

撰写日期：2021年12月18日

证券研究报告--产业研究策略报告

政策托底新能源装机中枢上移，产业链确定性机会显现

新能源电力行业 2022 年策略报告

分析师：胡鸿宇

执业证书编号：S0890521090003

电话：021-20321074

邮箱：huhongyu@cnhbstock.com

销售服务电话：

021-20515355

相关研究报告

◎ 投资要点：

◆ **光伏：产业链价格松动推动下游需求回暖，整县推进分布式光伏超预期增长。**市场方面，在全球双碳愿景推动下，光伏终端装机需求潜力充沛，而随着硅料和硅片足量产能的逐步投产，在产业链上游进入博弈和降价通道的情况下，光伏制造产业链与电站端之间的供需博弈有望缓解，随着组件价格下降带来终端电站的 IRR 收益回归常态，需求潜力有望进一步释放。我们预计 2022-2023 年全球光伏装机需求分别约 210GW、240GW，其中国内需求分别为 78GW、82GW。**产业链机遇方面**，我们认为 2022 年的投资机遇主要集中在硅片价格战的主要受益方组件和终端电站环节，此外随着下游需求的持续超预期增长，扩产和认证周期较慢的 EVA 粒子也将存在阶段性紧缺，其有望在 2022 年依旧获得量价齐升的增长态势。**技术方面**，HJT 降本增效路径显现，设备订单先行率先发力，国产核心设备得到 HJT 量产产线验证，主流环节均可实现国产替代，PECVD 和 RPD/PVD 是 HJT 设备的核心，HJT 量产产线推进下市场空间广阔。

◆ **风电：海风平价化预期显现，头部零部件企业盈利具备确定性增长。**市场方面，国内双碳“1+N”政策体系不断完善，有望托底新能源中长期增长预期，我们预计双碳目标隐含对“十四五”、“十五五”风电年均装机要求达 45、60GW，在配套政策推动下有望进一步超预期。**产业链机遇方面**，轴承是我国风机完全国产化的最后一环，国产替代仍有较大空间，从全球范围看，轴承行业经过多年产业竞争后，高端市场被海外主要八家大型跨国轴承企业所垄断，我们看好在技术和各环节开始布局的国内轴承企业有望享受国产替代+市场增长的双轮驱动。随着主流经济体加速规划海上风机，而海风的招标价格持续下行平价化有望加速到来，我们认为海上风机市场份额优势明显的龙头企业有望获得阿尔法超额收益。

◆ **投资建议：**光伏产业链上游价格博弈下看好下游一体化布局的组件企业盈利能力回升+需求增长的戴维斯双击。HJT 量产落地元年，龙头企业加速布局规划下，国产核心设备已经得到华晟新能源的 HJT 量产产线验证，主流环节均可实现国产替代，因此我们看好在高附加值和技术壁垒最高的非晶硅薄膜沉积环节设备有所布局的全产线覆盖龙头厂商。政策托底风机装机中枢上移，我们预计双碳目标隐含对“十四五”、“十五五”风电年均装机要求达 45、60GW，轴承高端市场被海外主要八家大型跨国轴承企业所垄断，我们看好在技术和各环节开始布局的国内轴承企业有望享受国产替代+市场增长的双轮驱动。

◆ **风险提示：**价格竞争超预期，原材料价格出现不利波动，新能源政策不及预期，电池片技术迭代风险，风光项目消纳风险，HJT 量产不达预期，轴承国产化进度不及预期。

内容目录

1. 2020 回顾：供给短缺涨价阻碍光伏新增装机，招标价格下降风电装机超预期	4
1.1. 光伏：硅料供应紧缺传导产业链价格维持高位，上游博弈组件盈利能力有望回升	4
1.2. 风电：补贴最后一年海风面临抢装潮，招标价格下降趋势明显平价化有望加速到来	8
2. 光伏：产业链价格松动推动下游需求回暖，整县推进分布式光伏超预期增长	9
2.1. 市场：风光大基地+BIPV，新增装机有望达到 75-80GW	9
2.1.1. 国家能源局启动分布式整县推进工作，BIPV 性价比凸显未来市场空间广阔	9
2.1.2. 风光大基地一期有序开工，保障中长期确定性需求	10
2.1.3. 绿电交易试点正式启动，完善长效机制打开新能源发电运营商盈利空间	11
2.1.4. 硅片硅料价格先后松动，上游扩产周期下下游需求有望加速回升	11
2.2. 产业链机遇：组件一体化优势凸显，需求推进下 EVA 粒子仍存在阶段性紧缺	11
2.2.1. 组件：一体化毛利率优势明显，硅片价格战下看好龙头组件厂商逐步享受高议价能力	12
2.2.2. EVA 粒子：投产和认证周期较长，下游需求旺盛下短期仍存在供给缺口	14
2.3. 技术：HJT 降本增效路径显现，设备订单先行率先发力	15
3. 风电：海风平价化预期显现，头部零部件企业盈利具备确定性增长	17
3.1. 市场：政策托底风机装机中枢上移，海上风电有望开启成长新阶段	17
3.2. 产业链机遇：叶片大型化应对成本压力，轴承有望享受国产替代+市场增长双驱动	18
4. 投资建议	21

图表目录

图 1：硅料价格全年处于高速上涨阶段（元/kg）	4
图 2：硅片近一年价格走势（元/片）	6
图 3：电池片近一年价格走势（元/W）	6
图 4：组件环节毛利率进一步承压（%）	6
图 5：组件价格走势（元/kg）	6
图 6：光伏月度装机并网（GW）	7
图 7：2021 年 1-10 月光伏组件出口（GW）	7
图 8：2021H1 组件出口国别分布（%）	7
图 9：风电月度装机并网（GW）	8
图 10：金风科技风机投标均价（元/kw）	9
图 11：国内光伏装机规模预测（GW）	11
图 12：全球光伏装机和组件需求预测（GW）	11
图 13：2020 年组件出货量（GW）	12
图 14：2021 年组件预期出货量（GW）	12
图 15：2019 年胶膜市场格局（%）	14
图 16：2020 年胶膜市场格局（%）	14

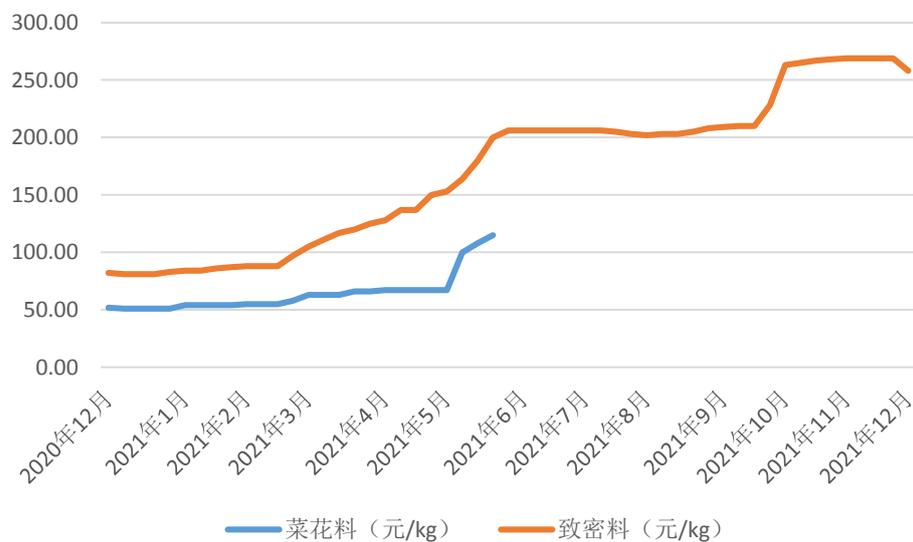
图 17: EVA 粒子价格走势 (元/吨)	15
图 18: 光伏级 EVA 粒子短期处于紧缺状态 (万吨)	15
图 19: 安徽华晟 25.50%转换效率 HJT 电池参数.....	15
图 20: 隆基股份 26.30%转换效率 HJT 电池参数.....	15
图 21: 国内外主流厂商 HJT 规划产能 (GW)	16
图 22: HJT 预测产能 (GW)	16
图 23: PECVD 为 HJT 设备核心环节 (%)	17
图 24: HJT 设备市场空间广阔 (亿元)	17
图 25: 国内风电装机量预测 (GW)	18
图 26: 全球风电装机量预测 (GW)	18
图 27: 2021Q1 国内风机招标量超预期 (GW)	18
图 28: 主要轴承类型	19
图 29: 国产轴承份额仍较低 (%)	19
图 30: 2020 年国内风机装机排名 (GW)	20
图 31: 国内风机市场集中度变化 (%)	20
图 32: 主流经济体的海上风电 2030 规划 (GW)	20
图 33: 2020 全球海风市场份额 (GW)	20
表 1: 2021Q4-2022 带投产硅料 (万吨)	4
表 2: 主流硅料企业产能 (万吨)	5
表 3: 海上风电标杆/指导电价及执行条件 (元/kwh)	8
表 4: 全球组件出货量排名	12
表 5: 产业链盈利能力测算 (元/W)	13
表 6: HJT 设备国内外厂商汇总.....	17
表 7: 国内外轴承厂商布局差异.....	19
表 8: 地方政府对于海上风电的补贴支持政策.....	21

1. 2020 回顾：供给短缺涨价阻碍光伏新增装机，招标价格下降风电装机超预期

1.1. 光伏：硅料供应紧缺传导产业链价格维持高位，上游博弈组件盈利能力有望回升

全年几乎无新增供给，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 年韩国 OCI 马来西亚产线停产+国内新疆硅料事故叠加停产检修的导火索，2021 年硅料环节供给严重处于收缩状态。从硅料价格来看，在 2020Q3 因新疆出现爆炸检修导火索带来硅料阶段性紧缺下上涨之后，2020Q4 随着终端装机的兑现，硅料边际需求回落，叠加硅料供给逐步恢复，价格从高点逐渐回落；进入 2021 年后，在硅片环节产能逐步释放、5 月开始工业硅价格大幅上行且硅料供应增量远低于需求增量等因素支撑下，加上进口硅料受航运运力吃紧、费用高企影响，转运周期较长，采购硅料成本居高不下，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 PVInfolink 数据，截止 2021 年 12 月 10 日，多晶硅致密料价格周均价上涨至 257 元/kg（含税），相对于年初涨幅约 217%。

