

绿电制绿氢是趋势，氢能产业链发展加速

证券研究报告

2023年05月24日

氢能源行业深度报告

核心结论

核心观点：绿氢行业高速发展，看好氢能产业链长期投资机会。氢能在工业、冶金、交通等领域应用广阔。在“双碳”大背景下，新能源蓬勃发展，配套绿氢项目就地消纳新能源电力有助于减少其对电网波动性影响，绿电制备绿氢趋势有望加速。我们预计22年全球电解槽新增约1GW，26/30年分别达到30/127GW，22-30年CAGR=83%；对应电解水系统市场规模22年约31亿元，26/30年分别达761/2420亿元，22-30年CAGR=72%；制备绿氢规模22年约8.9万吨，26/30年分别达266/1949万吨，22-30年CAGR=96%。我们看好氢能产业链发展，首次覆盖给予行业“超配”评级。

逻辑1：绿氢示范性项目规模庞大，助力行业发展走向成熟。2022年国内电解槽招标量约800MW，同比+100%以上，其中中石化库车一期项目招标量就达到260MW，占比约1/3。中石化新疆库车绿氢示范项目是全球最大光伏绿氢生产项目，一期项目绿氢设计产能达2万吨/年。绿氢大型示范性项目符合双碳长期战略，大型石化及电力央企示范性项目助力行业快速发展。

逻辑2：绿电制绿氢成为储能补充解决方案，助力解决新能源电力消纳问题。光伏及风电等发电呈现较高的不稳定性，并且带来消纳问题突出。电解水制氢相当于就地进行可再生能源的消纳，用于化工产业园及加氢站等领域，也可作为长时储能或通过管道运输作为基础能源替代天然气。电解水制氢装置具备成本优势且安全性高，使用周期长，有望成为绿电消纳的重要途径。

逻辑3：政策刺激叠加产业链成本下降推动氢燃料电池车销量高增。2022年氢燃料电池车销量达4782辆，同比+155.2%，其中氢能重卡销量达2465辆，同比+216%，占氢燃料电池车销量比达52%。氢能重卡在续航、使用便捷性优于纯电重卡，成为替代燃油重卡，降低交通领域碳排放的重要方式。

逻辑4：海外绿氢市场广阔，中国电解水制氢设备厂商具备成本技术优势。中国在碱性电解槽技术上处于世界领先水平，且一直有出口海外市场。随着中国与中东及一带一路国家经贸合作日益紧密，以及海外绿氢项目持续放量，中国电解水制氢产业链公司有望持续受益。

投资建议：建议关注三条主线：一是直接受益绿氢项目优质电解槽厂商，关注隆基绿能、阳光电源、华电重工、华光环能、昇辉科技、双良节能，氢能项目龙头吉电股份等；二是关键材料及零部件公司，关注氢能阀门厂商江苏神通，氢能压缩机厂商开山股份、冰轮环境、雪人股份，氢能储运厂商中材科技、兰石重装、京城股份、中集安瑞科等；三是关注氢燃料电池车放量受益公司，氢燃料电池龙头美锦能源，电池龙头亿华通-U，氢能自行车龙头永安行等。

风险提示：绿氢项目开工不及预期；产业政策支持力度下滑；氢能产业链成本下降不及预期；氢燃料电池车销量不及预期。

1 | 请务必仔细阅读报告尾部的投资评级说明和声明

行业评级

超配

前次评级

--

评级变动

首次

近一年行业走势



相对表现

1个月

3个月

12个月

其他电源设备 II

1.57

-3.21

37.97

沪深300

-3.10

-4.97

-2.53

分析师



杨敬梅 S0800518020002



021-38584220



yangjingmei@research.xbmail.com.cn

相关研究

索引

内容目录

一、 行业：氢能应用场景广阔，绿氢发展潜力巨大	8
1.1 氢能介绍：清洁能源零碳排放，符合双碳战略大有可为	8
1.2 政策梳理：产业支持政策不断出台，全球绿氢项目激增	10
1.2.1 中国：政策扶持力度大，产业发展环境较好	11
1.2.2 美国：发展路线明确，绿氢补贴丰厚	12
1.2.3 日本：政策导向明确，政企、科研合力推动氢能产业化	13
1.2.4 欧洲：氢能将高速增长，战略目标宏伟	14
二、 产业链：制氢环节是核心，储运及应用环节快速发展	15
2.1 上游：制氢环节	15
2.1.1 煤制氢	15
2.1.2 天然气制氢	16
2.1.3 工业副产氢	17
2.1.4 电解水制氢	18
2.1.5 不同技术制氢技术路线成本对比	25
2.2 中游：氢能储运	30
2.3 下游需求：化工需求为主，工业及交通领域需求潜力巨大	31
三、 发展逻辑：政策催化叠加产业链降本，绿氢发展加速	35
3.1 政策催化：大型绿氢示范项目放量，电解水制氢走向成熟	36
3.1.1 重点项目介绍——中国石化新疆库车绿氢示范项目	36
3.1.2 其他大型绿氢示范项目	37
3.2 可再生能源配套需求：绿氢项目助力解决储能及消纳问题	38
3.3 交通需求：氢燃料车销量高增，制氢加氢一体站模式提升绿氢需求	40
3.4 出口需求：海外项目需求量大，国内氢能业务厂商前景广阔	44
3.5 碳税：灰氢制备成本端承压，绿氢生产优势逐步显现	48
3.5.1 全球可持续发展理念深入人心，碳税征收应运而生	48
3.5.2 我国碳税出台势在必行，绿氢优势有望逐步显现	51
3.6 电解槽需求：预计 26/30 年新增装机 30/127GW，市场规模 761/2420 亿元	53
四、 投资建议：关注优质电解槽厂商及核心设备材料公司	54
4.1 制氢环节：设备厂商最受益，看好具备制造技术优势电解槽厂商	54
4.1.1 隆基绿能	54
4.1.2 阳光电源	55
4.1.3 华电重工	56
4.1.4 华光环能	58

4.1.5 昇辉科技.....	59
4.1.6 双良节能.....	60
4.1.7 吉电股份.....	61
4.2 材料及零部件：看好具备核心技术和产品优势的细分赛道龙头.....	62
4.2.1 江苏神通.....	62
4.2.2 开山股份.....	63
4.2.3 冰轮环境.....	65
4.2.4 雪人股份.....	66
4.2.1 中材科技.....	67
4.2.2 兰石重装.....	69
4.2.3 京城股份.....	70
4.2.4 中集安瑞科.....	71
4.3 氢燃料车：看好具备核心技术及新应用场景龙头公司.....	72
4.3.1 美锦能源.....	73
4.3.2 亿华通.....	74
4.3.3 永安行.....	76
五、风险提示.....	77

图表目录

图 1：未来制氢路线展望.....	9
图 2：2021 年全球氢气产量结构.....	9
图 3：2021 年中国氢气销量结构.....	9
图 4：煤气化制氢流程图.....	16
图 5：天然气制氢成本变化趋势（横坐标为天然气价格：元/kg）.....	17
图 6：碱性电解水制氢工作原理.....	20
图 7：碱性电解槽示意图.....	20
图 8：碱性电解槽系统成本结构.....	20
图 9：质子交换膜电解水制氢工作原理.....	21
图 10：PEM 电解槽内部结构示意图.....	22
图 11：阳光电源发布全国最大功率 PEM 电解槽.....	22
图 12：PEM 电解槽成本明细构成.....	23
图 13：固态氧化物电解示意图.....	24
图 14：BLOOM 正式推出 SOEC 电解槽.....	24
图 15：AEM 电解水设备示意图.....	25
图 16：卧龙与 Enapter 签署“建立氢电解槽中国合资公司备忘录”.....	25
图 17：煤制氢成本测算（褐煤价格=600 元/吨）.....	26
图 18：煤制氢成本对煤炭价格敏感性测算.....	26
图 19：天然气制氢成本测算（天然气价格=2.5 元/m ³ ）.....	27

图 20: 天然气制氢成本对天然气价格敏感性测算	27
图 21: 甲醇制氢成本测算 (甲醇价格=2.5 元/kg)	28
图 22: 甲醇制氢成本对甲醇价格敏感性测算	28
图 23: ALK 制氢成本测算	29
图 24: PEM 制氢成本测算	29
图 25: ALK 电解水制氢单位成本 (元/kg, 单位电耗=5Kwh/Nm ³)	30
图 26: ALK 电解水制氢单位成本 (元/kg, 单位电耗=4Kwh/Nm ³)	30
图 27: 2030-2050 年全球氢气产量预测 (单位: 万吨)	32
图 28: 2012-2021 年我国氢气产量	32
图 29: 2021 年全球氢气需求结构	33
图 30: 2020 年中国氢气需求结构	33
图 31: 2050 年全球氢能需求结构预测	33
图 32: 氢气利用结构	34
图 33: 氢能建筑用燃料电池热电联供技术示意图	35
图 34: 氢储能技术及应用路线图	38
图 35: 2015-2022 年全球燃料电池汽车销量	41
图 36: 2022 年全球燃料电池汽车车辆类型销售占比	41
图 37: 2022 年各国燃料电池汽车销售占比	41
图 38: 2017-2022 年中国燃料电池汽车销量及增速 (单位: 辆)	42
图 39: 2017-2022 年中国燃料电池汽车保有量及增速 (单位: 辆)	42
图 40: 2022 年中国燃料电池汽车车辆类型销售占比	42
图 41: 2017-2022 年中国加氢站数量 (单位: 座)	44
图 42: 2050 年预计氢能在能源中占比	45
图 43: 不同制氢方式下氢量预测 (百万吨)	45
图 44: 2025-2050 年绿氢占比预测	47
图 45: 电解槽占 1MW 碱性电解水系统成本比重	47
图 46: 全球变暖持续进行	49
图 47: 全球每日二氧化碳排放量总量 (单位: Mt)	49
图 48: 碳税等碳定价工具全球分布	50
图 49: 部分发达经济体碳税税率情况 (单位: 美元/吨二氧化碳当量)	51
图 50: 2020-2050 年各类技术路线制氢成本趋势预测	52
图 51: 2023-2030 年全球电解水制氢规模及市场测算	53
图 52: 模块化电解槽制氢设备	55
图 53: 全新一代碱性电解水制氢设备 ALK Hi1 系列产品发布会	55
图 54: 阳光电源碱性电解槽	56
图 55: 阳光电源 PEM 电解槽	56
图 56: 1500Nm ³ /h 的碱性电解槽	57
图 57: 1500Nm ³ /h 的碱性电解槽下线公告	58

图 58: 公司业务领域.....	58
图 59: 1500Nm ³ /h 的碱性电解槽.....	59
图 60: 1000 标方电解槽产品.....	60
图 61: 氢气纯化装置.....	60
图 62: 绿电制氢智能系统.....	60
图 63: 绿电制氢智能系统核心部分.....	60
图 64: 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目效果图.....	61
图 65: 中韩示范区“可再生能源+PEM 制氢+加氢”一体化场站.....	61
图 66: 2022 年公司主营构成.....	63
图 67: 公司高压氢气球阀.....	63
图 68: 2017-2022 年公司螺杆机销量 (万台).....	64
图 69: 2018-2023Q1 公司营业总收入 (亿元).....	64
图 70: 冰轮环境产品布局覆盖全压力宽温区.....	65
图 71: 冰轮环境氢能压缩机.....	66
图 72: 2022 年公司主营构成.....	67
图 73: 2018-2023Q1 公司总营收 (亿元).....	67
图 74: 35MPa 和 70MPa III 型燃料电池储氢气瓶.....	68
图 75: 3000m ³ 球罐工程—山东滨华项目.....	69
图 76: 超高强度、高压储氢用材料及装备研究项目通过中期评审.....	69
图 77: 京城股份新一代车载储氢气瓶 IV 型瓶.....	71
图 78: 京城股份船用罐项目.....	71
图 79: 中集安瑞科储运氢装备.....	72
图 80: 中集安瑞科液氢储罐.....	72
图 81: 首批 30 辆 49 吨氢燃料电池牵引车下线仪式.....	74
图 82: 氢能自行车.....	76
表 1: 氢能与其他燃料对比.....	8
表 2: 氢的分类与特点.....	8
表 3: 不同制氢方法对比.....	10
表 4: 主流制氢技术路线成本对比 (单位: 元/kg).....	10
表 5: 2020-2023 年国家层面氢能产业相关政策.....	11
表 6: 部分地区氢能相关政策.....	12
表 7: 美国氢能发展相关政策.....	12
表 8: 日本氢能政策规划.....	13
表 9: 欧盟氢能政策目标梳理.....	14
表 10: 欧盟氢能政策目标梳理.....	14
表 11: 工业副产氢制氢综合成本及供应能力.....	17
表 12: 国内主流电解槽企业产能.....	18

表 13: 四种电解槽材料对比	18
表 14: 三种电解水技术路线总结比较	19
表 15: 碱性电解水制氢 BOP 辅助系统组成	21
表 16: PEM 电解水制氢 BOP 辅助系统组成	22
表 17: 碱性水电解制氢和 PEM 水电解制氢技术对比	23
表 18: 各国主要 SOEC 研发项目投入	24
表 19: 中国 AEM 相关企业动态	25
表 20: 各类副产氢成本	28
表 21: 焦炉煤气制氢成本测算	28
表 22: 不同储氢技术对比	30
表 23: 不同储氢技术未来发展重点	31
表 24: 部分世界组织碳减排与制氢规定	32
表 25: 中国工业领域氢能应用概览及企业推荐	34
表 26: 主要氢冶金示范项目梳理	34
表 27: 中国石化新疆库车绿氢示范项目基本信息	36
表 28: 其他国内大型绿氢示范项目介绍	37
表 29: 储能方式分类	39
表 30: 不同储能方式对比	39
表 31: 氢燃料重卡与纯电动重卡对比	40
表 32: 燃料电池车示范城市群申报情况	42
表 33: 2021-2022 年部分省份氢能产业发展规划梳理	43
表 34: 2022 年以来中东及阿拉伯国家重要氢能合作项目	45
表 35: 2022 年主要厂商的电解槽产量	47
表 36: 欧盟氢能项目梳理	48
表 37: 碳税政策分类	50
表 38: 部分国家（地区）碳税开征年份及税率	50
表 39: 碳税相关政策	51
表 40: 灰氢制备成本（含碳税）测算	52
表 41: 2019-2022 年阳光电源氢能项目	55
表 42: 25GW 风电离网制氢一体化项目	57
表 43: 2022-2023 年氢能项目	57
表 44: 公司氢能阀门产品	62
表 45: 公司全球核心制造基地及子公司布局	64
表 46: 2020-2023 年公司项目订单情况	64
表 47: 压缩机产品谱系	66
表 48: 中材科技各个基地生产的产品类型及其产能	68
表 49: 中材科技（苏州）的氢能领域相关的部分核心专利信息	68
表 50: 中材科技氢能规划	69

表 51: 兰石重装氢能领域研发新合作及市场新项目	70
表 52: 2025/2035 年兰石重装氢能装备产业规划	70
表 53: 中集安瑞科氢能板块相关产品及业务	71
表 54: 公司氢能第二个五年“五个一”战略	73
表 55: 公司旗下飞驰科技创多个行业第一	74
表 56: 飞驰科技氢燃料电池汽车生产制造技术的更新迭代	74
表 57: 公司主要氢燃料电池发动机产品参数	75
表 58: 2018-2021 年氢燃料电池车辆批量商业化运营地区推广进度	75
表 59: 2013-2021 年公司先后与福田、宇通、申龙等 30 多家主流车企实现合作	76
表 60: 公司主要共享氢能自行车产品参数	76
表 61: 永安行小功率燃料电池和微型太阳能制充氢一体机	77

一、行业：氢能应用场景广阔，绿氢发展潜力巨大

发展氢能是达到全球“双碳”目标的重要途径。氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，能帮助可再生能源大规模消纳，实现电网大规模调峰和跨季节、跨地域储能，加快推进工业、建筑、交通等领域的低碳化。目前全球氢能发展如火如荼，中国国家发改委、国家能源局联合印发了《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》确定了氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，海外对绿氢的重视程度也越来越高，2020年欧盟发布了《欧盟氢能战略》，旨在推动氢能在工业、交通、发电等全领域应用；同年美国发布《氢能计划发展规划》，指定多项关键技术经济指标，期望成为氢能产业链中的市场领导者。我们认为氢能的开发和利用有望引发深刻的能源革命，必须重视氢能行业的发展和投资机会。

1.1 氢能介绍：清洁能源零碳排放，符合双碳战略大有可为

氢能清洁低碳、热值高、来源多样、储运灵活，有望成为21世纪的“终极能源”。氢能是指以氢及其同位素为主体的反应中或氢状态变化过程中所释放的能量。与其他燃料不同，氢能可以利用化石燃料生产，也可以利用可再生能源来进行生产，其燃烧仅生成水，不会产生污染环境的物质，而且燃烧产生的热值较高，能通过能源载体和循环碳经济可以实现可持续的氢利用。

表 1：氢能与其他燃料对比

能量来源	储量	热值 MJ/kg	每 1 万大卡二氧化碳排放量 kg	性质
氢能	可电解制取	143	0	可再生
天然气	211 万亿立方米	50.80	2.217	不可再生
标准煤	1 万亿吨	29.307	4.763	不可再生
原油	2406.9 亿吨	41.816	3.370	不可再生

注：天然气热值按照 36.44MJ/Nm³折算。

资料来源：《全球油气储量报告》、蓝焰高科、西部证券研发中心

根据氢能生产来源和生产过程中的碳排放情况，可将氢分为灰氢、蓝氢、绿氢。灰氢是指通过化石燃料燃烧产生的氢气。蓝氢是指在制氢过程中增加 CCUS（Carbon Capture, Utilization and Storage）碳捕捉、利用与储存技术产生的氢气。绿氢是利用风电、水电、太阳能、核电等可再生能源制备出的氢气，制氢过程完全没有碳排放。

表 2：氢的分类与特点

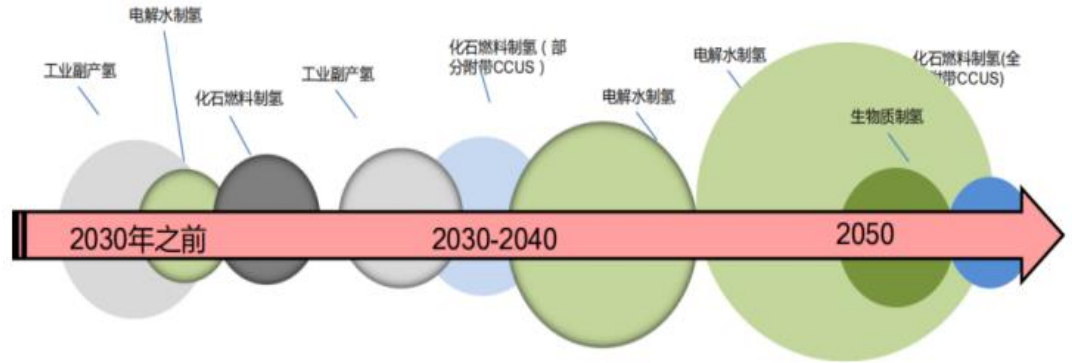
类别	时期	特点
灰氢	早期阶段（2020-2030）	碳基能源制取，可近似理解为工业副产氢，单个装置规模难以实现较为经济的碳捕捉、利用和封存。
蓝氢	中期过渡阶段(2025-2035)	碳基能源制取结合二氧化碳捕捉、利用与封存。通过大规模煤炭、天然气制氢，可以较为经济地实现 CCUS。
绿氢	最终目标(2030-2050)	可再生能源、核能电解水制取，实现全过程 100%绿色，为终端部门深度脱碳奠定基础

资料来源：国家能源局、西部证券研发中心

目前氢能主要以灰氢方式制取，绿氢占比有望快速提升。目前的氢气主要是灰氢，约占全

球氢气产量的 95%，灰氢在制备过程中会排放较多的二氧化碳。绿氢在制备过程中完全零排放且可以与可再生能源耦合，未来占比有望不断提高，逐步取代灰氢。

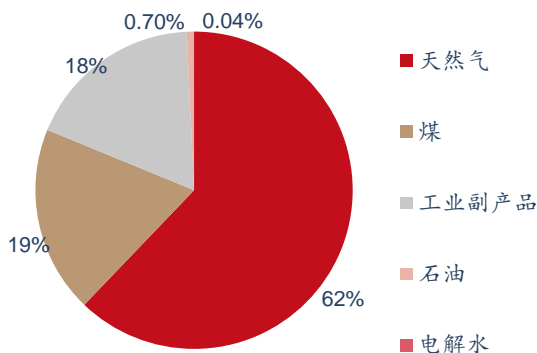
图 1：未来制氢路线展望



资料来源：IEA, 《中国氢能产业发展报告 2020》、西部证券研发中心

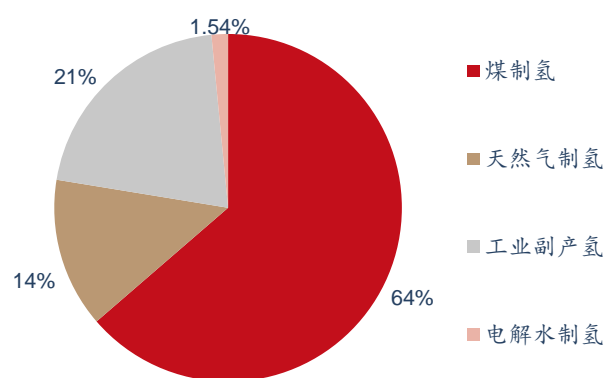
氢能制备方式多种多样，绿氢主要通过电解水制氢。目前全球制氢主要技术方式有煤制氢、天然气制氢、工业富产氢等。从全球来看，天然气制氢占据主要位置，2021 年份额达 62%，煤制氢占 19%，工业副产氢占比 18%，而电解水制氢仅占 0.04%。从国内看，煤制氢是我国主要的制氢来源，2021 年份额占制氢总量的 64%，工业副产氢占比 21%，天然气制氢占比 14%，而电解水制氢仅占 1.54%。煤制氢技术较为成熟、产量大且分布广、排碳量大，吨煤制氢 0.11~0.13 吨。天然气制氢耗水量小，氢气产率高，蒸汽重整制氢较为成熟，排碳量大，吨天然气制氢 0.23 吨。工业副产氢是指在生产化工产品时同时得到氢气，主要有焦炉煤气、氯碱化工、轻烃利用、合成氨醇等副产工艺。由于其显著的减排效果和较高的经济性优势，吨焦炭制氢 0.017 吨。电解水制氢主要工艺路线为碱性电解、PEM 电解和 SOEC 电解。其中碱性电解槽技术最为成熟，生产成本较低；PEM 电解水流程简单、能耗较高，启停速度快能较好配合风光的波动性，已经实现初步商用。

图 2：2021 年全球氢气产量结构



资料来源：Renewable hydrogen for the chemical industry、西部证券研发中心

图 3：2021 年中国氢气销量结构



资料来源：Renewable hydrogen for the chemical industry、西部证券研发中心

表 3: 不同制氢方法对比

制氢方法	优点	缺点
化石燃料制氢	技术成熟, 可满足近期所需	原料属不可再生能源, 储量有限, 有CO ₂ 、污染物排放
生物质制氢	属可再生能源, 资源分布广、储量大	产氢速率慢, 产氢生物种类单一
电解水制氢	技术比较成熟, 工艺简单, 无污染, 可制备高纯度氢	电耗巨大, 能量利用效率只有 20-30%
光解水制氢	无污染, 有工业应用潜力	光能转化率和产氢速率低, 离实用距离尚远
热化学循环水分解制氢	反应温和, 可匹配核能、太阳能作为热源等, 热效率较高, 可实现大规模工业化	步骤较多, 流程复杂, 需研制耐腐蚀高温材料和设备
光热化学循环水分解制氢	国际首创, 反应温度低, 操作简单易行, 兼具光化学热化学优势	研究刚起步, 反应机理需要更加深入阐明

资料来源:《氢能产业发展报告(2020)》、西部证券研发中心

制氢成本是制约氢能发展的主要因素。化石能源制氢技术成熟, 成本较低, 煤制氢成本普遍在 10.1-13.4 元/kg, 天然气制氢成本为 13.4-16.8 元/kg, 甲醇制氢成本约为 16.8-22.4 元/kg。工业副产氢具有经济优势和减少碳排放优势, 但是排放过程中含有腐蚀性气体会造成一定环境污染, 制氢成本约为 11.2-16.8 元/kg。电解水制氢成本目前普遍在 16.8-33.6 元/kg 左右, 相比化石能源制氢和副产氢成本较高, 主要系消耗电量较大, 但整个工艺过程简单无污染。生物制氢原材料成本低, 但是氢含量较低, 目前应用较少。

表 4: 主流制氢技术路线成本对比 (单位: 元/kg)

技术	原料	优点	缺点	生产成本 (元/kg)
化石/化工原料制氢	煤	技术成熟, 成本较低	环保性差, 储量有限	10.1-13.4
	天然气	技术成熟	环保性差, 储量有限	13.4-16.8
	甲醇	技术成熟	环保性较差, 受价格影响较大	16.8-22.4
电解水制氢	水、电	工艺过程简单无污染	消耗电量	16.8-33.6
化工副产制氢	氯碱、合成氨化肥工农业、炼钢水煤气	成本低	排放含有腐蚀性气体	11.2-16.8
生物制氢	农作物、藻类等	原材料成本低	氢含量较低	/

资料来源: 前瞻产业研究院、西部证券研发中心

现阶段电解水制氢成本较高主要是由于电解槽设备成本较高以及电费较高。未来随着技术进步, 电解槽成本有望进一步下降, 同时伴随风能, 太阳能发电技术的不断提升, 未来电费有望进一步下降。综合来看, 电解水制氢是未来制氢的主流路线。

1.2 政策梳理: 产业支持政策不断出台, 全球绿氢项目激增

全球多地出台政策助力氢能产业的发展, 绿氢市场认可度逐步提高。世界各国为了更好地应对气候变化以及实现能源结构转型, 愈加重视氢能产业的发展, 不断出台各项政策引领产业发展, 加大政府扶持力度, 降低制氢成本。根据国际能源署数据显示, 自 2021 年 2 月以来, 全球启动了超 131 个大型氢能开发项目, 并预计 2030 年全球氢能领域投资总额将达 5000 亿美元。尽管各国都在加快部署氢能产业, 但布局方式略有不同。中国、欧洲、美国等地已经将绿氢纳入国家氢能发展战略中, 未来发展前景可期。

1.2.1 中国：政策扶持力度大，产业发展环境较好

国家政策持续发力，大力推动氢能全产业链发展。从2020年氢能被列入能源范畴以来，氢能在低碳发展的战略地位愈加凸显。国家能源局等部门出台氢能相关政策，引领氢能产业快速发展，各地方政府也陆续出台政策大力发展氢能。陕西、吉林、江苏等地引发的推动氢能发展的政策，涉及氢能基础设施的建设、燃料电池汽车的推广、氢能产业生态体系的构建等多个领域。以《南京市加快发展储能与氢能产业行动计划(2023-2025年)》和《郑州市主城区燃料电池汽车加氢站布局专项规划(2022-2025年)》等为代表的地方氢能产业发展文件，均提出未来2025年发展目标，引导各地方氢能产业有序健康的发展。

表 5：2020-2023 年国家层面氢能产业相关政策

时间	部门	政策	相关内容
2020年4月	国家能源局	《中华人民共和国能源法(征求意见稿)》	氢能被列入能源范畴
2021年3月	国务院	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	明确将氢能列为前沿科技和产业变革重要领域，谋划布局一批未来产业
2021年9月	国务院	《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	推动加氢站建设；加强氢能生产、储存、应用关键技术研发、示范和规模化应用
2021年10月	国务院	《2030年前碳达峰行动方案的通知》	从应用领域、化工原料、交通、人才建设等多个方面支持氢能发展
2021年12月	工信部	《“十四五”工业绿色发展规划》	指出加快氢能技术创新和基础设施建设，推动氢能多元利用
2022年3月	发改委、国家能源局	《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》	明确了氢能在我国能源绿色低碳转型中的战略定位、总体要求和发展目标
2022年4月	工信部等六部委	《“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见》	要加快突破“绿氢”规模化应用等关键技术，推进炼化、煤化工与“绿电”、“绿氢”等产业耦合示范。
2022年7月	国家市场监管总局、发改委、工信部等16部委	《贯彻实施〈国家标准化发展纲要〉行动计划》	加强新型电力系统标准建设，完善风电、光伏、输配电、储能、氢能、先进核电和化石能源清洁高效利用标准。
2022年8月	工信部、国家发展改革委、生态环境部	《工业领域碳达峰实施方案》	推进氢能制储输运销用全链条发展。
2022年10月	国家能源局	《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》	开展氢制备、氢储存、氢运输、氢加注、氢能多元化应用等技术标准研制，支撑氢能“制储输用”全产业链发展。
2023年1月	国家能源局	《新型电力系统发展蓝皮书(征求意见稿)》	交通领域大力推动新能源、氢燃料电池汽车全面替代传统能源汽车。

资料来源：GGII、西部证券研发中心

表 6: 部分地区氢能相关政策

时间	城市	政策	相关内容
2023年1月	西安市	《西咸新区氢能产业发展三年行动方案》	2025年西咸新区氢能产业链企业数量达到100家，形成梯度层次分布企业结构；燃料电池系统生产能力5000套/年，产值规模突破300亿元
2023年2月	四平市	《四平市能源发展“十四五”规划》	计划到2025年，全省风电规模达到2200万千瓦，光伏发电规模达到800万千瓦
2023年2月	南京市	《南京市加快发展储能与氢能产业行动计划(2023-2025年)》	2025年，南京市将建成3座加氢站，推广300辆燃料电池汽车
2023年2月	郑州市	《郑州市主城区燃料电池汽车加氢站规划至2025年，主城区建设不少于100座加氢布局专项规划(2022-2025年)》	站；远景展望至2035年，主城区建设不少于230座加氢站

资料来源：GGII、西部证券研发中心

1.2.2 美国：发展路线明确，绿氢补贴丰厚

美国设定氢能长远发展目标，加强氢能全产业链技术储备，多项政策为其保驾护航。美国从1990年开始制定各项政策为氢能发展提供方向，并通过拨款研发费用、提供税收减免等方式大力发展氢能产业。2022年11月美国能源部发布《国家清洁氢能战略和路线图(草案)》提出到2050年清洁氢能将贡献约10%的碳减排量，到2030、2040和2050年美国清洁氢需求将分别达到1000、2000和5000万吨/年。同时美国还通过了《通胀削减法案》(IRA)和《两党基础设施法》(BIL)。IRA为每公斤绿氢提供3美元的补贴，降低制氢成本；BIL提供给100亿美元构建和完善氢能产业链各环节。

表 7: 美国氢能发展相关政策

阶段	时间	标志性政策	主要内容
第一阶段：氢能论证和构建形成“制、储、运、用”技术链	1990-2001年	1990年的《氢研究、开发及示范法案》和1996年的《氢能前景法案》，标志着美国政府确定氢能为未来能源发展的方向之一，开始开展氢能技术研究	制定氢能研发5年管理计划；投入1.6亿美元用于氢能生产、储运和应用技术研发；重点论证氢能技术的可行性
第二阶段：氢能技术发展方向遴选和重点领域(交通)关键美国核心技术研发	2002-2012年	2002年的《国家氢能发展路线图》，标志着美国氢能产业开发进入行动阶段； 2003年，发布《总统氢燃料倡议》； 2004年，发布《氢立场计划》； 2005年，通过《能源政策法案》	计划在5年内投资12亿美元研发氢能生产和储运技术，促进氢燃料电池汽车技术及相关技术设施在2015年前实现商业化；开展氢能与燃料电池项目；明确氢能产业发展要经过研发示范、市场转化、基础建设和市场扩张、建立氢能社会等4个阶段
第三阶段：氢能燃料电池及其配套技术的研发和推广应用	2013-2020年	2014年《全面能源战略》，确定氢能交通转型中的引领作用	2013年政府预算中，有63亿美元拨给美国能源部用于氢能、燃料电池、车用替代燃料等清洁能源研发，并对美国境内氢能基础设施实行30%-50%的税收减免； 在2019年实施的氢能计划中，拨4000万美元资助氢能技术研发，旨在通过技术早起应用推进氢能和燃料电池技术突破
第四阶段：在碳中和目标下，	2020-2030年	2020年11月，美国能源部发布《氢	提出未来10年及更长时期氢能研究、开发和示范的总体战

全面推动氢能发展，重点关注
绿氢技术的研发和应用推广

能计划发展规划》
2022年11月，美国能源部发布《国家清洁氢能战略和路线图（草案）》

略框架，明确氢能发展核心技术领域、需求和挑战，提出氢能技术主要经济目标，首次明确氢能是实现碳中和目标中的作用；
到2050年清洁氢能将贡献约10%的碳减排量，到2030、2040和2050年美国清洁氢需求将分别达到1000、2000和5000万吨/年

