



南京证券

NANJING SECURITIES

行业评级：推荐

# 氢能：工业绿氢加速落地，成本下行路径明确

研究员 孙其默  
投资咨询证书号 S0620523060001  
联系方式 025-58519170  
邮箱 qmsun@njzq.com.cn

## 摘要：

- **地缘政治驱动新一轮绿色能源革命：**第三次能源革命中，可再生能源与新能源汽车产业链驱动我国经济发展的成果有目共睹。世界各国都不想在绿氢为代表的第四次能源浪潮中甘为人后，各国都把绿氢作为国家能源发展的新方向。地缘政治加速欧洲可再生能源发展以降低天然气进口依赖。欧洲风光核电资源丰富，天然气管网基础设施完备，绿氢耦合绿电直接掺入天然气管网是降低天然气需求的有效手段。拜登政府发布了《降低通胀法案》、《美国国家清洁氢战略和路线图》，通过税收抵免政策推动绿氢发展。全球电气化进程已经相对成熟，发展绿氢将进一步降低工业原料碳排放。欧美都希望通过优惠政策，把零碳关键技术与相关产业链掌握在自己手中。
- **氢气下游应用广，绿氢提升空间大：**氢气作为传统工业原料广泛应用于炼化、化工、冶金等领域，也可以用于氢燃料电池或者直接燃烧转化为电能或热能。绿氢作为工业原料或少比例掺入天然气这种模式，对现有设备不需要太多改造，替代灰氢的设备改造成本较低。对于交通等新增需求来说，以工业副产氢提纯为基础，绿氢逐步替代的发展方向，可以显著降低加氢成本，提升燃料电池汽车的全生命周期经济性。2021年我国用氢需求约为3000万吨，绿氢占比只有1%左右，绿氢替代灰氢存在相当大的空间。
- **中长期绿氢将本路径清晰，政策扶持加速发展：**可再生能源发电成本降低与电解槽设备规模化提升，驱动绿氢制备成本下行。叠加双碳政策下，碳排放监管趋严，灰氢制备成本以及碳排放成本提升，绿氢经济性逐步显现。当下灰氢成本依然有优势，氢能行业的发展依然需要灰氢和工业副产氢为基础。伴随着绿氢成本下降，市占率逐步提升，制绿氢环节中的核心设备以及关键零部件的需求将大幅提升。
- **2023年国内外绿氢示范项目加速落地：**国内光伏风电基地鼓励就地消纳，配套电解水制氢不但可以实现大规模、跨季节调峰，也可以推动绿氢替代灰氢加速工业领域的降碳减排。目前国内规划绿氢项目近15-20GW，预计23年碱性电解槽出货量将达到1.22GW，较去年0.75GW增长61.5%。海外，欧盟明确了2030年实现绿氢产能1000万吨和进口1000万吨的目标。同时美国能源部也计划到2030年实现1000万吨绿氢产能。根据IEA统计，到2030年，筹备电解水制绿氢产能将达到134GW。
- **投资建议：**电解水制绿氢环节中，国内碱性电解槽技术相对成熟，其不含贵金属催化剂，适合大规模生产匹配下游工业用氢需求。工业绿氢广泛应用将提升碱性电解槽设备的需求。电解槽设备公司受益于产品需求提升，氢能板块的业绩将持续释放。建议重点关注：隆基绿能、华电重工、华光环能。
- **风险提示：**全球减排政策推进不及预期，国内氢能发展政策力度不及预期，电解槽企业出货量不及预期。

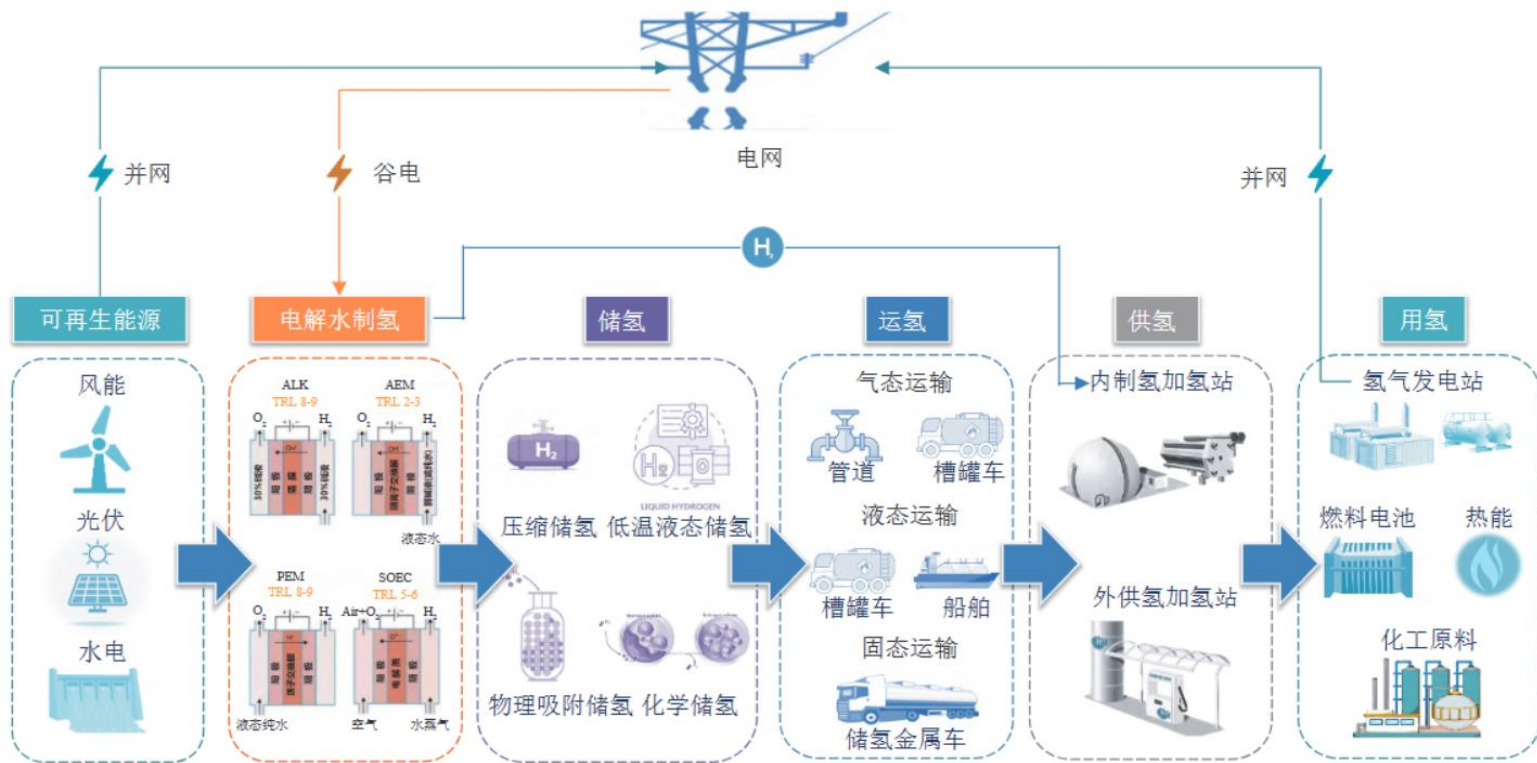
## 目录

- 氢能简介：产业链上下游与电解水制氢分类
- 全球绿氢政策：地缘政治加速欧洲能源转型
- 全球氢能供需格局：绿氢渗透率提升逐步形成趋势
- 碱性电解槽制氢：经济性是成为赛道的关键
- 投资建议：绿氢占比提升带来碱性电解槽出货量增长
- 风险提示

