



风电行业成长逻辑再梳理

—风电设备行业深度研究报告

所属部门：行业公司部

报告类别：行业研究报告

报告时间：2023 年 3 月 15 日

分析师：孙灿

执业证书：S1100517100001

联系方式：suncan@cczq.com

北京：东城区建国门内大街 28 号民生金融中心 A 座 6 层，100005

深圳：福田区福华一路 6 号免税商务大厦 32 层，518000

上海：陆家嘴环路 1000 号恒生大厦 11 楼，200120

成都：高新区交子大道 177 号中海国际中心 B 座 17 楼，610041

❖ 周期属性弱化，我国未来风电装机量有望维持稳增

风电已发展成为我国第三大电源，在碳达峰碳中和的大背景下，行业的战略地位得到提升，“十四五”各省市规划的风电装机规模合计超300GW，另外预计“十四五”期间我国风电场改造需求达到20GW，分散式风电年均贡献装机量10-15GW。陆上风电补贴已完全退坡，政策时间节点对行业周期的影响已逐步消除；风电弃风率维持历史低位，弃风限装对风电行业的限制作用明显减弱。2022年已开标风电项目总规模达到103.27GW，有望支撑2023年风电行业装机量高增。我们预计2023年我国风电新增装机规模为65GW，其中陆上风电新增装机为55GW，海上风电新增装机为10GW，风电行业有望开启新一轮周期。

❖ 供给端格局保持稳定，看好龙头企业盈利不断提升

风机大型化带动风电项目中标价格不断下探，下游陆上风电场的收益率逐渐提升，看好陆上风电招标价格将保持平稳，在风电单机容量不断提升的背景下整机龙头的业绩有望企稳回升。风电设备零部件行业中，随着风电机组大型化、轻量化以及海上风电深海化的进程不断加深，市场对零部件升级迭代的需求更为迫切，具备核心技术壁垒和优质产能的零部件企业有望进一步强化在产业链中的地位，优化竞争格局，提高市场集中度和产品渗透率，进而提升盈利能力。

❖ 投资建议

我国风电整机行业竞争格局稳定，企业的技术实力雄厚，产品矩阵丰富，能够满足海内外市场对风机装备的需求，有望受益于风电市场规模不断扩大带来的市场红利，建议关注渗透率提升较为明显的三一重能，成本管控能力较强的明阳智能、运达股份、金风科技等龙头平台公司；海上风电领域，建议关注东方电缆、亨通光电、中天科技等受益于远海化趋势、具有高弹性的公司。随着风电行业整体景气度再度回升，以及上游原材料价格回落，风电零部件厂商的盈利能力有望逐步得到修复，建议关注受益于机型大型化和海上风电深海化的塔筒公司天顺风能、大金重工；产能规模优势明显、渗透率有望不断提升的铸件公司日月股份；主轴双寡头公司金雷股份和通裕重工；轴承国产替代先行者新强联；叶片大型化、轻量化的趋势下，产品迭代速度快，渗透率有望提升的叶片公司时代新材、中材科技。

❖ 风险提示

供应链瓶颈导致需求量不及预期、市场竞争加剧导致行业盈利能力下滑、原材料和零部件价格波动等。

正文目录

一、风电产业链介绍	6
1.1 风力发电概述	6
1.2 风电产业链梳理	6
1.3 风电成本拆分	7
二、风电产业发展情况	9
2.1 我国风电装机容量和发电量稳步增长	9
2.2 国内陆上风电已实现平价上网，海上风电正过渡到平价时代	10
2.3 “十四五”风电装机目标明确	12
2.4 老旧风电场改造升级提供增量空间	14
2.5 分散式风电引领行业新趋势	15
2.6 海外风电规划加速推进	15
2.7 风电行业周期属性弱化	17
三、风电整机行业概况	17
3.1 机组大型化有效降低度电成本	17
3.2 风机技术工艺进步助力大型化发展	21
3.3 整机行业头部效应明显，有望迎来盈利拐点	25
四、风电零部件行业概况	28
4.1 塔筒	28
4.2 铸件	31
4.3 主轴	32
4.4 轴承	34
4.5 叶片	36
4.6 海缆	38
五、投资建议	40

图表目录

图 1: 风电机组结构.....	6
图 2: 风机发电原理.....	6
图 3: 风电产业链.....	7
图 4: 大型风电场全寿命周期成本构成.....	7
图 5: 陆上风电建设成本结构（平坦地形）.....	8
图 6: 陆上风电建设成本结构（山地）.....	8
图 7: 海上风电建设成本结构（江浙地区）.....	8
图 8: 海上风电建设成本结构（闽粤地区）.....	8
图 9: 我国风电发电装机容量.....	9
图 10: 我国风电新增装机量.....	9
图 11: 我国风电设备平均利用小时累计值（小时）.....	10
图 12: 我国风电发电量占比情况（%）.....	10
图 13: 2025 年海上风电与煤电平价上网分析.....	11
图 14: 2022 年全年风电中标数据（分区域）.....	14
图 15: 海外陆上风电新增装机量预测（GW）.....	16
图 16: 海外海上风电新增装机量预测（GW）.....	16
图 17: 中国风电机组出口容量.....	16
图 18: 2022 年中国风电机组企业出口情况.....	16
图 19: 我国风电新增装机量预测.....	17
图 20: 我国弃风率情况.....	17
图 21: 风电大型化趋势图.....	18
图 22: 陆上风电安装成本和度电成本.....	19
图 23: 海上风电安装成本和度电成本.....	19
图 24: 中国历年新增陆上和海上风电机组平均单机容量（MW）.....	19
图 25: 我国历年风机机组价格变动趋势（元/KW）.....	20
图 26: 截止 2021 年底陆上不同单机容量风电机组新增装机量占比.....	20
图 27: 2021 年陆上不同单机容量风电机组新增装机量占比.....	20
图 28: 截止 2021 年底海上不同单机容量风电机组新增装机量占比.....	20

图 29：2021 年海上不同单机容量风电机组新增装机量占比	20
图 30：双馈式发电系统示意图.....	22
图 31：永磁直驱和半直驱发电系统示意图.....	23
图 32：截止 2022 年中国风电整机企业累积装机容量（万千瓦）	26
图 33：截止 2022 年中国风电整机企业陆上累积装机容量（万千瓦）	26
图 34：截止 2022 年中国风电整机企业海上累积装机容量（万千瓦）	26
图 35：2022 年全年陆上风电中标数据	27
图 36：2022 年全年海上风电中标数据	27
图 37：风电整机企业的毛利率情况（%）	28
图 38：风电塔筒企业塔筒销量情况（万吨）	30
图 39：风电塔筒企业塔筒营收情况（亿元）	30
图 40：风电塔筒企业塔筒毛利率情况（%）	30
图 41：中厚板价格（元/吨）	30
图 42：我国铸件厂商产能情况（万吨）	32
图 43：铸件厂商铸件营收情况（亿元）	32
图 44：铸件厂商铸件业务毛利率情况（%）	32
图 45：主轴厂商主轴营收情况（亿元）	33
图 46：主轴厂商主轴业务毛利率情况（%）	33
图 47：风电机组轴承示意图.....	34
图 48：新强联风电类回转支撑及配套产品营收（亿元）和毛利率（%）情况.....	35
图 49：2010-2020 年中国新增风电机组不同风轮直径.....	36
图 50：2021 年全球碳纤维运行产能及扩产计划（万吨）	37
图 51：叶片厂商叶片营收情况（亿元）	37
图 52：叶片厂商叶片业务毛利率情况（%）	37
图 53：全球浮式风机数量预测（座）	39
图 54：浮式风机及电缆系统.....	39
表 1： 风电项目造价的规模效应.....	10
表 2： 海上风电项目投资回报率情况.....	11



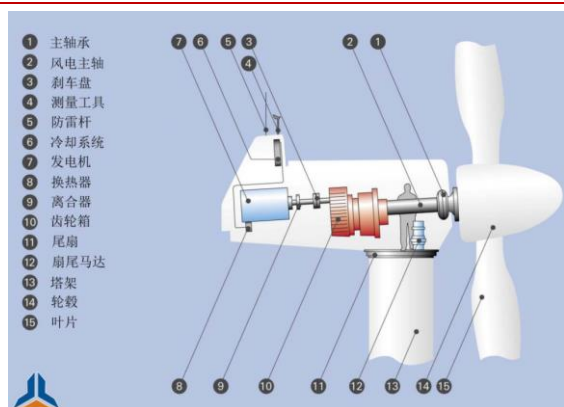
表 3: 海上风电补贴政策.....	11
表 4: 海上风电补贴政策.....	12
表 5: 沿海省市“十四五”海上风电规划情况.....	13
表 6: 全国 1.5MW 及以下机组分阶段退役改造需求潜力预测.....	15
表 7: 采用不同单机容量机组的项目经济指标.....	18
表 8: 海上风电机组单机容量发展情况.....	21
表 9: 已公布海上风电项目风机中标情况（截至 2022Q3）.....	21
表 10: 不同风电机组技术路线对比.....	23
表 11: 不同风电机组技术路线对比.....	24
表 12: 国内外主要风电整机厂商的技术路线和产品性能参数.....	24
表 13: 2019 至 2022 年我国风电整机企业市占率情况.....	25
表 14: 2019 至 2022 年我国海上风电整机企业市占率情况.....	25
表 15: 风电整机企业的毛利率情况.....	28
表 16: 湖北沙洋地区两种塔型经济性比较.....	29
表 17: 河南濮阳地区两种塔型经济性比较.....	29
表 18: 塔筒厂商产能及布局情况.....	30
表 19: 普通球墨铸铁件与风电大型球墨铸铁件的性能要求对比.....	31
表 20: 风电主轴轴承结构常用类型.....	34
表 21: 国内主要轴承企业推进风电高端轴承国产化进程.....	35
表 22: 不同电压等级、不同截面交流海缆输送容量.....	38
表 23: 不同风电场容量下的交直流输送方案.....	38
表 24: 浮式风机及电缆系统.....	39
表 25: A 股风电产业链上市公司梳理.....	40
表 26: A 股风电设备和零部件领域上市公司标的.....	41

一、风电产业链介绍

1.1 风力发电概述

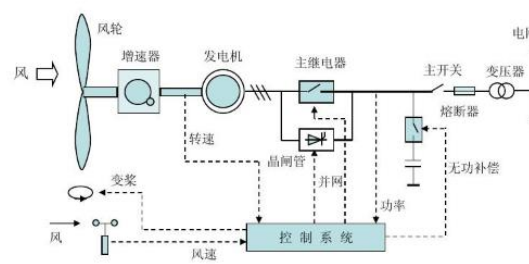
风力发电主要是利用风动能来进行转化，使其成为机械动能，最后再把机械动能转换为电能。风力发电机是实现上述能源转变的电力设备，一般由风机、叶片、塔筒、基座、传动系统、控制系统等组成。叶片从底部到尖端均有许多不同尺寸和形状的翼型界面组成，简易的翼型技术使得涡轮叶片转动，当流体流过叶片时将产生升力，产生最基本的旋转。一般情况下，风速达到3-5m/s时即可开始发电。叶片在风力的作用下旋转产生动能，通过传动系统提升转速，达到发电机的转速后带动发电机工作，得到的电力通过电缆输送到基站的升压变压器中。机组中的测量工具用于测量风速与风向，风向偏差时电子控制器向偏航机构发送信号以矫正误差，偏航马达将转动机舱使得风机始终正对风向获取最大发电功率。风能作为自然资源的一种，储量丰富，分布广泛，属于可再生的清洁能源，借助于风能进行发电成为当前新能源发电的主流方法之一。

图 1：风电机组结构



资料来源：金雷股份招股说明书，川财证券研究所

图 2：风机发电原理



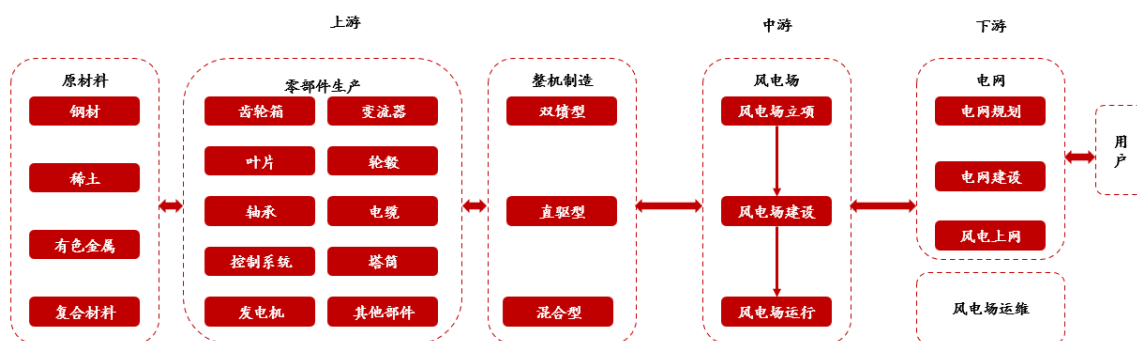
资料来源：《风力发电控制原理》，川财证券研究所

1.2 风电产业链梳理

风电产业链由上游原材料、零部件和整机制造，中游风电场建设及运营，下游风力发电及运维组成。风电机组制造所需的上游原材料包括钢、铝、铜、玻璃纤维、碳纤维、环氧树脂、永磁材料、混凝土等，其中钢材的用量占到整个机组总重量的90%。风机的核心零部件包括齿轮箱、叶片、轴承、控制系统、发电机、变流器、轮毂、电缆、塔筒等，零部件细分市场的专业化程度较高，技术壁垒突出，整机厂商一般会采取定制化采购。而整机制造厂商向上连接众多零部件供应商，向下直接参与风电场上的招标工作，中标后将风电机组出售给下游风电运营商。中游风电场运营的参与者以国有企业为主，建设业务由施工建设公司负责。下游环节包括了风力发电、风电上网以及风电运维等环节。目前行业产生多种业态模式，部分整机厂商下沉产业链布局风电场建设及运维等领域，呈现混合业态模式。

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅本页的重要声明

图 3： 风电产业链

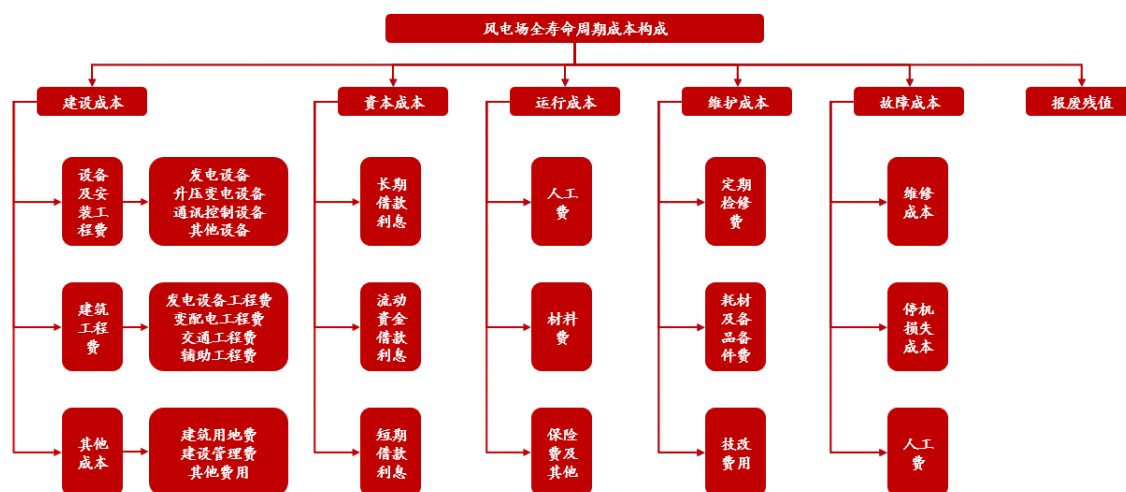


资料来源：《风电产业链发展影响因素及解释结构分析》，前瞻研究院，川财证券研究所

1.3 风电成本拆分

风电场全寿命周期成本主要包括建设成本、资本成本、运行成本、维护成本、故障成本以及报废残值等。建设成本属于固定成本，包括设备及安装工程费、建筑工程费以及其他成本项，固定资产的折旧费用占到风电运营期成本的比例约为65%-70%。资本成本主要包括长期借款、短期借款利息等。运行维护成本，包括运行成本、维护成本、故障成本，约占风电总成本的15%-20%。

图 4： 大型风电场全寿命周期成本构成

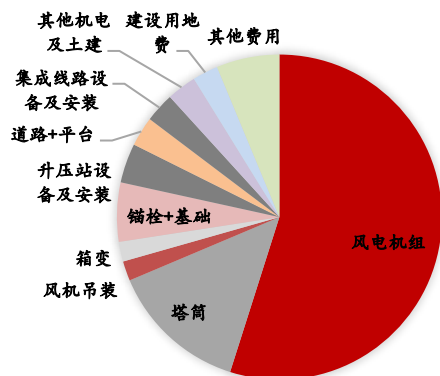


资料来源：《基于风电机组可靠性的风电场平准化成本模型研究》，川财证券研究所

风电整机设备占到整风电场建设成本的比例较高，规模效益是降低单位投资成本提升投资回报率的核心要素。对于陆上风电，在施工难度较低的平坦地形中，风电机组占到整体建设成本的比例达到54.90%，塔筒的占比达到13.73%；在施工难度较高的山地中，风机机组在成本结构中的占比降低至39.44%，塔筒的成本占比为14.08%。对于海上风电，

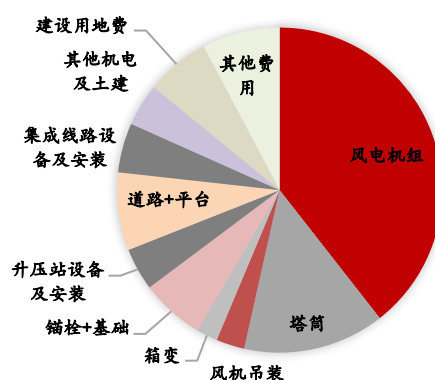
由于海上的施工成本较高，基础及施工的成本占比较高；且不同地区受到海床地质、水文条件的影响基础及施工的成本占比有所差异，如广东、福建等省的海域礁石较多，且基岩较浅，上述地区海上风电的基础及施工成本的占比达到33%，高于江浙地区的24%；风电机组和塔筒等整机设备仍占到整体风电建设成本的较高比例，约50%左右。整体上看，风电整机设备占到风电整体成本的比例较高，在其他条件不变的情况下，风电项目规模越大，单位投资金额会相对降低，进而会相应地提高风电场的投资回报率。

