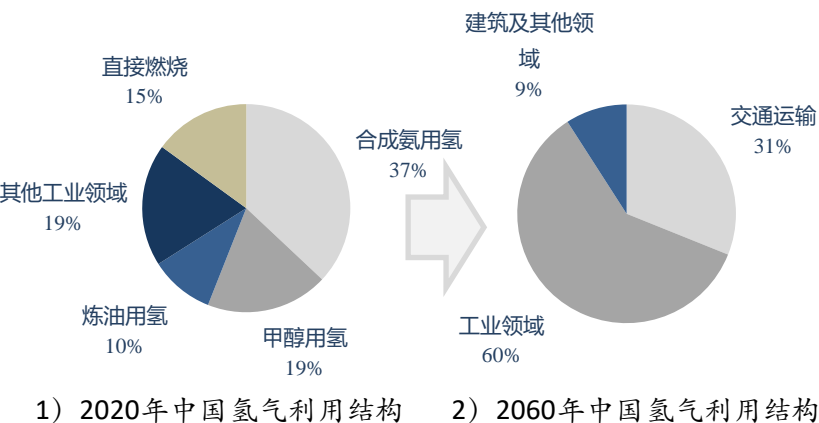


3.4 应用：燃料电池是较为常见的终端应用，交通领域优先发展

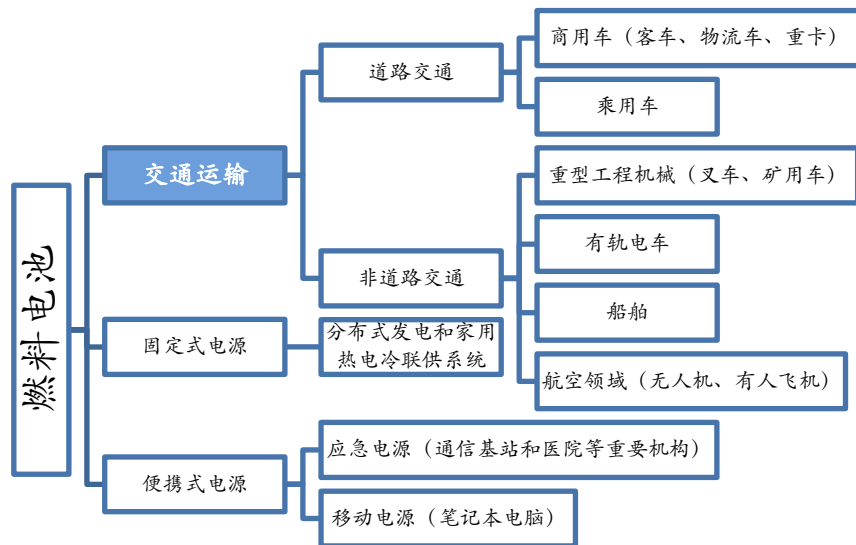
向交通运输和建筑领域拓展，交通领域将是氢能消费的重要突破口

- ✓ 根据2021年1月8日召开的第三届中国制氢与氢能源产业发展大会，2020年我国产氢量超过2500万吨，基本全部用于工业过程领域；根据中国氢能联盟的预计，2060年氢气需求量达1.3亿吨，其中交通运输领域用氢4051万吨（约总氢需求31%）。
- ✓ 燃料电池是氢能较为常见的终端应用，也是氢能高效利用的重要途径。中国氢能联盟指出，美国、日本、韩国等国家为全球燃料电池倡导者和领跑者，截至2018年底，全球氢燃料电池的装机量超过2090.5MW，初步实现商业化应用。