图 1：硅料价格全年处于高速上涨阶段（元/kg）



资料来源：PVInfolink，华宝证券研究创新部

新产能逐步投产，硅料将出现阶段性产能过剩价格将进入下跌周期。进入 2021Q4，随着通威乐山基地二期和大全能源新疆 4 万吨硅料的产能正式点火投产，开启了硅料的新一轮扩张周期，硅料产能有望在 2021Q4-2022 年间快速扩张释放，该区间新增产能有望达到 70 万吨以上，对应组件产能达到 200GW。考虑到爬坡周期，我们预测 2022、2023 年硅料产量预计分别为：84.5 万吨、137 万吨，比 2021 年新增 45%、120%，环比新增 45%、52%；2022、2023 年硅料可支撑组件产量预计分别为：296GW、466GW，比 2021 年新增 51%、137%，环比新增 51%、57%，而中国光伏协会 CPIA 预测 2022、2023 年装机中位值为 205GW、240GW，乘以 1.2 容配比后对应组件需求：245GW、290GW；2021Q4~22Q1 将迎来第一波硅料新建产能的密集投产，将在 2022Q1-22Q2 达产至满产状态，硅料供需失衡局面将得到极大扭转，硅料价格会迎来第一波快速下跌；2022Q3-22Q4 将迎来第二波硅料新建产能的密集投产，将在 2022Q4-23Q1 达产至满产状态，硅料将出现阶段性过剩，硅料价格会迎来第二波快速下跌。

表 1：2021Q4-2022 带投产硅料（万吨）

企业	基地	投产时间	规划产能（万吨）
通威股份	乐山新能源二期	2021 年 10 月	5

	保山基地一期	2021年12月	5
	包头基地二期	2022年10月	5
	乐山新能源三期	2022年底	10
大全新能源	新疆	2021年12月	4
新特能源	冷氢化改造2万吨	2022Q2	2
	包头10万吨项目	2022年底	10
亚洲硅业	宁夏	2022Q1	3
保利协鑫能源	徐州颗粒硅	2021Q4-2022Q1	5
	乐山颗粒硅	2022H1	6
	包头颗粒硅	2022Q3	6
东方希望	一期、二期技改	2022年底	4
	三期	2022Q2-Q3	6
	合计		71

资料来源：PVinfolink，华宝证券研究创新部

表2：主流硅料企业产能（万吨）

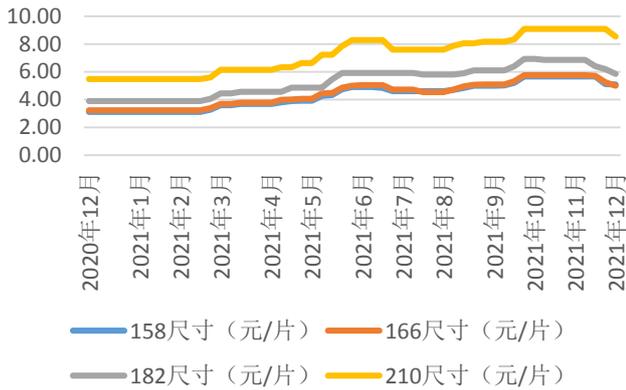
企业	21Q1	21Q2	21Q3	21Q4	2021E	2022E
江苏中能	8.5	9.7	11.7	11.7	11.7	26.7
新特新能	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	19.6
洛阳中硅	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
大全新能源	8	8	8	12	12	13
四川永祥	9.1	9.2	9.2	19.2	19.2	34.2
亚洲硅业	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	5.7
东方希望	4	6	6	6	6	12
天宏瑞科	1.2	1.5	1.8	1.8	1.8	1.8
东立光伏	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
鄂尔多斯	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
黄河水电	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
盾安光伏	0	1	1	1	1	1
合计	43.6	48.2	50.5	64.5	64.5	117

资料来源：PVinfolink，华宝证券研究创新部

上游成本压力传导，硅片、电池片价格全面跟涨。随着硅料价格上涨以及供给的紧缺，硅片环节通过提价锁定硅料长单供应，由于硅片制造环节非硅成本占比约35%，因此硅料的大幅涨价直接推升以隆基和中环为首的硅片厂商迅速提价，加之Q2部分产能受停产检修影响，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，利润空间通常被硅片和组件双向压榨，上游产业链的涨势不减电池环节只能持续转嫁成本，虽然涨幅小于硅片环节，但全年仍出现明显涨价，主流尺寸电池片相对于年初价格上浮约20%-30%。

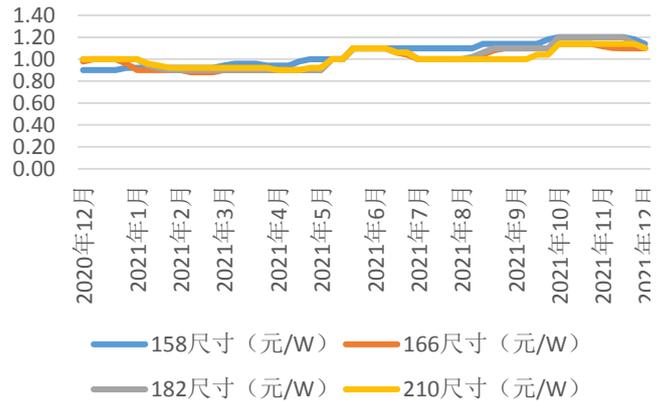
进入Q4下游开工不及预期，库存压力下硅片环节价格战再度开启。在11月硅片价格进入顶峰期间，对应传导至组件的价格最高达到2-2.1元/W，下游电站成本压力下选择观望，下游需求新增不及预期，由于龙头企业Q3开始高价购买的硅料进行生产硅片带来了存货的高额攀升，在存货居高不下的压力下，硅片两大巨头隆基和中环先后下调硅片价格，11月30日和12月16日隆基开始连续降价，最大累计降幅约14.8%，随后中环也相应降价，价格战再度开启，产业链环节博弈情绪浓厚。

图 2：硅片近一年价格走势（元/片）



资料来源：PVInfolink，华宝证券研究创新部

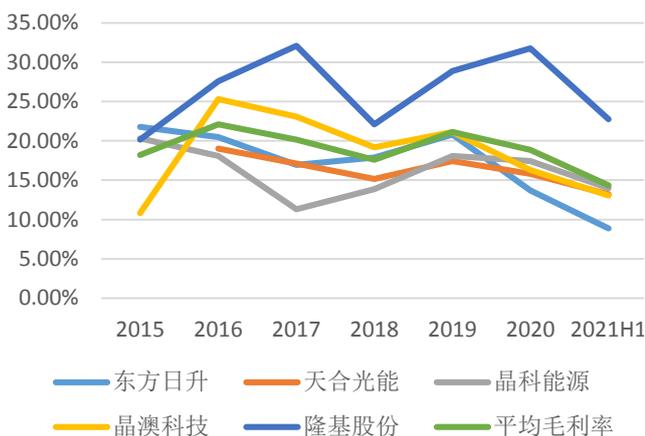
图 3：电池片近一年价格走势（元/W）



资料来源：PVInfolink，华宝证券研究创新部

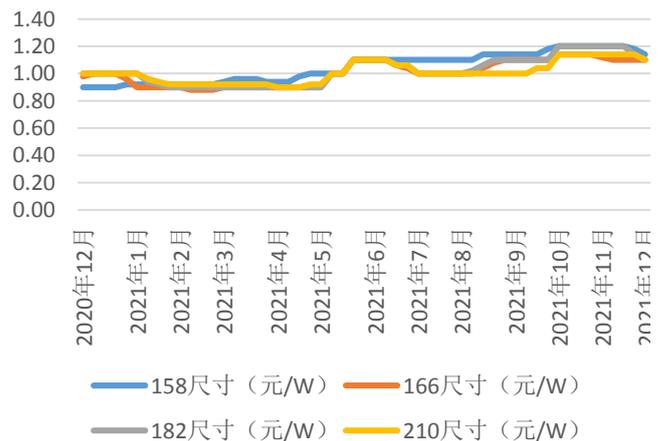
产业链博弈组件环节最受影响，21 年盈利能力持续承压。产业链部分环节供给紧缺涨价的影响下，光伏产业链与终端电站的博弈贯穿全年。在供应链成本上升的挤压下，2021 年全年光伏组件价格也明显上调。组件环节是上游制造与下游电站的中间枢纽，作为系统集成类品牌业务，材料成本占比较高，在上游成本大涨和下游价格弹性较低背景下，很难将上游成本对等转移到下游，这也是组件环节背腹受敌的主要原因。根据 2021H1 半年报显示，两大组件巨头晶澳科技和天合光能的毛利率降至 13.02%和 10.74%，毛利率水平降至历史新低，组件厂商的盈利能力持续承压。目前看随着上游硅片硅料的产能逐步释放，虽然产业链上下游的博弈依然惨烈，但各环节达成一个默契的毛利率平衡来维持产业链各环节的正常运行，随着上游的价格战有望打破这一平衡后，组件环节有望走出成本困境，盈利能力将在 2022 年触底回升。在上半年硅料价格进入 200 元/kg 以区间之后，行业内组件招标价格基本位于 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。高昂的组件价格已将光伏电站整体系统成本得到显著提升，电站端的 IRR 已降至 6%以下，下游电站端建设进度显著放缓。

图 4：组件环节毛利率进一步承压（%）



资料来源：Wind，华宝证券研究创新部

图 5：组件价格走势（元/kg）

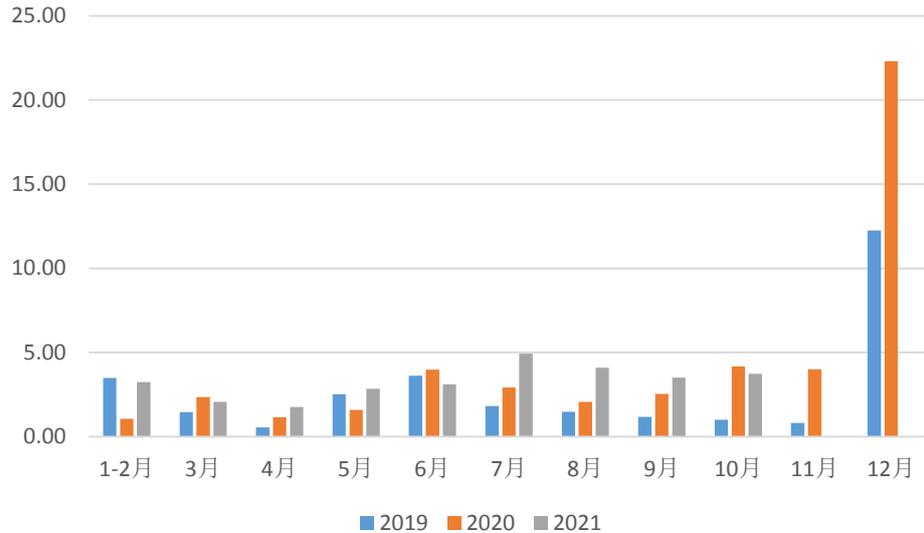


资料来源：PVInfolink，华宝证券研究创新部

产业链价格上行压力下，光伏装机增速不及预期。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%。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，由于经历了工业硅-硅料-硅片-组件价格上涨的疯狂一年，下游电站维持观望状态较多，因此截至 Q3 国内光伏装机低于市场预期。

敬请参阅报告结尾处免责声明

图 6: 光伏月度装机并网 (GW)