图 5：陆上风电建设成本结构（平坦地形）



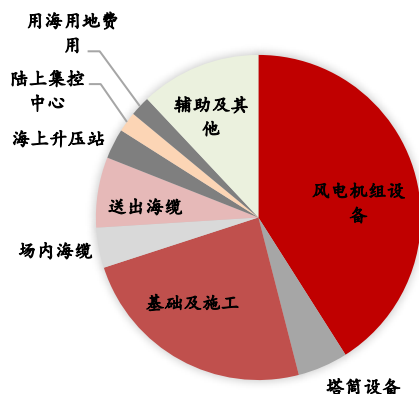
资料来源：《2021 年风电光伏成本经济性分析》，川财证券研究所

图 6：陆上风电建设成本结构（山地）



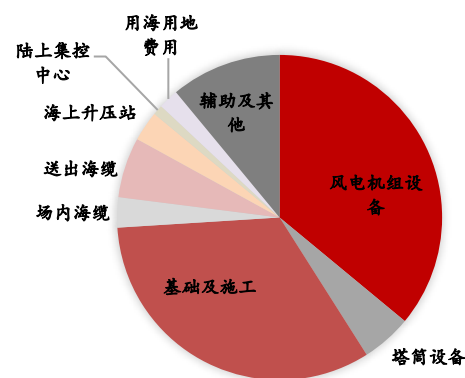
资料来源：《2021 年风电光伏成本经济性分析》，川财证券研究所

图 7：海上风电建设成本结构（江浙地区）



资料来源：《海上风电项目全寿命周期的成本构成及其敏感性分析》，川财证券研究所

图 8：海上风电建设成本结构（闽粤地区）



资料来源：《海上风电项目全寿命周期的成本构成及其敏感性分析》，川财证券研究所

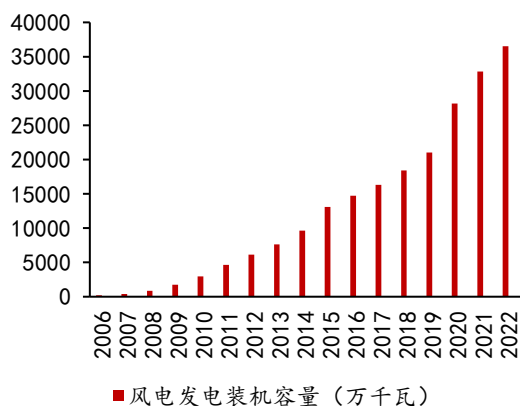
二、风电产业发展情况

2.1 我国风电装机容量和发电量稳步增长

经过40多年的发展，我国风电产业逐步发展成熟。回顾过去，我国风电产业经历了从摸索起步到逐步成熟的过程，大致可划分为四个阶段：1) 科技性示范应用阶段（“六五”到“七五”），离网型风力发电设备研制成功，在政府的支持下多个省份建设了一系列示范性风电场；2) 商业化探索阶段（“八五”到“十五”），为改善电力供给严重依赖煤电的情况，我国开启风电场商业化的探索，风电设备制造业整体处在技术追赶阶段；3) 规模化建设阶段（“十一五”到“十三五”），自2006年《可再生能源法》开始实施，我国相继推出多项政策和规划，推动我国风电产业进入到规模化发展阶段，期间风电产业体系日趋完善，风电技术不断升级，发电设备趋于国产化；4) 风电电价平价阶段（“十四五”至今），得益于过去十多年风电设备普及带来的规模经济效应，我国风电发电成本大幅下降，2021年新核准的陆上风电全面实现平价上网，未来我国将形成更大规模海上风电，东西部风电装机的分布将更加均衡，陆上和海上风电全面实现平价。

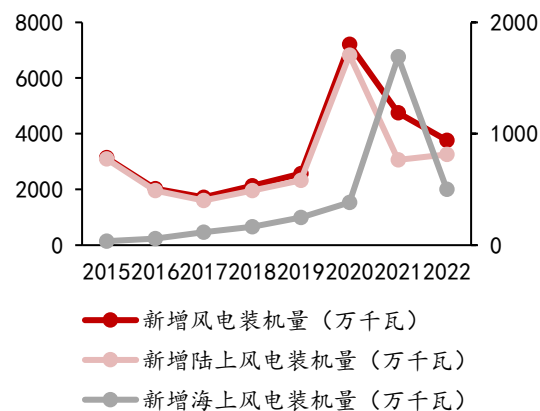
自2006年以来，我国风电装机呈现爆发式增长趋势，现阶段风电已成为我国第三大电源，正逐步向主力能源发展。2010年之后，我国风电建设共经历两轮抢装潮，分别在2015年补贴退坡带来的陆上风电抢装潮，2019年至2020年的陆上风电抢装潮以及2021年的海上风电抢装潮。2020年我国新增陆上风电装机量达到6826.50万千瓦，2021年新增海上风电装机量达到1690万千瓦，这两项数据分别是陆上风电和海上风电历史最高的年度新增装机量。截止到2022年底，我国风电发电装机容量达到36544万千瓦，风电整体装机量保持稳定增长；风电设备平均利用小时累计数达到2008小时，预计2022年全年将超过2200小时。在装机量稳步提升，利用小时数保持稳定的情况下，风电发电量在我国电力结构的占比亦提升明显，截止到2022年11月，我国风电发电量占比首次突破8%，达到8.05%，是我国第三大电源，覆盖全国31个省、市、自治区，风电正逐步向主力能源发展。

图 9：我国风电发电装机容量



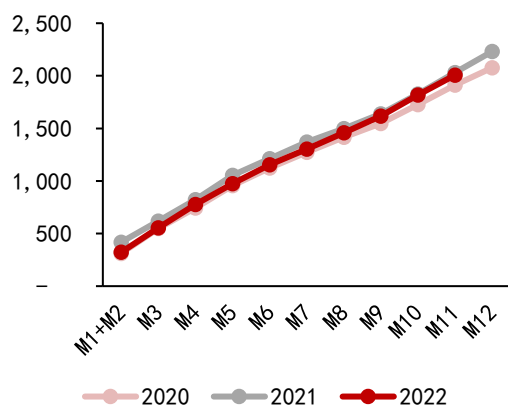
资料来源：中国电力企业联合会，川财证券研究所

图 10：我国风电新增装机量



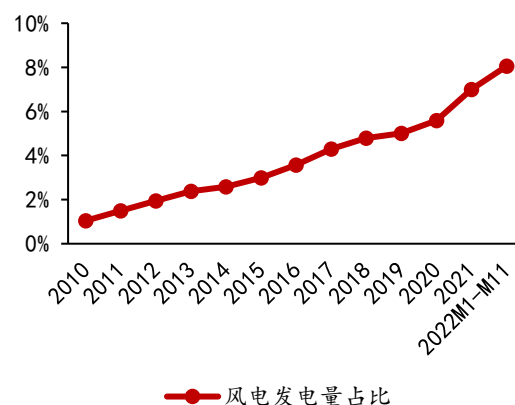
资料来源：中国电力企业联合会，川财证券研究所（注：2022年的新增陆上风电和海上风电装机量为预测值）

图 11：我国风电设备平均利用小时累计值（小时）



资料来源：中国电力企业联合会，川财证券研究所

图 12：我国风电发电量占比情况（%）



资料来源：国家统计局，川财证券研究所

2.2 国内陆上风电已实现平价上网，海上风电正过渡到平价时代

国内陆上风电已实现平价上网，项目IRR表现乐观。在经历了两轮补贴退坡引发的抢装热潮、电网完善降低弃风率以及消纳政策逐步实施后，我国陆上风电已实现平价上网。随着风电项目装机规模的不断提升，叠加风电平均利用小时保持稳定，我国风电项目全投资IRR能够达到9%以上的水平，且随着单机容量的提升以及项目整体装机规模的提升，陆上风电项目的IRR将有所提升，平准化度电成本有所下降，这在一定程度上能够提升我国陆上风电的投资积极性。

表 1：风电项目造价的规模效应

项目容量 (MW)	投资成本 (元/千瓦)	全投资 IRR	资本金 IRR	LCOE (元/千瓦时)
50	6520.99	9.33%	18.02%	0.3453
100	6102.77	10.10%	21.24%	0.3277
200	5917.07	10.19%	19.80%	0.3167
300	5847.18	10.45%	20.67%	0.3114
400	5807.03	10.60%	21.15%	0.3085

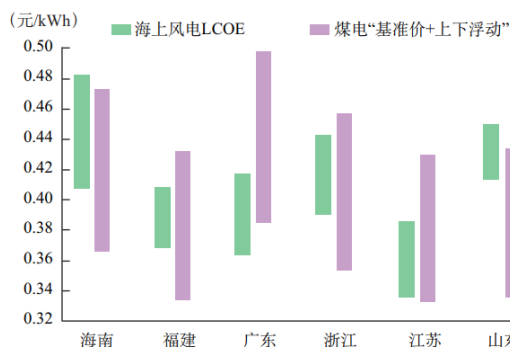
资料来源：《平价时代风电项目投资特点与趋势》，川财证券研究所

国内海上风电处在平价时代过渡期。从项目收益率角度看，以粤西地区某海上风电场为例，装机规模为300MW，离岸距离约为31千米，建设总成本为54.10亿元，年利用小时数为2890小时，基准电价为0.453元/千瓦时，补贴电价为0.397元/千瓦时，补贴小时数为2600小时（20年），贷款比例为70%，还款年限为15年。在考虑补贴的情况下，该项目的投资收益率为8.36%，若不考虑补贴的情况下，该项目的投资收益率则降至3.29%。现阶段国补虽然退潮，但地方性补贴的接力（广东、浙江、江苏、山东等地）可助力部分海

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅本页的重要声明

上风电项目平价上网，如2022年底中广核汕尾甲子-50万千瓦海上风电项目顺利实现全场78台风机并网发电，是国内首个平价海上风电项目实现全容量并网发电。我国沿海各省市的海上风能资源以及海上风电建设进程存在差异，预计到2025年福建、广东、浙江、江苏等省的海上风电基本可以实现平价上网，与煤电价格具备一定的竞价空间。

图 13：2025 年海上风电与煤电平价上网分析



资料来源：《基于LCOE模型的海上风电平价上网分析》，川财证券研究所

表 2：海上风电项目投资回报率情况

考虑补贴时某海上风电项目的投资收益率情况		不考虑补贴时某海上风电项目的投资收益率情况	
内容	数值	内容	数值
项目的 XIRR/%	8.36	项目的 XIRR/%	3.29
项目回收期 / 年	11.26	项目回收期 / 年	17.79
股权的 XIRR/%	12.54	股权的 XIRR/%	1.82
股权回收期 / 年	9.68	股权回收期 / 年	23.05
LCOE/(元 /kWh)	0.4474	LCOE/(元 /kWh)	0.4474
修正 LCOE/(元 /kWh)	0.6443	修正 LCOE/(元 /kWh)	0.6443
分红的 XIRR/%	9	分红的 XIRR/%	1.4
分红回收期 / 年	14.74	分红回收期 / 年	26.91

资料来源：《海上风电项目全寿命周期的成本构成及其敏感性分析》，川财证券研究所（注：XIRR 为内部收益率的一种，指不定期发生的现金流的内部收益率）

海上风电地方补贴仍存在，国补退坡后将发挥承上启下的作用。在国补全面退补后，上海市是首个推出地方海上风电补贴的省市，将对2026年之前投产的深海风电项目基于项目规模予以奖励。广东省和山东省则对2022年至2024年省并网海上风电项目予以补贴。浙江省的海上风电补贴政策是按照项目规模直接补贴电价。

表 3：海上风电补贴政策

省份	政策名称	补贴内容
上海市	《上海市可再生能源和新能源发展专项资金扶持办法》	深远海海上风电项目和场址中心离岸距离大于等于50km近海海上风电项目奖励标准为500元/千瓦。单个项目年度奖励金额不超过5000万元。深远海海上风电项目和场址中心离岸距离大于等于50km近海海上风电项目奖励标准为500元/千瓦。单个项目年度奖励金额不超过5000万元。
广东省	《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展实施方案》	补贴范围为2018年年底前已完成核准、在2022年至2024年全容量并网的省管海域项目；补贴标准为2022年、2023年、2024年全容量并网项目分别补贴1500元/千瓦、1000元/千瓦、500元/千瓦。
山东省	《2022年“稳中求进”高质量发展政策清单（第二批）》	对2022—2024年建成并网的“十四五”海上风电项目，山东省财政分别按照800元/千瓦、500元/千瓦、300元/千瓦的标准给予补贴，补贴规模分别不超过200万千瓦、340万千瓦、160万千瓦。
浙江省	《关于2022年风电、光伏项目开发建设有关事项的通知》	2022年和2023年，全省享受海上风电省级补贴规模分别按60万千瓦和150万千瓦控制，补贴标准分别为0.03元/千瓦时和0.015元/千瓦时。以项目全容量并网年份确定相应的补贴标准，按照“先建先得”原则确定享受省级补贴的项目，直至补贴规模用完。项目补贴期限为10年，从项目全容量并网的第二年开始，按等效年利用小时数2600小时进行补贴。

资料来源：各政府官网，川财证券研究所

2.3 “十四五”风电装机目标明确

双碳目标明确，风电战略地位提升。我国提出到2025年非化石能源比重达到20%，为实现碳达峰、碳中和奠定坚实基础；到2030年，非化石能源消费比重达到25%左右，风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上，二氧化碳排放量达到峰值并实现稳中有降；到2060年，非化石能源消费比重达到80%以上，碳中和目标顺利实现。风电作为现阶段发展较为成熟且具有一定性价比的清洁能源，有望逐步发展成为我国主力能源之一。

风电光伏大基地建设进程稳步推进。根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》，我国将建设雅鲁藏布江下游水电基地，建设金沙江上下游、雅砻江流域、黄河上游和几字湾、河西走廊、新疆、冀北、松辽等清洁能源基地，建设广东、福建、浙江、江苏、山东等海上风电基地。目前，第一批大型风电光伏基地已全面开工，部分已建成投产，涉及23个沙漠戈壁荒漠地区以及35个其他地区，建设总规模达到97.05GW。第二批大型风电光伏基地处在陆续开工阶段，2030年规划建设风光基地总装机约455GW，其中库布齐、乌兰布和、腾格里、巴丹吉林沙漠基地规划装机284GW，采煤沉陷区规划装机37GW，其他沙漠和戈壁地区规划装机134GW，其中“十四五”时期规划建设风光基地总装机约200GW，包括外送150GW、本地自用50GW；“十五五”时期规划建设风光基地总装机约255GW，包括外送165GW、本地自用90GW。第三批风电光伏大基地以源网荷储、离网制氢以及100%消纳项目为重点，目前处在项目审查阶段。

各省市“十四五”规划的风电装机规模超300GW，海上风电装机规模超100GW。目前国内31个省市已公布“十四五”期间风电、光伏等新能源的装机规划，合计达到约316.974GW。沿海10个省、市也均出台海上风电的相关装机规划，预计“十四五”期间合计新增装机规模达到约111.78GW。

表 4：各省市“十四五”风电规划情况

省份	风电 (GW)	光伏 (GW)	共计 (GW)	参考文件
内蒙	51.15	32.62	83.77	《内蒙古自治区“十四五”可再生能源发展规划》
浙江	4.55	12.45	17	《浙江省能源发展“十四五”规划》
黑龙江	21		21	《黑龙江省产业振兴行动计划（2022-2026年）》
甘肃	24.8	32.03	56.83	《甘肃省“十四五”能源发展规划》
山东	10.66	42.28	52.94	《山东省电力发展“十四五”规划》
天津	1.15	3.964	5.114	《天津市可再生能源“十四五”规划》
宁夏	3.734	20.529	24.263	《宁夏回族自治区能源发展“十四五”规划》
江苏	12.53	18.16	30.69	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划》
云南	9	64	73	《关于加快推进“十四五”规划新能源项目配套接网工程有关工作的通知》
河北	20.26	32.1	52.36	《河北省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二零三五年远景目标纲要》
河南	10	10	20	《河南省“十四五”现代能源体系和碳达峰碳中和规划》
吉林	16.23	4.62	20.85	《吉林省能源发展“十四五”规划》

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅本页的重要声明

四川	10	22	32	《四川省能源领域碳达峰实施方案》
辽宁	23		23	《辽宁省“十四五”能源发展规划》
湖北	5	15	20	《湖北省能源发展“十四五”规划》
西藏		8.72	8.72	《西藏国民经济和社会发展第十四个五年规划和二零三五年远景目标纲要》
海南	3	5	8	《海南省建立健全生态产品价值实现机制实施方案》政策解读新闻发布会
江西	2	16	18	《江西省“十四五”能源发展规划》
广东	20	20	40	《广东省能源发展“十四五”规划》
青海	8.07	30	38.07	《青海省能源发展“十四五”规划（2021-2025年）》
重庆	2.5	1.35	3.85	《重庆市能源发展“十四五”规划（2021-2025年）》
贵州	10.8	31	41.8	《贵州省能源领域碳达峰实施方案》
北京	0.11	1.9	2.01	《北京市“十四五”时期能源发展规划》
湖南	5.31	9.09	14.4	《湖南省“十四五”可再生能源发展规划》
上海	1.8	2.7	4.5	《上海市能源发展“十四五”规划》
山西	10.26	36.91	47.17	《山西省可再生能源发展“十四五”规划》
福建	4.1	3	7.1	《福建省“十四五”能源发展专项规划》
广西	18	13	31	《广西可再生能源“十四五”规划》
安徽	3.88	14.3	18.18	《安徽省能源发展“十四五”规划》
陕西	11.08	27	38.08	《陕西省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二零三五年远景目标纲要》
新疆	15	23	38	《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和二零三五年远景目标纲要》
共计	316.974	574.723	891.697	

资料来源：各政府部门网站，风芒能源，川财证券研究所

表 5：沿海省市“十四五”海上风电规划情况

地区	海风规划（GW）		参考文件
辽宁	3.75		《辽宁省“十四五”海洋经济发展规划》
河北唐山	3		《唐山市海上风电发展规划（2022-2035年）》
山东	8		《能源保障网行动计划》
江苏	12.53		《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划》
上海	1.8		《上海市资源节约和循环经济发展“十四五”规划》
浙江	4.5		《浙江省可再生能源发展“十四五”规划》
福建	内省管海域10.3	深远海4.8	《关于做好促进新时代新能源高质量发展有关工作的函》
广东潮州	43.3		《潮州市能源发展“十四五”规划》
广西	7.5		《广西可再生能源发展“十四五”规划》
海南	12.3		《海南省海上风电项目招商（竞争性配置）方案》
合计	111.78		

