



氢能&燃料电池行业研究

买入（维持评级）

行业专题研究报告

证券研究报告

氢能组

分析师：姚遥（执业 S1130512080001）

yaoy@gjzq.com.cn

联系人：唐雪琪

tangxueqi@gjzq.com.cn

海内外绿氢产业发展共振，消纳和经济性是关键

核心观点

全球能源转型自主化和清洁化发展，氢能是能源变革不可或缺一环。能源向自主化和清洁化发展是全球趋势，发展零碳电力+氢能成为能源体系变革的方向。发电侧的可再生能源、用电侧的电气化均为降碳的重要抓手，氢能作为具备能源燃料、工业原料和储能介质等多重属性的零碳二次能源，适用于与电能一起作为能源枢纽，共同建立互联互通的现代能源网络。而在国家层面重要性被中央层面多次提及，今年两会，加快前沿新兴氢能产业发展首次被写入政府工作报告，各省市也积极跟进出台各类氢能发展政策，氢能是未来国家能源体系的重要组成部分不容置疑。随着新能源消纳问题的突出以及下游领域脱碳到达“深水区”，发展氢能的重要性和迫切性逐渐提升。

产业商业模式跑通是现阶段重点，成熟的应用场景和绿氢经济性是关键。氢能行业尚处政策驱动期，政策决定了需求周期，需求量的爆发将开启行情。行业商业模式的跑通是现阶段重点，行情的低迷表象是绿氢项目没大量开工招标，本质上是氢能产业尚未形成规模化的落地自循环运行。对此，成熟的应用场景和绿氢的经济性是解决问题的关键，对新领域的需求刺激是现阶段的重点，政策出台培育绿氢成熟应用场景将加速发展进程，刺激产业形成发展正循环。绿氢成本的下行是现在以及未来一段时间的重点，随着各类相关设备成本的不断下行，绿氢的经济性长期看可自行达成。具体看，绿氢的经济性分内外部因素影响：内部可控因素随着规模效应、技术迭代以及国产化，各环节设备成本将逐步下降；外部看政策支持，如：补贴、碳税等，将加速经济性的到来。上游降价最重要和最迫切，用电和制氢设备成本是关键；其次是下游应用领域平价，从化工和交通领域开启，逐步过渡到钢铁、海运等需氢价的进一步下降或碳税政策落地支持的领域；中游运氢的降本则是未来实现构建氢能建设网络的关键，“西氢东送”是未来的大趋势，长期将以运氢成本最低的管道输氢方式为主。

产业降碳驱动氢能发展，海内外绿氢产业发展共振。从供应端看，全球氢气产量近 9500 万吨，仍以化石能源制氢为主导，仅 0.1%来自电解水制氢，但电解水制氢远期规划量高达 175GW-420GW。从需求端看，全球氢气使用量增长至 9500 万吨，并且增量几乎全部来自传统领域，氢气在重工业、交通运输、氢基燃料生产等新应用中，使用量仅占全球需求的不到 0.1%。从供需可以看出，新增的绿氢产能未来将主要在新应用领域消纳，再逐步渗透替代原传统领域的灰氢。根据 IEA 预测，若全球氢的使用量每年增长 6%，到 2030 年氢的需求量将超过 1.5 亿吨，并且其中近 40%来自新应用。绿氢使用量增长将带动电解槽装机量的需求提升，以年运行时长 4000~6000 小时计算，百万吨绿氢规模对应 13.8~9.5GW 电解槽装机需求。同时全球各国氢能政策频出，中国、欧洲、美国、日本、韩国、沙特等国家均出台氢能政策，国内外需求共振带来了氢能产业的全球性机会，海外产能缺口下中国企业也迎来出口机遇。国内：氢能发展潜力巨大，氢气产量、电解槽规模全球第一，主要受绿氢示范项目带动，放量潜力多集中于三北地区；欧洲：定调发展绿色能源，确立中长期可再生氢目标，碳税政策落地将刺激绿氢需求增长，带来氢能产业发展机会；中东：氢能市场潜力巨大，多国提出氢能发展目标，具备地理和资源双重优势，未来有望成为绿氢出口中心。

投资建议

国内顶层及应用政策打开空间，绿氢项目动工提振信心，各国能源转型带来氢能产业全球性机会，海外产能缺口下中国企业也将迎来出口机遇。制氢和燃料电池两条主线并行，关键在应用突破及经济性，重点关注政策驱动与新商业模式闭环。看好上游制氢设备+绿色能源溢价运营商：富瑞特装、华光环能、华电重工、石化机械、科威尔。

风险提示、

政策推广力度不及预期、降本速度不及预期、技术研发进度不及预期。

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费



内容目录

一、全球能源转型自主化和清洁化发展，氢能是能源变革不可或缺一环.....	5
1.1 能源向自主化和清洁化发展，推动零碳电力+氢能能源体系变革.....	5
1.2 顶层定调、地方政策不断跟进，多重属性支撑氢能应用空间.....	8
二、产业商业模式跑通是现阶段重点，成熟的应用场景和绿氢经济性是关键.....	12
2.1 产业商业模式跑通是现阶段重点.....	12
2.2 成熟的应用场景和绿氢的经济性是关键.....	15
三、产业降碳需求驱动氢能发展，海内外绿氢产业发展共振.....	19
3.1 绿氢供应远不及需求，新兴领域带动需求消纳.....	19
3.2 国内外需求共振，带来氢能产业链机会.....	23
四、投资建议.....	30
五、风险提示.....	30

图表目录

图表 1： 能源危机和新技术的突破带来全球能源消费结构的更迭.....	5
图表 2： 美国能源油气消费占比超 70%且维持高位（EJ）.....	6
图表 3： 美国油气能源对外依存度降低并实现净出口.....	6
图表 4： 欧洲能源消费结构中可再生能源占比提高（EJ）.....	6
图表 5： 欧洲能源消费化石能源对外依存度高.....	6
图表 6： 中国非化石能源消费占比逐步提升（EJ）.....	6
图表 7： 中国能源消费石油和天然气对外依存度高.....	6
图表 8： 近 10 年来可再生能源消费占比开始大幅提升.....	7
图表 9： 全球能源发电向清洁化转型（TWH）.....	7
图表 10： 全球能源消费电气化趋势显著.....	7
图表 11： 氢与可再生能源搭配共同构建能源网络枢纽.....	8
图表 12： 顶层定调发展氢能.....	8
图表 13： 地方政策不断跟进出台推广氢能应用（部分省份推广和放开政策一览）.....	9
图表 14： 氢能燃烧清洁无污染零排放.....	10
图表 15： 氢能具有热值高的优势.....	10
图表 16： 氢能在各行业脱碳路径中承担重要角色.....	10
图表 17： 国内光伏弃电量增长迅速.....	11
图表 18： 四种储能方式的对比.....	11
图表 19： 国内非电领域碳排放占比过半.....	12



图表 20:	欧盟征收碳税范围涵盖钢铁、铝、水泥、化肥、化工（氢）、电力等多领域产品	12
图表 21:	光伏发展前期阶段依靠政策驱动	13
图表 22:	燃料电池汽车示范城市群政策给予车辆购置补贴	13
图表 23:	氢能产业发展中长期规划定调氢能能源属性	14
图表 24:	燃料电池汽车产销量 2019 年后逐年高增	14
图表 25:	绿氢项目立项数量 2022 年后迅速攀升	14
图表 26:	绿氢渗透率较低	15
图表 27:	长三角绿氢售价与灰氢价格仍存在一定差距	15
图表 28:	全球氢气应用场景当前集中在传统行业	15
图表 29:	下游培育成熟应用场景带动产业链闭环	16
图表 30:	氢能相关政策推动建立示范应用场景（部分代表性政策）	16
图表 31:	氢气成本下行主要由设备投资和电耗费用贡献	17
图表 32:	碱性电解槽制氢成本拆分（0.2 元/kwh）	17
图表 33:	PEM 电解槽制氢成本拆分（0.2 元/kwh）	17
图表 34:	不同组件价格/制氢系统价格下的绿氢成本可实现平价	18
图表 35:	2021-2030 年以及资本成本在氢生产平准化成本中的份额	18
图表 36:	化工炼油和重卡场景可再生氢平价接受度高	19
图表 37:	50 欧元/吨碳价将使灰氢和蓝氢每千克成本上涨 1.25 欧元和 0.65 欧元	19
图表 38:	管道输氢是经济性最好的运氢方式	19
图表 39:	氢气产能近 9500 万吨（百万吨）	20
图表 40:	2023 年全球电解槽产能超 2GW（GW）	20
图表 41:	2030 年全球电解槽装机量将达到 175-420GW	20
图表 42:	全球电解槽产能只有 8% 已经达到 FID 或正在建设中	21
图表 43:	目前电解槽产能一半在国内（GW）	21
图表 44:	未来电解槽产能仍以国内且以碱槽为主（GW）	21
图表 45:	全球氢气使用量达到 9500 万吨	22
图表 46:	四大应用领域带动绿氢需求高增，预计 2025 年起需求超百万吨	22
图表 47:	各国碳源认证标准不一	23
图表 48:	各国政策频出，积极布局氢能产业	23
图表 49:	中国电解槽装机占全球份额的 50%（GW）	24
图表 50:	项目电解槽装机平均规模增长（GW）	24
图表 51:	三北地区绿氢成本与规模具备规模化发展优势	24
图表 52:	国内绿氢项目立项达到 600 万吨	25
图表 53:	电价 0.2 元/kWh 以下时绿氢和灰氢可达成平价	25
图表 54:	马士基集团绿色甲醇航运燃料需求（万吨）	26



图表 55: 绿色甲醇航运燃料高需求将带动绿氢消纳 (万吨)	26
图表 56: 输氢管道建设加速	26
图表 57: 第一年示范期示范城市群燃料电池汽车推广数量、目标及完成比例 (辆、%)	27
图表 58: 截至 2023 年底示范城市群燃料电池汽车推广数量、目标及完成比例 (辆、%)	27
图表 59: 欧盟氢能发展方针从规划确立、框架细化到资金支持不断发展	27
图表 60: 《欧盟氢能战略》制定可再生氢和电解槽装机量级	27
图表 61: 欧洲氢能主干管网计划 (EHB) 计划建立 5.3 万公里的氢能管网	28
图表 62: 50 欧元/吨碳价是可再生氢与 SMR 平价的基础价格	28
图表 63: 中东多国提出氢能发展目标	29
图表 64: 中东多个氢能项目处于建设 (万吨)	29
图表 65: 中国企业电解槽产能占比过半	30



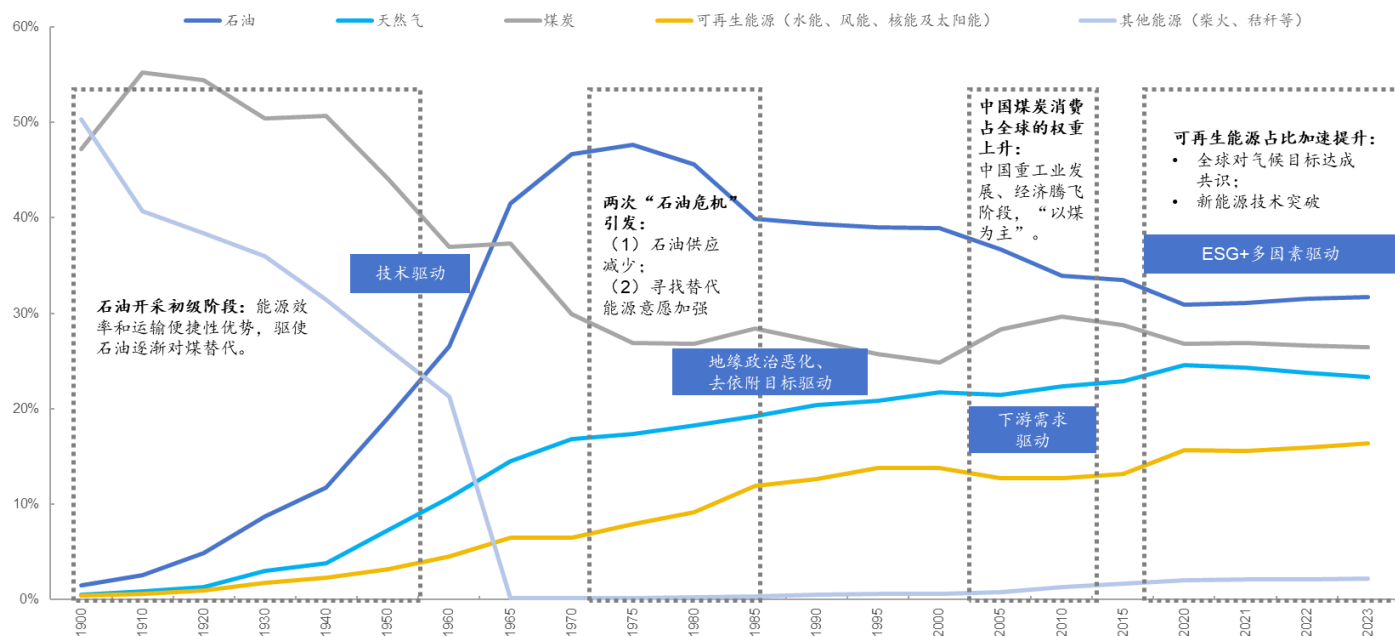
一、全球能源转型自主化和清洁化发展，氢能是能源变革不可或缺一环

1.1 能源向自主化和清洁化发展，推动零碳电力+氢能能源体系变革

多重因素驱动下，带来全球能源消费结构更迭。

- 1900~1975 年：技术驱动“煤转油”。在石油开采初级阶段，石油这一新品种在能源效率和运输便捷性优势，逐渐对煤形成替代。
- 1970~2000 年：地缘政治恶化、去依附目标驱动“油转气”。两次“石油危机”引发石油供应减少；欧美发达经济体受影响较大、寻找替代能源意愿较强。
- 2000~2010 年：中国下游需求驱动“用煤回升”。中国的资源禀赋决定了“以煤为主”的能源消费结构，随着 2000 年以来重工业发展，中国处在经济腾飞阶段，中国煤炭消费占全球的权重上升。
- 2010 年至今：ESG+多因素驱动可再生能源发展。可再生能源占比加速提升，一方面全球对气候目标达成共识，带来 ESG 投资风气；另一方面新能源技术突破、新的地缘政治问题出现等多因素引发了全球范围内新一轮的能源转型。

图表1：能源危机和新技术的突破带来全球能源消费结构的更迭



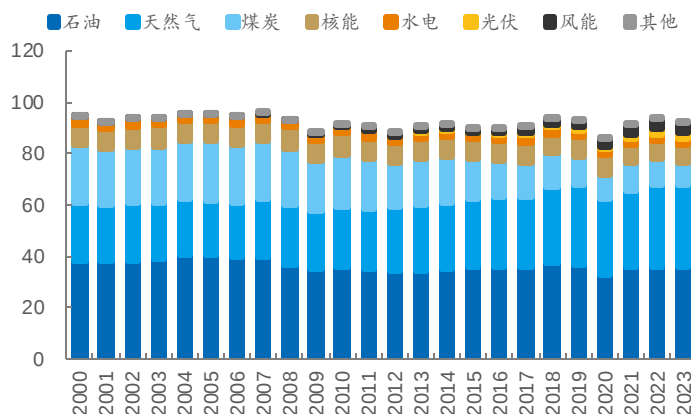
来源：BP、Our World in Data、国金证券研究所

去依附（降低对外依存度）是不变的转型方向之一。

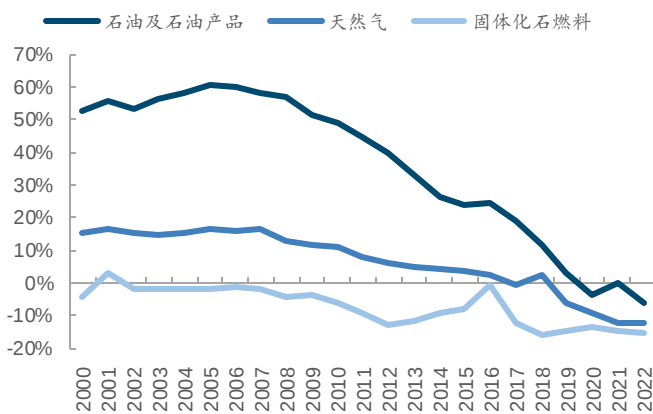
- 美国近 20 年能源去依附成效显著。随着本国的资源禀赋被发现，使得美国摆脱了对外依附，在油气方面成为了能源净出口国。