图：2020年和2060年碳中和情景下中国的氢气利用结构



图：燃料电池应用场景



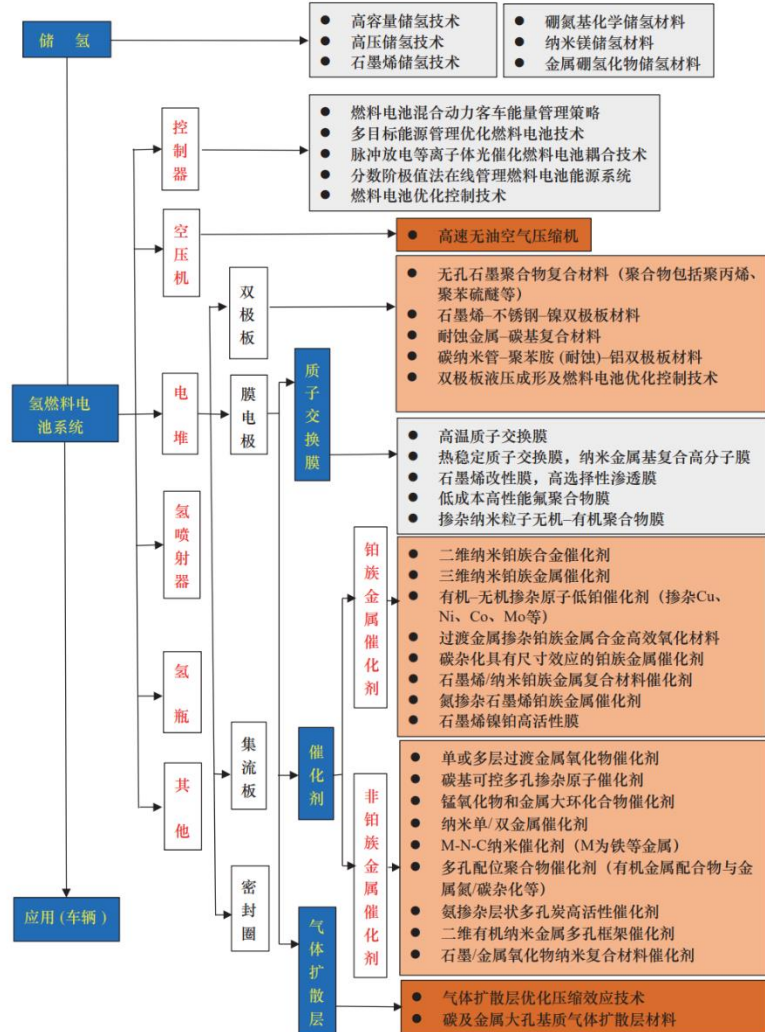
数据来源：《第三届中国制氢与氢能源产业发展大会》，《中国氢能源及燃料电池产业白皮书2020》，东吴证券研究所

数据来源：《中国氢能产业发展报告2020》，国际氢能网，东吴证券研究所

3.4 应用：燃料电池是较为常见的终端应用，交通领域优先发展

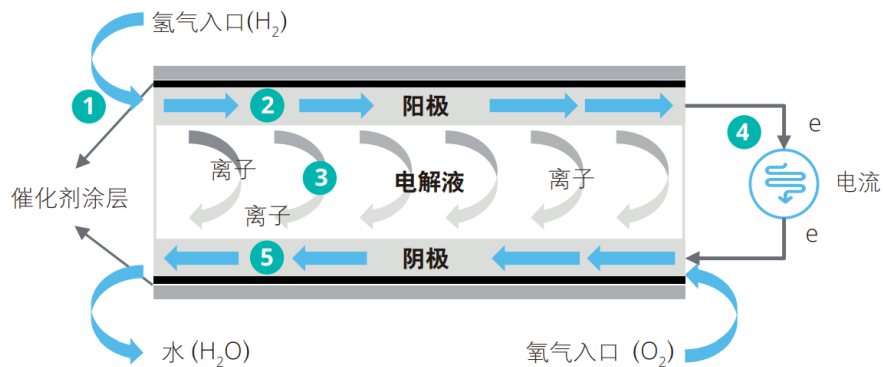
燃料电池技术体系：电堆是电池系统核心，膜电极的关键材料决定系统性能

图：氢燃料电池技术体系



- ✓ 燃料电池系统是以燃料电池堆为基本单元，增加必要的辅助零部件构成的一套完整的发电系统。氢燃料电池系统复杂，主要由电堆和系统部件（空压机、增湿器、氢循环泵、氢瓶）组成；
- ✓ 电堆是整个电池系统的核心，包括由膜电极、双极板构成的各电池单元以及集流板、端板、密封圈等；
- ✓ 膜电极的关键材料是质子交换膜、催化剂、气体扩散层，这些部件及材料的耐久性等性能决定了电堆的使用寿命和工况适应性。
- ✓ 氢燃料电池反应原理：氢与氧结合生成水的同时将化学能转化为电能&热能。

