

强于大市

新能源发电行业 2024 年度策略

乱云飞渡仍从容，无限风光在险峰

风电已招标项目存量充沛，海外与海上需求为行业持续增长注入动力，2024年建议优先配置后续增长潜力较大的海上风电环节，受益于海外需求向好的出海标的，存在自身 alpha 的国产化替代与渗透率提升的环节。光伏产业链持续降价有望刺激终端需求，优质供给或推动供需再平衡；老旧产能出清过程中产业链价格提升空间有限，建议优先配置具备成本优势的一体化龙头标的、具备技术优势且行业格局较优的相关标的；维持行业强于大市评级。

支撑评级的要点

- **风电整体需求稳健增长，海风建设有望加速：**短期而言，风电已招标未并网项目存量仍有提升，2024年新增风电装机量仍有较大上行空间；长期而言，中美联合发布阳光之乡声明，有望支撑2023-2030年间年均风电新增装机量达到91.36GW。我们预计2023-2025年国内新增风电装机分别约60GW、75GW、90GW，同比增速分别约59.45%、25.00%、20.00%。考虑到各省出台的“十四五”海风新增装机规划已经超过65GW，而2021-2022年海上风电新增装机量仍然较为有限，我们预计海上风电中期需求仍然呈现向好态势，2023-2025年国内新增海风装机有望分别达到7GW、12GW、15GW，同比增速分别约38.56%、71.43%、25.00%。
- **“海上+海外”需求为行业持续增长注入动力：**海上方面，深远海项目逐步开展前期准备工作，支撑行业长期想象空间；同时2023年下半年开始，海风项目阻碍陆续解决，2024年新增装机量同比增速预计较高，海缆、桩基等海风产业链环节有望受益于终端需求的向好，提前布局广东、山东等需求旺盛地区的企业或更加受益。海外方面，欧洲提高海风规划量，美国海风开发有望启动，带动海外风电市场空间增长，伴随我国风电供应商海外认可度的逐步提升，出口或成为业内厂商业绩新增长点。
- **光伏发电经济性提升是2024年装机量提升的根本动力：**COP28期间，近120个国家签署《全球可再生能源和能源效率承诺》，目标2030年全球可再生能源发电装机至少达到11TW，光伏长期需求的空间基本明确。根据我们测算，在目前产业链价格之下，若光伏发电保障性上网，光伏电站项目IRR超15%，即使考虑配备储能、保障收购小时数下降等变量，光伏电站项目IRR超6%。展望2050年，几乎全球所有国家的光伏、风电都有望成为最低成本的电力能源。我们预计2024-2025年全球光伏装机需求分别约490GW、605GW，同比增速分别约24%、23%，其中国内需求分别为230GW、265GW，同比增速分别为15%、15%。
- **光伏整体供给充沛，优质供给或推动供需再平衡：**2023年末光伏产业链主产业链各环节产能均超过900GW，远超2024年直流侧600GW需求，中低端产能过剩风险需高度关注。相对PERC组件而言，TOPCon组件具备效率优势，且受产业链降本驱动，TOPCon组件价格与PERC组件价格不断趋近，且截至2023年末已有超过500GW的TOPCon电池片产能投产/计划投产。我们认为，光伏行业将进入新旧产能交替期，高效TOPCon组件或推动老旧产能出清，优质产能或重新建立价格体系。

投资建议

- 风电方面，2023年底已招标未并网项目存量较为充沛，为后续装机量的较高增长提供指引。2024年建议优先配置后续增长潜力较大的海上风电环节，受益于海外需求向好的出海标的，存在自身 alpha 的国产化替代与渗透率提升的环节。光伏方面，产业链持续降价有望刺激终端需求，优质供给或推动供需再平衡。老旧产能出清过程中产业链价格提升空间有限，建议优先配置具备成本优势的一体化龙头标的、具备技术优势且行业格局较优的相关标的。

评级面临的主要风险

- 价格竞争超预期；原材料价格波动；国际贸易摩擦风险；技术迭代风险；大型化降本不达预期；政策不达预期；消纳风险；投资增速下滑。

相关研究报告

《电力设备与新能源行业 12 月第 3 周周报》
20231217

《快充系列报告之一》20231217

《电力设备与新能源行业 12 月第 2 周周报》
20231210

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

联系人：许怡然

yiran.xu@bocichina.com

一般证券业务证书编号：S1300122030006

联系人：顾真

zhen.gu@bocichina.com

一般证券业务证书编号：S1300123020009

目录

风电：双海市场为行业持续增长注入动力	5
需求稳健增长，格局逐步优化.....	5
海上风电有望迎来高速增长，海缆、桩基等环节受益.....	9
海外市场空间广阔，国内整机厂商出海认可度逐步提升.....	12
新技术渗透率或逐步提升，打开增量空间.....	14
光伏：需求结构优化，聚焦优质供给	18
需求展望：国内、海外共同推进，地面电站需求有望快速增长.....	18
产业链：优质供给或推动产业链供需再平衡.....	25
新技术：新技术百花齐放，综合经济性为新技术放量关键.....	34
投资建议	35
风险提示	36

图表目录

图表 1. 2019-2023 年国内风电月度并网情况	5
图表 2. 2014-2023 年季度国内风电公开招标情况	5
图表 3. 国内风电年新增装机量预测	6
图表 4. 2017-2022 年国内主机厂商市场份额	7
图表 5. 2023 年 1-10 月国内整机厂商中标份额	7
图表 6. 金风科技月度公开投标均价	7
图表 7. 陆上风电含塔筒项目中标均价	8
图表 8. 陆上风电不含塔筒项目中标均价	8
图表 9. 近期招标的海上风电项目风机价格	8
图表 10. 海上风电项目内部收益率敏感性分析	8
图表 11. 部分深远海项目规划方案	9
图表 12. “十四五”期间主要省份海上风电装机规划量	9
图表 13. 近期重点省份海上风电项目进展	10
图表 14. 2023 年各省海上塔筒桩基供需情况	10
图表 15. 2024 年各省海上塔筒桩基供需情况	10
图表 16. 第一、二梯队海缆企业近期 220kV 海缆中标	10
图表 17. 第一梯队海缆企业技术布局	11
图表 18. 第一梯队海缆海外拿单情况	11
图表 19. 2023 年各省海缆供需情况	11
图表 20. 2024 年各省海缆供需情况	11
图表 21. 2030 年欧洲及其主要国家风电装机规划	12
图表 22. 欧洲风电装机刺激政策	12
图表 23. 美国已进入流程的海上风电项目容量	13
图表 24. GWEC 预测海外各地区 2023-2025 年风电装机	13
图表 25. 海外主要国家已规划总装机容量	13
图表 26. 国内整机厂商海外订单获取情况	14
图表 27. 2023H1 风电产业链部分上市公司海外收入占比情况	14
图表 28. 国内漂浮式示范项目统计	15
图表 29. 风电轴承分类与国产化情况	15
图表 30. 我国主要轴承生产商技术进展	16
图表 31. 滚子市场主要参与者	16
图表 32. 第三方专业化滚子厂商客户开拓进展	16
图表 33. 电动变桨与液压变桨主要技术特征对比	17
图表 34. 国内地面电站组件价格与年利用小时数的敏感性分析	18
图表 35. 2022 年至今国内光伏月度新增装机量	18
图表 36. 2022 年至今组件签单价格	19

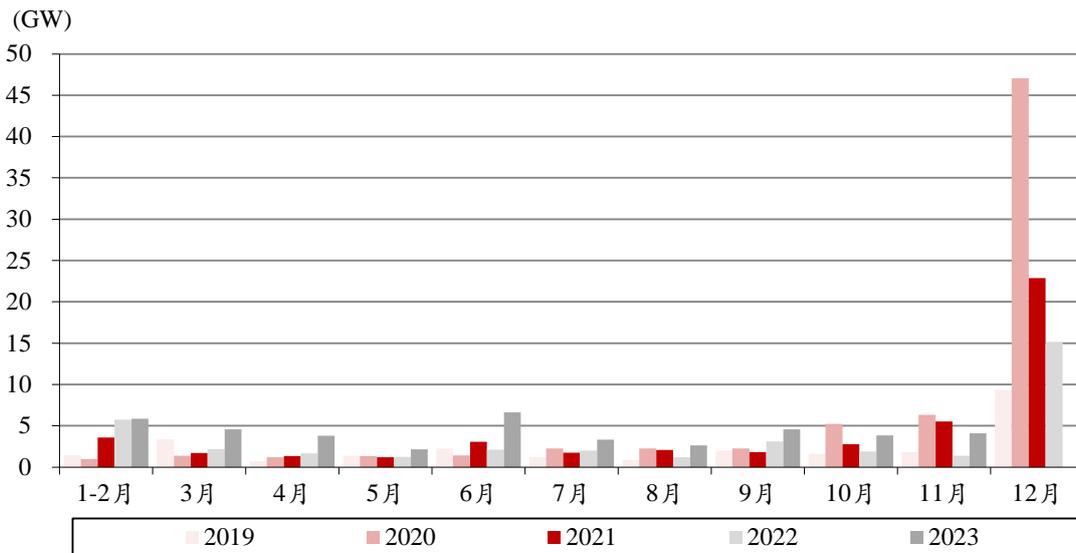
图表 37. 2022 年新增光伏装机占比.....	19
图表 38. 2023 年 Q1-Q3 新增光伏装机占比	19
图表 39. 我国光伏地面电站收益率对光伏利用率、上网电价敏感性分析.....	19
图表 40. 新型电力系统“三步走”发展路径.....	20
图表 41. 国内光伏组件月度定标量与定标均价.....	21
图表 42. 2022 年 1 月-2023 年 10 月中国组件出口欧洲规模 (GW)	22
图表 43. 2020 年-2023 年法国电价.....	22
图表 44. 2020 年-2023 年德国电价.....	22
图表 45. 欧洲光伏项目收益率敏感性分析.....	22
图表 46. 美国光伏收益率对基准利率敏感性分析.....	23
图表 47. 2022 年美国电力结构.....	23
图表 48. 2035 年美国电力结构预测.....	23
图表 49. 2010-2022 年各类型电源发电成本变化趋势	24
图表 50. 2012-2025E 全球光伏新增装机预测.....	24
图表 51. 2022-2027 光伏产业链各环节产能	25
图表 52. 2022 年至今多晶硅价格.....	26
图表 53. 2022-2025 年全球硅料产能、产量预测	26
图表 54. 2023 年末我国主要企业硅料产能及成本概算.....	27
图表 55. 海外硅料产能	27
图表 56. 2022 年至今 182mm 单晶硅片价格	28
图表 57. 光伏产业链各环节产能.....	28
图表 58. 2023 年硅片月产量	28
图表 59. 2022 年至今电池片价格.....	29
图表 60. 2023 年 11 月我国已量产 TOPCon/HJT 电池产能.....	29
图表 61. 2023 年末我国 TOPCon 电池产能统计.....	30
图表 62. 2022 年至今 PERC/TOPCon/HJT 组件价格.....	30
图表 63. 2023 年以来 TOPCon-PERC 组件差价	31
图表 64. 海外组件产能规模.....	31
图表 65. 美国光伏产业链规划产能.....	31
图表 66. 2022 年至今我国出口印度组件规模.....	32
图表 67. 2022 年至今我国出口印度电池片规模.....	32
图表 68. 反规避调查重要时间节点及事件.....	33
图表 69. 2022-2030 年各种电池技术平均转换效率变化趋势	34
附录图表 70. 报告中提及上市公司估值表.....	37

风电：双海市场为行业持续增长注入动力

需求稳健增长，格局逐步优化

2023年1-10月新增并网量同比实现较快增长：根据国家能源局数据，2023年1-11月我国风电新增并网容量达到41.39GW，同比增长65.67%。在大型化产能瓶颈、以及运输阻碍解除后，2023年终端需求整体呈现稳中向好的态势。若国内风电装机能够在12月延续此前较好的同比增长态势，2023年全年国内风电新增装机量或有望超过60GW。

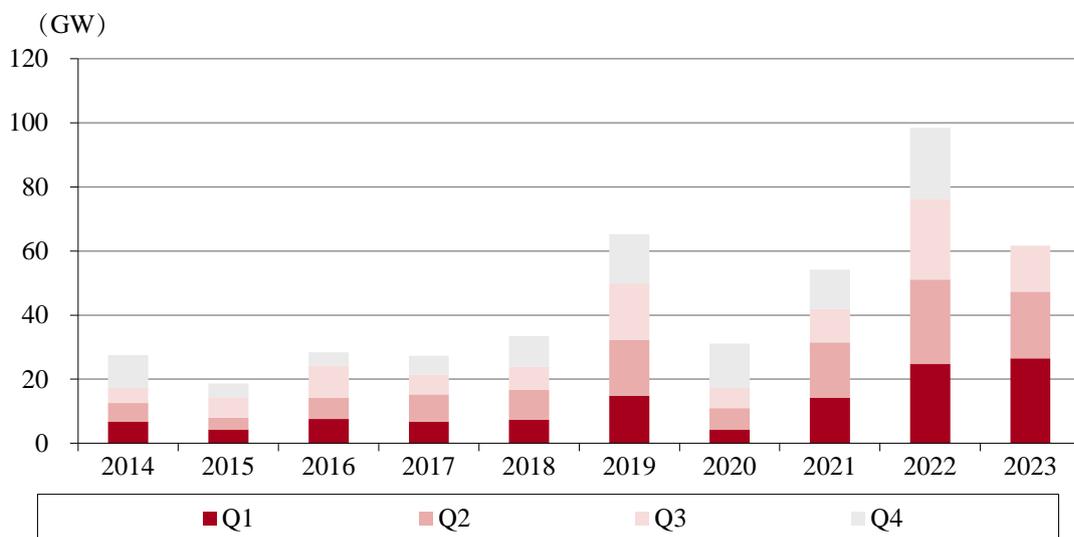
图表 1. 2019-2023 年国内风电月度并网情况



资料来源：国家能源局，中银证券

新增招标量稳定在较高水平，国内风机已招标未并网项目存量持续上行：根据金风科技业绩展示材料，2023年前三季度，国内公开招标市场风电新增招标量为61.70GW，同比下降19.13%；但考虑到2023年前三季度国内风电新增并网量仅为33.48GW，仅占同期新增招标量的54.26%，我们认为当前已招标未并网项目存量仍有提升，2024年新增风电装机量仍有较大上行空间。

图表 2. 2014-2023 年季度国内风电公开招标情况

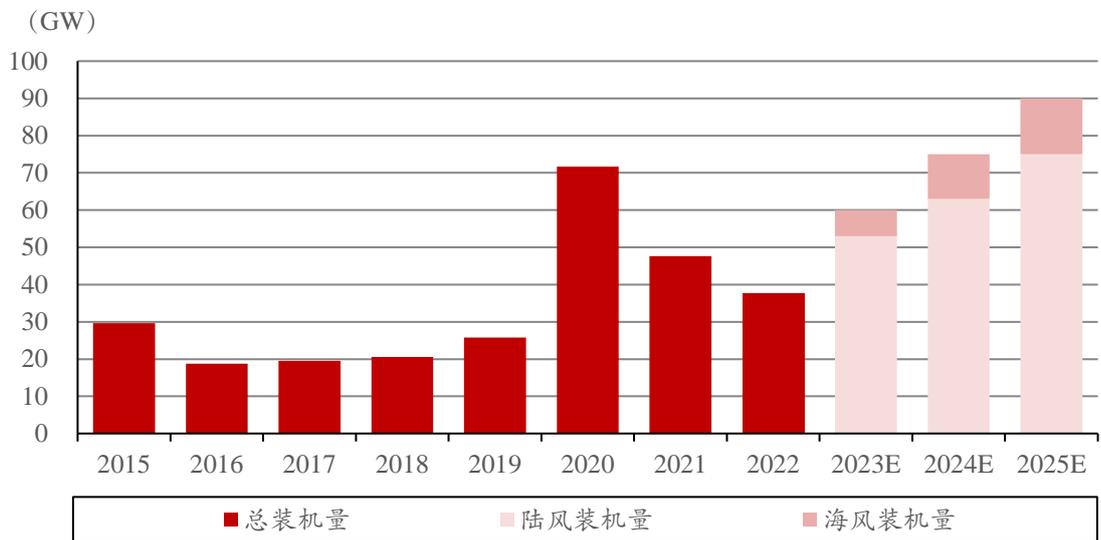


资料来源：金风科技业绩展示材料，中银证券

中美联合发布阳光之乡声明，为需求的中长期稳健增长提供指引：2023年11月15日，中美两国发表关于加强合作应对气候危机的阳光之乡声明，争取到2030年全球可再生能源装机增至三倍，并计划从现在到2030年，在2020年水平上充分加快两国可再生能源部署。根据国家能源局数据，截至2022年我国存量风电装机量为365.44GW，若要实现阳光之乡目标，则2030年我国风电存量装机量需要达到1,096.32GW，对应2023-2030年间年均风电新增装机量91.36GW，CAGR14.23%，为需求的中长期稳健增长提供指引。

风电装机量预期维持高位，海上风电中长期复合增速较高：在风机价格超预期下降、陆上风电经济性充分显现的情况下，当前国内风电已招标未并网项目存量持续增长，指引后续装机需求增速提升，海上风电经济性加速体现则有望进一步增厚“十四五”中后期需求。我们预计2023-2025年国内新增风电装机分别约60GW、75GW、90GW，同比增速分别约59.45%、25.00%、20.00%。考虑到各省出台的“十四五”海风新增装机规划已经超过65GW，而2021-2022年海上风电新增装机量仍然较为有限，我们预计海上风电中期需求仍然呈现向好态势，2023-2025年国内新增海风装机有望分别达到7GW、12GW、15GW，同比增速分别约38.56%、71.43%、25.00%。

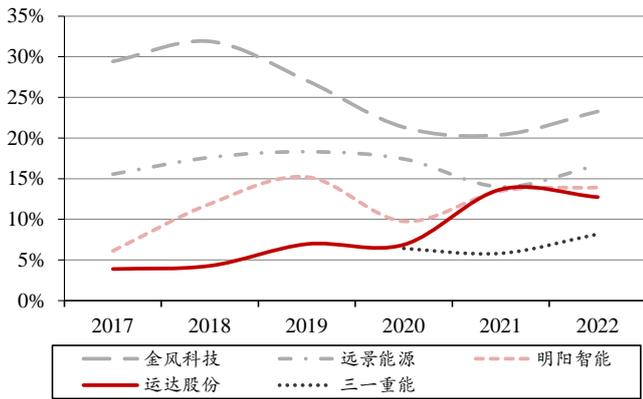
图表 3. 国内风电年新增装机量预测



资料来源：国家能源局，中电联，中银证券

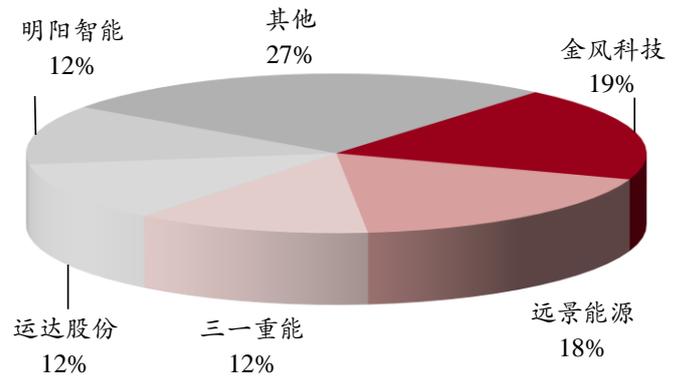
风电整机存在“头部集中”趋势，成本控制与质量保障或成为竞争格局优化的核心抓手：根据风电新闻网统计，截至2023年10月，国内整机厂商中标份额中，排名前五的厂商占比达到73.72%，排名前十的厂商占比达到98.29%，行业集中度稳定在较高状态。风电行业正向大型化、规模化趋势发展，在加快推动制造成本下行的同时，抬升了技术门槛，在资金实力、技术研发、质量管控等方面具备优势的企业有望在竞争市场中进一步扩大市场份额，部分订单获取与成本控制能力较弱的企业或将迎来出清，行业整体盈利能力或将迎来拐点。

