

新技术加速渗透，高景气高成长

——2023年风光年度策略报告

证券分析师：曾朵红

执业证书编号：S0600516080001

联系邮箱：zengdh@dwzq.com.cn

联系电话：021-60199798

2022年12月28日



PART1. 光伏：碳排放趋严，平价新周期需求向好

- 一、国内：延续“1+N”政策体系，2023年持续高增
- 二、海外：全球多点开花，继续高速增长

PART2. 新技术加速渗透，各环节利润重新分配

- 一、硅料：新增产能陆续释放，N型料成为核心竞争
- 二、硅片：价格拐点已现，龙头盈利韧性强
- 三、电池：2023年新技术加速渗透，盈利持续改善
- 四、组件：龙头集中度持续提升，充分受益量利双升
- 五、逆变器：户储持续高增，大储将迎爆发，充分受益高增
- 六、微逆：性价比凸显，分布式渗透率持续提升
- 七、胶膜：23年粒子或阶段性紧缺，胶膜盈利弹性较大
- 八、玻璃：上游价格松动，23年地面起量，龙头恒强
- 九、金刚线：薄片化和细线化迭代，助力需求高增
- 十、接线盒：竞争格局分散，集中度有望提升
- 十一、跟踪支架：23年渗透加速，有望实现盈利反转
- 十二、银浆：N型电池银耗提升，银浆环节受益空间广阔
- 十三、焊带：SMBB实现降本，协同TOPCon有望齐放量



■ PART3. 双海空间广阔，具备长期成长性

■ PART4. 陆风平价新周期，需求稳定增长

■ PART5. 产业链

- 一、海缆：龙头强者恒强，高端产品带动盈利提升
- 二、海桩：双海需求旺盛，量利齐升在即
- 三、铸件：大兆瓦供需偏紧，龙头扩产受益
- 四、轴承：海外涨价加速国产替代，龙头新品纷纷下线
- 五、叶片：大型化加速更迭，大叶片供需紧张
- 六、整机：制造端盈利分化，出口优化格局

■ 盈利预测与投资建议

■ 风险提示

- ◆ **供应瓶颈解决，光伏平价新周期开启，储能空间打开。** 2022年全球能源成本高企，光伏需求旺盛但供应链瓶颈明显，预计全球光伏装机256GW，同增50%。随着硅料供应瓶颈解决光伏成本大幅下降，过去2年储备的地面光伏项目将得到明显释放，而分布式延续高增长，23年预计全球光伏装机将达到375GW以上，同比增长46%以上，其中中国将超150GW，同增67%，其中地面电站预计翻倍，欧洲今年爆发明年预计70-75GW，同增30%以上，美国UFLPA的问题终将缓解重返增长，预计35-40GW，同增50-75%，巴西今年爆发23年也将保持稳健增长，全球GW级别需求国家进一步增加。此外，美国和中国地面电站大储需求爆发，欧洲户储继续翻倍，新兴市场配储也逐步成为新趋势。
- ◆ **光伏各环节利润重新分配往下游转移，新技术加速渗透和储能爆发带来Alpha。** 2023年硅料我们预计有效产出150万吨以上，同增超65%，对应组件有效供给超520GW，超过需求，硅片产能600GW以上，电池片因新技术迭代偏紧，硅料和硅片的超额收益将会在产业链重新再分配。**(1) 上游超额收益将向下游转移：**①**组件**订单提前签订，期货属性使其利润增厚，一体化及海外、分布式出货比例较大厂商盈利更优；②**终端电站**采购的组件价格降至1.6-1.8元/W，收益率回归7-10%。**(2) 新技术可享受一定溢价，其加速渗透带来Alpha：**①**电池片：**TOPCon量产东风已至，2023年底产能将近280GW，明年N型渗透加速提升至30%，电池盈利保持坚挺；②**一体化组件：**龙头组件TOPCon及BC类产能陆续投放，23年占比30-70%为新技术，享受溢价，拉动平均盈利提升。**(3) 辅材供应链相对独立，受益需求放量，逆变器有储能加持是最强Alpha。**①**逆变器：**充分受益光伏+储能两大市场高增，高收益率+低渗透率下户用光储翻倍增长，小机持续翻多倍增长，随2023年地面需求起量+IGBT模块供给紧张，大机量利双升，微逆高安全性，渗透率持续提升，国产加速出海替代；②**胶膜：**2023年因需求起量+N型产品放量，粒子供应紧平衡，其中POE粒子结构性紧缺，胶膜价格与粒子高度联动，2023年量价齐升，盈利弹性较大；③**玻璃：**需求起量+双玻渗透率提升，且未来扩产审批趋严，盈利水平有望改善提升。④**跟踪支架：**需求起量+跟踪渗透提升+钢材价格回落，盈利有望恢复。⑤**小辅材：**接线盒：龙头扩产加速，格局集中度有望持续提升；焊带：SMBB实现降本，协同TOPCon有望齐放量；银浆：N型电池银耗提升，银浆环节短期强受益；金刚线：N型化趋势下，薄片化和细线化迭代，但竞争加剧。
- ◆ **投资建议：**光伏平价新周期，23年高增长确定，储能配套加速，看好逆变器、组件、新技术方向，以及部分辅材龙头，**逆变器（阳光电源、锦浪科技、禾迈股份、科士达、德业股份、固德威、昱能科技），组件（隆基绿能、天合光能、晶科能源、晶澳科技），新技术龙头（晶科能源、钧达股份、爱旭股份），和格局稳定的辅材龙头（福斯特、通威股份、海优新材、福莱特、美畅股份、大全能源，关注聚和材料、通灵股份、宇邦新材、快可电子等）。**
- ◆ **风险提示：**竞争加剧，电网消纳问题限制，光伏政策超预期变化等。

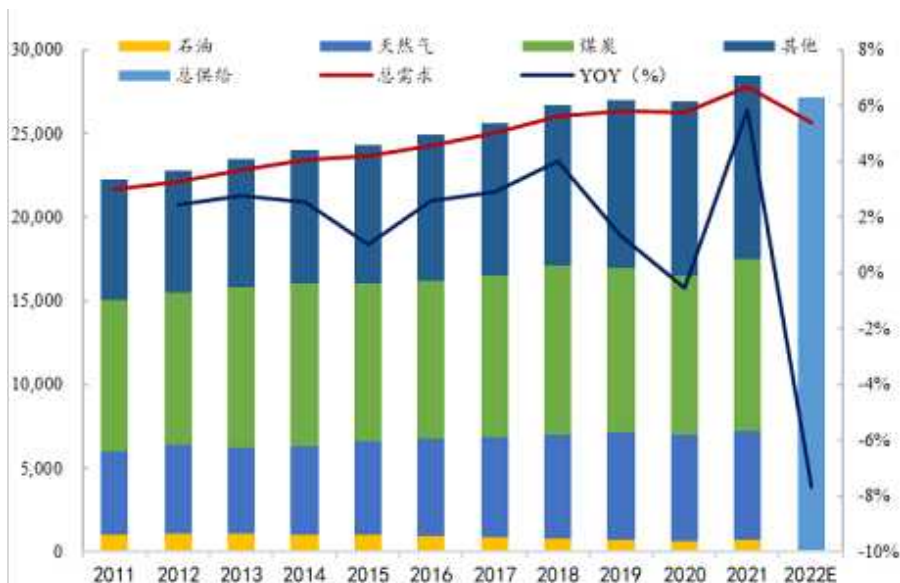
- ◆ **海风空间广阔，具备长期成长性。**海风具备资源丰富、发电小时数高、发电稳定、靠近负荷中心利于消纳等优势。在双碳目标和能源低碳转型背景下，23-25年海风将迎来高成长，CAGR超50%。22年已招标12GW+（不含国电投10GW竞配，含中电建1GW框架），23年预计招标18-20GW。根据各省海风装机规划，十四五预计新增投产64GW+，其中22-25年分别新增装机5GW、10GW、15GW、20GW，年均复合增速59%。能源转型叠加能源危机，海外海上风电规划持续加码，预计在2025年迎来快速增长，25年新增15.4GW，同比增长150%+，22-25年CAGR约45%。我们预计22-25年全球海风装机将从10GW增长至35.4GW，CAGR约52%。
- ◆ **陆风大型化降本迎来平价新周期，需求旺盛。**陆上风机从2-3MW迭代至5-6MW，价格快速下降。高收益率驱动下，22年招标放量，陆上累计招标85GW+（含中电建15GW框架），23年陆风装机迎来高增长，吊装预计65GW+，同增约30%，并网75GW+，同增约88%。随着大型化降本带来陆上风电场收益率高企，一、二期大基地风电项目将加速推进，叠加老旧机组改造、风电制氢带来增量空间，陆上风电需求有望保持稳定增长。
- ◆ **海缆：龙头强者恒强，高端产品带动盈利提升。**深远海趋势下海缆单位价值量提升，具备阿尔法。我们预计22-25年CAGR约59%。超高压产品溢价明显，带动盈利提升，龙头具有先发优势，强者恒强，竞争格局相对稳定。头部企业在手订单饱满，二线企业有望受益订单外溢。**海桩：双海需求旺盛，量利齐升在即。**22年国内需求底部，23年迎来高增长，同比增长113%。码头资源壁垒高筑，格局优于塔筒，23年供需偏紧，龙头有望量利齐升。海外22-25年需求从82万吨增长至308万吨，CAGR约56%，本地供给有限，出口空间较大。**铸件：大兆瓦供需偏紧，龙头扩产受益。**22-25年全球风电铸件需求CAGR约13%，其中海上需求CAGR约45%。行业新增产能有限，龙头逆市扩产受益。23年海上大铸件、铸造主轴需求放量，原材料降价兑现，龙头迎量利齐升。**轴承：海外涨价加速国产替代，龙头新品纷纷下线。**海外轴承龙头成本上升，平均涨价5-10%，国内龙头新品纷纷下线。主轴轴承国产替代将加速。大兆瓦之后独立变桨逐渐成为主流。齿轮箱轴承供需偏紧，滑动轴承替代有望加速。**叶片：大型化加速更迭，大叶片供需紧张。**大型化加速更迭，大叶片卡脖子环节或涨价，叠加原材料降价，盈利有望显著改善。**整机：制造端盈利分化，出口优化格局。**陆风价格趋稳，叠加行业持续降本，预计23年年中迎来盈利拐点。海风竞争格局优于陆上，盈利具备相对优势。国内外价差拉大，出口有望加速，空间打开，迎盈利和估值双升。
- ◆ **投资建议：海缆：推荐东方电缆**（超高压带动盈利提升，优质订单持续增长）、**关注起帆电缆**（上海和广西属地优势，高压从0-1）、**亨通光电、中天科技、宝胜股份、汉缆股份。****海桩：推荐海力风电**（最纯海风标的，产能释放迎接需求爆发）、**大金重工**（双海战略高歌猛进，出口先发优势）、**天顺风能**（国内外海风齐发力，拟发行GDR加速产能扩张）、**泰胜风能**（估值低，海风放量+陆塔出口盈利优势），**关注天能重工。****铸件：推荐日月股份**（逆势扩产放量在即，盈利逐季修复，自主加工和出口进一步提升盈利能力）、**金雷股份。****整机：推荐明阳智能、三一重能、金风科技。****轴承：推荐恒润股份、新强联。****叶片：关注中材科技、时代新材、双一科技。**
- ◆ **风险提示：**新增装机不及预期、原材料涨价、市场竞争加剧、疫情影响等。

PART1 光伏：碳排放趋严，平价新周期需求向好

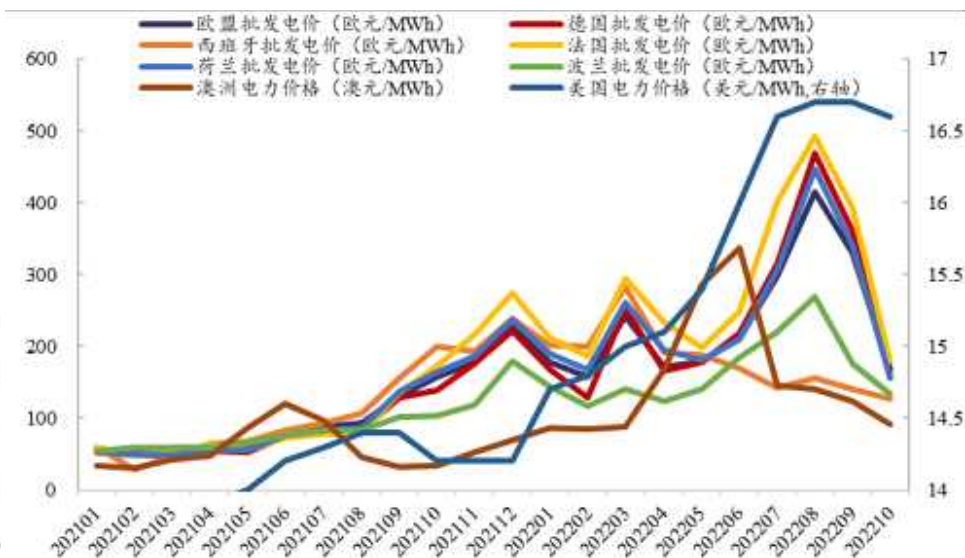
1 传统能源供应趋紧，海外能源价格高企

- ◆ **新能源平价+传统能源资本开支下降，供需失衡推动能源价格上涨。**煤炭、天然气为电力供应的主要能源，2021年发电占比分别为36.0%、22.9%。伴随碳中和政策加快推进，全球范围内对煤炭和天然气资本开支明显回落，导致供给缩紧，需求稳定增长下供需失衡推动石油、天然气价格持续上行。
- ◆ **天然气紧缺导致电价高企，短期难以缓解。**天然气作为欧盟能源结构的重要构成，2021年对外依存度高达83%，其中近50%来自于俄罗斯。因俄乌战争影响，今年前7月俄罗斯出口欧盟及英国的天然气量下降40%，7月底北溪1号运输量进一步下降到20%产能，9月初完全停运，天然气价格仍将在高位震荡，叠加欧洲边际电价机制，欧洲能源价格多数时间交由价格较为高昂的天然气定价，电价9月前持续维持高位。

图表：全球能源消费情况（发电量：TWh，%）



图表：全球电价走势图



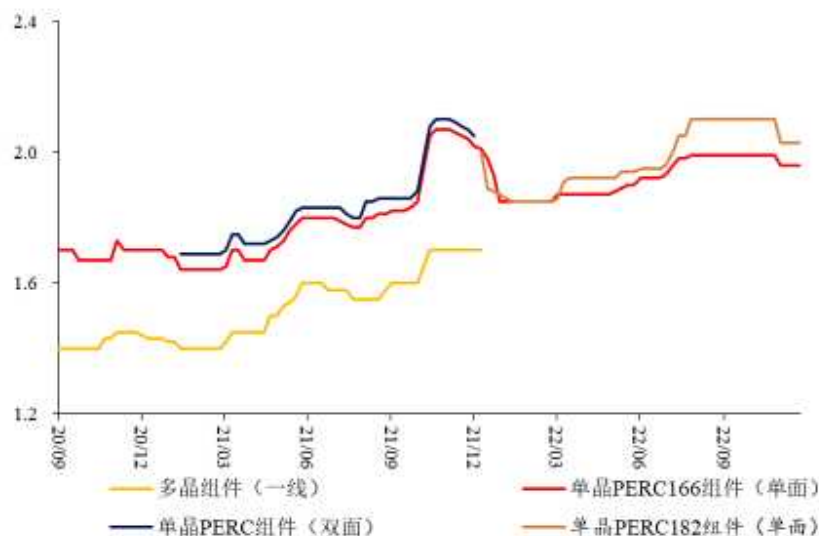
2 产业链价值上升，光伏板块盈利攀升

- ◆ **产业链价值上升，光伏板块盈利攀升。** 硅料价格高企推动全产业价值量上升，财务数据持续提升。2022Q1-3光伏板块营收、归母净利润同比增长90.00%、122.52%；2022Q3光伏板块营收、归母净利润同比增长91.05%、128.73%。2022Q1-3光伏行业毛利率24.40%，同比上升3.65pct。2022Q3毛利率25.88%，同比上升7.80pct。2022Q1-3光伏行业归母净利率13.62%，同比上升1.99pct。2022Q3归母净利率14.69%，同比上升2.42pct。组件价格自年初开始呈上行趋势打开利润空间，光伏板块量利双增。

图表：光伏板块营收、净利情况及其增长率（亿元，%）



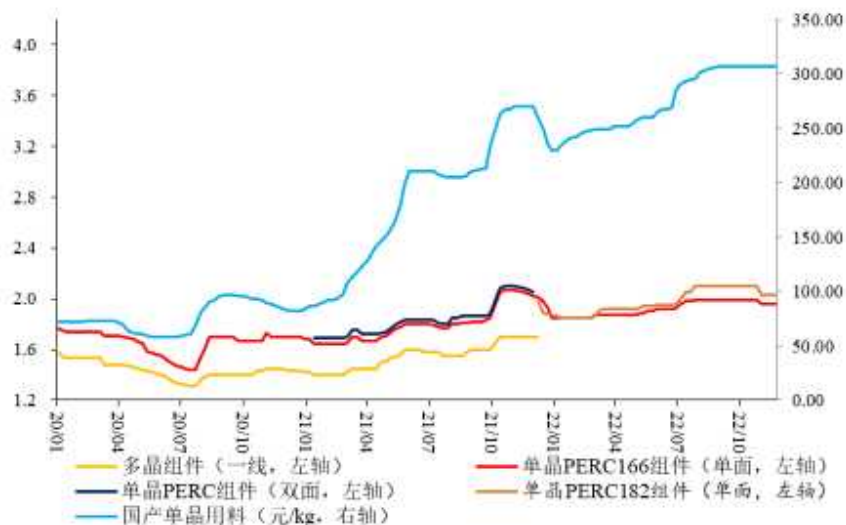
图表：组件价格变动图（元/W，截至2022年12月22日）



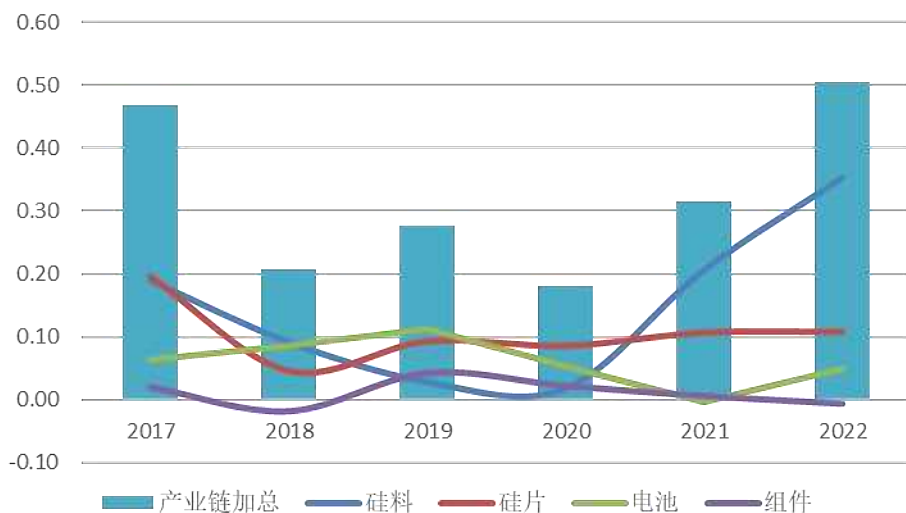
3 硅料供需拐点已现，其他环节利润承压

- ◆ **22年以来硅料价格维持高位，其他环节利润承压。** 2022年1-11月，硅料价格一路涨至300元/kg+。2022年1-11月硅料持续供应偏紧，价格上涨拉动了全产业链价值量通胀，大幅提升产业链利润空间，但其中大量利润被紧缺的硅料收取，电池由于2021年低利润+新技术观望导致扩产减速，22年形成了供需剪刀差，盈利提升较大。胶膜、光伏玻璃等辅材受硅料高价影响，利润空间较小，22Q3表现尤其明显。辅材石英坩埚因上游光伏级高纯石英砂短缺影响，价格快速上涨，成为辅材中较大的增长极。
- ◆ **供需拐点将至，硅料价格年内首次下调。** 根据PV InfoLink，22年11月硅料现货均价由之前的303元/公斤，下降到302元/公斤；隆基182mm硅片价格下降幅度1.6%，中环182mm/210mm硅片销售价格分别下降4.5%/4.4%，上游成本开始下调，供需拐点将至。

图表：硅料与组件价格走势（截至2022年12月22日）



图表：产业链单瓦盈利拆分（单位：元/W）



一、国内：延续“1+N”政策体系，2023年持续高增

1 国内建立 “1+N” 政策体系，十四五光伏装机量达100GW

◆ 我国规划2030年前达峰，2060年前实现碳中和，政策陆续出台明确碳达峰碳中和目标及工作路线。我国逐渐构建起碳达峰、碳中和 “1+N” 政策体系，其中 “1” 是指3060规划，并细化到非化石能源消费比重在2025年、2030年、2060年将分别达20%，25%及80%以上。根据2025年我国非化石能源消费占比20%，假设光伏和风电发电量增量占比在65%：35%，光伏年均可利用小时数在1200h，风电年均可利用小时数在2000h，测算十四五国内光伏年均装机量中值在100GW，光伏+风电年均装机量达到130+GW。

图表：2025年我国不同非化石能源消费占比下，光伏风电装机和发电量测算

非化石能源消费占比	风电、光伏发电量需求 (亿千瓦时)	光伏+风电发电总增量 (亿千瓦时) (较2019年)		光伏发电总增量 (亿千瓦时)	对应年化平均装机 (GW)	风电发电增量 (亿千瓦时)	对应年均装机 (GW)	风+光年均装机 (GW)	光伏占比
18.5%	15368	8127		5283	73	2844	23	96	65%
19.0%	16336	9095		5912	82	3183	25	107	
19.5%	17305	10064		6541	91	3522	28	119	
20.0%	18273	11032		7171	100	3861	31	130	
21.0%	20209	12969		8430	117	4539	36	153	
	一次能源消费总量 (EJ)	非化石能源占比	非化石能源消费量 (EJ)	平均发电消耗 (KWH /MJ)	非化石能源发电量需求 (亿千瓦时)	水电 (亿千瓦时)	核电 (亿千瓦时)	除风光其他可再生能源 (亿千瓦时)	风电、光伏发电量需求 (亿千瓦时)
2018年	576. 2	15. 2%	87	3. 6	24248	12300	2944	2150	5828
2019年	583. 9	15. 7%	91. 7	3. 6	25464	13019	3487	2203	7241
年平均增长率	3. 00%	——	——		——	1. 6%	1. 9%	5. 4%	——
2025 (E)	697. 2	18. 5%	129. 0	3. 6	35828	14346	3911	2203	15368
		19. 0%	132. 5		36796				16336
		19. 5%	136. 0		37764				17305
		20. 0%	139. 4		38732				18273
		21. 0%	146. 4		40669				20209

2 中国：国家能源局发布“双碳”重大行动计划

- ◆ 国家能源局印发《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》，建立完善以光伏、风电为主的可再生能源标准体系。10月9日，国家能源局印发《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》。文件提到，到2025年，初步建立起较为完善、可有力支撑和引领能源绿色低碳转型的能源标准体系，能源标准从数量规模型向质量效益型转变，标准组织体系进一步完善，能源标准与技术创新和产业发展良好互动，有效推动能源绿色低碳转型、节能降碳、技术创新、产业链碳减排。

图：“双碳”行动计划重点任务

重点任务	具体内容
大力推进非化石能源标准化	加快完善风电、光伏等可再生能源标准。抓紧完善沙漠、戈壁、荒漠地区大型风电光伏基地建设有关技术标准，加快制定海上风电开发及多种能源综合利用技术标准，推动分散式风电、分布式光伏、户用光伏等就近开发利用相关标准修订，建立完善光伏发电、光热发电标准体系。制定风电机组、光伏组件退役回收与再利用相关标准。结合水风光综合能源开发利用需求推进相关标准制修订。
加强新型电力系统标准体系建设	开展新型电力系统安全稳定运行标准需求和现有标准的适应性研究，持续完善涵盖新型电力系统分析认知、规划设计、运行控制、故障防御、网源协调等重点领域标准，加强新能源发电涉网安全标准建设。进一步优化完善特高压交、直流标准体系建设，为主干网架和跨省区输电通道建设提供标准支撑。大力推进智能配电网标准化，完善分布式电源就地消纳与多元化负荷灵活接入等标准，提升配电网智能调控和双向互动能力。加紧完善以消纳新能源为主的微电网标准，加强多能互补、多能转化及综合利用、源网荷储协同控制等标准制定。推动构网型柔性直流技术标准体系建设，开展构网型直流性能及检测等方面核心标准研制。
加快完善新型储能技术标准	完善新型储能标准管理体系，结合新型电力系统建设需求，根据新能源发电并网配置和源网荷储一体化需要，抓紧建立涵盖新型储能项目建设、生产运行全流程以及安全环保、技术管理等专业技术内容的标准体系。细化储能电站接入电网和应用场景类型，完善接入电网6系统的安全设计、测试验收等标准。加快推动储能用锂电池安全、储能电站安全等新型储能安全强制性国家标准制定。结合新型储能技术创新和应用场景拓展，及时开展相关标准制修订，全面推动各类新型储能技术研发、示范应用和标准制定协同发展。
加快完善氢能技术标准	进一步推动氢能产业发展标准化管理，加快完善氢能标准顶层设计和标准体系。开展氢制备、氢储存、氢运输、氢加注、氢能多元化应用等技术标准研制，支撑氢能“制储输用”全产业链发展。重点围绕可再生能源制氢、电氢耦合、燃料电池及系统等领域，增加标准有效供给。建立健全氢能质量、氢能检测评价等基础标准。

3 政策：2022年新核准项目采用标杆燃煤电价！

- ◆ **2022年风光电价仍采用标杆燃煤电价，超市场预期！** 2021年新能源上网电价政策指出，2021年新核准备案光伏项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行，超市场预期。2022年，对新核准陆上风电项目、新备案集中式光伏电站和工商业分布式光伏项目，延续平价上网政策，上网电价按当地燃煤发电基准价执行。电价好于市场预期，同时光伏成本2022年看相较2021年有较大降幅，整个产业链毛利有较大回升，一方面刺激电站装机热情，另一方面有利于制造端各环节利润修复，对国内光伏中期构成长期利好。
- ◆ **新建项目可自愿市场化交易：** 为了更好的体现绿色电力价值，新建项目可自愿市场化交易形成上网电价，由于强调“自愿”，基于投资回报角度市场化交易电价可能会高于标杆燃煤电价，大幅超出此前市场化交易电价低的市场预期。

图表：近期能源局&发改委对于新建项目执行电价政策梳理

时间	政策	电价相关具体内容
2021年3月3日	国家能源局综合司就2021年风电、光伏发电开发建设有关事项向各省以及部分投资商发送了征求意见稿	纳入保障性并网规模的项目由各省级能源主管部门以项目上网电价或同一业主在运补贴项目减补金额等为标准开展竞争性配置(简单来说就是标杆燃煤电价基础上竞价)
2021年4月19日	《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知(征求意见稿)》	保障性并网项目执行风光指导价(平均较标杆燃煤电价降低3厘)
2021年6月11日	《关于2022年新能源上网电价政策有关事项的通知》	保障性并网项目执行标杆燃煤电价
2022年4月8日	《关于2022年新建风电、光伏发电项目延续平价上网政策的函》	2022年，对新核准陆上风电项目、新备案集中式光伏电站和工商业分布式光伏项目(以下简称“新建项目”)，延续平价上网政策，上网电价按当地燃煤发电基准价执行。

4 政策：多项政策助力新能源发展，23年补助提前下达！

- ◆ **47.1亿补贴资金下发，资金缺口问题得到较大缓解。**2022年11月14日，财政部发布公告《关于提前下达2023年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》，其中包括风力发电20.5亿元、太阳能发电25.8亿元，优先足额拨付国家光伏扶贫项目、50kW及以下装机规模的自然人分布式项目至2023年底；优先足额拨付公共可再生能源独立系统项目至2022年底；优先足额拨付2019年采取竞价方式确定的光伏项目、2020年起采取“以收定支”原则确定的符合拨款条件的新增项目至2022年底。
- ◆ **国家完善支持新能源发展财政金融政策。**2022年6月2日，国家发改委和能源局政策指出，充分发挥电网企业融资优势，积极拓展资金来源，推动可再生能源发电延续补贴资金年度收支平衡。支持符合条件的金融机构提供绿色资产支持（商业）票据、保理等创新方案，解决新能源企业资金需求。

图表：财政部关于提前下达2023年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知

补助资金预算	共预计拨付补助资金47.1亿元，其中：风力发电20.5亿元、太阳能发电25.8亿元、生物质能发电8425万元。
拨付具体原则	1. 优先足额拨付国家光伏扶贫项目、50kW及以下装机规模的自然人分布式项目至2023年底
	2. 优先足额拨付公共可再生能源独立系统项目至2022年底
	3. 优先足额拨付2019年采取竞价方式确定的光伏项目、2020年起采取“以收定支”原则确定的符合拨款条件的新增项目至2022年底
	4. 对于国家确定的光伏“领跑者”项目和地方参照中央政策建设的村级光伏扶贫电站，优先保障拨付项目至2022年底应付补贴资金的50%
	5. 对于其他发电项目，按照各项目至2022年底应付补贴资金，采取等比例方式拨付

5 政策：多效并举，可再生能源补贴拖欠迎来转机

- ◆ **多效并举补贴缺口解决思路清晰，可再生能源补贴拖欠迎来转机。** 1) 2022年3月，国家发改委、财政部和国家能源局联合发布《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，在全国范围内对可再生能源发电项目进行核查，摸清欠补规则，取消不合规项目的补贴电价，减轻补贴压力；2) 2022年5月11日国务院常务会议上，再向中央发电企业拨付500亿元可再生能源补贴，缓解企业经营压力；3) 国家电网公司和南方电网公司分别牵头负责成立北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司，通过融资、资产证券化等市场化方式弥补补贴资金缺口。

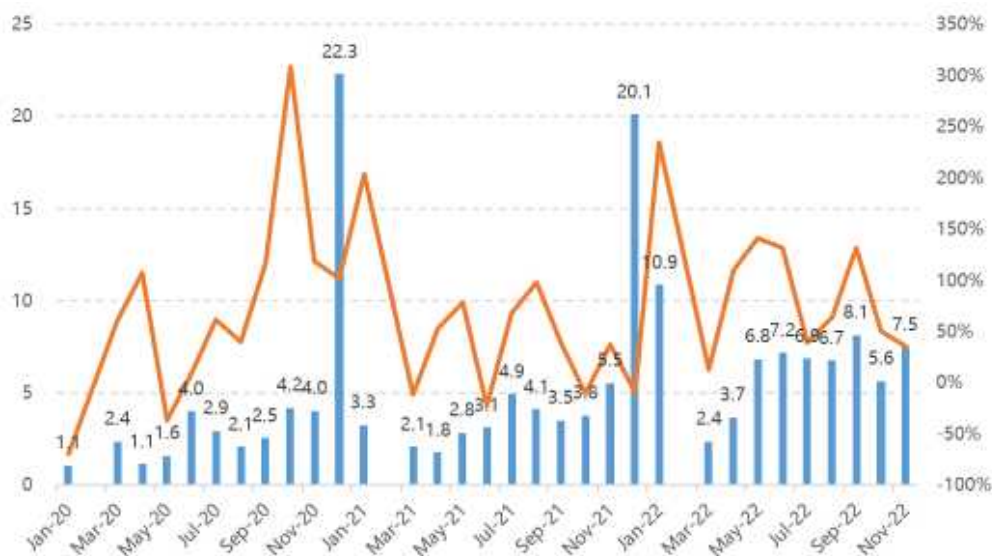
图表：可再生能源补贴拖欠解决路径

摸清欠补规模，取消不合规项目的补贴电价	2022年3月，国家发改委、财政部和国家能源局联合发布《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，提出通过企业自查、现场检查、重点督查相结合的方式，进一步摸清可再生能源发电补贴底数，严厉打击可再生能源发电骗补等行为。
向中央发电企业拨付可再生能源补贴资金，缓解企业经营压力	2022年5月11日国务院常务会议上，再向中央发电企业拨付500亿元可再生能源补贴，此前相关部门已经拨付了首批500亿元资金，今年已经拨付1000亿。
成立平台公司，通过融资、资产证券化等市场化方式弥补补贴资金缺口	国家发改委、财政部、国务院国资委联合发文，授权由电网公司牵头设立北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司，明确在财政拨款基础上，补贴资金缺口按照市场化原则通过专项融资解决。

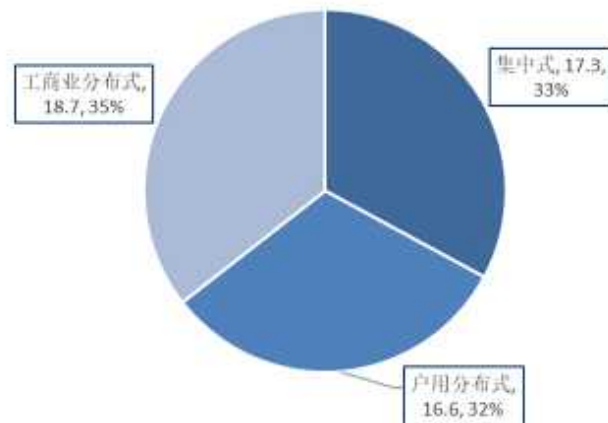
6 2022年1-11月光伏新增装机65.71GW，同增88.7%

- ◆ 2022年1-11月累计光伏新增发电容量65.71GW，同比+88.7%。国家能源局发布了2022年1-11月份光伏发电建设运行情况，2022年1-11月份总装机65.71GW，同比增长88.7%。其中，2022年前三季度集中式地面电站装机17.3GW，占比36%，分布式光伏电站装机35.3GW，工商业分布式装机18.7GW，占比35%，户用分布式装机16.6GW，占比29%。11月国内新增光伏装机7.47GW，同增35%。光伏2022年需求大年，国内市场来看，户用分布式、工商业分布式和集中式光伏呈现三分天下局面，我们预计2022年新增装机95GW左右，同增73%+。

图表：光伏月度新增装机量（单位：GW，%）



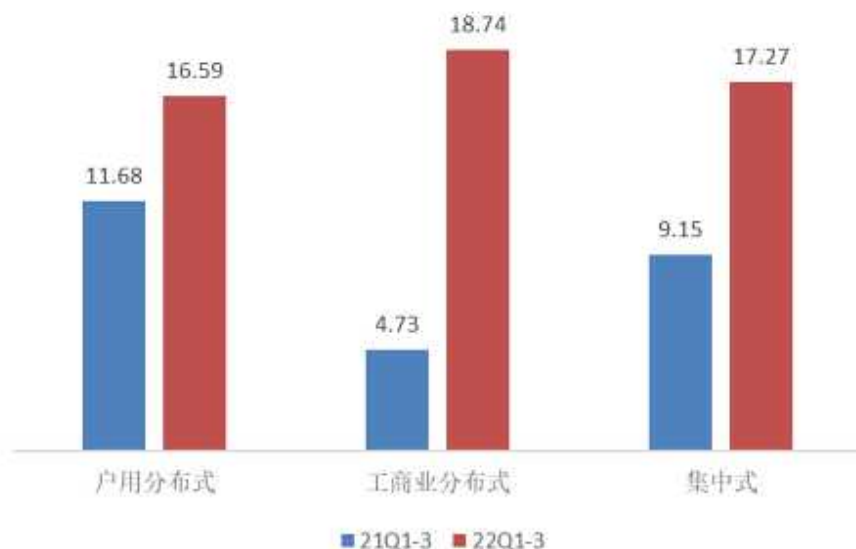
图表：2022年前三季度国内装机结构（GW，%）



7 工商业市场爆发式增长

- ◆ 工商业市场迎来快速增长，新增装机主要分布在浙江、江苏、山东和广东地区：1) 电价上涨+政策指引、工商业光伏经济性提升增长加速，2021年出台政策要求电价市场化上浮20%，高能耗企业浮动更高，同时发改委提出分时电价机制，拉大工商业峰谷价差，目前已有24省市出台完善分时电价机制相关政策，我们预计工商业用电成本上升，光伏经济性凸显；“十四五”可再生能源发展规划明确到2025年新建工业园区、新建公共机构建筑厂分布式光伏安装率达到50%以上；2022年5月6日，国务院再次出台政策鼓励在有条件的地区推进屋顶分布式光伏发电；2) 限电限产，绿电需求高企，电力紧缺及能耗控制趋严或成为常态，只有使用更高比例的绿电，才能保证生产正常进行，同时光伏作为绿电未来可参与绿证交易，将进一步打开分布式光伏空间，我们认为工商业分布式光伏渗透率将快速提升。

图表：21年和22年Q1-3光伏装机量对比（GW）



图表：22年Q1-3工商业分布式光伏各省份新增装机占比



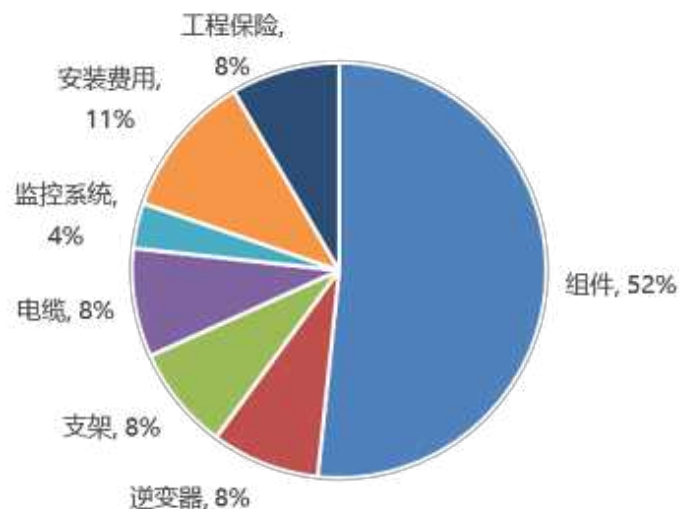
8 户用市场方兴未艾，隔墙售电利好户用

- ◆ **户用市场在限制情况下依然发展迅猛：**部分地区存在配电变压器超容量接入问题，不少地区出台政策限制接入光伏容量，但户用光伏发展势头仍然迅猛；**1) 户用光伏补贴退坡下仍具较高收益率，**户用光伏在2021年仍有0.03元的度电补贴，若按照70%贷款，贷款期限10年等额本息，贷款利率5%，若组件成本在1.85元/W，则全投资IRR可达9.95%。2022年起中央财政不再补贴户用光伏，部分地方政府仍提供分布式补贴，且在无补贴下收益率仍可做到8.75%，高于地面电站约2pct，具备较强经济性；**2) “隔墙售电”或将利好户用运营商。**22年9月，浙江“隔墙售电”模式落地，分布式光伏项目可以与周边电力用户直接进行电力交易，推动分布式发电市场化交易，多渠道售电加强售电议价权，同时利好分布式项目运营商和用户。

图表：户用光伏经济性弹性测算

组件价格 (元/W)	补贴3分/kwh		无补贴	
	全投资IRR	资本金IRR (贷款70%)	全投资IRR	资本金IRR (贷款70%)
1.65	10.40%	15.19%	9.17%	12.66%
1.75	10.17%	14.72%	8.96%	12.23%
1.85	9.95%	14.26%	8.75%	11.82%
1.95	9.74%	13.81%	8.54%	11.42%
2	9.63%	13.60%	8.44%	11.22%
2.05	9.53%	13.38%	8.34%	11.03%
2.1	9.42%	13.17%	8.24%	10.84%

图表：户用光伏成本占比拆分



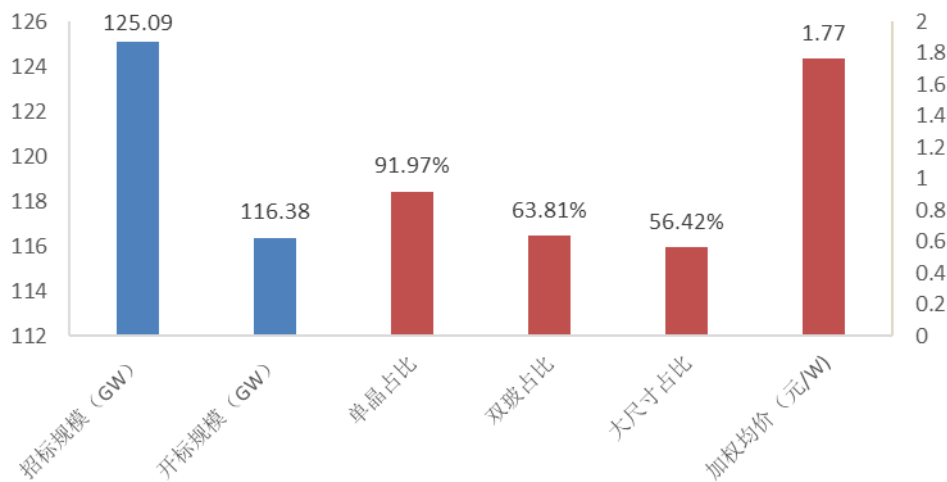
9 地面：22年招标项目超125GW，十四五总新增装机超600GW

- ◆ **硅料降价将迎来供需拐点。**2022年11月底致密料正式价格松动，推动国内地面需求起量，截至11月中旬，我们统计组件招标项目82个，总计招标规模达125.09GW。其中已公布中标结果项目73个，合计中标规模116.38GW，已公布中标结果项目68个，合计中标规模106.31GW。随硅料价格下降，招标项目将陆续启动建设。
- ◆ **截至目前，有14家央企发布了“十四五”期间的新能源装机规划，总新增装机容量超600GW。**我们统计五大四小新能源装机目标，为国内光伏装机托底。五大发电集团中均相继公布了“十四五”期间的装机规划，新能源装机目标普遍介于70~80GW，年新增目标14~16GW。

图表：五大四小光伏装机招标项目梳理

企业名称	光伏装机 (GW)
国家能源投资集团	1.62
中国华能集团	9.86
中国华电集团	15
国家电力投资集团	22.99
中国大唐集团	5.55
三峡集团	3.95
中广核	9.05
华润电力	6
国投电力	

图表：地面招标统计汇总（截至22年11月中旬，左轴：GW，右轴：%、元/W）



10 第三批风光大基地正推进审查

- ◆ **第三批光伏风电基地项目正式启动申报，“三交九直”特高压工程前期工作正在推进。**2021年10月，国务院提出将在沙漠、戈壁、荒漠地区加快规划建设大型风电光伏基地项目。2022年2月，国家发改委和能源局印发规划布局方案，为风光大基地建设规划出了明确的路线图。“十四五”期间，规划建设七大陆上新能源基地，两个水风光的综合开发基地和五大海上风电基地。第一批大型风电光伏基地已全部开工，第二批项目正在陆续开工、目前正在抓紧推进第三批项目审查。同时，国家能源局将加大协调力度规划以特高压输变电路线为载体的新能源供给消纳系统，推进“三交九直”特高压工程前期工作，白鹤滩—江苏特高压直流工程竣工投产，张北—胜利特高压交流工程已具备核准条件。

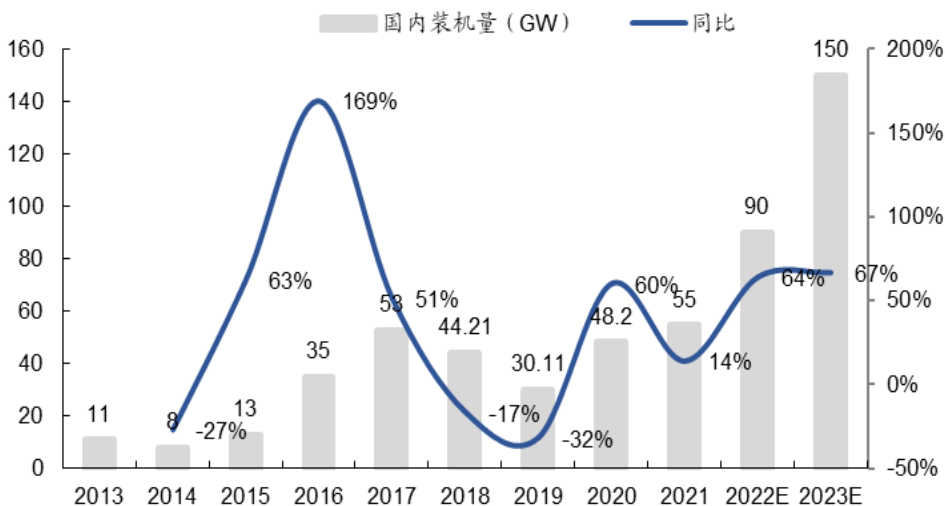
图表：第一~三批大型风电光伏基地建设项目情况

	第一批大型风电光伏基地建设项目	第二批大型风电光伏基地建设项目	第三批大型风电光伏基地建设项目
建设规模	97.05GW	455GW	
涉及地区	内蒙古、青海、甘肃、陕西、宁夏、新疆、辽宁、吉林、黑龙江、河北、山西、山东、四川、云南、贵州、广西、安徽、湖南等省份和新疆生产建设兵团	主要布局在内蒙古、宁夏、新疆、青海、甘肃等三北地区	部分省级新能源大基地也在陆续规划启动中
基地详情	沙漠戈壁荒漠地区23个，其他地区35个	库布齐、乌兰布和、腾格里、巴丹吉林沙漠基地规划装机2.84亿千瓦，采煤沉陷区规划装机0.37亿千瓦，其他沙漠和戈壁地区规划装机1.34亿千瓦	源网荷储、离网制氢以及100%消纳项目，正逐渐成为第三批风光基地的重点
项目进展	已全面开工，部分已建成投产	正在陆续开工	抓紧推进第三批项目审查

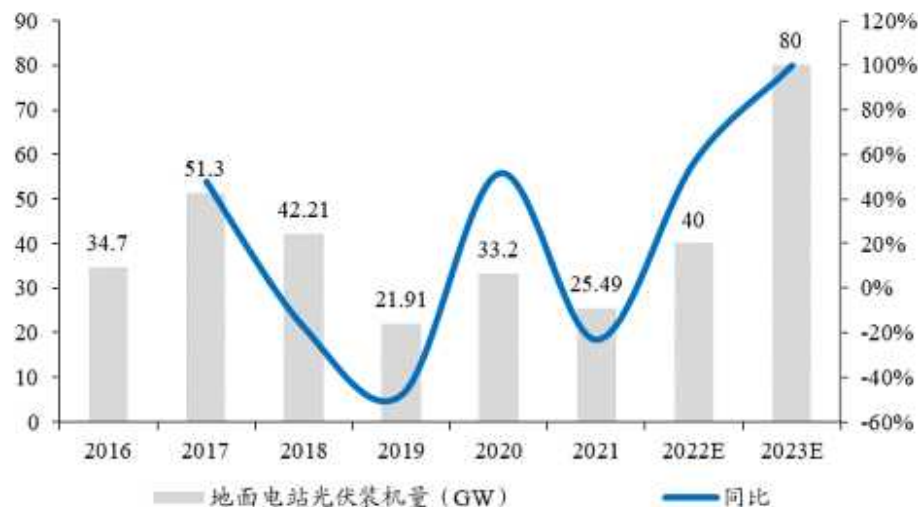
11 国内2022年需求预计90GW，2023年需求预计150GW+

- ◆ 平价时代开启，2022年国内需求90GW，同增64%左右，2023年预计可达150GW+，同增约63%：分布式光伏开发成本低，收益率高，我们预计2022年户用装机有望达25GW，同增16%，工商业需求25GW，同增221%，地面电站需求40GW，同增57%，因此2022年国内需求90GW左右，同比增长64%左右。2023年硅料降价带动2021-2022年组件高价下积压的地面电站需求爆发，我们预计积压需求将于2023-2024年陆续释放。我们预计2023年地面电站需求80GW，同增约100%，分布式70GW，同增约35%，国内整体需求150GW以上，同增约67%。