图：燃料电池反应堆工作原理



3.4 应用：燃料电池是较为常见的终端应用，交通领域优先发展

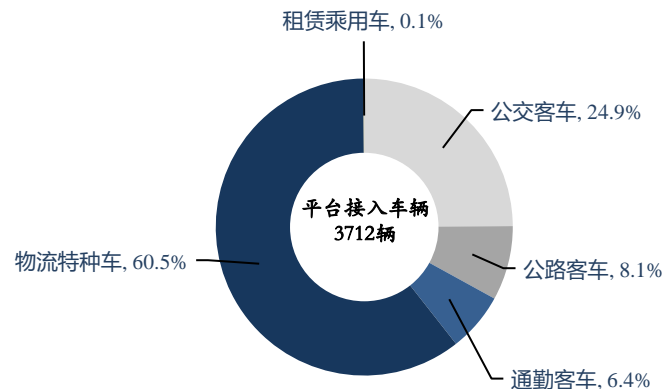
燃料电池类型众多，示范应用主要集中在物流、客车等商用车领域。

- ✓ 根据燃料、载流子、电解质化学成分物理形态等多种因素不同，燃料电池分为多种类型。质子交换膜燃料电池是研究和应用热点，主要用于燃料电池车，固体氧化物燃料电池也有相当前景，主要用于分布式发电。
- ✓ 当前氢燃料电池的示范应用主要集中在物流、客车等商用车领域。根据新能源汽车国家监测与管理平台采集的数据，在产业补贴和国家政策的支持下，截至2019年底，国内已接入平台的氢燃料电池车共计3712辆，其中物流车占比60.5%，客车（公共客车、公路客车、通勤客车）占比达39.4%。乘用车仅用于租赁，占比仅为0.1%

图：燃料电池分类

类型	质子交换膜燃料电池(PEMFC)	碱性燃料电池(AFC)	磷酸燃料电池(PAFC)	熔融碳酸盐燃料电池(MCFC)	固体氧化物燃料电池(SOFCs)
电解质	高分子组成的质子交换膜，如全氟磺酸膜	碱性水溶液，如KOH	H3PO4	Li2CO3, K2CO3	ZrO2等陶瓷
工作温度/°C	室温-100	50-200	100-200	650-700	900-1000
燃料	氢气、重整气	重整气	重整气	净化煤气、天然气、重整气	净化煤气、天然气
优点	比功率高，启动快，工作温度低	催化剂可用非贵金属，材料成本低，工作温度友好	对CO2不敏感	燃料适用性广，可使用非贵金属催化剂，可用空气做氧化剂	功率密度较高，转化效率高，燃料适用性广，可采用非贵金属催化剂
缺点	对CO敏感，成本较高，需进行水管理	对CO敏感，必须使用纯氯气、氧气，否则会引引起催化剂中毒	工作温度较高，成本高，余热利用价值低，对CO敏感	工作温度高，存在体系性能退化问题	工作温度高，部件制造成本高
应用领域	电动车和潜艇动力源，可移动动力源	特殊需求，区域供电	特殊需求，区域供电	区域性供电	区域供电，联合循环发电

图：我国氢燃料电池车运行情况



数据来源：CNKI，东吴证券研究所整理

数据来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，东吴证券研究所

3.4 应用：燃料电池是较为常见的终端应用，交通领域优先发展

中国汽车工程学会针对乘用车&商用车燃料电池系统提出技术和规模目标

- ✓ 中国汽车工程学会提出，对于乘用车燃料电池系统，2020-2025年技术性能持续提升，2030-2035年技术达到规模化应用水平；对于商用车燃料电池系统，2025年性能持续提升、系统成本持续下降、可靠性大幅提升、实现大规模推广应用，2030-2035年全面达到产业化要求；
- ✓ 商用车用电池堆在耐久性、成本方面比乘用车要求更高，乘用车用电池堆在体积功率密度方面比商用车的目标要求高。
- ✓ 根据我国《节能与新能源汽车技术路线图2.0》规划，到2025年，新能源汽车销量占总销量的20%左右，氢燃料电池汽车保有量达到10万辆左右；2030年，新能源汽车销量占总销量的40%左右；到2035年，新能源汽车成为主流，占总销量的50%以上，氢燃料电池汽车保有量达到100万辆左右。