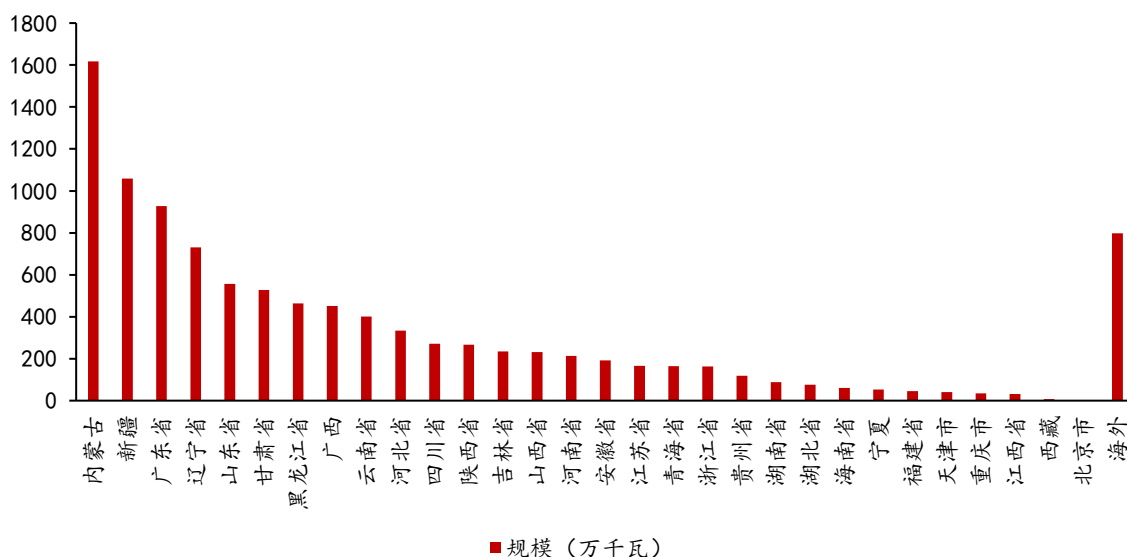
资料来源：各政府部门网站，川财证券研究所

2022年陆上风电招标重心重回“三北”地区，海上风电集中在粤鲁浙三地。2022年我国已开标风电项目603个，总规模达到103.27GW，其中陆上风电项目555个，规模为85.36GW，海上风电项目48个，规模为17.91GW。为提高风电的消纳能力和降低弃风率，我国风电装

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅本页的重要声明

机在“十三五”向中东南地区倾斜，“三北”地区新增装机量占比从2009年的86%下滑到2018年43%。随着电网端的建设以及就地消纳项目启动，我国“三北”地区弃风率得到有效控制。2022年全年风电开标项目中，“三北”地区的占比达到55.45%，未来风电特别是陆上风电的重心逐步回归“三北”地区。海上风电方面，开标项目规模位居前三的分别是广东省、山东省和浙江省。

图 14：2022 年全年风电中标数据（分区域）



资料来源：每日风电，川财证券研究所

2.4 老旧风电场改造升级提供增量空间

预计“十四五”我国风电场改造市场需求达到20GW，“十五五”约40GW。截止到2022年我国风电装机容量已达到365.44GW，装机规模巨大。如今早期建设的风电场可能面临设备老化引发的运行安全风险大、运行效率低、运维成本高等问题，在陆上风电平价上网的背景下，部分老旧风电场面临较为严峻的经营压力。为了充分利用优质风能资源，提升风电场的运营效率，规范风电场改造升级和退役工作，国家能源局在2021年底推出《风电场改造升级和退役管理办法（征求意见稿）》，目前该管理办法已结束征求意见，预计年内完成发布程序；此外，辽宁、宁夏、内蒙古等地已出台相关政策，全国老旧风电场“以大代小”的改造升级工作逐步展开。根据国家发改委能源研究所的预测，直接退役的情况集中在运行超过20年的风电机组，“十四五”改造升级需求集中在运行在15-20年的风电机组，以及运行时间小于15年但机型落后的风电机组。预计“十四五”期间我国将退役1.26GW并改造20GW的老旧风电机组，“十五五”退役或改造40GW的老旧风电机组（以改造为主）。

表 6：全国 1.5MW 及以下机组分阶段退役改造需求潜力预测

运行期限	单机容量	2021-2025 年	2026-2030 年
≥20 年	<1.5MW	全部退役，113 万千瓦	-
	1.5MW	全部退役，12 万千瓦	未曾改造的，退役或改造共约 2000 万千瓦
15-20 年	<1.5MW	全部改造，859 万千瓦	未曾改造的全部改造，约 120 万千瓦
	1.5MW	改造 1/3，约 1000 万千瓦	改造 1/3，约 1700 万千瓦
小于 15 年但机型落后	<1.5MW	改造 1/10，约 15 万千瓦	-
	1.5MW	改造 1/20，约 250 万千瓦	改造 1/10，约 65 万千瓦
合计		退役 125 万千瓦，改造超过 2000 万千瓦	退役或改造约 4000 万千瓦，以改造为主

资料来源：《我国风电机组退役改造置换的需求分析和政策建议》，川财证券研究所

2.5 分散式风电引领行业新趋势

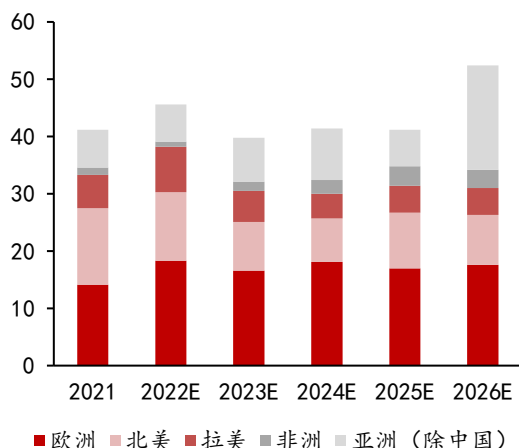
预计“十四五”期间我国分散式风电年均贡献装机容量 10-15GW。《“十四五”可再生能源发展规划》指出坚持集中式与分布式并举，在东中南部地区积极推进分布式风电的开发。2022 年 1 月，国家能源局、农业农村部发布了《加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》以及 5 月中共中央发布的《乡村建设行动方案》中，均指出实施乡村清洁能源建设工程，在适宜地区推进分布式风电建设，我国分布式风电行业迎来重大发展机遇。根据风能委员会 CWEA 的统计，截止到 2021 年底，我国分散式风电总装机接近 10GW，2021 年分散式风电（包括分散式、分布式、智能微网）新增装机容量 802.7 万千瓦，总装机规模和新增装机数量均同比大增。根据 2021 年底的《风电伙伴行动具体方案》，118 个城市与 600 多家风电企业共同发起了“风电伙伴行动·零碳城市富美乡村”计划，“十四五”期间在全国 100 个县，优选 5000 个村，安装 1 万台风机，总装机规模达到 50GW。预计“十四五”期间我国分散式风电年度贡献装机容量约 10-15GW。

2.6 海外风电规划加速推进

全球多个国家风电建设的规划处在加速推进的进程中，全球风电装机需求旺盛。为保障能源安全，2022 年 5 月欧盟公布并开启 REPower EU 行动计划，将可再生能源比例提升至 45%，同时计划到 2030 年风电累计装机达到 480GW；同年 5 月的北海能源峰会上，德国、荷兰、丹麦和比利时签署宣言，约定共同达成在 2030 年前海上风电联合安装至少 65GW 的目标。美国在 2021 年公布计划 2035 年实现 100% 清洁电力目标，宣布 2030 年完成 30GW 海上风电场的建设并投入使用的计划，并于 2022 年下半年提出其中 15GW 将在 2035 年前建设为漂浮式海上风电场。亚洲国家中，日本在 2021 年下半年批准第六次能源基本计划，规划 2030 年前建设 10GW 的海上风电项目，2040 年前达到 40GW；韩国计划在 2030 年前新增 12GW 海上风电装机容量；印度确定在 2030 年前完成安装 30GW 海上风电装机容量的目标；越南

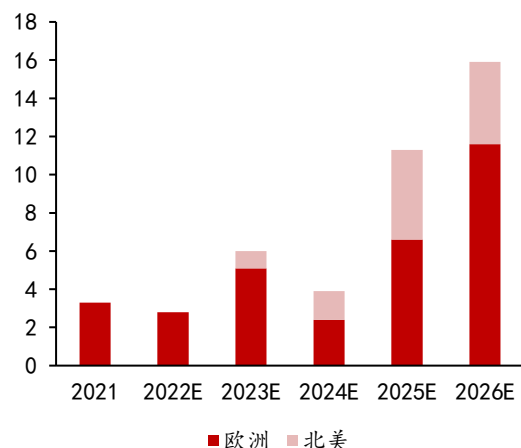
通过本国第八个电力规划草案，规划海上风电装机容量到2030年达到10GW。根据GWEC的预测，海外陆上风电年度新增装机容量将从2022年的45.6GW增长到2026年的52.4GW，海外海上风电年度新增装机容量将从2022年的2.8GW增长到2026年的15.9GW，未来海外陆上风电和海上风电将共同支撑全球风电需求。

图 15：海外陆上风电新增装机量预测（GW）



资料来源：IRENA, GWEC, 川财证券研究所

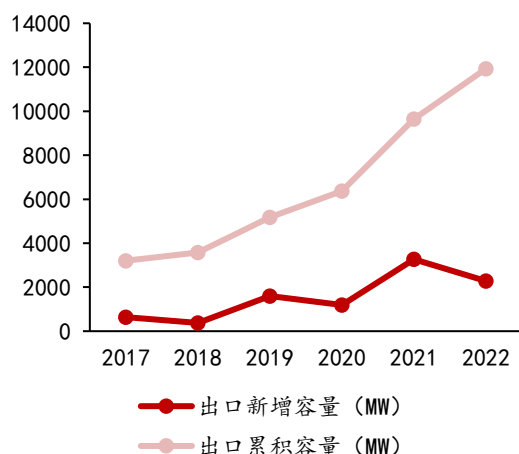
图 16：海外海上风电新增装机量预测（GW）



资料来源：IRENA, GWEC, 川财证券研究所

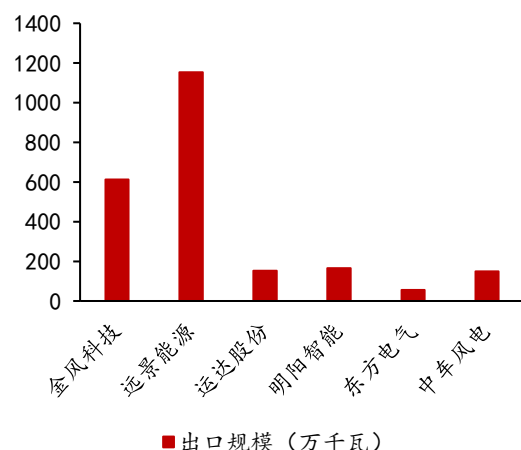
我国作为风机生产大国，度电成本优势处在全球前列，出口业务有望受益于海外风电项目的稳步推进。在全球风电市场蓬勃发展的大背景下，我国每年新增出口容量从2017年的641MW提升至2022年的2288MW，出口累计的装机规模达到11930MW。涉及到的机组出口企业中金风科技、远景能源在出口规模上领先。2022年，金风科技和远景能源的机组出口规模分别是612MW和1153MW，占比分别为26.75%和50.39%。

图 17：中国风电机组出口容量



资料来源：CWEA, 川财证券研究所

图 18：2022 年中国风电机组企业出口情况

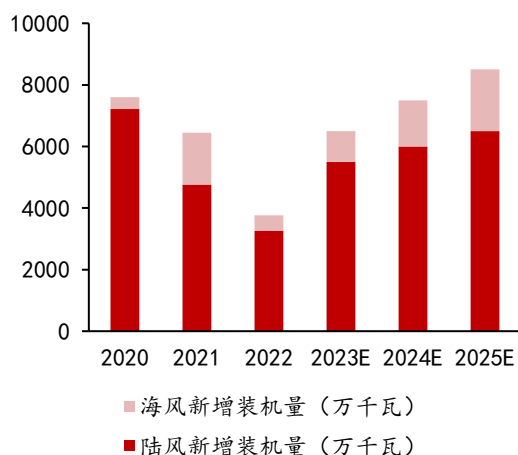


资料来源：CWEA, 川财证券研究所

2.7 风电行业周期属性弱化

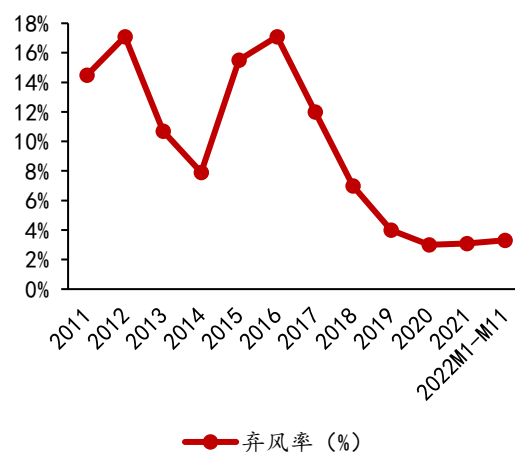
影响周期性变化的因素逐步减弱，我国风电行业周期属性弱化，2022年已开标风电项目总规模达到103.27GW，有望支撑2023年风电行业装机量高增。陆上风电补贴已完全退坡，政策时间节点对行业周期的影响已逐步消除；此外，三北地区风电消纳问题自2019年得到有效解决，在装机量大幅提升的背景下，我国风电弃风率维持历史低位，弃风限装对风电行业的限制作用明显减弱。2022年我国已开标风电项目603个，总规模达到103.27GW，其中陆上风电项目555个，规模为85.36GW，海上风电项目48个，规模为17.91GW。风电交付周期多在一年左右，当年中标量在年内和次年执行的比例约为3:7，当年的中标量在一定程度上决定次年的新增装机量。我们预计2023年我国风电新增装机规模为65GW，其中陆上风电新增装机规模为55GW，海上风电新增装机规模为10GW，我国风电行业有望开启新一轮的上行周期。

图 19：我国风电新增装机量预测



资料来源：CWEA, IRENA, CNEC, 川财证券研究所

图 20：我国弃风率情况



资料来源：CWEA, 华经产业研究院, 川财证券研究所

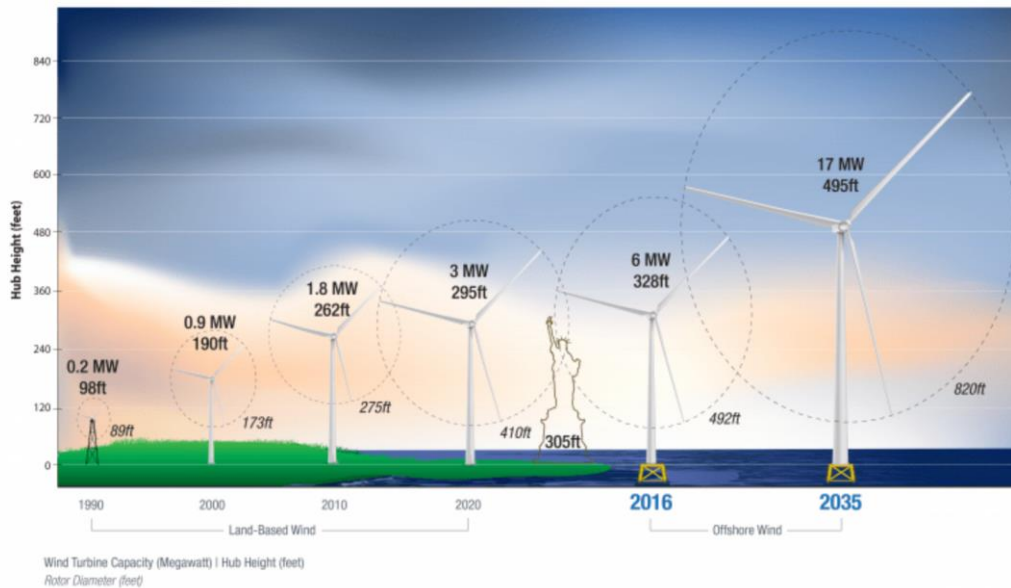
三、风电整机行业概况

3.1 机组大型化有效降低度电成本

风电机组大型化是降低风电成本有效的途径之一，助力风电项目开源节流。风电机组大型化使用更大的叶片，进而获取更高的扫风面积，切入的风速更低，在同样的地理位置上，能够捕获更多风能，提升单机容量，提升全寿命周期内发电机组的发电量；其次，机组大型化可有效摊低单位容量的原材料、基础、吊装、线路、土地等投资成本，并降低后续的运营、维修等成本和难度，降低度电成本，提升风电场收益率。



图 21：风电大型化趋势图



资料来源：ENERGY.GOV，川财证券研究所

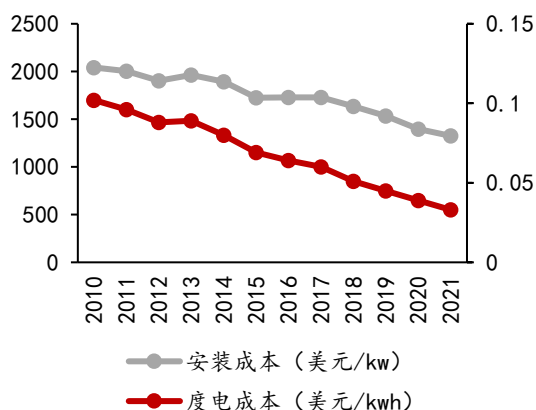
机组大型化可有效降低度电成本，提升风电项目投资收益率，在大型化的趋势下，过去十年国际上陆上风电和海上风电度电成本的降幅超过60%。假设项目总容量是100MW，采用25台单机容量为4MW机组的度电成本是0.3108元/千瓦时，而采用50台单机容量为2MW机组的度电成本则为0.3451元/千瓦时，前者的投资收益率为10.97%，高于后者的9.28%。根据IRENA的统计数据，随着风电机组的大型化不断推进，国际上陆上风电和海上风电的安装成本不断降低，进而带动度电成本有效降低。陆上风电的安装成本和度电成本分别从2010年的2042美元/kw和0.102美元/kwh降低到2021年的1325美元/kw和0.033美元/kwh，海上风电的安装成本和度电成本分别从2010年的4876美元/kw和0.188美元/kwh降低到2021年的2858美元/kw和0.075美元/kwh，过去10年陆上风电和海上风电度电成本的降幅均超过60%。