图表：国内光伏年度装机情况及预测（GW）



图表：国内集中式光伏年度装机情况及预测（GW）

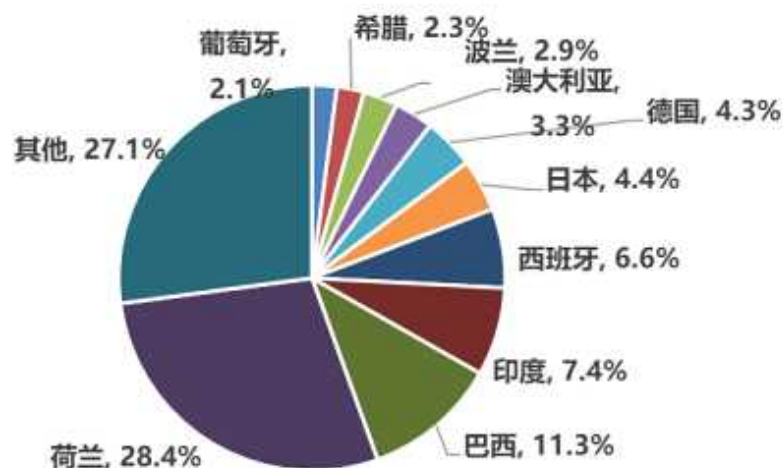


二、海外：全球多点开花，继续高速增长

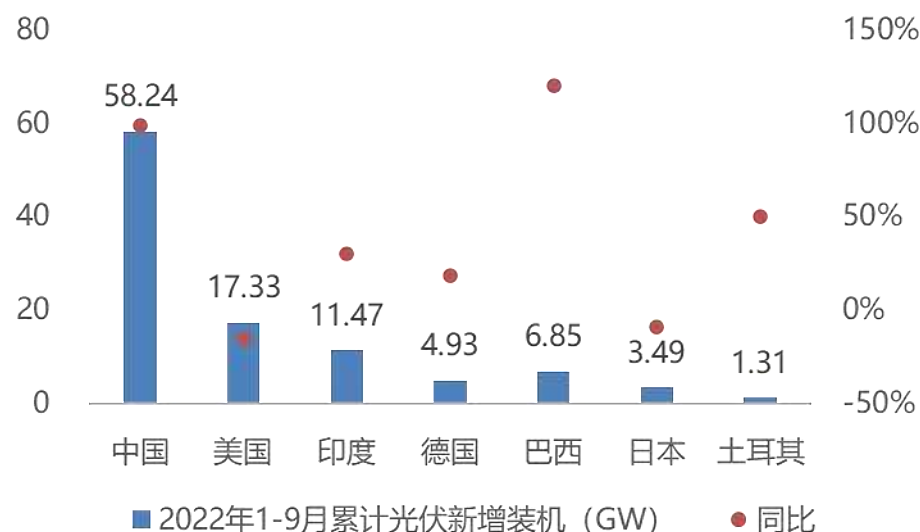
1 出货装机差异加大，中欧美是主要增量市场

- ◆ **中国、欧盟、美国三大主力市场高速增长，印度、越南增长提速。**根据IEA数据，2021年装机新增量主要来源于中国、欧盟、美国、印度，新增装机容量占比超70%。2022年海外受疫情抑制的需求逐渐释放部分国家强势修复，2022年1-9月美国装机17.33GW，同比-15%，印度装机11.47GW，同比+30%，德国4.93GW，同比+18%，巴西6.85GW，同比+121%，全球呈现多点开花。同时受：1) 海运时间拉长；2) 独立户储上量；3) 高容配比使光伏电力输出更平滑，提高电网友好型，同时新能源发电占比增加能进一步提高容配比影响，**出货量及装机量差异加大。**

图表：2022年1-10月光伏组件出口情况



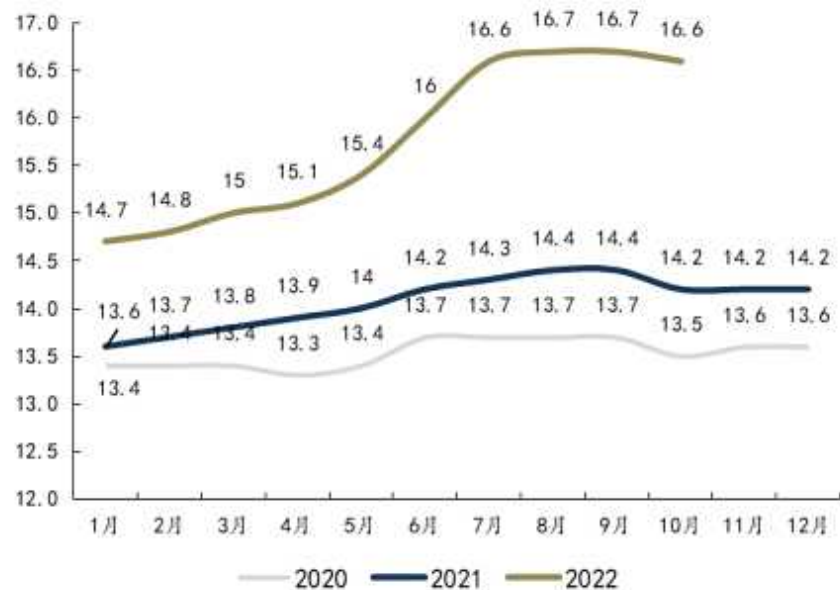
图表：2022年1-9月全球部分市场光伏累计装机情况 (GW)



1 海外分布式光伏+储能模式受宠，呈现高速增长

- ◆ **全球分布式需求快速增长，户储需求爆发：**1) **电价上涨，用电成本高昂**，2022年德国、法国、意大利等电力批发价格不断上涨，美国10月居民电价达16.6美分/度，同增约17%，且海外多为市场化电价，峰谷价差拉大，居民和工商业的用电支出激增，大幅刺激海外分布式光伏装机+储能的发展；2) **电网供应不稳定，海外电网调峰能力弱**。近年来海外各种大型停电事件突发，2021年美国电网系统较为老旧，德州受寒流影响停电，且各州系统较为独立，难以协调，影响全美550万户，其中德州超过250万人，跨州和跨区联系薄弱、电路老化等问题严重，极端天气下经常大规模停电，用户或工厂用电自给自足的需求不断提升；

图表：美国居民电价数据跟踪（美分/kWh）



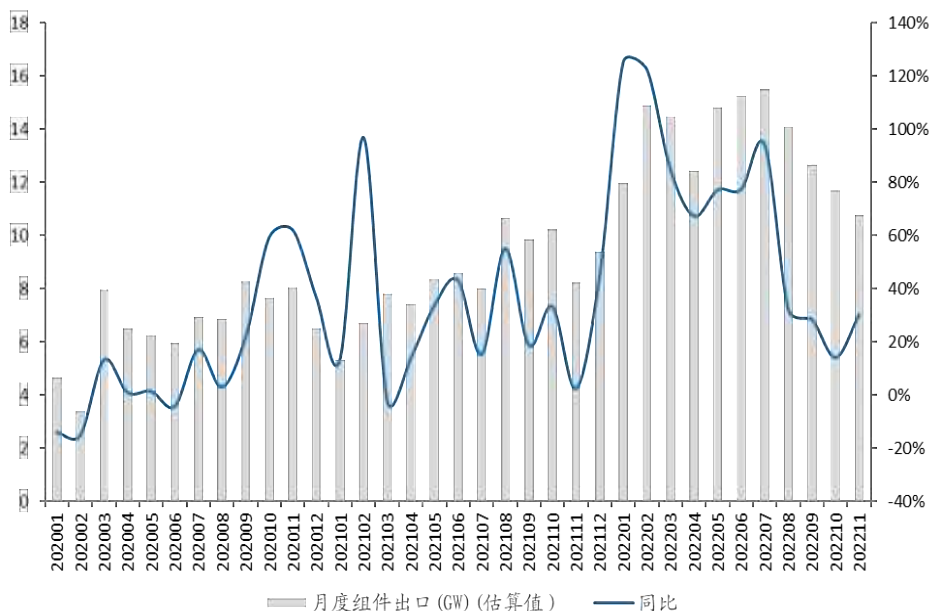
图表：各地停电事件频发

地点	时间	原因	影响规模
波多黎各	2022/4/8	电厂事故	影响全国1/3家庭和企业
中国台湾	2022/3/3	电厂事故	影响549万户，丧失1050万千瓦，约占全台1/3电力
中国台湾	2021/5/13	电厂事故	影响400万户，累计1319万户次
美国德州	2021/2/18	寒流	影响全美550万户，其中德州超过250万人
希腊雅典	2021/2/16	暴风雪	影响7万户
美国加州	2019/10/9	提前预防山火爆发	影响72.6万户，约200万人
英国伦敦	2019/8/9	电网故障	影响100万人，高峰时段交通堵塞，火车停运，航班停飞
美国	2019/7/23	雷暴	影响威斯康辛州和密歇根州80多万户，纽约4.6万户
美国纽约	2019/7/13	电网故障	影响7.2万户，地铁运行受阻
阿根廷	2019/6/16	电网故障	影响4800万人，波及巴西、巴拉圭、智利

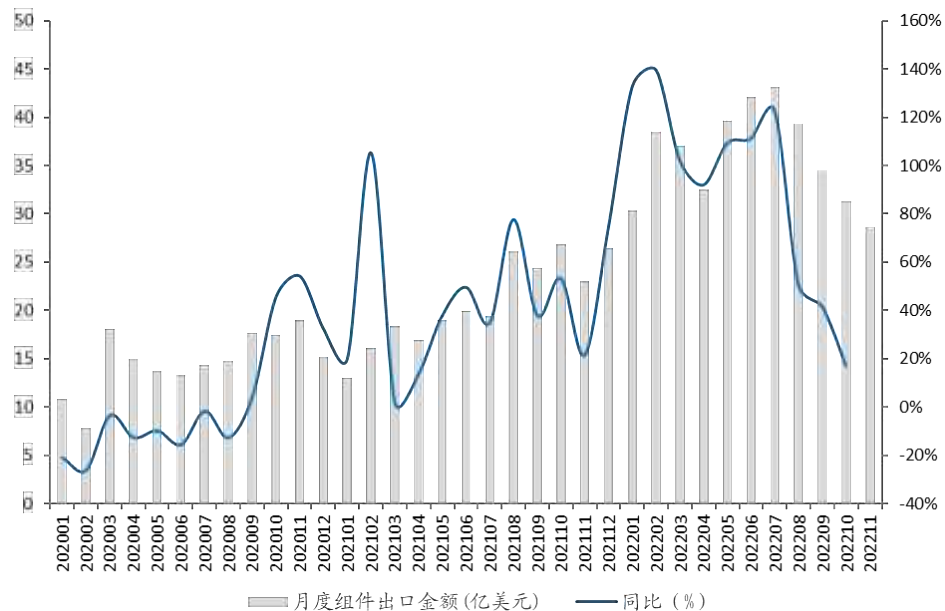
1 2022年1-11月我国组件出口量148.5GW，同增63%

- ◆ **2022年1-11月组件出口量148.5GW，同增63%，超市场预期：**2022年1-11月组件出口量148.5GW，同增63%，出口总金额397.6亿美元，累计同增78%，其中，11月组件出口量10.8GW，同增30%，出口总金额28.7亿美元，同增24%。我们预计2022年海外市场装机165-175GW，同增35%+。我们预计全球2022年光伏装机将达260-270GW，同增约50%。

图：组件月度出口量（单位：GW）



图：组件月度出口金额（单位：亿美元）

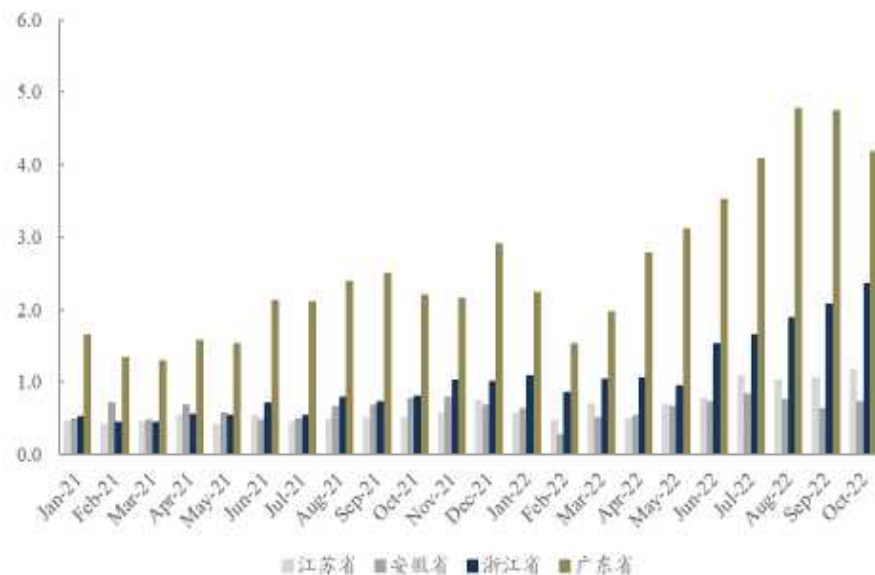
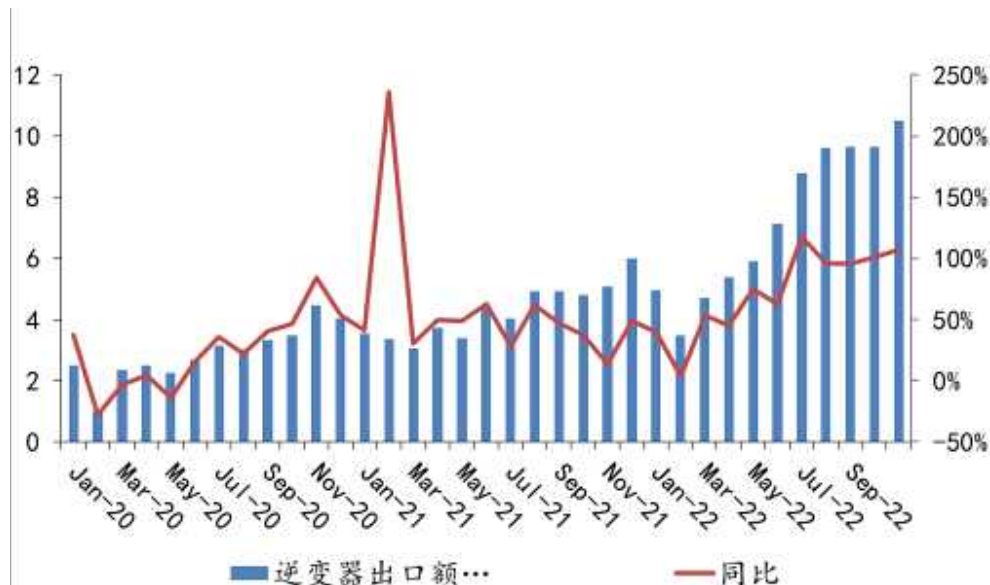


1 2022年1-11月我国逆变器出口金额79.8亿美元，同增76.7%

- ◆ **2022年1-11月我国逆变器出口金额79.8亿美元，同增76.7%：**海外出口需求良好，2022年1-11月我国逆变器出口金额79.8亿美元，同增76.7%。其中，11月逆变器出口金额10.52亿美元，同比+107.6%，环比+9.2%。
- ◆ **2022年1-11月浙江广东出口表现均非常亮眼：**境内逆变器出口主要集中于江苏、安徽、浙江、广东，该四省1-11月累计出口70.7亿美元，同增77.2%；其中1-11月分别出口8.94亿、7.02亿、17.07亿、37.67亿美元，同比+69%、+3.8%、+142%、+81%，**浙江广东增长亮眼。**

图：逆变器出口金额（单位：亿美元）

图：逆变器出口主要省份情况（单位：亿美元）



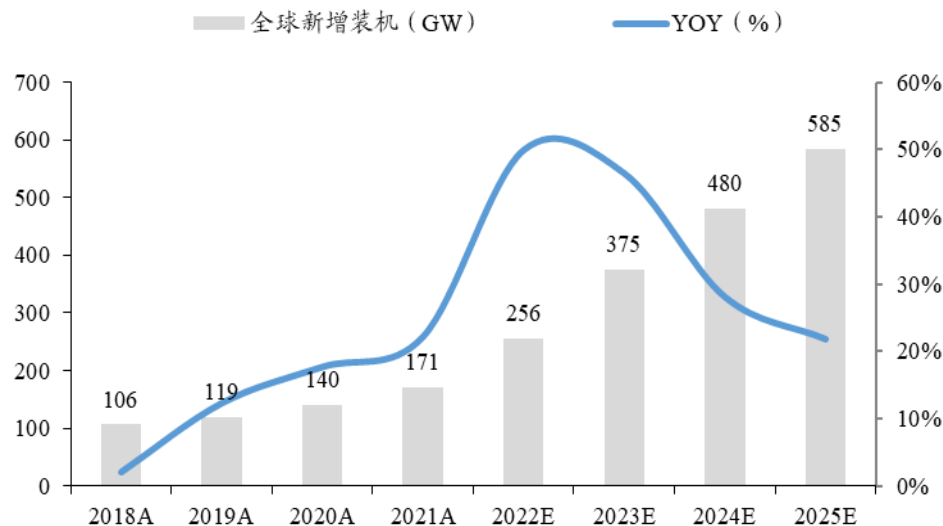
1 海外持续高速增长，2023年海外需求225GW

- ◆ 海外高电价，光伏具备极强竞争力，2023年需求高增长，我们预计海外需求225GW。俄乌局势下，欧洲能源成本上升超预期，加速欧洲碳中和进程，我们预计2023年海外装机225GW，同增35%。硅料新产能陆续投放，扩产爬坡进度超预期，叠加薄片化降低克耗，2023年我们预计全球光伏装机375GW，欧美巴等市场预期需求强劲。

图表：海外光伏年度装机情况及预测（GW）



图表：全球光伏年度装机情况及预测（GW）



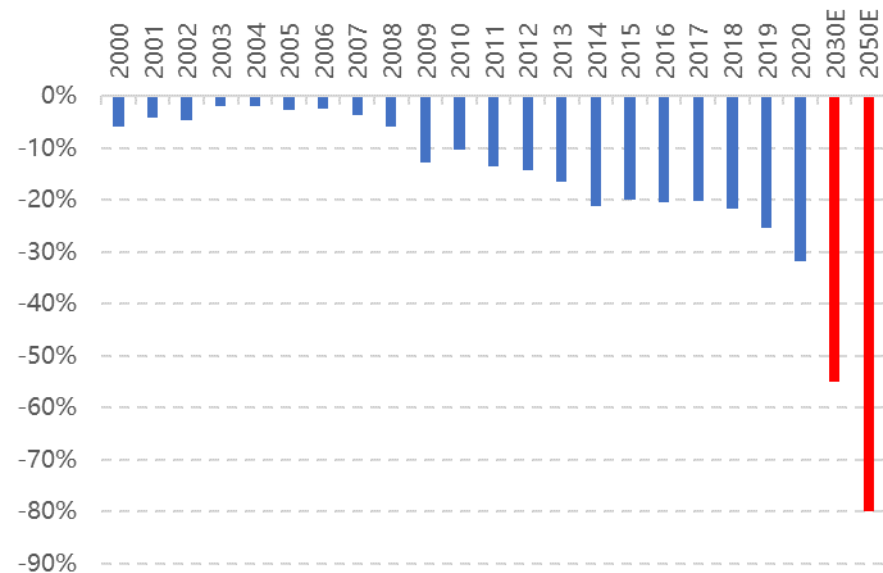
2 欧盟：2030年碳减排55%，2050年碳中和

- ◆ **REpowerEU计划到2027年新增2100亿欧元加速绿色转型。**2022年5月欧盟发布REpowerEU计划，加速欧洲能源独立，欧盟计划到2027年增加2100亿欧元投资，以支持REPowerEU计划落地，减少对俄能源依赖、加速绿色转型！
- ◆ **2030年碳减排55%，2050年实现碳中和。**欧盟将2030年较1990年碳减排目标提高至55%，2021年德国、西班牙、英国、法国分别新增装机5.0/3.5/0.3/2.7GW，同比增长11/22/39/206%，我们预计欧洲2022/2023/2024年新增装机55/72/95GW，同比+83/31/32%。

图表：欧洲新增装机及预测（GW）



图表：欧盟2000-2020年较1990年碳减排比例及长期目标



2 欧盟：2030年碳减排55%，2050年碳中和

◆ 欧盟非化石能源消费目标提升到45%，2030年光伏发电能力翻倍。2022年5月18日欧盟委员会正式发布 RepowerEU，计划提出，1) 欧盟2030年可再生能源总目标从40%提高到45%，2030年可再生能源装机达1236GW，我们测算对应2021-2030年均光伏装机由81GW提高至106GW；2) 到2030年光伏发电能力翻倍，到2030年装机600GW。

表：2030年欧盟光伏、风电装机测算

非化石能源消费占比	风电、光伏发电量需求 (亿千瓦时)	光伏+风电发电总增量 (亿千瓦时) (较2019年)	光伏发电总增量 (亿千瓦时)	对应年化平均装机 (GW)	风电发电增量 (亿千瓦时)	对应年均装机 (GW)	风+光年均装机 (GW)	光伏占比
32.0%	14618	8456	5496	42	2960	13	54	65%
34.0%	16619	10456	6797	51	3660	16	67	
38.0%	20619	14457	9397	71	5060	22	93	
40.0%	22620	16457	10697	81	5760	25	106	
45.0%	27621	21458	13948	106	7510	33	138	

表：2025年全球光伏、风电发电量测算

	一次能源消费总量 (EJ)	非化石能源占比	非化石能源消费量 (EJ)	平均发电消耗 (KWH /MJ)	非化石能源发电量需求 (亿千瓦时)	水电 (亿千瓦时)	核电 (亿千瓦时)	除风光其他可再生能源 (亿千瓦时)	风电、光伏发电量需求 (亿千瓦时)
2018年	576.2	15.2%	87	3.6	24248	12300	2944	2150	5828
2019年	583.9	15.7%	91.7	3.6	25464	13019	3487	2203	7241
年平均增长率	3.00%	——	——	——	——	1.6%	1.9%	5.4%	——
2025 (E)	697.2	18.5%	129.0	3.6	35828	14346	3911	2203	15368
		19.0%	132.5		36796				16336
		19.5%	136.0		37764				17305
		20.0%	139.4		38732				18273
		21.0%	146.4		40669				20209

2 欧盟：2030年碳减排55%，2050年碳中和

- ◆ **欧洲国家可再生能源政策成为焦点。**俄乌危机后，能源价格暴涨影响电力供应，欧洲国家愈发重视未来自身的能源独立。其中可再生能源的加速建设为实现能源独立的重要路径之一，频频成为政策焦点。
- ◆ **光伏深入人心，电价干预不改需求预期。**2022年8月-10月，欧盟提出限电180欧元/兆瓦时电价干预政策，并允许各欧盟成员国灵活处理。尽管具有干预，边际电价机制不改，对投资商，各类绿色能源发展目标及优惠政策不改，投资力度继续保持；对用户，光伏因其经济性仍较非天然气具有优势，已经深入人心，其需求继续保持增长。

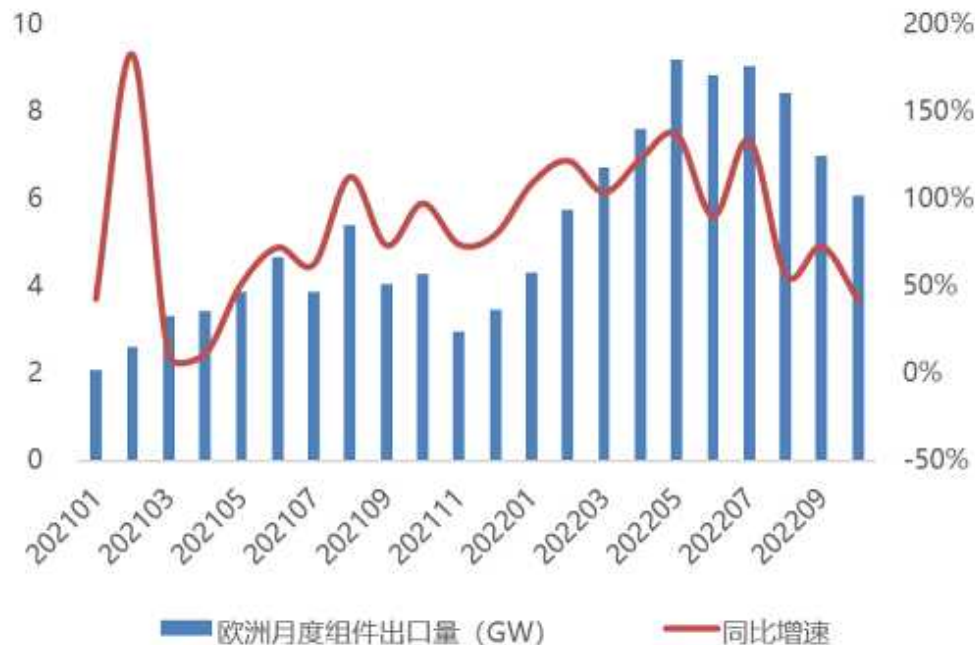
图表：欧洲国家/组织新能源发展政策一览

国家/组织	时间	政策来源	内容
欧盟	2022/9/30	欧盟理事会	PPA电价上限政策：给予成员国改变委员会建议的0.18欧元/千瓦时电价的上限要求，且在不同的低边际成本发电技术之间做出区分。限价时间为22年12月1日-23年6月30日。
	2022/9/23	能源系统数字化	要求于2030年底之前在基础设施领域投资5650亿欧元（约5560亿美元）。计划内容包括：在2027年之前，在欧盟地区所有商业和公共建筑屋顶上安装太阳能电池板；在2029年之前，在欧盟地区所有新建住宅屋顶上安装太阳能电池板；在未来5年内安装1000万台热泵；在2030年底之前，保证3000万辆零排放汽车上路。该计划还提及，欧盟致力于从2024年起推动电力数据的共享机制，提高欧盟能源市场的灵活性，比如允许太阳能电池板和电动汽车将电力数据重新接入网络。
	2022/5/18	RepowerEU	1. 欧盟2030年可再生能源总目标从40%提高到45%，2030年可再生能源装机达1236GW；2. 到2030年光伏发电能力翻倍，到2030年装机600GW，即光伏在2022-2025年均装机40-50GW，2022-2030年均装机50-60GW；3. 分阶段在新建住宅、工商业建筑上安装光伏；4. 到2030年，欧盟生产、进口各1000万吨可再生氢气等。同时，欧盟计划到2027年增加2100亿欧元投资，以支持REPowerEU计划落地，减少对俄能源依赖、加速绿色转型。
德国	2022/7/8	可再生能源法	《可再生能源法》在德国联邦委员会获得批准，明确到2030年实现80%可再生能源电力的目标，其中光伏到2030年达到215GW，2026年起年增超过22GW，到2040年达到400GW。
英国	2022/4/7	能源安全战略	更新《能源安全战略》，计划到2030年95%电力实现低碳，到2035年电力系统实现脱碳，并提出：1）地面光伏：加强在非受保护土地上开发的政策，鼓励有效选址等；2）屋顶光伏：简化规划流程，取消户用光伏的增值税等。根据该规划，2022-2025年将新增70-75GW光伏装机，年均超5GW。
荷兰	2022/3/18	企业管理局	2030年温室气体排放量较1990年水平减少49%，帮助可再生能源技术开发。为2022年的SDE++可再生能源激励计划拨款130亿欧元，并扩大了合格技术的范围，包括与风能和太阳能公园项目相关的氢气生产提议。
奥地利	2022/3/24	奥地利财政部	奥地利政府将提供2.5亿欧元（2.756亿美元）的融资，以支持该国太阳能和陆上风力发电的扩张，从而使其更加独立于进口。

2 欧盟：2030年碳减排55%，2050年碳中和

- ◆ **2022年，欧洲人力资源紧缺，限制新增装机。**2022年截至目前，中国出口至2022年1-10月组件累计对欧洲出口72.9GW，同增94.3%，欧洲新增装机仅50GW+。欧洲因安装劳动力不足，人力成本较高，在需求十分旺盛的情况下，人力成为新边际阻力。
- ◆ **欧洲分布式需求旺盛，高容配比或成为组件出口增量。**我们预计2022年欧洲分布式光伏占比或提升至70-80%，对应2022年装机达到35GW以上，实现翻倍多增长。欧洲分布式容配比普遍在1.5-1.6:1.0，高容配比或成为组件出口增量。

图表：欧洲月度组件出口量（GW）



图表：欧洲22年1-10月组件累计出口占比（GW）



3 美国：东南亚四国关税豁免，政策落地停征双反税

- ◆ **豁免东南亚4国光伏进口税2年，需求修复。** 2022年6月6日白宫声明将对东南亚四国的光伏组件予以两年的关税豁免；10月14日，“最终规定”落地，暂时免除对使用中国制造的零部件在东南亚四国组装的太阳能电池和组件征收的双反税。政策利好国内在东南亚四国投建产能的企业，此前出口美国的停滞项目有望重启。
- ◆ **新增适用范围细则与囤货期限。** 所有适用于这一规则的电池组件必须在终止日前在美国使用（即截止日后180天）。规定不适用于中国制造和出口的太阳能电池和组件，也不适用于部分中国台湾地区制造和出口的太阳能产品。我们预计美国2022光伏装机受之前政策影响下滑至20GW+，2023年需求旺盛。

图表：2022H1部分组件厂商在东南亚的产能分布

单位：GW	硅片	电池	组件	备注
隆基股份	0.6	10	11	预计22年硅片产能将扩至4.1GW
晶澳科技	4	4	4	预计22年底实现硅片、电池和组件的一体化产能4GW
晶科能源	7	7	7	硅片、电池、组件一体化产能7GW左右
天合光能	6.5	6.5	6.5	22年底前越南6.5GW硅片投产
东方日升	0	0	3	22年3月组件产能投产

图表：东南亚出口美国关税情况

税种		2019	2020	2021	2022	新政策
201	单面组件	25%	20%	15%	15%	15%
	双面组件	-	-	-	-	豁免
反倾销平均税率		-	-	0-250%	0-250%	豁免
反补贴平均税率		-	-	0-250%	0-250%	豁免

3 美国：201、301关税延长，出口组件面临扣押风险

- ◆ **201关税延长政策初落地，301关税进入复审程序，利好龙头企业。** 2022年2月4日，美国拜登政府对201关税做出延长四年决定（1）光伏电池片每年有5GW的豁免；（2）光伏组件税率在15%，并在5-8年逐步降低税率；（3）双面组件豁免。9月2日，美国贸易代表办公室发布公告，在对中国301调查中，受益于关税行动的美国国内产业代表已要求继续征收关税，目前已进入复审程序，审查期间继续对301关税清单内的中国产品征收附加关税。该政策主要受益标的为在东南亚建厂的组件一体化龙头企业。
- ◆ **UFLPA法案扣留的第一批组件放行，晶科瓦克料组件投入市场。** 2022年6月21日正式实施《“强迫劳动”预防法》，涉及光伏多晶硅，有效期8年，甚至采购新疆以外地区多晶硅也将被审查，为防止与新疆多晶硅混合。12月1日，根据UFLPA法案扣留的第一批组件已经投入美国市场，UFLPA问题改善利好组件厂商出口美国。

图表：中国组件输美税率情况

税种	2019	2020	2021	2022	后续时间节点
反倾销平均税率	4.06%	95.50%	0.00%	10.24%	每年都要复审，各企业不相同
反补贴平均税率	11.81%	12.67%	19.28%	15.57%	每年都要复审，各企业不相同
201	25%	20%	15%	15%	2022年2月4日：白宫确认延长官府进口关税政策四年
301	25%	25%	25%	25%	2022年9月2日：301调查进入复审程序，期间继续征收关税
中国单面组件出口美国税率总计	65.87%	153.17%	59.28%	65.81%	65%+
中国双面组件出口美国税率总计	40.87%	133.17%	44.28%	50.81%	50%+

图表：UFLPA实体名单的光伏企业

涉疆种类	光伏企业名单
新疆境内强迫劳动的全部或部分开采、生产或制造的任何商品	合盛硅业、大全新能源、协鑫、东方希望
任何强迫劳动的政府劳工计划，从新疆或与新疆生产建设兵团合作的人员处获取材料	合盛硅业

3 美国ITC新政：ITC延期10年，提升基础抵免比例

- ◆ 2022年8月，美国《通胀削减法案》发布ITC新政，在光伏方面的主要政策为延长ITC十年和提升基础抵免比例。
- ◆ **非户用光伏：ITC延长10年+新增附加条款，满足者ITC可增至30%。**对于 $\geq 1\text{MWac}$ 的项目，只要建设环节满足附加条款，即可获得30%的基础ITC，否则为6%。另一大变化在于至少延长ITC十年，在2032年或美国达成温室气体目标的时间（年度温室气体排放 ≤ 2022 年的25%）中取后达成者，达成后1年抵免比例分别降为22.5%/4.5%，达成后2年为15%/3%，达成后3年为0%。由于获得30% ITC经济性提升较大，我们预计多数项目将达成附加条款，以获得30%的基础ITC。**户用光伏：ITC延长10年+基础抵免比例提至30%，确定性&经济性双升。**新政延长户用光伏ITC十年，并将抵免比例从26%提升至30%，2033年降为26%，2034年降低为22%，2035年为0%。增加确定性的同时提升经济性，我们预计新政将大幅推动美国户用光伏装机增长。

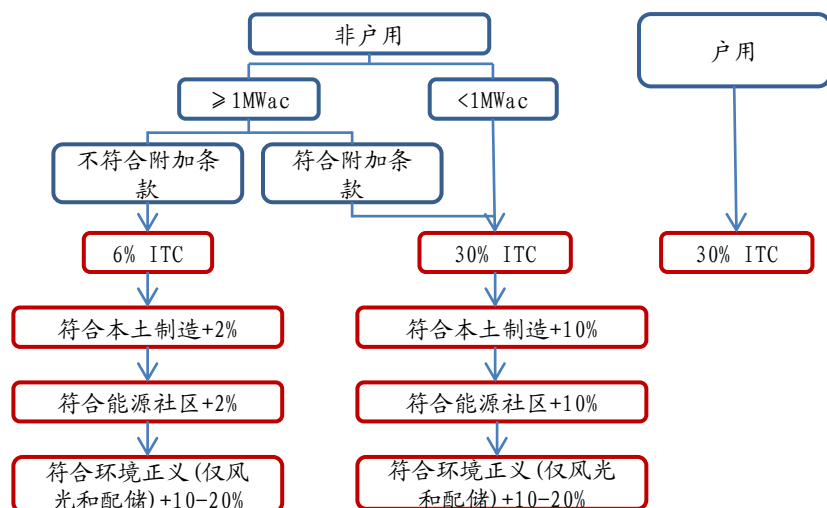
图表：美国ITC光伏投资基础抵免比例

原政策			新政策			
时间	非户用	户用	非户用(≥1MWac)		非户用 ($<1\text{MWac}$)	户用
			不符合附加条款	符合附加条款		
2020年	26%	26%	无新规定，延用原政策			26%
2021年	26%	26%				26%
2022年	26%	26%	6%	30%	30%	30%
2023年	22%	22%	6%	30%	30%	30%
2024年	10%	0%	6%	30%	30%	30%
2025年	0%	0%	6%	30%	30%	30%
2026年	0%	0%	6%	30%	30%	30%
2027年	0%	0%	6%	30%	30%	30%
2028年	0%	0%	6%	30%	30%	30%
2029年	0%	0%	6%	30%	30%	30%
2030年	0%	0%	6%	30%	30%	30%
2031年	0%	0%	6%	30%	30%	30%
2032年	0%	0%	6%	30%	30%	30%
2033年	0%	0%	4.5%	22.5%	22.5%	26%
2034年	0%	0%	3%	15%	15%	22%

3 美国ITC新政：附加&额外抵免条款

- ◆ **新增附加条款+额外抵免条款，最高ITC可达70%。**新政提出1MWac的分水岭并新增附加条款进行分类，符合附加条款的 $\geq 1\text{MWac}$ 项目可获得更高的30%比例，叠加额外抵免加成，最高ITC可达70%。
- ◆ **附加条款：**1) **现行工资要求 (Prevailing Wage Requirement)**：要求项目公司及其承包商和分包商雇佣的用于建设、改造或修理合格项目的劳工和机械师的工资不低于设施所在地类似工作的现行工资。2) **学徒要求 (Apprenticeship Requirement)**：要求拥有 ≥ 4 名员工的项目，承包商和分包商的总工时“比例”的工作必须由合格学徒完成。“比例”要求：2022年起施工10%，2023年起施工12.5%，之后为15%。**限制：**以上二项条款只适用于2022/12/31后开始施工项目，并且须在建设期间与投运后5年持续符合要求。**符合以上2项附加要求的项目，或在财政部长发布有关现行工资和学徒标准的指导意见后60天内投建的项目（还未发布），或 $< 1\text{MWac}$ 的项目（不需符合以上条款），ITC基础抵免比例将由6%升至30%。**

图表：美国ITC附加条款梳理



图表：美国ITC税收抵免新政图示

	附加条款	6% ITC	30% ITC
$\geq 1\text{MWac}$ 的项目	符合现行工资+学徒要求		✓
	在财政部长发布有关现行工资和学徒标准的指导意见后60天内投建的项目（还未发布）		✓
	不符合以上任一	✓	
$< 1\text{MWac}$ 的项目	-		✓

3 美国ITC新政：额外抵免条款

- ◆ **1) 本土制造 (Domestic Content)**：项目所用钢铁100%出自美国+总成本金额的40%在美国开采、生产或制造，获得ITC额外加10%资格需符合以上要求。此条款只适用于2022/12/31后投运项目。
- ◆ **2) 能源社区 (Energy Community)**：要求项目安装在：1) 可能存在污染和地下有害物质污染，并有重新开发计划的不动产；2) 拥有或曾经有大量与煤炭、石油或天然气行业相关的就业机会，并且失业率达到或高于全国平均水平的地区；3) 1999年12月31日后关闭的煤矿或2009年12月31日后退役的人口普查区或毗邻区。获得ITC额外加10%资格需符合以上3项中至少1项要求。此条款只适用于2023/1/1后投运项目。
- ◆ **获得以上ITC额外+10%，须在符合以上条款的同时符合附加条款；若不符合附加条款，ITC仅额外+2%。**
- ◆ **3) 环境正义 (Environmental Justice)**：1) 若项目位于低收入社区或美洲原住民土地：ITC额外加10%。2) 若项目属于低收入住宅建筑或合格低收入经济效益项目：ITC额外加20%。获准项目须在获准后4年内投运，2023-2024年配额为1.8GWdc/年。

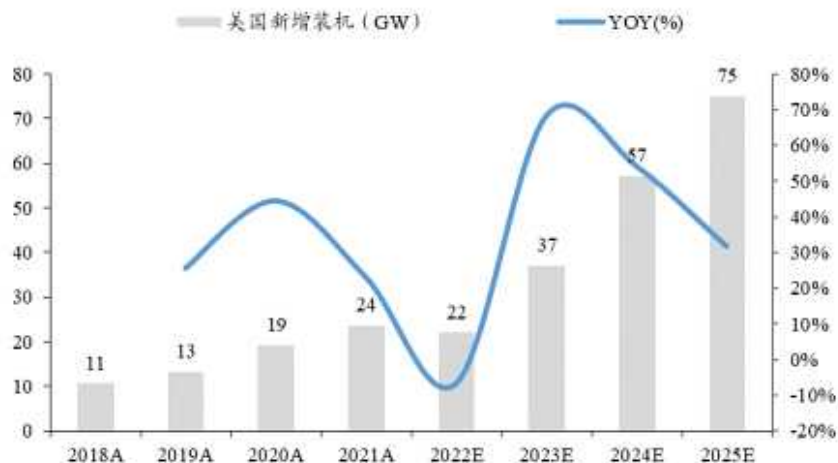
图表：美国ITC额外抵免条款梳理

附加条款		符合本土制造	符合能源社区	符合环境正义（以下可获其一）	
				位于低收入社区或美洲原住民土地	属于低收入住宅建筑或合格低收入经济效益项目
≥1MWac的项目	符合现行工资+学徒要求	+10%	+10%	+10%	+20%
	在财政部长发布有关现行工资和学徒标准的指导意见后60天内投建的项目（还未发布）	+10%	+10%	+10%	+20%
	不符合以上任一	+2%	+2%	+10%	+20%
<1MWac的项目	-	+10%	+10%	+10%	+20%

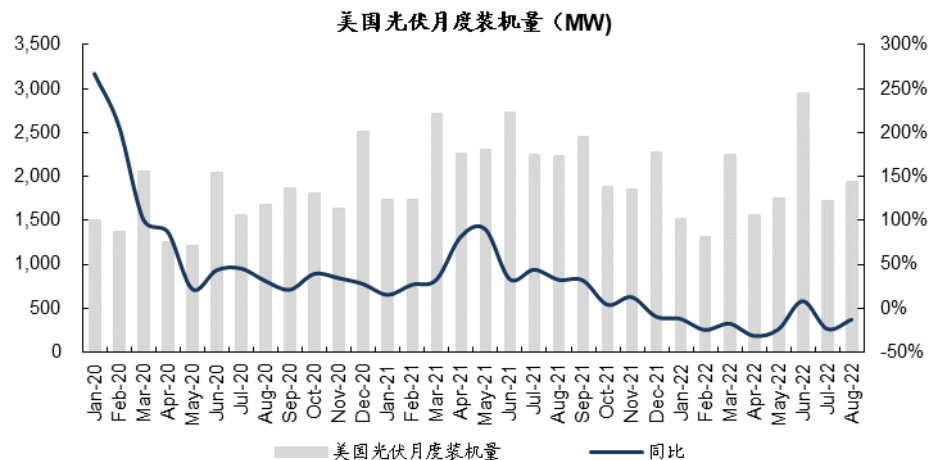
3 美国：2023年新增装机35-40GW，2022年装机有所下滑

- ◆ 我们预计美国2023年新增装机35-40GW。2021年美国光伏新增装机量达到了23.6GW，同比增长22.92%，增长较快，2022年1-8月总计装机14.96GW，预计2022/2023/2024年实现新增装机22GW/37GW/57GW，同比-7%/+68%/+54%，到2025年美国新增装机75GW，2022-2025年CAGR达34%。
- ◆ 2022H1受反规避调查影响美国装机有所滑落，我们预计2022年装机总量下滑至23GW。美国光伏组件市场严重依赖进口，美国清洁能源协会的数据显示，2022年美国预计将安装的太阳能电池板中，约80%来自这四个东南亚国家。3月28日，美国商务部宣布开展中国厂商将部分业务转移东南亚规避双反税调查，受此影响，我们预计2022年美国光伏新增装机量下滑至23GW。

图表：美国光伏新增装机及预测



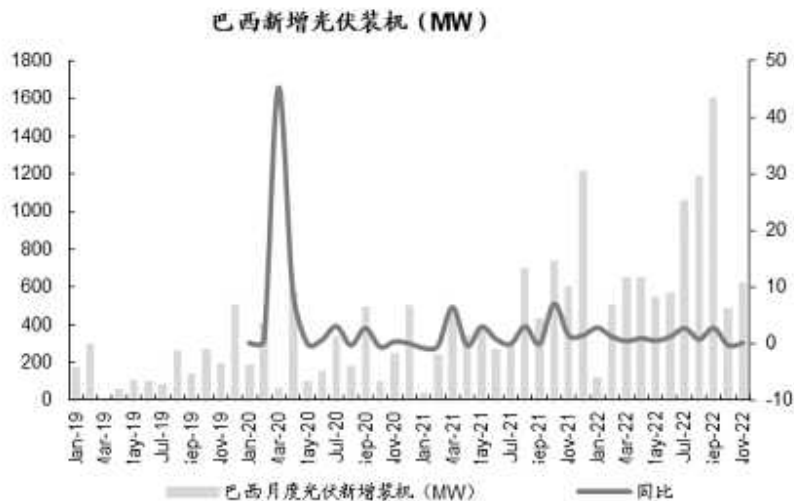
图表：美国光伏月度装机量



4 巴西：拉美光伏领导者，爆发式增长超预期

- ◆ **巴西新增装机爆发式增长，新法规推动分布式发展。**巴西市场截至2022年11月新增装机7945MW，同增79.06%；其中，2022年8月新增装机1186 MW，同比+71.64%，环比+12.52%，9月新增装机1596MW，同比+271.16%，环比+34.57%，10月新增装机480MW，同比-34.87%，环比-69.92%。截至2022年9月底年，巴西的光伏发电装机总量为超过了20GW，其中，分布式光伏的装机容量已达到**13.57GW，分布式占比高达67.85%**。巴西政府出台新法规，为该国的分布式光伏电价引入新的定价机制。在此框架中，低于5000千瓦的光伏系统在2045年之前都将引入净计量电价，新法规将于2023年生效；与此同时巴西政府在2023年将开始对分布式项目征收TUSD税费，23年前装机设备不受此影响，造成22年政策实施前的抢装热潮。多种因素叠加进一步推动巴西分布式光伏发展。