图：燃料电池系统技术和燃料电池汽车技术&规模目标

	指标	2025年	2035年
乘用车燃料电池系统	电堆体积功率密度	>4KW/L	>6KW/L
	最低启动温度	-40°C	-40°C
	电堆寿命	>5500h	>8000h
	电堆成本	<1800元/kW	<500元/kW
商用车燃料电池系统	电堆体积功率密度	>2.5KW/L	>3KW/L
	冷启动温度	-40°C	-40°C
	电堆寿命	>16500h	>30000h
	电堆成本	<1200元/kW	<400元/kW
新能源汽车销量占比		20%	50%以上
燃料电池汽车保有量		约10万辆	100万辆

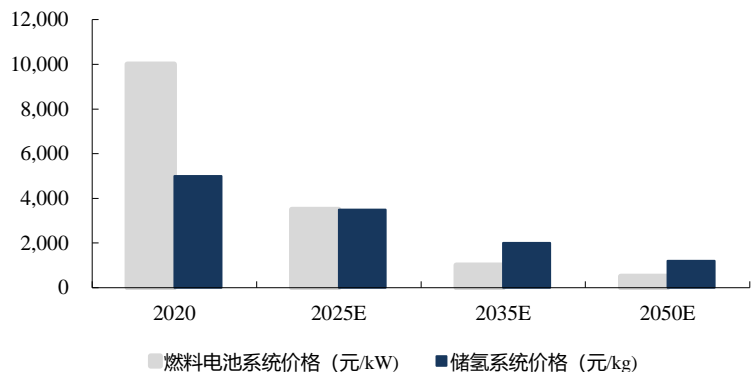
数据来源：节能与新能源汽车技术路线图，东吴证券研究所整理

3.4 应用：燃料电池是较为常见的终端应用，交通领域优先发展

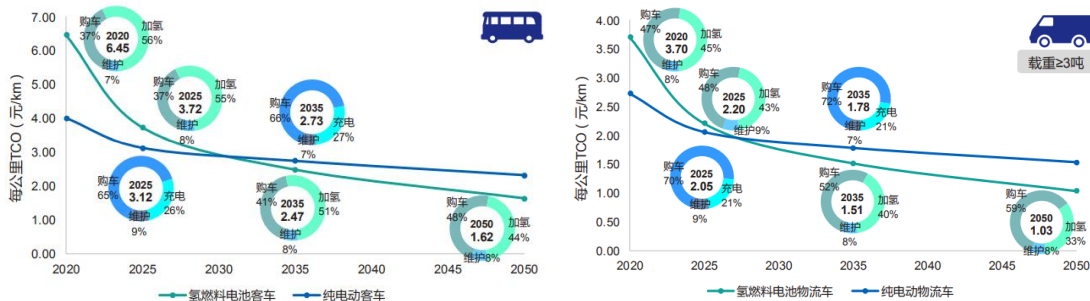
道路交通领域：氢燃料电池成本是市场化应用的重要因素

- ✓ 现阶段氢燃料汽车发展仍依赖政策&补贴，未来将逐渐摆脱政策依赖，实现自主市场化；
- ✓ 根据车百智库计算，商用车用燃料电池系统与储氢系统的价格较去年已有较大幅度下降，车百智库预计商用车用燃料电池系统的价格至2025/2035/2050年分别降至3500/1000/500元/kW，商用车用储氢系统的价格至2025/2035/2050年分别降至3500/2000/1200元/kg；
- ✓ 从消费者角度，氢燃料电池汽车的全生命周期成本与纯电动车等竞争产品的成本平衡点是渗透率提升的转折点；
- ✓ 车百智库预计较长续航里程氢燃料电池客车将于2030年左右TCO成本经济性优于纯电车型，载重能力 ≥ 3 吨、续航里程 >400 km的氢燃料电池物流车将于2025-2030年间TCO成本经济性优于纯电车型。