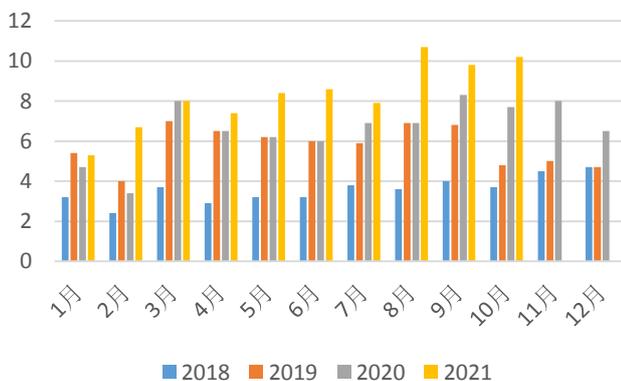


资料来源: 中电联, 华宝证券研究创新部

产业链上游的产能释放和价格回落的预期下, 上下游博弈有望反转有望打开明年光伏新增装机需求潜力空间。一方面, 下游硅片、电池片和组件企业会谨慎备货, 以避免硅料价格下跌带来的损失, 同时加快去库存, 因此开工率会受到一定影响, 四季度开工率甚至可能回落。另一方面, 目前组件价格仍然偏高, 在等待硅料价格回归的背景下, 下游电站端只会维持最低的装机, 需求会尽量推迟, 目前主要是经济性或者规模性较好的项目。我们认为随着明年产业链供给全线复苏, 双碳愿景和国家风光大基金对于光伏装机的需求将持续旺盛, 这也意味着被暂时抑制的装机需求将在明年开始超预期显现。

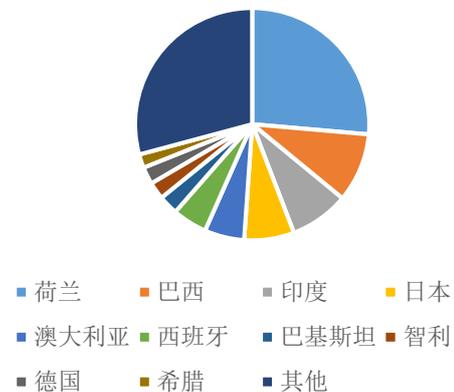
出口: 海外需求旺盛推动组件出口持续上升态势, 组件关税豁免权恢复美国市场有望加快。2021年1-10月, 中国光伏组件出口量呈持续上升态势, 并且较2020年同期上涨30%, 较2019年同期上升40%, 说明全球对于光伏组件的需求依旧高涨, 并且得益于各国碳排放政策的出台, 对组件的需求有望进一步扩大。在组件单价方面, 由于硅料价格的进一步上涨, 来自于供应链上游的压力渐增, 组件价格自5月迅速上涨, 10月份组件价格已达到全年单价顶峰。即便如此, 10月组件出口量依旧同比增长, 趋近高峰季度出口量, 进一步证实全球市场对新能源趋势的肯定态度。根据光伏行业协会的数据显示, 上半年组件出口除了第一大市场欧洲外, 巴西、印度、日本等地的出口也保持较高的份额, 随着美国双面产品关税豁免, 性价比将大幅提升, 既可以刺激美国需求, 又能带动组件龙头将产品结构更多向双面切换, 出口美国以东南亚工厂为主, 有海外建厂能力的组件龙头企业将直接收益。

图 7: 2021年1-10月光伏组件出口 (GW)



资料来源: 盖锡咨询, 华宝证券研究创新部

图 8: 2021H1 组件出口国别分布 (%)



资料来源: 光伏行业协会, 华宝证券研究创新部

1.2. 风电：补贴最后一年海风面临抢装潮，招标价格下降趋势明显平价化有望加速到来

2021 年新增并网保持稳定，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 年海上风电将进入最后抢装期，全年有望贡献新增装机容量约 8-10GW，我们预测全年装机量将在 40-45GW 区间。

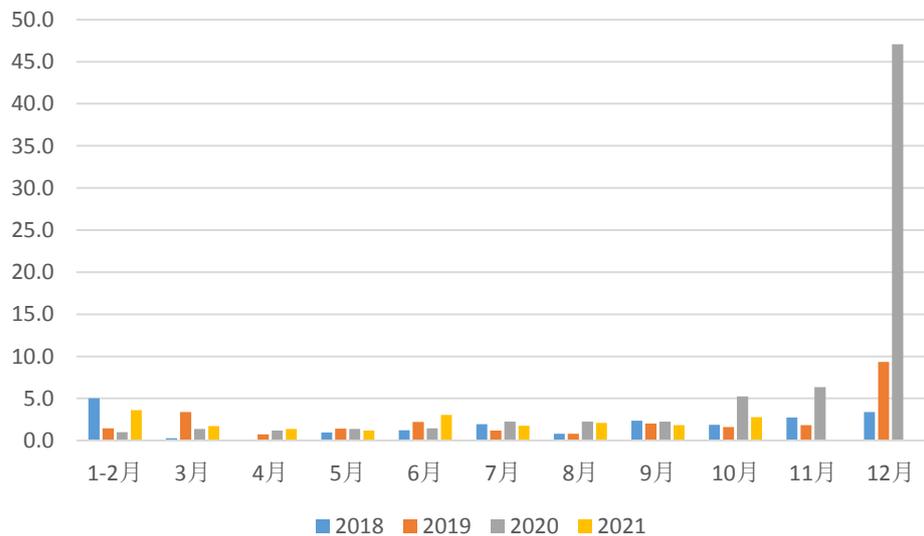
表 3：海上风电标杆/指导电价及执行条件（元/kwh）

执行条件	上网电价（元/kwh）
2018/12/31 前核准的项目	0.85
2019/12/31 前核准的项目	0.8
2020/12/31 前核准的项目	0.75
2022/12/31 后核准的项目	不再享受国家补贴

资料来源：国家能源局，华宝证券研究创新部

我国风电累计装机规模稳步增长，累计并网超 300GW 全球之最。根据国家能源局数据，截至 2021 年 10 月，我国风电累计装机规模超过 300GW，2011-2020 年的 CAGR 为 22%。经历了 2020 年陆上风电抢装行情之后，2021 年风电新增装机速度有所放缓。根据国家能源局数据，2021 年 1-10 月我国风电新增装机容量 19.2GW，同比增长 30.4%，在不再发放陆上风电补贴的态势下，风电装机量依旧保持高速增长大超预期。

图 9：风电月度装机并网（GW）

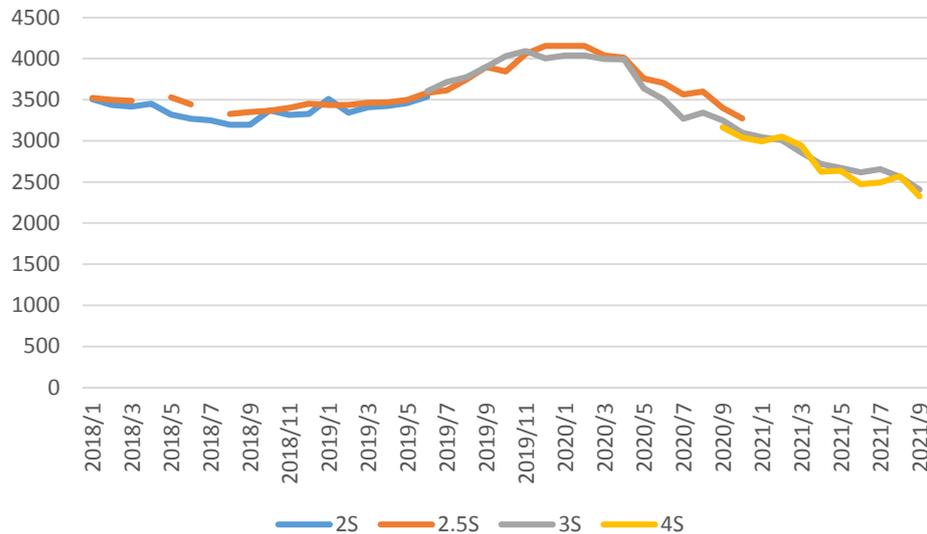


资料来源：中电联，华宝证券研究创新部

陆上风电抢装后整机招标价格快速下降，主流风机价格降至 2500 元/kw。2019-2020 年，随着陆风在 2020 年底完成退补，补贴推动下风机需求快速上涨，根据金风科技投标价格数据，受抢装需求影响风机价格大幅攀升，从 3000 元/kw 一路上涨到最高突破 4300 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，其中 3S 机组招标价格从年初的 3043 元/w 降至 2408 元/w，4s 机组招标价格从年初的 2991 元/w 降至 2324 元/w，降幅均超过 20%，距离 2019 年敬请参阅报告结尾处免责声明

高点更是接近腰斩。根据国内电力开发商招数据标统计,6月国投电力甘肃项目投标价格最低突破2000元/kw,含塔筒价格2360元/kw,而进入到11月份,中广核云南省麻栗坡大王岩风电场、华能集团华能永登坪城二期(含塔筒)项目、甘肃电投玉门麻黄滩第一风电场C区(含塔筒)项目等招标价格均降至2300-2800元/w区间(包含塔筒),特别是在11月份中广核新能源云南曲靖市文兴风电场中,电气风电以仅1944元/kw的价格成功入选中标候选人队列榜首,创下2020年风电机组价格下落周期以来新低。至此,大型风电场招标项目的主流风机投标价格降至2300-2600元/kw。

图 10: 金风科技风机投标均价 (元/kw)



资料来源: 金风科技, 华宝证券研究创新部

招标价格突破 4500 元/kw, 海风平价有望加速到来。12月13日, 三峡昌邑莱州湾一期(300MW)海上风电项目风力发电机组及塔筒设备采购开标。本次共有6家整机商竞标, 项目平均投标单价4507元/kw。最低报价为明阳智能的4017元/kw。本次项目为重新招标, 装机规模300MW、单台机组容量6MW及以上。相比项目上次19年12月的招标, 要求单台机组容量从3.3MW上升至6MW, 而最低报价价格整体下降约36%, 海风风机大型化带来的降本效应显著。此前公示的中广核象山涂茨280MW、华润苍南400MW两个低价海上风电项目最低报价分别达到3830元/kw(不含塔筒)和4061元/kw(含塔筒), 均由中国海装报出。结合此次明阳智能投标情况来看, 4000元/kw左右的价格基本已成为海上风机的行业标杆价格, 各大主机厂也已逐渐开始参与新的价格水平竞争。三个项目风机(含塔筒)最低报价价格已经来到4000元/千瓦附近, 较此前有国家补贴时的报价降幅约达40-50%, 加上其他建设成本和材料, 海风单位建设成本降至1.1~1.2万元/kw, 假设发电利用小时数3200, 项目可实现度电成本0.33元, 海风已经基本实现平价。若海上风电实现度电成本的平价, 则在电价上网时则会推动地区海上风电装机的快速上升, 推动海上风电装机量提升。

2. 光伏: 产业链价格松动推动下游需求回暖, 整县推进分布式光伏超预期增长

2.1. 市场: 风光大基地+BIPV, 新增装机有望达到75-80GW

2.1.1. 国家能源局启动分布式整县推进工作, BIPV性价比凸显未来市场空间广阔

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。并提出: 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%。要求试点县(市、

