



电气设备

优于大市（维持）

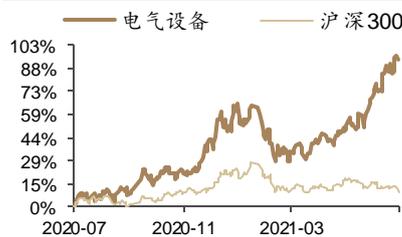
证券分析师

马天一
资格编号：S0120521050002
邮箱：maty@tebon.com.cn

研究助理

吴舍
邮箱：wuhan3@tebon.com.cn

市场表现



相关研究

- 《光伏 EVA 粒子行业深度报告-受益碳中和的确定性高景气赛道》，2021.7.12
- 《整县推进分布式光伏试点方案点评-宜建尽建、应接尽接，分布式光伏市场有望爆发》，2021.6.24
- 《广东海上风电省补政策点评-补贴力度超预期，规划调增至 25 年底累计装机 18GW》，2021.6.15
- 《三元正极行业系列深度之一-高镍趋势下的行业集中度提升》，2021.5.24
- 《2021 年风光建设方案点评-保障性并网规模 90GW，户用补贴额度大超预期》，2021.5.23

风电平价需求起航，市场化竞争加速成本下降

风电系列深度一

投资要点：

- **征程万里，风电平价需求起航。** 1) **3060 目标**：十四五我国风电年平均新增不低于 50GW（十三五年均 28GW）。预测 21-25 年新增装机分别为 35、41、49、58、68GW，CAGR 超过 18%。2) **电力集团装机规划**：十四五仅“五大六小”年均新增就不少于 45GW。3) **21 年存量待建项目**：2020 年底前已核准陆风平价大基地、19 和 20 年平价风电项目、19 年核准竞价及分散式等存量待建平价项目合计约 57GW，集中于今明两年交付。4) **招标情况**：20Q4、21Q1 分别新增招标 16.54、15.82GW，成为历史招标量最大的两个季度，预计 21 全年招标 45GW，同比增长 29%，招标高增彰显平价需求高度景气。5) **海上风电**：根据各省规划，预计十四五国内海风新增将达 43GW，广东新增 17GW，占比 40%。21 年海风抢装预计 6-8GW，则 22-25 年海风新增约 35-37GW，年均新增 9GW，十四五后半赛程海风有望成为增长新引擎。
- **质变加速，产业链成本下降超预期。** 1) **陆风平价收益率可观**。平价元年，据测算，三北、平价大基地、中东南部地区度电成本分别为 0.28、0.19、0.36 元/kWh，对应 IRR 为 6.02%、8.78%、6.01%。2) **海风平价在望**。沿海省份中广东造价最高，预计广东平价与地补退出节奏一致，即 24 年有望平价，其余沿海省份预计与广东节奏相差不大。3) **市场化竞争加剧，产业链成本持续下降**。风机成本由规模效应和竞争定价共同影响，陆风平价倒逼零部件竞争加剧，给风机带来降价空间，风机降价则主导了单位造价下降。海风抢装后成本还有较大下降空间。4) **机组大型化趋势加速，单机功率持续提升**。对业主，机组大型化带来通量成本的下降。大兆瓦有助于降低均摊建设成本以及后期运维成本。对主机厂，大兆瓦风机采用平台化设计可以大幅降低制造成本。海外方面，大型化竞争下国内追赶步伐加快，风电出海可期。
- **整机商：订单能力核心在综合实力和成本竞争。** 1) **整机格局**：海外集中度高，2020 海外 CR3 约 83%，国内约 52%，预计未来国内集中度有望回升。2) **综合实力竞争**：随着风场开发规模化，业主对主机厂的在运规模、技术水平、运维服务等都提出更高要求。关注整机商订单能力，定标中标率和在手订单结构决定整机商未来营收规模。3) **成本竞争**：部分整机商选择纵向延伸产业链以降低成本，部分核心零部件如叶片、电机、齿轮箱自产。关注整机商毛利率和净利率。
- **零部件：优选大兆瓦受益、集中度提升环节。** 1) **零部件格局**：装配产业链，产业链横向复杂。主轴、海缆、变流器集中度高，其余零部件集中度仍有提升趋势。2) **主轴承**：大兆瓦技术壁垒高，国产替代空间巨大。3) **铸件**：大兆瓦产能供需紧平衡，未来出海加速可期。4) **海缆**：认证壁垒高，受益于海风需求增长以及深远海资源开发。
- **投资建议**：1) **受益于需求景气和陆风抢装结束后盈利修复的主机环节**：推荐明阳智能，建议关注金风科技、电气风电、运达股份、三一重能（已申报上市）。2) **受益于大兆瓦趋势、集中度提升的零部件环节**：推荐新强联、中材科技、日月股份、广大特材、东方电缆，建议关注禾望电气、金雷股份、天顺风能、泰胜风能，中天海缆（已申报上市）。
- **风险提示**：风电需求不及预期，海风降本不及预期，原材料价格波动



行业相关股票 (收盘价: 2021/7/26)

股票 代码	股票 名称	EPS			PE			投资评级	
		2020	2021E	2022E	2020	2021E	2022E	上期	本期
601615.SH	明阳智能	0.95	1.21	1.35	26.38	15.35	13.73	暂无评级	暂无评级
300850.SZ	新强联	4.69	3.29	4.03	47.84	34.25	27.97	暂无评级	暂无评级
002080.SZ	中材科技	1.22	1.79	2.08	21.06	14.42	12.39	暂无评级	暂无评级
603218.SH	日月股份	1.26	1.33	1.69	26.70	20.25	16.02	暂无评级	暂无评级
688186.SH	广大特材	1.10	1.60	2.91	47.98	24.19	13.33	暂无评级	暂无评级
603606.SH	东方电缆	1.36	2.08	2.23	17.07	11.13	10.40	暂无评级	暂无评级
002202.SZ	金风科技	0.67	0.87	1.00	19.42	15.61	13.67	暂无评级	暂无评级
688660.SH	电气风电	0.52	/	/	29.95	/	/	暂无评级	暂无评级
300772.SZ	运达股份	0.59	1.07	1.52	49.83	26.57	18.77	暂无评级	暂无评级
603063.SH	禾望电气	0.63	0.83	1.15	30.99	23.02	16.48	暂无评级	暂无评级
300129.SZ	泰胜风能	0.49	0.58	0.67	14.50	12.09	10.43	暂无评级	暂无评级
002531.SZ	天顺风能	0.60	0.73	0.85	15.99	12.76	10.96	暂无评级	暂无评级
300443.SZ	金雷股份	2.16	2.33	2.82	16.43	14.09	11.63	暂无评级	暂无评级

资料来源: wind, 德邦研究所 (暂未评级, 2020 年是年报数据, 2021-2022 是 wind 一致预期)

内容目录

1. 征程万里，风电平价需求起航.....	6
1.1. 碳中和引领能源革命，风电需求侧迎来新生机.....	6
1.2. 平价项目储备充足，风电景气度有望持续提升.....	7
1.3. 海上风电平价在望，各省装机规划高增.....	8
2. 质变加速，产业链成本下降超预期.....	10
2.1. 市场化竞争来临，产业链成本快速下降.....	10
2.2. 陆风平价节点已达，海风 24 年平价有望.....	12
2.3. 大兆瓦趋势加速，单机功率持续提升.....	13
3. 整机商：订单能力核心在综合实力和成本竞争.....	14
3.1. 海外玩家集中，国内整机格局有望改善.....	14
3.2. 平价竞赛开启，市场份额提升考验综合实力.....	15
3.3. 成本竞争，重视供应链管控能力.....	17
4. 零部件：优选大兆瓦受益、集中度提升环节.....	17
4.1. 主轴承：技术壁垒高，国产化替代空间大.....	18
4.2. 铸件：大兆瓦产能供需紧平衡，出海加速可期.....	19
4.3. 海缆：格局稳定，受益于海风需求增长.....	20
5. 投资建议.....	21
6. 风险提示.....	21

图表目录

图 1: 2021-2025 国内风电装机需求 (GW)	6
图 2: 21 年存量待建风电项目 (GW)	7
图 3: 主机投标价格 (元/kW)	8
图 4: 风机招标量 (GW)	8
图 5: 海上风电装机预测 (GW)	9
图 6: 广东省 18 年底前核准的海上风电项目 (MW)	10
图 7: 广东海上风电规划厂址分布图	10
图 8: 陆上风电造价成本	10
图 9: 金风科技各机型单位成本	11
图 10: 明阳智能各机型单位成本	11
图 11: 机组零部件成本构成	11
图 12: 2020 风电零部件各环节毛利率 (%)	11
图 13: 海上风电造价成本	12
图 14: 全球海上风机容量、叶轮直径、塔高趋势预测	14
图 15: 全球整机商装机份额	15
图 16: 国内&海外 CR3&CR5	15
图 17: 国内整机商装机份额	15
图 18: 海外整机商装机份额	15
图 19: 主机厂新增订单(GW)	16
图 20: 主机厂在手订单(GW)	16
图 21: 21Q1 金风科技在手订单结构 (MW)	16
图 22: 21Q1 明阳智能在手订单结构 (GW)	16
图 23: 20Q4 电气风电在手订单结构 (亿)	16
图 24: 20Q4 运达股份在手订单结构 (MW)	16
图 25: 国内整机商风机制造业务毛利率	17
图 26: 整机商期间费用率	17
图 27: 整机商净利率	17
图 28: 零部件各环节龙头国内市占率, 2020	18
图 29: 2019 年全球风电主轴承市占率	18
图 30: 轴承市场容量测算	19
图 31: 大兆瓦铸件有效产能 (万吨)	19
图 32: 大兆瓦风电需求 (GW)	19