图：商用车用燃料电池系统与储氢系统价格下降



图：氢燃料电池客车&物流车成本经济性趋势



数据来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，东吴证券研究所

数据来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，东吴证券研究所

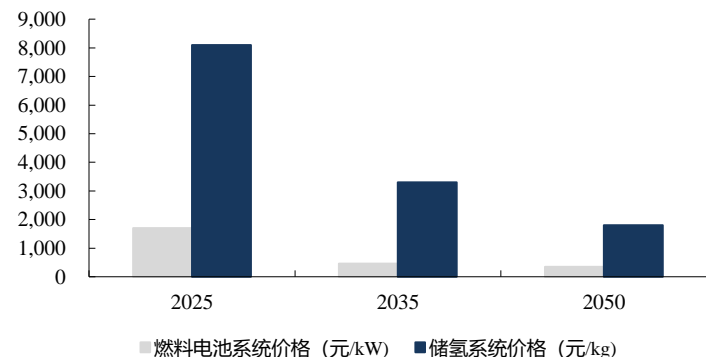
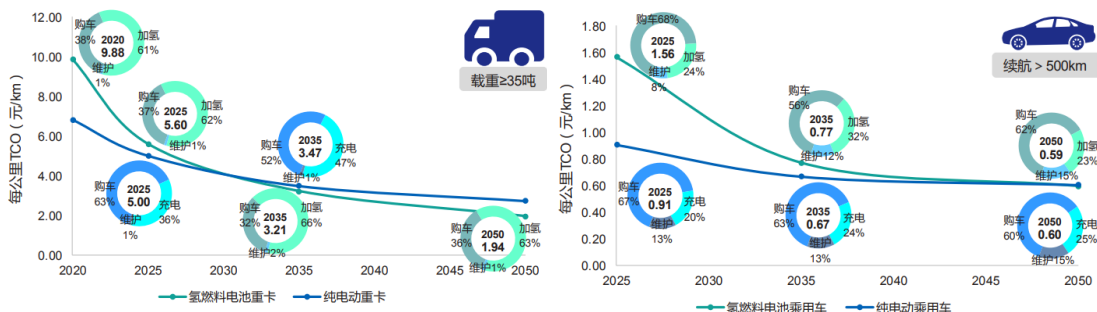
3.4 应用：燃料电池是较为常见的终端应用，交通领域优先发展

道路交通领域：氢燃料电池成本是市场化应用的重要因素

- ✓ 未来随着质子交换膜燃料电池的技术突破与规模效应带来的成本下降，重卡、乘用车的市场化进程将加快；
- ✓ 氢燃料电池重卡是重卡领域减排脱碳的重要替代方案，目前国内已推出多款车型，并开展小范围小批量的试运营（北汽福田32T、江铃威龙），车百智库预计载荷能力 ≥ 35 吨、续航里程 ≥ 500 km的氢燃料电池重卡将于**2030年左右**TCO成本经济性优于纯电动车型；
- ✓ 氢燃料电池乘用车尚未在我国实现量产与销售，车百智库预计续航里程 ≥ 500 km的氢燃料电池乘用车将于**2040年后**达到与同等续航能力的纯电动车型相当的TCO成本经济性，未来乘用车用燃料电池系统与储氢系统的价格将随着规模化生产大幅降低。

