

## 电气设备

2022年04月25日

## 需求政策双重驱动制氢市场，PEM制氢有望打开新增长点

——行业深度报告

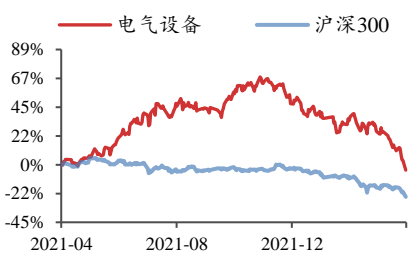
投资评级：看好（维持）

刘强（分析师）

liuqiang@kysec.cn

证书编号：S0790520010001

### 行业走势图



数据来源：聚源

### 相关研究报告

《行业周报-需求持续边际修复，产业链利润向下游走》-2022.4.24

《行业点评报告-国常会核准三个核电项目，核电规模化发展提速》-2022.4.22

《行业深度报告-短期冲击带来布局机会，需求长期向好趋势不改》-2022.4.19

### ● 灰氢是中国目前氢气主要来源，可再生能源制氢将成为未来核心制氢方式

中国“富煤缺油少气”的能源禀赋致使煤制氢路线产氢量在国内占比最高，2019年达到63.54%，在“3060双碳”的政策导向下，中国氢能联盟预测到2030年，约15%左右的氢由可再生能源制取，23%由工业副产氢制取，60%由化石能源制取，2%由生物制氢等其他技术供给。化石能源制氢产量高，成本低，技术成熟但储量有限，且存在碳排放；工业副产提纯制氢成本低但无法作为大规模集中化氢能供应源；可再生能源制氢可以实现低碳排放或零碳排放，提高可再生能源消纳比例，实现电网调峰储能，虽然目前成本较高，但随着光电、风电发电成本的下降和电解设备技术的进步，绿氢成本也会随之下降，国际氢能委员会、能源转型委员会等机构预计2030年绿氢相比灰氢可具有竞争力。

### ● 碱性电解水制氢大规模应用技术成熟，质子交换膜电解水制氢具有发展潜力

碱性电解水制氢技术规模大、成本低，装机投资低、规模灵活，成本下降驱动力主要在于规模化生产以及可再生电力成本降低，国内单台碱性电解槽制氢能力从几十到1500Nm<sup>3</sup>/h，其中1000Nm<sup>3</sup>/h的制氢能力的单台碱性电解槽价格在700万至1000万元之间；质子交换膜电解采用的电解池结构紧凑、体积小、利于快速变载，电解槽效率高、得到的气体纯度高，且目前只有PEM电解水技术可达到欧盟规定的电解槽制氢响应时间小于5s的要求，但成本较高，为相同规模碱性电解槽的1.2至3倍。国内厂商积极布局PEM电解水设备业务，但国产整机PEM电解槽型号不大，目前生产速率上限为200Nm<sup>3</sup>/h，400Nm<sup>3</sup>/h以试验为主，仍有较大的提升空间。随着电催化剂、质子交换膜、膜电极、双极板等核心组件的成本下降，PEM电解水设备成本也会随之下降。

### ● 积极布局绿氢的能源、化工龙头有望在政策和市场的双重加持下受益

氢能产业发展中长期规划明确在风光水电资源丰富地区，开展可再生能源制氢示范。阳光电源先后在山西榆社县、吉林榆树市、吉林白城市等地推动可再生能源制氢项目建设，同步推进制氢设备技术研发，其中SHT1000A ALK制氢装置额定产氢能力1000Nm<sup>3</sup>/h，直流电耗≤4.3kWh/m<sup>3</sup>；隆基股份成立西安隆基氢能科技有限公司，展开制氢设备研发，隆基股份Lhy-A系列碱性水电解槽单台产气量最高可达1500Nm<sup>3</sup>/h；宝丰能源已形成全球最大的3亿标方绿氢/年、1.5亿标方绿氧/年产能；美锦能源实行氢能转型战略，布局氢能全产业链，规划将于十四五期间建设300座加氢站，同时参股国鸿氢能、鸿基创能、飞驰科技等公司；鸿基创能（未上市）催化剂涂层质子膜（CCM）日产能已达到15000片，年产能超过300000平方米，并将针对PEM电解水制氢膜电极进行产业化开发。

### ● 风险提示：加氢基础设施建设不及预期、需求低于预期、新能源市场竞争加剧

## 目 录

1、 实现全球零碳经济愿景， 利用氢能是必然之举 .....	5
1.1、 氢气的特质决定了其广泛的利用价值 .....	5
1.2、 氢能产业链在未来将发生重大变革 .....	6
2、 灰氢在未来将被逐渐替代， 蓝氢成为过渡解决方案 .....	8
2.1、 灰氢是中国目前氢气产能的最主要来源 .....	9
2.1.1、 化石能源制氢是灰氢的中坚力量 .....	9
2.1.2、 工业副产氢， 最具潜力的灰氢 .....	10
2.1.3、 甲醇裂解制氢规模灵活， 但仍存缺陷 .....	12
2.2、 依托 CCUS 技术的蓝氢是灰氢向绿氢的过渡环节 .....	12
3、 “3060 双碳”背景下， 可再生能源电解水制氢将成为未来核心制氢方式 .....	14
3.1、 风电、 光电、 风光耦合发电制氢系统为主流可再生能源制氢方式 .....	15
3.2、 可再生能源制氢的核心技术为电解水工艺 .....	17
3.3、 目前 ALK 制氢成本低于 PEM， 未来 PEM 成本有望低于 ALK 制氢成本 .....	18
3.3.1、 碱性电解水制氢降本空间有限 .....	18
3.3.2、 质子交换膜电解水制氢未来成本下降空间较大 .....	20
3.4、 质子交换膜电解槽技术壁垒高 .....	24
3.5、 国内厂商积极布局电解水设备业务， 但 PEM 电解设备技术相较国外同行仍存差距 .....	24
3.6、 国外电解水制氢项目推进较快， 国内电解水制氢项目仍有较大发展空间 .....	27
3.6.1、 国外积极推进 PEM 电解水制氢项目 .....	27
3.6.2、 需求驱动国内电解水制氢市场空间持续增长 .....	28
4、 投资机会： 国内化工、 能源等行业龙头积极布局可再生能源制氢产业 .....	31
4.1、 阳光电源： 可再生能源制氢系统解决方案及服务供应商 .....	31
4.2、 隆基股份： 定位于提供电解水制氢装备、 技术和方案 .....	34
4.3、 宝丰能源： 化工龙头大规模布局绿氢， 已形成全球最大绿氢、 绿氧产能 .....	36
4.4、 美锦能源： 实行氢能转型战略， 布局氢能全产业链 .....	37
4.5、 鸿基创能（未上市）： 致力于氢燃料电池膜电极产业化， 进军 PEM 电解水制氢膜电极产业 .....	38
5、 风险提示 .....	39

## 图表目录

图 1： 当前全球能源体系中化石能源占比达 78% .....	5
图 2： 2050 年零碳设想下氢气为全球第二大能源部门 .....	5
图 3： 氢气的能量密度是汽油的 3 倍以上， 是锂离子电池的 100 倍以上 .....	6
图 4： 完整的氢能产业链始于制氢、 止于对氢气的广泛运用 .....	6
图 5： 2018 年全球氢气需求量仅为 1.15 亿吨 .....	7
图 6： 2050 年零碳经济下全球氢气需求将达到 8.13 亿吨 .....	7
图 7： 2020 年我国氢能上游投融资中制氢占比最高 .....	7
图 8： 2020 年我国燃料电池及汽车投融资规模达 515.2 亿元 .....	7
图 9： 按制取原理， 目前主要有四大类制氢方式 .....	8
图 10： 未来中国氢气供给的主力军将由化石能源制氢逐渐转变为可再生能源电解水制氢 .....	9
图 11： 煤制氢工艺早已完成商业化运用 .....	9
图 12： SMR 为当前普遍应用的天然气制氢工艺路线 .....	10
图 13： 变压吸附法（PSA）是焦炉煤气副产制氢的主要工艺之一 .....	10

图 14: 氯碱副产制氢工艺能耗低、投资少 .....	11
图 15: Oleflex 法是目前采用率最高的 PDH 工艺路线.....	11
图 16: 乙烷裂解副产工艺可回收少量氢气 .....	12
图 17: 甲醇裂解制氢原料成本较高 .....	12
图 18: 吸收分离法碳捕集技术减少碳排放水平 .....	13
图 19: 叠加 CCS 后, 化石能源制氢碳排放降低约一半 .....	13
图 20: 化石能源制氢的碳排放量远超工业副产氢 .....	13
图 21: 目前绿氢仍不具备经济性 .....	14
图 22: 2030 年绿氢有望实现与蓝氢平价 .....	14
图 23: 随着技术进步及规模化, 预计绿氢成本稳步下降.....	15
图 24: 风电并网制氢系统灵活运用风电 .....	15
图 25: 光电并网制氢系统灵活运用光电 .....	16
图 26: 风光互补耦合发电制氢系统实现风力、光伏发电优势互补.....	16
图 27: 碱性电解水槽主要包括电极、隔膜和电解液 .....	18
图 28: 碱性电解槽制氢能力与成本近似呈线性关系 .....	19
图 29: 1MW 碱性电解槽的成本组成主要包括电解电堆组件及辅机 .....	19
图 30: 碱性电解槽在不同电价下的制氢成本比例以及氢气成本的变化.....	20
图 31: 制氢成本随电解槽工作时间增加而减少 .....	20
图 32: 质子交换膜电解槽结构类似燃料电池 .....	20
图 33: 质子交换膜电解槽截面结构主要包括五部分 .....	20
图 34: 1MW 质子交换膜电解槽的成本组成主要包括电解电堆组件及辅机 .....	21
图 35: 国外质子交换膜电解水项目数量持续增加 .....	23
图 36: 国外新建电解水项目平均功率升高 .....	23
图 37: 全球电解制氢项目规模快速上升, 且质子交换膜技术占比较高.....	28
图 38: 2019 年中国氢能主要用在 (1) 合成氨、(2) 制备甲醇、(3) 炼化与化工.....	28
图 39: 预计国内氢气年需求快速上升 .....	29
图 40: 预计 2030 年可再生能源电解制氢市场利润规模超 200 亿元.....	29
图 41: 预计未来中国制氢电解槽年出货量快速上升 .....	30
图 42: 阳光电源 SHT1000A ALK 制氢装置、SHT200P PEM 制氢装置适应可再生能源快速波动特性 .....	32
图 43: 阳光电源 SHR5700 制氢整流电源、SHD2016 制氢直流变换电源匹配可再生能源快速波动特性 .....	32
图 44: 阳光电源交流并网制氢系统结构主要包括八部分.....	33
图 45: 阳光电源直流离网制氢系统结构主要包括五部分.....	33
图 46: 隆基股份 Lhy-A 系列碱性水电解槽有效降低制氢单位系统成本 .....	35
图 47: 宝丰能源国家级太阳能电解水制氢综合示范项目发电成本控制 在 0.068 元/度.....	37
图 48: 鸿基创能补丁涂布催化剂涂层质子膜技术领先.....	39
图 49: 鸿基创能膜电极产品年产能高达 300000 平方米.....	39
表 1: 氢气相较于汽油、天然气, 其热值与相对安全性更高.....	6
表 2: 化石能源制氢是目前主流制氢方法 .....	8
表 3: 主要电解水制氢的技术特性差异显著 .....	17
表 4: 质子交换膜电解制氢更具发展潜力 .....	18
表 5: 碱性电解水制氢成本降低主要有三个驱动因素 .....	19
表 6: 碱性电解槽和质子交换膜电解槽的各个部件成本差异显著.....	21
表 7: 质子交换膜电解水制氢成本降低主要有三个驱动因素.....	22
表 8: 技术进步推动质子交换膜电解槽成本降低 .....	22

表 9: 现行电价和设备价格下典型工况的碱性电解槽的单位制氢成本比 PEM 电解槽低 25%左右	23
表 10: 预计 2030 年后质子交换膜制氢成本逐渐低于碱性电解槽制氢成本	23
表 11: 国内电解槽设备厂商以碱性电解水和质子交换膜为主要技术路线	25
表 12: 多家国内上市公司生产 PEM 电解槽相关部件	26
表 13: PEM 电解水制氢部件国产化率较低	26
表 14: 国外 PEM 电解槽最大制氢速率较国内更高	26
表 15: 外国电解水设备厂商集中在欧美日	27
表 16: 预计可再生能源电解制氢总量及大型电解槽需求量持续上升	29
表 17: 产氢速率为 200Nm <sup>3</sup> /h 的单个 PEM 电解槽产氢的内部收益率为 13.41%，静态回收期为 5 年	30
表 18: 国内积极布局可再生能源制氢项目	31
表 19: 阳光电源发布的 SEP50 PEM 电解槽优势显著	32
表 20: 阳光电源落实可再生能源制氢项目，同步推进制氢设备技术研发	34
表 21: 阳光电源专注提升制氢技术水平	34
表 22: 隆基股份积极布局电解水制氢装备产业	35
表 23: 隆基股份 Lhy-A 系列碱性水电解槽主要有五种型号	36
表 24: 宝丰能源国家级太阳能电解水制氢综合示范项目建设历程	36
表 25: 美锦能源已建成加氢站为未来新建加氢站积攒先发优势和宝贵经验	37
表 26: 美锦能源积极参股氢能产业链中游相关公司	38
表 27: 美锦能源积极参股氢能产业链下游相关公司	38
表 28: 鸿基创能专注膜电极业务研发与技术攻关	38
表 29: 鸿基创能专注提升膜电极性能和质量	39
表 30: 电解水制氢产业受益公司具备配置价值（股价截止至 2022/4/25 收盘）	39

## 1、实现全球零碳经济愿景，利用氢能是必然之举

从全球能源结构看，终端能源中化石能源消费仍占据了较大比例。2019 年全球终端能源消费达 415EJ，其中石油、天然气、煤炭占比分别为 42%、15%、11%，化石能源总占比为 78%，是长久以来全球碳排放的主要来源。而若想达成 2050 年全球零碳经济的愿景，未来全球能源结构必将出现翻天覆地的变化。根据 ETC 的预测，在 2050 年零碳场景下，直接电力和氢气（及其衍生品）将是未来全球能源结构中最为重要的两个组成部分，在 2050 年全球能源结构中的占比分别达到 68%和 18%，氢气（及其衍生品）将作为直接电力最为重要的补充，在钢铁、长途航运、储能、化肥生产等领域发挥不可替代的作用。

图1：当前全球能源体系中化石能源占比达 78%

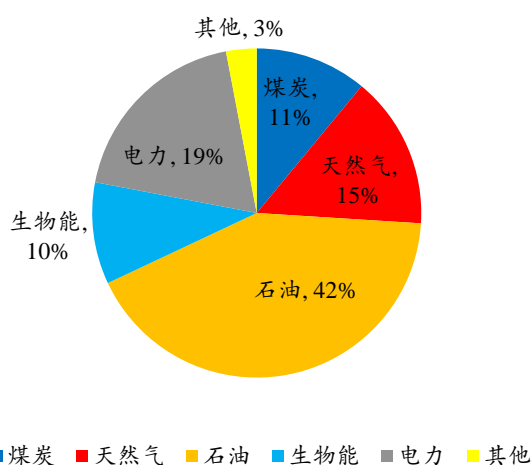
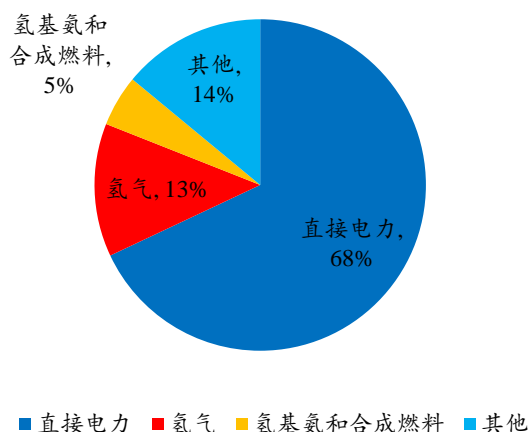


图2：2050 年零碳设想下氢气为全球第二大能源部门



数据来源：BNEF、开源证券研究所

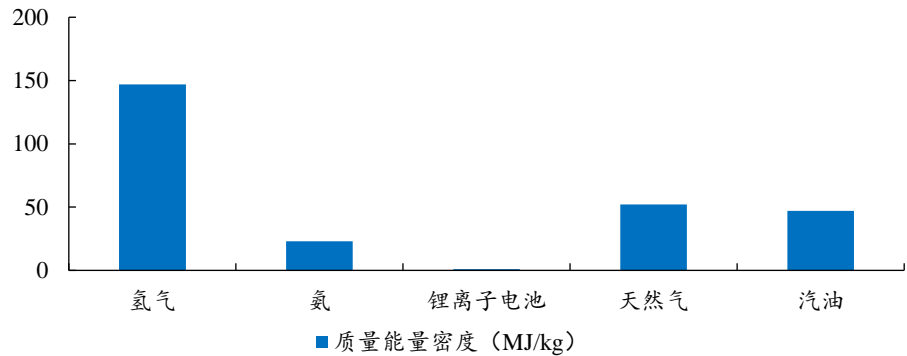
数据来源：ETC、开源证券研究所

### 1.1、氢气的特质决定了其广泛的利用价值

氢是地球上分布最广的元素之一，以化合态存在于各种化合物中，如水、煤、天然气、石油及生物质中，被誉为 21 世纪的终极能源。但氢气易造成钢设备的氢致开裂及氢腐蚀，叠加其每立方米释放热量较低的性质，在氢气压缩和氢气储运技术尚未成熟前，影响了人们对氢气的认知。

实际上，氢能是高效环保的二次能源，能量密度与相对安全性高于其他燃料。其能量密度高，是汽油的 3 倍有余；其使用装置的使用效率高，燃料电池的能量转换效率是传统内燃机的 2 倍；其反应产物是水，排放产物绝对干净，没有污染物及温室气体排放；安全性相对可控，引爆条件比汽油更为严苛；其物质储备丰富，未来氢能的制取存在更多的可能性。

