



云点道林
SIX SIGMA RESEARCH



云道资本
SIX SIGMA CAPITAL

2023中国氢能产业-氢制备环节深度研究报告

2023 Research Report on China Hydrogen Energy Industry-Production

©2023.6 Sixsigma Research

Hydrogen 氢能源

可持续的清洁零碳能源，万亿市场蓄势待发

氢能源被视为21世纪最具发展潜力的清洁能源，21世纪来，中国和美国、日本、加拿大、欧盟等都制定了氢能发展规划，并且取得了多方面的进展。当今世界开发新能源迫在眉睫，随着化石燃料消耗的日益增加，其储量日益减少，且环境污染、气候变暖等问题日益突出，迫切需要不依赖化石燃料的储量丰富的新型含能体能源，氢正是这样的理想的新型含能体能源

氢能源的优势



能量密度高



清洁零碳



可跨季长时储能



原料来源广泛



可承接风光弃电



.....

Hydrogen 氢能源

可持续的清洁零碳能源，万亿市场蓄势待发

中国能源体系面临着三大关键问题，而氢能源作为绿色零碳的二次能源，是解决我国能源问题、能源体系转型、实现碳中和碳达峰、构建能源领域双循环体系、保障国家能源安全的必经之路。在政府端持续政策红利释放、产业端需求驱动、技术迭代支撑下，氢能产业发展已迎来窗口期

1

中国可再生能源消纳能力提升远远滞后于发电占比的提升。大规模的可再生能源发电是实现碳中和的关键一步，但风电、光伏发电间歇性、波动性强，电网消纳压力较大，且电能为二次能源、过程能源，难以直接存储，其储用过程存在较大损耗。清洁电力占比持续升高的同时，“弃风、弃光”等能源浪费问题，电网解列等电力安全问题，适宜规模风光发电区距东部用电集中区距离远、电网输电压力大损耗大问题更加突出。而氢能可直接生产、存储、应用，通过离网风光电电解制氢，可实现电能大规模、长周期、跨区域储存及更广范围应用

2

我国能源呈现“多煤少油少气”的局面，且石油、天然气在终端消费占比始终处于高位，自给率严重低下，中国能源领域外贸逆差2021年高达3611亿美元，与6762亿美元总体贸易顺差数量级相当，能源安全问题始终未得到根本解决，能源领域“双循环”也根本无法实现。绿氢与绿电耦合可有效提升能源体系运转效率，有望显著提升能源自给率，为构建国内循环为主的新格局、推动经济的持续高质量发展、保障国家能源体系安全注入新动力

3

工业等广大下游应用场景脱碳极其困难，冶金、化工、建材等大中型场景对化石能源的需求极为刚性。IEA将能源划分为热能、电能、交通燃料三大层次，而现有能源体系中，只有石油可以同时满足电、热、燃料三大层次能源需求；但氢能源的出现，颠覆了这一格局，氢能是零碳、高效、无污染的“万能燃料”，既能像石油一样满足三大层次能源需求，且热值是同等重量汽油的3倍，在交通、冶金、化工等广泛领域拥有替代化石能源的潜力

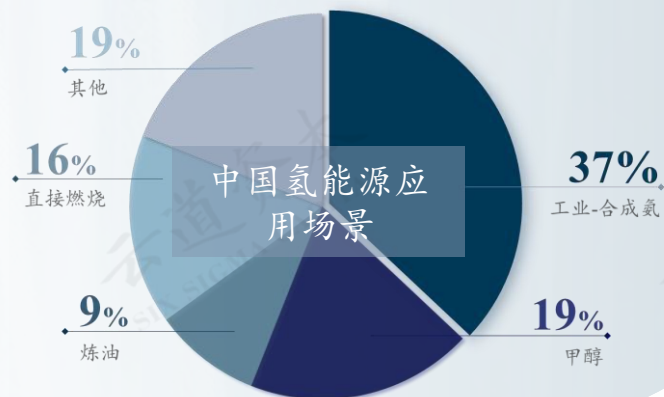
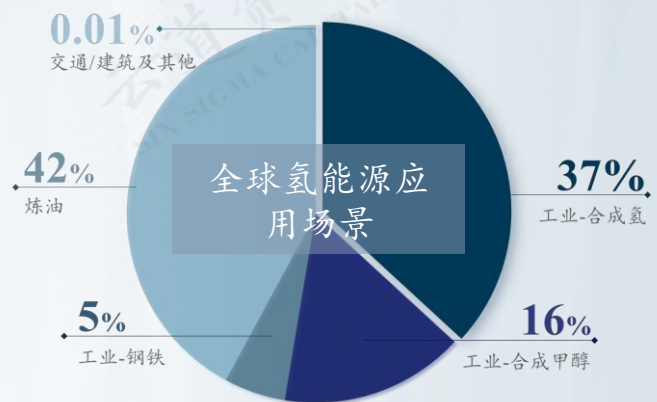
Hydrogen 氢能源

可持续的清洁零碳能源，万亿市场蓄势待发

目前主要应用场景

氢能源拥有丰富的应用场景，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。我国是全球最大氢气消费国，需求量约2800万吨，占全球的30%；全球来看，氢气主要用于化工(合成氨/合成甲醇)和炼油

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



推广应用场景



交通



建筑



电力

Hydrogen 氢能源

可持续的清洁零碳能源，万亿市场蓄势待发

国家层面日益重视和认可氢能战略重要性，加强对氢能的布局，明确了氢能源的战略定位；中央及地方陆续发布了系列支持氢能源发展的政策文件，推动中国氢能源产业发展开启新篇

时间	政策/文件名称	内容
2023年1月	《新型电力系统发展蓝皮书》	氢燃料电池车、氢储能等应用环节推广；长期实现电能与氢能深度融合利用
2022年3月	2022年能源工作七大重点任务	明确了氢能的战略定位并提出了一系列阶段性目标

时间	政策/文件名称	内容
2021年12月	2022年能源工作七大重点任务	“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	《加强产融合作推动工业绿色发展指导意见》	引导企业加大可再生能源使用、推动电能、氢能等替代化石燃料；加快加氢站等基础设施建设运营
2021年11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	《“十四五”规划和2035年远景目标纲要》	在氢能与储能等前沿科技和产业变革领域，实施未来产业孵化与加速计划
2021年2月	《加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系》	提升可再生能源利用比例，因地制宜发展水能、地热能、氢能等

时间	政策/文件名称	内容
2020年10月	《节能与新能源汽车技术路线图2.0版》	2030-2035年实现氢能及燃料电池汽车的大规模应用，保有量达100万辆
2020年9月	《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》	“以奖代补”开展燃料电池汽车核心技术产业化攻关和示范应用奖励
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

短期内多路径共存，电解水制氢将成为未来主流路径

制氢概述—短期内成本因素主导，长期由零碳引领

- 一、制氢路径对比
- 二、未来发展趋势

蓝氢—经济效益突出，中短期内的过渡路线

- 一、蓝氢路线对比
- 二、蓝氢提纯环节

灰氢—最为成熟，应用广泛，提纯与碳捕捉环节蕴含新机遇

- 一、灰氢发展概况
- 二、碳捕捉
 - （一）碳捕捉三大技术路径定义及对比
 - （二）DAC技术优势
 - （三）DAC技术市场空间及应用场景
 - （四）DAC经济性分析
 - （五）DAC细分技术路径
 - （六）DAC国内外进展
 - （七）碳捕捉环节及DAC技术主要结论

绿氢—制氢终极路线，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

- 一、清洁电力端
 - 【新材料-纳米硅】
 - （一）纳米硅概念
 - （二）纳米硅生产工艺与技术路径
 - （三）纳米硅应用场景
 - （四）纳米硅主要结论
 - 【先进国产替代-过滤提纯设备】

Hydrogen Production 氢能源 | 制氢



云点道林
SIX SIGMA RESEARCH

短期内多路径共存，电解水制氢将成为未来主流路径

二、电解槽端

- (一) 电解槽技术概览
- (二) 碱性电解水制氢 (ALK)
- (三) 质子交换膜技术 (PEM)
- (四) 高温固体氧化物电解水 (SOEC)
- (五) 阴离子交换膜电解水 (AEM)

其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

一、核能制氢

- (一) 核能制氢概念及定义
- (二) 核能制氢技术路径及对比
- (三) 核能制氢国内外进展
- (三) 核能制氢主要结论

二、光催化制氢

- (一) 光催化制氢概念及技术原理

- (二) 光催化制氢技术路径
- (三) 光催化制氢国内外进展
- (四) 光催化制氢主要结论

三、生物质制氢

- (一) 生物质制氢概念及技术原理
- (二) 生物质制氢技术路径
- (三) 生物质制氢国内外进展
- (四) 生物质制氢主要结论

四、超临界水制氢

- (一) 超临界水制氢概念及技术原理
- (二) 超临界水制氢技术路径
- (三) 超临界水制氢国内外进展
- (四) 超临界水制氢主要结论



制氢概述—短期内成本因素主导，长期由零碳引领

制氢路径对比—短期内由经济性优势主导，零碳/负碳属性是长期决胜关键

氢气制取目前主流三大路径为：化石燃料制氢（灰氢）、工业副产氢（蓝氢）、电解水制氢（绿氢），此外还存在着光催化制氢、超临界水制氢、生物质制氢、核能制氢等若干新兴技术路线（一般是与三大主流制氢路径耦合）。短期内，经济性是各技术路径应用快慢的主导因素；中长期看，零碳/负碳属性及可持续性是关键



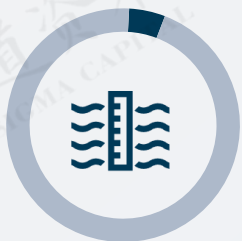
化石燃料制氢（灰氢）

以煤或天然气为原料，技术成熟、成本最低，但碳排放量最高；随煤价波动与其他制氢方式规模化应用带来的成本下探，其成本优势不断减弱；加之化石燃料的不可再生性与减排压力，其扩张空间有限，以存量市场为主；存量产能需结合碳捕捉技术，以降低碳排放



工业副产氢（蓝氢）

在氯碱、轻烃利用等化工产品生产时同时获得副产氢，该技术制氢成本较低，经济效益显著，但氢只作为生产的副产品，氢气的制备规模取决于主产品制备规模，难以实现稳定的大规模供应，无法作为长期稳定的氢气来源，只作为补充性氢源与短期内的过渡路线



电解水制氢（绿氢）

利用水的电解反应制备氢气，实现零碳排；目前成本仍是制约其大规模应用的关键因素，其成本主要在于清洁电力端电价（全离网风光耦合）与设备端（电解槽等关键设备固定资产投资），伴随着清洁电力电价与电解设备价格下探，规模化应用后环境效益与经济效益双优势凸显，将逐步成为主流制氢路径

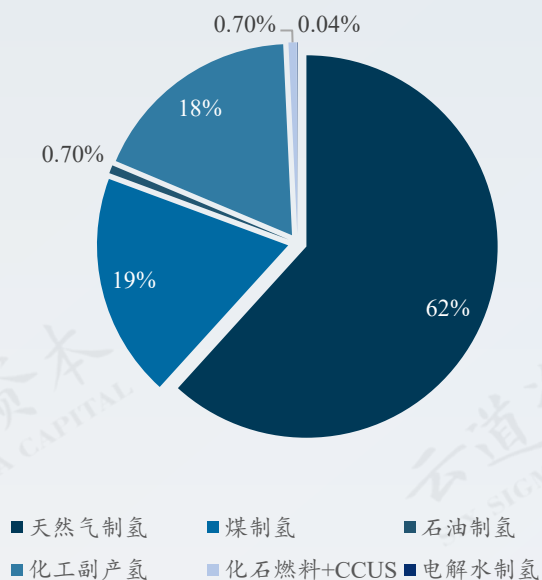


制氢概述—短期内成本因素主导，长期由零碳引领

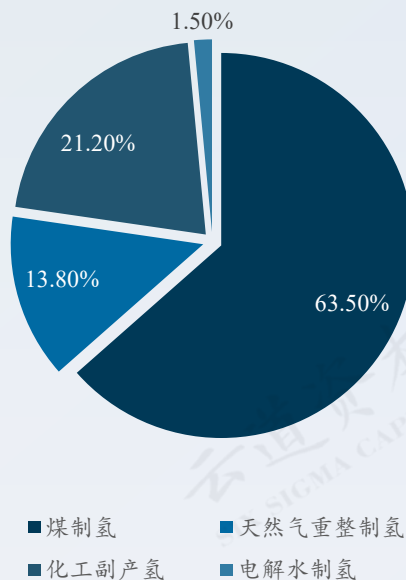
未来发展趋势——当前灰氢为主，绿氢不断渗透成确定性主流制氢路径

目前全球氢气制取仍以灰氢为主，2021年全球氢气产量达9400万吨，其中灰氢占比80%以上，清洁制氢（电解水/化石燃料+CCUS）占比不足1%。中国2022年氢气产量达3781万吨，产氢规模占全球1/3以上，但同样也以灰氢为主（80%），清洁制氢占比较低。据IEA预测，2030年全球氢气产量将达1.8亿吨，较2021年实现翻倍；其中增量产量将主要由电解水制氢提供。电解水制氢产量将由2021年的4万吨级大幅升至6170万吨；耦合CCUS的化石燃料制氢产量将从2021年的60万吨增至3300万吨，清洁制氢方式将成为主流。

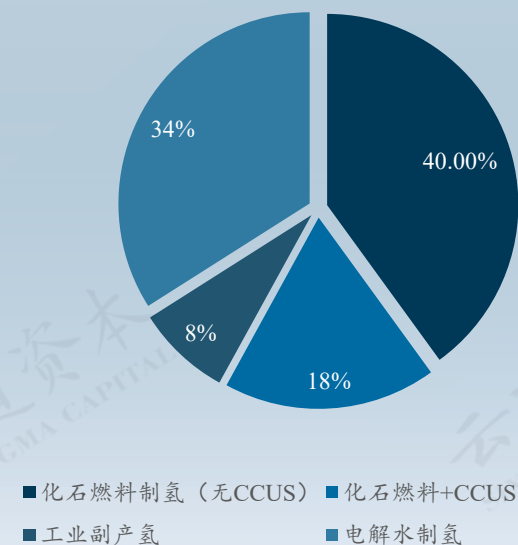
2021年全球氢气生产结构



2021年中国氢气生产结构



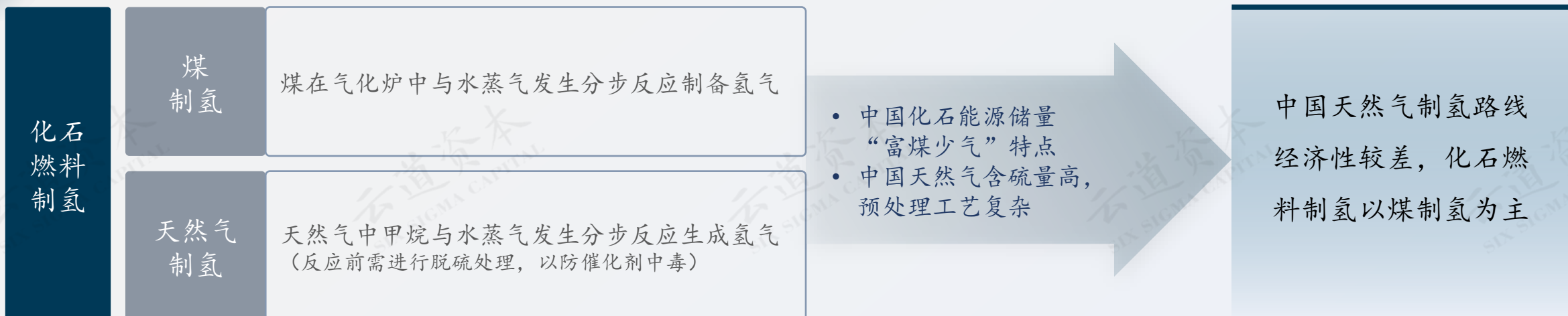
2030年全球氢气生产结构





灰氢—最为成熟、应用广泛，提纯与碳捕捉环节蕴含新机遇

中国灰氢发展概况——煤制氢为主，早期新机会有限，重点关注先进提纯及碳捕捉技术



煤制氢核心设备是煤气化炉，为大型化工设备，前期固定资产投资高，适于大规模集中化生产，目前主要玩家为拥有大型煤气化设备的国资或大型民营化工企业，产能产量稳定，增量空间有限；且目前成本受煤价影响变化显著，随着其他制氢路径的规模化应用带来的降本，该路径经济性优势也将逐步丧失



目前化石燃料制取氢虽占比较高，但该方式制取的氢气杂质多、纯度低，需经提纯才可用于下游的燃料电池等；且煤制氢/天然气制氢会排放大量二氧化碳（煤制氢约 $19\text{kg CO}_2/\text{kg H}_2$ 、天然气制氢约为 $10\text{kg CO}_2/\text{kg H}_2$ ），需结合碳捕集利用封存技术以降低碳排（煤制氢结合CCUS后碳排降低至 $2\text{kg CO}_2/\text{kg H}_2$ ，但成本会增加12元/kg，近乎翻倍）

故我们认为灰氢制取路径的早期投资机会点在于先进的提纯及碳捕捉技术环节



灰氢—最为成熟，应用广泛，提纯与碳捕捉环节蕴含新机遇

碳捕捉环节——中短期内固定碳源传统CCUS为主，长期来看DACCS将成为增量主力

碳捕捉三大技术路径定义及对比

在碳的捕集、输送、利用与封存环节中，碳捕集是CCUS过程中能耗与成本最高的环节，目前碳捕集技术可分为传统的碳捕集（传统CCUS）、生物质碳捕集（BECCS）、直接从空气捕集二氧化碳（DACCS）三种技术路径

传统CCUS

传统CCUS捕捉一般指化石燃料电厂、化工等固定碳源场景下对二氧化碳的捕集利用封存技术，该技术通过吸入固定碳源场景生成的工业排放其他，通过吸附剂的吸附实现碳捕捉

传统CCUS



化石燃料/
工业过程

BECCS



生物质
利用过程

DACCS



直接空气捕
集

BECCS

指CO₂由植被从大气中提取出来，然后在生物质燃烧时从燃烧产物中回收CO₂的过程。该技术要求生物质燃烧过程也必须由清洁能源提供，且需保证生物质原料的稳定供应

DACCS

空气通过工业级风扇吸入DAC系统，使空气通过固/液态吸附剂，去除CO₂并将其余空气返回大气并输出CO₂；而完成捕集后的吸附剂通过变温变压等进行吸附剂再生，可再次应用

CO₂运输



管道运输



罐车运输



船舶运输

CO₂封存



陆地封存



海洋封存

CO₂利用



化工利用



生物利用



地质利用



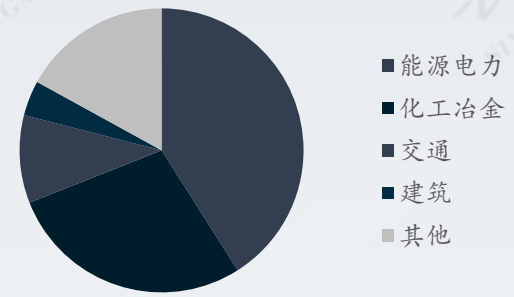
灰氢—最为成熟，应用广泛，提纯与碳捕捉环节蕴含新机遇

碳捕捉环节——中短期内固定碳源传统CCUS为主，长期来看DACCS将成为增量主力

碳捕捉三大技术路径定义及对比

碳源结构

目前分布碳源占3成
未来碳源将更加分散化



DACCS-“百搭”路径及未来长期降碳增量主力贡献路径：

- 更好满足分布源捕捉降碳需求
- 可实现捕捉、封存地点一致，省去成本高昂的运输环节及土地成本
- 可提供泄露保险，为CCUS提供补充
- 材料再生，可实现碳循环闭回路

耕地资源

中国人多地少的基本国情
坚持18亿亩耕地红线国策



18 亿亩

运输成本

碳源与适宜封存地/使用场景距离长，需运输且运输成本高

- 适宜封存区
- 能源/化工集中区

跨区封存、不同工业园区储运等均涉及到运输，带来较高的运输成本



地方政策

地方财政依赖土地出让严重，用地管控严格

- 半数以上省份财政土地依赖程度超50%
- 能源化工工业集中的东部地带财政土地依赖程度平均达80%



灰氢—最为成熟，应用广泛，提纯与碳捕捉环节蕴含新机遇

碳捕捉环节——中短期内固定碳源传统CCUS为主，长期来看DACCS将成为增量主力

碳捕捉三大技术路径定义及对比

从传统CCUS、BECCS、DACCS三大技术路径对比看，DACCS具备降碳能力突出、适应性强等多种路径优势，有望成为中长期的主流捕碳技术

	降碳能力	经济成本	产业化进程	选址灵活性	中国国情适应性
传统CCUS	减排技术,只能解决新排碳源,存量碳无法解决	低 (在特定场景)	中国水泥、火电等场景已有示范项目	碳源要求最高 灵活性最低	中短期市场为主，长期增量空间有限
BECCS	负碳技术 可实现负碳	中	无	占地面积大 灵活性中等	原料供应严重不足：生物质资源空间分布不均，需大量土地来实现稳定的原料供应，但与中国可用土地资源紧张国情冲突
DACCS	负碳技术 可实现负碳	高	国外已初步商业化，国内初步商业化正开启	碳源要求最低、最普遍 灵活性最高	除固定中高浓度碳源外，还有近50%的排碳量场景CCUS无法覆盖，是中国未来增量空间最大的技术路径

