

碳达峰碳中和系列研究之海上风电篇—— 近海走向深远海，拓宽绿色金融服务生态

■ 从长期规划、中期经济性和短期项目进度来看，24-25 年国内海上风电新增装机需求有望保持高景气度。“十四五”国内海上风电规划新增装机合计 50GW 以上，预计未来两年年均新增装机在 12GW 以上。未来海上风电的投资成本仍具备一定下降空间，成本占比最高的主机和基础安装施工两方面的价格未来仍会保持下行趋势，从而驱动项目经济性提升。未来即使配置合理比例的储能，对项目盈利影响也相对有限，海风全面平价上网可期。海上风电审核、航道和军事管理等限制性因素逐步解除，海风招标数据高增等先行指标预示着未来两年行业处于高景气度。综合考虑以上因素，我们认为 24-25 年国内海风新增装机（吊装口径）或将达到 10GW 和 15GW。

■ “十五五”国内深远海风电项目将接力发展，参考海外成熟开发经验，国内仍需政策助力。随着近海资源利用趋于饱和，未来深远海风电开发将是大势所趋，国内深远海区域风能资源开发容量潜力空间在 1200GW 左右，是近海资源的 3-4 倍。目前国内深远海项目开发主要由“单 30”政策推动，未来国内专属经济区用海管理办法和规划有待出台保障深远海项目开发的“统一管理、一站办结”。从深远海风电开发经验来看，国内与欧洲还有一定差距。参考英国深远海漂浮式风电发展的经验，用海权招标、差价合约制度和“风电+油气”融合是其领先的关键因素。未来国内深远海风电在用海审批、兼顾市场化与收益预期、“海风+”场景探索等方面需要政策予以支持。

■ 近海走向深远海，投资施工商、设备供应链和输配电模式等方面会有新玩家进入。深远海风电的产业链生态与近海相比主要存在以下三方面变化，一是投资施工商会有油气、船舶、海工和建筑施工类大型企业进入；二是设备供应链上新增浮式基础和系泊系统环节的参与主体；三是输配电方面，更具性价比优势的柔性直流输电技术导入，特高压设备环节企业积极布局。

■ 业务布局建议和风险分析（本部分有删减，招商银行各行部如需报告原文，请参照文末方式联系研究院）

杨荣成

招商银行研究院

行业研究员

☎：0755-82901273

✉：yangrongcheng@cmbchina.com

刘悦夫

战略客户部

战略客户经理

✉：liuyuefu@cmbchina.com

徐瑞恒

战略客户部

战略客户经理

✉：xuruiheng@cmbchina.com

感谢实习生李爽对本文的贡献

相关研究报告

《碳达峰碳中和系列研究之
风电制造篇——风电市场向好，深耕产业链经营》

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

目 录

一、海上风电需求长期看规划，中期看经济性，短期看项目进度	1
（一）我国已成为全球最大的海上风电市场，政府积极规划推动海风装机放量	1
（二）海上风电投资成本仍处于下降通道，全面平价上网可期	4
（三）海风审核、航道和军事管理等限制性因素解除，项目招标等先行指标预示增长	7
二、深远海风电将于“十五五”接力发展，参考海外成熟开发经验，国内还需政策助力	9
（一）“十五五”国内海风装机由深远海项目驱动，目前国内发展与欧洲尚有差距	9
（二）他山之石：政策支持和“风电+”场景应用促使欧洲深远海漂浮式项目走向成熟	12
（三）启示：政策需要兼顾市场化与收益预期，“海风+”场景助力收入多元化	13
三、深远海风电在投资施工、设备供应链和输配电模式等方面增加新的参与主体	15
（一）投资施工方面，油气、船舶、海工和建筑施工等大型央企进入	16
（二）设备供应链方面，新增浮式基础和系泊系统参与主体	17
（三）输配电方面，柔性直流输电加速渗透，特高压环节玩家布局	19
四、业务布局建议和风险分析	21

图目录

图 1：全球海上风电新增、累计装机及中国占比	1
图 2：全球海上风电新增装机分区域市场情况	1
图 3：2023 年我国东部沿海城市电力缺口情况	2
图 5：我国海上风电新增并网装机规模及增速	3
图 6：我国海上风电上网电价变化情况	3
图 7：我国海上风电投资成本变化情况	4
图 8：我国海上固定式风场投资成本结构占比	4
图 9：我国海上风电主机中标均价变化情况	5
图 10：海上风电主机大型化迭代情况	5
图 11：海风安装船数量和重型起重船起重能力	5
图 12：未来海上风电降本空间构成（到 2030 年）	6
图 13：我国海上风电项目投资开工前期审批流程	8
图 14：国内海上风电历史招标规模变化情况	9
图 15：我国海上风电新增装机规模月度变化情况	9
图 16：我国海上风电新增装机及投资规模预测	9
图 17：领海与专属经济区海域的示意图	10
图 18：全球海上风电项目平均离岸距离变化情况（截至 2022 年）	11
图 19：国内主要省份海风项目平均离岸距离变化情况	11
图 20：全球漂浮式风电新增装机规模及预测情况	12
图 21：英国差价合约执行方式示意图	13
图 22：不同类型的新能源发电主体进入市场化交易的节奏情况	14
图 23：深远海漂浮式风电投资成本结构占比情况	15
图 24：未来中国各海域海风电度电成本预测	15
图 25：海上风电产业链及主要企业梳理（黑色框线内为深远海趋势下产业链变化环节）	15
图 26：2023 年海上风电开发企业累计装机市占率	16
图 27：深远海风电新增投资施工商的竞争优势	17
图 28：深远海风电领域投资和施工商项目案例	17
图 29：随着海风水深增加漂浮式结构经济性凸显	17
图 30：海上风电并网主要技术路线	20
图 31：海上风电交直流送出等价距离示意图	20
图 32：海上风电柔性直流输电技术降本路径	20
图 33：我国直流输电发展速度和容量赶超国外	21

表目录



表 1: 我国沿海各省海上风资源情况	2
表 2: 地方政府“十四五”期间海上风电规划情况	3
表 3: 粤西地区某 400 兆瓦海风项目收益率测算	4
表 4: 我国海上风电项目按收益率倒算投资成本	4
表 5: 2023 年我国发布的 12MW 以上海风机型	5
表 6: 海风项目投资成本下降对 IRR 敏感性分析	6
表 7: 海上风电项目配储对 IRR 影响分析	7
表 8: 国内海上风电配储政策梳理	7
表 9: 地方政府出台的海上风电竞争性配置方案	9
表 10: 国内已经出台的深远海风电支持政策梳理	10
表 11: 欧洲漂浮式风电装机目标规划情况	12
表 12: 英国海上风电差价合约限价变化情况	13
表 13: 2022-2024 上半年海风项目前十施工集团	16
表 14: 不同类型漂浮式风电基础特征	18
表 15: 国内系泊系统锚链招标要求	19
表 16: 海上风电不同输电方式技术经济特性对比	20
表 17: 国内外深远海风电柔直送出工程	21



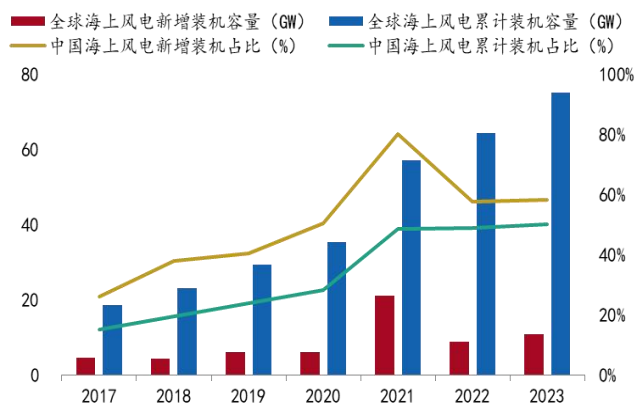
全球各国积极推动能源转型，海上风电成为重要方向之一。为了应对全球气候变化，欧美等发达国家较早提出了绿色发展的概念，并且制定了一系列实现“净零排放”目标的措施，2020年中国也提出了“30-60 碳达峰碳中和”的目标，由此开启了国内各行各业的碳减排发展之路。在这场深刻的能源转型革命中，人们对于海上风能的高效利用成为了重要方向之一。我们认为中国已经成为全球最大的海上风电市场，近海固定式项目全面平价上网在即。“十五五”期间深远海风电将是增长主力，近海走向深远海的过程中，商业银行的绿色金融服务生态有望拓宽。

一、海上风电需求长期看规划，中期看经济性，短期看项目进度

（一）我国已成为全球最大的海上风电市场，政府积极规划推动海风装机放量

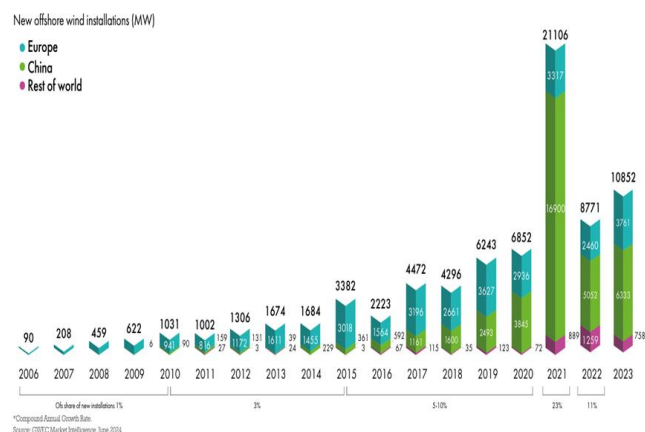
全球海上风电发展起步于欧洲，壮大于中国，中国已经成为全球最大的海上风电市场。全球海上风电发展和陆风类似都起步于欧洲，欧洲当地拥有着全球最为优渥的海上风电资源，同时全球海上风电主机厂龙头维斯塔斯、西门子歌美飒等也都分布于此，欧洲坐拥市场加技术的两大优势，在海上风电领域具备强大的先发优势。相比之下，我国的海上风电起步相对较晚，2009年第一台样机才实现并网发电，2014年左右才正式推出标杆电价补贴推动海上风电规模化发展，我国海上风电经历了欧洲先进的技术引进消化吸收后，与欧洲的差距正在逐步缩小。在掌握了海上风电发展技术后，国内的海上风电市场也在逐步扩大，成为了驱动全球海上风电新增装机的重要力量。根据全球风能理事会的数据，截至2023年全球海上风电实现新增并网装机容量10.85GW，其中中国新增装机占比58.36%；全球累计装机容量75.16GW，中国累计装机占比50.26%。