图 33: 海外海上风电新增装机预测 (MW)	20
图 34: 海缆市场容量 (亿元)	21
表 1: 十四五风光装机空间测算	6
表 2: 五大六小电力集风光装机目标	7
表 3: 各省海上风电装机规划	9
表 4: 广东海上风电省补落地	9
表 5: 陆上风电平价收益率测算	12
表 6: 广东海风平价路线	12
表 7: 项目不同单机容量的经济指标	13
表 8: 各主机厂大兆瓦陆上风机产品	13
表 9: 10MW 级大功率风机研发进度	14
表 10: 主轴承报价 (万元/MW)	19
表 11: 海缆龙头公司情况	20
表 12: 300MW 海上风电交流送出成本统计	20

1. 征程万里，风电平价需求起航

1.1. 碳中和引领能源革命，风电需求侧迎来新生机

《巴黎协定》签署之后，全球主要国家陆续宣布碳中和目标。根据联合国环境规划署《2020 排放差距报告》，截至 2020 年 12 月初，占全球温室气体排放量达 51% 的 126 个国家已通过、宣布或正在考虑实现“净零目标”。欧洲大幅提高减排力度、美国重返《巴黎协定》，我国则提出 3060 目标，碳中和需求全球共振，风电市场有望迎来高景气度。

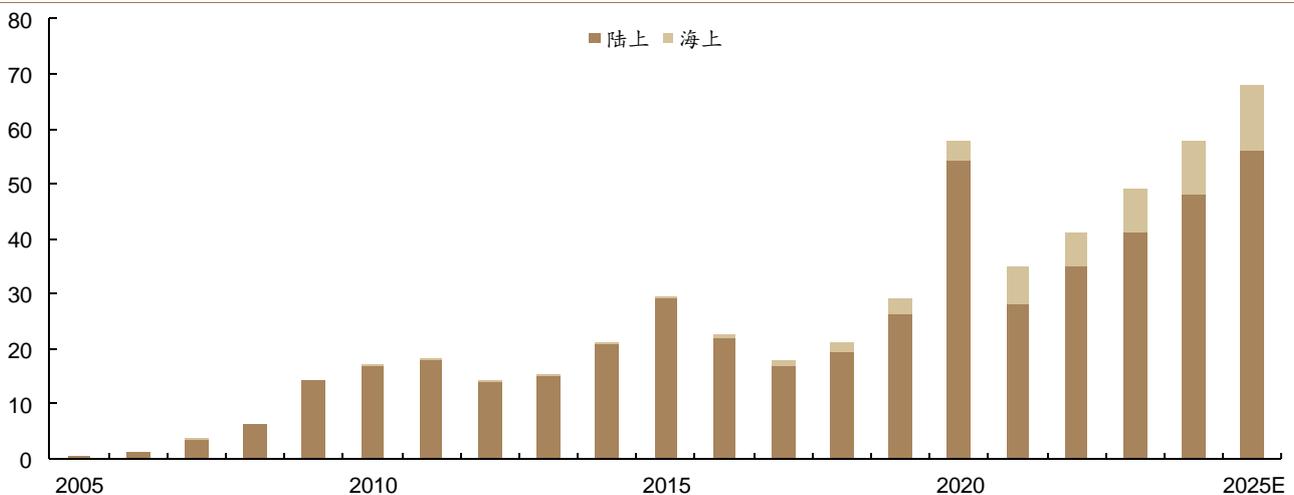
碳中和引领风电需求上升新台阶。从 3060 目标来看，十四五期间，非化石能源占一次能源消费比重有望提升到 20%。假设风电在风光增量发电量占比达 50%，我们测算风电年均新增装机约 50GW。预测 21-25 年国内风电新增装机分别为 35、41、49、58、68GW，未来四年 CAGR 为 18%。

表 1：十四五风光装机空间测算

	单位	2016	2017	2018	2019	2020	2025E
非化石能源占比目标							20%
能源消费总量	ktoe	441,492	455,827	471,925	487,000	498,000	572,514
其中：非化石能源占比	%	13.0%	13.6%	14.5%	15.3%	16.5%	20.0%
非化石能源消耗量	万吨标准煤	57,394	61,992	68,429	74,511	82,170	114,503
供电标准煤耗	g/kWh	312	309	308	307	306	296
非化石能源发电量	TWh	1,638	1,866	2,070	2,281	2,454	3,708
其中：水电	TWh	1,118	1,195	1,232	1,302	1,360	1,502
核电	TWh	213	248	295	349	366	425
风电	TWh	241	305	366	406	467	994
光伏	TWh	66	118	178	224	261	788
新增风光发电量	TWh	82	116	121	87	98	1,054
其中：风电占比	%	67.2%	55.1%	50.8%	46.0%	62.3%	50.0%
风电年利用小时数	h	1,745	1,949	2,103	2,082	2,073	2,100
风电年新增装机容量	GW	20.2	17.2	21.3	25.7	71.7	50.2

资料来源：国家能源局，Wind，德邦研究所

图 1：2021-2025 国内风电装机需求 (GW)



资料来源：BNEF，德邦研究所

电力集团装机规划奠定需求基础。从下游电站业主——“五大六小”电力集团需求来看，十四五风光装机规划达 559GW，年均新增 112GW。保守假设风电占比达四成，仅五大六小业主风电新增装机就达到 45GW 每年。

表 2：五大六小电力集团风光装机目标

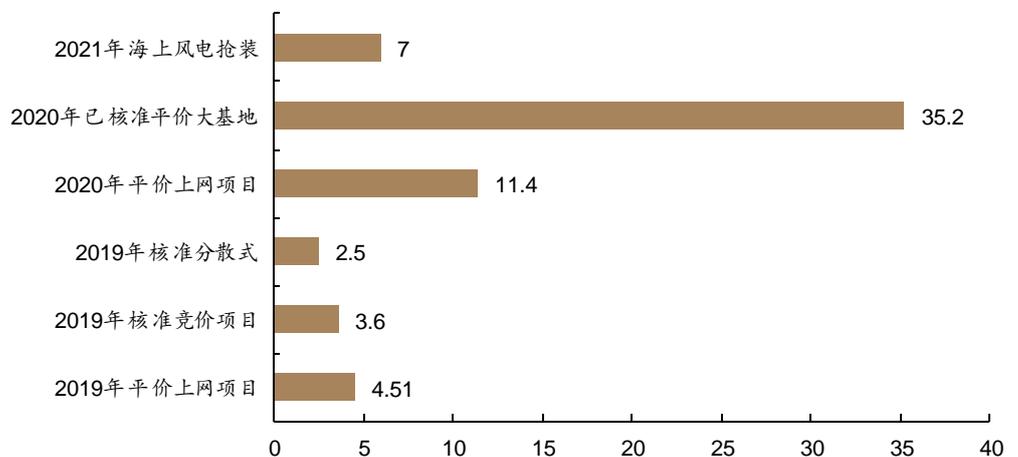
五大六小电力集团	新能源装机规划目标	风光装机规划 GW
国家能源集团	实现新增新能源装机 70-80GW，占比达到 40% 的目标，于 2025 年实现碳达峰，光伏占比近四成，清洁能源占比 50% 以上；“十四五”期间，国家能源集团给分子公司下达的新能源新增总装机任务约 1.2 亿千瓦	120
中国华能集团	公司计划投产新能源装机 8000 万千瓦，确保到 2025 年低碳清洁能源装机占比达到 50% 以上，碳排放强度较“十三五”下降 20%	80
中国华电集团	2025 年非化石能源占比达到 50%，清洁能源装机超过 60%，努力实现碳达峰；未来五年内新增新能源装机 75GW	75
中国大唐集团	2025 年非化石能源装机超过 50%，提前 5 年实现“碳达峰”	38
国家电投集团	到 2025 年，国家电投电力装机达到 2.2 亿千瓦，清洁能源装机比重提升到 60%；将于 2023 年提前 7 年实现碳达峰	40
中国广核	“十四五”期间发展目标是平均每年新增投运 400 至 600 万千瓦，到 2025 年在运装机规模超过 5000 万千瓦、利润总额突破 100 亿元	25
三峡集团	在“十四五”期间及后续发展阶段，三峡集团将保持每年 1500 万千瓦清洁能源新增装机规模增速	75
华润电力	“十四五”期间新增 40GW 可再生能源装机，预计至 2025 年底，可再生能源装机占比超过 50%	40
中节能	节能风电 21-22 年预计新投产风电项目 1.6GW 以上，其中海上风电预计 300MW，将为 21-23 年贡献显著的业绩增长。公司额外圈定超过 3GW 储备平价项目资源；中长期公司加快海上风电布局，继续寻求福建、浙江、辽宁等其他省份海上开发机会，并展望欧洲市场；太阳能 20 年年报：“2025 年末，公司力争光伏电站板块实现电站累计装机 20GW”	20.76
中国核电	到 2025 年，运行电力装机容量达到 5600 万千瓦；光伏每年不低于 5GW	45
合计		558.76

资料来源：公司新闻，国家能源局，Wind，德邦研究所

1.2. 平价项目储备充足，风电景气度有望持续提升

平价项目储备充足，21 年风电装机有望达 35GW。据统计，2020 年底前已核准陆风平价大基地、19 和 20 年平价风电项目、19 年核准竞价及分散式等存量待建平价项目合计约 57GW；这其中 19 年的项目须于 21 年底前完成并网，其余项目集中在 21~22 年内并网。考虑到产业链价格下行带来的风电项目收益率提升，预计存量项目装机速度有望加快。叠加 21 年海上风电抢装 6~8GW，预计风电 21 年新增总装机约 35GW。