表 7：采用不同单机容量机组的项目经济指标

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	9.28%	18.24%	0.3451
2.2	45	99	6375	9.45%	18.85%	0.3414
2.3	43	99	6279	9.67%	19.66%	0.3366
2.5	40	100	6221	9.82%	20.19%	0.3336
3	33	99	6073	10.18%	21.54%	0.3262
4	25	100	5767	10.97%	24.63%	0.3108
4.5	22	99	5517	11.68%	27.49%	0.2983

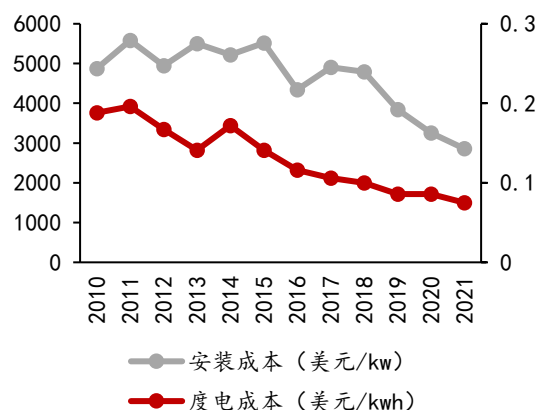
资料来源：《平价时代风电项目投资特点与趋势》，川财证券研究所

图 22： 陆上风电安装成本和度电成本



资料来源：IRENA，川财证券研究所

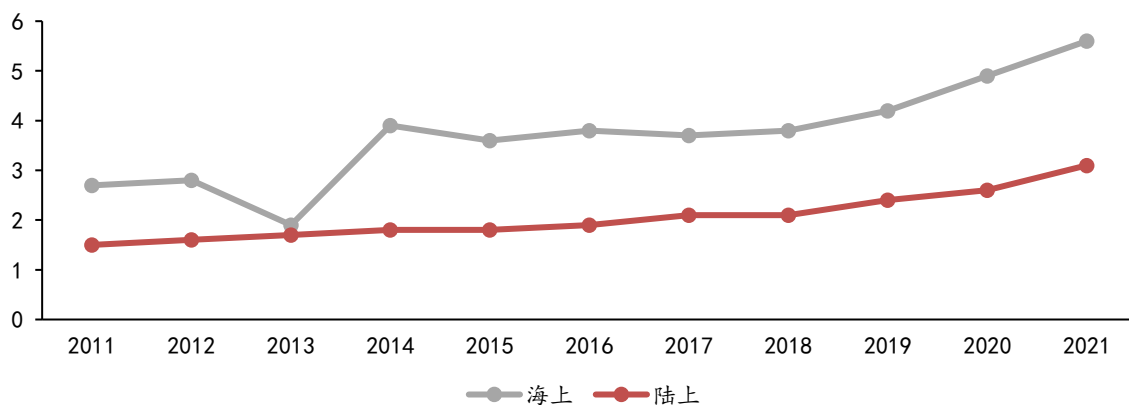
图 23： 海上风电安装成本和度电成本



资料来源：IRENA，川财证券研究所

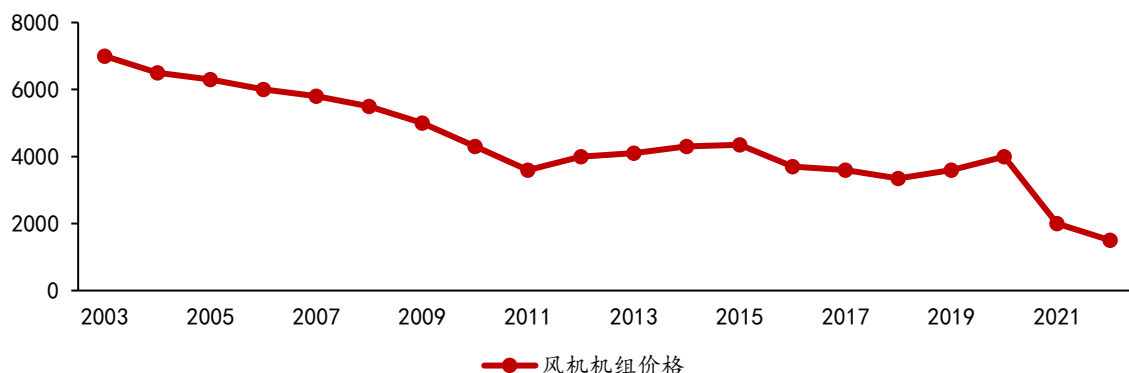
过去十年我国风电机组大型化趋势明显，风电机组采购价格则不断下探，下游风电场回报率企稳后风机价格有望保持平稳。根据风能委员会的统计，我国陆上风电和海上风电新增机组的平均单机容量分别从2011年的1.5MW和2.7MW提升至2021年的3.1MW和5.6MW。陆上风电方面，截止到2021年底占比最大的已装机的机组容量为2.0-2.9MW，比例为50.76%，2021年新增装机中容量在3.0MW以上的机组占比已达73.10%。海上风电的运输、安装和维护成本相比于陆上风电更高，因此海上风电对于更大的叶片机组的需求更大，以更大幅度地降低单位容量的发电成本。截止到2021年占比最大的已装机的海上风电机组容量为4.0-4.9MW，2021年新增装机中容量在6MW以上的机组占比已达58%。大型化发展趋势有效地带动了风电整机市场的规模效应，我国陆上风电和海上风电的机组价格在过去十年间不断下探，2023年1月陆上风电机组的中标价格基本稳定在1500-1800元/kW，海上风电机组的采购价格则下探至2400元/kW左右的水平。随着下游陆上风电场回报率不断提升，陆上风机价格有望保持平稳，而海上风机价格中短期内仍处在下降通道。

图 24： 中国历年新增陆上和海上风电机组平均单机容量 (MW)



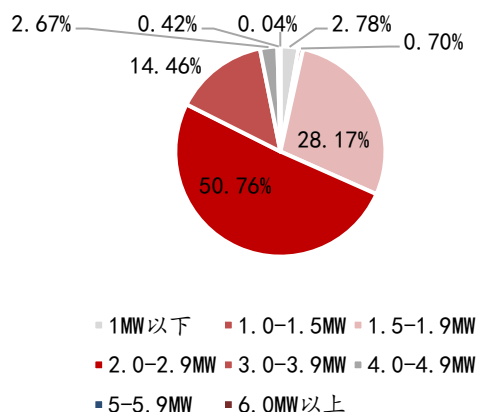
资料来源：CWEA，川财证券研究所

图 25：我国历年风机机组价格变动趋势（元/kW）



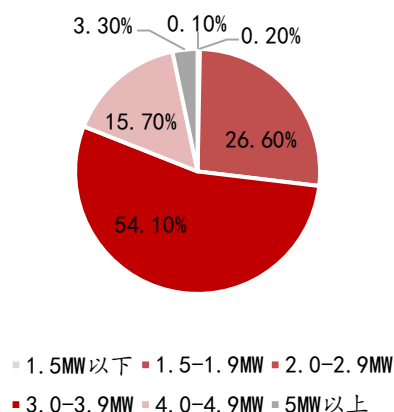
资料来源：北极星风力发电网，川财证券研究所

图 26：截止 2021 年底陆上不同单机容量风电机组新增装机量占比



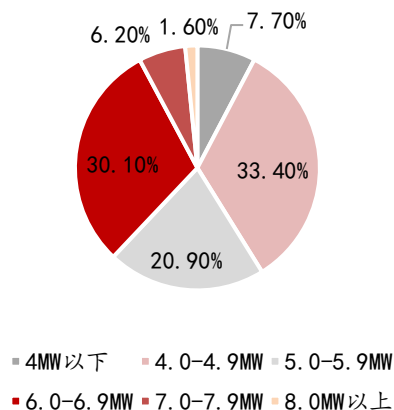
资料来源：CWEA，川财证券研究所

图 27：2021 年陆上不同单机容量风电机组新增装机量占比



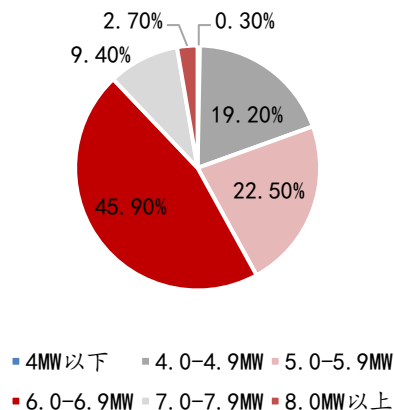
资料来源：CWEA，川财证券研究所

图 28：截止 2021 年底海上不同单机容量风电机组新增装机量占比



资料来源：CWEA，川财证券研究所

图 29：2021 年海上不同单机容量风电机组新增装机量占比



资料来源：CWEA，川财证券研究所

为提高海风资源和海域资源的利用效率，海上风电对大型化需求更为明显。海上风电场相比于陆上风电场，相同高度的风速更高、湍流强度低、年利利用小时数更高，但受到海床地形复杂、远离陆地等因素影响导致海上施工难度大、安装成本高。在同样规模的海上风电场中，采用单机容量更大的机组所需的风机数量大大减少，意味着所需的基座、海缆将同样减少，同时对优质风机点位的需求也将大大减少，降低整体风电场的设计与施工难度，因此海上风电对大容量机组的需求远远超过陆上风电。海上风电已进入10MW时代，我国海上风电机组整机厂商能够提供10MW以上的机组，在单机容量上与国际领先企业的水平相当，基本能够满足市场对机组大型化的需求。

表 8：海上风电机组单机容量发展情况

海上风电主流风电整机商	10MW及以上风电机组
金风科技	10MW、13.6MW、16MW（已下线）
远景能源	14MW
明阳智能	11MW、12MW、14MW、16MW、16.6MW（在研）
电气风电	海燕平台11MW、16MW（在研）
中国海装	10MW、12MW、13.7MW、18MW（即将下线）
中车株洲所	8-12MW
东方电气	10MW、12.5MW、13MW
运达股份	9-10MW、15MW（在研）
哈电风能	8-10MW、15-18MW
太原重工	10MW（在研）
西门子歌美飒	11MW、14MW
维斯塔斯	10MW、15MW
GE	14MW、15MW

资料来源：北极星风力发电网，川财证券研究所

表 9：已公布海上风电项目风机中标情况（截至 2022Q3）

整机商	项目	项目容量（MW）	机型
明阳智能	粤电阳江青州一海上风电场项目	400	11MW*91
	粤电阳江青州二海上风电场项目	600	
	明阳阳江青州四海上风电项目	505	
	中广核汕尾甲子一0.5GW、甲子二0.4GW项目	900	
	国电投揭阳神泉二海上风电项目	128	
	中广核惠州港口二PA（南区）、PB海上风电项目	540	
中国海装	广东湛江徐闻海上风电场	300	6.25MW*24+10MW*25
	华润电力苍南1#海上风电项目	400	
	中广核象山徐茨海上风电项目	280	
	山东能源集团渤中海上风电A场址工程项目	501	
	中电建山东莱州海上风电项目	304	
	华能汕头勒门（二）海上风机	594	
上海电气	国电投揭阳神泉二海上风电项目	374	11MW*34
	国华投资山东渤中B2场址海上风电项目	500	
	中国电建华东院山东能源渤中海上风电B场址工程	399.5	
	国电投山东半岛南海上风电基地V场址	500	
远景能源	中广核惠州港口二PA（北区）	210	8MW及以上
	华能苍南2#海上风电项目	300	
	山东昌邑莱州湾一期	300	
金风科技	国华投资山东500MW海上风电项目	500	6MW及以上
	三峡福建平潭外海100MW标段一	40	
	三峡福建平潭外海100MW标段二	63	
运达股份	国电电力象山海上风电象山1#海上风电（二期）工程	504	8-9MW
	浙能台州1#海上风电项目	300	
东方电气	浙能台州1#海上风电项目	300	7.5MW
	三峡福建平潭外海100MW标段二	63	

资料来源：风芒能源，川财证券研究所

3.2 风机技术工艺进步助力大型化发展

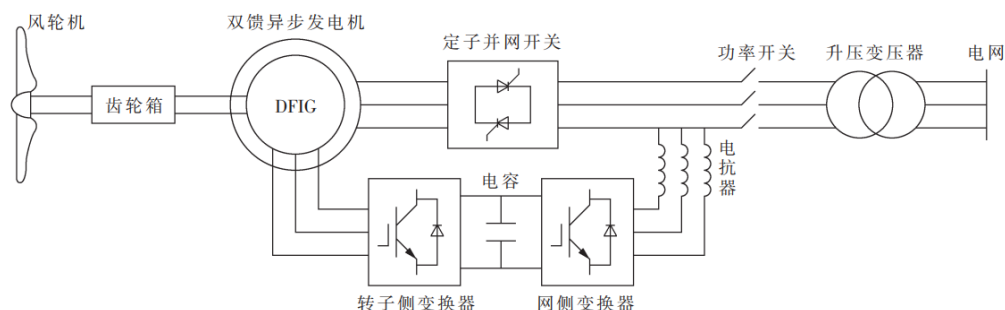
风机发展涵盖了恒速恒频异步到变速恒频双馈式异步，再到直驱/半直驱式永磁同步式等阶段。风电技术的大规模工业化应用始于上世纪90年代，早期阶段以定桨距机组为主。

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅本页的重要声明

随着技术水平和生产工艺的不断提升，风电技术从恒速恒频鼠笼式异步风机发展为变速恒频的高速传动双馈式异步风机，随后出现直驱式和半直驱式永磁同步风机。双馈、直驱和半直驱机组是现阶段主流的风电机组传动型式，三者在结构部件的差异主要体现在发电机、齿轮箱、变流器等不同。

对于双馈异步发电系统，“双馈”的含义在于定子和转子均可以和电网进行功率交换，转子侧变流器通过控制转子电流分量控制有功功率和无功功率，电网侧变流器控制直流母线电压并确保变流器运行在统一功率因素，因此双馈异步发电系统可以做到通过励磁变换器控制转子电流的频率、相位和幅值间接调节定子侧的输出功率，从而具备了调速范围较宽、有功和无功功率可独立调节等优点。为了输出额定频率的电，发电机转子的转速通常需要达到1500r/min左右，因此风轮机需要通过增速齿轮箱与转速较高的双馈异步发电机转子相连接。随着风电机组额定功率不断上升，风轮桨叶长度逐渐增加而转速降低，如大型海上风电机组的风轮转速通常在5-25r/min，使得转速比通常需要达到100:1甚至更高，齿轮箱转速比的增加，大大提升了大容量风电机组变速箱的设计和制造难度，同时齿轮箱是风机传动系统中易过载、损坏率较高的部件，直接影响风机系统的可靠性。此外，双馈机组是通过双向变流器进行励磁，需要定期对发电机进行清理碳粉和灰尘、更换电刷等维护工作，在一定程度上降低了发电机组的可靠性，且随着机组容量的不断增加，双馈机组对齿轮箱技术、滑环、碳刷等技术的要求提升，使得双馈机组的总体优势性有所降低。

图 30：双馈式发电系统示意图

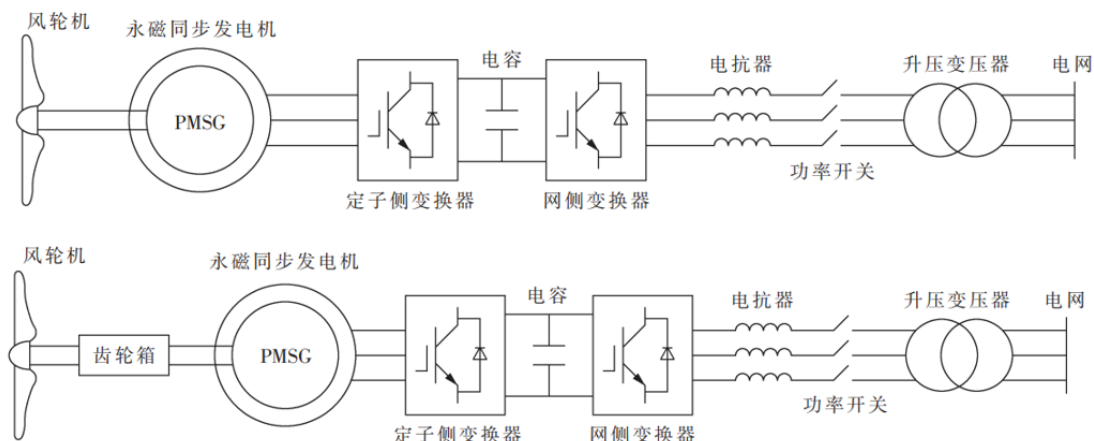


资料来源：《海上风电机组机型发展的技术路线对比》，川财证券研究所

永磁同步发电机是转子采用永磁体励磁的同步发电机，相比于双馈式发电系统其结构更加简单。对于永磁直驱发电系统，风轮机与永磁同步发电机直接相连，省去增速齿轮箱；转子的转速较低，但发电机的极对数很多，因此发电机体积较大；定子绕组通过定子侧和网侧变换器连接至电网。对于永磁半直驱发电系统，与直驱发电系统的不同体现在风轮机通过低变速比的齿轮箱与永磁同步发电机相连接，减少了永磁发电机的极对数，从而降低发电机的体积重量。永磁直驱/半直驱发电机组具有通过永磁体励磁，不会产生励磁损耗，提高了发电效率；不需要吸收电网无功功率建立磁场，改善电网的功率因数；采用全功率变流器，变换器容量与发电机额定容量相当，低电压穿越能力较强；转子无滑环、电刷等结构，维护量降低等优点。

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅本页的重要声明

图 31：永磁直驱和半直驱发电系统示意图



资料来源：《海上风电机组机型发展的技术路线对比》，川财证券研究所

双馈式异步发电系统早期在性能、技术难度和成本上具有一定的比较优势，因此发展速度较快，现阶段仍是我国主流风电机组类型之一，市场份额占比约为55%，在陆上风电有着较为广泛的应用。在风电机组大型化的趋势下，高转速比齿轮箱增加了双馈机组的设计及技术难度，叠加机组可靠性较低、维护次数较多等特点，其发展空间受到一定程度的限制。相比于双馈机组，直驱/半直驱机组具备发电效率较高、维护偏少等特点，在风电机组大型化的趋势下具备更加广阔的发展空间。