图表 4. 2017-2022 年国内主机厂商市场份额



资料来源: BNE, 中银证券

图表 5. 2023 年 1-10 月国内整机厂商中标份额



资料来源: 中国风电新闻网, 中银证券

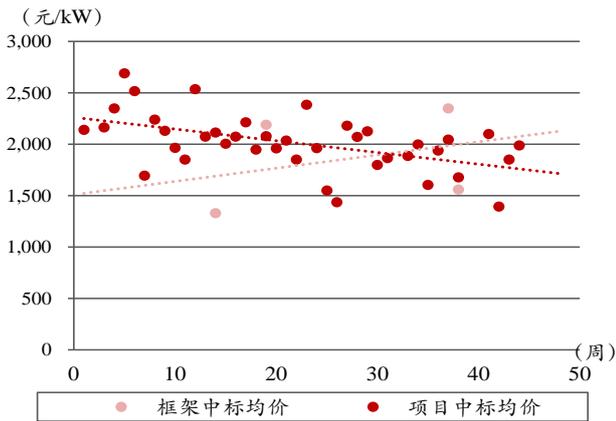
陆上风机中标价格逐步趋稳: 根据金风科技统计, 2023 年 9 月, 全市场风电整机商风电机组投标均价为 1,553 元/kW, 相比 2022 年 9 月的 1,808 元/kW 下降 14.10%, 但结合今年以来的风机投标中标均价的月度与周度变化趋势, 我们观察到, 自 2023 年 3 月以来, 风机投标均价达到并稳定在 1,500-1,700 元/kW 的价格区间内, 价格下跌趋势有所放缓。经我们的测算, 在风电单位综合成本 5.00 元/W, 年有效利用小时数 2,050 小时, 上网电价 0.36 元/kWh 的水平下, 陆风项目 IRR 已经可以达到 12.51%, 高于一般风电项目 8% 的投资回报率要求, 经济性尤为突出, 风电运营商降本诉求较低, 有利于整机厂价格维稳。

图表 6. 金风科技月度公开投标均价



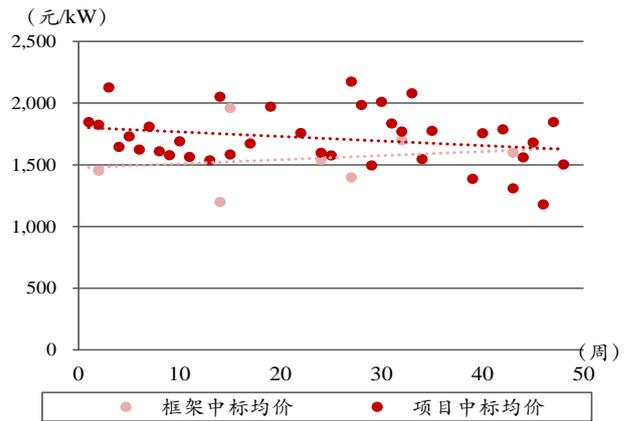
资料来源: 金风科技业绩展示材料, 中银证券

图表 7. 陆上风电含塔筒项目中标均价



资料来源：北极星电力网，龙船风电网，风电之音，风电头条，中银证券

图表 8. 陆上风电不含塔筒项目中标均价



资料来源：北极星电力网，龙船风电网，风电之音，风电头条，中银证券

海风项目 IRR 尚有提升空间，中标价格仍在稳步下行：2022 年以来，伴随海上风电国家补贴到期，海上各环节价格逐步下降，以刺激无补贴情景下的装机需求释放。根据我们的不完全统计，2022 年新中标的海上风机均价已降至 3,859.13 元/kW，而 2023 年新增的项目、框架海风中中标均价分别下降至 3,562.88 元/kW、2,863.66 元/kW，相比 2022 年新增中标项目均价分别下降 7.68%、25.80%，指引明后年交付的海上风机价格持续下行的趋势。在此情况下，我们预期海上风电综合成本有望在 2024 年下降至 10.0 元/W 左右，按照全国平均约 0.36 元/kWh 的上网电价、2,800 小时的年有效利用小时数测算，海上风电 IRR 有望达到 4.89%，经济性仍有待提升，仍存在降本动力。

图表 9. 近期招标的海上风电项目风机价格

项目类型	平均折合单价 (元/kW)	相比 2022 年新增中标项目均价下降幅度(%)
2022 年新增中标项目	3,859.13	-
2023 年新增中标项目	3,562.88	(7.68)
2023 年新增中标框架	2,863.66	(25.80)

资料来源：风芒能源，国际风力发电网，国际能源网，北极星风力发电网，中银证券

图表 10. 海上风电项目内部收益率敏感性分析

单位综合成本 (元/W)	年有效利用小时数 (h)									
	2,200	2,400	2,600	2,800	3,000	3,200	3,400	3,600	3,800	4,000
8.5	2.98%	6.34%	9.98%	14.09%	18.86%	24.36%	30.49%	37.12%	44.04%	51.02%
9.0	0.77%	3.72%	6.82%	10.15%	13.86%	18.07%	22.82%	28.07%	33.73%	39.68%
9.5	-1.08%	1.60%	4.35%	7.22%	10.29%	13.68%	17.45%	21.64%	26.21%	31.14%
10.0	-2.77%	-0.19%	2.32%	4.89%	7.56%	10.42%	13.52%	16.94%	20.69%	24.75%
10.5	-4.34%	-1.75%	0.59%	2.95%	5.36%	7.86%	10.52%	13.39%	16.52%	19.92%
11.0	-5.78%	-3.23%	-0.91%	1.28%	3.50%	5.77%	8.11%	10.61%	13.28%	16.17%
11.5	-7.11%	-4.62%	-2.29%	-0.18%	1.89%	3.99%	6.12%	8.34%	10.68%	13.18%
12.0	-8.34%	-5.91%	-3.60%	-1.49%	0.47%	2.44%	4.42%	6.44%	8.54%	10.75%
12.5	-9.50%	-7.11%	-4.85%	-2.72%	-0.80%	1.06%	2.92%	4.81%	6.73%	8.72%
13.0	-10.61%	-8.23%	-6.02%	-3.91%	-1.96%	-0.18%	1.59%	3.36%	5.15%	6.98%
13.5	-11.66%	-9.30%	-7.11%	-5.04%	-3.08%	-1.31%	0.38%	2.07%	3.76%	5.47%

资料来源：国家发改委，北极星风力发电网，中银证券

注：项目投资中自有资金占比 20%，贷款利率 4.65%，上网电价取全国平均 0.36 元/kWh

海上风电有望迎来高速增长，海缆、桩基等环节受益

需求：深远海项目支撑长期想象空间，短期阻碍逐步消除

长期：深远海项目陆续启动，支撑海上风电长期想象空间：我国海岸线辽阔，丰富的海上资源储备为我国海风产业链发展提供了较大空间。根据风能资源普查成果，我国 5-25m 水深、50m 高度海上风电开发潜力约 200GW；而 5-50m 水深、70m 高度海上风电开发潜力则约 500GW。当前，我国海上风电开发活动主要集中在近海海域，而伴随海上风电开发进程的加快，近海风能资源的开发或将逐步趋于饱和，深远海项目或为远期海风发展贡献主要增量。2023 年以来，广东、江苏、广西等沿海省份陆续启动了部分深远海项目的前期准备工作，根据我们的不完全统计，2023 年已启动竞配或前期工作的深远海风电开发项目容量合计超过 35GW，若后续更多省份项目陆续启动，或有望推动我国深远海规划加速落地，打开海风长期增长天花板。

图表 11. 部分深远海项目规划方案

省份	时间	相关文件/公告	相关表述
广东	2023 年 5 月	广东省 2023 年海上风电竞争配置工作方案	安排 16GW 国管海域预选项目参与竞配 遴选 8GW 示范项目开展前期工作
江苏	2023 年 9 月	江苏省深远海海上风电示范前期工作工程咨询项目测风设备公开询价、海洋环境影响评价专题（含鸟类影响评估）公开询价、波浪、潮位、潮流周年定点观测及秋冬季全潮水文观测公开询价	共计 5.8GW 深远海示范项目公开询价
广西	2023 年 9 月	广西深远海海上风电标段 I、标段 II 前期工作咨询服务项目招标公告	标段 I、标段 II 分别规划装机容量约 6.9GW、6.5GW 开启前期工作咨询服务招标

资料来源：风电头条，国际风力发电网，龙船风电网，中银证券

中期：“十四五”规划指引下，2024-2025 年海风建设有望加速推进：“十四五”规划期间，国内主要省份规划海上风电装机目标超过 65GW，而根据 GWEC 统计，2021-2022 年我国新增海风装机量仅 21.95GW，距离目标装机量仍有超过 40GW 的距离，若要在 2025 年末实现上述目标，2023-2025 年我国海风年均新增装机量须达到 14.55GW，为海上风电的中期建设开发提供动力。

图表 12. “十四五”期间主要省份海上风电装机规划量

省份	装机目标	相关文件	具体表述
广东	17.0GW	广东省能源发展“十四五”规划	“十四五”时期新增海上风电装机容量约 1700 万千瓦
江苏	9.1 GW	江苏省“十四五”海上风电规划环境影响评价第二次公示	“十四五”期间，江苏省规划的海上风电场址共计的 28 个，规划装机容量 909 万千瓦
浙江	4.5 GW	浙江省可再生能源发展“十四五”规划	“十四五”期间，全省海上风电力全新增装机容量 450 万千瓦以上
山东	10.0 GW	山东省可再生能源发展“十四五”规划	到 2025 年，山东省海上风电力争开工 1000 万千瓦、投运 500 万千瓦
辽宁	3.8 GW	辽宁省“十四五”海洋发展规划的通知	到 2025 年力争海上风电累计并网装机容量达到 4050 兆瓦
广西	3.0 GW	广西战略性新兴产业发展三年行动方案	“十四五”期间将力争核准海上风电 800 万千瓦以上，投产 300 万千瓦
福建	4.1 GW	福建省海上风电场工程规划	“十四五”期间增加并网装机 410 万千瓦
海南	12.3 GW	海南省“十四五”海上风电规划	“十四五”期间海南省规划开发建设 1230 万海上风电项目
上海	1.8GW	上海市能源发展“十四五”规划	“十四五”期间力争新增规模 1.80GW
合计			65.6 GW

资料来源：北极星电力网，中天科技年报，中银证券

短期：2023 年下半年海风项目阻碍陆续解决，2024 年新增装机量同比增速预计较高：2023 年 9 月以来，江苏大丰、龙源射阳海风项目获核准批复，开启了全省停滞近一年半的招标审批流程；此外，广东青洲五七、帆石一海风项目积极推进海域使用权论证。上述变化均显示出此前期阻碍部分沿海省份海风进程的航道等问题已陆续得到解决，此前积压的规划容量有望加快释放，预计 2024 年新增并网量有望达到 12GW，同比增长 71.43%。

图表 13. 近期重点省份海上风电项目进展

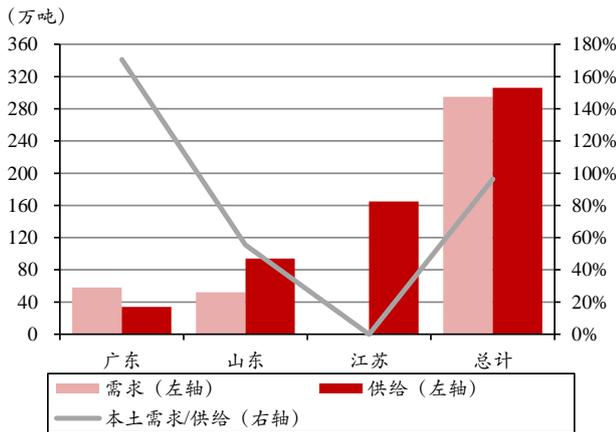
时间	省份	项目	进展
2023 年 9 月	江苏	国能龙源射阳 100 万千瓦海上风电项目	核准
2023 年 10 月	广东	中广核阳江帆石一海上风电项目	海域使用二次补充论证报告中标公示
2023 年 11 月	江苏	国信大丰 85 万千瓦海上风电项目	核准
2023 年 11 月	广东	三峡阳江青洲五七 200 万千瓦海上风电项目	海域使用论证报告书提交

资料来源：江苏省发改委，东方风力发电网，国际风力发电网，中银证券

桩基：供需关系维持合理，终端需求向好带动市场空间提升

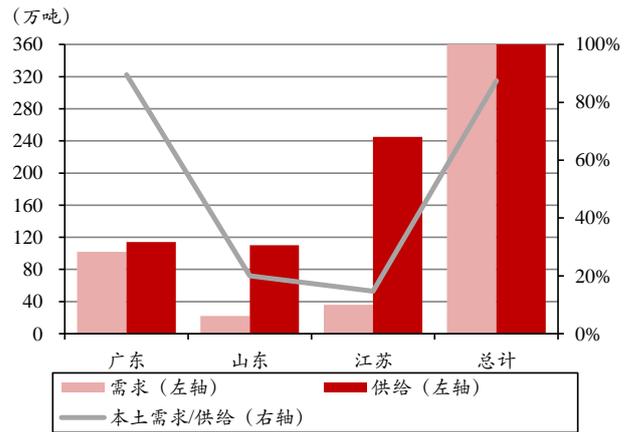
海上塔筒桩基整体供应仍较为宽松，提前布局海风新市场的企业有望受益于需求结构变化：根据当前项目招标情况，我们对 2023-2024 年的塔筒桩基需求进行测算。假设桩基单位用量约 20 万吨/GW，2023-2024 年，我国海上风电对应的桩基需求量分别约为 295 万吨、448 万吨，分别占到 6 家塔筒桩基上市公司（天顺风能、大金重工、海力风电、泰胜风能、天能重工、润邦股份）当年合计产能的 96% 和 87%；而考虑到部分产能将用于加工出口产品，实际供需格局可能更优。此外，尽管海上塔筒桩基采用水路运输后，经济运输半径方面的限制相比陆上塔筒有所弱化，但由于桩基企业通常与产能所在地的政府、业主合作更为密切，我们认为，在需求较好的地区具备产能布局的企业仍然拥有一定属地优势。因此，我们拆分梳理了各省项目招标情况与本土产能，并对比了各地区的本土产能供需情况，发现广东、山东地区需求旺盛，预计当地海风塔筒桩基产能有望维持较高的开工率。

图表 14. 2023 年各省海上塔筒桩基供需情况



资料来源：公司公告，北极星电力网，龙船风电网，中银证券

图表 15. 2024 年各省海上塔筒桩基供需情况



资料来源：公司公告，北极星电力网，龙船风电网，中银证券

海缆：技术与业绩壁垒较高，行业产能利用率有望回升

新进入者陆续突破进入壁垒，竞争格局或有所分散：相比风电其他零部件环节，海缆环节对技术与质量的要求通常更高，因此在竞标过程中，业主通常不会刻意追求海缆环节的低价竞标，而是对技术质量有着较高要求，业主通常要求供应商具备一定历史业绩，因此在过去较长一段时间内，国内海缆行业形成了以东方电缆、中天科技、亨通光电为代表的头部企业聚集度较高的格局；而近几年，部分第二梯队企业亦凭借属地资源等成功突破高压海缆的进入壁垒，预期后续行业参与者将有所增多，竞争格局或有所分散。

图表 16. 第一、二梯队海缆企业近期 220kV 海缆中标

公司名称	中标 220kV 海缆项目	中标时间
东方电缆	浙能台州 1 号海上风电工程项目	2022/11/1
亨通光电	龙源射阳 100 万千瓦海上风电项目 220kV 海缆采购	2022/11/20
中天科技	国华渤中 B2 场址海上风电项目 220kV 海缆设备及敷设施工采购	2022/9/13
汉缆股份	大唐汕头南澳勒门 I 海上风电场项目 220kV、35kV 海缆及附件采购	2022/3/15
宝胜股份	长乐外海海上风电厂 C 项目 220KV 海底光电复合缆及附件采购	2020/9/8
起帆电缆	华能山东半岛北 BW 场址海上风电项目 220kV 海底光电复合电缆及附件采购	2023/3/6

资料来源：北极星电力网，中银证券

头部企业综合实力突出，在海外市场与高压技术方面的布局仍然领先：尽管当前部分后进入者已成功取得 220kV 送出海缆订单，但头部企业的技术积累仍然相对突出，部分厂商已经具备 500kV 交流海缆、±535kV 或±525kV 直流海缆的生产与交付能力。后续伴随风电场容量提升与离岸距离加长，更高电压等级的交流海缆与直流海缆市占率将有所提升，具备上述技术布局的企业将在这一技术迭代过程中保有先发优势。同时伴随近年来海外需求的向好，头部企业亦陆续斩获东南亚、欧洲等地区的订单，后续有望逐步凭借自身品牌效应提升全球市场范围内的市占率。

图表 17. 第一梯队海缆企业技术布局

公司名称	高压海缆生产能力
东方电缆	500kV 及以下交流海缆、±535kV 及以下直流海缆
亨通光电	500kV 及以下交流海缆、±535kV 及以下直流海缆
中天科技	220kV 及以下交流海缆、±525kV 及以下直流海缆

资料来源：公司公告，中银证券

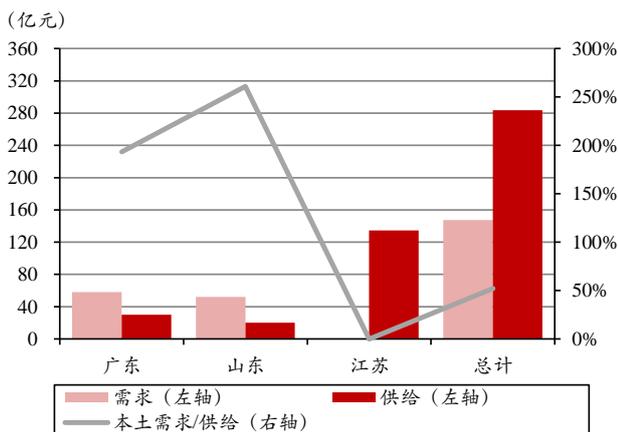
图表 18. 第一梯队海缆海外拿单情况

公司	项目	金额	国家
中天科技	Baltica 2 海上风电项目 275kV 高压交流海底光电复合缆以及配套附件	12.09 亿元	丹麦
	66kV 海缆总承包项目	7.02 亿元	缅甸
东方电缆	Baltica 2 海上风电项目 66kV 海缆及配套附件	3.50 亿元	丹麦