图表2: 美国能源油气消费占比超70%且维持高位 (EJ)



图表3: 美国油气能源对外依存度降低并实现净出口

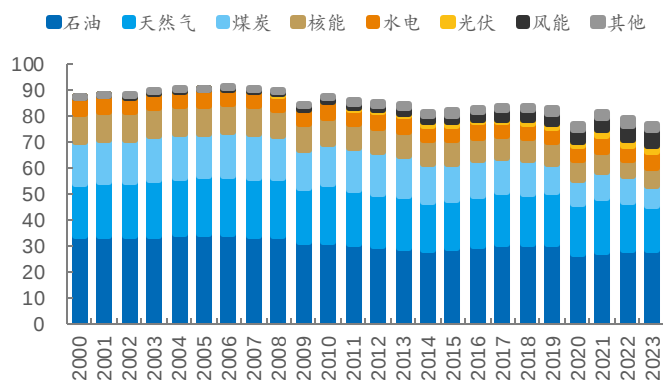


来源: EI Statistical Review of World Energy、国金证券研究所

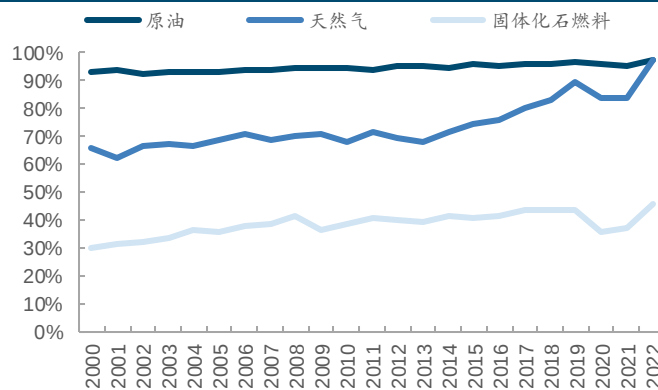
来源: EIA、国金证券研究所, 注: 对外依存度=净进口量/总消费量或总供给量

- 欧洲正在积极转型可再生能源,降低对外依附。欧盟委员会公布“欧盟再生能源计划”(REPowerEU Plan), 并将其在“Fit for 55”计划下的可再生能源目标从之前的40%提高到2030年的45%。为了减少对俄罗斯化石燃料的依赖, 欧盟计划在2025年前实现超过320GW的交流太阳能光伏并网目标, 并到2030年进一步扩大到600GW。

图表4: 欧洲能源消费结构中可再生能源占比提高 (EJ)



图表5: 欧洲能源消费化石能源对外依存度高

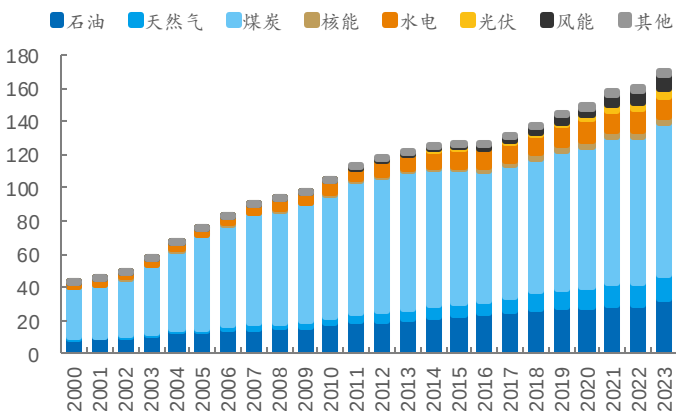


来源: EI Statistical Review of World Energy、国金证券研究所

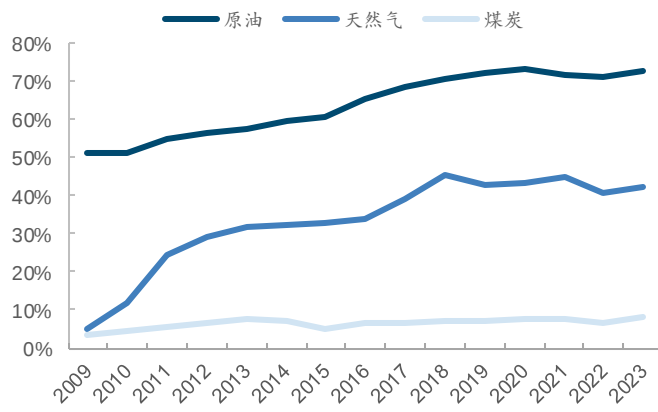
来源: Eurostat、国金证券研究所, 注: 固体化石燃料主要包含各类煤

- 中国对外依存度增速放缓。中国为产煤和用煤大国,在积极的去煤化过程中。煤炭对外依附逐步降低; 由于贫油贫气, 油气对外依存度仍分别接近50%和60%, 但占比增速放缓。

图表6: 中国非化石能源消费占比逐步提升 (EJ)



图表7: 中国能源消费石油和天然气对外依存度高



来源: EI Statistical Review of World Energy、国金证券研究所

来源: iFind、国家能源局、国金证券研究所

清洁化是不变的转型方向之二。自1980年代至今, 全球范围内能源清洁化进程是向前发



展的，包括核能、水利、光伏、风电、生物质能等在内的非化石能源消费比重提升显著。尤其是 2010~2020 年的近 10 年来，得益于新能源技术的大发展，10 年占比提升幅度接近 1990 年的历史高值（当时三代核电技术发展、核电占比提升起到拉动作用）。

图8：近 10 年来可再生能源消费占比开始大幅提升

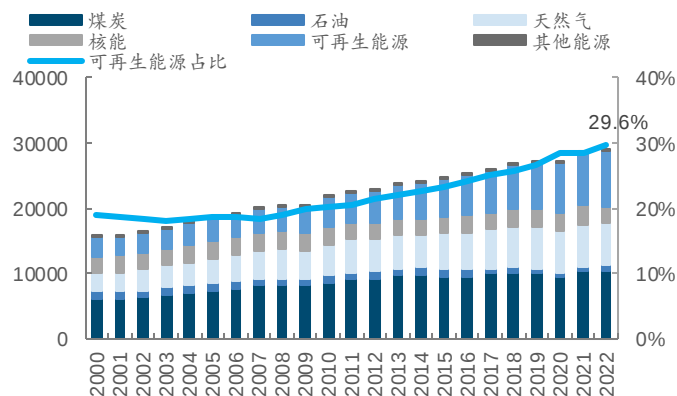


来源：BCG、国金证券研究所

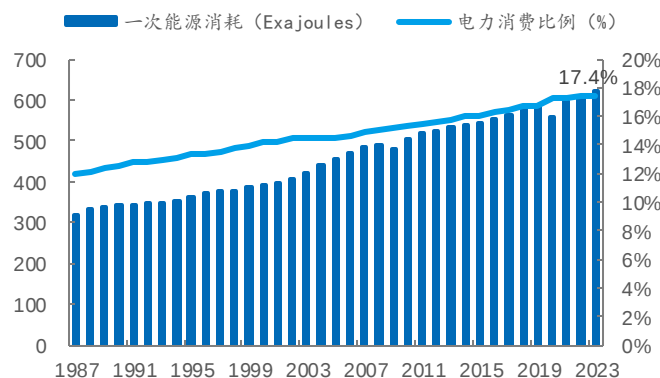
在自主化（去依附）及清洁化的大背景下，发展零碳电力+氢能成为能源体系变革的方向。我国能源发展总体思路是在保证能源安全的前提下，持续推进能源绿色低碳转型。发展可再生能源不仅将实现发电侧的降碳，还将有效减少对油气的进口依存度。对应下游能源消费领域的降碳，大规模电气化是重要的抓手之一，例如交通领域的电动汽车替代燃油汽车，建筑领域的电采暖取代传统锅炉采暖等。但能源电气化存在新能源波动、能源时空转移不便和应用场景覆盖不全等问题。此时，氢能作为具备能源燃料、工业原料和储能介质等多重属性的二次能源，适用于与电能一起作为能源枢纽，共同建立互联互通的现代能源网络，以提高能源供应体系的效率、经济性和安全性。开发氢能先进技术和推动氢能产业化，也正在成为深入推进能源供给和消费革命的重要方向。

图9：全球能源发电向清洁化转型（TWh）

图10：全球能源消费电气化趋势显著



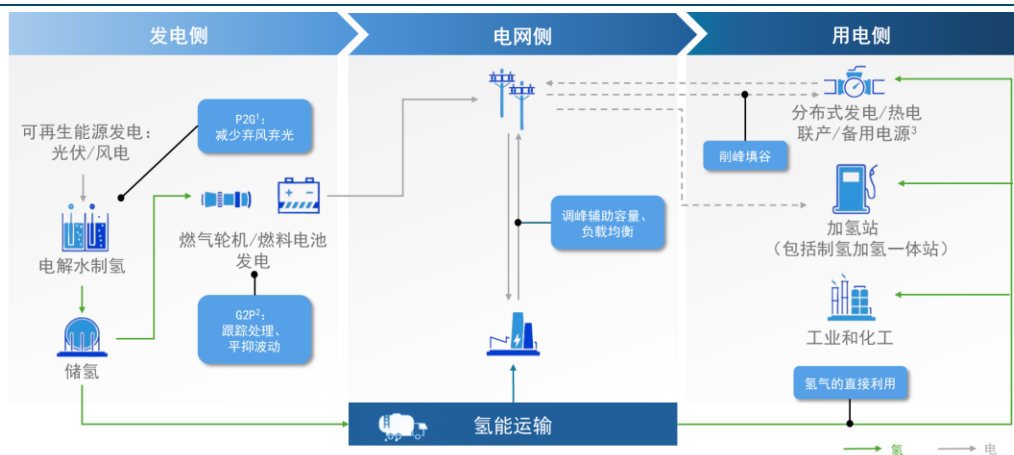
来源：IEA、国金证券研究所



来源：EI Statistical Review of World Energy、国金证券研究所



图表11: 氢与可再生能源搭配共同构建能源网络枢纽



来源: BCG、国金证券研究所, 注 1: P2G=power-to-gas; 注 2: G2P=gas-to-power; 注 3: 舍户用。

1.2 顶层定调、地方政策不断跟进, 多重属性支撑氢能应用空间

顶层定调发展氢能, 氢能被中央层面多次提及重要性。中央层面加快发展新质生产力, 今年两会期间, 加快前沿新兴氢能产业发展首次被写入政府工作报告, 氢能作为重要产业之一, 发展重要性被中央层面多次提出, 氢能是未来国家能源体系的重要组成部分不容置疑。

图表12: 顶层定调发展氢能

时间	颁布机构	文件	政策内容
2022/3/24	国家发改委、能源局	《氢能产业发展中长期规划 (2021-2035 年)》	氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源, 正逐步成为全球能源转型发展的重要载体之一。氢能是未来国家能源体系的重要组成部分; 氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体; 氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向。到 2025 年, 燃料电池汽车保有量达到 5 万辆, 可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年, 成为新增氢能消费的重要组成部分。
2023/7/19	国家标准委与国家发展改革委、工信部、生态环境部等部门联合	《氢能产业标准体系建设指南 (2023 版)》	系统构建了氢能制、储、输、用全产业链标准体系。
2024/3/7	国务院	2024 年《政府工作报告》	加快前沿新兴氢能、新材料、创新药等产业发展。
2024/7/5	工信部	“推动高质量发展”系列主题新闻发布会	加快推动氢能、新型储能等绿色低碳产业发展。
2024/7/15	国家发展改革委	《煤电低碳化改造建设行动方案 (2024—2027 年)》	提出利用风电、太阳能发电等可再生能源富余电力, 通过电解水制绿氢并合成绿氨, 实施燃煤机组掺烧绿氨发电, 替代部分燃煤。
2024/8/11	国务院	中共中央国务院关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见	推进氢能“制储输用”全链条发展。完善充 (换) 电站、加氢 (醇) 站、岸电等基础设施网络。建立健全氢能“制储输用”标准。

来源: 政府官网、国金证券研究所

地方政策不断跟进出台, 推广氢能应用。顶层定调氢能地位, 各省市积极跟进出台各类氢能发展政策。今年以来, 氢气的政策管理条例开始逐步松绑, 氢能能源属性政策破冰, 并且在下游上不断推进和拓展氢能应用领域, 政策不断。


图表13： 地方政策不断跟进出台推广氢能应用（部分省份推广和放开政策一览）

地点	政策	政策内容
吉林	《吉林省氢能产业安全管理办法（试行）》	绿氢生产项目不需在化工园区内建设。绿氢生产不需取得危险化学品安全生产许可。
	《省交通运输厅、省财政厅、省发展和改革委员会关于对氢能车辆行驶吉林省高速公路实施优惠的通知》	2024年9月1日0时至2026年8月31日24时，安装ETC套装设备的吉林省籍氢能车辆，在吉林省各高速公路收费站点对点免费通行
	《支持氢能产业发展若干政策措施（试行）》	对年产绿氢100吨以上（含100吨）的项目，以首年每公斤15元为标准为基数，采取逐年退坡的方式。
山东	《关于对氢能车辆暂免收取高速公路通行费的通知》	自2024年3月1日起，对行驶山东省高速公路安装ETC套装设备的氢能车辆暂免收取高速公路通行费，政策试行期2年。
	《山东省化工行业投资项目管理规定》	新增二氧化碳收集、可再生能源发电制氢、为非化工项目配套的空分以及依托钢铁企业副产煤气就地实施钢化联产项目可以在省政府认定的化工园区、专业化工园区和重点监控点外实施，且不受投资额限制。
内蒙古	《内蒙古自治区加氢站管理暂行办法》	加氢站参照天然气加气站管理模式，经营性加氢站应取得燃气经营许可或批复。
	《支持氢能产业发展若干措施的通知》	对落地鄂尔多斯且氢气产能大于5000吨/年的风光制氢一体化项目主体，给予退坡补贴，2022—2023年补贴4000元/吨，2024年补贴3000元/吨，2025年补贴2000元/吨。
新疆	《布尔津县加氢站管理办法（暂行）（征求意见稿）》	加氢站参照城镇燃气加气站管理，由住建部门核发燃气经营许可证。
	《克拉玛依市支持氢能产业发展的有关扶持政策》	对落地克拉玛依且氢气产能大于5000吨/年的风光制氢一体化项目主体，2024年补贴3000元/吨，2025年补贴1500元/吨。
四川	《支持新能源与智能网联汽车产业高质量发展若干政策措施》	进一步加强氢燃料电池汽车示范应用，支持在化工园区外探索开展制氢加氢一体站试点。
	《四川省进一步推动氢能全产业链发展及推广应用行动方案（2024—2027年）（征求意见稿）》	提出对安装使用ETC装备的氢能车辆，在四川省免除高速公路通行费。
广东	《广湛氢能高速示范项目实施方案》	推进广湛氢能高速示范项目，2025年年底前投入运营2000辆4.5吨和100辆49吨燃料电池冷藏车，示范期内销售价格不超过35元/公斤
广东	《广东省燃料电池汽车加氢站建设管理暂行办法》	允许在非化工园区建设制氢加氢一体站。
陕西	陕西省能源局	自2024年9月1日起，对安装使用ETC装备的氢能车辆，在省内全额免除高速公路通行费，政策至2027年9月1日结束。

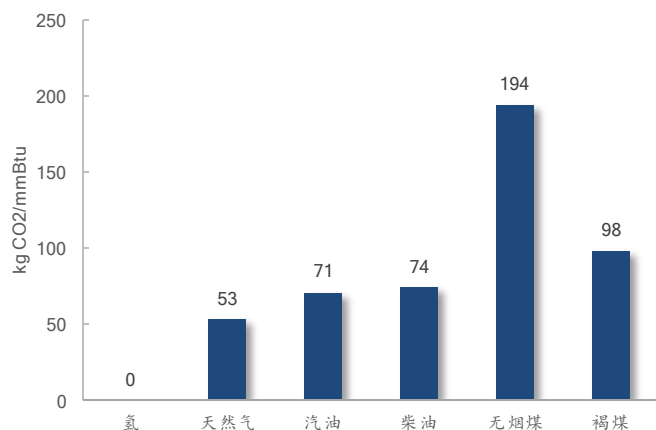
来源：政府官网、国金证券研究所

氢作为能源优势显著，符合能源清洁化发展方向。氢能源的清洁无污染、能力密度高、可灵活变电并且来源丰富的优势突出，随着技术及产业的快速发展以及相关政策的不断推出，氢作为二次能源在全球能源转型中的地位不可或缺。