表 10：不同风电机组技术路线对比

类别	双馈机组	直驱机组	半直驱机组
结构	齿轮箱+双馈发电机+变流器	永磁直驱发电机+变流器	齿轮箱（低传动比）+永磁直驱发电机+变流器
励磁方式	由电网通过双向变流器进行励磁，励磁可调	永磁体励磁，励磁不可调	永磁体励磁，励磁不可调
技术难度	变流器容量约为发电机额定容量的20-30%，技术难度小	采用全功率变流器，容量大，技术难度大	采用全功率变流器，容量大，技术难度大
发电机稳定性	电网电压突降时发电机电流、转矩激增	电网电压突降时电流、转矩稳定	电网电压突降时电机端电流、电机转矩变化较快
机械可靠性	齿轮箱增速比大，可靠性低	无齿轮箱，机械可靠性高	齿轮箱双级行星，使用轴承多，可靠性降低
其他特点	- 转速高、转矩小、尺寸小、重量小 - 噪音高 - 故障点多，需经常维修	- 永磁同步发电机极对数多、体积及重量大 - 噪音低 - 无齿轮箱，故障点少，维护量少	- 发电机极对数较少、转速中等、转矩中等、重量中等 - 噪音较高 - 齿轮箱与发电机集成安装不可拆，机舱与轮毂不能相通，可维护性差，维护量少

资料来源：《风电机组技术现状分析及未来趋势发展预测》，川财证券研究所

近年异步双馈机组基本退出大型海上风电，永磁直驱和半直驱成为最主要的传动型式。海上风能资源丰富，但海上风电的运输吊装难度较高、可达性较差、维护难度较高，因此海上风电对于机组的可靠性、稳定性的需求更为强烈。目前海上风电已经进入10MW+时代，永磁直驱和半直驱基于其优势能够更好地适配机组大型化的发展趋势，且机组的可靠性相对较高，维护量较少，虽然不能有效降低运输吊装、维护的难度，但整体上更加契合海上风电的需求。国内外主要风电整机厂商推出的大型海上风电机组基本均采用永磁直驱或半直驱的传动型式。

表 11：全球装机容量 5MW 以上的海上风电机组

整机厂商风电机组型号	容量 (MW)	风轮直径 (m)	传动型式	样机安装年份
SG14-222 DD	14	222	直驱	2021
GE Haliade-X	12	220	直驱	2020
明阳 MySE11-203	11	203	半直驱	2021
东气 10MW	10		直驱	2019
SG 10.0-193	10	193	直驱	2019
明阳 MySE8-10MW	10		半直驱	2020
Vestas V174	9.5	174	半直驱	2019
Vestas V164	8	164	半直驱	2014
SG 8.0-167DD	8	167	直驱	2018
金风 175-8MW	8	175	直驱	2019
上气 8MW-167	8	167	直驱	2020
ENERCON E-126	7.58	127	电励磁直驱	2007
ENERCON E-126	6	150	永磁直驱	2012
Siemens 6MW	6	120	永磁直驱	2011
SENVION 6MW	6.15	126	双馈	2009
SENVION 6MW	6.5	140	半直驱	2014
金风 6MW	6	160	永磁直驱	2014
联合动力 6MW	6	136	双馈	2012
华锐 6MW	6	128	双馈	2011
华锐 6MW	5.5	140	半直驱	2013
华锐 6MW	5	115/128	永磁直驱	2011
海装 5MW	5	154	半直驱	2012

资料来源：《大容量海上风电机组发展现状及关键技术》，川财证券研究所

国外风电整机厂商的技术路线多由双馈过渡到直驱/半直驱永磁机组，国内风电整机厂商技术路线的区别度较高。分具体风电整机企业看，维斯塔斯、GE、运达股份、远景能源、电气风电等企业涉及双馈机组，技术发展情况均已较为成熟，其中运达股份和远景能源主要采用了异步双馈技术路线。而维斯塔斯和GE早期将双馈异步风电机组的技术路线应用到海上风电场，单机容量小于4MW，后分别改为采取半直驱和直驱永磁风电机组的技术路线发展海上风电。西门子歌美飒和金风科技主要采取永磁直驱技术发展陆上和海上风电机组。明阳智能则主要采取永磁半直驱技术发展风电机组。

表 12：国内外主要风电整机厂商的技术路线和产品性能参数

公司名称	技术概况	主要产品性能参数
西门子歌美飒	2.1MW到5.8MW的带齿轮箱机组，3.2MW-10MW直至14MW的永磁直驱机组	陆上2.X平台，功率2.1MW、2.2MW、2.6MW和2.9MW，风轮直径分别为114m、122m、114m和129m；陆上3.X平台，功率3.4MW，风轮直径分别为132m和145m；陆上4.X平台，功率5.0MW，风轮直径分别为132m和145m；海上D6/D7平台，功率6MW、7MW，风轮直径154m；海上D8平台，功率8MW，风轮直径167m
维斯塔斯	双馈机组和半直驱永磁海上机组	陆上2MW平台，功率2.0MW和2.2MW，风轮直径分别为90m、100m、110m和120m；陆上4MW平台，功率3.45MW、4.0MW和4.2MW，风轮直径分别为105m、112m、117m、126m、136m和150m等；陆上EnVentus平台，功率5.6MW，风轮直径150m和162m；海上4MW平台，功率4.2MW风轮直径117m；海上9MW平台，功率9.5MW风轮直径164m和174m
GE	双馈机组和直驱永磁海上机组	陆上1MW平台，功率1.7MW和1.85MW，风轮直径分别为82.5m、87m、100m和103m；陆上2MW平台，功率2MW可调，风轮直径分别为116m、127m、132m；陆上3MW平台，功率3.2-4.2MW可调，风轮直径117m、130m和137m；陆上5MW Cypress平台，功率4.8MW和5.3MW，风轮直径158m；海上Haliade平台，功率6MW，风轮直径150m；海上Haliade-X平台，功率12MW，风轮直径220米
金风科技	主要为直驱永磁机组	GW2S智能风机平台：GW121-2.5、GW130-2.5、GW140-2.5、GW150-2.8、GW140-3.0、GW150-3.0；GW3S/4S智能风机平台：GW140-3.4、GW140-3.57、GW136-4.2、GW155-4.5、GW136-4.8；GW6S/8S智能风机平台：GW171-6.45、GW184-6.45、GW154-6.7、GW175-8.0
明阳智能	主要为半直驱机组	MySE3MW系列：3000（叶轮直径112、121、135）；MySE3.2MW：3200（叶轮直径145）；MySE3.6MW：3600（叶轮直径135）；MySE4.0MW：4000（叶轮直径145、156）；MySE5.0MW：5000（叶轮直径166）；MySE5.5MW：5500（叶轮直径155）；MySE6.XMW：6450（叶轮直径18X）；MySE7.XMW：7000/7250（叶轮直径158）；MySE8-10MW平台：8000-10000（叶轮直径19X）；MySE11MW：11000（叶轮直径203）
运达股份	主要为异步双馈机组	2.XMW系列产品，功率2.0-2.3MW，风轮直径103米、107米、110米、115米、121米、131米；2.5MW系列产品，功率2.5MW，风轮直径103米、107米、125米、140米、147米；3.XMW系列产品，功率3.0MW-3.6MW，风轮直径140米、147米、156米；4.XMW系列产品，功率4.2MW-4.5MW，风轮直径147米、156米、160米；5MW系列产品，功率5MW，风轮直径130米、139米
远景能源	主要为异步双馈机组	陆上EN-156/3.X系列、EN-4.XMW/156系列、EN-3.XMW/141系列、和EN-2.XMW/131、141系列海上EN-4.XMW/136、148系列和EN-5.XMW/161系列
电气风电	鼠笼发电机和双馈发电机设计技术及永磁直驱发电机	陆上2.0MW（风轮直径87米、93米、99米、105米、116米）；陆上2.1MW（风轮直径126米、135米）；陆上2.5MW（风轮直径126米、135米）；陆上3.45MW/4.0MW（风轮直径146米）；陆上4.XMW（风轮直径146米、155米）；海上3.6MW（风轮直径116米、122米、136米）；海上4.0MW（风轮直径130米、146米）；海上5.XMW（风轮直径172米）；海上6.X/7.X（风轮直径154米、172米）；海上8.0MW（风轮直径167米）

资料来源：电气风电上市招股说明书，川财证券研究所

3.3 整机行业头部效应明显，有望迎来盈利拐点

风电整机市场集中度较高，整体市场集中度有进一步提高的趋势。伴随着2019年开始的风电抢装潮，以及国外厂商如维斯塔斯、GE等企业逐渐淡出我国风电装机市场，我国风电整机企业集中度不断提升，前十大整机厂商的市占率在2019-2022年分别是92.2%、91.5%、95.1%和98.59%。随着第二、第三梯队整机企业的规模不断上升，头部企业整体市占率有所下降，2019-2022年风电整机行业CR3分别是62.6%、49.5%、47.4%和50.96%，头部厂商的集中度仍维持在较高水平。在海上风电领域，截止到2021年底，我国海上风电总装机量达到2535.1万千瓦，占到整体风电装机量的比例仅为7.89%，规模仍相对较小，导致头部整机厂商市占率的变动幅度较大。此外由于行业的进入壁垒较高，海上风电整机厂商的数量相对较少，导致市场集中度相比于陆上风电更高，CR3在近三年维持在70%以上。

表 13：2019 至 2022 年我国风电整机企业市占率情况

市占率情况	2019	2020	2021	2022
金风科技	29.9%	22.6%	20.4%	22.80%
远景能源	19.2%	16.8%	14.6%	15.69%
明阳智能	13.5%	10.1%	12.4%	12.46%
运达股份	6.0%	6.7%	12.1%	12.24%
电气风电	4.7%	8.5%	9.9%	6.52%
中国海装	4.1%	5.4%	6.3%	6.74%
中车风电	3.4%	6.4%	5.9%	7.51%
三一重能	2.6%	5.6%	5.7%	9.07%
东方电气	4.9%	5.7%	5.6%	3.69%
联合动力	3.9%	3.7%	2.2%	1.85%
CR3	62.6%	49.5%	47.4%	50.96%
CR10	92.2%	91.5%	95.1%	98.59%

资料来源：CWEA，川财证券研究所（注：2022 年市占率参考的是吊装数据）

表 14：2019 至 2022 年我国海上风电整机企业市占率情况

市占率情况	2019	2020	2021	2022
电气风电	43.87%	36.45%	29.03%	27.98%
明阳智能	24.32%	25.05%	26.11%	26.78%
金风科技	24.20%	17.83%	16.50%	5.70%
中国海装	5.50%	8.58%	13.79%	20.19%
东方电气	1.09%	8.13%	6.97%	2.91%
远景能源	0.73%	2.39%	6.74%	16.25%
CR3	92.39%	79.33%	71.64%	74.95%
CR5	98.98%	96.04%	92.40%	96.90%

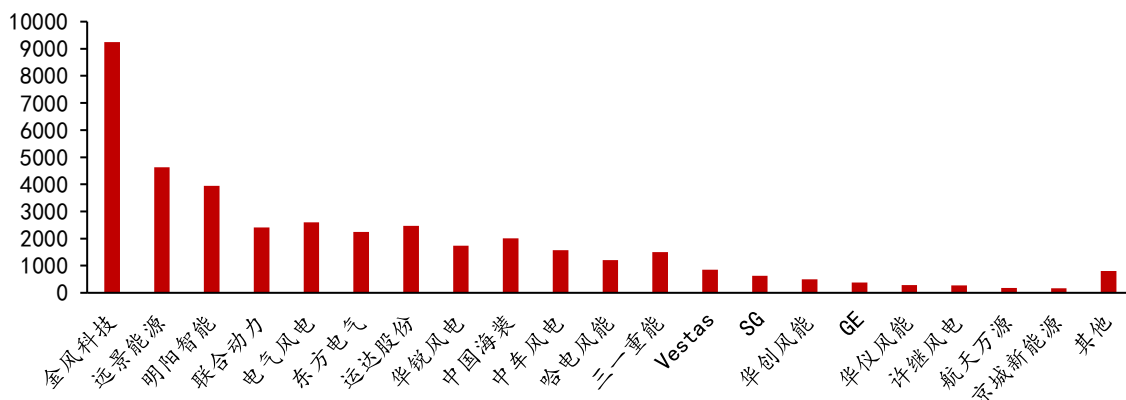
资料来源：CWEA，川财证券研究所（注：2022 年市占率参考的是吊装数据）

分具体企业看，金风科技基于陆上风电和海上风电领域深厚的积累，公司在装机规模上的领先优势较为明显，截止到2022年公司累计装机容量达到9245万千瓦（2022年的数据参考的是吊装数据），占到整体风电装机量的23.32%。在海上风电领域，截止到2022年电气风电的累计装机量达到995.7万千瓦（2022年的数据参考的是吊装数据），占到我国

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅本页的重要声明

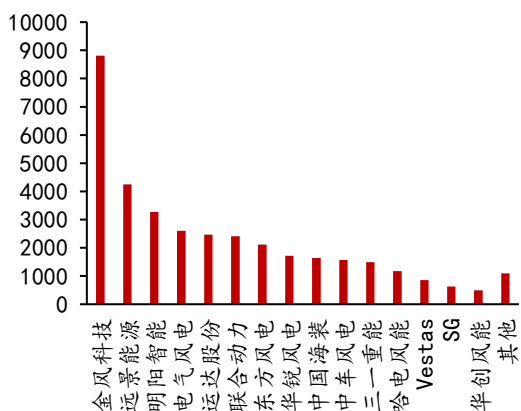
海上风电总装机规模的32.64%，公司在规模上的领先优势较为明显。明阳智能和金风科技的海上风电装机规模位列第二和第三位，分别为672.8万千瓦和437.5万千瓦（2022年的数据参考的是吊装数据）。

图 32：截止 2022 年中国风电整机企业累积装机容量（万千瓦）



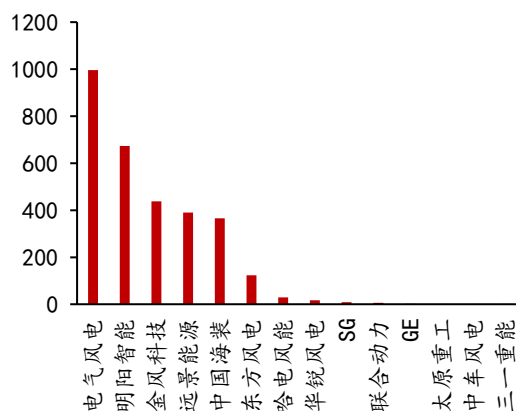
资料来源：CWEA，川财证券研究所（注：2022 年的数据为各企业的风电吊装数据）

图 33：截止 2022 年中国风电整机企业陆上累积装机容量（万千瓦）



资料来源：CWEA，川财证券研究所（注：2022 年的数据为各企业的风电吊装数据）

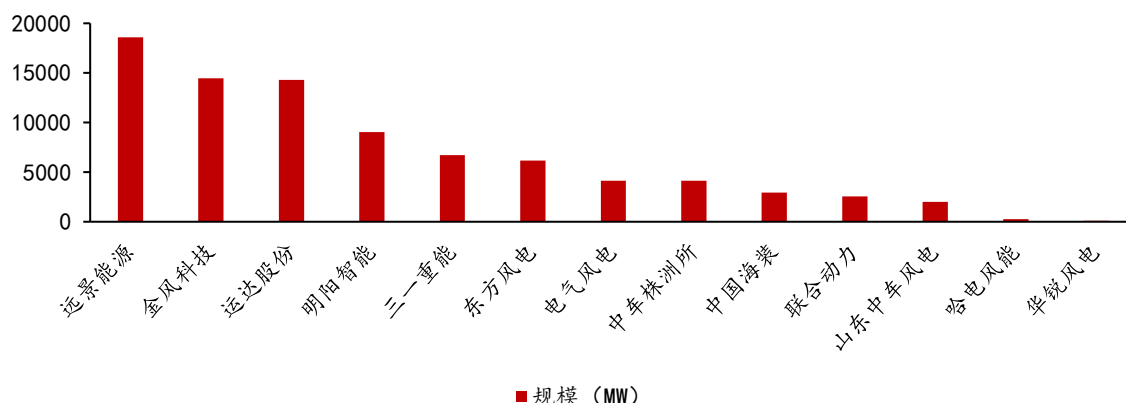
图 34：截止 2022 年中国风电整机企业海上累积装机容量（万千瓦）



资料来源：CWEA，川财证券研究所（注：2022 年的数据为各企业的风电吊装数据）

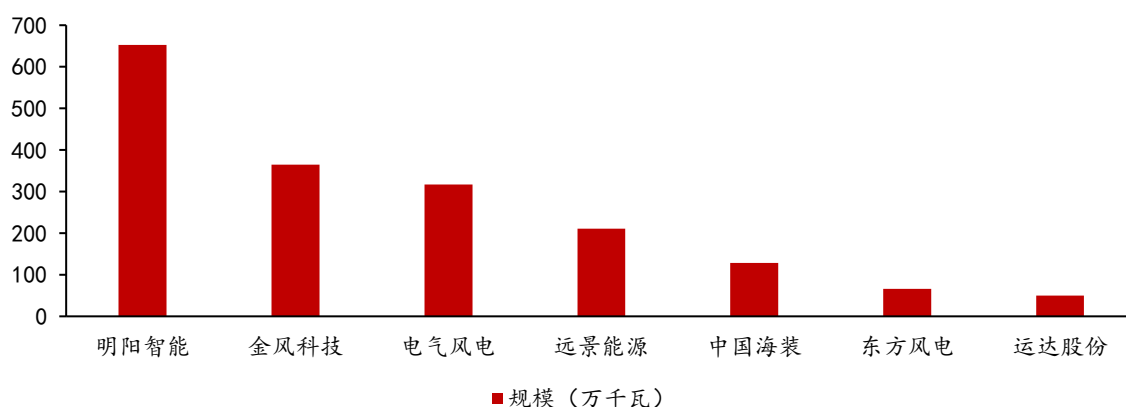
2022年中标数据延续头部效应。2022年我国已开标风电项目603个，总规模达到103.27GW，其中陆上风电项目555个，规模为85.36GW，海上风电项目48个，规模为17.91GW。在陆上风电领域，远景能源、金风科技和运达股份位列前三，中标规模分别为18.60GW、14.47GW和14.31GW。在海上风电领域，明阳智能、金风科技和电气风电位列前三，中标规模分别为6.53GW、3.65GW和3.17GW。

