

2023年度策略报告

兼顾业绩与成长空间，优选海风、储能与光伏新型电池

强于大市（维持）

行情走势图



证券分析师

皮秀 投资咨询资格编号
S1060517070004
PIXIU809@pingan.com.cn

研究助理

张之尧 一般证券从业资格编号
S1060122070042
zhangzhiyao757@pingan.com.cn



平安观点：

- **风电：需求及竞争格局兼优，主打海风。**供给端的技术进步趋势延续，陆上的分散式风电、海上的深远海海风、海外市场有可能成为值得期待的打开风电需求空间的三大关键细分领域，国内风电装机规模有望在2022-2025年持续增长。海上风电有望成为2023年风电板块投资主线，国内方面，预期十四五期间国内海上风电新增装机约64GW，2022-2025年复合增速超过40%；欧洲、亚太地区、北美等市场的海上风电均呈现明显向上的发展势头，新增装机整体呈现增长趋势，按照全球风能协会的预测，2022-2025年海外市场海上风电新增装机复合增速达到44%。另外，风电整机盈利水平有望触底回升，漂浮式海上风电提速发展，风电轴承加快国产替代，都有望带来值得期待的投资机会。
- **光伏：把握以新型电池为主的结构性能机会。**硅料供需形势有望发生重大变化，到2022年底，国内硅料产能有望达到120万吨，到2023年底达到240万吨，预计2023年硅料供给足以支撑430GW以上的光伏需求。预计2023年国内光伏新增装机有望实现35%左右的增长，新增装机规模达到115GW，全球光伏新增装机有望实现30%及以上的增长，达到310GW；后续全球光伏需求受贸易保护等因素影响。新型电池有望成为光伏行业技术迭代的主线：电池组件端，TOPCon与XBC有望快速兑现现代红利，HJT处于降本增效关键期，钙钛矿长期发展潜力巨大；设备与材料端，伴随技术迭代与性价比提升，新型电池产能有望快速增长，推动相关设备市场规模的快速提升。
- **储能：赛道成长确定性强，户储、大储皆可期。**展望2023年，储能赛道仍将维持较高的景气度，一方面，在经济性等因素的推动下，以欧洲和美国为代表的海外户储市场仍将高速增长，另一方面，新能源强配储能叠加市场逐步完善等因素驱动，大型储能装机有望加快发展。从竞争格局来看，户储产品面向广阔且分散的海外终端市场，国内企业之间的正面竞争尚不明显，需求端的高增有望为产业链相关企业带来明显的业绩弹性；大储方面，国内企业在储能电池环节竞争力强，有望受益于国内和全球大储市场加速发展，驱动动力电池之外的第二成长曲线，同时，大容量电池优势明显，280Ah或将成为主流。
- **投资建议。**维持行业“强于大市”评级。**风电：**以海上风电为主线，看好管桩和海缆环节，重点推荐大金重工、东方电缆；整机盈利水平有望触底回升，重点推荐明阳智能；漂浮式海上风电有望提速发展，建议关注亚星锚链；国产替代方面，建议关注国内风电主轴轴承龙头新强联。**光伏：**以新型电池技术为主线，电池组件方面，推荐主打HPBC的隆基绿能以及布局多种新型电池的通威股份，关注钧达股份等；设备和材料方面，推荐捷佳创、帝尔激光、迈为股份等。**储能：**户储方面，推荐鹏辉能源，关注

派能科技、禾迈股份等；大储方面，建议关注阳光电源、科华数据等。

- **风险提示：**1、电力需求增速不及预期的风险。风电、光伏受宏观经济和用电需求的影响较大，如果电力需求增速不及预期，可能影响新能源的开发节奏。2、部分环节竞争加剧的风险。在双碳政策的背景下，越来越多的企业开始涉足风电、光伏制造领域，部分环节可能因为参与者增加而竞争加剧。3、贸易保护现象加剧的风险。国内光伏制造、风电零部件在全球范围内具备较强的竞争力，部分环节出口比例较高，如果全球贸易保护现象加剧，将对相关出口企业产生不利影响。4、技术进步和降本速度不及预期的风险。海上风电仍处于平价过渡期，如果后续降本速度不及预期，将对海上风电的发展前景产生负面影响；各类新型光伏电池的发展也依赖于后续的技术进步和降本情况，可能存在不及预期的风险。

股票名称	股票代码	股票价格		EPS			P/E				评级
		2022-12-02	2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E	
鹏辉能源	300438.SZ	76.82	0.40	1.38	2.32	3.46	192.1	55.7	33.1	22.2	强烈推荐
大金重工	002487.SZ	44.09	1.04	1.05	2.25	3.46	42.4	42.0	19.6	12.7	推荐
东方电缆	603606.SH	71.1	1.73	1.49	2.53	3.44	41.1	47.7	28.1	20.7	推荐
明阳智能	601615.SH	26.56	1.36	1.83	1.83	2.35	19.5	14.5	14.5	11.3	推荐
隆基绿能	601012.SH	47.98	1.20	1.92	2.31	2.82	40.0	25.0	20.8	17.0	推荐
通威股份	600438.SH	43.01	1.82	6.58	5.03	4.15	23.6	6.5	8.6	10.4	推荐
捷佳伟创	300724.SZ	124.86	2.06	3.02	3.88	4.81	60.6	41.3	32.2	26.0	推荐
迈为股份	300751.SZ	451.49	3.72	5.50	8.37	12.16	121.4	82.1	53.9	37.1	推荐
帝尔激光	300776.SZ	133.05	2.24	2.92	4.15	5.85	59.4	45.6	32.1	22.7	推荐
亚星锚链	603218.SH	9.32	0.09	0.13	0.17	0.23	103.6	71.7	54.8	40.5	未评级
新强联	002202.SZ	64.13	1.56	1.85	2.65	3.60	41.1	34.7	24.2	17.8	未评级
派能科技	688063.SH	342.62	2.04	6.70	14.98	20.72	168.0	51.1	22.9	16.5	未评级
阳光电源	300274.SZ	120.09	1.07	2.07	3.64	4.88	112.2	58.0	33.0	24.6	未评级

资料来源：Wind，平安证券研究所。备注：未评级企业盈利预期取自万得一致预期

正文目录

一、	板块回顾：成长的可持续性是关键因子.....	8
二、	风电：需求及竞争格局兼优，主打海风.....	9
	2.1 经济性提升、应用场景打开，需求有望持续增长.....	9
	2.2 海上风电依然是风电板块投资主线，出海逻辑有望强化.....	14
	2.3 整机、漂浮式、国产替代有望成为三条次主线.....	20
三、	光伏：把握以新型电池为主的结构性的机会.....	27
	3.1 硅料供给瓶颈解除，2023 年终端需求高增.....	27
	3.2 主要环节供需形势整体趋于宽松.....	33
	3.3 新型电池仍将是 2023 年技术迭代的主旋律.....	37
四、	储能：户储景气、大储加速，成长确定性强.....	43
	4.1 户储：需求火热，渠道+品牌优势企业抢占先机.....	43
	4.2 大储：政策引领、商业模式成型，市场机遇显现.....	51
五、	投资建议.....	58
六、	风险提示.....	59

图表目录

图表 1	2022 年申万各细分子行业的涨跌幅	8
图表 2	风、光、储板块走势	8
图表 3	国内历年新建风电项目的平均单机容量 (MW)	9
图表 4	国内陆上风机平均投标价格走势 (元/kW)	9
图表 5	2022 年以来国内海上风电项目风机招标价格相关情况	10
图表 6	国内风电开发相关规划和布局	10
图表 7	国内分散式风电新增装机和累计装机规模	11
图表 8	唐山市规划的海上风电项目分布	12
图表 9	近年国内风机出口规模	12
图表 10	2021 年国内风机出口面向的主要海外国家	12
图表 11	国内和国外风机价格走势对比	13
图表 12	近年国内风机招标规模	13
图表 13	国内风机吊装规模预测	13
图表 14	中厚板价格走势	14
图表 15	铸造生铁价格走势	14
图表 16	全国各省规划的十四五海上风电相关规划	15
图表 17	2022 年部分海上风电项目的 EPC 中标价格情况	15
图表 18	近年国内主要海缆生产基地的建设进度情况	16
图表 19	美国各州海上风电发展规划	17
图表 20	美国海上风电新增装机预测 (MW)	17
图表 21	日本和韩国海上风电相关项目规划	17
图表 22	国内海上风电装机规模预测	18
图表 23	海外市场海上风电新增装机预测 (MW)	18
图表 24	蓬莱大金海上风电管桩生产基地	18
图表 25	东方电缆宁波北仑海缆生产基地	18
图表 26	近年国内主要海缆生产基地的建设进度情况	19
图表 27	各省主要的海上风电塔筒和管桩生产企业/基地	19
图表 28	国内历年的风机企业份额情况	21
图表 29	2022 上半年主要风机企业经营情况对比	21
图表 30	部分央企风机企业的盈利情况以及国内风机行业参与者数量	22
图表 31	新形势下风电产业链各主要参与方关系示意图	22
图表 32	不同水深区域的海上风电开发潜力估算	23
图表 33	适应不同水深的海上风电基础结构示意图	23

图表 34	历年建成投运的漂浮式海上风电场	24
图表 35	主要国家漂浮式海上风电发展规划和动态	24
图表 36	三峡引领号基础	25
图表 37	明阳智能 OceanX 示意图	25
图表 38	2020 年国内各类风电轴承的国产化率	26
图表 39	2019 年全球风电主轴轴承的市场份额情况	26
图表 40	新强联与明阳智能签订的 2023 年框架协议供货情况	26
图表 41	推动风电轴承国产替代的主要驱动因素	27
图表 42	民营风电轴承龙头相对国内竞争对手的优势	27
图表 43	硅料新势力的扩产计划情况（万吨）	28
图表 44	国内多晶硅产能释放节奏（万吨）	28
图表 45	月度多晶硅产量与进口量	28
图表 46	硅料价格走势	29
图表 47	组件价格走势	29
图表 48	国内光伏新增装机规模（GW）	29
图表 49	2022 年前三季度国内光伏新增装机构成	29
图表 50	30 个省市自治区“十四五”期间光伏装机规划	30
图表 51	国内光伏新增装机预测	31
图表 52	2022 年欧洲上调光伏装机目标	31
图表 53	印度历年光伏新增装机（GW）	32
图表 54	巴西光伏新增装机情况（GW）	32
图表 55	历年全球的 GW 级光伏市场	32
图表 56	2023 年全球光伏新增装机有望达 310GW	32
图表 57	光伏组件月度出口规模（GW）	33
图表 58	2022 前三季度光伏组件出口的区域分布	33
图表 59	硅料新势力的扩产计划情况	34
图表 60	主要单晶硅片企业产能情况（GW）	34
图表 61	光伏电池技术路线演进	35
图表 62	2021-2030 年各种电池技术平均转换效率	35
图表 63	2021-2030 年国内电池技术市场占比趋势	35
图表 64	光伏电池各技术路线对比	36
图表 65	国内主要电池生产企业的涉组件情况	36
图表 66	组件 CR5 的份额走势	37
图表 67	头部组件企业不断强化的竞争优势	37
图表 68	TOPCon 电池结构示意图	38
图表 69	晶科 M10 TOPCon 电池效率 26.1%刷新纪录	38

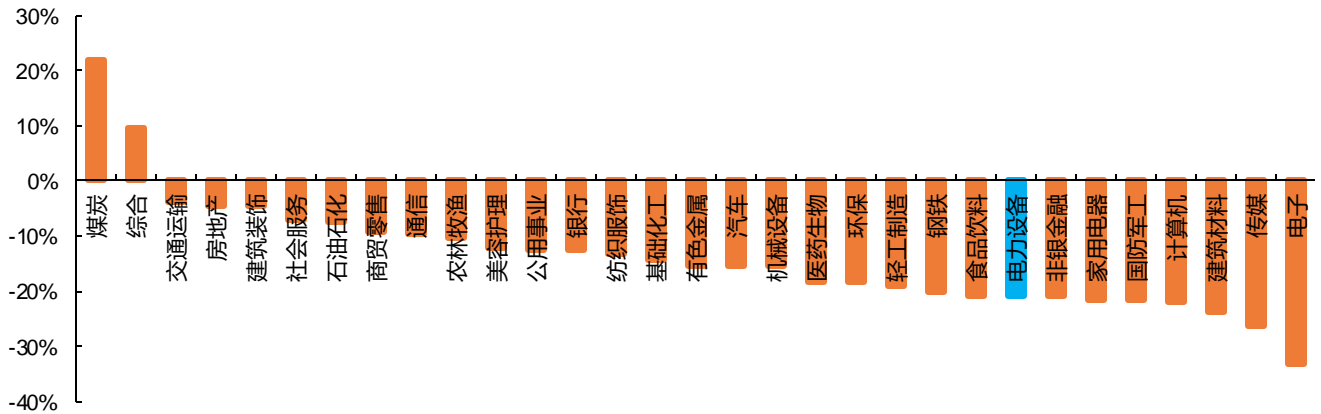
图表 70	PERC 与 TOPCon 电池组件价格对比	38
图表 71	HJT 电池结构示意图	39
图表 72	隆基硅异质结电池转换效率达到 26.81%	39
图表 73	PERC 与 HJT 电池组件价格对比	39
图表 74	IBC 电池结构	40
图表 75	隆基 HPBC 电池效率可达 25%-25.3%	40
图表 76	钙钛矿电池布局进展（不完全统计）	40
图表 77	单 GW TOPCon 电池设备价值明细	41
图表 78	HJT 电池设备价值明细	42
图表 79	N 型电池银浆降本路线	42
图表 80	TOPCon 降本增效路径	42
图表 81	全产业链助力 HJT 降本增效	43
图表 82	2022 年全球户储市场规模约 15GWh	43
图表 83	欧美是 2021 年全球户用储能装机主力	43
图表 84	欧洲天然气批发价格爆发式增长	44
图表 85	21Q3 以来欧洲电力批发价格增长 200%以上	44
图表 86	欧洲户储历史增长数据	44
图表 87	户储降本增效“剪刀差”形成配储动力	44
图表 88	2020 年欧洲部分国家家庭用户电价和税费占比	45
图表 89	2020 年德国家庭用户电价构成（欧分/kWh）	45
图表 90	欧洲户用光储系统 IRR 敏感性分析（以德国为例）	45
图表 91	欧洲户用光储系统投资回收期敏感性分析（以德国为例）	46
图表 92	美国户用储能新增装机高速增长	46
图表 93	美国消费者关注储能的主要原因	46
图表 94	美国各州净计量政策现状（截至 2022.3）	47
图表 95	补贴下加州户储安装成本（以 PowerWall 为例）	47
图表 96	欧洲户储市场空间预测	47
图表 97	美国户储市场空间预测	47
图表 98	户储终端产品主要形态	48
图表 99	户储产品销售形式	48
图表 100	全球户储市场竞争格局	48
图表 101	主要户储市场均由本土企业主导	48
图表 102	户储电池参与者商业模式及代表性产品	49
图表 103	国内户储电池企业以提供电芯和电池系统为主	49
图表 104	派能科技扩产规划	50
图表 105	鹏辉能源扩产规划	50

图表 106	主要户储逆变器企业产品布局.....	51
图表 107	2021 年国内新型储能累计装机 5.73GW	52
图表 108	截至 2021 年底国内新型储能装机场景分布	52
图表 109	2022 年下半年国内储能项目招标规模大幅增长	52
图表 110	我国电化学储能新增装机规模将快速增长	52
图表 111	我国储能产业纲领性政策	53
图表 112	政策推动下,大储参与者商业模式有望跑通	53
图表 113	20 个省级行政区明确光伏风电配储比例要求	54
图表 114	各省级行政区“十四五”新型储能装机规划	55
图表 115	2021 全球新增新型储能项目地区分布(MW%)	55
图表 116	2021 年三大主要市场储能装机结构	55
图表 117	美国储能新增装机高速增长	56
图表 118	表前大储将长期作为美国储能发展主力	56
图表 119	美国大储相关的税收激励政策	56
图表 120	全球储能锂电池出货量将持续高增长	57
图表 121	2021 年全球储能锂电池市场竞争格局	57
图表 122	280Ah 及以上大电芯的优势和挑战	57
图表 123	2020 年以来国内部分 280Ah 电池扩产规划	57
图表 124	国内储能集成商 2021 年国内市场出货量排名	58
图表 125	国内储能集成商 2021 年海外市场出货量排名	58

一、 板块回顾：成长的可持续性是关键因子

截至 12 月 2 日，申万电力设备指数 2022 年以来下跌幅度约 20.75%，小幅跑赢沪深 300 指数，在申万 31 个一级子行业中名列第 24。

图表1 2022 年申万各细分子行业的涨跌幅



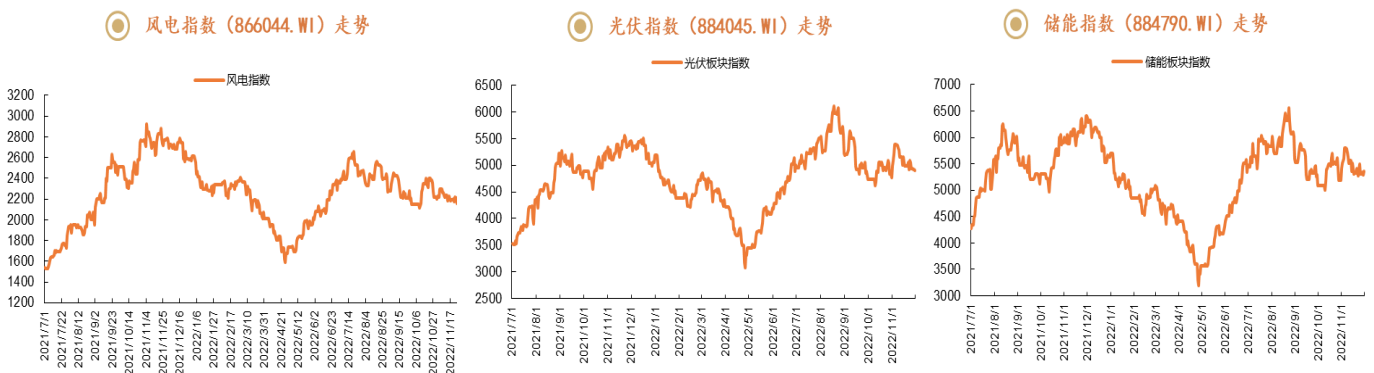
资料来源：WIND，平安证券研究所

其中，风电板块指数（866044.WI）2022 年下跌幅度约 16.4%。2022 年风电板块整体业绩表现低于预期，受疫情等多重因素影响，国内风电需求偏弱，同时各环节盈利水平有所下滑，推动风电板块整体业绩下滑较为明显。风电板块中，海上风电相关标的表现相对强势，海缆、管桩、海上风机的龙头标的均在 2022 年实现股价上涨；受 2022 年国内海风新增装机大幅下滑影响，海上风电主要标的的业绩增长不明显，但国内海上风机招标明显起量，未来业绩增长预期推动股价相对强势。

2022 年光伏板块指数（884045.WI）下跌幅度约 2.6%，明显跑赢电力设备指数。2022 年光伏终端需求旺盛，国内需求大幅增长，组件出口亦在欧洲需求爆发的背景下大幅增长，同时，组件产业链各环节整体盈利水平稳中有升，推动光伏板块 2022 年业绩大幅增长。具体到股价方面，逆变器、新型电池以及一些较为紧缺的辅材表现较好，主产业链的硅料、硅片、组件等环节虽然业绩突出，但呈现不同程度的杀估值，股价表现相对弱势。

2022 年储能板块指数（884790.WI）下跌约 3.5%，明显跑赢电力设备指数。受欧洲电价上涨等因素影响，欧洲户储需求爆发，户储相关核心标的实现业绩爆发式增长，推动户储板块表现强势；国内风电光伏大发展并强配储能，大储在下半年预期升温并接力户储，变流器、储能电池、系统集成等相关企业均有较好的股价表现。

图表2 风、光、储板块走势



资料来源：WIND，平安证券研究所

整体来看，尽管当期业绩表现仍然是影响股价的重要因素，从 2022 年新能源各细分板块表现来看，成长的可持续性或成长空间对股价的影响似乎更为关键；如果在成长的可持续性或成长空间方面出现逻辑瑕疵，就有可能面临杀估值的风险；相反，即便当期业绩偏弱，如果未来的成长性变得明朗且成长空间较大，亦可能出现明显的投资机会。

基于当前的市场风格特征，我们在展望 2023 年新能源投资机会时，不仅关注 2023 年各细分领域的业绩情况，同时也更加重视站在 2023 年看未来该细分行业成长的持续性和空间如何。从这个维度看，我们认为 2023 年海上风电、储能、光伏新型电池等重点领域均孕育投资机会。

二、 风电：需求及竞争格局兼优，主打海风

2.1 经济性提升、应用场景打开，需求有望持续增长

风电的成长逻辑主要表现在供给创造需求，即供给端竞争力不断提升将会刺激或推动终端应用场景的打开和需求放量，展望未来，风电行业这一成长逻辑依然稳固，甚至进一步强化。

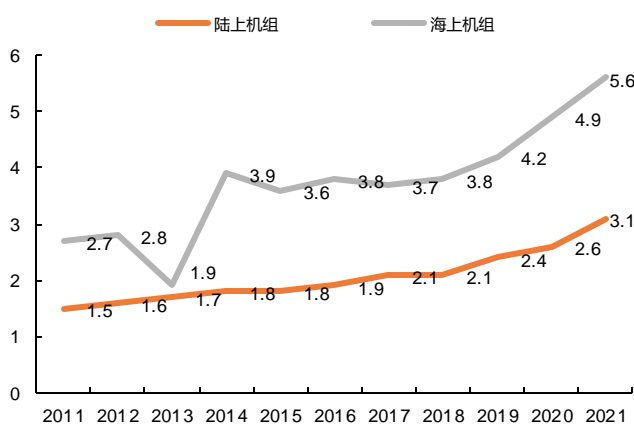
2.1.1 供给端的技术进步趋势延续，2022 年风机招标明显放量

供给层面，风机大型化快速发展，尤其在近两年陆上风电和海上风电新建项目相继不再享受中央财政补贴之后，大型化速度明显加快。陆上风机方面，2021 年国内陆上风电新建项目平均单机容量约 3.1MW，2022 年，5-7MW 单机容量的机组已经成为新招标项目的主力机型，且 7-8MW 的陆上机型已经开始并网测试和验证。海上风机方面，2021 年国内新增装机平均单机容量约 5.6MW，2022 年新招标项目的单机容量普遍在 8MW 及以上，其中山东市场新建项目的主力机型单机容量 8-9MW，南方的广东等区域已经批量招标 10MW 以上的海上风机。风机大型化推动风机价格的快速下降，2021 年以来，随着风机大型化提速，风机价格也加快下降，陆上风机平均投标价格从 2021 年初的 3000 元/kW 以上下降至 2022 年三季度末的 1800 元/kW 左右；海上风机的招标价格同样大幅下降，从 2020-2021 年这一抢装时代的 6000 元/kW 以上裸机价格下降至目前含塔筒价格 4000 元/kW 以内。

展望未来，风机大型化的速度可能较 2020-2021 年有所放缓，但大的方向不变，尤其是海上风电未来的单机容量可能仍具比较大的提升空间，产业内预期十四五期间单机容量 20MW 的海风机组有望下线。在当前陆上风电和海上风电已经基本全面实现平价的背景下，风电行业持续的技术进步和成本下降将提升行业整体的竞争力和景气度。

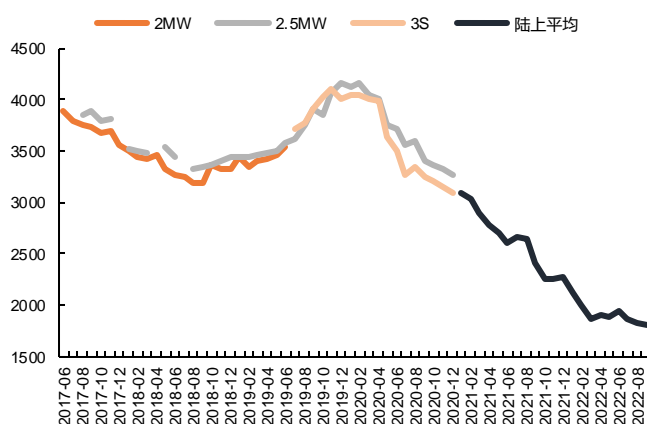
随着经济性的提升，国内风电需求快速成长，并在风机招标端明显体现；2022 年前三季度，国内风机招标规模已达到 76.3GW，同比增长 82%，超过以往任何一年的年度招标规模，招标的放量将体现在后续的新增装机层面。

图表3 国内历年新建风电项目的平均单机容量 (MW)



资料来源：CWEA，平安证券研究所

图表4 国内陆上风机平均投标价格走势 (元/kW)



资料来源：金风科技，平安证券研究所

图表5 2022年以来国内海上风电项目风机招标价格相关情况

项目名称	开发商	规模 (MW)	中标企业	单机容量	中标金额 (亿元)	单价 (元/kW)	中标时间	备注
三峡昌邑莱州湾一期	三峡集团	300	金风科技	>6MW	13.43	4477	2022.1	含塔筒
中广核象山涂茨海上风电场	中广核	280	中国海装		10.72	3830	2022.3	
国华投资山东渤中海上风电项目	国华能源	500	金风科技	7-8.5MW	19.14	3828	2022.4	
华能汕头勒门(二)	华能集团	594	电气风电	>=11MW	27.29	4595	2022.5	含塔筒
浙能台州1号	浙能集团	300	东方电气	7.5MW	10.64	3548	2022.6	含塔筒
华能苍南2号	华能集团	300	远景能源		11.76	3921	2022.7	含塔筒
中广核惠州港口二 PA (北区)	中广核	210	远景能源	>=8MW	8.63	4109	2022.7	含塔筒
中广核惠州港口二 PA (北区)	中广核	240	明阳智能	>=10MW	10.49	4372	2022.7	含塔筒
中广核惠州港口二 PB	中广核	300	明阳智能	>=10MW	13.12	4372	2022.7	含塔筒
国华投资山东渤中 B2	国华能源	500	电气风电	>=8.5MW	19.06	3811	2022.8	含塔筒
国电投湛江徐闻海风增容项目	国家电投	300	明阳智能		10.4	3468	2022.8	
国电电力象山1#海上风电场(二期)	国电能源集团	500	运达股份	8-9MW	16.53	3306	2022.8	含塔筒
华能大连庄河海上风电IV2场址	华能集团	200	中国海装	>=8MW	7.3	3650	2022.10	含塔筒
国家电投山东半岛南U场址一期	国家电投	450	明阳智能	>=8.5MW	16.16	3591	2022.11	含塔筒
中广核阳江帆石一	中广核	300	金风科技	>=10MW	11.67	3890	2022.11	含塔筒
中广核阳江帆石一	中广核	700	明阳智能	>=10MW	28.99	4067	2022.11	含塔筒