资料来源：公司公告，中银证券

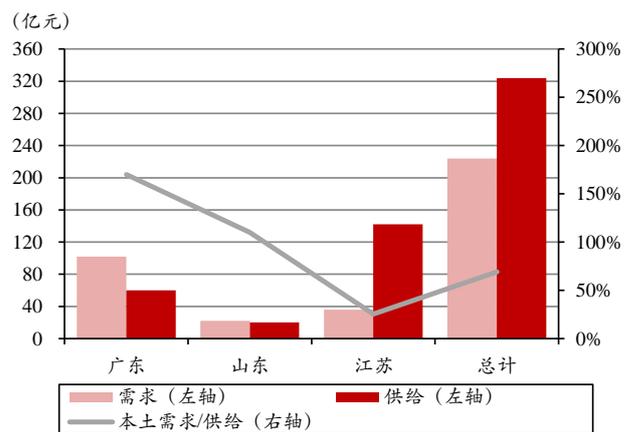
2024 年海缆行业产能利用率或有望回升：我们测算并比较了海风项目需求与 7 家上市海缆企业（东方电缆、中天科技、亨通光电、汉缆股份、宝胜股份、起帆电缆、太阳电缆）的本土产能情况，测算得到，2023-2024 年国内海缆需求分别约为 147 亿元、224 亿元，分别占到 7 家上市海缆企业合计产能的 52% 和 69%，伴随需求的向好，2024 年海缆行业整体产能利用率或有望显著提升。此外，由于在海缆的竞标过程中，产能布局更贴近需求地的厂商通常更具优势，我们也分省份统计了海缆的供需关系，发现 2023-2024 年广东、山东地区项目对应的海缆需求均超过了当地产能的供应能力，因此在当地亦有布局的企业开工率预计可以维持在较高水平，同时江苏地区需求有望在 2024 年开始修复，亦会利好当地产能。

图表 19. 2023 年各省海缆供需情况



资料来源：各公司公告，北极星电力网，龙船风电网，中银证券

图表 20. 2024 年各省海缆供需情况



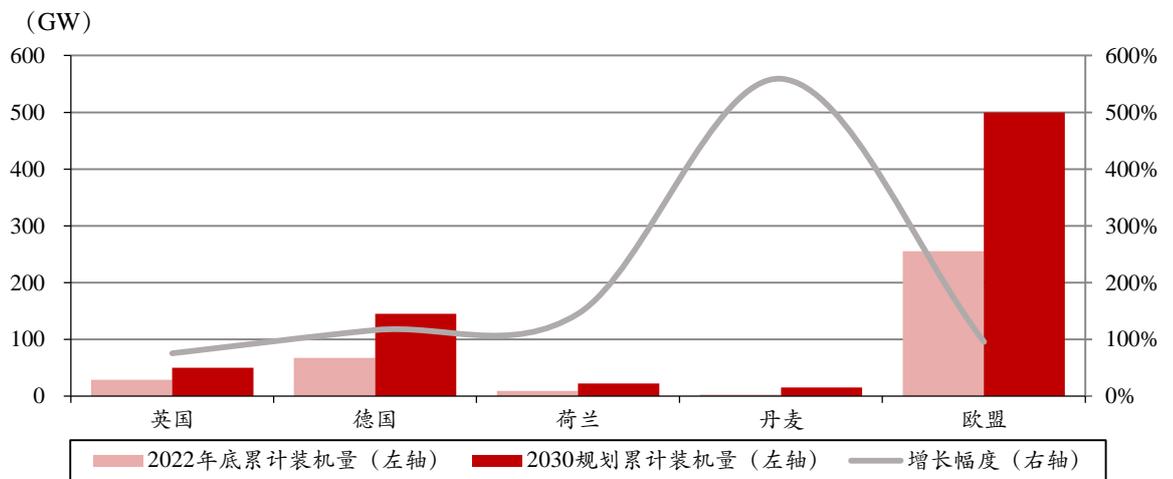
资料来源：各公司公告，北极星电力网，龙船风电网，中银证券

海外市场空间广阔，国内整机厂商出海认可度逐步提升

欧美加速风电装机，海外市场空间有望持续提升

欧洲提高海风规划装机容量，市场空间广阔：根据 GWEC 统计数据，截至 2022 年底，欧洲风电累计装机容量为 255.48GW，其中海上风电 30.27GW、陆上风电 225.20GW。为支持欧洲风电产业发展，欧盟及其主要国家装机规划一再提速，2023 年 10 月，欧盟委员会发布《欧洲风电行动计划》(European Wind Power Action Plan)，该计划提出，为实现欧盟最近在可再生能源指令中提出的到 2030 年可再生能源占比至少达到 42.5% 目标，必须大幅度提高风力发电的装机容量，预计 2030 年累计装机量须达到 500 GW 以上。若要达成这一目标，2023-2030 年年均新增风电装机量应达到 30.57GW，测算 CAGR 为 10.36%。为实现这一目标，各国政府也积极采取相应鼓励措施，例如英国政府已经提高了其 CfD 拍卖中海上风电项目的最高价格。

图表 21. 2030 年欧洲及其主要国家风电装机规划



资料来源：GWEC, CWEA, Wind Energy Bridge, 海洋清洁能源资讯, 掌上风电, 国际风力发电网, 中银证券

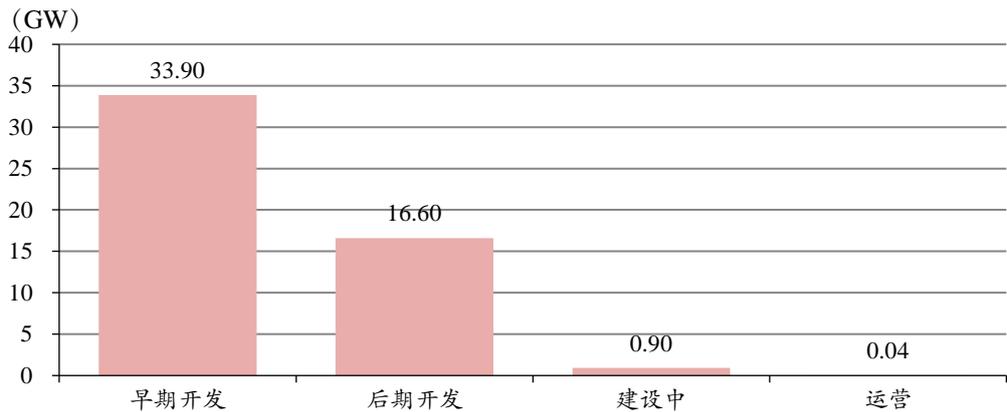
图表 22. 欧洲风电装机刺激政策

时间	政策
2023 年 4 月	比利时、丹麦、德国、法国、爱尔兰、卢森堡、荷兰、挪威和英国通过《奥斯坦德宣言》，提出环北海国家海上风电装机容量在 2030 年前达到 120GW，在 2050 年前达到 300GW。
2023 年 9 月	欧盟重新修订可再生能源指令 (RED)，将欧盟清洁能源使用的目标设定在 2030 年底前将风电和光伏装机容量提高两倍
2023 年 10 月	欧盟委员会发布《欧洲风电行动计划》(European Wind Power Action Plan)，预计 2030 年累计装机量须达到 500 GW 以上。

资料来源：中比国际, 集邦咨询, 国际风力发电网, 中银证券

美国政策环境积极向好，海上风电开发有望启动：在 2022 年 2 月，美国能源部发布了《海上风能战略》，计划到 2030 年和 2050 年，海上风电的累计装机规模将分别达到 30GW 和 110GW。2022 年 8 月，拜登签署《2022 年通胀削减案》，恢复了之前对海上风电的 30% 税收减免政策，同时开放美国五片领土周围的沿海水域，允许进行海上风电开发，该政策出台之前，美国可再生能源开发商并未被允许开发沿海水域海风资源，新法案的提出意味着美国海上风电开发有望逐步开始取得实质性进展，打开其向上发展空间。根据美国清洁能源协会 (ACP) 发布的《2023 年海上风电市场报告》，美国已有超过 51GW 的海风项目处在流程中，而其十个沿海州的海上风电规划目标总和更超过了 81GW，反映出 IRA 法案对美国风电装机需求的刺激作用。

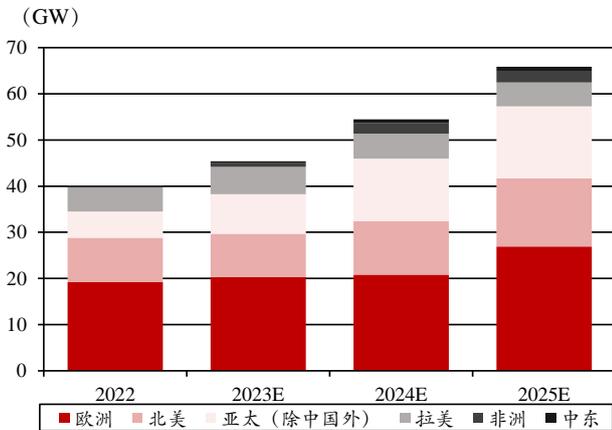
图表 23. 美国已进入流程的海上风电项目容量



资料来源：美国清洁能源协会《2023 年海上风电市场报告》，中银证券

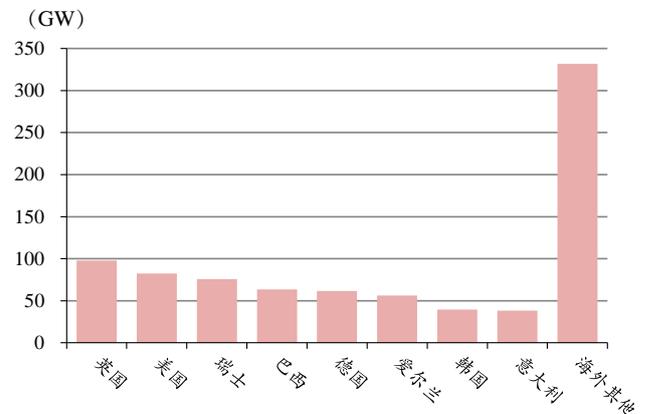
海外风电市场空间有望持续提升：伴随全球“脱碳”成为共识，海外市场空间有望提升。除欧美地区以外，诸多亚太地区国家也提出相关规划或装机刺激政策。例如，越南提出《第八个电力规划》草案，到 2030 年海上风电装机容量将达到 10GW；日本通过《能源基本计划》的修改，提出优先发展可再生能源，计划海上风电装机容量在 2030 年前达到 10GW，2040 年前达到 40GW；印度政府在 2021 年开始实行产能挂钩激励（Production-linked incentive, PLI）计划，并提出在 2030 年前安装完成 30GW 海上风电装机容量的目标。综合考虑到上述地区政策的积极引导，我们认为全球海外风电市场空间广阔，根据 GWEC 预测，到 2025 年，全球除中国市场以外地区新增装机需求将达到 65GW 左右，市场空间有望稳定增长。

图表 24. GWEC 预测海外各地区 2023-2025 年风电装机



资料来源：GWEC，中银证券

图表 25. 海外主要国家已规划总装机容量



资料来源：CWEA，中银证券

注：已规划总装机容量是包括处于各个开发阶段（已运营、在建、审批当中或计划开发）的海上风电项目的全部装机容量

国内风电整机及零部件供应商海外认可度逐步提升

国内整机厂商出海认可度逐步提升，海外订单量有所提升：随着国内风电技术的快速发展与海外市场空间的扩大，我国整机厂商在海外市场获取订单的能力也有所改善。金风科技作为国内头部风电企业，截至 2022 年底在手海外订单量已经达到 4.47GW，同比增长 95.77%；明阳智能近两年内，除获取了部分东南亚新兴市场的陆风订单之外，还斩获了英国 TwinHub 浮式海上风电项目的整机订单，反映出我国风电企业在欧美等传统市场品牌认可度有所提升；此外，运达股份、三一重能等后起之秀也陆续在东南亚国家签约了一定项目。我们认为，在近两年内，国内大型化技术逐步追平海外厂商，且风机单瓦成本显著降低，后续国内整机厂有望凭借性价比优势成功跻身海外市场，这或将大幅提升行业天花板。

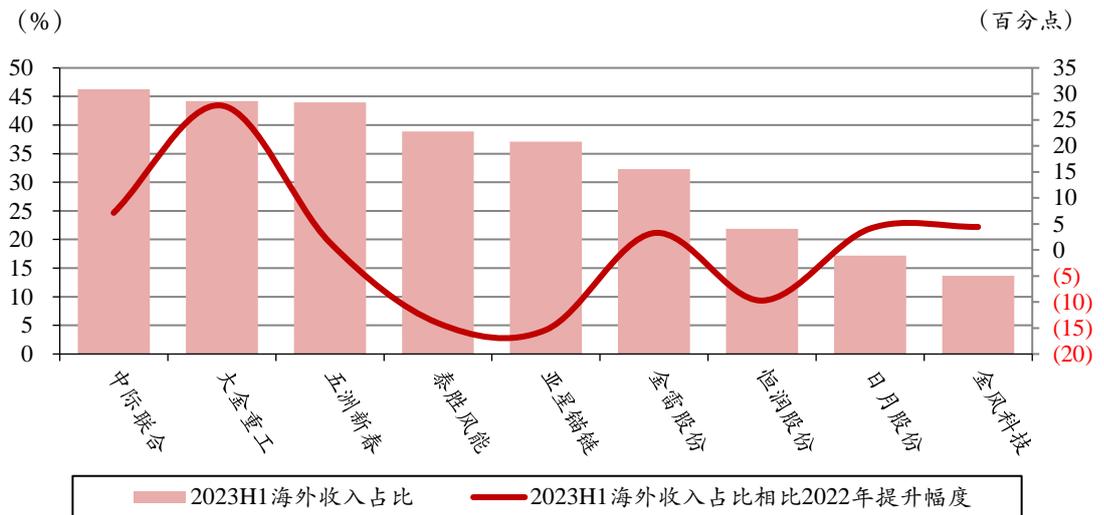
图表 26. 国内整机厂商海外订单获取情况

公司名称	海外订单获取情况	国家
金风科技	截至 2022 年底, 公司海外在手订单量达到 4.47GW	/
	TwinHub 浮式海上风电项目	英国
明阳智能	Talim 212.5MW 陆上风电项目	菲律宾
	Sembrano 93.75MW 陆上风电项目	菲律宾
三一重能	阿尔卡雷克 98MW 风电项目	哈萨克斯坦
运达股份	Borey 项目	哈萨克斯坦
	ET 项目	哈萨克斯坦

资料来源: 公司公告, 龙船风电网, 中银证券

国内风电头部零部件供应商海外收入占比较高, 有望更多受益于海外需求的上行: 相比于整机环节对风机设计方面较高的技术要求, 零部件环节技术与工艺门槛较低, 我国产业链通常在此类领域具备成本优势, 因此零部件企业的细分龙头进入海外供应链情况较好, 海外收入占比较高。从 2023 年上半年各企业的收入占比来看, 塔筒装机领域的大金重工、泰胜风能, 锻铸件领域的日月股份、金雷股份, 以及其他零部件领域的中际联合、五洲新春等海外收入占比均较高。我们认为, 上述出海能力较强的环节及企业有望直接受益于海外需求的向好, 在海外盈利能力较高的市场取得一定的份额。

图表 27. 2023H1 风电产业链部分上市公司海外收入占比情况



资料来源: 公司年报, 公司半年报, 中银证券

新技术渗透率或逐步提升, 打开增量空间

锚链: 深远海化为未来方向, 漂浮式项目逐步落地打开锚链市场空间

风电开发向深远海推进, 漂浮式风电示范项目陆续落地: 目前, 伴随着风电开发逐渐走向深远海域, 我国漂浮式风机技术逐步进入示范发展期, 第一台单机容量 5.5MW 的三峡引领号漂浮式示范项目已于 2021 年并网, 第二台单机容量 6.2MW 的海装扶摇号漂浮式示范项目也已于 2022 年在广东湛江罗斗沙海域顺利完成安装。除此之外, 明阳阳江青洲四项目中, 也计划安装 1 台 16.6MW 级别的漂浮式风机; 2022 年 6 月, 中国电建提出计划投资 225 亿元, 在万宁市东南部海域兴建 1GW 的漂浮式海上风电项目, 该项目已于 2023 年 5 月进行 EPC 中标公示, 标志着我国漂浮式海上风电已经开始逐步商业化。目前, 根据我们的不完全统计, 国内已经公开的漂浮式海上风电项目规划规模已经达到了 1,064.55MW, 预计将在“十四五”、“十五五”期间陆续投入运行。

图表 28.国内漂浮式示范项目统计

	单机容量(MW)	风电场容量(MW)	预计并网时间
三峡引领号	5.5	/	2021 (已并网)
海装扶摇号	6.2	/	2022 (已并网)
龙源南日岛项目	4	/	/
中海油融风	7.25	/	/
明阳阳江青洲四项目	12.5	16.6 (漂浮式) /500 (总量)	2023
绿能示范项目	/	25	/
海南万宁项目一期	/	200	2025
海南万宁项目二期	/	800	2027

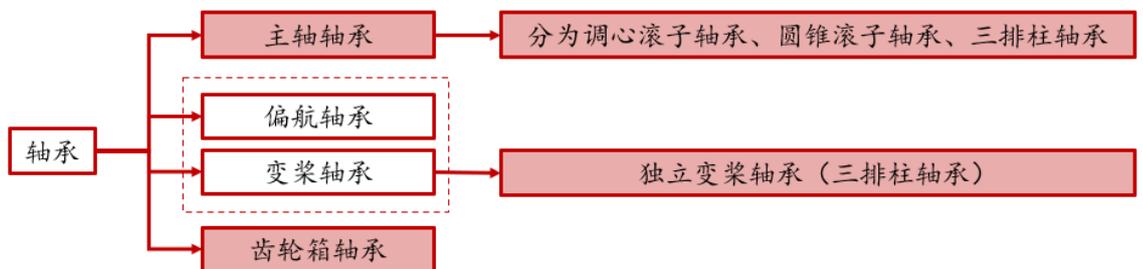
资料来源：北极星电力网，龙船风电网，能源局，国际风力发电网，海南日报，中银证券

漂浮式风电预计打开系泊链市场空间，具备供应能力的厂商预计直接受益：根据 CWEA 数据，系泊系统价值量一般占到漂浮式风电场总投资 20%-30%，以海南万宁项目一期 50 亿元的总投资规模进行测算，假设项目单机容量为 10MW，则单套风机系泊系统的价值量约为 5,000-7,500 万元。而在整套系泊系统中，锚链又占据了大部分成本，以 2021 年 6 月亚星锚链中标海装扶摇号系泊链的总报价 2,298 万元为例，我们认为单台漂浮式风机所需的锚链价值量约为 2,000-2,500 万元。在单机容量 12MW 的假设前提下，仅考虑国内已规划的 1,064.55MW 的漂浮式风电项目，“十五五”前海上漂浮式风电也可为锚链带来约 18-22 亿的市场空间。同时，考虑到目前高强度系泊链市场竞争格局稳定，能够批量供应 R5 等级及以上的系泊链供应商仅有我国的亚星锚链与西班牙的维西尼两家公司，具备供应能力的厂商预计可以直接受益于漂浮式风电带来的市场空间增长机遇。