图3: 氢气的能量密度是汽油的3倍以上, 是锂离子电池的100倍以上



数据来源: ETC、开源证券研究所

表1: 氢气相较于汽油、天然气, 其热值与相对安全性更高

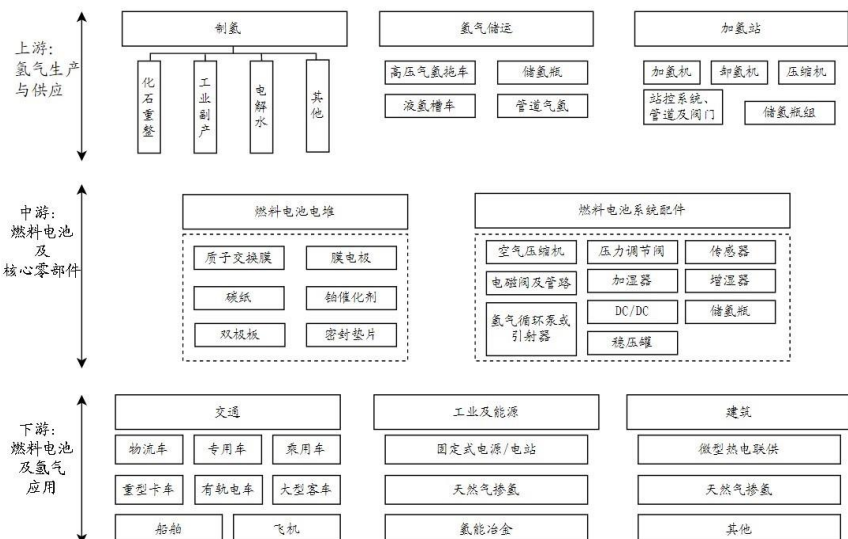
	氢气	汽油	天然气
常温下的物理状态	气体	液体	气体
热值 (MJ/kg)	120	41.84	46.03
燃烧点能量 (MJ)	0.02	0.2	0.29
扩散系数 (M <sup>2</sup> /s)	6.11×10 <sup>-5</sup>	0.55×10 <sup>-5</sup> (蒸汽)	1.6×10 <sup>-5</sup>
起爆体积浓度	4.1%~75%	1.4%~7.6% (蒸汽)	5.3%~15%

数据来源: 中国氢能联盟、开源证券研究所

## 1.2、氢能产业链在未来将发生重大变革

完善的氢能产业链包含: 上游氢气制取、储运、加注; 中游燃料电池及其核心零部件的制造; 下游为燃料电池及氢气应用, 涉及交通、工业能源、建筑等多领域。

图4: 完整的氢能产业链始于制氢、止于对氢气的广泛运用

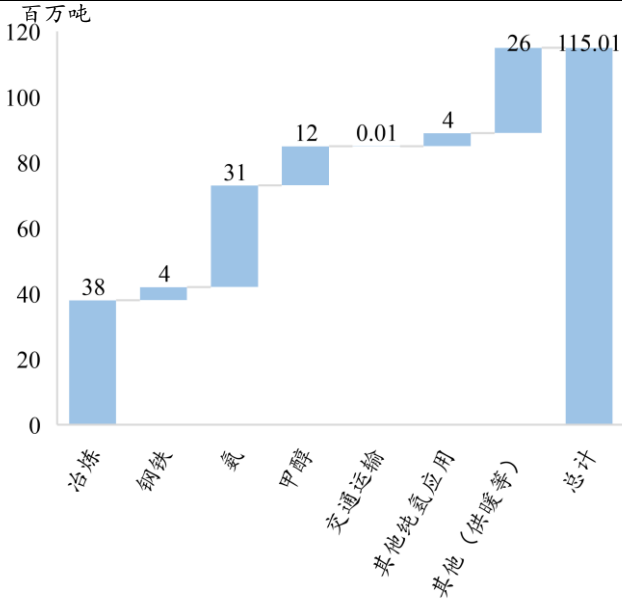


资料来源: 车百智库、开源证券研究所

预计到2050年, 氢能产业链上下游均有重大变革。目前氢能产业链上游普遍通过化石燃料制氢+高压气氢拖车形式进行氢气制取与储运, 未来将向可再生能源电解水制氢+液氢管运的形式转变; 下游氢能目前主要应用在工业领域, 包含炼化、合成氨、

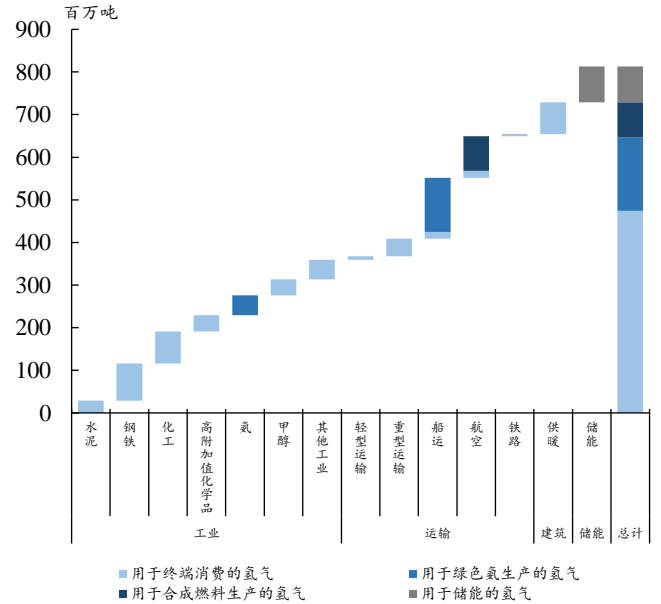
甲醇生产等，未来将在工业、交通、建筑、储能等多领域进行全方位的应用，特别是在交通领域，氢气高能量密度的特性使其在航空、航运、重卡等领域颇具应用潜力，交通领域的氢气需求有望从2018年的不及1万吨增长至2050年的2.96亿吨；而目前看，氢燃料电池车是技术最成熟、未来最具潜力的下游应用方向，其也将带动中游燃料电池及相关零部件市场规模增幅快速提高。

图5：2018年全球氢气需求量仅为1.15亿吨



数据来源：IEA、开源证券研究所

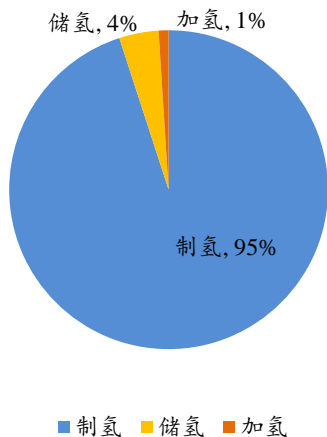
图6：2050年零碳经济下全球氢气需求将达到8.13亿吨



数据来源：ETC、开源证券研究所

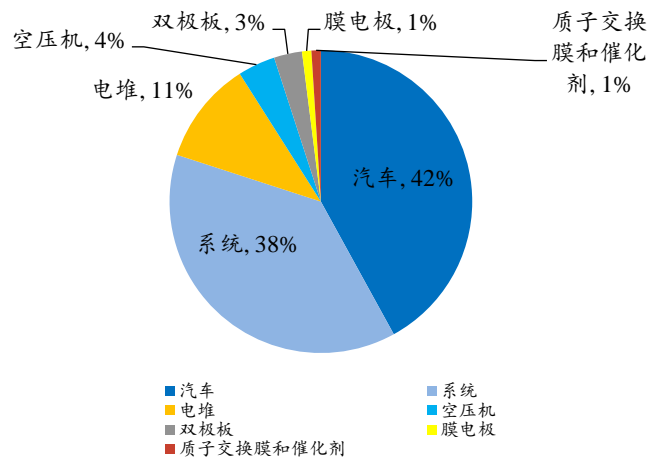
从投融资角度看，2020年氢能产业链上游投融资规模为712亿元，其中制氢领域项目投资环节多，设备投资大、投资周期长，是上游投融资规模中占比最高的环节，达95%；中下游燃料电池及汽车领域2020年投融资规模为515.2亿元，较2021年同比增长78.5%，燃料电池汽车、系统、电堆是目前投资重点环节，合计占比达91%，未来短期内系统、电堆、膜电极、双极板、空压机将会是投融资重点环节，而质子交换膜、催化剂、碳纸等环节仍面临较大的资金缺口，短期内发展受阻。

图7：2020年我国氢能上游投融资中制氢占比最高



数据来源：GGII、开源证券研究所

图8：2020年我国燃料电池及汽车投融资规模达515.2亿元

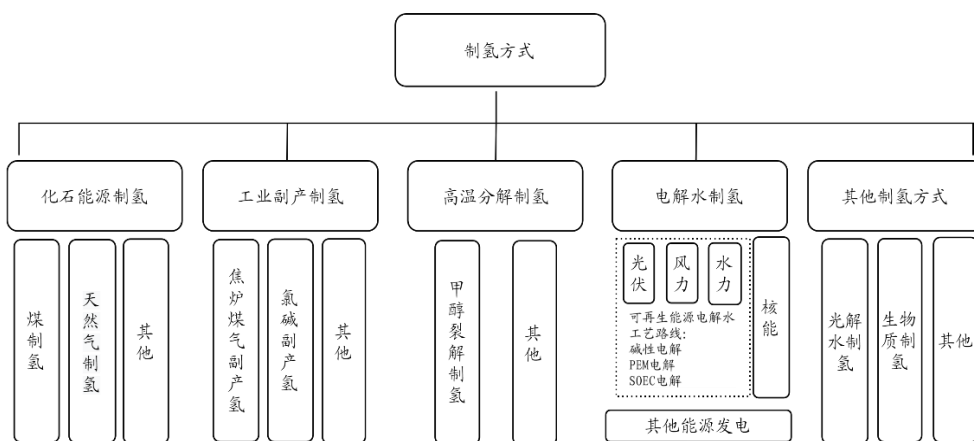


数据来源：GGII、开源证券研究所

## 2、灰氢在未来将被逐渐替代，蓝氢成为过渡解决方案

从制取原理看，制氢方式大体可分为四类，化石能源制氢、工业副产制氢、高温分解制氢、电解水制氢，以及光解水、生物质等技术尚不成熟的其他制氢方式。化石能源、工业副产及高温分解制氢由于在生产氢气的过程中排放大量 CO<sub>2</sub>，由其所制氢气也被定义为灰氢；在制灰氢过程中结合碳捕集、利用及封存技术（CCUS）减少碳排放后所得氢气被称为蓝氢；而通过可再生能源电解水所制氢气被称为绿氢，其制氢过程中几乎没有碳排放。

图9：按制取原理，目前主要有四大类制氢方式



资料来源：《碳中和目标下制氢关键技术进展及发展前景综述》、开源证券研究所

目前化石能源制氢仍是全球包括中国在内的主流制氢方式。全球制氢量最高的工艺路线是天然气制氢，占全球制氢量的 48%；煤制氢产量占比约为 18%，主要来源于中国的煤制氢（ETC）。中国“富煤缺油少气”的能源禀赋致使煤制氢路线产氢量在国内占比最高，2019 年达到 63.54%，其次是工业副产氢和天然气制氢，而电解水制氢仅有微量示范应用。

表2：化石能源制氢是目前主流制氢方法

制氢原料及方法	优点	缺点	全球结构	中国结构			
化石能源制氢	煤制氢	产量高，成本低，技术成熟	储量有限、存在碳排放、须提纯除杂	18%	63.54%		
	天然气重整制氢					48%	13.76%
	石油制氢					30%	\
工业副产提纯制氢	焦炉煤气、氯碱尾气等	成本低	须提纯除杂、无法作为大规模集中化氢能供应源	\	21.18%		
电解水制氢	ALK、PEM 等	工艺简单、环保、产品纯度高	尚未实现规模化应用、成本高	4%	1.52%		
其他方式制氢	生物质、光催化等	环保、原料丰富	技术不成熟	\	\		

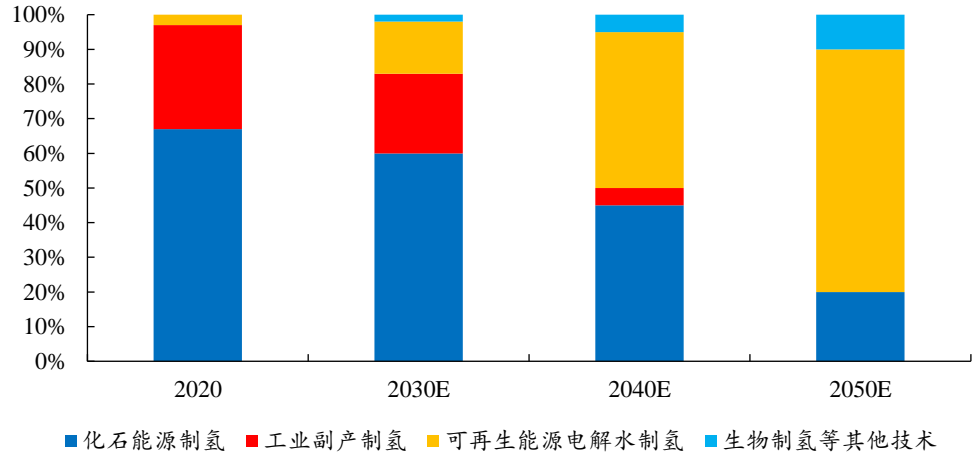
资料来源：中国电动汽车百人会、中国氢能联盟、开源证券研究所

未来电解水制氢将逐步对化石能源和工业副产制氢进行替代。根据中国氢能联盟对未来中国氢气供给结构的预测，中短期来看，中国氢气来源仍以化石能源制氢为主，以工业副产氢作为补充，可再生能源制氢的占比将逐年升高。预计到 2050 年，约 70%



左右的氢气由可再生能源电解水制取，其余 20%由化石能源制取，10%由生物制氢等其他技术供给。

图10：未来中国氢气供给的主力军将由化石能源制氢逐渐转变为可再生能源电解水制氢



数据来源：中国氢能联盟、开源证券研究所

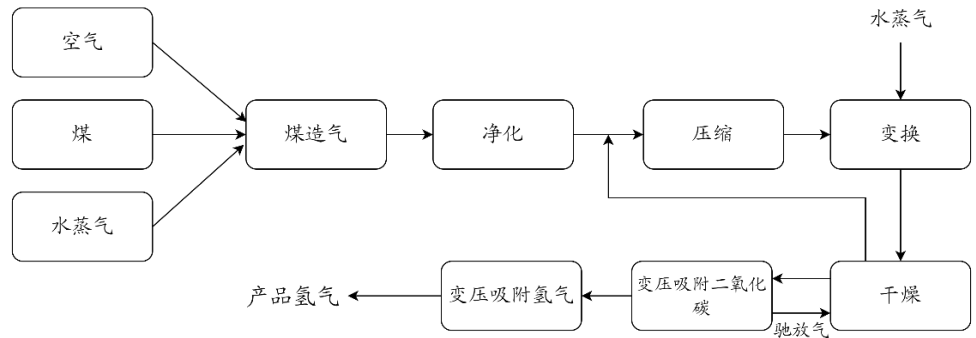
## 2.1、灰氢是中国目前氢气产能的最主要来源

### 2.1.1、化石能源制氢是灰氢的中坚力量

#### (1) 煤制氢

煤制氢成本最低、技术最成熟、运用最广泛。其工艺技术一般有两种，即煤气化与煤焦化。以煤气化为例，其工艺流程是将煤炭经高温气化形成合成气，并进行混合气体净化、CO 变换分离，之后再经 CO<sub>2</sub> 分离、氢气提纯尾气处理等工序后得到高纯度氢气。煤制氢优势在于工艺技术成熟、原料成本低、装置规模大，但是其设备结构复杂、配套装置投资成本高、且气体分离成本高、产氢效率低、CO<sub>2</sub> 排放高。

图11：煤制氢工艺早已完成商业化运用



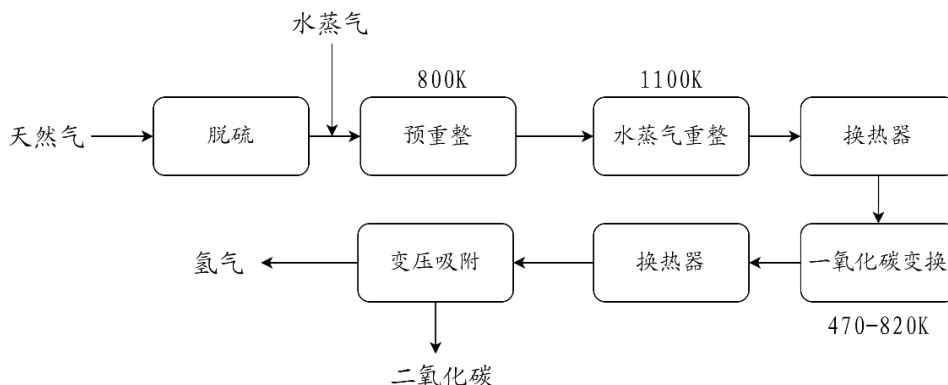
资料来源：《化石原料制氢技术发展现状与经济性分析》、开源证券研究所

#### (2) 天然气制氢

天然气水蒸气重整制氢（SMR）目前为国内外普遍采用的天然气制氢工艺路线，主要工艺流程是将天然气与水蒸气在高温环境下发生反应制成主要由 O<sub>2</sub>、CO 组成的混合气体，之后再通过水煤气转换反应将置于高温环境下的 CO 转换为 CO<sub>2</sub> 和氢气，最后经分离、提纯得到高纯度氢气，相比煤制氢而言，天然气制氢投资成本更低、氢

气产率更高，且 CO<sub>2</sub> 排放量更低。受制于我国“富煤缺油少气”的化石能源禀赋特征，天然气气源供应难以保证，叠加天然气高价带来的成本劣势，目前天然气制氢发展受到约束。但我国存在丰富的非常规天然气资源，从长期看，伴随着非常规天然气开采技术的不断进步，对这部分资源的利用将有助于我国天然气制氢进一步发展。