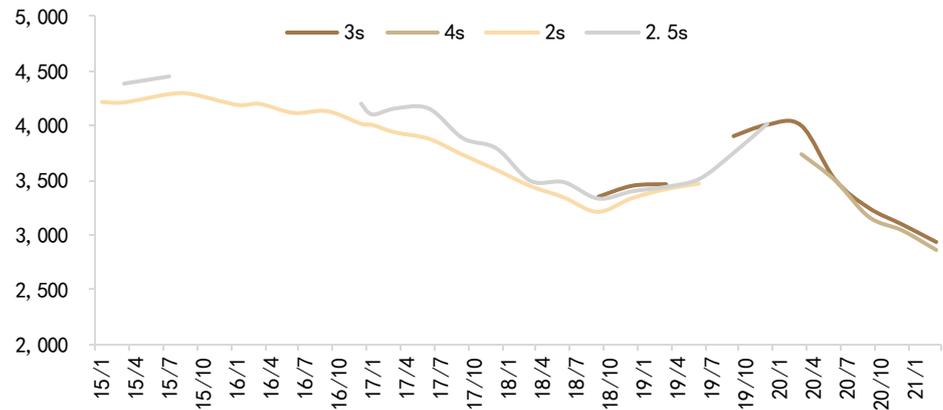
图 2：21 年存量待建风电项目（GW）



资料来源：能源局，发改委，公开资料，德邦研究所

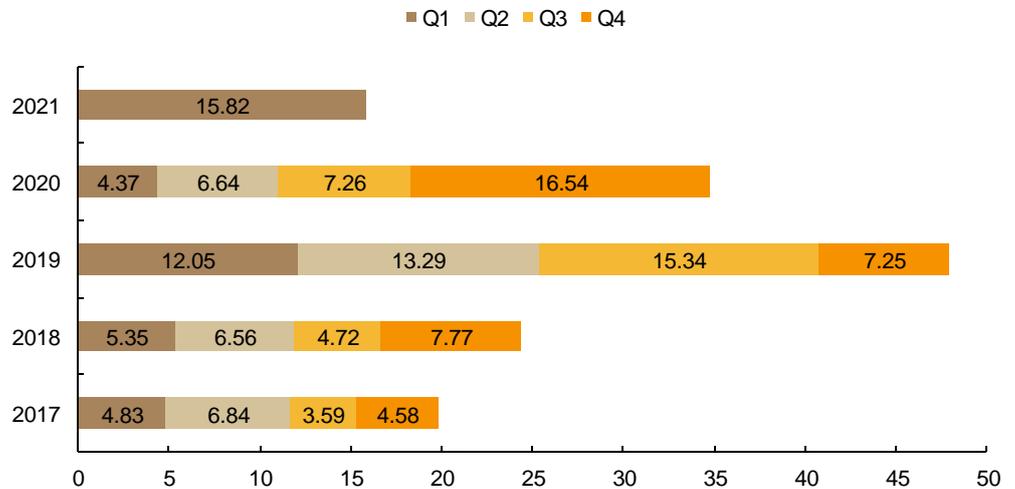
招标容量超预期，平价时代风电景气上行。抢装结束后，风电产业链成本迅速下降，陆上风机价格和建安费用持续回落。据金风科技披露，风机投标价格从20Q1的4000元/kW下降到21Q1的2940元/kW；据公开市场中标公告，21Q2主流风机价格约在2200~2500元/kW。成本的下降刺激需求的超预期增长。2020Q4~2021Q1分别新增招标16.54、15.82GW，预计2021全年招标有望达到45GW，同比增长29%。根据存量待建项目和21年新增招标预期，我们判断22年风电装机需求不低于41GW。

图 3：主机投标价格（元/kW）



资料来源：金风科技，德邦研究所

图 4：风机招标量（GW）



资料来源：明阳智能，德邦研究所

1.3. 海上风电平价在望，各省装机规划高增

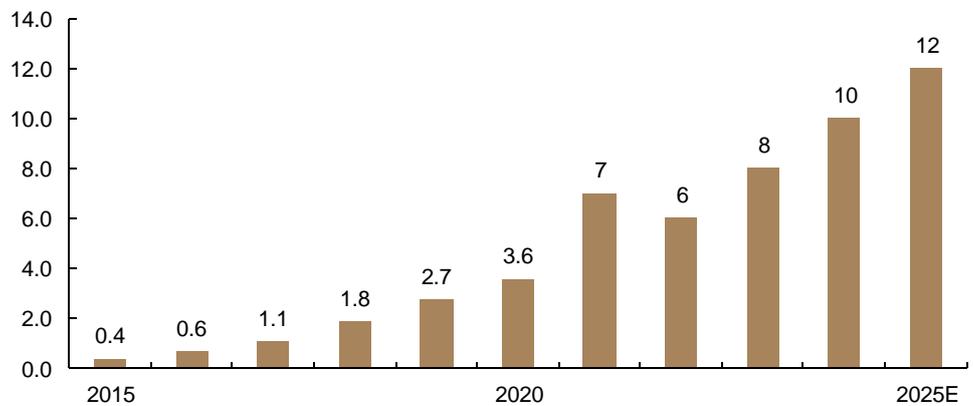
海上风电迈入快速成长阶段，各省规划装机高增。我国海上风电开发主要集中在东南沿海省份，2016-2020年年均新增装机仅约2GW。根据目前各省已出台规划，保守预计十四五国内海上风电新增装机规模将达到43GW，其中21年海上风电抢装预计6~8GW，则22~25年海风新增装机约35~37GW，年均新增9GW。

表 3：各省海上风电装机规划

省份	规划	主要内容	新增预计 (GW)
广东	《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展实施方案》	到 2021 年底，全省海上风电累计建成投产装机容量达到 400 万千瓦；到 2025 年底，力争达到 1800 万千瓦，在全国率先实现平价并网	17
江苏	《江苏省“十四五”海上风电规划环境影响评价第一次公示》	规划场址共计约 42 个，规划装机容量约 1212 万千瓦，规划总面积约为 1780km ²	7.5
山东	《关于促进全省可再生能源高质量发展的意见》	加快开发建设海上风电基地，“十四五”期间，全省海上风电争取启动 1000 万千瓦	6
浙江	《浙江省可再生能源发展“十四五”规划（征求意见稿）》	“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	4.5
福建	漳州市政府签订 12 份清洁能源合作协议	开发 5000 万千瓦海上风电，打造东南沿海最大的清洁能源基地	5
广西	第六届全球海上风电大会，广西发改委副主任、能源局局长解读广西“十四五”能源发展方向及重点任务	海上风电：核准 800 万千瓦，投产 300 万千瓦	3
合计			43

资料来源：各省能源局，德邦研究所

图 5：海上风电装机预测 (GW)



资料来源：BNEF，德邦研究所

广东海上风电省补落地，三年逐步退坡推动向平价平稳过渡。6月11日，广东省政府办公厅正式印发《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展实施方案》。方案明确省财政对省管海域未能享受国家补贴的项目进行投资补贴，项目并网价格执行我省燃煤发电基准价，推动项目开发由补贴向平价平稳过渡。与征求意见稿相比，正式方案对每年补贴的装机规模量不设上限，总量上要求是18年底前已完成核准的项目，据统计这部分项目达18.7GW，远高于意见稿设定的4.5GW上限。

广东“十四五”海风预计新增不少于17GW。根据南方电网，截至2020年底广东省海上风电累计并网达101万千瓦，完成规划广东省“十四五”需新增17GW。21年海风国补取消，结合产业链抢装情况，预计今年广东海上风电新增2.5GW。2022~2025年广东新增装机空间达14.5GW，年均新增3.6GW。

表 4：广东海上风电省补落地

比较范围	正式文件	征求意见稿
装机规划	到 2021 年底，全省海上风电累计建成投产装机容量达到 400 万千瓦；到 2025 年底，力争达到 1800 万千瓦，在全国率先实现平价并网	到 2021 年底，全省海上风电累计建成投产装机容量达到 400 万千瓦；到 2025 年底，达到 1500 万千瓦
补贴强度	22 年、23 年、24 年全容量并网项目每千瓦分别补贴 1500 元、1000 元、500 元	2022 年、2023 年全容量并网项目每千瓦分别补贴 1500 元、1000 元

补贴范围 18 年底前已完成核准、在 22-24 年全容量并网的省管海域项目，对 25 年起并网项目不再补贴

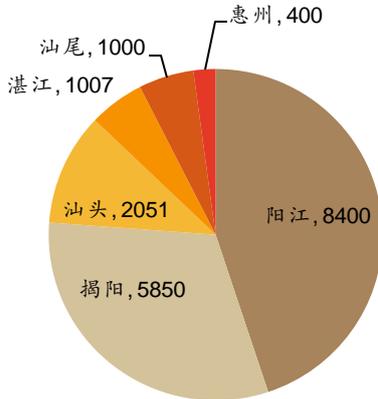
省管海域 2022 年和 2023 年全容量并网项目，对 2024 年起并网项目不再补贴

