

行业研究

“十四五”海上风电装机量超预期，风电材料迎来景气周期

——海上风电材料动态跟踪报告之一

要点

海上风电或成风电增长主力，欧洲和中国仍是未来海上风电增长主力军：海上风电将是全球应对气候的核心工具之一。海上风电相较于陆上风电优点显著，未来将成为风电领域增长主力。目前，海上风电主要受制于成本较高，由于海上风电建设环境比陆上风电恶劣很多，因此对材料等基础设施要求更高，投资额更大，发电成本也更高。未来随着造价成本显著下降，海上风电增长潜力巨大。目前欧洲和中国是全球海上风电新增装机容量的主力军，欧洲是累计容量最大的海上风电地区，中国是全球海上风电新增装机量最大的国家，2020 年中国海上风电新增装机容量超过 3GW。据 GWEC 预测，全球海上风电新增装机容量 2025 年和 2030 年将达到 22GW、40GW，2021-2025、2026-2030 五年 CAGR 分别高达 29%、13%，未来十年全球将进入海上风电发展快车道。其中增长最快的地区依然是欧洲和中国，欧洲和中国新增装机容量年均占比超过 70%。

政策驱动发展，我国海上风电迎来快速发展期：2021 年后，我国新增海上风电不再纳入中央财政补贴范围，按规定完成核准（备案）并于 2021 年 12 月 31 日前全部机组完成并网的存量海上风力发电，按相应价格政策纳入中央财政补贴范围。在补贴年底结束的背景下，我国海上风电新增装机量迎来增长高峰期，21 年新增装机量有望创新高。根据各省政策目标统计，2021 至 2025 年，我国新增海上风电装机规模可达 3470 万千瓦。根据 GWEC 的数据，截止 2020 年年底我国海上风电装机量为 998.99 万千瓦，考虑各省新增装机量，2025 年我国海上风电装机量可达 4468.99 万千瓦，2021-2025 五年 CAGR 为 35%。

我国发展海上风电优势显著，未来增长空间巨大：我国风能资源丰富，海上风电优势明显。根据全国气象站资料估算，我国风能资源总储量约 3226GW，可开发利用的风能储量约 1000GW，其中海上可开发和利用的风能储量占可开发风能总储量的 70% 以上，近海区域风电可装机容量约 200GW。我国海上风电起步较晚，规模较小，海上风电装机规模占风电总装机比重仍远低于欧洲市场，发展空间较大。2020 年欧洲地区海上风电占比为 12%，中国海上风电占比仅为 3%，我国海上风电装机规模占风电总装机比重仍远低于欧洲市场。

海上风电行业快速增长，碳纤维等化工材料需求或将高速增长：风电叶片材料由基体树脂、增强纤维、芯材（夹层材料）、粘接胶（结构胶）等构成，其成本占比分别为 36%、28%、12%、11%。未来 5 年随着我国海上风电装机规模的高速增长，将会大幅带动碳纤维、基体树脂、芯材、粘接胶等风电材料需求。我们认为在海上风电快速增长的背景下，叶片中所使用到了碳纤维、环氧树脂、聚醚胺、灌浆料、夹层材料及结构胶等材料需求或将迎来快速增长。

投资建议：政策驱动海上风电建设高速增长，未来海上风电迎来快速发展期，海上风电相关材料需求或将快速增长。建议关注：（1）碳纤维领域的上海石化、光威复材、中简科技、吉林化纤、吉林碳谷；（2）树脂领域：环氧树脂领域的中国石化、中化国际、上纬新材、宏昌电子，聚醚胺领域的阿科力、晨化股份、皇马科技；（3）灌浆料领域的苏博特；（4）夹层材料领域的濮阳惠成、天晟新材；（5）结构胶领域的回天新材、康达新材；（6）油服企业中布局海上风电领域的中海油服、海油发展、海油工程、石化油服、博迈科。