**图12：SMR 为当前普遍应用的天然气制氢工艺路线**



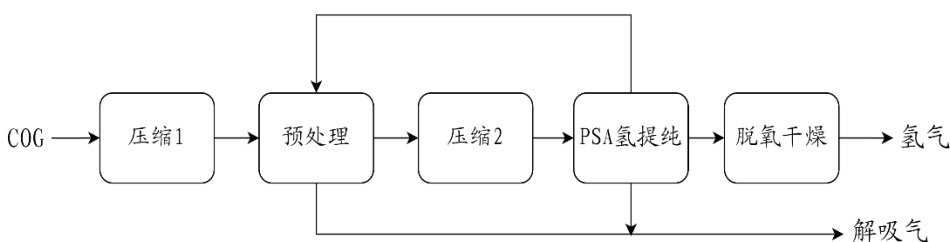
资料来源：《化石原料制氢技术发展现状与经济性分析》、开源证券研究所

## 2.1.2、工业副产氢，最具潜力的灰氢

### (1) 焦炉煤气副产氢

从中期来看，焦炉煤气 (COG) 是最可能实现大规模制氢的原料之一。焦炉煤气是焦化行业主要副产品，富含 55% 左右的氢气和 25% 左右的甲烷，可用来分离制取氢气。变压吸附 (PSA) 法为目前主流的一种焦炉煤气制氢工艺路线，通过对焦炉煤气压缩提升气压、预处理移除焦炉煤气中以焦油为主的高沸点成分、利用吸附剂将不同成分的气体分离和纯化，最后脱氧、干燥、降氧、提氢获取高纯度氢气。目前我国是最大的焦炭产国，2020 年焦炭产量 4.7 亿吨，可制取副产氢约 760 万吨。

**图13：变压吸附法 (PSA) 是焦炉煤气副产制氢的主要工艺之一**

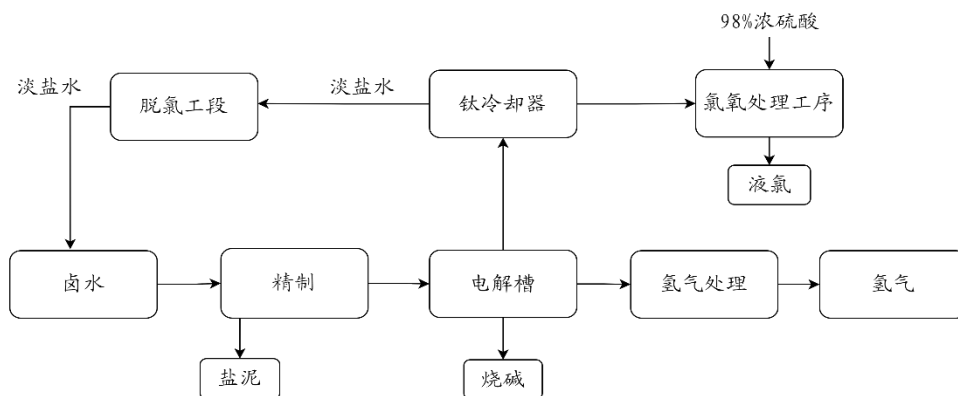


资料来源：《焦炉煤气制氢的研究现状与进展》、开源证券研究所

### (2) 氯碱副产氢

氯碱副产制氢工艺以食盐水为原材料，利用离子膜/石棉隔膜电解槽生产烧碱和氯气，并同时得到副产物氢气，再通过 PSA 提氢技术将副产物氢气进一步提纯获取纯度达 99% 以上的高纯度氢气。氯碱副产制氢能耗低、投资少、自动化程度高、且提取氢气纯度高，无环境污染（制取过程不排放 CO<sub>2</sub>）。2020 年我国烧碱产量 3643 万吨，可副产氢气约 90 万吨。

图14：氯碱副产制氢工艺能耗低、投资少

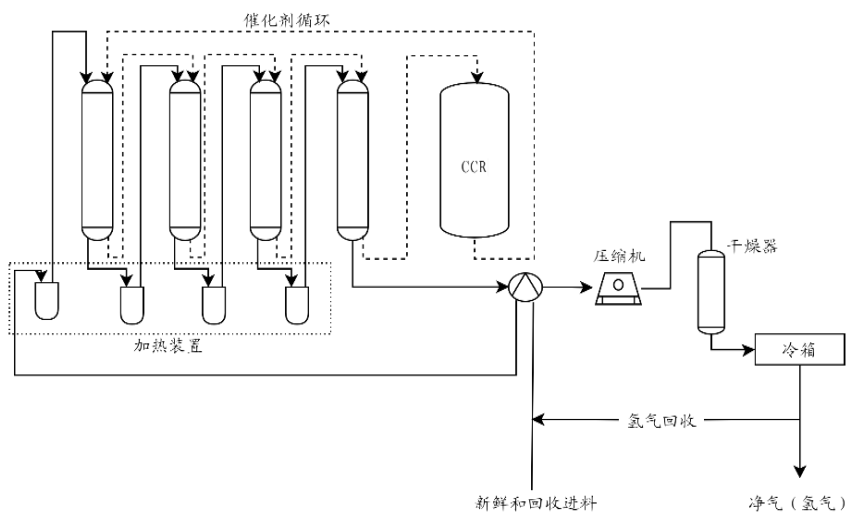


资料来源：产业信息网、开源证券研究所

(3) 丙烷脱氢 (PDH) 副产氢

丙烷脱氢工艺是丙烷在一定范围的压力和温度条件下，通过合适的催化剂作用发生脱氧反应，从中获取丙烯和氢气。Oleflex 法是一种典型的 PDH 工艺路线，经工艺流程后副产氢的收率约为 3.6%。截至 2020 年国内 PDH 产能约为 2000 万吨，在 3.6% 的氢气回收率下 PDH 副产氢气约为 72 万吨。

图15：Oleflex 法是目前采用率最高的 PDH 工艺路线

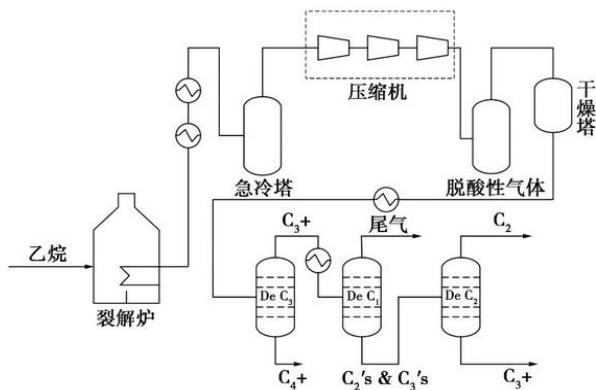


资料来源：昆仑咨询、开源证券研究所

(4) 乙烷裂解副产氢

乙烷裂解是生产乙烯的重要工艺路线，通过热解、压缩、冷却和分离得到乙烯和包含氢气在内的其他副产气，氢气回收率在 8% 左右。

图16: 乙烷裂解副产工艺可回收少量氢气

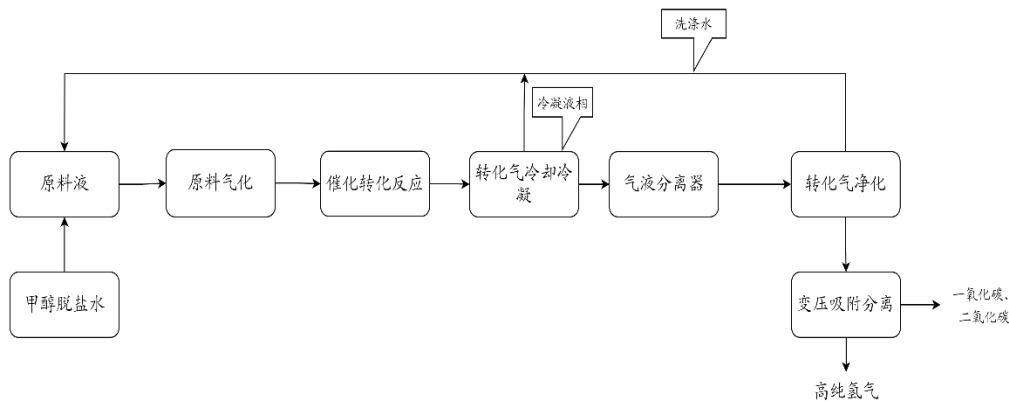


资料来源:《乙烷裂解制乙烯的工艺研究进展》

### 2.1.3、甲醇裂解制氢规模灵活，但仍存缺陷

甲醇裂解制氢工艺利用甲醇和水在一定温度、压力和催化剂的作用下裂解形成氢气、CO<sub>2</sub>和少量CO与甲烷的混合气，再经PSA法从混合气中提取纯度可达99.9%以上的氢气。甲醇裂解制氢的优势在于：(1) 工艺技术成本低、耗能少；(2) 制氢原料甲醇在常压下为稳定的液体，储运便捷；(3) 甲醇纯度高，参与反应前无需净化处理。但原料成本制约了甲醇裂解制氢的大规模应用。

图17: 甲醇裂解制氢原料成本较高



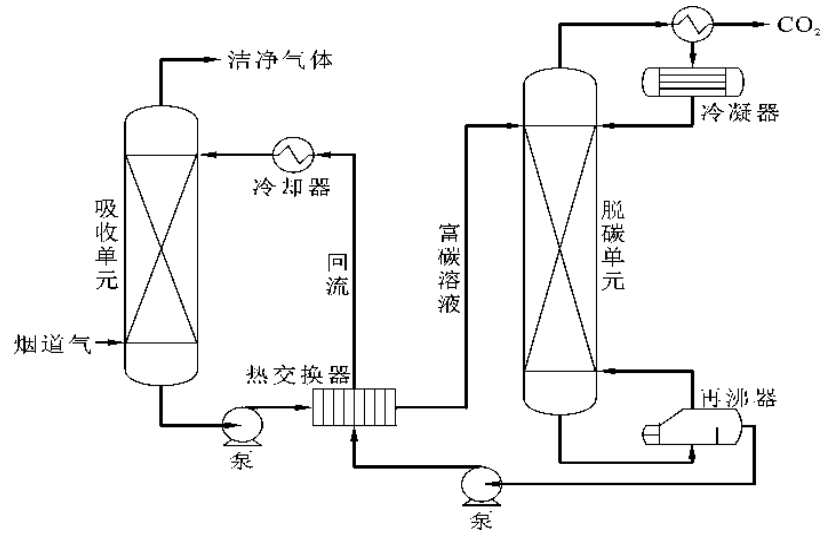
资料来源:《碳中和目标下制氢关键技术进展及发展前景综述》、开源证券研究所

## 2.2、依托 CCUS 技术的蓝氢是灰氢向绿氢的过渡环节

蓝氢是在灰氢的基础上结合 CCUS (碳捕集、利用与封存) 技术获取的氢气。蓝氢的制取通过 CCUS 技术捕获化石能源制氢过程中排放的 CO<sub>2</sub> 从而在理论上减少碳排放水平，是氢气制取由灰氢向绿氢发展过程中的折中过渡环节。

碳捕集技术在技术路线上划分为燃烧前捕集、燃烧后捕集和富氧捕集，目前燃烧后捕集最为常用和成熟。以燃烧后捕集的吸收分离法为例，将气体混合物与液体吸收剂如一乙醇胺 (MEA) 进行接触，混合气中能够溶解的气体组分溶解进入液相中，其气体组分保留在气相中，混合气因此得到分离。当吸收剂达到饱和后，通过加热给予分解物理或化学键的能量以此实现吸收剂与 CO<sub>2</sub> 的分离。吸收分离法技术成熟、处理能力和处理效率高，但目前规模捕集 CO<sub>2</sub> 成本仍相对过高。

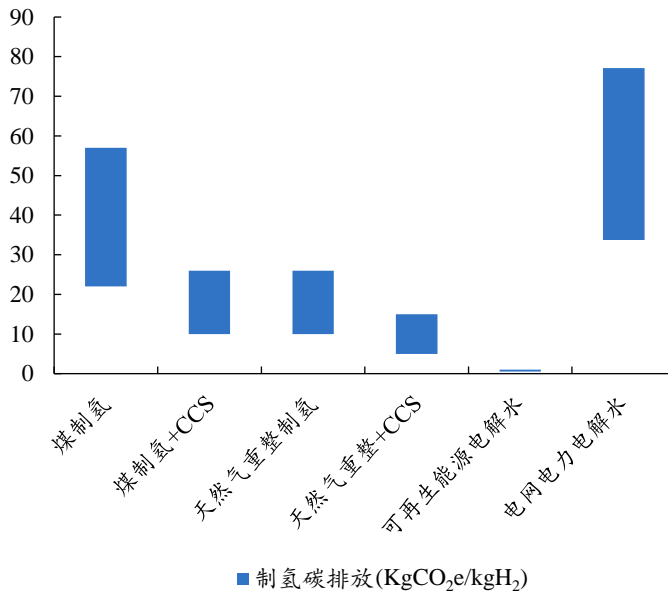
图18: 吸收分离法碳捕集技术减少碳排放水平



资料来源:《二氧化碳捕集技术应用现状及研究进展》

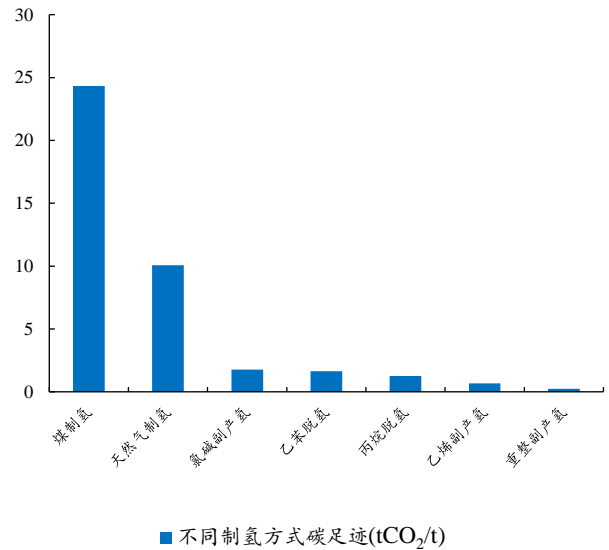
通过加入碳捕集技术,化石能源制氢过程中的碳排放量降低一半。煤制氢工艺结合 CCS 技术碳排放量由 22-35 KgCO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub> 降低到 10-16 KgCO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub>;天然气制氢工艺结合 CCS 技术碳排放量由 10-16 KgCO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub> 下降到 5-10 KgCO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub>,降幅均在 50%以上,但由于结合 CCS 技术的制氢系统耗电形成大量间接温室气体排放,叠加 CCS 难以捕集全部制氢过程中直接碳排放的技术局限,使其与工业副产制氢和利用可再生能源的电解水制氢工艺极低的碳排放量相比仍有差距。

图19: 叠加 CCS 后,化石能源制氢碳排放降低约一半



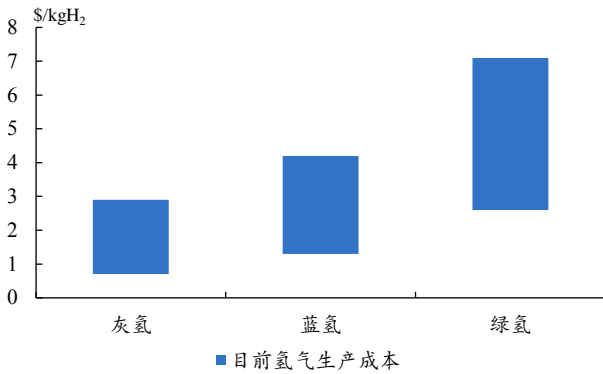
数据来源:中国氢能联盟、开源证券研究所

图20: 化石能源制氢的碳排放量远超工业副产氢

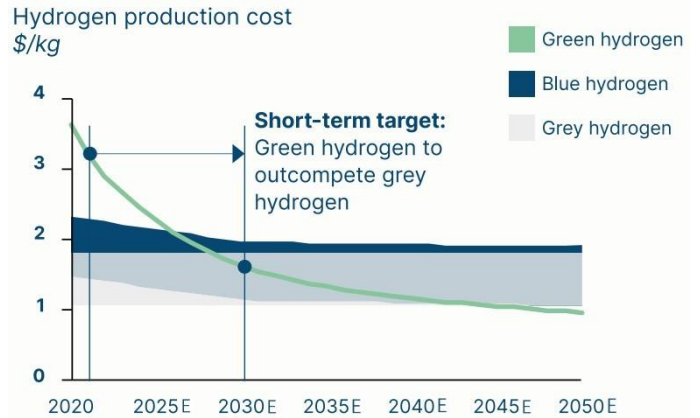


数据来源:《石化行业不同制氢过程碳足迹核算》、开源证券研究所

加入碳捕集技术后,化石能源制氢成本升高很多,但目前仍低于电解水制氢成本。天然气蒸汽重整制氢成本在结合了碳捕集技术后由 0.7-2.2\$/kgH<sub>2</sub> 升至 1.3-2.9\$/kgH<sub>2</sub>,升幅范围在 32%-86%之间。基于 ETC 的预测,结合 CCS 技术的天然气制氢成本未来降速要明显低于电解水制氢,2030 年后在智利等可再生能源丰富地区绿氢成本可以实现与蓝氢平价,在一般地区也具有较强的成本竞争力,从中长期看利用 CCS 技术制取蓝氢的成本优势将消失殆尽。

