强于大市

光储行业 2024 年中期投资策略

雄关漫道真如铁，而今迈步从头越

全球能源清洁化趋势不改，全年光伏装机规模持续稳步提升，光伏产业链经历前期价格战后，盈利普遍面临较大压力，或推动行业产能健康发展，重点关注盈利修复环节以及颗粒硅、HJT 等新技术规模化量产。储能方面，系统价格的快速下跌凸显其经济性，全球储能装机规模再上新台阶，预计全年保持高景气发展，海外市场依然具备较强的盈利弹性。维持行业*强于大市*评级。

支撑评级的要点

- **全球光伏装机持续增长，部分市场需求有望快速提升：**经济性是支撑光伏装机规模提升的核心动力，我国积极推进特高压线路建设，逐步放开优质资源区消纳要求，集中式与分布式同步推进推动装机规模提升；欧洲居民电价虽回落但仍保持较高水平，配合电网改造光伏装机规模有望持续提升；美国光伏项目储备充足，光伏需求空间无忧。中东、越南等新市场积极推动能源转型，并以光伏发电作为提升电力供应能力的方案之一，具备较高需求潜力。全球来看，我们预计 2024-2025 年全球光伏装机需求分别为 524GW、622GW，同比增速分别约 31%、19%。
- **主产业链依赖产能出清以恢复盈利，关注颗粒硅等具备成本优势新技术：**光伏主产业链产能处于较高水平，上半年产业链呈亏损状态。工信部发文引导光伏行业产能健康发展，未来有望加速行业落后产能淘汰。硅料环节颗粒硅有望凭借其自身低电耗、低成本、低碳排放等核心优势扩大在头部硅片厂中的采购比例，硅片、电池、组件面临较大库存，价格仍面临较大压力。新技术方面，HJT，xBC 渗透率有望提升。
- **储能价格下跌后经济性凸显，关注海外盈利弹性：**中国和全球储能依然保持高景气发展，在储能系统价格下跌背景下，经济性进一步提升，或刺激全年储能装机高速增长。国内方面，多项政策出台促进储能产业发展，独立储能占比进一步提升；海外方面，美国大储占比提升，分析师预计全年装机预计高速增长，欧洲户储去库渐进尾声，相关供应链企业有望直接受益。

投资建议

- 光伏方面：全球光伏装机规模稳步提升，产能优化是光伏板块 2024 年发展趋势。硅料环节将凭借自身陡峭成本曲线或于 24 年底率先出清，颗粒硅或将凭借自身低电耗、低成本、低碳排等核心优势扩大在头部硅片厂采购占比，并推动硅料、硅片环节竞争格局重塑；从新增需求角度，在中东、北非等新兴细分市场领先的光伏企业或盈利超预期。辅材方面，玻璃、胶膜竞争格局较优，且盈利基本触底。新技术方面，HJT，BC 等有望逐步具备性价比。建议优先布局：1）可推动硅料、硅片等领域成本下降的新技术企业；2）在 HJT 电池生产设备环节与在电镀铜、银包铜浆料等方面进度领先的企业；3）在电池新技术方面宽口径储备的龙头企业。
- 储能方面：新型储能新增装机规模继续保持高速增长，随着锂电池价格下跌，储能经济性凸显，有望带动全年装机高增。国内方面，储能招标量维持高位增长，独立储能占比进一步提升；海外方面，美国大储需求无忧，欧洲户储去库渐进尾声，新兴市场有望带来明显增量。建议优先布局有能力快速兑现的国内大储标的，具备海外渠道优势的逆变器环节。

评级面临的主要风险

- 价格竞争超预期；原材料价格出现不利波动；国际贸易摩擦风险；技术迭代风险；新型电池技术性价比不达预期；新能源政策风险；消纳风险。

相关研究报告

《风电及电网设备行业 2024 年中期策略》20240722

《新能源发电行业 2024 年度策略》20240104

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

证券分析师：武佳雄
jiaxiong.wu@bocichina.com
证券投资咨询业务证书编号：S1300523070001

证券分析师：许怡然
yiran.xu@bocichina.com
证券投资咨询业务证书编号：S1300524030001

联系人：顾真
zhen.gu@bocichina.com
一般证券业务证书编号：S1300123020009

目录

装机保持增长，关注新兴市场放量 6

国内需求：集中式需求待释放，全年装机保持增长 6
欧洲需求：清洁能源大势不改，24 年装机继续保持增长 8
美国需求：光伏需求无忧，本土产能具备稀缺性 10
新兴市场：能源转型、电力保供是发展新能源核心动力 12

产业链加速产能出清，行业格局迎来重塑 15

主链：行业悲观情绪充分释放，下半年重点关注产能变化 15
辅材：盈利能力承压，新投产能谨慎 20

新技术逐步具备性价比，未来有望起量 25

HJT 成本具备竞争力，终端电站对 HJT 接受度逐步提升 25
头部厂商推动 BC 规模化放量，良率提升推动 BC 降本 27

储能：装机稳步增长，经济性逐步提升 29

全球市场：储能装机规模持续增长 29
国内储能：新型储能保持高景气发展 30
海外储能：大储需求快速增长，户储去库渐进尾声 33

投资建议 36

风险提示 37

图表目录

图表 1. 2022 年至今国内光伏月度装机规模.....6
图表 2. 国内光伏组件月度定标量与定标均价.....6
图表 3. 2023 年末特高压项目工程进展.....7
图表 4. 2024 年内我国特高压项目开工、投产规划.....7
图表 5. 新能源上网政策变化.....8
图表 6. 2008-2023 年欧洲光伏装机结构.....9
图表 7. 2008-2023 年欧盟平均居民电价走势.....9
图表 8. 2023H2 主要欧洲国家居民电价同比变化幅度.....10
图表 9. 美国集中式项目运行预期.....10
图表 10. 2012-2023 美国新增电源结构.....11
图表 11. 2019-2023 美国发电量总量预测.....11
图表 12. 2020-2025 年美国电源装机变化.....11
图表 13. 2020-2025 年美国发电量变化.....11
图表 14. 美国与东南亚光伏组件生产成本拆分.....12
图表 15. 中东区域能源结构.....12
图表 16. 越南 2010-2023 年电源装机结构.....13
图表 17. 2024-2026 年全球光伏新增装机预测.....14
图表 18. 2024 年 N 型块状硅价格变化趋势.....15
图表 19. 2024 年硅料排产/消费数据.....15
图表 20. 硅料现金成本梯度图（未考虑 2024 年通威、大全新增产能）.....15
图表 21. 块状硅现金成本对电耗、电价敏感性分析.....16
图表 22. 2023 年 N 型颗粒硅金属杂质表现水平.....16
图表 23. 颗粒硅浊度优化曲线.....16
图表 24. 颗粒硅拉棒效果.....16
图表 25. 硅片毛利率对硅料价格、硅片价格敏感性测算.....17
图表 26. 2024 年初至今硅片价格、成本和毛利变化趋势.....17
图表 27. 2021-2023 年头部厂商硅片产能与行业需求比较.....18
图表 28. 2024 年电池片价格、毛利变化.....18
图表 29. 2024 年电池、组件月度排产.....18
图表 30. 2023 年以来组件出口数据.....19
图表 31. 2024 年组件价格变化趋势.....19
图表 32. 2020-2023 年组件环节竞争格局.....19
图表 33. 2011-2023 年全球光伏组件产能产量增长情况.....19
图表 34. 2023 年 BNEF 组件可融资性评价结果（部分品牌）.....20
图表 35. 2020-2023 年头部胶膜厂出货量及市占率.....21
图表 36. 2020-2023 年头部胶膜厂单位成本.....21

图表 37. 2020-2023 年头部胶膜厂盈利对比 21
图表 38. 光伏玻璃库存、2.0mm 光伏玻璃价格变化趋势 22
图表 39. 2022 年与 2023 年光伏玻璃日熔量对比 22
图表 40. 2024 年光伏玻璃新增产能预测 22
图表 41. 头部光伏玻璃盈利能力对比 23
图表 42. 2019-2023 年福莱特等玻璃厂商出货量 23
图表 43. 光伏银浆研发方向 23
图表 44. 银浆环节市占率测算 24
图表 45. 2019-2023 年银浆环节应收账款周转天数 24
图表 46. 2019-2023 年银浆环节应付账款周转天数 24
图表 47. 2016-2023 年不同电池技术市占率 25
图表 48. 2024 年 SNEC 展会 HJT/TOPCon 组件性能对比 26
图表 49. HJT 提效方案 26
图表 50. 2024 年以来 HJT 组件招标情况 27
图表 51.头部企业 xBC 电池产能扩张计划 27
图表 52. 其他光伏企业 xBC 电池技术储备情况 27
图表 53. 不同技术路径电池片成本测算 28
图表 54. 不同良率假设下电池片成本测算 28
图表 55. 2023 年全球电力储能市场装机结构 29
图表 56. 2023 年全球新型储能装机结构（按技术分类） 29
图表 57. 2011-2023 年全球新型储能市场累计装机规模及增速 29
图表 58. 2012-2023 年全球新型储能新增装机规模及增速 30
图表 59. 2023 年全球新增新型储能项目的地区分布 30
图表 60. 2023 年中国电力储能市场装机结构 30
图表 61. 2023 年中国新型储能装机结构（按技术分类） 30
图表 62. 2011-2023 年中国新型储能累计装机规模及增速 30
图表 63. 2013-2023 年中国新型储能新增装机规模及增速 30
图表 64. 2024.1-5 月国内新型储能新增规模 31
图表 65. 2024 年 5 月中国月度新增投运新型储能装机构成 31
图表 66.2024 年以来中央和地方新型储能政策（不完全统计） 32
图表 67. 2023 年至今储能型磷酸铁锂电芯价格走势 33
图表 68. 2023.1-2024.5 储能系统与 EPC 中标均价 33
图表 69. 2023 年至今储能电池销量 33
图表 70. 2023 年至今储能电池出口 33
图表 71. 2017 年-2023 年美国新增储能装机规模 34
图表 72. 2015 年至今欧洲户储新增装机 34
图表 73. 2023 年 1 月-2024 年 5 月我国逆变器出口情况 34
图表 74. 2024 年 1-5 月新兴市场逆变器出口情况 34
图表 75.2024Q1-Q2 部分逆变器企业业绩变化趋势 35

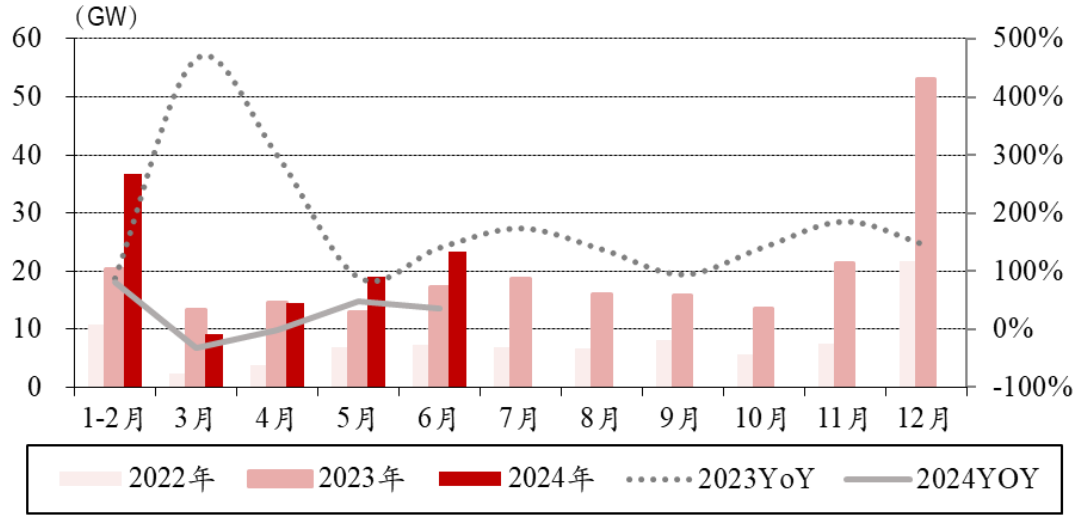
图表 76.2021-2024 年全球储能装机需求预测 35
附录图表 77. 报告中提及上市公司估值表.....38

装机保持增长，关注新兴市场放量

国内需求：集中式需求待释放，全年装机保持增长

2024 年 1-6 月国内光伏装机稳步增长：在国家“双碳”战略引导下，2024 年国内光伏装机继续保持良好的增长势头，实现良好开局。根据国家能源局数据，2024 年一季度我国光伏装机规模达到 45.74GW，同比增长 35.89%，其中集中式光伏装机规模 21.93GW，占总装机比例约 47.94%，同比上升 3.94 个百分点；分布式光伏装机规模 23.81GW，占总装机比例约 52.06%。二季度，光伏装机继续呈上升趋势，根据能源局最新数据显示，2024 年 1-6 月我国光伏装机规模合计 102.48GW，同比增长 31%，继续保持高速增长。

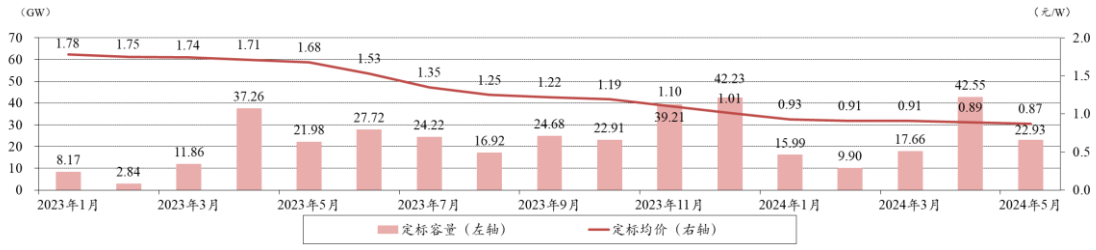
图表 1. 2022 年至今国内光伏月度装机规模



资料来源：国家能源局，中银证券

国内需求储备充足，组件定标量增价降：根据 SMM 数据，2024 年 1-5 月，国内组件定标量合计 109.03GW，同比增长 32.79%。价格方面，由于行业今年以来呈现出显著的供大于求的状态，组件价格一路走低。根据 SMM 数据显示，2024 年 1-5 月，组件定标均价从 0.93 元/W 下降至 0.87 元/W，下跌幅度为 6.5%。展望 2024 下半年，我们认为，由于目前组件价格处于低位，发电经济性有望提升，下半年集中式项目逐步启动有望推动国内装机上量。

图表 2. 国内光伏组件月度定标量与定标均价



资料来源：SMM，中银证券

风光大基地建设快速推进，大基地建设痛点在于“外送”“消纳”：根据国家能源局发布的信息，截至 2023 年 11 月底，我国第一批 97.05GW 风光大基地项目已建成并网 45.16GW；2024 年将继续推动风电太阳能发电发展，第二批、第三批已核准超过 50GW，正在陆续开工建设。目前批复的风光电大基地及保障性项目，多数要求就地消纳，现阶段加强电力系统调节能力以及加强电网配套项目建设是解决新能源消纳的主要方案。

新能源配套电网项目建设提速，新能源消纳能力逐步提升：2024 年 5 月国家能源局发布《关于做好新能源消纳工作，保障新能源高质量发展的通知》（下称《通知》），《通知》明确要求加快推进新能源配套电网项目建设，在确保安全的前提下加快推进新能源配套电网项目的前期、核准和建设工作。根据项目规划，2024 年内，将有 5 条跨省特高压项目开工，分别为：陕北-安徽、蒙西-京津冀、大同-怀来-天津北-天津南、甘肃-浙江、川渝特高压交流工程（阿坝-成都东）。2024 年，内川渝特高压交流工程（甘孜-天府南-成都东、天府南-铜梁 1000 千伏交流工程）项目预计投产。此外，金上-湖北、陇东-山东、宁夏-湖南、哈密-重庆±800 千伏特高压直流工程，武汉-南昌、张北-胜利、川渝 1000 千伏特高压交流工程以及 1000 千伏特高压北京西站、石家庄站、天津站扩建工程等 10 项特高压工程均在全面推进，根据预可研（1-1.5 年）、可研（6 个月）、审批核准（3-6 个月）、招标开工（1-3 个月）、建设投运（1.5 年）的推进节奏，2025-2026 年特高压项目或迎来密集投产，打开中西部集中式电站装机向上空间。

图表 3. 2023 年末特高压项目工程进展

项目名称	电压等级	2023 年年末建设进度
铜梁 1000 千伏变电站	1000 千伏	11 月 28 日，重庆首个特高压变电站铜梁 1000 千伏变电站 1000 千伏构架吊装顺利完成。
陇电入浙特高压直流工程	±800 千伏	组织相关专家开展陇电入浙特高压直流工程选址选线现场踏勘。
张北-胜利特高压交流工程	1000 千伏	11 月 24 日，张北—胜利特高压交流工程张北、胜利、锡盟三个扩建站第一阶段启动调试任务全部完成。
驻马店-武汉 1000 千伏特高压交流工程	1000 千伏	11 月 26 日，驻马店—武汉 1000 千伏特高压交流工程 26 日完成 72 小时试运行，顺利竣工投产。
陕皖直流工程	±800 千伏	11 月 22 日，就加快推进陕皖直流工程核准建设和两省进一步加强能源电力合作等进行座谈交流。
陇东-山东特高压庆阳换流站主体工程	±800 千伏	11 月 15 日，由国家电网有限公司特高压建设分公司承担建设管理任务的±800 千伏庆阳换流站主体工程开工。
张北-胜利双回 1000 千伏线路工程（冀北段）	1000 千伏	11 月 20 日，张北—胜利双回 1000 千伏线路工程（冀北段）全线贯通，成为全线 5 个标段中率先贯通的标段。
宁夏-湖南特高压线路工程（甘 1 标）	±800 千伏	11 月 3 日，宁夏-湖南±800 千伏特高压直流输电线路工程（甘 1 标）进入全面施工阶段。
哈密-重庆±800 千伏特高压工程	±800 千伏	10 月 27 日，哈密-重庆±800 千伏特高压直流输电线路工程正式进入全面建设阶段。
金沙江上游至湖北±800 千伏特高压直流输电工程卡麦换流站	±800 千伏	10 月 20 日，金沙江上游至湖北±800 千伏特高压直流输电工程卡麦换流站开工建设。