资料来源:各公司官网, 平安证券研究所

2.1.2 未来需求端仍有多个值得期待的点, 可能对板块形成催化效果

近年, 风电投资成本下降和经济性的提升推动各类应用场景快速发展, 参照《“十四五”可再生能源发展规划》, 十四五期间国内风电开发集中式与分散式并举。具体来看, 在风能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续规模化开发条件的地区, 重点建设新疆、黄河上游、河西走廊、黄河几字弯、冀北、松辽、黄河下游新能源基地; 在符合区域生态环境保护要求的前提下, 因地制宜推进中东南部风电就地就近开发, 实施“千乡万村驭风行动”, 大力推进乡村风电开发; 积极推进资源优质地区老旧风电机组升级改造, 提升风能利用效率; 在东南沿海开发建设海上风电基地。

目前, 陆上的风电大基地、近海的海上风电基地建设已经启动, 对2022年风机招标放量提供重要项目支撑。展望未来, 我们认为, 陆上的分散式风电、海上的深远海海风、海外市场有可能成为值得期待的打开风电需求空间的三大关键细分领域。

图表6 国内风电开发相关规划和布局

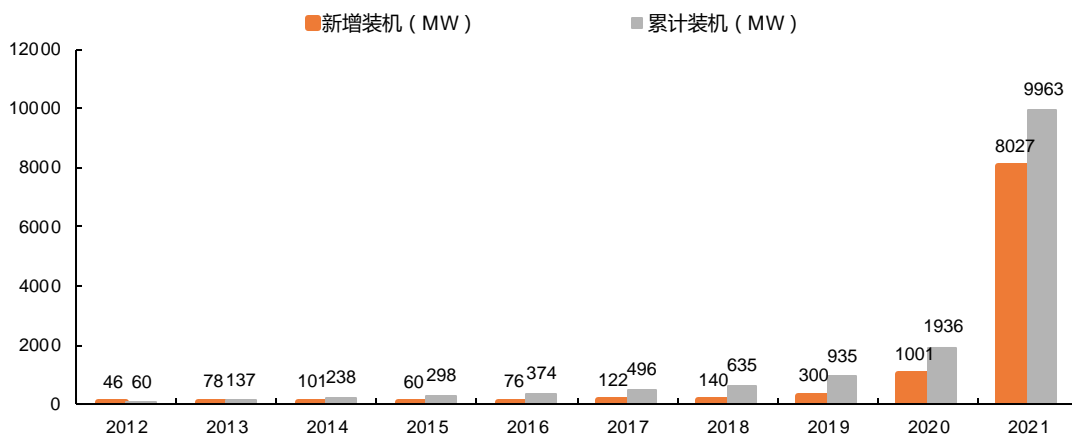


资料来源:金风科技, 平安证券研究所

■ 分散式风电：将乡村振兴和双碳目标结合起来，潜力较大

在前期的政策推动之下，2021 年成为分散式风电的抢装年，2021 年国内分散式风电新增装机容量 802.7 万千瓦，同比大幅增长 702%，其中河南省新增分散式风电装机容量达 238 万千瓦，占全国分散风电新增装机容量的 29.6%，其次分别为陕西 17.5%、山西 9.2%、内蒙古 7.8%、湖北 4.5%。截至 2021 年年底，中国分散式风电累计装机容量接近 1000 万千瓦。

图表7 国内分散式风电新增装机和累计装机规模



资料来源:CWEA, 平安证券研究所

2022 年，经历抢装之后国内分散式风电可能迎来需求的回落，但政策层面支持分散式风电发展的力度加强。2022 年 5 月，国家发改委发布《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》，分散式风电商业模式逐步清晰：

- ✓ 土地和利益共享机制：鼓励村集体依法利用存量集体土地通过作价入股，采用收益共享等机制参与新能源项目开发；
- ✓ 资源评估与测风：开展全国新能源资源勘查与评价，建立可开发资源数据库，形成县级以上行政区域内各类新能源资源详查评价成果和图谱并向社会发布，建立测风塔及测风数据共享机制；
- ✓ 审批流程：推动风电项目由核准制调整为备案制。

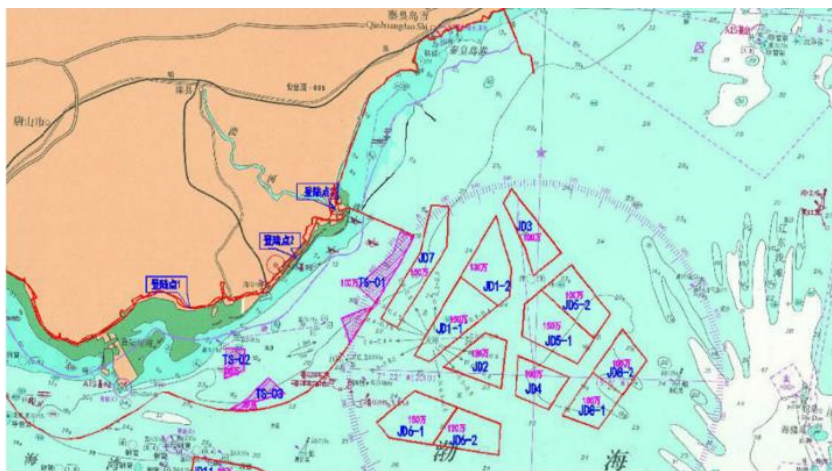
2022 年 6 月，吉林省能源局印发了《吉林省能源局 2022 年度推进新能源乡村振兴工程工作方案》通知，2022 年在吉林省 9 个市（州）以及长白山管委会、梅河口市，约 3000 个行政村开展新能源乡村振兴工程（全省共计 9034 个行政村未开展乡村振兴工程）；每个行政村建设 100 千瓦风电项目或 200 千瓦光伏发电项目，2024 年度实现省内全面覆盖。2022 年 8 月，国家能源局新能源和可再生能源司副司长王大鹏表示，目前正在组织编制“千乡万村驭风行动”方案，争取尽快推动实施。

我们认为，分散式风电能够有力支持乡村振兴和双碳这两大国家战略，且经济性条件具备，具有大规模推广的基础。根据中国风能协会的测算，全国 69 万个行政村，假如其中有 10 万个村庄可以在零散土地上找出 200 平方米用于安装 2 台 5 兆瓦风电机组，全国就可实现 1000GW 的风电装机；而截至 2021 年底全国累计风电装机规模约 328GW，分散式风电的大发展将打开风电的成长空间。

■ 深远海海上风电

对于海上风电，近海海上风电仍具较大的发展空间，目前全国沿海各省基本都在大力推动海上风电发展，2022 年海上风机招标主要集中在山东、广东、浙江等省份，2023 年有望在全国各省全面铺开。同时，当前海风项目开发主要集中在近海区域，未来深远海项目具有较大发展潜力，随着技术进步和经济性提升，有望打开海上风电成长空间。深远海海上风电包括两种模式，一种是离岸距离较远但水深较浅因而适合采用固定式海上风电开发模式的项目，例如唐山市规划的海上风电项目大多位于离岸距离 50-100 公里的海域，但水深基本都在 30 米以内；另一种是离岸距离较远且水深较深的区域，可能更加适合漂浮式海上风电开发模式，2021 年以来国内漂浮式海上风电快速发展，按照当前的技术进步速度，我们认为在十五五期间实现漂浮式海上风电的平价完全可行。总而言之，技术进步推动可经济开发的海域大幅拓宽。

图表8 唐山市规划的海上风电项目分布



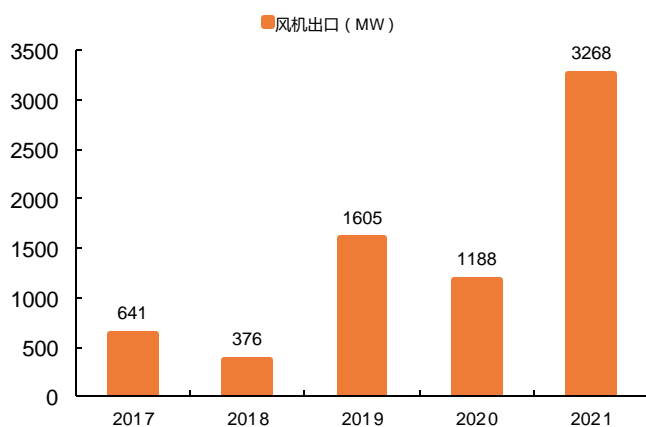
注：标注 JD 的项目为国管海域项目，离岸距离均超 50 公里

资料来源：唐山市发改委，平安证券研究所

■ 面向海外市场的出口

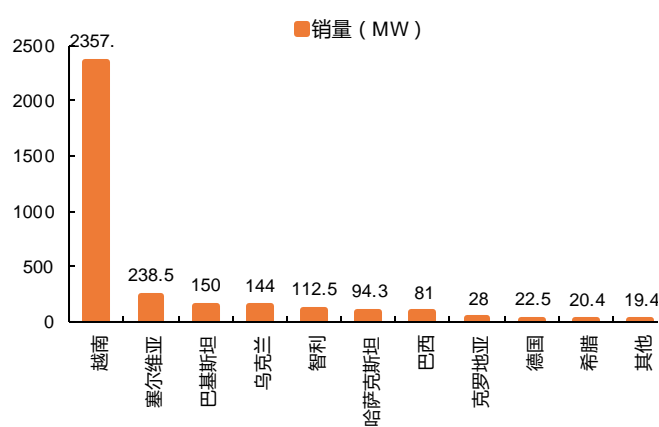
2021 年，国内风机出口 3.3GW，同比增长 175%，越南市场是 2021 年国内风机出口面向的主要市场。金风和远景两家企业合计的出口份额超过 60%，运达、明阳、东方电气也具有百兆瓦级的出口规模，其他企业出口量较少。近两年，国内风机大型化带来较明显的招标价格下降，海外风电机组价格明显高于国内市场价格，国内风机产品的性价比和风机产业的竞争力明显提升，可能导致两方面影响，一是国内风机企业抢占一部分原来由海外风机巨头占据的市场，二是国内低成本的风机产品或风电开发解决方案将刺激新的海外市场需求，这部分市场由中国风电产业主导。基于竞争力的变化趋势，我们认为国内风电产业大范围出口大势所趋，且这部分市场是相对不那么内卷以及相对盈利水平更高的市场，有望为国内风电制造相关企业带来较好的盈利弹性。

图表9 近年国内风机出口规模



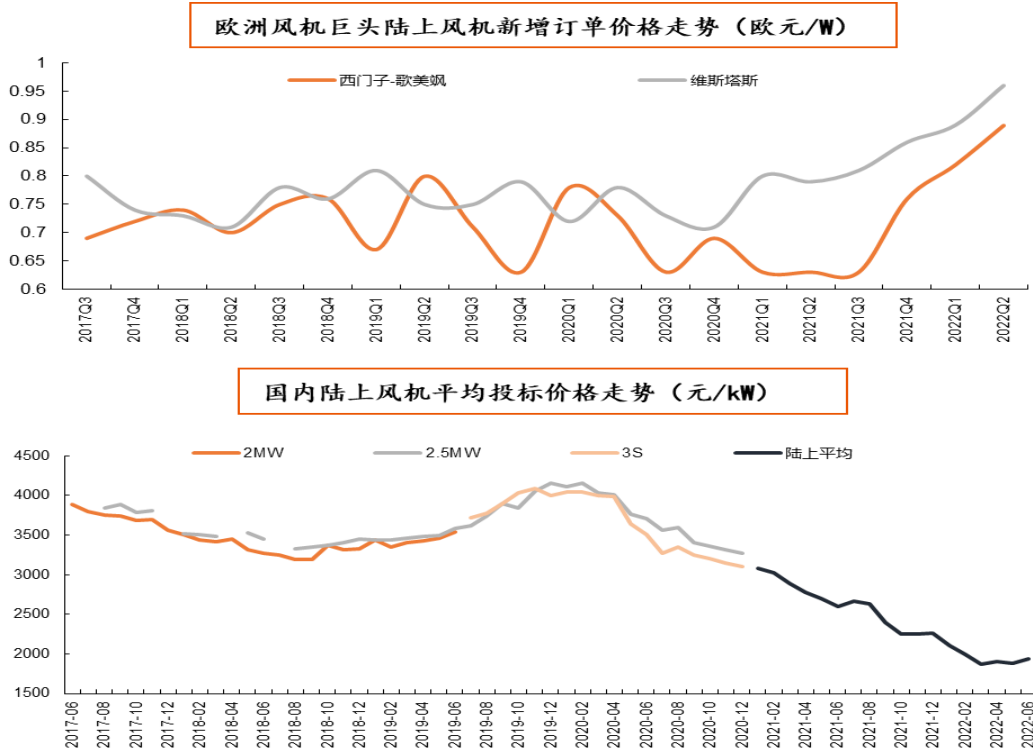
资料来源：CWEA，平安证券研究所

图表10 2021 年国内风机出口面向的主要海外国家



资料来源：CWEA，平安证券研究所

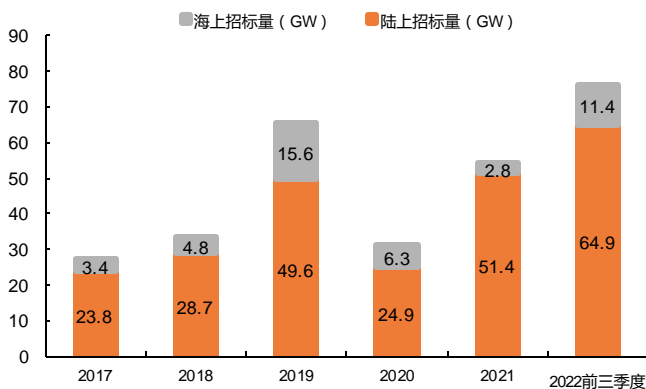
图表11 国内和国外风机价格走势对比



资料来源:金风科技、维斯塔斯等,平安证券研究所

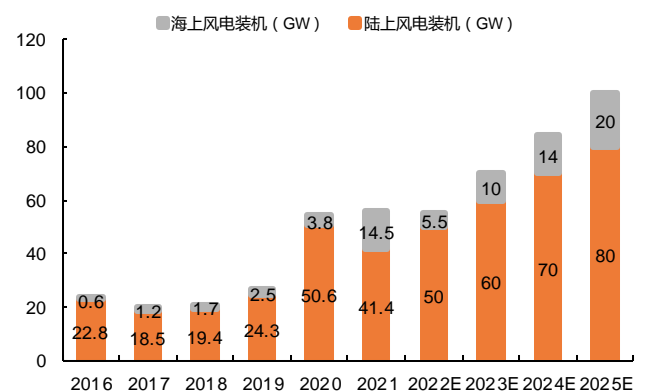
基于近两年国内风机招标情况以及产业发展趋势的研判,我们认为国内风电装机规模有望在 2022-2025 持续增长。2021 年是国内海上风电抢装年,新增装机基数较大,2022 年国内海上风机吊装规模有所下滑,2023 年将重回增长通道;陆上风机的装机规模未来则有望平稳增长。我们预测,到 2025 年国内风电新增装机规模有望达到 100GW。出口方面,我们大致判断十四五期间可以看到年度出口规模较 2021 年实现翻倍增长的年份出现。

图表12 近年国内风机招标规模



资料来源:金风科技,平安证券研究所

图表13 国内风机吊装规模预测



资料来源:CWEA,平安证券研究所

2.1.3 盈利水平:原材料趋势向好利好盈利水平,供需格局或竞争格局向好

风电产业的上游主要是钢材、玻纤、铜等偏大宗的材料,受宏观经济等因素影响,2022 年下半年以来,风电上游相关材料的

价格呈现一定幅度的下降，客观上有助于风电产业提升盈利水平。以风机为例，2023 年即将交付的风机产品主要在 2022 年进行招标并锁定风机价格，如果上游原材料价格下行，则 2023 年风机产业链的利润有望增厚；其他的环节如塔筒/管桩、海缆的情况也类似。

供需格局或竞争格局的变化趋势也是影响盈利水平的重要因素。海上风电方面，考虑 2022 年海上风机招标的放量，2023 年国内海上风电吊装规模有望较 2022 年接近翻倍，而供给端海缆、管桩的扩产都是长周期的，2023 年这些环节的供需格局有望好于 2022 年。陆上风电的整机环节，风机招标价格已经基本止跌企稳，考虑到风机竞争格局正在逐步优化，2023 年有望见到风机盈利水平的触底和回升；风机的部分关键零部件如主轴轴承仍较大程度以来进口，在保障供应和降低成本的背景下，国内轴承企业将处于更为有利的竞争位置，并加速主轴轴承、齿轮箱轴承的国产替代。

综合考虑以上两方面的因素，我们对上述提及的风电主要环节的盈利水平趋势较为乐观。

图表14 中厚板价格走势



资料来源：WIND，平安证券研究所

图表15 铸造生铁价格走势



资料来源：WIND，平安证券研究所

2.2 海上风电依然是风电板块投资主线，出海逻辑有望强化

2.2.1 海上风电是明确的全球性产业趋势

国内方面，全国各省规划十四五期间拟建成投运的海上风电项目规模超过 53GW，按照当前各省海风推进节奏，预计十四五期间国内新增的海上风电装机超过 60GW。目前，北方地区海上风电 EPC 造价可低至 10 元/W，福建、上海等地 2022 年海上风电竞配过程中均呈现明显低于当地燃煤基准电价的中标电价，海上风电已经具有较好的经济性，随着技术进步海上风电的经济性优势将愈加凸显。2022 年，地方政府对海上风电展现了极大的热情，除了省级规划以及相关补贴措施出台以外，唐山、汕头、潮州、漳州、温州等地级市也对外展示了发展海风的雄心，由于海上风电零部件重量和体积较大、运输成本高，适合本地、就近生产，发展海上风电在带动装备制造产业、就业、税收等方面的效果对地方政府具有较强的吸引力。结合海上风电固有的不占用土地、就近消纳等优点，国内海上风电发展已经呈现势不可挡的态势；《2022 全球海上风电大会倡议》提出，到“十四五”末，我国海上风电累计装机容量需达到 1 亿千瓦以上，到 2030 年累计达 2 亿千瓦以上，到 2050 年累计不少于 10 亿千瓦。

图表16 全国各省规划的十四五海上风电相关规划

省份	政策文件	主要内容
广东	《广东省能源发展“十四五”规划》	十四五期间新增海上风电装机容量约1700万千瓦。
浙江	《浙江省可再生能源发展“十四五”规划》	“十四五”期间，全省海上风电力争新增装机容量450万千瓦以上，累计装机容量达到500万千瓦以上。
江苏	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划（征求意见稿）》	到2025年海上风电累计1500万千瓦以上，即“十四五”期间新增927万千瓦以上。
山东	《山东省可再生能源发展“十四五”规划》	全省海上风电争取开工1000万千瓦，投运500万千瓦。
海南	《海南省海洋经济发展“十四五”规划（2021-2025年）》	优选5处海上风电开发示范项目场址，总装机容量300万千瓦，2025年实现投产规模约120万千瓦
广西	《广西能源发展“十四五”规划》	全区核准开工海上风电装机750万千瓦，其中力争新增并网装机300万千瓦
福建	《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，力争推动深远海风电开工480万千瓦。
辽宁	《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。
上海	《上海市能源发展“十四五”规划》	近海风电重点推进奉贤、南汇和金山三大海域风电开发，探索实施深远海域和陆上分散式风电示范试点，力争新增规模180万千瓦。
天津	《天津市可再生能源发展“十四五”规划》	加快推进远海90万千瓦海上风电项目前期工作。
河北	《唐山市海上风电发展规划（2022-2035年）》	到2025年，唐山市累计新开工建设海上风电项目2-3个，装机容量300万千瓦

资料来源：各省发改委，平安证券研究所公司

图表17 2022年部分海上风电项目的EPC中标价格情况

项目名称	规模（MW）	EPC价格（元/W）
三峡昌邑莱州湾一期	300	10.17
山东能源集团渤中海上风电A场址	500	11.26
山东能源集团渤中海上风电B场址	400	9.73
国家电投山东半岛南海上风电基地V场址项目	500	10.4
浙能台州1号	300	11.69
三峡阳江青洲五	1000	14.17
三峡阳江青洲六	1000	14.28
三峡阳江青洲七	1000	14.17
国家电投山东半岛南海上风电基地U场址一期	450	9.52
龙源江苏射阳1GW海上风电项目	1000	9.97

资料来源：各公司网站，平安证券研究所公司

欧洲海风项目已基本实现零补贴。英国第四轮海上风电拍卖规模7GW，共包含5个海风项目。在本轮拍卖的所有可再生能源项目中，海上风电项目的上网电价为37.35英镑/MWh（折合人民币约0.303元/千瓦时、4.4欧分/千瓦时），属于上网电价最低的类型，低于陆上风电的42.47英镑/MWh和光伏的45.99英镑/MWh。

在俄乌冲突背景下，欧洲海风发展提速。2022年，英国政府发布《英国能源安全战略》，将2030年英国海上风电装机目标

从原有的 40GW 调增到 50GW。2022 年 5 月，北海四国丹麦、比利时、荷兰、德国首脑在“北海海上风电峰会”上联合签署一份文件，承诺到 2030 年，四国海上风电总装机量达到 65GW，其中德国 30GW。2022 年 2 月，法国总统马克龙宣布到 2050 年法国将建成 50 个海上风力发电场并实现 40 GW 的装机规模。2021 年波兰政府通过海上风电相关法案，到 2027 年在运和在运的海上风电装机容量将达到 10.9GW。2022 年年初，挪威政府透露将在 Srlige Nordsj II 和 Utsira Nord 地区启动 4.5GW 的海上风电招标，挪威规划到 2040 年实现 30GW 的海上风电装机。据统计，欧洲各国规划的 2030 年海上风电累计装机容量达到 160GW。

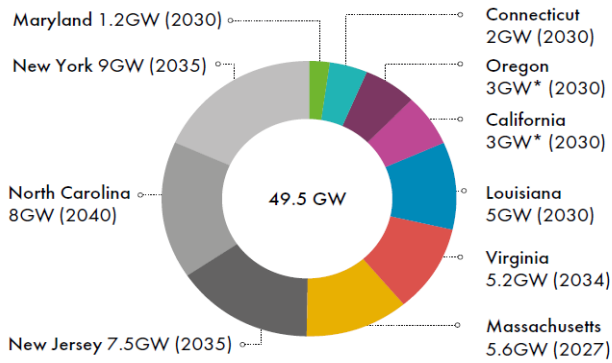
图表 18 近年国内主要海缆生产基地的建设进度情况

	项目名称	开发商	容量 (MW)	中标电价 (英镑/MWh)	投运时间
首轮 CfD (2015.2 发布拍卖结果)	East Anglia ONE	Scottishpower Renewables (UK) Limited	714	119.89	2017/18
	Near na Gaoithe	Near na Gaoithe Offshore Wind Limited	448	114.39	2018/19
第二轮 CfD (2017.9 发布拍卖结果)	Triton Knoll	Triton Knoll Offshore Wind Farm Limited	860	74.75	2021/22
	Hornsea Project 2	Breesea Limited	1386	57.5	2022/23
	Moray	Moray Offshore Windfarm(East) Limited	950	57.5	2022/23
第三轮 CfD (2019.9 发布拍卖结果)	Doggerbank Creyke Beck A P1	Dogger bank Offshore WindFarm Project1 Projco Limited	1200	39.65	2023/24
	Doggerbank Creyke Beck B P1	Dogger bank Offshore WindFarm Project2 Projco Limited	1200	41.611	2024/25
	Doggerbank Teeside A P1	Dogger bank Offshore WindFarm Project3 Projco Limited	1200	41.611	2024/25
	Forthwind	Forthwind Limited	12	39.65	2023/24
	Seagreen Phase 1	Seagreen Wind Energy Limited	454	41.611	2024/25
	Sofia Offshore Wind Farm Phase 1	Sofia Offshore Wind Farm Limited	1400	39.65	2023/24
第四轮 CfD (2022.7 发布拍卖结果)	Inch Cape Phase 1	INCH CAPE OFFSHORE LIMITED	1080	37.35	2026/27
	EA3, Phase 1	EAST ANGLIA THREE LIMITED	1372.34	37.35	2026/27
	Norfolk Boreas (Phase 1)	NORFOLK BOREAS LIMITED	1396	37.35	2026/27
	Hornsea Project Three Offshore Wind Farm	ORSTED HORNSEA PROJECT THREE (UK) LIMITED	2852	37.35	2026/27
	Moray West Offshore Wind Farm	MORAY OFFSHORE WINDFARM (WEST) LIMITED	294	37.35	2026/27

资料来源: UK.GOV, 平安证券研究所公司

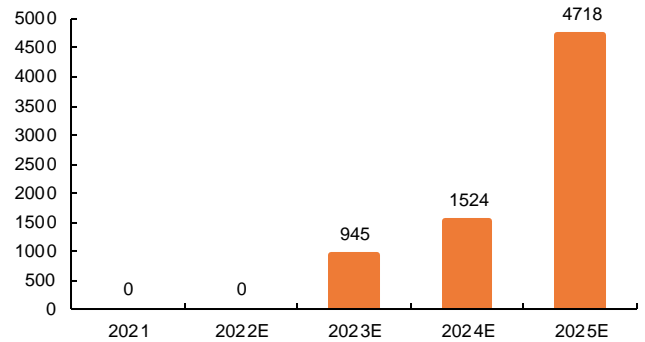
2021 年 3 月，拜登政府宣布到 2030 年美国将部署 30GW 的海上风电项目；2021 年 5 月，经历了十余年的拉锯战，美国政府终于批准了 Vineyard Wind 海上风电项目，这是美国首个公用事业规模的海上风电场，有望在 2023 年投产。美国大力推动海上风电发展，一方面与拜登政府气候相关政策有关，另一方面也与大国博弈有关。当前形势之下，欧洲和中国的海上风电蓬勃发展，在大国博弈的思路之下，美国需要跟进。美国具有突出的海上风资源条件，同时拥有 GE、LM、TPI 等风电制造企业，2022 年推出的《通胀削减法案》将进一步吸引欧洲海缆（普瑞斯曼）、管桩（EEW）等企业去美国投资，未来美国有条件打造本土海风制造产业并实现海上风电投资成本的降低和海上风电经济性的提升。目前，美国多个州规划了海上风电开发目标，合计规模接近 50GW。