**图21：目前绿氢仍不具备经济性**


数据来源：ETC、开源证券研究所

**图22：2030年绿氢有望实现与蓝氢平价**


资料来源：ETC

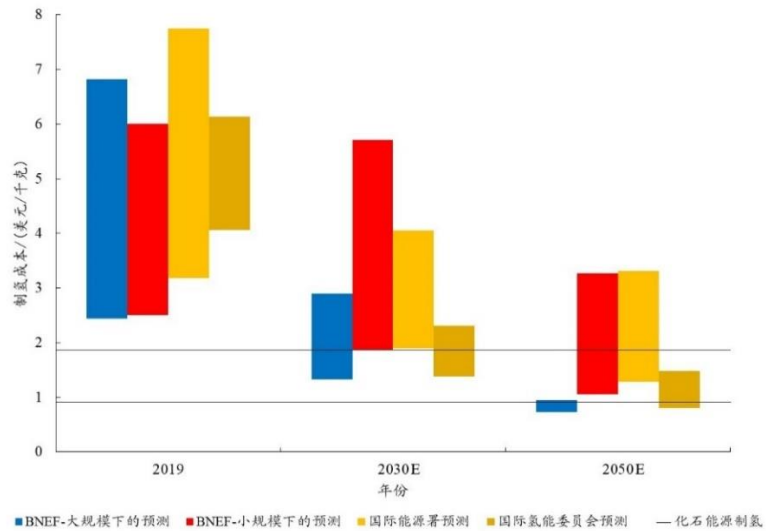
### 3、“3060双碳”背景下，可再生能源电解水制氢将成为未来核心制氢方式

**可再生能源制氢助力“碳达峰”、“碳中和”。**实现低碳排放或零碳排放是氢能产业诞生和发展的核心驱动之一，在2030年实现碳达峰的政策导向下，基于可再生能源的绿氢相对灰氢和蓝氢在碳排放的优势日益凸显。“十四五”期间风电、光伏等可再生能源将迎来快速增长，可再生能源将逐步替代传统化石能源占据能源领域主导地位。因此在2020年到2030年内及更久的未来内，使用太阳能、风能等新能源制取氢气将会成为主流，绿氢是未来能源产业的发展方向。

**可再生能源制氢提高可再生能源消纳比例，实现电网调峰储能。**可再生能源发电的随机性、季节性和反调峰特性和不可预测性为其并网带来一定困难，导致弃风、弃水、弃光严重。而氢能是一种理想的能量储存介质，采用氢储能技术可有效解决可再生能源消纳及并网稳定性问题，通过使用电解水制氢技术实现电能和氢能的转换，合理利用弃风、弃水、弃光电力。《新时代的中国能源发展》白皮书提出要加速发展制氢技术装备，推动储能系统规模化示范，完善和落实可再生能源电力消纳机制。

**绿氢成本相对灰、蓝氢成本稳步下降。**2030年，在可再生能源禀赋丰富地区，绿氢相比灰氢的竞争力将逐渐凸显；预计到2050年，绿氢在成本方面占优。若考虑碳价及碳捕集技术成本，2030年绿氢相对灰氢的成本优势即可凸显。一方面，在碳排放限制的政策背景下，加装碳捕集装置的化石燃料制氢才能满足日益严峻的碳排放要求，这会导致灰氢成本上升；另一方面，随着技术进步和规模化生产，绿氢成本有望进一步降低。两者都会加速绿氢相对成本的下降。

图23：随着技术进步及规模化，预计绿氢成本稳步下降



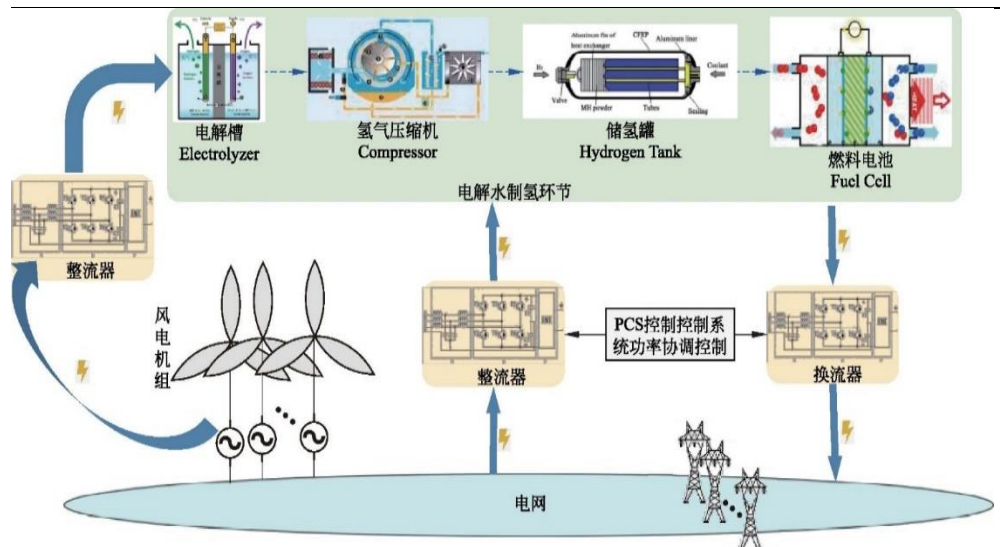
数据来源：《中国氢能技术发展现状与未来展望》、开源证券研究所

### 3.1、风电、光电、风光耦合发电制氢系统为主流可再生能源制氢方式

中国电力以火电为主，采用火电电网供电电解制氢的碳排放强度高于化石燃料制氢方式，违背碳排放政策，因此电解水制氢应选取光伏、风电等可再生电力作为电力供应来源。

风力发电制氢系统根据制氢系统与电网连接情况可以分为并网型和离网型系统，目前我国离网系统制氢技术尚处起步阶段，以并网型系统为主，整体系统结构如下图所示，包括风力发电机组、储能变流器能量转换及控制系统、电解槽制氢模块、氢压缩机、高压储氢罐等部分。其中风力发电机组将风能转化为机械能，再将机械能转化为电能，风力发电机设备同时接入电网和电解槽，电网电力不足时，风力发电机组为电网供电，停止制氢；电网电力富余时，风力发电机组同时供电并制氢，最大程度避免能源浪费，显著提高风电制氢综合经济性。

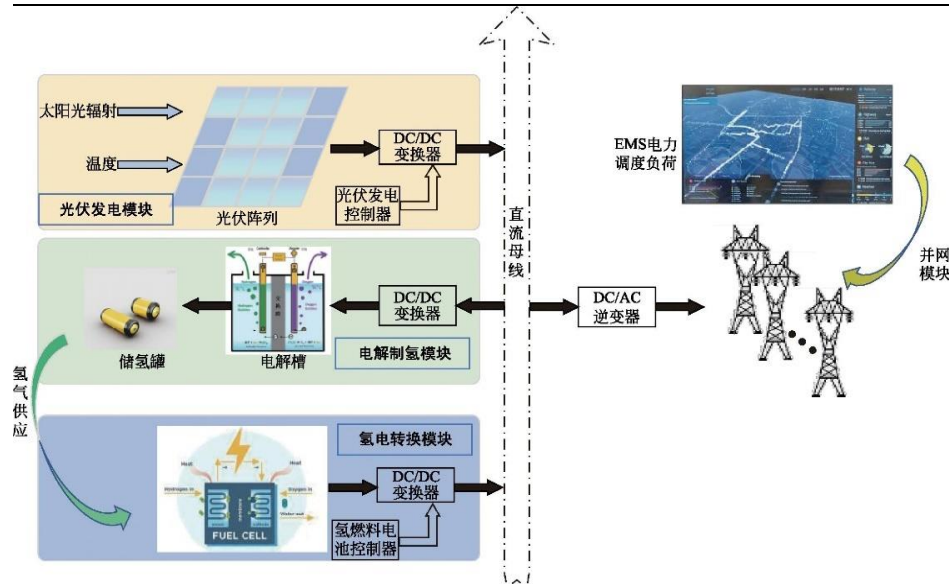
图24：风电并网制氢系统灵活运用风电



资料来源：《“双碳目标”下可再生能源制氢技术综述及前景展望》

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

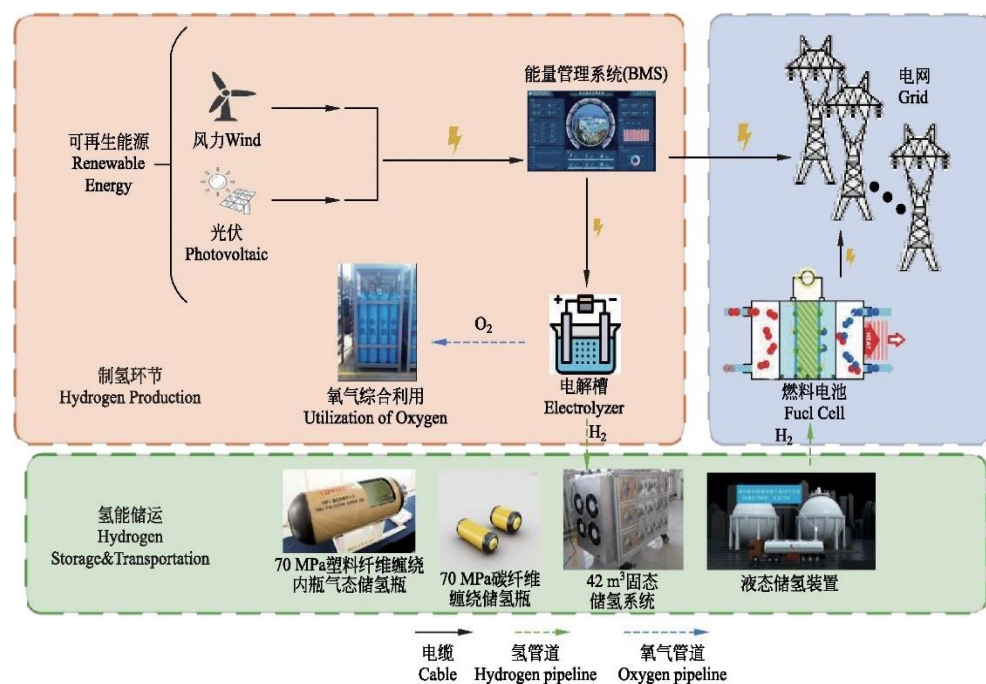
图25：光电并网制氢系统灵活运用光电



资料来源：《“双碳目标”下可再生能源制氢技术综述及前景展望》

风光互补耦合发电制氢系统由风力发电系统、太阳能发电系统、电解水制氢装置及氢能储存利用系统组成，系统如下图所示。当区域电网中风光资源富余时，将弃风弃光资源用于电解水制氢，当电网电力不足时，氢能通过燃料电池为电网供电，达到削峰填谷的作用，从而提高风光资源的利用率及并网稳定性，实现风力、光伏发电优势互补。

图26：风光互补耦合发电制氢系统实现风力、光伏发电优势互补



资料来源：《“双碳目标”下可再生能源制氢技术综述及前景展望》



### 3.2、可再生能源制氢的核心技术为电解水工艺

从可再生能源发电系统获取电能后，需使用电解水方法将电能转化为氢能。电解水方法根据使用电解质的不同，分为碱性水电解、质子交换膜电解、固体氧化物电解、碱性阴离子交换膜电解四种，基本性能参数对比如下表。

**表3：主要电解水制氢的技术特性差异显著**

电解技术	碱性电解水制氢 (ALK)	质子交换膜电解 (PEM)	固体氧化物电解 (SOEC)	碱性阴离子交换膜电解 (AEM)
电解质	碱性水溶液	质子交换膜电解	固态氧化物	氢氧根离子交换膜
电流密度	<0.8 A/cm <sup>2</sup>	1-4 A/cm <sup>2</sup>	0.2-0.4 A/cm <sup>2</sup>	1-2 A/cm <sup>2</sup>
电耗	4.5-5.5 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.0-5.0 kWh/Nm <sup>3</sup>	-	-
氢气纯度	≥99.8%	≥99.99%	-	≥99.99%
工作温度	70~90 °C	50~80 °C	700~850 °C	40~60 °C
工作压力	<30 bar	<70 bar	1 bar	<35 bar
电解效率	60%~75%	70%~90%	85%~100%	60%~75%
国内单机规模	≤1000 Nm <sup>3</sup> /h	≤200 Nm <sup>3</sup> /h	-	-
优点	技术成熟，成本低	安全无污染，灵活性高，能适应波动电源	安全无污染，效率高	使用非铂金属催化剂，能适应波动电源，安全无污染
缺点	存在腐蚀污染问题，维护成本高，响应时间长	质子交换膜等核心技术有待突破，成本高	工作温度过高，实验阶段，技术不够成熟	交换膜技术有待突破，生产规模有待提高
成熟度	商业化成熟	初步商业化	研发	研发

资料来源：《氢气制备和储运的状况与发展》、《中国氢能技术发展现状与未来展望》、开源证券研究所

相对来说，碱性电解槽制氢和质子交换膜电解制氢是商业可行的方案；固体氧化物电解水制氢效率高，但由于环境的特殊性和公用工程条件的局限性，较难以大规模实施；碱性阴离子交换膜电解结合了碱性电解水制氢和质子交换膜电解水制氢的优点，成本较低，但目前处于初步探索阶段。

碱性电解水制氢技术成熟度最高，成本最低。但从技术角度考虑，碱性电解水制氢存在腐蚀问题，且启停响应时间较长，不适合波动性电源，同时无法快速调节制氢的速度，因而与可再生能源发电的适配性较差。其最大优势是规模大、成本低，装机投资低、规模灵活，国内最大制氢规模可到 10000Nm<sup>3</sup>/h，国外最大制氢规模可到 30000Nm<sup>3</sup>/h。国内碱性电解水技术相对成熟，成本下降驱动力主要在于规模化生产以及可再生电力成本降低。

从技术角度考虑，质子交换膜电解被公认为电解水制氢领域有良好发展前景的技术。其采用的电解池结构紧凑、体积小、利于快速变载，电解槽效率高、得到的气体纯度高、所需能耗低，安全可靠也同时得到大大提高，因此更适合可再生能源的波动性，国外很多新建电解制氢项目开始选择质子交换膜电解槽技术。目前只有 PEM 电解水技术可达到欧盟规定的电解槽制氢响应时间小于 5s 的要求。质子交换膜电解槽目前已实现初步商业化，但成本较高，为相同规模碱性电解槽的 1.2~3 倍，且中国在质子交换膜核心技术上有待进一步突破。

**表4：质子交换膜电解制氢更具发展潜力**

比较角度	碱性电解水制氢 (ALK)	质子交换膜电解 (PEM)
技术角度	存在碱液流失、腐蚀、能耗高等问题	工作电流密度、总体效率、氢气体积分数、产气压力更高
与清洁能源发电的匹配性	匹配性差	适应可再生资源发电的波动性
成本角度	成本低，装机投资低，但下降空间有限	成本较高，为相同规模碱性电解槽的1.2~3倍，但下降空间更大

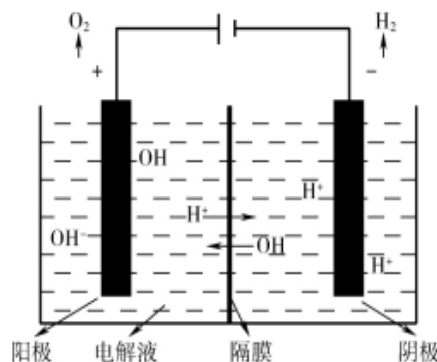
资料来源：《氢气制备和储运的状况与发展》、《中国氢能技术发展现状与未来展望》、《质子交换膜水电解制氢技术现状与展望》、开源证券研究所

电解水会逐步朝着质子交换膜方向发展，欧洲国家在此技术较为领先，中国仍需进一步开发。质子交换膜技术在2010-2022年内取得了重大进展，但主要项目均集中在欧洲，质子交换膜电解槽的平均装置容量从2000-2009年的0.1MW增加到2015-2019年的1.0MW，质子交换膜电解技术实现从示范项目向商业规模应用的转变，这会导致规模经济，有助于降低平均产氢成本并扩大氢能上游产业的体量。

### 3.3、目前ALK制氢成本低于PEM，未来PEM成本有望低于ALK制氢成本

#### 3.3.1、碱性电解水制氢降本空间有限

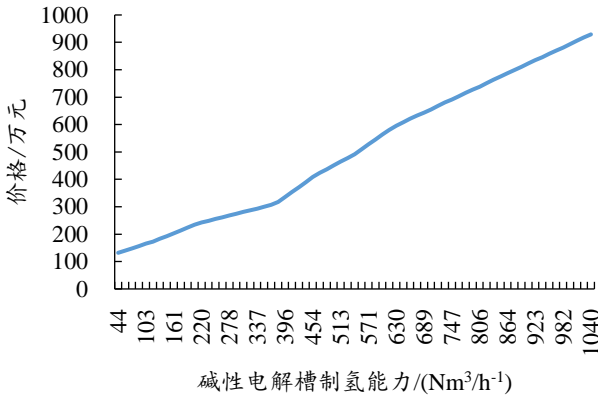
碱性电解槽包括电极、电解液、隔膜。电解槽内装填KOH或NaOH溶液作为电解质，隔膜将槽体分为阴、阳两室。在一定的电压和温度（电解槽工作温度一般为70~90℃）下，电流通过电极和电解液，水电解，在阳极和阴极上分别产生氧气和氢气。通常使用石棉或高分子复合材料作为电解槽中的隔膜，使用镍基金属材料作为电极，经水分离、碱液脱出后得到纯度在99%以上的氢气。

**图27：碱性电解水槽主要包括电极、隔膜和电解液**


资料来源：《碱性水电解用隔膜的现状与研究发展趋势》

单台电解槽制氢能力越大，其购置价格也越高。国内单台电解槽制氢能力从几十到1500Nm<sup>3</sup>/h（其对应价格在100万元至2000万元不等）。其中1000Nm<sup>3</sup>/h的制氢能力的单台碱性电解槽价格在700万~1000万元之间。国内单台电解槽制氢能力与其购置成本基本呈线性关系。

图28：碱性电解槽制氢能力与成本近似呈线性关系



数据来源：《电解水制氢成本分析》、开源证券研究所

图29：1MW 碱性电解槽的成本组成主要包括电解电堆组件及辅机



资料来源：IRENA

制氢成本按是否随产量发生变动分为固定成本和可变成本，其中固定成本包括设备折旧、人工、运维等，可变成本包括制氢过程的电耗和水耗。碱性电解槽制氢的单位成本计算公式为：制氢成本=(每年折旧+每年人工+每年运维)/每年制氢总量+单位水耗×水价+单位电耗×电价。

根据上述计算公式，碱性电解水的成本降低驱动因素包括：电价的降低、设备利用率的增加及技术进步降低电解槽成本。

表5：碱性电解水制氢成本降低主要有三个驱动因素

驱动因素	降本空间
电价的降低	随着电价的降低，电解制氢成本也随之降低，同时电力成本的占比也同步降低
设备利用率的增加	增加电解槽的工作时间以摊薄折旧成本
技术进步降低电解槽成本	碱性电解槽工艺技术已十分成熟，通过技术革新降低成本幅度不大