补贴上限 18 年底前已完成核准的项目

补贴项目总装机容量不超过 450 万千瓦，其中 2022 年补贴项目装机容量不超过 210 万千瓦，按照“全容量并网、先并先得”原则

资料来源：广东省能源局，德邦研究所

图 6：广东省 18 年底前核准的海上风电项目（MW）



资料来源：广东省能源局，德邦研究所

图 7：广东海上风电规划厂址分布图



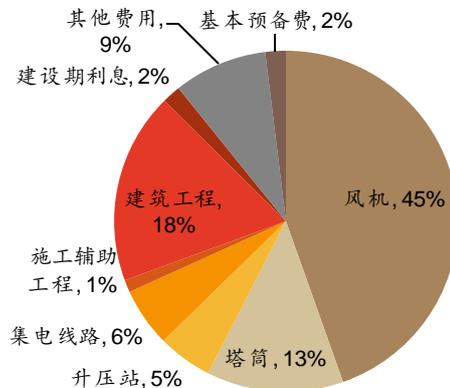
资料来源：广东省能源局，德邦研究所

2. 质变加速，产业链成本下降超预期

2.1. 市场化竞争来临，产业链成本快速下降

平价元年，风机降价主导单位造价的下降。风场建设成本中主要包含设备和建安成本。以陆上风机为例，风机、塔筒、升压站、集电线路、建筑工程分别占 45%、13%、5%、6%、18%。20 年抢装结束后，设备成本快速下降，建安成本回落。以大基地为例，7 月，中国电建安北第一风电场公布的单位造价已达 5230 元/kw，风机降价贡献显著。

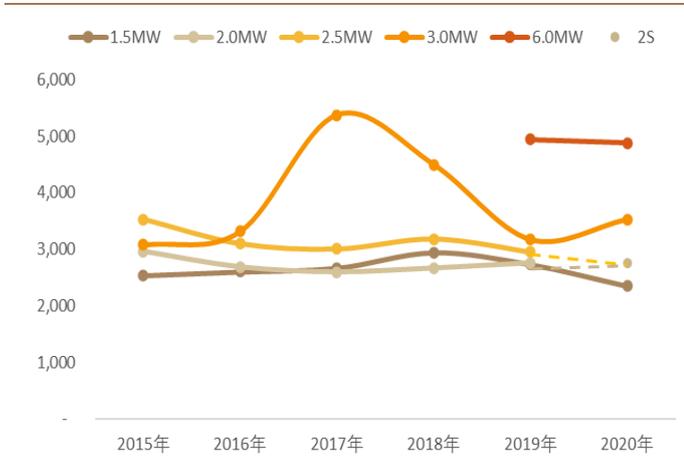
图 8：陆上风电造价成本



资料来源：运达股份，德邦研究所

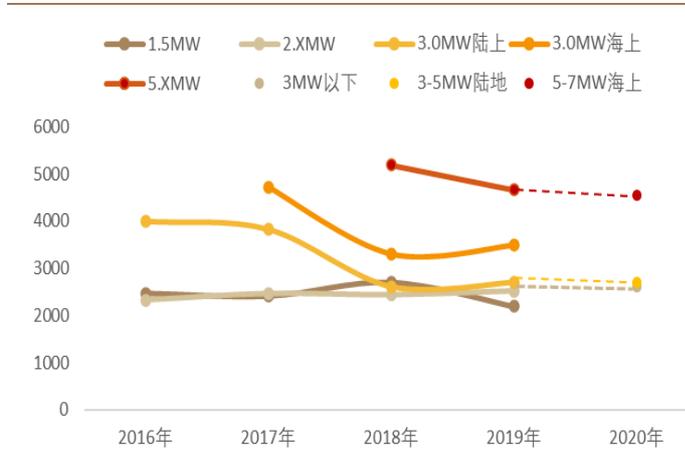
风机成本由规模效应和竞争定价共同影响。如果我们分析过去主机厂商的机型成本会发现：1) 非抢装行情体现规模效益。机型通常都经历一轮出货量增长、产业链供应配套成熟带来的单位材料、人工、制造费用的下降；2) 抢装导致产业链供需错配，加剧成本波动。2015 年经历完第一次抢装后，成本下降十分显著。

图 9：金风科技各机型单位成本



资料来源：wind，公司公告，德邦研究所

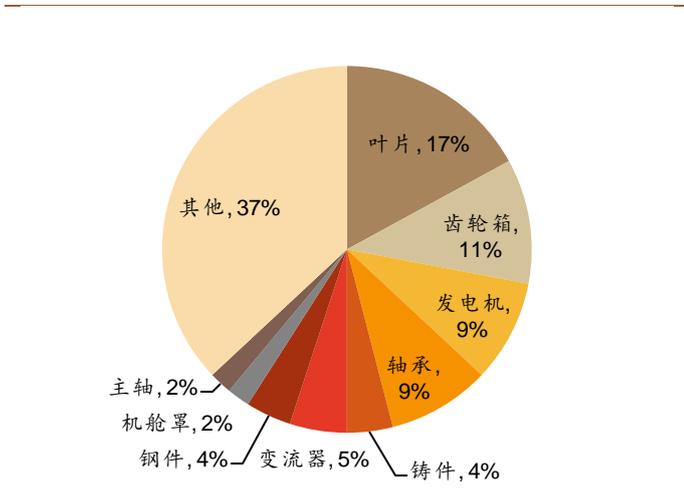
图 10：明阳智能各机型单位成本



资料来源：wind，公司公告，德邦研究所

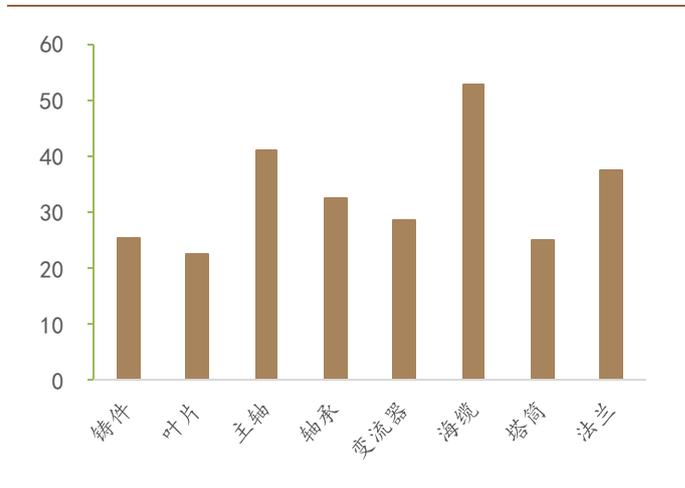
平价倒逼零部件竞争加剧，给风机带来降价空间。2020 年，由于供需关系的失衡，风电零部件环节毛利率十分丰厚。经历完抢装，零部件产能供给扩大到 58GW（20 年装机量，BNEF），而 21 年需求仅为 35GW，21 年核心零部件如铸件、电机、齿轮、叶片等步入降价潮，风机成本快速下降。

图 11：机组零部件成本构成



资料来源：电气风电，德邦研究所

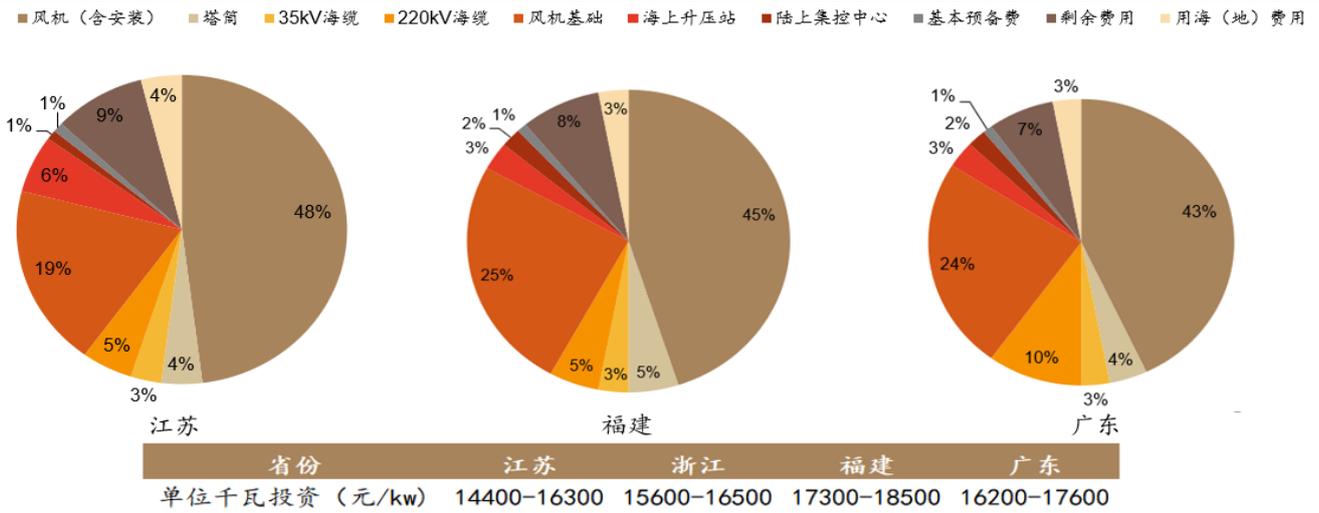
图 12：2020 风电零部件各环节毛利率 (%)



资料来源：wind，德邦研究所
*选取行业龙头公司测算

海风抢装结束后，造价成本下降空间较大。海风建设成本受水文环境（水深、风、浪、流等）和工程地质条件等因素影响，各沿海省份呈现一定的差异。以广东为例，风机及塔筒设备占建设成本 47%，输电设备占 18%，制造施工成本占 35%。我国海上风电仍处于起步阶段，虽然近两年实现了跨越式的增长，但风机成本亦存在较大的下降空间。21 年海上风电抢装，海上施工费用大幅增长。预计 22 年抢装结束后，建安成本有望大幅回落。

图 13：海上风电造价成本



资料来源：水规院，德邦研究所

2.2. 陆风平价节点已达，海风 24 年平价有望

抢装后产业链成本快速下降，陆风平价收益率可观。据风能委员会，2019 年我国陆上风电平均安装成本为 7906 元/kW，陆上风电平准化度电成本为 0.3 元/kWh，比 2015 年下降了 30%。2020 年抢装结束后，风电正式迈入平价时代。据我们测算，三北、平价大基地、中东南部地区度电成本分别为 0.28、0.19、0.36 元/kWh，对应 IRR 为 6.02%、8.78%、6.01%。