区)政府牵头,会同电网企业及相关投资企业,开展试点方案编制工作。各省能源主管部门在各县试点方案基础上汇总编制本省试点方案。试点方案应按照“宜建尽建”的原则,合理确定建设规模、运行模式、进度安排、接网消纳、运营维护、收益分配、政策支持和保障措施等相关内容。

多省市相继出台分布式光伏支持文件,分布式光伏有望高增长。此前广东、福建、江西、山东和陕西相继要求整县(市)推进户用和屋顶分布式光伏开发试点工作。《通知》要求,要具有比较丰富的屋顶资源,有利于规模化开发屋顶分布式光伏,且拥有较好的电力消纳能力;同时,县(市、区)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%。试点放开后,由于学校、医院、村委会等公共建筑的市场此前几乎为 0,相关公共建筑的 BIPV 试点将会快速提升分布式光伏装机量。

应接尽接,电网升级改造下特高压、储能等配套板块将因此受益。此外,《通知》亦要求试点县(市、区)需加强对配电网的升级改造,切实保障试点地区分布式光伏的大规模接入需求,做到“应接尽接”,特高压、储能等配套设施将有望充分受益;同时提出电网企业保障并网消纳、地方政府通过财政补贴、整合乡村振兴各类项目资金支持等政策支持方式。

宜建尽建,央企发挥带头作用,民营 EPC 厂商合作也将因此受益。《通知》显示,会同电网企业及相关投资企业开展试点方案编制工作,此前各省市试点文件中鼓励采用政企合作的模式,因此国家能源集团等大型能源类央企将会发挥其资源和资金优势大力开展分布式光伏装机,不过由于光伏屋顶类似旧改需要挨家挨户沟通设计,周期很长,即使按片整体分包,国企和央企很难全包,因此可能每个县的承包商和 EPC 都零碎的,相应的地方上的民营 EPC 厂商有望和国央企合作,在分布式光伏推广中充分受益。

长期看 BIPV 性价比凸显,未来大量的建筑需求将为分布式光伏带来广阔的市场前景。相对于直接屋顶,光伏屋顶和传统户用光伏都具有良好的经济性,不仅屋顶不需要投资,光伏屋顶的 IRR 也要远高于光伏板,可以看到 BIPV 经济性更好。2019 年 10 月,特斯拉推出 SolarRoofV3,是首款从居民端出发进行思考的颠覆性产品;2020 年 8 月,隆基推出面向工商业屋顶的隆顶装配式 BIPV 产品,目前主流厂商均已开发相应的 BIPV 产品。根据国家统计局数据和中国建筑科学研究院测算,我国目前既有建筑面积约 800 亿平方米,可安装太阳能光伏电池近 30 亿平方米,装机容量约为 400GW;同时我国每年新建建筑面积约为 40 亿平方米,可安装太阳能光伏电池约 3 亿平方米,装机容量约为 40GW。长期看考虑既有及新增建筑需求,BIPV 总市场长期空间有望达万亿级别。

2.1.2. 风光大基地一期有序开工,保障中长期确定性需求

第一批风光大基地有序开工。10 月 12 日,总书记以视频方式出席《生物多样性公约》第十五次缔约方大会领导人峰会并发表主旨讲话指出,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。此次总书记讲话明确的风光大基地 100GW 规模,预计将于 2023 年之前完成并网,即未来 2 年年均基地规模有望达到 50GW 以上。得益于沙漠戈壁地廉价的土地、良好的光照以及政策扶持,基地项目成本较低收益率良好,预计推进速度较快且完成度高。据统计截至目前累计已有超 26GW 基地项目(18.6GW 光伏+7.9GW 风电)完成企业优选,包括陕武、陕冀、青豫等外送项目及部分光伏治沙项目等。同时,此 100GW 仅为第一期,后续更将有第二期(或同样为 100GW)等待公布。

第二批风光大基地开始申报,23 年有望逐步并网。近日国家能源局下发《关于组织拟纳入国家第二批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目的通知》,要求各省在 12 月 15 日前上报第二批新能源大基地的名单。第二批风光大基地与 10 月份公布的第一批大基地总量接近,均为 100GW,此次项目要求单体在 1GW 及以上。也就意味着十四五期间风光大基地项目总量至少在 200GW 以上。针对已核准且能在 2022 年开工建设的部分,原则上在 2023 年内建成并网,部分受外部条件制约的项目应能在 2024 年建成并网。

整体来看,十四五期间风光大基地项目总规模至少是 200GW,其中光伏在 100-120GW 左右,对应 2022-2024 年均 30-40GW 规模,从而国内光伏与风电中期需求确定性很高,其相关配套如储能、特高压等均将受益。从大基地总量来看,十四五期间目前至少 200GW,若后续仍有其他大基地项目出台,那么大基地项目

总量也将超预期。从大基地节奏来看，此前市场更多预期第一批大基地于 2023 年并网，若第二批大基地项目能在 2023 年并网，那么节奏上偏快，对风电、光伏与储能等均是利好。

2.1.3. 绿电交易试点正式启动，完善长效机制打开新能源发电运营商盈利空间

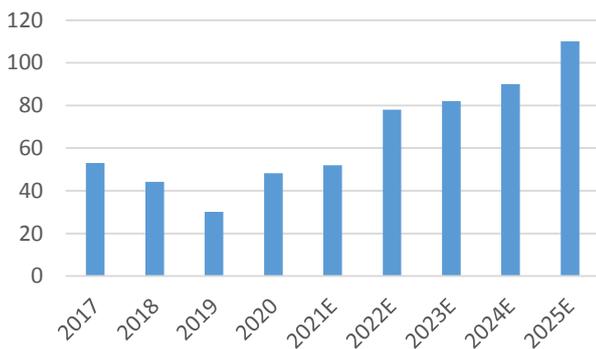
绿电交易试点正式启动，首批成交量高达 79 亿 kwh。据中国电力报消息，9 月 7 日，全国绿色电力交易市场正式启动，来自 17 个省份的 259 家市场主体成为“吃螃蟹的人”。来自上海的巴斯夫、科斯创、施耐德、国基电子等企业先拔头筹，一举锁定宁夏 2022-2026 年总计 15.3 亿千瓦时光伏电量，完成全国绿电交易开市后的首批跨省跨区交易。数据显示，共 17 个省份 259 家市场主体参与，达成交易电量 79.35 亿千瓦时，其中国家电网经营区域成交电量 68.98 亿千瓦时，南网经营区域成交电量 10.37 亿千瓦时。本次交易预计将减少标煤燃烧 243.60 万吨，减排二氧化碳 607.18 万吨。

完善长效机制，打开新能源发电运营商盈利空间。本次绿色电力交易，是官方单独在电力交易中设置了一个交易品种，打破电力同质化的属性，为绿色电力单臂交易市场，首批集中成交量高达 80 亿度电，主要购买方是出口到欧盟有碳足迹要求的工业电力用户，后续规模将持续增长。此外交易电价高于煤电标杆部分，一部分用于补偿优先参与交易的新能源发电企业，体现绿色发电的环境价值。整体而言，这次绿电交易对新能源发电运营商的盈利将产生正向收益，由于其电价更高且不占用合理利用小时数继而影响相应的补贴，相应的上市公司将会获得更多的溢价收益。

2.1.4. 硅片硅料价格先后松动，上游扩产周期下下游需求有望加速回升

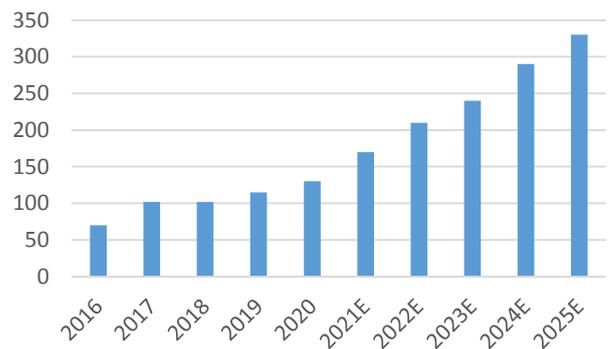
整体而言，在全球双碳愿景推动下，光伏终端装机需求潜力充沛，而随着硅料和硅片足量产能的逐步投产，在产业链上游进入博弈和降价通道的情况下，光伏制造产业链与电站端之间的供需博弈有望缓解，随着组件价格下降带来终端电站的 IRR 收益回归常态，需求潜力有望进一步释放。我们预计 2022-2023 年全球光伏装机需求分别约 210GW、240GW，同比增速分别约 24%、41%，其中国内需求分别为 78GW、82GW，同比增速分别为 50%、5%。考虑组件的容配比，全球装机需求对应光伏组件需求分别约 252GW、288GW，虽然需求相较于供给仍处于供过于求的状态，但是考虑到部分讲师产能以及淘汰落后产能，我们更看好具备客户优势的一体化龙头组件厂商和电站企业的盈利能力得到回升。

图 11: 国内光伏装机规模预测 (GW)



资料来源: Solarzoom, 华宝证券研究创新部

图 12: 全球光伏装机和组件需求预测 (GW)



资料来源: BNEF, 华宝证券研究创新部

2.2. 产业链机遇: 组件一体化优势凸显, 需求推进下 EVA 粒子仍存在阶段性紧缺

我们认为 2022 年的投资机遇主要集中在硅片价格战的主要受益方组件和终端电站环节，此外随着下游需求的持续超预期增长，扩产和认证周期较慢的 EVA 粒子也将存在阶段性紧缺，其有望在 2022 年依旧获得量价齐升的增长态势。

2.2.1. 组件：一体化毛利率优势明显，硅片价格战下看好龙头组件厂商逐步享受高议价能力

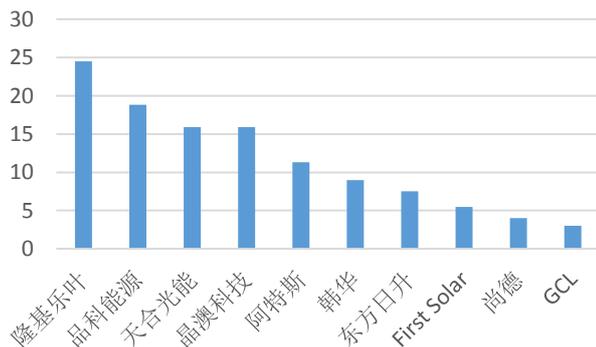
市场格局：隆基持续发力，市场份额向 CR10 进一步集中。2020 年隆基、晶科、晶澳、天合、阿特斯、韩华 Q-Cells、东方日升、正泰、First Solar、尚德等前十大组件厂商组件出货量约 114.1GW，占 2020 年全球总出货量的 81.5%，而 2018 年该占比为 72.1%。2021 年，PVInfoLink 数据显示，TOP10 企业中，隆基、天合、晶澳出货量同比增长 80%+，尚德同比增长 77%，其他企业除 FirstSolar 之外，增长幅度在 10-30%，部分厂家则略有衰减，龙头组件企业的市占率或进一步提升。根据统计表中 TOP 10 厂家上半年组件出货量约 70.5GW，测算占比以上半年全球组件需求计算，远远突破以往 7-8 成的份额，因此 CR10 持续增长，考虑到龙头企业在一体化布局及下游终端的资源优势下，我们认为市场格局将进一步向龙头集中。从定标情况来看，由于部分央企采取的是框架招标，实际中标人并未明确，在剔除此类招标逾 10GW 后，明确中标人的定标规模约为 19GW。其中，中标规模 TOP5 依次为隆基、腾晖、英利、天合、东方日升；在一二线组件企业占比中，TOP6 组件企业中中标规模总计为 9.616GW，占明确中标人总规模比重为 51%。

