



Research and
Development Center

海上风电蓬勃发展，大型化和深远海化 提高成长性

—电力设备与新能源行业深度报告

2023 年 9 月 25 日

武浩 电力设备与新能源行
业首席分析师

执业编号：S1500520090001

联系电话：010-83326711

邮箱：wuhao@cindasc.com

王煊林 电力设备与新能源研究
助理

联系电话：17768100716

邮箱：wangxuanlin@cindasc.com

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

证券研究报告

行业研究

行业深度报告

电力设备与新能源

投资评级 看好

上次评级 看好

武浩 电新行业首席分析师

执业编号: S1500520090001

联系电话: 010-83326711

邮箱: wuhao@cindasc.com

王煊林 电新行业研究助理

联系电话: 17768100716

邮箱: wangxuanlin@cindasc.com

信达证券股份有限公司

CINDA SECURITIES CO., LTD

北京市西城区闹市口大街9号院1号楼

邮编: 100031

电力设备与新能源行业深度报告：海上风电 蓬勃发展，大型化和深远海化提高成长性

2023年9月25日

报告内容摘要：

◆当前陆风稳定增长,海风具备广阔发展前景。风电技术起源海外,1986-2005年前均处于技术示范阶段,同时也进行了一定的国产化替代积累;2005年《国家发改委关于风电建设管理有关要求的通知》使风电行业进入了快速国产化阶段,2009年,国产机组已能够满足全国85%以上的市场需求;2010-2021年电价补贴政策是主线,行业呈现周期性,同时在激烈的竞争中行业快速发展、集中度也不断提高;2021年后中央财政补贴退坡,风电进入了平价发展的时代。回顾海风历史,欧洲是海风最成熟的地区,欧洲从1991年起即开始试点示范,我国从2008年开始试点,2015年后我国海风迎来快速发展,目前已逐渐追赶上欧洲进度,均处于规模化和深远海开发阶段。因此我们认为陆风发展速度已然趋缓,而海风将是接续发展的下一个焦点。

◆海风装机量有望快速增长,全球激励政策频出。海风相比陆上风电具备发电量、单机容量大等优势,我国海风的可开发资源量也非常可观。从装机量上看目前处于发展早期,2022年海风新增装机在风电总新增装机中占比仅11.6%,未来将有充足的发展空间,根据GWEC预测2030年全球新增海上风电装机将达50.9GW,2023-2030年CAGR将达20.1%,其中中国、欧洲将占据重要地位。招标量是约提前2年的装机量领先指标,2022年中国海风招标量14.7GW,2023年上半年5.8GW,同时23年上半年以来也有广东、福建和国家电投的大规模竞配,未来行业高景气度仍可期待。政策层面上,省级“十四五”规划有约50GW的海风新增装机量,考虑2021-2022年已实现的装机量则2023-2025年将累计新增27.9GW装机量。国际上,欧洲多国提出了远期海风装机目标,规划较为积极;美国《2022年通胀削减法案》给予了税收减免,国家级、州级也都退出了积极的规划目标;越南、巴西、日本、印度等国也都处于海风迅速发展的进程中。

◆海风与陆风成本存在差异,近年经济性持续改善。海风成本中建设成本为主要变量,中国海风建设成本在补贴取消前后发生了较大变化。2020年我国海上风电平均建设成本约为16550元/kw(粤闽地区相对更高),抢装潮后由于供需形势改善和风电制造技术突破,海上风电建设成本下降至12400元/kw左右。建设成本中的风机价格下降是主要原因,抢装潮后风机价格已渐趋稳定,例如明阳智能在2022年和2023H1的风机中标均价分别为3842元/kw、4001元/kw。近年中国的海风经济也在持续改善,2010-2021年中国海风平均度电成本从0.178美元/kWh降至0.079美元/kWh,下降56%,未来全球度电成本也将持续下降。

◆大型化降低成本,深远海化是未来趋势。海上风电具有几大重要发展趋势,在大型化方面,中国2010-2021年风机单机容量从2.8MW上升至6.7MW,而2022年新增吊装的海上风电机型中,主流风机正逐步由6MW级迈向8MW级及以上,大型化趋势显著,海风经济性也将由此获得提高。目前我国大兆瓦机组的研发能力正不断加强,在此背景下碳纤维、主轴轴承都将要求新的产业变化。我国海上风电场也有规模化和集群化特征,已建设了大量沿海产业基地。深远海化是未来趋势,而漂浮式海风是深远海化的重要技术之一,根据GWEC预测,从发展阶段上看2021-2025年是初步商业化阶段、2026年后是成熟商业化阶段,目前正处于大规模商业化前夕,2026年全球新增装机量有望达到约0.8GW。其中,欧洲将引领行业,而中国将紧随其后。目前多国已推出相关支持政策,漂浮式海风成本有望持续下降,经济性持续增强。

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 2



投资建议：大型化将带来部分环节的价值量提升，而深远海化将带来技术变革和价值量增加。大型化下支撑基础用量提升、深远海化下或将切换浮式基础，大兆瓦轴承国产替代进程持续进行，叶片大型化将要求碳纤维材料，海缆存在高压化、柔性直流和动态缆趋势，我们看好未来海风相关标的业绩增速。推荐东方电缆、亚星锚链，关注新强联、海力风电、泰胜风能、中材科技。

风险因素：海上风电装机不及预期；海外扩张不及预期；新技术应用不及预期；



目录

行业核心聚焦	6
一、陆风发展趋于成熟，海风前景广阔	7
二、海风增量可观，全球激励政策频出	9
2.1 海上风电具备较大优势，发展潜力十足	9
2.2 国内迈入平价阶段，各地“十四五”规划积极	10
2.3 海上风电仍处发展早期，高招标预示未来高景气	12
2.4 多国海风规划陆续推出，政策驱动全球海风增长	14
三、海风成本持续下降，近年经济性持续改善	16
四、大型化降低成本，深远海化是未来趋势	18
4.1 机组大型化趋势明显	18
4.2 深远海化是未来趋势，漂浮式海风进入产业化初期	21
4.3 海上风电场集群化开发，配套建设海风装备产业园	28
五、产业链受益于大型化和深远海化，多环节价值量将提高	29
5.1 东方电缆：海缆领域龙头公司，盈利能力强劲	31
5.2 亚星锚链：锚链领域全球龙头，浮式海风注入发展新动能	32
5.3 海力风电：重点发展海上风电支撑基础，生产基地布局积极	32
5.4 泰胜风能：风电塔架领域先行者，战略布局陆上和两海市场	33
5.5 新强联：轴承国产化替代先行者，研发量大兆瓦轴承	34
5.6 中材科技：叶片领域龙头公司，碳纤维叶片开发持续突破	34
六、风险因素	35

图表目录

图表 1：中国风电发展历史	8
图表 2：中国和欧洲海风发展历史	9
图表 3：中国海风补贴价格历史变化	9
图表 4：海上风电示意图	10
图表 5：中国海风资源按区域分布情况	10
图表 6：中国陆风 70 米高平均风功率密度分布图	10
图表 7：中国近海 70 米高平均风功率分布图	10
图表 8：三省一市海上风电项目补贴政策概况	11
图表 9：沿海各省市“十四五”海上风电规划情况（包括省和市）	11
图表 10：沿海各省市“十四五”海上风电规划、开工、并网情况（仅省级）（单位：万千瓦）	12
图表 11：2022 年全球海上、陆上风电新增装机占比	12
图表 12：2022 年分地区海上风电新增装机占比	12
图表 13：2011-2031 年全球海上风电装机量（含预测）	13
图表 14：海上风电装机量与招标量的关系	13
图表 15：2023 年上半年海风招标地区分布	13
图表 16：近期海上风电大规模竞配情况	14
图表 17：欧洲远期海风目标（GW）	15
图表 18：其他新兴市场海风激励政策和目标	16
图表 19：国内海风补贴取消前后成本构成	16
图表 20：2022、2023H1 年国内主要风机供应商中标均价（元/kW）	17
图表 21：2010、2021 年分国家海上风电建设成本对比	17
图表 22：2010、2021 年分国家海上风电度电成本对比	17
图表 23：分地区海上风机单机容量历史变化	18
图表 24：2022 年分单机容量海上风机累计装机占比	19
图表 25：2022 年分单机容量海上风机新增装机占比	19
图表 26：2016、2021 年中国和欧洲地区风机技术路线占比	19
图表 27：中国风机技术路线变化历史	19
图表 28：中国主要风机厂的最大功率风机产品	20
图表 29：随叶片长度增加碳纤维主梁叶片的占比变化	21
图表 30：风电机组轴承示意图	21
图表 31：新强联 12MW 主轴轴承	21
图表 32：浮式海风示意图	22
图表 33：漂浮式海风结构示意图	22
图表 34：2021-2031 年漂浮式海上风电新增装机量（2023 年后为预测值）	22
图表 35：国外漂浮式海风项目情况（截至 2023 年 5 月）	23
图表 36：国内漂浮式海风项目情况（截至 2023 年 5 月）	23



图表 37: 全球漂浮式海风支持政策	24
图表 38: 漂浮式风电建设成本	25
图表 39: 2020-2050 海上风电 LCOE	25
图表 40: 漂浮式风电成本构成 (2022 年英国测算)	25
图表 41: 中国漂浮式海风中标情况	25
图表 42: 海缆和陆缆对比	26
图表 43: 风电场海缆布局示意图	26
图表 44: 风电场海缆布局示意图	27
图表 45: 如东海上风电柔直输电项目送出方案	28
图表 46: 我国海上风电装备产业园分布	28
图表 47: 我国主要海上风电装备产业园/基地一览	29
图表 48: 海上风电支撑基础对比	30
图表 49: 海力风电塔筒单价、单机容量变化趋势	30
图表 50: 海力风电桩基单价、单机容量变化趋势	30
图表 51: 东方电缆收入和利润情况	32
图表 52: 东方电缆海缆系统收入和毛利率	32
图表 53: 2017-2023H1 亚星锚链营业收入及增速	32
图表 54: 2017-2023Q1 亚星锚链净利润及增速	32
图表 55: 海力风电收入和利润情况	33
图表 56: 海力风电分业务收入和毛利率	33
图表 57: 泰胜风能收入和利润情况	34
图表 58: 泰胜风能海上业务收入和毛利率	34
图表 59: 新强联收入和利润情况	34
图表 60: 新强联风电类产品收入和毛利率	34
图表 61: 中材科技收入和利润情况	35
图表 62: 中材科技叶片业务销量、收入和毛利率	35

行业核心聚焦

我们认为：1)陆风经过多年发展已经较为成熟，而海风仍处于起步阶段，发展潜力较大。经济性是驱动风电装机的重要因素，海上风电仍处于成本下行通道中，未来发展速度可期。2)全球激励政策频出，中国各省“十四五”规划大量海风装机，欧洲、美国和其他新兴市场地区设立了积极的海风发展目标。从招标量上看，近两年的高招标也预示了未来的装机量高景气度。3)大型化和深远海化是海风最值得关注的发展趋势，大型化相应也将带来如叶片、轴承等的产业链变革，而深远海化是海风发展的未来趋势，正处于高成长性的从0到1阶段。



一、陆风发展趋于成熟，海风前景广阔

1) 2005 年前：我国引入海外先进风电技术，主要处于技术示范阶段，在此过程中也初步开始国产化探索。1986 年中国第一座并网风电场山东荣成风电场建成并实现并网发电，1989 年当时亚洲最大的新疆达坂城风电场正式并网，这两个项目均同维斯塔斯进行合作，2000 年西门子歌美飒也进入了中国市场，在这一期间几乎由外资风电企业主导中国市场。1999 年，中国第一台国产风机 S600，正式通过国家验收，成为风机国产化开端的里程碑，此后风电设备持续进行国产化的技术追赶，根据王恰《中国风电产业 40 年发展成就与展望》，“十五”末期中国已可以一定程度上国产化制造风电机组和零部件，据 CWEA 的统计，在 2004 年我国风电设备新增市场份额中，国产设备占 25%，进口产品占 75%。

2) 2005-2009 年：政策推动下的快速国产化阶段。2005 年，发改委颁布《国家发改委关于风电建设管理有关要求的通知》要求风电设备国产化率达到 70%，自此国内风电进入快速国产化阶段。2007 年，国产机组的市场份额首次超过进口机组；2009 年，国产机组已能够满足全国 85% 以上的市场需求。70% 的比例限制于 2009 年废除，此后则是完全市场化导向阶段。

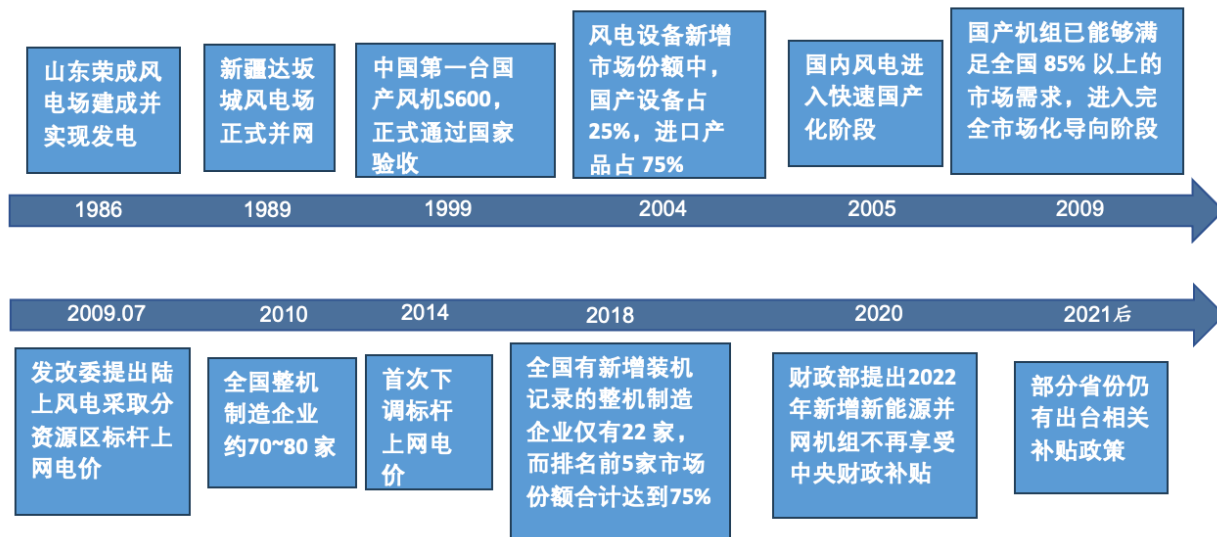
3) 2010-2021 年：该阶段风电行业迅速扩张，受到电价补贴政策影响呈现周期性，企业也经历了一轮激烈的竞争。

2009 年 7 月发改委发布《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，提出陆上风电采取分资源区标杆上网电价。此后一共经历 5 次下调，最后一次下调为 2019 年 5 月，2021 年后陆上风电则是全面实现了平价上网，国家不再补贴。因此，2014 年首次下调标杆上网电价后 2015 年引发抢装潮，补贴的最后一年 2020 年也出现抢装潮。抢装潮带来装机量大幅度提高，弃风率提高，消纳问题又限制装机，从而导致后续年份装机下降，风电行业在此期间呈现周期性。

国内市场在这十年间竞争越发激烈，行业集中度获得提高。根据 CWEA，2010 年全国整机制造企业约 70~80 家，2018 年全国有新增装机记录的整机制造企业仅有 22 家，而排名前 5 家市场份额合计达到 75%。期间，维斯塔斯、西门子歌美飒等外资厂商逐渐退出中国市场；华锐风电快速崛起又在激烈竞争中倒下，中国风电产业在激烈的竞争中形成了一批具备核心竞争力的企业。

4) 2021 年后：风电在国补退坡下持续发展。2020 年财政部发布《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》，提出 2022 年新增新能源并网机组不再享受中央财政补贴。但 2021 年后，部分省份仍有出台相关补贴政策，例如上海曾明确近海风电奖励标准为 0.1 元/kWh。

