

# 强于大市

公司名称	股票代码	股价(人民币)	评级
隆基股份	601012.SH	83.13	买入
迈为股份	300751.SZ	712.00	买入
锦浪科技	300763.SZ	248.89	买入
正泰电器	601877.SH	51.68	买入
东方盛虹	000301.SZ	25.09	买入
通威股份	600438.SH	45.66	买入
日月股份	603218.SH	33.91	买入
天顺风能	002531.SZ	19.93	买入
晶澳科技	002459.SZ	83.74	增持
天合光能	688599.SH	67.99	增持
阳光电源	300274.SZ	157.98	增持
固德威	688390.SH	433.49	增持
福斯特	603806.SH	124.99	增持
林洋能源	601222.SH	12.23	增持
新强联	300850.SZ	197.00	增持
联泓新科	003022.SZ	41.73	未有评级
晶科科技	601778.SH	9.21	未有评级
芯能科技	603105.SH	16.63	未有评级
石英股份	603688.SH	63.99	未有评级
海优新材	688680.SH	291.45	未有评级
美畅股份	300861.SZ	76.00	未有评级
恒润股份	603985.SH	47.09	未有评级
明阳智能	601615.SH	29.45	未有评级
东方电缆	603606.SH	54.05	未有评级

资料来源：万得，中银证券

以2021年12月2日当地货币收市价为标准

## 相关研究报告

《光伏行业2021年中期策略：需求总量无忧，优选轻资产方向》2021.05.18

《风电行业深度报告：三重底有望确立，大型化或塑格局》2021.08.20

中银国际证券股份有限公司  
具备证券投资咨询业务资格

## 电气设备

证券分析师：李可伦

(8621)20328524

kelun.li@bocichina.com

证券投资咨询业务证书编号：S1300518070001

# 新能源发电行业 2022 年度策略

## 奋楫扬帆正当时，抖擞精神再出发

光伏产业链供需博弈渐入尾声，终端需求有望充分释放，优选轻资产细分方向以应对产能周期的挑战，HJT 设备国产化与电池产业化全面推进；风电景气拐点提前，海上风电需求或加速兑现，大宗原材料价格松动有望增厚中游制造业利润；维持行业强于大市评级。

### 支撑评级的要点

- **新能源发电：新增需求潜力充沛，供给决定释放节奏：**在“碳中和”背景下，光伏、风电作为清洁能源发电的主力品种，具备中长期的广阔发展空间。回顾 2021 年，光伏需求因制造业部分环节的产能紧缺而未能得到充分兑现，制造业与需求端的博弈主线贯穿全年；风电行业则因风机的快速跌价而在 2020 年的抢装需求高点后迅速重拾景气预期。
- **光伏：供需博弈渐入尾声，HJT 全面推进：**光伏产业链逐步进入降价通道，供需博弈僵局有望缓解，需求潜力有望逐步释放。我们预计 2022-2023 年全球光伏装机需求分别约 220GW、270GW，同比增速分别约 40%、23%，对应光伏组件需求分别约 254GW、312GW。在需求释放的基础上，一线一体化组件企业有望兑现期货利润与品牌渠道价值，逆变器龙头企业有望维持高盈利能力，同时部分供给环节仍可能阶段性出现紧缺。新技术方面，HJT 电池研发与产业化继续全面推进，实验室转换效率突破 26%，量产 25% 转换效率可期，同时高精度串焊、银铜浆料等技术进步陆续落地，有望促进金属化工艺成本下降至目标区间，进而推动 HJT 电池性价比逐步显现，开启光伏行业下一阶段的降本提效空间。
- **风电：景气拐点提前，零部件盈利有望提升：**国内季度风电场新增招标量连续保持高位，指引国内陆上风电装机提前回暖，若招标持续高景气，则有望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 2022-2023 年国内新增风电装机分别约 53GW、72GW，同比增速分别约 33%、36%。而在需求向好的预期下，风机价格竞争有望出现一定程度的缓和，同时零部件头部企业相对更具备确定性，成本压力亦有望随大宗原材料价格下降而得到释放。

### 投资建议

- 光伏方面，产业链供需博弈渐入尾声，但仍有阶段性供给紧缺的可能性，后续部分环节供应短板提升后，终端需求有望充分释放，优选轻资产细分方向以应对产能周期的挑战，HJT 设备国产化与电池产业化快速推进。风电方面，风机跌价显著刺激潜在需求，国内陆上风电装机景气拐点提前，海上风电需求或加速兑现，风机价格竞争有望缓和，大宗原材料价格松动有望增厚中游制造业利润。推荐隆基股份、迈为股份、晶澳科技、天合光能、阳光电源、锦浪科技、固德威、福斯特、正泰电器、林洋能源、东方盛虹、通威股份、日月股份、新强联、天顺风能等，建议关注联泓新科、晶科科技、芯能科技、石英股份、海优新材、美畅股份、恒润股份、明阳智能、东方电缆等。

### 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；限电限产超预期；新能源政策风险；国际贸易摩擦风险；技术迭代风险；消纳风险；HJT 电池性价比不达预期；大型化降本不达预期；新冠疫情影响超预期。

## 目录

<b>新能源发电：新增需求潜力充沛，供给决定释放节奏 .....</b>	<b>5</b>
光伏回顾：供给限制需求兑现，产业博弈贯穿全年 .....	5
风电回顾：风机让利刺激潜在需求释放 .....	7
中期展望：“十四五”风光需求无忧 .....	10
<b>光伏：供需博弈渐入尾声，HJT 全面推进 .....</b>	<b>12</b>
需求展望：供需博弈渐入尾声，需求弹性有望显现 .....	12
产业链：关注轻资产龙头与阶段性紧缺环节 .....	15
新技术：HJT 转换效率快速突破，降本路径清晰 .....	19
<b>风电：景气拐点提前，零部件盈利有望提升 .....</b>	<b>22</b>
需求展望：潜在需求提前释放，国内装机有望快速增长 .....	22
产业链：零部件成本压力有望释放，整机价格竞争或引格局变动 .....	24
<b>投资建议 .....</b>	<b>29</b>
<b>风险提示 .....</b>	<b>30</b>

## 图表目录

图表 1. 多晶硅料价格走势（含税） .....	5
图表 2. 单晶硅片价格走势（含税） .....	6
图表 3. 单晶 PERC 电池片价格走势（含税） .....	6
图表 4. EVA 树脂价格走势（相对于 2020 年 6 月 30 日变动幅度） .....	6
图表 5. 单晶组件价格走势 .....	7
图表 6. 2018-2021 年国内光伏月度并网情况 .....	7
图表 7. 陆上风电标杆/指导电价及执行条件 .....	8
图表 8. 近海海上风电标杆/指导电价及执行条件 .....	8
图表 9. 2018-2021 年国内风电月度并网情况 .....	8
图表 10. 金风科技风机投标均价 .....	9
图表 11. 2014-2021 年国内风电公开招标情况 .....	9
图表 12. 部分电力央企“十四五”及中期新能源发电规划 .....	10
图表 13. 部分省级行政区“十四五”新能源装机规划 .....	10
图表 14. 2021-2025 年国内新能源发电装机空间测算 .....	11
图表 15. 部分国家和地区碳中和目标时间 .....	11
图表 16. 各地区在无补贴情况下不同 IRR 对应的装机成本（元/W） .....	12
图表 17. 部分“碳中和”债券概况 .....	12
图表 18. 我国清洁能源基地规划示意图 .....	13
图表 19. 部分已开工及完成指标分配的风光基地项目汇总 .....	14
图表 20. 部分已开启招标工作的“整县推进”分布式项目 .....	14
图表 21. 全球光伏新增装机 .....	15
图表 22. 全球光伏季度装机拆分 .....	15
图表 23. 2014-2020 年全球组件出货量排名 .....	16
图表 24. 中核（南京）2021 年度组件框架采购结果 .....	16
图表 25. 2020 年 BNEF 组件可融资性评价结果（部分品牌） .....	17
图表 26. 近年全球光伏组件市场集中度情况 .....	17
图表 27. 部分光伏逆变器上市公司 2020 年产销量情况 .....	18
图表 28. 阳光电源国内海外毛利率对比 .....	18
图表 29. 锦浪科技 2018 年各区域市场毛利率对比 .....	18
图表 30. 光伏级 EVA 粒子需求测算 .....	19
图表 31. 宣城 500MW 异质结项目设备中标结构 .....	20
图表 32. 隆基股份 26.30% 转换效率 HJT 电池参数 .....	20
图表 33. HJT 产能规模与设备市场空间预测 .....	21

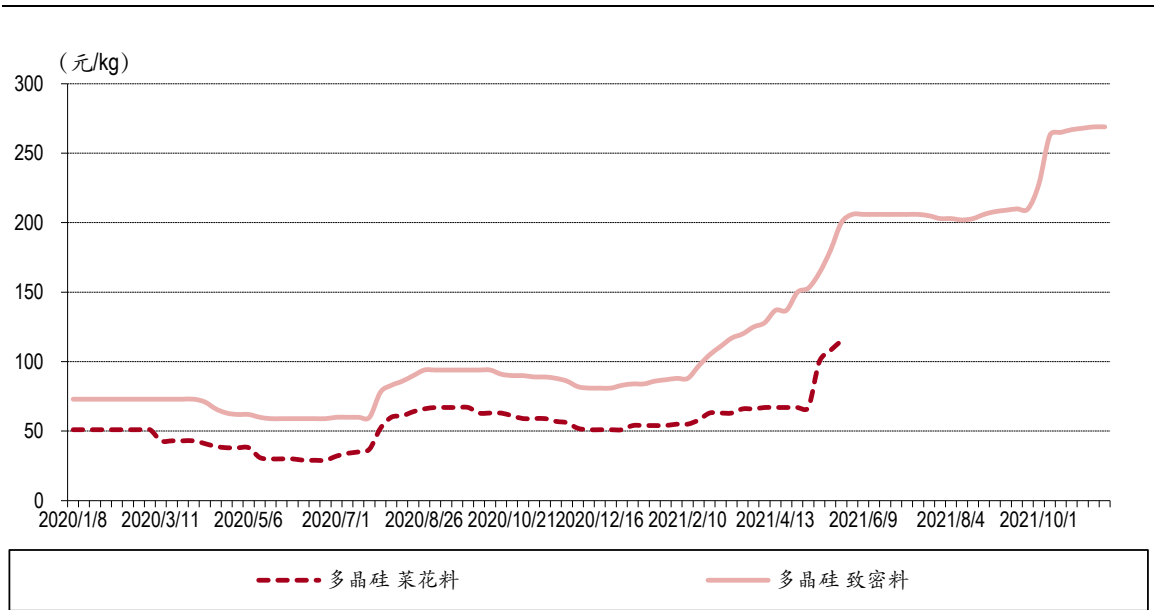
图表 34. 陆上风电项目内部收益率敏感性分析.....	22
图表 35. 陆上风电项目 LCOE 敏感性分析.....	22
图表 36. 部分省份对海上风电地方补贴的表态.....	23
图表 37. 海上风电项目内部收益率敏感性分析（以广东为例）.....	23
图表 38. 2021 年新招标海上风电项目风机/EPC 中标价格.....	23
图表 39. 国内风电年新增装机量预测.....	24
图表 40. 风电整机轴承分类（以双馈式风机为例）.....	25
图表 41. 风电轴承国产化情况.....	25
图表 42. 我国部分风电轴承生产商技术进展.....	25
图表 43. 日月股份风电铸件出货量及增速.....	25
图表 44. 风电铸件企业产能不完全统计.....	25
图表 45. 20mm 中厚板价格.....	26
图表 46. 铸造生铁价格.....	26
图表 47. 国内风机市场份额变化.....	26
图表 48. 2021 年 1-10 月部分风电项目中标统计.....	27
图表 49. 不同技术路线风机特性的简要对比.....	27
图表 50. 3MW 风机传动系统成本对比.....	27
图表 51. 3MW 风机发电机材料重量对比.....	27
图表 52. 部分主流整机厂商的技术路线布局.....	28
附录图表 53. 报告中提及上市公司估值表.....	31

## 新能源发电：新增需求潜力充沛，供给决定释放节奏

### 光伏回顾：供给限制需求兑现，产业博弈贯穿全年

**硅料价格全年连续上涨并维持高位：**相比于 2019 年硅料产能的集中投放，2020-2021 年行业新产能释放较少，加之 2020 年部分二线与海外企业关停产线，2021 年硅料环节供给格局整体偏紧。从硅料价格来看，在 2020Q3 硅料阶段性紧缺导致的上涨之后，2020Q4 随着终端装机的兑现，硅料边际需求回落，价格亦出现一定幅度的下降；进入 2021 年后，在硅片环节产能逐步释放、进口硅料主动提价且硅料供应增量不及需求增量的预期等因素支撑下，硅料价格开始新一轮上涨，致密料价格至 5 月中旬上涨至 200 元/kg 以上并维持相对稳定，直至 9 月下旬因上游工业硅价格快速攀升而进一步上涨至 260-270 元/kg 区间。根据 PV Infolink 数据，截止 2021 年 11 月 17 日，多晶硅致密料价格周均价上涨至 269 元/kg（含税），相对于年初涨幅约 224%，下游制造产业链单瓦成本对应上升约 0.46 元/W，相对于 2020 年价格低点上升约 0.52 元/W。

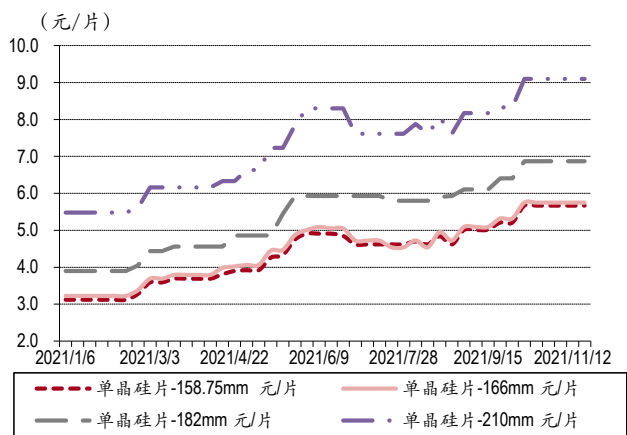
图表 1. 多晶硅料价格走势（含税）



资料来源：PVInfolink，中银证券

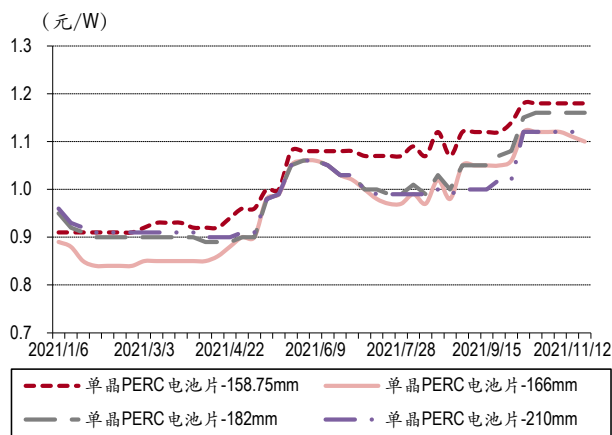
**硅片、电池片价格全面跟涨：**随着硅料价格上涨，硅片环节由于与硅料环节直接相邻，且有硅料采购长单等因素的影响，对价格压力的传导相对主动，2021 年初至 11 月中旬各主流尺寸硅片价格涨幅约 75%-80%。电池片环节由于供需格局相对不佳，对价格压力的传导相对被动，但全年亦出现明显涨价，主流尺寸电池片相对于年初价格上浮约 20%-30%。