图 1：全球海上风电新增、累计装机及中国占比



资料来源：GWEC、招商银行研究院

图 2：全球海上风电新增装机分区域市场情况

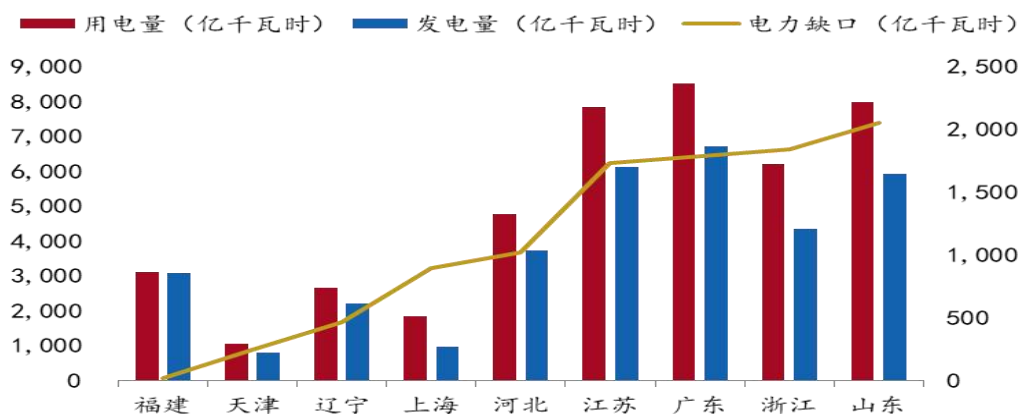


资料来源：GWEC、招商银行研究院



中国东部沿海地区经济发达用电需求旺盛，天然适配海上风电的发展。我国由于风光资源的配置和区域经济发展差异天然存在电力供应与需求在空间上的错配问题。我国风能和太阳能资源最为丰富的地区分别在三北和胡焕庸线以西的地区，大型清洁能源基地基本规划于此，但经济发展相对落后，本地的消纳空间相对有限。而我国东部沿海地区作为全国经济最为发达的地区，用电需求旺盛，是全国的用电负荷中心，在遇到极端高温天气和最高用电负荷不断创新高的情况下，容易出现电力供应的阶段性的紧缺，因此需要一定充裕度的电力保障迎峰度夏和度冬时期的供应。目前国家已经形成了两种解决方案，一是利用特高压输电通道实现“西电东送”，二是利用东部沿海地区丰富的海上风能资源，在不占用土地资源前提下大力发展海上风电，实现就近供给消纳。综合比较二者的投资成本和社会经济效益，发展东部沿海地区的海上风电成为既具备经济性又可保障东部负荷中心电力稳定供应的有效方案，还可在一定程度上缓解“西电东送”通道建设压力。

图 3：2023 年我国东部沿海城市电力缺口情况



资料来源：中电联、招商银行研究院

表 1：我国沿海各省海上风资源情况

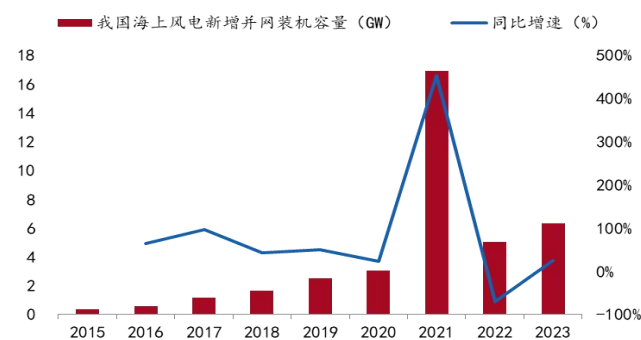
省份	风速 (m/s)	水深(m)	离岸距离 (km)	类别 (极限风速)	台风影响
辽宁	6.8-8	15-30	30	III	三类台风区
山东	7.0-7.5	20-30	30	III	无
江苏	7.5-8	20-40	60	III	无
浙江	8.0-8.4	20-50	35	I-II	有
福建	9-10	30-60	60	I-I+	有
广东	8-9.5	20-60	40	I-I+	有
海南	6.4-8.3	30-50	20-60	I-I+	有
广西	7.2-7.8	20-40	20	II	二类台风区

资料来源：明阳智能、招商银行研究院



我国海上风电在经历国补退出后的两年低迷期后，有望步入两年的高景气区间。通过对国内海上风电新增装机规模的历史复盘，可以发现，海风的新增装机需求长期看政府规划，中期看投资经济性，短期看海风资源解禁、项目招标和开工进度等情况。“十三五”期间我国海上风电迎来了高速发展，地方政府的积极规划，叠加高额的标杆电价补贴和较高的发电利用小时数，使得海上风电项目初步具备了一定的经济性。“十三五”末期至“十四五”初期，随着海上风电的规模化发展，国家的标杆电价补贴也开始逐步退坡直至取消。2021年国内海风新增装机规模达到了16.9GW，海风国补取消前的抢装潮使得国内的装机需求达到了阶段性的峰值。2022-2023年，国内海上风电的发展在国补完全退出后进入了阶段性的低迷期，尽管抢装后海风的投资成本有了快速的下降，但部分省份的电价竞配政策、海域用海审批、航道和军事管理等因素拖慢了海风项目的投资并网的进度。按照国内主要沿海城市“十四五”期间的海上风电发展规划看，预计合计新增装机规模超过50GW，2024-2025年国内的海上风电年均新增并网装机容量在12GW以上。

图 5：我国海上风电新增并网装机规模及增速



资料来源：国家能源局、招商银行研究院

图 6：我国海上风电上网电价变化情况



资料来源：发改委、招商银行研究院

表 2：地方政府“十四五”期间海上风电规划情况

省份	“十四五”开发目标 (万千瓦)	“十四五”新增装机容量 (万千瓦)	文件
广东	1800	1664.2	《广东省能源发展“十四五”规划》
江苏	1500	818.4	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划》
山东	800	798.5	《山东省能源发展“十四五”规划》
浙江	490.7	450	《浙江省可再生能源发展“十四五”规划》
福建	511.6	410	《福建省“十四五”能源发展专项规划》
辽宁	405	362.5	《辽宁省“十四五”海洋经济发展规划》
广西	300	300	《广西可再生能源发展“十四五”规划》
上海	221.7	180	《上海市能源发展“十四五”规划》
海南	120	120	《海南省海洋经济发展“十四五”规划（2021-2025年）》
河北	30	0	-
天津	11.7	0	《天津市可再生能源发展“十四五”规划》
合计	> 6000	> 5000	-

资料来源：CWEA、各地发改委、招商银行研究院



(二) 海上风电投资成本仍处于下降通道，全面平价上网可期

未来我国海上风电投资成本仍具备一定的下降空间，全面平价上网可期。我国海上风电的单位千瓦投资成本自 2011 年以来至今累计下降了将近 82.16%，除了 2019-2021 年由于标杆电价补贴政策的调整带来抢装效应推高投资成本之外，总体保持着向下的趋势，尤其 2021 年抢装潮后海风投资成本大幅下降至低于抢装前的水平。2023 年国内海上风电项目投资成本在 9500-14000 元/kW 左右，按照去年的投资成本测算的话，粤西地区某海风项目全投资 IRR 可以达到 8.67% 左右，已经具备了较好的经济性。如果进一步放宽收益率要求，按照资本金内部收益率 8% 倒算不同地区的投资成本的话，目前国内绝大多数地区近海项目都能做到平价上网。海上风电的投资成本结构中，海风的机组和基础等环节占比最高，未来上述两大环节的成本可能还会继续下降，因此海上风电的投资成本仍具备一定下降的空间。根据风能协会的预测，2025 年我国海上风电的度电成本有望下降至 0.3 元/KWH 以内，基本上可以实现全面平价上网。

图 7：我国海上风电投资成本变化情况



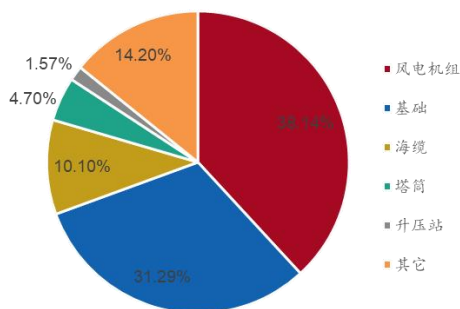
资料来源：水电水利规划设计总院、招商银行研究院

表 3：粤西地区某 400 兆瓦海风项目收益率测算

成本收益细则		以粤西地区某项目为例
装机容量 (MW)		400
风机单位建造成本 (含塔筒) (元/KW)		3613
风机基础 (元/KW)		2592.8
阵列电缆+送出电缆 (含敷设) (元/KW)		2652
升压站等其他配套设施 (元/KW)		1030
其他费用 (元/KW)		1300
工程建造成本 (元/KW)		1250
单位投资总成本 (元/kw)		12437.8
项目投资总成本 (万元)		497512.4
建设期 (年)		2
运营期 (年)		25
年发电小时数 (h)		3200
年发电量 (万千瓦时)		128000
上网电价 (元/千瓦时)		0.453
所得税率 (%)		15%
年发电收益 (万元)		49286.4
全投资 IRR 水平 (%)		8.67%

资料来源：招商银行研究院

图 8：我国海上固定式风场投资成本结构占比



资料来源：招商银行研究院

表 4：我国海上风电项目按收益率倒算投资成本

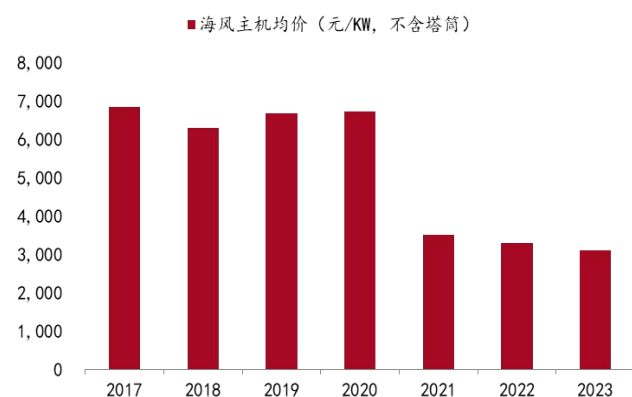
省份	电价 (元/KWH)	资本金内部收益率 (%)	年等效满发小时 (h)	单位千瓦造价 (元/KW)	
海南	0.4298	8%	2680	9479	
			3556	13044	
广西	0.4207		2680	9245	
			3448	12303	
广东	0.453		3885	16228	
			4148	17437	
福建	0.3932		4175	15027	
			4350	15725	
浙江	0.4153		3481	13028	
			3623	13638	
江苏	0.391		3276	11369	
			3602	12662	
山东	0.3949		2950	9600	
			3236	10669	
辽宁	0.3749		2958	9069	
			3605	11366	

