



电力设备与新能源行业研究

买入（维持评级）
行业专题研究报告

证券研究报告

新能源与电力设备组

分析师：姚遥（执业 S1130512080001）

yaoy@gjzq.com.cn

联系人：彭治强

pengzhiqiang3@gjzq.com.cn

风电整机专题：内卷多年终得反转，量价齐升迎接双击

投资逻辑：

市场对风电行业 25 年强势量价表现持续性的担忧，造成整机公司股价远未充分反映其潜在盈利改善弹性。24Q4 以来，国内陆风机组中标价格持续回暖，我们统计今年 1-7 月陆风机组中标均价为 1552 元/kW，较 24 年全年提升 9%，但相关企业股价却并未充分反映这一强势价格表现能够为企业盈利带来的巨大弹性潜力，我们认为主要由于市场对明年需求不确定性以及本轮价格上涨持续性的担忧，这也是当前市场对风电板块尤其是整机环节所存在的巨大预期差。

需求端预期差：多项前瞻指标正逐步验证 26 年国内陆风需求仍有望实现同比正增长。市场认为 25 年风电需求旺盛主因十四五末年抢装，并由此判断 26 年陆风需求存在较大的下行风险，但我们认为：在全面市场化交易的背景下，风电出力曲线优势和非技术成本压缩空间将令其维持较高收益率的能力显著强于光伏，从而令十五五期间国内新能源电源的投资重心向风电倾斜。结合近期多维度数据验证，我们认为作为十五五开局年的 26 年国内陆风需求仍有望保持增长：1) 作为比风机招标更前置的指标，1-7 月风电核准规模达 106GW，同比+37%显著指引 26 年需求乐观；2) 大唐近期启动规模高达 10GW 的 25-26 年度陆风机组框采，同比+67%；3) 24 年风机招标高达 164GW、25 年 1-7 月仅央企招标约 60GW，即使 25H2 招标量因市场化交易政策过渡期而阶段性维持低位，仍足以支撑 26 年装机保持增长。

价格端预期差：整机企业与业主“双向奔赴”，看好本轮风机价格上涨持续性。市场认为本轮风机价格回暖主要因为今年需求好、风机企业订单饱满，但我们认为：除了需求高景气的因素外，风机涨价更是整机制造商和运营商业主的“双向奔赴”。1) 整机企业端：持续多年的风机大型化赛跑和价格战后，风机企业制造业务盈利普遍承压，自律挺价意愿强烈，24 年 10 月签署《自律公约》后投标价格回暖趋势显著；2) 业主端：风机过快的大型化和低价竞争，导致运维成本和风机故障/事故率提升，业主有动力、也实际愿意为高可靠性产品支付溢价，部分央企已带头修订招标规则中价格分的评判标准，在发改委提出“深入推进招标投标制度改革”的背景下，招标机制的优化有望扩散，并支撑风机价格持续回暖。3) 在 6-7 月风机招标规模因 136 号文后下游阶段性观望情绪而同环比下降后，7 月中标价格仍然环比持稳，初步验证需求端高景气并非本轮风机价格上涨的唯一因素。

盈利弹性释放节奏：25 年看规模效应带动费用端下降，26 年风机制造毛利率弹性有望大幅释放。考虑到 24 年风机整体均价回暖幅度有限，我们预计 25 年整机企业制造端毛利率弹性相对较小，但在 2025 年行业装机 30%增速的预期下，测算头部整机企业销售+管理费用率有望下降 1-2pct；随着 24Q4&25FY 涨价订单陆续进入交付确收阶段，我们坚定看好 26 年整机企业制造端毛利率显著改善。

出口+海风构筑中长期成长性，高盈利订单占比有望提升。我们认为，虽然后续国内陆风装机增速或逐步放缓，但海外市场及国内海风仍将支撑整机公司中长期的成长性。1) 海外：国内整机企业技术、成本已逐渐实现领先，并且在订单层面已实现放量（24 年新增海外订单约 28GW），考虑到海外交付周期一般 2-3 年，预计 26-27 年交付有望放量；出海下一站看好国内头部企业进军欧洲海风市场，明阳智能已获取近 4GW 订单，2) 海风：年内中央多次强调海洋经济，重点省份深远海示范项目推进加速，当前国内海风项目已核准未开工项目达 35GW，新一轮海风竞配持续落地，看好十五五周期海风装机需求持续向上，年新增装机中枢有望从十四五期间的不到 10GW 提升至 20-25GW。

投资建议

我们看好风电短中长期需求及本轮风机价格上涨的持续性，随着风机制造业务盈利弹性的释放和在公司利润构成中占比的提升，同样看好整机公司 PE 估值向上修复，重点推荐：金风科技（H/A）、运达股份、明阳智能、三一重能。

风险提示

价格竞争加剧、原材料价格上涨。



内容目录

一、年初至今风机量价表现强势，但并未被充分定价.....	5
二、预期差一：多项前瞻指标验证 26 年需求有望实现同比持平甚至正增长.....	5
三、预期差二：整机企业与业主“双向奔赴”，看好本轮风机价格上涨持续性.....	8
3.1 企业盈利诉求是本轮风机价格上涨的核心.....	8
3.2 业主端有空间、也愿意接受价格上涨.....	9
四、盈利改善节奏：费用端下降及制造端盈利改善有望贡献可观弹性.....	14
4.1 25 年风电装机预计超 110GW，量的高增主导 25 年盈利弹性由费用端贡献.....	14
4.2 高价订单陆续进入交付阶段，26 年整机制造端弹性有望释放.....	16
五、海风、出海发展提速，两海占比提升贡献中长期成长性.....	18
5.1 出海持续加速，在手项目陆续进入交付周期.....	18
5.2 深远海加速推进，看好十五五国内海风发展.....	21
六、投资建议：重点推荐金风、运达、明阳、三一.....	23
七、风险提示.....	23

图表目录

图表 1：24Q4 起各功率段风机中标均价保持向上趋势.....	5
图表 2：1-7 月风机中标均价较 24 年上涨 6-18%.....	5
图表 3：2016 及 2022 年行业抢装结束后需求端曾出现下行风险.....	5
图表 4：完全市场化后，风电交易均价下滑幅度远小于光伏（元/MWh）.....	6
图表 5：相较于光伏，陆风的度电成本更优.....	6
图表 6：2024 年行业新增招标 164GW，同比+90%.....	6
图表 7：头部企业在手订单饱满，整机环节在手订单预计超 200GW.....	6
图表 8：不完全统计 1-7 月央企国企风机招标 60GW（GW）.....	7
图表 9：20 年及 23 年招标下滑后次年装机仍实现增长.....	7
图表 10：2025 年 1-7 月风电核准规模达 106GW，同比+37%.....	7
图表 11：大唐集团 2025-2026 年框采规模 10GW，同比+67%.....	8
图表 12：2022-2024 年，头部五家整机企业市场份额基本保持稳定（GW%）.....	8
图表 13：136 号文后，通过电站转让转移支付亏损的制造端将越发困难.....	9
图表 14：价格战后头部整机企业制造端盈利能力较弱.....	9
图表 15：12 家整机企业联合签署行业自律公约.....	9
图表 16：10MW 大机型中标均价明显回暖（元/kW）.....	9
图表 17：21-24 年国内新增吊装机组大型化明显提速.....	10



图表 18:	风机大型化降价带动项目单位造价大幅降低	10
图表 19:	条件较好地区项目单位建设成本低至 3-4 元/W	10
图表 20:	风机成本占项目建设的 30%-40%	10
图表 21:	2025 年绝大多数参与现货交易的省份风电交易均价高于 0.25 元/kWh	11
图表 22:	0.25 元/kWh 电价假设情形下, 大兆瓦机型即使涨价仍能满足 7%IRR 的初始投资成本要求	11
图表 23:	非技术成本在风电项目成本中占比高达 36%, 136 号文落地后路条费有望下降	11
图表 24:	风机可靠性提升带来的可利用系数提升等同于风机价格下降	12
图表 25:	我们将中标的项目依据不同的标准划分为三种类型	12
图表 26:	对比其余整机企业, 金风科技超过 50% 的中标项目为高价中标, 超低价中标占比仅约 5% (GW%)	13
图表 27:	全国累计风电装机中金风科技占比约 23%	13
图表 28:	“优胜风电场”中金风科技占比约 33%	13
图表 29:	招投标规则的合理修改能有效避免行业陷入无序的低价竞争	13
图表 30:	2024 年整机企业中标的 160GW 国内项目中, 接近九成项目为央国企开发商	14
图表 31:	2024 年行业中标均价同比下降约 8%, 但主要受大型化带来的结构变化影响, 剔除结构影响价格实际回暖	15
图表 32:	上半年国内风电新增并网规模同比接近翻倍 (GW)	15
图表 33:	国内全年风电装机大概率 110GW 以上	15
图表 34:	17-24 年收入规模增长带动金风费用端明显下降	16
图表 35:	17-24 年收入规模增长带动运达费用端明显下降	16
图表 36:	17-24 年收入规模增长带动明阳费用端明显下降	16
图表 37:	17-21 年收入规模增长带动三一费用端下降	16
图表 38:	25 年收入 20-30% 增速假设下, 预计头部整机企业销售+管理费用率下降 1-2pct.	16
图表 39:	截至 2024 年底, 仍有约 23% 的 23 年定标项目还未开工	17
图表 40:	运达股份各功率段风机制造成本保持下降趋势 (元/kW)	17
图表 41:	非集成传动链切换至集成式传动链能够实现减重 15% 并提升 30% 承载能力	17
图表 42:	假设风机价格提升 5-10%, 对应毛利率弹性在 4-9pct	17
图表 43:	西方整机业务 EBIT 利润率持续承压, 被迫收缩新兴市场业务	18
图表 44:	国产整机销售单价较西方制造整机低 30%, 性价比优势明显 (美元/kW)	18
图表 45:	海外风机价格与国内风机价格价差持续拉大 (美元/kW)	18
图表 46:	2024 年国内风机对外销售量约 8.5GW	19
图表 47:	25 年 1-7 月国内整机企业签单量持续超预期	19
图表 48:	2024 年 7 月至今, 明阳智能已斩获近 4GW 欧洲海风机组订单	19
图表 49:	2025 年完成投资决策的 Inch Cape 项目单位资本开支仍处较高水平	20
图表 50:	风机大型化对海缆、基础、安装降本效果显著	20
图表 51:	国内整机企业海风大兆瓦机型商业化及研发进度均已实现全面领先	20



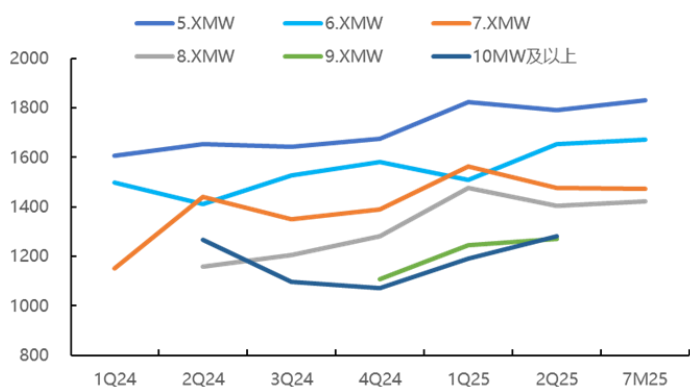
图表 52: 以德国 Waterkant 项目为例, 尽管面临一定的阻挠, 但项目实际正常推进.....	21
图表 53: 国内海风项目储备丰富	21
图表 54: 1-7 月国内海风招标约 6GW, 同比+39%.....	21
图表 55: 年内海上风电政策端催化持续涌现, “发展海上风电”首次写入政府工作报告.....	21
图表 56: 浙江等地区深远海示范项目推进节奏较快.....	22
图表 57: “十五五”周期国内海风装机有望迎来高速增长期.....	22
图表 58: 风电产业链相关标的	23
图表 59: 相较产业链其余环节, 整机环节估值普遍较低.....	23
图表 60: 推荐标的估值表	23