表 4：全球组件出货量排名

	2016	2017	2018	2019	2020	2021H1
1	晶科能源	晶科能源	晶科能源	晶科能源	隆基乐叶	隆基乐叶
2	天合光能	阿斯特	晶澳	晶澳	晶科能源	天合光能
3	晶澳	天合光能	天合光能	天合光能	天合光能	晶澳
4	阿斯特	晶澳	隆基乐叶	隆基乐叶	晶澳	晶科能源
5	韩华	韩华	阿斯特	阿斯特	阿斯特	阿斯特
6	协鑫集成	协鑫集成	韩华	韩华	东方日升	韩华
7	First solar	隆基乐叶	东方日升	东方日升	正泰	东方日升
8	英利集团	东方日升	协鑫集成	First solar	First solar	First solar
9	隆基乐叶	英利集团	尚德	协鑫集成	中利腾晖	尚德
10	苏州腾晖	Vina Solar	中利腾晖	尚德	尚德	正泰

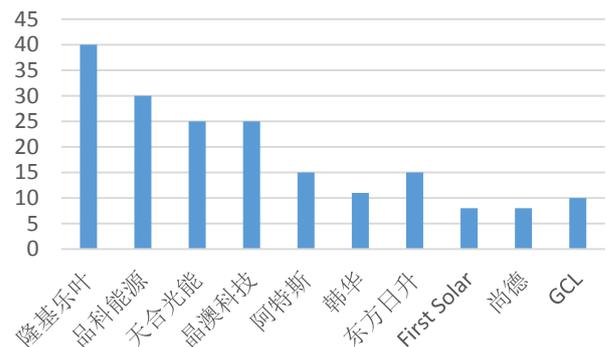
资料来源：PVInfoLink，华宝证券研究创新部

图 13：2020 年组件出货量 (GW)



资料来源：PVInfoLink，华宝证券研究创新部

图 14：2021 年组件预期出货量 (GW)



资料来源：PVInfoLink，华宝证券研究创新部

组件一体化优势明显，产业链格局重构下单瓦净利有望回升至 0.15-0.18 元/W 区间。随着硅料环节供给逐步恢复到正常水平，将来的一段时期，供应链各环节势必受到企业一体化布局影响。对于组件企业而言，当前中游环节的产线投资成本与回收期不断缩短，适当的一体化布局能减少外购产品的依赖，有效解决上游大幅涨价的组件利润被压缩的困境。根据我们测算，若组件厂商一体化布局硅片电池片的话，其单瓦净利将在 0.15 元-0.18 元/W 的区间，相比较外采的组件厂商，毛利优势明显；虽然 2022 年光伏产业链竞争格局重构，在上游硅料和硅片价格持续下行的态势下，即使通过外采进行组件生产销售的企业依然能得到盈利能力的提升，但是根据中环的数据显示硅料的降价幅度将高于硅片的降价幅度，因此我们更看好一体化布局的组件企业，将在上游

敬请参阅报告结尾处免责声明

原材料成本下行的 2022 年获得更高的超额收益。

表 5：产业链盈利能力测算（元/W）

产业链环节		G1	M6	M10	G12
硅片环节	硅片面积	25199	27416	33015	44099
	硅片厚度	180	180	180	180
	锯缝厚度	65	65	65	65
	切片槽距	245	245	245	248
	切片良品率	98%	98%	96%	92%
	每公斤方棒出片数	64.65	59.42	48.34	35.44
	损耗率	95%	95%	95%	95%
	单片硅耗	16.28	17.72	21.78	29.70
	硅料价格（PV Infolink，含税）	247	247	247	247
	硅成本(不含税)	3.54	3.85	4.73	6.46
	非硅成本	0.71	0.71	0.85	1.14
	硅片成本	4.25	4.56	5.58	7.60
	硅片均价（PV Infolink，含税）	5.00	4.90	5.70	8.00
	单片毛利	0.75	0.34	0.12	0.40
	22.8%转化效率对应单片瓦数	5.76	6.25	7.53	10.08
	单瓦毛利	0.13	0.05	0.02	0.04
	毛利率	15.02%	6.93%	2.05%	5.05%
	净利率	9.02%	0.93%	-3.95%	-0.95%
	单瓦净利	0.08	0.01	-0.03	-0.01
	电池环节	硅片成本（外采）	0.87	0.78	0.76
硅片成本（一体化）		0.74	0.73	0.74	0.75
非硅成本		0.21	0.21	0.21	0.21
电池片成本（外采）		1.08	0.99	0.97	1.00
电池片成本（一体化）		0.95	0.94	0.95	0.96
电池片均价（PV Infolink，含税）		1.12	1.05	1.08	1.08
单瓦毛利（外采）		0.04	0.06	0.11	0.08
单瓦毛利（一体化）		0.17	0.11	0.13	0.12
单瓦毛利率（外采）		4%	5%	10%	7%
单瓦毛利率（一体化）		15%	11%	12%	11%
组件环节	电池片数	60	60	72	60
	对应功率	344.72	375.05	541.97	603.23
	组件面积	1.66	1.82	2.56	2.83
	组件转换效率	19.90%	20.90%	21%	21.20%
	电池片成本（外采）	1.08	0.99	0.97	1.00
	电池片成本（一体化）	0.95	0.94	0.95	0.96
	非硅成本	0.623	0.584	0.568	0.553
	组件成本（外采）	1.70	1.58	1.53	1.56
	组件成本（一体化）	1.57	1.52	1.52	1.52
	组件均价（PV Infolink，含税）	1.73	1.76	1.79	1.79
	单瓦毛利（外采）	0.03	0.18	0.26	0.23
	单瓦毛利（一体化）	0.16	0.24	0.27	0.27
	单瓦毛利率（外采）	2%	10%	14%	13%
	单瓦毛利率（一体化）	9%	13%	15%	15%
	单瓦净利（外采）	-0.06	0.09	0.17	0.14

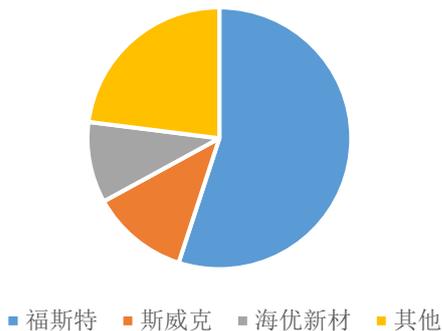
单瓦净利（一体化）	0.07	0.15	0.18	0.18
-----------	------	------	------	------

资料来源：PVinfolink，华宝证券研究创新部

2.2.2. EVA 粒子：投产和认证周期较长，下游需求旺盛下短期仍存在供给缺口

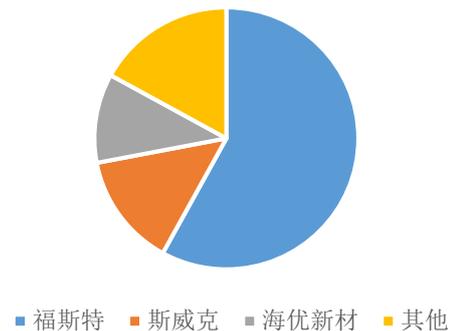
光伏胶膜作为组件的关键材料有望趁需求增长东风快速放量。光伏封装胶膜作为核心辅材覆盖在电池片上下表面，与光伏玻璃、背板等辅材等在真空环境下通过层压工艺制成光伏组件，主要起保护电池片的作用，可有效延长组件使用寿命。早期全球胶膜市场一直由美国胜邦（STR）、日本三井化学（Mitsui Chemicals Fabro）、日本普利司通（Bridgestone）、德国 Etimex 四家公司垄断，合计市场份额达 60% 以上；自 2006 年起，包括福斯特在内的国内企业，通过自主研发或者技术合作等途径，逐步解决光伏胶膜的抗老化、透光率等问题，同时凭借产品性价比优势，以及产能规模逐步提升，打破国产 0 的突破，这一阶段国产品牌市场份额快速增长；2016 年光伏补贴新政前后，龙头福斯特主动发起价格战将毛利率调整至 20% 左右，行业盈利空间被大幅压缩，即使在 2018 年 531 新政的冲击，福斯特毛利率依然基本保持稳定。此后，福斯特充分利用定价权，将行业毛利率长期锚定在 20% 左右的较低水平，从而降低潜在竞争者进入威胁；进入 2021 年，随着赛伍技术、海优新材的相继上市，以及斯威克控股权转让给深圳燃气，胶膜二线厂商资金实力和融资渠道显著改善，均发布了较大规模的扩产计划，虽然预计仍难以撼动福斯特市场地位，但部分二线企业或将突围，市场份额快速提升。福斯特作为胶膜行业的绝对龙头，2020 年全球市场占有率约 58.06%，相比较 2019 年提升 2.85 个百分点。

图 15：2019 年胶膜市场格局（%）



资料来源：CPIA，华宝证券研究创新部

图 16：2020 年胶膜市场格局（%）



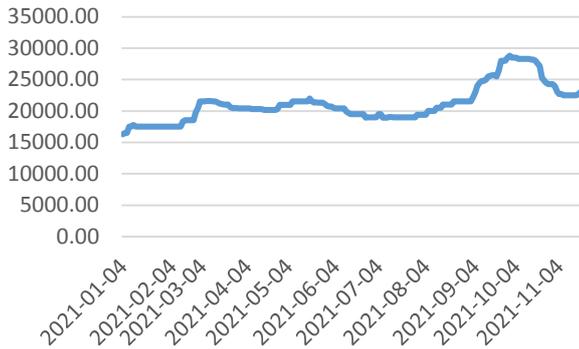
资料来源：CPIA，华宝证券研究创新部

EVA 粒子占胶膜成本 85%，高端光伏级以进口为主。EVA 树脂占胶膜的成本 85% 左右，国内 EVA 市场呈现结构性失衡，国产 EVA 主要以中低端产品为主，高端产品如光伏、涂覆、热熔胶等仍然主要依赖于进口。2020 年，国内 EVA 市场需求量约为 191.73 万吨，其中国产量约为 74.06 万吨，进口量约为 117.67 万吨，进口依存度达到 61.37%，国产替代空间较大。