DAC技术优势

CO₂

降碳能力最强
巴黎气候协定指定
未来唯二负碳路径



碳源要求最低
应用场景最为普遍
适应性最强



经济性价比高
在空气压缩储能辅助
下可大幅降低成本



解决运输问题
选址布置灵活
可直接布置到应用地

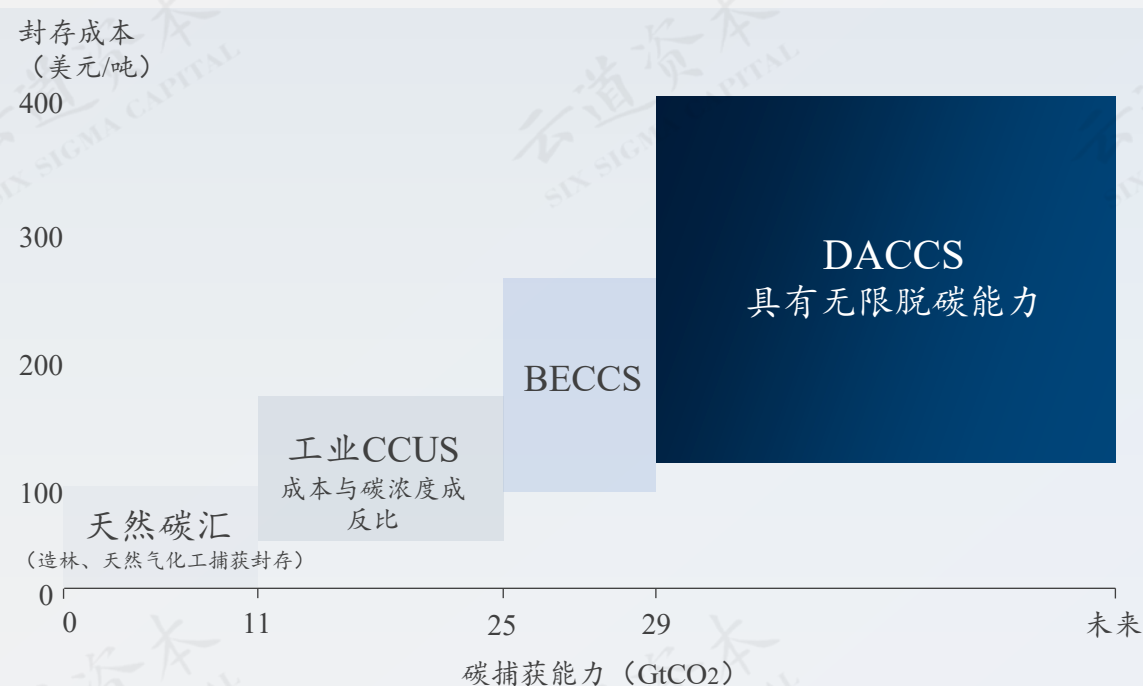


灰氢—最为成熟，应用广泛，提纯与碳捕捉环节蕴含新机遇

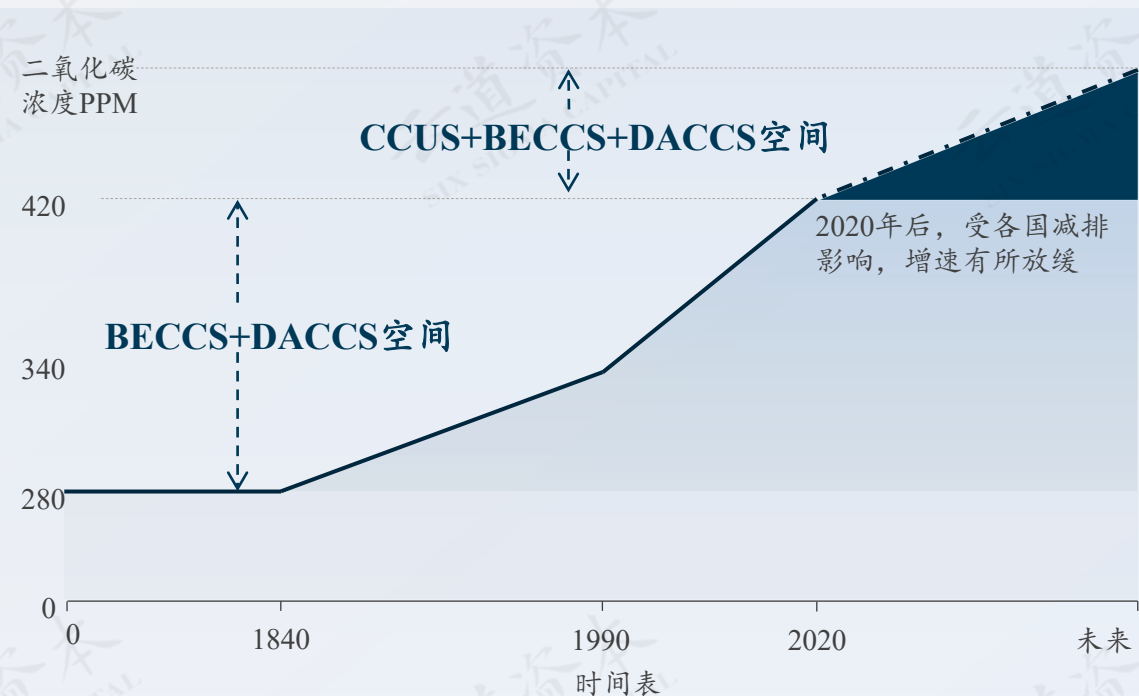
碳捕捉环节——中短期内固定碳源传统CCUS为主，长期来看DACCS将成为增量主力

DAC技术优势

DAC具备近乎无限的降碳能力



DAC拥有更加巨大的存量碳市场



CCUS

固定碳源新排放空间

DACCS

固定碳源补充空间 + 分布碳源新排放空间 + 巨大的存量碳空间



灰氢—最为成熟，应用广泛，提纯与碳捕捉环节蕴含新机遇

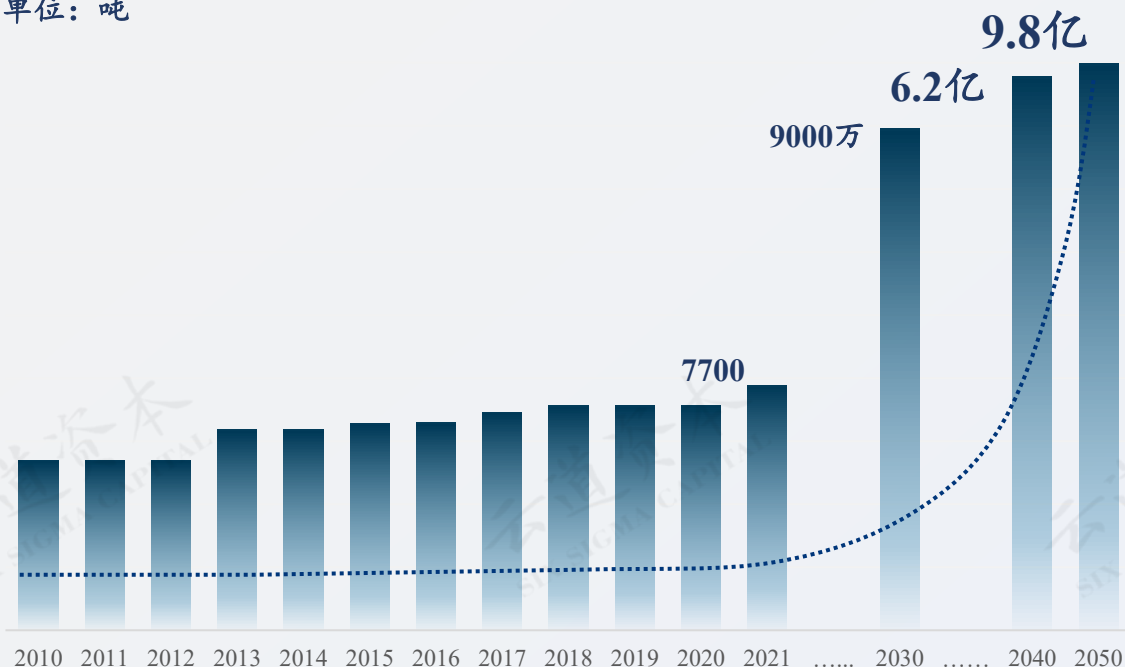
碳捕捉环节——中短期内固定碳源传统CCUS为主，长期来看DACCS将成为增量主力

DAC技术市场空间及应用前景

中短期来看，在巨大的需求驱动下，DAC技术碳捕捉增量空间最大：到2030年，直接空气捕获的二氧化碳（DAC）可达9000万吨/年，目前为7700吨/年。到2040年，这一数字将显著增加到**6.2亿吨**。到2050年，该数字将达到**9.8亿吨**。2020—2050年，通过直接空气捕获将累计捕获约120亿吨二氧化碳，占该时期所有碳捕获增量的**11%**。到2050年，通过直接空气捕获的二氧化碳将占碳排放量的**13%**左右

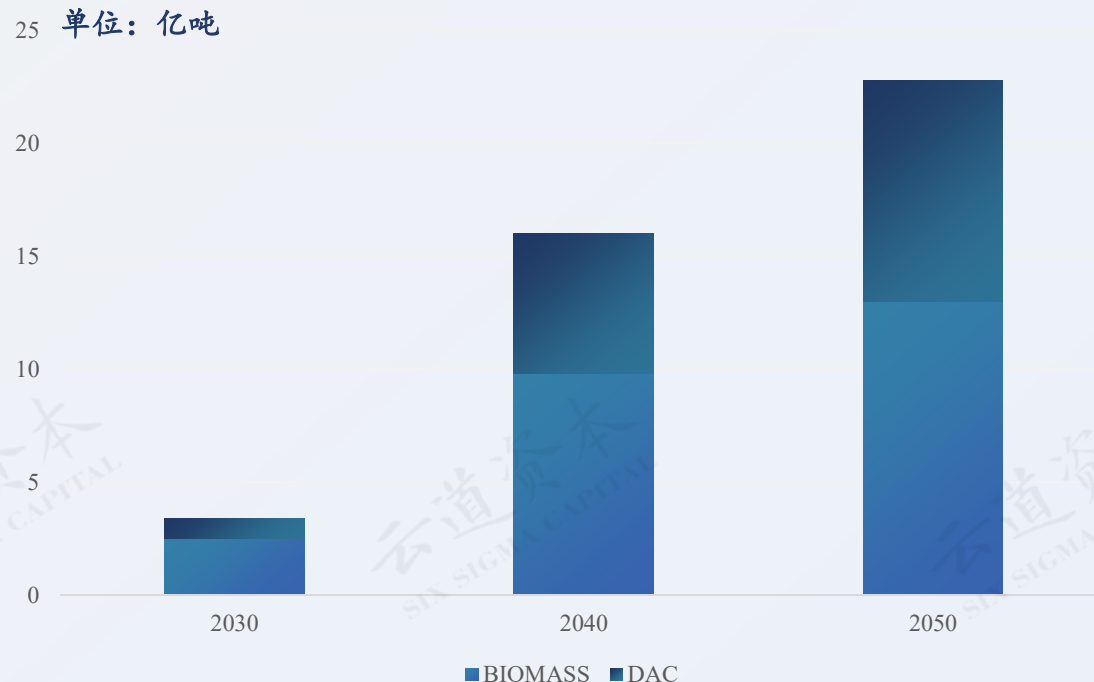
DAC技术碳捕获量预计

单位：吨



IEA预计至2050年DAC项目发展情况

单位：亿吨



参考资料：IEA



灰氢—最为成熟，应用广泛，提纯与碳捕捉环节蕴含新机遇

碳捕捉环节——中短期内固定碳源传统CCUS为主，长期来看DACCS将成为增量主力

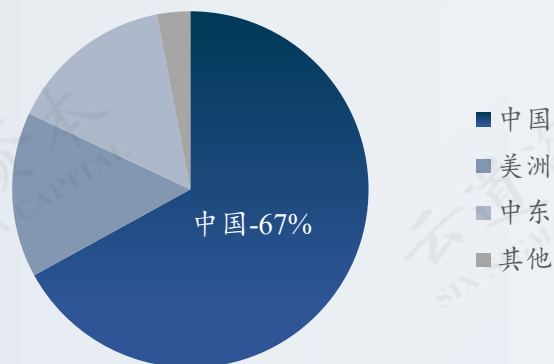
DAC技术市场空间及应用前景

绿色甲醇是全球公认碳中和必由之路，DAC捕集的CO₂可作为甲醇工业原料，且通过生成绿色甲醇，DAC技术实现循环利用

产业基础：

中国甲醇产业体系可完全承接DAC技术耦合
甲醇是清洁的含氧液体燃料，储运便捷，资源丰富，用途广泛；中国是最大的甲醇生产/消费国，中国拥有最为完备且庞大的甲醇工业体系，DAC与绿色甲醇工业耦合的产业基础、市场渠道体系十分成熟完善

全球甲醇产能分布（2020年）



政策驱动：

2021年，欧盟出台了新的ISCC（碳认证）文件；2023年初，欧盟通过了可再生能源指令（RED II）要求的两项授权法案；系列文件针对可再生氢提出了详细的定义与界定规则，要求氢气必须由清洁能源生成，甲醇必须为绿色甲醇，否则将面临禁止生产或高额的碳税

而绿色甲醇的CO₂来源需要为生物质基的CO₂或空气捕捉的CO₂，即：

- 路径一：绿色甲醇=可再生氢（绿氢）+来自生物质能CO₂排放捕集：即CO₂来自生物质相关产业，比如秸秆发电
- 路径二：绿色甲醇=可再生氢（绿氢）+直接空气捕获CO₂：即CO₂来自直接空气捕捉（DAC）

下游需求拉动：

航运业承担全球80%贸易运输任务，正面临更严苛的“脱碳”考验。全球航运业温室气体排放每年已超10亿吨。其中CO₂达98%。航运业减排成效的核心在于可替代燃料的生产和供给，即清洁燃料的布局



国际航运巨头、世界500强马士基航运公司选择对氨、甲醇、生物柴油以及木质素等4种燃料进行研究测试，并宣称将于2023年启用以甲醇为燃料的支线集装箱船。拥有目前世界上最为庞大的甲醇动力船队



灰氢—最为成熟，应用广泛，提纯与碳捕捉环节蕴含新机遇

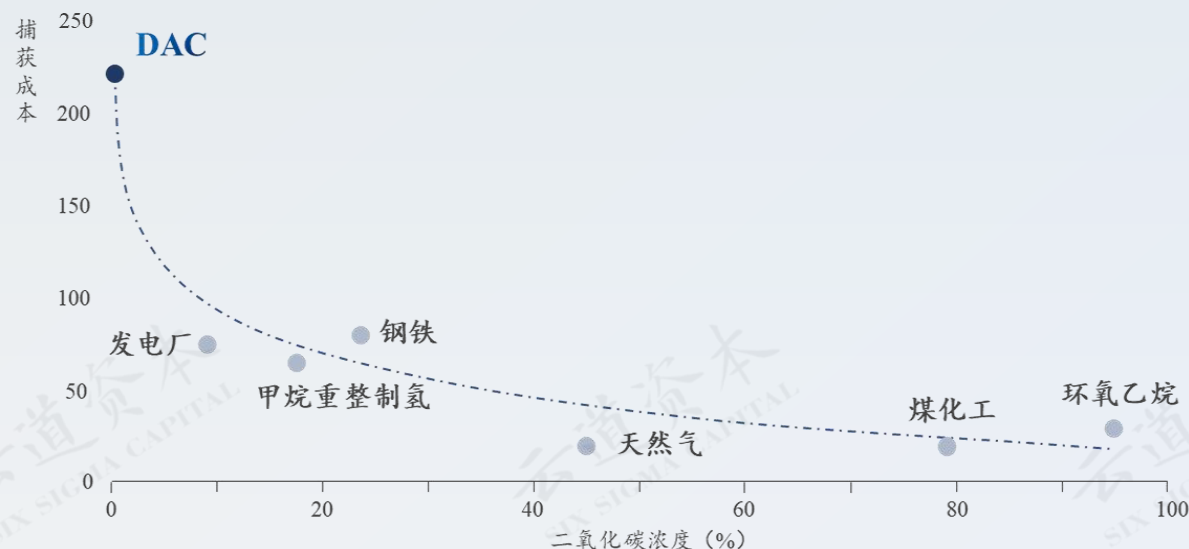
碳捕捉环节——中短期内固定碳源传统CCUS为主，长期来看DACCS将成为增量主力

DAC技术经济性分析

高昂的经济成本成为制约DAC技术快速铺开的唯一制约因素。DAC技术经济成本高的主要由于从空气中直接捕获CO₂，空气中二氧化碳浓度远低于固定碳源场景，造成其捕获过程中所消耗的能源及材料损耗量大，随着吸附剂不断研发和工艺流程的不断优化，2020年DAC技术的平均捕获成本已经从2011年610-780美元/t CO₂，降至目前222-463美元/t；

不同CO₂浓度下的CO₂捕获成本

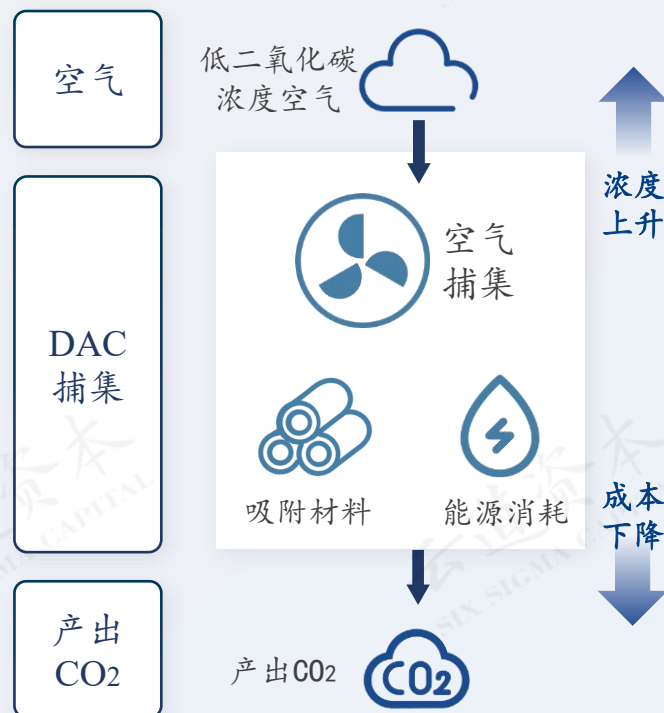
by IEA, 2022



二氧化碳浓度越高，碳捕获的成本越低，如果DAC捕获前可提升二氧化碳浓度，则其经济成本甚至可低于一般的CCUS

参考资料：IEA

DAC碳捕获过程示意



DAC成本预测

预计到2050年，高温液态吸收型平均捕捉成本可以降至82美元/t，低温固态吸附型可降至62美元/tCO₂，在使用低温废热（100℃左右）情况下，还可降至37美元/t；而变湿吸附技术由于不需要高温热源，其有望成为成本最低的技术路径，达30-40美元/t



灰氢—最为成熟，应用广泛，提纯与碳捕捉环节蕴含新机遇

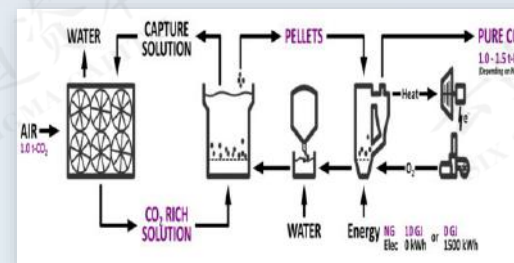
碳捕捉环节——中短期内固定碳源传统CCUS为主，长期来看DACCS将成为增量主力

DAC细分技术路径

从具体技术路径来看，目前液体变温吸收、固体胺基变温技术应用最广，国际DAC代表厂商Climeworks（固体变温）、Global Thermostat（固体变温）、Carbon Engineering（液体变温）均采用此类路线；但该路线能耗巨大，经济成本下降空间有限；**新型路线-变湿吸附、电化学吸附**则热依赖较小，能耗较小，但难点在于技术突破

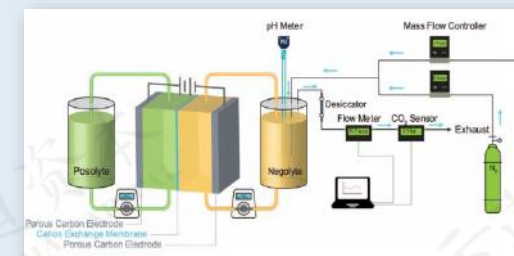


液体吸收技术（强碱液）



- 反应原料成本低、技术成熟度高
- 强碱溶液，易腐蚀
- 热依赖高 (>650°C)，能耗较大(> 300 kJ/mol)

新型电化学技术



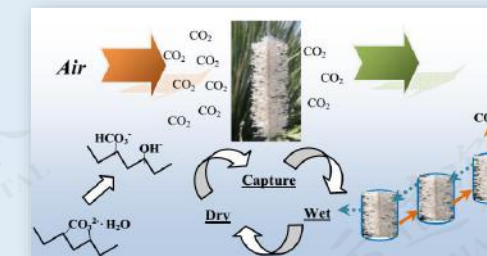
- 技术成熟度低，实验室阶段
- 常温操作，热依赖小
- 易耦合可再生能源

液体吸收技术（强碱液）



- 技术成熟度较高
- 负载胺易降解
- 100°C蒸汽，热依赖高

变湿吸附技术



- 成熟度较高，对材料性能要求高
- 材料稳定性好，常温操作，热依赖小
- 易耦合可再生能源



灰氢—最为成熟，应用广泛，提纯与碳捕捉环节蕴含新机遇 碳捕捉环节——中短期内固定碳源传统CCUS为主，长期来看DACCS将成为增量主力

DAC技术国外进展

政策支持

自 2020 年以来，美国政府已提供 35 亿美元用于发展四个 DAC 产业群



直接资金支持:

2020 年，美国国会批准投入 3500 万美元用于 DAC 技术研发

2021 年 8 月，美国能源部为 DAC 相关项目提供 2400 万美元资金

2021 年 10 月，美国能源部宣布提供 1450 万美元支持 DACCS 技术



45Q 法案:

为 DAC 厂商提供每吨 35-50 美元税收抵免



加州 LCFS:

任何规模 DAC 工厂均可获得信贷抵免政策（每吨约 200 美元）

巨头布局



UNITED



eni.com



AERION
SUPERSONIC

西方石油公司Oxy 低碳风投:

拟于 2024 年在德克萨斯建多个二氧化碳捕获工厂，年捕获能力 100 万吨，为油气 EOR 提供原料，提高油气采收率 10%-20%，实现油气生产完全碳中和

雪佛龙、埃尼、Aerion Supersonic:

关注 DAC 技术捕获的二氧化碳与绿氢合成甲醇技术，提供超低碳强度的燃料

美国联合航空公司:

通过主动投资数百万美元研发 DAC 技术减少飞机飞行时二氧化碳排放量

代表公司



Climeworks:

2022 年获得 DAC 领域最大单笔投资（6.5 亿美元），于 2017 年建造了世界首座 DAC 试验场，年捕获量 900 吨，目前在欧洲运行 16 家试验工厂，即将建成 Orca 项目年捕获量可达 4000 吨

Global Thermostat:

获埃克森美孚公司大额投资，固体胺基路线，其热源为工业余热或废热

Carbon Engineering:

液体吸附捕获，同时研究利用收集 CO2 结合绿氢，生成甲醇和副产品



灰氢—最为成熟，应用广泛，提纯与碳捕捉环节蕴含新机遇

碳捕捉环节——中短期内固定碳源传统CCUS为主，长期来看DACCS将成为增量主力

DAC技术国内进展

自3060双碳目标提出及“十四五”来，国务院、国家发改委、科技部、生态环境部等国家部委制定并发布了一系列支持和促进碳捕捉碳利用技术研发与示范的政策；国内的先进DAC技术集中与浙江大学、上海交通大学、天津大学等科研院所机构，正处于技术初步商业化前窗口期阶段

持续的政策支持

2021年3月	《国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	● 明确将CCUS技术作为重大示范项目进行引导支持
9月	《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》	● 推进规模化碳捕集利用与封存技术研发、示范和产业化应用
10月	国务院印发《2030年前碳达峰行动方案》	● 集中力量开展低成本碳捕集利用与封存等技术创新
11月	国家能源局、科技部印发《“十四五”能源领域科技创新规划》	● 开展百万吨级燃烧后碳捕集、利用与封存全流程示范
2022年1月	国家发改委、国家能源局印发《“十四五”现代能源体系规划》	● 瞄准新型碳捕集利用与封存前沿领域，实施一批具有前瞻性、战略性的国家重大科技示范项目
6月	生态环境部等7部门联合印发《减污降碳协同增效实施方案》	● 推动碳捕集、利用与封存技术在工业领域应用，推动碳捕集与利用技术试点应用
	科技部等9部门印发《科技支撑碳达峰碳中和实施方案（2022—2030年）》	● 研发低能耗的百万吨级CO ₂ 捕集利用与封存全流程成套工艺和关键技术等
7月	工信部、国家发改委、生态环境部印发《工业领域碳达峰实施方案》	● 加快部署大规模碳捕集利用封存产业化示范项目等

明确提及DAC作为碳中和新方向



中国《科技支撑碳达峰碳中和实施方案》提出（2022-2030年）

专栏5 前沿和颠覆性低碳技术

空气中二氧化碳直接捕集技术（DAC）。加强空气中直接捕集二氧化碳技术理论创新，研发高效、低成本的空气中二氧化碳直接捕集技术



灰氢—最为成熟，应用广泛，提纯与碳捕捉环节蕴含新机遇

碳捕捉环节——中短期内固定碳源传统CCUS为主，长期来看DACCS将成为增量主力

碳捕捉环节及DAC技术主要结论



从碳捕捉的三大技术路径来看，传统CCUS适用于短期内的固定场景新排碳的捕捉及降碳，BECCS虽然为负碳技术，但结合实际国情，该技术只能作为特定场景的补充路径；而**DAC技术为负碳路径，可解决大量存量碳，并且是欧盟碳认证指定的绿色甲醇等工业品的原料获取方式，是未来确定性的碳捕捉路径**



DAC细分技术领域来看，固体胺类变温吸附是目前较为成熟的工艺，也是国际DAC龙头厂商目前主流应用的吸附工艺，但该路线能耗高；变湿吸附由于不靠温度的变化来实现二氧化碳的收集与排放，性能与经济性优势突出，但吸附材料及制备工艺存在着极高的技术壁垒



从产业链上下游的角度，我们认为，受制于技术成熟度及商业化速度，DAC在中短期内成本会仍保持较高水平；对于DAC运营厂商，其经济性方面不具备优势；但受制于政策端压力（欧盟绿氢标准出台等），其应用市场将逐步打开，如配备至合成甲醇制备工业内，为其提供高纯度二氧化碳作为原料等，政策性机会较大
而DAC技术领域早期投资机遇：技术路径端在于先进的变湿吸附材料及工艺设备；产业链条端在于能够为DAC国际（目前阶段看）龙头厂商/甲醇工业制备商提供先进DAC设备上游原材料/设备厂商



蓝氢—经济效益突出的中短期过渡路线

合成甲醇/氨未来前景广阔，设备环节后期投资潜力较大

工业副产氢指生产化工产品时同时得到的副产物氢气，也被成为“蓝氢”，成本介于化石燃料制氢和电解水制氢之间。目前工业副产氢主要有焦炉煤气、氯碱化工、轻烃利用（丙烷脱氢、乙烷裂解）、合成氨合成甲醇等工业副产。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，整体使用效率较低。工业生产与制氢用氢耦合可有效提升其经济效益，氢气的制取成本在9.3元-22.4 元/kg之间，低于电解水制氢，可作为制氢的中短期过渡路线

目前我国工业副产氢供应潜力超过450万吨，主要产能来自于焦炉煤气副产氢。目前，焦炭和氯碱工业产能规模稳步下降，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，随着氢能推广，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

年制氢潜力（万吨）





蓝氢—经济效益突出的中短期过渡路线

合成甲醇/氨未来前景广阔，设备环节后期投资潜力较大

- 轻烃利用法包括丙烷脱氢和乙烷裂解两种，该路径产出的副产氢气纯度较高，提纯难度较低，且近年来产能不断提升。随着氢能源的规模化应用，轻烃利用相关产业有望得到进一步的发展，从而带动制备和提纯设备投资需求
- 焦炭、氯碱产业体量庞大，存在大规模弃氢，提纯后可作为低成本的氢源。其产业发展业已成熟，产能规模稳中有降，总体体量仍十分庞大。并且副产氢利用不充分，放空氢气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，合成弛放气含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、绿色甲醇推广应用有望进一步打开市场空间

	丙烷脱氢	乙烷裂解	焦炉煤气	氯碱工业	合成氨/合成甲醇
特点	副产粗氢纯度较高，可达99.8%，PSA提纯后可用于燃料电池等高纯氢应用场景	纯度较高，副产氢气纯度达95%以上，PSA提纯后可用于燃料电池等高纯氢应用场景	焦炭行业弃氢问题严重，燃料氢原料成本低，且单厂生产规模大，适用于集中生产供应	产能较分散，适合短距离、小规模、分布式供氢	合成甲醇/合成氨均以氢气为原材料，生产过程中的合成放空气及弛放气仍含有18-55%氢气，可回收提纯后外供
目前发展概况	石化行业副产氢的主要来源，副产氢产能约44.5万吨/年	大部分为规划/在建状态	焦炭行业产能过剩，副产物焦炉煤气利用不充分，全国焦化行业理论副产氢产能约为271万吨/年	产能过剩，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，可利用副产氢产能约为33万吨/年	可回收供应副产氢潜力约为118万吨/年
经济性 (元/kg)		14-20.2	9.3-14.9	13.4-20.2	14.6-22.4



蓝氢—经济效益突出的中短期过渡路线

合成甲醇/氨未来前景广阔，设备环节后期投资潜力较大

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符合燃料氢气标准后方可用于燃料电池等高纯度用氢场景。目前氢气提纯的方式主要有变压吸附（PSA）、深冷分离（低温精馏）、膜分离、色谱分离和吸收法等。其中变压吸附法和深冷分离法最为成熟。变压吸附法产品纯度高、设备投资成本适中，目前应用最为广泛；而深冷分离法则适用于集中大规模生产，作为可规模化的提纯工艺，未来应用空间广泛

	变压吸附法（PSA）	深冷分离法	膜分离法
分离原理	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
	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（但研发成本高）
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CO2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；一级膜分离时得到的氢气纯度相对较低；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



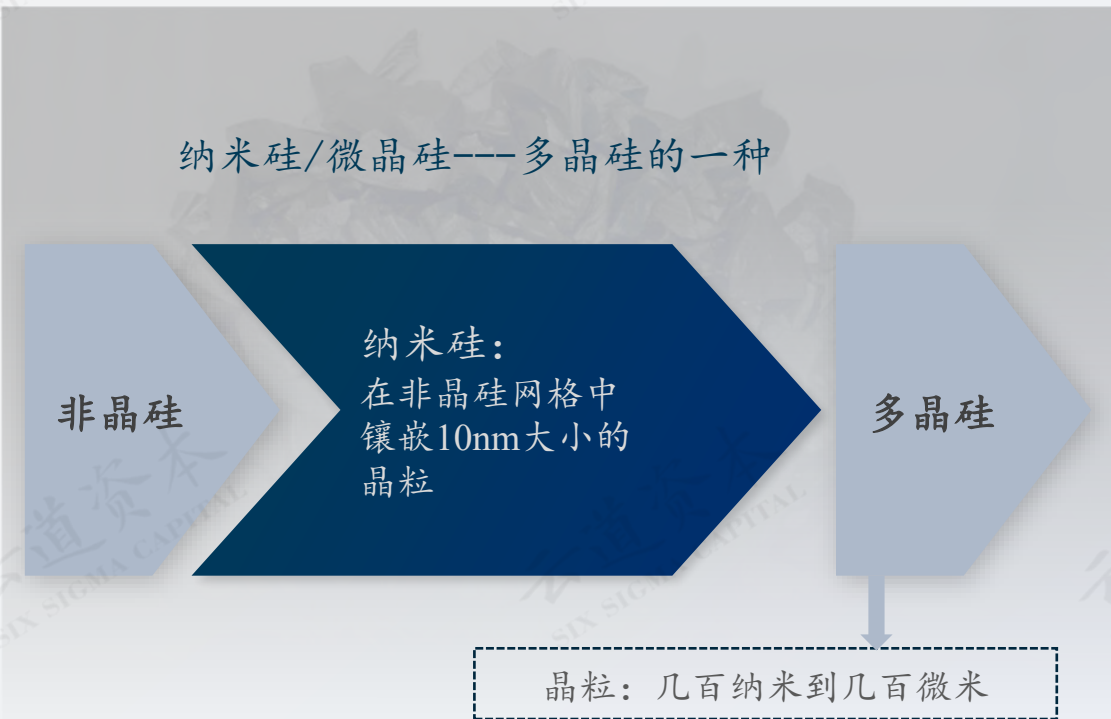
绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

清洁电力端—光伏、风电已成熟，国产替代设备、新材料等垂直领域仍蕴藏巨大机遇

【新材料】--纳米硅--概念及定义

概念及定义：纳米硅即微晶硅（ $\mu\text{c-Si}$ ），是多晶硅的一种，也叫氢化微晶硅（ uc-Si:H ）和纳米晶硅（ nc-Si:H ），主要结构是在非晶硅网络中存在大小10nm的晶粒，在实际的制作非晶硅中，加长通氢气的时间可得到微晶硅，提高电子迁移率。

--- 纳米硅/非晶硅/多晶硅 区别 ---



微晶硅/非晶硅/多晶硅区别			
材料类别	多晶硅p-Si	非晶硅a-Si	微晶硅 $\mu\text{c-Si}$
迁移率 ($\text{cm}^2/\text{V}\cdot\text{s}$)	>50	0.5-1	>1
TFT特性均匀性	差	优	优
工艺复杂度	简单	简单	简单
大面积制作难易度	难	易	易
输出电流稳定性	优	差	差
阈值电压均匀性	差	优	优
成本	高	低	低



绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

清洁电力端--光伏、风电已成熟，国产替代设备、新材料等垂直领域仍蕴藏巨大机遇

【新材料】--纳米硅—生产工艺及技术路径

目前纳米硅粉的制备方法主要有机械球磨法、化学气相沉积法、等离子蒸发冷凝法三种。西方国家起步较早，已有如日本帝人、美国杜邦、德国H. C. Stark、加拿大泰克纳等成熟企业，均能够应用等离子蒸发冷凝法生产多种不同粒度的高纯度纳米硅粉，生产技术领先。国内研制起步晚、制造水平相对落后，目前主要采用机械球磨法，少部分高校和科研院所在实验室规模可以通过化学气相沉积法和等离子蒸发冷凝法制备纳米硅粉，但无法批量化生产，高性能纳米硅粉制备环节尚未实现国产自主可控

制备方法	技术原理	优势	劣势	成熟度
机械球磨法	利用机械旋转及粒子之间的相互作用产生的机械碾压力和剪切力将尺寸较大的硅材料研磨成纳米尺寸的粉末	对于设备及制备工艺要求门槛较低	研磨需加入助磨剂，易引入杂质，产品纯度较低，且颗粒为不规则状，粒径不能有效控制，后处理繁琐，生产效率低且能耗高	目前国内主流的应用方案
化学气相沉积法	以硅烷为反应原料。根据诱发原料热解能量源不同，可分为等离子增强化学气相沉积法(PECVD)、激光诱导化学气相沉积法(LICVD)和流化床法(FBR)	可以产出较高品质的硅粉	以硅烷为原料，属于易燃易爆气体，不利于输运和储存	自1970S发展至今，PECVD和LICVD是目前纳米硅粉最主要的工业生产技术
等离子蒸发冷凝法	过等离子热源将反应原料气化成气态原子、分子或部分电离成离子，并通过快速冷凝技术，冷凝为固体粉末	优势： 等离子体局部电子温度(Te)、离子温度(Ti)以及气体温度(Tg)几乎一致，可达10000 K以上，适合制备与合成各类金属纳米粉体以及碳化物、氮化物纳米粉体；产出的纳米硅粉纯度高、粒度可控、生产效率高		近10年来用于制造高纯、超细、球形、高附加值粉体的新型安全高效方法，国外已成熟应用到工业化生产



绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

清洁电力端——光伏、风电已成熟，国产替代设备、新材料等垂直领域仍蕴藏巨大机遇

【新材料】--纳米硅—应用场景研究：场景1 光伏微晶硅薄膜

光伏电池可分为三代：第一代晶硅电池，目前应用最为广泛也最为成熟，市占达95%以上，但硅料要求高（需高纯硅料）、生产工艺复杂。第二代与第一代相比，所需原料大大减少，易大面积生产，成本优势突出。第三代为新型光伏电池，如钙钛矿等路线，尚处持续研发迭代阶段。而纳米硅可应用于第二代硅基薄膜光伏电池-微晶硅薄膜电池的制备原料

技术路径			特点	光电转化效率
第一代 硅晶太阳能电池 (占比95.9%)	单晶硅		消耗大量高纯硅，高纯硅工艺复杂，电耗极大，污染大	26.3%
	多晶硅		相比单晶硅，降低能耗和污染，成本低，更环保	22.5%
第二代 薄膜太阳能电池 (占比4%)	硅基 薄膜	非晶硅薄膜电池	转化效率较低，且存在光致衰退效应	13.0%
		多晶硅薄膜	薄膜多晶硅既具有晶体硅的高效率和稳定性，又保持了薄膜电池成本低的优点	13.0%
		微晶硅薄膜太阳能电池	光谱响应更宽、基本无光致衰退效应	12.5%
	化合物半导体 薄膜	碲化镉(CdTe)薄膜	可柔性化和透明化等特点，在汽车及建筑行业的有广泛的前景；Cd和Te元素会对环境产生危害	24.7%
		砷化镓(GaAs)薄膜	工艺复杂、成本高等限制其民用发展，目前主要用于航天空间科学领域	26.1%
		铜铟镓硒(CIGS)薄膜	合成过程相当复杂导致工艺成本很高，同时In元素目前稀缺，Cd对环境不友好	22.3%
第三代 新概念太阳能电池 (占比0.1%)	染料敏化太阳能电池(DSSCs)		使用液态电解质容易腐蚀电极导致电解质泄露，目前稳定性仍有待提升	10.7%
	钙钛矿太阳能电池(PSCs)		电池效率容易产生衰减，还有待通过稳定性规范、老化标准等测试	23.6%
	量子点太阳能电池(QDSCs)		理论效率（44%）远超一二代太阳能电池，但目前距离理论极限水平距离较远	13.0%

结论：
纳米硅为原料的第二代硅基薄膜电池路线具备其他二代硅基路线不可比拟优势，但目前纳米硅制备、到光伏电池应用尚不成熟，且二代光伏电池路径目前市占较低，并非主流技术路径；此外硅基在第二代内与化合物半导体路线比效率较低、不具明显竞争优势，**纳米硅在光伏领域的市场前景尚不明晰**



绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

清洁电力端--光伏、风电已成熟，国产替代设备、新材料等垂直领域仍蕴藏巨大机遇

【新材料】--纳米硅—应用场景研究：场景2 锂电池负极材料（硅碳负极）

锂电池目前广泛使用负极材料为石墨材料，但商业化石墨负极容量发挥已接近其理论比容量。硅基负极具有很高的理论比容量和较低的电化学嵌锂电位，快充性能优异，正适合便携式电子产品、无人机、新能源车和储能电池等一系列新技术领域发展的迫切需要。

硅碳复合材料与硅氧复合材料是锂电池硅基负极的主要技术路线。硅碳复合材料是指纳米硅与石墨材料混合，硅氧复合则是通过在高温下气象沉淀硅与二氧化硅（SiO2），使硅纳米颗粒（2~5nm）均匀分散在二氧化硅介质中制得氧化亚硅（SiO），再与碳复合制成

指标	纳米硅碳	氧化亚硅	无定型硅合金
首效	高	低	中
循环	良	优	良
膨胀	高	中	中
压实	中	中	高
成本	中	中	高

由于循环性能更佳，硅氧中期仍为主流，未来随纳米硅粒径降低，硅碳循环性能有望大幅提升，同时首效&克容量显著优于硅氧，**长期看硅碳路线有望成为主流，带动纳米硅需求提升**

硅负极需求量		2021	2022E	2023E	2024E	2025E
负极用量单耗(万吨/GWh)		0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
4680	硅负极渗透率		100%	100%	100%	100%
	硅负极用量		0.9	7.2	17	36.9
电动工具及消费	硅负极渗透率	22%	25%	30%	50%	60%
	硅负极用量	1.05	1.37	1.89	3.63	5.01
其他	硅负极用量	1	2	3	6	12
	合计(硅负极用量)	2.05	4.27	12.09	26.63	53.91
硅碳负极占比		0%	5%	15%	25%	35%
纳米硅负极掺入量		5%	10%	15%	20%	25%
纳米硅粉需求量(万吨)		0	0.02	0.27	1.33	4.72
纳米硅粉价格(万元/吨)		85	80	70	60	50
市场空间(亿元)		0	1.71	19.04	79.89	235.86

纳米硅材料价格有望降至 50 万元/吨左右，2025 年市场需求量有望达到 4.7 万吨，市场空间超200亿元，在圆柱4680率先放量（圆柱电池承压能力更强）；预计2025年硅负极混品需求 54 万吨，对应**纳米硅市场达235亿人民币**

目前硅碳负极生产工艺中，碳材料复合和烧结等步骤技术已较为成熟，但由于纳米硅具有较高的表面能，极易团聚形成微米级颗粒，**硅碳负极生产的核心难点在于高纯度小粒径纳米硅粉的制备环节**

参考资料：《锂离子电池高容量硅基负极材料研究》



绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场 清洁电力端——光伏、风电已成熟，国产替代设备、新材料等垂直领域仍蕴藏巨大机遇

【新材料】--纳米硅—应用场景研究：其他应用场景

半导体硅器件原料：

用于制大功率整流器、大功率晶体管、二极管、开关器件、半导体分立器件、功率器件、集成电路和外延衬底等

复合材料：

与金刚石高压下形成碳化硅--金刚石复合材料,用做切削刀具；工业及建材原料：制高硅铸铁、硅钢、有机硅化合物等

涂料：

可应用于耐高温涂层和耐火、耐腐蚀、耐静电材料的原料

工业及建材原料：

制高硅铸铁、硅钢、各种有机硅化合物等

【新材料】--纳米硅—主要结论



从应用场景来看，纳米硅作为上游原材料具有丰富的应用场景，可用于光伏、锂电、半导体等多个领域，目前最主要的市场在于锂电池-硅碳负极材料，预计2025年在锂电负极材料的市场规模达235亿人民币；光伏等领域纳米硅作为新技术路径原料的市场前景尚不明晰。其在各场景的烧结、适配环节工艺成熟、技术壁垒较低，主要壁垒还在于纳米硅粉的制备环节及相应的先进设备



从纳米硅的制备工艺看，我们认为未来几年球磨法、CVD、PVD会并驾齐驱。球磨法为国内负极龙头企业的主流应用方法，围绕下游实际需求针对球磨法制备工艺和设备的优化值得关注，以达到性能与成本的最优平衡点。PECVD和LICVD是制备高纯、超细的纳米硅粉的重要方法，随国内技术发展，非晶生成控制、产品一致性、上游设备供应等问题逐步解决，从实验室小批次走向工业量产。等离子蒸发冷凝法也是国外龙头厂商目前主要应用的先进技术工艺，但长期为国外垄断



我们认为纳米硅领域的早期机会在于纳米硅粉的制备与过滤提纯环节，尤其是等离子增强化学气相沉积、等离子蒸发冷凝等先进制备方法的国产化与相应的制备设备、过滤提纯设备的国产化替代，同时持续关注G14路径多孔碳量产的技术突破