图表 2. 单晶硅片价格走势 (含税)



资料来源: PVInfolink, 中银证券

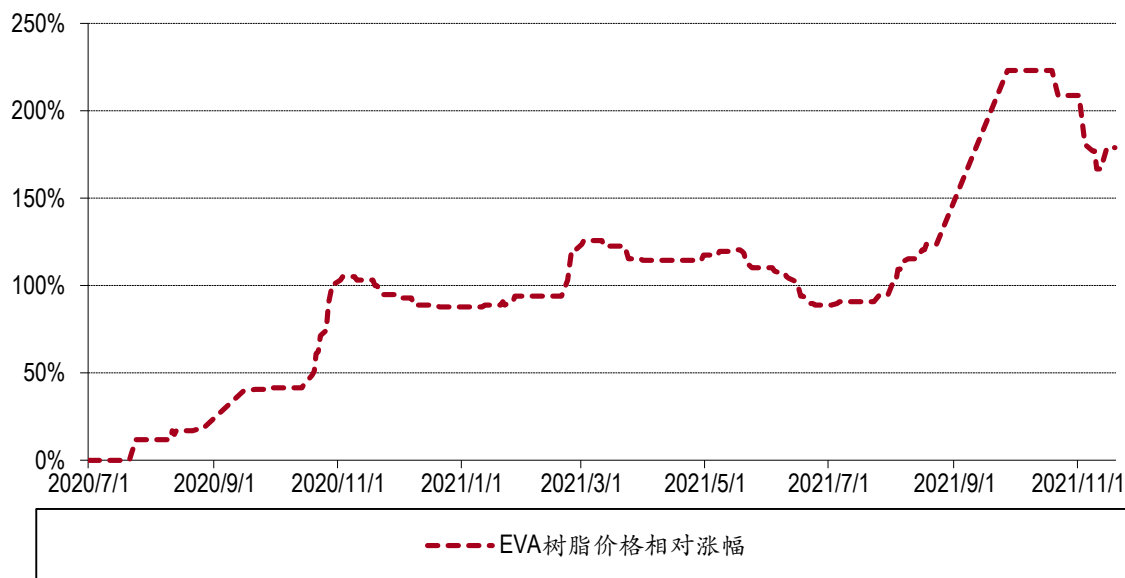
图表 3. 单晶 PERC 电池片价格走势 (含税)



资料来源: PVInfolink, 中银证券

**EVA 树脂价格阶段性快速上涨:** 在硅料涨价的直接影响之外, 光伏组件胶膜的主要原材料 EVA 树脂同样受新增供给紧缺等因素影响出现明显涨价, 2021 年内高点价格相对于供需宽松时的价格涨幅超过 220%, 近期受终端需求稍淡影响涨幅回落至约 180%, 亦对光伏组件封装成本产生明显影响。

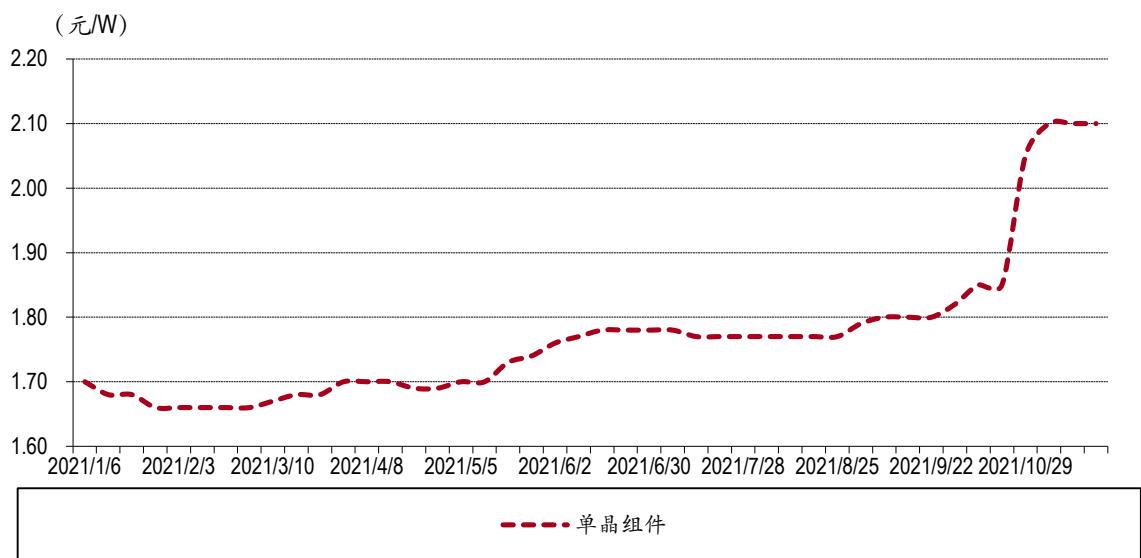
图表 4. EVA 树脂价格走势 (相对于 2020 年 6 月 30 日变动幅度)



资料来源: 万得, 中银证券

**制造业与终端电站持续博弈, 影响需求释放节奏:** 产业链部分环节供给紧缺涨价的影响下, 光伏制造业与终端电站的博弈贯穿全年。在供应链成本上升的挤压下, 2021 年全年光伏组件价格亦明显上调。在上半年硅料价格进入 200 元/kg 以上区间之后, 行业内组件均价基本位于 1.8 元/W 左右, 其中一线企业报价普遍超过 1.8 元/W, 而在 9 月下旬硅料价格上冲至 260 元/kg 之后, 组件环节价格亦快速上涨至 2 元/W 以上。根据行业媒体光伏們报道, 高昂的组件价格已将光伏电站整体系统成本重新抬升至 4 元/W 以上, 下游电站端建设进度显著放缓。

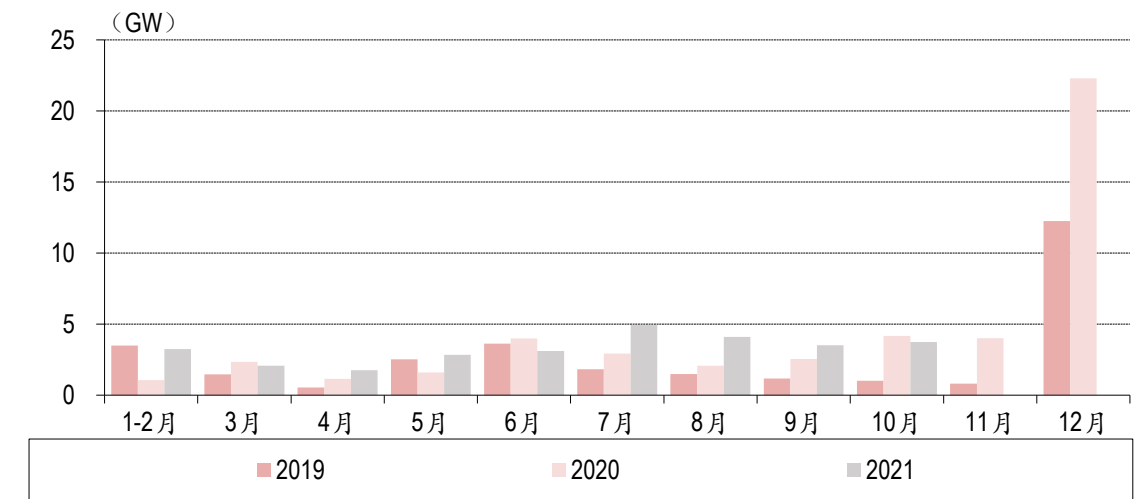
图表 5. 单晶组件价格走势



资料来源: PVInfolink, 中银证券

**国内地面电站需求显著受压:** 根据中电联数据, 2021年1-10月我国新增光伏发电并网量 29.31GW, 同比增长 33.96%, 考虑1月份有部分2020年电站结转影响, 实际增速约 20%。根据国家能源局数据, 2021年1-10月新纳入国家财政补贴规模户用光伏项目总装机容量为 13.61GW, 占全部并网量的 46%, 考虑部分工商业分布式装机, 预计1-10月国内地面电站装机需求约 10-15GW, 距年初产业预期有较大差距。

图表 6. 2018-2021 年国内光伏月度并网情况



资料来源: 国家能源局, 中银证券

### 风电回顾: 风机让利刺激潜在需求释放

**2021年新核准项目再无补贴, 陆上风电2020年现抢装潮:** 2019年5月国家发改委印发《关于完善风电上网电价政策的通知》, 提出自2021年1月1日开始, 新核准的陆上风电项目全面实现平价上网, 国家不再补贴; 先前已核准但未在2021年底前完成并网的项目, 国家不再补贴。补贴退坡的政策带动2020年的抢装潮, 新增风电并网装机量达到历史级的 71.67GW, 即使考虑到部分项目有统计口径不同等原因, 预计2020年实际安装的风机容量依然达到 50-55GW。

图表 7. 陆上风电标杆/指导电价及执行条件

执行条件	资源区电价 (元/kWh)			
	I 类	II 类	III 类	IV 类
20151231 之前并网的项目	0.51	0.54	0.58	0.61
20151231 之前核准且在 20171231 之前开工的项目	0.49	0.52	0.56	0.61
20171231 之前核准且在 20191231 之前开工、20201231 前并网的项目	0.47	0.50	0.54	0.60
20180101 之后核准且在 20201231 之前并网的项目	0.40	0.45	0.49	0.57
20190101 之后核准且在 20211231 之前并网的项目	0.34	0.39	0.43	0.52
20200101 之后核准且在 20211231 之前并网的项目	0.29	0.34	0.38	0.47
20210101 之后核准的项目	不再享受国家补贴			

资料来源：国家发改委，国家能源局，中银证券

注：指导价低于当地燃煤机组脱硫脱硝标杆上网电价的地区，以燃煤机组标杆上网电价作为指导价

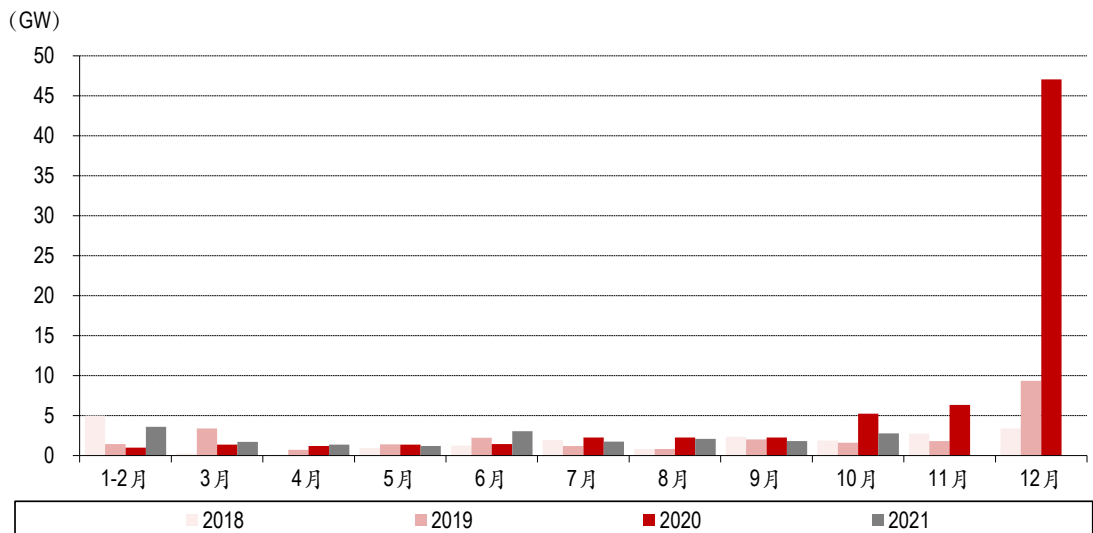
**2021 年新并网规模持稳，海上风电抢装接近尾声：**根据中电联数据，2021 年 1-10 月我国新增风电并网量 19.19GW，同比增长 4.92%。2019 年国家发改委《关于完善风电上网电价政策的通知》明确，对 2018 年底前已核准的海上风电项目，如在 2021 年底前全部机组完成并网的，执行核准时的上网电价；2022 年及以后全部机组完成并网的，执行并网年份的指导价；2020 年初《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》明确提出，2022 年起中央不再对新建海上风电项目进行补贴。基于现有政策框架，2021 年海上风电进入抢装期，全年有望贡献新增装机容量约 8-10GW。

图表 8. 近海海上风电标杆/指导电价及执行条件

执行条件	上网电价 (元/kWh)
20181231 之前核准的项目	0.85
20191231 之前核准的项目	0.80
20201231 之前核准的项目	0.75
20220101 之后核准的项目	不再享受国家补贴