风险分析：弃风率回升风险，风电项目推进不及预期风险，大宗原材料价格大幅上涨风险。

基础化工 增持（维持）

作者

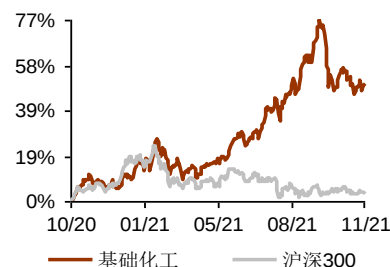
分析师：赵乃迪

执业证书编号：S0930517050005

010-57378026

zhaond@ebscn.com

行业与沪深 300 指数对比图



资料来源：Wind

目 录

1、碳中和吹起“海风”，全球海上风电迎来发展快速发展期.....	4
1.1、海上风电优势显著，未来或成风电增长主力.....	4
1.2、欧洲和中国仍是未来海上风电增长主力军	5
2、风电补贴退坡推动新增装机量迎高峰，各省“十四五”规划驱动国内海上风电装机量增长	7
2.1、政策驱动发展，我国海上风电驶入发展快车道	7
2.2、我国发展海上风电优势显著，未来增长空间巨大	8
3、海上风电行业快速发展，碳纤维等化工材料需求或将高速增长	10
4、投资建议.....	12
5、风险分析.....	13

图目录

图 1：2006-2020 年全球海上风电新增装机量（GW）	5
图 2： 2020 年全球海上风电新增装机量占比.....	6
图 3：截至 2020 年底全球海上风电累计装机量占比.....	6
图 4：2021-2030 年全球海上风电新增装机量预测（GW）	6
图 5：2030 和 2050 年全球分海上风电区域新增装机量预测（GW）	6
图 6：中国陆地风能资源分布图.....	9
图 7：欧洲风电装机情况.....	10
图 8：中欧海上风电装机情况对比	10
图 9：风电叶片结构	10
图 10：风电叶片材料构成（按成本口径）	12

表目录

表 1：海上风电与陆上风电优缺点对比.....	4
表 2：2030-2050 年风电成本预测	5
表 3：国家级海上风电发展政策.....	7
表 4：各省近期海上风电目标规划	7
表 5：各省海上风电新增装机量目标汇总	8
表 6：我国海上风能资源分类	8
表 7：相关标的汇总表	12

1、碳中和吹起“海风”，全球海上风电迎发展快速发展期

1.1、海上风电优势显著，未来或成风电增长主力

面对能源短缺、环境污染、气候变化等人类共同的难题，一场以开发利用可再生能源为主题的能源革命在世界范围内兴起。海上风电将是全球应对气候问题的核心工具之一。能源生产约占全球温室气体排放的四分之三，目前主要的国际能源机构都认可海上风电对于应对全球气候变暖的重要作用，国际能源署和 International Renewable Energy Agency 都制定了碳中和路线图，预计到 2050 年，风能和太阳能光伏发电量将达到 70% 左右。2020 年 9 月和 12 月，习近平主席分别在第七十五届联合国大会和气候雄心峰会上宣布将提高国家自主贡献力度，提出到 2030 年，非化石能源占一次能源消费比重将达到 25% 左右，风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿 kW 以上；二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取于 2060 年前实现碳中和。这一表态也明确了新时代我国能源发展的方向。

海上风电相较于陆上风电优点显著，未来将成为风电领域增长主力。海上风电主要优点在于：1) 海上风电风能资源的能量效益比陆地风电场高，平均空气密度较高，单机装机容量大，发电效率高，平均年发电利用小时数比陆上风电高 500h；2) 海上风湍流强度小、风切变小，受到地形、气候影响小；3) 不占土地资源；4) 海上风电建设一般位于沿海地带，沿海区域的用电需求大，输电成本显著下降；5) 平均使用寿命高。目前，海上风电主要受制于成本较高，由于海上风电建设环境比陆上风电恶劣很多，因此对材料等基础设施要求更高，投资额更大，发电成本也更高。IRENA2019 年《Future of Wind》报告预计，全球陆上风电总安装成本将从 2018 年的 1497 美元/kW 下降至 2030 年的 800 美元-1350 美元/kW，到 2050 年将降至 650 美元至 1000 美元/kW 范围内。海上风电加权平均总安装成本将从 2018 年的 4353 美元/kW 下降至 2030 年的 1700-3200 美元/kW，到 2050 年将处于 1400-2800 美元/kW 之间。到 2030-2050 年，全球陆上风电平均度电成本预计降至 0.02-0.05 美元，海上风电平均度电成本预计降至 0.03-0.09 美元。未来随着造价成本显著下降，海上风电增长潜力巨大。