资料来源：美国能源部、西部证券研发中心

1.2.3 日本：政策导向明确，政企、科研合力推动氢能产业化

在保证本国能源安全的前提下，构建全球氢能产业链。日本最早从1973年开始氢能的相关研究，并于2013年将氢能发展上升为国策，2014年提出“氢能社会”的概念。2017年，日本发布的《氢能源基本战略》成为世界上首个国家层面的氢能发展政策，设立了在2030年左右建造商业规模的氢能产业链的目标。根据2019年修订的《氢能和燃料电池发展战略路线图》，计划未来10年投入3700亿日元扶植氢能产业；到2030年实现氢能年供应量300万吨，2050年实现氢能年供应量达到2000万吨。而日本逐渐意识到，氢能产业链的构建仅靠本国有限的资源难以实现。因此2021年《第六次能源基本计划》提出，建立国际氢能供应链，在全球范围内不断创造氢能需求。随着氢能战略的不断修改完善，发展方向愈加明晰，引导政府部门、企业和研究机构大力推进氢能发展利用。

表8：日本氢能政策规划

发布时间	政策规划
1973年	开展氢能生产、储运和利用相关技术研究，并为其提供财政支持
2013年	《日本再复兴战略》把发展氢能提升为国策
2014年	日本《第四次能源基本计划》将氢能定位为与电力和热能并列的核心二次能源，提出建设“氢能社会”
2014年6月	《氢能和燃料电池发展战略路线图》，制定了“三步走”发展计划，并于2016年、2019年进行了两次修订，明确了具体的发展路线，量化了发展目标，进一步细化和降低了成本目标值
2017年12月	《氢能基本战略》，提出到2030年实现每年30万吨的氢能产量，成本降至每标准立方米30日元；实现100万千瓦的发电装机规模，发电单价降至17日元/千瓦时；实现加氢站扩建至900所，氢燃料电池汽车、氢燃料电池巴士分别增至80万辆、1200辆，以及向530万家庭普及“家用燃料电池热电联供系统”（ENE-FARM）
2018年7月	日本《第五次能源基本计划》提出了日本国内能源供求结构以及节能技术创新趋势，为2030年新能源政策和2050年进一步发展提供基础
2019年11月	修订《氢能和燃料电池发展战略路线图》，计划未来10年投入3700亿日元扶植氢能产业；到2030年实现氢能年供应量300万吨，2050年实现氢能年供应量达到2000万吨；建设稳定的氢供应链，2030年前普及“20%氢、80%煤炭”混燃发电，2050年实现纯氢发电
2020年12月	日本公布《绿色增长计划》，提出在2030年代中期以电动汽车取代新型汽油动力汽车的目标，旨在2050年前实现碳中和目标
2021年10月	日本发布《第六次能源基本计划》，提出建立国际氢能供应链，推动氢能在制造业中的应用和生产方式转型，提升社会对氢能的需求

资料来源：日本政府官网、西部证券研发中心

1.2.4 欧洲：氢能将高速增长，战略目标宏伟

大规模部署绿氢，能源结构改革，实现脱碳经济。2020年欧盟发布的《欧洲氢能战略》，提出了未来30年渐进式的氢能发展路径，并将战略分成三个阶段，旨在2030年实现绿氢年产量超1000万吨，2050年前实现氢能的大规模部署以及应用，并让各行业实现脱碳。而俄乌冲突的发生使欧洲能源价格激增，加快了欧洲各国在氢能产业上的进程。欧盟于2022年发布的“Repower EU”计划，再次强调了在2030年氢能产量要实现每年1000万吨国内可再生氢能的生产和1000万吨绿氢进口的目标，并于2023年通过可再生能源指令要求的两项授权法案，推动氢能产业的发展。与此同时，为了解决制氢成本高等问题，欧盟专门成立了欧洲氢能银行，并投资30亿欧元助力欧洲氢能的发展。

欧盟各国相继颁发国家氢能战略，德法等五国集体解锁绿氢产能。在《欧洲氢能战略》颁布后几个月内，德国、法国、意大利等国相继发布《国家氢能战略》，对未来氢能产业、燃料电池产业等设立政策框架和目标。德国通过《国家氢能战略》，不仅计划在2030年达到5GW的电解槽容量，即14TWh的绿氢生产，还积极寻找海外氢能供给，并与多国签订氢能项目合作协议。法国于2020年9月发布《国家氢计划》，预计在未来10年投入72亿欧元助力氢能产业研发生产，致力成为全球绿氢产业引领者。法国、德国、荷兰、葡萄牙和西班牙在内的五个欧盟成员国的整体目标是，到2030年在低生产情景下达到20.5GW的绿氢产能，在高生产情景下达到22GW的绿氢产能，共同助力欧洲氢能战略的完成。

表 9：欧盟氢能政策目标梳理

政策	发布时间	目标/内容		
		2024年	2030年	2050年
欧洲氢能战略	2020年7月	全欧的绿氢制备总功率将达到6GW，绿氢年产量超过100万吨	安装至少40GW可再生电解槽，欧盟的绿氢年产能将超过1000万吨	注重氢能能源密集产业的大规模应用，覆盖所有难以脱碳的行业
“Repower EU”计划	2022年5月		1000万吨国内可再生氢能生产和1000万吨进口绿氢	
可再生能源指令要求的两项授权法案	2023年2月		规定了三种可以被计入可再生能源的氢气：直接连接新的可再生能源发电机所产生的氢气，在可再生能源比例超过90%的地区采用电网供电所产生的氢气，以及在低二氧化碳排放限制的地区签订可再生能源电力购买协议后采用电网供电来生产氢气	

资料来源：欧盟委员会、西部证券研发中心

表 10：欧盟氢能政策目标梳理

国家	绿氢产能	氢燃料电池车目标	氢产业结构	资金规模
法国	到2030年电解槽产能将达到6.5GW	到2028年将达到2-5万辆乘用车和到2028年将达到400-1000个加氢站	到2023年，绿氢在氢气中的比例将达10%；到2028年将达到20-40%	2020-2030年将投资70亿欧元发展绿色氢能
德国	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70亿欧元用于升级氢气相关需求将超过80TWh；到2050年精炼业技术；36亿欧元用于清洁汽车和氢气生产转型对绿氢需求达到22TW	购买；34亿欧元用于加油和充电基础设施建设
意大利	到2030年达到5GW的电解槽容量	到2030年氢燃料电池长途汽车将达到4000辆，同时逐步用氢燃料火车2%；到2050年氢能在全能能源供应的亿欧；交通领域投入20亿-30	到2030年氢气将占最终能源需求的绿氢项目投资金额为50亿-80	

国家	绿氢产能	氢燃料电池车目标	氢产业结构	资金规模
荷兰	到 2025 年将达到 0.5GW 的电解槽容量; 到 2030 年将达到 3-4GW 的电解槽容量	取代柴油火车 到 2025 年将达到 1.5 万辆氢燃料电池汽车和 3000 辆重型汽车; 到 2030 年将达到 50 个加氢站; 到 2030 年将达到 30 万辆氢燃料电池汽车	占比提升至 20%	亿欧元
葡萄牙	到 2030 年, 电解槽容量将达到 2-2.5GW	到 2030 年, 公路运输中的氢能占燃料消耗的 5%; 到 2030 年国内海上运 1.5%-2%; 到 2030 年, 向天然气网络中投资绿氢项目 2030 年达到 50-100 个加氢站	到 2030 年, 最终能源消耗中绿氢占比到 2030 年将会有 70-90 亿欧元	
西班牙	到 2030 年, 电解槽容量将达到 4GW	到 2023 年, 计划 150-220 辆氢燃料电池公共汽车; 5000-7500 辆轻型和重型燃料电池汽车; 100-150 个加氢站	到 2030 年, 绿氢占氢气总消耗量的 25%	到 2030 年绿氢项目投资额约为 90 亿欧元

资料来源: Stratas Advisors、HyResource、西部证券研发中心

二、产业链：制氢环节是核心，储运及应用环节快速发展

氢能产业链分为上游制氢环节，中游储运氢环节以及下游应用环节。对于上游制氢环节而言，电解槽是核心装置，电解槽厂商也是行业内主要玩家，本报告对上游目前主要制氢路径以及成本进行了详细梳理和拆分，电解水制氢目前成本仍然偏高，但是考虑未来碳税的征收以及绿氢成本持续降低，绿氢与灰氢成本差距有望逐步收敛。随着氢能产业链的发展，氢能储运如储氢瓶、氢能压缩机、氢能阀门，下游氢燃料电池企业、氢能自行车等领域均迎来较大的发展机遇，值得长期关注。

2.1 上游：制氢环节

灰氢成本优势明显，绿氢零碳排放具备发展潜力。目前氢气的制备主要技术工艺有热化学制氢和水电解制氢，其中热化学制氢技术主要有化石能源制氢及化工原料制氢。化石能源制氢包括水煤气制氢、天然气重整制氢等，目前已经进行工业生产，技术相对成熟，但用此法制氢发电，能量转换效率低，经济性差，CO₂ 排放量大。根据中国氢能联盟研究院研究显示，2019 年我国氢气生产中有超过 60% 的氢气是煤制氢。在未来一段时期内，由于资源禀赋和新制氢技术尚未成熟，煤制氢仍是我国氢气的主要来源。

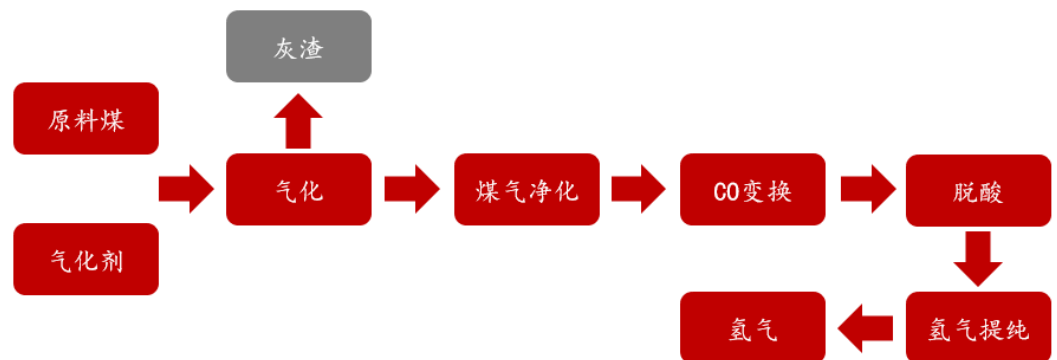
2.1.1 煤制氢

以煤为原料制氢气的方法主要有两种：

一是**煤气化制氢**。煤气化是指在高温常压或高温高压条件下，煤与水蒸气或氧气（空气）反应转化为以氢气和 CO 为主的合成气，再将 CO 经水气变换反应得到氢气和 CO₂ 的过程。煤气化制氢工艺成熟，目前已实现大规模工业化。传统煤制氢采用固定床、流化床、气流床等工艺，碳排放较高。

二是**煤超临界水气化制氢，是新型煤制气工艺**。超临界水气化过程是在水的临界点以上（温度大于 647K，压力大于 22MPa）进行煤的气化，主要包括造气、水气变换、甲烷化三个变换过程。可以有效、清洁地将煤转换为 H₂ 和纯二氧化碳。2022 年 8 月南控集团下属景隆公司与新锦盛源公司签约开展煤炭超临界水气化制氢项目合作。

图 4：煤气化制氢流程图



资料来源：公司官网、西部证券研发中心

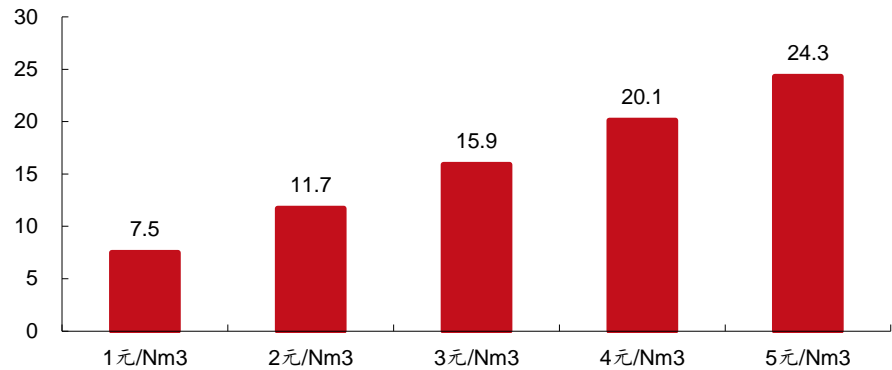
煤制氢成本优势明显，但其碳排放量高，环保压力大。2021年我国煤制氢产量约 2100 万吨。产出的氢气主要应用于汽油加氢、粗柴油加氢、燃料加氢脱硫以及合成氨等。在不考虑碳价的情况下，当前煤气化制氢的成本最低，在无 CCS(碳捕捉和储存) 技术的情况下每公斤氢气制取成本为 11 元，在结合 CCS 技术的情形下每公斤氢气制取成本为 20 元。但是煤气化制氢每生产一公斤 H₂ 的碳排放水平为 19.94kgCO₂~29.01kgCO₂，相当于天然气重整制氢碳排放水平的两倍。在全球碳中和的目标导向下，煤气化制氢成本优势恐难持续，据 IEA 预计，在考虑碳价的情况下，煤制氢的成本优势将逐渐消失。

2.1.2 天然气制氢

天然气制氢是以天然气为原料，用水蒸气作为氧化剂，来制取富氢混合气。制氢包含两个过程：天然气脱硫过程和甲烷蒸汽转化过程。与煤制氢相比，天然气制氢温室气体排放量相对较少。天然气制氢的本质是以甲烷中的碳取代水中的氢，碳起到化学试剂作用并为置换反应提供热量，产生的氢大部分来自水，小部分来自天然气本身。根据《考虑碳排放的化石能源和电解水制氢成本》研究，天然气制氢的 CO₂ 的排放量约为 0.43 kg/(Nm³ H₂)。

天然气制氢缺乏原料保障和政策支持，且不具备经济性。天然气制氢是目前全球氢气的主要来源，已成为欧美、中东等天然气资源丰富地区的主流制氢工艺。然而，我国天然气资源较贫瘠，国内目前天然气约 40% 依赖进口，在国际局势复杂多变的背景下，天然气制氢缺乏原料保障和政策支持。再有，根据天然气价格的变化，天然气制氢成本在 7.5 元/kg~24.3 元/kg 之间，不具备经济优势。近几年部分天然气制氢项目的投资强度在 0.6 万元/Nm³.H₂-1.4 万元/Nm³.H₂，如需要达到高纯氢 4N 级标准且具备加氢能力，参照中石化茂名氢燃料电池项目投资强度，预计投资强度达到 2.9 万元/Nm³.H₂ 左右。

图 5: 天然气制氢成本变化趋势 (横坐标为天然气价格: 元/kg)



资料来源:《中国氢能产业发展报告 2020》、车百智库、西部证券研发中心

2.1.3 工业副产氢

我国工业副产氢规模有一定的提升潜力。工业副产氢是指在生产化工产品的同时得到的氢气,主要有焦炉煤气、氯碱化工、轻烃利用(丙烷脱氢、乙烷裂解)、合成氨合成甲醇等工业的副产氢,工艺路线和制氢综合成本具体如下。

- 1、氯碱副产制氢:氯碱工业生产以食盐水为原料,利用隔膜法或离子交换膜法等生产工艺,生产烧碱、聚氯乙烯(PVC)、氯气和氢气等产品。
- 2、焦炉煤气制氢:焦炉煤气是炼焦的副产品,焦炉煤气制氢工序主要有:压缩和预净化、预处理、变压吸附和氢气精制。
- 3、合成氨和合成甲醇副产气:根据《中国氢能产业发展报告 2020》,目前中国氢气消耗结构中用于合成氨、合成甲醇的氢气消耗量占比达 50%以上。合成氨、合成甲醇在生产过程中会有含氢气的合成放空气(降低惰性气体含量的气体)和驰放气(随液氨夹带的不凝性气体)排出,氢气含量在 18%-55%之间。
- 4、轻烃裂解制氢:主要有丙烷脱氢(PDH)和乙烷裂解等 2 种路径。轻烃裂解的氢气杂质含量低于焦炉气制氢,纯度较高。
- 5、合成氨和合成甲醇副产气:合成氨、合成甲醇企业可回收利用合成放空气和驰放气实现氢气外供。

当前工业副产氢基本为各企业自产自自用,较难统计。根据中国电动汽车百人会统计,从工业副产氢的放空现状看,当前供应潜力可达到 450 万吨/年,能够支持超过 97 万辆公交车的全年运营。

表 11: 工业副产氢制氢综合成本及供应能力

工业副产制氢方式	制氢综合成本 (元/kg)	现有年制氢能力
氯碱副产	13.4-20.2	33 万吨
焦炉煤气	9.3-14.9	271 万吨
轻烃裂解	PDH	14.0-20.2
	乙烷裂解	15.1-20.2

工业副产制氢方式	制氢综合成本 (元/kg)	现有年制氢能力
合成氨和合成甲醇	14.6-22.4	118 万吨
合计		450 万吨

资料来源：中国化工信息、西部证券研发中心

2.1.4 电解水制氢

电解水制氢是指水分子在直流电作用下被解离生成氧气和氢气，分别从电解槽阳极和阴极析出。根据工作原理和电解质的不同，电解水制氢技术通常分为四种，分别是碱性电解水技术（ALK）、质子交换膜电解水技术（PEM）、高温固体氧化物电解水技术（SOEC）和固体聚合物阴离子交换膜电解水技术（AEM）。

电解水制氢技术以碱性电解为主，PEM 电解决次之。“双碳”目标提出后，国内电解水制氢项目规划和推进逐步加快，2022 年国内碱性电解槽企业已披露产能接近 11GW，碱性电解水制氢技术已完成商业化进程，产业链发展成熟，且具备成本优势，已实现大规模应用；PEM 电解水技术则处于商业化初期，产业链国产化程度不足，电解槽双极板、膜材料以及铂、铱等贵金属催化剂材料成本更高且极度依赖进口；高温固体氧化物电解水技术和固体聚合物阴离子交换膜电解水技术还处于研发示范阶段，未实现商业化应用。

表 12：国内主流电解槽企业产能

电解水装备企业	2022 年产能
中船（邯郸）派瑞氢能科技有限公司	1.5GW（碱性+PEM）
西安隆基氢能科技有限公司	1.5GW
考克利尔竞立（苏州）氢能科技有限公司	1GW
天津市大陆制氢设备有限公司	1GW
阳光氢能科技有限公司	1GW
苏州希倍优氢能科技有限公司	1GW

资料来源：各政府网站、势银、西部证券研发中心

水电解制氢四种技术基本原理相同，但在电解槽材料和电解反应条件上存在差异。四者都在氧化还原反应过程中，阻止电子的自由交换，将电荷转移过程分解为外电路的电子传递和内电路的离子传递，从而实现氢气的产生和利用，技术成熟度、运行温度、电流密度等材料及反应条件各异。

表 13：四种电解槽材料对比

类型	碱性电解槽（AWE）	质子交换膜电解槽（PEM）	固体氧化物电解槽（SOEC）	阴离子交换膜电解槽（AEM）
电解液	氢氧化钾（KOH）	PFSA 膜	氧化钇稳定氧化锆（YSZ）	苯乙烯类聚合物（DVB）
电极/催化剂（氧侧）	镀镍穿孔不锈钢	氧化铱	钙钛矿（如 LSCF、LSM）	镍铁合金
电极/催化剂（氢侧）	镀镍穿孔不锈钢	铂炭黑	镍-钨稳定的氧化锆	镍
阳极多孔传输层	镍网	镀铂多孔金属钛	粗镍网或泡沫镍	/
阴极多孔传输层	镍网	烧结多孔钛或碳布	/	/
双极板阳极	镀镍不锈钢	镀镍钛	/	/
双极板阴极	镀镍不锈钢	镀金钛	镀钴不锈钢	/
框架和密封	PSU,PTFE,EPDM	PTFE,PSU,ETFE	玻璃陶瓷	/

资料来源：国际可再生能源署、《中国氢能产业发展报告》、《中国氢能及燃料电池产业白皮书》、西部证券研发中心

表 14：三种电解水技术路线总结比较

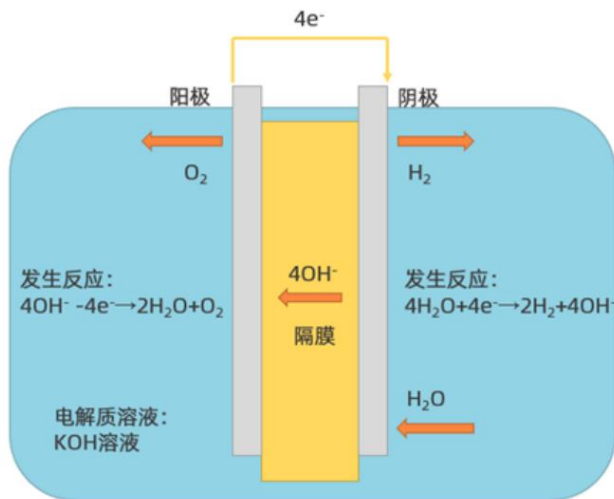
类型	碱性电解槽 (AWE)	质子交换膜电解槽 (PEM)	固体氧化物电解槽 (SOEC)	固体聚合物阴离子交换膜电解槽 (AEM)
技术成熟度	大规模应用	小规模应用	试验研发、尚未商业化	试验研发、尚未商业化
运行温度	70-90°C	70-80°C	600-1000°C	40-60°C
电流密度	0.2-0.4A/cm ²	1.0-2.0A/cm ²	1.0-10.0A/cm ²	1.0-2.0A/cm ²
单台装置制氢规模	0.5-1000Nm ³ /h	0.01-500Nm ³ /h	/	/
电解槽能耗	4.5-5.5kWh/Nm ³	3.8-5.0kWh/Nm ³	2.6-3.6kWh/Nm ³	4.5-5.5kWh/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	启停快
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	有腐蚀性液体，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	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	/	/
与可再生能源的结合	适用于稳定电源的装机容量较大的电力系统	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	/
商业特点	技术成熟，商业化程度高，投资少	国外已经商业化，国内小规模应用，投资高	处于实验室研发阶段，尚未产业化	处于实验室研发阶段，尚未产业化
优点	技术成熟、成本低、易于实现大规模应用	电流密度高、体积小重量轻、无碱液带来的腐蚀、产品气体纯度较高，间歇性电源适应性强、易于实现与可再生能源结合。	高温电解能耗低、可采用非贵金属催化剂，转化效率高，单机容量大，无腐蚀性电解液。	纯水体系无腐蚀，可低温电解和低成本阳极析氧催化剂，无污染
缺点	电流密度低、体积和重量大、碱液有腐蚀性，电能消耗较大、需要稳定电源	设备成本较高，催化剂成本高且稀缺。	装置体积较大，存在电机材料稳定性问题、需要额外加热，高温限制材料选择。	低电压下无法实现稳态性能和高稳定性，活性贵金属成本高

资料来源：国际可再生能源署、西部证券研发中心

1) 碱性电解水制氢

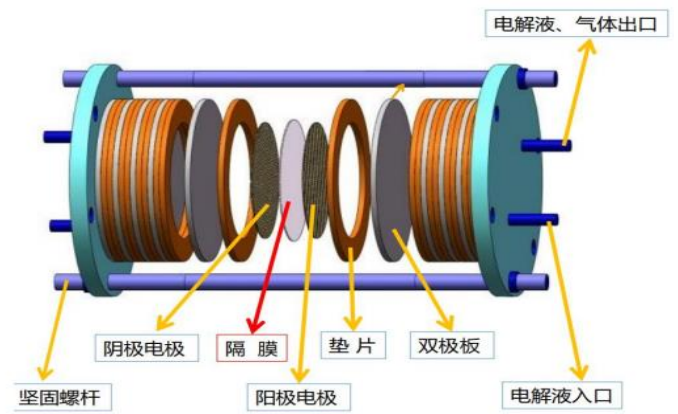
碱性电解水制氢是指在碱性电解液环境下进行电解水制氢的过程，电解液一般为 KOH 或 NaOH 水溶液。将电解质溶液置于电解槽内，通过隔膜将槽体分为阴、阳两室，各电极置于其中，电流在一定电压下通过电极将水分解，在阳极产生氧气，在阴极产生氢气，以此达到制氢目的。

图 6：碱性电解水制氢工作原理



资料来源：势银、西部证券研发中心

图 7：碱性电解槽示意图

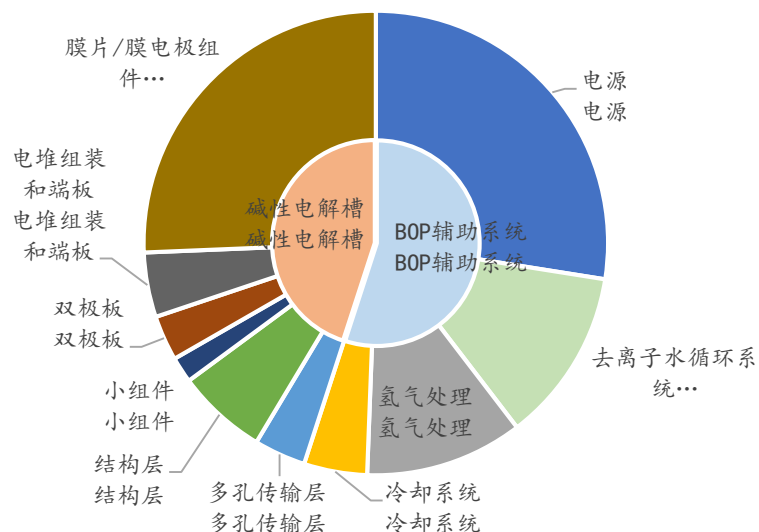


资料来源：碳能科技、西部证券研发中心

碱性电解水制氢系统主要包括碱性电解槽主体和 BOP 辅助系统。碱性电解槽由电极、电解液、隔膜及极板、垫片等零部件组成，其中隔膜通常为石棉或者为高分子复合材料，电极一般采用镍基金属材料，极板通常采用铸铁金属板、镍板或不锈钢金属板。碱性电解槽工作温度一般为 70-90℃，产生的氢气纯度在 99% 以上，经分离后的氢气需要脱除其中的水分和碱液。一般电解槽需要降低电压增大电流以提高转化效率，成本与其制氢能力有关，制氢能力越大，成本越高。碱性电解水制氢装置 BOP 辅助系统包括八大系统：电源供应系统、控制系统、气液分离系统、纯化系统、碱液系统、补水系统、冷却干燥系统及附属系统。

碱性电解水制氢是目前发展最为成熟的制氢技术，具备槽体结构简单、安全可靠、运行寿命长、操作简便、售价低廉等优点，是市场上主要的电解制氢方式，广泛应用于冶金、医药、储能、食品等行业。

图 8：碱性电解槽系统成本结构



资料来源：艾邦氢能技术网、西部证券研发中心

表 15: 碱性电解水制氢 BOP 辅助系统组成

系统	设备	作用
电源供应系统	整流器、变压器	将交流电转化为稳定的直流电源
控制系统	制氢控制系统、PLC 控制柜	实时监测装置内温度、压力、流量、气体纯度等
气液分离系统	气液分离罐、捕滴器、气体冷却器	将氢气和氧气分别与碱液分离
纯化系统	纯化设备	气体提纯
碱液系统	碱液箱、碱液过滤器、碱液循环泵	保证碱液的稳定、连续供给
补水系统	补水泵、水箱	保证水源的稳定、连续供给
冷却干燥系统	换热器、冷却器	降温或冷却从干燥器出来的再生气体
附属系统	氮气吹扫系统、附属框架、管阀件	调节阀、氢气纯度检测仪、氧气纯度检测仪、液位计、压力表、流量计等

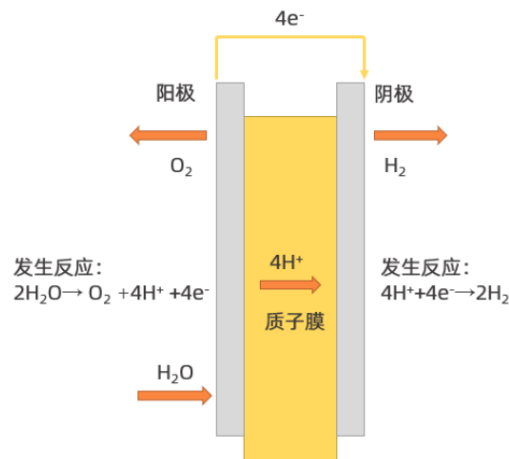
资料来源：各政府网站、势银、西部证券研发中心

2) 质子交换膜电解水制氢 (PEM)

质子交换膜电解水制氢技术简称 PEM (Proton exchange membrane), 和碱性电解水制氢的区别是, PEM 电解制氢使用质子交换膜作为固体电解质替代碱性电解槽使用的隔膜和碱性电解液, 避免了潜在的碱液污染和腐蚀问题, 安全性更高。

质子交换膜电解水制氢同样是纯水发生电化学反应分解产生氧气和氢气的过程。电解水的能源则利用太阳能、风能和水力发电等零碳能源, 制氢过程无污染排放, 是最清洁环保的“绿氢”。

图 9: 质子交换膜电解水制氢工作原理



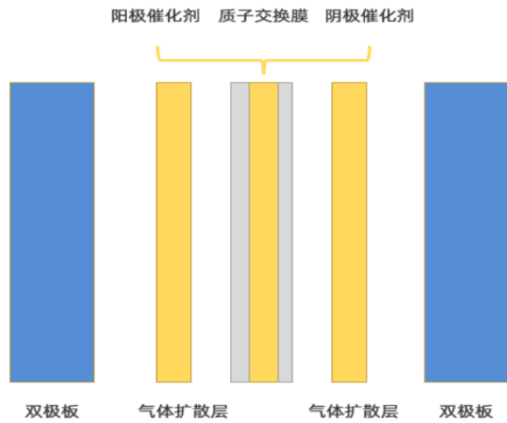
资料来源：势银、西部证券研发中心

PEM 电解水制氢系统由 PEM 电解槽和辅助系统 (BOP) 组成。PEM 电解槽结构与燃料电池类似, 主要部件由内到外依次是质子交换膜、阴阳极催化层、阴阳极气体扩散层、双极板等。其中扩散层、催化层与质子交换膜组成膜电极, 是整个水电解槽物料传输以及电化学反应的主场所, 膜电极特性与结构直接影响电解槽的性能和寿命。PEM 电解水制氢装置辅助系统包括四大系统: 电源供应系统、氢气干燥纯化系统、去离子水系统和冷却系统。

质子交换膜电解槽被认为是极具发展前景的水电解制氢技术。采用高分子聚合物质子交换

膜替代了碱性电解槽中的隔膜和液态电解质，具有工作电流密度更高，总体效率更高，氢气体积分数更高，产气压力更高，动态响应速度更快等优势，能适应可再生能源发电的波动性。很多电解制氢项目开始选择 PEM 技术，已在加氢站现场制氢、风电等可再生能源电解水制氢、储能等领域得到示范应用并逐步推广。

图 10: PEM 电解槽内部结构示意图



资料来源：国际可再生能源署、中国节能协会氢能专业委员会、西部证券研发中心

图 11: 阳光电源发布全国最大功率 PEM 电解槽



资料来源：公司官网、西部证券研发中心

表 16: PEM 电解水制氢 BOP 辅助系统组成

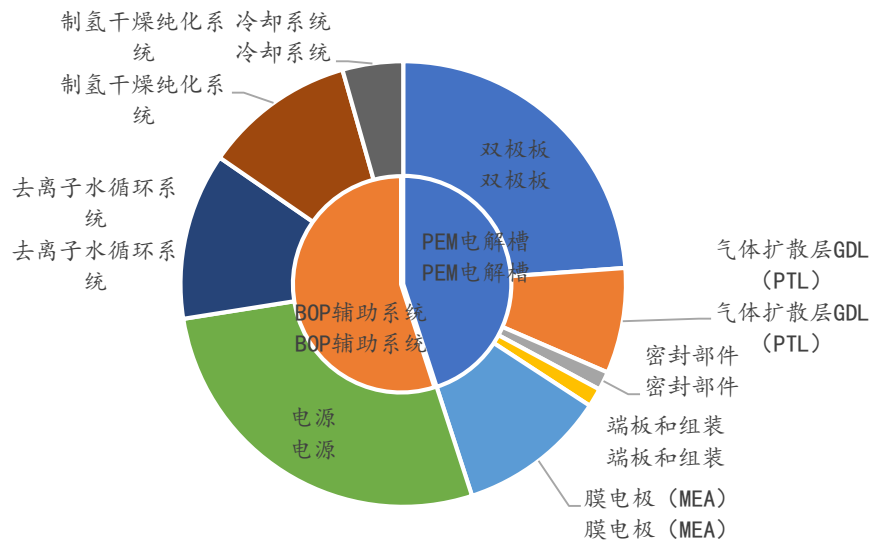
系统	设备	作用
电源供应系统	电流传感器、变压器	将交流电转化为稳定的直流电源
干燥纯化系统	氢气纯化设备及相关仪表阀门	对生产的氢气进行干燥和纯化
去离子水系统	氧气分离器、循环泵及相关仪表阀门	为电解槽提供达标的去离子水
冷却系统	换热器、冷却泵、冷凝器	降温或冷却从干燥器出来的气体

