

证券研究报告

2023年06月26日

行业报告 | 行业专题研究

氢能行业报告1——制氢： 绿氢平价可期，关注下一个从0-1行业的投资机会

作者：

分析师 孙潇雅 SAC执业证书编号：S1110520080009



天风证券

[综合金融服务专家]

行业评级：强于大市（维持评级）
上次评级：强于大市

请务必阅读正文之后的信息披露和免责声明

摘要

政策口径看，根据国家能源局发布的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，到2025年，建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。在新能源行业投资机会中，除已进入高速发展期的风光储车等行业外，我们近期亦关注到中国氢能产业的发展机会。我们认为，中国氢能行业的快速发展，具备供给端&需求端的可行性，且往未来看经济性拐点可期。**我们将首先从绿色制氢环节出发，在本篇报告中：1）论证中国绿氢制备的可行性；2）对经济性拐点、市场空间进行测算；3）梳理相关有望受益的标的。**

一、为什么我们看好中国绿氢制备行业——从供给&需求端看，中国的绿氢制备行业发展均具可行性。

- ✓ 根据制取方式和碳排放量的不同，氢能主要分为灰氢、蓝氢、绿氢三种，其中绿氢为通过可再生能源电解水制氢，在生产过程中基本不产生温室气体，但目前技术并未完全成熟、生产成本较高，因而当前全球范围内氢能生产均以灰氢为主流。
- ✓ 供给端看，国家能源局已发布相关氢能产业中长期发展规划，其中提及到2025年需建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。我们认为，发展绿氢制氢为解决风光大基地带来的新增发电量消纳问题的解决手段之一，将与锂电、光热、液流等多种储能手段&特高压向东部输电共同发展。
- ✓ 需求端看，中国是全球氢气需求量&生产量第一大国，年需求量及生产量均占全球30%左右，且未来中国氢能需求量仍将持续增长，因而带来了绿氢制氢环节的发展契机。根据中国氢能联盟的预计，到2030年我国氢能需求量将达到3500万吨，到2060年需求量将增至1.3亿吨左右。从生产量看，根据中国煤炭工业协会数据显示，2012-2021年，中国氢气产量从1600万吨增长至3300万吨。

二、绿氢制备的经济性拐点何时到来——我们测算，绿氢与蓝氢有望在25年平价，与灰氢有望在25-27年平价。

我们认为，往未来看绿氢占比提升的决定因素来自经济性。考虑当前绿氢成本与灰氢仍存在较大差距，且绿氢中PEM电解槽较碱性电解槽成本更高，本篇报告我们重点分析碱性电解槽制备绿氢的经济性。基于制备技术、规模效应、碳税制度、碳价变化对灰氢的成本影响等，以及电解水制绿氢的单位成本构成包括电费、设备折旧费、期间费用（我们预计23年分别占总成本的74.8%/10.7%/14.2%），我们对绿氢的生产成本变动&对比蓝氢、灰氢的经济性拐点进行了如下测算。核心假设包括：

摘要

- ✓ **电费：**影响因素包括单位电耗、单位电价。1) 单位电耗：我们预计22年行业平均的单位电耗为5.3kwh/m³，未来随碱性电解槽零部件的升级，假设到2030年单位电耗可降低至3.9kwh/m³；2) 单位电价：假设工商业电价0.5元/kwh，结合未来风光等新能源发电就地消纳带来的电价成本下降，预计至2025、2030年电费下降至0.2、0.15元/kwh；
- ✓ **设备折旧费用：**主要与电解槽设备价格有关，碱性电解槽设备价格目前约900万元/台，其中电极已基本实现国产化，我们预计未来存在规模降本空间；隔膜目前主要采用日本东丽的传统PPS膜，未来具备国产替代及规模效应降本空间，我们预计，2022年-2030年碱性电解槽设备价格年均下降10%；
- ✓ **单位期间费用：**主要与项目规模有关，取决于设备规格和年利用小时数两个因素，目前碱性电解槽设备规格一般为1000-2000m³/h，预计未来有望逐步提升；年利用小时数考虑风光有效利用小时数、配建储能比例上升、新能源发电成本持续下降等，预计未来有望达到5000h。

测算结果：我们预计至2025年，绿氢制备单位成本有望下降至14.46元/kg，较2022年下降65%；至2030年，绿氢制备单位成本有望进一步下降至8.88元/kg，分维度对比绿氢与蓝氢、灰氢的经济性看，绿氢与蓝氢有望在25年平价，与灰氢有望在25-27年平价。

- ✓ 若静态对比当前蓝氢、灰氢的单位成本（不考虑煤炭价格+碳税变化），预计绿氢与蓝氢、灰氢分别在25年、27年平价；
- ✓ 若考虑碳税上涨带来的蓝氢、灰氢成本上升，预计绿氢与蓝氢、灰氢均在25年实现平价；
- ✓ 若在碳税基础上，叠加考虑煤炭价格波动性，当前煤炭价格约700元/t，假设2022-2030年煤炭价格从1000元/t下降到500元/t（灰氢生产成本下降），预计绿氢与蓝氢、灰氢分别在25年、26年平价。

三、碱性电解槽市场空间怎么看——我们预计2025年碱性电解槽市场规模有望达到153亿元，22-25年CAGR+103%。

若不考虑国内氢气年产量增长，保守假设国内每年氢气总产量为3300万吨、绿氢渗透率由21年的1%提升至25年的15%、30年的50%、绿氢产销率由2022年较低水平提升至2025年的70%、年利用小时数和单机设备产能持续上升，**我们预计，2022-2025年碱性电解槽市场规模有望达到18/38/65/153亿元，CAGR+103%；2030年碱性电解槽市场空间有望达到192亿元，市场规模为2022年的11倍。**