资料来源：明阳智能、招商银行研究院



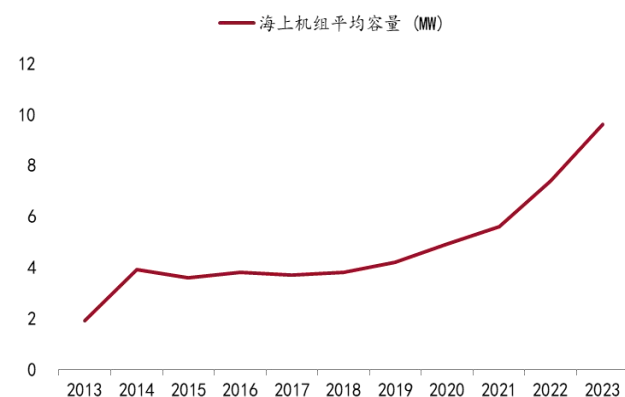
海上风电主机中标价格不断下降助力项目降本。我国海上风电主机中标价格自 2021 年抢装后已经累计下降了将近 50%，目前基本上保持在 3000 元每千瓦左右（不含塔筒）的水平。海上风电主机价格持续下行，一方面与抢装潮后需求大幅下滑，海风主机厂产能相对过剩有关，另一方面也与近年来海上风电主机大型化降本快速迭代有关。考虑到海上风电主机领域近年来有从陆风主机领域切入的新玩家，同时新增装机需求短期内难以突破抢装潮时的峰值，预计未来海上风电主机价格仍将保持着震荡磨底的趋势。

图 9：我国海上风电主机中标均价变化情况



资料来源：CWEA、招商银行研究院

图 10：海上风电主机大型化迭代情况



资料来源：中国风电装机统计 2023、招商银行研究院

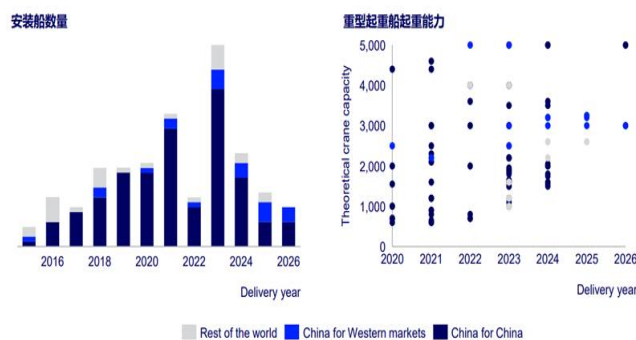
海上风电基础和安装施工成本未来还会继续下降。海上风电安装施工所使用的基础和安装船等，在 2021 年抢装潮期间出现阶段性的紧缺推高了二者的价格，而抢装结束后整个产业链迎来了不同程度的过剩，价格也开始走向了下行通道。随着海上风电机组的大型化发展，单位千瓦的基础总量和施工成本也得到了有效的摊薄。由于海风主机大型化的进程仍处于快速发展中，海风安装设备也跟随着大型化的趋势升级，部分投资施工商为防止大型安装船等设备在未来供应受限而提前做好锁船工作，海风安装船等设备在未来短期内可能不会成为海上风电的供应瓶颈，我们预计基础和安装施工成本还会继续下降。

表 5：2023 年我国发布的 12MW 以上海风机型

整机商	单机容量 (MW)	风轮直径 (米)	技术路线
中船海装	12.5	260	中速永磁 (半直驱、混合)
三一重能	13	—	双馈
电气风电	14	263	中速永磁 (半直驱、混合)
远景能源	14	270	中速永磁 (半直驱、混合)
运达股份	15	260	中速永磁 (半直驱、混合)
金风科技	12-16	26X	中速永磁 (半直驱、混合)
中车株洲所	14-16	—	中速永磁 (半直驱、混合)
三一重能	16	—	双馈
东方风电	18	260	中速永磁 (半直驱、混合)
电气风电	18	263	中速永磁 (半直驱、混合)
远景能源	18.8	286	中速永磁 (半直驱、混合)
明阳智能	22	310	中速永磁 (半直驱、混合)

资料来源：CWEA、招商银行研究院

图 11：海风安装船数量和重型起重船起重能力

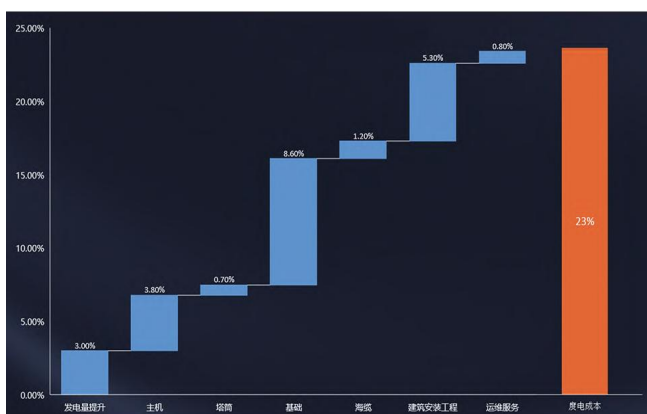


资料来源：伍德麦肯兹、招商银行研究院



海风投资成本继续下探经济性有望提升，合理配储对收益率影响有限。我们根据海上风电项目投资的敏感性分析可知（以上文中粤西某海风项目为例），未来海上风电项目投资成本每下降 5%，项目的全投资 IRR 大约提升 0.6 个百分点。预计到 2030 年海上风电的度电成本还有将近 20% 左右的下降空间，经济性提升促使海上风电新增装机需求总体保持增长趋势。未来随着海风新增装机规模不断增长，消纳并网等问题可能也会逐步显现，部分地区例如：广东、江苏、福建、上海和浙江等已经出台了海上风电的配储政策。按照上述粤西地区海风项目约 1.2 万元/KW 的投资成本，加上配置装机容量 10% 连续充放电 2 小时的磷酸铁锂电化学储能或者租用独立储能的成本，对于总投资成本增加约 200 元/KW，项目全投资 IRR 预计下降 0.2% 左右，对经济性影响有限。未来海上风电配储的容量比例和时长可能会增加，但电化学储能系统级成本也还有继续下降的空间，各地的配储政策应当考虑项目投资的承受能力，合理的配储比例对项目收益率影响较小。

图 12：未来海上风电降本空间构成（到 2030 年）



资料来源：CWEA、招商银行研究院
注：本图以粤东海域为例

表 6：海风项目投资成本下降对 IRR 敏感性分析

全投资收益率/%		年满负荷发电小时数敏感系数						
		0.8	0.9	0.95	1	1.05	1.1	1.2
投资总成本敏感系数	0.9	7.35%	8.70%	9.33%	9.99%	10.63%	11.27%	12.52%
	0.95	6.74%	8.05%	8.67%	9.30%	9.92%	10.53%	11.73%
	1	6.19%	7.46%	8.05%	8.67%	9.27%	9.86%	11.02%
	1.05	5.68%	6.91%	7.49%	8.08%	8.67%	9.24%	10.36%
	1.1	5.20%	6.40%	6.97%	7.54%	8.11%	8.67%	9.75%
	1.2	4.32%	5.47%	6.00%	6.55%	7.08%	7.61%	8.64%
	1.3	3.54%	4.64%	5.15%	5.67%	6.19%	6.69%	7.66%

资料来源：招商银行研究院
注：本图以上文粤西某项目为例，投资总成本基准为 12437.8 元/KW，年满负荷发电小时数基准为 3200 小时

表 7：海上风电项目配储对 IRR 影响分析

全投资收益率/%		磷酸铁锂电化学储能系统成本敏感倍数						
		0.8	0.9	0.95	1	1.05	1.1	1.2
海风项目 配储比例	10%	8.51%	8.49%	8.48%	8.47%	8.46%	8.45%	8.44%
	15%	8.44%	8.41%	8.39%	8.38%	8.37%	8.35%	8.32%
	20%	8.36%	8.32%	8.30%	8.29%	8.27%	8.25%	8.21%
	25%	8.29%	8.24%	8.22%	8.19%	8.17%	8.15%	8.10%
	30%	8.21%	8.16%	8.13%	8.10%	8.08%	8.05%	8.00%