资料来源：国家发改委，国家能源局，中银证券

图表 9. 2018-2021 年国内风电月度并网情况

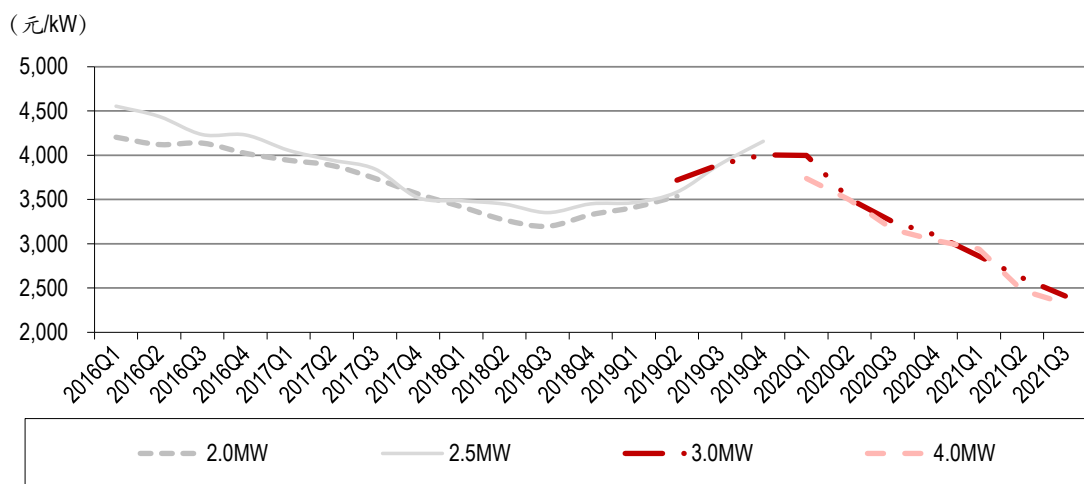


资料来源：国家能源局，中银证券



**陆上风电抢装后整机招标价格快速下降：**2019-2020年，退补政策拉动装机需求，根据金风科技投标价格数据，风机价格快速攀升，从3,000元/kW一路上涨到最高突破4,300元/kW。随着对补贴退出后新增需求预期的下调，风机招标价格从2020年中开始进入下降通道。进入2021年后，风机招标报价频频创新低，国家能源集团5月公示的11个风电项目中标均价达到2,667元/kW，其中联合动力中标的兴安盟楚古拉项目、浪沙布拉项目、辽宁建平罗福沟项目价格最低达到了2,576元/kW；6月以来，大唐宾阳马王三期项目风机招标开标结果再创记录：明阳智能报出最低价格2,192.26元/kW，再次刷新大唐上一轮文山招标项目最低价2,254元/kW的纪录。至此，大型风电场招标项目的主流风机投标价格降至2,200-2,500元/kW。

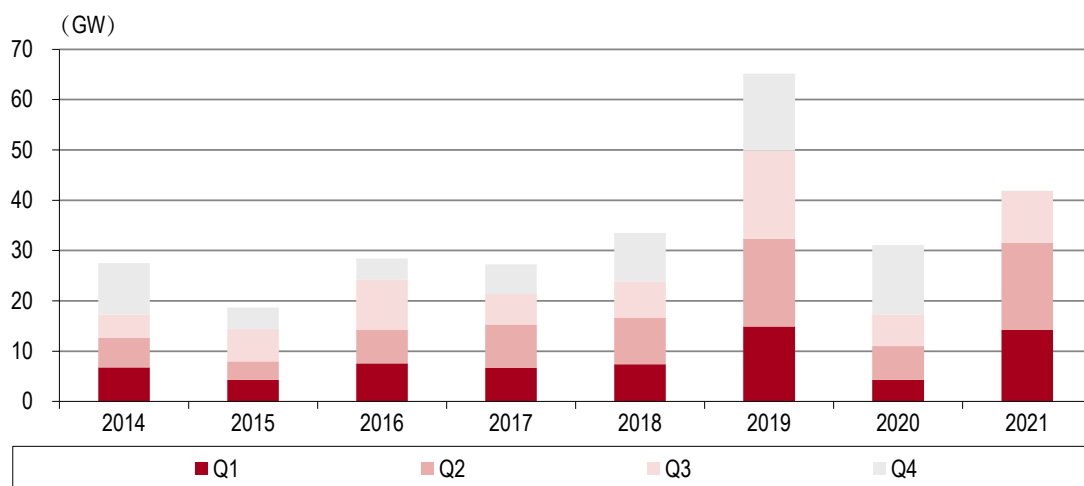
图表 10. 金风科技风机投标均价



资料来源：金风科技业绩展示材料，中银证券

**风机跌价显著刺激潜在需求，季度招标规模快速回升：**风机招标价格下降带来的风电场建设成本下降，正在显著提升风力发电的竞争力，招标规模在补贴退出后不降反增。根据金风科技业绩材料，2021年前三季度，国内风电设备开标项目总规模为41.9GW，同比增长115.1%，招标规模接近2019年的历史最高水平。

图表 11. 2014-2021年国内风电公开招标情况



资料来源：中国能源报，金风科技业绩展示材料，中银证券

## 中期展望：“十四五”风光需求无忧

**风能、光伏发电是非化石能源替代主力：**目前我国已提出非化石能源一次消费占比在 2030 年达到 25%。为实现这一目标，我国发电结构重心必须从燃煤发电转向清洁能源发电。而在诸多新能源发电品种中，水电、核电、生物质能等出于资源局限、技术成熟度等因素，预计中短期增量有限，预计十四五期间风电、光伏将是支撑非化石能源消费占比提升的主力电力品种。

**“十四五”新能源装机规划密集发布：**国家能源集团、国家电投、中国华能等央企在可再生能源新增装机量、清洁能源占比等方面做出了规划，2025 年各电力央企清洁能源占比普遍目标为 50% 及以上。此外，各省市区政府也高度重视新能源发展，根据不完全统计，已有 20 个省份出台了“十四五”期间新能源装机的具体目标要求。

图表 12. 部分电力央企“十四五”及中期新能源发电规划

电力央企	2025 年目标	2035 年目标	“十四五”规划
国家能源集团	-	-	可再生能源装机量达到 70-80GW；规划建设若干个千万千瓦级综合能源基地
国家电力投资集团	电力总装机 220GW，清洁能源占比 60%	电力总装机 270GW，清洁能源占比 72%	2023 年实现碳达峰
中国华能集团	清洁能源占比 50% 以上，发电装机容量达到 300GW 左右	发电装机容量突破 500GW，清洁能源占比 75% 以上	“十四五”期间新增 80GW 以上的清洁能源，建设一体化大型清洁能源基地
中国华电集团	有望实现碳达峰	-	非化石能源占比达到 50%，清洁能源占比接近 60%，力争“十四五”新能源装机 75GW
中国大唐集团	清洁能源占比 50% 以上，实现碳达峰	-	-
中国长江三峡集团	-	-	保持每年 15GW 清洁能源新增装机规模的增速

资料来源：北极星电力网，国际电力网，索比光伏网，中银证券

图表 13. 部分省级行政区“十四五”新能源装机规划

省市区	“十四五”新能源装机规划
海南	光伏、海上风电等新增装机 5.2GW
内蒙古	新能源项目新增装机 50GW 以上，“十四五”末可再生能源发电装机超过 1 亿 kW
四川	清洁能源占比 50% 以上，发电装机容量达到 300GW
广东	2025 年，新能源发电装机规模约 102.50GW，其中风电、光伏、生物质发电装机约 42GW
河南	2025 年可再生能源装机达 50GW 以上，力争风、光新增 20GW
宁夏	新建 14GW 光伏，4.5GW 风电；2025 年可再生能源装机量超过 40GW，占电力装机比重超过 50%，可再生能源占新增电力装机比重达到 80% 左右
河北	2025 年全省光伏、风电装机量分别达到 20GW、26GW 以上
辽宁	2025 年实现清洁能源装机比重达到 50%
江西	到 2025 年风电、光伏、生物质装机分别达到 7GW、11GW、1GW 以上
新疆	建成和推进 3 个千万千瓦级新能源基地
陕西	新建 2 个千万千瓦级可再生能源基地
江苏	2025 年实现全省风电装机、光伏发电装机均达到 26GW
西藏	到 2025 年水电建成和在建装机容量突破 15GW，光伏装机容量突破 10GW
山东	到 2025 年光伏装机突破 52GW
云南	新能源项目新增装机 25.9GW
浙江	力争光伏装机达到 27.5GW 以上，新增装机超过 12GW；2022-2025 年通过竞争性配置确定需要扶持海上风电的项目，分年度装机总容量分别不超过 0.5GW、1GW、1.5GW、1GW
黑龙江	到 2025 年可再生能源装机达到 30GW，光伏新增装机 5.5GW
甘肃	2025 年风光电装机突破 50GW
青海	实现建设海南州、海西州等清洁能源基地
湖北	新增新能源装机量千万千瓦以上

资料来源：北极星太阳能发电网，中银证券

**预计“十四五”期间我国风电光伏年均装机有望达到 130-160GW：**根据国家能源局数据，2020 年我国非化石能源占一次能源消费比重达 15.9%，超额完成《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》中设定的 15% 目标。考虑到我国 2030 年非化石能源占一次能源消费的目标为 25%，预计我国 2025 年非化石能源占一次能源消费的比例有望超过 20%，据此可推算十四五期间我国光伏与风电合计年均装机量预计应达到 130-160GW，相对于碳中和目标提出前的产业预期有明显上调。

**图表 14. 2021-2025 年国内新能源发电装机空间测算**

2025 年非化石能源消费占比	18.0%	19.0%	20.0%	21.0%	22.0%	23.0%	24.0%
光伏利用小时数 (h)	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
风电利用小时数 (h)	2,050	2,050	2,050	2,050	2,050	2,050	2,050
十四五光伏装机空间 (GW)	281	354	427	499	572	645	718
十四五风电装机空间 (GW)	122	177	232	286	341	396	451
十四五年均光伏装机 (GW)	56	71	85	100	114	129	144
十四五年均风电装机 (GW)	24	35	46	57	68	79	90
<b>十四五光伏风电年均装机 (GW)</b>	<b>81</b>	<b>106</b>	<b>132</b>	<b>157</b>	<b>183</b>	<b>208</b>	<b>234</b>

资料来源：国家能源局，中电联，中银证券

**全球“脱碳”支撑中长期需求：**当前，尽快实现碳中和已成为全球共识，在拜登就任以后，美国已重新加入巴黎协定，计划投入 2 万亿美元在交通、建筑和清洁能源等领域，在政治上把气候变化问题纳入美国外交政策和国家安全战略，继续推动美国“3550”碳中和进程，即 2035 年电力部门实现碳中和，2050 年实现 100% 清洁能源，实现净零排放；近期美国《重建更好法案》通过众议院表决，光伏 ITC 政策延长至 2026 年并首次适用于储能资产，PTC 恢复且风电保持全额抵扣至 2026 年，有望刺激美国新能源发电装机进入高速增长通道。欧盟委员会提出到 2050 年欧洲在全球范围内率先实现碳中和，同时为 2030 年设定了减排中期目标，其温室气体排放量至少要比 1990 年的排放水平减少 55%。日本首相菅义伟则于 2020 年 10 月宣布日本将于 2050 年前实现碳中和。随着全球主要经济体进入“脱碳”周期，预计全球新能源发电新增装机量有望维持稳定增长。

**图表 15. 部分国家和地区碳中和目标时间**

国家	目标年份	国家	目标年份
芬兰	2035	匈牙利	2050
奥地利	2040	爱尔兰	2050
冰岛	2040	新西兰	2050
瑞典	2045	挪威	2050
德国	2045	葡萄牙	2050
加拿大	2050	斯洛伐克	2050
丹麦	2050	南非	2050
欧盟	2050	韩国	2050
法国	2050	西班牙	2050
日本	2050	瑞士	2050
卢森堡	2050	英国	2050
意大利	2050	土耳其	2053
巴西	2050	中国	2060
澳大利亚	2050	俄罗斯	2060
泰国	2050	印度尼西亚	2060
阿根廷	2050	沙特阿拉伯	2060
阿拉伯联合酋长国	2050	尼日利亚	2060
以色列	2050	哈萨克斯坦	2050
马来西亚	2050	乌克兰	2050
哥伦比亚	2050	印度	2070
越南	2050	新加坡	本世纪后半叶尽早实现

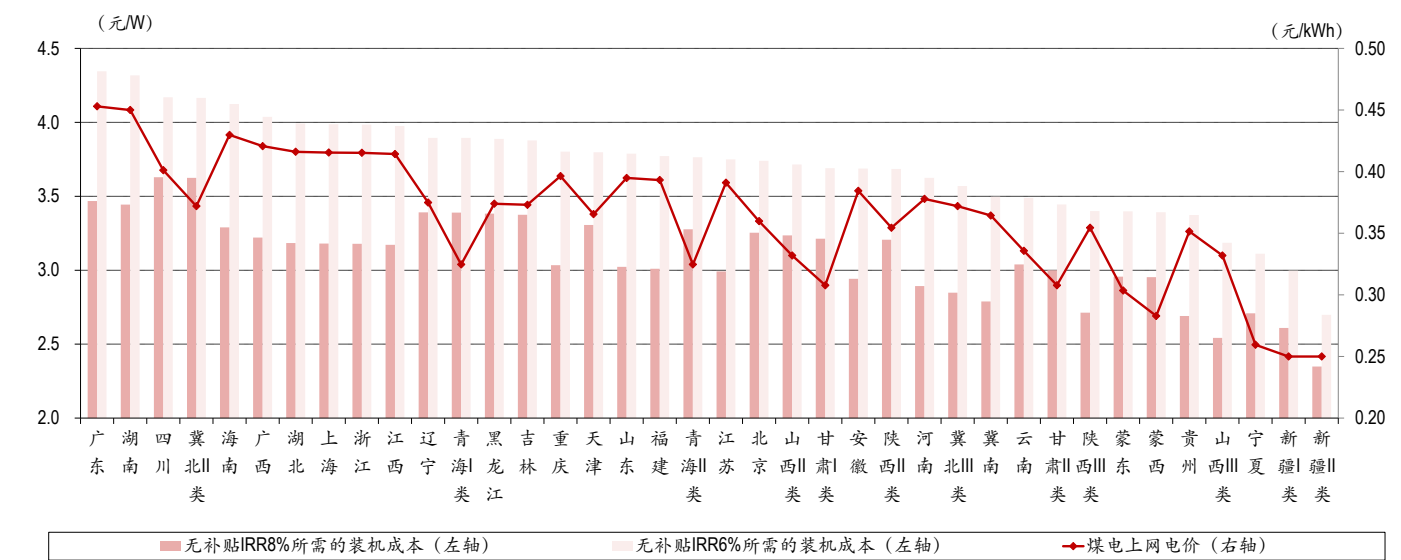
资料来源：北极星电力网，Energy & Climate Intelligence Unit，中银证券

## 光伏：供需博弈渐入尾声，HJT 全面推进

### 需求展望：供需博弈渐入尾声，需求弹性有望显现

**央企国企电站收益率要求有所放宽：**在碳中和背景下，出于加快在新能源领域的布局和发展、增加新能源装机的迫切需求，已有央企、国企在制造产业链成本居高不下导致需求释放不畅的情况下开始下调对光伏电站项目投资收益率的要求。根据光伏們报道，已有央企将光伏电站项目全投资收益率从 8% 降至 6%-6.5%，并且明确了 25 年的财务测算周期；亦有企业保持 8% 的全投资收益率要求不变，但自有资金出资比例从 30% 降至 20%，间接降低了对投资收益率的要求。我们对无补贴条件下，8% 和 6% 的全投资 IRR 要求对应的光伏电站成本进行了测算，结果显示两种情况下电站成本要求平均差异约 0.6 元/W，在部分煤电上网电价较高的地区降幅更为明显。