图：巴西月度新增光伏装机（单位：MW）



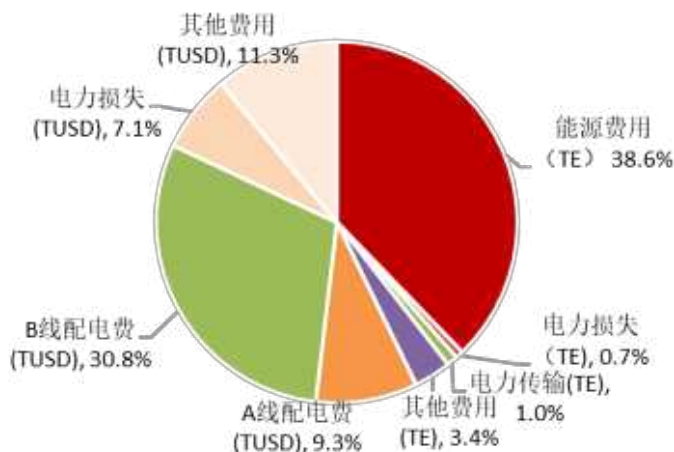
图：巴西年度新增光伏装机（单位：GW）



4 巴西：拉美光伏领导者，爆发式增长超预期

- ◆ **巴西电价由TE+TUSD构成**：巴西电力费用分为用户为其所消耗的能源所支付的费用（TE）和为使用电网所支付的输配电费（TUSD），分别占总费用比重为44%、56%。输配电费又分为A线配电费、B线配电费，电力损失费以及其他费用，其中B线配电费占比最高，约占总体电费的30%，B线配电费主要涉及电力分销商在输配电过程中产生的成本费用。
- ◆ **旧政策净电量计量，上网全额抵消**！在旧版本净计量政策下，巴西户用光伏发电超出自用部分的发电量可用于抵扣全额的能源费用（TE）和输配电费（TUSD），供应商在月底结算用户本月自产电力与使用电网电力的差额，使用超出部分为本月需支付费用，若自发电有盈余则记为信用点，可在60个月内用于抵扣电力。高峰用电量须按照价格倍数补足，如高峰用电价格为非高峰时5倍，则高峰时期每用一度电需要非高峰时期发电5度来补足。
- ◆ **补贴逐年退坡，上网电量不抵扣TUSD**：巴西政府在2019年开始着手电价政策改革。22年1月巴西议院通过新法案，将开始逐步取消对输配电费中的B线配电费的抵扣。其中，存量分布式光伏电站及法案公布后12个月内投产的项目将享受当前政策直至2045年；从2023年起，新并网光伏电站将开始按规定缴纳B线配电费，且所纳费率成阶梯型逐年递增，首年支付全部B线配电的15%，此后以15%为增幅逐年提升，直至2028年及以后支付90%的B线配电费。ANEEL会在28年之后视情况制定全新的电价政策。考虑到当前巴西光伏装机情况，近期巴西参议院开始考虑将截止期限延长半年至2023年7月。

图：2022年巴西电力费用结构（TUSD&TE）



图：巴西2023年后B线配电费抵扣退坡情况

安装时间	年份	退坡比例	可抵扣比例 (TUSD B线)
2023/1/6及之前	-	无退坡至2045年	100%
2023/1/7起	2023	15%	85%
	2024	30%	70%
	2025	45%	55%
	2026	60%	40%
	2027	75%	25%
	2028	90%	10%
	2029	-	再议

5 碳中和大趋所趋，长期规划明确

- ◆ **在大国的倡议和带动下，全球各国均响应碳减排。**美国、加拿大、日韩、法国等发达国家以2050年实现碳中和为目标，中国目标2060年实现碳中和，是全球主要排放国里首个设定碳中和限期的发展中国家。结合各国当前可再生能源发电结构与未来十年规划目标，2030年前美国、印度、加拿大、德国等国家可再生能源发电将持续快速发展，在未来政策刺激下光伏装机量有望进一步提升。

表：全球已宣布碳中和目标的地区汇总

国家	可再生能源 (消费结构)			规划目标			可再生能源 (发电结构)			规划目标			
	2021	2025E	2030E	2045E	2050E	2060E	2021	2025E	2026E	2030E	2035E	2040E	2050E
中国	14.22%		25%			碳中和	28.91%						
美国	12.20%				碳中和		20.10%			80%	无碳电力		
欧洲	13.91%		45%		碳中和		35.51%			65%			
印度	8.59%						19.38%			40%			
日本	10.03%				碳中和		22.39%			24%			
加拿大	29.50%				碳中和		67.29%			100%			
巴西	44.30%				碳中和		77.45%		87%				
德国	16.81%			碳中和			42.11%	45%		80%			
韩国	2.80%	11%			碳中和		7.25%			20%		35%	
法国	12.85%				碳中和		21.92%			32%			
墨西哥	9.94%				碳中和		22.15%			38%			50%

5 碳排放趋严，平价新周期需求向好

◆**中国、欧盟、美国三大主力市场高速增长，印度增长提速，全球多点开花。**2022年全球新增装机256W，其中中国装机90GW，同增64%；分国家或地区看，2022年装机新增量主要来源于中国、欧盟、美国、印度，新增装机容量达181GW。

◆**2023年需求强劲，行业高增速。**22年以来俄乌冲突，欧洲能源危机加重、美国ITC延长10年，刺激海外市场光储发展。越南、巴西、日本等新兴市场多点开花，22年光伏需求高景气，随硅料产能释放带动全球100GW+潜在项目释放，维持23年高增长，近两年光伏需求保持40%+高速增长，平价新时代全面看好光伏板块！

图表：光伏年度装机情况及预测（GW）

	2018A	2019A	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
中国	44.2	30.1	48.2	55	90	150	180	215
		-32%	60%	14%	64%	67%	20%	19%
美国	10.6	13.3	19.2	24	22	37	57	75
		25%	44%	23%	-7%	68%	54%	32%
欧洲	11.3	16.7	19.6	30	55	72	95	120
		48%	17%	53%	83%	31%	32%	26%
印度	8.3	7.4	3.2	12	14	18	22	25
		-11%	-56%	267%	18%	29%	22%	14%
日本	5.8	6.4	5.7	6	8	10	11	12
越南	0.1	4.8	10.8	2	7	9	10	12
巴西	1.0	2.2	3.3	6	12	15	18	20
其他	24.7	38.2	30.0	37.1	48	65	87	106
		54%	-21%	24%	30%	35%	34%	22%
全球	106	119	140	171	256	375	480	585
全球同比	2%	12%	18%	22%	50%	46%	28%	22%

6 光伏成长性凸显，预计2030年需求约1300GW

◆**光伏行业增量空间广阔，2030年光伏装机接近1300GW。**由于光伏资源禀赋优异、光伏全球平价到来，成本仍在快速下降，且匹配储能发展，碳减排碳中和目标的实现，电力行业减排、发电结构的改善需要依赖低成本高效率的光伏来实现，行业广阔增量空间广阔。全球范围来看，我们预计2025年光伏新增装机达585GW，2030年光伏新增装机达1279GW。**光伏能源占比低，渗透率提升空间广。从能源占比角度看，**我们预计2022年光伏新增占能源消耗比重仅为6%，预计2025/2030年光伏新增占比为12.6%/23.9%，提升空间广阔。

图表：2025年/2030年全球光伏装机将分别达到585/1279GW

电力能源结构	发电量:世界 (TWh)	YOY	光伏发电量 (TWh)	光伏累计装机量 (GW)	光伏利用小时数	光伏占总发电总量的比例	新增光伏装机占新增发电量的占比 (%)	YOY	光伏新增占 (新增发电需求+存量替代需求) 的占比	光伏新增占能源消耗 (新增+存量替代) 的占比	能源消耗总量	存量减少部分对应的能源消耗
2017	25676.6	2.9%	442.6	401	1258.8	1.7%	99	17.3%	32.5%	9.9%	566.0	1.8
2018	26614.8	3.7%	584.6	500	1290.9	2.2%	104	14%	5.6%	9.2%	576.2	1.9
2019	27004.7	1.5%	724.1	604.4	1289.4	2.7%	115	38%	10.1%	15.9%	583.9	1.9
2020	27463.7	1.7%	827.7	719	1300.0	3.0%	140	40%	21.7%	18.0%	564.0	2.0
2021	28013.0	2.0%	986.5	859	1300.0	3.5%	171	40%	22.1%	20.0%	595.0	2.0
2022E	28573.3	2.0%	1194.0	1030	1300.0	4.2%	256	59%	49.7%	29.4%	612.9	2.1
2023E	29201.9	2.2%	1452.0	1286	1300.0	5.0%	375	78%	46.5%	40.2%	631.2	2.1
2024E	29844.3	2.2%	1816.3	1661	1300.0	6.1%	480	97%	27.0%	50.3%	650.2	2.1
2025E	30500.9	2.2%	2335.3	2141	1300.0	7.7%	585	116%	23.0%	60.0%	669.7	2.2
2026E	31263.4	2.5%	3003.2	2726	1300.0	9.6%	731	125%	25.0%	68.5%	689.8	2.3
2027E	32045.0	2.5%	3796.6	3458	1300.0	11.8%	841	140%	15.0%	76.9%	710.5	2.3
2028E	32846.1	2.5%	4785.0	4299	1300.0	14.6%	967	157%	15.0%	86.2%	731.8	2.4
2029E	33667.3	2.5%	5921.8	5266	1300.0	17.6%	1112	176%	15.0%	96.7%	753.7	2.4
2030E	34509.0	2.5%	7229.0	6378	1300.0	20.9%	1279	198%	15.0%	108.5%	776.3	2.5
2050E	56547.0	2.5%	22618.8	7657	1300.0	40.0%	1471	9%	15.0%	8.3%	799.6	4.1

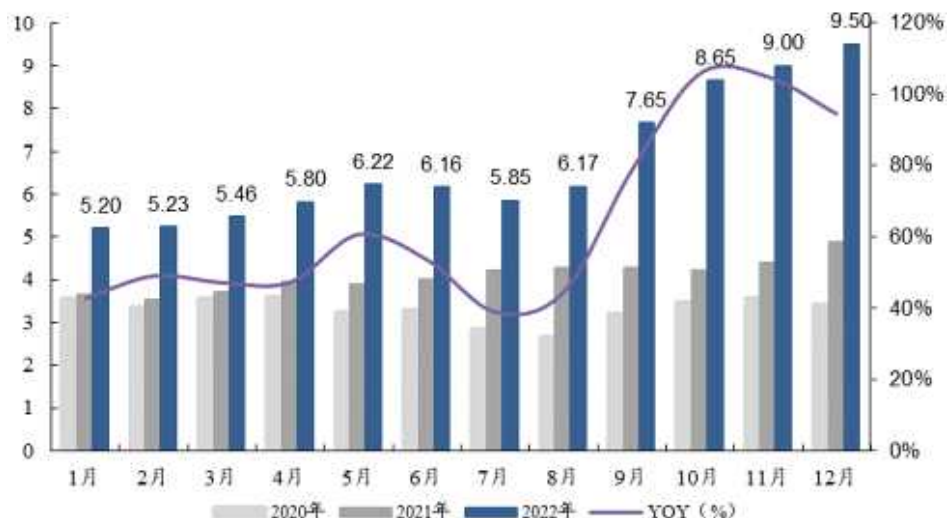
PART2.新技术加速渗透，各环节利润重新分配

一、硅料：新增产能陆续释放，N型料成为核心竞争

1 硅料：2022年硅料产能逐步释放，组件出货增速高于硅料

- ◆ **2022年1-11月多晶硅产量71.4万吨，较去年同期增长62%。** 产量同比增速自2022年下半年起呈单边上升趋势，9-11月多晶硅产量分别为7.65/8.65/9.0万吨，同比增速为78.74%/105.95%/105.06%，我们预计2022年底及2023年上半年硅料产能逐步释放，供过于求导致硅料价格下行。
- ◆ **组件出货增速高于硅料，硅耗呈下行趋势。** 2022Q1-3前五大组件供应商出货量分别为31.2/47.0/51.0GW，同比增速分别为35.1%/57.2%/62.9%，2022Q1-3硅料增速为33.3%/39.6%/49.9%，组件增速高于硅料增速，单位硅耗呈下滑趋势。

图：国内多晶硅月度产量（万吨）



图：组件及硅料出货增速对比



2 硅料：2023年硅料有效供给超400GW，推动产业链放量

- ◆ 薄片化及新技术趋势下，2023年单瓦克耗下降较多。假设2023年单W克耗为2.45g/W,考虑产业链库存系数为85%，
- 1) 中性情况下，2023年硅料供给154.5万吨，对应2023年组件供给及光伏装机分别为525GW/420GW； 2) 乐观情况下，2023年硅料供给170.0万吨，对应2023年组件供给及光伏装机分别为577GW/462GW； 3) 悲观情况下，2023年硅料供给139.1万吨，对应2023年组件供给及光伏装机分别为472/378GW。预计硅料产能将从2023Q1开始逐步释放，其中2023Q2及2023Q3释放速度更快，考虑到1-2月是需求淡季，我们认为2023Q1硅料或下跌至15-20万/吨，2022Q3和Q4是需求旺季，硅料价格具备支撑，全年均价在10-15万/吨。

图表：硅料行业产能及供给情况（按产能，吨）

类别	企业	2022		2023E				2023E
		Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	A
一线在产企业	新疆协鑫	225,000	325,000	365,000	365,000	360,000	360,000	360,000
	通威	250,000	250,000	250,000	250,000	370,000	370,000	370,000
	特变/新特	200,000	200,000	200,000	200,000	300,000	300,000	300,000
	大全新能源	120,000	120,000	120,000	120,000	220,000	220,000	220,000
	小计	795,000	895,000	935,000	935,000	1,250,000	1,250,000	1,250,000
其他在产企业	东方希望	70,000	130,000	130,000	255,000	255,000	317,500	317,500
	亚州硅业	50,000	50,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
	东立光伏	12,000	12,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
	鄂尔多斯	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000
	青海丽豪	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000
	其他	29,300	79,300	79,300	279,300	329,300	529,300	529,300
其他	OCI (马来西亚)	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000
	瓦克 (德国)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
硅料有效产能 (吨) — 乐观		248,238	332,833	352,756	419,515	429,176	498,201	1,699,648
组件供给 (GW) — 乐观		78	104	120	143	146	169	577
光伏装机 (GW) — 乐观		62	83	96	114	117	135	462
硅料有效产能 (吨) — 中观		225,671	302,575	320,687	381,378	390,160	452,910	1,545,135
组件供给 (GW) — 中观		71	95	109	130	133	154	525
光伏装机 (GW) — 中观		56	76	87	104	106	123	420
硅料有效产能 (吨) — 悲观		203,103	272,318	288,619	343,240	351,144	407,619	1,390,621
组件供给 (GW) — 悲观		63	85	98	117	119	138	472
光伏装机 (GW) — 悲观		51	68	78	93	95	111	378

3 硅料：工艺包为N型主要壁垒，国内供应比例有望提升

- ◆ **N型硅料品质等级更高，降本需求下渗透率有望提高。**P型硅料掺入三价元素杂质，以硼为主，载流子为电子空穴带正电荷，N型硅料掺入无价元素杂质，以磷为主，载流子多带正电荷。目前N型硅料要求电子二级以上等级，比P型料高两个等级，技术指标差距在2-10倍。使用N型料能提升电池片及组件转化效率，降低度电成本，预计未来1-2年渗透率提升至50%以上。
- ◆ **工艺包为主要壁垒，国内供应比例有望提高。**工艺包为N型生产主要壁垒，长期的化工积累使得精馏纯度更高，还原效率更高，同时对人员的精细化管控和培训是保证品质稳定的关键。新进入者量产N型硅料需要3-5年时间，长时间的经验积累构成了N型生产的主要壁垒。目前下游多使用瓦克、OCI等外资厂商产量，大全、通威、东方希望、新特N型出货比例不高，未来伴随N型需求增加，主流厂家N型产能储备释放，国内供应比例相应提高。

图表：P/N硅料特质对比

	N型硅料	P型硅料
质量标准	电子二级以上	电子三级及太阳级
外观质量	致密料	致密料、菜花料、珊瑚料
工艺流程	N型、P型差别不大	
初始投资额	N型材料更高端，后端洁净环境更好，初始投资额更大	
循环回收	N型料品质更高，可循环回收重新用于硅料	

图表：主要厂商N型硅料储备

公司名称	N型出货占比 (%,22E)	出货量 (万吨, 22E)	N型产能储备
大全新能源	10%以下	1.4以下	新疆产能的60%-70%，内蒙产能100%
通威	10%-20%	2.5-5	全产能90%+
新特	10%	1.2	新疆产能的10%，预计23年技改达100%，包头产能100%
合计		6.4-8.9	

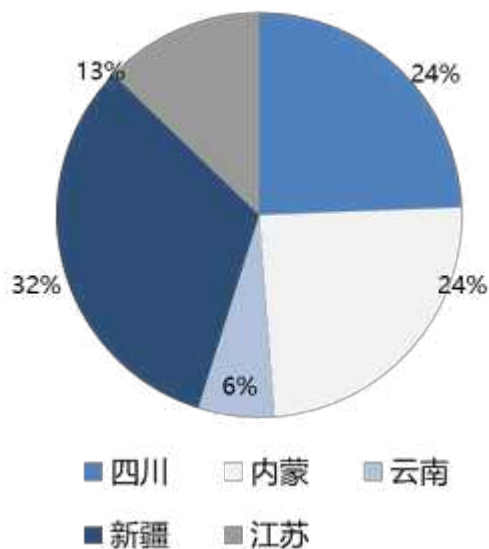
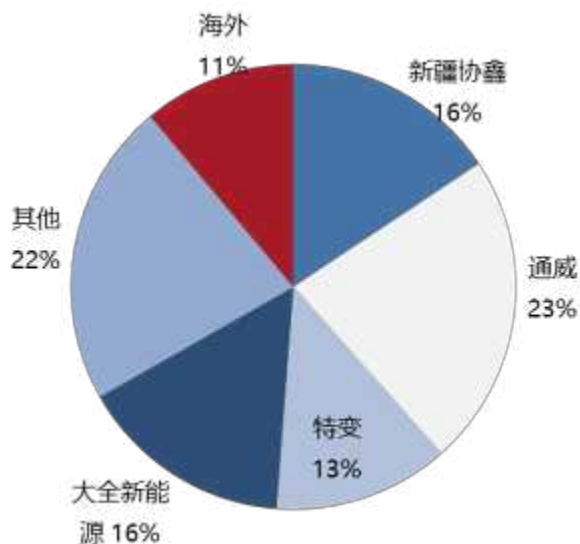
4 硅料：行业格局两超多强，新疆地区集中度有望下降

- ◆ **通威协鑫扩张带动行业走向两超多强。**2022年硅料行业通威/新疆协鑫/大全/特变占比分别为23%/16%/16%/13%，2022全年硅料出货90万吨，其中海外10万吨。通威、协鑫扩张迅速，产能规划分别为75万吨及80万吨，行业格局将从五巨头走向两超多强。**新增产能多为新疆以外地区，欧洲新规影响较小。**欧洲拟定新规禁止强制劳动商品进口，新疆硅料或成目标之一，而2022年主要厂商产能新疆地区占比32%，而2023年主要产能扩张多在新疆以外地区，强制劳动法案对硅料出口影响较小。

图表:硅料行业格局分布(% ,2022E)

图表：主要厂商地区分布(% ,2022E)

图表：2023年主要厂商扩产规划

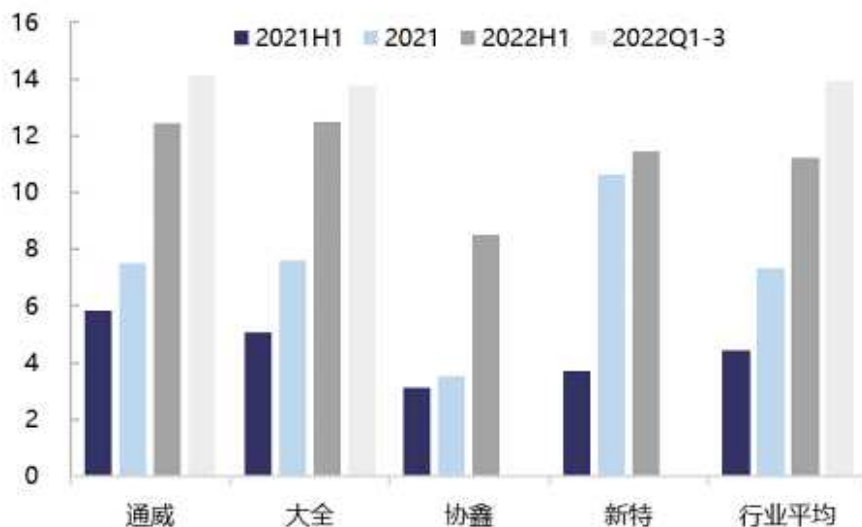


厂商	新增产能	建设情况
通威股份	乐山三期12万吨	2023年Q2-Q3
新特	淮东一期10万吨	2023年Q3-Q4
大全新能源	内蒙一期10万吨	2023 Q3投产
东方希望	宁夏一期6万吨	2023年6月投产
	乌海6.25万吨	2023年投产
东方立伏	内蒙二期4.8万吨	2023年投产
合盛硅业	新疆一期10万吨	2023 Q2建成
宝丰集团	甘肃5万吨	2023 Q2投产
晶诺新能源	新疆一期5万吨	2023 Q3投产
TCL中环	内蒙10万吨	2023年8月投产
润阳	石嘴山5万吨	2023 H1投产
上机数控	包头一期5万吨	2023 Q2投产

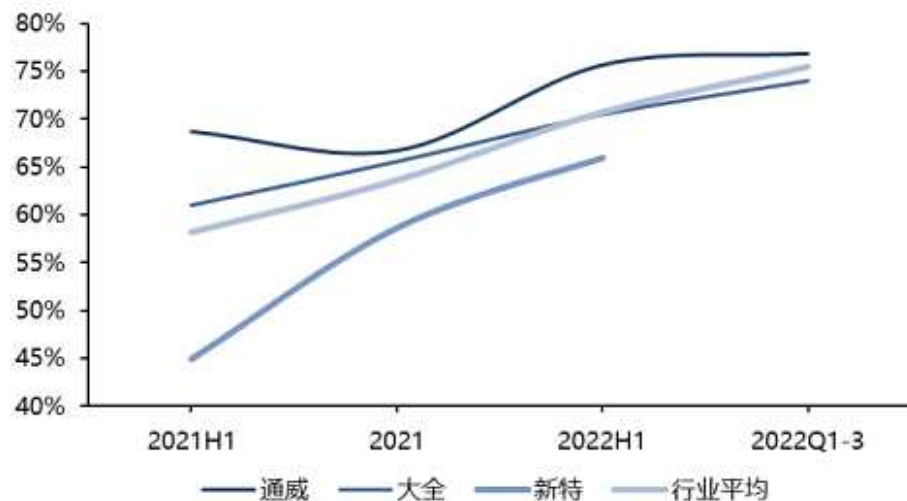
5 硅料：23年盈利回落，N型供给或拉开盈利差异

- ◆ **23年盈利回落，N型料供应或成核心竞争力。**2022年硅料供应偏紧拉高产业利润，同时各企业盈利水平趋于一致，龙头2022年盈利依然强劲。伴随硅料产能逐步释放，硅料企业盈利趋稳，2023年硅料扩产充分，盈利将明显下滑，各厂商盈利分化差距逐渐显现。目前N型料相比P型溢价2元/kg，未来随着N型渗透率逐步提高，溢价将进一步扩大，同时N型料生产壁垒较高，具有N型生产能力的硅料企业有盈利优势，硅料行业盈利差异将被拉开。

图表：主要企业及行业平均单吨净利（万元）



图表：主要企业及行业平均毛利水平（%）



二、硅片：价格拐点已现，龙头盈利韧性强

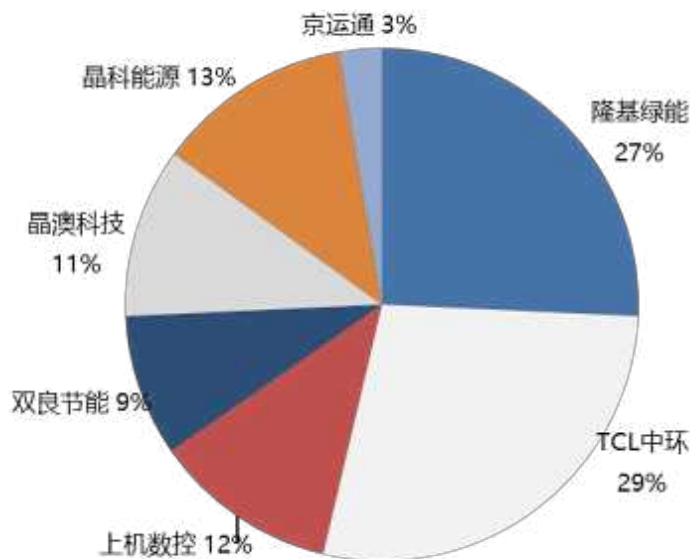
1 硅片：价格拐点已现，龙头企业盈利韧性强

- ◆ **产能逐步释放价格拐点已现，盈利普遍下行龙头企业韧性更强。**根据我们测算，2023年硅料供应154.5万吨，对应支持光伏装机420GW，我们预计2023年光伏装机需求365GW，存在55+GW的供需缺口。2022年开始硅料行业扩产充分，受制于硅料供给有限，硅片产能过剩未充分显现，随2023年产能瓶颈消失，或进入激烈竞争阶段。而头部企业具有成本优势，且大尺寸薄片化等技术优势带来盈利支撑，在行业盈利普遍下行阶段，龙头企业盈利韧性更强。**硅片行业格局分散**，预计2023年TCL中环/隆基绿能/晶科能源/上机数控/晶澳科技市占率占比分别为29%/27%/13%/12%/11%。

图表：硅片行业产能规划（GW）

企业	2018	2019	2020	2021	2021外销产能	2022E	2022外销产能	2023E
隆基	28	45	85	105	50	140	60	160
中环	23	30	55	88	85	140	85	140
高景太阳能				20	20	30	30	80
晶科	6.5	11.5	20	32	0	55	0	65
晶澳	4.5	8.4	16	30	0	40	0	53
上机		1.5	20	30	30	35	35	70
京运通	3	5	6.5	15	15	20	20	40
通威		0.4	0.4	10	10	17.5	17.5	30
阿特斯		2	2	11.5	11.5	20	20	25
合计	89	148.4	264.5	343.2	223.2	509.9	279.9	748.0
支持光伏装机 (GW, 假设容配比为1.2)	74.2	123.7	220.4	286.0	186.0	424.9	233.2	623.4

图表：硅片行业2023年市占率分布（%）



2 硅片：石英砂紧俏延续，国产砂占比提升

- ◆ **硅片大扩产石英砂紧缺，预计23年重回平衡。** 22年光伏高景气带动石英砂供应偏紧，叠加19年硅片的扩产周期，硅片产能大幅增长，22年石英砂供给加速趋紧，供应紧俏将延续至23H1，但随着石英砂扩产+硅片厂生产工艺提升，石英砂有效供给将大幅提升，我们预计23年石英砂可供给9.5万吨，整体石英砂供给紧平衡，进口内层供给维持偏紧态势。
- ◆ **进口高纯砂供应紧，国产砂占比提升。** 石英砂主要用作单晶拉直过程中用的坩埚，坩埚一般分内中外三层，业内普遍配比为内中外3：4：3。进口砂纯度较高，主要用作内层直接接触炉料，对单晶棒的品质影响较大，目前国产砂品质仍较低，只能用作中外层。现由于内层进口砂供给偏紧，同时海外高纯石英砂厂商尚无扩产意愿，内层的配比有降低的趋势。

图：石英砂需求测算

石英砂需求	2021	2022E	2023E	2024E
装机 (GW)	160	250	360	468
硅片产量(GW)	192	300	432	561.6
单GW需单晶炉（台）	80	80	80	80
单炉坩埚需求（个/年）	24	24	24	24
单个坩埚重量（kg）	85	85	85	85
石英砂单耗（kg/kg）	1.25	1.25	1.25	1.25
单GW石英砂需求（吨）	204	204	204	204
光伏石英砂总需求（万吨）	3.92	6.12	8.81	11.46
内层砂需求（万吨）	1.57	1.84	2.64	3.21
外层砂需求（万吨）	2.35	4.28	6.17	8.25

图：石英砂供给测算（万吨）

		2021	2022E	2023E	2024E
进口砂	美国尤尼明	1.3	1.3	1.3	1.3
	挪威TQC	1.1	1.1	1.1	1.1
内层砂合计		2.4	2.4	2.4	2.4
国产砂	石英股份	1.5	3	5.5	5.5
	菲利华			0.6	1.5
	其他	0.8	0.9	1.0	1.2
外层砂合计		2.3	3.9	7.1	8.2
总供应量		4.7	6.3	9.5	10.6

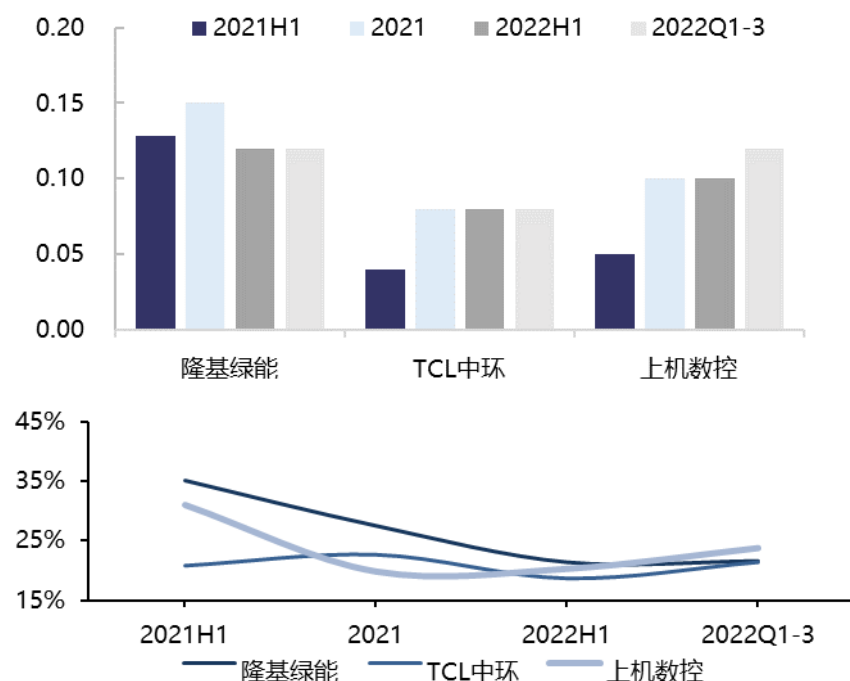
3 硅片：N型生产及石英砂保供形成壁垒，龙头厂商或将盈利分化

- ◆ **坩埚保供及技术难度构成N型生产壁垒，龙头厂商盈利或将分化。** N型硅片对纯度要求更高，拉制N型硅棒的石英坩埚需要增加更换频率以减少杂质积累，因此N型单晶石英坩埚更换频率高于P型坩埚。截止2022Q3，各家硅片厂商坩埚满产保供情况差异明显，隆基/中环/晶澳/上机满产保供率分别为67%/60%/62%/65%，而双良和高景的满产保供率仅为28%和37%。N型硅片价格更高，拉高硅片企业利润水平，坩埚保供情况不同导致的N型供应能力差异将促使龙头厂商盈利分化。

图表：N型技术难度（上）坩埚保供情况（下）

N型及P型对比						
热场纯度	P型硅片单晶纯度 < 200ppm，N型单晶硅片纯度 < 100ppm，对灰分要求更严苛。					
坩埚耗量	拉制N型硅棒所需石英坩埚更换频率增加，推动石英坩埚高纯砂需求提升。					
回收消化	N型生长出的坩埚底料无法回收，且等外品没有消化渠道，成本更高。					
耗量	N型硅片需要开炉，开流量增加，热场接触氧气的量增加，热场损耗更多，需求量增加。					
设备	除纯化设备外，其余均一样。					
公司名称	炉台数	稼动率	坩埚数	一级坩埚占比	满产供应情况	统计时间
隆基	8200	75%	14382	90%	67%	九月第三周
中环	6990	80%	13077	85%	60%	九月第三周
晶澳	2916	96%	6585	—	62%	九月
上机	2416	90%	5085	—	65%	九月
双良	2000	68%	3180	40%	28%	九月
高景	2200	90%	4630	41%	37%	九月

图表：硅片业务单瓦盈利（元/W,上）毛利率水平（%，下）



4 硅片：大尺寸和薄片化趋势明确，支撑龙头企业盈利水平

- ◆ **大尺寸带来全产业链降本提效，硅片龙头率先调整产能及出货。**大尺寸趋势明确，硅片龙头新增产能均兼容182与210，我们预计龙头厂商2022、2023年底硅片大尺寸产能508GW、641GW，因此硅片端不会成为制约大尺寸发展的瓶颈。
- ◆ **各家积极推进薄片化，主流厚度从160um到150um切换。**降低硅料用量可大幅降低成本，N型电池趋势下薄片化硅片更加适用，各家积极推进薄片化，受益硅片尺寸结构改善、薄片化、新产能释放，支撑龙头厂商盈利水平。

图表：部分厂商最新大尺寸硅片产能统计情况（GW）

企业	大尺寸产能				
	2022Q1	2022Q2	2022Q3	2022Q4E	2023E
隆基	96	111.5	127.0	142.5	152.0
中环	55	78.7	102.3	126.0	126.0
晶科	27	37.5	48.0	58.5	58.5
晶澳	19	24.7	30.3	36.0	58.5
协鑫	-	1.7	1.7	10.8	13.5
通威	15	15.3	15.5	15.8	27.0
锦州阳光	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
环太	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
上机	20	28.3	36.7	45.0	63.0
京运通	10	12.8	15.6	18.5	38.3
阿特斯	10	12.7	15.3	18.0	22.5
高璟太阳能	15	19.0	23.0	27.0	72.0
合计	276.6	351.7	425.1	507.6	640.9

图表：龙头厂商薄片化的进度

隆基	182mm 166mm 158.75mm	P型	180μm、175μm、170μm、165μm、160μm、155μm、150μm
		N型	180μm、175μm、170μm、165μm
中环	218.2mm 210mm 182mm 166mm 158.75mm	P型	170μm、165μm、160μm、155μm、150μm
		N型	150μm、130μm
上机数控	产品可实现单次切片数2500片，形成100μm左右厚度的硅片，并保证良品率在90%以上。		
高测股份	与行业上下游龙头进行联合研发，推出异质结专用的超薄半片硅片（210mm*105mm*120μm），已经实现量产。		

三、电池：2023年新技术加速渗透，盈利持续改善

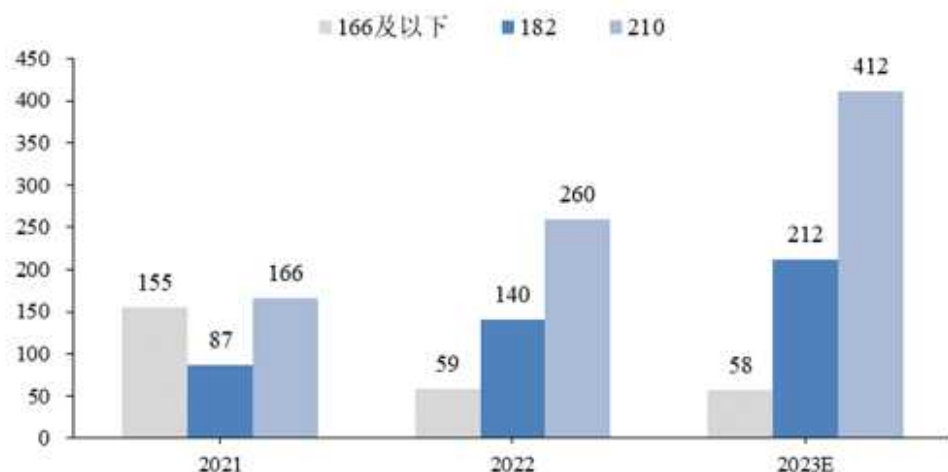
1 大尺寸占比逐年提升，22年展现结构性溢价

- ◆ **大尺寸产能占比逐年提升，210技术路线更受青睐。** 产业利润向下转移预期叠加新技术拐点来临，各厂商扩产幅度较大，且新建产能均为大尺寸，目前182&210大尺寸产能已占据绝对主流。我们预计到2022年底大尺寸电池片产能达400GW，占比达87%，其中兼容210尺寸产能占比达57%。210电池凭借高功率、高效率、高可靠性、高发电量四大核心优势，同时可有效降低单GW投资成本更受青睐。预计到2023年大尺寸电池产能将达到629GW，占比达92%，其中210电池产能占比将增长至60%。从报价看，截止2022年11月25日，210及182电池片报价1.33元/W，略高于166电池片1.31元/W，大尺寸产能展现出结构性溢价。

图表：电池产能扩张情况 (GW)

产能 (GW)	2021	2022	2023
通威	42.0	71.0	95.0
晶科	24.9	55.0	66.0
隆基	38.0	60.0	84.0
爱旭	36.0	45.0	45.0
天合	36.0	51.0	65.0
阿特斯	18.2	20.2	35.0
晶澳	32	40.0	66.0
东方日升	15.0	21.0	28.0
其他	70.4	96.8	144.7
合计	312.5	460.0	628.7

图表：2021-2023年各尺寸产能 (GW)



2 TOPCon量产东风已至，23年渗透率加速提升

◆ **电池技术多点开花，TOPCon量产东风已至！** PERC效率已达顶点，高效率新电池技术的出现带来了新的产业机会，2022年新技术HJT、TOPCon量产转换效率已能做到24.5-25.5%，仍在不断提升。TOPCon方面，晶科能源30GW、天合光能10GW等TOPCon量产线均计划在2022年落地，我们预计总TOPCon产能将超过80GW，实际出货量接近20GW，2023年底产能将近280GW，全年有效产能超140GW，渗透率提升至30%！HJT方面，电池片厂商或一体化专业厂商均在积极布局和试验，华晟、隆基股份、晶澳科技、东方日升、通威股份等进行相关技术储备布局，后续期待降本推动产业化。

图表：主要厂商TOPCon扩产规划

产能	电池类型	2022末产能 (GW)	2023末产能 (GW)	2022末产量 (GW)	2023末产量 (GW)
通威股份	TOPCON	9.5	33.5	0.0	18.0
晶科能源	TOPCON	31.0	42.0	10.0	35.0
晶澳科技	TOPCON	1.3	27.3	0.3	15.0
天合光能	TOPCON	10.5	25.0	0.8	15.0
阿特斯	TOPCON	0.0	15.0	0.0	6.0
东方日升	TOPCON	0.5	3.0	0.1	1.0
钧达（捷泰）	TOPCON	8.0	31.0	2.4	21.0
其他	TOPCON	19.9	99.9	5.2	28.7
合计	TOPCON	80.7	276.7	18.7	139.7

图表：主要厂商HJT扩产规划

产能	电池类型	2022末产能 (GW)	2023末产能 (GW)	2022末产量 (GW)	2023末产量 (GW)
通威股份	HJT	1.4	1.4	0.4	0.4
隆基绿能	HJT	1.2	1.2	0.5	0.5
晶澳科技	HJT	0.8	0.8	0.1	0.1
天合光能	HJT	0.5	0.5	0.1	0.1
阿特斯	HJT	0.2	0.2	0.1	0.1
东方日升	HJT	0.5	5.3	0.1	3.0
其他	HJT	8.0	33.1	2.3	10.0
合计	HJT	12.6	42.5	3.6	14.2

3 隆基HPBC降本超预期，爱旭ABC效率领先溢价空间广阔

- ◆ **隆基HPBC降本及效率超预期，溢价可达2毛/W。**2022年11月3日，隆基发布基于HPBC技术的Hi MO 6产品，使用成本更低的P型硅片同时达到N型效率，量产电池效率为25%-25.3%，超过市场预期的24.5%。同时浆料使用银+铝浆，非硅成本更低，同时有包括全黑在内的多种颜色选择，外观美观，溢价可达2毛/W。
- ◆ **爱旭ABC效率行业领先，分布式溢价空间广阔。**爱旭ABC电池量产效率为26.2%，高于其他技术路线，浆料采用银+铜，未来向全银发展；但ABC电池单GW投资设备成本更高，拉高电池整体生产成本。ABC采用全黑设计，外观更美观，适用各种分布式场景，同时因为缺少高效率、低成本竞品，在海外分布式光伏具有高溢价空间。

图表：HPBC及ABC产能产量（GW）

产能		2021	2022E	2023E
隆基绿能	HPBC	0	10	34
爱旭股份	ABC	0.3	6.5	6.5
产量		2021	2022E	2023E
隆基绿能	HPBC	0	2.0	20.0
爱旭股份	ABC	0	0.8	6.0

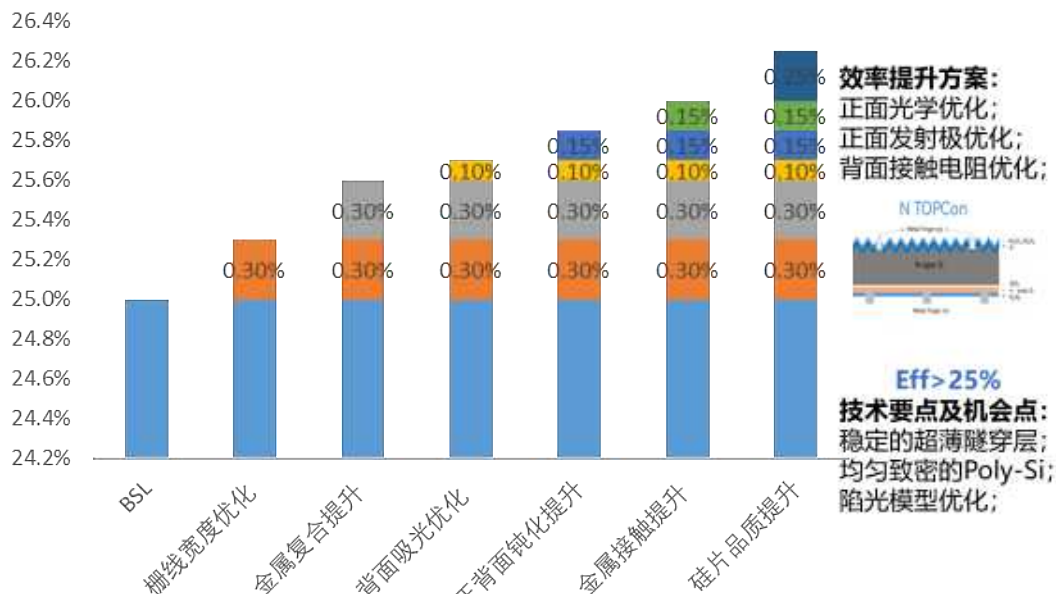
图表：新技术路线对比

	经典IBC	TBC	经典HBC	ABC	HPBC
实验室效率	25.2% Sunpower	26.1% Fraunhofer	26.63% Kaneka	26.6% 爱旭	26.8% 隆基
量产效率	23.5%-24.5%	24.5%-25.5%	25%-26.5%	26.20%	25%-25.35%
量产难度	工序多 难度中高	工序多 难度中高	工序多 难度高	工序多 难度高	工序多 难度中高
生产成本（元/W）	1.0-2.0	1.0-2.0	1.2-2.2		0.6-0.8
银浆耗量（mg/片）	低于双面PERC	低于双面TOPCon	低于HJT	采用银+铜，发展方向为无银	采用银+铝浆，发展方向为全铝浆
薄片化（μm）	130-150	130-150	90-140	130	170-190
产线兼容性	部分兼容PERC	部分兼容TOPCon	部分兼容HJT	部分兼容PERC	目前主流产线
设备投资（元/GW）	3	3	5	4.4-4.5	2
量产成熟度	成熟	即将成熟	即将成熟	即将量产	成熟
2022量产规模	10GW以下	约3GW	接近1GW	0.8GW	2GW

4 提效路线清晰，单结电池瞄准27%量产效率

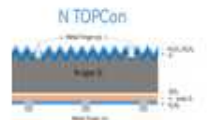
- ◆ **TOPCon提效的核心在于降低电学损失，包括SE、双面POLY、全域钝化以及叠层电池等方法。** TOPCon提效核心需要降低电学损失。各厂商即将引入SE平台，预计将提效0.2%-0.4%，24年引入双面POLY，效率有望提高至26%以上，25年引入全域钝化技术，有望提效至27%，之后提效主线在叠层电池技术发展。
- ◆ **HJT提效包括引入双面微晶、半片等技术，降本措施包括设备国产化及金属化工艺降本。** 在量产效率方面，HJT 电池量产平均效率已接近 25%，随着双面微晶工艺、半片、光注入及多主栅等技术的运用，量产平均效率有望向26%迈进。通过设备国产化降本、硅片薄片化、节省银浆用量(SMBB 工艺、激光转印及银包铜等)或者用电镀铜等方案能够实现HJT降本。

图表：TOPCon提效进程



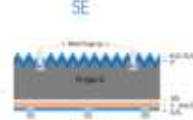
图表：TOPCon提效路线

效率提升方案：
正面光学优化；
正面发射极优化；
背面接触电阻优化；



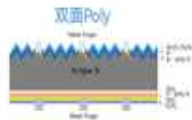
Eff > 25%
技术要点及机会点：
稳定的超薄隧穿层；
均匀致密的Poly-Si；
陷光模型优化；

效率提升方案：
正面接触电阻降低；
正面复合降低；



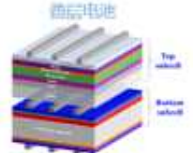
Eff > 25.5%
技术要点及机会点：
无损SE技术；
高方阻下高B扩均匀性；

效率提升方案：
正面复合降低；
栅线图形优化；



Eff > 26.5%
技术要点及机会点：
正面Poly结构导入；
薄Poly结构；
图形化；

效率提升方案：
宽/窄带隙电池吸收
高/低能量光子；
提高太阳能利用率；

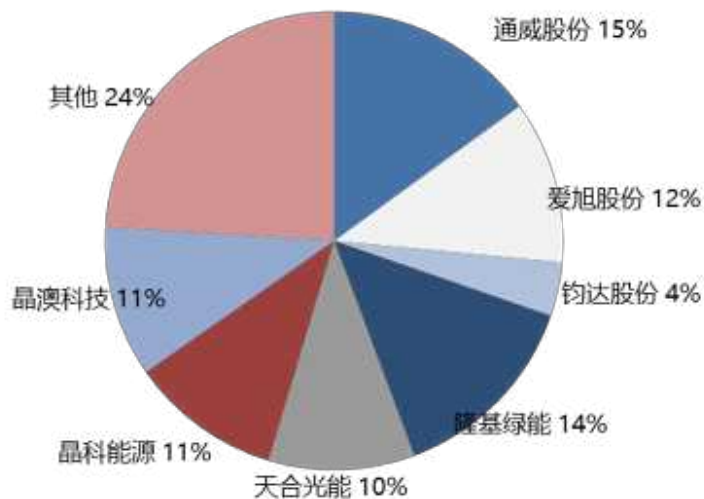


Eff > 29%
技术要点及机会点：
钙钛矿电池；
钙钛矿/TOPCon叠
层器件；

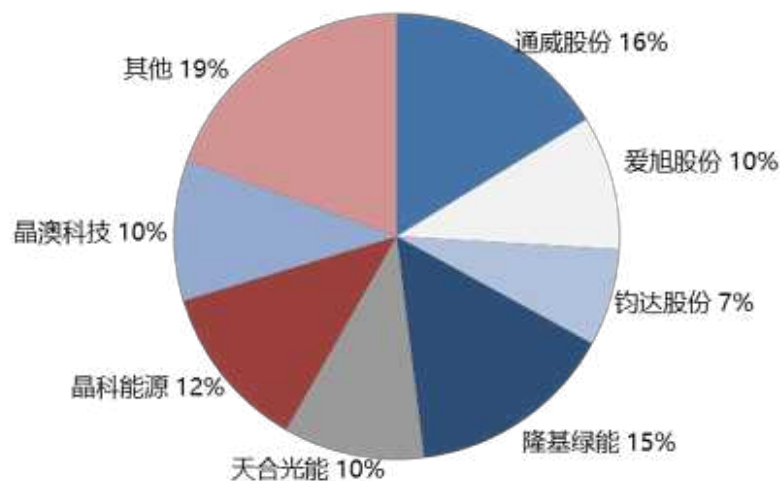
5 集中度迅速提升，专业化厂商显露头角

- ◆ **2022年电池片格局集中度迅速提升，分为专业化和一体化两大阵营。**2022年CR6集中度约为70%，前6名中，通威股份、爱旭股份是专业电池厂，效率、成本领先二三线厂商；其余4家晶澳、晶科、天合、隆基为一体化厂商，扩产电池片补齐一体化产能。
- ◆ **目前阶段电池已基本均为单晶PERC，竞争格局相对较差，新电池技术成破局关键：**目前阶段电池已基本均为单晶PERC，技术外溢导致壁垒降低，新产能成本差异不大致行业成本曲线迅速拉平，后续关注TOPCon、HJT等技术落地强化行业壁垒，我们预计2023年行业集中度继续维持高位。