摘要

四、投资建议——建议关注制氢环节已实现突破的相关标的，有望跟随行业实现业务快速增长

- ✓ **【华电重工】**：收购深圳通用氢能切入氢能行业，已成功签订达茂旗项目、下线1200标方电解槽。公司背靠华电集团，主营业务实力稳健，“火电灵活性改造+光伏钢结构建设+海风建设”齐头并进。氢能方面，公司22年收购深圳通用氢能，合作顶级院士团队，以20万千瓦达茂旗项目电解槽供应为切入点，向氢能全产业链迈进。目前公司与清华大学等院校深度合作，兆瓦级分布式氢燃料电池能源系统已成功入选北京市氢能技术应用试点示范项目，未来将进一步结合海风建设、陆上光伏等传统业务优势，打造一体化氢能项目。
- ✓ **【兰石重装】**：氢能业务打造制、储、运、用（加）一体化布局，1000Nm³/h电解水制氢装备研制项目有序推进中。公司为国内压力容器龙头企业，业务涵盖传统化石能源装备制造、新能源装备制造、工业智能装备、节能环保设备等多个领域。氢能方面，1）制氢：公司正在研发1000Nm³/h碱性电解制氢装置；2）储氢：联合中石化等单位分别针对低压、中高压储氢场景进行研发，成为国内首家具备Q690DR(SA-517Gr.F)材料储氢球形容器的生产制造企业；3）加氢：子公司兰石换热全力推进微通道换热器（PCHE）在加氢领域的推广应用。
- ✓ **【亿利洁能】**：发展氢能业务与其光伏业务具备协同性（可实现风光制氢一体化），光氢氨结合打造绿色西北。公司主营业务涵盖现代煤化工、光氢新能源、清洁热力等，强调热力、燃气、光伏业务为主的清洁能源的多能互补。截止22年底，公司旗下光伏项目累计装机规模已达330万千瓦，风光发电资源丰富，电解槽可实现自产自销；与国电托合资成立库布其绿电氢能公司，预计将于23年6月开工建设鄂尔多斯库布其40万千瓦风光制氢一体化示范项目，项目建成后可实现年生产绿氢15460吨/年，加速打造“绿电-绿氢-绿色肥料”一体化产业链。
- ✓ **【华光环能】**：氢能业务方面电解槽突破1500标方，产品性能优越。公司前身为国营锅炉厂，当前业务覆盖环保和能源两大领域。23年公司成功研制出1500标方电解槽，正式进军氢能赛道，我们认为，公司竞争优势包括1）产品性能优越，公司电解槽可承受压力为市场最高，启动速度快，零到拉满功率预计小于50分钟；2）技术研发能力强，当前已建成10000m²电解槽水制氢设备制造场地、产能已达1GW；3）以氢带产，投资新设华光碳中和技术发展有限公司，将通过开展碳减排技术梳理、外部合作及技术引进并孵化输出等，带动公司装备制造和工程板块的产业输出。

风险提示：氢能政策补贴力度减弱；电解槽行业竞争或进一步加剧；配套设施建设周期不及预期；测算具有一定主观性，仅供参考。

一、为什么我们看好中国绿氢制备行业？

- ✓ 供给端看：风光大基地进入开工建设阶段，绿氢成为促进消纳的有效手段；
- ✓ 需求端看：中国为全球最大氢气生产国，高需求+碳税+消纳需要，共同支撑绿氢发展空间。

行业背景：风光大基地建设加速，就地制氢成为消纳问题的解决手段之一

- 根据我国风光大基地规划，目前第一、二批项目进入建设阶段、第三批已启动申报。我国第一批风光大基地于21年11月下发清单，共97GW，22年9月全部开工，并计划于22/23年全部投产。我国第二批风光大基地于21年12月启动项目报送，第二批大基地项目总规模为455GW，其中**十四五建成200GW，外送150GW，外送比例75%，十五五建成255GW，外送165GW，外送比例约65%**。根据部分省份下达的文件，第三批风光大基地于22年10月启动申报。
- 为解决风光大基地带来的新增发电量消纳问题，就地制氢成为解决手段之一。同时，锂电储能、光热储能、液流储能等储能手段以及特高压向东部输电亦同步规划发展中。

表：风光大基地规划最新进展

批次	进程	时间	具体内容
第一批大基地	项目清单印发	2021年12月	项目涉及内蒙古自治区、青海省、甘肃省等18个省份和新疆生产建设兵团， 总装机容量为97.05GW，规划2022年投产容量为45.71GW，2023年投产容量为51.34GW。
		2021年10月15-20日	内蒙古、甘肃、青海、宁夏总规模近3000万千瓦风光大基地项目开工。
		2021年12月	第一批大型风电光伏基地已全部开工。
	项目建设	2022年6月	依托“十四五”其期间建成投产和开工建设重点输电通道，按照 新增通道 中可再生能源电量占比不低于 50% 的要求，配套建设风电光伏基地。提出七个重大陆上新能源基地，两大水风光综合基地，五大海上风电基地集群。
		2022年7月	第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地进展顺利，开工建设 超九成 。
		2022年8月	第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目已经 全面开工建设 。
		2022年9月	第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目 全部开工 。
第二批大基地	项目报送	2021年12月	第二批大基地建设项目 报送启动 。已核准(备案)且能够在 2022年 开工建设，原则上能在 2023年 内建成并网，部分受外部条件制约的项目应能在 2024年 建成并网。
	项目印发	2022年2月	第二批风光大基地规模为455GW。其中，“十四五”计划完成200GW，其中外送150GW，占比75%，本地自用50GW；“十五五”完成255GW，其中外送165GW，占比65%，本地自用90GW。
	方案落地	2022年4月	第二批基地项目清单印发，披露规模达 165GW 。第二批风光大基地更加关注消纳，以外送为主，各基地跨省外送比例在 47.62%-100% 之间。
	项目建设	2022年7月	第二批基地项目建设已启动。
		2022年9月	第二批基地项目部分已开工建设。
		2022年9月	第三批基地项目开展前期工作。
第三批大基地	项目报送	2022年10月	第三批风光大基地正式 启动申报 ，部分省份文件已下发。第三批同样以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点，延伸至适油气田、采煤沉陷区、石漠化、盐碱地等，要求坚持集约整装开发，避免碎片化。

图：风光大基地规划最新进展



需求端：中国为全球最大氢气生产&需求国，未来氢能产量及需求量仍将持续增长

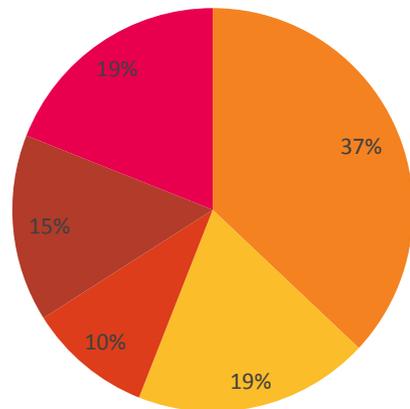
□ 从需求端看，2021年全球氢气需求量超9400万吨，yoy+5%，增量主要来自传统化工工业领域。其他应用（重工业、交通运输、建筑、发电等）仅占总需求的0.04%。

□ 其中，中国是全球氢气需求量第一大国，21年的需求量约2800万吨，占全球29.8%。根据中国氢能联盟的预计，到2030年，我国氢能需求量将达到3500万吨，在终端能源体系中占比5%；到2060年需求量将增至1.3亿吨左右，在终端能源体系中占比20%，其中工业领域用氢7794万吨，占总需求量的59.8%，交通运输领域用氢4051万吨，占比31.1%，建筑领域用氢585万吨，电力领域用氢600万吨。

□ 同时，中国亦是全球氢气生产量第一大国，2021年中国氢气产量3300万吨，占全球35.1%。从2018年开始，中国氢气年产量已超过2000万吨规模。根据中国煤炭工业协会数据显示，2012-2021年，中国氢气产量从1600万吨增长至3300万吨，整体呈稳步增长趋势；自2020年“双碳”目标提出后，我国氢能产业热度攀升，发展进入快车道，2021年中国氢气产量同比增长达32%。