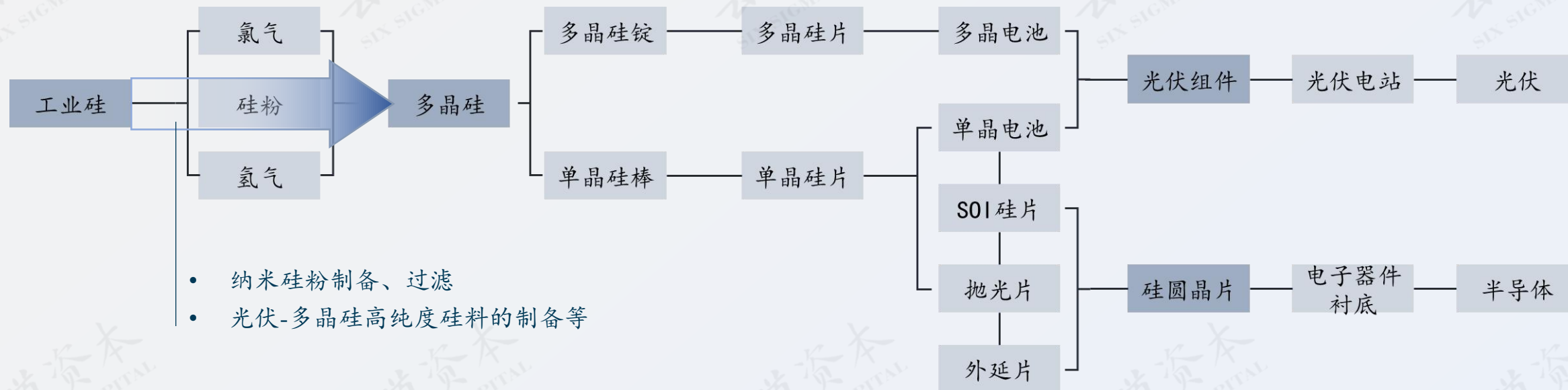


绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

清洁电力端——光伏、风电已成熟，国产替代设备、新材料等垂直领域仍蕴藏巨大机遇

【国产替代】--高端过滤提纯设备

光伏与风电行业中游设备制造、下游应用均已成熟，从生产环节来看，上游的纳米硅硅粉、绿氢制备、多晶硅的过滤提纯等环节尚处早期/尚未实现国产化替代



由于多晶硅纯度会直接严重影响到单晶硅拉制等下游环节进行以及生产效率，因此纯度要求极为严格，多晶硅纯度最低为99.9999%，最高则无限趋近100%；且新材料-纳米硅硅粉的制备也对纯度有着极为严苛的要求，我们认为过滤提纯设备的国产化替代存在着早期投资机会



绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端——电解槽技术概览：ALK、PEM、SOEC、AEM各具优势

电解槽制氢（绿氢）技术背景：

随下游用氢端产能扩大，上游制氢端绿氢供给不足成为了氢产业链的新一代结构性问题。传统氢产业依附于化石燃料直接制备或化工副产物的二次提纯，也即我们经常提到的“灰氢”和“蓝氢”。灰氢、蓝氢为主的供氢结构不仅不符合双碳“零碳排”的精神，更由于依赖化石燃料或工业副产物，难以适应未来持续扩大的下游用氢需求

利用风光绿电重整制氢环节，批量、高效地生产低成本、零碳排的“绿氢”，成为氢产业路的下一步发展重点。工艺成熟、效率较高、产出相对稳定的电解法制氢无疑是破局关键

电解槽技术路径简介：

电解法制氢的核心在于降低单位产氢的成本。系统综合成本最低的方案才是未来长期解决方案。各路线特点如下所示：

	ALK	PEM	SOEC	AEM
原料	碱性水溶液	纯水	空气/水蒸气	弱碱液/纯水
膜材料	石棉/聚苯硫醚(PPS)/聚砜(PSU/PSF)	全氟磺酸膜	陶瓷材料YSZ（钇稳定的氧化锆）和SCSZ（铈稳定的氧化锆）	未完全确定，潜在路线有PFAP、氧化锆改性聚砜等
电流密度（A/cm ² ）	0.3-0.6	1-4	1-10	0.2-0.4
工作压力（Mpa）	0.5-2	4-7	0.1	<3.5
工作温度（°C）	70-90	50-80	750-850	40-60
电解效率	60%-75%	70%-90%	85%-110%	60%-90%



绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端--电解槽技术概览：ALK、PEM、SOEC、AEM各具优势

电解槽制氢路径简介:

	ALK	PEM	SOEC	AEM
催化剂	非贵金属电催化剂（如Ni、Co、Mn等）	铂碳和氧化铱	镍化合物	镍铁金属
电解槽寿命	10-20年	10-20年	-	-
制氢纯度	99.80%	99.99%	99.99%	99.99%
对电源稳定性要求	需要稳定电源。热启停分钟级，冷启停>60分钟	可快速启停。热启停秒级，冷启停5分钟	需要稳定电源。启停慢	可快速启停。热启停秒级，冷启停5分钟以内
氢气提纯加工步骤	脱水蒸气、脱碱	脱水蒸气	脱水蒸气	脱水蒸气
可维护性	强碱腐蚀性强	无腐蚀性介质	无腐蚀性介质	腐蚀性较弱
最大单槽制氢规模(Nm³/h)	1500-2500	500	-	0.5-5
特点总结	工艺最成熟。寿命长、标方大； 单位面积电流强度低，体积效率差，电解槽大； 现阶段成本最低； 启停机动性差，无法适应风光能源变化； 电解效率低； 氢气纯度低； 腐蚀性强，石棉膜和碱液污染问题严重	工艺走向成熟，标方较大； 催化剂依赖铂、铱等贵金属，成本高，降价弹性有限； 电流密度更高，单槽体积小； 启停机动性高，适于直接接入源网侧负责风光调峰； 电解效率较高； 氢气纯度高； 腐蚀性弱，系统维护成本低	产业化过渡期； 单位面积电流强度高，电解槽更小，体积效率更高； 催化剂价格低廉； 启动依赖高热环境，机动性差，适用于高热工业环境； 电解效率最高； 氢气纯度高； 腐蚀性弱，维护简单；	技术验证阶段； 催化剂价格低廉； 启停机动性强，适于接入源网侧负责风光调峰； 电解效率较低； 氢气纯度高； 腐蚀性弱



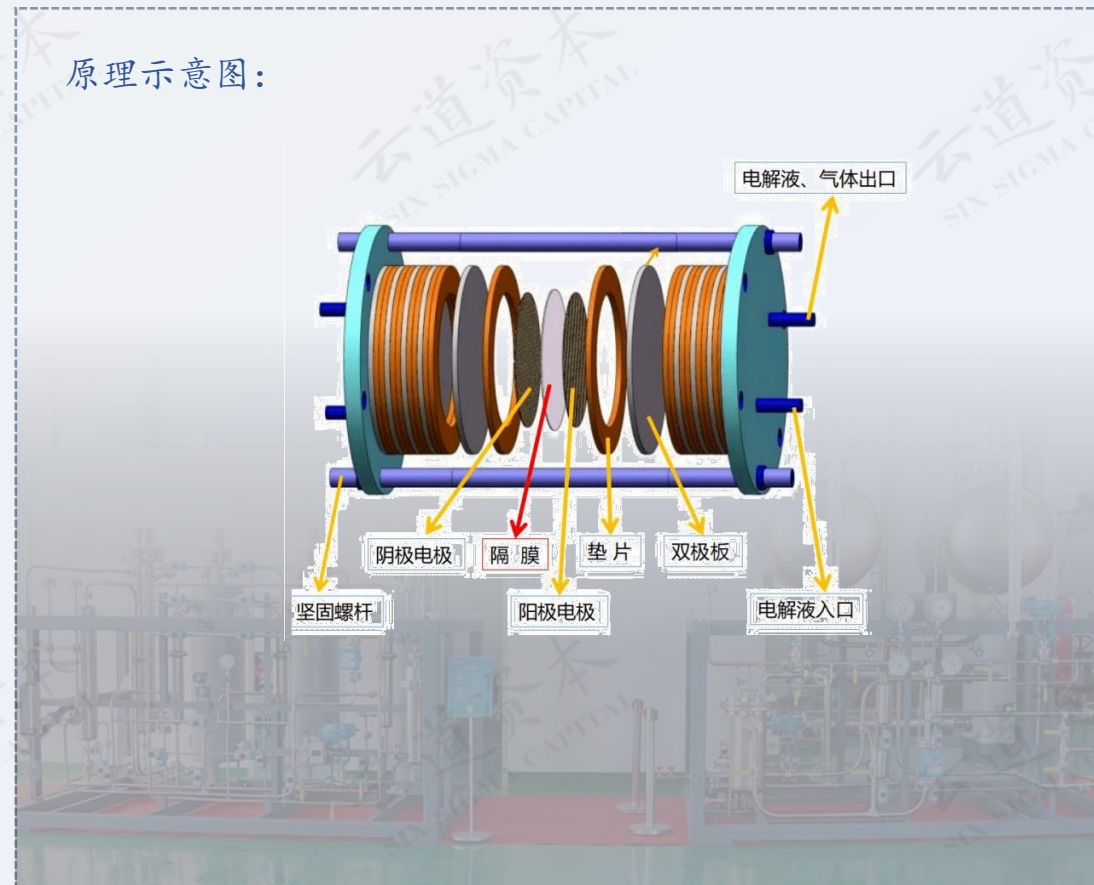
绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端——碱性电解水（ALK）：技术最成熟，单槽成本最低，但效率低，启停慢

碱性电解水制氢原理简介

- 碱性电解水制氢指碱性电解质环境下进行电解水制氢的过程，电解质一般为30%质量浓度的KOH溶液或26%质量浓度的NaOH溶液。反应过程中，水分子在阴极得到电子，析出氢气；氢氧根离子在氢氧侧浓度差的作用下到达阳极，生成氧气和水
- 由于隔膜的阻碍，氢气和氧气不会通过隔膜混合在一起，但是电解液却可以通过隔膜进入另一侧。制氢系统运行时，氢气和碱液的混合液以及氧气与碱液的混合液分别经过气水分离器，将气体和溶液分离。碱液回流至电解槽，氢气和氧气分别进入纯化装置提纯后进行收集
- ALK技术碱槽成本低，整体工艺成熟度高，现阶段单项目多已达到MW级别，广泛落地

原理示意图：





绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端——碱性电解水（ALK）：技术最成熟，单槽成本最低，但效率低，启停慢

碱性电解水制氢的局限

ALK技术虽然具有整体成本低、工艺成熟等优势，但也由于其本身结构选型的问题，存在电解效率低、体积效率差、启动慢、维护成本高、氢气纯度低等局限。目前，基于碱性电解槽效率低的痛点，有大标方和低能耗两个改进方向



- **大标方：**单体槽制氢设备成本低于采购同等产量的多台设备。大标方有助于降低单位标方制氢摊薄的固定成本。目前ALK电解槽产氢量业内最高已实现1500-2500Nm³/h

- **低能耗：**降低电解槽直流电耗是电解槽技术升级方向，同时也是碱性电解水走向规模化的前提。低能耗的核心在隔膜材料。目前碱性电解槽已经从石棉过渡到PPS和复合隔膜路线



绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端—碱性电解水（ALK）：技术最成熟，单槽成本最低，但效率低，启停慢

碱性电解水制氢代表公司

ALK技术成熟度高，已进入大规模招投标落地阶段。头部厂商如隆基、派瑞等已经具备GW级产氢能力

2023年第一季度ALK电解槽招标情况

地区	项目	电解槽招标量
白城市	大安风光制绿氢合成氨一体化项目	195MW
鄂尔多斯	深能北方光伏制氢项目	45MW
宁东	国能宁东可再生氢碳减排示范区项目	105MW
潍坊	华电潍坊氢储能示范项目	25MW
德阳	东方锅炉集装箱式电解槽制氢项目	1MW
库尔勒	深圳能源库尔勒绿氢制储加用一体化示范项目	5MW
张掖	华能清能院碱性电解槽采购项目	6.5MW
七台河	黑龙江200MW风电制氢联合运行项目	7.5MW
保定	涞源县300MW光伏制氢项目	6MW
哈密	广汇能源绿电制氢及氢能一体化示范项目	5MW



绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端--质子交换膜（PEM）技术：效率高，启停快，但单槽成本极高

质子交换膜制氢原理简介

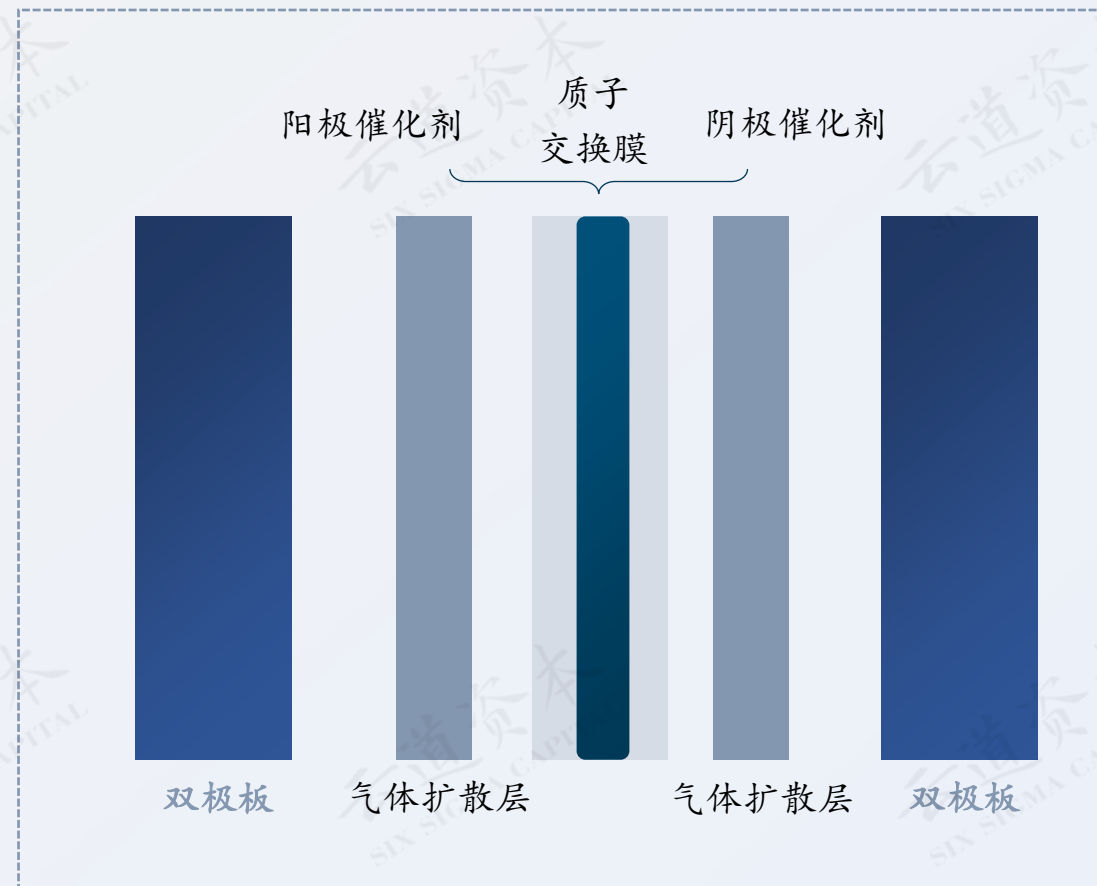
PEM使用了质子交换膜作为固体电解质代替了碱性电解槽使用的隔膜和液态电解质，并使用纯水作为电解水制氢的原料，避免了潜在的碱液污染和腐蚀问题

PEM电解槽运行时，水负责在阳极侧失去电子，生成氧气和质子。电子转到阴极。质子在电场作用下通过质子交换膜传导到阴极，并发生还原反应，得到电子，生成氢气

PEM电解槽的结构如右图所示，所用的膜和电极催化剂都和ALK电解槽有较大差异

膜方面，PEM采用质子交换膜，其中较为成熟的是全氟磺酸基聚合物膜，具有较好的机械强度、化学韧性和质子通过率

催化剂方面，由于阳极反应环境比阴极更苛刻，对催化剂材料更高，PEM一般采用PGM铂基或钌、铈、钕等贵金属基催化物以提升反应活性





绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端—质子交换膜（PEM）技术：效率高，启停快，但单槽成本极高

PEM的优势

PEM最核心的优势是灵活度。在风光耦合较高的场景下，制氢系统能实现秒级启停，以更好适应风能光能的峰谷变化

更高的效率：

PEM电解质为固态的质子交换膜，相较于ALK碱液电解槽，拥有更低的膜电阻，无效能耗更低，电流密度更大，电解效率更高。体积效率高，也即相同产氢量所需的电解槽体积更小

更高的风光耦合度：

PEM整体反应活性远高于ALK。因此拥有更低的启动温度（50-80度）和更快的启停机制。系统灵活度更高，可适应更大幅度的风光变化，以更高的系统整体效率，捕捉到更多弃风弃光

更高的氢气纯度：

PEM由于使用纯水作为电解水原料而非碱溶液，产物中不包含碱雾，产物只需要去除水蒸气即可使用。氢气纯度可达到99.99%以上

综上，PEM相较于ALK具有全方位的性能优势，且技术成熟度高，目前已在国内风光氢一体示范项目中有一定的落地规模



绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端—质子交换膜（PEM）技术：效率高，启停快，但单槽成本极高

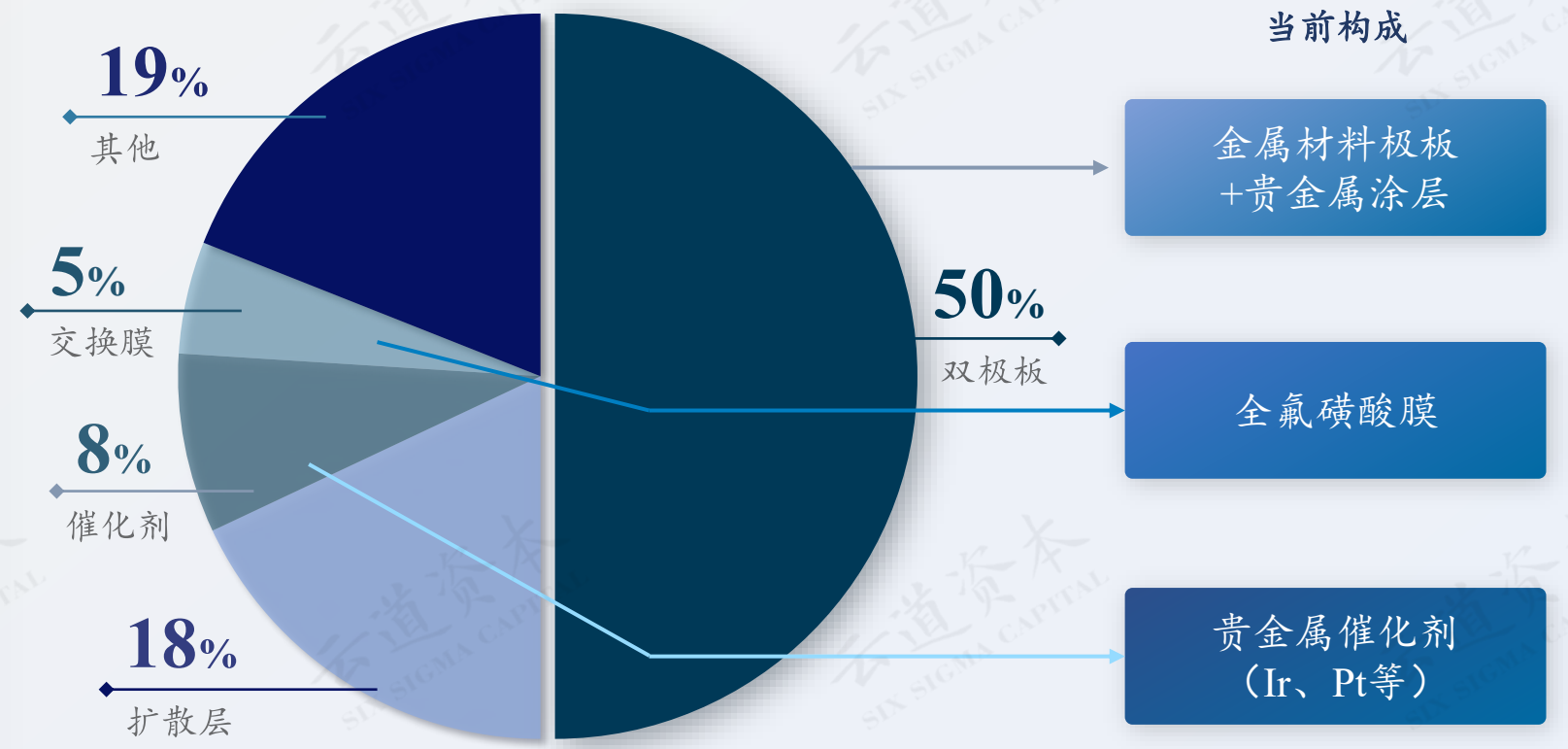
PEM的局限



单槽成本高：PEM依赖铂、铱等贵金属作为催化剂，需要在极片表面涂覆，负载在 $0.1-1\text{mg}/\text{cm}^2$ ，结合铂、铱等高昂的价格，导致单槽整体价格远高于ALK。据高工氢电网，ALK电解槽价格在1500-2500元/kW；而国内PEM电解槽整体的价格高达7000-12000元/kW，是前者的7倍。且电解槽成本中，金属极板、贵金属涂层和贵金属催化剂合计占比58%，降价弹性小

价格也制约了PEM的进一步大规模推广。现阶段PEM单项目装机量大概在0.5-1MW左右

- PEM电解槽设备成本拆分 -





绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端--质子交换膜（PEM）技术：效率高，启停快，但单槽成本极高

PEM的破局机会



研发低贵金属催化剂：

降低铂基催化剂（PGM）中铂的含量能有效降低单槽催化剂的成本，同时需要尽量使反应点位具有较高活性，以尽可能使低铂催化剂具备和传统PGM接近的反应效率。现有技术中一般先制备高导电性的基底（如MC碳纤维），之后通过液相法或气相法在其表面沉积用量更少、颗粒更小的纳米铂颗粒。基底需要具备高导电性和水扩散性，从而尽可能降低能量损耗。同时，基底需要具备高稳定性，以防止铂脱落，保证商用稳定性