表 1：海上风电与陆上风电优缺点对比

	陆上风电	海上风电
建设成本和技术难度	低	高
维修难度	较低	高
风能质量	风切变大，风能资源情况较复杂，受地形影响	风切变低，平均风速高
占用面积	大	小
测风数据周期	1 年	2 年
风电机组可靠性设计	较高	非常高
风电机组成本	约 3400 元/千瓦	约 7000 元/千瓦
单机装机容量	小	大
用电负荷距离	远	近
基础成本	50-150 万元	1000-2000 万元 (水深越深，成本越高)
工程成本	6000-8000 元/千瓦	15000-20000 元/千瓦
建设技术	成熟	不成熟
平均使用寿命	20 年	25 年
风电机组故障率	低	高

天气影响情况	一般	影响非常大
平均年发电利用小时数	2000	2500
平均使用寿命	20 年	25 年

资料来源：北极星风力发电网，《海上风电与陆上风电差异性分析》（崔东岭，摆念宗），光大证券研究所

表 2：2030-2050 年风电成本预测

	2030 年		2050 年	
	陆上风电	海上风电	陆上风电	海上风电
总安装成本（美元/kW）	800-1350	1700-3200	650-1000	1400-2800
度电成本（美元/kWh）	0.03-0.05	0.05-0.09	0.02-0.03	0.03-0.07