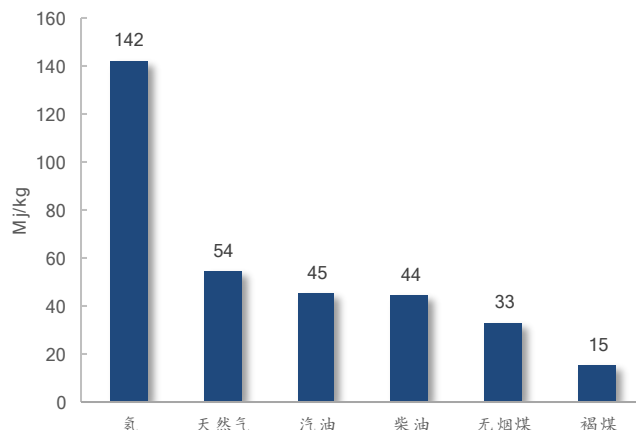
- **零排放：**氢气燃烧的产物只有水，不会产生任何碳排放或其他温室气体排放。随着电解水制氢和可再生能源的不断发展，氢能在未来能够成为一种完全脱碳的清洁能源；
- **能量密度高：**氢气的燃烧热值比各类化石燃料更高，是汽油的3倍、酒精的3.9倍、焦炭的4.5倍，能量释放更强；
- **灵活变电：**氢和电通过相互转化，可形成“电-氢”耦合能量系统，由于电力在当前和未来都将会是应用最广泛的最终能源之一，“氢-电”转化的灵活性使氢能能够广泛应用于多种场景；
- **易获取：**氢元素分布广泛，约占宇宙物质总量的81.75%，在地球水体中储量丰富，并且氢气可以通过电解水的方式制取，电和水这两种物质都较为丰富且容易获取。



图表14：氢能燃烧清洁无污染零排放



图表15：氢能具有热值高的优势



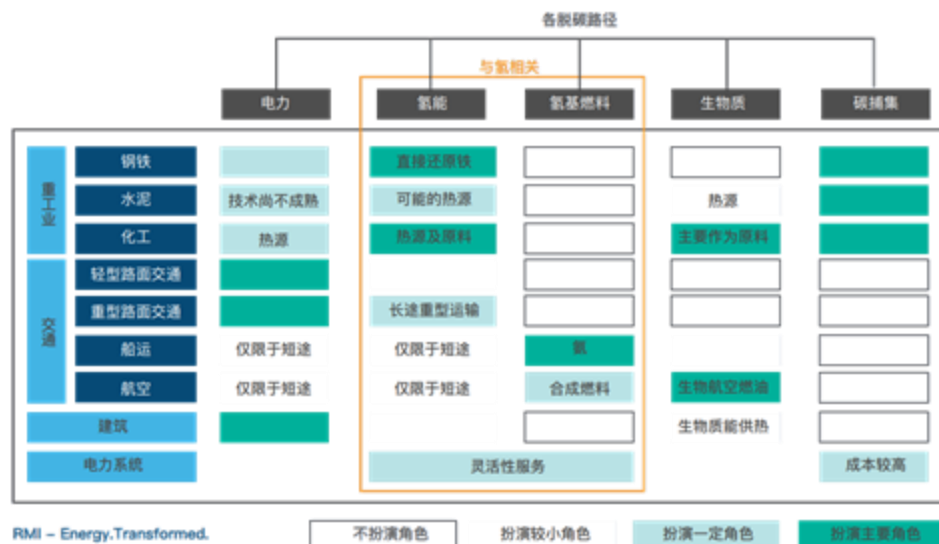
来源：美国能源信息管理局、国金证券研究所

来源：美国能源信息管理局、国金证券研究所

氢能的原料、燃料和储能介质等多重属性，支撑其应用场景和发展空间。

- 支撑新型电力系统建设。氢能既可以作为储能侧的“稳定器”，也可以作为用电侧的“燃料源”，是未来新型能源系统的重要补充。氢能可成为部分场景下相较于电力更优的脱碳选择，为能源转型提供更高的灵活转换能力。燃料电池热电联供综合效率高，是发展综合能源的重要技术手段。针对海岛、边防等偏远地区，可构建分布式电—氢耦合清洁供能系统，利用分布式电源制取氢气，利用燃料电池进行热电联供，满足用户多种用能需求。
- 推动难脱碳领域深度脱碳。在工业领域，钢铁、冶金、石化、水泥的生产过程中需要大量的高位热能，可利用绿色氢能燃烧热值高的特性，作为工业领域深度脱碳的重要抓手。在建筑领域，绿色氢能供热将成为未来天然气供热的替代。在现有天然气管道中掺杂氢气，可满足建筑领域供热需求，同时减少碳排放量，是氢能连接电网和天然气管网的重要途径，也是氢气大规模普及的重要渠道。在交通领域，主要包括道路、铁路、航空和航运这四种方式，动力电池特性不适用于重型道路交通和船舶、航空等场景，上述交通方式需要更多依靠氢能等方式满足脱碳需求。
- 氢基合成绿色燃料和材料。氢气可合成绿色燃料和材料，构建零碳工业产品体系。随着氢的能量属性逐渐被重视，作为替代高碳燃料应用于高热值场景的氢基能源，绿氢合成氨、甲醇、甲烷、煤油等载能燃料进行储运或综合利用成为产业热点，带动了传统火电、航运、航空等多个行业的基础设施再利用和深度脱碳。此外，绿氢与二氧化碳合成制取化工产品，提供大规模二氧化碳利用的机遇，有望成为重大颠覆性技术，对石油化工、煤化工体系产生革命性影响。

图表16：氢能各行业脱碳路径中承担重要角色



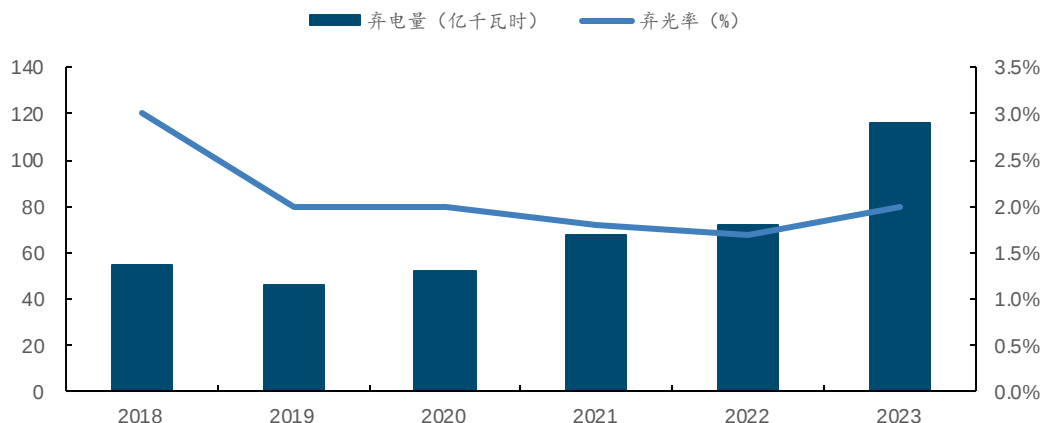
来源：《中国 2030 年“可再生氢 100”发展路线图》、国金证券研究所



随着新能源消纳问题的突出，以及下游领域脱碳到达“深水区”，发展氢能的重要性和迫切性提升。

- 新能源的波动性和弃电量的快速增长，使发展氢能进行长时、跨区的大规模调节重要性上升。太阳能和风能共占全国发电装机容量和全社会用电量的比重均创新高，分别达到 37.3%和 15.3%。但新能源发电存在波动性大、不能连续稳定出力的特点，随着装机容量的提高，虽然全国弃电率维持相对平稳，但弃电总量在高速增长，造成浪费。并且利用率偏低区域主要集中在西北 5 省，在“源荷分离”规划下，西北新能源装机高增而本地电量富余，在外送通道约束下消纳问题突出。氢作为横跨电力和非电力领域且具备拥有长时间、跨区域和大规模储能能力的角色，将和其他储能方式（抽水蓄能、电化学储能等）以及特高压等共同发展，以减少新型电力系统的消纳压力和提高电力系统调节能力。总体看分为两种类型：1）并网制氢：消纳弃电保障电网稳定性，在下游应用广度和时空上更具备灵活性；2）离网制氢：自发自用，保障能源自主化。

图表17：国内光伏弃电量增长迅速



来源：能源局、中电联、统计局、国金证券研究所

图表18：四种储能方式的对比

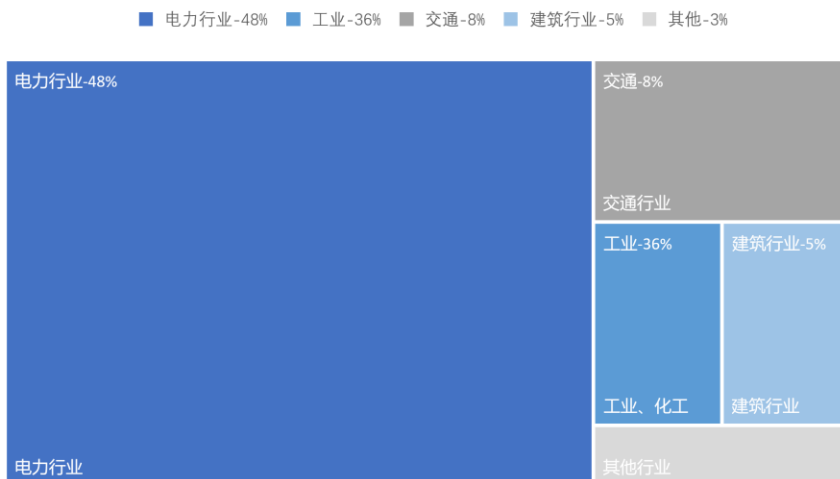
储能方式	原理	优点	缺点	适用场景
抽水储能	将多余电能转换为水的势能	技术成熟	地形要求高，无法大规模使用	地形优势地区，日度调峰
压缩空气储能	将多余电能转换为空气的势能和内能，驱动燃气轮机发电	安全、容量大	效率低、有污染	与其他热机共用
蓄电池储能	将多余电能储存到蓄电池	响应时间快，无地理位置限制	自衰减、边际成本高	日度调峰、调频
氢储能	将多余电能通过电解水转化为氢气的化学能	无自衰减、能量密度高、边际成本低	效率低	季度调峰

来源：《中国低碳技术创新需求评估报告》、CNESA、国金证券研究所

- 下游脱碳到达“深水区”，氢能可解决“难以减排领域”问题。我国是工业化大国，石化、煤化工、钢铁等行业，需要使用化石能源作为还原剂或原料等，提取其中的碳氢组分。由此，每年产生二氧化碳排放接近 15 亿吨，占全国能源碳排放量的 15%左右。这些领域所消耗的化石能源，很难用可再生能源电力来替代，成为“难以减排领域”。例如，交通行业目前虽已大规模推广电动化，但仍存在重卡、航运等“难以减排领域”。需发展氢能协助能源消费侧变革，并且海外碳税政策已出台并开始逐步实施，出口产品清洁化成为了趋势，发展氢能在石化、煤化工、钢铁等行业降碳迫切性提升。



图表19：国内非电领域碳排放占比过半



来源：国家统计局、国金证券研究所

图表20：欧盟征收碳税范围涵盖钢铁、铝、水泥、化肥、化工（氨）、电力等多领域产品

提案项目	2021 年欧盟委员会初始提案	2022 年 5 月欧洲议会 ENVI 委员会的第二版提案	2022 年 6 月 22 日欧洲议会投票通过的提案	2023 年 5 月 16 日欧盟 CBAM 法案正式立法
产品/行业范围	钢铁、水泥、铝、化肥和电力	在已有基础上，新增有机化学品、塑料、氨和氮	和 ENVI 版一致，新增有机化学品、塑料、氨和氮	钢铁、铝、水泥、化肥、化工（氨）、电力等 6 大门类多种产品
核算范围	仅计算直接排放	外购电力产生的间接排放也纳入计算范围	和 ENVI 版一致，外购电力产生的间接排放也纳入计算范围	直接排放，钢铁、铝和化工（氨）以外的间接排放
实施时间	2026 年正式实施，2023 年-2025 年为过渡期	2025 年正式实施，2023 年-2024 年为过渡期	2027 年正式实施，2023 年-2026 年为过渡期	2023.10.1-2025.12.31 为过渡期，2026.1.1 起，企业需报告每年进口产品碳排放及支付碳排放费用；2026-2034 年逐步强化，从 2026 年开始削减免费配额，直到 2034 年全部取消

来源：欧盟官网、国金证券研究所

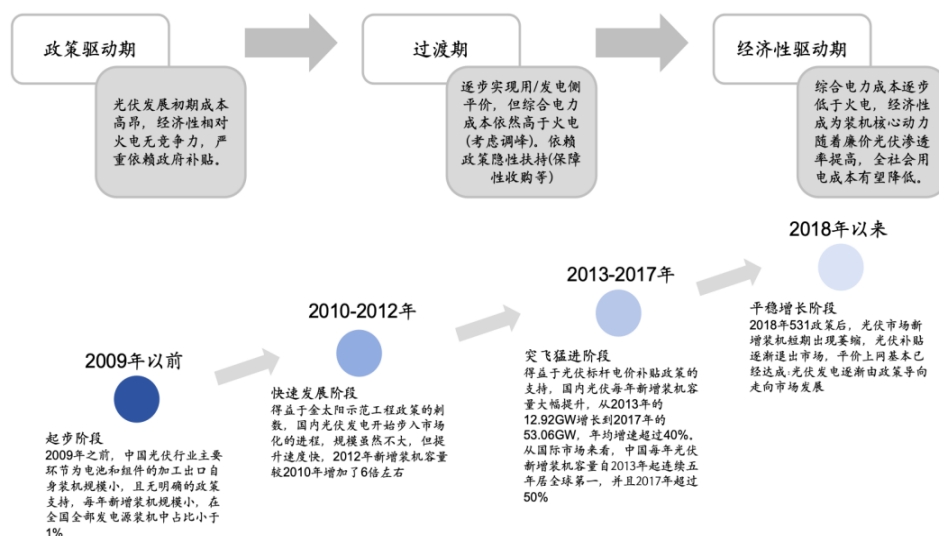
二、产业商业模式跑通是现阶段重点，成熟的应用场景和绿氢经济性是关键

2.1 产业商业模式跑通是现阶段重点

新兴行业发展有周期，前期以政策驱动为主。光伏产业作为新能源的重要组成部分，也是推动我国能源变革的重要引擎。根据国民经济“九五”计划至“十四五”规划，国家对光伏行业的支持政策经历了从“积极发展”到“重点发展”再到“大力提升”的变化。光伏行业也经历了从政策驱动期到过渡期再到步入经济性驱动期的行业发展过程。



图表21：光伏发展前期阶段依靠政策驱动



来源：Solar Zoom、前瞻产业研究院、国金证券研究所

氢能行业尚处政策驱动期，政策决定需求周期，量的爆发开启行情。现阶段氢能处于发展前期，需相关政策支持加速行业发展。2017-2019年新能源汽车补贴政策实施和2021年氢燃料电池汽车示范城市群政策发布，均带动了燃料电池汽车销售量的高速增长，并且后者作为专门针对燃料电池汽车的示范和补贴政策，驱动力更强。2022年氢能中长期规划的出台则直接带动了氢能全产业链需求的爆发，绿氢需求2022年后迅速攀升，除燃料电池汽车外新带来上游制氢、中游储运和下游多个领域的机会，需求量的爆发将开启行情。

图表22：燃料电池汽车示范城市群政策给予车辆购置补贴

车型	功率分界	A 基本补贴	B 年度增益系数				C 质量增益系数			最高补贴额 D=max(A x B x C)
			2021	2022	2023	2024	12<G≤25t	25<G≤31	31<G	
乘用车	50kW	10	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	13
	80kW	19	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	24.7
小型、中型客车	50kW	10	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	13
	80kW	16	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	20.8
轻型、中型货车	50kW	10	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	13
	80kW	16	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	20.8
大型客车	50kW	10	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	13
	110kW	28	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	36.4
重型货车	50kW	10	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	13
	80kW	19	1.3	1.2	1.1	0.9	1.1	1.3	1.5	37.05
	110kW	28	1.3	1.2	1.1	0.9	1.1	1.3	1.5	54.6

来源：《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》、国金证券研究所，补贴金额=功率系数 A*时间系数 B*质量系数 C