轴承：滑动新技术与滚动国产化并行推进，助推成本下降

滚动轴承国产替代持续进行，滑动轴承技术逐步成熟：当前偏航变桨轴承国内技术成熟度已经较高，而主轴轴承、齿轮箱轴承仍处在国产替代过程当中。2016 年以来，本土企业逐渐突破大功率风机主轴轴承技术，洛轴、瓦轴先后突破 6MW 主轴轴承技术并交付样品。2021 年起，伴随国内风机的快速大型化，大兆瓦国产主轴轴承的研发与量产也开始提速，目前，新强联已能够批量生产 6.25MW 主轴轴承并顺利下线 12MW 海风主轴轴承；洛轴则已与东方电气签订 6.25MW 主轴轴承供货协议并顺利下线 16MW 海风主轴轴承。在滚动轴承持续国产化的同时，滑动轴承技术也有望凭借着更低的成本，成为未来齿轮箱轴承和主轴轴承的迭代方向，当前长盛轴承 6MW 半直驱机型齿轮箱滑动轴承已完成台架测试，双飞股份小兆瓦滑动轴承也已经通过客户装机测试，崇德科技风电齿轮箱滑动轴承目前处于小批量试产阶段，我们预计滑动轴承近两年内有望逐步小批量应用于齿轮箱轴承领域。我们认为，滑动轴承新技术与滚动轴承国产化的快速发展有助于轴承环节的持续降本。这一细分领域内，拥有大兆瓦主轴轴承、齿轮箱轴承量产技术的头部国内企业若能够绑定下游客户，将有望受益于风机轴承的国产替代，实现高于行业平均的收入增速；后续伴随国产化率的提升，具备性价比优势的企业或有望获取更多市场份额。

图表 29. 风电轴承分类与国产化情况



资料来源：中银证券

注：粉色底色表示当前该细分产品仍未实现较高的国产化率

图表 30. 我国主要轴承生产商技术进展

技术类型	公司名称	主轴轴承技术进展	齿轮箱轴承技术进展
滚动轴承	新强联	量产 5MW 三排柱滚子轴承	投资 11.13 亿元用于投建 年产 2,000 个齿轮箱轴承及精密零部件项目 预计 2024 年开始产能爬坡, 2026 年满产
		量产 6.25MW 双列圆锥滚子轴承 小批量供应 13MW 单列圆锥滚子轴承	
	洛轴	成功下线 12MW 海风主轴轴承	
		量产 6.25MW 调心滚子轴承	
瓦轴	成功下线 16MW 海风主轴轴承	已出货	
	量产 3.5MW 及以上主轴轴承 成功下线 6MW 主轴轴承	已出货	
滑动轴承	长盛轴承	/	6MW 半直驱机型齿轮箱滑动轴承 已完成台架测试
	双飞股份	/	小功率轴承已通过装机试验
	崇德科技	/	大功率轴承进入试验阶段 小批量试产阶段

资料来源: 公司公告, 公司官网, 轴承摇篮, 北极星电力网, 中银证券

国内第三方滚子厂商具备成本优势, 风机降本大趋势之下, 其市场份额亦有望逐步提升: 滚动体作为轴承核心部件, 其价值量占比达到滚动轴承的 10%-15%。滚子市场中的主要参与者可以分为外资轴承厂、国内轴承厂、专业滚子厂、小型滚子厂四大类。头部国内外轴承厂商尽管掌握滚子制造技术, 但其所生产的滚子主要供应自身使用, 较难形成规模效应, 同时由于缺乏同业间技术交流, 产品生产迭代速度较为缓慢, 成本相对较高, 因此存在外采低价滚子的降本诉求。第三方滚子厂商中, 小型滚子厂通常无法满足风电轴承要求的性能指标; 而专业化第三方轴承厂商面对下游多家轴承客户进行出货, 容易形成规模, 同时由于需要及时响应下游差异化的需求, 技术进步较快, 综合竞争力较强。我们认为, 专业化第三方厂商在技术、成本等方面具备优势, 有望在市场竞争中逐步提升自身份额。截至 2022 年, 以五洲新春、力星股份为代表的专业轴承厂商已在产品研发、客户合作方面取得了较多进展。

图表 31. 滚子市场主要参与者

参与者	代表厂商	生产能力
外资轴承厂	舍弗勒、斯凯孚	滚子通常为下属滚子厂自产和进口, 生产成本较高
国内轴承厂	洛轴、瓦轴、新强联	滚子自产自供, 缺乏滚子产品竞争和交流
专业滚子厂	五洲新春、力星股份	具备 I、II 级精度滚子生产能力, 满足各大轴承厂产品需求
小型滚子厂	-	达不到风电轴承所需的生产技术

资料来源: 五洲新春公司公告, 中银证券

图表 32. 第三方专业化滚子厂商客户开拓进展

公司名称	滚子研发与合作进展
五洲新春	不断扩大陆上风电系列轴承滚子市场, 成功开发海上大兆瓦风电轴承滚子全系列产品 直接客户: 德国蒂森克虏伯旗下德枫丹、罗特艾德、SKF、新强联、烟台天成、瓦轴、洛轴等 终端客户: 维斯塔斯、远景能源等
力星股份	2022 年通过 SKF、舍弗勒、GKN 等重要客户的现场审核

资料来源: 各公司公告, 中银证券

液压变桨: 风机大型化下, 液压或替代电动

大兆瓦风机采用液压变桨系统成本更低、效率更高, 大型化趋势下液压变桨渗透率或逐步提升: 目前风电变桨系统主要分为电动与液压两种技术路线。电动变桨系统以电动机作为变桨动力, 通过伺服驱动器控制电动机驱动桨叶进行变桨; 而液压变桨则以电动液压泵作为工作动力, 以液压油为传递介质, 通过控制阀块作为控制元件, 将油缸活塞杆的径向运动转化为桨叶的圆周运动来实现变桨。随着单机容量不断增加, 叶片的重量和载荷也在持续上升。在这种情况下, 液压变桨系统能够提供更大的扭矩, 来满足大容量风机变桨系统的性能要求; 同时液压变桨系统还具有重量轻、占用空间小、响应速度快、无需频繁更换电池等优势, 可显著降低安装与维护成本, 提高风能的利用效率。因此, 在大型化背景下, 单机容量较大的风电机组或逐步提升液压变桨系统的使用比例。

图表 33. 电动变桨与液压变桨主要技术特征对比

	电动变桨	液压变桨
扭矩	小	大
重量	重	轻
占用空间	大	小
响应速度	一般	快
低温性能	好	一般
控制系统	复杂	简单
紧急变桨装置	蓄电池或超级电容, 需频繁更换	蓄能器, 无需频繁更换
环境清洁	清洁	容易发生漏油

资料来源:《变速恒频风力机组电动和液压变桨系统比较分析》沈阳鼓风机集团风电有限公司吴蕊、张天鸿,《风力发电机组液压变桨系统研究》吉林大学贾文爽, 中银证券

光伏：需求结构优化，聚焦优质供给

需求展望：国内、海外共同推进，地面电站需求有望快速增长

国内需求：招标、开工密集推进，电站需求有望放量

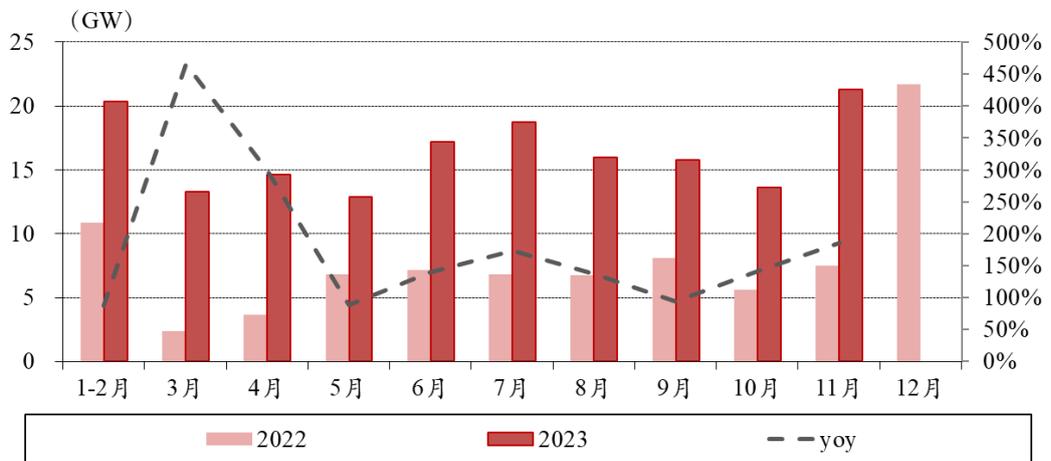
产业链价格下降，国内光伏装机需求快速增长：2023年以来，硅料价格下跌带动组件价格下跌，根据我们测算，在1.2元/W的组件价格之下，绝大部分项目均具备开工条件，经济性提升成为光伏装机量提升的主要动力。根据国家能源局数据，2023年1-11月，我国光伏装机总量已达163.88GW，同比增长149%。

图表 34. 国内地面电站组件价格与年利用小时数的敏感性分析

	组件价格 (元/W)						
	0.80	0.90	1.00	1.10	1.20	1.30	1.40
900	8.22%	7.23%	6.32%	5.47%	4.68%	3.95%	3.25%
1000	11.51%	10.35%	9.29%	8.32%	7.42%	6.58%	5.80%
1100	14.99%	13.64%	12.41%	11.29%	10.25%	9.29%	8.41%
1200	18.71%	17.14%	15.71%	14.41%	13.22%	12.12%	11.11%
1300	22.64%	20.85%	19.23%	17.73%	16.36%	15.10%	13.94%
1400	26.77%	24.75%	22.91%	21.22%	19.68%	18.25%	16.93%
1500	31.07%	28.83%	26.77%	24.88%	23.15%	21.55%	20.08%
1600	35.43%	33.01%	30.78%	28.70%	26.77%	25.00%	23.36%
1700	39.86%	37.25%	34.84%	32.60%	30.52%	28.58%	26.77%
1800	44.34%	41.55%	38.97%	36.56%	34.33%	32.25%	30.30%

资料来源：国家能源局，中银证券

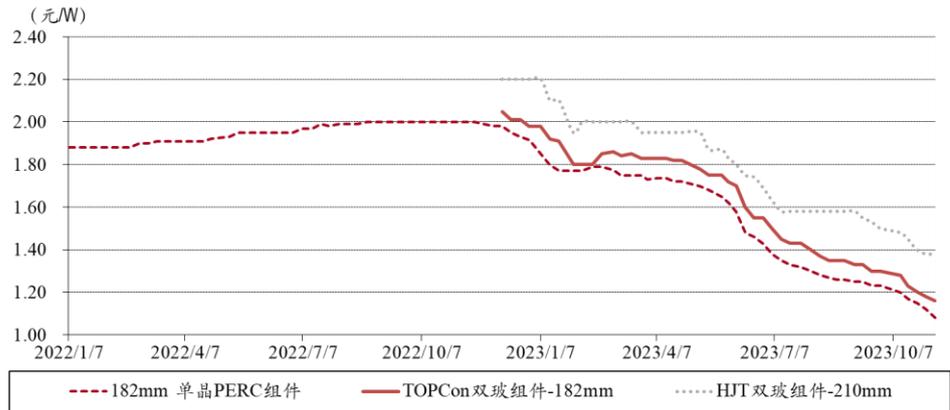
图表 35. 2022 年至今国内光伏月度新增装机量



资料来源：国家能源局，中银证券

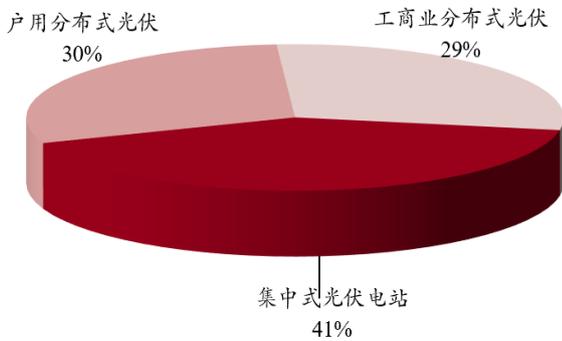
组件价格快速下降是地面电站装机量提升的主要推动力，预计 2023 年我国光伏装机超 200GW：光伏组件价格快速下降深度刺激我国地面电站装机。根据 InfoLink Consulting 数据及我们测算，2023 年来 182mm 单晶 PERC 组件价格已由 2 元/W 降至约 1 元/W，降幅约 50%。当组件价格下降至 1.6 元/W 以下时，我国地面电站项目已可实现 8% IRR，组件价格超额下降释放产业链利润至下游电站运营商。根据我们测算，假设光伏电站项目上网电价 0.38 元/kWh，且光伏发电全额上网，当组件价格降至 1 元/W，对应地面电站 IRR 约 15%，超额收益率充分调动下游电站装机热情。2023 年 Q1-Q3 国内新增集中式光伏装机量 61.79GW，同比增长 258%，占前三季度国内新增光伏装机量的 47.93%。2023 年前三季度，中国集中式光伏装机增速远高于户用分布式装机增幅（99%）及工商业分布式装机增幅（82%）。我们认为，组件价格下降对国内光伏装机量提升推动明显，截至 2023 年 11 月，我国光伏装机量达 163.88GW，其中 11 月装机达 21.32GW，11 月单月装机同比提升约 185%，在年底光伏抢装的背景下，我们保守预计 2023 年我国光伏装机有望超过 200GW，同比增长约 130%。

图表 36. 2022 年至今组件签单价格



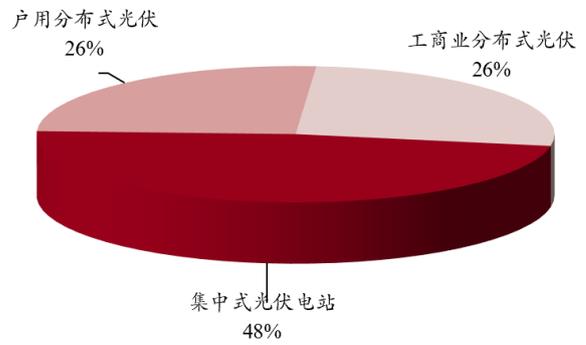
资料来源: InfoLink Consulting, 中银证券

图表 37. 2022 年新增光伏装机占比



资料来源: 国家能源局, 中银证券

图表 38. 2023 年 Q1-Q3 新增光伏装机占比



资料来源: 国家能源局, 中银证券

光储平价, 进一步助推地面电站上量: 由于光伏组件价格快速下降, 因此即使项目配备一定比例储能, 且储能备而不用, 光伏电站依然可实现 6% 以上 IRR。根据我们测算, 假设光伏电站年可利用小时数 1200 小时, 实际利用率 90%, 上网电价 0.38 元/kWh; 光伏地面电站配备 20% 功率、2 小时储能系统, 储能 EPC 单价 1.30 元/Wh, 储能电站备而不用, 光伏地面电站项目 IRR 约 6.17%。在目前的光伏组件价格之下, 已经可实现光伏+储能平价上网, 经济性推动我国地面电站项目上量。

图表 39. 我国光伏地面电站收益率对光伏利用率、上网电价敏感性分析

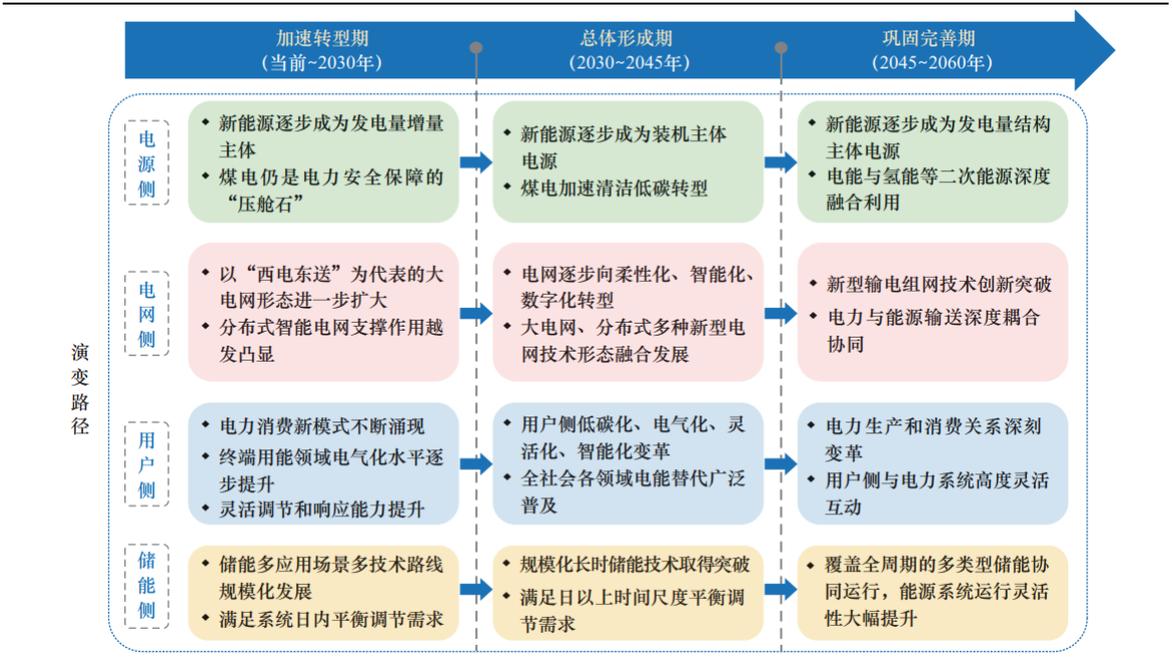
电价 (元/kWh)	光伏发电利用率 (%)												
	97%	96%	95%	94%	93%	92%	91%	90%	89%	88%	87%	86%	85%
0.45	13.79%	13.40%	13.02%	12.64%	12.26%	11.89%	11.51%	11.14%	10.77%	10.41%	10.04%	9.68%	9.32%
0.44	12.96%	12.59%	12.22%	11.85%	11.49%	11.13%	10.77%	10.41%	10.05%	9.70%	9.35%	9.00%	8.65%
0.43	12.14%	11.79%	11.43%	11.08%	10.72%	10.38%	10.03%	9.68%	9.34%	9.00%	8.66%	8.32%	7.99%
0.42	11.34%	10.99%	10.65%	10.31%	9.97%	9.63%	9.30%	8.97%	8.64%	8.31%	7.98%	7.65%	7.33%
0.41	10.55%	10.21%	9.88%	9.55%	9.23%	8.90%	8.58%	8.26%	7.94%	7.62%	7.30%	6.99%	6.67%
0.40	9.76%	9.44%	9.13%	8.81%	8.49%	8.18%	7.87%	7.56%	7.25%	6.94%	6.63%	6.33%	6.02%
0.39	8.99%	8.68%	8.38%	8.07%	7.77%	7.47%	7.16%	6.86%	6.56%	6.26%	5.97%	5.67%	5.37%
0.38	8.23%	7.93%	7.64%	7.34%	7.05%	6.76%	6.46%	6.17%	5.88%	5.59%	5.31%	5.02%	4.73%
0.37	7.47%	7.19%	6.90%	6.62%	6.33%	6.05%	5.77%	5.49%	5.21%	4.93%	4.65%	4.37%	4.09%
0.36	6.73%	6.45%	6.17%	5.90%	5.62%	5.35%	5.08%	4.81%	4.53%	4.26%	3.99%	3.72%	3.45%
0.35	5.98%	5.72%	5.45%	5.18%	4.92%	4.65%	4.39%	4.13%	3.86%	3.60%	3.33%	3.07%	2.80%
0.34	5.24%	4.99%	4.73%	4.47%	4.22%	3.96%	3.70%	3.45%	3.19%	2.93%	2.67%	2.42%	2.16%
0.33	4.51%	4.26%	4.01%	3.76%	3.51%	3.26%	3.01%	2.76%	2.51%	2.26%	2.01%	1.75%	1.49%
0.32	3.78%	3.54%	3.29%	3.05%	2.81%	2.57%	2.33%	2.08%	1.83%	1.58%	1.32%	1.06%	0.79%
0.31	3.04%	2.81%	2.58%	2.34%	2.10%	1.86%	1.62%	1.37%	1.12%	0.86%	0.59%	0.32%	0.05%
0.30	2.31%	2.08%	1.85%	1.61%	1.37%	1.13%	0.88%	0.62%	0.36%	0.09%	-0.18%	-0.46%	-0.74%