资料来源：招商银行研究院

注：储能时长 2 小时的磷酸铁锂电化学储能的系统级成本基准为 1.0 元/WH，配储比例基准为发电装机容量的 10%

表 8：国内海上风电配储政策梳理

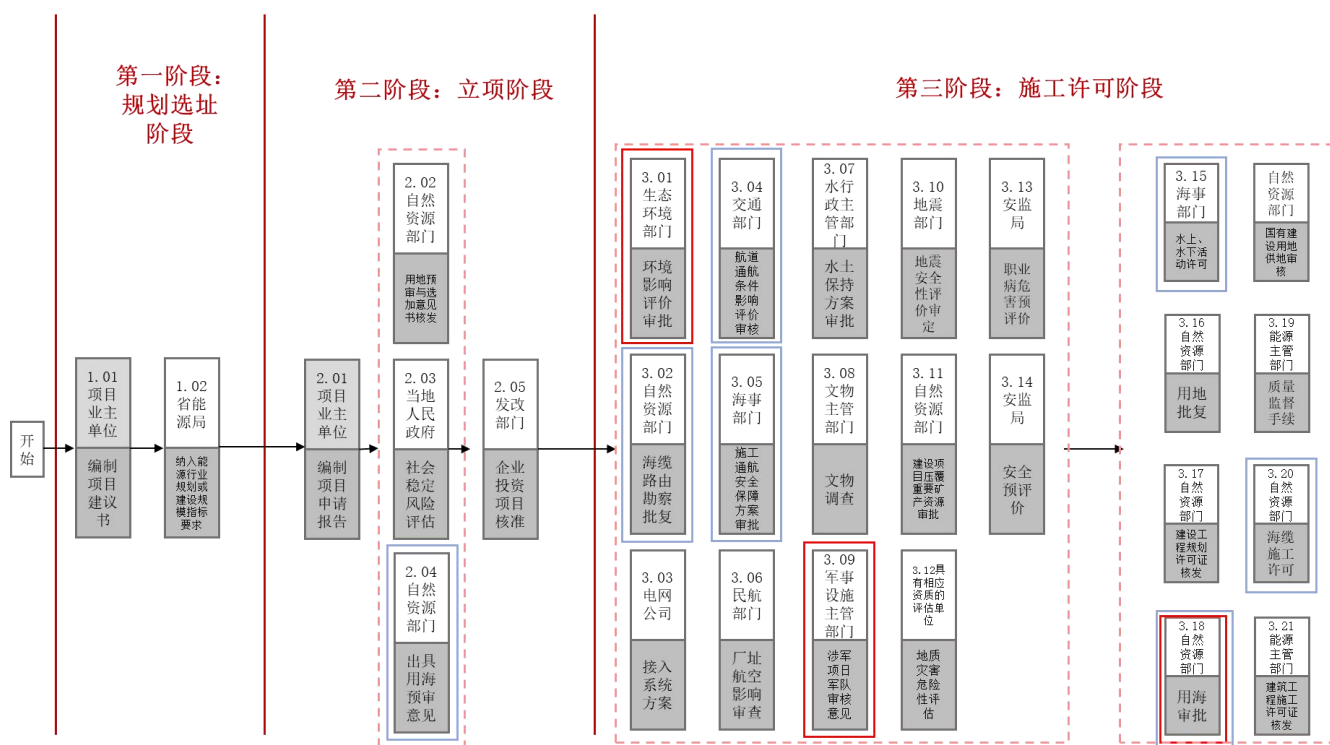
省份	文件名	海上风电配储要求
广东	《广东省促进新型储能电站发展若干措施》	2022 年以后新增规划的海上风电项目，按照不低于发电装机容量的 10%、时长 1 小时配置新型储能
江苏	《关于进一步做好可再生能源发电市场化并网项目配套新型储能建设有关事项的通知》	江苏省可再生能源发电市场化并网项目不再按长江以南和长江以北区分配套建设新型储能比例，均应按功率 10% 及以上比例配套建设新型储能（时长 2 个小时）
福建	《关于鼓励可再生能源发电项目配建储能提高电网消纳能力的通知》	鼓励新核准（备案）的风电场、光伏电站等可再生能源发电项目及未纳入保障性并网规模的分布式光伏发电项目自愿承担一定比例的并网消纳责任权重，配建一定规模的储能设施。近期鼓励相关储能设施的配建规模可暂定为项目总规模的 10% 及以上（时长 2 小时及以上）
上海	《上海市 2024 年度海上风电项目竞争配置工作方案》	申报企业应承诺按照我市能源主管部门要求配套建设新型储能装置，出力不低于海上风电装机容量的 20%（额定充放电时长不少于 2 小时），新型储能可通过自建、合建或容量租赁的模式实现
浙江	《关于做好新能源配储工作 提高新能源并网电能量的通知（征求意见稿）》	自 2024 年 1 月 1 日起并网的近海风电、集中式光伏项目，按不低于发电装机容量的 10%、时长 2 小时配置新型储能

资料来源：地方发改委、招商银行研究院

（三）海风审核、航道和军事管理等限制性因素解除，项目招标等先行指标预示增长

海上风电审批手续繁杂，同时航道和军事管理等因素对短期投资进度产生较大影响。海上风电的用海区域一般可分为省管海域和国管海域。省管海域一般靠近近海区域，基本由地方政府进行审批即可，但省管海域海上航道、物流复杂，管理施工难度大；而国管海域相对离岸距离更远水深更深，用海需报国家相关部门审批，国管海域相对而言更适合发展海上风电，但目前尚未完全放开。海上风电项目投资需要经历冗长的“规划选址——立项——施工许可”等环节，其中涉及到众多主管部门的审批，开工后关键的施工吊装环节还需要避开海上的极端台风天气，单个项目从开始到最终全容量并网一般历时 2 到 3 年左右，这期间存在诸多不确定因素影响到项目的进度。2023 年上半年，我国广东和江苏地区部分海上风电项目便因为审批、航道和军事等影响因素，导致项目开工和并网情况不及预期。自 2023 年底至 2024 年以来，海上风电的审批进度开始提速，并且航道、军事管理等因素逐步解除，短期项目开工情况和新增并网装机需求迎来一定修复。

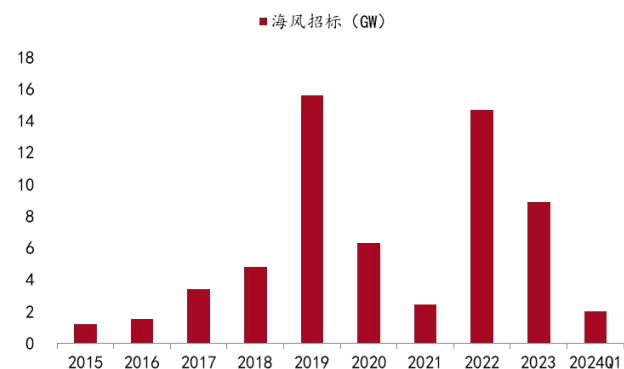
图 13：我国海上风电项目投资开工前期审批流程



资料来源：招商银行研究院

海上风电项目招标启动保障未来的新增装机，预计 24-25 年国内海风装机需求保持高景气。海上风电的招标数据一般作为新增并网装机规模的先行指标，大概领先 2 年左右。根据金风科技官网的招标数据，2022 到 2023 年国内海上风电的招标容量达到了 23.6GW，仅次于抢装潮前 2019 年的招标规模。尽管 2022 年少量项目招标由于地方政府电价竞配出来的低价标存在弃标情况，但前两年合计招标的海风项目大多数还是能在 2024-2025 年陆续建成并网。部分省份地方政府出台的海上风电竞争性配置方案对于电价竞配的要害也有了一定的变化，比如广东、江苏不将海风上网电价作为竞配因素，执行当地的脱硫燃煤基准价，这对广东和江苏两地海上风电投资释放了较为积极的信号。综合地方政府“十四五”海风项目规划、未来海上风电项目经济性和项目招标等因素，我们预计 2024-2025 年国内海风新增装机规模（吊装口径）或将分别达到 10GW 和 15GW 左右，年均复合增速在 50% 左右。

图 14：国内海上风电历史招标规模变化情况



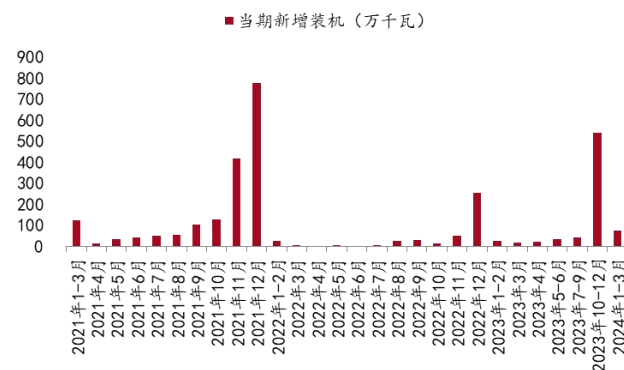
资料来源：金风科技官网、招商银行研究院

表 9：地方政府出台的海上风电竞争性配置方案

省份	发文时间	文件名	海上风电竞争性配置原则（要点）
广东	2018年	《广东省能源局关于广东省海上风电项目竞争性配置办法（试行）》	对拟参与我省海上风电项目投资主体竞争企业的企业能力、设备先进性、技术方案、申报电价等因素设定权重，综合评分，进行遴选确定，其中以申报企业或其上级企业进行企业能力评价，以 承诺上网电价（40分以上，不设最高得分）为重要条件
浙江	2019年	《浙江省海上风电项目竞争性配置办法》	采用综合评分方式，对上网电价、投资企业能力、设备先进性、技术方案及前期工作深度等竞争要素设定权重，计算综合得分，其中 上网电价（占比40%）为最核心的竞争要素
福建	2019年	《福建省海上风电项目竞争性配置办法（试行）》	择优选择投资能力强、经营业绩佳、技术水平高、信誉好、对海上风电装备产业发展带动作用大的企业； 电价竞争 ：其中新增核准的集中式海上风电项目 全部通过竞争方式配置并确定上网电价
江苏	2021年	《江苏省2021年度海上风电项目竞争性配置工作细则》	企业能力（投资能力、业绩水平、创新管理能力、诚信履约）；技术先进性（设备先进性、资源充分利用及施工方案合理性、创新融合发展方案）；投资合理性；降本措施；调峰能力；其中 企业能力为最核心的竞争要素，电价执行当地燃煤发电基准价，进行平价上网，电价不作为竞争要素
广东	2023年	《广东省2023年海上风电项目竞争性配置工作方案》	采取综合评分法，由省、市分别评分，其中地市评分（共70分）包括：企业能力25分、方案合理20分、技术先进15分、地方自主评分10分。 上网电价不作为本轮竞配因素，参与配置的海上风电项目上网电价执行我省燃煤发电基准价

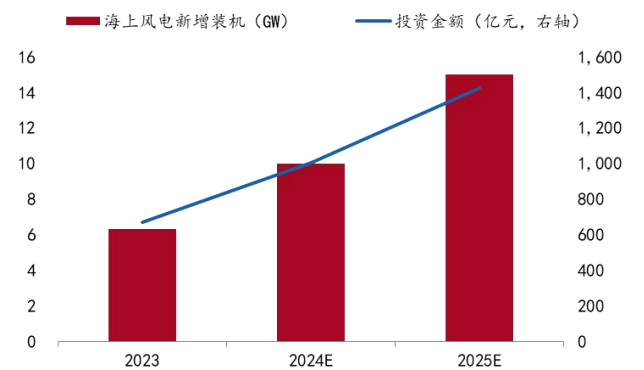
资料来源：地方发改委、招商银行研究院

图 15：我国海上风电新增装机规模月度变化情况



资料来源：中电联、招商银行研究院

图 16：我国海上风电新增装机及投资规模预测



资料来源：招商银行研究院

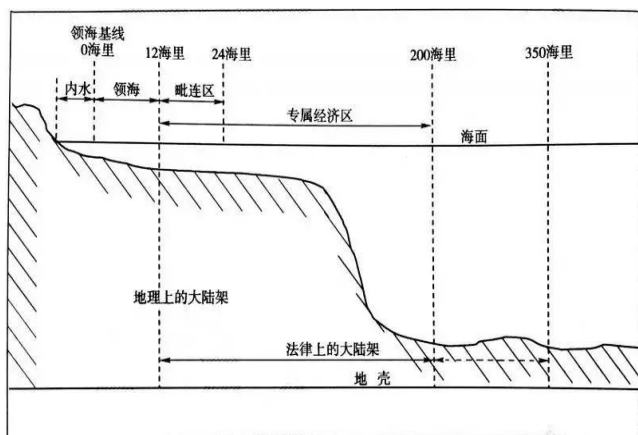
二、深远海风电将于“十五五”接力发展，参考海外成熟开发经验，国内还需政策助力

（一）“十五五”国内海风装机由深远海项目驱动，目前国内发展与欧洲尚有差距

近海与深远海的定义标准尚未完全统一，国内深远海风电开发仍需政策规划引导。近海与深远海的定义大体上都是按照离岸距离和水深去划分的，目前业内存在规划和工程两个角度的定义。从规划角度看，将我国专属经济区、大陆架及所管辖的领海外其他海域的海上风电项目，看作是深远海项目。因此领海基线外 12 海里是省属管区，往外 200 海里是国管区即深远海区域。而从工程角度看，一般认为水深大于 50 米的为深海，场区中心离岸距离大于 70 公里的为远海。2022 年国内传出的新增海风项目强制要求“双 30”的政策，则是要求海风项目离岸距离超过 30 公里并且水深超过 30 米，推动海上风电从近海逐步走向深远海。但当时国内海风国补刚刚取消，经济性上尚未实现全面