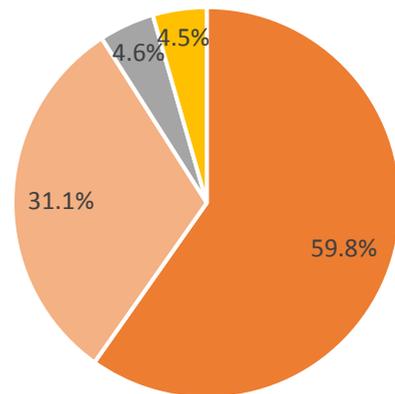
□ 考虑我国对氢能的大量需求+风光大基地带来的消纳需求，中国氢能相关政策发布，重点提及可再生能源制氢就近利用。根据国家能源局发布的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，到2025年，建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系，可再生能源制氢量达到10-20万吨/年，实现二氧化碳减排100-200万吨/年。

图：2022年我国氢能下游应用结构



■ 合成氨用氢 ■ 甲醇用氢 ■ 炼油用氢 ■ 直接燃烧 ■ 其他

图：2060年我国氢能下游应用结构

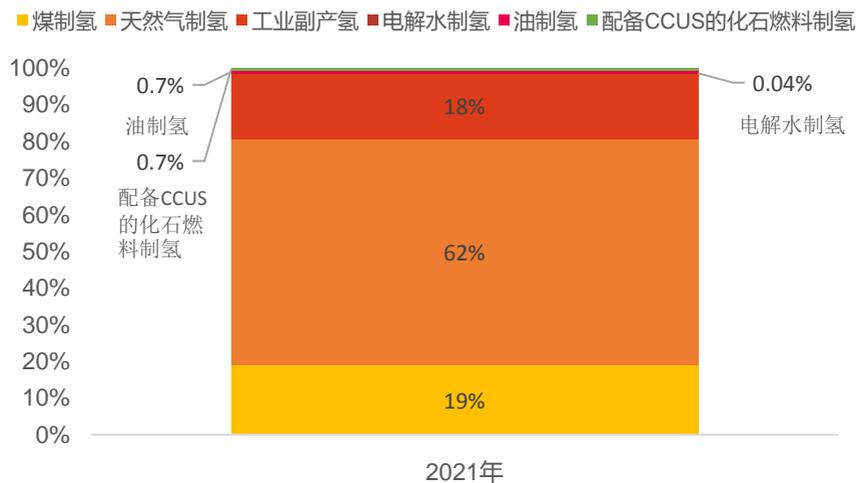


■ 工业 ■ 交通 ■ 电力 ■ 建筑

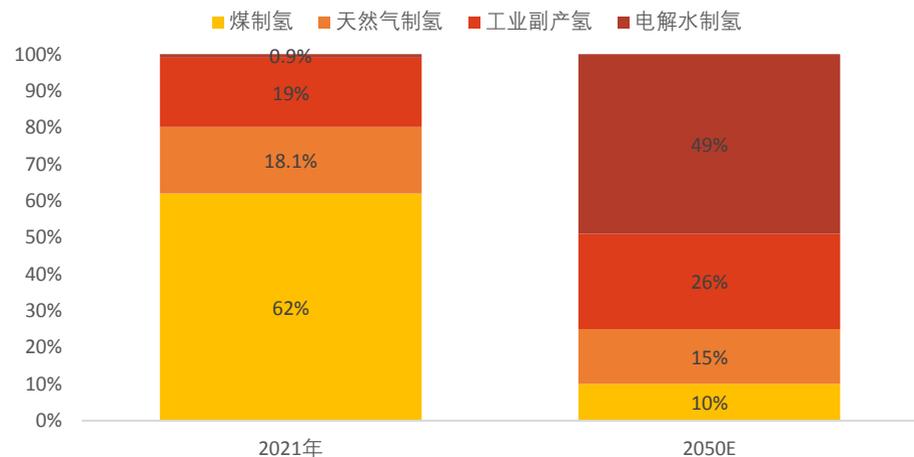
从制氢方式看，目前灰氢制取仍为主流，但未来绿氢规模占比有望逐步提高

- 根据制取方式和碳排放量的不同，氢能主要分为灰氢、蓝氢、绿氢三种：1) 灰氢：以化石燃料（包括煤炭、天然气等）为原料制氢以及工业副产制氢，为目前成本最低、技术最成熟的技术路线，但制取过程中会产生碳排放；2) 蓝氢：灰氢制取的过程中使用CCUS（碳捕集、利用与封存）技术进行脱碳制氢，可使碳排放量减少90%以上，但制氢成本较高，属过渡清洁能源；3) 绿氢：通过可再生能源电解水制氢，在生产过程中基本不产生温室气体，但目前技术不如灰氢制取成熟，且成本较高。
- 目前全球范围内均以灰氢为主流，2021年绿氢占比0.04%；中国维度看，2021年绿氢占比仅为0.9%。此外工业副产物和天然气制氢融合CCUS技术应用场景亦有望占比上升。
- 我们认为，绿氢占比提升的决定因素来自经济性，后文我们将重点测算考虑碳税、绿氢规模降本等假设下，绿氢何时有望平价。其中碳税方面，全球氢气贸易正处于快速发展期，根据IRENA预测到2050年将有30%以上的氢气进行跨境交易；欧盟碳边境调节税将于2026年正式开始征收，其适用范围扩大至氢能。我们预计，在全球应对气候变化的大背景下，碳定价的覆盖行业和范围不断扩大或将成为趋势。

图：全球2021年制氢来源结构



图：中国2021年及2050E制氢来源结构（中国煤炭工业协会数据）



二、绿氢经济性测算

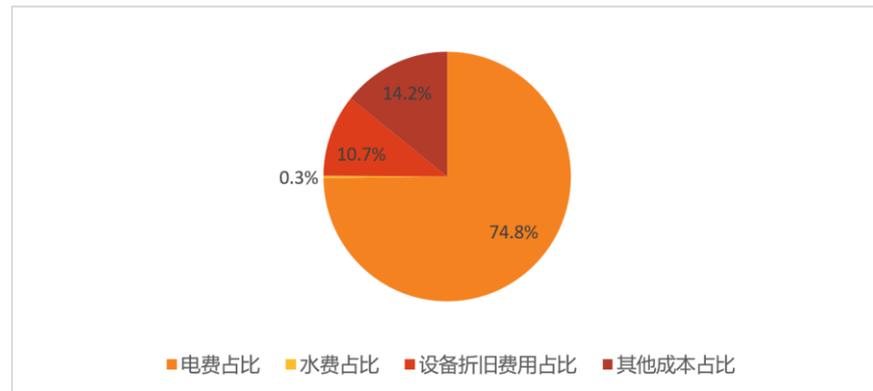
- ✓ 我们预计，随着产业规模上升&技术持续突破，绿氢与蓝氢有望在25年平价，与灰氢有望在25-27年平价