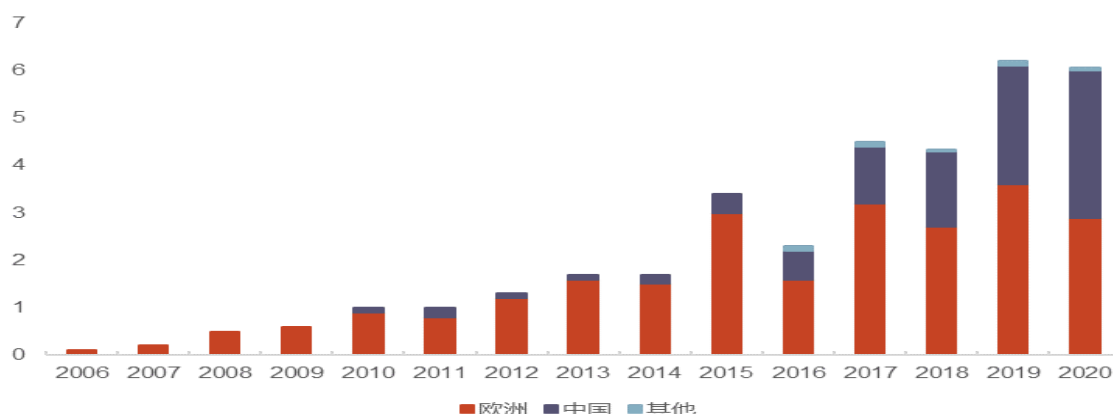
资料来源：IRENA，光大证券研究所整理

1.2、 欧洲和中国仍是未来海上风电增长主力军

从历史数据看，欧洲和中国是全球海上风电新增装机量的主力军。

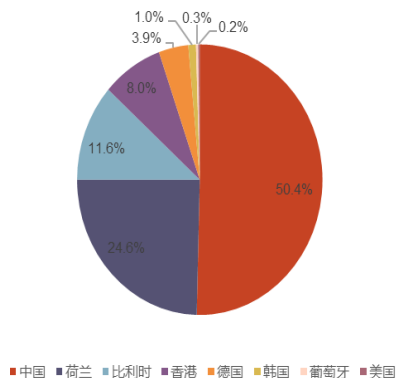
2006-2020 年，全球海上风电新增装机量从 0.1GW 增长至 6.06GW，CAGR 34%，其中 2020 年是 2019 年之后的第二个最高增长记录年，全球累计装机容量为 35.3GW。截至 2020 年底，海上风电占全球风电总容量的 5%，发展空间巨大。从区域看，欧洲和中国是全球海上风电新增装机容量的主力军，欧洲是累计容量最大的海上风电地区，中国是全球海上风电新增装机量最大的国家，2020 年中国海上风电新增装机容量超过 3GW。

图 1：2006-2020 年全球海上风电新增装机量（GW）



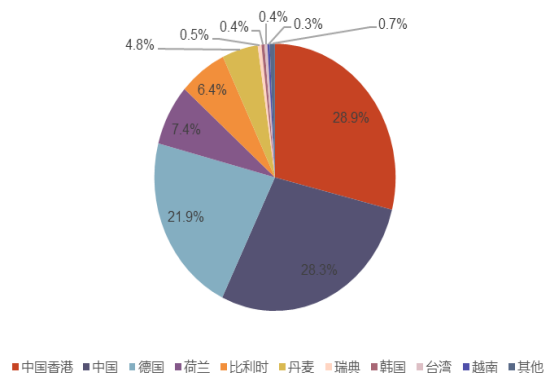
资料来源：GWEC，光大证券研究所

图 2： 2020 年全球海上风电新增装机量占比



资料来源：GWEC，光大证券研究所

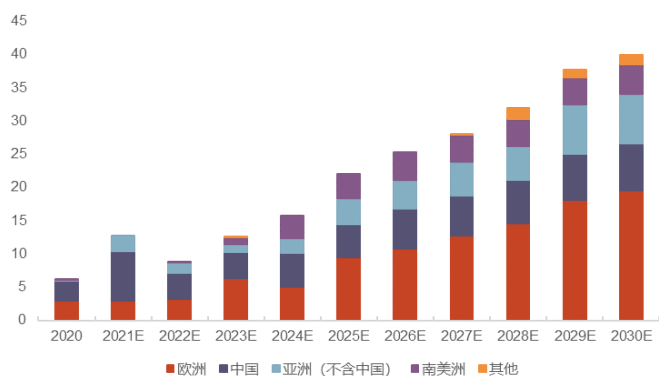
图 3：截至 2020 年底全球海上风电累计装机量占比



资料来源：GWEC，光大证券研究所

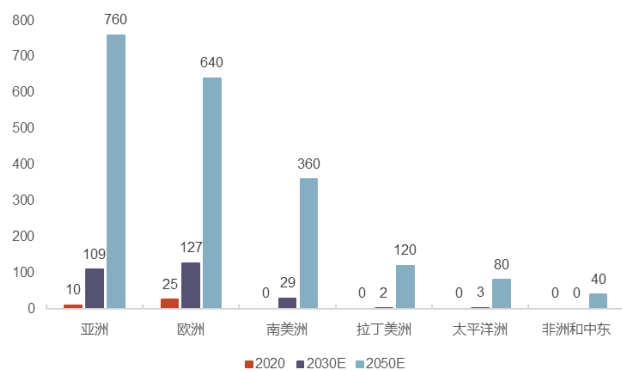
GWEC 预测 2021-2030 年，前后五年全球海上风电新增装机容量 CAGR 分别为 29%、13%，欧洲和中国仍是主要增长区域。据 GWEC 预测，全球海上风电新增装机容量 2025 年和 2030 年将达到 22GW、40GW，2021-2025、2026-2030 年 CAGR 分别高达 29%、13%，未来十年全球将迎来海上风电发展快速发展期。其中增长最快的地区是欧洲和中国，欧洲和中国新增装机容量年均占比超过 70%。值得注意的是，GWEC 预计中国 2021-2023 年新增装机容量分别为 7.5GW，4GW、4GW，2021 年新增装机容量高速增长，2022-2023 年增速下滑，主要由于我国海上风电项目的中央财政补贴将于 2021 年底结束，因此补贴退坡前夕我国将迎来海上风电新增装机高峰。后续海上风电补贴由各省市政府决定，我们认为，目前我国各省市逐渐出台海上风电发展计划，未来我国海上风电新增装机容量将大概率超出 GWEC 预期。

