



# 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

## 海外氢能专题之行业篇（一）欧洲：

### 制储运用政策完善，碳税落地加速绿氢平价

#### 核心观点

欧洲氢能政策支持行业发展，绿氢产业化发展加速。欧盟针对氢能全产业链制定明确的发展规划并细化配套政策，如补贴规则、可再生氢定义、碳关税等，加速氢能产业化进程。

- 从规划看：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。
- 从补贴看：欧委会通过政府公共资金援助氢能项目，当前四个 IPCEI 项目补贴达到 189 亿欧元。同时，欧洲氢能银行以拍卖形式提供可再生氢补贴，补贴额度最高可达 4 欧元/kg。
- 从供需看：2022 年欧洲氢气总需求量为 820 万吨，碳税政策落地刺激绿氢需求增长，而当前电解水制氢产能仅 3 万吨，供给存在明显缺口。目前公布的清洁氢需求项目量级达到 700 多万吨，带动电解槽需求。预计 2025 年电解槽产能达 9.43GW，以 PEM（47%）和 ALK（43%）为主，SO 和 AEM 产能也将分别提升至 0.61GW 和 0.33GW。
- 从应用看：欧洲打造“氢谷”产业集群示范，依托可再生能源丰富地区配套制氢设施，带动周边产业对绿氢的需求。预计 24-26 年 21 个项目将投入运营，主要集中在炼油、炼钢、化工和海运领域，加速绿氢产业化。

欧盟碳市场不断完善，碳税落地加速绿氢平价。欧盟碳交易机制不断改革，碳市场走向成熟。最终版碳关税已于 2023 年 6 月试运行，将于 2026 年起正式运行征税，并且范围延伸至氢气领域。相较传统路线，仅零碳排放的可再生氢将免于征收碳关税。2022 年，欧洲采用 SMR（天然气重整制氢）生产氢气的平均成本约为 6.23 欧元/kg，连接电网的电解水制氢成本为 9.85 欧元/kg，可再生能源制氢的成本为 6.86 欧元/kg。采用可再生能源制氢的经济性更优，将成为主流电解水制氢方式，例如当前少数国家通过低发电成本或免税政策已经实现了可再生氢的平价。未来，可再生氢若要在各场景实现全面平价，碳关税是关键推手。根据我们测算，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，长期看碳交易需求上升将会带动碳价上涨，可再生氢平价趋势不可逆。

氢能政策与发展对比：欧洲配套政策更全面，中国政策待进一步完善。欧洲给予行业内领先企业补贴，欧洲 PEM 和碱性电解槽应用并行；中国以鼓励政策为主，号召央企国企牵头，技术路径以碱性电解槽为主。

- 政策端：欧洲更全面、更细节并且补贴更多，中国以鼓励政策为主。
- 管网基建：欧洲以现存天然气管道改造为主，中国多为新建项目。
- 项目应用：欧洲和中国均打造氢能一体化项目。
- 电解槽路线：欧洲 PEM 和碱性电解槽应用并行，中国以碱性电解槽为主。

#### 投资建议

国内重点关注上中游项目落地，制氢和燃料电池两条主线并行，重点在于经济性推动以及政策的进展，下半年重点关注持续性政策的驱动与新商业模式的闭环。建议关注：吉电股份、华光环能、昇辉科技、华电重工、石化机械。

#### 风险提示

氢能政策推广进度不及预期、碳关税落地不及预期。

# 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、欧洲氢能政策支撑行业发展，绿氢产业化发展加速         | 4  |
| 1.1 从规划确立、框架细化到资金支持，欧盟氢能政策支撑行业发展 | 4  |
| 1.2 氢能需求增长拉动供给，欧洲电解槽产能扩张提速       | 5  |
| 1.3 建设欧洲氢能主干管网，打通中游运输瓶颈环节        | 7  |
| 1.4 “氢谷”产业集群示范，加速绿氢产业化           | 9  |
| 二、欧盟碳市场不断完善，碳关税落地加速绿氢平价          | 12 |
| 2.1 欧盟碳机制不断完善，最终版碳关税覆盖氢能         | 12 |
| 2.2 欧盟碳市场不断完善，碳关税加速绿氢平价          | 13 |
| 三、政策鼓励下，欧洲企业加大氢能投入               | 16 |
| 四、氢能政策与发展对比：欧洲配套政策更全面，中国政策待进一步完善 | 20 |
| 五、投资建议                           | 22 |
| 六、风险提示                           | 22 |

## 图表目录

|                                         |   |
|-----------------------------------------|---|
| 图表 1： 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       | 4 |
| 图表 2： 《欧盟氢能战略》制定可再生氢和电解槽装机量级            | 4 |
| 图表 3： 欧盟氢能发展框架逐步成形                      | 5 |
| 图表 4： 欧盟提供公共资金支持，并且建立欧洲氢能银行为绿氢项目融资      | 5 |
| 图表 5： 欧洲 2022 年氢气需求以炼油和氨为主              | 6 |
| 图表 6： 欧洲 2022 年氢气需求量为 820 万吨（万吨/年）      | 6 |
| 图表 7： 欧洲已宣布的清洁氢项目需求达 700 万吨             | 6 |
| 图表 8： 德国、西班牙、法国、芬兰电解水制氢占比高（Mt/年）        | 6 |
| 图表 9： 欧洲 2022 年氢气总产能达到 1130 万吨（万吨）      | 6 |
| 图表 10： 欧洲 2022 年电解水制氢产能约 3 万吨           | 6 |
| 图表 11： 欧洲电解槽以 PEM 和 ALK 为主（GW）          | 7 |
| 图表 12： 2025 年欧洲电解槽产能预计达到 9.4GW（GW）      | 7 |
| 图表 13： 瑞典、法国、荷兰为电解槽装机量前三（MW）            | 7 |
| 图表 14： 德国、法国、英国电解水制氢项目前三（个）             | 7 |
| 图表 15： 采用管道运输每公斤氢气仅增加约 0.4-0.5 美元成本     | 8 |
| 图表 16： 欧洲运营氢能管道总长度已达 1569 公里            | 8 |
| 图表 17： 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 | 9 |



|                                                       |    |
|-------------------------------------------------------|----|
| 图表 18: 欧盟已确定五条氢气管道走廊 .....                            | 9  |
| 图表 19: “氢谷”构成模式 .....                                 | 10 |
| 图表 20: 欧洲“氢谷”3/4 项目通过可行性验证 .....                      | 10 |
| 图表 21: 荷兰 HEAVENN“氢谷”项目的四个集群 .....                    | 10 |
| 图表 22: “氢谷”分小、中、大三种类型，对应交通、工业脱碳和出口导向 .....            | 11 |
| 图表 23: 欧洲“氢谷”重点示范项目 .....                             | 11 |
| 图表 24: 欧盟碳交易机制持续发展，有效实现全行业覆盖 .....                    | 12 |
| 图表 25: 欧盟碳边境调节机制工作原理，高碳产品征税 .....                     | 12 |
| 图表 26: 碳关税核算直接和间接碳排放量，高碳能源成本增加 .....                  | 13 |
| 图表 27: 欧盟最终版碳关税范围扩大至涵盖氢气 .....                        | 13 |
| 图表 28: 可再生能源氢成本最具竞争力（欧元/千克） .....                     | 14 |
| 图表 29: 欧洲国家 2022 年连网电解水制氢成本（EUR/kg） .....             | 14 |
| 图表 30: 欧洲国家 2022 年采用可再生能源的电解水制氢成本（EUR/kg） .....       | 14 |
| 图表 31: 化工炼油场景可再生氢平价接受度最高 .....                        | 15 |
| 图表 32: 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 ..... | 15 |
| 图表 33: 2022-2024 年欧盟碳价在 50-100 欧元/吨之间震荡 .....         | 16 |
| 图表 34: 50 欧元/吨碳价是可再生氢与 SMR 平价的基础价格 .....              | 16 |
| 图表 35: 欧洲主要电解水系统整体解决方案供应商 .....                       | 17 |
| 图表 36: ITM PEM 电解槽涵盖 2MW、5MW 和 20MW 堆叠模块 .....        | 17 |
| 图表 37: ITM PEM 电解槽在欧洲市占率达到 33% .....                  | 17 |
| 图表 38: 西门子绿氢工厂案例 .....                                | 18 |
| 图表 39: 西门子绿氢基地和氢基能源覆盖欧洲多地 .....                       | 18 |
| 图表 40: Sunfire 碱性电解槽（右图）和 SOEC（作图） .....              | 19 |
| 图表 41: Sunfire HyLink & SyLink SOEC 设备 .....          | 19 |
| 图表 42: Nucera 预计 2024/25 年碱槽业务达到盈亏平衡 .....            | 19 |
| 图表 43: Nucera 24Q2 碱槽收入增长 59% .....                   | 19 |
| 图表 44: Enapter AEM 电解槽单元堆叠 .....                      | 20 |
| 图表 45: 中国绿氢项目业主以央国企为主 .....                           | 20 |
| 图表 46: 中国绿氢补贴以地方为主 .....                              | 20 |
| 图表 47: 国内输氢管道建设加速 .....                               | 21 |
| 图表 48: 中国绿氢项目多分布在三北地区 .....                           | 21 |
| 图表 49: 中国电解槽出货碱性电解槽占比高达 97% .....                     | 22 |



## 一、欧洲氢能政策支持行业发展，绿氢产业化发展加速

### 1.1 从规划确立、框架细化到资金支持，欧盟氢能政策支持行业发展

欧盟氢能政策支持行业发展，从规划、框架到资金逐步细化。为推动氢能行业发展，欧洲相继出台一系列支持政策，从明确欧盟绿色发展战略，到制定欧洲中长期发展氢能规划目标，以及后续政策对可再生氢的定义和补贴方案的发布，欧盟从规划、定义到补贴政策发展逐步细化，利于行业实际落地发展。

图表1：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              |
| 政策框架 | 2021 年      | “Fit for 55” 一揽子计划 | 逐步形成氢能发展框架               |
|      | 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

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2：《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                                               | 1000       |
| 第二阶段（2025-2030 年） | 6                                                 | 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

氢能发展框架逐步成形，发展环节和定义明晰。2021-2023 年欧盟开始细化氢能产业链的发展框架，包括明确下游应用场景、从法律上定义可再生氢（绿氢）和明确温室气体排放的计算规则，氢能监管框架的完善将为投资者提供监管确定性。同时，欧盟对可再生氢的目标再加码，将到 2030 年 1000 万吨的可再生氢产量目标提高至到 2030 年实现国内 1000 万吨和进口 1000 万吨的目标。法律的明确定义和发展框架的完善，为欧盟完成氢能规划奠基，推广氢能发展基调已定。