资料来源：各政府网站、势银、西部证券研发中心

投资和运行成本高仍然是 PEM 电解水制氢亟待解决的主要问题。过去 5 年，PEM 电解槽成本已下降了 40%，但由于商业化时间不够长，PEM 电解槽制造成本仍远高于碱性电解槽，为相同规模碱性电解槽的 3-5 倍。由于 PEM 电解槽需要在强酸性和高氧化性的工作环境下运行，因此设备极度依赖价格昂贵的铈、铂、钛等贵金属；质子交换膜作为 PEM 电解槽的核心零部件之一，性能好坏直接影响电解槽的运行效率和寿命，其生产技术长期被欧美和日本垄断，十分依赖进口，这些都是可能制约国内 PEM 电解水制氢产业链发展的问题。

PEM 电解槽成本存在下降空间。随着氢能行业的发展，氢气需求的增加，以及技术的进步，叠加可再生能源电力成本的下降和产氢数量的增加，PEM 电解槽成本或将逐步下降。如果考虑用地面积，即土地成本，PEM 电解槽更加紧凑，同等规模下 PEM 占地面积几乎为碱性装置的一半，在土地昂贵的地区 PEM 电解槽优势更加明显，结合其效率高、能耗少、响应快、负载高等优势，PEM 电解槽将是未来电解制氢的主流方向。

图 12: PEM 电解槽成本明细构成



资料来源: 艾邦氢能技术网、西部证券研发中心

表 17: 碱性水电解制氢和 PEM 水电解制氢技术对比

技术经济指标	碱性水电解		PEM 水电解	
	现在状态	未来目标	现在状态	未来目标
电流密度/(A·cm ²)	0.2-0.4	<0.8	1-2	1.5-3
压力/Mpa	<3	6	<3	10
系统效率/%	62-82	67-87	74-87	82-93
H ₂ 电耗/(kWh·m ⁻³)	4.5-6.5	4.3-5.7	4.5-5.5	4.1-4.8
电解系统额定功率/MW	150	-	10-20	100
单堆产氢量/(m ³ ·h ⁻¹)	760-1000	1500	30	250
堆寿命/h	90000	90000	<50000	<60000
系统寿命/a	20-30	30	10-20	20-30
氢气纯度/%	99.90	-	>99.99	-
动态响应速度/s	<60	-	数秒	-
投资/(美元·kW ⁻¹)	850-1500	800	2000-3000	800-1300

资料来源: 中国节能协会氢能专业委员会、西部证券研发中心

3) 高温固态氧化物电解水制氢 (SOEC)

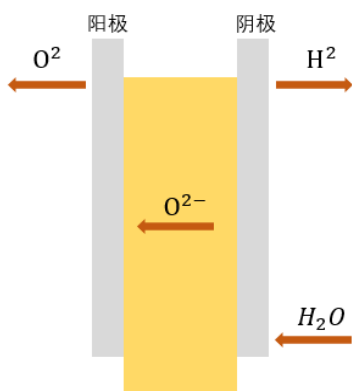
高温使得制氢过程电化学性能提升, 效率更高。高温固态氧化物电解水制氢简称为 SOEC (Solid Oxide Electrolysis Cell), 采用固体氧化物为电解质材料, 工作温度 800-1000°C, 制氢过程电化学性能显著提升, 效率更高。在高温下, SOEC 电解设备会减少对电能的需求, 转而提升对废热的利用率, 因此热能资源丰富的地区或废热较多的额工业区是 SOEC 示范项目的理想场地, 未来当可再生能源或先进核能供应充足时, SOEC 可能成为大规模制氢的路线之一。

目前 SOEC 电解水制氢技术仍处于实验阶段, 商业化产品较少, 国外推出的产品相对较

多。国内中科院大连化学物理研究所、清华大学、中国科技大学在该领域进行研究探索，而国外 SOEC 技术研究集中在美国、日本和欧盟，主要机构包括三菱重工、东芝、京瓷、爱达荷国家实验室、Bloom Energy、托普索等，研究聚焦在电解池电极、电解质、连接体等关键材料与部件以及电堆结构设计及集成方面。

固态氧化物电解具有高效、环境友好、可与可再生能源结合等优点，但也面临着制备工艺、材料稳定性等挑战。SOEC 电解槽电极采用非贵金属催化剂，阴极材料选用多孔金属陶瓷 Ni/YSZ，阳极材料选用钙钛矿氧化物，电解质采用 YSZ 氧离子导体，全陶瓷材料结构避免了材料腐蚀问题。高温高湿的工作环境使电解槽选择稳定性高、持久性好、耐衰减的材料受到限制，也制约 SOEC 制氢技术应用场景的选择与大规模推广。

图 13：固态氧化物电解示意图



资料来源：中国节能协会氢能专业委员会、西部证券研发中心

图 14：BLOOM 正式推出 SOEC 电解槽



资料来源：BLOOM 官网、西部证券研发中心

表 18：各国主要 SOEC 研发项目投入

投资主体	时间	投资金额	项目内容
美国康明斯	2021 年 9 月	500 万美元	SOEC 电堆自动化组装、生产研发
欧盟	2020 年 1 月	975 万欧元	旨在五年内将 SOEC 的技术成熟度由 TRL7 提升至 TRL8，并制定如下 KPI： - 系统电能消耗（标准工作状况）≤ 39kW/kgH2 - 电堆衰减速率 ≤ 1.2%/1000 小时 - 可运营时间 ≥ 98% - 单位投资成本（日产 1 公斤氢气产能）≤ 2,400 欧元 - 年运行、维护成本（日产 1 公斤氢气）≤ 120 欧元
德国 Sunfire 与 15 家由其领导的合作伙伴	2022 年 6 月	3300 万欧元	SOEC 电解槽系统优化、制造工艺和批量生产

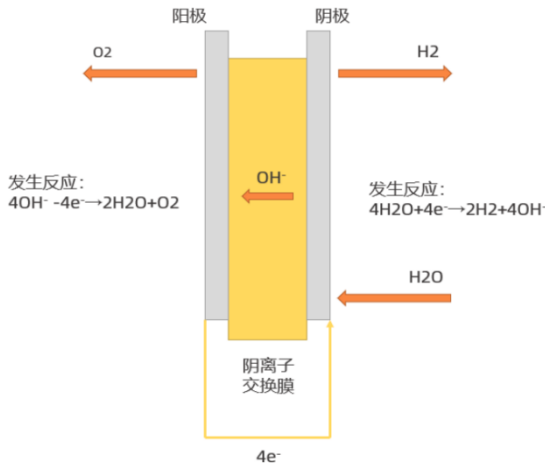
资料来源：政府官网、公司官网、西部证券研发中心

4）固体聚合物阴离子交换膜电解水制氢（AEM）

AEM（Anion Exchange Membrane）是固体聚合物阴离子交换膜水电解的简称。AEM 电解水设备运行时，水从阴极参与还原反应生成氢气和氢氧根离子，氢氧根离子通过聚合物阴离子交换膜到达阳极参与氧化反应生成氧气和水。AEM 综合了碱性电解水技术和 PEM 电解水技术的优势，较碱性电解水技术响应速度更快、电流密度更高，较 PEM 电解水技术制造成本更低。

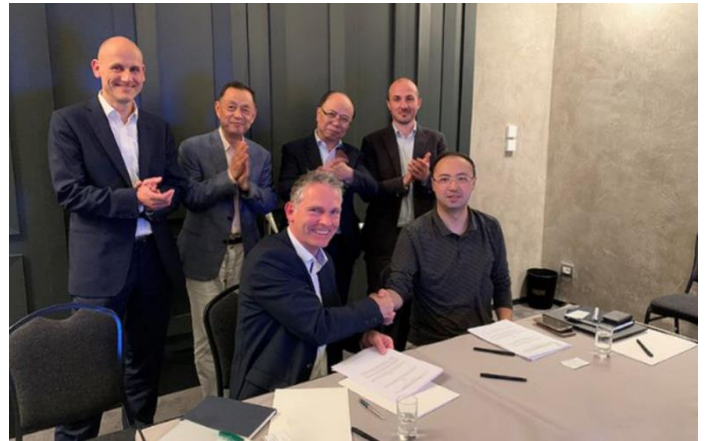
AEM 电解水技术研发示范项目较少。AEM 电解水技术是目前较为前沿的电解水技术之一，在世界范围内仅有少数公司在尝试将其商业化，相关应用及示范项目也极少。Enapter 公司是少数生产出商业化 AEM 制氢设备的企业，2021 年推出 AEM 电解水制氢系统，系统由 420 个制氢模块组成，制氢规模达到 0.5 Nm³/h，同年开始 AEM 产线建设，每月可产 1 万台 AEM 水电解标准化模块。2023 年初，国内卧龙集团与 Enapter 公司在意大利签署合作备忘录，将在中国同步开展氢电解槽及相关业务。国内在 AEM 制氢领域布局的公司相对较少，北京未来氢能科技和稳石氢能是其中比较有代表性的企业。

图 15: AEM 电解水设备示意图



资料来源：势银、西部证券研发中心

图 16: 卧龙与 Enapter 签署“建立氢电解槽中国合资公司备忘录”



资料来源：卧龙集团公司官网、西部证券研发中心

表 19: 中国 AEM 相关企业动态

企业名称	相关动态
北京未来氢能科技	于 2022 年 8 月开始建设 AEM 制氢设备中试基地，包含阴离子交换膜、金属双极板和催化剂等关键部材产线
稳石氢能	自主研发的 AEM 电解水制氢系统由多个电解模块组成，可以满足 1-200 Nm ³ /h 的制氢需求

资料来源：公司官网、西部证券研发中心

2.1.5 不同技术制氢技术路线成本对比

1) 煤制氢的成本测算——单位成本约 11 元/kg,考虑碳捕集 20 元/kg

煤制氢的主要影响因素为煤炭的价格，当褐煤价格为 600 元/吨时，煤制氢的成本约为 11 元/kg，此时煤炭成本约占总成本 41%。煤制氢成本测算的关键假设如下：

1. 制氢规模：假设制氢装置规模为 90000m³/h。
2. 总投资：建设投资共 13.5 亿元，折旧年限 10 年，折现率 0%，年修理费 3%，采用线性折旧。
3. 煤炭成本：煤炭不含税价格为 600 元/吨，假设每立方米氢气所需煤炭为 0.67kg。
4. 其他原料成本：假设氧气外购价格 0.6239 元/m³，电价 0.5 元/度；假设每立方米氢气所需氧气 0.42m³，电 0.048 度。
5. 人工费用：10 人，每人每年工资费用 12 万元。

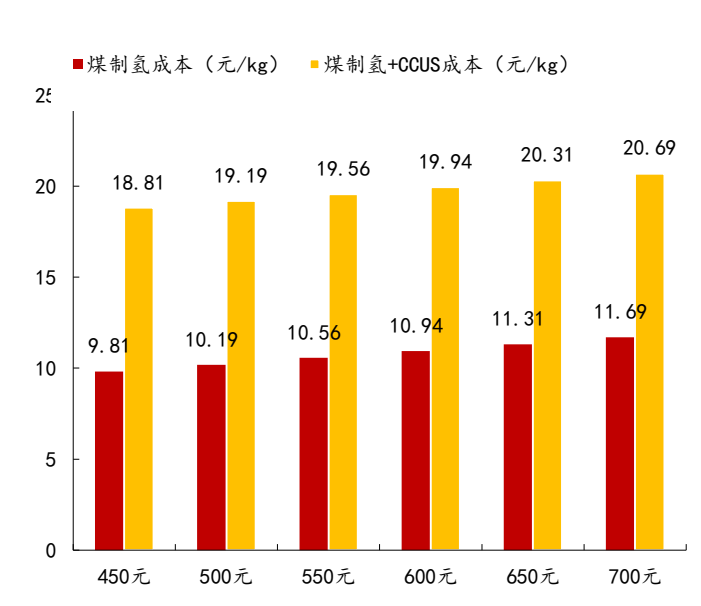
经测算：在煤炭价格为 600 元/吨的情况下，煤制氢成本约为 10.94 元/kg，此时煤炭成本约占总成本 41%。煤炭价格区间 450-700 元/吨时，煤制氢成本变化区间 9.81-11.69 元/kg。CCUS 碳捕集成本为 375 元/吨，制备 1kg 氢气对应约 24kg 二氧化碳排放，增加成本 9 元/kg。考虑 CCUS 碳捕集成本后，成本变化区间为 18.81-20.69 元/kg。

图 17：煤制氢成本测算（褐煤价格=600 元/吨）

	参数	大小	单位
项目规模	工厂规模	90000	Nm ³ /h
	年运行小时数	8000	h
	年产能	72000	万Nm ³
固定成本	投资强度	1.5	万元/Nm ³ *h
	工厂总投资	135000	万元
	运行时间	10	年
	折现率	0%	
	每年折旧费用	13500	万元
	单位折旧	0.188	元/Nm ³
	维修费	0.056	元/Nm ³
	人工	10	人
	工资	12	万元/人*年
	单位人工	0.002	元/Nm ³
可变成本	氢气	0.42	Nm ³ /Nm ³
	单价	0.6239	元/Nm ³
	氢气费用	0.262	元/Nm ³
	辅材费用	0.043	元/Nm ³
	电耗	0.048	Kwh/Nm ³
	电价	0.5	元/Kwh
	电费	0.024	元/Nm ³
	褐煤	0.67	kg/Nm ³
	单价	0.6	元/kg
	褐煤费用	0.402	元/Nm ³
合计制氢成本		0.98	元/Nm ³
		10.94	元/kg
褐煤成本		4.50	占比 41%
非褐煤成本		6.43	占比 59%

资料来源：国家煤化工网、西部证券研发中心

图 18：煤制氢成本对煤炭价格敏感性测算



资料来源：国家煤化工网、西部证券研发中心

2) 天然气制氢成本测算——单位成本约 15 元/kg，考虑碳捕集 19 元/kg

天然气制氢的主要影响因素为天然气的价格。当天然气价格为 2.5 元/m³时，天然气制氢的成本约为 15 元/kg，此时天然气成本约占总成本的 74%。天然气制氢成本测算的关键假设如下：

1. 制氢规模：假设制氢装置规模为 3000m³/h。
2. 总投资：建设总投资共 2400 万元，折旧年限 20 年，残值率 5%，年修理费 3%，采用线性折旧。
3. 天然气成本：假设天然气不含税价格 2.5 元/m³，假设每立方米氢气所需天然气为 0.4m³，对应每千克氢气生产需要天然气成本 11.2 元。
4. 其他原料成本：假设去离子水价格 0.04 元/kg，电价 0.5 元/度，冷却水价格为 0.003 元/kg；假设每立方米氢气所需去离子水 1.3kg，电 0.35 度。
5. 人工费用：10 人，每人每年工资费用 12 万元。

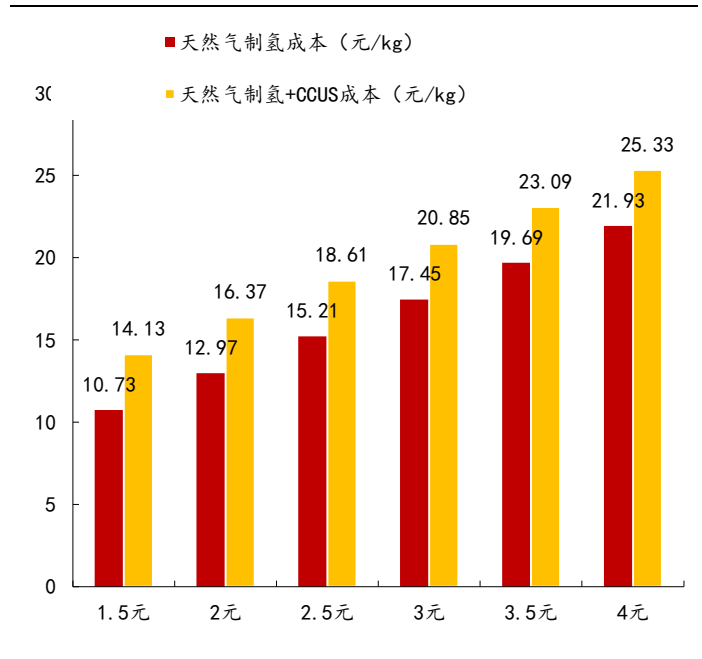
经测算：在天然气价格为 2.5 元/m³的情况下，天然气制氢成本约为 15.21 元/kg，此时天然气成本约占总成本 74%。天然气价格区间为 1.5-4 元/m³时，天然气制氢成本变化区间 10.73-21.93 元/m³。CCUS 碳捕集成本为 375 元/吨，制备 1kg 氢气对应约 11.675kg 二氧化碳排放，增加成本 4.38 元/kg；考虑 CCUS 碳捕集成本后，成本变化区间为 14.13-25.33 元/kg。

图 19: 天然气制氢成本测算 (天然气价格=2.5 元/m³)

参数	大小	单位
项目规模	工厂规模	3000 Nm ³ /h
	年运行小时数	8000 h
	年产能	2400 万Nm ³
固定成本	投资强度	0.8 万元/Nm ³ *h
	工厂总投资	2400 万元
	运行时间	20 年
	折现率	5%
	每年折旧费用	140 万元
	单位折旧	0.058 元/Nm³
	维修费	0.005 元/Nm³
	人工	10 人
	工资	12 万元/人*年
	单位人工	0.050 元/Nm³
可变成本	去离子水	1.3 Kg/Nm ³
	单价	0.04 元/Kg
	去离子水费用	0.052 元/Nm³
	冷却水	6 Kg/Nm ³
	单价	0.003 元/Kg
	冷却水费用	0.018 元/Nm³
	电耗	0.35 Kwh/Nm ³
	电价	0.5 元/Kwh
	电费	0.175 元/Nm³
	天然气	0.4 Nm ³ /Nm ³
单价	2.5 元/Nm ³	
天然气费用	1.000 元/Nm³	
合计制氢成本	1.36 元/Nm³	
	15.21 元/kg	
天然气成本	11.20	占比 74%
非天然气成本	4.01	占比 26%

资料来源: 国家煤化工网、西部证券研发中心

图 20: 天然气制氢成本对天然气价格敏感性测算



资料来源: 国家煤化工网、西部证券研发中心

3) 甲醇制氢成本测算——单位成本约 23 元/kg, 考虑碳捕集 28 元/kg

甲醇制氢的主要影响因素为甲醇的价格。当甲醇价格为 2.5 元/kg 时, 甲醇制氢的成本约为 23 元/kg, 此时甲醇成本约占总成本的 69%。甲醇制氢成本测算的关键假设如下:

1. 制氢规模: 假设制氢装置规模为 2600m³/h。
2. 总投资: 建设总投资共 4680 万元, 折旧年限 20 年, 残值率 5%, 年修理费 3%, 采用线性折旧。
3. 甲醇成本: 假设甲醇不含税价格 2.5 元/kg, 假设每立方米氢气所需甲醇为 0.58kg, 对应每千克氢气生产需要甲醇成本 16.24 元。
4. 其他原料成本: 假设除盐水价格 0.04 元/kg, 电价 0.5 元/度, 冷却水价格为 0.003 元/kg; 假设每立方米氢气所需除盐水 0.375kg, 电 0.7 度。
5. 人工费用: 10 人, 每人每年工资费用 12 万元。

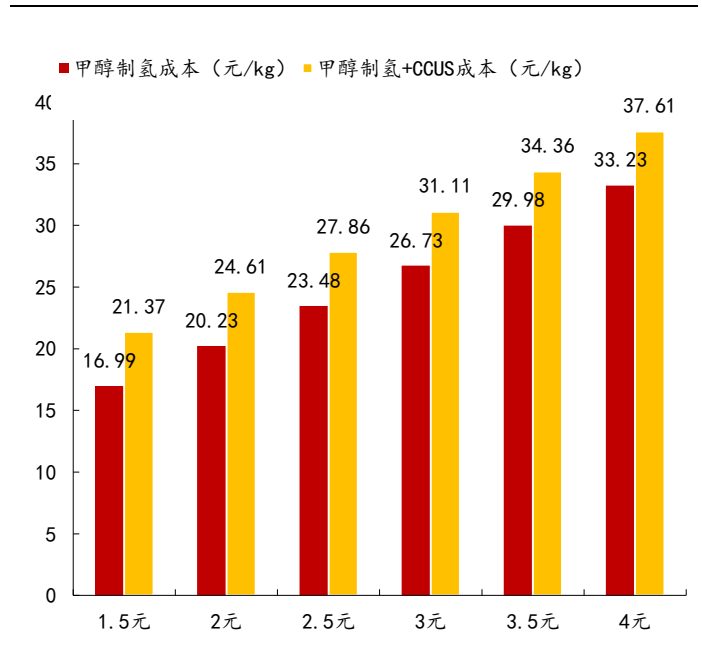
经测算: 在甲醇价格为 2.5 元/kg 的情况下, 甲醇制氢成本约为 23.48 元/kg, 此时甲醇成本约占总成本 69%。甲醇价格区间为 1.5-4 元/kg 时, 甲醇制氢成本变化区间 16.99-33.23 元/kg。CCUS 碳捕集成本为 375 元/吨, 制备 1kg 氢气对应约 11.675kg 二氧化碳排放, 增加成本 4.38 元/kg; 考虑 CCUS 碳捕集成本后, 成本变化区间为 21.37-37.61 元/kg。

图 21: 甲醇制氢成本测算 (甲醇价格=2.5 元/kg)

参数	大小	单位
项目规模	工厂规模	2600 Nm ³ /h
	年运行小时数	8000 h
	年产能	2080 万Nm ³
固定成本	投资强度	1.8 万元/Nm ³ *h
	工厂总投资	4680 万元
	运行时间	20 年
	折现率	5%
	每年折旧费用	273 万元
	单位折旧	0.131 元/Nm³
	维修费	0.003 元/Nm³
	人工	10 人
	工资	12 万元/人*年
	单位人工	0.058 元/Nm³
可变成本	除盐水	0.375 Kg/Nm ³
	单价	0.04 元/Kg
	除盐水费用	0.015 元/Nm³
	冷却水	30 Kg/Nm ³
	单价	0.003 元/Kg
	冷却水费用	0.090 元/Nm³
	电耗	0.7 Kwh/Nm ³
	电价	0.5 元/Kwh
	电费	0.350 元/Nm³
	甲醇	0.58 kg/Nm ³
单价	2.5 元/kg	
甲醇费用	1.450 元/Nm³	
合计制氢成本	2.10 元/Nm³	
非甲醇成本	7.24	占比 31%
甲醇成本	16.24	占比 69%

资料来源: 国家煤化工网、西部证券研发中心

图 22: 甲醇制氢成本对甲醇价格敏感性测算



资料来源: 国家煤化工网、西部证券研发中心

4) 工业副产氢成本测算——单位成本约 9-22 元/kg

工业副产氢成本主要包括生产成本和提纯成本, 各类副产氢综合成本介于 9-22 元/kg 之间。焦炉煤气制氢在工业副产氢中具备成本优势, 单位制氢成本约 9-15 元/kg, 由于其显著的减排效果和较高的经济性优势, 在电解水绿氢成本达到或接近平价以前, 副产氢是过渡阶段的较优途径。

表 20: 各类副产氢成本

工艺	原料气中氢气		生产成本 (元 /Nm ³)	提纯成本 (元 /Nm ³)	综合成本 (元 /kg)
	体积分数 (%)	提纯后产氢纯度			
焦炉煤气	约 44	大于 99.99	/	0.4-0.7	9.30-14.90
氯碱化工	98.5	大于 99.99	1.1-1.4	0.1-0.4	13.44-20.16
丙烷脱氢 (PDH)	99.8	99.999	1-1.3	0.25-0.5	14.00-20.16
乙烷裂解	95	大于 99.99	1.1-1.3	0.25-0.5	15.12-20.16
合成氨和合成甲醇	18-55	大于 99.99	0.8-1.5	0.5	14.56-22.40

资料来源: 《中国氢能产业发展报告 2020》、西部证券研发中心

表 21: 焦炉煤气制氢成本测算

焦炉煤气价格 (元/Nm ³)	提纯制氢	转化制氢
0.3	9.52	10.64
0.4	10.64	11.76
0.5	11.76	12.88
0.6	12.88	14.00
0.7	14.00	15.12
0.8	15.12	16.24

资料来源：中国化工信息、西部证券研发中心

5) 电解水制氢——成本约 21 元/千克，电价降至 0.15 元/度时与灰氢平价

电解水制氢的主要影响因素为电价成本，年运行小时数及电耗。目前主流的电解水制氢路径是碱性电解水（ALK）以及质子交换膜纯水电解制氢（PEM）两种技术路径。我们对比 ALK 与 PEM 两种技术路径下的制氢成本：

①**ALK**：在假设年运行小时数为 5000h，电价为 0.3 元/度，电耗为 5Kwh/Nm³ 时，电解水制氢成本为 21.07 元/kg，其中电费成本为 16.80 元/kg，占比达 80%。

②**PEM**：在假设年运行小时数为 8000h，电价为 0.3 元/度，电耗为 4.8Kwh/Nm³时，电解水制氢成本为 21.34 元/kg，其中电费成本为 16.13 元/kg，占比达 76%。

考虑目前国内 90%以上项目都是用 ALK 技术路线，我们 ALK 路线对电价在 0.1-0.5 元/Kwh 以及年有效利用小时数在 2000-8000h 进行分别测算，在目前单位电耗=5Kwh/Nm³ 条件下，电价在 0.2 元/Kwh 以内，电解槽年有效利用小时数达到 6000h 以上，制氢成本则控制在 15 元/Nm³ 以内，接近灰氢成本水平。长远看，随着技术进步单位电耗有望逐步降低，我们假设远期单位电耗=在目前单位电耗=4Kwh/Nm³条件下，电价在 0.25 元/Kwh 以内，电解槽年有效利用小时数达到 6000h 以上，制氢成本则控制在 15 元/Nm³ 以内，接近灰氢成本水平。电价下降、提高电解槽年运行小时数以及技术进步降低电耗是促进电解水制氢成本下降的关键因素。

图 23：ALK 制氢成本测算

	参数	大小	单位
项目规模	工厂规模	1000	Nm ³ /h
	年运行小时数	5000	h
	年产能	500	万Nm ³
固定成本	投资强度	1.3	万元/Nm ³ *h
	工厂总投资	1300	万元
	运行时间	15	年
	折现率	0%	
	每年折旧费用	87	万元
	单位折旧	0.173	元/Nm³
	维修费	0.08	元/Nm³
	人工	5	人
	工资	12	万元/人*年
	单位人工	0.120	元/Nm³
可变成本	脱盐水	2	Kg/Nm ³
	单价	0.002	元/Kg
	脱盐水费用	0.004	元/Nm³
	KOH	0.0004	Kg/Nm ³
	单价	10	元/kg
	KOH费用	0.004	元/Nm³
	电耗	5	Kwh/Nm ³
单价	0.3	元/Kwh	
电费	1.500	元/Nm³	
合计制氢成本		1.88	元/Nm³
		21.07	元/kg
电费成本	16.80	占比	80%
非电成本	4.27	占比	20%

资料来源：国家煤化工网、西部证券研发中心测算

图 24：PEM 制氢成本测算

	参数	大小	单位
项目规模	工厂规模	1000	Nm ³ /h
	年运行小时数	8000	h
	年产能	800	万Nm ³
固定成本	投资强度	5.28	万元/Nm ³ *h
	工厂总投资	5280	万元
	运行时间	8.13	年
	折现率	0%	
	每年折旧费用	293	万元
	单位折旧	0.367	元/Nm³
	维修费	0.005	元/Nm³
	人工	6	人
	工资	12	万元/人*年
	单位人工	0.090	元/Nm³
可变成本	脱盐水	1	Kg/Nm ³
	单价	0.002	元/Kg
	去离子水费用	0.002	元/Nm³
	净水树脂	1000	L/年
	单价	10	元/L
	净水树脂费用	0.001	元/Nm³
	电耗	4.8	Kwh/Nm ³
单价	0.3	元/Kwh	
电费	1.440	元/Nm³	
合计制氢成本		1.90	元/Nm³
		21.34	元/kg
电费成本	16.13	占比	76%
非电成本	5.21	占比	24%

资料来源：国家煤化工网、西部证券研发中心测算

图 25: ALK 电解水制氢单位成本 (元/kg, 单位电耗=5Kwh/Nm³)

电价 (元/kWh) \ 年有效利用时长	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0.10	14.8	12.1	10.7	9.9	9.3	8.9	8.6
0.15	17.6	14.9	13.5	12.7	12.1	11.7	11.4
0.20	20.4	17.7	16.3	15.5	14.9	14.5	14.2
0.25	23.2	20.5	19.1	18.3	17.7	17.3	17.0
0.30	26.0	23.3	21.9	21.1	20.5	20.1	19.8
0.35	28.8	26.1	24.7	23.9	23.3	22.9	22.6
0.40	31.6	28.9	27.9	26.7	26.1	25.7	25.4
0.45	34.4	31.7	30.3	29.5	28.9	28.5	28.2
0.50	37.2	34.5	33.1	32.3	31.7	31.3	31.0

资料来源: Wind、西部证券研发中心测算

图 26: ALK 电解水制氢单位成本 (元/kg, 单位电耗=4Kwh/Nm³)

电价 (元/kWh) \ 年有效利用时长	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0.10	13.7	10.9	9.6	8.8	8.2	7.8	7.5
0.15	15.9	13.2	11.8	11.0	10.4	10.1	9.8
0.20	18.2	15.4	14.1	13.2	12.7	12.3	12.0
0.25	20.4	17.7	16.3	15.5	14.9	14.5	14.2
0.30	22.6	19.9	18.5	17.7	17.2	16.8	16.5
0.35	24.9	22.1	20.8	20.0	19.4	19.0	18.7
0.40	27.1	24.4	23.0	22.2	21.6	21.3	21.0
0.45	29.4	26.6	25.3	24.4	23.9	23.5	23.2
0.50	31.6	28.9	27.5	26.7	26.1	25.7	25.4

资料来源: Wind、西部证券研发中心测算

2.2 中游: 氢能储运

主流高压气态储氢安全隐患大, 固态储氢或成为未来技术热点。从技术路线上看, 氢能储运主要有四种形式: 高压气态储氢、低温液态储氢、固态储氢和有机液体储氢。目前最常用的是**高压气态储氢**, 即利用高压将氢气压缩到高压容器中, 其技术成熟度最高, 氢气压缩能耗低, 另外氢气储存多采用钢瓶, 结构简单、充放气速度快, 但存在较大的安全隐患; **低温液态储氢**模式下, 液氢体积能量密度大, 因此储运简单安全、运输成本低, 但把氢气液化耗能较大, 液化 1kg 的氢气需要耗电 4-10 千瓦时, 且液氢的存储容器需要具有抗冻、抗压以及严格绝热的特性, 因此综合成本较高, 目前主要用于航天航空领域。**固态储氢**是利用储氢材料与氢气反应生成稳定化合物, 相比于高压气态和低温液态两种储氢方式, 具有操作容易、运输方便、成本低、安全性高等明显优势, **长期来看发展潜力最大**。**有机液体储氢**是通过不饱和液体有机物的可逆加氢和脱氢反应来实现储氢, 目前仍有较多的技术难题尚未攻克, 导致费用较高、氢气纯度不够, 但是有机液体储氢能够在常温下运输, 安全性较高, 并且可以利用现有加油站设施进行加注, 在未来极具应用前景。

表 22: 不同储氢技术对比

储氢技术	技术原理	储氢密度	优点	缺点
高压气态储氢	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	1.0-5.7	设备结构简单、能耗低; 技术成熟、充放气速度快	储氢密度低、容器耐压要求高; 存在泄露爆炸隐患, 安全性能较差
低温液态储氢	低温(20K)条件下对氢气进行液化	5.7-10.0	密度高, 体积比容量大, 储运简单	制冷能耗大, 成本高, 易挥发

储氢技术	技术原理	储氢密度	优点	缺点
液氨/甲醇储氢	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	5.0-7.2	储氢密度大、安全性好	技术操作复杂、含杂质气体
氢化物/LOHC 吸附储氢	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	1.0-4.5	安全性高、储存压力低、运输方便	价格高、寿命短

资料来源：《中国氢能及燃料电池白皮书》、西部证券研发中心

表 23：不同储氢技术未来发展重点

高压气态储氢

氢瓶的技术方向：耐压和减重，发力塑料内胆纤维缠绕瓶（VI 型）


现阶段储氢瓶主要采用 35MPa，未来 70MPa 逐渐商用落地，氢瓶走向更加高效的 VI 型瓶。

技术难题：缠绕瓶由内胆和碳纤维缠绕层组成，碳纤维为核心材料。高压储氢瓶用碳纤维主要采用 T700 级及以上规格，这部分成本占总成本的 70% 以上，目前主要来源于日本东丽。

T700 级、T800 级碳纤维产品主要力学性能与国际同类产品相当，建成千吨级干喷湿防高性能碳纤维生产线，2020 年碳纤维国内销量 3652 吨，市占率 7.43%。

➔

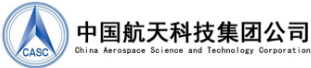
规模化生产：国产化程度低，规模化应用还未实现。



中复神鹰碳纤维有限责任公司
ZHONGFU SHENYING CARBON FIBER CO.,LTD.