表 5：陆上风电平价收益率测算

地区	单位	三北地区	平价大基地	中东南部地区
项目规模	MW	200	2000	50
单位建设成本	元/kW	6000	5500	6500
贷款利率			4.90%	
资本金比例			20.00%	
上网电价	元/kWh	0.33	0.26	0.42
年等效满发小时数	h	2500	3400	2200
动态度电成本		0.28	0.19	0.36
项目投资 IRR		6.02%	8.78%	6.01%
资本金 IRR		13.92%	24.75%	13.97%

资料来源：国家能源局《NBT31085-2016 风电场项目经济评价规范》，德邦研究所

海风平价在望，广东海风预计 24 年实现平价。沿海具备可开发资源的省份中，广东造价最高。受益于省补接力，广东海上风电开发将呈现更有序的开发。结合省补 22-24 年分别为 1500、1000、500 元/kW，测算出广东十四五海上风电项目的 IRR，预计广东平价节奏与地补退出节奏一致，即广东 2024 年海风有望实现平价，而其余沿海风电省份平价进度预计不会比广东慢。

表 6：广东海风平价路线

地区	单位	海上国补 2021	广东海风省补 2022	广东海风省补 2023	广东海风省补 2024	2025
项目规模	MW	200	200	200	200	200
单位建设成本	元/kW	16000	13500	12000	11000	10000

机组成本	元/KW	6500	6000	5800	5000	4500
贷款利率				4.90%		
资本金比例				20.00%		
上网电价	元/kWh	0.85	0.45	0.45	0.45	0.45
年等效满发小时数	h	2800	2800	3200	3200	3600
动态度电成本		0.62	0.42	0.4	0.33	0.31
项目投资 IRR		9.71%	5.36%	6.28%	8.85%	10.12%
资本金 IRR		23.00%	9.15%	12.49%	22.29%	27.31%

资料来源：国家能源局《NBT31085-2016 风电场项目经济评价规范》，德邦研究所

2.3. 大兆瓦趋势加速，单机功率持续提升

对业主而言，机组大型化带来通量成本的下降。随着风机功率增长，同一风场所需风机台数减少，有助于降低均摊建设成本以及后期运维成本。以一个 100MW 陆地风场为例，单机功率从 2MW 上升到 4.5MW，静态投资从 6449 元/kW 下降到 5517 元/Kw，项目 IRR 上升 2.4 个百分点，LCOE 下降 13.6%。

表 7：项目不同单机容量的经济指标

单机容量 (MW)	台数	项目容量 (MW)	静态投资 (元/千瓦)	全投资 IRR	资本金 IRR	LCOE (元/千瓦时)
2	50	100	6449	0.0928	0.1824	0.3452
2.2	45	99	6375	0.0945	0.1885	0.3414
2.3	43	99	6279	0.0967	0.1966	0.3366
2.5	40	100	6221	0.0982	0.2019	0.3336
3	33	99	6073	0.1018	0.2154	0.3262
4	25	100	5767	0.1097	0.2463	0.3108
4.5	22	99	5517	0.1168	0.2749	0.2983

资料来源：风电与光伏技术经济，德邦研究所

对主机厂而言，平台化设计是大兆瓦降低生产成本的核心。平台化设计意味着风机功率从小到大，规格尺寸重量变化不大，但发电机、齿轮箱、叶片等核心零部件的输出功率或载荷存在差异。平台化设计的优势在于标准化采购，均摊成本大幅下降，结果导致 5MW 陆上比 3MW 陆上单位生产成本要低。

表 8：各主机厂大兆瓦陆上风机产品

风机制造商	风机型号	风机量产进度
明阳智能	MySE4.0-156	已批量交付
	MySE5.0-166	已批量交付
	MySE5.2-166	2020 年 7 月首台 MySE5.2-166 机组于新疆乌鲁木齐达坂城成功吊装
	MySE6.25-173	2020 年 7 月 8 日发布，计划于 2021 年树立样机，2022 年投入商业使用
东方电气	DEW-D4.5SMMV-155	2020 年 7 月 13 日首台并网成功
	DEW-5.5S-172	2021 年 4 月 20 日首台成功下线，6 月并网
电气风电	DEW-D6000-164	2020 年 10 月 14 日发布
	WE-4.55N-168	2020 年 10 月 15 日发布
金风科技	GW155-4.5MW	2019 年 6 月首台并网，已批量投产
	GW165-4.0MW	2021 年 1 月 1 日首台样机并网，已实现批量交付
远景能源	GW165-5.XMW	21 年 7 月已实现样机吊装
	EN-156/4.5MW	已批量投产，2020 年 5 月多台风机发往越南
	EN-161/5.0MW	2020 年于北京国际风能展发布

中国海装	H155-5MW	2020年10月14日发布, 2021年3月首台成功吊装
联合动力	4.XMW系列	4.8MW风电机组于2020年9月26日成功并网发电
	WD4.X MW平台机型	2018年12月17日, 4.XMW平台的首台样机下线
运达股份	WD5.X MW平台机型	截止21年4月, 累计已获得1GW以上订单
	WD175-6250	2021年6月30日首台完成吊装

资料来源: 公开资料, 德邦研究所

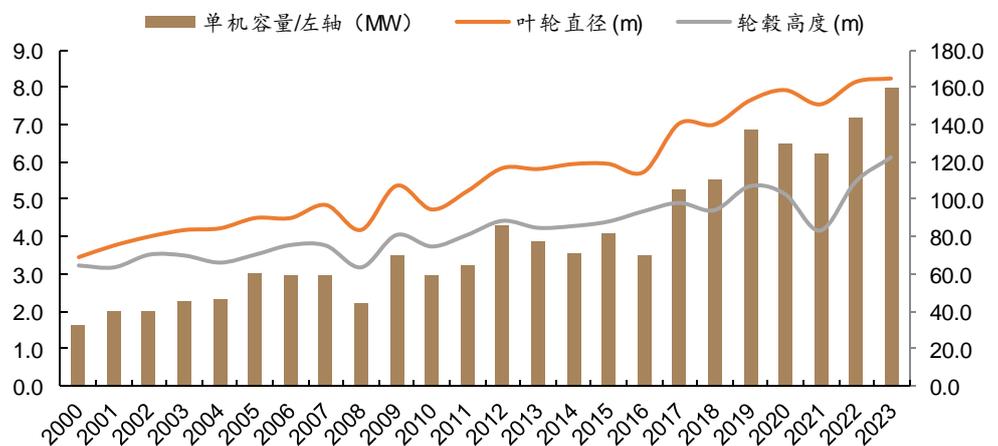
大型化竞争下, 国内追赶海外步伐加快。目前国内陆地已吊装最大容量机型为 5.5MW, 海外陆地机型集中在 6-8MW 之间。国内海上目前主力交付机型为 5MW, 20 年招标机型以 6MW 为主。从产品线来看, 全球前三的整机厂商推出的机组已达 15MW, 集中于 24 年交付, 也符合海外近两年集中做基础建设的规划; 国内领先量产进度为 10MW, 领先研发进度为 12MW, 与海外产品研发进度差距大幅缩短。国内大兆瓦已实现跨越式发展, 未来单机功率有望持续提升。

表 9: 10MW 级大功率风机研发进度

公司	容量 (MW)	风机技术	风机型号	当前进度
Vestas	15	半直驱	V236-15.0 MW	样机预计 22 年安装, 24 年量产
GE	14	直驱	GE Haliade-X 14MW	25 年安装于英国 Dogger Bank 三期
西门子歌美飒	14	直驱	SG14.0-222 DD	21 年推出, 24 年量产
明阳智能	15	紧凑型半直驱	MySE15MW	研发中
明阳智能	12	紧凑型半直驱	MySE12MW	22 年批量出口
三峡	12	紧凑型半直驱	12MW	21 年下半年有望下线
东方电气-三峡	10	直驱	10MW	21 年 3 月已批量交货

资料来源: 公开资料, 德邦研究所

图 14: 全球海上风机容量、叶轮直径、塔高趋势预测



资料来源: NEA, 德邦研究所

3. 整机商: 订单能力核心在综合实力和成本竞争

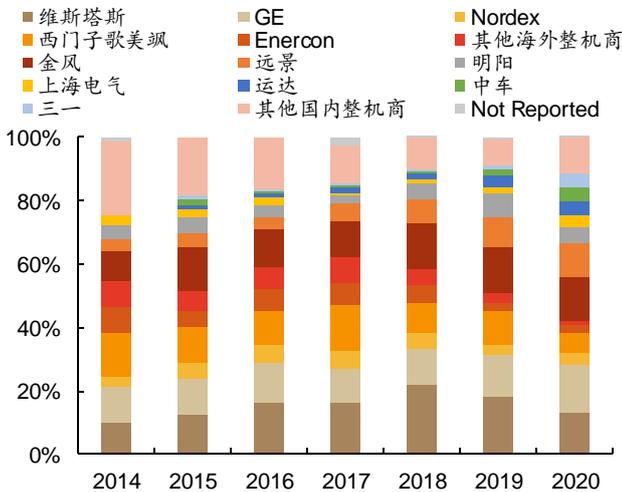
3.1. 海外玩家集中, 国内整机格局有望改善

全球来看, 随着中国装机量占比上升, 整体呈现国内整机厂商装机总量和排名持续提升。海外市场以 GE、维斯塔斯、西门子歌美飒为龙头, 2020 年市占率分别为 15%、13%和 6%。近年来海外 CR3 呈现逐年提升趋势, 从 2017 年 67%