资料来源：北极星电力网，中银证券

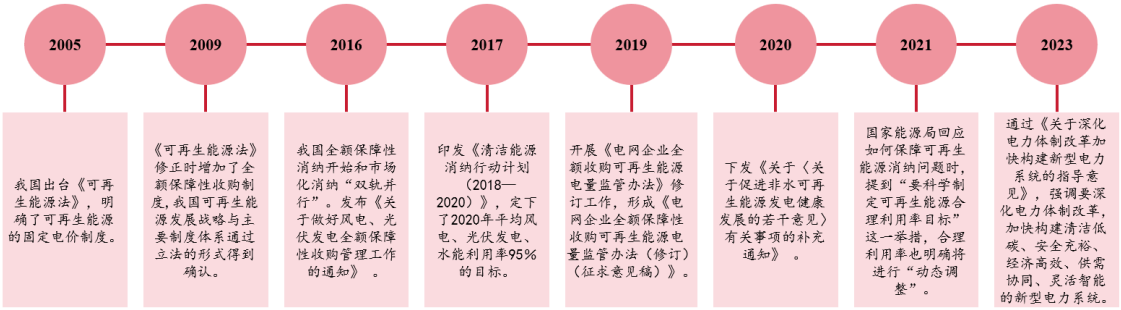
图表 4. 2024 年内我国特高压项目开工、投产规划

项目名称	2024 年内项目建设规划	电压等级	主要建设内容
陕北-安徽特高压直流工程	开工	±800 千伏	新建送受端换流站各 1 座，换流容量共 1600 万千瓦；新建直流线路长度 1069 千米。
川渝特高压交流工程（阿坝-成都东 1000 千伏交流工程）	开工	1000 千伏	新建阿坝 1000 千伏变电站，主变容量 2×300 万千伏安；新建阿坝-成都东双回 1000 千伏线路，新建线路长度 743.4 千米。
蒙西-京津冀特高压直流工程	开工	±800 千伏	新建送受端换流站各 1 座，换流容量共 1600 万千瓦；新建直流线路长度 699 千米。
大同-怀来-天津北-天津南特高压交流工程	开工	1000 千伏	新建大同、怀来、天津北 1000 千伏变电站，主变容量 6×300 万千伏安，新建承德 1000 千伏开关站；新建大同-怀来-承德-天津北-天津南双回 1000 千伏线路，新建线路长度 1540 千米。
甘肃-浙江特高压直流工程	开工	±800 千伏	新建送受端换流站各 1 座，换流容量共 1600 万千瓦；新建直流线路长度 2345 千米。
川渝特高压交流工程（甘孜-天府南-成都东、天府南-铜梁 1000 千伏交流工程）	投产	1000 千伏	新建甘孜、天府南、成都东、铜梁 1000 千伏变电站，主变容量 8×300 万千伏安；新建甘孜-天府南-铜梁、天府南-成都东双回 1000 千伏交流线路，新建线路长度 1307.4 千米。

资料来源：中国政府网，中银证券

消纳比例逐步放开，打开光伏装机空间：2024 年 5 月发布的《关于做好新能源消纳工作，保障新能源高质量发展的通知》明确了风光资源较优地区新能源消纳比例可放宽至 90%。保证新能源消纳依然是行业痛点之一，根据全国新能源消纳监测预警中心数据，2024 年 1-5 月我国光伏发电平均利用率 96.7%，其中甘肃、青海等地区利用率在 95%以下。我们认为，《通知》的发布，有望打开光伏消纳限制，推动光伏装机增长。

图表 5. 新能源上网政策变化



资料来源：南方能源观察，中银证券

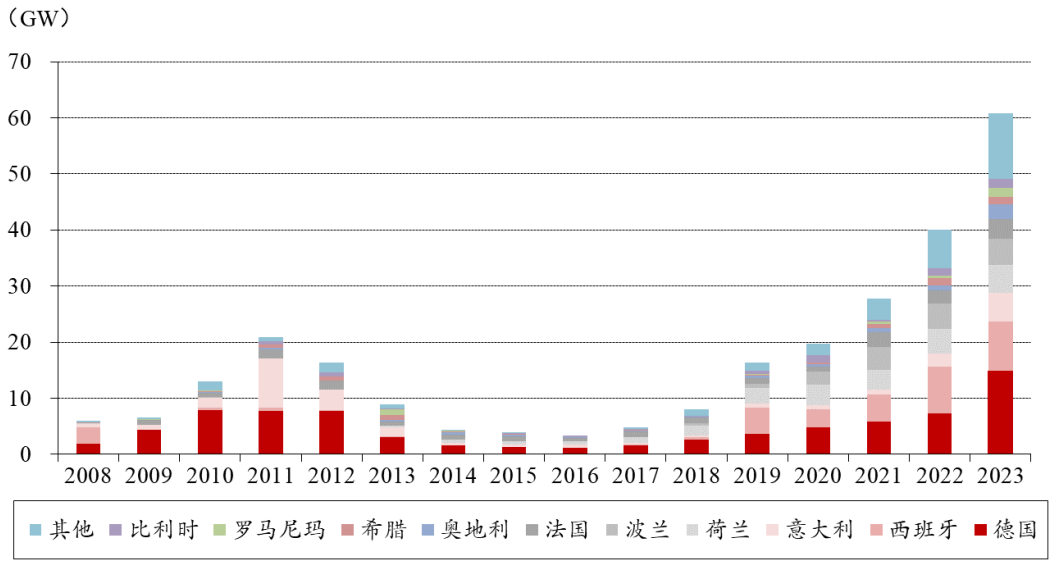
“乡村振兴”+“工业园区绿色转型”推动分布式光伏装机持续增长：发展分布式光伏是农村能源革命的有效手段，2024 年以来，中央和地方出台各项政策支持分布式光伏发展。2024 年中央一号文件《中共中央 国务院关于学习运用“千村示范、万村整治”工程经验有力有效推进乡村全面振兴的意见》中明确指出，我国将推动农村分布式新能源发展作为提升乡村产业发展水平的方案之一；国家能源局印发的《2024 年定点帮扶和对口支援工作要点》明确指出，能源局将通过推进分布式光伏建设，提升电力系统调节能力等方式帮扶贫困乡县振兴发展。此外，分布式光伏可有效推动工业园区绿色转型，2024 年 6 月广东省发布《广东省推进分布式光伏高质量发展行动方案》明确绿色低碳产业园、公共机构、重点交通运输基础设施等是广东省内分布式光伏开发重点。根据国家发改委、能源局 2024 年 3 月发布的《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》，到 2025 年，我国配电网将具备 500GW 千瓦左右分布式新能源接入能力，且鼓励分布式光伏建设 10%-20%储能以保障消纳能力。

集中式和分布式双轮驱动有望助推我国光伏装机稳定增长：根据国家能源局数据，2019-2023 年我国光伏装机规模由 30.22GW 提升至 216.88GW，装机复合增速约 64%，其中，2023 年我国光伏装机同比增速高达 148%。2024 年，我国发展新能源动力不减，我们预计 2024 年我国光伏装机规模有望达到 260GW，同比增长 20%。

欧洲需求：清洁能源大势不改，24 年装机继续保持增长

2023 年欧洲光伏装机超预期：根据欧洲光伏协会数据，2023 年欧洲 27 国实际光伏装机规模达 60.9GW，装机增速约 50%；2023 年欧洲实际装机规模超过欧洲光伏协会 2023 年 12 月预计的 55.9GW。我们认为，俄乌战争导致的欧洲天然气价格上涨是 2022-2023 年光伏装机规模增长的主要动力，目前，欧洲天然气价格逐步回落，后续光伏装机增长有赖于政策对于能源清洁化转型、减少化石能源利用的推动。

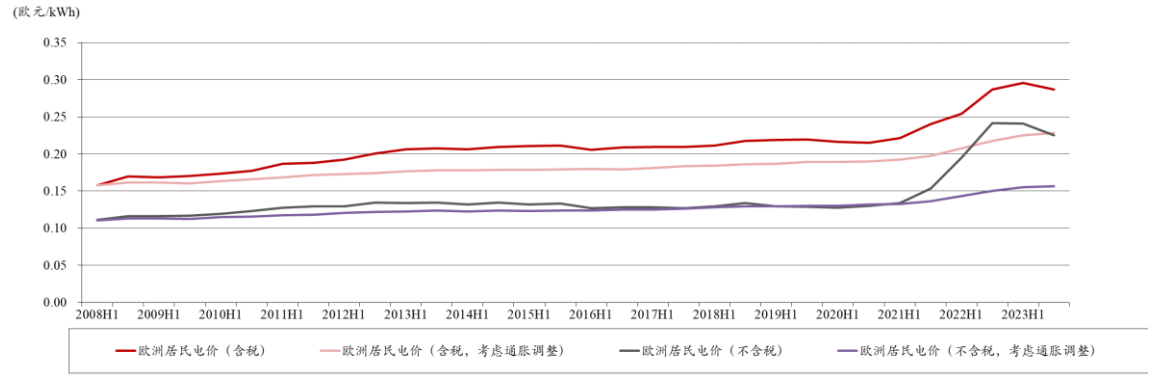
图表 6. 2008-2023 年欧洲光伏装机结构



资料来源：欧洲光伏协会，中银证券

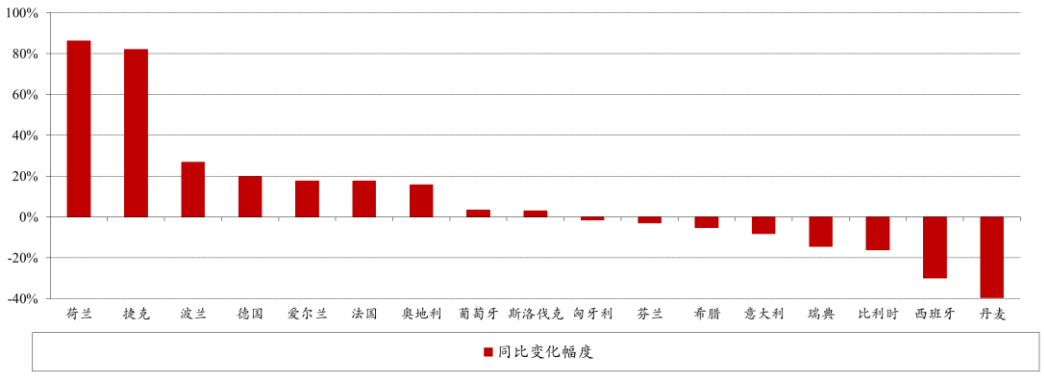
欧洲电价逐步回落，光伏依然具备经济性：根据欧盟披露数据，23H2 欧盟区域居民平均电价为 0.2847 欧元/kWh，虽然电价同比下降，但是电价依然处于历史较高水平。此外，虽然欧洲整体居民电价下跌，但区域之间亦有分化，例如德国作为欧洲光伏主力市场居民电价同比上涨约 20%。我们认为，虽然欧洲电价下降一定程度上对光伏装机增速形成抑制，但由于电价依然保持相对高位，且组件降价有望推动欧洲分布式装机维持较高增速。

图表 7. 2008-2023 年欧盟平均居民电价走势



资料来源：欧盟数据库，中银证券

图表 8. 2023H2 主要欧洲国家居民电价同比变化幅度



资料来源：欧盟统计局，中银证券

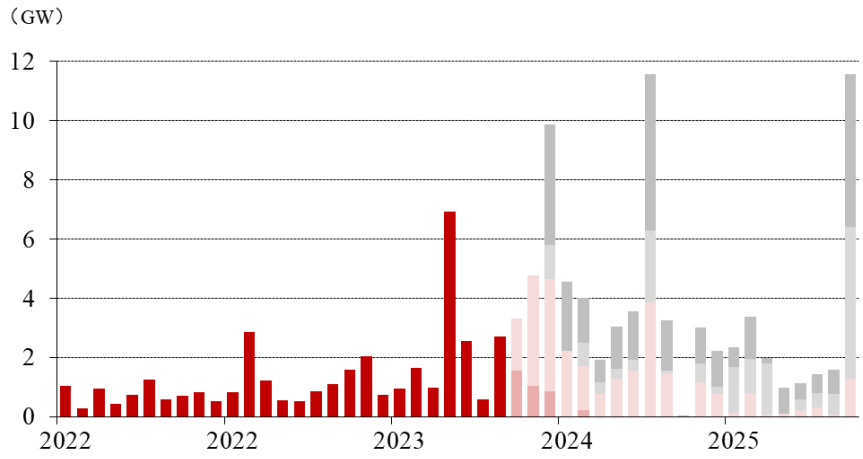
欧洲电网改造有望助推光伏新增装机：根据欧洲光伏产业协会，欧洲电网已经无法跟上可再生能源的扩张速度，正在成为清洁能源电力入网的主要瓶颈。2023 年 11 月，欧盟委员会宣布《电网行动计划》，拟投入 5840 亿欧元，用于检修、改善和升级欧洲电网及其相关设施，使欧盟电网更好整合不同国家的可再生能源电力，满足更多清洁电力入网需求。

欧盟全年装机有望高增：根据欧盟数据，截至 2023 年底，欧盟累计光伏装机规模达到 260GW，且其计划 2025 年前至少具备 320GW 光伏装机规模，2030 年前具备 600GW 装机规模。我们认为，在 2023 年欧盟光伏装机超 60GW 的基础上，2024 年有望超预期完成，装机规模预计将达到 73GW，同比增长 20%。

美国需求：光伏需求无忧，本土产能具备稀缺性

集中式项目是美国需求主力：集中式光伏电站是美国光伏装机主力，根据 Wood Mac 数据，2023 年美国新增光伏装机 32.4GW，其中集中式光伏装机约 22.5GW，占美国总装机比例约 70%。根据美国能源信息署数据，截至 2024 年 3 月末，2024Q1 美国集中式光伏装机约 6GW，2024 年内共有 24GW 光伏项目处于测试/建设阶段（年内运行概率较高），约 6GW 项目处于许可/规划阶段，我们保守预计 2024 年美国集中式光伏装机 30GW。

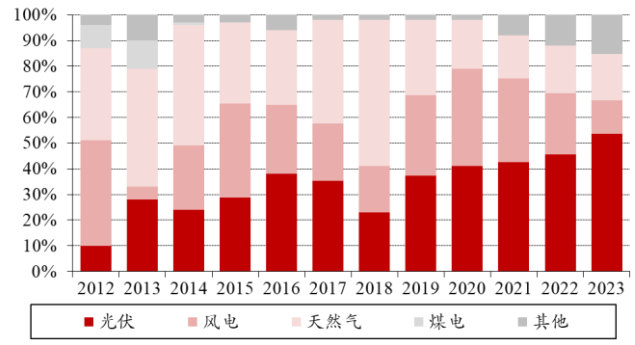
图表 9. 美国集中式项目运行预期



资料来源：EIA，中银证券

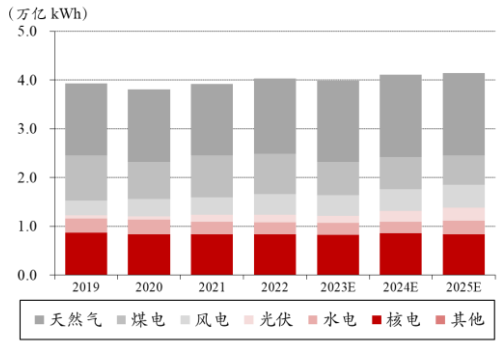
美国光伏装机需求无忧：光伏发电占美国能源结构比例持续提升，从新增装机角度，2023 年美国光伏装机规模约 35.3GW，光伏或将贡献 2024-2025 年美国电力供应主要增量，截至 2023 年末光伏发电占美国能源供应总量比例约 4%，根据我们测算，假设美国能源供应年均增长率 3%，2025 年光伏发电量占比提升至 7%，2024-2025 年美国年均光伏装机规模平均约 47.92GW。

图表 10. 2012-2023 美国新增电源结构



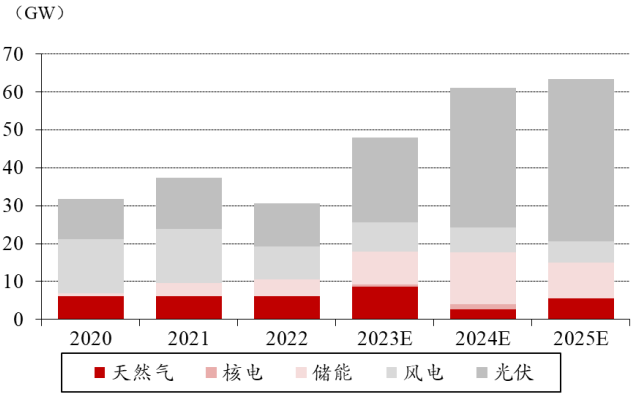
资料来源：Wood Mac，EIA，中银证券

图表 11. 2019-2023 美国发电量总量预测



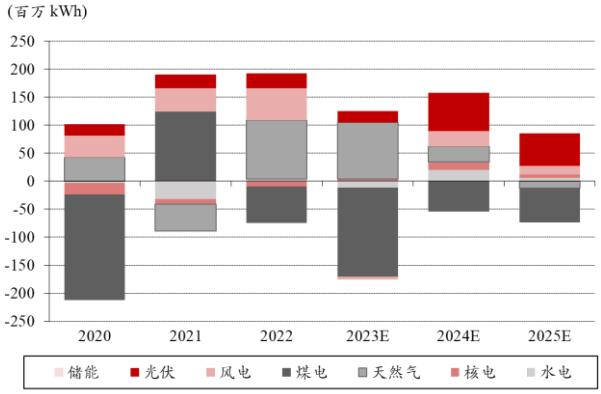
资料来源：EIA，中银证券

图表 12. 2020-2025 年美国电源装机变化



资料来源：EIA，中银证券

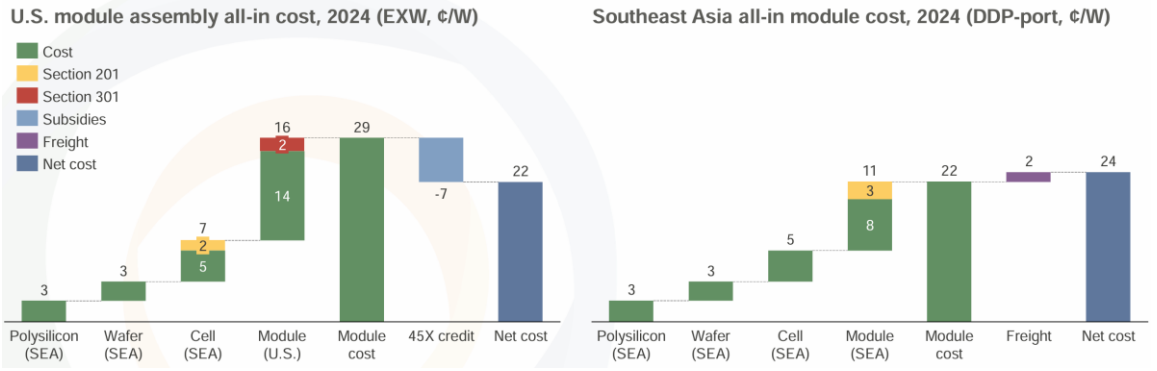
图表 13. 2020-2025 年美国发电量变化



资料来源：EIA，中银证券

供应瓶颈提升美国市场盈利水平：美国在光伏领域贸易保护氛围浓厚，2024 年 5 月美国商务部宣布对东南亚四国（柬埔寨、马来西亚、泰国、越南）生产的光伏电池、组件开展 AD/CVD 调查，国际贸易委员会（ITC）初步计划于 2024 年 6 月 10 日进行初裁，但后续将初裁时间延期至 2024 年 7 月 18 日前。我们认为，美国提高贸易壁垒的主要目的在于培育本土光伏产业，但短期美国本土组件仍以海外电池片作为主要原材料。根据 CEA 数据，2025 年美国本土晶体硅电池片产能有望提升至 5GW，同时晶体硅组件产能有望提升至 42GW，美国本土电池产能紧缺。若针对东南亚的贸易壁垒政策得到执行，美国本土组件售价或上升，但由于 IRA 等补贴存在，因此在乐观情况下美国本土组件生产成本或低于东南亚，中长期美国市场利润中心向本土组件、海外电池、海外硅片环节集中。美国市场高壁垒可长期维持，具备美国本土组件、电池产能的头部企业盈利有望维持并上移。

