

强于大市

公司名称	股票代码	股价	评级
隆基绿能	601012.SH	人民币 40.03	买入
阳光电源	300274.SZ	人民币 104.62	增持
双良节能	600481.SH	人民币 15.03	增持
华光环能	600475.SH	人民币 12.22	增持
华电重工	601226.SH	人民币 8.32	增持
兰石重装	603169.SH	人民币 7.78	增持
亿利洁能	600277.SH	人民币 4.24	未有评级

资料来源: Wind, 中银证券

以 2023 年 3 月 29 日当地货币收市价为标准

中银国际证券股份有限公司
具备证券投资咨询业务资格

电力设备: 电力设备

证券分析师: 李可伦

(8621)20328524

kelun.li@bocichina.com

证券投资咨询业务证书编号: S1300518070001

联系人: 李天帅

tianshuai.li@bocichina.com

一般证券业务证书编号: S1300122080057

氢能行业系列报告之一

氢能产业周期开启

发展绿氢是实现碳中和目标的重要方式, 目前氢能产业技术逐步趋于成熟, 工业、交通、储能行业推动绿氢需求快速增长, 电解槽作为电解制氢的核心设备, 需求亦有望快速增长。维持行业强于大市评级。

支撑评级的要点

- **发展绿氢是实现碳中和目标的重要方式:** 氢能具有来源多样、清洁低碳、灵活高效和应用场景丰富等特点, 是清洁低碳的绿色能源。目前根据制取方式和碳排放量的不同将氢能按颜色主要分为灰氢、蓝氢和绿氢三种。发展绿氢的重要意义主要有三方面: 1) 发展绿氢是实现碳中和目标的重要方式; 2) 绿氢储能具备大规模、长周期等优势, 可以有效解决新能源消纳问题; 3) 绿氢是连接可再生能源丰富地区与需求中心的重要桥梁。在全球主要国家的政策积极推动下, 氢能有望高质量快速发展。
- **氢能产业技术趋于成熟:** 氢能产业链可以分为上游的氢气制备、中游的氢气储运和下游的氢气应用。目前全球主要制氢方式包括化石燃料制氢、工业副产制氢和电解水制氢, 化石燃料制氢为主流; 高压气态储氢、低温液态储氢已进入商业应用阶段; 加氢站技术趋于成熟但建设成本较高。
- **工业、交通、储能行业推动绿氢需求快速增长:** 目前氢能主要应用在工业和交通领域: 炼化领域是氢气重要的使用场景, 到 2030 年炼化用氢需求有望达到 4570 万吨; 氢冶金是钢铁行业实现碳中和目标的革命性技术, 有望推动全球氢气需求快速增长, 到 2030 年全球钢铁领域用氢量有望达到 568 万吨。化工行业是目前氢气消费的重要领域之一, 合成氨、甲醇对氢气需求量较大, 到 2030 年全球合成氨、甲醇用氢需求有望分别达到 4087 万吨、1756 万吨; 氢燃料电池产销量快速增长亦有望带动氢气需求增长, 到 2030 年全球氢燃料电池汽车用氢量有望达到 50 万吨; 此外, 氢储能有望成为绿氢需求的重要组成部分。根据我们的测算, 到 2030 年全球绿氢需求量有望达到 3320 万吨。
- **电解槽是电解制氢的核心设备:** 电解槽是电解水制氢的核心设备, 关键零部件对制氢效率起到重要作用。据电解质系统的差别, 电解水制氢的技术路线可以分为包括碱性电解水制氢 (ALK)、质子交换膜电解水制氢 (PEM)、固态氧化物电解水制氢 (SOEC)、阴离子交换膜电解水制氢 (AEM)。目前, 碱性电解槽技术成熟、成本较低, 仍为电解槽主流技术路线。提升设备性能、降低材料成本是电解水制氢技术的主要发展方向。
- **电解槽需求有望快速增长:** 根据 IEA 数据, 2022 全球电解槽新增装机约 1GW, 新增装机量同比提升约 400%。根据我们的测算, 到 2030 年全球电解槽的累计需求量有望达到 288GW, 2022-2030 年全球新增电解槽需求 CAGR 有望达到 77.36%。

投资建议

- 氢能产业周期开启, 碱性电解槽进入批量应用阶段, 绿电制氢成本预计逐步具备竞争力, 应用场景有望进一步扩大, 我们预测到 2030 年全球绿氢需求量有望达到 3320 万吨。电解槽作为制备绿氢核心设备, 有望受益于氢能发展, 预计 2022-2030 年电解槽需求年均复合增速超过 75%。建议优先关注具备成本优势的电解槽生产企业, 推荐隆基绿能、阳光电源、双良节能*、华光环能、华电重工、兰石重装, 建议关注亿利洁能。(*为机械组覆盖)

评级面临的主要风险

- 氢能政策风险; 产品价格竞争超预期; 下游扩产需求低于预期; 国际贸易摩擦风险; 技术迭代风险。

目录

氢能清洁低碳，发展绿氢是实现碳中和目标的重要方式	7
氢能是清洁低碳的绿色能源	7
发展绿氢是实现碳中和目标的重要方式	7
国内外政策积极落地，推动氢能高质量发展	10
氢能产业链：制储用氢产业技术趋于成熟	13
氢气制取：化石燃料制氢仍为主流	13
氢能储运：高压气态储氢、低温液态储氢已进入商业应用阶段	14
加氢站：中国加氢站数量居全球首位，技术趋于成熟但建设成本较高	16
工业、交通、储能行业推动绿氢需求快速增长	19
工业领域：钢铁与化工行业有望成为绿氢发展的重要场景	20
交通领域：燃料电池需求快速增长，有望带动绿氢需求增长提速	25
储能领域：氢储能有望成为绿氢需求的重要组成部分	26
发电领域：目前氢燃料电池发电成本仍然较高	29
核心设备电解槽需求有望快速增长	31
电解槽是电解制氢的核心设备，关键零部件对制氢效率起到重要作用	31
碱性电解槽技术成熟、成本较低，仍为电解槽主流技术路线	35
碱性电解槽短期内适用于大规模示范项目，PEM 电解槽具备发展潜力	39
提升设备性能、降低材料成本为电解水制氢技术的发展方向	39
全球电解槽需求有望快速增长	41
投资建议	45
风险提示	46
华光环能	48
华电重工	55
兰石重装	63

图表目录

图表 1. 氢能的特点	7
图表 2. 氢能分类（根据不同制氢方法）	8
图表 3. 不同制氢方法碳排放量	8
图表 4. 全球太阳能资源地图	9
图表 5. 主要国际能源机构对 2050 年全球制氢量及结构的预测	9
图表 6. 国际能源机构对 2050 年氢能在全球能源总需求中占比的预测	9
图表 7. 国际可再生能源机构对实现 1.5°C 目标情境下的全球氢能预测	9
续图表 7. 国际可再生能源机构对实现 1.5°C 目标情境下的全球氢能预测	10
图表 8. 2019-2022 年国家层面氢能相关支持政策梳理	10
图表 9. 2021-2022 年国内各省市氢能相关支持政策梳理	11
图表 10. 美国《氢能计划发展规划》中 2020-2030 年的关键技术指标	12
图表 11. 海外氢能相关支持政策梳理	12
图表 12. 氢能产业链	13
图表 13. 2020 年中国制氢结构	13
图表 14. 2020 年全球制氢结构	13
图表 15. 制氢方法比较	14
图表 16. 储氢技术优缺点	15
图表 17. 储氢技术对比	15
图表 18. 氢储运工具及适用场景	16
图表 19. 氢气储运技术对比与趋势	16
图表 20. 加氢站工作原理	17
图表 21. 高压储氢加氢站原理图	17
图表 22. 中国已建成加氢站数量	18
图表 23. 加氢站环节政府补贴预测	18
图表 24. 氢能应用场景	19
图表 25. 2021 年全球氢气需求结构	19
图表 26. 2019-2030 年全球氢气利用结构	19
图表 27. 2060 年中国氢气需求结构预测	20
图表 28. 2020-2060 年各行业用氢累计减排量	20
图表 29. 2021-2030 炼化用氢需求预测	21
图表 30. 主要钢铁生产工艺的二氧化碳排放强度	21
图表 31. 氢冶金技术分类及优缺点	22
图表 32. 氢冶金中氢的来源	22
图表 33. 2021-2030 炼钢用氢需求预测	23
图表 34. 氢冶金的竞争性成本优势分析（仅考虑 H ₂ 和 CO ₂ 价格）	23
图表 35. 2020 年我国化工行业氢气消费领域分布	23

图表 36. 2021-2030 全球合成氨用氢需求量预测	24
图表 37. 2021-2030 全球甲醇用氢需求预测	24
图表 38. 国内化工行业对可再生氢的需求及场景	25
图表 39. 2030 年国内化工行业氢能需求结构	25
图表 40. 2030 年国内化工行业可再生氢需求结构	25
图表 41. 2015-2022 年全球氢燃料电池汽车保有量及增速	26
图表 42. 2016-2022 年我国氢燃料电池汽车产销量及增速	26
图表 43. 2021-2030 全球氢燃料电池汽车用氢需求预测	26
图表 44. 2000-2022 年全国光伏风电累计装机量及占比	26
图表 45. 2018-2022 年全国弃风弃光率	26
图表 46. 两种类型储能模型的系统结构	27
图表 47. 各类储能在放电时间和容量性能的对比	27
图表 48. 不同储能方式典型数据对比	27
图表 50. 不同方式储能典型参数对比	28
图表 51. 全国各省氢储能政策规划	29
图表 53. 2021-2030 全球绿氢需求量预测	30
图表 54. 碱性电解槽系统成本拆解	31
图表 55. PEM 电解槽系统成本拆解	31
图表 56. 不同电解槽材料对比	31
图表 57. 电解水制氢系统基本组成部分	32
图表 58. 碱性电解槽的典型系统设计	32
图表 59. 碱水制氢电解槽示意图	32
图表 60. 固体氧化物电解池 (SOEC) 结构示意图	33
图表 61. PEM 结构示意图	33
图表 62. PEM 电解槽和单体结构	34
图表 63. 碱性电解槽的电解单元结构示意图	34
图表 64. 碱性电解槽电解单元的内部流动示意图	34
图表 65. 碱性电解槽的典型系统设计和配套设施	35
图表 66. 碱性电解槽反应原理图	35
图表 67. PEM 电解槽的典型系统设计和配套设施	36
图表 68. PEM 电解槽反应原理图	36
图表 69. SOEC 电解槽的典型系统设计和配套设施	37
图表 70. SOEC 电解槽反应原理图	37
图表 71. AEM 电解槽结构图	37
图表 72. AEM 电解槽的典型系统设计和配套设施	38
图表 73. AEM 电解槽反应原理图	38
图表 74. 不同电解水制氢技术性能对比	38
图表 75. 当前技术条件下电解水制氢成本	39
图表 76. 碱性电解槽制氢成本拆解	40

图表 77. 碱性电解槽设备成本拆解.....	40
图表 78. 当前制造成本下不同规模电解槽成本占比拆分及单位投资额.....	40
图表 79. PEM 电解槽制氢成本拆解.....	41
图表 80. PEM 电解槽设备成本拆解.....	41
图表 81. 2022-2023 年全球电解槽产能预测	42
图表 82. 2021-2030 全球电解槽需求预测.....	42
图表 83. 2021-2030 年电解槽产能预测（按地区）	43
图表 84. 2030 年电解槽产能预测（按地区）	43
图表 85. 已落地项目容量分布	43
图表 86. 未来预计落地项目容量分布	43
图表 87. 2021-2030 年电解槽产能预测.....	44
附录图表 88. 报告中提及上市公司估值表.....	47
图表 89. 2018-2022Q3 公司营业收入及增速	49
图表 90. 2018-2022Q3 公司归母净利润及增速	49
图表 91. 2018-2022Q3 公司销售毛利率及销售净利率	49
图表 92. 2018-2022H1 公司各个板块毛利率	49
图表 93. 2018-2022H1 公司各项业务营收占比	50
图表 94. 公司碳排放配额及盈余情况（万吨）	50
图表 95. 2018-2021 年公司热力及电量产销情况	50
图表 96. 2023 年部分央企氢能项目情况.....	51
图表 97. 公司主营业务营业收入与毛利率预测.....	52
图表 98. 可比上市公司估值比较.....	52
图表 99. 公司股权架构.....	56
图表 100. 2018-2022Q3 公司营业收入及增速	56
图表 101. 2018-2022Q3 公司归母净利润及增速	56
图表 102. 2018-2022Q3 公司毛利率、净利率	57
图表 103. 2018-2022H1 公司各项业务毛利率	57
图表 104. 2018-2022H1 公司各项业务营收占比	57
图表 105. 公司主要产品	58
图表 106. 截止 2022 年 6 月末公司部分在建工程项目	58
图表 107. 2022 年上半年公司海风非专利技术评审情况.....	59
图表 108. 公司主营业务营业收入与毛利率预测.....	60
图表 109. 可比上市公司估值比较.....	60
图表 110. 2017-2022 年公司营业收入及增速.....	64
图表 111. 2017-2022 年公司毛利率.....	64
图表 112. 大连石化公司 220 万吨年重整催化装置中四合一连续重整反应器	65
图表 113. 宁波中金石化连续重整反应器	65
图表 114. 田湾核电站 3、4 号机组旋流器泥浆接收槽 H0028.....	66
图表 115. 清华大学承担的国家重大专项大型氨气工程试验回路项目核心设备....	66

图表 116. 神华宁煤球罐工程	66
图表 117. 中石油兰州石化分公司 4000m 球罐	66
图表 118. 公司《氢能装备产业发展规划纲要》	68
图表 119. 中海油惠州石化煤气化制氢项目气化炉	69
图表 120. 榆林华秦氢能项目 400m 氢气球罐	69
图表 121. 公司主营业务营业收入与毛利率预测	70
图表 122. 可比上市公司估值比较	70

氢能清洁低碳，发展绿氢是实现碳中和目标的重要方式

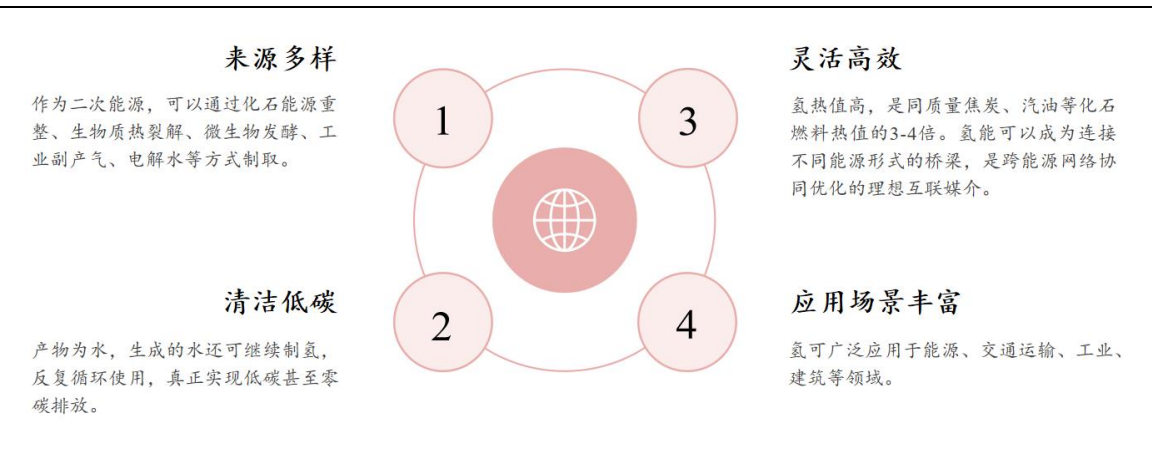
氢能是清洁低碳的绿色能源

氢能是支持可再生能源发展的重要二次能源：氢是宇宙中最丰富的化学物质，约占所有正常物质的75%。由于氢气必须从水、化石燃料等含氢物质中制得，而不像煤、石油和天然气等可以直接从地下开采，因此是二次能源。氢能是推动传统化石能源清洁高效利用和支撑可再生能源大规模发展的理想互联媒介，是实现交通运输、工业和建筑等领域大规模深度脱碳的最佳选择。

氢能具有来源多样、清洁低碳、灵活高效和应用场景丰富等特点：

- 1) 来源多样：**作为二次能源，氢能不仅可以由煤炭、石油、天然气等化石能源重整、生物质热裂解或微生物发酵等途径制取，还可以来自焦化、氯碱、钢铁、冶金等工业副产气，也可以利用电解水制取，特别是与可再生能源发电结合，不仅实现全生命周期绿色清洁，更拓展了可再生能源的利用方式。
- 2) 清洁低碳：**不论氢燃烧还是通过燃料电池的电化学反应，产物只有水，没有传统能源利用所产生的污染物及碳排放。此外，生成的水还可继续制氢，反复循环使用，真正实现低碳甚至零碳排放，有效缓解温室效应和环境污染。
- 3) 灵活高效：**根据中国氢能联盟数据，氢热值较高(140.4MJ/kg)，是同质量焦炭、汽油等化石燃料热值的3-4倍，通过燃料电池可实现综合转化效率90%以上。氢能可以成为连接不同能源形式(气、电、热等)的桥梁，并与电力系统互补协同，是跨能源网络协同优化的理想互联媒介。
- 4) 应用场景丰富：**氢能可广泛应用于能源、交通运输、工业、建筑等领域。既可以直接为炼化、钢铁、冶金等行业提供高效原料、还原剂和高品质的热源，有效减少碳排放；也可以通过燃料电池技术应用于汽车、轨道交通、船舶等领域，降低长距离高负荷交通对石油和天然气的依赖；还可应用于分布式发电，为家庭住宅、商业建筑等供电供暖。

图表 1. 氢能的特点



资料来源：中银证券

发展绿氢是实现碳中和目标的重要方式

目前根据制取方式和碳排放量的不同将氢能按颜色主要分为灰氢、蓝氢和绿氢三种：

- 1) 灰氢：**通过化石燃料（天然气、煤等）转化反应制取氢气。由于生产成本低、技术成熟，也是目前最常见的制氢方式。由于会在制氢过程中释放一定二氧化碳，不能完全实现无碳绿色生产，故被称为灰氢；
- 2) 蓝氢：**在灰氢的基础上应用碳捕捉、碳封存等技术将碳保留下来，而非排入大气。蓝氢作为过渡性技术手段，可以加快绿氢社会的发展；
- 3) 绿氢：**通过光电、风电等可再生能源电解水制氢，在制氢过程中将基本不会产生温室气体，因此被称为“零碳氢气”。绿氢是氢能利用最理想的形态，但目前受制于技术门槛和较高的成本，实现大规模应用还有待时日。

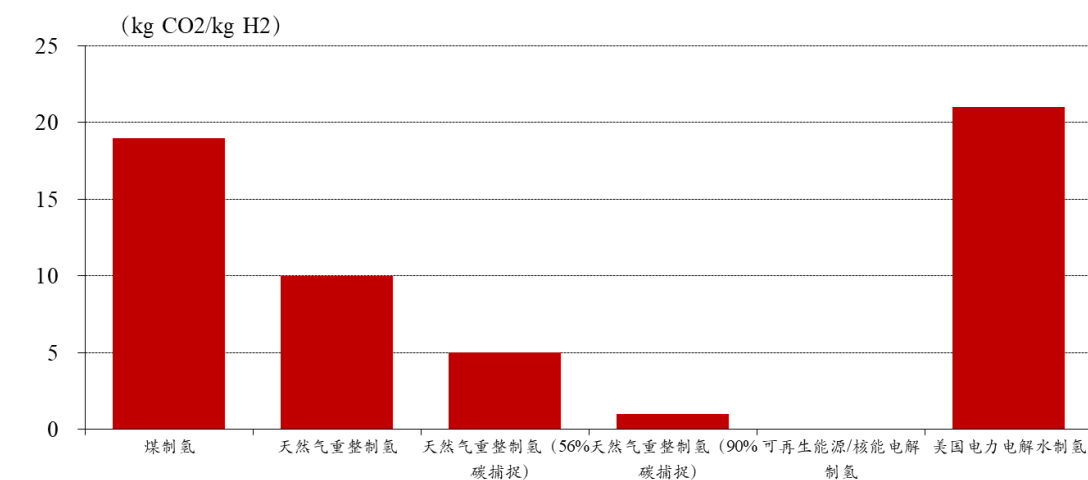
图表 2.氢能分类（根据不同制氢方法）



资料来源：中银证券

发展绿氢是实现碳中和目标的重要方式：2016 年《巴黎协定》正式签署，提出本世纪后半叶实现全球净零排放，同时提出控制全球温升较工业化前不超过 2°C，并努力将其控制在 1.5°C 以下的目标。为了实现 2°C 的温升目标，全球碳排放必须在 2070 年左右实现碳中和；如果实现 1.5°C 的目标，全球需要在 2050 年左右实现碳中和。至目前已有超过 130 个国家和地区提出了实现“零碳”或“碳中和”的气候目标，其中包括欧盟、英国、日本、韩国在内的 17 个国家和地区已有针对性立法。零碳愿景成为全球范围内绿氢发展的首要驱动力。根据 IEA 数据，通过可再生能源电解水制氢的碳排放量基本为零，远低于灰氢和蓝氢的碳排放量。作为零碳气体，绿氢是实现碳中和路径的重要抓手。

图表 3.不同制氢方法碳排放量

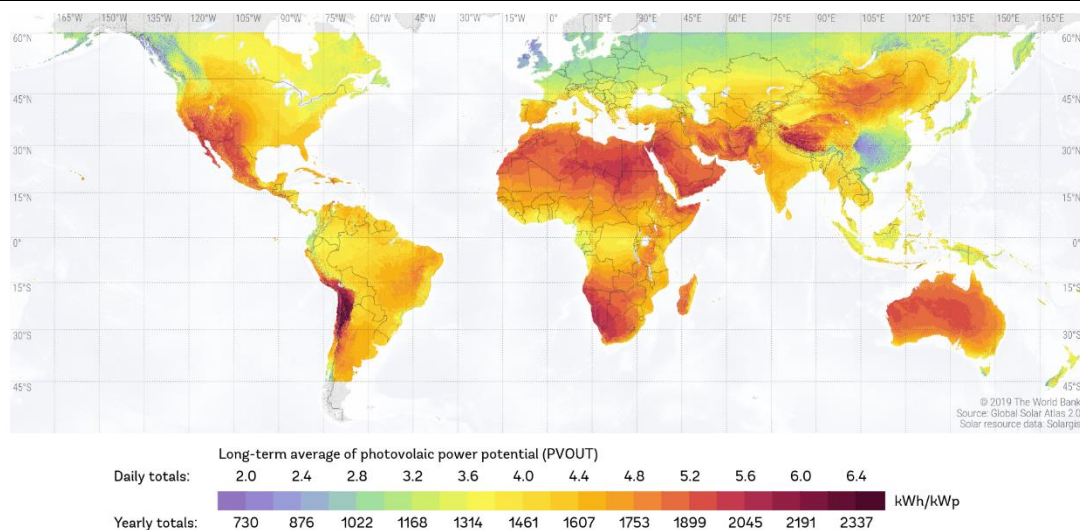


资料来源：IEA，中银证券

绿氢储能具备大规模、长周期等优势，可以有效解决新能源消纳问题：由于可再生能源发电出力置信水平低、转动惯量不足，实现高比例可再生能源电力系统的安全稳定运行仍面临较大挑战。可再生能源发电制氢储能具备大规模、长周期等优势，可实现可再生能源电力在不同时间、空间尺度上转移，有效提升能源供给质量和可再生能源消纳利用水平，将成为应对可再生能源随机波动、拓展电能利用场景的重要途径。随着可再生能源发电占比的提升，电力系统季节性调峰压力不断加大，接近零成本的弃风弃光电量将成为未来电解水制氢的重要电源。

绿氢是连接可再生能源丰富地区与需求中心的重要桥梁：根据国际太阳能热利用区域分类，全世界太阳能辐射强度和日照时间最佳的区域包括北非、中东地区、美国西南部和墨西哥、南欧、澳大利亚、南非、南美洲东、西海岸和中国西部地区等。通过可再生能源电解的方式，绿氢能够将可再生能源转化为更适合长距离运输的能源形式，降低了可再生能源的运输成本，低成本、有效地连接了可再生能源丰富地区与需求中心。

图表 4.全球太阳能资源地图

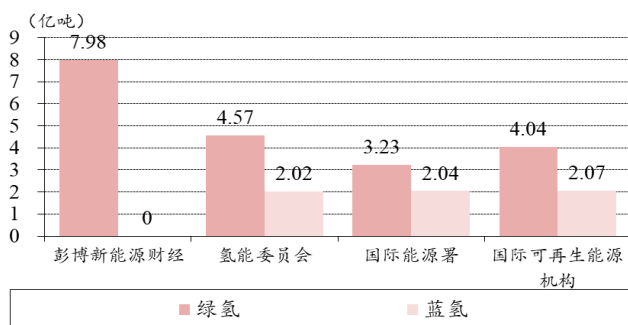


资料来源: solargis, 中银证券

发展绿氢将带动上下游产业，提供经济增长强劲动力：从产业角度来看，氢能产业链条长，涉及能源、化工、交通等多个行业。氢能产业的快速发展必将带动氢能产业链上下游零部件商、原材料商、设备商、制造商、服务商快速发展。根据中国氢能联盟数据，氢能产业链的建立能充分带动经济增长和产业的发展，创造约 1.6 万亿的市场产值和超过 1 万亿的基础设施投资空间（根据固定成本投资和运营费用加总计算）。

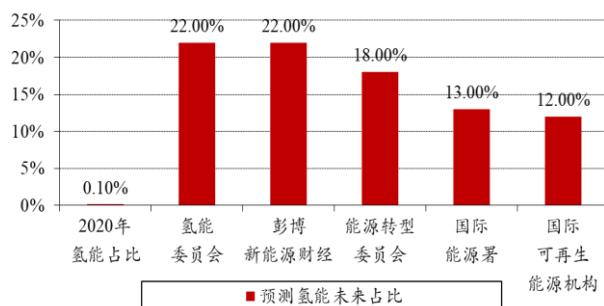
全球绿氢产量有望快速增长：根据 Statista 数据，主要国际能源组织预测到 2050 年全球的绿氢产量将远远高于蓝氢。以 IEA 为例，2050 年全球绿氢产量将达 3.23 亿吨，较蓝氢产量高 58%；BNEF 预测 2050 年全球氢能产量将达到 8 亿吨，且全为绿氢。根据 Statista 数据，主要国际能源组织针对 2050 年氢能在全世界能源总需求中的占比进行了预测，数据显示主要能源组织预测到 2050 年氢能在总能源中的占比将达 22%，其余几家机构的预测值在 12%-18% 间不等。以国际可再生能源机构 12% 的占比预测为例，绿氢产量将提升到 2050 年的 6.14 亿吨，在氢能的几大行业重点应用领域，包括交通业、工业和建筑中清洁氢能的总消耗量也将在目前基础上得以大大提升。

图表 5. 主要国际能源机构对 2050 年全球制氢量及结构的预测



资料来源: Statista, 中银证券

图表 6. 国际能源机构对 2050 年氢能在全球能源总需求中占比的预测



资料来源: Statista, 中银证券

图表 7. 国际可再生能源机构对实现 1.5°C 目标情境下的全球氢能预测

核心指标	2020	2030	2050
清洁氢能产量 (亿吨/年)	~0	1.54	6.14
清洁氢能在总能源消耗中的占比(%)	<0.1	3.0	12
清洁氢能在交通业总能源消耗中的占比(%)	<0.1	0.7	12

资料来源: Statista, 国际可再生能源机构, 中银证券

续图表 7. 国际可再生能源机构对实现 1.5°C 目标情境下的全球氢能预测

核心指标	2020	2030	2050
氨、甲醇、合成燃料在交通业总能源消耗中的占比(%)	<0.1	0.4	8
清洁氢能在工业中的总消耗量 (艾焦耳/年)	>0	16	38
清洁氢能在建筑中的总消耗量 (艾焦耳/年)	~0	2	3.2
氢能及其衍生物的总投资 (十亿美元/年)		133	176
氢能及其衍生物对能源行业碳减排的贡献率(%)			10

资料来源: Statista, 国际可再生能源机构, 中银证券

国内外政策积极落地, 推动氢能高质量发展

政策持续加码, 明确产业规划与发展方向: 2016 年, 中国标准化研究院资源与环境分院和中国电器工业协会燃料电池分会发布《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书(2016 年)》, 首次提出了我国氢能产业发展路线图。自 2019 年氢能首次列入政府工作报告, 国家紧密出台了一系列政策支持氢能产业发展。2020 年 6 月, 《2020 年能源工作指导意见》提出推动氢能技术进步与产业发展。2021 年 3 月, 氢能被视为“十四五”规划中须前瞻规划的未来产业之一; 11 月, 《“十四五”工业绿色发展规划》提出加快氢能技术创新和基础设施建设, 鼓励氢能的多元化应用。2022 年, 国家政策持续加码, 进一步明确氢能产业发展方向和战略布局, 其中 3 月出台的《氢能产业发展中长期规划(2021-2035 年)》强调指出, 统筹推进氢能基础设施建设, 稳步推进氢能在交通领域的示范应用, 拓展在储能、分布式发电、工业等领域的应用。

图表 8. 2019-2022 年国家层面氢能相关支持政策梳理

政策名称	发布部门	发布时间	涉氢重点内容
《绿色产业指导目录(2019 版)》	国家发改委、工信部等	2019 年 3 月	首次将氢能与燃料电池行业列入政府工作报告, 明确绿色产业边界, 强调氢能基础设施建设。
《2020 年能源工作指导意见》	国家能源局	2020 年 6 月	推动氢能技术进步与产业发展。
《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》	国务院	2021 年 2 月	因地制宜发展氢能, 推动绿色低碳转型。
《中华人民共和国国民经济和社会发展的第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	人大	2021 年 3 月	将氢能作为前瞻规划的未来产业之一。
《2030 年前碳达峰行动方案》	国务院	2021 年 10 月	提出积极扩大氢能等清洁能源在交通运输领域应用, 推广氢燃料动力重型货运车辆; 推进加氢站建设等。
《“十四五”全国清洁生产推行方案》	国务院	2021 年 10 月	实施绿氢炼化等降碳工程, 支持开展氢能冶金等领域清洁生产技术集成应用示范。
《关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰中和工作的指导意见》	国资委	2021 年 11 月	明确完善氢能一体化布局, 加强绿色氢能示范验证和规模应用。
《“十四五”工业绿色发展规划》	工信部	2021 年 11 月	提出加快氢能技术创新和基础设施建设, 鼓励氢能在钢铁、水泥、化工等行业的应用。
《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	国家发改委、国家能源局	2022 年 1 月	提出探索输气管道掺氢输送、纯氢管道输送、液氢运输等高效输氢方式; 鼓励传统加油站、加气站建设油气电氢一体化综合交通能源服务站。
《“十四五”新型储能发展实施方案》	国家发改委、国家能源局	2022 年 3 月	提出拓展氢(氨)储能、热(冷)储能等应用领域, 开展依托可再生能源制氢(氨)的氢(氨)储能、利用废弃矿坑储能等试点示范。
《氢能产业发展中长期规划(2021-2035 年)》	国家发改委、国家能源局	2022 年 3 月	明确将氢能产业作为战略性新兴产业和未来产业重点发展方向, 统筹推进氢能基础设施建设, 稳步推进氢能在交通领域的示范应用, 拓展在储能、分布式发电、工业等领域的应用。
《2022 年能源工作指导意见》	国家能源局	2022 年 3 月	提出因地制宜开展可再生能源制氢示范, 探索氢能技术发展路线和商业化应用路径; 围绕新型电力系统、新型储能、氢能和燃料电池等 6 大重点领域, 增设若干创新平台。

资料来源: 政府部委官网, 中银证券

多个地方政府积极发布相关政策推动氢能发展：为响应国家号召，我国多个省份相继发布相关政策规划推动氢能产业积极发展。北京、上海、广东作为第一批燃料电池汽车示范应用城市群，持续推进氢能科技创新、产业链一体化协同发展、重点技术攻关等工作。河北、河南作为第二批示范应用城市群，也在加强建设加氢站等基础设施、积极推广燃料电池汽车的普及应用、完善政策体系。此外，四川、江苏、山东、福建等多个省份公布了加氢站、燃料电池汽车等具体规划目标，氢能产业有望快速全面发展。

图表 9. 2021-2022 年国内各省市氢能相关支持政策梳理

地区	政策名称	发布时间	涉氢重点内容
上海市	《临港新片区打造高质量氢能示范应用场景实施方案（2021-2025 年）》	2021 年 9 月	计划到 2025 年，完成 1500 辆氢燃料电池车辆应用；建成各类型加氢站点 14 座；年氢气供给量不低于 14000 吨。
	《上海市氢能产业发展中长期规划（2022-2035 年）》	2022 年 6 月	计划到 2025 年，建设各类加氢站 70 座左右，培育 5-10 家具有国际影响力的独角兽企业，建成 3-5 家国际一流的创新研发平台，燃料电池汽车保有量突破 1 万辆，氢能产业链产业规模突破 1000 亿元，在交通领域带动二氧化碳减排 5-10 万吨/年。
北京市	《北京市氢能产业发展实施方案（2021-2025 年）》	2021 年 8 月	计划 2023 年前，京津冀区域累计实现产业链产业规模突破 500 亿元，减少碳排放 100 万吨，建成 37 座加氢站，推广燃料电池汽车 3000 辆。
	《大兴区氢能产业发展行动计划（2022-2025 年）》	2022 年 10 月	计划到 2025 年，氢能产业链产业规模累计达到 200 亿元，燃料电池汽车推广数量不低于 3000 辆，建成至少 10 座加氢站，推广分布式热电联供系统装机规模累计达到 5 兆瓦。
广东省	《广东省加快建设燃料电池汽车示范城市群行动计划（2022-2025 年）》	2021 年 11 月	计划到示范期末，实现推广 1 万辆以上燃料电池汽车目标，年供氢能力超过 10 万吨，建成加氢站超 200 座，车用氢气终端售价降到 30 元/公斤以下。
河北省	《河北省氢能产业发展“十四五”规划》	2021 年 7 月	计划到 2025 年，累计建成 100 座加氢站，燃料电池汽车规模达到 1 万辆，实现规模化示范；扩大氢能在交通、储能、电力、热力、钢铁、化工、通信、天然气管道混输等领域的推广应用。
河南省	《河南省氢能产业发展中长期规划（2022-2035 年）》	2022 年 9 月	计划到 2025 年，氢能产业链相关企业达到 100 家以上，氢能产业年产值突破 1000 亿元；推广各类氢燃料电池汽车 5000 辆以上，车用氢气供应能力达到 3 万吨/年，氢气终端售价降至 30 元/公斤以下；建成 3-5 个绿氢示范项目。