一、年初至今风机量价表现强势，但并未被充分定价

市场对风电行业 25 年强势量价表现持续性的担忧，造成整机公司股价远未充分反映其潜在盈利改善弹性。24Q4 以来，国内陆风机组中标价格持续回暖，我们统计今年 1-7 月陆风机组中标均价为 1552 元/kW，较 24 年全年提升 9%，但相关企业股价却并未充分反映这一强势价格表现能够为企业盈利带来的巨大弹性潜力，我们认为主要由于市场对明年需求不确定性以及本轮价格上涨持续性的担忧，这也是当前市场对风电板块尤其是整机环节所存在的巨大预期差。

图表1：24Q4 起各功率段风机中标均价保持向上趋势



图表2：1-7 月风机中标均价较 24 年上涨 6-18%

中标均价 (元/kW)	4Q24	1Q25	2Q25	7M25	环比	24FY	25YTD	同比
5.XMW	1675	1824	1793	1831	2%	1653	1807	9%
6.XMW	1581	1508	1653	1672	1%	1526	1615	6%
7.XMW	1390	1563	1476	1473	0%	1356	1489	10%
8.XMW	1280	1475	1404	1423	1%	1195	1413	18%
9.XMW	1109	1245	1270	-	/	1109	1252	13%
10MW及以上	1073	1191	1280	-	/	1100	1248	13%
整体均价	1452	1486	1566	1617	3%	1418	1552	9%

来源：中国招标投标公共服务平台，国金证券研究所；单位：元/kW

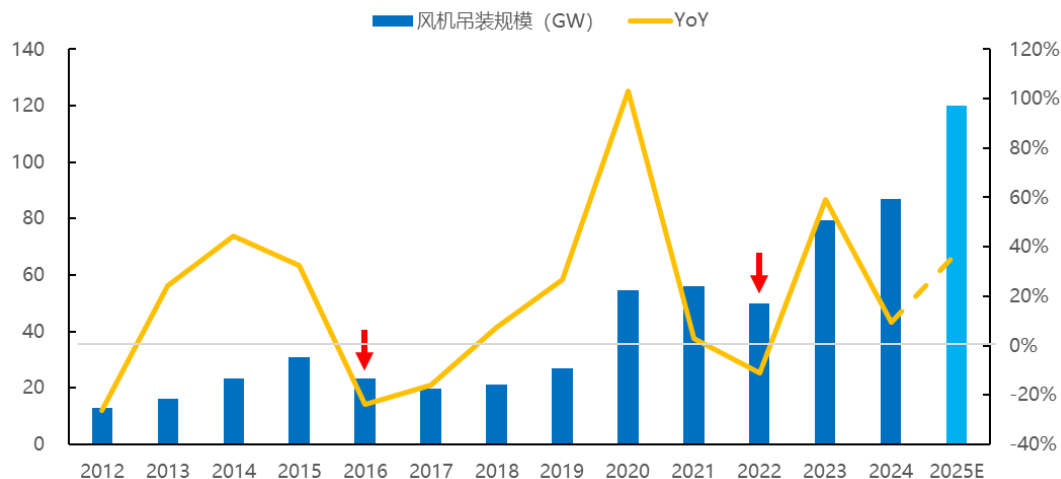
来源：中国招标投标公共服务平台，国金证券研究所

二、预期差一：多项前瞻指标验证 26 年需求有望实现同比持平甚至正增长

部分市场观点认为 25 年风电需求旺盛主要因为十四五末年抢装，同时参考 16 年及 22 年两次风电抢装后行业装机均有所下滑，由此判断 26 年国内陆风需求存在较大的下行风险。

我们认为本轮风电装机周期与前两轮周期存在较大区别，2015 及 2021 年风电项目的抢装主要由上网电价机制改革引起，改革后风电项目收益率的下降是装机需求下降的主要原因。而 25 年的风电需求爆发虽然同样由上网电价机制改革引起，但爆发的原因主要来自新能源入市后，风电受益于出力曲线优势及低度电成本优势实现相对光伏项目的超额收益，从而导致了业主端光伏、风电装机结构的切换，且这种结构切换带来的需求具备很强的持续性，因此并不会出现前两轮风电装机周期中需求下降的情况。此外，结合多口径的数据验证，我们认为 26 年国内陆风需求仍有望维持增长。

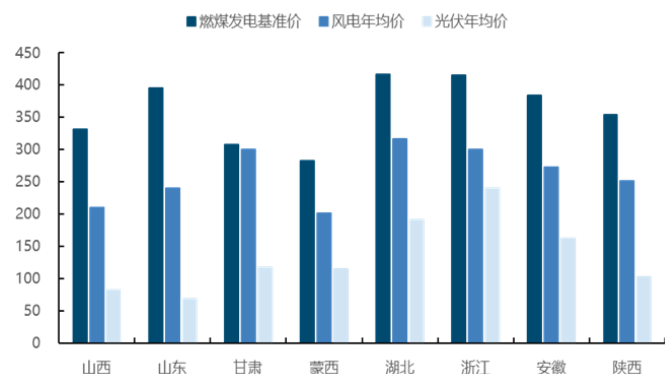
图表3：2016 及 2022 年行业抢装结束后需求端曾出现下行风险



来源：CWEA，国金证券研究所

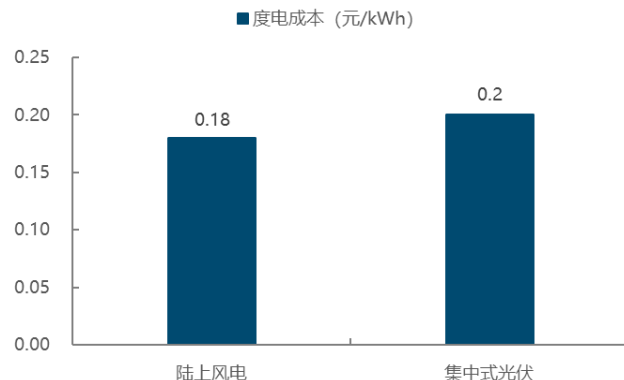


图表4：完全市场化后，风电交易均价下滑幅度远小于光伏（元/MWh）



来源：兰木达电力现货，国金证券研究所；注：截至 2025 年 4 月 13 日

图表5：相较于光伏，陆风的度电成本更优

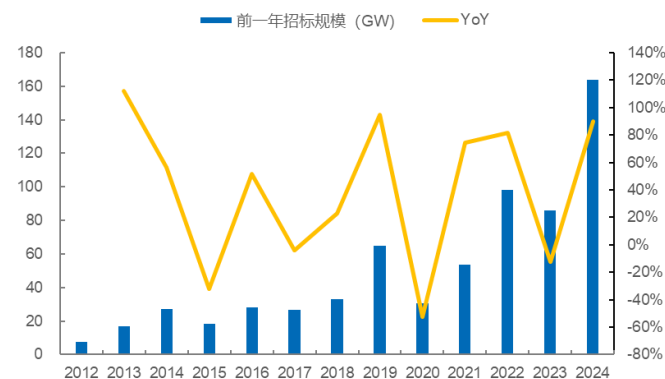


来源：水规总院，国金证券研究所；注：2024 年数据

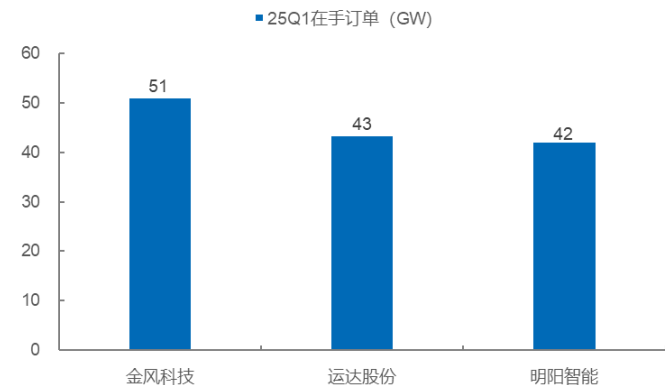
逻辑一：头部整机企业在手订单饱满，即使 25H2 招标同比大幅下滑 26 年项目需求也有支撑。根据金风科技业绩演示材料，24 年行业新增招标 164GW，同比+90%。招标放量带动整机企业在手订单迅速提升，截至 25Q1，金风/运达/明阳在手订单分别为 51/43/42GW，考虑到三家公司 24 年吊装市占率分别为 21.5%/13.2%/14.1%，合理推算 25Q1 行业在手订单预计在 200GW 以上。

图表6：2024 年行业新增招标 164GW，同比+90%

图表7：头部企业在手订单饱满，整机环节在手订单预计超 200GW



来源：金风科技业绩演示材料，国金证券研究所

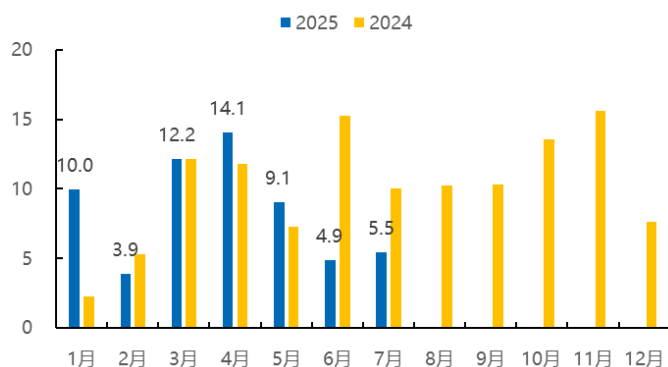


来源：各公司公告，国金证券研究所

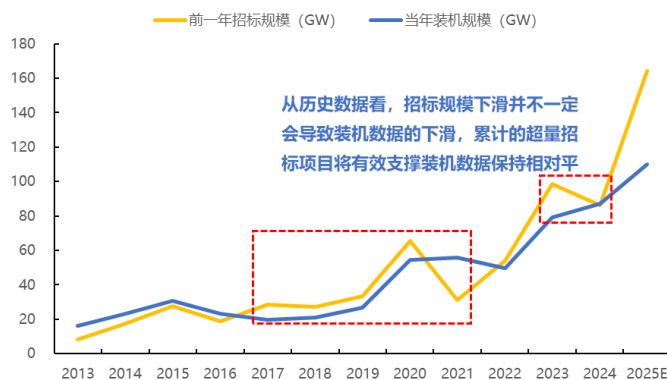
我们预计 2025 年国内风电装机大概率在 110GW 以上，考虑到整机企业超 200GW 的在手订单，预计将约 60-80GW 项目递延至 2026 年安装释放。此外，根据我们不完全统计，1-7 月仅央企新增风机招标规模就达 60GW（考虑民企及部分央企邀请类招标预计在 70GW 以上），叠加递延项目，即使 8-12 月行业无新增招标，到年底行业在手订单也有 130-150GW，从而支撑明年行业装机同比继续维持较好水平甚至正增长。



图表8：不完全统计 1-7 月央国企风机招标 60GW (GW)