## 氢能产业链：

- 上游制氢：**氢气被分为灰氢、蓝氢和绿氢。灰氢是指通过化石燃料燃烧所产生的氢气；蓝氢是在灰氢的基础上，应用碳捕捉和封存技术降低碳排放，但全生命周期温室气体排放依然存在；绿氢是通过太阳能、风电等可再生能源发电进行电解水制氢，真正实现制氢零排放。
- 中游储运供：**氢气存储方式分为常压、高压、液态、固态储氢、与转换为合成氨储存等；氢气运输分为管道运输、氢气长管拖车等。
- 下游氢应用：**氢气可以作为工业原料应用于炼化、化工、冶金等领域，也可以通过氢燃料电池或者直接燃烧转化为电能或热能。

电解水制氢全产业链示意图



## 燃料电池分类：

- 燃料电池与成熟的内燃机相比，不受卡诺循环限制，可将燃料的化学能直接转化为电能，具有效率高和超低的温室气体排放。
- **碱性电解槽（ALK）**：商业化程度高，适合工业大规模产氢。
- **质子交换膜电解池（PEM）**：工作温度低、能量密度大、启动和功率匹配迅速、无电解质泄露等优点，被公认为最有希望成为交通、航天、军事、电动汽车的首选电池。
- **固体氧化物电解槽（SOEC）**：特定高温环境（电热联动、核电）。

### 三种水电解制氢工艺对比

技术参数	碱性电解水	PEM电解水	SOEC电解水
技术成熟度	工业化应用	小规模应用	研发阶段
目前单台稳定最大产能/ (m <sup>3</sup> /h)	1500-2000	200	20
电极材料	阴极：铁 阳极：Ni-Mo合金	贵金属	-
隔膜种类	石棉/PPS	质子交换膜	-
电解质	20-30%KOH	PEM(Nafion)	Y203/ZrO <sub>2</sub>
运行温度/°C	60-80	50-80	800-1000
运行压力/MPa	<5.0	<5.0	<3.0
电流密度/ (A/cm <sup>2</sup> )	0.2-0.4	0.6-2.0	0.3-1.0
电解小室电压/V	<2.2	<2.0	<1.2
电解能耗（标准）/ (kW.h/m <sup>3</sup> )	4.4-5.1	4.3-5.0	<3.5
氢气纯度/%	>99.8	99.999	-
能量效率/%	62-82	67-82	81-92
优势	技术成熟、成本低	电流密度大、体积小、质量轻、无碱液腐蚀、产品纯度高	能量转换效率高
劣势	电流密度低、体积大、易腐蚀	成本高，原水纯净度有要求	高温条件、材料要求高、成本高
未来发展方向	电解槽减厚、减重，高电流密度技术攻关，降低成本	极板、扩散层、催化剂与质子交换膜等关键零部件性能提升与降本	稳定量产

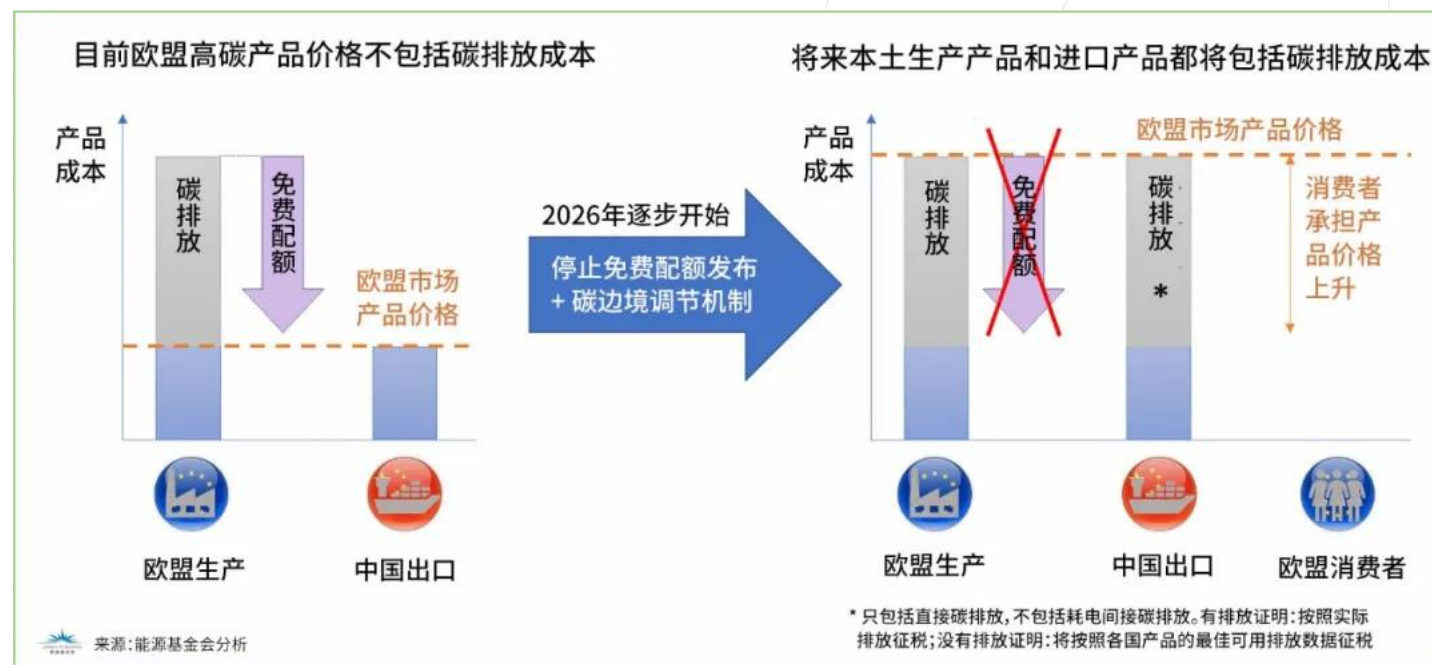
## 欧洲绿色协议→“Fit for 55” → REPowerEU: 地缘政治因素加速欧洲能源转型

- 2022年5月欧盟委员会年5月欧盟委员会提出了REPowerEU，在“Fit for 55”的基础上将2030年可再生能源的总量目标从40%提高到45%。
  - 氢能方面，到2030年，欧盟将实现可再生氢气生产1000万吨进口1000万吨，以取代难以减碳的工业、运输部门的化石能源消耗。
- 2023年4月18日，欧洲议会通过了新的欧盟碳边境调节机制（CBAM）；4月25日在欧盟理事会获得通过。至此，CBAM已走完所有流程。过渡期从2023年10月1日至2025年12月31日，进口商需递交碳排放报告。从2026年开始，欧盟将逐年减少碳市场上生产企业10%的免费配额直至2035年完全取消免费配额，同期要求产品进口者需要根据产品生成过程中产生的碳排放支付碳费用，并逐年提高费率。