资料来源：地方政府官网，中银证券

欧盟计划到 2030 年实现内部可再生氢能年产能 1,000 万吨：欧盟在 REPower EU 方案中提出到 2030 年实现内部生产可再生氢能 1,000 万吨，进口可再生氢能 1,000 万吨，预计 2030 年欧盟可再生能源占能源供应的比例达到 45%，实现可再生能源装机 12,360 万千瓦，光伏装机增加到 60,000 万千瓦。此外，欧盟通过碳关税要求有漏碳风险的进口产品缴纳其在生产地和欧盟的碳价差，由于制绿氢不产生碳排放，从而极大程度鼓励了绿氢、电解槽的生产。

美国计划到 2030 年实现绿氢年产能 1,000 万吨：美国通过 IRA 法案对光伏、储能进行税收抵免，抵免比例上调至 30%，且规定满足最终转换成氢能等要求的储能技术才能申请补贴。美国计划到 2030 年实现绿氢年产能 1,000 万吨，并发布《氢能计划发展规划》明确 2020-2030 年的关键经济技术指标，具体包括电解槽成本降至 300 美元/千瓦、氢输配成本降至 2 美元/千克等。

图表 10. 美国《氢能计划发展规划》中 2020-2030 年的关键技术指标

技术阶段	技术经济指标
制氢阶段	电解槽：成本 300 美元/千瓦、运行寿命 8 万小时、系统转换效率 65%
运氢阶段	交通部门氢输配成本：初期降至 5 美元/千克，最终降至 2 美元/千克
储氢阶段	车载储氢系统成本：在能量密度 2.2 千瓦时/千克、1.7 千瓦时/升下达到 8 美元/千瓦时 便携式燃料电池电源系统储氢成本：在能量密度 1 千瓦时/千克、1.3 千瓦时/升下达到 0.5 美元/千瓦时 储氢罐用高强度碳纤维成本达到 13 美元/千克
用氢/氢产品阶段	工业和电力部门用氢价格：1 美元/千克 交通部门用氢价格：2 美元/千克 用于长途重型卡车的质子交换膜燃料电池系统成本降至 80 美元/千瓦，运行寿命达到 2.5 万小时 用于固定式发电的固体氧化物燃料电池系统成本降至 900 美元/千瓦，运行寿命达到 4 万小时

资料来源：美国能源部，中银证券

日本计划到 2030 年实现氢气年供应量 300 万吨：日本于 2021 年 10 月发布《第六次能源基本计划》，提出到 2030 年实现氢气年供应量 300 万吨，制氢成本从目前的 100 日元/Nm³ 降至 30 日元/Nm³；到 2050 年实现氢气年供应量 2000 万吨/年，制氢成本降至 20 日元/Nm³。

图表 11. 海外氢能相关支持政策梳理

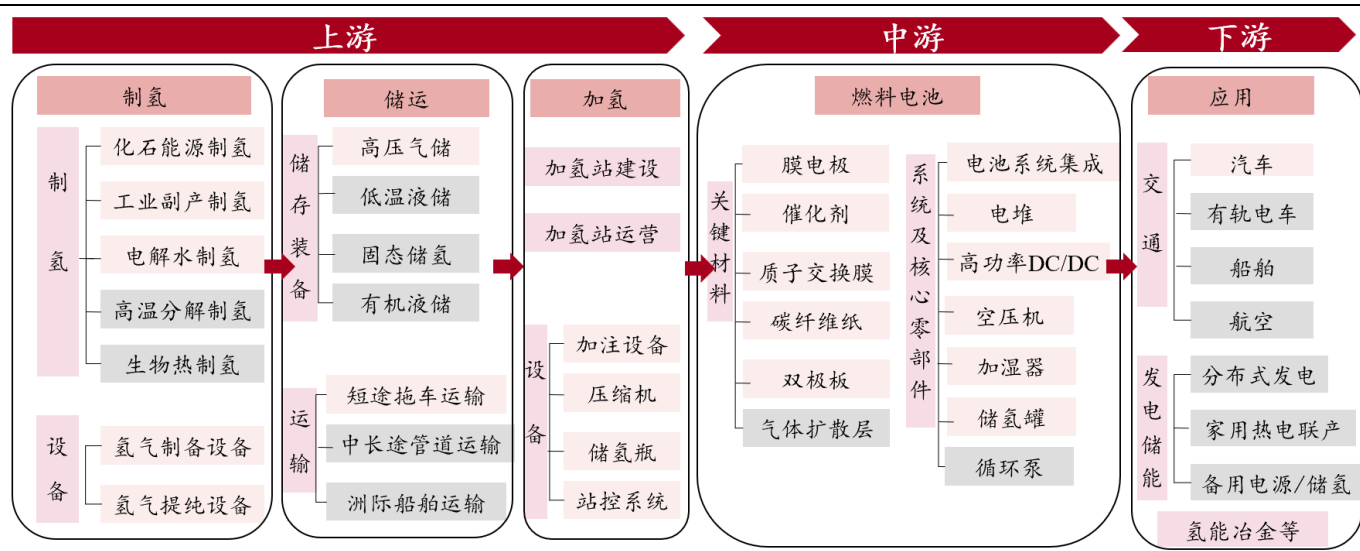
国家	政策文件名称	发布时间	涉氢重点内容
欧盟	《欧洲廉价、安全、可持续能源联合行动方案》（REPower EU）	2022 年 3 月	计划到 2030 年能够摆脱对俄罗斯化石燃料进口的依赖，实现欧盟内部生产可再生氢能 1,000 万吨，进口可再生氢能 1,000 万吨。同时预计 2030 年欧盟可再生能源占能源供应的比例达到 45%，实现可再生能源装机 12,3600 万千瓦，光伏装机增加到 60,000 万千瓦。
	《碳关税或碳边境税》（CBAM）	2019 年 12 月提出 2023 年 2 月通过 2023 年 10 月实施	要求进口到欧盟关税区的部分产品缴纳其在生产地和欧盟的碳价差额，和欧盟企业承担同等碳排放成本，从而减少碳泄漏。
美国	《美国降通胀法案》（IRA）	2022 年 8 月	投入 3690 亿美元用于气候变迁和再生能源领域，对光伏、储能进行 30% 税收抵免。
	《国家清洁氢战略和路线图》草案	2022 年 9 月	规划 2026-2029 年实现电解水制氢成本 2 美元/kg，2030-2035 年实现制氢成本 1 美元/kg；到 2030、2040 和 2050 年美国绿氢年产能分别达到 1000、2000 和 5000 万吨。
日本	《第六次能源基本计划》	2021 年 10 月	到 2030 年实现制氢成本从目前的 100 日元/Nm ³ （约合 5.515 元人民币/Nm ³ ）降至 30 日元/Nm ³ （约合 1.655 元人民币/Nm ³ ），到 2050 年降至 20 日元/Nm ³ ；氢气供应量到 2030 年实现 300 万吨/年，到 2050 年实现 2000 万吨/年。

资料来源：欧盟委员会，美国能源部，日本政府，中银证券

氢能产业链：制储用氢产业技术趋于成熟

氢能产业链较长，分为制氢、储氢和用氢三个环节：根据产业链划分，氢能可以分为上游的氢气制备、中游的氢气储运和下游的氢气应用等众多环节，产业链条较长。

图表 12. 氢能产业链

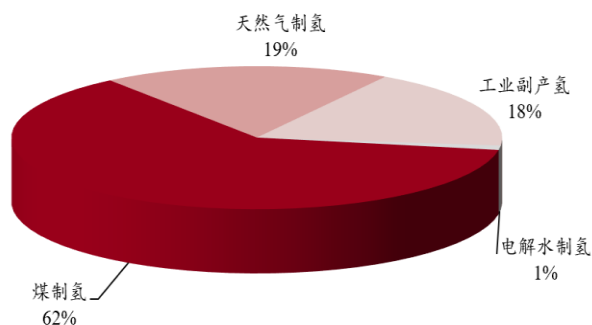


资料来源：中银证券

氢气制取：化石燃料制氢仍为主流

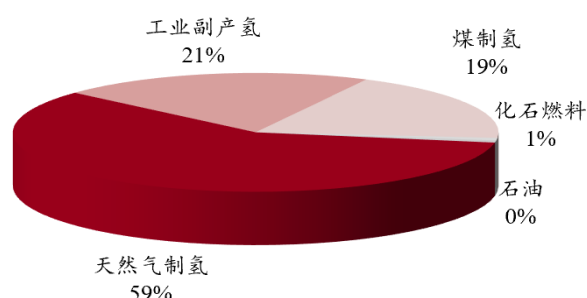
目前全球主要制氢方式包括化石燃料制氢、工业副产制氢和电解水制氢，化石燃料制氢为主流：根据中国煤炭工业协会数据，2020 年我国氢气总产量达到 2,500 万吨，主要来源于化石能源制氢（煤制氢、天然气制氢）；其中，煤制氢占我国氢能产量的 62%，天然气制氢占比 19%，而电解水制氢受制于技术和高成本，占比仅 1%。全球来看，化石能源也是最主要的制氢方式，根据 IEA 数据，天然气制氢占比 59%，煤制氢占比 19%。

图表 13. 2020 年中国制氢结构



资料来源：中国煤炭工业协会，中银证券

图表 14. 2020 年全球制氢结构



资料来源：IEA，中银证券

1) 煤制氢：煤炭目前仍是我国的主要能源之一，也是我国制氢的主要原料。虽然煤焦化副产的焦炉气也可用于制氢，但煤气化制氢目前在国内氢气生产中占据主导地位。煤气化制氢技术的工艺过程一般包括煤气化、煤气净化、CO 变换以及氢气提纯等主要生产环节。煤制氢经过多年的发展，技术成熟，被广泛应用于煤化工、石化、钢铁等领域。特别是化工和化肥行业一直在使用这项技术生产氢气。但煤制氢工艺的二氧化碳排放量约是天然气制氢的 4 倍，需结合碳捕集与封存(CCUS)技术才能实现减排，增加了制氢成本。根据 IEA 数据，在煤制氢生产中加入 CCUS 预计将使资本支出和燃料成本分别增加 5%和 130%。

2) 天然气制氢：天然气制氢是目前全球氢气的主要来源，在北美和中东等地区被广泛使用。与煤制氢装置相比，用天然气制氢产量高，排放的温室气体少，是化石原料制氢路线中较为理想的制氢方式。工业上由天然气制氢的技术主要有蒸汽转化法、部分氧化法以及天然气催化裂解制氢。然而，我国国内目前天然气约 40% 依赖进口，国内主流的工业制氢方式仍然是煤制氢。

3) 工业副产制氢：工业副产制氢是指将富含氢气的工业尾气作为原料，主要采用变压吸附法（PSA 法），回收提纯制氢。目前主要尾气来源有氯碱工业副产气、焦炉煤气、轻烃裂解副产气。与其他制氢方式相比，工业副产品制氢的最大优势在于几乎无需额外的资本投入和化石原料投入，所获氢气在成本和减排方面有显著优势。由于其丰富的潜在供应量，被广泛认为是燃料电池发展现阶段可行的供氢解决方案。

4) 电解水制氢：电解水制氢是在直流电下将水分子分解为氢气和氧气，分别在阴、阳极析出，所产生的氢气纯度高。该技术是目前最有发展潜力的绿色氢能生产方式，特别是利用可再生能源进行电解水制氢是目前众多氢气来源方案中碳排放最低的工艺，与全球低碳减排的能源发展趋势最为一致。

图表 15. 制氢方法比较

制氢方法	反应原理	优点	缺点
化石燃料制氢	煤制氢 煤焦化和煤气化	我国煤储丰富、产量丰富、成本较低、技术成熟	温室气体排放
	天然气制氢 蒸汽转化法为主，部分氧化法及催化裂解	成本较低、产量丰富	温室气体排放
	焦炉气制氢 采用变压吸附法直接分离提纯氢气	工业副产、成本低	空气污染、建设地点受原料供应限制
工业副产制氢	氯酸钠尾气：脱氧脱氯、PSA 分离纯化	产品纯度高、原料丰富	建设地点受原料供应限制
	氯碱制氢 PVC 尾气：变压吸附净化、变压吸附 PSA 提氢		
电解水制氢	碱性电解	技术较成熟、成本较低	产气需要脱碱，需稳定电源
	质子交换膜电解	操作灵活、装备尺寸小、输出压力大、适用于可再生发电的波动性	需使用稀有金属铂、铱等，成本高且供应链局限大
	固体氧化物电解	转化效率高	实验室阶段
生物质能、光解水等制氢法	太阳光催化水分解释放氢气、微生物催化水分解质氢	环保	技术不成熟、氢气纯度低

资料来源：KPMG 《一文读懂氢能产业》，中银证券

氢能储运：高压气态储氢、低温液态储氢已进入商业应用阶段

氢能储运是大规模用氢的必要保障：在氢能产业发展过程中，氢的存储运输是连接氢气生产端与需求端的关键桥梁，因此高效、低成本的氢气储运技术是实现大规模用氢的必要保障。

目前主要储氢方式分为气态储氢、低温液态储氢、有机液态储氢和固态储氢等：几种主要的储氢方式各具优缺点：

- 1) 气态储氢具有成本低、能耗低、操作环境简单等特点，是目前发展相对成熟、应用较广泛的储氢技术，但该方式仍然在储氢密度和安全性能方面存在瓶颈；
- 2) 低温液态储氢是先将氢气液化，然后储存在低温绝热容器中。低温液态储氢密度大，成本很高；
- 3) 有机液态储氢由于其存储介质与汽油、柴油相近，可利用已有基础设施从而降低应用成本。有机液态储氢尚处于示范阶段；
- 4) 利用固体对氢气的物理吸附或化学反应等作用，将氢储存于固体材料中，主要包括苯、合金储氢、纳米储氢。国外固态储氢已在燃料电池潜艇中商业应用，在分布式发电和风电制氢中得到示范应用；国内固态储氢已在分布式发电中得到示范应用。

图表 16. 储氢技术优缺点

储存方式	核心技术	优点	缺点	技术成熟度
气态储存	高压压缩	成本较低 常温操作 储氢能耗低 充放氢速度快	储氢密度小 储存容器体积大 存在氢气泄露和容器爆炸风险	技术成熟，当前应用最广泛
低温液态储存	低温绝热	能量密度大 体积密度大 加注时间短	成本较高 智能冷耗大 绝热要求高	技术成熟，主要在航空等领域得到应用
有机液态储存	有机储氢介质	储氢密度大 稳定性高 安全性好 运输便利 储氢介质可多次循环适用	成本较高 脱氢温度高 能耗大 氢气纯度不高，有几率产生杂质气体	已无主要技术障碍
固态储存	物理或化学吸附储氢	安全性好 储氢密度大 氢纯度高，可提纯氢气 运输便利 可快速充、放氢	成本高 储放氢存在约束，热交换较困难，放氢需在较高温度下进行	尚在技术提升阶段，已在分布式发电、风电制氢、规模储氢中得到示范应用

资料来源：中国社会科学院大学（研究生院）国际能源安全研究中心与社会科学文献出版社《世界能源蓝皮书》，清华大学核能与新能源技术研究院，中银证券

图表 17. 储氢技术对比

储氢方式	储氢技术	密度 (kg/m³)	能量输入 (kWh/kg H ₂)	优点	缺点
高压气态储氢	以特定压强压缩氢气，增加能量密度	35	3	-1	-水电解制氢在 35 巴压强下生成氢气
		150	11	-1	-在 25°C 压缩
		350	23	-4	
		700	38	-6	
低温液态储氢	-253°C 低温压缩氢气	71	-9	-更经济，适用于空间有限且氢气需求高的场合 -液化 1kg 的氢气就要消耗 4-10 千瓦时的电量	-能量损失高（尤其与液天然气转换技术相比） -挥发率（最高 1% 每天）
液氢储氢	与氢气化合反应	121	储氢过程 3kWh/kg，转换 氢气过程最高 8kWh/kg	-工艺成熟，可用现有基础设施	-有毒，空气污染 -转换氢气能量需求高
有机液态储氢 (eg., MCN 甲基环己烷)	与 MCN (甲基环己烷) 混合储氢后，转换回氢气	110	储氢过程放热， 转换氢气过程约 12kWh/kg	-无需冷却	-甲苯具有毒性，易燃，价格高，需要回运
金属氢化物储氢	与金属进行可逆化合反应，加热释放氢气	86 (MgH ₂)	4	-成本低，损耗少 -更安全 -比气体压缩能量密度高	-存储单元重 -充放电时间长 -寿命短

资料来源：科尔尼，中银证券

高压气态储氢、低温液态储氢已进入商业应用阶段：目前，高压气态储氢、低温液态储氢已进入商业应用阶段，而有机液态储氢、固体材料储氢尚处于技术研发阶段。根据车百智库信息，2021 年，全球氢能储运呈现出以高压气态为主，液氢、有机储氢等多种方式共同探索的发展格局。高压气态由于初始投入较低、对基础设施配套要求较低，未来一段时间内仍将是小规模短距离氢储运主要方式。液态储运可以实现大规模远距离的氢储运，如低温液态储氢、液氢储氢及有机液态储氢等，但仍存成本高、技术难度高等问题，产业化应用尚需时日。

氢气运输分为气态输送、液态输送和固态输送，气态和液态为目前的主流方式：通常的输氢形式包含长管拖车、槽罐车、管道（纯氢管道、天然气管道混输），不同的储运方式具有不同特点及适应场景，如长管拖车适用于城市内配送、管道适用于国际跨城市与城市内配送。由于目前中国氢能产业处于发展初期，氢能市场规模较小，且氢能示范应用主要围绕工业副产氢和可再生能源制氢地附近，因此多采用长管拖车运输，这是当前较为成熟的运输方式。

图表 18. 氢储运工具及适用场景

储运方式	运输工具	经济距离 (km)	适用场景
气态储运	长管拖车	≤ 200	城市内配送
	管道	≥ 500	国际、跨城市与城市内配送
液态储运	液氢槽罐车	≥ 200	国际、规模化、长距离
	液氢运输船	≥ 200	国际、规模化、长距离
固态储运	货车	≤ 150	实验研究阶段

资料来源：智慧芽《2022 年中国氢能行业技术发展洞察报告》，中银证券

图表 19. 氢气储运技术对比与趋势

	长管拖车	液氢罐车	氢气管道
技术现状	-长管拖车是国内最普遍的运氢方式,这种方法在技术上已经相当成熟-由于氢气密度很小且储氢容器自重重大,所运输氢气的重量只占总运输重量的 1%-2%	-相对于国外成熟的液氢技术,国内标准缺失,仍未大规模运用 -将氢气深度冷冻液化,再装在压力通常为 0.6 兆帕的圆筒形专用低温绝热槽罐内运输	-我国氢气管网发展不足,布局有较大提升空间 -由于氢气需在低压状态(工作压力 1-4MPa)下运输,因此相比高压运氢能耗更低
成本	-运输成本随距离增加大幅上升: 50km 内,运输成本接近 5 元/kg; 500km 时运输成本将逾 20 元/kg	-运输成本变动对距离不敏感: 50-500km 时,运输成本在 13.51-14.01 元/kg 内小幅提升	-运输成本与距离正相关: 100km 时, 运氢成本为 1.20 元/kg,仅为同等距离下气氢拖车成本的 1/5; 500km 时运输成本为 3.02 元/kg
适用范围	-运输距离较近(运输半径 200km 内) -输送量较低	-运输距离远(运输半径超过 200km) -输送量大	-运输距离远 -输送量大
趋势	-国内放宽对储运压力的标准,提高管束工作压力,从而降低运氢成本	-液氢标准出台 -储氢密度和传输效率都更高的低温液态储氢	-国内氢气管网建设提速,到 2030 年,我国将建成 3000 公里以上的氢气长输管道

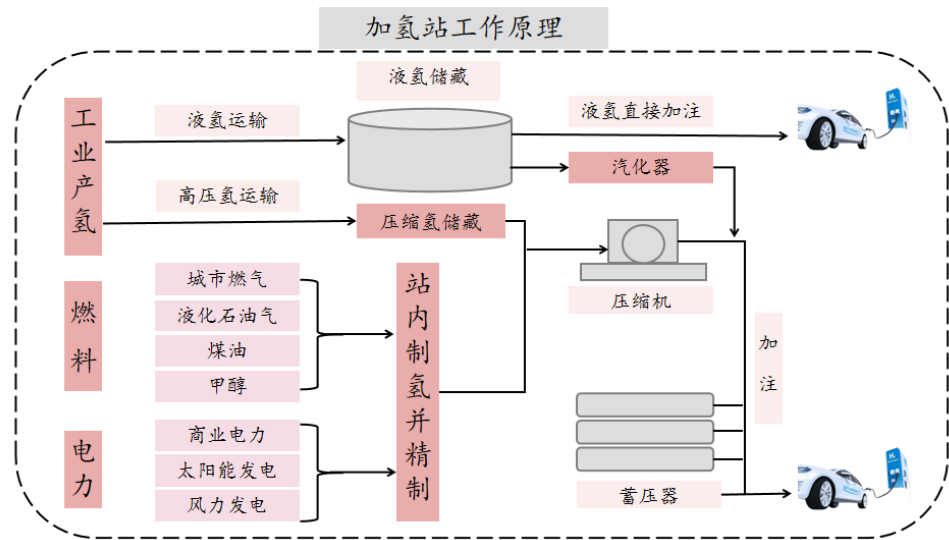
资料来源：《中国氢能及燃料电池产业白皮书》，科尔尼，中银证券

加氢站：中国加氢站数量居全球首位，技术趋于成熟但建设成本较高

加氢站是氢能发展的重要基础设施，根据不同标准有多种分类：加氢站是为燃料电池汽车充装氢气燃料的专门场所，作为服务氢能交通商业化应用的中枢环节，是氢能产业发展的重要基础设施。目前，根据不同标准，加氢站有多种分类：

- 1) 根据氢气来源不同，加氢站分为外供氢加氢站和站内制氢加氢站两种。外供氢加氢站通过长管拖车、液氢槽车或者管道运输氢气至加氢站后，在站内进行压缩、存储、加注等操作。站内制氢加氢站是在加氢站内配备了制氢系统，制得的氢气经纯化、压缩后进行存储、加注。站内制氢包括电解水制氢、天然气重整制氢等方式，可以省去较高的氢气运输费用，但是增加了加氢站系统复杂程度和运营水平。因氢气按照危化品管理，制氢站只能放在化工园区，尚未有站内制氢加氢站。
- 2) 根据加氢站内氢气储存相态不同，加氢站可分为气氢加氢站和液氢加氢站两种。全球液氢储运加氢站主要分布在美国和日本。相比气氢储运加氢站，液氢储运加氢站占地面积小，同时液氢储存量更大，适宜大规模加氢需求。
- 3) 根据供氢压力等级不同，加氢站可分为 35MPa 和 70MPa 压力供氢两种。用 35MPa 压力供氢时，氢气压缩机的工作压力为 45MPa，高压储氢瓶工作压力为 45MPa，一般供乘用车使用；用 70MPa 压力供氢时，氢气压缩机的工作压力为 98MPa，高压储氢瓶工作压力为 87.5MPa。

图表 20.加氢站工作原理

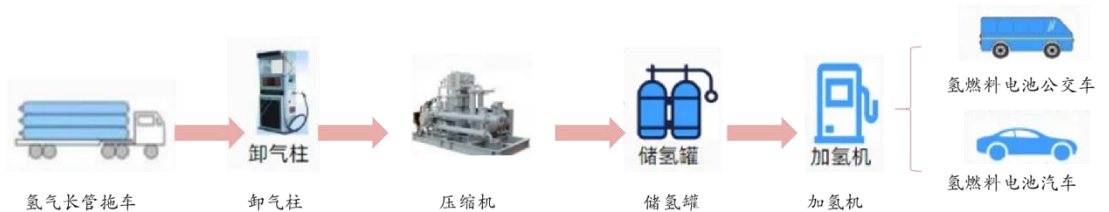


资料来源：行行查研究中心、中银证券

压缩机、储氢瓶、加氢机是加氢站三大核心设备：

- 1) 氢气压缩机：**氢气压缩机是将拖车管束内氢气卸装，加压至储氢目标压强的关键设备。依据工作原理差异，主流氢气压缩机可分为往复隔膜式压缩机、活塞式压缩机。由于燃料电池汽车对氢气纯度要求较高（ $\geq 99.99\%$ ），隔膜式压缩机能够较好保证气体纯净度，是目前的主流选择。
- 2) 储氢罐：**加氢站是利用站内储氢容器和车载氢瓶间的压差实现氢气加注，要求站内储氢压力高于车载供氢系统。为降低卸气过程压缩机能耗，提升氢气加注过程可控性，加氢站储氢罐或储氢瓶组通常按照 2-3 级压力分级设置，如 35MPa 加氢站可选择配置 45+22MPa 储氢罐组合，70MPa 加氢站则可配置 90+65+40MPa 组合。
- 3) 加氢机：**加氢机由控制系统、计量系统、加氢枪三大核心环节构成，并完成氢气加注的最终环节。

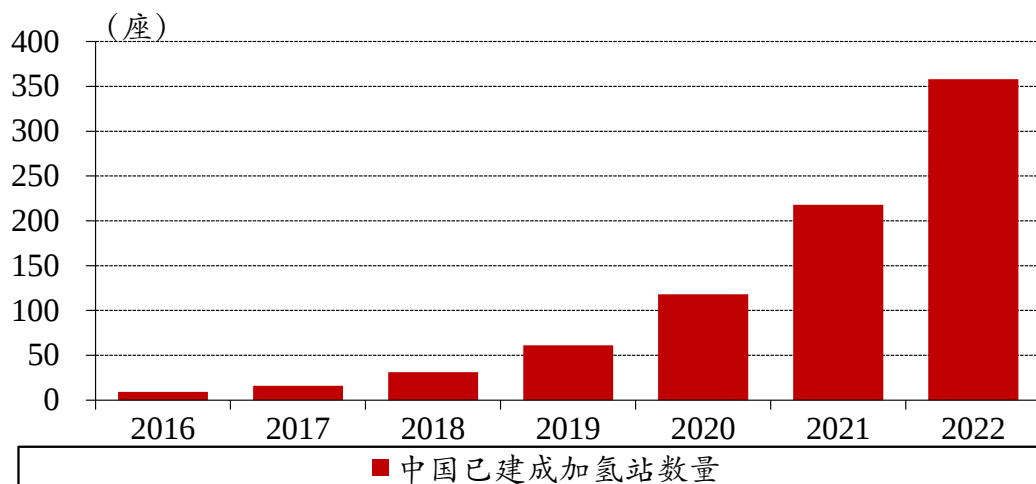
图表 21. 高压储氢加氢站原理图



资料来源：锐观网、江苏门户机械网，中银证券

中国加氢站数量快速增长：随着中石化等能源央企加大加氢基础设施的投资和建设力度，中国加氢站数量呈现快速增长趋势。根据中国氢能联盟统计，截至 2022 年底，全球主要国家在营加氢站数量达到 727 座，我国累计建成加氢站 358 座，其中在营 245 座，加氢站数量全球第一。国内加氢站主要分布在北京、山东、湖北、上海等燃料电池汽车产业发展较快的地区。“十四五”期间，随着全国“3+2”燃料电池汽车示范格局的正式形成，氢燃料电池汽车推广数量将快速增加，加氢站建设也将提速。根据车百智库的预测，到 2025 年中国将建成 1000 座加氢站。

图表 22. 中国已建成加氢站数量



资料来源：车百智库，KPMG《一文读懂氢能产业》，中银证券

中国加氢站建设参与主体呈现多样化趋势：氢能产业各环节的企业都有参与加氢站建设的案例，如上游的能源、化工和气体公司以及专业的加氢站建设运营商和设备供应商，中游的燃料电池电堆和系统企业，下游的整车企业和车辆运营企业。

加氢站技术趋于成熟，建设成本依然较高：现阶段，加氢站技术趋于成熟，关键设备基本实现国产化。但是，当前加氢站的建设成本较高，根据车百智库数据，加注量 1000 kg/d 的 35MPa 加氢站建设成本高达 1500 万元，是加油站的数倍，其中氢气压缩机、储氢装置、加注机、站控系统 etc 占加氢站总投资约 60%。

补贴政策、技术进步与规模效应带来的加氢站成本下降是提升加氢站数量的主要驱动因素：目前示范城市大多按照加氢站设备投资额或整体投资额的一定比例给予补贴，并按照加氢能力设置补贴上限，最高补贴额 200-600 万元/站不等，同时给予加氢站销售补贴和税收优惠等扶持政策。传统石化企业普遍通过打造油气电氢合建站来拓展加氢基础设施网络。展望未来，加氢站建设运营成本仍有一定下降空间。根据车百智库的预测，到 2025 年，加氢站投资有望下降 30% 左右，加氢站利用率的提升也将摊薄设备投资及运营成本。

图表 23. 加氢站环节政府补贴预测

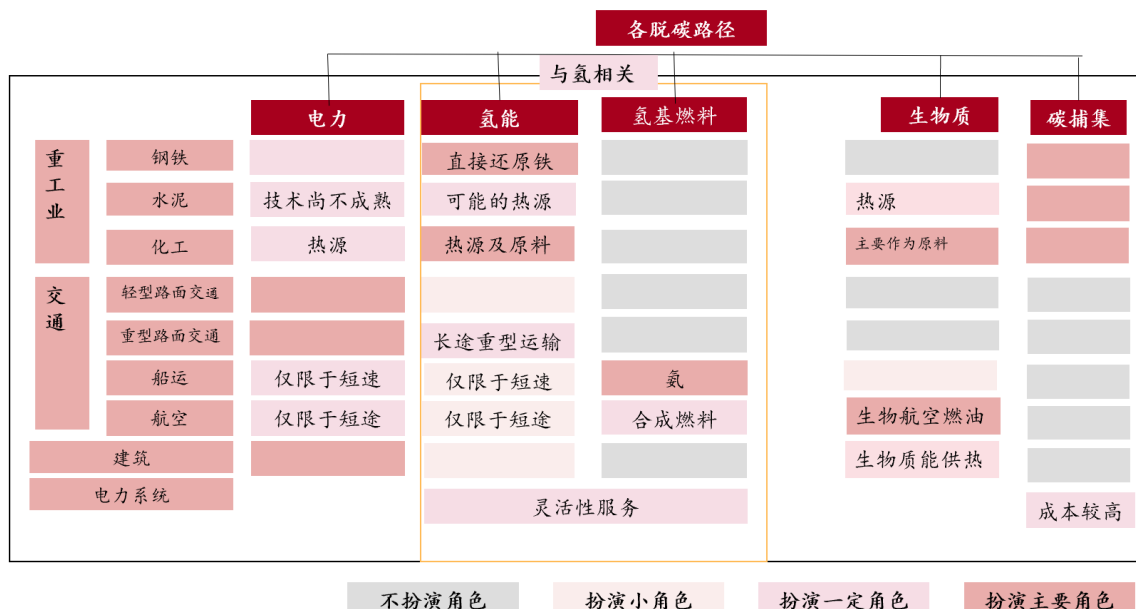
	2022 年	2025 年	2030 年	
加氢站数量	250	750	1,800	座
加氢站单站加注能力	1,000	1,200	1,500	Kg/d
建设投资成本	1,800	1,500	1,000	万元/座
氢气到站价格	45	40	30	元/kg
理想情况下氢气销售量	9	>30	~100	万吨
建设补贴上限	500	250 ^b	50 ^b	万元/座
运营补贴力度	20	10 ^c	0 ^c	元/kg
政府补贴支出金额	>30	>50	<10	亿元

资料来源：车百智库，中银证券

工业、交通、储能行业推动绿氢需求快速增长

氢能可以在工业、交通、建筑和电力等多个领域作为替代能源进行使用：作为二次能源，氢能在重工业、交通、建筑、电力行业中均有不同的应用场景，其中最主要的用途包括燃料用氢、原料用氢，以及储能用氢三类。

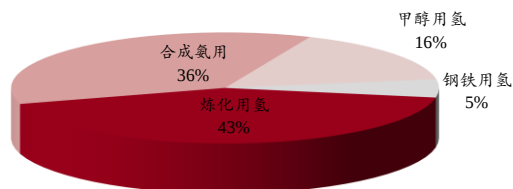
图表 24. 氢能应用场景



资料来源：中国氢能联盟，中银证券

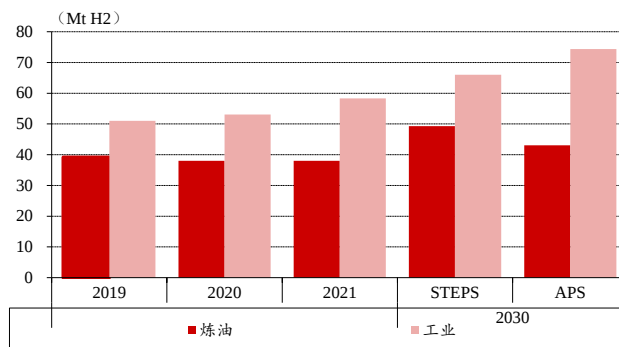
目前氢能主要应用在工业和交通领域：目前氢能的成本较高，使用范围较窄，氢能应用处于起步阶段。氢能源主要应用在工业领域和交通领域中，在建筑、发电和发热等领域仍然处于探索阶段。根据 IEA 数据，2021 年全球氢气需求量超 9400 万吨，同比增长 5%，其中增量中约 67%是来自化工领域。2021 年全球氢气需求来源中，炼油、合成氨、甲醇、钢材的氢气需求比例分别为 42.6%、36.2%、16.0%和 5.3%。根据中国氢能联盟预测，到 2060 年工业领域和交通领域氢气使用量分别占比 60%和 31%，电力领域和建筑领域占比分别为 5%和 4%。

图表 25. 2021 年全球氢气需求结构



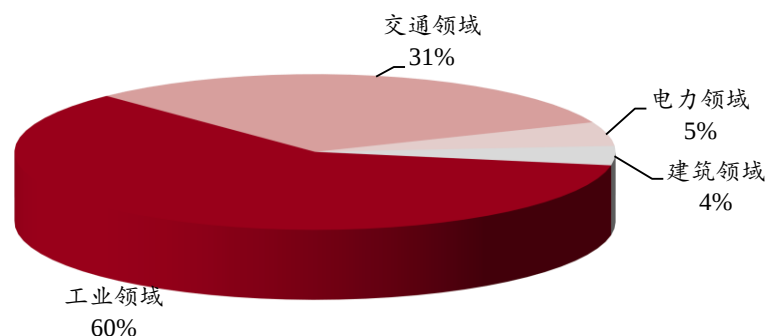
资料来源：IEA，中银证券

图表 26. 2019-2030 年全球氢气利用结构



资料来源：IEA，中银证券

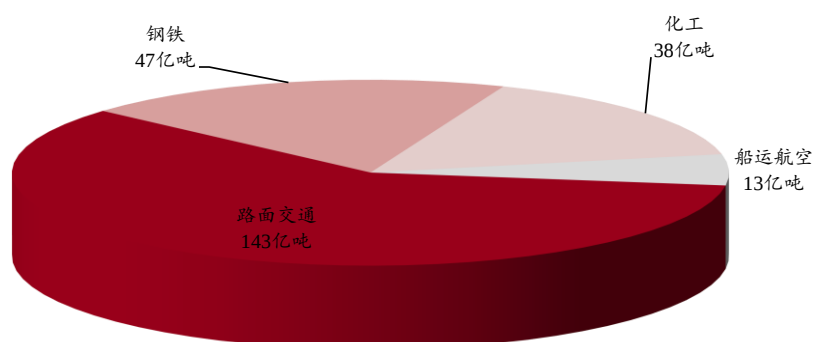
图表 27.2060 年中国氢气需求结构预测



资料来源：中国氢能联盟，中银证券

碳中和目标下，氢能大规模推广应用刻不容缓：根据中国氢能联盟数据，在 2020-2060 年间通过应用氢能有望实现超过 200 亿吨的累计减排量，其中交通行业累计减排量最大，约为 156 亿吨，钢铁行业累计减排量约为 47 亿吨，化工行业累计减排量约为 38 亿吨，而可再生氢将在交通、钢铁、化工等领域成为主要的零碳原料。