核心假设1——设备价格：我们预计，规模效应有望推动碱性电解槽价格下降

□ 电解槽设备折旧费用在总成本中占比约10.7%：假设条件取相对中性，设备规格按1300m³/h，年利用小时数按4000小时，单位电耗5kwh/m³，电价0.35元/kwh，单位水耗0.02t/kg，水费4元/t，碱性电解槽设备价格按900万元/台，折旧年限按7年来计算，预计2023年使用碱性电解槽来制氢，电费、水费、设备折旧、其他成本在总成本中的占比分别为74.8%、0.3%、10.7%、14.2%。

□ 电费主要看电价，期间费用主要看规模，设备价格趋势相对重要。

图：2023年碱性电解槽制氢的成本结构



针对不同电解槽设备的价格趋势，我们分析如下：

□ 碱性电解槽：碱性电解槽设备价格目前约900万元/台，各个零部件成本中电极和隔膜占比较高。零部件环节看，1）电极：电极成本占比约30%，国内企业如莒纳科技、德清恒川、保时来、英凯模等均可生产提供；2）隔膜：目前主要采用日本东丽的传统PPS膜，目前价格每平米400元左右；结合核心零部件的国产替代降本空间、规模起量后的降本，我们预计，2022年-2030年碱性电解槽设备价格年均下降10%。

□ PEM电解槽：PEM电解槽设备价格目前约3000-4000万元/台，各个零部件成本中，1）膜电极：短期内还是采购杜邦的为主，国内东岳未来氢能已经开始在下游测试验证，价格上2022年预计每千瓦售价600元，到2025年鸿基创能目标是实现每千瓦售价300元；2）贵金属催化剂：可进行部分替代以降低用量。考虑当前绿氢成本与灰氢仍存在较大差距，且绿氢中PEM电解槽较碱性电解槽成本更高，本篇报告我们重点分析碱性电解槽制备绿氢的经济性；后续PEM电解槽经济性需进一步跟踪膜电极和催化剂的国产化进度，以判断PEM电解槽的规模上量时间点。

核心假设2——电价、电耗、年利用小时数、设备规格等核心参数

□ 除设备价格外，影响绿氢经济性测算的核心指标还包括：电价、单位电耗、年利用小时数、设备规格，具体假设如下：

- **电价：**根据新疆电网代理购电电价，假设工商业电价0.5元/kwh，结合未来风光等新能源发电就地消纳带来的电价成本下降，我们预计至2025年电费下降至0.2元/kwh，2030年左右电费下降至0.15元/kwh；
- **单位电耗：**根据考克利尔竞立公司官网，碱性电解槽单位电耗 $\leq 4.9\text{kwh/m}^3$ ，考虑到考克利尔竞立技术相对领先，22年行业平均的单位电耗假设按 5.3kwh/m^3 ，23年按 5kwh/m^3 ，随着碱性电解槽零部件的升级，我们假设到2030年单位电耗可降低至 3.9kwh/m^3 ；
- **年利用小时数：**假设风光制氢一体化项目每年利用小时数约4000h，考虑风光大基地新建发电机组较多且有相当比例配建储能、新能源发电成本持续下降等，我们预计至2025年，年利用小时数可以到5000h；
- **设备规格：**目前碱性电解槽平均为 $1000\text{m}^3/\text{h}$ ，已有产品规格达到 $2000\text{m}^3/\text{h}$ ；我们预计，随着产品技术持续升级，平均设备规格有望在2026年达到 $2000\text{m}^3/\text{h}$ ，结合年利用小时数上升，2026年前，年生产氢气总量有望持续上升。

图：不同设备规格和年利用小时数下的年生产氢气量

	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
年生产氢气 (kg)	178000	462800	600750	756500	890000	890000	890000	890000	890000
年利用小时数 (h)	2000	4000	4500	5000	5000	5000	5000	5000	5000
设备规格 (m^3/h)	1000	1300	1500	1700	2000	2000	2000	2000	2000

测算结果：我们预计，至2025年，绿氢制备单位成本有望下降至14.46元/kg

- ▶ **计算过程：**单位电费=单kg氢气耗电量*单kwh电价；单位水费=单kg氢气耗水量*单kwh水价；单位设备折旧费用=设备价格/7年；单位期间费用=总期间费用/年生产氢气量。
- ▶ 结合上文假设，由结果看，我们预计：1) 至2025年，绿氢制备单位成本有望下降至14.46元/kg，较2022年下降65%；2) 至2030年，绿氢制备单位成本有望下降至8.88元/kg，较2022年下降79%。

图：2022-2030年制绿氢的单位成本测算

	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
单位电费 (元/kg)	29.5	19.5	15.7	10.0	8.6	7.8	7.2	6.9	6.4
电价 (元/kwh)	0.5	0.35	0.3	0.2	0.18	0.17	0.16	0.15	0.15
单位电耗 (kwh/kg)	59	56	52	50	48	46	44	44	43
单位水费 (元/kg)	0.08	0.08	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06	0.05
水费 (元/t)	4	4	4	4	4	4	4	4	4
单位水耗 (t/kg)	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01
单位设备折旧费用 (元/kg)	8.03	2.78	1.93	1.38	1.05	0.95	0.85	0.77	0.69
设备价格 (万元/台)	1000	900	810	729	656	590	531	478	430
折旧年限 (年)	7	7	7	7	7	7	7	7	7
单位其他成本 (元/kg)	4.12	3.70	3.33	3.00	2.70	2.43	2.19	1.97	1.77
制绿氢单位成本 (元/kg)	41.70	26.02	21.02	14.46	12.43	11.24	10.33	9.66	8.88

横向看，我们预计绿氢与蓝氢有望在25年平价，与灰氢有望在25-27年平价

- 若静态对比蓝氢、灰氢的单位成本（不考虑煤炭价格+碳税变化）：据《新能源电解水制氢技术分析》（王明华，2023），700元/吨煤炭价格下，蓝氢、灰氢成本分别为16.26、11.86元/kg；与我们测算的2022-2030年绿氢成本比较，预计绿氢与蓝氢、灰氢将分别在25年、27年平价；
- 若考虑碳税上涨带来的蓝氢、灰氢成本上升：据《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》（张彩丽，2018），我们假设碳税100-200元/t；碳税每变化25元/t，天然气制氢成本变化0.01元/m³、煤制氢变化0.05元/m³；与我们测算的2022-2030年绿氢成本比较，预计绿氢与蓝氢、灰氢均有望在25年实现平价；
- 若在碳税基础上，叠加考虑煤炭价格波动性：当前煤炭价格约700元/t，基于保守性分析，我们假设2022-2030年煤炭价格从1000元/t下降至500元/t；煤炭在灰氢成本中占比约40%，分别计算煤炭成本和其他成本之后加总，可计算得灰氢的单位成本。与我们测算的2022-2030年绿氢成本比较，我们预计绿氢与蓝氢、灰氢分别在25年、26年平价。