图表 1：中国风电发展历史



资料来源：王恰《中国风电产业40年发展成就与展望》，国际能源发电网，国资报告，北极星风力发电网，信公咨询，信达证券研发中心

综观历史，陆风的发展早于海风，我国陆风发展也已步入成熟阶段。而在海风上，我国的发展晚于海风的起源地欧洲，目前仍处于快速成长期。

欧洲的海风发展可以分为三个阶段：

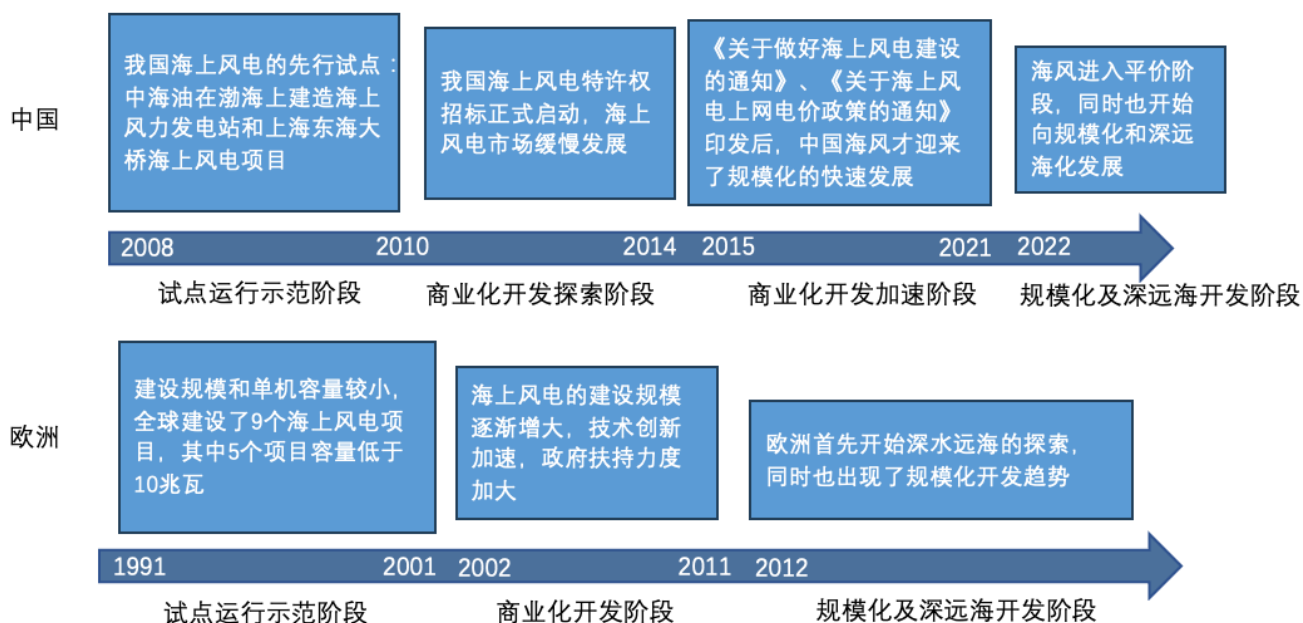
- 1) 试点运行示范阶段（1991年~2001年）：在此期间建设规模和单机容量较小，期间丹麦、荷兰、英国等国家合计建设了9个海上风电项目，其中5个项目容量低于10兆瓦；
- 2) 商业化开发阶段（2002年~2011年）：在此期间海上风电的建设规模逐渐增大，技术创新加速，政府扶持力度加大，风电场的平均规模达到400兆瓦，累计装机规模超过了6吉瓦，海上风电进入了大功率时代，平均单机功率达到4兆瓦；
- 3) 规模化及深远海开发阶段（2012年~2022年）：在此期间欧洲首先开始深水远海的探索，包括全球首个漂浮式海风项目 Hywind Scotland、全球首个商业化运行的漂浮式项目 Hywind Tampen；同时也出现了规模化开发趋势，欧洲开发商将几个风场合并形成“超大规模风场集群”，例如欧洲第一大风电开发商 Iberdrola 准备将位于东英格兰总容量3.1吉瓦项目合并开发建设，形成规模化效应，降低开发总成本。

中国的海风发展也可以分为三个阶段：

- 1) 试点运行示范阶段（2008年~2010年）：2008年，中国海洋石油集团有限公司在渤海绥中海域竖立起中国的第一台海上风电试验机组，单机容量1.5MW；2010年上海东海大桥海上风电项目装机容量为102MW，这两个项目是我国海上风电的先行试点。
- 2) 商业化开发探索阶段（2010~2014年）：此后的十二五期间海风市场整体发展缓慢，2010年出台《海上风电开发建设管理暂行办法》，我国海上风电特许权招标正式启动，海上风电市场缓慢发展。
- 3) 商业化开发加速阶段（2015~2021年）：2014年海风真正迎来元年，1月，国家能源局印发《关于做好海上风电建设的通知》，海上风电标杆电价制定被列为2014年重点任务；6月，国家发改委下发《关于海上风电上网电价政策的通知》规定了较高的上网电价，此后的“十三五”时期中国海风才迎来了规模化的快速发展。

4) 规模化及深远海开发阶段 (2022 年后): 海风进入平价阶段, 同时也开始向规模化和深远海化发展, 目前海上风电场规模已向吉瓦级别发展, 机组也逐渐大型化; 深远海化也持续推进, 例如浮式的“三峡引领”号、“扶摇”号项目等。

图表 2: 中国和欧洲海风发展历史



资料来源: CCS, 信达证券研发中心

在陆风发展多年渐趋成熟的背景下, 海风成为接续发展的下一个焦点。从历史来看, 世界海风起源地的欧洲已经发展多年, 正走向成熟。而中国的海风在 2015 年后才迎来较快速的发展, 经过近年的发展, 在进度上已经赶上欧洲地区的发展进度, 正在向规模化和深远海化持续探索。

图表 3: 中国海风补贴价格历史变化

类型	2009-2014 年	2015-2018 年	2019 年	2020 年	2021 年
潮间带		0.75 元/kwh	不高于项目所在资源区陆上风电指导价		
近海	特许权招标	0.85 元/kwh	不高于 0.8 元/kwh	不高于 0.75 元/kwh	无国家补贴政策

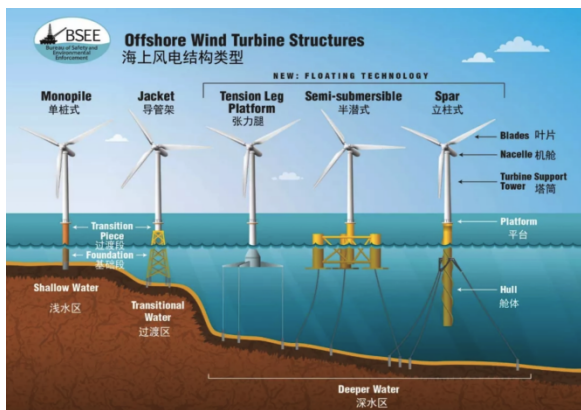
资料来源: CWEA, 信达证券研发中心

二、海风增量可观, 全球激励政策频出

2.1 海上风电具备较大优势, 发展潜力十足

海上风电相较于陆上风电具备诸多优势。根据弗若斯特沙利文, 海上风速比陆上高 20% 左右, 因而同等发电容量下海上风机的年发电量能比陆上高 70%, 此外海上风电还具有单机装机容量大、环境友好等优势。

我国具备丰富的海风资源, 潜在装机容量较大。根据中国气象局, 我国近海离岸 50km 以内, 4 级以上的风能资源潜在开发量为 2.34 亿 kW, 3 级以上的风能资源潜在开发量为 3.76 亿 kW。

图表 4：海上风电示意图


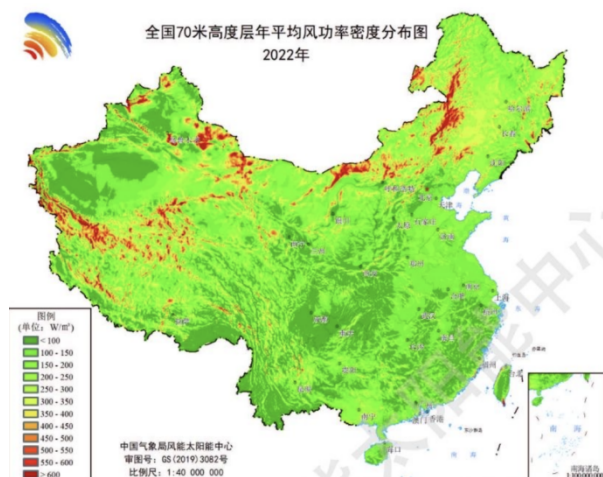
资料来源：伊莱特，信达证券研发中心

图表 5：中国海风资源按区域分布情况

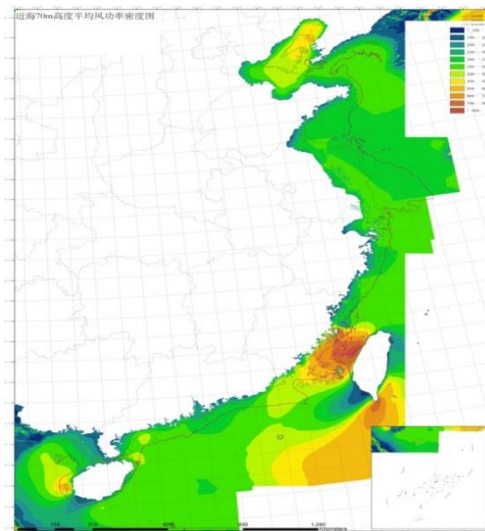
风能资源区划等级	4 级及以上 风功率密度 > 400W/m ²	3 级及以上 风功率密度 > 300W/m ²
离岸 50km 以内	2.34	3.76
离岸 20km 以内	0.68	1.40
近海水深 5 ~ 25m 以内	0.92	1.88

资料来源：中国气象局，信达证券研发中心

从地域分布上看，海上风电资源明显更为丰富，也更加临近经济发达地区。陆上风电资源大多集中在偏远地区，我国东北地区东部、内蒙古中东部、新疆北部和东部、甘肃西部和北部、青藏高原大部等地风能资源较好；海上风电资源临近我国的经济发达地区，且整体功率密度也更高，台湾海峡的近海风能资源最丰富，广东、北部湾、海南岛西部、福建、浙江南部等地的海风资源也较为丰富，而江苏、上海近海、杭州湾虽海风功率密度较低，但可利用面积更大。

图表 6：中国陆风 70 米高平均风功率密度分布图


资料来源：中国气象局，信达证券研发中心

图表 7：中国近海 70 米高平均风功率分布图


资料来源：中国气象局，信达证券研发中心

2.2 国内迈入平价阶段，各地“十四五”规划积极

2022 年我国海上风电进入平价阶段，2021 年因补贴退出而出现了“抢装潮”，目前政策环境持续优化。政策主要包括地方性补贴政策 and 各地“十四五”规划：

在国家层面，政策鼓励推动海上风电基地化、集群化。2022 年 3 月，国家发改委、国家能源局印发《“十四五”现代能源体系规划》，6 月国家发改委等九部委联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》，两项重要的国家级文件中均明确提出积极推动沿海地区海上风电集群化开发建设。重点基地集群包括了山东半岛、长三角、闽南、粤东、北部湾等五大海上风电基地集群，其中以广东、福建、浙江、江苏和山东等省作为重点建设基地。《“十四五”能源领域科技创新规划》提出集中攻关深远海域海上风电开发及超大型海上风机技

术等内容。

在地方层面，中央补贴退坡后，地方补贴接力推出。目前主要有广东、山东、浙江、上海三省一市出台了海上风电补贴政策。

图表 8：三省一市海上风电项目补贴政策概况

省/市	补贴（奖励）范围	补贴（奖励）标准	发放方式
上海市	2019-2021 年投产发电的近海风电项目	奖励标准为 0.1 元/千瓦时，单个项目年度奖励金额不超过 5000 万元	连续 5 年
	2022-2026 年投产发电的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	分 5 年拨付，每年拨付 20%
广东省	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 对 2025 年起并网的项目不再补贴	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	2022-2024 年建成并网的“十四五”海上风电项目，补贴规模分别不超过 200 万千瓦、340 万千瓦、160 万千瓦	2022-2024 年建成并网项目分别补贴 800 元/千瓦、500 元/千瓦、300 元/千瓦	
	2023 年年底前建成并网的海上风电项目	免于配建或租赁储能设施	
浙江省	2022 年和 2023 年全容量并网的项目，补贴规模分别按 60 万千瓦和 150 万千瓦控制，2021 年年底前核准，2023 年年底未全容量并网不再享受省级财政补贴	2022 年和 2023 年，补贴标准分别为 0.03 元/千瓦时、0.015 元/千瓦时，按等效年利用小时数 2600 小时补贴	从项目全容量并网第二年开始，补贴期限 10 年

资料来源：CWEA，信达证券研发中心

地方政府也针对海上风电制定了“十四五”规划，部分市级规划数额较大。根据风芒能源，“十四五”期间沿海省市海上风电规划接近 200GW，其中广东潮州规划 43.3GW，福建漳州规划 50GW，江苏盐城规划 33GW，三地的规划数额较为庞大。整体上，山东、江苏、福建、广东和海南是规划装机较为积极的地区。其中，考虑到部分市级规划并未明确时间，若是扣除市级规划，仅考虑省级“十四五”海风规划，各省海风新增装机规模约 50GW，2025 年累计并网容量将超过 60GW。由于 2021-2022 年海风装机量分别为 16.9、5.1GW，因此根据省级规划，2023-2025 年将累计新增 27.9GW 装机量。

图表 9：沿海各省市“十四五”海上风电规划情况（包括省和市）

地区	来源	规划量（GW）
辽宁	辽宁省“十四五”海洋经济发展规划	3.75
河北	唐山市海上风电发展规划(2022-2035 年)、山海关区与新天绿能签约拟分两期开发建设 800MW 海风项目	唐山 13
山东	能源保障网建设行动计划	35
江苏	江苏省“十四五”可再生能源发展规划、2021 中国新能源发展论坛盐城市委副书记、代市长周斌致辞	盐城 33.02
上海	上海市发改委发布关于金山海上风电场一期项目竞争配置	0.3+
浙江	浙江省可再生能源发展“十四五”规划	4.5
福建	福建省“十四五”能源发展专项规划、福建漳州市人民政府 5000 万千瓦的海上风电大基地开发方案	漳州 50
广东	广东省能源发展“十四五”规划、潮州市能源发展“十四五”规划	潮州 43.3
广西	广西广西可再生能源发展“十四五”规划	7.5
海南	海南日报、海南省碳达峰实施方案	12.3
合计		198.92+

资料来源：风芒能源，信达证券研发中心

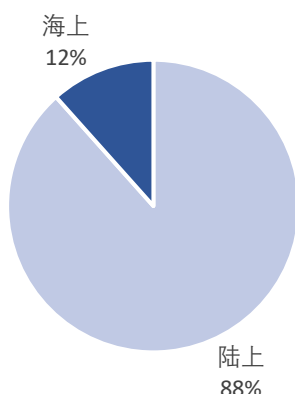
图表 10：沿海各省市“十四五”海上风电规划、开工、并网情况（仅省级）（单位：万千瓦）

省份	“十四五”海上新增并网（投产）容量	“十四五”海上开工规模	到 2025 年累计并网（投产）容量
江苏	909	1212	1500
浙江	500	996	500
福建	410	1030	600
广东	1700	1700	1800
山东	800	1000	500
上海	30		60
辽宁	50		290
广西	300	500	300
海南	200	1100	200
天津	90	90	
河北		300	500（到 2027 年）
合计	4989	7928	约 6000

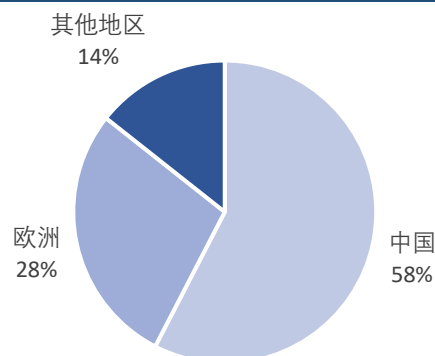
资料来源：CREIA, CWEA, GWEC, 《海上风电回顾与展望 2023》，信达证券研发中心