图表9：20 年及 23 年招标下滑后次年装机仍实现增长

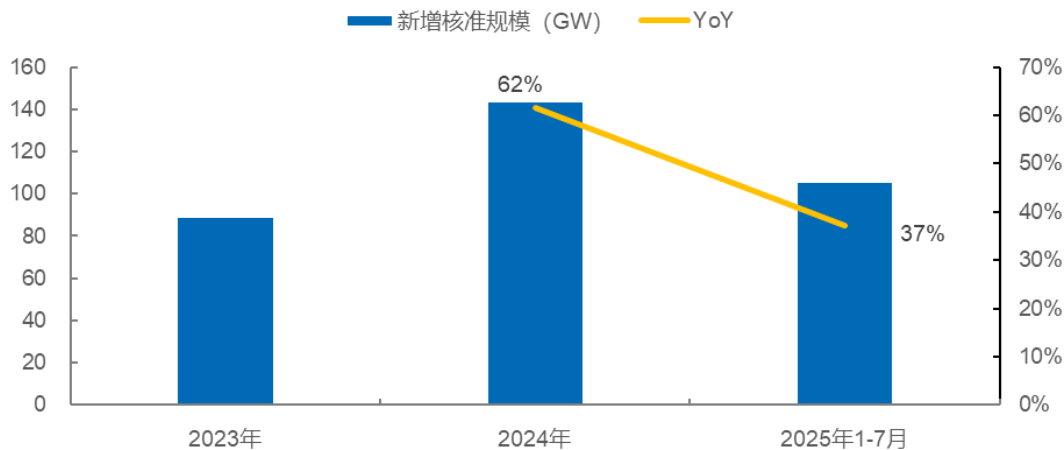


来源：中国招标投标公共服务平台，国金证券研究所

来源：金风科技业绩演示材料、CWEA，国金证券研究所

逻辑二：1-7 月核准数据同比大增，指引 26 年需求乐观。风电项目采用核准制，项目需要在核准后才能建设并网，因此项目先核准再招标设备，核准口径可以视作招标规模的前瞻指标。根据每日风电不完全统计，1-7 月新增核准风电项目 106GW，同比大幅增长 37%，指引后续招标规模及 26 年行业需求乐观。

图表10：2025 年 1-7 月风电核准规模达 106GW，同比+37%

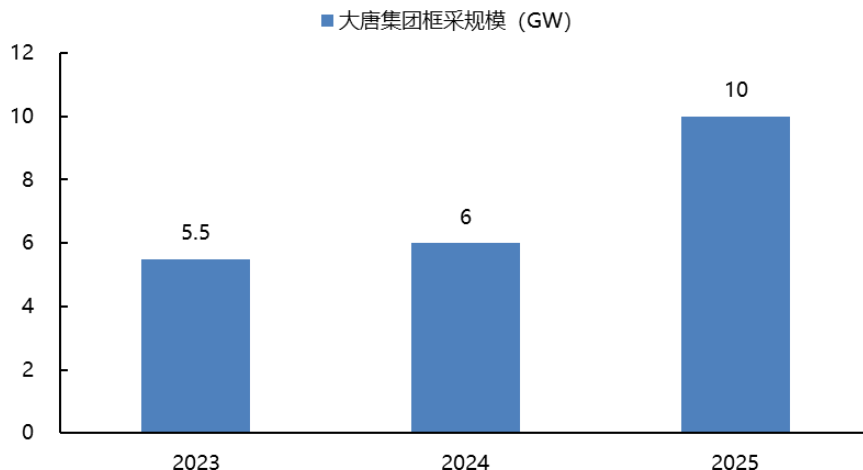


来源：每日风电，国金证券研究所

逻辑三：头部央企框采规模同比大增，指引 26 年需求乐观。7 月 22 日，大唐集团发布 2025-2026 年风力发电机组年度框采，本次框采规模 10GW，同比增长 67%。从前两年的招标来看，框采结束后会根据各个项目向框采中标供应商发布招标公告，且最终落地的项目规模基本与框采规模一致，因此我们认为风机框采的规模可以看作是业主方对于下半年及明年上半年项目招标体量的简单估计。



图表11：大唐集团 2025-2026 年框采规模 10GW，同比+67%



来源：大唐集团电子商务平台，国金证券研究所

综上所述，我们认为当前招标端的下滑主要由于 136 号文带来的短期的下游观望性情绪，核准规模及头部央国企业主框采高增指引招标端有望逐步回暖；同时，在行业整体在手订单饱满的情况下，即使下半年招标规模同比大幅下降，2026 年国内风电装机仍大概率维持同比持平甚至正增长。

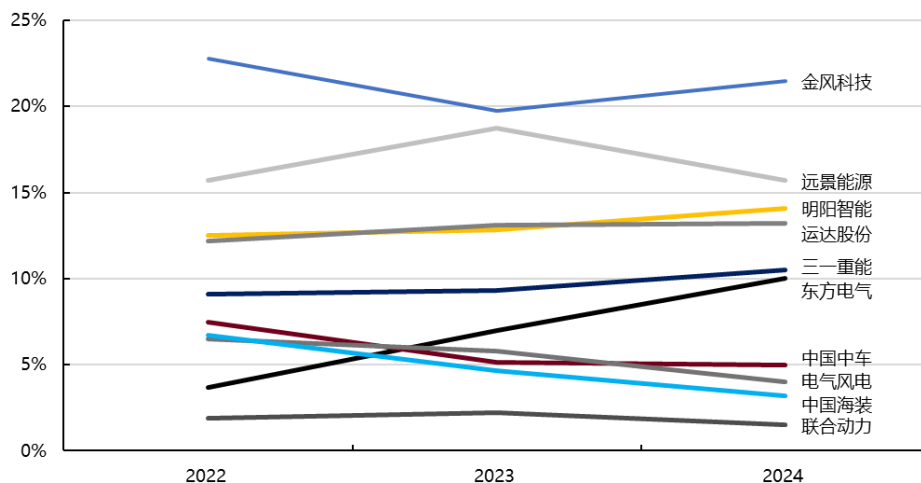
三、预期差二：整机企业与业主“双向奔赴”，看好本轮风机价格上涨持续性

3.1 企业盈利诉求是本轮风机价格上涨的核心

不同于市场普遍认为“本轮风机价格上涨主要由需求爆发影响，若需求下降，价格将会回落”，我们认为尽管需求端的高景气对价格上涨有一定积极作用，但本轮风机价格的回暖更多的还是来自于整机企业战略重心由份额诉求向盈利诉求的转变。

复盘 2022-2024 年，在行业风机价格保持高强度竞争的同时，从头部企业市场份额基本保持稳定，我们认为当前条件下，仅通过价格竞争实现出清较为困难，因此企业的经营战略有望从份额扩张转向盈利导向。

图表12：2022-2024 年，头部五家整机企业市场份额基本保持稳定（GW%）



来源：CWEA，国金证券研究所

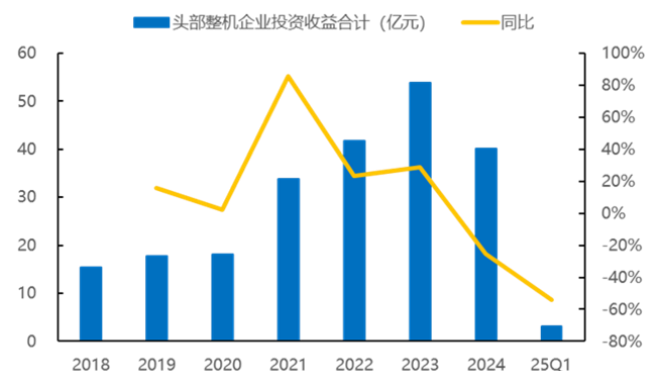
此外，随着 136 号文带来的电站出售价格下降以及出手难度增加进一步加强了整机企业对于制造业务盈利的诉求。在过去的三年期间，电站转让业务作为整机企业稳定的利润来源，实际上充当了价格战期间各企业的“血包”角色，通过弥补制造端的亏损支撑企业进行较高强度的价格竞争。136 号文发布后，新能源项目上网电价由机制电价及所在区域内同类



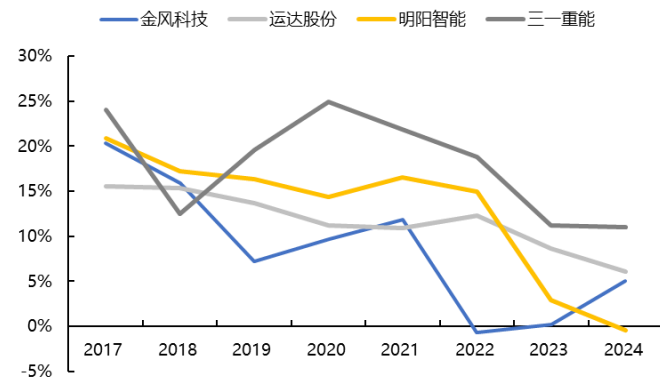
型项目平均交易均价两个部分组成，项目收益确定性相较平价时期明显降低，进而导致风电场作为资产出售的价格出现较强的下行风险。

图表13: 136 号文后，通过电站转让转移支付亏损的制造端将越发困难

图表14: 价格战后头部整机企业制造端盈利能力较弱



来源: iFind, 国金证券研究所



来源: iFind, 国金证券研究所; 注: 追溯调整质保金

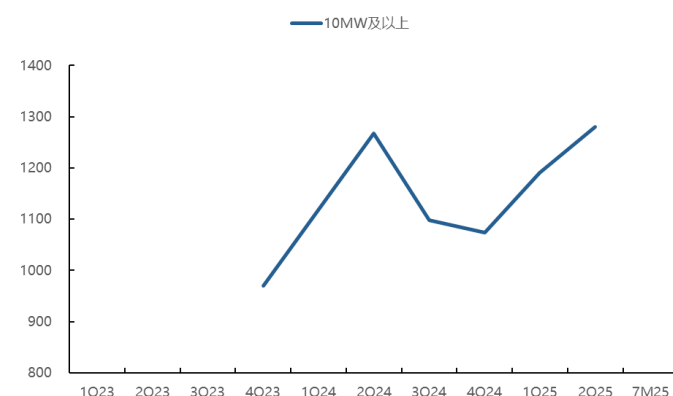
2024 年 10 月，中国可再生能源学会风能专业委员会组织 12 家整机商签署《自律公约》；2025 年 1 月新春茶话会上，协会秘书长秦海岩指出，10MW 机组成本为 1200 元/kW。从自律协议签署以来，整机价格持续回暖，以此前价格竞争最为激烈的 10MW 机型为例，2025 年上半年中标均价基本维持在协会要求的 1200 元/kW 成本线上，低于成本销售的现象得到有效遏制。我们认为较强的行业自律能力基本反映了当前整机企业整体的经营战略转变。

图表15: 12 家整机企业联合签署行业自律公约

图表16: 10MW 大机型中标均价明显回暖 (元/kW)