图 4：2021-2030 年全球海上风电新增装机量预测（GW）



资料来源：GWEC 预测，光大证券研究所整理

图 5：2030 和 2050 年全球分海上风电区域新增装机量预测（GW）



资料来源：GWEC 预测，光大证券研究所整理

2、风电补贴退坡推动新增装机量迎高峰，各省“十四五”规划驱动国内海上风电装机量增长

2.1、政策驱动发展，我国海上风电驶入发展快车道

海上风电财政补贴年底结束，21 年我国海上风电新增装机量有望创新高。2020 年 1 月财政部、国家发展改革委、国家能源局联合下发《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4 号），文件提出，新增海上风电不再纳入中央财政补贴范围，按规定完成核准（备案）并于 2021 年 12 月 31 日前全部机组完成并网的存量海上风力发电，按相应价格政策纳入中央财政补贴范围。在补贴年底结束背景下，我国海上风电新增装机量迎来增长高峰期，21 年新增装机量有望创新高。

表 3：国家级海上风电发展政策

时间	机构	文件	内容
2016-12	国家海洋局、国家能源局	《海上风电开发建设管理办法》	涉及海上风电发展规划、项目核准、海域海岛使用、环境保护、施工及运行等环节的行政组织管理和技术质量管理
2018-05	国家能源局	《关于 2018 年度风电建设有关要求的通知》	2019 年起新增核准的海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价
2019-05	国家发改委	《关于完善风电上网电价的通知》	2019 年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准近海风电指导价调整为每千瓦时 0.8 元，2020 年调整为每千瓦时 0.75 元。新核准近海风电项目通过竞争方式确定的上网电价，不得高于上述指导价；对 2018 年底前已核准的海上风电项目，如在 2021 年底前全部机组完成并网的，执行核准时的上网电价；2022 年及以后全部机组完成并网的，执行并网年份的指导价
2020-01	财政部、国家发改委、国家能源局	《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》	新增海上风电不再纳入中央财政补贴范围，按规定完成核准（备案）并于 2021 年 12 月 31 日前全部机组完成并网的存量海上风力发电，按相应价格政策纳入中央财政补贴范围。
2021-06	国家发改委	《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》	2021 年起，新核准（备案）海上风电项目、光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成，上网电价高于当地燃煤发电基准价的，基准价以内的部分由电网企业结算。

资料来源：国家发改委、国家能源局、财政部、国家海洋局，光大证券研究所整理

各省“十四五”海上风电发展规划助力海上风电装机量增长。我国沿海省份如山东、江苏、浙江、福建、广东等纷纷出台“十四五”期间海上风电发展规划和海上风电装机量目标。广东省计划到 2021 年底，全省海上风电累计建成投产装机容量达到 400 万千瓦；到 2025 年底，力争达到 1800 万千瓦，在全国率先实现平价并网；山东省规划渤中、半岛北、半岛南三个基地累计 1600 万千瓦的风电基地，“十四五”期间，海上风电争取启动 1000 万千瓦；江苏省计划到 2025 年底，全省海上风电并网装机规模达到 1400 万千瓦，力争突破 1500 万千瓦；福建省将建设长乐外海、平海湾、漳浦六鳌等海上风电项目，深远海海上风电基地示范工程；浙江省计划“十四五”期间，全省海上风电力争新增装机容量 450 万千瓦以上，累计装机容量达到 500 万千瓦以上；海南省计划建设海上风电开发示范项目 300 万千瓦，2025 年实现投产规模约 120 万千瓦。