低温液态储氢技术重点：低温绝热技术突破

1) 实现低温液体储存的核心技术手段在于低温绝热技术；2) 常见的储罐外形有球型和柱形两类，球型表面积最小，应力分布均匀、机械强度高，但大尺寸的球型储罐造价昂贵，制造难度大，且对储氢材料有很苛刻的要求。



中国航天科技集团公司
China Aerospace Science and Technology Corporation

航天六院 101 所是国内液氢产能和用量最大单位，2021 年陇西液氢生产及碳减排示范基地项目来气，计划建设 2 座液氢生产基地（预计年产 6500 吨液氢）。

介质储氢


介质储氢：尚未实现商业化，镁基固态储氢落地最快

提升储氢材料储氢量：传统的金属氢化物材料虽然具有较高的体积储氢密度，但在温和条件下有效储氢容量大多低于 3%（质量分数）。

降低成本：主要是金属氢化物等材料成本，同时节约贵重金属。

➔

镁基储氢合金质量轻、密度小、储氢容量高、资源丰富、价格低廉，理论储氢质量分数可达 7.7%。



HYFUN 氢枫

规划建设全球首座 35MPa+70MPa 镁基固态储氢加氢站示范项目，牵头起草《镁基氢化物固态储运氢系统技术要求》团体标准。

资料来源：香橙会、亿华通官网、艾瑞咨询、西部证券研发中心

2.3 下游需求：化工需求为主，工业及交通领域需求潜力巨大

全球能源结构转型加快，氢能成为重点关注对象。受全球气候变暖、保障能源安全、保护生态环境等方面因素的影响，全球能源结构持续向低碳化转型。随着《巴黎气候协定》的签署，二氧化碳减排计划的实施更为紧迫。氢能以其清洁无污染、来源广、可再生、可储存等优势，成为化石能源的重要替代品，是许多国家能源转型的战略选择，全球已有超过 20 个国家或联盟发布或制定了《国家氢能战略》。据国际氢能委员会预测，2050 年全球能源消费结构中，氢能占比有望达 18%，同时还将创造 3000 万个工作岗位，减少 60 亿吨二氧化碳排放量，产值达 2.5 亿美元。

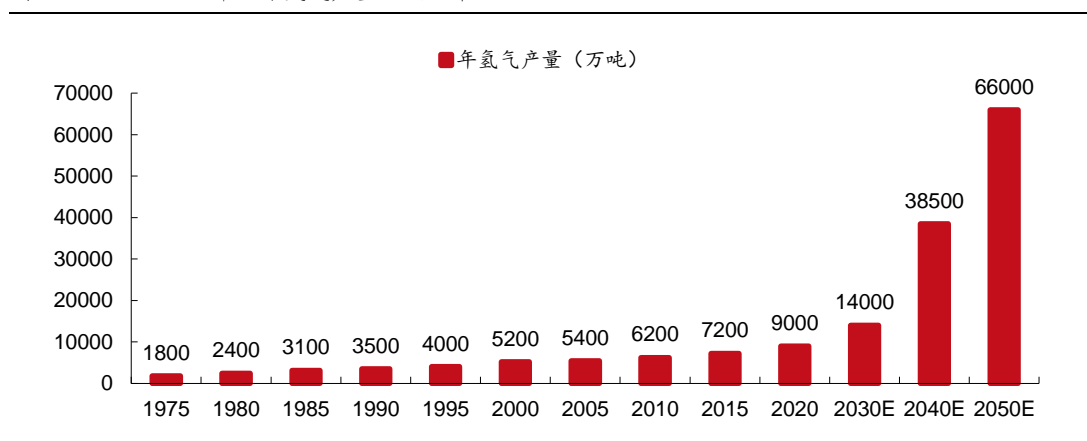
表 24：部分世界组织碳减排与制氢规定

组织名称	政策目标	基准碳排放强度	减排阈值	规定制氢来源
CERTIFHY (欧盟)	可再生能源发展和减少温室气体排放	天然气重整制气的碳排放强度	碳排放强度降低 60%	所有可再生能源
BEIS (英国)	减少二氧化碳排放	-	根据终端使用场景给定不同阈值	-
TÜV SÜD (德国)	减少二氧化碳排放	天然气重整制气的碳排放强度	根据生产过程和时段不同, 实现 35%-75% 的相对减排	可再生电解水、甲烷重整、甘油重整
AFHYAC (法国)	可再生能源发展	-	100% 可再生	所有可再生能源
California Low Carbon Fuel Standard	减少空气污染和二氧化碳排放	“从油井到车轮 (Well to Wheel)” 的石油消费排放强度	温室气体降低 30%, 氮氢化合物排放降低 50%	可再生电解水生物甲烷催化重整、生物质热解

资料来源：中国氢能联盟、西部证券研发中心

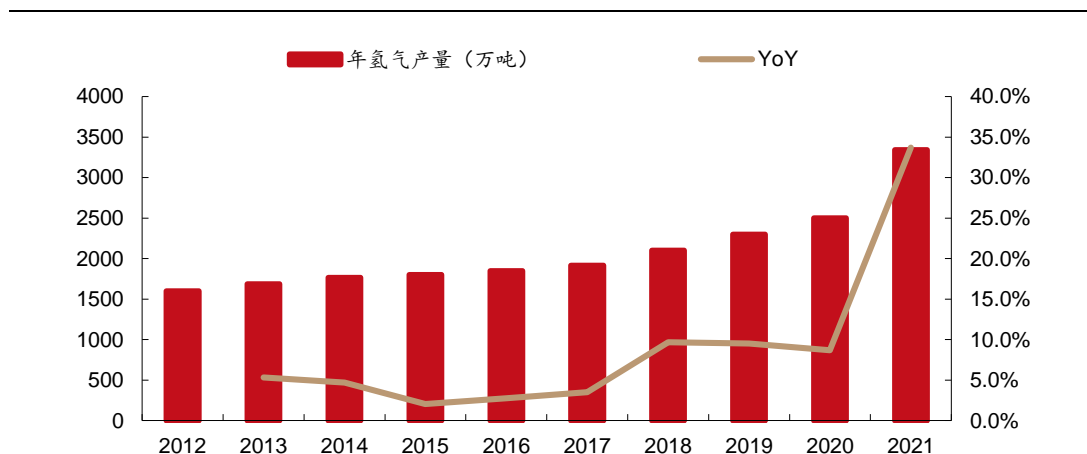
全球氢能市场前景可观, 规模有望持续增长。全球氢能需求自 2000 年以来强劲增长, 2020 年全球氢气需求大约为 9000 万吨。根据预测, 到 2030 年, 全球氢气产量将从 2021 年的 9400 万吨增长至 1.43 亿吨, 并于 2050 年突破 6.6 亿吨。其中我国氢气产量预计在 2030 年达到 4361 万吨, 占世界总产量的 30%。

图 27：2030-2050 年全球氢气产量预测 (单位：万吨)



资料来源：IEA、McKinsey、西部证券研发中心

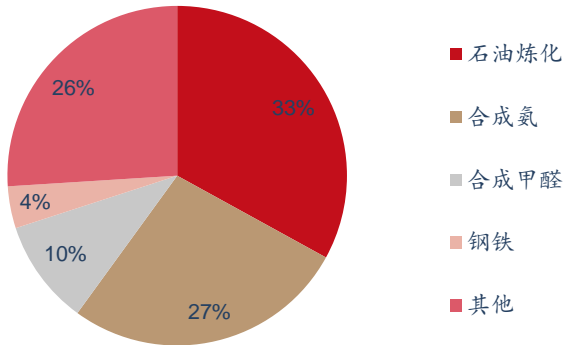
图 28：2012-2021 年我国氢气产量



资料来源：中国氢能联盟、中国煤炭工业协会、西部证券研发中心

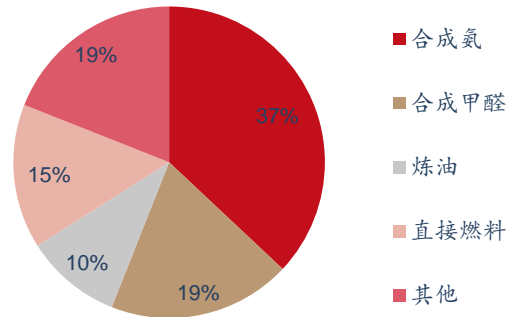
氢能需求主要集中于精炼环节和工业用途。2020年精炼环节消耗3,840万吨的氢气作为原料，并且氢气也满足一部分燃料需求。在工业合成领域，2020年氢气消耗量超3000万吨，大部分作为原料使用。据IEA的预测，2050年燃料电池、能源发电和合成燃料的需求将成为未来氢能应用的重要领域，氢能消耗将分别占到全球氢能总需求的23.2%、19.2%和14.2%，精炼环节和工业合成领域，在2050年将下滑至5.9%、21.9%，氢能其它领域的应用仍有较大发展潜力。

图 29：2021 年全球氢气需求结构



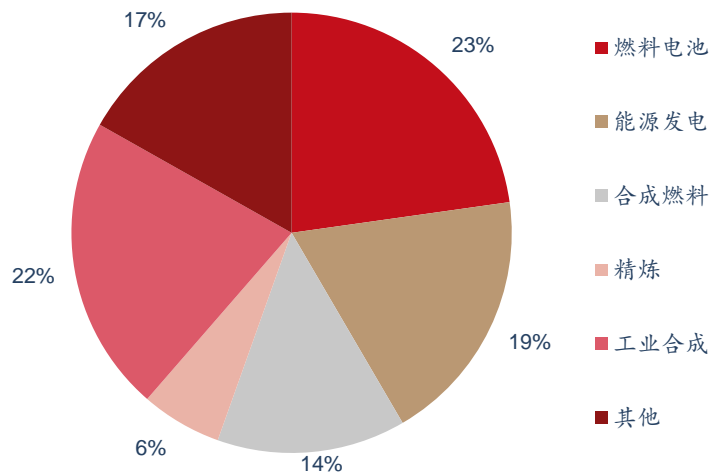
资料来源：中国煤炭工业协会、势银、西部证券研发中心

图 30：2020 年中国氢气需求结构



资料来源：中国煤炭工业协会、势银、西部证券研发中心

图 31：2050 年全球氢能需求结构预测



资料来源：IEA、西部证券研发中心

中国未来氢能工业领域的应用场景主要为氢能冶金和绿氢化工，氢能冶金是钢铁行业低碳转型的重要方向，绿氢化工推动化工行业深度脱碳。

中国钢铁行业碳排放占全国碳排放的16%，是工业制造领域碳排放量最高的行业，也是“两高一剩”行业之一，降低生产过程的能耗和污染迫在眉睫。中国目前主要采用长流程高炉—转炉炼铁工艺，该工艺采用焦炭还原铁矿石，过程产生碳排放约占钢铁生产全流程碳排放总量的90%，通过利用氢气取代焦炭还原剂，能够大幅度减少钢铁行业碳排放水平。《关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见》明确提出，要加大氢冶金、低碳冶金等先

进工艺的研发力度，力争研发投入达 1.5%，80%以上钢铁产能完成低碳排放改造。

传统合成氨、甲醇等化工产品利用煤气化产生的氢气合成，而煤气制氢过程碳排放约 14kg.CO2/kg.H2,通过利用风力、太阳能等可再生能源电解水，能够实现零碳排放制氢，推动化工行业脱碳生产。《关于“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见》明确提出，要发展“以气代煤”燃料格局，增加富氢原料比重，合理开发利用绿氢，推进炼化、煤化工与“绿电”、“绿氢”等产业耦合示范。

表 25：中国工业领域氢能应用概览及企业推荐

应用场景	原理	企业推荐
氢能冶金	氢代替焦炭作为钢铁冶炼的还原剂，包括高炉富氢还原炼铁和气基竖炉直接还原炼铁两种路线	中国宝武、河钢集团
绿氢化工	绿氢代替灰氢作为原料或燃料合成氨、甲醇、甲烷、尿素等化工产品、参与石油加氢精制和加氢裂化过程	宝丰能源、亚联高科

资料来源：中国氢能联盟、西部证券研发中心

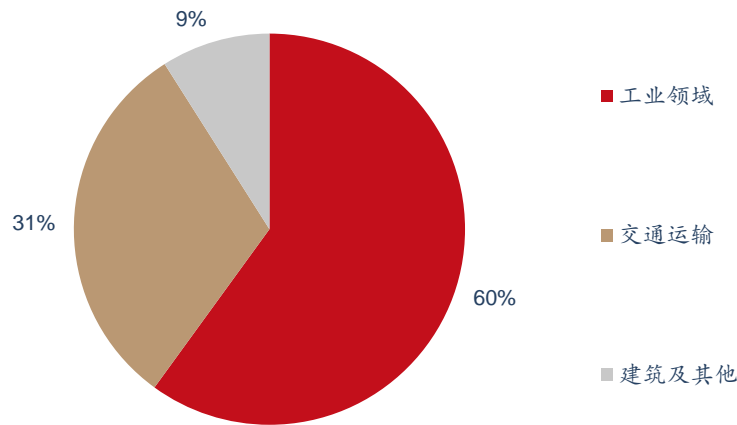
表 26：主要氢冶金示范项目梳理

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	张家口	年产 120 万吨	工程一期全线贯通
安宁铁钛	攀枝花	年产 100 万吨	完成签约

资料来源：各政府网站、西部证券研发中心

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。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%。

图 32：氢气利用结构



资料来源：中国氢能联盟、西部证券研发中心

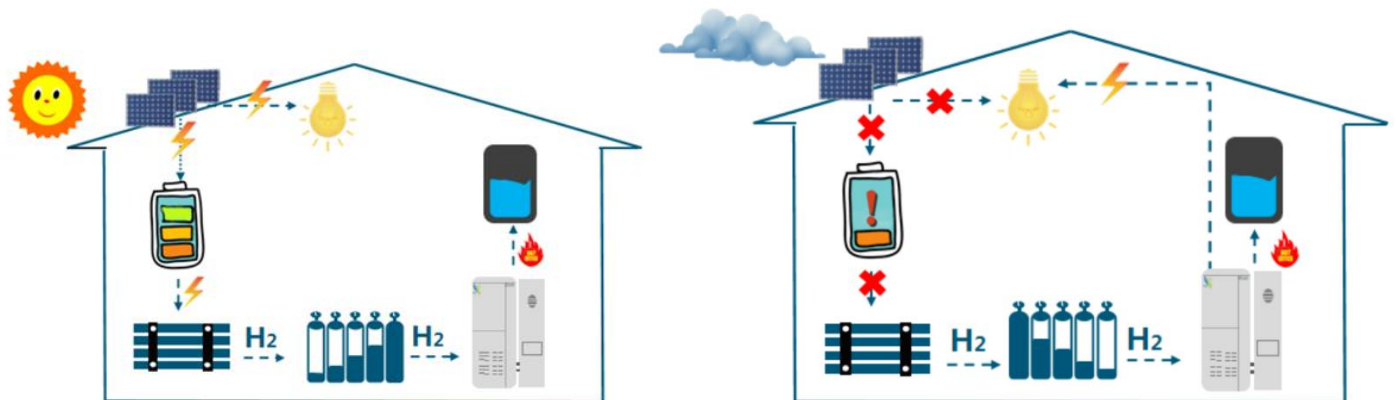
氢能建筑应用仍处于导入阶段，未来存在较大市场空间。氢能建筑，是近年发展起来的一种

绿色建筑新理念。它以氢能完全或部分替代市政电网、天然气等传统能源，满足建筑对冷、热、电、生活热水等各种能源的需求，在提高建筑用电可靠性的同时，还有助于优化国内的能源结构、降低电网整体投资和减少问题气体排放。

目前全球建筑供热和电力需求约占全球能源需求的 1/3。全球多个国家积极探索氢能建筑领域应用，利用氢气通过发电、直接燃烧、热电联产（CHP）等形式为居民住宅或商业区提供电热水冷多联供。如氢可与天然气混合（氢气掺混比例为 0~20%），通过基于燃气轮机或燃料电池的 CHP 技术，利用现有建筑和能源网络基础设施提供灵活性和连续性的热能、电力供应，从而取代化石燃料 CHP。此外，100% 的纯氢可通过氢锅炉用于建筑供热，但氢气价格需低至 1.5~3.0 美元/kg 时，才能与天然气锅炉和电动热泵竞争。而对于分布式供暖，氢能是少数几种可以与天然气竞争的低碳替代品，随着制氢成本和氢锅炉、燃料电池成本的下降，以及氢气利用现有天然气管道输送能力的提升，预计到 2030 年，CHP 中氢锅炉与氢燃料电池的成本为 900~2000 美元/（户·年），建筑热电联产的氢能需求量为 3 万~9 万 t/年。

目前，日本已经推广超 30 万余套 SOFC 家用系统，保有量位居全球第一，预计到 2030 年，使得日本有 20% 的家庭用上氢能源。我国建筑普遍存在耗能大、效率低、围护结构的保温隔热性能不高等问题，氢建筑应用还处于导入阶段，但天然气重整制氢用于燃料电池热电联产，未来具有较大的市场发展空间。

图 33：氢能建筑用燃料电池热电联供技术示意图



资料来源：北极星氢能网、西部证券研发中心

三、发展逻辑：政策催化叠加产业链降本，绿氢发展加速

绿氢行业发展主要受政策、新能源电力消纳需求推动。我们梳理目前绿氢行业主要项目发现大型绿氢示范项目放量对于行业发展起到了非常大的助力作用，2022 年中石化库车项目占全年国内装机量的 1/3 左右，这些大型的绿氢示范项目助力电解水制氢行业走向成熟。此外新能源特别是光伏、风电的发展产生了大量不稳定的电力，这些电力目前需要配套大量的储能解决调峰调频的问题，绿氢可以解决新能源电力就地消纳问题且利于长时储能。我们认为随着光伏风电等新能源发展导致电力不稳定性日益突出，利用绿电制绿氢有望成为行业发展的必然选择。此外，交通领域氢燃料车的放量、海外市场需求的高速增长都为国内的氢能产业链带来了巨大的发展机遇。

3.1 政策催化：大型绿氢示范项目放量，电解水制氢走向成熟

政策是推动绿氢产业发展的重要因素。双碳目标的建立对电解水制氢项目在工业领域的应用起到了极大的推动作用，据统计，大多数绿氢项目都启动于2020年之后，比如中国石化新疆库车绿氢示范项目、中国石化“绿电制绿氢”项目、由清华四川能源互联网研究院牵头的“十万吨可再生能源电解水制氢合成氨示范工程，还有宁夏宁东基地的国家级太阳能电解水制氢综合示范项目等。这些项目涵盖了能源、交通、化工等多个领域，通过这些示范项目的运营与实践，绿氢产业的生产、应用和推广将得到进一步发展。

3.1.1 重点项目介绍——中国石化新疆库车绿氢示范项目

中国石化新疆库车绿氢示范项目是政策催化下的典型示范项目。该项目于2021年11月30日正式启动，是深入贯彻习近平总书记关于碳达峰、碳中和绿色低碳发展重要指示精神的有力行动，同时也是落实第三次中央新疆工作座谈会精神和第八次全国对口支援新疆工作会议精神，进行企地合作新的重大战略成果，对推动绿氢产业链发展、推进能源产业转型升级、促进新疆地区经济社会发展、保障国家能源安全具有重要意义。

中国石化新疆库车绿氢示范项目是中国在建项目中，制氢规模最大的可再生能源制氢项目。项目位于库车经济技术开发区，占地面积约500亩，总投资近30亿元。将新建装机容量300兆瓦、年均发电量6.18亿千瓦时的光伏电站，年产能2万吨的电解水制氢厂（包含52台1000Nm³/h的碱性电解槽），储氢规模约21万标立方米的储氢球罐，输氢能力每小时2.8万标立方米的输氢管线及配套输变电等设施。项目第一期预计2023年六月能够建成投产，是中国石化第一个贯通风光发电、绿电输送、绿电制氢、氢气储存、氢气输运、绿氢炼化等绿氢生产利用全流程的典型示范项目。

中国石化新疆库车绿氢示范项目对地区、行业、企业发展具有重大意义。项目投产后预计每年可减少二氧化碳排放48.5万吨，将为当地GDP年均贡献1.3亿元、创造税收1800余万元。生产的绿氢将供应中国石化塔河炼化，替代现有天然气化石能源制氢，开创绿氢炼化新发展路径，对炼化企业大规模利用绿氢实现碳减排具有重大示范效应。同时，项目的重大设备机械、核心材料将全部实现国产化，特别是项目所用的光伏组件、电解水制氢“心脏”电解槽、储氢罐、输氢管线等重大设备机械及核心材料全部实现国产化，对促进国内制氢设备产业快速发展具有重大意义。

表 27：中国石化新疆库车绿氢示范项目基本信息

中国石化新疆库车绿氢示范项目基本信息	
项目名称	中国石化新疆库车绿氢示范项目
项目类型	大型绿氢示范项目
项目地点	新疆库车绿氢示范项目位于库车经济技术开发区
项目投资规模	占地面积约500亩，总投资近30亿元
合作方	中国石化与新疆库车政府
项目建设内容	光伏发电、输变电、电解水制氢、储氢、输氢
项目优势	资源丰富、绿色低碳、规模应用、技术突破 新建装机容量300兆瓦、年均发电量6.18亿千瓦时的光伏电站，年产能2万吨的电解水制氢厂
项目目标	（包含52台1000Nm ³ /h的碱性电解槽），储氢规模约21万标立方的储氢球罐，输氢能力每小时2.8万标立方的输氢管线及配套输变电等设施。
项目预计投产时间	项目一期预计2023年6月建成投产

项目规划	一期	一期总投资 9.6 亿元，装机容量 300MW、年均发电量 6.18 亿千瓦时。
	二期	暂未有公开资料
项目进展		<p>2022 年 6 月 5 日，完成了土建基础施工，进行项目结构施工。</p> <p>2022 年 9 月 3 日，新疆库车绿氢示范项目首台电解槽吊装就位。制氢车间进入设备安装阶段，该制氢厂由 7 个厂房、52 台电解槽及成套设备组成，单台电解槽生产能力为 1000m³/h。</p> <p>2022 年 11 月 20 日，最后一台电解槽（50t）吊装就位，项目制氢厂大型设备吊装完毕，进入主要设备安装阶段。</p> <p>2022 年 11 月 27 日，根据华夏能源网报道，库车中石化一期 300MW 光伏制氢项目遭遇罕见 13 级沙尘暴，灾害造成光伏电站损失约 200MW。</p> <p>2023 年 1 月，项目完成土建基础施工，动静设备全部安装就位，项目工艺管道焊接完成 96.21%，水电解制氢装置主要设备全部吊装就位，10 台氢气球罐建造完成。整体施工进度完成 80%，完成投资 22.11 亿元，项目计划今年 6 月底建成投产。”</p> <p>2023 年 3 月 31 日，项目 220 千伏绿氢变电站送电成功。中石化董事长马永生表示国内最大 2 万吨/年的库车示范项目所产的绿氢与塔河炼化耦合，实现减碳目标。</p>
项目意义	经济意义	项目生产的绿氢将供应中国石化塔河炼化，替代现有天然化石能源制氢。预计每年可减少二氧化碳排放 48.5 万吨，将为当地 GDP 年均贡献 1.3 亿元、创造税收 1800 余万元。
	社会意义	项目对推动能源转型、促进新疆社会经济发展、保障我国能源安全具有重大意义。

资料来源：中石化官网、北极星氢能网、西部证券研发中心

3.1.2 其他大型绿氢示范项目

政策催化下越来越多的大型绿氢示范项目得到了落地。这些示范项目规模大、涵盖领域广、与地方政府合作紧密，对地区及整个绿氢行业的发展起到了很大的推动作用。据统计，接近 75% 的绿氢项目坐落于三北地区，尤其在宁夏、新疆、内蒙古等地，多个大型绿氢示范项目今年将持续发力，推动绿氢行业进一步发展。绿氢作为一种非常环保、可再生的能源，被视为未来能源体系的重要组成部分，具有广阔的应用前景和市场潜力。

表 28：其他国内大型绿氢示范项目介绍

序号	项目名称	地区	项目简介	建设日期	总投资	制绿氢量	1000 标方电解槽需求 (台)
1	国家级太阳能电解水制氢综合示范项目	宁夏银川	该项目由宝丰能源组织实施，包括 20 万千瓦光伏发电装置和产能为 2 万标方/小时的电解水制氢装置	2019 年 4 月-2021 年 4 月	14 亿元	1.6 亿立方米/年	30
2	圣圆能源制氢加氢一体化项目	内蒙古鄂尔多斯	采用铁路边坡分布式光伏项目发电制氢,涵盖光伏绿色发电、绿氢制取、运氢、加氢、以及绿色储能	2021 年 11 月-2022 年 9 月	12.4 亿元	200 吨/年	12
3	中石化新疆库车绿氢示范项目	新疆库车	采用光伏和风电等可再生能源发电制氢——全球最大绿氢项目，将新建装机容量 300 兆瓦、年均发电量 6.18 亿千瓦时的光伏电站，年产能 2 万吨的电解水制氢厂等，一期预计 2023 年 6 月建成投产	2021 年 11 月-2023 年 6 月	30 亿元	2 万吨/年	52
4	达拉特旗光储氢车零碳生态链示范项目	内蒙古鄂尔多斯	国内光储氢车零碳示范类项目已批准备案项目中系统化集成度最高、技术先进性最前沿的标杆项目	2022 年 8 月-2023 年	39.82 亿元	0.93 万吨/年	30
5	准格尔旗纳日松光伏制氢产业示范项目	内蒙古鄂尔多斯	三峡集团在氢能领域的首个项目。包括光伏电站及制氢厂两部分，光伏电站总装机规模为 400 兆瓦	2022 年 8 月-2023 年 10 月	28.3 亿元	1 万吨/年	16
6	海水制氢产业一体化示范	辽宁省大连	利用普兰店区滩涂光伏资源优势，尝试风光耦合及大	2023 年 1 月-	30 亿元	2000 吨/年	12

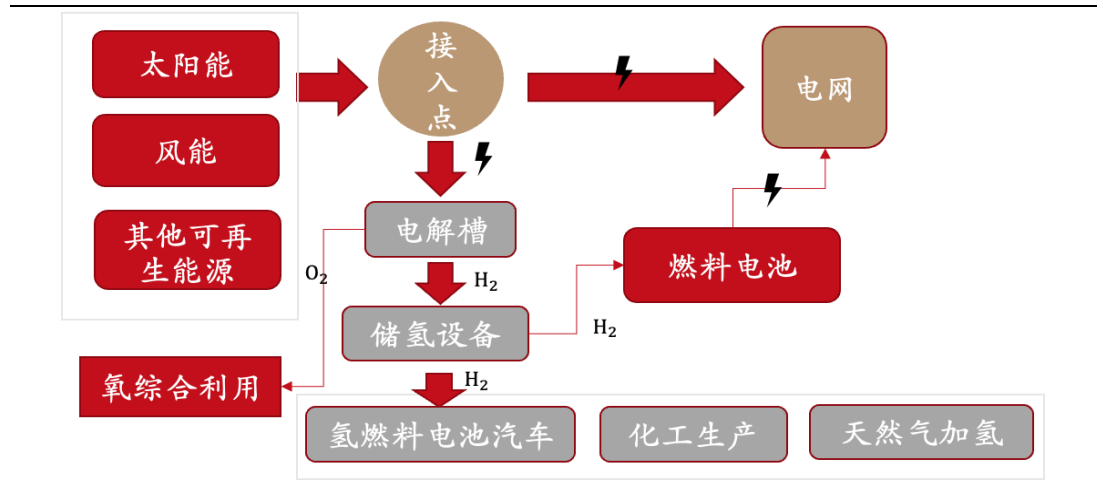
序号	项目名称	地区	项目简介	建设日期	总投资	制绿氢量	1000 标方电解槽需求 (台)
	示范项目 (一期)	市	规模不受上网指标限制的孤网运行模式的氢能产业一体化示范项目	2023 年 10 月		(一期)	
7	乌审旗风光融合绿氢化工示范项目	内蒙古鄂尔多斯	总规划制氢产能 3 万吨/年, 分二期建设。一期工程投资 26 亿元, 总占地 10.652km ² , 建设制氢产能 1 万吨/年, 配套建设 270MW 光伏发电和 49.5MW 风力发电工程	2023 年 3 月-2024 年 6 月	57 亿元	3 万吨/年	58
8	伊犁州伊宁市光伏绿电制氢源网荷储一体化项目	新疆伊宁市	全疆首个利用可再生光伏能源来制绿氢, 主要建设 100 万千瓦光伏电站; 2000 立方米/小时制氢厂; 2 吨加氢站等	2023 年 3 月-2025 年	81.46 亿元	2 万吨/年	70
9	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	吉林省大安	吉林省和国家电投集团将其列为 2022 年重点项目, 按照“绿氢消纳绿电、绿氢消纳绿氢、源网荷储一体化”全产业链设计	2023 年 4 月-2024 年 4 月	63.32 亿元	46000 标方/h	39
10	包头市达茂旗风光制氢绿色化工一体化项目	内蒙古包头	用绿色灵活化工技术, 能够协同利用电制氢设备的灵活调节能力, 将新能源发电转化为绿氢, 进一步转化为绿氢	2023 年 6 月-2024 年 12 月	45 亿元	22321 吨/年	25
11	10 万吨/年液态阳光-二氧化碳加绿氢制甲醇技术示范项目	内蒙古鄂尔多斯	建设 10 万吨/年二氧化碳加绿氢制甲醇装置及 15 万吨/年二氧化碳捕集精制装置	2023 年 6 月-2025 年 5 月	49 亿元	2.1 万吨/年	46.2

资料来源: 同花顺、各政府官网、西部证券研发中心

3.2 可再生能源配套需求: 绿氢项目助力解决储能及消纳问题

新能源消纳问题突出, 光伏制氢助力储能需求。风电、光伏发电受制于天气、气候等因素, 具有间歇性和波动性的问题, 容易对电网安全稳定性造成冲击。储能是解决光伏、风电等新能源间歇性及波动性, 促进消纳、减少弃风、弃光的重要手段。在此背景下, 多个省份相继出台相关文件要求光伏、风电等新能源电站加装储能系统, 要求配储比例不少于 10%/2h, 且呈不断上升的趋势。强制配储带来了成本负担, 据中国光伏行业协会数据, 假设 100MW 项目配置 10%/2h 储能系统, 会使电站成本增加 0.3 元/瓦及以上, 若继续提高配储比例, 储能比例每增加 10%, 电站成本将增加约 0.3 元/瓦。

图 34: 氢储能技术及应用路线图



资料来源: 《氢储能技术及其电力行业应用研究综述及展望》、西部证券研发中心

除传统配套储能系统外，电解水制氢成为解决储能问题的解决方案之一。“光伏+制氢”的基本思想在于使用储氢替代储电，主要包含电解槽、储氢罐和燃料电池等装置。当可再生能源充足但无法上网时，将多余电力投入制氢并储存氢气，避免弃光、弃风；当电能需求大时，使用储存的氢能进行发电，转换为电能输送上网，弥补电力缺口。

表 29：储能方式分类

分类	储能技术	优势	劣势
机械储能	抽水蓄能	大功率,大容量,低成本	受地域限制
	压缩空气储能	大功率,大容量,低成本	受地域限制、需要燃气
	飞轮储能	高功率、长寿命	高成本、低能量密度
电磁储能	超导储能	高功率、长寿命,高效率	高成本、低能量密度
	超级电容储能	高功率、长寿命,高效率	低能量密度
电化学储能	铅酸电池	成本低	寿命短
	钠硫、锂离子电池	高能量密度、高效率	高成本、安全性问题
	液流电池	大容量、长寿命	低能量密度
氢储能	电解水制氢储能	边际成本低、大容量、长寿命	系统结构较复杂

资料来源：西部证券研发中心

与其他储能方式相比，氢能更能满足大规模、长时间消纳需求。与抽水储能、锂电池储能等方式相比，其具有边际成本低、能量密度大、无自衰减等优势，能够实现跨周、跨季储能。但其实际应用需要经过光伏发电到制氢再由储氢发电的两次转换，短期内储能效率较低。锂电储能的效率更高，适用于日度调峰；氢能更针对于大规模储能和季度调峰，扩容只需要增加储氢设备，边际成本更低。

表 30：不同储能方式对比

	储能效率	储能时长	响应时间	功率	初始投资(元/kWh)	建设周期(月)	循环寿命(次)	储能成本(元/kWh)
锂离子电池	90%	1~2h	s 级	百 kW~百 MW	1500~2000	3~6	约 5000	~0.5
抽水蓄能	75%	6~12h	分钟级	GW	1000~1500	48~60	15000~20000	~0.25
压缩空气储能	约 50%	4h~数日	分钟级	百 MW	1500~2000	18~24	约 20000	~0.3
重力储能	约 85%	2~12h	s 级	MW~GW	3500~4500	8~10	>30000	~0.3
钠离子电池	约 90%	1~2h	s 级	百 kW~百 MW	<2000	3~6	约 2000	~0.4
液流电池	约 75%	4h~数日	s 级	百 kW~百 MW	3500~4500	6~12	约 12000	~0.6
铅炭电池	约 75%	1~3h	s 级	百 kW~百 MW	<1000	3~6	约 2000	~0.3
氢储能	30%~40%	数日~数月	s 级	百 kW~百 MW	约 14000	12~18	约 10000	~1.2