图表 16. 各地区在无补贴情况下不同 IRR 对应的装机成本 (元/W)



资料来源：国家发改委，国家能源局，中银证券

**融资成本下降有望释放电站成本空间：**根据北极星储能网等媒体统计，2021 年上半年有南方电网、国家能源集团、中国华能、国家电投等 14 家国企央企披露碳中和债券发行计划，总融资额约 200 亿元，平均融资利率约 3.5%。交易商协会官网信息显示，碳中和债券的募投项目需符合《绿色债券支持项目目录》，且聚焦于碳减排领域，包括光伏、风电及水电等清洁能源类项目等。此外，近期央行宣布将通过碳减排支持工具向金融机构提供低成本资金，重点支持清洁能源、节能环保和碳减排技术三个碳减排领域，其中清洁能源领域主要包括风力发电、太阳能利用、高效储能（包括电化学储能）、大型风电光伏源网荷储一体化项目、户用分布式光伏整县推进等；碳减排支持工具发放对象暂定为全国性金融机构，人民银行通过“先贷后借”的直达机制，对金融机构向碳减排重点领域内相关企业发放的符合条件的碳减排贷款，按贷款本金的 60% 提供资金支持，利率为 1.75%，期限 1 年，可展期 2 次。

图表 17. 部分“碳中和”债券概况

债券简称	发行人	规模 (亿元)	票面利率 (%)	募资金用途
GC 天成 01	华能天成融资租赁	10	4.05	光伏电站、风电项目融资租赁款项投放
GC 华能 01	中国华能集团	20	3.35	不低于 70% 资金用于绿色产业项目建设
GC 国能 01	国家能源投资集团	50	3.45	不低于 70% 资金用于绿色产业项目建设
21 南电 GN001	南方电网公司	20	3.45	用于抽水蓄能项目，或置换项目建设贷款
21 中电投 GN001	国家电力投资集团	6	3.40	用于偿还风电和光伏项目的金融机构借款

资料来源：北极星储能网，新浪财经，中银证券

**“十四五”规划明确提出建设清洁能源基地：**2021年3月12日，新华社公布《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》。根据规划，未来我国将持续开发包括水电、风电、光伏等电源在内的多个清洁能源基地，形成九大集风光（水火）储于一体的大型清洁能源基地以及五大海上风电基地。其中，九大清洁能源基地主要位于雅鲁藏布江下游、金沙江下游、雅砻江流域、黄河上游和几字湾、河西走廊、新疆、冀北、松辽等地；五大海上风电基地位于广东、福建、浙江、江苏、山东等地。国务院近期印发《2030年前碳达峰行动方案》，指出全面推进风电、太阳能发电大规模开发和高质量发展，加快建设风电和光伏发电基地，坚持陆海并重，推动风电协调快速发展，鼓励建设海上风电基地。

图表 18. 我国清洁能源基地规划示意图



资料来源：《国民经济十四五规划》，中银证券

**第一期 100GW 大基地项目已有序开工：**2021年10月12日，习近平主席在《生物多样性公约》第十五次缔约方大会领导人峰会上发表的《共同构建地球生命共同体》讲话中提出，为推动实现碳达峰、碳中和目标，中国将陆续发布重点领域和行业碳达峰实施方案和一系列支撑保障措施，构建起碳达峰、碳中和“1+N”政策体系。中国将持续推进产业结构和能源结构调整，大力发展可再生能源，在沙漠、戈壁、荒漠地区加快规划建设大型风电光伏基地项目，第一期装机容量约1亿千瓦的项目已于近期有序开工。

图表 19. 部分已开工及完成指标分配的风光基地项目汇总

省份	基地/项目名称	规模 (GW)
青海	青海海南、海西新能源基地	10.9
甘肃	甘肃省新能源基地项目	12.85
内蒙古	内蒙古托克托 200 万千瓦外送项目	2
	蒙西基地库布其 200 万千瓦光伏治沙项目	2
宁夏	国能电力宁夏公司 200 万千瓦光伏项目	2
山东	鲁北盐碱滩涂地千万千瓦风光储一体化基地	2
广西	横州 260 万千瓦风光储一体化大型基地示范项目	2.6
	丽江市 2021 年第四季度重点项目	2.8
云南	金沙江下游大型风电光伏基地 (云南侧)	0.43
	澜沧江流域国家级“风光水储”一体化基地	0.16
	国投云县水风光互补基地	0.3
山西	晋中市昔阳 300 万千瓦风光储一体化新能源基地	3
	陕武直流一期外送新能源项目	6
陕西	渭南市新能源基地项目	3.53
	神府-河北南网特高压通道配套新能源项目	3
安徽	阜阳南部 120 万千瓦风光电项目	1.2
贵州	乌江流域水风光一体化可再生能源综合开发基地	1
吉林	鲁固直流吉西白城外送项目	1.4
合计		57.17

资料来源：智汇光伏，中银证券

**“整县推进”进入实质操作阶段：**2021 年 6 月 20 日，国家能源局综合司正式下发《关于报送整县(市、区)屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》，拟在全国组织开展整县(市、区)推进屋顶分布式光伏开发试点工作。《通知》明确，党政机关建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 50%；学校、医院、村委会等公共建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 40%；工商业厂房屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 30%；农村居民屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 20%。根据智汇光伏不完全统计，9 月份以来各地陆续开展基于整县推进模式的分布式光伏项目 EPC 招标，已经有 17 家企业在 9 省 18 县开展了整县推进分布式光伏项目招标工作，总规模约为 1.29GW。

图表 20. 部分已开启招标工作的“整县推进”分布式项目

省份	项目名称	规模 (MW)
北京	北京新华凯昆顺义区杨镇、木林镇和北务镇 26.4MW (二期) 分布式光伏发电项目	26.88
	北京燃气能源发展有限公司北京农村户用光伏项目	32
河北	涿州新华电力 300MW 户用光伏一期 27.54MW 项目	27.54
	华能邢台市信都区 11.5 兆瓦户用屋顶分布式光伏发电项目	11.5
河南	许昌市襄城县整县推进分布式光伏发电项目第一批 30MWp 屋顶分布式光伏项目	30.34
江西	国电电力江西新能源开发有限公司高安市建陶基地 (一期 120MW) 屋顶分布式光伏发电项目	116.5
辽宁	辽宁北票市 50MWp 户用光伏电站项目	52.5
	朝阳新华 150MW 户用乡村振兴光伏一期 28.6MW 项目	28.6
山东	山东能源沂水整县推进分布式光伏规模化开发 (一期) 50MW 项目	51.34
内蒙古	乌拉特中旗巴音乌兰苏木乌力吉图和尔嘎查任天才、巴音斯楞等 40 户自然人分布式光伏发电项目	2
河北	河北保定高碑店市和平 30MW 屋顶分布式光伏	30
河南	河南豫能控股股份有限公司南阳市鸭河工区第一批整区屋顶分布式光伏发电项目	20
湖南	岳阳新华 200MW 乡村振兴户用光伏一期 29.2MW 项目	29.2
江西	江西龙源新能源九江永修户用光伏 20.112MW 项目	20.112
山东	国华投资山东公司齐河县 480MW 分布式光伏发电项目	480
	河口瑶族自治县整县屋顶分布式光伏开发试点项目	28.4
云南	国电电力云南富民县 56.2MWp 屋顶分布式光伏发电项目	56.2
	国电电力云南景洪市 245MWp 屋顶分布式光伏发电项目	245
合计		1,288.112

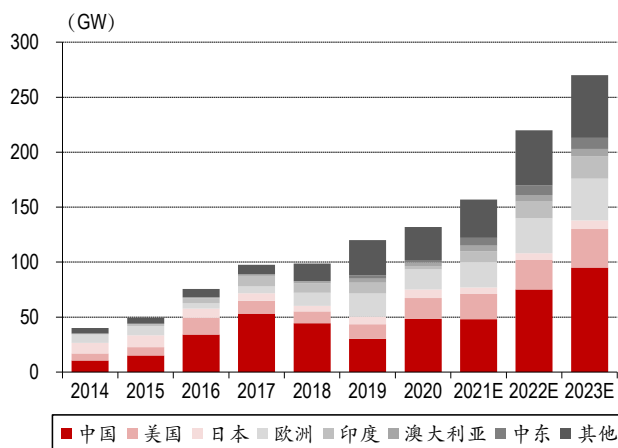
资料来源：智汇光伏，中银证券

**浮动电价有望促进分布式光伏需求加速释放：**10月11日，国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，要求各地要有序推动工商业用户全部进入电力市场，按照市场价格购电，取消工商业目录销售电价。燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，扩大为上下浮动原则上均不超过20%。在当前的能耗双控与电力供需形势下，工商业企业用电成本或在基准电价基础上出现上浮，出于降低整体用电成本考虑，工商业企业对发自自用分布式光伏的安装热情有望提升。

**硅片价格率先松动，产业链有望进入降价通道：**根据硅业分会数据，单晶硅片市场价格于11月中旬开始出现松动。11月26日价格信息显示，由于部分二线企业库存承压，M6单晶硅片（166mm/170μm）周成交均价降至5.38元/片，周环比跌幅4.94%；M10单晶硅片（182mm/175μm）周成交均价降至6.36元/片，周环比跌幅5.64%。11月30日隆基股份发布最新硅片价格，G1、M6、M10硅片月价格降幅分别达到7.41%、7.16%、9.75%。12月2日中环股份下调硅片价格，G1、M6、G12硅片月价格降幅分别为9.1%、12.48%、6.04%。我们认为一线硅片企业大幅降价有望降低硅片环节的整体开工意愿以及对硅料的采购意愿，从而将终端需求的压力传导至上游硅料环节并带动全产业链价格下降，进而刺激后续装机需求的释放。

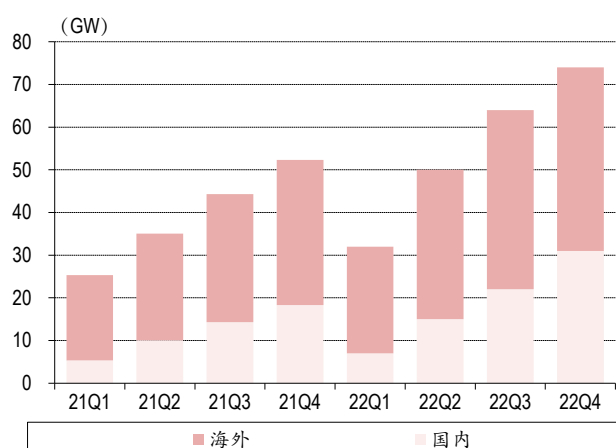
整体而言，光伏终端装机需求潜力充沛，在产业链进入降价通道的情况下，光伏制造产业链与电站端之间的供需博弈有望缓解，需求潜力有望逐步释放。我们预计2022-2023年全球光伏装机需求分别约220GW、270GW，同比增速分别约40%、23%，其中国内需求分别为75GW、95GW，同比增速分别为56%、27%。全球装机需求对应光伏组件需求分别约254GW、313GW。

图表 21. 全球光伏新增装机



资料来源：国家能源局，光伏們，PVInfoLink，中银证券

图表 22. 全球光伏季度装机拆分



资料来源：国家能源局，光伏們，PVInfoLink，中银证券

## 产业链：关注轻资产龙头与阶段性紧缺环节

### 组件：一线一体化企业占优

**组件成本压力有望减轻：**站在当前时点上展望，2022年光伏硅料环节有效产出有望显著增加，预计可满足超过240GW光伏装机需求，全年价格水平有望在2021年的基础上明显降低，组件环节最大的成本压力有望减轻。

**组件商业模式存在ToC属性：**组件环节直接面向光伏终端电站业主或电站系统集成商、安装商，在分布式电站方面亦有经销模式存在，相对于硅料、硅片、电池片等环节B2B的模式，组件环节的商业模式在一定程度上具备ToC属性。

**海外销售渠道是形成竞争优势的必要条件：**目前光伏发电已逐步在全世界范围内具备无补贴条件下的经济性，近两年海外市场在全球光伏装机需求中的占比已提升至60%以上，后续仍有望继续提升。作为光伏电站建设的直接上游，光伏组件企业进行销售渠道的全球化、当地化布局是贴近终端市场、保持对市场需求变化的敏感性的必然选择，从长期来看也是提升客户粘性、稳定海外市场销售规模与业绩、充分保有未来深入拓展能源相关业务的可能性，进而获取并稳固竞争优势的必要条件。

**组件品牌具备长期价值：**与硅料、硅片、电池片环节有所不同，光伏行业历次格局的重大变化虽然剧烈，亦不乏龙头企业陷入困境甚至破产，但并未使得如尚德、英利等部分历史较久的组件品牌消亡。此外，如晶科能源、晶澳科技、天合光能、阿特斯等过往或现在仍在海外资本市场上市的老牌光伏组件企业，在过往年份中虽受限于海外资本市场融资渠道相对不通畅等因素（市盈率、市净率等估值指标相对于A股可比公司折价明显，甚至市净率常年小于1），但在全球组件出货份额上持续位居前列，近年来仅有隆基股份成为稳定留在全球第一梯队的新进入者，在一定程度上显示出在具备ToC属性的海外光伏终端市场中组件品牌的长期价值。

图表 23. 2014-2020 年全球组件出货量排名

排名	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	天合光能	天合光能	晶科能源	晶科能源	晶科能源	晶科能源	隆基股份
2	英利	阿特斯	天合光能	天合光能	晶澳科技	韩华太阳能	晶科能源
3	阿特斯	晶科能源	阿特斯	阿特斯	天合光能	天合光能	晶澳科技
4	晶澳科技	晶澳科技	晶澳科技	晶澳科技	隆基股份	隆基股份	天合光能
5	晶科能源	韩华太阳能	韩华太阳能	韩华太阳能	阿特斯	晶澳科技	阿特斯
6	韩华太阳能	First Solar	协鑫	协鑫	韩华太阳能	东方日升	韩华太阳能
7	昱辉阳光	协鑫	First Solar	隆基股份	东方日升	协鑫	东方日升
8	First Solar	英利	英利	英利	协鑫	First Solar	正泰
9	顺风	顺风	隆基股份	First Solar	顺风	阿特斯	First Solar
10	协鑫	昱辉阳光	顺风	东方日升	中利腾晖	越南光伏	尚德

资料来源：PVInfoLink, CPIA, 中银证券

**一二线品牌通常存在产品价差：**组件环节一二线企业的产品价格一般存在小幅差异，从晶科能源（一线）、中电光伏（二线）、中利腾晖（二线）三家企业的历史出厂价格来看，一二线产品价差通常在 0.05-0.01 元/W，如果以一线企业价格为基准，价格差距幅度约为 3%-6%。近期在产业链成本压力较大的情况下，一二线相对价差出现小幅扩大。