根据各省政策目标统计，2021 至 2025 年，我国新增海上风电装机规模可达 3470 万千瓦。根据 GWEC 的数据，截止 2020 年年底我国海上风电装机量为 998.99 万千瓦，考虑各省新增装机量，2025 年我国海上风电装机量可达 4468.99 万千瓦，五年 CAGR 为 35%。

表 4：各省近期海上风电目标规划

省份	时间	文件	内容
广东	2021-06	《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展的实施方案》	到 2021 年底，全省海上风电累计建成投产装机容量达到 400 万千瓦；到 2025 年底，力争达到 1800 万千瓦，在全国率先实现平价并网。争取在“十四五”期间，粤东千万千瓦

			级海上风电基地开工建设 1200 万千瓦，其中建成投产 600 万千瓦；粤西千万千瓦级海上风电基地开工建设 1000 万千瓦，其中建成投产 500 万千瓦。
	2018-04	《广东省海上风电发展规划（2017-2030 年）（修编）》	到 2020 年底，开工建设海上风电装机容量 1200 万千瓦以上，其中建成投产 200 万千瓦以上；到 2030 年底，建成投产海上风电装机容量约 3000 万千瓦。
山东	2021-08	《山东省能源发展“十四五”规划》	以海上风电为主战场，积极推进风电开发，加快发展海上风电。到 2025 年，风电装机规模达到 2500 万千瓦。
	2021-07	《关于促进全省可再生能源高质量发展的意见》	2021 年建成投运两个海上风电试点项目，实现我省海上风电零的突破；“十四五”期间，海上风电争取启动 1000 万千瓦
	2020-07	《山东省海上风电发展规划（2019-2035）》	山东省海上风电规划三大基地：渤中基地 890 万千瓦（其中近东营市周边规划海上风电 700 万千瓦）、半岛北基地 30 万千瓦、半岛南基地 680 万千瓦，共计 41 个风电场
江苏	2021-01	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划（征求意见稿）》	到 2025 年底，全省海上风电并网装机规模达到 1400 万千瓦，力争突破 1500 万千瓦
福建	2021-03	《福建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》	建设长乐外海、平海湾、漳浦六鳌等海上风电项目，深远海海上风电基地示范工程。
海南	2021-06	《海南省海洋经济发展“十四五”规划》	在东方西部、文昌东北部、乐东西部、儋州西北部、临高西北部 50 米以浅海域优选 5 处海上风电开发示范项目场址，总装机容量 300 万千瓦，2025 年实现投产规模约 120 万千瓦。
浙江	2021-06	《浙江省可再生能源发展“十四五”规划》	“十四五”期间，全省海上风电力争新增装机容量 450 万千瓦以上，累计装机容量达到 500 万千瓦以上；至 2025 年，累计装机或开工 1041 万千瓦，新增装机或开工 996 万千瓦。