提升催化剂寿命：

铂基催化剂多以较小的粒径附着在膜或电极表面以提升反应效率，但小粒径会降低催化剂稳定性。铂会缓慢溶解于电解液中。此外，小颗粒催化剂会发生团聚。综上，催化剂活性在反应过程中会持续降低，导致电解槽反应活性随时间持续衰减。一旦反应活性降低至阈值下，就需要更换催化剂。除初始投资成本，高额的维护成本也是PEM单位制氢成本居高不下的原因之一。因此，研发新的催化剂结构，使其在不影响反应效率的前提下，降低催化剂的溶解和团聚速率，也是PEM的破局方向之一



绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端--质子交换膜（PEM）技术：效率高，启停快，但单槽成本极高

PEM的代表公司

公司名称	发展情况
山东赛克赛斯	最大单槽产量1000Nm3/h，已实现MW级量产。获得国网、南网、中车等标杆客户
中科院大连物理研究所	与阳光电源、龙蟠氢能源、上海电气电站集团合作，落地数个兆瓦级项目
长春绿动氢能	22年首套MW级PEM装备通过技术鉴定，该系统单槽产量达到200Nm3/h 在长春、济南、佛山等地都设有产业基地
卡沃罗氢能	与国富氢能共同开发100（200）Nm3/h的PEM电解槽
淳华氢能	在湖南建设氢能科技产业园



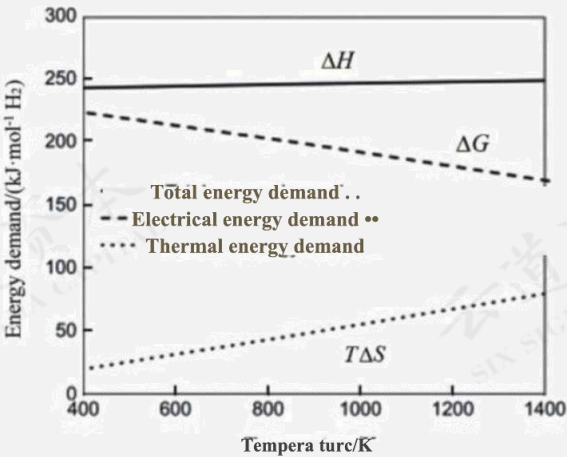
绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端--高温固体氧化物电解水（SOEC）技术：高温条件下效率最高

SOEC技术简介

固体氧化物燃料电池采用全固态结构，由阳极、阴极和固体氧化物电解质组成，两极都使用薄的陶瓷膜用作催化剂

SOEC电解槽在高温（600-800度）反应。随温度不断上升，水电解所需电能大幅下降，但需要的热能持续上升，如下图所示因此SOEC能通过合理利用企业排放废热的方式，大幅度降低电解单位氢气所需电耗，降低单位氢气所需成本

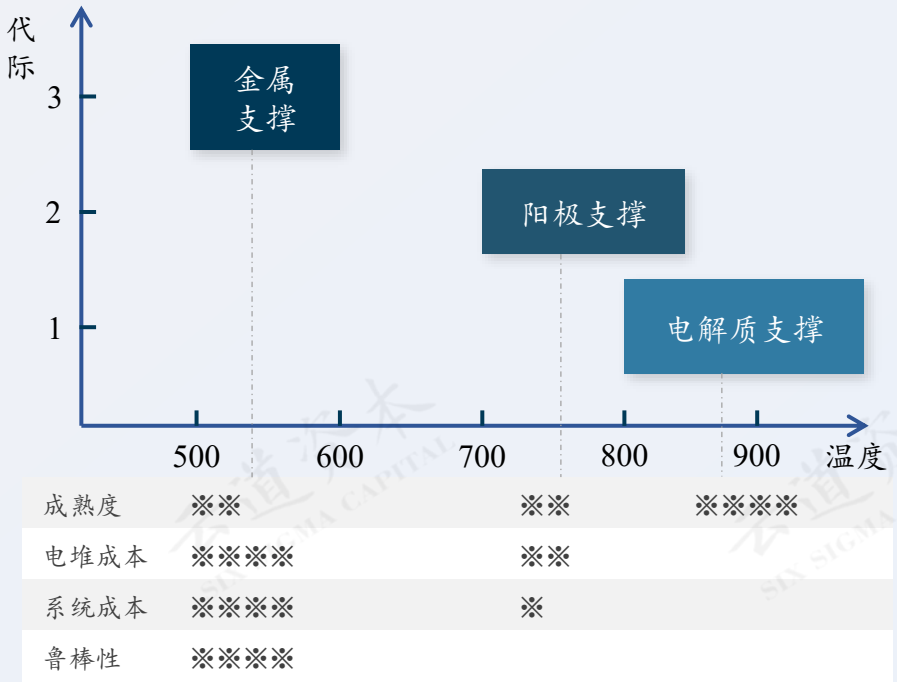


SOEC的结构

根据电解槽结构，SOEC又可分为电解质支撑型、阳极支撑型和金属支撑型，下图所示：



SOEC的核心问题包括**高温密封、启停速率和抗冲击性能**。陶瓷的低热导率和差的抗热冲击性能，导致现有SOEC电堆的启动速度约3-5 °C/h或更低。与传统结构的SOEC相比，金属支撑SOEC具有以下优点：**1) 成熟的焊接技术使得电池堆易于燃气密封。2) 良好的机械性能使得电堆具有更好的抗热震特性。3) 优异的热传导性能使得电堆具有高的启停速率。**基于成熟度、电堆成本、系统成本、鲁棒性等综合指标评价，**金属支撑SOEC具有明显优势**。如右图所示：





绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端——高温固体氧化物电解水（SOEC）技术：高温条件下效率最高

SOEC的技术优势

发电/电解一体，负载灵活

SO路线可以用同一套结构进行发电（燃料电池SOFC）和电解（制氢电解槽SOEC）。具备-100%~100%负载灵活度

原料泛用性强

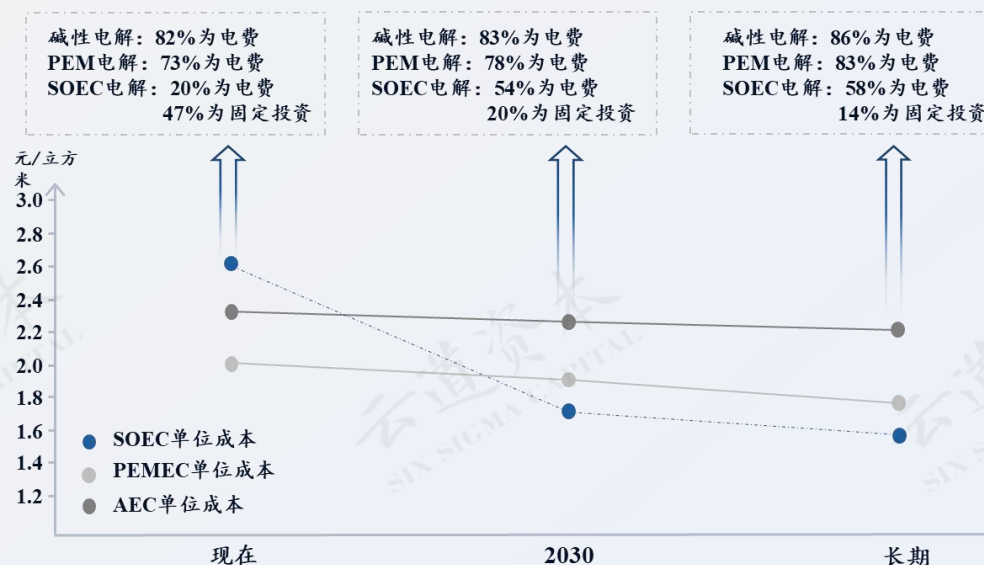
进料为水蒸气制成氢气，也可加入二氧化碳从而生成氢气、一氧化碳，并进一步生产柴油、航空燃油等合成燃料，具备碳中和循环的优势

材料成本低廉

主要核心部件为固体氧化物陶瓷和不锈钢材料，相比PEM路线，不使用贵金属氧化剂，单槽材料成本更低

合理利用废热，发电效率最高

在电解制氢的三大技术路径中，固体氧化物电解制氢（SOEC）电耗远低于ALK和PEM，电解转化效率与电流密度远高于ALK和PEMEC，同时无贵金属使用，经济性突出。在高温下，SOEC电解水对电能的需求量逐渐减小，对热能的需求量逐渐增大，能有效利用废热提供的能量和反应活性，**将转化效率提升到110%，在所有电解槽类型中性能最高。**同时也意味着，SOEC电解设备可有效减少对高品质能源—电能的需求，并提升对低品质能源—废热的利用率。在钢铁冶炼、核电站等废热大量产生的场景具备不可替代的优势



在废热集中的场景，SOEC具备最高的综合经济性。到2030年，碱性电解和PEM电解制氢成本将有望降至2.23元/Nm³和1.78元/Nm³，高温SOEC制氢成本可降至1.58元/Nm³，相比于ALK和PEM，在废热充足的场景具备不可替代的单位成本优势



绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端--高温固体氧化物电解水（SOEC）技术：高温条件下效率最高

SOEC的技术挑战

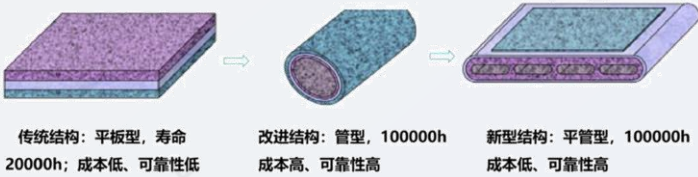


高温下的 结构稳定性问题

SOEC最大的技术挑战在于高温下槽体各部分由于材料分布、槽体结构和外部供热环境问题，温度分布不均，从而导致热应力产生，致使槽体弯曲变形甚至断裂，部件性能衰退、破坏和失效

调整电解槽结构

- 传统SOEC电解槽一般分为平板型和管型两种；
- 平板型代表企业为日本特殊陶瓷，性能更高，功率密度可达0.6 W/cm²以上。但可靠性低，电解质隔膜易于发生高温裂变，结构破坏。平均寿命在2万小时左右
 - 管型代表企业如MHPS，管型结构稳定性、可靠性高，寿命可达10万小时，但制造合格率低，成本高，且性能低于平板型
- 来自国内宁波材料所的氢邦科技结合两者设计理念，研发了新一代平管型结构电池，集合了平板与管型优点，避免了两者的不足。寿命可达10万小时，可靠性高，集成度大，且能实现媲美平板型的高性能



	管式 (MHPS)	平板管式 (京瓷)	平板管式 (日本gayici)	一体烧结形 (村田制作所)	平板型 (日本特殊陶瓷)	小型管式 (TOTO)
运行温度	900°C	750°C	750°C	750°C	700°C	700°C
电流密度 A/cm2	0.15	0.2	0.23	0.35	0.2 (0.52)	0.21
空气极 衰减率	4-9mV -0.1%	12-22mV -0.1%	32-68mV -0.1%	33-79mV -0.1%	17-34mV -0.1%	25-58mV -0.1%
阻抗值 衰减率	46-55mV 0%	111-122mV -0.1%	98-117mV -0.2%	98-117mV -0.2%	42-62mV -0.3%	75-78mV 0%
燃料极 衰减率	11-17mV 0%	7-11mV 0%	6-19mV -0.1%	4-10mV 0%	13-20mV -0.1%	27-36mV -0.1%
衰减速率	-0.1% 14000h	-0.2% 10000h	-0.5% 8000h	-2.6% 3000h	-0.6% 10000h	-0.5% 10000h

研发抗高温蠕变材料

长时间高温运行，即使实现槽体结构相对均一对称，各部分材料仍旧将受到长期、微小热应力持续作用，从而造成槽体蠕变，结构被破坏。由于化学反应温度下限相对固定，较难通过降温降低热应力，使其低于蠕变阈值。因此与电解质热膨胀系数相近的抗高温材料是关键，该材料需要具备较高的高温电导率，且加工工艺简单低价。兼具基金属和陶瓷特性、可塑性强的新型材料及其规模化加工技术，是SOEC企业的核心竞争力。



绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端—高温固体氧化物电解水（SOEC）技术：高温条件下效率最高

SOEC的适用场景：热能资源丰富或废热较多的地区和场景

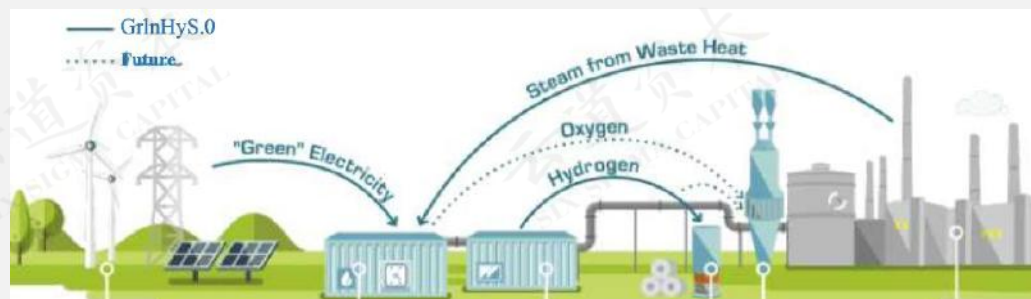
制造业大型热电联供

钢铁、制造工业需要大量用电，同时生产中会产生大量废热难以再利用。SOEC设备能有效利用废热，并结合其反应的双向性为工业提供热电氢联供的一体化能源管理设备

典型案例是德国的GrInHyS.0项目，由德国钢铁公司Salzgitter AG和德国SOEC设备制造企业Sunfire公司联合参与。

传统钢铁冶炼使用焦炭作为铁矿石还原剂，二氧化碳被大量排放。通过使用萨尔茨吉特发明的绿色低碳钢铁冶炼工艺(SALCOS)，铁矿石将被氢气直接还原成海绵铁，并用于后续的钢铁生产。生产过程中将不再产生二氧化碳。

在GrInHy2.0项目中，由于SOEC工作温度在800° C左右，制氢原料使用废热生产SOEC所需的水蒸气，有效提高能源利用效率。采用氢气还原炼钢，可降低95%碳排，使其二氧化碳排放强度小于30kgCO₂/吨钢铁。



核能耦合制氢

核电站会产生大量废热、弃电。因此，核电和需要热量的SOEC具有较高的契合度。目前，在甘肃武威建设的第四代熔盐堆核能系统接近完工，即将进入试验阶段。熔盐堆输出700°C以上高温核热，可和SOEC制氢应用场景相配合（具体可见本报告-核能制氢部分）

燃料电池



SOEC电解电池是唯一可作为燃料电池进行逆向反应的电解设备（SOFC），SOFC具有极为丰富的应用场景，是燃料电池未来两大主流技术路径之一

目前FC的技术成熟度及商业化难易度优于EC，可作为三至五年内窗口期的过渡，在分布式发电、可燃废气/煤制气清洁利用、船舶重型交通等场景具有广阔的市场空间



绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端--高温固体氧化物电解水（SOEC）技术：高温条件下效率最高

SOEC的落地进展

公司名称	产品信息
浙江氢邦科技有限公司	创新的平管型技术,单电堆5kW3000小时无衰减 单体电池输出功率>100W/片，世界纪录
北京质子动力发电技术有限公司	阳极支撑平板型SOEC 5kW样机通过验收，2kW样机示范运行
宁波索福人能源技术有限公司	阳极支撑外歧管窗口式设计 5kW单堆集成
北京思伟特新能源科技有限公司	阳极支撑平板型SOEC，服务寿命近9000小时
Bloom Energy	2018年纽交所上市，电堆技术成熟但成本较高 为Apple、Google、eBay、WalMart、AT&T等客户提供了超过200套系统
三菱日立	1984年开始研发SO路线。2015年实现持续稳定发电10000小时
日本京瓷	20世纪80年代开始研发SOFC，电池为扁管式阳极支撑结构
FuelCell Energy	美国能源部支持，构建并测试了50kW概念验证发电系统，堆栈降级率为0.9%/1000小时
Ceres Power	伦交所上市公司，技术源于帝国理工大学。产品覆盖住宅、数据中心、商业发电和汽车领域



绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端——阴离子交换膜电解水（AEM）技术：低成本、高效率为一体的下一代方案

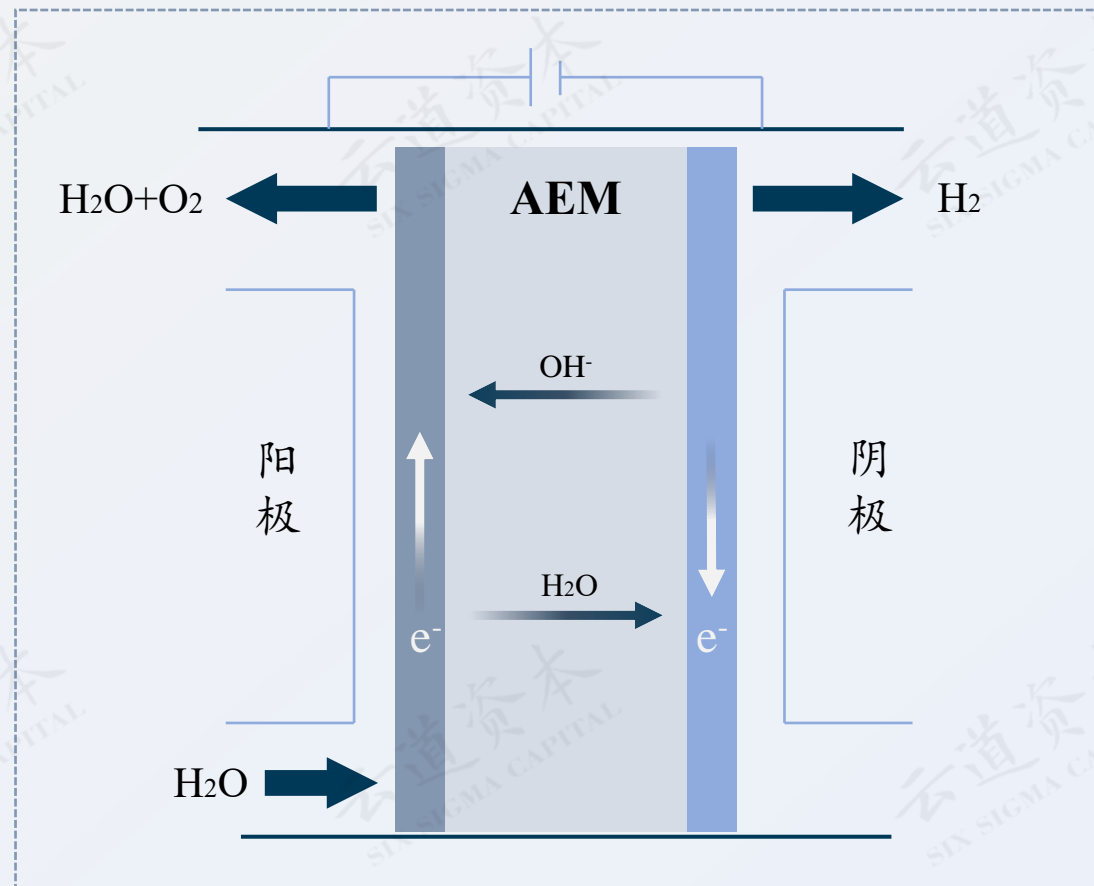
AEM电解槽原理介绍

AEM电解槽结构与PEM电解槽类似，核心组件为膜电极组件（MEA）：膜电极组件主要包括阴离子交换膜、离聚物、阳极和阴极催化剂层。AEM的阴离子交换膜是AEM电解槽装置中的基本核心组成部分，其作用是将 OH^- 从阴极传导到阳极，同时阻隔气体和电子在电极间直接传递

如图所示，设备运行时，原料水从AEM设备的阴极侧进入。水分子在阴极参与还原反应并得到电子，生成氢氧根离子和氢气。氢氧根离子通过聚合物阴离子交换膜到达阳极后，参与氧化反应并失去电子，生成水和氧气。根据设备设计不同，有时会在原料水中加入一定量的 KOH 溶液或者 NaHCO_3 溶液作为辅助电解质，这有助于提高AEM电解设备的工作效率

AEM电解水技术结合了ALK电解水和PEM电解水的优点：

- 相比ALK电解水技术，AEM技术具有更快的响应速度和更高的电流密度
- 相比PEM电解水技术，由于采用阴离子而非质子交换路线，AEM可脱离PGM（铂基催化剂）的依赖，技术的制造成本远低于PEM，甚至有希望接近ALK碱槽路线。





绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端——阴离子交换膜电解水（AEM）技术：低成本、高效率为一体的下一代方案



AEM正负极 研究进展

- AEM之所以作为下一代技术发展方向广受关注，核心是因为其能在实现与PEM相当甚至更高电解效率的基础上，使用镍基等更加廉价的催化剂，从而大幅降低整槽成本
- 陈南君（现任洛桑联邦理工学院博士后）2021年研发出了基于高电导率、高水扩散率的PFAP隔膜的高性能AEMWE，在使用Ni-Fe基的非贵金属作为催化剂，电压为2V时，电流密度可达 $1.62\text{A}/\text{cm}^2$ 。若使用铂族催化剂，极限电流强度达到 $7.68\text{A}/\text{cm}^2$ ，是PEM的1.28倍。且在 60°C 、 $0.5\text{A}/\text{cm}^2$ 的电流密度下可稳定运行1000h以上，从而兼顾低成本、高效率和寿命。也是这一成果首次在保证较高寿命的前提下，验证了AEM的效率潜力，奠定AEM的技术地位