### REPowerEU具体投资方向



### CBAM影响示意图（工作原理）



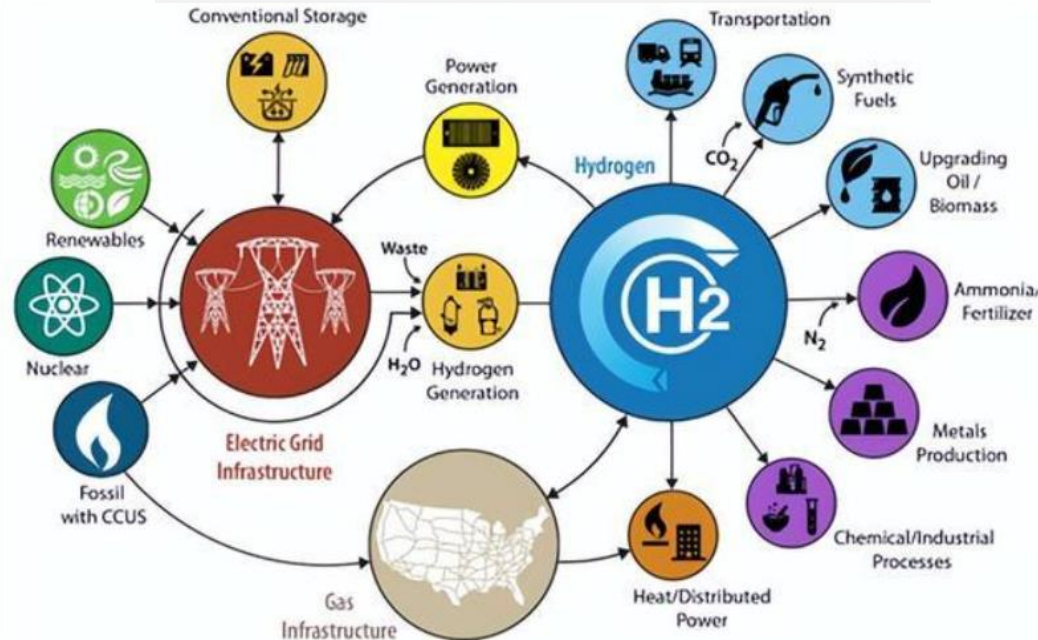
## 美国明确绿氢战略与路线图

- 2023年6月5日，拜登政府发布了《美国国家清洁氢战略和路线图》，提出了未来十年至更远时期全政府参与的氢能发展路径，并对未来氢气为国家脱碳目标做出贡献的机会进行评估。报告预计到2030年、2040年、2050年清洁氢气潜在需求分别达到1000/2000/5000万吨。其中，2030年清洁氢需求以石油化工和产氨为主；2040年重卡和储能领域用氢量显著增加，两者占比达到一半，生物燃料领域的应用增长，石油化工领域显著下降。2050年需求更加多元化，工业、交通、电力、生物燃料液体燃料分别有600-1100、500-800、400-800、200-600万吨的氢气需求。预计随着IRA法案对氢能产业的补贴，氢气成本有望进一步下降，从而催生更多的清洁氢需求。

美国氢能源政策梳理

2023.6	国家清洁氢战略与路线图	到2030年、2040年、2050年清洁氢市场空间分别达1000/2000/5000万吨；提出短期、中期、长期氢能发展目标：2031年制氢成本下降到1美元/kg等
2022.8	通货膨胀削减法案	为氢燃料电池车、工业示范部门提供补贴，为重新供电和重新更换能源基础设施提供贷款，对制氢和燃料电池设备提供税收抵免等
2021.11	两党基础设施法	2022-2026年共拨款95亿美元用于清洁氢发展，其中80亿美元用于区域氢能中心建设，10亿美元用于电解水制氢，5亿美元用于制氢和回收
2021.8	燃料电池电动卡车：加州及其他地区货运活动的愿景	到2035年建成200座加氢站，支持7万辆重型氢动力卡车
2021.7	氢能攻关计划	未来十年使清洁氢成本降低80%至1美元/千克
2021.5	绿皮书	为燃料电池厂提供投资成本30%的投资税收抵免；对天然气管道改造和储氢项目提供税收减免
2020.12	储能大挑战路线图	氢储能作为一种储能路线被提及
2020.11	氢能项目计划	2030年氢能指标：①电解槽成本降至300美元/KW，运行寿命达到80000小时，系统转换效率达到65%，工业和电力部门用氢价格降至1美元/kg，交通部门用氢价格降至2美元/kg；②早期市场中交通部门氢气输配成本降至5美元/kg，最终扩大的高价值产品市场中氢气输配成本降至2美元/kg；③车载储氢系统成本在能量密度2.2 KWh/kg、1.7 KWh/升下达到8美元/KWh，便携式燃料电池电源系统储氢成本在能量密度1 KWh/kg、1.3 KWh/升下达到0.5美元/KWh，储氢罐用高强度碳纤维成本达到13美元/kg；④用于长途重型卡车的质子交换膜燃料电池系统成本降至80美元/KW，运行寿命达到25000小时，用于固定式发电的固体氧化物燃料电池系统成本降至900美元/KW，运行寿命达到40000小时

美国能源部深度脱碳倡议



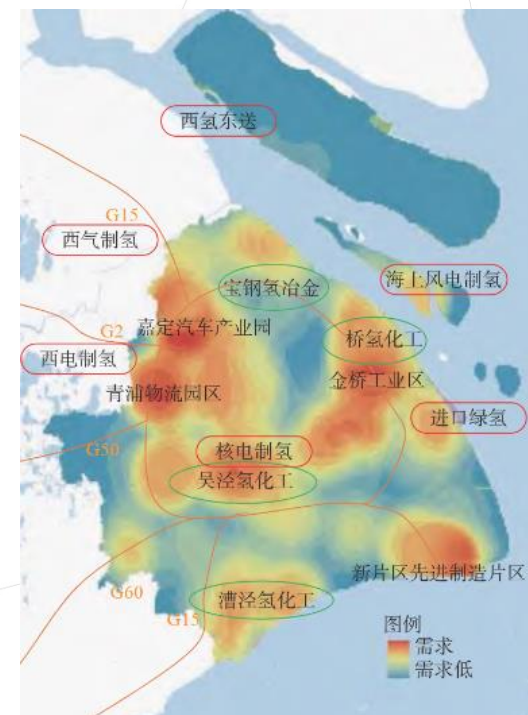
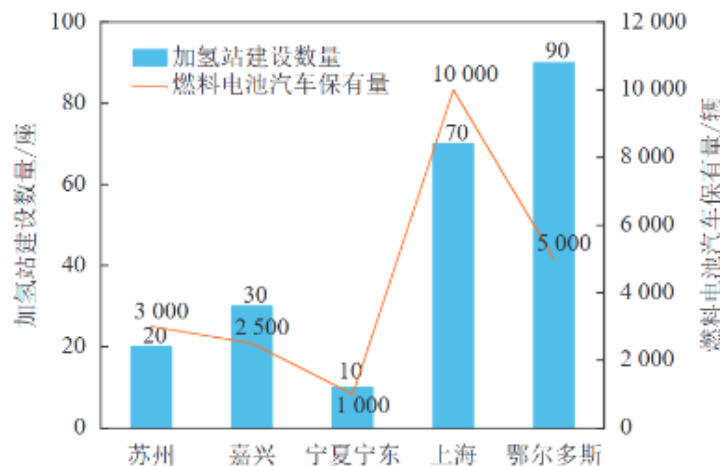
## 中国：氢能产业中长期规划推进氢能商业化

- 目前，我国出台氢能政策多达20余项。《“十四五”工业绿色发展规划》中提到，单位工业增加值二氧化碳排放降低18%，推动生产过程清洁化，鼓励氢能发展；《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》中提到，到2025年燃料电池汽车保有量5万辆，部署建设一批加氢站，可再生能源制氢量达到10-20万吨/年。健全绿色低碳标准体系，这对氢能商业化应用发展起到了推动作用。
- 地方氢能政策：《上海市氢能产业发展中长期规划（2022-2035）》中提到，建设各类加氢站70座左右，培育5-10家具有国际影响力的独角兽企业，建成3-5家国际一流的创新研发平台，燃料电池汽车保有量突破1万辆，氢能产业链产业规模突破1000亿元。