2.3 海上风电仍处发展早期，高招标预示未来高景气

海风目前在全球风电装机中仅占较少的比例，而中国引领全球海风的发展。根据 GWEC，2022 年全球陆上风电新增装机量为 68.6GW，海上风电新增装机量约为 9GW，海风新增装机占比仅为 11.6%；2022 年中国海上风电新增装机为 5.1GW，海风新增装机全球占比高达 57.6%，其次为欧洲，世界其他地区海风装机比例较低。

图表 11：2022 年全球海上、陆上风电新增装机占比


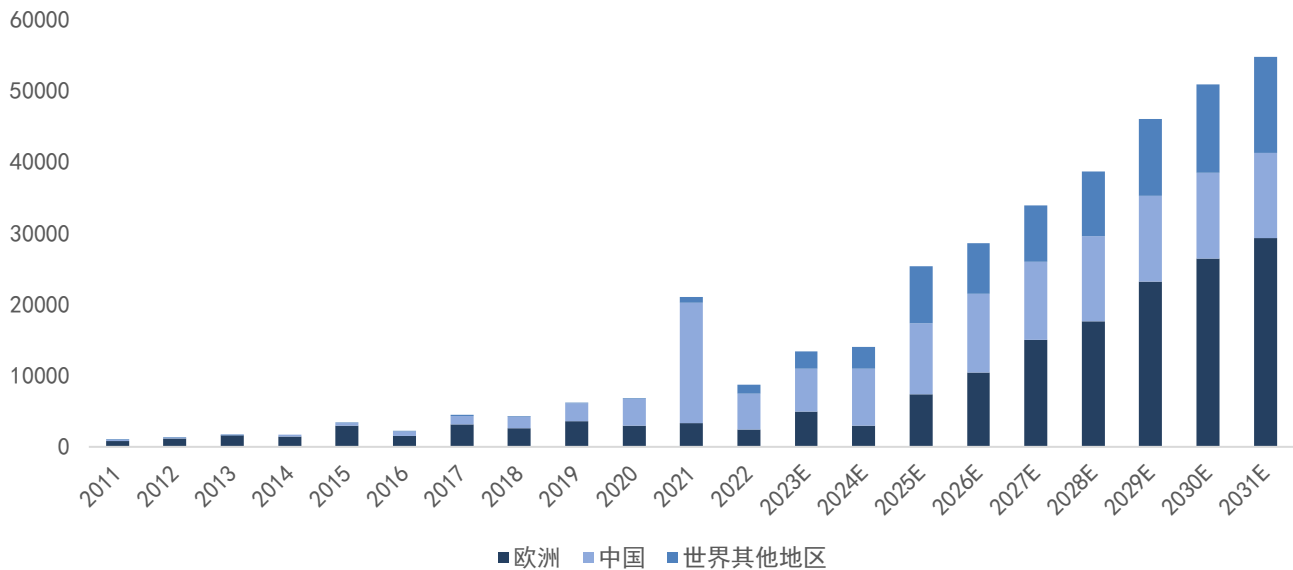
资料来源：GWEC，信达证券研发中心

图表 12：2022 年分地区海上风电新增装机占比


资料来源：GWEC，信达证券研发中心

全球海上风电装机量将持续增长。根据《海上风电回顾与展望 2023》报告显示，2022 年全球海上风电新增装机容量达到 8.8GW，虽较 2021 年有所下滑，但仍实现了历史第二高位装机量，2018-2022 年 CAGR 达到 19.2%。根据 GWEC 的预测，全球海风市场均将持续增长，中国和欧洲将继续在全球海风新增装机中占据重要地位，2025 年全球新增装机量将达到 25.4GW，2030 年将达到 50.9GW，2023-2030 年 CAGR 将达 20.1%。

图表 13: 2011-2031 年全球海上风电装机量 (含预测)

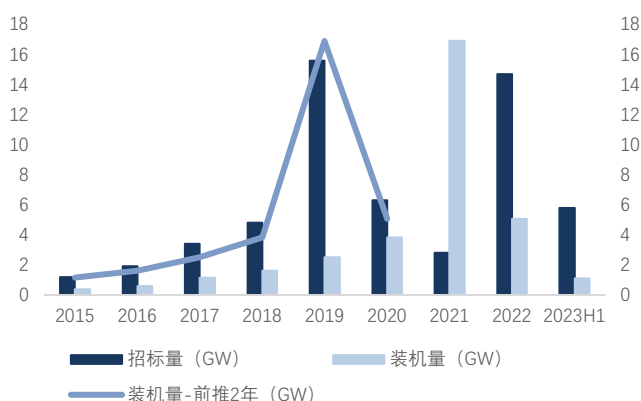


资料来源: GWEC, 信达证券研发中心

招标量是装机量的领先指标, 近年国内海风招标量可观, 奠定未来装机高景气度。根据金风科技公司公告, 2021 年海风招标量 2.79GW, 2022 年 14.7GW, 2023 年上半年 5.8GW, 从历史数据看, 招标量一般提前装机量约 2 年时间, 2019 年的高招标量在 2021 年装机量上体现, 因此我们预计 2022 年较高的海风招标量将带来 2024 年 14.7GW 左右装机量的释放。

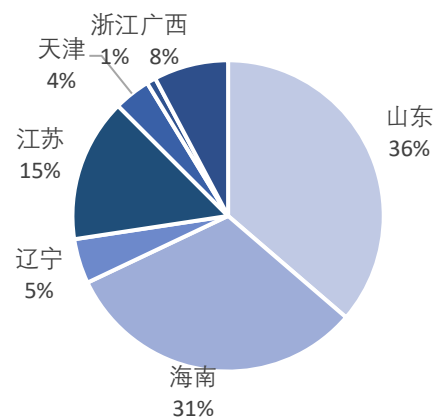
23 年上半年招标量较低, 但近期出现较多大规模竞配, 高景气度仍在延续。23 年上半年招标量同比大幅下降, 主要原因是航道等因素所致的项目审批速度放缓。但广东省于 5 月开启共计 23GW 的海风竞配, 其中省管区域 7GW, 国管区域 16GW, 福建省于 6 月开启共计 2GW 的海风竞配; 2023 年 8 月国家电投也发布了 2023 年海上风电竞配, 机组采购容量共计 16GW, 其中, 福建、广东、海南区域采购容量 4.15GW; 广西区域采购容量 3.75GW; 江苏、上海、浙江区域采购容量 3.75GW; 东北、河北、山东区域采购容量 4.35GW。

图表 14: 海上风电装机量与招标量的关系



资料来源: 金风科技公司公告, 信达证券研发中心

图表 15: 2023 年上半年海风招标地区分布



资料来源: 风电之音, 信达证券研发中心

图表 16：近期海上风电大规模竞配情况

省份	时间	具体内容	规模
广东省	2023 年 5 月	省管海域项目：共 15 个项目、装机容量 700 万千瓦，包括湛江市 2 个、70 万千瓦，阳江市 6 个、300 万千瓦，江门市 2 个、80 万千瓦，珠海市 2 个、100 万千瓦，汕尾市 3 个、150 万千瓦。 国管海域项目：先安排 15 个、共 1600 万千瓦的预选项目，其中汕头市 5 个、500 万千瓦，汕尾市 4 个、400 万千瓦，揭阳市 3 个、400 万千瓦，潮州市 3 个、300 万千瓦；再从中遴选出 800 万千瓦的项目作为开展前期工作的示范项目。	23GW
福建省	2023 年 6 月	包括长乐 B 区（调整）10 万千瓦、长乐外海 I 区（南）30 万千瓦、长乐外海 J 区 65 万千瓦、长乐外海 K 区 55 万千瓦、莆田湄洲湾外海 40 万千瓦，共 5 个场址、200 万千瓦。	2GW
多区域	2023 年 8 月	国家电投 2023 年海上风电竞配机组采购容量共计 16GW，其中，福建、广东、海南区域采购容量 4.15GW；广西区域采购容量 3.75GW；江苏、上海、浙江区域采购容量 3.75GW；东北、河北、山东区域采购容量 4.35GW。	16GW
合计		41GW	

资料来源：每日风电，广东省、福建省发改委，国家电投，北极星风力发电网，信达证券研发中心

2.4 多国海风规划陆续推出，政策驱动全球海风增长

2.4.1 欧洲地区

2022 年，欧洲地区共有六个国家实现了海上风电项目并网，规模共计 2.5GW。其中英国新增装机规模达 1.18GW，是欧洲最大的海风市场；其余国家还包括法国、荷兰、德国等。

（1）英国

英国政策规划规模较大，海风具备明显经济性。根据 2022 年的《英国能源安全战略》，到 2030 年英国海上风电的发展目标将从之前的 40GW 提高到 50GW（漂浮式风电的装机规模目标提高到 5GW）。2022 年英国开展了第四轮海上风电项目差价合约(CfD)竞拍，合计规模 7GW。此轮拍卖的海上风电项目上网电价为 37.35 英镑/MWh，较上一轮降低约 165-365 英镑/MWh，低于陆上风电 42.47 英镑/兆瓦时和光伏 45.99 英镑/兆瓦时的上网电价水平，成为所有参加拍卖的可再生项目中上网电价最低的类型，凸显出了欧洲海上风电的经济性优势。

英国用海政策明确也有助于英国海上风电发展。英国海上风电规划专属经济区海域，目前已实现对领海外专属经济区风电资源大规模开发。已中标用海权、待申请开发的 29 个储备项目中有 25 个位于专属经济区，装机容量合计 33GW，占全部此类装机容量(36GW)的 92%。

（2）德国

德国远期海风目标较高，目前存在干扰因素影响。德国 2022 年的《海上风电法案》(WindSeeG)修正案获得欧盟批准，此版修正案中将德国 2030 年海上风电装机规模目标由 20GW 提高到 30GW，2035 年和 2040 年目标分别设定和提高到 40GW 和 70GW。然而，德国海上风电受项目审批缓慢、劳动力短缺和供应链中断等因素影响，产业扩张速度较为缓慢。2022 年，德国海风装机量仅 342MW（2022 年累计装机容量约 8.1GW）。

（3）荷兰

荷兰海上风电开发建设速度较快。荷兰的《可持续增长能源协议》设定了 2023 年海上风电装机容量达到 4.5GW 的目标，2023-2030 年将再增加 7GW，2030 年总装机容量将达到 11.5GW。同时，2022 年荷兰制定海上风能长期增长计划，计划到 2040 年海上风电规模达到 50GW，到 2050 年达到 70GW。

(4) 其他国家

欧盟其他国家正不断提高海风规划目标。北欧四国(德国、丹麦、比利时和荷兰)于 2022 年 5 月签署《埃斯比约宣言》，承诺 2030 年海风累计装机达 65GW，到 2050 年累计装机 150GW，共同建设“欧洲绿色发电站”。2022 年 8 月 30 日，欧洲 8 国在能源峰会上签署“马林堡宣言”同意加强能源安全和海上风电合作，计划在 2030 年将波罗的海地区海上风电装机容量提升至 19.6GW。

图表 17：欧洲远期海风目标 (GW)

	2027	2030	2035	2040	2045	2050
欧盟		≥60				≥300
英国		50				
德国		30	40		≥70	
荷兰		22.2				
丹麦		12.9				
比利时		5.7				
法国			18			
波兰	10.9					
挪威				30		
爱尔兰		5				
西班牙		3				
《埃斯比约宣言》		≥65				≥150

资料来源：GWEC，信达证券研发中心

2.4.2 其他新兴市场

美国海上风电的开发潜力巨大，但装机规模目前仍较为落后。美国是美洲地区唯一拥有海上风电的市场，但 2022 年未有新增装机容量。2022 年 2 月，美国能源部发布《海上风能战略》，规划到 2030 年、2050 年海上风电累计装机规模将达 30GW、110GW。2022 年 8 月，美国政府通过《2022 年通胀削减法案》，法案恢复此前对海风的 30%税收减免。同时，在州级也有路易斯安那州 5GW 海风目标、加州和俄勒冈州各 3GW 浮动海风，州级海风开发目标近 50GW。

越南拥有丰富的海风资源，海风规划也较为积极。拥有超过 3000 公里的海岸线，其海上风电可开发资源达到 475GW。越南的第八个电力发展计划(PDP8)明确规划到 2030 年后将不再新建燃煤发电项目，到 2050 年可再生能源将占全国全部发电量的 70%左右。按照此计划，到 2030 年，越南海上风电装机规模可达到 6GW，到 2050 年至少达到 70GW。

巴西同样拥有丰富的海风资源，已有大量项目进行环评申请。根据世界银行，巴西海风具有 1200GW 的安装潜力，2022 年初 No 10.946/2022 法案公布，确立了巴西海风的指导方针，为海风的海床评估提供框架；此外法案 PL 576/2021 优化了监管环境，创建了海上风电场拍卖权的监管框架。2022 年末，巴西已有 170GW 海风项目向 IBAMA 进行项目申请。

日本海上风电近年正在加速发展。2019 年起，日本为加速海上风电的发展采取了更为积极的措施。根据 2020 年通过的《海上风电产业愿景》，日本规划到 2030 年海上风电实现累计装机 10GW、到 2040 年实现累计装机 30-45GW。同时，日本政府也在优化海风政策环境，包括简化海上风电的监管框架，公布 11 个海上风电开发海域，修订《港湾法》等。截止 2022 年底，日本海上风电装机规模已达到 136MW，处于环评及审核阶段的项目约 15GW，后续日本海风或将迎来较大发展。

图表 18：其他新兴市场海风激励政策和目标

国家	激励政策	规划目标
美国	《海上风能战略》、《2022 年通胀削减法案》	2030 年 30GW，2050 年 110GW
越南	第八个电力发展计划(PDP8)	2030 年 6GW，2050 年 70GW
巴西	No 10.946/2022、PL 576/2021 法案	暂无规划。海风资源丰富，项目申请达 170GW
日本	《海上风电产业愿景》、《港湾法》	2030 年 10GW、2040 年 30-45GW
印度	印度新能源和可再生能源部（MNRE）海风规划	2030 年 30GW

资料来源：CWEA，Brazil Energy Insight，信达证券研发中心

三、海风成本持续下降，近年经济性持续改善

海上风电机组的成本由建设成本、运维成本和拆除成本构成，其中建设成本为主要成本项。根据 CWEA，2009 年我国第一个近海项目--上海东海大桥风电场一期 102MW，该项目造价超过 2.3 万元/kw，2020 年底，60%的海上风电分布在江苏，江苏省海上风电造价下降至约 1.5 万元/kw，成本下降趋势明显。根据杜剑强等《海上风电建设成本趋势分析及石化行业投资建议》，2020-2022 年海上风电平均建设成本发生了较大的变化，其后由于 2020-2021 年我国海上风电进入抢装潮，短期建设成本大幅上涨，2020 年我国海上风电平均建设成本约为 16550 元/kw（粤闽地区相对更高），抢装潮后由于供需形势改善和风电制造技术突破，海上风电建设成本下降至 12400 元/kw 左右。

运维成本中，根据金长营《海上风电项目全寿命周期的成本构成及其敏感性分析》，闽粤地区近海海风项目年均运维成本约 150 元/kw，高于陆上风机的 30 元/kw，主要受到海上交通限制。

风机价格的下降是近年海风建设成本下降的主要原因，未来其余环节均有一定的降本空间。风机价格在抢装潮前后存在较大差异，机组大型化是其中一部分原因；此外，风机基础受到钢材价格影响、海缆受到铜价格影响，且风机基础、安装施工均能够受益机组大型化，吊装周期也从 2010-2015 年约 2 年降低至 2020 年的不到 18 个月，我们预计未来海上风电成本仍有较大下降空间。