	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
1、不考虑煤炭价格变化+不考虑碳税									
与蓝氢单位成本差距（元/kg）	-25.44	-9.76	-4.76	1.80	3.83	5.02	5.93	6.60	7.38
与灰氢单位成本差距（元/kg）	-29.84	-14.16	-9.16	-2.60	-0.57	0.62	1.53	2.20	2.98
2、不考虑煤炭价格变化+考虑碳税									
碳税（元/t）	100	100	125	125	150	150	175	200	200
与蓝氢单位成本差距（元/kg）	-24.99	-9.31	-4.19	2.37	4.51	5.70	6.72	7.50	8.28
与灰氢单位成本差距（元/kg）	-27.59	-11.92	-6.35	0.21	2.80	3.99	5.47	6.70	7.48
3、考虑煤炭价格变化+不考虑碳税									
煤炭价格（元/吨）	1000	850	800	750	700	650	600	550	500
与蓝氢单位成本差距（元/kg）	-22.30	-12.92	-3.98	2.25	3.83	4.57	5.03	5.37	5.70
与灰氢单位成本差距（元/kg）	-26.70	-13.71	-9.39	-3.38	-1.99	-1.43	-1.12	-0.94	-0.73
4、考虑煤炭价格变化+考虑碳税									
碳税（元/t）	100	100	125	125	150	150	175	200	200
煤炭价格（元/吨）	1000	850	800	750	700	650	600	550	500
与蓝氢单位成本差距（元/kg）	-20.05	-10.68	-1.17	5.06	7.20	7.94	8.97	9.87	10.20
与灰氢单位成本差距（元/kg）	-24.45	-11.46	-6.58	-0.57	1.38	1.95	2.81	3.55	3.76

三、绿氢市场空间测算

- ✓ 结合风光大基地消纳需求&经济性拐点，我们预计25年碱性电解槽市场规模有望达到153亿元，22-25年CAGR+103%。

市场空间：预计2025年碱性电解槽市场规模153亿元，22-25年CAGR+103%

□ **核心假设指标：**1) 产量：保守预计，假设国内每年氢气总产量按3300万吨不变；2) 绿氢渗透率：伴随产业政策支持+经济性提升，我们预计绿氢渗透率由21年的1%提升至25年的15%、30年的50%；3) 氢气产销量：由于目前行业需求尚未真正起量，2021-2022年产销率还偏低，我们预计，未来产销率伴随市场需求放量有望逐步提升，假设2025年行业产销率提升至70%；4) 结合前文我们预计，年利用小时数、单机设备产能预计将持续上升。

□ **电解槽市场空间：**我们预计，2022-2025年碱性电解槽市场规模有望达到18/38/65/153亿元，CAGR+103%；我们预计，至2030年，随着绿氢真正实现平价。2030年碱性电解槽市场空间有望达到192亿元，市场规模为2022年的11倍。

图：2021-2030年国内碱性电解槽市场空间预测

	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2030E
国内总氢气产量（万吨）	3300	3300	3300	3300	3300	3300
绿氢渗透率	1%	2%	5%	8%	15%	50%
绿氢产量（万吨）	33	66	165	264	495	1650
增量产量（万吨）	25	33	99	99	231	495
产销率	10%	10%	20%	50%	70%	90%
增量销量（万吨）	3	3	20	50	162	446
年利用小时数（h）	2000	2000	4000	4500	5000	5000
设备规格（m ³ /h）	1000	1000	1300	1500	1700	2000
单台产能（吨/年）	180	180	467	607	764	899
电解槽年需求台数（台）	139	184	424	816	2116	4956
碱性电解槽比例	99%	99%	99%	99%	99%	90%
碱性电解槽价格（万元/台）	1111	1000	900	810	729	430
碱性电解槽市场空间（亿元）	15	18	38	65	153	192

四、投资建议

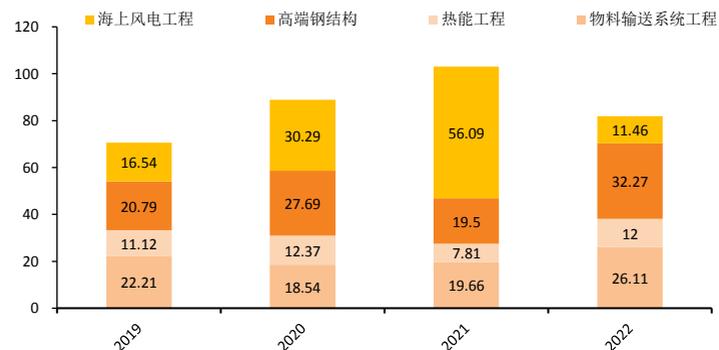
当前市场参与者多为从其他行业切入，建议关注制氢环节已实现突破的相关标的，有望跟随行业实现业务快速增长

华电重工：华电集团下属子公司，转型新能源业务切入风电、光伏领域

- 公司为华电集团下属子公司，背靠国资委，业务集工程系统设计、工程总承包以及核心高端装备研发、设计、制造于一体，主要为客户在物料输送系统工程、热能工程、高端钢结构工程、海上风电工程、煤炭清洁高效利用工程及制氢设备等方面提供工程系统整体解决方案，客户涵盖华电集团、前詹风电、中广核等大型国企。
- 主营业务：响应“双碳”政策，加速新能源业务转型。
 - ✓ 物料输送&热能工程：抓住新能源建设风口，承接火电灵活性改造。22年物料输送业务实现营收26.1亿元，yoy+ 32.8%，营收占比约32%；热能工程实现营收12亿元，yoy+53.6%，营收占比约15%。
 - ✓ 高端钢结构：承接陆上光伏，打造新型用钢需求。22年公司在传统钢结构建设外同时在山西等地承接陆上光伏支架，完成新疆木垒等多个光伏支架项目供货，布局内蒙等区域市场，实现营收32.3亿元，yoy同比增长65.5%，收入占比增至39.3%。
 - ✓ 海上风电：“抢装潮”基本完成，业务平稳过度。22年公司海上风电工程业务实现营收11.5亿元，yoy -79.6%，收入占比降至14%，主要系22年海风“抢装潮”基本完成，新签订单尚未形成规模而原有项目大多已完工、公司海风建设业务进入平台期所致。

□ 2022年公司实现营收82.1亿元，yoy -20.6%；归母净利润3.1亿元，yoy+ 2.2%。从两利率角度看，公司2022年净利率达到3.8%，yoy +0.8 pcts；毛利率12.9%，yoy +3.9pcts。