来源: 中国电力报, 国金证券研究所



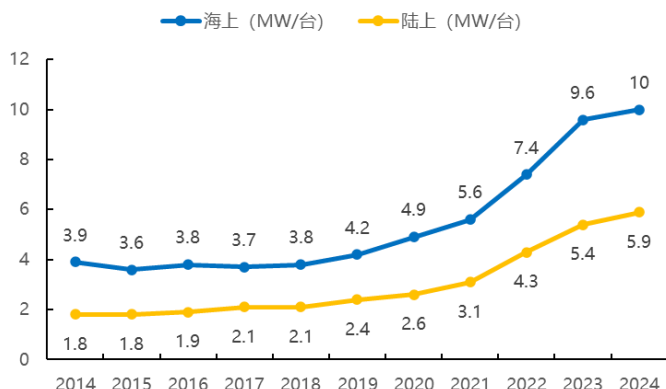
来源: 中国招标投标公共服务平台, 国金证券研究所

3.2 业主端有空间、也愿意接受价格上涨

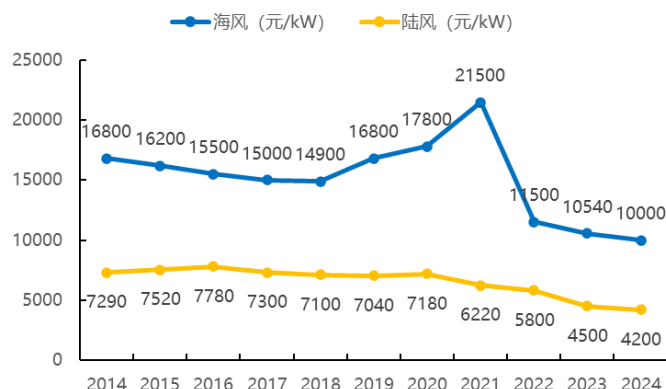
大型化发展助推风电项目成本持续下降，为风机提价提供空间。复盘过去四年内风机价格发展，我们认为除了份额竞争外，另外一点很重要的因素来自于业主端由于风电上网平价带来的降本压力，在风电成本受益于大型化实现快速下降的当下，我们认为这部分压力在近两年也有明显的减轻。根据 CWEA 数据显示，2021-2024 年国内陆风新增吊装机组单台功率由 3.1MW/台提升至 5.9MW/台，海风机组由 5.6MW/台提升至 10MW/台，整机大型化发展速度远快于 2014-2020 年。受益于风机大型化带来的风机价格下降以及其他建设费用的减少，陆风项目平时单位造价由 2021 年的 6220 元/kW 下降至 4200 元/kW，降本幅度接近三分之一。



图表17：21-24年国内新增吊装机组大型化明显提速



图表18：风机大型化降价带动项目单位造价大幅降低



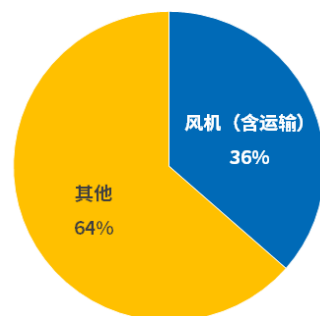
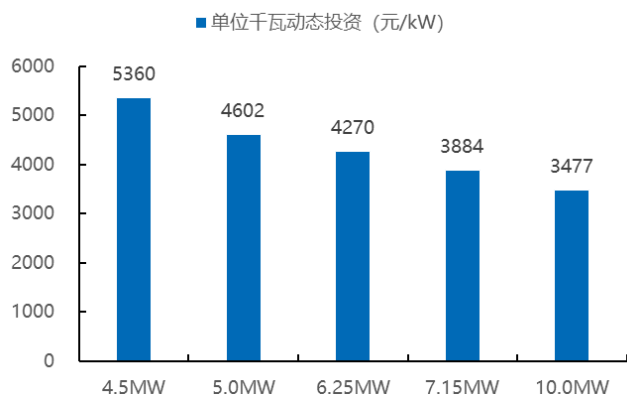
来源：CWEA，国金证券研究所

来源：水电总院，国金证券研究所

根据龙源设计院数据，假设采用当前应用最为广泛的 5MW/6.25MW 机型，当前国内地理条件较好的风电项目单位投资成本约在 4-5 元/W 左右，若采用降本效果更好的 10MW 机型，项目的单位投资成本有望来到 3-4 元/W。从项目成本结构看，风机成本占比仅在 30-40% 左右，当前的风机 5%-10% 上涨幅度来看，对应项目成本影响仅在 0.1-0.2 元/W。

图表19：条件较好地区项目单位建设成本低至 3-4 元/W

图表20：风机成本占项目建设的 30%-40%



来源：龙源设计院，国金证券研究所；注：含配储成本，假设项目位于平原地区，规模设定为 200MW

来源：龙源设计院，国金证券研究所；注：含配储成本

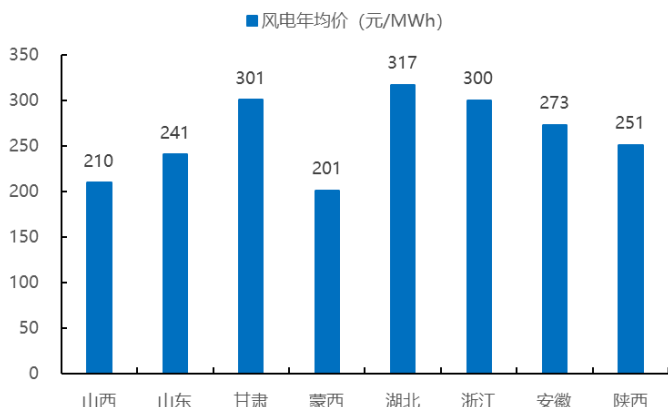
当前市场普遍担心新能源入市落地后业主将会更加注重成本端的把控，从而认为本轮整机价格上涨不具备持续性，但从项目收益率测算来看，整机价格的涨幅对收益率影响较小。

从 2025 年 1-4 月部分运行现货市场的省份交易情况来看，各省风电项目市场化交易均价普遍较当地煤电基准价更低，但大部分省份交易均价均落在 0.30 元/kWh 以上，仅有甘肃一个地区交易均价低于 0.25 元/kWh。考虑到风电在一天内出力时间分布相对较为分散，我们认为后续风电项目入市比例进一步提升后大多数省份交易均价下跌空间有限，预计国内大部分省份交易均价仍能维持 0.25 元/kWh 以上。

在此假设基础上，根据龙源设计院测算，在项目年可利用小时数 2000-3200h 的前提下，若要满足开发商 7% 的内部资本金 IRR 水平，项目的最高单位投资分别为 4233-7200 元/kW，均高于当前应用 6MW 及以上风机的项目建设成本。



图表21：2025年绝大多数参与现货交易的省份风电交易均价高于0.25元/kWh



来源：兰木达电力现货，国金证券研究所

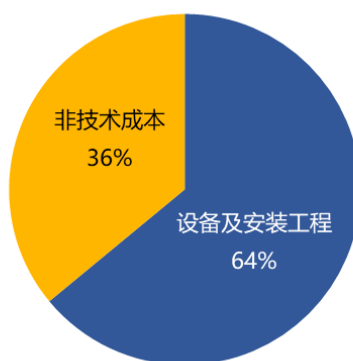
图表22：0.25元/kWh电价假设情形下，大兆瓦机型即使涨价仍能满足7%IRR的初始投资成本要求

7%IRR假设下，对应不同电价及可利用小时数的最高单位建设投资 (元/kW)		项目可利用小时数						
		2000h	2200h	2400h	2600h	2800h	3000h	3200h
项目电价	0.15元/kWh	2252	2549	2846	3144	3441	3738	4035
	0.20元/kWh	3243	3639	4035	4431	4828	5224	5620
	0.25元/kWh	4233	4729	5224	5719	6214	6710	7205
	0.30元/kWh	5224	5818	6412	7007	7601	8195	8790
	0.35元/kWh	6214	6908	7601	8294	8988	9681	10374

来源：龙源设计院、能源日参，国金证券研究所

同时，从风电项目成本来看，设备端的成本在项目成本占比中仅占64%，其余非技术成本占比达36%。考虑到非技术成本中有很很大一部分来自于各地的路条费，我们认为在136号文落地背景下，非技术成本有望为风机涨价提供空间。

图表23：非技术成本在风电项目成本中占比高达36%，136号文落地后路条费有望下降



来源：每日风电、水电总院，国金证券研究所

产品质量提升具备经济效益，业主有动力，也实际愿意为高可靠性产品支付溢价。

在过去几年内，受风机过快的大型化和低价竞争影响，行业内风机故障/事故率持续提升，进而带动风电项目可利用系数下降，运维费用持续提升。根据CWEA统计，2013—2023年中国风电行业发生的倒塔、火灾烧毁、关键部件失效等大型事故数量呈上升趋势，其中2021—2023年分别为95、114、130起。从项目收益率的角度出发，提高整机产品的可靠性及风电场的可利用系数对项目收益率提升作用明显，根据我们测算，风电场可利用系数每提升1.5pct对应项目单位资本开支下降约100元/kW。



图表24：风机可靠性提升带来的可利用系数提升等同于风机价格下降

IRR		风电场CapEx (元/kW)						
		4300	4250	4200	4150	4100	4050	4000
风电场可利用系数	100.0%	9.6%	10.1%	10.7%	11.2%	11.8%	12.4%	13.0%
	99.5%	9.3%	9.8%	10.3%	10.9%	11.5%	12.0%	12.6%
	99.0%	8.9%	9.5%	10.0%	10.6%	11.1%	11.7%	12.3%
	98.5%	8.6%	9.1%	9.7%	10.2%	10.8%	11.3%	11.9%
	98.0%	8.3%	8.8%	9.3%	9.9%	10.4%	11.0%	11.6%
	97.5%	7.9%	8.5%	9.0%	9.5%	10.1%	10.7%	11.2%
	97.0%	7.6%	8.1%	8.6%	9.2%	9.7%	10.3%	10.9%
	96.5%	7.3%	7.8%	8.3%	8.8%	9.4%	10.0%	10.5%
	96.0%	6.9%	7.4%	8.0%	8.5%	9.1%	9.6%	10.2%

来源：国金证券研究所测算

从过去三年央国企招投标数据看，业主端也愿意为具备为高可靠性产品支付溢价。

我们统计了 2023-2025 年 7 月中标的一千余个风电项目，总计规模超 200GW，并按照以下标准将这些项目分为三类：1) 高价中标项目：中标企业报价高于其余任意中标候选人，这意味着即使部分企业提出更低的报价，业主端也选择了更高报价的企业中标；2) 超低价中标项目：中标企业的报价是候选人中的最低报价，且报价低于其余中标候选人报价的平均值幅度超过 5%；3) 其他项目：不属于以上两种中标结果的项目，包括中标企业报价低于中标候选人报价平均值的幅度小于等于 5%/项目定标时未公布中标候选人报价/只有一个中标候选人。