资料来源: Infoclink Consulting, 中银证券

风光大基地建设快速推进: 根据国家能源局数据, 截至 2023 年 12 月, 我国第一批 97.05GW 基地项目已进入投产高峰期, 力争于今年年底前全部建成并网投产, 第二批大基地项目陆续开工建设, 第三批大基地项目正在加快开展前期工作。根据国家发改委、国家能源局发布的《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》, 到 2030 年, 以“沙戈荒”为重点的大型风光基地总装机容量将达 455GW。

提升电力系统平衡能力、加强新能源送出工程建设、加快建设电力市场，为高质量发展可再生能源提供思路：新能源消纳问题是目前市场关心重点，第三批风光基地注重消纳。根据光伏們，我国两省第三批风光基地申报文件提到：优先申报 100% 以上自主调峰、自我消纳项目，不增加系统调峰压力，根据消纳能力统筹设计电源、电网、储能。相比于第二批风光基地，源网荷储、离网制氢以及 100% 消纳项目，正逐渐成为第三批风光基地的重点。此外，由国家能源局统筹编制的《新型电力系统发展蓝皮书》明确指出，在我国在新能源快速发展的背景下，我国将加强电力供应保障性支撑体系建设，统筹不同电力供应方式，实现远距离输电与就地平衡兼容并蓄。

图表 40. 新型电力系统“三步走”发展路径

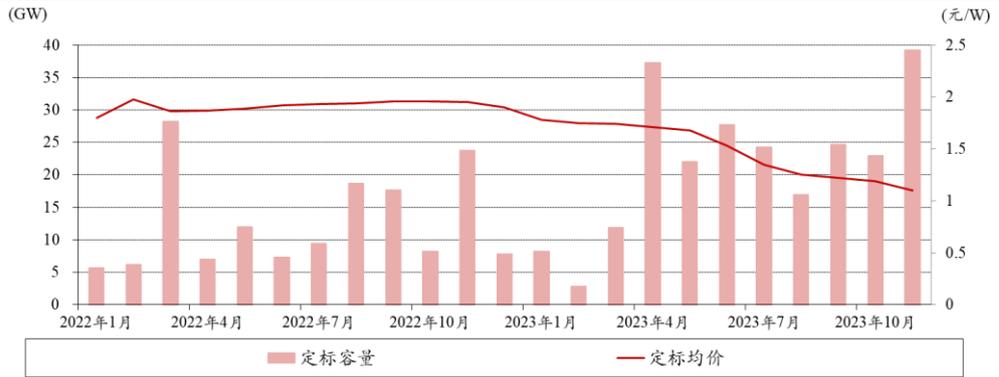


资料来源：国家能源局《新型电力系统发展蓝皮书》，中银证券

户用分布式市场广阔，农村电网巩固打造分布式光伏上量基础：为促进农村电网发展，国家发改委联合国家能源局、国家乡村振兴局发表《关于实施农村电网巩固提升工程的指导意见》，明确提出我国将加强网源规划建设衔接，支撑农村可再生能源开发，确保农村分布式可再生能源发电“应并尽并”。根据国家能源局数据，截至 2023 年 9 月，全国农村地区户用分布式光伏累计安装户数已超过 500 万户，户用分布式光伏累计装机容量突破 100GW，而我国农村地区可安装光伏屋顶面积约 273 亿平方米，超过 8000 万户，或具备 1600GW 光伏装机空间。我们认为，开展农村能源革命试点县建设有望促进分布式新模式新业态广泛发展，增加分布式光伏就地消纳能力，有望推动分布式光伏装机上量。

组件定标量同比高增长，2024 年国内装机或超 230GW：根据 SMM 数据，2023 年 1-11 月，国内组件定标量合计 237.77GW，同比增长 65.15%。其中，2023 年 10 月光伏组件定标项目共 208 项，其中共 170 项披露了装机定标量，采购总容量共计 39.21GW，环比增长 71%，同比增长 66%。我们认为，组件定标量同比快速增长主要为组件定标价格下降所致，组件定标量高增将对 2024 年装机形成有力支撑。2023 年 7 月至今，组件定标容量合计约 128GW，同比增长约 65%，若考虑约 6 个月的交付周期，2024 年上半年我国光伏组件需求或达 128GW。随着硅料价格下降带动组件价格回落，组件招标量仍将保持较快增长，对 2024 年国内光伏装机形成有力支撑，2024 年我国光伏装机量或超过 230GW，同比增长 15%。

图表 41. 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

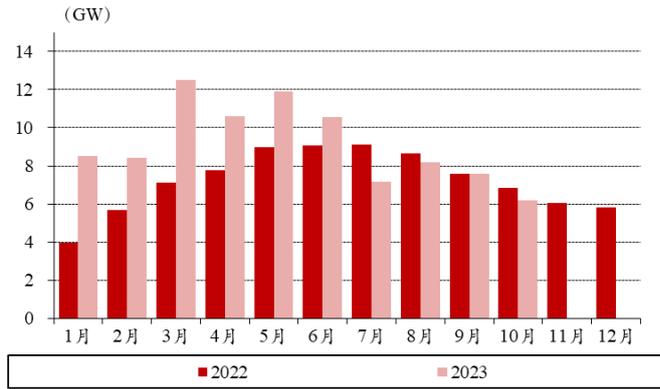
海外需求: 全球基本达成脱碳共识, 光伏高景气有望持续

能源转型成为全球共识, 瞄准 2030 年全球 11TW 可再生能源装机: 第 28 届联合国气候变化大会 (COP28) 期间, 中国、美国在内的近 120 个国家签署了到 2030 年将全球可再生能源增加两倍、能源效率提高一倍的《全球可再生能源和能源效率承诺》, 目标 2030 年全球可再生能源发电装机至少达到 11 TW。根据 IRENA 数据, 截至 2022 年底, 全球可再生能源发电装机容量约 3372GW, 2022-2030 年全球可再生能源装机复合增速有望达到 16%。《全球可再生能源和能源效率承诺》在 11 月 15 日中美联合发布的《关于加强合作应对气候危机的阳光之乡声明》基础上进一步上调 2030 年装机目标。根据中美阳光之乡联合声明, 两国支持争取到 2030 年全球可再生能源装机增至 2020 年全球可再生能源装机三倍水平, 根据 IRENA 数据, 截至 2020 年末, 全球可再生能源装机量约 2813GW。《全球可再生能源和能源效率承诺》在《关于加强合作应对气候危机的阳光之乡声明》基础上将 2030 年装机目标由 8.44GW 提升至 11GW, 增幅约 30%。光伏是可再生能源装机的重要支撑, 2022 年全球新增可再生能源装机 295GW, 新增光伏装机 191GW, 2022 年新增光伏装机占全球可再生能源新增装机占比约 65%。我们认为, 在 2030 年新增可再生能源发电装机至少达到 11TW 的号召下, 光伏装机将保持强劲增长。

欧盟官方规划年均 45GW 装机目标, 实际落地或更激进: 2022 年 5 月 18 日, 欧盟 REPowerEU 计划落地, 文件提出为减少对俄罗斯化石燃料依赖, 并在 2027 年前实现能源独立, 将快速推进绿色能源转型。该计划将欧盟 2030 年可再生能源的总体目标从 40% 上调至 45%, 并提出到 2025 年, 光伏累计装机量应达到 320GW, 到 2030 年光伏累计装机量达到 600GW, 即 2022-2025 年光伏年均装机 35-40GW, 2022-2030 年年均装机 45-50GW, 累计装机量的年均复合增速约 15.42%。而根据 Solar Power Europe 在《2021-2025 欧洲光伏市场展望》的测算, 若要在 2030 年实现 45% 的清洁能源占比, 则到 2030 年欧盟光伏累计装机量应达到 870GW, 对应 2022-2030 年年均装机 75-80GW, 累计装机量的年均复合增速达到 20.29%。从实际装机量来看, 根据 Solar Power Europe、Rystad Energy 数据, 2022 年欧洲全域光伏装机达 41.4GW, 同比增长 47%; 2023 年 1-10 月欧洲光伏装机已经超过 40GW, 预计 2023 年全年装机 56GW。长期来看欧洲需求不减。

库存导致欧洲组件进口增速放缓, 光伏经济性是推动欧洲消化库存的主要动力: 根据 InfoLink Consulting 数据, 2023 年 1-10 月, 欧洲累积从中国进口组件 91.64GW, 1-10 月累计组件进口量同比增速达 22.66%。组件对欧洲出口自年初进口高峰以来整体呈下降趋势, 原因包括: 1) 上半年进口量快速增长造成库存累积; 2) 组件价格持续下跌, 欧洲消费者观望组件价格。组件库存方面, 我们认为组件出口环比增速下滑已包含消化库存的原因, 根据 InfoLink Consulting、Rystad Energy 数据, 2023 年 1-10 月欧洲新增光伏装机约 40GW, 而组件进口量超过 90GW, 阶段性库存导致欧洲组件进口量增速下滑。我们认为, 虽然欧洲出现一定程度库存累积, 但随着光伏产业链价格止跌, 组件库存或在高经济性推动下快速消化。

图表 42. 2022 年 1 月-2023 年 10 月中国组件出口欧洲规模 (GW)



资料来源: InfoLink Consulting, 中银证券

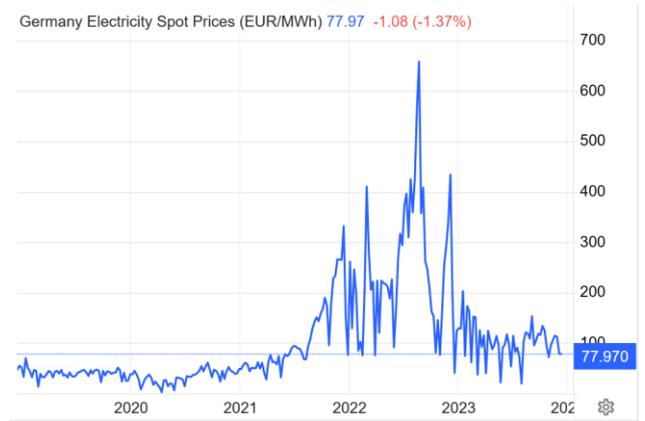
电价下降延缓欧洲光伏装机紧迫感，但光伏具备长期经济性：国际局势对欧洲电价影响逐步消退，欧洲电价明显下降，基本到达正常水平。根据 Trading Economics，法国用户电价已由 2022 年最高 1130 欧元/MWh 下降至 89 欧元/MWh，降幅超过 90%；德国用户电价已由 2022 年最高 658 欧元/MWh 下降至 78 欧元/MWh，降幅约 90%。我们认为，虽然欧洲电价回落一定程度上减缓欧洲户用光伏装机速度，但由于光伏组件价格快速下降，长期而言光伏发电经济性将推动欧洲光伏装机需求提升。根据 InfoLink Consulting 数据，欧洲组件价格已降至 0.13 欧元/W，若保守估计电价 70 欧元/MWh，BOS 成本 0.4 欧元/W，欧洲光伏电站可实现 IRR 约 17%。由于光伏组件价格快速下降，因此地面电站亦具备较高经济性，若地面电站上网电价仅 50 欧元/MWh，光伏地面电站 IRR 依然高达 8.15%。户用/地面光伏电站的高经济性是推动欧洲 2024 年光伏装机的核心动力。

图表 43. 2020 年-2023 年法国电价



资料来源: Trading Economics, 中银证券

图表 44. 2020 年-2023 年德国电价



资料来源: Trading Economics, 中银证券

图表 45. 欧洲光伏项目收益率敏感性分析

上网电价 (€/kWh)	组件价格 (€/W)									
	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21
0.040	4.68%	4.36%	4.05%	3.75%	3.46%	3.18%	2.91%	2.65%	2.39%	2.13%
0.045	6.57%	6.21%	5.86%	5.52%	5.19%	4.88%	4.57%	4.28%	3.99%	3.72%
0.050	8.56%	8.15%	7.75%	7.37%	7.01%	6.65%	6.31%	5.98%	5.66%	5.35%
0.055	10.65%	10.19%	9.74%	9.31%	8.90%	8.51%	8.12%	7.75%	7.40%	7.06%
0.060	12.83%	12.31%	11.81%	11.33%	10.88%	10.44%	10.01%	9.60%	9.21%	8.83%
0.065	15.10%	14.52%	13.97%	13.44%	12.93%	12.44%	11.97%	11.52%	11.08%	10.66%
0.070	17.45%	16.81%	16.20%	15.61%	15.05%	14.51%	14.00%	13.50%	13.02%	12.56%
0.075	19.87%	19.17%	18.50%	17.86%	17.24%	16.65%	16.08%	15.53%	15.01%	14.51%
0.080	22.33%	21.58%	20.85%	20.16%	19.49%	18.86%	18.23%	17.64%	17.06%	16.51%
0.085	24.87%	24.04%	23.26%	22.50%	21.78%	21.09%	20.42%	19.79%	19.17%	18.58%
0.090	27.45%	26.57%	25.72%	24.90%	24.12%	23.37%	22.66%	21.97%	21.30%	20.66%

资料来源: Infolink Consulting, 中银证券

降价去库存，2024 年展望欧洲 65GW 需求：2023 年 1-10 月欧洲新增光伏装机约 40GW，而组件进口量超 90GW，欧洲整体或存在约 40GW 组件库存。虽然 40GW 库存处于历史较高水平，但我们认为库存依然在可控范围内。由于库存统计方式存在差异，海运在途组件、欧洲仓库中未安装组件、已安装为并网组件为广义库存，假设 2023 年欧洲组件总装机 60GW，考虑 3-4 个月广义库存水平，40GW 组件库存中，约 20GW 为正常库存，其余 20GW 为超额库存。我们认为，欧洲或采取降价去库存方式缓解供给压力。欧洲组件库存主要来自 2022 年及 2023 年上半年，由于彼时 TOPCon 产能有限，因此我们认为欧洲库存多为 P 型 PERC 组件。我国 N 型 TOPCon 组件现货价格降至 1.08 元/W（约合 0.15 美元/W），若考虑 0.02 元/W 运输费，欧洲 TOPCon 组件或不超出 0.16 美元/W，具备性价比。终端电站用户相对更关注度电成本，PERC 组件或进一步降价降低其度电成本。我们认为目前欧洲大量 PERC 库存或加速降价去库存，带动 2024 年欧洲装机量提升，并推动 TOPCon 组件需求。我们认为，2024 年欧洲光伏装机量或将达到 65GW，同比提升 16%。

美国加息周期结束，装机需求有望提升：光伏开发项目收益率对贷款利率较为敏感，根据我们测算，若按照上网电价 60 美元/MWh、地面电站系统造价 1 美元/W、70% 贷款比例筹资电站项目资金、基准利率 3% 进行测算，美国光伏电站资本金收益率约 7.99%；若基准利率上调 200 个基点至 5%，则电站收益率下降至 6.69%，下降约 1.30pct。自美联储 2022 年 3 月启动加息周期以来，累计加息幅度已达 525 个基点。由于美联储连续加息，资金成本上升导致光伏装机成本上升，从而影响终端光伏电站光伏装机动力。2023 年 11 月 14 日，美联储主席鲍威尔宣布停止加息，并将美国联邦基金的利率维持在 5%-5.25% 范围内。我们认为随着美联储加息周期结束，光伏电站融资成本稳中有降，有望推动光伏装机量提升。

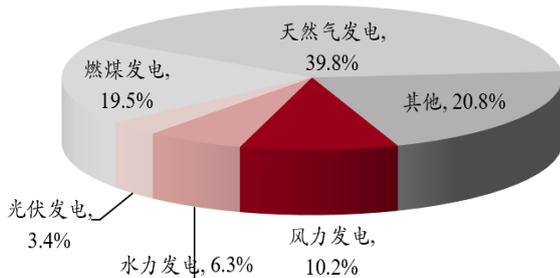
图表 46. 美国光伏收益率对基准利率敏感性分析

	基准利率 (%)									
	2.0%	2.5%	3.0%	3.5%	4.0%	4.5%	5.0%	5.5%	6.0%	
1600	11.05%	10.70%	10.36%	10.01%	9.66%	9.32%	8.97%	8.62%	8.28%	
1500	9.33%	9.00%	8.67%	8.33%	8.00%	7.67%	7.34%	7.01%	6.69%	
1400	7.62%	7.30%	6.99%	6.67%	6.35%	6.04%	5.72%	5.41%	5.10%	
1300	5.91%	5.61%	5.30%	5.00%	4.70%	4.39%	4.09%	3.78%	3.42%	
1200	4.18%	3.89%	3.60%	3.30%	3.02%	2.70%	2.34%	1.98%	1.61%	
1100	2.39%	2.11%	1.83%	1.50%	1.14%	0.77%	0.41%	0.05%	-0.30%	

资料来源：Infolink Consulting，中银证券

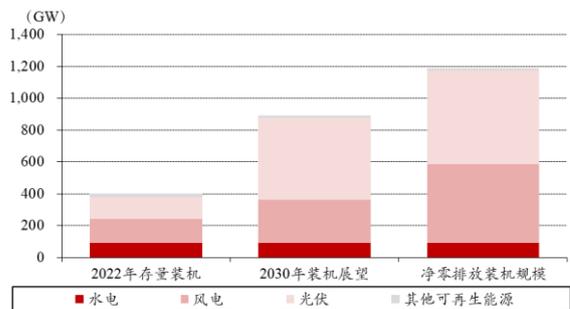
无碳电力目标远大，国际关系缓和或提升美国长期装机水平：2022 年，全美发电量约为 4.24 万亿 kWh，其中可再生能源发电量占比约 21.5%（风电、光伏发电量占比分别为 10.2%、3.4%）。根据拜登政府目标及 BNEF 数据测算，2030 年美国光伏装机总量将超过 600GW，光伏发电在美国电力结构中的占比应提升至 20%-25%，2023-2030 年年均装机量超过 70GW；在更乐观的 SEIA 30x30（2030 年光伏发电占比 30%）情境下，2021-2030 年年均光伏装机或达到 75GW。2023 年 11 月 15 日，中美两国发表关于加强合作应对气候危机的阳光之乡声明，声明重申中美两国支持二十国集团领导人宣言所述努力争取到 2030 年全球可再生能源装机增至 2020 年全球可再生能源装机三倍水平，并计划从现在到 2030 年在 2020 年水平上充分加快两国可再生能源部署，以加快煤油气发电替代。我们认为在美国利率趋稳、国际局势缓和的情况下，2024 年美国新增光伏装机量有望达到 50GW。