图表 28. 2020-2060 年各行业用氢累计减排量



资料来源：中国氢能联盟，中银证券

工业领域：钢铁与化工行业有望成为绿氢发展的重要场景

炼化领域是氢气重要的使用场景，到 2030 年炼化用氢需求将达到 4570 万吨：在炼化领域，氢气主要用于加氢硫化以去除原油中的硫含量，以及加氢裂化将重渣油升级为更高价值的产品。全球对空气质量的持续关注背景下，最终精炼产品中的硫含量持续降低，加氢裂化越发重要。根据高盛数据，目前炼化领域大约一半的氢气需求是通过炼油厂其他工艺或炼油厂集成的其他石化工艺产生的副产品氢来满足的，而其余需求则通过专门的现场制氢或从外部采购的商业氢来满足。根据我们的测算，到 2030 年，炼化用氢的需求量有望达到 4570 万吨。

图表 29.2021-2030 炼化用氢需求预测

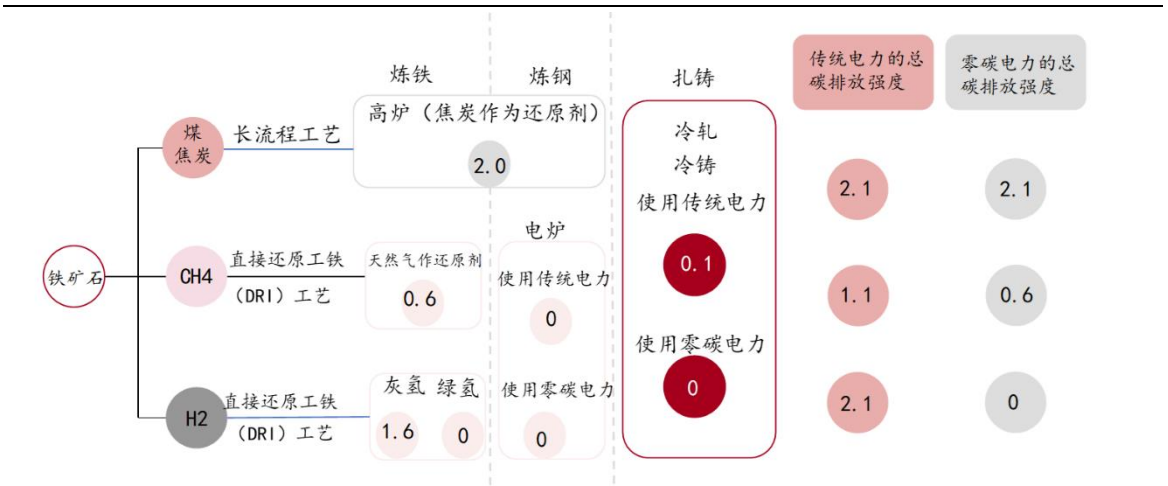
	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
炼化需求量 (mb/d)	81.00	83.40	84.80	85.70	86.40	87.20	88.51	89.84	91.18	92.55
Yoy(%)		2.96	1.68	1.06	0.82	0.93	1.50	1.50	1.50	1.50
炼化需求量 (亿吨)	40.50	41.70	42.40	42.85	43.20	43.60	44.25	44.92	45.59	46.28
炼化氢耗 (吨/百万吨)	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99
炼化用氢气需求量 (万吨)	4,000.00	4,118.52	4,187.65	4,232.10	4,266.67	4,306.17	4,370.77	4,436.33	4,502.87	4,570.41

资料来源：IEA，中银证券

“双碳”目标下，钢铁行业面临巨大的碳减排压力：钢铁冶炼二氧化碳排放量较大，根据 KPMG《一文读懂氢能产业》，2020 年国内钢铁行业碳排放总量约 18 亿吨，占全国碳排放总量的 15% 左右。实现“双碳”目标下，钢铁行业面临巨大的碳减排压力。根据各大型钢铁企业公布的碳达峰碳中和路线图，结合中国钢铁行业协会减碳目标，假设到 2030 年，我国钢铁行业减碳 30%，则在此期间钢铁行业需累计减排 5.4 亿吨。

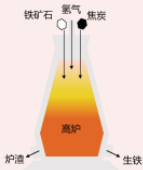
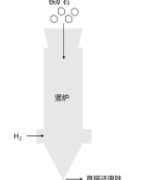
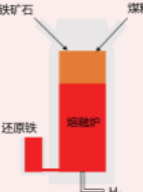
氢冶金是钢铁行业实现碳中和目标的革命性技术：传统的高炉炼铁是以煤炭为基础的冶炼方式，根据车百智库数据，长流程高炉炼铁碳排放量约占整个钢铁生产碳排放的 70%。鉴于钢铁行业碳中和目标的紧迫性，钢铁行业必须采用突破性的低碳炼铁技术减少碳排放或通过 CCUS 技术实现脱碳。氢冶金通过使用氢气代替碳在冶金过程中的还原作用，实现源头降碳。氢冶金减碳技术路线主要分为两种：富氢还原高炉和氢基竖炉直接还原炼铁，根据中国氢能联盟数据，富氢还原高炉技术碳减排潜力可达 20% 左右，氢基竖炉直接还原炼铁碳减排潜力达到 95%。

图表 30. 主要钢铁生产工艺的二氧化碳排放强度



资料来源：车百智库，中银证券

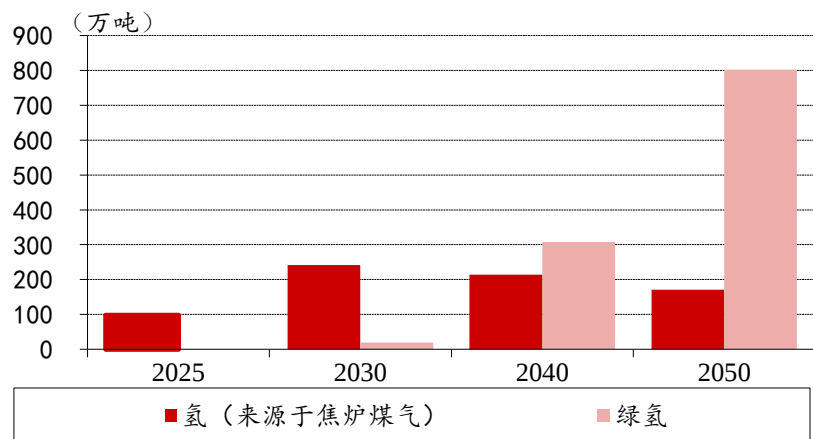
图表 31. 氢冶金技术分类及优缺点

用氢场景	示意图	技术说明	减排潜力	技术成熟度	试点项目	优点	局限性
高炉富氢冶炼		在高炉顶部喷吹含氢量较高的还原性气体	0.20	5-9	八一钢铁富氢碳循环高炉； THYSSENKRUPP“以氢代煤”高炉炼铁项目	改造成本低，具备经具有增产效果	理论减排潜力有限，技术上难以有济性，实现全氢冶炼
氢能直接还原炼铁		在气基竖炉直接还原炼铁中提升氢气的比例	0.95	6-8	河钢富氢气体直接还原铁项目； ARCELORMITTAL 德国直接还原铁项目	理论减排潜力较高，可供参考 的国际经验相对较多	改造难度较高，基础技术较薄弱
氢能熔融还原冶炼		在熔融还原炼铁工艺中注入一定比例的含氢气体	0.95	5.00	内蒙古建龙塞斯普氢基熔融还原冶炼	理论减排潜力高少	国际先进经验较少，改造难度较高，基础技术较薄弱

资料来源：中国氢能联盟，中银证券

氢气作为氢冶金的基本原料，国内需求有望保持快速增长：根据百人氢能中心预测数据，预计到 2030 年国内氢冶金产量可达 0.21-0.29 亿吨，约占全国钢铁总产量的 2.3%-3.1%。氢冶金的氢气需求约为 191-259 万吨，其中约 92%来自焦炉煤气，剩余约 8%来自电解水制氢。到 2050 年，氢冶金钢产量为 0.96-1.12 亿吨，氢冶金的氢气需求约为 852-980 万吨，其中焦炉煤气提供 166 万吨氢，剩余 814 万吨来自于绿氢。

图表 32. 氢冶金中氢的来源



资料来源：百人会氢能中心《碳中和目标下的氢冶金减碳路径与应用前景》，中银证券

到 2030 年全球钢铁领域用氢量有望达到 568 万吨：根据我们的预测，到 2030 年全球钢铁领域对氢气需求量有望达到 568 万吨。

图表 33. 2021-2030 炼钢用氢需求预测

	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
炼钢产量 (亿吨)	18.37	18.40	18.81	19.09	19.38	19.67	19.96	20.26	20.56	20.87
Yoy(%)		0.20	2.20	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
炼钢氢耗 (吨/百万吨)	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27
炼钢对氢气需求量 (万吨)	500.00	501.00	512.02	519.70	527.50	535.41	543.44	551.59	559.87	568.27

资料来源: IEA, 中银证券

绿氢成本是决定氢冶金竞争力的关键因素:“十四五”期间,钢铁行业有望纳入碳排放权交易。随着碳价的提高,氢冶金对绿氢的价格接受度也将提升。根据百人会氢能中心预测,到2030年碳价将达到200-250元/吨CO₂,若届时绿电价格达到0.15元/kWh,电解水制氢电耗达到4.5kWh/kg,则绿氢成本将降至10.5-11.2元/kg,氢冶金经济性将得以显现。尤其在可再生能源富集地区,绿氢成本具有较大下降空间,适宜开展绿氢氢冶金示范应用。

图表 34. 氢冶金的竞争性成本优势分析 (仅考虑 H₂ 和 CO₂ 价格)

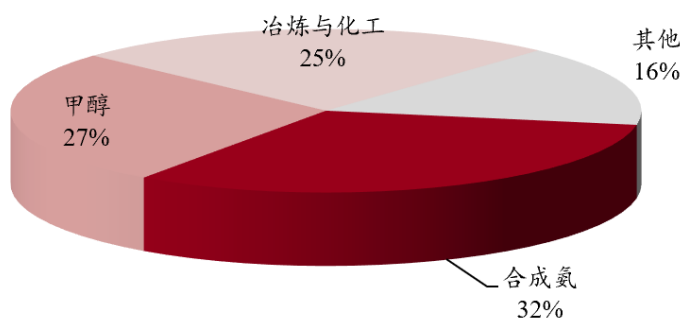
		H ₂ 价格 元/t(对应电力价格 元/kWh)					
		1256	1185	1115	1045	975	904
		(0.176)	(0.166)	(0.156)	(0.146)	(0.136)	(0.126)
CO ₂ 价格 元/t	350						
	300						
	250						
	200						
	150						
	100						

资料来源: 百人会氢能中心《碳中和目标下的氢冶金减碳路径于应用前景》, 中银证券

注: 粉色表示氢冶金具有成本优势; 白色表示传统炼钢具有成本优势

化工行业是目前氢气消费的重要领域之一:氢气是合成氨、合成甲醇、石油精炼和煤化工行业中的重要原料,还有小部分副产气作为回炉助燃的工业燃料使用。目前,中国的化工行业仍然属于以化石燃料为主要能源基础和原料的高耗能高碳排放行业。石油炼化作为石油化工行业的主要生产环节,对氢气的需求量大,大型炼化厂几乎均有场内制氢设备,采取天然气重整或煤气化作为主要氢气供给方式。合成氨、甲醇的生产在中国以煤化工为主要路径,工厂大多采用煤气化制氢的传统方式获取氢气。根据中国氢能联盟数据,2020年化工行业用氢中,合成氨、甲醇、冶炼与化工所需氢气分别占比32%、27%和25%。目前,工业用氢主要依赖化石能源制取,未来通过低碳清洁氢替代应用潜力较大。

图表 35. 2020 年我国化工行业氢气消费领域分布



资料来源: 中国氢能联盟, 中银证券

合成氨对氢气需求量较大，到 2030 年全球合成氨用氢需求有望达到 4087 万吨：合成氨主要用作制造尿素和硝酸铵等化肥的原料，根据 IEA 数据，尿素和硝酸铵等化肥需求占全球氨需求的 70% 左右，剩余 30% 的氨用于广泛的工业应用，包括炸药、合成纤维和特种材料。2021 年合成氨总产量约为 1.9 亿吨，生产 1 吨氨需要约 180kg 氢，2021 年合成氨对氢气的需求约为 3400 万吨，约占工业部门氢需求的三分之二。根据 IEA 数据，全球约 70% 的合成氨原料为天然气，其余 30% 的合成氨大部分来自煤炭。氨生产所需能源占全球能源需求的 1.3%，约占能源相关二氧化碳排放（包括工业过程排放）的 1%，生产 1 吨氨平均会排放 2.2 吨二氧化碳。通过绿氨生产合成氨有望有效降低合成氨领域碳排放强度。根据我们测算，到 2030 年全球合成氨对氢气的需求有望达到 4087 万吨，绿氢替代空间广阔。

图表 36. 2021-2030 全球合成氨用氢需求量预测

	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
合成氨产量（万吨）	19,000.00	19,380.00	19,767.60	20,162.95	20,566.21	20,977.54	21,397.09	21,825.03	22,261.53	22,706.76
Yoy(%)		2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
合成氨单位氢耗（kg/吨）	180.00	180.00	180.00	180.00	180.00	180.00	180.00	180.00	180.00	180.00
合成氨对氢气需求量（万吨）	3,420.00	3,488.40	3,558.17	3,629.33	3,701.92	3,775.96	3,851.48	3,928.50	4,007.08	4,087.22

资料来源：IEA，中银证券

甲醇是第二大工业氢应用领域，到 2030 年全球甲醇用氢需求有望达到 1756 万吨：甲醛是甲醇体积最大的衍生物，用于生产建筑、汽车和消费品行业使用的树脂。在国内，甲醇是用煤炭生产高价值化学品（制造塑料的关键化学前体）的中间原料，是传统以石油为基础路线的替代品。根据 IEA 数据，每吨甲醇大约需要 130 公斤氢气作为原料，2021 年全球生产的 1.13 亿吨甲醇对氢气的需求约 1500 万吨。生产 1 吨甲醇平均会产生 2.2 吨二氧化碳，而以煤为原料的生产在国内占主导地位，约占全球总量的一半。与合成氨类似，绿氢是甲醇脱碳的重要手段，到 2030 年全球甲醇用氢需求有望达到 1756 万吨，绿氢替代空间广阔。

图表 37. 2021-2030 全球甲醇用氢需求预测

	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
甲醇产量（万吨）	11,300.00	11,526.00	11,756.52	11,991.65	12,231.48	12,476.11	12,725.64	12,980.15	13,239.75	13,504.55
yoy		2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
甲醇单位氢耗（kg/吨）	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
甲醇对氢气需求量（万吨）	1,469	1,498	1,528	1,559	1,590	1,622	1,654	1,687	1,721	1,756

资料来源：IEA，中银证券

到 2030 年中国化工行业绿氢年消费量将达到 376 万吨：未来，可再生氢能在化工行业的应用将主要包括既有传统工艺流程的可再生氢替代和新型化工生产的可再生氢利用两种模式。由于现代化工项目工艺复杂、投资大且周期长，可再生氢作为原料在化工生产中大规模利用需要进行较多产线的升级改造，短期内成本较高且风险较大，因此未来十年可再生氢将主要在既有传统工艺流程中发挥对传统化石能源制氢的替代作用，并在条件相对成熟的少部分可再生氢新型化工项目中逐步开展试点应用。新型化工路径采取的工艺技术不同于现有传统生产路径，已有项目进行改造的难度大，因而仅适用于新建项目。根据中国氢能联盟测算，2030 年中国化工行业总可再生氢消费量将达到 376 万吨。

1) 合成氨领域：到 2030 年，相关产能集中度增强、装置替换升级，并进一步向可再生资源富集地区转移，根据中国氢能联盟测算，中国合成氨领域可再生氢需求预计达到 138 万吨/年。

2) 甲醇领域：到 2030 年，产业整体保持增长并逐渐饱和，根据中国氢能联盟预测，中国甲醇领域可再生氢需求量预计达到 165 万吨/年，全国甲醇产业平均可再生氢应用率有望达到 20%。目前国内甲醇产业整体供过于求且各区域差异大，原料结构对煤炭的依赖度高，易受国外低成本甲醇的冲击。未来预计甲醇下游消费增长将以 MTO/MTP（甲醇制烯烃）、甲醇燃料等新兴下游带动，政策引导下优胜劣汰产能整合升级以提高竞争力。考虑煤制甲醇新项目难以获批，可再生氢制绿色甲醇将成为未来增加甲醇产能的突破口。

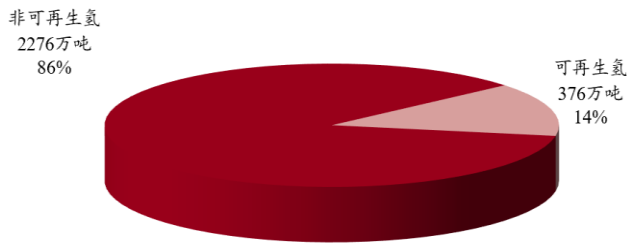
3) **炼化领域**：到 2030 年，炼厂总产量预计与目前持平，可再生氢需求预计达到 73 万吨/年。受到上游原料供应来源、工业基础以及下游消费市场等因素影响，目前炼厂的区域布局以东部沿海地区为主。至 2030 年，随着“双碳”和相关行业政策的推进，交通领域加速新能源替代，石化产品市场总需求增长不显著，未来大型炼化一体化装置的投产将增长部分产能，同时部分规模较小的独立炼厂将面临淘汰或兼并重组，炼厂总产量预计与目前水平持平。

图表 38. 国内化工行业对可再生氢的需求及场景

	总计	炼化	合成氨	甲醇
可再生氢应用场景	替代绿氢、新增灰氢	炼厂用氢替代	产能置换替代灰氢	可再生氢耦合化工
可再生氢消费量（万吨/年）	376	73	138	165
2020-2030 产量变化	-	持平	持平	增长约 20%

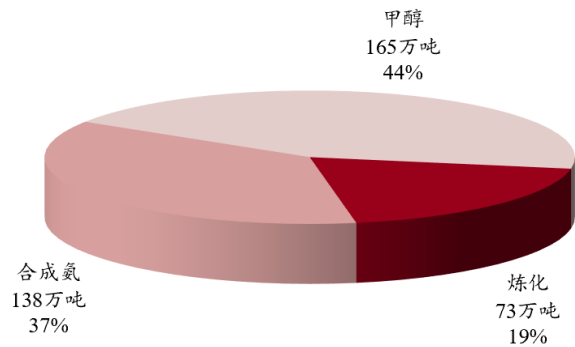
资料来源：中国氢能联盟，中银证券

图表 39. 2030 年国内化工行业氢能需求结构



资料来源：中国氢能联盟，中银证券

图表 40. 2030 年国内化工行业可再生氢需求结构



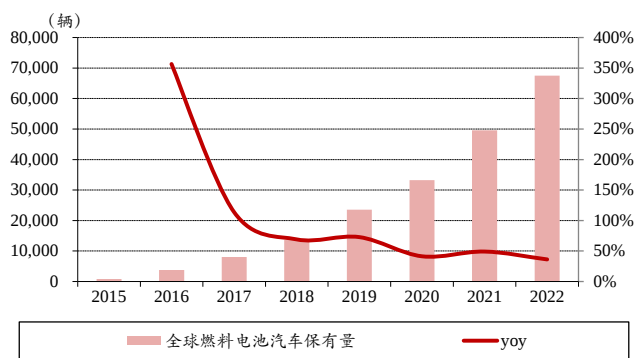
资料来源：中国氢能联盟，中银证券

交通领域：燃料电池需求快速增长，有望带动绿氢需求增长提速

氢燃料电池汽车适用于中长途、高载重、固定路线货运场景：中长途指行驶里程在 400-800 公里左右，燃料电池相比纯电动技术的续航优势更加明显；高载重指燃料电池及储氢系统重量能量密度远高于电动汽车动力电池，大幅提升了重型货车载货能力；固定路线指车辆运营路线相对固定，便于布局加氢站等配套基础设施。

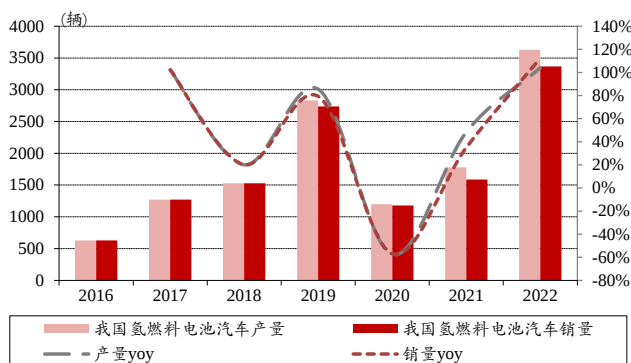
氢燃料电池产销量快速增长：根据中汽协数据，2022 年国内氢燃料电池汽车产销量分别为 3626 辆和 3367 辆，同比分别增长 104.1%和 112.3%。根据香橙会氢能数据库统计，截至 2022 年底，全球燃料电池汽车保有量 67488 辆。2022 年全球主要国家销售燃料电池汽车 17920 辆，同比增长 9.9%。现阶段氢燃料电池汽车处于起步阶段，以氢燃料电池商用汽车为主。随着 5 大示范城市群相继落地，“十四五”期间我国燃料电池车及加氢站有望迎来大面积推广。根据中国汽车工程学会组织编制的《节能与新能源汽车技术路线图 2.0》，2025 年中国氢燃料电池汽车保有量将达到 10 万辆左右，加氢站 1000 座，2030 年燃料电池汽车将达到 100 万辆左右，加氢站 5000 座。预期 2021-2025 年中国氢燃料电池汽车年复合增长率有望达到 68%，预期市场规模有望达到 800 亿元。

图表 41. 2015-2022 年全球氢燃料电池汽车保有量及增速



资料来源：香橙会氢能数据库，中银证券

图表 42. 2016-2022 年我国氢燃料电池汽车产销量及增速



资料来源：中汽协，香橙会氢能数据库，中银证券

到 2030 年全球氢燃料电池汽车用氢量有望达到 50 万吨：根据我们的预测，到 2030 年全球氢燃料电池汽车领域对氢气需求量有望达到 50 万吨。

图表 43. 2021-2030 全球氢燃料电池汽车用氢需求预测

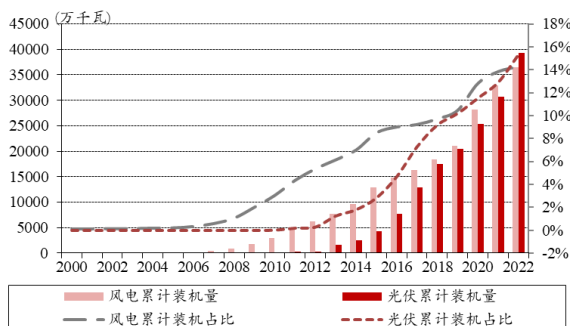
	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
氢燃料电池汽车保有量（万辆）	4.96	6.75	9.19	12.51	17.04	23.20	31.59	43.02	58.57	79.76
氢气需求量（万吨）	3.10	4.22	5.75	7.83	10.66	14.51	19.76	26.91	36.64	49.89

资料来源：香橙会氢能数据库，中银证券

储能领域：氢储能有望成为绿氢需求的重要组成部分

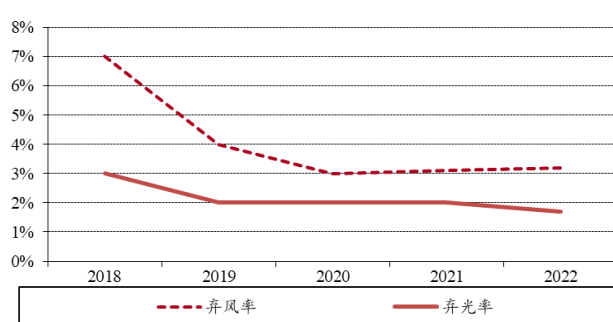
光伏风电装机快速增长，弃风弃光问题逐渐凸显：截至 2022 年，全国风电装机达 3.65 亿千瓦、光伏发电 3.93 亿千瓦，光伏风电累计装机接近 8 亿千瓦，已占全国发电总装机的 29.5%。截止 2022 年，光伏风电发电量达到 1.19 万亿千瓦时，可再生能源发电量达到 2.7 万亿千瓦时，占全社会用电量的 31.6%。2022 年 2 月，国家发展改革委、国家能源局等 9 部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》提出，2025 年可再生能源年发电量达到 3.3 万亿千瓦时左右，“十四五”期间可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过 50%，风电和太阳能发电量实现翻番，意味着以风电光伏为代表的可再生能源发电的比重还将继续增大。但是，光伏风电发电具有随机性和间歇性，影响并网的稳定性和连续性，同时装机迅速上量也带来了消纳问题，加大了系统调峰难度，造成弃风、弃光等问题，产生资源浪费。

图表 44. 2000-2022 年全国光伏风电累计装机量及占比



资料来源：国家能源局，中银证券

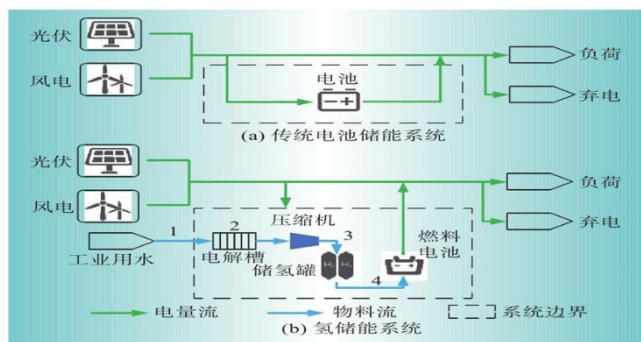
图表 45. 2018-2022 年全国弃风弃光率



资料来源：国家能源局，中银证券

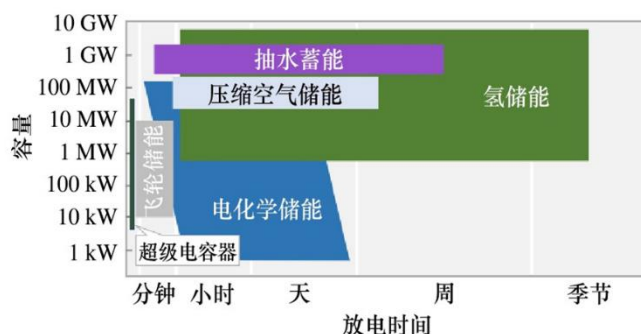
以氢作为储能载体，具备长周期、季节性优势，有助于解决可再生能源消纳问题：氢储能技术是利用光伏、风电等间歇性新能源发电所产生的富余电能或弃电，通过电解槽制氢，并经由压缩机储存在储氢罐中，在其他需要用电时段由燃料电池发电或通过管道、长管拖车等手段供应用电终端。相对于传统的储能方式，氢储能的存储规模更大，可达百万千瓦级，存储时间更长，可根据太阳能、风能、水资源等产出差异实现季节性存储。氢储能可以满足长周期、大容量储能要求，实现季节性失衡下所需的电力容量或时间跨度。此外，氢储能可以采用长管拖车、管道输氢、液氢等储运方式，更具灵活性。氢能可以更经济地实现电能或热能的长周期、大规模存储，成为解决弃风、弃光、弃水问题的重要途径，保障未来高比例可再生能源体系的安全稳定运行。

图表 46. 两种类型储能模型的系统结构



资料来源：高源 刘学智 《基于氢储能的可再生能源系统协同规划方法》，中银证券

图表 47. 各类储能在放电时间和容量性能的对比



资料来源：许传博 刘建国 《氢储能在我国新型电力系统中的应用价值、挑战及展望》，中银证券

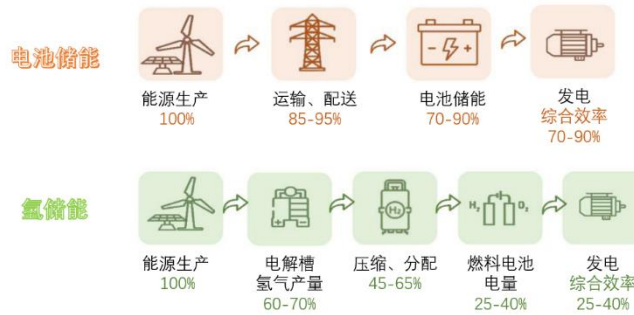
图表 48. 不同储能方式典型数据对比

属性与性能	储气	季节性储能 储热/冷	储电	短期储能
储能形式	天然气/氢/甲醇/氨	热水，冰雪，冷热空气	大型抽蓄/压缩空气	电化学储能、超级电容及飞轮储能等
功能划分	能量型储能			功率及能量型储能
参与功能	季节性调峰，平衡系统季节不平衡电量；协同异质能源系统；供给用户端多能负荷			平滑可再生能源出力波动，参与调频和日内调峰
潜在瓶颈	建设成本、高压储氢技术、地下储气库的风险与运行管理、储运配套建设等	建设成本、储热介质材料建设成本、地理条件限制、效率提升等	抽蓄：30 GWh 压缩空气：240MWh (国内单站最大 10MW)	高成本、电力市场激励不足、安全风险、商业模式缺失、经济效益提升等
容量等级	1TWh	10GWh	抽蓄：30 GWh 压缩空气：240MWh (国内单站最大 10MW)	目前最大 100 MWh 级
持续放能时间	1-24h 以上	1-24h 以上	1-24h 以上	秒级-小时级
能量转换效率	电-氢-电：<30% 电-氢-电/热：>50%	储热：50-90%	抽蓄：75-80%； 压缩空气：60-70%	电化学：80-90%
能量自耗散率	接近 0	0.05%-3.0%	低	0.1%-0.6%
合适的储能期限	小时-月	小时-月	小时-月	秒-小时
寿命	5-25 年	5-15 年	20-60 年	5-25 年
成本	储氢： 50 元/kWh (季节储能投资成本)，1.8-6 元/kWh (季节储能度电成本)	储热 (相变)：350-400 元/kWh (投资成本)	抽蓄：600 元/kWh (日调节投资)，0.1 元/kWh (日调节度电成本)	电化学 (锂电池)：1500 元/kWh (日调节投资成本)，0.5 元/kWh (日调节度电成本)

资料来源：车百智库，中银证券

氢储能仍处于起步阶段，面临诸多挑战。氢储能目前仍处于起步阶段，根据车百智库和 KPMG 数据，2021 年国内氢储能装机量约为 1.5MW，氢储能渗透率不足 0.1%。目前氢储能仍面临诸多挑战：一方面，氢储能系统效率相对较低。根据车百智库、高盛和 KPMG 数据，氢储能的“电-氢-电”过程存在两次能量转换，整体效率 40% 左右，低于抽水储能、锂电池储能等 70% 左右的能量转化效率。另一方面，氢储能系统成本相对较高。当前抽水蓄能和压缩空气储能成本约为 7,000 元/千瓦，电化学储能成本约为 2,000 元/千瓦，而氢储能系统成本约为 13,000 元/千瓦，远高于其他储能方式。氢储能工艺流程较长，目前各环节的产业化程度还比较低，实现规模化发展仍需一定时间。

图表 49. 电池储能与氢储能效率对比



资料来源：高盛，中银证券

图表 50. 不同方式储能典型参数对比

储能形式	容量等级	能量转换效率	能量自耗散率	持续放能时间	成本
氢储能	1TWh	<30%	接近 0	1-24h 以上	13,000 元/千瓦
电化学储能	100MWh	80-90%	0.1-0.6%	秒级-小时级	2,000 元/千瓦
大型抽蓄	30GWh	75-80%	低	1-24h 以上	7,000 元/千瓦
压缩空气	240MWh	60-70%	低	1-24h 以上	7,000 元/千瓦

资料来源：车百智库，KPMG《一文读懂氢能产业》，中银证券

氢储能的经济性取决于充（制氢）放（发电）电价差：根据车百智库数据，以 0.2 元/kWh 可再生能源发电电价计算，发电侧可再生能源制氢的成本超过 10 元/千克，按照单位千克氢气发电 20kWh 和 0.6 元/kWh 售电价格计算，氢储能收益仅 12 元/kWh，仅与制氢成本持平。长期来看，随着可再生能源发电渗透率的提升，电价峰谷差将逐步拉大，火电等可调节电源的陆续退出，氢储能的安全备用、季节性调峰的价值日渐突显，未来氢储能的综合经济性有望大幅提升。

政策推动氢储能快速发展：2021 年，国家发改委、国家能源局印发《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，将氢能纳入“新型储能”范畴，未来以可再生能源为主体的电力系统，不仅需要太阳能、风电等一次能源，也需要氢能作为能源的载体和储能与之配合。此外，山东、甘肃、青海、福建、湖南等省及城市在十四五后发布的产业发展行动计划中已开始培育“风光发电+氢储能”一体化模式以及其他氢储能规划，给予氢储能政策鼓励和支持。从长期角度来看，随着可再生能源发电渗透率的提升，不可再生资源发电的陆续退出，氢储能的安全备用以及季节性调峰的优势将更加突出，未来氢储能的综合经济性有望提升，配合政策支持，氢储能未来的发展空间广阔。

图表 51.全国各省氢储能政策规划

省份	氢储能政策规划
甘肃省	重点在河西地区布局大规模可再生能源制氢储氢一体化示范工程
青海省	建立“风光发电+氢储能”一体化应用新模式，提升氢储能发电全流程效率的方式方法，构建新型电力系统
山东省	积极推进可再生能源制氢和低谷电力制氢试点，培育风光+氢储能一体化应用模式
福建省	探索培育“风电+氢储能”一体化应用新模式，促进电能、热能、燃料等异质能源之间的互联互通
湖南省	积极探索可再生能源发电与氢储能相结合的一体化应用模式，逐步实现氢储能与抽水蓄能、电化学储能等现有电力系统储能体系的有机融合
宁夏省	探索“风光发电+氢储能”一体化应用新模式，研究提升氢储能发电全流程效率的方式方法
江苏省	探索开展规模化可再生能源制氢示范，实现季节性储能和电网调峰
上海	抢占氢能冶金、氢混燃气轮机、氢储能等未来发展先机