资料来源：各省发改委、政府官网，光大证券研究所整理

表 5：各省海上风电新增装机量目标汇总

省份	至 2025 年新增装机容量（万千瓦）
广东	1600
山东	约 300
江苏	1000
海南	120
浙江	450
合计	3470

资料来源：各省发改委、政府官网，光大证券研究所整理 注：山东省计划 2025 年开工 1000 万千瓦，装机数据根据其省份装机量和开工量的比例估算

2.2、我国发展海上风电优势显著，未来增长空间巨大

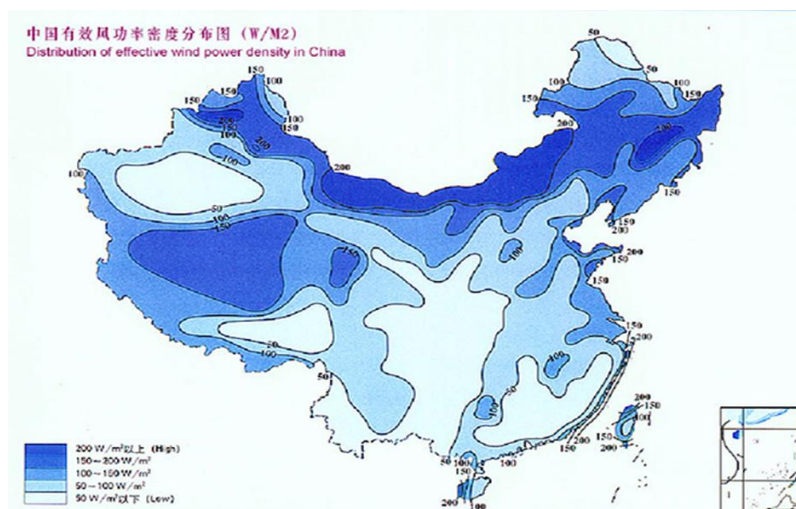
我国风能资源丰富，海上风电优势明显。根据全国气象站资料估算，我国风能资源总储量约 3226GW，可开发利用的风能储量约 1000GW，其中海上可开发和利用的风能储量占可开发风能总储量的 70%以上，近海区域风电可装机容量约 200GW。我国大陆海岸线漫长曲折，近海区域风能资源丰富，沿海城市可就近充分利用风电资源，特别是江苏等地沿海、滩涂及近海具有开发风电的良好条件。此外，我国陆地风能资源分布与现有电力负荷并不匹配，沿海地区电力负荷大，但可利用的陆地风能资源少；北部地区风能资源丰富，但远离电力负荷中心，电网建设成本较大。因此，海上风电将成为未来我国能源结构的重要组成部分，其发展潜力巨大。

表 6：我国海上风能资源分类

分类	风速 (m/s)	主要地区	建设难点
I 类风资源区	9	福建地区	海床多为岩石，基础施工难度较大
II 类风资源区	>7	浙江、广东等地	夏季，台风等自然灾害易发
III 类风资源区	7	江苏以北地区 90 米高度处	机组冬季还将面临覆冰的挑战

资料来源：智研咨询，光大证券研究所整理

图 6：中国陆地风能资源分布图

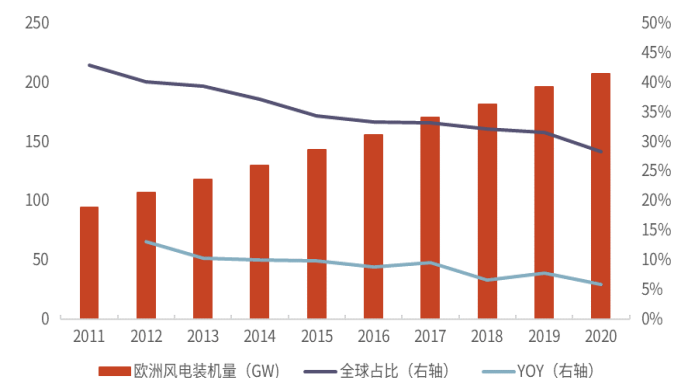


资料来源：中国电力网，光大证券研究所

我国海上风电起步较晚、规模较小，海上风电装机规模占风电总装机比重远低于欧洲市场，发展空间较大。2011-2020 年，欧洲风电市场累计装机容量由 95GW 增长至 208GW，增速呈逐年放缓态势，占全球风电总装机容量比重由 43% 下降至 28%。截止 2020 年底，中国风电累计装机容量已超过欧洲市场总和。然而在海上风电方面，2020 年欧洲海上风电累计装机增速为 13%，高于风电总装机增速，但与 2012 年峰值时期的 42% 有较大差距。中国海上风电市场在 2015 年以后迅速发展，海上风电装机容量由 2015 年的 0.56GW 增长至 2020 年的 8.99GW，年均复合增速达 74.2%。2011-2020 年间，中国和欧洲地区海上风电装机占风电总装机比重均呈上升趋势，2020 年欧洲地区海上风电占比为 12%，中国海上风电占比仅为 3%，我国海上风电装机规模占风电总装机比重仍远低于欧洲市场。