图：氢燃料电池重卡&乘用车成本经济性趋势

图：乘用车用燃料电池系统与储氢系统价格下降



数据来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，东吴证券研究所

数据来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，东吴证券研究所

3.4 应用：燃料电池是较为常见的终端应用，交通领域优先发展

道路交通领域：氢燃料电池成本是市场化应用的重要因素

- ✓ 车百智库预计氢燃料电池汽车的市场渗透率未来将逐步提升，拉动生产与应用规模的扩大；
- ✓ **商用车方面：**随着燃料电池和储氢系统技术性能的提升，氢燃料电池的续航能力、低温适应性、能源补给时间、装载空间等方面的优势逐渐凸显，在长距离公交大巴、长距离城市或城际物流配送领域和干线或支线重载长途物流领域发挥优势作用；
- ✓ **乘用车方面：**技术路线不同于商用车，在整车布置、动力性、经济性、乘坐体验和续航里程等方面要求更高，需要更高的氢燃料电池系统功率密度，多采用功率密度更高的金属板电堆代替石墨板电堆，未来有望替代电动乘用车在中国智能共享出行市场有较大发展；
- ✓ 总体来说，中国氢燃料电池成本下降的主要途径是扩大量产规模，企业可以通过提高关键零部件的采购量，缩减单位采购价格；提高生产设备的利用率和技术水平；利用规模化生产的经验，寻求低成本的生产方案。

表：预计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%	10.0%
氢燃料电池重卡	0.2%	15.0%	75.0%
氢燃料电池乘用车	0.1%	2.0%	12.0%

数据来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，东吴证券研究所

3.4 应用：燃料电池是较为常见的终端应用，交通领域优先发展

非道路交通领域：正在进行积极探索，未来逐步完成运营验证及性能改进

- ✓ 在非道路运输领域，中国正在氢燃料电池**重型工程机械、轨道交通、船舶、无人机**等领域积极探索；
- ✓ 目前在上述领域已有项目和技术储备，未来逐步完成实际运营验证及性能改进，推进商业化应用，扩展氢能**在交通运输领域**的应用。

表：氢燃料电池在非道路交通领域的国内项目和技术储备

领域		国内项目和技术储备
重型工程机械	叉车	2019年11月清大股份与深圳汽航院成立全国首个“燃料电池智能叉车联合创新中心”
	矿用卡车	2019年12月潍柴200吨以上氢燃料电池矿用卡车自卸车下线，采用氢燃料-锂电池能源系统，驱动电极功率达1100kW
有轨电车		中车四方已推出两代氢燃料电池有轨电车，第二代已在佛山高明投运，搭载230kW氢燃料电池堆和钛酸锂电池，储氢瓶140L*6个，续航里程100km，已开通线路6.5km，设车站10座，其中换乘站1座，最多载客270人； 2020年4月，中国中铁首辆氢燃料电池有轨电车完成静态调试工作
船舶		2002年北京世纪福原燃料电池公司的燃料电池游艇试航成功，功率400W； 2005年上海海事大学研发氢燃料电池游艇“天翔1号”，功率2kW； 2019年中国船舶七一二所发布全国首台500kW级船用氢燃料电池系统
航空领域	无人机	代表企业：新研氢能、北京晟泽、武汉众宇、首航国翼、同济大学、上海攀业、清能股份等，覆盖航段在2km以内高空，燃料电池功率在百瓦到千瓦级
	有人飞机	2017年大连物化所研制国内首架有人驾驶燃料电池试验机试飞成功，燃料电池系统20kW，代表企业：大连物化所、中国商飞等

3.4 应用：燃料电池是较为常见的终端应用，交通领域优先发展

建筑领域：燃料电池是微型热电联供合适的路线

- ✓ 微型热电联供用于家庭或小型商业建筑同时提供热量和电力，以避免长距离运输约6-8%能量损失，达到节能效果，当所需电力大于系统供电能力时，用户可向电力公司购买；系统余热可为用户提供热水及采暖系统；
- ✓ 目前微型热电联供技术路线有内燃机、微型燃气轮机、燃料电池等，其中，燃料电池具有能量转换效率高、燃料选取范围广、功率密度大和安静无污染等特征；
- ✓ 目前美日均已实现燃料电池微型热电联供商业化，美国是最早从事SOFC技术研究的国家，美国Bloom Energy公司是目前公认的SOFC领域技术力量最强、运作最成功的公司，开发的SOFC发电系统规格在100~250kW，主要发展方向为长寿命、低衰减及大功率；日本新能源产业技术综合开发机构(NEDO)于2011年开发出全球首个商业化的SOFC热电联供系统(Ene-Farm type S)，截至2019年底，日本已累计推广家用SOFC热电联供系统约8.1万套。
- ✓ 中国的燃料电池微型热电联供正在初步研发阶段，国内最早开展SOFC研发生产的企业是潮州三环(集团)股份有限公司，主要产品为SOFC电解质隔膜、单电池，同时具备电堆量产能力；目前，河北、天津、广州、上海等多地提出推广燃料电池热电联供的试点项目；高成本是中国市场推广的主要障碍，度电成本明显高于终端电价，随着技术进步和成本下降，大型SOFC分布式热电联供系统才能展现出一定的经济性。