图：2019-2022年公司各业务营收情况（亿元）



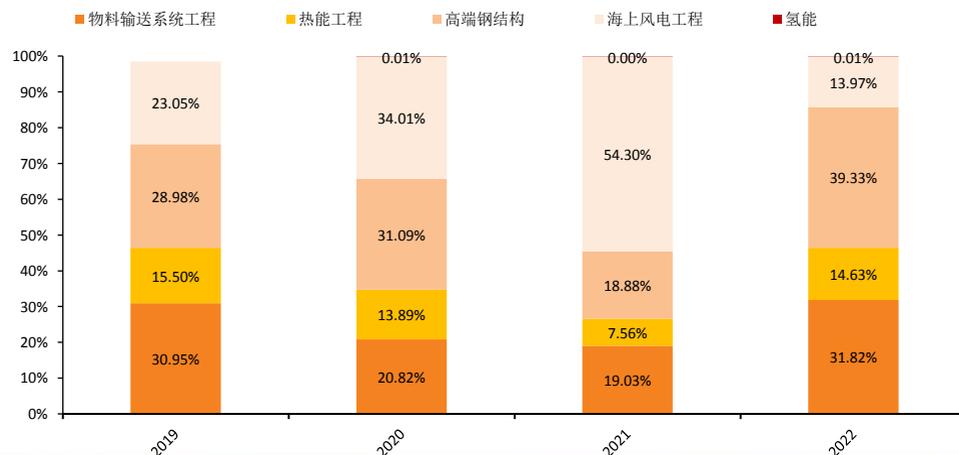
华电重工：收购切入氢能行业，已成功签订达茂旗项目、下线1200标方电解槽

- 公司22年收购深圳通用氢能公司（通用氢能由加拿大工程院院士、燃料电池专家王海江领衔），正式进入氢能行业赛道，目前公司氢能行业相关业务包括：
 - ✓ **制氢**：目前气体扩散层按期试生产，1200 Nm³/h 碱性电解槽已成功下线，自主研发的单面焊双面焊缝成型工艺，实现国内首创；
 - ✓ **储氢**：联合清华大学、中科院大连物化所等高等院校，开展包括掺氢燃机应用技术、分布式供能技术等方面的集成技术研究；
 - ✓ **用氢**：22年公司兆瓦级分布式氢燃料电池能源系统成功入选北京市氢能技术应用试点示范项目。
- 从进展看，公司成功签订达茂旗 20 万千瓦新能源制氢工程示范项目，该项目100%绿电制氢，预计年制绿氢量7800吨，可供20座1000kg/d的加氢站使用，合同金额合计约3.5亿元。此外，制氢站依托碱性电解槽和质子交换膜(PEM)电解槽的技术路线，使用的PEM电解槽单体容量和总容量均处于领先地位。
- 未来，公司将持续在研发端及应用端发力，结合原有电力业务优势，为海风、陆地光伏等客户提供制氢一体化服务，延长产业链，打造“1+1+N”模式，进一步提升公司电解槽优势。
- **风险提示**：大客户依赖性较强；新能源项目承接不及预期；氢能业务开拓不及预期

图：1200标方电解槽



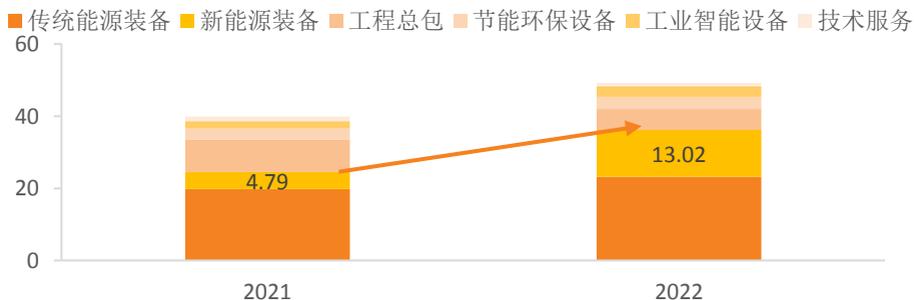
图：公司物料输送工程、热能工程、高端钢结构、海上风电、氢能业务营收占比



兰石重装：业务涵盖化石能源、新能源、工业装备等，新能源布局包括光伏&氢能

- 公司始建于1953年，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。兰石重装是国内压力容器龙头制造企业，业务涵盖传统化石能源装备制造（炼油化工、煤化工、化工新材料等领域）、新能源装备制造（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）、节能环保设备等多个领域；辅之以工程总包、技术服务等多项附加业务，提供全周期一站式服务。
- ✓ 传统主业技术实力雄厚、客户基础牢固，打造营收护城河。兰石重装是能源行业压力容器制造企业中唯一一家同时拥有前端石化工程设计院、核心装备制造能力及综合服务能力的产业链全流程覆盖企业，客户群体涵盖中国石油天然气股份有限公司、中国寰球工程有限公司、万德化学等。2021年，公司在板焊结构加氢反应器制造领域达到国内领先水平，国内大型板焊结构加氢反应器市场占有率达65%，全国排名第一。22年公司传统能源装备业务实现营收23.2亿元，yoy +17.5%，收入占比约46.6%。
- ✓ 接棒中核嘉华，核电大有可为。兰石重装承接中核嘉华中核集团等客户群优势，利用自身上市公司平台为中核嘉华赋能。22年核能设备营收达1.84亿元，yoy +130 %。
- 2022年公司实现营收49.8亿元，yoy +23.4%；归母净利润1.76亿元，yoy +43.4%。从两利率角度看，公司22年净利率3.7%，yoy +0.4pcts；毛利率14%，yoy -2.8pcts。

图：2021-2022年 公司各业务营收情况（亿元）



图：2018-2022年 公司营收情况（亿元）



兰石重装：氢能业务打造制、储、运、用（加）一体化布局

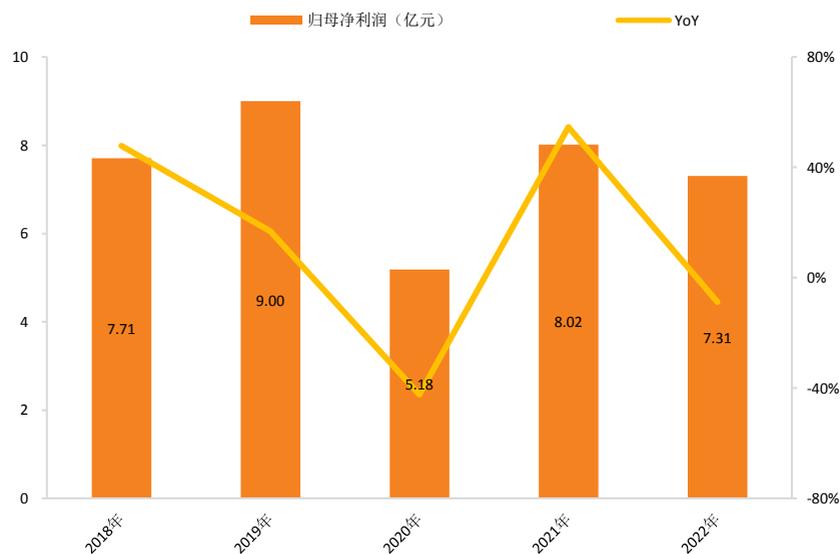
□ 公司氢能行业布局方向为“制、储、运、用（加）”一体化，打造氢能全产业链格局：