图表19 美国各州海上风电发展规划



资料来源: GWEC, 平安证券研究所

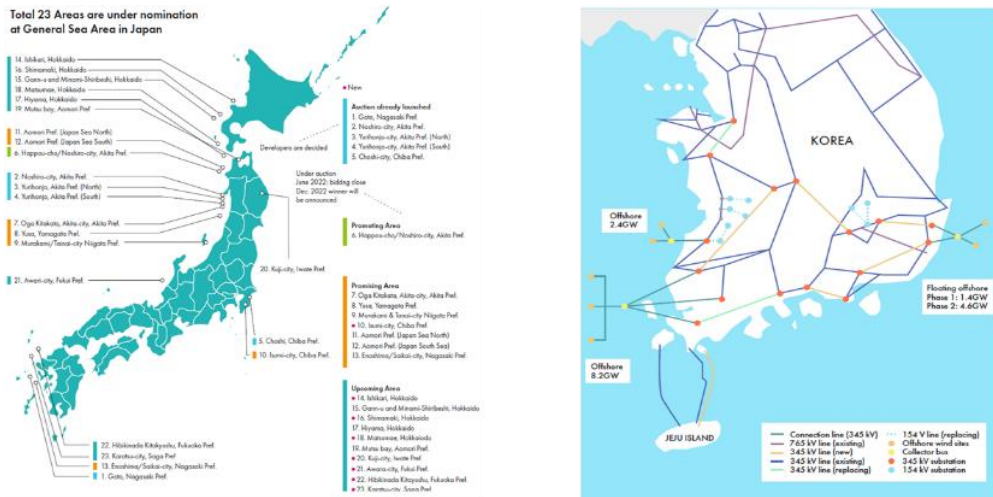
图表20 美国海上风电新增装机预测 (MW)



资料来源: GWEC, 平安证券研究所

日本、韩国以及中国台湾等地区能源矿产资源相对匮乏, 尽管气电和煤电是这些地区的主力电源品种, 但天然气和煤炭几乎完全依赖进口, 存在较为严重的能源对外依存度高的问题。日本和韩国发电核电阻力较大, 韩国 2021 年核电发电占比达到 25%, 即使后续不去核, 核电发电占比提升的空间较小。新能源方面, 日本、韩国等均存在土地资源的约束, 而海岸线资源丰富, 具有发展海上风电的有利条件。从能源安全角度看, 日本、韩国以及中国台湾等发力海上风电大势所趋。根据相关规划, 日本计划到 2030 年实现海上风电装机 10GW, 到 2040 年海上风电装机达到 30-45GW; 韩国规划到 2030 年实现海上风电装机 12GW; 考虑体量较大的发电量规模, 日本、韩国海上风电开发潜力巨大。此外, 中国台湾地区规划到 2025 年实现海上风电装机 5.5GW; 越南则规划到 2030 年实现海风装机 3-5GW。

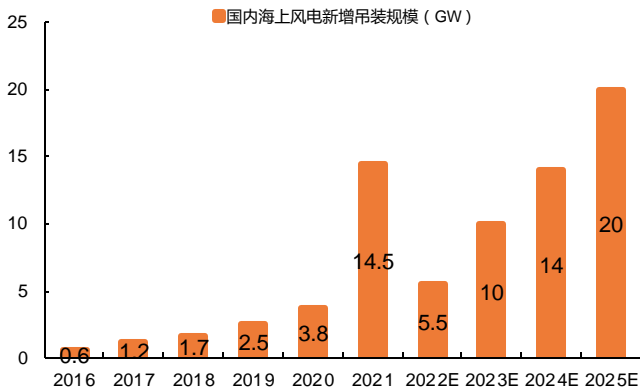
图表21 日本和韩国海上风电相关项目规划



资料来源: GWEC, 平安证券研究所

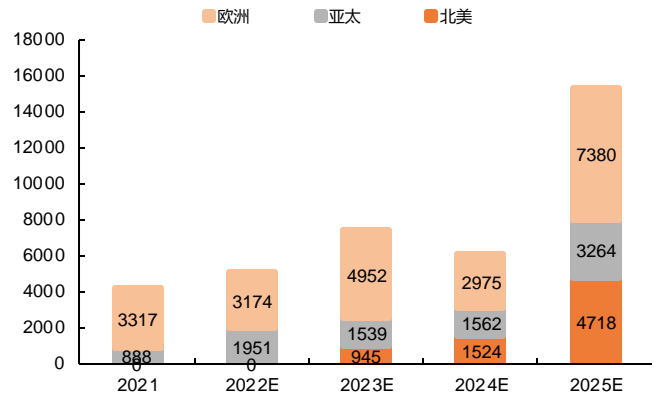
展望未来, 欧洲、亚太地区、北美等市场的海上风电均呈现明显向上的发展势头, 新增装机整体呈现增长趋势, 结合国内海上风电发展态势, 国内和海外需求共振。按照全球风能协会的预测, 到 2025 年, 中国大陆以外的海外市场海上风电新增装机有望达到 15.4GW, 2022-2025 年海外市场新增装机复合增速达到 44%。国内方面, 预期十四五期间国内海上风电新增装机约 64GW, 年均 13GW, 2022-2025 年复合增速超过 40%。

图表22 国内海上风电装机规模预测



资料来源: CWEA, 平安证券研究所

图表23 海外市场海上风电新增装机预测 (MW)



资料来源: GWEC, 平安证券研究所

2.2.2 海上风电供给端具有“扩产不易”的属性，短期难以供给大幅过剩

成长赛道容易面临的困境是需求高速增长的同时，供给端产能增长的速度可能更快，从而容易导致供给过剩和盈利水平的不确定。海上风电作为新兴的成长赛道，供给端具有“扩产难”的特点，这使得海上风电相对其他成长赛道具备比较优势。

具体来看，海上风电的主要设备包括风电整机、塔筒/管桩、海缆等，由于管桩、海缆等均为大型、重型装备，需要其生产基地靠近港口和码头，以降低运输难度和运输成本，因此管桩、海缆生产基地的选址具有“挑剔性”；海上风电项目所需设备一般倾向于属地化生产和采购，本地的设备制造企业在获取当地海域相关的风电项目订单时具有一定优势，地方政府通过招商引资引进设备制造企业后，后来者一方面难以寻找到更为合适的生产厂址，另一方面投资生产基地的投资回报率大概率也将面临考验。由于以上原因，尽管很多管桩、海缆均在寻找产能扩张，真正在 2022 年实现产能落地的却较少。

图表24 蓬莱大金海上风电管桩生产基地



资料来源: 大金重工, 平安证券研究所

图表25 东方电缆宁波北仑海缆生产基地



资料来源: 东方电缆, 平安证券研究所

海缆对生产设备和码头岸线的要求较高，扩产周期较长。海缆产品结构较为复杂，对生产设备要求较高，通常涉及 VCV 立塔交联生产线、CCV 悬链交联生产线、盘框绞机等设备，其中 VCV 交联生产线主要设备依赖国外进口。此外，海缆属于重型部件，需要通过专门的海缆敷设船进行运输，通常要求海缆企业靠近江河湖海等水域，由于码头岸线资源日益稀缺，对新进入企业或行业内原有企业扩产形成一定的壁垒。正因为如此，海缆新建生产基地的建设周期较长，近年，东方电缆北仑基地、中天科技汕尾基地、宝胜股份扬州基地等新建的海缆生产基地的建设期均在 2 年及以上，考虑前期准备工作，建设的周期更长。2022 年，头部的海缆企业积极推动新的海缆生产基地建设，包括东方电缆的阳江生产基地、中天科技的江苏大丰

生产基地、亨通的江苏射阳生产基地以及汉缆的青岛即墨生产基地，仅有汉缆青岛即墨生产基地已经开始试运行，其他主要企业在 2022 年并无新的生产基地投运。

图表26 近年国内主要海缆生产基地的建设进度情况

海缆基地	建设进展
宝胜股份扬州基地	2016 年开工，2018 年取得港口岸线批复，2019 年 3 月建筑工程发生事故，2019 年底建筑工程项目封顶，2020 年下半年实现规模化的营收。
东方电缆北仑基地	东方电缆 2017 年实施定增，计划在舟山新建海缆基地；2018 年因舟山港口规划调整，募投项目拟建码头审批存在障碍，因此将募投项目地点变更至宁波北仑，北仑基地于 2021 年正式投运。项目投资预算约 15 亿元。
东方电缆阳江基地	2018 年成立阳江子公司，2020 年公告投资建设南方海缆产业基地，预计 2023 年投产。
中天科技汕尾基地	2019 年 11 月，汕尾海洋工程基地（陆丰）正式开工奠基，目前处于逐步投产阶段。

资料来源：各公司公告，平安证券研究所公司

管桩方面，情况与海缆类似，尽管管桩生产基地的建设工期较海缆基地短，但新建生产基地的建设进度需要与当地码头的建设进度匹配，从而导致建设进度的不确定性。2022 年，多家企业发布了新建生产基地的计划，仅大金重工阳江生产基地和海力风电江苏部分新产能实现投产。

图表27 各省主要的海上风电塔筒和管桩生产企业/基地

省份	在运营的企业及生产基地	在建或计划投资建设的基地
辽宁	天能重工大连基地：8 万吨	大金重工盘锦生产基地
河北		大金重工曹妃甸基地
山东	大金重工蓬莱基地：约 50 万吨	天能重工东营基地 海力风电东营基地 海力风电乳山基地
江苏	海力风电多个生产基地：50 万吨 天能重工盐城基地：10 万吨 泰胜蓝岛启东海工基地：约 20 万吨 润邦股份南通基地：约 20 万吨 江苏长风射阳基地 振华重工南通基地	天顺风能射阳基地：30 万吨
浙江	泰胜蓝岛（舟山）海上风电装备制造基地	
福建	福船一帆 中信重工漳州基地	
广东	中国水电四局（阳江）海工装备有限公司 广东粤水电新能源装备有限公司 文船重工中山基地 广东中远海运重工 天能重工汕尾基地：10 万吨 大金重工阳江生产基地：20 万吨	大金重工汕头生产基地
广西		文船重工钦州生产基地
海南		海力风电儋州洋浦生产基地

资料来源：各公司官网，平安证券研究所公司

2.2.3 小结：2023 年海上风电仍将是风电板块的投资主线

2022 年，海上风电成为风电板块的投资主赛道，核心原因是海上风机大型化推动国内海上风电投资成本的快速下降和平价

进程的加快推进，进而在招标层面放量；根据金风科技的统计，2022 年前三季度国内海上风机招标达到 11.4GW，是 2021 年全年招标规模的 4.1 倍，2022 年全年海上风机招标规模有望创历史新高。除了招标放量以外，沿海各省以及部分地级市推出海上风电发展规划，各地区对海上风电展现出前所未有的热情。

展望 2023 年，由于国内装机规模有望较 2022 年大幅增长，海上风电相关企业可能较 2022 年有更好的业绩表现。2022 年国内海上风机招标主要集中在山东、广东、浙江等省，可以预期，江苏、福建、海南、广西、河北、上海等省份 2023 年的海上风机招标规模将在 2022 基础上大幅提升，推动 2023 年的国内海上风机招标规模在 2022 年基础上稳中有升；我们估算，2022 年招标的海上风机项目在 2022 年交付小部分，大部分将于 2023 年交付，而 2023 年招标的项目将主要在 2024 年交付，支撑 2024 年海上风电新增装机的较快增长。

海上风电板块的估值不仅与短期的业绩增长有关，也与行业中长期的成长空间有关；2022 年沿海的一些地方政府已经意识到发展海上风电的好处，未来这种认识将会更大范围的扩散，甚至部分地区可能创造条件去发展海上风电；从另一个维度，当前海风的开发主要集中在近海，未来有望向深远海发展，深远海海上风电具有更广阔的可开发空间，而当前的技术进步情况大概率能够支撑深远海海上风电的经济性，按照风电产业内的预期，全国深远海海上风电规划近期有望出台。综合来看，我们认为，站在 2023 年，市场依然可以看到国内海上风电广阔的成长空间。

在系列因素影响之下，2022 年海外市场在大力发展海上风电方面已经形成共识，欧美、日韩等国家未来大概率将会更大力度的推动海风项目。2022 年，国内部分海上风电制造企业已经开始布局出海，大金重工、东方电缆等企业已经获得欧洲海上风电订单，在海外需求进一步加强以及国内产品逐步获得海外客户认可的背景下，我们认为 2023 年出海的趋势有望明显强化，从而进一步打开相关企业的成长空间。除了产品的出海，2022 年已经看到海上风电整体解决方案出海的迹象，国内的总包方开始承接韩国、越南等国家的海风项目，由于国内为海外国家提供的海上风电整体解决方案具有突出的经济性，我们认为未来这一模式可能得以推广。整体来看，我们预期 2023 年海上风电的出海逻辑将明显强化，对板块估值起到明显的支撑作用。

综上，我们认为海上风电依然是 2023 年值得期待的风电投资主线。

2.3 整机、漂浮式、国产替代有望成为三条次主线

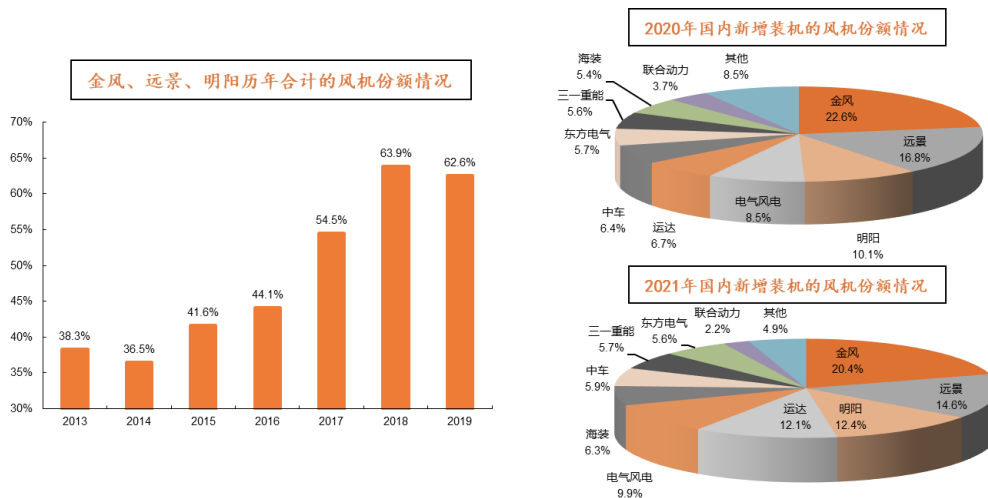
2.3.1 风电整机：格局优化，盈利水平有望触底回升

近年，市场对风机板块存在一定的顾虑和担忧，包括：1) 行业格局看似不清晰，各家企业都能做大容量机组，同质化较为严重，哪些企业能够脱颖而出不明朗。2) 2021 年以来风机价格快速下降，虽然终端需求呈现一定幅度增长，但风机价格下降速度过快，呈现明显的通缩，风机整体的市场规模可能没有增长甚至下滑。3) 风机期货属性突出，盈利水平波动较大、难以预测，2021 年以来风机价格大幅下降，后续风机企业的毛利率可能压力较大。

2020-2021 年风机市场集中度降低有其客观原因。2020 是国内陆上风电的抢装年，国内新增装机创历史新高。由于需求过于旺盛以及头部企业交付能力有限，第二梯队风机企业获得大量订单并在 2020 年交付，从而导致集中度的下降，金风、远景、明阳的市占份额均同比有所下降。2021 年，金风、远景、明阳合计的份额进一步下降，运达、三一较为强势。一方面，双馈易于做到大型化且低成本，运达和三一在 2020 年北京风能展推出了多款大型陆上双馈机组，为 2021 年低价抢占市场做好准备，头部企业略显措手不及；另一方面，运达和三一在 2020 年抢装期交付情况良好，积累了客户口碑，且 2021 年陆上风电市场结构变化明显。

2022 上半年，金风、远景、明阳合计订单份额超过 60%，基本回归到了 2018-2019 年份额水平。一方面，龙头企业已经适应行业变化，金风全面切换为成本相对更低的半直驱，上半年陆上订单基本全部来自半直驱产品；明阳推出了双馈机组，上半年新增的双馈机组订单超过 3GW，龙头企业通过技术路线的变更或多元化对冲掉了三一、运达等双馈企业原本的优势。另一方面，2022 年的风机市场与 2021 年不同，招标的海上风机占比明显回升，而分散式风电的抢装已经结束。

图表28 国内历年的风机企业份额情况



资料来源: CWEA, 平安证券研究所

当前时点不具备 2018 年行业价格战的条件。近年，风机行业较为明显的价格战发生在 2017 下半年至 2018 年，这一时期，龙头的竞争优势较为突出。2017 年，金风的利润规模明显高于主要竞争对手，风机业务规模优势非常明显，毛利率也相对较高，一定程度具备通过低价策略实现行业供给出清和自身市占份额提升的条件。当前时点，陆上风电可能挑起价格战的是具备一定成本优势的双馈风机企业，市场担心三一重能等企业可能依托成本优势采取低价策略。实际上，参考 2022 上半年的盈利水平情况，当前双馈风机企业的成本优势尚不足以支撑发动价格战；另外，风机企业之间竞争的核心要素是多维度的，价格只是要素之一，风机行业低价策略的效果弱于光伏组件等对价格更为敏感的行业，主流风机企业还需要在其他要素层面进行竞争以争取更多的订单和份额。

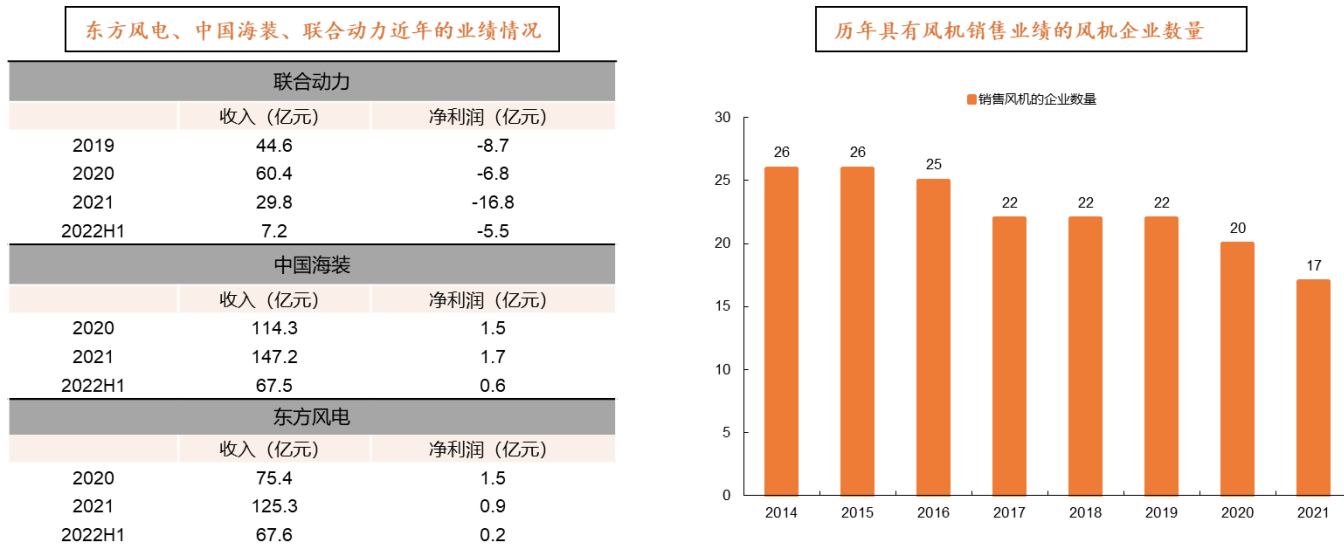
图表29 2022 上半年主要风机企业经营情况对比

	风机业务收入 (亿元)	净利润 (亿元)	风机毛利率	费用率
金风科技	108.3	19.2	12.59%	19.60%
明阳智能	144.8	24.5	24.29%	11.00%
运达股份	65.2	3	18.44%	13.70%
三一重能	33	8	23.44%	19.00%
电气风电	50.1	1.4	17.82%	17.10%

资料来源: 各公司公告, 平安证券研究所公司

央企方队整体业绩表现不佳，与头部企业盈利水平差距较为明显。主要风机企业都有超过 10 年的从业经验，近些年这个行业没有新进者，2021 年国内具有销售业绩的风机企业共 17 家，整体呈现越来越少的趋势。头部企业中，远景、明阳、三一重能是民营企业，金风的主要股东是国企，但采用与民企接近的运营模式；海装、中车、东方电气、联合动力、哈电风能均是央企旗下的风机制造企业，盈利情况整体不佳。

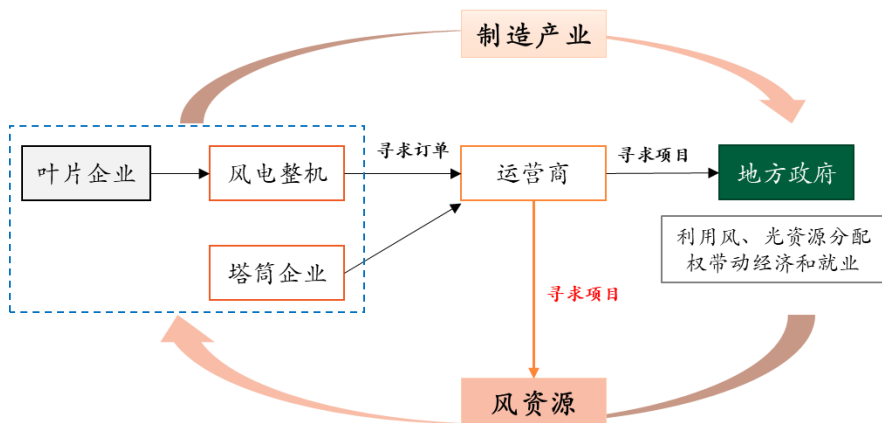
图表30 部分央企风机企业的盈利情况以及国内风机行业参与者数量



资料来源:CWEA, WIND, 平安证券研究所

风机企业在产业链的话语权提升。在双碳大背景下，风电、光伏大规模发展，对于拥有指标分配话语权的地方政府，明确希望投资方能够在当地配套产业，通过风电、光伏资源换取本地制造产业以促进经济发展。国内风电运营商以央国企发电集团为主，一般不持有强的风电制造产业，风电制造企业能够较好的满足地方政府诉求，因此，原先的风电制造企业与运营商的关系发生变化，整体而言，风电制造企业地位强化，尤其是整机、叶片和塔筒企业。

图表31 新形势下风电产业链各主要参与方关系示意图



资料来源:平安证券研究所

招标价格企稳，期货属性减弱，盈利水平有望触底回升。2022年以来，陆上风机价格下降速度明显放缓，尤其二季度以来价格整体平稳，海上风机的价格也基本企稳。风机价格的企稳表明风机环节的通缩明显放缓，随着需求的持续增长，风机环节整体的蛋糕将会变大。快速交付已经成为中国风电的趋势，陆上、海上风机交付时间从过去的平均1.5-2年缩短至目前的8-10个月，2022年招标的部分陆上风电集采项目以及山东等海上项目明确要求当年交付风机、当年并网发电。交付期的缩

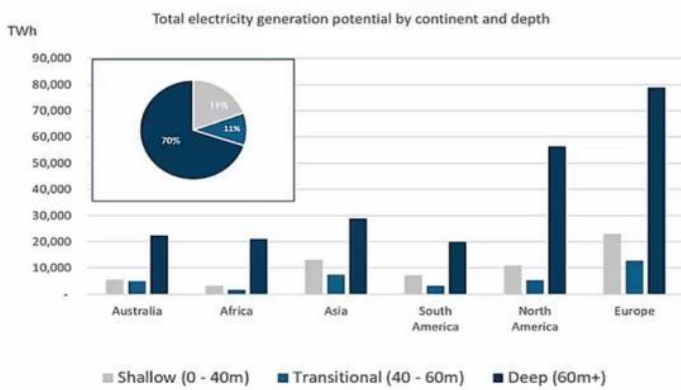
短使得风机企业对上游零部件价格具有更好的可预测性，降低原材料价格波动对风机盈利水平的影响。整体来看，2023 年风机企业有望看到盈利水平的触底回升。

看好头部风机企业的持续成长性。 陆上风机方面，为客户提供高性价比的产品、为客户获取风资源提供帮助是风机企业提升竞争力和份额的关键，具备强的核心零部件穿透能力的头部企业有望在直接生产成本、技术路线选择、投资换资源/订单、融资能力等方面领先，从而持续扩大份额。海上风机方面，在当地进行投资以获得地方政府支持、为客户提供高性价比的产品是风机企业提升竞争力和份额的关键；由于海上风电开发的区域较为有限，获得地方政府支持的重要性相对陆上更为突出。

2.3.2 漂浮式商业化进程加快，平价进程较为乐观

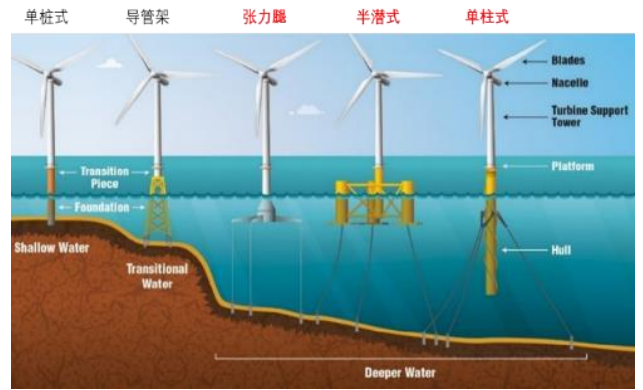
资源禀赋特点决定漂浮式海上风电大有可为。 海上风电的开发一般是从近海向深远海逐步推进，从资源量的角度，深远海的区域面积大、风资源好，可开发的潜力大；研究显示，全球大部分风资源位于水深超过 60 米的海域。在迈向深远海时，传统的采用固定式基础的海上风电在技术和经济上面对的挑战增加，水深越大，固定式海上风机基础的材料用量越多，且施工难度也会提升；一般认为，当水深超过 60m，漂浮式较固定式更为适用。漂浮式基础通过系泊系统与海床相连，摆脱了复杂海床地形以及复杂地质的约束，受水深影响小，且同一海域的若干台风机基础可做成标准型式，可以大幅提高建造效率、降低开发成本，运维也较为便利。

图表32 不同水深区域的海上风电开发潜力估算



资料来源：DNV，平安证券研究所

图表33 适应不同水深的海上风电基础结构示意图



资料来源：WindEurope，平安证券研究所

截至目前全球仅有少量的漂浮式风电场投运。 截至 2021 年底，全球已经投运的漂浮式海上风电场共 3 个，均属于试验性质的小型风电场，合计规模约 105MW，分别位于英国和葡萄牙；另外，由挪威国家石油公司 Equinor 投资的 Hywind Tampen 项目计划于 2022 年投运，该项目将是全球最大的漂浮式海上风电项目，同时也是全球首个商业化运行的漂浮式海上风电项目。