上升至2020年的83%。

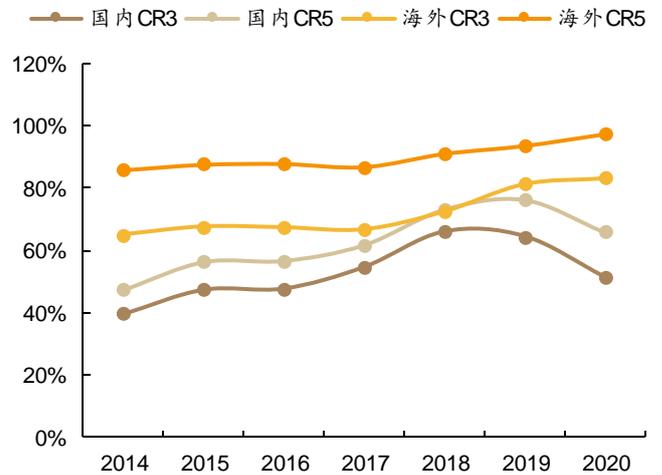
国内市场整机前三为金风、远景、明阳，2020年全球市占率为14%、11%和5%。2020年由于抢装，国内龙头主机厂商产能不足，集中度呈现一定程度下滑。2021年主机招标价竞争激烈，预计未来国内CR3&CR5有望回升。

图 15：全球整机商装机份额



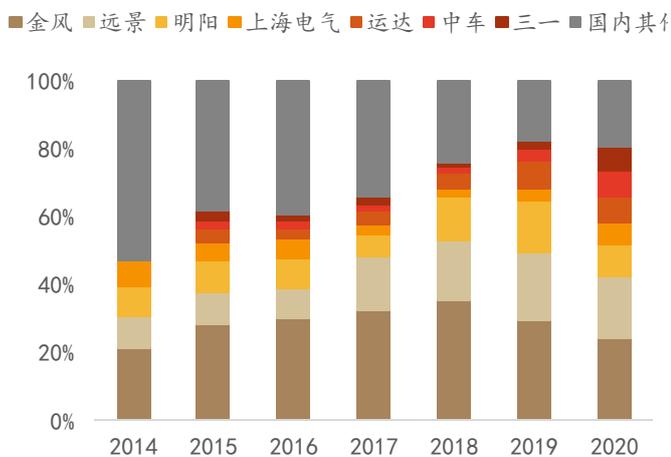
资料来源：BNEF，德邦研究所

图 16：国内&海外 CR3&CR5



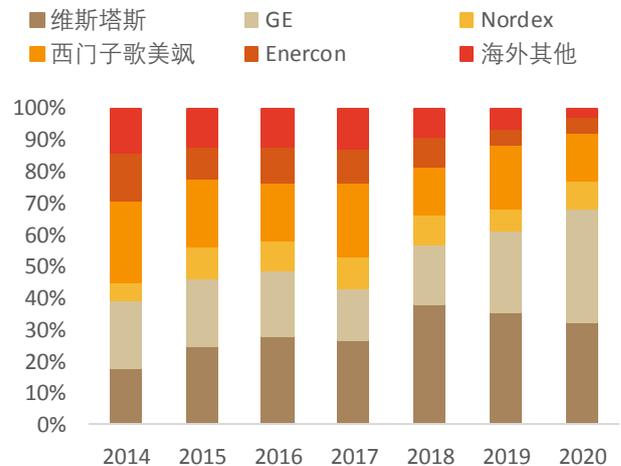
资料来源：BNEF，德邦研究所

图 17：国内整机商装机份额



资料来源：BNEF，德邦研究所

图 18：海外整机商装机份额

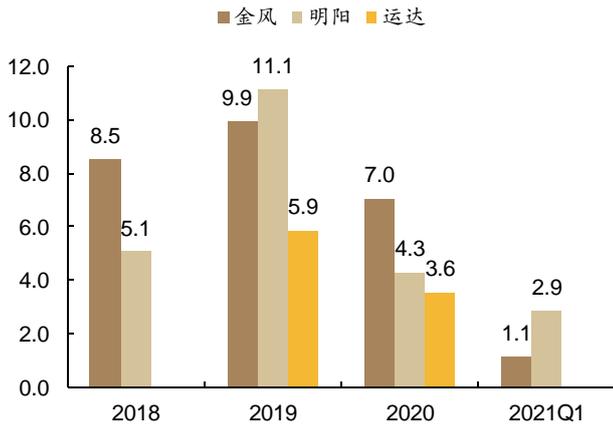


资料来源：BNEF，德邦研究所

3.2. 平价竞赛开启，市场份额提升考验综合实力

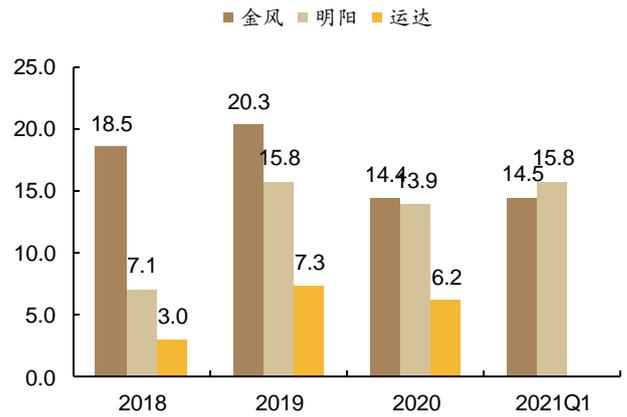
平价时代随着风场开发规模化，业主对主机厂的产品历史记录、技术水平、资金实力、在运规模、运维服务和商业信誉等都提出了更高的要求。未来几大龙头整机商地位将进一步巩固，但龙头内部竞争或加剧。定标中标率和在手订单结构决定整机商未来营收规模。

图 19: 主机厂新增订单(GW)



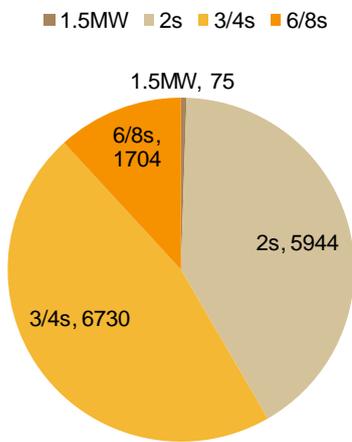
资料来源: 金风科技、明阳智能、运达股份、德邦研究所

图 20: 主机厂在手订单(GW)



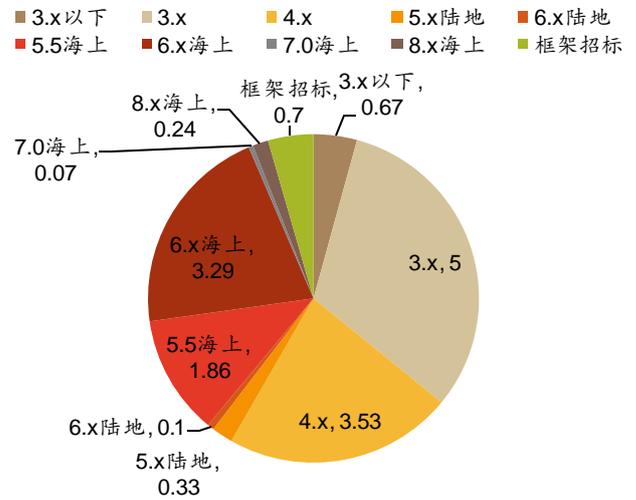
资料来源: 金风科技、明阳智能、运达股份、德邦研究所

图 21: 21Q1 金风科技在手订单结构 (MW)



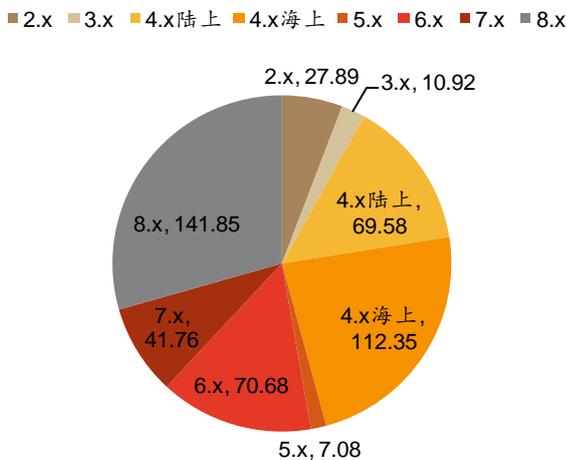
资料来源: 金风科技, 德邦研究所

图 22: 21Q1 明阳智能在手订单结构 (GW)



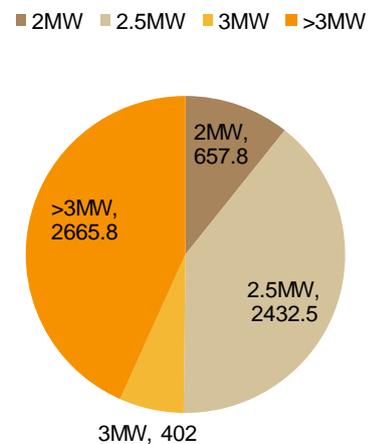
资料来源: 明阳智能, 德邦研究所

图 23: 20Q4 电气风电在手订单结构 (亿)



资料来源: 电气风电, 德邦研究所

图 24: 20Q4 运达股份在手订单结构 (MW)