扩产和认证周期较长，短期内新增供给有限依旧处于紧缺状态。光伏 EVA 扩产周期长达 4-5 年，其中低 VA 爬坡周期是供给释放节奏不确定性的主要来源。从装置建造周期来看，一般 EVA 项目从开工到投产长达 2.5-3 年，其中一些核心管材需从海外订货，交付周期 12-18 个月，总体建设周期较为刚性。新产能投产后一般先产 LDPE，转产 EVA 后需要经历由低 VA 含量产品逐步爬坡的过程，根据斯尔邦、联泓新科等装置经验，在技术储备允许的情况下，达到稳定批量生产光伏 EVA 的状态一般需要 1 年左右的时间。根据现有国内外企业扩产规划，随着 2022 年浙石化 30 万吨管式和 3 套 10 万吨釜式装置逐步投产，我们预计 2022 年光伏级 EVA 粒子可能的供给量范围在 110-130 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，此外高 VA 生产下对于设备的腐蚀损耗较大，须停产检修一个月，因此实际供给全年有效释放量在 95-110 万吨，而 2022 年光伏 EVA 粒子的实际需求有望达到 106 万吨，因此我们预测光伏 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

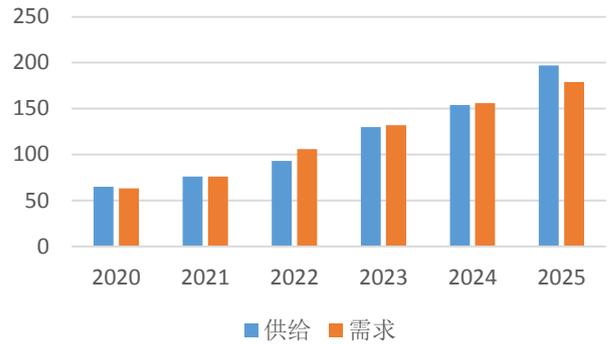
性的短缺，届时 EVA 粒子价格仍有短期上涨的可能性。

图 17: EVA 粒子价格走势 (元/吨)



资料来源: Wind, 华宝证券研究创新部

图 18: 光伏级 EVA 粒子短期处于紧缺状态 (万吨)



资料来源: 卓创资讯, 华宝证券研究创新部

2.3. 技术: HJT 降本增效路径显现, 设备订单先行率先发力

2021 年 HJT 技术落地元年, 降本增效路径逐步显现行业发展趋势清晰。高效电池技术驱动降本提质是光伏行业迈向平价时代的关键, 也是化解现阶段盲目追求大尺寸而结盟对立及行业内卷的根本出路。随着 PERC 电池提效降本的空间渐趋殆尽, N 型技术成为企业密切关注与前瞻布局的着力点, 而处于风口的异质结, 在产能扩张和量产效率方面正高歌猛进。今年以来, 通威股份、东方日升、安徽华晟、明阳智能、金刚玻璃、中建材等皆开启了 GW 级产能扩张规划; 此外, 钧石、华晟、迈为、隆基还刷新了异质结量产效率的世界记录; 2021 年, 爱康、华晟相继领跑异质结组件封箱出货, 实现了里程碑式的重大突破。

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%。2021 年 10 月 28 日, 经世界公认权威测试机构德国 ISFH 研究所测试, 隆基硅基异质结电池再次取得重大突破, 转换效率高达 26.30%。与今年 6 月隆基发布的 25.26% 转换效率的 HJT 电池相比, 近两次的世界纪录电池主要在以下几个方面做了优化和提升: 首先, 优化了微晶 N 窗口层, 进一步提升电流密度; 同时, 开发了新的本征层结构, 大幅度改善钝化性能, 提高 Voc 达 2mV。除此之外, 团队还首次尝试了完全无铟的 TCO 工艺, 其电池经 ISFH 认证, 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 19: 安徽华晟 25.50% 转换效率 HJT 电池参数

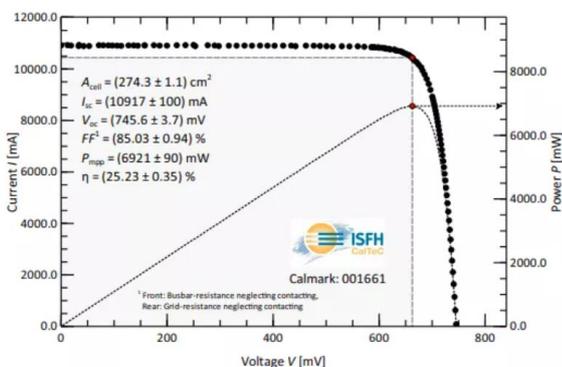
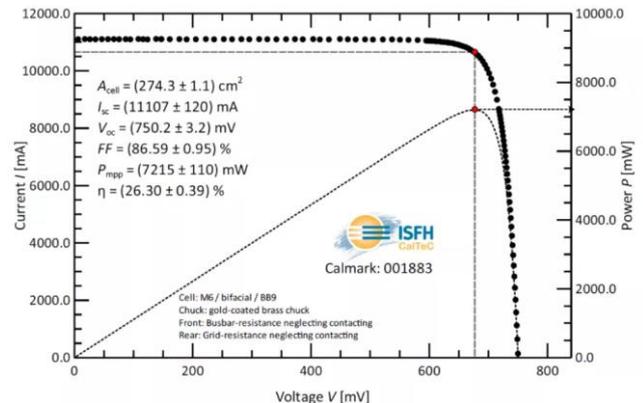


Fig. 2: Plot of the measured current-voltage characteristics under standard test conditions.

资料来源: 华晟新能源, 华宝证券研究创新部

图 20: 隆基股份 26.30% 转换效率 HJT 电池参数

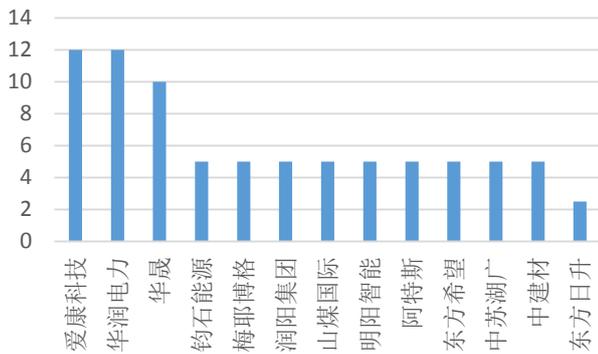


资料来源: 隆基股份, 华宝证券研究创新部

GW 级投资规划频出, HJT 量产产能有望快速增长。2020 年全球 HJT 在产产能已超 5GW, 国产厂商产能占比
敬请参阅报告结尾处免责声明

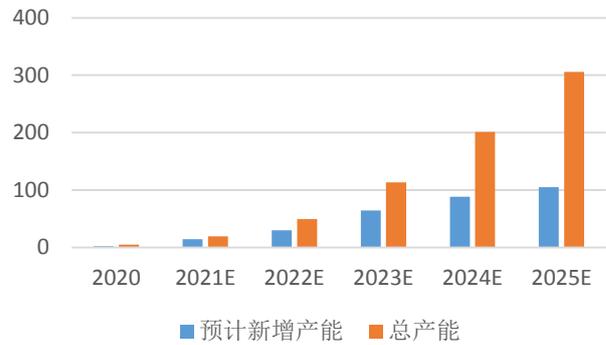
超 30%。根据 PVInfoLink 统计，2020 年全球 HJT 在产产能已超过 5GW，包括松下在日本和马来西亚合计 1GW 的产能、REC 新加坡 600MW 产能、国内钧石 600MW 产能、晋能 120MW 产能、通威合肥 (250MW)、成都 (150MW)、华晟 500MW 在产产能等。目前在产的中试线产能 4GW 左右，全球在产的量产线合计产能约为 1.5GW，在产 HJT 产能中国产电池企业产能占比约 50%。前华晟新能源、钧石能源、山煤国际、通威股份、爱康科技、东方日升、明阳智能、金刚玻璃等企业均已宣布投资新建 GW 级的 HJT 相关项目，据相关数据统计，目前市场上规划 HJT 电池片技术的产能超过 40GW。2020 年 10 月，通威完成 1GW 的 HJT 电池招标，标志着 HJT 电池开启 GW 级建设时代，根据目前的扩建项目情况统计，我们预计 21 年将新增 10GW 的 HJT 招标产能。

图 21：国内外主流厂商 HJT 规划产能 (GW)



资料来源：公司公告，华宝证券研究创新部

图 22：HJT 预测产能 (GW)



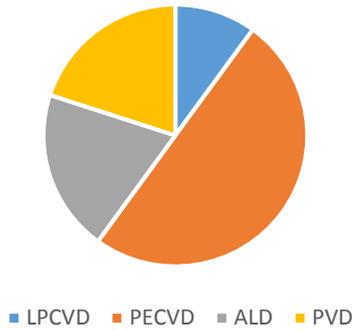
资料来源：Solarzoom，华宝证券研究创新部

降本增效将是 HJT 量产的主要推动因素。HJT 电池的成本主要由硅片、浆料、靶材、设备折旧和其他构成，成本占比分别为 53%/25%/6%/5%/11%。目前 HJT 非硅成本占比约 47%，而 PERC 电池非硅成本占比约 43%，主要是 HJT 低温银浆、靶材、设备等非硅成本较高。未来 HJT 降本主要依靠硅耗减少、银浆降本、靶材国产化、设备降本来实现。此外提升效率也能放大组件的盈利空间，根据测算 HJT 电池转换效率每提升 1%，可增加组件溢价空间 0.05-0.15 元/W，变相的提升组件的盈利能力。

国产核心设备得到 HJT 量产产线验证，主流环节均可实现国产替代。此次华晟新能源 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。而 11 月设备龙头迈为收到来自 REC 的 HJT 异质结整线电池设备订单，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，这也是国产设备厂商的 HJT 整线设备实现首次出口，这也意味着国产的 HJT 设备成功获得了国际市场认可，国产替代进程有望逐步加快，我们认为随着国内厂商加速规划 HJT 产线，国产核心设备厂商有望率先抢占 HJT 发展东风。

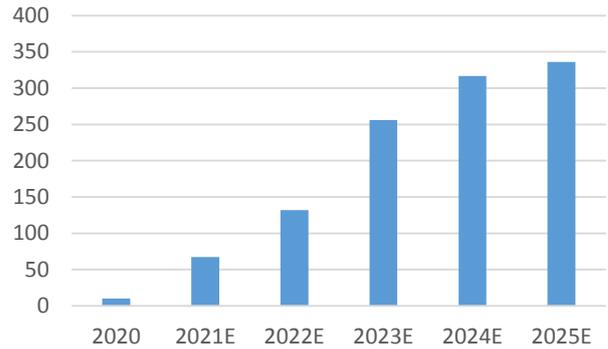
PECVD 和 RPD/PVD 是 HJT 设备的核心，HJT 量产产线推进下市场空间广阔。HJT 电池生产工艺主要包括清洗制绒、非晶硅薄膜沉积、TCO 膜沉积、电极金属化，四个工艺流程对应的设备价值量分别占比 10%/50%/20%/20%，其中非晶硅薄膜沉积设备价值量占比最高达到 50%。由于 HJT 电池对设备要求较高，真空度、洁净度、膜厚度、压力、沉积速率等各种因素都会对镀膜质量产生影响，非晶硅薄膜沉积、TCO 膜沉积是影响电池效率和稳定性的核心工艺，因此 PECVD 和 RPD/PVD 是 HJT 的关键设备。根据此前测算，2021-2025 年我们预测 HJT 新增量产产能分别为 14、30、64、88、105GW，现阶段国产化 HJT 设备全套已降至 5 亿元/GW，结合降本的路径，我们认为至 2025 年 HJT 设备的市场空间将超过 300 亿元。