图表 14. 美国与东南亚光伏组件生产成本拆分

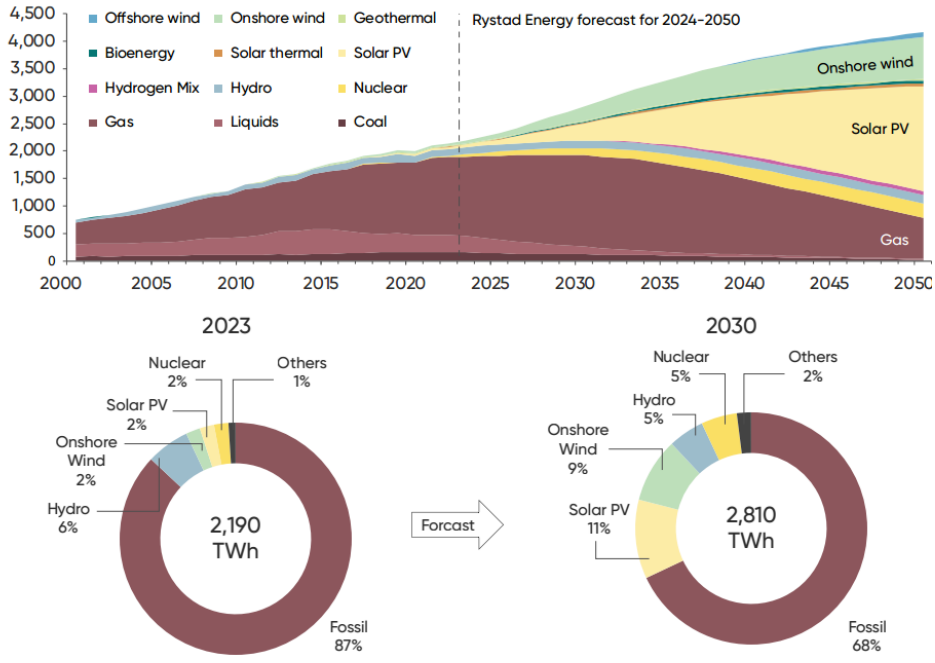


资料来源：CEA，中银证券

新兴市场：能源转型、电力保供是发展新能源核心动力

中东：具备先天光照优势，光伏发展潜力较大：中东区域发展光伏的动力主要来自于摆脱石油经济影响、能源转型。根据中国石油报道，长期看国际石油消费量下降、供大于求的概率较大，较低的油价将迫使各国维持转型步伐。中东区域光伏资源广阔，光伏发电利用小时数高，度电成本低。根据全球能源互联网数据，我国光伏资源优质区域辐射量超过 1500 kWh/m^2，在新疆、青海光伏平均利用小时数约 1600 小时，展望光伏度电成本可降至 0.12 元/kWh；而根据晶科科技实际项目测算，中东地区每年平均太阳辐照度超过 2000kWh/m^2，光伏可利用小时数可超过 2500 小时，中东区域光伏度电成本可降至 0.12 元/kWh 以下。且根据中东光伏产业协会数据，2023 年光伏占中东、北非区域发电量比例仅 2%，光伏发电在中东区域具备广阔发展空间。根据中东光伏产业协会预计，2024 年中东、北非区域光伏装机规模有望达到 40GW，同比增长 25%；2030 年中东区域光伏装机规模有望达到 180GW。

图表 15. 中东区域能源结构

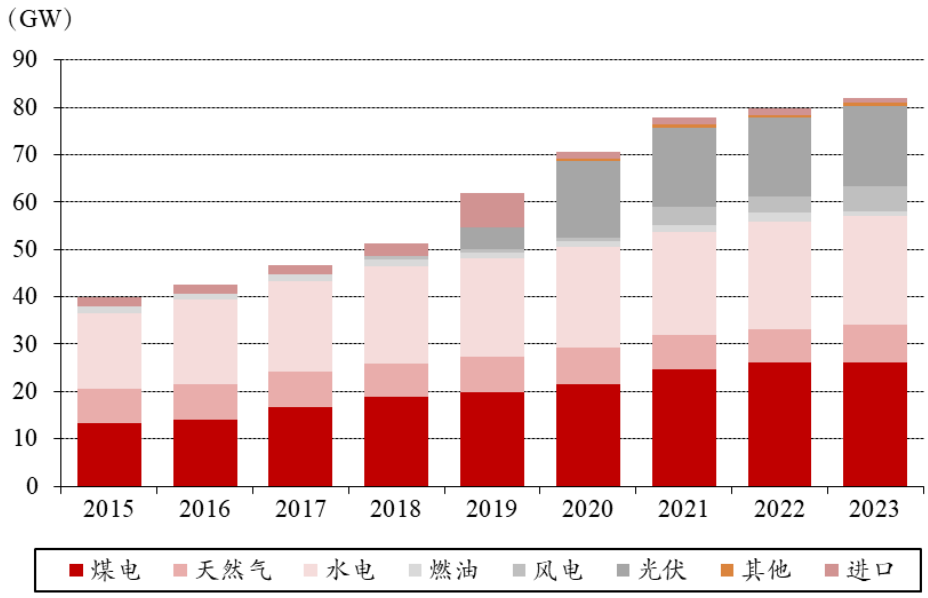


资料来源：中东光伏产业协会，中银证券

印度：鼓励本土制造，全年光伏装机需求有望上移：2024 年 5 月，印度新能源和可再生能源部最新更新的 ALMM 名单，名单中包含超过 90 家印度本土光伏组件生产企业，组件产能合计达到 48.1GW。印度本土光伏产能明显落后于我国产能，根据印度新能源和可再生能源部数据，ALMM 清单中 PERC 产能占比高达 66%；多晶组件产能占比高达 28%；仅有约 13GW 组件产能功率超过 500Wp。我们认为，在公平竞争条件下，印度本土光伏制造能力不具备与我国光伏产业竞争的能力。截至 2023 年末印度累计安装的光伏装机容量约 73.3GW，根据印度 2022-2032 年国家电力计划，2026-2027 年印度光伏装机目标为 186GW，根据 S&P Global 预测，2024 年印度本土光伏装机规模有望达到 16-17GW。根据印度能源局数据，24Q1 印度已实现光伏装机约 8.5GW，24H1 共实现光伏装机 12.15GW，基于亦有装机数据以及印度扶持本土产业链决心，我们预计 2024 年印度全年装机需求有望上移至 20GW。

越南：发展光伏发电是缓解用电增速压力的可行方案：2023 年越南出现大面积缺电，2023 年 5 月越南北部电力供应紧张共持续 40 天，影响包括三星、富士康等 1.1 万家企业用电。2024 年越南用电量同比大幅增长，根据越南政府报道，2024 年 5 月-7 月越南用电同比增幅约 13%，远远高于计划的 9.6%。为提升能源供应能力，2023 年 5 月，越南政府发布第 500 号决议，正式批准《2021—2030 年面向 2050 年国家电力发展规划》，明确越南将重点发展风电和屋顶光伏，鼓励就地消纳，发展储能，同时目标 2030 年风能、太阳能和其他可再生能源（不包括水电）至少满足越南 32%的能源需求。根据麦肯锡数据，越南可利用风电、光伏装机容量分别为 650GW、380GW，截至 2023 年末越南光伏装机总量约 16.5GW，2030 年末光伏装机有望达到 48GW，年均装机约 5GW。

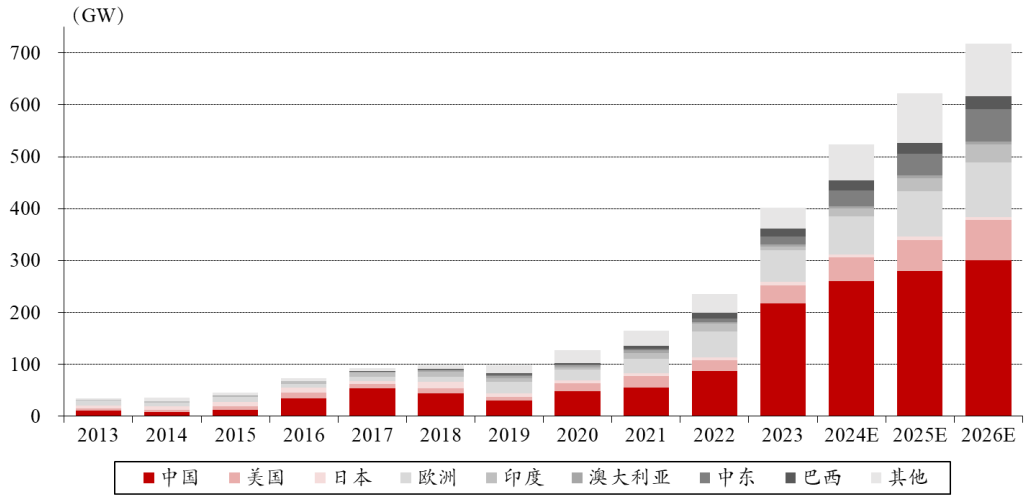
图表 16. 越南 2010-2023 年电源装机结构



资料来源：DEA&EREA，中银证券

全球光伏装机规模将保持稳定增长：我们认为，经济性是支撑光伏装机上量的核心驱动能力，消纳问题虽然阶段性限制光伏装机持续高速增长，但储能发展、电网改造可有效缓解消纳问题。整体而言，海外市场需求高景气度有望持续，同时国内地面电站需求蓄势待发，分布式光伏应用场景逐步扩展。我们预计 2024-2026 年全球光伏装机需求分别达到 524GW、622GW、717GW，同比增速分别为 30.51%、18.78%、15.18%。

图表 17. 2024-2026 年全球光伏新增装机预测



资料来源：国家能源局，IEA，中银证券

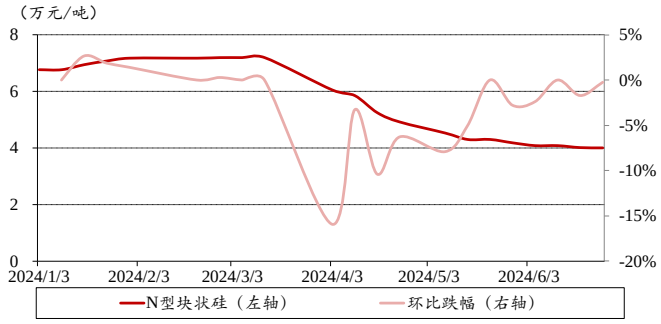
产业链加速产能出清，行业格局迎来重塑

主链：行业悲观情绪充分释放，下半年重点关注产能变化

硅料：预计下半年价格企稳，关注行业格局重塑

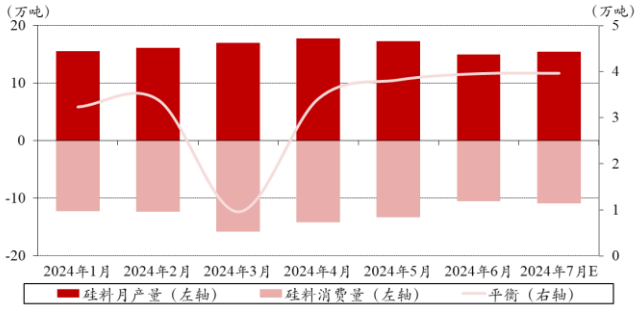
24H1 硅料价格持续下降，现阶段价格降幅放缓：2023 年多晶硅产能快速增长，根据 CPIA 数据，截至 2023 年底，全球多晶硅总产能约为 245.8 万吨/年，同比增加 83.3%，若多晶硅产能满产，可满足约 1000GW 组件装机需求。在供需关系作用下，多晶硅价格持续下跌，根据硅业分会数据，2024 年以来 N 型块状硅料价格已由 6.78 万元/吨下跌至 4 万元/吨，跌幅超过 40%，部分成交价已经击破 4 万元/吨，但总体跌幅逐步收窄，硅料价格进入“L”型磨底阶段。从硅料供需平衡角度，2024 年以来硅料基本处于供过于求状态，硅料具备去库存压力，因此行业不排除后续继续降价可能性。

图表 18. 2024 年 N 型块状硅价格变化趋势



资料来源：硅业分会，中银证券

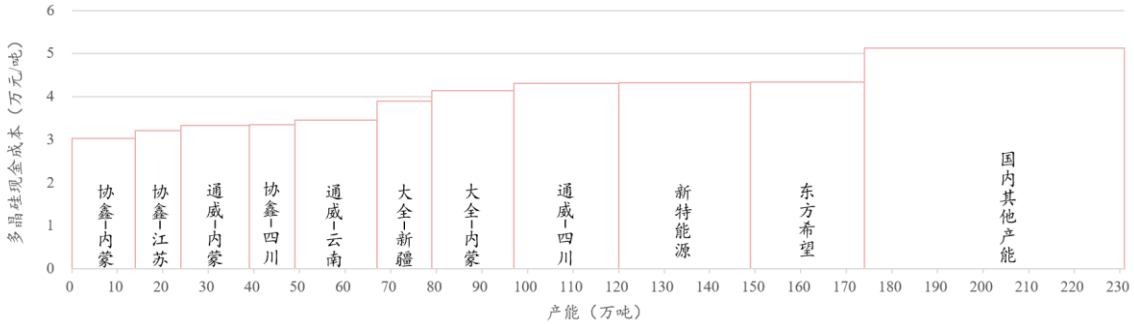
图表 19. 2024 年硅料排产/消费数据



资料来源：SMM，中银证券

头部企业成本优势有望持续巩固：企业之间硅料成本的核心差异来自于还原电耗。根据大全能源公司公告以及新疆晶诺、青海丽豪项目环评报告书，2023 年大全能源新疆工厂多晶硅综合电耗约 58.1kWh/kg；新疆晶诺综合电耗约 61 kWh/kg；青海丽豪综合电耗约 65 kWh/kg。根据我们测算，头部企业多晶硅生产现金成本约 4 万元/吨，新入行企业多晶硅成本约 5.1 万元/吨，行业边际现金成本约 4.3 万元/吨。在硅料价格持续下跌背景下，头部企业的优势有望持续巩固。

图表 20. 硅料现金成本梯度图（未考虑 2024 年通威、大全新增产能）



资料来源：协鑫科技公告，通威股份公告，大全能源公告，中银证券

图表 21. 块状硅现金成本对电耗、电价敏感性分析

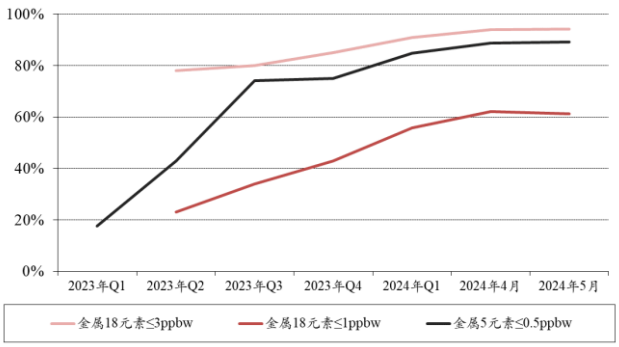
		综合电耗（kWh/kg）												
		45	47	49	51	53	55	57	59	61	63	65	67	69
平均电价（含税）（元/kWh）	0.30	3.49	3.54	3.59	3.65	3.70	3.75	3.80	3.86	3.91	3.96	4.02	4.07	4.12
	0.32	3.57	3.62	3.68	3.74	3.79	3.85	3.91	3.96	4.02	4.08	4.13	4.19	4.25
	0.34	3.65	3.71	3.77	3.83	3.89	3.95	4.01	4.07	4.13	4.19	4.25	4.31	4.37
	0.36	3.73	3.79	3.85	3.92	3.98	4.04	4.11	4.17	4.23	4.30	4.36	4.43	4.49
	0.38	3.80	3.87	3.94	4.01	4.07	4.14	4.21	4.28	4.34	4.41	4.48	4.54	4.61
	0.40	3.88	3.96	4.03	4.10	4.17	4.24	4.31	4.38	4.45	4.52	4.59	4.66	4.73
	0.42	3.96	4.04	4.11	4.19	4.26	4.34	4.41	4.48	4.56	4.63	4.71	4.78	4.86
	0.44	4.04	4.12	4.20	4.28	4.36	4.43	4.51	4.59	4.67	4.74	4.82	4.90	4.98
	0.46	4.12	4.20	4.29	4.37	4.45	4.53	4.61	4.69	4.77	4.86	4.94	5.02	5.10
	0.48	4.20	4.29	4.37	4.46	4.54	4.63	4.71	4.80	4.88	4.97	5.05	5.14	5.22
	0.50	4.28	4.37	4.46	4.55	4.64	4.73	4.81	4.90	4.99	5.08	5.17	5.26	5.34
	0.52	4.36	4.45	4.55	4.64	4.73	4.82	4.91	5.01	5.10	5.19	5.28	5.37	5.47

资料来源：协鑫科技公告，通威股份公告，大全能源公告，中银证券

硅料尾部企业现金成本压力较大，龙头公司市占率有望提升：我们认为，硅料价格快速下跌的原因在于行业尾部产能在行业供给相对宽松时低价销售以获得市场份额，即便头部企业生产成本低、产能规模大、产品质量好，但受到行业尾部企业报价钳制，采取同步降价策略。根据硅业分会数据，截至 2024 年 6 月末，硅料价格已经跌破 4 万元/吨，考虑增值税目前价格已经跌破一线企业现金成本，在全行业亏现金的背景下，硅料价格跌幅已逐步放缓。由于行业参与者均奉行“剩者为王”理念，因此即便行业尾部产能成本较高，依然会选择低价销售，并期待随着终端需求起量、供需关系反转。我们认为，行业头部厂商硅料产能基本能够满足市场需求，尾部产能由于不具备规模、成本优势无法长期出货，后续硅料价格可能进一步下降。中长期看，我们认为 2024-2025 年头部企业有望依靠规模优势、成本优势提升市占率，但行业出清过程中头部企业财务报表亦承担较大压力。