图表 19：国内海风补贴取消前后成本构成

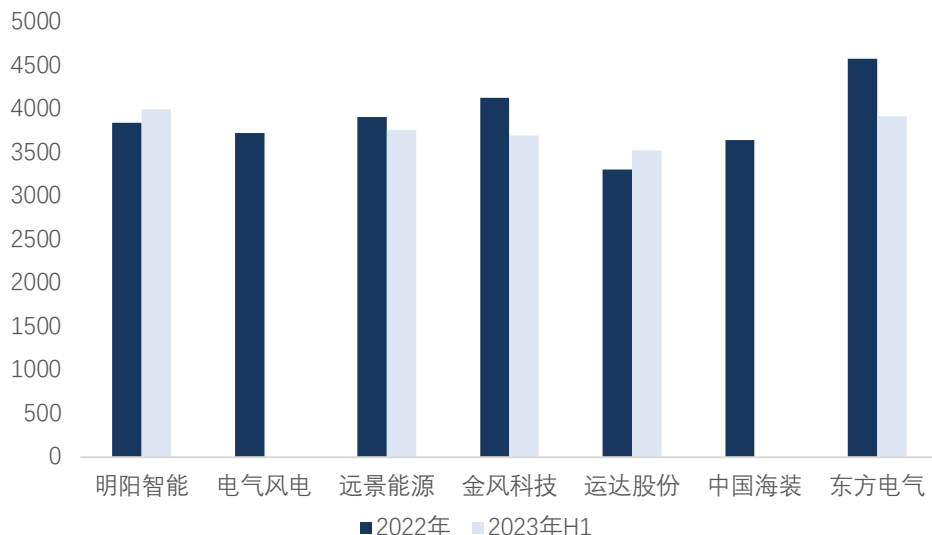
序号	费用构成	补贴取消前		补贴取消后		变化幅度
		单位造价（元/kw）	占比	单位造价（元/kw）	占比	
一	工程费用	15130	91%	10980	89%	-27%
1	风电机组（含塔筒）	7500	45%	4200	34%	-44%
2	风机基础	3300	20%	2700	22%	-18%
3	阵列电缆（含敷设）	550	3%	500	4%	-9%
4	送出电缆（含敷设）	1350	8%	1300	10%	-4%
5	海上升压站	700	4%	680	5%	-3%
6	陆上集控中心	380	2%	350	3%	-8%
7	风机基础及安装施工	1350	8%	1250	10%	-7%
二	其他费用	1300	8%	1300	10%	0%
	其中：征海征地费	670	4%	670	5%	0%
三	建设期利息	120	1%	120	1%	0%
	合计	16550	100%	12400	100%	-25%

资料来源：杜剑强等《海上风电建设成本趋势分析及石化行业投资建议》，信达证券研发中心

海风成本的主要构成项之一的风机价格在抢装潮后基本保持稳定。目前海上风机的主要

供应商包括明阳智能、电气风电、远景能源、金风科技、运达股份等，明阳智能在 2022 年和 2023H1 的风机中标均价分别为 3842 元/kw、4001 元/kw，远景能源分别为 3912 元/kw、3767 元/kw，金风科技分别为 4132 元/kw、3701 元/kw，中标价格在近年保持相对稳定态势。

图表 20： 2022、2023H1 年国内主要风机供应商中标均价（元/kW）



资料来源：风电头条，国际能源网，信达证券研发中心

全球海风建设成本、度电成本均明显下行。根据 IRENA，2010-2021 年全球海风总安装成本从 4876 美元/kw 降至 2858 美元/kw，下降 41%；全球海上风电项目全球加权平均 LCOE 从 0.188 美元/kWh 下降到 0.075 美元/kWh，下降 60%，安装成本和 LCOE 下降主要原因为技术进步、产业逐渐趋于成熟、政策激励等因素。未来根据 BNEF 的预测，2025 年有望相较于 2020 年下降 30%至 0.058 美元/kWh，根据 IEA 的预测，2050 年有望降低至 0.025~0.04 美元/kwh 水平。

中国建设成本、度电成本经历了大幅度下降。分地区来看，2010-2021 年中国海风加权平均建设成本从 4638 美元/kw 降至 2857 美元/kw，下降 38%，其他国家中比利时、荷兰、英国的下降幅度同样较大，不同国家间项目和政策差异较大，部分成本差异由是否承担输电线路建设导致，例如中国、丹麦和荷兰开发商不承担该费用。2010-2021 年中国海风平均度电成本从 0.178 美元/kWh 降至 0.079 美元/kWh，下降 56%，其他国家中，2021 年丹麦的 LCOE 为 0.041 美元/kWh，为全球最低，2010-2021 年下降幅度为 62%，英国 LCOE 次之，为 0.054 美元/kWh，2010-2021 年下降幅度为 74%。

图表 21： 2010、2021 年分国家海上风电建设成本对比

	2010			2021		
	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile
	(2021 USD/kW)					
Asia	2 981	4 680	5 240	1 859	2 876	6 917
China	2 912	4 638	5 152	2 406	2 857	3 474
Japan	5 113	5 113	5 113	5 201	5 550	6 030
Republic of Korea*	n.a.	n.a.	n.a.	5 238	6 278	7 317
Europe	3 683	4 883	6 739	1 859	2 775	6 917
Belgium*	6 334	6 334	6 334	3 371	3 545	3 876
Denmark	3 422	3 422	3 422	2 289	2 289	2 289
Germany*	6 739	6 739	6 739	3 603	3 739	4 452
Netherlands**	4 299	4 299	4 299	1 695	2 449	6 424
United Kingdom	4 225	4 753	5 072	2 363	3 057	6 495

资料来源：IRENA，信达证券研发中心

图表 22： 2010、2021 年分国家海上风电度电成本对比

	2010			2021		
	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile
	(2021 USD/kW)					
Asia	0.127	0.187	0.219	0.069	0.083	0.112
China	0.119	0.178	0.196	0.064	0.079	0.103
Japan	0.187	0.187	0.187	0.184	0.196	0.212
Republic of Korea*	n.a.	n.a.	n.a.	0.133*	0.180*	0.227*
Europe	0.127	0.163	0.297	0.051	0.065	0.140
Belgium*	0.226	0.226	0.226	0.082*	0.083*	0.086*
Denmark	0.108	0.108	0.108	0.041	0.041	0.041
Germany*	0.177	0.179	0.186	0.080*	0.081*	0.083*
Netherlands	n.a.	n.a.	n.a.	0.048	0.059	0.128
United Kingdom	0.201	0.210	0.217	0.049	0.054	0.092

资料来源：IRENA，信达证券研发中心

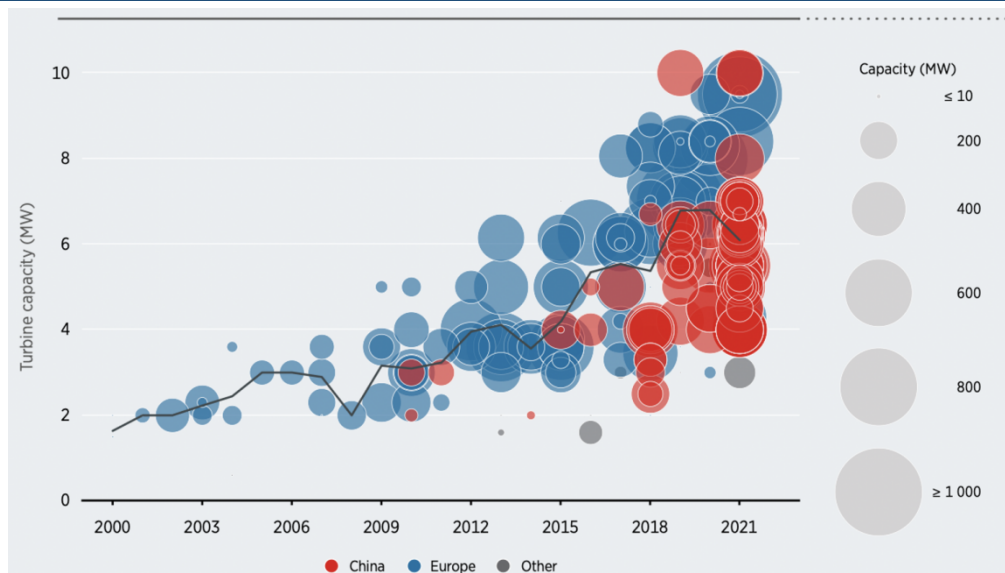
四、大型化降低成本，深远海化是未来趋势

4.1 机组大型化趋势明显

近年来，风机大型化趋势明显，中国大型化水平正在逐渐向欧洲追赶。根据 IRENA，2000 年以来全球海上风机的单机容量、风轮直径持续增加，同时风机场的容量也越来越大。中国 2010-2021 年风机单机容量从 2.8MW 上升至 6.7MW，2015-2021 年风轮直径从 130m 上升至 163m；欧洲 2010-2021 年风机单机容量从 3.1MW 上升至 8.5MW，2010-2021 年风轮直径从 112m 上升至 159m。目前欧洲单机容量总体上仍高于我国，近年我国机组研发能力不断提升，大容量机组与国际水平差距缩小。

大型化能够降低海上风电 LCOE。主要通过规模经济的方式实现，安装成本和运维成本均能有所降低。在安装成本方面，根据 Rystad Energy 估计，为 1GW 海上风电场安装 14MW 风机将比安装 10MW 风机节约 1 亿美元成本；在运维成本方面，运维成本占项目全周期总成本约 25-30%，大型设备意味着更少部件、船只和技术人员，将有助于降低运维成本。

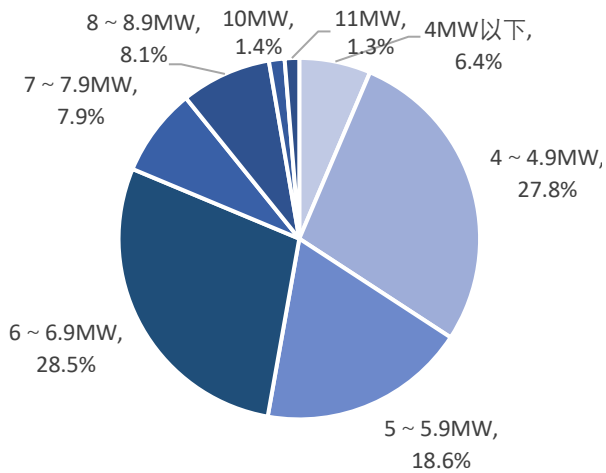
图表 23：分地区海上风机单机容量历史变化



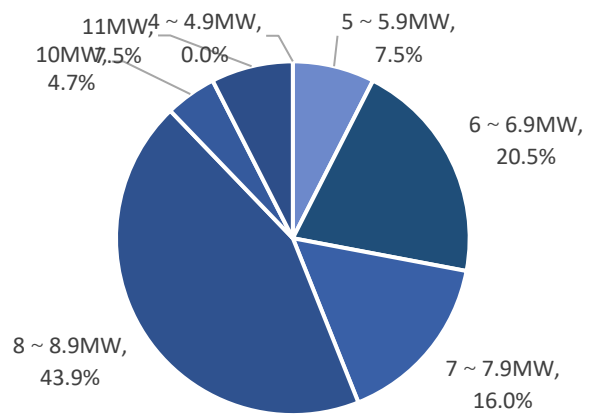
资料来源：IRENA，信达证券研发中心

目前中国累计装机中小型机组占比较高。截至 2022 年，国内海上风电机组单机容量仍集中在 4MW~8MW 之间，其中 7.0MW 至 8.0MW(不含 8.0MW)海上风电机组累计装机容量占全部海上累计装机容量的 7.9%；10MW 及以上累计装机容量占全部海上累计装机容量的 2.7%。

中国新增装机中大型化趋势明显。2022 年新增吊装的海上风电机型中，主流风机正逐步由 6MW 级迈向 8MW 级及以上，单机容量在 8MW 至 9MW(不含 9MW)风电机组新增装机容量占比最高，达到 43.9%；2021 年占比最大的 6.0MW 至 7.0MW(不含 7.0MW)风电机组新增装机容量占降至 20.5%。2022 年，新增吊装最大单机容量也由 2021 年的 10MW 提升至 11MW。

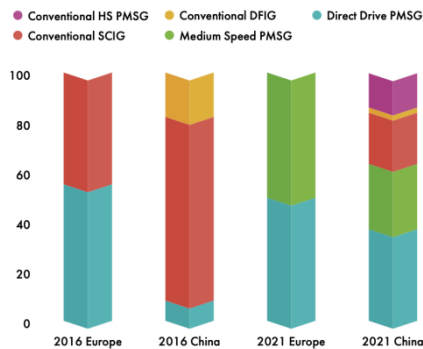
图表 24：2022 年分单机容量海上风机累计装机占比


资料来源：CWEA，信达证券研发中心

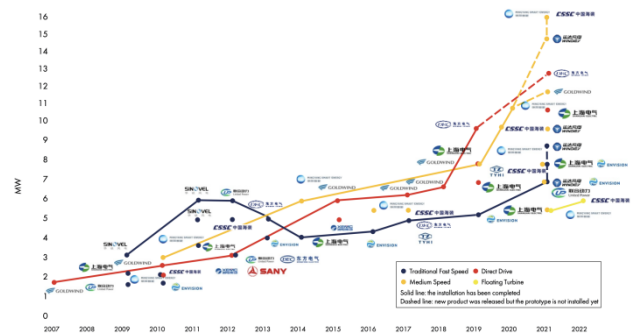
图表 25：2022 年分单机容量海上风机新增装机占比


资料来源：CWEA，信达证券研发中心

中国和欧洲两地近年都在风机技术路线上发生了较大变化。2016 年欧洲海风永磁直驱占比较高，2021 年则主要由永磁直驱和中速永磁构成；2016 年中国双馈电机占比较高，2021 年则应用了更加多样化的风机技术，包括高速永磁、双馈电机、永磁直驱、中速永磁等。从技术进步路径上看，我们预计中速永磁将占据更高份额。

图表 26：2016、2021 年中国和欧洲地区风机技术路线占比


资料来源：GWEC，信达证券研发中心

图表 27：中国风机技术路线变化历史


资料来源：GWEC，信达证券研发中心

目前我国已经形成具有自主知识产权的大兆瓦级风电机组的研发能力，正快速进行技术追赶。

中国：随着自身技术研发、示范以及商业推广的开展，我国海上风机与世界先进水平的差距正在进一步缩小，在 2022 年末，我国海上风电单机容量突破全球平均水平。2019 年国内下线的最大海风机组为东方电气的 10MW 机组，时隔三年，国内大型化进程快速推进，2022 年末至 2023 年初，单机容量为 16MW 和 18MW 风电机组分别下线。其中，2022 年 11 月，金风科技与三峡集团合作研发的 16MW 海上风电机组在福建三峡海上风电国际产业园成功下线；2023 年 1 月，中国海装自主研发的 H260-18MW 海上风电机组研制成功，单机功率最大、风轮直径最大的全球纪录，再次被刷新；2023 年 6 月，中国中车自主研发的 20MW 半直驱永磁风力发电机成功下线。

全球：2018 年，三菱重工-维斯塔斯发布全球风电史上首个 10MW 风电机组，标志着风电行业由此迈入 10MW 时代。随后，各大风机制造商陆续推出大兆瓦级机组。其中，GE 可再生能源推出 HaliadeX 直驱风电机组，该系列风电机组有 12MW、13MW 及 14MW 三种功率。西门子歌美飒在 2020 年发布了 SG14-222 型直驱风电机组，最大功率可达 15MW，将于 2024 年投入商业运营。2021 年维斯塔斯推出 V236-15MW 风电机组，计

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 19

划于 2024 年实现批量生产，未来功率可以提升到 17MW。

海上风电机型的大型化，也给运输、安装以及运维带来了新的挑战。机舱和叶片等部件会变得越来越大会越来越大，海上风电项目会离岸越来越远，海水深度也在逐步增大，这对港口、船只、设备都提出了新的要求。同时，安装船依然处于供不应求的状态，除了投资建造新的安装船之外，不同开发企业之间共享安装船也成为缓解安装船瓶颈的一个方法。

图表 28：中国主要风机厂的最大功率风机产品

整机商	最大风机	功率	备注
中国海装	H260-18MW	18MW	已下线
明阳智能	MySE 18.X-28X	18MW	已发布；16MW 已下线
金风科技	GWH252-16MW	16MW	已首台吊装
电气风电	海神平台 16+MW 全海域平台机组	16MW	已下线
运达股份	“海鹰”平台 15MW	15MW	预计 2023 年推出
远景能源	EN252/14	14MW	已吊装
东方电气	13MW-211	13MW	已吊装
中国中车	20MW	20MW	已下线，16MW 已并网