图表25：我们将中标的项目依据不同的标准划分为三种类型

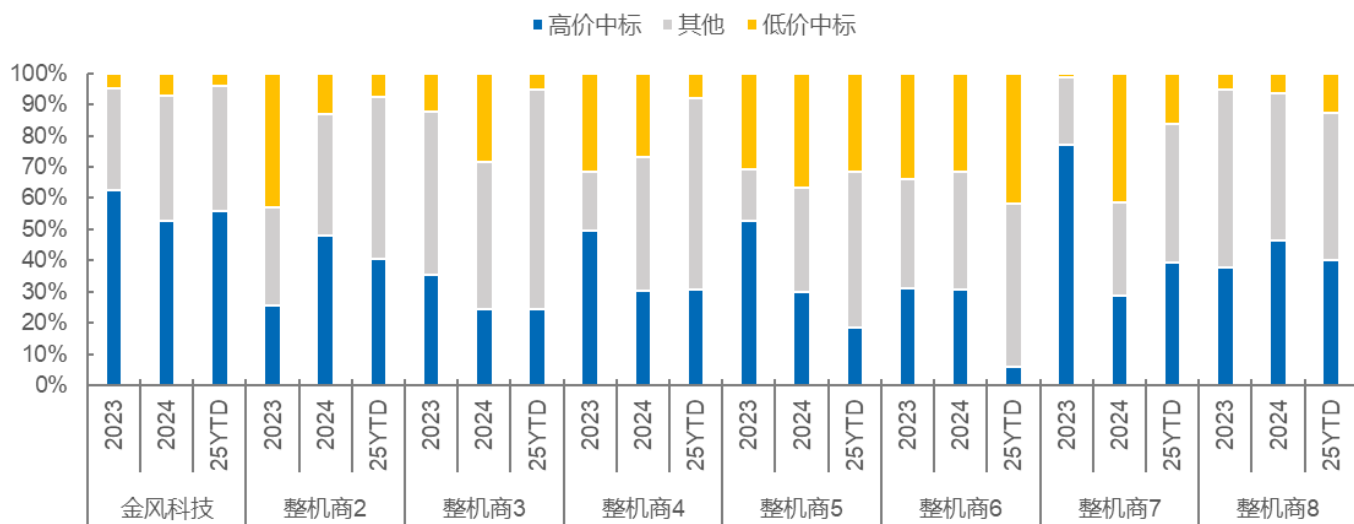
中标类型	划分标准
高价中标	中标企业报价高于其余任意中标候选人
超低价中标	中标企业报价低于其余中标候选人报价平均值的幅度超过 5%
其他	中标企业报价低于中标候选人报价平均值的幅度小于等于 5%/项目定标时未公布中标候选人报价/只有一个中标候选人

来源：国金证券研究所

从结果来看，优质企业已经凭借良好的产品建立溢价。以金风科技为例，其在全国累计吊装量中占比约 23%，但在中电建评选的全国“优胜风电场”占比达 33%，验证其产品的可靠性。从中标结果看，对比其余整机企业，金风科技在过去两年半的时间里超过 50%的项目为高价中标，同时仅有约 5%的项目为通过超低价报价实现中标，中标结构远好于其余整机企业。

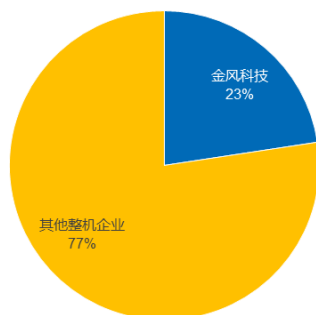


图表26：对比其余整机企业，金风科技超过50%的中标项目为高价中标，超低价中标占比仅约5%（GW%）

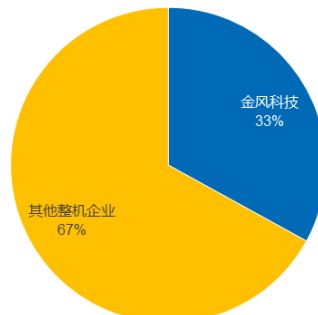


来源：中国招标投标公共服务平台，国金证券研究所

图表27：全国累计风电装机中金风科技占比约23%



图表28：“优胜风电场”中金风科技占比约33%



来源：CWEA，国金证券研究所；单位：GW

来源：每日风电，国金证券研究所；单位：座

除了对优质产品给予一定溢价外，头部央国企业主也逐步启动对招投标机制的改革，进而推动产业健康发展。2024年11月开标的国家电投集团2024年第二批陆上风力发电机组规模化采购项目采用了更新的招投标评分标准，不再以最低价为评标基准价，而是以有效投标人评标价格的算术平均数再下浮5%作为评标基准价。招投标机制的修改对整机价格回暖起到了较为明显的作用，以今年6月初国电投2025年第二批陆上风机规模化采购为例，开标的27个标段中，除了标段5、6外，其余标段平均价格均超2000元/kW。

图表29：招投标规则的合理修改能有效避免行业陷入无序的低价竞争

投标单位	风机投标均价（元/kW）	若按照旧评分规则打分	新规则打分
投标人D	1386	满分	满分
投标人B	1405	扣分	满分
投标人A	1508	扣分	扣分
投标人G	1530	扣分	扣分
投标人F	1550	扣分	扣分
投标人C	1550	扣分	扣分
投标人I	1605	扣分	扣分



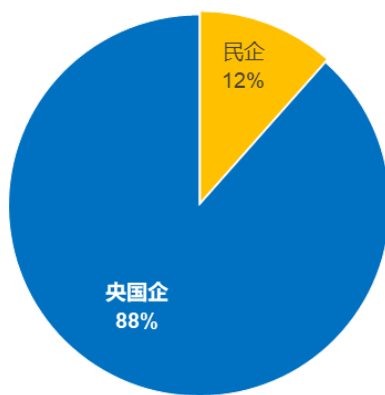
投标单位	风机投标均价（元/kW）	若按照旧评分规则打分	新规则打分
投标人 E	1694	扣分	扣分
投标人 H	1720	扣分	扣分

来源：北极星风力发电网，国金证券研究所

中央反内卷扎实推进，看好风机招投标改革逐步扩散。7月24日，国家发展改革委、市场监管总局联合发布《中华人民共和国价格法修正草案（征求意见稿）》，明确禁止商品以低于成本的价格销售；8月1日，国家发改委举行新闻发布会，明确提出“依法依规治理企业无序竞争，推进重点行业产能治理，规范招标投标，加强对中标结果的公平性审查”。

从风电下游结构来看，由于项目审批制度为核准制，对开发商要求较高，因此超过九成的风电项目业主为央国企开发商。在中央反内卷力度持续加大的背景下，我们认为央国企业主将会大力执行中央要求的反内卷相关措施，看好风电项目招投标改革有望逐步扩散。

图表30：2024年整机企业中标的160GW国内项目中，接近九成项目为央国企开发商



来源：风芒能源，国金证券研究所

四、盈利改善节奏：费用端下降及制造端盈利改善有望贡献可观弹性

4.1 25年风电装机预计超110GW，量的高增主导25年盈利弹性由费用端贡献

根据我们不完全统计，2024年国内陆风机组中标均价为1418元/kW，同比下降约8%。但结合各功率段中标均价来看，2024年的行业中标均价下降主要受结构变化影响，其中单价较高的5.XMW及更小的机型在中标项目占比中下降约18pct，而单价较低的8.XMW及更大的机型占比提升约18pct。同时，考虑到2024年竞标的8MW及以上功率段机组中标均价低于此前行业协会划分的1200元/kW盈亏平衡红线，预计部分订单实际毛利率可能较低，因此我们预计25年整机环节整体制造端盈利修复的幅度或相对较小，装机增长带来的费用端规模效应将实现较强的正面盈利贡献。



图表31：2024 年行业中标均价同比下降约 8%，但主要受大型化带来的结构变化影响，剔除结构影响价格实际回暖

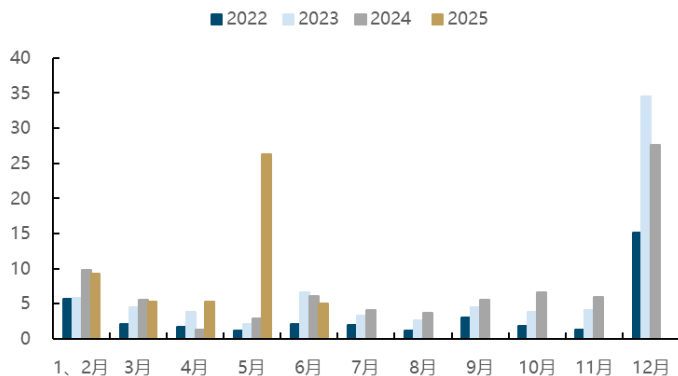
功率段	中标项目结构			中标均价			假设24年价格保持不变		假设24年结构保持不变	
	23FY	24FY	变动率	23FY	24FY	变动率	24年结构	23年价格	23年结构	24年价格
≤5MW	3%	0%	-3PCT	2433	1759	-28%	0%	2433	3%	1759
5.XMW	34%	19%	-15PCT	1688	1653	-2%	19%	1688	34%	1653
6.XMW	36%	34%	-1PCT	1518	1526	1%	34%	1518	36%	1526
7.XMW	9%	10%	1PCT	1164	1356	16%	10%	1164	9%	1356
8.XMW	9%	17%	8PCT	1284	1195	-7%	17%	1284	9%	1195
9.XMW	0%	4%	4PCT	/	1109	/	4%	1109	0%	1109
≥10MW	10%	15%	6PCT	970	1100	13%	15%	970	10%	1100
合计	100%	100%	/	1545	1418	-8%	测算均价	1378	测算均价	1490

来源：中国招标投标公共服务平台，国金证券研究所测算

531 抢装落地带动上半年装机高增，全年风机吊装规模大概率 110GW 以上。据国家能源局，上半年国内风电新增并网约 51.4GW，同比+99%。考虑到风电项目建设周期较长，531 抢装对下半年需求透支有限，全年装机仍将呈现前低后高的趋势。考虑到新能源入市对风电项目收益率影响相对较小，预计全年国内风电装机 110GW（同比+27%），其中陆风 100GW（同比+23%），海风 10GW（同比+78%）。

图表32：上半年国内风电新增并网规模同比接近翻倍（GW）

图表33：国内全年风电装机大概率 110GW 以上



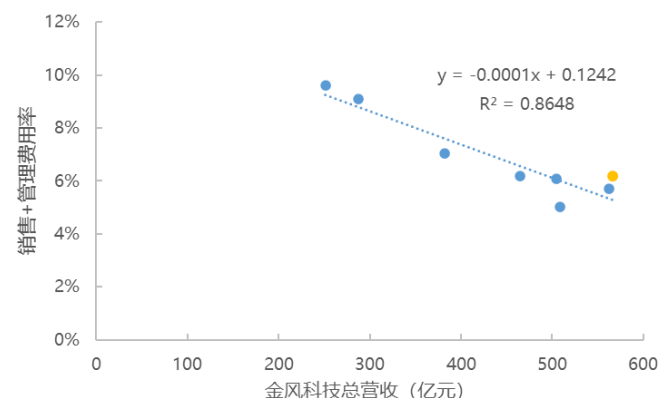
来源：国家能源局，国金证券研究所；注：并网口径；

来源：CWEA，国金证券研究所；注：吊装口径

复盘 17-24 年头部四家整机企业历史收入及费用率可以发现，收入规模和费用率存在较强的负相关线性关系。我们认为在 25 年国内风机吊装同比 30%的增速背景下，整机企业收入规模的增长将助推企业费用端实现明显下降。

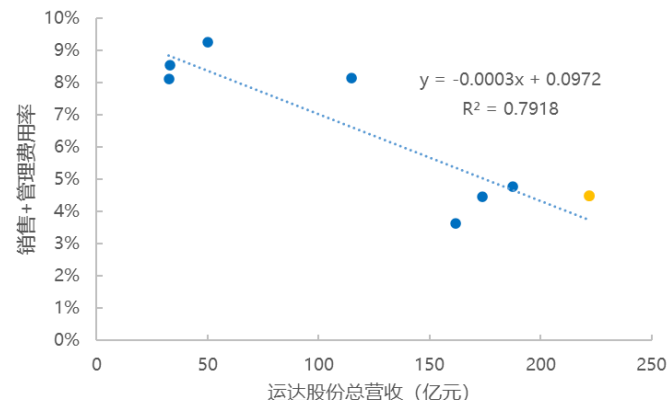


图表34：17-24 年收入规模增长带动金风费用端明显下降



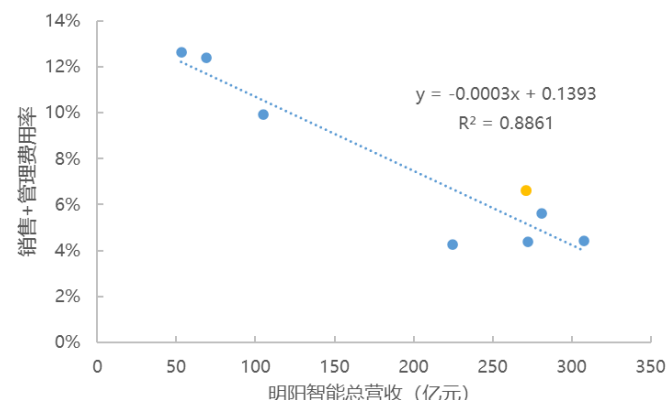
来源：公司公告，国金证券研究所；注：黄点为 2024 年数据，销售费用剔除质保金及大额一次性项

