

商业模式起步，绿氢初试锋芒

——氢能全景图（上）制氢篇

平安证券研究所绿色能源与前瞻性产业研究团队

皮秀 证券投资咨询资格 S1060517070004

张之尧 一般证券业务资格 S1060122070042

邮箱 pixiu809@pingan.com.cn

邮箱 zhangzhiyao757@pingan.com.cn

2023年4月19日

要点总结

- **氢能：零碳可持续的理想能源，前景广阔。** 氢能是一种优质的二次能源，具备清洁零碳、可再生的优势。从应用端节能减排的角度来看，氢能可在多种场景替代汽油、柴油、天然气等能源，促进工业、交通等领域深度脱碳。从供给侧能源安全的角度来看，氢能够以水为原料、使用风电、光伏作为清洁能源制取，是优质可再生能源。目前氢作为能源应用的程度不高，主要作为工业原料使用；未来，随着各国大力推广绿电制氢和氢能应用，氢能有望实现大规模发展，并广泛应用于工业、交通、电力、建筑等领域。IEA预计，2030年全球氢能需求将达到1.8亿吨；从我国各地已公布的规划目标来看，2025年我国氢能产业规模有望达到7000亿元。
- **制氢环节概述：三大路线并存，绿氢蓄势待发。** 制氢是氢能产业链的上游环节，制氢环节的清洁和降本为氢能产业大规模发展的基础。氢气制备方式主要包括化石燃料制氢、工业副产氢和电解水制氢三类。化石燃料制氢和化工副产氢属于传统路线，技术相对成熟，成本较低，但存在碳排放等问题，CCUS、提纯等环节存在一定机遇。可再生电力电解水制氢（“绿氢”）是零碳排、可持续的“终极路线”，成本是制约其普及的瓶颈因素。电耗和折旧构成绿氢的主要成本，我们估算基准假设下碱性和PEM电解水制氢单位成本分别为21.9和25.3元/kg；国内现存绿氢项目采用部分绿电自供、外购部分低价绿电+长时运营的模式，并通过大规模采购控制电解设备成本，已经可以实现经济性，例如中石化库车绿氢项目LCOH可低至12.93元/kg，接近工业副产氢甚至煤制氢水平。目前绿氢产业进入高速增长期，IEA预计2023年全球制氢电解槽新增装机4.1GW（同比+356%），产能将达到21.5GW。
- **绿氢：电解槽和材料存在壁垒，国内企业发力。** 电解水制氢技术路线包括碱性电解(ALK)、质子交换膜电解(PEM)、固体氧化物电解(SOEC)和阴离子交换膜电解(AEM)等。碱性电解技术成熟、设备成本低，是目前的主流路线；PEM技术制氢效率高、灵活性好，产业化在即；SOEC和AEM技术处于研发阶段，存在发展潜力。电解槽是制氢的核心设备，存在技术壁垒：碱性电解槽单槽“大标方”趋势明显，厂商制造工艺、集成能力和关键材料技术形成壁垒；PEM电解槽关键材料依赖进口，PEM电解槽国产化需要材料环节进一步突破。从竞争格局来看，中国和欧洲电解槽企业产能规模全球领先。国内市场，考克利尔竞立、派瑞氢能和隆基氢能为第一梯队；新能源上市公司积极入局、非上市公司技术扎实，国内电解槽企业实力强劲，推动绿氢降本增效、快速发展。
- **投资建议：绿氢产业爆发在即，关注电解槽和材料环节。** 绿氢是氢能发展的终极路线，电解槽和关键材料存在壁垒，建议关注上市公司中电解槽环节具备技术实力的隆基绿能、阳光电源、华电重工，布局电解槽的弹性标的华光环能、昇辉科技，材料环节具备潜力的贵研铂业（催化剂）。
- **风险提示：**（1）绿氢需求增长不及预期的风险。（2）国内企业技术突破不及预期的风险。（3）国际市场环境发生变化的风险。



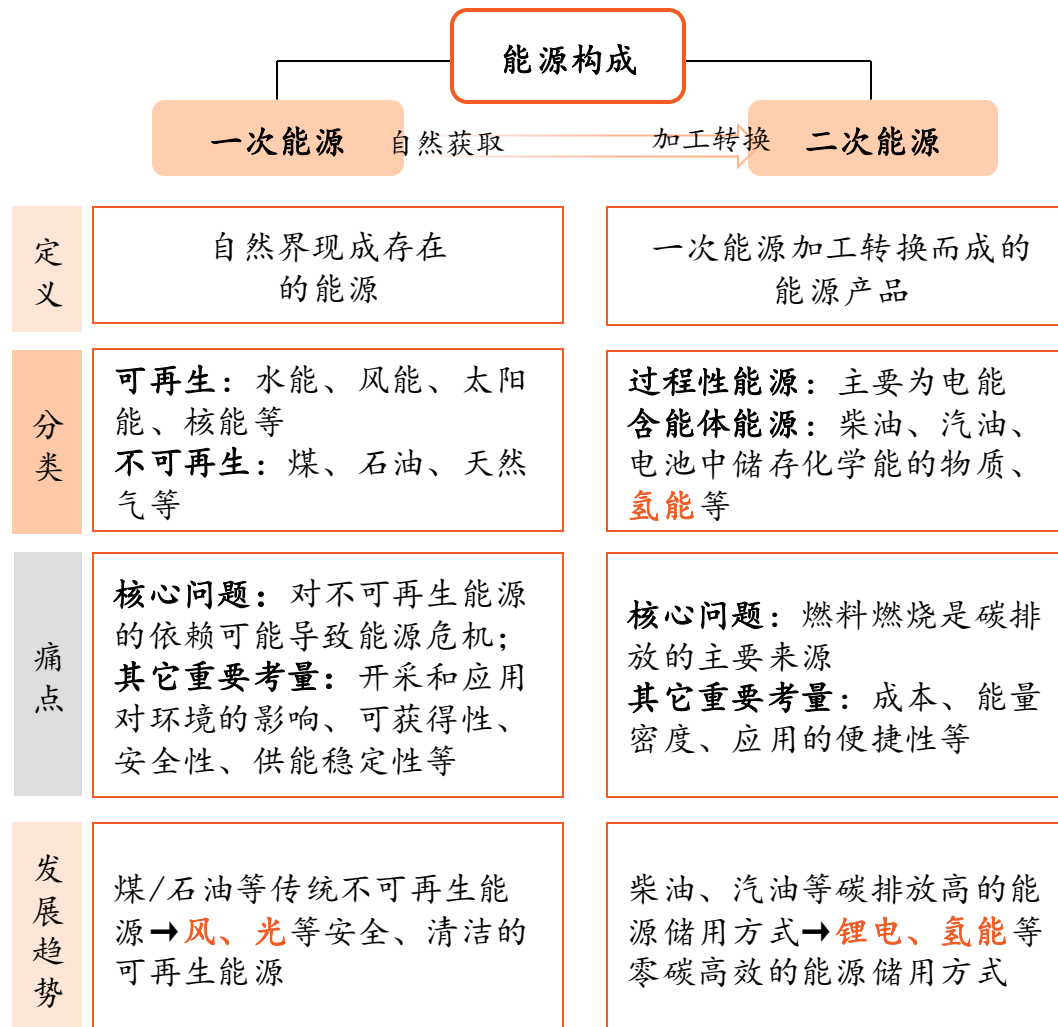
CONTENT 目录

- ① 一、氢能：零碳可持续发展的理想能源，前景广阔
- ② 二、制氢环节概述：三大路线并存，绿氢蓄势待发
- ③ 三、传统制氢路线：碳捕捉、提纯等环节存在机遇
- ④ 四、绿氢：电解槽和材料存在壁垒，国内企业发力
- ⑤ 五、投资要点与风险提示

1.1 能源安全和节能减排两大因素驱动一、二次能源的革新

- 按能源的基本形态分类，能源可分为一次能源和二次能源。**一次能源，即天然能源，指在自然界现成存在的能源，如煤、石油、天然气、水能等；二次能源指由一次能源加工转换而成的能源产品，如电力、煤气、汽油、氢能等。由于人类现阶段面临严峻的能源危机和环境问题，一次能源和二次能源领域的革新势在必行。
- 可再生性是一次能源面临的重大问题。**一次能源可分为可再生能源(可不断得到补充或在较短周期内再生的能源)和非再生能源(经过亿万年形成、短期无法恢复的能源)。现阶段，我们应用的能源以非再生的化石能源为主，未来面临枯竭的危机，因此开发风电、光伏等可再生能源尤为重要。
- 二次能源的革新是解决碳排放问题的关键。**二次能源是联系一次能源和能源用户的中间纽带，可分为过程性能源(能量比较集中的物质运动过程，可直接应用，如电能)和含能体能源(包含能量的物质，可储存运送，如柴油、汽油等)。汽油等能源在燃烧过程中会产生二氧化碳和污染物质。解决能源应用的碳排放问题，就需要开发优质的含能体能源，如锂电和氢能。

◆ 氢能在能源体系中的位置



资料来源：百度百科，平安证券研究所

1.1 氢能是一种优势突出、前景广阔的二次能源

- 氢能的开发和应用对促进节能减排、保障能源安全具有战略意义。
- 从应用端节能减排的角度来看，氢能是一种优质的二次能源，可以作为汽油、柴油等能源的替代，与锂动力电池形成互补。
 - 与汽油、柴油相比，氢的燃烧或电化学反应产物只有水，不存在碳排放和污染物；同时，氢具有更高的质量能量密度。
 - 与锂电动汽车相比，氢能驱动的燃料电池车续航更久，且加注迅速、无充电痛点。
- 从供给侧能源安全的角度来看，氢能够以水为原料制取，储量丰富，且理论上可循环制取；同时，使用风电、光伏电解水制氢可以解决弃风弃光的消纳问题，从而进一步推动风电、光伏等可再生一次能源的应用。



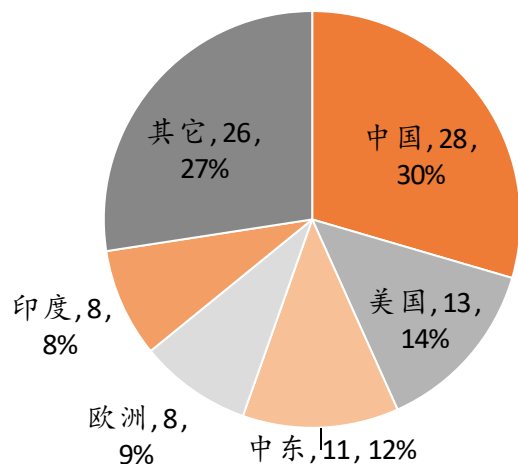
资料来源：太平洋汽车，Tesla官网，平安证券研究所

1.2 应用现状：氢主要作为工业原料使用，中国占全球需求的30%

- **氢作为能源应用的普及程度不高，现阶段主要作为工业原料使用。**2021年，全球氢气需求超过9400万吨。分地区来看，我国是全球最大的氢气消费国，需求量约2800万吨，占全球的30%；美国、中东和欧洲分别占据全球14%/12%/9%的需求量。分应用来看，氢气主要用于化工（合成氨/合成甲醇）和炼油，2021年全球交通运输氢气需求仅3万吨左右，占比较少。我国氢气应用领域同样以化工为主，56%的氢气被用于化工合成，9%用于炼油，16%作为尾气直接燃烧，氢作为能源的应用程度不高。
- **工业用氢存在巨大的脱碳潜力。**2021年，全球工业用氢和炼油用氢绝大部分源于化石燃料制氢，产生的直接二氧化碳净排放量分别为6.3亿吨和2.0亿吨。工业合成氨、合成甲醇、炼油等均以氢为主要原料，工艺成熟，存在绿氢替代灰氢的减碳空间；此外，全球各地正在探索氢气在钢铁工业领域的应用，绿氢未来有望逐步替代焦炭作为还原材料，推动钢铁工业的大规模脱碳（2019年全球钢铁行业直接碳排放量26亿吨，约占全球碳排放总量的7-8%）。

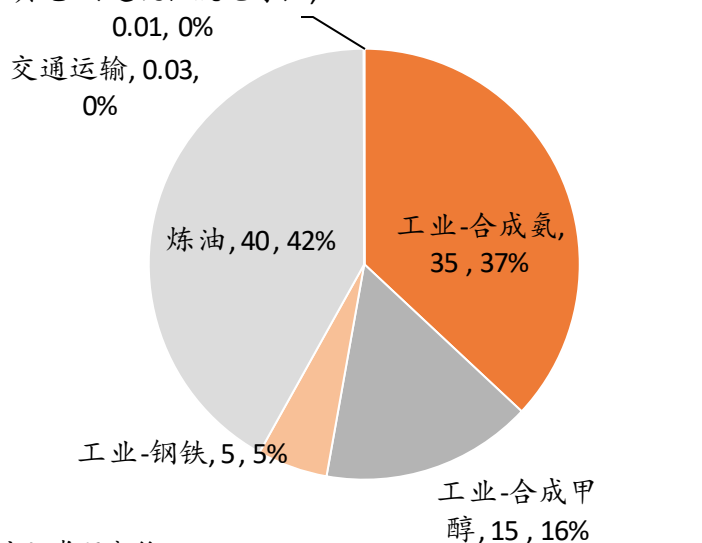
◆ 2021年全球氢气需求地区分布

单位：百万吨（Mt），%

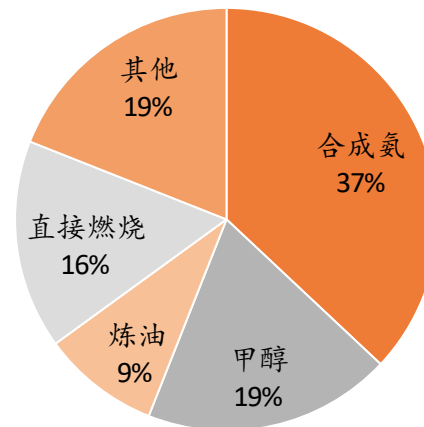


◆ 2021年全球氢气需求类型分布

单位：百万吨（Mt），%



◆ 我国氢气主要用于工业合成（2020年）

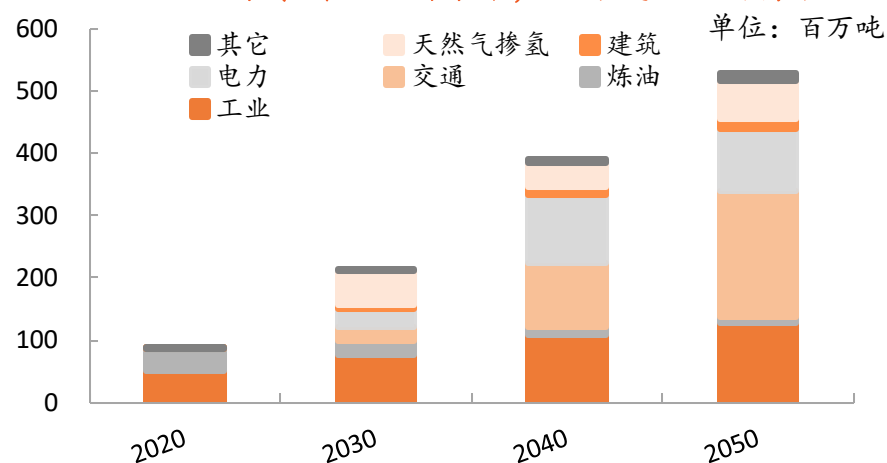


资料来源：IEA，中国氢能及燃料电池产业白皮书2020，平安证券研究所

1.2 推广前景：未来氢能可广泛用于交通、电力、建筑领域

- **交通方面**，各国积极推广氢燃料电池汽车，已初具规模，氢车在商用车领域逐渐渗透；未来在航空、船舶领域也有望进行替代。
- **建筑方面**，主要包括天然气掺氢输送、燃料电池热电联供等。未来氢气有望在燃气、供热等方面逐步替代天然气，并为住户提供部分电力。
- **电力方面**，氢可以作为电能储存的介质，未来有望用于长时储能，或参与全球运输和贸易，实现电能在时间和空间上的调节。
- **IEA预计，在2050年全球“净零排放”目标下，2030年，全球氢能应用规模需达到2亿吨。**

◆ IEA “净零排放”情景下，全球氢能应用需求



◆ 氢在交通、建筑、电力领域应用的现状和潜力

领域	应用方式	现状	氢应用优势	局限
交通	氢燃料电池汽车；氢轮船/飞机/火车等	2022年底全球氢燃料电池汽车保有量6.73万辆，在营加氢站727座，已实现了一定规模应用；目前主要用于商用车（重卡、公交）等；氢轮船/飞机等也在研发中。	与电动汽车相比，续航更长、加注更快，对低温环境适应性较好。适用于长距离、大载重运输需求，未来在航空和船舶领域也存在广阔替代空间。	成本是大规模推广的主要限制因素，目前氢“制-储-运-加”全生命周期成本高昂，实现经济性需要全方位的技术和规模降本。此外，加氢站等基础设施的建设不足，也会影响氢车推广的进度。
建筑	燃气、供热、供电（热电联供）	各国正在进行天然气掺氢输送、以及燃料电池热电联供的探索。截至2021年底，美/日/欧固定式燃料电池累计装机量分别为550/300/190MW。	一定掺氢比例下，天然气掺氢可使用现有的天然气基础设施，减缓设施投资需求。与天然气相比，氢作为燃料更低碳、可再生，存在推广潜力。	用氢成本有待降低；天然气掺氢输送的安全标准仍需完善；固定式氢燃料电池的应用处于试点阶段，供电效率和供热质量仍有改善空间。
电力	发电与电网平衡，储能	国内外均有氢能电力系统试点项目。氢能电力系统主要包括制氢系统、储氢系统、氢能发电系统三个部分，使用氢作为电能储存的介质，实现电的时空调节。	氢储能可作为一种长时储能方式，对电力系统起到调节作用。长期来看，氢可以作为清洁能源载体参与全球运输和贸易，经燃料电池或燃气轮机发电，为电力系统供能。	能源效率偏低。电-氢-电两次转换，目前能量转化效率仅30-40%，需要进一步改善，才有大规模应用的可能。

资料来源：IEA，中国氢能联盟，CNKI，平安证券研究所

1.3 各国重视氢能战略地位，大力推动氢能产业发展



注: “发展现状”数据除单独说明外, 为截至2022年底数据

1.3 我国政策驱动下，氢能产业开启新篇

- 政策驱动下，氢能产业链开启新篇。我国国家层面日益重视和认可氢能的战略重要性，加强对氢能的布局。2022年3月，国家发改委、能源局发布《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，明确了氢能的战略定位，并提出了氢能产业一系列发展目标。政策的重视和认可将推动氢能产业开启新篇。

◆ 我国国家层面发展氢能相关政策

时间	政策	主要内容
2023年1月	《新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿）》	提及了氢燃料电池车、氢储能等应用环节的推广；长期实现电能与氢能等二次能源深度融合利用
2022年3月	《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》	明确了氢能的战略定位。 氢能是未来国家能源体系的重要组成部分、用能终端实现绿色低碳转型的重要载体，氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向。 提出了一系列阶段性目标。 根据规划，到2025年，我国将初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。燃料电池车辆保有量约5万辆，部署建设一批加氢站。可再生能源制氢量达到10万吨至20万吨/年，成为新增氢能消费的重要组成部分，实现二氧化碳减排100万吨至200万吨/年。
2021年12月	2022年能源工作七大重点任务	任务3“加快推进能源科技创新”，提出推动氢能技术装备攻关、产业创新等
2021年12月	《“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
2021年11月	《关于加强产融合作推动工业绿色发展的指导意见》	引导企业加大可再生能源使用、推动电能、氢能、生物质能替代化石燃料；加快充电桩、换电站、加氢站等基础设施建设运营
2021年10月	《2030年前碳达峰行动方案》	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3月	《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（草案）》	在氢能及储能等前沿科技和产业变革领域，组织实施未来产业孵化与加速计划，谋划布局一批未来产业
2021年2月	《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》	提升可再生能源利用比例，大力推动风电、光伏发电发展，因地制宜发展水能、地热能、海洋能、氢能、生物质能、光热发电
2020年10月	《节能与新能源汽车技术路线图（2.0版）》	提出2030-2035年实现氢能及燃料电池汽车的大规模的应用，燃料电池汽车保有量达100万辆左右。
2020年9月	《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》	采取“以奖代补”方式，对符合条件的城市群开展燃料电池汽车关键核心技术产业化攻关和示范应用给予奖励，示范期为4年
2020年4月	《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》	首次从法律上将氢能列入能源范畴
2019年3月	《政府工作报告》	首次将氢能写入政府工作报告：推动充电、加氢等设施建设

资料来源：政府官网，平安证券研究所

1.3 我国政策驱动下，氢能产业开启新篇章

- 各地方政府纷纷出台氢能发展规划目标。2019年以来，国内至少有18个省级行政区公布了氢能发展规划目标。从已公布的规划目标来看，到2025年，我国将累计至少建成加氢站762座，燃料电池车保有量8.8万辆，氢能产业规模接近7000亿元。

◆ 地方政府氢能发展规划目标

地区	政策名称	发布时间	燃料电池车推广规划	加氢站建设规划	氢能产业规模
江苏	江苏省氢燃料电池汽车产业发展行动计划	2019.8	2025年 10000辆 2030年 20000辆	2025年 50座 2030年 100座	2021年 500亿元
重庆	重庆市氢燃料电池汽车产业发展指导意见	2020.3	2022年 800辆 2025年 1500辆	2022年 10座 2025年 15座	
山东	山东省氢能产业中长期发展规划（2020-2030年）	2020.7	2022年3000辆 2025年10000辆 2030年50000辆	2022年 30座 2025年 100座 2030年 200座	2022年 200亿元 2025年 1000亿元
河南	河南省氢燃料电池产业发展行动方案	2020.8	2023年 3000辆 2025年 5000辆	2023年 50座 2025年 80座	2025年 1000亿元
四川	四川省氢能产业发展规划（2021—2025年）	2020.9	2025年 6000辆	2025年 60座	-
河北	河北省氢能产业发展“十四五”规划	2021.7	2022年 1000辆 2025年 10000辆	2022年 25座 2025年 100座	2022年 150亿元 2025年 500亿元
北京	北京市氢能产业发展实施方案（2021-2025年）	2021.8	2023年 3000辆 2025年 10000辆	2023年 37座 2025年 新增37座	2023年 京津冀合计500亿元 2025年 合计1000亿元
吉林	“氢动吉林”中长期发展规划（2021-2035年）	2022.1		2030年 70座 2035年 400座	2025年 100亿元 2030年 300亿元 2035年 1000亿元
内蒙	内蒙古自治区“十四五”氢能发展规划	2022.2	2025年 5000辆	2025年 60座	2025年 1000亿元
浙江	浙江省能源发展“十四五”规划	2022.5	2025年5000辆	2025年 50座	
上海	上海市氢能产业发展中长期规划（2022-2035年）	2022.6	2025年 10000辆	2025年 70座	2025年 1000亿元
山西	山西省氢能产业发展中长期规划（2022-2035年）	2022.8	2025年 10000辆 2030年 50000辆		
宁夏	宁夏回族自治区氢能产业发展规划	2022.11	2025年 500辆（重卡）	2025年 10座	
湖南	湖南省氢能产业发展规划	2022.11	2025年500辆	2025年 10座	
安徽	安徽省氢能产业发展中长期规划	2022.11	2025年 产能5000辆 2030年 产能20000辆	2025年 30座 2030年 120座	2025年 500亿元 2030年 1200亿元
福建	福建省氢能产业发展行动计划（2022—2025年）	2022.12	2025年 4000辆	2025年 40座	2025年 500亿元
青海	青海省氢能产业发展中长期规划（2022-2035年）	2023.1	2025年 250辆 2030年 1000辆	2025年 3-4座 2030年 15座	2035年 500亿元
江西	江西省氢能产业发展中长期规划（2023-2035年）	2023.2	2025年 500辆	2025年 10座	2025年 300亿元