**图表3：欧盟氢能发展框架逐步成形**

| 年份     | 政策及作用              | 具体内容                                                                                                                                                                                                      |
|--------|--------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2021 年 | “Fit for 55” 一揽子计划 | 氢气和脱碳气体市场一揽子计划表示，以 2030 年为界，分两个阶段实施，主要涵盖氢基础设施、氢气生产和运输活动以及关税制定，将创建一个以欧洲氢能网络运营商网络（ENNOH）形式存在的新治理结构。                                                                                                         |
| 2021 年 | 《可再生能源指令》          | 从化石天然气转向可再生和低碳气体，设定到 2030 年在工业和交通领域使用可再生氢能的目标的提案，到 2030 年，工业领域使用的氢气中 42% 应来自 RFNBO（可再生氢和氢基燃料等），2035 年达到 60%。                                                                                              |
| 2022 年 | “REPowerEU”计划      | 为逐步摆脱欧洲对俄罗斯能源进口的依赖，在“Fit for 55”基础上加速欧洲清洁能源转型来迅速替代化石燃料，用可再生电力和非化石燃料氢气取代天然气、石油和煤炭。扩大可再生氢产量目标，到 2030 年实现国内 1000 万吨和进口 1000 万吨。                                                                              |
| 2023 年 | 《非生物来源可再生燃料方法论》    | 定义了氢、氢基燃料等均被视为非生物来源可再生燃料（RFNBO），并规定了三种可被定义为可再生氢的场景：1）可再生能源生产设施与制氢设备直接连接所生产的氢气；2）在可再生能源比例超过 90% 的地区采用电网供电所生产的氢气；3）在低二氧化碳排放限制的地区签订可再生能源电力购买协议后采用电网供电来生产氢气。                                                  |
| 2023 年 | 《可再生氢能授权法案》        | 为计算 RFNBO 生命周期温室气体排放提供框架，考虑了从电网获取电力、加工过程中产生的排放以及将这些燃料运输到最终消费者产生的排放，根据规则，可再生氢的燃料阈值必须达到 28.2g CO <sub>2</sub> 当量/MJ（3.4kg CO <sub>2</sub> 当量/kg 氢气）才能被视为可再生。根据欧盟测算，需配套约 500 TWh 可再生电力才能实现 1000 万吨 RFNBO 目标。 |

来源：欧盟官网、国金证券研究所

资金援助支撑产业初期发展，建立欧洲氢能银行匹配供需双方。欧盟提供公共资金支持，援助氢能项目涵盖技术创新、基础设施、建设电解槽、管道、储氢和终端运用设备以及开拓下游应用等全产业链，并且为将可再生能源供应与欧盟需求结合，欧盟委员会成立欧洲氢能银行，以拍卖形式为绿氢项目提供资金，解决行业初始投资难题。

**图表4：欧盟提供公共资金支持，并且建立欧洲氢能银行为绿氢项目融资**

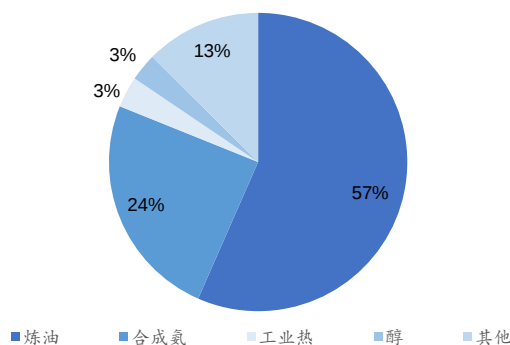
| 年份          | 政策及作用             | 具体内容                                                                                                                                                                                      |
|-------------|-------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2021 年      | 清洁能源复苏和弹性基金       | 欧盟国家提供的一项临时工具，用于投资整个产业链的氢能项目，支持可再生和低碳氢生产使用（约 136 亿欧元）。                                                                                                                                    |
| 2022-2024 年 | 欧洲共同利益重要项目（IPCEI） | 欧盟委员会通过政府公共资金援助氢能项目，当前已经支持 IPCEI Hy2Tech、IPCEI Hy2Use、IPCEI Hy2Infra、IPCEI Hy2Move 四个项目，共 189 亿欧元，参与者包括 16 个成员国和挪威以及 99 家公司，预计将额外释放超 271 亿欧元私人投资，涵盖技术创新、基础设施、建设电解槽、管道、储氢和终端运用设备以及开拓下游应用等。 |
| 2022 年      | 欧洲氢能银行            | 由欧盟委员会运营的融资工具，将可再生能源供应与欧盟需求结合，为提高本土绿氢产量而建立的拍卖平台，利用创新基金和成员国资金，提供“拍卖即服务”，为绿氢项目提供资金，解决行业初始投资难题，并释放欧盟内部和全球氢价值链的私人投资。预计 10 年内从欧盟 360 亿欧元的创新基金中补贴欧盟本土生产。                                        |

来源：欧盟官网、国金证券研究所

## 1.2 氢能需求增长拉动供给，欧洲电解槽产能扩张提速

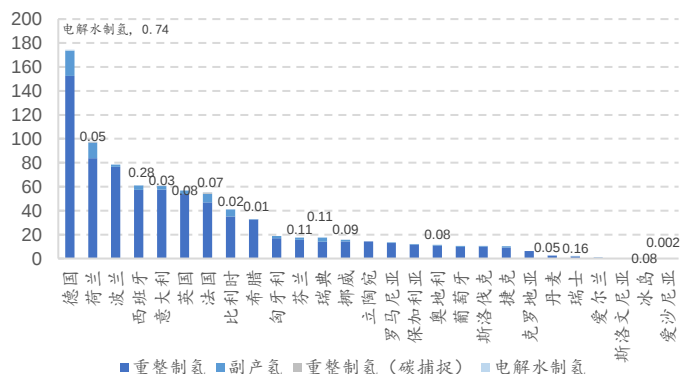
欧洲工业可再生氢需求高增，钢铁、氨和炼油行业为最大需求方。2022 年欧洲氢气总需求量为 820 万吨，而当前电解水制氢产能仅 3 万吨，供给存在明显缺口。根据欧盟法规，2030 年工业部门 42% 的氢需求将要来自可再生氢，目前公布的清洁氢需求项目量级达到 700 多万吨，氨和钢铁行业是最大的需求方，其中约 84% 清洁氢需求将通过电解水制氢生产满足。此外，从各国宣布的规划看，德国、西班牙、法国、芬兰对电解水制氢方式制取的氢气需求占比高。

图表5: 欧洲 2022 年氢气需求以炼油和氨为主



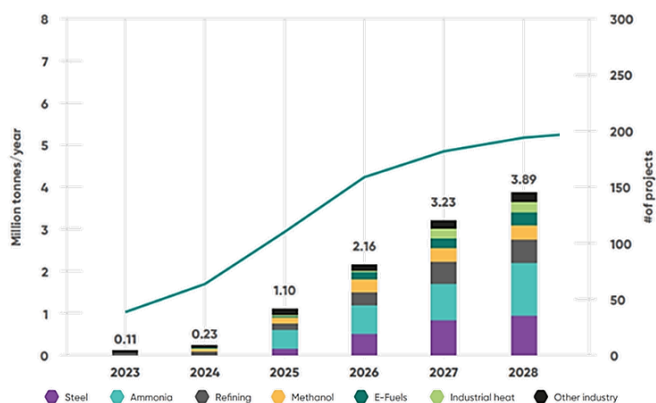
来源：Clean Hydrogen Partnership、国金证券研究所

图表6: 欧洲 2022 年氢气需求量为 820 万吨 (万吨/年)



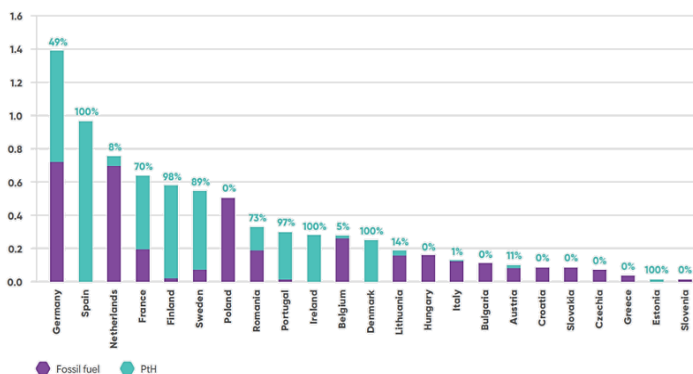
来源：Clean Hydrogen Partnership、国金证券研究所

图表7: 欧洲已宣布的清洁氢项目需求达 700 万吨



来源：IHCA、国金证券研究所，注：清洁氢定义为生产过程中温室气体排放值低于 4.90kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>，不强制要求消耗能源为可再生能源

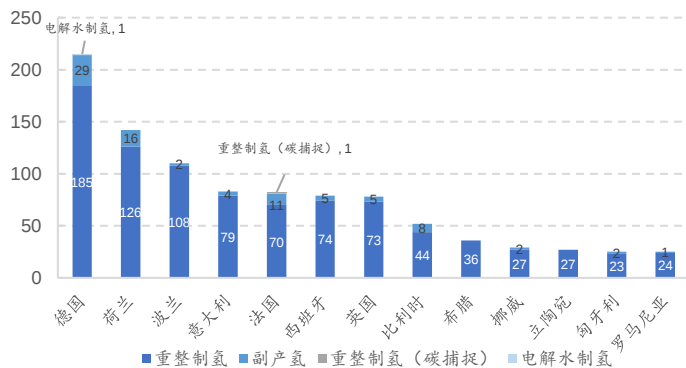
图表8：德国、西班牙、法国、芬兰电解水制氢占比高  
(Mt/年)



来源：IHfCA、国金证券研究所，注：电力制氢（Power-to-Hydrogen, PtH）

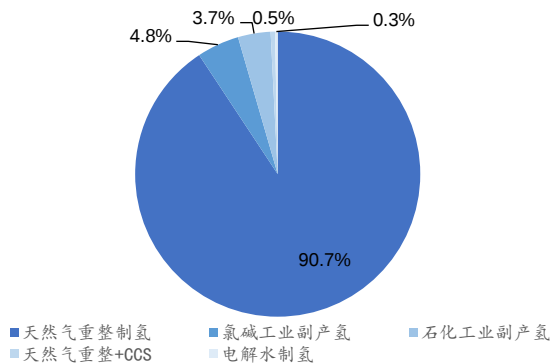
碳税政策落地刺激绿氢需求增长，2025 年电解槽产能将达 9.43GW，以 PEM 和 ALK 路线为主。2022 年，欧洲的氢气总产能达到 1130 万吨，主要由德国、荷兰、波兰、意大利和法国贡献，合计占欧洲氢气总产能的 56%。为满足欧盟规划配额的可再生氢需求，各国电解槽建设迈入高增速时期。当前欧洲已建成电解槽年产能约 6GW，以 ALK（51%）和 PEM（48%）为主，根据当前在建工程情况，预计 2025 年产能达到 9.43GW，将以 PEM（47%）和 ALK（43%）为主，SO 和 AEM 产能也将提升至 0.61GW 和 0.33GW。

图表9: 欧洲 2022 年氨气总产能达到 1130 万吨 (万吨)