图 35：2022 年全年陆上风电中标数据



资料来源：每日风电，川财证券研究所

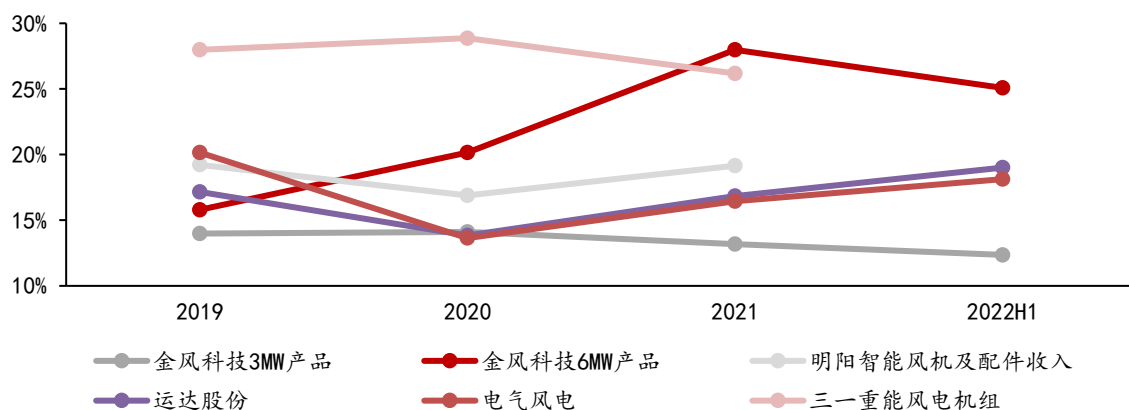
图 36：2022 年全年海上风电中标数据



资料来源：每日风电，川财证券研究所

陆上风机价格有望保持平稳，整机企业的毛利率2023年有望迎来拐点。我国陆上风电和海上风电对大型化的需求均较为强烈，大型化的趋势在降本方面效果明显，风电项目中标价格不断下探。2023年1月最新开标的1GW海上风电招标项目中，10家整机厂商的平均报价为2900元/kW，最低报价为2335元/kW，海上风机首次达到2400元/kW以下，海上风机价格仍处在下降通道。2023年1月和2月陆上风机开标项目中，6MW以上的风机价格基本稳定在1400-1800元/kW，与2022年三北地区1400-1700元/kW的报价情况基本一致，陆上风电价格有望企稳。在风机价格不断下探的趋势下，2022年H1我国部分风电整机厂商的毛利率出现小幅下降。2023年随着下游陆上风电场的回报率企稳，陆上风机价格有望保持平稳，叠加风电单机容量的不断提升，我国风电整机企业的毛利率有望迎来拐点。

图 37：风电整机企业的毛利率情况（%）



资料来源：iFinD，川财证券研究所（注：运达股份和电气风电引用的企业整体毛利率）

四、风电零部件行业概况

4.1 塔筒

塔筒是满足风机运行的重要结构性部件。风机塔筒一般为采用钢板卷制、焊接等形式组成的柱体或者锥体结构，作为风电机组和基础环间的连接构件，在风机中主要起支撑作用，能够承受上方机舱、轮毂、叶片等的重力荷载、风轮引起的振动载荷及环境风荷载，是实现风电机组维护、输变电等功能所需重要部件。塔筒的性能直接关系风机运行的安全稳定，塔筒发生故障需要停机检修从而影响风机效率。目前流行的塔筒结构形式有锥筒型钢制塔筒、混凝土塔筒和钢-混复合型塔筒。较为常见的钢制塔筒为薄壁型变直径高耸结构，由多段筒节经法兰螺栓连接而成，与基础相连的底部筒节设有门洞，塔筒内部设有爬梯、平台等装置。

大型化趋势下，塔筒重量增加幅度远远大于高度增加幅度。随着风电机组功率的增大，需采用更大直径的叶片，机组的轮毂高度将增加，进而带动塔筒的高度也相应增加。随着高度的增加，为保持塔筒强度与刚度不变，需要额外增加塔筒的直径和壁厚，使得塔筒重量增加的幅度远远大于高度增加的幅度。

表 15：不同风电项目塔筒设计参数

	塔架	塔筒重量(kg)	高度(m)	最大直径(mm)	最小直径(mm)	总高(m)	总重(kg)
某2MW项目	上段塔架	30221	27.46	2955	2955	66.21	109356
	中段塔架	36310	22.65	4000	2955		
	下段塔架	42825	16.1	4000	4000		
	基础环	8460.75	1.75	4310	4000	1.75	8460.75
最大板厚	$\delta=30$	H=2925	\	\	\	\	\
某2.5MW项目	上段塔架	37977.1	27.49	3767	3267	77.67	161162
	中段塔架	53536.8	27.86	4300	3767		
	下段塔架	69647.9	22.32	4300	4300		
	基础环	11955.74	1.8	4660	4300	1.8	11955.74
最大板厚	$\delta=40$	H=2400	\	\	\	\	\

资料来源：华经产业研究院，川财证券研究所

钢混塔具有更高的发电效率，大型化趋势下成本优势突出。钢混塔基于其纯刚性，机头振幅较小，叶轮迎风的入流角更加稳定，因此风能的吸收效果更佳。在相同高度、机型和风速下，钢混塔的发电量相比于全钢塔架提高约2.78%。此外，钢混塔能够适用更为复杂的风况地区，且具备良好的防水性能。通过对比不同机组钢塔和钢混塔的成本构成，叶轮直径为140m时，钢塔成本远低于混塔成本；叶轮直径为165m时，分片塔与混塔成本基本一致（未考虑钢混塔的拼接成本）；叶轮直径为185m时混塔更具有经济性。钢混塔在结构、发电效率、成本上的优势使得其更加匹配机组大型化的趋势。

表 16：湖北沙洋地区两种塔型经济性比较

机型	发电收益(万元)	钢塔成本(万元)	混塔成本(万元)
140m4MW机型	$=2336 \times 4 \times 0.4161/10=389$	$=0.95 \times 380=361$	$=0.95 \times 155+300+35=482$
165m4MW机型	$=2408 \times 4 \times 0.4161/10=401$	$=1 \times 550=550$	$=0.95 \times 180+340+40=551$
185m4MW机型	$=2495 \times 4 \times 0.416/10=415$	$=1 \times 680=680$	$=0.95 \times 160+410+50=612$
说明：	=利用小时数 $\times$ XMW数 $\times$ 上网电价	=制造单价 $\times$ 塔筒总重	=制造单价 $\times$ 塔筒总重+水泥塔造价+水泥塔吊装费

资料来源：《陆上风电塔筒产品发展趋势探析》，川财证券研究所

表 17：河南濮阳地区两种塔型经济性比较

机型	发电收益(万元)	钢塔成本(万元)	混塔成本(万元)
140m4MW机型	$=2771 \times 4 \times 0.3779/10=419$	$=0.95 \times 380=361$	$=0.95 \times 155+300+35=482$
165m4MW机型	$=2945 \times 4 \times 0.3779/10=445$	$=1 \times 550=550$	$=0.95 \times 180+340+40=551$
185m4MW机型	$=3158 \times 4 \times 0.3779/10=477$	$=1 \times 680=680$	$=0.95 \times 160+410+50=612$
说明：	=利用小时数 $\times$ XMW数 $\times$ 上网电价	=制造单价 $\times$ 塔筒总重	=制造单价 $\times$ 塔筒总重+水泥塔造价+水泥塔吊装费

资料来源：《陆上风电塔筒产品发展趋势探析》，川财证券研究所

塔筒产能集中分布在“三北”地区和沿海省市。受到运输半径以及码头港口等因素限制，塔筒的产能多紧靠在陆上风电大基地和海上风电基地。截止到2022年H1天顺风能的塔筒产能合计约90万吨/年，产能扩充集中在“三北”和中原地区。在海上风电方面，天顺风能正推进德国和射阳的海工基地，同时在江苏、广东/广西及福建等地规划塔筒工程规划。大金重工的设计产能达到100万吨/年，其中海上风电蓬莱基地的产能达到50万吨/年，同时在阜新、兴安盟、尚义等地拥有陆上风电的产能。天能重工的产能布局在塔筒厂商中最为分散，陆上风电基地共9个，海上风电基地共4个，总产能超83万吨/年（含在建项目）。泰胜风能在东台、包头、哈密拥有陆上风电基地，在上海、启东兼具海上风电产能。

码头资源方面，大金重工优势明显。海上风电运输难度高，塔筒厂商自有码头、港口将有效提升物流效率并降低运输成本。码头、港口的规划、审批、建设的周期长，使得码头、港口具有一定的资源稀缺性。大金重工蓬莱生产基地的码头区域自然水深为10-16米，是国内优质的深水码头，配有1000万吨龙门吊，基地运营10万吨级对外开放专用泊位2个，3.5万吨对外开放风电专用凹槽泊位1个，已建成正在履行审批手续的靠泊等级10万吨级泊位2个。大金重工在码头资源方面相比于业内其他企业优势较为明显。

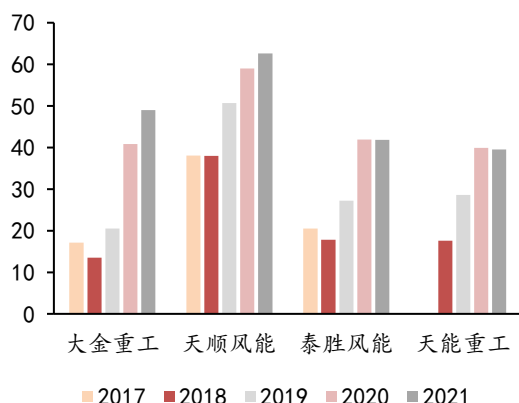
表 18：塔筒厂商产能及布局情况

公司	产能	产能布局
天顺风能	90万吨	包头18万吨、商都12万吨、通辽12万吨、濮阳8万吨、菏泽10万吨、苏州30万吨
大金重工	100万吨（设计产能）	蓬莱50万吨（海上风电）、阜新20万吨、兴安盟10万吨、尚义20万吨
天能重工	83.05万吨（含在建）	青岛8万吨、哈密3.4万吨、大安1.7万吨、玉溪2.5万吨、郴州3.4万吨、通榆4万吨、兴安盟4万吨、商都4万吨、包头4万吨（在建）；海工：盐城10万吨、大连8万吨、汕尾10万吨、东营20万吨（在建）
泰胜风能	50万吨	上海、启东、东台、包头、哈密等

资料来源：各公司公告，华经产业研究院，川财证券研究所

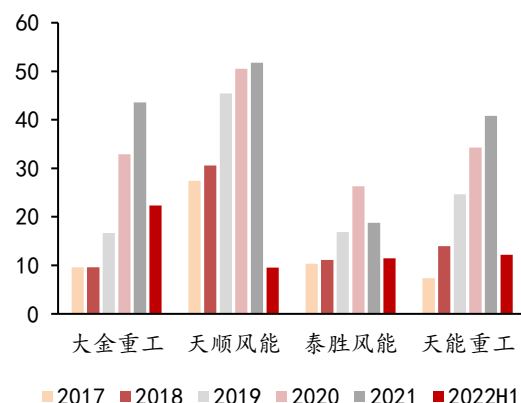
上游原材料价格回落，塔筒企业盈利能力有望改善。2017-2020年我国主要塔筒企业的出货量保持稳定提升，2021年在补贴退坡的情况下，出货量与2020年基本持平。2022年H1大金重工、泰胜风能、天能重工的塔筒营收仍保持同比正增长。塔筒上游原材料主要包括中厚板、法兰、焊材等，2021年钢材价格大幅上涨，普遍导致塔筒厂商毛利受损。目前中厚板价格已基本回落至2020年的水平，原材料价格回落有望带动塔筒厂商盈利改善。

图 38：风电塔筒企业塔筒销量情况（万吨）



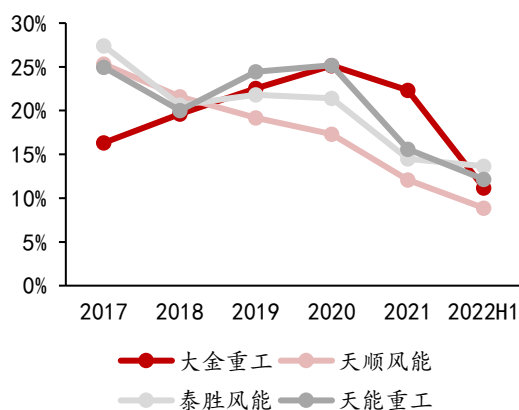
资料来源：华经产业研究院，川财证券研究所

图 39：风电塔筒企业塔筒营收情况（亿元）



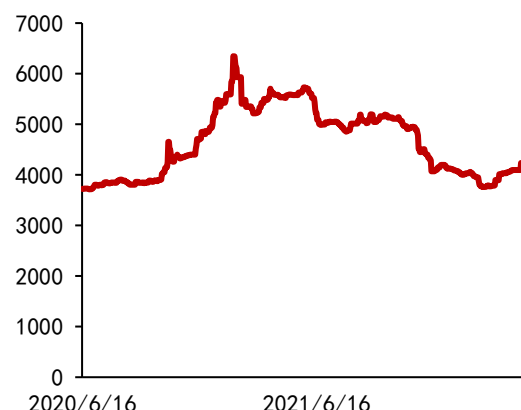
资料来源：华经产业研究院，川财证券研究所

图 40：风电塔筒企业塔筒毛利率情况（%）



资料来源：iFinD，川财证券研究所

图 41：中厚板价格（元/吨）



资料来源：iFinD，川财证券研究所

4.2 铸件

风电铸件是专用于风机的高端铸件，种类多样，主要包括风力发电设备的底座、装置叶片的轮、齿轮箱、箱体、扭力臂、壳体、行星架、主框架、定动轴、主轴套等，需满足20年不更换的高可靠性要求。中国铸造协会测算每MW风电整机大约需要20-25吨铸件，其中轮毂、底座、轴及轴承座、梁等合计约需15-18吨，齿轮箱部件约需5-7吨，约占风电整机成本的10%。

风电球墨铸铁件要求高铁素基体的球墨铸铁。风力发电机铸件要求很高的铁素体球墨铸铁件，其材质为高规格的球墨铸铁，应有良好的抗拉强度、伸长率和刚度，而且还要求在-20℃，甚至-40℃夏氏V型缺口的冲击韧度平均值 $\geq 10J$ 。随着风力发电设备大型化的发展，要求形状更为复杂的大型球墨铸铁件。因此相较于普通球墨铸铁件，要求具有在低温下的高冲击强度、更高球化率和铁素体体积分数的附铸试块要求以及构成部件必须经过严格的超声波探伤、磁粉探伤且不允许焊补修理。

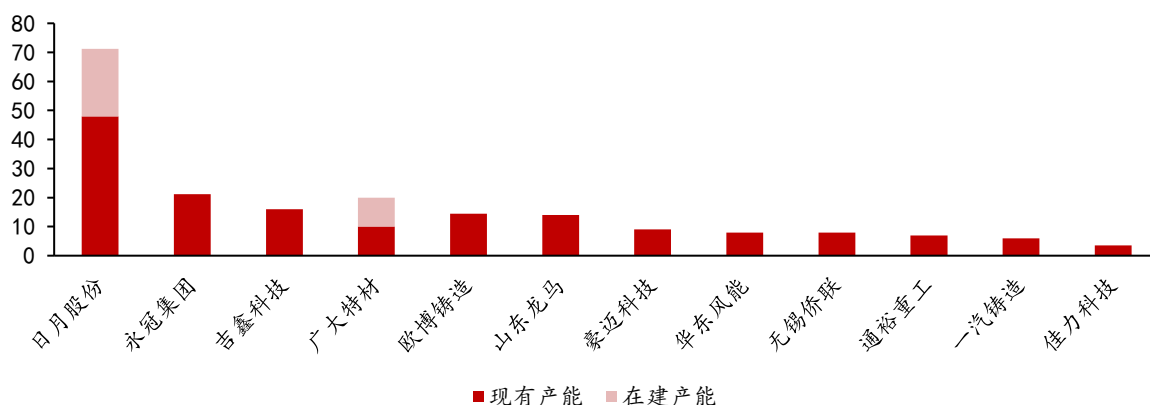
表 19：普通球墨铸铁件与风电大型球墨铸铁件的性能要求对比

要求	项目	普通球墨铸铁件	风电大型球墨铸铁件
性能要求	抗拉强度	要求	要求
	伸长率	要求	要求
	低温冲击值	不要求	高要求
组织要求	球化率	$\geq 70\%$	$\geq 90\%$
	珠光体体积分数	不要求	要求 $< 5\%-10\%$
	铁素体体积分数	不要求	要求 $> 90\%-95\%$
	试块	单铸25mm试块	附铸70mm试块
本体要求	超声波探伤	不要求	EN12680中2-3级要求
	磁粉探伤	不要求	EN1369要求
	焊补修理	允许	不允许

资料来源：《风电铸件的技术创新和质量控制》，川财证券研究所

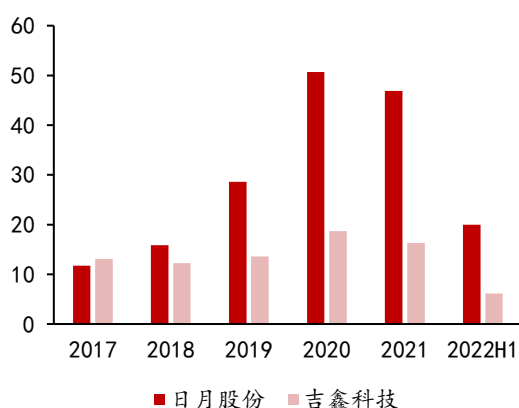
行业集中度较低，日月股份在产能规模和布局上优势明显。风电铸件作为高端铸造件，技术壁垒较高，建设产线所需的资金规模较大，且周期较长，这决定了风电铸件产能具备一定的稀缺性，因此行业的集中度相对较低。目前国内铸件年产能超过15万吨的企业仅包括日月股份、永冠集团和吉鑫科技，其他未上市企业的产能规模较小。日月股份的铸件产能在国内排名前列，现有产能48万吨，产能规模优势明显，且具有最大重量130吨的大型球墨铸铁件铸造能力。公司年产18万吨海装关键铸件项目已在2022年初开始爬坡，陆上风电和海上风电大型风电铸件的布局已达成。此外，公司在建产能合计23.2万吨，分别位于浙江宁波和甘肃酒泉，目前已开工建设，在建产能投产后日月股份的产能规模优势将进一步扩大。在2021年上游生铁价格和焦炭价格大幅提升的背景下，日月股份铸件产品的毛利率仍维持在20%左右的水平，规模优势尽显。