资料来源：人民网，澎湃新闻，中国日报网，北极星风力发电网，新华网，国际风力发电网，信达证券研发中心

碳纤维具有明显的性能优势，适配大型化下的海风发展。根据国际风力发电网《碳纤维在风电叶片中的应用进展》，碳纤维在叶片中的主要应用部位为主梁，与同级别的高模玻纤主梁叶片相比，采用碳纤维主梁设计的叶片可以减重 20-30%。以 122m 长叶片为例，叶片重量减轻可以大幅降低自重载荷，从而减少轮毂、机舱、塔架、桩基等结构件 15%-20% 重量，降低 10% 以上整体成本。

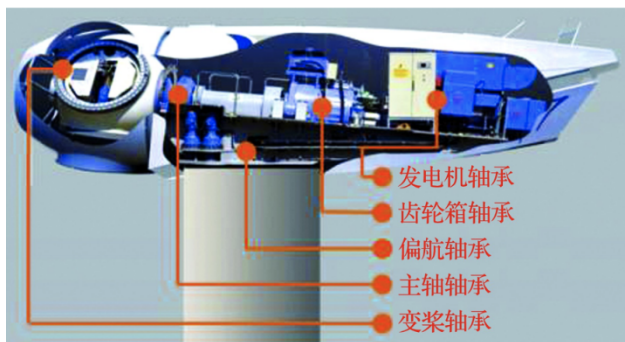
叶片长度增加或将带来碳纤维渗透率的提高。根据 Sandia 国家实验室数据，叶片长度大于 70m 时，碳纤维的渗透率达到 55%，随着长度发展到更高级别，碳纤维的渗透率将进一步提升。当前我国大部分主流风机叶片长度为 100 米左右，2022 年我国拥有 100% 自主知识产权、全球最长 123 米的风电叶片完成测试并投入安装使用。

碳纤维拉挤技术将逐步在国内实现技术突破，成本将是应用过程中的关键因素。根据车书香等《碳纤维在风电叶片中的应用进展》，维斯塔斯曾对挤拉板主梁技术申请 20 年全球性专利保护，该保护于 2022 年 7 月 19 日到期，因此国内该技术尚处于早期阶段。然而碳纤维价格昂贵，2022 年碳纤维头部供应商卓尔泰克的价格约为 13 美元/kg，整体成本偏高，目前大多数企业仍使用传统玻璃纤维制造叶片。

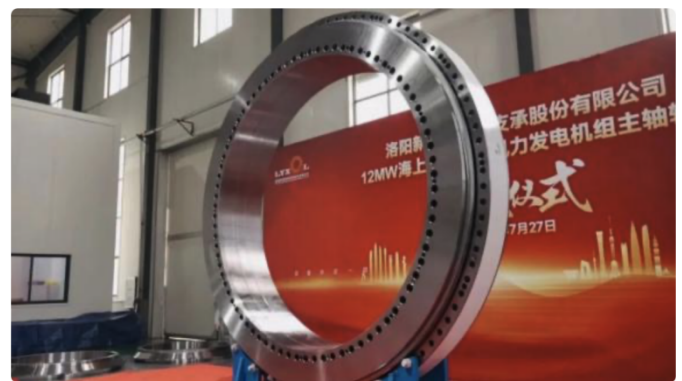
图表 29：随叶片长度增加碳纤维主梁叶片的占比变化


资料来源：Sandia 国家实验室，牟书香等《碳纤维在风电叶片中的应用进展》，信达证券研发中心

大型化下主轴承生产具有难度，国产技术研发持续进行中。难度在于：1) 大兆瓦主轴承轴外圈直径一般超过 2 米，与铸件情况类似，超出了大部分市场上的主轴承机床的装载能力；2) 主流供应商集中于 SKF 和 FAG 两家，产能紧张；3) 国内主轴承供应商短期无法具备此类轴承的设计和加工能力。尤其是在直驱机型 TRB 方面，目前 6MW 以上的海上风电直驱机型的主轴轴承的外径已突破 4 米，全球范围内的产品供应商较少，国内市场主要依赖海外品牌。目前国内正在持续技术突破，2022 年 7 月，新强联“12 兆瓦海上抗台风型风力发电机组主轴轴承”下线；2023 年 6 月，洛轴 16MW 超大容量海上风电机组已实现装机，2023 年 8 月，轴研科技国产首台 18MW 海上风电主轴轴承下线。

图表 30：风电机组轴承示意图


资料来源：韩清凯等《大功率风电轴承技术进展》，信达证券研发中心

图表 31：新强联 12MW 主轴轴承


资料来源：澎湃新闻，信达证券研发中心

4.2 深远海化是未来趋势，漂浮式海风进入产业化初期

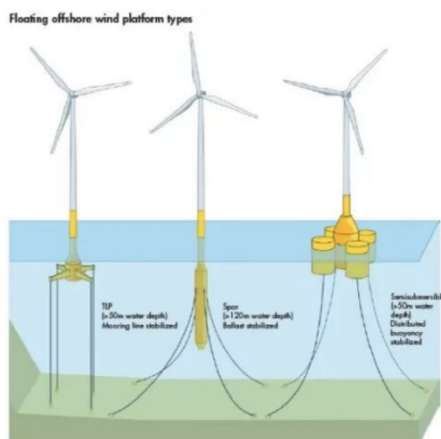
2018 年前以陆上风电为主，近年开始向海上风电发展。根据 GWEC，2022 年全球陆上风电新增装机量 68.6GW，海上风电新增装机量 8.8GW，海上风电在 2018 年前发展较慢，2018 年前在新增装机中占比均不足 10%，2020-2022 年占比分别为 7.2%、22.5%、11.6%，GWEC 预测 2023 年后海上风电占比将持续提高，2026 年占比将达到 21.5%。

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 21

漂浮式海风依赖系泊链固定。海上风电按照离岸距离可分为固定式海上风电和漂浮式海上风电，固定式海上风电大多安装于大陆架所在的浅水区，海上风电安装于深远海区域，并无固定支架，主要可分为驳船式、张力腿式、半潜式、立柱式几类，其中半潜式为主，该类漂浮海风安装并未直接固定于海底，常使用系泊链进行位置固定。

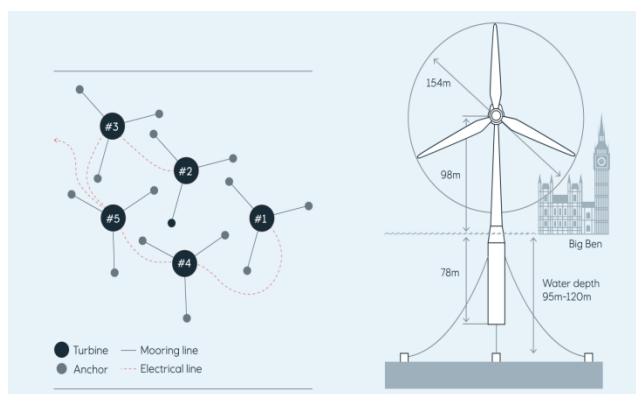
海上风电具备优势，漂浮式海风是未来趋势。根据弗若斯特沙利文，海上风速比陆上高 20% 左右，因而同等发电容量下海上风机的年发电量能比陆上高 70%。若陆上风机的年发电利用小时数是 1000 小时，则海上风机就能达到 1500 小时，此外海上风电还具有单机装机容量大、环境友好等优势。根据 GWEC，世界上 80% 海风资源位于水深超过 60 米的区域，且部分成熟市场已无固定在海床底部的安装空间，因此适应深远海的漂浮式海风或将成为必然趋势，有望快速发展。

图表 32：浮式海风示意图



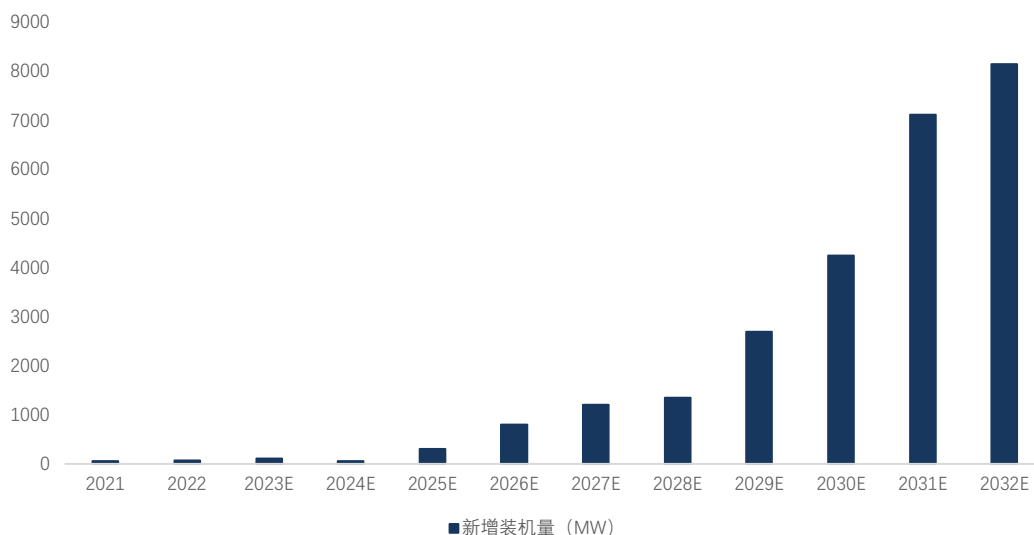
资料来源：CWEA, Aqua-RET, 信达证券研发中心

图表 33：漂浮式海风结构示意图



资料来源：Equinor, 信达证券研发中心

图表 34：2021-2031 年漂浮式海上风电新增装机量（2023 年后为预测值）



资料来源：GWEC, 信达证券研发中心

漂浮式海风体量尚小，中远期看其具备较大发展潜力。根据 GWEC，2022 年漂浮式海风装机量为 66.4MW，包括挪威 Hywind Tampen 项目（60.2MW）和中国扶摇项目（6.2MW）。漂浮式海风发展过程可分为 2009-2020 年示范试验阶段、2021-2025 年初步商业化阶段、2026 年后成熟商业化阶段，目前正处于大规模商业化前夕，根据 GWEC 预测，2026 年全球新增装机量将达到约 0.8GW，2030 年将达 4.3GW，未来市场空间有望迅速打开。

全球漂浮式海风欧洲引领，中国示范项目持续推进。根据 CWEA，截至 2023 年 5 月，全球漂浮式海风机组的累计投运容量在 20.6 万千瓦左右，累计投运数量约 36 台。其中，有 7 台样机在完成测试工作后被拆除。投运的小批量或商业化项目共 4 个，总容量在 15.9 万千瓦左右。目前中国除已并网两个项目外，仍有海装扶摇号、龙源莆田南日岛海上风电项目、明阳阳江青洲四海上风电项目、中电建万宁漂浮式海上风电实验项目在持续推进中。

图表 35：国外漂浮式海风项目情况（截至 2023 年 5 月）

投运时间	项目	国家	开发商	主机制造商	装机容量 (MW)	单机容量 (MW)	项目意义与进展
2009 年	Hywind I	挪威	Statoil	西门子歌美飒	2.3	2.3	全球首个漂浮式项目
2011 年	WindFloat Atlantic Phase 1	葡萄牙	EDPR, Repsol, Chiyoda, Mitsubishi	维斯塔斯	2	2	全球首个半漂浮式项目，葡萄牙首个漂浮式项目，2016 年拆除
2013 年	Fukushima Forwardphase 1	日本	Marubeni Corporation	日立	2	2	亚洲首个漂浮式项目，日本首个漂浮式项目，2021 年拆除
2013 年	Kabashima	日本	Toda Corporation	日立	2	2	2015 年拆除
2015 年	Fukushima Forwardphase 2	日本	Marubeni Corporation	三菱	7	7	2020 年拆除
2016 年	Fukushima Forwardphase 3	日本	Marubeni Corporation	日立	5	5	2021 年拆除
2016 年	Sakiyama	日本	Toda Corporation	斯巴鲁	2	2	——
2017 年	Hywind Pilot Plant	英国	Statoil	西门子歌美飒	30	6	全球第一个商业化漂浮式项目，英国首个漂浮式项目
2018 年	Floatgen	法国	IDEOL	维斯塔斯	2	2	法国首个漂浮式项目
2018 年	IDEOL Kitakyushu Demo	日本	IDEOL&Hitachi Zosen	Aerodyn	3	3	——
2018 年	Kincardine Phase 1	英国	Pilot Offshore, Cobra	维斯塔斯	2	2	——
2019 年	WindFloat Atlantic 2	葡萄牙	EDPR, ENGIE, Repsol, PPI	维斯塔斯	25	8.3	——
2019 年	W2Power	西班牙	W2Power	W2Power	0.2	0.2	全球首台 1:6 尺寸单体多主机漂浮式测试样机，2019 年拆除
2020 年	Ulsan Demo	韩国	Unison, KETEP, Mastek Heavy Industries, SEHO Engineering, University of Ulsan	UNISON	0.75	0.75	韩国首个漂浮式项目，2021 年拆除
2021 年	Tetraspar Demonstration	挪威	Innogy SE, Shell, Steisdal OT	西门子歌美飒	3.6	3.6	——
2021 年	PivotBuoy	西班牙	X1Wind	维斯塔斯	0.22	0.22	全球首个无塔筒漂浮式样机，西班牙首个漂浮式项目
2021 年	Kincardine Phase 2	英国	Pilot Offshore, Cobra	维斯塔斯	48	9.5	全球单体规模最大、单机容量最大的半潜漂浮式项目
2022 年	Hywind Tampen	挪威	Equinor	西门子歌美飒	88	8	全球最大商业化漂浮式项目，2022 年投运 7 台
2023 年	海油观澜号	中国	中国海油	明阳智能	7.25	7.25	中国投运的第二台漂浮机组

资料来源：CWEA，碳信托，信达证券研发中心

图表 36：国内漂浮式海风项目情况（截至 2023 年 5 月）

项目	进度	安装海域	地址水深	装机容量 (MW)	单机容量 (MW)	开发商	主机供应商
三峡阳江沙扒海上风电项目（三峡引领号）	2021 年 12 月 7 日并网	广东阳江沙扒	30 米	5.5	5.5	三峡能源	明阳智能
中船集团海装风电湛江示范项目（扶摇号）	2022 年 6 月安装	广东湛江罗斗沙	65 米	6.2	6.2	中国海装	中国海装
海油观澜号	2023 年 5 月并网	海南文昌	120 米	7.25	7.25	中海油	明阳智能

龙源莆田南日岛海上风电项目	2023 年 3 月获 AIP 证书	广东莆田南日岛	35 米	4	4	龙源电力	上海电气
明阳阳江青洲四海上风电项目	2022 年 8 月开工	广东阳江沙扒	41~46 米	16.6	16.6	明阳智能	明阳智能
中电建万宁漂浮式海上风电实验项目	2022 年 12 月开工	海南万宁	100 米	1000	未确定	中电建	未确定

资料来源：CWEA，碳信托，信达证券研发中心

研究和示范阶段为主，多国政策助推漂浮式海风发展。根据 CWEA，2022 年漂浮式海上风电装机容量排名前五的市场分别为英国、葡萄牙、日本、挪威、法国；2030 年时，南非、中国、澳大利亚、日本、美国、俄罗斯和加拿大等都具备较大的漂浮式海风发展潜力。近年，多国均已出台漂浮式海风相关支持政策，大多处于研究或示范阶段。