平价上网，强制要求走向深远海会推高开发成本影响投资积极性，同时也影响到了部分前期规划的项目推动进度，该政策始终悬而未决。2023 年海上风电“单 30”政策正式落地，即要求新增海风项目由“双 10”调整为“离岸距离超过 30 公里或者水深超过 30 米”，该政策并未公开发文，只是行业内默许作为新增海风项目的投资指引。因此“十五五”时期要想推动海风更加顺畅的往深远海过渡，还需要国家抓紧研究出台专属经济区用海管理办法和政策规划，保障深远海风电项目开发实现“统一管理、一站办结”。

图 17：领海与专属经济区海域的示意图



资料来源：中国海事、招商银行研究院

表 10：国内已经出台的深远海风电支持政策梳理

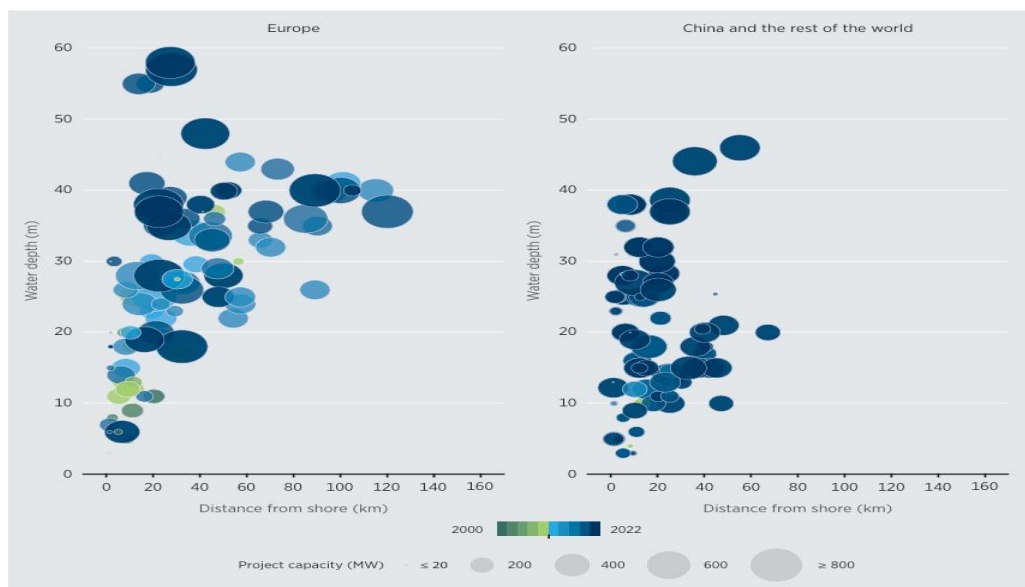
省份	文件名称	深远海风电相关内容描述
广东	《广东省能源发展“十四五”规划》	前沿技术示范重点工程：漂浮式海上风电示范工程、近海深水海上风电柔性直流集中送出示范工程等
江苏	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划》	按照“近海为主、远海示范”的原则，通过技术引领、政策机制创新等多种方式，加快推动海上风电技术进步和成本降低，全力推进近海海上风电规模化发展，稳妥开展深远海海上风电示范建设
浙江	《浙江省能源发展“十四五”规划》	探索近海及深远海“海上风电应用基地+海洋能+陆上产业基地”发展新模式
上海	《上海市可再生能源和新能源发展专项资金扶持办法》	对深远海海上风电项目和场址中心离岸距离大于等于 50km 近海海上风电项目奖励标准为 500 元/千瓦，根据项目建设规模给予投资奖励，分 5 年拨付，每年拨付 20%
福建	《福建省“十四五”能源发展专项规划》	稳妥推进国管海域深远海海上风电项目，加强建设条件评估和深远海大容量风电机组、远距离柔性直流输电、海上风电融合发展技术论证，示范化开发 480 万千瓦
山东	《山东省可再生能源发展“十四五”规划》	结合风电技术进步和未来发展形势，逐步推动海上风电向深远海发展，优选部分场址开展深远海海上风电平价示范，推进漂浮式风电机组基础、柔性直流输电技术等创新应用

资料来源：CWEA、招商银行研究院

近海风电资源利用趋于饱和，深远海是必然趋势，未来深远海市场空间更加广阔。近海的海风资源相对有限，同时还容易受到渔民活动、航道、物流和军事管理等多方面因素干扰，未来可利用的空间相对有限。而深远海地区风力资源更好，基本也不受上述扰动因素影响，更加适合风电的大规模开发。根据世界银行的数据，全球海上风电技术可开发容量超过 710 亿千瓦，其中超过 7 成的比例属于深远海水域，目前这些资源的开发利用率不足 0.5%。根据《中国风电发展路线图 2050》报告的数据，我国近海水深 5-50 米范围内风能资源技术开发容量在 5 亿千瓦左右，而深远海的风能资源可开发容量大约是近海的 3 到 4 倍左右。“十四五”期间部分海风项目在“单 30”政策的指引下已经开始往深远海推进，预计“十五五”期间水深 30-60 米、离岸距离 30-130 公里的海上风电项目将是增长主力。

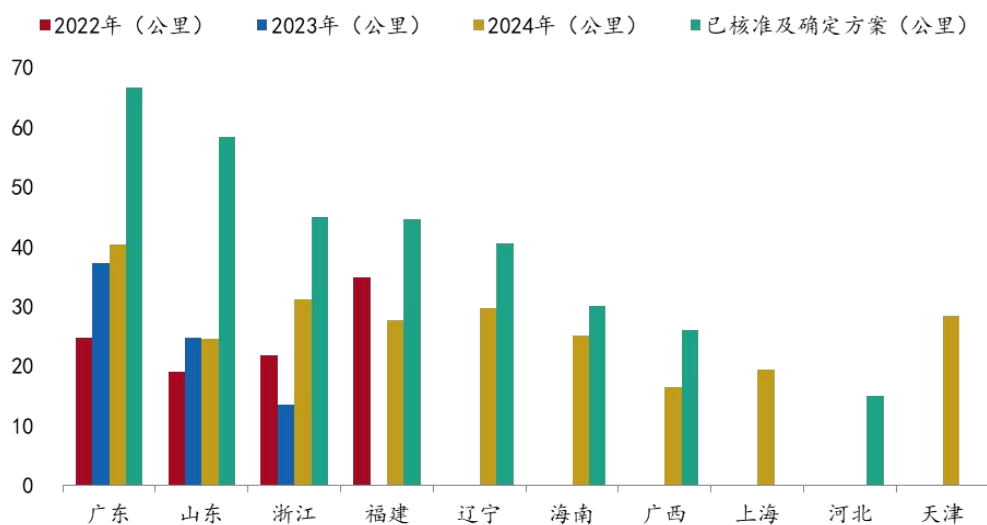


图 18：全球海上风电项目平均离岸距离变化情况（截至 2022 年）



资料来源：IRENA、招商银行研究院

图 19：国内主要省份海风项目平均离岸距离变化情况



资料来源：国海证券研究所、招商银行研究院

深远海风电投资成本大幅增加，我国在该领域的技术积累与欧洲国家还存在一定差距。随着海上风电由近海走向深远海，不可避免会带来投资成本的大幅增加和开发施工难度的提升，并且还需要根据深远海项目的客观条件选择导管架或者漂浮式方案，这些对于国内深远海风电项目的经济性形成一定挑战。当前国内远海浅水区固定式项目平价下全投资 IRR 可达 6% 左右，初步具备经济性，而远海深水区的漂浮式风电项目的投资成本则高达 4 万元/kW 左右，是近海项目投资成本的 4 倍以上，尚不具备经济性。我国在深远海领域的技术积累与欧洲相比还有一定差距，目前我们已经投入运营的深远海漂浮式风电以示



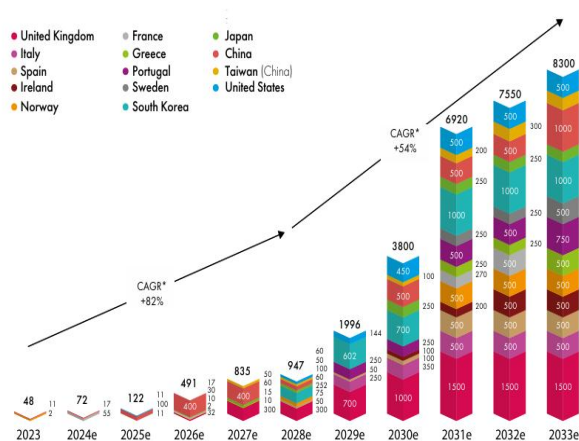
范性项目为主，还处于单台样机试验阶段，包括“三峡引领号”“海装扶摇号”“海油观澜号”“明阳天成号”和“国能共享号”，并未实现大规模的商业化。而欧洲地区已经走过了单台样机试验阶段，正式步入了商业化前期阶段，欧洲深远海漂浮式风电项目商业化探索已经经过多年的时间周期验证，具备较高的可靠性。

（二）他山之石：政策支持和“风电+”场景应用促使欧洲深远海漂浮式项目走向成熟

全球深远海漂浮式风电市场主要集中在欧洲。全球深远海漂浮式风电还处于商业化前期阶段，当前新增装机规模较小，主要在欧洲地区。根据 GWEC 的数据统计，2023 年全球漂浮式风电新增装机规模仅 48MW，其中挪威、英国、葡萄牙、中国和日本为全球前五大市场。根据 4C Offshore 的数据，截至 2022 年全球已建成（含退役和投运）的项目合计有 140MW，其中欧洲占比将近 80%。GWEC 预计未来 10 年全球新增漂浮式风电装机中欧洲市场占比在 60%左右，亚洲和北美将成为仅次于欧洲的重要增长地区。