资料来源：北极星储能网，中银证券

发电领域：目前氢燃料电池发电成本仍然较高

纯氢气、氢气与天然气的混合可以为燃气轮机提供动力，从而实现发电行业的脱碳：氢能发电有两种方式。一种是将氢能用于燃气轮机，经过吸气、压缩、燃烧、排气过程，带动电机产生电流输出，即“氢能发电机”。氢能发电机可以被整合到电网电力输送线路中，与制氢装置协同作用，在用电低谷时电解水制备氢气，用电高峰时再通过氢能发电，以此实现电能的合理化应用，减少资源浪费。另一种是利用电解水的逆反应，氢气与氧气（或空气）发生电化学反应生成水并释放出电能，即“燃料电池技术”。燃料电池可应用于固定或移动式电站、备用峰值电站、备用电源、热电联供系统等发电设备。这两种氢能发电均存在成本较高的问题。根据 KPMG 数据，目前燃料电池发电成本大约 2.50-3.00 元/度，而其他发电成本基本低于 1 元/度。燃料电池发电成本较高，主要原因在于质子交换膜、电解槽等核心设备主要依赖进口叠加原材料铂的价格昂贵。

图表 52.我国不同类型发电成本区间估算

发电类型	成本区间估算（元/度）
火力发电	0.25-0.4
核能发电	0.35-0.45
风力发电	0.25-0.45
天然气发电	0.3-0.4
燃料电池发电	2.5-3.0

资料来源：KPMG《一文读懂氢能产业》，中银证券

到 2030 年全球绿氢需求量有望达到 3320 万吨，CAGR 约为 112%：根据我们的测算，全球绿氢需求有望从 2021 年的 3.76 万吨增长到 2030 年的 3320.44 万吨，CAGR 有望达到 112.49%。

图表 53.2021-2030 全球绿氢需求量预测

	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
炼化领域										
炼化需求量 (mb/d)	81.00	83.40	84.80	85.70	86.40	87.20	88.51	89.84	91.18	92.55
Yoy(%)		2.96	1.68	1.06	0.82	0.93	1.50	1.50	1.50	1.50
炼化需求量 (亿吨)	40.50	41.70	42.40	42.85	43.20	43.60	44.25	44.92	45.59	46.28
炼化氢耗 (吨/百万吨)	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99
炼化用氢气需求量 (万吨)	4,000.00	4,118.52	4,187.65	4,232.10	4,266.67	4,306.17	4,370.77	4,436.33	4,502.87	4,570.41
化工领域										
炼钢产量 (亿吨)	18.37	18.40	18.81	19.09	19.38	19.67	19.96	20.26	20.56	20.87
Yoy(%)		0.20	2.20	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
炼钢氢耗 (吨/百万吨)	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27
炼钢对氢气需求量 (万吨)	500.00	501.00	512.02	519.70	527.50	535.41	543.44	551.59	559.87	568.27
合成氨产量 (万吨)	19,000.00	19,380.00	19,767.60	20,162.95	20,566.21	20,977.54	21,397.09	21,825.03	22,261.53	22,706.76
Yoy(%)		2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
合成氨单位氢耗 (kg/吨)	180.00	180.00	180.00	180.00	180.00	180.00	180.00	180.00	180.00	180.00
合成氨对氢气需求量 (万吨)	3,420.00	3,488.40	3,558.17	3,629.33	3,701.92	3,775.96	3,851.48	3,928.50	4,007.08	4,087.22
甲醇产量 (万吨)	11,300.00	11,526.00	11,756.52	11,991.65	12,231.48	12,476.11	12,725.64	12,980.15	13,239.75	13,504.55
Yoy(%)		2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
甲醇单位氢耗 (kg/吨)	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
甲醇对氢气需求量 (万吨)	1,469	1,498	1,528	1,559	1,590	1,622	1,654	1,687	1,721	1,756
交通领域										
氢燃料电池汽车保有量 (万辆)	4.96	6.75	9.19	12.51	17.04	23.20	31.59	43.02	58.57	79.76
交通领域氢气需求量 (万吨)	3.10	4.22	5.75	7.83	10.66	14.51	19.76	26.91	36.64	49.89
全球氢气需求量合计 (万吨)	9,392.10	9,610.52	9,791.94	9,947.87	10,096.83	10,253.95	10,439.77	10,630.75	10,827.62	11,031.37
绿氢占比(%)	0.04	0.08	0.16	0.47	0.93	2.40	4.60	10.00	20.00	30.10
全球绿氢需求量合计 (万吨)	3.76	7.69	15.67	46.76	93.90	246.09	480.03	1,063.07	2,165.52	3,320.44

资料来源： 普华永道氢能数据库， IEA， 中银证券

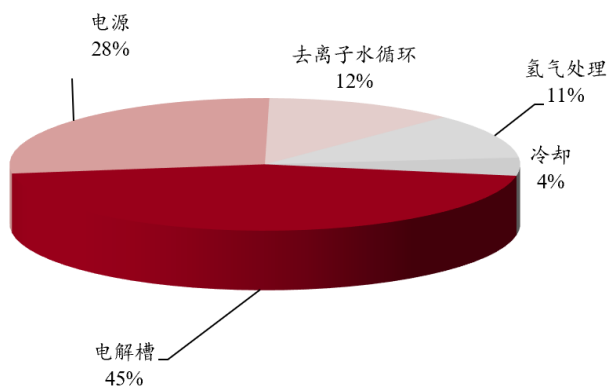
核心设备电解槽需求有望快速增长

电解槽是电解制氢的核心设备，关键零部件对制氢效率起到重要作用

电解水制氢有多种技术路线：根据电解质系统的差别，电解水制氢的技术路线可以分为包括碱性电解水制氢（ALK）、质子交换膜电解水制氢（PEM）、固态氧化物电解水制氢（SOEC）、阴离子交换膜电解水制氢（AEM）。各种技术路线的原理类似，都是在氧化还原反应过程中，阻止电子的自由交换，而将电荷转移过程分解为外电路的电子传递和内电路的离子传递，从而实现氢气的制备和利用。

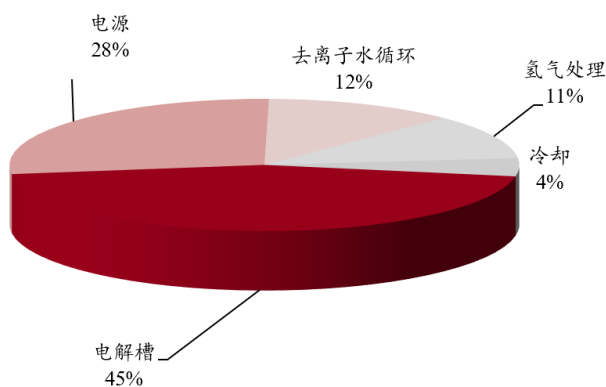
电解槽是电解水制氢的核心设备：电解水制氢装备包括电解槽及辅助系统（电源、控制器、换热器、气液分离器等），电解槽为主体核心设备，承担电解职能，决定效率、能耗、纯度等关键性指标。根据 IRENA，碱性电解槽和 PEM 电解槽在电解水系统中成本占比均约 45%。电解槽材料及零部件包括电解质、隔膜、电极/催化剂、多空传输层、双极板等，影响效率的关键零部件主要是隔膜、电极/催化剂、双极板。

图表 54. 碱性电解槽系统成本拆解



资料来源：IRENA，中银证券

图表 55. PEM 电解槽系统成本拆解



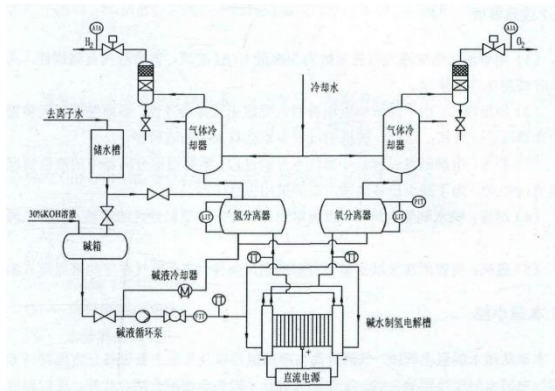
资料来源：IRENA，中银证券

图表 56. 不同电解槽材料对比

	碱性 (ALK)	质子交换膜 (PEM)	固态氧化物 (SOEC)	阴离子交换膜 (AEM)
电解质	KOH 溶液	全氟磺酸 (PFSA) 膜	掺钇氧化锆 (YSZ)	二乙烯基苯
隔膜	PPS/ ZrO ₂	固态电解质	固态电解质	固态电解质
电极/催化剂 (氧侧)	镍铁合金	氧化铱	钙钛矿结构	镍或镍铁钴合金
电极/催化剂 (氢侧)	镍铁合金	铂碳催化剂	Ni/YSZ	镍
多孔传输层 (阳极)	镍网 (可选)	镀铂多孔烧结钛板	镍网或泡沫镍	泡沫镍
多孔传输层 (阴极)	镍网	多孔烧结钛板	无	泡沫镍或碳布
双极板 (阳极)	镍铁合金	镀铂钛	无	镍铁合金
双极板 (阴极)	镍铁合金	镀金钛	钴铁合金	镍铁合金
封装结构	聚砜 (PSU)、聚四氟乙烯 (PTFE)、聚砜 (PTFE)、乙丙橡胶 (EPDM)	聚四氟乙烯 (PTFE)、聚砜 (PSU)、乙烯-四氟乙烯共聚物 (ETFE)	陶瓷玻璃	聚四氟乙烯 (PTFE)、硅

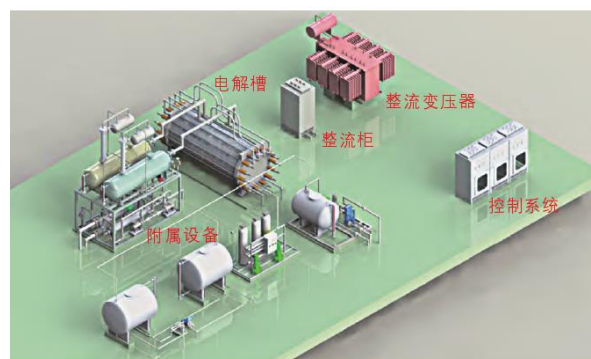
资料来源：IRENA，中银证券

图表 57. 电解水制氢系统基本组成部分



资料来源：郭育菁《一种碱水制氢电解槽结构设计及性能优化》，中银证券

图表 58. 碱性电解槽的典型系统设计



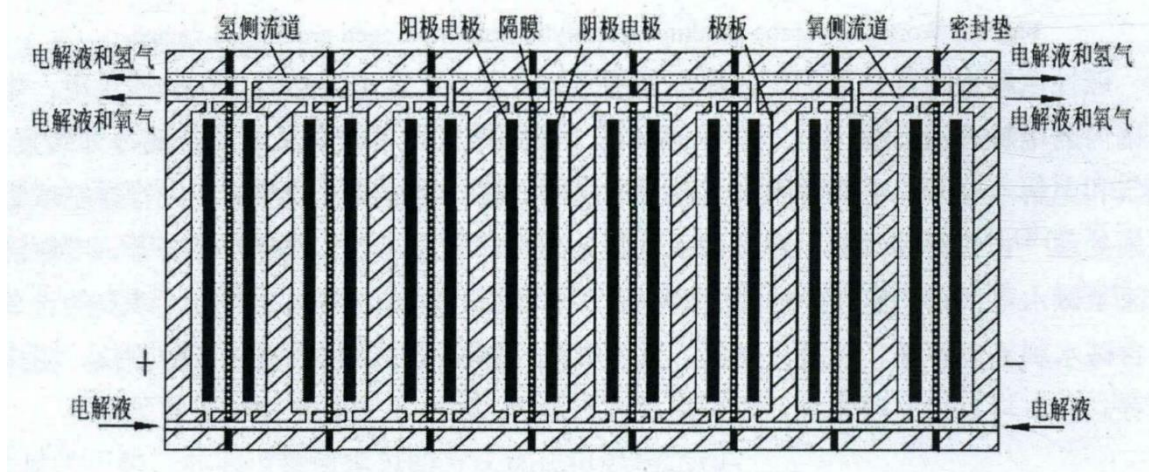
资料来源：许卫《大规模电解水制氢系统的发展现状》，中银证券

隔膜影响系统的安全性及效率

隔膜是影响电解槽的安全性、纯度、效率的重要材料：隔膜是分隔产成品氧气、氢气的材料。PEM、SOEC、AEM 电解槽均使用固态电解质，隔膜材料即为电解质材料。1) 安全性：氧气、氢气在隔膜的分离之下进入气体分离器，因此隔膜的气密性对电解槽的安全性至关重要。2) 产成品纯度：若隔膜气密性不佳，无法良性分隔氢气、氧气，可能会造成电解水制成的氢气被氧气污染，导致氢气纯度降低，也可能导致氢气、氧气被外部空气污染。3) 效率：隔膜电阻会影响电解槽电耗，隔膜的离子电导率会影响电解槽内阻，疏水性影响氢气、氧气的传输。通常情况下，低内阻、低疏水性隔膜较优。

PPS、PSU 等材料正在代替石棉成为碱性电解槽隔膜的主流材料：石棉曾被广泛用作隔膜材料，但石棉的高温耐碱腐蚀性差，隔气能力较差，存在爆炸风险，逐渐被其他材料替代。碱性电解槽使用的隔膜需要具备低电阻、高隔气性、高机械强度和高化学稳定性等特性，目前主流方案包括聚苯硫醚（PPS）、聚砜（PSU/PSF）。隔膜在电解槽中属于消耗品，使用厚膜可延长隔膜寿命，但厚膜会增加气体运输阻力并降低生产效率，选择膜材料时需考虑寿命、效率、衰减等性质。

图表 59. 碱水制氢电解槽示意图



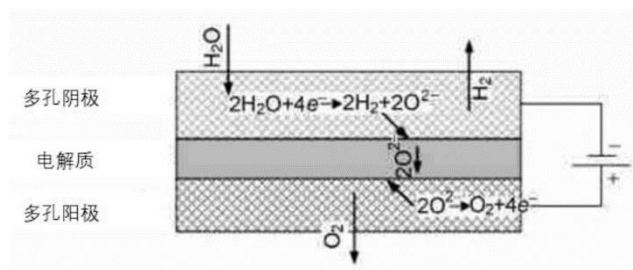
资料来源：郭育菁《一种碱水制氢电解槽结构设计及性能优化》，中银证券

电极性能、形态影响效率

电极性能影响电解水效率：电极/催化剂为电解反应的发生场所，根据郭育菁《一种碱水制氢电解槽结构设计及性能优化》水的理论分解电压为 1.23V，但实际电解过程中的最小分解电压一般约为 1.7V，其原理在于电解过程中需要克服电解池中的电阻及过电位。电极/催化剂在电解池反应中主要作用是降低反应过电势，减少能耗。阴阳电极上自由电子的转移过程可分为：阳极的失电子和阴极的得电子两大类。氢气的析出发生在阴极，氢离子得到电子发生氧化反应后析出。氧气的析出发生在阳极，水或者氢氧根离子失去电子发生还原反应。在整个电解水反应中，析氢过电位往往较小，并且远低于析氧过电位，为降低电解过程的能耗，常采用适宜的催化剂提高析氧催化，降低析氧过电位。

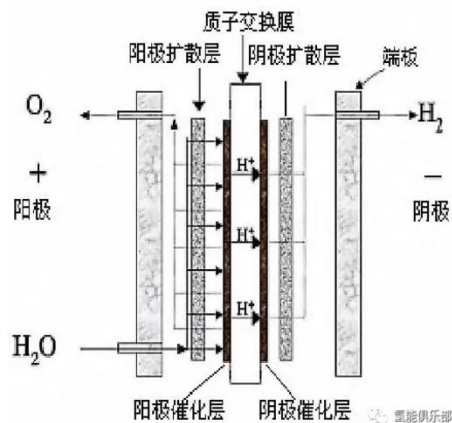
膜电极是 PEM 电解槽最重要的部分，直接影响电解池制氢效率：PEM 膜电极的核心为质子交换膜（隔膜），阳极催化剂和阴极催化剂通过化学镀或者热压的方法附着在隔膜两侧。PEM 膜电极可同时被用作电极和隔膜。从膜电极自身来看，制备完成的膜电机组装进电解池，电解时长会引起催化剂活性的改变，进而影响膜电极性能。从电解池装置来看，电解液种类、酸碱性和电解液温度对膜性能也存在影响。

图表 60. 固体氧化物电解池（SOEC）结构示意图



资料来源：燃料电池小课堂，中银证券

图表 61. PEM 结构示意图



资料来源：氢能俱乐部，中银证券

电极需要具备导电性高、比表面积大、成本较低等特性：1) 电极需要电极必须具备快速的吸氢、脱氢能力，材料结构稳定，导电性好，从而降低欧姆极化所引起的能量损失并保证电极材料的长寿命。2) 成型的电极材料必须具备高的比表面积，增大有效电解表面观电解面积的电流密度，从而降低析氢、析氧过电位，提升电解效率。3) 电极制造成本不能过高，尽量使用非贵金属催化剂。理论上说，铂系金属是作为电解水电极的最理想金属，出于降本考虑镀镍铁电极已经广泛使用于碱性电解槽，但 PEM 电解槽仍需要使用贵金属。

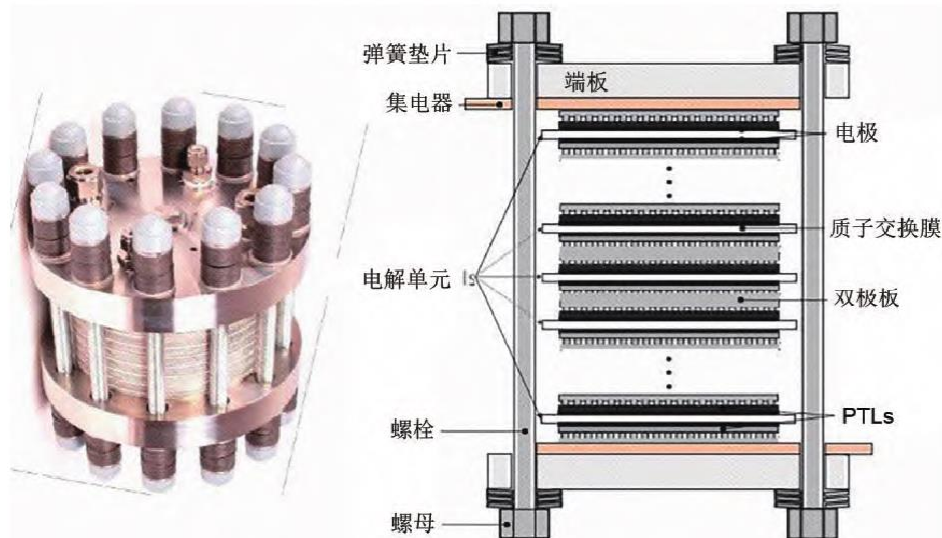
极板形态影响效率

双极板在 PEM 电解槽成本中占比超过 50%，承担多种功能：双极板是为 PEM 电解槽提供结构支撑的材料，双极板还需要为反应物的供应和生成物的排出提供路径，通过流道设计在电荷、热量、产成品氢气氧气的运输中起着关键作用。PEM 双极板通常使用钛、石墨或涂层不锈钢形式，根据 IRENA，双极板成本约占电堆总成本的 53%。目前大多数的研究主要集中在表面抗腐蚀、成本降低以及流道结构对性能的影响。

PEM 双极板和燃料电池双极板在结构、材料方面有差异：1) 结构方面，PEM 电解槽双极板不需要加入冷却液对设备进行冷却，使用一板两场的结构就可以满足运行需求，相比于燃料电池双极板两板三场的结构更为简单。2) 材料方面，PEM 电解槽中阳极的电位过高，燃料电池常用的石墨板或者不锈钢制金属板容易被腐蚀降解。使用钛材料可以很好的避免金属腐蚀导致的离子浸出，预防催化剂的活化电位受到干扰。但由于钛受到腐蚀后，容易在表面形成钝化层，增大电阻，通常会在板上涂抹含铂的涂层来保护钛板。

流道设计对 PEM 双极板至关重要：在接触电极板上设计微流道，板材性质可使膜电极均匀通电，流道槽使电解液及气体能够良好地流通和扩散，并有利于收集氧气和氢气。材质选用方面，首先需要板材导电良好，且能完成雕刻工作。流道设计方面，不同的流道深度可决定电解液的流通接触，直接影响电解液的流通与分布。

图表 62. PEM 电解槽和单体结构

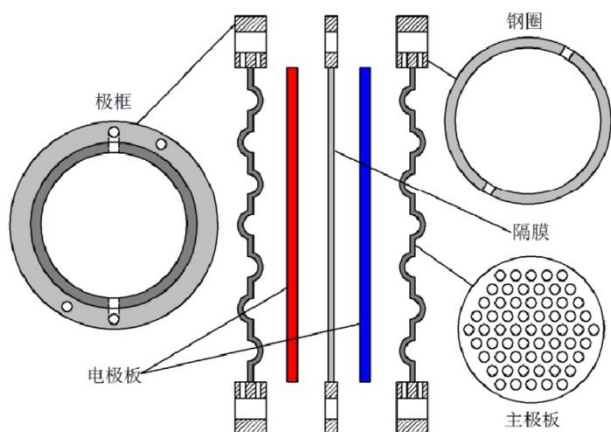


资料来源：徐滨《质子交换膜电解水技术关键材料的研究进展与展望》，中银证券

在碱性电解槽中增加极板与电极的接触有利于提升电解水效率：通过提升双极板表面粗糙度，可提升双极板与 KOH 溶液的接触面积，最终导致电解面积增大、电流密度降低。传统碱性电解槽一般采用低成本的金属双极板，包括多孔金属框架结构或表面涂覆催化剂层。

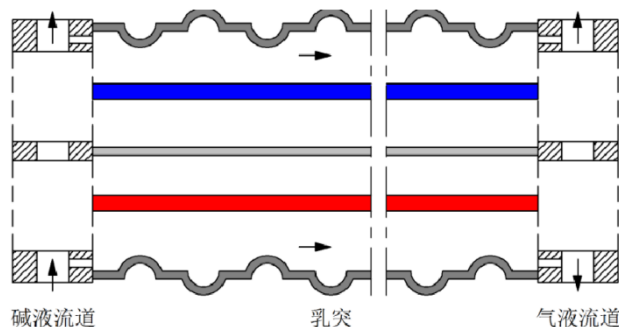
在碱性电解槽中双极板的多孔结构有利于提升电解水效率：碱性电解槽的极板通常与电极相分离，极板的设计也会影响碱水制氢电解槽的电极电阻。若多孔结构越多，生成氢气形成大气泡的概率降低，而大气泡会造成电解液内的电阻变大，因此极板多孔具备降低电阻的作用。目前传统冲压乳突式极板 / 单摆镍网正在朝平板极板 / 焊接镍网的复合式极板进行迭代。

图表 63. 碱性电解槽的电解单元结构示意图



资料来源：李军《压滤式电解槽电解单元内流动特性的模拟研究》，中银证券

图表 64. 碱性电解槽电解单元的内部流动示意图



资料来源：李军《压滤式电解槽电解单元内流动特性的模拟研究》，中银证券

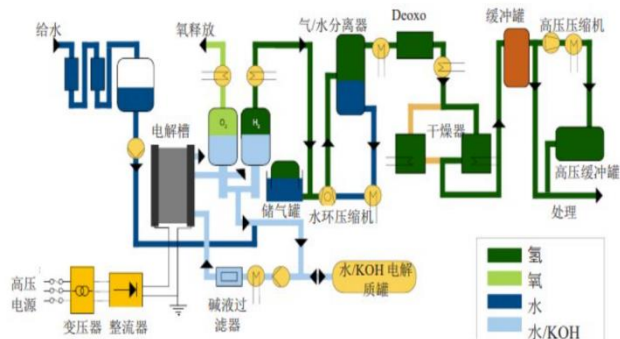
碱性电解槽技术成熟、成本较低，仍为电解槽主流技术路线

碱性电解槽结构简单，技术成熟、成本较低

碱性电解槽结构简单：碱性电解槽通常使用摩尔质量 20%-30% KOH 溶液作为电解质；ZrO₂ 作为基隔膜；镀镍不锈钢作为电极；羟基离子 OH⁻ 为电荷载体。在电解过程中碱性电解液分别进入隔膜两侧的阳极区和阴极区，水分子可以渗透过隔膜达到另一侧。在电通后，电解液中的水分子在阴极区与电子结合生成氢气和氢氧根离子，在阳极区氢氧根离子失去电子生成氧气和水，由于隔膜的阻碍，电解产生的气体不能大量通过隔膜达到另一侧，产生的气体和电解液一起从小室流出最终生成氢气、氧气。由于在碱性电解质系统中，碱性电解槽的反应链式如下：

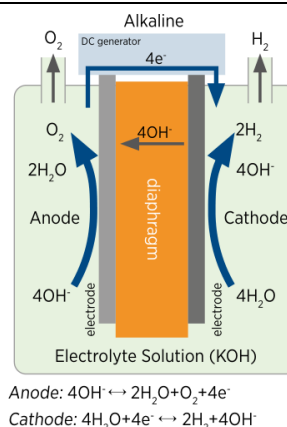


图表 65. 碱性电解槽的典型系统设计和配套设施



资料来源：艾邦氢能技术网，中银证券

图表 66. 碱性电解槽反应原理图



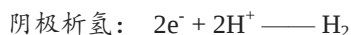
资料来源：IRENA，中银证券

碱性电解槽优点是技术成熟、造价低：1) 技术成熟：碱性电解槽诞生于 1800 年，最初被用作生产氯，1945 年 Lonza 使用碱性电解槽生产氯并同时生产出工业副产品氢气，至今碱性电解槽已发展超过 200 年，技术成熟。2) 造价低：因为碱性电解槽的生产材料不涉及贵金属，所以其造价较便宜，根据车百智库，国产碱性电解槽售价约 2000-3000 元/kW，约为 PEM 电解槽售价的 1/5；进口碱性电解槽售价约 6000-8000 元/kW，约为 PEM 电解槽售价的 1/2。

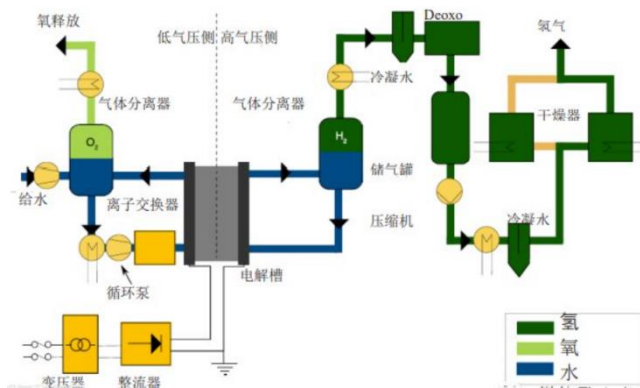
碱性电解槽缺点为转换效率较低、能耗较高且需要稳定电源：1) 转换效率较低：碱性电解槽使用非贵金属催化剂，所以反应速率慢。根据车百智库，碱性电解槽系统转化效率约 60%-75%，相对于 PEM 电解槽 70%-90%、SOEC 电解槽 85%-100% 的转化效率处于较低水平，提升电流强度可以提升转化效率但能耗则相应提升；2) 能耗较高：根据车百智库，碱性电解槽单位能耗约 4.5-5.5 kWh/Nm³，相较于 PEM 电解槽 3.8-5.0 kWh/Nm³、SOEC 电解槽 2.6-3.6 kWh/Nm³ 碱性电解槽在能耗方面不占优势。3) 碱性电解槽启停时间较慢，根据车百智库，碱性电解槽额定功率最低 15%，因此需要稳定的电源供应，否则难以适应可再生能源的电量频繁变化。

质子交换膜电解水制氢（PEM）效率虽高但成本较高

PEM 电解槽结构与碱性电解槽类似，但反应原理不同：PEM 使用 Nafion 膜作为固态电解质，使用薄膜电机组件（膜电极）形成零极间距。膜电极的核心为质子交换膜（隔膜），阳极催化剂和阴极催化剂通过化学镀或者热压的方法附着在隔膜两侧。Nafion 膜在水浸泡下呈强酸性，目前通常采用全氟磺酸（PFSA）膜作为质子交换膜。PEM 电解过程简单，去离子水只需进入电解槽阳极侧，通电后，膜电极阳极侧产生氧气和氢离子，氢离子直接或者以水合状态到达阴极侧产生氢气。PEM 电解槽反应链式如下：

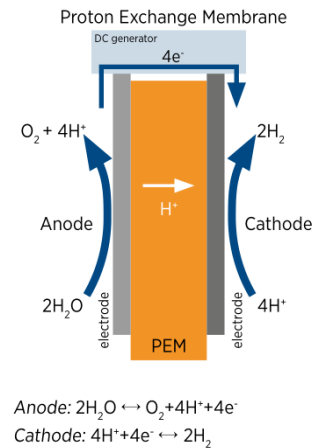


图表 67. PEM 电解槽的典型系统设计和配套设施



资料来源：艾邦氢能技术网，中银证券

图表 68. PEM 电解槽反应原理图



资料来源：IRENA，中银证券

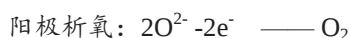
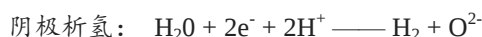
PEM 电解槽优点包括反应效率高、不需要稳定电源、维护成本低：1) 反应效率高：由于 PEM 隔膜分离作用更好且无溶液电压降，所以可以承受更大的电流密度，进而具备更高的能量利用率；2) 不需要稳定电源：根据车百智库，PEM 电解槽额定功率调节范围可达 0%-160%，且启停时间快，所以易于实现与可再生能源的结合；3) 与碱式电解槽相比，PEM 电解槽电解质为去离子水，不具备腐蚀性所以维护成本更低。

PEM 电解槽缺点主要有设备成本高、单台设备制氢规模较小：1) 设备成本高：PEM 电解槽的设备成本主要体现在贵金属使用上，Nafion 膜在水中呈现强酸性，只有少数贵金属催化剂才能表现出较好的活性、稳定性。目前常用的电极材料为铱（阳极）、铂（阴极），根据 IRENA，制造 1GW 质子交换膜电解槽需要 300 公斤铂金及 700 公斤铱，目前全球铱年产量仅 7000 吨。此外 PEM 电解槽设备所需要的 Nafion 膜成本相较于 ZrO2、无纺布等材料也更高。综合来看，PEM 电解槽设备价格为碱性电解槽的 2-5 倍。2) 单台设备制氢规模较小：根据车百智库，碱性电解槽制氢规模通常位于 0.5-1000 标方，但 PEM 电解槽制氢规模通常位于 500 标方以内，相较于碱性电解槽，PEM 电解槽单台设备制氢规模较小。

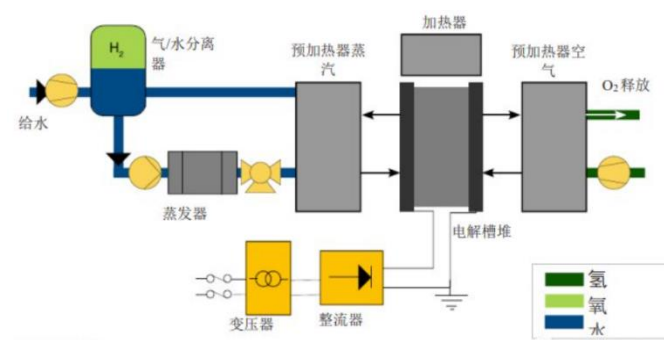
固态氧化物电解水制氢（SOEC）是新兴技术，目前仍未产业化

SOEC 电解槽的结构简单：SOEC 电解槽使用固态电解质，一般中间是致密的电解质层，两边为多孔的氢电极和氧电极。电解质的主要作用是隔开氧气和燃料气体，并且传导氧离子或质子。因此一般要求电解质致密且具有较高的离子电导率和可忽略的电子电导。电极一般为多孔结构，以利于气体的扩散和传输。

SOEC 电解槽组成部分包括阴极、阳极、电解质，材料构成复杂：1) 阴极方面：Ni/YSZ（掺钇氧化锆）多孔金属陶瓷是目前最为常见材料，但在长时间高温运行下，Ni/YSZ 材料可能开裂并蒸发，掺杂钐的 LSCM（镧锶锰铬酸盐）也是可选阴极材料。2) 阳极方面：由于 SOEC 电解槽需要阳极具有较高的电子、离子电导率以及氧离子表面交换系数，目前常用材料为钙钛矿结构的 ABO₃ 氧化物材料，以 LaMnO₃（掺杂锰酸镧）为代表，其余可能材料包括 LSC、LSCF 等。在反应过程中，氧电极的能量损失占的比例最大，约为电解质和氢电极的两倍。3) 电解质方面：SOEC 电解槽基本使用氧离子导体，其中最常用的是 YSZ，而高温下也可以使用 ZrO₂ 基电解质，中低温下可以使用 CeO₂ 基电解质。电解质的电导率一般较高，因此电解质薄膜化以降低电池的欧姆损耗是研究热点。在反应过程中，水蒸气从阴极进入，被直接还原成 H₂ 和 O²⁻，反应能耗主要集中在阴极上。SOEC 电解槽反应链式如下：

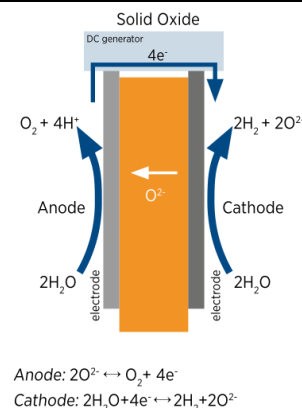


图表 69. SOEC 电解槽的典型系统设计和配套设施



资料来源：艾邦氢能技术网，中银证券

图表 70. SOEC 电解槽反应原理图



资料来源：IRENA，中银证券

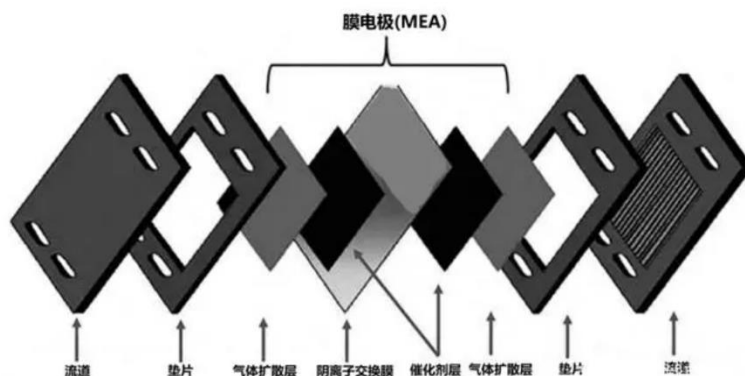
SOEC 电解槽优点：能耗更低、电解槽成本较低、具备与燃料电池逆运行的可能性：1) 能耗更低：根据艾邦氢能技术网，因为 SOEC 电解槽在高温下运作，所以粒子反应速度比碱性电解槽、PEM 更快，使得 SOEC 具备更低的工作电压 (1.2-1.4V) 及更低的能耗。此外，部分用于电解水的能量可以通过热能获得，所以基于电力计量的表观效率可以高于 100%。2) 成本较低：由于 SOEC 具备较优的动力学条件，因此可以使用相对便宜的镍电极。目前由于 SOEC 电解槽仍未产业化，具体销售价格未知。3) 具备与燃料电池逆运行的可能性：由于 SOEC 的反应过程为 SOEF 的逆运行，其具备可逆性潜力，即同时作为燃料电池和电解槽工作。