我国氢能重点政策

时间	部门	政策	意义
2022.4	教育部	《加强碳达峰碳中和高等教育人才培养体系建设工作方案》	为实现碳达峰、碳中和目标提供人才储备
2022.3	发改委	《氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)》	将氢能作为未来能源体系的重要组成部分,保障了战略地位
2022.3	发改委、能源局等六部门	《关于“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见》	加速石化化工行业变革,提高清洁生产水平,促进了氢能的发展
2021.12	国务院	《“十四五”节能减排综合工作方案》	推动绿色转型,助力实现碳达峰
2021.11	工信部	《“十四五”工业绿色发展规划》	提高清洁能源的比重,鼓励氢能的应用
2021.11	国资委	《关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见》	稳步构建氢能产业体系,完善氢能制、储、输、用一体化布局
2021.10	国家能源局	《2030年前碳达峰行动方案》	拓展了氢能交通运输领域的应用,推广氢能动力重型货运车辆
2021.10	国务院	《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	推进经济社会发展全面绿色转型,加快构建清洁低碳安全高效能源体系,提高对外开放绿色低碳发展水平
2021.10	国务院	《“十四五”全国清洁生产推行方案》	鼓励绿氢炼化、二氧化碳耦合控制甲醇等降碳工程
2021.6	国家能源局	《关于组织开展“十四五”第一批国家能源研发创新平台认证工作的通知》	大力发展氢能燃料电池的使用,推动燃料电池电动汽车能耗及续航里程、车载氢系统等标准的制定
2021.2	国务院	《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》	坚持节能优先,提升可再生能源氢能利用比例,因地制宜发展氢能
2020.10	国务院	《新能源汽车产业发展规划(2021—2035年)》	攻克氢能储运、加氢站、车载储氢等氢能燃料电池技术,健全氢能制、储、运
2020.6	国家能源局	《2020年能源工作指导意见》	从改革创新和推动新技术产业化角度推动氢能发展
2020.4	国家能源局	《中华人民共和国能源法(征求意见稿)》	优先发展可再生能源,开发应用替代油气的新型燃料
2020.4	财政部、工业和信息化部等	《关于完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》	对燃料电池汽车的购置补贴采取“以奖代补”的方式,争取4年内建立氢能汽车完整产业链

上海城市群氢能政策与发展目标

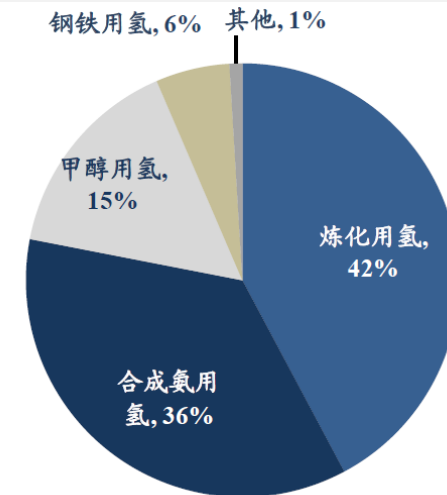




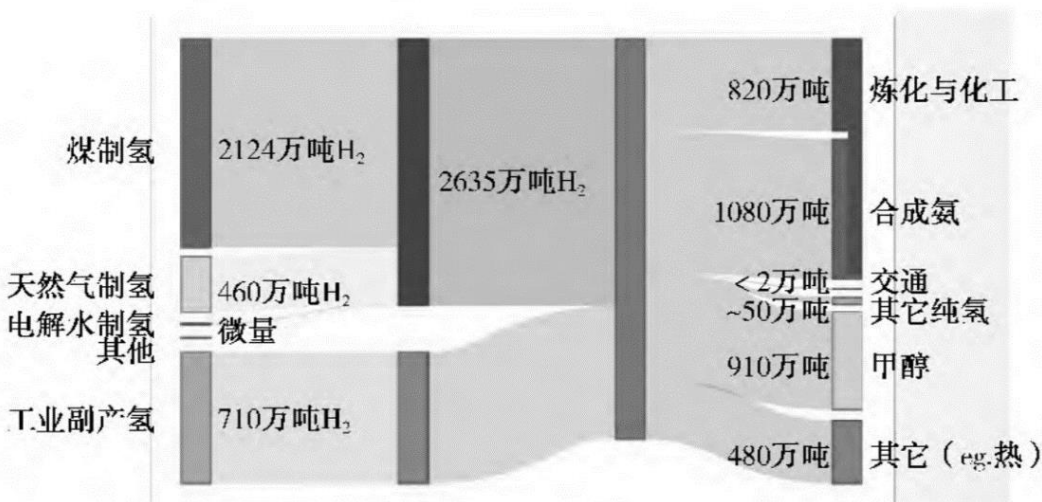
## 氢能供需现状：绿氢替代灰氢的市场空间广

- 目前供给端绿氢占比处于低位。从我国产量结构上来看，由于我国资源结构富煤少气，氢能供给依然依赖化石能源制氢（灰氢）。2020年我国煤制氢占比高达62%，天然气制氢占比19%，工业副产氢占比18%，电解水制氢占比约为1%。氢气下游需求主要集中在交通、工业为主要的应用领域。我国2020年应用在合成氨、甲醇、炼化及其他工业领域的占比分别是37%、19%、10%、19%。
- 绿氢增长潜力足：短期，绿氢将提升在传统下游需求的应用（化工原料、原油炼化）。中长期，伴随着绿氢经济性提升，新增氢气需求（交通、冶金与发电供暖）将作为长期的增长动力。

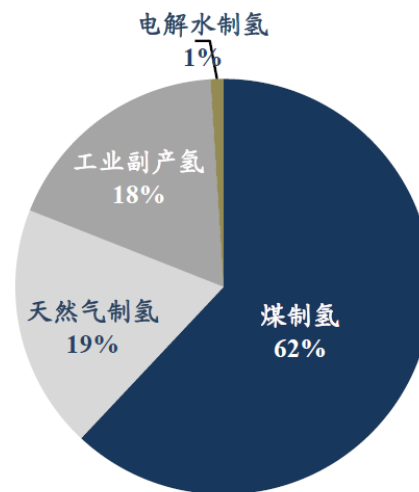
2021全球用氢结构



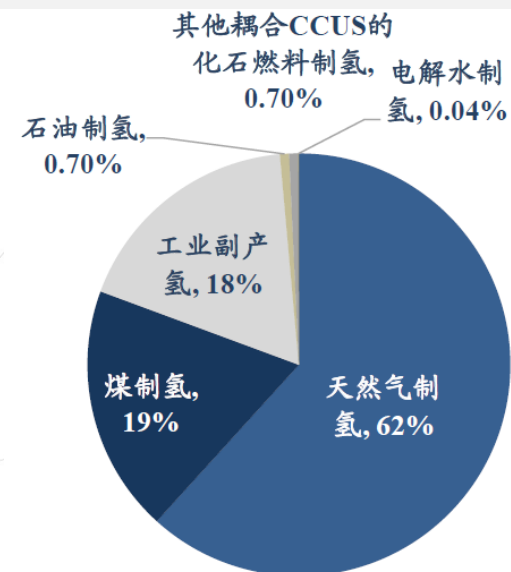
2019年我国氢气流向



2020年中国制氢结构



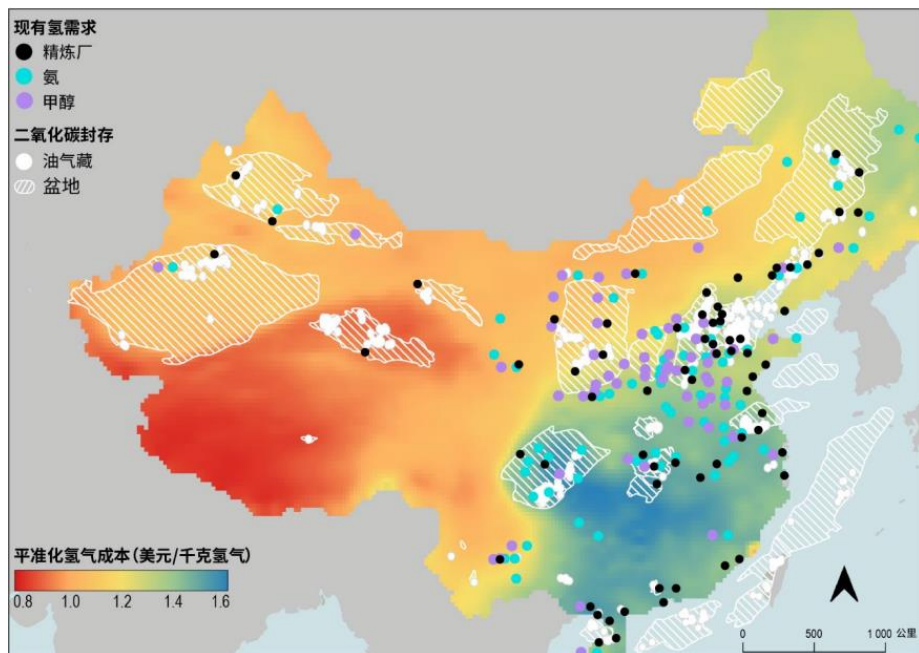
2021全球制氢结构



## 国家绿氢产业发展路径: 示范项目实现经济性、由点向面扩展

- 可再生资源分布不均匀，区域绿氢实现经济性是第一步。西北可再生资源丰富，当地煤化工企用氢需求量大。利用当地可再生能源配备电解水制氢设备，对当地的煤化工、炼化厂的需求实现就地消纳，这种模式将储运成本最小化，大幅降低用氢成本。
- 管道运输扩大绿氢供给半径，用氢成本的下降是新增需求推广的基础。“西氢东送”输氢管道纳入《石油天然气“全国一张网”建设实施方案》，管道运输是绿氢由点到面全覆盖的基础。输氢管道可以实现大规模、长距离输送氢气，并且兼顾经济性。未来，可依托“西氢东送”管道建设支线及加氢母站，助力京津冀氢能走廊的高效构建，助力京津冀地区“双碳”目标的实现。