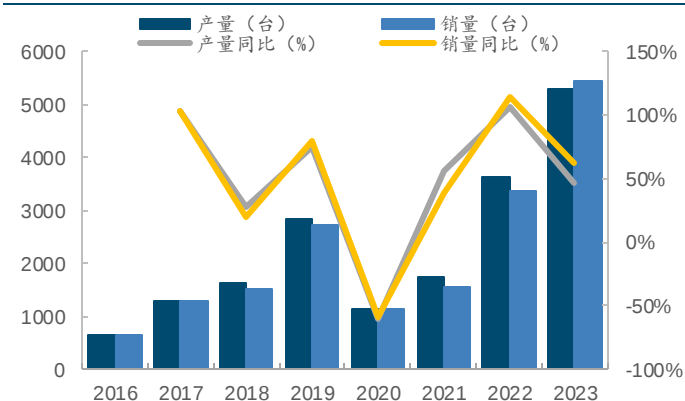


图表23：氢能产业发展中长期规划定调氢能能源属性

发展目标	2025 年				2030 年		2035 年	
	燃料电池车保有量	加氢站	可再生能源制氢	二氧化碳减排	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。	广泛应用可再生能源制氢。	提升可再生能源制氢在终端能源消费中的比重。	形成涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。
	约 5 万辆	部署建设	10-20 万吨/年	100-200 万吨/年				
规划路线	核心技术		产业创新	制氢设施	交通领域	工业领域	储能领域	
	质子交换膜燃料电池、新型燃料电池、核心零部件以及关键装备。		高校、科研院所、企业建设重点实验室、前沿交叉研究平台。	因地制宜的制氢技术路线，清洁化、低碳化、低成本。	重型车辆应用，货车市场，与锂电池纯电动汽车的互补发展模式。	还原剂，替代化石能源应用。	“风光发电+氢储能”一体化应用新模式。	
示范工程	交通		储能		发电		工业	
	城市公交车、物流配送车、环卫车		可再生能源资源富集、氢气需求量大地区		在金融、医院、学校、商业、工矿企业等领域引入氢燃料电池		在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代化石能源	

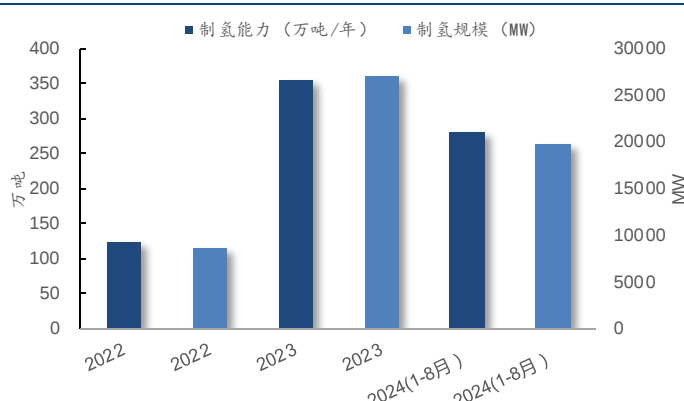
来源：《氢能产业发展中长期规划（2021-2035）》、国金证券研究所

图表24：燃料电池汽车产销量 2019 年后逐年高增



来源：中汽协、国金证券研究所

图表25：绿氢项目立项数量 2022 年后迅速攀升



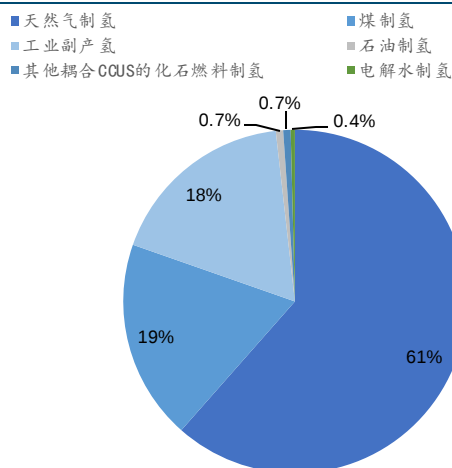
来源：各政府官网、国金证券研究所

行业商业模式的跑通是现阶段重点，成熟的应用场景和绿氢的经济性是关键。行情的低迷，表象是绿氢项目没大量开工招标，导致相关公司兑现业绩低于预期，但同时可观察到燃料电池汽车产销量持续创新高。本质上是氢能产业尚未形成规模化的落地自循环运行，主要还是体现在下游的应用和绿氢的经济性上，两者互为因果。

- 1) 下游无成熟应用场景：当前无成熟的应用场景可大量消纳新增的绿氢和绿色氢基能源产能，下游因使用绿氢带来的经济性等问题，替换动力不足，因而无法带动上游绿氢需求爆发，导致绿氢项目落地缓慢；
- 2) 绿氢应用无显著经济性：绿氢目前仅在部分低电价区域具备经济性，在大部分地区仍然和灰氢、副产氢以及应用领域的其他传统能源成本具备一定差距，其降本除开技术迭代和国产化外，规模化的成熟应用是关键。当前下游无大规模成熟的应用场景的现状，也难以带动绿氢成本的快速下降。

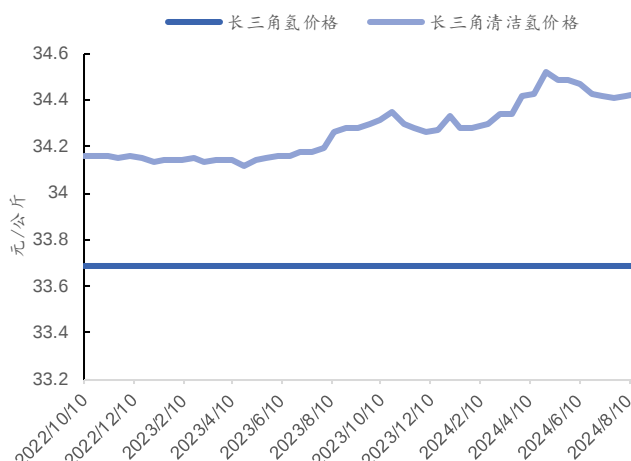


图表26：绿氢渗透率较低



来源：IEA、国金证券研究所

图表27：长三角绿氢售价与灰氢价格仍存在一定差距

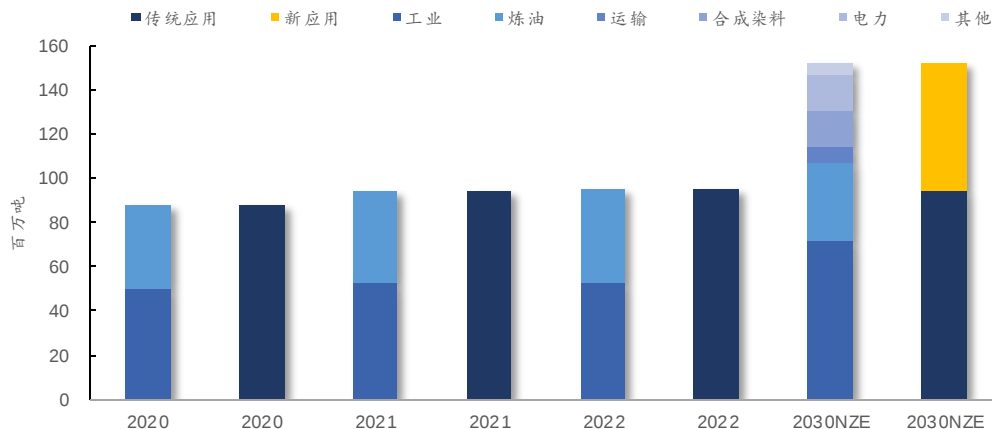


来源：上海环境能源交易所、国金证券研究所

2.2 成熟的应用场景和绿氢的经济性是关键

对新领域的需求刺激是现阶段的重点，刺激形成产业链发展正循环。绿氢应用和经济性属于“鸡生蛋还是蛋生鸡”的问题，产业想要发展突破，必然要解决其中之一。现在看来，经济性随着可再生能源和氢能各类设备的成本持续下行，平价只是时间问题，但需求侧的绿氢应用则需要相关政策刺激推动。从需求端看，全球氢需求虽达历史新高，但仍集中在传统应用领域。2022年，全球氢气使用量达到9500万吨，同比增长近3%，仍然集中在工业和炼油领域，但重工业、运输或发电领域占比不到0.1%。并且政府支持侧重绿氢生产，缺乏对需求的刺激。当前，全球所有政府绿氢生产目标的总和为2700-3500万吨，但需求的目标仅为1400万吨。因而，对绿氢需求的刺激，即培育成熟的、大规模的绿氢应用场景是现阶段的当务之急，将带动绿氢产量规模高增，从而进一步带动绿氢降本，加速下游绿氢应用，从而形成产业链发展正循环。

图表28：全球氢气应用场景当前集中在传统行业

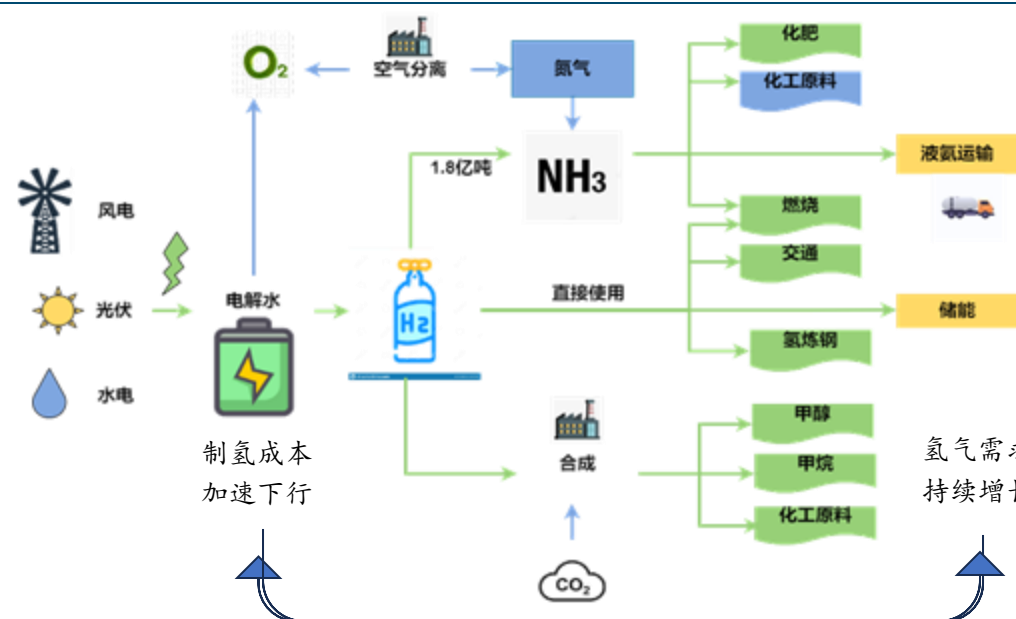


来源：IEA、国金证券研究所

- 下游培育成熟应用场景，政策落地将加速发展进程。产业发展前期的场景培育需要动力，最强的驱动力一是来自政策端导向，培育示范场景，通过路条、上网指标、碳税等强制推动下游领域使用绿氢；二来自经济性，等成熟示范场景培育后带动氢气需求量的上升，从而带动上游制氢成本的加速下降从而打通全产业链，从当前发布的政策也可看出趋势。



图表29：下游培育成熟应用场景带动产业链闭环



来源：《中国氢能产业发展报告》、国金证券研究所

图表30：氢能相关政策推动建立示范应用场景（部分代表性政策）

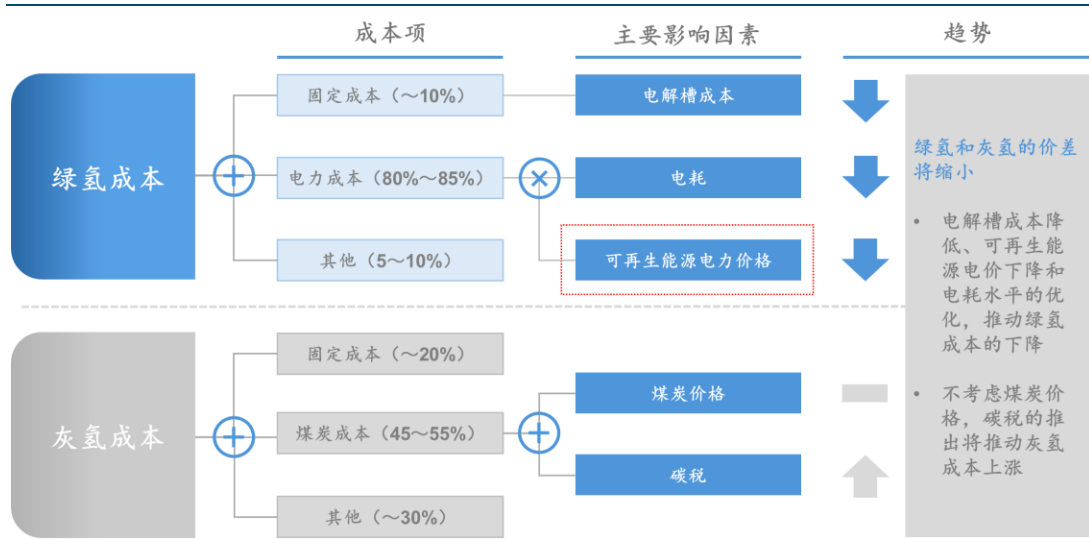
地区	名称	内容
全国	《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》	提出利用风电、太阳能发电等可再生能源富余电力，通过电解水制绿氢并合成绿氨，实施燃煤机组掺烧绿氨发电，替代部分燃煤。改造建设后煤电机组应具备掺烧 10%以上绿氨能力，燃煤消耗和碳排放水平显著降低。
全国	共建中国氢能高速行动倡议	京津冀示范城市群推出了 7 个氢能高速场景，旨在加快构建以京津冀、上海、广东、河南和河北五大示范城市群为基础的氢能高速网络建设。
广东	《广东省广湛氢能高速示范项目实施方案》	针对加氢站建设、氢能就地消纳、氢能汽车投运做出明确要求：2025 年年底前投入运营 2000 辆 4.5 吨和 100 辆 49 吨燃料电池冷藏车，示范期内销售价格不超过 35 元/公斤。
山东	《山东省关于对氢能车辆暂免收取高速公路通行费的通知》	自 2024 年 3 月 1 日起，对行驶山东省省高速公路安装 ETC 套装设备的氢能车辆暂免收取高速公路通行费。

来源：政府官网、国金证券研究所

绿氢成本的下行是现在以及未来一段时间的重点。随着各类设备成本的不断下行，绿氢的经济性长期看可自行达成，外部催化则可加速进程。绿氢的经济性分内外驱动，内部自身随着规模效应、技术迭代以及国产化，各环节设备成本逐步下降；外部看政策支持，如：补贴、碳税等，将加速经济性的到来。



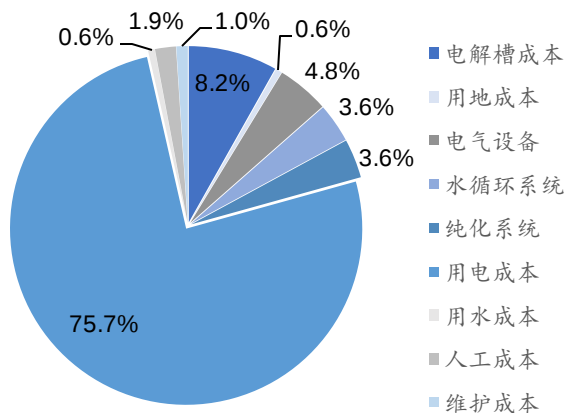
图表31：氢气成本下行主要由设备投资和电耗费用贡献



来源：BCG、国金证券研究所

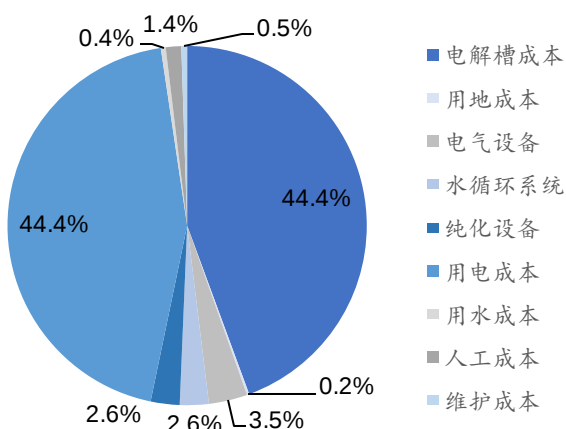
上游降价最重要和最迫切，用电和制氢设备成本是关键。绿氢应用分就地消纳和对外输送，所以储运成本可省，初期的应用平价最关键的是上游制氢环节平价。考虑新能源发电制氢，从内部可控因素看，用电成本（新能源设备/电站价格）和制氢设备成本最为关键，电费和制氢设备成本，占比合计达到 80~90%。对应新能源发电成本和电解槽成本，前者近年来成本快速下行，已经降到相对理想状态，而制氢设备成本方面，当前广泛使用的碱性电解槽成本也经历了快速的下行，达到相对低价，但考虑到规模效应和技术迭代（提升效率、降低电耗等）的带动，综合看仍有下降空间。