AEM离子交换膜 研究进展

- 离子交换膜方面，由于氢氧根离子在阴离子交换膜（AEM）中的传导性是质子在质子交换膜（PEM）中的传导性的不到1/3，需要制作更薄的阴离子交换膜以降低介质电阻率，但这对交换膜材质本身的机械稳定性提出了更高的挑战
- 现阶段AEM大多数采用阴离子交换基团作为膜材料，由三烷基季铵盐组成，通过苯基亚甲基连接到聚合骨架上
- 其中，官能团的数量和位置排布影响离子电导率，也即影响最终的电解效率。聚合物主链和官能团的结构影响化学稳定性也即其在碱液或纯水中的寿命。官能团数量增加会导致膜的吸水率升高，主链降解速度加快，机械和化学稳定性变差
- 因此，膜材料的选择本质上是寻找寿命和电解效率之间的平衡。现阶段聚苯乙烯、聚砜、聚醚砜、聚氧化亚苯都作为潜在的膜材料被持续研究，但综合性能都尚不成熟



AEM电解液 研究进展

- 降低溶液的碱浓度和反应温度也能延缓膜降解，提升单槽整体寿命。由于阴离子交换膜相比于ALK碱性膜具有更强的离子电导率，因此整个膜电极具有更强的反应活泼性，不需要采用30%浓度的KOH，而可以采用稀碱液甚至纯水作为电解液，也能获得远超ALK的电解效率



绿氢—制氢“终极路线”，清洁能源与电解设备均蕴含巨大市场

电解槽端——阴离子交换膜电解水（AEM）技术：低成本、高效率为一体的下一代方案

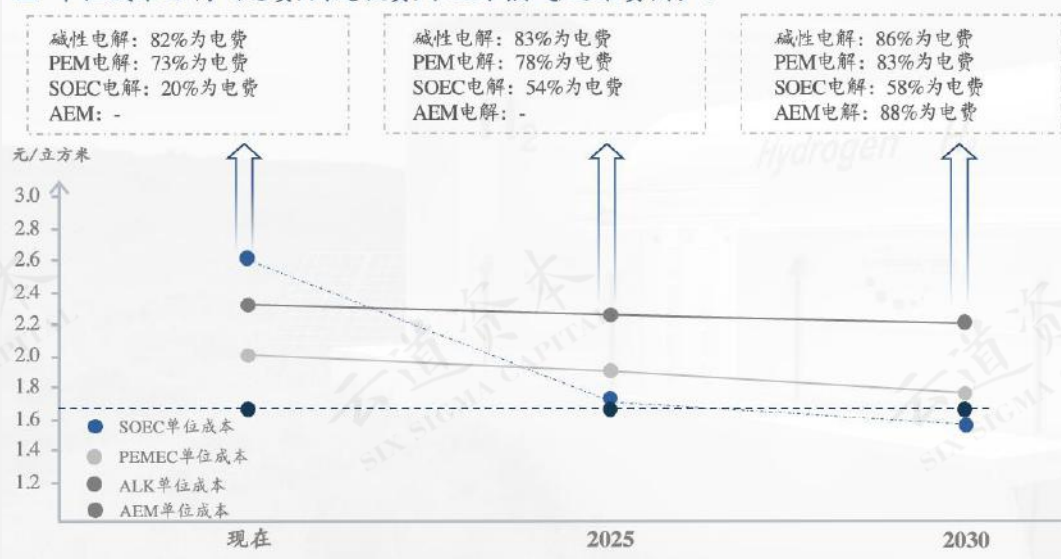
AEM电解槽技术发展总结：路线优势确定性强，进一步商用需要膜材料的突破

- AEM核心设计理念是采用阴离子交换膜代替ALK的碱性膜，获得更高的离子电导率，提升膜电极整体反应活性，从而提升电解效率，降低启停响应时间
- 纵观各电解槽路线的膜材料选型，质子交换路线（PEM）率先探索出抗酸性环境同时具有较强电导率和机械强度的全氟磺酸膜，而离子交换路线（AEM）现阶段还没有成熟可商用的材料能兼顾化学稳定性、机械稳定性和离子电导率三方面的性能点，AEM的商用落地还需要完成膜材料的进一步突破
- 但电极和催化剂方面，AEM采用的镍基材料相比于PEM铂/铱路线的低成本、高电解效率已经得到验证

AEM结合了PEM高电解效率的优势以及ALK低单槽成本的优势，技术一旦成熟，能实现与PEM相媲美的电解效率（90%+），同样能实现快速启停捕捉更多弃风弃光，且单槽价格远低于PEM，因此未来在固定投资和可变成本两方面都具有最大的商业化潜力。截至2030年，AEM技术制备1标方氢气价格将低至1.64元，低于ALK的2.23元和PEM的1.78元，仅仅略高于SOEC的1.58元。但AEM反应温度更低（40-60度），启停快，场景适用性更广

因此我们可以预见，在AEM、SOEC技术进一步成熟落地后，未来ALK和PEM的成本、效率、灵活性优势将逐渐不再明显，下一代制氢电解槽将会是SOEC热电联供+AEM风光电氢一体的格局

□ 单位成本结构（电费/固定资产投资/水及水蒸气/运维费用）：





其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

核能制氢—耦合电解制氢，已步入初步商业化阶段，电解槽端蕴含政策性机会

核能制氢概念及定义

核能制氢即将核反应堆与制氢相结合：核反应堆有大量多余的热能，而制氢需要大量额外的能量，核能作为清洁能源，不仅可以提供大规模制氢所需的电力，还可以提供热化学循环制氢所需的热能。由核能耦合制氢产出的氢气也被称为“粉氢”

核能制氢优势

氢能源本身优势

氢气作为新兴零碳的清洁能源，燃烧性能好，热值高，运输能耗低，并且可以通过燃料电池将其转化为电能，然后在高峰期作为电能出售，或者作为化学燃料直接出售，拥有丰富的应用场景

可有效承接核能弃电 提升核能利用率

核电站开启后关停成本极高，一般每连续工作 1-1.5 年才关停做检修。用电端的波峰波谷使得在波谷无法消纳和存储。核能弃电制氢能够为核产业提供额外产出，利于维持正在老化的反应堆的服役状态，避免核设施的废弃；耦合制氢可实现核电生产与需求曲线匹配，提高核能的利用率和竞争力

可提升制氢效率 降低制氢成本

全球 95% 工业氢采用蒸汽甲烷重整工艺（SMR），成本低但生成额外的二氧化碳。采用核能进行甲烷热分解（TDM）制氢，过程中产生的碳是纯固体碳或炭黑，易捕捉，热解所需高温可由核电厂直接提供。这种方式能量需求极低，比常规水电解低 8 倍，而产生的氢能比常规电解水高出几倍



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

核能制氢—耦合电解制氢，已步入初步商业化阶段，电解槽端蕴含政策性机会

核能制氢的技术路径

核能制氢基本技术路径可分为：1.核能耦合甲烷蒸汽重整制氢（化石燃料重整制氢）、2.核能耦合高温蒸汽电解制氢、3.核能耦合热化学循环制氢、4.常规冷水电解制氢；（其中利用核电电解水只是核能发电与传统电解的联合，仍属核能发电领域，不属于严格意义上的核能制氢技术）

核能耦合甲烷蒸汽重整制氢

核能耦合核能耦合高温蒸汽电解制氢

核能耦合常规电解水/冷水电解制氢

核能耦合热化学循环/热化学水解制氢

核能耦合甲烷蒸汽重整制氢

甲烷蒸汽重整制取含氢合成气（SMR）是目前工业领域主要的制氢技术，全球超过95%的工业氢采用该工艺制备。该工艺通常以天然气为原料，成本低廉，规模大，但产生大量温室气体

在SMR制取的混合气体中，氢气体积分数最高可达 74%，但其工艺温度为500~950 °C，需要输入大量热量，天然气与水蒸气在高温下反应转化为H₂ 和CO₂。（传统方式为燃烧天然气（甲烷）提供热能，而核能耦合甲烷蒸汽重整制氢利用核反应堆产生的热能作为甲烷气和水蒸气反应的热源）

在传统甲烷蒸汽重整技术中，一部分甲烷作为反应原料生成 H₂，另一部分甲烷作为燃料燃烧为反应提供能量。因此，反应需要消耗大量天然气并生成大量CO₂。核能耦合甲烷蒸汽重整技术利用核反应堆产生的废余热量为重整反应提供高温热源，显著减少该技术所需的天然气和 CO₂ 排放，但需要配备有效的碳捕集和封存设施



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

核能制氢—耦合电解制氢，已步入初步商业化阶段，电解槽端蕴含政策性机会

核能制氢的技术路径

核能耦合甲烷蒸汽重整制氢

核能耦合核能耦合高温蒸汽电解制氢

核能耦合常规电解水/冷水电解制氢

核能耦合热化学循环/热化学水解制氢

核能耦合核能耦合高温蒸汽电解制氢

高温蒸汽电解（HTSE）主要是利用核能提供的热量将液态水先提升为800~1 000 °C的高温蒸汽然后再电解蒸汽，其电解原理是基于固体氧化物电解（SO电解槽）过程实现，即固体氧化物燃料电池的逆过程；在 800 °C高温下，产生单位体积氢气的耗电量为 3 kW·h/m³，当反应温度进一步升高时，其耗电量会进一步下降

高温蒸汽电解温度约在 600-1000°C，由于核反应堆提供了大量反应所需的热量，其电能消耗可以显著降低，比普通冷水电解少1/3。同时低温热使得此技术在热力学上需要的电能减少，可以改善电解池的动力学，同时电解池中电极表面反应的活化能垒降低，可以提高反应效率，使得高温蒸汽电解的效率高于常规电解水

核能耦合常规电解水/冷水电解制氢

电解水制氢需要大量的电能，在具有廉价电力或离网可再生能源电力供应前提下，电解水制氢具有一定的优势。电解水制氢技术主要有碱水电解制氢、质子交换膜电解制氢和固体氧化物电解制氢等。目前碱水电解制氢已经比较成熟。常规冷水质子交换膜制氢技术由于设备昂贵，暂无大范围使用。核能与其耦合可为其提供稳定的清洁电力，但冷水电解耗电量较大，经济性方面不具优势



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

核能制氢—耦合电解制氢，已步入初步商业化阶段，电解槽端蕴含政策性机会

核能制氢的技术路径

核能耦合甲烷蒸汽重整制氢

核能耦合核能耦合高温蒸汽电解制氢

核能耦合常规电解水/冷水电解制氢

核能耦合热化学循环/热化学水解制氢

核能耦合热化学循环/热化学水解制氢

虽然可由核能提供制氢所需热量，但直接热解水温度高，一般需2500℃以上，实现难度较大且对材料要求较高；通过引入其他化学物质可以实现将水的分解分为若干不同的低温运行反应，热化学循环制氢（热化学水解制氢）即由两个或多个热驱动化学反应相耦合，组成一个闭路循环实现水的分解制氢（热效率类似卡诺循环，即提高温度可提高转换效率）

根据引入参与反应的化学物质不同，核能耦合热化学循环制氢法又可分为硫-碘、硫-酸、铜-氯等细分路径

循环分类	反应温度	GWP	热效率	优点	缺点
硫-碘（SI）	800-1000℃	0.5	50%	热效率高，制氢过程不产出有害物质 所需原料或产物均为气体/液体，可通过管道快速输送，可在全流态条件下运行，利于实现大规模、可持续制氢	温度高，存在材料腐蚀等问题
硫-酸（HyS）	800-1000℃	0.48	52%	所需电压小，电耗小，热效率高，原材料廉价	温度高存在硫酸分解有害物质、材料腐蚀；高性能SO2电解槽开发问题
铜-氯（Cu-Cl）	550℃	0.55	43%	工作温度低，可利用低品质废热余热，能源利用效率高	腐蚀性工作环境，需特殊处理
镁-氯（Mg-Cl）	450℃	1.03	44%	工作温度低，可利用低品质废热余热/可与太阳能等耦合	反应过程会快速生成MgCl2水合物，需优化水解反应，尚处实验室阶段
钙-溴（Ca-Br）	550℃	新出现的研究路线，工作温度低，但反应动力学缓慢			

*GWP:单位质量某种温室气体给定时段内辐射强迫影响相对于等量二氧化碳影响的大小



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

核能制氢—耦合电解制氢，已步入初步商业化阶段，电解槽端蕴含政策性机会

核能制氢的技术路径对比



核反应堆适应性

核反应堆的选择随制氢工艺的不同而不同，不同堆型可在不同温度范围内提供制氢所需的热或电能。轻水堆的温度范围为280~325℃，适用于常规电解，效率约为25%；超临界水堆的温度范围为430~625℃，适用于中温混合循环制氢；以氦气为冷却剂的高温气冷堆温度高达750~950℃，适用于蒸汽重整、蒸汽电解、热化学循环等高温过程制氢，其效率可达45%~50%。不同堆型参数及适合的制氢工艺如下：

出口温度/℃	功率/MWth	堆型 / 制氢方式	常规水电解	热化学循环	甲烷蒸汽重整	高温蒸汽电解
280-325	2000-4800	压水堆	适应堆型	适应堆型	适应堆型	适应堆型
310-319	2000-3200	重水堆				
430-625	600-2540	超临界水堆				
500-800	45-3000	钠冷快堆				
750-1000	900-2400	熔盐堆				
850	600-2400	气冷快堆				
750-950	100-600	高温气冷堆				



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径 核能制氢—耦合电解制氢，已步入初步商业化阶段，电解槽端蕴含政策性机会

核能制氢的技术路径对比



关键指标对比

核能制氢中循环工作温度和电能消耗两个关键指标。核电直接热解和直接电解是两个极端。80 °C水的直接电解需要电压约为1.23 V，而直接热解则需要达3000 °C以上的温度



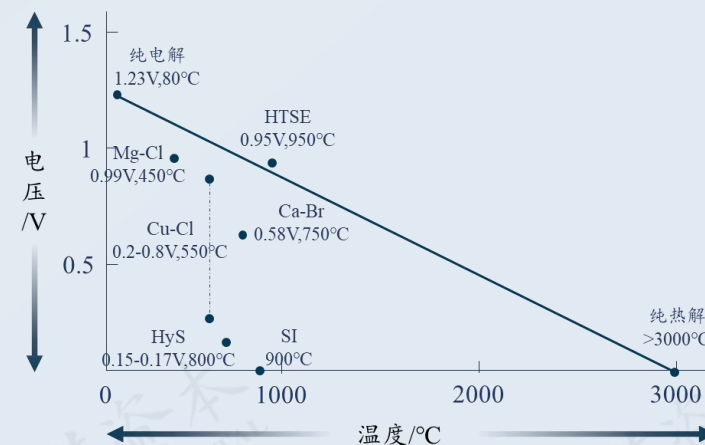
相比于水直接电解制氢，热化学循环直接降低了电解所需的电压：如Cu-Cl循环所需电压只有 0.2~0.8 V，降幅达到 35%~84%；HyS 循环只有 0.15~0.17 V，降幅达到86%~88%



相比于水直接热解，热化学循环也大幅降低所需温度，避免高温条件下反应复杂性和材料耐高温等问题；同时核能可以提供制氢所需电能，还能提供不同温度的热源，从而为大规模工业制氢奠定坚实基础



从图可得，纯热化学循环SI需要在较高温度下进行，为此能与之相耦合堆型大幅受限，同时较高温度对工艺安全性、材料兼容性和持续制氢时间都提出了较高要求。而以一定电能消耗为代价的HyS循环，则可显著地降低温度要求，从而降低化学复杂性和材料性能要求，是当前研究的热点（此外，也需着重考虑不同循环的催化剂，如：SI 循环—耐腐蚀、HyS循环—去极化）



基于现阶段情况来看，纯电解和纯热解对角线下方区域制氢路径是目前最优选择，如常规的热化学循环等。但该区域的技术路径相比对角线上方如HTSE 等存在反应速率慢等问题。但由于材料的限制和工艺的成熟度等问题，对角线上方方案相对来说经济性稍差，我们认为，未来随着SO电解槽的规模化应用等，其经济性与效率优势将凸显，HTSE有望成为主流路径



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径 核能制氢—耦合电解制氢，已步入初步商业化阶段，电解槽端蕴含政策性机会

核能制氢的技术路径对比



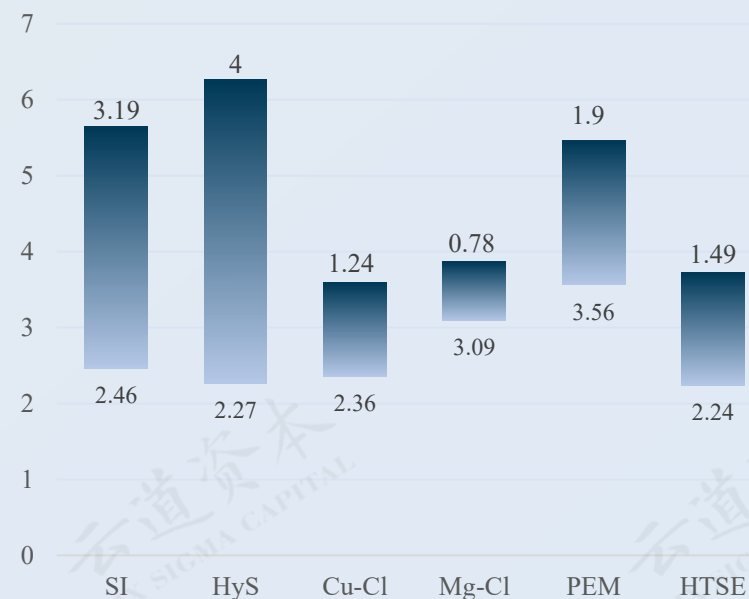
经济性对比

基于IAEA 成员国进行的不同堆型和制氢工艺耦合经济性分析结果，目前阶段核能制氢的推算成本为2.45~5.44美元/kg；与常规电解水制氢相比，目前阶段核能驱动的热化学循环制氢具有明显成本优势

与耦合常规质子交换膜（PEM）水电解制氢的成本5.7-7.2美元/kg 相比，热化学循环制氢成本虽然变动范围大，但是成本下限值较低（主要原因在于部分热化学循环的研究都是基于实验室规模得出结论，未来随着技术成熟和制氢规模扩大，其成本有望进一步降低）；但部分热化学循环由于运行温度较高会带来材料兼容性、操作控制复杂性等问题。相比较而言，目前新兴的CuCl、Mg-Cl 循环的运行温度较低，能耦合堆型更多，未来实现核能耦合大规模制氢的潜力较大

高温蒸汽电解（HTSE）有着更好的反应速率，经济性也更具优势，未来随其规模化应用，其成本不断下探可触及最低点，其经济性与效率优势将凸显，有望成为主力路径

不同工艺的核能制氢成本（美元/kg）





其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

核能制氢—耦合电解制氢，已步入初步商业化阶段，电解槽端蕴含政策性机会

核能制氢的国内外进展—国外进展

放眼全球，随着美日韩英法等核电大国新一代核堆型的成熟与氢能产业的发展，均已启动了本国的核能制氢工程；目前适配四代核反应堆型高温气冷堆的**高温固体氧化物蒸汽电解与热化学-碘硫循环**的核能制氢路径是各国应用示范的主流技术路径

美国

美国能源部（DOE）在2004年就启动了核能制氢研究，目前主要是与现有核电机组匹配的**低温电解制氢**示范，对基于高温工艺热的**热循环制氢**和**高温蒸汽电解制氢**开展大量研究工作和原理验证

2022年9月，DOE发布《国家清洁氢战略和路线图》草案，草案反复强调利用核能清洁、高效制氢

拜登法案以来，美国能源部先后支持了三个现役核电机组低温电解制氢与一个高温电解制氢商业示范项目，均将在2024年底前投运。2023年3月，美国首个1兆瓦核能制氢示范项目-九英里峰核电站投入运行

英国

英国短期内首先在在役核电机组上进行示范和应用，中长期将**高温气冷堆（固体氧化物电解水（SOEC）和碘硫循环制氢）**作为其先进模块化反应堆首选堆型，并提供资金支持示范项目建设

2021年英国政府颁布“绿色工业革命10项计划”（Ten Point Plan）中，规划到2030年实现绿氢等效装机容量达500万千瓦，而核能被英国政府视为绿氢主要来源之一。21年5月，英国核工业协会（NIA）宣布其《氢能路线图》已获得核工业委员会通过，提出到2050年英国1/3氢需求由核能生产，但尚未提出具体的实现路径

法国

法国作为全球核电比例最高的国家，目前在开展**高温热化学制氢**和**蒸汽电解制氢**试验研究工作，尚未开展在役压水堆核电机组制氢示范。2021年法国政府公布的“法国2030计划”中，提出未来5年在氢能领域投入20亿欧元，并将核能列为生产绿氢关键

日本

日本首选方案是**高温气冷堆制氢**。日本原子力研究机构自1998年建成运行热功率30 MWe的高温气冷试验堆，成功实现在850℃下稳定运行，2004年冷却剂出口温度达到950℃并成功完成了连续一周制氢试验运行。在高温试验堆基础上，日本原子力研究机构持续进行了大功率（600MWt）高温气冷堆设计研发

韩国

韩国政府正在进行核氢研发和示范项目，最终目标是在2030年以后实现核氢商业化。自2004年起，韩国开始执行核氢开发示范计划NHDD，采用**高温气冷堆和碘硫循环技术**进行核能制氢项目，建立了产氢率50NL/h的回路，正进行闭合循环实验



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

核能制氢—耦合电解制氢，已步入初步商业化阶段，电解槽端蕴含政策性机会

核能制氢的国内外进展—国内进展



政府端

- 自“十一五”就开展了核能制氢项目研发，研究当初主流工艺热化学循环和高温蒸汽电解制氢并进行初步运行试验
- “十二五”期间，设立国家科技重大专项--中国200MW 高温气冷堆商业示范电站建设项目“先进压水堆与高温气冷堆核电站”，以掌握碘硫循环和高温蒸汽电解的工艺关键技术，计划2021前后投产
- 2016年国家能源局《能源技术创新“十三五”规划》将高温气冷堆 950℃高温运行及核能制氢的可行性作为研究目标之一