来源：《欧洲氨市场格局报告》、国金证券研究所

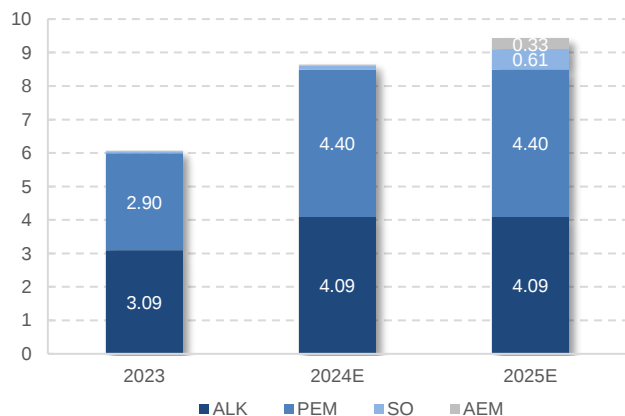
图表10: 欧洲 2022 年电解水制氢产能约 3 万吨



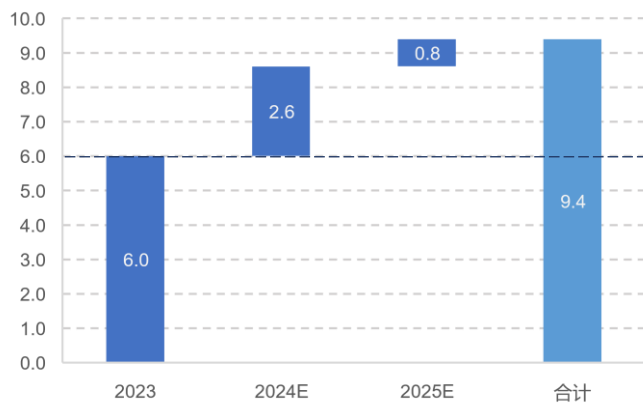
来源：IHFA、国金证券研究所



图表11：欧洲电解槽以 PEM 和 ALK 为主（GW）



图表12：2025 年欧洲电解槽产能预计达到 9.4GW（GW）

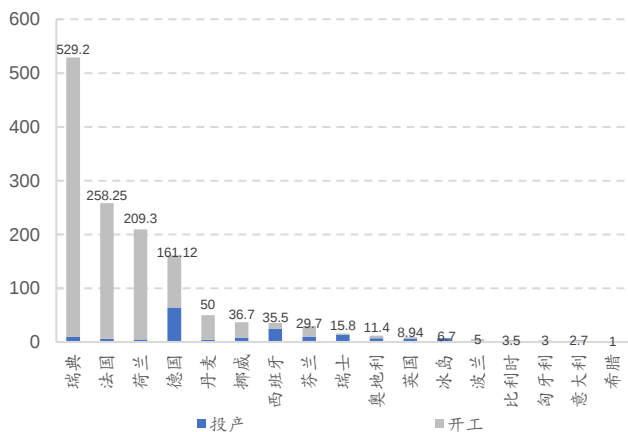


来源：Clean Hydrogen Partnership、国金证券研究所

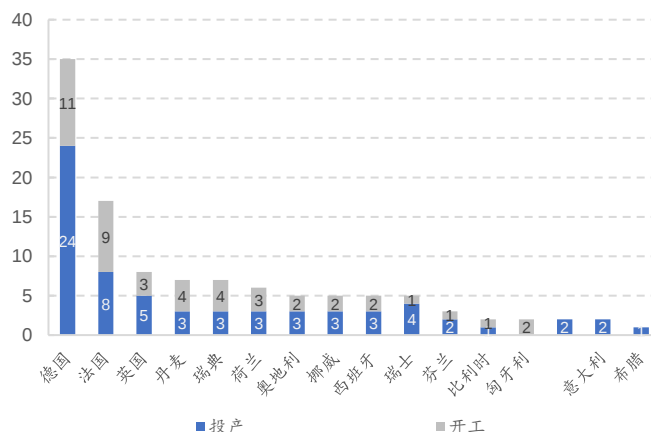
来源：Clean Hydrogen Partnership、国金证券研究所

从欧洲国家电解水制氢布局看，德国、法国、瑞典和荷兰占据主导地位。当前投运电解水制氢项目，德国占主导，总装机容量中占比达 38%，相当于 64.12MW（1.06 万吨/年），法国第二，占比达到 15%，共 15MW。随着各国项目的推进，格局将会发生转变，瑞典、法国和荷兰将逐步走向前列，到 2025 年，电解槽产能方面，瑞典将增加 520MW（8.59 万吨/年），法国将增加 252.3MW（4.17 万吨/年），荷兰将增加 205 MW（3.3 万吨/年）。电解水制氢项目数量看，德国、法国和英国是欧洲前三，分别有 35、17 和 8 个项目运行或在建。

图表13：瑞典、法国、荷兰为电解槽装机量前三（MW）



图表14：德国、法国、英国电解水制氢项目前三（个）



来源：《欧洲氢能市场格局报告》、国金证券研究所

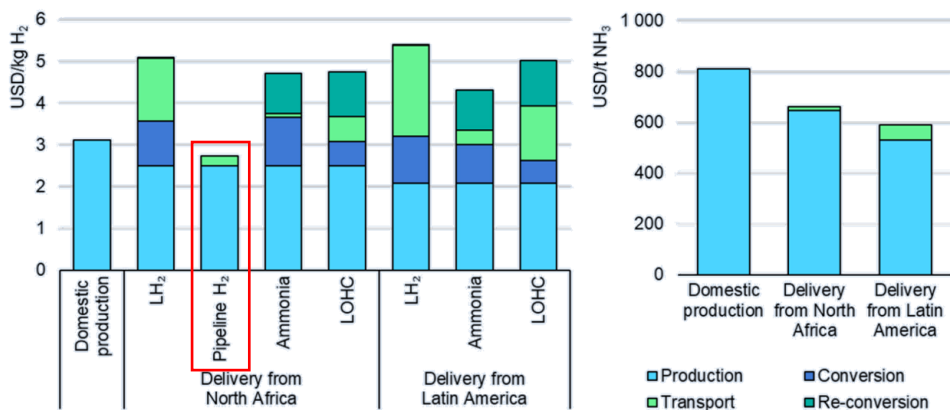
来源：《欧洲氢能市场格局报告》、国金证券研究所

### 1.3 建设欧洲氢能主干管网，打通中游运输瓶颈环节

氢气运输是产业链的“卡脖子”环节，管道运输是经济性最优方式。为替代俄罗斯天然气，欧盟 REPowerEU 计划到 2030 年实现 2000 万吨氢气的总量，其中 1000 万吨氢气需进口，而氢气从出口地区运输到进口地区的成本可能很高，需要便宜且可靠的方式运输，因此生产和运输的总供应成本控制至关重要。在考虑最终应用的能源载体是氢气的情况下，通过管道运输压缩氢气是最具成本竞争力的方式，3000 公里运输距离上，新建 48 英寸直径纯氢管道（75-100%载量运输）运输，每公斤氢气仅增加约 0.4-0.5 美元运输成本，若采用现有管道改造，成本将会更低。



图表15：采用管道运输每公斤氢气仅增加约0.4-0.5美元成本



来源：McKinsey & Company、IRENA、IEA、E4Tech、国金证券研究所，注：“H<sub>2</sub>”= hydrogen；“NH<sub>3</sub>”= ammonia；“LH<sub>2</sub>”= liquefied hydrogen；“LOHC”= liquid organic hydrogen carrier；欧洲国内氢气生产使用西北部海上风电；其他地区的生产使用太阳能光伏；“Conversion”包括压缩氢储存成本允许稳定的输入合成和液化过程。

欧洲规划5.3万公里氢能管网，通过现有天然气管道改造和新建共同实施。氢能管道是欧洲的传统强项，欧洲天然气运输基础设施完善，氢气运输实际上可集成到现有的基础设施中。为确保实施顺利，欧盟发布欧洲氢能主干管网计划（European Hydrogen Backbone, EHB），规划到2040年建成53000公里氢能管道，其中三分之二以上将基于现有天然气管网改造，剩余则为新建氢气管网，预计共需800-1430亿欧元投资。EHB计划包括31家欧洲输电系统运营商，覆盖25个欧盟成员国以及挪威、英国和瑞士，以实现氢能从供应商到消费者的环节低成本贯通。

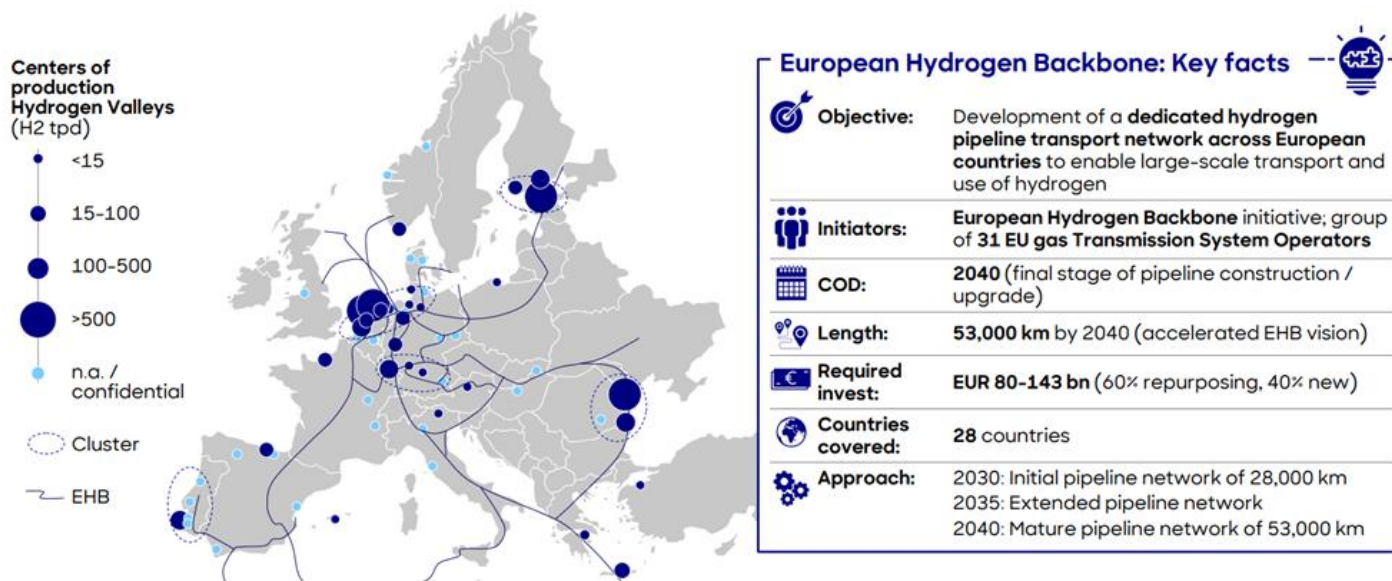
图表16：欧洲运营氢能管道总长度已达1569公里

| 序号 | 运营厂商         | 终端用途    | 状态 | 长度（km） |
|----|--------------|---------|----|--------|
| 1  | Air Liquide  | 化工、石油化工 | 运营 | 964    |
| 2  | Air Liquide  | 化工、石油化工 | 运营 | 240    |
| 3  | Air Liquide  | 化工      | -  | 14     |
| 4  | Air Liquide  | 化工、石油化工 | -  | 37     |
| 5  | Air Liquide  | 化工      | 运营 | 57     |
| 6  | Air Liquide  | 化工      | 运营 | 5      |
| 7  | Air Liquide  | 石油化工    | -  | 5      |
| 8  | Air Liquide  | 化工      | -  | 2      |
| 9  | Air Liquide  | 石油化工    | 运营 | 6      |
| 10 | Linde        | 化工、石油化工 | 运营 | 135    |
| 11 | Linde        | 化工      | 运营 | 17     |
| 12 | Air Products | 化工      | 运营 | 5      |
| 13 | Air Products | 化工、石油化工 | 运营 | 50     |
| 14 | Air Products | 化工      | 运营 | 2      |
| 15 | Borealis     | 化工      | 运营 | 18     |
| 16 | Ineos        | 化工      | 运营 | 12     |
| 合计 |              |         |    | 1569   |