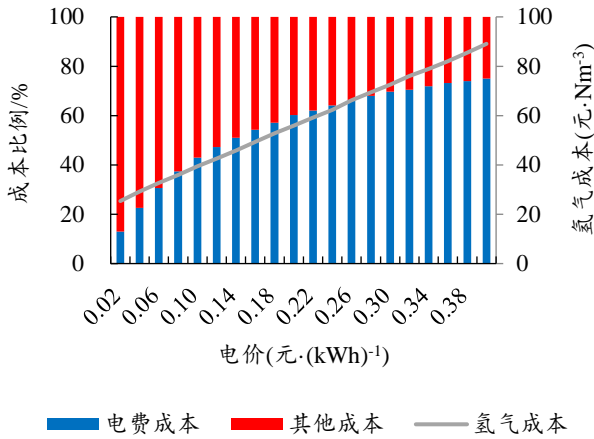
资料来源：《电解水制氢成本分析》、开源证券研究所

第一个驱动因素为电价降低，《中国 2050 年光伏发展展望（2019）》预测 2035 年和 2050 年光伏发电成本相比 2019 年预计下降 50%和 70%，随着电价的降低，电解制氢成本也随之降低，同时电力成本的占比也同步降低；

第二个驱动因素为设备利用率增加，随着氢能需求量增加及可再生能源电力储能技术的进步，可以增加电解槽的工作时间以摊薄折旧成本；

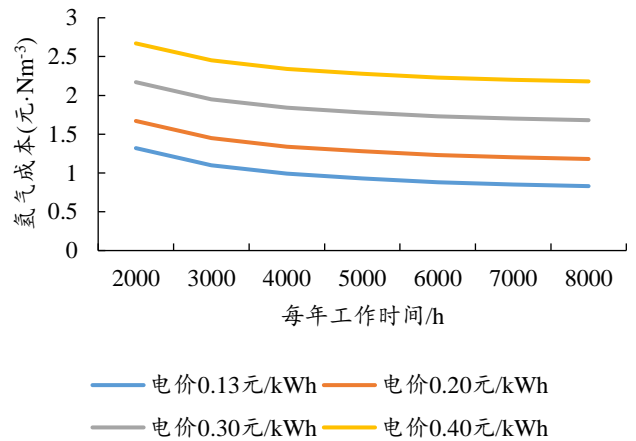
第三个驱动因素为技术进步从而降低电解槽采购成本并提升电解槽效率，但由于碱性电解槽工艺技术已经十分成熟，通过技术革新降低成本幅度不大，根据《不同应用场景的电解水制氢成本分析》的预测，到 2030 年左右，通过技术改进和规模扩张，1000Nm³/h 电解槽成本会降至 500 万元，届时单位制氢成本将下降 5%~10%。此外，可以改进电极和隔膜材料，优化槽体结构，提高氢气转化效率，从而降低成本和能耗。

图30: 碱性电解槽在不同电价下的制氢成本比例以及氢气成本的变化



数据来源:《电解水制氢成本分析》、开源证券研究所

图31: 制氢成本随电解槽工作时间增加而减少

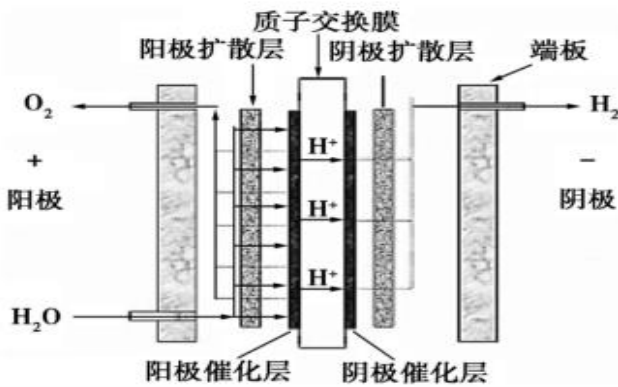


数据来源:《电解水制氢成本分析》、开源证券研究所

### 3.3.2、质子交换膜电解水制氢未来成本下降空间较大

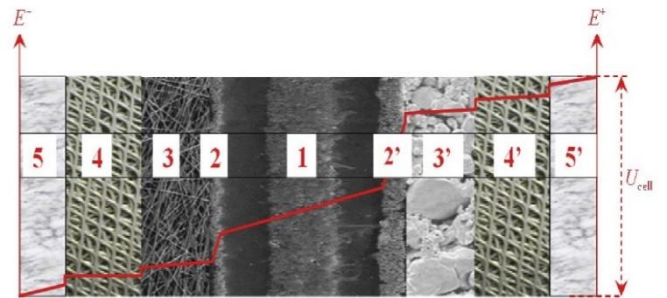
质子交换膜电解槽采用高分子聚合物质子交换膜替代了碱性电解槽中的隔膜和液态电解质，高分子聚合物有离子传导和隔离气体的双重作用。质子交换膜电解槽结构类似燃料电池，由膜电极、双极板等部件组成。膜电极提供反应场所，由质子交换膜和阴阳极催化剂组成。

图32: 质子交换膜电解槽结构类似燃料电池



资料来源:《质子交换膜水电解制氢技术现状与展望》

图33: 质子交换膜电解槽截面结构主要包括五部分

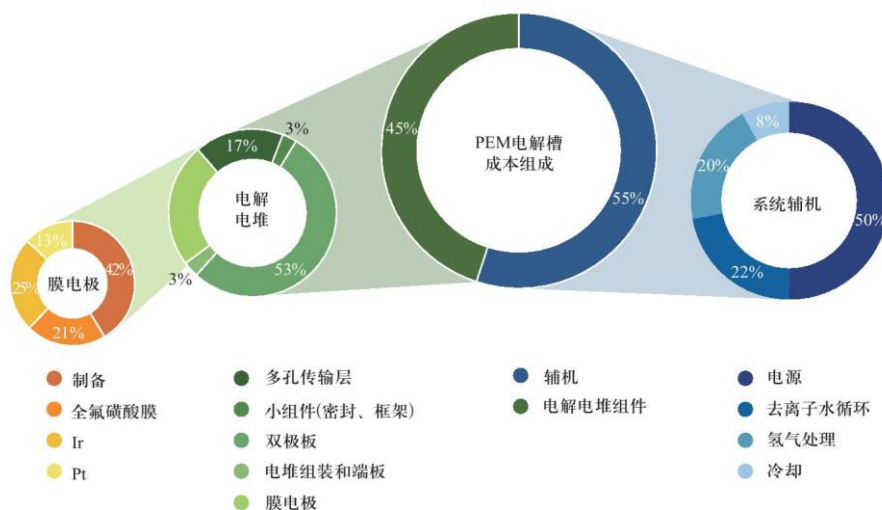


1-质子交换膜, 2/2'-催化层, 3/3'-多孔传递层, 4/4'-隔板和流道, 5/5'-端板

资料来源:《A comprehensive review on PEM water electrolysis》

质子交换膜电解槽制氢成本高于碱性电解槽，主要由于质子交换膜电解槽的高购置成本，导致较高的折旧成本，从而抬高了制氢成本。相对于700万~1000万元的1000Nm<sup>3</sup>/h的制氢能力的单台碱性电解槽设备，1000Nm<sup>3</sup>/h的制氢能力的单台质子交换膜电解槽成本约3000万元。

图34：1MW 质子交换膜电解槽的成本组成主要包括电解电堆组件及辅机



资料来源：IRENA

根据 1MW 碱性电解槽的成本构成和 1MW 质子交换膜电解槽的成本构成，我们可以拆解出 1000 万元碱性电解槽的各个部件的成本及 3000 万元质子交换膜电解槽的各个部件的成本。

表6：碱性电解槽和质子交换膜电解槽的各个部件成本差异显著

价格/万元	碱性电解槽	质子交换膜电解槽	
整机价格	1000	3000	
电解电堆组件	多孔传输层	36	229.5
	双极板	31.5	715.5
	膜片及电级组件/膜电极	256.5	324
	电堆组装和端板	45	40.5
	小组件	18	40.5
	结构层	63	
系统辅机	电源	275	825
	去离子水循环	121	363
	氢气处理	110	330
	冷却	44	132

数据来源：IRENA、开源证券研究所

质子交换膜电解水的成本降低驱动因素包括：电价的降低、设备利用率的增加、质子交换膜电解槽价格的下降。第一个驱动因素为电价降低，与碱性电解水相同，随着电费的下降，电力成本在总成本中的比重逐渐下降，氢气成本也逐渐降低；第二个驱动因素为设备利用率增加，与碱性电解水相同；第三个驱动因素为电解槽价格的下降，根据学习率曲线，PEM 电解槽的平均学习率为 13%（学习曲线反映了“干中学”对技术成本的影响，描述了一项技术的单位投资成本随其累计装机容量的翻番而下降一个固定比例（学习率）的关系。越高的学习率说明该技术学习效应越强，成本随装机容量增长下降得越快。），因此预计 2030 年 1000Nm<sup>3</sup>/h 的质子交换膜电解槽价格为 1500 万元，2050 年约为 500 万元。

**表7：质子交换膜电解水制氢成本降低主要有三个驱动因素**

驱动因素	降本空间
电价的降低	随着电价的降低，电解制氢成本也随之降低，同时电力成本的占比也同步降低
设备利用率的增加	增加电解槽的工作时间以摊薄折旧成本
技术进步降低电解槽成本	PEM 电解槽的平均学习率为 13%，因此预计 2030 年 1000Nm <sup>3</sup> /h 的质子交换膜电解槽价格为 1500 万元，2050 年约为 500 万元。

资料来源：《电解水制氢成本分析》、开源证券研究所

上述三个驱动因素中的技术进步集中于电催化剂、质子交换膜、膜电极、双极板等核心组件，同时技术进步也会导致电解槽整体性能的提升。

**表8：技术进步推动质子交换膜电解槽成本降低**

质子交换膜电解槽部件	基本情况	技术研发方向及成本降低空间
电催化剂	PEM 电解槽阳极催化剂主要是 Ir、Ru 等贵金属/氧化物及其二元、三元合金/混合氧化物。 阴极催化剂材料以耐腐蚀的 Pt、Pd 贵金属及其合金为主。	未来 <b>减少贵金属催化剂用量</b> 以降低成本的方法是研发超低载量、有序化膜电极或开发适应酸性环境的非贵金属析氢催化剂。
质子交换膜	质子交换膜传导质子，同时隔离氢气和氧气，且支撑催化剂，其性能直接决定电解槽的性能和使用寿命。	PEM 质子交换膜远高于燃料电池质子交换膜价格，但是 PEM 质子交换膜材料由碳、氢、氟等元素组成，成本下降空间较大。 目前电解制氢质子交换膜多为全氟磺酸膜，制备工艺复杂，长期被美国和日本企业垄断， <b>若实现国产化，则有较大的成本降低空间。</b>
膜电极	膜电极制备工艺对降低电解系统成本，提高电解槽性能和寿命至关重要。根据催化层支撑体的不同，膜电极制备方法分为 CCS 法和 CCM 法。	新发展起来的电化学沉积法、超声喷涂法以及转印法成为研究热点并具备应用潜力。新制备方法从多方向、多角度改进膜电极结构，克服传统方法制备膜电极存在缺陷，改善传质能力， <b>提高贵金属利用率，提升膜电极的电化学性能。</b>
双极板	双极板及流场占电解槽成本比重较大，主要因为其通常需要使用 Au 或 Pt 涂层。	技术创新推动双极板性能和耐久性增强以及成本降低，目前研究集中于 <b>寻找价格更低廉的替代材料</b> ，如使用 Ti 涂层来保持功能特性不受影响的同时降低成本。
多孔传输层	多孔传输层主要使用烧结毡、钛毡和碳毡等材料路线。目前部分国内企业有产品送样测试，但整体效果和国外有较大的差距。	<b>国产化后有较大的成本降低空间。</b>
电解槽整体性能	电解槽整体性能取决于多孔层传输层、双极板流道等关键部件的结构优化。	一方面可以 <b>重新设计电解槽以实现更高的效率、更长的寿命及更高的电流密度。</b> 另一方面通过 <b>增加生产规模和单槽规模实现规模经济效益。</b>

资料来源：《质子交换膜水电解制氢技术现状与展望》、《质子交换膜（PEM）水电解制氢技术进展及应用前景》、《水电解技术发展及在绿氢生产中的应用》、开源证券研究所

虽然目前相比碱性电解槽，质子交换膜电解槽单位制氢成本偏高，但随着质子交换膜电解槽采购成本的降低，其单位制氢成本也会随之下降，《电解水制氢成本分析》预计其单位制氢成本会在 2030 年后逐渐低于碱性电解槽的制氢成本。

表9：现行电价和设备价格下典型工况的碱性电解槽的单位制氢成本比 PEM 电解槽低 25%左右

项目	碱性电解槽成本	PEM 电解槽成本
折旧成本/(元/Nm <sup>3</sup> )	0.46	1.55
原料成本/(元/Nm <sup>3</sup> )	0.01	0.01
人工运维成本/(元/Nm <sup>3</sup> )	0.2	0.2
电耗成本/(元/Nm <sup>3</sup> )	2	1.8
单位体积氢气成本/(元/Nm <sup>3</sup> )	2.67	3.56
单位质量氢气成本/(元/kg)	29.9	39.87

数据来源：《电解水制氢成本分析》、开源证券研究所

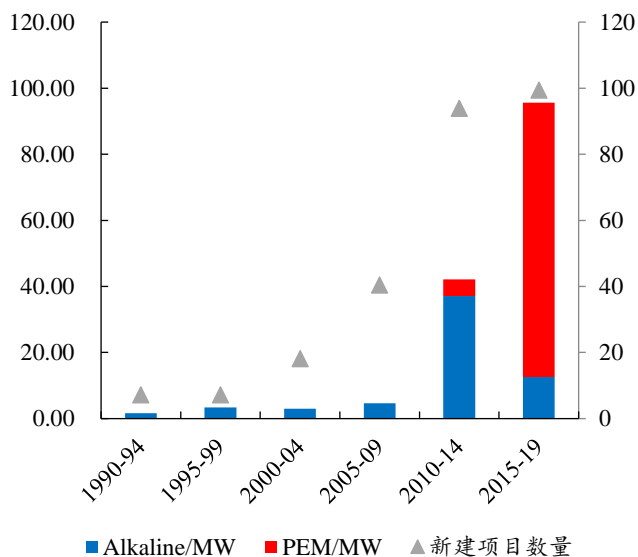
表10：预计 2030 年后质子交换膜制氢成本逐渐低于碱性电解槽制氢成本

年份	预计电费	工作时间	质子交换膜电解槽购置成本	质子交换膜电解制氢成本	碱性电解水制氢成本
2030 年	0.2 元/kWh	4000 小时/年	1500 万元	1.41 元/Nm <sup>3</sup>	1.34 元/Nm <sup>3</sup>
2050 年	0.13 元/kWh	8000 小时/年	500 万元	0.72 元/Nm <sup>3</sup>	0.83 元/Nm <sup>3</sup>

数据来源：《电解水制氢成本分析》、开源证券研究所

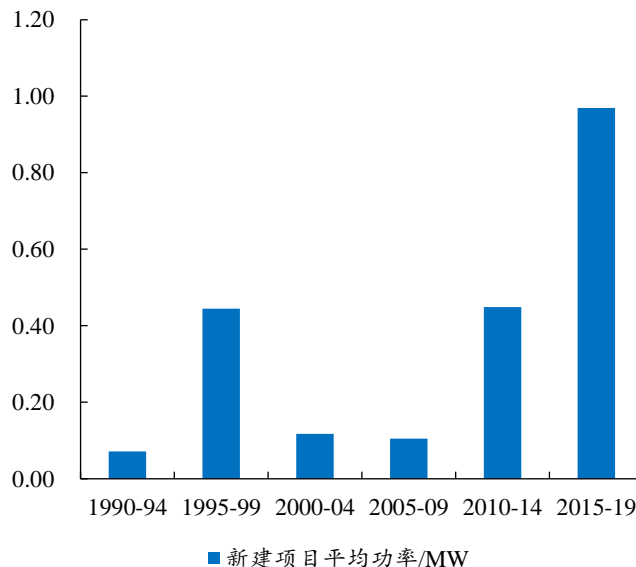
考虑用地面积，即土地成本，质子交换膜电解槽更加紧凑，占地面积为同等规模下碱性电解水装置的一半；并且由于质子交换膜装置较碱性电解装置具有更强的负载波动适应性能力，在风光等波动性可再生能源输入下，比碱性电解装置更有优势。从下图中看出全球电解水项目在 2010~2014 年以碱性电解水制氢为主要技术方案，但在 2015~2019 年，质子交换膜电解技术替代碱性电解水成为主流技术方案。

图35：国外质子交换膜电解水项目数量持续增加



数据来源：IEA、开源证券研究所

图36：国外新建电解水项目平均功率升高



数据来源：IEA、开源证券研究所

### 3.4、质子交换膜电解槽技术壁垒高

PEM 电解是电解水制氢，燃料电池是氢氧反应生成水，互为逆反应，因此两者结构类似，但 PEM 电解槽的材料体系与电堆相比有很大的差别。由于 PEM 电解工作环境更为恶劣，PEM 电解槽对核心部件和材料耐久性和寿命的要求更高。

电催化剂的研究集中于 Ir、Ru 等贵金属/氧化物及其二元、三元合金/混合氧化物。而以钛为载体的负载型催化剂、非贵金属催化剂或非金属催化剂的研发难度较大。

**膜电极方面**，PEM 电解水的阳极需要耐酸性环境腐蚀、耐高电位腐蚀，同时应具有合适的孔洞结构以便气体和水通过。**燃料电池的膜电极材料无法用于水电解阳极**，PEM 膜电极主要采用全氟磺酸树脂制造，膜厚度是普通燃料电池交换膜的 10-15 倍，因此整体成本非常高。

**双极板方面**，由于 PEM 电解槽工作环境恶劣，双极板腐蚀会导致金属离子浸出，进而污染质子交换膜，因此需要保护双极板，避免其遭受腐蚀，常用保护措施是在表面制备防腐涂层，**PEM 电解槽双极板耐腐蚀要求比燃料电池更高**。但 PEM 电解槽双极板结构相较燃料电池双极板更为简单，国内有燃料电池双极板企业进入水电解市场生产 PEM 电解槽双极板。