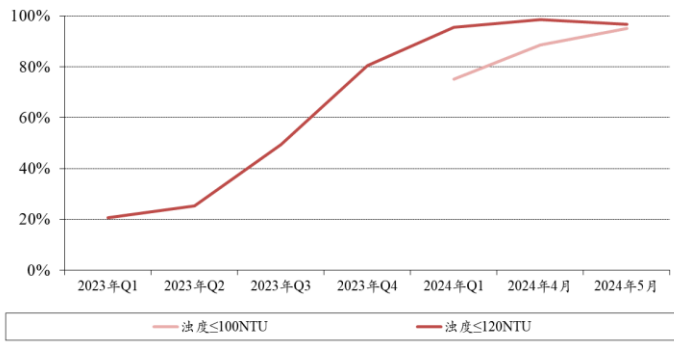
颗粒硅性能已逐步改善，看好硅料价格恢复性增长后颗粒硅厂商盈利弹性：2024 年以来 N 型颗粒硅金属杂质表现逐季度优化。截至 2024 年 5 月，金属 18 元素杂质含量≤3ppbw 的产品比例提升至 94.2%。断线率方面，浊度≤100NTU 的颗粒硅占比已经由年初的 75%提升至 95%，推动颗粒硅制成硅棒断线率下降至 32.2%。我们认为，现阶段颗粒硅性能已经逐步优化，若后续块状硅价格恢复性增长且颗粒硅、块状硅价差可维持，颗粒硅厂商或具备盈利弹性。

图表 22. 2023 年 N 型颗粒硅金属杂质表现水平



资料来源：协鑫科技，中银证券

图表 23. 颗粒硅浊度优化曲线



资料来源：协鑫科技，中银证券

图表 24. 颗粒硅拉棒效果

项目	断线率（%）	运行时间（h）	投料量（kg）	圆棒成品单产（kg/d）
100%颗粒硅	32.20	496	4529	180.2
非颗粒硅体系	31.40	438	3982	176.8

资料来源：协鑫科技，中银证券

颗粒硅成本优势明显，头部企业加大导入：电耗是硅料制备中成本占比较高的成本项，颗粒硅的核心优势是其较低的电耗水平。根据协鑫科技公司公告、硅业分会数据，我们测算，颗粒硅凭借15kWh/kg 的单位电耗已经将现金成本降至约 3.2 万元/kg，全成本约 4 万元/kg。现阶段光伏全产业链降本压力大，大部分硅料、硅片企业在当前市场下呈现亏损状态，我们测算颗粒硅具备成本优势，将对盈利起到积极作用。我们认为，颗粒硅高比例应用的意义在于：1）推动光伏产业链降本；2）重塑硅料、硅片竞争格局。2024 年至今颗粒硅降价压力相对较小，根据硅业分会数据，2024 年至今，颗粒硅 N 型料与棒状硅 N 型料销售价格差异逐步缩小至 3000 元/吨以内。我们预计随着光伏行业降本诉求增强，颗粒硅的用量有望逐步提升。头部企业加大对颗粒硅的导入，2024 年 4 月隆基绿能与协鑫科技签署 42.5 万吨颗粒硅长期采购合同，预计 2024-2026 年隆基绿能对协鑫科技的颗粒硅采购量分别为 12.5 万吨、15 万吨、15 万吨，对应硅片产量约 55GW、67GW、67GW。

硅片：现金压力突出，市场有望加速出清

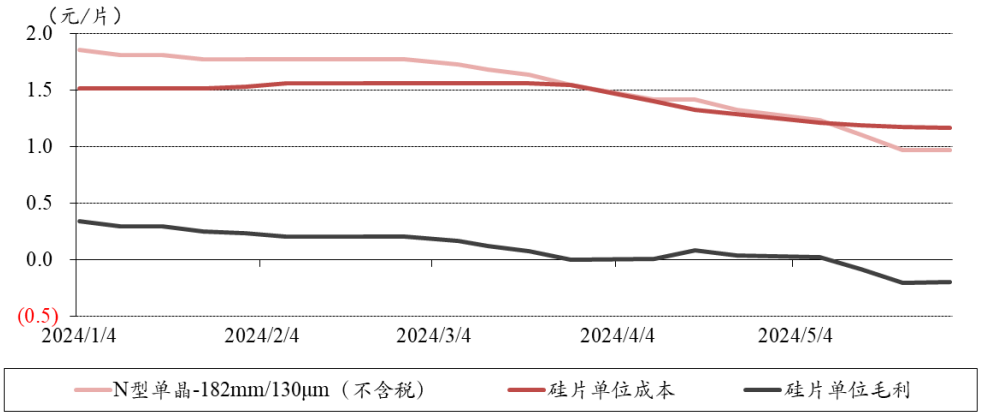
硅片环节上半年盈利压力较大：2024 年上半年由于光伏行业竞争格局的变化，硅片面临较大的盈利压力。根据 Infolink Consulting 数据，今年以来，182 硅片价格从年初约 2.1 元/W 降至截至 6 月末的 1.1 元/W，降幅达到 47.62%，跌幅高于硅料。根据我们测算，在硅料价格为 4 万元/吨的情况下，头部硅片企业 182 硅片成本中枢约为 1.2 元/片，硅片环节已经明显亏损。例如，TCL 中环公告显示，其 2024H1 预计亏损 29-32 亿元。

图表 25. 硅片毛利率对硅料价格、硅片价格敏感性测算

		硅料价格（含税，元/kg）												
		30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52	54
硅片单价（含税，元/片）	0.9	-24.3%	-27.5%	-30.7%	-33.9%	-37.0%	-40.2%	-43.4%	-46.6%	-49.8%	-53.0%	-56.2%	-59.4%	-62.5%
	1.0	-13.0%	-15.9%	-18.8%	-21.6%	-24.5%	-27.4%	-30.2%	-33.1%	-36.0%	-38.8%	-41.7%	-44.6%	-47.4%
	1.1	-3.8%	-6.4%	-9.0%	-11.6%	-14.2%	-16.8%	-19.4%	-22.0%	-24.6%	-27.3%	-29.9%	-32.5%	-35.1%
	1.2	3.9%	1.5%	-0.9%	-3.3%	-5.7%	-8.1%	-10.4%	-12.8%	-15.2%	-17.6%	-20.0%	-22.4%	-24.8%
	1.3	10.4%	8.2%	6.0%	3.8%	1.6%	-0.6%	-2.8%	-5.0%	-7.2%	-9.4%	-11.7%	-13.9%	-16.1%
	1.4	16.0%	13.9%	11.9%	9.8%	7.8%	5.7%	3.7%	1.6%	-0.4%	-2.5%	-4.5%	-6.5%	-8.6%
	1.5	20.8%	18.9%	17.0%	15.1%	13.2%	11.3%	9.3%	7.4%	5.5%	3.6%	1.7%	-0.2%	-2.1%
	1.6	25.0%	23.3%	21.5%	19.7%	17.9%	16.1%	14.3%	12.5%	10.7%	8.9%	7.1%	5.3%	3.5%
	1.7	28.8%	27.1%	25.4%	23.7%	22.0%	20.3%	18.7%	17.0%	15.3%	13.6%	11.9%	10.2%	8.5%
	1.8	32.1%	30.5%	28.9%	27.3%	25.7%	24.1%	22.5%	20.9%	19.4%	17.8%	16.2%	14.6%	13.0%

资料来源：硅业分会，中银证券

图表 26. 2024 年初至今硅片价格、成本和毛利变化趋势

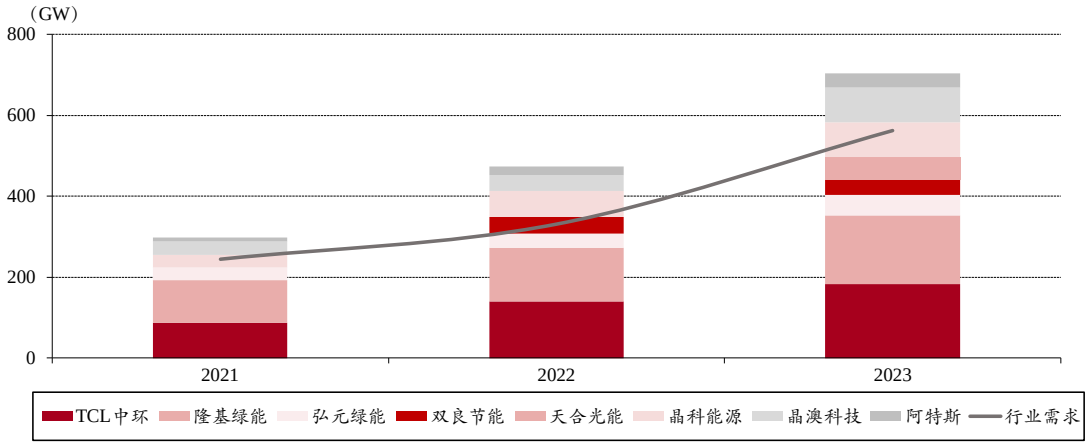


资料来源：Infolink Consulting，中银证券

龙头企业具备成本优势，市场份额有望提升：在硅料、坩埚等供应瓶颈打开的背景下，硅片企业之间非硅成本差异主要有人工成本、制造成本等。根据公司公告，2023 年 TCL 中环硅片非硅成本已控制在 0.6 元/片以内。此外，在硅片环节供过于求、行业龙头企业发动价格战的背景下，二三线企业也在订单获取方面面临压力。例如，截至 2023 年 3 季度末，弘元绿能与天合光能等行业头部客户签署了共计 66.54GW 长单，其 2023 年硅片长单对应需求量达到 29GW，而全年的硅片销售量合计 28.36GW，硅片长单实际执行力度偏弱，反映出企业面临的压力。在此背景下，硅片头部厂商降价可有效挤压行业二三线厂商生存空间。

硅片产能结构抑制硅片后续价格上涨空间：硅片产能较为集中，截至 2023 年末， TCL 中环、弘元绿能、双良节能、隆基绿能及其他一体化组件厂已经具备超过 700GW 硅片产能，而硅片环节并没有类似于电池环节的显著技术迭代，短期控制颗粒硅掺杂比例也无需对拉晶设备进行技术改造。我们认为，目前头部企业发动价格战的目的在于压缩行业二三线企业市场份额，市场或面临产能逐步出清，但时间周期可能相对较长，远期具备工艺优势、成本优势的硅片厂商或将维持较高稼动率，一体化企业考虑生产成本等要素适当保持开工率。在此情况下，硅片价格（不含税）预计接近一体化组件自供硅片成本，硅片总体微利，若专业化硅片厂能够持续降本则具备盈利上移空间。

图表 27. 2021-2023 年头部厂商硅片产能与行业需求比较

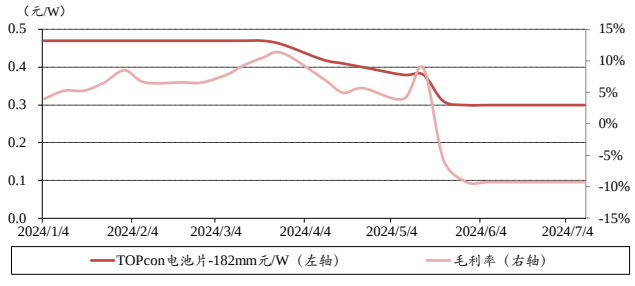


资料来源：TCL 中环公告，隆基绿能公告，双良节能公告，弘元绿能公告，天合光能公告，晶科能源公告，阿特斯公告，中银证券

电池：技术迭代加速，盈利改善仍需等待

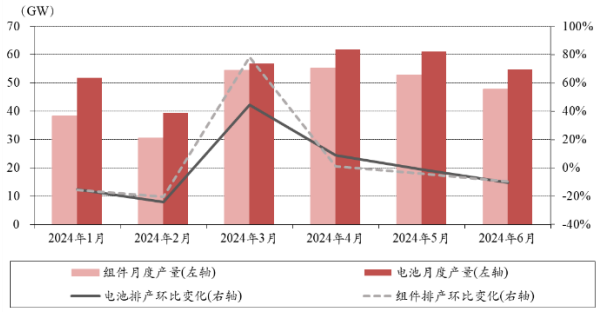
电池片价格显著下跌，盈利压力较大：根据 Infolink Consulting 数据，2024 年年初至今，TOPCon 电池片价格由 0.47 元/W 下跌至 0.3 元/W，降幅达 36%。在价格大幅下跌背景下，电池片盈利也面临较大压力，根据我们测算，现阶段电池环节单位亏损接近 0.04 元/W，若不考虑折旧等非现金成本则单位亏损约 0.02 元/W。我们认为，电池片价格变化主要与电池片/组件排产错配相关。

图表 28. 2024 年电池片价格、毛利变化



资料来源：Infolink Consulting，中银证券

图表 29. 2024 年电池、组件月度排产



资料来源：SMM，中银证券

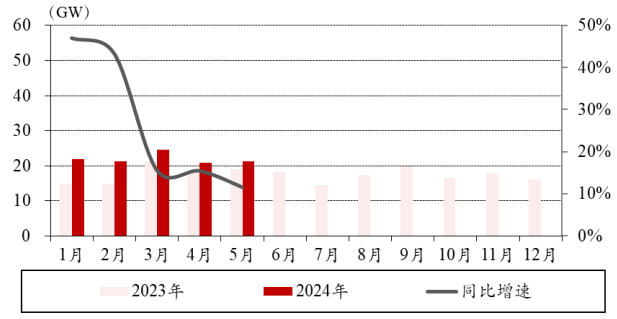
TOPCon 电池具备 0.6+%提效空间，厂商之间持续投入能力或分化：根据中科院宁波材料技术与工程研究所研究员叶继春的介绍，TOPCon 电池还存在 0.6+%以上的提效空间，主要方案包括：提升发射极方阻、优化 LECO 技术、降低背面复合、抑制光学寄生吸收、半片侧面钝化等。钧达股份等专业化电池厂商已经在尝试包括金属复合降低、硅材料体寿命改善等 TOPCon 电池提效方案。我们认为，由于目前 TOPCon 电池片产能庞大导致电池片环节利润较薄，专业化电池片厂商之间的持续投入能力具备差异，部分二三线企业或逐步放弃技术迭代，从而实现有效产能出清。

电池片环节竞争格局有望优化：下游组件环节盈利受限导致电池片环节价格向上空间有限。2024Q1 由于组件排产阶段性上移，电池涨价意图明显，但彼时硅片价格快速下跌抑制了电池涨价。目前硅片价格基本见底，后续电池价格主要取决于组件排产以及电池环节产能退出情况。根据维科网报道，润阳股份、中润光能终止上市，二三线企业预计将面临较大融资压力。若厂商没有电价优惠等非经常性补贴，大概率亏损。此外，若 2024Q4 前没有需求大幅提升信号，部分电池片厂商或选择关停产线等待市场回暖避免持续亏损，电池片龙头有望凭借资金优势提升市占率。

组件：价格持续下滑，政策推动出清

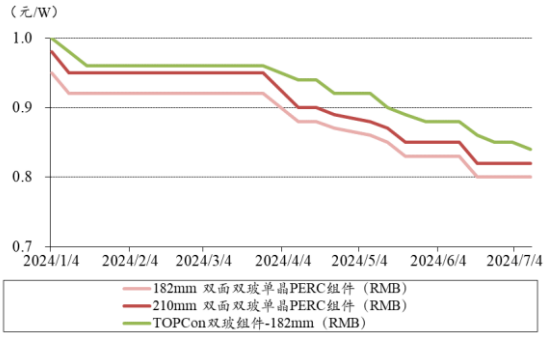
组件出口规模平稳增长，价格持续下跌：根据 Infolink Consulting 数据，2024 年 1-5 月我国出口组件规模约 110GW，同比增长约 25%，其中 2024 年 5 月我国组件出口规模约 21.2GW，同比增长 12%，我国组件出口规模基本保持平稳增长，价格方面，2024 年以来 TOPCon 双玻组件均价已由 1 元/W 下降至 0.84 元/W，平均降幅 16%。根据最新数据，2024 年 6 月 N 型组件定标均价已进一步下降至 0.81 元/W，未来价格仍然面临压力。

图表 30. 2023 年以来组件出口数据



资料来源：Infolink Consulting，中银证券

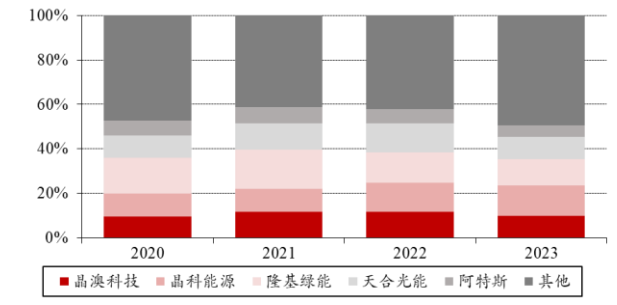
图表 31. 2024 年组件价格变化趋势



资料来源：Infolink Consulting，中银证券

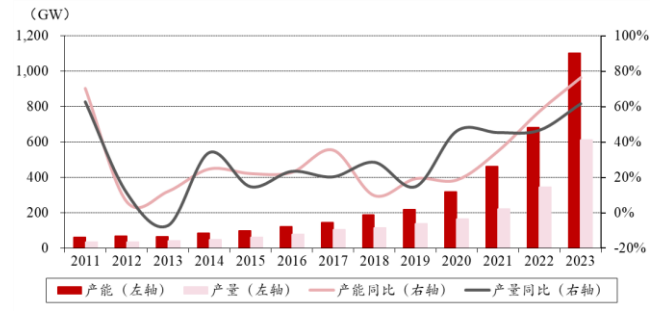
组件环节头部企业集中度略有下降：我国组件市占率在全球依然维持高位，根据 CPIA 数据，2022-2023 年中国大陆组件产量占全球组件总产量比例维持在 85%，若考虑中国企业的海外产能，则中国企业在组件领域市占率有望超过 90%。同时，行业内新进入者一定程度上影响了组件环节竞争格局。根据 CPIA 数据以及各公司公告，2023 年全球组件环节 CR5 市占率约 51%，同比下降约 7 个百分点。我们认为，造成上述现象的主要原因为我国新一线企业对组件扩产，新一线产能扩产一定程度影响了组件环节竞争格局，因此关注我国组件产能退出节奏是判断组件环节竞争格局的有效手段。