来源：Clean Hydrogen Partnership、国金证券研究所



图表17：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：IHFGA、国金证券研究所

贯通南北东西至中欧，欧盟已确定五条氢气管道走廊。管道网络旨在将氢气输送到欧洲未来需要氢的终端应用场所，氢气将通过这些走廊进口到中欧，每条走廊都来自生产氢气条件有利的地区，方便后续氢气的运输和进口。

图表18：欧盟已确定五条氢气管道走廊

| 走廊           | 特点                                                                                                                   | 示意图 |
|--------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 走廊 1: 南欧     | 在南欧，氢气将通过走廊从突尼斯和阿尔及利亚经意大利运输到中欧，这条走廊可以利用意大利、奥地利、斯洛伐克和捷克共和国现有的天然气管道。                                                   |     |
| 走廊 2:        | 伊比利亚半岛将形成一条绿氢出口走廊。葡萄牙、西班牙和法国之间的新连接将使这三个国家都能使用绿氢，并且走廊将延伸到德国，未来有望延伸至北非。因此，未来氢气可实现低成本运送到德国满足需求。                         |     |
| 走廊 3: 北海     | 北海地区将以海上风电、大型综合氢能项目以及氨和甲醇等氢能衍生物的船舶进口为基础运输。可满足鹿特丹、泽布吕赫、安特卫普、威廉港、布伦斯比特尔和勒阿弗尔工业集群的需求。在德国各地将建立氢能集群，并将其与其他西北欧国家的氢能网络连接起来。 |     |
| 走廊 4: 波罗的海   | 走廊将利用日德半岛、哥德堡、波斯尼亚海湾地区的工业集群以及波罗的海国家和波兰的工业集群，将北欧和波罗的海国家的氢气供应与欧洲其他地区连接起来。该走廊将主要由新建管道组成。                                |     |
| 走廊 5: 东欧和东南欧 | 在东欧和东南欧，走廊将连接中欧的氢气出口点和罗马尼亚、希腊和乌克兰等国家。该地区拥有丰富的太阳能和风能，并且有望改造现有大型天然气运输管道实现氢气运输，该地区成为大规模氢气生产候选地。                         |     |

来源：OGE、国金证券研究所

#### 1.4 “氢谷”产业集群示范，加速绿氢产业化

“氢谷”是连接氢气生产、运输和终端的区域生态系统，衔接氢能研发、示范和工业化应用。欧盟的“氢谷”（Hydrogen Valley）旨在规模化地创造氢能供应和需求，依托丰富的可再生能源地域建设制氢设施，以此为中心，带动周围产业对绿氢的需求，并逐步扩大基础设施的覆盖半径，形成大型产业集群，加速绿氢产业化和降本。截至 2023 年 11 月，Clean Hydrogen JU 已资助了 9 个“氢谷”项目，总资助资金额为 1.05 亿欧元，并撬动了大约 5 倍的公私投资。欧盟的“氢谷”项目大多在规划中，约 3/4 项目还未进入最终投资 FID 阶段，目前，欧盟进入运营的大型“氢谷”项目仅荷兰的一个。在 2024-2026 年间，欧盟计划有 6 个大型“氢谷”项目（投资>5 亿欧元），11 个中型“氢谷”项目（投资 5000



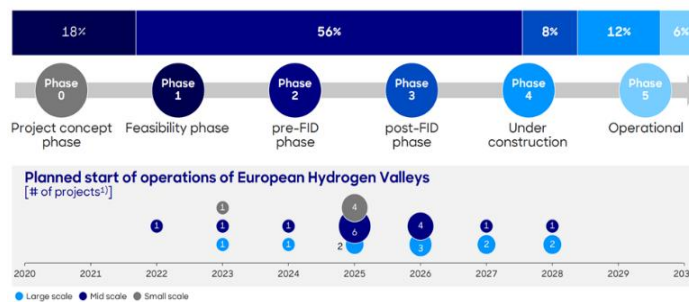
万-5 亿欧元) 和 4 个小型“氢谷”项目(投资<5000 万欧元)投入运营。

图表19: “氢谷”构成模式



来源: Roland Berger、国金证券研究所

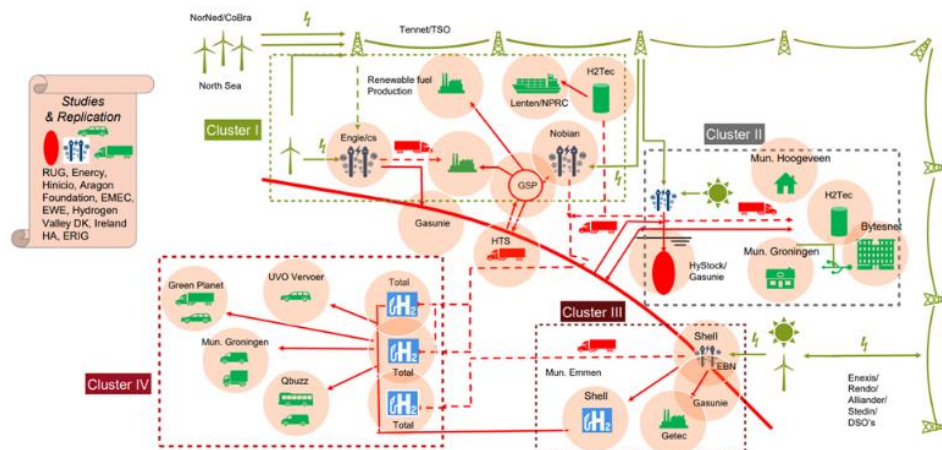
图表20: 欧洲“氢谷”3/4项目通过可行性验证



来源: IHFCA、国金证券研究所

荷兰 2020 年启动的 HEAVENN 项目, 是欧盟第一个运营的大型“氢谷”项目, 由四个集群(Clusters)构成。项目包括化工和工业应用; 居民区和储能, 包括新建 100 套氢能示范房; 电解水、氢能管道以及加氢站研发; 氢能车辆、船舶和交通移动性应用。项目共花费六年, 总投资 9000 万欧元, 包括 2000 万 Clean Hydrogen JU 补贴资金和约 7000 万融资。

图表21: 荷兰 HEAVENN“氢谷”项目的四个集群



来源: IHFCA、国金证券研究所

欧洲“氢谷”项目拥有政策补贴、长期合同、低成本氢源和一体化商业模式特点, 成熟的示范将加速绿氢产业化。“氢谷”通过长期合同, 例如电力购买协议(PPAs), 氢购买协议(hpa)和氢运输协议(hta)的商业结构, 确保项目运行正常。同时, 项目一体化的商业模式, 可获得高满负荷时间的低成本可再生能源、下游大型采购商(工业、交通、能源)的消纳、经验丰富的合作伙伴以及政府和相关方的全面支持。欧洲多个国家已经开启“氢谷”项目, 由示范案例带动, 绿氢产业化进程将会加速。“氢谷”项目通常分为三种类型, 以交通出行为中心的小型“氢谷”、专注于工业脱碳的中型“氢谷”和最终以出口为导向的大型“氢谷”。



图表22: “氢谷”分小、中、大三种类型, 对应交通、工业脱碳和出口导向

|       | 小型                                                               | 中型                                                                   | 大型                                                                                        |
|-------|------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| 应用    | 以交通出行为中心                                                         | 专注于工业脱碳                                                              | 以出口为导向                                                                                    |
| 电解槽产能 | 1-10MW                                                           | 10-300MW                                                             | 250-1000+MW                                                                               |
| 特点    | 交通出行, 氢燃料电池卡车、公共汽车、火车等, “氢谷”通过建造联合使用的加氢站和集中的清洁氢气生产满足需求。          | 基于当地或区域氢源(清洁氢), 围绕大型工业消费地(炼油、化工)建设“氢谷”, 将从较低的氢供应成本中受益, 项目大多由承购方自己牵头。 | 低成本生产清洁氢供当地消费, 最终目的是连接供需中心, 包括欧洲本土和国际出口。项目通常与可再生能源(纯光伏, 光伏与陆风相结合或纯海风)结合, 大多由能源巨头或主权开发商牵头。 |
| 实例    | 零排放谷 Auvergne-Rhône-Alpes (FR)、南蒂罗尔“氢谷”(IT)和Hydros spider 项目(CH) | 氢荷兰1号(NL)、巴斯克氢走廊(ES)和HyNet 西北英格兰(英国)                                 | NEOM (KSA)、AquaVentus (DE)、H2 Magallanes (CL)和 Pilbara Hydrogen Hub (AU)                  |
| 示意图   |                                                                  |                                                                      |                                                                                           |

来源: Hydrogen Valleys Update Report、国金证券研究所

图表23: 欧洲“氢谷”重点示范项目

| 项目名称          | 开发商                                    | 投资金额 (百万欧元) | 所在地  | 氢气产能 (万吨/年) |
|---------------|----------------------------------------|-------------|------|-------------|
| 北荷兰氢气中心项目     | Programmabureau Noordzeekanaalgebied   | 5,248       | 荷兰   | 50.65       |
| 安达卢西亚绿色“氢谷”项目 | Cespa                                  | 3,000       | 西班牙  | 30          |
| 阿尔斯特“氢谷”项目    | B9 Energy Storage Ltd                  | 9,095       | 英国   | 25.95       |
| 爱沙尼亚“氢谷”项目    | Participating in Hansa Hydrogen Hubs   | 1,414       | 爱沙尼亚 | 25          |
| 波罗的海氢气项目      | CLIC Innovation Oy, Gasgrid Finland Oy | 3,950       | 芬兰   | 15          |
| 绿氢蓝色多瑙河项目     | Verbund AG                             | 5,000       | 罗马尼亚 | 8.03        |
| 佛兰德氢港谷项目      | WaterstofNet                           | 2,200       | 比利时  | 3.12        |
| 纳恩塔利绿色氢气项目    | Green North Energy Oy                  | 600         | 荷兰   | 2.20        |
| 巴斯克氢气走廊项目     | Petronor (Repsol Group)                | 1,100       | 西班牙  | 2.10        |
| 克里特“氢谷”项目     | ProEuropean Trading GmbH               | 434         | 希腊   | 1.40        |
| 马佐夫沙地“氢谷”项目   | ORLEN & Instytut Energetyki            | 151         | 波兰   | 0.50        |
| 北德实验室项目       | CC4E/HAW Hamburg                       | 398         | 德国   | 0.43        |
| 先进“氢谷”项目      | Lhyfe SA                               | 64          | 法国   | 0.12        |
| “氢谷”项目        | FNM S.p.a.                             | 392         | 意大利  | 0.08        |