图表：2022年电池片行业竞争格局（按出货量,GW）



图表：2023年电池片行业竞争格局（按出货量,GW）



6 新技术来临，各家百舸争流

- ◆ **隆基HPBC坚定扩产电池，多家公司N型TOPCon大规模扩产。**隆基HPBC总规划产能34GW，预计22年9月西咸15GW投产,23年新技术出货目标20-30GW。晶科合肥一期8GW和海宁一期8GW均已于22H1投产，合肥二期8GW产能爬坡中，海宁二期11GW预计22Q4投产，预计全年TOPCon产量10GW。晶澳1.3GW、天合8GW、润阳10GW、钧达等8GW TOPCon产线均于22年投产，合计产量4GW+。
- ◆ **中来首发TOPCon电池价，较PERC溢价约1毛。**8月8日中来N型TOPCon首次对外公布了其电池的价格数据。其中，182双面的报价为1.4元/W，210双面的报价为1.41元/W，较同尺寸PERC约有1毛/W的溢价。

图表：2022年主要公司N型电池扩产

公司	技术路线	22年扩产 (投产时间)	22年产量	23年扩产 (投产时间)	溢价
隆基	HPBC	泰州4GW (22Q4) + 西咸30GW (23年)	1GW		预计0.6-1.2毛/W
晶科	TOPCon	合肥一期8GW (22H1) + 海宁一期8GW (22H1) + 合肥二期8GW (22Q3) + 海宁二期11GW (22Q4)	10GW		0.5-1毛/W
晶澳	TOPCon	宁晋1.3GW (22年8月底)	百MW	宁晋6GW (23Q1) + 曲靖10GW (23H1) + 扬州10GW (23H1)	
天合	TOPCon	宿迁二期8GW (22Q4)	百MW		
润阳	TOPCon	盐城10GW	2GW		
钧达	TOPCon	滁州一期8GW (22Q3)	2GW	滁州10GW+淮安13GW	
爱旭	ABC	珠海一期6.5GW (22Q3)	百MW	珠海19.5GW+义乌26GW	预计1毛/W+

图表：各N型路线溢价测算 (1300h, 100MW)

	PERC (基准)	晶科TOPCON	华晟HJT	爱旭ABC
项目功率 (MW)	100	100	100	100
组件效率	21.30%	22.30%	23.00%	23.50%
组件功率 (W)	500	523	540	552
对应组件 (万个)	20	19	19	18
首年衰减	2%	1%	1%	1%
后续衰减	0.55%	0.40%	0.375%	0.35%
组件外初始投资成本 (万元)	22800	21778	21115	20666
年维护费用 (万元)	500	478	463	453
与PERC同IRR组件价格 (元/W)	2	2.23	2.34	2.39
溢价 (元/W)	-	0.23	0.34	0.39
溢价比	-	11%	17%	19%

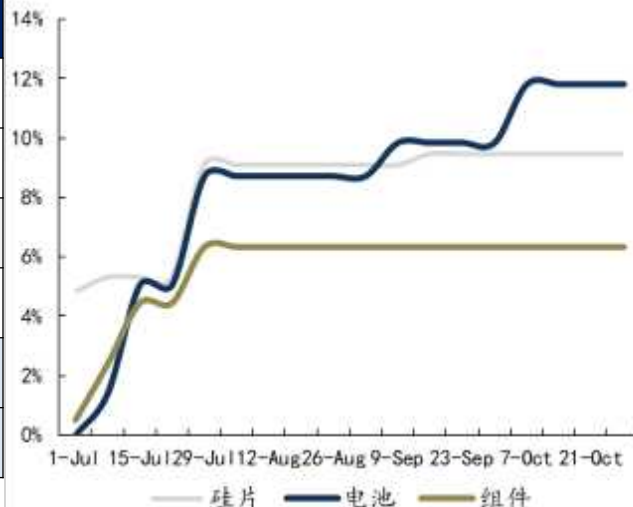
7 需求高增下供应趋紧，盈利持续修复

- ◆ **2022需求高增盈利修复，2023硅价下行盈利提升。** 2022年以来，需求快速增长下，由于2021年电池扩产放慢导致供应趋紧，电池顺价明显+稼动率提升摊低成本，电池价格涨幅超组件，与上游硅片基本持平，盈利持续修复，其中大尺寸产能较紧，溢价2-3分/W盈利较高，TOPCON持续享受5-10分/W的溢价，我们预计2022年电池单瓦盈利约5分，大尺寸电池售价和盈利明显优于小尺寸。前瞻2023年，上游硅料、硅片产能大幅释放，产业链将进入下行周期且供需天平反转，我们预计电池环节盈利能力将继续坚挺在约5分/W；N型方面，硅价下行产业链开启价格下行周期叠加N型渗透加速，N型溢价空间或将回落，但我们预计旺盛需求下TOPCON将仍享溢价约5分/W，仍保持一定的价格优势。

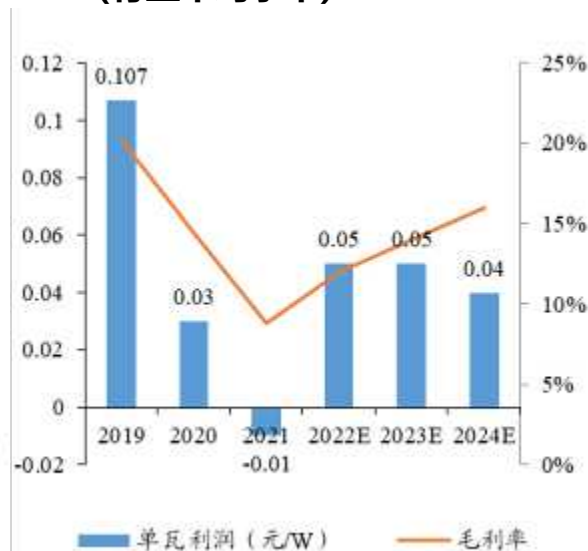
图表：2022年电池供应趋紧（GW）

环节	2021	2022E	2023E
硅料	265.1	317.1	572.3
硅片	343.2	527.4	765.5
电池	265.4	386.3	544.4
组件	329.5	419.0	550.7
硅片—电池缺口	77.8	141.1	221.2
电池—组件缺口	64.1	32.7	6.4

图表：2022年电池涨幅明显，盈利修复



图表：电池毛利率及单瓦盈利（行业平均水平）

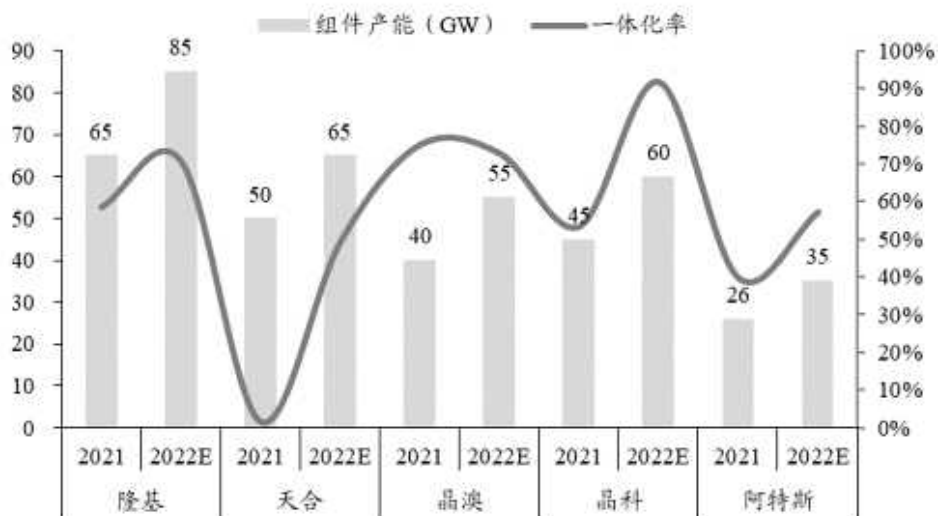


四、组件：龙头集中度持续提升，充分受益量利双升

1 一体化大趋势，各环节配套率逐步提升

- ◆ **组件集中度迅速提升，带动各环节配套率提升：**组件环节由于单位产能投资低、技术变化缓慢且主要为物理封装。组件公司的一体化率可以决定成本，提高一体化率是组件端降本的方式之一，近年来龙头隆基、晶科、晶澳、天合均实现多个环节的一体化配套生产，行业外采比例下降，一体化是未来大趋势。老牌龙头中，隆基、晶澳、晶科一体化率高，制造端优势显著，天合推动超一体化布局，补足前期上游产能短板，向上贯穿全产业链优势凸显，有利于在产业链波动的时候控制终端成本，并保证订单的及时交付。出货上，我们预计2023年组件前五家龙头合计规划出货超280GW，其中隆基70GW、天合60-65GW、晶澳60G-65W、晶科60-65GW、阿特斯30GW，一体化龙头加速扩张，叠加品牌渠道优势，出货稳步提升。

图表：组件龙头组件产能及一体化率对比（GW，%）



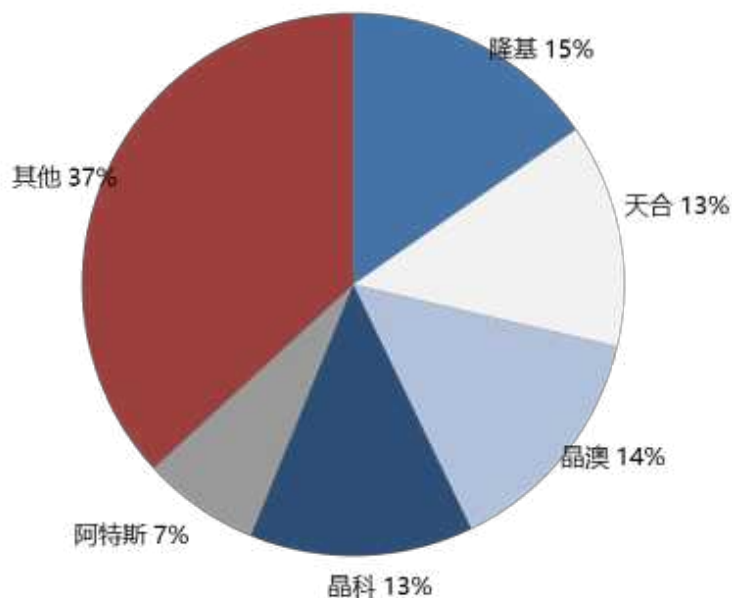
图表：组件厂商出货规划及CR5（GW，%）



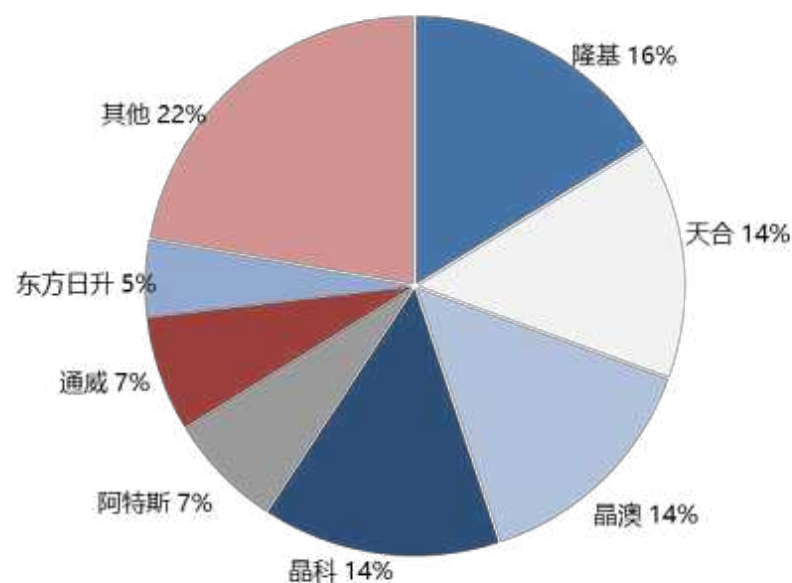
2 集中度迅速提升，2022组件出货CR5约达65%

- ◆ **行业集中度持续提升，我们预计2022年前五龙头出货占比约达65%。**近年来组件行业集中度迅速提升，受疫情、硅料短缺的影响，行业整合及淘汰加速，品牌优势、产业链一体化布局较为完善的隆基、晶科、晶澳走在行业前列，2022年CR5市占率达65%。我们预计2023年组件主要厂家合计规划出货达335-350GW，其中隆基70GW、天合60-65GW、晶澳60-65GW、晶科60-65GW、阿特斯30GW、通威30GW、东方日升20GW，主要厂商集中度达78%，组件环节集中度进一步提升。

图表：2022年组件行业竞争格局预测（按出货量,GW）



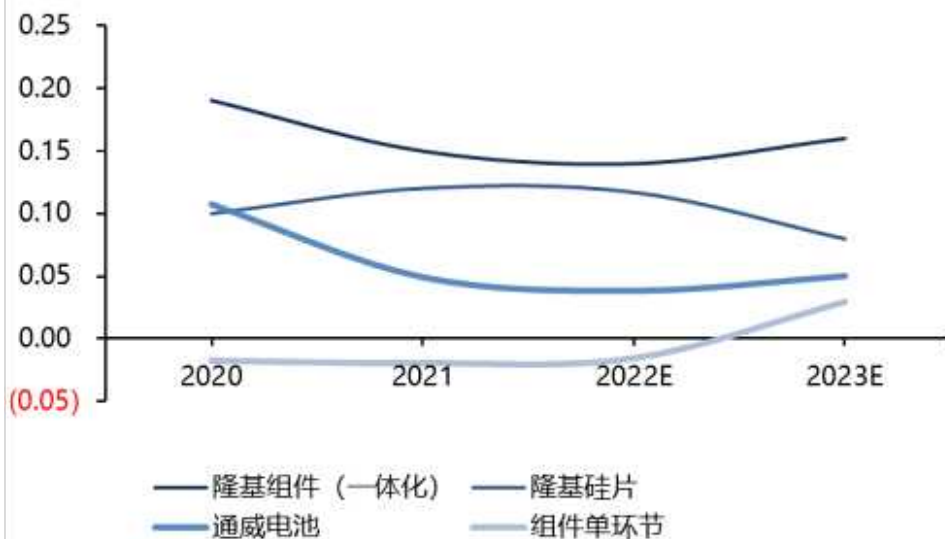
图表：2023年组件行业竞争格局预测（按出货量,GW）



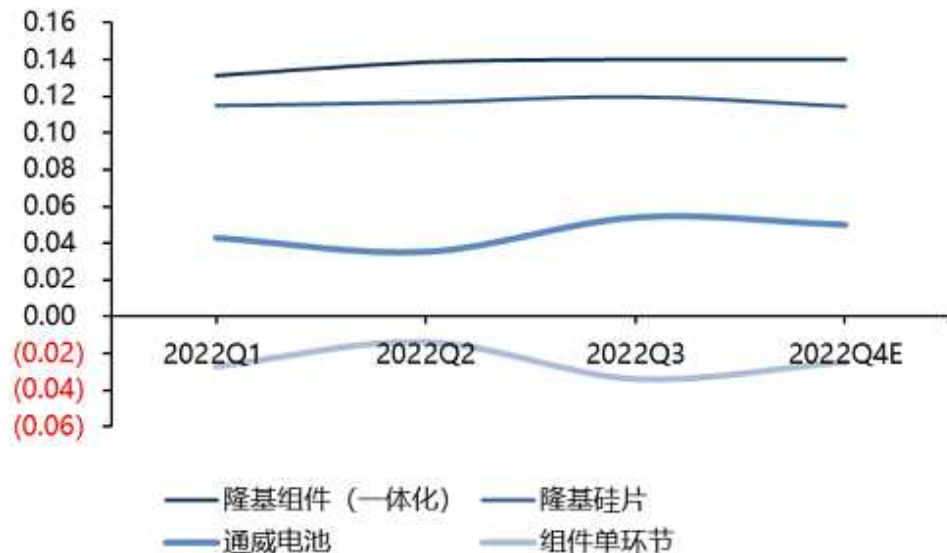
3 一体化盈利坚挺，单组件承压，预计23年持续改善

- ◆ **一体化盈利坚挺，单组件环节盈利承压。**22年隆基一体化组件单瓦净利约1毛4，扣除硅片、电池净利，计算单组件环节净利约-3分；预计23年一体化厂商单瓦净利持续改善，上升至0.15-0.16元，随硅片盈利下行，预计单组件环节净利修复至2-3分。
- ◆ **一体化组件厂商盈利占优，预计23年盈利持续改善。**一体化厂商能够获得硅片、电池、组件等环节的利润，今年硅料供需紧价格高，硅片版块盈利颇优，一体化厂商盈利能力优势明显。随着明年硅料放量降价，预计硅片版块盈利占比略降，组件锁价售价得到支持，同时新技术渗透率提升带来溢价，一体化组件厂商明年盈利坚挺。

图表：组件厂商盈利年度情况（元/W）



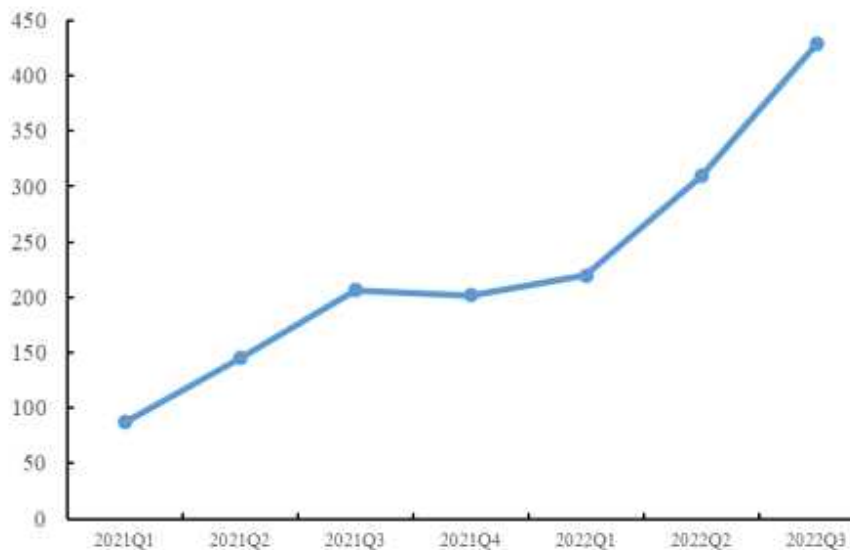
图表：组件厂商盈利季度情况（元/W）



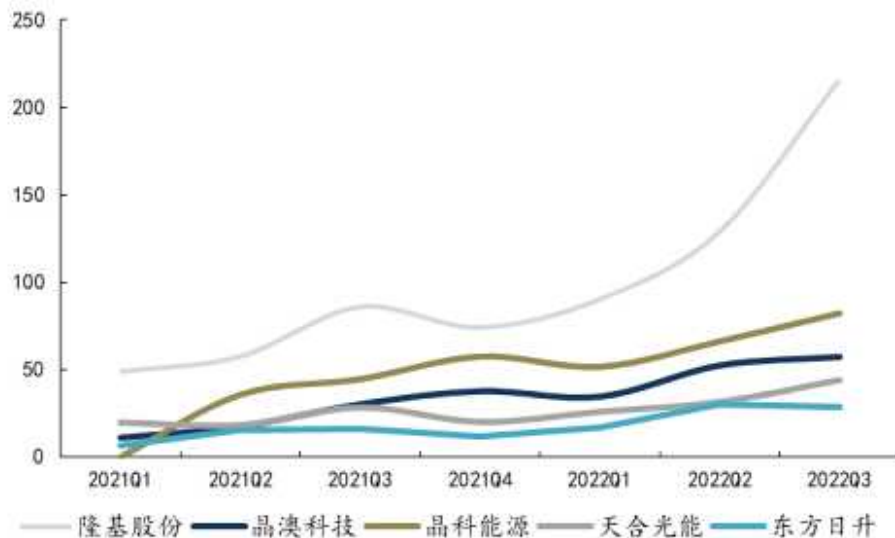
4 组件合同负债节节攀升，隆基遥遥领先

- ◆ **全年组件龙头合同负债均有增长，隆基远高同类遥遥领先。**自2022Q1末起组件版块合同负债提升尤为明显，截至2022Q3末，组件板块合同负债达428.5亿元，较年初增长112.6%。2022Q3金额上，隆基>晶科>晶澳>天合>日升；环比增幅上，隆基>天合>晶科>晶澳>日升。其中2022Q3末隆基合同负债215亿元，环增67.3%，较年初增长190%，远高于行业同行，我们预计这主要为国内大地面电站的锁价单，这批订单明年将充分受益于硅料价格下降带来的盈利弹性。

图表：光伏组件板块季度合同负债情况（亿元）



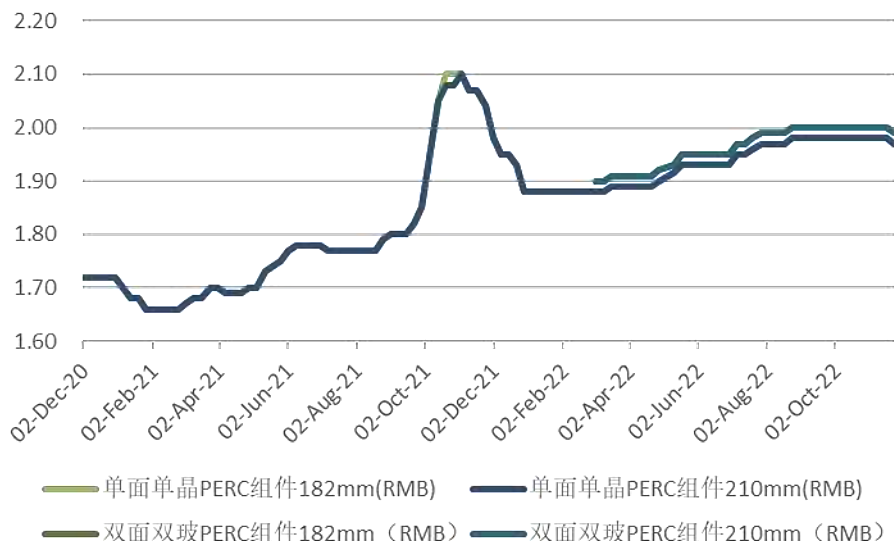
图表：龙头组件厂商合同负债对比（亿元）



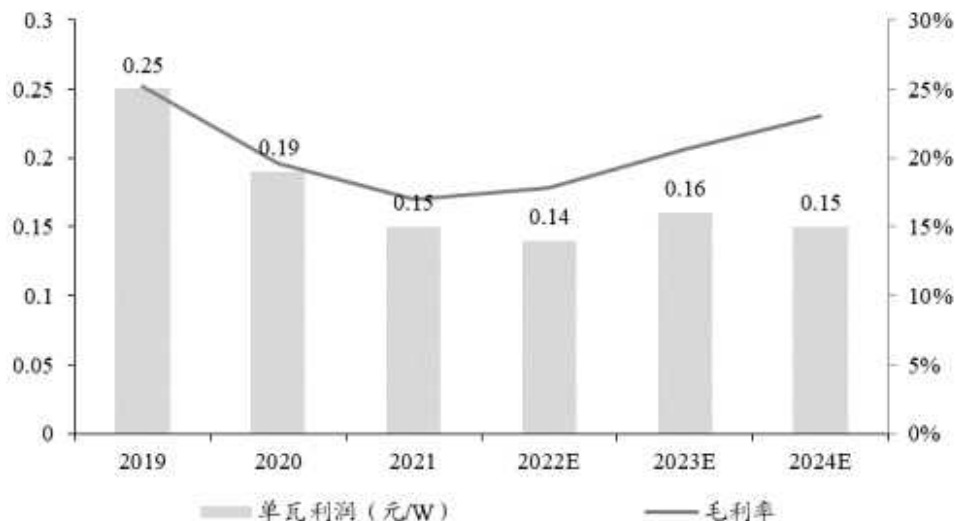
5 受益硅价下行，一体化公司盈利向上，利润弹性较大

- ◆ **2023年硅料大规模释放价格回落，产业链利润重新分配情况下，组件成本降低利润有望增厚1-2分/W。** 2023年硅料产能释放，供大于求后，价格下行有望促进国内地面电站大幅放量，预计2023年国内装机130-140GW，同增45%左右，全球装机360-370GW，同增45%。产业链利润重新分配情况下，组件成本降低利润有望增厚1-2分/W，预计2022年一体化组价单瓦净利约14分/W，2023年达到15-16分/W。
- ◆ **海外、分布式盈利更优，看好出货占比较大公司的盈利能力。** 2022年欧美国家的电价逐年攀升，且受俄乌冲突等事件影响，天然气成本飙升，电价成本短期内快速上涨，带动光伏收益率高增，预计2022年海外装机150-160GW，同增30%+。出货以高溢价的分布式和海外高端市场为主，价格优势明显。高价市场出货占比高的公司价格有明显优势，看好该类公司盈利能力！

图表：组件价格数据（元/W，截至2022年11月23日）



图表：组件毛利率及单瓦盈利（一体化）



五、逆变器：户储持续高增，大储将迎爆发，充分受益高增

1 2022年户储爆发增长，安装已成趋势

- ◆ **2022年欧洲户储爆发增长，户储经济性强劲，安装已成趋势，未来持续高增。** 2021年户储就已开始快速增长，如意大利2021Q2起户储就以200%+的同比增速高增，2022年俄乌冲突影响下能源价格飙升导致居民用电成本增加，对户储安装起到催化剂作用，加速户储爆发。以德国为例测算可得户储IRR可达16.6%，收益率高企，考虑相关补贴后将回收期缩短至2-3年，经过此轮事件影响，欧洲居民基于用电安全及经济性考量，户储安装已成趋势，未来将持续高增。

图表：意大利户储装机高速增长



图表：德国户储IRR测算

年	单位	0	1	2	...	19	20
系统理论功率	KW	5.00	4.90	4.88	...	4.48	4.45
年发电量	Kwh/年	-	5880	5851	...	5373	5346
居民电价	(欧元/Kwh)	-	0.50	0.50	...	0.50	0.50
电池容量保持率	%	100%	100%	99%	...	80%	79%
充放电量	Kwh		3395	3352	...	2707	2673
电量自用收益	欧元	-	1697	1697	...	1697	1697
FIT上网电价	(欧元/Kwh)		0.09	0.09	...	0.09	0.09
发电收益	欧元		214	211	...	170	168
年维护费用	欧元	0	202	199	...	154	151
净收益	欧元		1709	1710	...	1714	1714
债务余额	欧元	(9412)	(8628)	(7813)	...		
本金偿还	欧元		(784)	(815)	...	0	0
利息偿还	欧元		(376)	(345)	...		
净现金流量	欧元	(4034)	549	549	...	1714	1714
净现金流量现值	欧元	(4034)	523	498	...	678	646
资本金irr		16.56%					

2 2023年户储预计出货68GWh，未来持续翻倍增长

- ◆ 我们预计2023年户储出货68GWh，未来持续翻倍增长。政府补贴支持+收益率高企+户储安装已成趋势，我们预计2022/2023年全球户储出货可达35GWh/68GWh，同增405%/97%，我们预计未来全球户储持续翻倍增长，2021-2025年CAGR达138%。

图表：全球户储预测

户储	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
欧洲						
新增光伏装机 (Gw)	6.14	6.46	19.37	29.05	40.67	50.84
存量光伏装机 (Gw)	39	46	65	94	135	186
新增配储渗透率 (%)	7.0%	16.0%	25.0%	33.0%	42.0%	50.0%
存量光伏新配储渗透率 (%)	0.1%	0.6%	2.6%	4.6%	7.6%	12.6%
合计当年新增储能 (Gw)	0.5	1.5	6.0	12.2	22.7	37.0
合计当年新增储能 (Gwh)	0.83	2.47	11.69	24.35	49.76	89.18
欧洲户储电池出货量需求 (gwh)	1.2	3.7	23.4	48.7	89.6	142.7
美国						
新增光伏装机 (Gw)	3.35	4.47	6.04	8.75	12.25	17.15
存量光伏装机 (Gw)	20	25	31	39	52	69
新增配储渗透率 (%)	8.0%	14.0%	17.0%	21.0%	25.0%	30.0%
存量光伏新配储渗透率 (%)	0.0%	0.1%	0.2%	2.2%	4.2%	6.2%
合计当年新增储能 (Gw)	0.3	0.7	1.1	2.5	4.5	7.8
合计当年新增储能 (Gwh)	0.37	0.98	1.72	4.43	8.95	16.17
美国户储电池出货量需求 (gwh)	0.7	1.6	3.6	8.9	16.1	27.5
中国						
合计当年新增储能 (Gw)	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4
合计当年新增储能 (Gwh)	0.04	0.12	0.24	0.40	0.58	0.81
全球其他市场						
合计当年新增储能 (Gw)	1.0	0.8	3.5	5.7	10.5	17.4
合计当年新增储能 (Gwh)	1.36	1.11	5.95	10.26	20.71	36.22
全球						
合计当年新增储能 (Gw)	1.8	3.0	10.7	20.6	38.0	62.6
合计当年新增储能 (Gwh)	2.59	4.68	19.61	39.44	79.99	142.39
全球户储电池出货量需求 (gwh)	3.7	6.9	34.6	68.1	130.0	220.4

3 储能盈利性更佳，2023年储能出货持续高增

- ◆ **储能盈利性更佳，业绩弹性大。**以锦浪为例，并网/储能单瓦售价为0.3/1.2元，按照并网净利率为15%，储能净利率为20%计算，并网/储能单瓦盈利为0.045/0.24元，则1W储能相当于卖5.3W并网，并网/储能单台盈利分别为675元/1200元，一台储能相当于卖两台并网，储能盈利性更佳，业绩弹性大。
- ◆ **2023年并网出货稳步增长，高盈利储能持续高增。**2022全年考虑IGBT紧张，资源倾斜下并网增速有所放缓，储能均实现翻倍多增长，展望2023年IGBT单管有所缓解，并网出货稳步增长，储能需求持续旺盛，2023年储能出货预计均翻倍以上增长，其中我们预计阳光2023年储能出货18-19gwh，其中大储15gwh，户储3-4gwh，锦浪储能出货翻3-4倍增长，固德威储能出货50-60万台，德业预计出货70万台以上，均翻倍以上增长，此外固德威、德业储能电池业务也在逐步放量，将充分增厚公司业绩。

图表：储能盈利性更佳

	并网逆变器	储能逆变器
单台售价（元/台）	4500	6000
功率（KW）	15	5
单瓦售价（元/W）	0.3	1.2
净利率	15%	20%
单台盈利（元/台）	675	1200
单瓦盈利（元/W）	0.045	0.24

图表：逆变器厂商出货及预期

			2021	2022E	2023E
阳光电源	逆变器	总出货(gw)	47	75	120-130
		Hybrid（万台）	1	12-13	70-90
	储能	大储（gwh）	2.5	6-7	15gwh
		户储（gwh）	0.3	0.6-0.7	3-4
德业股份	组串（万台）		21.5	25	40+
	储能（万台）		7.03	32	70-80
固德威	组串（万台）		44.72	50	60-80
	储能（万台）		6.08	25	50-60
锦浪科技	组串（万台）		68	90	120-140
	储能（万台）		3	25	100-120

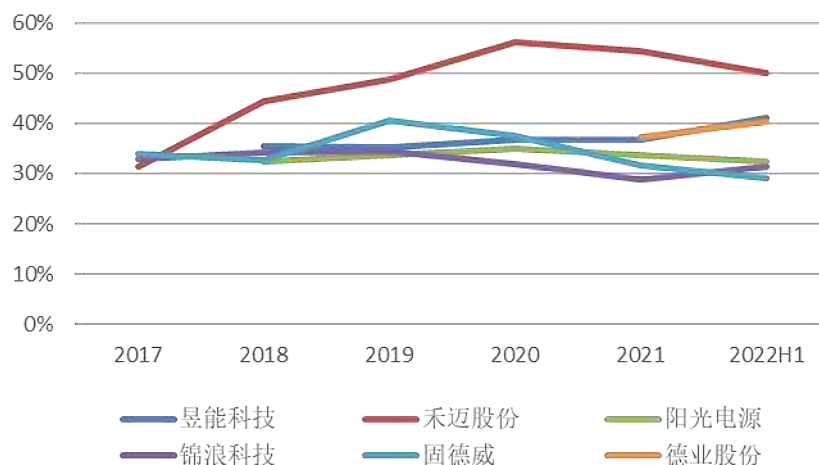
4 高盈利海外占比+分布式占比提升，盈利结构改善

- ◆ **海外毛利率高于中国大陆，占比提升带来盈利改善：**海外光伏行业发展较早，市场较为成熟，更加注重企业品牌，对产品可靠性、品质有要求，会看产品在全生命周期的价值，因此海外价格敏感性较低，海外盈利更佳，所以2021年海外综合毛利率基本在33%左右，国内对价格较为敏感，厂商竞争激烈，2021年综合毛利率在19%左右，海外毛利率远高于国内，同时新进入者进入海外市场需要经过产品设计、样本制造、各市场认证以及渠道建设等，需要大量时间积累，海外市场因此壁垒更高。
- ◆ **分布式市场单价更高、盈利更好。**从单价上户用单价远高于工商业，原因在于集中式更多应用于集中电站，2B模式低单价，分布式市场更多为个人消费者，产品具备一定的差异化，新进者很难短期内打破客户与品牌建立的合作，类C端消费属性强盈利更好，因此禾迈、昱能更接近户用市场，毛利率更高。随着分布式光伏占比提升，各逆变器厂商加大分布式市场布局，盈利也在结构性改善。

图表：逆变器海外毛利率高于中国大陆

毛利率		2017	2018	2019	2020	2021
阳光电源	中国大陆	25.50%	21.25%	18.14%	16.78%	19.08%
	海外及港澳台地区	40.18%	48.49%	40.56%	35.16%	27.09%
锦浪科技	中国大陆	27.08%	22.83%	17.57%	15.38%	22.64%
	海外及港澳台地区	44.07%	42.42%	44.74%	42.58%	33.84%
固德威	境内	31.12%	25.45%	25.26%	15.99%	16.32%
	境外	42.84%	41.84%	49.43%	47.59%	40.33%
德业股份	境内	-	-	-	-	20.0%
	境外	34.7%	19.1%	25.3%	33.3%	35.9%

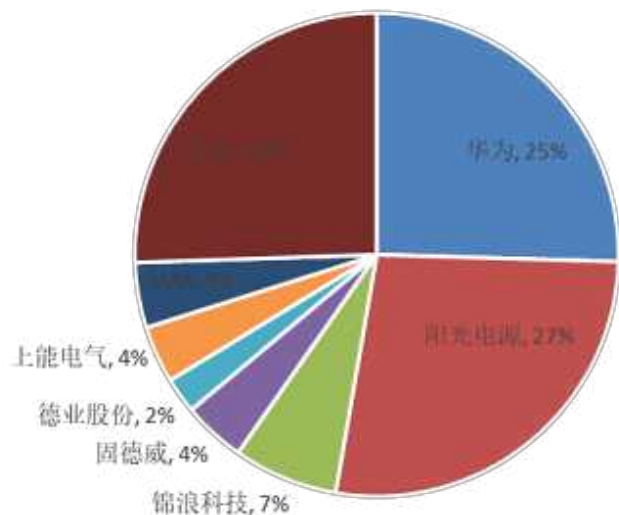
图表：各公司逆变器业务毛利率对比



5 国产龙头脱颖而出，阳光华为双龙头地位稳固

- ◆ **2023年双龙头格局稳固，国产加速出海替代。**从2022年竞争格局来看，我们预计阳光电源（27%）、华为（25%）呈现双龙头格局，锦浪科技稳步成长紧随其后，预计2022年市占率全球第三，2023年看，双龙头地位稳固，我们预计阳光、华为市占率分别为31%、29%，合计占比超60%，锦浪预计达12%，国内其他逆变器厂商如固德威、德业股份等稳步提升，持续受益于海外的国产化替代，国产企业逐步脱颖而出。

图表：2022年逆变器行业竞争格局预测值
(按出货，GW)



图表：2023年逆变器行业竞争格局预测值
(按出货，GW)



6 IGBT单管逐步缓解，IGBT模块23年仍旧紧张

- ◆ **国产IGBT逐步导入，单管供应缓解，IGBT模块依旧紧张：**由于户用单台瓦数虽小但芯片耗量较多，导致2021年Q2起小型逆变器缺芯，22年需求旺盛下芯片供应持续紧张，为缓解供应国产逆变器厂商逐步导入国产IGBT单管缓解供应，100KW以下产品主要用IGBT单管，2022Q4往后看IGBT单管缓解，但随硅料起量，地面需求启动，IGBT模块需求提升，模块目前主要还是以进口为主，2023年供应依旧较为紧张。

图表：2022年逆变器厂商国产IGBT导入情况

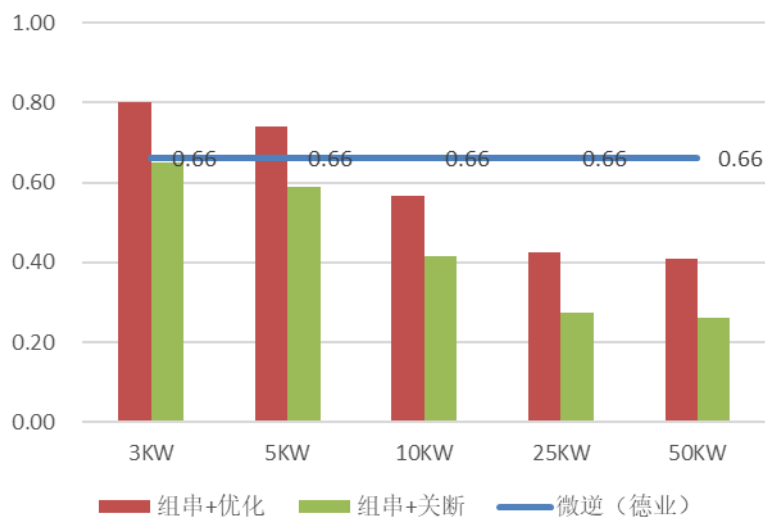
公司	IGBT供货商			
	进口厂商	进口比例	国内厂商	国产比例
德业股份	英飞凌 安森美	50%	新洁能、 华润微、 斯达半导	50%
锦浪科技	英飞凌 安森美 富士	>90%	斯达半导、 新洁能等	<10%
固德威	英飞凌 安森美	60%	斯达、 新洁能、 宏微等	40%
阳光电源	英飞凌 安森美	80%	斯达半导、 士兰微、 宏微、 新洁能等	20%

六、微逆：性价比凸显，分布式渗透率持续提升

1 安全性强、节省人工成本，中小功率下微逆性价比凸显

- ◆ **全并联结构下安全性高，仅需低压操作、节省人工成本。**微逆由于是将每块组件直流电逆变成交流电后并入电网，同时微逆中组件之间为并联结构，不会存在电压叠加，因此仅存在60V左右直流电压，彻底解决了高压直流拉弧引起的火灾风险，安全性强，因此在安装过程中只需要低压操作，可以有效节约电工成本，测算节约大概0.1美元/W，从而有利于海外初始投资中软性人工成本下降。
- ◆ **中小功率下微逆性价比凸显。**组串逆变器单瓦价格随着功率的提升会有所摊薄，反之，随着功率段下行，组串单瓦价格上升，在中小功率段下尤其是5KW以下，微逆单瓦成本已低于组串+优化器。随着一拖八等新品的推出，微逆单瓦产品继续下降，中小功率段下性价比优势更加明显。同时以美国为例，测算下来微逆LCOE相比组串低约9%，微逆性价比凸显，渗透率逐步提升。

图：三种关断形式价格对比（元/W）



图：微逆vs组串度电成本测算比较

	微逆	组串逆变器+优化器
光伏组件价格 (美元/W)	0.54	0.54
逆变器价格 (美元/W)	0.53	0.35
其他总安装成本 (美元/W)	1.88	1.98
电站寿命 (年)	25	25
逆变器寿命 (年)	25	10
年有效利用小时数 (h)	2000	2000
系统效率 (%)	93%	88%
CAPEX (美元/W)	2.95	2.87
OPEX (美元/W)	0.75	0.625
Replacein (美元/W)	-	0.35
Enet	46.50	44.00
LCOE (美元/W)	0.080	0.087

2 各国出台安规标准，微逆渗透率有望不断提升

- ◆ **各国出台安规标准，微逆渗透率有望不断提升。**美国NEC2017安规标准的推出快速推动MLPE市场的发展，全球也有多国或地区相继推出类似安规标准，如2021年加拿大、2022年泰国推出基本等同于NEC2017标准，2022年10月底东莞要求分布式光伏具备组件级关断，11月中旬海宁发布《分布式光伏发电项目建设管理办法》征求意见稿要求组件级关断，我们预计未来其他省市也会相继推出类似的安规要求，此外澳洲、德国也有推出的标准，这些国家或地区都将成为MLPE市场的潜力地区，微逆渗透率有望不断提升。

图：各国或地区陆续出台的安规标准

国家	标准
美国	<p>NEC2014：所有建筑物上光伏系统都要安装快速关断开关，光伏系统电压需要在10秒钟内下降到30V以下。</p> <p>NEC2017：以距离到光伏矩阵305mm为界限，在快速关断装置启动后30S内，界限范围外电压降低到30V以下，界线范围内电压降低到80V以下，实现“组件级关断”</p> <p>NEC2020：以距离到光伏矩阵305mm为界限，范围外在触发设备启动后30S内，电压降低到30V以下，范围内要求具有“光伏危险控制系统”，或在触发设备启动后30S内，将电压降低到80V以下，实现“组件级关断”。</p>
德国	<p>德国标准 VDE-AR-E 2100-712要求：在光伏系统中如果逆变器关闭或者电网出现故障时，需要使直流电压小于120V。其中，提到了可以使用关断装置使直流侧电压降至120V以下。</p>
加拿大	<p>加拿大电气安装法规 Canadian Electrical Code 2021版要求：光伏系统直流侧电压大于80V时需安装电弧故障中断设备或者其它等同设备。当光伏系统安装在建筑内或者建筑上，应安装快速关断装置。在光伏组件1米外，快速关断装置触发后，要求30S内将电压降低至30V以下</p>
澳洲	<p>AS/NZS 5033:2014标准：对非交流组件或小型微型逆变器安装的系统而言，组件和逆变器之间需要安装断开装置。</p> <p>AS/NZS 5033:2021标准：当直流电压大于 120Vd.c 时，组件和逆变器之间需要安装断开装置。</p>
泰国	<p>Thai Electrical Code: Solar Rooftop Power Supply Installations 2022：要求屋顶光伏电站必须安装有快速关断装置，且在距离光伏矩阵300mm为界限，装置启动后30秒内界线范围内电压降低到80V以下，界限范围外电压降到30V以下。</p>
中国	<p>关于加强分布式光伏发电安全工作的通知（2021年，征求意见稿）：安装电弧故障断路器或采用具有相应功能的组件，实现电弧智能检测和快速切断功能；光伏组件应具有安全关断保护功能，保证逆变器关机，交流断电后，系统子阵外直流电压低于安全电压。</p> <p>2022年10月27日，东莞发布《东莞市发展和改革局分布式光伏发电项目建设管理办法》16条规定光伏项目必须具备组件级快速关断及管理能力</p> <p>2022年11月17日，海宁市发布《分布式光伏发电项目建设管理办法》（征求意见稿），提出光伏项目要求具备组件级关断。</p>

3 微逆渗透率稳步提升，市场空间广阔

- ◆ **多因素推动微逆渗透率稳步提升。**考虑到1) 微逆全并联的结构下天然低压更具安全性，2) 使用寿命更长减少更换成本，运维更加方便节省人力物力成本及低压下安装门槛更低，不需要专业安装人员，安装成本更低；3) 单个组件对应单个MPPT，实现更高的发电增益；4) 中小功率下微逆性价比凸显，综合以上因素微逆渗透率稳步提升。
- ◆ **我们预计2025年全球微逆市场规模超440亿元。**测算假设：1) 根据此前全球装机预测我们预计到2025年576GW；2) 我们预计2025年全球分布式占比将提升到48.5%；3) 全球微逆渗透率达15%，通过测算我们预计2025年全球分布式装机达279GW，全球微逆装机需求42GW，全球微逆市场空间约440亿元，市场空间增长快速。

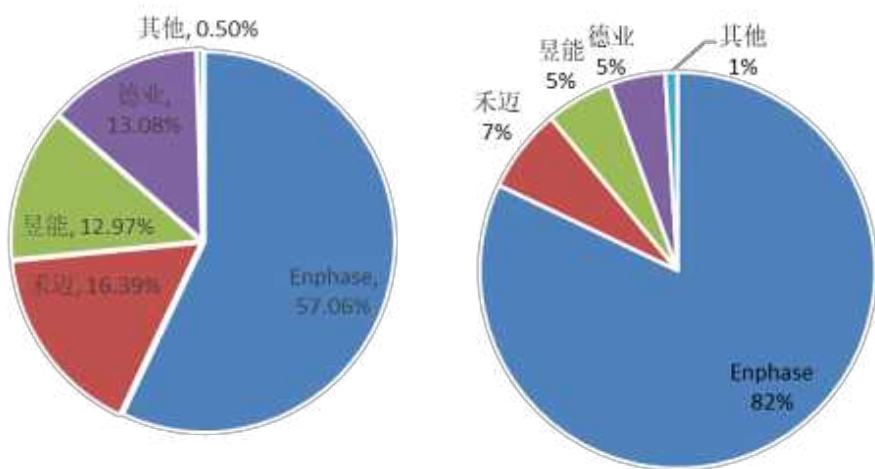
图表：微逆市场空间测算

	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
全球新增光伏装机量 (GW)	171	259	378	478	576
分布式占比	43.4%	50.0%	45.5%	47.0%	48.5%
分布式装机量 (GW)	74	130	172	225	279
微逆渗透率	6.5%	8.5%	11.0%	13.0%	15.0%
微逆装机需求 (GW)	4.86	11.01	18.92	29.21	41.90
单瓦价格 (元/W)	2.04	1.73	1.47	1.25	1.06
微逆市场空间 (亿元)	99.14	190.87	278.85	365.89	446.23