图表 32. 2020-2023 年组件环节竞争格局



资料来源：晶澳科技公告，晶科能源公告，天合光能公告，阿特斯公告，CPIA，中银证券

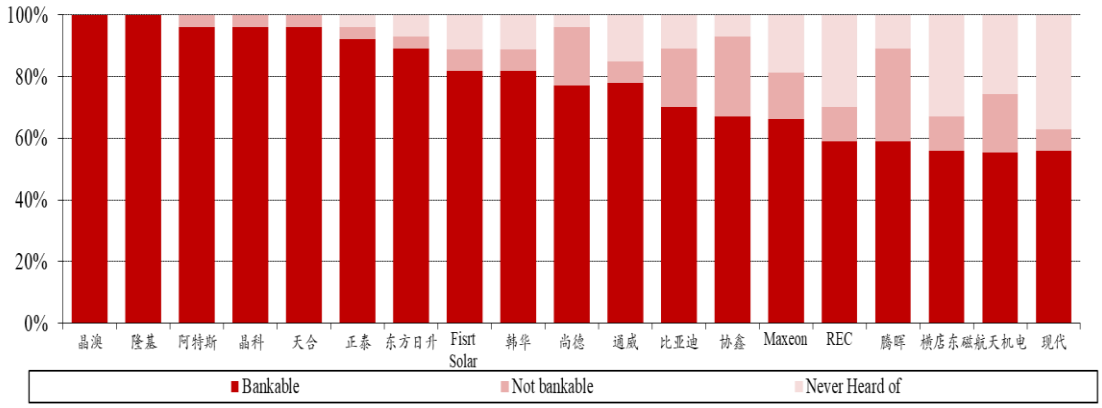
图表 33. 2011-2023 年全球光伏组件产能产量增长情况



资料来源：CPIA，中银证券

组件具备品牌壁垒，后续看好龙头企业竞争力：组件环节直面终端客户，因此组件环节具备较强的品牌价值。可融资性（Bankability）是指组件品牌在被海外光伏电站项目选用时可使项目获得银行融资和无追索权贷款的能力。以具公信力的第三方研究机构彭博新能源财经（BNEF）为代表，在可融资性的评选中，BNEF 通过对来自世界各地的银行、技术顾问、工程总 承包和独立电力生产商等全球重要光伏参与者的调查，同时通过对产品质量、长期可靠性、项目部 署绩效和制造商财务实力等多方面因素的综合考量，最终给出全球各组件品牌的可融资性评估。长期在可融资性方面具备优势的组件企业有望在既有业绩的基础上触及更为广阔的市场，进一步扩大组件市场份额，形成“品牌-业绩-品牌”的正反馈，最终形成企业中长期的竞争壁垒，构建一线组件企业市场集中度逐步提升的竞争格局。

图表 34. 2023 年 BNEF 组件可融资性评价结果（部分品牌）



资料来源：BNEF，中银证券

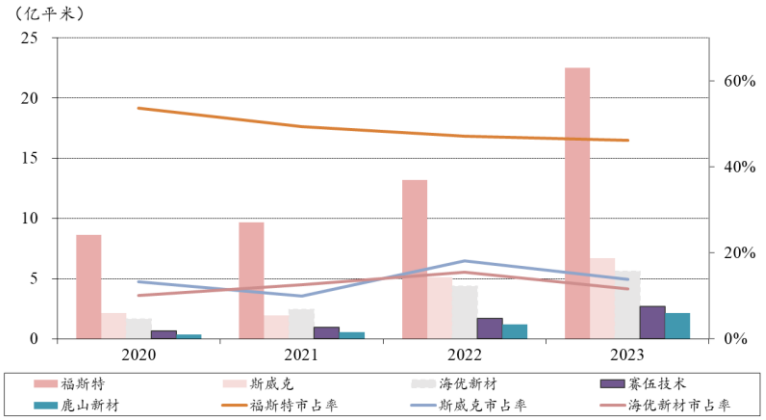
政策或加速产能出清进度：根据工信部数据，2024 年 1-4 月，我国晶硅组件产量约 200GW，产量已接近 2023 年上半年产量，在此背景下 2024 年以来光伏产业链价格保持下跌。2024 年 7 月，工信部电子信息司发布《光伏制造行业规范条件（2024 年本）》（下称《管理规范》）、《光伏制造行业规范公告管理办法（2024 年本）》（征求意见稿），要求光伏新增产能资本金比例最低 30%。针对硅料环节，《管理规范》要求现有多晶硅项目还原电耗小于 46 千瓦时/千克，综合电耗小于 60 千瓦时/千克；新建和改扩建项目还原电耗小于 44 千瓦时/千克，综合电耗小于 57 千瓦时/千克。针对组件环节，《管理规范》要求新建 N 型单晶硅组件平均光电转换效率不低于 23.1%，政策引导行业谨慎扩产。我们认为，政策对于光伏行业发展具有较强的指导意义，后续将对行业产能起到深远影响。

辅材：盈利能力承压，新投产能谨慎

胶膜：龙头优势明显

格局较好，龙头市占率稳定：2020-2023 年光伏装机需求增长推动胶膜需求持续提升，胶膜龙头福斯特产能规模、出货量基本与行业需求匹配，在行业需求快速增长期引领市场，市占率稳定在 40%以上。我们认为光伏胶膜环节整体竞争格局呈现“一超多强”结构，供给大幅提升概率相对较小，预计龙头公司将取得稳定市占率。

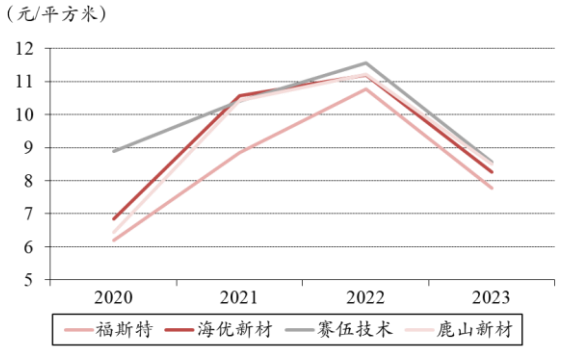
图表 35. 2020-2023 年头部胶膜厂出货量及市占率



资料来源：福斯特公告，海优新材公告，赛伍技术公告，深圳燃气公告，鹿山新材公告，中银证券

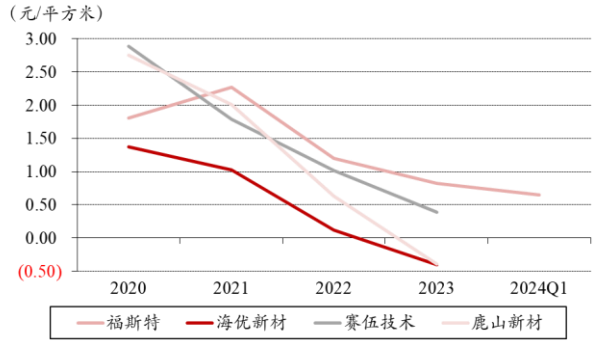
龙头成本优势明显，原材料价格波动强化龙头竞争力：福斯特成本优势体现在原材料成本、制造成本等多方面，根据公司公告，福斯特相较二线企业具备 0.48 元/平方米的原材料采购优势，且相较二线企业具备 0.31 元/平方米的制造优势。2020-2023 年福斯特通过成本优势获得相对二线企业的超额盈利，我们认为头部胶膜厂商超额盈利可维持，并具备上行空间。

图表 36. 2020-2023 年头部胶膜厂单位成本



资料来源：福斯特公告，海优新材公告，赛伍技术公告，鹿山新材公告，中银证券

图表 37. 2020-2023 年头部胶膜厂盈利对比

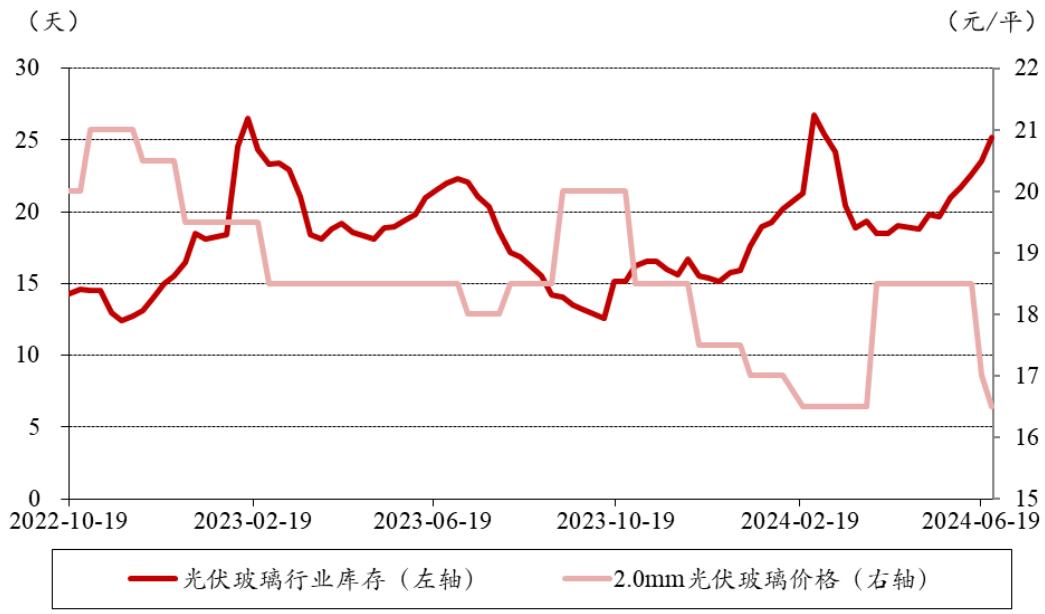


资料来源：福斯特公告，海优新材公告，赛伍技术公告，鹿山新材公告，中银证券

玻璃：边际新投产能收紧，周期底部实际供应量或低于预期

光伏玻璃周期性明显：2021 年 7 月，工信部印发《水泥玻璃行业产能置换实施办法》，其明确严禁备案和新建平板玻璃项目，确有必要的新建项目需要制定产能置换方案；其同时明确光伏压延玻璃可不制定产能置换方案，但需要省级主管部门召开听证会。2020-2022 年全球光伏装机规模快速提升，但光伏玻璃产能提升速度较慢。根据福莱特公告，光伏玻璃产能建设周期约 18 个月，建成后需 6 个月爬产，供需失衡导致玻璃价格呈现周期性变化。2024 年 3 月，光伏玻璃环节库存由 26 天快速下降至 20 天以内，推动玻璃价格由 16.50 元/平上涨至 18.5 元/平，但随着 5/6 月旗滨昭通、山西日盛达等项目投产，光伏玻璃供给规模提升，导致光伏玻璃价格下跌。

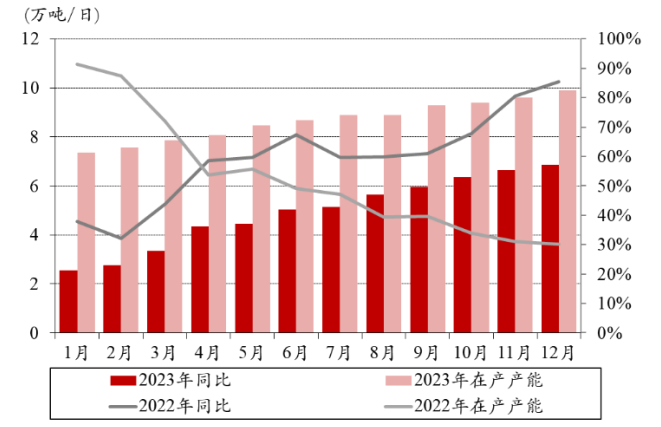
图表 38. 光伏玻璃库存、2.0mm 光伏玻璃价格变化趋势



资料来源：ifind，中银证券

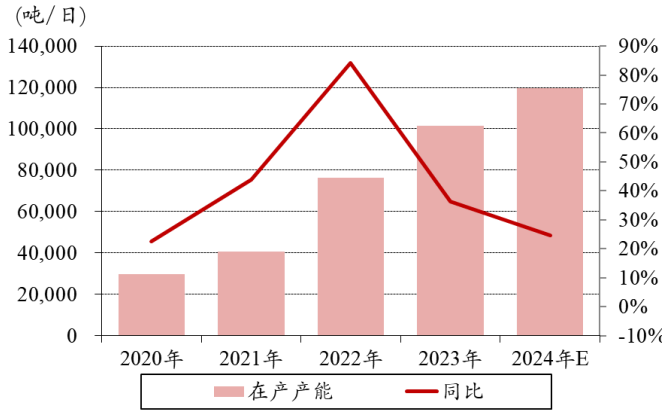
听证会审批产能多，实际新增产能有限：根据各省工信厅与 CPIA 数据，2021-2022 年共有 36.99 万吨/天项目通过听证会，其中安徽省通过 14.82 万吨/天。因此市场预计 2023-2024 年光伏玻璃将迎来集中投产，导致行业供需格局恶化。实际光伏玻璃投产项目规模有限，根据卓创资讯数据，2023-2024 年 6 月末，光伏玻璃合计点火产能约 4.11 万吨，即便考虑 2024 年下半年 2 万吨项目投产，实际光伏玻璃投产进度低于预期。根据卓创资讯数据，2023 年末我国光伏玻璃日熔量规模约 9.95 万吨/天，同比新增产能 2.64 万吨/天，2024 年末预计产能达到 12 万吨/天，可满足 720GW 组件需求。

图表 39. 2022 年与 2023 年光伏玻璃日熔量对比



资料来源：卓创资讯，中银证券

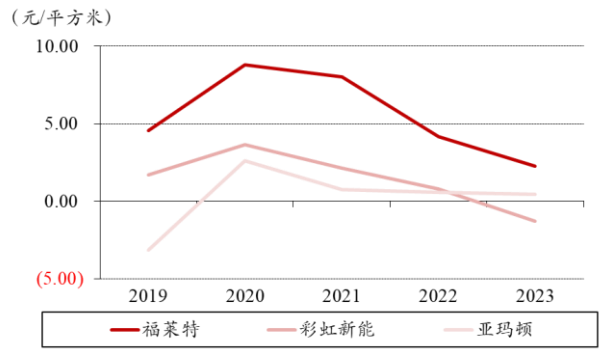
图表 40. 2024 年光伏玻璃新增产能预测



资料来源：卓创资讯，中银证券

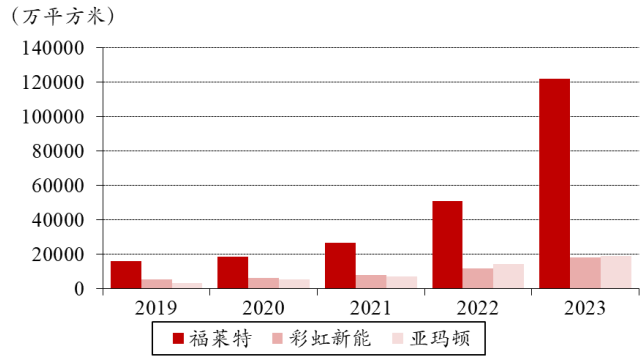
先进窑炉设计+优秀生产调控能力，构建头部企业核心优势：我们认为，头部光伏玻璃厂的优势主要集中于：1）可通过直供气、玻璃原片、石英砂原矿自供，有效降低原材料采购成本；2）产线规模大，通过规模优势降低能耗水平、固定分摊成本；3）原片生产高良率，减少光伏玻璃回炉重造成本。光伏玻璃生产过程包括热端和冷端两个环节，热端工艺生产玻璃原片，后经过磨边、镀膜、钢化等步骤后入库。光伏玻璃原片生产高良率是头部企业的核心优势，熔化、成型、退火是原片生产过程中的关键环节，原片生产良率与光伏玻璃窑炉设计、生产调控能力有关，头部企业掌握诸如《一种太阳能组件封装用减反射镀膜玻璃及其制造方法》、《一种玻璃窑炉换火时窑压控制方法》等专利，福莱特拥有专利超过 200 项，我们预计头部企业良率优势可保持，因此盈利差异可维持。根据我们测算，2019-2023 年头部企业与二线企业之间单位盈利差异基本稳定在 3 元/平方米。

图表 41. 头部光伏玻璃盈利能力对比



资料来源：福莱特公告，彩虹新能公告，亚玛顿公告，中银证券

图表 42. 2019-2023 年福莱特等玻璃厂商出货量

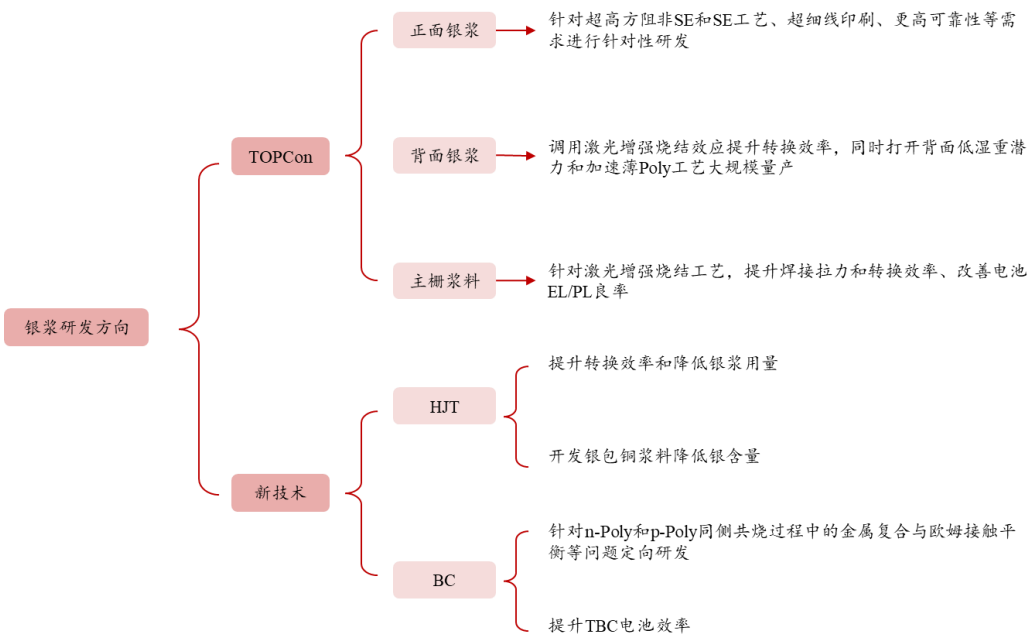


资料来源：福莱特公告，彩虹新能公告，亚玛顿公告，中银证券

银浆：“新技术放量”+“导入期高加工费”共振

银浆超额盈利核心在于配合新技术导入：我们认为短期内 TOPCon 电池片市占率将维持较高市占率，银浆主要方向即为配合 TOPCon 电池片厂商提效。根据我们测算，若能通过银浆环节提升电池片 0.5%的转换效率，则银浆环节可涨价约 250 元/kg 以保持电池非硅成本不变，电池片具备加工费上涨动力。参考 2024Q1 激光辅助烧结技术导入，推动银浆环节加工费提升超过 200 元/kg。银浆企业目前仍在探索类似 LECO 等技术推动电池提效并研发低固含量浆料以推动下游降本，若 HJT、BC 等电池片新技术量产规模提升，银浆环节加工费或进一步上移。