图表 47. 2022 年美国电力结构



资料来源：EIA，中银证券

图表 48. 2035 年美国电力结构预测

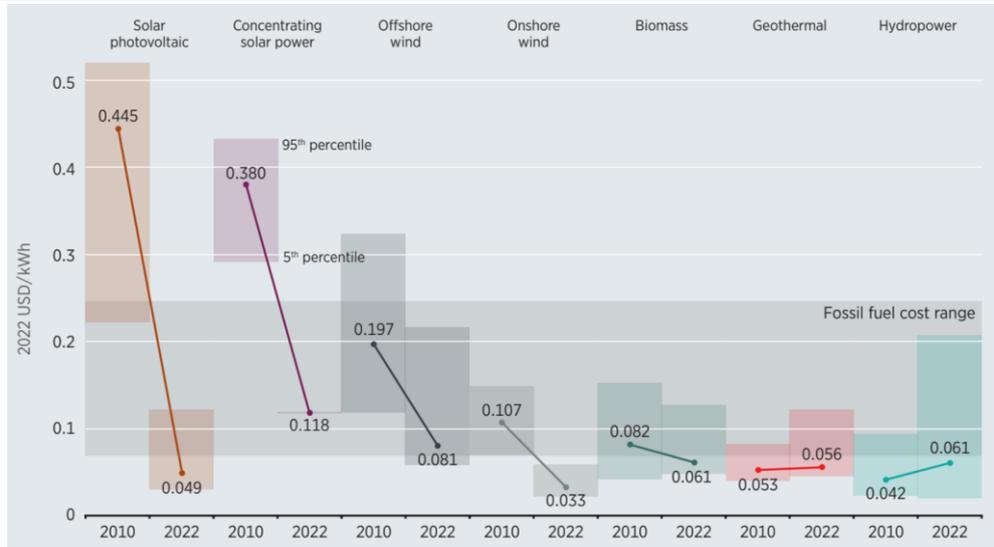


资料来源：BNEF，中银证券

印度提出 2030 年 300GW 装机目标, 新兴市场需求值得关注: 2021 年, 印度提出 2030 年实现 450GW 清洁能源装机的目标, 其中光伏装机目标约为 300GW; 2022 年印度上调 2030 清洁能源装机目标至 500 GW; 2023 年 5 月印度公布的新版 NEP (National Energy Plan), 印度预计在 2022-2027 年实现 132GW 光伏装机, 预计在 2027-2032 年新增光伏装机 179 GW, 即印度预计 2022-2027 年均新增光伏装机 25-30GW, 2027-2032 年均新增光伏装机 30-35GW。我们认为, 受能源绿色转型、产业链快速降价等因素催化下, 光伏装机在印度、中东、南非等地具备爆发力。

政策导向提供目标, 长期而言经济性是全球光伏装机上量的根本驱动力: 当前, 尽快实现碳中和已成为全球共识, 世界各主流经济体均提出碳中和目标, 光伏长期需求的空间已基本明确, 但最终兑现空间仍有赖于经济性的持续提升。根据国际可再生能源署的报告, 全球部分地区光伏、陆上风电度电成本区间已经接近甚至低于全球的化石能源; 而展望 2050 年, 几乎全球所有国家的光伏、风电都有望成为最低成本的电力能源。光伏发电的经济性与长期降本潜力有望推动全球光伏装机持续上量。

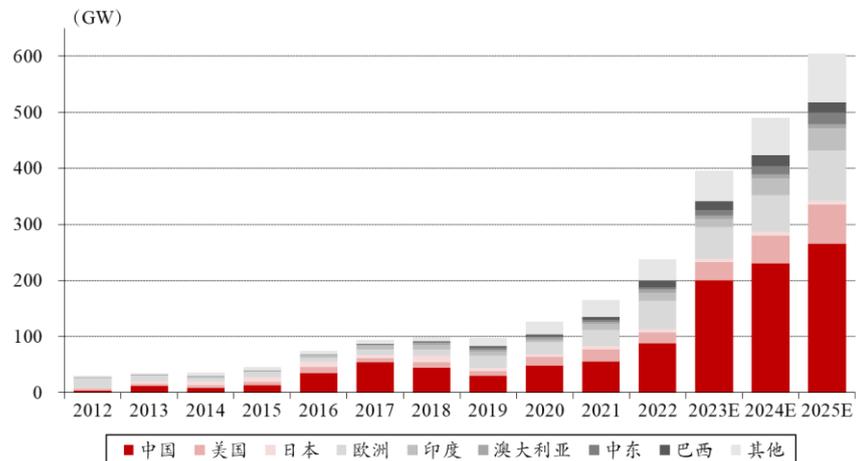
图表 49. 2010-2022 年各类型电源发电成本变化趋势



资料来源: IRENA, 中银证券

全球装机需求有望保持较快增长: 整体而言, 光伏产业链价格下降对需求刺激作用明显, 海外市场需求高景气度有望持续, 同时国内地面电站项目已表现出对价格的高度敏感性, 分布式需求韧性较好。我们预计 2024-2025 年全球光伏装机需求分别约 490GW、605GW, 同比增速分别约 24%、23%, 其中国内需求分别为 230GW、265GW, 同比增速分别为 15%、15%。

图表 50. 2012-2025E 全球光伏新增装机预测

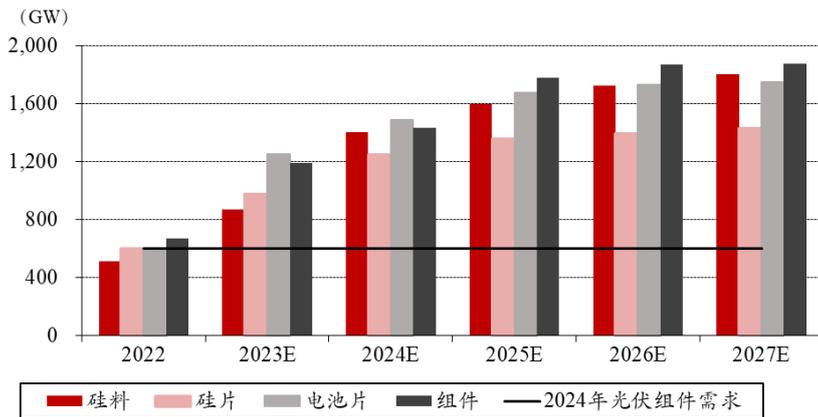


资料来源: 国家能源局, InfoLink Consulting, 北极星光伏网, IEA, 中银证券

产业链：优质供给或推动产业链供需再平衡

主产业链名义产能富裕已成共识，中低端产能出清后，优质产能或重新建立价格体系：根据 InfoLink Consulting 预测，2023 年末，光伏产业链主产业链各环节产能均超过 900GW，远超 2024 年 600GW 需求，行业主产业链产能富裕基本成为共识。11 月 15 日，工信部表示，光伏行业确实存在一定阶段性和结构性过剩风险。12 月 12 日，工信部发布《2023 年 9-10 月全国光伏制造行业运行情况》，其中明确指出光伏产业链产品价格持续走低的现实情况，并指出中低端产能过剩风险需高度关注。我们认为，光伏行业将进入新旧产能交替期，低价、高效的 TOPCon 组件或推动老旧产能出清，待低成本、低价格老产能出清完毕后，优质产能或重新建立价格体系。

图表 51. 2022-2027 光伏产业链各环节产能



资料来源：InfoLink Consulting，中银证券

光伏行业供给降速，实际产能投放或低于预期：供需失衡导致产业链盈利下降，新产能投资暂缓。6 月奥维通信终止投资建设 5GW 高效异质结太阳能电池及组件项目；7 月乾景园林宣布终止 2023 年度向特定对象发行股票事项；10 月皇氏集团宣布转让皇氏绿能 80% 股权，并注销旗下控股孙公司晶华新能，退出光伏板块。行业激烈竞争促使行业新进入者逐步退出，或推动供给合理化。此外，A 股 IPO/再融资收紧促成光伏行业发展降速。根据人民日报数据，截至 11 月 22 日，2023 年内已有约 200 家企业终止 IPO，其中彩虹新能、原轼新材、华耀光电等 6 家拟上市公司终止 IPO。我们认为，光伏行业投融资收紧、行业新进入者退出或导致光伏行业供给降速，2024 年实际产能投放或低于预期，逐步促成行业供给合理化。

硅料：国内产能持续释放推动价格下降，2024 价格或继续承压

回顾：1) 硅料价格始跌于拉晶需求的快速下滑：2022 年 11 月硅片供应大于电池有效产能，库存累计下硅片开启降价清库存，硅料需求随之下滑，但由于初期硅料累积的库存有限，因而硅料价格并未发生大幅下跌。进入 12 月，硅料产量环比提升，但硅片环节库存压力持续增大、价格超预期下跌造成对硅料需求进一步减少，硅料环节周转速率放缓、逐渐累积库存，月内价格发生较大幅度下跌，由 300 元/kg 跌至 240 元/kg。

2) 2023 年初硅料价格经历短期反弹：2023 年 1 月，进入春节假期前的备货周期，下游拉晶环节开工率逐步回调，此外前期拉晶客户控制采购规模造成拉晶企业的硅料库存水平大幅降低，由此形成新一轮对硅料的需求，硅料价格阶段性反弹。春节假期后，硅片紧张的情况下，拉晶环节开工率在 2 月明显回升，硅料价格大幅上涨，由春节前 150 元/kg 上涨至 2 月初的 230 元/kg。

3) 3 月以后硅料库存压力增大，价格加速向下：2023 年 3 月-2023 年 6 月，硅料当月新增产量环比增加，但经历了三个月的开工率提升，拉晶需求在 4 月阶段性达到高点，4 月份拉晶环节开工率较高，对硅料需求增量有限，造成硅料库存持续累积，硅料价格加速下跌。根据 InfoLink Consulting 数据，硅料价格于 2023 年 6 月末触底至 64 元/kg，较年初 230 元/kg 高价跌幅超 70%。

4) 6 月以来硅料价格阶段性反弹，但供大于求的基本面不变：2023 年 6 月以来，硅料价格已超跌至部分企业成本水平，产量增幅下降，有效供应量趋缓，叠加下游拉晶环节开工率提升，硅料价格呈现弱反弹。10 月之后，受下游需求偏弱影响，硅料价格掉头向下，反应出行业供过于求的现状。

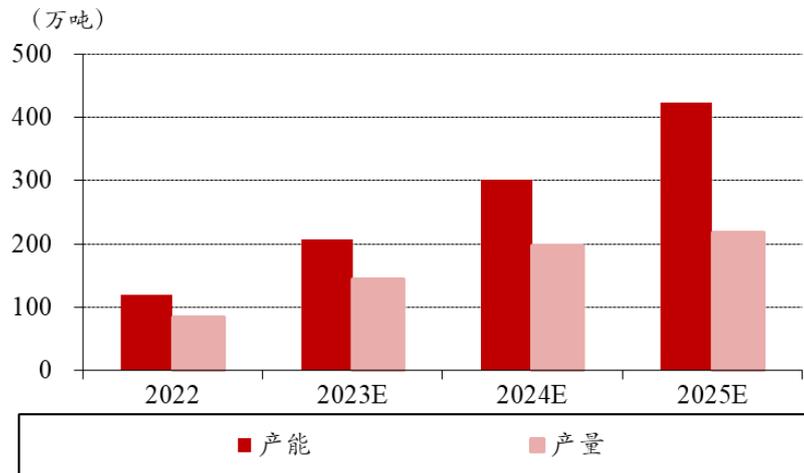
图表 52. 2022 年至今多晶硅价格



资料来源: InfoLink Consulting, 中银证券

2024 年，硅料供过于求或将延续：根据 SMM、Trend Force 数据，2023 年 1-10 月国内多晶硅产量约 120 万吨，产量同比增长约 91%，2023 年末我国硅料产能有望超过 250 万吨，同比增长 113%。假设组件单位硅耗 2.66 g/W，即使硅料产能开工率仅 80%，亦可实现超过 750GW 组件供给，对应超过 620GW 光伏装机。根据各公司公告，2024 年仍有合盛硅业等企业新硅料投产产能释放，我们认为 2024 年硅料将维持供过于求状态。

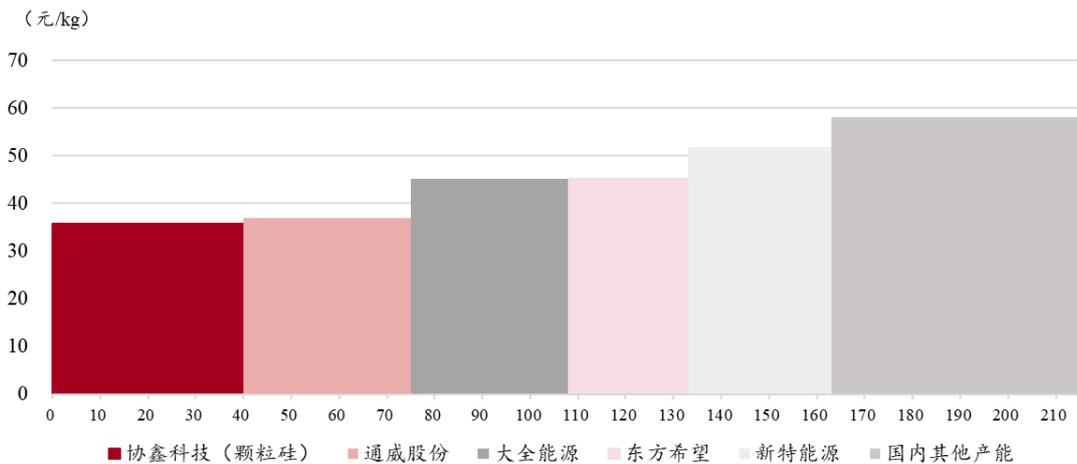
图表 53. 2022-2025 年全球硅料产能、产量预测



资料来源: Trend Force, 中银证券

硅料价格具备进一步下跌空间，关注具有成本优势的龙头企业：我们认为，短期内硅料或将维持供过于求的状态，硅料价格或将进一步下降。具备成本优势的龙头企业或将凭借成本控制能力接受低价订单从而跨越周期。而由于需求不足或导致二线企业开工率下降，一二线企业成本差异或将带动盈利能力进一步拉开，最终促成硅料供需格局优化。根据 SMM 数据，硅料企业平均生产成本为 57.6 元/kg (含税)，最高成本约 68 元/kg (含税)，通威股份多晶硅现金成本已降至 40 元/kg 以内，具有成本优势的龙头企业在硅料价格下跌过程中仍将保持盈利能力，市场份额有望提升。

图表 54. 2023 年末我国主要企业硅料产能及成本概算



资料来源：各公司公告，硅业分会，中银证券

2024 年海外硅料供需紧平衡，看好锁定海外市场的硅料龙头企业：UFLPA 法案于 6 月 21 日生效后，组件多次被拘留。根据 CBP 披露，多晶硅是 UFLPA 法案审查重点之一，进口商需要提供多晶硅的石英石所在地相关证明，并确认组件产品并未使用或部分使用受限制地区的多晶硅原材料。根据 pvtime 数据，除中国以外地区硅料总产能合计约 15.6 万吨，若海外多晶硅产能利用率达 100%，且组件单位硅耗 2.66g/W，海外硅料可实现约 59GW 组件供给。但由于海外电价水平高，多晶硅制备成本高，海外硅料企业生产具备压力。根据 pv magazine 报道，REC 于 2023 年 11 月 22 日关闭了其位于挪威的多晶硅生产工厂，主要原因系挪威电价为中国电价的十倍以上，在海外高昂的电价水平下，海外高成本硅料难以与低成本中国硅料相竞争。我们认为，美国组件有限供给受限海外硅料，因此美国组件市场价格或持续与其他市场脱钩，而锁定海外硅料产能、具备美国组件销售渠道的龙头公司或受益于美国较高的进入门槛。

图表 55. 海外硅料产能

公司名称	国家属地	硅料产能 (万吨)	产地
Wacker	德国	8	布格豪森, 努恩西利茨德国, 美国查尔斯顿
OCI	韩国	4	马来西亚
REC	挪威	1.8	美国华盛顿州
Hemlock	美国	1.8	美国田纳西州
共计		15.6	

资料来源：pvtime，中银证券

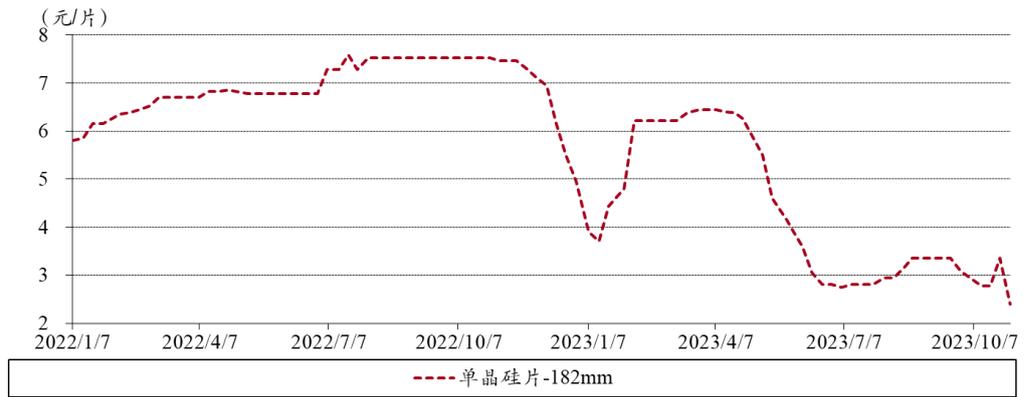
硅片：产能总体宽松，硅片价格与电池片开工率紧密相关

回顾：1) 年初石英坩埚偏紧，硅片价格脱钩于硅料价格：3 月以来，拉晶环节石英坩埚的影响逐步显现，单位时间内拉晶炉单台有效产量的降低对于生产企业产量爬坡速度产生直接影响。电池环节保持近乎满开的稼动水平对于硅片的需求量也在持续增加，导致 3 月中下旬硅片价格短期脱钩于硅料价格下跌。单晶硅片环节利润相对丰厚，企业在保供稳价的前提下尽量维持高开工率。

2) 海外石英砂到港，硅片企业开工率提升，硅片价格跟随硅料价格变化：4 月，虽然个别石英砂生产企业存在检修计划，但海外石英砂陆续到港，坩埚供应不足问题基本得到解决，部分专业化企业逐步提升至满开。硅片逐渐供给宽松，在硅料价格大幅下跌的背景下硅片价格快速下跌。9 月，由于硅料价格反弹，推动硅片价格上涨，但随后硅料价格下跌又促成硅片价格下跌，但总体跌幅低于硅料跌幅。

3) 电池片向上传导压力，硅片价格总体缓降：硅片环节产能相对较少，但若电池片采购需求减弱，硅片价格也有进一步下降风险。根据 SMM 数据，由于电池片环节提货量放缓，10 月国内硅片实际产量 50.06GW，环比下降 18.8%，一度堆积约 20GW 库存。随后硅片价格迅速下跌。