资料来源：零碳中国蓝皮书、西部证券研发中心

国内少量氢储能项目已正式运行或试运行。安徽六安兆瓦级制氢综合利用示范工程利用 1 MW 质子交换膜电解制氢和余热利用技术，成为国内首座兆瓦级氢储能电站，实现电解制氢、储氢、售氢、氢能发电等功能。宁夏宝丰一体化太阳能电解水制氢储能及综合应用示范项目为全球单厂规模最大、单台产能最大的电解水制氢项目，采用新能源发电-电解水制绿氢-绿氧直供煤化工的模式，包括 2×105 kW 光伏发电装置和产能为每小时 2×104 m³ 的电解水制氢装置，项目投产后每年可减少二氧化碳排放约 4.45×10⁵ t，将涉及太阳能电解水制氢、氢气储运、加氢站、氢能交通示范应用、与现代煤化工耦合制高端化工新材料等多个领域。大陈岛氢能综合利用示范工程是全国首个海岛“绿氢”综合能源示范项目，通

过构建基于 100% 新能源发电的制氢-储氢-燃料电池热电联供系统，实现清洁能源百分百消纳与全过程零碳供能。

3.3 交通需求：氢燃料车销量大增，制氢加氢一体站模式提升绿氢需求

氢燃料电池可以缓解传统燃油发动机高碳排放问题，同时解决锂电池续航时间短的缺点。由于锂电池能量密度的限制，纯电动汽车续航与车重成正比，以一辆载重 30 吨、续航 200 公里的纯电动重卡为例，当锂电池容量是 400kWh，质量能量密度是 300Wh/kg 时，电池的自重将会高达 1.3 吨，且仅能续航 200 公里，如果把续航提升到 800-1000 公里，那么该锂电池的自重将高达 6 吨以上，而氢燃料电池车续航可以轻松达到 500km 以上，整车重量也远低于纯电动重卡，而且加氢跟加油/气方式类似，一般加注时间在 10 分钟以内，远低于纯电动卡车的充电时间，并且能够克服低温环境适应性差的问题。在充能时间、工作环境、续航里程的角度，氢燃料重卡都具有明显优势。

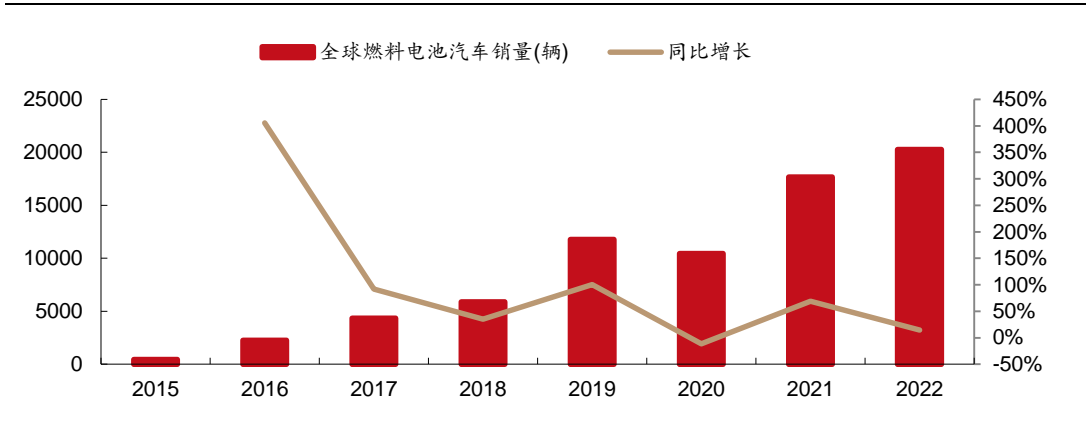
表 31：氢燃料重卡与纯电动重卡对比

名称	整车重量 (t)	最大功率 (kw)	续航里程 (km)	充电时间 (min)	
纯电动重卡	中电骏途图灵 T1	43	200	120	45
	达夫纯电动 CF	40	240	100	90
	奔驰纯电动 eActors	25	126	200	120
	陕汽轩德 E6	18	180	200	90
氢燃料重卡	Nikola One	8.1-9.1	1471	1900	<10-15
	三一氢燃料牵引车	10.6	-	>500	
	XCIENT Fuel Cell	36	350	>400	
江铃威龙 FCV	-	250	>400		

资料来源：各公司官网、西部证券研发中心

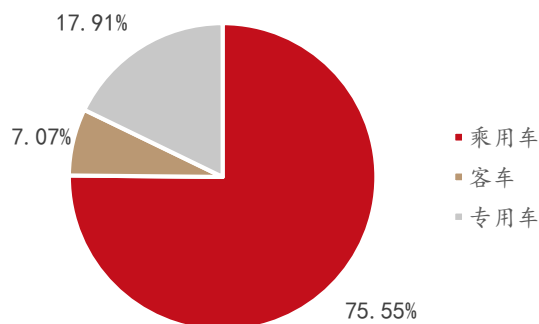
全球燃料电池汽车销量稳步增长，中国销量位居世界第二。氢燃料电池作为全球能源可持续发展 and 战略转型的重要路径，目前已成为交通领域改革创新的重要支撑，许多国家都在大力推动氢燃料电池汽车绿色环保产业的发展。2022 年全球燃料电池汽车销量达到 20258 辆，同比增长 14.7%，近五年全球销量总体呈稳步攀升态势。按车辆类型来看，乘用车占据主导地位，2022 年销量占比超过七成，其中丰田 Mirai 和现代 NEXO 占据市场绝对主导地位，在 2022 年两者的销量分别达到了 11166 和 3684 辆，而客车和专用车的占比仅为 7.07%、17.91%。按国别来看，在 2022 年，中国已经成为全球燃料电池汽车第二大销售国。

图 35: 2015-2022 年全球燃料电池汽车销量



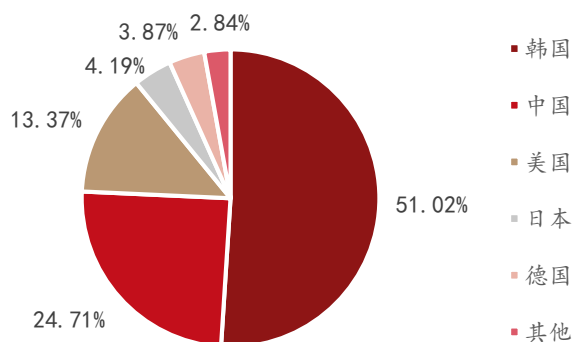
资料来源: GGII、西部证券研发中心

图 36: 2022 年全球燃料电池汽车车辆类型销售占比



资料来源: GGII、西部证券研发中心

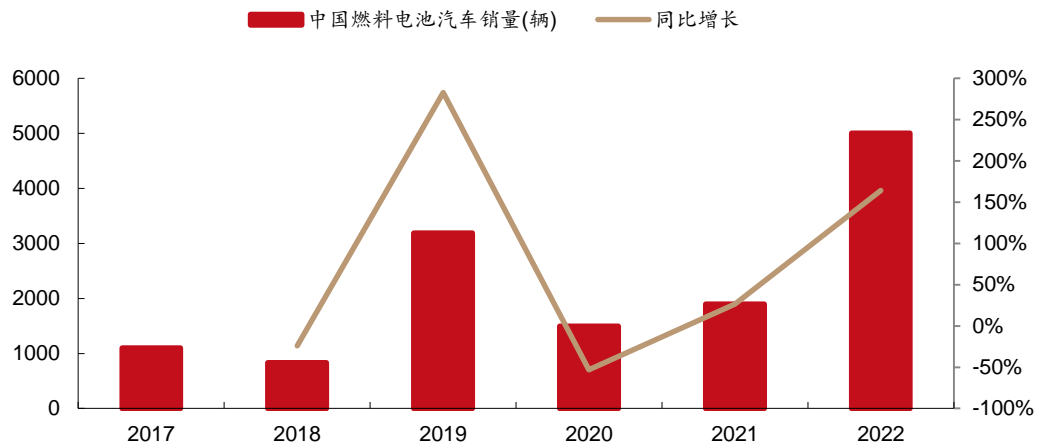
图 37: 2022 年各国燃料电池汽车销售占比



资料来源: GGII、西部证券研发中心

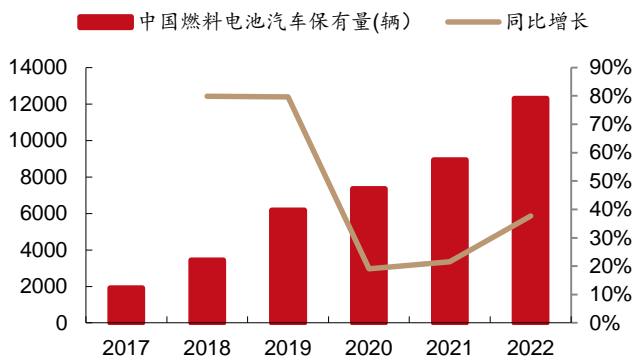
中国燃料电池汽车销量增速明显，商用车占据主导地位。2016—2019 年我国燃料电池汽车销量持续增长，2020 年受疫情和补贴政策退坡等因素的影响，燃料电池汽车销量出现下降，而在 2021 年燃料电池汽车销量恢复增长，到 2022 年底，我国燃料电池汽车销量达到 5006 辆，同比增长 164.17%。国内燃料电池汽车保有量持续增长，2022 年达到 12306 辆，同比增长 37.68%。根据《中国氢能产业发展报告 2022》，预计至 2025 年，中国燃料电池汽车保有量将发展到 5-10 万辆，预计至 2030 年，燃料电池汽车将实现商业化运营。从车型类别来看，2022 年，我国燃料电池汽车销量中，商用车占据主导地位，乘用车占比仅为 4.47%。根据国际能源署统计数据，在国内燃料电池客车和商用车政策推动下，我国在全球燃料电池公交车和商用车领域中占据主导地位。

图 38: 2017-2022 年中国燃料电池汽车销量及增速 (单位: 辆)



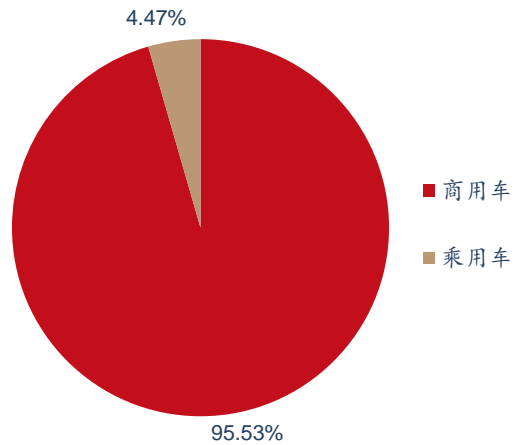
资料来源: GGII、西部证券研发中心

图 39: 2017-2022 年中国燃料电池汽车保有量及增速 (单位: 辆)



资料来源: GGII、前瞻产业研究院、中汽协、西部证券研发中心

图 40: 2022 年中国燃料电池汽车车辆类型销售占比



资料来源: GGII、西部证券研发中心

启动燃料电池汽车示范城市，氢车蓄势待发。2021年8月和12月，我国分两批批复了氢燃料电池汽车示范城市群名单，名单包含上海、京津冀、广东、河南、河北五大城市群，有41座城市被纳入其中。这五大城市群分别由上海市、北京市、佛山市、张家口市以及郑州市牵头，形成自上而下，以点带面的发展动能。2023年3月28日，在北京氢能产业大会暨京津冀氢能产业发展高峰论坛上，科学技术部高新技术司能源与交通处处长问斌表示：“当前，全国五大燃料电池汽车示范城市群运行考核良好，氢能产业布局呈现遍地开花局势。”我国氢能产业处于发展初期，但是在政策的驱动下，氢能产业快速发展，燃料电池汽车产业链雏形初步形成，基本掌握部分关键技术，产业发展前景广阔。

表 32: 燃料电池车示范城市群申报情况

序号	城市群	牵头城市	参与城市	城市群示范目标
1	上海城市群	上海市	苏州市、南通市、嘉兴市、淄博市、宁波市、鄂尔多斯市	推广车辆数量 10000 辆， 加氢站数量 100 座
2	京津冀城市群	北京市	海淀区、经开区、延庆区、顺义区、房山区、昌平区、天津	推广车辆数量 5300 辆，

		大兴区	滨海新区、唐山市、保定市、滨州市、淄博市	加氢站数量 49 座
3	广东城市群	佛山市	广州市、深圳市、东莞市、珠海市、中山市、阳江市、云浮市、福州市、淄博市、包头市、六安市	推广车辆数量 10000 辆， 加氢站数量 200 座
4	河南城市群	郑州市	洛阳市、新乡市、开封市、安阳市、焦作市、上海市嘉定区、奉贤区、上海自贸区临港片区、张家口市、保定市、辛集市、烟台市、淄博市、潍坊市、佛山市和宁夏回族自治区宁东镇	推广车辆数量 5000 辆， 加氢站数量 80 座
5	河北城市群	张家口市	唐山市、保定市、邯郸市、秦皇岛市、定州市、辛集市、雄安新区、内蒙古自治区乌海市、上海市奉贤区、郑州市、淄博市、聊城市、厦门市	推广车辆数量 7710 辆

资料来源：《中国氢能产业发展报告 2022》、西部证券研发中心

国家及地方政府积极出台氢能产业发展支持政策。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）》，要求统筹氢能产业布局，提高氢能在能源消费结构中的比重，到 2025 年实现燃料电池车保有量约 5 万辆。为推动我国氢能产业发展，北京、广东、上海等省份也纷纷发布氢能产业发展规划，从推广电动汽车到交通领域，到推广燃料电池车到交通领域，从加氢站到燃料电池系统再到燃料电池车的推广形成了一条龙的政策体系。从规划来看，燃料电池汽车和加氢站发展前景值得期待。

表 33：2021-2022 年部分省份氢能产业发展规划梳理

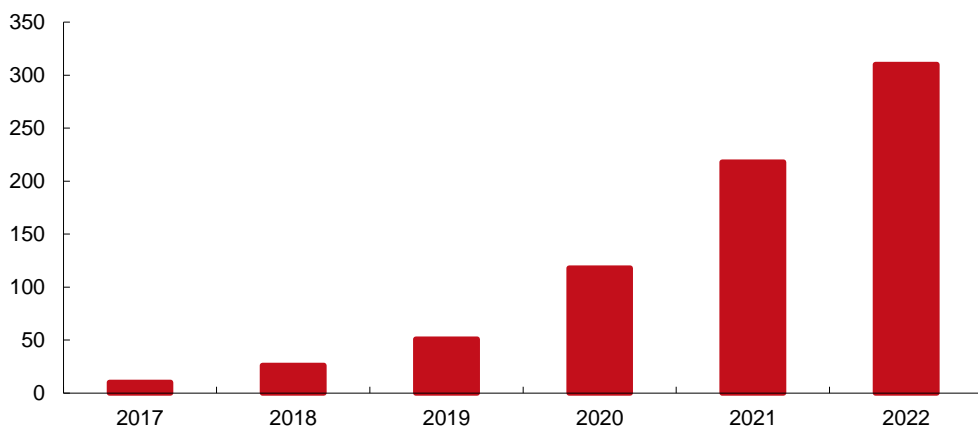
省份	规划文件名	发布时间	规划期限	规划加氢站数量	规划燃料电池汽车数量
山东省	《山东省能源发展“十四五”规划（征求意见稿）》	2021/5/21	2021-2025	加氢站数量达到 100 座	/
河北省	《河北省氢能产业发展“十四五”规划》	2021/7/19	2025 年前	建成加氢站 100 座	10000 辆
北京市	《北京市氢能产业发展实施方案(2021-2025 年)》	2021/8/16	2023 年前 2025 年前	建成加氢站 37 座 新增加氢站 37 座	3000 辆 10000 辆
浙江省	《浙江省加快培育氢燃料电池汽车产业发展实施方案》	2021/11/8	至 2025 年	规划建设加氢站接近 50 座	5000 辆
内蒙古自治区	《内蒙古自治区“十四五”氢能发展规划》	2022/3/11	至 2025 年	建成加氢站 60 座（包括合建站）	突破 5000 辆
上海市	《上海市氢能产业发展中长期规划（2022-2035 年）》	2022/6/20	至 2025 年	建设各类加氢站 70 座左右	保有量突破 10000 辆
山西省	《山西省氢能产业发展中长期规划(2022-2035 年)》	2022/7/29	至 2025 年 至 2030 年	- -	保有量达到 1 万辆以上 保有量达到 5 万辆以上
辽宁省	《辽宁省氢能产业发展规划（2021-2025 年）》	2022/8/-	至 2025 年 至 2035 年	30 座以上 500 座以上	保有量达到 2000 辆以上 保有量达到 150000 辆以上
陕西省	《陕西省“十四五”氢能产业发展规划》	2022/8/15	至 2025 年	建成投运加氢站 100 座左右	推广各型燃料电池汽车 1 万辆左右
河南省	《河南省氢能产业发展中长期规划（2022-2035 年）》	2022/9/6	至 2025 年	-	推广各类氢燃料电池汽车 5000 辆以上
吉林省	《“氢动吉林”中长期发展规划（2021-2035 年）》	2022/10/19	至 2025 年 至 2030 年	建成加氢站 10 座 建成加氢站 70 座	运营规模达到 500 辆 运营规模达到 7000 辆

			至 2035 年	建成加氢站 400 座	运营规模达到 70000 辆
湖南省	《湖南省氢能产业发展规划》	2022/11/8	至 2025 年	建成加氢站 10 座	推广应用氢燃料电池汽车 500 辆
福建省	《福建省氢能产业发展行动计划（2022—2025 年）》	2022/12/21	至 2025 年	建成加氢站 40 座	应用规模达到 4000 辆

资料来源：GGII、西部证券研发中心

加氢站布局加快，逐渐形成网络。加氢站等基础设施是否完善是影响消费者购买氢燃料电池汽车热情的主要因素。随着国内氢燃料电池汽车累计销量增加，中石化、中石油等能源央企不断加大加氢基础设施的投资和建设力度，国内加氢站数量呈现快速增长趋势。截至 2022 年底，我国加氢站累计建成数量达到 274 座。根据 2020 年中国汽车工程学会发布的《节能与新能源汽车技术路线图 2.0》相关规划，到 2035 年加氢站的建设目标为至少 5000 座，中国未来加氢基础设施的市场规模在 2030-2050 年将突破千亿。此外，我国加氢站建设参与主体呈现多样化趋势，采取规模化建设或加油/加氢/加气站合建等方式来拓展加氢基础设施网络，单位加注成本也有望下降。

图 41：2017-2022 年中国加氢站数量（单位：座）

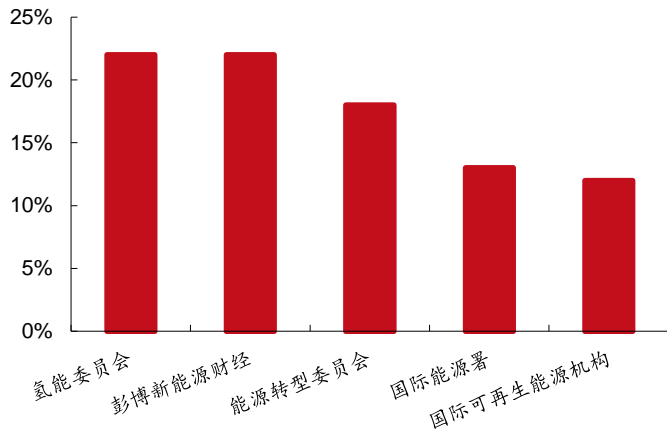


资料来源：华经产业研究院、香橙会氢能数据库、西部证券研发中心

3.4 出口需求：海外项目需求量大，国内氢能业务厂商前景广阔

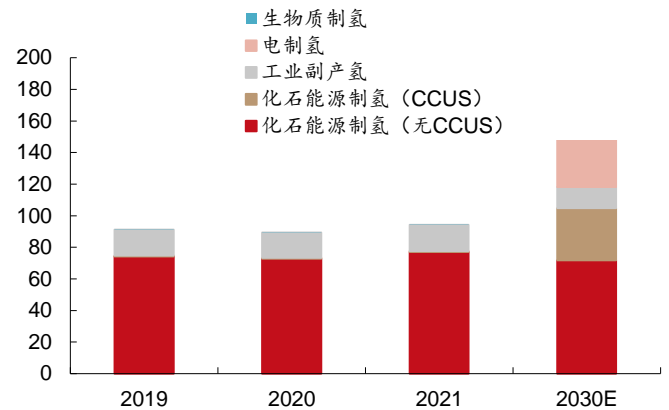
全球氢能需求不断增长，国际合作有望开展。国际氢能委员会（The Hydrogen Council）则认为，全球将从 2030 年开始大规模利用氢能，2040 年氢能将承担全球终端能源消费量的 18%，而到 2050 年氢能利用可以贡献全球二氧化碳减排量的 20%。全球氢能发展领先的地区如美国、欧洲、日韩以及沙特等中东地区也都提出了氢能发展目标。

图 42: 2050 年预计氢能占能源中占比



资料来源: Statista、毕马威分析、西部证券研发中心

图 43: 不同制氢方式下氢量预测 (百万吨)



资料来源: IEA、西部证券研发中心

中东国家积极寻求能源转型, 期望成为可再生能源出口国。由于土地成本较低以及未来对于氢能装备的需求巨大, 中东各国政府考虑在本国建立完整的氢能产业链。在中东区域, 中国的 EPC 工程总包公司和部分印度工程总包公司有很大的优势, 特别是中国电建在迪拜建设有分公司, 已经深入中东市场开拓业务。

沙特天然气与太阳能资源充沛, 积极发展氢能行业。沙特 2016 年发布“2030 愿景”, 提出大力推动能源转型, 到 2030 年力争实现 400 万吨氢能的年产量和出口量的目标, 期望成为全球氢能经济的引领者。沙特天然气与太阳能资源充沛, 其东部地区拥有石油天然气生产、炼油化工的完备基础设施, 具有发展蓝氢产业的良好基础; 西部地区太阳能和风能资源丰富, 电力成本低廉, 通过电解水制取“绿氢”的成本优势显著。随后, 在“绿色沙特倡议”中计划, 到 2030 年实现每年减少 2.78 亿吨碳排放, 到 2060 年实现温室气体“净零排放”, 并致力于推动氢能生产链本地化, 成为全球清洁氢能供应商。阿联酋发布了“2050 能源战略”, 目标到 2050 年将清洁能源在总能源结构中占比提高到 50%, 氢能领域占据全球低碳氢市场份额 25%。

表 34: 2022 年以来中东及阿拉伯国家重要氢能合作项目

时间	国家/企业	进度
2022 年 4 月	埃及, 阿联酋	埃及与阿联酋在氢能方面达成战略合作, 两国相关公司将在苏伊士运河经济区和地中海沿岸合作开发绿氢工厂, 预计到 2030 年电解槽容量达到 4 吉瓦, 绿氢年产量达 48 万吨
2022 年 6 月	埃及苏伊士运河经济区总局	埃及苏伊士运河经济区总局与美国氢能公司 H2INDUSTRIES 签署谅解备忘录, 拟在埃及塞得港东港口投资 40 亿美元建造一座年处理 400 万吨城市废弃物的垃圾制氢厂, 预计氢气年产能达 30 万吨
2022 年 7 月	埃及苏伊士运河经济区总局	苏伊士运河经济区总局与印度 RENEW POWER 签署谅解备忘录, 拟投资 80 亿美元在苏伊士运河苏科纳港 (SOKHNA) 建立一座绿氢绿氨工业园, 至 2025 年绿氢和绿氨产能分别达到 2 万吨/年、10 万吨/年, 工业园全部投产后可年产 22 万吨绿氢和 100 万吨绿氨。
2022 年 8 月	英国 ACTIS, 印度 ACME 等	<ol style="list-style-type: none"> 1. 印度 ACME 计划投资 130 亿美元, 建设年产 220 万吨可再生氢工厂; 2. 英国 GLOBALEQ 承诺为一个三阶段项目投入 110 亿美元。 3. 沙特阿拉伯 ALFANOR 计划投资 40 亿美元, 建设年产 50 万吨绿氢工厂; 4. 阿联酋 ALCAZAR 提供 20 亿美元用于年产 23 万吨绿氢的计划; 5. 阿联酋 K&K 计划建设年产 23 万吨可再生氢工厂;

- 6.埃及地中海能源合作伙伴计划投资 2.3 亿美元建设年产 12 万吨绿氢工厂；
- 7.英国 ACTIS 斥资 15 亿美元建设年产 20 万吨绿氢工厂；
- 8.印度 RENEW POWER 将耗资 80 亿美元，建设年产 22 万吨可再生氢工厂；
- 9.卡塔尔投资局正在考虑在苏伊士运河经济区投资可再生氢和绿氢项目

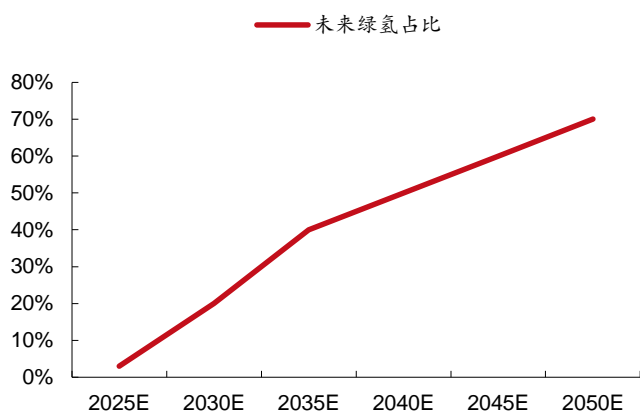
2022 年 9 月	卡塔尔能源公司	卡塔尔能源公司与卡塔尔工业公司、卡塔尔化肥公司签署合作协议。三方将合作建设 AMMONIA-7 项目，该项目总投资 10 亿美元，预计将于 2026 年一季度投产，年产 120 万吨蓝氨
2022 年 10 月	阿联酋	1.德国接收首批来自阿联酋的氢，以期推动能源转型、环节国内能源转型，该批氢能源以液氨运送，合计 13 吨。 2.阿联酋 ALCAZAR 公司计划投资 20 亿美元在埃及建设绿色燃料工业综合体，总产能为 23 万吨/年 3.阿联酋 K&K 集团将在埃及建设年产能为 23 万吨的绿氢工厂
2022 年 10 月	埃及	1.1.埃及苏伊士运河经济区、埃及主权基金、埃及电力传输公司及新能源和可再生能源管理局与来自沙特阿拉伯、阿联酋等公司签署谅解备忘录，其中沙特 ALFANA 公司计划投资 40 亿美元在埃及建设年产能为 50 万吨的绿色燃料工厂 2.2.地中海能源合作伙伴(MEP)计划投资 2.5 亿美元建设年产能为 12 万吨的绿氢工厂
2022 年 11 月	沙特阿拉伯	德国政府决定与私营部门合作在汉堡建设一个绿色氢进口码头。从 2026 年起，该码头将从沙特阿拉伯进口绿色氢
2022 年 11 月	埃及	3.埃及与挪威共同启动埃及可再生氢生产项目第一阶段。项目将在埃及红海沿岸城市艾因苏赫纳建立 100 兆瓦可再生氢工厂。4.全球电力公司 GLOBELEQ 与苏伊士运河经济区总管理局、埃及投资与发展主权基金、新能源和可再生能源管理局以及埃及输电公司签署合作协议，拟在未来 12 年内分三期在埃及开发总装机为 3.6 吉瓦的绿氢项目，所产部分绿氢将用于绿氢制造并出口欧洲和亚洲，绿氢年产能为 10 万吨。
	阿联酋	阿联酋典型氢能项目为 MBR 太阳能公园绿氢项目。目前，该项目已实现部分投入使用，预计到 2030 年，将有 5 吉瓦太阳能投入使用；白天，项目利用阿勒马克图姆太阳能公园光伏电力通过电解生产绿氢，夜间，绿氢转化为电力，为城市提供可持续能源。

资料来源：索比氢能网、西部证券研发中心

中阿氢能合作进一步加强，氢能业务厂商出海步伐加快。2022 年 12 月 7 日，沙特阿美和山东能源集团签署战略合作协议，范围涉及氢能、可再生能源和碳捕集技术。12 月 8 日，中国与沙方签署氢能和鼓励两国直接投资谅解备忘录，沙方表示欢迎中国企业积极参加沙特重大基础设施建设和能源项目合作。随着中阿在氢能方面的合作不断促进，短期内将促进氢能设备制造厂商出海，长期有助于氢能全产业链的出海。

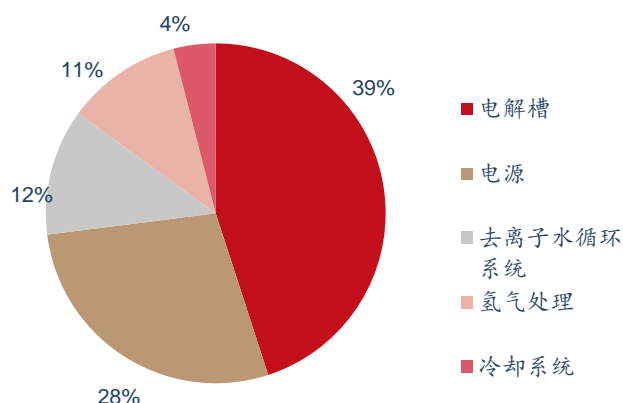
中国电解槽成本优势明显，中阿合作集中在绿氢制取环节。氢能能否大力推广的主要原因是氢能的成本，而电解水设备是制取“绿氢”的主要成本。中国目前电解水设备价格显著低于其他国家，据 BNEF、IEA 和香橙会数据，中国碱性电解槽设备成本仅为欧美供应商的 25%-40%，目前国内碱性电解槽产能逐步扩张，碱性电解槽设备成本已普遍降至 1500~2000 元/kw，具备成本竞争力。全球大规模制造技术中至少 60%的制造能力来自中国，电解槽制造能力也有 40%来自中国。另据彭博新能源财经统计，目前电解槽产能一半在中国，另一半在世界其他地区。基于此，认为沙特氢能的发展会促进中阿氢能合作，进一步加快氢能制造设备厂商出海，同时，氢能储运公司或将受益于跨国合作。

图 44：2025-2050 年绿氢占比预测



资料来源：中国氢能联盟、IEA、西部证券研发中心

图 45：电解槽占 1MW 碱性电解水系统成本比重



资料来源：《中国氢能及燃料电池产业年度蓝皮书 2022》、西部证券研发中心

根据彭博新闻预测 2022 年底预期年生产力全球前 20 家电解槽生产商中，年生产量共计 14GW，其中 8 家企业来自中国，隆基氢能以 1.5GW 产能位列榜首。2023 年底预期年生产力全球前 20 家电解槽生产商中，年生产量共计 26.4GW，其中共 9 家企业来自中国。

表 35：2022 年主要厂商的电解槽产量

地区	企业名称	年产量 (GW)
中国	隆基	1.5
中国	派瑞氢能	1.5
中国	阳光电源	1.1
比利时	考克利尔竞立	1
德国	蒂森克虏伯	1
中国	奥扬科技	1
英国	ITM Power	1
美国	普拉格能源	1
美国	Ohmium	1
美国	康明斯	0.6
挪威	Nel(耐欧)	0.6
中国	中电丰业	0.5
中国	国富氢能	0.5
德国	西门子	0.3
中国	瑞麟科技	0.3
挪威	HydrogenPro	0.3
中国	凯豪达	0.3
德国	Sunfire	0.3
法国	麦克菲	0.1
丹麦	Green Hydrogen Systems	0.1
	合计	14

资料来源：北极星氢能网、西部证券研发中心

欧洲推进氢气管道建设项目，大力发展可再生能源。2022年12月9日，法国、西班牙、葡萄牙三方表示将协同推进“H2Med”清气管道建设，从欧洲西部发力，为欧洲各国提供氢气；加之二二五冲突导致欧洲能源短缺问题日益突出，阿拉伯国家能够从欧洲东部和南部发力。而中国与沙特签订的合作协议有助于中国的氢能源产业链从阿拉伯国家对欧洲的能源供应中受益。2022年5月欧盟委员会在官网公布“REPower EU”能源计划，到2030年欧盟将实现可再生氢气生产1000万吨、进口1000万吨；2022年9月欧盟通过了《可再生能源发展法案》，明确2030/2035年非生物基可再生能源制氢在终端用氢中的占比达到40%/70%，2030年低碳氢（含绿氢）在氢能中的占比不低于50%。