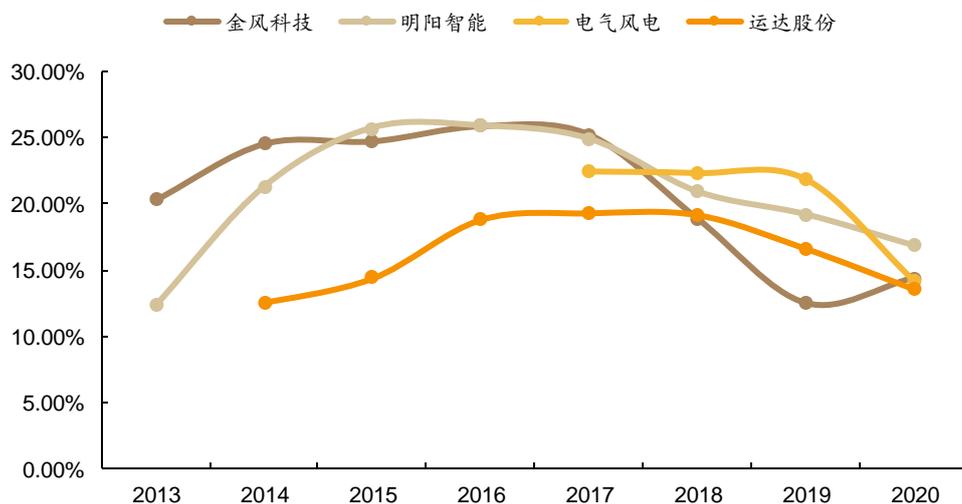


资料来源: 运达股份, 德邦研究所

3.3. 成本竞争，重视供应链管控能力

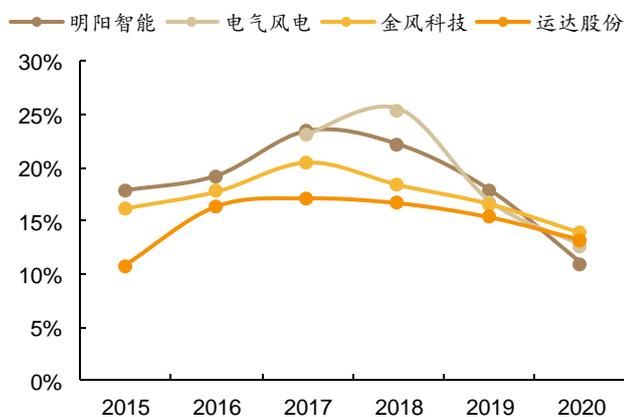
风电主机为装配产业链，零部件材料占比超九成，供应链成本管控能力非常重要。未来整机的竞争是成本的竞争，自主生产叶片、电池、齿轮箱等核心零部件的主机厂显然能获得更高的毛利率。另一方面，20 年抢装整机毛利率普遍遭受到上游零部件涨价的挤压。平价后零部件降价，产业链利润有望向下游整机商平衡，整机商整体的毛利率有较大的改善空间。

图 25：国内整机商风机制造业务毛利率



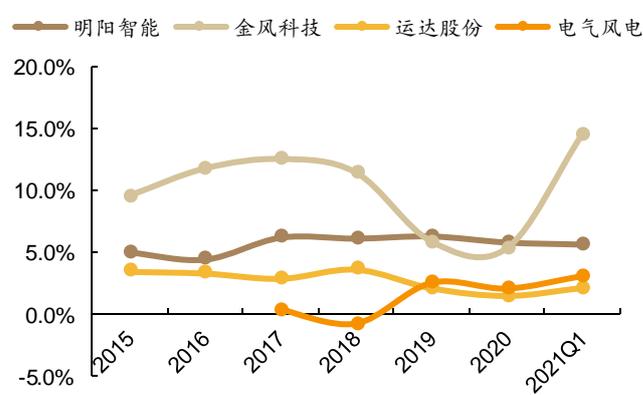
资料来源：wind，德邦研究所

图 26：整机商期间费用率



资料来源：wind，德邦研究所

图 27：整机商净利率

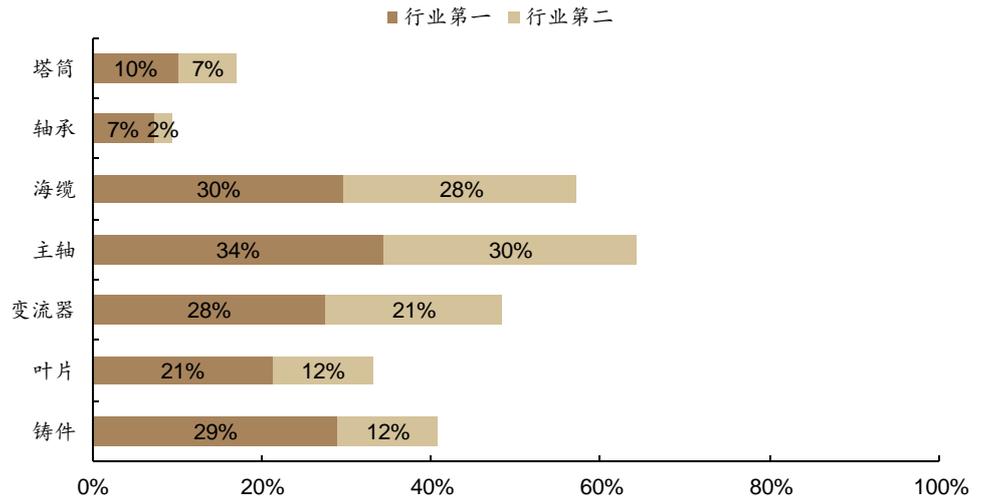


资料来源：wind，德邦研究所

4. 零部件：优选大兆瓦受益、集中度提升环节

风电产业链上游横向复杂，主轴、海缆、变流器集中度高。风电行业零部件中主轴、海缆以及变流器属于市场集中度较高环节，各环节行业前两名市占率之和分别为 64%、58%、48%。铸件、叶片、轴承仍有集中度提升空间。轴承环节国产集中度较低，2020 年统计国内前两名份额仅为 9%，国产替代空间巨大。

图 28：零部件各环节龙头国内市占率，2020

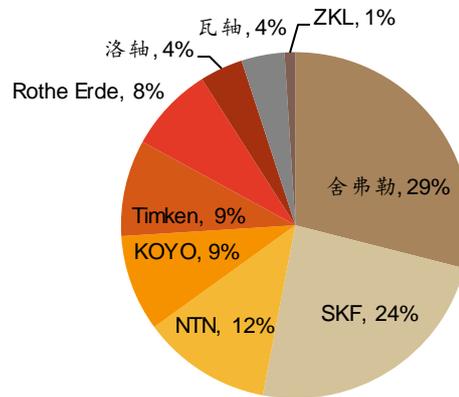


资料来源：wind，公司公告，公开资料，德邦研究所
*均以国内企业测算

4.1. 主轴承：技术壁垒高，国产化替代空间大

主轴承技术壁垒较高，海外龙头占据主要市场份额。一组风电机组中需要偏航轴承 1 套、变桨轴承 3 套、主轴轴承 1-3 套以及发电机轴承 3 套。其中生产偏航和变桨轴承的技术难度较低，国产化率较高；相反，主轴轴承环节主要依靠进口，2019 年国外主轴生产厂商全球市占率占比约为 92%，舍弗勒、SKF、NTN 三家公司市场表现强劲，占据全球约 65% 的市场份额，而国内仅有瓦轴和洛轴两家公司跻身全球市场前列。

图 29：2019 年全球风电主轴承市占率



资料来源：wood mackenzie，德邦研究所

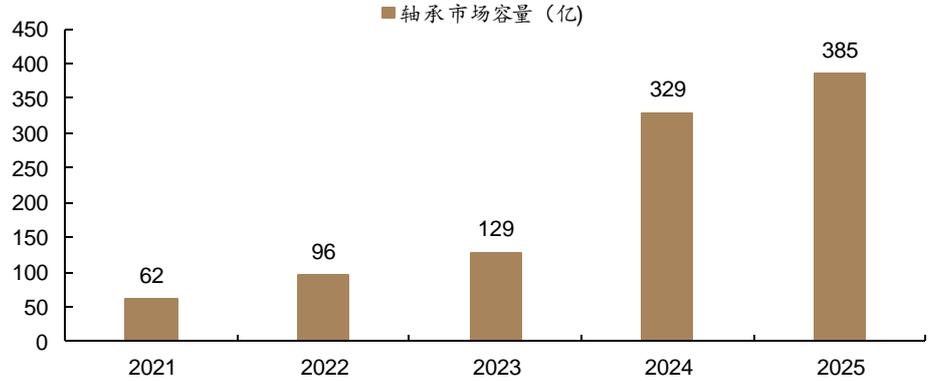
大功率主轴承溢价高，国产替代进程有望推进。单兆瓦主轴承价值量随着风机功率的上升呈现出明显上升趋势。6~8MW 级别主轴承报价约在 250~270 万，4~6MW 级别主轴承报价约在 30 万，小兆瓦价值量在 5~20 万。大兆瓦单价具有超高溢价，生产技术由国外厂家垄断。根据测算，2021~2025 年轴承市场容量达千亿，其中主轴承市场容量达 630 亿，国产替代空间巨大。未来随着国内厂家技术突破，主轴承市场国产化进程有望推进。建议关注新强联等厂商大兆瓦主轴承技术商业化进展。

表 10：主轴承报价（万元/MW）

风机功率	国产报价	外资厂报价	来源
2MW≤N<3MW	5~8	9~12	洛轴、瓦轴、SKF
3MW≤N<4MW	11~20	16	洛轴、SKF
4MW≤N<6MW	/	30	SKF
6MW≤N≤8MW	/	250~270	舍弗勒、罗特艾德