资料来源：政府官网，氢能联盟CHA，平安证券研究所整理

1.4 产业展望：供应端技术持续突破、基础设施完善；应用端万亿市场加速爆发

		2025年	2035年	2050年	
供应端	制氢	<ul style="list-style-type: none"> 以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的供应体系 可再生能源制氢10-20万吨/年 	<ul style="list-style-type: none"> 半集中化可再生能源电解水制氢为主 CCUS技术实现产业化 工业副产氢提升利用效率 	<ul style="list-style-type: none"> 集中可再生能源电解水制氢为主 工业副产提纯、化石能源制氢+CCUS为辅 	
	储运	<ul style="list-style-type: none"> 高压气氢运输为主 液氢运输试点推广 	<ul style="list-style-type: none"> 液氢运输作为主动脉 高压气态储运作为毛细血管 	<ul style="list-style-type: none"> 液氢储运+高压气氢储运+管道储运+有机液体储运等多种路径并行 	
	加注	<ul style="list-style-type: none"> 合建站为主 在站制氢一体站试点运营 加氢站总数达到200座 	<ul style="list-style-type: none"> 加氢站及其他基础设施多元化、网络化发展 加氢站总数达到2000座 	<ul style="list-style-type: none"> 形成多元化、网络化的氢能基础设施体系 加氢站总数达到12000座 	
应用端	总体目标	<ul style="list-style-type: none"> 产业产值：1万亿元 氢需求总量：约3000万吨 氢终端售价：40元/kg 	<ul style="list-style-type: none"> 产业产值：5万亿元 氢需求总量：约4000万吨 氢终端售价：30元/kg 	<ul style="list-style-type: none"> 产业产值：12万亿元 氢需求总量：约7000万吨 氢终端售价：20元/kg 	
	分板块	交通	<ul style="list-style-type: none"> 氢燃料电池汽车保有量：5万辆 非道路运输领域：积极探索氢燃料电池重型工程机械、轨道交通、船舶、无人机等领域 	<ul style="list-style-type: none"> 氢燃料电池汽车保有量：100万辆 	<ul style="list-style-type: none"> 氢燃料电池汽车保有量：3000万辆
		电力	<ul style="list-style-type: none"> 波动性可再生能源发电规模1000GW 氢能作为季节性储能方案，将可再生能源与能源消费终端有效连接，保障可再生能源平稳可持续大规模开发运用 		<ul style="list-style-type: none"> 波动性可再生能源发电规模4000GW
		工业	<ul style="list-style-type: none"> 围绕钢铁、石化、化工行业“三点”及天然气掺氢提供高品位“一线”，实现工业部门的深度脱碳 		
	建筑	<ul style="list-style-type: none"> 围绕微型燃料电池热电联供系统、天然气管道掺氢两大应用场景，逐步在居民和工商业用户中推广 			

资料来源：《中国氢能联盟基础设施白皮书》，中国氢能产业发展报告2020，IEA，平安证券研究所

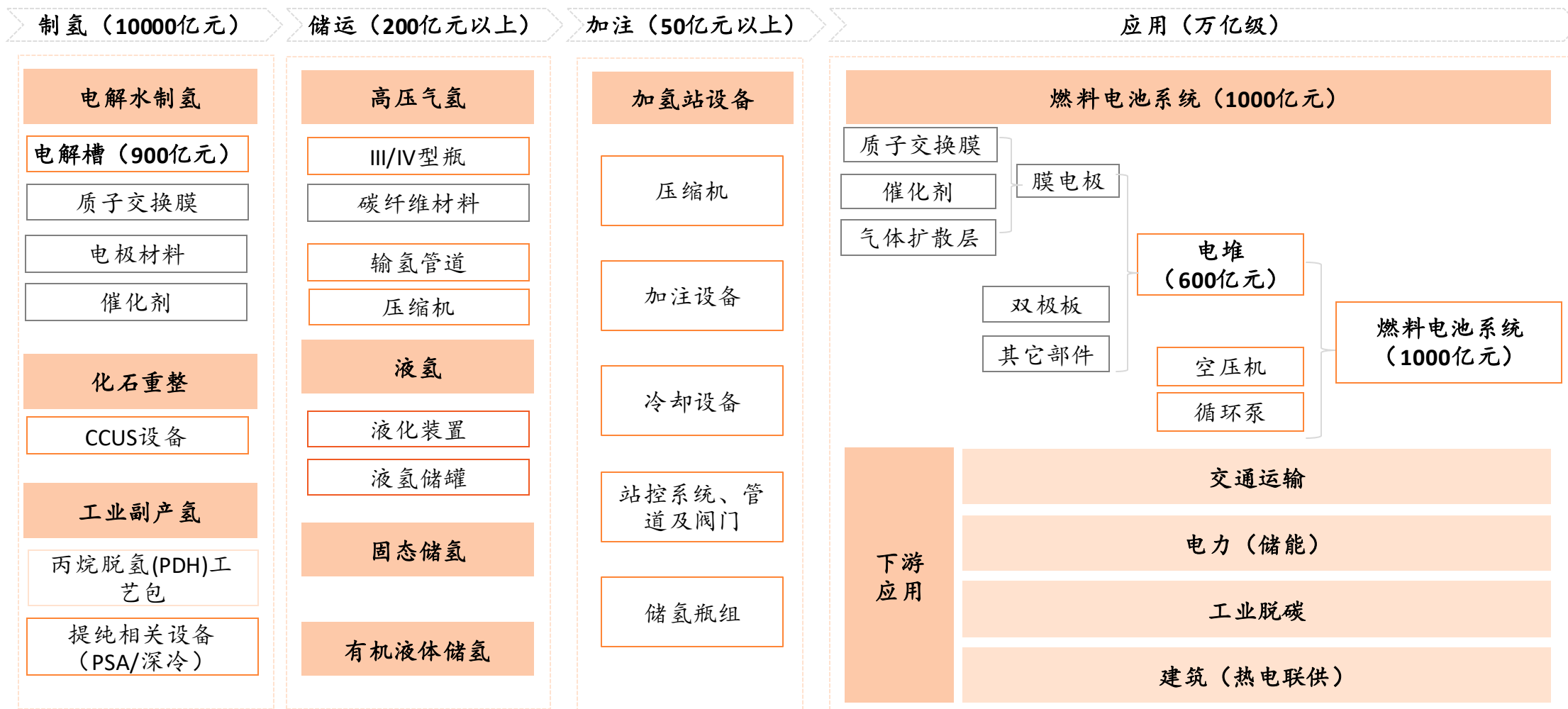


CONTENT 目录

- ① 一、氢能：零碳可持续发展的理想能源，前景广阔
- ② 二、制氢环节概述：三大路线并存，绿氢蓄势待发
- ③ 三、传统制氢路线：碳捕捉、提纯等环节存在机遇
- ④ 四、绿氢：电解槽和材料存在壁垒，国内企业发力
- ⑤ 五、投资要点与风险提示

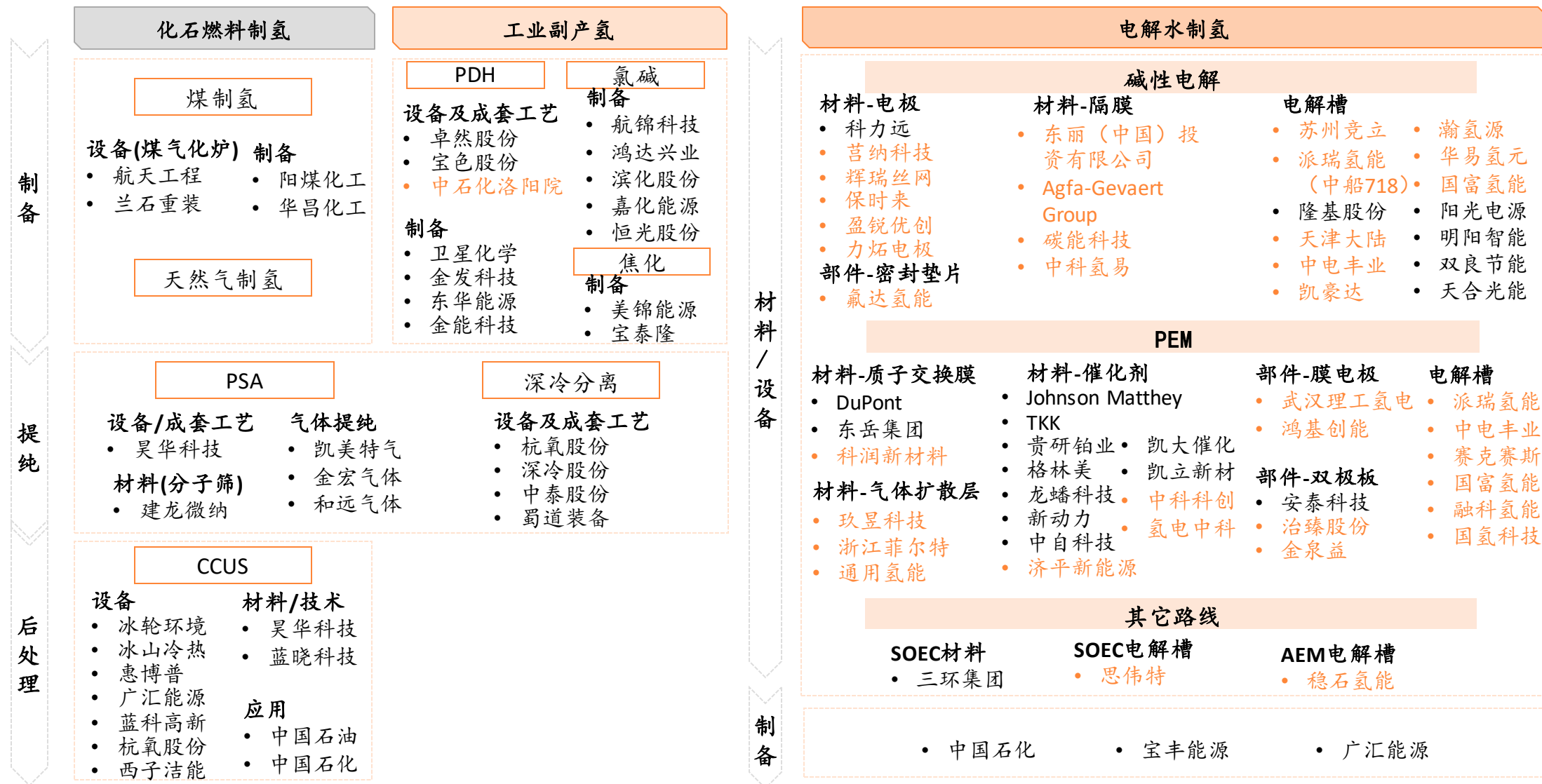
2.1 氢能产业链主要包括制氢、储运、加注和下游应用四个环节

◆ 氢能产业链全景图（括号为国内2030年新增产值估计）



资料来源：GGII，中国氢能产业发展报告2022，平安证券研究所

2.1 制氢环节参与者全景图



资料来源：公司公告及官网，wind，高工氢电，36氪，平安证券研究所整理

注：各公司业务布局信息整理自公司公告及其它公开信息，实际进展可能不确定
橙色字体为非上市公司

2.1 制氢路线：三种制氢路线共存，可再生能源电解水制氢是“终极路线”

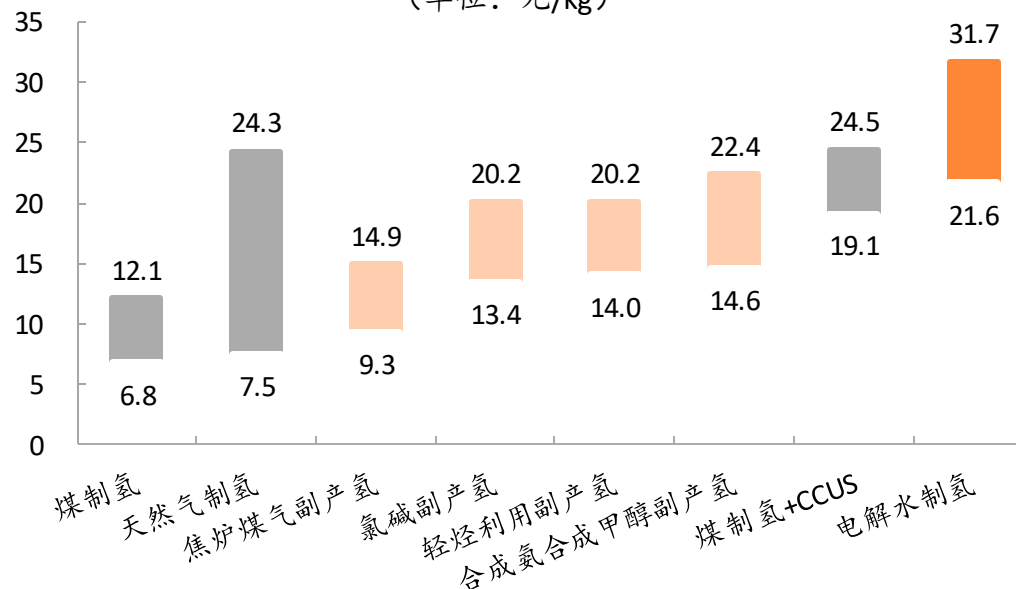
- **三种制氢路线：“成本”短期制约，“可持续”长期引领。** 氢气制备方式主要包括化石燃料制氢、工业副产氢和电解水制氢三类。
- **化石燃料制氢**是以煤或天然气为原料还原制氢的传统方案，技术成熟、成本最低，但碳排放量高，且化石燃料不可再生，产能扩张空间有限，存量产能将逐步结合CCUS技术，以降低排放。
- **化工副产氢**是氯碱，轻烃利用等化工工艺获得副产氢的方案，成本较低，但制备规模取决于主产品制备规模，扩张空间有限，可作为补充性氢源。
- **电解水制氢**是利用水的电解反应制备氢气的技术，可再生电力制氢称为“绿氢”，是零碳排、可持续的“终极路线”，但目前成本仍是制约其普及的瓶颈因素，其规模化应用需要产业链各环节推动降本。

◆ 三种制氢方式及其优劣势

制氢方式	技术路线	优势	局限
化石燃料制氢	煤制氢	技术成熟、应用广泛	储量有限，不可再生；产生大量碳排放
	天然气制氢		
化工副产氢	焦炉煤气副产氢	成本低	制备规模取决于主产品规模，无法作为大规模集中化的氢能供应源
	氯碱副产氢		
	轻烃利用副产氢		
电解水制氢	碱性电解	理论碳排放为零；可充分利用弃风、弃光等电能	现阶段成本较高，尚未大规模应用
	PEM电解		
	SOEC电解		

◆ 主要制氢方法成本比较

(单位：元/kg)

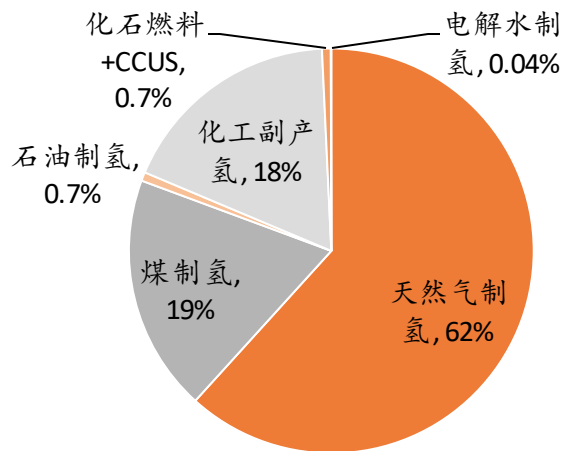


资料来源：中国氢能产业发展报告2020，平安证券研究所

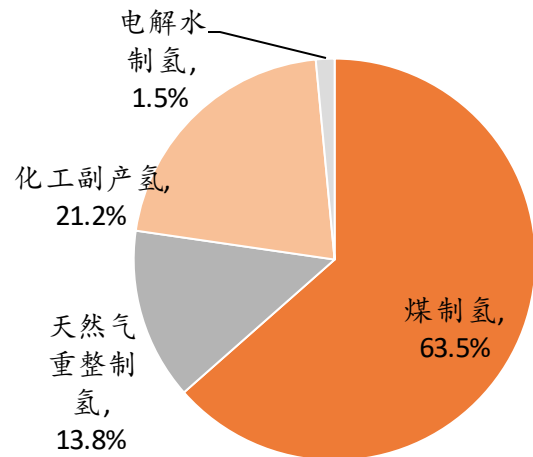
2.2 全球氢气产能以化石燃料制氢为主，清洁制氢存在替代空间

- 目前全球氢气生产以化石燃料制氢为主，清洁制氢存在替代空间。
- 2021年全球氢气总产量为9400万吨，其中化石燃料制氢占80%以上，清洁制氢（电解水/化石燃料+CCUS）占比不到1%。
- 现阶段，我国氢气产能约4100万吨/年，产量约3300万吨，产能规模全球领先，但同样以化石燃料制氢为主（近80%），清洁制氢存在广阔的替代空间。
- 未来清洁制氢方案将成为主要增量。IEA预测，到2030年，全球氢气产量将达到1.8亿吨，较2021年的0.94亿吨翻倍增长。其中，主要的增量产量将由电解水制氢满足，电解水制氢产量将从2021年的不到4万吨大幅增长至6170万吨；耦合CCUS的化石燃料制氢产量将从2021年的60万吨增长至3300万吨，清洁制氢方案将成为主流。

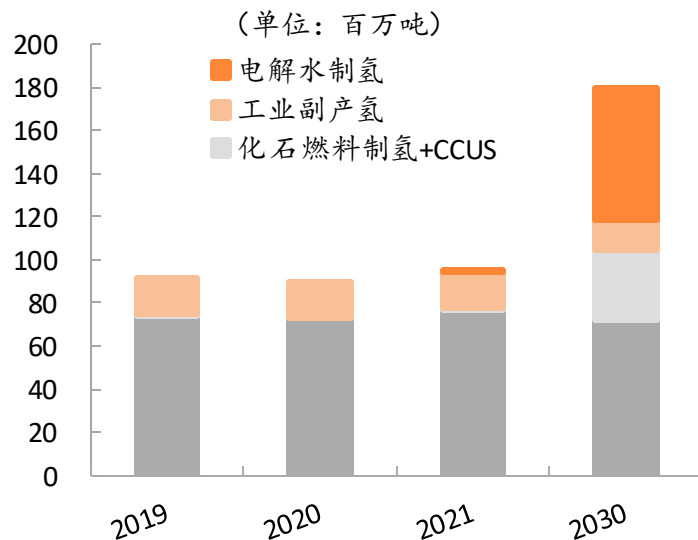
◆ 全球氢气生产结构（2021年）



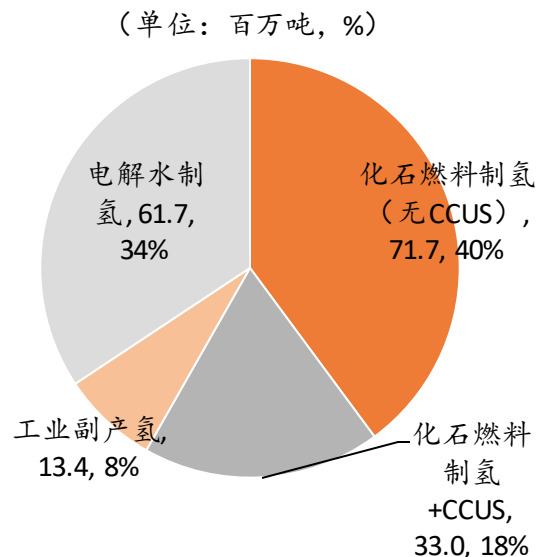
◆ 我国氢气生产结构（2019年）



◆ 全球氢气产量及制备路线分布



◆ 2030年全球制氢路线分布

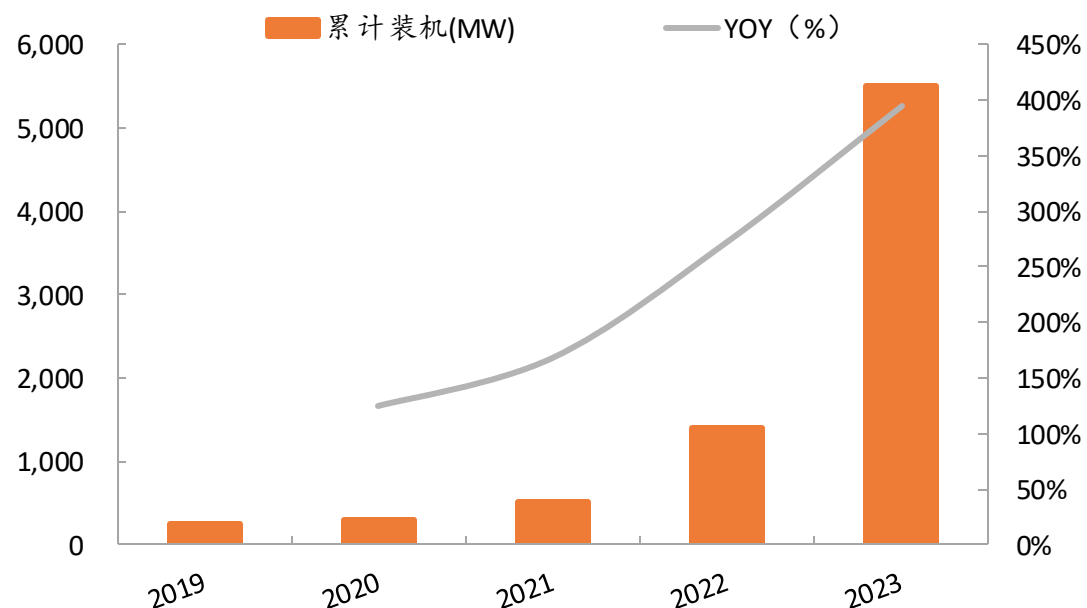


资料来源：： IEA，中国氢能联盟，平安证券研究所

2.2 全球市场：电解水制氢步入快速成长期，电解槽装机和扩产提速

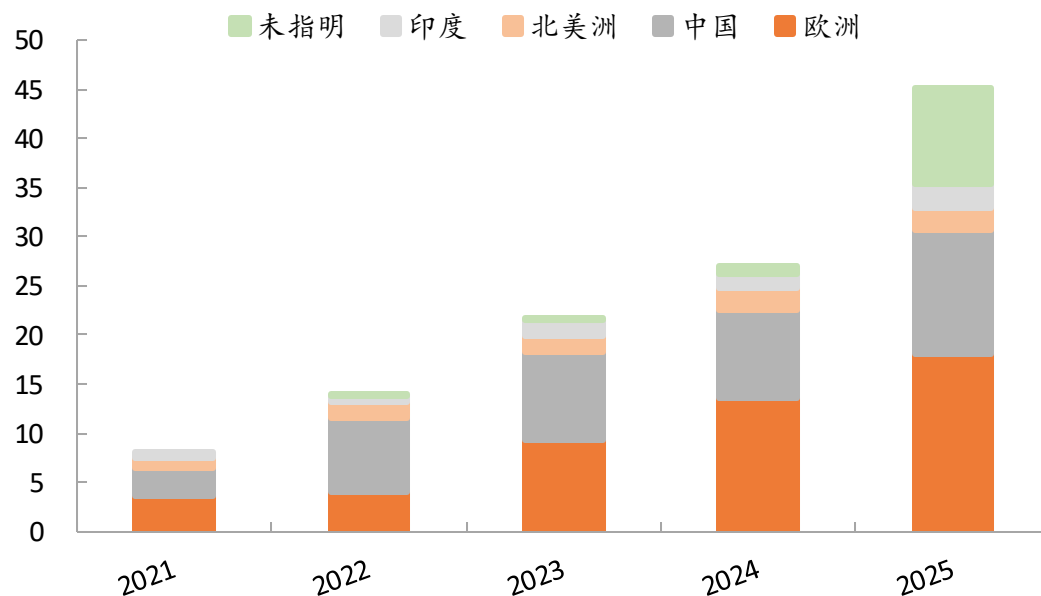
- **电解槽装机步入高速成长期。** 电解槽是用于电解水制氢的主要设备。经历了一定时间的技术布局和产业链发展，全球制氢电解槽装机步入快速成长阶段，2021年全球新增装机209MW，同比增长2.4倍；IEA预计，2022和2023年全球制氢电解槽新增装机将分别达到0.9和4.1GW，总装机分别达到1.4GW和5.5GW；净零排放目标下，2030年全球制氢电解槽累计装机将达到720GW。
- **中国和欧洲引领，全球电解槽产能高速增长。** IEA统计，2021年全球电解槽总产能8.0GW/年，其中欧洲和中国产能分别为3.5和2.9GW，占比分别为44%和36%。IEA预计，2023/2025年全球电解槽总产能将分别达到21.5和45.1GW/年，欧洲和中国电解槽产能合计占全球的85%/68%；2021-2025年全球电解槽总产能复合增长率达到54.1%。