由于行业壁垒高，进入难度大，即使 PEM 电解槽市场需求明显提升，目前仍只有个别头部电堆、膜电极及双极板企业跟进 PEM 电解槽及核心部件产品的研发，另外一些综合实力强的国企及上市公司也开始了针对 PEM 电解水制氢装备的技术研究与产业布局。

### 3.5、国内厂商积极布局电解水设备业务，但 PEM 电解设备技术相较国外同行仍存差距

中国电解水制氢设备目前仍以碱性制氢设备为主，国内商业化运营的电解水制氢项目基本为碱性制氢项目。高工产研氢电研究所 (GGII) 数据显示，718 所、苏州竞立和天津大陆三家占据 60% 以上的市场份额，国内制氢设备市场高度集中。基于技术成熟度、创新空间与客户资源形成的市场格局短时间难以改变。因此，**大部分新进者选择质子交换膜电解制氢的产品路线**，但由于质子交换膜电解槽成本高，技术不成熟，尚处于项目示范期。

阳光电源在 2021 年 3 月推出国内首款最大功率 250kW 的 SEP50 PEM 制氢电解槽，其核心部件均为国产，**目前阳光电源已开始规划建设全自动化电解槽组装生产线**。

上海电气电站集团于 2021 年 3 月与中国科学院大连化学物理研究所揭牌成立 PEM 电解水制氢技术研发中心，签订了“兆瓦级模块化高效 PEM 电解水制氢装备及系统开发”项目合作协议。

吉电股份表示，长春氢能产业基地的先导项目为 PEM 电解制氢装备研发、制造项目；威孚高科表示公司将 PEM 电解水制氢系统业务规划纳入拟成立的氢能事业部业务范围；宝丰能源将太阳能发电所制取的绿氢用于化工生产，并大举布局电解水制氢装置。



**表11: 国内电解槽设备厂商以碱性电解水和质子交换膜为主要技术路线**

企业	简介	技术路线
中船重工 718 所	中船重工 718 所在国内电解水制氢设备领域的市场占有率颇高, 当前以碱水制氢为主, 其客户包括壳牌、国家能源、协鑫、宝武清能等。现阶段 718 所正在重点发力 PEM 电解水制氢, 其中 PEM 电解水制氢设备年产能 120 台/套。	碱性+质子交换膜
阳光电源	在氢能方面, 阳光电源主要从事可再生能源制氢设备及系统解决方案供应。阳光电源已经建有可再生能源制氢实验平台和 PEM 制氢技术实验室, 进行光伏制氢示范—多模式制氢系统研究。2021 年 3 月, 阳光电源发布了国内首款、最大功率 SEP50 PEM 制氢电解槽。	碱性+质子交换膜
中电丰业	北京中电丰业技术开发有限公司(简称“中电丰业”)成立于 2007 年 7 月, 注册资金 1600 万元人民币, 主要从事水电解制氢设备的研发、生产、销售和售后服务。目前中电丰业在北京燕郊建有生产基地。	碱性+质子交换膜
山东赛克赛斯	山东赛克赛斯氢能有限公司开发了四代固体聚合物电解质质子交换膜的氢气发生器产品, 均已获得专利, 着重利用固体聚合物电解质阳离子(质子)交换膜, 进行纯水电解制氢设备的研发, 生产, 销售。	质子交换膜
淳华氢能	淳华氢能是一家从事氢能投资产业开发的国家级高新技术企业, 主要致力于 PEM 水电解制氢技术的研发、设备的生产和销售、氢能产业链的投资运营。公司现完成单堆 1~200 Nm <sup>3</sup> /h 的 PEM 水电解制氢设备的产业化, 其系统的能耗指标在 5.0 kWh/Nm <sup>3</sup> 左右, 功率调节范围 10~150%, 出口氢气压力 0~4.5MPa。	质子交换膜
深圳绿航	深圳绿航 PEM 电解水制氢技术来源于中国载人航天环境控制与生命保障系统 PEM 电解水制氧技术, 其水电解制氢设备的系统能耗≤5.5 kWh/Nm <sup>3</sup> , 输出压力≤1.5MPa。	质子交换膜
深圳凯豪达	深圳市凯豪达氢能有限公司成立于 2015 年, 2016 年公司与澳大利亚新南威尔士大学正式签署了《电解水制氢新型电极及装置的研发项目》, 基于双方合作研究的新型电解水制氢技术, 自主设计生产了 0.1 Nm <sup>3</sup> /h~1000 Nm <sup>3</sup> /h (产氢量) 电解水制氢设备。	碱性
隆基股份	2021 年 10 月隆基股份首台碱性水电解槽下线, 到 2021 年底, 隆基氢能在无锡基地将具备 500MW 电解水制氢设备的生产能力。隆基股份电解槽采用高电流密度设计, 单台电解槽的氢气制备能力达 1000Nm <sup>3</sup> /h 及以上水平。	碱性

资料来源: 各公司官网、开源证券研究所

质子交换膜电解槽结构类似燃料电池, 关键部件包括膜电极、双极板等部件。其中膜电极又由质子交换膜和阴阳极催化剂组成。目前国内有多个上市和非上市公司均在生产质子交换膜电解槽的相关部件。

**催化剂领域内, 中科科创、氢电中科、济平新能源**等企业推出了用于电解水制氢的催化剂产品。其中中科科创的氧化铈催化剂已具备单批次公斤级生产能力, 且产品物化性质一致性高, 其产品已在多家国内 PEM 制氢企业中应用;**质子交换膜领域内, 东岳氢能、科润新材料**正在进行测试验证 PEM 电解槽的质子交换膜;**膜电极领域内, 武汉理工氢电**实现小批量对外供货, **鸿基创能**于 2021 年 5 月与佛山市南海区人民政府签署关于燃料电池高性能膜电极产业化项目的投资合作协议, 该项目计划投资 1 亿元, 建设燃料电池膜电极和 PEM 电解水制氢膜电极产业化基地;**双极板领域内, 上海治臻**在 2021 年 6 月举行的 FCVC2021 上展示了 PEM 电解槽双极板样品, 在寻求国内 PEM 电解槽企业合作。

**表12：多家国内上市公司生产 PEM 电解槽相关部件**

部件	重点公司
膜电极	跃岭股份、威孚高科、民丰特纸、上海电气、南都电源、天能股份、星云股份
质子交换膜	雄韬股份、长城电工、金利华电、民丰特纸、安泰科技、东睦股份、东岳集团
催化剂	贵研铂业、武汉喜马拉雅、上海唐峰
双极板	威孚高科、安洁科技、安泰科技、天能股份、中钢天源、西部材料

资料来源：财华网、开源证券研究所

PEM 电解水制氢部件国产化率低于碱性制氢部件国产化率，甚至低于燃料电池部件国产化率，其中国产化率最低的环节主要有质子交换膜、催化剂等方面。并且国产整机 PEM 电解槽型号不大，目前生产速率上限为 200 Nm<sup>3</sup>/h, 400 Nm<sup>3</sup>/h 以试验为主，和 Proton Onsite、Giner 等国外公司的生产速率上限有很大差距。制氢规模偏小，直接限制了国内 PEM 电解槽在国内的应用。

**表13：PEM 电解水制氢部件国产化率较低**

质子交换膜电解槽部件	外国优势
电催化剂	PEM 的阳极和阴极主要使用贵金属铂和铱作为催化剂。一方面国内铂和铱储量少，主要从南非、俄罗斯、南美等地进口。另一方面，国内铂和铱的催化剂制作工艺劣于 Johnson Matthey、TKK 等外国企业的工艺。
质子交换膜	目前国内出货的 PEM 电解槽中几乎全部采用进口质子交换膜，质子交换膜多为全氟磺酸膜，制备工艺复杂，长期被美国和日本企业垄断，如科慕 Nafion™ 系列膜、陶氏 XUS-B204 膜、旭硝子 Flemion® 膜、旭化成 Aciplex®-S 膜等。质子交换膜价格高达几百至几千美元/m <sup>2</sup> 。

资料来源：《质子交换膜水电解制氢技术现状与展望》、《质子交换膜(PEM)水电解制氢技术进展及应用前景》、《水电解技术发展及在绿氢生产中的应用》、开源证券研究所

**表14：国外 PEM 电解槽最大制氢速率较国内更高**

国别	美国	美国	中国	中国
公司名称	Proton Onsite	Giner	718 所	塞克赛斯
电解槽类型	PEM	PEM	PEM	PEM
代表产品	M 系列	Allagash 系列	纯水电解制氢设备	Q LE/S-H 50-200
制氢速率 Nm <sup>3</sup> /h	100-4000	30-400	0.01-50	50-200
氢气纯度%	99.9998%	99.9995%	99.99%	--
平均功耗 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.53	--	-	5.0
输出压力 bar	30	0-40	0-40	0-30
环境温度℃	10-40	--	--	5-50
有无腐蚀性	无	无	无	无
生产能力动态范围	0-100%	--	1-100%	--
特点	模块化	模块化	电解制氢效率可达 85% 以上	

资料来源：各公司官网、开源证券研究所

2000 年至 2022 年内，欧盟、北美、日本在质子交换膜电解水技术开发中取得显著成果，涌现多家质子交换膜电解水设备企业，Proton Onsite、Hydrogenics、Giner、西门子股份公司等相继将 PEM 电解槽规格规模提高到兆瓦级。其中美国 Proton Onsite 公司在全球 72 个国家有约 2000 多套质子交换膜电解水制氢装置，占据了世界上质子交换膜电解水制氢 70% 的市场，Giner 公司单个 PEM 电解槽规格达 5MW，电流密

度超过 3A/cm<sup>2</sup>, 50kW 电解池样机高压运行累计时间超过 1.5×10<sup>5</sup>h。

**表15: 外国电解水设备厂商集中在欧美日**

企业	所属国家
HyGear	荷兰
Hitachi Zosen Corporation	日本
Proton Energy Systems	美国
Giner	美国
Element 1 Corp	美国
Simens	德国
ITM Power	英国
Nel Hydrogen	挪威
Toshiba	日本
Areva H2gen	法国
Erredue SpA	意大利

资料来源: 各公司官网、开源证券研究所

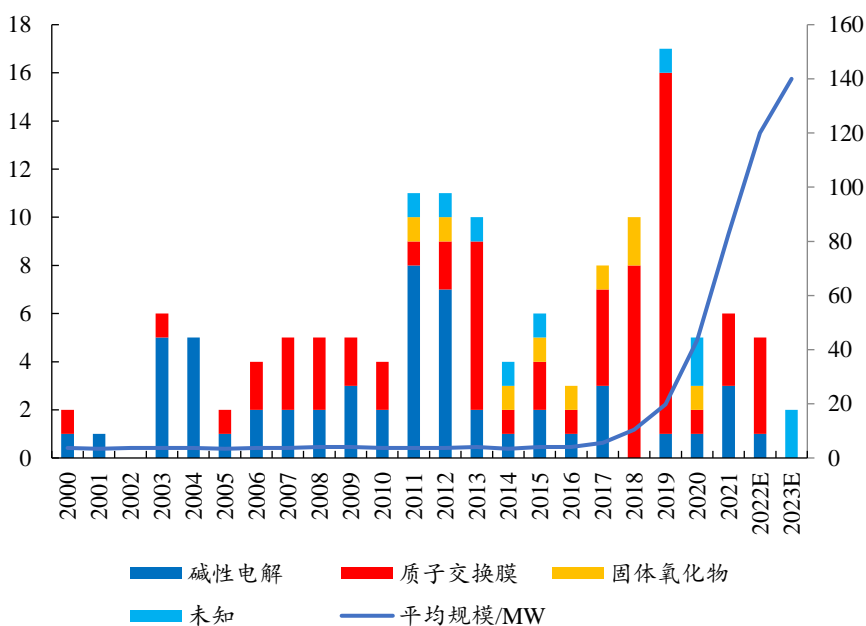
### 3.6、国外电解水制氢项目推进较快, 国内电解水制氢项目仍有较大发展空间

#### 3.6.1、国外积极推进 PEM 电解水制氢项目

欧盟制定了 PEM 电解水制氢逐渐取代碱性水电解制氢的发展路径; 美国能源部提出 H<sub>2</sub>@Scale 规划, 推进氢的规模化应用, 2020 年, 在 H<sub>2</sub>@Scale 规划中支持 3M、Giner、Proton Onsite 等公司开展 PEM 电解槽制造与规模化技术研发, 涉及 GW 级 PEM 电解槽的析氧催化剂、电极、低成本 PEM 电解槽组件及放大工艺, 资助金额均超过 400 万美元。

在各国政策的推动下, 2017 年后国际上电解制氢项目数量和规模呈指数型增长, 一方面 2010 年前后的多数电解制氢项目规模低于 0.5MW, 而 2017—2019 年的项目规模基本为 1~5MW, 另一方面, 多数项目采用了质子交换膜电解水制氢技术。

图37：全球电解制氢项目规模快速上升，且质子交换膜技术占比较高



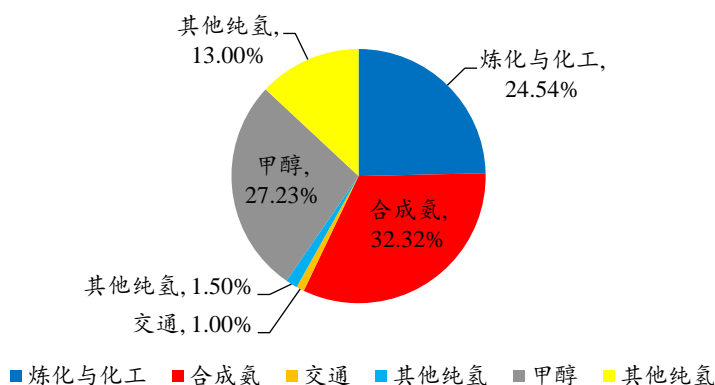
数据来源：IRENA、开源证券研究所

越来越多的国家在可再生能源电解制氢方面开展试点和商业初期项目，尤其关注规模以及电力系统交互性能方面的提升。相关项目的应用规模已发展至 MW 级，但是为大幅降低成本，还需进一步研究、扩大生产规模以及在实践中不断创新。

### 3.6.2、需求驱动国内电解水制氢市场空间持续增长

氢气应用领域很广，2019 年中国氢气需求量主要来自石油化工行业，用于生产合成氨、甲醇以及石油炼制过程的加氢反应。此外，在电子工业、冶金工业、食品加工、浮法玻璃、精细化工合成、航空航天工业等领域也有应用。

图38：2019 年中国氢能主要用在（1）合成氨、（2）制备甲醇、（3）炼化与化工



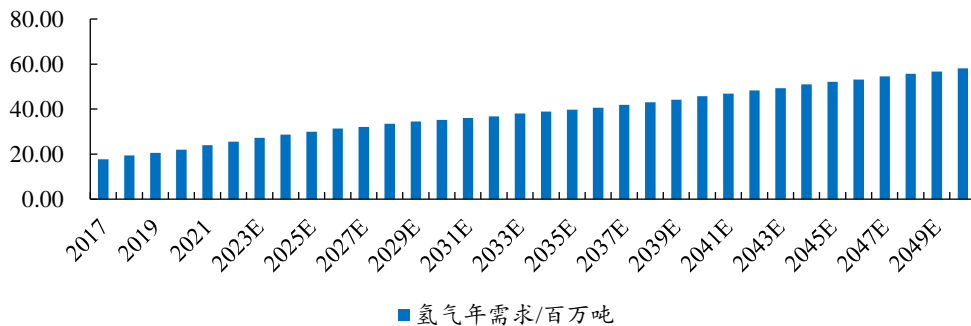
数据来源：中国氢能联盟、开源证券研究所

据中国氢能联盟的估计，2030 年中国氢气需求量将达到 3500 万吨；2050 年将接近 6000 万吨，产业链年产值约 12 万亿元，其中，交通运输领域用氢 2458 万吨，工业领域用氢 3370 万吨，建筑及其他领域用氢 110 万吨。

根据中国氢能联盟对未来中国氢气供给结构的预测，中短期来看，中国氢气来源仍

以化石能源制氢为主，以工业副产氢作为补充，可再生能源制氢的占比将逐年升高。到 2030 年，约 15%左右的氢由可再生能源制取，23%由工业副产氢制取，60%由化石能源制取，2%由生物制氢等其他技术供给；到 2050 年，约 70%左右的氢由可再生能源制取，20%由化石能源制取，10%由生物制氢等其他技术供给。

图39：预计国内氢气年需求快速上升



数据来源：中国氢能联盟、开源证券研究所

结合国内氢气需求量的预测及氢气供给结构的预测，可以估算出可再生能源电解制氢的每年总制氢量。同时根据表 10 的结果，如果单个电解槽产氢速率为 1000Nm<sup>3</sup>/h，每年工作 4000 小时，则单个电解槽的氢气年产量为 357.19 吨，据此可以估算出每年的大型电解槽的需求数量。

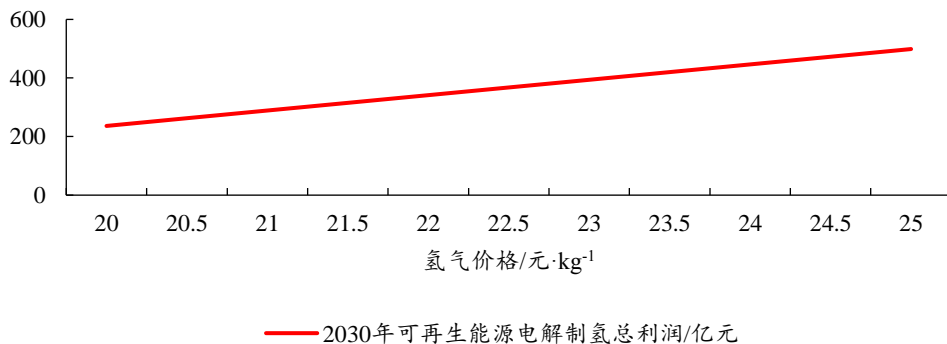
表16：预计可再生能源电解制氢总量及大型电解槽需求量持续上升

项目	单位	数值								
年份	-	2022E	2023E	2024E	2025 E	2026 E	2027 E	2028 E	2029 E	2030 E
氢气总需求	万吨	2557.77	2725.10	2868.53	2988.05	3131.47	3203.19	3346.61	3442.23	3500.00
电解制氢占比	%	2.5	2.85	3.54	4.58	5.97	7.71	9.79	12.22	15
电解制氢量	万吨	63.94	77.59	101.59	136.95	187.02	246.91	327.69	420.72	525
电解槽需求量	个	1790	2172	2844	3834	5236	6913	9174	11779	14698