图表34 历年建成投运的漂浮式海上风电场

项目名称	海域	投运时间	项目开发商	技术开发者	技术方案	浮式基础类型	总容量	单机容量
Hywind Scotland	英国	2017	Equinor	Equinor	Hywind	立柱式	30MW	6MW
WindFloat Atlantic	葡萄牙	2019	EDPR, ENGIE, Repsol, PPI	Principle Power	WindFloat	半潜式	25MW	8.4MW
Kincardine	英国	2021	Pilot Offshore, Cobra	Principle Power	WindFloat	半潜式	50MW	9.5MW
Hywind Tampen	挪威	2022	Equinor	Equinor	Hywind	立柱式	88MW	8MW

资料来源: GWEC, 平安证券研究所公司

蓄势待发,海外多个国家酝酿大型漂浮式海上风电项目。目前漂浮式海上风电发展相对领先的是欧洲和日本,韩国快速跟进,中国和美国开始布局。在当前能源低碳转型以及能源安全备受关注的背景下,结合当前技术储备情况,漂浮式海上风电呈现加快发展的态势,部分国家推出专项资金以支持漂浮式海风发展,英国、法国、挪威、韩国等国家有望率先推出商业化运行的大型漂浮式海上风电项目。以英国为例,2022年1月,苏格兰皇家地产局宣布了苏格兰海上风电首轮用海权招标结果,17个中标项目的拟开发容量合计24.8GW,其中漂浮式海上风电容量14.5GW,尽管这些项目预留的开发年限较长,仍然反映了海上风电的发展趋势。

图表35 主要国家漂浮式海上风电发展规划和动态

国家	漂浮式海风相关规划或动态
英国	计划到2030年建设1GW及以上的漂浮式海上风电。2021年苏格兰皇家资产管理局发起 ScotWind 海底租赁,最终在74个申请人中选择了17个海上风电项目,总容量为24.8GW,其中漂浮式海上风电容量14.5GW。
法国	根据“法国2030”计划,法国将投入3亿欧元专项资金用于发展漂浮式海上风电,目前已有多个小型漂浮式风电场在建。法国近期宣布,启动在地中海沿岸建设两座漂浮式海上风电场的招标程序,这两座风电场项目预计将于2023年定标,2030年前投入使用,单体规模均为250MW。
挪威	挪威政府已批准两个海域的海上风电开发: Utsira Nord (1.5 GW) 和 Sørlige Nordsjø II (3 GW), 其中 Utsira 的平均水深为267米,适合采用飘浮式方案, Sørlige Nordsjø II 的平均水深60米,漂浮式和固定式都可行。2022年下半年有望举行第一阶段的拍卖。
日本	日本海域浅水区面积有限,具有较大的漂浮式发展潜力,长期以来日本推动漂浮式样机验证,但进展缓慢。2020年完成招标的 GOTO 浮式海上风电项目是日本政府公布《可再生海域利用法》后首次进行招标的海上风电项目,也是日本首个计划商业化运行的浮式海上风电场,固定上网电价为36日元/千瓦时。日本2021年进行了约1.7GW的固定基础海上风电招标,从电价水平看,漂浮式项目电价依然明显高于固定式,日本漂浮式海上风电的发展有赖于成本的降低。
韩国	2021年5月,韩国宣布到2030年漂浮式海上风电装机规模达到6GW,欧洲诸多的油气巨头和电力巨头均在积极进军韩国漂浮式海上风电市场。
美国	2022年9月,拜登政府宣布了一项到2035年安装15GW漂浮式海上风力发电装置的计划,除了15GW的装机目标外,这项计划还旨在将漂浮式海上风电技术的成本降低70%以上,达到每兆瓦时45美元。美国能源部在一份概述其计划的介绍中说,美国大约三分之二的海上风能潜力存在于“无法在海床上固定底部的风力涡轮机的水域之上”。

资料来源: GWEC, 平安证券研究所公司

国内已有多个漂浮式样已投运或在建。目前,国内已建成或正在实施的漂浮式海上风电项目包括三峡阳江示范项目、龙源福建南日岛示范项目、海装风电湛江示范项目以及中海油示范项目等,这些项目均为采用半潜技术方案的单台样机,其中三峡阳江示范项目(即三峡引领号)已投运,其他三个有望在2022-2023年投运。除上述项目以外,明阳阳江青洲四漂浮式样机也处于建设过程中,所采用的技术方案有所不同。2022年9月,明阳智能召开新品发布会,推出了 OceanX(中文名:蓝色能动)双转子漂浮式海上风力发电机,单机容量16.6兆瓦,排水量为15155吨;明阳智能 CTO 张启应表示,从单台风机来看,两个小风轮朝相反方向转动,且叶片相对较短能降低尾流影响,实现比同样扫风面积的单个大风轮多发电4.29%

的效果；OceanX的全尺寸产品已由明阳智能开发完成，预计于2022年底或2023年初安装于中国南海海域。

图表36 三峡引领号基础



资料来源：三峡集团，平安证券研究所

图表37 明阳智能 OceanX 示意图



资料来源：明阳智能，平安证券研究所

国内大型漂浮式项目启动，造价低至 25 元/W。根据相关规划，“十四五”期间，海南省将开发建设 11 个海上风电场址，总开发容量为 1230 万千瓦，其中包括 100 万千瓦的漂浮式海风项目。2022 年 9 月，水电水利规划设计总院在北京主持召开了万宁漂浮式海上风电 100 万千瓦试验项目一期工程可行性研究报告评审会议。万宁市漂浮式海上风电项目规划装机容量 100 万千瓦，年均发电量达 42 亿度，分两期建设，一期工程装机容量 20 万千瓦，总投资 50 亿元，计划 2022 年 10 月开工建设，2025 年 10 月建成并网；二期工程装机容量 80 万千瓦，总投资 175 亿元，计划于 2027 年建成并网。

降本路径清晰，平价可期。尽管成本依然较高、商业化尚需时日，漂浮式海上风电具有较清晰的降本路径，包括风机单机容量进一步提升、规模效应带来的成本下降、浮式基础的优化设计等。国内供应链基础较好，未来有望实现快速降本，结合主要国家海上风电项目用海权招标情况，我们认为漂浮式海上风电具有巨大的长期成长空间。漂浮式海上风电的核心制造环节包括风电机组、浮式基础、系泊系统和动态海缆，其中后三者与传统的固定式海上风电差别明显，随着漂浮式海上风电的逐步兴起，这些环节相关企业有望迎来大的发展机遇。

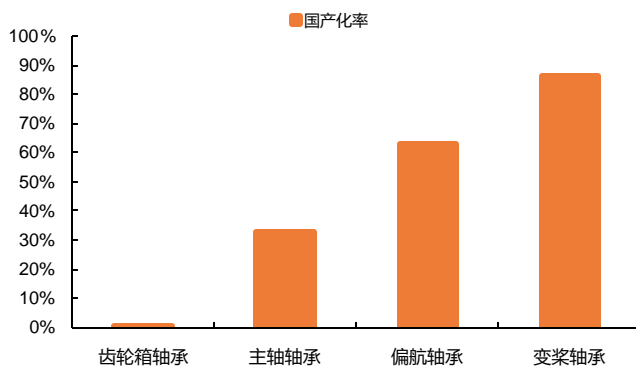
2.3.3 风电轴承国产进程有望加快

风电轴承价值量较高，海上机组轴承单价高于陆上。从价值量的角度，由于双馈机组主轴轴承目前仍然以调心滚子轴承为主（随着大兆瓦的推进未来有可能切换为圆锥滚子轴承），价值量相对半直驱的圆锥滚子主轴轴承相对较低，但双馈机组一般采用三级传动的高速齿轮箱，相对半直驱机组的中速齿轮箱而言，齿轮箱轴承数量较多、价值量较大。以半直驱为例，参考新强联 2021 年非公开发行对募投资项目相关产品的价格估算，考虑 2021 年以来大兆瓦机型的快速推进和成熟，估算 6MW 级别风电机组主轴轴承价值量约 0.07 元/W，偏航变桨轴承价值量约 0.1 元/W；参考近期新强联可转债募投资项目披露的齿轮箱轴承产出和预期收入情况，1500 套 3-6MW 机组齿轮箱轴承对应的收入预期为 6.15 亿元，估算 6MW 级别齿轮箱轴承价值量约 0.07 元/W。综合来看，估算半直驱陆上大容量风电机组的主轴轴承、偏航变桨轴承、齿轮箱轴承合计的价值量约 0.24 元/W，参照当前陆上风机平均投标价格约 1.8 元/W，三类轴承的价值量占比达到 13%；海上风机未来以半直驱为主，由于单机容量更大、风速较高、运行环境更为复杂，海上风机的价格明显高于陆上风机（海上风机单价约陆上风机的 1.5 倍及以上），估计海上风机对应轴承的价值量较明显的高于陆上风机。

2025 年国内风电轴承市场有望超过 260 亿元。结合各类风电轴承的单位价值量情况以及国内风电新增装机规模预测，估计到 2025 年，国内风电新增装机对应的风电主轴轴承、偏航变桨轴承、齿轮箱轴承市场规模达到 264 亿元，其中，风电主轴轴承和偏航变桨轴承市场规模 187 亿元，齿轮箱轴承市场规模 77 亿元。考虑国内风机企业加快出海，以及部分国内轴承企业已经实现风电轴承的批量国内，国内风电轴承产业所面向的市场空间更为广阔。

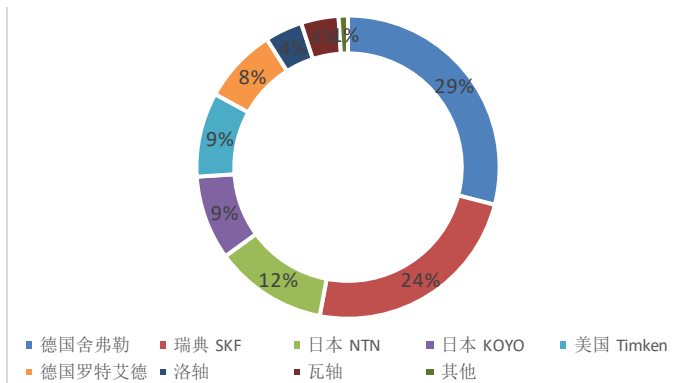
风电轴承是对外依存度较高风电零部件。根据中国轴承工业协会的统计，2020年全国风电机组装机20401台，共需配套轴承479424套，天马、洛轴、新强联、瓦轴、大冶轴、京冶轴承、洛轴所等国内轴承企业生产的风电轴承77948套，占比16.3%。其中，国产偏航轴承产销12918套，合12918台份，占总需求量的63.3%；国产变桨轴承产销52974套，合17658台份，占总需求量的86.6%；国产主轴轴承产销10090套，合6727台份，占总需求量的33.0%；国产增速器轴承产销1902套，合119台份，占总需求量的0.58%；国产发电机轴承产销91套，合45台份，占总需求量的0.2%。从趋势上看，近年以新强联为代表的风电轴承企业逐步掌握主轴轴承生产相关技术和工艺，并开始进行规模化生产，对应到近年国内主轴轴承的国产率呈现上升趋势；同时，新强联等企业已开始向齿轮箱轴承布局。

图表38 2020年国内各类风电轴承的国产化率



资料来源：轴承工业协会，平安证券研究所

图表39 2019年全球风电主轴轴承的市场份额情况



资料来源：Wood Mackenzie，平安证券研究所

国内部分风电轴承企业已经开始批量供应主轴轴承。主轴轴承技术、加工难度更大，一旦损坏，更换费用非常高，造成的损失远大于收益，运营商一般倾向于采用成熟度相对较高的外资品牌。2020年国内陆上风电抢装，国内主轴轴承企业获得宝贵的产品应用和业绩积累，以新强联为代表的国内风电轴承企业快速发展。2022年9月，新强联与明阳智能签署《风力发电机组零部件2023年框架采购合同》，供应包括海上风机主轴轴承在内的各类轴承，合同金额不低于13.2亿元。

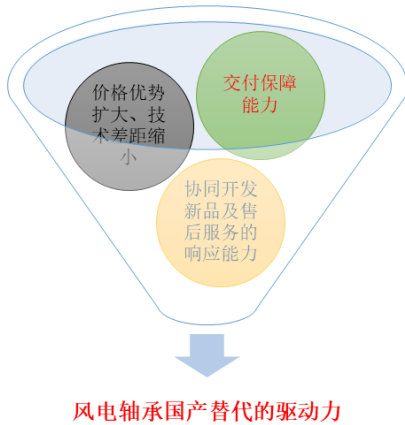
图表40 新强联与明阳智能签订的2023年框架协议供货情况

序号	机型	产品名称	采购数量(套)	交货时间
1	MySE4.x 系列	轴承(偏航)_F033.60.3600.03	300	2023年
		轴承(变桨)_F033.80.2665.03		
2	MySE6.25 系列	轴承(偏航)_F033.70.3895.03	50	
		轴承(变桨)_F033.85.3385.03		
3	MySE5.X 系列	齿圈(偏航)_M0600010266(A)	1000	
		轴承(变桨)_F033.80.3380.03		
4	MySE6.X 系列	齿圈(偏航)_M0600010266(A)	1300	
		轴承(变桨)_F033.85.3385.03K		
5	MySE11/12 系统	轴承(偏航)_F033.85.5700.03K	350	
		轴承(变桨)_F133.56.5022.03		
6	陆上机型主轴轴承	4.X 系列主轴轴承	350	
		6.X 系列主轴轴承	1500	
7	海上机型主轴轴承	主轴轴承	50	

资料来源：WIND，平安证券研究所

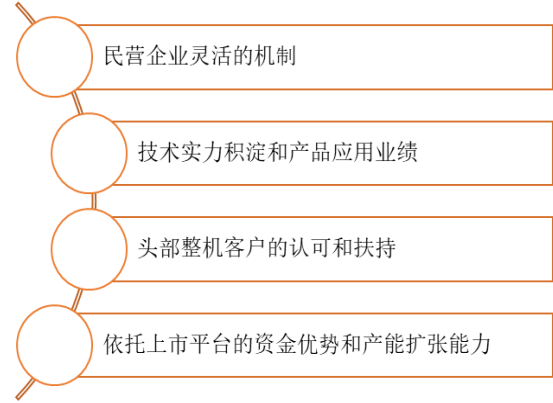
民营风电轴承龙头有望明显受益于国产替代进程。相比外资品牌，国产风电轴承具有价格低、交货速度快、售后服务及时高效等优势，随着技术差距的缩小，风电主轴承和齿轮箱轴承国产替代是大势所趋。从国内竞争格局看，以新强联为代表的民营风电轴承龙头具有竞争优势，有望实现进一步的快速成长。

图表41 推动风电轴承国产替代的主要驱动因素



资料来源：平安证券研究所

图表42 民营风电轴承龙头相对国内竞争对手的优势



资料来源：平安证券研究所

三、 光伏：把握以新型电池为主的结构性的机会

3.1 硅料供给瓶颈解除，2023 年终端需求高增

3.1.1 硅料产能大幅释放，供给端瓶颈解除

2018-2019 年，多晶硅的供给与需求错配，供给大幅增长而全球光伏终端需求受国内 531 新政等因素影响较为疲软，导致多晶硅价格大幅下降，多晶硅生产企业持续扩产的意愿较弱；与此同时，在环保、低盈利等因素驱动下，国内中东部地区部分硅料产能以及 OCI 韩国产能出清，导致 2020 年底全球硅料产能同比下降约 10%。

2020 年以来，随着全球范围内碳中和政策驱动以及平价时代到来，终端需求增速明显上行，而硅料扩张周期长，2018-2019 年的低产意愿导致 2020-2021 年的新增产能较少，从而导致硅料的供不应求和价格暴涨。2020 年上半年以来，多晶硅致密料价格从不足 70 元/公斤上涨至超过 300 元/公斤。

光伏行业的光明前景以及短期硅料的暴利吸引老牌硅料企业加速扩产以及新玩家的涌入，这些新玩家包括硅料上游的工业硅企业、下游的硅片生产企业，以及组件、玻璃、化工等领域的巨头。根据目前推进进度，青海丽豪等 8 家新进者产能落地的概率较大，其中青海丽豪一期 5 万吨于 2022 年 7 月底投产并举行二期工程开工仪式。新老玩家的大幅扩产推动硅料产能的增加，到 2022 年底，国内硅料产能有望达到 120 万吨，到 2023 年底达到 240 万吨。

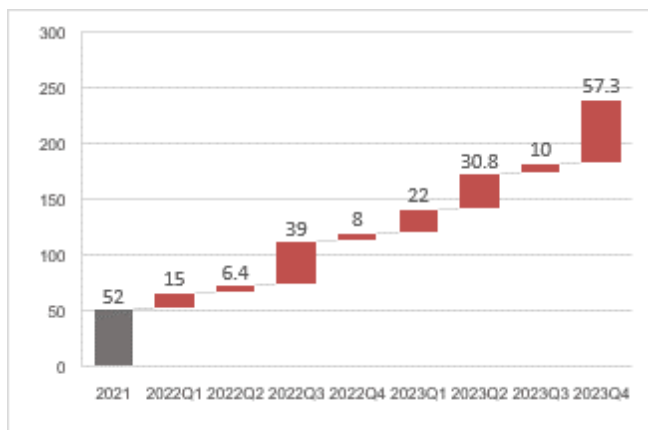
基于当前预期的硅料新产能投产节奏，预计 2023 年国内硅料产量有望达到 140 万吨，综合考虑进口硅料以及单瓦硅耗的降低，2023 年硅料供给足以支撑 430GW 以上的光伏需求，较大幅度超越 2023 年的实际需求，过去两年硅料供不应求并制约需求的情况将得到极大缓解。

图表43 硅料新势力的扩产计划情况（万吨）

	2021A	2022E	2023E
通威	10	23	35
协鑫	11	30	37.8
新特能源	8.1	21.5	31.5
大全新能源	8	12	22
东方希望	7	13	25.5
亚洲硅业	2	9	9
天宏瑞科	1.8	1.8	9.8
内蒙东立	1.2	1.2	6
鄂尔多斯	1.2	1.2	1.2
内蒙聚光	1	1	1
黄河水电	0.3	0.3	0.3
洛阳中硅	0.3	0.3	0.3
宜昌南玻		1	1
青海丽豪		5	10
新疆晶诺			5
甘肃宝丰			5
宁夏润阳			5
合盛硅业			20
上机数控			5
信义光能			5
准东其亚			5
合计	51.9	120.3	240.4

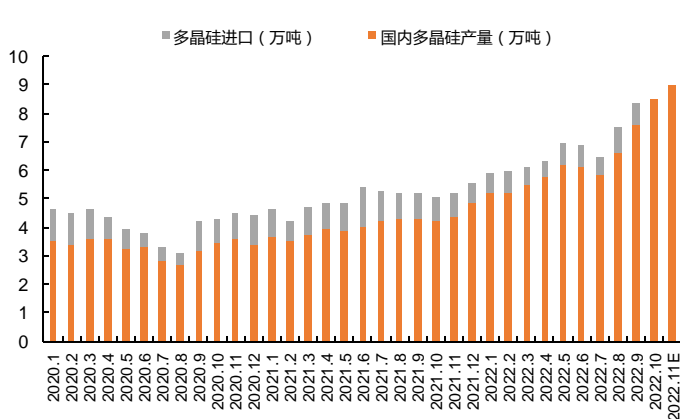
资料来源：公司公告，平安证券研究所

图表44 国内多晶硅产能释放节奏（万吨）



资料来源：硅业分会，平安证券研究所

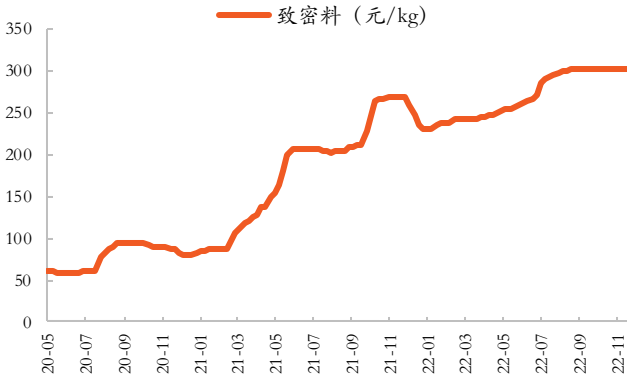
图表45 月度多晶硅产量与进口量



资料来源：硅业分会，平安证券研究所

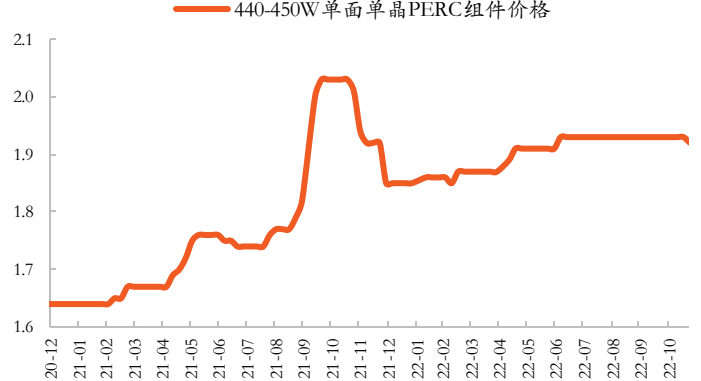
受硅料价格上涨影响，过去两年，光伏组件的价格处于高位，一定程度影响地面电站等对投资成本较为敏感的光伏项目的经济性，随着硅料供给的释放以及价格的下降，预计 2023 年光伏组件的价格也将一定程度下跌，从而刺激原本受较高组件价格抑制的部分需求。整体来看，展望 2023 年，光伏行业在供给端即将迎来重大变化，光伏开发商不仅能够更容易地买到光伏组件，也能够买到较当前更便宜的光伏组件。

图表46 硅料价格走势



资料来源: PVInfoLink, 平安证券研究所

图表47 组件价格走势

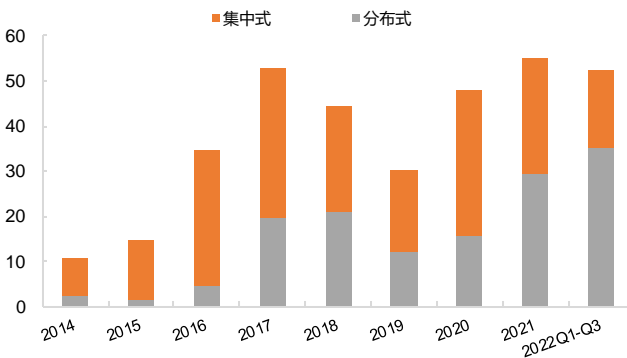


资料来源: PVInfoLink, 平安证券研究所

3.1.2 2023 年国内及全球光伏新增装机需求增速有望达到 30%以上

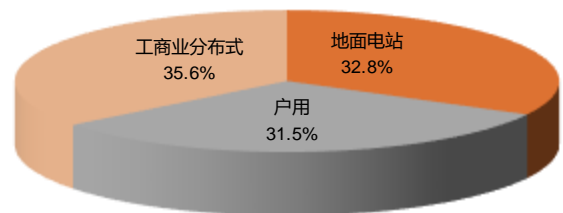
2022 年前三季度,全国光伏新增装机 52.6GW,同比增长约 106%,其中,集中式光伏电站 17.3GW、工商业分布式 18.7GW, 户用 16.6GW,工商业分布式的崛起支撑国内光伏新增装机较快增长,浙江、江苏、广东、山东四省的工商业分布式光伏新增装机约占全国的 63%。预计 2022 年国内光伏新增装机有望达到 85GW。

图表48 国内光伏新增装机规模 (GW)



资料来源: 国家能源局, 平安证券研究所

图表49 2022 年前三季度国内光伏新增装机构成



资料来源: 国家能源局, 平安证券研究所

根据十四五规划,未来我国加快能源转型,按照集中式与分布式并举的思路发展新能源,三北、西南地区集中开发多能互补的新能源基地,中东部地区重点发展分布式光伏、风电。根据各省发布的十四五能源相关规划,26个省(不含海南、云南、陕西、新疆、重庆)在 2022-2025 年规划的光伏装机达到 355GW;2022 年,国家层面制定实施以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案,规划总规模约 4.5 亿千瓦,目前第一批 9500 万千瓦基地项目已全部开工建设,印发第二批项目清单并抓紧推进前期工作,组织谋划第三批基地项目;各类分布式光伏正在蓬勃发展。整体看,国内光伏项目储备充足,能够支撑未来需求的进一步增长。

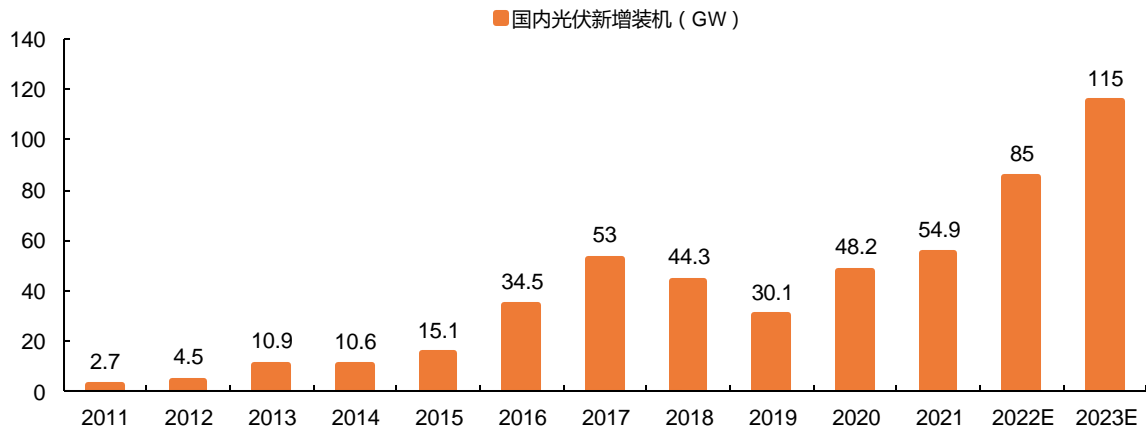
图表50 30个省市自治区“十四五”期间光伏装机规划

序号	省市	十四五新增 (GW)	2021 新增 (GW)	未来 4 年新增 (GW)
1	北京	1.9	0.18	1.72
2	天津	3.97	0.14	3.83
3	河北	32.1	7.3	24.8
4	内蒙古	32.62	1.73	30.89
5	黑龙江	5.5	1.02	4.48
6	吉林	4.62	0.09	4.53
7	辽宁	6	0.77	5.23
8	江苏	18.16	2.32	15.84
9	浙江	12.33	3.62	8.71
10	江西	16	1.35	14.65
11	山东	34	10.7	23.3
12	河南	10	3.81	6.19
13	湖北	15	2.55	12.45
14	广东	20	2.26	17.74
15	广西	13	1.06	11.94
16	海南	新能源装机 5	0.25	
17	四川	10.19	0.04	10.15
18	云南	新能源装机 15	0.63	
19	陕西	可再生能源装机 45	2.29	
20	甘肃	32	1.59	30.41
21	青海	30	0.63	29.37
22	宁夏	14	1.86	12.14
23	西藏	8.64	0.02	8.62
24	新疆	新能源装机 49	0.49	
25	福建	3	0.75	2.25
26	贵州	20.43	1.47	18.96
27	上海	2.7	0.32	2.38
28	湖南	9.09	0.61	8.48
29	山西	36.91	1.49	35.42
30	安徽	14.3	3.37	10.93