- ✓ **制氢端**：公司旗下子公司换热公司采用兰石研究院电解水制氢技术进行研发，1000Nm³/h电解水制氢装备研制项目有序推进中；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也已完工交付，该项目采用美国CBI公司的E-Gas水煤浆加压气化技术，年产能约为15万吨/年氢气及11.8万吨/年羰基合成气。
 - ✓ **储运氢领域**：公司分别针对低压、中高压储氢场景进行研发，联合合肥通用机械研究院、中国石化等单位开展高压储氢装置攻关，成功研制出高压储氢容器试验罐，所研发的Q690DR(SA-517Gr.F)制球形容器制造技术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)材料储氢球形容器的生产制造企业。此外，公司研制的榆林华秦氢能产业园一期项目2台400m³氢气球罐也即将投入试运行，公司储氢装备正式进入市场化推行阶段。
 - ✓ **加氢站领域**：除公司储氢容器的推广之外，公司子公司兰石换热正在对加氢站高效紧凑式微通道换热器（PCHE）进行系列化规模化系统研发，**全力推进微通道换热器（PCHE）在加氢领域的推广应用，快速抢占加氢市场**，推进公司氢能产业链的创新发 展格局。同时加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。
- **风险提示**：电解槽未来订单获取能力不及预期；氢能产业链补全速度不及预期；核燃料运输设备国产替代不及预期

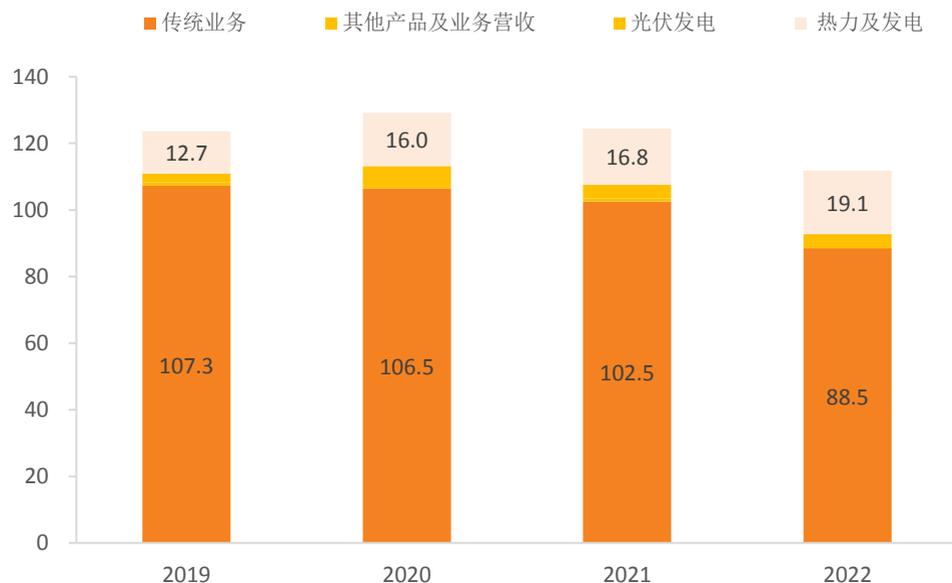
亿利洁能：化工+清洁能源行稳致远，目标加速清洁能源转型

- 公司成立于1999年，是亿利资源旗下唯一上市平台。公司于2016年转让医药资产，优化产业结构，发展“微煤雾化”技术，加速清洁能源转型，实现差异化竞争。当前公司主营业务涵盖氢能源、清洁热力、生态光伏、循环热力等，并依托共享工业园区场景资源，大力发展以热力、燃气、光伏业务为主的清洁能源的多能互补。
- 2022年公司实现营收111.8亿元，yoy -10%；归母净利润7.3亿元，yoy -9%；归母净利率6.5%，同比增长0.1 pcts。分业务角度看，22年公司传统主业收入88.5亿元，yoy -14%；热力发电业务实现收入19.1亿元，yoy +13%；光伏发电业务实现收入2.4亿元，yoy -43%；氢能业务22年尚未实现营收，23年随电解槽放量或有望贡献营收收入。

图：2018-2022年 公司归母净利润情况



图：2019-2022年 公司分业务营收结构图 (亿元)



亿利洁能：发展氢能业务与其光伏业务具备协同性，光氢氨结合打造绿色西北

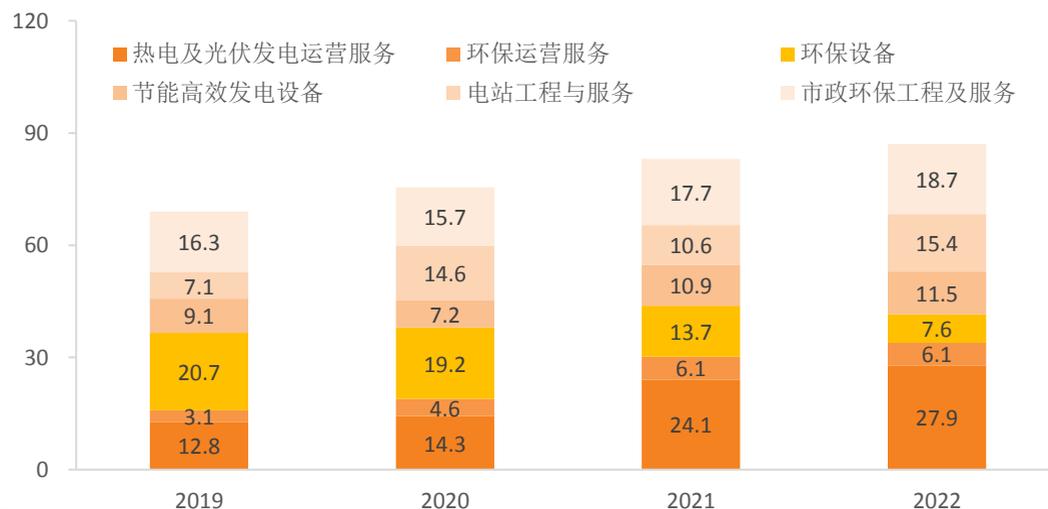
- 公司氢能业务将结合光伏业务优势，发展“光伏+治沙+绿氢”一体化项目。
- 公司光伏业务主要布局在西北区域，截至22年底已取得“光伏治沙”方向实质进展。截至22年底，公司已在内蒙库布其、甘肃腾格里等地累计开发光伏项目装机规模 330 万千瓦，其中已建成投运110万千瓦，在建220万千瓦。
- 往未来看，公司发展氢能具备与光伏业务高协同性，积极探索光伏+制氢系统设计与改造，利用自身优势协同发展光伏制氢、现代煤化工产业链绿氢替代工业制氢。充分利用自身光伏资源，实现清洁能源全产业链布局。
 - ✓ 技术创新：22年公司成功下线1000标方碱性电解槽，其设计生产规模、技术创新均居同行业领先水平，产品转化率较行业平均指标增长20%，达到77%；单方电耗电量较行业平均指标减少0.4度电，达到4.6度/m³。
 - ✓ 产能建设：亿利电解槽生产线22年可实现年产50台套（250MW），24年有望实现年产500台套（共2.5GW），目标2030年在我国西部沙区达到年产1000台套。
 - ✓ 制氢业务发展协同性：亿利洁能依托自身光伏治沙的差异优势，可直接就近消纳。目前公司在库布其沙漠控股、参股投资建设的光伏治沙项目达280 万千瓦，在腾格里沙漠全资投资建设的光伏治沙项目达50 万千瓦，风光发电资源丰富，电解槽可实现自产自销。公司与国电投合资成立库布其绿电氢能公司，并于23年1月获批建设鄂尔多斯库布其40万千瓦风光制氢一体化示范项目，该项目建成后可实现年生产绿氢15460吨/年，帮助公司加速打造“绿电-绿氢-绿色肥料”一体化产业链。
- **风险提示**：光伏治沙制氢项目承接进度不及预期；电解槽行业竞争或进一步加剧；氯碱行业或聚酯行业供需错配情况或进一步严重