图 23: PECVD 为 HJT 设备核心环节 (%)



资料来源: CPIA, 华宝证券研究创新部

图 24: HJT 设备市场空间广阔 (亿元)



资料来源: Solarzoom, 华宝证券研究创新部

国产替代+行业东风浪潮下, 拥有整线交付能力的企业优势明显。早期 HJT 产线以 Meyer Burger、YAC、Rena 等外资品牌设备为主, 2017-2018 年 HJT 设备投资额在 9-12 亿/GW, 设备投资额较高。2019 年起通威、爱康、华晟等电池厂商开始在部分设备上选取国产厂商, 仅用 2 年时间, 设备投资额快速降至 5 亿元/GW 以下, 与此同时外资品牌因经营情况差, Amtech、REC 等相继退出光伏设备市场, Meyer Burger 也从光伏设备供应商转型布局下游组件电池片产线, 国产设备市场份额有望加速渗透。目前迈为、钧石、捷佳伟创成为国内竞争实力较强的 HJT 设备供应商, 迈为和钧石则具备整线交付能力, 二者已为通威的中试线提供整套设备, 迈为股份更是与 REC 集团签订了 400MW 的 HJT 电池整线设备订单, 用于 REC 位于新加坡的 400MW 异质结电池生产线。由于 HJT 设备技术门槛高, 因此拥有整线设备交付能力的龙头供应商将有更强的成本控制和议价能力, 未来整线设备商市场集中度有望持续提升。

表 6: HJT 设备国内外厂商汇总

工艺环节	对应设备	国内厂商	海外厂商
清洗制绒	RCA	捷佳伟创、迈为股份 (YAC)	Sinulus、RENA
非晶硅薄膜沉积	HWCVD	捷佳伟创	日本真空
	PECVD	迈为股份、捷佳伟创、金辰股份、理想、钧石	Meyer Burger、AMAT、Sinulus
TCO 制备	PVD	钧石、迈为股份、京山轻机	Von Ardenne、Meyer Burger、Sinulus、日本真空
	RPD	捷佳伟创、台湾精耀	日本住友
丝网印刷	丝印设备	Baccini (晶盛机电收购)、迈为股份、捷佳伟创、金辰股份	Micro-tech

资料来源: 各上市公司公告、华宝证券研究创新部

3. 风电: 海风平价化预期显现, 头部零部件企业盈利具备确定性增长

3.1. 市场: 政策托底风机装机中枢上移, 海上风电有望开启成长新阶段

国内双碳“1+N”政策体系不断完善, 有望托底新能源中长期增长预期。我们预计双碳目标隐含对“十四五”、“十五五”风电年均装机要求达 45、60GW, 在配套政策推动下有望进一步超预期。同时, 国内加快推进首期约 100GW 风光大基地项目建设现已开工, 此外风光大基地二期也将在 12 月进行申报, 我们认为大基地项目有望成为“十四五”期间风电装机增长的主力, 增长潜能巨大。

Q3 风机招标超预期, 22 年需求回归高景气增长。根据数据显示, 2021Q1-3 国内风电招标规模达到 41.9GW, 超出市场预期, 我们认为全年招标量有望达 55GW 左右, 在陆风补贴完全退坡海风最后一年补贴的情况下, 2022 年敬请参阅报告结尾处免责声明

需求有望回归高景气。我们预计 2021/22 年国内风电装机有望达 38/50GW 左右，陆上风电有望迎来后补贴时代下的需求复苏，海上随着招标价格平价化趋势明显，推动平价风电项目装机有望超预期。同时，在双碳愿景下叠加风光大基地项目的开工，我们预计“十四五”实际年均装机有望达 55GW（其中海上风电年有望突破 10GW），将超过《风能北京宣言》中 2021-2025 年、2026-2030 年年均新增风电装机容量 50GW/60GW 的目标，对应 CAGR 或达 15%，装机成长性和稳定性将明显强化。

图 25：国内风电装机量预测（GW）



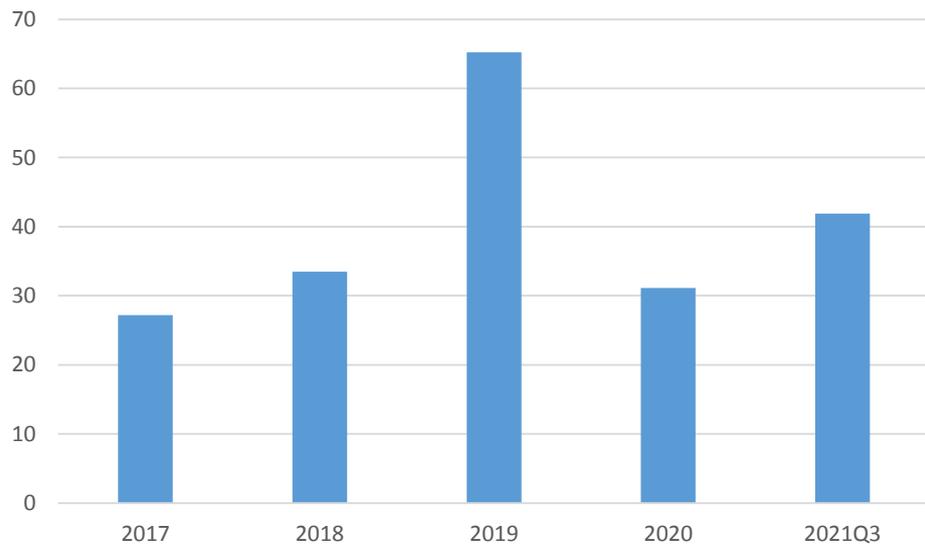
资料来源：CPIA，华宝证券研究创新部

图 26：全球风电装机量预测（GW）



资料来源：GWEC，华宝证券研究创新部

图 27：2021Q1 国内风机招标量超预期（GW）



资料来源：金风科技，华宝证券研究创新部

3.2. 产业链机遇：关注海风超预期机会，轴承有望享受国产替代+市场增长双驱动

轴承在风机中应用广泛。双馈式风机与半直驱式风机中运用的轴承主要有主轴轴承、偏航轴承、变桨轴承、齿轮箱轴承与发电机轴承。一般地，一台双馈式或半直驱风电机组需要主轴轴承 1~3 套，偏航轴承 1 套，变桨轴承 3 套。而直驱式风机由于没有齿轮箱结构，因此不需要齿轮箱轴承。

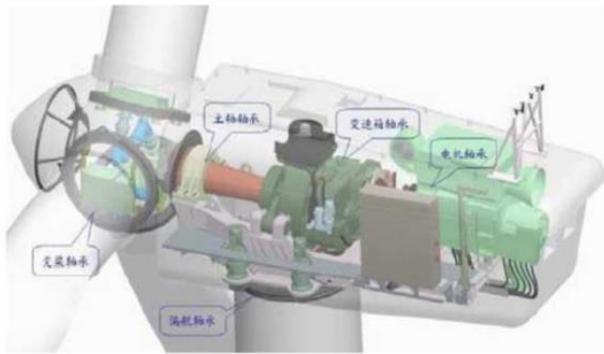
大风机主轴仍然受制于国产替代进程缓慢。由于风电机组的恶劣运行工况和长寿命、高可靠性的使用要求，使风电轴承具有极高的技术复杂度，是公认的国产化难度最大的部件之一。近年来，虽说国产轴承技术取得了一定突破，风机偏航、变桨、发电机轴承及 3MW 级以下的主轴轴承已实现了国产化，但大风机的主轴轴承却受制于人，依赖进口。主轴轴承设计难度高，工作环境恶劣，寿命要求达到 25-30 年，对设备可靠性要求很高。此外，风轮主轴载荷大，相比其他轴承的长度也更长，需要主轴轴承有足够的硬度、强度、抗冲击性能，同时要有较少的缺陷，防止过早疲劳。敬请参阅报告结尾处免责声明

由于生产工艺的复杂，主轴轴承产品附加值也更高。

国内轴承企业高端市场全球竞争力仍较弱，国产替代仍有空间。轴承国产化率在风机部件中国国产化率最低，根据 Wood Mackenzie 数据显示，2019 年我国风机主轴轴承和偏航变桨轴承国产化率分别为 33%和 50%，而叶片、塔筒、齿轮箱等其他零部件国产化率均已超过 70%，轴承是我国风机完国产化进程完全体的最后一环，国产替代仍有较大空间。从全球市场格局看，风电轴承市场被瑞典 SKF、德国 Schaeffler (FAG)、日本 NSK、日本 NTN、日本 KOYO、德国 Rothe Erde、美国 TIMKEN 这七家主流轴承企业所垄断，7 家企业的市场份额合计达到 91%。根据电气风电招股说明书，2019 年 FAG、SKF、NTN 的全球市占率分别为 29%/24%/12%，CR3 占比达到 65%，而我国本土企业洛轴、瓦轴的市占率只有各 4%，国产化进程任重而道远。

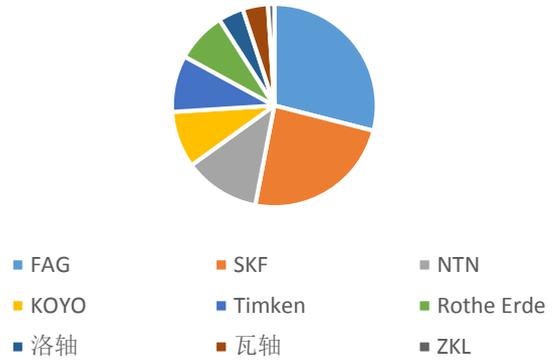
看好具备主轴轴承技术的国内厂商获得行业+自身份额的戴维斯双击。国内瓦轴、洛轴、新强联、大冶轴承等企业已经形成了一定的风电主轴轴承的国产化能力，大冶轴已实现 4.0MW 级主轴轴承的批量交付；新强联 5.5MW 风电轴承产品已批量供应；洛轴自主研发的外径达 11.5 米的超大型整体式转盘轴承顺利下线；瓦轴集团成功完成 4.XMW 平台风机单列圆锥主轴轴承的研制，两种规格主轴轴承典型样件顺利出产并通过国内风电行业知名企业验收。随着国产厂商的轴承产品进一步在主流风机厂商处获得验证，未来行业品牌认可程度提升，国产厂商市场份额有望提升，我们看好具备大型主轴轴承技术能力的相应国产厂商自身份额提升+行业增长的双驱动。