◆ 2023年全球电解槽累计装机将达到5.5GW



◆ 欧洲和中国引领，2025年全球电解槽产能可达45GW

数据为电解槽产能，单位：GW



资料来源：IEA，平安证券研究所

2.2 国内市场：电解槽招标再创新高，绿氢赛道爆发在即

- **2022年电解槽出货量同比翻倍。**GGII初步统计，2022年国内电解水制氢设备出货量达到722MW（含出口，不含研发样机），同比大幅增长106%。其中，中石化新疆库车绿氢示范项目贡献比例最大，安装52台单槽制氢能力1000Nm³/h的碱性电解槽，功率规模约240MW，占全国出货量的1/3。
- **2023年一季度，氢电解槽招标量已达到452MW。**氢云链统计，2023年第一季度国内氢电解槽公开招标量452MW，相当于2022年全年出货量的60%，已超过2021年全年出货量。绿氢电解槽赛道爆发在即。

◆ 2023年第一季度国内电解槽招标情况

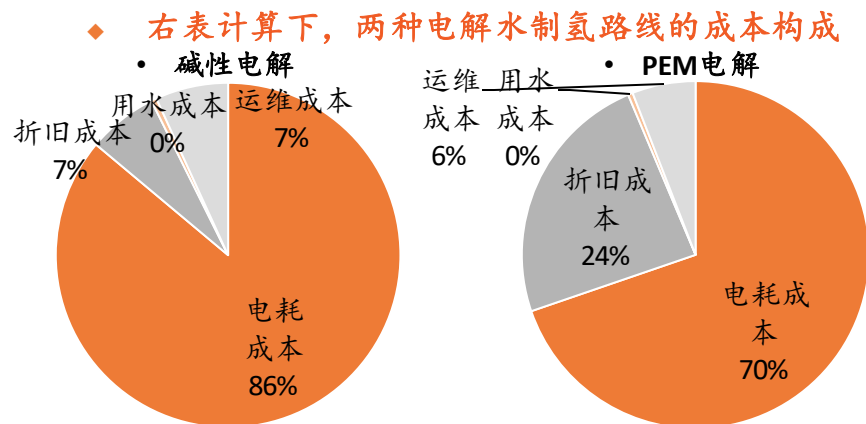
省份	地区	项目	招标规模/MW	技术路线
吉林	白城	大安风光制绿氢合成氨一体化项目	195	碱性
内蒙古	鄂尔多斯	深能北方光伏制氢项目	45	碱性
宁夏	宁东	国能宁东可再生氢碳减排示范区项目	105	碱性
山东	潍坊	华电潍坊氢储能示范项目	25	碱性
吉林	白城	大安风光制绿氢合成氨一体化项目	50	PEM
四川	德阳	东方锅炉集装箱式电解槽制氢项目	1	碱性
新疆	库尔勒	深圳能源库尔勒绿氢制储加用一体化示范项目	5	碱性
甘肃	张掖	华能清能院碱性电解槽采购项目	6.5	碱性
陕西	榆林	北元化工制氢设备采购项目	1	PEM
浙江	杭州	西湖大学500NL/h AEM电解槽采购项目	0	AEM
黑龙江	七台河	黑龙江200MW风电制氢联合运行项目	7.5	碱性
河北	保定	涞源县300MW光伏制氢项目	6	碱性
新疆	哈密	广汇能源绿电制氢及氢能一体化示范项目	5	碱性

资料来源：氢云链，平安证券研究所

注：碱性和PEM电解槽项目仅统计MW级以上的。

2.3 绿氢成本测算：电耗和折旧构成绿氢的主要成本

- 我们估算，基准情形下碱性和PEM电解水制氢单位成本分别为21.85和25.29元/kg，电耗成本分别占总成本的86%和70%。假设说明如下：
- 电价：假设用电价格为0.35元/kWh。
- 单位电耗：假设碱性电解为4.8kWh/Nm³；PEM效率较高，假设为4.5kWh/Nm³。
- 设备（含电解槽及配套设备）单价：参考相关文献，分别取2000元和9000元/kW。
- 运行时长：若每天运行9小时、每年运行330天，则运行总时长约3000小时。



资料来源：CNKI，平安证券研究所测算

◆ 电解水制氢成本估算

	碱性电解	PEM电解
电价（元/kWh）	0.35	0.35
单位电耗（kWh/Nm ³ ）	4.8	4.5
单位体积电耗成本（元/Nm ³ ）	1.68	1.58
单位质量电耗成本（元/kg）	18.81	17.64
设备单价（元/kW）	2000	9000
设备功率（kW）	4800	2250
设备购置价格（万元）	960	2025
设备折旧年限（年）	25	25
设备年折旧额（万元）	38.40	81.00
单槽制氢量（Nm ³ /h）	1000	500
年运行小时数（h）	3000	3000
年制氢量（Nm ³ ）	3000000	1500000
单位体积折旧成本（元/Nm ³ ）	0.13	0.54
单位质量折旧成本（元/kg）	1.43	6.05
单位制氢耗水量（kg/Nm ³ ）	2	2
用水单价（元/吨）	5	5
单位体积用水成本（元/Nm ³ ）	0.01	0.01
单位质量用水成本（元/kg）	0.11	0.11
年运维成本（万元）	40	20
单位体积运维成本（元/Nm ³ ）	0.13	0.13
单位质量运维成本（元/kg）	1.49	1.49
单位体积制氢成本（元/Nm ³ ）	1.95	2.26
单位质量制氢成本（元/kg）	21.85	25.29

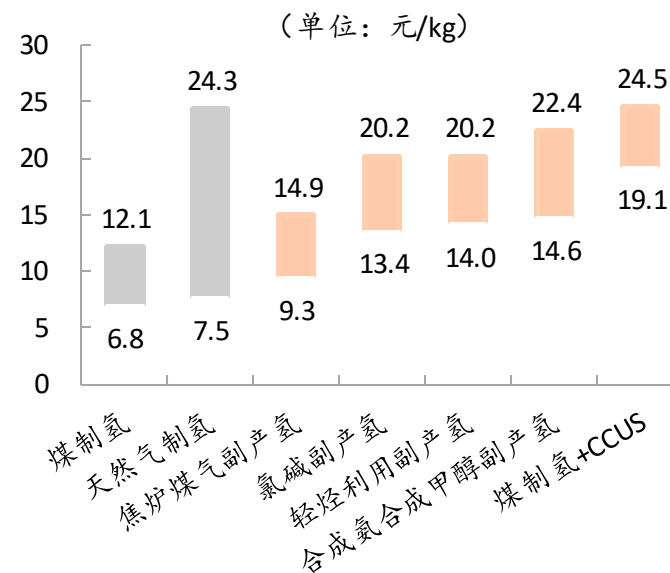
2.3 降本潜力：电价下降、电解槽降本增效，绿氢实现经济性可期

- 影响单位制氢成本的主要因素包括电价、单位电耗、设备单价、运行寿命等因素。随着后续**风光发电LCOE下降**、**电解槽量产降本**、**效率提升和寿命增加**，电解水制氢成本有望逐步接近工业副产氢甚至煤制氢，实现经济性。
- 我们分情景测算了两种电解水制氢方案的降本潜力，假设中期和远期单位电价分别降至0.20和0.15元，年运行小时数增加至4000和5000h（假设使用年限保持25年不变）。
- 若**碱性电解**设备单价中期和远期分别下降至1500和1000元/kW，同时效率有所提升，则**中期制氢成本降至12.07元/kg**，达到**工业副产氢水平**；**远期制氢成本下降至8.44元/kg**，达到**煤制氢水平**。若**PEM电解**设备单价中期和远期分别降至4000和2000元/kW，同时效率提升，则**中期制氢成本下降至11.98元/kg**，**远期制氢成本下降至7.89元/kg**，价格相对**煤制氢已具有竞争力**。

◆ 两种制氢方法成本敏感性分析

	碱性电解		PEM电解	
	较基准情景变化幅度	单位制氢成本变化量(元/kg)	较基准情景变化幅度	单位制氢成本变化量(元/kg)
电价(元/kWh)	-0.05	-2.69	-0.05	-2.52
单位电耗(kWh/Nm ³)	-0.2	-0.84	-0.2	-1.05
设备单价(元/kW)	-500	-0.36	-1000	-0.67
年运行小时数(h)	+500	-0.42 (非线性)	+500	-1.08 (非线性)

◆ 主要制氢方法成本区间



◆ 碱性电解/PEM电解制氢成本分情景测算

	碱性			PEM		
	基准假设	中期	远期	基准假设	中期	远期
电价(元/kWh)	0.35	0.20	0.15	0.35	0.20	0.15
单位电耗(kWh/Nm ³)	4.8	4.5	4.2	4.5	4.0	3.7
设备单价(元/kW)	2000	1500	1000	9000	4000	2000
年运行小时数(h)	3000	4000	5000	3000	4000	5000
单位质量制氢成本(元/kg)	21.85	12.07	8.44	25.29	11.98	7.89

资料来源：中国氢能产业发展报告2020，CNKI，平安证券研究所测算

2.3 案例分析：从中石化库车项目来看，国内绿电制绿氢项目已初具经济性

- **项目概况。**中石化新疆库车光伏制氢项目是2022年招标规模最大的绿氢项目，属于示范项目，商业模式具有参考价值。项目建设光伏电场300MW，配置52台1000标方碱性电解槽。光伏发电时段，电解槽及其它用电设备采用光伏供电；光伏不发电时段，外购绿电供部分电解槽连续运行。制得的氢气通过管道输送至塔河炼化使用。
- **成本测算：中石化库车项目制氢成本理论上可降至12.93元/kg，已具备推广的经济性。**我们根据项目环评报告、招投标等信息，测算其单位制氢成本为12.93元/kg，过程及假设见下页。这一单位成本与工业副产氢相比已具有经济性，接近煤制氢成本。

◆ 中石化库车项目概况

项目构成	<ul style="list-style-type: none">• 光伏电站：光伏场（300MW，实际安装355MW）；升压站；25.8km输电线路• 制氢厂：化学水站；电解水及气液分离单元（52台1000Nm³/h电解槽）；氢气储输（10台2000m³球罐、3台氢气外输压缩机、配套的工艺及热力管网）• 公辅工程：自控系统、给排水、供电与电信、供热、员工生活设施等
运营模式	<ul style="list-style-type: none">• 制氢规模：项目电解水制氢规模2万吨/年，折算每年运行时长4307小时。• 光伏供电：光伏发电时段，电解槽及其它用电设备均采用光伏所发电电源。根据能源局《2021年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》，项目所属地区2020/2021年光伏年利用小时数分别为1414和1455小时，算术平均为1435小时。• 外购电力：光伏不发电时段，外购部分绿电供部分电解槽连续运行。计算得全年电网用电时长2873h。
下游应用	<ul style="list-style-type: none">• 作为化工原料，供中石化旗下塔河炼化使用。• 制氢装置制得的氢气送至罐区储存，再经氢气外输压缩机升压至3.2MPag，通过管道输送至塔河炼化使用。

资料来源：：中石化新疆库车绿氢示范项目环境影响报告书，平安证券研究所

2.3 案例分析：低价绿电+设备降本增效+长时运行，助力库车项目经济性提升

- **综合考虑中石化库车绿氢项目降本的原因，主要有以下几方面：**
- **1.电价：**部分采用自有光伏发电，降低度电成本；新疆地区光伏资源丰富，理论上可获得价格低廉的绿电。
- **2.设备单价：**规模生产，每4台电解槽共用一套气液处理和一套纯化设施，降低后处理设施成本；采购规模庞大，电解槽+成套设备单价可降至1500元；
- **3.设备效率：**为库车绿氢项目供应电解槽的3家企业（考克利尔竞立、隆基氢能、派瑞氢能）均为头部企业，设备效率高，根据3家公司官网介绍，其1000标方碱性电解槽单位电耗均在4.4kWh/Nm³以下，我们假设系统电耗4.6kWh/Nm³。
- **4.运行时长：**项目年制氢量为2万吨，制氢速率5.2万Nm³/h，推算年运行4307小时，连续运行摊薄折旧。

◆ 中石化库车项目度电成本假设

项目	数值	备注
光伏上网电价/元/kWh	0.20	2020和2021年，新疆II类地区(项目所属地区)实际利用小时数分别为1414和1455小时，光伏发电时长取算术平均。
全年光伏发电小时数/h	1435	
电网用电价格/元/kWh	0.25	采用发电时长而非发电量加权，因为光伏发电功率略大于制氢额定功率，发电时段冗余电量供其它用电设备使用，未全部用于制氢
全年电网用电小时数/h	2873	
度电成本加权平均值/元/kWh	0.23	

资料来源：：中石化新疆库车绿氢示范项目环境影响报告书，平安证券研究所

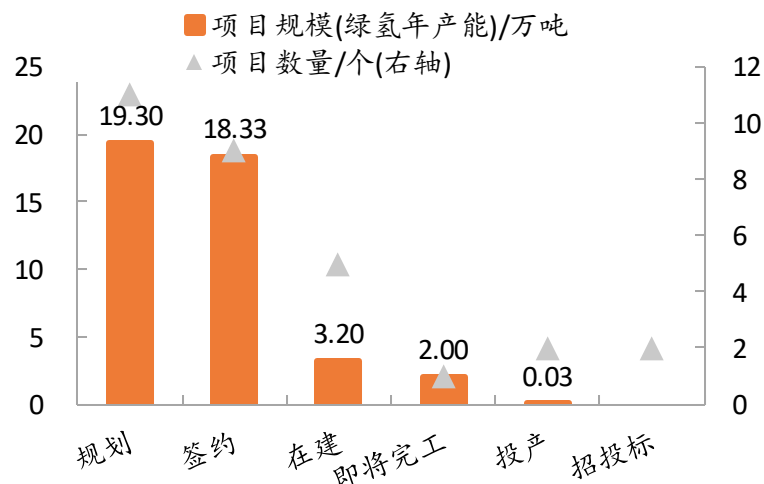
◆ 中石化库车项目制氢成本测算

项目	数值	备注
电价 (元/kWh)	0.23	假设光伏电价和电网用电价格，使用全年发电时长数加权估算，见左下表
单位电耗 (kWh/Nm ³)	4.6	假设值，中标商均为头部企业，效率较高
单位体积电耗成本 (元/Nm ³)	1.07	
单位质量电耗成本 (元/kg)	12.02	
设备单价 (元/kW)	1500	使用购置价格和总功率之比，直接推出
设备功率 (MW)	240	使用单位电耗和每小时制氢量的乘积推出
设备购置价格 (万元)	36000	公布值，3家中标方报价均约为3.6亿元
设备折旧年限 (年)	25	假设值，主流电解槽企业预计使用寿命25年
设备年折旧额 (万元)	1440	
设备每小时制氢量 (Nm ³ /h)	52000	公布值，安装为52台*1000Nm ³ /h电解槽
年运行小时数 (h)	4307	公布值推算，年制氢量和每小时制氢量之比
年制氢量 (亿Nm ³)	2.24	公布值，年制氢量2万吨折算为标方
单位质量折旧成本 (元/kg)	0.72	
单位制氢耗水量 (kg/Nm ³)	2	
用水单价 (元/吨)	5	
单位质量用水成本 (元/kg)	0.11	
年运维成本 (万元)	160	公布值估算。据环评报告，电解水制氢操作人员16人。假设每个人每年成本10万元
单位质量运维成本 (元/kg)	0.08	
单位质量制氢成本 (元/kg)	12.93	根据以上假设的测算结果。供参考，环评报告中公司自身测算的成本为12.95元/kg。

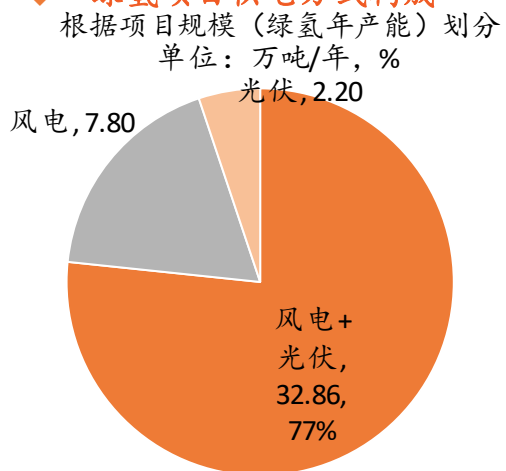
2.4 商业模式：风光制绿氢模式起量，化工领域绿氢替代加速

- 2023年以来，国内绿氢项目进展加速。** 我们根据公开信息统计了年初以来（截至2023.4.15）国内绿氢项目动态情况，共有30个项目公布了最新进展，包括项目签约、备案、开工、投产等。上述项目全部达产后，预计绿氢年产能合计可达到42.9万吨。
- 供电方式：风光联合供电制氢占据主流。** 统计项目中，16个项目为风电+光伏联合供电，对应绿氢产能共32.86万吨/年，占统计项目规模的77%。风光联合供电项目占比高，部分由于本次统计包含了1月内蒙古公示的15个风光制氢一体化示范项目（11个为风光一体，4个为风电），内蒙古作为国内绿氢基地发展的主要省份，风电资源较为丰富，部分影响了绿氢项目的电源选择。同时，由于风光发电时段存在互补，风光联合制氢有助于延长每日制氢时长、降低耗电成本，助力绿氢项目显现经济性。
- 应用场景：大规模绿氢制绿氨率先放量。** 统计项目中，14个项目下游应用于合成绿氨，对应绿氢产能32.86万吨/年，占统计项目规模的75%。值得注意的是，公布制氢规模的22个项目中，15个年制氢1万吨以上，下游均用于化工合成；明确用于交通领域的项目多为小规模站内制氢，产能共0.74万吨/年。以合成氨为代表的化工应用，或将成为大规模（万吨级）制氢项目的优选应用场景。