资料来源：三一重能，电气风电，新强联，德邦研究所

图 30：轴承市场容量测算

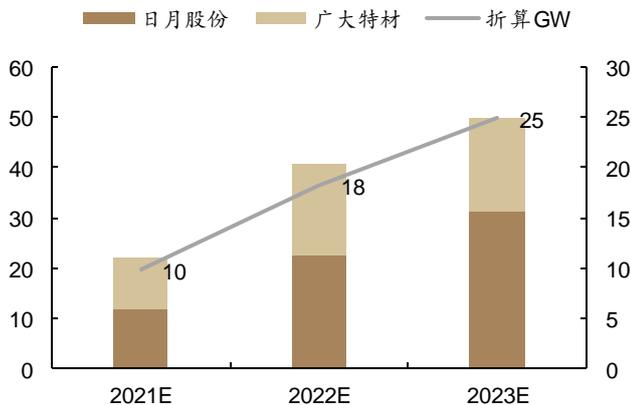


资料来源：德邦研究所

4.2. 铸件：大兆瓦产能供需紧平衡，出海加速可期

大兆瓦供需相对平衡。2020 年陆上风电抢装期过后，小兆瓦铸件产能过剩，价格下调约 15%~20%，随着 21Q2 原材料生铁、废钢价格上升，短期内国内风电铸件厂商面临盈利承压。而大兆瓦铸件供需相对平衡目前国内大兆瓦供应商主要有日月股份、广大特材。预计 21-23 年国内大兆瓦铸件有效产能分别为 10GW、18GW、25GW，对应大兆瓦风电需求 11GW、15GW、25GW，基本实现供需平衡。

图 31：大兆瓦铸件有效产能（万吨）



资料来源：日月股份，广大特材，德邦研究所

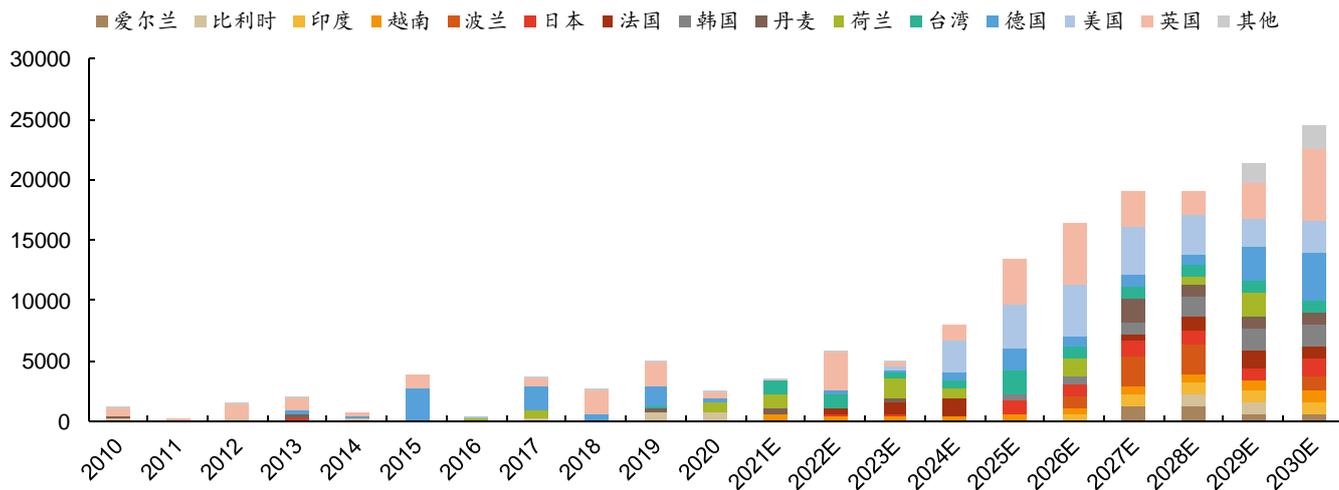
图 32：大兆瓦风电需求（GW）



资料来源：德邦研究所

海外风电市场需求持续增长，铸件出海加速可期。2030 年，海外海上风电新增装机容量可达 28.5GW，整体新增装机容量呈现出逐年上升趋势，其中欧美新增装机容量最多。而铸件历年来是风电零部件厂商中出口能力较强的环节，未来国内龙头企业有望实现海外订单的快速增长。

图 33：海外海上风电新增装机预测（MW）



资料来源：BNEF，德邦研究所

4.3. 海缆：格局稳定，受益于海风需求增长

海缆业务壁垒高、格局稳定。国内海缆主要有东方电缆、中天海缆、亨通光电三家龙头厂商。2020 年东方电缆和中天海缆分别销售海缆 864km、799km，共占 58%市场份额。两家龙头企业毛利率均高于 50%，一是由于海缆环节有较高的认证门槛，行业格局难被打破，二是由于海风抢装带来的产能紧缺。

表 11：海缆龙头公司情况

	东方电缆	中天海缆
海缆营收（万元）	217878	240086
海缆销量（km）	864	799
销售单价（万元/km）	252	300
海缆毛利率	54%	52%
海缆市占率	30%	28%
净利率	18%	15%

资料来源：公司公告，德邦研究所

海风市场高景气度延续，龙头有望受益。以一个 300MW 海上风电场为例，海缆设备采购及敷设达 7.7 亿，海缆单 GW 产值约 26 亿。以此保守预测，2021 年~2025 年海缆市场容量 1118 亿，2022~2025 年 CAGR 约 26%，增长幅度可观。未来随着风场开发走向深远海，主缆长度需求更大，单位价值量高，海缆产值还有望提升。

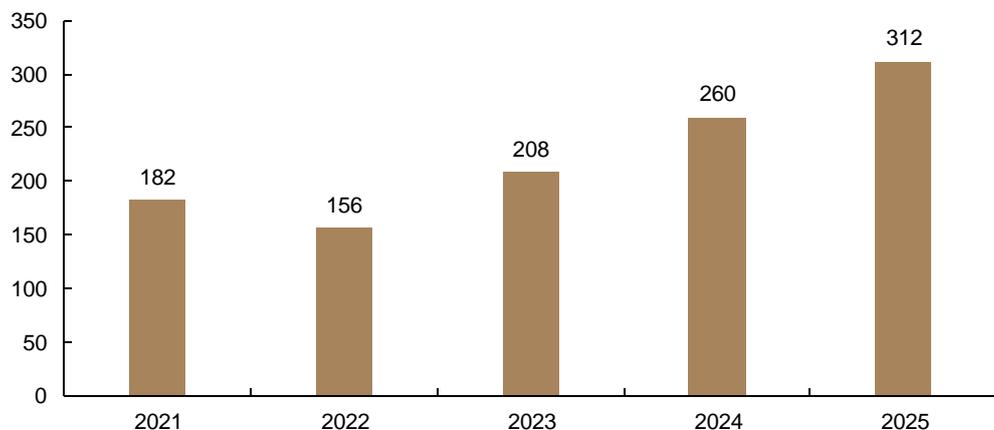
表 12：300MW 海上风电交流送出成本统计

项目	成本（亿）
风机及塔筒	23.2
海上升压站建设与安装	0.63
海上升压站电气一次设备	0.49
220kV 海缆设备采购及敷设	5.9
35kV 海缆设备采购及敷设	1.8
风机基础及安装工程	10.2
电气二次设备	0.28

集控中心一次设备	0.3
陆上集控中心建安及海上升压站电气设备安装调试	0.45

资料来源：《海上风电送出技术研究浅述》，德邦研究所

图 34：海缆市场容量（亿元）



资料来源：《海上风电送出技术研究浅述》，德邦研究所

5. 投资建议

主线一：受益于需求景气和陆风抢装结束后盈利修复的主机环节，推荐明阳智能，建议关注金风科技、电气风电、运达股份、三一重能（已申报上市）。

主线二：受益于大兆瓦趋势、集中度提升的零部件环节，推荐新强联、中材科技、日月股份、广大特材、东方电缆，建议关注禾望电气、金雷股份、天顺风能、泰胜风能，中天海缆（已申报上市）。

6. 风险提示

风电需求不及预期，海风降本不及预期，原材料价格波动等

信息披露

分析师与研究助理简介

马天一，德邦证券研究所电力设备与新能源行业高级分析师，天津大学化工硕士，中南大学冶金工程本科，锂电池材料研发背景，3年以上电动车行业研究经验，擅长行业技术趋势和生意本质的解读，专注于从产业角度挖掘投资机会。

吴舍，德邦证券研究所电力设备及新能源行业研究助理，伦敦国王学院金融硕士，中山大学金融学士，主要覆盖风电光伏板块。

分析师声明

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人不保证该等信息的准确性或完整性。分析逻辑基于作者的职业理解，清晰准确地反映了作者的研究观点，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

投资评级说明

1. 投资评级的比较和评级标准： 以报告发布后的6个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后6个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期市场基准指数的涨跌幅；	类别	评级	说明
2. 市场基准指数的比较标准： A股市场以上证综指或深证成指为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普500或纳斯达克综合指数为基准。	股票投资评级	买入	相对强于市场表现20%以上；
		增持	相对强于市场表现5%~20%；
		中性	相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
		减持	相对弱于市场表现5%以下。
	行业投资评级	优于大市	预期行业整体回报高于基准指数整体水平10%以上；
		中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%与10%之间；
		弱于大市	预期行业整体回报低于基准指数整体水平10%以下。

法律声明

本报告仅供德邦证券股份有限公司（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。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。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。

市场有风险，投资需谨慎。本报告所载的信息、材料及结论只提供特定客户作参考，不构成投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。在法律许可的情况下，德邦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。

本报告仅向特定客户传送，未经德邦证券研究所书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。如欲引用或转载本文内容，务必联络德邦证券研究所并获得许可，并需注明出处为德邦证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。

根据中国证监会核发的经营证券业务许可，德邦证券股份有限公司的经营经营范围包括证券投资咨询业务。