图表 37：全球漂浮式海风支持政策

地区	政策内容
中国	2022 年《“十四五”能源领域科技创新规划》提出研发远海深水区域漂浮式风电机组基础一体化设计、建造与施工技术，开发符合中国海洋特点的一体化固定式风机安装技术及新型漂浮式桩基础。2024 年，开展深水区域漂浮式风电机组基础设计与施工示范试验；2023 年中国风能新春茶话会上，国家能源局新能源司综合处处长陈永胜表示将出台《风电场改造升级和退役管理办法》
英国	2023 年 3 月，启动 1.6 亿英镑（约合 12.5 亿元）的漂浮式海上风电制造投资计划（FLOWMIS），目标截至 2030 年开发 5GW 漂浮式海风。2022 年，通过 ScotWind 海底租赁轮拍卖的海上风电场址区域拥有 1780 万千瓦的漂浮式项目潜力。
法国	计划未来每年都进行商业招标，该国的多年期能源计划设定了监管框架，即规定每年招标 1GW 的海上风电装机，涵盖固定式和漂浮式。
日本	2011 年在福岛建设了亚洲第一个漂浮式海上风电示范项目，名为“FORWARD”。此后，又在后藤岛和北九州安装了更多示范机组。2018 年，日本政府通过立法允许在深水区域开发海上风电，包括港口和码头以外的地区。
韩国	2021 年 5 月，韩国发展研究院批准了 200MW 的 Donghae 1 漂浮式海上风电项目，为韩国第一座漂浮式海上风电场开了“绿灯”。随后，韩国时任总统文在寅宣布在蔚山近海建设 6GW 的综合性漂浮式海上风电项目
菲律宾	2021 年，该国能源部发布了一份可再生能源项目清单，其中至少有 8 个海上风电项目。目前，该国已确定 3 个适合发展漂浮式海上风电场的区域。
美国	2022 年 9 月，美国启动一项“漂浮式海上风电行动计划”，计划到 2035 年将漂浮式海上风电的度电成本降低 70%以上，从 2021 年的 0.084 美元/千瓦时（约合人民币 0.602 元/千瓦时）下降至 0.045 美元/千瓦时。并且，到 2035 年部署 1500 万千瓦的漂浮式海上风电装机容量。

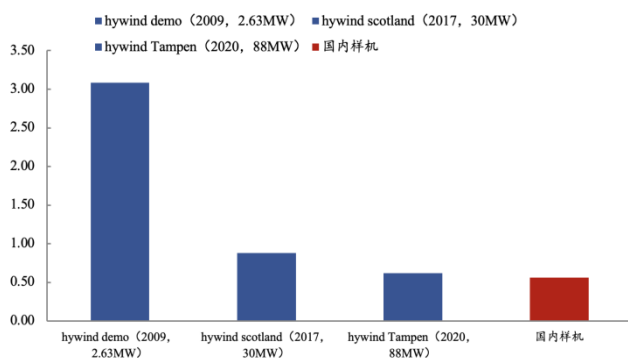
资料来源：CWEA，风芒能源，信达证券研发中心

漂浮式海风 2009 年欧洲第一台漂浮式海风以来，经历了成本的快速下降，经济性驱动之下有望装机量迅速提高。

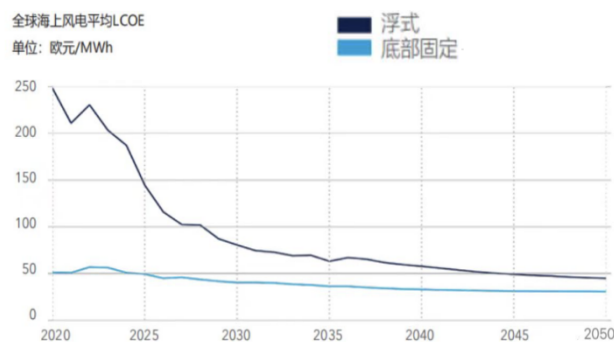
1) 国际：根据 BENF 和 Equinor 披露的数据计算，2009 年建造的第一部浮式风机 hywind demo（2.63MW）造价约为 3.1 万美元/kw，2017 年建设的 hywind scotland（30MW）浮式风机造价约为 0.88 万美元/kw，实现成本下降 70%以上，最新的 hywind Tampen（88MW）造价约为 0.62 万美元/kw，成本再度下降 29%，近年成本已实现了快速下降，正处于 0-1 的关键阶段。

2) 国内：根据 CWEA 和中国电建，国内下线的两台样机造价在 38000-40000 元/kw 之间，万宁漂浮式海上风电 100 万千瓦试验项目一期将降本至 25000 元/kw，未来将达到 20000 元/kw 以下。

3) 未来降本空间：根据 DNV 的预测，固定式海上风电降本空间较小，浮式风电将在近十年实现成本快速下降，到 2050 年 LCOE 将下降近 80%。

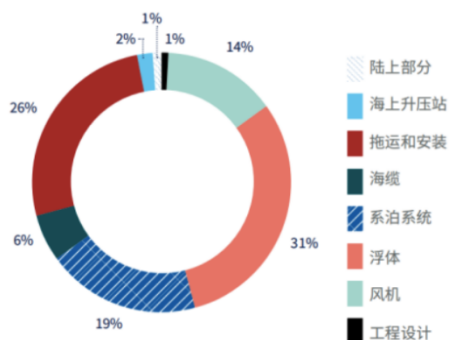
图表 38：漂浮式风电建设成本


资料来源：BNEF, Equinor, CWEA, Nwealtlas, 信达证券研发中心

图表 39：2020-2050 海上风电 LCOE


资料来源：DNV, CWEA, 信达证券研发中心

漂浮式海风成本中约 19%来自系泊系统，10%来自系泊链。根据《中英合作加速中国漂浮式风电发展》，中国漂浮式风电成本 3.5 万元/kw 中，成本占比最大的部分为浮体、系泊系统、风机，成本占比分别为 31%、19%、14%，即系泊系统成本约为 0.67 万元/kw。系泊系统中锚链成本占比较高，根据中标公告，国内“海装扶摇号”和“海油观澜号”锚链价格分别为 3706 元/kw 和 3584 元/kw，对应在漂浮式风电成本中占比约 10%。

图表 40：漂浮式风电成本构成（2022 年英国测算）


资料来源：《中英合作加速中国漂浮式风电发展》，信达证券研发中心

图表 41：中国漂浮式海风中招标情况

时间	招标项目	中标人	规模 (MW)	中标金额 (万元)	单瓦价格 (元/W)
2021 年 6 月	海装扶摇号	亚星锚链	6.2	2298	3706.45
2022 年 2 月	海油观澜号	亚星锚链	7.25	2598.66	3584.36
2023 年 1 月	龙源漂浮式海上风电与养殖融合项目	亚星锚链	4	3449.89	该项目包括养殖融合

资料来源：爱企查，采招网，龙船风电网，信达证券研发中心

海缆是海上风电中技术难度较高的环节。根据中天海缆招股书，海缆需要专用敷缆船和敷缆设备将海缆敷设于水底，敷设过程中需要承受较大的机械应力，运行过程中还需要承受较大的水压和水流作用；海缆需要具有良好的阻水和机械性能，需要拥有防腐蚀、防海洋生物的能力；海缆需要尽量实现大长度连续生产；海缆单位长度体积和质量较大，需要专用的船舶进行运输。

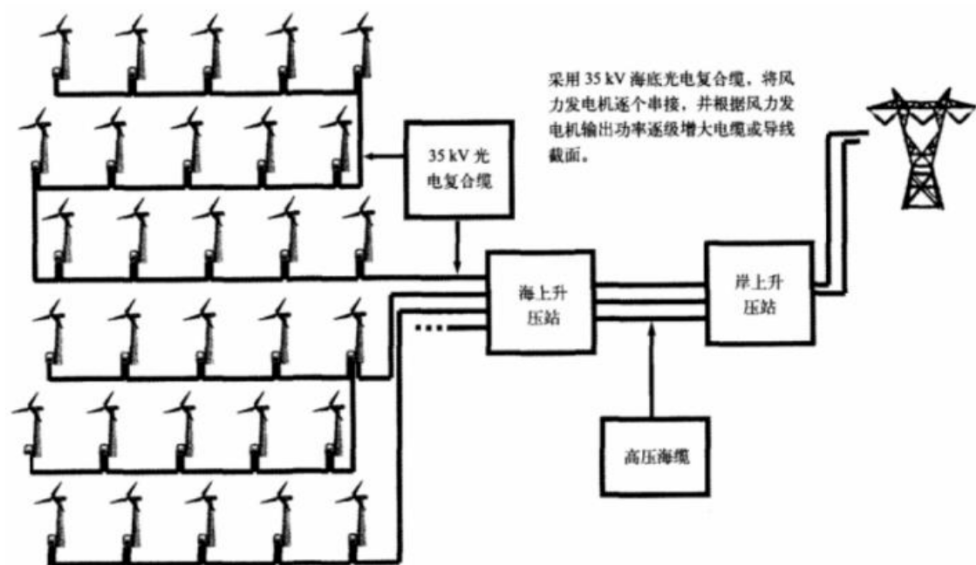
图表 42：海缆和陆缆对比

项目	海缆	陆缆
应用领域	主要应用于海上风电、海洋油气开采、陆地与岛屿间电力、通信传输等领域。	主要应用于陆上电力系统中输配电网建设。
应用环境	需采用专用敷缆船和敷缆设备将海缆敷设于水底，因此要求海缆必须具有良好的阻水和机械性能，防止水分渗透导致海缆发生故障，同时良好的机械性能也有利于防止船只锚害和洋流冲刷；此外海缆还需具有防腐蚀、防海洋生物的能力，保证使用寿命满足工程需求。	陆缆主要应用于地下，通常敷设在地下土壤、电缆沟、电缆架、专用通道（管道、隧道）等位置，敷设过程中主要使用固定收放线设备。由于陆缆通常为多根电缆集群敷设，周围环境比较干燥，通电时升温较快，因此陆缆对防火、阻燃、耐候等性能要求较高，从而保障通电的安全性。
生产长度	由于海缆的敷设路由长度通常达到几公里到上百公里，从而要求海缆应尽可能实现大长度连续生产。同时，为保证海上敷设便利性，减少运输次数，一般通过船舶运输方式突破传统陆缆的运输限制；对于无法一次性生产的长距离海缆，可通过制作接头进行大长度接续，保证海缆长度满足工程应用需求，接头处性能应与海缆本体保持基本一致。	陆缆敷设线路一般较短，单盘陆缆长度通常在几十米到几公里之间，运输过程可以分批进行，敷设过程方便；对于较长的敷设线路，陆缆中间可采用多个接头进行接续，大长度工程线路中电缆接头数量远多于海缆。
存储和运输方式	海缆单位长度体积和质量较大，单根重量可达几百上千吨，且主要应用于水下，存储时需要采用大型收线地转盘，且通过专用的船舶进行运输。	一般将电缆缠绕于电线盘具上进行存储，单盘电缆重量最大为几十吨，通常以盘具为单位采用陆上车辆载具方式进行运输，运输方便，灵活性较大。
机械防护结构	海缆体积较大且应用的水下环境复杂，敷设过程中需要承受较大的机械应力，运行过程中还需要承受较大的水压和水流作用，同时避免船舶作业、锚害等因素对海缆造成影响，其机械性能要求较高，通常需要设计金属丝铠装结构，以加强其机械强度。	电缆在生产安装过程中也需要承受一定的机械应力，但承受的机械应力以径向压力为主，通常没有金属丝铠装结构，而仅使用皱纹铝套、钢带等作为金属层，提升机械性能，皱纹铝套质量较轻，容易被海水腐蚀，不适用于海底环境。
阻水结构	海缆在水底由于外力破坏造成损坏时，需阻止水分渗透进电缆内部，以免影响海缆运行。因此，通常需要在海缆内部设计专门的阻水结构，其中纵向阻水结构采用阻水材料填充进导体间隙和金属套内，径向阻水结构一般采用无缝合金铅套作为金属护层，在电缆表面形成致密的包覆层，同时起到抵御腐蚀和水压的目的。	一般使用环境水分较少，导体内通常不具有纵向阻水结构，外层金属护层和塑料护层可以起到部分防水作用。

资料来源：中天海缆招股书，信达证券研发中心

目前海上风电场内使用的海缆可以分为阵列海缆以及送出海缆。当前海上风电项目用海缆主要包括风力发电机连接用海缆(阵列海缆，也称集电海缆)及风机并网使用的海缆(送出海缆，也称主海缆)，目前以 35kV 阵列海缆+220kV 送出海缆组合为主。

图表 43：风电场海缆布局示意图



资料来源：张建民等《海上风电场电力传输与海底电缆的选择》，信达证券研发中心

在深远海趋势下，阵列缆和送出缆电压等级提高可促进海风经济性的提高。



(1) 在阵列缆方面, 35kV 交流集电方案是海上风电的常规选择, 由于 35kV 海缆热极限和通流能力的限制, 单机容量的增大使得单根阵列海缆上可连接的风机数目随之减少, 仍采用 35kV 交流集电方案将使得电缆投资及相应工程费用和难度随之增大。以 35kV、400mm² 截面的电缆为例, 考虑其热极限及通流限制, 通常允许传输的最大有功功率约为 27MW, 即最多可以连接 4 台 6MW 风电机组, 或 3 台 8MW 风电机组。而同样截面的 66kV 海缆允许传输的有效功率为 50MW, 可以连接 8 台 6MW 机组和 6 台 8MW 机组。66kV 集电系统电缆数目减少, 电缆投资和相应的电缆铺设工程费用下降。

(2) 在送出缆方面, 出于经济性考虑, 部分海风项目考虑使用 330kV 或 500kV 的高压交流海缆进行电力送出。目前主流的送出海缆电压等级为 220kV, 一般采用单回三芯结构, 输电能力 18~35 万千瓦; 随着单个风电场规模的增加, 可以使用更高电压等级的交流送出海缆。以 1GW 海风项目为例, 如果使用 220kV、3×1000mm² 的送出海缆, 单根三芯 220kV 海缆容量为 280~300MW, 则 1GW 海风项目需采用至少 4 回路; 如果使用 500kV、单芯 1800mm² 的送出海缆, 1GW 海风项目采用 1 回路即可。

图表 44: 风电场海缆布局示意图

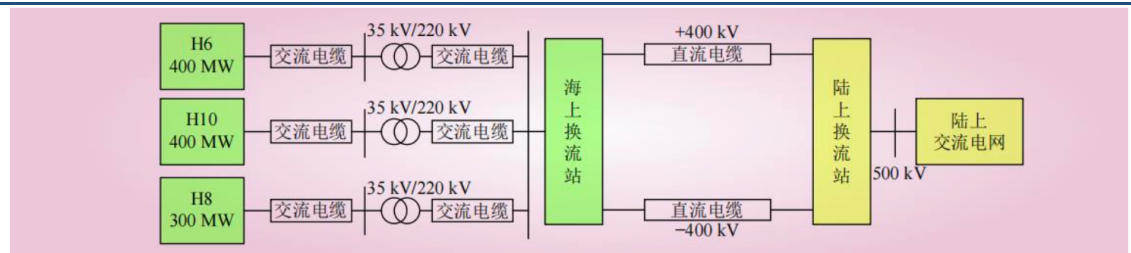
交流电压等级/kV	截面/mm ²	容量/万 kW	海缆根数
35	3×300	3.5	1
110	3×500	12	1
	3×400	18	1
	3×500	20	1
220	3×1000	28~30	1
	3×1600	34~35	1
	2500	40	3~4
500	1800	110	3~4
	3000	140	3~4

资料来源: 彭穗等《海上风电场输电方式研究》, 信达证券研发中心

远海化之下, 柔性直流有望成为主流趋势。交流输电方式多适用于海上风电小规模、近距离输送, 但是长距离之下输送电缆的电容效率明显, 且无功电压补偿控制难度较大。而柔性直流的优点包括长距离输送容量更大、输电线路数量更少、海域资源占用较少、汇集输送具备灵活和可扩展性。因此, 大规模、远距离输送的海上风电项目, 更适用使用柔性直流输电方式。经济性角度, 根据《海上风电场输电方式研究》测算, 以 1GW、输送距离 60km 的海风项目为例, 使用交流输送方案的工程造价为 38.3 亿元, 同等条件下直流输送方案的工程造价为 40.4 亿元, 交流方案性价比更高; 当输送距离提升到 100km 时, 交流方案的工程造价提升至 62.1 亿元, 而直流方案的工程造价则提升较少, 仅提升至 48.8 亿元, 相比交流方案可节省 21.4% 的成本。

从我国建设柔直送出工程的经验来看, 2019 年 7 月国内启动多个海上风电柔性直流输电项目, 包括如东海上风电柔性直流输电示范项目(包括如东 H6、如东 H8、如东 H10 项目, 合计 1.1GW, 中国首个海上风电柔性直流送出项目)、射阳海上风电场柔性直流输电项目。目前如东项目已并网装机, 据中天科技 2019 年 9 月公告, 公司成功中标三峡新能源江苏如东 800MW(H6、H10)海上风电项目直流电缆采购及敷设项目, 为该项目提供 ±400kV 直流海缆/陆缆、附件及施工, 中标金额为 15.11 亿元。根据如东 H6 项目环评报告, 该项目使用的是单回单芯 2000mm²、电压等级 ±400kV、电流 1375A、容量 1100MVA 的直流海缆, 单根总长 98km, 折算后单价约 1542 万元/km。此外, 广东阳江青洲五、青洲七项目拟采用柔性直流输电技术, 采用单回 ±500kV 直流海缆输送到陆上集控中心。