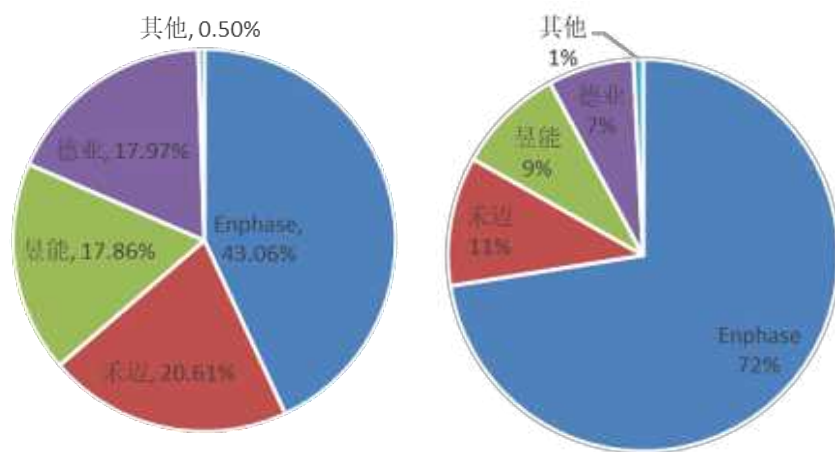
4 一超三强格局，海外龙头占比过半，国产厂商竞争相对缓和

- ◆ Enphase为微逆领先龙头，禾迈、昱能、德业等国产厂商紧随其后份额不断提升。2021年微逆整体出货约4.9GW，美国Enphase占据龙头地位占74.5%市场份额，国内厂商禾迈/昱能出货位列第二第三，Enphase主要为一拖一产品，从台数角度看，Enphase市场份额超80%，整体市场呈现一超三强格局，与其他逆变器相比，微逆行业玩家较少，主要龙头为海外厂商且占据过半市场份额，因此国产厂商之间竞争相对缓和，随国产厂商差异化产品竞争叠加成本优势加速出海抢占海外市场份额。2022年我们预计禾迈、昱能出货将翻多倍增长，德业微逆增长5-6倍，国产微逆厂商市场份额将逐步提升，按出货量（MW）口径，2022年我们预计禾迈/昱能/德业市场份额将分别提升至16.4%/13.0%/13.1%。2023年国产微逆厂商持续翻倍以上增长，我们预计国产厂商合计占比可超50%。

图表：2022年微逆市场格局预测（左：MW；右：万台）



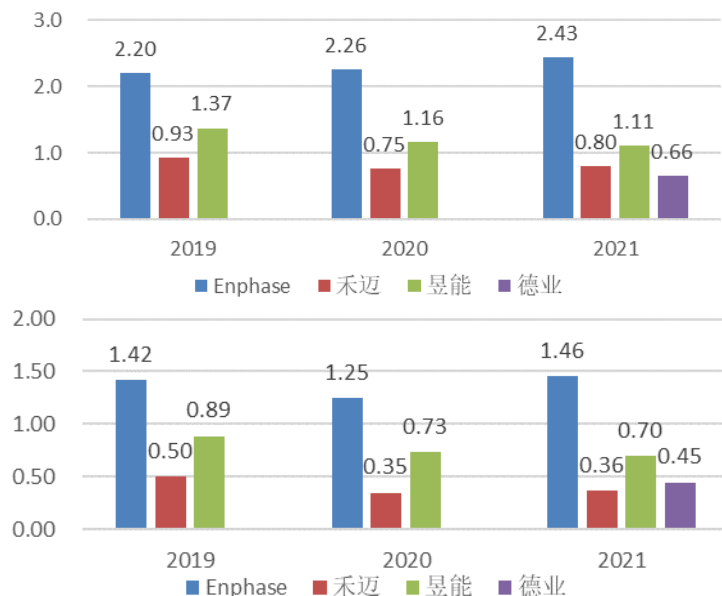
图表：2023年微逆市场预测格局（左：MW；右：万台）



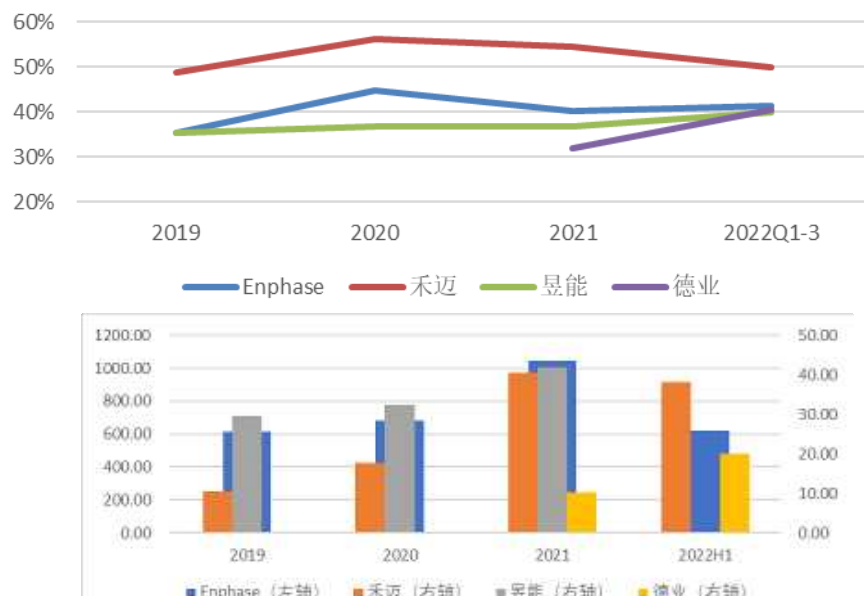
5 国产成本优势明显，毛利率领先，增速高于海外龙头

- ◆ **新兴市场具有价格优势，禾迈毛利率领先同业。** 欧美是当前两大微逆市场，政策较成熟，用户付费习惯良好，对价格接受度更高，Enphase占据较大市场份额。而在亚太/中东/拉美等新兴市场，禾迈德业等国内厂商具有成本优势，盈利能力上禾迈毛利率领先同业，保持50%+水平，昱能、德业毛利率逐步追赶上Enphase。
- ◆ **国产厂商加速出海，增速显著优于Enphase。** 受俄乌冲突影响及巴西分布式需求高增，微逆需求旺盛，2022年禾迈/德业我们预计出货120+/80万台，同比翻3/6倍增长，昱能将微逆折算为组件数出货280-300万个组件，同比翻2倍增长，2023年我们预计禾迈/德业出货300/150-200万台，昱能出货800万台+，均同比翻1-2倍增长，国产厂商增速显著优于Enphase。

图表：微逆厂商单瓦售价（上）单瓦成本（下）（元/W）



图表：各厂商微逆业务毛利率对比（%，上）及出货对比（万台，下）



七、胶膜：23年粒子或阶段性紧缺，胶膜盈利弹性较大

1 二线快速扩张竞争加剧，福斯特龙头地位稳固

- ◆ **龙头引领行业扩产，二线厂商快速扩张，竞争加剧。**龙头福斯特2023年产能预计扩产至25亿平，寡头地位稳定；海优新材、斯威克等加速扩产，到2023年底产能预计达13.5、8亿平，二线厂商产能快速扩张，二线之间竞争加剧，福斯特寡头地位稳固，我们预计2023年市占率达45%，海优、斯威克龙二竞争激烈。
- ◆ **供应链管控+生产控制优势巩固龙头地位。**龙头福斯特相比于二三线厂商而言，供应链管控能力优越（规模效应更加明显+供应商渠道最广+配方研发能力优异）、生产控制优越（产线速度更快、原料利用率、良率更高），多因素巩固龙头福斯特的成本优势。

图表：光伏胶膜产能规划（亿平）

产能（亿平）	2021	2022E	2023E
福斯特	13.5	18	25
斯威克	5.5	6	8
海优新材	6.0	9.5	13.5
赛伍技术	3.7	3.7	3.7
鹿山新材	0.7	0.7	3
上海天洋	0.7	1.6	3.5
百佳年代	4.4	6.4	8.4
其他	2.8	2.80	2.80
合计	37.3	48.7	67.9
有效产能	29.7	41.1	55.1
单GW胶膜消耗量（GW/亿平）	0.10	0.10	0.10
有效供给（GW）	300.8	441	568

图表：2023年胶膜行业竞争格局预测(按出货：亿平)



2 2023年N型加速放量，粒子或阶段性紧缺

- ◆ **2022年光伏级EVA扩产有限，供给偏紧。**胶膜的成本构成主要是粒子，占比接近90%，粒子的价格决定了胶膜成本，2022年中科炼化、天利高新、古雷石化三家共计60万吨EVA产能投放，后续2023年仅有宁夏宝丰一家25万吨产能投产，之后则需2025年及之后才有大量EVA产能投放，伴随着光伏需求高增EVA供应或将处于紧平衡状态。

图：2021-2022年国内新增EVA产能

生产企业	城市	产能 (万吨/年)	工艺类型	装置投产时间
延长榆林	榆林	30	巴塞尔管式 巴塞尔釜式	2021年5月
扬子石化	南京	10	巴塞尔釜式	2021年5月
中化泉州	泉州	10	埃克森釜式	2021年7月
浙江石化	宁波	30	巴塞尔管式	2021年12月
2021年共计	-	80	-	-
中科炼化	湛江	10	巴塞尔釜式	2022年3月
天利高新	克拉玛依	20	巴塞尔管式	2022年9月底
古雷石化	漳州	30	埃克森管式	2022年10月底
2022年共计		60	-	-

图：2023-2026年国内新增EVA产能

生产企业	城市	产能 (万吨/年)	装置投产时间
宁夏宝丰	银川	25	2023年
江苏斯尔邦	连云港	70	2025年
广西炼化	钦州	50	2025年
浙江石化	宁波	40	2025年
联泓新科	滕州	20	2025年
裕龙岛一体化	烟台	50	2026年
吉林石化	湛江	40	2026年
共计		295	

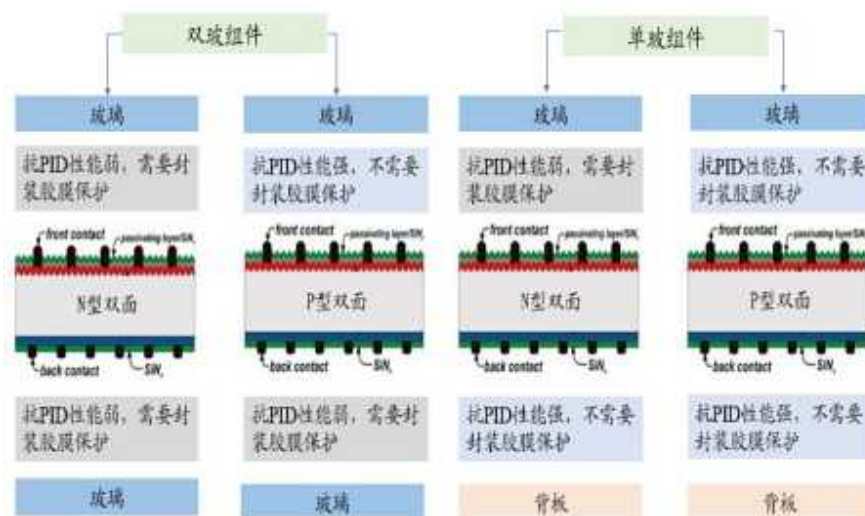
2 2023年N型加速放量，粒子或阶段性紧缺

- ◆ **双玻化/N型化拉动POE需求提升。** POE具有更低的水汽透过率低、更高的体积电阻率以及更高的抗PID性能，同时更耐高温、低温、老化和抗紫外线性能更好，相比于EVA更加适合N型双玻的封装需求。单玻P型组件主要采用上下EVA胶膜封装，双玻组件背面PID现象更严重，因此需要抗PID性能更好的POE/EPE封装以保护电池：**1) TOPCon电池：**PN结与P型相反，正面PID大于背面，而正面对转化效率至关重要，需要用抗PID性能更好的POE保护；**2) HJT电池：**正面TCO薄膜中的ITO靶材对水汽更敏感，需要用阻水性能更好的POE进行封装。N型电池及双玻电池占比提升，有望拉动POE需求增长。

图：主流胶膜类型对比

胶膜类型	优势	劣势	使用范围
透明EVA	高性价比，高透光率	反射性差，抗PID性能差	单面PERC组件上层，对性能要求一般的普通组件
白色EVA	高反射率，高发电效率，抗PID，水汽阻隔，线路保护	价格较高	单玻、双玻、薄膜组件的下层封装
POE	大幅降低PID,水汽阻隔性能强，高体积电阻率，耐候性，高透光率	价格较高，背板粘结力低，交联反应速率慢，功能助剂易析出，透光率偏低	双玻组件，N型电池组件
多层共挤EPE	兼备POE高阻水性、高抗PID性能及EVA高成品率层压工艺	价格介于EVA和POE之间，助剂易迁移，保质期较短	双玻组件，N型电池组件

图：双玻化/N型化推动POE需求增加



2 2023年N型加速放量，粒子或阶段性紧缺

- ◆ 23年N型加速放量，POE粒子需求提升，或阶段性紧缺。考虑分情形测算，高/中/低封装要求下2023年POE需求达75/69/34万吨，2023年光伏级POE产能约43万吨，考虑2022年市场端囤积大约10万吨POE粒子，2023年预计POE供给约53万吨；则低封装要求可完全满足需求，中/高封装要求缺口，2023年组件从高封装要求（POE）逐渐转化为低封装要求（EPE）过程中POE粒子或存在阶段性紧缺，POE价格或有所上涨。

图：全球主要POE产商产能分布

生产商	产品	地址	产能 (万吨/年)	光伏级POE产能 (万吨/年)
陶氏 (Dow)	POE/POP	美国德州	20	22年20万吨 23年24-25万吨
	POE/POP/OBC	美国路易斯安那	16	
	PBE	西班牙塔拉戈纳	5.5	
	POE/POP	泰国马塔府	20	
	POE	沙特萨拉拉	20	
埃克森美孚 (Exxon)	POE	美国路易斯安那	8	22年2-3万吨、 23年持平
	PBE	美国路易斯安那	35	
三井 (Mitsui)	POE/POP/EPDM	新加坡裕廊岛	20	22年2-3万吨、 23年持平
SSNC (SK-SABIC JV)	POE/LLDPE	韩国蔚山	23	SK: 23年4-5万吨 SABIC: 23年10万吨
LG	POE	韩国大山	28	22年7-8万吨 23年10万吨
Borealis	POE/POP	荷兰赫仑	3	
合计			198.5	

图：POE需求测算

光伏POE需求	2020	2021	2022E	2023E	2024E	备注
全球装机量 (GW)	140	171	259	378	478	
容配比	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	
全球组件出货量 (GW)	168	205.2	310.8	453.6	573.6	
PERC组件占比	86%	95%	86%	66%	52%	
N型组件占比			8%	30%	45%	
TOPCon			80%	80%	70%	
XBC			10%	15%	15%	
HJT			10%	5%	15%	
其他占比			6%	4%	3%	
组件产量:						
PERC	144.5	194.9	267.3	299.4	298.3	
PERC双玻占比	30%	32%	35%	50%	55%	
PERC双玻产量	43	62	94	150	164	
TOPCon			20	109	181	
XBC			2	20	39	
HJT			2	7	39	
每GW粒子需求 (万吨)	0.5	0.48	0.47	0.46	0.45	
POE需求-高封装要求:						
PERC (双玻)	5.42	7.49	10.99	17.21	18.46	2022年起假设全部采用EVA+EPE封装 (EPE层比例分别为1:2:1)
TOPCON			9.35	50.08	81.31	单双玻POE+POE封装 EVA+POE封装 POE+POE封装
XBC			0.58	4.69	8.71	
HJT			1.17	3.13	17.42	
POE合计	5.42	7.49	22.09	75.12	125.90	
POE需求-中性封装要求:						
PERC (双玻)	5.42	7.49	10.99	17.21	18.46	2022年起假设全部采用EVA+EPE封装 (EPE层比例分别为1:2:1)
TOPCON			8.18	45.07	73.18	单玻POE+EVA封装, 双玻POE封装 EVA+POE封装 EPE+EPE封装
XBC			0.58	4.69	8.71	
HJT			0.58	1.56	8.71	
POE合计	5.42	7.49	20.34	68.54	109.06	
POE需求-低封装要求:						
PERC (双玻)	5.42	7.49	10.99	17.21	18.46	2022年起假设全部采用EVA+EPE封装 (EPE层比例分别为1:2:1)
TOPCon			2.34	12.52	20.33	EVA+EPE封装 EVA+EPE封装 EPE+EPE封装
XBC			0.29	2.35	4.36	
HJT			0.58	1.56	8.71	
POE合计	5.42	7.49	14.21	33.65	51.85	

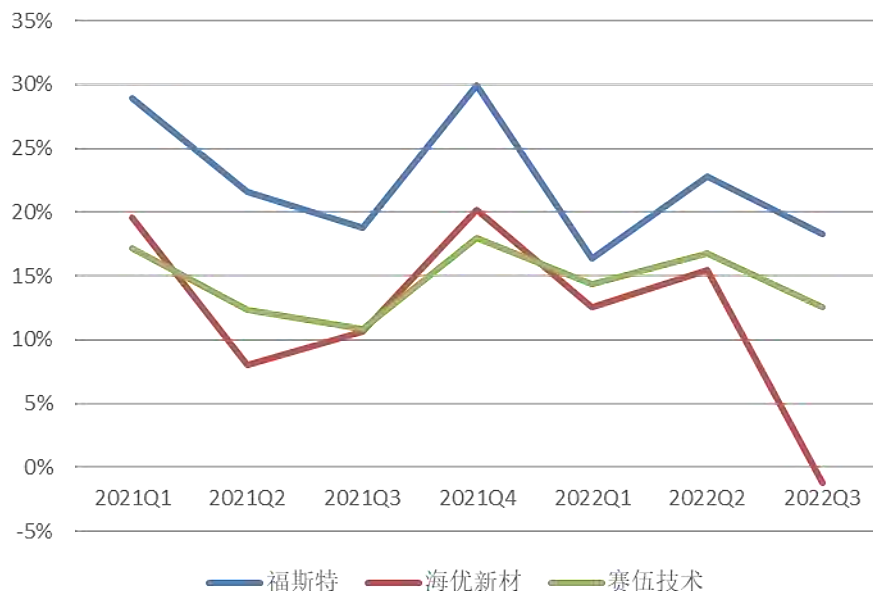
3 2023年粒子供应偏紧价格有望上行，胶膜盈利弹性较大

- ◆ **2023年需求旺盛，粒子供应偏紧下胶膜盈利弹性较大。**胶膜厂商近八成成本为粒子成本，胶膜价格基本与粒子价格联动，2022Q3粒子价格下行，海优因囤积高价粒子库存导致毛利率为负。2022Q4受上游组件端需求较弱，胶膜需求减少，粒子价格持续下行，展望2023年，上游降价下需求起量+N型技术放量，POE粒子供给相对紧缺，价格有望上行，胶膜厂商通过涨价传导成本，盈利有望提升，业绩弹性较大。

图：EVA粒子价格走势（元/吨）



图：胶膜厂商单季度毛利率情况（%）



八、玻璃：上游价格松动，23年地面起量，龙头恒强

1 双龙头引领扩产，光伏玻璃产能预警，龙头恒强

- ◆ **信义+福莱特双龙头格局稳固，产能加码强者恒强。**产能方面预计2022年底信义福莱特均超2万吨/日，2022年主要扩产厂商为福莱特、信义两大龙头，2023年产能持续扩张，信义产能预计超3万吨/日，福莱特预计2.7万吨/日，二三线厂商也在不断扩产，新进入者旗滨2023年产能或超1万吨/日，新进厂商产能扩张迅速，此外**2022年11月21日三部门发文开展光伏玻璃产能预警，指导光伏玻璃项目合理布局玻璃产能相对过剩，未来产能扩张审批或更加严格，将进一步巩固龙头优势。**

图表：光伏玻璃产能统计

产能 (吨/日)	2022E		2023E				2023E
	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	
信义	15900	19900	22300	24300	27300	30300	30300
福莱特	18200	20600	20600	20600	23000	26600	26600
中建材 (含洛阳玻璃、凯盛)	3610	4810	6660	7210	9610	9610	9610
彩虹新能源	3200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
金信	2590	2590	3590	4590	4590	4590	4590
亚玛顿	1950	1950	1950	3950	3950	3950	3950
南玻	3870	5070	6270	6270	6270	6270	6270
旗滨	2700	2700	6300	13500	13500	13500	13500
其他	20160	22710	31760	39460	40810	49310	49310
合计	72180	86530	105630	126080	135230	150330	150330
有效产能 (吨/日)	64580	72180	86530	105630	126080	135230	113368
有效供给 (GW)	92.17	101.66	120.24	146.78	172.82	185.36	625.19

图表：2023年光伏玻璃行业竞争格局预测值
(按产能，日/吨)



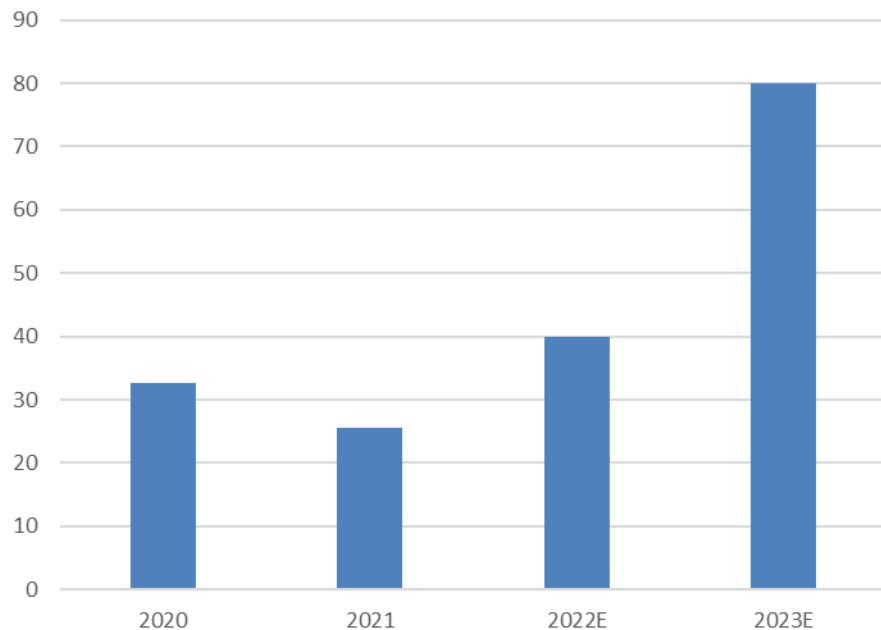
2 双玻趋势明确，随地面电站起量加速渗透，玻璃需求高增

- ◆ **双面双玻组件趋势明确，随地面电站需求起量渗透率稳步提升：**2021年龙头福莱特双玻渗透率达50%左右，较2020年提升约20pct。2023年随着硅料降价，组件价格下行，地面需求快速释放叠加2023年风光大基地一、二期项目并网，地面电站需求快速起量，2023年我们预计地面装机达80GW+，地面电站中双玻渗透率将进一步提升，长期看我们认为渗透率到2030年将达到70%，双玻渗透率的提升将加大对玻璃的需求。

图表：风光大基地一、二期并网节点

项目类型	2022年投产 (GW)	2023年投产 (GW)	2024年投产 (GW)
光伏第一批	27	32	
风电第一批	18	20	
光伏第二批		84	36
风电第二批		56	24
光伏合计	27	116	36
风电合计	18	76	24
总计	45	192	60

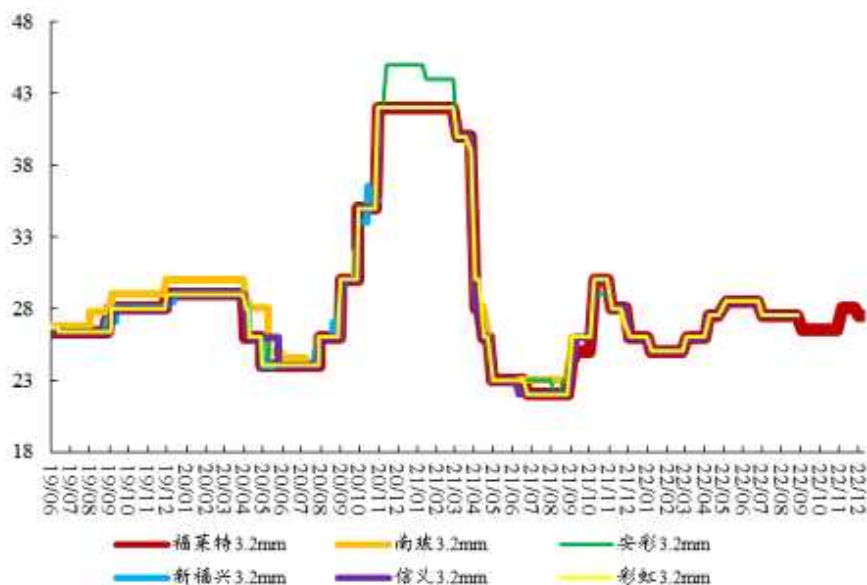
图表：国内地面电站装机数据及预测（GW）



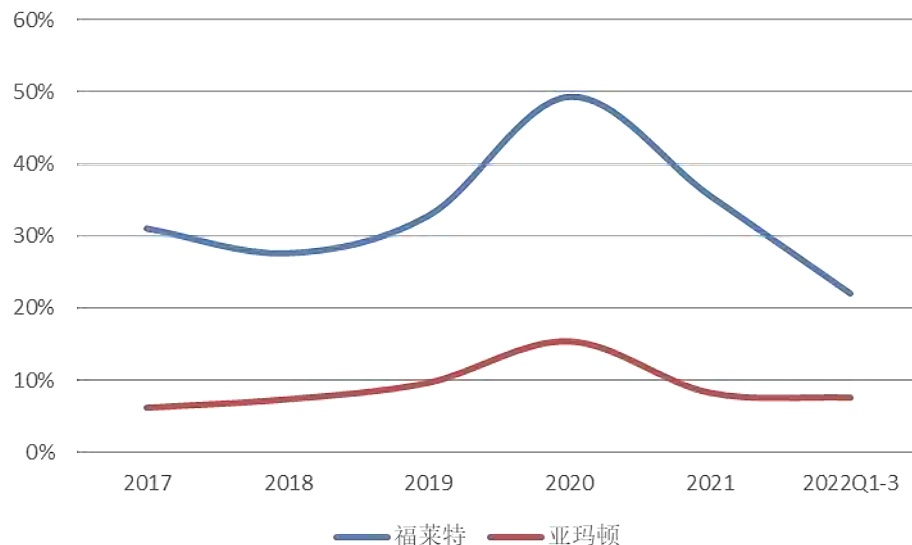
3 产能相对过剩，龙头成本优势明显，有望维持较好盈利水平

- ◆ **2022Q4成本上行，涨价传导盈利逐步修复。**玻璃最主要的成本为原料（石英砂和纯碱）、燃料（天然气、重油），二者占比接近80%，2022Q4前期供暖需求旺盛下，天然气价格上涨增加成本压力，玻璃厂商涨价传导成本上涨，2022年11月玻璃价格调涨1-1.5元，3.2/2.0mm价格分别涨至28/21元/平，2022年12月受上游开工率影响，需求较为疲软，价格有所下跌，展望2023年，玻璃产能相对过剩，龙头凭借成本优势有望维持较好的盈利水平。

图表：玻璃2.0mm、3.2mm价格（元/平）更新



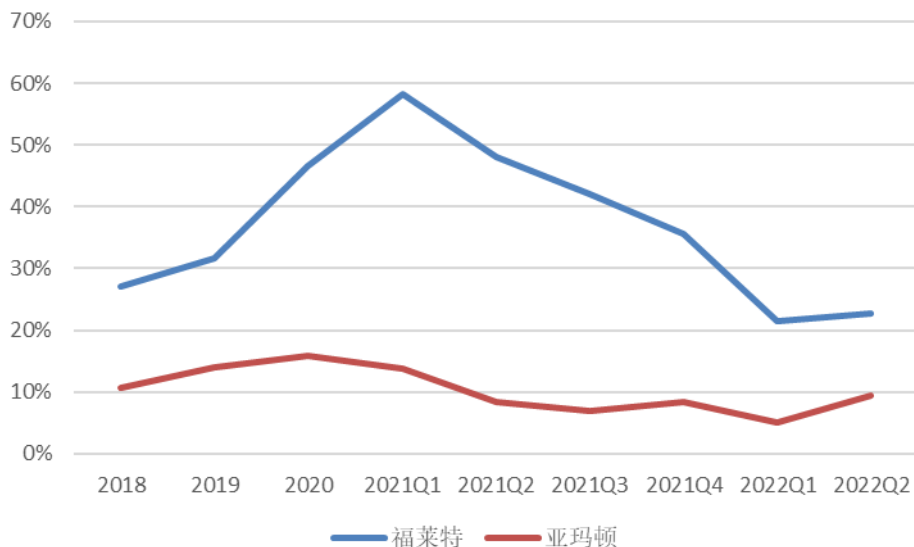
图表：主要玻璃厂商毛利率水平



4 龙头成本优势明显，石英砂矿自供进一步巩固优势

- ◆ **龙头盈利能力优越，毛利率高于二三线厂商15%+。**作为光伏玻璃龙头厂商，福莱特成本优势明显，产品良率以及规模效应优于二三线厂商，因此在二线厂商出现亏损时仍有较高毛利，毛利率方面领先15%+，盈利能力优越。
- ◆ **低价收购石英砂矿提供自供比例，龙头成本优势进一步巩固。**2022年3月福莱特以76元/吨价格收购大华矿业1506.26万吨和三力矿业2880.23万吨石英砂矿，7月拍卖取得安徽省凤阳县灵山-木屐山矿区新13号段玻璃用石英岩矿采矿权，提高了原材料自给率和保供能力；此外考虑清洗和加工后，石英砂自供成本为100-120元/吨，大幅低于市场价，我们测算自供部分可节约成本2元/平方米，龙头地位进一步强化。

图表：主要玻璃厂商综合毛利率水平



图表：收购石英砂矿相关

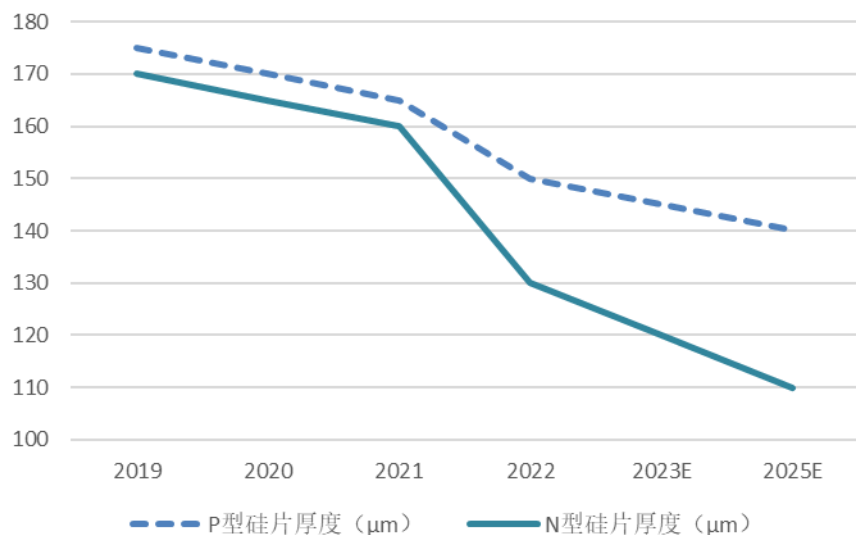
矿区	受让股权	可开采量 (万吨)	生产规模 (万吨/年)
大华矿业	100%	1506.26	50
三力矿业	100%	2880.23	190
灵山-木屐山矿区新13号段	采矿权	11700	500

九、金刚线：薄片化和细线化迭代，助力需求高增

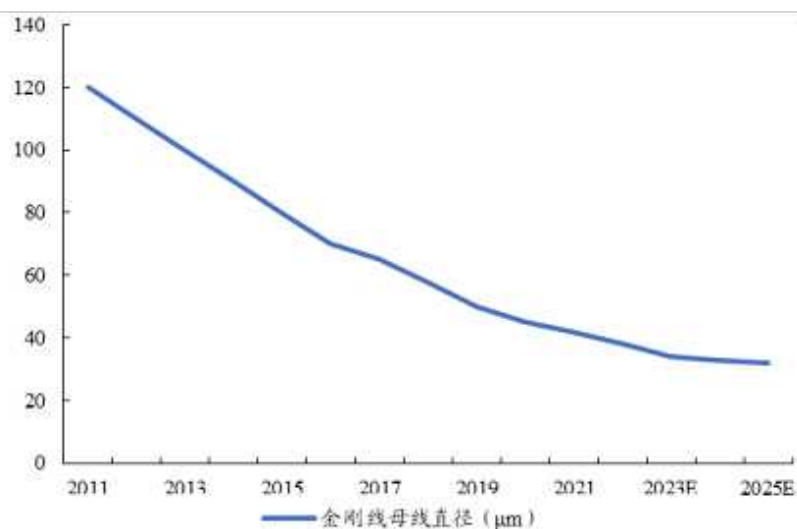
1 22年细线化进程较快，23年接近极限速度趋缓

- ◆ **降本诉求叠加N型硅片占比提升，硅片薄片化进程加速。**加速减小硅片厚度可提高每公斤单晶出片率，P型硅片21年底厚度已降至165 μm ，22年已达到150 μm 。当前，中环已公布130 μm 和150 μm N型硅片报价，N型硅片由于其良好的延展性，厚度较P型有较大下降空间，随渗透率提升，硅片薄片化进程加快。
- ◆ **高硅料价格推动金刚线快速细线化，高碳钢丝接近极限后细线化进程放缓。**2022年硅料价格持续高企超30万元/吨，高价位为节省硅成本，金刚线细线化快速迭代，高碳钢丝主流出货线径从22年初的42 μm 经由40、38、36降至目前的35 μm ，33 μm 也已小批量出货，高碳钢丝33 μm 极限已被打破，往后看高碳钢丝母线细线化进程将有所放缓。

图：单晶硅片厚度发展趋势（ μm ）



图：高碳钢丝金刚线母线直径变化趋势（ μm ）



2 上游扩产叠加单位耗线量提升，金刚线增速高于光伏行业

- ◆ **2023年中国硅片产量或将超过500GW，切割耗材需求亦随之增加。**金刚线需求与硅片年产量直接相关，随着硅片产能大幅扩张，产量增加，硅片厂商对金刚线产品需求亦将大幅增加。
- ◆ **硅片薄片化及金刚线细线趋势下，单GW硅片金刚线消耗量不断增加。**硅片薄片化和金刚线细线化带来金刚线用量的大幅增加，单GW耗量从2021年的40+万公里提至2022年60万公里+，2023年将进一步提升。
- ◆ **金刚线行业增速高于光伏行业，2025年需求5.5亿公里。**我们预计2022年光伏硅片切割用金刚线需求为2.2亿公里，2025年可达5.8亿公里，2022-2025年复合增速可达39%。如若金刚线线径突破30 μ m极限，则需求量可再次上升，需求空间十分广阔。

图表：金刚线行业需求测算

	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
全球光伏装机量/需求 (GW)	171	259	378	478	576
增速	22.1%	51.5%	45.9%	26.5%	20.5%
硅片/装机比	1.36	1.35	1.35	1.35	1.35
全球硅片需求 (GW)	232.9	349.7	510.3	645.3	777.6
单GW硅片耗线量（万公里/GW）	43.3	62.0	68.0	72.0	75.0
金刚线需求量（万公里）	10090.7	21678.3	34700.4	46461.6	58320.0
增速	71.9%	114.8%	60.1%	33.9%	25.5%

3 技改+新建加速产能扩张，23年出货预期大幅增加加剧竞争

- ◆ **需求高增之下，行业内主要玩家纷纷技改+新建产能加速行业产能扩张。**2022年下游需求持续旺盛，主要玩家纷纷扩产。美畅依旧稳居行业龙头，其他厂家如岱勒、高测，原轼等紧跟扩产节奏，2022年岱勒新材首次批量投入使用单机20线，美畅也在进行单机15线技改，恒星科技、三超新材等也纷纷采用效率更高的生产机型，加速行业产能扩张，我们预计到2022年底产能同比大幅扩张，足以满足2023年下游需求，2023年继续保持高速扩产节奏下将进入产能过剩阶段。
- ◆ **2023年各家出货预期同比高增，行业竞争加剧。**从出货角度看，美畅、高测、岱勒、恒星四家出货预期已达3.1亿公里，再考虑原轼、聚成、三超等出货，行业出货高于需求，竞争将有所加剧。

图表 金刚线企业现有设备单机生产效率

公司	最新生产机型
岱勒新材	单机20线
三超新材	单机16线
恒星科技	单机16线
美畅股份	单机15线
高测股份	单机12线
原轼新材	单机12线、单机4线（干法上砂）
聚成科技	单机15线

图表：金刚线企业产能及出货情况

单位：万公里	产能			出货		
	2021	2022E	2023E	2021	2022E	2023E
美畅股份	7000	16800	18000	4541	9400	15600
高测股份	2000	3000	7000	829	3000	5000
岱勒新材	1000	3600	7200	336	1600	6000
恒星科技	1200	4600	/	806	1950	4200
三超新材（细线）	760	1200	3000	262	/	/
原轼新材	1862	5160	6660	1804	/	/
聚成新材	1699	2000	9000	1186	/	/

4 竞争格局 “一家独大” 渐变 “一超多强”

- ◆ **线行业呈现“一家独大”竞争格局。**2018年美畅股份通过价格战确立行业霸主地位，随金刚线行业经过两年降价出清，市场集中度快速提升，2021年金刚线CR5高达82%，其中美畅市占率大幅领先，2022年我们预计美畅市占率约为45%，龙头地位稳固，呈现“一家独大”格局。
- ◆ **2023年各金刚线企业出货高增，格局逐渐变成“一超多强”。**得益于下游需求持续旺盛，各家纷纷扩产，出货预期同比高增，预计到2023年底整个行业竞争格局逐渐由“一家独大”演变成“一超多强”竞争格局。

图表：2022年金刚线企业竞争格局（按出货预测）



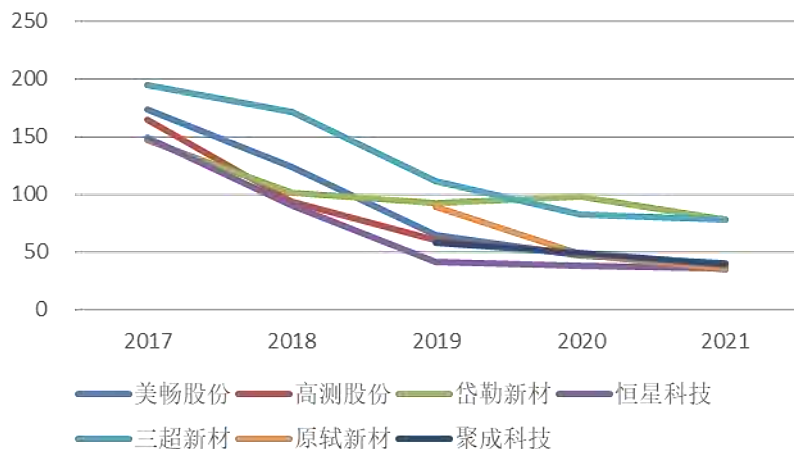
图表：2023年金刚线企业竞争格局（按出货预测）



5 价格下降速度趋缓，更加注重同下游价值共创

- ◆ **金刚线产品更新迭代速度加快，价格下降速度趋缓。**国产化替代之后，18年光伏“531新政”致使行业产能阶段性过剩，加之美畅股份通过整合产业链优势，采取价格战加速出清市场产能，价格迅速下降。到目前为止，金刚线产品价格有很大一部分是通过产品的迭代来完成的并保持相对稳定的状态，均价基本维持在40元/公里的水平。
- ◆ **金刚线在硅片成本中占比较低，相较价格，下游客户更加注重质量。**金刚线占单晶硅片的成本比重仅1%，占非硅成本7%左右。特别是在薄片化细线化快速推进的情况下，对客户来说会更看重是金刚线企业的产能规模、品质稳定以及技术升级能力，金刚线企业在此过程中也会和客户形成价值共创以及价值共享，金刚线带来的切片良率每提升0.2%，相当于金刚线降价3.48元。

图：金刚线各厂商销售均价（元/公里）



图：良率提升对应金刚线价格可提升值

良率	96.5%	96.7%	96.9%	97.1%	97.3%	97.5%
良率提升对应金刚线的价格可提升值（元/公里）	0.00	3.48	6.95	10.43	13.90	17.38

6 上中下游三方协同，23年钨丝或将实现批量化应用

- ◆ **高碳钢丝线径接近极限，钨丝替代是行业发展的新方向。**下游硅片厂商对于金刚线细线化的要求越来越高，然而目前金刚线线径已逐渐接近极限，钨丝是高碳钢丝的主要替代品，具有许多优势，但是钨丝尚存在许多需要解决的问题，核心问题就包括成本问题，其价格目前是碳钢丝的2倍左右，经济性较高碳钢丝较差。
- ◆ **上游钨丝厂商均已开始相关布局。**继厦门钨业拟投资8.4亿元建设600亿米光伏用钨丝生产线项目公告之后，中钨高新也发布公告，拟新增年产100亿米光伏行业用钨丝产能，来满足未来光伏发电产业对钨丝的需求。
- ◆ **下游部分切片厂商已开始小批量导入。**目前有生产钨丝金刚线产品的企业主要是岱勒新材、三超新材和原轼新材。岱勒新材每月有批量销售线径为30μm的钨丝金刚线，下游客户主要是协鑫和晶科；三超新材目前每月能出售4-5万km的钨丝金刚线，原轼新材也实现31线钨丝金刚线对中环的销售。

图表：上游钨丝厂商相关布局公告

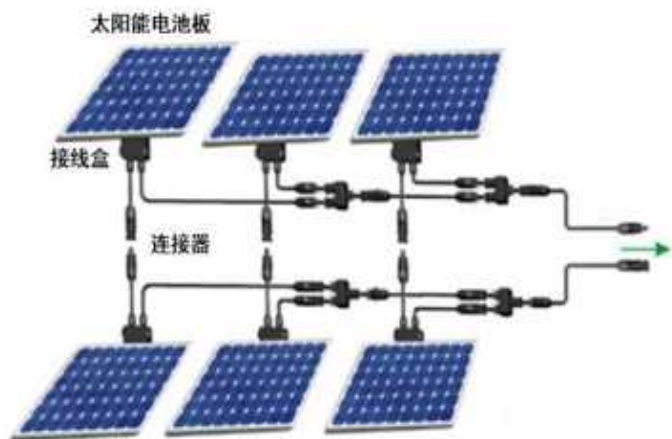
公司名称	项目名称	项目投资	项目计划
厦门钨业	厦门虹鹭新增年产88亿米细钨丝产线设备项目	0.43亿元	其中45亿米用于光伏切割用高强度钨丝
	厦门虹鹭新增年产200 亿米细钨丝产线设备项目	2.52亿元	建设完成，陆续投产
	厦门虹鹭600亿米光伏用钨丝产线建设项目	8.4亿元	2022年3月启动，公司计划于2023年上半年完成项目建设
中钨高新	年产100亿米细钨丝扩能改造项目	1.0亿元	项目建设期为9个月

十、接线盒：竞争格局分散，集中度有望提升

1 创新+降本为竞争关键，智能接线盒为发展新方向

- ◆ **光伏组件电流“调控中枢”，产品同质化严重，创新+降本为竞争关键。**接线盒是位于太阳能电池组件构成的电池板方阵之间的连接和保护装置，作用是连接和保护组件，将其产生的电力与外部线路连接，进行电流传导，在组件发生热斑效应时自动启动旁路保护电路。接线盒行业竞争多年，产品同质化较为严重，**因此产品的更新迭代以及不断降本巩固技术与成本优势是行业竞争的关键要素。**
- ◆ **智能接线盒是未来接线盒的发展方向，受成本制约未大面积推广。**智能接线盒系在实现连接、保护两大关键功能之外，进一步具备关断、优化等功能，从而加强安全性能，提升光伏组件的输出功率；智能接线盒由于技术含量较高，包含专业IC芯片使得产品成本较高，是普通光伏接线盒的5倍以上，因此目前尚未大规模应用，需进一步降低成本从而推动智能接线盒的市场化应用。

图表：接线盒示意图



图表：接线盒产品演变与迭代



二极管接线盒

芯片接线盒

智能接线盒

3 接线盒：光伏装机需求旺盛，2025年市场空间超200亿元

- ◆ **光伏装机需求旺盛，2025年市场空间超200亿元。**光伏需求持续旺盛，2022/2023/2025年预计装机可达259/378GW/576GW，光伏装机需求旺盛下带动组件需求提升，单块组件需要单套接线盒，我们测算2022/2023/2025年接线盒需求为5.6/7.7/11亿套，对应市场空间达111/151/206亿元，2022-2025年CAGR达23%。

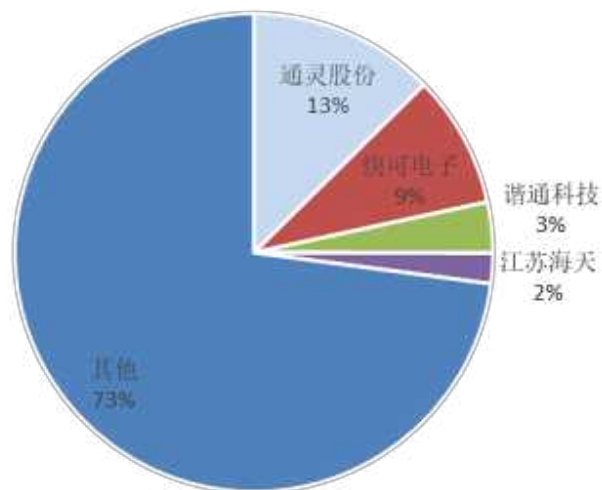
图表：接线盒市场空间预测

	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
全球光伏装机（GW）	171	259	378	478	576
直流侧（GW）	205.2	305.62	446	564	680
单块组件功率（W）	500	550	580	600	620
接线盒需求量（百万套）	410.4	556	769	940	1096
单套价格（元/套）	20	20	20	19	19
接线盒市场空间（亿元）	82	111	151	181	206

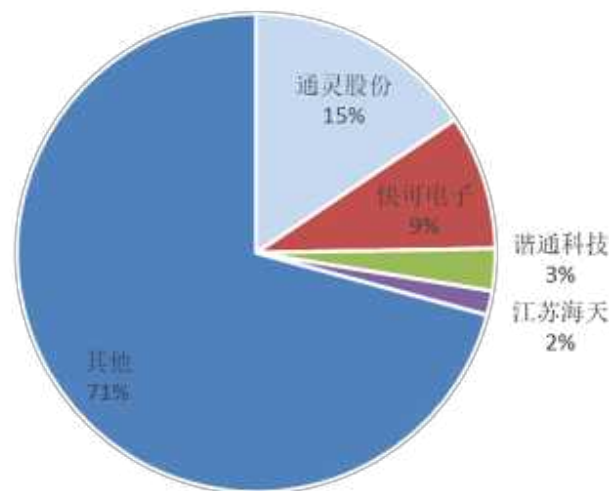
2 接线盒：市场格局较为分散，集中度有望进一步提升

- ◆ 行业格局分散缺少领先龙头，随头部厂商资金加持，集中度有望进一步提升。接线盒领域发展多年，行业竞争格局较为分散，2022年预计通灵股份市占率为13%，快可电子市占率为9%，目前行业缺乏领先龙头，随着通灵股份与快可电子陆续上市募资，在手资金较为充沛，产能可快速提升满足市场高增需求，2023年预计二者市场率进一步分别提升至15%、9%，同时尾部厂商逐步市场出清，行业集中度有望进一步提升，相比于光伏其他环节，龙头仍具有较大市占率提升空间。