表：各热电联供技术路线的性能比较

	往复式发动机	汽轮机	燃气轮机	微燃机	燃料电池
功率 (MW)	0.005-10	0.5-数百	0.5-300	0.03-1.0	0.2-2.8
电效率	27-41%	5-40%	27-39%	22-28%	30-63%
CHP综合效率	-80%	-80%	-80%	-70%	55-90%
热电比	0.83-2.0	10-14	0.9-1.7	1.4-2.0	0.5-1.0
CHP安装成本 (美元/KWh)	1500-2900	670-1100	1200-3300	2500-4500	5000-6500
大修间隔时间 (h)	30000-60000	>50000	25000-50000	40000-80000	32000-64000
启动时间	10S	1h-1d	10min-1h	60s	3h-2d
Nox(kg/MWh)	0.027	0.18-0.36	0.24-0.59	0.06-0.22	0.005-0.007

数据来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，东吴证券研究所整理

4. 产业链主要参与主体分析：制氢、储运、加注

制氢

国内	国外
美锦能源(000723.SZ)、滨化股份(601678.SH)、东华能源(002221.SZ)、嘉化能源(600273.SH)、隆基股份(601012.SH)、卫星化学(002648.SZ)、金马能源(6885.HK)、鸿达兴业(002002.SZ)、宝丰能源(600989.SH)、凯美特气(002549.SZ)、金宏气体(688106.SH)、亿利洁能(600277.SH)、中国石化(0386.HK)、中国石油(0857.HK)、新天绿能(0956.HK)、协鑫新能源(0451.HK)、中国旭阳集团(1907.HK)、国家能源集团、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	林德、法液空、空气产品公司(AP)、挪威

储运

高压气态储运装备

国内	国外
中材科技(002080.SZ)、中集安瑞科(3899.HK)、京城股份(600860.SH)、天沃科技(002564.SZ)、亚普股份(603013.SH)、鸿达兴业(002002.SZ)、斯林达、巨化集团、北京科泰克、天海工业	美国Lincoln、挪威Hexagon、韩国ILJIN、日本JFE

液氢储运装备

国内	国外
液氢储罐:富瑞特装(300228.SZ)、航天晨光(600501.SH)、四川空分、国富氢能 液化装置:航天101所、中科富海	液氢储罐:俄罗斯JSC深冷机械制造、美国chart公司、日本岩谷 液化装置:林德、法液空、AP

固态储运装备

国内	国外
安泰科技(000969.SZ)、有研集团、上海氢枫	法国麦克菲

加注

加氢站建设运营

国内	国外
美锦能源(000723.SZ)、东华能源(002221.SZ)、嘉化能源(600273.SH)、安泰科技(000969.SZ)、中国石化(0386.HK)、国家能源集团、河钢集团、舜华新能源、上海氢枫、嘉氢实业	林德、法液空、AP

加氢站装备

国内	国外
加氢机:厚普股份(300471.SZ)、国富氢能、上海氢枫、国家能源集团、舜华新能源、海德利森、正星科技 压缩机:北京京城、北京天高、江苏恒久机械、中鼎恒盛	加氢机: AP、林德 压缩机: PDC、Hydro-pac、德国hofer、英国豪顿 液氢泵: 林德、ACD

4. 产业链主要参与主体分析：燃料电池、整车

整车

国内	国外
宇通客车 (600066.SH)、宇通重工 (600817.SH)、中通客车 (000957.SZ)、福田汽车 (600166.SH)、上汽集团 (600104.SH)、长城汽车 (601633.SH)、上海申龙、飞驰科技	丰田、现代、通用、USHybrid、Kenworth、尼古拉