图表35：17-24 年收入规模增长带动运达费用端明显下降



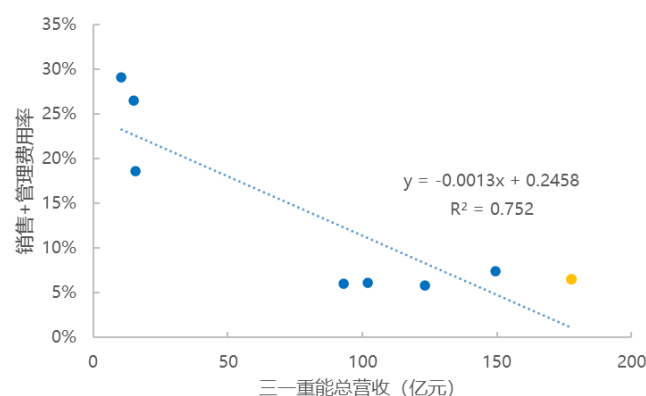
来源：公司公告，国金证券研究所；注：黄点为 2024 年数据，销售费用剔除质保金及大额一次性项

图表36：17-24 年收入规模增长带动明阳费用端明显下降



来源：公司公告，国金证券研究所；注：黄点为 2024 年数据，销售费用剔除质保金及大额一次性项

图表37：17-21 年收入规模增长带动三一费用端下降



来源：公司公告，国金证券研究所；注：黄点为 2024 年数据，销售费用剔除质保金及大额一次性项

根据历史数据测算，假设 25 年头部整机企业收入规模增长 20-30%，测算销售+管理费用率将实现 1-2pct 的下降，从而贡献可观业绩弹性。

图表38：25 年收入 20-30%增速假设下，预计头部整机企业销售+管理费用率下降 1-2pct

公司	25 年收入增速 20%	25 年收入增速 30%
金风科技	-1.13%	-1.70%
运达股份	-1.33%	-2.00%
明阳智能	-1.63%	-2.44%

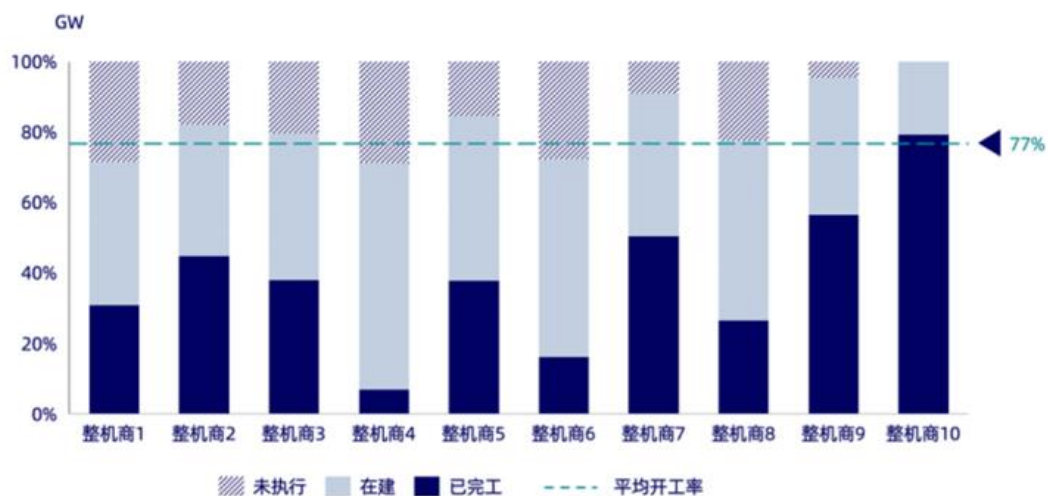
来源：ifind，国金证券研究所测算

4.2 高价订单陆续进入交付阶段，26 年整机制造端弹性有望释放

从风电项目推进节奏来看，大部分项目从中标到交付的时间周期在一年左右，但由于部分项目推进节奏原因，实际每年会有部分项目交付周期递延到第三年进行交付。根据伍德麦肯兹，截至 2024 年底，国内头部十家整机企业 23 年定标陆风项目中仍有 23% 的项目还未开工。考虑到 2024 年风机招标规模达 164GW 且风机价格上涨从 Q4 开始，我们认为涨价后项目或大多递延至 2026 年交付，2025 年制造端修复趋势相对较小，预计涨价带来的盈利弹性将主要在 2026 年集中释放。



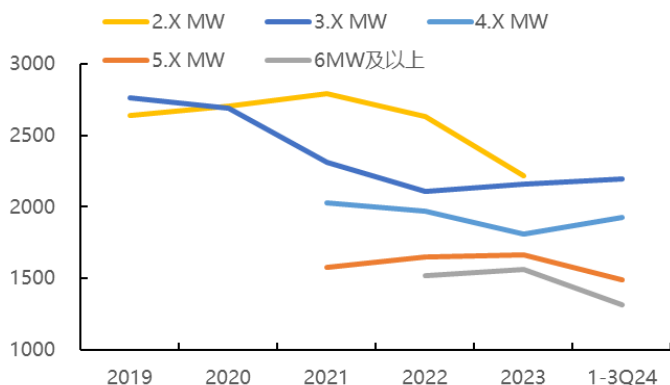
图表39：截至 2024 年底，仍有约 23% 的 23 年定标项目还未开工



来源：伍德麦肯兹，国金证券研究所

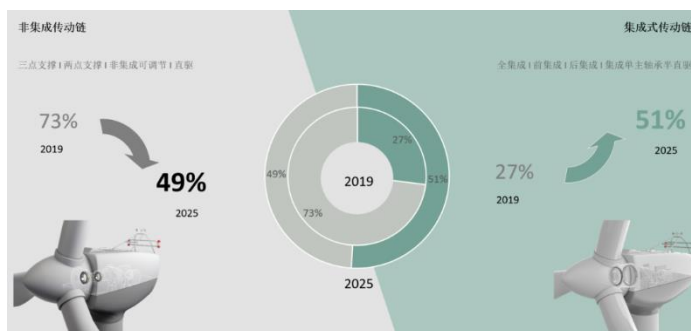
整机企业每年会通过商务采购、技术优化两种路径实现一定程度的降本，以运达股份为例，2019-2024 年前三季度各功率段风机成本均呈现比较明显的下降趋势。2025 年受行业需求爆发影响部分环节如铸件、叶片成本略有上升，但头部整机企业依然通过诸如传动链技术模式切换等技术升级实现了良好的降本，预计全年制造端成本或仍保持下降的趋势。展望 2026 年，我们认为在需求端大概率保持平稳的背景下，成本端各环节涨价的可能性相对较小，技术升级优化将带动制造成本实现明显下降。

图表40：运达股份各功率段风机制造成本保持下降趋势（元/kW）



来源：运达股份公告，国金证券研究所；注：2022&2023 年 5.X MW 机型成本上升主要由于交付项目中含塔筒比例提升，2023 年 6MW 及以上机型成本上升主要由于当年交付一个海风项目

图表41：非集成传动链切换至集成式传动链能够实现减重 15%并提升 30%承载能力



来源：全国风力发电标准化技术委员会，国金证券研究所

我们假设当风机价格在 1418 元/kW 时项目毛利率为 6%，则当价格提升 5-10%项目毛利率提升至 10.5%-14.5%，对应毛利率弹性 4.5-8.5PCT。但考虑到风电项目执行具有延续性，26 年确收项目中或仍然存在低毛利率项目，叠加降本保守预计头部整机企业制造端毛利率或将普遍实现 3pct 以上的改善幅度。

图表42：假设风机价格提升 5-10%，对应毛利率弹性在 4-9pct

风机价格	毛利率	假设提价幅度	提交后毛利率	毛利率弹性
1418	6%	5%	10.5%	4.5PCT
1418	6%	6%	11.3%	5.3PCT
1418	6%	7%	12.1%	6.1PCT
1418	6%	8%	13.0%	7.0PCT



风机价格	毛利率	假设提价幅度	提交后毛利率	毛利率弹性
1418	6%	9%	13.8%	7.8PCT
1418	6%	10%	14.5%	8.5PCT

来源：中国招标投标公共服务平台，国金证券研究所

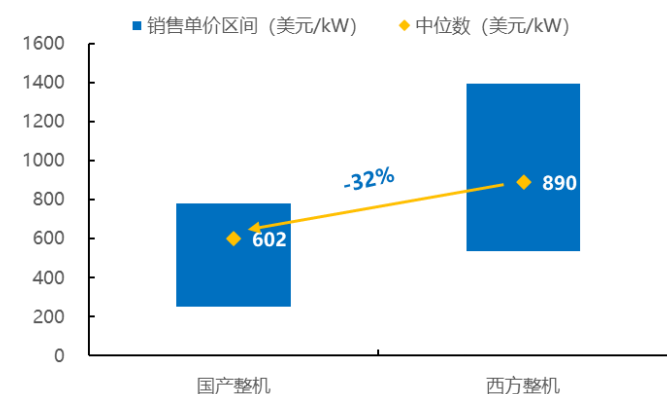
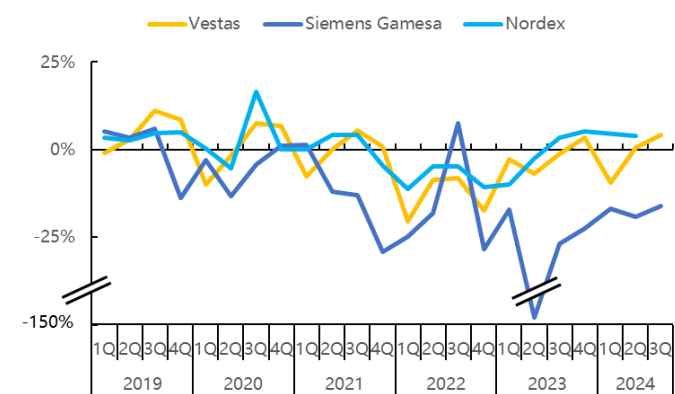
五、海风、出海发展提速，两海占比提升贡献中长期成长性

5.1 出海持续加速，在手项目陆续进入交付周期

国产风机性价比凸显，整机出海替代大势所趋。随着国内整机企业技术持续迭代，逐步从跟随学习西方整机企业向替代西方整机转变。一方面，2020年以来，西方头部整机企业如Vestas、Nordex、西门子歌美飒受海外能源价格高涨，产业链通货膨胀影响，整机制造业务普遍面临持续的财务压力，迫使他们逐步放弃亚非拉等利润率较低的市场，将业务重心转移回盈利较好的欧美本土市场，为国内企业出海留下较大空间。另一方面，国内整机企业受益于本土完整的供应链以及较低的原材料价格，能够实现更快的交付速度以及更低单价，从而在亚非拉市场具备较强的竞争能力，据BNEF数据显示，国产风机在海外签单价格较西方风机低30%。