来源: Clean Hydrogen Partnership、国金证券研究所



## 二、欧盟碳市场不断完善，碳关税落地加速绿氢平价

### 2.1 欧盟碳机制不断完善，最终版碳关税覆盖氢能

欧盟碳交易机制不断改革，碳市场走向成熟。历经四个阶段的发展，从试运行到常态化稳定，欧盟碳交易机制的改革显著推动欧盟内部的碳减排进程和碳市场的成熟。改革中引入的市场化配额分配和多样化交易主体提升了碳市场的效率和公平，也吸引更多企业和政府参与。监测报告核查和配额登记记录机制的统一，确保碳排放数据的准确性和透明度，进一步强化碳交易市场的监管。

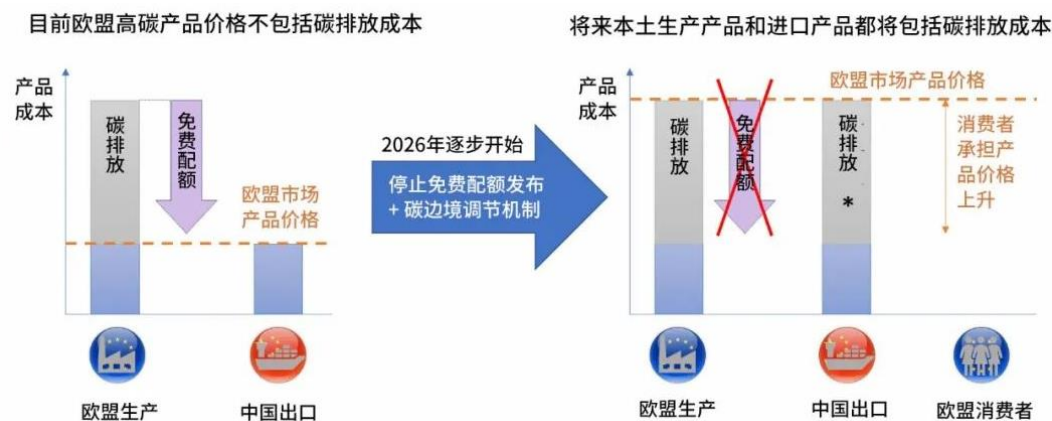
图表24：欧盟碳交易机制持续发展，有效实现全行业覆盖

| 阶段                    | 目标                              | 配额上限及分配                                                                              | 覆盖范围                                                                                                    |
|-----------------------|---------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 第一阶段<br>(2005-2007 年) | 实验阶段，检验 EU ETS 的制度设计，建立基础设施和碳市场 | 起始约为 22 亿吨 CO <sub>2e</sub> /年，至少 95% 配额免费分配，其他拍卖。采用历史法分配配额                          | CO <sub>2</sub> 排放计算覆盖的工业设施超过 11,000 个，这些设施主要包括 20MW 以上的燃烧装置。涉及的行业包括电力、炼油、炼焦、钢铁、水泥、玻璃、陶瓷和造纸等            |
| 第二阶段<br>(2008-2012 年) | 履行《京都议定书》的减排目标                  | 约 20.8 亿 tCO <sub>2e</sub> /年，至少 90% 配额免费分配                                          | 在第一阶段基础上，2012 年纳入航空行业排放；3 个非欧盟成员国纳入                                                                     |
| 第三阶段<br>(2013-2020 年) | 2020 年排放比 2005 年降低 21%          | 由欧盟确定单一排放上限，超过 50% 的许可拍卖。2013 年上限为 20.8 亿 tCO <sub>2e</sub> ，以后每年下降 1.74%。基准线法分配免费配额 | N <sub>2</sub> O、SF <sub>6</sub> 、PFCs 等其他温室气体也被纳入统计范围，涉及行业包括化工、石化、合成氨、有色金属、炼铝及己二酸制造等。共计约 10,744 个工业设施， |
| 第四阶段<br>(2021-2030 年) | 2030 年排放比 2005 年降低 43%          | 配额上限每年下降 2.2%，57% 配额拍卖，行业基准线每 5 年更新                                                  | 这些设施的排放量在 2018 年占欧盟温室气体总排放量的 39%                                                                        |

来源：欧盟气候政策说明、国金证券研究所

欧盟通过碳关税法案，针对高耗能进口商品特别征收二氧化碳排放税。为实现碳中和目标，欧盟推出了"Fit for 55"计划，旨在 2030 年前将碳排放量较 1990 年降低 55%，碳关税 (CBAM) 是其减排计划的核心部分之一。针对高耗能进口商品特别征收的二氧化碳排放税，是对欧盟现有环保法律和碳市场体系的补充，旨在保护本国的贸易竞争力和就业，同时推动低碳技术应用落地加速。

图表25：欧盟碳边境调节机制工作原理，高碳产品征税



来源：中国能源网、国金证券研究所，\*只包括直接碳排放，不包括耗电间接碳排放。有排放证明，按实际排放征税；没有排放证明，将按各国产品的最佳可用排放数据征税。

碳关税核算方式确立，量化碳成本。碳关税的核算分直接和间接碳排放量核算，为碳税政策推行奠定法律基础，便于厂商计算进口产品碳成本。


**图表26：碳关税核算直接和间接碳排放量，高碳能源成本增加**

| 产品类别 | 定义                       | 公式                                                                                         | 附注                                                                                                                      | 默认值            |
|------|--------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| 简单产品 | 生产过程中生产简单，仅需要零排放的输入材料和燃料 | $SEE_g = \frac{AttrEm_g}{AL_g} = \frac{DirEm}{AL_g}$                                       | SEE <sub>g</sub> 是货物的具体嵌入排放量。AttrEm <sub>g</sub> 是归因排放量。<br>AL <sub>g</sub> 是活动水平，是指该装置在报告期内生产的货物数量。DirEm是生产过程中产生的直接排放量 | 出口国平均排放强度或欧盟表现 |
| 复杂产品 | 在生产过程中需要输入其他简单商品         | $SEE_g = \frac{AttrEm_g + EE_{ImpMat}}{AL_g}$ $EE_{ImpMat} = \sum_{i=1}^n M_i \cdot SEE_i$ | EE <sub>ImpMat</sub> 是生产过程中消耗的输入材料的嵌入排放量。                                                                               | 最差 10% 的平均排放强度 |

来源：欧盟官网、国金证券研究所

碳关税最终范围延伸至氢气，于 2026 年起正式征税。最终版 CBAM 将行业范围扩大，涵盖钢铁、铝、水泥、化肥、化工（氨）、电力等 6 大门类多种产品，并于 2023 年 10 月 1 日正式启动（2023-2025 年为过渡期），2026 年正式实施。针对氢的碳排放意味着灰氢（化石燃料制氢）和蓝氢（天然气制氢）均将被欧盟收取碳税，仅零碳排放的绿氢（电解水制氢）将免于碳关税。在欧盟将氢当作未来将大规模使用的能源时，将推动进口和本地电解水制氢和产业链的发展。

**图表27：欧盟最终版碳关税范围扩大至涵盖氢气**

| 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、氨和氨         | 和 ENVI 版一致，新增有机化学品、塑料、氨和氨     | 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 |

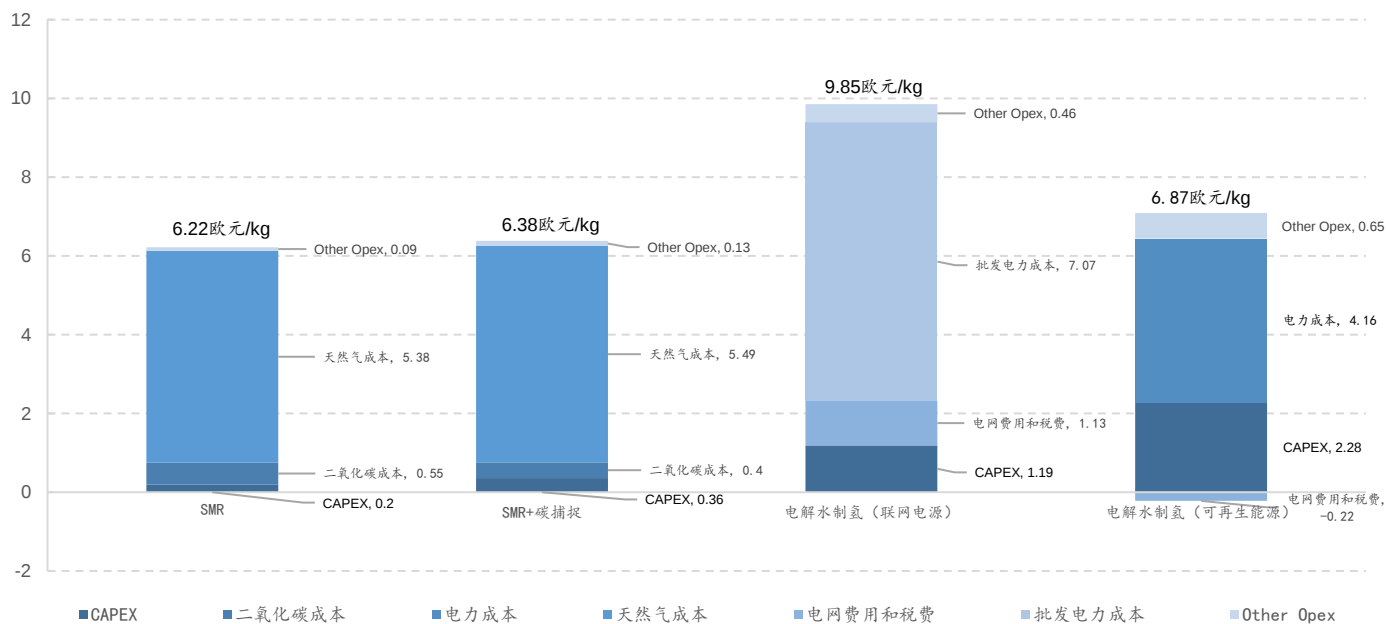
来源：欧盟官网、国金证券研究所

## 2.2 欧盟碳市场不断完善，碳关税加速绿氢平价

与传统能源对比，可再生能源制氢成本最具竞争力。2022 年，欧洲采用 SMR（天然气重整制氢）生产氢气的平均成本约为 6.23 欧元/千克，SMR 制氢成本约为 6 欧元/千克，加上碳捕捉装置的 SMR 制氢平均增加至 6.38 欧元/千克。对比电解水制氢，2022 年欧洲使用电网发电的氢气生产成本在 3.89-16.44 欧元/千克，所有国家的平均成本为 9.85 欧元/千克，中位数为 10.65 欧元/千克，高于 SMR 的传统方式。通过与可再生能源直接相连的电解水制氢成本更低，成本区间在 4.18-9.60 欧元/千克，平均成本为 6.86 欧元/千克，并且可避免网络成本和税收等电力成本。