图 20：全球漂浮式风电新增装机规模及预测情况

New floating wind installations, Global (MW)**



资料来源：GWEC、招商银行研究院

表 11：欧洲漂浮式风电装机目标规划情况

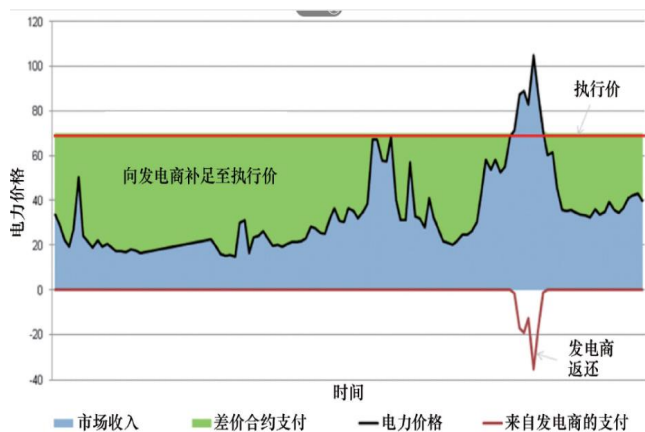
国家	发布人/发布机构	政策名称	装机目标
英国	英国商业、能源与工业战略部	The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution	2030年1 GW
	苏格兰皇家地产	——	拍卖17.8GW
葡萄牙	英国皇家地产	——	规划4GW
	葡萄牙环境部长杜阿尔特·科代罗 (Duarte Cordeiro)	——	预计拍卖6-10 GW
意大利	意大利政府	市场框架草案(draft market framework)	2030年3.5 GW
	国家风能协会ANEV	——	2040年5 GW
西班牙	西班牙能源部	Roadmap for the development of Offshore Wind and Marine Energies	2030年3 GW
法国	法国总统埃马纽埃尔·马克龙 (Emmanuel Macron)	法国总统马克龙在贝尔福就能源政策发表声明	2030年1.5-3 GW
	风电行业集团France Energie Eolienne (FEE)	——	2030年3 GW
爱尔兰	爱尔兰环境、气候和通信部	Offshore Renewable Energy Development Plan II (OREDPII)	积极开发2.9 GW

资料来源：招商银行研究院

成熟的政策法规和“风电+油气”的协同效应极大地促进了英国深远海风电的发展。欧洲市场中英国拥有较大规模、清晰的深远海漂浮式海上风电储备资产，在全球漂浮式风电开发过程中处于领先地位，英国深远海风电的发展经验值得我们深入研究。我们认为英国在深远海风电领域发展的领先优势主要得益于其可再生能源行业成熟的政策法规和“风电+油气”产生的协同效应。英国市场对于海上风电成熟的政策支持主要有两方面：一是用海权招标，英国海上风电用海权的规划由第三方独立机构——英国皇家地产主导，经过数十年积累已经形成在兼顾所有利益相关方的约束条件下，积极有序规划用海权的方法

体系；二是政府差价合约补贴制度（CfD），即低碳发电厂商与政府旗下的“低碳合同公司”（LCCC）之间签署法律合同，约定在固定发电期限（15年）内，政府按照事先约定好的“执行价格”（反映特定低碳技术投资成本的电价）与同期市场参考价（衡量当地电力市场平均价格）之间的差额向发电厂商发放差额，多退少补，稳定投资商的收益预期。截至目前英国已经完成的6轮差价合约招标，其中第6次招标固定式海风和漂浮式海风的最高限价较第5次有了显著的提高，极大地提高了当地海风项目投资的积极性。在“风电+油气”的协同效应上，由于漂浮式海上风电基础的概念借鉴于深海油气行业的技术积累，尤其是在开发设计、海洋工程和深远海作业等领域，这给英国处于能源转型压力之下的深远海油气企业提供了快速转型的机会，油气类企业积极布局深远海风电，也能够反哺英国对深远海漂浮式风电的规划和技术创新。

图 21：英国差价合约执行方式示意图



资料来源：英国国际商务部、招商银行研究院

表 12：英国海上风电差价合约限价变化情况

轮次	并网年限	固定式海风 (镑/兆瓦时)	漂浮式海风 (镑/兆瓦时)
AR1	2015/16	155	
	2016/17	150	
	2017以后	140	
AR2	2021/22	105	
	2022/23	100	
AR3	2023/24	56	
	2024/25	53	
AR4	2025/26-2026/27	46	122
AR5	2025/26-2027/28	44	116
AR6	2027/28-2028/29	73	176

资料来源：北极星风力发电网、招商银行研究院

（三）启示：政策需要兼顾市场化与收益预期，“海风+”场景助力收入多元化

英国深远海风电发展领先优势的归因分析对于未来国内深远海风电的发展具有一定借鉴意义，其中用海权招标可能需要国家统一出台相关政策，简化用海审批流程，实现相关部门高效协同；政府差价合约补贴制度与未来国内电力市场化改革方向息息相关，深远海海上风电未来如何在保证稳定收益的前提下有序参与市场化交易需要深入思考；“风电+油气”等类似可产生协同效应的“风电+”场景应当多鼓励探索。

“十五五”期间我国深远海风电的发展需在稳定收益预期前提下有序参与市场化交易。目前我国电力市场化改革已经逐步进入深水区，截至2023年底我国市场化交易的电量占比在61.4%左右，2024年随着光伏风电等新能源发电成本快速降低，电力市场化改革的进程也开始加快。国家计划在2030年之前推动所有新能源发电进入市场化交易，遵循“分类、逐步推动各类新能源参与市场”。在此期间，我国需要积极探索具备合理激励相容机制的政府差价合

约政策，引导长期购电协议（PPA）的签订，明确绿电交易机制，发挥绿电的环境价值属性，保障入市后深远海风电投资的合理收益，稳定投资预期。

图 22：不同类型的新能源发电主体进入市场化交易的节奏情况

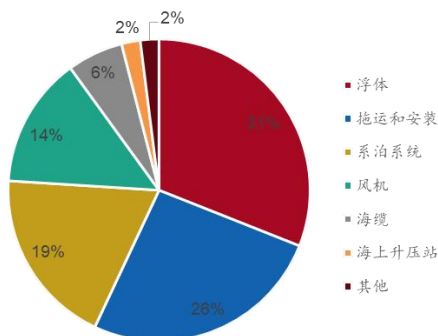


资料来源：国网能源研究院、招商银行研究院

推动国内深远海风电项目与制氢、海洋牧场和综合能源岛等多种模式结合拓宽收入来源。未来国内深远海风电项目的投资可能不仅是单一的发电项目投资，而是“自带负荷和储能”的“源网荷储”一体化投资。例如：深远海风电结合电解水制绿氢、绿醇和绿氨，为深远海的船舶和油气开发输送燃料和化工原料来源；深远海风电也可与海洋牧场结合，实现海风与渔业的一体化；推动众多的海上能源岛探索应用，实现深远海海上风电、光伏等多能互补，并服务海上物流运输中转等。探索“深远海+”场景是未来推动国内深远海风电发展的重要方向，一方面可以扩大深远海风电项目的收益来源，另一方面可实现不同场景下的技术融合与创新，产生良性的协同效应。

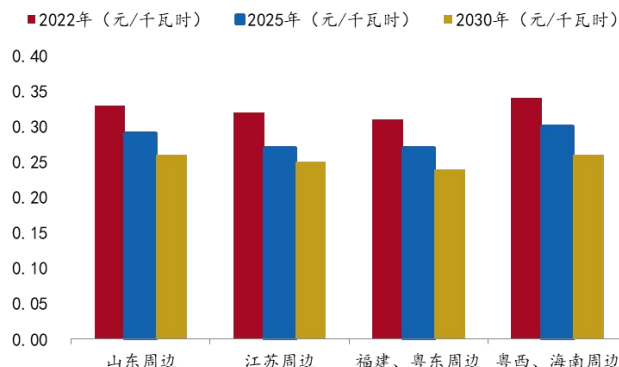
乐观预计国内深远海漂浮式风电项目可能在“十五五”末期实现大规模商业化。深远海漂浮式风电项目的成本构成与近海固定式风电项目相比，增加了浮体、基础拖运安装和系泊系统等方面的投资。未来的深远海风电项目的降本还是主要从上述三方面着手，包括浮体新材料导入、基础形式的创新应用、系泊系统的方案设计和共享锚固方案等，叠加风机也在进行大型化等方面的创新升级，在政策支持力度符合我们的预期下，乐观预计“十五五”中后期国内的深远海漂浮式风电迎来大规模商业化发展。根据风能协会的预测，国内深远海漂浮式风电项目投资成本下降至 1.5-1.8 万元/kW 时才初步具备经济性，按照当前预期的降本速度推算，预计 2030 年左右具备大规模商业化条件。

图 23：深远海漂浮式风电投资成本结构占比情况



资料来源：《加速中国漂浮式风电发展，如何通过英中战略合作来克服关键技术和供应链瓶颈》、招商银行研究院

图 24：未来中国各海域海风电度电成本预测

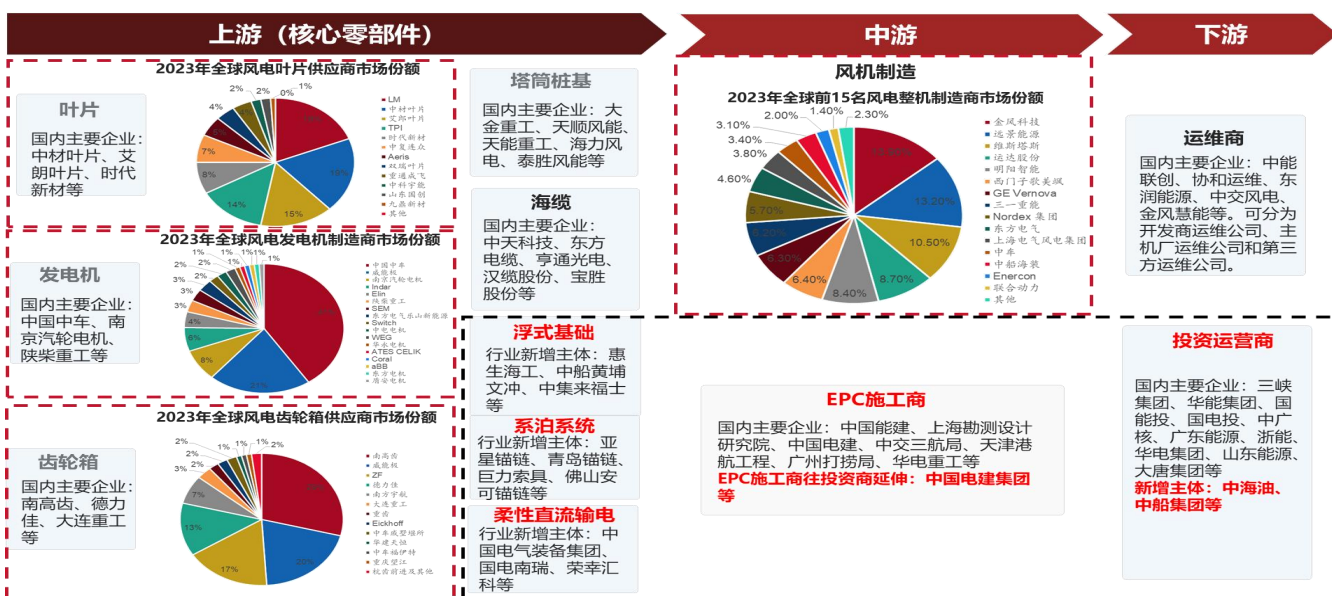


资料来源：CWEA、招商银行研究院

三、深远海风电在投资施工商、设备供应链和输配电模式等方面增加新的参与主体

经过多年的市场培育，我国已经建立起了全球最完备的海上风电产业链体系，其中国内风电机组产量占全球三分之二以上，叶片、发电机和齿轮箱等关键零部件的产量也占据全球市场的70%以上。未来从近海走向深远海，产业链的变化我们总结为三点，一是投资施工商会有油气、船舶、海工、建筑施工类企业参与进来；二是设备供应链环节增加的浮式基础和系泊系统基本都是船舶、海工的供应链玩家横向延伸；三是输配电模式会逐步导入柔性直流输电方案，特高压领域的企业会参与进来。