图表32：碱性电解槽制氢成本拆分 (0.2 元/kwh)



来源：IEA、国金证券研究所

图表33：PEM 电解槽制氢成本拆分 (0.2 元/kwh)



来源：CHEC2023、国金证券研究所



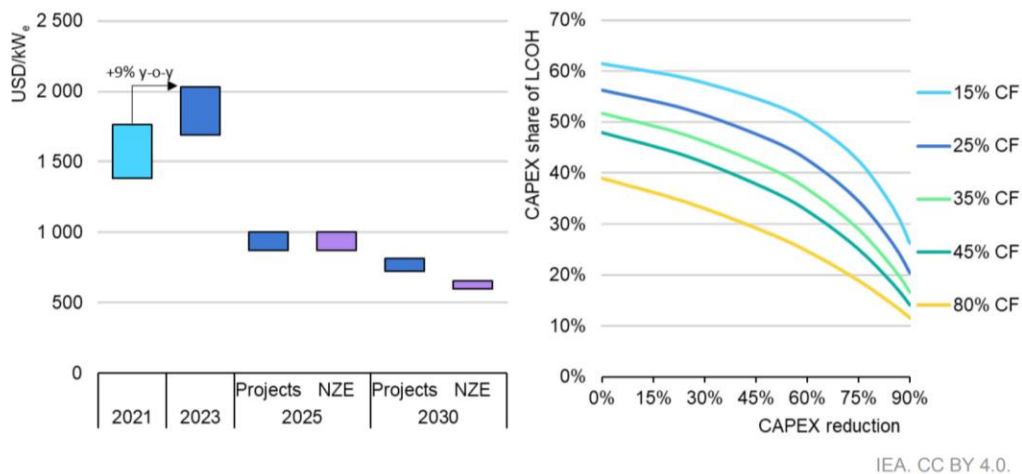
图表34：不同组件价格/制氢系统价格下的绿氢成本可实现平价

绿氢制取成本 (元/kg)		制氢系统价格 (元/W)												
		0.80	0.85	0.90	0.95	1.00	1.05	1.10	1.15	1.20	1.25	1.30	1.35	1.40
光伏组件价格 (元/W)	0.86	6.22	6.24	6.27	6.29	6.32	6.34	6.36	6.39	6.41	6.43	6.46	6.48	6.50
	0.88	6.23	6.25	6.28	6.30	6.33	6.35	6.37	6.40	6.42	6.44	6.47	6.49	6.51
	0.90	6.24	6.26	6.29	6.31	6.34	6.36	6.38	6.41	6.43	6.45	6.48	6.50	6.53
	0.92	6.25	6.28	6.30	6.32	6.35	6.37	6.39	6.42	6.44	6.46	6.49	6.51	6.54
	0.94	6.26	6.29	6.31	6.33	6.36	6.38	6.40	6.43	6.45	6.47	6.50	6.52	6.55
	0.96	6.27	6.30	6.32	6.34	6.37	6.39	6.41	6.44	6.46	6.48	6.51	6.53	6.56
	0.98	6.28	6.31	6.33	6.35	6.38	6.40	6.42	6.45	6.47	6.50	6.52	6.54	6.57
	1.00	6.29	6.32	6.34	6.36	6.39	6.41	6.43	6.46	6.48	6.51	6.53	6.55	6.58
	1.02	6.30	6.33	6.35	6.37	6.40	6.42	6.44	6.47	6.49	6.52	6.54	6.56	6.59
	1.04	6.31	6.34	6.36	6.38	6.41	6.43	6.46	6.48	6.50	6.53	6.55	6.57	6.60
	1.06	6.32	6.35	6.37	6.39	6.42	6.44	6.47	6.49	6.51	6.54	6.56	6.58	6.61
	1.08	6.33	6.36	6.38	6.40	6.43	6.45	6.48	6.50	6.52	6.55	6.57	6.59	6.62
	1.10	6.34	6.37	6.39	6.41	6.44	6.46	6.49	6.51	6.53	6.56	6.58	6.60	6.63

来源：国金证券研究所测算，注：1.06 元/Wh 储能成本

- 由于规模经济和大规模生产，根据全球已宣布项目的产能，到 2025 年安装电解槽的成本预计比 2023 年下降 50%，到 2030 年下降 60%，达到约 720-810 美元/千瓦。根据 NZE 情景所需的电解槽安装，预计到 2030 年成本可降低 65-70%，安装成本低于 600 美元/千瓦。仅降低电解槽成本即可将资本支出在氢气平准化成本中的份额减半（假设所有其他参数保持不变），将占比降至 25% 左右。

图表35：2021-2030 年以及资本成本在氢生产平准化成本中的份额



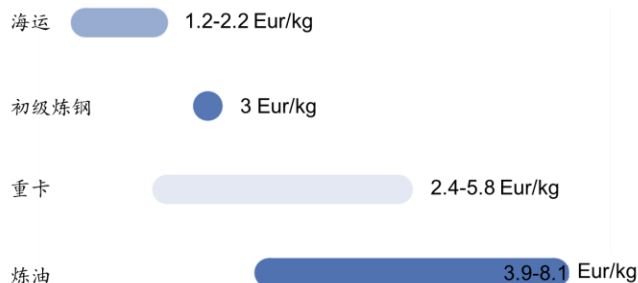
Notes: CAPEX = capital expenditure; CF = capacity factor; LCOH = levelised cost of hydrogen; NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario; y-o-y = year-on-year variation. Left-hand side chart: "Projects" refers to the capacity deployed according to announced projects, which is 55 GW by 2025 and 175 GW by 2030; in the case of the NZE Scenario, this is 590 GW by 2030. The learning rate for the electrolyser stack is 18%, while for the other components it is 5-12%. Right-hand side chart: electricity cost of USD 20/MWh, electrolyser efficiency of 69% lower heating value, 8% cost of capital.

来源：IEA、国金证券研究所

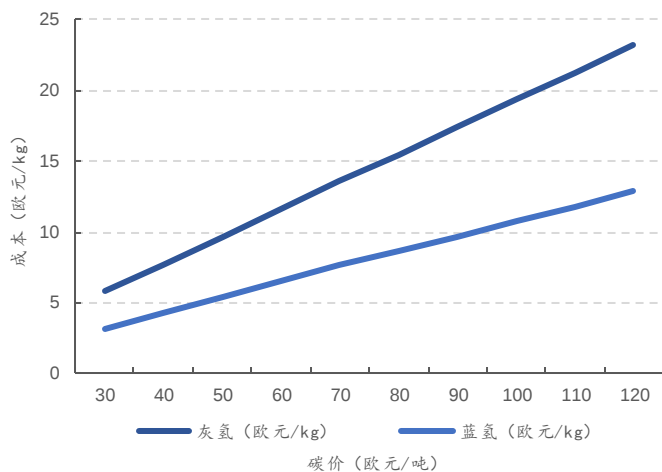
其次是下游应用领域平价，从化工和交通领域开启。化工炼油和交通场景可再生氢平价接受度最高，钢铁、海运领域需氢价的进一步下降或碳税政策的落地抬高原有能源使用成本。下游应用场景内，炼油的化工终端应用场景接受氢价程度最高，也将成为最率先应用的场景，接受氢价在 3.9-8.1 欧元/千克，其次是重卡领域，2.4-5.8 欧元/千克，初级炼钢领域，3 欧元/千克，以及海运领域，1.2-2.2 欧元/千克。



图表36：化工炼油和重卡场景可再生氢平价接受度高



图表37：50 欧元/吨碳价将使灰氢和蓝氢每千克成本上涨 1.25 欧元和 0.65 欧元

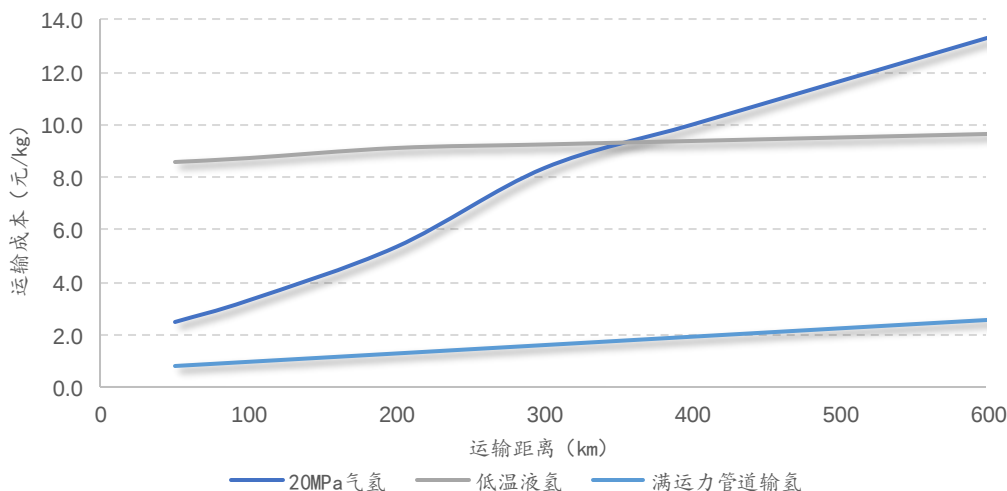


来源：European Hydrogen Observatory、国金证券研究所

来源：中国冶金网、国金证券研究所测算

中游运氢的降本是实现构建氢能建设网络的关键。基于大量绿氢项目集中于三北地区，但电力负荷和能源使用中心位于东部，“西氢东送”是未来的大趋势。综合对比不同氢气运输成本，短期将以气氢拖车近距离运输为主，中期将以气氢拖车短距离与液氢长距离运输结合为主，长期将以管道输氢为主。

图表38：管道输氢是经济性最好的运氢方式



来源：《加氢站氢气运输方案比选》、《氢载氢技术经济性分析》、国金证券研究所

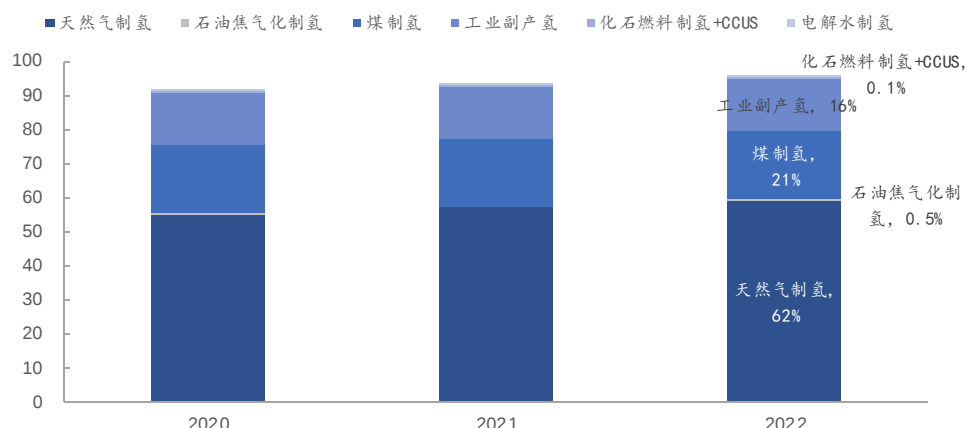
三、产业降碳需求驱动氢能发展，海内外绿氢产业发展共振

3.1 绿氢供应远不及需求，新兴领域带动需求消纳

全球氢气产量近 9500 万吨，仍以化石能源制氢为主导。2022 年全球氢气产量接近 9500 万吨，同比增长 3%，供应仍以化石能源制氢为主导，仅 0.1%来自电解水制氢。其中天然气制氢占全球产量 62%，而占比 16%的副产氢中，中国占据了全球产量的近 30%，侧面反映出国内炼油厂和化工行业对氢气的巨大需求。目前全球 70%以上的氢气产量来自中国、美国、中东、印度和俄罗斯(按产量份额降序排列)。



图表39: 氢气产能近 9500 万吨 (百万吨)

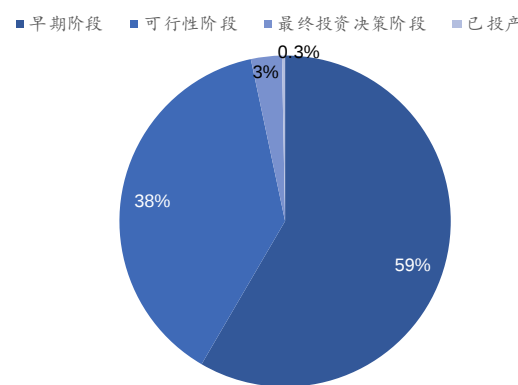
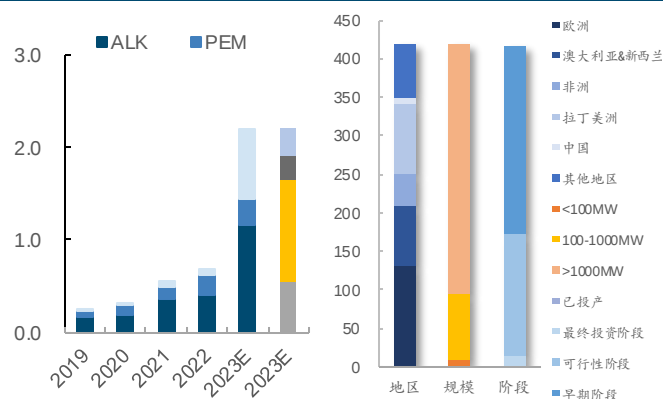


来源: IEA、国金证券研究所

电解水制氢远期规划量达 175GW-420GW, 近年项目数量高速增长。电解水制氢仅占当今全球氢气产量的 0.1%, 但装机容量和已宣布的项目数量近年来一直在高速增长, 未来绿氢将替代化石能源制氢成为氢源主体。自 2022 年以来, 全球已经宣布了约 600 个绿氢项目, 总容量超过 160GW; 到 2023 年底, 全球电解槽装机容量可达到 2GW 以上, 同比增长约 1.9 倍。就地理分布而言, 中国和欧洲占比最高, 合计占比超 70%, 美国和加拿大的份额合计为 10%。根据已公布的项目统计, 到 2030 年电解槽装机容量将达到 175GW, 若包含尚处早期阶段的项目在内, 装机量可高达 420GW。

图表40: 2023 年全球电解槽产能超 2GW (GW)

图表41: 2030 年全球电解槽装机量将达到 175-420GW



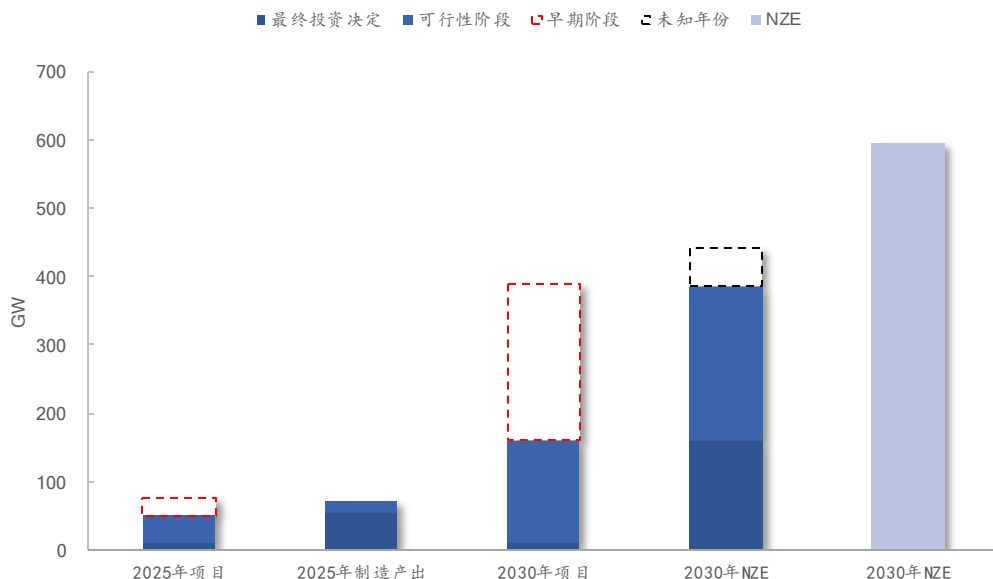
来源: IEA、国金证券研究所

来源: IEA、国金证券研究所

产能扩张存在不确定性, 向上突破空间成倍数增长。公布的产能中, 目前只有 8% 已经达到 FID (最终投资决定) 或正在建设中, 并且约 30% 是现有工厂的扩建, 但暂未公布具体落地的年份。由于与新建工厂相比, 计划扩建现有工厂的完成时间通常更短, 企业拥有更长时间决定是否推进计划, 若下游氢气需求超预期, 则将带动大量项目落地。