图表：2022年接线盒市场格局预测（按出货：百万套）



图表：2023年接线盒市场格局预测（按出货：百万套）



十一、跟踪支架：23年渗透加速，有望实现盈利反转

1 跟踪支架行业空间广阔，渗透率持续提升

◆ **支架行业空间广阔：**支架行业主要由固定支架和跟踪支架构成，2022年市场规模在900亿元左右，未来空间将进一步扩大。

◆ **跟踪支架渗透率持续提升&积极开拓海外市场。**

1) 跟踪支架渗透率提升。跟踪支架提升发电效率、融合双面组件等方面更具优势，发电增益在12-20%，国内风光大基地对跟踪支架接受度提升，随2023年地面需求起量，我们预计2023年全球跟踪支架渗透率将进一步提升。**2) 积极开拓海外高毛利市场。**国内跟踪支架厂商在产品持续优化、成本持续降低的基础上，可通过积极布局海外售前、中、后一体化团队，跟随国内业主和EPC厂商出海以及持续项目积累以获得更好的可融资性认证等方式积极开拓海外高毛利市场。

图表：跟踪支架市场空间测算

	2020A	2021A	2022E	2023E
全球装机量-交流侧 (GW)	140	171	259	378
全球装机量-直流侧 (GW)	168	205.2	310.8	453.6
户用占比	15%	26%	31%	28%
工商业占比	15%	18%	19%	19%
电站占比	70%	57%	50%	53%
户用装机 (GW)	25.2	52.5	96.3	127.0
跟踪支架占比	0%	0%	0%	0%
跟踪支架出货量 (GW)	0	0	0	0
固定支架出货量 (GW)	25.2	52.5	96.3	127.0
工商业装机 (GW)	25.2	36.5	59.1	86.2
非屋顶占比	50%	50%	50%	50%
跟踪支架占比	40%	45%	40%	45%
跟踪支架出货量 (GW)	5.0	8.2	11.8	19.4
固定支架出货量 (GW)	20.2	28.3	47.2	66.8
电站装机 (GW)	117.6	116.1	155.4	240.4
跟踪支架占比	40%	45%	30%	40%
跟踪支架出货量 (GW)	47.0	52.3	46.6	96.2
固定支架出货量 (GW)	70.6	63.9	108.8	144.2
合计-跟踪支架出货量 (GW)	52.1	60.5	58.4	115.6
YOY	37%	16%	-3%	98%
跟踪支架单价 (元/W)	0.55	0.53	0.5	0.48
跟踪支架市场规模 (亿元)	286	321	292	555
合计-固定支架出货量 (GW)	115.9	144.7	252.4	338.0
固定支架单价 (元/W)	0.27	0.26	0.25	0.24
固定支架市场规模 (亿元)	313.0	376.3	630.9	811.3
光伏支架市场规模 (亿元)	599.4	696.8	923.1	1366.0
增速	7.41%	16.25%	32.47%	47.98%

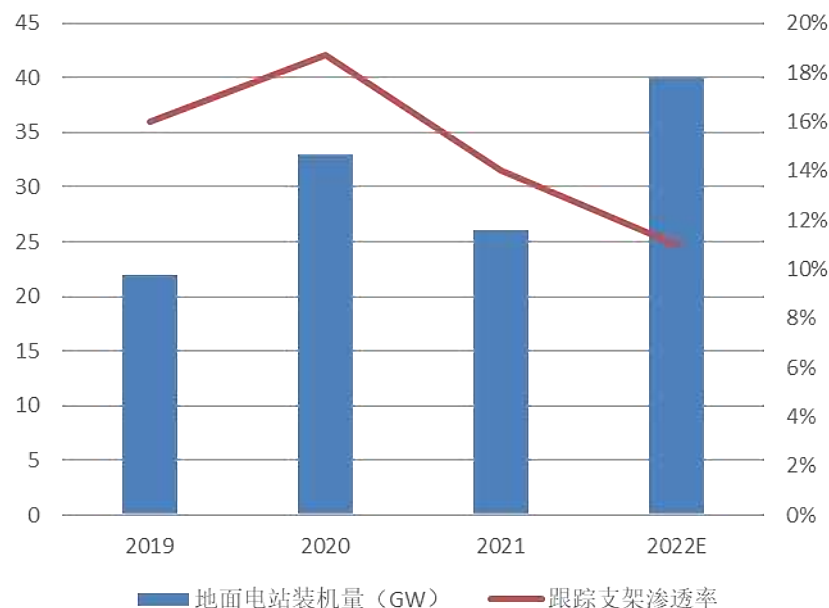
2 2023年国内地面需求起量，渗透率有望提升

- ◆ **海外渗透率高企，2023年国内地面电站需求起量，渗透率有望加速提升：**美国是全球最大的跟踪支架市场，2019年美国跟踪支架在地面电站中的渗透率达70%，主要是美国地理条件、技术成熟及价格敏感度低所致。国内渗透率提升原因有：1) 跟踪支架可实现12-20%发电增益从而降低度电成本；2) 特高压电网的逐步投运，消纳问题得到有效解决；3) 国内部分可靠性跟踪品牌出现，示范项目获市场认可。2022年受硅料价格高企影响，组件价格较高，地面电站收益率被压缩，为节省成本，地面电站中较高成本的跟踪支架使用较少，因此2022年地面电站中跟踪支架渗透率有所下滑，展望2023年，硅料价格下行、地面需求爆发，跟踪支架需求有望随地面电站需求提升叠加渗透率提升迎来高增。

图表：风光大基地并网节点

项目类型	2022年投产 (GW)	2023年投产 (GW)	2024年投产 (GW)
光伏第一批	27	32	
风电第一批	18	20	
光伏第二批		84	36
风电第二批		56	24
光伏合计	27	116	36
风电合计	18	76	24
总合计	45	192	60

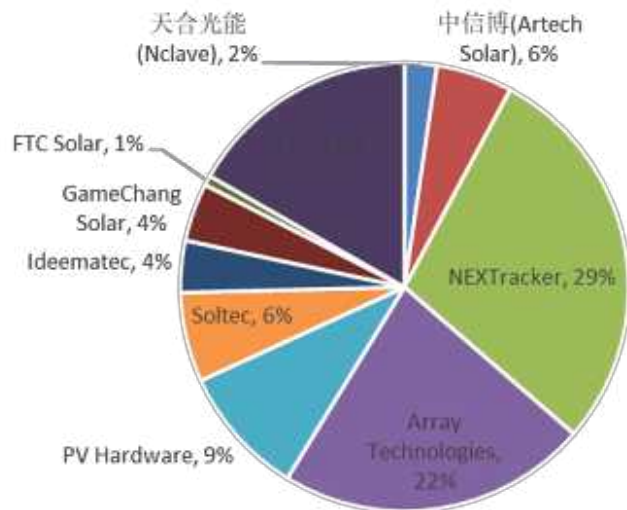
图表：国内市场跟踪支架渗透率回升 (%)



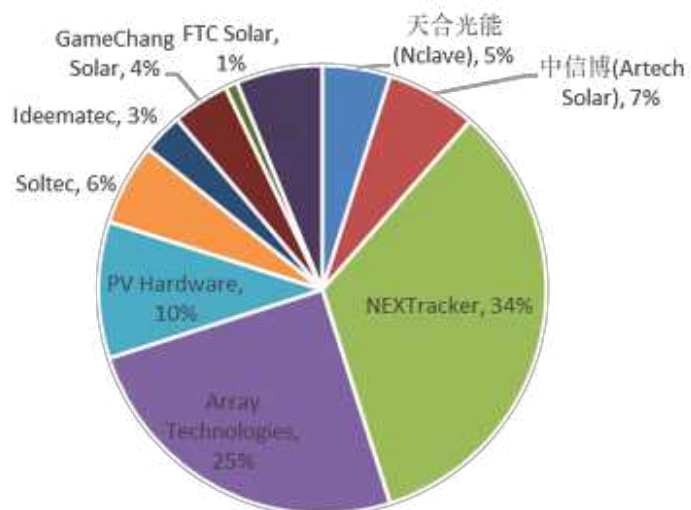
3 海外龙头主导跟踪支架，国产替代空间大

- ◆ **外商主导跟踪支架，格局稳定。**与固定支架相比，跟踪支架技术门槛要求较高，目前市场欧美企业占据前四，且格局相对稳定，海外厂商已依靠成熟的解决方案形成了一定的用户习惯。2021CR4占比63%，美国公司NEXTracker和Array Technologies一直占据前二位置，同时2022年Array对STI进行了收购，Array主要市场为美国，STI主要市场为欧洲、拉美地区，收购后可实现优势市场互补，拓展其国际市场，NEXTracker与Array双龙头地位较为稳固。
- ◆ **跟踪支架国产替代空间大：**2021年中国企业中信博位列第七，市占率5%，未来国产替代空间较大。2022年受硅料价格影响，地面电站中跟踪支架渗透率有所下滑，未来看随硅价下行叠加随着国产跟踪支架成本下降、技术成熟，性价比凸显，市占率将进一步提升，预计2023年中信博提升至7%，天合提升至5%。

图表：2022年跟踪支架行业竞争格局（按出货，GW）



图表：2023年跟踪支架行业竞争格局（按出货，GW）



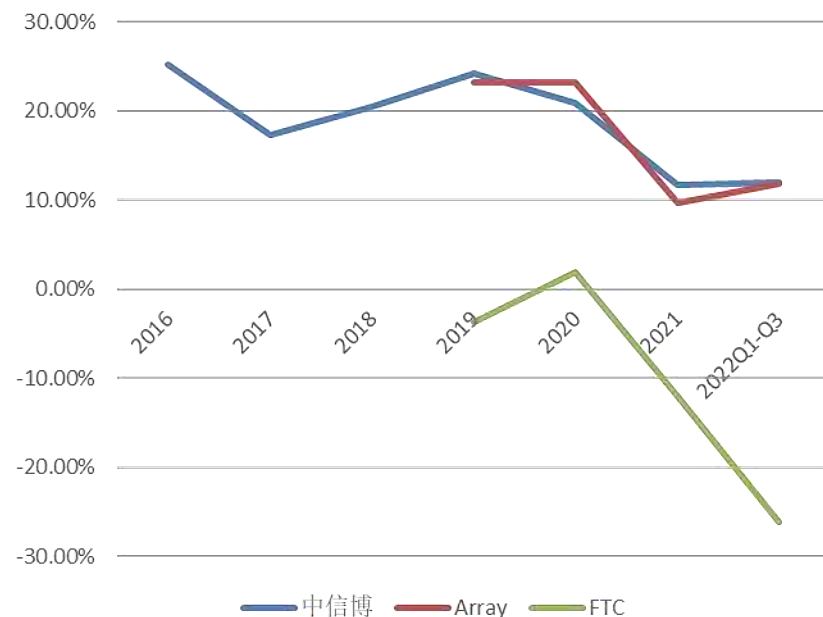
4 跟踪支架：钢价回落，地面需求起量，2023年盈利有望修复

- ◆ **2021-2022年跟踪支架盈利承压。** 1) 钢材占总成本80%左右，钢材涨价致使支架成本上涨，2) 组件价格上涨致使电站项目装机较少，跟踪支架接受度下降，3) 海运紧张，运费由支架厂承担，处于盈利底部。
- ◆ **钢价趋于回落，海运价格日趋平稳，叠加产品逐步向下游顺价，2023年盈利有望好转。** 2023年随硅价回落我们预计国内、海外地面项目大规模启动，钢价高位回落，叠加跟踪支架渗透率提升，我们预计跟踪支架厂商盈利将逐步修复，长期来看，跟踪支架行业 β +公司市占率持续提升。

图表：螺纹钢价格走势（元/吨）



图表：支架龙头毛利率情况

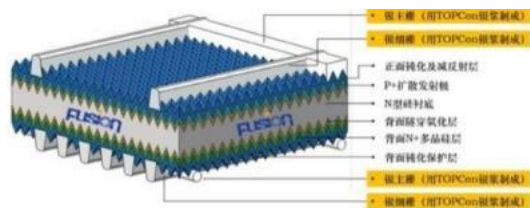


十二、银浆：N型电池银耗提升，银浆环节受益空间广阔

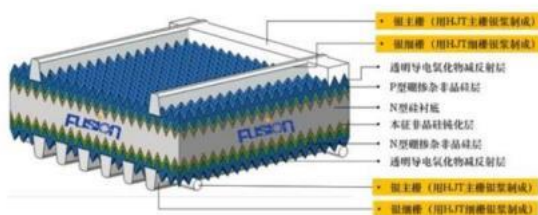
1 银浆：N型电池银浆产品导入提速

- ◆ TOPCon电池对多晶硅薄层和钝化接触结构进行改进，提高了银浆降低金属诱导复合速率的难度，并且需要根据多晶硅层数作精确调整；HJT电池特殊的生产温度要求催生了低温银浆，同时加大了银浆用料，降本需求迫在眉睫。
- ◆ 按技术路线及工艺流程分类，光伏银浆可分为高温银浆及低温银浆。高温银浆在500℃的环境下通过烧结工艺将银粉、玻璃氧化物、其他溶剂混合而成，而低温银浆则在200-250℃的相对低温环境下将银粉、树脂、其他溶剂等原材料混合而成，目前P型电池及N型TOPCon电池主要应用高温银浆。由于HJT电池非晶硅薄膜含氢量较高等特有属性，要求生产环节温度不得超过250℃，助推低温银浆技术研发及其产业化。

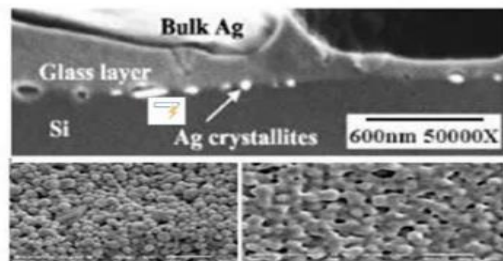
图：TOPCon电池结构及银浆示意图



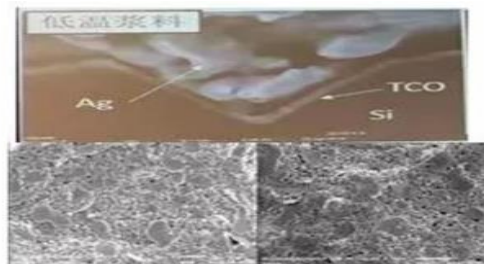
图：HJT电池结构及银浆示意图



图：高温银浆烧结前后对比图



图：低温银浆固化前后对比图



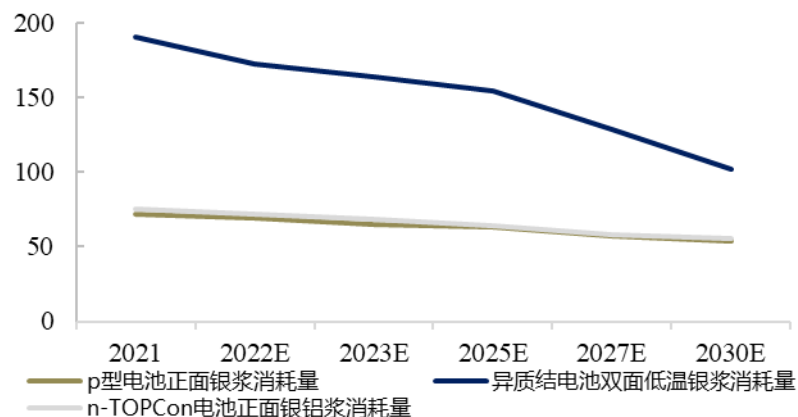
2 N型电池银耗提升，正银性能要求提高

- ◆ **与P型电池相比，N型电池技术银浆消耗量大幅提升。**截至目前，行业内182尺寸PERC电池平均正面银耗约60mg/片，背面银耗约20-30mg/片，由于背面固含量为60%，换算成正银约15mg/片，所以银耗总计75mg/片；对于182尺寸TOPCon电池，行业龙头晶科正面银耗已降至47mg/片，背面银耗57mg/片，合计104mg/片，中来同尺寸TOPCon电池银耗约130mg/片；HJT电池只有166和210尺寸，换算成182尺寸银耗约为160-170mg/片。与P型电池正银消耗量相比，TOPCon电池银浆消耗量（正银+背银）平均约为1.5倍，HJT电池低温银浆消耗量约为2.2倍。
- ◆ **正面银浆性能要求高，对电池片性能影响大。**背面银浆主要起到粘连作用，对导电性能的要求相对较低，常用在P型电池的背光面，而正面银浆需要实现更多的功能和效用，对产品的技术要求更高，其主要作用是汇集、导出光生载流子，为保证电池片的光电转化效率，正面银浆需具备印刷性能好、高宽比高的基本要求，还需与硅晶片形成良好的欧姆电阻并降低接触，具备较高的制备难度和技术壁垒。TOPCon背面银浆与PERC正面银浆差异不大，但由于TOPCon电池存在正面硼扩散发射极需求，正面需要银铝浆，因此TOPCon银浆价值量和耗量相较PERC更高，随着TOPCon电池渗透率的持续提升，银浆需求有望保持旺盛。

图：不同类型电池银浆耗量对比

电池片类型	正面银浆 (mg/片)	背面银浆 (mg/片)
182mmPERC	60	15
晶科 182mmTOPCon	47	57
HJT (换算成 182mm)	160-170 (双面低温银浆)	

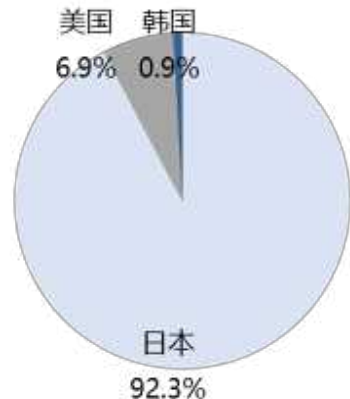
图：2021-2030E各类电池银浆消耗量变化趋势（单位：mg/片）



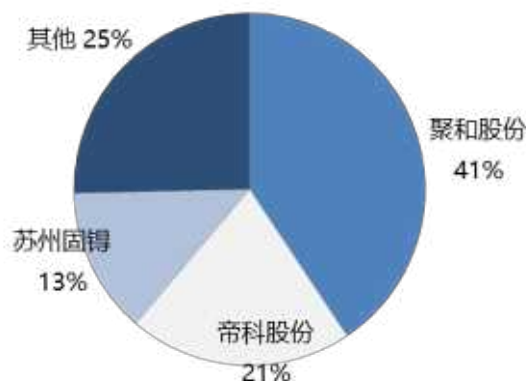
3 上游银粉依赖进口，正银国产化正当时

- ◆ **光伏银浆供给主要受中游企业产量与上游银粉供应的影响，需求主要受下游硅基光伏电池片产量的影响。**银浆的构成主要为银粉仍主要依赖进口。以正面银浆为例，成本构成中98.25%为银粉，有机原料及包装材料等合计占比不足1%。目前我国生产光伏银浆所需原材料银粉仍主要依赖进口，2021年我国全年进口银粉3240吨，日本、美国、韩国分别占比91.48%、6.81%、0.86%。陶氏（同和控股日本有色金属厂商）是银粉的主要供应商，占全球光伏银浆用银粉50%以上的市场份额。
- ◆ **正面银浆产品性能趋于稳定，国产比例持续上升。**过去几年，随着国产正面银浆技术含量、产品性能及稳定性持续提升，国产化程度持续上升，2021年国产化率达60%。大陆企业中，聚和股份、帝科股份、晶银新材（苏州固锴）占据主要市场份额，预计2022年市场份额为41%/21%13%，均与下游头部电池企业形成紧密合作，且目前在TOPCon银浆技术方面也均有储备，2022年国产化率有望提升至75%。

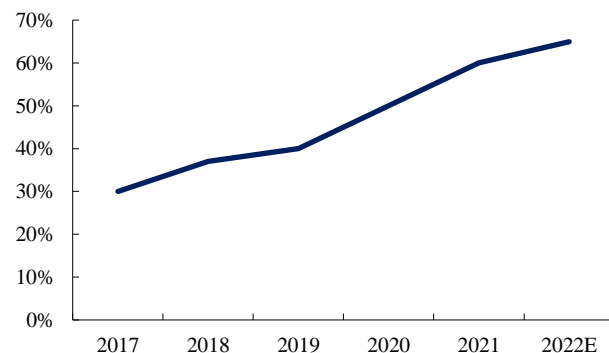
图：2021年我国生产银浆原材料银粉进口情况



图：2022年中国正面银浆市场格局



图：2017-2022E正面银浆国产化率



4 银浆市场空间测算

- ◆ 随TOPCon渗透率持续提升，银浆市场空间持续增长！PERC银浆耗量稳定保持10吨/GW，TOPCon银浆耗量将从的16吨/GW降低至11吨/GW，预计银浆价格保持小幅下滑趋势，测算22年银浆市场空间合计160亿元，至2025年市场空间高达420亿元，3年CAGR38%，布局领先的银浆厂商有望显著受益。

图表： TOPCon银浆市场空间测算

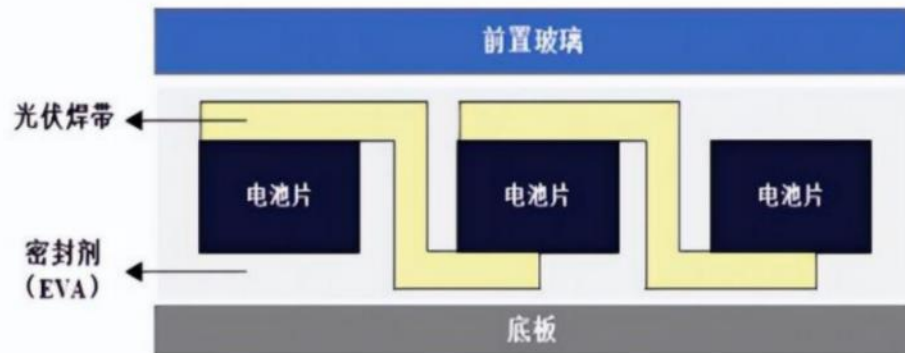
	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
光伏装机(GW)	130	170	260	370	476	583
电池片产量(GW)	143	204	312	444	571.2	699.6
PERC占比 (%)	100%	95%	85%	70%	50%	30%
PERC产量 (GW)	143	193.8	265.2	310.8	285.6	209.527
银浆耗量 (吨/GW)	11	10	9	9	9	9
银浆价格 (万元/吨)	600	600	600	600	600	600
银浆空间 (亿元)	94.38	115	142	166	153	112
同比增长 (%)	-	22%	23%	17%	-8%	-27%
TOPCon占比 (%)	0%	1%	7%	30%	50%	70%
TOPCon产量 (GW)	0	2	20	133	286	490
银浆耗量 (吨/GW)	20.00	16.00	14.40	12.96	11.66	10.50
银浆价格 (万元/吨)	620	620	615	610	605	600
银浆空间 (亿元)	0	2	18	105	202	308
同比增长 (%)	-	-	787%	486%	91%	53%
合计市场空间 (亿元)	94	117	160	271	354	420
同比增长 (%)	-	24.12%	36.36%	69.94%	30.49%	18.70%

十三、焊带：SMBB实现降本，协同TOPCon有望齐放量

1 光伏焊带用于光伏电池封装中的连接

- ◆ **光伏焊带又称镀锡铜带或涂锡铜带，是光伏组件的重要组成部分，用于光伏电池封装中的连接。**光伏焊带将由光能转换在硅片上的电能引出，输送到电设备，发挥导电聚电的重要作用，以提升光伏组件的输出电压和功率。光伏焊带的外观尺寸、力学性能、表面结构、电阻率等性能指标是影响光伏发电效率、光伏电池片碎片率以及光伏组件长期可靠性、耐用性的重要因素。光伏焊带按产品应用方向可以分为互连焊带和汇流焊带：互连焊带是用于连接光伏电池片，收集、传输光伏电池片电流的涂锡焊带；汇流焊带是用于连接光伏电池串及接线盒，传输光伏电池串电流的涂锡焊带，它将众多电池串连接，实现完整电流通路。根据光伏焊带的性能及适用领域，互连焊带主要包括常规互连焊带、MBB焊带、低温焊带、低电阻焊带等；汇流焊带主要包括常规汇流焊带、冲孔焊带、黑色焊带、折弯焊带等。
- ◆ **光伏焊带主要原材料是铜和锡等，由基材和表面涂层构成。**基材为不同尺寸的铜材，并要求规格尺寸精确、导电性能好、具有一定强度；表面涂层为锡合金，可利用电镀法、真空沉积法、喷涂法或热浸涂法等特殊工艺，将锡合金等涂层材料，按一定成分比例和厚度均匀地覆裹在铜基材表面。因为铜基材本身没有良好的焊接性能，锡合金层的主要作用是让光伏焊带满足可焊性，并且将光伏焊带牢固地焊接在电池片的主栅线上，从而起到良好的电流导流作用。

图：光伏焊带工作原理



图：光伏焊带横截面



2 焊带：主栅数量增加，MBB向SMBB技术迭代

- ◆ **5BB向MBB转型成目前主要趋势，MBB技术助力组件功率提高。**多主栅技术（Multi-Busbar，MBB）是通过提高主栅数目，提高电池应力分布均匀性，进而提高导电性，增加转换效率。MBB焊带为圆柱形结构的互连焊带，直径约0.2-0.4mm。根据天合光能，使用圆形焊带可使入射光无论从哪个角度进入，都能在焊带区域获得约75%的利用率，而传统的5BB采用的平焊带对入射光的综合利用率仅5%以内，使用MBB技术相较于5BB技术组件功率可提升1%-1.5%。
- ◆ **MBB到SMBB是组件技术迭代的方向，提效降本为主要驱动力。**超级多主栅技术（SMBB）是指主栅数量为12及以上的新型组件技术。SMBB焊带最明显的特征：其内径变小，通常小于0.30mm。SMBB焊带工艺提供了更细的焊带和更低的每瓦单价成本，一方面随着主栅数量的增加，焊带和主栅线焊点数量增加，增强了焊接强度；另一方面随着主栅结构更细化，降低了银浆耗量；同时随着加工难度的提高，加工费会比传统焊带更高，增强厂商的毛利率。

图：光伏焊带产品发展趋势



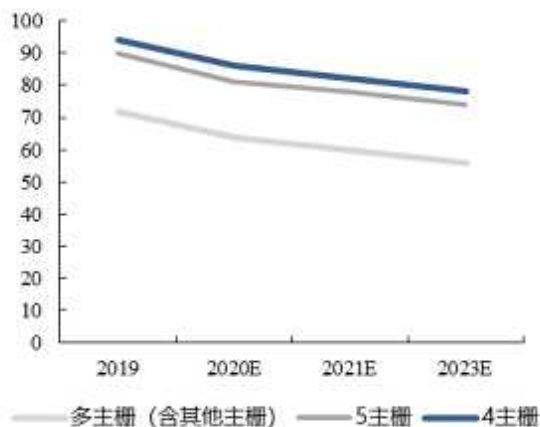
图：MBB→SMBB焊带用量测算

	182mmPERC				182mmTOPCon			
主栅技术	5BB	MBB	SMBB					
主栅数量	5	9	12	15	18	21	25	28
焊带规格 (mm)	0.25×1	0.35	0.32	0.3	0.26	0.25	0.22	0.2
电池片功率	7.65	7.65	7.65	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11
焊带体积 (m³/GW)	59	41	46	48	50	46	43	39
焊带耗量(吨/GW)	531	368	410	424	444	413	380	352
增幅		-30.73%	11.36%	3.63%	-9.87%	-6.99%	-7.81%	-7.44%

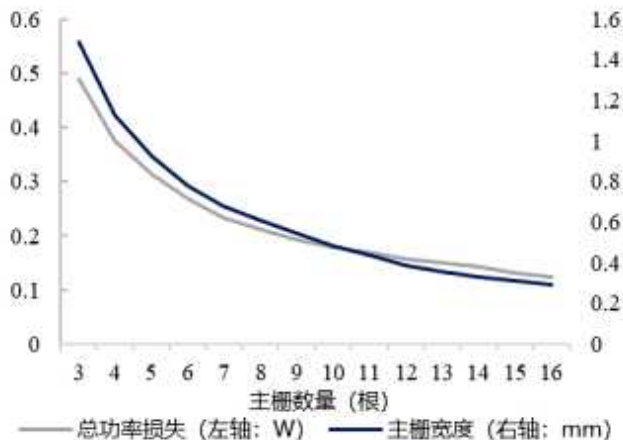
3 N型电池银耗增加，多主栅技术实现对冲

- ◆ **多主栅技术推动银浆耗量下降，实现降本增效。**由于TOPCon电池银浆耗量显著增加，且银浆在电池片成本中占比较高，降低银耗是TOPCon电池降本的重要途径之一，目前行业主要通过多主栅技术以及减小栅线宽度来减少正银消耗量，同时，增加主栅数量将降低组件总功率的损失，使用5主栅的组件总功率损失约为31.3%，而使用9主栅及以上技术的组件总功率损失将降至20%以下。
- ◆ **栅线数量增多、宽度减少将成为发展趋势。**当前MBB焊带市场占比约为85%，与之对应的P型电池片市场占比约83%，均占据市场主流。但SMBB即将到来，焊带线径指向0.2mm，根据测算，由MBB向SMBB的迭代对于焊带的单耗不会产生显著影响，而光伏焊带走向极细化，将使得焊带的价值量与行业壁垒均有所提升。据CPIA数据，2021年，随着主流电池片尺寸增大，9主栅及以上技术成为市场主流，相较2020年上升22.8个百分点至89%。从栅线宽度来看，2021年细栅线宽度一般控制在32.5 μm 左右，随着浆料技术和印刷设备精度的提升，细栅宽度仍会保持一定幅度的下降，预计到2030年细栅线宽度或将下降至21.8 μm 左右。

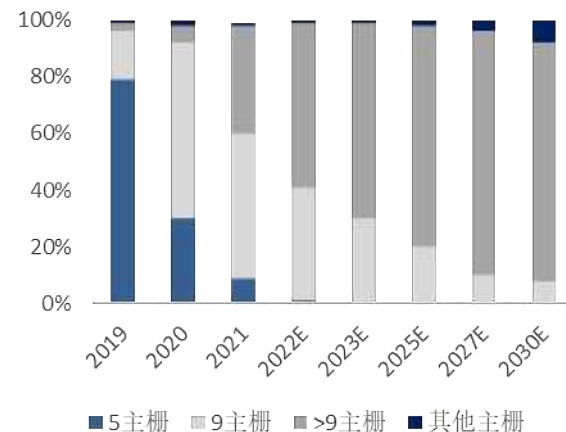
图：不同主栅技术下电池正银单位消耗量
(单位：mg/片)



图：主栅数量增加将降低组件总功率损失 (单位：W, mm)



图：2019-2030E不同主栅技术市场占比
(单位：%)



4 N型电池浆料成本占比提高，SMBB配合降本

- ◆ **光伏焊带产品的原材料主要为铜和锡合金，产品直接材料成本占比超过90%。**近年来，光伏焊带产品销售毛利率水平趋于稳定，焊带产品的成本刚性导致价格下降空间有限。随着公司技术不断提升和SMBB渗透率的提升，以及原材料价格的下降，有望带来利润弹性。目前市场上主流的产品还是MBB焊带，SMBB焊带的市场正在逐步推开。目前TOPCon电池片上最大是18BB，1GW的焊带用量在450吨左右，随着SMBB焊带的推广，焊带用量会进一步提升。异质结无主栅技术推广后，栅数大约会提升至24BB，虽然焊带线径有所下降，但根数的增加导致总体用量呈上升趋势。
- ◆ **借助N型TOPCon电池片明年的放量，SMBB组件技术将会加速。**随着电池片技术由PERC向N型TOPCon的迭代，电池片功率上升的同时，电池片浆料成本占比显著上升，浆料在占总成本比重也从4.63%上升至6.11%，浆料成本的上升制约了电池片成本的下降空间。SMBB技术降本增效效果显著，预期SMBB焊带市场占比由今年的9%上升至明年的20%，紧跟N型TOPCon放量步伐。

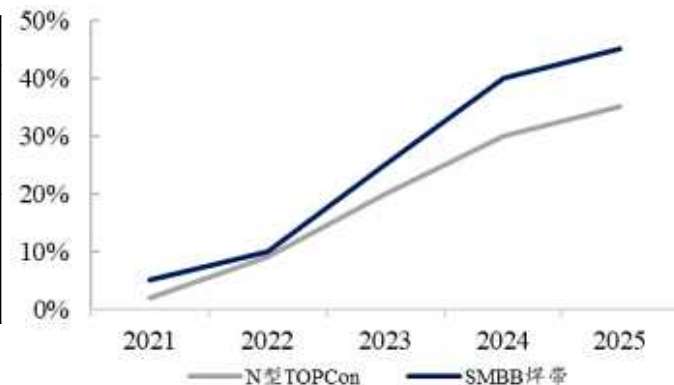
图：从PERC到N型TOPCon电池片的成本测算

图：焊带市场规模预测

图：N型TOPCon市场占比与SMBB焊带市场占比

	硅片成本(元/W)	浆料耗量(mg/W)	浆料成本(元/W)	浆料成本占比	总成本(元/W)
PERC	0.98	80	0.05	4.63%	1.13
TOPCon	1.02	120	0.07	6.11%	1.22

	2021	2022	2023E
MBB焊带(P型)占比(%)	90%	85%	60%
SMBB焊带(N型)占比(%)		5%	20%



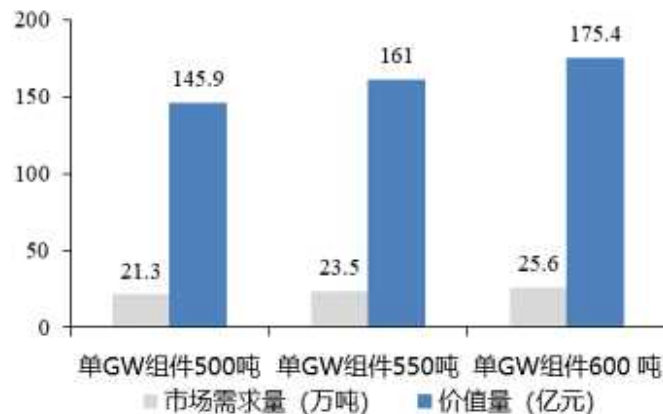
5 SMBB焊带受益于TOPCon放量有望增加出货

- ◆ **趋势预测：未来电池片会从P型逐步转到N型，TOPCon的量会逐渐增加，对SMBB焊带的需求会增大。**另外，异型焊带可以减少EVA的用量，为组件厂商带来降本的效果，同时异型焊带还能增加光的折射率提升组件功率，短期来看，明年异型焊带的需求量也会增加。SMBB焊带降低了线径，也能减少EVA的用量。未来，降本光伏行业的发展方向之一。1) 今年异型焊带的扩张数量比较少，很多焊带厂家暂不具备生产异型焊带的能力，所以新产品毛利率在短期内不会快速下降；2) **SMBB焊带受益于TOPCON放量有望增加出货增厚毛利率。**3) N型TOPCon浆料成本占比提高，SMBB配合降本。借助N型TOPCon电池片明年的放量，SMBB组件技术将会加速。预期SMBB焊带市场占比由今年的9%上升至明年的20%，紧跟N型TOPCon放量步伐。
- ◆ **空间测算：乐观情况下，2023年全球光伏焊带市场需求量将达133.2亿元。**22/23年全球装机需求有望达到225/270GW，对应组件需求为270/324GW，按1GW光伏组件所需光伏焊带500吨、550吨和600吨的不同情况模拟计算，到2023年全球光伏焊带市场需求量分别为16.2万吨、17.8万吨、19.4万吨，按6.85万元/吨单价计算，对应价值量为111.0亿元、122.1亿元、133.2亿元。

图：2023年全球光伏焊带市场需求量

		2020	2021	2022E	2023E
装机	中国(GW)	48.2	54.9	90.2	130
	全球(GW)	130	160	225	270
	容配比	1.2	1.2	1.2	1.2
	对应组件需求(GW)	156	192	270	324
焊带需求	单GW组件500吨焊带需求(万吨)	7.8	9.6	13.5	16.2
	单GW组件550吨焊带需求(万吨)	8.6	10.6	14.9	17.8
	单GW组件600吨焊带需求(万吨)	9.4	11.5	16.2	19.4

图：2023年全球光伏焊带市场需求量



PART3 双海空间广阔，具备长期成长性

1 海风资源丰富、发电量大、不存在消纳瓶颈

- ◆ **海上风电开发空间非常大。**据世界银行2020年数据，中国是全球海风开发潜力最大的国家，达2982GW，其中固定式1400GW，漂浮式1582GW。而截至21年，国内海风累计装机仅26.4GW，占比仅2%，开发空间非常大。
- ◆ **海风发电量大。**1) 海上没有阻风物体，风速高。风机发电功率正比于风速立方（达到额定功率之前），同高度，海上风速一般比陆地大20%左右，相应的发电量高70%；2) 发电利用小时数高。海上静风期短，风电机组利用效率较高，等效满负荷小时数一般在3000h以上，部分可高达4000h以上，平均比陆上高500-1000h，能够大大提高发电量。尤其是深远海之后，风速能进一步提升，利用小时数也有望比近海再高500h以上；
- ◆ **海上风机寿命更长。**没有复杂地形对气流的影响，海上风湍流强度低，作用在风电机组上的疲劳负荷少，可延长发电机组使用寿命。海上风机设计寿命可达25年以上，而陆上机组约20年。
- ◆ **靠近负荷中心，就地消纳，天花板更高。**我国沿海11个省市用电量在社会总用电量的比重超50%，海上风电能够实现就地消纳，不存在弃风问题，并且海风波动小，对电网调频要求低。

图：沿海各省海上风资源和海域条件

省份	等效满负荷小时数(h)	平均风速m/s	水深	离岸距离	台风影响
辽宁	2750~3200	6.8-8	15~30	30	三类台风区
山东	2750~3300	7-7.5	20~30	30	无
江苏	3080~3300	7.5-8	20~40	60	无
浙江	3080~3450	8-8.4	20~50	35	有
福建	3300~4100	9~10	30~60	60	有
广东	2750~3700	8-9.5	20~60	40	有
海南	2420~3550	6.5-8.5	30~50	20~60	有
广西	2420~3200	7.2-7.8	20~40	20	二类台风区
天津	2750~3300	6.5-8			
河北	2750~3300	6.5-8			
上海	3080~3450	7~8			

图：2021年沿海各省市电源结构

	发电量(亿千瓦时)	用电量(亿千瓦时)	本地缺口(亿千瓦时)	火电装机(万千瓦)	风电装机(万千瓦)	其中海风	光伏装机(万千瓦)
辽宁	2147	2576	-429	3737	1087	105	478
河北	3289	4294	-1005	5424	2546	30	2921
天津	775	982	-207	1884	130	0	178
山东	5808	7383	-1575	11599	1942	60	3343
江苏	5782	7101	-1319	10322	2234	1184	1916
上海	957	1750	-793	2510	107	67	168
浙江	4018	5514	-1496	6462	364	220	1842
福建	2808	2837	-28	3596	735	314	277
广东	6115	7867	-1752	10219	1195	650	1020
广西	2019	2236	-217	2481	741	0	312
海南	363	405	-42	598	29	0	147

2 国内：十四五新增投产64GW+，开工105GW+

- ◆ 根据各省海风装机规划，十四五预计新增投产64GW+，开工105GW+：2021年国内海风抢装，新增并网16.9GW，累计并网26.4GW，新增和累计均超越英国，跃居全球第一。国补退坡后，广东、山东、浙江、上海等省、市相继出台地方补贴支持海风发展。根据沿海各省、市的海风规划，我们预计十四五海风新增投产64GW+，开工105GW+。
- ◆ 广东：22-24年全容量并网的省管海域项目（18年底前已完成核准），补贴标准1500、1000、500元/kW。
- ◆ 山东：22-24年，补贴规模2、3.4、1.6GW，补贴标准800、500、300元/kW。23年底前建成并网，免于配建或租赁储能。
- ◆ 浙江：22-23年全容量并网，补贴规模0.6GW、1.5GW，补贴标准0.03元/kWh、0.015元/kWh。补贴期限10年，2600h。
- ◆ 上海：对深远海和离岸距离50km以上的近海项目，奖励标准500元/kW，单个项目年度奖励不超过5000万元，分5年拨付。

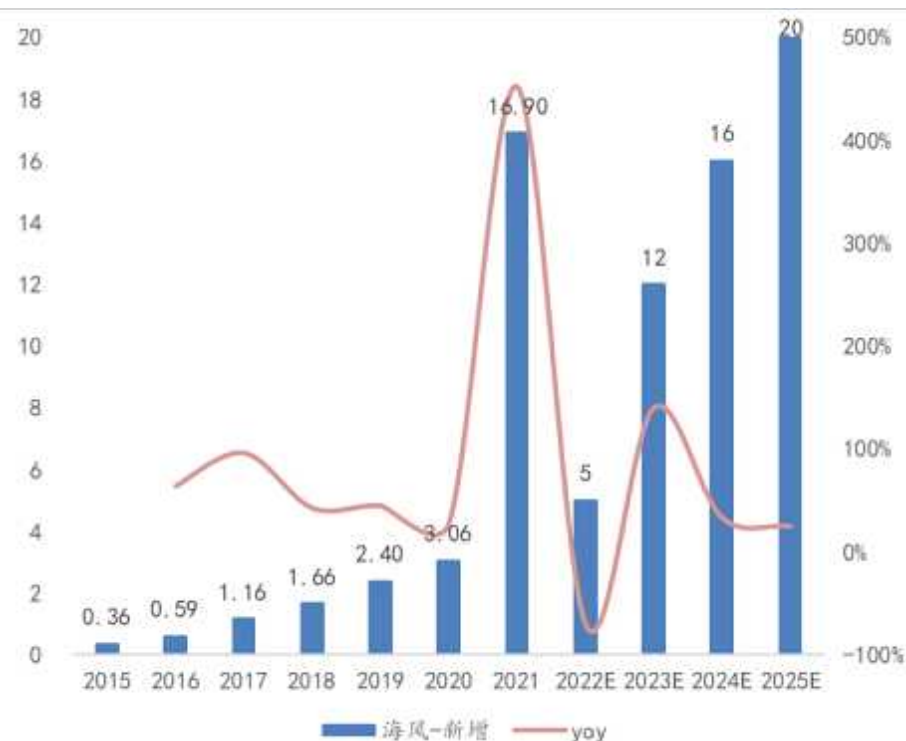
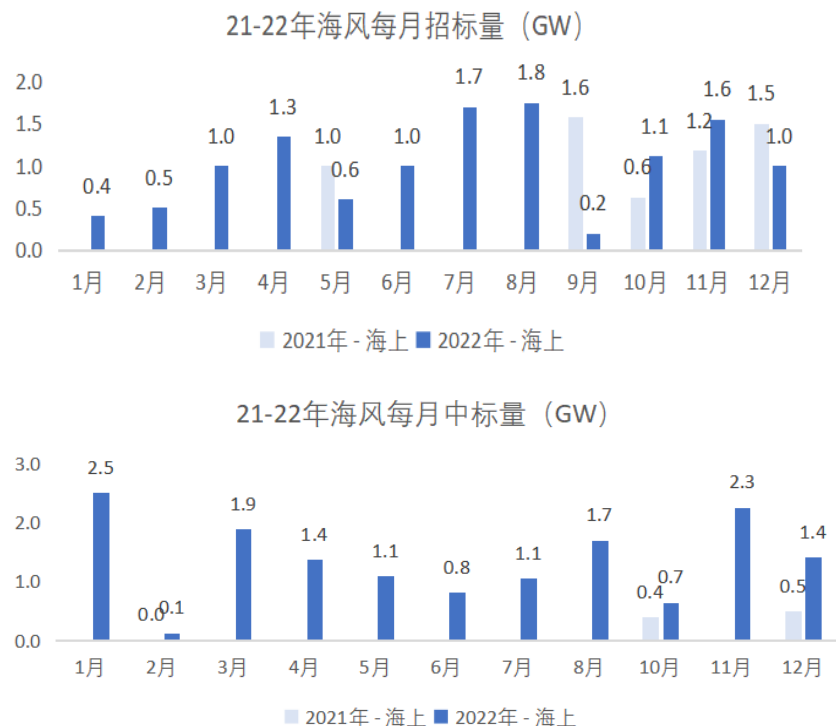
图：沿海各省海上风电十四五规划（GW）

省份	截至21年已核准/累计并网（新增）	十四五新增并网	十四五新增开工	其中国管	远期	政策
江苏	11.84/11.84 (6)	18.2				21年9月《江苏省“十四五”海上风电规划环境影响评价第二次公示》规划场址共28个，规模9.09GW；22年1月《关于江苏省2021年度海上风电项目竞争性配置结果的通知》，2.65GW（属于十三五规划）。21年并网约6GW。
广东	10.35/6.5 (5.5)	17.0				4月13日，广东省人民政府印发《广东省能源发展“十四五”规划》，规模化开发海上风电，推动项目集中连片开发利用，打造粤东、粤西千万千瓦级海上风电基地。“十四五”时期新增海上风电装机容量约1700万千瓦。
山东	1.8/0.6 (0.6)	8	12	3（并网） 7（开工）		《能源保障网建设行动计划》：2022年海上风电开工500万千瓦，建成200万千瓦左右。到2025年，开工1200万千瓦，建成800万千瓦；到2030年建成3500万千瓦。
浙江	4.68/2.2 (2.1)	4.6	9.96			《浙江省能源发展“十四五”规划》2025年浙江省风电装机达到641万千瓦以上，其中海上风电500万千瓦以上。
海南	0/0	4.2	12.3			《海南省海上风电项目招商（竞争性配置）方案》“十四五”规划11个场址作为近期重点项目，单个场址规划装机容量50万千瓦~150万千瓦，总开发容量为1230万千瓦。其中示范项目3个，共420万千瓦，其他项目810万千瓦，规模资源采用招商（竞争性配置）分配到各开发企业。
福建	5.19/3.14 (2.38)	4.1	19.2	4.8（开工）		《福建省“十四五”能源发展专项规划》：十四五期间增加并网装机410万千瓦，新增开发省管海域海上风电规模约1030万千瓦，力争推动深远海开工480万千瓦。
辽宁	1.9/1.05 (0.75)	3.5				《辽宁省“十四五”海洋经济发展规划》：到2025年，力争海上风电累计并网装机容量达到4.05GW
广西	0/0	3.0	7.5			《广西可再生能源发展“十四五”规划》：“十四五”期间，广西新增风电装机1797万千瓦，其中陆上风电新增装机1497万千瓦，海上风电新增装机300万千瓦。
上海	0.67/0.67 (0)	1.8				《上海市资源节约和循环经济发展“十四五”规划》：加快推进奉贤、南汇、金山等地区海上风电基地建设，积极推进百万千瓦级深远海域风电示范试点，力争新增风电装机规模180万千瓦。
河北	0.6/0.3 (0)		3	3		《唐山市海上风电发展规划（2022-2035年）》，国管海域规划容量15.5GW。“十四五”期间重点推进深远海海上风电冀东场址1（JD1-1，1.5GW）、冀东场址7（JD7，1.5GW）的开发前期工作；到2025年累计开工建设海上风电项目2-3个，装机容量3GW；到2035年累计开工建设海上风电项目7-9个，装机容量13GW以上。
总计		64.0	>105			