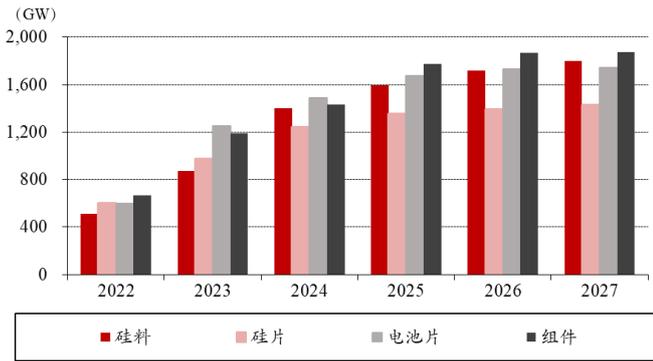
图表 56. 2022 年至今 182mm 单晶硅片价格



资料来源: InfoLink Consulting, 中银证券

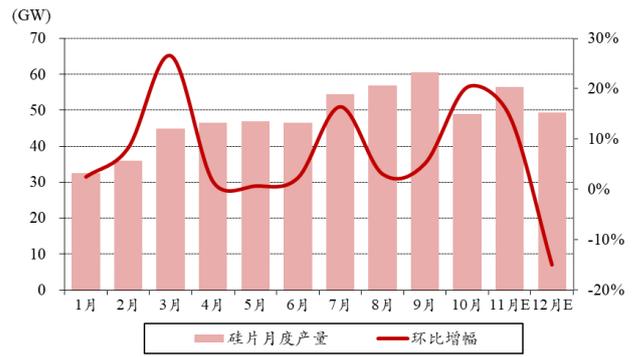
硅片产能相对其他环节较为有限, 面对终端需求依然过剩: 根据 Trend Force 数据, 2023 年底硅片产能约 921.6GW, 总体硅片产能仍明显超出 2024 年下游组件实际需求。我们认为, 若上游硅料环节供应保持宽松, 下游电池片减产, 硅片价格亦具备下探空间。根据 SMM 数据, 10 月国庆假期前多家电池片厂减少采购使得硅片堆积约 20GW 库存, 导致硅片厂商下调产能利用率至 60% 并降价。

图表 57. 光伏产业链各环节产能



资料来源: InfoLink Consulting, 中银证券

图表 58. 2023 年硅片月产量



资料来源: SMM, 中银证券

硅片薄片化趋势依旧, 降本增效为主要动力: 虽然硅料价格下降一定程度上缓解了硅片厚度减薄的紧迫性, 但是出于光伏产业链降本的第一性原理, 硅片薄片化依然具备价值。但由于进一步降低金刚线线径将导致切片断线率提升, 且切换钨丝金刚线或导致切片环节成本上升, 钨丝金刚线或主动降价推动硅片薄片化。

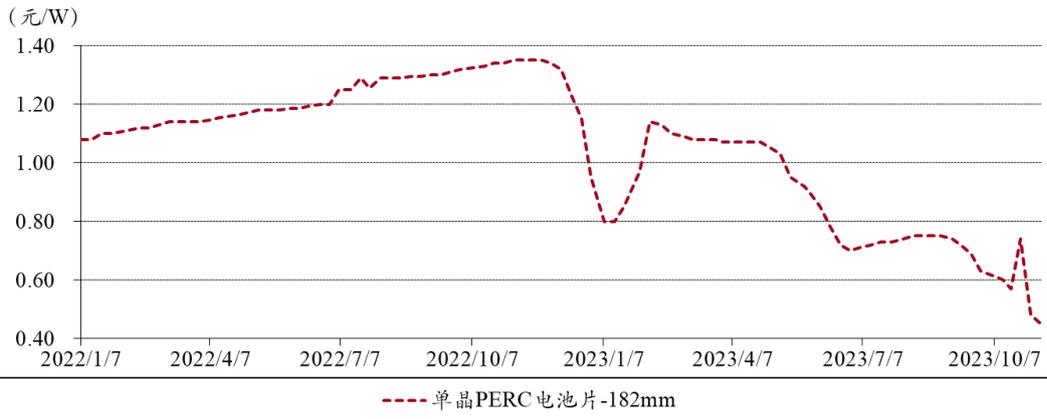
电池片: TOPCon 迎来放量周期, 技术、成本是下一阶段盈利能力的重点

回顾: 1) 2023 年初, 受益于节前备货需求以及硅片价格回升, 电池片价格反弹: 临近春节, 组件厂预期春节后需求有望起量, 恐电池片价格反弹, 在备货需求下陆续在春节前囤货, 需求起量带动下电池片价格在春节前反弹。

2) 4-5 月硅片逐渐过剩, 电池价格跌幅小于硅片: 4 月, 随着硅片产量的释放以及终端需求的提升, 前期电池片环节承担的硅片涨价压力逐步释放, 且供需关系的反转促使电池价格在硅片跌价阶段维持稳定。

3) 5 月至今, 电池片价格跟随硅片价格同向变化: 5 月至今上游硅片快速跌价, 电池片价格伴随上游硅料、硅片价格下降。5 至 7 月, 电池片开工率较高, 下游需求支撑电池片库存, 因此短期电池片环节价格并未完全反映硅片跌势, 7 月、10 月硅料、硅片价格阶段性回弹亦推动电池片价格短期回升。

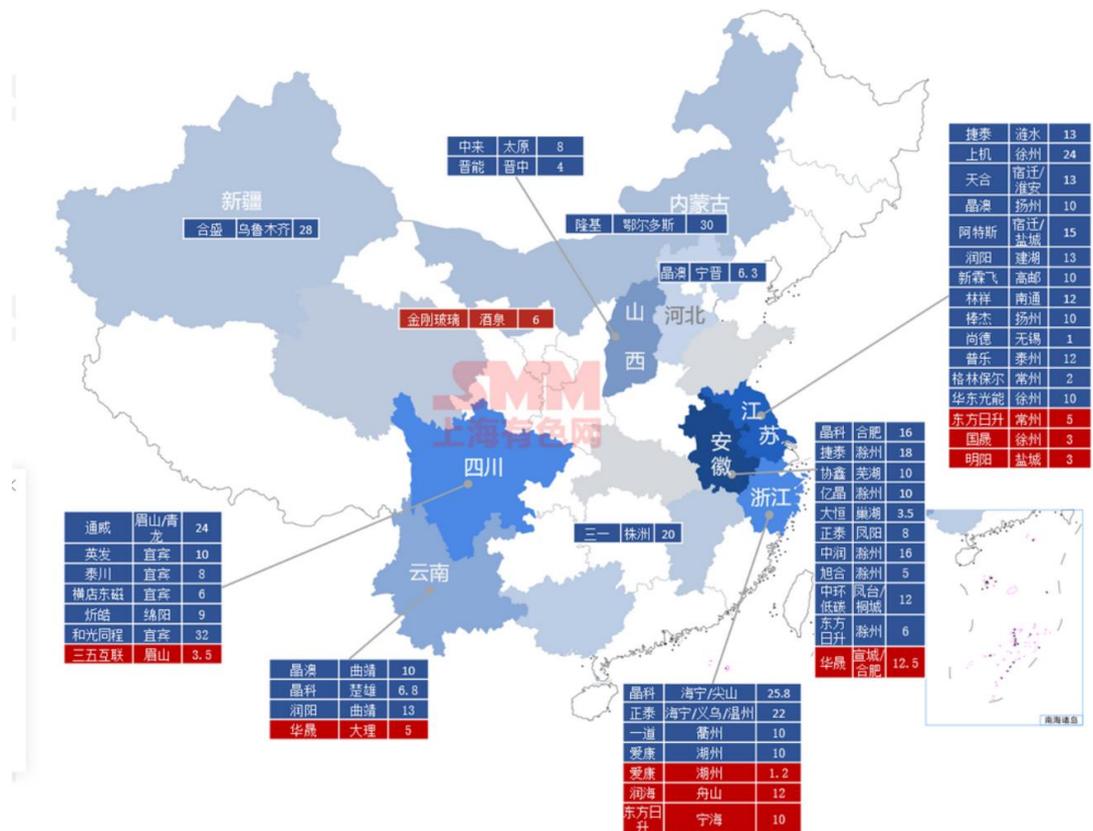
图表 59. 2022 年至今电池片价格



资料来源: InfoLink Consulting, 中银证券

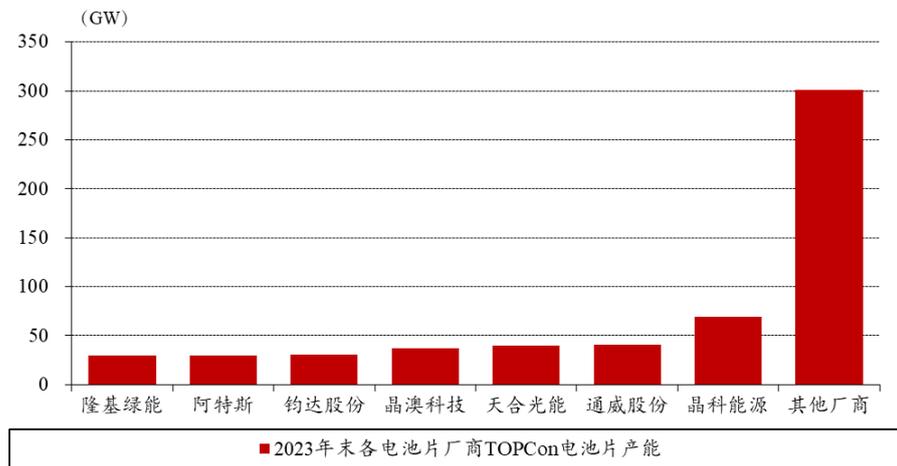
2024 年 TOPCon 电池产能快速释放，挤压 PERC 电池片生存空间：电池片环节产能相对过剩，新产能上量快、规模大。根据我们统计，截至 2023 年 12 月，已有近 589.6GW TOPCon 电池片具备投产条件，2023 年底电池片总产能将超过 1100GW。我们认为，电池片环节受到硅片供应相对偏紧、下游组件降本需求两头挤压，盈利能力难以大幅提升。由于 N 型电池片产能快速扩张，效率更高的 TOPCon 电池片有望加速对 PERC 的技术迭代。N 型电池片价格与 P 型电池片价格逐渐收窄，N 型 TOPCon 电池片性价比将更为突出，2024 年 PERC 电池片厂商接单压力增加。根据 InfoLink Consulting 披露，12 月至今多数厂商针对 M10 的 PERC 产线大幅减产，由于市场需求快速转换到 N 型产品，且头部组件厂商亦在快速推进 TOPCon 电池片一体化产能，我们认为 2024 年针对 PERC 产品需求或萎缩，PERC 生产线陆续面临淘汰出清风险。

图表 60. 2023 年 11 月我国已量产 TOPCon/HJT 电池产能



技术与成本优势领先的电池厂有望获得更高的市占率: 我们认为, 在N型电池产能快速扩张的阶段, P型电池面临逐步退出市场的可能性, P型电池或将让利下游以保证出货, N型电池或将面临价格压力。根据我们统计, 截至2023年末, 隆基绿能、阿特斯、钧达股份、晶澳科技、天合光能、通威股份、晶科能源等行业头部厂商已经具备约300GW TOPCon电池片产能, 在TOPCon电池放量初期, 具有成本与技术优势的专业化电池厂有望凭借更高性价比的TOPCon产品提高市场份额, 并形成客户粘性, 在后续N型电池成本与技术差异缩小的阶段保证市占率。

图表 61. 2023 年末我国 TOPCon 电池产能统计



资料来源: 各公司公告, SMM, 中银证券

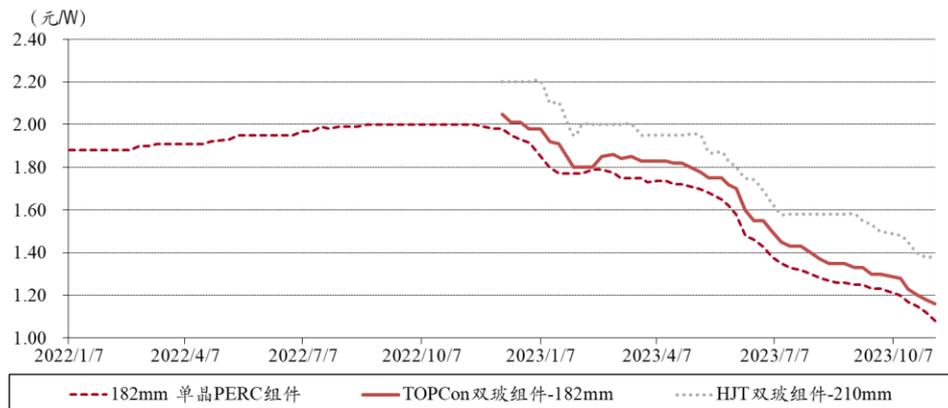
组件: 看好具备一体化及品牌优势一线企业

回顾 2023 年至今: 1) 年初, 组件价格脱钩于硅料价格下跌: 2023 年 1 月至春节前, 国内需求平淡, 2 月新订单有限, 大型订单仍尚未落地。3 月光伏中游供应链受制硅片短期供需错配影响, 组件价格持稳, 组件中小厂家、非一体化厂成本压力不断提升。

2) 终端需求提振不明显, 组件价格跟随上游价格下跌: 4 月以来中型组件厂家则为争抢订单、投标价格持续降低, 大型项目开标价格持续下探。5 月国内受项目合规审查、土地问题, 迭加上游价格快速下降, 终端观望情绪浓重, 新签订单需求不足导致组件价格下跌。

3) 硅料产能持续释放, 组件加速去库存, 价格持续下跌: 5 月末组件环节累积 1-2 个月库存, 6 月进入去库存周期, 且由于产业链价格持续下跌, 终端用户签单意愿不强进一步推动组件价格下降。6 月至今, 组件价格受供应过剩、需求暂时并无爆发式增量、迭加电池片价格滑落等影响, 组件价格持续下降。

图表 62. 2022 年至今 PERC/TOPCon/HJT 组件价格



资料来源: InfoLink Consulting, 中银证券

组件价格已至行业底部，进一步降价空间较小：根据我们测算，在 0.4 元/W 的电池片成本下，1 元/W 的组件含税价格已经逐步接近 PERC 组件成本，除 PERC 组件，N 型组件价格持续受 PERC 组件低价冲击，自 2023 年年初以来 TOPCon 组件价格明显下降，且 TOPCon 组件与 PERC 组件售价差距已控制在 0.1 元/W 范围内。我们认为，PERC 组件价格或将维持在 0.9-1 元/W 左右，倒逼行业内部分厂家降低开工率以实现产能出清。PERC 组件价格维持低位或对 TOPCon 组件价格形成抑制。我们认为，下游电站更关注发电度电成本，若 PERC 组件价格维持低位，TOPCon 组件为实现相对性价比缺乏涨价动力，因此 TOPCon 组件或采取相对激进价格策略促成 PERC 产能出清，待 PERC 产能出清完毕后再重建自身价格体系。

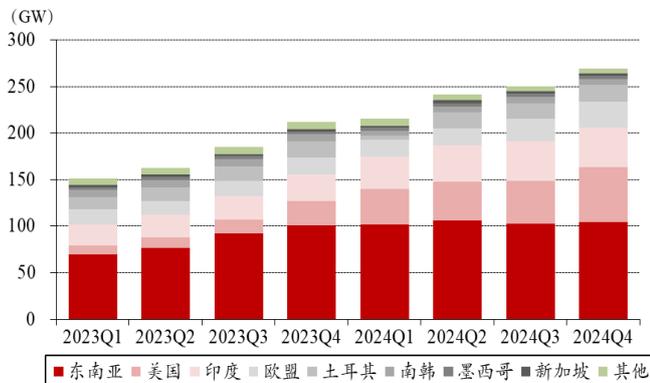
图表 63. 2023 年以来 TOPCon-PERC 组件差价



资料来源: InfoLink Consulting, 中银证券

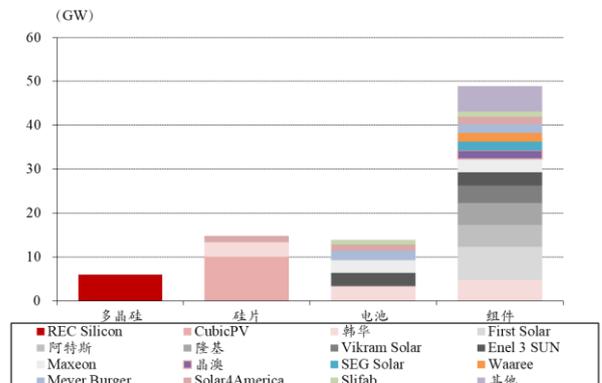
海外积极拓展本土产能，但短期内难以建立完备供应链：部分国家为保障自身的能源自主性，于近年内开始对光伏产品产地做出限制，并尝试建立本土产能。例如美国于 2022 年开启东南亚反规避调查，于 2023 年 5 月发布 IRA 法案（Inflation Reduction Act, 降低通胀法案）中本土制造相关激励补贴的初步指导细则，为美国本土光伏制造企业提供补贴。印度于 2022 年 4 月开始，对进口组件/电池片分别征收 40%/25% 的 BCD 关税，并拨款 1950 亿卢比（约合 26 亿美元）用于激励本土光伏制造。欧洲也因中国组件价格冲击开始重新审视对进口产品限制的必要性。根据 InfoLink Consulting 数据，光伏各环节产能仍高度集中于中国，中国对硅料、硅片、电池、组件的集中度分别高达 93%、97%、90%、82%，由于组件环节技术难度、投资金额相对较小，因此海外产能主要集中在组件环节，预计 2023 年末海外组件产能将超过 200GW，而由于缺少上游产业链，因此短期内全球光伏产业摆脱中国供应链具备较高难度。