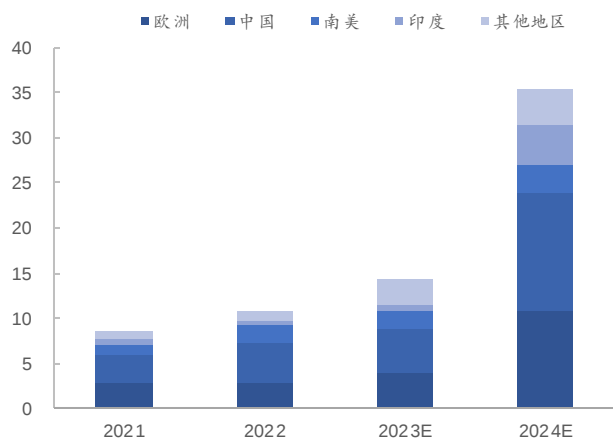
图表42：全球电解槽产能只有8%已经达到FID或正在建设中



来源：IEA、国金证券研究所，NZE：净零排放

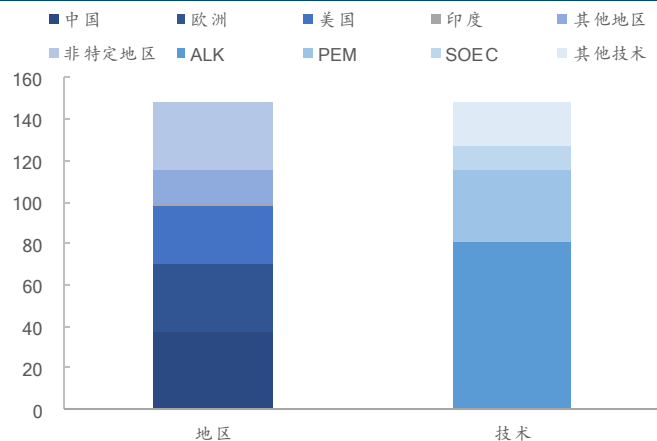
以碱槽和 PEM 槽为主，国内市场高速增长电解槽产能占比过半。截至 2022 年底，电解槽制造商公布的年产能高达 13GW，其中一半在中国，以服务快速增长的国内市场，另外 20% 在欧洲，但实际上投入运营的产量仅略高于 1GW，考虑到目前的产量与制造商宣称的产能之间的巨大差距，后续需求起来产量可快速跟进。根据各公司公告，到 2030 年，全球电解槽年产能将达到 155GW，其中 25% 的产能位于中国，美国和欧洲各占 20%，印度占 6%。技术路线仍以发展碱性电解槽和 PEM 电解槽为主，目前电解槽 75% 的产能为碱性电解槽，其中 70% 在中国，PEM 和 SOEC 产能分别为 2GW/年和 1.5GW/年。预计到 2030 年，PEM 产能将增长到全球产能的近 25%，碱性电解槽的份额虽然相对下降，但仍占 54% 的主导地位。

图表43：目前电解槽产能一半在国内 (GW)



来源：IEA、国金证券研究所

图表44：未来电解槽产能仍以国内且以碱槽为主 (GW)

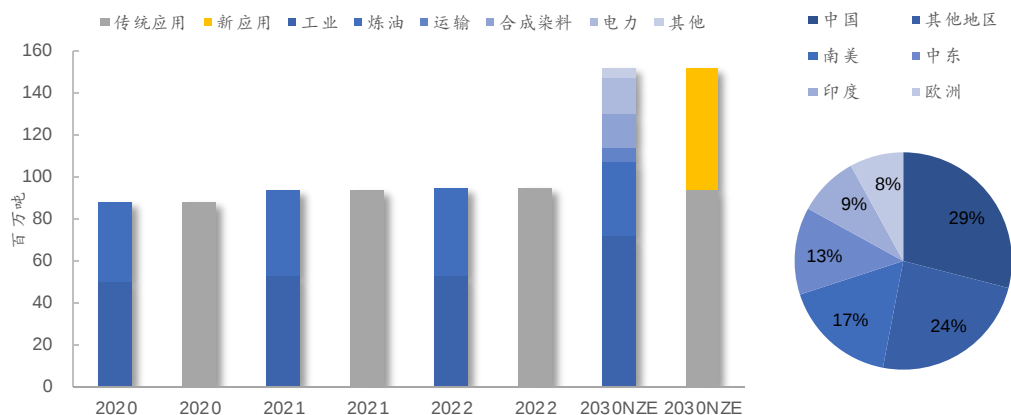


来源：IEA、国金证券研究所

全球氢气使用量达到 9500 万吨，当前增量主要来自传统领域。2022 年，全球氢气使用量达到 9500 万吨，近年全球氢气使用量的增长不是氢政策的结果，而是全球能源趋势的结果。几乎所有使用量的增加都发生在传统应用领域，主要是炼油和化工行业，在重工业、交通运输、氢基燃料生产或发电和储存等新应用中，氢的使用量仍然很少，仅占全球需求的不到 0.1%，但这才是清洁能源转型的关键。预计大量新增绿色产能将在新场景中应用，根据 IEA 预测，若氢的使用量每年增长 6%，到 2030 年氢的需求量将超过 1.5 亿吨，其中近 40% 来自新应用。



图表45：全球氢气使用量达到 9500 万吨

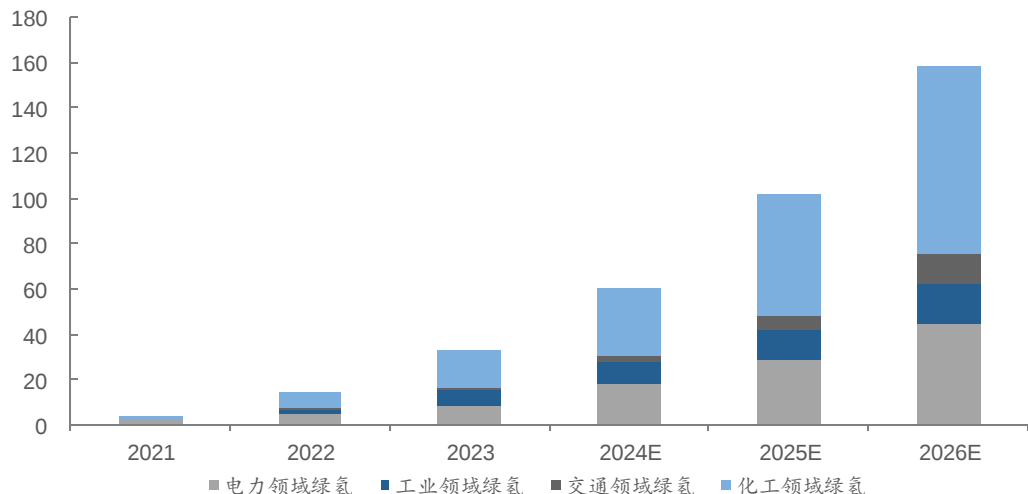


来源：IEA、国金证券研究所，NZE:净零排放情景

氢气行业供需趋于平衡，新增绿氢产能受下游四大新兴领域需求带动消纳。从我国发展看，绿氢应用从化工起步，绿氨和绿醇一直是绿氢消纳主力军，并且具备煤电机组掺烧、出海、航运和碳税等新逻辑和需求；储能和交通领域的应用随着燃料电池汽车的推广增长以及新能源消纳迫切性的提升，绿氢应用量开始逐步提升；工业应用的空间广阔，绿氢将逐步渗透煤化工的上亿吨市场空间。绿氢使用量增长对应带动电解槽装机量的需求提升，以年运行时长 4000~6000 小时计算，百万吨绿氢产能对应 13.8~9.5GW 电解槽装机需求。

- 化工：合成氨和甲醇。绿色甲醇航运使用及出海逻辑已经逐步开启，受欧盟碳税影响甲醇船订单需求高增，2023 年全球新增甲醇燃料船舶 138 艘（不包括甲醇运输船），绿色甲醇将成为未来较长一段时间的重要燃料来源。绿氨利用场景多元化，中国每年煤炭发电，若实现煤电低碳化行动方案中 10% 以上的绿氨掺烧能力要求，达到 10% 完全替代，需要 3 亿吨氨，高于当下全球氨的总产量，将为氨氢能源带来全新发展机遇。
- 储能：电-氢储能。风光氢储一体化项目是当前发展趋势，随着技术成熟和成本的下降，以及太阳能、风能等电消纳问题的日渐严峻，氢储能将快速发展。
- 交通：重卡和航运等。燃料电池汽车政策频发，落地推广加速带动需求；航运相关的甲醇船等从 2027 年起逐步开始交付，带动全新市场的大量需求。
- 工业：冶金和替代煤消费等。应用空间最为广阔，国内煤炭能源消费量增长至 30.3 亿吨标准煤，其中电力和钢铁行业用煤占煤消费总量的比重最高，约 55% 和 18%，以氢的热值是煤的约 4 倍计算，在此两个领域达到仅 2% 渗透下，即可带动上千万吨绿氢需求。

图表46：四大应用领域带动绿氢需求高增，预计 2025 年起需求超百万吨



来源：国家统计局、国家能源局、中汽协、百川盈孚等、国金证券研究所测算



绿氢认证标准严苛，符合条件的氢源稀缺构筑壁垒，国内亟待明确。全球主要发展氢能的国家对各类氢定义不一，对比看国内相关标准仍有待进一步完善。此外，若需出口相关产品，绿氢包括碳源的认证将成重点。

图表47：各国碳源认证标准不一

国家	标准
欧洲	进展最快，为氢气自愿认证、碳交易、可持续投资和落实减碳政策等定义了4种氢气类型，碳排放强度由高到低依次为氢气碳排放基准（6.84kgCO ₂ eq/kgH ₂ ）、可再生氢（4.4kgCO ₂ eq/kgH ₂ ）、可再生燃料氢（3.3kgCO ₂ eq/kgH ₂ ）、可持续氢（3kgCO ₂ eq/kgH ₂ ），并对可再生燃料氢加入了绿色电力来源要求。
美国	绿氢分类方法相对简单，定义了清洁氢（4kgCO ₂ eq/kgH ₂ ），主要为氢能产业财政补贴服务。
日本	最新的氢能战略中也提出了低碳氢的定义（3.4kgCO ₂ eq/kgH ₂ ），明确了境外生产氢的碳排放要涵盖长途运输等全生命周期。
中国	现有的氢气分类方法仅有中国氢能联盟等提出的团体标准《低碳氢、清洁氢与可再生能源氢的标准与评价》，按碳排放将氢气定义了低碳氢（14.51kgCO ₂ eq/kgH ₂ ）、清洁氢（4.9kgCO ₂ eq/kgH ₂ ）和可再生氢（4.9kgCO ₂ eq/kgH ₂ ，且由可再生能源制取）。

来源：赛迪智库、国金证券研究所

3.2 国内外需求共振，带来氢能产业链机会

国内外需求共振，带来氢能产业链机会。全球各国氢能政策频出，除中国外，欧洲、美国、日本、韩国等国家均出台氢能政策，将氢能作为未来国家能源转型体系中的重要部分，全球性机会到来。

图表48：各国政策频出，积极布局氢能产业

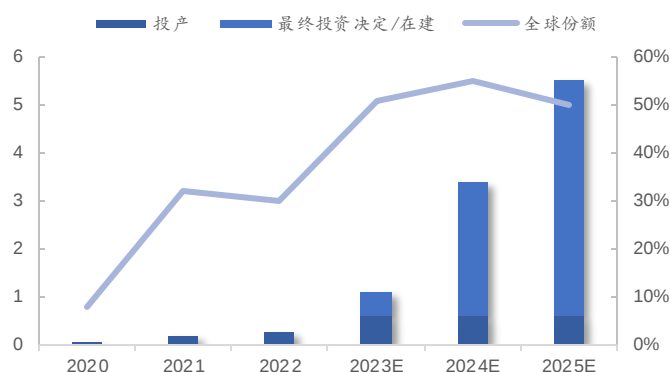
	中国	美国	欧洲	日本	韩国	中东
发展现状	燃料电池汽车保有量：1.8万辆 加氢站在营量：281座 电解槽累计装机量：600MW（2023年底）	燃料电池汽车保有量：1.8万辆 加氢站在营量：59座 固定燃料电池装机量：550MW（2023年底）	固定燃料电池装机量：190MW（2021年底） 加氢站在营量：168座 电解槽累计装机量：200MW（2023年底）	燃料电池汽车保有量：0.9万辆 丰田MIRAI全球累计销量：25,778辆 加氢站在营量：261座 固定燃料电池装机量：336MW（2023年底）	燃料电池汽车保有量：3.4万辆 现代NEXO全球累计销量：36,831辆 加氢站在营量：176座 固定燃料电池装机量：1,036MW（2023年底）	清洁氢能项目投资规模：540亿美元 沙特：项目总产能：77.1万吨/年 开工率：44% 阿联酋：项目总产能：81.8万吨/年 开工率：29%（2023年底）
战略目标	2025年：燃料电池车保有量约5万辆 可再生能源制氢量达到10-20万吨/年 2030年：形成较完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系 2035年：形成氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升	到2025、2030年分别建成200、1000座加氢站 突破大规模、长寿命、高效率、低成本的电解槽技术 加速重型车燃料电池系统的开发，实现与传统燃油发动机相当的经济性	2020-2024年：电解槽装机量6GW 可再生氢能产量超过100万吨 2025-2030年：电解槽装机量240GW可再生氢能年产量达1000万吨 2030-2050年：氢能能源密集产业（钢铁、物流等）大规模应用，氢能在能源结构中占比12%-14%	2030年：氢气供应能力30万吨/年，成本30日元/Nm ³ 建成加氢站900座 推广燃料电池轿车80万辆 家用热电联供燃料电池系统普及率10% 2050年：氢气供应能力500-1000万吨/年，成本20日元/Nm ³ 加氢站、燃料电池汽车、家用热电联供燃料电池系统全面替代	2040年：氢燃料电池汽车累计产量增至620万辆 加氢站增至1200个 燃料电池产能扩大至15GW 氢气价格约为3000韩元/kg	沙特：到2030年实现清洁氢气产量290万吨/年 到2035年实现清洁氢气产量400万吨/年 阿联酋：到2031年低氢生产能力超过140万吨/年，其中中国内外绿氢（可再生能源制氢）产能分别要达到50万吨/年，蓝氢（天然气制氢）产能40万吨/年，以及每年生产7500吨粉氢（核能制氢）

来源：中国政府网、国际能源网、艾邦氢能技术网、维科网、气体网、能景铂道、Hydrogen Council等、国金证券研究所

国内氢能发展潜力巨大，电解槽规模、技术全球领先。目前国内氢气产量全球第一，截至2023年底氢气产量超过3500万吨，主要来自煤炭和天然气，但同时电解水制氢实现了显著增长，电解槽装机容量达到1.1GW，占全球份额的50%。随着全球氢能的发展不断升温，国内绿氢项目在未来几年将显著增长。与2023年相比，预计到2024年国内的电解槽装机容量将增加两倍、达到3.3GW，到2025年将达到近5.4GW。此外，平均项目规模也在快速增长，100-500兆瓦范围内的项目数量增长，2023年公布的项目中约占60%。以中石化库车项目为例，该项目容量为260MW，于2023年6月开始运营，计划从2025年起安装500-1000MW的大型设施。2025年，千兆规模的项目将占达到最终落地产能的近20%。此外，国内企业还持续开发更大、更高效的电解槽。2022年12月，派瑞氢能推出了最大的单体氢碱性电解槽，氢气容量为2000Nm³/h，约9MW；2023年2月，隆基氢能推出了一款新型碱性电解槽，直流电消耗为4kWh/Nm³（相当于44.5kWh/kgH₂）。