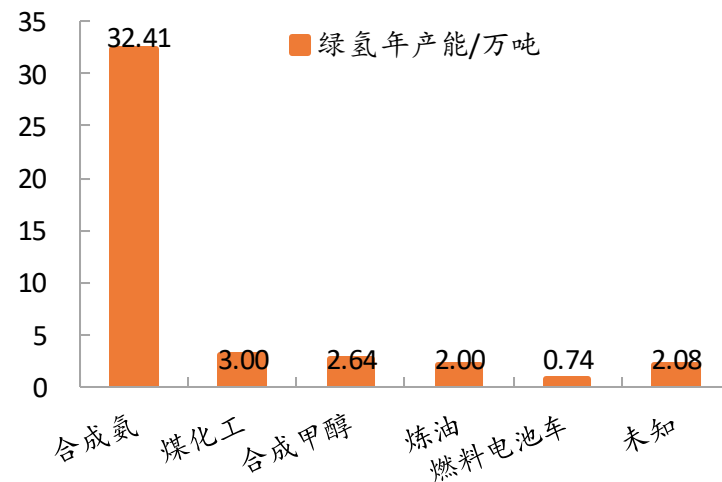
◆ 2023年国内绿氢项目动态统计



◆ 绿氢项目供电方式构成



◆ 绿氢项目应用场景构成



资料来源：氢云链，北极星氢能网，CHA氢能联盟，政府官网，平安证券研究所整理

2.4 2023年绿氢项目动态（截至2023年4月中旬）

项目状态	更新时间	名称	省份	供电方式	绿电装机/MW	储能规模/MWh	并网/离网	电解槽类型	氢气年产能/万吨	用氢场景
投产	2023/1/4	白城分布式发电制氢加氢一体化示范项目	吉林	风电+光伏	10.6		并网	碱性+PEM	0.03	燃料电池车
即将完工	2023/1/4	中石化新疆库车绿氢示范项目	新疆	光伏	300			碱性	2	炼油
规划	2023/1/6	兴安盟京能煤化工可再生资源绿氢替代示范项目	内蒙古	风电	500	400	离网	碱性	2.68	合成氨
规划	2023/1/6	京能查干淖尔风电制氢一体化项目	内蒙古	风电	12	8	离网	碱性	0.04	发电厂机冷却、燃料电池车
规划	2023/1/6	三一重能乌拉特中旗甘其毛都口岸加工园区风光氢储氨一体化示范项目	内蒙古	风电+光伏	500	80	离网	碱性	3.60	合成氨
规划	2023/1/6	中核科右前旗风储制氢制氨一体化示范项目	内蒙古	风电	500	100	并网	碱性	2.16	合成氨
规划	2023/1/6	中电建赤峰风光制氢一体化示范项目	内蒙古	风电+光伏	490	73.5	并网	碱性	1.86	合成氨
规划	2023/1/6	大唐新能源多伦15万千瓦风光制氢一体化示范项目	内蒙古	风电+光伏	150	45	并网	碱性	0.54	合成甲醇
签约	2023/1/6	鄂尔多斯市伊金霍洛旗圣圆能源风光制氢加氢一体化项目	内蒙古	风电+光伏	175	105	并网	碱性	0.54	燃料电池车
规划	2023/1/6	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	风电+光伏	625	50	并网	碱性	2.10	合成甲醇
规划	2023/1/6	乌兰察布兴和县风光发电制氢合成氨一体化项目	内蒙古	风电+光伏	500	200	并网	碱性	2.57	合成氨、尿素
规划	2023/1/6	腾格里60万千瓦风光制氢一体化示范项目	内蒙古	风电+光伏	600		并网	碱性	2.08	合成氨
规划	2023/1/6	鄂尔多斯库布其40万千瓦风光制氢一体化示范项目	内蒙古	风电+光伏	400	40	并网	碱性	1.55	化工
在建	2023/1/12	上海临港四团中日产业园氢能示范项目（一期）	上海	光伏	2			碱性		
签约	2023/1/18	包头市达茂旗国际氢能冶金示范区新能源制氢示范项目	内蒙古	风电	500	150	并网	碱性	2.80	合成氨
投产	2023/1/20	长江电力中国三峡绿电绿氢示范站	湖北				并网	PEM		燃料电池船
在建	2023/1/28	辽宁大连普兰店区海水制氢产业一体化示范项目	辽宁	光伏	100		离网	碱性	0.2	
招投标	2023/1/30	黑龙江勃利县20万千瓦风电制氢联合运行示范项目	黑龙江	风电	200	40		碱性		燃料电池车
签约	2023/2/4	国能阿拉善高新区百万千瓦风光氢氨+基础设施一体化低碳园区示范项目	内蒙古	风电+光伏	600	120	并网	碱性	2.23	合成氨
在建	2023/2/11	甘肃省平凉海螺崆峒区峡门乡100兆瓦风力发电及制氢项目	甘肃	风电	100		并网	碱性		燃料电池车
在建	2023/2/16	中国石化内蒙古鄂尔多斯市风光融合绿氢示范项目	内蒙古	风电+光伏	720			碱性	3.00	煤化工
签约	2023/2/20	中船风电通辽50万千瓦风电制氢制氨一体化项目	内蒙古	风电	500			碱性		合成氨
签约	2023/2/25	陕西榆林府谷县绿电制氢合成氨及储氢电池产业链项目	陕西					碱性		合成氨
规划	2023/3/14	金山股份与华电科工25MW风电离网制氢一体化项目	辽宁	风电	25	5	离网	碱性	0.12	燃料电池车
在建	2023/3/17	伊宁市光伏绿电制氢源网荷储一体化项目	新疆	光伏	1000			碱性		燃料电池车、化工等
签约	2023/3/20	中能建巴彦淖尔乌拉特中旗绿电制氢制氨综合示范项目	内蒙古	风电+光伏	260	39	离网	碱性	1.00	合成氨、外销
签约	2023/3/20	国电投、中铁张家口阳原县风光制绿氢合成绿氨项目	河北	风电+光伏	2400	80		碱性	9.00	合成氨
签约	2023/3/20	丰镇市风光制氢一体化项目	内蒙古	风电+光伏				碱性	0.33	
签约	2023/3/28	远景科技赤峰市能源物联网零碳氢氨一体化示范项目	内蒙古	风电+光伏	500	300	并网	碱性	2.42	合成氨
招投标	2023/4/11	吉电股份大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	吉林	风电+光伏	800	80		碱性+PEM		合成氨

资料来源：氢云链，北极星氢能网，CHA氢能联盟，政府官网，平安证券研究所整理

注：电解槽类型，若公告无特殊说明，统计时默认为碱性



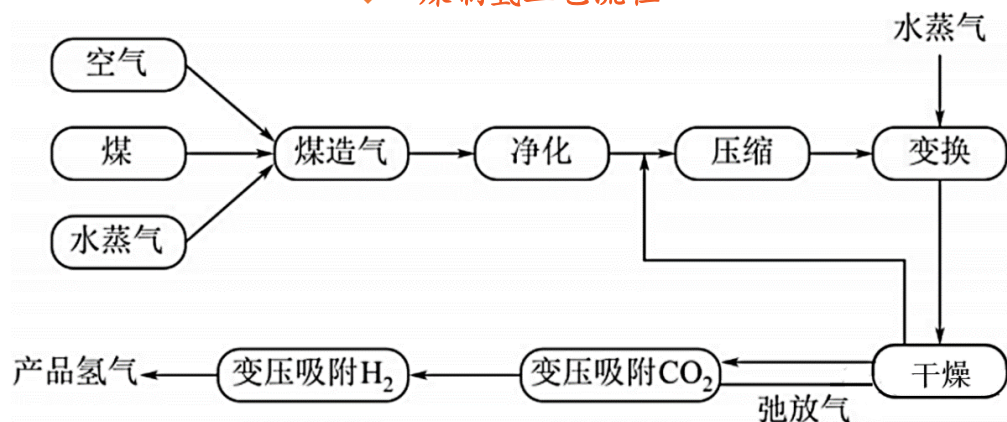
CONTENT 目录

- ① 一、氢能：零碳可持续发展的理想能源，前景广阔
- ② 二、制氢环节概述：三大路线并存，绿氢蓄势待发
- ③ 三、传统制氢路线：碳捕捉、提纯等环节存在机遇
- ④ 四、绿氢：电解槽和材料存在壁垒，国内企业发力
- ⑤ 五、投资要点与风险提示

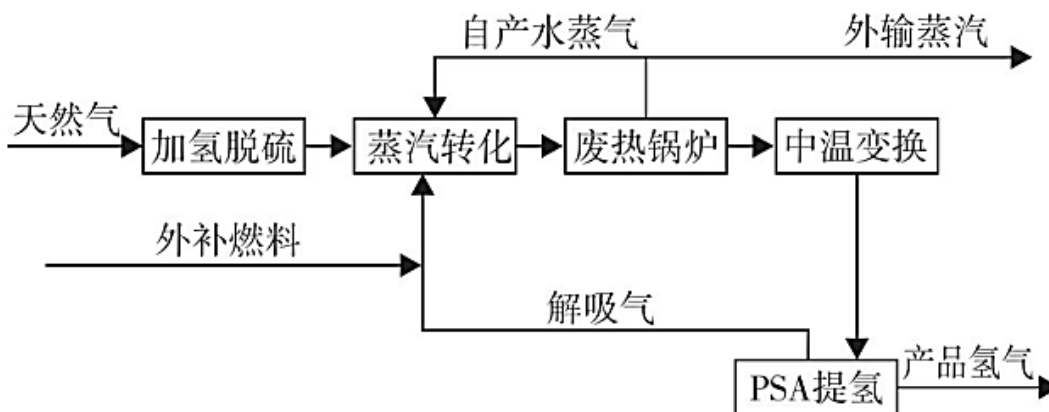
3.1 化石燃料制氢：应用广泛的传统方案，提纯和CCUS环节存在设备投资潜力

- **煤气化制氢和天然气蒸汽重整 (SMR) 制氢是化石燃料制氢的两种主流方案。** 煤气化制氢是煤在气化炉中与水蒸气发生分步反应制备的氢气。其原理为：煤(C)在气化炉中与水蒸气反应生成CO和H₂，CO进一步与水反应生成H₂和CO₂。天然气制氢主要为天然气中的甲烷与水蒸气发生分步反应生成的H₂，反应前通常需对天然气进行脱硫处理，防止催化剂中毒。
- **我国化石燃料制氢以煤制氢为主。** 一方面，我国的化石能源储量呈现“富煤少气”特点，煤储量更为丰富；另一方面，我国天然气含硫量高，预处理工艺复杂，导致在我国天然气制氢经济性低于煤制氢。
- **煤制氢路线中，制备环节设备投资增量可能有限。** 煤制氢的核心设备是煤气化炉，为大型设备，固定成本高，适用于大规模集中化生产。现阶段存量煤气化炉的制氢潜力较充足，在氢能应用的过渡阶段可提供补充氢源，但不排除产生增量设备投资的可能。
- **提纯、碳捕集环节带来广阔的潜在设备需求。** 化石燃料制氢需经过提纯工序，方可在燃料电池中使用；制氢反应产生大量二氧化碳，需要结合**CCUS(碳捕集、封存和利用)**技术，以降低碳排放。提纯和碳捕集环节存在较为广阔的设备投资空间。

◆ 煤制氢工艺流程



◆ 天然气制氢工艺流程

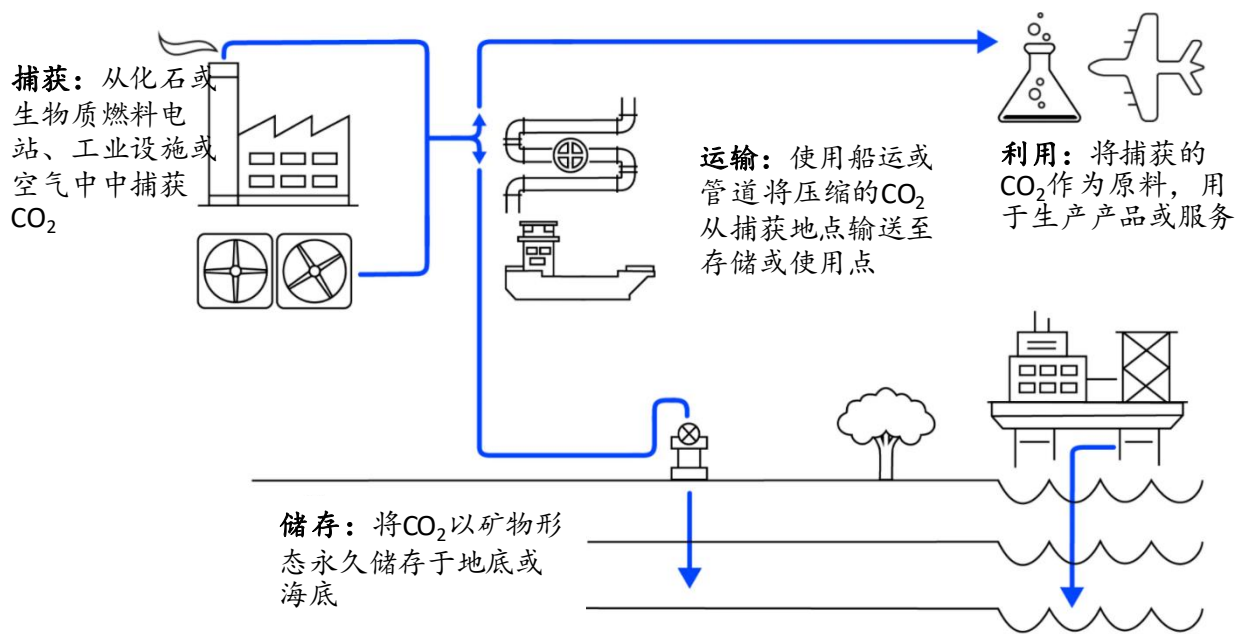


资料来源：CNKI，中国氢能产业发展报告2020，平安证券研究所

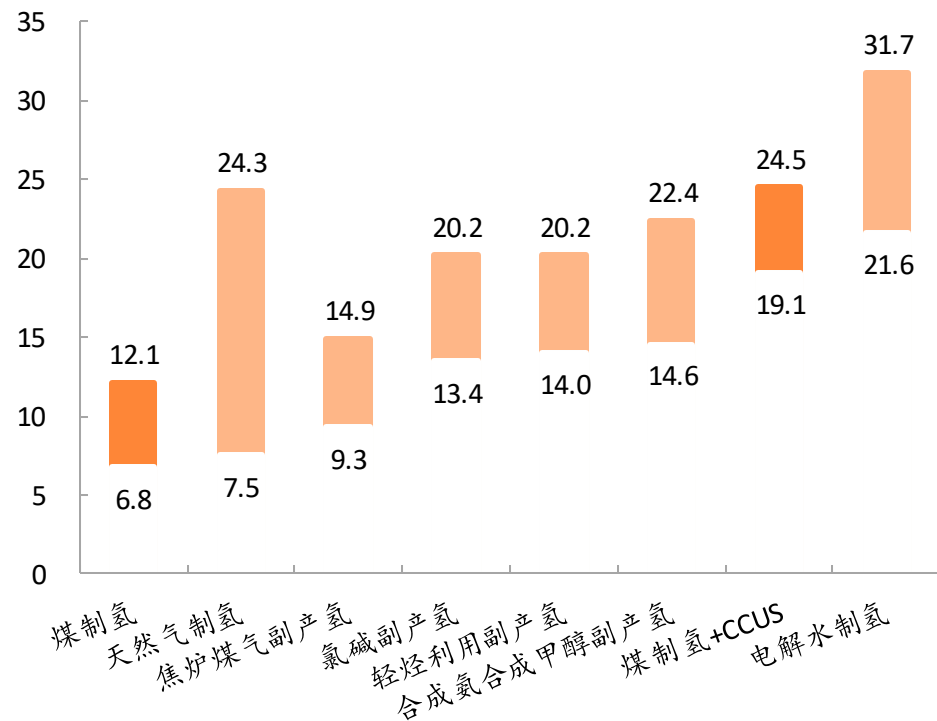
3.1 CCUS: 化石燃料制氢伴随大量碳排放，需要配合CCUS技术

- **CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) 即碳捕获、利用与封存。** CCUS是指将CO₂从工业、能源利用或大气中分离出来，循环利用或永久封存的过程，是实现碳中和目标技术组合的重要构成部分。
- **化石燃料制氢与CCUS集成应用可大幅降低碳排放，但现阶段成本较高。** 煤制氢的碳排放量很高，约19kg CO₂/kg H₂；天然气制氢碳排放量约10kgCO₂/kgH₂，因此直接使用化石燃料氢能不具备清洁能源层面的效益。煤制氢结合CCUS技术后，碳排放降至2kg CO₂/kg H₂，但将增加约12元/kg成本，使制备成本接近翻倍。因此，实现规模化应用仍需要CCUS技术成熟和成本降低。

◆ CCUS产业涵盖丰富的范畴



◆ 结合CCUS后，煤制氢单位成本大幅增加 (元/kg)

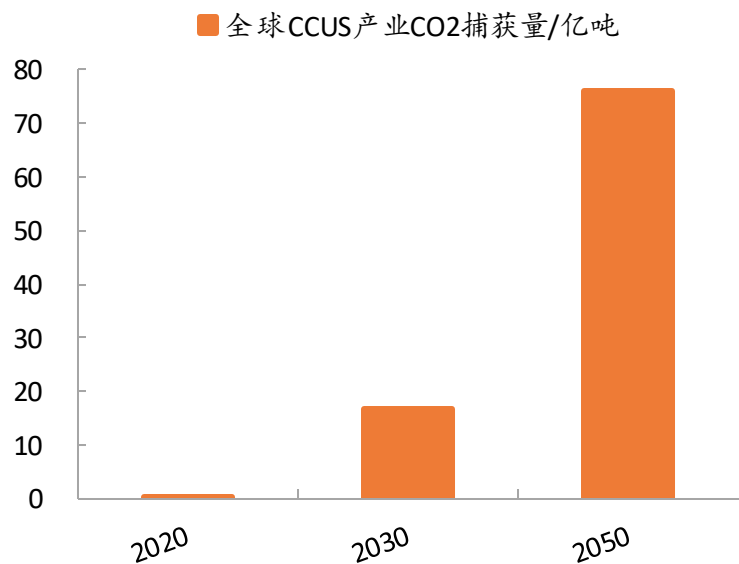


资料来源：IEA, 中国氢能产业发展报告2020, 平安证券研究所

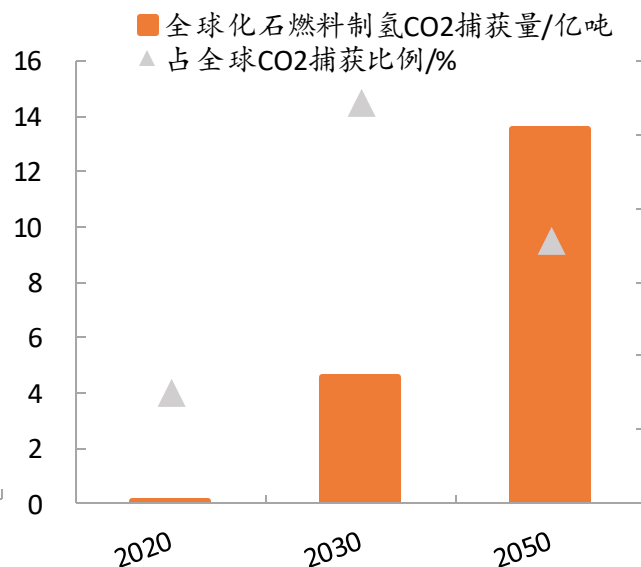
3.1 化石燃料制氢+CCUS将成为制氢的重要路线

- **CCUS是推进碳中和的重要产业，发展空间庞大。**根据国际能源署（IEA）数据，2030年全球CCUS产业CO2捕获量将达到16.7亿吨，2050年达76.0亿吨。CCUS涉及产业广泛，包括油气、化工、建筑等多个领域，而化石燃料制氢脱碳将成为CCUS的重要驱动因素之一。IEA预测，2030和2050年化石燃料制氢捕获的CO2将分别达到4.55亿吨和13.55亿吨，分别占全球CO2捕获量的27.2%和17.8%。
- **化石燃料制氢+CCUS将成为制氢的重要路线之一。**IEA测算，若全球要在2050年达到“净零排放”目标，2030和2050年全球化石燃料+CCUS制氢产量分别需要达到0.98和2.01亿吨。根据IEA最新预测，2030年全球氢气需求量1.8亿吨，耦合CCUS的化石燃料制氢产量将从2021年的60万吨增长至3300万吨，经过CCUS脱碳的化石燃料氢将在较长时期内作为氢能的重要组成部分。

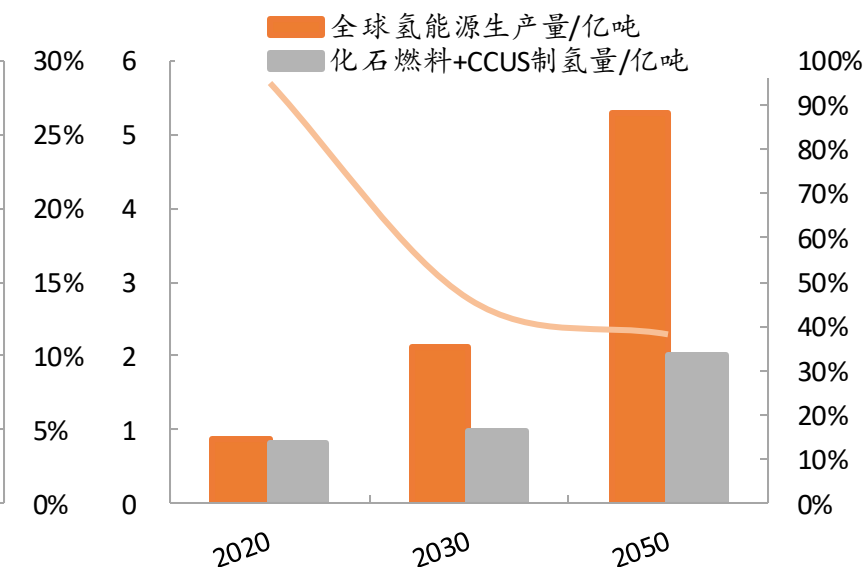
◆ 2030年全球CCUS产业将捕获CO2 16.7亿吨



◆ 2030年全球化石燃料制氢将捕获CO2 4.55亿吨



◆ 2030年全球化石燃料+CCUS制氢产量约1亿吨



资料来源：IEA，平安证券研究所

3.1 CCUS主要参与者：制冷设备、油气设备企业试水碳捕集与应用

- **CCUS技术中，与化石燃料制氢直接衔接的是尾气碳捕集环节。** 二氧化碳捕集包括捕获分离、净化和压缩等工艺，本质是一种气体分离过程。其技术路线包括醇胺法、氨法、膜分离法、深冷法等。目前，醇胺法和氨法是国内外二氧化碳捕集最成熟的技术，我国醇胺化学吸收法技术已达国际水平。化学吸收所需设备主要为吸收塔，捕集和储运环节还需要增压机组、液化设备等装备。
- **制冷设备、油气设备企业是CCUS相关设备赛道的主要参与者。** 二氧化碳增压机组、二氧化碳制冷机组及液化设备是碳捕集领域的重要设备，冰轮环境、冰山冷热等企业凭借自身技术积累布局相关领域；惠博普、广汇能源等油气设备企业则凭借产业链相关优势，发力CCUS整体解决方案，提供从二氧化碳捕集装置、输气管道到驱油设施的全套装备及工艺包。此外，前文提及的**变压吸附**和**深冷分离**赛道相关企业也有进入CCUS领域的潜力。

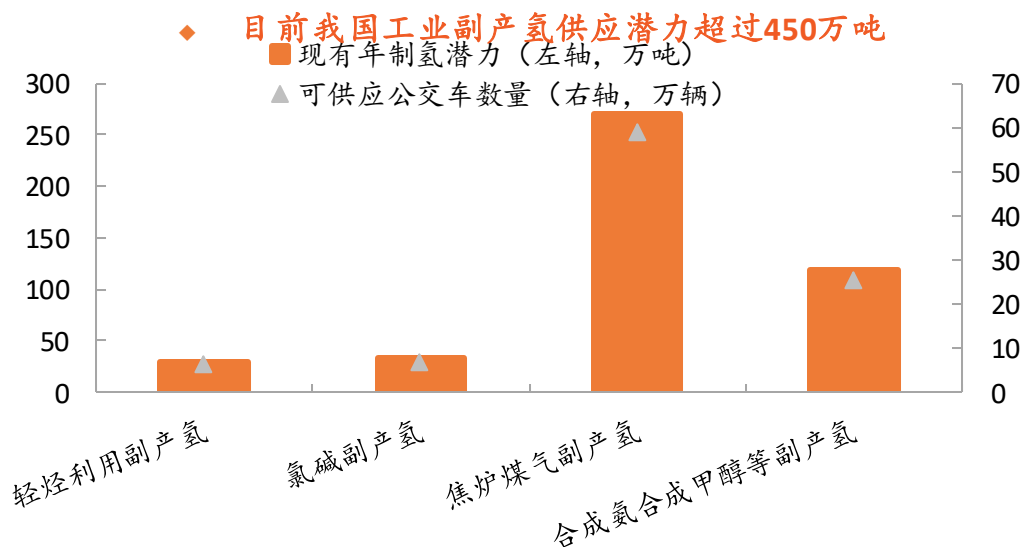
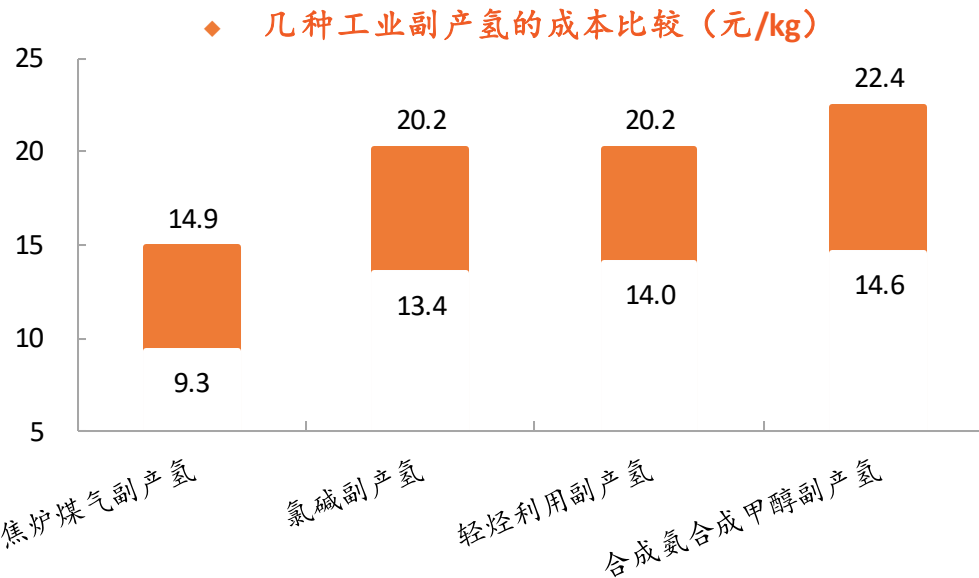
◆ 上市公司在CCUS设备领域的布局情况