科研院所及产业端

- 清华大学核能与新能源技术研究院从2004年开始论证核能制氢方法可行性，随后开展了对碘硫循环核热制氢基础性实验研究
- 中核集团在2018年联合清华大学、中国宝武开展核能制氢、核氢冶金项目合作研究。目前已完成10NL/h 制氢工艺的闭合运行，建成了产氢能力100NL/h 规模台架并实现 86小时连续运行连续运行。三方于2019.1签订《核能-制氢-冶金耦合技术战略合作框架协议》，共同打造世界领先的核冶金产业联盟
- 中核集团核制氢重点在高温气冷堆与热化学循环制氢技术耦合，其目标是建成一座600MW 超高温气冷堆，与一座产氢 50000Nm³/h 的热化学制氢工厂匹配生产。其远期目标是在 2030 年后，利用已成熟核能制氢和弃电制氢为产业源头，开拓储氢、运氢、氢燃料电池中下游产业
- 中广核核能耦合SOEC制氢示范项目已落地-广东大亚湾核电站
- 2021年，中国首个核能综合利用示范项目：“国和一号+”在威海荣成开工，项目立足核能发电，对核能综合利用
- 2022年9月，东华能源与中核开启合作建设核能制氢-高温气冷堆项目，未来五年内预计投资超千亿元，共同打造零碳产业园



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径 核能制氢—耦合电解制氢，已步入初步商业化阶段，电解槽端蕴含政策性机会

核能制氢的主要结论

核能制氢宽泛来讲即是核能为电解制氢等制氢方式提供热能与清洁电力能源，其部分技术路径已进入了初步商业化的发展阶段，且受到各国政府高度重视，是较为具备发展潜力的制氢路径；氢能等新型清洁能源的兴起挤压了核能的发展空间，为提升核电设施效率、避免废弃，核能企业端也在主动布局核能制氢路线

从技术路径来看，目前各国应用示范主要采用的是适配第四代核反应堆-高温气冷堆型的热化学循环与高温蒸汽电解两种技术；热化学循环已经研究了数十年，且目前经济性优势最为突出，尤其是成熟的硫族和氯族的循环，已开启商业化示范阶段。高温蒸汽电解拥有更好的反应效率，且与新一代核反应堆型适配，也是示范项目应用的主流路径；由于冷水电解（pem）可以适配大部分核反应堆型，也是不少核能企业在尝试的技术路线之一

但热化学循环反应效率不如高温蒸汽电解路径，高温电解目前由于商业化应用尚未成体系规模，其与核能耦合制氢路线经济性还存在较大劣势，但中长期来看随着高温电解技术与相应的高温核反应堆型的成熟，其高效率、低成本的双重优势将得以凸显

同时结合各国政府对核能制氢的远景规划，我们认为核能制氢领域将在制氢端释放政策性机会，且伴随着制氢端SOEC高温电解槽设备的规模化应用与其逐步成为电解水制氢的主流技术路径进程下，高温蒸汽电解HTSE技术有望成为长远期的主流核能制氢路径，重点关注高温电解槽（SO）/PEM电解槽产业链（膜电极、催化剂、粘合剂等）相关的初创企业



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径 光催化—技术不成熟，成本昂贵，距商业化应用十分遥远

光催化制氢概念及技术原理

光催化制氢技术是将太阳能转换为氢能，将太阳能以化学能形式储存起来，不仅能利用太阳能制取氢气，而且可以将氢气与 CO₂ 结合起来生产高附加值化学品，实现碳氢资源的综合利用，太阳能光催化制氢研究目前总体上仍然停留在基础研究阶段

光催化制氢的关键在于光催化剂，光催化剂性能指标包括量子效率（QE）和太阳能到氢能转化效率（STH），一般由太阳能到氢能转化效率（STH）作为核心衡量指标；

光催化剂的太阳能转换效率： $\eta_{\text{转换}} = \eta_{\text{吸收}} \times \eta_{\text{分离}} \times \eta_{\text{反应}}$ ；式中， η_1 为半导体捕光吸收效率， η_2 为光生电荷分离效率， η_3 为表面催化反应效率，由此可见，光催化制氢的主要环节可分为捕光吸收、电荷分离、催化反应三大环节（3个因素彼此密切相关。例如，为了吸光效率，可通过能带结构调控缩小半导体的禁带宽度；而禁带宽度变窄使得光催化剂导带和价带能够提供还原反应和氧化反应的热力学驱动力就会减小，表面催化反应效率会受到影响。此外，在能带调控过程中引入的杂原子会增加表面和体相的缺陷态浓度，也会影响其光生电荷分离的性质。）

光催化制氢的技术路径

从光催化制氢技术路径上来看，光催化分解水制氢可分为三大技术路线：光催化分解水制氢（PC）、光电催化分解水制氢（PEC）以及光伏-电解耦合分解水制氢(PV-EC)

其中，光催化分解水制氢（PC）主要是依赖光催化剂实现水的分解；光电催化分解水制氢（PEC）技术则是在依赖光催化剂的基础上，加上了电势电压的作用；而光伏-电解耦合分解水制氢(PV-EC)则是光伏为碱槽、质子交换膜等电解水制氢提供清洁电力进行耦合，不属于严格意义上的光催化分解水制氢概念



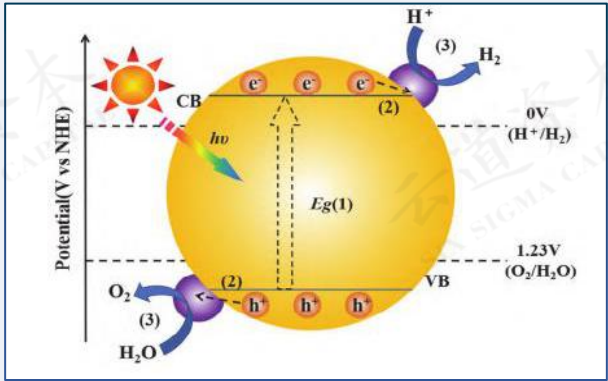
其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径
光催化—技术不成熟，成本昂贵，距商业化应用十分遥远

光催化制氢的技术路径--光催化分解水制氢（PC）

光催化分解水制氢（PC）在三种技术路径中规模化应用上对设备的要求较低、可操作性强、成本最为低廉，但是该技术的太阳能转化利用效率也最低。以目前实验室阶段催化剂研究实验的最新进展来看，光催化分解水制氢技术太阳能到氢能转化效率（STH）超过 1%，最高不超过2%，离工业应用还有十分遥远的距离

光催化分解水主要涉及三个过程: (1)光吸收与激发, (2)光生电子和空穴的分离与迁移, (3)表面催化反应。技术原理过程图如右图所示:

原理示意图



--细分技术与材料体系:

光催化分解水的核心在于催化半导体材料，半导体材料的氧化和还原能力取决于其价带与导带的相对位置，对于分解水制氢反应而言，要求半导体材料的价带位置比水的氧化电位更低，半导体的导带位置比质子还原的电位更高；依据半导体材料种类不同，光催化材料可分为A,无机化合物半导体催化材料、B,聚合物半导体催化材料、C,单质半导体催化材料三类

无机化合物半 导体催化材料	无机化合物半导体催化材料		
	依据 金属元素（阳离子）d电子轨道状态 划分	D0（无电子填充状态）	D10（满电子填充状态）
	代表金属元素	Ti4+、Zr4+、Nb5+、Ta5+、W6+等	In3+、Ga3+、Ge4+、Sn4+、Sb5+、 <u>铋(Bi)</u> 等
	与其相配的非金属元素	氧、硫、氮、氧氮、氧硫	
	以氧为例：组合成氧化物	TiO2、ZrO2、Nb2O5、Ta2O5等	In2O3, Ga2O3, GeO2、SnO2等
	碱金属/碱土金属/其它金属离子引入到上述化合物组成盐类	钛酸盐；铌酸盐；钽酸盐；钨酸盐以及钒酸盐	铟酸盐；镓酸盐；锗酸盐；锡酸盐、锑酸盐、 <u>铋基含氧酸盐</u>



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径 光催化—技术不成熟，成本昂贵，距商业化应用十分遥远

--细分技术与材料体系：

无机化合物半 导体催化材料

从搭配的非金属元素来看：

- 硫化物催化材料：大多需要有牺牲剂参与，优点是可见光响应和较窄带隙结构，催化效率较高；但存在光腐蚀效应，长时间催化反应中稳定，产氢速率低下，在规模应用时仍需进行改性使用。突破点在于解决硫化物材料的稳定性
- 氮化物催化材料：常见有 Ge_3N_4 、 Ta_3N_5 等（其中 Ge_3N_4 是第一种被披露的具有全分解水能力的非金属氧化物）；氮氧结合是该材料体系的未来方向，一般的金属氧化物带隙相对较大，只能吸收紫外光，而氮氧金属化合物大多具有较小带隙，具有可见光吸收特性，并且拥有较高光催化活性，如 TaON
- 铋(Bi)基材料：自然界中唯一低毒性和低放射性的重金属元素，且中国铋储量世界第一，占总储量70%以上。铋基含氧酸盐一般带隙较小，可吸收可见光，太阳光利用率较高。铋基含氧酸盐具有种类较多、性能容易调控、制备简单和造价低廉等优势，金属侧铋基+非金属：氧元素是新一代方向

聚合物半导体 催化材料

该类材料具有独特的分子结构利于光生电子与空穴对在层内的传输，促进载流子的分离效率，提高活性；其中，二维非金属聚合物石墨相氮化碳($\text{g-C}_3\text{N}_4$)可以在牺牲剂存在下光催化分解水产氢，因其制备简单、稳定性高和光学性质优异等特点是目前研究实验的热点
由于聚合物的比表面积小、产生的光生载流子的激子结合能高且复合严重等材料特点，该类材料催化活性较低；主要通过制备方法的改进、掺杂、与其他半导体复合等方式提高其光催化活性

单质半导体催 化材料

最新的研究表明一些具有可见光吸收的单质元素(Si, P, B, Se和 S)也具有一定光催化活性，但这些单质光催化剂的催化活性都很低，尚需进一步研究以提高其光催化效率，目前属于刚刚出现的新材料路线

--商业化进展及主要结论：

光催化分解水制氢经过半个世纪发展，在技术上（实验室阶段）已相对成熟，围绕二氧化钛(TiO_2)、硫化镉(CdS)、铋基含氧酸盐(BiOX)、层状金属复合氧化物、氮氧化物以及 $\text{g-C}_3\text{N}_4$ 等主流光催化材料也已研究了一系列如贵金属沉积、半导体复合、无机离子掺杂等改性方法，一定程度上提高了材料光催化产氢性能；但由于光生电子与空穴复合率高，材料光谱响应范围窄等问题，使其制氢效率依旧不理想，远未达到实际应用的要求
近两年，日本Domen 等科学家通过排列 1600 个反应单元，成功在东京大学内建造了一个 100 平米规模的光催化制氢系统，是迄今披露过的最大光催化制氢系统，但离规模化商业应用还十分遥远



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径 光催化—技术不成熟，成本昂贵，距商业化应用十分遥远

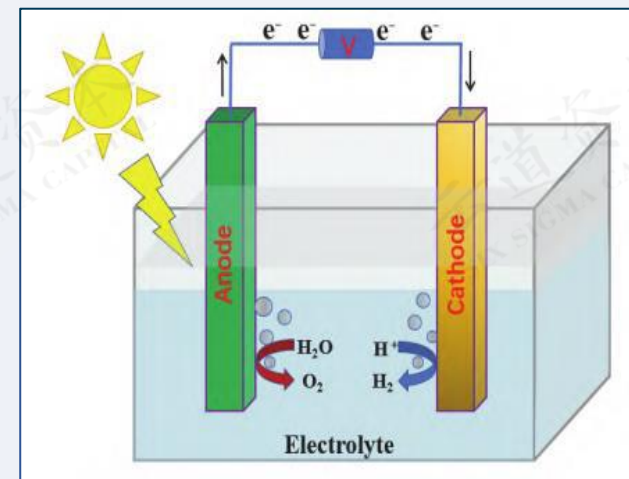
光催化制氢的技术路径--光电催化分解水制氢（PEC）

该技术需要将光催化剂沉积在导电基底上制成电极，在少许偏压（或无偏压）下实现分解水。在一些典型的光阳极半导体材料上，STH 效率可超过 2.0

例如，通过在 Ta₃N₅ 光阳极表面合理设计和构筑空穴传输层和电子阻挡层等策略，光电流和电极稳定性均可得到大幅度提升，光电流甚至可接近 Ta₃N₅ 理论极限电流，STH 效率达到 2.5%。如果能进一步在过电位和电极稳定性上取得突破，该体系的 STH 转化效率有望得到大幅度提升

光催化分解水制氢（PC）一直面临着效率低、粉末催化剂难回收等问题，而光电催化(PEC)制氢是将催化剂做成光电极，不仅可以解决传统粉末催化剂回收难的问题，而且通过施加偏压可以提高分解水制氢效率

原理示意图



--细分技术与材料体系：

光电催化的制氢效率也主要受电极材料与催化材料的制约，制备高活性、高选择性的催化剂是光电催化分解水制氢的关键；理想的光电极半导体材料应该有足够大的带隙(>1.6 eV)用来分解水；同时又需要足够小(<2.2 eV)用来吸收范围更广的太阳光谱；另外其导带和价带应跨越水的氧化还原电位，以便在不施加外加偏压的条件下能够分解水；最后,应具有较高的水氧化活性和较好的化学及光电稳定性

阳极材料：TiO₂、WO₃、BiVO₄、Fe₂O₃和 Ta₃N₅等半导体材料因其低毒性和优异的可见光催化活性而受到广泛关注

阴极材料：目前多由p型半导体组成，然而，固有的p型半导体的数量相对较少，大多数氧化物、氮化物和硫化物半导体为n型的；近年来随着研究的深入，逐渐涌现出 Cu₂O、Sb₂Se₃、GeSe以及 Cu₂ZnSnS₄ 等新型具备良好性能的光阴极材料



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径 光催化—技术不成熟，成本昂贵，距商业化应用十分遥远

--细分技术与材料体系：

光阳极材料

- TiO_2 是最早用于PEC分解水的半导体材料；光化学稳定性优异，在酸/碱性介质中，也被用作光电极保护或钝化层
- WO_3 是最常用n型半导体光催化剂之一，能吸收500nm以下可见光；具有中等空穴扩散距离和抗光腐蚀性，并且在相对较低pH值下化学稳定性优异；其理论STH效率约为4.8% (TiO_2 仅为2.2%)
- BiVO_4 是一种窄带隙、可见光响应光催化剂；纯 BiVO_4 制氢效率较低，为了提高其光电催化性能，通常采用：金属掺杂\使用析氧助催化剂\与其他金属氧化物光催化剂结合等方法提高效率
- 赤铁矿($\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$) 具有良好光化学稳定性、无毒和带隙窄等优点，被认为是最有前途的光电极之一，最大理论STH效率为15%；但由于存在导电性差、空穴扩散长度短、导带位置低等问题，其性能受到限制
- 氮化钽(Ta_3N_5) 是少数同时满足上述三种要求半导体材料之一，其理论最大STH效率为15.9%；然而到目前，能实现的STH仅为2.72%；一般通过形貌调控、半导体复合、掺杂等来改善其水分解性能

光阴极材料

- 氧化亚铜(Cu_2O)：少数几种天然p型半导体之一，可有效吸收可见光并作为阴极驱动水发生还原产生氢气；但易被光腐蚀，稳定性差；目前实现最高STH效率约3%，可通过构筑保护涂层、不同半导体复合等改善性能
- 硒化锑(Sb_2Se_3)：具有成本低、带隙较小、耐腐蚀性强、可加工性好等特点，近几年来， Sb_2Se_3 无机薄膜功率转换效率(PCE)从2.26%、3.21%逐渐增加到10%左右
- GeSe 光阴极：具有良好的实验剥离可行性、独特光学电子特性、高稳定性、低毒性等优点。目前通过将优化的 Sb_2Se_3 光阴极与 BiVO_4 光阳极结合，实现了1.5%的STH
- $\text{Cu}_2\text{ZnSnS}_4$ (CZTS)：拥有无毒、具有较高的理论STH转换效率等优点；其开路电压比Si和 CuSe_2 等更理想，光电流比GaN和 TiO_2 基更高，目前多通过构筑过氧化物涂层、超薄钝化层等策略来维持其高效稳定运行



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径 光催化—技术不成熟，成本昂贵，距商业化应用十分遥远

--商业化进展及主要结论：

光电催化分解水制氢技术在过去几年内发展迅速，在一些典型的光阳极半导体材料(如 TiO_2 、 WO_3 、 BiVO_4 、 Fe_2O_3 、 Ta_3N_5)等体系上太阳能利用效率得到了较大的提高。研发了如 Cu_2O 、 Sb_2Se_3 、 GeSe 以及 $\text{Cu}_2\text{ZnSnS}_4$ (CZTS)等新型光阴极材料，在稳定性和高效性上也有长足的进步，某些材料因其独特的光电特性在太阳能析氢、高效锂离子电池等方面显示出巨大的潜力，但总体上这些新型材料还面临着成本高、效率低、放大化难等一系列问题，尚处于实验室阶段，短期内无法实现初步商业化应用

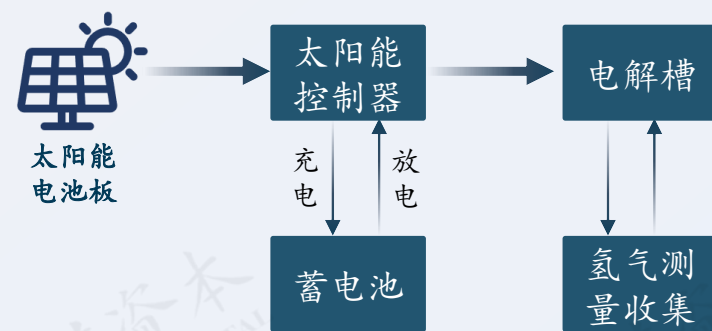
光催化制氢的技术路径--光伏光电催化分解水系统(PV-PEC)

光伏电解水制氢技术（即光伏耦合绿氢制备）较为成熟，实现制氢效率约为 12.0%~ 14.2%，目前已进入示范应用阶段；

光伏发电技术主要是基于半导体的光电效应，主要核心元件是太阳能电池板与制氢电解槽设备，其他还包含有储能用蓄电池组、控制器等。光伏电解水技术主要优势在于光伏电池和电解水已经比较成熟，该系统已实现部分商业化；目前，光伏电解水系统的研究热点在于提高光伏电池的电压值和开发高效电解水制氢催化剂，以及光伏侧的储能方案，以解决其发电供电的间歇问题

制氢端，目前主流应用的有3种电解槽，分别为碱性电解槽、质子交换膜电解槽和固体氧化物电解槽；碱性电解槽技术成熟、成本低、工艺路线简单，能源效率在62%~82%之间，目前商业应用最广。该系统中，太阳能发电和电解水制氢结合，比传统电站减少了逆变和升压过程，是一种高效、经济、无污染的制氢方式；随着光伏电池和电解水技术的发展，光伏电解水系统将成为光催化制氢领域中成熟度最高的技术方案

原理示意图



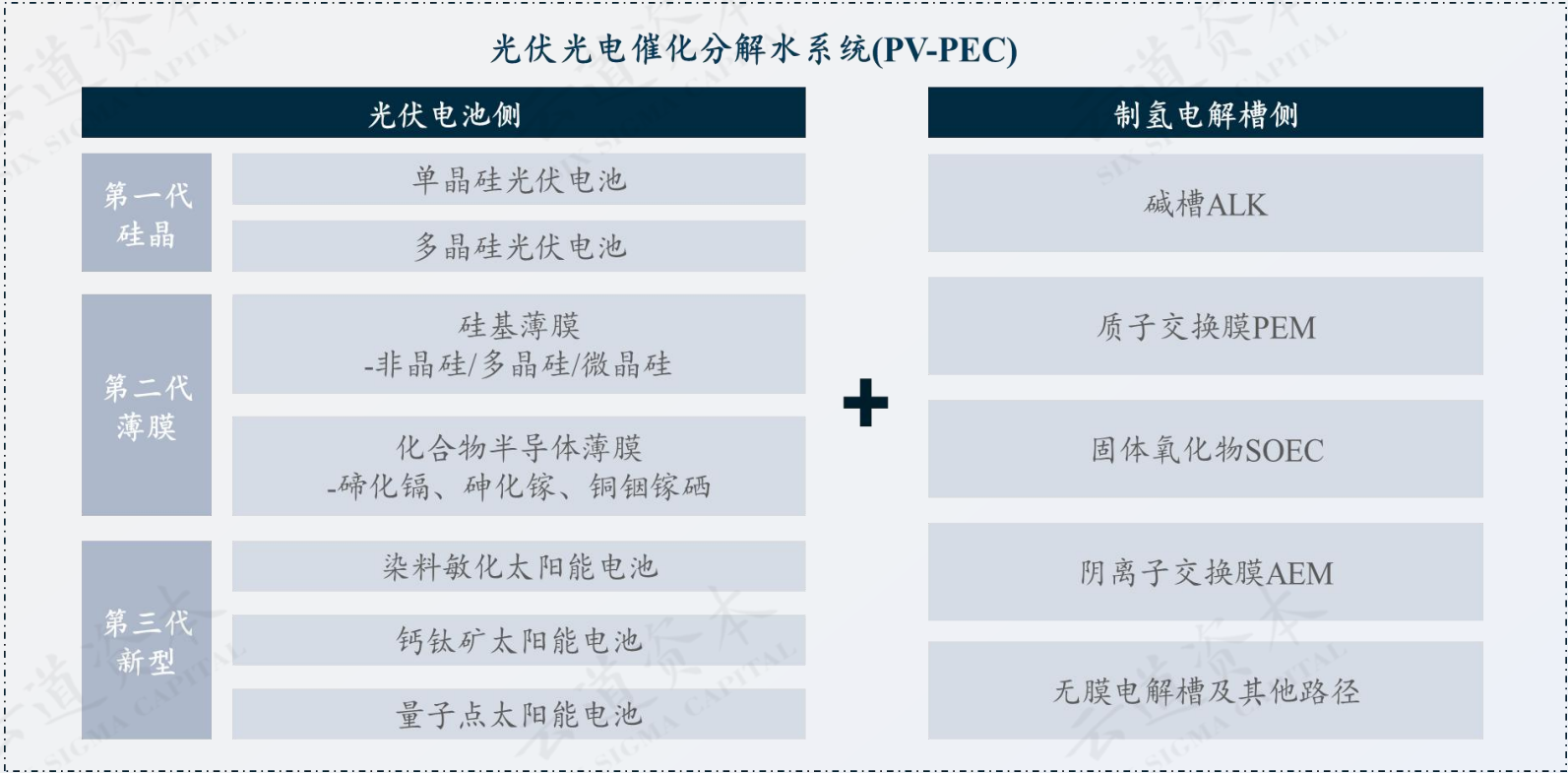


其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

光催化—技术不成熟，成本昂贵，距商业化应用十分遥远

--细分技术与材料体系：

从技术路径来讲，光伏光电催化分解技术可分为光伏电池侧路径与制氢电解槽侧路径



光伏电池侧

可以分为第一代晶硅太阳能电池，第二代无机薄膜太阳能电池，第三代有机太阳能电池；其中硅基路线商业化应用已十分成熟

钙钛矿等新一代太阳能材料具有合适带宽、低复合率、超强的输出电压等特点，其理论效率也远高于硅基，这使得 STH 转换效率可以从 3.8% 迅速提高到 23% 以上。但钙钛矿等新型太阳能电池制备复杂、材料稳定性差、电池寿命不长，尚处于持续研发迭代阶段