图表28：可再生能源氢成本最具竞争力（欧元/千克）

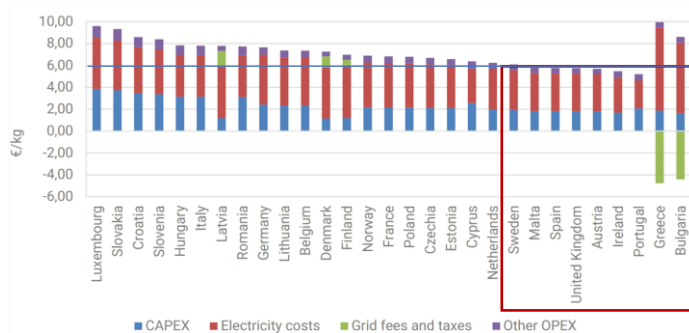
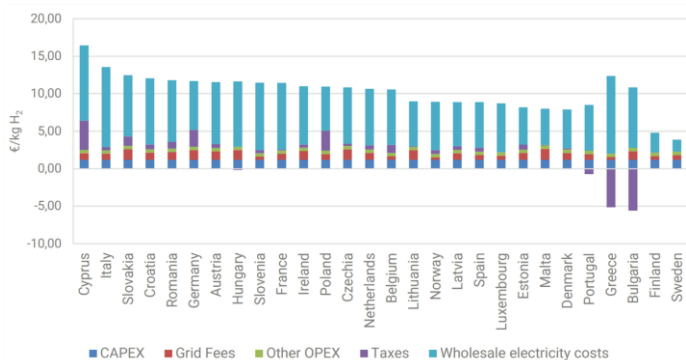


来源：《欧洲氢市场格局报告》、国金证券研究所

廉价的电力和国家补贴是降低制氢成本的关键，欧洲已有国家实现可再生能源制氢平价。电力成本是制氢占比中的最大项，欧洲国家内比利时和希腊的可再生能源制氢成本最低，每千克分别为 5.3 欧元和 7.2 欧元，主要受益于政府每公斤约 5 欧元的税收补以及和廉价的水电和核能成本。排除政策优惠下，拥有廉价可再生能源的葡萄牙、希腊和保加利亚制氢成本经济性领先，每千克分别为 5.20 欧元、5.18 欧元和 4.18 欧元，对比传统 SMR 已经具备经济性。受天然气价格飙升的影响，欧洲 2022 年电力成本大幅上涨，联网的电解水制氢平均制取成本由 2021 年 5.3 欧元/千克上涨至 2022 年的 9.85 欧元/千克。例如，德国 2022 年连网电解水制氢成本为 11.7 欧元/千克，其中联网费（Grid fees）和电力成本共占约 70%。因此，廉价的电力或国家补贴是电解水制氢经济性的关键。

图表29：欧洲国家 2022 年连网电解水制氢成本 (EUR/kg)

图表30：欧洲国家 2022 年采用可再生能源的电解水制氢成本 (EUR/kg)



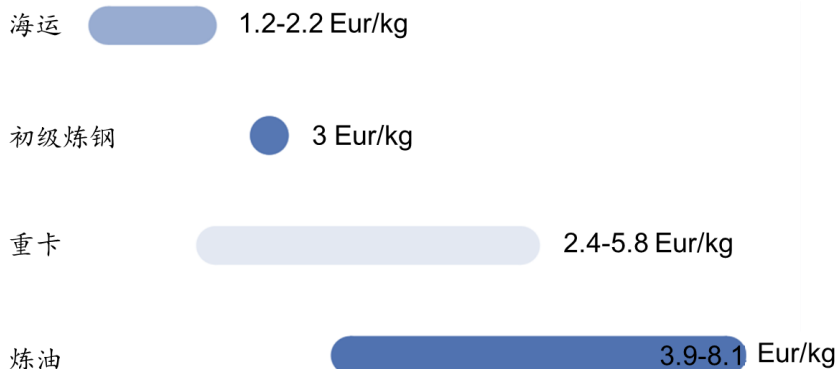
来源：《欧洲氢市场格局报告》、国金证券研究所

来源：《欧洲氢市场格局报告》、国金证券研究所

化工炼油场景可再生氢平价接受度最高，交通、钢铁、海运领域需氢价的进一步下降。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。



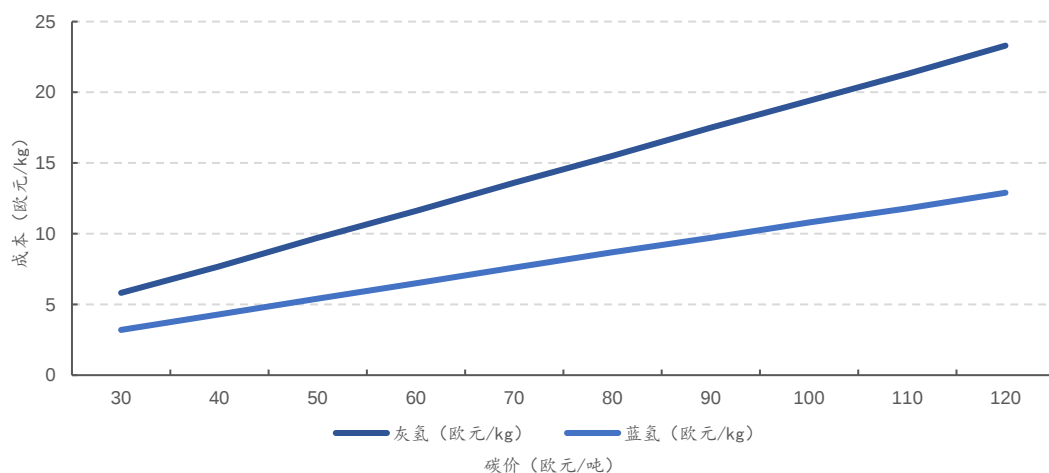
图表31：化工炼油场景可再生氢平价接受度最高



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

碳税落地抬高原有传统能源成本，欧洲可再生氢经济性显现。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。具体看，每千克灰氢（煤制氢）约产生 25kg 二氧化碳，蓝氢（天然气制氢）则产生 13kg 二氧化碳，以欧盟 50、100 欧元/吨的碳价测算，对应灰氢和蓝氢每千克成本将分别上涨 1.25 欧元、0.65 欧元和 2.5 欧元和 1.3 欧元。

图表32：50 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

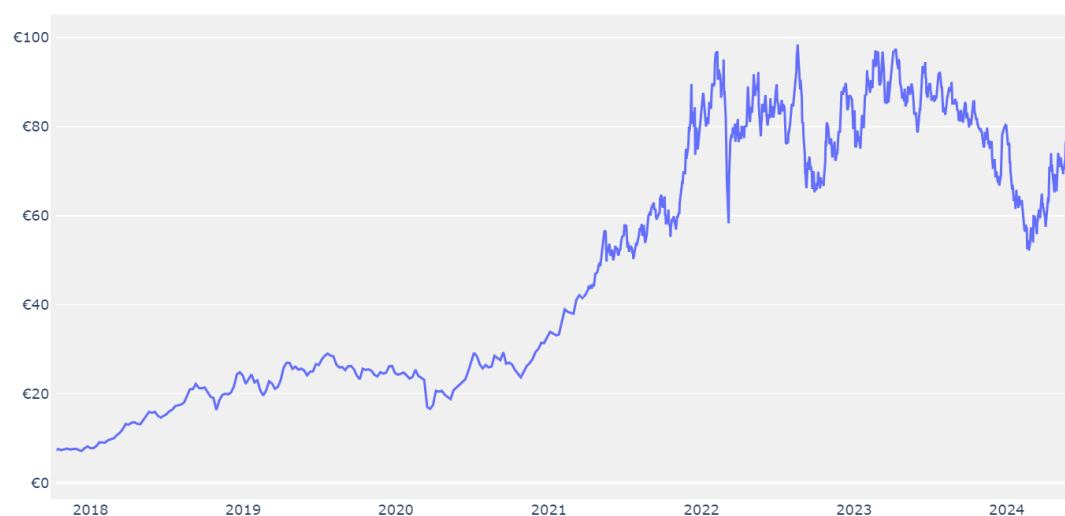


来源：中国冶金报、国金证券研究所

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，长期看碳交易需求上升将会带动碳价上涨。平均看，电解水制氢成本较 SMR 相差 0.65 欧元/吨，从上文可知对应碳价在 50 欧元/吨，因此，除技术进步及规模化降本外，此价格是使可再生氢达成平价的最低价格。当前欧盟 EU-ETS 交易碳价为 65 欧元/吨，主要由于可再生能源产能的增长以及欧洲能源密集型行业从能源危机中复苏缓慢，两个因素将在短期内抑制排放，进而抑制价格。BNEF 预计 2025 年碳价增长至 80 欧元/吨，并且未来将持续增长。碳价的上涨驱动力一方面来自 2026 年各类相关碳排放政策修正案和立法审查将展开，另一方面海事部门将全面纳入欧盟排放交易体系，航空业不再获得免费配额，2026 年碳税的正式落地导致免费分配额减少，碳交易需求将会上升，带动碳价上涨，加速可再生氢平价进程。