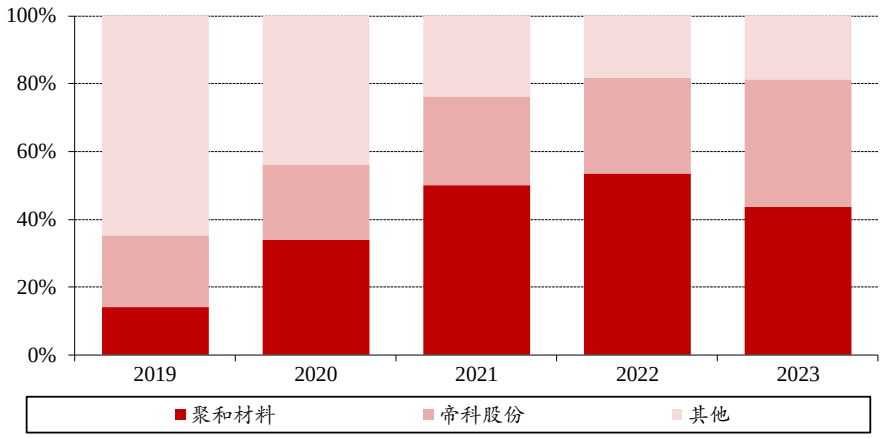
图表 43. 光伏银浆研发方向



资料来源：帝科股份公众号，中银证券

客户结构是银浆环节壁垒之一，行业总体竞争格局较优：银浆需要配合下游电池技术需求对配方、结构等性能进行优化，因此银浆产品具备定制化属性；此外，浆料是制备光伏电池金属电极的核心材料，浆料质量直接影响电池片的光电性能，因此电池片厂商在进行采购时会针对浆料进行多维度、长周期测试，头部银浆厂与客户紧密配合，因此具备品牌价值。根据我们测算，2020-2023 年聚和材料、帝科股份市占率持续提升，2022 年以来基本维持 80%市占率。根据帝科股份公告，聚和材料 2023 年底在 LECO 银浆方面阶段性落后，但 2024Q1 聚和材料在 LECO 银浆方面市占率月均提升 10%，截至 2024Q1 末聚和材料正面银浆市占率 40%，背面银浆市占率 30%，主栅市占 50%以上。

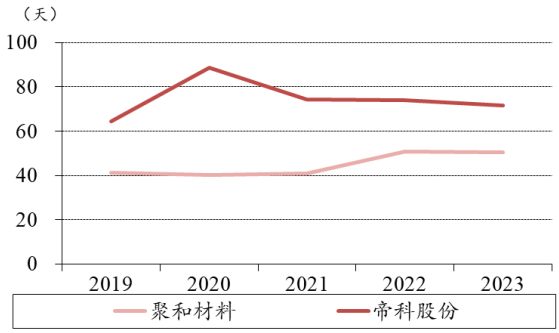
图表 44. 银浆环节市占率测算



资料来源：聚和材料公告，帝科股份公告，CPIA，华经情报网，中商产业研究院，中银证券

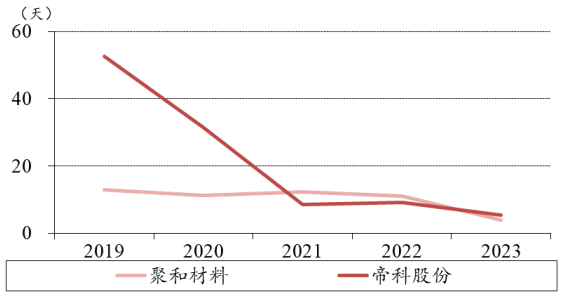
头部企业具备资金优势，推动行业格局优化：根据帝科股份、聚和材料公告，银粉占 TOPCon 银浆成本占比超过 90%，随着有色金属价格上升、TOPCon 技术放量，银浆企业采购银粉所需资金规模不断提升。此外，银浆企业对下游电池片企业账期较长，但对上游银粉企业账期较短，上下游账期错配导致银浆企业现金流恶化。根据公司公告，聚和材料、帝科股份 2023 年应收账款天数分别为 50.57 天、71.73 天、应付账款周转天数分别为 3.97 天、5.43 天，2023 年聚和材料、帝科股份经营性现金流分别为-26.64 亿元、-10.51 亿元，银浆环节承担较大资金压力。根据我们测算，300 吨光伏银浆月出货需要流动资金约 24 亿元。目前厂商融资渠道受限，资金压力或强化龙头企业竞争优势。

图表 45. 2019-2023 年银浆环节应收账款周转天数



资料来源：聚和材料公告，帝科股份公告，中银证券

图表 46. 2019-2023 年银浆环节应付账款周转天数



资料来源：聚和材料公告，帝科股份公告，中银证券

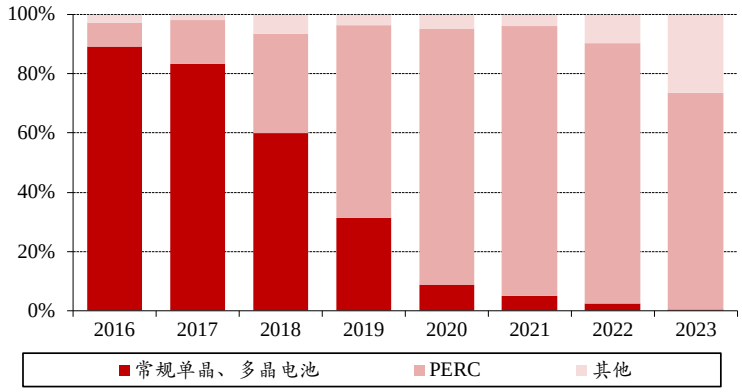
新技术逐步具备性价比，未来有望起量

HJT 成本具备竞争力，终端电站对 HJT 接受度逐步提升

新技术推广的核心在于综合性价比：光伏新技术得到推广的前提是新技术需具备功率优势，且需要控制销售价格以实现相对老技术的性价比。参考晶澳科技等公司公告，2022 年 PERC 电池片平均效率 23.2%，领先企业 PERC 电池效率达到 23.9%，对应 72 片组件功率 550W，2022 年末 PERC 组件销售均价 1.96 元/W（含税），组件单位盈利 0.128 元/W；2022 年 TOPCon 开始量产，其凭借 25%的电池平均量产效率将 TOPCon- 72 片组件对应功率 575W，功率相比 PERC 提升约 4.5%；TOPCon 组件销售均价 2.05 元/W（含税，相对 PERC 溢价 7-8 分/W），在提升 4.5%组件功率的同时摊薄电站固定成本，因此 TOPCon 发展初期具备发展动力。

HJT 成本已经降至 0.8 元/W 附近：根据东方日升、infolink consulting、智汇光伏数据，目前 HJT 电池片非硅成本已降至 0.22 元/W，考虑硅片成本 0.14 元/W，封装成本 0.45 元/W，HJT 组件成本已经降至 0.81 元/W。虽然 HJT 组件成本已经具备一定竞争力，但整体 HJT 组件售价仍显著高于 TOPCon 水平。根据 Infolink Consulting 数据，截至 2024 年 6 月末，TOPCon 组件、HJT 组件销售单价分别为 0.85 元/W、1.05 元/W，HJT 组件价格仍较 TOPCon 高约 20%。参考 TOPCon 对 PERC 的替代，HJT 技术仍需降本、增效。根据最新报价，远期 HJT 成本或具备较大下降空间，2023 年 7 月，中核汇能及新华发电 2024-2025 年度异质结 HJT 光伏组件设备集中采购中标候选人公布，中标均价 0.833 元/W，其中东方日升报价最低，低至 0.81 元/W。

图表 47. 2016-2023 年不同电池技术市占率



资料来源：CPIA，中银证券

HJT 具备持续提效手段：根据 solarzoom 数据，优化网板、背抛、硅片性能等方案有望使 HJT 电池片提效 0.6%-0.7%，推动组件效率提升。我们认为，HJT 技术路线具备效率优势，而增效是光伏发展的主要方向，在通过技术路线研发增效的基础上进行降本是新技术放量的主要路径。现阶段 HJT 具备明确的降本、增效路线，是 2024-2025 年光伏产业链发展主线之一。

图表 48. 2024 年 SNEC 展会 HJT/TOPCon 组件性能对比

技术路线	组件企业	最高功率（W）	最高效率（%）	组件尺寸（mm*mm）	版型	栅线工艺	其他工艺技术
HJT	通威股份	765.18	24.63	1303*2384	210 半片	/	铜互联
HJT	天合光能	760	24.4	1303*2384	210 半片	0BB	/
HJT	阿特斯	735	23.7	1303*2384	210 半片	/	/
HJT	东方日升	767.38	24.7	1303*2384	210 半片-132	0BB	/
HJT	华晟新能源	750.54	24.16	1303*2384	210 半片-132	0BB	丁基胶、光转膜、双面微晶
HJT	晶升科技	740	23.82	1303*2384	210 半片-132	0BB	双面微晶、低温工艺、特殊胶膜、高阻水封装
HJT	金刚光伏	740	23.82	1303*2384	210 半片-132	0BB	钢网印刷、银包铜
HJT	泉为科技	750	/	1303*2384	210 半片-132	0BB	丁基胶、高阻水封装
HJT	国晟科技	751.24	24.18	1303*2384	210 半片-132	0BB	双面微晶、光转膜
HJT	国电投	750	/	1303*2384	210 半片-132	/	无银通山县
HJT	润海光能	750	24.14	1303*2384	210 半片	0BB	110 微米薄硅片、双面微晶、银包铜、细栅线印刷
HJT	明阳光伏	750	24.14	1303*2384	210 半片-132	0BB	银包铜
HJT	昱晖光能	750	24.14	1303*2384	210 半片-132	/	/
TOPCon	晶科能源	670	23.97	1134*2465	182 半片-156		
TOPCon	正泰新能	650	23.3	1134*2465	182 半片-156	0BB	
TOPCon	晶澳科技	645	23.1	1134*2465	182 半片-144	0BB	
TOPCon	通威股份	743.2	23.93	1303*2384	210 半片		
TOPCon	天合光能	740	23.8	1303*2384	210 半片		
TOPCon	阿特斯	725	23.3	1303*2384	210 半片-132		
TOPCon	一道新能	715	23	1303*2384	210 半片-132	0BB	
TOPCon	协鑫集成	720	/	1303*2384	210 半片-132		

资料来源：集邦新能源，中银证券

图表 49. HJT 提效方案

技术方案	技术原理	提效环节	量产导入时间	效率提升幅度
硅片吸杂	去除硅片内部重金属杂志，提升硅片电性能一致性	硅片	已经成为标准量产工艺	0.05%-0.2%
掺杂元素优化	尝试掺杂磷以外的五价元素，提升硅片一致性，提升硅片强度	硅片	预计 2024Q4	0.1+%
硅片背抛	将背表面绒面改成平面结构，减少少数载流子复合	电池	最快 2024Q4	0.15%-0.2%
高迁移靶材	提升少数载流子导电性	电池	预计 2024Q4	0.05%-0.1%
全开口网版	优化栅线图形，减少银浆用量	电池	预计 2024Q4	0.15%-0.3%
0BB	取消主栅，减少银浆用量，减少焊带遮挡	组件	部分企业已经量产导入	0.15%-0.2%
光转膜	实现对短波长紫外光吸收	组件	部分企业已经量产导入	0.25%-0.3%

资料来源：solarzoom，中银证券

终端电站对 HJT 接受度逐步提升：HJT 与 TOPCon 同属于 N 型组件，以往终端电站用户统一针对 N 型组件进行招标，使得 HJT 需要与 TOPCon 进行价格竞争。2024 年以来，针对 HJT 进行定向招标的项目逐步增多，根据我们不完全统计，2024 年 1-6 月共有 9 个光伏项目针对 HJT 定向招标，合计容量超过 7GW。我们认为，终端电站用户针对 HJT 的定制化标段有助于增加 HJT 在电站上的实际应用案例，并在后续通过案例实证效率优势后逐步提升渗透率。

图表 50. 2024 年以来 HJT 组件招标情况

招标单位	招标时间	招标项目	招标规模（GW）	中标单位	中标单价（元/kW）
中国绿发	2024 年 1 月	中国绿发 2024 年第三批集中采购招标项目	3.500	国晟科技、东方日升、华晟新能源	
山东中雅供应链	2024 年 1 月	2024-2025 年度（第一批）光伏组件采购	0.700	泉为科技	1.12
安徽泾开新能	2024 年 3 月	2024 年 2 月光伏组件采购（第 1 批次）	0.002	华晟系能源	0.98
中国电建新能源	2024 年 4 月	中电建美兰区渔光互补示范项目	0.004	珠海鸿钧	0.78
大唐集团	2024 年 4 月	2024-2025 年度光伏组件集中采购	1.000	日升、华晟、金刚光伏	0.95
广东能源集团	2024 年 4 月	广东省电力开发有限公司 2024 年第二批光伏组件集中采购	0.002	东方日升	0.92
华润电力	2024 年 5 月	华润新能源（岱山）有限公司双剑涂二期渔光互补项目光伏组件设备采购（异质结标段）	0.025	海润光伏	0.83
中广核	2024 年 5 月	中广核烟台招远 400MW 海上光伏项目（HG30）项目光伏组件采购项目	0.400	国晟科技	
中核集团	2024 年 6 月	中核汇能及新华发电 2024-2025 年度异质结 HJT 光伏组件设备集中采购招标	2.000		
合计			**7.63**		

资料来源：国际能源网，北京招标网，光伏头条，索比光伏，北极星电力网，国际新能源网，华润电力，solarzoom，采招网，国晟科技，中银证券

头部厂商引领市场方向：根据 Infolink Consulting 数据，2021-2023 年晶科能源全球组件出货排名逐步由全球第四上升至全球第一，我们认为其出货量快速提升与 TOPCon 新技术放量息息相关。通威股份早在 2018 年已经开始针对 HJT 电池进行研发；2024 年 6 月，通威股份 1GW HJT 电池中试线出片，并加入 HJT 740W 俱乐部。我们认为，通威股份后续扩产与否的决定将对 HJT 组件产业化进程产生重要影响，若通威股份下场扩产 HJT，或将于 2025 年推动 HJT 市占率提升。

头部厂商推动 BC 规模化放量，良率提升推动 BC 降本

多家公司已有 xBC 技术储备，隆基绿能与爱旭股份持续推动产能提升：当前，xBC 技术路线的商业化量产主要由隆基绿能和爱旭股份两家头部厂商推动，根据其已经披露的扩产计划，预计截至 2025 年，爱旭股份、隆基绿能分别将有 25GW、74GW 的 xBC 电池产能投产。除上述 xBC 路线龙头之外，TCL 中环、晶科能源、钧达股份、晶澳科技、天合光能等多家光伏公司也已有 xBC 技术储备。

图表 51.头部企业 xBC 电池产能扩张计划

公司	计划投产项目	产能	规划
爱旭股份	义乌	15GW	2023.4 公告，建设周期 12 个月
	济南	10GW+10GW+10GW	一期计划 2024H1 开工，2025H1 投产
隆基绿能	西咸	50GW	计划 2024Q3 投产，2025 年底达产
	铜川	12GW	计划 2024.11 投产，2025.11 达产
	西安	12GW+12GW	一期计划 2024H2 投产，2025 年底达产

资料来源：各公司公告，中银证券

图表 52. 其他光伏企业 xBC 电池技术储备情况

公司	BC 技术储备
TCL 中环	2020 年入股 Maxeon 公司，具备相对完善 IBC 电池的知识产权
晶科能源	BC 中试线已量产
钧达股份	BC 中试线已有规划，滁州与淮安基地 TOPCon 产线预留 TBC 升级空间
晶澳科技	具备 BC 电池技术储备
天合光能	具备 BC 电池技术储备

资料来源：36Kr，能源一号，国际太阳能光伏网，财经网，中银证券

硅片价格下行与银浆价格上行背景下 BC 电池与 TOPCon 电池的单位成本差有所缩小：我们在当前主辅材料成本条件下测算各类电池片生产成本，发现当前 N 型 BC 类电池单瓦成本仍高于 P 型 BC 电池与 TOPCon 电池；若在 30%的地面反射率假设下，考虑组件的双面发电情况，则 BC 电池与 TOPCon 电池的实际单位成本差异可能更大。但考虑到近期，N 型与 P 型硅片价差缩窄、白银价格高企带动银浆价格上行等影响因素，短期来看 BC 电池与 TOPCon 电池的单位成本差距有所缩小。

图表 53. 不同技术路径电池片成本测算

	TOPCon	P 型 BC	N 型 BC
硅片成本（元/W）	0.20	0.20	0.19
182mm 硅片成本（元/片）	1.70	1.70	1.70
电池片效率（%）	26.00	25.60	26.50
设备折旧成本（元/W）	0.02	0.03	0.04
设备总投资（元/W）	0.19	0.30	0.40
浆料成本（元/W）	0.07	0.05	-
银浆耗量（mg/W）	10	8	-
银浆价格（元/kg）	6500	6500	-
能源成本（元/W）	0.04	0.04	0.06
人工成本（元/W）	0.02	0.02	0.03
其他成本（元/W）	0.03	0.03	0.05
单片成本（元/W）	**0.37**	**0.37**	**0.37**
良率（%）	99	95	93
总成本（元/W）	**0.38**	**0.39**	**0.40**

资料来源：Infolink Consulting，SMM，公司公告，光伏盒子，南方财经，中银证券

良率提升有望带来成本较大幅度的降低：受限于当前 BC 电池的工艺成熟度，xBC 电池良率仍然较低。根据爱旭股份、隆基绿能公告，ABC（N 型）与 HPBC（P 型）在电池片环节的良率可分别达到 97.5+%和 95+%，但相比 TOPCon 电池片 99%以上的良率仍有差距。根据我们的测算，在当前电池片单瓦成本近 0.40 元/W 的条件下，若电池片良率每提升 1 个百分点，最终电池片环节的总成本有望下降约 0.006 元/W。若能够持续推动 BC 电池的良率提升，BC 技术路线较 TOPCon 等路线的性价比有望持续显现。

图表 54. 不同良率假设下电池片成本测算

电池片良率（%）	P 型 BC	N 型 BC
93	/	**0.397**
94	/	0.393
95	**0.392**	0.389
96	0.388	0.385
97	0.384	0.381
98	0.380	0.377
99	0.376	0.373

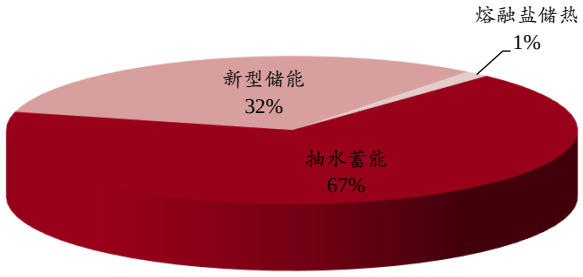
资料来源：中银证券

储能：装机稳步增长，经济性逐步提升

全球市场：储能装机规模持续增长

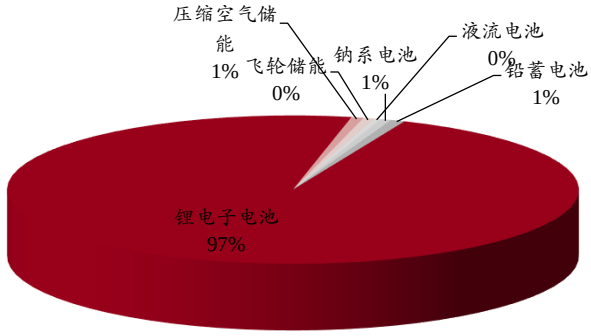
2023 年全球新型储能累计装机规模快速增长，份额显著提升：根据 CNESA 数据，截至 2023 年底，全球已投运电力储能项目累计装机规模 289.2GW，同比增长 21.9%。其中，抽水蓄能累计装机规模继续下降，占比首次低于 70%，与 2022 年同期相比下降 12.3 个百分点；新型储能累计装机规模达 91.3GW，是 2022 年同期的近两倍。其中，锂离子电池继续高速增长，占比达到 97%，年增长率超过 100%。