中国现有的炼油厂、氨和甲醇厂、可再生能源制氢成本



绿氢发展总体路线



## 碱性电解槽成本下行路径：

### □ 电解槽设备大型化、模块化：

- ① 改进设备构造与核心材料、产品标准化以降低设备成本；
- ② 系统模块化，多槽对应一套提纯分离系统，以降低整体系统成本；
- ③ 电解槽大型化，制氢量提升，将降低单位绿氢折旧成本。

### □ 降低电耗：

- ① 电解槽结构与核心材料的迭代（高电流密度大尺寸电极）。

### □ 用电成本下降：

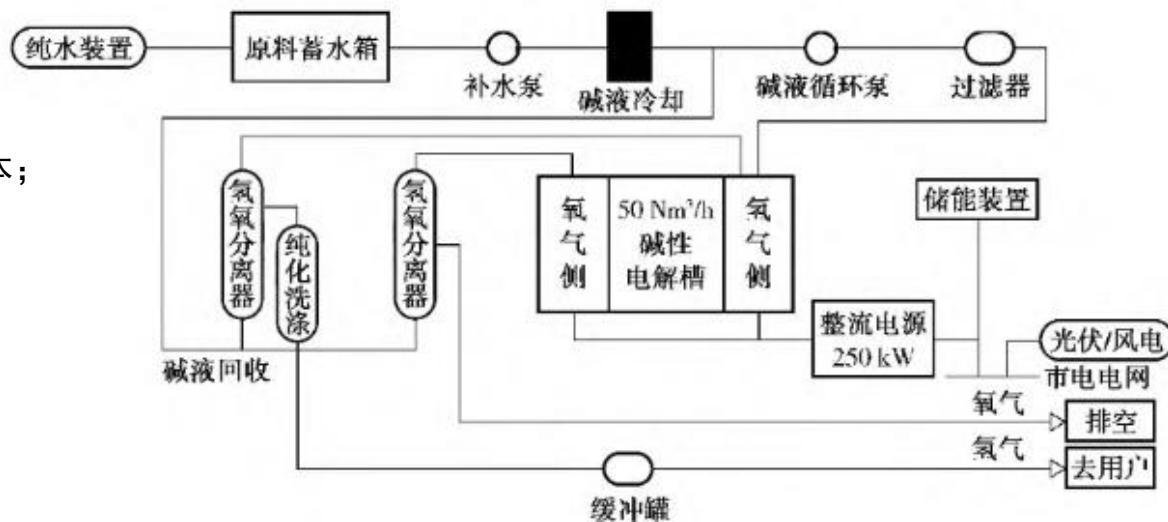
- ① 可再生发电产能持续释放，绿电发电成本持续下降；
- ② 示范项目推广离网绿电制氢，以降低用电成本。

产能1000m<sup>3</sup>/h的碱性电解水制氢设备制造成本

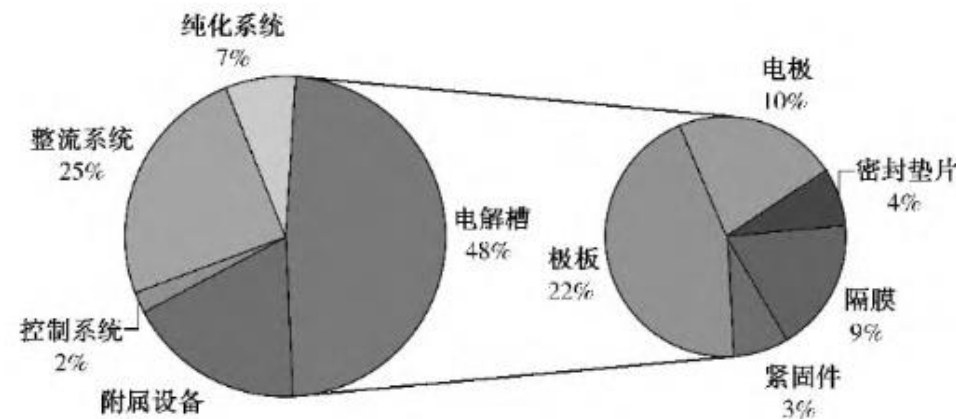
指标				每标方原料消耗及价格			成本组成			
项目	单位	数值	备注	项目	单位	消耗量	价格	成本	成本占比	
装置生产能力	Nm <sup>3</sup> /h	60,000	1000Nm <sup>3</sup> /h*台	60	工艺电	kWh/m <sup>3</sup>	5	0.3	1.5	77.25%
年生产时间	h	4,000			动力电	kWh/m <sup>3</sup>	0.0432	0.3	0.01296	0.67%
装置一次性投资	元	600,000,000	系统价格(元)	10,000,000	原料水消耗	t/m <sup>3</sup>	0.0022	8	0.0176	0.91%
设备使用年限	年	15			冷却水消耗	t/m <sup>3</sup>	0.001	8	0.008	0.41%
纯水装置价格	元	4,000,000			KOH消耗	kg/m <sup>3</sup>	0.0005	13	0.0065	0.33%
辅助动力用电功率	kw	2,400			仪表空气	Nm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	0			0.00%
管理费用率	%	5%	占销售收入		年折旧费用	元	60,000,000		0.25	12.88%
年生产氢气体积	m <sup>3</sup>	240,000,000			年维修费用	元	12,000,000	2%	0.05	2.58%
管理费用	元	22,190,720			工人工资	个	10	100,000	0.004167	0.21%
年利润(税前)	元	209,594,880			氢气成本(不含管理费)			1.849	元	
回报期	年	2.8817			氢气成本(含管理费)			1.942	元	
氢气销售价格	元/m <sup>3</sup>	2.815	毛利润	31.02%	管理费用占比				4.76%	

资料来源：王建《电解水制氢技术》、考科利尔竟力、南京证券研究所

碱性水电解系统图



碱性电解水制氢经济性



## 我国电解水技术发展对标：碱性制氢技术相对成熟

- 碱性电解制氢效率指标上仍有较大改进空间。在制氢在制氢效率与电流密度方面，目前我国工业用碱性电解槽的电解电流密度约为 $0.3\text{A}/\text{cm}^2$ @ $1.84\text{V}$ ，欧美国家电解槽的电流密度高达 $0.4\text{A}/\text{cm}^2$ @ $1.8\text{V}$ 以上。我国碱性电解槽的直流电解能耗约为 $54\text{kW}\cdot\text{h}/\text{kgH}_2$ ，电解效率约65%，低于国外先进碱性电解槽约70%的电解效率。
- 电极方面，我国析氢电极普遍采用多孔镍电极，而国外已开始使用高性能镍基合金电极。
- 隔膜组件方面，我国碱性电解槽目前采用编织结构的无石棉隔膜，其厚度为 $(1.0\pm 0.1)\text{mm}$ 、离子电阻率为 $(1.0\pm 0.2)\Omega\cdot\text{cm}^2$ ，国外研制的有机无机复合隔膜的厚度为 $(0.5\pm 0.05)\text{mm}$ 、离子电阻率约为 $0.3\Omega\cdot\text{cm}^2$ ，其性能远超我国使用的无石棉隔膜，并已在德国McPhy、挪威NEL等公司的碱性电解槽中得到应用，有效提高了电解电流密度及电解效率。
- 电解槽结构方面，我国碱性电解槽的极间距较大，材料电阻引起的压降较高，导致电解效率偏低。