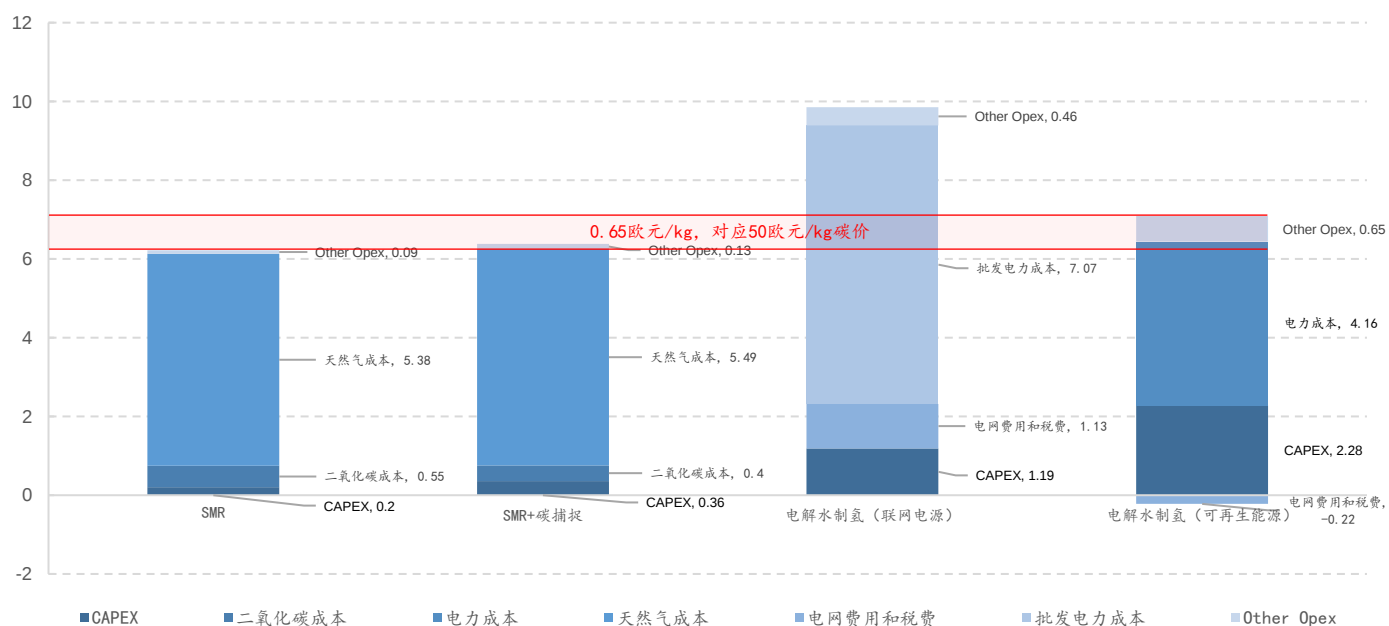


图表33：2022-2024 年欧盟碳价在 50-100 欧元/吨之间震荡



来源：sandbag、国金证券研究所

图表34：50 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

### 三、政策鼓励下，欧洲企业加大氢能投入

欧洲在碱性（ALK）、质子交换膜（PEM）、阴离子交换膜（AEM）和固体氧化物（SOEC）四大电解水技术均拥有完整产业链。碱性电解槽代表公司包括德国的 Thyssenkrupp Nucera、比利时的 John Cockerill、挪威的 NEL、法国的 McPhy；PEM 电解槽公司包括英国 ITM 和德国 Siemens Energy；AEM 代表公司为德国的 Enapter；SOEC 技术的代表德国的 Sunfire、英国的 Ceres Power。



图表35：欧洲主要电解水系统整体解决方案供应商

| 公司                  | 国家  | 电解槽      |
|---------------------|-----|----------|
| ITM                 | 英国  | PEM      |
| Siemens Energy      | 德国  | PEM      |
| Thyssenkrupp Nucera | 德国  | ALK      |
| NEL                 | 挪威  | ALK      |
| John Cockerill      | 比利时 | ALK      |
| McPhy               | 法国  | ALK      |
| Sunfire             | 德国  | SOEC+ALK |
| Ceres Power         | 英国  | SOEC     |
| Enapter             | 德国  | AEM      |

来源：各公司官网、国金证券研究所

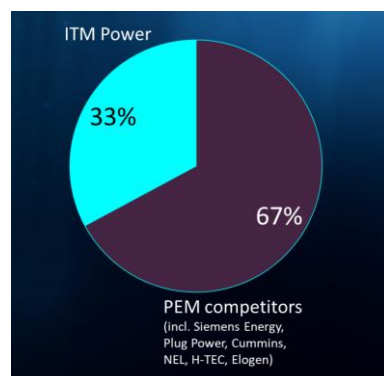
ITM Power 是全球 PEM 电解槽头部企业，绑定下游能源端大客户。ITM Power 总部位于英国，主营业务为 PEM 电解槽设备、加氢站运营、燃料销售和咨询合同。客户资源丰富，目前林德、壳牌等大型企业与公司签订绿氢供应等合同，截至 2023 年 4 月 30 日，在建项目 285MW（2022 年 75MW）。2024 年 6 月，ITM 在挪威正式启动 24MW 绿色氢气工厂建设，是目前欧洲最大的可再生氢工厂，预计每年生产 20,500 吨氢，可转化为 6 万-8 万吨绿色肥料。预计今年发布 POSEIDON 20MW 核心电解模块，并且进军美国市场。

图表36：ITM PEM 电解槽涵盖 2MW、5MW 和 20MW 堆叠模块

图表37：ITM PEM 电解槽在欧洲市占率达到 33%



来源：ITM 官网、国金证券研究所

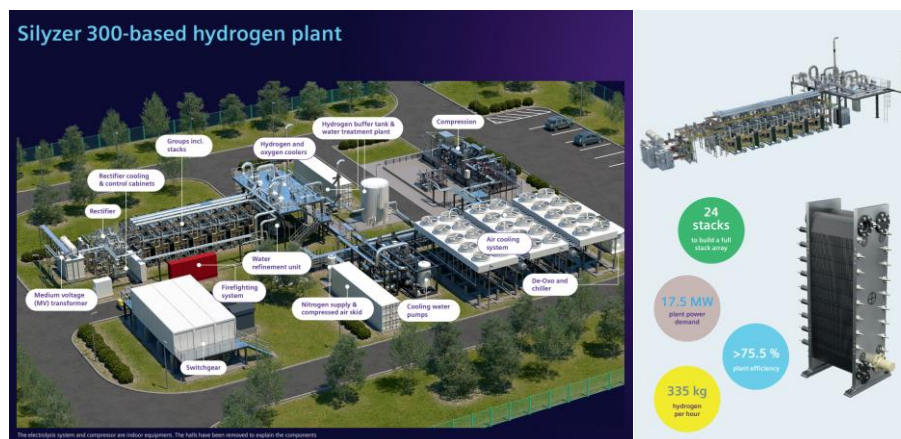


来源：ITM 官网、国金证券研究所

Siemens Energy 作为能源领域领军企业，持续投入扩大氢能规模。在制氢端的 PEM 电解槽系统可配套自产风电制氢，2023 年位于柏林的工厂投产，预计到 2025 年，年产能将提高至 3GW，该工厂将为西门子能源和液化空气集团提供电解槽，实现产能大幅扩张并抢占市场份额。并且西门子在欧洲多地建设绿氢和氢基能源基地，包括德国、丹麦、瑞典、法国和奥地利。



图表38：西门子绿氢工厂案例



来源：Siemens Energy 官网、国金证券研究所

图表39：西门子绿氢基地和氢能能源覆盖欧洲多地



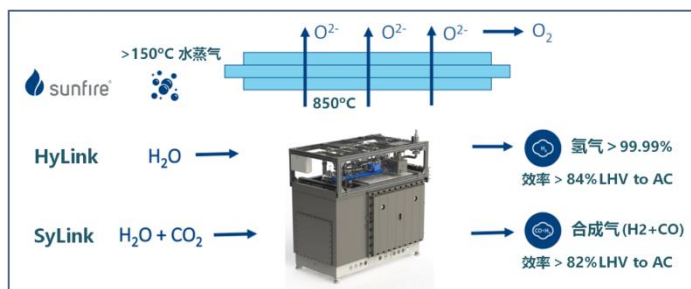
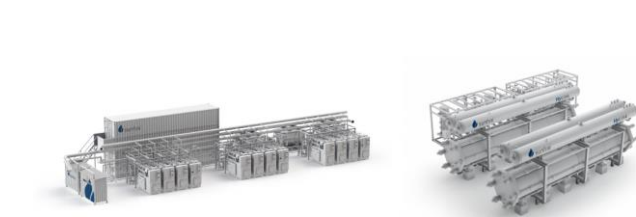
来源：Siemens Energy 官网、国金证券研究所

Sunfire 业务同时涵盖碱性电解槽和 SOEC 电解槽，是欧洲 SOEC 的代表企业。2023 年 8 月，Sunfire 从欧盟 Important Projects of Common European Interest (IPCEI) 补贴计划获得了 1.8 亿欧元，用于电解槽技术的工业化生产。2020 年 10 月，Sunfire 就已在荷兰建成了 2.4MW SOEC 的项目示范，2023 年 4 月，全球最大 SOEC 电解槽安装成功，在芬兰公司 Neste 位于鹿特丹的炼油厂，包括 12 个电解槽单元，总容量为 2.6MW，此项目属于 Multiplhy（欧盟资助项目）的一部分。同时，Sunfire 也是德国 H2Giga 计划的积极参与者，2022 年与 15 家企业共同从德国 Federal Ministry of Education and Research (BMBF) 获得了 3,300 万欧元资助，用于 SOEC 电解槽系统优化、制造工艺和批量生产。



图表40: Sunfire 碱性电解槽 (右图) 和 SOEC (作图)

图表41: Sunfire HyLink & SyLink SOEC 设备



来源: Sunfire 官网、国金证券研究所

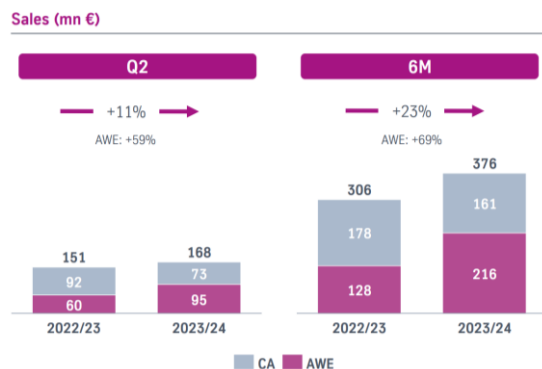
来源: HEIG、国金证券研究所

Thyssenkrupp Nucera, 由钢铁巨头 Thyssenkrupp 基于其氯碱电解业务与 De Nora 合资成立。凭借氯碱电解技术领域积累的 50 年以上经验及超过 10GW 的总装机容量, 奠定了发展高耐用性碱性水电解技术的坚实基础, 可采用模块互连拓展功率, 约 300 个高效电解单元槽可组成 20MW 电解模块, 满足工厂产能。碱槽收入持续增长, 24Q2 实现增长 59%, 并预计 2024/25 年碱槽业务达到盈亏平衡。同时, Nucera 与 Fraunhofer IKTS 建立战略合作, 实现 SOEC 产业化, 预计工厂于 2025Q1 投产。

图表42: Nucera 预计 2024/25 年碱槽业务达到盈亏平衡

图表43: Nucera 24Q2 碱槽收入增长 59%

| FY 2022/23           | FY 2023/24                                                                                          | FY 2024/25                                                                                                                                                                                                                  |
|----------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| AWE Sales of 323mn € | Mid-point equals +60% increase vs. 2022/23<br>500mn € to 550mn €<br>(previously 600mn € to 700mn €) | Mid-point equals +130% increase vs. 2022/23<br>700mn € to 800mn €<br>(previously 850mn € to 950mn €)<br><small>Award 20 of AWE units confirmed for FY 2024/25 covered by existing order backlog and signed projects</small> |
| AWE EBIT negative    | AWE EBIT negative                                                                                   | Close to break-even<br>(previously break-even expected around FY 2024/25)                                                                                                                                                   |