图表 64. 海外组件产能规模



资料来源: InfoLink Consulting, 中银证券

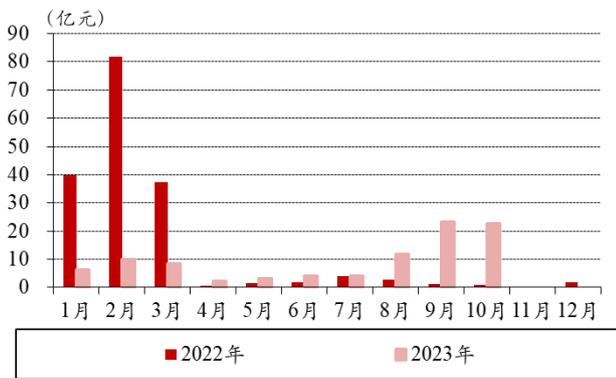
图表 65. 美国光伏产业链规划产能



资料来源: BNEF, 中银证券

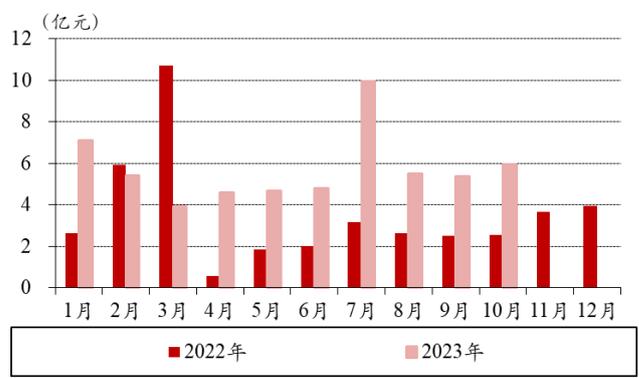
中国光伏成本、价格优势明显，面对海外市场具备充分竞争力：根据 Infolink Consulting 数据，2023 年以来中国高纯多晶硅产能持续释放，上游硅料供大于求推动组件价格持续下跌。虽然印度规定从 2022 年 4 月 1 日起，对光伏组件征收 40% 的关税，对电池征收 25% 的关税，短期内影响我国对印度组件出口，但随着产业链价格下降，我国光伏组件、电池片对印度出口逐步回暖。根据 Infolink Consulting 数据，2023 年 9 月印度对中国组件进口量高达 2GW，环比提升 112%，三季度需求相较前两季度明显增长。在国内光伏产业链降价的背景之下，即使我国组件迭加 40% 税率，其成本仍低于印度本土制造组件。成本差距也体现于售价上的表现，2023 年 10 月印度本土制造组件平均售价约 0.23-0.25 美元/W，而进口中国组件售价约 0.14-0.16 美元/W。欧洲方面，中国组件价格下跌带动欧洲组件价格下跌，欧洲本土组件生产企业成本控制能力有限，或面临破产危机。Solar Power Europe 于 2023 年 9 月提交至欧盟委员会的公开信件中称，受到中国供应链价格冲击，欧洲组件价格下跌至 0.15 欧元/W，欧洲本土光伏产业链制造企业销售进入困境，由于欧洲电力、人工价格均高于我国，因此欧盟本土光伏制造产品天然具备成本劣势，挪威本土多晶硅生产企业 Norwegian Crystals 已于 2023 年 8 月申请破产。此外，欧洲市场光伏组件仍在持续下降，根据 InfoLink Consulting 数据，2023 年 11 月 29 日，欧洲组件均价约 0.13 美元/W，较年初 0.245 美元/W 下跌约 50%，对应欧洲组件现价约 0.94 元人民币/W，欧洲本土光伏供应链或无法在此终端组件价格下实现盈利。

图表 66. 2022 年至今我国出口印度组件规模



资料来源：海关总署，中银证券

图表 67. 2022 年至今我国出口印度电池片规模



资料来源：海关总署，中银证券

2024 年 6 月反规避豁免执行前，美国或于 6 月前集中拉货：2022 年 3 月，商务部决定对东南亚产能发起反规避调查，2022 年 6 月，为满足美国组件需求，美国总统拜登给予东南亚 4 国的电池与组件为期 2 年的反规避关税缓冲期，2024 年 6 月 6 日豁免期结束之前东南亚光伏产品仍然可以豁免反倾销/反补贴关税并进入美国市场。2023 年 8 月，美国商务部公布了针对中国光伏产品反倾销和反补贴措施的反规避调查终裁结果。根据反规避调查的最终裁定，在 2024 年 6 月 6 日后，组件供应商需使用非中国硅片或组件 6 种辅材（银浆、铝边框、玻璃、背板、EVA、接线盒）中不超过 2 种产自中国，才可免除反规避关税。由于美国商务部规定 2024 年 6 月 6 日后需执行稍加严格的反规避关税规定，参考印度 2023 年 1-3 月执行新关税政策前的旺盛组件需求，我们认为 2024 年 6 月前美国或对东南亚产能集中拉货。

图表 68. 反规避调查重要时间节点及事件



资料来源: InfoLink Consulting, 中银证券

需求分层有望加强一线企业竞争优势: 以欧美区域为代表的高经济性需求的释放主导了近两年间光伏产业链价格逻辑的变化，而欧美区域历来是一线组件企业的主要出口范围，这些市场对组件品牌价值有较高的认知度与接受度，且单位盈利较优。UFLPA 法案限制进口组件原材料产期，由于海外硅料产能相对有限，因此美国组件供给相对有限。在美国组件供需关系相对平衡的背景下，2024年美国市场组件价格或企稳回升。我们认为，在组件环节普遍盈利见底的背景下，具备海外原材料、渠道优势的组件企业可维持较优的盈利能力。在国际关系缓和的背景下，美国装机需求提升，将进一步增厚具备出海能力组件企业盈利水平。

具备品牌、渠道、技术优势的一线企业盈利相对较优: 在近两年上游供给紧张、成本上涨的情况下，一线组件企业的稳定盈利主要来源于两方面：1) 上游硅片、电池环节一体化（以及对硅料供应进行一定程度锁定）对硅料价格上涨影响的部分平抑；2) 组件价差所兑现的品牌渠道价值。一线企业的单纯的组件加工环节盈利也较为微薄，而不具备这些竞争优势的组件加工制造企业在近两年的盈利能力则相对承压。在目前上游供给宽松的情况下，组件企业的盈利则更倚赖品牌渠道价值。我们认为，具备品牌、渠道、技术优势的一线企业在上游降价的背景之下盈利相对较优。

组件辅材：关注格局改善环节

POE 粒子供需或阶段性偏紧: EVA 胶膜与 POE 胶膜的主要区别在于：1) POE 胶膜水汽阻隔率更优；2) POE 胶膜体积电阻率更高，抑制光伏组件 PID。3) POE 胶膜不易产生酸，不易导致电池栅线腐蚀造成衰减。N 型 TOPCon 电池正面采用活泼的银铝浆和含粘接剂的玻璃粉，在弱酸性的高温高湿环境中容易发生复杂的化学腐蚀和电化学腐蚀。2024 年 TOPCon 组件放量，根据我们测算，若 2024 年全年组件需求 588GW、TOPCon 市占率 70%，且 TOPCon 双玻组件均使用纯 POE 胶膜，2024 年 TOCon 组件的 POE 粒子需求约 169 万吨；若 TOPCon 双玻组件均使用 EPE 胶膜，则 POE 粒子需求约 56 万吨，2024 年 POE 粒子供给约 59 万吨，POE 粒子供需或阶段性偏紧。

电池技术升级推动浆料性能优化，关注具备技术优势的银浆企业: 2019 年贺利氏光伏成功研发“激光增强接触优化技术”（LECO 技术），并推出全新的 LECO 专用金属化浆料，可将光伏电池整体提效 0.15%。根据捷泰科技披露，应用 LECO 技术可将 TOPCon 电池片转换效率提高约 0.38%。根据相关公司公告，聚和材料、帝科股份目前均针对激光辅助烧结工艺专用导电浆料产品进行布局，新技术或提升银浆加工费及单位银耗。具备技术优势的银浆企业或在新技术导入中提升市占率。

新技术：新技术百花齐放，综合经济性为新技术放量关键

综合经济性提升是新技术发展核心动力：历史上光伏组件技术迭代通常伴随显著效率提升、不明显的成本提升，从而综合实现性价比提升。例如 P 型单晶 PERC 电池通过 23+% 转换效率，实现了对 p 型 BSF 电池的替代；2024 年 TOPCon 电池放量，其或凭借 25+% 转换效率实现对 PERC 电池替代。成本方面，PERC 电池在 BSF 电池的基础上，仅增加了背面钝化、激光开工 2 道工序，而与 PERC 电池相比；TOPCon 电池制备仅仅增加硼扩散、接触钝化层沉积 2 个环节，综合成本仅较 TOPCon 增加 0.03 元/W。展望后市，由于硅基电池的理论效率极限约 29.4%，我们预计 2 年内光伏组件量产效率将提升至 26%-27% 区间，而 TOPCon、HJT、IBC 均具备提效至 26% 能力，判断行业技术路线发展路线需紧密观察各路线综合性价比。

图表 69. 2022-2030 年各种电池技术平均转换效率变化趋势

分类	2022	2023	2024	2025	2027	2030
P 型多晶	BSF p 型多晶黑硅电池	19.5%	19.7%	-	-	-
	PERC p 型多晶黑硅电池	21.1%	21.3%	-	-	-
	PERC p 型铸锭单晶电池	22.5%	22.7%	22.9%	-	-
P 型单晶	PERC p 型单晶电池	23.2%	23.3%	23.4%	23.5%	23.6%
	TOPCon 单晶电池	24.5%	24.9%	25.2%	25.4%	25.7%
N 型单晶	异质结电池	24.6%	25.0%	25.4%	25.7%	25.9%
	XBC 电池	24.5%	24.9%	25.2%	25.6%	25.9%

资料来源：CPIA，中银证券

IBC 有望成为平台型技术：IBC (Interdigitated Back Contact, 交指式背接触) 电池通过将电池的正负电极都置于背面，可见减少正面电极反射的阴影损失。TOPCon、HJT 都具备与 IBC 技术结合的能力，主流方案包括 TBC (N 型 TOPCon + IBC)、HPBC (P 型 TOPCon + IBC)、HBC (HJT + IBC)，其中 TBC、HBC 均可实现 27% 以上的转化效率，IBC 有望通过与其他高效电池技术结合，成为新一代平台型技术。

叠层电池效率空间更高，钙钛矿叠层具备想象空间：钙钛矿电池理论光电转换效率最高可达 33.7%，通过与晶硅叠层，钙钛矿叠层电池理论效率可超过 43%。晶科能源、通威股份、隆基绿能等企业研发的钙钛矿叠层电池均已实现 30% 以上转化效率。产业化方面，2023 年 11 月，协鑫光电宣布其推出的 1 米 × 2 米钙钛矿单结组件转换效率达到 18.04%，并将致力于新一代钙钛矿叠层组件研发。极电光能已于 2023 年开工建设全球首条 1GW 钙钛矿光伏生产线，计划在 2024 年年底搭建完成，纤纳光电、仁烁光能等企业均规划 MW 级别产线。钙钛矿单结电池或于 2024 年实现量产，需进一步关注后续钙钛矿叠层技术突破及产业化情况。

投资建议

风电方面，2023 年底已招标未并网项目存量较为充沛，为后续装机量的较高增长提供指引。2024 年建议优先配置后续增长潜力较大的海上风电环节，受益于海外需求向好的出海标的，存在自身 alpha 的国产化替代与渗透率提升的环节。推荐东方电缆*、泰胜风能*、天顺风能、大金重工*、海力风电*、金雷股份、五洲新春、盘古智能、日月股份、三一重能、运达股份、金风科技，建议关注中天科技、亨通光电、起帆电缆、禾望电气、中际联合、天能重工、宝胜股份、广大特材、崇德科技、长盛轴承、明阳智能。

光伏方面，产业链持续降价有望刺激终端需求，优质供给或推动供需再平衡。老旧产能出清过程中产业链价格提升空间有限，建议优先配置具备成本优势的一体化龙头标的、具备技术优势且行业格局较优的相关标的。推荐阳光电源、晶澳科技、晶科能源、通威股份、天合光能、隆基绿能、钧达股份、林洋能源、固德威，德业股份、锦浪科技、福莱特、福斯特、海优新材、宇邦新材、石英股份、金博股份、高测股份*、美畅股份、迈为股份、捷佳伟创、奥特维*、联泓新科、英杰电气、芯能科技，建议关注帝科股份、聚和材料、通灵股份、快可电子、帝尔激光、禾迈股份、昱能科技、阿特斯、英诺激光、协鑫科技、大全能源。（*表示机械组覆盖）

风险提示

价格竞争超预期：光伏产业链部分环节有产能存在过剩风险，风电整机与部分零部件产品价格亦存在竞争超预期的风险，或对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：光伏组件盈利受制于价格下降，后续盈利能力的修复在一定程度上依赖于辅材料成本的下降，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将受到负面影响。大宗原材料成本对风电制造业的盈利能力影响权重较大，若原材料价格出现不利波动，将对各制造企业的盈利情况产生负面影响。

国际贸易摩擦风险：对海外市场的出口是中国光伏制造企业与部分风电零部件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 TOPCon 电池片已对 PERC 电池片呈现替代趋势，电池组件一体化企业固定资产存在减值风险。后续电池片技术路线发展仍存在不确定因素，如电池组件一体化企业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。

大型化降本不达预期：风电制造业后续盈利能力在一定程度上依赖于机组大型化带来的制造成本下降，如大型化降本的幅度与速度不达预期，风电制造企业的盈利能力将受到负面影响。

政策不达预期：目前光伏、风电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。

投资增速下滑：电力投资（包括电源投资与电网投资）决定了新能源发电板块、电力设备板块的行业需求；若电力投资增速下滑，将对两大板块造成负面影响。

附录图表 70. 报告中提及上市公司估值表

公司代码	公司简称	评级	股价 (元)	市值 (亿元)	每股收益(元/股)		市盈率(x)		最新每股净 资产 (元/股)
					2022A	2023E	2022A	2023E	
300129.SZ	泰胜风能	买入	10.23	95.64	0.29	0.46	34.79	22.24	2.26
002531.SZ	天顺风能	买入	11.45	205.74	0.35	0.61	32.75	18.77	2.33
301155.SZ	海力风电	买入	56.40	122.61	0.94	1.79	59.79	31.51	2.18
002459.SZ	晶澳科技	买入	19.83	657.61	1.67	3.04	11.89	6.52	1.90
600438.SH	通威股份	买入	24.86	1,119.19	5.71	3.89	4.35	6.39	1.80
688599.SH	天合光能	买入	27.93	607.08	1.69	3.46	16.50	8.07	1.97
601012.SH	隆基绿能	买入	22.39	1,696.72	1.95	2.40	11.46	9.33	2.39
601222.SH	林洋能源	买入	6.39	131.64	0.42	0.55	15.38	11.62	0.86
300861.SZ	美畅股份	买入	32.61	156.53	3.07	4.22	10.63	7.73	2.51
300751.SZ	迈为股份	买入	124.70	347.40	3.09	4.38	40.31	28.47	5.02
688516.SH	奥特维	买入	85.66	192.57	3.17	7.63	27.02	11.23	6.19
300820.SZ	英杰电气	买入	56.15	123.69	1.54	2.35	36.48	23.89	6.26
603606.SH	东方电缆	增持	41.30	284.03	1.22	1.51	33.72	27.35	4.59
002487.SZ	大金重工	增持	25.70	163.90	0.71	1.03	36.40	24.95	2.38
300443.SZ	金雷股份	增持	26.02	84.68	1.08	1.62	24.03	16.06	1.40
603667.SH	五洲新春	增持	20.92	77.11	0.40	0.52	52.18	40.23	2.67
301456.SZ	盘古智能	增持	30.14	44.78	0.73	0.91	41.37	33.12	2.20
603218.SH	日月股份	增持	12.16	125.37	0.33	0.49	36.41	24.82	1.29
688349.SH	三一重能	增持	28.10	338.75	1.37	1.54	20.56	18.25	2.88
300772.SZ	运达股份	增持	10.72	75.26	0.88	0.98	12.21	10.94	1.48
002202.SZ	金风科技	增持	7.92	297.05	0.56	0.63	14.04	12.57	0.94
300274.SZ	阳光电源	增持	85.17	1,264.90	2.42	6.18	35.20	13.78	4.95
688223.SH	晶科能源	增持	8.66	866.45	0.29	0.75	29.51	11.55	2.70
002865.SZ	钧达股份	增持	76.25	173.39	3.15	11.01	24.18	6.93	3.15
688390.SH	固德威	增持	128.49	222.14	3.76	6.19	34.21	20.76	7.39
605117.SH	德业股份	增持	79.61	342.39	3.53	4.48	22.56	17.77	6.64
300763.SZ	锦浪科技	增持	68.15	273.18	2.64	2.48	25.77	27.48	3.52
601865.SH	福莱特	增持	26.00	546.68	0.90	1.22	28.80	21.31	2.84
603806.SH	福斯特	增持	23.89	445.35	0.85	1.34	28.21	17.83	3.05
301266.SZ	宇邦新材	增持	53.64	55.79	0.97	2.20	55.55	24.38	3.76
603688.SH	石英股份	增持	88.16	318.50	2.91	17.16	30.27	5.14	4.45
688598.SH	金博股份	增持	68.20	94.95	3.96	4.35	17.23	15.68	1.53
688556.SH	高测股份	增持	37.34	126.62	2.33	3.84	16.06	9.72	3.18
300724.SZ	捷佳伟创	增持	73.10	254.52	3.01	4.69	24.31	15.59	3.06
003022.SZ	联泓新科	增持	18.09	241.60	0.65	0.53	27.89	34.13	3.41
603105.SH	芯能科技	增持	11.41	57.05	0.38	0.50	29.79	22.82	3.02
600522.SH	中天科技	未有评级	12.30	419.79	0.94	1.07	13.06	11.45	1.28
600487.SH	亨通光电	未有评级	11.70	288.61	0.64	0.88	18.23	13.22	1.16
605222.SH	起帆电缆	未有评级	19.19	80.24	0.88	1.32	21.91	14.57	1.81
603063.SH	禾望电气	未有评级	24.28	107.62	0.60	1.23	40.33	19.76	2.80
605305.SH	中际联合	未有评级	32.49	49.32	1.02	1.44	31.79	22.64	2.22
300569.SZ	天能重工	未有评级	7.10	72.61	0.22	0.40	31.72	17.69	1.32
600973.SH	宝胜股份	未有评级	4.78	65.55	0.05	0.27	101.23	17.66	1.74
688186.SH	广大特材	未有评级	18.45	39.53	0.48	0.84	38.40	22.09	1.21
301548.SZ	崇德科技	未有评级	60.88	36.53	1.51	2.01	40.19	30.31	2.59
300718.SZ	长盛轴承	未有评级	18.15	54.24	0.34	0.82	53.15	22.17	3.67
601615.SH	明阳智能	未有评级	12.33	280.11	1.52	1.75	8.11	7.04	0.98
300842.SZ	帝科股份	未有评级	69.43	69.60	(0.17)	4.15	/	16.73	5.70
688503.SH	聚和材料	未有评级	51.97	86.08	2.36	3.65	22.00	14.22	1.75
301168.SZ	通灵股份	未有评级	44.53	53.44	0.96	1.84	46.18	24.17	2.56
301278.SZ	快可电子	未有评级	58.07	48.39	1.42	2.53	40.87	22.96	4.23
688032.SH	禾迈股份	未有评级	272.29	226.87	6.39	8.40	42.60	32.43	3.54
688348.SH	昱能科技	未有评级	120.42	134.87	3.22	2.87	37.41	41.97	3.60
688472.SH	阿特斯	未有评级	12.59	464.35	0.58	1.11	21.53	11.34	2.20
300776.SZ	帝尔激光	未有评级	58.70	160.30	1.51	1.88	38.98	31.23	5.72
301021.SZ	英诺激光	未有评级	25.35	38.41	0.15	0.20	170.15	128.03	3.95
3800.HK	协鑫科技	未有评级	1.11	299.02	0.60	0.31	1.87	3.58	0.58
688303.SH	大全能源	未有评级	29.52	633.19	8.91	2.72	3.31	10.87	1.46

资料来源: Wind, 中银证券

注: 股价截止日 2024 年 1 月 3 日, 未有评级公司盈利预测来自 Wind 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任何由此产生的任何责任及损失等。

本报告期内含保密信息，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予任何其他人，或将此报告全部或部分公开发表。如发现本研究报告被私自转载或转发的，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