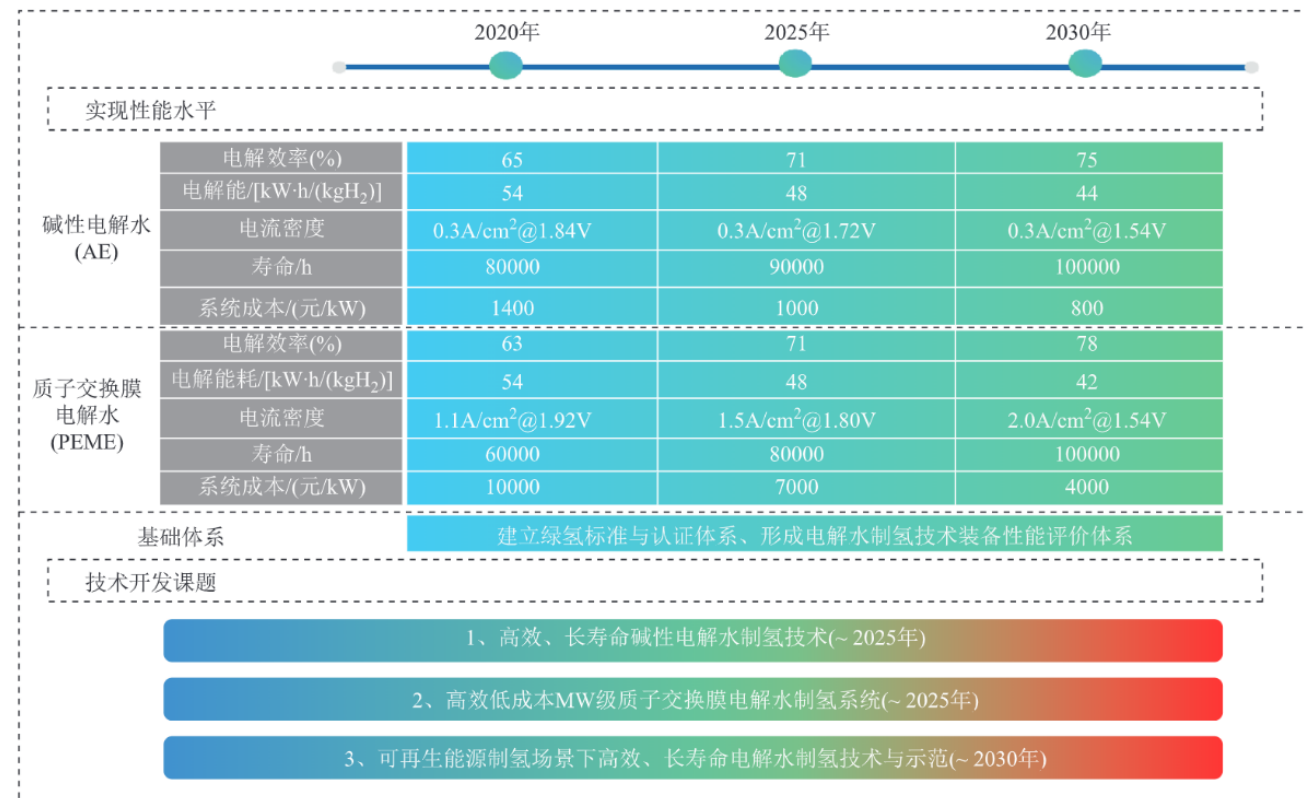
### 国产与海外对比

AE制氢技术对标与国产化情况					
	电堆能耗/ [kW·h/(N·m <sup>3</sup> )]	电流密度	设备成本/ (元/kW)	设备国产化情况	
国内	4.3~4.8	$0.3\text{A}/\text{cm}^2$ @ $1.84\text{V}$	1 400	国产化率约95%，阀门与仪表尚依赖进口。但国产化核心电解槽部件中，隔膜和电极技术水平与国外有差距，导致电流密度与能效较国外有差距，但国内设备成本优势明显	
挪威NEL	4.2~4.5	$0.4\text{A}/\text{cm}^2$ @ $1.8\text{V}$	2 600	—	
PEME制氢技术对标与国产化情况					
	电堆能耗/ [kW·h/(N·m <sup>3</sup> )]	电流密度	设备成本/ (元/kW)	单台设备MW	设备国产化情况
国内	4.8~5.0	$1.1\text{A}/\text{cm}^2$ @ $1.92\text{V}$	10 000	1~2	国产化率约80%，核心部件电解槽尚未完全实现国产化，其中质子交换膜依赖进口，国内虽具备膜的生产能力，但膜树脂、膜溶液等原材料多为进口
美国Hydrogenics	4.4~4.8	$1.5\text{A}/\text{cm}^2$ @ $1.92\text{V}$	8 000	2~5	—
挪威NEL	4.4~4.8	$1.5\text{A}/\text{cm}^2$ @ $1.92\text{V}$	~11 000	2	—

## 电解水制氢技术路线：性能提升、寿命提高、成本下行

- 在AE制氢技术方面，重点开发高活性、长寿命析氢析氧催化电极，新型高气阻、低电阻、环保型隔膜；开展碱性水电解槽流场模拟，优化电解槽流场结构设计；并基于基础技术研究成果，开展零极距碱性电解槽设计。针对可再生能源制氢的需求，开发模块化并联的大规模电解制氢系统及其控制技术，开展快速变载工况的高效制氢技术研究，开发大规模可再生能源制氢调度、控制技术，以及开发高压碱性水电解制氢设备等。
- 关键材料和组件方面，开发高活性析氢、析氧催化电极，开发易于实现的搞笑、长寿命催化电极制备技术，并进行产业化应用。研发功能涂层材料，开发出高离子传导性、高气阻、低电阻、环保型碱性水电解隔膜。开展高压密封材料研究，开发高压碱性水电解制氢设备。
- 设备开发方面，开展全系列碱性水电解槽流场模拟，分析高气液比流体在电解小室狭小空间内的流体流动及传热传质特点，优化电解槽流场结构设计。
- 可再生能源耦合制氢方面，开发百兆瓦级大规模可再生能源制氢系统，建立通用的系统设计、建设、集成调度与运维控制规范，为推广应用奠定基础。