图表 55. 2023 年全球电力储能市场装机结构



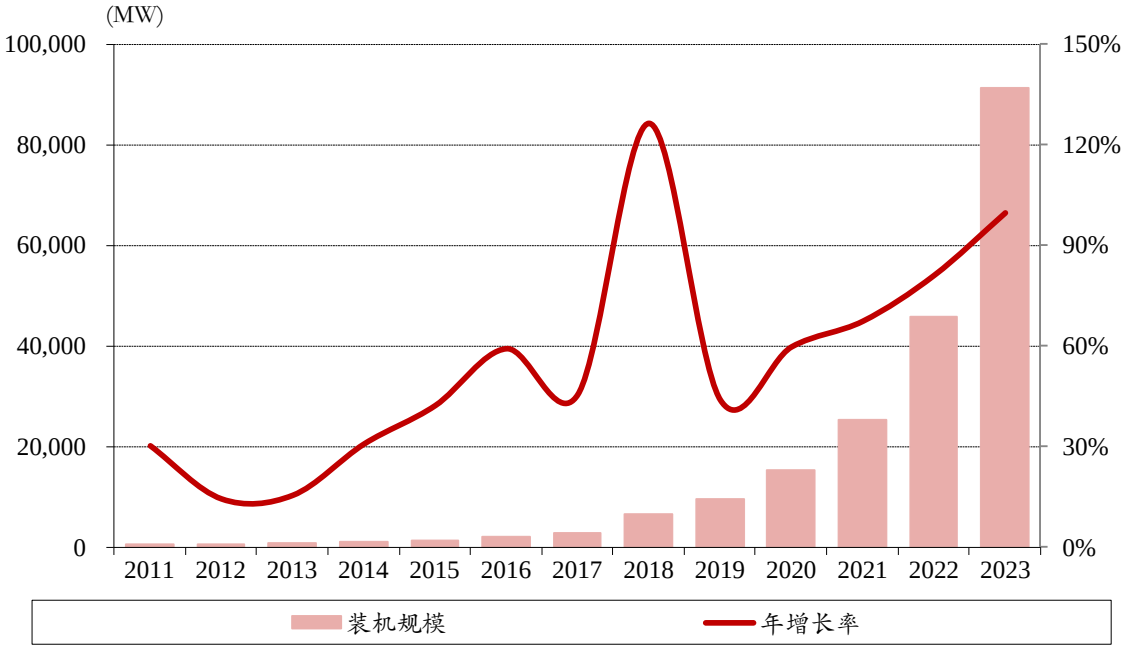
资料来源：CNESA，中银证券

图表 56. 2023 年全球新型储能装机结构（按技术分类）



资料来源：CNESA，中银证券

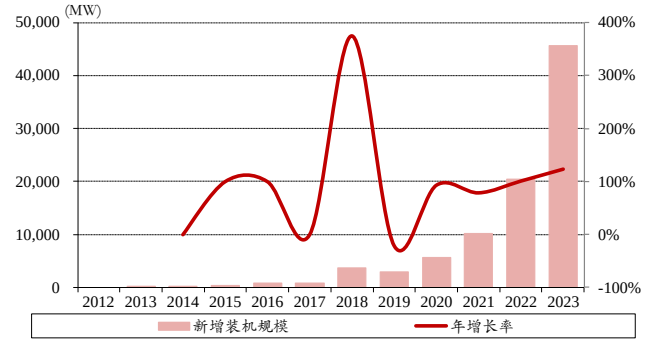
图表 57. 2011-2023 年全球新型储能市场累计装机规模及增速



资料来源：CNESA，中银证券

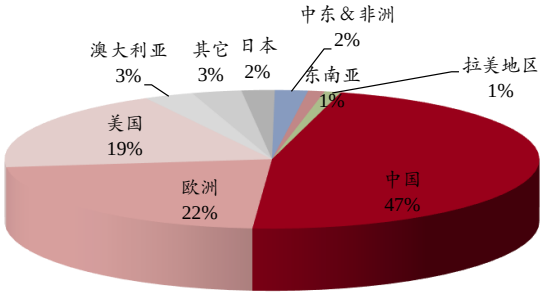
2023 年全球新型储能新增装机规模实现翻倍增长：2023 年，全球储能市场继续高速发展，新增投运电力储能项目装机规模突破 50GW，达到 52.0GW，同比增长 69.5%。其中，新型储能新增投运规模创历史新高，达到 45.6GW，与 2022 年同期的累计装机规模几乎持平。中国、欧洲和美国继续引领全球储能市场发展，三者新增装机规模合计占全球市场的 88%，中国占比接近 50%。

图表 58. 2012-2023 年全球新型储能新增装机规模及增速



资料来源：CNESA，中银证券

图表 59. 2023 年全球新增新型储能项目的地区分布

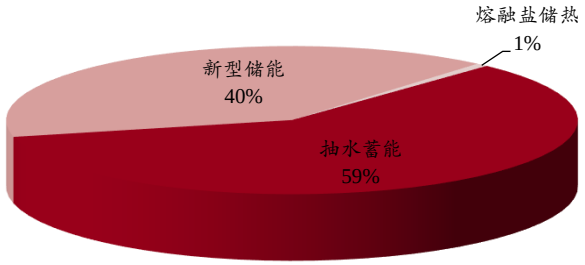


资料来源：CNESA，中银证券

国内储能：新型储能保持高景气发展

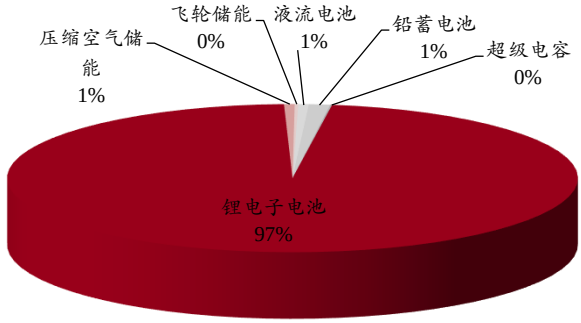
2023 年国内新型储能新增装机规模增速超过 150%：根据 CNESA 数据，截至 2023 年底，中国已投运电力储能项目累计装机规模 86.5GW，占全球市场总规模的 30%，同比增长 45%。抽水蓄能累计装机占比首次低于 60%，与 2022 年同期相比下降 17.7 个百分点；新型储能累计装机规模达到 34.5GW/74.5GWh，功率规模和能量规模同比增长均超过 150%。2023 年，中国新增投运新型储能装机规模 21.5GW/46.6GWh，功率和能量规模同比增长均超 150%，三倍于 2022 年新增投运规模水平，并且首次超过抽水蓄能新增投运近四倍之多，共有超过 100 个百兆瓦级项目实现投运，该规模量级项目数量同比增长 370%。锂电占比进一步提高，从 2022 年的 94%增长至 2023 年的 97%；压缩空气储能、钠离子电池、液流电池、飞轮、超级电容等非锂储能技术逐渐实现应用突破，为新型电力系统建设和多元用户侧场景提供了更多的技术选择。

图表 60. 2023 年中国电力储能市场装机结构



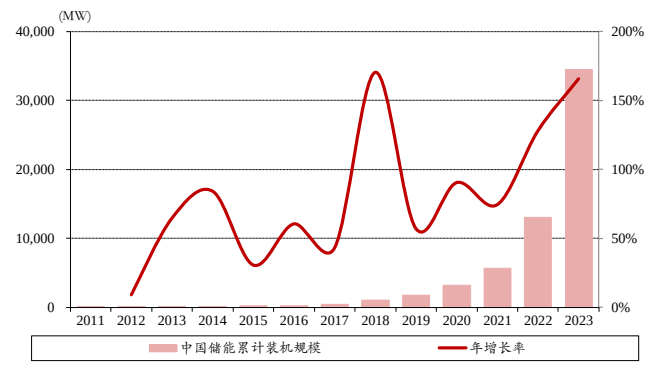
资料来源：CNESA，中银证券

图表 61. 2023 年中国新型储能装机结构（按技术分类）



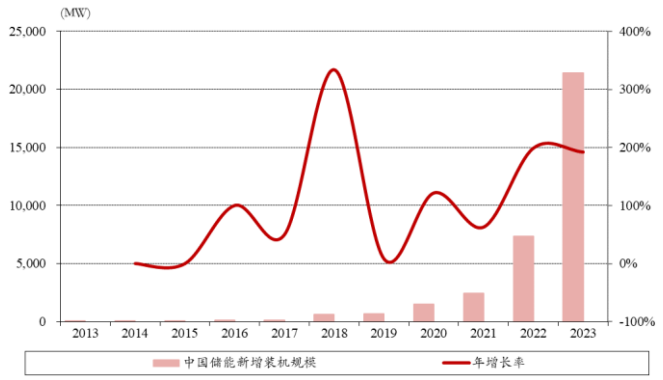
资料来源：CNESA，中银证券

图表 62. 2011-2023 年中国新型储能累计装机规模及增速



资料来源：CNESA，中银证券

图表 63. 2013-2023 年中国新型储能新增装机规模及增速

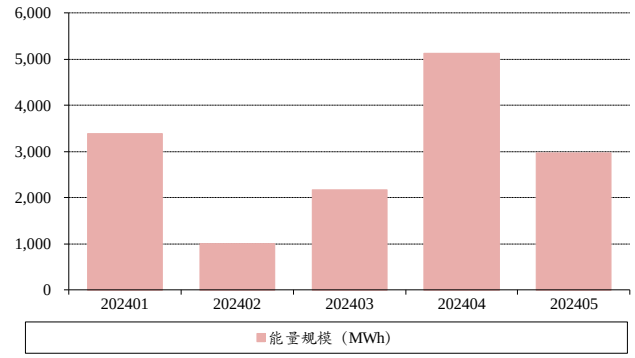


资料来源：CNESA，中银证券

2024 年国内储能投运规模保持高景气增长：根据 CNESA 数据，2024 年 1-5 月，新型储能新增投运规模合计 14.66GWh，其中，2024 年 5 月，国内新增投运新型储能项目规模共计 1375.8MW/2968.4MWh，功率规模同比增长 82%，能量规模同比增长 102%，新增投运功率规模创 2024 年以来新高。

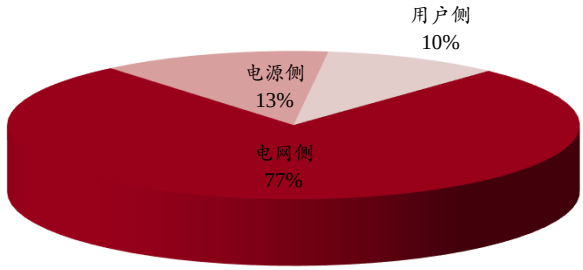
独立储能规模提升，新能源配储占主导。独立储能电站作为新型市场主体，接受调度机构统一调管，具备有功、无功、四象限连续可调及百毫秒级快速响应调节的优点，可以提供深度调峰、快速调频、旋转备用、有偿无功调节和黑启动等辅助服务以满足电力系统不同时间尺度的调节需求。随着经济性提升，独立储能装机在电网侧的占比逐步提高。根据 CNESA 最新公布数据，2024 年 5 月新增新型储能装机中，电网侧功率规模占比超 75%，较 4 月上升 15 个百分点，规模 1.1GW/2.2GWh，功率规模环比增长 38%，其中独立储能占比 99.9%，占比较 4 月上升 16 个百分点。此外，电源侧规模 182MW/424MWh，占比 13%，均为新能源配储。

图表 64. 2024.1-5 月国内新型储能新增规模



资料来源：CNESA，中银证券

图表 65. 2024 年 5 月中国月度新增投运新型储能装机构成



资料来源：CNESA，中银证券

政策不断推出，持续推动新型储能发展：2024 年年初至今，从中央到地方持续推出各类储能政策支持新型储能的发展。中央层面，2024 年 2 月，国家发改委、能源局发布《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》，通知表示加强电力辅助服务市场与中长期市场、现货市场等统筹衔接，科学确定辅助服务市场需求，合理设置有偿辅助服务品种，规范辅助服务计价等市场规则；3 月能源局发布《2024 年能源工作指导意见》，文件提出，推动新型储能多元化发展，强化促进新型储能并网和调度运行的政策措施。压实地方、企业责任，推动电力需求侧资源参与需求侧响应和系统调节；4 月，国家能源局印发《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》，该通知规范新型储能并网接入管理，优化调度运行机制，有助于充分发挥新型储能作用，支撑构建新型电力系统。地方层面，针对储能补贴、储能规划、新能源配储以及电力辅助服务方面均发布了相应的政策。

图表 66.2024 年以来中央和地方新型储能政策（不完全统计）

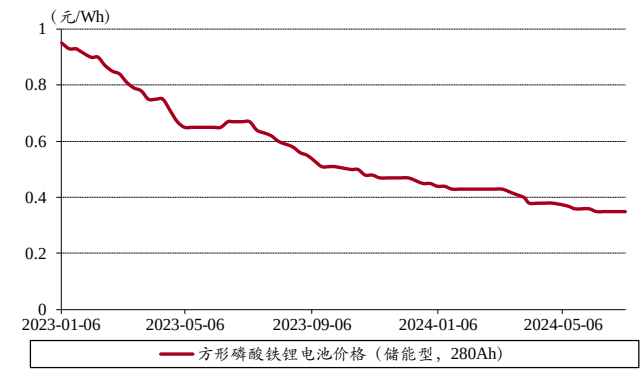
发布机构/省份	政策	具体内容
国家发改委、国家能源局	《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》	合理确定调频服务价格上限。调频性能系数电调节速率、调节精度、响应时间三个分项参数乘积或加权平均确定，分项参数以当地性能最优煤电机组主机(不含火储联合机组)对应的设计参数为基准折算。原则上性能系数最大不超过 2，调频里程出清价格上限不超过每千瓦 0.015 元。
国家发改委	《2024 年能源工作指导意见》	1）推动新型储能多元化发展，强化促进新型储能并网和调度运行的政策措施。压实地方、企业责任，推动电力需求侧资源参与需求侧响应和系统调节。 2）加强新型储能试点示范跟踪评价，推动新型储能技术产业进步。 3）探索推广虚拟电厂、新能源可靠替代、先进煤电、新型储能多元化应用等新技术。
国家发改委	《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》	1）规范新型储能并网接入管理。电网企业及电力调度机构须制定新型储能并网细则及并网服务工作指引等； 2）优化新型储能调度方式。根据系统需求，制定新型储能调度运行规程，科学确定新型储能调度运行方式，公平调用新型储能调节资源； 3）加强新型储能运行管理。新型储能应按电力调度机构要求及时报送运行信息，电力调度机构定期向全国新型储能大数据平台推送新型储能调用情况
江苏省	连云港市支持新型储能产业发展的若干政策措施	对储能电池、电池管理系统、氢储能等科技含量高、带动效应强的新型储能领域重大项目，由各县区采取“一事一议”“一企一策”方式在用地、用能 环保、金融等方面予以重点支持，对于当期设备投资超亿元的，在其竣工投产后，按照认定设备投资额给与不超过 10%的补贴，单个企业最高 2000 万元。
上海市	中国(上海)自由贸易试验区临港新片区推动新型储能示范应用引领产业创新发展实施方案	支持新型储能高质量发展和市场化运营。对具有技术先进性和产业带动性，并提供典型应用场景优质解决方案的新建用户侧储能项目(项目应于 2024 年-2026 年投产，装机容量不低于 1MWh，全容量放电时长不低于 2h，年充放电次数不低于 450 次)，按照项目装机容量规模给予 200 元/千瓦时的奖励支持，奖励分 3 年进行发放，单个项目最高不超过 500 万元。
山东省	关于开展 2024 年市场化并网项目申报工作的通知	陆域光伏项目单体规模不超过 30 万千瓦，涉海光伏项目单体规不超过 20 万千瓦，优先支持前期工作深入、建设方案先进和储能配置合理的项目。而且项目须承诺在 2024 年底或 2025 年底前全容量建成并网，项目及配套储能设施未能按期并网的，将从名单中移出，同时增加项目所在地相应的可再生能源电力消纳责任权重

资料来源：北极星，国际能源网，储能头条，储能领跑者联盟，中银证券

2023 年光伏指标分配指引国内储能需求高增长：根据光伏們统计数据，2023 年共有 21 个省市公开了光伏指标分配情况，规模总计约为 182.9GW，其中普通地面指标约 130GW，大基地指标超 50GW。根据我们测算，如若按大多数地区普遍实行的 10%/2 小时比例配置储能，将产生至少 18.3GW/36.6GWh 的储能需求。

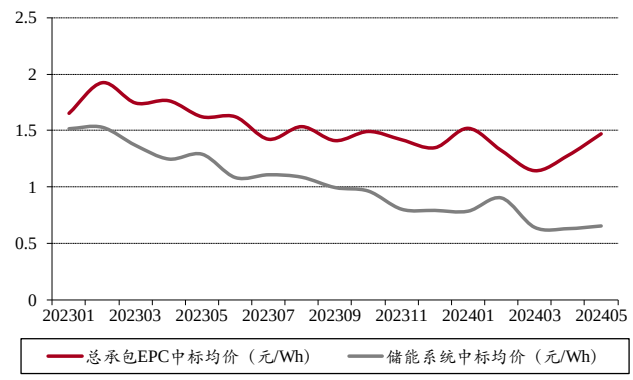
电池价格下降带动储能经济性提升，需求有望快速增长：根据 SMM 数据，储能型磷酸铁锂价格从 2023 年年初约 0.95 元/Wh 下跌至 2024 年 7 月的约 0.35 元/Wh，下跌幅度达到 63.2%。根据 CNESA 发布的储能中标价格，2023 年初至今，储能系统的中标价格从 1.52 元/Wh 下跌至 0.65 元/Wh，EPC 中标价格则从 1.65 元/Wh 下跌至 1.47 元/Wh，下跌幅度分别达到 57.01%、11.04%。近期，随着储能电芯价格逐步企稳，储能中标价格有所回暖。我们认为，随着储能系统价格的逐步筑底，储能经济性有望提升，配储需求有望快速释放。

图表 67. 2023 年至今储能型磷酸铁锂电芯价格走势



资料来源：SMM，中银证券

图表 68. 2023.1-2024.5 储能系统与 EPC 中标均价



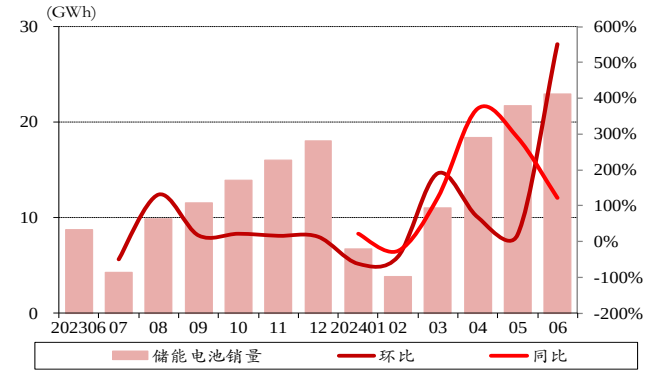
资料来源：CNESA，中银证券

注：2 小时磷酸铁锂电池储能系统，不含用户侧

2024 年储能电池增速显著快于动力电池。如前所述，储能电池价格的下跌提升储能经济性，刺激需求提升，也带动储能电池销量 2024 年迎来大幅增长。根据中国汽车动力电池产业联盟发布的数据显示，2024 年 1-5 月份，中国动力电池销量为 248.8GWh，同比增长 24.0%，储能电池销量为 61.6GWh，同比增长达到 144.1%，大幅领先于动力电池的增速。