上市公司	CCUS设备布局
冰山冷热	在碳捕集领域，公司可提供碳捕集过程关键设备，如二氧化碳增压机组、二氧化碳制冷机组及液化设备，已为用户配套完成多个项目。结合目前双碳战略和节能减排的政策方向，碳捕集领域将成为公司未来事业发展的新动力。
冰轮环境	公司CCUS产品主要为CCUS压缩机，含增压机组和液化机组，产品实力业内领先，已获得较多订单。
惠博普	公司主要为CCUS项目提供整套工艺包设计、供货、调试及投产等工作，主要工艺为将排放源中的CO ₂ 捕集出来，经过压缩、干燥、液化及存储后，通过罐车输送至油田进行驱油与封存。2021年11月，公司成功签订我国首个百万吨级CCUS项目分包合同（液化提纯单元部分），将为业主提供该项目整套工艺包设计、供货、调试及投产等工作。
广汇能源	2021年5月，公司与全资子公司在新疆共同出资设立新疆广汇碳科技综合利用有限公司，布局二氧化碳捕集（CCUS）及驱油项目。截至2021年12月31日，公司碳捕集及驱油项目已完成可行性研究报告的编制，首期10万吨/年二氧化碳捕集与利用示范工程已进入实施阶段。
蓝科高新	公司正在开展CO ₂ 捕获回收装置的技术研究，该技术主要用于液态阳光加氢站甲醇制氢过程中CO ₂ 的分离和回收，将回收的CO ₂ 进行循环使用，CO ₂ 回收率可达90%以上，该技术尚处研发阶段，其商业化尚需时日。

资料来源：各公司公告、官网，平安证券研究所

3.2 工业副产氢：经济效益优良的过渡路线

- 工业副产氢指生产化工产品时同时得到的副产物氢气，成本介于化石燃料制氢和电解水制氢之间。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均会产生副产物氢气。目前，国内工业副产氢部分作为化工原材料或锅炉燃料使用，也存在部分放空，整体使用效率不高。工业副产氢经济效益优良，制取成本在9.3元-22.4元/kg之间，低于电解水制氢，可作为制氢的过渡路线。
- 工业副产氢扩产取决于主产品需求，部分路线存在增长空间。目前我国工业副产氢供应潜力超过450万吨，每年可供应公交车近100万辆，主要产能来自于焦炉煤气副产氢。目前，焦炭和氯碱工业处于成熟期，产能规模稳步下降，但体量较大，弃氢存在提纯利用空间；轻烃利用产业处于成长期，产能不断爬升，且副产氢纯度高，存在增量投资需求；合成氨合成甲醇工业较为成熟，但随着氢能的推广，氨和甲醇有望作为燃料或储氢介质加以应用，未来存在增长空间。
- 从主要参与者来看，用于丙烷脱氢、乙烷裂解的成套装置，以及PSA提纯相关的成套装备存在投资机会。



资料来源：中国氢能产业发展报告2020，平安证券研究所

3.2 工业副产氢：主要路线简介

- **轻烃利用包括丙烷脱氢和乙烷裂解，可产生纯度较高的副产氢，产能不断提升。**轻烃利用产业处于成长期，产能不断爬升。其副产氢纯度高、提纯简便。随着氢能应用的逐步推广，轻烃利用产业的经济效益有望进一步提升，带动制备和提纯设备投资需求。
- **焦炭、氯碱产业体量庞大，存在较大规模弃氢，提纯后可作为低成本氢源。**焦炭和氯碱工业处于成熟期，产能规模稳中有降，但整体体量仍较大。上述行业副产氢利用不充分，放空的气体存在提纯利用的空间。
- **合成氨、合成甲醇工艺成熟，未来前景广阔。**合成氨/甲醇均使用氢作为原料，合成驰放气含18-55%氢气，可提纯利用。目前氨主要用于化肥合成，甲醇主要作为燃料和多种有机化工原料，合成技术均较为成熟。随着氢能的推广，氨和甲醇作为燃料或储氢介质的应用前景受到重视，未来绿氨、绿色甲醇的推广应用有望打开市场空间。

◆ 五种主要工业副产氢方法的特点及现状

	特点	发展阶段及产能
丙烷脱氢	PDH是丙烯生产的主要技术路线之一，是民营化工企业投资的热点。其副产粗氢纯度达 99.8% ，PSA提纯后可用于燃料电池。	目前是石化行业副产氢的主要来源，到2023年副产氢产能约 44.5万吨/年
乙烷裂解	主产物为乙烯。乙烷裂解制乙烯项目投资低、原料成本低、乙烯收率和纯度高，具有 推广前景 。其副产氢气纯度 ≥95% ，采用PSA提纯后可用于燃料电池。	国内项目大部分处于在建或规划状态。
焦炉煤气	煤焦化过程中每吨焦炭可产生约 400Nm³ 的焦炉煤气（氢气体积分数 44% ）。我国焦炭工业存在 大量弃氢 ，生产燃料氢成本低廉。单个焦化厂副产氢规模较大，可用于集中的氢能供应。	焦炭行业体量庞大、产能过剩，副产物焦炉煤气利用不充分， 每年约39%被放空 。若放空量被回收利用，按2018年焦炭产能计算，全国焦化行业理论可提供副产氢 271万吨/年 。
氯碱工业	离子膜烧碱装置每生产1吨烧碱副产 280Nm³ 氢气。氯碱化工企业 产能较分散 ，单个企业放空氢量较小，但 较接近氢能应用下游市场 ，适用于短距离、小规模氢能供应。	产能过剩，符合政策要求的先进工艺改造提升项目要求实行等量或减量置换。目前我国每年 40%左右 氯碱副产氢作为锅炉燃料或直接放空，按2018年氯碱行业产量折算，可利用副产氢达 33万吨/年 。
合成氨、合成甲醇	合成氨与合成甲醇均使用氢作为原材料，生产过程中的 合成放空气及驰放气 仍含有 18-55%氢气 ，可回收提纯后外供。	按照2018年合成氨及合成甲醇的产量折算，可回收供应副产氢的潜力达到 118万吨年 。

资料来源：中国氢能产业发展报告2020，平安证券研究所

3.2 工业副产氢：丙烯和氢能产业共同推动，丙烷脱氢赛道前景可期

- **丙烷脱氢(PDH)是丙烯生产的三大工艺之一，其主反应为丙烷分解为丙烯和氢气。** 丙烯的制备主要有三种路线：一是传统石化路线，包括流化催化裂化(FCC)或蒸汽裂解；二是煤化工制甲醇后制烯烃；三是丙烷脱氢(PDH)，现阶段三种路线产能占比为4:3:3。
- **丙烯产能缺口扩大，PDH投资方兴未艾。** 丙烯是重要的化工原料，需求持续增长。PDH工艺作为丙烯生产的新兴工艺，以其原料单一、流程短、丙烯收率高、投资成本低等优势，逐渐占据新建产能的主流，氢能产业的发展将进一步推动PDH项目投资。
- **设备环节，建议关注具备自主工艺包的设备厂商；生产环节，可关注轻烃利用环节主要企业。** 设备环节，突破PDH自主工艺包的厂商具备核心优势。目前美国UOP和Lummus是国际领先的PDH工艺提供商，国内卓然股份和中石化洛阳院紧随其后，开发自主PDH工艺及设备。生产环节，国内PDH企业主要包括卫星化学、金发科技、东华能源等，上述企业重视氢能发展，积极布局PDH和氢气提纯等，已有氢气相关产品供应，有望把握氢能环节机遇。

◆ 卓然股份浙石化60万吨/年丙烷脱氢装置



资料来源：卓然股份公司公告、官网，CNKI，平安证券研究所

◆ PDH工艺路线比较

公司名称	技术名称	主要设备	催化剂	单程转化率/%	选择性/%	技术特点
UOP	Oleflex	移动床绝热反应器	Pt系贵金属催化剂	~32	89-91	是目前全球PDH生产的主流工艺，占比超60%。反应负荷均匀、生产连续稳定；移动床技术复杂；催化剂成本高
Lummus	Catofin	固定床绝热反应器	Cr ₂ O ₃ /Al ₂ O ₃ 催化剂	~45	82-87	能耗和操作费用较低，催化剂价格相对便宜但存在毒性。
卓然股份	ADHO	流化床反应器	WO ₃	~43	~90	催化剂成本低且无毒性，理论上选择性较高。处于小规模验证阶段。
中石化洛阳院						与UOP类似

3.2 提纯：化石燃料制氢和化工副产氢均需提纯，变压吸附是主流方法

- 化石燃料制氢和化工副产氢均需经过提纯工序，产品纯度和特定杂质含量符合燃料氢气标准（GBT37244-2018）后方可用于燃料电池。
- 现阶段氢气提纯主要有**变压吸附（PSA）、深冷分离（低温精馏）、膜分离、色谱分离和吸收法**等方法。其中，变压吸附法和深冷分离法在工业生产中技术最为成熟。
- 变压吸附法**由于产品纯度高、设备投资成本适中，是目前最广泛使用的氢气提纯方法；**深冷分离法**适用于大规模生产，未来在集中制氢环节存在一定的推广潜力。

◆ 氢的分离工艺比较

	变压吸附法（PSA）	深冷分离法	膜分离法
描述	利用固体材料对气体混合物的选择性吸附以及吸附量随压力改变而变化的特点，通过周期性改变压力来吸附和解吸，从而实现气体的分离和提纯	利用各组分沸点的差异，将混合气体制冷后实现分离	两个或两个以上组分的流体或气体在容器中通过一固体膜，利用膜材料的选择性将某种成分或一组分子大小接近的成分和流体中其他组分分离
分离原理	组份间吸附能力的差异	组份间挥发度的差异	选择渗透性
设备占地面积	中等	大	较小
投资成本	中	高	低（研发成本高）
Φ(进料气)	50%以上，一般大于80%	无要求	30%以上
Φ(产品纯度)	99.99%以上	99%以上	90%左右
能量投入	流体输送，变压	流体输送，变压，变温	流体输送
特点	氢气分离纯化中工业化应用最早、最广泛的工艺，原料气组分要求高，氢组分体积分数不能低于50%。PSA装置不需要复杂的预处理，操作方便、氢气纯度高； 设备占地和投资中等 ，适合中小型企业生产。此外，PSA亦可用于CO ₂ 的捕集。	目前工业生产中最成熟的气体分离工艺，通常适用于组成复杂、纯度要求高以及同位素的分离。深冷分离的 设备投入、操作复杂度、能量投入都较高 ，适合大规模连续生产，可以得到各个组分的纯气体。	操作相对简单。使用一级膜分离时得到的产品氢气纯度相对较低，使用多级膜分离提纯时，需逐级对产品气加压，投资和运行成本较高

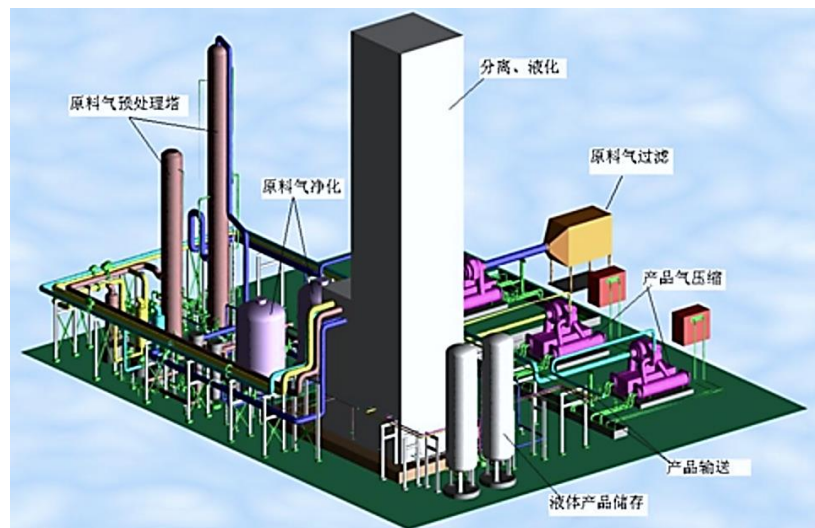
3.2 提纯：关注变压吸附工艺提供商、深冷分离设备商

- **变压吸附法（PSA）**的核心在于专用吸附剂（分子筛）的研发，设备环节吸附塔结构、阀门和控制系统的设计对变压吸附的效果和系统寿命同样具有显著影响。变压吸附技术主流供应商为掌握吸附剂研发技术的化工企业，开发相应的工艺和成套装置，向下游客户提供整体解决方案。世界三大变压吸附技术供应商包括美国UOP、德国林德和我国西南化工研究设计院（上市主体为昊华科技）。建龙微纳是国内分子筛龙头，已具备制氢分子筛产品，是国内少数具备万吨制氢分子筛材料产能的企业、
- **深冷分离法**采用大型成套设备，由冷箱、换热器、精馏塔等组成。设备企业掌握深冷工艺及设备制造能力，可提供整体解决方案。深冷分离赛道国内主要参与者包括蜀道装备（已拥有煤化工/焦炉煤气/煤制乙二醇深冷分离制氢等业绩）、中泰股份（可以做煤制氢和PDH制氢的分离提纯）、杭氧股份（主营业务为空分设备，在烷烃脱氢、一氧化碳/氢气深冷分离等设备关键技术不断取得突破）等。

◆ 一种PSA吸附装置图示



◆ 深冷技术装置示意图



资料来源：CNKI，上海瑞气，中泰股份，平安证券研究所



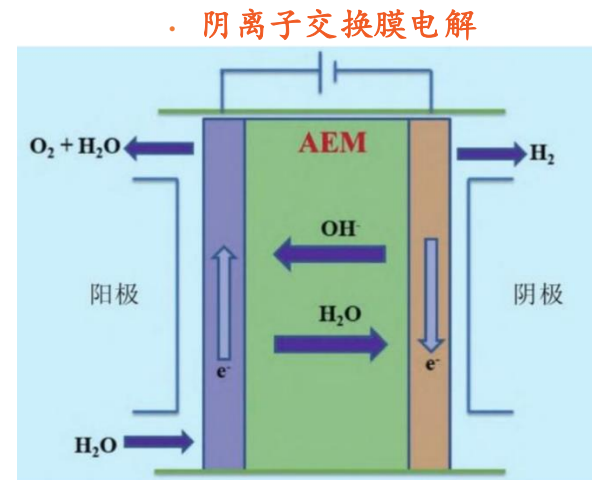
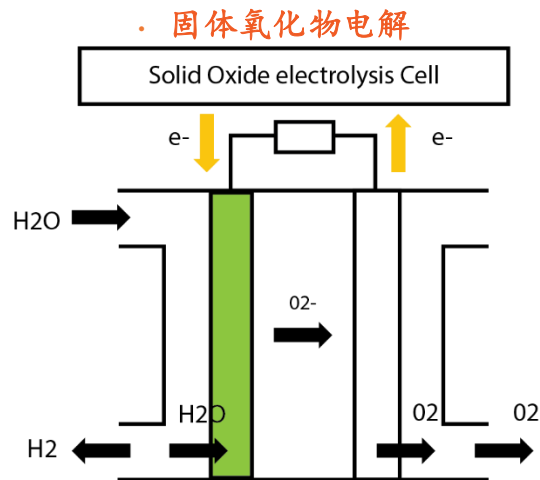
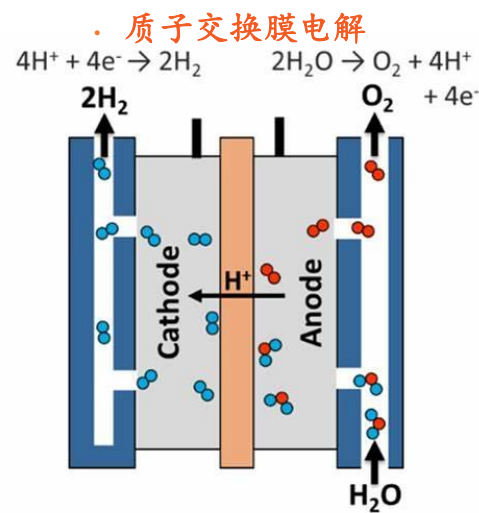
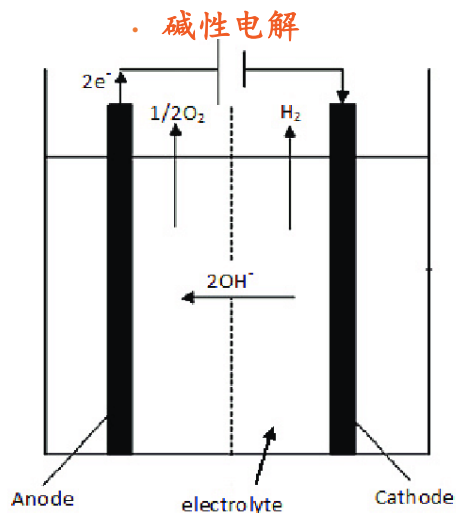
CONTENT 目录

- ① 一、氢能：零碳可持续发展的理想能源，前景广阔
- ② 二、制氢环节概述：三大路线并存，绿氢蓄势待发
- ③ 三、传统制氢路线：碳捕捉、提纯等环节存在机遇
- ④ 四、绿氢：电解槽和材料存在壁垒，国内企业发力
- ⑤ 五、投资要点与风险提示

4.1 电解水制氢主要有4种技术路线

- 电解水制氢主要有**碱性电解(ALK)**、**质子交换膜电解(PEM)**、**固体氧化物电解(SOEC)**和**阴离子交换膜(AEM)**四种方法。
- **碱性电解(ALK)**是在碱性电解质溶液(通常为KOH)中完成的电解过程，OH⁻离子经隔膜到达阳极，失去电子产生O₂，水在阴极得到电子，产生H₂和OH⁻。
- **质子交换膜电解(PEM)**是对纯水进行电解，H₂O分子在阳极氧化生成氧气和H⁺离子，H⁺(质子)在电场作用下通过质子交换膜迁移至阴极并发生还原反应生成氢气的方法。
- **固体氧化物电解(SOEC)**是在高温状态下将水蒸气电离生成氢离子和氧离子，分别在电极上生成氢气和氧气的过程，其反应温度通常在600℃以上，适用于产生高温、高压蒸汽的光热发电系统。
- **阴离子交换膜电解(AEM)**通常采用纯水或低浓度碱性溶液作为电解质，反应过程为：OH⁻经交换膜到达阳极生成水和氧气，水分子在阴极生成OH⁻和氢气。

◆ 电解水制氢原理图



4.1 电解水制氢工艺路线比较：各有千秋

- **碱性电解 (ALK) 特点:**
 - **优势:** 目前技术最成熟、设备成本低
 - **局限:** 有腐蚀液体；运维成本高；理论效率低于 PEM、SOEC 等路线；较难应用于间歇性电源
- **质子交换膜电解 (PEM) 特点:**
 - **优势:** 间歇性电源适应性高，易于与风光等可再生能源结合；运维成本低
 - **局限:** 设备成本高；需使用贵金属催化剂
- **固体氧化物电解 (SOEC) 特点:**
 - **优势:** 理论效率高；可使用非贵金属催化剂
 - **局限:** 高温环境反应，应用场景有限；处于实验室研发阶段，尚未实现产业化
- **阴离子交换膜电解 (AEM) 特点:**
 - **优势:** 兼具碱性和 PEM 的优势：材料成本低；电解液为稀碱液或水，腐蚀性低，且无需贵金属催化剂
 - **局限:** 阴离子交换膜量产难度大，仍在研发阶段

◆ 电解水制氢的三种主要工艺路线比较

	碱性电解	质子交换膜电解	固体氧化物电解
发展阶段	大规模应用，基本实现国产化	小规模应用，国内技术存在一定差距	尚未实现产业化
运行温度	70-90° C	70-80° C	600-1000° C
电流密度	0.2-0.4A/cm ²	1.0-2.0A/cm ²	1.0-10.0A/cm ²
单台装置制氢规模	0.5-1000Nm ³ /h	0.01-500Nm ³ /h	/
电解槽能耗	4.5-5.5kWh/Nm ³	3.8-5.0kWh/Nm ³	2.6-3.6kWh/Nm ³
系统转化效率	60-75%	70-90%	85-100%
系统寿命	已达 10-20 年	已达 10-20 年	/
启停速度	热启停：分钟级 冷启停：>60 分钟	热启停：秒级 冷启停：5 分钟	启停慢
系统运维	有腐蚀液体，后期运维复杂，运维成本高	无腐蚀性液体，运维简单，运维成本低	目前以技术研究为主，尚无运维数据
占地面积	较大	较小	/
电解槽价格	国产 2000-3000 元/kW 进口 6000-8000 元/kW	7000-12000 元/kW	/
特点	技术成熟，成本相对较低，易于大规模应用；适配稳定电源的电力系统，较难直接用于波动大的光伏、风电制氢	效率高于碱性电解；占地面积小、间歇性电源适应性高，易于实现与风光等可再生能源的结合；但设备成本较高，且催化剂多采用贵金属，技术存在升级空间。	高温环境下反应，可采用非贵金属催化剂，但存在电极材料稳定性问题。