图表43：西方整机业务EBIT利润率持续承压，被迫收缩新兴市场业务

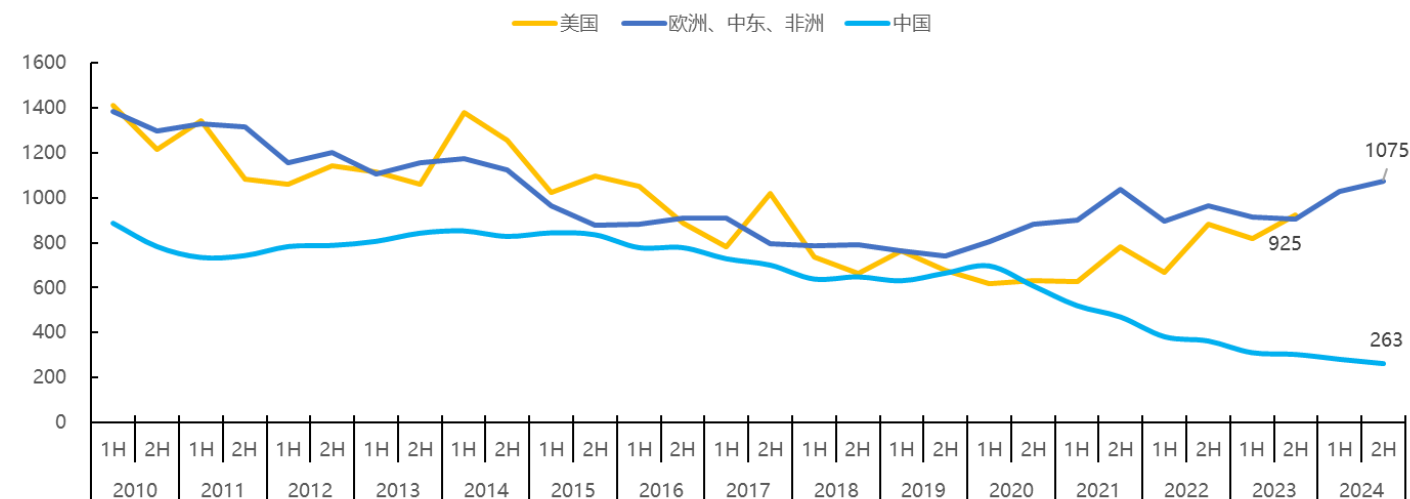
图表44：国产整机销售单价较西方制造整机低30%，性价比优势明显（美元/kW）



来源：BNEF，国金证券研究所

来源：BNEF，国金证券研究所

图表45：海外风机价格与国内风机价格价差持续拉大（美元/kW）



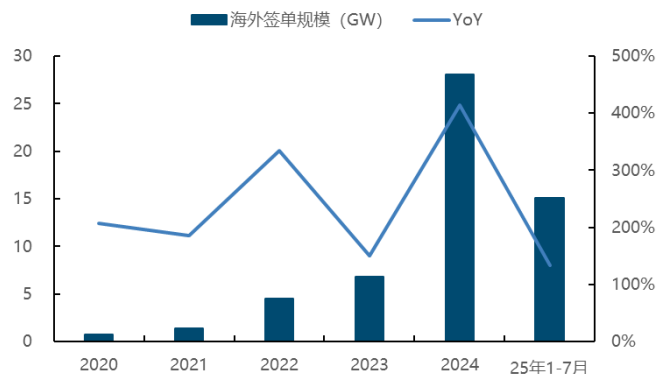
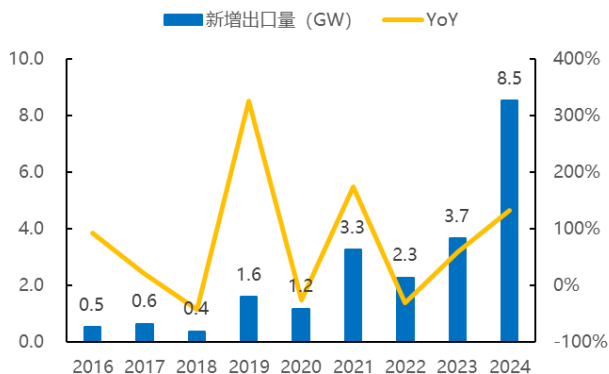
来源：BNEF，国金证券研究所



根据 CWEA 及 S&P Global 统计,2023 年国内风机出口规模约 3.7GW,新签海外订单约 7GW。进入 2024 年后国内风机企业海外签单进一步加速,根据每日风电不完全统计,2024 年国内整机企业共中标或签约海外风电项目规模达 28GW,同比增长超 300%;2025 年 1-7 月整机企业海外中标或签约项目规模超 15GW,同比保持翻倍增速。我们认为当前国内的整机企业不管是在产品性价比还是技术上均已具备与西方头部整机企业竞争的能力,随着国内风机企业出海加速,海外市占率有望持续提升。

图表46: 2024 年国内风机对外销售量约 8.5GW

图表47: 25 年 1-7 月国内整机企业签单量持续超预期



来源: CWEA, 国金证券研究所; 注: 对外销售=出口量+海外本地工厂销售量

来源: S&P Global、每日风电, 国金证券研究所; 注: 2018-2023 年为 S&P Global 数据, 2024&2025 年为每日风电数据

欧洲海风市场取得突破, 看好渗透率持续加速。2024 年 7 月, 德国业主 Luxcara 宣布将明阳智能签订海上风机首选供应商协议, 国内整机企业首次获得欧洲海风项目批量化商业订单, 截至 2025 年 7 月, 明阳智能在欧洲海风市场已斩获近 4GW 的海风机组订单。

图表48: 2024 年 7 月至今, 明阳智能已斩获近 4GW 欧洲海风机组订单

公告时间	地区	项目名	技术类型	业主	规模 (MW)	预计交付时间
2024 年 7 月	德国	Waterkant	固定式	Luxcara	296	2028
2024 年 8 月	意大利	Med Wind	漂浮式	Renexia	2800	2027
25H1	英国	Green Volt	漂浮式	Flotation Energy & Vargronn	560	2029

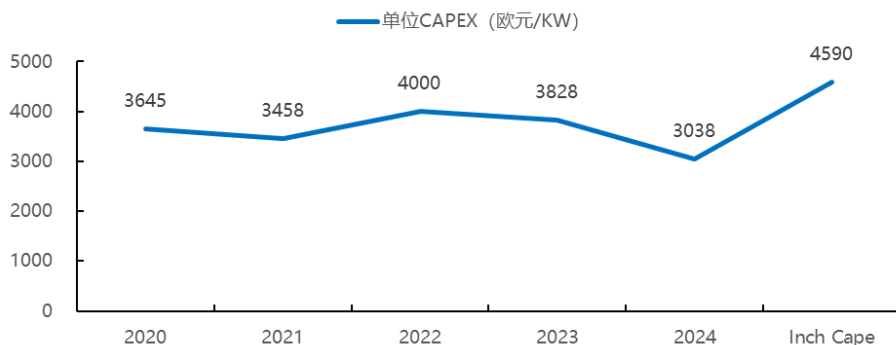
来源: Luxcara 官网等, 国金证券研究所

我们认为明阳智能能够突破欧洲海风市场主要有两点原因, 一是在欧洲整体海风成本持续升高的背景下, 业主迫切的需要更大兆瓦以及更便宜的风机以实现降本, 二是随着国内整机企业前期海外项目运行顺利, 其可融资性已经逐步得到欧洲本土金融机构的认可。

从成本端看, 受欧洲本土钢板等原材料上涨及供应链压力影响, 2022 年以来海风项目成本中风机、单桩价格有所上涨, 项目资本开支有所承压。根据国投电力公告披露, 2025 年 1 月完成最终投资决策的英国 Inch Cape 项目动态总投资为 41.66 亿英镑, 对应单位资本支出约 4590 欧元/kW, 仍然处于较高水平。



图表49：2025 年完成投资决策的 Inch Cape 项目单位资本开支仍处较高水平

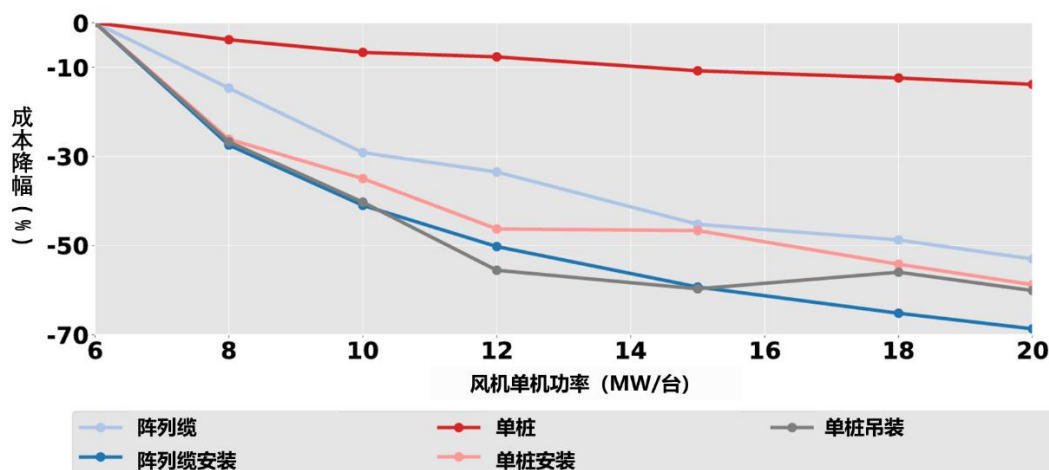


来源：Wind Europe、国投电力公司公告，国金证券研究所

注：2024 年单位 CAPEX 大幅下降主要由于当年 FID 的项目均不需要投资建设输电系统，因此单位资本开支相对较低

除了设备价格降低外，海上风电的降本手段主要通过风机大型化来进行，根据 Applied Energy 相关论文测算，在风机单机功率从 6MW 提升至 20MW 的过程中，阵列缆、海缆敷设、单桩及风机施工费用能实现 50-70%不等的下降。

图表50：风机大型化对海缆、基础、安装降本效果显著



来源：Impacts of turbine and plant upsizing on the levelized cost of energy for offshore wind，国金证券研究所

而从目前各企业大型化进展来看，海外整机企业不管是商业化还是研发进度均明显落后于国内整机企业。以目前已投运的最大风机为例，海外三家最大风机在 12-15MW/台，但国内整机企业已有 18-20MW 风机正式投运，并且在研发层面也建立了较强的领先优势。

图表51：国内整机企业海风大兆瓦机型商业化及研发进度均已实现全面领先

地区	风机品牌	已投运最大风机	更大机型研发进展
海外企业	维斯塔斯	15MW	暂无更大机型研发计划
	GE Vernova	12MW	2025 年 7 月，18MW 样机获得建造许可
	西门子歌美飒	15MW	2025 年 4 月，21.5MW 样机完成安装
中国企业	金风科技	18MW	2025 年 4 月，瑞安 2 号海风项目宣布开工，采用金风 20MW 风机
	明阳智能	18.X-20MW	2025 年 6 月，26MW 样机并网