数据来源：中国氢能联盟、开源证券研究所

表 10 的结果预计 2030 年可再生能源电解制氢平均单位制氢成本为 15.5 元/kg，则根据 2030 年可再生能源电解制氢总量和氢气的价格可以估计出 2030 年可再生能源电解制氢的总利润。

图40：预计 2030 年可再生能源电解制氢市场利润规模超 200 亿元



数据来源：中国氢能联盟、开源证券研究所

随着供给的增加，假设 2030 年氢气价格为 21.5 元/kg，且以后每年下降 0.4 元/kg；如果单个电解槽产氢速率为 200Nm<sup>3</sup>/h，每年工作 4000 小时，则单个电解槽的氢气年产量为 71.44 吨，当 PEM 电解槽价格为 300 万元，使用寿命为 10 年时，则年折旧为 30 万元。根据表 10 的数据可以得到设备折旧在制氢中的成本为 4.20 元/kg，则去除折旧后的制氢成本为 11.59 元/kg。则可以计算出产氢速率为 200Nm<sup>3</sup>/h 的单个 PEM 电解槽产氢的内部收益率为 13.41%，静态回收期为 5 年。

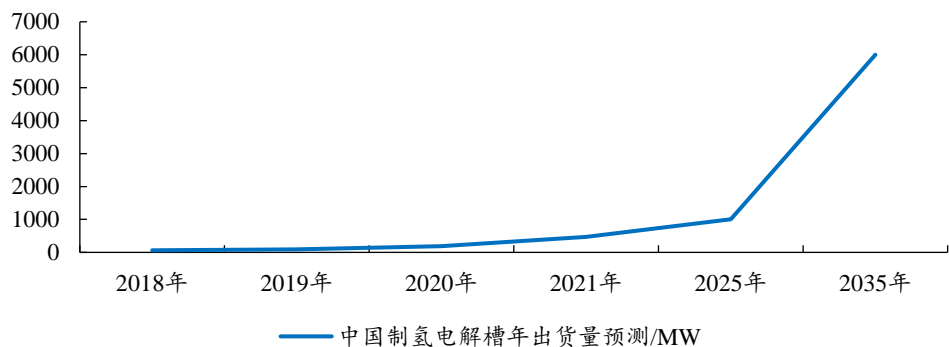
**表17：产氢速率为 200Nm<sup>3</sup>/h 的单个 PEM 电解槽产氢的内部收益率为 13.41%，静态回收期为 5 年**

项目	零时点	第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年
固定资产投资/万元	-300										
税后营业收入/万元		130.55	128.12	125.70	123.27	120.84	118.41	115.98	113.55	111.12	108.69
税后付现营业成本/万元		-70.38	-70.38	-70.38	-70.38	-70.38	-70.38	-70.38	-70.38	-70.38	-70.38
固定资产折旧抵税/万元		4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
现金净流量/万元	-300	64.67	62.24	59.82	57.39	54.96	52.53	50.10	47.67	45.24	42.81
折现系数	1	0.88	0.78	0.69	0.60	0.53	0.47	0.41	0.37	0.32	0.28
现金净流量的现值/万元	-300	57.03	48.39	41.01	34.69	29.29	24.69	20.76	17.42	14.58	12.16
内部收益率						0.1341					
静态回收期/年						5					

资料来源：《电解水制氢成本分析》、开源证券研究所

彭博新能源财经在氢能市场展望中预测：中国的电解槽市场在 2022 年将相对于 2021 年增加四倍，达到 180 万千瓦以上，并且预计中国将占全球电解槽装机容量的 60%~63%。

**图41：预计未来中国制氢电解槽年出货量快速上升**



数据来源：势银、开源证券研究所

国内可再生能源制氢项目的快速增加导致 2021 年国内电解水制氢设备需求飞跃式上升，PEM 制氢技术迅速推进。同时中船 718 所、山东赛克赛斯、高成绿能、淳华氢能、深圳绿航等多家厂商的 PEM 制氢设备订单同比都有不同程度的增长。中船 718 所电解槽市占率较高，以碱水制氢为主，客户包括壳牌、国家能源、协鑫、宝武清能等，同时中船 718 所正在布局 PEM 电解水制氢，预计 PEM 电解水制氢设备年产能达到 120 台/套；山东赛克赛斯 2021 年上半年电解水制氢设备的销售额已达 4000 万元，小型 PEM 电解水制氢装置销量达 1500 台。

**表18：国内积极布局可再生能源制氢项目**

典型项目	完成时间	国家	主要情况
国家级太阳能电解水制氢综合示范项目	2021年4月	中国	该项目包括有20万千瓦光伏发电装置及产能为每小时2万标方的电解水制氢装置。此外，该项目还引进了单套产能1000标方/小时的电解槽以及气体分离器、氢气纯化等装置系统。
延庆氢能产业园二期项目	2021年4月 开工	中国	该项目建成后，最大日制氢能力可达2.8吨，并具备70MPa加氢能力，可为冬奥会150辆氢燃料电池车的示范运营提供氢源。
液态太阳燃料合成示范项目	2020年10月	中国	该项目由太阳能光伏发电、电解水制氢和二氧化碳加氢合成甲醇三个基本技术单元构成，配套建设总功率为10兆瓦光伏电站，为电解水制氢设备提供电能。
5000MW风、光、氢、储一体化项目	2021年	中国	项目建设5000MW分布式光伏，采用“自发自用+余电上网”的模式为工业园区内企业或周边居民提供日常用电。再利用风光电价优势，规划建设2万Nm <sup>3</sup> /h水制氢，通过管网或运输车辆，为宁东煤化工园区、国际化工园区、环保产业园大型企业供应氢气。

资料来源：氢云链、开源证券研究所

在可再生能源制氢将会成为未来主流的背景之下，为规范电解制氢产业规范化，我国于2019年1月1日颁布《压力型水电解制氢系统安全要求》，于2020年1月1日颁布《压力型水电解制氢系统技术条件》，上述文件的出台规范了我国PEM电解制氢技术行业，推动国内PEM制氢产业化进程。

在种种利好条件加持下，电解水制氢市场存在大量机遇，国内PEM电解槽部件国产化仍有很大的发展空间，大型PEM电解水制氢技术仍有较大的提升空间。

## 4、投资机会：国内化工、能源等行业龙头积极布局可再生能源制氢产业

### 4.1、阳光电源：可再生能源制氢系统解决方案及服务供应商

阳光电源致力于可再生能源制氢技术、系统产品和解决方案的研究，已专门成立氢能事业部开展可再生能源电解水制氢技术与系统设备的研发、制造、营销和服务工作。

阳光电源大力研发可再生能源制氢设备。2021年3月18日，阳光电源发布的国内首款绿氢SEP50 PEM电解槽处于国内领先地位。该电解槽紧凑轻巧，仅800多公斤、直流电耗低、拥有长寿命、高可靠性、功率波动适应性更强等优点。阳光电源正在研发新一代产品，以实现更高的功率和更长的寿命，并使电解水制氢的成本更低。

目前阳光电源已经形成了包括SHR5700制氢整流电源、SHD2016制氢直流变换电源在内的制氢电源，包括SHT1000AALK制氢装置、SHT200P PEM制氢装置在内的制氢装置以及智慧氢能管理系统。其中SHT1000AALK制氢装置额定产氢能力1000 Nm<sup>3</sup>/h；SHT200P PEM制氢装置额定产氢能力200 Nm<sup>3</sup>/h，直流电耗≤4.0 kWh/m<sup>3</sup>；智慧氢能管理系统能够实现多套制氢系统之间，制氢系统与风、光、储、网等多种能量来源之间的协调控制，具备运营监测、分析诊断、协调控制、场站管理四大功能。

**图42：阳光电源 SHT1000A ALK 制氢装置、SHT200P PEM 制氢装置适应可再生能源快速波动特性**


资料来源：阳光电源官网

**图43：阳光电源 SHR5700 制氢整流电源、SHD2016 制氢直流变换电源匹配可再生能源快速波动特性**


资料来源：阳光电源官网

**表19：阳光电源发布的 SEP50 PEM 电解槽优势显著**

SEP50 PEM 电解槽优势	优势情况
体积重量	体积小；仅 800 多公斤，同等制氢能力碱性电解槽要 10 吨重
电耗	电流密度为 1.5A/cm <sup>2</sup> ，生产一立方米氢气仅耗电 4.1kW，电压效率达 86%
寿命	可达 10 年
可靠性	通过使用自主研发的自动控制系统，可以让设备以最优状态 24 小时运行
功率波动适应性	对波动性输入功率适应性强，能够在秒级内实现输出功率的浮动，可在 10%-150% 的宽功率输入范围内实现高纯氢输出

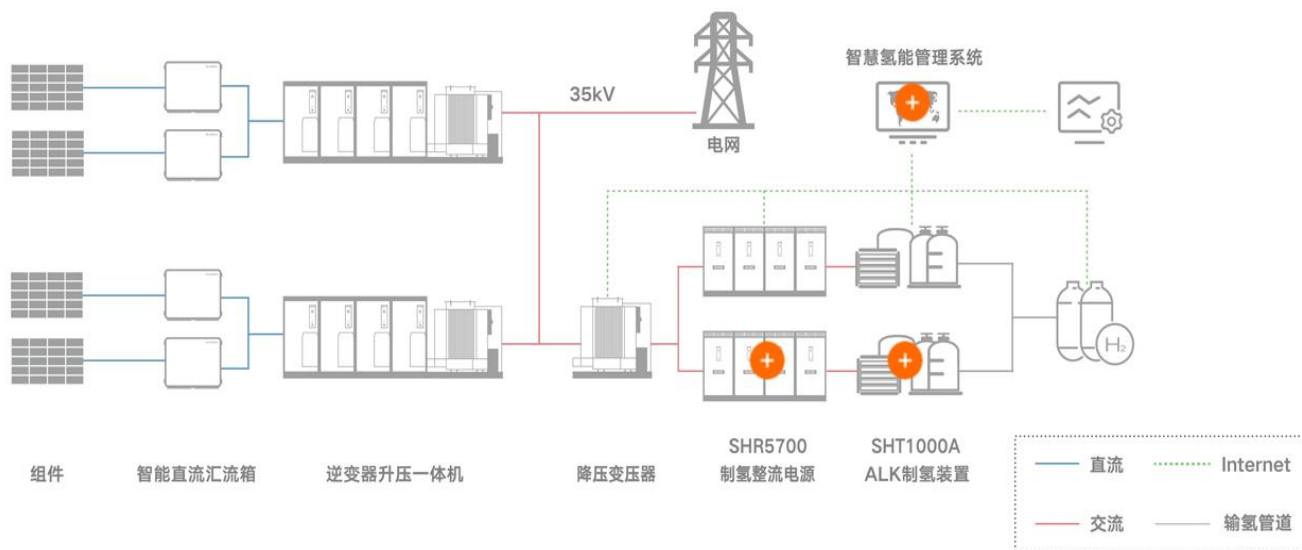
资料来源：阳光电源官网、北极星电力网、开源证券研究所

**阳光电源提供制氢整体解决方案。**其解决方案采用一体化集装箱式解决方案，降低初投资成本，且适应多种能源融合、多种模式接入和多种应用场景管理，并采用防、护、消、泄四位一体安全设计，全方位保障系统安全。



图44：阳光电源交流并网制氢系统结构主要包括八部分

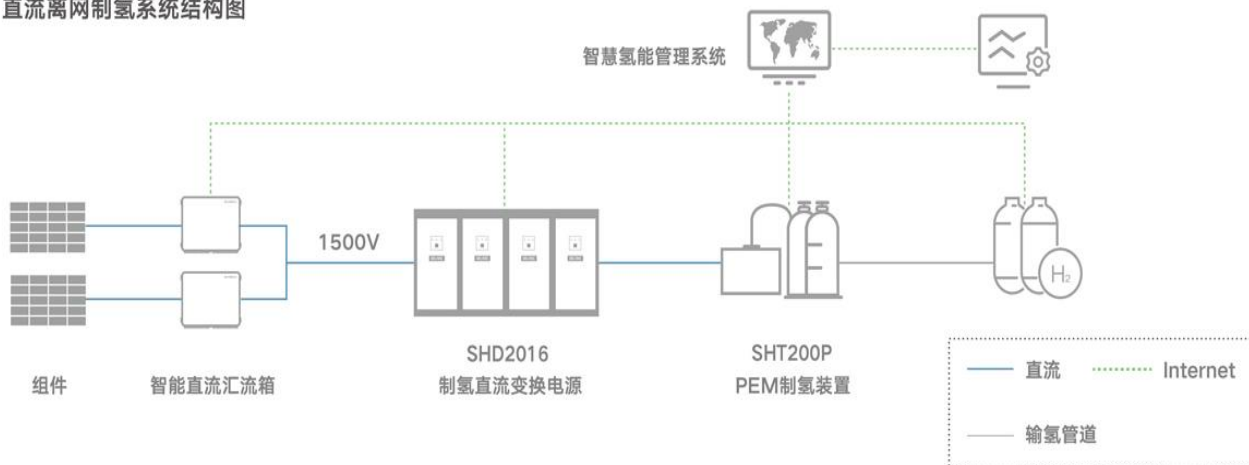
交流并网制氢系统结构图



资料来源：阳光电源官网

图45：阳光电源直流离网制氢系统结构主要包括五部分

直流离网制氢系统结构图



资料来源：阳光电源官网

阳光电源积极推进制氢项目落地。先后在山西榆社县、吉林榆树市、吉林白城市等地推动可再生能源制氢项目建设并取得积极进展，阳光电源将形成“风-光-储-电-氢”业务的全面发展格局，力争成为全球领先的绿氢系统解决方案及服务供应商。

**表20：阳光电源落实可再生能源制氢项目，同步推进制氢设备技术研发**

时间	事项	附注
2019年6月18日	合肥阳光氢能科技有限公司成立，注册资本1亿元。	阳光电源100%控股。
2019年7月22日	山西省榆社县政府与合肥阳光新能源科技有限公司举行300MW光伏和50MW制氢综合示范项目签约仪式。	阳光电源签订的首个光伏制氢项目。
2019年9月25日	阳光电源200MW光伏发电项目（一期）开工暨二期500MW光伏制氢项目签约仪式在山西省屯留区吾元镇举行。	
2019年10月20日	阳光电源与中国科学院大连化学物理研究所于安徽合肥签订制氢产业化战略合作协议。	根据协议双方将共同成立PEM电解制氢技术联合实验室。
2020年3月3日	阳光电源与吉林榆树市人民政府签订风电及制氢综合示范项目。	项目总装机量400MW，其中示范制氢10MW。
2020年8月27日	阳光电源1GW风光储能项目、北方氢谷风光制氢试验项目签约。	其中，阳光电源1GW风光储能项目，计划投资约55.1亿元；白城北方氢谷风光制氢试验项目，计划总投资21亿元。
2020年9月27日	山西运城市政府与阳光电源股份有限公司举行投资合作协议签约仪式。	总装机2GW光伏电站和储能系统、光伏制氢、新能源汽车充电站等项目。
2021年3月28日	发布国内首款绿氢SEP50 PEM电解槽，功率250kW。	是目前国内可量产功率最大的PEM电解槽。

资料来源：阳光电源官网、北极星电力网、开源证券研究所

《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》明确氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向，计划到2025年，实现清洁能源制氢得较大进展，到2030年，实现形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系，在政策的引导下，清洁能源制氢前景可观。阳光电源兼顾设备制造和整体解决方案的提供，可以从设备业务和服务业务同时盈利，甚至可能参与部分产业标准、规范的指定，阳光电源率先进军可再生能源制氢，拥有先发优势，有望成为可再生能源发展新时代下的领军者。

**表21：阳光电源专注提升制氢技术水平**

序号	公开日	专利名称	专利类型
1	2021/1/12	直流耦合光伏离网制氢系统及其控制方法	发明专利
2	2021/8/27	一种供氢方法、供氢装置及供氢系统	发明专利
3	2021/9/3	一种可再生能源制氢和储氢系统及其控制方法	发明专利
4	2021/12/10	一种制氢系统及其控制方法	发明专利
5	2022/4/8	一种水电解制氢系统	发明专利
6	2022/4/8	制氢方法、制氢系统、制氢电解液的循环方法和循环装置	发明专利
7	2022/4/8	一种制氢纯化系统的控制方法及相关装置	发明专利
8	2022/4/8	电解槽设备及其气体回收装置、电解气体回收方法	发明专利

资料来源：天眼查、开源证券研究所

#### 4.2、隆基股份：定位于提供电解水制氢装备、技术和方案

隆基股份发展氢能业务的定位是为制取绿氢提供大型的电解水制氢装备。隆基股份创始人、总裁李振国表示，隆基股份将成为为制取绿氢提供装备、技术和方案的公司，隆基股份最终产出的氢能产品是“光伏+制氢设备”的工程项目，在这个过程中，也会单独出售制氢设备。隆基股份目前只介入了制氢环节，研究性关注氢能的储运和下游应用。

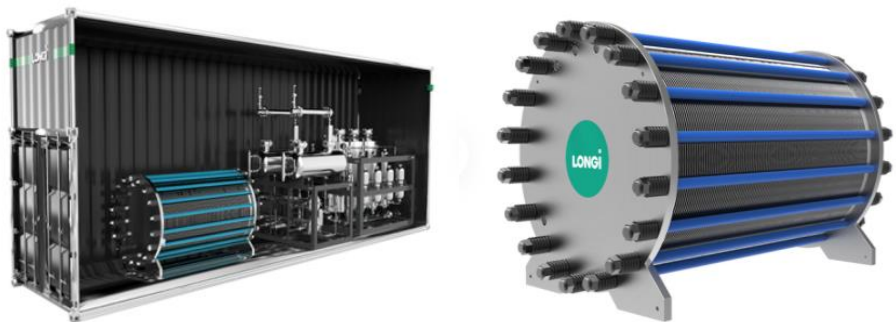
中国提出构建以新能源为主体的新型电力系统的目标，为实现这一目标，应克服新能源发电的间歇性缺陷，因此隆基股份选择进入氢能。隆基股份目标是实现可再生能源间歇性制氢得到真正的绿氢，具备完全的绿色属性，同时成本上也占据优势。