资料来源：各省发改委，平安证券研究所

展望 2023 年，硅料供给大幅释放后硅料及组件价格有望回落，从而刺激集中式光伏需求，国内大基地项目有望加快推进，成为 2023 年主要增长动能；另外整县推进政策推动户用光伏持续增长，工商业分布式正在崛起，我们预计 2023 年国内光伏新增装机有望实现 30% 及以上的增长，新增装机规模达到 115GW。

图表51 国内光伏新增装机预测



资料来源:国家能源局, 平安证券研究所

海外方面,全球主要市场大力发展光伏的态势明朗。**欧洲方面**,在俄乌冲突等因素的影响之下,欧洲更加注重能源安全,主要国家上调了未来的光伏装机目标;以德国为例,根据德国联邦网络局的数据,2022年1-10月德国新增光伏装机约6.1GW,截至2022年10月德国累计光伏装机约65.4GW,如果要实现德国制定的2030年215GW的装机目标,德国还需进一步提升光伏的装机强度。

图表52 2022年欧洲上调光伏装机目标

时间	事件
2022年2月	法国总统马克龙宣布了面向2050年的“法国能源计划”,到2050年法国光伏装机将达到80GW
2022年4月	英国发布英国能源安全战略(British energy security strategy),宣称到2035年英国光伏装机规模将在现有的14GW基础上增长5倍
2022年5月	欧盟正式公布了“RepowerEU”计划,将2030年可再生能源的总体目标从40%提高到45%,计划在2025年实现光伏累计装机320GW,2030年达到600GW
2022年7月	德国发布“复活节一揽子”(Osterpaket)能源计划,到2030年将实现80%的能源供应来自于可再生能源,光伏装机达到215吉瓦,接近现在的4倍

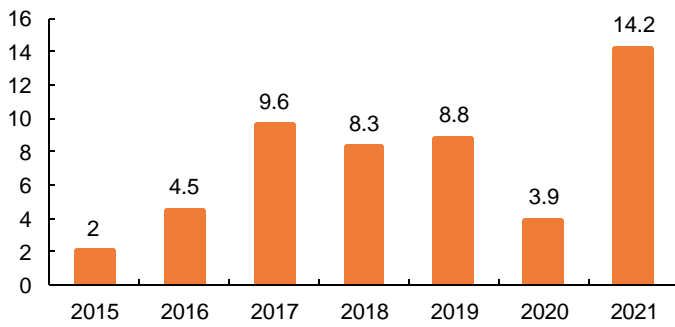
资料来源:欧盟委员会, 平安证券研究所

美国方面,拜登政府上台后,美国推行更加积极的气候政策和清洁能源发展战略,计划到2050年实现碳中和,到2035年实现100%的清洁电力。美国近年新增的电源装机主要以太阳能、风电和天然气发电为主,随着光伏装机成本的下降以及天然气价格的上涨,从经济性的角度,光伏等新能源未来也有望在能源体系中扮演更加重要的角色。受“反规避调查”等贸易政策导致的供应链波动影响,2022年上半年美国市场新增装机同比下滑,6月,白宫发布美国进口光伏产品关税政策调整,未来24个月内免收来自柬埔寨、马来西亚、泰国和越南的组件关税,有助于美国市场的复苏,预计2023年美国市场需求将迎来复苏。

印度方面,2021年印度新增光伏装机约14.2GW,截至2021年底累计装机规模约54GW。印度光照条件较好,使得印度光伏发电具有较好的经济性,此外印度电力结构以煤电为主,新能源发电占比尚小,电力需求体量大且仍处于快速增长阶段,因此未来印度光伏市场需求成长潜力较大。印度致力于扶持本土光伏制造产业并成为全球光伏制造中心,2022年4月,印度开始对进口的光伏电池和组件征收BCD关税(25%的电池片关税与40%的组件关税),成为印度短期光伏需求的不确定因素。

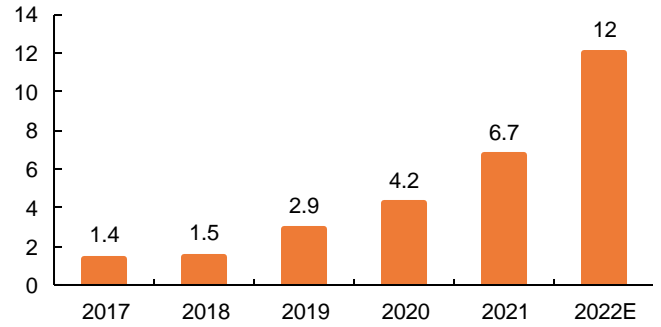
巴西方面，电力结构以水电为主，近年巴西取消光伏产品进口关税，调整净计量和枯水状态下的电价政策，同时 2021 年来水较枯导致电价上升明显，共同推动近年巴西光伏市场需求的快速增长。根据彭博新能源的统计，2021 年巴西新增光伏装机约 6.7GW，其中光伏电站 1.7GW，小型光伏项目 5GW，预计 2022 年巴西光伏新增装机有望达到 12GW，其中小型系统 9GW。考虑巴西电源结构（可再生能源发电量占比 77%）和电力需求增长速度，结合新近推出的激励性政策，未来巴西光伏装机规模有望高位运行。

图表53 印度历年光伏新增装机 (GW)



资料来源: SolarPower Europe, 平安证券研究所

图表54 巴西光伏新增装机情况 (GW)

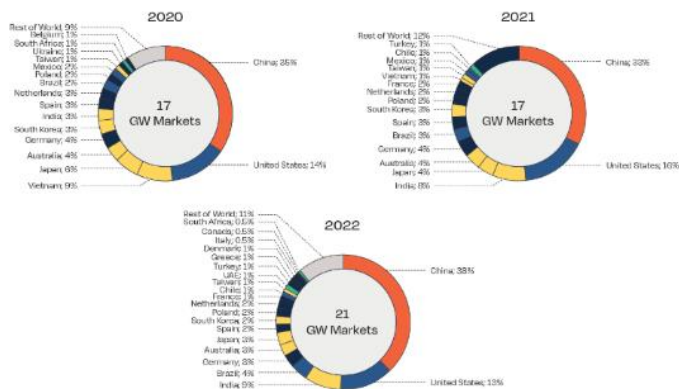


资料来源: BNEF, 平安证券研究所

综合来看，在能源低碳发展、能源自主供应、光伏经济性提升等因素的驱动下，海外越来越多的国家和地区加大发展光伏的力度，2022 年全球有望实现 21 个市场成为 GW 级光伏市场。基于需求端和硅料供给端情况，2022 年全球光伏新增装机有望达到 230-240GW，同比增长 35%及以上。

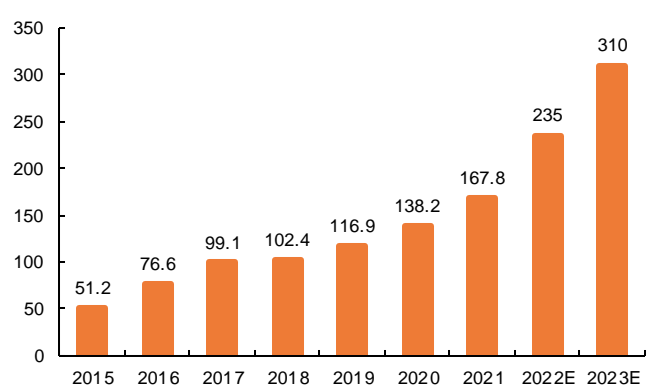
考虑能源安全保供、光伏经济性提升等驱动因素，2023 年全球光伏发展趋势向好，预计 2023 年中国和美国市场需求较快增长，贡献全球市场需求的主要增量，欧洲以及新兴市场有望延续增长势头，2023 年全球光伏新增装机有望实现 30%及以上的增长，达到 310GW 左右。

图表55 历年全球的 GW 级光伏市场



资料来源: SolarPower Europe, 平安证券研究所

图表56 2023 年全球光伏新增装机有望达 310GW



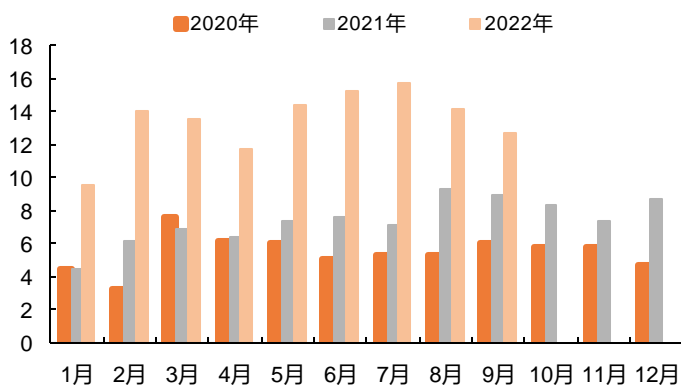
资料来源: SolarPower Europe, 平安证券研究所

3.1.3 海外贸易保护政策对未来光伏需求及我国组件出口带来不确定性

根据 PV InfoLink 统计，2022 年 1-9 月国内组件出口达到 121.5GW，同比增长 89%，其中，第三季出口量同比增长 69%，增速低于前两季度的 112%和 94%，可能因为上半年出口强劲，部分国家已累积一定库存，导致下半年的拉货动能开始减弱。从出口的区域看，2022 年 1-9 月出口至欧洲的组件规模 67.8GW，占国内总出口规模的 56%，欧洲进口量的大幅增长一定

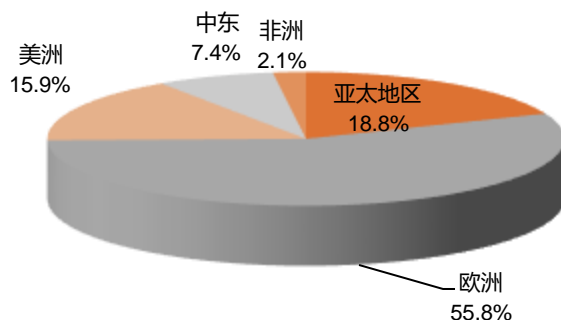
程度与俄乌冲突以及欧洲加大光伏发展力度有关；出口至亚太区域的规模 22.9GW，同比增长 40%；出口至美洲的组件规模 19.3GW，同比增长 87%，其中出口至巴西的量为 14.2GW；出口至中东的规模约 9GW，同比增长 80%。

图表57 光伏组件月度出口规模 (GW)



资料来源: PVInfoLink, 平安证券研究所

图表58 2022 前三季度光伏组件出口的区域分布



资料来源: PVInfoLink, 平安证券研究所

展望未来，一些大的海外市场的贸易保护政策可能未全球光伏需求或中国光伏产品出口带来不确定性：

- ✓ 印度方面，BCD 法案自 2022 年 4 月生效，对外国制造的光伏组件征收 40%基本关税，对光伏电池征收 25%的基本关税。根据 PV InfoLink 的统计，自四月 BCD 法案生效后，印度每月平均从中国进口组件仅不到 150MW，对比今年初关税课征以前，印度出现大举囤货潮、仅在短短三个月内从中国进口超过 8GW；电池部分同样于年初出现类似组件的囤货状况，1-3 月从中国进口约 2GW，法案生效后每月维持 200MW 左右。
- ✓ 美国方面，2022 年初，美国发起对从东南亚国家光伏产品进口的反规避调查；2022 年 6 月，美国政府确定对东南亚四国（柬埔寨、马来西亚、泰国和越南）出口到美国的电池组件实施 2 年期的关税豁免，终止日期为 2024 年 6 月，豁免期结束后的关税情况暂未可知。

同时，美国、印度、欧盟等市场均在着力打造本土的光伏制造产业，其中美国 2022 年出台了《通胀削减法案》，支持本土光伏制造发展。在此背景下，海外的光伏组件巨头也在加速产能扩张，以美国组件巨头 First Solar 为例，截至 2021 年底该公司组件名义产能 8.4GW，主要位于美国、越南、马来西亚等地，到 2022-2024 年末公司名义产能有望达到 9.7、15.6、20.5GW，增量产能主要位于美国和印度，其中 2022-2024 年末美国本土产能分别为 2.8、5.7、11.1GW。

展望 2023 年及以后，我们认为，主要市场贸易保护政策的演变以及海外光伏制造产业的发展态势将影响海外市场光伏需求以及中国光伏产业的出口形势。

3.2 主要环节供需形势整体趋于宽松

3.2.1 硅料和硅片玩家明显增加，未来盈利水平中枢尚不明朗

2020 年以来，硅料的供不应求导致行业暴利，驱动新进者涌入，据不完全统计，2021 年以内，超过十家新进者宣布硅料投资计划，其中青海丽豪一期 5 万吨于 2022 年 7 月底投产并举行二期工程开工仪式。根据硅业分会预测，到 2023 年年底，这些新进者的产能规模有望达到 60 万吨，占到全国硅料产能的 25%，并对过去两年较为稳定的硅料格局形成一定冲击。我们整体判断硅料价格将从 2023 年逐步步入下行阶段，由于玩家明显增加，未来硅料环节的盈利水平中枢尚不明朗。

图表59 硅料新势力的扩产计划情况

	公布时间	总规模(万吨)	一期规模(万吨)	一期投产时间	地点
天合光能	2022.6	15	5	2023	西宁产业园
其亚集团	2022.4	20	10		新疆准东
中来股份	2022.3	10	1	2024	山西
上机数控	2022.2	10	5	2023	内蒙包头
宝丰能源	2022.2	25	5	2023	甘肃酒泉
合盛硅业	2022.2	20			乌鲁木齐
东方日升	2021.12	15			内蒙包头
江苏阳光集团	2021.12	10			巴彦淖尔
信义光能	2021.12	20	6	2023	云南曲靖
江苏润阳	2021.6	10	5		宁夏石嘴山
青海丽豪	2021.6	20	5	2022	青海西宁
新疆晶诺	2021.6	10	5		新疆胡杨河
合计		185			

资料来源：公司公告，平安证券研究所公司

硅片方面，2016年及以前，多晶硅片是主流的技术路线；随着切割环节（金刚线切割替代砂浆切割）、长晶环节（多次拉晶、大型长晶炉）的技术进步，单晶硅片的性价比明显提升，推动单晶渗透率的快速增长，到2021年，单晶的占比达到94.5%。2017-2020年，随着单晶渗透率的快速提升，单晶硅片供需偏紧，具有较高的议价能力和盈利水平，这一阶段的双寡头隆基和中环均实现了快速成长。在此背景下，越来越多的新进者开始入局单晶硅片，并快速发展和扩大产能，包括硅片设备生产企业、下游电池/组件企业等。未来硅片环节有望呈现产能大幅扩张和集中度下降的情形。根据PV Infolink的统计，到2022年底，国内硅片产能有望超过530GW，同比增长46%，到2023年底，硅片产能将超过700GW。在参与者增加的同时，参考2022年数据，硅片企业之间的盈利水平差距缩小，硅片环节同样面临竞争加剧的态势。

图表60 主要单晶硅片企业产能情况(GW)

	2019A	2020A	2021A	2022E
隆基	42	85	105	150
中环	33	55	88	140
晶科	11.5	22	32.5	65
晶澳	7	18	30	40
京运通	3	7	20.5	20.5
上机数控	2	20	30	30
阿特斯		2	11.5	21.5
通威			7.5	15
美科太阳能		3	10	20
高景太阳能			15	30
双良节能			8	40-50

资料来源：各公司官网和公告，平安证券研究所

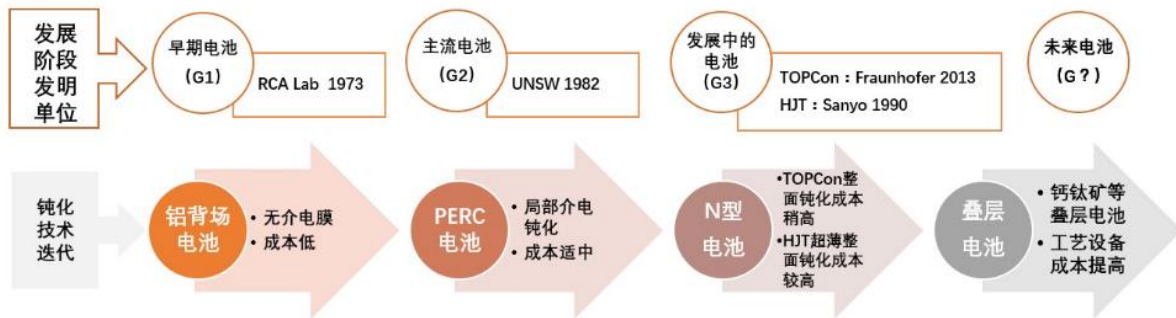
3.2.2 电池向一体化和N型化方向发展的趋势明显

短期内电池片是相对紧缺的环节。2021年由于硅料价格上涨电池环节业绩承压，且新型电池路线判断不明晰，很多电池片

厂家扩产相对放缓。2022年以来，M10和G12等高品质大尺寸PERC电池供应相对紧张，盈利修复明显，根据PV InfoLink数据，自年初至11月16日M6、M10、G12单晶PERC电池片成交均价分别上涨24.8%、25%、29.5%。预计随着12月硅料降价通道开启，下游需求进一步释放，电池片供需紧张态势或将延续至明年一季度后。

“降本增效”推进光伏技术迭代，2022年为N型光伏电池产业化元年。依托技术进步和规模化发展，近年来光伏成本快速下降，光伏发电已经成为全球最具经济性的电源品种之一。光伏电池是实现光电转换的核心环节，降低度电成本的终端目标驱动市场向高功率、高效率电池产品迭代升级。2016年以来行业历经多晶向单晶、常规BSF向PERC电池的技术迭代，目前由于PERC电池逼近理论效率极限，以TOPCon、HJT、IBC为代表的N型电池扩产提速，产业化元年正式开启；而钙钛矿单结及叠层电池凭借高效率、低成本等应用优势，近期技术研发持续突破、商业化应用喜讯频传。

图表61 光伏电池技术路线演进

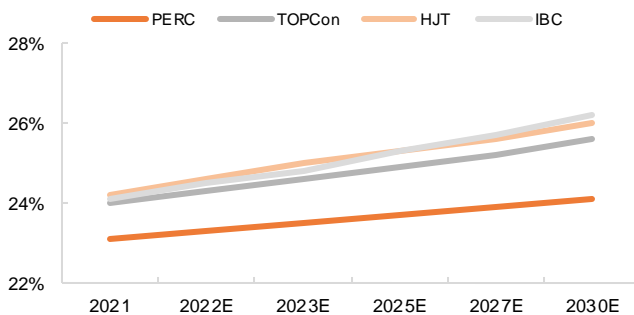


第一代电池技术（2016年之前）为常规AI-BSF铝背场电池：背面沉积一层铝膜，电池效率损失来自于背面全金属的复合；第二代电池技术（2017至今）为PERC/PERC+电池：背面氧化铝钝化层，增加长波光吸收、降低电子复合，目前主流产品；第三代电池技术（产业化元年开启）为N型高效电池：含TOPCon、HJT、IBC电池等，钝化接触技术可减少接触复合提效。

资料来源：一道新能，平安证券研究所

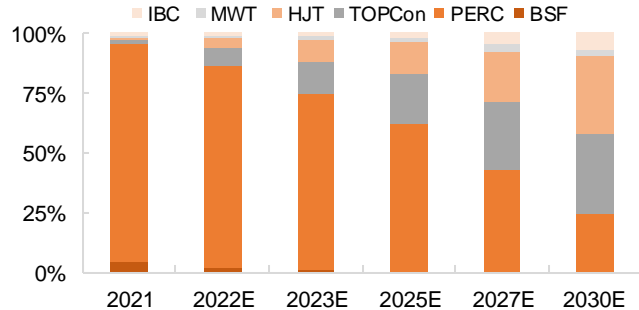
N型新技术拐点已至，多种技术路线百花齐放。传统P型电池硅片基底掺硼，转换效率上限较低；新型N型电池硅片基底掺磷，无硼复合避免光致衰减损失。P-PERC、N-HJT、N-TOPCon三种电池理论极限效率为24.5%、27.5%、28.7%，由于当前PERC电池逼近理论效率极限，N型电池具备转换效率高、温度系数低、光致衰减低、弱光响应好、双面率高、降本空间大等综合优势，全生命周期内的发电量高于P型电池，是下一步发展的方向。目前，TOPCon量产规模领先，HJT降本提效空间较大，IBC技术延伸优越，未来较长一段时间，多种N型技术路线将竞相发展，共同形成对P型电池的迭代。

图表62 2021-2030年各种电池技术平均转换效率



资料来源：CPIA，平安证券研究所

图表63 2021-2030年国内电池技术市场占比趋势



资料来源：CPIA，平安证券研究所

图表64 光伏电池各技术路线对比

内容	PERC	TOPCon	HJT	IBC
提效原理	PERC发射极钝化和背接触电池,在电池背面形成氧化铝钝化层作为背反射器,增加长波光的吸收,降低背表面电子复合	通过背面隧穿氧化层和掺杂多晶硅层形成钝化接触结构,形成良好的界面钝化,降低金属接触区域的复合	综合了晶体硅电池优异的光吸收性能与薄膜电池的钝化性能优势,利用本征非晶硅层将N型衬底与两侧的掺杂非晶硅层完全隔开,实现了晶硅/非晶硅界面态的有效钝化,获得更高的开路电压	将P+掺杂区域和N+掺杂区域均放置在电池背面,受光面无任何金属电极遮挡,从而有效增加电池的短路电流,使电池的能量转化效率得到提高
核心工艺	背钝化等	硼扩及LPCVD/PECVD	非晶硅/微晶薄膜沉积TCO制备,低温浆料	交叉排列p+区和n+区金属电极设计等
量产效率	约23.3%	约24.5%-25%	约24.7%-25%	25%以上
双面率	75%	85%	95%	单面为主
衰减	首年2.5%,此后0.5%	首年1%,此后0.4%	零PID、零LID	零PID、零LID
代表企业	目前主流厂商	晶科、中来、天合等	华晟、日升等	隆基、爱旭等
优势	成本低、技术成熟度高	设备可兼容、性价比高	工序少、效率较高	效率高
2022 产能		预计80GW	预计20-30GW	预计20GW+
量产情况	成熟	已量产	经济性待提高	难度较大
设备投资	1.5亿元/GW以下	1.5-2亿/GW	3.5-4亿/GW	约3亿元/GW
发展难点	逼近效率极限,降本空间小	工序较多,良率偏低	成本高、银耗大	成本高,技术难度大

资料来源: CPIA, SOLARZOOM, 北极星电力, 平安证券研究所

电池企业向电池-组件一体化发展的趋势明显。整体看,专业化电池生产企业面临头部组件企业的激烈竞争。一方面,头部组件企业在电池方面具有较强的技术实力;另一方面,这些组件巨头近年陆续回归A股,具有较强的融资能力和扩产能力。2021年国内产量排名前十的电池生产企业中,有5家为组件巨头。在N型电池新浪潮之下,以一道新能、华晟新能源为代表的电池新势力已经向电池-组件一体化迈进,一道新能已经成为国内主流的组件供应商之一。

图表65 国内主要电池生产企业的涉组件情况

排序	企业名称	组件业务情况
1	通威股份	自带组件业务,后续有望做大
2	隆基绿能	垂直一体化组件巨头
3	爱旭股份	2022年6月发布N型ABC(AliBackContact)组件
4	晶澳科技	垂直一体化组件巨头
5	天合光能	垂直一体化组件巨头
6	润阳股份	暂无
7	晶科能源	垂直一体化组件巨头
8	阿特斯	垂直一体化组件巨头
9	捷泰新能源	暂无
10	江西中宇	暂无
11	一道新能	N型组件在2022年批量中标,已跻身主流组件企业
12	华晟新能源	近期发布了喜马拉雅G12系列组件

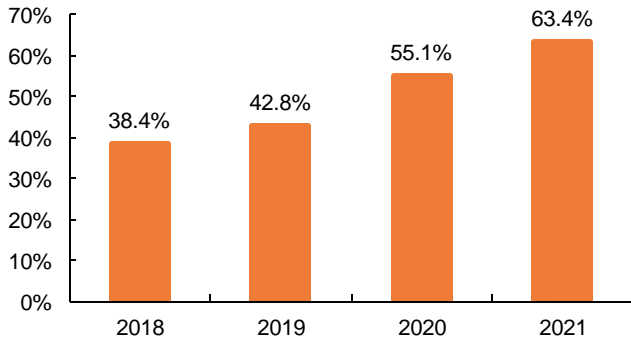
资料来源: CPIA, 平安证券研究所

3.2.3 组件: 过去两年的竞争态势可能难以延续

近年,隆基、晶科、晶澳、天合、阿特斯等全球前五大组件企业合计份额明显提升,2021年组件CR5份额63.4%,同比增

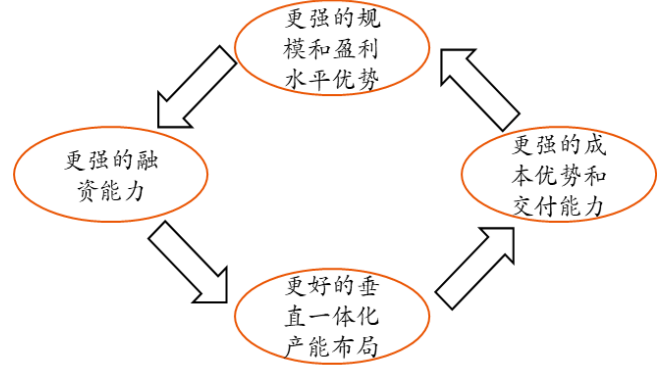
加 8.3 个百分点。头部组件企业优势主要包括：垂直一体化产能布局带来的成本优势和交付能力优势、海外渠道和生产基地、品牌优势等，在相对稳态的竞争格局之下，头部组件企业的竞争优势持续扩大。