图 42：我国铸件厂商产能情况（万吨）



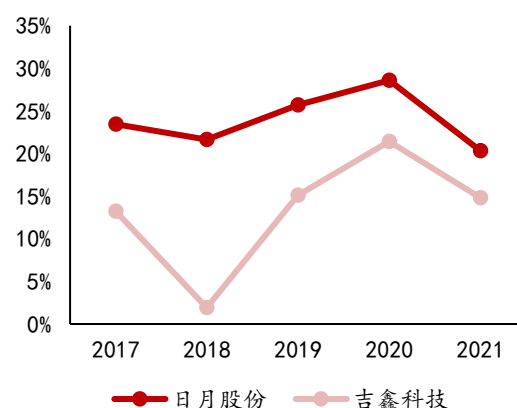
资料来源：公司公告，华经产业研究院，川财证券研究所

图 43：铸件厂商铸件营收情况（亿元）



资料来源：iFinD，川财证券研究所

图 44：铸件厂商铸件业务毛利率情况（%）



资料来源：iFinD，川财证券研究所

4.3 主轴

风电主轴是风机传动系统的核心部件，大兆瓦主轴具有高溢价。与轮毂、齿轮箱、发电机等共同构成了风机发电机组传动系统，连接叶片轮毂和齿轮箱，承受轮毂处传来的周期性载荷与随机载荷以及传动链自身的扭转振动等载荷，并将扭矩传递给齿轮箱，将轴向推力和气动弯矩传递到机舱和塔架，起到传递动能的作用。风电主轴作为风机中的主要受力部件，长期服役在低温等恶劣环境中，极易发生脆转变，造成断裂，从而引发事故，且更换难度较大、成本较高，故主轴质量要求高，要求具备良好的调心性能、抗振性能和运转平稳性。主轴支撑方式有“两点式”、“三点式”、“一点式”和“内置式”四种，其中两点式较为典型。风电主轴的铸造难度和成本随着单机功率的提升而增长，1.5MW主轴锻件毛坯约10吨，3MW主轴锻件毛坯达到约25吨；价格方面，小兆瓦主轴

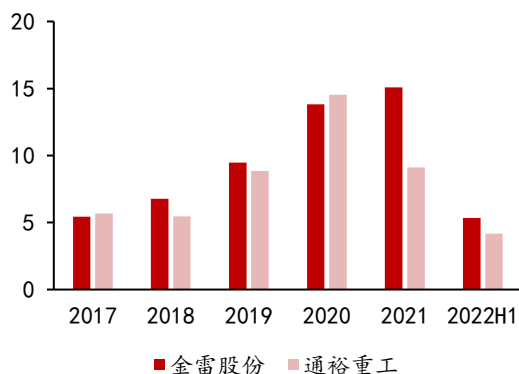
价格约5-20万元，4-6MW主轴的价格约30万元，6-8MW主轴的价格达到250-270万元，由于工艺难度的增加，大兆瓦级的主轴享有较高的溢价水平。

风电主轴分为锻造主轴和铸造主轴两种。目前市场上的主轴以锻造主轴为主，锻造指利用锻压机械对金属坯料施加压力，使其产生塑性变形以获得具有一定机械性能、一定形状和尺寸锻件的加工方法，其工艺流程包括锻造、热处理、机加工和涂装几大工艺流程。锻造能保证锻件内部金属纤维组织的连续性，使锻件具有良好的力学性能与更长的使用寿命，适用于受力要求高、条件恶劣的工作环境，但在锻造过程中反复加热锻压会伴随一定的材料损耗，使得锻造法的生产效率和材料利用率与铸造法相比较低。铸造指通过熔炼金属，制造铸型，将熔融金属浇入与零件形状相适应的铸造空腔中，待其冷却凝固后获得一定形状、尺寸、成分、组织和性能铸件的成形方法。铸造主轴的生产流程与铸件类似，包括工艺设计与模具制造、毛坯铸造、机加工、表面处理。铸造能够使铸件快速一次成型，生产效率和材料利用率都较高，适合用于大型或者结构复杂的部件生产，但其力学性能低于同材质的锻件力学性能。

风电主轴行业行业准入门槛高，优质产能稀缺。风电主轴制造需经过长时间的技术研究、经验积累，且技术创新快，产品换代周期短，风电主轴定制化程度较高，产品规格、材质等方面有特殊要求，在主轴厂商持续提供高质量产品情况下，下游客户粘性高，同时风电主轴生产过程需要巨大的资本投入和经验丰富的技术人才，因此新进入者难以快速发展和抢占市场。在风机大型化的趋势下，大兆瓦风电主轴对钢锭锻压、空心锻造、热处理及机械加工等方面的要求更高，国内掌握大兆瓦主轴核心技术的企业数量不多。

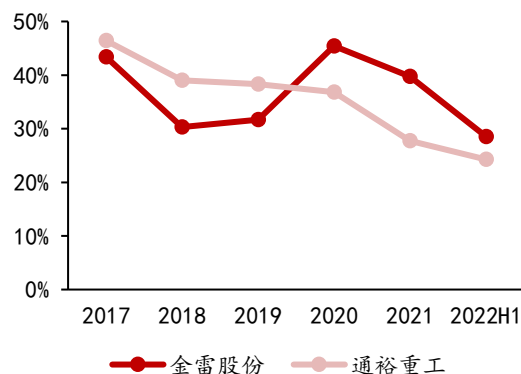
金雷股份和通裕重工是国内两家领先的风电主轴制造商，均可供应锻造主轴和铸造主轴。金雷股份已全面掌握风电主轴生产各环节的核心技术，拥有全流程模铸生产线和三条全流程锻件生产线，其主轴产品覆盖1.5MW至8MW多种主流机型，与多家全球高端风电整机制造商保持稳定的合作关系。通裕重工作为装备制造领域的综合加工平台，已形成风电锻件（锻造主轴）、风电铸件（铸造主轴、轮毂、轴承座等）和风电结构件三大产品系列，公司具备适配大型产品的铸造产能，已为部分客户批量提供铸造主轴。在风机大型化的趋势下，两家公司基于产品质量和产能优势有望占据更多大兆瓦主轴市场空间。

图 45： 主轴厂商主轴营收情况（亿元）



资料来源：iFinD，川财证券研究所

图 46： 主轴厂商主轴业务毛利率情况（%）

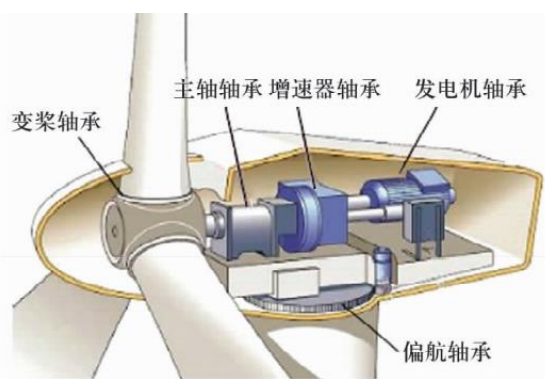


资料来源：iFinD，川财证券研究所

4.4 轴承

风机轴承是风机运行的关键部件，每台风机需配备多套轴承。风机轴承是一个风机运转的最关键组成部分之一，连接机组中传动、偏航和变桨等系统转向，其主要功能是支撑旋转轴或其它运动体，引导转动或移动运动并承受由轴或轴上零件传递而来的载荷，具备良好的密封性能和润滑性能、耐冲击、长寿命和高可靠性，轴承结构、材料、制造润滑及密封都需要进行专门设计。风机轴承主要包括主轴轴承、偏航、变桨轴承、增速器和发电机轴承。主轴轴承主要用于支撑风机主轴，需要同时承担风力载荷、主轴、增速器的重力载荷；偏航、变桨轴承属于特大型转盘轴承，通常由套圈、滚动体、密封件、保持架、隔离组成，内圈及外圈多数带有传动齿，利用与主机配套的小齿轮啮合来传递扭矩，主要用于准确适时地调整风机朝向和叶片桨距角，保证风机垂直迎风、输出功率稳定在安全高效的范围内；由于风电机组主轴的转速较低，需要增速器进行增速以达到发电所需转速，风电机组增速器是大传动比的齿轮箱。每台风力发电机组用偏航轴承1套、变桨轴承3套、发电机轴承3套、主轴轴承2套，共计9套。

图 47：风电机组轴承示意图



资料来源：《论我国重大技术装备轴承的自主安全可控》，川财证券研究所

表 20：风电主轴轴承结构常用类型

风电主轴轴承结构常用类型				
	调心滚子	单列圆锥滚子	双列圆锥滚子	三排圆锥滚子
结构形式				
轴向承载能力	极强	强	极强	极强
径向承载能力	普通 (可双向承载)	强 (单向承载)	极强 (可双向承载)	极强 (可双向承载)
刚性	/	强	极强	极强
调心性	极强	弱	弱	弱
高速运转能力	普通	普通	普通	/

资料来源：《主轴轴承国产化还需多久》，川财证券研究所

滑动轴承具备承载能力强和维护成本低的优势，风机大型化趋势下其渗透率有望提升。传统滚动轴承为点接触或线接触，滑动轴承为面接触，单位尺寸或重量的情况下承载能力更强；传统轴承的维修需在机头吊下塔筒的情况完成替换，而滑动轴承可以设计为分块式，灵活安装降低维修难度和成本。2021年10月，金风科技采取新型轴系的样机实现并网，采用滑动轴承替代滚动轴承，实现了轴承载密度提升超过20%，运行可靠性提高，维护成本降低超过60%。在风电机组大型化的趋势下，滑动轴承有望基于其自身的优势在风电轴承中的渗透率逐步提高，特别是对于风力载荷更大的主轴轴承。

风机轴承整体国产化率较低。全球轴承市场70%以上的市场份额由八大海外厂商占据(瑞典SKF、德国Schaeffler、日本NSK、日本NTN、日本NMB、日本NACHI、日本JTEKT、美国TIMKEN)，高端轴承市场更是被上述企业所垄断，国内轴承制造商约占全球市场份额的20%，目前主要占据轴承行业的中低端市场。我国轴承行业对高端轴承的进口市场需求较大，进口依赖程度较高。叶片、塔筒、齿轮箱等其他零部件国产化率皆已超过70%，而风机轴承领域的国产化水平仍相对较低。

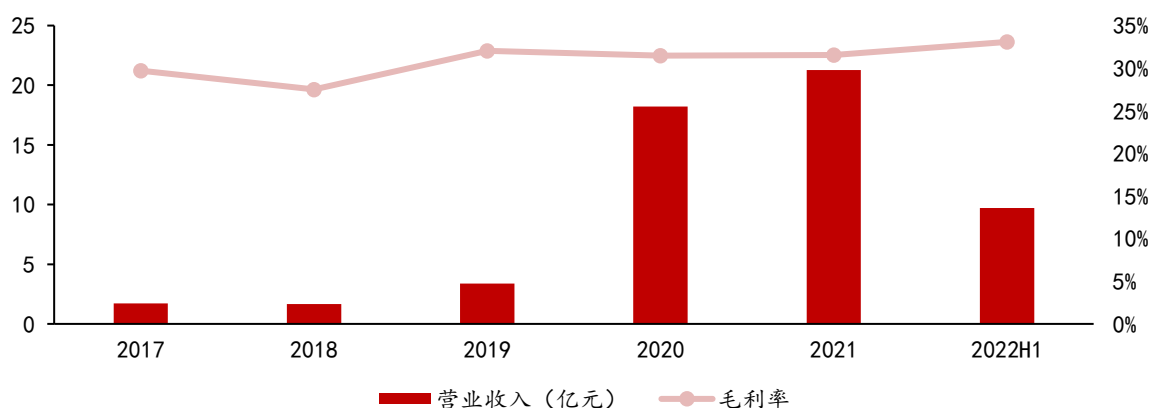
风电平价背景下，高端主轴轴承进口有望加速替代，新强联等企业引领高端轴承国产化进程。2021年在平价政策刺激下轴承行业处在加速进口替代的进程中，新强联作为行业龙头，拥有大尺寸风电轴承的全套加工工艺，目前3MW主轴轴承实现了国内的大批量供应，近年来增长势头较快。瓦轴、洛轴等企业也都开始了小批量供应。根据2021年北京风能展上的相关介绍，瓦轴已具备风电全系列轴承的生产能力，十四五目标完全实现主轴轴承、齿轮箱轴承、发电机轴承的国产化；天马轴承在传统的偏航变桨轴承之外，也展览了8MW主轴轴承、三排圆柱变桨轴承新产品。风机轴承属于高附加值产品，新强联作为行业龙头，近几年轴承业务的毛利率稳定在30%以上，在风机大型化的趋势下，看好业内企业在大型轴承批量生产后利润得到释放。

表 21：国内主要轴承企业推进风电高端轴承国产化进程

企业	轴承产品进展
新强联	3-4MW风电主轴轴承产品已实现销售, 5.5MW产品处于样机交付, 独立变桨轴承实现量产
瓦轴	研发了2.0MW、2.5MW、3.0MW、3.4MW及更大兆瓦级风电主轴轴承27种以上
洛轴	2014年, 1.5-3.6MW全系列配套轴承先后通过鉴衡认证; 2019年, 为客户提供的7.0MW、8.0MW配套风电轴承研发成功
大冶轴	为山东中车风电配套研制2.5MW、3.6MW、4.0MW风电主轴轴承, 并已实现批量交付
成都天马	2021年10月, 研制的国内首台8MW海上风电主轴轴承正式下线
京冶轴承	研发出双列圆锥滚子主轴轴承, 可用于2.5-10MW风电机组, 其主轴支撑方式为“一点支撑”

资料来源：《主轴轴承国产化还需多久》，川财证券研究所

图 48：新强联风电类回转支撑及配套产品营收（亿元）和毛利率（%）情况

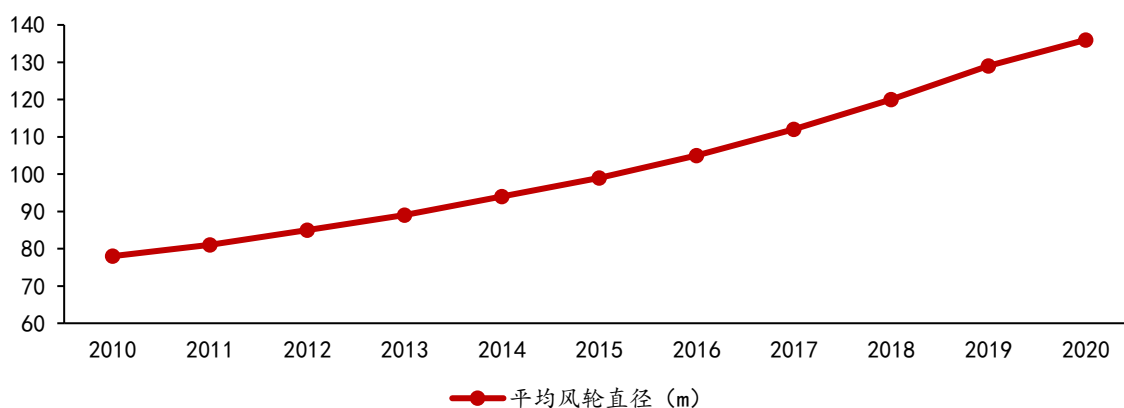


资料来源：iFinD，川财证券研究所

4.5 叶片

叶片长度不断提升促成风电机组大型化趋势。叶片是风电机组转换风能的关键部件，其设计技术和发展状况直接决定了风电机组的发电效率与成本。更大的风轮和更高的轮毂高度可以使机组在较低风速的地区捕获更多的风能，提升有效利用小时数，进而提高机组的功率，风电机组大型化成为降低度电成本的有效途径。根据CWEA的统计，我国新增风电机组的平均风轮直径从2010年的78米提升至2020年的136米，叶片大型化提升明显。

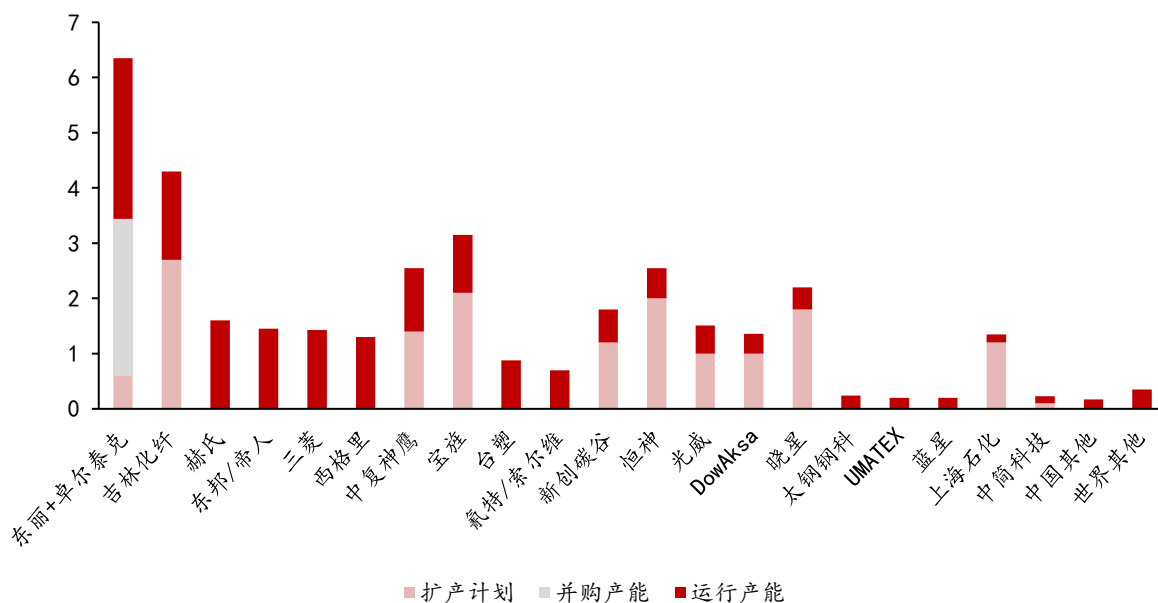
图 49：2010-2020 年中国新增风电机组不同风轮直径



资料来源：《风电叶片创新进行时》，CWEA，川财证券研究所

碳纤维的应用是实现叶片轻量化的有效途径。叶片的重量随着长度的增加呈现几何级增长，进而推高整机重量，为确保风机系统安全稳定运行，叶片需具备更高的强度、刚度等性能。叶片由增强纤维、树脂基体、芯材等构成，其中增强纤维用于提高叶片的刚度，现阶段以玻璃纤维为主。与玻璃纤维相比，碳纤维的拉伸模量更高，具有更强的抗疲劳性能，可延长叶片寿命，但密度低了30%-35%，碳纤维的应用能够有效提升叶片性能的同时降低叶片重量。碳纤维在叶片中的主要应用部位是主梁，与同级别的高模玻璃纤维主梁叶片相比，可实现减重20%-30%。根据《碳纤维在风电叶片中的应用进展》的信息，以122m长叶片为例，叶片重量的减轻可以大幅降低因自重传递到主机上的载荷，进而降低轮毂、机舱、塔架和桩基等结构部件15%-20%的重量，有效降低风机10%以上的整体成本。目前风电碳纤维供应商集中在日本东丽、三菱、德国SGL等，未来几年国内碳纤维厂商的新增产能将超22万吨/年，其中大丝束碳纤维的产能超12万吨/年，碳纤维的供应能力将明显提升。此外，维斯塔斯在拉挤板主梁相关技术的专利保护在2022年7月19日到期，其他企业开发碳纤维主梁叶片的限制消除，国内叶片厂商降碳纤维应用到叶片的规模有望大幅增长，叠加碳纤维供应能力的提升，供需两端同时提升的情况碳纤维价格有望下降，使得碳纤维叶片的经济性逐步凸显。