3 国内：22年预计招标15GW，23年18-21GW，持续景气

- ◆ **招标：**截止12月17日，**22年海上风机招标12.2GW（含中电建1GW框架）**；1-11月海上招标共计11.2GW，同比+154%，每月分别招标0.4/0.5/1.0/1.3/1.0/1.0/1.7/1.8/0.2/1.1/1.6GW。**全年招标预计15GW+。****中标：**截止12月17日，22年海上风机中标14.9GW；1-11月海上中标共计13.4GW，每月分别中标 2.5/0.1/1.9/1.4/1.1/0.8/1.1/1.7/0/0.7/2.3GW。
- ◆ **国内23-25年迎来高成长。**我们预计22-25年国内海上风电新增分别5、10、15、20GW，CAGR为59%。

图：21-22年海风每月招标(上)、中标容量(下) (单位：GW) 图：海风新增装机容量(单位：GW)



4 海外：能源危机背景下，海风规划持续加码

- ◆ **欧盟：**俄乌冲突爆发后，欧盟委员会发布了REPowerEU计划，促使欧洲在2030年以前摆脱对俄罗斯化石能源的依赖。2022年5月18日，丹麦、德国、比利时、荷兰四国共同签署《埃斯比约宣言》，承诺到2050年将四国的海上风电装机增加10倍，从目前的16GW提高至150GW，在2030年海上风电装机总量将达65GW。2022年8月30日，8个波罗的海国家达成《马林堡宣言》，到2030年，将波罗的海海上风电装机容量提高到至少 19.6 GW（目前2.8GW），其中丹麦6.3（2.3）、德国3.8（1.07）、瑞典0.7（0.2）、波兰5.9、芬兰0.1（0.07）、爱沙尼亚1、拉脱维亚0.4、立陶宛1.4。
- ◆ **英国：**22年4月，发布《能源安全战略》，将2030年海风装机目标提高到50GW，其中包括5GW浮式风电。
- ◆ **美国：**2022年初，发布《海上风能战略》，规划2030年、2050年海上风电累计装机达30GW、110GW。
- ◆ **菲律宾：**能源部称已有42个海上风电项目获得批准，规模31GW。

图：全球海风目标（单位：GW）

国家/地区	21年累计	2030E	2035E	2040E	2045E	2050E	来源
欧盟		≥60				300	2020年《欧盟海上可再生能源发展战略》
EU4		65				150	22.5.18北海海上风电峰会《埃斯比约宣言》
英国	12.7	50（前值40）				—	22年4月《英国能源安全战略》50GW
德国	7.7	30	50（前值40）		≥70		22年4月德国联邦内阁，复活节一揽子计划
荷兰	3	22（前值11.5）				—	21.12《2022-2027年北海计划附加草案》
丹麦	2.3	12.9（前值10）				35	2020年丹麦发布新气候行动计划
波兰	0	5.9					*2027年投入使用或开发10.9GW
挪威	0.006			30			
法国	0.002		18				
爱尔兰	0.025	7（前值5）					22年7月将其2030年海上风电目标从5GW提高到7GW
比利时	2.3	5.7				—	20.9《联邦联盟协议》，2030年前建设5.4-5.8GW
西班牙	0.05	3					
希腊		2					2022年8月通过了首个海上风电法案
美国		30				110	22年1月美国能源部发布《海上风能战略》
日本		10		30-45			
越南		10	25			—	《海上风电产业发展路线图》
菲律宾		2.8		21		40	《菲律宾海上风电路线图》，深海模式，漂浮式
印度		30				—	

5 海外：项目周期较长，有加速趋势

◆ 海外项目建设周期普遍较长，在能源转型目标下，各国积极出台相关政策，项目进度有望加速。沃旭位于英国的1.3GW Hornsea2号项目已于2022年8月全面投产，是目前全球单体最大的项目，2017年中标，经历了5年建设期。英国第三轮（2019年9月，5.5GW，42英镑/kWh）、第四轮cfD（2022年7月，7GW，37英镑/kWh，约0.32元/kWh）中标项目计划投运时间集中在24-26年，25-27年，从中标到投运时间有望缩短2-3年。第五轮拍卖相关工作已开启，有望在23年公布结果。

图：海外海风项目

图：英国海风项目

海风项目	所属地区	CfD中标时间	计划投运时间	装机容量 (MW)	离岸距离 (KM)
Sea green	苏格兰	2019年9月	2023年Q2	1075	27
Dogger bank Creyke Beck A P1	英格兰	2019年9月	2023年10月	1235	131
Near na Gaoithe	苏格兰		2024年10月	448	15.5
ForthWind Offshore Wind Demonstration Project-phase1	苏格兰	2019年9月	2024年10月	30	1.5
Moray West	苏格兰	2022年7月	2025年1月	882	22.5
Dogger Bank Creyke Beck B P1	英格兰	2019年9月	2025年2月	1235	131
Blyth Offshore Demonstrator- phase2	英格兰	2022年*	2025年4月	58	13.8
Pent land Floating Offshore Wind Demonstrator	苏格兰		2025年6月	12	8.3
TwinHub	英格兰		2025年7月	32	16
Inch Cape	苏格兰	2022年7月	2026年1月	1080	15
Dogger bank Teeside A P1	英格兰	2019年9月	2026年2月	1218	196
Sofia	英格兰	2019年9月	2026年10月	1400	195
Norfolk Vanguard	英格兰		2027年4月	1800	47.5
Norfolk Boreas	英格兰	2022年7月	2027年4月	1800	73
East Anglia Hub- TW0	英格兰		2027年12月	980	54.4
East Anglia Hub- ONE North	英格兰		2027年12月	950	36
East Anglia Hub- THREE	英格兰	2022年7月	2027年12月	1480	74
Hornsea 3	英格兰	2022年7月		2800	121
Seagreen1A	苏格兰	2019年9月	2024-2025	500	27
Morgan & Mona	UK		2027-2028	3000	
Berwick Bank OWF	UK		2027-2028	4000	
Outer Dowsing	UK		2027-2028	1500	

交付时间	项目	AC/DC	国家	容量 (MW)
2024	Revolution Wind	AC	US	704
2025	Sunrise Wind	DC	US	880
2025-2026	Arklow Bank Ph2	AC	Ireland	800
2025-2026	Codling Park	AC	Ireland	1500
2025-2026	Maytower	DC	US	1200
2026	Skipjack 2	AC	US	846
2026	Atlantic Shores	AC	US	1500
2026	Borwin 6	DC	Germany	900
2026	Dunkirk	AC	France	600
2026	Baltica 2/3	AC	Poland	2.5
2026-2027	Ocean Wind 2	DC	US	1.148
2026-2027	Baltyk. 2/3	AC	Poland	1440
2026-2027	Beacon Wind 1	DC	US	1230
2026-2027	Thor	AC	Denmark	1000
2027-2028	BalWin 1	DC	Germany	2000
2027-2028	limundein Ver Alpha	DC	Netherlands	2000
2027-2028	limundein Ver Beta	DC	Netherlands	2000
2027-2028	BalWin 2	DC	Germany	2000
2028-2029	limundein Ver North	DC	Netherlands	2000
2028-2029	ljmundein Ver Gamma	DC	Netherlands	2000
2028-2029	BalWin3	DC	Germany	2000

数据来源：政府网站、东吴证券研究所，注：2019年中标为CfD第三轮项目，2022年7月中标为CfD第四轮项目

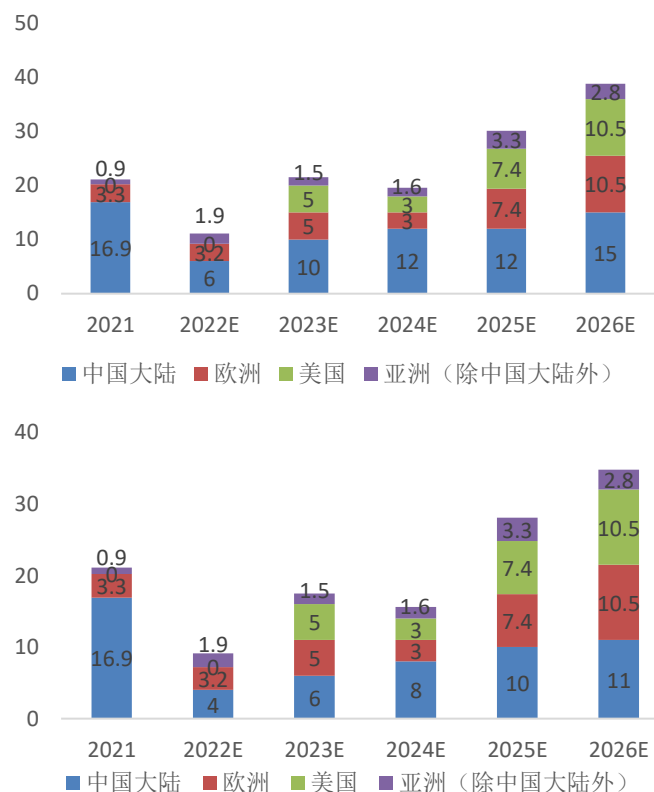
6 2022-2025年全球海风装机CAGR超50%

- ◆ 22-25年全球海风新增装机CAGR约52%，海外预计25年开启成长。根据GWEC预测，海外海风装机预计在2025年迎来快速增长，新增15.4GW，同比增长150%+，22-25年CAGR约45%。结合我们对国内的预测，我们预计22-25年全球海风装机将从10GW增长至35.4GW，CAGR约52%。

图：GWEC全球海风新增装机预测（单位：GW）

		21	22E	23E	24E	25E	26E	27E	28E	29E	30E
欧洲	英国	2.3	1.5	1.8	1.7	2.1	4.6	4.5	4.5	5.0	5.5
	德国		0.3	0.3	0.7	1.8	1.0	1.0	2.0	4.0	4.5
	丹麦	0.6		0.3	0.0	0.3	0.7	2.0	2.0	3.0	3.0
	荷兰	0.4	0.8	1.5		1.4	0.7	2.0	3.0	3.0	3.0
	法国		0.5	1.0	0.5	1.0	0.3	1.0	1.0	1.5	1.5
	比利时						0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
	波兰					0.4	1.3	2.4	1.5	1.5	1.5
	爱尔兰						0.4	1.2	1.2	1.2	1.0
	挪威	0.0	0.1						0.5	0.5	1.0
	其他国家		0.3		0.0	0.4	0.9	0.3	1.2	2.9	4.8
	小计	3.3	3.2	5.0	3.0	7.4	10.5	15.0	17.6	23.3	26.5
亚洲	中国台湾	0.1	1.4	1.1	0.6	2.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	日本		0.1	0.0	0.2	0.3	0.4	0.3	0.9	1.0	1.3
	韩国				0.3	0.5	0.4	1.0	1.0	1.3	1.5
	越南	0.8	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.8	1.0	1.0
	印度							0.5	0.5	0.5	0.5
	其他国家										0.6
	除中国大陆小计	0.9	2.0	1.5	1.6	3.3	2.8	3.9	4.7	5.3	6.4
北美	美国			0.9	1.5	4.7	4.4	4.0	4.0	4.0	4.0
	加拿大										
	其他国家							0.7			2.4
	小计			0.9	1.5	4.7	4.4	4.0	4.7	4.0	6.4
其他					0.0				0.4	1.6	2.0
合计（除中国大陆）		4.2	5.1	7.4	6.1	15.4	17.6	22.9	27.4	34.1	41.3

图：GWEC22年9月（上）较22年6月（下）上调中国装机（单位：GW）



7 漂浮式从示范到商业化，全球加速深远海项目开发

- ◆ **全球加快漂浮式项目开发，供应链尚未成熟，在同一起跑线上国内企业有望率先突破。**目前全球漂浮式项目累计装机仅100MW+，随着技术逐渐成熟，各国加快开发进度。1) 欧洲：苏格兰Scotwind招标25GW、17个海风项目，其中漂浮式有11个、15GW。系苏格兰第一轮海权租赁招标项目，以及海上油气平台电气化项目（促使英国30年海上风电目标从40GW提高至50GW）。但是配套的码头和供应链仍需要进一步建设。2) 美国：加州2030年漂浮式目标为2-3GW，招标在即，采用全套欧洲供应链。3) 国内：海南万宁规划1GW，总投资230亿元。分两期建设：一期200MW，计划25年建成并网；二期800MW，计划27年建成并网。

图：全球已投运的漂浮式项目

项目名称	国家	投运时间	运营方	总容量(MW)
Hywind I	挪威	2009	Hywind	2.3
Sakiyama 2MW Floating Wind Turbine	日本	2016	Hybrid Spar	12
Hywind Pilot Park	英国	2017	Hywind	30
Floatgen Project	法国	2018	Damping Pool	2
Kincardine-Phase 1	英国	2018	Windfloat	2
IDEOL Kitakyushu Demo	日本	2018	Damping Pool	3
Kincardine-Phase 2	英国	2021	Windfloat	48
TetarSpar Demonstrator-Metcentre	挪威	2021	Tetraspar	3.6
三峡引领号	中国	2021	中国三峡	5.5
合计				108.4

图：Scotwind招标11个漂浮式项目总容量15GW

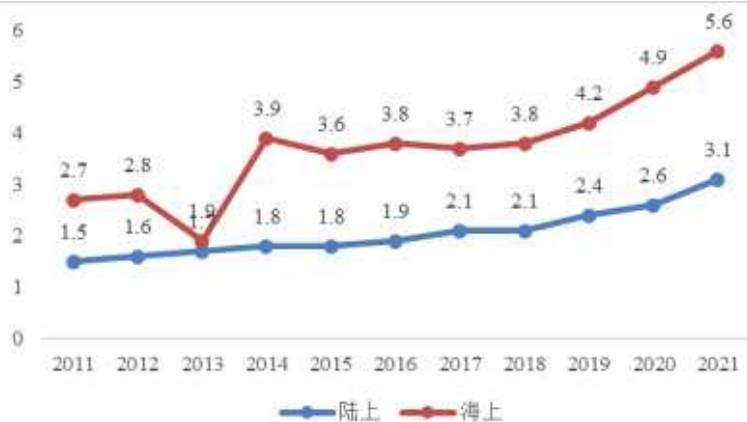
序号	中标主体	中标费用 (万英镑)	技术类型	总容量 (MW)
1	SSE Renewables	8590	漂浮式	2610
2	Falck Renewables	2800	漂浮式	1200
3	Shell New Energies	8600	漂浮式	2000
4	Vattenfall	2000	漂浮式	798
5	DEME	2000	漂浮式	1008
6	Falck Renewables	2560	漂浮式	1000
7	Falck Renewables	1340	漂浮式	500
8	Scottish Power Renewables	6840	漂浮式	3000
9	BayWa	3300	漂浮式	960
10	Northalnd Power	390	漂浮式	1500
11	Magnora	1030	混合式	495
合计		39450		15071

PART4 陆风平价新周期，需求稳定增长

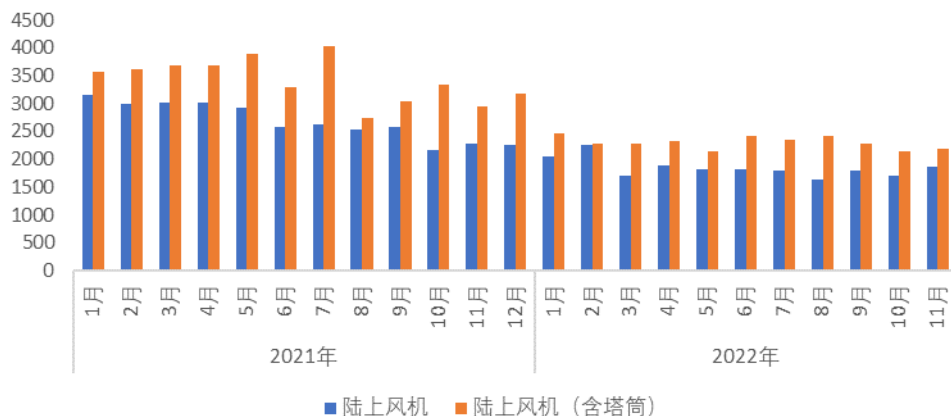
1 从2-3MW迭代至5-6MW，价格快速下降，后续预计趋于稳定

- ◆ **22年国内陆风主流招标5-6MW，23年装机将实现大兆瓦快速迭代：**从陆风大型化进度来看，欧洲2019年陆风平均装机容量突破3MW，2020年3.3MW，2021年大幅提升至4MW，海外头部企业基本在2020-2022年推出7.XMW机型；2020年前，国内陆上风电平均装机容量低于2.6MW，2021年提高至3.1MW。国内头部企业在2021年底推出最大功率6.X-7.XMW机型。2022年主流招标机型快速迭代至5-6MW，预计2023年国内外陆上大风机平均容量实现拉平。
- ◆ **22年中标价格一路下行，目前整体稳定在1800元/kW左右。**最新中标价1770元/kW（不含塔筒），含塔筒为2298元/kW。1-11月，不含塔筒2054/2257/1706/1890/1818/1824/1791/1644/1799/1701/1903元/kW，含塔筒 2466/2272/2271/2337/2139/2424/2340/2411/2271/2131/2225元/kW。
- ◆ **风机大型化、轻量化带动风机成本下降，从而具备降价空间。**整机企业采用平台化设计，实现单位MW零部件重量下降，从而降低采购成本，驱动21年以来风机价格持续下降。以三一重能为例，参考Vestas等海外龙头，采用3.X-4.5、4.5-6.X两个平台。同平台不同容量的机组除叶片尺寸变化，齿轮箱、发电机跟功率匹配变动，其他零部件尺寸基本都一样。目前，单位MW铸件用量已经从22吨下降至16-17吨。

图、中国新增陆上和海上风电机组平均装机容量（MW）



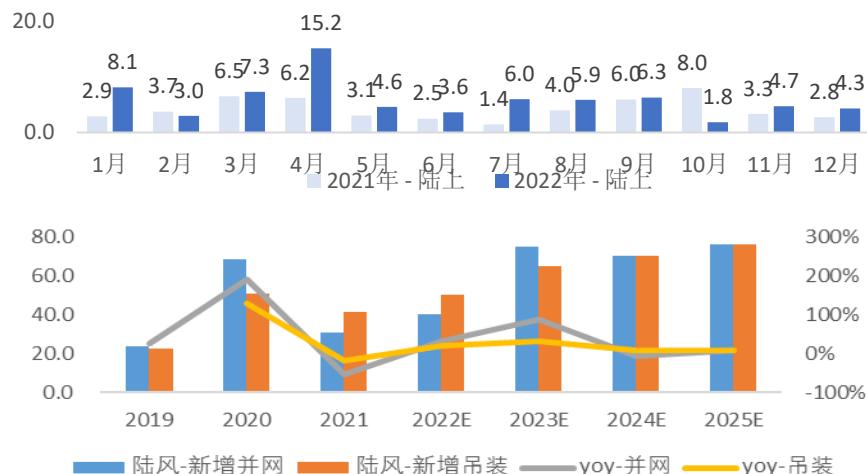
图、中国21-22年陆上风机中标均价（元/KW）



2 22年招标放量，高收益率驱动下，23年陆风装机迎来高增长

- ◆ **22年陆风招标放量，累计招标85.7GW。**截至12月17日，22年陆风累计招标85.7GW（含中电建15GW框架），其中，1-11月陆风招标总计66.4GW，同比+40%，每月分别招标8.1/3.0/7.3/15.2/4.6/3.6/6/5.9/6.3/1.8/4.7GW。
- ◆ **由于大兆瓦风机降价明显，陆上风电场收益率高企，一、二期大基地风电项目将加速推进，23年陆上风电装机迎接高增长。**以内蒙为例，上网电价0.293元/kWh。假设100MW风电场，6MW风机价格1800元/kW，风机成本占比42%（不同企业非风机成本差异较大），再考虑配储成本占风场成本的20%，按平均利用小时数2400h，测算得到全投资IRR约7.9%，资本金IRR约18.7%，度电成本0.26元。陆上风电收益率高增，23年大基地项目有望加速。第一批风电项目40GW，预计剩余70%在23年并网，第二批50GW自用项目，假设风电占40%，50%于23年并网，则大基地风电项目至少将支撑23年30GW左右装机。基于22年招标高景气 and 延迟并网，在高收益率驱动下，我们预计2023年风电吊装65GW+，同比增长30%+，并网75GW+，同比增长88%+。

图：21-22年陆风每月招标容量（上）、陆风装机容量（下）（单位：GW）



图：内蒙陆上风电场资本金IRR敏感性分析

电价0.2932元/kWh 自有资金20% 贷款利率4% 运营20年，折旧15年		利用小时数 h					
		2000	2100	2200	2300	2400	2500
风机价格-不含塔筒 (元/kW)	2000	5.4%	7.5%	9.5%	11.6%	13.8%	16.0%
	1900	7.1%	9.3%	11.5%	13.7%	16.1%	18.5%
	1800	9.0%	11.3%	13.7%	16.2%	18.7%	21.3%
	1700	11.1%	13.7%	16.3%	19.0%	21.8%	24.6%
	1600	13.6%	16.4%	19.3%	22.2%	25.3%	28.3%
	1500	16.6%	19.6%	22.8%	26.0%	29.3%	32.7%
	1400	20.0%	23.4%	26.9%	30.5%	34.0%	37.7%
	1300	24.2%	27.9%	31.8%	35.7%	39.6%	43.5%

3 增量空间：老旧机组改造，十四五有望30GW+

- ◆ 随着产业政策完善、风电技改升级，老旧机组改造能够充分释放存量项目资源潜力，提升风电场整体发电能力，将是未来重点发展方向。2021年12月，国家能源局综合司发布了《风电场改造升级和退役管理办法》征求意见稿，鼓励并网运行超过15年的风电场开展改造升级（以大代小）和退役。
- ◆ 风机改造市场空间逐步打开，十四五规模有望超30GW：1) 2006年前国内风机数量约5000台（基本面临退役），平均功率0.5-0.75MW；2) 运行10-15年的风机规模在60GW，规模约4万台。假设，2006年前机组100%进行改造；运行10-15年的风机按20%改造，则十四五期间老旧机组改造带来的市场规模有望超30GW。

表：老旧机组改造规模测算

	累计装机容量GW	风机数量台	单机平均功率MW	升级后平均功率MW	十四五改造比例	改造空间GW
运行15年以上 (2006年)	2.6	5000	0.5-0.75	1.5MW	100%	7.5
运行10-15年 (2007-2011年)	60	40000	1.5	3MW	20%	24
合计						31.5

4 增量空间：陆风制氢解决消纳瓶颈

- ◆ **可再生能源制氢需求空间巨大**：2021年我国氢产量约3300万吨，占全球第一，其中可再生能源制氢约0.5万吨。根据中国氢能联盟预测，在2060年碳中和目标下，到2030、2060年，我国氢气的年需求量将达到3715万吨、1.3亿吨左右，假设绿氢占比达20%、100%。按照目前碱性电解槽（AWE）生产1Nm³氢气耗电4.5-5.5kWh，假设50%绿氢依靠风电制备，到2030年带动风电新增装机需求100GW+。
- ◆ **陆风制氢创增量，风电消纳新手段**。三北是现阶段最适合发展风电制氢的地区：1）风机大型化驱动陆风度电成本不断下降，降低制氢成本；2）有大量化工、炼化企业可直接消纳氢气，避免长距离运输。国家能源集团、中石化、国电投等央企加速推动氢能全产业链发展，在内蒙古、宁夏、新疆、吉林等风光资源优势地区布局大基地制氢项目。据TrendBank预计，到2025年，三北地区将生产全国97%左右的绿色氢气。
- ◆ **随着电解槽技术降本以及陆风度电成本下降，风电制氢逐渐具备经济性**。目前煤制氢和工业副产氢的成本约10-12元/kg，考虑到碳捕捉封存，成本提升至12.5-15元/kg。可再生氢目前成本约20-25元/kg，经济性是阻碍其发展的主要障碍。随着电解槽降价，每小时产氢量提升，以及陆风度电成本下降，风电制氢经济性将比肩灰氢。

图：风电制氢需求空间测算

	2025E	2030E	2060E
氢能年需求量（万吨）	3500	4000	13000
绿氢占比	4%	20%	100%
绿氢年需求量（万吨）	140	800	13000
风电制绿氢占比	50%	50%	50%
风电年制氢量（万吨）	70	400	6500
风电年制氢量（亿Nm ³ ）	78	445	7230
风电发电量（亿kWh）	389	2225	36151
陆上风电利用小时数（h）	2200	2200	2200
所需风电装机（GW）	18	101	1643

备注：标准状况下，一立方氢的质量为89.9克；AWE方案生产1Nm³氢气耗电5kWh。

表：电解水制氢成本分析

项目	碱性电解AWE			质子交换膜电解PEM		
每小时产氢量Nm ³ /h	1000			2000		
年工作小时数						
设备（万元）	850	595	425	3000	2100	1500
降价幅度	30%			50%		
土地+安装（万元）	150	150	150	200	200	200
每年折旧（万元）	93	67	50	310	220	160
折旧成本（元/Nm ³ ）	0.46	0.34	0.25	1.55	1.10	0.80
用水价格（元/吨）	5	5	5	5	5	5
单位原料水用量（吨）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
单位冷却水用量（吨）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
水费（元/Nm ³ ）	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
工业用电（元/kWh）-目标	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
单位耗电（kWh/Nm ³ ）	4.50	4.50	4.50	4.00	4.00	4.00
电耗成本（元）	0.81	0.81	0.81	0.72	0.72	0.72
年运维费（万元）	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
单位运维成本（元/Nm ³ ）	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
单位总成本（元/Nm ³ ）	1.48	1.36	1.27	2.48	2.03	1.73
单位质量成本（元/Kg）	16	15	14	28	23	19

PART5 产业链

一、海缆：龙头强者恒强，高端产品带动盈利提升

1 2030年市场规模超730亿元

- ◆ 随着平均离岸距离增加以及超高压占比提升，十五五期间海缆增速有望继续领先海风行业增速，我们预计26-30年CAGR15%，2030年市场规模超730亿元。十四五海风行业开启平价，需求保持高增长，我们预计22-25年CAGR约59%，十五五迈向深远海，26-30年CAGR约12%。从海缆结构来看，十四五超高压以示范项目为主，包括青洲一、二、五、六、七、帆石一二等，占项目总量比重7-10%。十五五期间有望提升至18%-20%。单位价值量来看，超高压1200万元/km，十五五期间预计维持寡头竞争，随着需求增加，单位价值量有望保持增长，高压和中压面临下行压力。

图：海缆行业市场空间测算

	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	
国内海上风电装机 GW	10	15	20	22	25	28	32	35	十五五CAGR 12.3%
yoy	100%	50%	33%	10%	14%	12%	14%	9%	
其中超高压项目				3.30	5.00	7.00	8.00	10.50	
新建风电场平均容量 MW	430	480	510	600	650	700	750	800	
平均离岸距离 km	35	42	48	55	60	65	70	75	
送出海缆平均长度 km	91	109.2	124.8	143	156	169	182	195	
送出海缆需求 km	2116	3413	4894	5243	6000	6760	7765	8531	
高压海缆单价 万元/km	570	513	462	416	395	395	375	375	
占比	93%	92%	90%	90%	88%	86%	84%	82%	
超高压海缆单价 万元/km	1200	1200	1200	1200	1250	1300	1350	1400	
占比	7%	8%	10%	10%	12%	14%	16%	18%	
送出海缆规模 亿元	130	194	262	259	298	353	412	477	
其中超高压规模 亿元				62.92	90.00	123.03	167.73	214.99	
集电海缆单价 元/kW	420	420	420	380	380	380	350	350	
集电海缆规模 亿元	42	63	84	84	95	107	112	123	
海缆市场规模 亿元/年	172	257	346	343	393	459	524	600	十五五CAGR 15%
yoy	110.76%	49.35%	34.76%	-1.01%	14.83%	16.65%	14.26%	14.40%	
敷设费用占比	15%	16%	16%	17%	17%	17%	18%	18%	
海缆市场规模-含敷设	202	306	412	413	474	553	639	732	
yoy	110.76%	51.12%	34.76%	0.19%	14.83%	16.65%	15.65%	14.40%	
单GW价值量	20.23	20.38	20.60	18.76	18.96	19.75	19.98	20.90	

2 竞争格局相对稳定，龙头强者恒强

- ◆ **行业产能扩张，产业布局效率决定长期竞争力。**头部先进产能扩张，到十四五末，东缆产值预计100-120亿，中天100亿，亨通80亿。二线企业进军中压、高压市场，到十四五末，宝胜产值预计35-40亿元，汉缆30亿元，起帆20-60亿元。在沿海各省的产业布局战略以及产能释放节奏将决定十五五的竞争力。
- ◆ **高端产品市场，头部竞争格局稳定。**目前只有头部三家具备超高压业绩，汉缆、起帆、宝胜等二线海缆企业处在型式认证阶段，从认证-开拓市场-具备批量生产能力需要3-5年时间，因此，我们认为十五五期间高端产品市场格局将保持相对稳定。

图：海缆企业产值（单位：亿元）及产线

分类		东方电缆	中天科技	亨通光电	宝胜股份	汉缆股份	起帆电缆
船		敷缆 2+2	施工3+2、敷缆5	敷设2、运维1、施工3+1	(敷设2)		
21年	出货/含海工	33/41	45+/85+	30+/45	15	10	4
	海缆产值	60=30+30	60	40	15	10	13
22年	海缆收入	36	40	20	4	10	1.4
	海工收入	7	30	20	—	—	
	海缆产值	75=30+30+15	80	70	25-30	20	20
23年	海缆收入	53	60	30	6	15	6
	海工收入	9	40		—	—	
	海缆产值	100-120 (15+10+20)	100	80	35-40	30	60
24-25年	产线	戚家山2V (30亿) 北仑4V7C (30亿+15亿+15亿+30亿陆缆+10亿脐带缆) 阳江2V1C (20亿、10亿陆缆)	南通5V1C (50亿) 盐城2C (10亿) 汕尾3V2C (35亿, 2V设备在途) 山东拟建厂	常熟6V3C (海陆 65亿) 盐城射阳2V (15亿) 揭阳	扬州3V1C (1塔6线设计)	青岛本部 即墨2V1C (一塔四线设计)	宜昌2V1C (20亿, 1塔8线设计, 其他陆缆) 北海4V2C (40亿, 3V23年中到货, 计划24年安装)

3 平价海风项目海缆招标约9.9GW，超高压产品溢价明显

- ◆ **平价海风项目已进行海缆招标9.9GW，横向对比，超高压价值量显著高于高压产品。**220kV送出缆价值量320-840万元/km，不同项目差异较大，浙江，443（汉缆）、321（东方）、327（东方）、740（东缆）万元/km；山东，550（宝胜）、464（汉缆）、458（中天）万元/km；江苏，487万元/km（亨通）；广东，539（东缆）、710（亨通）、762（亨通）万元/km。500kV超高压海缆溢价显著，东方电缆中标的青洲一二项目500kV海缆价值量达1204万元/km。
- ◆ **纵向对比，平价项目价值量与19-20年中标的项目相比小幅下滑。**据我们测算，19-20年中标的项目，35kV集电缆价值量400-500元/kW，而平价项目300-400元/kW居多；220kV送出缆相对稳定，3×500、3×1000mm²分别350-430、700-750万元/km，但是铜价相差较大，因此从定价的角度，平价项目价值量呈现下降趋势。

图：21年以来中标的海缆项目汇总

项目信息			送出海缆							集电海缆					
海风项目	业主	规模 (MW)	招标日期	中标日期	中标企业	金额 (亿元)	敷设	海缆长度 km	单价 万元/km	截面积 mm ²	招标日期	中标日期	中标企业	金额 (亿元)	单价 元/kW
阳江青洲一、二-500&66kV	粤电	1000	2021/8/27	2022/3/22	东方电缆	17	含	120	1204	3×800		2022/4/8	东方、汉缆	5.7	485
苍南1#-220&35kV	华润电力	400	2021/9/2	2021/11/5	汉缆股份	2.71	含	52	443		2021/12/14	2022/1/13	东方电缆	2.39	508
阳江青洲四-220&35kV (标段2)	明阳	505	2021/10/15	2022/2/16	东方电缆	4	不含	74	539		同	同	东方电缆	0.65	258
揭阳神泉二-220&66kV	国电投	560	2021/12/24	2022/3/10	亨通光电	4.76	含	57	710		同	同	亨通光电	2.24	340
象山涂茨-66kV	中广核	280	2022/1/29	2022/3/18	东方电缆	2.39	不含	75	319		/	/	/	/	/
半岛南V场址-220&35kV	国电投	500	2022/3/17	2022/5/6	亨通、宝胜	1.65	不含	30	550	3×630	同	同	汉缆股份	2.79	558
渤中A场址-220&35kV	山东能源	500	2022/3/17	2022/7/18	中天科技	—	—	110			2022/3/17	2022/5/23	万达海缆	—	—
汕头勒门(二)-220&66kV	华能	594	2022/4/25	2022/6/3	亨通光电	3.50	不含	46	762	3×1000	同	同	亨通光电	1.526	257
渤中I场址--220&35kV	国华投资	500	2022/4/29	2022/6/9	汉缆股份	2.95	含	54	464	3×630	2022/5/20	2022/6/22	中天科技	2.59	518
射阳南区H3-5-220&35kV	国家能源集团联合体	1000	2022/5/12	2022/8/30	亨通光电	17.82	不含	366	487	3×630	2022/5/25	2022/7/15	亨通光电	4.84	484
渤中B场址-220&35kV	山东能源	400	2022/6邀标	2022/8/25	汉缆股份	—	—	—			同	同	万达海缆	—	—
阳江青洲六-330&66kV	三峡	1000	邀标	2022/7/21	东方2回	13.81	含3回	140	789	3×800	—	—	—	—	—
象山1号二期-220&35kV	国电投	500	2022/9/2 (前期已邀标)	2022/10/20	东方电缆	3.31	含	33.4	740		同	同	东方电缆	2.15	365
苍南2号一期-220&35kV	华能	300	2022/8/5	2022/9/19	东方电缆	1.73	不含	53.9	321	3×500	同	同	起帆电缆	0.95	317
渤中B2场址-220&35kV	国华投资	500	2022/8/11	2022/9/9	中天科技	2.91	含	54	458	3×630	同	同	宝胜股份	1.77	354
台州1号-220&35kV	浙能	300	2022/10/17	2022/10/26	东方电缆	1.31	含	34.2	327	3×1000	同	同	东方电缆	1.18	333
湛江徐闻300MW增容-220&66kV	国家电投	300	2022/10/18								同				
惠州港口二PA、PB 220kV	中广核	750	2022/12/9								同				
汇总		9889													

数据来源：五大四小招标网站、东吴证券研究所，斜体送出缆中标金额为根据合计金额、集电缆根据铜价按130-200万元/km测算，敷设按85%计算。137

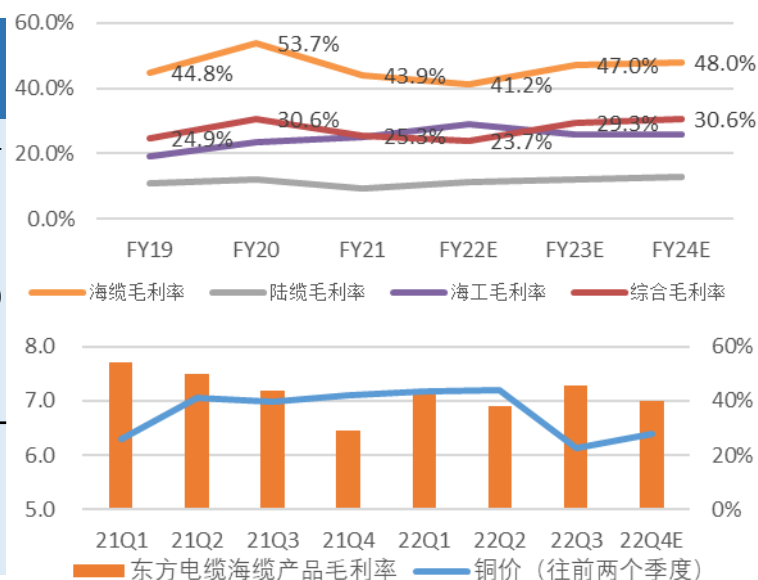
4 行业盈利或分化，高端产品带动龙头盈利提升

- ◆ **盈利影响因素：**1) 订单价格：主要跟报价策略、产品结构有关。一方面，传统高压产品竞争加剧，价格可能下行，毛利率相应出现下滑；一方面，随着超高压项目占比提升，海缆企业产品结构差异变大，盈利水平也会分化；2) 产品确认结构：Q2-3是海风施工黄金窗口期，也是产品确认的高峰，送出缆和集电缆的确认结构不同，导致毛利率出现季节性波动；3) 铜价波动：海缆主要原材料铜占生产成本比重约30-40%，铜价的波动对毛利率会产生影响（完全套保，损益属于其他收益）。
- ◆ **高端产品先发优势，龙头盈利有望提升。**从东方电缆近几年海缆产品的毛利率水平来看，20年为高峰53.7%（19年中标价值量高，20年铜价低位），21-22年逐渐下滑，主要系中标价格和原材料价格变化。如前所述，21年以来中标的平价项目，价值量相比19-20年出现一定程度下滑，未来随着竞争加剧，价格或进一步下滑。东方电缆具备高端产品先发优势，按照中标当时的铜价测算，青洲一二毛利率约60%，显著高于当下平价项目高压产品的毛利率，随着23年陆续交付，毛利率有望同比提升。

图：海缆企业中标的部分海缆项目毛利率测算（按照中标当时的铜价测算的理论值，成本占比假设37%）

公司	项目	中标时间	并网时间	海缆收入亿元	截面面积	用铜量吨	中标时铜价元/吨	购铜成本亿元	总成本	毛利率(理论)	电压等级	单位价值量
东方	粤电青洲一二	22/3/22		12.8	2400	2563	73707	1.89	5.11	60.1%	500kV	1204
	三峡青洲六	22/7/22		9.78	2400	2990	58523	1.75	4.73	51.6%	330kV	789
	华能浙江苍南2号一期	22/9/19		2.40	3000	720	63497	0.46	1.23	48.5%	220kV	321
	浙江舟山联网项目	18/10/8	19年	1.7	1800	291	50630	0.15	0.40	76.4%	500kV	1050
	三峡阳西沙扒三四五	20/3/2	21年	6.7	3000	2787	45067	1.26	3.40	49.4%	220kV	691
汉缆	华能苍南4号	20/9/9	21年	3.0	1500	988	52000	0.51	1.39	53.6%	220kV	457
中天	华润浙江苍南1号	21/11/5		2.04	1500	694	70930	0.49	1.33	34.7%	220kV	443
亨通	国华渤中B2场址	22/9/9		2.58	1890	908	63763	0.58	1.57	39.2%	220kV	458
	射阳南区H3-5	22/8/29		15.8	1890	6153	63403	3.90	10.5	33.1%	220kV	487

图：东方电缆各业务毛利率、铜价（单位：万元/吨）



5 脐带缆、动态缆为头部企业提供增量空间

- ◆ **全球能源转型背景下，油气资源开发持续加速，脐带缆市场规模有望提升。**东方电缆自2018年率先打破国外企业在脐带缆上的垄断以来，是目前国内唯一具有脐带缆运行业绩的公司，中天科技21年突破全海深ROV非金属铠装脐带缆关键卡脖子技术，亨通也跨入脐带缆领域。
- ◆ **动态缆：漂浮式风电、油气。**2021年8月，东缆交付的阳江沙扒“三峡引领号”动态缆，是我国首条应用于海上风电领域的动态海缆，敷设安装均由东缆完成，已具备从制造到安装的能力，高端产品护城河进一步加深。

表：东方电缆脐带缆、动态缆中标项目（据公开信息统计）

中标时间	中标项目	中标金额（亿元）	类型
2017/2/16	海工文昌 9-2/9-3/10-3 气田群开发项目脐带缆	0.69	脐带缆
2020/1/18	流花29-2项目深水脐带缆	0.78	
2020/8/26	陆丰22-1油田开发项目	1.22	
2021H1	巴西Bacalhau油田项目(产品首次实现超2000米水深应用)	0.20	
2021/9/24	恩平20-5油田开发项目强电复合脐带缆	0.95	
2021/10/26	流花11-1/4-1油田二次开发项目脐带缆	0.43	
2022/3/8	陵水25-1气田开发项目静态脐带缆	5.20	动态缆
2021/8	阳江沙扒“三峡引领号”漂浮式海风项目 动态海缆长1180米，外径13.28厘米，重量超过35吨		
2021/12/16	中海油番禺油田电力系统优化项目	/	

6 海外本土供需紧平衡，出口迎机遇

- ◆ **国际海缆订单持续突破。**东方电缆、中天科技、亨通光电，从2020年开始全面参与到全球海缆市场投标。以东缆为例，2020年首次在欧洲中标，南苏格兰电网岛屿连接项目，约8000万元；2022年与海洋工程承包商Boskalis联合获得欧洲输电网运营商TenneT的Hollandse Kust West Beta 海风项目，约5.3亿元。中天科技15-16年完成德电、法电、西班牙电力相应认证。
- ◆ **海外供需偏紧，出口大有可为。1) 欧洲。**全球海缆产能主要集中在欧洲 (Prysmian、Nexans、NKT) 和中国。根据Nexans公开信息，欧洲26个海风项目（总计41GW），海缆需求约130亿欧元；20个海底联网项目（总计20.3GW），海缆需求120亿欧元。Prysmian海缆在手订单68亿欧元（不包括海底电信、脐带缆等特殊缆为42亿欧元），NKT高压电缆在手订单45亿欧元。三大海缆企业高压海缆纷纷扩产，Nexans产能已排满至2024年，处于紧平衡状态。我们预计随着欧洲海风装机量增长，订单有望外溢。2) **东南亚新兴市场。**越南、菲律宾等新兴市场，本地配套设施不足，无本土海缆企业；与中国距离近，运输成本低；东缆、中天和亨通均有越南海缆业绩，具有竞争优势。

图：海缆头部企业海外海缆中标情况（不完全统计，主要列示海风、岛屿连接，油气项目用海缆尚未列示）

中标人	中标	地区	项目	项目内容及中标金额
东方电缆	2020	越南	中国电建 越南Binh Dai 310MW海风项目（东南亚首个总包项目）	2.985亿元，35kV海底电缆及敷设施工
东方电缆	2020	欧洲	南苏格兰电网Skye - Harris岛屿连接项目（首个欧洲项目）	约8000万元，光电复合海底电缆
东方电缆	2022	欧洲	欧洲输电网运营商TenneT Hollandse Kust West Beta 700MW海风项目	约5.3亿元，220kV海底电缆、66kV海底电缆及220kV高压电缆产品
东方电缆	2022	欧洲	欧洲海上施工公司Jan De Nul的苏格兰Pentland Firth East项目	1亿元，35kV海缆
亨通光电	2018-2020	智利	智利FOA Submarine Cable 项目、玻利维亚海缆 IGW Submarine Cable项目、承接全球第一座半潜式漂浮海上风力发电厂-葡萄牙海上浮式发电厂，成功中标越南、菲律宾、柬埔寨、西班牙等海外项目	-
亨通光电	2021	越南	越南茶荣协成 78MW 海上风电工程总承包项目、越南茶荣 II 48MW 海上风电工程总承包项目	7661万元
亨通光电	2022	越南	越南金瓯海上风电项目	4.59 亿元，海缆及其附属设备的制造、运输与施工采购
亨通光电	2022	沙特	沙特红海海缆项	2.10 亿元，33kV海缆及敷设
中天科技	2019	德国	德国EnBW Hohe See海上风电项目	海缆总包，2019年交付
中天科技	2021	菲律宾	菲律宾国家电力公司230kV海底电缆总包项目	230kV海缆总包，2021年执行
中天科技	2021	德国	德国Tennet 两个海上风电总承包项目	2021年执行
中天科技	2021	多国	加拿大、越南、菲律宾、印尼、卡塔尔、阿联酋斩获超20个订单	总计约1.6亿美元
中天科技	2022	越南	越南新富东1区海上风电项目（装机100MW，离岸约10公里）	35kV海底光电复合缆

二、海桩：双海需求旺盛，量利齐升在即

1 国内：22年海风需求底部，龙头扩产迎接23年起需求高增长

- ◆ **深远海趋势下，海塔&桩基行业具备阿尔法，22年需求底部，23年迎高增长。**21年海风抢装，22年平价项目刚启动，需求同比下滑明显。23年平价项目放量，就塔筒行业而言，海风比陆风附加值更高，同时深远海趋势下，单桩的直径和长度都在扩大，我们预计海塔&桩基单位GW用量从22年的22万吨增长至25年的25万吨，22-25年需求从110万吨增至500万吨，CAGR达66%，高于海风行业增速。陆风22年受疫情影响，装机不及预期，塔筒出货影响较大，23年具备较大需求弹性，我们预计22-25年陆塔需求从270万吨增长至456万吨，CAGR约19%。整体来看，海陆总需求CAGR约36%。
- ◆ **专业塔筒企业纷纷扩张海工产能，沿海码头资源成为关键筹码。**两广、福建地区海风资源丰富、发展空间较大，是头部企业争夺的重点市场，优质的码头和配套生产基地的合理布局对其海风市场份额的提升至关重要，其中广东市场竞争尤为激烈，大金重工目标50-100万吨（汕头、阳江），天顺风能目标超60万吨（汕尾、阳江），海力风电目标超20万吨（粤东），泰胜风能目标20-30万吨，天能重工技改增加广东基地导管架产能。

图：国内塔筒需求测算

	2022E	2023E	2024E	2025E
陆上风电新增装机容量(GW)	45	65	70	76
海上风电新增装机容量(GW)	5	10	15	20
单位GW陆塔用量(万吨)	6	6	6	6
单位GW海塔用量(万吨)	6	6	5	5
单位GW桩基用量(万吨)	16	17	18	20
海塔+桩基总需求(万吨)	110	230	345	500
陆塔总需求(万吨)	270	390	420	456
国内总需求(万吨)	380	620	765	956

图：头部企业产能

	细分	天顺风能	大金重工	海力风电	泰胜风能	天能重工
产能-22年(万吨)	陆上	90	50	0	34	35
	海上	0	70	50	20	28
	合计	90	120	50	54	63
产能-23年(万吨)	陆上	90	50	0	54	35
	海上	120	130	105	20	56
	合计	210	180	105	74	91
产能-24年(万吨)	陆上	90	90	0	54	35
	海上	170	160	155	50	66
	合计	260	250	155	104	101
产能-25年(万吨)	陆上	90	90	0	54	35
	海上	230	210	155	50	66
	合计	320	300	155	104	101