图表 24. 中核（南京）2021 年度组件框架采购结果

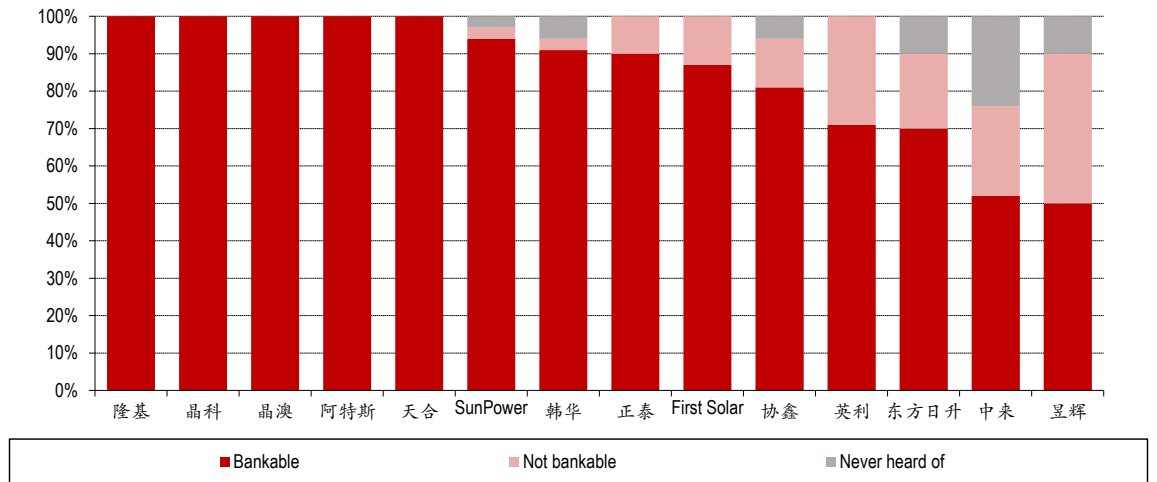
排名	单面 440W 以上			双面 440W 以上			单面 550W 以上			双面 500W 以上		
	企业	报价	相对价差 (%)	企业	报价	相对价差 (%)	企业	报价	相对价差 (%)	企业	报价	相对价差 (%)
1	英利	1.56	8.24	英利	1.63	7.39	苏州腾晖	1.538	11.10	苏州腾晖	1.573	12.61
2	苏州腾晖	1.504	11.53	苏州腾晖	1.546	12.16	晶科能源	1.72	0.58	晶科能源	1.8	基准
3	连云港神舟	1.59	6.47	连云港神舟	1.64	6.82	亿晶光电	1.63	5.78	亿晶光电	1.7	5.56
4	亿晶光电	1.55	8.82	亿晶光电	1.6	9.09	湖南红太阳	1.63	5.78	锦州阳光	1.73	3.89
5	海泰新能	1.627	4.29	锦州阳光	1.68	4.55	海泰新能	1.691	2.25	湖南红太阳	1.69	6.11
6	晶科能源	1.7	基准	晶科能源	1.76	基准	锦州阳光	1.69	2.31	天合光能	1.76	2.22
7	锦州阳光	1.64	3.53	海泰新能	1.716	2.50	天合光能	1.7	1.73	东方日升	1.72	4.44
8	湖南红太阳	1.61	5.29	湖南红太阳	1.67	5.11	东方日升	1.67	3.47	隆基乐叶	1.79	0.56
9	东方日升	1.62	4.71	东方日升	1.67	5.11	隆基乐叶	1.73	基准	海泰新能	1.796	0.22
10	隆基乐叶	1.69	0.59	隆基乐叶	1.75	0.57	浙江正泰	1.67	3.47	无锡尚德	1.65	8.33

资料来源：光伏们，中银证券（注：报价单位为元/W）

**可融资性是品牌价值的主要表现形式：**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。以最具有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。



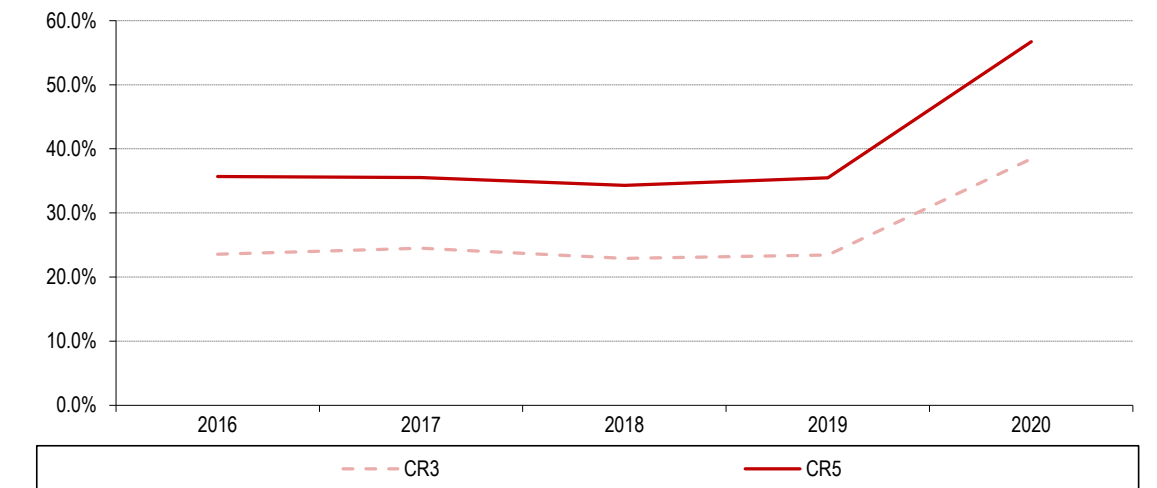
图表 25. 2020 年 BNEF 组件可融资性评价结果 (部分品牌)



资料来源: BNEF, 中银证券

**一线一体化组件企业有望兑现品牌渠道价值与期货利润:** 在一二线价差存在的基础上, 我们预计在产业链价格进入下降通道的情况下, 一线组件企业有望依靠溢价享有部分超额盈利, 同时一体化企业有望保留硅片、电池片环节的部分利润, 加之组件结算周期较长, 海外市场销售占比较高的一线企业亦有望兑现签单与执行时点之间的期货利润。

图表 26. 近年全球光伏组件市场集中度情况



资料来源: BNEF, PVInfolink, 各公司公告, CPIA, 中银证券

### 逆变器: 龙头企业盈利有望持稳

**中国企业市场份额持续提升:** 在近年来光伏逆变器产业的发展中, 我国逆变器企业技术与产品逐步升级, 同时积累了海外市场的销售渠道与品牌认知度, 在全球市场的市占率逐步提升。2020 年在新冠疫情等因素的影响下, 传统海外逆变器企业市场份额进一步萎缩, 阳光电源、锦浪科技、固德威等上市公司逆变器产销量均大幅增长。根据 Wood Mackenzie 的数据, 2020 年全球逆变器出货量前 10 公司中, 有 6 家中国企业, 合计全球市占率约 60%, 相对于 2019 年进一步提升, 其中华为 (23%) 与阳光电源 (19%) 位居前两名。

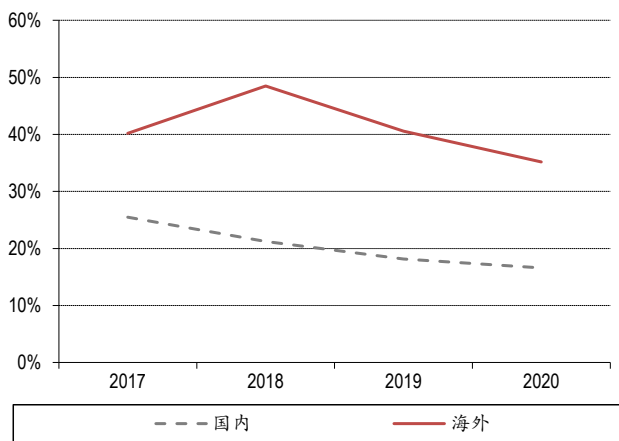
图表 27. 部分光伏逆变器上市公司 2020 年产销情况

上市公司	2020 年产量	同比增长率(%)	2020 年销量	同比增长率(%)
阳光电源	35.52GW	98.00	33.52GW	103.89
锦浪科技	53.28 万台	78.83	48.17 万台	69.18
固德威	36.02 万台	78.82	33.01 万台	85.08

资料来源：各上市公司年报，中银证券

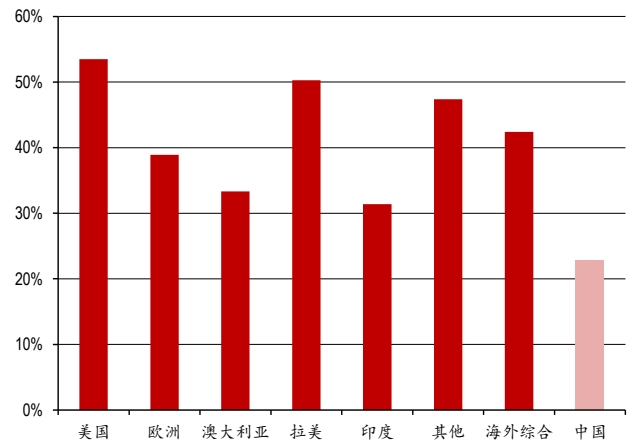
**海外逆变器市场盈利能力更优：**相比于较为纯粹价格竞争的国内市场，海外主要逆变器市场较为成熟，除产品价格外更关注产品本身可靠性、品牌及服务，具有准入门槛高、认证审核严格、认证周期长等高壁垒的特性，价格敏感性相对更低，因此逆变器产品在海外市场的盈利能力相对较优。抢占海外市场份额对于提升逆变器企业整体盈利能力有显著意义。

图表 28. 阳光电源国内海外毛利率对比



资料来源：万得，公司年报，中银证券

图表 29. 锦浪科技 2018 年各区域市场毛利率对比



资料来源：锦浪科技招股说明书，中银证券

**资产较轻、产能周期性相对较弱：**相比光伏行业主产业链的硅料、硅片、电池片等环节，逆变器行业偏向轻资产，原材料成本在营业成本中的占比超过 90%。单纯逆变器业务的企业固定资产周转率显著高于主产业链企业，逆变器产能弹性、通用性较强，周期性相对较弱，企业在面对技术、产品迭代时固定资产减值、淘汰的风险相对较小，有利于行业竞争格局的中长期稳定。

**元器件紧缺，龙头企业有望保障供应与盈利：**由于 IGBT 等关键元器件产能持续紧缺导致价格上涨，部分光伏逆变器企业年内上调产品价格，调涨后的价格预计可以部分转移元器件的成本上涨压力。当前产业预期 2022 年 IGBT 元器件供给或继续保持紧张，我们预计对元器件供应保障能力较强的龙头企业有望在相对不受元器件成本挤压的基础上保障自身出货量，进而最小化盈利能力与盈利体量受损的预期。

**光伏逆变器企业具备进入储能领域的天然优势：**光伏、风电出力具有间歇性与不可控性，与每时每刻的光照条件、风力条件密切相关，因此大规模地应用光伏、风电作为发电来源，需要按照电力系统安全稳定的要求配置储能设施，以平滑光伏、风电的发电出力曲线。储能电站同样需要与光伏电站逆变器类似的电能转换装置，储能逆变器与光伏逆变器在技术原理、生产制造、下游客户等方面基本一致，储能业务渠道与光伏逆变器业务渠道共享，因此光伏逆变器企业具备进入储能领域的天然优势，也有进入储能领域其他业务的可能性，市场空间的中长期成长性上优于光伏主产业链环节。

## 光伏 EVA 树脂粒子：2022 年仍可能阶段性短缺

**光伏级 EVA 粒子需求有望伴随光伏需求增长：**EVA 胶膜作为光伏组件的封装材料，其需求与组件需求关联度极为密切，单位面积组件对胶膜的需求相对稳定，近年来光伏组件的胶膜单耗仅因为组件单位面积功率的提升而略有下降。同时光伏胶膜技术路线较稳定，目前的技术升级（白色 EVA 胶膜、POE/EPE 胶膜）仅存在于现有产品体系内，中短期内无颠覆性技术替代风险，因此后续光伏胶膜需求有望伴随光伏组件需求的增长而稳定向好。考虑到 EVA 胶膜克重相对稳定，双面组件方面当前产业实际以双面应用 EVA/POE/EVA 三层共挤胶膜或正面应用 EVA/POE/EVA、反面应用 EVA 的方式为主，我们预计光伏级 EVA 粒子的需求有望随光伏终端需求而稳定增长。

**2022 年仍可能阶段性短缺：**根据现有国内外企业扩产规划，我们预计 2022 年光伏级 EVA 粒子可能的供给量范围在 100-140 万吨，由于 EVA 粒子产能爬坡的节奏较难精确把握，而从 2021 年的新产能爬坡情况来看，2022 年新产能全面释放的概率预计不大，如供给全年有效释放量在 120-130 万吨，则光伏 EVA 粒子 2022 年供需处于相对紧平衡的状态，在季度需求波动的过程中可能出现阶段性的短缺，届时粒子价格仍有短期上涨的可能性。

图表 30. 光伏级 EVA 粒子需求测算

年份	2019	2020	2021E	2022	2023E	2024E	2025E
全球光伏装机需求 (GW)	120.00	135.00	157.00	220.00	270.00	330.00	400.00
YoY(%)		12.50	16.30	40.13	22.73	22.22	21.21
容配比	1.10	1.10	1.13	1.15	1.16	1.20	1.20
组件需求 (GW)	132.00	148.50	176.98	254.00	131.20	396.00	480.00
YoY(%)		12.50	19.18	43.52	23.31	22.67	21.21
双面组件渗透率 (假设双面均为单晶) (%)	14	30	49	58	63	65	65
EVA+EPE 结构渗透率 (在双面组件中) (%)	5	20	48	74	84	80	70
EPE+EPE 结构渗透率 (在双面组件中) (%)	30	60	41	20	10	5	10
组件胶膜需求 (亿平米)	14.87	16.12	18.69	26.34	31.86	39.01	46.18
组件等效 EVA 胶膜需求 (亿平米)	13.36	14.07	15.76	22.51	27.22	31.44	35.70
EVA 胶膜平均克重 (g/m <sup>2</sup> )	0.48	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
光伏级 EVA 粒子需求 (万吨)	67.36	73.87	82.76	118.16	142.89	165.05	187.44
YoY(%)		9.67	12.03	42.78	20.93	15.51	13.57