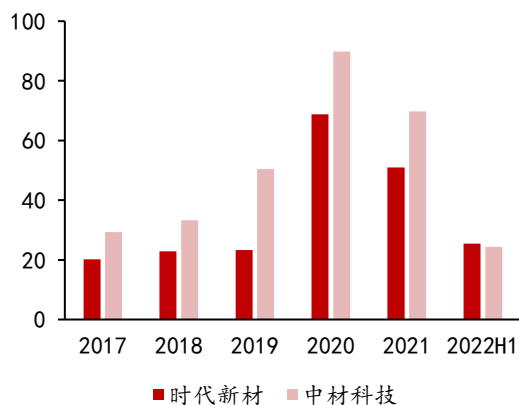
图 50：2021 年全球碳纤维运行产能及扩产计划（万吨）



资料来源：《碳纤维在风电叶片中的应用进展》，赛奥《2021 年全球碳纤维复合材料市场报告》，川财证券研究所

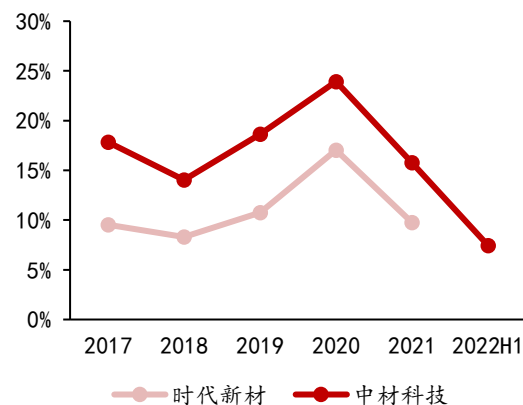
叶片大型化、轻量化趋势下，看好龙头企业市占率进一步提升。时代新材是全球少数具备聚氨酯叶片批量制造的企业，公司全力推进叶片大型化的研发工作，产品快速迭代，公司自主研发的TMT110A海上叶片首次采用碳纤维拉挤板，可较大程度的降低叶片和整机载荷，降低项目成本。公司聚氨酯叶片工艺日趋成熟，缩短了聚氨酯叶片成型周期。在海上风电领域，公司的百米级海上叶型SR220、D225均实现了市场突破。中材科技拥有90余款叶片产品，可适用多种不同运行环境，2022年迭代出90米级别型号产品，践行叶片大型化趋势，公司现有12GW以上的叶片产能。在叶片大型化和轻量化的趋势下，看好叶片研发实力强劲的龙头企业的市占率进一步提升。

图 51：叶片厂商叶片营收情况（亿元）



资料来源：iFinD，川财证券研究所

图 52：叶片厂商叶片业务毛利率情况（%）



资料来源：iFinD，川财证券研究所

4.6 海缆

海底电缆是陆地和岛屿以及海岛之间电力传输不可或缺的核心部件，是用绝缘材料包裹的敷设在海底的电缆，用于电信传输，包括海底电力电缆和海底通信电缆两大类。海底电力电缆主要用于在海洋中输送交流或直流电流，传输电流电压的类型取决于海洋输电线路的容量、长度及成本等，可用于连接智能电网，为岛屿、海洋平台和海底观测站等供电，或将海洋发电装置产生的电能输送到陆上变电站等。海缆输送系统是跨海联网工程建设的关键领域，在区域电网形成互联中起到举足轻重的作用。

大兆瓦、长距离传输电力需选取高电压海缆，国内龙头海缆企业均具备高电压海缆交付能力。海上风电的输电方式取决于海上风电场的类型和风电场到电网连接点的距离。一般情况下，高压交流输电受交流电缆充电电流影响，只适用于近海小规模风电场；高压直流输电较为适用于电能远距离输送。目前国内主流交流海缆电压等级为220kV，输电能力能够达到18-35万kW，受到技术与绝缘要求，大截面220kV和500kV海缆单回需铺设3-4根，对海缆的需求量大幅提升。对于超过60km的深水海上风电场，大多采用柔性直流海缆输电，对于装机规模在50-100万kW的项目，电压等级选取±200kV-±320kV；对于装机规模大于100万kW的项目，电压等级选取±320kV-±800kV。国内海缆龙头东方电缆、中天科技、亨通光电均具备500kV交流海陆缆系统、±535kV直流海陆缆系统的交付能力。

表 22：不同电压等级、不同截面交流海缆输送容量

交流电压等级/kV	截面/mm ²	容量/万kW	海缆根数
35	3X300	3.5	1
110	3X300	14	1
220	3X300	18	1
	3X300	20	1
	3X300	28-30	1
	3X300	34-35	1
	1800	110	3-4
500	3000	140	3-4

资料来源：《海上风电场输电方式研究》，川财证券研究所

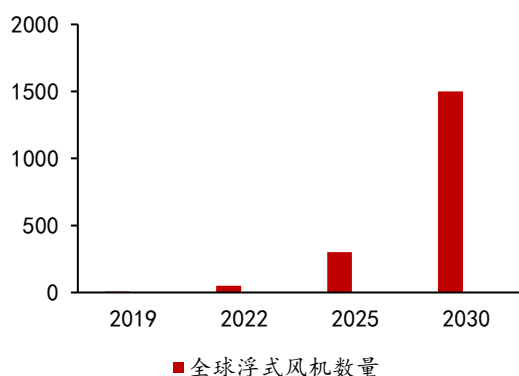
表 23：不同风电场容量下的交直流输送方案

风电场容量 (MW)	200kV交流输送方案		柔性直流输送方案	
	电缆截面/mm ²	电缆回数	电压等级	电缆截面/mm ²
400	三芯500	2	±150kV	1600
500	三芯400	3	±250kV	1200
600	三芯1000	2	±320kV	1200
700	三芯400	4	±320kV	1200
800	三芯1000	3	±320kV	1400
1000	三芯1000	4	±320kV	2000

资料来源：《海上风电场输电方式研究》，川财证券研究所

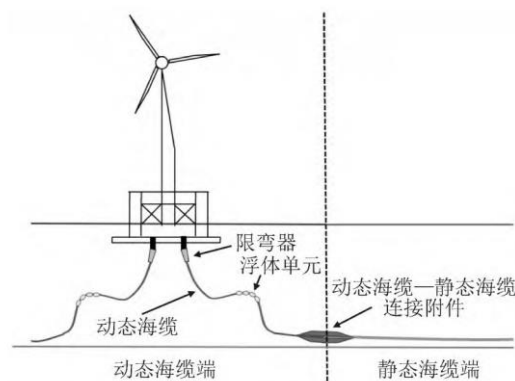
漂浮式海上风电与动态电缆有望成为未来的主流。近年近海固定式风电平台的开发趋于饱和状态，且近海空间资源有限，约80%的海上风能资源在60m以上水深的海域中，海上风电的发展将从浅近海走向深远海。水深增加，风力更强，固定式的支撑结构难度更大，海上风机支撑结构形式需转变为漂浮式支撑结构。同时，漂浮式海上风电在远离海岸线的水域安装，便于消除视觉的影响，可降低噪声、电磁波对环境的不利影响。因此漂浮式海上风电平台作为远海风能的获取系统，有望成为未来海上风电发展的主流。动态海缆系统分为静态海缆端和动态海缆端。静态海缆端敷设于海床，为常规海底电缆。动态海缆系统的动态海缆端为浮式海上风电平台的重要组成部分，由动态海缆及相关附件（浮体单元、锚固终端以及防弯器等）组成，也是浮式风机与静态海底电缆间的连接设备，是该输电系统的关键装备。目前，国际上已有多条动态电缆项目投入运营，国内的动态电缆项目处在科研或小规模示范阶段。根据全球风能协会、探索浮动风能以及欧洲风电等机构的预测，全球漂浮式风机数量将从2022年的50座提升至2030年的1500座。漂浮式海上风电项目的建设将有效带动对动态电缆的需求。

图 53：全球浮式风机数量预测（座）



资料来源：《远海漂浮式海上风电平台用动态海缆的发展》，川财证券研究所

图 54：浮式风机及电缆系统



资料来源：《远海漂浮式海上风电平台用动态海缆的发展》，川财证券研究所

表 24：漂浮式海上风电项目及动态海缆工程

投运时间	项目名称	国家	动态海缆电压等级kV	风机容量/MW	水深/m
2013、2015	Fukushima FORWARD (示范工程)	日本	22/66 (Furukawa Electric)	2, 5, 7 (16)	100-200
2017	Hywind Scotland	英国	33 (Nexans)	30	200
2020	Windfloat Atlantic Phase 1	葡萄牙 (苏格兰)	66 (JDR)	25	185
2020	Flocean 5 Canary	西班牙	-	25	129
2020	Nautilus	西班牙	-	5	-
2020	SeaTwirl S2 (示范工程)	瑞典	-	1	-
2020	Kincardine	英国	33 (Prysmian)	49	60-80
2020	Forthwind Project	英国	-	12	-
2021	EFGL	法国	-	30	75
2021	Groix-Belle-Ile (Eoliennes Flottantes de Groix)	法国	-	24	55-75
2021	Provence Grand Large (PCL Wind Farm)	法国	-	24	-
2021	EolMed	法国	33	25	59-90
2022	Katanes Floating Energy Park-Array	英国	33	32	60-100
2022	Hywind Tampen	挪威	66 (JDR)	88	260-300

资料来源：《远海漂浮式海上风电平台用动态海缆的发展》，川财证券研究所

五、投资建议

在碳达峰碳中和的大背景下，可再生能源政策利好不断，风电作为我国达成绿色低碳可持续发展的途径之一，未来的需求空间巨大。在经历了一轮退补抢装潮之后，我国风电行业再次经历了一轮装机低潮，但风电作为现阶段度电成本最低的清洁能源，我国陆上风电已实现平价上网，叠加风机大型化带来的成本持续下探、电力市场改革、消纳能力提升降低弃风率等积极因素，我国风电市场有望迎来新一轮的景气周期。我国风电整机行业竞争格局稳定，企业的技术实力雄厚，产品矩阵丰富，能够满足海内外市场对风机装备的需求，有望受益于风电市场规模不断扩大带来的市场红利，建议关注渗透率提升较为明显的三一重能，成本管控能力较强的明阳智能、运达股份、金风科技等龙头平台公司；海上风电领域，建议关注东方电缆、亨通光电、中天科技等受益于远海化趋势、具有高弹性的公司。随着风电行业整体景气度再度回升以及上游原材料价格回落，风电零部件厂商的盈利能力有望逐步得到修复，建议关注受益于机型大型化和海上风电深海化的塔筒公司天顺风能、大金重工；产能规模优势明显、渗透率有望不断提升的铸件公司日月股份；主轴双寡头公司金雷股份和通裕重工；轴承国产替代先行者新强联；叶片大型化、轻量化的趋势下，产品迭代速度快，渗透率有望提升的叶片公司时代新材、中材科技。

表 25：A 股风电产业链上市公司梳理

风电产业链	上游	塔筒	大金重工、天顺风能、泰胜风能、天能重工、海力风电、内蒙一机等
		铸件	日月股份、吉鑫科技、广大特材、恒润股份等
		主轴	金雷股份、通裕重工等
		轴承	新强联、长盛轴承、双飞股份、中色股份、宝塔实业、国机精工等
		叶片	时代新材、中材科技、南风股份等
		海缆	东方电缆、亨通光电、中天科技、宝胜股份、起帆电缆、太阳电缆等
	中游	整机制造	金风科技、明阳智能、运达股份、上海电气、电气风电、三一重能、东方电气、中国海装等
		运营	中国电建、龙源电力、节能风电、大唐新能源、银星能源等
	下游	电网	华能国际、国电电力、华能国际、大唐发电、中国电力等

资料来源：iFinD，川财证券研究所



表 26：A 股风电设备和零部件领域上市公司标的

公司名称	代码	市值（亿元）	营业收入（百万元）				归母净利润（百万元）				PE			
			2021A	2022A/2022E	2023E	2024E	2021A	2022A/2022E	2023E	2024E	2021A	2022A/2022E	2023E	2024E
三一重能	688349.SH	396.5	10,175	11,403	16,739	22,414	1,591	1,673	2,304	2,977	—	23	17	13
明阳智能	601615.SH	522.4	27,158	29,624	37,848	44,687	3,101	4,193	5,210	6,326	16	13	10	9
运达股份	300772.SZ	101.4	16,041	18,971	21,939	23,516	490	655	766	890	30	16	13	12
金风科技	002202.SZ	460.5	50,571	45,648	48,698	54,026	3,457	3,337	4,056	4,759	20	14	11	10
东方电缆	603606.SH	335.3	7,932	7,009	11,157	13,844	1,189	842	1,808	2,328	30	55	19	15
亨通光电	600487.SH	351.8	41,271	47,312	54,358	61,775	1,436	2,082	2,733	3,374	25	17	13	11
中天科技	600522.SH	519.5	46,163	41,490	47,127	54,731	172	3,361	4,458	5,368	336	15	12	10
天顺风能	002531.SZ	259.9	8,172	8,496	14,406	18,408	1,310	955	1,793	2,280	27	30	16	12
大金重工	002487.SZ	231.1	4,432	5,544	10,666	16,262	577	565	1,388	2,278	37	37	16	10
日月股份	603218.SH	232	4,712	4,856	6,808	8,306	667	354	842	1,160	48	65	28	20
金雷股份	300443.SZ	107.1	1,651	1,941	2,836	3,902	496	400	668	907	30	28	17	12
新强联	300850.SZ	161.7	2,477	2,953	4,105	5,323	514	565	850	1,161	67	29	19	14
时代新材	600458.SH	83.81	14,051	14,566	16,834	18,812	181	287	447	577	61	29	19	15
中材科技	002080.SZ	359.1	20,295	21,340	25,608	30,216	3,373	3,212	3,539	4,334	17	11	10	9

资料来源：iFinD，川财证券研究所 注：预测参考日期为 2023 年 3 月 15 日

风险提示

供应链瓶颈导致需求量不及预期

市场竞争加剧导致行业盈利能力下滑

原材料和零部件价格波动

川财证券

川财证券有限责任公司成立于 1988 年 7 月,前身为经四川省人民政府批准、由四川省财政出资兴办的证券公司,是全国首家由财政国债中介机构整体转制而成的专业证券公司。经过三十余载的变革与成长,现今公司已发展成为由中国华电集团资本控股有限公司、四川省国有资产经营投资管理有限责任公司、四川省水电投资经营集团有限公司等资本和实力雄厚的大型企业共同持股的证券公司。公司一贯秉承诚实守信、专业运作、健康发展的经营理念,矢志服务客户、服务社会,创造了良好的经济效益和社会效益;目前,公司是中国证券业协会、中国国债协会、上海证券交易所、深圳证券交易所、中国银行间市场交易商协会会员。

研究所

川财证券研究所目前下设北京、上海、深圳、成都四个办公区域。团队成员主要来自国内一流学府。致力于为金融机构、企业集团和政府部门提供专业的研究、咨询和调研服务,以及投资综合解决方案。



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并注册为证券分析师，以勤勉尽责的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也不会与本报告中的具体推荐意见或观点直接或间接相关。

行业公司评级

证券投资评级：以研究员预测的报告发布之日起6个月内证券的绝对收益为分类标准。30%以上为买入评级；15%-30%为增持评级；-15%-15%为中性评级；-15%以下为减持评级。

行业投资评级：以研究员预测的报告发布之日起6个月内行业相对市场基准指数的收益为分类标准。30%以上为买入评级；15%-30%为增持评级；-15%-15%为中性评级；-15%以下为减持评级。

重要声明

本报告由川财证券有限责任公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格）制作。本报告仅供川财证券有限责任公司（以下简称“本公司”）客户使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户，与本公司无直接业务关系的阅读者不是本公司客户，本公司不承担适当性职责。本报告在未经本公司公开披露或者同意披露前，系本公司机密材料，如非本公司客户接收到本报告，请及时退回并删除，并予以保密。

本报告基于本公司认为可靠、已公开的信息编制，但本公司对该等信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断，该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。在不同时期，本公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，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。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。对于本公司其他专业人士（包括但不限于销售人员、交易人员）根据不同假设、研究方法、即时动态信息及市场表现，发表的与本报告不一致的分析评论或交易观点，本公司没有义务向本报告所有接收者进行更新。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供投资者参考之用，并非作为购买或出售证券或其他投资标的的邀请或保证。该等观点、建议并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。根据本公司《产品或服务风险等级评估管理办法》，上市公司价值相关研究报告风险等级为中低风险，宏观政策分析报告、行业研究分析报告、其他报告风险等级为低风险。本公司特此提示，投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素，必要时应就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业财务顾问的意见。本公司以往相关研究报告预测与分析的准确，也不预示与担保本报告及本公司今后相关研究报告的表现。对依据或者使用本报告及本公司其他相关研究报告所造成的一切后果，本公司及作者不承担任何法律责任。

本公司及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。投资者应当充分考虑到本公司及作者可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。在法律许可的情况下，本公司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头寸并进行交易，也可能为之提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本公司的投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

对于本报告可能附带的其它网站地址或超级链接，本公司不对其内容负责，链接内容不构成本报告的任何部分，仅为方便客户查阅所用，浏览这些网站可能产生的费用和风险由使用者自行承担。

本公司关于本报告的提示（包括但不限于本公司工作人员通过电话、短信、邮件、微信、微博、博客、QQ、视频网站、百度官方贴吧、论坛、BBS）仅为研究观点的简要沟通，投资者对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“川财证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。如未经川财证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。本公司保留追究相关责任的权利。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。

本提示在任何情况下均不能取代您的投资判断，不会降低相关产品或服务的固有风险，既不构成本公司及相关从业人员对您投资本金不受损失的任何保证，也不构成本公司及相关从业人员对您投资收益的任何保证，与金融产品或服务相关的投资风险、履约责任以及费用等将由您自行承担。

本公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：000000029399

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅本页的重要声明