图表66 组件 CR5 的份额走势



资料来源：CPIA，平安证券研究所

图表67 头部组件企业不断强化的竞争优势



资料来源：平安证券研究所

展望未来，随着专业化电池企业向组件端延伸，以及一些新兴的电池-组件一体化企业的涌现，头部组件企业在国内也将面临新兴竞争对手（包括通威、一道新能、环晟等）的挑战，新兴挑战者在垂直一体化能力和技术实力方面各具特点，竞争力强于传统组件巨头过去两年所面临的竞争对手；同时，海外市场更加强调供应链安全，以 First Solar 为代表的海外组件企业加速扩产，头部企业组件企业在海外场所面临的竞争也呈现加剧的态势。2022 年，通威、一道、环晟等企业在国内市场获得大量组件订单，大概率将跻身 2022 年国内新增组件订单前十名，过去两年传统组件巨头所面临的相对舒服的竞争环境可能难以延续。

从差异化竞争的角度，目前头部组件企业基本实现了硅片-电池-组件的一体化；2022 年 6 月，天合光能公告称拟在西宁经济技术开发区投资建设年产 30 万吨工业硅、15 万吨高纯多晶硅，计划向多晶硅以及多晶硅上游的主要原材料延伸，有望打造加强版的垂直一体化；由于未来硅料的供需形势渐趋宽松，且硅料扩产周期较长，组件巨头投资硅料带来的差异化效果并不明朗。差异化竞争的另一个思路是新型电池，目前组件巨头在新型电池方面的布局不尽相同，即便布局同一技术路线，不同企业的推进节奏也差异较大，新型电池可能成为组件巨头差异化竞争的核心抓手。

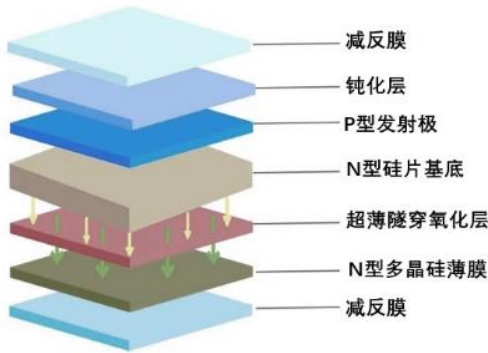
3.3 新型电池仍将是 2023 年技术迭代的主旋律

3.3.1 电池组件端：TOPCon 与 XBC 兑现迭代红利，HJT 处于降本增效关键期，钙钛矿长期发展潜力巨大

2022 年是新型电池发展元年，主流光伏厂商与行业新进者纷纷宣布 N 型电池组件扩产规划，据不完全统计，TOPCon 规划产能已超过 200GW，HJT 规划产能也已超过 180GW。目前 N 型产品扩产放量趋势明确，TOPCon 量产规模领先，HJT 降本提效空间较大，IBC 技术延伸优越，我们预计到 2025 年，TOPCon、HJT、IBC 电池市场渗透率有望分别达到 56%、25%、19%；2022-2025 年，TOPCon、HJT、IBC 电池新增产能分别约为 474GW、211GW、161GW。

TOPCon 为隧穿氧化层钝化接触电池，在后 PERC 时代率先占据扩产高点。该技术在电池背表面制备一层超薄隧穿氧化层和高掺杂的 n 型多晶硅薄层，形成钝化接触结构，降低背面金属复合，提升电池的开路电压和转换效率。由于经济性与性价比优势显著，晶科、天合、晶澳、通威、一道、钧达、沐邦、皇氏等光伏新老玩家频频宣布 TOPCon 扩产计划，预计 2022 年 TOPCon 电池产能规模有望超过 80GW，2023 年产能或超过 200GW。目前，TOPCon 领先企业电池量产效率约 25%，2023 年有望通过提升浆料品质、叠加激光 SE 硼掺杂、正面钝化等工艺提效至 25.5%-25.8%+，同时可通过薄片化、激光转印或 SMBB 等工艺继续降本。

图表68 TOPCon 电池结构示意图



资料来源：一道新能，平安证券研究所

图表69 晶科 M10 TOPCon 电池效率 26.1%刷新纪录



资料来源：晶科能源（2022年10月），平安证券研究所

TOPCon 电池组件进入技术迭代红利兑现期。当前，TOPCon 全生命周期性价比凸显，在终端应用中已经具备较 PERC 的竞争优势。2022 年以来，华能集团、中广核、国家电投、中国华电、大唐集团、中核汇能等央企先后采购 TOPCon 组件，下游电站对 TOPCon 组件的采购意愿逐渐增强，晶科能源、一道新能等主要 TOPCon 厂商已经在国内大型地面电站招标中批量中标，晶科全年 N 型组件出货目标超过 10GW。由于目前电池片环节供需相对紧张，PERC 电池单瓦盈利达到 0.05-0.1 元以上，盈利水平有望延续至明年一季度甚至上半年。目前 TOPCon 电池成本较 PERC 高出约 0.03-0.05 元/W，M10 尺寸 TOPCon 电池售价较 PERC 溢价约 0.05-0.1 元/W，则 TOPCon 电池单瓦盈利约 0.07-0.15 元，技术迭代红利正在兑现。目前 TOPCon 电池组件为电站导入初期，有一定市场让利情况存在，预计随着国产化银浆降价、银耗量下降、电池效率良率提升，TOPCon 电池组件盈利性有望进一步提升。

图表70 PERC 与 TOPCon 电池组件价格对比

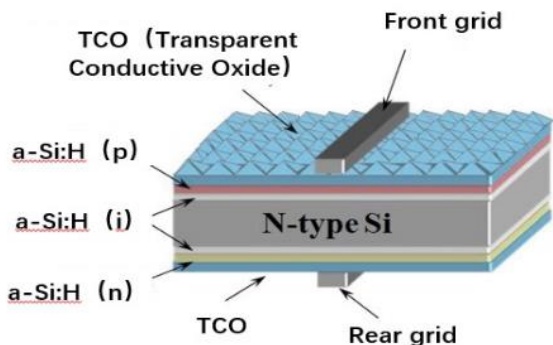
电池/组件	PERC 价格	TOPCon 价格	一道新能 TOPCon 报价
M10 电池	1.31-1.38 元/w	对外销售份额不多、自用为主 M10/G12: 1.41-1.45 元/w	双面 1.42 元/w (效率 ≥ 24.6%)
M10 组件	单面单玻 1.90-2.03 元/w 双面双玻 1.95-2.05 元/w	M10/G12: 国内 2.03-2.1 元/w, 海外 0.265-0.275 元/w	双面双玻 2.16 元/w (功率 ≥ 560W)

资料来源：PVInfoLink（2022.11.16），一道新能（2022.10.31），平安证券研究所

HJT 是具有本征非晶层的异质结电池，目前处于降本增效关键期，重点关注头部企业经济性优化进程。HJT 电池是在晶体硅上沉积非晶硅薄膜形成 P-N 异质结，利用本征非晶硅层将衬底与两侧掺杂非晶硅层完全隔开，有效钝化提升效率。HJT 生产线和 PERC 电池不兼容，需增配非晶硅与导电膜沉积设备，增加靶材、低温银浆需求。目前 HJT 领先企业电池量产效率约 24.7%-25%，2023 年通过双面微晶等工艺有望提升效率至 25.8%+。2022 年以来，以华晟新能源、爱康科技、金刚光伏、东方日升为代表的新老光伏企业积极参与 HJT 的投资布局，下游央企运营商机如华润电力、国电投等也加速规划扩产，据不完全统计，目前 HJT 电池规划产能超 180GW，预计 2022 年 HJT 扩产规模约为 20-30GW，2023 年扩产规模约为 40-50GW。

目前 HJT 电池成本端较 PERC 高约 0.12 元/w，国内 M6 尺寸 HJT 组件较 PERC 溢价约 0.12-0.15 元/W，国外溢价约 0.2-0.3 元/W。综合来看，成本和经济性仍制约着 HJT 的产业化提速，产能放量速度与规模略滞后于 TOPCon，2023 年是 HJT 技术降本增效的关键期，随着设备与材料端共同发力，HJT 电池经济性优化后市场渗透率有望快速提升。

图表71 HJT 电池结构示意图



资料来源：隆基 LONGiSolar，平安证券研究所

图表72 隆基硅异质结电池转换效率达到 26.81%



资料来源：隆基 LONGiSolar，平安证券研究所

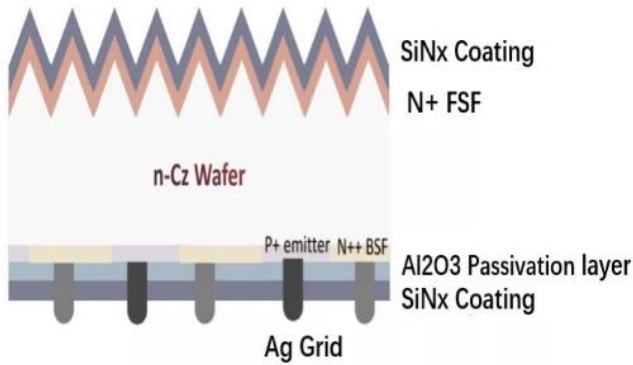
图表73 PERC 与 HJT 电池组件价格对比

电池/组件	PERC 价格	HJT 价格
M6 电池	1.25-1.31 元/w	1.44-1.6 元/w
M6 组件	1.86-2 元/w	国内 2.1-2.2 元/w 海外 0.27-0.29 美金/w
G12 组件	1.92-2.03 元/w	2.2-2.4 元/w

资料来源：PVInfoLink (2022.11.16)，平安证券研究所

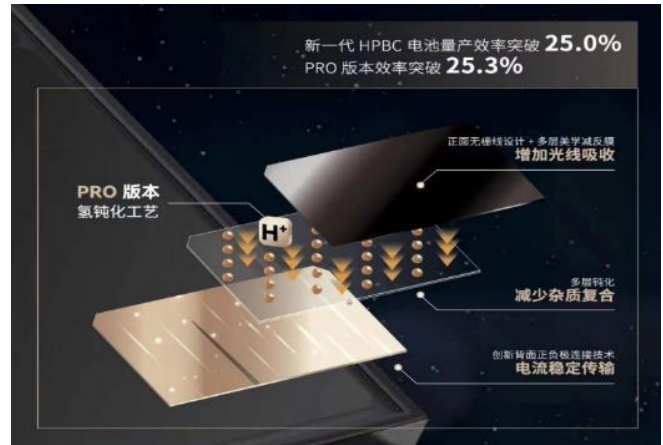
XBC 为交指式背接触电池，聚焦分布式的差异化竞争优势促进兑现技术迭代红利。IBC 电池的 PN 结和正负金属接触均位于太阳电池的背部，前表面避免了金属栅线对光的遮挡，而金字塔绒面结构和减反层组成的陷光结构，能够最大限度地利用入射光，具有更高的短路电流和电池效率。XBC 电池外形美观，适合中高端分布式光伏市场，具有较强的消费属性和商业化应用前景。预计 2022-2025 年 XBC 电池年均扩产规模约 40GW。其中，隆基 HPBC 技术路线（基于 P 型硅片的复合钝化背接触电池）量产效率突破 25%，PRO 版本（应用氢钝化工艺）量产效率突破 25.3%，组件效率达到 22.8%。今年 9 月隆基西咸乐叶 15GW HPBC 电池项目正式投产进入量产阶段，2023 年该项目产能有望提升至 30GW。爱旭股份珠海 6.5GW ABC 电池产能已逐步投产，预计量产效率约 25.5%-26%，2023 年上半年实现满产，平均效率有望达到 26.5%或以上，公司 N 型 IBC 总体产能规划约 52GW。经济性方面，分布式光伏电站对组件价格的容忍度相对较高，在中高端分布式户用及工商业市场（尤其是欧美市场）有望针对高效、美观、安全可靠等特性获得较高溢价，预计 XBC 组件较 PERC 组件溢价将达到 0.2-2 元/w 或以上。

图表74 IBC 电池结构



资料来源：口袋光伏，平安证券研究所

图表75 隆基 HPBC 电池效率可达 25%-25.3%



资料来源：隆基官微，平安证券研究所

钙钛矿电池长期发展优势显著，产业化应用有望进一步成熟，建议关注头部企业研发与商业化进度。当前，TOPCon、HJT、IBC 等 N 型单晶硅电池产业化发展迅速，但仍面临 30% 的光电转换效率上限。钙钛矿电池凭借其转换效率高、材料成本低、结构简单、工艺流程短、生产耗能低等优势，近期技术研发持续突破，商业化应用有望进一步成熟。钙钛矿太阳能电池 (PSCs) 利用钙钛矿型的有机金属卤化物半导体作为吸光材料，属于下一代高效薄膜太阳能电池，未来有望广泛应用于 BIPV 和电动汽车移动电源领域。效率方面，单结钙钛矿电池理论转换效率可达 31%，晶硅/钙钛矿双结和三结叠层电池实现吸收光谱互补，理论转换效率分别可达 40% 和 50%，大大超越晶硅电池水平，因此与钙钛矿叠层已成 N 型电池提效发展的重点路径。目前钙钛矿电池仍处于发展前期，需突破结晶工艺和批量供应等问题，已有纳纤光电、极电光能、宁德时代、协鑫光电等电池厂商进行了研发布局，大规模产业化应用有望进一步成熟。

图表76 钙钛矿电池布局进展 (不完全统计)

主要电池厂商	发展进展
宁德时代	搭建 100MW 中试线，目标尺寸 1.2m*0.6m
协鑫光电	钙钛矿组件实用化产品获 TÜV 商业认证，协鑫纳米投建的 100MW 量产线在昆山完成厂房建设。目前最大尺寸纪录保持者，正致力于 1m*2m 大尺寸组件研发
纤纳光电	公司全球累计申报 300 多知识产权，七次刷新小组件世界纪录。全球首款量产钙钛矿商用组件 α 交付，实现 100MW 级量产。
极电光能	脱胎于长城控股，全球总部及钙钛矿创新产业基地项目落户锡山，计划建设全球首条 GW 级钙钛矿光伏组件及 BIPV 产品生产线、100 吨钙钛矿量子点生产线。
通威股份	钙钛矿实验室搭建完成，预计年内首片电池将下线
晶科能源	开展了“高效稳定大面积钙钛矿太阳能电池关键技术研究”，已完成电池成套技术开发，并在电池、组件稳定性研究方面稳步推进。
中来股份	钙钛矿叠层电池研发中，现阶段重点在进行与钙钛矿电池相匹配的底层电池的研发
无限光能	承接了清华太阳能转化与存储实验室科研成果，融资用于大尺寸钙钛矿电池模组试验线建设
金阳新能源&金石能源	双方与新加坡国立大学签署研究合作谅解备忘录，内容有关钙钛矿顶层电池多层异质结硅基太阳能电池装置结构、钙钛矿材料、将钙钛矿技术与异质结太阳能电池结构相结合的技术的研究合作。三方初步的目标是在初步研究阶段达成钙钛矿/异质结硅叠层太阳能电池超过 28% 的能源转化效率。

资料来源：PVInfoLink，公司公告，北极星电力，Wind，平安证券研究所

3.3.2 设备与材料端：共同构筑“降本增效”生态链，市场空间有望打开

随着 2022 年下半年及 2023 年 N 型电池扩产提速，先进光伏设备迎来密集招标期，市场空间有望进一步打开。根据上文我们对各类电池路线产能的预测，以及对未来整线设备价值量预判，预计 2022-2025 年光伏电池设备空间合计近 1800 亿元。

具体来看，目前 TOPCon 电池单 GW 整线设备投资额约 1.5-1.7 亿元，湿法设备、硼扩散设备、隧穿层及多晶硅层沉积掺杂设备 (LPCVD/PECVD)、正背面钝化镀膜设备 (ALD+PECVD) 价值占比较大，分别约 14%、10%、20%、25%。其中，PECVD 可实现同一台设备一次性完成氧化硅、多晶硅膜的沉积并掺杂，工艺流程简化，且单 GW 设备投资较低，同时具有沉积速率快、绕度易去除、无石英耗材、占地面积小、设备与运维成本较低等优势，捷佳伟创主导的 PE-Poly 路线有望成为未来 TOPCon 工艺主流路线。预计 2022-2025 年，TOPCon 电池设备空间约 640 亿元。

HJT 技术与 PERC 不兼容，扩产需要新建生产线，核心工艺主要为清洗制绒、非晶硅沉积、TCO 沉积、金属化等四步。目前 HJT 整线设备金额约 3.5-4 亿元，其中非晶硅/微晶硅薄膜沉积设备 PECVD 价值占比超 50%，TCO 导电膜沉积设备 PVD/RPD 价值占比超 20%，清洗制绒设备占比略低于 10%，剩余为丝印固化等金属化环节设备。竞争格局方面，迈为股份 HJT 设备市占率遥遥领先，捷佳伟创布局板式与管式 PECVD 双路线。预计 2022-2025 年，HJT 电池设备空间约 700 亿元。

另外，2022-2025 年 XBC 电池设备市场空间有望达到 400 亿元。

图表 77 单 GW TOPCon 电池设备价值明细

工艺步骤	主要设备	设备价值占比	设备金额 (万元/GW)	设备商
清洗制绒+刻蚀	湿法设备	14%	约 2200 万	捷佳伟创等
正面硼扩散制结	扩散炉	10%	约 1600 万	捷佳伟创、拉普拉斯、北方华创、红太阳等
激光掺杂 (可提效 0.2%，尚未规模应用)	激光 SE 设备		约 2000 万 (未计入投资总额)	海目星、帝尔激光、捷佳伟创等
隧穿氧化层+多晶硅层沉积掺杂	LPCVD+磷扩设备	20%	3000-3500	拉普拉斯、北方华创、捷佳伟创、普乐科技等
	PECVD+退火设备		2000-2500	捷佳伟创、红太阳、金辰股份、微导等
正面 AlOx 沉积钝化	ALD 设备	8%	约 1200 万	捷佳伟创、红太阳、微导、理想万里晖、钧石能源、北方华创、拉普拉斯、普乐、金石等
正背面 SiNx 沉积	PECVD	17%	约 2700 万	
印刷/光注入	印刷固化/光注入设备	19%	约 3000 万	迈为股份、帝尔激光、捷佳伟创、科隆威等
自动化等流程	自动化产线及辅助设备	12%	约 1900 万	迈为股份、时创、奥特维、科隆威等
TOPCon 电池设备价值量合计	LP 路线整线		约 1.7 亿元	
	PE 路线整线		约 1.6 亿元	

资料来源：皇氏集团，摩尔光伏，平安证券研究所

图表78 HJT 电池设备价值明细

工艺步骤	主要设备	设备价值占比	设备金额 (万元)	设备商
清洗制绒	清洗制绒设备	<10%	约 3600 万	捷佳伟创等
非晶硅/微晶硅 薄膜沉积	PECVD/HWCVD	50-60%	约 22000 万	迈为股份、捷佳伟创、理想万里 晖、钧石能源、金辰股份
TCO 导电膜沉积	PVD/RPD	20-30%	约 10400 万	捷佳伟创、迈为股份、钧石能源
丝印固化	丝网印刷机 烧结固化炉	10%	约 4000 万	迈为股份、帝尔激光、海目星、 捷佳伟创、金辰股份等
HJT 电池设备价值量合计		约 4 亿		

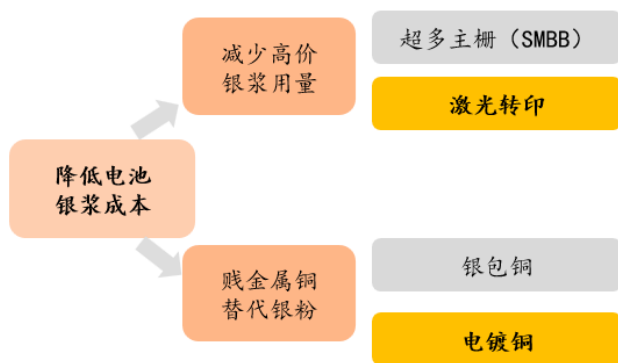
资料来源：摩尔光伏，未来智库，平安证券研究所

降本增效是光伏行业永恒主题，当前各类电池路线均需设备与材料端共同提升经济性，构筑“降本增效”生态链。2022 年以来，N 型电池降本增效进度提速明显，硅片持续减薄，TOPCon 逐步导入激光掺杂 SE、SMBB 超多主栅等工艺，HJT 逐步导入微晶设备与银包铜等工艺，设备与材料端持续发展空间广阔。银浆是电池金属化过程中的核心关键材料，不仅影响着电池片的导电性能，也是电池成本占比仅次于硅片的核心耗材。目前，在双面用银的 TOPCon 电池中，银浆成本约占非硅成本的 40%；在双面低温银浆的 HJT 电池中，银浆成本约占非硅成本的 50%，行业迫切需要创新金属化流程实现提效降本。光伏电池降耗主要有两大方向：一是减少高价低温银浆用量，例如应用 SMBB、激光转印等技术；二是使用贱金属替代部分银粉，减少银粉的用量，例如应用银包铜、电镀铜等技术。

具体来看，TOPCon 拥有完整的可持续发展技术路线，可应用激光硼掺杂 SE 技术降低金属区的接触电阻及金属复合，同时通过正面钝化、TBC 及钙钛矿叠层有望进一步提效至 26%-27%，并通过薄片化、SMBB、激光转印、浆料优化、设备降价等途径进一步降本。在 HJT 技术降本提效的过程中，设备企业主要通过大产能设备、双面微晶 PECVD、半棒薄片切片、电镀铜设备、钢板印刷及激光转印、减栅 OBB 等设备工艺革新降本增效；原材料企业辅助配合，推进低温银浆国产化、银包铜替代方案、靶材无钢化、POE 胶膜和 UV 光转胶膜应用，促进光伏电池增效延寿，设备与材料企业发展空间有望扩大。

2022 年下半年及 2023 年，N 型电池扩产与降本增效进度提速，光伏硅片、电池、组件设备迎来密集招标期，我们预计，POE 胶膜、银包铜浆料、UV 光转膜等材料应用范围将扩大，新型电池设备与材料企业市场空间有望进一步打开。

图表79 N 型电池银浆降本路线



资料来源：摩尔光伏，平安证券研究所

图表80 TOPCon 降本增效路径

降本增效	路径	目前情况	路径目标
降硅耗	薄片化	130μm左右	减薄125μm及120μm以下
降银耗	浆料优化	100mg/片 15-20mg/w	目标：90mg/片以下 银浆国产化、背面银铝浆替代
	SMBB		SMBB+超细栅+高精度串焊
	激光转印		超细栅线15-18μm, 节省银浆用量约30%+
提效	激光硼掺杂SE	效率约25%	激光SE提效0.2-0.4个百分点
	TBC叠层		提效至25.8%-26%以上 降低光学遮挡及反射损失 提升钝化性能
	正面钝化		
	钙钛矿叠层		
设备降本	设备投资降本	1.5-2亿元/GW	设备价格即折旧成本逐步下降

资料来源：索比资讯，PVInfoLink，平安证券研究所

图表81 全产业链助力 HJT 降本增效

产业环节	降本增效事项	具体路径及目标效果	主导企业
设备端	微晶化—提效	微晶代替本征非晶硅，从单面微晶 PECVD 到双面微晶 PECVD 设备，双面微晶可提升效率至 25.5%+	迈为股份等
	薄片化—降硅耗	前置半棒半片，薄片切割设备工艺 厚度≤120 μm 并至 100 μm，切片良率≥95%	高测股份等
	电镀铜—金属替代降银耗	量产电镀铜设备需进一步降本和导入	迈为股份等
	超细栅+高精度串焊—降银耗	SMBB、0BB 技术降银耗	奥特维、迈为等
	激光转印、钢板印刷	减少线宽降银耗	帝尔、迈为等
材料端	低温银浆国产化、银包铜导入	背面银包铜、正背面银包铜 含银量 50%至 30%，逐步降至即 12mg/w	晶银新材等
	靶材无钢化—优化降本	双面 ITO—单面 ITO—SiNx/ITO 复合膜 设备降钢、叠层和回收降钢至 2mg/w，再到无钢化	迈为股份等
	高性能胶膜	POE 胶膜（抗 PID 性） 转光胶膜-紫外线转成可见光，每块组件增益 1.5% 高阻水封装边胶-较硅胶及丁基胶方案实现 30%降本	福斯特、 赛伍技术等
	高纯度石英坩埚	降低杂质	石英股份等
电池组件端	工艺精度、温度湿度等环境把控、操作水平、材料配比、串焊封装、良品率等提效方式 降银耗、供应链管理、高精度串焊等成本管控		华晟、隆基等

资料来源：北极星电力，华晟新能源，平安证券研究所

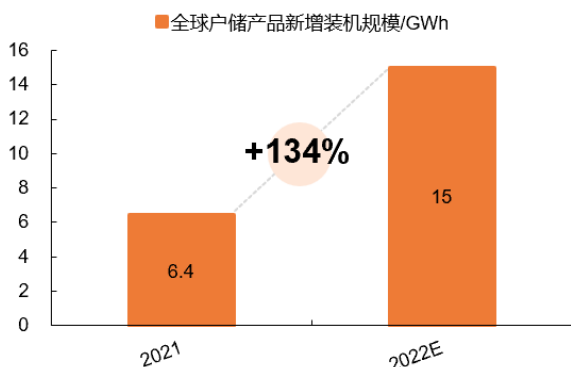
四、储能：户储景气、大储加速，成长确定性强

4.1 户储：需求火热，渠道+品牌优势企业抢占先机

4.1.1 需求端：海外户储市场有望持续高增

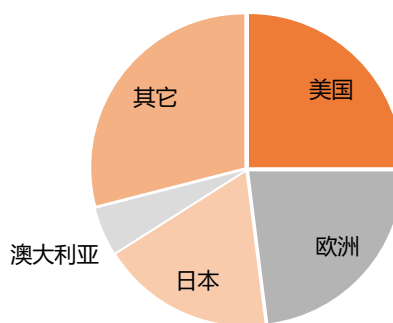
户用储能市场集中于海外发达地区，市场处于高速成长期。过去一年，户用储能是储能板块表现最为亮眼的赛道之一。在高电价和能源安全需求驱动下，欧洲市场引领全球户用储能需求迎来爆发，高工产研估计，2021 年全球户用储能新增装机 6.4GWh，2022 年新增装机将达到 15GWh。欧洲和美国是全球户用储能装机主力，各占据约全球 1/4 的市场。