SOEC 电解槽缺点：系统复杂、需要稳定电源：1) 系统复杂：因为 SOEC 电解槽以高温为基础，所以需要多个组件以维持系统运行的温度及压力，其系统需要额外的热交换器、电加热器等设备维持系统热平衡，对于热集成能力要求较高。此外，由于系统运行温度高，所以安全性要求更高。2) 需要稳定电源：热化学循环会加快系统劣化和缩短使用寿命，若频繁在停机/启动之间切换，寿命下降更明显，因此 SOEC 系统通常需要稳定电源供电。

阴离子交换膜 (AEM) 仍处于研发阶段

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。结构上，阴离子交换膜通常由带有固定阳离子基团的聚合物主链组成，阳离子基团具备阴离子选择性。其中，大多数阴离子交换基团由三烷基季铵盐组成，通过苯基亚甲基连接到聚合骨架上，如聚苯乙烯、聚醚醚酮或聚氧化亚苯等。高效的阴离子交换膜应该具备较高的机械、热和化学稳定性、离子导电性，以及电子和气体的势垒作用。

图表 71. AEM 电解槽结构图

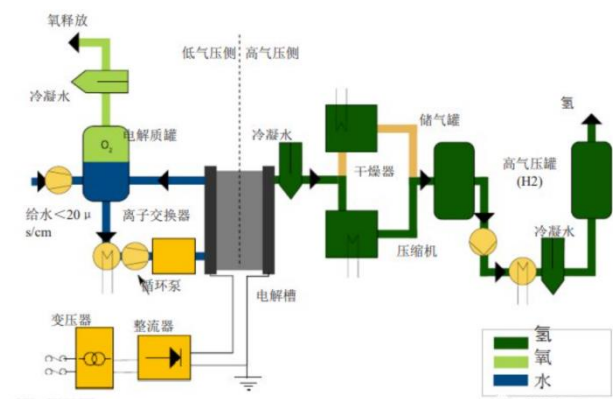


资料来源：氢能联盟，中银证券

AEM 电解槽优点：成本相对便宜、电解质不具腐蚀性： 1) 成本相对便宜：相对于 PEM 电解槽，AEM 电解槽通过使用过渡金属催化剂代替贵金属作为催化剂，在获得高活性的同时有效降低成本。此外，其使用的阴离子交换膜（如季盐离子交换基团膜）比 Nafion 膜价格便宜。2) 电解质不具腐蚀性：相对于碱性电解槽，AEM 电解槽可以使用蒸馏水或低浓度的碱性溶液代替高浓度 KOH 溶液作为电解质，电解液腐蚀性降低，因此具备无泄露、体积稳定、易于减少尺寸。

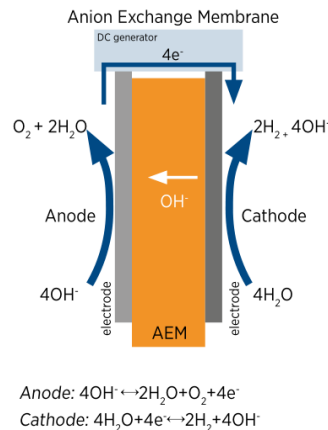
AEM 电解槽目前仍处于研发阶段： 目前 AEM 电解槽仍处于研发阶段，仍未产业化。目前 AEM 电解槽的主要问题在于如何提升阴离子交换膜的稳定性和离子导电率。此外，关于催化剂的集成也需要继续开发。

图表 72. AEM 电解槽的典型系统设计和配套设施



资料来源：艾邦氢能技术网，中银证券

图表 73. AEM 电解槽反应原理图



资料来源：IRENA，中银证券

图表 74. 不同电解水制氢技术性能对比

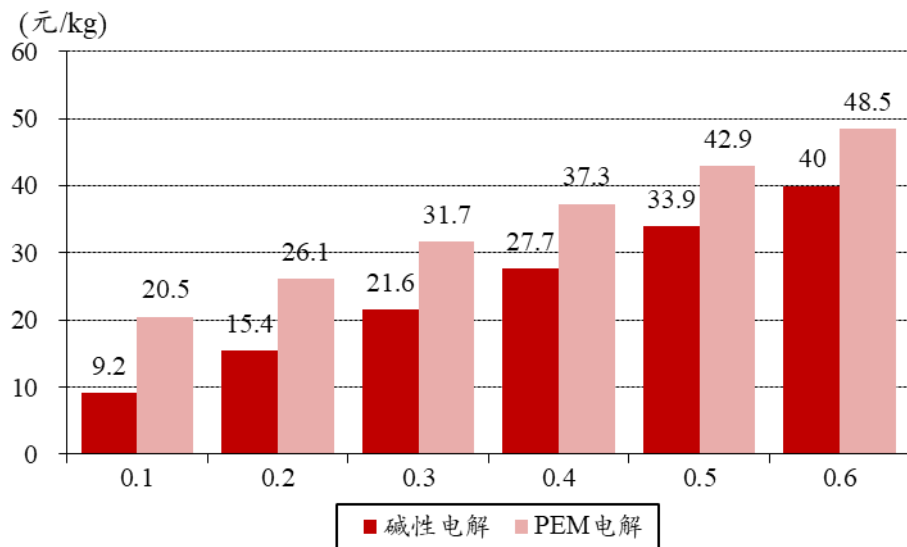
	碱性（ALK）	质子交换膜（PEM）	固态氧化物（SOEC）	阴离子交换膜（AEM）
发展阶段	商业化-大规模	商业化-小规模	试验阶段/初期示范	试验阶段
运行温度（℃）	70-90	70-80	600-1000	/
电流密度（A/cm）	0.2-0.4	1-2	1-10	/
单台装置制氢规模	0.5-1000	0.01-500	/	/
电解槽能耗(kWh/Nm3)	4.5-5.5	3.8-5.0	2.6-3.6	/
系统转化效率	60%-75%	70%-90%	85%-100%	/
系统寿命	已达 10-20 年	已达 10-20 年	/	/
启停速度	热启停：分钟级 冷启停：>60 分钟	热启停：秒级 冷启停：5 分钟	启停慢	/
动态相应能	较强	强	较弱	/
电源质量需求	稳定电源	稳定或波动电源	稳定电源	/
符合调节范围	15%-100%额定负荷	0-160%额定负荷	/	/
系统运维	有腐蚀性液体，后期运维复杂，运维成本高	无腐蚀性液体，运维简单，目前以技术研究为主，尚无运维需求	运维需求	/
占地面积	较大	较小	/	/
电解槽价格（元/kW）	国产：2,000-3,000 进口：6,000-8,000	7,000-12,000	/	/
特点	技术成熟、成本低、易于实现大规模应用，但实际电能消耗较大、需要稳定电源	占地面积小、间歇性电源适应性高、易于实现与可再生能源结合，但设备成本较高	高温电解能耗低、可采用非贵金属催化剂，但存在电极材料稳定性问题、需要额外加热	/
与可再生能源的结合	适用于稳定电源的装机规模较大的电力系统	适配波动性较大的可再生能源发电系统	适用于产生高温、高压蒸汽的光热发电系统	/

资料来源：车百智库，中银证券

碱性电解槽短期内适用于大规模示范项目，PEM 电解槽具备发展潜力

碱性电解槽短期内具备成本优势、规模优势，是短期内适合在西北示范项目落地的技术路线： 1) 成本优势：根据车百智库，由于碱性电解槽初始投资额较低，假设碱性电解槽和 PEM 电解槽年均全负荷运行小时 7500h，使用电价 0.3 元/kWh，则碱性与 PEM 电解水的制氢成本分别为约 21.6 元/kg、31.7 元/kg，碱性电解槽制氢成本相对较低约 30%，短期内成本优势明显。2) 规模优势：碱性电解槽制氢规模通常可达 1000 标方，优势企业碱性电解槽制氢规模可达 2000 标方，相比于 PEM 电解槽的 500 标方具备明显规模优势。目前国家积极推动氢能产能落地，碱性电解槽短期内具备成本优势、规模优势，适合作为示范项目落地土地成本相对便宜的西北地区。

图表 75. 当前技术条件下电解水制氢成本



资料来源：车百智库，中银证券

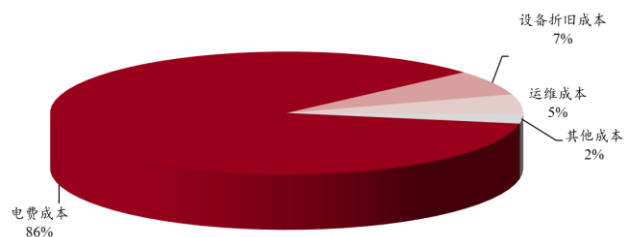
PEM 电解槽具备效率优势、快速启停优势，已经在储能方面有所应用： 1) PEM 电解槽的转化效率、能耗表现优于碱性电解槽。目前 PEM 电解槽的痛点集中在设备造价较高的问题上，后续随着 PEM 电解槽关键零部件逐步实现国产替代，其成本有望降低，并凭借较低能耗具备经济优势。2) 快速启停优势：PEM 电解槽可调节功率范围较宽，最低可达 0%，且响应时间短，可以与发电机直连，实现自动化补氢并且可智能连续调节氢气的制取量，实现制取氢气在压力、纯度方面的稳定。由于其稳定性、启停可控，目前已经在发电机组上有部分应用。

PEM 电解槽量产受制于贵金属产量，PEM 与碱性电解槽相结合为中长期解决方案： PEM 电解槽后续大规模量产主要受制于电极所需贵金属作为原材料。如前文所述，根据 IRENA，生产 1GW PEM 电解槽需要 300 公斤铂金及 700 公斤铱，目前全球铱年产量仅 7000 吨。贵金属产量不足可能成为限制 PEM 电解槽大规模量产的瓶颈，后续 PEM 电解槽可能与碱性电解槽相结合成为中长期制氢解决方案。

提升设备性能、降低材料成本为电解水制氢技术的发展方向

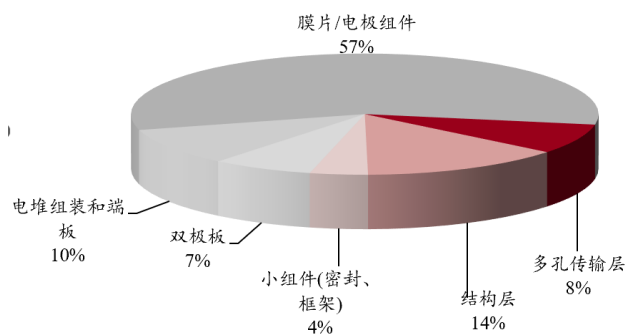
碱性电解槽技术发展方向：提升性能、降低电耗： 根据车百智库，碱性电解水制氢电解能量转化效率基本位于 60%-75%，电费约占制氢费用的 86%。碱性电解槽降本路径主要是降低电耗、提升设备性能。实际上，设备电耗和转换效率息息相关，根据《水电解制氢系统能效限定值及能效等级 GB 32311-2015》，在标准状态下制取 1 m³ 氢气所需理论电量为 2390 Ah/m³，能效值 100% 时，能耗约 3.54 kWh/m³。目前隆基氢能、华光环能企业在极限情况下可将碱性电解槽能耗降低至 4.0-4.2 kWh/m³，能耗仍有下降空间。

图表 76. 碱性电解槽制氢成本拆解



资料来源：车百智库，中银证券

图表 77. 碱性电解槽设备成本拆解

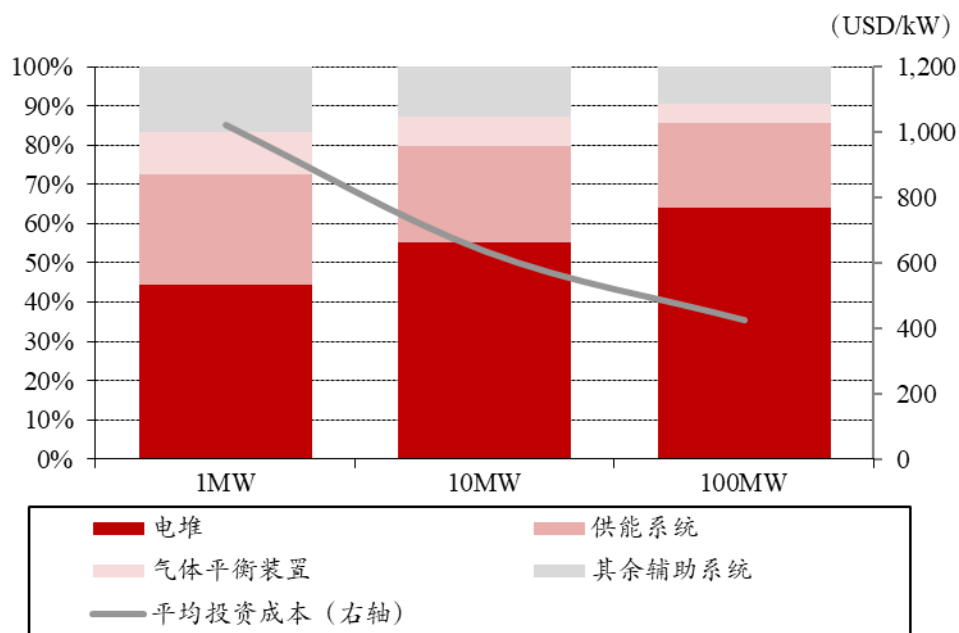


资料来源：IRENA，中银证券

开发关键材料、改进电解槽结构为目前主要方案：电解槽关键材料需在可稳定运行的前提下具备经济性。上述隔膜、电极、双极板对电解槽性能均具备重要影响。1) 隔膜：根据 IRENA，目前碱性电解槽隔膜厚度约 460 微米，通过减少隔膜厚度至 50 微米，减少电阻可提升碱性电解槽电流强度至 $1.0A/cm^2$ ，提升电流强度 250%-500%并同时实现降本。同理也适用于 PEM 电解槽，根据 IRENA，目前 PEM 电解槽质子交换膜厚约 125-175 微米，其具备降低至 20 微米的可能性。2) 提高阳极、阴极催化率利用率以实现提效；3) 优化双极板流场设计，使得水均匀分布、减少气体堵塞。重新设计电堆和电解槽结构可能通过降低系统电阻、气阻等方式实现更高能效、更长寿命、更大电流密度从而实现更低能耗、更高生产速度。

设备产量大型化是降低单位制氢成本的路径之一：提升电解槽产量后可摊薄辅助设备单位成本从而实现降本。根据许卫《大规模电解水制氢系统的发展现状》，目前国内主流碱性电解槽氢气产量为 $1000Nm^3/h$ ，其设备成本约为氢气产量 $500Nm^3/h$ 设备成本的 150%。2021 年 7 家单位承担国家重点研究计划“氢能专项”中的“高效大功率碱水电解槽关键技术开发与装备研制”，目标在 2025 年前研发出 $3000Nm^3/h$ 的碱性电解槽，并将制造单位 Nm^3 氢气的电耗降至 4.3kWh 以下。根据 IRENA，若将碱性电解槽规模由 1MW 提升至 100MW，其单位投资额降幅比例约 60%。目前产氢量最大的设备由明阳智能发布，产氢量单位产氢量最高可达 $2500Nm^3/h$ ，但根据中氢博创，目前明阳智能的 $2500Nm^3/h$ 电解槽距离工业化需求产氢量仍有一定差距。

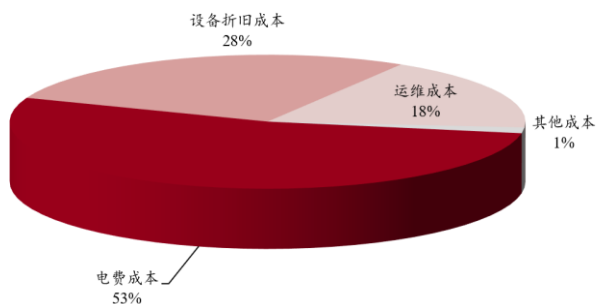
图表 78. 当前制造成本下不同规模电解槽成本占比拆分及单位投资额



资料来源：IRENA，中银证券

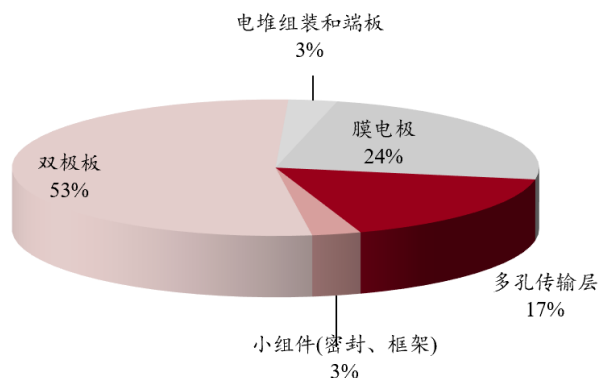
PEM 电解槽的主要降本路线：降低设备成本：PEM 在能耗方面具备优势，但需使用贵金属电催化剂和进口装置导致原材料成本较高。1) 质子交换膜国产化：目前国产 PEM 电解槽的 Nafion 膜供给基本来自杜邦（N117、N212 等），进口膜供应不稳定交货周期长、价格高，限制了 PEM 电解槽制在国内的发展。目前国内仅有东岳未来、科润新材料具备生产质子交换膜能力。2) 催化剂国产化：目前仅有中科科创、济平新能源等少数企业具备国产化能力。3) 双极板降本，目前双极板成本占比约 PEM 电解槽的 53%，具备较大的降本空间。目前阳极双极板使用镀铂钛、阴极双极板使用镀金钛（金厚度 100 纳米），若能将铂、金替换成为钌、钽、铁等材料，PEM 电解槽亦有降幅空间。根据国家能源局，我国 PEM 关键装置的国产化程度正在逐年提升。根据 IRENA 预测，PEM 电解槽成本有望下降超过 50%，有望带动电解槽电堆价格降低至 100 美元/kW 以内；带动电解槽系统价格低至 200 美元/kW 以内。

图表 79. PEM 电解槽制氢成本拆解



资料来源：车百智库，中银证券

图表 80. PEM 电解槽设备成本拆解



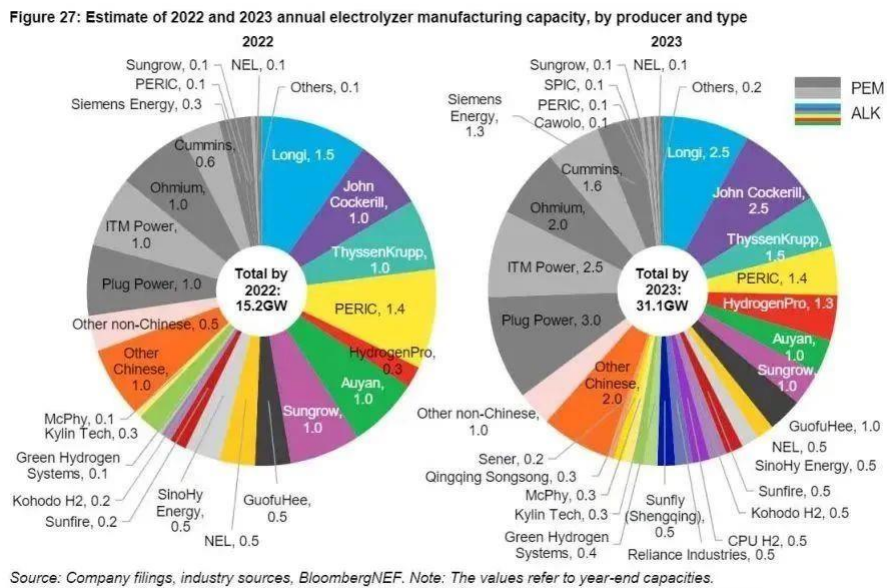
资料来源：IRENA，中银证券

全球电解槽需求有望快速增长

2022 年全球电解槽出货快速增长：根据中氢博创数据，2022 年全球电解槽市场出货量达到 1GW，中国碱性电解水制氢设备的出货量约 776MW，电解槽总出货量在 800MW 左右，在 2021 年基础上实现翻番。根据 BNEF 统计，目前电解槽市场出货量尽管有延迟，但仍在增长。2023 年，中国电解槽出货量将为 1.4-2.1GW，占当年全球出货量的 60%以上；未来 18 个月，全球电解槽出货量将为 2.4-3.8GW，ALK 制氢技术路线将继续凭借经济性、大型化、高转化效率、可靠性强等性能指标优势占据主导地位。

全球电解槽市场格局相对集中：根据 BNEF 数据，2022 年全球电解槽出货量前三名的制氢设备厂商分别为：考克利尔竞立、派瑞氢能、隆基氢能。根据 BNEF 数据，头部电解水制氢装备制造企业的市场占有率较高，市场相对集中，Top3 企业电解槽总市场占有率占 80%。

图表 81. 2022-2023 年全球电解槽产能预测



资料来源：BNEF，中银证券

2022-2030 年全球新增电解槽需求 CAGR 有望达到 77%：根据我们的测算，到 2025 年全球电解槽的累计需求量有望达到 16GW，2022-2025 年新增电解槽需求 CAGR 有望达到 100%；到 2030 年全球电解槽的累计需求量有望达到 288GW，2022-2030 年全球新增电解槽需求 CAGR 有望达到 77.36%。

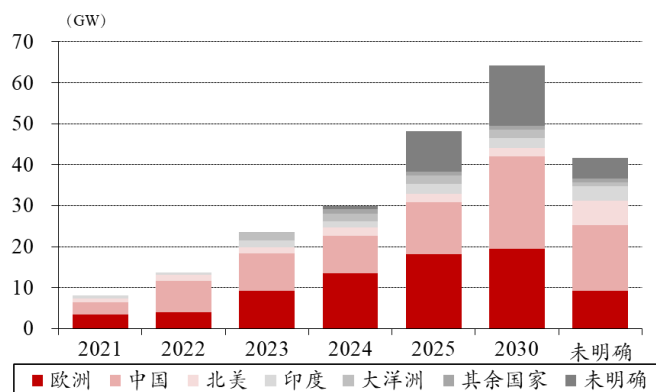
图表 82.2021-2030 全球电解槽需求预测

	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
氢气需求合计 (万吨)	9,610.52	9,791.94	9,947.87	10,096.83	10,253.95	10,439.77	10,630.75	10,827.62	11,031.37
绿氢占比 (%)	0.08	0.16	0.47	0.93	2.40	4.60	10.00	20.00	30.10
绿氢需求 (万吨)	7.69	15.67	46.76	93.90	246.09	480.23	1,063.07	2,165.52	3,320.44
绿氢需求 (万吨)	8.55	17.43	52.01	104.45	273.74	534.18	1,182.51	2,408.81	3,693.49
绿氢需求 (亿立方米)	7.99	16.29	48.61	97.62	255.83	499.24	1,105.15	2,251.23	3,451.86
电解槽产能 (标方/h)	1,000.00	1,000.00	1,500.00	1,500.00	2,000.00	2,000.00	2,500.00	3,000.00	3,000.00
有效发电小时数 (h)	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00
电耗 (kwh/标方)	4.50	4.50	4.50	4.30	4.30	4.30	4.30	4.10	4.10
电解槽需求量 (台)	400	815	1621	3,254	6,396	12,481	22,103	37,521	57,531
单台功率 (MW/台)	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
电解槽累计需求量 (GW)	2.00	4.07	8.10	16.27	31.98	62.40	110.51	187.60	287.65
新增电解槽需求量 (GW)	1.02	2.07	4.03	8.17	15.71	30.43	48.11	77.09	100.05
yoy (%)		102.94	94.30	102.74	92.32	93.67	58.13	60.23	29.79

资料来源：香橙会氢能数据库，IEA，中银证券

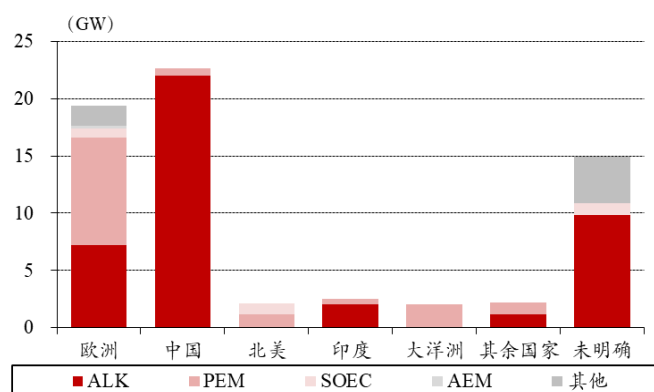
全球电解槽产能有望快速增长：根据 IEA 数据，2021 年全球电解槽产能约 8GW，中国、欧洲产能占比约 80%。2022 年全球电解槽产能约 13.70GW，同比提升 71.25%。根据 IEA 统计，按照已披露落地时间的项目推算，2030 年全球电解槽产能有望超过 65GW，2021-2030 年 CAGR 超过 26%；若包含未明确具体投运时间项目，2030 年全球电解槽产能有望超过 105GW，2021-2030 年 CAGR 超过 33%。

图表 83. 2021-2030 年电解槽产能预测（按地区）



资料来源：IEA，中银证券

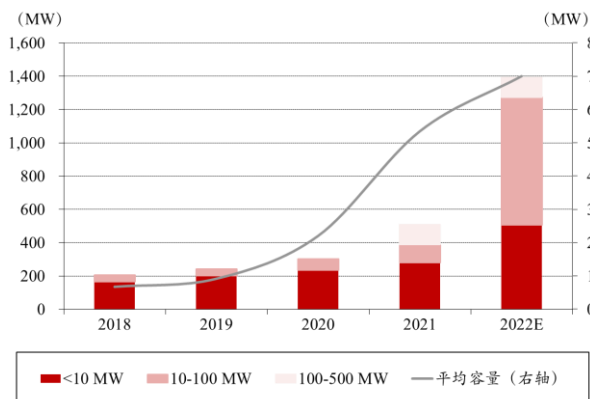
图表 84. 2030 年电解槽产能预测（按地区）



资料来源：IEA，中银证券

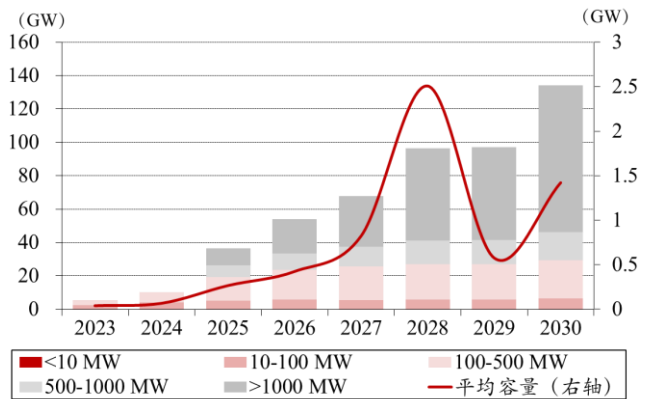
项目单体产能有望倍速增长：根据 IEA 数据，2021 年投运制氢工厂平均产能仅 5MW，根据截止 2022 年 9 月的规划产能预测，2025 年投运制氢工厂平均产能将达到 260MW，2030 年平均规模将达到 GW 级别，项目容量呈倍速增长。截止 2022 年 9 月，全球范围内约 5% 的规划/在建制氢项目工厂容量超过 1GW。

图表 85. 已落地项目容量分布



资料来源：IEA，中银证券

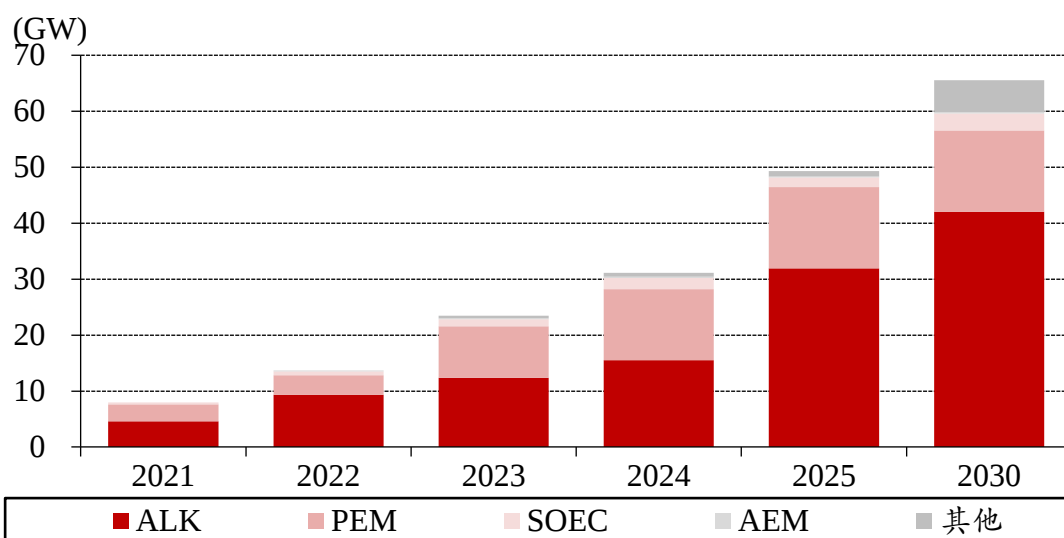
图表 86. 未来预计落地项目容量分布



资料来源：IEA，中银证券

碱性电解槽将保持主流路线地位：根据 IEA 预测，2030 年全球碱性电解槽产能占比将保持高增达到 64%，PEM 产能占比将达到 22%，SOEC 产能将达到 5%。2030 年中国碱性电解槽产能有望超过 22GW，占中国电解槽总产能比例约 97%。

图表 87. 2021-2030 年电解槽产能预测



资料来源: IEA, 中银证券

投资建议

氢能产业周期开启，碱性电解槽进入批量应用阶段，绿电制氢成本预计逐步具备竞争力，应用场景有望进一步扩大，我们预测到 2030 年全球绿氢需求量有望达到 3000 万吨。电解槽作为制备绿氢核心设备，有望受益于氢能发展，预计 2022-2030 电解槽需求年均复合增速超过 75%。建议优先关注具备成本优势的电解槽生产企业，推荐隆基绿能、阳光电源、双良节能*、华光环能、华电重工、兰石重装，建议关注亿利洁能。（*为机械组覆盖）

风险提示

氢能政策风险：目前氢能行业整体景气度与行业政策的导向密切相关，如政策方面出现不利变动，可能影响氢能行业整体需求，从而对制造产业链整体盈利能力造成压力。

价格竞争超预期：电解槽产能规模整体较为合理，但如后续扩产幅度超预期，电解槽价格亦有超预期下降的可能，可能对行业盈利能力造成不利影响。

下游需求不达预期：电解槽行业业绩与下游工业、炼化所使用的绿氢需求紧密相关，如下游绿氢需求低于预期，则将对行业内企业中短期业绩产生负面影响。

国际贸易摩擦风险：海外绿氢渗透率较国内低，且针对绿氢发展落地政策支持，如后续国际贸易摩擦超预期升级，可能会对行业的销售规模产生不利影响。

技术迭代风险：目前 SOEC、AEM 及 PEM 电解槽仍具备迭代空间，如果新技术超预期发展或成本超预期下降，将对碱性电解槽厂家的盈利产生负面影响。

附录图表 88. 报告中提及上市公司估值表

公司代码	公司简称	评级	股价	市值	每股收益(元/股)		市盈率(x)		最新每股净资产
			(元)	(亿元)	2021A	2022E	2021A	2022E	(元/股)
601012.SH	隆基绿能	买入	40.03	3,034.88	1.20	2.07	33.41	19.37	7.61
300274.SZ	阳光电源	增持	104.62	1,553.81	1.07	2.10	98.14	49.82	11.50
600481.SH	双良节能	增持	15.03	281.16	0.17	0.64	90.54	23.45	3.58
600475.SH	华光环能	增持	12.22	115.34	0.80	0.81	15.27	15.17	7.92
601226.SH	华电重工	增持	8.32	97.07	0.26	0.27	32.01	30.88	3.45
603169.SH	兰石重装	增持	7.78	101.63	0.09	0.13	82.81	57.77	2.40
600277.SH	亿利洁能	未有评级	4.24	150.97	0.23	/	18.43	/	4.84

资料来源: Wind, 中银证券

注 1: 股价截止 2023 年 3 月 29 日, 未有评级公司盈利预测来自 Wind 一致预期

注 2: 兰石重装 2022 年 EPS 为实际 EPS, 非预测数据

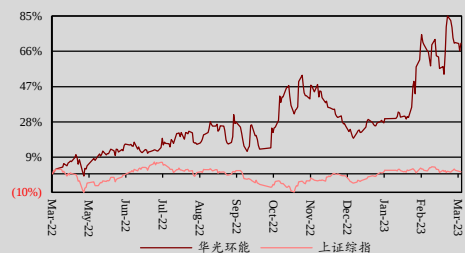
600475.SH

增持

市场价格:人民币 12.22

板块评级:强于大市

股价表现



(%)	今年至今	1个月	3个月	12个月
绝对	35.9	2.9	39.2	26.6
相对上证综指	32.0	4.1	33.8	25.5

发行股数 (百万)	943.89
流通股 (百万)	926.98
总市值 (人民币 百万)	11,534.39
3 个月日均交易额 (人民币 百万)	163.58
主要股东	
无锡市国联发展(集团)有限公司	72.23

资料来源:公司公告, Wind, 中银证券
以 2023 年 3 月 29 日收市价为标准

中银国际证券股份有限公司
具备证券投资咨询业务资格

电力设备: 其他电源设备 II

证券分析师: 李可伦

(8621)20328524

kelun.li@bocichina.com

证券投资咨询业务证书编号: S1300518070001

联系人: 李天帅

tianshuai.li@bocichina.com

一般证券业务证书编号: S1300122080057

华光环能

环保能源齐头并进, 制氢技术领先行业

公司环保基因悠久, 热电、光伏业务构筑公司短期高成长性; 通过产学研结合, 公司已经具备大规模制氢设备量产能力; 后续有望保持技术领先性, 持续受益于氢能需求增长; 首次覆盖给予**增持**评级。