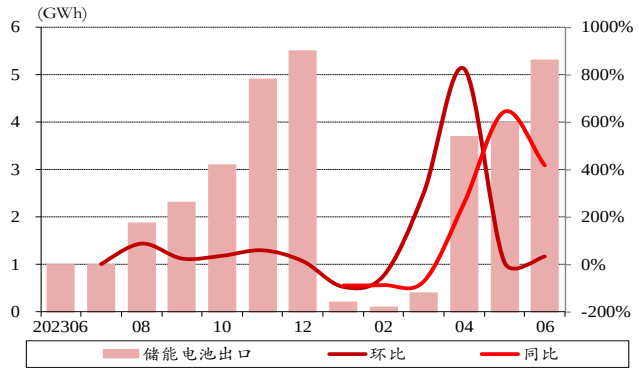
储能电池出口表现亮眼。得益于储能行业经济性提升，中国储能电池的出口量呈现大幅增长。根据中国汽车动力电池产业联盟发布的数据显示，2024 年 1-5 月，我国动力电池出口量为 46.9GWh，同比增长 2.9%，同时期储能电池出口量为 8.4GWh，同比增长 50.1%。

图表 69. 2023 年至今储能电池销量



资料来源：中国汽车动力电池产业创新联盟，中银证券

图表 70. 2023 年至今储能电池出口

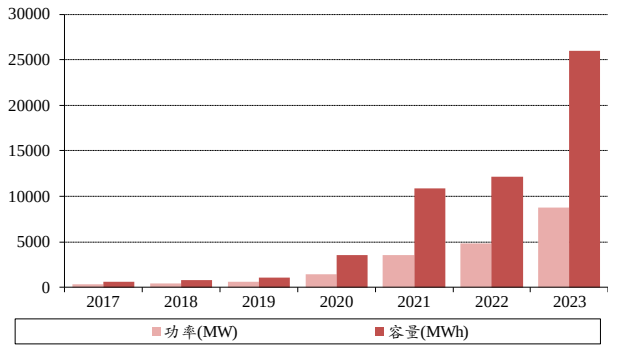


资料来源：中国汽车动力电池产业创新联盟，中银证券

海外储能：大储需求快速增长，户储去库渐进尾声

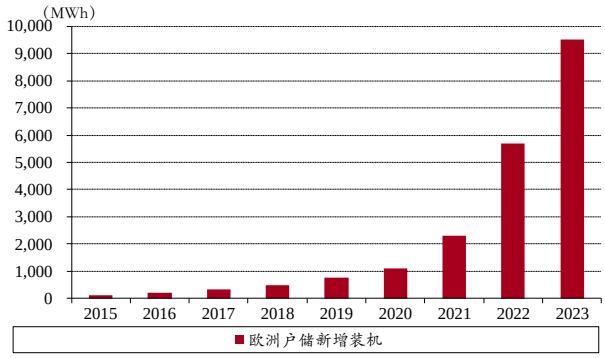
美国储能装机需求稳健增长，大储占比进一步提升：根据 Wood Mackenzie 数据，美国 2023 年储能装机为 8.74GW/25.98GWh，其中表前储能装机 7.91GW/24GWh，占总装机比例超过 90%。2024 年，美国储能市场继续保持高速增长，根据 EIA 公布的数据，2024 年 1-4 月，美国储能新增装机规模 1759.3MW/3089.1MWh，同比增长 186.3%/830.5%。根据 EIA 预测，2024 年全年美国储能装机容量或达到 14.53GW，同比增长 133.6%。

图表 71. 2017 年-2023 年美国新增储能装机规模



资料来源：Wood Mackenzie，中银证券

图表 72. 2015 年至今欧洲户储新增装机

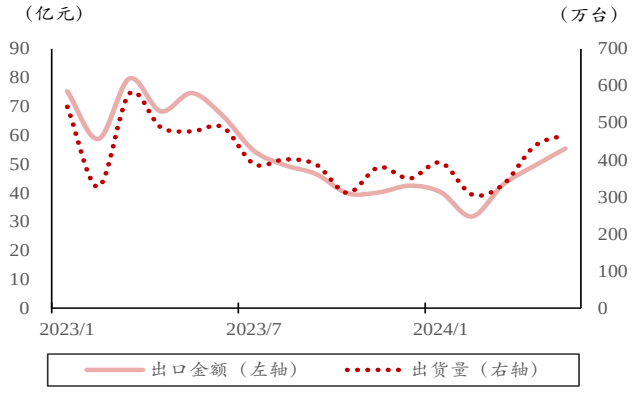


资料来源：储能与电力市场，中银证券

欧洲户储 2024 下半年或出现拐点：根据欧洲储能协会（EASE）数据，2023 年总装机规模规模为 13.5GWh，同比增长 93%，其中德国、英国、意大利是欧洲储能装机量排名前三的市场，新增装机规模约为 6.1/4.0/3.9GWh。户储方面，2023 年总装机规模为 9.5GWh，同比增长 109%，其中德国市场占比较高，全年户储安装 55.5 万套，对应装机量为 5.0GWh，同比增长 166%，占到欧洲新增装机量的 52.6%，贡献了欧洲市场的主要增长。据 GGII，当前全球户储库存主要集中在欧洲、南非市场，且不同企业和区域之间库存水平差异较大，但整体库存仍有一定规模。由于 2024 年以德国、意大利为主的主要户储市场装机放缓，预计库存去化时间可能延期到 2024Q3。

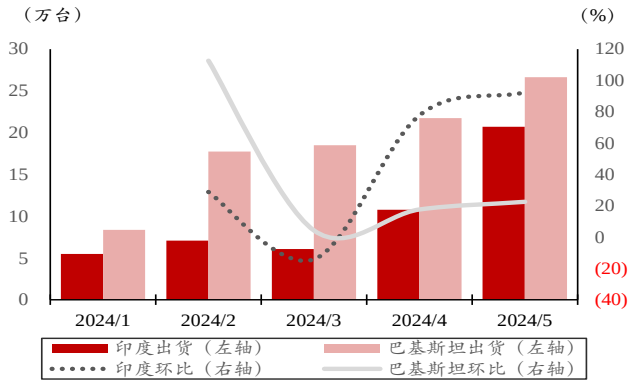
受益于新兴市场需求拉动，2024Q2 以来逆变器出货触底反弹：受到欧洲去库存的影响，我国逆变器的出口金额自 2023 年 3 月以来呈现出震荡下行的趋势，但截至目前，欧洲市场去库有望接近尾声，同时东南亚新兴市场受益于政策刺激以及高温天气的影响，需求较为旺盛。我们观察到，进入 2024Q2 以来，我国逆变器出货量开始反弹，2024 年 5 月，海关总署统计我国逆变器出口 467.59 万台，环比提升 7.20%，同比微降 1.93%；其中新兴市场贡献较大，以印度和巴基斯坦为例，2024 年 5 月其分别从我国进口逆变器 20.69 万台、26.62 万台，进口量环比分别增长 92.28%和 22.50%。上述需求的好转亦拉动逆变器企业业绩快速改善，当前已披露业绩预告的逆变器企业 2024Q2 业绩环比增长幅度均较大，根据锦浪科技、德业股份的业绩预告，两者 2024Q2 业绩分别环比增长 1403.38%-1773.19%、73.25%-96.35%。我们认为，当前我国逆变器企业市场覆盖较为广泛，新兴市场需求或接力欧洲市场，驱动厂商出货量持续改善，在东南亚等区域具备渠道布局优势的企业或更加受益于当地需求的放量。

图表 73. 2023 年 1 月-2024 年 5 月我国逆变器出口情况



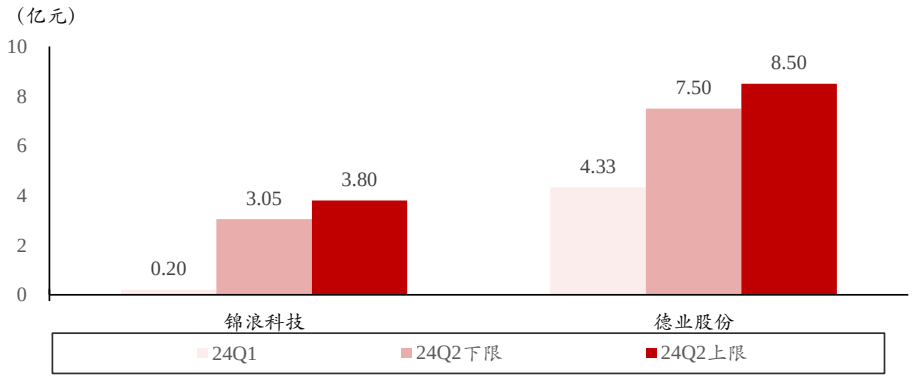
资料来源：海关总署，中银证券

图表 74. 2024 年 1-5 月新兴市场逆变器出口情况



资料来源：海关总署，中银证券

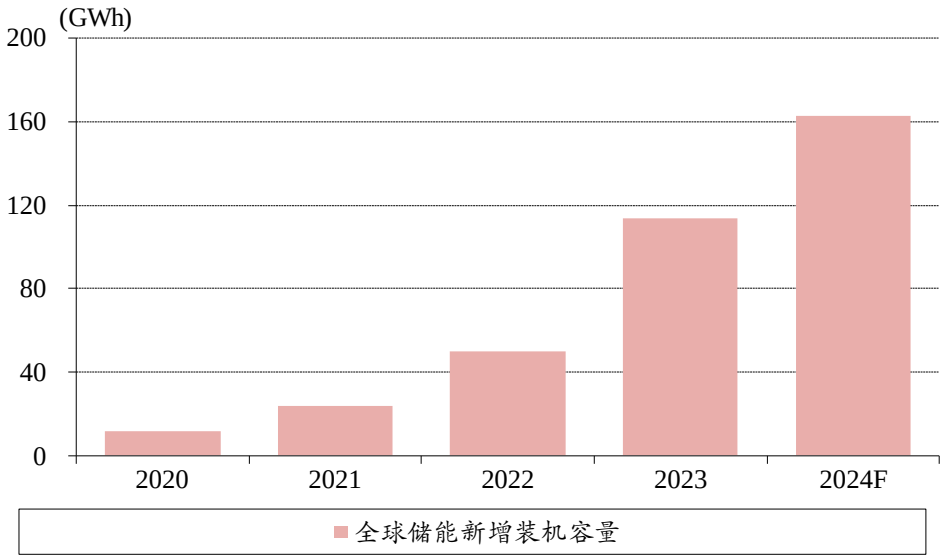
图表 75.2024Q1-Q2 部分逆变器企业业绩变化趋势



资料来源：锦浪科技公告，德业股份公告，中银证券

全球储能装机需求有望保持增长：根据 TrendForce 预测，预计 2024 年全球储能新增装机有望达 70GW/163GWh，同比增长 36%/43%，保持高增，与 2023 年 115%/133%的增速相比，增幅明显大幅放缓。分区域来看，2024 年亚洲储能新增装机将达 83GWh，同比增长 44%；美洲储能新增装机达 43GWh，同比增长 44%；欧洲储能新增装机有望达 30GWh，同比增长 45%；中东非市场储能新增装机达到 7.5GWh，同比增长 27%。

图表 76.2021-2024 年全球储能装机需求预测



资料来源：Trendforce，中银证券

投资建议

光伏方面，需求端，全球能源清洁化大势不改，光伏装机规模保持稳步提升；供给端，产能与需求错配导致产业链价格大幅下跌，行业面临较大盈利压力，亟需淘汰落后产能。分环节来看，硅料环节将凭借自身陡峭成本曲线或于 24 年底率先出清，颗粒硅或将凭借自身低电耗、低成本、低碳排等核心优势扩大在头部硅片厂采购占比，并推动硅料、硅片环节竞争格局重塑；电池、组件环节盈利较弱，从新增需求角度，在中东、北非等新兴细分市场领先的光伏企业或盈利超预期。辅材方面，玻璃、胶膜竞争格局较优，且盈利基本触底。新技术方面，HJT，xBC 等市占率有望逐步提升。建议优先布局：1）可推动硅料、硅片等领域成本下降的新技术企业；2）在 HJT 电池生产设备环节与在电镀铜、银包铜浆料等方面进度领先的企业；3）在电池新技术方面宽口径储备的龙头企业。推荐晶科能源、晶澳科技、隆基绿能、通威股份、天合光能、阳光电源、锦浪科技、德业股份、固德威、福斯特、福莱特、迈为股份、美畅股份，建议关注协鑫科技、阿特斯、聚和材料、TCL 中环、大全能源、芯能科技、横店东磁、禾迈股份、昱能科技等。

储能方面，全球储能新增规模继续保持高速增长，全年需求无忧。随着锂电池价格下跌至较低水平，储能经济性进一步凸显，也带动了以锂电池为代表的新型储能占比进一步提升，相关企业能够直接受益。分区域来看，国内储能招标量维持较高水平，独立储能占比进一步提升。此外，国内储能电池出口保持高速增长，带动相关企业出货量保持提升；海外方面，美国大储装机延续高增长，叠加降息预期，我们预计全年装机超预期增长，欧洲户储去库渐进尾声，南美、北非等新兴市场逐步起量。建议优先布局国内大储订单能力强且具备成本优势的企业，以及具备海外渠道且盈利确定性较强的逆变器与集成环节。推荐阳光电源、德业股份、固德威、锦浪科技、派能科技、盛弘股份、金盘科技等，建议关注艾罗能源、芯能科技、南网能源、金冠电气、科士达、新风光、科林电气等。

风险提示

价格竞争超预期：光伏产业链以及储能系统集成环节有产能过剩的隐忧，如价格竞争出现超预期的情况，或对光伏与储能产业环节盈利能力造成不利影响。

原材料价格出现不利波动：光伏组件后续盈利能力的修复以及储能装机需求的释放在一定程度上依赖于原辅材料成本的下降，如材料成本的下降幅度与速度不达预期，后续组件企业的盈利能力以及储能企业的出货量将受到负面影响。

国际贸易摩擦风险：对海外市场的出口是中国光伏与储能制造企业销售的主要组成部分，如后续国际贸易摩擦超预期升级，可能会对相关企业的销售规模和业绩产生不利影响。

技术迭代风险：目前光伏电池片环节存在较明确的技术路线迭代预期，储能行业部分环节也存在多种技术路线，如电池组件一体化企业或储能制造企业的战略决策在技术迭代过程中出现失误，可能会面对存量固定资产的减值风险。

新技术性价比不达预期：电池新技术对现有技术路线替代的核心因素是性价比，包含转换效率提升与成本降低两个大方向，如任何一个方向未来进度不达预期，均会对新型电池技术的整体性价比造成影响，进而延后新型电池技术的大规模产业化进程。

新能源政策风险：目前光伏与储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，可能影响行业整体需求，从而对制造产业链整体盈利能力造成压力。

消纳风险：随着我国光伏、风电装机容量的提升，其发电出力的不连续性对电网造成的消纳压力逐步增大，如电网企业限制后续新能源发电的新增消纳空间，将对新能源发电需求造成不利影响。

附录图表 77. 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)	2023A	2024E	2023A	2024E	(元/股)
002459.SZ	晶澳科技	买入	10.46	346.19	2.13	0.70	4.92	14.94	10.32
601012.SH	隆基绿能	买入	14.22	1077.60	1.42	0.54	10.02	26.33	8.92
688599.SH	天合光能	买入	16.72	364.39	2.54	2.55	6.59	6.56	14.42
300751.SZ	迈为股份	买入	103.45	288.83	3.27	4.70	31.60	22.01	26.45
300861.SZ	美畅股份	买入	18.73	89.91	3.31	1.16	5.66	16.15	13.82
300763.SZ	锦浪科技	买入	64.63	258.96	1.95	3.92	33.23	16.49	19.45
688676.SH	金盘科技	买入	38.47	175.79	1.10	1.83	34.83	21.02	7.60
603806.SH	福斯特	增持	14.80	386.09	0.71	1.36	20.87	10.88	8.33
601865.SH	福莱特	增持	17.49	377.10	1.17	1.52	14.90	11.51	9.52
688223.SH	晶科能源	增持	7.02	702.37	0.74	0.45	9.44	15.60	3.45
300274.SZ	阳光电源	增持	66.50	1378.69	4.55	7.00	14.61	9.50	20.06
605117.SH	德业股份	增持	96.90	618.33	2.81	5.22	34.52	18.56	13.31
688390.SH	固德威	增持	59.50	144.34	3.51	4.06	16.94	14.66	17.15
300693.SZ	盛弘股份	增持	20.76	64.58	1.29	1.61	16.03	12.89	5.04
688472.SH	阿特斯	未有评级	9.11	336.00	0.79	0.95	11.57	9.55	5.95
688503.SH	聚和材料	未有评级	26.99	65.32	1.83	4.38	14.78	6.17	28.39
002129.SZ	TCL 中环	未有评级	8.36	338.00	0.84	0.53	9.89	15.74	10.04
688303.SH	大全能源	未有评级	19.46	417.40	2.69	1.09	7.24	17.93	20.62
002056.SZ	横店东磁	未有评级	12.16	197.81	1.12	1.22	10.89	9.99	5.43
688032.SH	禾迈股份	未有评级	128.19	158.65	4.14	6.86	31.00	18.69	77.24
688348.SH	昱能科技	未有评级	47.90	74.86	1.41	3.11	33.99	15.40	32.78
688063.SH	派能科技	未有评级	40.99	100.57	2.10	6.03	19.50	6.80	54.05
688717.SH	艾罗能源	未有评级	72.43	115.89	6.65	3.60	10.89	20.13	27.33
603105.SH	芯能科技	未有评级	7.90	39.50	0.44	0.68	17.94	11.62	3.92
003035.SZ	南网能源	未有评级	4.22	159.85	0.08	0.13	51.44	32.89	1.80
688517.SH	金冠电气	未有评级	12.84	17.54	0.59	0.79	21.70	16.25	5.87
002518.SZ	科士达	未有评级	17.22	101.05	1.44	1.60	11.95	10.79	7.43
688663.SH	新风光	未有评级	20.13	28.17	1.18	1.62	17.01	12.46	9.41
603050.SH	科林电气	未有评级	26.24	71.51	1.10	/	23.91	/	7.25

资料来源：iFinD，中银证券

注：股价截止日 2024 年 8 月 2 日，未有评级公司盈利预测来自 iFinD 一致预期

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