图表82 2022 年全球户储市场规模约 15GWh



资料来源：GGII，平安证券研究所

图表83 欧美是 2021 年全球户用储能装机主力

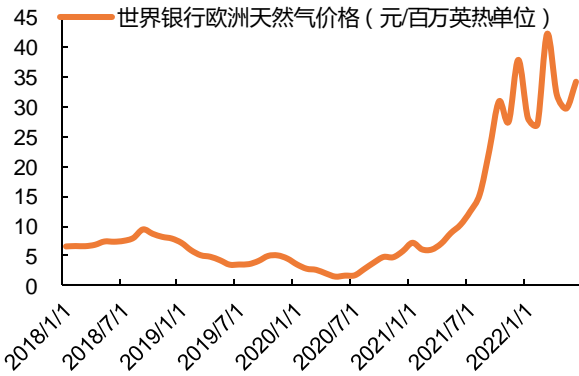


资料来源：GGII，平安证券研究所

欧洲市场：冲突催化、气价高增下，过去一年户储表现亮眼。过去一年，俄乌冲突导致欧洲天然气短缺、电价上涨，成为欧洲户储装机高增的催化剂之一。SolarPower Europe 估计，2021 年欧洲户储市场规模 1.82GWh，较上年增长 70%；2022

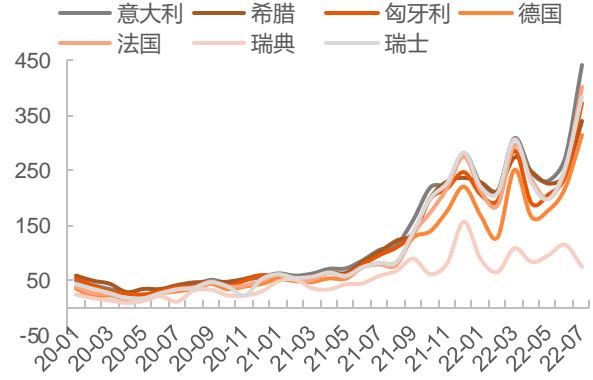
年暂无市场规模更新数据，但产业链各环节表现均显示户储需求同比增速在一倍以上，GGII 调研显示，上半年户储电池模块和变流器需求火爆，产品交期拉长 30%~80%不等，侧面反映了市场增势强劲。

图表84 欧洲天然气批发价格爆发式增长



资料来源: wind, 平安证券研究所

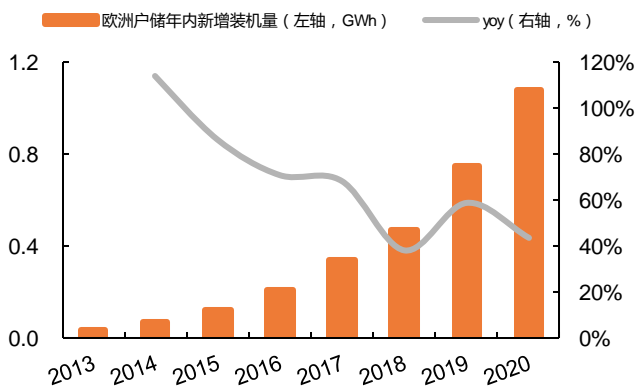
图表85 21Q3以来欧洲电力批发价格增长200%以上



资料来源: Statista, 平安证券研究所 单位: 欧元/MWh

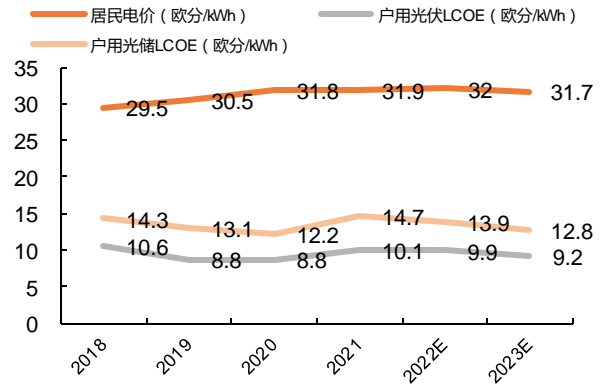
欧洲户储已步入成长期,成长性不依赖于天然气的极端高价格。我们认为,天然气的极端价格并非户储装机的核心驱动因素,未来即使天然气价格有序企稳,户储用户仍有充足的装机动力。户用储能是构建分布式电力系统的重要组成部分之一,随着产品降本增效和市场导入的完成,户储在欧洲已步入成长期。回顾2020年及以前欧洲户储市场的情况,虽然天然气价格尚未暴涨,但户储新增装机增速多年保持在40%以上,2015-2020年复合增长率55%。考虑到未来一年欧洲天然气供给情况,我们认为未来一年欧洲天然气价格中枢较难回落至2021年前水平。

图表86 欧洲户储历史增长数据



资料来源: Solar Power Europe, 平安证券研究所

图表87 户储降本增效“剪刀差”形成配储动力



资料来源: Solar Power Europe, 平安证券研究所

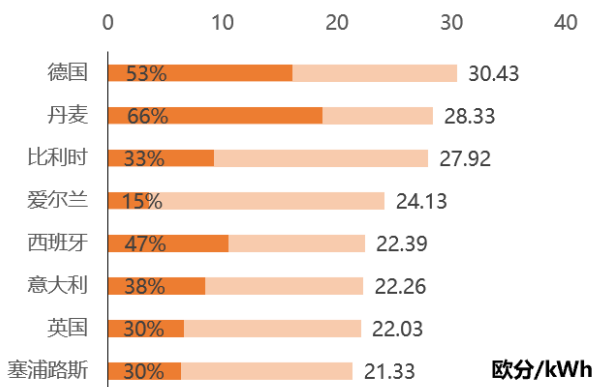
用户侧经济性驱动下,欧洲户储需求增长有望持续。对于家庭用户而言,其安装户储系统的核心驱动因素在于经济性。高税费和电网成本下,欧洲居民电价居高不下,电价多年居全球各国前列,高电价使得欧洲成为户储最早大规模推广的市场。我们认为,欧洲天然气涨价前的电价下户储已有较好经济性,未来居民用户侧电价也难以快速下滑,户储装机动力存在一定支撑。

- ✓ 以德国家庭用户2021.4-2022.4平均电价0.37欧分/kWh测算,在无补贴情况下安装户储系统的IRR为19%,投资回收期4.81年;年内德国家庭用电价一度达到0.5欧分/kWh以上,投资回收期进一步缩小至4年以内,经济性优良。

- ✓ 2022年11月，德国当局宣布设定家庭和工业用户电价上限，控制家庭用户电价在0.4欧分/kWh以内，使得电力批发价格回落至200欧元/MWh趋稳，仍高于2021年前的水平。我们分析，若居民电价下降至0.30欧分/kWh，不考虑补贴时IRR和投资回收期将分别为14%和5.8年，仍存在一定的经济性。
- ✓ 相同电价情况下，光储系统初始投资成本每降低1000欧元，IRR提升约3%，投资回收期约减少0.4年。欧洲多数国家和地区存在户储补贴政策，为10kWh储能系统提供1000-3000欧元的补贴，使户储经济性进一步凸显。

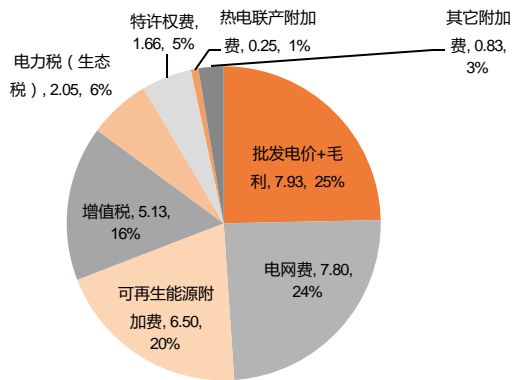
我们认为，欧洲居民电价较当前水平大幅下跌的可能性有限，经济性仍将成为欧洲户储装机的推动力。

图表88 2020年欧洲部分国家家庭用户电价和税费占比



资料来源: Eurostat, stromreport, 平安证券研究所

图表89 2020年德国家庭用户电价构成 (欧分/kWh)



资料来源: Clean energy wire, 平安证券研究所

图表90 欧洲户用光储系统IRR敏感性分析 (以德国为例)

IRR/%	用电价格/欧分/kWh							
	0.25	0.28	0.31	0.34	0.37	0.4	0.43	
6000	26%	29%	32%	35%	38%	41%	44%	
7000	22%	25%	27%	30%	32%	35%	37%	
8000	18%	21%	23%	25%	28%	30%	32%	
9000	16%	18%	20%	22%	24%	26%	28%	
10000	13%	15%	17%	19%	21%	23%	25%	
11000	11%	13%	15%	17%	19%	20%	22%	
12000	9%	11%	13%	15%	16%	18%	20%	
13000	7%	9%	11%	13%	14%	16%	18%	
14000	6%	8%	9%	11%	13%	14%	16%	

资料来源: 平安证券研究所

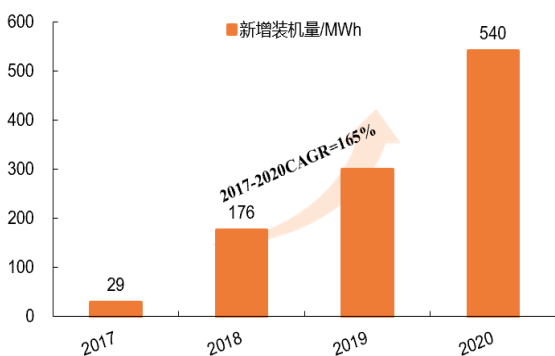
图表91 欧洲户用光储系统投资回收期敏感性分析（以德国为例）

投资回收期/年	用电价格/欧分/kWh							
	0.25	0.28	0.31	0.34	0.37	0.4	0.43	
系统成本/欧元	6000	3.71	3.36	3.07	2.83	2.62	2.44	2.29
	7000	4.33	3.92	3.59	3.30	3.06	2.85	2.67
	8000	4.95	4.48	4.10	3.77	3.50	3.26	3.05
	9000	5.57	5.04	4.61	4.25	3.93	3.66	3.43
	10000	6.19	5.61	5.12	4.72	4.37	4.07	3.81
	11000	6.81	6.17	5.64	5.19	4.81	4.48	4.19
	12000	7.43	6.73	6.15	5.66	5.24	4.89	4.57
	13000	8.04	7.29	6.66	6.13	5.68	5.29	4.95
	14000	8.66	7.85	7.17	6.60	6.12	5.70	5.34

资料来源：平安证券研究所

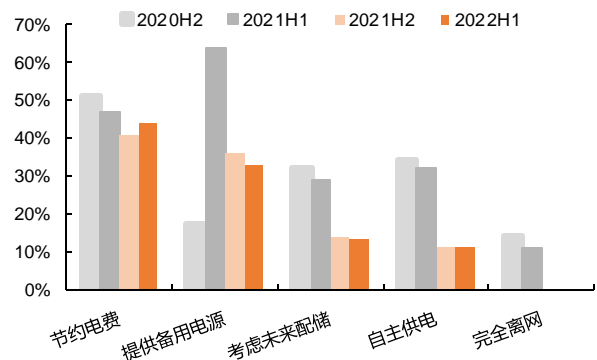
美国市场：用户侧保障用电和节省电费诉求驱动、政策补贴助力，户储市场接棒成长。美国户储装机基数较小但成长迅速，2020年装机0.54GWh，2017-2020复合增长率165%，装机集中在加州和夏威夷州。美国用户装机的主要诉求为保障用电和节省电费。保障用电方面，美国电网老旧，且近年极端天气导致的断电事故频发，用户有保障用电的装机诉求；经济性方面，净计量政策正在各州逐步退出，为用户提供配储自发自用的动力；联邦ITC补贴、地方性补贴叠加下可抵免高达40-55%的投资成本，进一步提升用户配储动力。

图表92 美国户用储能新增装机高速增长



资料来源：USITC，平安证券研究所

图表93 美国消费者关注储能的主要原因



资料来源：EnergySage，平安证券研究所

图表94 美国各州净计量政策现状 (截至 2022.3)



资料来源: EnergySage, 平安证券研究所

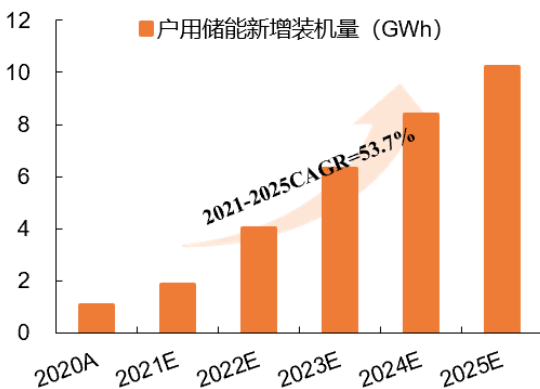
图表95 补贴下加州户储安装成本 (以 PowerWall 为例)

项目	预估成本/美元
Power Wall 储能电池	6700
安装成本	2000-4000
运费、组件及其他费用	3000-4000
总装机成本	11700-14700
SGIP 抵免	-2700
ITC 抵免	-3040~-3820
抵免后安装总成本	5960-8180

资料来源: EnergySage, 平安证券研究所

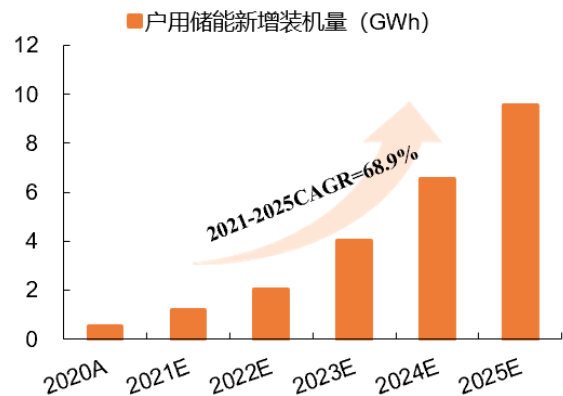
欧、美引领, 全球户储市场方兴未艾, 2023 年有望维持高景气度。我们测算, 2022/2023 年欧洲户用储能新增装机量分别为 4.0 和 6.3GWh, 同比增速分别为 120.2%和 56.9%;美国户用储能新增装机量分别为 2.0 和 4.0GWh, 同比分别增长 74.0%和 96.5%。考虑户储在澳、日、拉美等其它国家和地区的渗透, 假设 2023 年欧、美户储市场占全球市场的 50%, 则 2023 年全球户储新增装机需求至少为 20GWh。

图表96 欧洲户储市场空间预测



资料来源: Wind, 平安证券研究所测算

图表97 美国户储市场空间预测

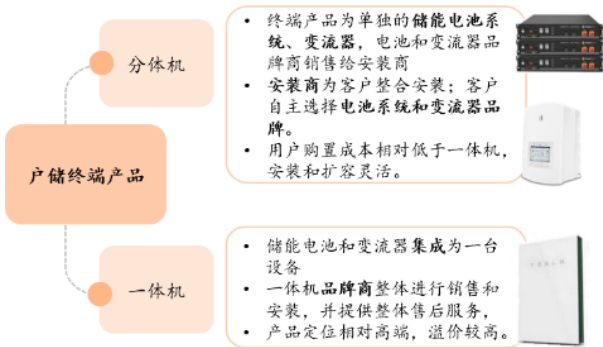


资料来源: Wind, 平安证券研究所测算

4.1.2 供给端: 户储为 C 端产品, 具备渠道和品牌积累的企业有望领跑

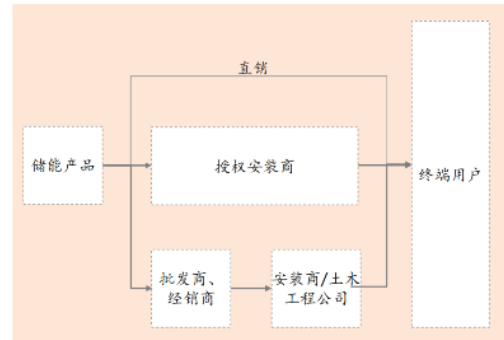
户用储能电池系统和户储变流器均为面向终端用户的产品, 存在品牌认知。户储系统主要由储能电池和变流器构成, 储能电池用于存储电能, 而变流器用于电能的转化, 供负载使用或并网。户用储能的终端产品有一体机和分体机两种形式, 一体机指储能电池和变流器集成为一台设备, 而分体机指储能电池系统和变流器分别作为终端产品单独提供给用户, 由安装商进行整合安装。户储电池系统、变流器和一体机均为面向终端用户的产品, 存在品牌认知和品牌溢价。

图表98 户储终端产品主要形态



资料来源：Wind，平安证券研究所

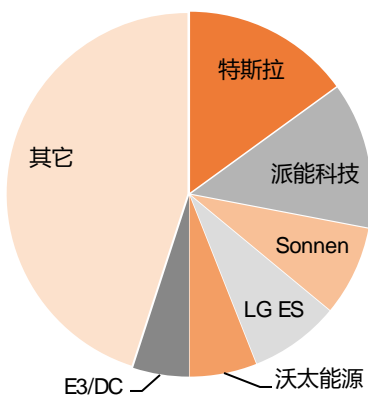
图表99 户储产品销售形式



资料来源：METI，平安证券研究所

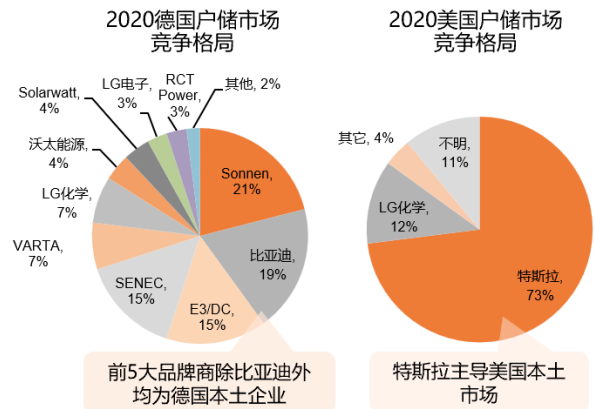
全球户储竞争格局群雄割据，国内企业之间正面竞争不明显。户用储能产品销售链条较长，且产业处于高速成长期。因此，全球户储市场呈现“群雄割据”局面，尚未出现领先所有区域市场的绝对龙头，各大公司分别在不同市场居领先地位。以储能电池系统/一体机为例，特斯拉、LG在美国市占率高；派能在欧洲多个国家均有较领先的份额；Sonnen是德国户储龙头。在目前的竞争格局下，国内户储企业以市场开拓为主，国内企业之间的正面竞争尚不明显。

图表100 全球户储市场竞争格局



资料来源：沃太能源，平安证券研究所

图表101 主要户储市场均由本土企业主导



资料来源：EUPD，USITC，平安证券研究所

户储电池环节：国内企业主要以电芯或储能电池系统的模式参与户储产业链。电芯是户储系统中价值量最高的环节，国内部分动力电池领先企业选择通过提供电芯的方式参与储能市场；海外布局较早的派能、比亚迪则主要销售电池系统/一体机等终端产品，依据多年的渠道和品牌积累，获取品牌溢价。

图表102 户储电池参与者商业模式及代表性产品



资料来源：Clean Energy Reviews，各公司官网，平安证券研究所

图表103 国内户储电池企业以提供电芯和电池系统为主

公司	国别	商业模式	具体描述
派能科技	中国	电池系统	公司主要产品为储能电池系统，与各大品牌变流器适配性好，在欧洲市场已具备一定的市场地位。
鹏辉能源	中国	电芯	公司户储电池产品以电芯为主，主要销往欧洲、澳洲，并尝试进入北美市场；客户包括阳光电源、艾罗、三晶，RCT，德业股份、正浩、公牛等。
宁德时代	中国	电芯或系统	公司具备户储电芯和电池系统产品，主要销售模式尚无公开信息。
比亚迪	中国	电池系统和一体机	公司户储产品包括一体机 Energy Pod、电池系统 HVM 等，在德国市场已占有一席之地，2020 年公司户储产品在德国的市占率达 19%，仅次于龙头 Sonnen。

资料来源：各公司公告、官网，平安证券研究所

户储电池环节：具备渠道+品牌布局的企业有望领跑，建议关注主要企业产能落地和市场拓展进度。户储电芯进入海外不同市场需要分别进行认证，电池系统和一体机则需要销售渠道和品牌认知积累，存在一定的先发优势。2022 年，户储电池环节主要企业业绩表现亮眼，下游需求旺盛，产能成为制约业绩增长的瓶颈之一；2023 年，我们认为产能的扩张有望助力相关企业营收和净利再创新高。同时，相关企业对海外市场的进一步拓展有望提供未来增长空间，建议关注主要企业产能落地和海外市场拓展进展。

图表104 派能科技扩产规划

项目名称	资金来源	项目总投资/亿元	规划产能	预计达产时间
锂离子电池及系统生产基地项目	IPO	15.00	电芯 4GWh、系统 3GWh	开工后 3 年
2GWh 锂电池高效储能生产项目	IPO	1.60	系统 2GWh	开工后 2.5 年
10GWh 锂电池研发制造基地项目	定增	50.00	10GWh 电芯及系统	开工后 2 年
派能科技总部及产业化基地项目	定增	7.39	4GWh 高压储能电池系统二次开发及集成	开工后 3 年

资料来源：公司公告，平安证券研究所

图表105 鹏辉能源扩产规划

项目名称	规划产能	状态
柳州智慧储能及动力电池制造基地	20GWh	一期厂房主体已完工，定增募资中
衢州年产 20GWh 智慧储能电池项目	20GWh	10 月 17 日开工，定增募资中

资料来源：公司公告，平安证券研究所

户储变流器环节：技术与应用场景重合度高，主要参与者多为光伏逆变器企业。储能变流器技术、产线和供应链与光伏逆变器共通，且销售渠道高度重合，因此储能变流器主要参与者多为光伏逆变器厂商。从商业模式来看，相关企业通常同时覆盖光伏和储能逆变器产品，部分大型厂商推出配套电池产品，寻求向下一体化，为客户提供完整的户储解决方案。

户储变流器环节：营收贡献比例较低，增长后劲充足。储能变流器赛道起步晚于光伏逆变器，储能业务对相关公司的营收贡献比例通常不高，低于光伏逆变器占比；但储能变流器毛利率通常高于光伏逆变器，有望成为其后续业绩增长的强驱动力。已有户用光伏逆变器品牌和渠道布局的企业，其户储变流器业务有望借品牌和渠道优势迅速扩张，提供新的成长曲线。随着海外分布式可再生能源的加速发展，深耕海外市场、具备户用品牌和渠道积累的变流器企业业绩有望高增。

图表106 主要户储变流器企业产品布局

公司	产品布局
阳光电源	光伏逆变器（大型/工商业/家用）；混合变流器；户用储能电池系统（采用三星 SDI 电芯）
华为	光伏组串式逆变器、优化器、储能变流器、混合变流器、电池系统
古瑞瓦特	产品包括户用光伏逆变器、储能变流器，户储变流器市占率全球领先（2021 年 13.8%居首位）
德业股份	户用储能变流器、光伏微逆和组串式逆变器
固德威	光伏组串式逆变器、户用储能变流器、混合变流器（全球首先推出混合变流器的公司之一）、储能电池系统
锦浪科技	光伏组串式逆变器、户用储能变流器

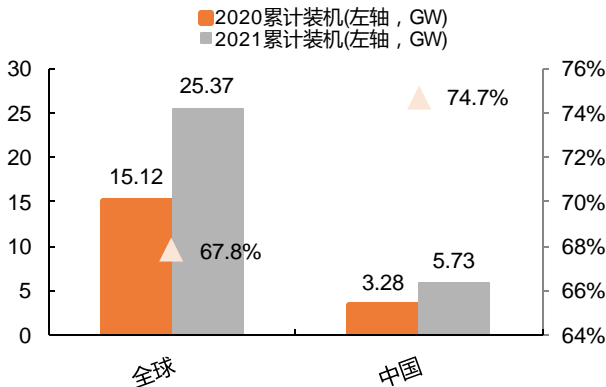
资料来源：各公司公告、官网，平安证券研究所

4.2 大储：政策引领、商业模式成型，市场机遇显现

4.2.1 需求端：国内强配，海外补贴和经济性驱动，大储将迎来爆发期

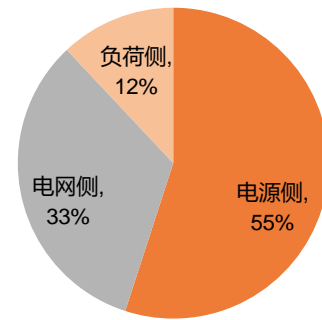
国内市场：大储主导国内装机，新增招标如火如荼。根据 CNESA 的统计，2021 年我国新型储能累计装机 5.73GW，同比增长 74.7%，其中，电源侧和电网侧大型储能系统是国内装机主力，占据 88%的份额。2022 年下半年以来，国内储能项目招标规模大幅增长，仅第三季度新增招标的项目规模就达到 25GW/68GWh，呈现加速发展态势。《储能产业研究白皮书 2021》预测，乐观场景下 2025 年电化学储能累计投运规模有望达到 55.9GW，对应 2022-2025 年间，电化学储能新增装机量年均增速为 62.7%。

图表107 2021年国内新型储能累计装机5.73GW



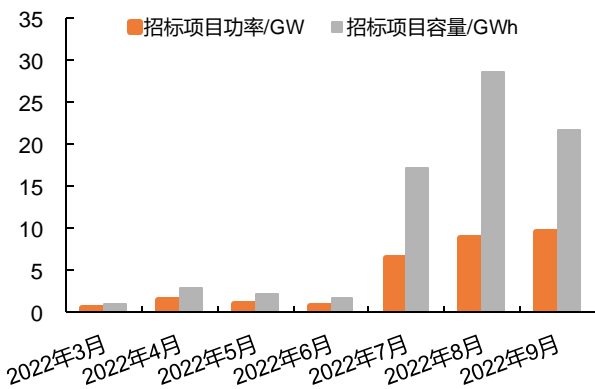
资料来源: CNESA, 平安证券研究所

图表108 截至2021年底国内新型储能装机场景分布



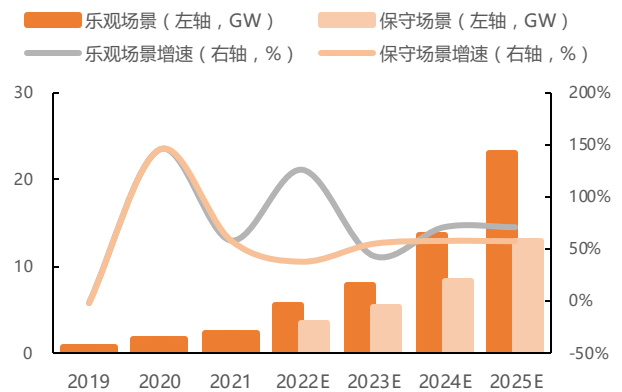
资料来源: GGII, 平安证券研究所

图表109 2022年下半年国内储能项目招标规模大幅增长



资料来源: 索比储能网, 平安证券研究所

图表110 我国电化学储能新增装机规模将快速增长



资料来源: CNESA, 平安证券研究所

国内大储产业主要由政策驱动，市场机制仍有待完善。现阶段，我国储能产业发展阶段尚早，市场化仍在探索中，大型储能系统的应用经济性不强，主要由政策驱动。国家层面，驱动我国大储产业发展的政策主要可以分为顶层设计、市场机制和强制配储三类。