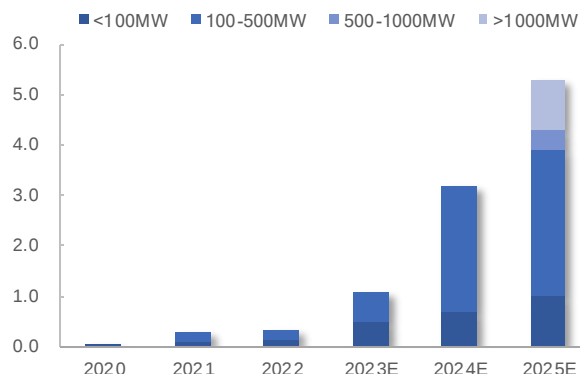


图表49：中国电解槽装机占全球份额的50% (GW)



来源：IEA、国金证券研究所

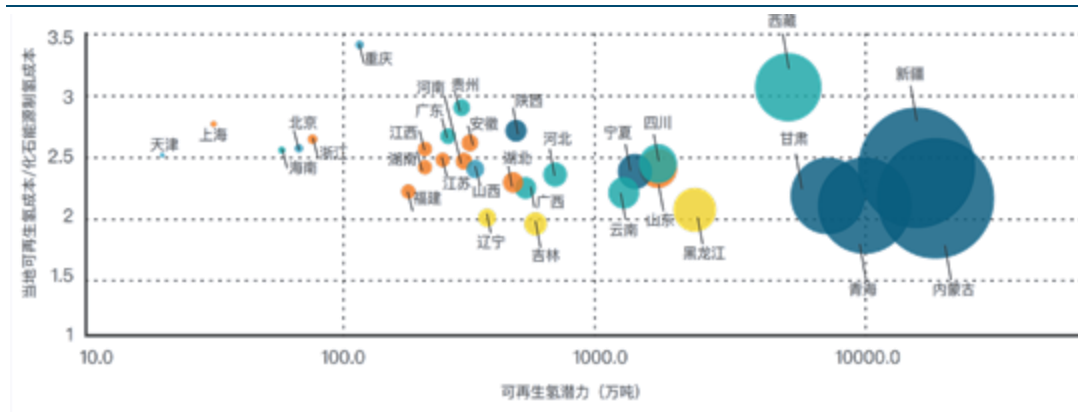
图表50：项目电解槽装机平均规模增长 (GW)



来源：IEA、国金证券研究所

国内绿氢示范项目带动，放量潜力多集中于三北地区。绿氢放量潜力多集中于三北地区，成本和规模具备发展优势。各地可再生资源条件的差异导致区域性绿氢发展分化，三北地区等区域可再生能源资源丰富，其低电价致使这些地区范围内的绿氢与传统制氢路径的成本差异较小，在多种应用场景具备经济性，也因而绿氢在三北地区以风光氢大基地形式率先进行示范与规模化应用。同时，三北地区煤矿等矿区聚集，矿卡拥有低碳化替换需求场景。东部和中部地区资源相对匮乏，使得绿氢成本与传统制氢路径成本具备一定差距，因而规模化释放节奏滞后于三北地区，然而燃料电池汽车示范城市群均处沿海地带，部分地区给予电解水制氢谷电优惠电价，预计东部地区以分布式为主进行发展。

图表51：三北地区绿氢成本与规模具备规模化发展优势

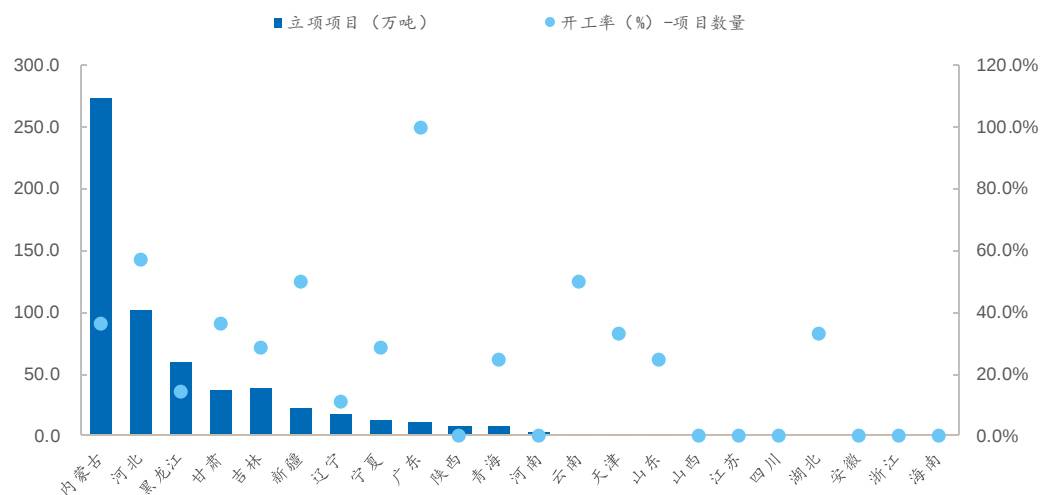


来源：《中国2030年“可再生氢100”发展路线图》、国金证券研究所

上游：经济性加速，有望迎招标与消纳双驱动。低电价驱动绿氢经济性初显，阶段性区域平价可期，电价0.2元/kWh时绿氢的成本经济性显现，现阶段以区域性为主，集中于三北和沿海，新能源发电和部分给予优惠电价的地区可实现，目前根据长三角氢价格指数披露，清洁氢价格在34.1-35元/公斤，此售价满足下游交通商用车领域的经济性。随着大项目的陆续启动，电解槽迎来规模化招标。船用绿色甲醇需求逐步明确，打开新领域消纳，看好制氢设备方和取得船厂合作的绿色燃料生产方。

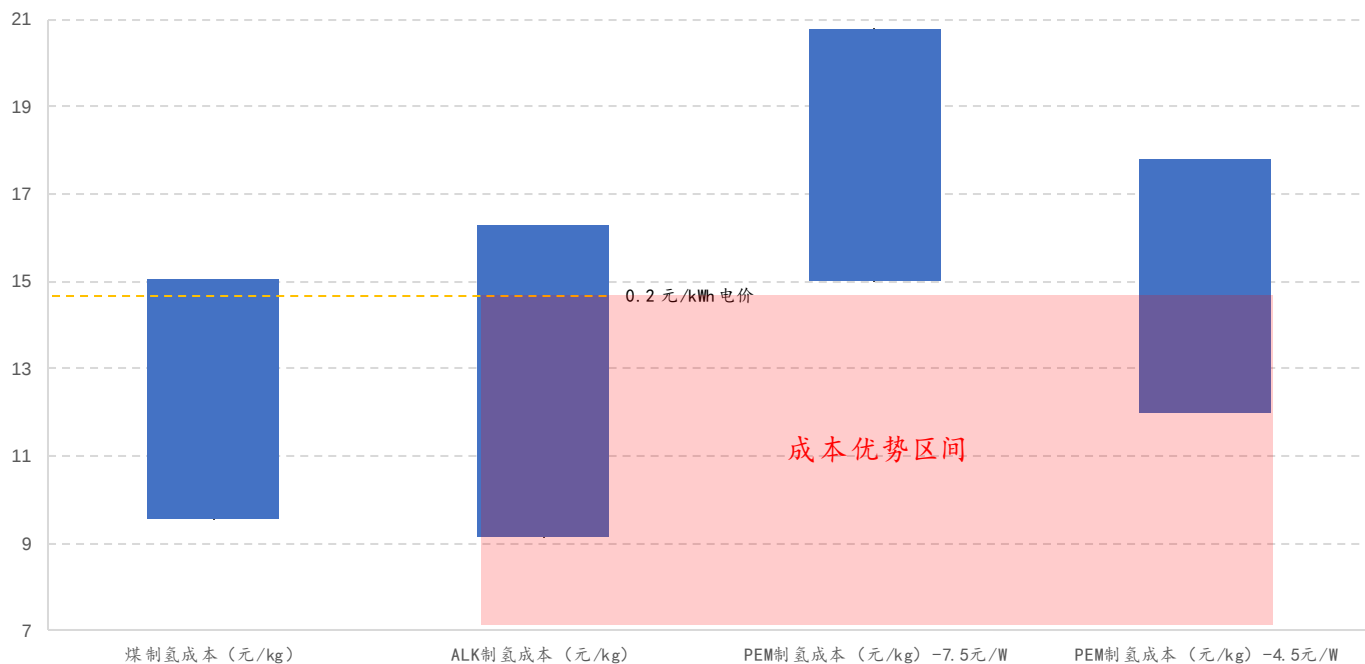


图表52: 国内绿氢项目立项达到 600 万吨



来源: 中国能源新闻网、政府官网、国金证券研究所

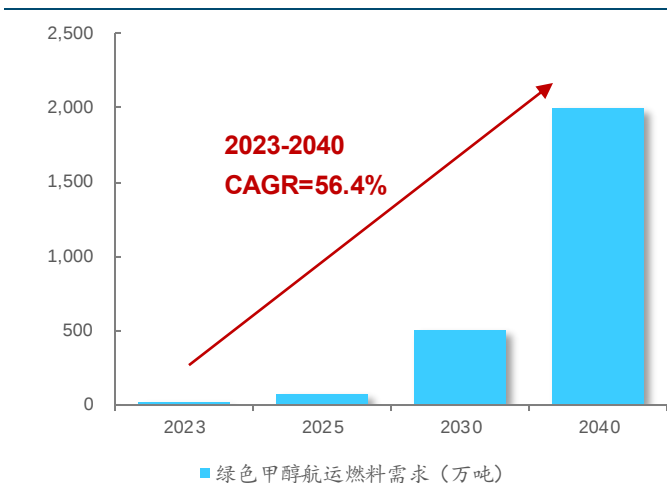
图表53: 电价 0.2 元/kWh 以下时绿氢和灰氢可达成平价



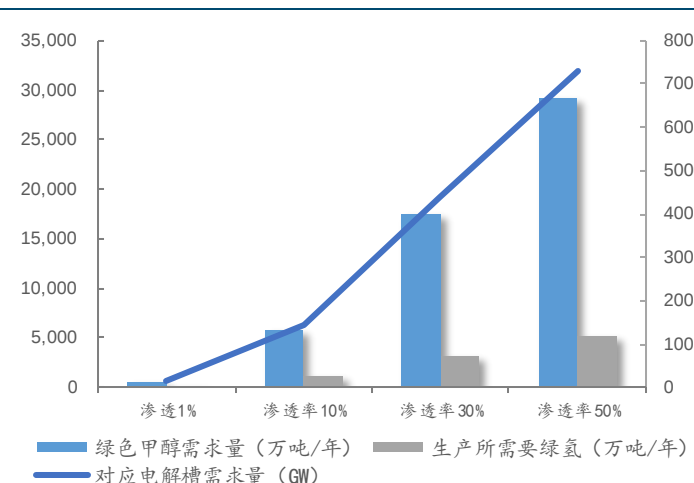
来源: 国金证券研究所测算, 注: 煤制氢成本测算区间对应煤价 400-1050 元/吨, ALK 和 PEM 制氢成本测算区间对应电价 0.1-0.23 元/kWh。



图表54: 马士基集团绿色甲醇航运燃料需求 (万吨)



图表55: 绿色甲醇航运燃料高需求将带动绿氢消纳 (万吨)



来源: 中国能源报、国金证券研究所

来源: 国金证券研究所测算

中游: 管道规划与液氢准则落地, “三桶油” 推动发展。“西氢东送” 管道建设方案铺开, 氢能进入管网计划, 目前已有超 3000 公里的输氢管道备案及开工, 重点关注石化企业招标, 看好管道建设带来的管道钢材和大功率压缩机机会。

图表56: 输氢管道建设加速

项目	长度(km)	年输氢量	建设单位
乌兰察布 10 万吨/年风光制氢一体化项目	1132	10 万吨	中石化石油工程技术服务股份有限公司
济源-洛阳输氢管道	25	10.04 万吨	中石油中国石油天然气管道工程有限公司
定州-高碑店氢气管道工程	164.7	10 万吨	中国石油天然气管道工程有限公司
巴陵-长岭输氢管道	42	4.42 万吨	巴陵石化
金陵-扬子氢气管道	32	4 万吨	金陵石化
宁夏宁东输氢管线	1.2	200 万标方	沃凯珑公司
玉门油田水电厂氢气输送管道	5.5	7000 吨	中石油中国石油天然气管道工程有限公司
宝钢无取向硅钢产品结构优化标段三项目输氢管道	3.97	5040 吨	上海宝冶冶金工程公司
乌海至呼和浩特输氢管道暨“内蒙古氢能走廊”项目	500	-	中石油中国石油天然气管道工程有限公司, 内蒙古科学技术研究院、中太(苏州)氢能科技有限公司
山东 100 公里纯氢管网示范	100	-	中石油中国石油天然气管道工程有限公司
朝阳天然气掺氢示范工程	-	-	国家电投
张家口掺氢管道示范项目	-	440 万立方	由张家口鸿华清清洁能源科技有限公司牵头
达茂-工业区氢气管道工程	159	40 万吨	中石油中国石油天然气管道工程有限公司
广东海底掺氢管道	55	40 亿立方	中石油中国石油天然气管道工程有限公司
陕宁一线掺氢示范项目	97	15.9 万吨	中石油中国石油天然气管道工程有限公司
扎鲁特旗-乌兰浩特氢混天然气长输管线	230	-	昆仑氢能有限公司、兴安盟吉通天然气有限公司
通辽市隆圣峰天然气有限公司甘旗卡综合站纯氢与掺氢燃气管道工程	4.7	-	由通辽市隆圣峰天然气有限公司牵头
宁夏宁东天然气掺氢降碳示范工程	7.4	-	中石油中国石油天然气管道工程有限公司
张家口市康保-曹妃甸氢气长输管道项目	736.5	-	张家口海泰氢能科技有限公司
合计	3295.97		

来源: 国际能源网、政府官网、国金证券研究所

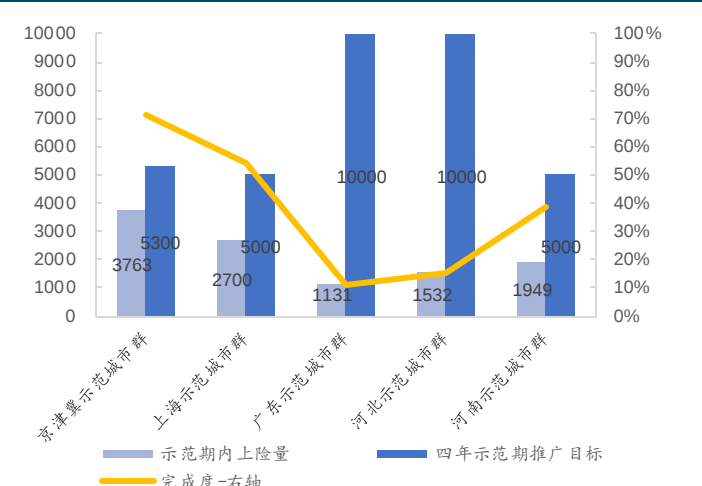
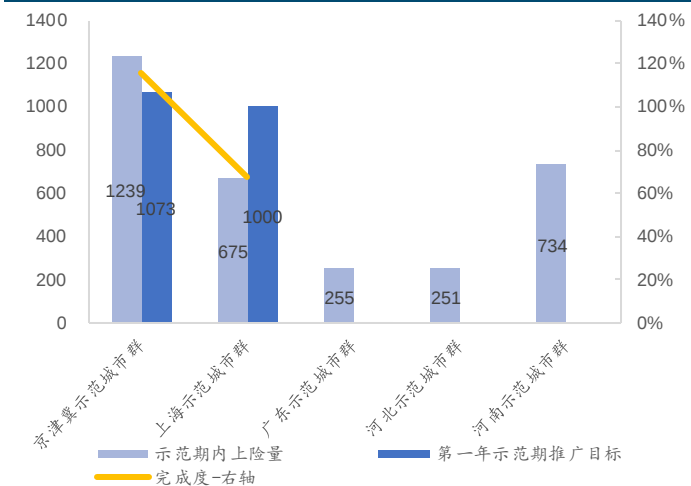
下游: 燃料电池否极泰来, 高速费减免有望持续驱动板块。燃料电池重卡经济性显现, 减免高速费政策超预期, 重卡经济性进一步凸显, 今年推广或超预期, 重点关注各地高速费减免政策的持续性, 有望持续驱动板块行情。国家层面发布《氢能产业发展中长期规划