图表 45：如东海上风电柔直输电项目送出方案



资料来源：刘卫东等《大规模海上风电柔性直流输电技术应用现状和展望》，信达证券研发中心

4.3 海上风电场集群化开发，配套建设海风装备产业园

中国海风具有明显的集群化开发特征。《“十四五”可再生能源发展规划》提出：加快推动海上风电集群化开发，推动山东半岛、长三角、闽南、粤东和北部湾等千万千瓦级海上风电基地开发建设，推动一批百万千瓦级的重点项目集中连片开发。

五大海上风电基地周边已规划建设多个海上风电装备产业园。海上基地及配套产业园集中建设有助于降低海上风电成本，海风装备产业园/基地可为海上风电开发提供风机，叶片、铸锻件、塔筒、海缆等关键配套，沿岸港口和周边造船修船场则可提供海风资源相关必要服务。

图表 46：我国海上风电装备产业园分布



审图号：GS(2019)1826号

自然资源部 监制

资料来源：CWEA，信达证券研发中心

图表 47：我国主要海上风电装备产业园/基地一览

序号	名称	位置	占地面积(亩)	总投资额(亿元)	主要入驻企业
1	中船重工大连庄河海上风电装备产业园	辽宁大连庄河	252.08	4.98	中国海装
2	大连太平湾风电产业园	辽宁大连	1061.7	--	三峡集团、招商局、中国水电四局
3	东营(东营经济技术开发区)海上风电装备产业园	山东 东营经济技术开发区	8800	450	山东能源、中国海装、上海电气、金雷股份、天能重工、中复连众
4	蓬莱风电装备制造产业园	山东蓬莱	10800	300	大金重工、上海电气、东方电气、法国液化空气
5	乳山海上风电装备制造产业基地	山东乳山	11000	--	明阳智能、远景能源
6	上海电气风电装备产业园	山东青岛胶州	100	--	上海电气
7	江苏大丰风电产业园	江苏盐城	15000	111.3	金风科技、中车电机、迪皮埃风电、江苏双瑞
8	南通风电母港装备产业基地	江苏南通	--	--	上海电气、中国海装、海力风电、明阳智能
9	象山大型海上风电智能化装备产业园	浙江宁波象山	750	102	中国海装
10	浙江苍南海上风电装备制造基地	浙江温州苍南	400	20	--
11	温州海上风电产业基地	浙江温州	--	188	金风科技
12	福建三峡海上风电国际产业园	福建福州福清	906.9	40	金风科技、东方电气、LM、中车电机
13	中船漳州海上风电装备产业园	福建漳州六整镇	378	30	中船风电、中国海装
14	漳州深远海海上风电产业园	福建漳州	--	100	三峡集团、明阳智能
15	汕头海上风电创新产业园	广东汕头	4200	--	上海电气、鲁能、广东电网
16	汕尾海洋工程基地	广东汕尾	一期 2235	244	明阳智能、广东长风、南海海缆、中广核新能源
17	广东(阳江)海上风电装备制造产业基地	广东阳江	11100	168	中车电机、山东龙马、金风科技
18	广西钦州海上风电装备产业园	广西钦州	--	--	远景能源、中船集团、锦峰海洋重工
19	广西防城港海上风电装备制造产业园	广西防城港	800	105	中广核新能源、广西投资集团、明阳智能
20	海南洋浦海上风电产业园	海南洋浦	1060	48	中国大唐、东方电气、中国电建

资料来源：北极星风力发电网，中国船舶经济研究中心，三峡新能源，东营市广利临港产业园，信达证券研发中心

五、产业链受益于大型化和深远海化，多环节价值量将提高

由于海上风电具备大型化和深远海化趋势，产业链多环节有望受益。风电产业链主要包括风机、塔筒/桩基/导管架、叶片、轴承、电缆、齿轮箱、铸件、主轴等，大型化将带来部分环节的价值量提升，而深远海化将带来技术变革和价值量增加。

(1) 塔筒/桩基/导管架：该类产品是海上风电的支撑基础，海上风电常使用桩基和导管架。桩基的上端与塔筒链接，下端深入数十米深的海床地基中；导管架是一种组合式支撑基础，由上部钢制桁架与下部多桩组配而成，上端与风电塔筒相连、下端嵌入海床地基中。一般来说桩基成本更低，但导管架的强度更高，适用于大型风机，该两者均适用于浅海，而在深海区域则适合使用漂浮式基础。风机大型化带来了支撑基础的大型化，近年趋势明显，同时价值量也因此持续提高，随着深远海化持续推进，价值量更高的桩基、导管架等也将获得更多应用。

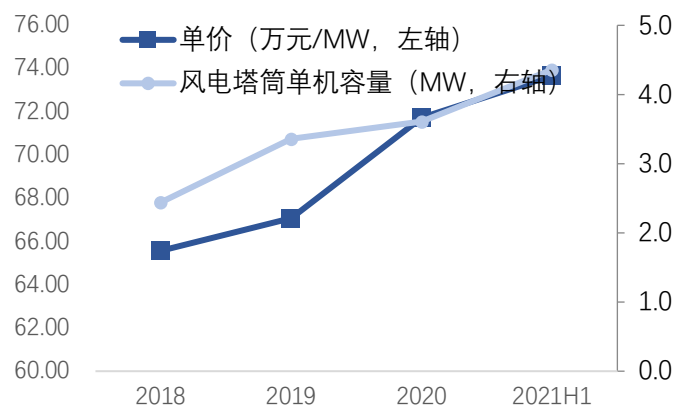
图表 48：海上风电支撑基础对比

类别	桩基	导管架	漂浮式基础
结构特征	直径大、长度长，一体化的钢构件	直径较小，钢管桩与上部脚架组合而成的钢构件	由浮箱、锚索等构件组合而成，通常为钢构件
适用范围	浅海（0-60m）	浅海（0-60m）	深海（>50m）
优点	生产工艺简单，安装成本较低，安装经验丰富	强度高，重量轻，适用于大型风机	适用于深水海域，该水域海上风电发电潜力大，安装不受海床影响
局限性	施工噪声大，受海床、水深及风机重量影响较大	结构复杂，造价较高，施工较为繁琐	尚在研制中，缺乏设计及安装经验，在中浅水区域并不具有经济优势
造价成本	较低	较高	高
安装施工	液压打桩锤、钻孔安装	蒸汽/液压打桩锤安装	与深水海洋平台施工法相同，起重船吊装系泊

资料来源：海力风电招股说明书，信达证券研发中心

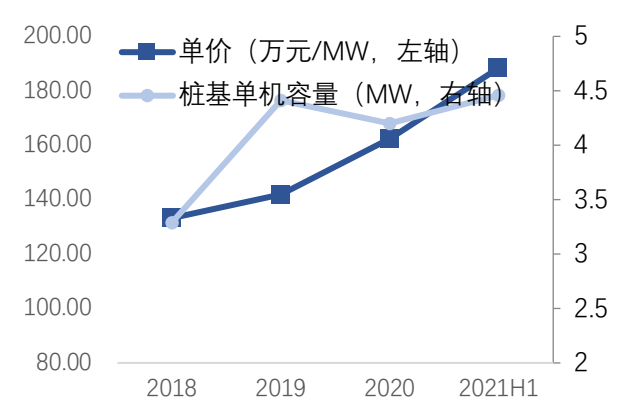
大型化趋势下塔筒和装机价值量有望提高，深远海化下也将切换至更高价值量的支撑基础。根据海力风电招股说明书，其在 2019-2021H1 期间塔筒单机容量从 2.44MW 持续提升至 4.36MW，对应的单价从 65.6 万元/MW 提升至 73.7 万元/MW；桩基的单机容量从 3.29MW 持续提升至 4.46MW，对应的单价从 133.2 万元/MW 提升至 188.4 万元/MW。

图表 49：海力风电塔筒单价、单机容量变化趋势



资料来源：海力风电招股说明书，信达证券研发中心

图表 50：海力风电桩基单价、单机容量变化趋势



资料来源：海力风电招股说明书，信达证券研发中心

(2) 叶片：叶片增大是配合风机大型化的必要路径，材料革新持续进行中。叶片主要材料包括玻纤/碳纤维、树脂、芯材，目前国内陆上风电叶片以玻纤为主，但海上超长叶片中碳纤维已经成为叶片技术迭代的必选材料，碳纤维具备高强度和低密度的优势，在生产中碳纤维一般应用于叶片主梁，主梁占比叶片总重量 1/3 左右。目前，碳纤维的技术仍在持续进步中，产能和价格条件也在逐渐优化。

(3) 轴承：大兆瓦轴承亟需技术探索和规模化生产，国产替代需求较强。一套风力发电机组的核心轴承含有偏航轴承 1 套，变桨轴承 3 套，主轴轴承 1 套，此外根据不同的风

机技术路线（如双馈式风机）还可能需要搭配齿轮箱轴承等。目前小兆瓦的偏航、变桨和主轴轴承已国产化，尽管我国已能够研发大兆瓦主轴轴承，但在产业规模上仍较为落后，大兆瓦的轴承仍依赖进口，SKF、FAG、NTN 等全球龙头在我国大兆瓦、主轴轴承市场占优势，我国的高端轴承在材料和工艺等方面与日本、欧美还存在较大差距。

（4）海缆：深远海化下海缆电压等级提升、输电距离增加，价值增量明显。阵列缆存在由 35kV 向 66kV 产品过渡趋势；送出主缆存在由 220 kV 向 330&500 kV 的产品过渡趋势。35kV 海缆造价在 60 万元/km 到 150 万元/km，220kV 海缆造价在 450 万元/km 到 600 万元/km，而 2022 年中标的青州一、青州二项目采用了 66kV 和 500kV 方案，该项目离岸距离为约 50-55km，其 500kV 送出缆中标金额 17 亿元，对应单价为 1417 万元/km，阵列缆 A 标段中标金额为 3.0 亿元，另一标段中标金额约 2.7 亿元，合计对应单价为 342 万元/km，价值量提升明显。

长距离输电需柔性直流技术，漂浮式风电需动态海缆技术，新技术迭代推动价值量增加。柔性直流输电技术更加适用于远距离的海上风电输送电能，其具备多项优势，在长距离输电中的输送容量更大、汇集输送时灵活程度高、输电线路数量更少、能量损耗低等优点；漂浮式风电需要应用动态海缆，当前浮式风电平台以及动态缆都是基于油气行业研发经验进行开发，仍需持续进行技术研发，目前正处于示范应用阶段，2012 年实现技术突破，动态缆产业化，2019 年完成中国首个深水动态缆项目，2021 年三峡阳江、中海油文昌浮式风电动态缆项目投入使用。

5.1 东方电缆：海缆领域龙头公司，盈利能力强劲

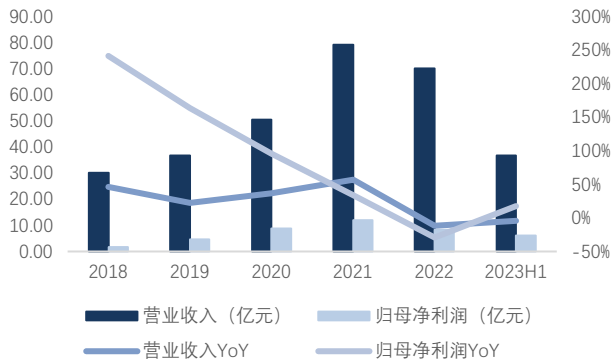
公司拥有成熟的电缆解决方案，在海缆领域已拥有具备较强竞争力的多种产品。公司拥有陆缆系统、海缆系统、海洋工程三大产品领域，提供深远海脐带缆和动态缆系统、超高压电缆和海缆系统、智能配网电缆和工程线缆系统、海陆工程服务和运维系统四大解决方案，兼具设计研发、生产制造、安装敷设及运维服务能力。（1）超高压电缆和海缆系统领域：公司具备了 500kV 交流海陆缆系统、±535kV 直流海陆缆系统等高端能源装备的设计、制造及工程服务能力，各项技术达到国际领先水平。（2）动态缆领域：公司在浮式海风动态缆系统领域形成了定制化设计、生产、测试、集成、敷设、运维的全寿命整体解决方案，实现多项“卡脖子”技术的成果转化并实现产业化应用。

海缆凭借较高壁垒获得较强盈利能力，近年业绩表现优秀。2023H1 海缆系统收入占主营收入比重为 44.9%，占比较高；2021-2023H1 海缆收入分别为 32.7、22.4、16.6 亿元，毛利率分别为 43.9%、43.3%、51.1%，海缆系统的单价较高，以 2022 年为例，公司海缆系统单价为 325.3 万元/公里，凭较高的壁垒而获得了较强的盈利能力。整体业绩上，2021-2023H1 公司营业收入分别为 79.3、70.1、36.9 亿元，同比增长 57.0%、-11.6%、-4.4%，归母净利润 11.9、8.4、6.2 亿元，同比增长 34.0%、-29.1%、18.1%。

公司目前拥有充足的在手订单，新增订单获取能力也较强。截至 2023 年 7 月底，公司在手订单约 80.01 亿元，其中海缆系统 39.16 亿元（220kv 及以上占比 42%，脐带缆约占 28%），上半年累计中标海缆订单约 14 亿元。

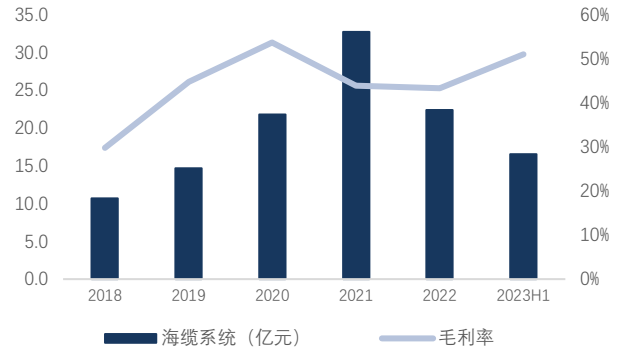


图表 51：东方电缆收入和利润情况



资料来源：wind，信达证券研发中心

图表 52：东方电缆海缆系统收入和毛利率



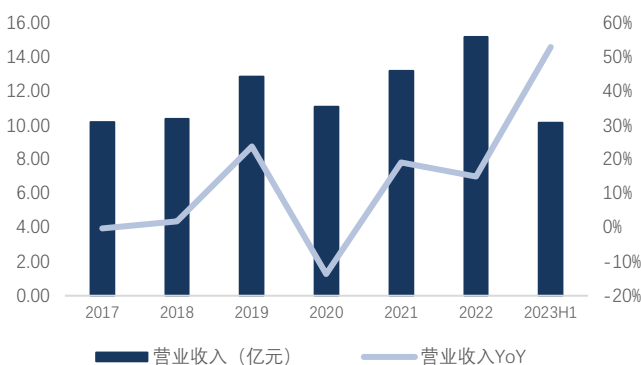
资料来源：wind，信达证券研发中心

5.2 亚星锚链：锚链领域全球龙头，浮式海风注入发展新动能

公司是锚链领域龙头企业，具备显著技术优势，是国内浮式海风先行者。专业化从事船用锚链、海洋系泊链和矿用链及其附件生产的企业，目前产品主要应用在船舶、海洋工程、漂浮式海上风力发电、煤矿开采等四大领域，2023 年公司船用锚链和系泊链占全球市场 60%以上，是全球领先的锚链龙头企业。目前系泊链产品主要包括 R3、R3S、R4、R4s、R5、R6 多个级别，R6 级别系泊链世界仅有少量厂家能够生产，公司具备显著技术优势。公司在浮式海风领域是国内先行者，现已中标国内“海装扶摇号”和“海油观澜号”等项目的锚链。