表 36：欧盟氢能项目梳理

项目	所在地区	状态	规模	开发商	计划时间
绿色氢开发项目亚洲可再生能源中心(AREH)	澳大利亚	待建	26GW 规模的太阳能和风电，160 万吨绿氢或 900 万吨氢/年	英国石油公司 BP	
哈萨克斯坦 20GW 绿色氢能项目	哈萨克斯坦	待建	20GW 绿氢，满负荷年产 200 万吨	德国 SveindEnergyGroup	2030 年初投产，2032 年满产
海上风电可再生氢工厂	荷兰	建设中	20MW 电解槽，年产氢气 2 万吨	壳牌	2025 正式投产
荷兰北部海岸 3-4GW 风力发电厂	荷兰	待建	3-4GW 风力发电厂，并计划于 2040 年将发电量增加到 10GW, 预计绿氢年产量可达 100 万吨	壳牌、荷兰天然气网络运营商 Gasunie 和格罗宁根海港	2030 年前建设
海上风电大型制氢项目	荷兰	待建	200MW, 对应年产 2 万吨；该公司目标到 2030 年制氢产能达到 3GW(对应 30 万吨绿氢)	法国 Lhyfe	最早 2026 投产
Cepsa 财团绿色氢能产业项目			2025 年达 500MW 的绿色氢产能，到 2030 年达到 2GW(对应 20 万吨绿氢), 最终目标为 4GW	西班牙能源公司 Cepsa 等	
普埃托利亚诺绿氢生产厂	西班牙	建设中	规模 100MW, 预计首年将生产 3000 吨绿氢。2027 年，绿氢的年产量将达到 4 万吨；目前该项目已投资 1.5 亿欧元，总投资额将达到 18 亿欧元	伊维尔德罗拉电力公司	2027 年满产
费利克斯托港绿氢项目	英格兰	待建	预计将生产 100MW 能源，从 2026 年开始为大约 1300 辆氢燃料卡车提供动力，预计耗资 1.22-1.83 亿美元	苏格兰电力公司	2026 年投入运营
HyGreenTeesside 制氢项目	英格兰	建设中	初始氢气产能约为 60MW。到 2030 年氢气产能将达 500MW	英国石油公司 BP	预计 2023 年建成，2025 年投产
可再生能源制氢基地 Masshyla	法国	建设中	装机超过 100 兆瓦的太阳能电站和装机 40 兆瓦的电解槽，电解槽将安装在道达尔 LaMede 生物燃料工厂，为该工厂的运营生产供气	道达尔和恩吉公司	2024 年投入运营
海上绿氢工厂	法国	试运营	漂浮的风力涡轮机产生的电力将为试点项目提供电力，每天将产生多达 400 公斤的可再生氢	绿氢生产商 Lhyfe	
绿色能源港口威廉港扩建新氢枢纽计划	德国	待建	项目设有氨裂解器装置，从 2028 年起，每年可从绿氨中提供多达 13 万吨绿氢，且可利用已有油气设施运输氢气	英国石油公司 BP	2028 年投产
总计(截至 2030 年)			年产绿氢约 470 万吨		

资料来源：《氢能洞察 2022》麦肯锡、西部证券研发中心

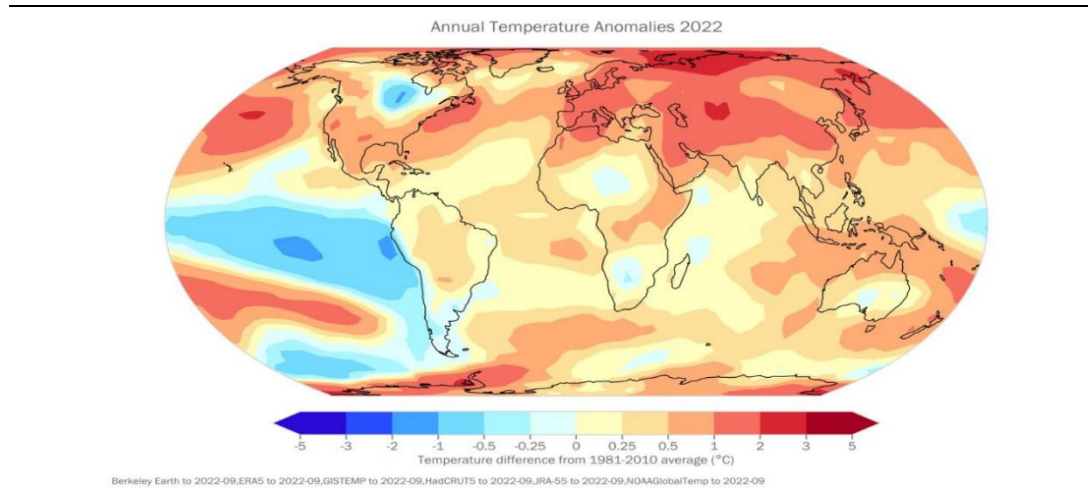
3.5 碳税：灰氢制备成本端承压，绿氢生产优势逐步显现

3.5.1 全球可持续发展理念深入人心，碳税征收应运而生

气候变化对全球构成极大威胁，低碳减排成为世界共识。世界气象组织发布《2022 年全球气候状况》指出，全球变暖仍在继续，2013 年至 2022 年的 10 年平均气温估计比工业

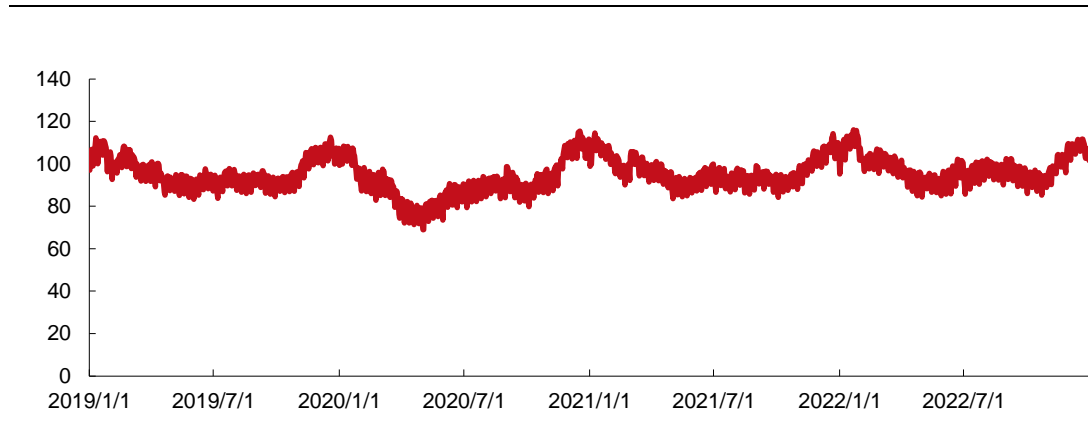
化前高出 1.14°C。其中，温室气体是导致全球气候变化的主要原因之一，碳排放则是最主要的一种。目前，各国正携手应对全球气候变化挑战，包括我国在内的 197 个国家加入《巴黎协定》，为了将全球升温控制在 1.5°C 以内，各国在 2030 年前必须在 2010 年水平上至少将排放量减少 45%，到 2050 年实现净零。

图 46: 全球变暖持续进行



资料来源: WMO、西部证券研发中心

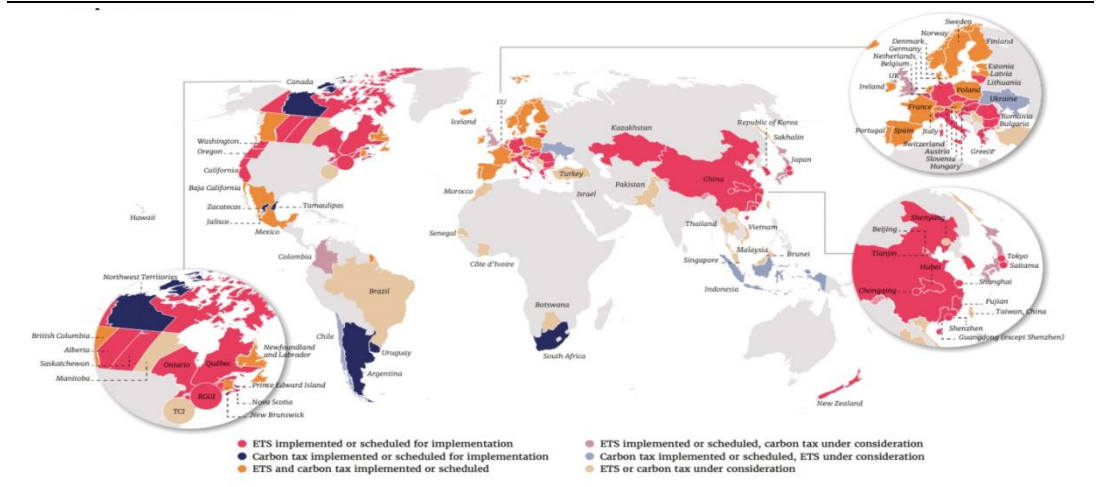
图 47: 全球每日二氧化碳排放量总量 (单位: Mt)



资料来源: Carbon Monitor、西部证券研发中心

碳税政策已累计丰富实践经验，全球覆盖范围广泛。20 世纪 90 年代，欧洲国家便开始通过征收碳税等环境税来降低劳动和资本的税负。近年来，南非、新加坡等亚非国家也相继开始实施碳税。世界银行的统计表明，截至 2021 年 1 月，全球共有 35 个国家开征碳税，其中涉及 27 个全国性征收方案，8 个地方性的征收方案。截至 2022 年 4 月，全球已投入运行的碳税、碳排放交易体系碳定价工具共计 68 种，共覆盖了全球约 23% 温室气体排放。

图 48: 碳税等碳定价工具全球分布



资料来源: 世界银行《2022年碳定价发展现状与未来趋势》、西部证券研发中心

表 37: 碳税政策分类

政策种类	模式	特点	代表国家
征税环节	直接对碳排放量或碳含量征税	能够直接反映排放主体的排放量, 但对计量技术要求较高, 实施成本较高	波兰、捷克等少数国家采用
	根据燃料消耗总量或其含碳量计征	较为简便	芬兰、丹麦、英国、日本等, 为大多数国家采用
征税依据	仅在化石燃料生产端征税	便于征管, 能够减少社会阻力, 但价格信号难以有效传导给消费者, 限制了碳税的调节作用	冰岛、日本、加拿大各省
	仅在化石燃料消费端征税	符合税收公平原则, 也有利于唤起企业和消费者节能减排的意识, 但纳税人较为分散, 不便于管控	波兰、英国
	同时对化石燃料的生产端和消费端征税		荷兰

资料来源: 《国际税收》、西部证券研发中心

表 38: 部分国家(地区)碳税开征年份及税率

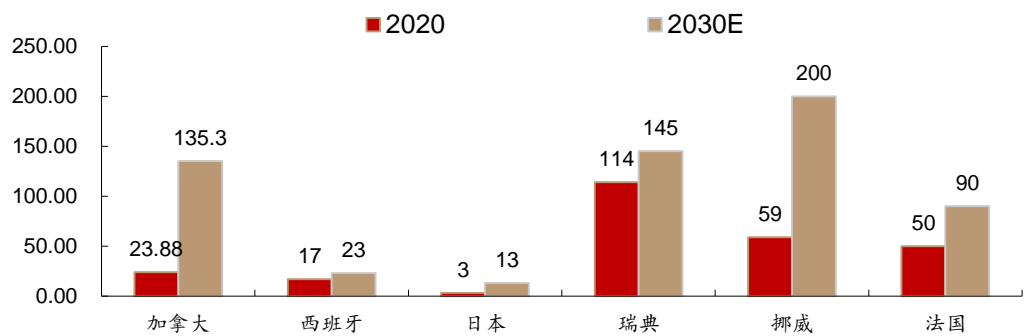
国家(地区)	开征时间(年)	碳税税率(美元/吨二氧化碳当量)	国家(地区)	开征时间(年)	碳税税率(美元/吨二氧化碳当量)
卢森堡	2021	40.12 (柴油)、23.49 (所有化石燃料)	墨西哥	2014	0.36-3.18
荷兰	2021	35.24	英国	2013	24.8
墨西哥塔毛利帕斯州	2021	12.72	日本	2012	2.61
加拿大新布伦瑞克省	2020	31.83	乌克兰	2011	0.36
加拿大	2019	31.83	爱尔兰	2010	39.35
加拿大爱德华王子岛省	2019	23.88	冰岛	2010	34.83 (化石燃料)、19.79 (含氧气体)
加拿大纽芬兰与拉布拉多省	2019	23.88	列支敦士登	2008	101.47
加拿大西北地区	2019	23.88	瑞士	2008	101.47
南非	2019	9.15	哥伦比亚	2008	35.81
新加坡	2019	3.71	拉脱维亚	2004	14.1
阿根廷	2018	5.54	爱沙尼亚	2000	2.35
墨西哥萨卡特卡斯州	2017	12.23	斯洛文尼亚	1996	20.32

国家 (地区)	开征时间 (年)	碳税税率 (美元/吨二氧化碳当量)	国家 (地区)	开征时间 (年)	碳税税率 (美元/吨二氧化碳当量)
哥伦比亚	2017	5.00	丹麦	1992	28.14 (化石燃料)、23.65 (含氧气体)
智利	2017	5.00	瑞典	1991	137.24
葡萄牙	2015	28.19	挪威	1991	3.87-69.33
法国	2014	52.39	芬兰	1990	72.83 (交通燃料)、62.25 (其他化石燃料)
西班牙	2014	17.62	波兰	1990	0.08

资料来源:《国际税收》、西部证券研发中心

各国碳税税率走势逐步高升，强化引导企业绿色转型。碳税体系下，政府针对企业造成二氧化碳排放的商品或服务，依照排放量来征收环境税，通过税收手段促使企业采取更加环保的行为，如减少能源消耗、转向清洁能源，实行更高效的制造工艺等。碳税的推出，一方面可以用来协助企业转型，以更有效率的方式使用能源；另一方面，能够有效降低温室气体排放量，减缓全球气候变化的速度。现阶段，一些国家正在规划更为严苛的碳税政策，加拿大碳税税率预计十年内增长超 100 美元，于 2030 年提升至 136 美元/吨二氧化碳。

图 49: 部分发达经济体碳税税率情况 (单位: 美元/吨二氧化碳当量)



资料来源: OECD 官网、西部证券研发中心

3.5.2 我国碳税出台势在必行，绿氢优势有望逐步显现

我国碳交易市场扬帆起航，碳税政策箭在弦上。虽然我国暂未实施碳税政策，但已经初步建立碳交易市场并制定实施了节能减排相关政策。未来，我国可以充分借鉴国外的碳税经验，采取融入型碳税，将碳税作为成本的一部分直接融入到商品或服务价格中，由市场上的生产者和消费者共同分担，以温和的方式在节约立法成本的同时实现减排目标。

绿氢制备零碳排放占优，碳税出台将释放利好信号。传统灰氢制备通过石油、天然气、煤炭等化石燃料燃烧制备，碳排放量高，是目前主要的制氢来源。绿氢则通过光伏发电、风电以及太阳能等可再生能源电解水制氢，在制氢过程中基本上不会产生温室气体。虽然绿氢制备仍存在转化率低、成本高的缺点，但碳税出台将进一步缩小其与灰氢的成本差距。

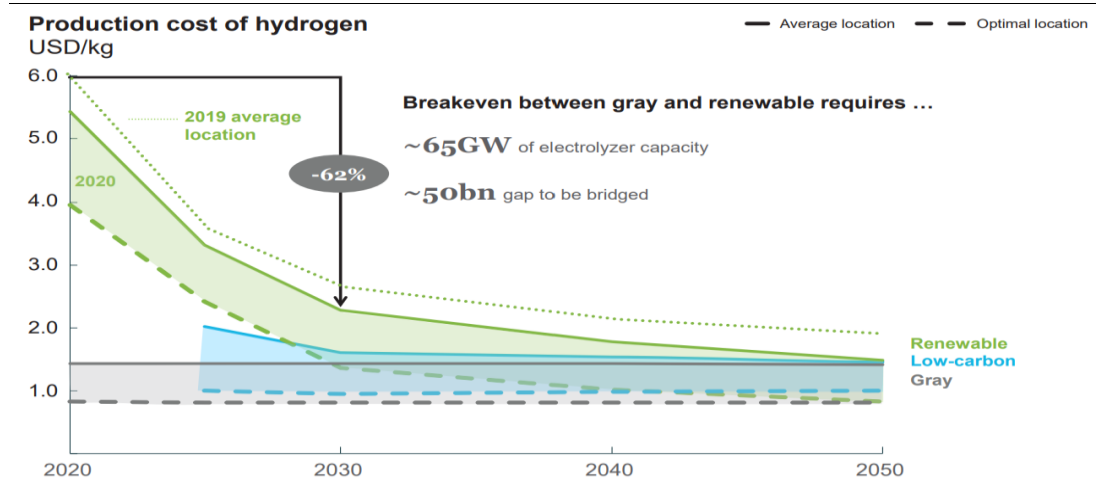
表 39: 碳税相关政策

相关政策	出台时间	主要内容
“中国碳税税制实施框架设计”方案	2010	提出了我国碳税制度的实施框架，包括碳税与相关税种的功能定位、我国开征碳税的实施路线图，以及相关的配套措施建议

相关政策	出台时间	主要内容
《中华人民共和国环境保护税法》	2018	向环境排放应税污染物的企业事业单位和其他生产经营者征收环境保护税
《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	2021	提出加快研究碳税等碳减排相关税收政策

资料来源：政府官网、西部证券研发中心

图 50：2020-2050 年各类技术路线制氢成本趋势预测



资料来源：国际氢能委员会、西部证券研发中心

碳税助力绿氢灰氢成本加速收敛，2030 年有望持平。根据测算结果，将 2020 年水平作为基准，假定灰氢初始制备成本为 0.9-1.4 美元/公斤，绿氢制备成本维持 4.0-4.5 美元/公斤。若我国推出碳税，且碳税税率达到 50 美元/吨二氧化碳及以上水平，绿氢与碳排放量较高、制备灰氢的传统制氢企业的成本差距有望降至 2.0 美元以下。叠加可再生能源制氢成本下降等因素，未来绿氢制备成本将以较快速度收敛于灰氢水平。

表 40：灰氢制备成本（含碳税）测算

二氧化碳排放量 (公斤)	碳税税率 (单位：美元/吨二氧化碳当量)	碳税成本 (美元/公斤)	灰氢总制备成本 (美元/公斤)	与绿氢的成本差距 (假定绿氢制备成本维持 4.0-5.5 美元/公斤区间)
10	10	0.10	1.00-1.50	3.00
15		0.15	1.05-1.55	2.95
20		0.20	1.10-1.60	2.90
25		0.25	1.15-1.65	2.85
10		0.25	1.15-1.65	2.85
15	25	0.38	1.28-1.78	2.72
20		0.50	1.40-1.90	2.60
25		0.63	1.52-2.02	2.48
10		0.50	1.40-1.90	2.60
15		50	0.75	1.65-2.15
20	1.00		1.90-2.40	2.10
25	1.25		2.15-2.65	1.85

10		0.75	1.65-2.15	2.35
15	75	1.13	2.03-2.53	1.97
20		1.50	2.40-2.90	1.60
25		1.88	2.78-3.28	1.22
10		1.00	1.90-2.40	2.10
15	100	1.50	2.40-2.90	1.60
20		2.00	2.90-3.40	1.10
25		2.50	3.40-3.90	0.60

资料来源：西部证券研发中心

3.6 电解槽需求：预计26/30年新增装机30/127GW，市场规模761/2420亿元

我们对电解槽需求测算如下：

图 51：2023-2030 年全球电解水制氢规模及市场测算

	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
风光装机容量 (GW)											
全球光伏及风电总装机容量 (GW)	227.0	241.0	335.8	483.1	610.1	771.6	909.8	1055.5	1206.6	1366.8	1545.7
YoY	29%	6%	39%	44%	26%	26%	18%	16%	14%	13%	13%
中国分布式装机预测	15.4	29.1	54.0	75.6	98.3	127.8	153.3	180.9	209.9	241.3	277.5
中国集中式光伏装机预测	32.8	25.8	36.0	55.0	71.5	93.0	109.7	128.3	150.1	174.2	202.0
海外分布式装机预测	36.2	32.9	56.4	79.0	102.6	133.4	156.1	181.1	206.5	233.3	261.3
海外集中式光伏装机预测	49.6	67.2	93.6	140.4	182.5	237.3	284.7	336.0	389.7	448.2	515.4
中国陆上风电新增装机预测	54.0	41.4	44.7	70.0	80.0	90.0	103.5	115.9	127.5	137.7	148.7
中国海上风电新增装机预测	3.0	14.5	5.2	10.0	14.0	20.0	26.0	31.2	35.9	40.2	44.2
海外陆上风电新增装机预测	33.0	35.0	40.0	45.2	50.2	55.2	58.5	61.4	63.9	66.4	68.4
海外海上风电新增装机预测	3.0	4.0	6.0	8.0	11.0	15.0	18.0	20.7	23.1	25.5	28.0
氢配比											
中国分布式光伏	0.05%	0.09%	0.25%	0.30%	0.36%	0.41%	0.48%	0.55%	0.63%	0.72%	0.83%
中国集中式光伏	0.35%	0.65%	1.20%	2.40%	3.84%	5.76%	7.49%	8.99%	10.78%	12.94%	14.23%
海外分布式光伏	0.06%	0.06%	0.05%	0.06%	0.07%	0.09%	0.10%	0.12%	0.15%	0.18%	0.21%
海外集中式光伏	0.10%	0.12%	0.17%	0.51%	1.28%	2.55%	4.59%	6.43%	8.35%	10.44%	11.49%
中国陆上风电	0.23%	0.25%	0.30%	0.60%	1.20%	2.40%	3.60%	5.04%	6.55%	8.52%	10.22%
中国海上风电	0.30%	0.60%	1.00%	2.00%	3.60%	5.40%	7.02%	9.13%	10.49%	11.54%	12.12%
海外陆上风电	0.02%	0.03%	0.03%	0.06%	0.12%	0.24%	0.48%	0.96%	1.73%	3.11%	4.98%
海外海上风电	0.01%	0.02%	0.02%	0.05%	0.15%	0.38%	0.83%	1.49%	2.38%	3.56%	4.99%
全球电解槽新增装机 (GW)	0.33	0.49	1.00	3.06	7.34	16.23	29.65	46.62	68.47	97.76	127.26
YoY	32%	47%	104%	205%	140%	121%	83%	57%	47%	43%	30%
电解水制氢规模测算											
光伏年有效利用时长 (h)	1654	1736	1823	1914	1991	2071	2112	2154	2197	2241	2286
风电年有效利用时长 (h)	3570	3606	3642	3679	3715	3752	3790	3828	3866	3905	3944
其他电解水制氢有效利用时长 (h)	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
生产效率 (Nm ³ /MW*h)	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
氢气体积质量比 (Nm ³ /kg)	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2
中国光伏制氢规模 (万吨)	0.7	1.4	3.3	8.7	20.1	42.6	77.2	126.9	198.2	299.3	432.2
中国风电制氢规模 (万吨)	1.2	2.4	3.7	7.8	17.6	39.5	77.4	137.6	222.7	339.0	487.2
海外光伏制氢规模 (万吨)	0.4	0.7	1.4	4.1	12.8	36.1	86.7	172.4	304.8	499.9	753.8
海外风电制氢规模 (万吨)	0.1	0.2	0.2	0.4	1.0	2.2	5.2	11.3	22.9	43.8	78.1
其他电解水制氢规模 (万吨)	0.0	0.0	0.4	1.1	3.2	8.6	19.3	38.6	69.4	118.8	197.8
全球电解水制氢规模 (万吨)	2.4	4.7	8.9	22.1	54.6	129.0	265.8	486.8	817.9	1300.9	1949.1
YoY	161%	93%	90%	147%	147%	136%	106%	83%	68%	59%	50%
全球电解槽市场规模 (亿元)	12.3	17.1	31.3	89.9	205.0	431.8	761.3	1119.2	1531.4	2026.7	2420.4
YoY	18%	39%	83%	187%	128%	111%	76%	47%	37%	32%	19%

注：本表所测算电解槽市场规模为以电解槽为核心的电解水系统整体市场规模。

资料来源：IEA、西部证券研发中心

光伏风电装机量持续高增，配套电解槽装机有望快速提升。我们预计 2022 年全球光伏风电新增装机容量 336GW，其中光伏/风电分别新增 240/96GW；预计 2030 年全球光伏风电新增装机容量 1546GW，22-30 年 CAGR=21%，其中光伏/风电新增装机分别为

1256/289GW，22-30年CAGR分别为23%/15%。我们根据目前已经披露的绿氢项目以及行业发展速度进行测算，预计2023年全球电解槽新增装机3GW以上，同比增长2倍以上，市场规模约90亿元，同比增长约1.9倍。根据目前行业快速高增趋势，我们测算2026/2030年全球新增电解槽装机约30/127GW，22-30年CAGR=83%，全球电解槽系统市场规模达761/2420亿元，22-30年CAGR=72%。

电解槽系统成本有望规模化降本，PEM占比有望逐步提升。我们预计2023年中国ALK/PEM电解槽系统均价分别为1.80/6.84元/W，同比-10%/-15%，海外ALK/PEM电解槽系统均价分别为3.78/5.76元/W，同比-14%/-18%，预计随着电解槽系统装机规模大幅提升，成本有望呈现逐步下降趋势。我们预计2023年中国ALK/PEM电解槽新增装机占比分别为94%/6%，预计到2030年占比分别为85%/15%；预计海外ALK/PEM电解槽新增装机占比分别为30%/70%，预计到2030年占比分别为26%/74%。

绿电制绿氢成行业趋势，电解水制氢规模迎来高增。我们预计2022年全球电解水制氢规模约8.9万吨，2023年有望达22.1万吨，同比+147%，随着电解槽装机规模大幅提升，我们预计2026/2030年电解水制氢规模分别达到266/1949万吨，22-30年CAGR=96%，氢能有望逐步成为全球能源结构的重要组成部分。

四、投资建议：关注优质电解槽厂商及核心设备材料公司

电解槽是产业链核心环节，关键设备及材料公司具备较大发展机会。随着绿氢行业发展，制氢环节率先收益，特别是电解槽厂商会率先放量。在储运氢环节以及应用环节优质龙头企业快速成长，业绩弹性有望逐步得到显现。

4.1 制氢环节：设备厂商最受益，看好具备制造技术优势电解槽厂商

电解槽出货量快速增长，碱性电解槽成市场主流。电解槽是电解水制氢系统中的核心设备，碱性电解槽凭借商业成熟度高、成本低等优势，2021年出货量达到776MW，成为目前制氢行业的首选，目前碱性电解槽可以初步实现绿色制氢大规模应用。2022年全球前20家电解槽企业产量合计达到14GW，2023年规划产能达到26.4GW，根据彭博新能源预测，2030年全球电解槽装机规模将达到242GW。根据BloombergNEF数据，2023年中国电解槽出货量将继续保持高增，出货量有望达到1.4-2.1GW，占当年全球出货量的60%以上，同比增加75%-163%。

4.1.1 隆基绿能

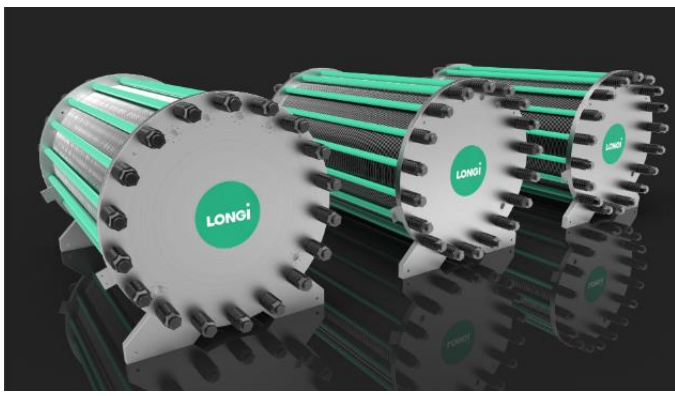
硅片制造企业向氢能新业务全面布局。隆基绿能从2018年开始开展在氢能领域的战略规划，积极与国内外研究机构合作研发电解水制氢装备，并于2021年成立西安隆基氢能科技有限公司，并致力于成为全球领先企业，为全球的减碳降碳提供绿氢解决方案。2021年第四季度，公司首台1000Nm³/h碱性水电解槽成功下线；2022年3月完成了全球首台套4000nm³/h制氢系统的实证测试，氢能装备技术发展迅猛。公司于2021年初步具备500MW电解水制氢装备产能，2022年规划产能达1.5GW，未来五年内产能将达到5-10GW，助力实现“碳中和”目标，共同推动能源转型进程。

开启制氢能效1.0时代。公司的碱水制氢系统已实现并达到了世界领先水平：第一，4台1000Nm³/h电解槽对应1台气液分离装备，系统制氢能力达到4000Nm³/h，单台纯化能力达到8000Nm³/h，系统电耗无论实证数据还是设计水平均创造了领先性；第二，实现高电流

密度与高产氢量的完美结合，有效降低了系统投资；第三，适应大规模可再生能源制氢对电能质量和负荷快速响应的特点，系统负荷响应时间为毫秒级；第四，与 IGBT 电源兼容性好，可出色地应对谐波/功率因数等电能质量和可再生能源匹配性问题。公司还不断加大研发投入，持续推动单位制氢成本 LCOH 的降低。该子公司推出了新一代碱性电解水制氢设备，直流电耗满载状况下低至 4.1kWh/Nm³，在 2500A/m² 电流密度下，更可低至 4.0kWh/Nm³。

实施“绿电+绿氢”战略，氢能业务蓬勃发展。光伏发电已成为全球最具经济性的清洁能源，“绿电+绿氢”将推动制氢成本 LCOH（单位制氢成本）的下降，同时有效克服可再生能源间歇性、储存性问题。隆基氢能提供的“绿电+绿氢”解决方案能全面覆盖合成甲醇、合成氨、钢铁冶炼、石油炼化等领域。隆基氢能作为领先企业，在 2022 年 5 月成功入围中石化首个万吨级绿氢示范项目，为其提供分布式光伏和光伏地面电站的解决方案，并提供绿氢生产装备以及制氢相关解决方案。万华化学与隆基绿能于 2023 年达成战略合作，实现产业优势互补，助力“双碳”目标实现。据证券之星披露，隆基绿能拟与可再生和清洁能源开发商 Invenergy 合作，在美国俄亥俄州建设一处 5GW 光伏组件工厂。

图 52：模块化电解槽制氢设备



资料来源：公司官网、西部证券研发中心

图 53：全新一代碱性电解水制氢设备 ALK Hi1 系列产品发布会



资料来源：公司官网、西部证券研发中心

4.1.2 阳光电源

前瞻性布局氢能。公司于 2019 年布局氢能业务，成立了专门的氢能事业部。公司在稳步发展新能源装备业务时，也在氢能领域不断加大研发投入。2021 年 3 月，公司以推出的国内首款可量产功率最大（250kW）和电流密度最高（1.5A/cm²）的 SEP50 PEM 制氢电解槽为标志，正式踏入制氢设备领域。并于 2021 年 6 月，公司成立全资子公司——阳光氢能科技公司。公司拥有碱水电解制氢系统技术（ALK）和质子交换膜（PEM）纯水电解制氢技术两种技术路线，以及配套的 MW 级专用制氢整流电源、智慧氢能管理系统。

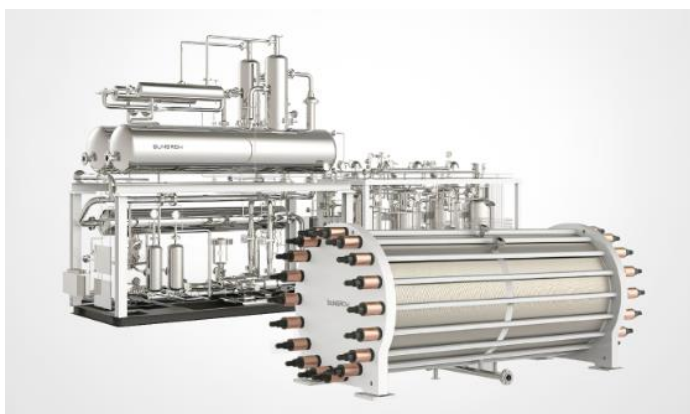
氢能与储能相互协同。公司联手中国科学院大连化学物理研究所成立 PEM 电解制氢技术联合实验室，以大功率 PEM 电解制氢装备的研究开发为核心，加强可再生能源和电解制氢的融合，改善优化制氢系统。利用光伏、风电等可再生能源供电的水电解生产的氢气（绿氢），再通过燃料电池等方式转换为电力，可实现氢储能的“电-氢-电”循环。公司在多地开展了光伏制氢项目，业务扩张迅速。随着可再生能源渗透率提升和电解制氢成本降低，氢能源有望迎来快速发展。未来若氢能实现大规模应用，氢能业务将助力于公司的长期发展。

表 41：2019-2022 年阳光电源氢能项目

时间	地点	项目
2019年7月	山西	与山西省晋中市榆社县政府签订了300MW光伏和50MW制氢综合示范项目
2019年9月	山西	与山西省屯留区在吾元镇政府签订了200MW光伏发电项目（一期）开工暨二期500MW光伏制氢项目
2020年6月	安徽	国网兆瓦级氢能科技示范项目，200Nm ³ /h PEM制氢系统
2021年	安徽	阳光产业园光伏制氢示范项目
2021年10月	吉林	分布式发电制氢加氢一体化示范项目，1000Nm ³ /h碱性水制氢系统
2022年3月	内蒙古	内蒙古圣圆正能制氢加氢一体化项目，计划投资13.96亿元，规划建设6000Nm ³ /h电解水制氢、200MW光伏发电、2座1000kg/12h以加氢为主的综合能源站项目及配套设施

资料来源：公司官网、西部证券研发中心

图 54：阳光电源碱性电解槽



资料来源：公司官网、西部证券研发中心

图 55：阳光电源 PEM 电解槽



资料来源：公司官网、西部证券研发中心

4.1.3 华电重工

氢能产业布局稳步开展。2020年华电重工正式成立氢能事业部，以可再生能源高效利用、二氧化碳减排利用、工业尾气综合利用为方向，致力于为客户提供制售氢、装备制造、工程总包等一体化服务。2020年氢能业务承接甘电投氢能利用研究课题，签订2个气体扩散层供货合同。公司承担华电集团“揭榜挂帅”项目和国家重点科技攻关项目，在泸定电解水制氢装置试运行成功，氢气纯度大于99.99%，推动包头达茂旗、青海德令哈两个项目落地，同时对多个项目进行跟踪，业务涉及制氢、氢燃料电池汽车、玻璃等多个用氢场景，为公司后续业务开展打下基础。