**表22：隆基股份积极布局电解水制氢装备产业**

时间	事项	附注
2021年3月31日	西安隆基氢能科技有限公司注册成立	
2021年4月13日	与中国石化签署战略合作协议。	未来将在分布式光伏、光伏+绿氢、化工材料等多领域形成深度的合作关系，共同开拓清洁能源应用市场。
2021年5月31日	隆基新型氢能装备项目正式落户无锡。	该项目一期注册资本1亿元，投资总额3亿元，预计到2022年底将达到年产1.5GW氢能装备的能力，项目达产后三年内将达到年销售额10-15亿元。
2021年6月3日	隆基股份与同济大学签署合作协议，宣布校企共建氢能联合实验室。	借助同济大学在氢能领域的深厚积淀，结合隆基在绿氢装备方面的研究基础，双方将在绿氢技术研发、人才培养、产学研成果转化等方面展开深度合作。
2021年6月9日	隆基西安高新区氢能总部项目落地。	项目计划初期达到年产500MW，100台1000Nm <sup>3</sup> /h碱性电解设备的能力，通过5-10年产能扩大到1万台；
2021年8月28日	隆基股份与中国化学华陆工程科技有限责任公司签署战略合作框架协议。	双方签署协议及100MW电解水制氢设备采购合同。
2021年9月下旬	隆基股份设立西安隆基氢能新材料有限公司。	隆基氢能新材料由西安隆基氢能科技有限公司100%持股。
2021年10月16日	隆基氢能首台碱性水电解槽下线。	电解槽采用高电流密度设计，单台电解槽的氢气制备能力达1000Nm <sup>3</sup> /h及以上水平。
2021年10月26日	隆基股份官网公开了西安隆基氢能新材料有限公司自建电镀、化镀线项目环境影响评价第一次信息公示的有关信息。	项目总投资额2091万元，其中设备投资1500多万元，年产至少30000件极板、60000件支撑网生产。

资料来源：隆基股份官网、开源证券研究所

隆基股份的Lhy-A系列碱性水电解槽单台产气量最高可达1500Nm<sup>3</sup>/h，广泛应用于煤化工、石油化工、钢铁冶金、交通运输、能源电力及其他工业等领域，采用标准化生产，结构紧凑，精度高，产品品质一致性高；采用碱槽框架多对一设计，有效降低制氢单位系统成本。

**图46：隆基股份Lhy-A系列碱性水电解槽有效降低制氢单位系统成本**


资料来源：隆基股份官网

**表23：隆基股份 Lhy-A 系列碱性水电解槽主要有五种型号**

型号	Lhy-A200	Lhy-A500	Lhy-A800	Lhy-A1000	Lhy-A1200
产氢量(Nm <sup>3</sup> /h)	200	500	800	1000	1200
操作压力(MPa)	1.6 (可调)				
工作温度(°C)	85-95				
额定 DC 功率(MW)	1	2.5	4	5	6
直流电耗(kWh/Nm <sup>3</sup> )	≤4.5	≤4.4	≤4.4	≤4.4	≤4.4
占地面积(m <sup>2</sup> )	160	200	260	260	260
系统效率(%)	70%-82%				
负荷范围(%)	20%-110%				
氢气纯度	纯化前：99.8%；纯化后：99.999% (可选配更高纯化装置)				
寿命(h)	200000				

数据来源：隆基股份官网、开源证券研究所

十四五期间是氢能技术发展和应用推广的重要窗口期，制氢、储运氢、加氢市场在未来都有较大发展空间，隆基股份是首批布局制氢装备的公司之一，凭借先发优势和公司的技术优势，有望抢占制氢装备市场份额，从氢能产业的发展中获取新的增长点。

### 4.3、宝丰能源：化工龙头大规模布局绿氢，已形成全球最大绿氢、绿氧产能

宝丰能源于 2019 年探索氢能发展路径，为国内首家实现规模化生产绿氢的企业，已形成全球最大的 3 亿标方绿氢/年、1.5 亿标方绿氧/年产能。目前，公司以每年新增 3 亿标方绿氢的速度不断扩大产能，预计未来将形成年产百亿标方、百万吨绿氢产业的规模。生产的绿氢一部分直供化工生产系统，每年降低碳排放总量 5%，实现零碳变革；一部分用于氢能交通领域，推动氢能在重卡、公交等物流交通领域示范应用，助力绿色交通发展。

同时，公司还将向储氢、运氢、加氢等多领域拓展延伸，实现氢能全产业链一体化发展，保障国家能源安全加快“碳中和”。公司计划通过 20 年的时间，实现以新能源制取的“绿氢”替代原料煤制氢，以新能源制取的“绿氧”替代燃料煤制氧，使公司不受煤炭资源的制约，并能保持成本的稳定性，同时实现二氧化碳近零排放。

**表24：宝丰能源国家级太阳能电解水制氢综合示范项目建设历程**

时间	事项	附注
2019 年	启动 200MW 光伏发电及 2 万标方/小时电解水制氢储能及综合应用示范项目	新建两套 1 万标方/小时电解水制氢装置及配套设施和 2×100 兆瓦复合型光伏电站、宁东能源中心示范站，加氢站 1 座。预计年产 1.6 亿标方氢气、副产 0.8 亿标方氧气
2020 年 4 月	太阳能电解制氢储能及综合应用示范项目开工	
2021 年 2 月	太阳能电解制氢储能研究与示范项目 10×1000Nm <sup>3</sup> /h 电解水制氢工程项目一次投产成功	
2021 年 4 月	发布设立子公司公告	宝丰能源将投资 10 亿元建设全资氢能子公司，该子公司的主要业务为氢气加工、储运
2021 年 4 月	“国家级太阳能电解水制氢综合示范项目”正式投产	为当时全球单厂规模最大、单台产能最大的电解水制氢项目，包括 200 兆瓦光伏发电装置和每小时 2 万标方的电解水制氢装置

资料来源：氢云链、开源证券研究所

宝丰能源建设国家级“太阳能电解制氢储能及应用示范项目”。集成全球顶尖工艺装备，采用单台产能 1000Nm<sup>3</sup>/h 的碱性电解槽制氢设备，工艺技术先进，生产的氢气纯度达到 99.999%，发电成本控制在 0.068 元/度，绿氢的综合成本可降至每标方 0.7 元，实现行业内最低。

**图47：宝丰能源国家级太阳能电解水制氢综合示范项目发电成本控制在 0.068 元/度**



资料来源：宝丰能源公告、开源证券研究所

#### 4.4、美锦能源：实行氢能转型战略，布局氢能全产业链

在制氢业务方面，公司主业焦化业务与制氢发挥协同作用。公司在炼焦工艺中释放的焦炉煤气约含 55% 的氢气，据公司现有 715 万吨/年的焦炭产能粗略计算，可从焦炉煤气中提取氢气 6.4 万吨/年。公司通过采用焦炉煤气变压吸附 (PSA) 的方式制取氢气，而焦炉煤气制氢是目前大规模、低成本获得氢气最可行的途径之一，公司主业焦化业务与制氢联合互补。

在加氢方面，公司已拥有 8 座已建成加氢站，并将于十四五期间规划建设 100 座加氢站。公司积极参与加氢站的建设，当前在广东佛山(1 座)、云浮(1 座)、山西晋中(1 座)、山西太原(1 座)、北京市(2 座)、山东青岛(1 座)、浙江嘉兴(1 座)已成功建成加氢站，为未来新建加氢站积攒先发优势和宝贵经验。2021 年 8 月，美锦能源与中石化山西分公司签订合作协议，争取到 2025 年，在山西省内合作建设 30 座油氢混合站。

**表25：美锦能源已建成加氢站为未来新建加氢站积攒先发优势和宝贵经验**

加氢站	加氢站特点
北京市房山区窦店加氢站	由 2022 年冬奥会氢能源及运输保供单位环宇京辉与美锦能源合作建设。
青岛美锦桥头堡加氢站	青岛首座固定式加氢站，具备日加氢能力 1000kg。
清徐美锦加氢母站	太原市首座固定式加氢站，是产业链+应用场景+综合能源站网络的重点布局。
嘉兴嘉锦亭桥北综合供能服务站	嘉兴首座集加氢、交电为一体的综合供能服务站。

资料来源：美锦能源官网、开源证券研究所

在中游，公司参股氢能全产业链内的公司，其中国鸿氢能在燃料电池电堆领域处于国内优势地位，鸿基创能在膜电极领域处于国内领先地位。国鸿氢能已建成目前全球产能最大的燃料电池电堆生产线，电堆累计出货超过 17000 台，装机容量 430MW，市场占有率 2017-2020 年连续四年全国第一；鸿基创能膜电极日产能超万片，年产能达 30 万平米，产品寿命超 2 万小时，占据国内膜电极 50% 以上的市场份额。

**表26: 美锦能源积极参股氢能产业链中游相关公司**

序号	被投资企业	成立日期	投资占比	认缴金额
1	上海翼迅创新能源科技有限公司	2021/8/5	35%	3500 万元
2	北京京能氢源科技有限公司	2021/1/5	40%	8000 万元
3	山西美锦国鸿氢能科技有限公司	2020/11/6	49%	4900 万元
4	鸿基创能科技（广州）有限公司	2017/12/22	19.90%	2570.4 万元

资料来源：天眼查、开源证券研究所

在下游，公司参股的飞驰科技在广东云浮市拥有国内最大的氢能源客车生产基地。该基地占地 350 亩、总建筑面积 23 万平方米，总投资额 20 亿元，年产新能源客车可达到 5000 台。飞驰科技、青岛美锦拥有从 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能源整车制造公司，与国内外多家氢燃料电池技术企业、研究机构保持有紧密的合作关系。

**表27: 美锦能源积极参股氢能产业链下游相关公司**

序号	被投资企业	成立日期	投资占比	认缴金额
1	山西美锦新能源汽车制造有限公司	2021/12/28	61%	3050 万元
2	佛山市飞驰新能源商用车有限公司	2019/10/10	51%	9180 万元
3	佛山市飞驰汽车科技有限公司	2001/2/27	51.20%	11814.8 万元
4	青岛美锦新能源汽车制造有限公司	2019/12/17	48.57%	9180 万元

资料来源：爱企查、开源证券研究所

#### 4.5、鸿基创能（未上市）：致力于氢燃料电池膜电极产业化，进军 PEM 电解水制氢膜电极产业

鸿基创能致力于质子交换膜燃料电池用高性能膜电极（MEA）的产业化，鸿基创能的催化剂涂层质子膜（CCM）日产能已达到 15000 片，年产能超过 300000 平方米；膜电极（MEA）日产能达到 10000 片，供给全球超过 70 多个客户。

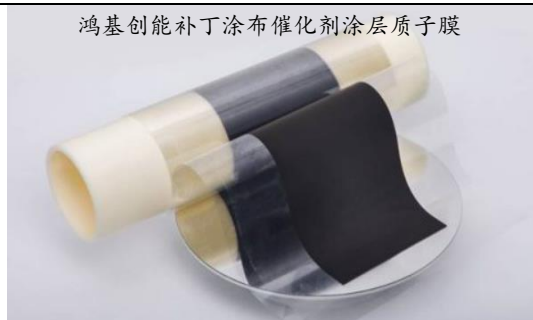
**表28: 鸿基创能专注膜电极业务研发与技术攻关**

时间	事项	附注
2017 年 12 月	鸿基创能科技（广州）有限公司成立。	
2019 年 1 月	美锦能源持股 45% 的参股公司鸿锦投资向鸿基创能增资 1.02 亿元。增资完成后，鸿锦投资持有鸿基创能 51% 股份。	
2019 年 3 月	公司发布第一代膜电极产品。	
2019 年 7 月	完成自动化产线设备调试。	
2019 年 9 月	完成试产，开始提供批量化产品。	
2019 年 10 月	美锦能源公告称向鸿锦投资提供 1000 万元的财务资助。	财务资助款项主要用于满足鸿基创能购买膜电极自动化封装设备、燃料电池测试设备等生产设备及补充其流动资金需要。
2020 年 9 月	美锦能源收购鸿基创能 22.95% 股权。	
2020 年 10 月	鸿基创能牵头济平新能源、通用氢能、东材科技，共同举办四方战略合作协议签订仪式。	
2021 年 5 月	佛山南海区进行了鸿基创能燃料电池高性能膜电极产业化项目签约合作项目。	该项目计划投资 1 亿元，在南海区丹灶镇“仙湖氢谷”建设燃料电池膜电极和 PEM 电解水制氢膜电极产业化基地。
2021 年 10 月	完成了 100 万片膜电极下线。	

资料来源：高工氢电、开源证券研究所

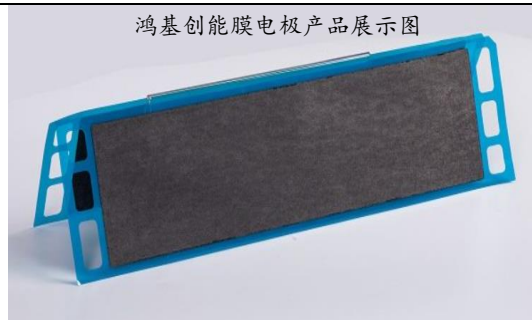
以叶思宇院士、邹渝泉博士和唐军柯博士为核心的技术团队拥有超过 20 年的燃料电池膜电极及电堆的研发和产业化经验。公司承担了多项政府科技攻关项目，包括国家级项目 2 项、广东省项目 4 项、江苏省项目 1 项，开发了 CCM 阴阳极双面直接涂布技术、膜电极一体化成型技术、膜电极自动化快速封装技术、抗反极技术及完善的测试技术，拥有很强的创新能力。

图48：鸿基创能补丁涂布催化剂涂层质子膜



资料来源：鸿基创能官网

图49：鸿基创能膜电极产品年产能高达 300000 平方米



资料来源：鸿基创能官网

表29：鸿基创能专注提升膜电极性能和质量

日期	专利名称	专利类型
2022/3/18	一种用于质子交换膜电解水装置的阴极催化剂浆料及其制备方法	发明专利
2022/3/15	催化剂浆料制备方法、催化剂浆料、催化剂涂布膜及膜电极	发明专利
2022/3/1	一种单边框膜电极制备方法	发明专利
2022/1/11	一种使用过程中可去除一氧化碳的氢燃料电池装置	实用新型
2022/1/11	一种用于电解水制氢装置的催化剂涂覆膜及其制备方法	发明专利

资料来源：天眼查、开源证券研究所

2021 年 5 月，佛山南海区进行了鸿基创能燃料电池高性能膜电极产业化项目签约合作项目，项目计划投资 1 亿元，将要建成高性能燃料电池膜电极和电解水制氢膜电极的自主产业化生产线，同时建成电解水制氢膜电极开发实验室。项目将引进包括加拿大工程院院士在内的公司核心团队，针对 PEM 电解水制氢膜电极进行产业化开发及相应的产学研合作。

表30：电解水制氢产业受益公司具备配置价值（股价截止至 2022/4/25 收盘）

	评级	收盘价/元	总市值/亿元	归母净利润/亿元			P/E		
		2022/4/25	2022/4/25	2021A/2021E	2022E	2023E	2021A/2021E	2022E	2023E
阳光电源	买入	58.9	874.79	15.8	37.54	44.06	55.37	23.3	19.85
隆基股份	买入	56.61	3,064.27	116.12	147.03	188.55	26.39	20.84	16.25
宝丰能源	买入	12.92	947.47	31.03	80.50	109.00	30.53	11.77	8.69
美锦能源	买入	10.05	429.16	27.12	28.39	48.35	15.82	15.12	8.88

数据来源：Wind、开源证券研究所

## 5、风险提示

加氢基础设施建设不及预期、全产业链成本降低不及预期、需求低于预期、新能源市场竞争加剧。

## 特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于2017年7月1日起正式实施。根据上述规定，开源证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

## 分析师承诺

负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及开源证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

## 股票投资评级说明

	评级	说明
证券评级	买入（Buy）	预计相对强于市场表现 20%以上；
	增持（outperform）	预计相对强于市场表现 5%~20%；
	中性（Neutral）	预计相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
	减持	预计相对弱于市场表现 5%以下。
行业评级	看好（overweight）	预计行业超越整体市场表现；
	中性（Neutral）	预计行业与整体市场表现基本持平；
	看淡	预计行业弱于整体市场表现。

备注：评级标准为以报告日后的6~12个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅表现，其中A股基准指数为沪深300指数、港股基准指数为恒生指数、新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）、美股基准指数为标普500或纳斯达克综合指数。我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

## 分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。



## 法律声明

开源证券股份有限公司是经中国证监会批准设立的证券经营机构，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供开源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的机构或个人客户（以下简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给开源证券客户的，属于机密材料，只有开源证券客户才能参考或使用，如接收人并非开源证券客户，请及时退回并删除。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他金融工具的邀请或向人做出邀请。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，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。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告做出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的开源证券网站以外的地址或超级链接，开源证券不对其内容负责。本报告提供这些地址或超级链接的目的纯粹是为了客户使用方便，链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

开源证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。开源证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。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。

## 开源证券研究所

### 上海

地址：上海市浦东新区世纪大道1788号陆家嘴金控广场1号楼10层  
邮编：200120  
邮箱：research@kysec.cn

### 北京

地址：北京市西城区西直门外大街18号金贸大厦C2座16层  
邮编：100044  
邮箱：research@kysec.cn

### 深圳

地址：深圳市福田区金田路2030号卓越世纪中心1号楼45层  
邮编：518000  
邮箱：research@kysec.cn

### 西安

地址：西安市高新区锦业路1号都市之门B座5层  
邮编：710065  
邮箱：research@kysec.cn