来源：各公司官网、龙船风电网等，国金证券研究所

其次，从可融资性的角度，国内整机企业也实现了较大的突破。2025 年财务咨询机构 Green Giraffe 董事 Bertrand Jacquet 在巴黎举行的 Seanergy 会议上发表讲话时表示，“五年前几乎没有银行愿意为使用中国风电机组的欧洲海上风电项目提供融资，而如今随着欧洲风机制造商（如西门子和维斯塔斯）产能紧张以及中国风机制造商成本更具优势，约一



半的银行如今愿意考虑此类项目的融资请求，而另一半也表现出未来可能开放的态度”。

短期层面，出口欧洲可能面临一定政治压力，但实际影响预计较小。以明阳智能签约的德国 Waterkant 项目为例，在公开签约的第二天德国经济部便宣布将要严格审查 Luxcara 与明阳的交易，后续无果后，国防部智库撰写报告声称如果采用中国风机可能会影响公共安全。但从项目运行情况来看，前期准备工作均持续正常推进。

图表52：以德国 Waterkant 项目为例，尽管面临一定的阻挠，但项目实际正常推进

时间	事件
2024 年 7 月	业主 Luxcara 宣布与明阳智能达成风机首选供应合同
2024 年 7 月	德国经济部宣布将严格审查 Luxcara 与明阳的交易
2024 年 9 月	业主 Luxcara 与 Havfram 签订风机运输及安装的船舶租赁合同
2025 年 3 月	德国国防部智库发布报告声称如果采用中国风机可能会影响公共安全
2025 年 3 月	业主 Luxcara 回应，风电机组关键部件由欧洲供应商供应，明阳在运行期间将无法直接访问系统控制，且控制、管理、数据连接和服务将在德国进行
2025 年 4 月	业主 Luxcara 宣布与 TKF 签订阵列缆供应合同
2025 年 4 月	业主 Luxcara 宣布与 JBO 签订项目基础设计合同

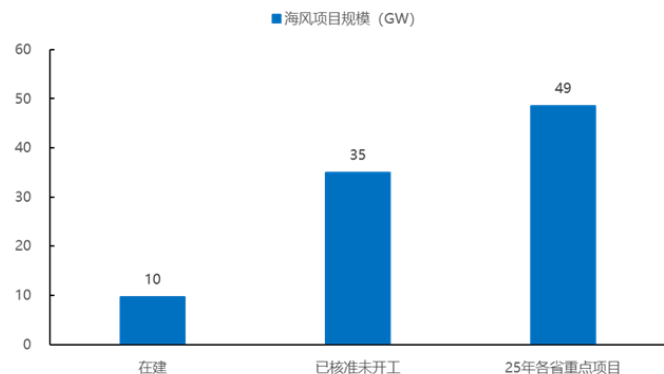
来源：Luxcara 官网等，国金证券研究所

5.2 深远海加速推进，看好十五五国内海风发展

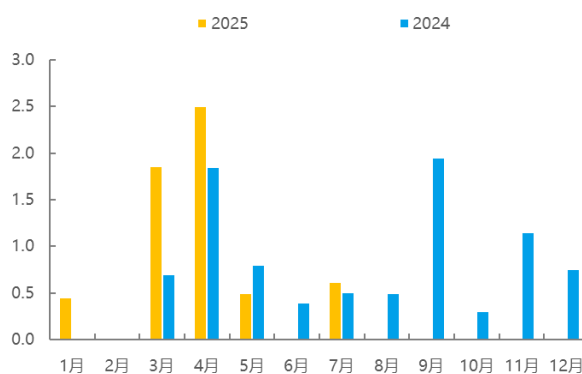
国内海风项目储备丰富，1-7 月招标高增。根据我们不完全统计，目前国内已核准未开工的海风项目规模多达 35GW，项目整体储备丰富，为十五五海风装机放量奠定基础。1-7 月国内海风新增招标约 6GW，同比+39%

图表53：国内海风项目储备丰富

图表54：1-7 月国内海风招标约 6GW，同比+39%



来源：龙船风电网、国家海事局、风电头条、瑞起风电等，国金证券研究所



来源：中国招标投标公共服务平台，国金证券研究所

政府工作报告拔高海风地位，项目开发有望加速。2025 年 3 月，国务院总理李强总理在第十四届全国人民代表大会上作政府工作报告，明确提出“发展海上风电”，这也是海上风电第一次被写入年度政府工作报告。此外，年初以来地方层面的相关利好政策文件及会议也持续涌现，如浙江省全省省管海域海上风电调度例会提到“省委省政府高度重视海风建设”等等。

图表55：年内海上风电政策端催化持续涌现，“发展海上风电”首次写入政府工作报告

日期	地区	文件/会议	主要内容
2025/3/5	全国	《政府工作报告》	加快建设“沙戈荒”新能源基地，发展海上风电，统筹就地消纳和外送通道建设。开展煤电低碳化改造试点示范
2025/2/15	江苏	《关于印发江苏省海岸带及海洋空间规划（2035 年）的通知》	优化海上风电开发布局。系统推进千万千瓦级海上风电基地建设，重点支持盐城、南通海上风电集中连片开发。落实国家海上风电布局要求，推动向离岸 30 千米以远或水深 30 米以上空间发展，优化灌云、射阳、大丰、东台、如东、启东等风电场布局并加



日期	地区	文件/会议	主要内容
			快项目落地
2025/3/12	浙江	全省省管海域海上风电调度例会	省委省政府 高度重视海风建设 ，海上风电是全省能源保供稳价和绿色低碳转型的重要力量，必须提高思想认识，打好攻坚战，确保完成全面开竣工的目标任务
2025/4/11	山东青岛	《关于强化财政支持培育发展新质生产力实施方案（2025-2027年）》	支持能源体系绿色转型。落实省能源转型发展“九大工程”，推动具备条件的 海上风电、海上光伏项目应开尽开、能开快开
2025/4/14	海南	《关于打造新质生产力重要实践地的意见》	构建“需求牵引、装备制造、示范应用”的海上风电装备制造产业链。主动对接国家深海工程，谋划“深海智造 2035”战略。大力发展绿色新能源。 积极发展海上风电、光伏、核电等清洁能源

来源：中国政府网等，国金证券研究所

深远海示范项目推进较快：2024 年以来，浙江，上海、山东等地区首批深远海示范项目进入正式推进流程；其中进度较快的浙江 2GW 苍南 Z15 项目已于 6 月初完成风机中标公示，年内有望开工建设。

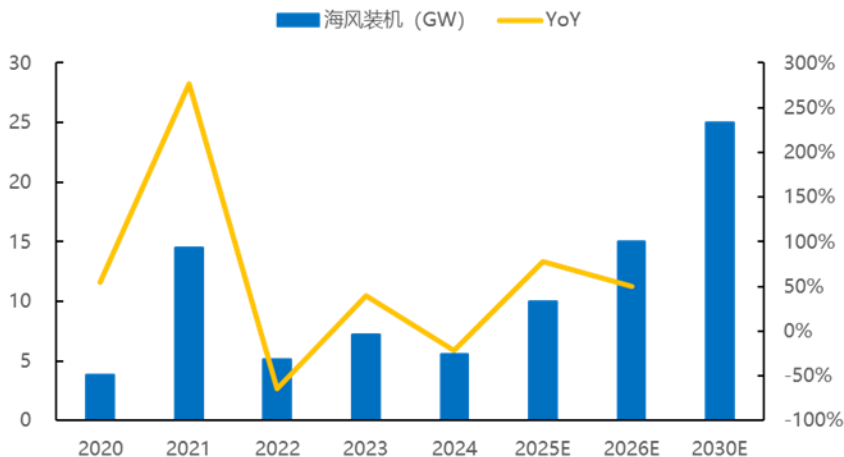
图表56：浙江等地区深远海示范项目推进节奏较快

地区	项目名	装机规模 (GW)	目前进度
浙江	苍南 Z15	2	截至 2025 年 6 月，风机预中标公示，东方电气、运达股份、电气风电中标
上海	上海深远海一期示范	4.3	截至 2025 年 4 月，完成环境影响评价、通航风险评估、可研勘察等前期准备工作招标
山东	三峡青岛一期	3	截至 2025 年 4 月，项目业主方三峡能源已完成正式立项并启动可研编制招标
山东	上海电气半岛北 N2	0.9	截至 2025 年 3 月，已完成柔直输电系统工程成套设计招标

来源：浙能电子招标平台等，国金证券研究所

随着示范项目陆续推进建设以及后续의深远海规划、开发管理办法发布，我们认为“十五五”期间海风需求空间有望进一步打开，年装机规模预计将提升至 15-25GW。

图表57：“十五五”周期国内海风装机有望迎来高速增长期



来源：CWEA，国金证券研究所预测



六、投资建议：重点推荐金风、运达、明阳、三一

横向对比风电产业链其余环节，整机环节估值普遍较低，核心原因在于过去整机环节盈利占比中绝大部分来源于风电场转让及发电业务，随着制造业务的盈利弹性释放，看好整机环节在业绩提升的同时实现估值的修复。

图表58：风电产业链相关标的

图表59：相较产业链其余环节，整机环节估值普遍较低

海缆	东方电缆*	零部件	双一科技
	起帆电缆		时代新材
	中天科技		亚星锚链
塔桩	海力风电*		通裕重工
	泰胜风能*		新强联
	大金重工*		中材科技
	天顺风能		鑫古智能
风机	金风科技*		金雷股份
	运达股份*		日月股份
	明阳智能*		振江股份
	三一重能*		威力传动

环节	PE-平均值		
	25E	26E	27E
海缆	17.8	14.3	12.2
塔桩	19.7	13.8	11.0
零部件	32.5	21.1	17.1
风机	15.1	12.1	10.3

来源：iFind，国金证券研究所

来源：iFind，国金证券研究所；截至8月15日，*号标的PE为国金电新盈利预测计算，其余标的采用iFind一致预期

我们看好风电短中长期需求及本轮风机价格上涨的持续性，随着涨价后项目陆续进入开工交付阶段，头部整机企业盈利弹性有望逐步兑现，重点推荐：金风科技(H/A)、运达股份、明阳智能、三一重能。

图表60：推荐标的估值表

代码	名称	总市值 (亿元)	收盘价 (元)	归母净利润				PE			
				2024	2025E	2026E	2027E	2024	2025E	2026E	2027E
002202.SZ	金风科技	421.3	10.5	18.6	27.2	33.9	38.7	22.7	15.5	12.4	10.9
300772.SZ	运达股份	121.5	15.4	4.7	7.4	9.5	11.5	26.1	16.5	12.8	10.6
601615.SH	明阳智能	282.8	12.5	3.5	21.8	26.8	32.1	81.7	13.0	10.5	8.8
688349.SH	三一重能	344.1	28.1	18.1	22.0	26.9	31.7	19.0	15.6	12.8	10.9

来源：ifind，国金证券研究所预测；注：截至2025年8月15日，所有公司EPS为国金电新研究所预测

七、风险提示

市场竞争加剧风险：国内风电各环节均处于供给充裕状态，若市场竞争加剧，可能会导致价格下降，对产业链盈利造成不利影响；

原材料价格波动风险：风电产业链大部分环节原材料成本占比较高，若原材料价格出现大幅波动，会对风电产业链的盈利造成不利影响。



行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。



特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海

电话：021-80234211

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号

紫竹国际大厦 5 楼

北京

电话：010-85950438

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100005

地址：北京市东城区建国门内大街 26 号

新闻大厦 8 层南侧

深圳

电话：0755-86695353

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心

18 楼 1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究