2 海外：需求旺盛，本地供应有限，出口空间大

- ◆ **海外桩基供需存在较大缺口。**海外海风25年迎来高增长，我们预计22-25年海外海塔+桩基的需求从112万吨增长至385万吨，CAGR约51%，其中欧洲的桩基需求将从82万吨增至308万吨，CAGR约56%。全球塔筒供应商主要集中在北美、亚洲、欧洲；欧洲生产超大单桩的企业主要有4家，分别是荷兰Sif、德国EEW、丹麦Bladt、德国Steelwind，总产能约65万吨。亚洲主要集中在韩国及中国（CSWind）。由于本地产能有限，尤其受通胀影响，在海上风电规模化开发过程中，海外桩基供需存在明显缺口，国内企业出口空间大。
- ◆ **国内塔筒企业迎来出口机遇。**大金重工22年以来斩获的欧美海风订单超20万吨，而欧洲头部单桩供应商SIF的年产量仅30万吨。天顺风能在德国汉堡的海工基地预计23年投产，24年开始贡献业绩，30-50万吨的产能。以大金、天顺为代表的国内企业有望跻身欧洲主流海塔&桩基供应商。

图：海外塔筒需求测算

	2022E	2023E	2024E	2025E
陆上风电新增装机容量(GW)	46	40	42	42
海上风电新增装机容量(GW)	5.1	7.4	6.1	15.4
单位GW陆塔用量(万吨)	6	6	6	6
单位GW海塔用量(万吨)	6	6	5	5
单位GW桩基用量(万吨)	16	17	18	20
海筒+桩基总需求(万吨)	112	170	140	385
海外总需求(万吨)	388	410	394	636

图：欧洲本地单桩产能（上）、大金重工22年以来获得的海外订单（下）

2022计划	最大直径（米）	最大重量（吨）	年产量（万吨）
SIF	11	2250	30
EEW	12	2000	15
Bladt	10	1500	10
Steel wind	10	1800	10

项目名称	类型	具体信息
英国Moray West海风项目（计划24年投运）	超大型单桩过渡段海塔	总容量882MW，离岸距离22.5公里，水深35-54米，采用西门子歌美飒14.6MW主机，一共60个机位。 1、48根超大单桩，直径10米，最大重量2000吨 2、30套过渡段 3、12套海塔
法国诺曼底海风项目（预计23年投运）	普通单桩	总容量496MW，离岸距离16公里，水深19-36米，采用西门子歌美飒8MW主机，一共62个机位。 1、全部62根单桩，直径7米，最大重量1300吨。
Boskalis美国海风项目	超大型单桩	没有过渡段设计，单桩长度接近100米，最大直径10米，重量1600吨。
Dogger Bank B海风项目（计划24年投运）	海塔	41套海塔（GE、单根680吨+）

3 22年盈利底部，23年量利齐升

- ◆ **塔筒行业23年迎来三重弹性：**海风占比提升，优化盈利水平；陆风出货量高弹性；海风出口迎来机遇，盈利水平高企。
- ◆ **23年海塔&桩基需求旺盛，出货同比高增长，规模效应叠加需求旺盛，国内吨净利有望提升至1000元+。**23年海风恢复成长，海塔&桩基需求旺盛，出货同比高增长。我们预计海力出货55万吨，同比增长约200%；大金重工出货60-70万吨，同比增长300%+，其中出口20-30万吨，国内40万吨左右；泰胜风能出货16万吨+，同比增长约135%；天顺风能出货45万吨+，实现零的突破。国内吨净利有望1000元+，出口有望3000元+。
- ◆ **22年陆塔量、利都处在底部，23年出货具备较高弹性，盈利也有望改善。**22年9月以来受新疆、内蒙疫情影响，陆塔出货不及预期，23年面临较大交付压力。新疆、一带一路地区需求有望明显提升，加工费高于中部及东北地区。

图：头部企业出货结构（单位：万吨）及吨净利测算（元/吨）

公司		2021	2022E	2023E
天顺风能	陆上（国内外）	63	50	90
	海上-国内	0	0	20
	海上-德国	0	0	5
	合计	63	50	115
	吨净利	510	440	650
泰胜风能	陆上-国内	23	12.7	24
	陆上-出口		17.6	16
	海上	19	6.8	16
	合计	42	37	58
	吨净利	370	660	780
海力风电	合计（国内海上）	53-54	18-19	55
	吨净利	2100	720	1100
大金重工	陆上-国内	21	30	40
	陆上-出口	8	10	10
	海上-国内	20	15	40
	海上-出口	0	0	20-30
	合计	49	60-65	110-120
	吨净利	1100	750	1100+

图：行业吨净利水平（元/吨）

分类	2021	2022E	2023E
出口海上	——	——	3000+
出口陆上 (反倾销税不同有差异)	700-900	700-900	700-900
国内海上	2000-3000 (抢装)	700-900	1000+
国内陆上	600+	400-600 (疫情影响出货)	600-700 (西北700+)

三、铸件：大兆瓦供需偏紧，龙头扩产受益

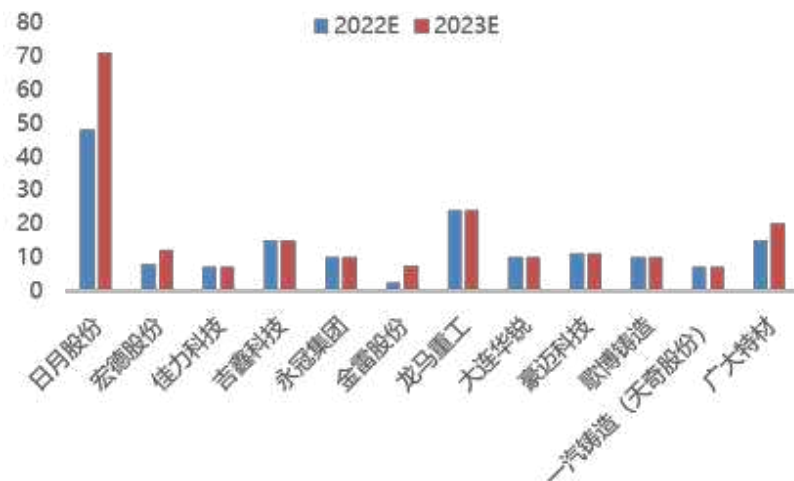
1 海上大铸件需求将迎高增长，供给有限，龙头扩产受益

- ◆ **22-25年全球风电铸件需求CAGR约13%，其中海上需求CAGR约45%。**大型化趋势下铸件环节存在一定程度通缩，陆上单兆瓦平均用量预计从21年的22吨下降至22年的15.5吨；海上机型尚在优化，鉴于环境恶劣，风速更高，铸件消耗量也会更高，假设从21年的24吨下降至25年20吨。22-25年全球海、陆铸件需求CAGR分别为45%、6%。
- ◆ **大兆瓦轮毂、底座生产受限，老产能无法满足，行业内新扩产能有限，龙头逆势扩产有望受益。**国内铸件产能约占全球80%，其余20%主要位于欧洲和印度。21年国内有效产能约170-180万吨，拥有15万吨以上铸件产能企业仅4-5家，由于环保政策趋严，近两年新增产能较少。据不完全统计，23年业内大兆瓦产能110-120万吨：其中，日月股份45万吨、龙马17-19万吨、广大8-10万吨、宏德8万吨、金雷7-8万吨、豪迈6-7万吨。而23年大铸件需求超110万吨，供需偏紧。

图表：全球铸件需求（万吨）

全球	2021	2022	2023	2024	2025
陆上风电新增装机（GW）	72.5	90.9	104.9	112.2	117.9
海上风电新增装机（GW）	21.1	10.1	17.4	21.1	35.4
风电新增装机（GW）	93.6	101.0	122.3	133.3	153.3
陆上-单位铸件用量（吨/MW）	22.0	17.0	16.0	15.5	15.5
海上-单位铸件用量（吨/MW）	24.0	23.0	22.0	21.0	20.0
陆上-铸件需求（万吨）	160	155	168	174	183
海上-铸件需求（万吨）	51	23	38	44	71
风电铸件总需求（万吨）	210	178	206	218	254

图表：主要企业铸造环节有效产能（单位：万吨）



2 原材料价格震荡下行，盈利改善在即

- ◆ **23年海上大铸件、铸造主轴需求放量，原材料降价开始兑现，铸件龙头迎量利齐升。价格：**目前海上大铸件含税价格约18000元/吨（含税，净重），23年价格尚在谈判，下游降本迫切，由于供需紧平衡，我们预计整体维持稳定。铸造轴由于加工要求较高，比普通铸件价格高1000-2000元/吨，海上基本都使用铸造轴，增量需求开始释放。普通铸件供给较为充裕，同时下游降本压力较大，预计降价让利。**成本：**风机铸件的主要原材料为铸造生铁、废钢，约占生产成本45%。7月开始明显降价，近期维持震荡，由于生铁采购周期2-3个月（树脂1-2个月，废钢一个月采购1-3次），预计22Q4起行业成本端明显改善。

图：生铁、废钢价格（元/吨）



图：日月股份铸件盈利预测（上）、各类铸件价格和单吨净利预测（下）

日月股份	FY20	FY21	FY22E	FY23E	FY24E	FY25
产能 万吨	40.0	48.0	48.0	71.2	81.2	81.2
销量 万吨	45.9	44.4	44.7	69.0	80.0	100.0
铸件吨毛利 元	3164	2152	1308	2022	2494	2722
变动		-1012	-844	714	472	228
毛利率	29%	20%	12%	18.2%	22%	24%
铸件吨净利 元	2132	1264	462	1165	1681	1875
净利率	19.2%	14.2%	6.0%	13.3%	14.9%	16.4%
归母净利润 亿元	979	667	292	1,023	1,345	1875
含风电场转让				2.5		
yoy		-32%	-56%	251%	31%	39%

分类	单位 元/吨	不含税，毛重（含税，净重）		
		21	22	23E
普通铸件	单价	10000	10500 (13000)	预计下降5%左右
	吨净利	1000	300-400	1000
铸造轴（海上）	单价	—	11000 (14500)	预计稳定
	吨净利	—	550	1200
海上 齿轮箱铸件 轮毂底座 轴承座	单价	14000	14000 (18000)	预计稳定
	吨净利	2000	700	1500-2000

四、 轴承：海外涨价加速国产替代，龙头新品纷纷下线

1 进口轴承涨价压力下，大兆瓦主轴轴承国产替代加速

- ◆ 受能源危机影响，海外轴承龙头成本上升，平均涨价5-10%，主轴轴承国产替代加速。欧洲工厂面临原材料、能源、运输、人工等成本持续上涨，铁姆肯（11月9日起，对大中华区所有进口轴承上调5-10%）、舍弗勒（11月3日起，对欧洲制造产品平均上调6-8%）、斯凯孚（10月1日起，对欧洲生产轴承及相关产品上调10%，期限6个月）、艾克欧（10月1日起，对滚针轴承、直线导轨及其他产品上调5%）、不二越（10月1日起上调5-10%）、恩斯克（9月1日起，中国区销售的日本产深沟球轴承和调心滚子轴承上调6%）等海外轴承龙头10月以来纷纷涨价。目前，陆上主轴承国产率约40%，海上主轴承基本都是进口，且较国内贵30-50%，在进口涨价和行业降本压力下，主轴轴承国产替代将加速。大兆瓦之后独立变桨逐渐成为主流，23年全行业渗透率有望超过50%。
- ◆ 变桨轴承方面，随着风机大型化，独立变桨方案使得转速更加稳定，5MW以上独立变桨将成主流。23年行业渗透率有望超过50%，远景预计全面使用独立变桨。

图：竞争格局（不完全统计，灰色为量产）

类型	轴承企业	下游客户	轴承产品			
			主轴承	偏航	变桨	齿轮箱
进口	德国 Schaeffler	金风科技、电气风电、东气、明阳智能				
	瑞典SKF	金风、电气风电、明阳				
	美国TIMKEN	金风、哈电				
	日本NTN	金风				
	日本JTEKT					
	罗特艾德（合资）	电气、金风、明阳、西门子等				
国产	国企	瓦轴	远景、东气、三一（调心主）、VESTAS、SGRE等			
		洛轴	金风、远景、三一（调心主、TRB主）、东气	16MW金风		
		轴研科技	东方			
		大冶轴	金风、远景、中车	中车4MW批量		
	民企	恒润	远景、金风		恒润、金风	募投
		新强联	明阳（双馈，23年份额受影响，调心产能上来之后或主供）、三一（偏变、TRB主）、哈电、远景、东气、海装（金风、运达在密切接洽，金风先从主轴承开始）	12MW明阳	几大主机厂大MW主供	募投
		天马	SGRE、GE、金风、明阳等			
		洛阳新能	金风			
		京冶	明阳、东气、华仪等			

图：2022年主流机型轴承价值量

数量（个） 均价（万元/套）	双馈		半直驱	
	5MW	6MW	海上8MW	海上10MW
主轴承	1	1	2	2
	25.0	30.0	75	80
			60	64
偏航轴承	1	1	1	1
	8.0	10.0	12	13
独立变桨轴承	3	3	3	3
	40.0	42.0	70.0	75.0
	5	5	6	6
合计	73.00	82.00	157.00	168.00

1 进口轴承涨价压力下，大兆瓦主轴轴承国产替代加速

- ◆ **大兆瓦主轴轴承国产替代加速：**22年以来，新强联、洛轴、轴研科技10、12、16MW的TRB轴承纷纷下线，台架试验和现场挂机测试都在加速，我们预计23年国产海上主轴轴承实现零的突破，渗透率提升至40%-60%。大兆瓦产能来看，新强联约1000套、洛轴约600套、瓦轴约500套。
- ◆ **年底价格尚未谈定，我们预计随着无软带设备投入使用，成本端相比渗碳工艺有望下降15%。**洛轴22年年初发布8-10MWTRB轴承（渗碳），比进口便宜20%，随着新强联无软带设备投入使用，23年成本端具备15%下降空间，我们预计部分利润将留存，部分向下转移。

图：国内轴承企业最新轴承产品、轴承产能

公司	时间	主轴轴承产品动态	23年轴承产能（大兆瓦）
洛轴	22年9月15日	16MW风电主轴轴承下线，系国内首套（已用于金风16MW机组）3至6.25MW主轴轴承已大量装机使用。	5000套（600套）
	22年年初	8-10MW TRB主轴轴承	
瓦轴	22年8月12日	自主研发的国内最大调心滚子主轴轴承顺利出产，轴承内径1180mm，已通过客户样件验收。	4500套（500套）
	21年10月	我国首个陆上4MW单列圆锥主轴轴承。	
新强联	22年7月	12MW海上抗台风型风电主轴轴承下线，直径3.5米，重量超过14吨，可承受47500 kN·M的倾覆力矩。 2010年成功研发2MW直驱主轴轴承，之后相继研发2.5-5MW三排圆柱主轴轴承 2019年成功研发3MW双列圆锥半直驱主轴轴承，2020年实现量产。3-4MW单列圆锥滚子轴承量产、5-7MW的小批量生产。	6000套（1000套）
轴研科技	22年8月30日	10MW 海上风电TRB主轴轴承通过验收，系国内首套。10月17日，顺利完成装机应用。应用于海平面1号项目，轴承外径达3200mm。可满足16MW海上风机。正在与主机联合研发外径3500mm主轴轴承，可覆盖20MW以下风机。	1500套
	21年9月	7MW海上风电TRB主轴轴承在阳江基地完成安装调试，并实现挂机应用。系国内首套	
	20年11月	4.5MW陆上风电TRB主轴轴承下线，系国内首套	
天马	21年10月	8MW风电主轴轴承下线，系国内首套	
京冶轴承	/	研发出2.5-10MW双列圆锥主轴轴承	

2 齿轮箱轴承供需偏紧，滑动轴承替代有望加速

- ◆ **齿轮箱轴承进口为主，海外涨价，23年齿轮箱价格预计较为坚挺。** 齿轮箱轴承供应商包括斯凯孚、舍弗勒、铁姆肯等海外大厂，22年1-2轮涨价后，齿轮箱企业面临较大成本压力，而国内齿轮箱轴承批量稳定性目前还较差。需求端，金风、东气等整机企业直驱机型全面切换为半直驱导致齿轮箱需求明显增加（陆上65GW，平均单机容量5MW，对应13000台，海上10GW，平均10MW，对应1000台，假设90%半直驱，齿轮箱总需求接近14000台）。因此，我们预计23年齿轮箱价格相对坚挺。
- ◆ **滑动轴承在海外风电齿轮箱已实现大规模商用，国内批量后，有望带动齿轮箱降本15-20%，齿轮箱滚轴涨价压力下有望加速替代。** 维斯塔斯的大兆瓦齿轮箱都用滑动轴承。远景23年12-14MW海上机型或启用国产滑轴，可以实现齿轮箱降本15%-20%，24年有望批量，领先其他整机厂1-2年。
- ◆ **主轴轴承切换滑轴金风领先：** 国外处在样机阶段，尚未实现小批量。国内，21年10月，金风新型轴系样机在新疆达坂城风电场成功并网。采用滑动主轴承，其轴系承载密度提升超过20%，有力支撑了大功率机型的开发。滑动轴承分瓣式设计，可实现局部更换，使维护成本下降超过60%。威能极提供齿轮箱滑动轴承，是全球第一台全滑动轴承风机。

图表：齿轮箱2023年产能（单位：台）

	产能 台	其中大兆瓦	备注	客户
南高齿	9000-11000	5000 (10MW)	南京6000台 (4.5-6MW+7-8MW) 金湖一期设计5000台 (10MW)	运达 (90%订单)、三一、中车、上电、明阳、东气、金风、GE等
德力佳	3000+	1000+		金风、三一、远景；开发上电、运达
威能极	3600	1600 (7MW+)	厂区新建了半直驱的厂房 5MW	维斯塔斯 (50%)、Nordex、运达、上电开发金风
采埃孚	3600 (4.5MW+)			维斯塔斯，SGRE
南方宇航		1000 (7MW+)		明阳、上电

图表：滑动轴承带动齿轮箱降本（上）、滑动轴承市场空间（下）

	6MW	12MW
齿轮箱价值量	220万/台	600万/台
滚轴成本	45万（占20%）	150万（占25%）
滑轴成本（批量）	20万	75万
齿轮箱降本	9%	12.5%-15%

	齿轮箱	主轴	偏变
假设25年陆上主流机型8MW（80GW），海上12-14MW（20GW）			
数量：套	陆上10000、海上1600		
单价：万/套	20+75	60*50%+100*50%	40*50%+80*50%
完全替代空间	30-35亿	35-40亿	25-30亿

五、 叶片：大型化加速更迭，大叶片供需紧张

1 叶片长度不断刷新记录，大叶片供需紧张或涨价

- ◆ **大型化趋势下，叶片长度不断刷新记录。**截至2021年底，海风机组风轮直径最大可达186米，陆风机组风轮直径最大为175米。22年，三一重能陆上机型风轮直径最长超达202m，金风科技海上机型风轮直径最长达242米。8月，中复连众最新下线叶片长度123米，叶根直径超过5米，单支重量超过50吨，表面积突破1000平方米，将适配16MW海上风电机组。
- ◆ **整机企业纷纷布局叶片产能。**全球共有15家整机企业有叶片产能。其中前十大风电整机企业中，除金风科技和运达股份外，都有叶片制造产能，主要系叶片占整机成本30%左右，对于控制成本至关重要。国内，三一重能、明阳智能自供为主，远景能源计划23年实现20-30%自供。海外，维斯塔斯、GE、西门子歌美飒等都具备自供能力。
- ◆ **大叶片更新换代加速，模具寿命缩短，叶片扩产受限于模具，且生产效率降低。**22年叶片主流长度80-90m，23年90-100m。大型化之前一支模具可生产150-200套叶片，拥有2年以上寿命，目前只能生产80套，而模具扩产需要3-4个月，成为叶片扩产的一道障碍。叶片产能正常需3-4个月爬坡，22-23小时可以实现生产一支80-90m以下的叶片，而大叶片生产极限需要24小时，海上则需要36小时，生产效率降低。23年叶片是行业供需最紧张环节，第一轮谈价面临5%左右的涨价。

图表：部分整机企业叶片型号

企业名称	机型型号	风轮直径m	适用区域	供应商
三一重能	SI-202/6.7MW	202	低风速	自产 (远景计划部分自产、部分找代工，部分外购)
远景能源	7.0MW	200	中低风速	
	8.0MW	190	中风速	
明阳智能	MySE4.0	182	低风速	
	MySE6.25	182	中高风速	
	MySE5.5	155	海上	
	MySE6.0	198	海上	
	MySE11	203-23X	海上	
	MySE16	242 (118)	海上	
金风科技	3.85-7.2MW	171、182、191	超低风速	中材科技、LM (GE)、Aeolon
	12MW、16MW (样机)	242、252	海上	
运达股份	WD19X-7.X-OS	19X	低风速海域	中材科技、时代新材
	WD22X-10.X-OS	22X	中高风速海域	
	WD24X-15.X-OS	24X	高风速海域	
中国海装	H171-4.0MW-163mHH陆上混搭	171	低风速	
	H256-16MW	256 (125)	海上	
电气风电	卓刻平台 WH5.0N	192	低风速、超低风速	
	海燕平台EW11.0-208	208	海上	

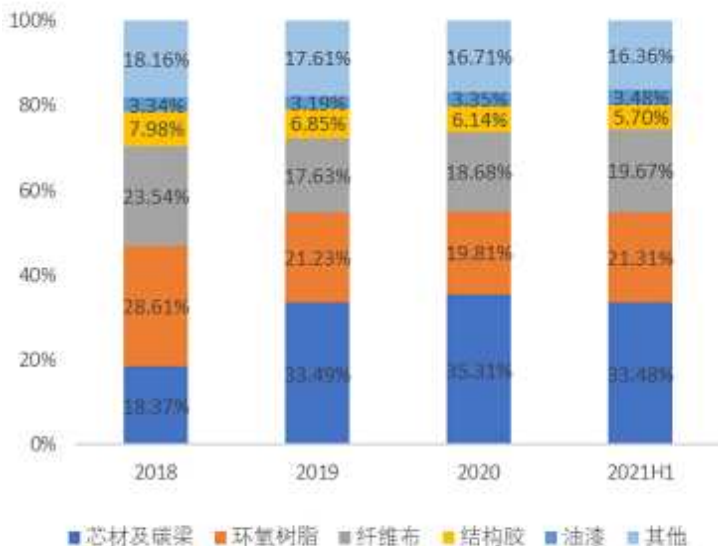
图表：海外整机企业叶片供应商

供应商	维斯塔斯	GE	西门子歌美飒	Enercon
自产	√	LM	√	√
LM (GE)	√	√	√	√
TPI (美)		√	√	√
艾朗科技	√		√	
Aeris	√	√		√
中材科技		√		
时代新材	√			

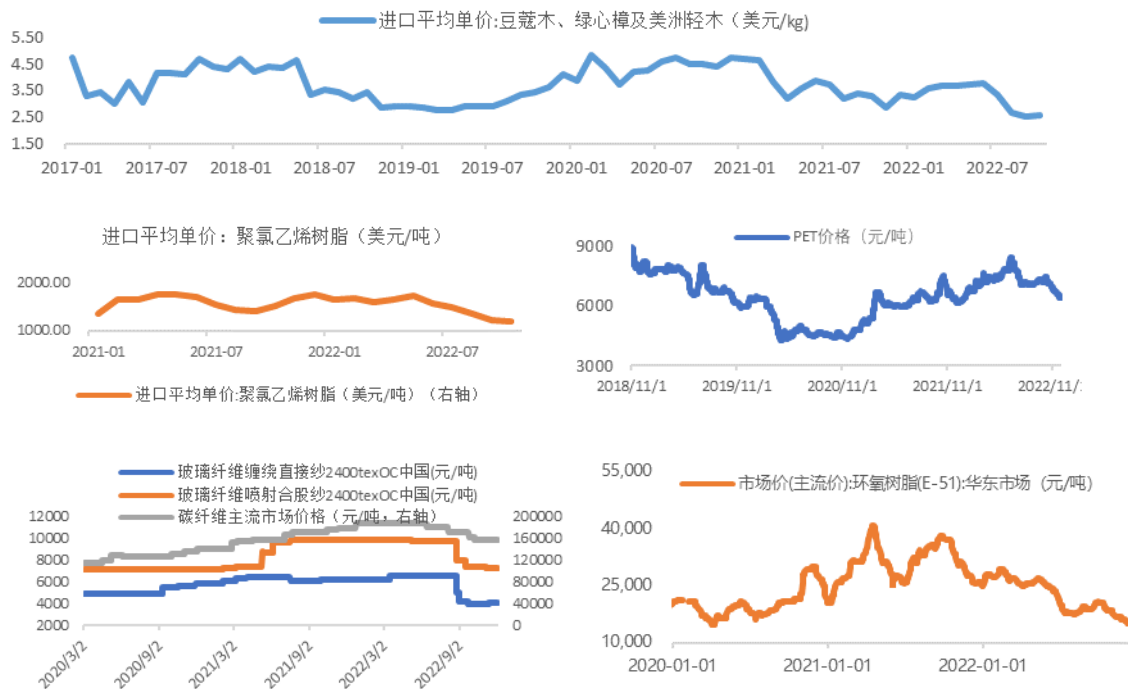
2 受益原材料降价，成本端改善明显，盈利改善在即

- ◆ **叶片直接材料成本占比超70%。**叶片生产成本中原材料占70%-80%，直接人工占9%-12%，制造费用占9%-16%。主要原材料包括，1) 芯材及碳梁占33%，包括巴沙木、PET、PVC及碳纤维组成的大梁；2) 环氧树脂占20%；3) 纤维布占20%，主要为玻纤；4) 结构胶和油漆分别占6%、3.5%。
- ◆ **原材料降价明显，叶片企业成本迎改善。**叶片原材料价格降幅明显，巴沙木较年中下降32%，PVC树脂下降23%，PET下降22%，碳纤维下降13%，环氧树脂下降27%，玻纤下降约30%。综合各原材料成本占比，我们预计带来生产成本下降超10%，结合大叶片可能涨价，盈利有望显著改善。

图表：叶片原材料构成 (%)



图表：叶片主要原材料巴沙木、PVC、PET、碳纤维、玻纤、环氧树脂价格下降

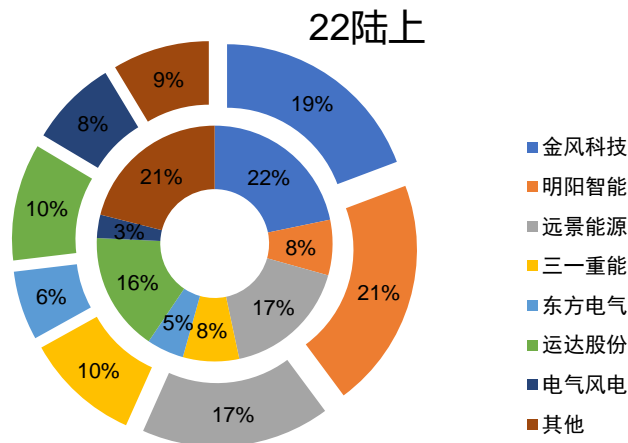


六、 整机：制造端盈利分化，出口优化格局

1 海风保持高集中度，陆风成本控制能力决定市场份额

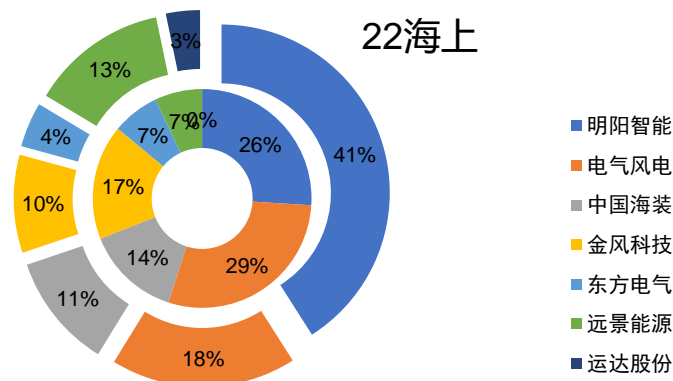
- ◆ **海风：市场集中度高，CR3多年保持70%以上，22年明阳智能中标量领跑。**海上风机对技术和可靠性要求高，进入壁垒较陆上更高，因此行业集中度更高，21年海上风机CR3达72%，CR5达92%。截至22年12月2日，国内海风公开招标中，明阳智能凭借其半直驱、大型化优势中标6.3GW（含青州五六七1.4GW），以41%的份额位居第一。
- ◆ **陆风：成本控制能力是提升市场份额的关键。**截至22年12月17日，国内陆风公开招标中，明阳智能、金风科技和远景能源市占率分别达21%、19%和17%，三一重能凭借出众成本控制力市占率提升至第四位，达10%。平价新周期更看重整机商的成本控制力和技术创新力，通过大型化降本提升盈利能力的企业有望脱颖而出，迎来黄金发展期。

图表：2022年国内陆上风机中标份额（截至12月17日）



备注：21年为吊装市占率

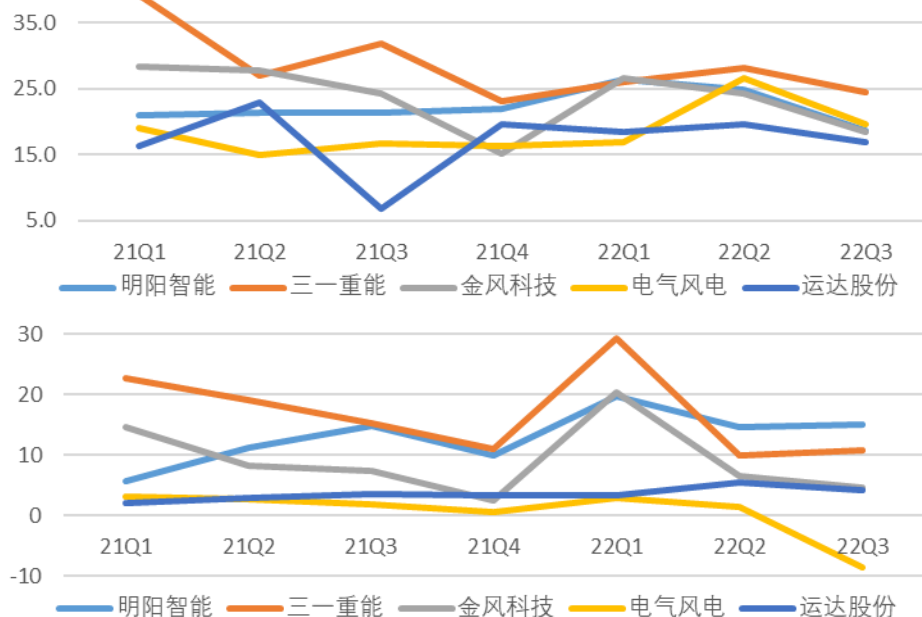
图表：2022年国内海上风机中标份额（截至12月17日）



2 制造端预计年中迎盈利拐点、风场业务贡献利润

- ◆ **受低价订单交付影响盈利承压，23年年中有望迎来拐点。**22年下半年，陆上风机低价订单进入交付周期，整机企业盈利承压。但是目前招标价格整体趋稳，且依靠大型化降本，有望于23年年中迎来盈利拐点。
- ◆ **风电场运营、转让贡献利润。**目前陆风进入平价新周期，海风全面平价在即，风电场投资开发具备较高收益率，转让利润约1-2元/W。从各家在运营容量来看，金风科技风场资产最重；从在建容量来看，明阳智能增速较快，除了青洲四明年并网，其余大部分今年有望并网，同时明年开工预计3GW+。

图表：各家整机企业季度毛利率（上）、净利率（下）（单位：%）



图表：各家整机企业风电场规模（单位：GW）

	明阳智能	三一重能	金风科技	电气风电	运达股份
运营容量	1.24	0.454	6.93	0.109	0.25
在建容量	2.28	0.294	2.78	0.634	
转让容量	0.878	0.66	1.547		

3 海外面临供需缺口，整机出口迎机遇

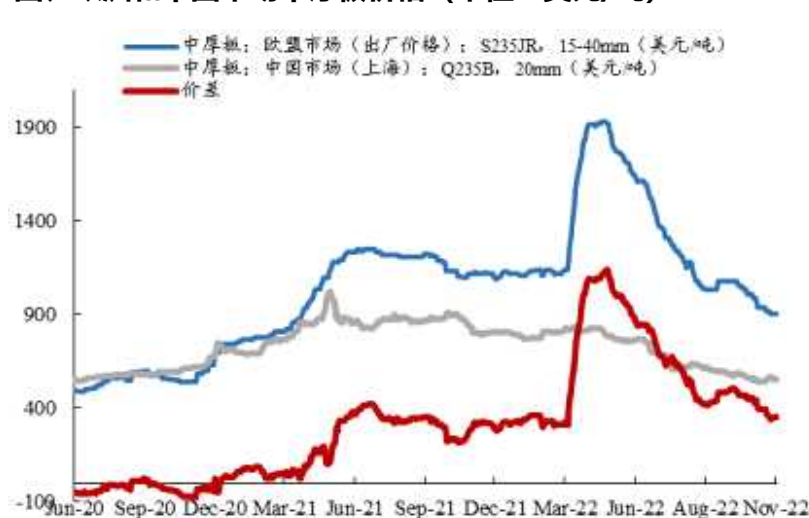
- ◆ **供应链受通胀影响，海外整机企业面临经营困境，海内外风机价差拉大，国内价格优势凸显。**22年3月开始欧洲钢价暴涨，中厚板价格一度超过1900美元/吨，目前回落到900美元/吨，国内外价差仍在350美元/吨左右。原材料价格上涨打乱供应链，对交付的担忧以及融资成本增加导致招标低迷。21年欧洲海风装机量约3.3GW，22年上半年仅30MW。22Q3（7-9月）VESTAS、GE等海外整机企业风机业务出现亏损、亏损加剧的情况，以GE为例，风机业务21年Q3亏损1.5亿美元，22年Q3亏损9.3亿美元。为缓解压力，VESTAS出售变流器业务，转而收购叶片厂；Siemens Gamesa计划裁员2900人，占总员工11%；Nordex在西班牙和印度建叶片厂。此外通过提价来缓解盈利压力，VESTAS 22Q3陆上风机涨至1060欧元/kW，为近十年最高价。22Q2海上风机涨至1678欧元/kW，环比上涨超200欧元/kW，同比上涨超500欧元/kW。国内陆风已实现平价，11月中标均价1870元/kW（不含塔筒）。海上风机价格开启下降通道，最新中标价格3768元/kW（含塔筒）。
- ◆ **海外供给存在缺口，国内迎来出口机遇。**欧美5强21年出货量占全球约45%份额，海风产能目前合计8GW左右，只有VESTAS宣布扩产（波兰），很难满足2030年海外40GW左右的海风需求，国内整机企业迎来出口机遇。

图、海外整机厂风机出货、收入、利润（上）、风机平均售价（下）

整机厂	22Q3（7月-9月口径）			21Q3（7月-9月口径）		
	收入	出货量（MW）	净利润	收入	出货量（MW）	净利润
vestas	30.96 亿欧元	3569	-1.47亿 欧元	49.12亿 欧元	6020	1.16亿 欧元
GE	28.87 亿美元	2200	-9.34亿 美元	36.95亿 美元	3600	-1.51亿 美元

整机厂 （单位：欧元/kW）	21Q3	21Q4	22Q1	22Q2	22Q3
Vestas-陆上	810	860	890	960	1060
Vestas-海上			1462	1678	
Siemens Gamesa	630	760	820	890	830
Nordex			690	790	910

图、欧洲和中国市场中厚板价格（单位：美元/吨）



3 海外面临供需缺口，整机出口迎机遇

- ◆ **陆上风电应用场景变化有望刺激增量需求，陆风出口起量在即。**根据CWEA，21年中国出口风机886台，容量超3GW，同比增长175%；截至21年年底，累计出口达9.64GW。随着陆风度电成本下降，沙特等国家在沙漠里布局风电（在NEOM建造世界上最大的绿色氢气工厂，预计25年上线），就地制氢再液化成绿氨，通过港口运输到欧盟，不受限于电网消纳，有望带来装机需求快速增长，也为国内风机出口带来机遇。**远景：**21年出口风机326台，容量超1GW。22年3月在印度斩获596台2GW陆上风机订单，预计23H1交付，全年合计交付5GW（目前在手订单7GW+）。**金风：**截至3季报，在手海外订单3.06GW，同比+63%，主要分布在亚太（1.2）、南美（0.6）、澳洲（0.45）、中东及非洲（0.3）等。**三一：**重点布局越南、哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦、印度、巴西等，10月中标哈萨克斯坦Dostyk 50MW风电项目机组及塔筒订单。
- ◆ **海风明阳步伐领先。**21年国内海上风机首次实现出口，容量为325MW（金风、明阳、东气共72台），均出口至越南。21年12月，明阳与英国国际贸易部驻华代表签署谅解备忘录，有望在英国投资建设叶片制造厂、服务中心、风机装配厂。明阳23年海风出口预计1GW，分布在东南亚、欧洲、南美等地区。

图表：风电出口进展

企业	市场	新闻日期	国家	项目	投产	容量MW	机型
明阳	欧洲	2021.8	意大利	意大利地中海Beleolico项目	22年已投产	30	MySE3.0-135
		2021.11	西班牙	西班牙漂浮式风电项目		-	11MW
		2022.9	英国	英国TwinHub阵列项目（双风机漂浮式平台）	25-27年	32	MySE8.3-180
	亚太	2021.8	越南	越南嘉莱项目（陆上）	21年已投产	-	MySE3.2、4.0
		2021.11	越南	越南金瓯1A区、1c区海风项目	22年已投产	375	5MW
		2021.12	日本	富山县入善町海上风电	23年	9	MySE3.0抗台
远景	亚太	2022.3	印度	印度卡纳塔克邦、玛哈拉斯特邦、中央邦、安得拉邦和古吉拉特邦（陆上）	2023年上半年	1967	EN-156/3.3
三一	亚太	2022.10	哈萨克斯坦	Dostyk风电项目（业主：阳光新能源）（陆上）		50	风机及塔筒

- ◆ 基于供应能力及需求超预期，我们预计2023年全球光伏装机370-380GW，同增45%+，其中国内需求150GW，同增63%左右，海外需求220-230GW，同增35%+。**投资建议：**光伏平价新周期，23年高增长确定，储能配套加速，看好逆变器、组件、新技术方向，以及部分辅材龙头，**逆变器（阳光电源、锦浪科技、禾迈股份、科士达、德业股份、固德威、昱能科技），组件（隆基绿能、天合光能、晶科能源、晶澳科技），新技术龙头（晶科能源、钧达股份、爱旭股份），和格局稳定的辅材龙头（福斯特、通威股份、海优新材、福莱特、美畅股份、大全能源，关注聚和材料、通灵股份、宇邦新材、快可电子等）。**

表：公司估值表（截至2022年12月28日）

板块	证券代码	名称	总市值 (亿元)	股价	归母净利润 (亿元)			PE			评级	来源
					2022E	2023E	2024E	2022E	2023E	2024E		
组件	601012.SH	隆基绿能	3,245	43	155.3	196.2	246.2	21	17	13	买入	东吴
	688599.SH	天合光能	1,361	63	37.0	66.1	90.6	37	21	15	买入	东吴
	002459.SZ	晶澳科技	1,404	60	48.5	78.1	106.0	29	18	13	买入	东吴
	688223.SH	晶科能源	1,482	15	27.3	54.9	75.3	54	27	20	买入	东吴
逆变器	300274.SZ	阳光电源	1,620	109	32.3	60.7	80.4	50	27	20	买入	东吴
	300763.SZ	锦浪科技	678	180	12.0	28.4	43.7	56	24	16	买入	东吴
	605117.SH	德业股份	786	329	14.3	26.7	42.9	55	29	18	买入	东吴
	688390.SH	固德威	388	315	5.5	16.2	25.3	71	24	15	买入	东吴
	688032.SH	禾迈股份	515	919	6.4	13.4	29.7	81	38	17	买入	东吴
	688348.SH	昱能科技	452	565	4.2	12.1	18.7	108	37	24	买入	东吴
	002518.SZ	科士达	334	57	6.6	12.6	21.0	51	27	16	买入	东吴
硅料	600438.SH	通威股份	1,781	40	279.2	215.0	212.2	6	8	8	买入	东吴
	688303.SH	大全能源	1,029	48	200.1	166.0	120.8	5	6	9	买入	东吴
硅片	603185.SH	上机数控	443	108	36.0	61.9	68.3	12	7	6	买入	东吴
胶膜	603806.SH	福斯特	880	66	24.8	35.6	42.4	35	25	21	买入	东吴
	688680.SH	海优新材	157	186	2.8	8.1	10.9	56	19	14	买入	东吴
玻璃	601865.SH	福莱特	729	34	22.1	35.2	53.4	33	21	14	买入	东吴
运营	601222.SH	林洋能源	180	9	8.4	11.1	13.5	22	16	13	买入	东吴
电池	002865.SZ	钧达股份	266	188	9.4	25.0	33.0	28	11	8	买入	东吴
	600732.SH	爱旭股份	438	38	21.2	29.5	37.5	21	15	12	买入	东吴
金刚线	300861.SZ	美畅股份	241	50	14.7	19.1	24.8	16	13	10	买入	东吴
接线盒	301168.SZ	通灵股份	89	74	1.4	3.1	5.3	64	28	17	未评级	Wind
	301278.SZ	快可电子	71	111	1.3	2.2	3.4	55	32	21	未评级	Wind
焊带	301266.SZ	宇邦新材	80	77	1.2	2.5	3.5	65	32	23	未评级	Wind
银浆	688503.SH	聚和材料	172	153	3.9	6.0	8.7	44	29	20	未评级	Wind

- ◆ **海风23年装机10GW+**，同比翻倍以上，且具备长期成长性，24-25年增速30%+；陆风22年招标高景气，全年预计75-80GW，大型化降本驱动IRR高增，23年预计吊装65GW+，同比增长30%+，并网75GW+，同比增长88%+。
- ◆ **海缆**：深远海价值量提升，具备阿尔法，龙头强者恒强，二线挑选弹性和确定性。推荐东方电缆（超高压交付盈利提升，订单持续增长），关注起帆电缆（上海和广西属地优势，高压从0-1）、亨通光电（通信覆盖）、中天科技、宝胜股份、汉缆股份。
- ◆ **海桩**：双海需求旺盛，23年量利齐升。推荐海力风电（最纯海风标的，产能释放迎接需求爆发）、大金重工（双海战略高歌猛进，出口先发优势吨净利高于国内）、天顺风能（发行GDR布局欧洲，国内海风有望后来居上，陆风出货弹性大）、泰胜风能（陆塔出口具备盈利优势+海风放量在即），关注天能重工。
- ◆ **铸件**：大兆瓦供需偏紧，龙头扩产受益。推荐日月股份（逆势扩产放量在即，盈利逐季修复，后续自主加工和出口进一步提升盈利能力）、金雷股份（铸造产能逐步释放空间打开）。
- ◆ **整机**：盈利拐点+出口拔估值。陆风价格趋稳，预计年中迎来盈利拐点。海内外整机价差拉大，出海进程有望加快，空间打开估值提升。推荐明阳智能、三一重能、金风科技。
- ◆ **轴承**：海外涨价，国产替代加速。推荐恒润股份、新强联。
- ◆ **叶片**：大叶片明年卡脖子环节。关注中材科技、时代新材、双一科技。

表：盈利预测（截至2022年12月23日）

板块	细分板块	证券代码	名称	总市值 (亿元)	股价 (元)	归母净利润（亿元）			PE			评级	总股本 (亿股)	来源
						2022E	2023E	2024E	2022E	2023E	2024E			
风电	海缆	603606.SH	东方电缆	406	59	10.7	21.0	26.0	38	19	16	买入	6.88	东吴
		600522.SH	中天科技	484	14	35.6	45.7	54.5	14	11	9	未评级	34.13	Wind
		605222.SH	起帆电缆	105	25	5.1	9.6	13.6	20	11	8	未评级	4.18	Wind
	塔筒	002487.SZ	大金重工	209	38	5.6	12.7	18.3	37	16	11	买入	5.56	东吴
		002531.SZ	天顺风能	237	13	6.5	17.9	23.5	36	13	10	买入	18.03	东吴
		300129.SZ	泰胜风能	63	7	2.6	5.7	7.9	24	11	8	买入	9.35	东吴
		301155.SZ	海力风电	185	85	3.2	8.0	12.0	58	23	15	买入	2.17	东吴
	轴承	300850.SZ	新强联	172	52	5.4	8.8	12.0	32	20	14	买入	3.30	东吴
	铸件	603218.SH	日月股份	191	19	2.9	10.2	13.5	66	19	14	买入	10.26	东吴
	主轴	300443.SZ	金雷股份	88	34	4.1	6.3	8.6	22	14	10	未评级	2.62	Wind
	法兰	603985.SH	恒润股份	102	23	1.7	5.3	8.5	59	19	12	买入	4.41	东吴
	结构件	603507.SH	振江股份	39	27	2.1	3.4	4.1	18	11	9	未评级	1.43	Wind
	叶片	002080.SZ	中材科技	367	22	34.7	38.2	45.5	11	10	8	未评级	16.78	Wind
	变流器	603063.SH	禾望电气	118	27	3.4	5.1	7.0	34	23	17	未评级	4.41	Wind
	整机	002202.SZ	金风科技	448	11	36.1	42.6	52.2	12	11	9	买入	42.25	东吴
		688349.SH	三一重能	336	28	41.2	54.5	71.7	8	6	5	买入	11.89	东吴
		601615.SH	明阳智能	548	24	16.5	23.3	30.4	33	24	18	买入	22.72	东吴

□ 光伏版块

- ◆ **竞争加剧。**光伏行业竞争者较多，产能扩产旺盛，若竞争进一步加剧，将对业内公司的盈利能力产生影响。
- ◆ **电网消纳问题限制。**光伏消纳或受电网消纳的影响，虽然从度电成本来看光伏竞争力强劲，但总体装机增长受到行政上限制和干预。
- ◆ **光伏政策超预期变化。**2014年起国家出台一系列鼓励政策支持光伏行业发展，行业仍需政府补贴政策支持，若未来政策走向不利于光伏发展，则行业盈利空间将被压缩，从而影响公司的经营业绩。

□ 风电板块

- ◆ **新增装机量不及预期：**海上、陆上装机放缓，下游需求不及预期。
- ◆ **原材料价格持续高企：**塔筒、铸锻件上游原材料为中厚板、生铁、废钢等黑色金属，供应商强势，价格波动较大，持续高企将影响产业链盈利。
- ◆ **市场竞争加剧：**整机厂商为争夺市场份额，继续低价竞争，影响产业链盈利等；
- ◆ **疫情影响：**疫情影响生产、运输等。

免责声明

东吴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。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发、转载，需征得东吴证券研究所同意，并注明出处为东吴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

东吴证券投资评级标准：

公司投资评级：

买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘在15%以上；

增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于5%与15%之间；

中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于-5%与5%之间；

减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于大盘5%以上；

中性：预期未来6个月内，行业指数相对大盘-5%与5%；

减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于大盘5%以上。

东吴证券研究所

苏州工业园区星阳街5号

邮政编码：215021

传真：（0512）62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

东吴证券 财富家园