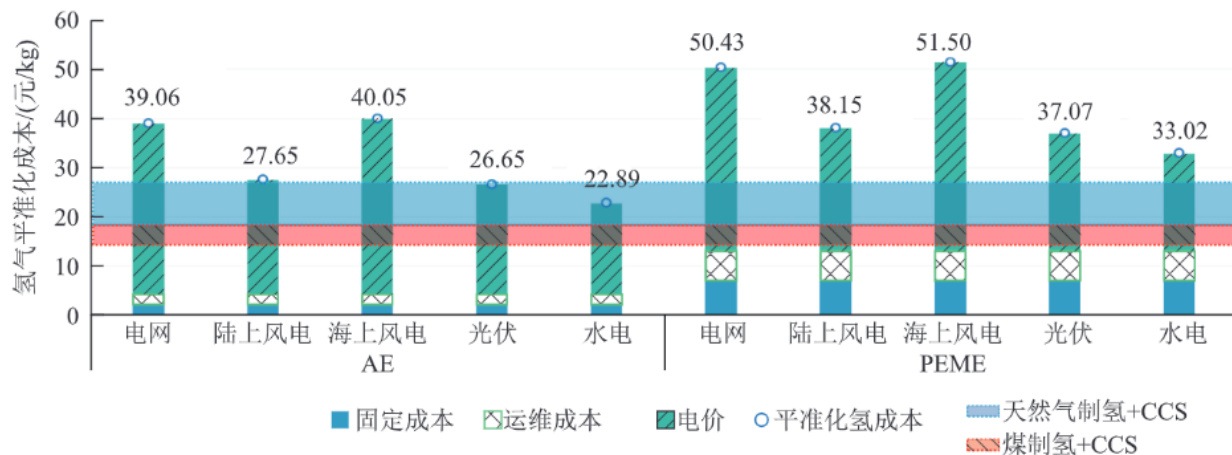
### 碱性电解水技术路线



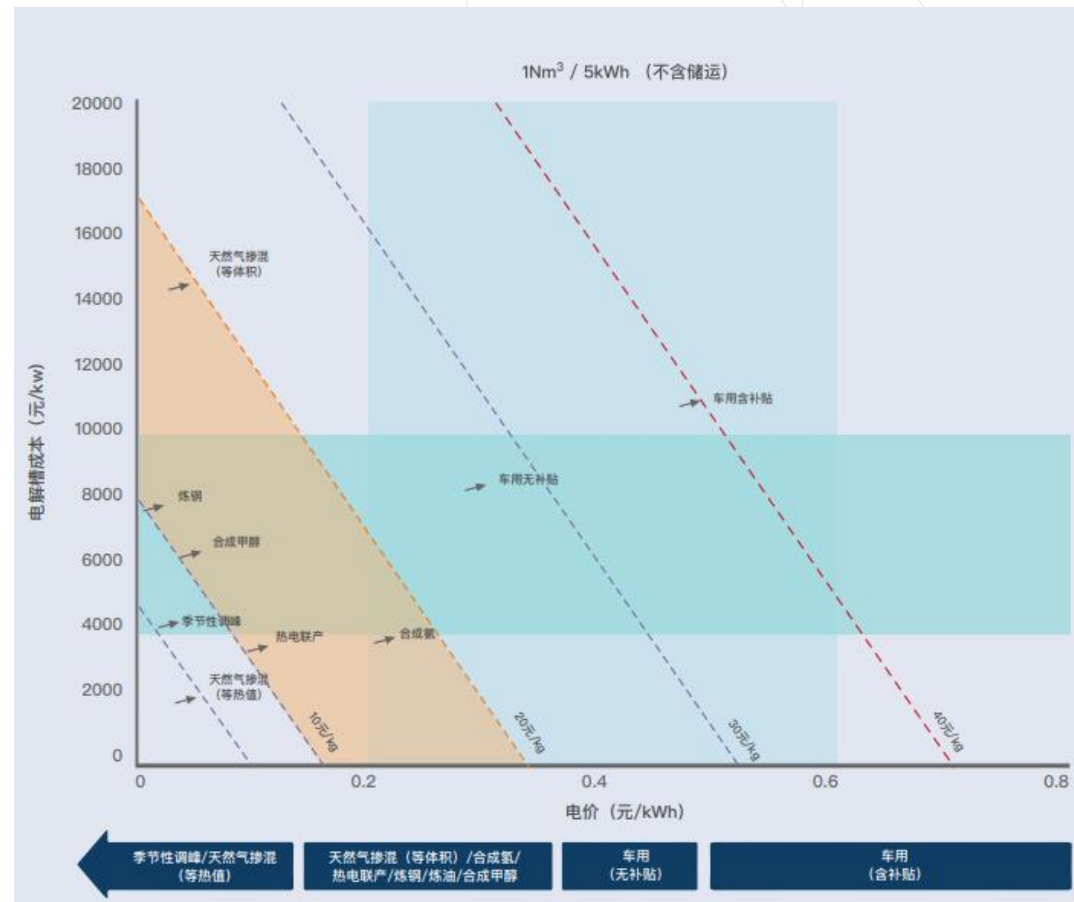
## 绿氢平准化价格研究：

- 可再生能源发电成本下降。预计到 2035 年，光伏与风电的新增装机发电成本预计将低于 0.3元/kWh。预计到 2050 年，新增光伏和风电发电成本将降至约0.13元/kWh和0.25元/kWh，风能和太阳能将成为最廉价和最丰富的电力来源。可再生能源电解水制氢成本将低至11.63 元/kgH<sub>2</sub>。
- 运行负荷和电解水制氢效率降低绿氢成本。以碱性电解水制氢为例，运行负荷分别为1000h、3500h、6000h和 8000h时，平准化氢气成本分别为58.53元/kgH<sub>2</sub>、42.72元/kgH<sub>2</sub>、40.08 元/kgH<sub>2</sub>、39.06 元/kgH<sub>2</sub>。电解水制氢电耗从当5kWh/Nm<sup>3</sup>降低至4kWh/Nm<sup>3</sup>时，平准化氢气成本可降低约20%。
- 绿氢与灰氢的成本差距逐步收窄，经济性提升是绿氢产业化的主要驱动力。

平准化制氢比较



## 终端应用可接受氢气价格



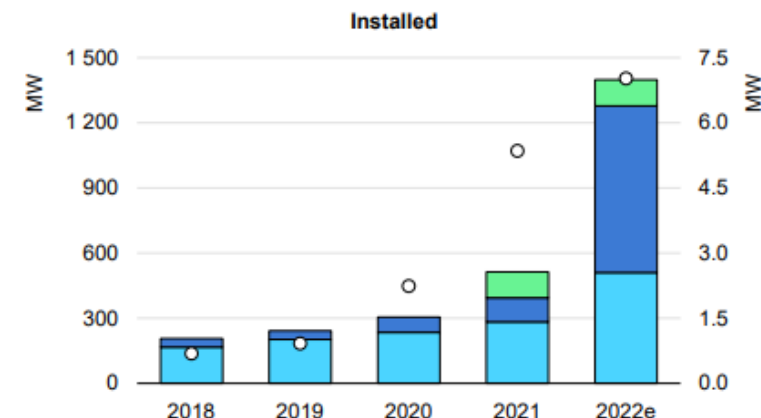
左图测算假设，以2000 Nm<sup>3</sup>/h碱性电解水制氢项目为例，负荷率95%条件下，当采用工业电价0.616元/(kW·h)。水电、陆上风电、海上风电、光伏的度电平准化成本分别为0.33元/(kW·h)、0.41元/(kW·h)、0.63元/(kW·h)、0.40元/(kW·h)。

## IEA: 全球碱性电解槽项目加速落地

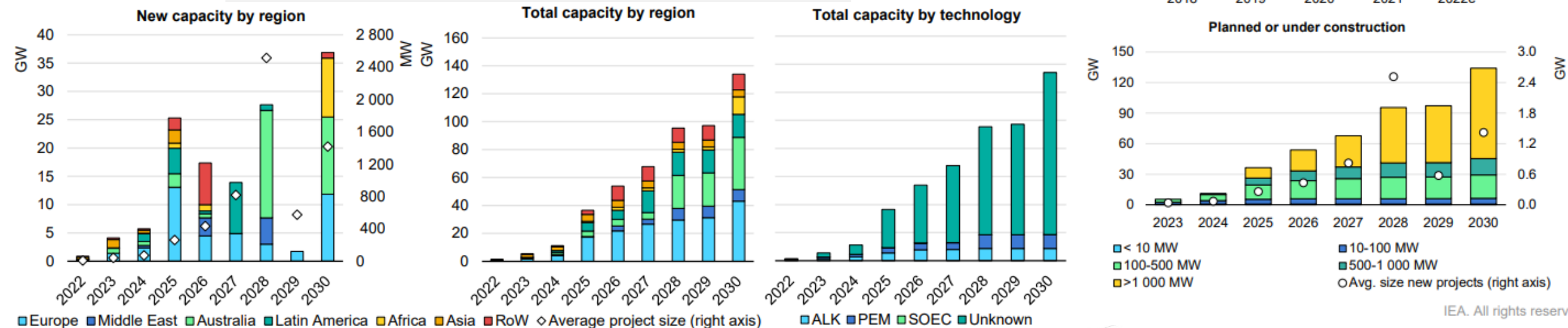
- 根据IEA统计，当前有460个电解槽的项目在筹备或建设中。根据当前的项目筹划，到2030年全球的电解水产能将达到134GW。从特征来看，大型化已经成为趋势，2022年项目平均容量达到>5MW级别。根据当前欧洲筹备项目统计，预计2030年欧盟电解水产能将达到39GW，占全球的32%。基本接近Fit for 55中提到的44GW，但距离REPowerEU Plan中提到的80GW依然有差距。从电解槽类别来看，碱性电解槽依然是主流。

## 全球电解槽出货量与容量结构

Global electrolyser capacity by size based on project pipeline, 2018-2030



## 电解水筹备产能区域分布与结构特征



IEA. All rights reserved.