图 25：海上风电产业链及主要企业梳理（黑色框线内为深远海趋势下产业链变化环节）



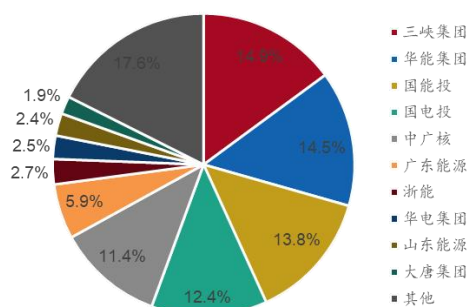
资料来源：Brinckmann、GWEC、招商银行研究院



（一）投资施工商方面，油气、船舶、海工和建筑施工等大型央企进入

海上风电投资和施工商融资需求最为旺盛，近海项目主要参与者分别是“五大六小”发电集团和头部建筑施工央企。海上风电单个项目的投资金额巨大，1GW 发电项目投资金额达 100 亿元以上级别，而海风投资运营商的项目公司资本金一般在 20%-30%左右，因此存在大额的融资需求。另外海上风电的施工商由于前期项目施工需求垫资，而下游客户投资运营商的工程款回款速度相对较慢，对资金占用较大，施工商对于流动资金周转的需求尤为旺盛。从银行金融属性角度来说，产业链上述两大类主体是重点服务的对象。近海项目投资商主要以“五大六小”和地方国有发电企业为主，这些主体能够获得更低的融资成本，同时本身具备较强的资金实力开发海风项目；EPC 的施工商主要以“中国能建和中国电建”等大型建筑施工类央企为主，它们在市场上可获得的银行授信充足，流动资金需求能够及时得以满足。

图 26：2023 年海上风电开发企业累计装机市占率



资料来源：CWEA、招商银行研究院

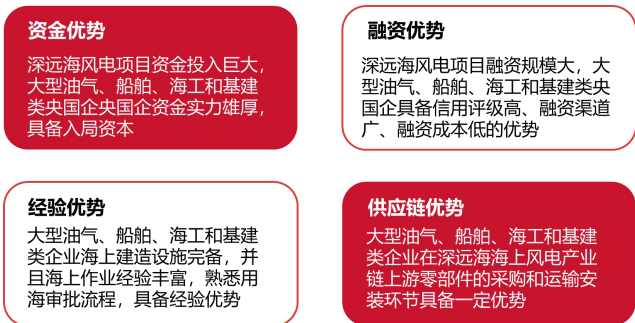
表 13：2022-2024 上半年海风项目前十施工集团

施工企业集团	企业性质	中标金额 (亿元)	项目数量
中国能源建设集团规划设计有限公司	央企	355.43	17
上海勘测设计研究院有限公司	央企	185.51	9
中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司	央企	166.38	25
中交第三航务工程局有限公司	央企	124.83	18
中国电建集团中南勘测设计研究院有限公司	央企	92.85	9
天津港航工程有限公司	国企	57.46	8
广州打捞局	事业单位	36.14	6
中国能源建设集团华东建设投资有限公司	央企	31.73	9
华电重工股份有限公司	央企	29.48	5
中交第一航务工程局有限公司	央企	25.94	5

资料来源：建设通数据应用研究院、招商银行研究院

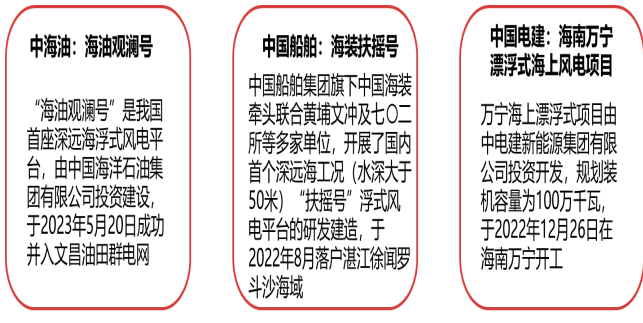
深远海项目的投资商会有油气、船舶、海工类主体进入，而施工商可能会往投资商方向深度融合。随着海上风电的开发逐步由近海走向深远海，传统的深远海油气资源开采作业、海洋工程和船舶运输类的大型央企可能会参与到深远海海上风电项目投资中，以发挥其在海洋经济中的优势地位，同时还可利用海上清洁能源电力实现绿色化生产，为实现双碳目标贡献力量。走向深远海的过程中，海上的施工、吊装作业难度增大很多，施工商可能会发挥出它们过去在海上的施工经验优势，布局一些海上施工作业设备进而向下游投资商延伸。

图 27：深远海风电新增投资施工商的竞争优势



资料来源：招商银行研究院

图 28：深远海风电领域投资和施工商项目案例

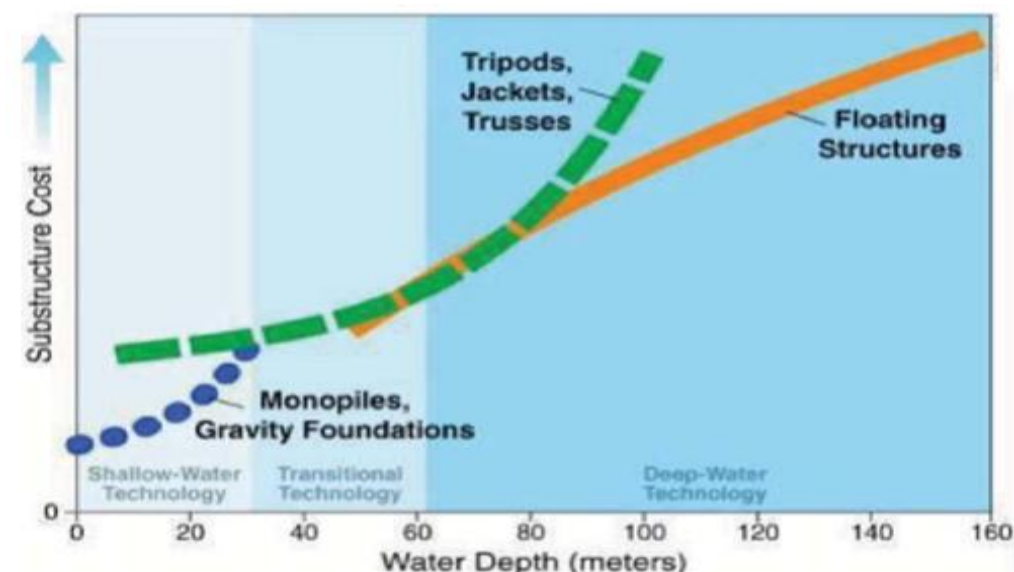


资料来源：招商银行研究院

（二）设备供应链方面，新增浮式基础和系泊系统参与主体

深远海风电设备供应链新增参与主体主要集中在浮式基础和系泊系统环节，其他环节在产品形态上有所创新但参与主体基本保持不变。深远海风电项目当水深超过 50-60 米左右时，采用固定式单桩或者导管架式基础的经济性会显著下降，漂浮式结构的开始经济性凸显并逐步应用。通过对比近海固定式风电和深远海漂浮式风电的设备供应链的参与者可以发现，新增的参与主体基本都集中在浮式基础和系泊系统两大环节。而深远海风电产业链中的风电机组、海缆、塔筒、叶片等，仅在产品形态和降本增效上存在一些微创新，比如：双头/多头风机、动态海缆、无塔筒设计、双叶片设计等，这些环节的参与者还是以原有的海上风电产业链玩家为主。

图 29：随着海风水深增加漂浮式结构经济性凸显



资料来源：NREL、招商银行研究院



浮式基础环节的玩家主要是海工和桩基类企业。深远海漂浮式风电基础利用锚固系统将浮体结构锚固于海床，并作为安装风电机组的基础平台，是由海上采油平台基础发展而来。漂浮式风电基础有以下四种：半潜式、立柱式、张力腿式和驳船式，不同风电基础结构存在一定差异，适用于不同的工况条件（工作水深、运动性能适应性、安装难度等），目前国内主要应用的是半潜式浮式基础。浮式基础环节的参与企业主要是海上油气供应商和船舶海洋工程装备类企业，比如惠生海工、中船黄埔文冲、中集来福士等，除此之外传统的塔筒管桩类企业也开始积极布局其中，比如天顺风能、大金重工和海力风电等。

表 14：不同类型漂浮式风电基础特征

对比	半潜式	立柱式	张力腿式	驳船式
总体成本	低	较高	高	低
安装难度	简单,可以在港口完成组装并拖运	基础困难,需要分体安装运输	系泊安装较困难,在港口安装拖运到机位点	简单,可以在港口完成组装并拖运
船只需求	低	高	较高	较低
维护难度	低,可以在港口维护	高,大部件更换困难,很难在港口维护	高,大部件更换困难,可以在港口维护	低,可以在港口维护
适应水深	>30m	>100m	>60m	>30m
定位方式	多点系泊	多点系泊	垂直系泊	多点系泊
优点	设计、制造、安装相对方便,成本相对较易控制	受浪流荷载相对较小,系统稳定性好	系泊半径小,结构简单、用钢量少	安装便利、建造周期较短
缺点	吃水较浅,运行时稳定性较立柱式、张力腿式差	安装相对困难,安装过程需要大型起重船舶和配套工装	设计、建造、施工的技术难度较大,海上运输及安装环节需要特殊安装船并进行水下作业	容易受风浪影响发生运动,对系泊系统的要求高
技术成熟度	小批量示范风场	小批量示范风场	单机样机试验	小容量样机试验