图 28：主要轴承类型



资料来源：新强联招股说明书，华宝证券研究创新部

图 29：国产轴承份额仍较低（%）



资料来源：Wood Mackenzie，华宝证券研究创新部

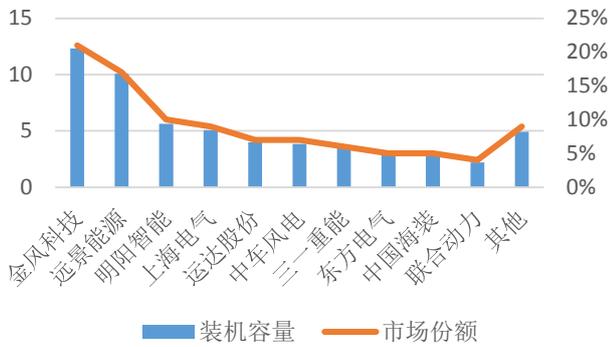
表 7：国内外轴承厂商布局差异

厂商	主轴轴承	偏航轴承	变桨轴承	发电机轴承	齿轮箱轴承
FAG	√	√	√	√	√
SKF	√	√	√	√	√
NTN	√			√	√
Timken	√			√	√
Rothe Erde	√	√	√		√
PSL	√	√	√		
NKE	√			√	√
瓦轴	√	√	√	√	√
洛轴	√	√	√	√	√
大冶轴承	√	√	√		
新强联	√	√	√		
天马精密		√	√		
新能轴承		√	√		
大连冶金		√	√		
京冶轴承	√	√	√		

资料来源：各上市公司公告，华宝证券研究创新部

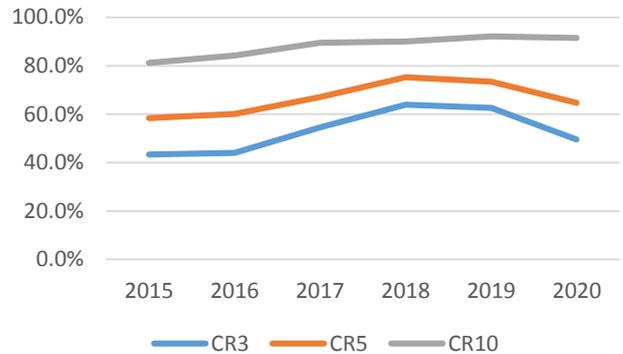
降价趋势下 CR5 进一步下滑，二梯队厂商有望快速发展。2020 年抢装行情带来的需求快速攀升为风机企业带来历史性行情，由于风机新增产能不足，需求旺盛下头部企业交付能力有限，行业二三线企业订单颇丰增长迅速，一线企业市占率有所下降，随着二三线企业的崛起，行业 CR3 从 2018 年的 63% 下滑至 2020 年的 49%，下滑 12 个百分点，CR5 则从 2018 年的 75% 下滑至 2020 年的 64%，下滑 11 个百分点。我们认为随着抢装结束，二线厂商并未因此结束订单高增长，相反以中车、三一为首的二线新贵凭借资源和低成本优势依旧保持着高速增长，对传统的风机巨头带来较明显的冲击和竞争压力，短期内市场格局依旧处于混沌状态，竞争将持续激烈。

图 30: 2020 年国内风机装机排名 (GW)



资料来源: CWEA, 华宝证券研究创新部

图 31: 国内风机市场集中度变化 (%)



资料来源: CWEA, 华宝证券研究创新部

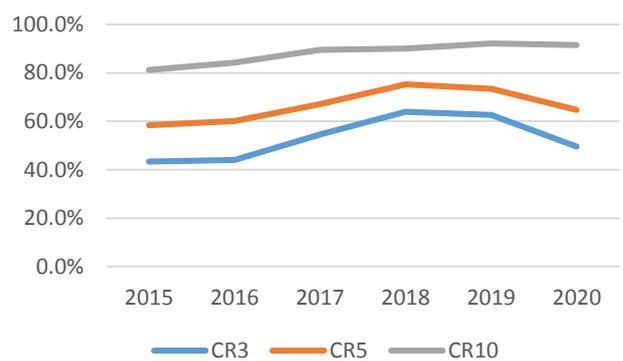
海上风电平价化趋势加速到来，看好海风市场龙头的阿尔法机会。海上风电作为实现碳中和的主要路径之一，各国都确立了相应的目标，其中欧盟规划到 2030 年海上风电装机达到 60GW，美国能源部也宣布到 2030 年的海上风电目标，将部署 30GW 海上风电机组，日本风电协会计划在 2030 年将国内海上风电装机量扩大至 10GW，并在 2040 年进一步提升至 30-45GW。而在“十四五”规划中，我国也明确提出大力提升风电规模，有序发展海上风电建设。随着主流经济体加速布局海上风机，海风的市场份额有望逐步增加，我们认为海上风机市场份额优势明显的龙头企业有望获得阿尔法超额收益。

图 32: 主流经济体的海上风电 2030 规划 (GW)



资料来源: BNEF, 华宝证券研究创新部

图 33: 2020 全球海风市场份额 (GW)



资料来源: CWEA, 华宝证券研究创新部

地方补贴政策接力国补退坡，海风平价化有望加速到来。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。随后各地开始出台相应的地方支持补贴政策，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。根据计划，在“十四五”期间，在开发建设广东、江苏等地海上风电的同时，也将推动山东北部、闽南外海、广西北部湾以及海南省的海上风电规划建设。至 2025 年，陆上风电高、中、低风速地区的度电成本有望分别降至 0.1 元、

0.2 元和 0.3 元，近海和深远海风电度电成本有望分别降至 0.4 元和 0.5 元。广东省则在《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展的实施方案》中明确提出，至 2025 年底，力争在全国率先实现海上风电平价上网。在地方补贴政策接力国补的平稳过渡状态下，随着国产化比例最低的轴承逐步突破技术的难度，在风机招标价格持续下行的趋势下，海风平价化有望加速到来，看好风电参照光伏发展路径，平价化将释放其需求的扩张潜力。

表 8：地方政府对于海上风电的补贴支持政策

省份	政策	详细说明
广东	《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展的实施方案》	1、补贴范围：2018 年底前已完成核准、在 2022 至 2024 年全容量并网的省管海域项目，对 2025 年起并网的项目不再补贴；2、补贴标准：2022 年、2023 年、2024 年全容量并网项目每千瓦分别补贴 1500 元、1000 元、500 元。
浙江	《浙江省能源发展“十四五”规划（征求意见稿）》	积极推动海上风电可持续发展，加快建立省级财政补贴制度，通过竞争性方式配置新增项目；2022-2025 年通过竞争性方式配置新增项目分年度装机总容量分别不超过 0.5、1、1.5、1GW。

资料来源：政府官网，华宝证券研究创新部

4. 投资建议

光伏产业链上游价格博弈下看好下游一体化布局的组件企业盈利能力回升+需求增长的戴维斯双击。随着硅料环节供给逐步恢复到正常水平，将来的一段时期，供应链各环节势必受到企业一体化布局影响。对于组件企业而言，当前中游环节的产线投资成本与回收期不断缩短，适当的一体化布局能减少外购产品的依赖，有效解决上游大幅涨价的组件利润被压缩的困境。根据我们测算，若组件厂商一体化布局硅片电池片的话，其单瓦净利将在 0.15 元-0.18 元/W 的区间，相比较外采的组件厂商，毛利优势明显；虽然 2022 年光伏产业链竞争格局重构，在上游硅料和硅片价格持续下行的态势下，即使通过外采进行组件生产销售的企业依然能得到盈利能力的提升，但是根据中环的数据显示硅料的降价幅度将高于硅片的降价幅度，因此我们更看好一体化布局的组件企业，将在上游原材料成本下行的 2022 年获得更高的超额收益。

HJT 量产落地元年，龙头企业加速布局规划下看好国产设备厂商国产替代的先行优势。2021 年 HJT 技术落地元年，降本增效路径逐步显现行业发展趋势清晰，GW 级投资规划频出，HJT 量产产能有望快速增长，据公开数据统计，目前市场上规划 HJT 电池片技术的产能超过 40GW，我们认为随着单 GW 的设备成本降至 5 亿以下后，HJT 的降本增效路径逐步显现，随着龙头企业加速规划新产能的态势下，国产核心设备已经得到华晟新能源的 HJT 量产产线验证，主流环节均可实现国产替代，2021-2025 年我们预测 HJT 新增量产产能分别为 14、30、64、88、105GW，现阶段国产化 HJT 设备全套已降至 5 亿元/GW，结合降本的路径，我们认为至 2025 年 HJT 设备的市场空间达到 336 亿元，因此我们看好在高附加值和技术壁垒最高的非晶硅薄膜沉积环节设备有所布局的全产线覆盖龙头厂商。

政策托底风机装机中枢上移，轴承有望享受国产替代+市场增长双驱动。国内双碳“1+N”政策体系不断完善，有望托底新能源中长期增长预期，我们预计双碳目标隐含对“十四五”、“十五五”风电年均装机要求达 45、60GW，在配套政策推动下有望进一步超预期。轴承是我国风机完全国产化的最后一环，国产替代仍有较大空间，从全球范围看，轴承行业经过多年产业竞争后，高端市场被海外主要八家大型跨国轴承企业所垄断，我们看好在技术和各环节开始布局的国内轴承企业有望享受国产替代+市场增长的双轮驱动。

风险提示及免责声明

★市场有风险，投资须谨慎。

★本报告所载的信息均来源于已公开信息，但本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。

★本报告所载的任何建议、意见及推测仅反映本公司于本报告发布当日的独立判断。本公司不保证本报告所载的信息于本报告发布后不会发生任何更新，也不保证本公司做出的任何建议、意见及推测不会发生变化。

★在任何情况下，本报告所载的信息或所做出的任何建议、意见及推测并不构成所述证券买卖的出价或询价，也不构成对所述金融产品、产品发行或管理人作出任何形式的保证。在任何情况下，本公司不就本报告中的任何内容对任何投资做出任何形式的承诺或担保。投资者应自行决策，自担投资风险。

★本公司秉承公平原则对待投资者，但不排除本报告被他人非法转载、不当宣传、片面解读的可能，请投资者审慎识别、谨防上当受骗。

★本报告版权归本公司所有。未经本公司事先书面授权，任何组织或个人不得对本报告进行任何形式的发布、转载、复制。如合法引用、刊发，须注明本公司出处，且不得对本报告进行有悖原意的删节和修改。

★本报告对基金产品的研究分析不应被视为对所述基金产品的评价结果，本报告对所述基金产品的客观数据展示不应被视为对其排名打分的依据。任何个人或机构不得将我方基金产品研究成果作为基金产品评价结果予以公开宣传或不当引用。

适当性申明

★根据证券投资者适当性管理有关法规，该研究报告仅适合专业机构投资者及与我司签订咨询服务协议的普通投资者，若您为非专业投资者及未与我司签订咨询服务协议的投资者，请勿阅读、转载本报告。