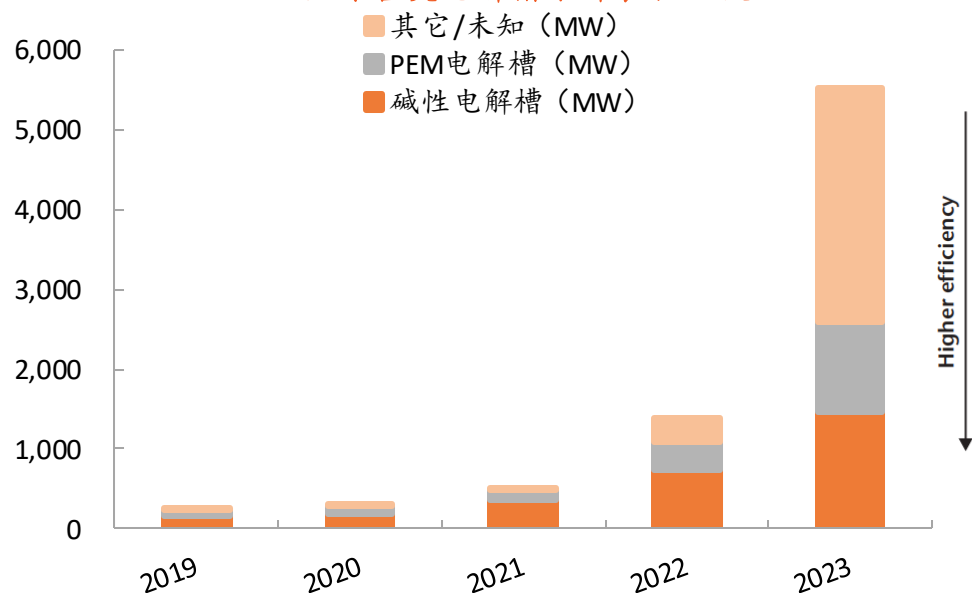
资料来源：CNKI，中国氢能产业发展报告2020，平安证券研究所

AEM 阶段尚早，参与者较少，暂无参数比较

4.1 碱性电解路线成熟，PEM成长性强，SOEC、AEM后续潜力优良

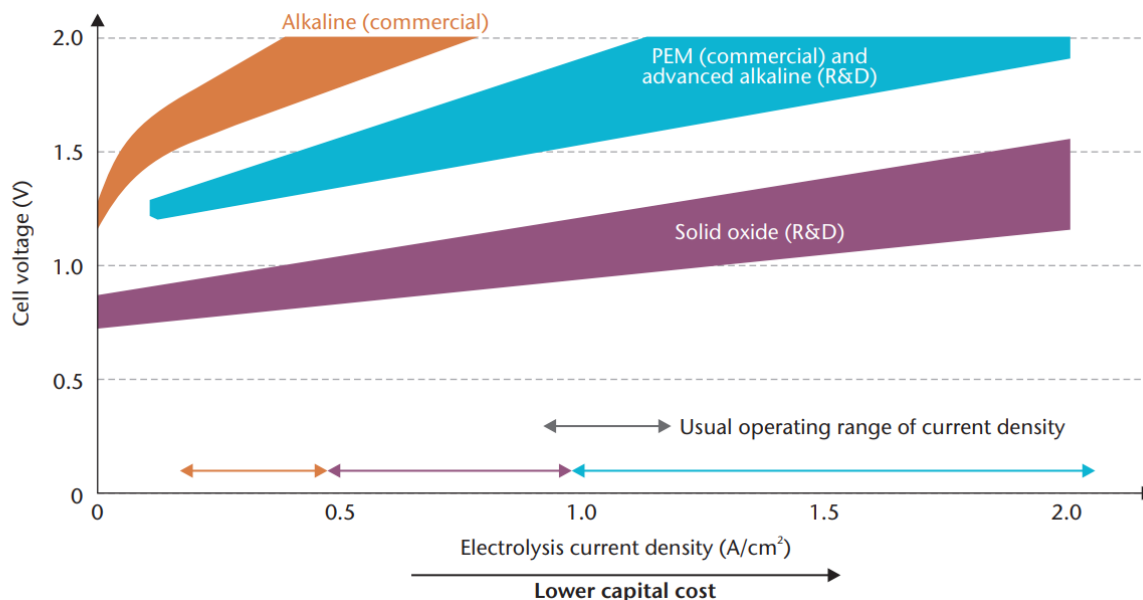
- 从电解槽的装机容量来看，碱性电解是目前的主流路线，PEM路线成长迅速。碱性电解是目前最成熟的路线，IEA根据现有氢能项目部署情况估算，2022年全球碱性电解槽累计装机量至少为727MW（部分项目未披露技术路线），占总装机规模的52%。PEM电解槽装机占比不断提升，2022年累计装机至少为366MW，同比增长近200%；2023年累计装机量有望接近碱性电解槽，超过1GW。
- PEM、SOEC、AEM方案具有优良的降本增效潜力。提高电流密度是降低电解槽设备单位投资成本的关键因素，但电流密度的提升通常伴随着电解槽电压的升高，从而导致电解效率下降。如右下图所示，PEM、SOEC方案可以实现更高的电流密度和更低的电压，降本增效的潜力优良，未来技术成熟后存在替代空间。此外，目前处于研发阶段的AEM路线理论效率与PEM相近，但无需贵金属催化剂，原材料成本低廉，若可实现产业化，亦存在优良的降本推广潜力。

◆ 全球各类电解槽累计装机规模



资料来源：IEA，平安证券研究所

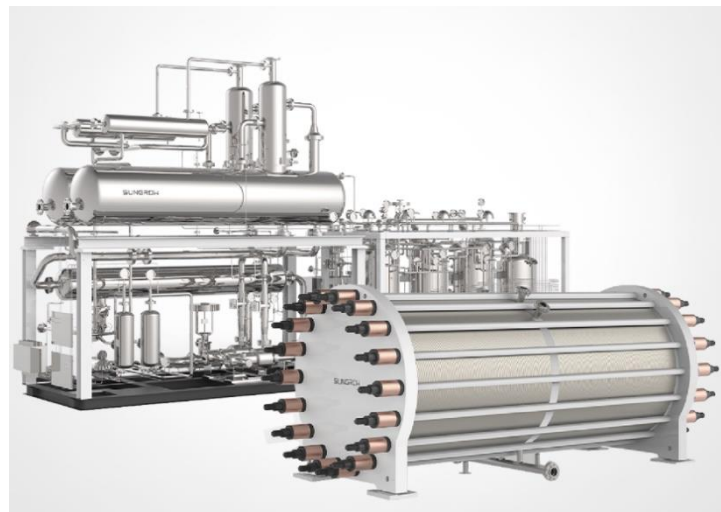
◆ PEM、SOEC方案具有优良的降本增效潜力



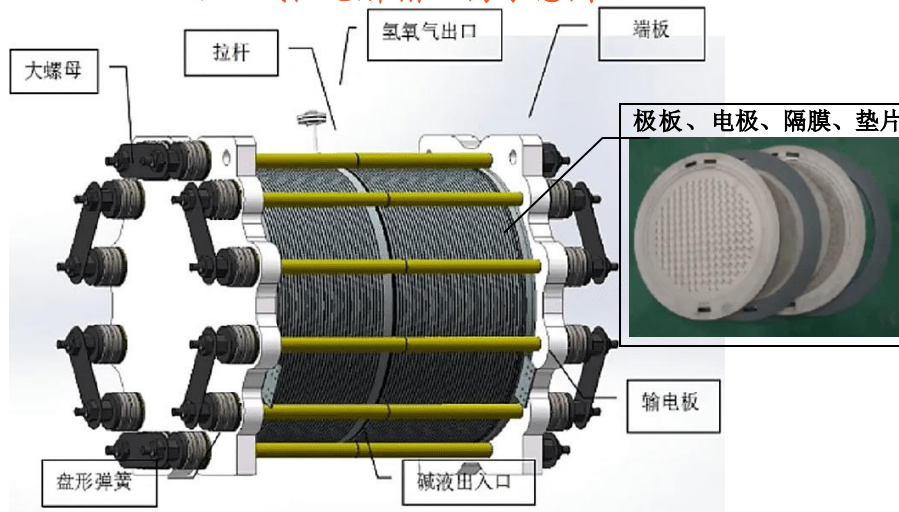
4.2 碱性电解槽：由电解小室堆叠而成，电极、隔膜和密封垫片是关键材料

- **电解槽是电解水制氢的核心设备。** 电解水制氢装置包括主体设备、辅助设备（BOP, Balance of Plant）及电控设备三部分。主体设备由电解槽和附属设备一体化框架组成，电解槽为核心设备；辅助设备包括水箱、碱箱、补水泵和气体减压分配框架等；电控设备包括整流柜，配电柜等。电解槽是电解反应发生的主要场所，由多个电解小室堆叠而成，是一种高度模块化的系统。
- **碱性电解槽由多个电解小室构成，电极、隔膜和密封垫片是关键材料。** 碱性电解槽通常呈圆柱形，可采用串联单极性或并联双极性压滤式结构，由螺栓和两块端压板将极板夹在一起，形成多个分隔的小室，每个小室由电极、隔膜、垫片、双极板组成。电极、隔膜和密封垫片是碱性电解槽的关键材料。电极通常采用镍网或泡沫镍，其性能对电流密度和电解效率有决定性影响，其成本约占系统成本的28%；隔膜用于将两极隔离开，要求保障气密性的同时，降低电阻以减少电能损耗；密封垫片用于解决极片之间的绝缘问题，其绝缘性能对电解效率、安全、系统使用寿命均有影响。

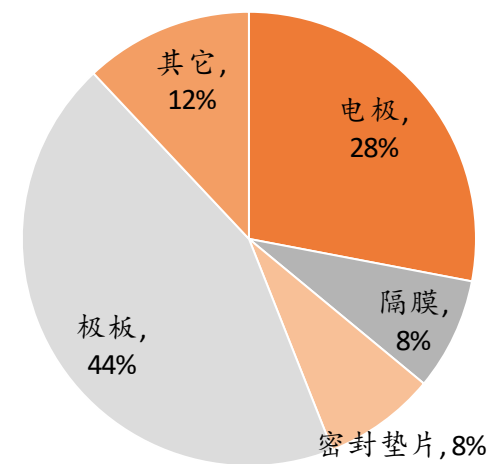
◆ 碱性电解水制氢装置



◆ 碱性电解槽结构示意图



◆ 碱性电解槽成本构成

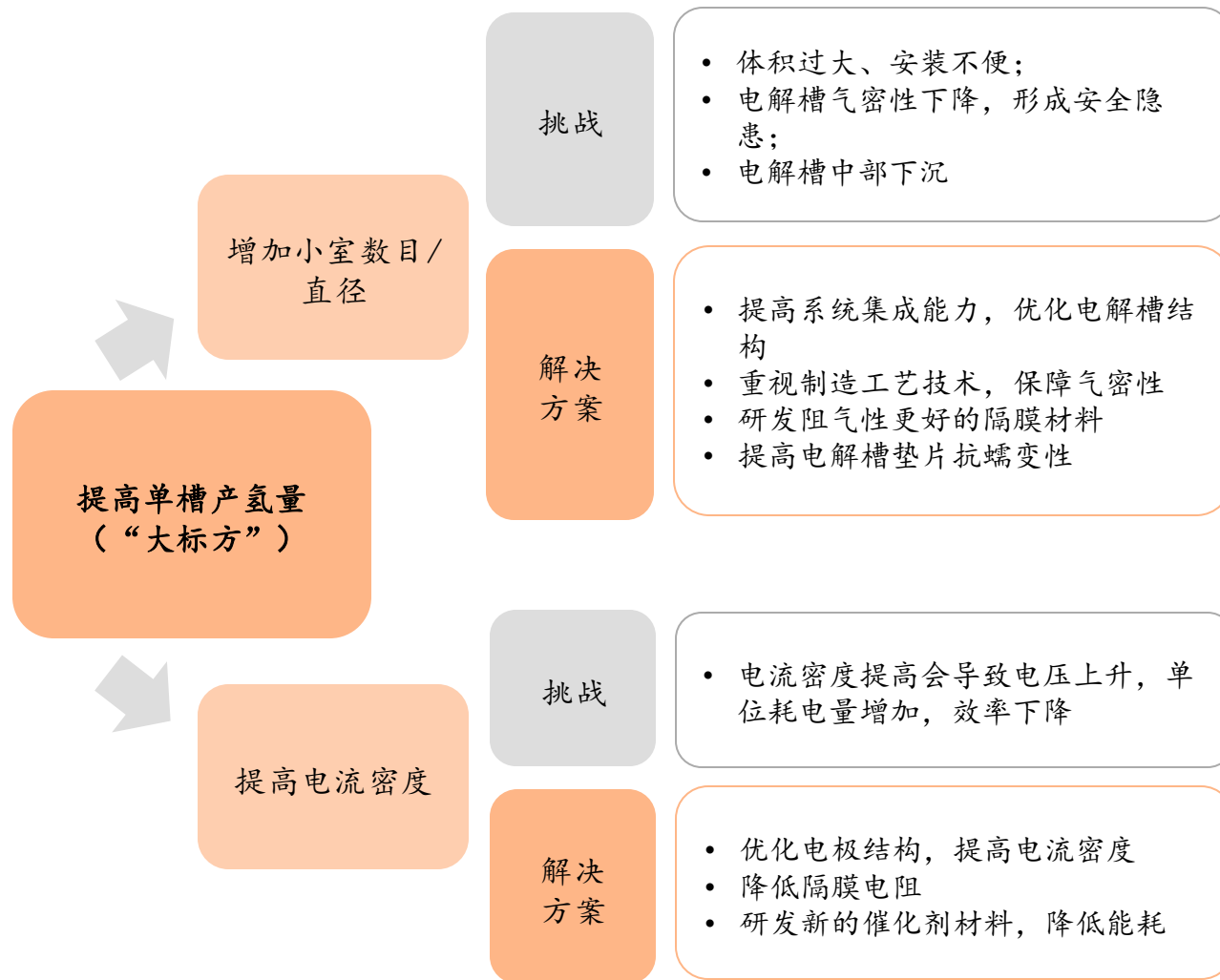


资料来源：阳光电源，氢启未来网，高工氢电，平安证券研究所

4.2 碱性电解槽：“大标方”趋势下，制造工艺、集成能力和材料技术构成壁垒

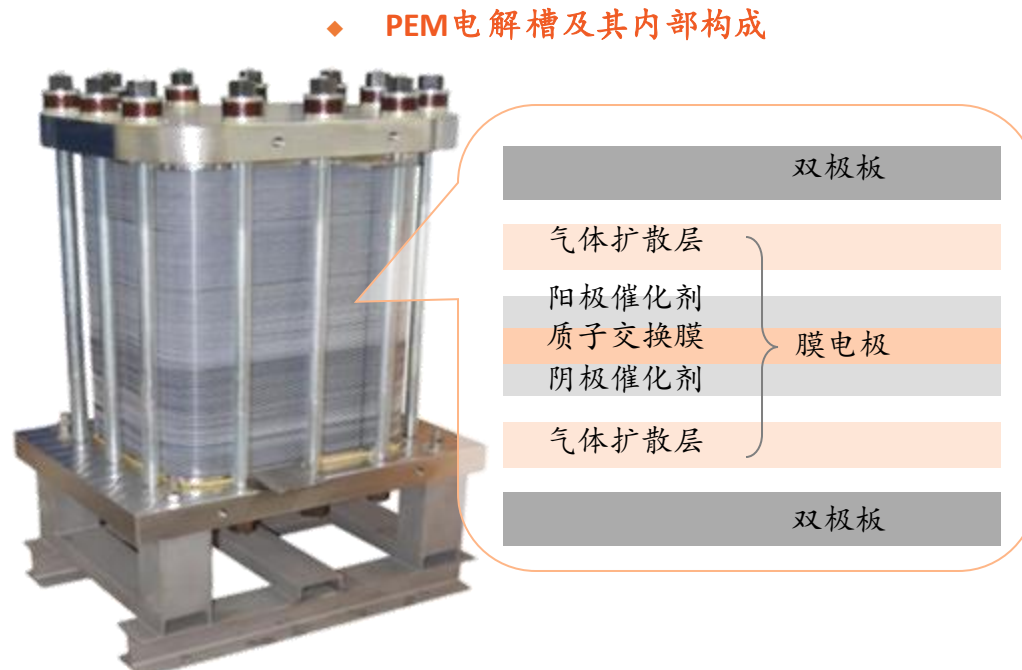
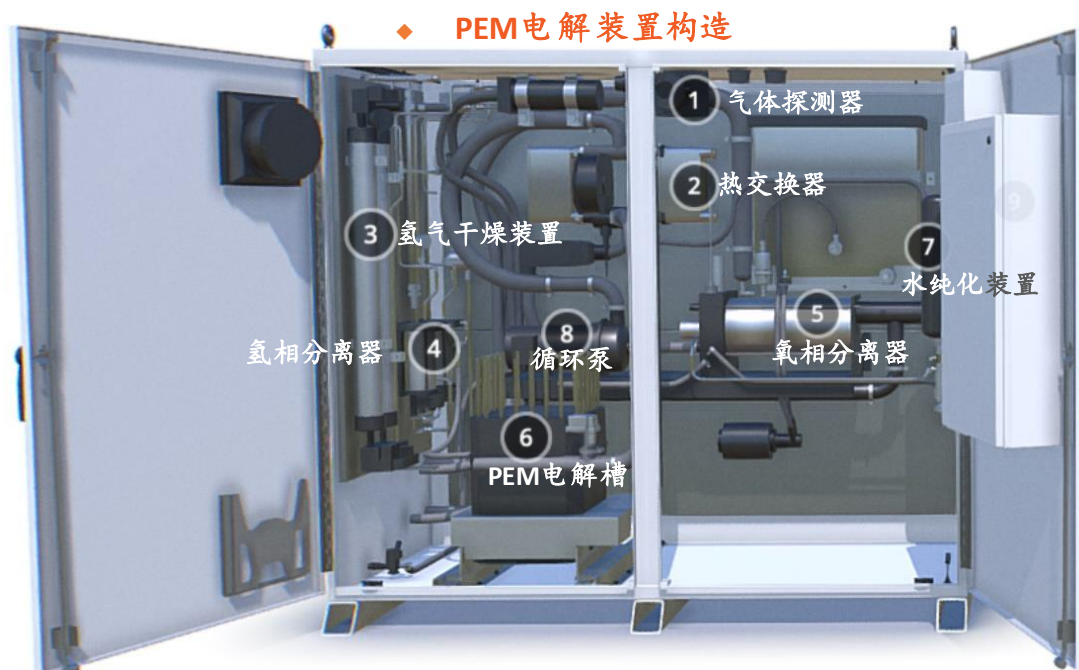
- 碱性电解槽“大标方”趋势明显，厂商致力于提高单槽产氢量。碱性电解技术已趋成熟，降本增效是商业化推广的关键。提高电解槽单体产氢量，有助于降低单位设备投资、摊薄运维成本，是降本增效的重要路径。目前，主流厂商均已推出单体产量1000Nm³/h以上的“大标方”电解槽。
- 制造工艺、集成能力和关键材料技术构成碱性电解槽厂商的技术壁垒。要提升单槽产氢量，通常需要增加电解小室的数目/直径，或提高电解槽运行的电流密度。小室数目增加，容易导致电解槽体积过大，或气密性下降，对厂商的制造工艺和集成能力提出了严苛要求；电流密度增大则可能导致电压上升、系统效率下降，保障电解效率需要电极、催化剂等关键材料性能的优化。综上，在碱性电解槽的“大标方”趋势下，厂商的制造工艺、集成能力和材料技术构成了较高的技术壁垒。

碱性电解槽“大标方”技术挑战



4.3 PEM电解槽：结构和性能优势突出，材料成本较高

- **PEM电解系统主要由电解槽和辅助系统（BOP）组成。**电解槽是电解反应制氢的核心装置，辅助系统则用于原材料（水）的处理、系统循环和氢气产物的干燥纯化等，主要包括电源供应系统、氢气干燥纯化系统、去离子水系统和冷却系统等部分。
- **PEM电解槽采用质子交换膜作为电解质，结构和性能具有一定优势。**PEM电解槽同样由多个电解单元堆叠而成，每个单元均由质子交换膜、催化剂、气体扩散层和双极板构成。PEM电解槽使用质子交换膜作为固体电解质，替代了碱性电解槽使用的隔膜和液态电解质(KOH溶液)，内阻更小、内部结构更为紧凑，电解效率大幅提高，规模选择也更为灵活；PEM电解采用纯水而非碱液作为电解原料，产氢纯度较碱性制氢更好。然而，PEM电解在强酸性环境下进行，需使用贵金属催化剂，导致成本较高。



资料来源：Nel，派瑞氢能，TrendBank，平安证券研究所

4.3 PEM电解槽：质子交换膜依赖进口，有待国产突破

- PEM电解槽关键原材料有待国产化。**目前，国内PEM电解槽产业规模较小，主要因为关键材料质子交换膜生产技术由欧美、日本等巨头垄断，国内电解槽厂商使用的质子交换膜主要向杜邦进口，成本和供应链均面临一定压力。此外，PEM电解槽使用的贵金属催化剂也存在进口依赖性。国内PEM电解槽产业的发展，需要国产关键材料环节的进一步突破。

◆ PEM电解槽关键材料概况

	质子交换膜	阴极催化剂	阳极催化剂	气体扩散层	双极板
作用	充当质子交换的通道；作为屏障防止阴阳极产生的氢气和氧气互相接触；为催化剂涂层提供支撑	作为电化学反应的场所，催化电解反应，确保电解效率	作为电化学反应的场所，催化电解反应，确保电解效率	连接双极板和催化剂层，确保气体和液体在双极板和催化剂层之间的传输，并提供有效的电子传导	支撑膜电极和气体扩散层，汇流氢气和氧气，传导电子
材料构成	大多采用全氟磺酸基聚合物	铂碳催化剂	铱、钌及其氧化物，目前二氧化铱最广泛使用	阳极需采用钛毡，表面加铂/铱涂层；阴极通常为碳毡。（燃料电池气体扩散层通常使用碳纸）	钛基双极板，加铂涂层（燃料电池则采用石墨或不锈钢板）
性能要求	高质子传导率和气密性；低电子传导率；良好的化学稳定性（耐强酸）；强亲水性。厚度150-200 μm，是燃料电池用膜的10-15倍，制造难度更大、成本高昂。	抗腐蚀性、催化活性、电子传导率和孔隙率。PEM电解槽运行环境的酸性较PEM燃料电池更强，因此更依赖贵金属。	抗腐蚀性、析氧活性、催化活性、电子传导率和孔隙率。阳极为高电位、富氧环境和酸性环境，催化剂需选用耐腐蚀且析氧活性高的贵金属。	合适的孔隙率、良好的导电性、耐酸耐腐蚀。	较高的机械稳定性、化学稳定性和低氢渗透性；高导电性。
海外主要参与者	杜邦（科慕）、陶氏、旭硝子	庄信万丰、TKK、优美科，贺利氏等		电解槽企业通常自行开发定制	电解槽企业通常自行开发定制
国内主要参与者	东岳集团、科润新材料	贵研铂业、中科科创、氢电中科、济平新能源等		玫昱科技、浙江菲尔特、通用氢能、西部材料	上海治臻、金泉益
国产化情况	市场主要由海外巨头杜邦垄断，PEM依赖进口；国内企业相关产品正在测试验证中	催化剂所需贵金属原料国内储量较少，依赖进口；催化剂产品也以进口为主，国内产品制作工艺和产能仍有待提升，国内少量企业正在尝试应用国产催化剂		国内电解槽企业通常自行定制，国产化程度相对较高	国内电解槽企业通常自行定制；上海治臻等已推出相关产品