资料来源：长江证券研究所、招商银行研究院

系泊系统环节的玩家主要是供应船舶或海工的锚链类企业。漂浮式风电的系泊系统是通过系泊材料的变形或悬空重量的改变，对漂浮式风机的位置和运动加以约束，其结构主要包括系泊线和锚固装置等，系统线分布在漂浮式基础下方，通过锚固装置与海床连接固定，是产业链新增环节中相对重要且技术要求较高的部分。一般根据不同的漂浮式基础和机位点海床的情况选择不同的系泊线和锚固装置，主要系泊线种类包括了悬链式、张紧式和张立腿式，锚固装置包括了抓力锚、重力锚、桩锚和吸力锚等。系泊系统环节的玩家主要是原先供应船舶和海洋工程装备的锚链类企业，它们具备中国船级社系泊链和附件产品的资质认可，同时也具有过往历史业绩的参考，包括亚星锚链、青岛锚链、巨力索具和佛山安可锚链等。



表 15：国内系泊系统锚链招标要求

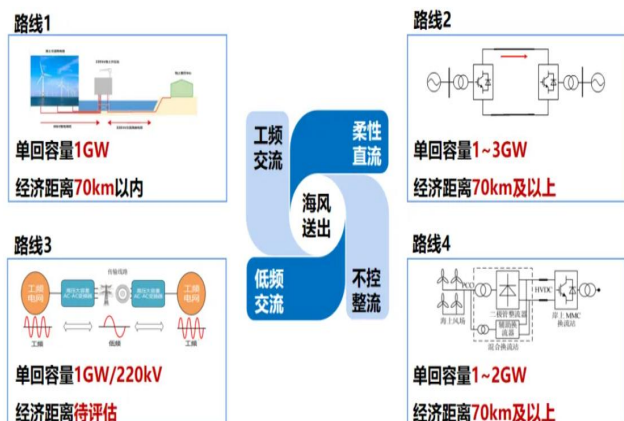
企业	项目名称	认证要求	业绩要求
中海油融风能源	半潜式浮式风电系泊锚链及附件采购	需提供至少1个招标人认可的船级社（中国船级社/美国船级社/法国必维船级社/挪威船级社/英国劳氏船级社）的工厂认可证书扫描件，且须与本次采购的产品相关	需提供近5年至至少1项海洋环境用浮式平台系泊锚链（R3S或更高等级，且锚链直径大于等于132mm）及相关附件产品（张紧器、卸扣）的销售合同业绩
中海油	深远海浮式风电项目-锚链轮(重新招标)招标公告	需提供船级社工厂认可证书（DNV、ABS、BV、GL、CCS五大船级社任一认证）	应出具至少1项与招标范围相符的制造商销售业绩
广东海装	浮式风电设备项目系泊锚链及连接件招标	具备锚链和系泊链的设计、制造、试验、检验等相应能力；应具有中国船级社CCS系泊链和附件产品认可证书	至少承接过浮式风电锚链业绩或类似海洋工程项目业绩1项
江苏龙源振华海工	漂浮式海上风电与养殖融合研究与示范项目系泊锚链采购招标公告	——	必须具有系泊锚链的供货业绩

资料来源：龙源振华招标平台、招商银行研究院

（三）输配电方面，柔性直流输电加速渗透，特高压环节玩家布局

未来深远海风电大规模送出可能会考虑性价比更高的柔性直流输电方案。一般海上风电的送出并网方式主要包括工频交流、柔性直流、低频交流和不控整流四种技术路线，其中工频交流和柔性直流已经具备成熟的工程应用条件，低频交流也是重要的发展方向之一，但经济距离仍待实践评估。未来随着深远海风电的发展，大容量远距离的风电送出解决方案会综合考虑其技术经济特性。柔性直流输电技术因其不受海缆充电功率影响、具备较强的有功和无功的支撑能力、输电效率高、损耗低等优点，相对适合大规模的输送容量和离岸距离超过 70 公里的远海风电场。但由于深远海柔性直流输电需要增加换流站的投资，同时建设难度大、运维技术要求高，目前国内仍处于商业化前期的示范阶段。预计未来随着柔性直流输电技术逐步成熟，核心 IGBT 国产化突破、换流站紧凑轻量化配套等降本措施合力推进，其在深远海场景相较其它送出方案的性价比优势凸显出来，进而大幅提升其在深远海项目中的渗透率。

图 30：海上风电并网主要技术路线



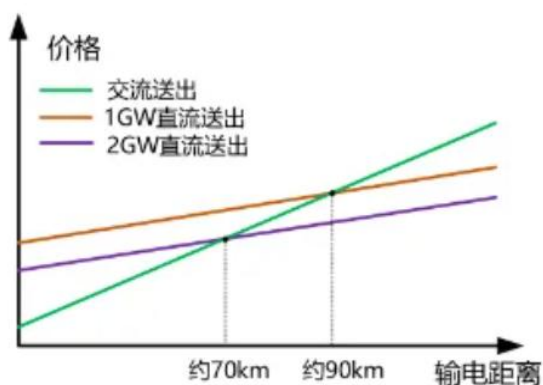
资料来源：南方能源建设、招商银行研究院

表 16：海上风电不同输电方式技术经济特性对比

项目/方案	工频交流送出		柔性直流送出	低频交流送出
	常规	改进型（三端）		
风机频率	工频	工频	工频	低频
海上平台及设备	工频升压站	工频升压站	MMC整流站	低频升压站
海上平台及设备总成本	低	中—（新增海上高抗平台）	高	中+
海上平台设备复杂度	低	低	高	低
输电通道频率	工频	工频	直流	低频
陆上接入装置	陆上开关站	陆上开关站	MMC逆变电站	M3C变频站
陆上接入装置成本	低—	低—	高	高++
可输送距离	0-100km	0-120km	无限制	0-250km
无功补偿需求	大	大	小	中
技术成熟度	高++	高++	高+	中
产业链完整性	高++	高++	高+	低
实际工程经验	多++	少	多	无
与受端电网交互影响	强	强	弱	弱

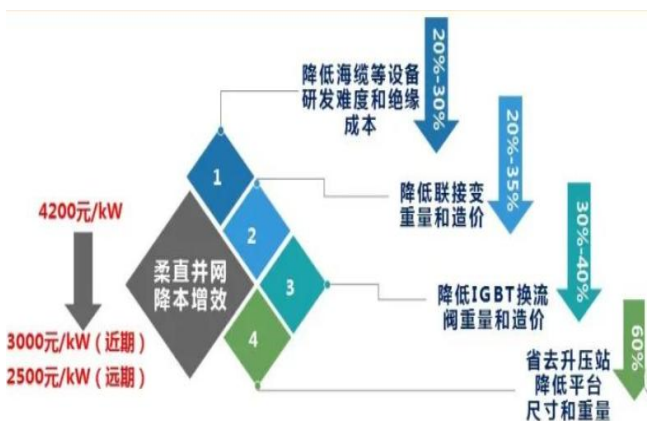
资料来源：电工电气、招商银行研究院

图 31：海上风电交直流送出等价距离示意图



资料来源：南方电网科学研究院、招商银行研究院

图 32：海上风电柔性直流输电技术降本路径

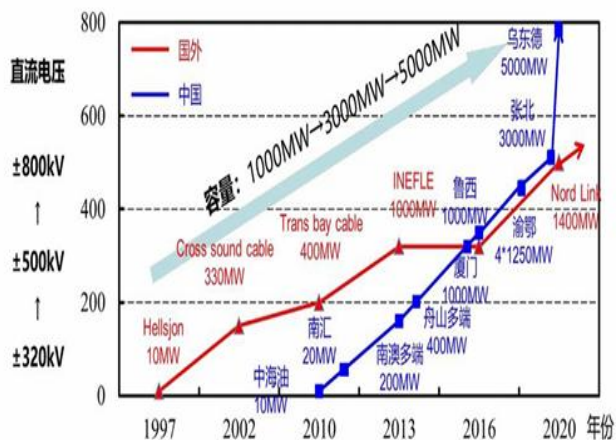


资料来源：国网经济技术研究院、招商银行研究院

柔性直流输电与特高压输电的产业链高度重合，国内特高压头部企业有望参与到深远海风电领域。我国直流输配电技术已经处于全球领先地位，得益于国内众多陆上特高压工程的建成投运和技术积累，我国柔性直流技术在新能源送出、孤岛供电、电网互联互通和西电东送等场景已经逐步探索成熟。目前我国已经投入运行 13 条柔性直流输电工程，工程电压等级和输电容量已经达到 ± 800 千伏和 5000 兆瓦，同时还规划了多条深远海风电柔直工程。柔性直流输电作为直流输电的一种类型，其产业链与国内的特高压产业链高度重合，基本上以中国电气装备集团、国电南瑞、荣幸汇科等玩家为主，未来柔性直流输电在深远海领域渗透率不断提升，有利于上述玩家拓宽收入来源。



图 33：我国直流输电发展速度和容量赶超国外



资料来源：南方电网、招商银行研究院

表 17：国内外深远海风电柔直送出工程

项目名称	容量	直流电压	投运时间
DolWin6	900MW	±320kV	2023
DolWin5	900MW	±320kV	2024
BorWin5	900MW	±320kV	2025
BorWin6	1030MW	±320kV	2027
如东工程	1100MW	±400kV	2021
阳江青洲五七工程	2000MW	±500kV	计划2024
汕头中彭二	1000MW	±320kV	规划中
福建长乐外海	2100MW	±500kV	规划中
汕头国管海域	6000MW	±500kV	规划中

资料来源：中国电气装备集团、招商银行研究院

四、业务布局建议和风险分析

（本部分有删减，招商银行各行部如需报告原文，请参照文末方式联系研究院）

免责声明

招商银行股份有限公司（以下简称“本公司”）及其关联机构的特定客户和其他专业人士使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发放，概不构成任何广告。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告的信息来源于已公开的资料，本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，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。本公司可能采取与报告中建议及/或观点不一致的立场或投资决定。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经招商银行书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。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“招商银行研究院”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

未经招商银行事先书面授权，任何人不得以任何目的复制、发送或销售本报告。

招商银行版权所有，保留一切权利。

招商银行研究院

地址 深圳市福田区深南大道 7088 号招商银行大厦 16F（518040）

电话 0755-22699002

邮箱 zsyhyjy@cmbchina.com

传真 0755-83195085



更多资讯请关注招商银行研究微信公众号
或一事通信息总汇