2022年氢能业务突破巨大。2022年5月公司并购深圳通用氢能51%的股权，公司更加看重通用氢能的专家团队，能够为公司在氢产业上的发展提供技术上的支持，目前已在气体扩散层、质子交换膜方面取得重大突破；2022年7月，公司1200Nm³/h碱性电解水制氢装置与气体扩散层产品已成功下线；2022年11月，与内蒙古华电氢能科技有限公司签署了《内蒙古华电包头市达茂旗20万千瓦新能源制氢工程示范项目PC总承包合同制氢站部分》，合同金额为3.45亿元人民币，计划2023年内投产。

2023年3月15日金山股份发布公告：公司拟与华电科工（华电重工第一大股东）共同出

资建设 25GW 风电离网制氢一体化项目，并配备 2 台单机容量 1000Nm³/h 碱性电解装置，1 台 2000Nm³/h 的氢气纯化装置，2 台 1500m³储氢罐等装备，预计年产绿氢 1230 吨，其中金山股份占比 70%，华电科工占比 30%。

图 56: 1500Nm³/h 的碱性电解槽

资料来源：西部证券研发中心

表 42: 25GW 风电离网制氢一体化项目

25GW 风电离网制氢一体化项目	
金山股份出资	0.5817 亿元
华电科工出资	0.2493 亿元
配套设备	2 台单机容量 1000Nm ³ /h 碱性电解装置
	1 台 2000Nm ³ /h 的氢气纯化装置
	2 台 1500m ³ 储氢罐
	3 台（2 用 1 备）出口压力 21MPa、额定流量 1000Nm ³ /h 氢气压缩机
风电设备	2 支 20MPa 双枪双计量加氢柱
	年利用小时数 3000 小时，年发电量约 7500 万千瓦时，全部发电量均用于本项目制取绿氢，预计年产绿氢 1230 吨

资料来源：《沈阳金山能源股份有限公司关于投资建设风电离网制氢一体化项目暨关联交易的公告》、西部证券研发中心

表 43: 2022-2023 年氢能项目

	时间	项目
碱性制氢	2022 年 7 月	首套 1200Nm ³ /h 碱性电解槽产品下线
PEM 制氢	2022 年	投资并控股通用氢能
发展风光氢等新能源产业	2022 年 7 月	华电集团与山西美锦能源签订合作协议
	2022 年 4 月 30 日	华电集团与成都市签署战略合作框架协议，在氢能产业生态圈深化合作
政府层面	2022 年 6 月 15 日	华电集团与青海省人民政府签署战略合作协议，推动青海储能、氢能等领域的创新发展
	2022 年 11 月 16 日	与内蒙古华电氢能科技有限公司签署了《内蒙古华电包头市达茂旗 20 万千瓦新能源制氢工程示范项目 PC 总承包合同制氢站部分》
	2023 年 3 月 15 日	华电科工与金山股份共同出资建设 25GW 风电离网制氢一体化项目

资料来源：各政府官网、公司官网、西部证券研发中心

4.1.4 华光环能

与大连理工紧密合作，制氢项目逐一落地。公司业务横跨环保、能源两大领域，涉及装备制造、工程与服务以及项目运营等。背靠无锡国资，公司并入国联环保、市政设计院、国联环科、无锡蓝天、中设国联等多项优质资产。公司作为无锡市氢能联盟理事长单位，与政府相关部门沟通，积极布局无锡氢能产业。2022年公司与大连理工大学合作成立零碳工程技术研究中心，进行电解水制氢、碳捕捉技术等示范项目的开发。公司凭借装备制造方面多年的经验，成功实现了碱性水电解槽制氢技术、装备及系统集成的成功落地历时70天完成了30m³/h制氢设备及系统的研发和生产，设备在程度中试顺利。公司研制的制氢设备，对主副电极结构进行了改进，采用新型环保隔膜材料，大幅提高了电流密度，同等产氢量下，设备体积大幅减小。在此基础上，公司近期计划试制线下大型可商业化应用水电解槽制氢设备，从氢能设备制造到储运装备、投资运营，逐步向下游延伸布局。

制氢与公司现有业务实现协同发展。氢能产业链的三大环节为上游制氢、中游储运、下游应用，公司在选择方向时考虑公司自身装备制造的优势，选择在上游制氢环节切入，主攻碱性水电解槽制氢技术、装备及系统集成，同时与现有业务构成协同：制作制氢设备所需的原材料、吊装设备及场地可充分利用公司装备制造的已有资源，且公司研发人员经验丰富、制造人员技术娴熟，能快速熟悉新领域并与大连理工研发人员高效配合。公司投资新设华光碳中和技术有限公司，将通过开展碳减排技术梳理、外部合作及技术引进并孵化输出等，带动公司装备制造和工程板块的产业输出，未来公司将积极探索现有业务与氢能等新能源的协同发力的可能性。

2023年3月15日，成功研发并下线产氢量1500Nm³/h的碱性电解槽。公司目前已具备500Nm³/h以下、500-1000Nm³/h，1000-2000Nm³/h，多个系列碱性电解水制氢系统制造技术，已有10000m²电解槽水制氢设备制造场地，并同步推进新制造基地的建设。

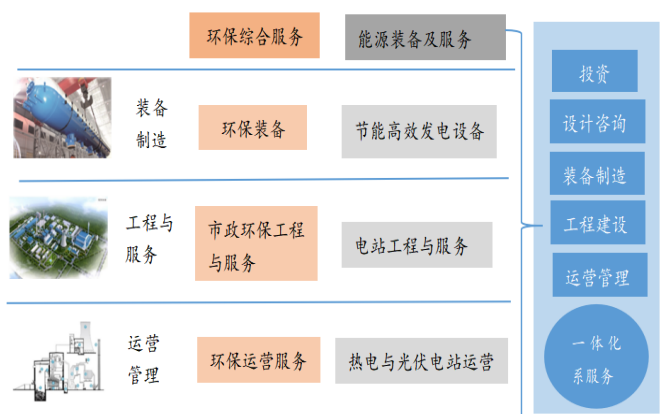
图 57：1500Nm³/h 的碱性电解槽下线公告

图 58：公司业务领域

证券代码：600475 证券简称：华光环能 公告编号：临 2023-009

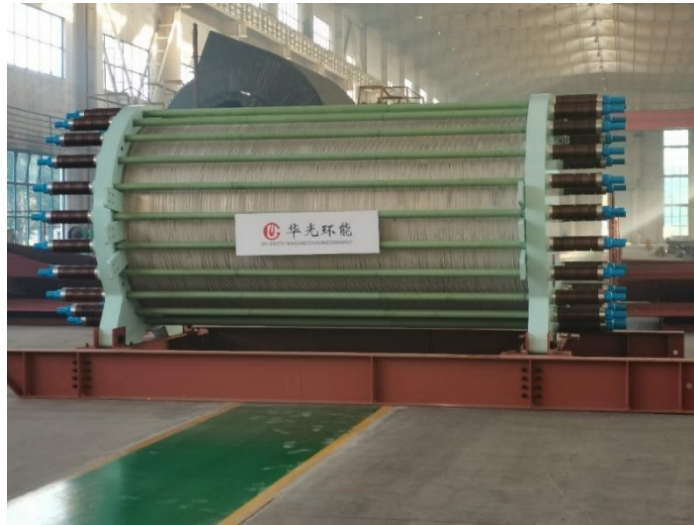
无锡华光环保能源集团股份有限公司 关于 1500 Nm³/h 碱性电解槽下线的公告

本公司董事会及全体董事保证本公告内容不存在任何虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对其内容的真实性、准确性和完整性承担个别及连带责任。



资料来源：《无锡华光环保能源集团股份有限公司关于 1500Nm³/h 碱性电解槽下线的公告》、西部证券研发中心

资料来源：公司财报、西部证券研发中心

图 59：1500Nm³/h 的碱性电解槽

资料来源：公司财报、西部证券研发中心

4.1.5 昇辉科技

氢能布局实现强强联合，电解槽研发生产进展迅速。公司充分借助在佛山当地氢能领域的政策先发优势与产业集聚优势，重点聚焦氢能产业，从氢能源车辆运营、制氢设备、氢能核心电气零部件等产业环节进行投资与布局，先后投资氢能产业链企业国鸿氢能、飞驰汽车、鸿基创能及盛氢制氢。昇辉新能源也与佛山市南海区政府、美锦能源达成战略合作，通过高效整合行业及公司资源，强强联合，形成昇辉新能源氢能产业联盟。2022年8月22日，公司旗下广东盛氢制氢设备有限公司推出了首台套100标方碱性电解水制氢设备产品，仅仅120天后，盛氢制氢开发的1000标方制氢设备下线，该设备采用碱性电解水的制氢技术路线，能够实现单槽制氢产量1000标方/小时的水平，氢气纯度达99.9995%，工作压力在1.6Mpa。新产品配套系统具备宽频调谐能力和快速启动能力，有利于实现风光可再生能源离网绿电制氢模式。目前盛氢制氢已经具备年产50台套大功率电解槽的生产能力以及快速交付整体解决方案的能力。

成立昇辉新能源作为氢能产业运营实体。自成立以来，昇辉新能源推出两款氢燃料电池发动机，通过国家强制质量检验，达到市场主流技术水平；公司投资建设氢燃料电池关键零部件DC/DC升压变换器产线，提升氢燃料电池零部件自产率；拓展战略客户，与盛丰物流集团有限公司达成合作；公司燃料电池系统的配套车辆申报进入工信部新能源推荐车型公告目录。

昇辉新能源构建了“3+3”的氢能战略：一方面战略投资飞驰科技、国鸿氢能、鸿基创能这3家产业链头部企业，携手合作伙伴搭建氢能生态圈和产业联盟；另一方面自主搭建了氢能运营平台、制氢装备、氢能电气零部件3大板块，通过深耕氢链两头构筑强大的氢能竞争优势。昇辉新能源的目标是实现“整车运营/市场推广-稳定氢源-电气核心零部件”的协同发展。结合企业和政策优势，昇辉新能源正在进行应用场景的探索，包括：成立氢能物流车运营平台，带动燃料电池汽车应用规模的扩大；响应政策推进氢燃料电池物流车（主要围绕高端冷链物流）；筹划自用制氢加氢一体站，为区域内氢能车提供不高于35元/kg的终端售价；同时也在依托上市公司现有电气设备的技术积累与经验，快速实现在氢

能核心电气设备领域的的能力转化。

图 60: 1000 标方电解槽产品



资料来源：公司财报、西部证券研发中心

图 61: 氢气纯化装置



资料来源：公司财报、西部证券研发中心

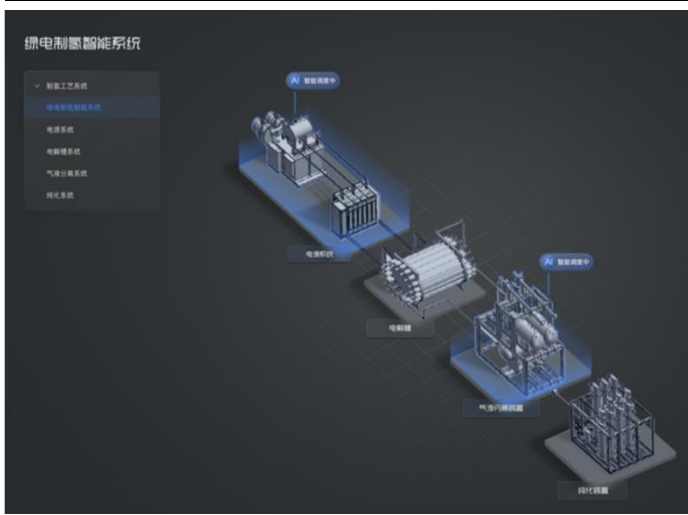
4.1.6 双良节能

绿电智能制氢系统下线，制氢迈出一大步。2022年9月，公司举行首套1000Nm³/h绿电智能制氢系统下线仪式，目前双良绿电制氢装备制造车间正在建设中，建成后预计具备1000-1500 m³/h 电解槽 100 台套的产能。同时，公司成立氢能研究中心，规划氢能产业链技术研发，布局上游电解制氢技术、储氢技术、以及下游氢气高效利用技术。由双良自主研发的“绿电智能制氢系统”，分为“高性能电解槽、气液分离装置、纯化装置和电源”四大核心部分，具有制备量大、智能、安全、可靠等显著优势，采用高电流密度设计的电解槽最大制备量可达 1000Nm³/h，通过气液分离装置将碱液沉降分离后，经过提纯的氢气纯度可达到 99.9999%以上，真正实现无污染、零排放、低成本，实现了制氢系统的节能高效与无人值守，可广泛应用于煤化工与石化、钢铁与冶金、合成氨等工业领域与民用领域，减少碳排放，助力用能终端实现“双碳”目标。

在电解制氢方面积极投入研发，形成新竞争优势。目前已与上海交通大学等达成合作，承担了“绿电碱性膜电解水制氢电堆关键材料与系统集成”产业化关键技术研究课题项目，以进一步优化电解槽结构和组装工艺，提高电解槽性能、单位面积产氢量并降低制氢能耗等。

图 62: 绿电制氢智能系统

图 63: 绿电制氢智能系统核心部分



资料来源：公司财报、西部证券研发中心



资料来源：公司财报、西部证券研发中心

4.1.7 吉电股份

背靠国电投积极发展新能源，氢能布局行业领先。吉电股份是国电投控股上市公司，主要业务涉及新能源、综合智慧能源、氢能、储能及火电、供热、生物质能、电站服务等领域。公司从 2018 年开始谋划氢能产业，目前公司开发的白城分布式新能源发电+制氢加氢一体化示范项目、长春中韩示范区“光伏+PEM 电解制氢+加氢”一体化示范项目均已投运，大安市化工园区开发的风光制氢合成氨一体化项目正在推进相关工作。公司计划在吉林省氢能规划的框架内，促进白城区域建设千万千瓦新能源制氢基地，在吉林中部长春中韩示范区建设氢能装备研发制造应用基地，并在白城、长春间打通形成制氢、储运和化工产业应用的氢能走廊，促进发展吉林省氢能全产发展。

大安风光制氢合成氨一体化项目规模较大，布局制氢环节完善产业链。公司 2 月份发布大安风光制氢合成氨一体化示范项目招标公告，其中共采购 39 套水电解制氢设备，该示范项目动态总投资 59.56 亿元，预计安装 PEM 制氢设备 50 套，碱液制氢设备 36 套，制氢能力 46000Nm³/h，储氢装置 60000Nm³。根据招标公告，隆基氢能、阳光电源、三一氢能、派瑞氢能拟中标制氢设备，根据要求，制氢设备预计 2023 年 9 月底开始陆续供货，并于 2024 年 4 月底全部完成，满足现场施工进度要求。公司在制氢环节也在积极参与，其中在长春中韩示范区参与成立了长春绿动氢能科技有限公司，开展 PEM 制氢设备研发、制造。

公司在氢能交通领域示范运营，布局制氢加氢一体站前景广阔。2023 年 4 月，吉电股份长春氢能交通示范线路试运成功，6 辆标有“中韩（长春）国际合作示范区”的氢能大巴准时抵达中韩大厦。中韩示范区“可再生能源+PEM 制氢+加氢”一体化创新示范项目作为“氢能走廊”起点应运而生——全面应用国家电投自主知识产权的 PEM 电解水制氢装备，实现加氢站每天加氢 500 公斤，将在长春氢能交通示范应用中发挥高品质氢气网络母站作用，被列为国家发改委赛马项目。该示范项目开通运营，将为制氢加氢一体化站提供大量实证数据，并为后续吉电股份推广“一体站”发展模式打下坚实基础。

图 64：大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目效果图

图 65：中韩示范区“可再生能源+PEM 制氢+加氢”一体化场站



资料来源：公司官网、西部证券研发中心



资料来源：公司官网、西部证券研发中心

4.2 材料及零部件：看好具备核心技术和产品优势的细分赛道龙头

氢气特点赋予储运重要意义。在氢能产业链中，氢的储存和运输起到了氢气生产端和需求端之间的重要桥梁作用，对氢能的发展节奏和进度有较大的影响。由于氢气在室温和常压下的密度只有空气的 1/14，单位体积储能密度低，加上易燃、易爆等特点，使得氢能源的安全、高效传输与存储带来了面临困难，同样也成为业内厂商突破的难点和竞争着力点。


氢能储运发展快速拉动关键设备及材料需求。在实现储运氢过程中，离不开技术和设备的有力支持，例如阀门、压缩机等等。为了保证氢气的安全性，氢能阀门需具备良好的耐高温、耐高压、耐腐蚀性能以及高度可靠性等特点，生产制备技术难度性较高。氢气压缩机为燃料电池工作系统提供必要的压缩气体，在氢燃料电池电动车工作中起着至关重要的作用，在整个氢能产业链中应用广泛，其性能直接影响着整个燃料电池系统的压缩比、效率、噪声等重要性能指标。

4.2.1 江苏神通

阀门龙头拓展氢能新领域。公司专业研究、开发、生产与销售新型特种阀门，产品主要包括蝶阀、球阀、闸阀、截止阀等七个大类 145 个系列 2000 多个规格。传统业务为冶金阀门和核电阀门，2019 年，公司引进行业专业团队并设立专业子公司南通神通新能源公司，股权占比为 35%，布局氢能阀门，专门从事应用于高压氢能源阀门的设计开发，包括储氢、加氢和电堆等系统高压阀门。

子公司掌握关键技术，解决问题。目前神通新能源已经完成了车载氢系统产品实现自主研发，具备 70-90MPa 高压氢能阀门生产能力，在瓶口阀、合减压阀、电磁阀等核心阀门均已取得资质，解决了高压密封/结构设计、氢气的“腐蚀性”、车载系统环境适应性问题，开启了新的增长空间，为打破氢能阀门市场被进口垄断的局面作出贡献。

表 44：公司氢能阀门产品

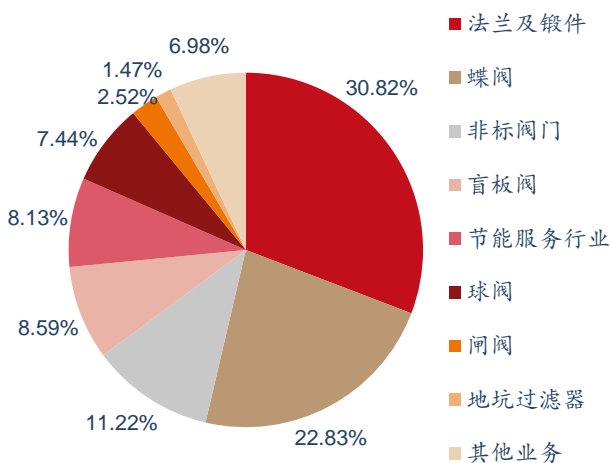
产品名称	产品图例	压力	介质
轨道式球阀		150Lb~2500Lb; 1.6MPa~42MPa	催化剂、氢气、气化炉黑水(灰水)等

产品名称	产品图例	压力	介质
高压球阀		~4500Lb	蒸汽、高压氢气、高压氧气等
加氢升降式止回阀		≤42MPa	氢气及油品的混合物
加氢截止阀		≤42MPa	氢气及油品的混合物
加氢闸阀		≤42MPa	氢气及油品的混合物

资料来源：公司官网、西部证券研发中心

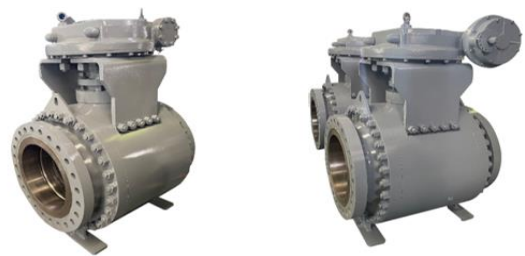
小阀门贡献大能量，助力绿氢发展。公司设计制造的大口径氢气球阀于2022年9月通过检测，用于西北戈壁荒滩的光伏绿氢示范项目上，建设300MW光伏发电厂，为绿氢工厂52台碱性电解槽电解水制氢提供电能，项目建成后预计每年可减少二氧化碳排放48.5万吨，助力国内制氢装备产业快速发展，该批氢气球阀规格为NPS18-CL300，也是目前国内制造的最大口径氢气球阀。

图 66：2022 年公司主营构成



资料来源：公司财报、西部证券研发中心

图 67：公司高压氢气球阀



资料来源：公司官网、西部证券研发中心

4.2.2 开山股份

压机业务历史悠久规模可观。公司深耕空气压缩机领域近20年，主营业务螺杆空气压缩机生产规模和技术水平处于行业领先，制造规模亚洲排名第一、全球排名第三。公司位列全球新能源企业500强，分别在美国成立了全资制造、研发基地，在奥地利收购了拥有170年历史的LMF公司，在墨尔本、波兰、孟买、迪拜、胡志明、台中、香港设立了以销售服务为主的营运中心，有2000多家营销网点，14家生产及研发中心，具有完整的制造

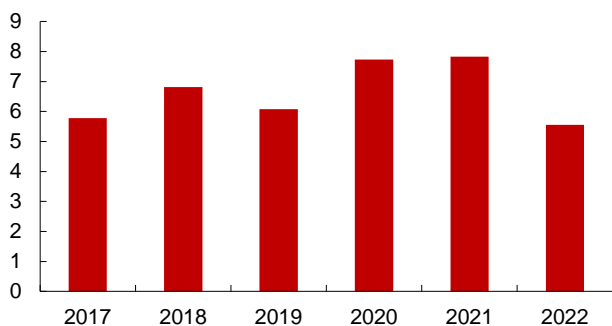
体系和一定的规模经济效应。

表 45: 公司全球核心制造基地及子公司布局

制造基地	子公司	制造基地	子公司
衢州开山工业园	浙江开山压缩机有限公司	上海临港开山工业园	维尔泰克(上海)压缩空气系统技术有限公司
	浙江开山离心机械有限公司		上海开山冷冻系统技术有限公司
	浙江开山凯文螺杆机械有限公司		上海开山气体压缩机有限公司
	浙江开山净化设备有限公司		上海开山能源装备有限公司
	浙江开山压力容器有限公司		开泰克压缩机(上海)有限公司
	浙江开山能源装备有限公司		上海维尔泰克螺杆机械有限公司
开山奥地利工厂	开山股份-阿拉玛发控股有限公司		上海恺雷自控系统有限公司
开山压缩机(美国)有限公司			阿拉玛发压缩机(中国)有限公司
重庆开山流体机械有限公司			广东正力精密机械有限公司

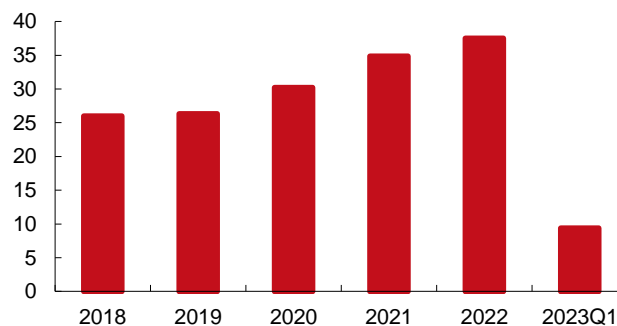
资料来源: 公司官网、西部证券研发中心

图 68: 2017-2022 年公司螺杆机销量 (万台)



资料来源: 公司财报、西部证券研发中心

图 69: 2018-2023Q1 公司营业总收入 (亿元)



资料来源: Wind、西部证券研发中心

近年多个国内外项目订单,海外业务蓬勃发展。开山拥有自主知识产权的螺杆主机制造核心技术和能力,公司 2021 年压缩机系列产品占主营 76.5%。2022 年公司海外压缩机业务收入约 9.4 亿元,较上年涨幅超过 25%。

表 46: 2020-2023 年公司项目订单情况

时间	项目订单情况
2020 年	开山工艺螺杆压缩机首次应用于达涅利海外低碳直接氢还原钢铁项目
2021 年	德国 Uniper 能源公司及英国国家电网参与的 HyNTS FutureGrid 项目的价值数百万欧元氢压机订单
2022 年 1 月	开山集团股份有限公司全资子公司 LMF 从俄罗斯石油公司(Tatneft)得到四台氢气压缩机的订单, 订单折合人民币近 7153 万元。
2022 年 7 月	开山工艺气螺杆压缩机为主流程设备, 顺利投运鹏湾氢港制氢工厂, 为山西省首个制氢项目, 为产业配套氢气燃料重卡提供清洁燃料。

时间	项目订单情况
2023年3月	达涅利低碳直接氢还原钢铁项目订单
2023年3月	八一钢厂 2500 立方米富氢碳循环高炉技术改造项目

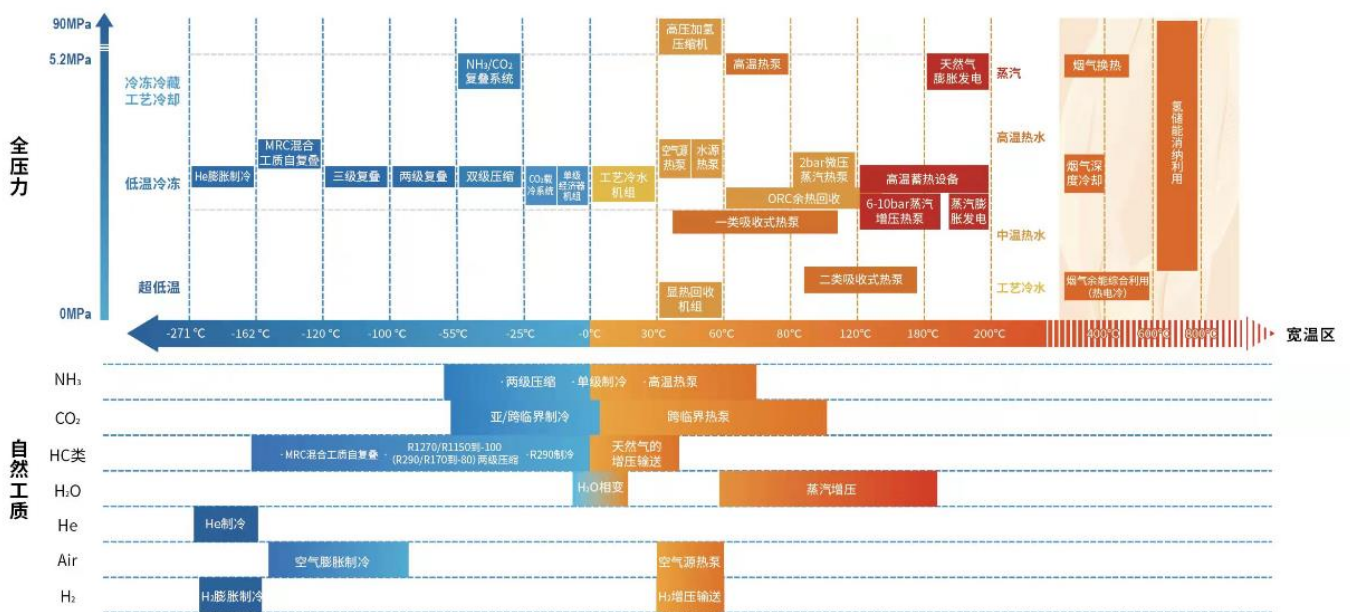
资料来源：公司官网、公司财报、西部证券研发中心

4.2.3 冰轮环境

公司在氢能压缩机领域全面布局。公司主业为气温控制，致力于为客户提供系统解决方案，广泛应用于食品冷链、石化、医药、能源、冰雪体育、大型场馆、轨道交通、核电、数据中心、学校、医院等。在氢能领域，公司中期战略定位是专业设备商，组织专业团队，聚焦全流程压缩机，如充装压缩机、输送压缩机、加氢压缩机、液化压缩机、氢燃料电池车空气压缩机、氢气循环泵等，并持续进步，技术水准保持在行业前列，静待国家氢能应用大规模铺开。公司目前已经完成了 22MPa 和 90MPa 隔膜压缩机的设计、试制，未来拟研发完整氢能压缩机型谱，丰富公司产品线。

图 70：冰轮环境产品布局覆盖全压力宽温区

以人工环境控制技术, 推动能源互联互通综合利用

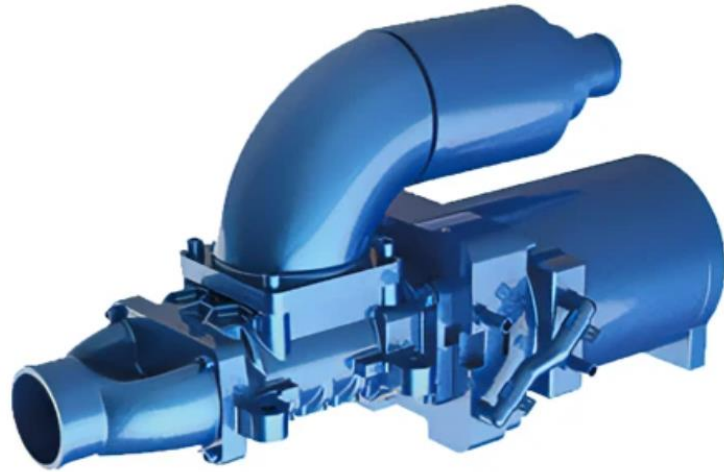


资料来源：公司官网、西部证券研发中心

公司在氢能压缩机领域具备技术优势。冰轮环境联合山东大学、西安交通大学等多家氢能产业技术装备方面有突出优势的高校院所，依托高校技术优势及企业装备制造优势，开

展氢能产业重大装备的应用基础研究及共性关键技术研究，解决目前氢能产业链条中关键装备依赖进口的局面，填补相关产品的国内空白，打破相关知识产权壁垒。

图 71：冰轮环境氢能压缩机



资料来源：公司官网、西部证券研发中心

公司主要产品包括氢燃料电池空气压缩机、氢气循环泵、氢气液化压缩机、加氢站用氢气压缩机。

氢燃料电池空气压缩机：氢燃料电池的关键部件，是保证燃料电池高效可靠运行的关键设备。根据适配电堆功率及流量等参数的不同，分为 10 余种型号，燃料电池空压机效率可达到 60% 以上、寿命可达 30000h。

氢气循环泵：氢燃料电池的关键部件，可以有效的改善氢循环、灵活性高。提高了氢气的利用率。独有的专利结构设计，保证了氢泵破冰功能。氢气循环泵效率可达到 60% 以上、噪音 $\leq 70\text{dB}$ 、寿命可达 25000h。

氢气液化压缩机：氢气增压、液化的主要压缩设备，采用冰轮自主研发的高性能氢气螺杆式压缩机，配套辅助设备撬装，运行安全可靠，能效比高。

加氢站用氢气压缩机：主要采用隔膜式压缩机，作为往复式容积型压缩机，其性能特点决定了它在特殊气体压缩运输上的突出优势。

4.2.4 雪人股份

公司在国际化的同时实现氢能业务拓展。公司主要从事压缩机及机组、氢燃料电池空气压缩机的研发、生产和销售，目前公司产品的应用领域主要有：水利水电、大型建筑、核电站、新能源汽车、国防军事等。2015 年 6 月，公司收购了瑞典 OPCON 核心业务两大子公司 SRM 和 OES100% 股权。通过并购，公司掌握了先进的螺杆膨胀发电机技术和氢燃料电池空气循环系统核心技术，为后续开展氢能业务做好充足的铺垫和准备。

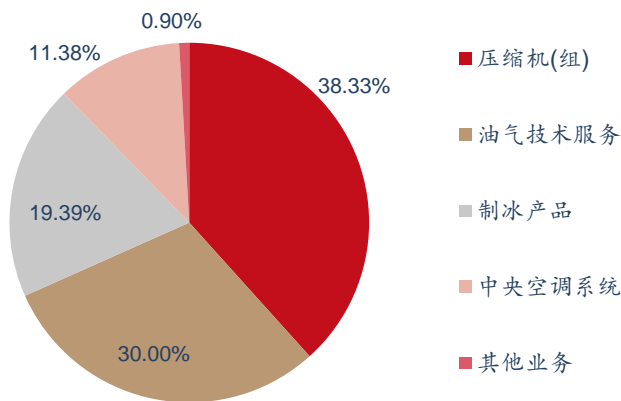
表 47：压缩机产品谱系

螺杆压缩机系列	SRMTEC-SRM 系列开启式单级螺杆压缩机	压缩机组系列	SRMTEC-SRM 系列开启式单级螺杆压缩机组 SRMTEC-SRM 系列开启式单机双级螺杆压缩机组 SRMTEC-CW 系列开启式螺杆盐水机组
	SRMTEC-SRM 系列开启式单机双级螺杆压缩机		SRMTEC-CS 系列开启式船用螺杆压缩机组
	SRMTEC-SRS 系列半封闭单级螺杆压缩机		SRMTEC-SRS 系列半封闭单级螺杆压缩机组
	SRMTEC-SRS 系列半封闭单机双级螺杆压缩机		SRMTEC-SRS 系列半封闭单机双级螺杆压缩机组 SRMTEC-氨移动式制冷站
	SRMTEC-SRH 系列开启式高压螺杆压缩机		SRMTEC-NATURE CO2 载冷机组
	RefComp-134-I 系列半封闭变频螺杆压缩机		RefComp-CW 系列半封闭螺杆盐水机组
	RefComp-SRC-S 系列半封闭螺杆压缩机		RefComp-箱式压缩冷凝机组
	RefComp-134-S 系列半封闭螺杆压缩机		RefComp-SP 系列半封闭活塞压缩冷凝机组
	RefComp-SW3 系列半封闭螺杆压缩机 RefComp-SW5L 系列半封闭螺杆压缩机		RefComp-SW 系列半封闭螺杆压缩冷凝机组 RefComp-微通道压缩冷凝机组 Powerbox-SRM 系列开启式螺杆高温氨热泵机组 Powerbox-热源站
	RefComp-134-SS5 系列半封闭高效变频螺杆压缩机		RefComp-SPS 系列 CO2 半封闭亚临界循环活塞压..
活塞压缩机系列	RefComp-SP 系列半封闭活塞压缩机		RefComp-SPT 系列 CO2 半封闭跨临界循环活塞压..RefComp-SPC 系列半封闭活塞压缩机
	RefComp-SPM 系列船用活塞压缩机		
	RefComp-SBC 系列半封闭双级活塞压缩机		