资料来源：福斯特公司公告，海优新材公司公告，中银证券

## 新技术：HJT 转换效率快速突破，降本路径清晰

**华晟新能源 500MW 产线进入满产状态：**根据华晟新能源官网与行业媒体 Solarzoom 信息，2021 年 10 月 14 日，华晟新能源 500MW 产线单日出达到 21.1 万片，达到满产状态，近期平均每天产出量在 18 万片左右，平均产能利用率达到 90% 以上，周平均效率达到 24.6%，最佳日均效率超过 24.7%，良率达到 98%-98.5%。

**量产进度领衔行业，后续产能有望连续落地：**同时华晟新能源二期 2GW 扩产项目基建正在进行，设备采购已经完成，计划于 2022Q1 进行设备搬入；二期产线计划采用微晶工艺，目标是实现单面微晶异质结电池量产平均效率大于 25%，双面微晶异质结电池平均量产效率大于 25.5% 单线产能达到 500MW、良率大于 98%。目前华晟新能源已完成 A 轮融资，用于二期 2GW 微晶 HJT 异质结电池及组件项目扩产，此外预计于 2022 年内启动三期扩产计划，目前三期项目规划产能 4-8GW。

**国产核心设备得到量产验证：**华晟新能源 500MW 产线核心设备由迈为股份、理想万里晖等国内 HJT 设备领先厂商提供。首批投产的电池线采用了迈为股份及理想万里晖的 PECVD 设备、迈为股份的 PVD 设备、迈为股份及中辰昊的丝网印刷设备，并使用了迈为股份 MES 系统对全电池产线进行调度及智能优化。预计随着产线继续量产化运行，国产 HJT 核心设备的效率与可靠性等指标都有望得到进一步验证。

图表 31. 宣城 500MW 异质结项目设备中标结构

主设备	中标企业	产线 1		产线 2		
		要求产能	中标金额	中标企业	要求产能	中标金额
清洗制绒	苏州迈为	≥8,000 片/时	备注 1	苏州迈为	≥4,000 片/时	备注 1
PECVD	苏州迈为	≥8,000 片/时	备注 1	理想万里晖	≥4,000 片/时	5,495 万元
PVD	苏州迈为	≥8,000 片/时	备注 2	苏州迈为	≥5,500 片/时	备注 2
丝网印刷	苏州迈为	≥4,500 片/时 (2 套)	备注 1	苏州中辰昊	≥4,500 片/时	1,920 万元

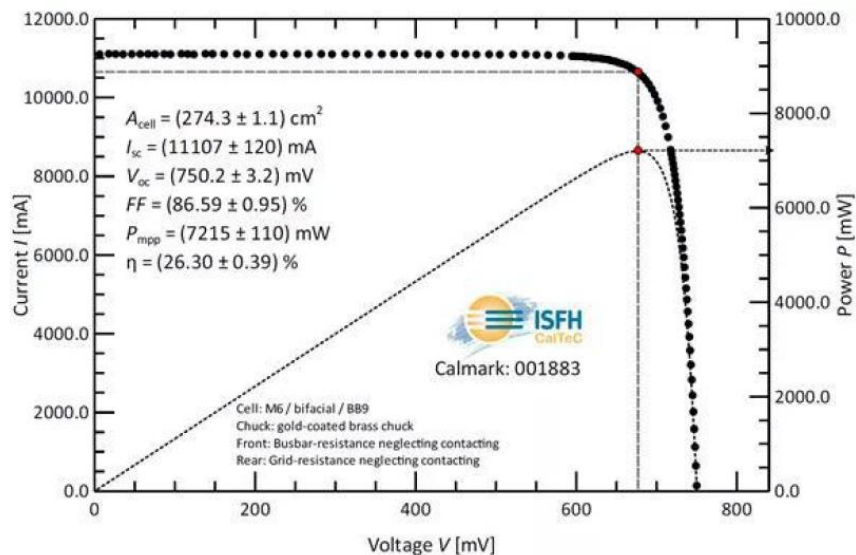
备注 1 设备与整线其他附属设备合计中标金额 1.88 亿元，备注 2 设备合计中标金额 6,050 万元，总中标金额 3.23 亿元

资料来源：宣城市公共资源交易中心，中银证券

**国产量产设备实现对外出口：**根据 Solarzoom 报道，迈为股份近日收到来自 REC 的 HJT 电池整线设备订单，订单包含 PECVD、PVD、丝网印刷等核心设备，用于 REC 位于新加坡的 400MW 异质结电池生产线。本次交易的异质结设备采用了 210 半片技术，设计产能约为 11,200 半片/h。继 400MW 订单后，REC 也向各大供应商发出 6GW 的招标邀请（包括印度的 4GW + 新加坡的 1.8GW），计划于 2022 年年底投产。

**隆基股份刷新 HJT 电池实验室转换效率世界纪录：**根据索比光伏网 10 月 28 日报道，经权威测试机构德国 ISFH 测试，隆基硅基异质结电池光电转换效率达到 26.30%，再次刷新世界纪录。此次认证电池为 M6 尺寸，填充因子达到 86.59%，电流密度达到 40.49mA/cm<sup>2</sup>。同时隆基股份首次尝试了完全无铜的 TCO 工艺，电池效率超过 25%，为 HJT 电池产业化提供了极具参考价值的降本路径。

图表 32. 隆基股份 26.30% 转换效率 HJT 电池参数



资料来源：索比光伏网，中银证券

**低温银浆是降本核心：**低温银浆的固有特性在一定程度上限制了 HJT 电池丝网印刷工艺的降本提效。

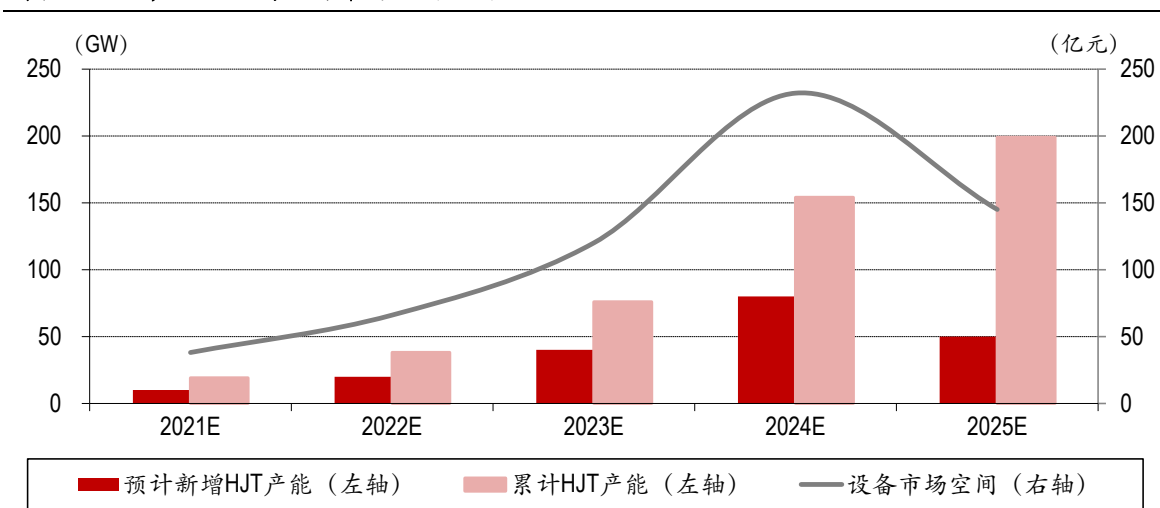
- 1) 低温银浆导电性能相对较差，需要栅线宽度适当放大以降低电阻，由此导致低温银浆耗用量较高；
- 2) 低温银浆焊接拉力偏低，为保证足够的焊接拉力亦需要提升银浆用量；
- 3) 低温银浆黏度特性导致 HJT 电池电极印刷速度相对 PERC 电池偏慢；
- 4) 低温银浆应用量较少，价格较高。在传统 5BB 电池工艺下，HJT 电池银浆消耗量约 300mg/片，对应成本约 0.3 元/W，是 HJT 电池非硅成本的最主要构成，银浆的降本也是 HJT 成本下降的核心路径。

**技术进步构筑银浆降本空间：**HJT 电池银浆降本可从降低银耗量和银浆降价两方面入手。在降低银耗量方面，当前华晟、通威等产业化领先企业已普遍采用 9BB 多主栅电池工艺，可将银浆消耗量减少至约 180mg/片。迈为股份于 2020 年 12 月提出，可通过降低主栅宽度、缩小电池栅线与组件焊带接触的 pad 点面积等方式减少银耗，这要求组件串焊的精度进一步提高。根据华晟新能源最新的公开发布会信息，高精度串焊与多主栅技术结合应用已将 HJT 电池银浆消耗量降低至约 160mg/片，下一阶段有望降低至 140mg/片，相比于早期耗量已有约 50% 的下降。在电池栅线结构之外，浆料本身亦可通过材料配方的改变降低银耗量，日本 Kyoto Elex 开发的银铜混合浆料可使得银用量比纯银浆料降低 30%，华晟新能源已开始试用此新型浆料，有望将电池单片银耗量降低至 100mg/片以下，与目前主流电池的银耗量相仿，银浆成本有望因此下降约 0.2 元/W。后续随着浆料国产化的推进，低温银浆价格亦有望接近普通银浆。此外，Smartwire 国产化、铜电镀等技术亦有不同程度的积极进展，有望拓展金属化降本路径。

**电池提效放大成本空间：**此外，根据我们的测算，HJT 电池转换效率每提升 1%，在不同应用场景下可增加组件溢价空间 0.05-0.15 元/W 不等，可放大 HJT 电池的成本空间。考虑 HJT 电池研发力量持续增加，研发成果正不断涌现，我们认为在不提升整体成本的基础上，25% 的量产效率大概率可以预见。

**薄片化有望降低硅成本：**在硅成本方面，由于基底 N 型硅片具备更高的减薄潜力，且 HJT 的电池结构对薄硅片的兼容能力较强，硅片薄片化有望为 HJT 电池提供进一步的降本空间。根据 CPIA 光伏发展路线图，目前用于异质结电池的硅片厚度约为 150 $\mu$ m。目前部分国产 HJT 电池片厂商已开始将 140 $\mu$ m 厚度的硅片投入量产。我们预计随着异质结电池技术的应用，硅片厚度降速有望进一步加快。

图表 33. HJT 产能规模与设备市场空间预测



资料来源：中银证券

## 风电：景气拐点提前，零部件盈利有望提升

**需求展望：潜在需求提前释放，国内装机有望快速增长**

**陆上风电项目在当前风机价格与利用小时数下具备充分的经济性：**在 2020 年，陆上风电已经初步具备平价上网的条件能力，其中单位综合建设成本约为 7.0-8.0 元/W。而进入 2021 年，风机成本从先前的 4.0 元/W 跌落至 2.0-2.5 元/W 的区间，助推风电项目的每 W 综合成本降低 1.5-2.0 元，使得当前的风电项目投资具备了充分的经济性。我们假设目前风电项目的单位综合成本为 5.50 元/W，保守估计年有效利用小时数为 2,050 小时，在 0.36 元/kWh 的上网电价下，我们测算得到项目 IRR 为 9.25%，高于一般风电项目 8% 的投资回报率要求。同样条件下，我们测算得到项目的 LCOE 为 0.29 元/kWh，已经进入火力发电的 0.25-0.30 元/kWh 的成本区间。同时，考虑到双碳背景下越来越多的国企央企进入风电运营领域，而相比民营企业，央国企对投资回报率的要求较低，目前下游运营部分企业对运营期 IRR 的期望已降低至 6%-7% 甚至更低，风电项目的经济性则更为突出。

图表 34. 陆上风电项目内部收益率敏感性分析

		年有效利用小时数 (h)									
		1,800	1,900	2,000	2,050	2,100	2,200	2,300	2,400	2,500	2,600
单位 综合 建设 成本 (元/W)	4.75	9.83%	11.81%	13.85%	14.89%	15.95%	18.10%	20.30%	22.56%	24.88%	27.24%
	5.00	8.08%	9.92%	11.81%	12.77%	13.74%	15.74%	17.77%	19.86%	21.99%	24.18%
	5.25	6.53%	8.26%	10.01%	10.91%	11.81%	13.65%	15.54%	17.48%	19.46%	21.48%
	5.50	5.15%	6.77%	8.42%	9.25%	10.09%	11.81%	13.57%	15.37%	17.21%	19.09%
	5.75	3.90%	5.43%	6.98%	7.77%	8.56%	10.17%	11.81%	13.49%	15.21%	16.97%
	6.00	2.76%	4.22%	5.69%	6.43%	7.18%	8.69%	10.24%	11.81%	13.42%	15.07%
	6.25	1.70%	3.11%	4.51%	5.21%	5.92%	7.36%	8.82%	10.30%	11.81%	13.35%
	6.50	0.72%	2.08%	3.43%	4.10%	4.78%	6.14%	7.52%	8.93%	10.36%	11.81%
	6.75	-0.20%	1.13%	2.43%	3.08%	3.73%	5.03%	6.35%	7.68%	9.03%	10.41%
	7.00	-1.08%	0.23%	1.50%	2.13%	2.76%	4.01%	5.26%	6.53%	7.82%	9.13%
7.25	-1.90%	-0.62%	0.63%	1.24%	1.85%	3.06%	4.27%	5.48%	6.71%	7.96%	

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

图表 35. 陆上风电项目 LCOE 敏感性分析

		年有效利用小时数 (h)									
		1,800	1,900	2,000	2,050	2,100	2,200	2,300	2,400	2,500	2,600
单位 综合 建设 成本 (元/W)	4.75	0.29	0.27	0.26	0.25	0.25	0.24	0.23	0.22	0.21	0.20
	5.00	0.30	0.29	0.27	0.27	0.26	0.25	0.24	0.23	0.22	0.21
	5.25	0.32	0.30	0.29	0.28	0.27	0.26	0.25	0.24	0.23	0.22
	5.50	0.33	0.32	0.30	0.29	0.29	0.27	0.26	0.25	0.24	0.23
	5.75	0.35	0.33	0.32	0.31	0.30	0.29	0.27	0.26	0.25	0.24
	6.00	0.37	0.35	0.33	0.32	0.31	0.30	0.29	0.27	0.26	0.25
	6.25	0.38	0.36	0.34	0.33	0.33	0.31	0.30	0.29	0.27	0.26
	6.50	0.40	0.38	0.36	0.35	0.34	0.32	0.31	0.30	0.29	0.27
	6.75	0.42	0.39	0.37	0.36	0.35	0.34	0.32	0.31	0.30	0.28
	7.00	0.44	0.41	0.39	0.38	0.37	0.35	0.33	0.32	0.31	0.30
7.25	0.46	0.43	0.40	0.39	0.38	0.36	0.35	0.33	0.32	0.31	