政策顶层设计引领下，我国储能产业逐步走上正轨。“十三五”期间，政策明确了储能产业的战略定位，并确定了“市场化发展”的基本框架。“十四五”以来，在“双碳”目标引领下，我国出台了一系列政策。这些政策确立了储能产业的阶段性目标，奠定了技术方案、应用领域和参与主体“多元化”的发展基调，并通过市场机制的规划，为产业发展保驾护航。在政策引领下，我国储能产业实现规模化发展在即。

图表111 我国储能产业纲领性政策



资料来源：政府官网，平安证券研究所

政策指导下，国内储能市场机制初步成型，大储参与者盈利模式有望逐步跑通。以市场为主导、激发市场活力，是我国储能政策部署的重点。在纲领性政策的指引下，我国陆续出台了一系列指导、规范性政策，旨在推动储能市场参与者逐渐多元化，商业模式逐步丰富，收益空间提升，成本传导畅通。在技术创新、市场发展和政策保障的基础上，可再生能源发电企业、独立储能项目运营商等参与者陆续入场，探索辅助服务、峰谷套利、租赁费等商业模式，大储有望逐渐实现经济性。

图表112 政策推动下，大储参与者商业模式有望跑通

	2016.6	2018.8	2021.8	2021.12	2021.12	2022.6
	国家(试点) 《关于促进储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿(市场)机制试点工作的通知》	地方 《广东调频辅助服务市场交易规则(试行)》	国家 《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	国家 《电力并网运行管理规定》、《电力辅助服务管理办法》	地方 《广东省电网企业代理购电实施方案(试行)》	国家 《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》
鼓励主体	试点区域发电侧、用户侧储能设施	第三方辅助服务提供者	发电侧配储	新型储能(独立市场地位)	辅助服务提供方, 可为发电侧/用户侧/独立储能	独立储能: 符合条件的新型储能项目, 可转为独立储能
储能商业模式	发电侧调峰调频/作为独立主体参与辅助服务市场交易	提供调频辅助服务	可再生能源发电企业自建/购买储能或调峰能力。配建/购买储能或调峰能力方可并网, 挂钩比例>20%优先并网	新型储能可作为独立市场整体参与辅助服务交易: 《办法》进一步丰富了辅助服务交易品种。	提供辅助服务	新能源配储收益模式有限(仅租赁费), 转为独立储能后收益模式更丰富, 包括租赁费、辅助服务、峰谷套利等
盈利能力	电费补偿/结算	第三方辅助服务提供者可提供调频服务获利	规定配储, 不直接提升盈利能力, 但可以提升并网优先级	“谁提供、谁获利, 谁受益、谁承担”原则, 疏导辅助服务成本, 提高获利能力	辅助服务费用纳入用户电价, 储能成本开始向工商业用户传导	独立储能充电不再承担输配电价, 进一步提升独立储能电站经济性

资料来源：政府官网，平安证券研究所

地方出台新能源强制配储政策，推动大储装机。截至11月中旬，全国已有至少20个省级行政区明确了新增新能源发电项目的配储比例和时长要求，其中大部分省份要求的配储比例不低于装机容量的10%，配储时长在2小时以上。

图表113 20个省级行政区明确光伏风电配储比例要求

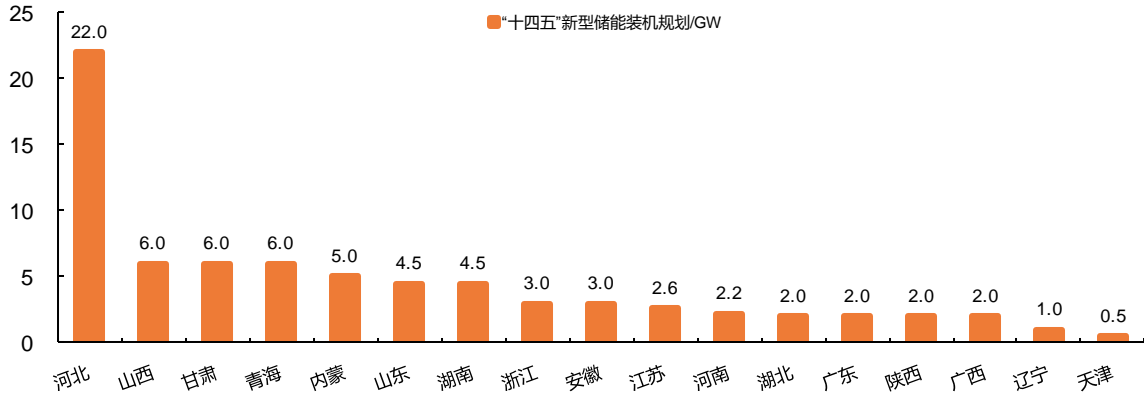
省份	政策出台时间（以最新为准）	储能配置比例	储能配置时长
新疆	2020.5	阿克苏、喀什 15%，和田 20%	
青海	2021.1	≥10%	2
江西	2021.3	≥10%	1
甘肃	2021.5	河西地区≥10%，其他地区≥5%	2
天津	2021.6	单体超过 50MW，光伏 10%，风电 15%	
湖北	2021.6	≥10%	2
陕西	2021.6	风电陕北 10%；光伏关中和延安 10%，榆林 20%	2
宁夏	2021.7	≥10%	2
辽宁	2021.7	>10%	
山西	2021.8	大同朔州忻州阳泉>10%	
江苏	2021.9	长江以南≥8%，长江以北≥10%	2
河北	2021.10	南网≥10%，北网≥15%	3
广西	2021.10	风电 20%，光伏 5%	2
山东	2021.11	≥10%	2
海南	2022.1	10%	
内蒙	2022.3	≥15%	4
安徽	2022.3	≥5%	2
福建	2022.3	≥10%；储能设施未按要求与试点项目同步建成投产的,配建要求提高至≥15%	4
河南	2022.4	按 15%比例挂钩；配建或购买 20%以上优先并网	4
辽宁	2022.5	示范项目 15%	3
湖南	2022.9	风电 15%，光伏 5%	2

资料来源：北极星储能网，EnergyTrend，各地公告，平安证券研究所

各省推出明确装机规划，国内大储市场有望高增长。截至 2022 年 11 月上旬，全国已有 30 个省级行政区出台了“十四五”器件储能装机规划，其中 17 个省级行政区给出了明确的新型储能装机规模规划，共计 74.3GW，已超过国家能源局《关于

加快推动新型储能发展的指导意见》中“2025 年新型储能装机 30GW 以上”目标的两倍，也远高于 2021 年底全国新型储能装机 6.27GW 的装机规模，国内大储市场成长空间广阔。

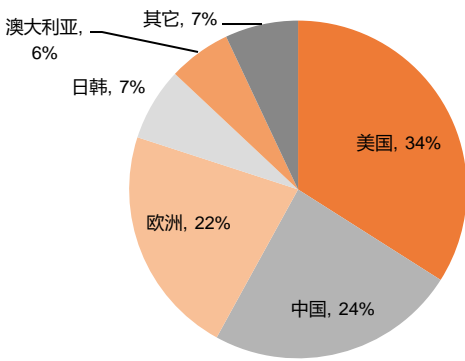
图表114 各省级行政区“十四五”新型储能装机规划



资料来源：365 储能与电力市场，西部碳中和新能源，平安证券研究所

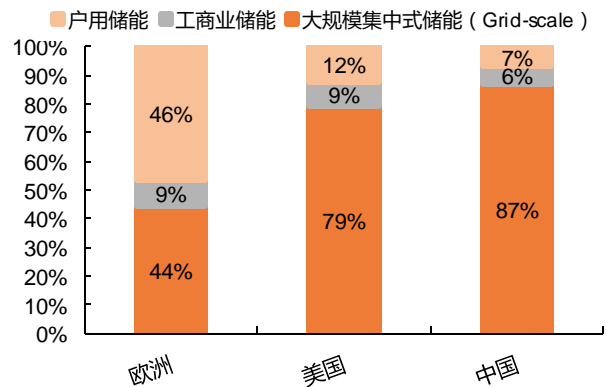
海外市场：美国是全球大储另一主力市场，储能装机表现亮眼。美国是全球规模最大、成长最快的储能市场之一，2021 年新增储能装机 3.5GW/10.5GWh，2016-2021 年复合增速达 96.5%。截至 2022 年二季度末，美国在运行中的电化学储能系统共计 6.47GW，在建的电化学储能项目 14.50GW/36.20GWh，储能项目建设火热。美国储能装机以大储为主，大储装机占 2021 年全美装机容量的 79%。Wood Mackenzie 预测，2023 年全美大储市场规模超过 50 亿美元。

图表115 2021 全球新增新型储能项目地区分布 (MW%)



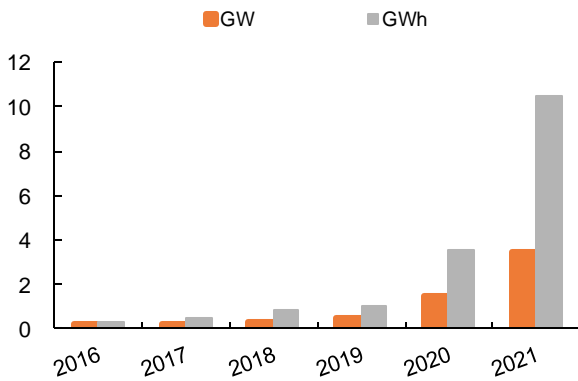
资料来源：CNESA，平安证券研究所

图表116 2021 年三大主要市场储能装机结构



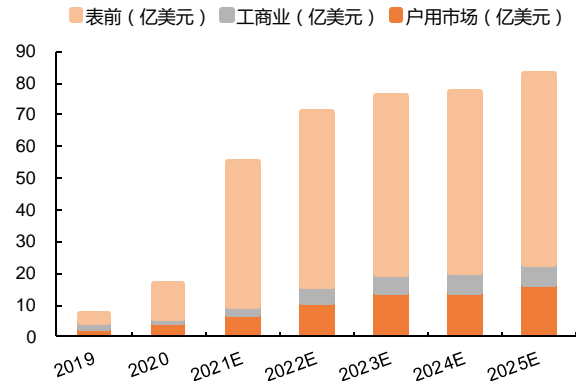
资料来源：Wood Mackenzie，平安证券研究所

图表117 美国储能新增装机高速增长



资料来源: Wood Mackenzie, 平安证券研究所

图表118 表前大储将长期作为美国储能发展主力



资料来源: Wood Mackenzie, 平安证券研究所

商业模式成熟、IRA 新政推动，美国大储市场有望持续景气。与国内大储装机由强配政策驱动的情形不同，美国电力现货以及辅助服务市场机制相对更为成熟，大储项目已实现一定的经济性。现阶段，美国新能源配储项目主要可通过获取更高的 PPA 协议电价获益，而独立储能项目可通过现货市场套利、辅助服务等模式获得收益。2022 年 8 月，美国新推出的《降低通胀法案》(IRA) 将光伏 ITC 期限延长 10 年，税收减免由 26% 提升到 30%，并将独立储能纳入 ITC，对大储、特别是独立储能模式运营的项目形成有效激励。我们认为，较为成熟的商业模式为美国大储项目装机增长提供了内在动力，而 IRA 新政有望进一步刺激大储项目投资，市场有望持续高景气。

图表119 美国大储相关的税收激励政策

政策	主要内容	备注
联邦政府:太阳能 税收减免(ITC)	类似于中国的光伏补贴政策，由美国联邦政府提出，来鼓励投资可再生能源发电设备的奖励性补贴措施。	本次 IRA 法案首次确认将独立储能纳入 ITC 抵免范围。
联邦政府:产品税 收减免(PTC)	采用太阳能等符合资质的可再生能源发电项目，其发出并销售给电网的每一度电都可以获得生产税抵扣。	相对于发电稳定，规模较大成本较低的项目 PTC 更具有经济性。
美国税务局:成本 加速折旧 (MACRS)	2005 年 12 月 31 日以后建设的光伏系统可以采用成本加速折旧法，即固定资产折旧额按照设备年限逐步递减。	2016 年美国储能协会(ESA)提交 S3159 号《储能投资税收减免法案》。
州政府:加州自我 发电激励计划 SGIP(SGIP)	各州积极推出支持储能的相关补贴政策，以加州出台的自我发电激励计划 SGIP 收效最大。2001 年加州出台 SGIP，用于鼓励用户侧分布式发电，包括风电、燃料电池、内燃机、光伏等多个技术类型。	2009 年起储能被纳入 SGIP 的支持范围。SGIP 自 2001 年出台经历多次调整，最初重点关注分布式，逐渐向储能倾斜。

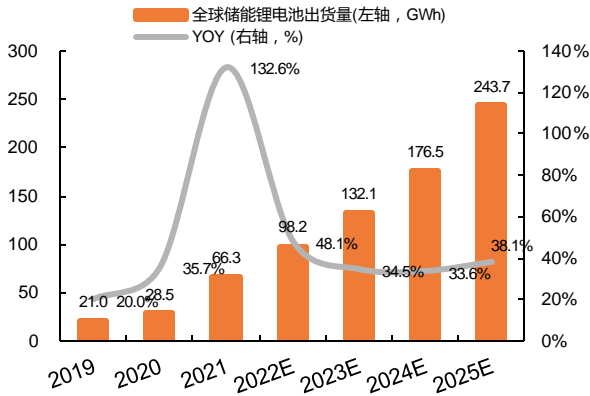
资料来源: 美国政府官网, EnergyTrend 储能, 平安证券研究所

4.2.2 供给端：电池环节国内企业竞争力强，PCS 和集成企业逐步拓展市场

电池环节：国内企业全球竞争力强，大储开启第二成长曲线。国内锂电企业在技术和产业链方面居全球领先地位，在新兴的储能锂电池市场也迅速占据了全球领先的市场份额。根据 EVTank 数据，2021 年全球储能锂电池出货量 66.3GWh，其中中

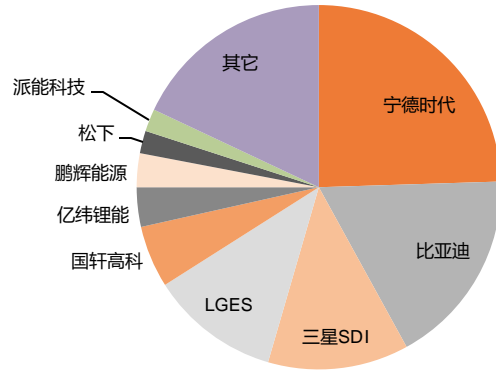
国内企业出货量 42.3GWh，占全球的 63.8%。从竞争格局来看，我国电池企业占据了储能锂电池市场的主要份额。国内企业在储能电池环节竞争力强，有望受益于国内和全球大储市场加速发展，赢得动力电池之外的第二成长曲线。

图表120 全球储能锂电池出货量将持续高增长



资料来源: EVTank, 平安证券研究所

图表121 2021 年全球储能锂电池市场竞争格局



资料来源: EVTank, 平安证券研究所

电池技术方向：大容量电池优势明显，280Ah 或将成为主流。大储系统使用的电池以大容量方形电池为主，280Ah 及以上的大容量电池可有效降低储能系统成本，并降低集成难度，优势明显，正逐步替代原有的50Ah 和 100Ah 电池产品。

- ✓ 需求侧，大型电力储能设施的业主和投资者对 280Ah 大电池的关注度快速上升，华能、中国能建等业主方在其最新储能电池招标中均要求单体容量不低于 280Ah。
- ✓ 供给侧，自 2019 年宁德时代推出 280Ah 电芯以来，国内已超过 10 家电池企业推出 280Ah 电池产品；海辰、中创新航等电池厂商均加码扩产 280Ah 电池。

图表122 280Ah 及以上大电芯的优势和挑战

类别	优势/挑战	描述
优势	提升体积能量密度	Pack 端零部件使用量减少，从而提升体积能量密度
	高容量	可以使用更少的电芯数量实现高容量，减少并联数、降低BMS难度
	装配简化	集成装配工艺简化度高，可大幅节省土地基建、集装箱等成本投入
挑战	散热较差	电芯体积和容量增大，导致电芯自身散热性能变差，系统集成的安全性要求提高
	生产效率偏低	头部企业产线效率在6~11PPM，远低于50和100Ah方形电芯。

资料来源: GGII, 平安证券研究所

图表123 2020 年以来国内部分 280Ah 电池扩产规划

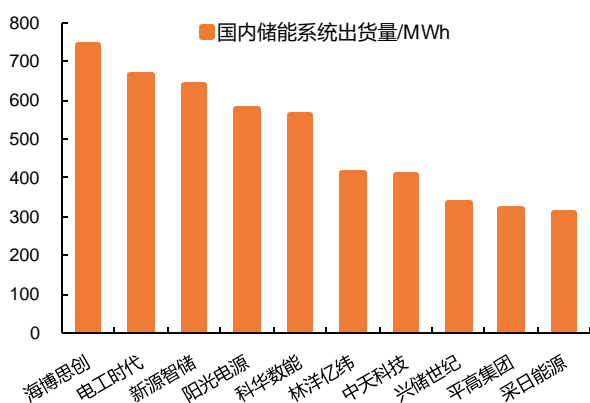
企业	扩产情况	投产时间
楚能新能源	总投资675亿元规划建设150GWh锂电池产能(可生产280Ah大电芯), 一期30GWh	2022年后
海辰新能源	厦门基地, 新建共16条电芯智能制造产线(可兼容生产280Ah大电芯), 释放50GWh锂电池电芯产能	2023年底
瑞浦	启动三期温州30GWh和四期温州150GWh(可兼容生产280Ah大电芯)	2023年后
中创新航	在成都经开区总投280亿元, 新建50GWh动力电池及储能电池成都基地项目(含280Ah大电芯)	2024年前

资料来源: GGII, 平安证券研究所

变流器和系统集成：国内竞争格局相对分散，海外以头部 PCS 厂商为主，国内企业之间正面竞争不大。从商业模式来看，大储赛道中变流器和系统集成环节参与者重合度较高，大储变流器主要企业往往依托自身对电网的理解，向下布局系统集成业务；系统集成环节参与者中，上市公司也大多自研 PCS 产品。从竞争格局来看，目前国内大储集成市场竞争格局较为松散，2021 年国内市场前 5 大厂商出货量在 500-800MWh 之间，差距不大，尚无明显的龙头；而海外市场分散而广阔，存在一定进入壁垒，除阳光电源等头部企业外，其它厂商尚处于海外布局阶段。整体而言，与大储相关的变流器和系统集成环节，国内厂商主要处于拓展市场、积累项目的阶段，国内企业之间正面竞争不大，板块由总量扩张的逻辑驱动。

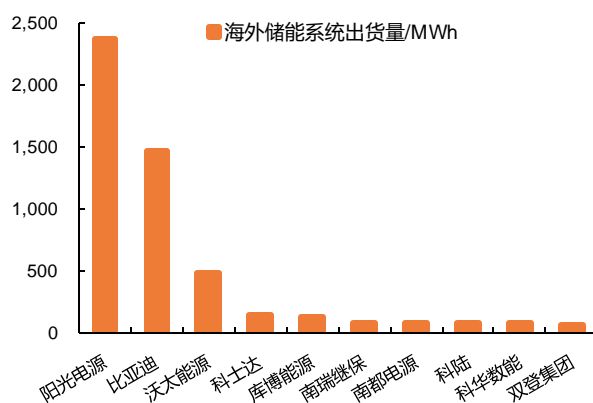
储能业务占相关公司业绩比重较小，建议关注个股边际变化。现阶段，对于大储变流器和系统集成环节主要上市公司而言，储能业务占营收比例较小，尚未在业绩中反映。建议关注对相关公司业绩或逻辑有边际催化作用的事项，如获得海外市场认证、大订单签约等。

图表 124 国内储能集成商 2021 年国内市场出货量排名



资料来源：CNESA，平安证券研究所

图表 125 国内储能集成商 2021 年海外市场出货量排名



资料来源：CNESA，平安证券研究所

五、投资建议

风电：需求及竞争格局兼优，主打海风。供给端的技术进步趋势延续，陆上的分散式风电、海上的深远海海风、海外市场有可能成为值得期待的打开风电需求空间的三大关键细分领域，国内风电装机规模有望在 2022-2025 年持续增长。海上风电有望成为 2023 年风电板块投资主线，国内方面，预期十四五期间国内海上风电新增装机约 64GW，2022-2025 年复合增速超过 40%；欧洲、亚太地区、北美等市场的海上风电均呈现明显向上的发展势头，新增装机整体呈现增长趋势，按照全球风能协会的预测，2022-2025 年海外市场海上风电新增装机复合增速达到 44%。另外，风电整机盈利水平有望触底回升，漂浮式海上风电提速发展，风电轴承加快国产替代，都有望带来值得期待的投资机会。

光伏：把握以新型电池为主的结构性能机会。硅料供需形势有望发生重大变化，到 2022 年底，国内硅料产能有望达到 120 万吨，到 2023 年底达到 240 万吨，预计 2023 年硅料供给足以支撑 430GW 以上的光伏需求。预计 2023 年国内光伏新增装机有望实现 35% 左右的增长，新增装机规模达到 115GW，全球光伏新增装机有望实现 30% 及以上的增长，达到 310GW；后续全球光伏需求受贸易保护等因素影响。新型电池有望成为光伏行业技术迭代的主线：电池组件端，TOPCon 与 XBC 有望快速兑现迭代红利，HJT 处于降本增效关键期，钙钛矿长期发展潜力巨大；设备与材料端，伴随技术迭代与性价比提升，新型电池产能有望快速增长，推动相关设备市场规模的快速提升。

储能：赛道成长确定性强，户储、大储皆可期。展望 2023 年，储能赛道仍将维持较高的景气度，一方面，在经济性等因素的推动下，以欧洲和美国为代表的海外户储市场仍将高速成长，另一方面，新能源强配储能叠加市场逐步完善等因素驱动，大型储能装机有望加快发展。从竞争格局来看，户储产品面向广阔且分散的海外终端市场，国内企业之间的正面竞争尚不明

显，需求端的高增有望为产业链相关企业带来明显的业绩弹性；大储方面，国内企业在储能电池环节竞争力强，有望受益于国内和全球大储市场加速发展，赢得动力电池之外的第二成长曲线，同时，大容量电池优势明显，280Ah 或将成为主流。

投资建议。风电：以海上风电为主线，看好管桩和海缆环节，重点推荐大金重工、东方电缆；整机盈利水平有望触底回升，重点推荐明阳智能；漂浮式海上风电有望提速发展，建议关注亚星锚链；国产替代方面，建议关注国内风电主轴轴承龙头新强联。光伏：以新型电池技术为主线，电池组件方面，推荐主打 HPBC 的隆基绿能以及布局多种新型电池的通威股份，关注钧达股份等；设备和材料方面，推荐捷佳伟创、帝尔激光、迈为股份等。储能：户储方面，推荐鹏辉能源，关注派能科技、禾迈股份等；大储方面，建议关注阳光电源、科华数据等。

六、 风险提示

- 1、电力需求增速不及预期的风险。风电、光伏受宏观经济和用电需求的影响较大，如果电力需求增速不及预期，可能影响新能源的开发节奏。
- 2、部分环节竞争加剧的风险。在双碳政策的背景下，越来越多的企业开始涉足风电、光伏制造领域，部分环节可能因为参与者增加而竞争加剧。
- 3、贸易保护现象加剧的风险。国内光伏制造、风电零部件在全球范围内具备较强的竞争力，部分环节出口比例较高，如果全球贸易保护现象加剧，将对相关出口企业产生不利影响。
- 4、技术进步和降本速度不及预期的风险。海上风电仍处于平价过渡期，如果后续降本速度不及预期，将对海上风电的发展前景产生负面影响；各类新型光伏电池的发展也依赖于后续的技术进步和降本情况，可能存在不及预期的风险。

平安证券研究所投资评级：

股票投资评级：

- 强烈推荐（预计 6 个月内，股价表现强于市场表现 20% 以上）
- 推 荐（预计 6 个月内，股价表现强于市场表现 10% 至 20% 之间）
- 中 性（预计 6 个月内，股价表现相对市场表现在 $\pm 10\%$ 之间）
- 回 避（预计 6 个月内，股价表现弱于市场表现 10% 以上）

行业投资评级：

- 强于大市（预计 6 个月内，行业指数表现强于市场表现 5% 以上）
- 中 性（预计 6 个月内，行业指数表现相对市场表现在 $\pm 5\%$ 之间）
- 弱于大市（预计 6 个月内，行业指数表现弱于市场表现 5% 以上）

公司声明及风险提示：

负责撰写此报告的分析师（一人或多人）就本研究报告确认：本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格。

平安证券股份有限公司具备证券投资咨询业务资格。本公司研究报告是针对与公司签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本公司研究报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。未经书面授权刊载或者转发的，本公司将采取维权措施追究其侵权责任。

证券市场是一个风险无时不在的市场。您在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。请您务必对此有清醒的认识，认真考虑是否进行证券交易。

市场有风险，投资需谨慎。

免责条款：

此报告旨在发给平安证券股份有限公司（以下简称“平安证券”）的特定客户及其他专业人士。未经平安证券事先书面明文批准，不得更改或以任何方式传送、复印或派发此报告的材料、内容及其复印本予任何其他人。

此报告所载资料的来源及观点的出处皆被平安证券认为可靠，但平安证券不能担保其准确性或完整性，报告中的信息或所表达观点不构成所述证券买卖的出价或询价，报告内容仅供参考。平安证券不对因使用此报告的材料而引致的损失而负上任何责任，除非法律法规有明确规定。客户并不能仅依靠此报告而取代行使独立判断。

平安证券可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告及该等报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法。报告所载资料、意见及推测仅反映分析员于发出此报告日期当日的判断，可随时更改。此报告所指的证券价格、价值及收入可跌可升。为免生疑问，此报告所载观点并不代表平安证券的立场。

平安证券在法律许可的情况下可能参与此报告所提及的发行商的投资银行业务或投资其发行的证券。

平安证券股份有限公司 2022 版权所有。保留一切权利。

平安证券

平安证券研究所

电话：4008866338

深圳

深圳市福田区益田路 5023 号平安金融中心 B 座 25 层
邮编：518033

上海

上海市陆家嘴环路 1333 号平安金融大厦 26 楼
邮编：200120

北京

北京市西城区金融大街甲 9 号金融街中心北楼 16 层
邮编：100033