支撑评级的要点

- 环保基因悠久, 横向发展氢能:** 公司前身华光股份可追溯至 1958 年“公私合营无锡锅炉厂”与“地方国营湖光机械厂”合并成立的“国营无锡江苏锅炉厂”, 而后改制成为华光股份并于 2003 年挂牌上交所。2005 年公司控股股东水星集团更名国联环保, 2017 年公司吸收合并国联环保实现整体上市。吸收合并完成后, 公司主营业务由传统常规能源逐渐向新能源、环保领域发展。
- 收入、盈利情况持续向好:** 2018 年至今, 公司收入、归母净利润总体保持上升趋势。2018-2021 年, 公司收入复合增速 4.02%, 盈利复合增速 21.67%。其中新业务板块热电及光伏发电运营服务收入占比由 15.03% 逐渐提升至 32.73%。2022 年上半年受疫情影响, 公司装备制造业务板块收入下滑, 但总体装备制造板块、工程与服务板块毛利率持续向好, 带动公司毛利率波动提升。
- 热电、光伏业务构筑公司短期高成长性:** 公司是无锡地区热电运营龙头, 市区热电联产供热市占率超 70%。公司注重热电生产运营的控碳、减碳, 通过降低厂用电率、降低供电标煤耗, 目前公司下属惠联热电、友联热电、无锡蓝天 3 家热电企业进入重点排放名单, 2021 年及 2022 年上半年, 3 家单位碳排放权盈余合计分别为 31.39 万吨、10.06 万吨。
- 产学研结合, 制氢技术领先构筑长期优势:** 公司仅用时 70 天就研发落地内部首台产氢量 30 Nm³/h 碱性电解槽, 同时通过技术、材料升级大幅提高了电流密度、减小设备体积。目前公司产氢量 1500 Nm³/h 碱性电解槽已成功下线, 在电流密度、产氢压力方面具备优势。

估值

- 在当前股本下, 我们预计公司 2022-2024 年实现每股收益 0.81/0.97/1.21 元, 对应市盈率 15.2/12.6/10.1 倍; 首次覆盖给予**增持**评级。

评级面临的主要风险

- 氢能政策风险; 价格竞争超预期; 下游需求不达预期; 国际贸易摩擦风险; 技术迭代风险。

投资摘要

年结日: 12 月 31 日	2020	2021	2022E	2023E	2024E
主营收入(人民币 百万)	7,642	8,377	8,972	10,869	12,650
增长率(%)	9.1	9.6	7.1	21.1	16.4
EBITDA(人民币 百万)	577	1,122	1,094	1,524	1,913
归母净利润(人民币 百万)	603	755	760	915	1,143
增长率(%)	34.4	25.2	0.7	20.4	24.8
最新股本摊薄每股收益(人民币)	0.64	0.80	0.81	0.97	1.21
市盈率(倍)	19.1	15.3	15.2	12.6	10.1
市净率(倍)	1.6	1.6	1.8	1.6	1.4
EV/EBITDA(倍)	5.7	8.8	10.9	6.7	5.0
每股股息 (人民币)	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4
股息率(%)	3.1	3.0	2.2	2.4	3.0

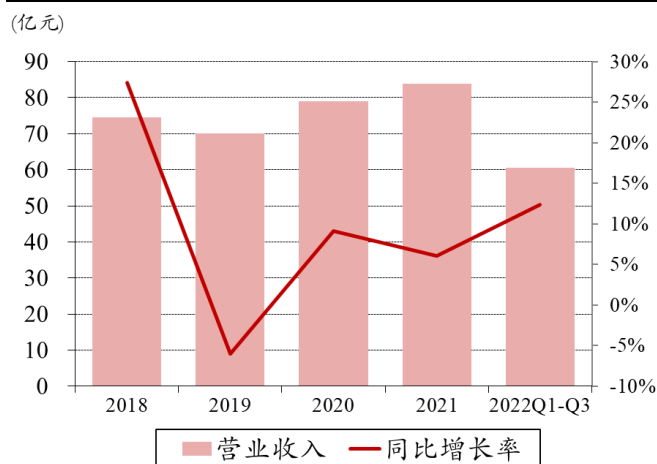
资料来源:公司公告, 中银证券预测

环保基因悠久，横向发展氢能

环保基因悠久，横向发展氢能：公司前身华光股份可追溯至 1958 年“公私合营无锡锅炉厂”与“地方国营湖光机械厂”合并成立“国营无锡江苏锅炉厂”，而后改制成为华光股份并于 2003 年挂牌上交所。2005 年公司控股股东水星集团更名国联环保，2017 年公司吸收合并国联环保实现整体上市。吸收合并完成后，公司主营业务由传统常规能源逐渐向新能源、环保领域发展，2020 年公司更名华光环能，并于 2022 年逐步布局制氢产业。目前，公司在环保、能源领域建立了涵盖设计咨询、设备制造、工程建设、运营管理的一站式服务体系。

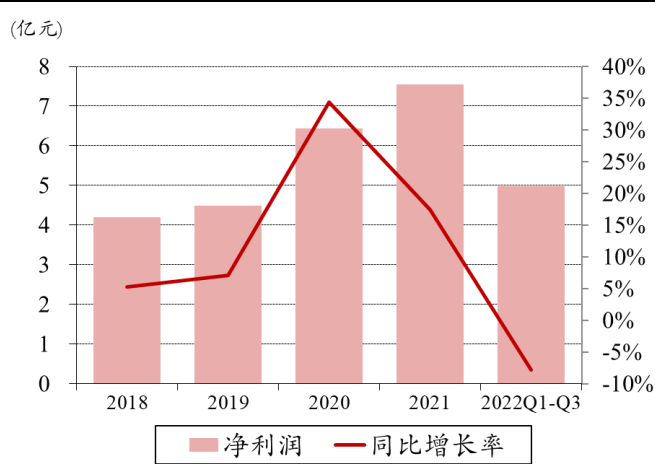
收入、盈利情况持续向好：2018 年至今，公司收入、归母净利润总体保持上升趋势。2018-2021 年，公司收入复合增速 4.02%，盈利复合增速 21.67%。其中新业务板块热电及光伏发电运营服务收入占比不断提升，由 15.03% 逐渐提升至 32.73%。2022 年上半年公司装备制造业务板块，即节能高效发电设备、环保设备业务，受到地区疫情影响供应链受阻，发货周期延后，收入占比同比下滑约 13.40 个百分点。但总体上装备制造板块、工程与服务板块毛利率持续向好，带动公司毛利率波动提升。

图表 89. 2018-2022Q3 公司营业收入及增速



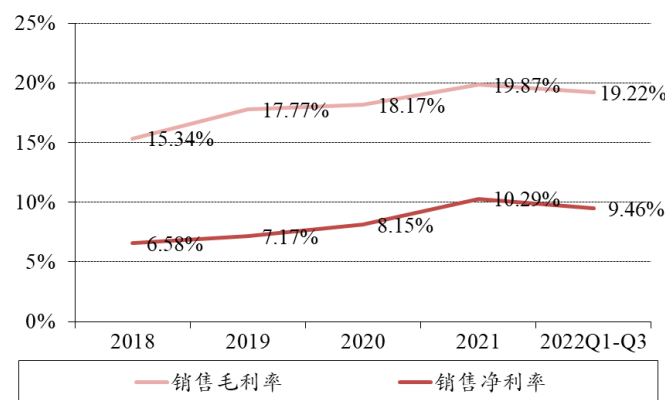
资料来源：公司公告，中银证券

图表 90. 2018-2022Q3 公司归母净利润及增速



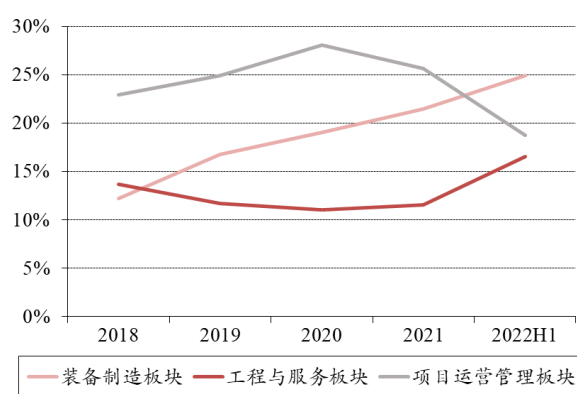
资料来源：公司公告，中银证券

图表 91. 2018-2022Q3 公司销售毛利率及销售净利率



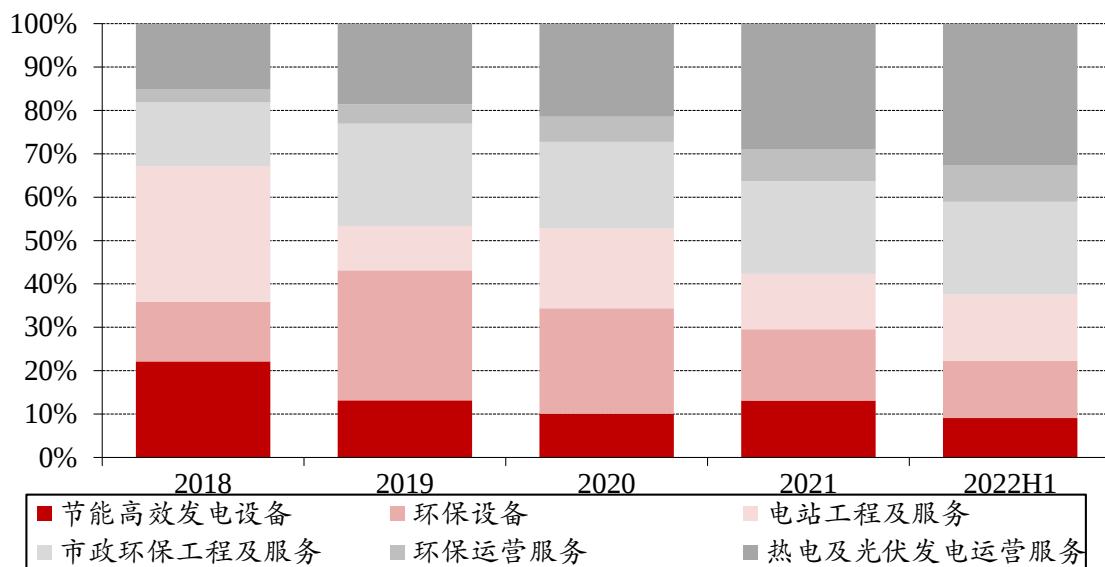
资料来源：公司公告，中银证券

图表 92. 2018-2022H1 公司各个板块毛利率



资料来源：公司公告，中银证券

图表 93.2018-2022H1 公司各项业务营收占比



资料来源：公司公告，中银证券

热电、光伏业务构筑公司业绩弹性

地区热电运营龙头，深度减碳受益于碳排放权交易：公司是无锡地区热电运营龙头，市区热电联产供热市占率超 70%，拥有国内供热距离最长的多热源、大规模蒸汽集中供热系统。目前公司已经实现燃煤燃气联合供应、能够跨区域供热。2021 年 8 月，公司完成了对无锡蓝天控股股权收购，进一步扩大公司在无锡热网领域的调度范围。公司注重热电生产运营的控碳、减碳，通过降低厂用电率、降低供电标煤耗、提高电厂热效率等措施，降低碳排放，并建设打造了智慧电厂系统。根据《2019-2020 年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》等政策文件，目前公司下属惠联热电、友联热电、无锡蓝天 3 家热电企业进入重点排放名单，2021 年及 2022 年上半年，3 家单位碳排放权盈余合计分别为 31.39 万吨、10.06 万吨。

图表 94. 公司碳排放配额及盈余情况 (万吨)

	2019-2020 年	2021 年	2022 年 1-6 月
核定碳排放配额	430.24	237.91	107.12
实际碳排放量	354.33	206.52	97.06
碳权盈余	75.91	31.39	10.06

资料来源：公司公告，中银证券

具备电站建设经验，积极布局电站运营：2013 年公司开始布局光伏电站建设业务，依托中设国联及协鑫能源业务快速发展，2015 年实现光伏电站工程订单约 9 亿元，目前公司子公司华光电站及下属大唐电力设计院拥有电力行业乙级资质。2021 年公司通过同一控制下企业合并收购中设国联 58.25% 控股权，积极拓展光伏发电运营业务。截至 2021 年底，中设国联开发运营有 37 个成熟的光伏运营项目，区域覆盖江苏、安徽、山东、浙江、江西、广东等多省市地区。2022 年上半年中设国联实现光伏发电收入 1.18 亿元，运营情况良好。

图表 95. 2018-2021 年公司热力及电量产销情况

	2018	2019	2020	2021
热力 (万吨)	617.93	627.01	602.49	680.59
		1.47%	-3.91%	12.96%
电力生产量 (万千瓦时)	65,362.25	69,558.51	77,345.91	161,518.57
		6.42%	11.20%	108.83%
电力销售量 (万千瓦时)	46,503	49,610	57,935	140,966
		6.68%	16.78%	143.32%

资料来源：公司公告，中银证券

产学研结合，制氢技术领先构筑长期优势

央企项目密集落地，带动氢能产业加速发展：根据北极星氢能网，2022年5月国家电网公司首个氢能相关的国家重点研发计划配套项目宁波慈溪氢电耦合直流微网示范工程开工，建设期约6个月，于2022年12月29日正式完工。该项目年产氢超过60万标方，且实现氢电耦合核心设备100%国产化。根据实验与分析数据，2023年以来，中石油、中石化等12家央企陆续投资建设绿氢示范工程，投资储运氢、氢能高效热电联产能源应用，带动氢能产业密集落地。氢能产业加速落地、国产化需求提升，将带动国内氢能产业连加速发展。

图表 96. 2023 年部分央企氢能项目情况

企业	时间	地点	项目	进度
中国石化	2月8日	开封	/	签署氢能产业框架合作协议
中国石化	2月15日	大连	甲醇现场制氢加氢一体站	运营
中国石化	2月16日	鄂尔多斯	风光融合绿氢示范项目	开工
中国石油	2月15日	乌海-呼和浩特	氢能制储运销一体化工程一期项目	当地发改委备案
中国化学	1月11日	上海	常温常压有机液体储氢加注一体化及氢能综合利用项目开车	运营
中国能建	2月9日	海外	/	七一二研究所战略合作协议
中国大唐	2月17日	内蒙古	/	与内蒙古自治区政府、内蒙古能源集团签署战略合作协议
中船风电	2月20日	通辽、科尔沁	50万千瓦风电制氢制氨一体化项目	签约
国家电投	2月24日	济南	氢能产业基地崔寨产业园一期项目	环评公示
国家电投	2月9日	张家口	天然气掺氢入户应用示范	实施
国家电网	1月	宁波	宁波慈溪氢电耦合直流微网工程项目	首套固定式热电联产系统开始运营
东方电气	2月20日	成都	一汽解放汽车有限公司合作项目	签署战略合作框架协议
东方电气	2月17日	内蒙古	与内蒙古能源集团有限公司合作项目	签署战略合作框架协议
三峡能源	1月11日	/	与法国液化空气集团公司全资子公司液化空气（中国）投资有限公司合作项目	签署战略合作框架协议
华润电力	1月31日	/	与风氢扬氢能科技（上海）有限公司合作项目	签署战略合作框架协议
东风集团	2月10日	佛山	“东风氢舟”示范运营项目	启动

资料来源：实验与分析，中银证券

研发落地进程快，生产设备水平高：公司2022年与大连理工大学合作成立零碳工程技术研究中心，进行电解水制氢、碳捕捉技术等示范项目的开发。公司在电解槽方向进展快速，2022年10月，国联集团披露，华光环能仅用时70天就研发落地公司首台产氢量30 Nm³/h 碱性电解槽，公司对该产氢量30 Nm³/h 的电解槽的主副电极结构进行了改进，采用新型环保隔膜材料，大幅提高了电流密度并在同等产氢量下，大幅减小设备体积。2023年3月16日，公司产氢量1500 Nm³/h 碱性电解槽成功下线。在产氢量突破1000 Nm³/h的前提下，公司产氢压力最高可达3.2 MPa，填补国内千方级高压电解槽空白，电流密度最高可达6000 A/m²，且能耗低于4.2 Kwh/Nm³。此外，公司还与大连理工大学合作 CCUS 双碳技术已经可以规模化量产。

成立碳中和公司承担技术引进孵化输出及碳资产管理工作：2022年10月，公司披露将投资新设碳中和公司，注册资本2000万元。碳中和公司的主要职责为技术引进孵化输出及碳资产管理工作，可以整合子企业碳资源有效配置，避免重复建设和投资，实现碳资源有效统筹管理。

盈利预测与估值

关键假设：

- 1) 考虑地面电站装机量即将提升，预计公司2022-2024年电站工程及服务收入12.20亿元、17.08亿元、20.50亿元。
- 2) 考虑公司在制氢环节具备优势，预计公司2022-2024年环保设备收入12.30亿元、14.76亿元、16.98元。

图表 97.公司主营业务营业收入与毛利率预测

	2022E	2023E	2024E
节能高效发电设备			
收入（百万元）	1,199.62	1,439.54	1,727.45
同比增长(%)	10.00	20.00	20.00
毛利率(%)	22.00	25.00	30.00
环保设备			
收入（百万元）	1,230.33	1,476.40	1,697.86
同比增长(%)	(10.00)	20.00	15.00
毛利率(%)	23.00	23.00	23.00
电站工程及服务			
收入（百万元）	1,220.24	1,708.34	2,050.01
同比增长(%)	15.00	40.00	20.00
毛利率(%)	10.00	10.00	10.00
市政环保工程及服务			
收入（百万元）	1,950.47	2,243.04	2,579.49
同比增长(%)	10.00	15.00	15.00
毛利率(%)	13.00	15.00	17.00
环保运营服务			
收入（百万元）	667.80	767.97	883.17
同比增长(%)	10.00	15.00	15.00
毛利率(%)	40.00	40.00	40.00
热电及光伏发电运营服务			
收入（百万元）	2,653.39	3,184.07	3,661.68
同比增长(%)	10.00	20.00	15.00
毛利率(%)	20.00	22.00	25.00
其他业务			
收入（百万元）	50.00	50.00	50.00
同比增长(%)	(23.95)	0.00	0.00
毛利率(%)	60.00	60.00	60.00
合计			
营业收入（百万元）	8,971.85	10,869.35	12,649.65
同比增长(%)	7.10	21.15	16.38
毛利率(%)	19.51	20.65	21.85

资料来源：公司公告，万得，中银证券

盈利预测：我们预计公司 2022-2024 年实现营业收入 89.72 亿元、108.69 亿元、126.50 亿元，同比增长 7.10%、21.15%、16.38%；归属于上市公司股东的净利润分别为 7.60 亿元、9.15 亿元、11.43 亿元，同比增长 0.66%、20.38%、24.82%；在当前股本下，每股收益分别为 0.81 元、0.97 元、1.21 元。

相对估值：我们选取同为节能环保设备领先企业的青达环保作为可比公司进行估值比较。根据 2023 年 3 月 29 日收盘价，公司 2022 年预测盈利对应市盈率 15.17 倍，低于青达环保的市盈率水平。

图表 98.可比上市公司估值比较

证券简称	证券代码	最新股价 (元)	流通市值 (亿元)	总市值 (亿元)	每股收益 (元)			市盈率 (倍)			市净率 (倍)	评级
					2021A	2022E	2023E	2021A	2022E	2023E		
青达环保	688501.SH	22.05	13.60	20.87	0.59	0.61	1.22	37.37	36.15	18.07	2.79	未有评级
华光环能	600475.SH	12.22	113.28	115.34	0.80	0.81	0.97	15.27	15.17	12.60	1.71	增持

资料来源：万得，中银证券

注 1：股价与市值截止日 2023 年 3 月 29 日，未有评级公司盈利预测来自万得一致预期

注 2：市净率均由上市公司最新一期净资产计算得出

投资建议：公司环保基因悠久，热电、光伏业务构筑公司短期高成长性；通过产学研结合，公司已经具备大规模制氢设备量产能力；后续有望保持技术领先性，持续受益于氢能需求增长；首次覆盖给予**增持**评级。

风险提示

氢能政策风险：目前氢能行业整体景气度与行业政策的导向密切相关，如政策方面出现不利变动，可能影响氢能行业整体需求，从而对制造产业链整体盈利能力造成压力。

价格竞争超预期：电解槽产能规模整体较为合理，但如后续扩产幅度超预期，电解槽价格亦有超预期下降的可能，可能对公司盈利能力造成不利影响。

下游需求不达预期：电解槽行业业绩与下游工业、炼化所使用的绿氢需求紧密相关，如下游绿氢需求低于预期，则将对公司中短期业绩产生负面影响。

国际贸易摩擦风险：海外绿氢渗透率较国内低，且针对绿氢发展落地政策支持，如后续国际贸易摩擦超预期升级，可能会对公司的销售规模产生不利影响。

技术迭代风险：目前 SOEC、AEM 及 PEM 电解槽仍具备迭代空间，如果新技术超预期发展或成本超预期下降，将对公司的盈利产生负面影响。

利润表(人民币 百万)

年结日：12月31日	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业总收入	7,642	8,377	8,972	10,869	12,650
营业收入	7,642	8,377	8,972	10,869	12,650
营业成本	6,362	6,712	7,222	8,625	9,885
营业税金及附加	48	43	45	54	63
销售费用	71	74	90	87	101
管理费用	478	581	583	674	784
研发费用	187	252	269	326	379
财务费用	9	95	79	39	82
其他收益	41	44	27	20	20
资产减值损失	(116)	(67)	20	40	40
信用减值损失	(46)	65	(21)	2	2
资产处置收益	47	(1)	13	0	0
公允价值变动收益	0	3	0	0	0
投资收益	311	309	200	13	13
汇兑收益	0	0	0	0	0
营业利润	724	973	923	1,139	1,429
营业外收入	24	38	60	40	40
营业外支出	26	10	12	10	10
利润总额	722	1,001	971	1,169	1,459
所得税	84	139	126	152	190
净利润	638	862	845	1,017	1,269
少数股东损益	35	107	84	102	127
归母净利润	603	755	760	915	1,143
EBITDA	577	1,122	1,094	1,524	1,913
EPS(最新股本摊薄, 元)	0.64	0.80	0.81	0.97	1.21

资料来源：公司公告，中银证券预测

资产负债表(人民币 百万)

年结日：12月31日	2020	2021	2022E	2023E	2024E
流动资产	7,645	8,202	9,199	11,383	12,305
货币资金	1,818	2,202	2,692	3,261	3,795
应收账款	1,410	1,820	1,640	2,551	2,326
应收票据	182	1	195	43	234
存货	895	717	1,017	1,054	1,320
预付账款	154	163	178	229	237
合同资产	2,034	2,190	2,354	3,073	3,147
其他流动资产	1,153	1,109	1,123	1,172	1,245
非流动资产	8,981	11,446	12,122	12,250	12,712
长期投资	3,998	3,537	3,537	3,537	3,537
固定资产	1,808	3,723	3,708	4,115	4,633
无形资产	1,043	2,714	2,946	3,171	3,389
其他长期资产	2,133	1,472	1,931	1,426	1,152
资产合计	16,627	19,648	21,321	23,633	25,016
流动负债	7,604	7,480	10,713	13,095	13,643
短期借款	1,381	945	2,224	2,728	2,873
应付账款	3,285	3,348	3,788	4,735	5,034
其他流动负债	2,937	3,188	4,701	5,632	5,736
非流动负债	1,181	3,675	2,729	1,916	1,825
长期借款	679	1,899	888	207	150
其他长期负债	502	1,776	1,841	1,709	1,675
负债合计	8,785	11,155	13,442	15,012	15,468
股本	559	727	944	944	944
少数股东权益	633	1,226	1,310	1,412	1,539
归属母公司股东权益	7,209	7,267	6,569	7,210	8,009
负债和股东权益合计	16,627	19,648	21,321	23,633	25,016

资料来源：公司公告，中银证券预测

现金流量表(人民币 百万)

年结日：12月31日	2020	2021	2022E	2023E	2024E
净利润	638	862	845	1,017	1,269
折旧摊销	242	409	332	379	435
营运资金变动	214	245	1,377	263	15
其他	(201)	(566)	(246)	78	43
经营活动现金流	893	950	2,307	1,737	1,763
资本支出	(1,062)	(965)	(1,020)	(500)	(900)
投资变动	(1,460)	184	0	0	0
其他	869	581	213	13	13
投资活动现金流	(1,653)	(201)	(807)	(487)	(887)
银行借款	536	783	269	(177)	88
股权融资	(453)	(2,135)	(1,459)	(275)	(343)
其他	(153)	1,340	180	(229)	(87)
筹资活动现金流	(71)	(12)	(1,010)	(681)	(342)
净现金流	(830)	738	490	569	534

资料来源：公司公告，中银证券预测

财务指标

年结日：12月31日	2020	2021	2022E	2023E	2024E
成长能力					
营业收入增长率(%)	9.1	9.6	7.1	21.1	16.4
营业利润增长率(%)	28.5	34.3	(5.1)	23.4	25.5
归属于母公司净利润增长率(%)	34.4	25.2	0.7	20.4	24.8
息税前利润增长率(%)	33.7	113.1	7.0	50.2	29.1
息税折旧前利润增长率(%)	20.6	94.5	(2.5)	39.3	25.6
EPS(最新股本摊薄)增长率(%)	34.4	25.2	0.7	20.4	24.8
获利能力					
息税前利润率(%)	4.4	8.5	8.5	10.5	11.7
营业利润率(%)	9.5	11.6	10.3	10.5	11.3
毛利率(%)	16.8	19.9	19.5	20.6	21.9
归母净利润率(%)	7.9	9.0	8.5	8.4	9.0
ROE(%)	8.4	10.4	11.6	12.7	14.3
ROIC(%)	6.2	6.3	8.0	13.7	16.8
偿债能力					
资产负债率	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6
净负债权益比	0.1	0.2	0.3	0.1	0.1
流动比率	1.0	1.1	0.9	0.9	0.9
营运能力					
总资产周转率	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5
应收账款周转率	3.8	5.2	5.2	5.2	5.2
应付账款周转率	2.6	2.5	2.5	2.6	2.6
费用率					
销售费用率(%)	0.9	0.9	1.0	0.8	0.8
管理费用率(%)	6.2	6.9	6.5	6.2	6.2
研发费用率(%)	2.5	3.0	3.0	3.0	3.0
财务费用率(%)	0.1	1.1	0.9	0.4	0.7
每股指标(元)					
每股收益(最新摊薄)	0.6	0.8	0.8	1.0	1.2
每股经营现金流(最新摊薄)	0.9	1.0	2.4	1.8	1.9
每股净资产(最新摊薄)	7.6	7.7	7.0	7.6	8.5
每股股息	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4
估值比率					
P/E(最新摊薄)	19.1	15.3	15.2	12.6	10.1
P/B(最新摊薄)	1.6	1.6	1.8	1.6	1.4
EV/EBITDA	5.7	8.8	10.9	6.7	5.0
价格/现金流(倍)	12.9	12.1	5.0	6.6	6.5

资料来源：公司公告，中银证券预测

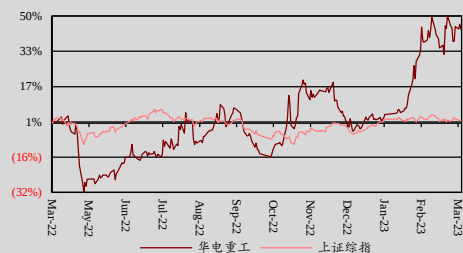
601226.SH

增持

市场价格:人民币 8.32

板块评级:强于大市

股价表现



(%)	今年至今	1个月	3个月	12个月
绝对	39.4	0.4	47.3	41.5
相对上证综指	35.4	1.6	41.8	40.4

发行股数 (百万)	1,166.66
流通股 (百万)	1,155.00
总市值 (人民币 百万)	9,706.61
3个月日均交易额 (人民币 百万)	165.96
主要股东	
中国华电科工集团有限公司	62.48

资料来源:公司公告, Wind, 中银证券
以 2023 年 3 月 29 日收市价为标准

中银国际证券股份有限公司
具备证券投资咨询业务资格

建筑装饰: 专业工程

证券分析师: 李可伦

(8621)20328524

kelun.li@bocichina.com

证券投资咨询业务证书编号: S1300518070001

联系人: 李天帅

tianshuai.li@bocichina.com

一般证券业务证书编号: S1300122080057

华电重工

工程整体解决方案供应商, 华电氢能排头兵

公司是华电集团氢能业务牵头单位, 背靠华电集团具备资源优势, 制氢设备产能已获示范项目; 公司有望凭借华电资源制氢、储氢、用氢全面布局, 受益于氢能需求快速增长; 首次覆盖给予**增持**评级。

支撑评级的要点

- **华电集团旗下重工板块唯一平台:** 华电重工成立于 2008 年, 母公司为华电科工, 实际控制人为华电集团, 于 2014 年在上交所上市。华电重工曾于 2010、2011 年完成两次资产重组, 成为华电集团重工业务板块的唯一平台。目前, 公司业务涵盖物料输送工程、热能工程、高端钢结构工程、海洋环境工程, 并于 2020 年布局氢能业务。
- **收入、盈利情况持续向好:** 2018 年至今, 公司收入、归母净利润保持上升趋势。2021 年公司实现营业收入 103.29 亿元, 同比增加 15.97%; 实现归母净利润 3.03 亿元, 同比增加 213.60%。2018-2021 年, 海洋与环境工程板块收入由 15.35 亿元提升至 56.09 亿元, 复合增长率达到 54.02%, 为收入增速的主要驱动。2020-2022Q3, 公司毛利率总体保持上升趋势。
- **制氢设备落地示范项目, 积极拓展下游客户:** 2022 年 7 月 12 日华电 1200Nm³/h 碱性电解槽成功下线。目前已经成功实施泸定水电解制氢项目, 并成功取得达茂旗 20 万千瓦新能源制氢工程示范项目, 合同金额 3.45 亿元, 预计在 2023 年内投产。公司仍在对多个项目进行跟踪, 业务涉及市政交通、化工、冶金、分布式供能等多个用氢场景。
- **储氢、用氢全面布局, 目标成为一体化能源服务商:** 公司通过对氢燃料电池供能系统进行研究, 公司已经完成了百千瓦等级氢燃料电池分布式供能系统的开发; 通过投资并控股通用氢能, 增强了在氢燃料电池关键材料领域的设计开发与产业化发展能力。目标成为可再生能源制氢、储氢、用氢等技术开发、装备制造、工程总承包及项目投资、运营为一体的能源服务商。

估值

- 在当前股本下, 我们预计公司 2022-2024 年实现每股收益 0.27/0.37/0.49 元, 对应市盈率 30.9/22.4/16.8 倍; 首次覆盖给予**增持**评级。

评级面临的主要风险

- 氢能政策风险; 价格竞争超预期; 下游需求不达预期; 国际贸易摩擦风险; 技术迭代风险。

投资摘要

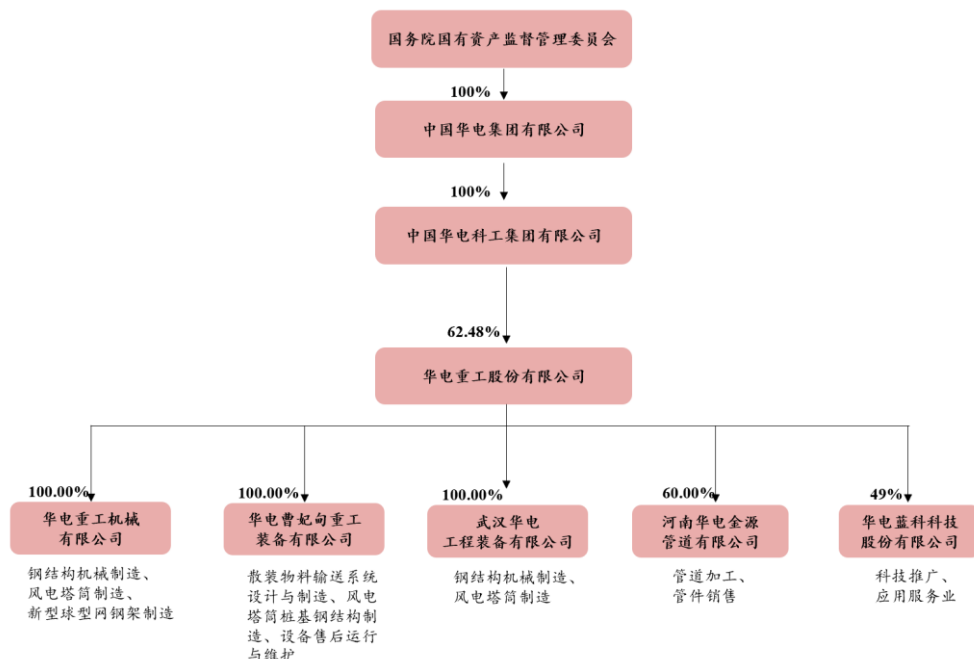
年结日: 12 月 31 日	2020	2021	2022E	2023E	2024E
主营收入(人民币 百万)	8,906	10,329	8,277	11,811	15,670
增长率(%)	24.1	16.0	(19.9)	42.7	32.7
EBITDA(人民币 百万)	174	641	622	779	782
归母净利润(人民币 百万)	97	303	314	433	576
增长率(%)	17.6	213.6	3.6	37.8	33.0
最新股本摊薄每股收益(人民币)	0.08	0.26	0.27	0.37	0.49
市盈率(倍)	100.4	32.0	30.9	22.4	16.8
市净率(倍)	2.6	2.4	2.3	2.2	2.0
EV/EBITDA(倍)	11.7	8.9	11.9	8.8	9.6
每股股息 (人民币)	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
股息率(%)	0.6	1.3	1.1	1.3	1.8

资料来源:公司公告, 中银证券预测

华电集团旗下重工板块平台，受益于新能源发展

华电集团旗下重工板块平台：华电重工成立于 2008 年，母公司为华电科工，实际控制人为华电集团，于 2014 年在上交所上市。华电科工为华电集团的全资子公司，主要从事重工、环保水务、电站建设、能源技术服务与服务四大板块业务。为避免同业竞争、减少关联交易，华电重工曾于 2010、2011 年完成两次资产重组，调整了华电重工内部组织架构，同时华电科工将重工业务全部注入公司，此后公司成为华电科工、华电集团重工业务板块的唯一平台。目前，公司业务涵盖物料输送工程、热能工程、高端钢结构工程、海洋环境工程，并于 2020 年布局氢能业务。