资料来源：公司官网、西部证券研发中心

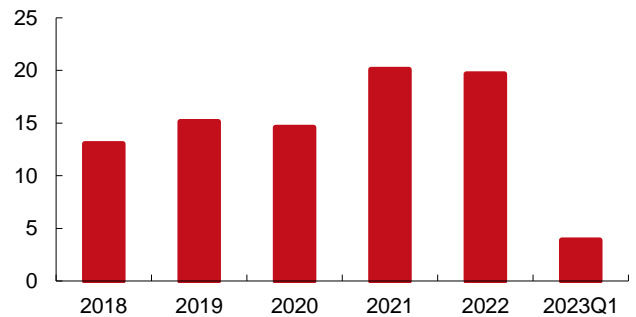
公司设备精良，产品质量有保障。从德国、日本等发达国家进口高精度、全自动化、智能化的生产和检测设备使得公司能够实现仿真模拟，在线检测和工艺流程监控。同时公司还设计建造了大型的智能化压缩性综合性能实验室。建成先进的节能制冷压缩机生产线，这些先进的生产设备和仪器确保了公司产品质量。目前，公司在全球建立了6大技术研发机构，已开发出12个型号的燃料电池系统，为克莱斯勒、奔驰、通用、沃尔沃等多家汽车生产商提供过燃料电池系统。

图 72：2022 年公司主营构成



资料来源：公司财报、西部证券研发中心

图 73：2018-2023Q1 公司总营收（亿元）



资料来源：Wind、西部证券研发中心

4.2.1 中材科技

中材科技成立于 2001 年末，在大容积、高压力、轻量化等方面拥有丰厚的技术储备。公

司继承了三个科研院所五十多年的核心技术资源和人才优势，拥有完整的非金属矿物材料、玻璃纤维、纤维复合材料技术产业链，是我国特种纤维复合材料领域集研发、设计、产品制造与销售、技术装备集成于一体的国家级高新技术企业。公司从 2008 年就开始从事高压储氢气瓶设计并率先研发完成国内最大容积 165L 及 320L 燃料电池氢气瓶，在苏州、成都、九江三个地区均设有气瓶制造基地，各类气瓶年产能共计可达 85 万只。

表 48：中材科技各个基地生产的产品类型及其产能

基地	产品类型	年产能
苏州基地	站用储氢长管	1500 只
成都基地	车载压缩天然气气瓶	35 万只
	车载储氢瓶	10 万只
九江基地	各类工业气瓶	40 万只

资料来源：中材科技（苏州）有限公司官网、西部证券研发中心

中材科技 35MPa 储氢气瓶产品序列全面，率先突破 70MPa 储氢瓶生产技术。相比于国内其他储氢瓶企业，中材科技的产品型号最多，并且是国内首批将 385L 储氢气瓶推向市场的厂家。中材科技（苏州）研发中心设立 4 个部门和 1 个实验室，在车载储氢领域拥有相关技术专利超 30 项。此外，中材科技所开发的 70MPa 储氢气瓶全部使用国产碳纤维，在原材料供应及成本控制方面优势明显。

图 74：35MPa 和 70MPa III 型燃料电池储氢气瓶



资料来源：中材科技（苏州）有限公司官网、西部证券研发中心

表 49：中材科技（苏州）的氢能领域相关的部分核心专利信息

序号	专利名称	专利号
1	纤维缠绕复合材料压力容器及其制造方法	ZL03134797.5
2	纤维缠绕复合材料压力容器梯度张力施加方法	ZL03134798.3
3	悬臂水平固定工装及使用该工装的连续固化装置	ZL200810156942.3
4	一种高压储氢气瓶内胆封头成型工艺	ZL201010210088.1
5	一种复合材料容器及其复合材料层的成型方法	ZL201410438888.7
6	一种氢气瓶缠绕固化自动化上下料输送线	ZL202011324830.1
7	一种气瓶热处理工艺设备	ZL201910393729.2
8	一种铝瓶旋压收口自动补热机构	ZL202011354706.X
9	一种新能源氢气瓶运输储存装置	ZL201922204978.0

序号	专利名称	专利号
10	压力容器铝质内胆拉深方法	ZL201910913038.0
11	工作压力大于 35MPa 高压复合材料气瓶的复合内胆	ZL201920326426.4
12	一种车用全复合高压储气瓶	ZL201721785631.4

资料来源：公司财报、西部证券研发中心

中材科技在十四五时期的氢能规划将围绕 3 个方面开展：1) 储氢气瓶：具备年产 10 万只 III 型储氢气瓶制造能力；产品规格 1.5L-385L，并根据市场需求持续开发新产品；已完成 70MPa 塑料内胆全缠绕气瓶（四型气瓶）研发，年产能 3 万只的生产线已基本建设完毕，将尽早实现批量生产；2) 站用及运输用储氢容器：国内首家开发出钢内胆碳纤维长管运气单元；取得国际认证及专利，已实现海外批量应用；已完成加氢站用及运输用储氢容器产品开发，并逐步扩充产品序列。3) 供氢系统及关键零部件：具备车载供氢系统自主设计及供应能力；正在开展关键部件国产化研究。

表 50：中材科技氢能规划

方面	内容
储氢气瓶	具备年产 10 万只 III 型储氢气瓶制造能力；产品规格 1.5L-385L，并根据市场需求持续开发新产品；已完成 70MPa 塑料内胆全缠绕气瓶（四型气瓶）研发，年产能 3 万只的生产线已基本建设完毕，将尽早实现批量生产
站用及运输用储氢容器	国内首家开发出钢内胆碳纤维长管运气单元；取得国际认证及专利，已实现海外批量应用；已完成加氢站用及运输用储氢容器产品开发，并逐步扩充产品序列
供氢系统及关键零部件	具备车载供氢系统自主设计及供应能力；正在开展关键部件国产化研究

资料来源：第四届高工氢能产业峰会、西部证券研发中心

4.2.2 兰石重装

兰州兰石重装是重型装备股份有限公司，始建于 1953 年，是中国石化装备制造业的先行者。其前身是国家“一五”期间前苏联援建中国的 156 个重点建设项目之一，并且是中国国内首家获得一、二、三类压力容器设计制造许可证的公司。公司已连续七年被评为中国石化装备制造业“五十强企业”，并支撑兰石集团获得“装备中国功勋企业”称号。公司业务涵盖传统能源装备、新能源装备、工业智能装备以及节能环保装备的研发、设计、制造、检测、检维修服务及工程总承包，其中氢能业务方面公司致力于构建“制、储、输、加”一体的氢能全产业链发展模式，目前主要设备为制氢、储氢和加氢站装备。

兰石重装“制、储、输、加”一体化布局，氢能相关产品基本涵盖氢能全产业链。1) 制氢领域：公司具体产品有循环流化床加压煤气化制氢装置、POX 造气制氢余热锅炉、稳压吸附制氢反应器、工业脱氢反应器等，1000Nm³/h 碱性电解水制氢装置正在试制中；2) 储氢领域：公司可研发制造全系列低压储氢球罐和中高压储氢压力容器，45MPa、98MPa 多层包扎式高压氢气储罐已完成产品试制；3) 输氢领域：公司正在研发高压储氢装备、高压气固组合储氢容器等；4) 加氢领域：公司具体产品有加氢站用储氢容器、微通道换热器（PCHE）等产品。

图 75：3000m³球罐工程—山东滨华项目

图 76：超高强度、高压储氢用材料及装备研究项目通过中期评审



资料来源：兰石重装公司官方公众号、西部证券研发中心



资料来源：兰石重装公司官方公众号、西部证券研发中心

兰石重装加大氢能领域研发及市场开拓，加快构建氢能产业新格局。1) 公司联合合肥通用机械研究院、中国特检院、中国钢研总院、中国石化等单位开展高压储氢装置材料、制造、检验和评价等关键技术攻关，成功研制高压储氢容器试验罐；2) 公司与旗下兰石研究院联合加快推动氢能领域关键核心技术攻关和科技成果转化，如推进电解水制氢装备、核能耦合制氢等可再生能源制氢等项目落地，且“气化制氢成套技术及装备”荣获“中国好技术”“中国好设计”等荣誉奖项；3) 公司研制制氢及加氢站配套使用的换热冷却装置——微通道换热器；4) 公司与内蒙古宝丰煤基新材料有限公司相继签订总金额 6.12 亿元的绿氢与煤化工耦合碳减排创新示范项目相关合同，约定于 2023 年底之前完成设备交付。

表 51：兰石重装氢能领域研发新合作及市场新项目

合作方	合作/合同内容
机械研究院、中国特检院、中国钢研总院、中国石化等单位	开展高压储氢装置材料、制造、检验和评价等关键技术攻关，并成功研制高压储氢容器试验罐
兰石研究院	加快推动氢能领域关键核心技术攻关和科技成果转化
内蒙古宝丰煤基新材料有限公司	绿氢与煤化工耦合碳减排创新示范项目，签订总金额 6.12 亿元，并约定于 2023 年底之前完成设备交付

资料来源：兰石重装公司官方公众号、西部证券研发中心

表 52：2025/2035 年兰石重装氢能装备产业规划

日期	内容
到 2025 年	在“制、储、运、用（加）”等产业链关键技术领域取得突破性进展，实现自主设计、自主制造、自主销售的新局面；建设各类加氢站 10 座左右，建成 1-2 家国际一流的创新研发平台，氢能产业链产业规模占到公司总体营业收入的 20%
到 2035 年	产业发展总体达到国内领先水平，建成引领全国氢能产业发展的研发创新中心、关键核心装备与零部件制造检测中心，在交通、能源、工业等领域形成丰富多元的应用生态，形成“一带一路”协同创新业态，建成国内一流的氢能科技创新高地、产业发展高地、多元示范应用高地

资料来源：兰石重装公司官方公众号、西部证券研发中心

4.2.3 京城股份

北京京城机电股份有限公司，成立于 1993 年，经过资产重组注入气体储运业务。公司旗

下拥有天海工业、京城压缩机、京城香港三家子公司，其中主营的天海品牌气体储运装备在行业内处于领先地位，多次荣获“中国金属压力容器制造行业排头兵企业”，京城压缩机是世界四大隔膜压缩机制造厂商之一，其产品占据国内隔膜压缩机市场 50% 以上的份额。公司在气体储运装备行业积累发展二十余年，钢质无缝气瓶产销量已位居世界第一，并于 2014 年成功研发了 35MPa 和 70MPa 高压氢燃料车用储气瓶，技术国内领先。

京城股份在氢能板块业务主营气体储运，其主要产品包括：车用液化天然气(LNG)气瓶、车用压缩天然气(CNG)气瓶、钢质无缝气瓶、焊接绝热气瓶、碳纤维全缠绕复合气瓶、ISO 罐式集装箱、低温储罐、燃料电池用铝内胆碳纤维全缠绕复合气瓶、塑料内胆碳纤维全缠绕复合气瓶、加气站设备等。其中钢质无缝气瓶占据 40% 营收，2022 年储氢瓶营收占比开始上升。

图 77：京城股份新一代车载储氢气瓶 IV 型瓶



资料来源：京城股份公司官方公众号、西部证券研发中心

图 78：京城股份船用罐项目



资料来源：京城股份公司官方公众号、西部证券研发中心

京城股份生产的 70MPa 高压铝内胆碳纤维全缠绕复合储氢气瓶已批量应用于氢燃料电池车、燃料电池备用电源领域。2022 年公司与北汽集团聚焦氢能领域，深化合作，共谋产业发展，在当年冬奥会上，京城股份旗下的天海工业成功为赛事用车提供 140 套 70MPa 储氢系统，成为国内首批车用大容积 70MPa 氢燃料系统供应商。

4.2.4 中集安瑞科

中集安瑞科成立于 2004 年，2006 年进入氢能装备领域。公司立足能源、化工、食品装备行业，是国内为数不多的可以自主制造提供储、运、加全套设备的氢能核心装备制造制造商。公司早在 2010 年就承担了上海世博会加气站氢气运输车任务，2013 年承担海南文昌航天发射中心液氢储存装备任务。公司在 2021 年 3 月初已与挪威的 HexagonPurusAS（合斯康）签署合作协议成立合资公司，携手将欧洲已成熟运用的四型储氢瓶技术国产化，为中国及东南亚快速增长的高压氢气储运的市场需求，提供安全、经济、高效的储运解决方案。

表 53：中集安瑞科氢能板块相关产品及业务

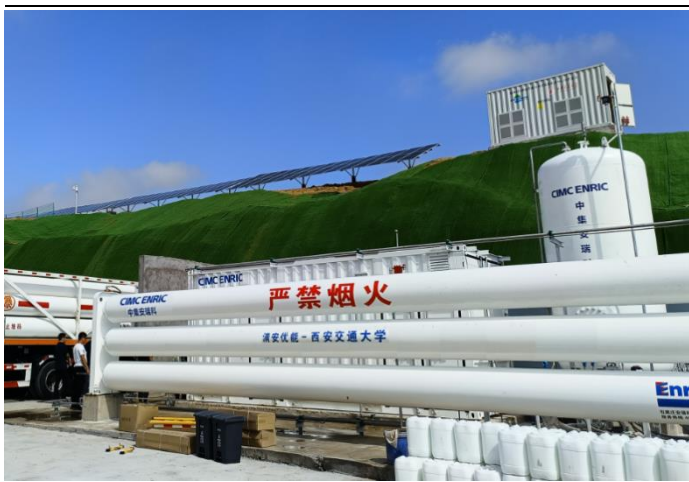
领域	产品	业务
制氢领域	碱性电解槽装备及纯化系统	携手鞍钢推进焦炉气制 LNG 联产制氢项目；在年初成功下线首台 1200N 立方米/h 碱性电解槽

领域	产品	业务
储运氢领域	高压氢气储运装备、液氢储运装备、加氢站及核心装备	不断发展高压氢气和低温液氢装备技术，牵头起草了移动式液氢运输容器团体标准
应用领域	隔膜压缩机装备、车载瓶及供气系统	成功实现了加氢站隔膜压缩机装备的自主研发与应用，成为国内唯一一家可以自主制造生产所有加氢站核心设备的一体化解决方案供应商；持续推进 IV 型车载储氢瓶及供气系统的示范应用

资料来源：中集安瑞科公司官网、西部证券研发中心

中集安瑞科已形成中欧互动、分布合理、互为支持的产业格局。自 2007 年加入中集集团以来，中集安瑞科已拥有 10 余个产品品牌，一万多名员工遍布中国、德国、荷兰、丹麦及比利时等国家 20 多个制造基地和国际领先的研发中心。其营销网络遍布欧洲、南美、北美、中亚、东南亚及中国、泰国、尼日利亚、巴基斯坦、乌兹别克斯坦等一百多个地区和国家。公司的 LNG 接收站大型储罐、LNG 加气站模块化产品及 CNG 加气站在国内市场占有率均排名前三，公司与 HexagonPurusAS 的合资公司计划未来年产 10 万储氢瓶。

图 79：中集安瑞科储运氢装备



资料来源：中集安瑞科公司官网、西部证券研发中心

图 80：中集安瑞科液氢储罐



资料来源：中集安瑞科公司官网、西部证券研发中心

4.3 氢燃料车：看好具备核心技术及新应用场景龙头公司

政策规划稳步推进，氢车产业热度持续增加。2020 年中国出台燃料电池汽车补贴政策，旨在提升氢燃料电池汽车产业的制造能力，燃料电池在氢车成本构成中占比最大，一辆氢

能重卡或者大巴车的电池系统占比大约 60%，若能实现燃料电池技术自主化与国产化生产，对氢车的降本将具有积极效果。2022 年 3 月发布的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035）》提出部署建设一批加氢站，各地纷纷跟进积极布局加氢站建设，如北京、上海、广东、重庆在其能源发展十四五规划中，将推进氢能在交通领域的规模化应用及基础设施建设作为重点任务。工信部 2022 年推荐车型同比增加 29%，同时入围厂商数量和头部企业配套数量均有明显增加。随着氢能产业链的不断完善和政策补贴落地，氢车产业前景值得期待。

氢能重卡优先突破，重型商用车规模有望快速扩大。因氢燃料电池自身的性能优势以及国内燃料电池客车和商用车政策推动，氢燃料车在中国的发展格局呈现出商用车先发展、乘用车后发展的特点。2022 年氢车产销量从车型结构来看主要是重卡与客车，其中重卡比例从 1 月的 9%增长到了 11 月的 51%。我国在全球燃料电池公交车和商用车领域中占据主导地位。2020 年我国拥有全球 93%的燃料电池公交车保有量和全球 99%的燃料电池商用车保有量。从政策倾向、技术成熟度和市场推广看，氢能重卡仍是我国未来氢能在交通领域的应用重点场景

4.3.1 美锦能源

率先布局氢能全产业链，全面启动“五个一”战略。公司于 2017 年在氢能产业链领先广泛布局，至 2021 年完成氢能发展的第一个五年规划，目前已经搭建了上游氢气的“制-储-运-加”氢能供应体系、中游“膜电极-燃料电池电堆及系统-整车制造”核心装备产业链，以及下游六大区域氢能示范应用的三维格局，形成从研发—生产制造—商业化应用的“氢能源全生命周期”创新生态链。2022 年，公司启动氢能产业第二个五年计划，确立“五个一”战略。

表 54：公司氢能第二个五年“五个一”战略

公司氢能“五个一”战略	
“一点”	整车制造
“一线”	燃料电池上下游产业链
“一网”	综合能源供应网络
“一平台”	碳资产、大数据管理运营平台
“一中心”	氢能汽车运营中心

资料来源：公司财报、西部证券研发中心

具备制氢资源优势，低成本大规模制氢。公司作为全国最大的独立焦炭生产商之一，煤焦化过程中的副产品焦炉煤气中富含氢气 55%左右，是目前低成本大规模制氢的重要途径之一。据公司现有 715 万吨/年焦炭产能粗略计算，可从焦炉煤气中提取氢气 6.4 万吨/年，可以满足 24000 台中型卡车或 18000 台 8.6m 公交车一年的用量，2021 年公司新能源商用车整车生产制造年生产能力 10000 台。

收购飞驰科技，氢燃料电池汽车领域持续发力。公司于 2017 年收购了佛山飞驰汽车，此后不断增持至 42.67%股权，成为第一大股东，并成为“氢能第一股”。飞驰科技是燃料电池汽车的先行者，拥有从 6 米-12 米各种不同类型及型号的客车产品 20 余个，是目前国内少数具备实际量产能力以及运营调试经验的氢燃料电池整车制造公司。2023 年 4 月，飞驰科技第一批 30 台全新的 49 吨氢燃料电池牵引车成功下线。这些车采用氢燃料电池发动机系统，额定功率为 110KW，搭载了 10 支 165 升*35 兆帕的储氢瓶。这批氢燃料电池

牵引车可以零下 30 度低温启动、零下 40 度低温存放，具备停机自动保护功能，适用于各种运输环境。

表 55：公司旗下飞驰科技创多个行业第一

美锦能源旗下飞驰科技	
国内第一批获得氢能源汽车整车资质、国内第一批获得氢能源汽车公告的企业	
国内第一条和第二条氢能公交线路使用飞驰汽车率先运营，从 2016 年运营至今车辆综合性能稳定	
2017 年建立了全国首个氢能汽车维保中心，建立了国内第一套氢能汽车维保体系标准	
2019 年，向马来西亚出口燃料电池汽车，实现了中国氢能汽车出口“零的突破”	
国内首家成功研制全球首台 4.5T 固态储氢燃料电池冷藏车	
国内首家帮助客户进行碳减排认证和交易的氢燃料汽商用车企业	
国内第一家自主研发出氢燃料重卡，第一个投入试运营的氢能重卡项目	

资料来源：公司官网、西部证券研发中心

表 56：飞驰科技氢燃料电池汽车生产制造技术的更新迭代

时间	事项
2019 年 4 月	联合佳华利道成功研制出全球首台固态储氢燃料电池公交车
2020 年 1 月	成功研发首款氢燃料电池牵引车；
2021 年 4 月	成功研制出全球首台固态储氢燃料电池冷藏车
2021 年 5 月	成为国内首家帮助客户进行碳减排认证和交易的氢燃料汽商用车企业；
2022 年 2 月	旗下三款氢燃料电池汽车在中国最北端也号称“中国最冷的地方”——漠河顺利通过了为期两个多月的极寒试验
2022 年 12 月	氢燃料客车挑战极限率先通过全国首批高海拔测试
2023 年 4 月	首批 30 辆 49 吨氢燃料电池牵引车下线

资料来源：公司官网、西部证券研发中心

图 81：首批 30 辆 49 吨氢燃料电池牵引车下线仪式



资料来源：国际氢能网、西部证券研发中心

4.3.2 亿华通

产品覆盖范围广，成长迅速。公司成立于 2012 年，一直专注于氢燃料电池发动机系统研

发及产业化，于2016年率先实现了发动机系统及燃料电池电堆的批量国产化，成为我国最早实现具有自主知识产权燃料电池及电堆的批量化制造的企业之一。2021年12月公司向市场发布国内首款额定功率达到240kW的车用燃料电池系统，至此公司的燃料电池产品覆盖30kW-240kW。2022年公司实现营业收入7.38亿元，同比增长17.28%。

表 57：公司主要氢燃料电池发动机产品参数

参数	M180	YHTG80pro	YHTG120	YHTG20+	T100
额定功率(kW)	180	80.5	120.2	241	101
峰值功率(kW)	200	82	122.2	261	101
额定体积功率密度(W/L)	550	494	662	635	842
额定质量功率密度(W/kg)	710/790	555	701	757	714.7
额定电堆体积功率密度(kW/L)	3.45	3.5	3.5	3.5	4.85
冷启动温度(°C)	-35	-30	-30	-35	-30
高压供电电压(V)	400-750	400-750	400-750	400-750	450~730
低压供电电压(V)	18-32	18-32	18-32	18-32	18-32
加/降载速率(kW/s)	50/100	12/12	14/14	32/64	20/16
最高效率(%)	60	59.13	58.7	60	56.15
额定点效率(%)	52	41	42	≥45	45
系统效率≥50%区间(%)	75				
系统效率≥45%区间(%)		75	83	100	100
轮廓尺寸(mm)	970X865X850	797×661×699	969×742×722	1200×850×865	1016×787×805
防护等级	IP68/1P6K9K	IP67	IP67	IP68	IP67
适配车型		大巴、高铁、货车、 乘用车	大巴、货车	货车	大巴

资料来源：亿华通官网、西部证券研发中心

公司采取一体化发展路线，不断扩大各产线规模。张家口基地主要生产燃料电池系统（2022年8月投产，产能将从2000套/年提升至10000套/年），上海基地主要生产燃料电池电堆并供应给张家口基地，公司拟计划于2024年将上海基地电堆产能提高至6000套/年，从而提升电堆的自供比例。

坚持“点-线-面”发展战略，不断夯实下游客户需求，打造新增长引擎。公司紧抓燃料电池汽车示范应用城市群政策释放的有利机遇，不断加强与同行的交流合作，实现互利共赢。2013-2021年先后与福田、宇通、申龙等30多家主流车企实现合作，联合推出客车、物流车、乘用车、叉车、有轨电车、固定电源等全系列产品。公司产品主要面向商用应用(如客车和货车)，已经累计向超过19家中国商用车制造商销售超过2,000套燃料电池系统，运营城市包括北京、张家口、上海、成都、郑州及淄博等。未来随着城市群效应的显现，公司有望迎来产品放量，进而转亏为盈。

表 58：2018-2021 年氢燃料电池车辆批量商业化运营地区推广进度

年份	地区
2018年	北京、张家口及郑州
2019年	上海、苏州及成都
2020年	淄博、马鞍山

年份	地区
2021年	内江、乌海

资料来源: Wind、西部证券研发中心

表 59: 2013-2021 年公司先后与福田、宇通、申龙等 30 多家主流车企实现合作

年份	合作项目
2013年	联合推出 50kW 氢燃料电池客车
2014年	联合推出全球首台低地板电池有轨电车
2015年	联合推出国内首台氢燃料电池物流车
2018年	联合发起成立中国氢能联盟
2019年	与丰田、北汽福田三方合作推出氢燃料电池客车
2019年	加盟国际氢能委员会
2020年	联合中国一汽、东风集团、广汽集团、北汽集团、丰田汽车成立联合燃料电池系统研发(北京)有限公司
2021年	与丰田汽车合资成立华丰燃料电池有限公司
2021年	与水木明拓、中能能创签订战略合约, 开展氢能设备领域产业布局

资料来源: 亿华通官网、西部证券研发中心

4.3.3 永安行

共享氢能自行车先行者, 不断完善产品谱系, 拓展新应用场景。公司创立于 2010, 主要发力于智慧交通与智慧生活两大板块。公司先后发展了公共自行车、共享电动车、共享氢能自行车、共享汽车等多种业务, 完成从 1-300 公里全面覆盖的综合共享出行体系建设, 截止 2021 年底, 公司已成功在全国 300 多个城市和地区开展了共享出行服务业务。依托强大的技术储备和业务积累, 公司于 2018 年开始氢能全产业链布局, 并以氢能产业作为未来的重点发展方向。2019 年第一款氢动车试制成功。2021 年底永安行“氢动车系统”在常州正式投运, 成为全球首个大规模量产运营的“氢动车系统”。

表 60: 公司主要共享氢能自行车产品参数

参数	Y200	Y400	Y600-折叠款	Y800-山地款
整车重量 (KG)	32	30	19.5	23.5
续航里程 (km)	70	60	45	40/80
行车时速 (km/H)	23	20		
换氢 (s)	10	10		
特点	采用低压储氢技术, 不受寒热天气影响 采用低压储氢和换氢技术, 智能网联, 铝合金架构 折叠后占地面积仅 0.4m ² , 便携轻量化, 续航里程长			

资料来源: 永安行公司官网、西部证券研发中心

图 82: 氢能自行车



资料来源：永安行公司官网、西部证券研发中心

差异化竞争策略效果初显，以点到面积极融入长三角氢能产业链。氢能两轮车(氢动车)目前行业内外竞争企业较少,公司率先推出共享氢动车和面向C端市场销售的氢动车。燃料电池也是公司业务的一个发展方向,公司已经形成了小功率燃料电池的规模化生产线,为氢动车、无人机等小功率产品提供服务,未来将开始布局大功率燃料电池产品,为商用车和发电设备等大功率产品提供服务。2022年公司积极响应《上海市氢能产业发展中长期规划(2022-2035年)》和市委市政府《关于支持中国(上海)自由贸易试验区临港新片区氢能产业高质量发展的若干政策》,设立了永安行(上海)氢能科技有限公司,建设氢能产业应用终端产品和服务平台。同时公司正在杭州、南京、苏州等地建立氢能产业供应链,加快布局和融入长三角的氢能产业一体化发展。我们预测氢动车业务未来将会大大促进公司的业绩增长。

表 61: 永安行小功率燃料电池和微型太阳能制充氢一体机

HE-300	图示	Q100	图示
燃料电池类型 PEMFC 系统输出最大功率 300W 输出电压范围 14-25V 输出电流范围 0-22A 电堆重量 1.3Kg 电堆尺寸 100mm*105mm*140mm		尺寸(长*宽*高): 450mm*220mm*420mm 重量: 约 15kg 制氢方式: PEM 制氢 制氢量: 40L/H 制氢纯度: 大于 99.99% 水质: 纯净水电源输入: AC220V、(太阳能) 设备功耗: 200W 最大充装时间: 6 小时 充气压力: ≤1Mpa 使用年限: 5-10 年	

资料来源：永安行公司官网、西部证券研发中心

五、风险提示

1、绿氢项目开工不及预期：氢能产业发展目前主要有大型绿氢示范项目推动，如果绿氢项目开工不及预期则会直接影响行业整体发展，产业链相关公司的产品出货量以及业绩则存在不及预期的风险。

2、产业政策支持力度下滑：中国及海外对于氢能行业发展出台了大量的支持政策，这些政策包括对于绿氢项目的土地、电力等成本的补助，也包括对于传统化石能源等碳排放的限制，如果全球政策支持力度下滑，则全球绿氢行业的发展存在不及预期的风险。

3、氢能产业链成本下降不及预期：氢能产业链成本的持续下降是绿氢行业发展的关键因素，目前绿电制绿氢成本仍然偏高，相比灰氢特别是煤制氢不具备经济性。氢能产业链的成本下降包括用电成本下降、制氢设备成本下降以及储运氢成本下降等。如果氢能产业链成本下降缓慢，则绿氢渗透率提升存在不及预期风险。

4、氢燃料电池销量不及预期：氢燃料电池目前成本仍然偏高，主要在北京、上海、河南、河北及广东五大氢能示范城市群进行销售，国家及地方政府补贴是维持销量的关键因素。如果补贴力度下滑，用氢成本持续维持高位，则氢燃料电池销量存在不及预期的风险，相关产业链业绩增速可能不及预期。

西部证券—投资评级说明

行业评级	超配:	行业预期未来 6-12 个月内的涨幅超过市场基准指数 10% 以上
	中配:	行业预期未来 6-12 个月内的波动幅度介于市场基准指数 -10% 到 10% 之间
	低配:	行业预期未来 6-12 个月内的跌幅超过市场基准指数 10% 以上
公司评级	买入:	公司未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 20% 以上
	增持:	公司未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5% 到 20% 之间
	中性:	公司未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数变动幅度相差 -5% 到 5%
	卖出:	公司未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数大于 5%

报告中所涉及的投资评级采用相对评级体系，基于报告发布日后 6-12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期当地市场基准指数的市场表现预期。其中，A 股市场以沪深 300 指数为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普 500 指数为基准。

分析师声明

本人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，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

联系地址

联系地址: 上海市浦东新区耀体路 276 号 12 层

北京市西城区丰盛胡同 28 号太平洋保险大厦 513 室

深圳市福田区深南大道 6008 号深圳特区报业大厦 10C

联系电话: 021-38584209

免责声明

本报告由西部证券股份有限公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格）制作。本报告仅供西部证券股份有限公司（以下简称“本公司”）机构客户使用。本报告在未经本公司公开披露或者同意披露前，系本公司机密材料，如非收件人（或收到的电子邮件含错误信息），请立即通知发件人，及时删除该邮件及所附报告并予以保密。发送本报告的电子邮件可能含有保密信息、版权专有信息或私人信息，未经授权者请勿针对邮件内容进行任何更改或以任何方式传播、复制、转发或以其他方式使用，发件人保留与该邮件相关的一切权利。同时本公司无法保证互联网传送本报告的及时、安全、无遗漏、无错误或无病毒，敬请谅解。

本报告基于已公开的信息编制，但本公司对该等信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断，该等意见、评估及预测在出具日外无需通知即可随时更改。在不同时期，本公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。对于本公司其他专业人士（包括但不限于销售人员、交易人员）根据不同假设、研究方法、即时动态信息及市场表现，发表的与本报告不一致的分析评论或交易观点，本公司没有义务向本报告所有接收者进行更新。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供投资者参考之用，并非作为购买或出售证券或其他投资标的的邀请或保证。客户不应以本报告取代其独立判断或根据本报告做出决策。该等观点、建议并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素，必要时应就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业财务顾问的意见。本公司以往相关研究报告预测与分析的准确，不预示与担保本报告及本公司今后相关研究报告的表现。对依据或者使用本报告及本公司其他相关研究报告所造成的一切后果，本公司及作者不承担任何法律责任。

在法律许可的情况下，本公司可能与本报告中提及公司正在建立或争取建立业务关系或服务关系。因此，投资者应当考虑到本公司及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。对于本报告可能附带的其它网站地址或超级链接，本公司不对其内容负责，链接内容不构成本报告的任何部分，仅为方便客户查阅所用，浏览这些网站可能产生的费用和风险由使用者自行承担。

本公司关于本报告的提示（包括但不限于本公司工作人员通过电话、短信、邮件、微信、微博、博客、QQ、视频网站、百度官方贴吧、论坛、BBS）仅为研究观点的简要沟通，投资者对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“西部证券研究发展中心”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。如未经西部证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。本公司保留追究相关责任的权力。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

本公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：91610000719782242D。