资料来源：TrendBank，平安证券研究所

4.4 电解槽全球竞争格局：中国和欧洲企业产能规模领先，主要参与者积极扩产

- 从产能布局来看，中国和欧洲企业产能规模领先，主要参与者积极扩产。2022年11月，BNEF估计了全球各大电解槽企业产能规划情况，2022、2023年底预计产能排名前20企业分别如下。根据以上数据，2022年底，全球电解槽产能Top 20企业产能共计14GW，其中中国企业8家，产能共计6.7GW，以ALK路线为主；欧洲企业9家，产能共计4.7GW。2023年底，预计全球电解槽产能Top 20企业产能共计26.4GW（同比+89%），其中中国企业9家，产能共计9.1GW；欧洲企业7家，产能共计10.2GW。

◆ 2022年底电解槽预期产能全球前20的企业

排名	企业	年生产量/GW	国家	电解槽类型
1	隆基	1.5	中国	ALK
1	派瑞氢能	1.5	中国	ALK/PEM
3	阳光电源	1.1	中国	ALK/PEM
4	考克利尔	1	比利时	ALK
4	蒂森克虏伯	1	德国	ALK
4	奥扬科技	1	中国	ALK
4	ITM Power	1	英国	PEM
4	普拉格能源	1	美国	PEM
4	Ohmium	1	美国	PEM
10	康明斯	0.6	美国	PEM
10	Nel(耐欧)	0.6	挪威	ALK/PEM
12	中电丰业	0.5	中国	ALK
12	国富氢能	0.5	中国	ALK
14	西门子	0.3	德国	PEM
14	瑞麟科技	0.3	中国	ALK
14	HydrogenPro	0.3	挪威	ALK
14	凯豪达	0.3	中国	ALK
14	Sunfire	0.3	德国	ALK
19	麦克菲	0.1	法国	ALK
19	Green Hydrogen Systems	0.1	丹麦	ALK

◆ 2023年底电解槽预期产能全球前20的企业

排名	企业	年生产量/GW	国家	电解槽类型
1	普拉格能源	3	美国	PEM
2	隆基	2.5	中国	ALK
2	考克利尔	2.5	比利时	ALK
2	ITM Power	2.5	英国	PEM
5	Ohmium	2	美国	PEM
6	康明斯	1.6	美国	PEM
7	派瑞氢能	1.5	中国	ALK/PEM
7	蒂森克虏伯	1.5	德国	ALK
9	HydrogenPro	1.3	挪威	ALK
9	西门子	1.3	德国	PEM
11	阳光电源	1.1	中国	ALK/PEM
12	奥扬科技	1	中国	ALK
12	国富氢能	1	中国	ALK
14	Nel(耐欧)	0.6	挪威	ALK/PEM
15	中电丰业	0.5	中国	ALK
15	Sunfire	0.5	德国	ALK
15	凯豪达	0.5	中国	ALK
15	希倍优	0.5	中国	ALK
15	异辉科技	0.5	中国	ALK
15	瑞来斯实业公司	0.5	印度	ALK

资料来源：北极星氢能网，BNEF，高工氢电，平安证券研究所

4.4 电解槽国内竞争格局：2022年CR3达到73%，新入者层出不穷

- 从出货规模来看，考克利尔竞立、派瑞氢能 and 隆基氢能居国内企业第一梯队。GGII统计，2022年我国电解水制氢设备出货量722MW（含出口），同比增长106%。考克利尔竞立出货230MW，排名维持第一；派瑞氢能位居第二，隆基氢能首次跻身第三。
- 市场玩家增加，国内市场集中度有所下降。我国电解槽出货量TOP3厂商2022年共计出货527MW，市占率合计73%，CR3较2021年下降10个百分点。这意味着随着国内电解槽参与者增多，市场集中度有所下降。值得注意的是，2022年国内出货量TOP3的电解槽厂商最大订单均来自中国石化新疆库车绿氢示范项目，该项目共采购52台1000标方碱性制氢设备。因此，若不考虑大订单，国内电解槽市场集中度或许进一步下降，市场仍处于高成长、竞争格局未确定的阶段。

◆ 2022年中国电解水制氢设备厂商出货量TOP 10

排行	厂商简称	产品技术类型	单台最大产氢率(Nm ³ /h)
1	考克利尔竞立	碱性	1500
2	派瑞氢能	碱性、PEM	2000
3	隆基氢能	碱性	1000
4	天津大陆	碱性	1000
5	中电丰业	碱性、PEM	1000
6	凯豪达氢能	碱性	1000
7	瀚氢源(HydrogenPro)	碱性	1100
8	华易氢元科技	碱性	1350
9	赛克赛斯氢能	PEM	1200(单套)
10	国富氢能	碱性、PEM	1000

资料来源：GGII，平安证券研究所

4.4 海外参与者：PEM路线为主，欧美企业实力强劲

公司	国家	技术路线	电解槽业务情况
John Cockerill (考克利尔)	比利时	碱性	考克利尔集团成立于1817年，主营产品包括工业热回收设备、工业锅炉等。公司凭借200多年的能源和工业经验切入氢能领域，2021年氢电解槽总销量接近200MW，氢业务收入比2020年增加了3倍，电解槽装机份额占全球的1/3。
蒂森克虏伯 Nucera	德国	碱性	蒂森克虏伯集团为德国工业巨头，业务涵盖钢铁、汽车技术、机器制造、工程设计等。蒂森克虏伯旗下的Nucera是氯碱行业的市场领导者，其氯碱工业的实力为碱性水电解提供了坚实的基础。Nucera提供碱性水电解制氢专用设备，截至2022年9月30日（财年末），Nucera电解槽在手订单已达到15亿欧元。
ITM Power	英国	PEM	ITM成立于2001年，是国际领先的PEM电解槽制造公司，也是伦交所首家氢能上市公司。公司已与林德、壳牌、Snam、现代、本田等企业建立合作关系。2021年，公司位于谢菲尔德的1GW超级工厂建成，这是世界上最大的电解槽工厂，年产能1GW，同年公司向林德交付了全球最大(24MW)的PEM电解槽；公司计划到2024年将电解槽产能扩张至每年5GW。2022财年（截至2022.4.30），公司实现营收560万英镑。
西门子能源	德国	PEM	西门子是全球电子电气工程领域的领先企业，其旗下的西门子能源提供发电、输电及新能源领域的设备解决方案，具有领先的PEM电解槽设备制造能力。公司已与法液空成立合资企业，致力于工业规模的可再生氢电解槽的生产。2023年，公司位于柏林的GW级电解槽工厂将投产，2025年产能将爬坡至3GW。
康明斯	美国	碱性、PEM	康明斯是全球领先的动力设备制造商。2019年9月，康明斯收购了Hydrogenics Corporation，入局PEM电解槽和燃料电池业务。2023年3月，公司新能源业务部门改组为新品牌Accelera，业务涉及氢燃料电池、PEM制氢设备、IV型高压储氢瓶等。公司在比利时、加拿大和美国明尼苏达州均有电解槽工厂，单个工厂产能将逐步扩展至1GW；同时，公司西班牙GW级工厂正在建设中。
Nel	挪威	碱性、PEM	Nel是一家专注于氢能的全球性公司，挪威奥斯陆交易所上市，主要产品包括电解设备和加氢站设备。公司布局电解水制氢产业的历史可追溯到1927年。公司可生产碱性和PEM电解槽，目前已在全球86个国家交付超过3500套电解槽设备。2022年，NEL总营收为9.94亿挪威克朗，同比增长25%，其中电解槽收入为7.48亿挪威克朗。
Plug Power	美国	PEM	成立于1997年，1999年纳斯达克上市，主营氢燃料电池。公司是全球首个将氢燃料电池商业化应用的企业，已在全球部署超过60,000个车用燃料电池系统，在氢燃料电池领域地位领先。公司具备氢能制储运加全流程产品，其电解槽产品为PEM电解槽，采用模块化设计，可即插即用。
Enapter	意大利	AEM	成立于2017年，主打AEM(阴离子交换膜)电解槽技术，2020年通过反向并购上市。公司于2022年3月推出第四代AEM电解槽产品EL 4.0，2022年第四季度交付了超过1200台EL 4.0，对应的总输出功率接近3MW。公司初步预计，2022年实现营收1470万欧元，比前一年的840万欧元增长75%。
Sunfire	德国	SOEC、碱性	公司成立于2010年，主要开发和生产固体氧化物燃料电池(SOFC)和电解槽(SOEC)，在德国和瑞士拥有500多名员工。2020年，公司收购碱性电解槽公司IHT，扩展布局碱性电解槽。2022年，公司获得8600万欧元D-2轮融资。
Bloom Energy	美国	SOEC	成立于2001年的美国燃料电池独角兽企业，2018年在纽交所上市，主要产品为固体氧化物燃料电池(SOFC)和电解槽(SOEC)。公司2021年7月推出的电解槽产品比市面上已有的产品效率高出15%-45%。2022年，公司实现营收11.99亿美元（同比+23.3%）。

资料来源：各公司官网，公开新闻信息，平安证券研究所

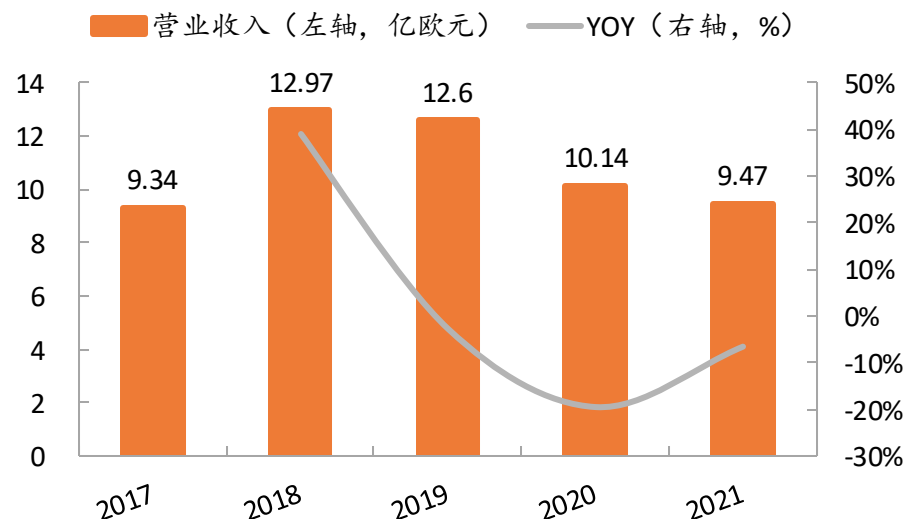
4.4 海外头部公司介绍：John Cockerill 考克利尔（ALK）

- 公司概况：老牌工业设备企业，碱性电解槽实力强劲。** 约翰·考克利尔（John Cockerill）是比利时老牌工业企业，成立于1817年，成立之初主要从事钢铁生产和工业设备制造。目前，公司业务涵盖氢能、工业热回收设备、废水处理、国防等多个领域。公司预计，到2025年，新能源业务（包括绿氢、光热发电等）将贡献公司营收的1/4。
- 电解槽业务：大容量碱性电解槽实力领先。** 公司专注碱性电解槽路线，1993年至今已销售超过600MW电解槽，产品销往全球30多个国家和地区。2021年，公司电解槽总销量接近200MW，氢业务收入比2020年增加了3倍，电解槽装机份额占全球的1/3。

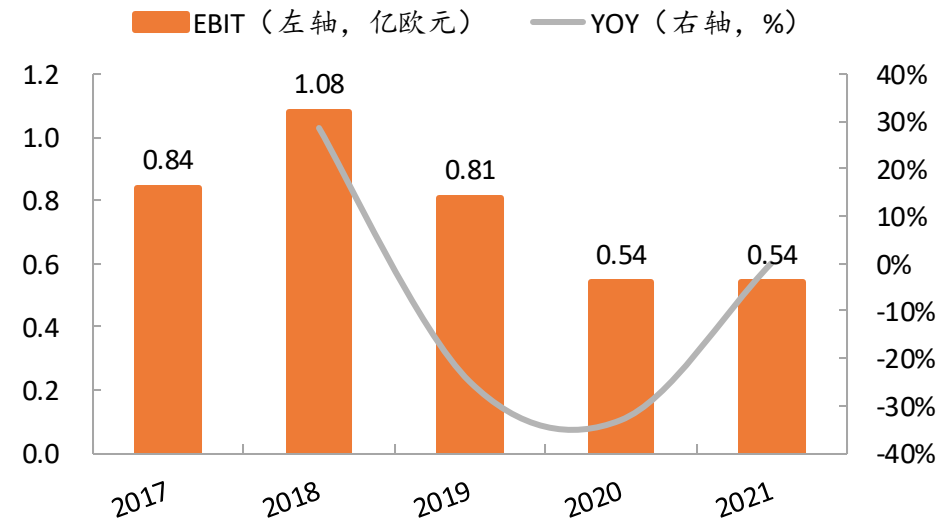
◆ 公司电解槽产品参数

项目	参数
产品型号	DQ-1500/1.6
技术路线	ALK
制氢速率 (Nm ³ /h)	1500
操作压力 (Mpa)	1.6
直流电流 (A)	10500
直流电压 (V)	684
制氢电耗 (kWh/Nm ³)	≤4.4
电解槽外形 (mm)	Φ2240×6100×2281
电解槽重量 (kg)	51500
制氢框架外形 (mm)	4200×4200×5600

◆ 公司历史营收情况



◆ 公司历史盈利情况



资料来源：公司官网，平安证券研究所

注：总公司海外官网无产品参数介绍，此处产品参数来自考克利尔竞立（现为考克利尔全资子公司）

4.4 海外头部公司介绍：NEL（ALK、PEM）

- 公司概况：专注氢能业务，主营电解槽和加氢站。** Nel是一家专注于氢能的全球性公司，总部位于挪威，主要产品包括电解设备和加氢站设备。公司电解水制氢技术积累深厚，早在1927年就研发出了首台电解槽。2014年，公司于挪威奥斯陆交易所上市。
- 电解槽业务：碱性和PEM电解槽同步布局。** 公司可生产碱性和PEM电解槽，目前已在全球86个国家交付超过3500套电解槽设备。2022年，NEL总营收为9.94亿挪威克朗，同比增长25%，其中电解槽收入为7.48亿挪威克朗；2022年公司新增订单22.75亿挪威克朗，同比大幅增长135%，主要为电解槽相关订单。值得注意的是，2022年公司电解槽营收的增量主要来源于碱性电解槽。由于公司主要业务收入来源于欧洲市场，这或许意味着，成本低廉的碱性电解槽正加速获得欧洲市场青睐。

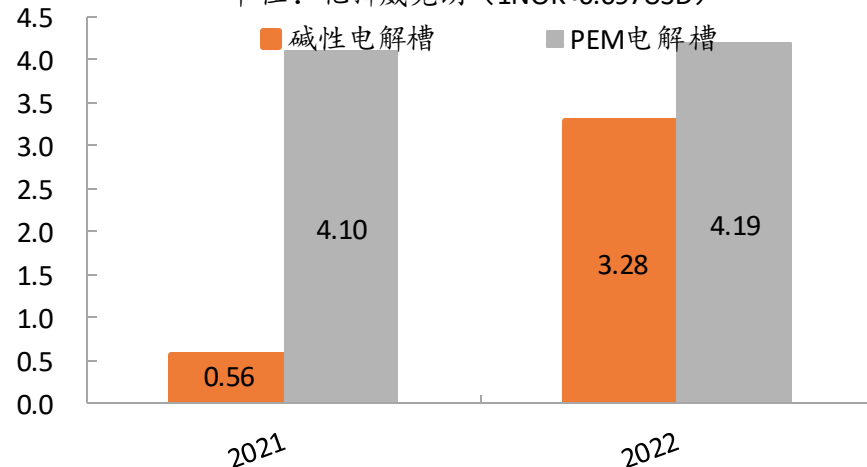
◆ 公司财务数据及订单情况

单位：亿挪威克朗（1NOK≈0.097USD）

	2022	2021	同比增长
营业收入	9.94	7.98	25%
电解槽营收	7.48	4.66	61%
加氢站等营收	2.45	3.32	-26%
净利润（亏损）	-11.71	-16.67	-30%
新增订单	22.75	9.68	135%
在手订单	26.13	12.30	112%

◆ 公司两类电解槽营收情况

单位：亿挪威克朗（1NOK≈0.097USD）



资料来源：公司官网，氢云链，平安证券研究所

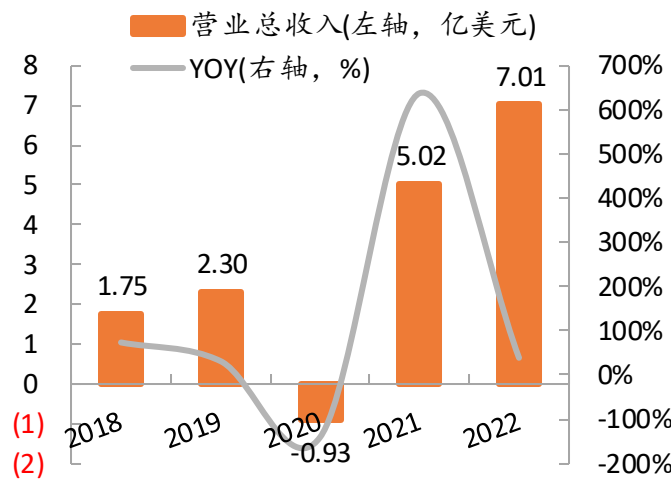
◆ 公司电解槽产品参数

产品型号	M2000	M5000	A1000	A3880
技术路线	PEM	PEM	ALK	ALK
制氢速率（Nm ³ /h）	1698	4920	600-970	2400-3880
每日制氢量（kg/天）	4247	10618	1295-2094	5180-8374
制氢电耗（kWh/Nm ³ ）	4.5	4.5	3.8-4.4	3.8-4.4
输出压力/bar	30	30	1-200	1-200
环境温度/°C	10-40	10-40	5-35	5-35

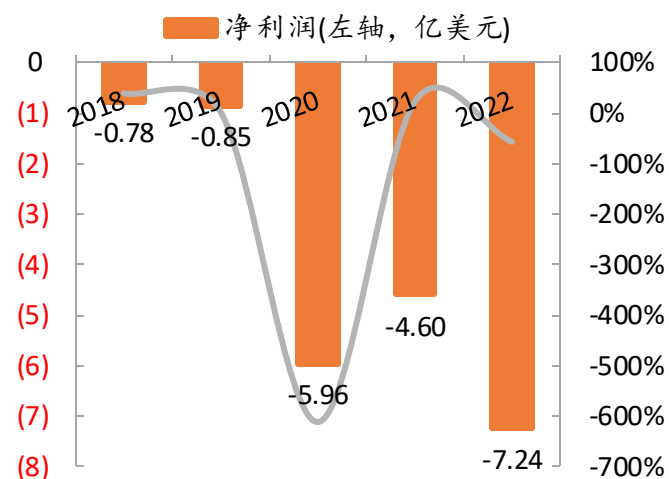
4.4 海外头部公司介绍：Plug Power普拉格能源（PEM）

- 公司概况：美国PEM燃料电池领军者，布局氢能全产业链。** 普拉格能源是美国著名氢能公司，成立于1997年，1999年纳斯达克上市。公司布局氢能“制储运加用”全流程产品，业务覆盖PEM氢燃料电池系统、PEM电解槽、氢液化设备、液氢储运系统、加氢站等领域。公司已在全球部署超过60,000个车用燃料电池系统和200多个加氢站。
- 电解槽业务：专注PEM路线，可靠性与灵活性突出。** 公司电解槽产品采用PEM技术。公司PEM技术已经历数十年的实地应用经验，性能和可靠性优良；电解槽采用模块化设计，可即插即用，应用灵活。公司EX-4250D电解槽单槽制氢量可达2000Nm³/h。公司在纽约州罗切斯特拥有2.5GW超级工厂，2023年第一季度已生产122MW绿氢电解槽，创公司自身和PEM电解槽行业的历史新高。公司计划在第二季度将PEM电解槽产能提升至100MW/月。

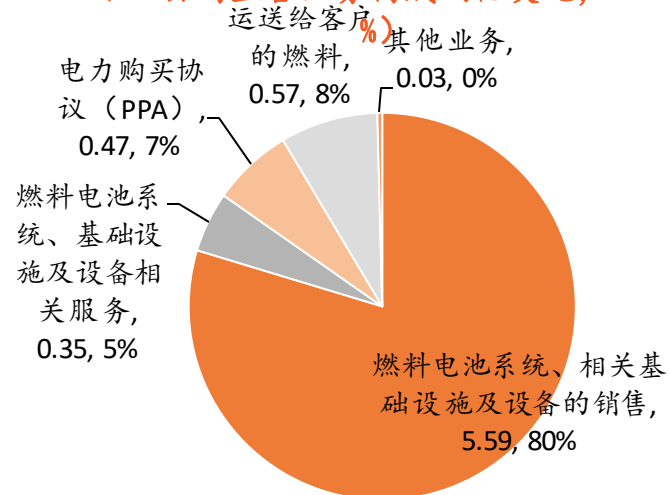
◆ 公司历史营收情况



◆ 公司历史盈利情况



◆ 公司主营业务构成 (亿美元, %)



◆ 公司电解槽产品参数

项目	参数
产品型号	EX-4250D
技术路线	PEM
额定电压、频率	4.1 - 34.5kV AC 60HZ(USA) 11 - 33kV AC 50HZ(EU)
制氢速率 (Nm ³ /h)	2000
每日制氢量 (kg/天)	4250
输出压力/bar	40
启停效率	热启停: 30秒 冷启停: <5分钟