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

**地方接力国补支持海上风电：**2020 年初《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》明确提出，2022 年起中央不再对新建海上风电项目进行补贴，但鼓励地方继续补贴建设海上风电。广东首先出台政策支持，计划在 2022 年、2023 年继续补贴海上风电合计 4.5GW；而浙江省也于近期提出大力推进“风光倍增工程”，计划通过逐步退坡的方式制定当地 2022-2025 年的海上风电上网电价。地方政府的补贴接力有望帮助海上风电温和过渡至平价时期。

图表 36. 部分省份对海上风电地方补贴的表态

省份	补贴政策
广东	2022 年补贴并网规模不超过 2.1GW，补贴力度为项目 1,500 元/kW； 2023 年补贴并网规模不超过 2.4GW，补贴力度为项目 1,000 元/kW； 上网电价为当地燃煤电价；2024 年起不再补贴。
江苏	发改委已出台《“十四五”时期江苏省海上风电场发展思路研究》， 计划 2025 年海上风电并网达到 1500 万 kW 左右，但尚未出台地方补贴政策。 按照“逐步退坡、鼓励先进”的原则逐年制定海上风电上网电价， 实施财政、金融等支持，支持省管海域海上风电项目逐步实现平价上网。
浙江	2022-2025 年通过竞争性配置确定需要扶持的项目， 分年度装机总容量分别不超过 0.5GW、1GW、1.5GW、1GW。

资料来源：北极星风力发电网，中银证券

以广东为例，我们测算海上风电项目在省补条件下有望达到 7% 以上的 IRR：目前海上风电的单位综合成本约为 18 元/W，其中设备购置成本约 10 元/W，建筑安装成本约 6.5 元/W，其他费用约 1.5 元/W。在 2021 年海上风电退补之后，若能重现 2021 年陆上风电退补后的宽松降价趋势，综合成本下降至 13 元/W 左右，叠加广东省的地区补贴，海上风电项目可以实现约 11.5-12 元/W 的单位综合成本。在此情境下，我们按照广东 0.4530 元/kWh 的上网电价、2800 小时的年均利用小时数测算，海上风电项目的内部收益率有望超过 7%，初步具备经济性；如风电场风资源更为优越，则经济性更为突出。

图表 37. 海上风电项目内部收益率敏感性分析（以广东为例）

	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
10.0	13.40%	19.38%	26.48%	34.53%	43.17%	51.96%	60.84%	69.75%	78.62%	87.36%	
11.0	6.76%	10.62%	14.98%	19.99%	25.62%	31.82%	38.40%	45.13%	51.98%	58.89%	
12.0	2.57%	5.60%	8.79%	12.26%	16.12%	20.39%	25.06%	30.11%	35.41%	40.84%	
13.0	-0.51%	2.10%	4.75%	7.48%	10.38%	13.53%	16.96%	20.67%	24.67%	28.93%	
14.0	-3.04%	-0.62%	1.72%	4.08%	6.48%	8.99%	11.66%	14.53%	17.61%	20.89%	
15.0	-5.36%	-2.89%	-0.70%	1.42%	3.55%	5.70%	7.91%	10.24%	12.71%	15.34%	
16.0	-7.42%	-5.02%	-2.77%	-0.77%	1.17%	3.11%	5.06%	7.05%	9.12%	11.29%	
17.0	-9.28%	-6.93%	-4.72%	-2.67%	-0.84%	0.96%	2.74%	4.53%	6.34%	8.21%	
18.0	-11.00%	-8.67%	-6.51%	-4.47%	-2.58%	-0.89%	0.78%	2.43%	4.08%	5.74%	
19.0	-12.61%	-10.28%	-8.15%	-6.15%	-4.25%	-2.51%	-0.93%	0.62%	2.16%	3.69%	
20.0	-14.13%	-11.79%	-9.66%	-7.69%	-5.84%	-4.07%	-2.45%	-0.97%	0.48%	1.92%	

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%，上网电价取广东省 0.4530 元/kWh

海上风机跌价苗头已现，部分区域有望逐步具备无补贴经济性：2021 年下半年，华润苍南、中广核象山等海上风电项目开始招标，超出此前产业认为年内海上风电新增招标概率较小的预期，而从中标情况来看，新中标的海上风机（含塔筒）成本已从先前的 7.5-8.5 元/W 降至 4 元/W 的价格区间。我们认为，2021 年海上风电抢装结束后，如安装资源价格与风机价格重现陆上风电退补后的宽松降价趋势，海上风电有望在部分风资源优质的区域达到平价经济性，进而拉动装机需求的增长。

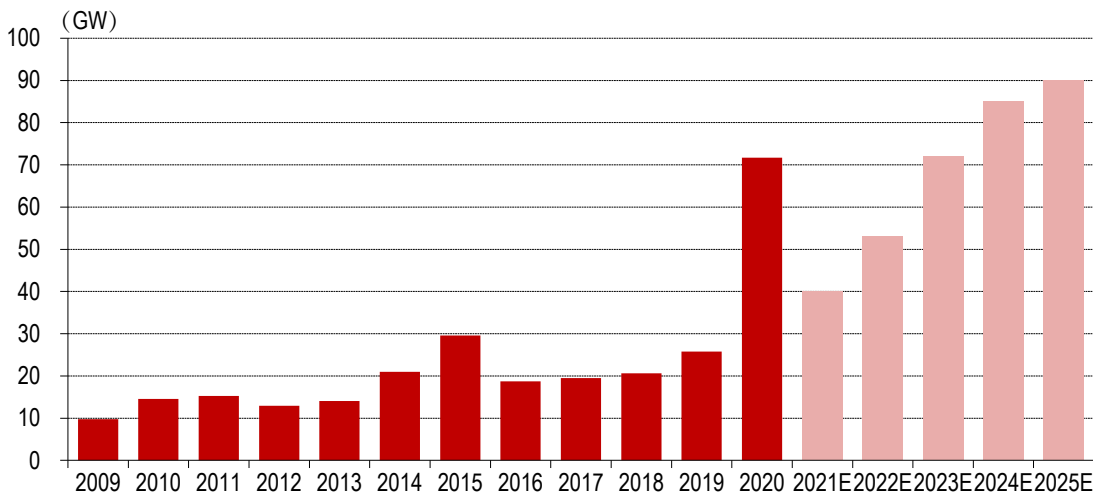
图表 38. 2021 年新招标海上风电项目风机/EPC 中标价格

招标项目	中标单价 (元/kW)	中标企业	第二中标价 (元/kW)
华润苍南 400MW 海上风电 (含塔架)	4,061.00	中国海装	4,797.00 (远景能源)
中广核象山涂茨 280MW 海上风电	3,830.00	中国海装	3,998.00 (运达股份)
粤电阳江青洲 1000MW 海上风电 (总 EPC)	15,220.00	广东院	-

资料来源：国际风力发电网，国际能源网，北极星风力发电网，中银证券

**装机需求拐点提前，国内装机有望快速增长：**整体而言，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，当前国内季度风电场新增招标量连续保持高位，指引国内陆上风电装机提前回暖，若季度招标量持续高景气，则有望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 2022-2023 年国内新增风电装机分别约 53GW、72GW，同比增速分别约 33%、36%。而在需求向好的预期下，风机价格竞争也有望出现一定程度的缓和。

图表 39. 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

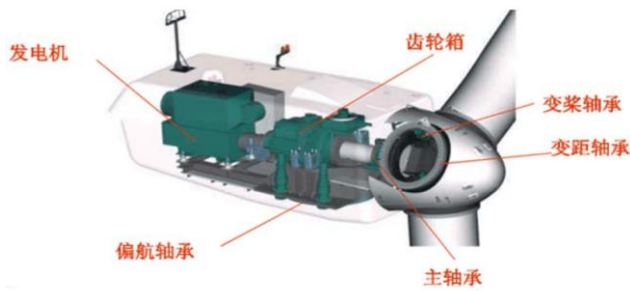
## 产业链：零部件成本压力有望释放，整机价格竞争或引格局变动

### 零部件：头部企业具备确定性，成本压力有望释放

**轴承环节：领銜国产替代的企业有望快速提升市占率：**风电轴承主要分为两大类，即变桨偏航轴承和传动系统轴承（主轴、增速器及电机轴承）。其中变桨偏航轴承主要用于调整风机朝向及叶片桨距角，保证风机垂直迎风、输出功率稳定在安全高效的范围内。通常来说，变桨偏航轴承仅在风力风向变化时进行间歇性的转动调整，因此其强度、硬度的要求相对主轴而言也较低，目前这一类风机轴承已经实现了相对较高的国产化率。而风机的主轴轴承主要用于支撑风机主轴，需要同时承担三重载荷，即：①轮毂、叶片、主轴自身的重量；②叶片转动带来的惯性载荷；③不稳定的风速风向条件下产生的气动载荷。伴随着风电机组的大型化，上述三种载荷也随着风力装机容量的增加而增大，加工难度亦成倍增加。国产轴承商必须要攻克软带区（未淬火或二次淬火导致的硬度低于正常区的区域）较长、钢材硬度与抗冲击性不达标等技术难关才能进入风机主轴生产商行列。目前国内生产主要集中在 2MW 及以下风电轴承，3MW 及以上大机型轴承仅有少量国内企业具备批量生产能力，我们预计后续领銜国产替代的企业有望在风机降本需求较强的背景下依靠性价比优势快速提升市占率，业绩增速有望显著超过行业需求增速。

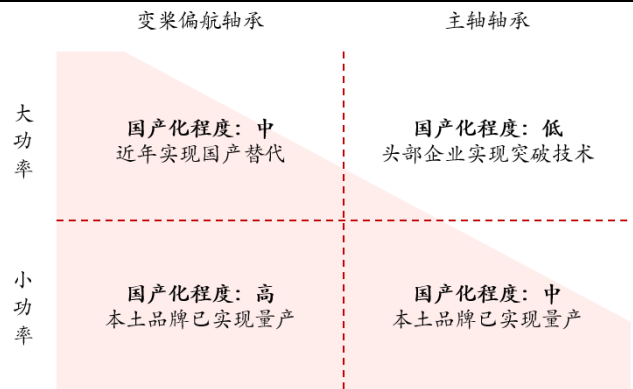


图表 40. 风电整机轴承分类 (以双馈式风机为例)



资料来源: 新强联招股说明书, 中银证券

图表 41. 风电轴承国产化情况



资料来源: 新强联公告, 北极星电力网, 中银证券

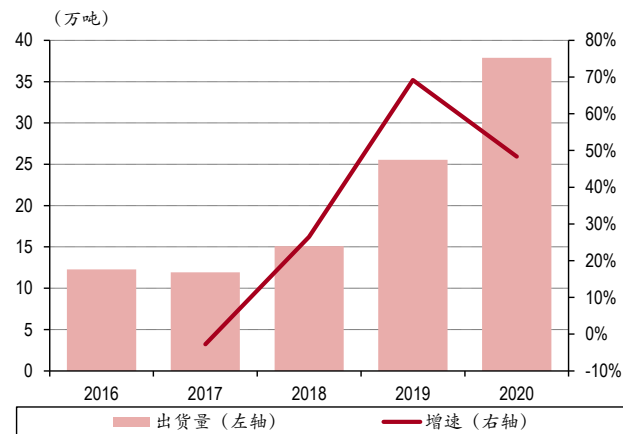
图表 42. 我国部分风电轴承生产商技术进展

公司名称	主轴轴承技术进展
大冶轴	2019 年向中车风电批量交付 2.5MW、3.6MW、4.0MW 级风电主轴轴承
瓦轴	2016 年突破 6MW 主轴轴承技术 2020 年风电主轴轴承型号主要匹配 2.0MW、2.5MW、3.0MW、3.4MW 及更大兆瓦级风电
洛轴	2016 年突破 6MW 主轴轴承技术
新强联	拥有大尺寸风电轴承的全套加工工艺; 2020 年风电轴承产品已主要集中在 3.0MW 及以上型号, 且 5.5MW 风电轴承产品已批量供应
恒润股份	吸收了大批有多年轴承制造经验专业技术人才, 掌握风电轴承及齿轮生产加工技术, 拟以自有风电轴承制造技术为基础, 融合国外相关先进技术, 进行 3MW-8MW 风电轴承为主的产品研发与试生产

资料来源: 各公司公告, 泵阀制造网, 国际新能源网, 北极星电力网, 中银证券

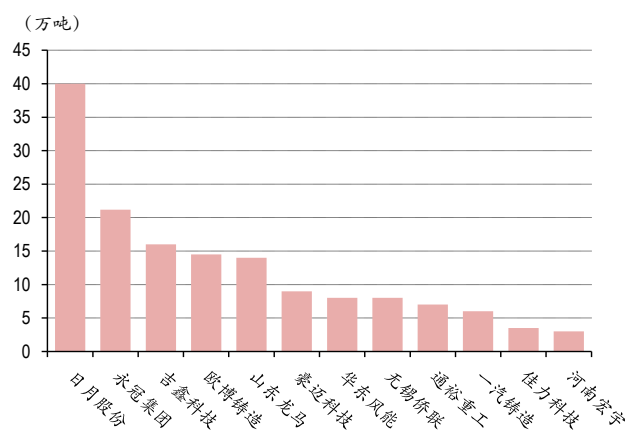
**铸件环节: 格局基本稳定:** 风电铸件市场格局近年基本稳定, 根据日月股份公告, 目前全球风电铸件 80% 以上产能集中在中国。截至 2019 年末, 全球风电铸件 CR5 达到 64%, 其中日月股份产能达到 40 万吨, 位列全球第一。目前日月股份年产 18 万吨海装关键铸件项目 (二期 8 万吨) 预计将在 2021 年三季度建设完成并试生产, 建设完成后公司将形成年产 48 万吨的铸造产能规模, 其中大型铸件产能将达到 18 万吨, 同时新规划的 13.2 万吨铸造产能已开始建造。2020 年日月股份募资投建年产 22 万吨大型铸件精加工生产线, 后续两年产能有望持续释放, 进一步巩固龙头地位。