公司多年来营收表现稳健，身处行业景气周期，近三年来营收持续提高。2020-2023H1 营收分别为 11.09、13.20、15.16、10.13 亿元，同比增长-14%、19%、15%、53%；2020-2023H1 年分别实现归母净利润 0.87、1.21、1.49、1.10 亿元，分别同比增长-3%、39%、23%、88%。近三年公司受益于船舶、海工行业周期向上，实现了量利齐升。随景气周期的进一步体现，2023 年 H1 公司业绩仍在持续提高，未来公司营收和利润规模有望再创新高。

图表 53：2017-2023H1 亚星锚链营业收入及增速



资料来源：wind，信达证券研发中心

图表 54：2017-2023Q1 亚星锚链净利润及增速



资料来源：wind，信达证券研发中心

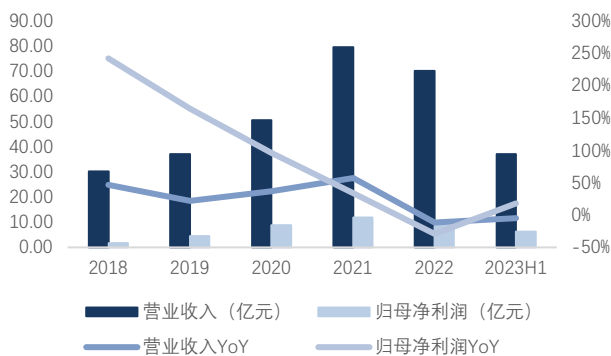
5.3 海力风电：重点发展海上风电支撑基础，生产基地布局积极

公司主要产品为风电塔筒、桩基、导管架及升压站等。目前产品涵盖 8MW 及以下普通规格产品和 10MW 以上大功率等级产品。同时，公司也在持续开拓新能源开发和风电场施工、运维领域。

公司海上风电业务占比较高，业绩受海风行业波动而呈现明显变化。公司塔筒既有陆上风电也有海上风电，而桩基只用于海上风电，根据招股书，2020 年公司海上风电业务收入约 35.6 亿元，占营业收入比重为 90.6%，公司重点发展海上风电业务，其收入占比较高。2021-2023H1 公司营业收入分别为 54.6、16.3、10.4 亿元，同比增长 38.9%、-70.1%、59.7%，归母净利润为 11.1、2.1、1.3 亿元，同比增长 80.8%、-81.6%、-29.1%，分业务看风电塔筒和桩基业务在 2021 年抢装潮后均经历较大幅度下降，毛利率也有所受损，整体业绩受行业波动影响较大，我们认为未来随海上风电行业景气度提升公司将有望充分受益。

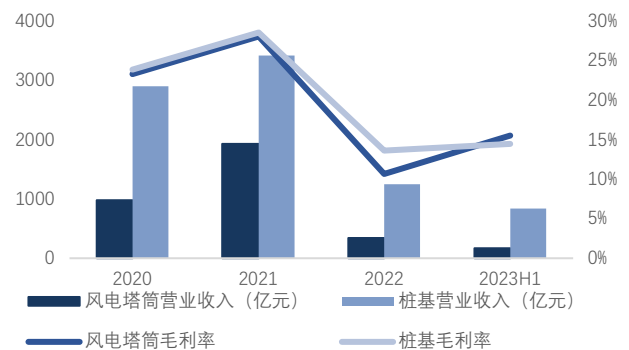
公司正积极布局新生产基地，具备自建码头优势。根据 2023 年半年报，公司规划新增南通小洋口基地、启东吕四港基地、盐城滨海基地、山东东营基地、山东乳山基地、海南洋浦基地等，各基地均在稳步推进中。塔筒桩基等产品呈现体积大、重量大的特点，运输成本占比高，公司沿海地区基地布局有助于降低运输成本，部分基地也拥有自建码头，提高了公司的产品竞争力。

图表 55：海力风电收入和利润情况



资料来源：wind，信达证券研发中心

图表 56：海力风电分业务收入和毛利率



资料来源：wind，公司公告，信达证券研发中心

5.4 泰胜风能：风电塔架领域先行者，战略布局陆上和两海市场

公司是风电塔架领先企业之一，具备丰富完善的产品布局。公司是全国最早专业生产风电塔架的公司之一，在全国风电塔架制造业中处于领先地位，同时也有开拓海外业务。公司的主要产品为自主品牌的风电塔架（包括陆上风电塔架、海上风电塔架）、海上风电导管架、海上风电管桩、海上升压站平台等。

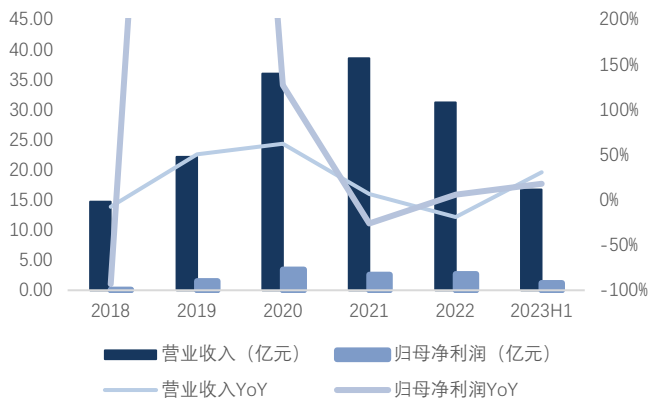
产能持续扩张，在手订单充足。根据投资者关系调研纪要，公司 2023 年 4 月各基地产能合计 63 万吨，另有 25 万吨江苏扬州产能和 3 万吨新疆若羌产能在 2023 年年中投产，其中根据 2023 年公司半年报，江苏扬州基地已建成投产，该基地将专攻对外出口。此外，公司也计划打造南方基地，南方基地计划主要侧重广东、广西、福建等地区的管桩、导管架、升压站平台、深远海钢结构件等海上风电产品。目前公司在手订单充裕，海外订单以陆上风电塔筒为主，截止 2023 年 6 月底，公司在执行及待执行订单共计 48.47 亿元，其中陆上风电类订单 37.80 亿元，海上风电类订单 10.16 亿元；国内订单 34.72 亿元，海外订单 13.74 亿元。

公司业绩表现稳健，海上风电蓄势待发。2020-2023H1 营收分别为 36.0、38.5、31.3、16.7 亿元，同比增长 62.4%、6.9%、-18.8%、30.6%；2020-2023H1 年分别实现归母净利润 3.5、2.6、2.8、1.2 亿元，分别同比增长 127%、-26%、6%、18%。2023H1 公司塔筒收入占营业收入比重为 19.3%，21 年受益于抢装潮实现了较高收入，22 年后业绩相



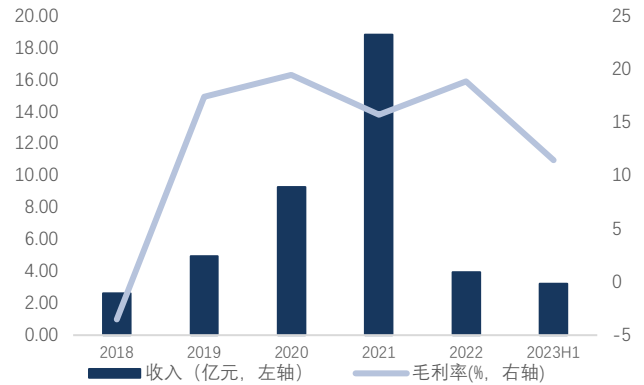
对平淡，23 年上半年由于塔筒出货占比较高和海风规模效应差的原因而盈利能力稍有下滑。

图表 57：泰胜风能收入和利润情况



资料来源: wind, 信达证券研发中心

图表 58：泰胜风能海上业务收入和毛利率



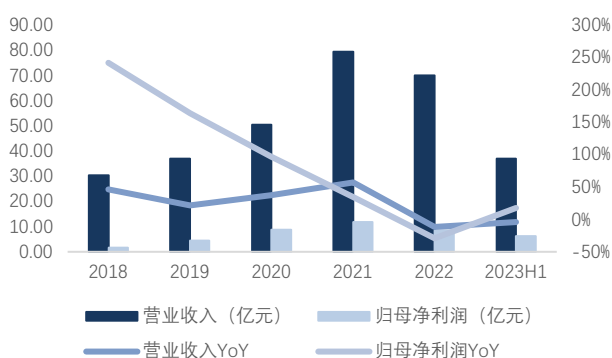
资料来源: wind, 信达证券研发中心

5.5 新强联：轴承国产化替代先行者，研发量产大兆瓦轴承

公司已实现部分风电产品的国产化替代，大功率风机轴承产品也取得重要进展。公司布局风电轴承、盾构机轴承、海工装备轴承、工程机械轴承等领域。风电方面，公司产品涵盖主轴轴承、偏航轴承、变桨轴承以及机组零部件等风电机组器件。公司研制的 1.5-16MW 变桨和偏航轴承、大功率风电偏航变桨轴承实现进口替代；2-5MW 三排圆柱滚子主轴轴承、3-6.25MW 无软带双列圆锥滚子主轴轴承并实现量产；3-13MW 单列圆锥滚子轴承并实现量产；公司研制生产 12MW 海上抗台风型主轴轴承，攻克国内大功率风力发电机组轴承技术难题并成功装机；公司研发调心滚子轴承并小批量生产。

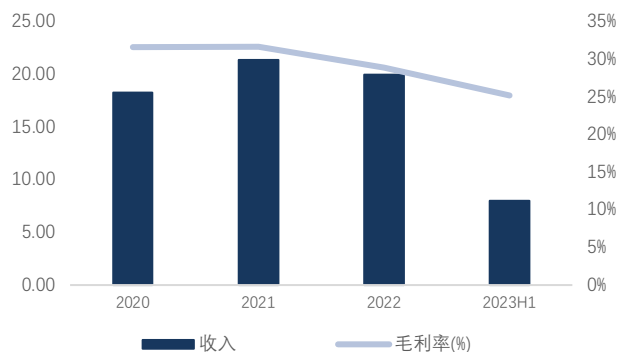
风电类产品占比较高，收入规模近年较为稳定。2023H1 风电类产品收入占主营收入比重为 65.4%，占比较高；2021-2023H1 风电类产品收入分别为 21.3、19.9、7.9 亿元，毛利率分别为 31.6%、28.8%、25.1%，收入规模较为稳定，毛利率略有下滑。整体业绩上，2021-2023H1 公司营业收入分别为 24.8、26.5、12.1 亿元，同比增长 20.0%、7.1%、-3.8%，归母净利润 5.1、3.2、1.0 亿元，同比增长 21.1%、-38.5%、-58.5%。

图表 59：新强联收入和利润情况



资料来源: wind, 信达证券研发中心

图表 60：新强联风电类产品收入和毛利率



资料来源: wind, 信达证券研发中心

5.6 中材科技：叶片领域龙头公司，碳纤维叶片开发持续突破

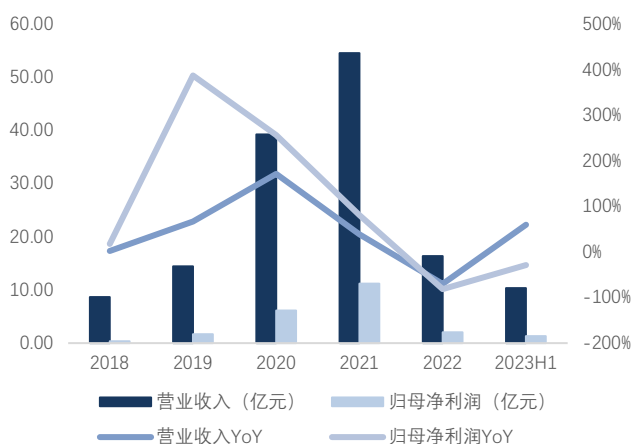
叶片领域龙头企业，收购中复连众增强生产能力。公司的子公司中材叶片以技术创新为

先导，拥有完全独立自主设计研发能力，为客户提供定制化的风电叶片设计和技术服务，目前拥有 37-123 米叶片成功设计开发经验，全系列百余款产品，适用于高低温、高海拔、低风速、沿海、海上等不同运行环境，可匹配 1.0MW 至 15MW+ 平台；2023 年上半年收购中复连众 100% 股权。收购完成后，中材叶片共拥有江苏阜宁、江西萍乡、江苏连云港等 15 个生产基地，产品覆盖中国、澳大利亚、巴基斯坦、智利、巴西等 39 个国家及地区，成为国内风电叶片行业绝对龙头企业。

碳纤维产品正在完成国产化开发，大型化技术持续突破。2023 年上半年完成国产碳纤维拉挤产品的开发及应用，百米级柔性风电叶片核心技术攻关取得阶段性进展；建成 SI110.5、SI122m 等 5 条叶片示范生产线，SI122 产品通过静力测试，顺利通过首套验收；中复连众 123 米全球最长风电叶片完成吊装。

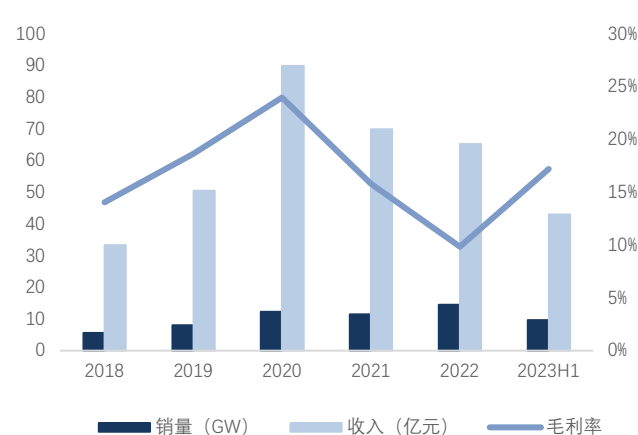
公司业绩平稳增长，叶片业务销量可观。2021-2023H1 公司营业收入分别为 203.0、221.1、123.8 亿元，同比增长 8.5%、8.9%、24.8%，归母净利润 33.7、35.1、13.9 亿元，同比增长 64.4%、4.1%、-25.6%。其中叶片业务在 2023H1 收入为 43.0 亿元，占比为 34.7%，近年销量有较大幅度提升，2018 年销量仅为 5.6GW，2022 和 2023H1 销量分别达到 14.4GW 和 9.6GW。

图表 61：中材科技收入和利润情况



资料来源：wind，信达证券研发中心

图表 62：中材科技叶片业务销量、收入和毛利率



资料来源：wind，公司公告，信达证券研发中心

六、风险因素

海上风电装机不及预期：海上风电发展涉及较多行政审批，受到政策影响较强，若政策支持力度下降，则海上风电装机量将不及预期。

海外扩张不及预期风险：除中国市场外，仍有其他亚洲国家、欧洲、美洲等多地区和国家有风电需求，若海外市场出现国际贸易保护现象，则产业链相关公司的海外拓展将遭遇困难，业绩将不及预期。

新技术应用不及预期风险：海上风电正面临大型化和深远海化等趋势，产业链面临一定程度上的技术革新，若产业链各环节新技术降本困难，创新较慢，则可能出现新技术应用不及预期的情况。

研究团队简介

武浩，新能源与电力设备行业首席分析师，中央财经大学金融硕士，曾任东兴证券基金业务部研究员，2020 年加入信达证券研发中心，负责电力设备新能源行业研究。

黄楷，电力设备新能源行业分析师，墨尔本大学工学硕士，伦敦卡斯商学院金融硕士，3 年行业研究经验，2022 年加入信达证券研发中心，负责光伏行业研究。

曾一赞，新能源与电力设备行业研究助理，悉尼大学经济分析硕士，中山大学金融学学士，2022 年加入信达证券研发中心，负责电力设备及储能行业研究。

陈玫洁，团队成员，上海财经大学会计硕士，2022 年加入信达证券研发中心，负责锂电材料行业研究。

孙然，新能源与电力设备行业研究助理，山东大学金融硕士，2022 年加入信达证券研发中心，负责新能源车行业研究。

李宇霆，团队成员，澳洲国立大学经济学硕士，上海财经大学学士，2023 年加入信达证券研发中心，负责光伏行业研究。

王煊林，新能源与电力设备行业研究助理，复旦大学金融硕士，1 年行业研究经验，2023 年加入信达证券研究所，负责风电行业研究。

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券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。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，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出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

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，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。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，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，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。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 20% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~20%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券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，投资者需自行承担风险。