(2021-2035 年)》，规划了燃料电池汽车推广的保底量，即到 2025 年之前不低于 5 万辆，目前截至 2023 年底燃料电池汽车保有量约为 2 万辆，燃料电池汽车存在 2 年 3 万辆缺口，放量将提速，看好系统、电堆、储氢瓶机会。

图表57：第一年示范期示范城市群燃料电池汽车推广数量、目标及完成比例（辆、%）

图表58：截至 2023 年底示范城市群燃料电池汽车推广数量、目标及完成比例（辆、%）



来源：各省官网、交强险、国金证券研究所，按示范城市群口径统计部分城市重叠

来源：各省官网、交强险、国金证券研究所，按示范城市群口径统计部分城市重叠

欧洲定调发展绿色能源，欧盟确立中长期可再生氢目标。2019-2020 年，欧盟陆续发布战略性政策，从 2019 年的《欧洲绿色协议》明确欧盟绿色发展战略，到 2020 年《欧盟氢能战略》明确欧洲中长期氢能规划的三阶段发展目标，氢能成为欧盟能源系统一体化战略的重要组成部分，欧盟氢能战略开启。

图表59：欧盟氢能发展方针从规划确立、框架细化到资金支持不断发展

阶段	年份	政策	政策定调作用
战略规划	2019 年	《欧洲绿色协议》	定调发展绿色能源
	2020 年	《欧盟氢能战略》	确立可再生氢目标和规划
	2021 年	“Fit for 55” 一揽子计划	逐步形成氢能发展框架
政策框架	2021 年	《可再生能源指令》	明确下游应用场景
	2022 年	“REPowerEU” 计划	可再生氢规划加码
	2023 年	《非生物来源可再生燃料方法论》	从法律上定义可再生氢
	2023 年	《可再生氢能授权法案》	明确可再生氢能碳排放计算规则
投资支持	2021 年	清洁能源复苏和弹性基金	136 亿欧元支持可再生和低碳氢生产使用
	2022-2024 年	欧洲共同利益重要项目 (IPCEI)	政府公共资金共支持 189 亿欧元
	2022 年	欧洲氢能银行	拍卖形式补贴绿氢项目，共计划投资 360 亿欧元

来源：欧盟官网、国金证券研究所

欧盟规划 2030 年实现 2000 万吨可再生氢产量，其中 1000 万吨进口。为同步解决中游运输瓶颈，欧盟计划建设 5 条氢气管道走廊、5.3 万公里氢能管网，使得每公斤氢气仅增加约 0.4-0.5 美元运输成本。

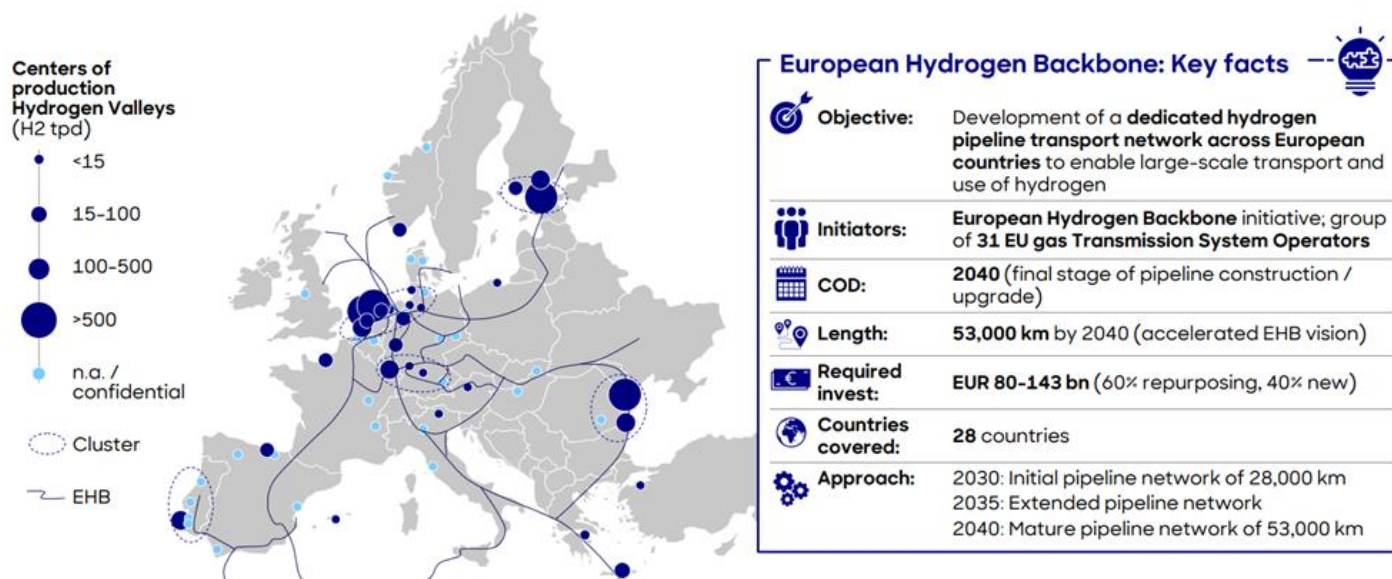
图表60：《欧盟氢能战略》制定可再生氢和电解槽装机量级

指标	可再生氢产量 (万吨)	电解槽装机量 (GW)
第一阶段 (2021-2024 年)	100	6
第二阶段 (2025-2030 年)	1000	40
第三阶段 (2030-2050 年)	可再生氢技术应达到成熟并大规模部署，以覆盖所有难以脱碳的行业，而其他替代方案可能不可行或成本较高。	

来源：欧盟官网、国金证券研究所



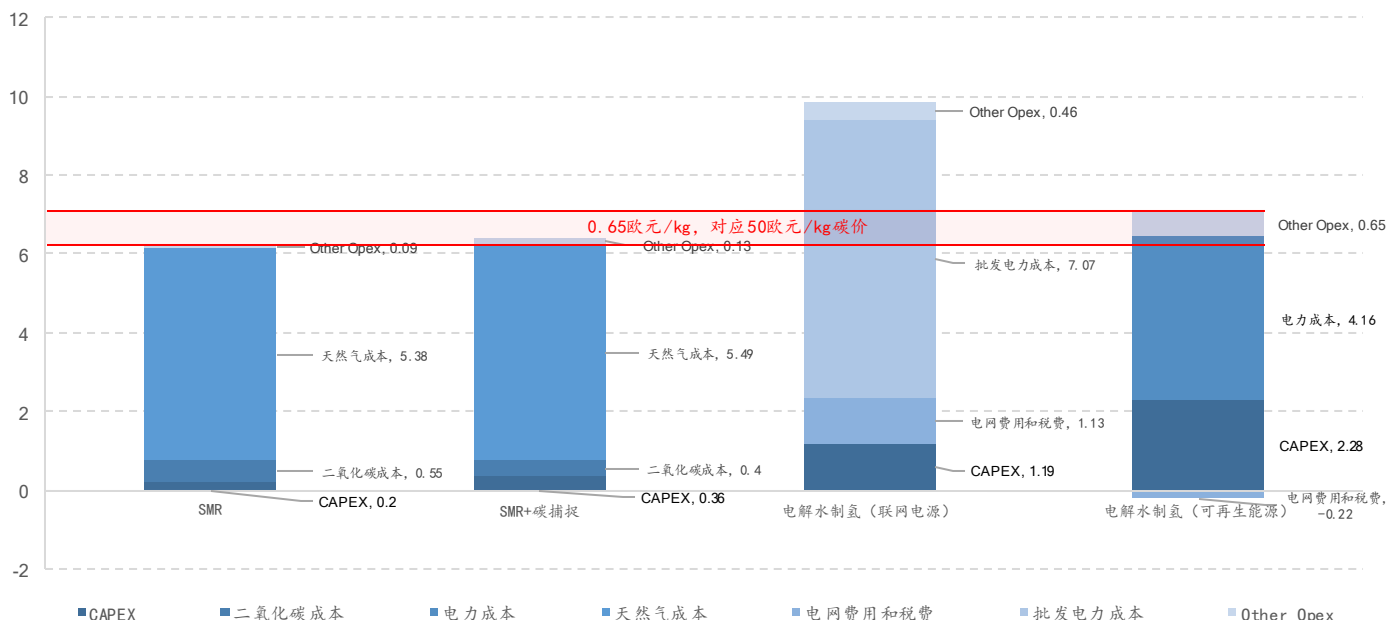
图表61：欧洲氢能主干管网计划（EHB）计划建立 5.3 万公里的氢能管网



来源：IHFC、国金证券研究所

碳税政策落地刺激绿氢需求增长，带来氢能产业发展机会。碳税落地抬高原有传统能源成本，当前可再生氢在部分欧洲国家实现了与传统方式制氢的平价，碳税落地则是进一步推动可再生氢平价范围的扩大，对于依赖化石燃料生产的灰氢和蓝氢，碳税的实施将直接抬高原有生产成本。50 欧元/吨的碳价是可再生氢实现平价的最低价格，当前欧盟 EU-ETS 交易碳价为 65 欧元/吨，并且长期看碳交易需求上升将会带动碳价上涨。

图表62：50 欧元/吨碳价是可再生氢与 SMR 平价的基础价格



来源：《欧洲氢市场格局报告》、国金证券研究所

中东氢能市场潜力巨大，多国提出氢能发展目标。中东地区拥有丰富的日照和风能资源，以及大量无人居住的土地，在利用可再生能源生产绿氢方面具有巨大优势。作为世界上最大的氢生产国之一，沙特计划到 2030 年生产 290 万吨清洁氢，成为全球清洁氢能供应商；阿联酋制定“国家氢能战略”，计划到 2031 年低碳氢生产能力超过 140 万吨/年；埃及计划打造北非地区绿氢枢纽，到 2030 年生产 150 万吨绿氢，并且发布“绿色补贴法案”给



予绿氢项目激励措施；阿曼提出“绿色氢战略”，到2030年生产至少100万吨可再生氢。

图表63：中东多国提出氢能发展目标

中东国家	战略	规划
沙特	《氢能工业战略》	沙特阿拉伯希望成为全球清洁氢能的主要供应国，计划到2030年实现清洁氢气产量290万吨/年，到2035年实现400万吨/年的清洁氢气生产目标，目前的重点是在未来十年内获得蓝氢的较大市场份额。
阿联酋	《国家氢能战略》	到2031年阿联酋低碳氢生产能力超过140万吨/年(mtpa)，其中国内外绿氢（可再生能源制氢）产能分别要达到50万吨/年，蓝氢（天然气制氢）产能40万吨/年，以及每年生产7500吨粉氢（核能制氢）。
	《国家绿色氢能战略》	2030/2040年之前占据国际氢能市场5%/8%的份额，成为区域内最重要的氢能提供者之一。
埃及	《综合可持续能源战略2035》	到2030年生产150万吨绿氢。
	《绿氢补贴法案》	减免绿氢项目的税项，减幅由33%至55%不等，并免除项目的原材料、机器、工具、设备和运输的增值税、印花税和进口关税，出口绿氢或其衍生产品也获豁免增值税。
阿曼	《绿色氢战略》	到2030年生产至少100万吨可再生氢，到2040年达到375万吨，到2050年达到850万吨。

来源：CSIS、UAE National Hydrogen Strategy、Egypt Oil&Gas、IEA、IDSC、国金证券研究所

中东各国积极投入项目建设，项目产能累计达到1940万吨。截至2022年10月，该地区共有37个项目，总产能为420万吨/年，目前沙特、阿联酋、埃及、阿曼等国家的多个氢能大项目均处于建设之中，项目建设总量达到71个，产能达到1941万吨，开工率达到9.4%。

图表64：中东多个氢能项目处于建设（万吨）

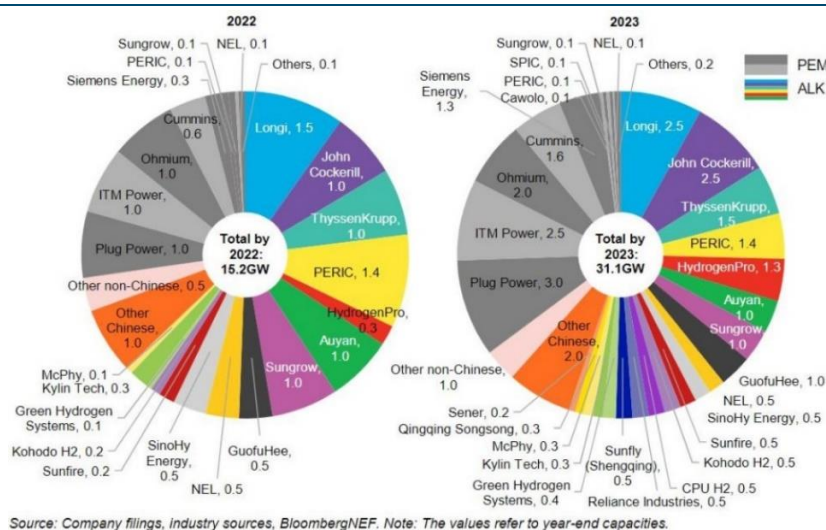
国家	项目总产能	概念阶段	可行性研究阶段	FID/建造阶段	开工占比
沙特	77.1	43.2	-	33.9	44%
阿联酋	81.8	45.8	11.8	24	29%
埃及	1141.6	976.6	165	-	0%
阿曼	520.5	181.2	333.8	5.5	1%
卡塔尔	120	-	-	120	100%
合计	1941	1246.8	510.6	183.4	9.4%

来源：IEA、国金证券研究所

全球转型发展可再生能源，海外产能缺口下中国企业迎机遇。根据规划，未来欧洲对绿氢的需求量高增，本土和进口需求均分别达到1000万吨，而欧洲本土2022年电解水制氢产能仅约3万吨，需求缺口巨大。中东多个国家也发布了可再生能源规划，丰富的资源和优越的地理区位将使其成为氢能出口中心，当前规划的低碳氢项目产能也达到了近2000万吨。与此同时，中国也发布了氢能政策，大量企业进军氢能产业并且发布了氢能设备扩产计划。从电解槽产能看，中国企业占比过半，并且扩产和发展迅速，而其余国家的设备产能并不足以支撑其完成氢能发展目标。因此，在中国制氢设备产能供给高增，海外绿氢需求量旺盛但设备产能供给不足的背景下，中国氢能设备将迎来大量出口需求。考虑到欧洲本土具备氢能厂商，中东将成为率先开发的市场。



图表65：中国企业电解槽产能占比过半



来源：BlommbergNEF、国金证券研究所

四、投资建议

国内顶层及应用政策打开空间，绿氢项目动工提振信心，各国能源转型带来氢能产业全球性机会，海外产能缺口下中国企业也将迎来出口机遇。制氢和燃料电池两条主线并行，关键在经济性及应用突破，重点关注政策驱动与新商业模式闭环。

政策进一步定调+需求兑现+新商业模式落地，整体估值有望迎接修复。氢能板块交易逻辑在于政策的进一步推动预期和整体放量持续增长的预期：

- 1) 氢能板块有望进一步从政策角度定调；
- 2) 整体的板块驱动力逐步由先前的成本端向需求端转变；
- 3) “绿电绿氢+燃料电池车辆运营”的商业模式闭环有望初步形成。
 - 上游：经济性加速，有望迎招标与消纳双驱动；
 - 中游：管道规划与液氢准则落地，三桶油推动发展；
 - 下游：燃料电池否极泰来，高速费减免有望持续驱动板块。

重点推荐上游制氢设备+绿色能源溢价运营商标的：富瑞特装、华光环能、华电重工、石化机械、科威尔。

五、风险提示

政策推广力度不及预期：氢能产业处于前期政策驱动阶段，氢气在下游的应用渗透速度很大程度取决于政策的力度，推广政策落地的不及预期将影响产业的发展和应用速度；

降本速度不及预期：若光伏组件、储能设备等新能源相关设备以及制氢设备降本速度不及预期，可能将影响绿氢和氢基能源的平价进程及应用推广。

技术研发进度不及预期：离网制氢、燃煤掺烧氢发电等技术尚处于小规模示范阶段，若技术研发不及预期，将影响商业化推广。



行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。



特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员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。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-80234211	电话：010-85950438	电话：0755-86695353
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	邮编：100005	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号 紫竹国际大厦 5 楼	地址：北京市东城区建国门内大街 26 号 新闻大厦 8 层南侧	地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心 18 楼 1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究