图表 43. 日月股份风电铸件出货量及增速



资料来源: 日月股份公司公告, 中银证券

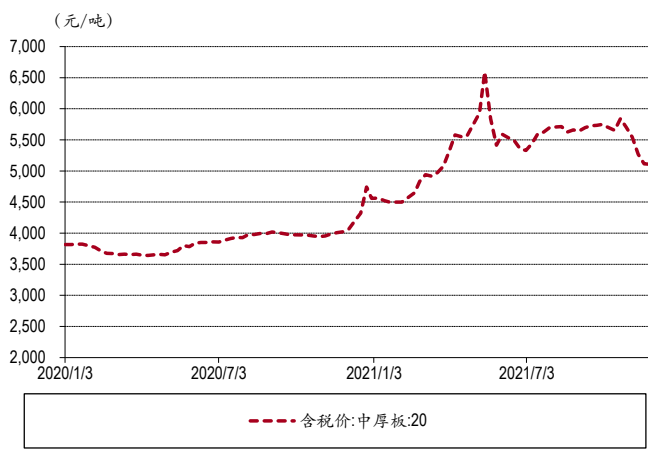
图表 44. 风电铸件企业产能不完全统计



资料来源: 各公司公告, 华经情报网, 中银证券

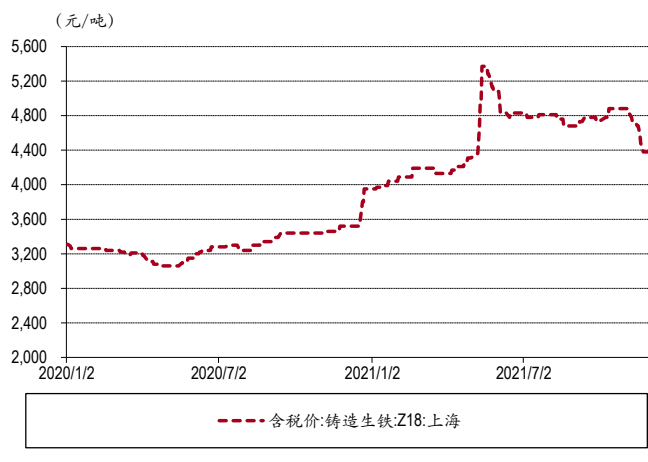
**原材料价格松动有望增厚中游利润：**风机产业链中的零部件多数属于钢铁铸锻件，其生产过程中钢铁等原材料成本的占比一般较大，因此企业整体盈利能力与钢铁价格关系十分密切；2021年内钢铁原材料价格超预期走高，对风电制造企业盈利能力产生了一定的负面影响。进入11月后，中厚板、铸造生铁等原材料价格出现一定幅度的松动，如后续原材料价格形成趋势性下降，风电中游零部件企业的成本压力有望显著减轻，部分格局较好的零部件环节利润有望增厚，而在格局较差、话语权较弱的零部件环节，原材料降价红利有望传导至风机环节。

图表 45. 20mm 中厚板价格



资料来源：万得，中国钢铁工业协会，中银证券

图表 46. 铸造生铁价格

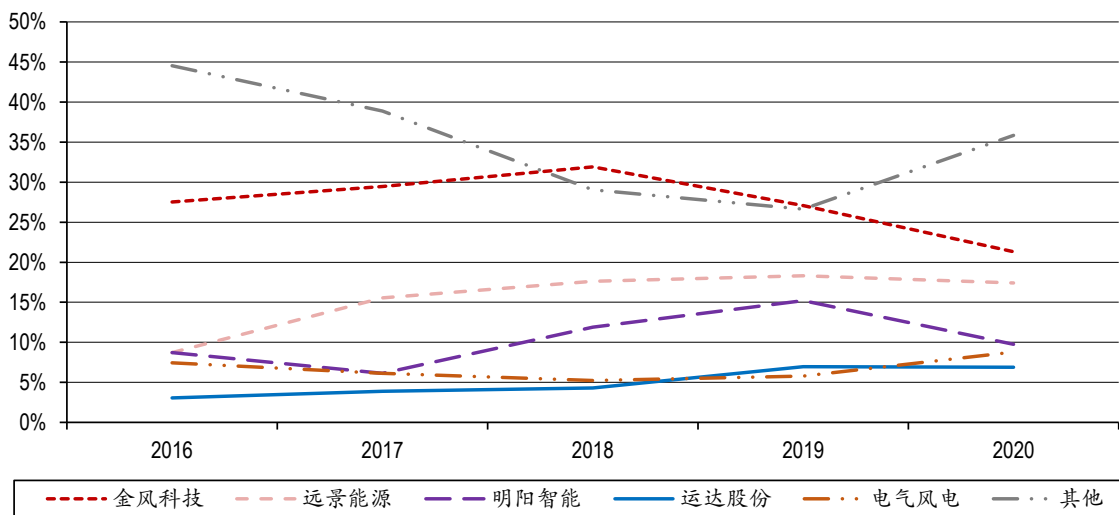


资料来源：万得，中银证券

### 整机：价格竞争或引格局变动

**抢装行情下，整机格局有所分散：**2020年抢装行情带来的需求快速攀升为风机企业带来历史性行情，行业二三线企业收获颇丰，一线企业市占率有所下降，行业CR3从2018-2019年的61%下滑12个百分点至2020年的49%。

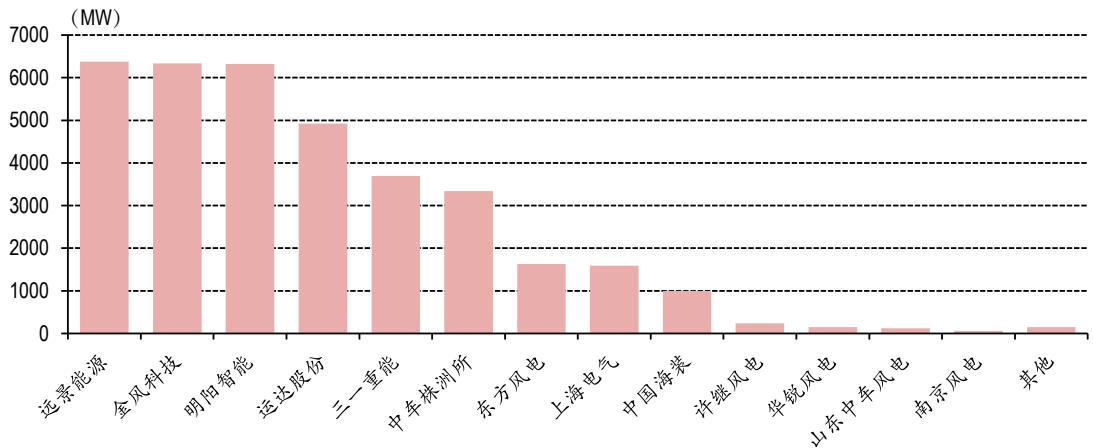
图表 47. 国内风机市场份额变化



资料来源：BNEF，中银证券

风机报价持续走低，价格战下风机格局或进一步分散：2021 年风机价格进入下跌通道，进入二季度后风机投标报价跌破 2,500 元/kW，相比于 2020 年抢装时期 4,200 元/kW 的价格高点大幅降低。部分报价激进的整机企业在招标份额中取得了一定的积极收获。从中国风电新闻网对 2021 年部分风电项目风机中标结果的统计来看，风电整机竞争格局仍有进一步分散的可能性。

图表 48. 2021 年 1-10 月部分风电项目中标统计



资料来源：中国风电新闻网，中银证券

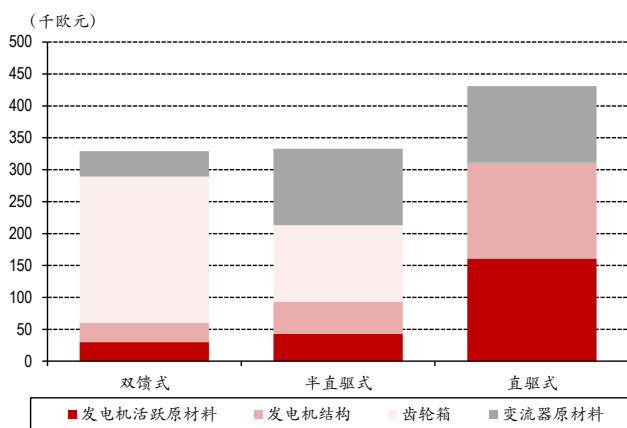
大型化趋势或对整机格局产生影响：机组大型化对于风机制造成本的摊薄程度或因风机技术路线不同而有所区别。其中直驱机组主机重量较大、但发电效率较高、维护成本较低；双馈机组主机重量较小，但发电效率、维护成本方面居于劣势地位；半直驱机组则相对居中。在大型化趋势下，我们认为风电场业主对于初始安装成本与全生命周期 LCOE 的选择偏好可能对整机竞争格局产生一定程度的影响。

图表 49. 不同技术路线风机特性的简要对比

	双馈式	半直驱式	直驱式
初始成本	低	中	高
重量	低	中	高
发电效率	低	中	高
维护成本	高	中	低

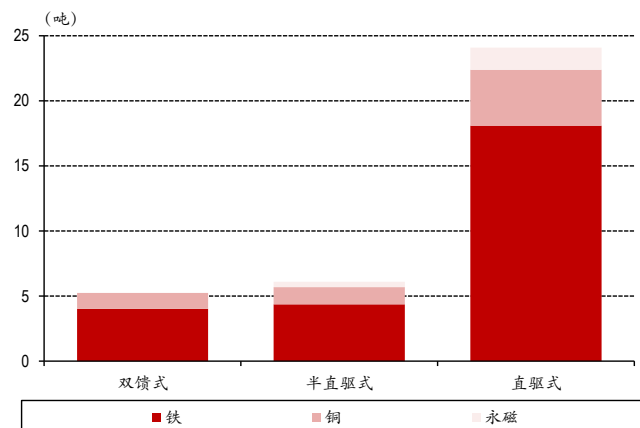
资料来源：《Comparison of Direct-Drive and Geared Generator Concepts for Wind Turbines. Energy Conversion》，中银证券

图表 50. 3MW 风机传动系统成本对比



资料来源：《Comparison of Direct-Drive and Geared Generator Concepts for Wind Turbines. Energy Conversion》，中银证券

图表 51. 3MW 风机发电机材料重量对比



资料来源：《Comparison of Direct-Drive and Geared Generator Concepts for Wind Turbines. Energy Conversion》，中银证券

图表 52. 部分主流整机厂商的技术路线布局

公司名称	双馈式	半直驱式	直驱式
Vestas	✓	✓	
Siemens-Gamesa	✓		✓
GE	✓		✓
金风科技		✓	✓
明阳智能	✓	✓	
运达股份	✓		
远景能源	✓		
电气风电	✓		✓

资料来源：电气风电招股说明书，各公司公告，中银证券

## 投资建议

在“碳中和”导向的大背景下，新能源发电中期空间无忧。光伏方面，产业链供需博弈渐入尾声，但仍有阶段性供给紧缺的可能性，后续部分环节供应短板提升后，终端需求有望充分释放，优选轻资产细分方向以应对产能周期的挑战，HJT 设备国产化与电池产业化快速推进。风电方面，风机跌价显著刺激潜在需求，国内陆上风电装机景气拐点提前，海上风电需求或加速兑现，风机价格竞争有望缓和，大宗原材料价格松动有望增厚中游制造业利润。推荐隆基股份、迈为股份、晶澳科技、天合光能、阳光电源、锦浪科技、固德威、福斯特、正泰电器、林洋能源、东方盛虹、通威股份、日月股份、新强联、天顺风能等，建议关注联泓新科、晶科科技、芯能科技、石英股份、海优新材、美畅股份、恒润股份、明阳智能、东方电缆等。

## 风险提示

**价格竞争超预期：**光伏产业链部分环节有产能过剩的隐忧，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：**光伏组件后续盈利能力的修复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。

**限电限产超预期：**受“能耗双控”要求影响，我国多省实施限电限产，若限电限产强度与持续时间超预期，将会对制造业、供应链产生较大冲击，并影响到相关企业的盈利水平。

**新能源政策风险：**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。

**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，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。

**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。

**HJT 电池性价比不达预期：**HJT 电池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 HJT 电池的整体性价比造成影响，进而延后 HJT 的大规模产业化进程。单晶 PERC/TOPCon 等其他技术路线如在转换效率上取得超预期提升，或在生产成本方面取得超预期下降，同样会对 HJT 替代进程产生负面影响。

**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，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。

**新冠疫情影响超预期：**新型冠状病毒肺炎疫情尚未结束，如疫情持续或出现反弹，可能因人流、物流受限而影响风电装机需求，同时亦可能对企业研发投入造成负面影响，进而拖慢新技术研发生产进程。

附录图表 53. 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)
					2020A	2021E	2020A	2021E	
601012.SH	隆基股份	买入	83.13	4,499.79	1.58	1.93	52.61	43.07	8.50
300751.SZ	迈为股份	买入	712.00	735.97	3.83	5.62	186.10	126.76	26.92
300763.SZ	锦浪科技	买入	248.89	616.20	1.29	2.23	193.69	111.51	8.64
601877.SH	正泰电器	买入	51.68	1,111.11	2.99	2.02	17.29	25.56	14.87
000301.SZ	东方盛虹	买入	25.09	1,213.08	0.07	0.41	386.00	60.90	3.80
600438.SH	通威股份	买入	45.66	2,055.41	0.80	1.84	57.00	24.84	7.83
603218.SH	日月股份	买入	33.91	328.11	1.01	1.12	33.51	30.20	8.86
002531.SZ	天顺风能	买入	19.93	359.24	0.58	0.74	34.24	27.04	4.15
002459.SZ	晶澳科技	增持	83.74	1,338.87	0.94	1.21	88.90	68.98	9.86
688599.SH	天合光能	增持	67.99	1,406.05	0.59	0.87	114.46	77.88	7.76
300274.SZ	阳光电源	增持	157.98	2,346.34	1.32	1.71	120.05	92.39	10.42
688390.SH	固德威	增持	433.49	381.47	2.96	4.84	146.55	89.60	17.96
603806.SH	福斯特	增持	124.99	1,188.78	1.65	1.93	75.98	64.90	11.90
601222.SH	林洋能源	增持	12.23	251.96	0.48	0.53	25.27	23.30	6.97
300850.SZ	新强联	增持	197.00	382.07	2.19	2.59	89.95	76.09	17.12
003022.SZ	联泓新科	未有评级	41.73	557.33	0.62	0.89	67.31	46.89	4.54
601778.SH	晶科科技	未有评级	9.21	266.56	0.17	0.18	54.18	51.17	4.10
603105.SH	芯能科技	未有评级	16.63	83.15	0.16	0.23	103.94	72.30	3.22
603688.SH	石英股份	未有评级	63.99	225.87	0.53	0.72	120.74	88.88	5.81
688680.SH	海优新材	未有评级	291.45	244.88	3.54	3.62	82.33	80.51	25.89
300861.SZ	美畅股份	未有评级	76.00	304.01	1.12	1.92	67.86	39.58	9.51
603985.SH	恒润股份	未有评级	47.09	159.69	2.27	1.36	20.74	34.63	9.54
601615.SH	明阳智能	未有评级	29.45	576.14	0.73	1.35	40.34	21.81	8.91
603606.SH	东方电缆	未有评级	54.05	371.71	1.36	2.02	39.74	26.76	5.86

资料来源：万得，中银证券

注：股价截止日 12 月 2 日，未有评级公司盈利预测来自万得一致预期

## 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士，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