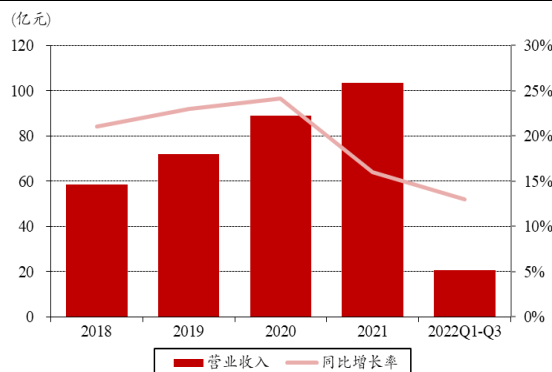
图表 99.公司股权架构



资料来源：公司公告，中银证券

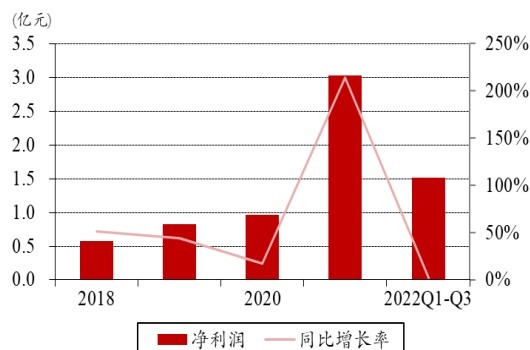
收入、盈利情况持续向好：2018 年至今，公司收入、归母净利润保持上升趋势。2021 年，公司实现营业收入 103.29 亿元，同比增加 15.97%；实现归母净利润 3.03 亿元，同比增加 213.60%。2018-2021 年，公司收入复合增速 20.97%，归母净利润复合增速 74.53%。收入的主要驱动为海洋与环境工程业务（海风工程），2018-2021 年，海洋与环境工程板块收入由 15.35 亿元提升至 56.09 亿元，复合增长率达到 54.02%。但由于海洋与环境工程业务处于发展初期，且 2020 年海上风电出现抢装潮，海上风电所需的原材料和关键船机价格提升，2020 年公司海洋与环境工程业务板块毛利率同比下降 3.99 个百分点，带动公司整体毛利率下降 1.53 个百分点。2020-2022Q3，公司毛利率总体保持上升趋势。

图表 100.2018-2022Q3 公司营业收入及增速



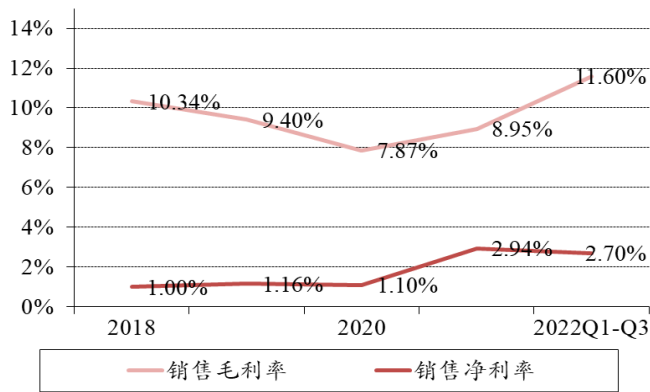
资料来源：公司公告，中银证券

图表 101.2018-2022Q3 公司归母净利润及增速



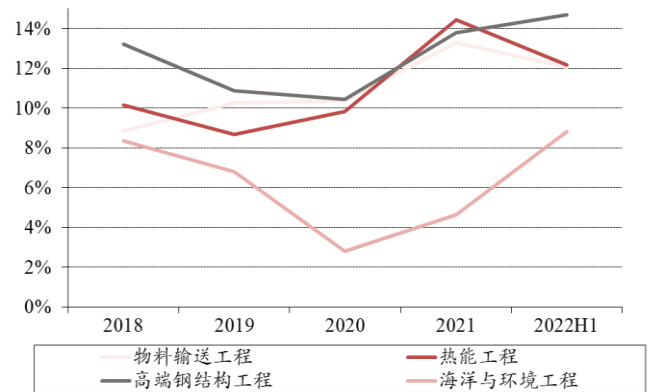
资料来源：公司公告，中银证券

图表 102.2018-2022Q3 公司毛利率、净利率



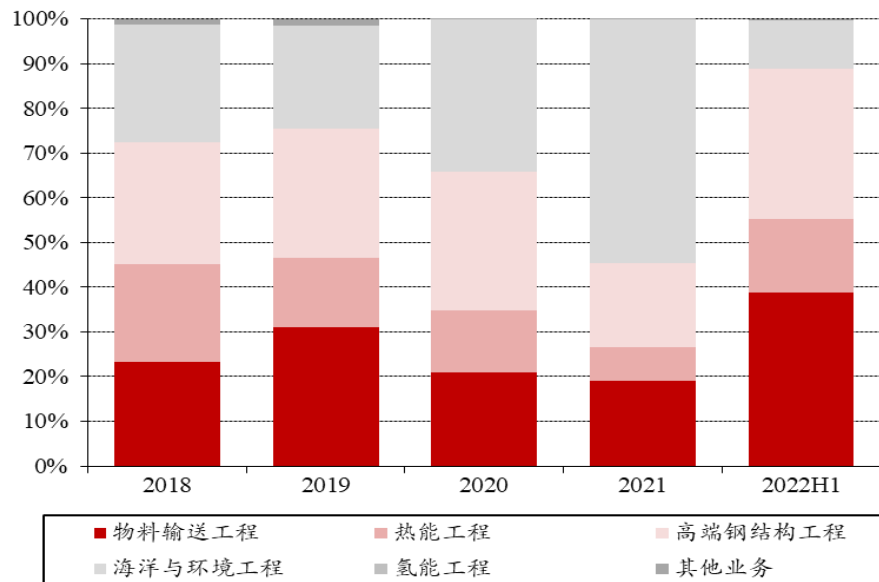
资料来源：公司公告，中银证券

图表 103.2018-2022H1 公司各项业务毛利率



资料来源：公司公告，中银证券

图表 104.2018-2022H1 公司各项业务营收占比



资料来源：公司公告，中银证券

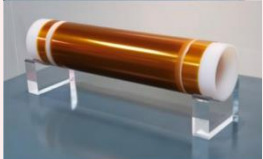
背靠华电具备资源优势，制氢设备已成功应用

公司发展氢能信念坚定：可再生能源制氢是华电集团“十大重点科技项目”之一，涵盖在华电集团《2019-2023 年重点研发计划》当中。公司发展氢能信念坚定，母公司华电科工于 2020 年成立中国华电氢能技术研究中心，并由华电重工起草《华电集团氢能产业发展路径》，华电重工作为集团“可再生能源制氢关键技术研究及核心装备开发项目”牵头单位，承担项目攻关任务。

背靠华电集团具备资源优势，当前研发重点落脚大容量电解水制氢装置和氢燃料电池动力系统：凭借央企资源，公司已与中船重工 718 所、天津大陆、考克利尔竞立、国富氢能等单位建立技术交流，并与中科院大连化物所、清华大学、上海交通大学等国内外知名科研院所建立广泛合作。目前公司新产品开发重点围绕大容量电解水制氢装置和氢燃料电池动力系统两方面，后续将择机开展掺氢燃机应用技术、分布式供能技术等方面的集成技术研究。

制氢设备落地示范项目，积极拓展下游客户：公司积极参与“可再生能源制氢、大规模储氢及氢能综合利用技术研究”的开发，在 2021 年 11 月完成 100Nm³/h 碱性电解槽 72 小时试运行的基础上，2022 年 7 月 12 日华电 1200Nm³/h 碱性电解槽产品成功下线。目前公司已经成功实施泸定水电解制氢项目，氢气纯度大于 99.99%。根据公司公告，2022 年 11 月 17 日，公司与氢能科技（华电新能子公司）签署《内蒙古华电包头市达茂旗 20 万千瓦新能源制氢工程示范项目 PC 总承包合同制氢站部分》，合同金额 3.45 亿元，预计将在 2023 年内投产。公司仍在对多个项目进行跟踪，业务涉及市政交通、化工、冶金、分布式供能等多个用氢场景。

图表 105.公司主要产品

系统/产品	说明	照片
碱性电解水制氢装备	开发的碱性电解槽具有高电流密度、高电解效率、大容量、高响应速度的特点，运行平稳、性能先进、结构紧凑，适用于可再生能源规模化制备绿氢场景。	
气体扩散层	产品韧性好，高电导率、高传热性，MD 与 TD 方向具有高抗拉强度的特点，部分指标达到国际先进水平，并通过了国内外多家下游企业的检测。	
质子交换膜	产品具有更高的机械性能及尺寸稳定性、离子交换容量高、膜具备保水能力及传输水能力强的特点。内含多种不同功能的自由基捕捉剂，具备更高的耐久性。	
氢燃料电池分布式供能系统	具有“大功率、高效率、智能化、长寿命、环境适应性强”的特点，氢电效率>52%，热电联产效率大于 85%。装置采用撬装式设计，系统集成度高、结构设计模块化，为绿色建筑、新型基础设施、园区、孤岛等提供电力和热电联供服务，满足多场景应用需求。	

资料来源：公司公告，中银证券

储氢、用氢全面布局，目标成为一体化能源服务商：公司目标成为可再生能源制氢、储氢、用氢等技术开发、装备制造、工程总包及项目投资、运营为一体的能源服务商。公司通过对氢燃料电池供能系统进行研究，已经完成了百千瓦等级氢燃料电池分布式供能系统的开发；通过投资并控股通用氢能，增强了在氢燃料电池关键材料领域的设计开发与产业化发展能力。根据中国电力网报道，公司开发的氢燃料电池分布式供能系统产品具备“大功率、高效率、智能化、长寿命、环境适应性强”的特点，氢电效率大于 52%，热电联产效率大于 85%。该套装置采用撬装式设计，系统集成度高、结构设计模块化，可以为绿色建筑、新型基础设施、园区、孤岛等提供电力和热电联供服务。未来公司计划通过新能源项目氢能产业配套项目规划、核心装备配套供应、应用场景开发等多种方式为业主提供支持与服务。

图表 106.截止 2022 年 6 月末公司部分在建工程项目

项目	2022 年 6 月末账面价值（万元）
385 氢燃料电池关键材料产线建设	251.66
新型电解水制氢装置开发及氢燃料电池应用研究	344.08
405-Q2201 可再生能源制氢关键技术研究及核心开发-核心部件及装备生产项目	366.12

资料来源：公司公告，中银证券

风电、热能工程具备优势

具备海风建设技术储备，近年来业务发展迅速：公司对于风电该工程领域持续进行技术研发，2021 年牵头承担的国家能源局海上风电“补短板”项目。截至 2022 年 6 月末，公司参与建设海上风电项目 26 个，项目装机容量 350 万千瓦，其中以施工总承包模式承建的项目 190 万千瓦，以 EPC 总承包模式承揽的项目 20 万千瓦；完成了 450 余套单桩基础施工、550 多台风机安装，累计敷设海底电缆 1,000 余公里。其中，中电投滨海北 H1 项目为国内首个以“四合一”总包模式招标的项目，工作范围包括桩基制造及运输、桩基施工、塔筒制造及运输、塔筒及风机设备吊装等内容，该项目荣获 2016-2017 年度“国家优质工程金质奖”荣誉称号，也是国内风电领域（陆上、海上）首个国家优质工程金质奖的项目。随着 2023 年海风装机提升，公司海洋与环境工程业务预计迎来高速增长。

图表 107.2022 年上半年公司海风非专利技术评审情况

项目	技术水平	效果
深水区半潜平台风电施工关键技术研究与运用	总体达到国内领先水平	水深 40 米及以上海上风电场的开发，可以增加可利用的海洋风电面积；半潜式起重平台的引入，发挥其抗风浪性能强的优势，增加可利用窗口期的时间；坐底式抱桩架及翻桩工艺的研发，进一步减小作业面施工的限制条件。
海上风电海缆全方位优化与降本关键技术研究与运用	整体技术水平达到国内领先，部分国际先进	基于海缆在设计选型、施工安全、运营维护等全寿命周期中存在的技术问题和优化空间，在高压集电路设计、海缆沉降计算、海缆保护设计形成了系列设计、防护等措施，提升了海缆敷设、施工安全和施工效率，提高了海缆运营安全和使用寿命的延长，降低了成本。
海上风电大直径单桩基础淤泥固化防冲刷关键技术研究与应用	整体技术水平达到国内领先，部分国际先进	解决海上风电桩基础防冲刷技术难题中开发了淤泥固化原位搅拌、三维监测、降低流失率成套技术及设备
有冰海域海上风电单桩基础结构设计关键技术及工程应用	整体技术水平达到国内领先，部分国际先进	开发了更适合冰区环境的分体式附属结构及施工方法。已形成设计、施工、维护系列化，技术、设备成套化，提升了风机运营安全、提高了桩基础维护效率、降低了维护成本

资料来源：公司公告，中银证券

热能工程板块具备发展机遇：公司热能工程业务涵盖四大管道系统、空冷系统两类辅机系统以及电厂综合能效提升服务。公司是四大管道系统的龙头企业，掌握了四大管道系统的设计、工厂化配制的全套工艺流程和超超临界机组管道用钢焊接技术等核心技术。火电灵活性改造方面，2021 年国家发改委和国家能源局发布《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》，并会同有关方面制定了《全国煤电机组改造升级实施方案》，同年公司成功签订福建华电可门电厂 1#综合能效提升项目合同、国家能源双维电厂百万机组中速磨煤机能效提升项目复合金属陶瓷改造耐磨磨辊磨瓦改造合同等项目；根据公司公告，2022 年上半年，公司顺利签订华电内蒙古默特 1 号、2 号机组灵活性改造项目 EPC 合同、华电新疆红雁池 1 号机组多能互补运行灵活性提升改造项目 EPC 合同等项目。2022 年 6 月末，公司热能工程板块收入达到 5.56 亿元，同比提升 138.01%，收入占比提升 9.09 个百分点，预计短期内热能工程板块将成为公司收入增长驱动。

物料输送板块需求旺盛：物料输送系统工程需求与电力、港口、煤炭、冶金、化工、建材、采矿等下游行业密切相关。公司产品包括管状带式输送机、长距离曲线带式输送机、环保圆形料场。2022 年上半年全国采矿业增加值同比增长 9.5%，制造业增加值同比增长 2.8%；进出口方面，上半年货物进出口总额 198,022 亿元，同比增长 9.4%。其中出口 111,417 亿元，同比增长 13.2%，进口 86,605 亿元，同比增长 4.8%，物料输送需求增长明显。此外，在“碳中和”指导下，港口智能化、环保化趋势明显，正在逐步向全自动化、无人值守迈进。公司已研发出环保、高效的新型岸桥、新型卸船机等智慧港机产品，取得授权专利 100 项，其中发明专利 22 项，新型岸桥正在推进首台套项目示范，截至 2022 年 10 月末，主结构已制作完成，安装总体完成 92%。

盈利预测与估值

关键假设：

- 1) 考虑公司在传统热能工程板块的龙头地位，预计公司 2022-2024 传统热能工程板块收入 10.93 亿元、15.30 亿元、19.89 亿元。
- 2) 考虑公司布局氢能补发逐渐加快，预计公司 2022-2024 氢能板块收入 16.82 万元、185.05 万元、740.20 万元。

图表 108.公司主营业务营业收入与毛利率预测

	2022E	2023E	2024E
物料输送工程			
收入（百万元）	2,556.27	3,323.15	4,153.94
同比增长(%)	30.00	30.00	25.00
毛利率(%)	13.00	13.00	13.00
热能工程			
收入（百万元）	1,093.09	1,530.33	1,989.43
同比增长(%)	40.00	40.00	30.00
毛利率(%)	13.00	13.00	13.00
高端钢结构工程			
收入（百万元）	2,924.32	4,240.26	5,724.35
同比增长(%)	50.00	45.00	35.00
毛利率(%)	13.00	13.00	13.00
海洋与环境工程			
收入（百万元）	1,682.74	2,692.38	3,769.33
同比增长(%)	(70.00)	60.00	40.00
毛利率(%)	5.00	5.00	5.00
氢能工程			
收入（百万元）	0.17	1.85	7.40
同比增长(%)	20.00	1,000.00	300.00
毛利率(%)	30.00	30.00	30.00
其他业务			
收入（百万元）	20.77	22.84	25.13
同比增长(%)	(10.00)	10.00	10.00
毛利率(%)	80.00	80.00	80.00
合计			
营业收入（百万元）	8,277.35	11,810.81	15,669.58
同比增长(%)	(19.86)	42.69	32.67
毛利率(%)	11.54	11.31	11.19

资料来源：公司公告，万得，中银证券

盈利预测：我们预计公司 2022-2024 年实现营业收入 82.77 亿元、118.11 亿元、156.70 亿元，同比增长-19.86%、42.69%、32.67%；归属于上市公司股东的净利润分别为 3.14 亿元、4.33 亿元、5.76 亿元，同比增长 3.65% 、37.81%、33.00%；在当前股本下，每股收益分别为 0.27 元、0.37 元、0.49 元。

相对估值：我们选取火电建设龙头企业中国能建作为可比公司进行估值比较。根据 2023 年 3 月 29 日收盘价，公司 2022 年预测盈利对应市盈率 30.88 倍，高于中国能建的市盈率水平，考虑到公司在制氢板块的研发与量产优势，公司估值水平体现了市场对公司在制氢行业优势给予的合理溢价。

图表 109.可比上市公司估值比较

证券简称	证券代码	最新股价 (元)	流通市值 (亿元)	总市值 (亿元)	每股收益（元）			市盈率（倍）			市净率 (倍)	评级
					2021A	2022E	2023E	2021A	2022E	2023E		
中国能建	601868.SH	2.40	341.34	858.63	0.16	0.19	0.22	15.00	12.63	10.91	1.13	未有评级
华电重工	601226.SH	8.32	96.10	97.07	0.26	0.27	0.37	32.01	30.88	22.41	2.36	增持

资料来源：万得，中银证券

注1：股价与市值截止日 2023 年 3 月 29 日，未有评级公司盈利预测来自万得一致预期

注2：市净率均由上市公司最新一期净资产计算得出

投资建议：公司是华电氢能业务牵头单位，背靠华电集团具备资源优势，制氢设备产能已获示范项目；公司有望凭借华电资源制氢、储氢、用氢全面布局，受益于氢能需求增长；首次覆盖给予**增持**评级。

风险提示

氢能政策风险：目前氢能行业整体景气度与行业政策的导向密切相关，如政策方面出现不利变动，可能影响氢能行业整体需求，从而对制造产业链整体盈利能力造成压力。

价格竞争超预期：电解槽产能规模整体较为合理，但如后续扩产幅度超预期，电解槽价格亦有超预期下降的可能，可能对公司盈利能力造成不利影响。

下游需求不达预期：电解槽行业业绩与下游工业、炼化所使用的绿氢需求紧密相关，如下游绿氢需求低于预期，则将对公司中短期业绩产生负面影响。

国际贸易摩擦风险：海外绿氢渗透率较国内低，且针对绿氢发展落地政策支持，如后续国际贸易摩擦超预期升级，可能会对公司的销售规模产生不利影响。

技术迭代风险：目前 SOEC、AEM 及 PEM 电解槽仍具备迭代空间，如果新技术超预期发展或成本超预期下降，将对公司的盈利产生负面影响。

利润表(人民币 百万)

年结日：12月31日	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业总收入	8,906	10,329	8,277	11,811	15,670
营业收入	8,906	10,329	8,277	11,811	15,670
营业成本	8,205	9,404	7,322	10,475	13,916
营业税金及附加	34	45	41	59	78
销售费用	45	61	41	59	78
管理费用	306	322	372	484	595
研发费用	143	189	207	295	392
财务费用	1	18	5	13	19
其他收益	17	10	20	20	20
资产减值损失	(93)	24	40	40	40
信用减值损失	17	9	2	2	2
资产处置收益	0	0	0	0	0
公允价值变动收益	0	0	0	0	0
投资收益	13	14	13	13	13
汇兑收益	0	0	0	0	0
营业利润	127	346	363	501	665
营业外收入	8	1	0	0	0
营业外支出	10	1	1	1	1
利润总额	126	346	363	500	665
所得税	28	42	44	60	80
净利润	98	304	319	440	585
少数股东损益	1	1	5	7	9
归母净利润	97	303	314	433	576
EBITDA	174	641	622	779	782
EPS(最新股本摊薄, 元)	0.08	0.26	0.27	0.37	0.49

资料来源：公司公告，中银证券预测

资产负债表(人民币 百万)

年结日：12月31日	2020	2021	2022E	2023E	2024E
流动资产	6,884	8,275	5,316	13,043	11,242
货币资金	1,925	2,172	2,483	3,543	4,701
应收账款	1,590	1,779	920	2,932	2,179
应收票据	29	3	22	14	34
存货	802	714	467	1,223	1,022
预付账款	259	365	121	574	349
合同资产	1,365	2,412	529	3,678	1,910
其他流动资产	914	829	774	1,079	1,046
非流动资产	1,898	2,391	2,294	2,215	2,705
长期投资	1	1	1	1	1
固定资产	816	792	927	1,054	1,547
无形资产	273	262	276	289	302
其他长期资产	808	1,335	1,091	872	856
资产合计	8,781	10,665	7,610	15,258	13,947
流动负债	5,027	6,400	3,146	10,342	8,161
短期借款	284	281	476	699	1,645
应付账款	3,072	4,384	1,421	6,884	4,149
其他流动负债	1,671	1,734	1,249	2,758	2,366
非流动负债	25	245	227	370	828
长期借款	0	0	30	118	603
其他长期负债	25	245	197	252	224
负债合计	5,052	6,645	3,373	10,712	8,988
股本	1,155	1,167	1,167	1,167	1,167
少数股东权益	31	46	51	58	66
归属母公司股东权益	3,698	3,974	4,186	4,489	4,892
负债和股东权益合计	8,781	10,665	7,610	15,258	13,947

资料来源：公司公告，中银证券预测

现金流量表(人民币 百万)

年结日：12月31日	2020	2021	2022E	2023E	2024E
净利润	98	304	319	440	585
折旧摊销	76	301	287	299	130
营运资金变动	1,404	10	(179)	305	(168)
其他	(1,098)	42	(15)	3	5
经营活动现金流	479	657	412	1,047	552
资本支出	(36)	(260)	(190)	(220)	(620)
投资变动	(502)	(1)	0	0	0
其他	518	16	13	13	13
投资活动现金流	(20)	(245)	(177)	(207)	(607)
银行借款	(96)	(3)	225	311	1,431
股权融资	(49)	(582)	(103)	(130)	(173)
其他	(5)	413	(47)	39	(45)
筹资活动现金流	(150)	(172)	76	220	1,213
净现金流	309	240	311	1,060	1,158

资料来源：公司公告，中银证券预测

财务指标

年结日：12月31日	2020	2021	2022E	2023E	2024E
成长能力					
营业收入增长率(%)	24.1	16.0	(19.9)	42.7	32.7
营业利润增长率(%)	39.1	171.6	4.9	37.7	33.0
归属于母公司净利润增长率(%)	17.6	213.6	3.6	37.8	33.0
息税前利润增长率(%)	28.4	246.0	(1.4)	43.2	35.8
息税折旧前利润增长率(%)	14.6	268.1	(3.0)	25.2	0.4
EPS(最新股本摊薄)增长率(%)	17.6	213.6	3.6	37.8	33.0
获利能力					
息税前利润率(%)	1.1	3.3	4.0	4.1	4.2
营业利润率(%)	1.4	3.4	4.4	4.2	4.2
毛利率(%)	7.9	9.0	11.5	11.3	11.2
归母净利润率(%)	1.1	2.9	3.8	3.7	3.7
ROE(%)	2.6	7.6	7.5	9.7	11.8
ROIC(%)	8.7	16.2	15.4	25.3	20.6
偿债能力					
资产负债率	0.6	0.6	0.4	0.7	0.6
净负债权益比	(0.4)	(0.4)	(0.4)	(0.5)	(0.4)
流动比率	1.4	1.3	1.7	1.3	1.4
营运能力					
总资产周转率	1.0	1.1	0.9	1.0	1.1
应收账款周转率	4.3	6.1	6.1	6.1	6.1
应付账款周转率	3.3	2.8	2.9	2.8	2.8
费用率					
销售费用率(%)	0.5	0.6	0.5	0.5	0.5
管理费用率(%)	3.4	3.1	4.5	4.1	3.8
研发费用率(%)	1.6	1.8	2.5	2.5	2.5
财务费用率(%)	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1
每股指标(元)					
每股收益(最新摊薄)	0.1	0.3	0.3	0.4	0.5
每股经营现金流(最新摊薄)	0.4	0.6	0.4	0.9	0.5
每股净资产(最新摊薄)	3.2	3.4	3.6	3.8	4.2
每股股息	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
估值比率					
P/E(最新摊薄)	100.4	32.0	30.9	22.4	16.8
P/B(最新摊薄)	2.6	2.4	2.3	2.2	2.0
EV/EBITDA	11.7	8.9	11.9	8.8	9.6
价格/现金流(倍)	20.3	14.8	23.5	9.3	17.6

资料来源：公司公告，中银证券预测

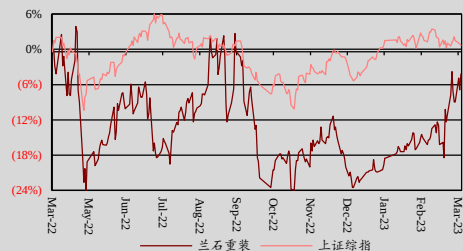
603169.SH

增持

市场价格:人民币 7.78

板块评级:强于大市

股价表现



(%)	今年至今	1 个月	3 个月	12 个月
绝对	21.2	13.2	23.1	(3.7)
相对上证综指	17.2	14.5	17.7	(4.8)

发行股数 (百万)	1,306.29
流通股 (百万)	1,306.29
总市值 (人民币 百万)	10,162.95
3 个月日均交易额 (人民币 百万)	181.70
主要股东	
兰州兰石集团有限公司	47.19

资料来源:公司公告, Wind, 中银证券
以 2023 年 3 月 29 日收市价为标准

中银国际证券股份有限公司
具备证券投资咨询业务资格

机械设备:专用设备

证券分析师:李可伦

(8621)20328524

kelun.li@bocichina.com

证券投资咨询业务证书编号: S1300518070001

联系人:李天帅

tianshuai.li@bocichina.com

一般证券业务证书编号: S1300122080057

兰石重装

传统装备业务先行者加速转型新能源

公司是国内石化装备行业先行者, 转型新能源业务步伐加快, 协同效应逐步显现。公司确立氢能长期发展规划, 加大力度发展氢能, 有望受益于氢能需求增长; 首次覆盖给予**增持**评级。

支撑评级的要点

- **公司是国内石化装备行业先行者:** 公司始建于 1953 年, 是我国石化装备制造业的先行者。其前身是国家“一五”期间 156 个重点建设项目之一——兰州炼油化工设备厂, 被誉为“中国石化机械摇篮和脊梁”。2014 年 10 月 9 日在上海证券交易所上市。公司业务涵盖传统能源装备(炼油化工、煤化工、化工新材料等领域)、新能源装备(光伏多晶硅、核能、氢能等领域)、工业智能装备(快速锻造液压机组等)以及节能环保装备的研发、设计、制造、检测、检维修服务及工程总承包。
- **转型新能源业务步伐加快, 协同效应逐步显现:** 公司制定了上市公司质量提升、新能源装备、新材料产业、煤基产业提升发展等实施方案, 紧跟国家能源产业发展方向, 制订了《氢能产业发展规划纲要》, 成立了核能装备事业部, 公司“核氢光储”、新材料领域产业布局逐步完善。公司积极对接中核集团、清华大学、上海核工院、酒钢集团、佛山仙湖实验室等 20 余家科研院所及合作伙伴, 建立战略合作关系, 搭建高效工作互联机制, 以新能源产业为主要合作方向, 卡位布局市场先机。
- **确立氢能发展规划, 加大力度发展氢能:** 2022 年 9 月, 公司发布氢能装备产业发展规划纲要, 明确到 2025 年, 公司在“制、储、运、用(加)”等产业链关键技术领域取得突破性进展, 实现自主设计、自主制造、自主销售的新局面, 产业创新能力总体达到行业领先水平。同时, 公司加大氢能领域研发, 联合多家实力机构投入研发, 氢能产品加快落地交付, 换热公司承接的 1000Nm³/h 电解水制氢装备项目, 采用兰石研究院电解水制氢技术研发成果, 目前正在有序推进。公司研制的中海油惠州石化 E-GAS 煤气化制氢项目核心设备气化炉完工交付。

估值

- 在当前股本下, 我们预计公司 2023-2025 年实现每股收益 0.21/0.28/0.34 元, 对应市盈率 36.7/27.4/22.9 倍; 首次覆盖给予**增持**评级。

评级面临的主要风险

- 氢能政策风险; 价格竞争超预期; 下游需求不达预期; 国际贸易摩擦风险; 技术迭代风险。

投资摘要

年结日: 12 月 31 日	2021	2022	2023E	2024E	2025E
主营收入(人民币 百万)	4,037	4,980	5,691	6,406	7,212
增长率(%)	39.2	23.4	14.3	12.6	12.6
EBITDA(人民币 百万)	425	465	604	696	776
归母净利润(人民币 百万)	123	176	277	371	443
增长率(%)	(143.1)	43.4	57.4	34.1	19.4
最新股本摊薄每股收益(人民币)	0.09	0.13	0.21	0.28	0.34
市盈率(倍)	82.8	57.8	36.7	27.4	22.9
市净率(倍)	3.4	3.2	3.0	2.7	2.4
EV/EBITDA(倍)	28.4	20.4	16.1	13.7	11.8
每股股息 (人民币)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
股息率(%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

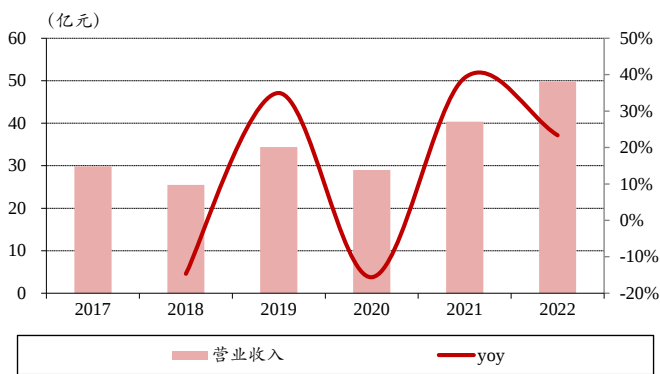
资料来源:公司公告, 中银证券预测

传统石化装备行业先行者

公司是国内石化装备行业先行者，产品覆盖传统与新能源多个领域：公司始建于1953年，是我国石化装备制造业的先行者。其前身是国家“一五”期间156个重点建设项目之一——兰州炼油化工设备厂，被誉为“中国石化机械摇篮和脊梁”。2014年10月9日在上海证券交易所上市。公司业务涵盖传统能源装备（炼油化工、煤化工、化工新材料等领域）、新能源装备（光伏多晶硅、核能、氢能等领域）、工业智能装备（快速锻造液压机组等）以及节能环保装备的研发、设计、制造、检测、检维修服务及工程总承包。

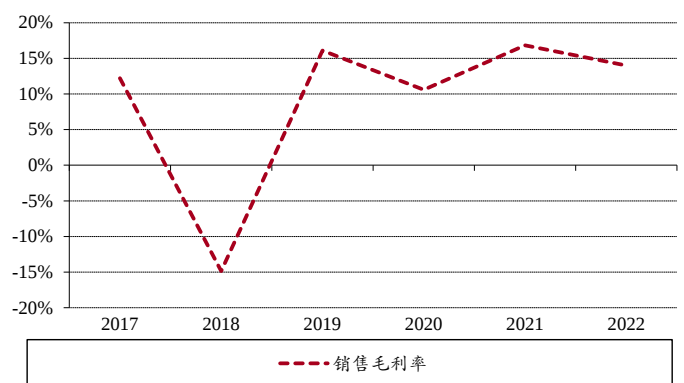
近年来收入有所波动，盈利能力稳步向好：受行业需求变化影响，近年来公司收入有所波动。2021年以来，公司紧抓光伏多晶硅行业产能扩张和核能行业发展提速的市场机遇，公司订单、收入和利润稳步增长。2022年实现营业收入49.80亿元，同比增长23.37%；实现归属于上市公司股东的净利润1.76亿元，同比增长43.35%；实现新增订单67.09亿元，同比增长71.98%，其中新能源装备订单18.25亿元，同比增长81.23%。同时，公司盈利能力稳步提升，2021-2022年公司综合毛利率分别为16.83%、14.00%。

图表 110. 2017-2022 年公司营业收入及增速



资料来源：公司公告，中银证券

图表 111. 2017-2022 年公司毛利率



资料来源：公司公告，中银证券

公司主要传统能源装备产品是各类高端压力容器，主要用于炼油、化工、煤化工等领域：炼油领域主要产品有重整反应器、加氢反应器（板焊式、锻焊式）、螺纹式换热器、隔膜式换热器、高压容器（热高压分离器、冷高压分离器）、循环氢脱硫塔等；化工领域主要产品有高压列管反应器、大型塔器等；煤化工领域主要产品有气化炉、费托反应器、变换炉、水洗塔、中间换热器、废热锅炉等；精细化工领域主要产品有各种反应釜、冷却器、特材容器等。

公司是传统能源化工装备行业领先企业：在传统能源化工装备方面，公司是中国建厂最早的炼油、化工、煤化工高端压力容器制造企业，凭借自身实力填补了国内能源装备领域百余项技术和产品空白，是传统能源化工装备制造领域领军企业。公司是国内最大直径、最大吨位螺纹换热器制造商，是国内炼油行业四合一连续重整反应器设备独家供应商，代表着国内重型压力容器的领先制造水平。同时，在锻焊式压力容器制造领域，公司可生产单台重达2000吨级的大型锻焊式加氢反应器，打破了国内少数企业在千吨级以上大型锻焊式压力容器制造领域中的垄断地位。

图表 112. 大连石化公司 220 万吨年重整催化装置中四合一连续重整反应器



资料来源：公司官网，中银证券

图表 113. 宁波中金石化连续重整反应器



资料来源：公司官网，中银证券

转型新能源业务步伐加快，协同效应逐步显现

核能设备市场空间广阔，乏燃料后处理需求旺盛：根据中国核电统计，目前我国具有自主知识产权的三代核电机组华龙一号造价约为 160 亿元/百万千瓦左右。华龙一号机型的设备投资占比为 38.6%，若按照每年新建 6-8 台装机容量为百万千瓦级的核电机组计算，未来每年的核电设备投资约在 370 亿至 500 亿之间。与此同时，随着我国核电站运营规模不断扩大，乏燃料的产量及累积量逐步增加，乏燃料处理的刚性需求持续累积，乏燃料后处理设备市场需求将快速提升。国家对乏燃料后处理产业的支持力度有望持续上升。根据财政部数据，近年来，中央本级政府性基金支出中乏燃料处理基金支出迅速增长，其中 2022 年乏燃料处理基金支出预算数达 65.76 亿元，比 2021 年执行数增加 54.93 亿元，增幅为 507.2%。