资料来源：SEC，公司官网，平安证券研究所

注：2020年营收为负，主要为公司与亚马逊之间认股权证安排所致，此处暂不讨论

4.4 国内参与者：新能源上市公司积极布局，技术业内领先

公司	技术路线	电解槽业务情况
隆基绿能	碱性	2021年3月，隆基绿能控股子公司隆基氢能成立。隆基氢能主要采用碱性电解路线，业务范围涵盖电解水制氢设备制造和可再生能源制氢系统解决方案。BNEF预测，公司2022和2023年碱性电解槽产能将分别达到1.5和2.5GW，全球领先。2023年2月，公司发布新一代碱性电解水制氢设备ALK Hi1系列，ALK Hi1耗电量在直流电耗满载状况下可低至4.3kWh/Nm ³ ，ALK Hi1plus直流电耗满载状况下低至4.1kWh/Nm ³ ，在2500A/m ² 电流密度下可低至4.0kWh/Nm ³ 。目前，LONGi ALK Hi1系列产品已完成实证测试，按照国标GB-32311-2015来衡量，达到了制氢系统的一级能效。
阳光电源	碱性、PEM	公司是国内最早布局氢能领域的新能源企业，拥有碱水电解制氢系统技术（ALK）和质子交换膜（PEM）纯水电解制氢系统技术两种技术路线，以及配套的MW级专用制氢整流电源、智慧氢能管理系统。目前，公司已携手中科院建成PEM电解制氢技术联合实验室，绿电制氢系统在吉林、宁夏、内蒙等多地光伏、风电制氢项目中得到应用。目前，公司GW级制氢设备工厂已顺利投产，第一套200标方PEM制氢系统也已成功交付客户。
明阳智能	碱性	公司着力于“风、光、储、氢”一体化产业布局，在绿氢制造设备方面建立了完整的研发团队和制造团队，布局了碱性、PEM等多重技术路线。2022年10月，公司全球最大单体碱性水电解制氢装备在广东下线。单体产氢量为1500-2500Nm ³ /h，单体产氢能力全球最大，由明阳智能自主独立设计并生产制造，具备10%-110%宽频调谐制氢能力。据公司介绍，该设备与同等级设备相比，电解槽长度缩小50%，产氢能损更低；在大规模制氢项目的应用中，单位产能设备投资可以减少30%。
华电重工	碱性、PEM	公司积极投入电解水制氢核心材料、关键设备的技术研发。目前，公司已完成大容量碱性电解水制氢装置的开发，1200Nm ³ /h碱性电解水制氢装置已成功下线；公司PEM电解槽材料环节已有突破，自研气体扩散层和质子交换膜产品。其中，气体扩散层已通过国内外多家下游企业的检测，产品成功下线。2022年11月，公司与内蒙古华电氢能科技签订PC总承包合同，合同金额3.45亿元，公司将为其20万千瓦新能源制氢示范项目提供制氢站设备及建筑安装工作。
双良节能	碱性	2022年9月，双良自主研发的首套“绿电智能制氢系统”正式下线，最大制氢量可达1200Nm ³ /h。10月，双良绿电制氢装备项目开工建设，达产后年产能将达到100台。2023年3月，公司中标内蒙古润阳悦达新能源招标的多晶硅还原炉、电解制氢装置等设备，中标金额合计2.59亿元。
天合光能	碱性	2022年12月，公司旗下天合元氢发布了“天擎”碱性电解水制氢系统的首台电解槽，单槽产氢量1000Nm ³ /h。相较传统电解槽，“天擎”碱性电解槽运行电流密度提高约50%-75%，直流电耗降低10%-15%，体积缩小30%，降低设备成本15%；具备25%-120%宽功率波动的制氢能力，可适配可再生能源电力。尚未发布的同系列产品单槽产氢量最高可达2000Nm ³ /h。2023年1月，“天擎”系列首批1000Nm ³ /h碱性电解槽交付宜昌南坡。
亿利洁能	碱性	公司依托现有煤化工园区大规模制氢装置以及在制氢工艺、技术实践和运维管理的雄厚实力，探索布局绿氢产业链。公司具备电解槽和后处理系统整体设计、制造、测试能力。2022年9月，亿利洁能旗下的亿利氢田时代正式发布首台套1000标方碱性电解槽，亿利阳光谷库布其低碳产业园500台套碱性电解槽加工生产线同步投产下线。

资料来源：各公司官网、公告，平安证券研究所

4.4 国内参与者：非上市公司亦有扎实积累，实力强劲

公司	技术路线	电解槽业务情况
考克利尔竞立	碱性、PEM	苏州竞立成立于1993年，主要产品包括碱性电解水制氢设备、气体纯化、回收设备等。2019年，合资公司考克利尔竞立成立，2021年，考克利尔将考克利尔竞立收购成为全资子公司。John Cockerill集团承接了苏州竞立全部人员和知识产权，并增大研发力量、更新设备、扩大产能，将考克利尔竞立定位为John Cockerill集团氢能业务在中国区的总部。2022年，考克利尔竞立电解槽出货量超过230MW，在手订单450MW。
派瑞氢能	碱性、PEM	派瑞氢能成立于2021年，是中船718研究所的全资子公司，由718所旗下四大氢能业务板块（电解水制氢、甲醇制氢、富氢尾气提纯、加氢站和车载氢系统）进行整合并增资后成立，公司电解槽产品包括碱性和PEM电解槽。公司现有各类专业技术人员360人，拥有2个省级研发平台，6个调试、机械加工、总装车间，可年产碱性制氢装备350台（套）、PEM纯水制氢装备120台（套）。目前，公司电解水制氢装置已生产销售一千多台套，氢气干燥、纯化装置、变压吸附装置、甲醇制氢装置等400多台套，累计产值超30亿元。
天津大陆	碱性	成立于1994年。公司长期从事制氢设备和气体纯化设备开发、设计、制造，可生产0.1Nm ³ /h~1000Nm ³ /h的电解水制氢设备和2Nm ³ /h~1000Nm ³ /h的气体纯化设备。主要客户有上海液空，普莱克斯、华晶、宝钢集团等。
中电丰业	碱性、PEM	成立于2007年，业务覆盖电解水制氢、加氢、储能领域。公司碱性水电解槽氢气生产率达1200Nm ³ /h（6MW）；PEM电解槽生产速率达到400Nm ³ /h（2MW）；同时致力于AEM离子膜制氢技术的研发。公司产品专利涵盖电解槽以及辅助系统（BOP）各领域。
国富氢能	碱性	公司是我国氢能产业商业化发展进程的领军企业之一，主营产品为车载高压供氢系统和加氢站成套设备，并有液氢制取、储运装备、电解槽等技术储备。制氢环节，公司1,000Nm ³ /H碱性水电解槽样机已于2022年4月成功下线。2022年12月，公司装备产业基地（三期）完成封顶，未来将打造年产高压氢气III型瓶8万只及500套水电解制氢成套设备产线。
赛克赛斯	PEM	公司成立于2007年，长期深耕PEM制氢系统研产，是PEM电解槽领军企业。公司已具备MW级PEM电解槽生产能力，2021年，公司首个单槽1MW产品落地；2022年11月，公司生产的国内首套6兆瓦PEM纯水电解制氢系统发车，氢气生产率1200Nm ³ /h，将应用于内蒙古风电制氢项目。公司产品的稳定性、安全性良好，使用寿命长，目前最早一批设备已经累计实现12万小时稳定运行，兆瓦级产品已运行4000多小时，可靠性得到充分验证。
稳石氢能	AEM	公司致力于氢能源相关装备的研发、生产和销售，总部位于深圳。2023年2月，公司推出自研2.5kW AEM电解槽新品和集成系统，单台电解槽直流功耗4.3kWh/Nm ³ ，电解槽工作寿命>30000h。新品单台电解槽额定功率为2.5kW，最大产氢量达600L/h。稳石氢能计划在2023年推出10kW单体电解槽产品；2024年，稳石氢能将推出100kW单体电解槽产品及1MW电解槽系统集成项目；到2025年，稳石氢能将推出1MW单体电解槽产品。

资料来源：各公司官网、公告，平安证券研究所

4.4 国内头部公司介绍：隆基氢能（ALK）

- 公司概况：聚焦碱性路线，产能全球领先。** 2021年3月，隆基绿能控股子公司隆基氢能成立。隆基氢能业务范围涵盖电解水制氢设备制造和可再生能源制氢系统解决方案，主要采用碱性电解路线。BNEF预测，公司2022和2023年碱性电解槽产能将分别达到1.5和2.5GW，全球领先。
- 电解槽业务：新品能耗冲击4.0kWh/Nm³，能效创新高。** 2023年2月，公司发布新一代制氢设备ALKHi1系列。ALKHi1耗电量在直流电耗满载状况下可低至4.3kWh/Nm³，ALK Hi1 plus直流电耗满载状况下低至4.1kWh/Nm³，在2500A/m²电流密度下可低至4.0kWh/Nm³。目前，ALK Hi1系列产品已完成实证测试，按照国标GB-32311-2015来衡量，达到制氢系统的一级能效。

◆ 公司电解槽产品参数

型号	Lhy-A800	Lhy-A1000	Lhy-A1500
产氢量(Nm ³ /h)	800	1000	1500
操作压力(MPa)	1.6 (可调)		
直流电耗(kWh/Nm ³)	3.9-4.4		
额定功率(MW)	4	5	7.5
负荷范围	25%-115%		
氢气纯度(纯化后)	100.00%		
氢中氧(ppmv)	<1		
氢中水(ppmv)	<1		
工作温度(C)	90±5		
寿命(h)	≥200,000		
占地面积(m ²)	260	260	280
环境温度(°C)	5-40		
碱液	30%KOH溶液		

◆ 公司电解槽产品优势

高性能 <ul style="list-style-type: none"> 单台电解槽能耗满足国标一级能效标准，单台产气量最高可达1500Nm³/h 	高品质 <ul style="list-style-type: none"> 标准化生产，结构紧凑精度高，产品一致性高；碱槽框架多对一设计，有效降低系统成本
模块化 <ul style="list-style-type: none"> 标准模块集成，适应大规模解决方案 	智能化 <ul style="list-style-type: none"> 智能运维；三级控制管理：生产管理、DCS监控、PLC设备管理，连锁报警，自动化控制提升运维效率
安全稳定 <ul style="list-style-type: none"> 一键启停、误操作自动连锁停机：保障人身安全；寿命可达20万小时 	环境友好 <ul style="list-style-type: none"> 取消石棉网设计，减少碱液对环境的污染

◆ 公司电解槽图示



资料来源：公司官网，平安证券研究所

4.4 国内头部公司介绍：阳光氢能（ALK、PEM）

- 公司概况：重视氢能业务，制氢产品布局全面。**阳光电源是国内最早布局氢能领域的新能源企业。阳光氢能是其氢能子公司，专注于可再生能源柔性制氢技术研究，主要产品有IGBT制氢电源、碱性水电解槽、PEM电解槽、气液分离与纯化设备、智慧氢能管理系统等。
- 电解槽业务：布局碱性和PEM双重路线，技术和产能突出：**公司已携手中科院建成PEM电解制氢技术联合实验室，绿电制氢系统在吉林、宁夏、内蒙等多地光伏、风电制氢项目中得到应用。目前，公司GW级制氢设备工厂已顺利投产，第一套200标方PEM制氢系统也已成功交付。

◆ 公司制氢相关产品图示



◆ 公司ALK电解槽产品参数

	SHME500A	SHME1000A
额定工作电压	364V	700V
额定工作电流	6600A	6850A
额定产氢量	500 Nm ³ /h	1000 Nm ³ /h
额定产氧量	250 Nm ³ /h	500 Nm ³ /h
工作压力	1.8 MPaG（可设置）	1.8 MPaG（可设置）
工作温度	90±5 °C	90±5 °C
碱液浓度	30% KOH	30% KOH
负荷调节范围	25%-110%	25%-110%

◆ 公司PEM电解槽产品参数

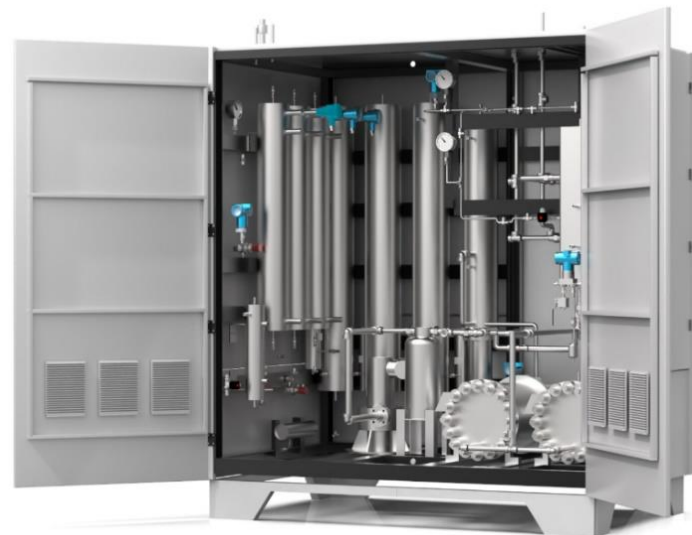
	SHT200P	SHT500P
额定产氢量	200 Nm ³ /h	500 Nm ³ /h
额定产氧量	100 Nm ³ /h	250 Nm ³ /h
工作压力	3MPaG	3MPaG
工作温度	60°C±5°C	60°C±5°C
负荷调节范围	5%-110%	5%-110%

资料来源：公司官网，平安证券研究所

4.4 国内头部公司介绍：派瑞氢能（ALK、PEM）

- 公司概况：脱胎于中船718所，技术实力突出。**派瑞氢能成立于2021年，是中船718研究所的全资子公司，由718所旗下四大氢能业务板块（电解水制氢、甲醇制氢、富氢尾气提纯、加氢站和车载氢系统）进行整合并增资后成立。公司已生产销售电解水制氢装置一千多台套，氢气干燥、纯化装置、变压吸附装置、甲醇制氢装置等400多台套，用户遍及全国各地，并出口销往20多个国家和地区。
- 电解槽业务：碱性产品技术领先，PEM引领国产替代。**公司电解槽产品包括碱性和PEM两种技术路线。产能方面，公司可年产碱性制氢装备350台（套）、PEM纯水制氢装备120台（套）；技术方面，公司ALK产品最大制氢规模2000Nm³/h，单位电耗≤4.3kWh/Nm³，性能国内领先；PEM产品最大制氢规模300Nm³/h，单位电耗≤5.4kWh/Nm³，处于国内领先水平，较国外头部企业仍有差距。

◆ 公司PEM制氢装置图示



◆ 公司电解槽产品参数

产品型号	CDQ-1000	CDQ-2000	SDQ-300
技术路线	ALK	ALK	PEM
制氢速率 (Nm ³ /h)	1000	2000	300
氢气纯度	≥99.999%	≥99.999%	≥99.999%
运行负荷	50-100%	50-100%	10-100%
工作压力 (Mpa)	1.5-2.5	1.5-2.5	0.1-3.2
工作温度 (° C)	95±5	95±5	54±2
直流电耗 (kWh/Nm ³)	≤4.5	≤4.3	≤5.4

◆ 公司ALK制氢装置图示



资料来源：公司官网，平安证券研究所

4.4 头部电解槽企业产品参数比较

- 碱性电解槽：技术成熟，国内外企业技术实力均出色。**碱性电解槽技术成熟，从电耗来看，国内外头部企业单位电耗均已控制在3.8-4.4kWh/Nm³范围，电耗表现优于理论效率更高的PEM电解槽；从系统规模来看，国内头部企业制氢规模高至1500-2000 Nm³/h，国外Nel制氢规模可达2400-3880Nm³/h。现有的低电耗、大标方设备可以满足大规模制氢需求，助力绿氢实现经济性。
- PEM电解槽：潜力优良，国内企业存在追赶空间。**目前国外头部企业PEM产品电耗在4.5-5kWh/Nm³，低于国内产品的5.4 kWh/Nm³；系统规模可超过2000Nm³/h，高于国内企业300-500Nm³/h的水平，国内企业在PEM路线上存在追赶空间。虽然目前PEM电解槽电耗仍高于ALK产品，但其理论效率更高，电耗下降潜力大；同时，PEM电解槽结构紧凑、单位占地面积更小，且负荷调节范围较碱性电解槽更宽，优良的灵活性下，PEM在特定场景或将存在一定优势。

◆ 各公司碱性电解槽产品参数比较

	Nel	考克利尔	隆基氢能	阳光氢能	派瑞氢能
产品型号	A3880	DQ-1500/1.6	LHy-A1500	SHME1000A	CDQ-2000
额定功率/MW		7.18		4.80	
制氢速率/Nm ³ /h	2400-3880	1500	1500	1000	2000
制氢电耗/kWh/Nm ³	3.8-4.4	≤4.4	3.9-4.4	4.80	≤4.3
工作压力/bar	1-200		16	18	15-25
负荷调节范围	15-100%		25-115%	25%-110%	50-100%
环境温度/° C	5-35		5-40		
工作温度/° C			90±5	90±5	95±5
占地面积/m ²	770		280		
产氢纯度	99.99-99.999%		99.999%	≥99.999%	≥99.999%

资料来源：各公司官网，平安证券研究所

◆ 各公司PEM电解槽产品参数比较

	普拉格能源	Nel	阳光氢能	派瑞氢能
产品型号	EX-4250D	M5000	SHT500P	SDQ-300
额定功率/MW	10	22.14		
制氢速率/Nm ³ /h	2000	4920	500	300
制氢电耗/kWh/Nm ³	5	4.5		≤5.4
工作压力/bar	40	30	30	1-32
负荷调节范围		10-100%	5%-110%	10-100%
环境温度/° C	-20~+40	10-40		
工作温度/° C			60±5	54±2
占地面积/m ²	117.2	不等，取决于配置		
产氢纯度	99.999%	99.9995%	≥99.999%	≥99.999%

注：选取各企业产氢规模最大的产品进行比较。



CONTENT 目录

- ① 一、氢能：零碳可持续发展的理想能源，前景广阔
- ② 二、制氢环节概述：三大路线并存，绿氢蓄势待发
- ③ 三、传统制氢路线：碳捕捉、提纯等环节存在机遇
- ④ 四、绿氢：电解槽和材料存在壁垒，国内企业发力
- ⑤ 五、投资要点与风险提示

要点总结

- **氢能：零碳可持续的理想能源，前景广阔。** 氢能是一种优质的二次能源，具备清洁零碳、可再生的优势。从应用端节能减排的角度来看，氢能可在多种场景替代汽油、柴油、天然气等能源，促进工业、交通等领域深度脱碳。从供给侧能源安全的角度来看，氢能够以水为原料、使用风电、光伏作为清洁能源制取，是优质可再生能源。目前氢作为能源应用的程度不高，主要作为工业原料使用；未来，随着各国大力推广绿电制氢和氢能应用，氢能有望实现大规模发展，并广泛应用于工业、交通、电力、建筑等领域。IEA预计，2030年全球氢能需求可达1.8亿吨；从我国各地已公布的规划目标来看，2025年我国氢能产业规模有望达到7000亿元。
- **制氢环节概述：三大路线并存，绿氢蓄势待发。** 制氢是氢能产业链的上游环节，制氢环节的清洁和降本为氢能产业大规模发展的基础。氢气制备方式主要包括化石燃料制氢、工业副产氢和电解水制氢三类。化石燃料制氢和化工副产氢属于传统路线，技术相对成熟，成本较低，但存在碳排放等问题，CCUS、提纯等环节存在一定机遇。可再生电力电解水制氢（“绿氢”）是零碳排、可持续的“终极路线”，成本是制约其普及的瓶颈因素。电耗和折旧构成绿氢的主要成本，我们估算基准假设下碱性和PEM电解水制氢单位成本分别为21.9和25.3元/kg；国内现存绿氢项目采用部分绿电自供、外购部分低价绿电+长时运营的模式，并通过大规模采购控制电解设备成本，已经可以实现经济性，例如中石化库车绿氢项目LCOH可低至12.93元/kg，接近工业副产氢甚至煤制氢水平。目前绿氢产业进入高速增长期，IEA预计2023年全球制氢电解槽新增装机4.1GW（同比+356%），产能将达到21.5GW。
- **绿氢：电解槽和材料存在壁垒，国内企业发力。** 电解水制氢技术路线包括碱性电解(ALK)、质子交换膜电解(PEM)、固体氧化物电解(SOEC)和阴离子交换膜电解(AEM)等。碱性电解技术成熟、设备成本低，是目前的主流路线；PEM技术制氢效率高、灵活性好，产业化在即；SOEC和AEM技术处于研发阶段，存在发展潜力。电解槽是制氢的核心设备，存在技术壁垒：碱性电解槽单槽“大标方”趋势明显，厂商制造工艺、集成能力和关键材料技术形成壁垒；PEM电解槽关键材料依赖进口，PEM电解槽国产化需要材料环节进一步突破。从竞争格局来看，中国和欧洲电解槽企业产能规模全球领先。国内市场，考克利尔竞立、派瑞氢能和隆基氢能为第一梯队；新能源上市公司积极入局、非上市公司技术扎实，国内电解槽企业实力强劲，推动绿氢降本增效、快速发展。
- **投资建议：绿氢产业爆发在即，关注电解槽和材料环节。** 绿氢是氢能发展的终极路线，电解槽和关键材料存在壁垒，建议关注上市公司中电解槽环节具备技术实力的隆基绿能、阳光电源、华电重工，布局电解槽的弹性标的华光环能、昇辉科技，材料环节具备潜力的贵研铂业（催化剂）。

风险提示

（1）绿氢需求增长不及预期的风险。

现阶段，氢能产业链处于发展早期，放量进度存在不确定性。国内外市场氢源均以化石燃料制氢和化工副产氢为主，其价格低廉，绿氢要实现大规模替代，仍需生产和储运环节持续降本增效、技术进步。同时，绿氢需求的整体增长还有赖于下游应用端（燃料电池车等）的普及推广。若氢能供应端降本进度不及预期，或下游应用推广不及预期，电解水制氢设备及材料需求可能受限，造成产能利用率不足等。

（2）国内企业技术突破不及预期的风险。

现阶段，我国企业碱性电解水制氢设备已达到全球领先水平，但PEM制氢设备关键材料远未国产化。若后续国内企业相关技术突破不及预期，相关企业市场份额和盈利能力可能面临一定压力。

（3）国际市场环境发生变化的风险。

欧、美等国际主要市场对清洁能源相关产业的国际竞争十分重视，存在推进电解槽等产业链本土化的倾向。若未来相关市场政策进一步收紧，国内氢能企业海外市场扩张可能受限。

平安证券综合研究所投资评级：

股票投资评级：

强烈推荐（预计6个月内，股价表现强于市场表现20%以上）

推荐（预计6个月内，股价表现强于市场表现10%至20%之间）

中性（预计6个月内，股价表现相对市场表现在±10%之间）

回避（预计6个月内，股价表现弱于市场表现10%以上）

行业投资评级：

强于大市（预计6个月内，行业指数表现强于市场表现5%以上）

中性（预计6个月内，行业指数表现相对市场表现在±5%之间）

弱于大市（预计6个月内，行业指数表现弱于市场表现5%以上）

公司声明及风险提示：

负责撰写此报告的分析师（一人或多人）就本研究报告确认：本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格。

平安证券股份有限公司具备证券投资咨询业务资格。本公司研究报告是针对与公司签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本公司研究报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。未经书面授权刊载或者转发的，本公司将采取维权措施追究其侵权责任。

证券市场是一个风险无时不在的市场。您在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。请您务必对此有清醒的认识，认真考虑是否进行证券交易。

市场有风险，投资需谨慎。

免责声明：

此报告旨在发给平安证券股份有限公司（以下简称“平安证券”）的特定客户及其他专业人士。未经平安证券事先书面明文批准，不得更改或以任何方式传送、复印或派发此报告的材料、内容及其复印本予任何其他人。

此报告所载资料的来源及观点的出处皆被平安证券认为可靠，但平安证券不能担保其准确性或完整性，报告中的信息或所表达观点不构成所述证券买卖的出价或询价，报告内容仅供参考。平安证券不对因使用此报告的材料而引致的损失而负上任何责任，除非法律法规有明确规定。客户并不能仅依靠此报告而取代行使独立判断。

平安证券可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告及该等报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法。报告所载资料、意见及推测仅反映分析员于发出此报告日期当日的判断，可随时更改。此报告所指的证券价格、价值及收入可跌可升。为免生疑问，此报告所载观点并不代表平安证券的立场。

平安证券在法律许可的情况下可能参与此报告所提及的发行商的投资银行业务或投资其发行的证券。

平安证券股份有限公司2023版权所有。保留一切权利。