制氢侧：见本报告前制氢部分



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

光催化—技术不成熟，成本昂贵，距商业化应用十分遥远

光催化制氢的国内外进展

美国

美国能源部（DOE）围绕光催化进行了多年研究，早在2011年设定了光催化与光伏-光电耦合体系制氢的指标。但从相关文献来看，光催化与光伏-光电制氢成本、STH效率、产氢率自2015年至今尚未有大幅度突破，整体仍维持在2015年的水平

DOE光催化系制氢指标			
指标名称	2015	2020 终极目标	
制氢成本（美元/kg）	28.6	4.6	2.1
STH效率（%）	1	5	10

DOE光伏光电系制氢指标			
指标名称	2015	2020 终极目标	
制氢成本（美元/kg）	37.3	5.7	2.1
STH效率（%）	15	20	25

欧洲

德、法、英均重视光解水制氢研究。受德国联邦教育和研究部（BMBF）资助、弗劳恩霍夫太阳能系统研究所牵头的联合科研项目“H2Demo”中，开发了可扩展的光伏-光电耦合光解水制氢示范模块，用于生产首批用于大型光伏-光电耦合光解水制氢集成式反应器，该示范项目STH效率达到了9.2%并计划在2026年项目验收时，光伏-光电耦合制氢模块的目标尺寸达到 36*36cm²，STH效率实现> 15%

日本

光催化技术研究最早来源于日本：1972年，日本教授Fujishima和Honda首次报道了在TiO₂上进行光催化水分解产生氢气过程，开启光解水研究序幕；九州大学、东京大学集聚了世界光解水制氢领先研究团队。（世界顶尖光催化技术代表：日本东京大学Kazunari Domen教授团队）；目前全球最大太阳能制氢系统（100 m²，位于东京大学）出自Domen教授团队

中国

从期刊及文献情况来看，中国领先的光催化制氢技术代表院所为西安交通大学与中国科学院大连化学物理研究所

西交是国内最早启动太阳能光催化分解水制氢研究的院所之一，率先建立了首个直接太阳能连续流规模化制氢示范系统，系统稳定运行超过200小时，同时制定了GB/T 26915-2011《太阳能光催化分解水制氢体系的能量转化效率与量子产率计算》标准

2019年9月，西安交通大学对“直接太阳能光催化制氢相关技术”科技成果进行转化，郭烈锦院士团队7项专利作价4,750万元转让给西安瀚海氢能源科技有限公司

中国科学院大连物化所李灿研究团队提出并验证了基于粉末纳米颗粒光催化剂体系（PC路径）的太阳能规模化分解水制氢的“氢农场”（Hydrogen Farm Project, HFP）策略，STH效率超1.8%，是目前公开的基于粉末纳米颗粒光催化分解水STH效率的最高值



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

光催化—技术不成熟，成本昂贵，距商业化应用十分遥远

光催化制氢的主要结论

技术路径	光催化分解水（PC）	光电催化分解水（PEC）	光伏-光电耦合体系(PC-PEC)
STH效率	低：1%-2%	中：2%左右	高：10%以上，最高已经实现22.4% （多结 GaInP/GaAs/Ge 电池与Ni电催化剂耦合）
制备成本	低	中	高
商业化进展	完全实验室与基础研究阶段		材料端基本满足工业化应用要求， 处于初步商业化示范阶段
推荐关注方向	<ul style="list-style-type: none">• 高效电荷分离策略• 高效且稳定催化材料制备• 改性工艺（金属掺杂、不同半导体复合、构筑涂层、结构革新等；如何将材料性能充分发挥）		<ul style="list-style-type: none">• 光伏电池端：硅基—纳米硅、新型钙钛矿等应用，降低电池成本、提升电池效率• 制氢端：电解槽设备进一步发展完善

总体上光催化制氢技术面临技术十分不成熟、制备成本极其昂贵等问题，距离规模商业化十分遥远，我们认为尚不具有清晰的早期投资机会

- 光催化分解水制氢（PC）：材料体系复杂，材料端可关注二氧化钛(TiO₂)、硫化镉(CdS)、铋基含氧酸盐(BiOX)以及石墨相氮化碳 g-C₃N₄加相应的改性工艺革新；但目前完全处于基础研究阶段
- 光电催化分解水（PEC）：阳极/阴极材料体系复杂，光阳极半导体材料(TiO₂、WO₃、BiVO₄)等与新型光阴极材料（Cu₂O、Sb₂Se₃、GeSe以及Cu₂ZnSnS₄ (CZTS)）制备及其相应的改性工艺是新方向
- 光伏-光电耦合（PC-PEC）：正处初步商业化、示范阶段，但制备成本过高，可关注光伏电池端纳米硅、钙钛矿新材料革新应用与电解制氢端制氢设备及材料（膜电极、双极板、催化剂、粘结剂等）进一步发展，但就光催化制氢而言该路径未来中长期内基本不具备商业化竞争力



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

生物质制氢—生物法、热解法持续推进，可作工业用氢等特定场景补充氢源

生物质制氢概念及定义

生物质制氢主要是指生物质经过不同预处理后，利用气化或微生物催化脱氧的方法制取含氢合成气。中国每年可利用生物质资源约为35亿吨，其主要来源为能源作物、农业废弃残留物、林业废弃残留物和工业城市固废，利用生物质原料制氢不失为一种适应中国国情、具有良好发展前景的制氢技术路线。由于其某些场景下原料为含碳生物质，该路径也被视为“负碳”制氢路径，也被称为“翠氢”或“超级绿氢”

生物质制氢的技术路径

生物质制氢技术主要可分为热化学法制氢与生物法制氢两大路径。热化学制氢可分为蒸气汽化、超临界水汽化、生物质热裂解重整三种细分技术路径；生物法制氢也叫做微生物降解法、生物质发酵法制氢，包括了直接光解/间接光解、光发酵、暗发酵、光暗耦合发酵、无细胞生成酶生物转化等多种细分路径





其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

生物质制氢—生物法、热解法持续推进，可作工业用氢等特定场景补充氢源

生物质制氢的技术路径

技术路径1：热化学法

指通过热化学处理，将生物质转化成富氢可燃气后通过分离得到纯氢的方法。该方法可由生物质原料直接制氢，也可由生物质解聚的中间产物（如甲醇、乙醇）制氢。根据具体过程不同可进一步划分为蒸汽气化技术、超临界水气化技术和生物质热解重整技术

生物质蒸气汽化

利用气化剂对生物质原料进行气化，最终转化为富氢燃料。蒸汽气化制氢技术选择蒸汽作为气化剂。对于生物质原料进行气化处理的目的是去除氮、水等不可燃成分以提高燃料热值，同时去除硫和氮可防止其产物进入大气，降低碳氢元素质量比

整体上生物质气化技术工艺接近成熟，目前国内运行该类装置一般将生物质高温气化后再发电，使生物质的化学能先转化为热能再转化为电能，如用于气化制氢仅需在气化装置后部增设相应水汽变换装置和氢分离系统，所用主要技术均为常规技术

该方式一般可得到体积分数 40%~60%的氢气和高热值合成气，缺点为有焦油作为副产物产生。因此，探索高性价比的催化剂以增加产氢量、降低气化温度，并促进焦油裂解及开发绿色焦油处理技术，重整焦油为有价值的合成气以及氢分离系统，是当前该技术进一步应用的关键

热裂解重整

该技术原理是在350~ 600°C且隔绝空气、氧气（或有限氧）条件下，对生物质间接加热，使其发生热解转化为生物焦油、焦炭和气体，对焦油等烃类物质进一步催化裂解，得到富氢气体并对气体进行分离获得氢气。其又分为水蒸气重整技术（SR）、水相重整技术（APR）、自热重整技术（ATP）和光催化重整技术（PR）

整体上看该工艺流程简单，对生物质的利用率高。在使用催化剂的前提下，热解气中氢气的体积分数可达30%~50%。但在热解过程中产生的焦油会腐蚀设备和管道，造成产氢效率下降。**目前下一步关键：开发具有经济性的新型催化剂、低成本去除焦油工艺研发、氢气分离环节等（与蒸汽汽化类似）**

超临界水气化

是指生物质在超临界水中通过热解、水解、冷凝和脱氢分解产生 H_2 、 CO 、 CO_2 、 CH_4 和其他气体；其反应过程包括蒸汽重整反应、水-气转化反应和甲烷化反应。由于在此过程中超临界水同时作为反应介质和反应物，因此无需干燥生物质原料，从而可降低能耗

工作温度是其最大的影响因素，高反应温度能增加碳气化速率并且提高氢气产率。但也会造成运行成本与能耗的相应增长

生物质超临界水气化制氢技术存在能耗较大、产生焦油副产物等问题，为解决这些问题，应从反应机理、反应热力学和反应动力学进行进一步研究。虽然该技术原料价格较低，但超临界水系统的运行成本与初期投资较高，并且尚无大规模示范性项目，因此短期内无法推广商业使用



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

生物质制氢—生物法、热解法持续推进，可作工业用氢等特定场景补充氢源

生物质制氢的技术路径

技术路径2：生物法		
直接光解法	间接光解法	光发酵法
暗发酵法	光暗耦合发酵法	无细胞生成酶转化法

细分技术路径对比--光暗耦合发酵不仅能在一定程度上减少光能需求，同时可大幅增加氢气的产量，是目前生物法制氢的主要发展方向

生物法制氢技术	转化底物类型	产氢效率	底物转化效率	环境友好程度/经济性
直接光解水	水	慢	低	需要光照，无污染；但无法大量制氢
间接光解水	水	慢	低	需要光照，无污染；但无法大量制氢
光发酵	小分子有机酸、醇类物质快	较快	较高	可利用有机废水，需要光照；技术系统复杂，价格较贵
暗发酵	葡萄糖、淀粉、纤维素等碳水化合物	快	高	可利用工农业废弃物，需处理发酵废液；经济性优于光发酵
光暗耦合发酵	最快	最快	最高	可利用工农业废弃物，需要氧气供应；可减少光能需求
无细胞生成酶转化	可根据底物类型人为添加相应的酶	快	高	价格最为昂贵，且不成熟



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

生物质制氢—生物法、热解法持续推进，可作工业用氢等特定场景补充氢源

生物质制氢的国内外进展

海外进展代表—英国

英国：2023年初，英国商业、能源和工业战略部（BEIS）宣布投入3000万英镑支持生物质制氢技术创新。具体资助方向：

- 原料预处理：研发低成本、节能高效的原材料预处理技术，优化生物质和废弃物原料，适用于先进气化技术。具体创新技术包括造粒技术、机械分拣技术、热处理煅烧技术等；
- 先进的气化技术及其组件研发：研发先进的气化技术和组件，重点提高合成气质量，提升制氢效率。包括实时监测技术、物理清除技术、化学清除技术、催化和热去除焦油技术、合成气变压吸附技术、气化炉集成技术等；
- 新型生物质制氢技术：重点开发可与碳捕集相结合的新型生物质制氢技术。具体创新技术包括厌氧发酵制氢技术、光发酵制氢技术、废水处理技术、甲烷重整制氢技术、热解技术等；

中国

- 生物法制氢：产氢菌是关键，之前一直处于实验室阶段；2023年初，国内首个生物制氢及发电一体化项目在哈尔滨落地（采用生物质-垃圾发酵制氢技术，以农业废弃秸秆、园林绿化废弃物、餐厨垃圾、高浓有机废水等为发酵底物，以高效厌氧产氢菌种作为氢气生产者，在处理废弃物的同时回收大量的清洁能源氢。其设备提供者“氢蓝时代”，生物法技术来源于哈尔滨工业大学任南琪院士团队）
- 热化学法制氢：热化学法生物质制氢主要用于含水量较低的生物质或者垃圾，如含有较多纸板和塑料等物质的城市垃圾、工业固废等。国内企业如东方锅炉、大唐集团等传统能源企业正布局热解气化制氢。但由于气体处理过程复杂，该路线下目前国内暂时没有成熟的商业化运行项目，脱胎于中科院的吉慢科技目前正在推进小试及中试示范项目建设



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

生物质制氢—生物法、热解法持续推进，可作工业用氢等特定场景补充氢源

生物质制氢的主要结论

生物质制氢可有效利用工农业及城市废弃物，但建设地点受限于原料供应地，属分布式制氢路径

生物质制氢的直接产品为含氢合成气，会含有CO、H₂S及焦油等杂质气体，需进一步分离得到氢气才可以使用，较为适合作为燃料或工业原料，不适合氢燃料电池等高纯度氢气应用场景

从技术路径来看：

热化学法

转化速率快，但对设备、催化剂等要求高，气体分离难度大；可重点关注新型催化剂、焦油重整利用、气体分离工艺与设备等关键突破方向

生物法

产量高、成本低，但杂质较多；其中光暗耦合发酵制氢产氢效率最快、底物利用率最高，有望成为未来生物法制氢的主流应用技术

综上，生物质制氢总体上仍处于早期阶段，部分商业化示范还集中在小试中试阶段，其应用场景以作为工业燃料原料等为主，该领域可重点关注：生物发酵制氢的高性能产氢菌的培养改造与制备、光暗耦合发酵制氢法、生物制氢原料预处理环节、氢气分离工艺设备等关键环节



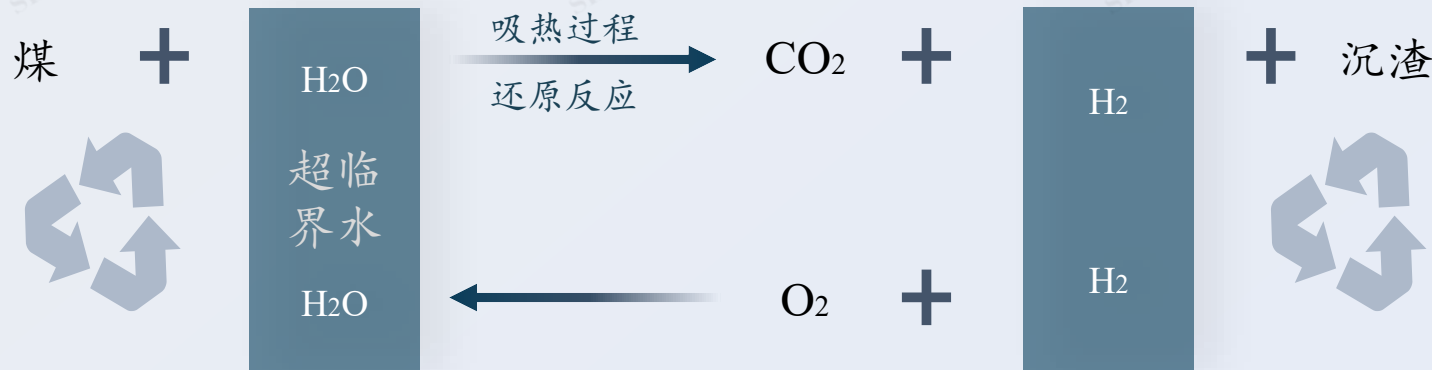
其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

超临界水制氢—以煤为原料较成熟，仍为灰氢改良路线，潜在发展空间有限

超临界水制氢概念及定义

超临界水气化制氢技术利用超临界水(温度、压力均高于其临界点374.15 °C、22.12 MPa)强大的溶解能力，将煤炭或者生物质中的有机物溶解，在高温高压反应条件下快速气化，生成富氢混合气体。在此过程中，煤和生物质所含的氮、硫、金属元素及各种无机矿物质均不发生反应，在反应器内得到净化并沉积于底部，以灰渣形式排出反应器，从而实现煤和生物质高效、洁净转化利用

超原
临界理
界示
水意
制图
氢



- 超临界水制氢技术优势 -

反应速度快，数十秒内完成完全气化

反应条件温和，转化温度

绿色环保，固废以灰渣形式集中排出

耗水少，封闭循环、对水质无严苛要求

原料适应性强，适应各种煤、有机废物

能源转化效率高，煤电转化效率可达60%



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

超临界水制氢—以煤为原料较成熟，仍为灰氢改良路线，潜在发展空间有限

超临界水制氢的技术路径

以反应原料划分，超临界水制氢可分为：煤炭、有机废弃物与生物质三种路径；其中以煤炭为原料的超临界水制氢技术是三种路径中最为成熟的技术，已进入商业化示范阶段

有机废弃物-超临界水制氢

近年来，国内外学者分别以麦秆发酵有机废液、高浓度难降解有机废物、煤气化废水、油田开采废水、垃圾渗滤液等为原料，开展了超临界水体系下有机质废弃物气化处理的试验研究，发现有机质废弃物气化可以实现制氢与治污的双重目的，为超临界水气化制氢技术在处理含有机质废弃物方面奠定理论基础，但目前尚处实验室理论论证与试验阶段，尚无商业化示范项目

煤炭-超临界水制氢

据目前研究进展来看，目前中国所有的煤种都能在超临界水体系中进行气化制氢，且煤的变质程度越低、煤样的颗粒越小，则气化率越高。同时，煤与生物质共气化时，生物质和煤炭能够起到协同效应，制氢效果会更好。以煤炭为原料的超临界水制氢的制氢发电效率可达60%、煤耗240g/kW，优于传统燃煤发电40%和290g/kW；目前，已经进入商业化示范阶段

生物质-超临界水制氢

生物质在超临界水中通过热解、水解、冷凝和脱氢分解产生 H₂、CO、CO₂、CH₄ 和其他气体；其反应过程包括蒸汽重整反应、水-气转化反应和甲烷化反应。该技术存在能耗较大、产生焦油副产物等问题。虽然该技术原料价格较低，但超临界水系统的运行成本与初期投资较高，并且尚无大规模示范性项目，因此短期内无法推广商业使用



其他制氢路径—总体均处早期，可作为特定场景下的补充路径

超临界水制氢—以煤为原料较成熟，仍为灰氢改良路线，潜在发展空间有限

超临界水制氢的国内外进展

国外进展

德国 VERENA 试验工厂、日本广岛大学等机构正在推进超临界水制氢的技术研究，目前尚处初步示范试验阶段

国内进展

在2018年初，西交郭烈锦院士团队研发的“煤炭超临界水气化制氢发电多联产技术”首个热电联产示范项目（50MW）在西安启动
2022年底“超临界水蒸煤制氢”技术示范项目的落地应用落地佛山南海，制氢成本上可降至15元每公斤；随着未来规模的扩大，制氢成本可以继续下降达到6~8元每公斤

超临界水制氢的主要结论

以煤炭为原料的超临界水制氢是超临界水制氢三种路径中最为成熟的路径，目前的技术突破点在于进料预处理、加热系统、压力控制及反应器堵塞、设备的防腐与氢脆等方面。

但该技术属于煤制氢的改良技术路线，其产品仍包含二氧化碳，应用场景为多工业联产（二氧化碳、氢气等作为原料），从制氢角度看该技术仍属灰氢的范畴，属于短期内灰氢的改良技术路径，其潜在发展空间受限；另外两种技术（有机废弃物、生物质）尚处早期实验室阶段，技术尚不成熟；综合来看，我们认为超临界水制氢领域早期投资机会有限



版权声明

本报告为中国精品投资银行「云道资本」及其下属产业研究智库「云点道林」制作，由「云道资本」及「云点道林」向市场及客户提供信息参考所用，其版权归属于「云道资本」、「云点道林」，其他组织及个人在引用本报告数据、文字或图表等内容时应当注明信息来源。未经「云道资本」、「云点道林」正式书面许可授权，任何组织及个人不得以任何形式复制、再版、发布、披露或输出至中华人民共和国境外。任何未经正式授权使用本报告的相关商业行为都将违反《中华人民共和国著作权法》和其他相关法律法规以及有关国际公约的规定，「云道资本」、「云点道林」团队及公司有权保留法律追究并要求经济赔偿的权利。

免责条款

本报告由中国精品投资银行「云道资本」及其下属产业研究智库「云点道林」制作，本报告中的行业数据、企业数据及市场数据预测等信息为「云道资本」、「云点道林」行业研究团队基于从国家政府机关网站、企业官网、行业研究协会网站等渠道获取的市场公开信息与行业专家访谈、企业访谈内容，通过桌面研究、访谈整理、市场调查等方式得出。

受数据获取资源与研究方法等方面的限制，「云道资本」、「云点道林」对报告内该等信息的准确性、完整性或可靠性作尽最大努力追求，但不作任何保证；「云道资本」、「云点道林」不保证本报告所含信息保持与市场最新状态，在任何情况下，本报告中的信息或所表述的观点均不构成任何商业决策及投资建议，仅为市场及客户提供信息参考，本公司对该报告的数据和观点不承担任何法律责任。

注：「云道资本」相关工商主体：上海久挚管理咨询有限公司、北京云道未来企业管理有限公司