公司核能装备产品覆盖全产业链，技术与市占率行业领先：在核能产业上游公司主要产品有核化工非标设备、核燃料贮运容器、贮槽、箱室设备等；核能产业中游主要产品有核电站压力容器、储罐（核安全 2、3 级）、板式换热器（核安全 3 级）、微通道换热器、高温气冷堆核电站乏燃料现场贮存系统、装卸系统及新燃料运输系统相关设备、HTL 电加热器等；核能产业下游主要产品有核燃料循环后处理厂专用核安全设备（核安全 2、3 级），包括萃取设备、后处理首端专用设备、产品贮运容器、贮槽、箱室等储罐类设备及热交换器设备。在核能装备领域，公司是国内首家实现国产替代的民用核级板式换热器设计生产企业，子公司中核嘉华在核燃料贮运容器细分领域具有较高的市场占有率，制造了中国首座 50 吨核乏燃料后处理中间试验厂的绝大多数非标设备。

核电领域不断完善产业链、产品线布局：在核能装备领域，公司通过收购控股中核嘉华，完善了核能产业链，产品覆盖上游核化工和核燃料领域设备、中游核电站设备和下游核燃料循环后处理设备，取得了中核集团、中广核集团等 40 余家核电业主单位供应商资格，公司正进一步完善核能装备产业链和产品线，聚焦中核甘肃核技术产业园项目合作、核化工装置检维修、核化工装置运行、新装备研制、新技术研究和新材料研发。

图表 114. 田湾核电站 3、4 号机组旋流器泥浆接收槽 H0028



资料来源：公司官网，中银证券

图表 115. 清华大学承担的国家重大专项大型氨气工程试验回路项目核心设备



资料来源：公司官网，中银证券

光伏产业规模扩大，多晶硅核心设备市场需求旺盛：据中国光伏行业协会预测，2022-2025 年我国年均新增光伏装机将达到 83-99GW，2022 年在国内较大的光伏发电项目储备量推动下，我国光伏新增装机量可能增至 75GW 以上，相比 2021 年增幅达到 36%以上。2022-2025 年多晶硅核心设备市场空间或将逾千亿规模。据硅业分会预计，到 2022 年底，国内多晶硅产能将达到 100 万吨/年以上，比 2021 年度增加 48 万吨/年；到 2025 年底，国内多晶硅产能将达到 400 万吨/年以上，以每万吨硅料的核心设备需求为 5.4 亿元推算，2022 年至 2025 年新增的 348 万吨硅料产能或将带来 1,879.2 亿元的核心设备需求。其中，2022 年至 2025 年冷氢化反应器的总需求量或将达 210 亿元，还原炉的总需求量或将达 125 亿元，换热器的总需求量或将达 150 亿元，塔器的总需求量或将达 150 亿元，球罐等其他设备的总需求量或将达 200 亿元。

光伏装备领域，公司不断攻坚技术难题，引领多晶硅装备国产化：光伏装备主要为生产多晶硅所需的五大类核心静设备，包括冷氢化反应器、还原炉、换热器、塔器、球罐。在光伏多晶硅装备领域，公司相继突破了厚壁镍基合金 No8810 和难度更高的 No8120 材料制造冷氢化反应器的多项技术难题，形成了多项该材料制造专有技术，并制定了国产镍基合金 No8810 和 No8120 材料冷氢化反应器设计选材技术规范、材料焊接、热处理等制造技术规程及多项企业标准，大幅缩短了交货周期、降低了产品成本，实现了国内光伏多晶硅行业关键设备制造的创新性突破，引领着多晶硅装备国产化发展方向。在光伏多晶硅装备领域，公司具备冷氢化反应器、还原炉、换热器等五大类核心设备的研发制造能力，与亚洲硅业（青海）股份有限公司、东方希望集团有限公司、新疆大全新能源股份有限公司等多家客户建立了长期战略合作伙伴关系。储能装备方面，公司主要产品包括：高温熔盐储能储热系统集成设计及关键设备。此外，公司正在开发新型氢（氨）储能领域关键技术及核心设备。

图表 116. 神华宁煤球罐工程



资料来源：公司官网，中银证券

图表 117. 中石油兰州石化分公司 4000m 球罐



资料来源：公司官网，中银证券

公司紧抓“双碳”政策机遇，初步完成了新能源装备制造业务布局，顶层设计不断完善；公司顶层设计不断完善，确定了“十四五”中长期发展路径，制定了上市公司质量提升、新能源装备、新材料产业、煤基产业提升发展等实施方案，紧跟国家能源产业发展方向，制订了《氢能产业发展规划纲要》，成立了核能装备事业部，公司“核氢光储”、新材料领域产业布局逐步完善。公司积极对接中核集团、清华大学、上海核工院、酒钢集团、佛山仙湖实验室等 20 余家科研院所及合作伙伴，建立战略合作关系，搭建高效工作互联机制，以新能源产业为主要合作方向，卡位布局市场先机。EPC 总包的 1500 吨/年纳米磷酸铁锂正极材料示范项目、酒钢宏汇减压蒸馏项目中交开车，推动延链补链强链工作取得新成效。

确立氢能发展规划，加大力度发展氢能

氢能顶层规划落地，产业发展迎来机遇：2022 年 3 月，国家发改委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，明确了氢能的能源属性及战略定位，并提出了氢能产业发展各阶段目标。据《规划》，到 2025 年，我国可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年，实现二氧化碳减排 100-200 万吨/年。政策推动下，氢能产业发展或将提速。中国氢能联盟发布的《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》指出：目前国内氢能主要来源于煤制氢，约占我国氢产能 64%，工业副产气制氢占 21%，天然气制氢占 14%，电解水制氢占比不到 2%。根据中国氢能联盟的预测，2020 年至 2025 年间，中国氢能产业产值将达 1 万亿元；2026 年至 2035 年产值达到 5 万亿元。其中电解水制氢到 2030 年占比将逐渐提升到 10%，未来十年提升空间超 4 倍，到 2060 年电解水制氢占比将提升到 70%。

氢能领域产品覆盖制储加氢各个环节：氢能装备主要为制氢、储氢和加氢站装备。公司具体产品有循环流化床加压煤气化制氢装置、渣油 POX 造气制氢装置、丙烷脱氢技术装备、低压储氢容器、加氢站用微通道换热器（PCHE），正在研发的 1000Nm³/h 碱性电解水制氢、98MPa 多层包扎式高压氢气储罐、45MPa 大流量氢气离子液压缩机等产品。

确立氢能装备产业发展规划纲要，大力发展氢能：2022 年 9 月，公司发布氢能装备产业发展规划纲要，明确到 2025 年，公司在“制、储、运、用（加）”等产业链关键技术领域取得突破性进展，实现自主设计、自主制造、自主销售的新局面，产业创新能力总体达到行业领先水平，具有自主知识产权的核心技术和工艺水平大幅提升，带动氢能在甘肃省交通领域的示范应用取得显著成效。建设各类加氢站 10 座左右，建成 1-2 家国际一流的创新研发平台，氢能产业链产业规模占到公司总体营业收入的 20%。纲要提出，到 2035 年，公司产业发展总体达到国内领先水平，建成引领全国氢能产业发展的研发创新中心、关键核心装备与零部件制造检测中心，在交通、能源、工业等领域形成丰富多元的应用生态，形成“一带一路”协同创新业态，建成国内一流的氢能科技创新高地、产业发展高地、多元示范应用高地。

图表 118. 公司《氢能装备产业发展规划纲要》

领域	目标	涉氢重点内容
制氢领域	巩固和完善现有化石能源制氢技术	继续依托公司子公司洛阳瑞泽石化工程有限公司（以下简称“瑞泽石化”）在炼油工程、化工工程、石油化工产品储运工程三个专业的甲级资质，具备工程设计、采购、施工、考核验收 EPC 总包资质，继续巩固和完善公司大型煤制气、甲醇制氢和天然气制氢等技术，为公司天然气制氢领域的设备研发制造奠定坚实的基础。
	加快大型电解水制氢装置的开发应用	联合兰州兰石能源装备工程研究院有限公司（以下简称“兰石研究院”），在现有 50Nm ³ /h 电解水制氢装置基础上，快速完成 1000Nm ³ /h 及以上规模电解水制氢装置的开发；通过参与兰石集团新能源综合示范基地建设，验证系统可靠性及电耗，并完善电解水制氢技术及装置；依托公司在“三桶油”、东方希望、亚洲硅业的用氢客户基础，大力实施电解水制氢装置的推广应用。
	其他新型制氢技术攻关	积极与行业领先企业或科研机构开展合作，多方联合搭建氢能科研平台，利用甘肃省能源装备创新联合体优势，协调产业链上下游资源，重点在 PEM 制氢领域掌握新能源制绿氢生产装置的制造工艺；加强与清华大学、上海应用物理研究所等科研单位合作，推进核能高温蒸汽制氢技术及装备产业化；加强与兰石研究院、公司子公司瑞泽石化合作，围绕国投生物 200Nm ³ /h 生物乙醇重整制氢中试项目，不断优化工艺路线及消耗，开拓制氢新技术，占领生物质制氢产业新高地。
	构建制氢技术核心竞争力	依托公司子公司瑞泽石化化石燃料制氢业绩及公司装备研制优势，充分考虑资源禀赋，持续加强催化剂研发及配套制氢设备、余热锅炉等核心设备研发；围绕工业副产氢、制氢后系统的氢气纯化系统，进行核心装备拓展，提升业务量；围绕化石燃料排放过程的 CO ₂ ，加强与大连化物所、兰州大学等产学研合作，积极寻找适宜化工产品，通过 CCUS 途径实现 CO ₂ 减排，积极践行“双碳”目标，提升未来核心竞争力。
储氢领域	低压气态储氢球罐业务	低压氢气球罐是未来化工储氢用氢场景中应用较为广泛的设备之一，用于实现新能源制氢的跨时空使用。依托公司现有成熟的低压储氢球罐制造能力，加大低压储氢装备在大规模电解水制氢领域的推广应用。
	中高压气态储氢容器开发	紧紧围绕和中石化合作的储氢装备研发项目，加强与中石化、中国钢研等单位的合作，积极拓展中高压气态储氢装备研制，紧抓中石化中原油田示范项目需求，填补国内大型中高压储氢装备市场空白。
	高压气态储氢容器	基于公司现有高压等级压力容器制造技术、设备、人才等资源条件，同步开展多层包扎高压气态储氢容器（98MPa 级别）研制，开拓加氢站储氢装备市场。
	低温液态储氢技术及装备开发	低温液态储氢技术是利用氢气在高压、低温条件下将气态氢气液化为液态氢，再将液态氢储存在高真空的绝热容器中。液化储氢具有热值高、体积能量密度高、占用空间体积较小等优点。公司将联合兰州真空设备有限责任公司，依托其低温设备经验，进行联合攻关，降低氢气液化的能耗，提高储运过程的安全性，提升液氢储运的经济性。
	碳纤维缠绕设备的研制	以碳纤维缠绕机、丝束铺设装置、伺服控制系统集成研发为抓手，研制出适用于储氢瓶产品的碳纤维生产线。公司子公司兰石重工公司将联合兰石研究院、哈尔滨工业大学（武汉理工大学、浙江大学）等单位，运用产学研技术合作开发模式，实现产学研各方的资源共享、优势互补，共同开展科研攻关。
氢能领域无损检测及安全评估领域	/	伴随着大量高压储氢压力容器的制造应用，储氢压力容器缺陷无损检测及安全评估业务市场份额将逐步增大，加之氢气具有宽泛的爆炸区间，储氢压力容器缺陷无损检测及安全评估要求更为严格。公司拥有无损检测技术积淀，可攻克高压氢环境氢脆检测、基于失效模式设计、缺陷定期检测评价、输氢管道探伤及在线泄漏检测等核心技术。
	/	短期内，公司将与行业内标杆企业深度交流合作，深入研究氢能相关检测标准的立项、试验和起草工作以及储运氢材料检测中氢脆失效、氢腐蚀等氢致失效相关试验技术难点攻关、项目扩项和资质获取。同时，积极利用互联网、大数据、人工智能等先进技术手段，及时预警氢能生产储运装置、场所和应用终端的泄漏、疲劳、爆燃等风险状态，加强氢气泄漏检测报警以及氢能相关特种设备的检验、检测等先进技术研发，大力发展氢能产品检验检测及认证综合服务。
加氢站领域	高效紧凑型微通道换热器（PCHE）推广应用	根据中石化“十四五”发展规划，中石化十四五期间要建成 1000 座加氢站。2030 年国内燃料电池汽车年销量规模可达百万以上，配套加氢站数量将在 4500 座以上，对配套换热器具有较大需求。公司子公司兰石换热正在对加氢站高效紧凑型微通道换热器（PCHE）进行系列化、规模化系统研发，紧抓市场发展的需求，快速抢占市场；全力推进微通道换热器（PCHE）在加氢领域的推广应用，形成产业链的创新格局。
	新能源综合利用示范项目建设	尽快完成甘肃省首座示范加氢站项目方案及可行性研究，推进示范项目建设及自主研发核心装备电解水制氢装备、高压气态储氢容器、微通道换热器的应用与优化，形成示范带动作用，为自主品牌推广应用奠定平台基础。
氢储能产业	/	探索离网氢电耦合储能技术，将氢能与风力、光伏等可再生能源耦合运行，减少供给侧碳排放；同时，通过氢能支撑的微网，满足用户对电、氢、热多种能源的需求。
	/	聚焦介质储氢路线中氨/甲醇储氢及其应用部分的关键技术，对氨/甲醇分解制氢技术、氨/甲醇分解反应器、氢气净化装置、燃料电池系统和储能管理系统进行系统研究，开发出百千瓦级氨-氢燃料电池电源系统，应用于分布式储能、备用电源和车载电源。
氢化工领域	/	依托公司子公司瑞泽石化在化工工艺行业优势，探索氨+氮合成氨、二氧化碳+氢合成甲醇等氢化工途径。开展可再生能源（风力发电、光伏发电等）电解水制氢-低温低压合成氨关键技术及工艺研究，利用新型高效合成氨催化剂贯通“可再生能源发电-电解水制氢-低温低压合成氨”的“零碳”循环路线。利用氨分解反应制氢技术，解决氢储运的难题。
	/	开发氨分解反应器，利用液氨分解制氢并提纯，获得燃料电池用高纯氢。择机合作推进建设万吨级“可再生能源发电-电解水制氢-新型低温低压合成氨”工业成套示范装置。

资料来源：公司公告，中银证券

加大氢能领域研发：2022 年 11 月，公司西北首家获得国家市场监督管理总局颁发的《中华人民共和国特种设备生产许可证（含多层压力容器）》，为公司拓展氢气储存、军工及合成氨等高压装置业务领域，加快公司高压氢气储罐的研制及市场化推广提供有力支撑。公司成功掌握大规模工业储氢核心装置材料及制造、渣油 POX 造气制氢装置及天然气制氢装置中废热锅炉制造等 20 多项技术，承担中石化超高强度、高压储氢容器研制等重大科研任务 19 项；

联合多家实力机构投入研发：公司联合合肥通用机械研究院、中国特检院、中国钢研总院、中石化等单位开展高压储氢装置材料、制造、检验和评价等关键技术攻关，成功研制高压储氢容器试验罐，形成的 Q690DR(SA-517Gr.F)制球形容器制造技术企业标准顺利通过全国锅炉压力容器标准化技术委员会审查，成为国内首家具备 Q690DR(SA-517Gr.F)材料储氢球形容器生产制造企业。同时，公司与公司控股股东兰石集团旗下兰石研究院强强联合，加快推动氢能领域关键核心技术攻关和科技成果转化，“气化制氢成套技术及装备”荣获“中国好技术”“中国好设计”等荣誉奖项。兰石研究院于 2022 年 12 月成功获评“甘肃省技术创新引导计划—规上企业研发机构建设专项”，将承担甘肃省新型氢（氨）储能技术研发中心项目建设任务。兰石重装与兰石研究院协同推进电解水制氢装备、核能耦合制氢等可再生能源制氢等项目落地，促进双方高质量发展。

氢能产品加快落地交付：在氢气制造与氢气储藏设备领域，公司研制多项产品，应用领域包括煤制氢、化工制氢、加氢站配套使用的换热冷却装置——微通道换热器。公司换热子公司承接的 1000Nm³/h 电解水制氢装备项目，采用兰石研究院电解水制氢技术研发成果，目前正在有序推进。公司研制的中海油惠州石化 E-GAS 煤气化制氢项目核心设备气化炉完工交付，项目采用美国 CBI 公司的 E-Gas 水煤浆加压气化技术，生产 15 万吨/年氢气和 11.76 万吨/年碳基合成气。在氢气储藏领域，公司研制的榆林华秦氢能产业园一期项目 2 台 400m³ 氢气球罐，即将投入试运行。

图表 119. 中海油惠州石化煤气化制氢项目气化炉



资料来源：公司官微，中银证券

图表 120. 榆林华秦氢能项目 400m³ 氢气球罐



资料来源：公司官微，中银证券

积极拓展氢能源市场：根据公司官微，2022 年 12 月，公司与内蒙古宝丰煤基新材料有限公司相继签订绿氢与煤化工耦合碳减排创新示范项目相关合同，涉及总金额 6.12 亿元，合同约定于 2023 年底之前完成设备交付。按照合同，公司将为该项目的煤制烯烃、甲醇合成工艺流程提供设备解决方案，属于新型煤化工技术装备在新能源耦合传统能源项目中的实践应用。装置能够有效降低能源消耗，高质量服务于煤炭清洁循环经济高效利用领域。

盈利预测与估值

关键假设：

- 1) 考虑公司在传统装备、新能源装备领域具备优势，预计公司 2023-2025 年机械制造收入 48.80 亿元、55.15 亿元、62.32 亿元。
- 2) 考虑工程总包业务有望稳步提升，预计公司 2023-2025 年工程总包收入 6.43 亿元、7.07 亿元、7.78 亿元。

图表 121.公司主营业务营业收入与毛利率预测

	2023E	2024E	2025E
机械制造			
收入（百万元）	4,880.45	5,514.91	6,231.85
同比增长(%)	15.00	13.00	13.00
毛利率(%)	16.30	16.30	16.00
技术服务			
收入（百万元）	97.64	107.40	118.14
同比增长(%)	10.00	10.00	10.00
毛利率(%)	50.00	50.00	50.00
工程总包			
收入（百万元）	643.07	707.37	778.11
同比增长(%)	10.00	10.00	10.00
毛利率(%)	10.00	10.00	10.00
其他业务			
收入（百万元）	69.41	76.35	83.98
同比增长(%)	10.00	10.00	10.00
毛利率(%)	50.00	45.00	45.00
合计			
营业收入（百万元）	5,690.56	6,406.03	7,212.08
同比增长(%)	14.26	12.57	12.58
毛利率(%)	16.58	16.51	16.51

资料来源：公司公告，万得，中银证券

盈利预测：我们预计公司 2023-2025 年实现营业收入 56.91 亿元、64.06 亿元、72.12 亿元，同比增长 14.26%、12.57%、12.58%；归属于上市公司股东的净利润分别为 2.77 亿元、3.71 亿元、4.43 亿元，同比增长 57.38%、34.07%、19.43%；在当前股本下，每股收益分别为 0.21 元、0.28 元、0.34 元。

相对估值：我们选取业务与公司相近的航天晨光、景业智能作为可比公司进行估值比较。根据 2023 年 3 月 29 日收盘价，公司 2022 年预测盈利对应市盈率为 57.77 倍，低于可比公司平均市盈率水平。

图表 122.可比上市公司估值比较

证券简称	证券代码	最新股价 (元)	流通市值 (亿元)	总市值 (亿元)	每股收益 (元)			市盈率 (倍)			市净率 (倍)	评级
					2021A	2022E	2023E	2021A	2022E	2023E		
航天晨光	688501.SH	17.75	74.78	76.67	0.16	0.18	0.33	110.94	98.61	53.79	3.12	未有评级
景业智能	688290.SH	81.03	14.19	66.77	1.24	1.48	2.04	65.35	54.75	39.72	6.14	未有评级
行业平均值	-	-	-	-	-	-	-	88.14	76.68	46.75	4.63	-
兰石重装	603169.SH	7.78	101.63	101.63	0.09	0.13	0.21	82.81	57.77	36.70	3.07	增持

资料来源：万得，中银证券

注1：股价与市值截止日 2023 年 3 月 29 日，未有评级公司盈利预测来自万得一致预期

注2：市净率均由上市公司最新一期净资产计算得出

注3：兰石重装 2022 年 EPS 数据为实际数据，非预测数据

投资建议：公司是传统石化装备行业的先行者，加速布局转型新能源，收入规模与盈利能力有望改善；后续有望通过氢能布局的先发优势，受益于氢能需求的增长；首次覆盖给予**增持**评级。

风险提示

氢能政策风险：目前氢能行业整体景气度与行业政策的导向密切相关，如政策方面出现不利变动，可能影响氢能行业整体需求，从而对制造产业链整体盈利能力造成压力。

价格竞争超预期：电解槽产能规模整体较为合理，但如后续扩产幅度超预期，电解槽价格亦有超预期下降的可能，可能对行业盈利能力造成不利影响。

下游需求不达预期：电解槽行业业绩与下游工业、炼化所使用的绿氢需求紧密相关，如下游绿氢需求低于预期，则将对行业内企业中短期业绩产生负面影响。

国际贸易摩擦风险：海外绿氢渗透率较国内低，且针对绿氢发展落地政策支持，如后续国际贸易摩擦超预期升级，可能会对行业的销售规模产生不利影响。

技术迭代风险：目前 SOEC、AEM 及 PEM 电解槽仍具备迭代空间，如果新技术超预期发展或成本超预期下降，将对碱性电解槽厂家的盈利产生负面影响。

利润表(人民币 百万)

年结日：12月31日	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业总收入	4,037	4,980	5,691	6,406	7,212
营业收入	4,037	4,980	5,691	6,406	7,212
营业成本	3,358	4,283	4,747	5,348	6,022
营业税金及附加	31	40	46	51	58
销售费用	67	66	74	77	87
管理费用	131	144	171	186	209
研发费用	92	151	171	186	209
财务费用	198	168	168	145	128
其他收益	36	19	20	20	15
资产减值损失	(59)	(16)	(15)	(10)	(10)
信用减值损失	(14)	44	(10)	(10)	(10)
资产处置收益	0	0	(1)	(1)	(1)
公允价值变动收益	0	0	0	0	0
投资收益	2	3	2	2	2
汇兑收益	0	0	0	0	0
营业利润	124	178	311	414	496
营业外收入	9	8	8	8	8
营业外支出	10	1	2	2	2
利润总额	123	185	317	420	502
所得税	(10)	3	29	34	40
净利润	133	183	288	387	462
少数股东损益	11	7	12	15	18
归母净利润	123	176	277	371	443
EBITDA	425	465	604	696	776
EPS(最新股本摊薄, 元)	0.09	0.13	0.21	0.28	0.34

资料来源：公司公告，中银证券预测

资产负债表(人民币 百万)

年结日：12月31日	2021	2022	2023E	2024E	2025E
流动资产	8,560	7,791	9,031	10,078	11,432
货币资金	2,670	1,368	1,707	1,922	2,164
应收账款	1,313	1,292	1,685	1,666	2,106
应收票据	304	224	379	300	464
存货	2,610	2,829	3,200	3,592	4,055
预付账款	304	712	414	855	573
合同资产	1,135	1,218	1,390	1,549	1,760
其他流动资产	224	147	256	194	309
非流动资产	3,557	3,916	3,969	4,011	4,043
长期投资	253	253	253	253	253
固定资产	2,312	2,194	2,235	2,251	2,249
无形资产	209	202	247	291	333
其他长期资产	782	1,266	1,234	1,216	1,208
资产合计	12,116	11,706	13,000	14,088	15,475
流动负债	8,107	7,467	9,094	9,806	10,725
短期借款	2,266	2,059	2,029	2,087	1,922
应付账款	1,281	1,510	1,584	1,902	2,022
其他流动负债	4,560	3,898	5,481	5,816	6,781
非流动负债	824	894	272	263	268
长期借款	532	641	0	0	0
其他长期负债	292	253	272	263	268
负债合计	8,931	8,361	9,366	10,068	10,993
股本	1,306	1,306	1,306	1,306	1,306
少数股东权益	223	205	216	232	250
归属母公司股东权益	2,963	3,140	3,417	3,788	4,232
负债和股东权益合计	12,116	11,706	13,000	14,088	15,475

资料来源：公司公告，中银证券预测

现金流量表(人民币 百万)

年结日：12月31日	2021	2022	2023E	2024E	2025E
净利润	133	183	288	387	462
折旧摊销	140	141	147	158	168
营运资金变动	264	(990)	756	(178)	(28)
其他	(405)	976	185	134	132
经营活动现金流	132	309	1,376	501	733
资本支出	(62)	(256)	(200)	(200)	(200)
投资变动	(158)	1	0	0	0
其他	68	(48)	2	1	1
投资活动现金流	(153)	(302)	(199)	(199)	(199)
银行借款	(58)	(97)	(671)	58	(165)
股权融资	1,174	(569)	0	0	0
其他	(114)	(135)	(168)	(145)	(128)
筹资活动现金流	1,002	(801)	(839)	(88)	(293)
净现金流	982	(795)	339	215	242

资料来源：公司公告，中银证券预测

财务指标

年结日：12月31日	2021	2022	2023E	2024E	2025E
成长能力					
营业收入增长率(%)	39.2	23.4	14.3	12.6	12.6
营业利润增长率(%)	(147.5)	43.6	74.3	33.2	19.7
归属于母公司净利润增长率(%)	(143.1)	43.4	57.4	34.1	19.4
息税前利润增长率(%)	(437.9)	13.8	40.9	17.6	13.0
息税折旧前利润增长率(%)	681.5	9.5	29.9	15.1	11.5
EPS(最新股本摊薄)增长率(%)	(143.1)	43.4	57.4	34.1	19.4
获利能力					
息税前利润率(%)	7.1	6.5	8.0	8.4	8.4
营业利润率(%)	3.1	3.6	5.5	6.5	6.9
毛利率(%)	16.8	14.0	16.6	16.5	16.5
归母净利润率(%)	3.0	3.5	4.9	5.8	6.1
ROE(%)	4.1	5.6	8.1	9.8	10.5
ROIC(%)	9.2	7.0	13.0	14.5	16.0
偿债能力					
资产负债率	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
净负债权益比	0.1	0.5	0.2	0.1	0.0
流动比率	1.1	1.0	1.0	1.0	1.1
营运能力					
总资产周转率	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5
应收账款周转率	2.5	3.8	3.8	3.8	3.8
应付账款周转率	3.1	3.6	3.7	3.7	3.7
费用率					
销售费用率(%)	1.6	1.3	1.3	1.2	1.2
管理费用率(%)	3.2	2.9	3.0	2.9	2.9
研发费用率(%)	2.3	3.0	3.0	2.9	2.9
财务费用率(%)	4.9	3.4	3.0	2.3	1.8
每股指标(元)					
每股收益(最新摊薄)	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3
每股经营现金流(最新摊薄)	0.1	0.2	1.1	0.4	0.6
每股净资产(最新摊薄)	2.3	2.4	2.6	2.9	3.2
每股股息	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
估值比率					
P/E(最新摊薄)	82.8	57.8	36.7	27.4	22.9
P/B(最新摊薄)	3.4	3.2	3.0	2.7	2.4
EV/EBITDA	28.4	20.4	16.1	13.7	11.8
价格/现金流(倍)	77.0	32.9	7.4	20.3	13.9

资料来源：公司公告，中银证券预测

披露声明

本报告准确表述了证券分析师的个人观点。该证券分析师声明，本人未在公司内、外部机构兼任有损本人独立性与客观性的其他职务，没有担任本报告评论的上市公司的董事、监事或高级管理人员；也不拥有与该上市公司有关的任何财务权益；本报告评论的上市公司或其它第三方都没有或没有承诺向本人提供与本报告有关的任何补偿或其它利益。

中银国际证券股份有限公司同时声明，将通过公司网站披露本公司授权公众媒体及其他机构刊载或者转发证券研究报告有关情况。如有投资者于未经授权的公众媒体看到或从其他机构获得本研究报告的，请慎重使用所获得的研究报告，以防止被误导，中银国际证券股份有限公司不对其报告理解和使用承担任何责任。

评级体系说明

以报告发布日后公司股价/行业指数涨跌幅相对同期相关市场指数的涨跌幅的表现为基准：

公司投资评级：

买入：预计该公司股价在未来 6-12 个月内超越基准指数 20%以上；
增持：预计该公司股价在未来 6-12 个月内超越基准指数 10%-20%；
中性：预计该公司股价在未来 6-12 个月内相对基准指数变动幅度在-10%-10%之间；
减持：预计该公司股价在未来 6-12 个月内相对基准指数跌幅在 10%以上；
未有评级：因无法获取必要的资料或者其他原因，未能给出明确的投资评级。

行业投资评级：

强于大市：预计该行业指数在未来 6-12 个月内表现强于基准指数；
中性：预计该行业指数在未来 6-12 个月内表现基本与基准指数持平；
弱于大市：预计该行业指数在未来 6-12 个月内表现弱于基准指数；
未有评级：因无法获取必要的资料或者其他原因，未能给出明确的投资评级。

沪深市场基准指数为沪深 300 指数；新三板市场基准指数为三板成指或三板做市指数；香港市场基准指数为恒生指数或恒生中国企业指数；美股市场基准指数为纳斯达克综合指数或标普 500 指数。

风险提示及免责声明

本报告由中银国际证券股份有限公司证券分析师撰写并向特定客户发布。

本报告发布的特定客户包括：1) 基金、保险、QFII、QDII 等能够充分理解证券研究报告，具备专业信息处理能力的中银国际证券股份有限公司的机构客户；2) 中银国际证券股份有限公司的证券投资顾问服务团队，其可参考使用本报告。中银国际证券股份有限公司的证券投资顾问服务团队可能以本报告为基础，整合形成证券投资顾问服务建议或产品，提供给接受其证券投资顾问服务的客户。

中银国际证券股份有限公司不得以任何方式或渠道向除上述特定客户外的公司个人客户提供本报告。中银国际证券股份有限公司的个人客户从任何外部渠道获得本报告的，亦不应直接依据所获得的研究报告作出投资决策；需充分咨询证券投资顾问意见，独立作出投资决策。中银国际证券股份有限公司不承担由此产生的任何责任及损失等。

本报告内含保密信息，仅供收件人使用。阁下作为收件人，不得出于任何目的直接或间接复制、派发或转发此报告全部或部分内容予任何其他人，或将此报告全部或部分内容发表。如发现本研究报告被私自刊载或转发的，中银国际证券股份有限公司将及时采取维权措施，追究有关媒体或者机构的责任。所有本报告期内使用的商标、服务标记及标记均为中银国际证券股份有限公司或其附属及关联公司（统称“中银国际集团”）的商标、服务标记、注册商标或注册服务标记。

本报告及其所载的任何信息、材料或内容只提供给阁下作参考之用，并未考虑到任何特别的投资目的、财务状况或特殊需要，不能成为或被视为出售或购买或认购证券或其它金融票据的要约或邀请，亦不构成任何合约或承诺的基础。中银国际证券股份有限公司不能确保本报告中提及的投资产品适合任何特定投资者。本报告的内容不构成对任何人的投资建议，阁下不会因为收到本报告而成为中银国际集团的客户。阁下收到或阅读本报告须在承诺购买任何报告中所指之投资产品之前，就该投资产品的适合性，包括阁下的特殊投资目的、财务状况及其特别需要寻求阁下相关投资顾问的意见。

尽管本报告所载资料的来源及观点都是中银国际证券股份有限公司及其证券分析师从相信可靠的来源取得或达到，但撰写本报告的证券分析师或中银国际集团的任何成员及其董事、高管、员工或其他任何个人（包括其关联方）都不能保证它们的准确性或完整性。除非法律或规则规定必须承担的责任外，中银国际集团任何成员不对使用本报告的材料而引致的损失负任何责任。本报告对其中所包含的或讨论的信息或意见的准确性、完整性或公平性不作任何明示或暗示的声明或保证。阁下不应单纯依靠本报告而取代个人的独立判断。本报告仅反映证券分析师在撰写本报告时的设想、见解及分析方法。中银国际集团成员可发布其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告，亦有可能采取与本报告观点不同的投资策略。为免生疑问，本报告所载的观点并不代表中银国际集团成员的立场。

本报告可能附载其它网站的地址或超级链接。对于本报告可能涉及到中银国际集团本身网站以外的资料，中银国际集团未有参阅有关网站，也不对它们的内容负责。提供这些地址或超级链接（包括连接到中银国际集团网站的地址及超级链接）的目的，纯粹为了阁下的方便及参考，连结网站的内容不构成本报告的任何部份。阁下须承担浏览这些网站的风险。

本报告所载的资料、意见及推测仅基于现状，不构成任何保证，可随时更改，毋须提前通知。本报告不构成投资、法律、会计或税务建议或保证任何投资或策略适用于阁下个别情况。本报告不能作为阁下私人投资的建议。

过往的表现不能被视作将来表现的指示或保证，也不能代表或对将来表现做出任何明示或暗示的保障。本报告所载的资料、意见及预测只是反映证券分析师在本报告所载日期的判断，可随时更改。本报告中涉及证券或金融工具的价格、价值及收入可能出现上升或下跌。

部分投资可能不会轻易变现，可能在出售或变现投资时存在难度。同样，阁下获得有关投资的价值或风险的可靠信息也存在困难。本报告中包含或涉及的投资及服务可能未必适合阁下。如上所述，阁下须在做出任何投资决策之前，包括买卖本报告涉及的任何证券，寻求阁下相关投资顾问的意见。

中银国际证券股份有限公司及其附属及关联公司版权所有。保留一切权利。

中银国际证券股份有限公司

中国上海浦东
银城中路 200 号
中银大厦 39 楼
邮编 200121
电话: (8621) 6860 4866
传真: (8621) 5888 3554

相关关联机构:

中银国际研究有限公司

香港花园道一号
中银大厦二十楼
电话: (852) 3988 6333
致电香港免费电话:
中国网通 10 省市客户请拨打: 10800 8521065
中国电信 21 省市客户请拨打: 10800 1521065
新加坡客户请拨打: 800 852 3392
传真: (852) 2147 9513

中银国际证券有限公司

香港花园道一号
中银大厦二十楼
电话: (852) 3988 6333
传真: (852) 2147 9513

中银国际控股有限公司北京代表处

中国北京市西城区
西单北大街 110 号 8 层
邮编: 100032
电话: (8610) 8326 2000
传真: (8610) 8326 2291

中银国际(英国)有限公司

2/F, 1 Lothbury
London EC2R 7DB
United Kingdom
电话: (4420) 3651 8888
传真: (4420) 3651 8877

中银国际(美国)有限公司

美国纽约市美国大道 1045 号
7 Bryant Park 15 楼
NY 10018
电话: (1) 212 259 0888
传真: (1) 212 259 0889

中银国际(新加坡)有限公司

注册编号 199303046Z
新加坡百得利路四号
中国银行大厦四楼(049908)
电话: (65) 6692 6829 / 6534 5587
传真: (65) 6534 3996 / 6532 3371