华光环能：压力容器制造龙头企业，传统业务环保+节能两开花

- 华光环能为我国龙头压力容器制造企业之一，是国家520家重点企业之一。公司业务覆盖环保和能源两大领域，其与浙江大学联合开发了国内首个多热源、长距离、大规模的智慧热网，可覆盖无锡市5个行政区，年供热量达630万吨，公司在无锡市区热电联产供热市场占有率超70%。
- ✓ 环保综合服务：公司是国内最早实现“炉排+余热锅炉”双炉型一体化供货的厂家，也是目前市场极少数可一体化供货的厂商。其中，公司垃圾焚烧锅炉销售业绩达500台/套以上，近年来在市场同类容器中市占率位居前列。此外，公司垃圾焚烧余热锅炉产品市场占有率位居国内第一，承担了国内首台最大参数（1000吨/天）的垃圾焚烧余热锅炉项目；同时也是国内唯一一家同时拥有卧式、立式自然循环技术的HRSG供应商，承担了国内首个立式自然循环9F项目并获得“国家鲁班奖优质项目”。
- ✓ 节能装备制造：公司配合新能源发展机遇，抓住火电灵活性改造风口，国内国外两开花。国内与中科院物理所深度合作并获得独家技术授权；海外22年共签订订单7.2亿元。新能源电站建设亦大力开拓新客户，22年与吉利集团合作建设3个分布式光伏发电项目，累计完成光伏装机容量85.6MW。

□ 2022年公司实现营收88.4亿元，yoy +5.5%；归母净利润实现7.3亿元，yoy -3.5%；毛利率20%，净利率9.9%，同比减少0.4 pcts。分业务角度看，22年热电及光伏发电业务实现营收27.9亿元，yoy +16%；环保运营服务实现营收6.4亿元，yoy +5%；环保设备实现收入7.6亿元，yoy -44%；电站工程与服务业务实现营收15.4亿元，yoy +45%。

图：2019-2022年 公司各业务营收情况（亿元）



华光环能：氢能业务方面电解槽突破1500标方，产品性能优越

- 23年4月，华光环能1500标方电解槽正式下线，产品性能优越。
- ✓ 节省投资和运维成本：产品可承受压力高达3.2MPa，压力可调，用氢压力较低时无需设置氢气压缩机，单台产氢量可达2000Nm³/h，填补国内千方级高压电解槽空白；
- ✓ 启动快：电流密度可达6000A/m²（目前国内碱性电解槽的电流密度基本在5000A/m²以下）缩短启动时间；
- ✓ 节能环保：催化剂隔膜材料好，穿透性强，满负荷（10-200%）运行能耗低，单槽能耗低于4.2kw·h/Nm³H₂，制氢系统能效值达81%，能效等级为1；
- 我们认为，公司氢能业务中，电解槽产品核心优势包括：
 - ✓ 技术团队专业性强：公司电解槽技术与大连理工深度合作，公司自布局氢能、展开研发碱性电解水制氢设备至1500Nm³/h碱性电解槽成功下线的投入资金总额在2000-3000万左右。目前，公司已经形成了年产1GW电解水制氢设备制造能力。
 - ✓ 产能扩张稳中有进：公司目前已建成10000 m²电解槽水制氢设备制造场地，并同步推进新制造基地建设，公司已经形成了年产1GW电解水制氢设备制造能力。
 - ✓ 以氢带产，促进公司整体转型升级：公司投资新设华光碳中和技术发展有限公司的审议已通过，有望通过开展碳减排技术梳理、外部合作及技术引进并孵化输出等，带动公司装备制造和工程板块的产业输出，未来公司在充分承接原有锅炉市场的基础上，将积极探索现有业务与氢能等新能源的协同发力的可能性。
- 风险提示：原材料价格波动风险；电解槽研发、上市不及预期

风险提示

- **氢能政策补贴力度减弱：**目前氢能行业仍处于政策扶持阶段，受政府财务状况影响，若未来政策补贴减少则可能影响下游应用端需求；
- **电解槽行业竞争或进一步加剧：**从其他领域切入电解槽制造的公司数量逐年增长，未来电解槽产业可能面临产能过剩、竞争恶化情况；
- **配套设施建设周期不及预期：**氢能应用需配合加氢站等相关配套设施建设以实现终端应用经济性，若基础设施建设周期较长不及预期，则可能延缓氢能实现经济性的等待时长、拖慢氢能在能源领域中的渗透速度。
- **测算具有一定主观性，仅供参考：**本报告测算部分为通过对设备规格、利用小时数、电费、单位电耗、单位水耗、其他可变成本等参数进行了一定假设和推演，来对2023-2030年间绿氢的经济性进行推算，部分参数假设包含一定主观性，仅供参考。

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

天风证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的6个月内，相对同期沪深300指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益20%以上
		增持	预期股价相对收益10%-20%
		持有	预期股价相对收益-10%-10%
		卖出	预期股价相对收益-10%以下
行业投资评级	自报告日后的6个月内，相对同期沪深300指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅5%以上
		中性	预期行业指数涨幅-5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅-5%以下