燃料电池

系统集成

国内	国外
雪人股份(002639.SZ)、雄韬股份(002733.SZ)、大洋电机(002249.SZ)、潍柴动力(000338.SZ)、亿华通-U(688339.SH)、腾龙股份(603158.SH)、上海重塑、捷氢科技、清能股份、东方氢能、国电投氢能公司、新源动力、爱德曼、明天氢能、未势能源	丰田、现代、UTC Power、Intelligent Energy

燃料电池电堆

国内	国外
腾龙股份(603158.SH)、雪人股份(002639.SZ)、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、锋源新创、骥翀氢能、明天氢能	丰田、现代、巴拉德、hydrogenics、PowerCell

燃料电池系统配件

氢循环系统

国内	国外
雪人股份 (002639.SZ)、冰轮环境 (000811.SZ)、苏州瑞驱、东德实业、浙江宏昇、未势能源	美国park、德国普旭

雪人股份 (002639.SZ)、冰轮环境 (000811.SZ)、苏州瑞驱、东德实业、浙江宏昇、未势能源

膜电极

国内	国外
道氏技术 (300409.SZ)、广东国鸿、鸿基创能、擎动科技、武汉理工、唐峰、亿氢科技	3M、英国庄信万丰、Gore、日本东丽、Kolon、巴拉德

双极板

国内	国外
中钢天源(002057.SZ)、威孚高科(000581.SZ)、安泰科技(000969.SZ)、上海弘枫、上海治臻、明天氢能、华熔科技	Cellimpact、Dana、Grabener、treadstone

空气压缩机

国内	国外
雪人股份(002639.SZ)、汉钟精机 (002158.SZ)、鲍斯股份(300441.SZ)、冰轮环境(000811.SZ)、金通灵 (300091.SZ)、伯肯节能(833077.NQ)、金士顿科技、海德韦尔、势加透博、德燃动力、潍坊富源、东德实业	丰田、瑞典OPCON、美国UQM、美国盖瑞特

质子交换膜

国内	国外
东岳集团(0189.HK)、东材科技(601208.SH)、汉丞科技、中科氢能	Gore、科慕、陶氏杜邦

气体扩散层——碳纸/碳布

国内	国外
通用氢能、台湾碳能、捷氢科技、上海济平	德国SGL、日本东丽、日本JSR、巴拉德

催化剂

国内	国外
贵研铂业(600459.SH)、龙蟠科技 (603906.SH)、上海济平、中科科创、中自环保	日本田中、英国庄信万丰、比利时优美科、3M

5. 风险提示

✓ 政策推广不及预期：

氢能产业扶持政策推广执行过程中面临不确定的风险，可能导致政策执行效果不及预期。

✓ 燃料电池技术落地不及预期：

燃料电池技术水平不断完善，但电池系统的可靠性、耐久性还需要长期验证，可能导致技术发展进度不及预期，延缓行业空间释放。

✓ 成本下降不及预期：

当前燃料电池系统相关部件及材料成本仍处于较高水平，如若成本下降无法达到预期水平，将会延缓氢燃料电池行业空间释放节奏。

✓ 配套设施建设不及预期：

当前基础设施配套（包括加氢站、氢能配套供应链等）不足，如果基础设施配套建设低于预期，可能会对氢燃料电池行业空间释放产生负面影响。

东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，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。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发、转载，需征得东吴证券研究所同意，并注明出处为东吴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

东吴证券投资评级标准：

公司投资评级：

- 买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘在15%以上；
- 增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于5%与15%之间；
- 中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于-5%与5%之间；
- 减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于-15%与-5%之间；
- 卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘在-15%以下。

行业投资评级：

- 增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于大盘5%以上；
- 中性：预期未来6个月内，行业指数相对大盘-5%与5%；
- 减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于大盘5%以上。

东吴证券研究所
苏州工业园区星阳街5号
邮政编码：215021
传真：(0512) 62938527
公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

东吴证券 财富家园