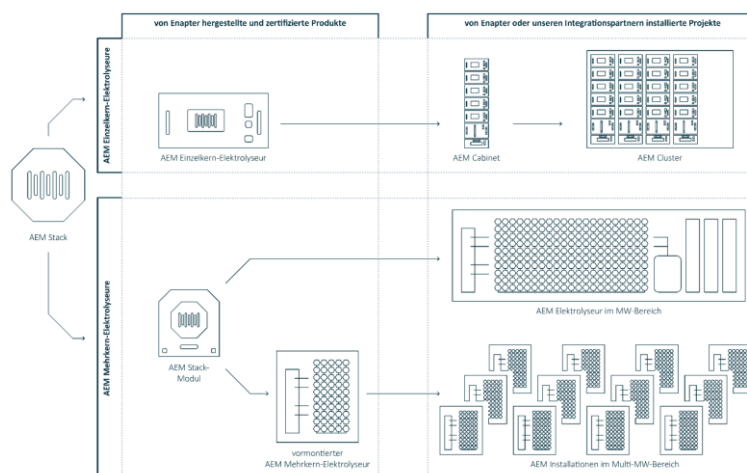
来源: Thyssenkrupp Nucera 官网、国金证券研究所, 注: AWE 为碱性电解槽

来源: Thyssenkrupp Nucera 官网、国金证券研究所, 注: CA 为氯碱电解槽、AWE 为碱性电解槽

Enapter 深耕 AEM 电解槽, 2021 年推出全球首个兆瓦级 AEM 电解设备。2017 年成立于德国柏林, 主要产品为 AEM (阴离子交换膜) 电解槽, 立足意大利比萨工厂现有单核 AEM 电解槽产品线, 扩展德国 Searbeck 园区 MW 级多核电解槽产品线。单核电解槽型号研发更新至 EL 4.0, 产品已被 50 多个国家/地区的 340 多家客户使用, 订单持续增长, 2024 年获得大量新订单, 超 250 台 AEM 电解槽, 来自美国、比利时、印度和德国。Enapter 和多个企业合作进军海外市场, 与 Solar Invest international SE 签订了 2023 年美国市场合作协议, 通过 Clean H2 Inc. 在美国建立 Enapter 产品的分销网络; 在中国, Enapter 于 2024 年与卧龙电驱成立合资公司, 推广 AEM 电解槽。



图表44: Enapter AEM 电解槽单元堆叠



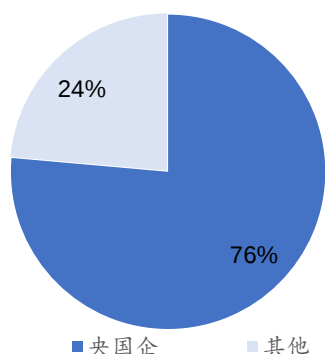
来源: Enapter 官网、国金证券研究所

#### 四、氢能政策与发展对比：欧洲配套政策更全面，中国政策待进一步完善

政策端：欧洲更全面、更细节并且补贴更多，中国以鼓励为主。

- 欧盟的氢能相关政策均已立法，从规划确立、框架细化到资金支持非常细节，并且成立了专项基金支持行业项目前期发展，也对可再生氢给予了明确定义，利于产业后续实际的落地实施。产业链打造由欧盟牵头发展，对上游制氢端领先企业给予项目补贴资金支持；中游端明确规划建设欧洲氢能主干管网，解决运输高成本环节；下游打造“氢谷”产业集群示范，给予补贴支持，将加速绿氢产业化。
- 中国针对氢能专项发布的国家级政策偏少，《氢能中长期规划》对可再生氢和燃料电池车的推广数据明确规划，国家层面的补贴仅针对燃料电池车端，绿氢运营、加氢站等补贴多以区域性政策为主，产业链的打造主要以央企国企牵头，负责绿氢项目的运营和中游储运建设。

图表45: 中国绿氢项目业主以央国企为主



图表46: 中国绿氢补贴以地方为主

| 省市      | 绿氢补贴标准  |          |          |
|---------|---------|----------|----------|
|         | 2023    | 2024     | 2025     |
| 吉林      | 15 元/kg | 12 元/kg  | 9 元/kg   |
| 内蒙古鄂尔多斯 | 4 元/kg  | 3 元/kg   | 2 元/kg   |
| 河南濮阳    | 15 元/kg | 12 元/kg  | 9 元/kg   |
| 新疆克拉玛依  | -       | 3 元/kg   | 1.5 元/kg |
| 甘肃张掖    | 10 元/kg | 10 元/kg  | -        |
| 辽宁大连    | 10 元/kg | 10 元/kg  | -        |
| 宁夏宁东    | -       | 5.6 元/kg | 5.6 元/kg |

来源: 中国招标与采购网、国金证券研究所

来源: 各省市政府官网、国金证券研究所

管网基建：欧洲以改造现存天然气管道为主，中国多为新建项目。

- 欧洲规划建设 5.3 万公里氢能管网连接欧洲，通过现有天然气管道改造和新建共同实施，其中三分之二以上将基于现有天然气管网改造，预计覆盖 25 个欧盟成员国以及挪威、英国和瑞士，实现氢能从供应商到消费者的环节低成本贯通，也方便后续氢的进出口贸易。
- 中国以中石化和中石油为主力军建设氢气管道，主要解决“西氢东送”问题，新建纯氢和掺氢管网方式发展，开工和备案的在建项目超 3000 公里。



图表47：国内输氢管道建设加速

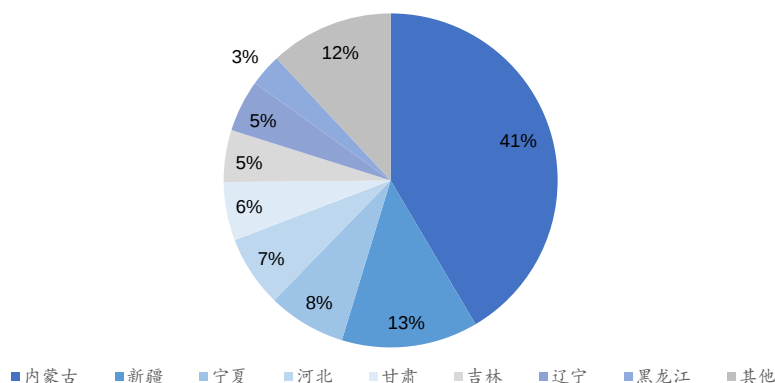
| 项目                                 | 长度(km)  | 年输氢量     | 建设单位                                          |
|------------------------------------|---------|----------|-----------------------------------------------|
| 乌兰察布 10 万吨/年风光制氢一体化项目              | 1132    | 10 万吨    | 中石化石油工程技术服务股份有限公司                             |
| 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<br>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)氢能源科技有限公司 |
| 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                        | -       | -        | 国家电网                                          |
| 张家口掺氢管道示范项目                        | -       | 440 万立方  | 由张家口鸿华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<br>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化工程                   | 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

项目应用：欧洲和中国均打造氢能一体化项目。

- 欧洲“氢谷”是绿氢的产业集群示范基地，将依托丰富的可再生能源地域建设制氢设施，并以此为中心，带动周围产业对绿氢的需求，并逐步扩大基础设施的覆盖半径，形成大型产业集群，加速绿氢产业化和降本，并且重点项目欧盟将给予资金支持。
- 与欧洲相同，中国绿氢应用以能源基地形式发展，配套光伏风电或化工设施，但项目大多集中在三北地区，开展的区域性较强，因而除就地消纳外，若将绿氢及其氢基能源外送，配套的储运设施建设需着重建设。

图表48：中国绿氢项目多分布在三北地区



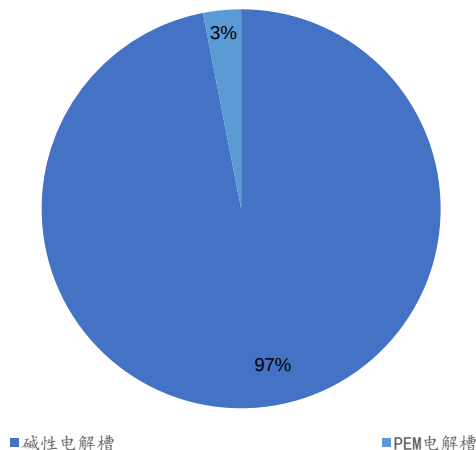
来源：中国招标采购网、氢能汇等、国金证券研究所



电解槽路线：欧洲 PEM 和碱性电解槽应用并行，中国以碱性电解槽为主。

- 欧洲电解槽路径发展更多样化，当前 PEM 和 ALK 路线应用并行，2023 年已建成电解槽以 ALK（51%）和 PEM（48%）为主，预计 2025 年 PEM 电解槽占比将反超碱槽，同时发展 AEM 和 SO。
- 中国以碱性电解槽为主，PEM 电解槽更多作为碱性电解槽的辅助配套，采用碱性电解槽更多是基于低购置成本以及相对成熟的技术的考虑。

图表49：中国电解槽出货碱性电解槽占比高达 97%



来源：中国招标采购网、国金证券研究所

## 五、投资建议

行业有望迎下半年估值修复，重点关注上中游项目落地。制氢和燃料电池两条主线并行，重点在于经济性推动以及政策的进展，下半年重点关注持续性政策的驱动与新商业模式的闭环。

板块下半年预计政策进一步定调+需求兑现+新商业模式的落地，上半年整体来看，氢能整个板块的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，但由于定调层面的进展相较于海外而言较为缓慢，叠加产业链上半年放量缓慢，整体板块走势较弱。展望下半年，我们判断：

- 1、氢能板块有望进一步从政策角度定调；
- 2、整体的板块推动逐步由先前的成本端口推动逐步转变为需求端推动；
- 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。

建议关注：吉电股份、华光环能、昇辉科技、华电重工、石化机械。

## 六、风险提示

氢能政策推广进度不及预期：氢能尚处商业化前期，欧盟及欧洲多个国家出台多项氢能政策支持产业前期发展，若政策推广及补贴力度不及预期，可能导致氢能规划完成时点推迟。

碳关税落地不及预期：绿氢经济性一方面由规模化放量和技术迭代驱动，另一方面为碳关税落地驱动，存在 2026 年碳关税政策落地实施情况未达到预期的可能性。



**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

电话：021-80234211

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号

紫竹国际大厦 5 楼

### 北京

电话：010-85950438

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100005

地址：北京市东城区建国内大街 26 号

新闻大厦 8 层南侧

### 深圳

电话：0755-86695353

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

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