## 2023年绿氢示范项目落地加速

- 2023年1-5月，国内光伏、风光、风电制氢为主的大型绿氢项目已进行中标公示的项目有5个，总中标量440MW，中标总金额超过8.8亿元。
- 2023年1-5月，国内已开标的大型绿氢项目有9个，电解水制氢设备总招标量为582MW，以碱性制氢为主，PEM制氢极少。鄂尔多斯市乌审旗风光融合绿氢化工示范项目规划年产氢气3万吨，以电解水制氢设备年利用小时数4000h测算招标量为420MW，为招标量最大项目。在这9个项目中，6个项目处于EPC招标或初步勘查测量项目招标阶段，3个项目已经进入电解水制氢设备招标环节。
- 我们保守估计2023年电解槽出货量有望达到1.22GW，相较于2022年的750MW，同比增长61.5%。

### 2023年1-5月国内已开标的大型绿氢项目

序号	招标单位/项目主体	项目名称	电解水制氢设备招标量(MW)	技术路线	状态
1	涿源氢阳新能源开发有限公司	涿源县300MW光伏制氢项目	6	碱性	已开标，EPC中标单位中国电建集团
2	深能综合能源开发公司	深圳能源库尔勒绿氢制储加用一体化示范项目	5	碱性	已开标，制氢标段EPC中标单位厚普清洁能源
3	广汇能源股份有限公司	广汇能源绿电制氢及氢能一体化示范项目	5	碱性	已开标，EPC中标单位新奥股份
4	中石化新星内蒙古绿氢新能源有限公司	鄂尔多斯市乌审旗风光融合绿氢化工示范项目	420	碱性	已开标，初步勘查测量项目招标中
5	七台河润沐新能源有限公司	七台河市勃利县200MW风电制氢联合运行示范项目	7.5	碱性	已开标，制氢站EPC招标中
6	湖北光谷东国有资本投资运营集团有限公司	大冶市矿区绿电绿氢制储加用一体化氢能矿场综合建设	8.5	碱性、PEM	已开标，一期EPC招标中
7	华电潍坊发电有限公司	华电潍坊氢储能示范项目	25	碱性	已开标，电解水制氢设备招标中
8	三峡科技有限责任公司	鄂尔多斯市纳日松40万千瓦光伏制氢产业示范项目	35	碱性	已开标，电解水制氢设备招标中
9	华电重工股份有限公司	内蒙古华电达茂旗20万千瓦新能源制氢工程示范项日制氢站安装	70	碱性、PEM	已开标，电解水制氢设备招标中
		总计	582		



## 投资建议：

- **碱性电解槽设备供给端格局。**2022年全球碱性电解槽市场出货量约为1GW，国内出货量近750MW。中国电解槽设备集中度较高，CR3达到80%，派瑞氢能（718所子公司）、考科利尔竟立、隆基氢能排名前三。国内电解槽设备有三类参与者，第一类为718所、竟立、天津大陆等老牌电解槽企业，其技术积淀以及产品得到长期验证；第二类为隆基氢能、阳光电源等光伏龙头企业，资金技术实力雄厚，光伏业务与电解槽制氢业务高度协同；第三类为华电重工、瑞麟科技、华光环能等新兴势力，切入电解水制氢市场，在行业发展前期抢占市场份额。
- **中船718研究所：**2008年，718所成立全资子公司派瑞氢能，开展电解水设备相关业务。2022年，中船718所举办全球首台套单体产氢量2000Nm<sup>3</sup>/h水电解制氢装备发布仪式，派瑞氢能成为北京冬奥会绿氢制氢装置唯一供应商。派瑞氢能拥有碱性电解槽产能 350台，PEM电解槽产能120台，合计产能约1.5GW。
- **考克利尔竟立：**公司核心团队来自718研究所，参与国家 973 重大科研项目“大规模非并网风电规模化制氢”。2019年，比利时 John Cockerill集团承接苏州竟立制氢设备有限公司全部人员和知识产权，成立考科利尔竟立，加大研发，扩大碱性电解槽产能。2021年，公司分别下线国际首台套1200Nm<sup>3</sup>/h和1300Nm<sup>3</sup>/h的电解水制氢设备。公司现有产能约 1GW，预计2023年将扩充至1.5GW。
- **隆基绿能：**2023年2月，隆基氢能推出 ALK Hi1 系列产品，在直流电耗满载状况下可低至 4.3kwh/Nm<sup>3</sup>，同时推出 ALK Hi1 plus 产品，直流电耗满载状况下低至 4.1kwh/Nm<sup>3</sup>，在2500A/m<sup>2</sup>电流密度下，更可低至4.0kwh/Nm<sup>3</sup>。隆基氢能2022年作为新进入者，产能快速扩张，22年产能达1.5GW，23年产能将进一步扩张至2.5GW，25年规划5-10GW。
- **阳光电源：**对碱性电解槽、PEM 电解槽均有布局，二者单机功率分别可达1000Nm<sup>3</sup>/h、200Nm<sup>3</sup>/h，2022年底，配备阳光氢能200Nm<sup>3</sup>/h PEM电解槽的长江电力绿电绿氢示范项目产氢成功。
- **华电重工：**电解水制氢设备领域，公司1200Nm<sup>3</sup>/h碱性电解水制氢装置与气体扩散层产品已成功下线。此外，公司持续加大PEM电解设备研发投入，双技术路线并行发展。华电集团为公司控股股东，依托华电集团，公司与内蒙古华电氢能签署《内蒙古华电包头市达茂旗20万千瓦新能源制氢工程示范项目PC总承包合同制氢站部分》。同时收购通用氢能51%股权，在PEM原材料端有一定布局。
- **投资建议：**电解水制绿氢环节中，国内碱性电解槽技术相对成熟，其不含贵金属催化剂，适合大规模生产匹配下游工业用氢需求。工业绿氢广泛应用将提升碱性电解槽设备的需求。电解槽设备公司受益于产品需求提升，氢能板块的业绩将持续释放。建议重点关注：隆基绿能、华电重工、华光环能。

## 风险提示

- 全球减排政策推进不及预期；
- 国内氢能发展政策力度不及预期；
- 电解槽企业出货量不及预期。

## 分析师声明

- 作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

## 免责声明

- 本报告仅供南京证券股份有限公司（以下简称“本公司”）客户使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。
- 本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，本公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。
- 本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成所述证券的买卖出价或征价。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对投资者私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。
- 本公司及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为之提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。
- 本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“南京证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权力。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

## 投资评级说明

### 南京证券行业投资评级标准：

- 推 荐：预计6个月内该行业指数相对沪深300指数涨幅在10%以上；
- 中 性：预计6个月内该行业指数相对沪深300指数涨幅在-10%~10%之间；
- 回 避：预计6个月内该行业指数相对沪深300指数跌幅在10%以上。

### 南京证券上市公司投资评级标准：

- 买 入：预计6个月内该上市公司股价相对沪深300指数涨幅在15%以上；
- 增 持：预计6个月内该上市公司股价相对沪深300指数涨幅在5%~15%之间；
- 中 性：预计6个月内该上市公司股价相对沪深300指数涨幅在-10%~5%之间；
- 回 避：预计6个月内该上市公司股价相对沪深300指数跌幅在10%以上。