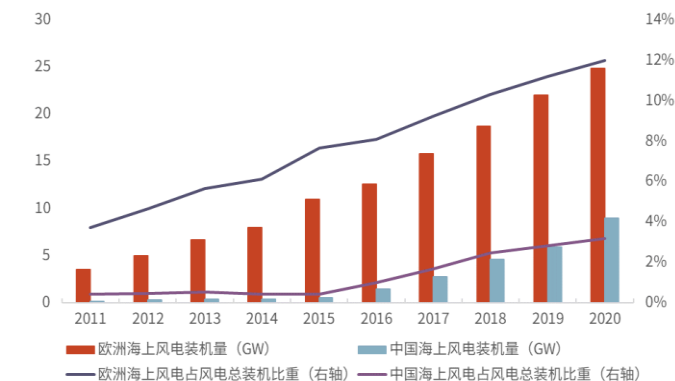
与此同时，我国海上风电发展仍处于初期，仍面临诸多问题。首先，海上风电造价偏高，若没有补贴支持，大规模发展经济性风险较大。根据彭博新能源财经统计，2019 年我国海上风电项目平均度电成本约 0.614 元/千瓦时，整体离平价上网还有较大差距。另一方面，关键设备依赖进口，国产化率较低也是制约我国海上风电发展的重要因素，当前我国需加快海上风电核心技术研发进程，提升风电机组运行可靠性。

图 7：欧洲风电装机情况



资料来源：IRENA，光大证券研究所

图 8：中欧海上风电装机情况对比



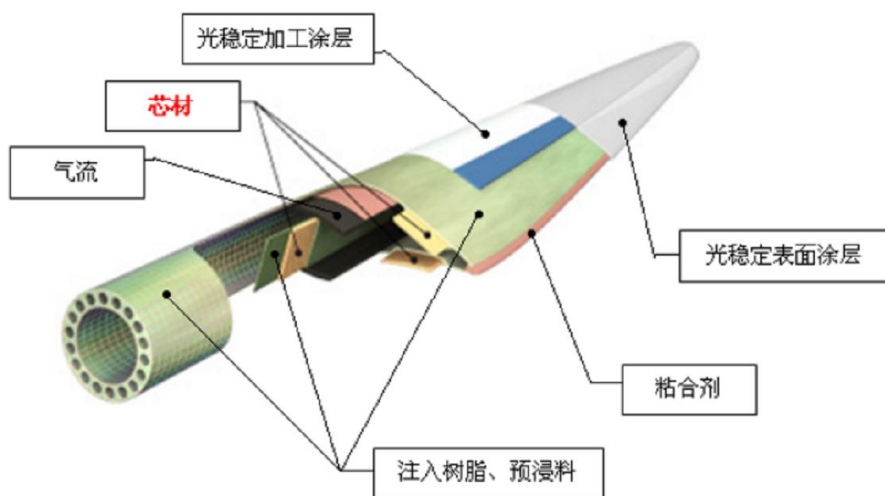
资料来源：IRENA，光大证券研究所

3、海上风电行业快速发展，碳纤维等化工材料需求或将高速增长

风电叶片是风电机组将风能转化为机械能的关键核心部件之一，也是风机获取更高风电机组利用小时数和实现经济效益的基础，会直接影响风能的转换效率。从风电叶片结构来看，主要由增强材料（梁）、夹芯材料、基体材料、表面涂料及不同部分之间的结构胶组成。叶片的 80%成本来自于原材料，而 60%的原材料成本来自于纤维材料——增强纤维与基体树脂。

我国海上风电有望迈入发展快车道，重点关注以下风电叶片材料：1）叶片增强材料中的碳纤维；2）基体树脂中的环氧树脂，聚醚胺；3）灌浆料；4）夹层材料；5）结构胶。

图 9：风电叶片结构



资料来源：天晟新材招股书，光大证券研究所

增强材料：玻璃纤维和碳纤维

其中叶片用增强材料主要包括玻璃纤维和碳纤维。玻璃纤维复合材料是树脂基复合材料中用量最大、使用面最广的高性能复合材料。碳纤维是由有机纤维经碳化及石墨化处理而得到的微晶石墨材料。碳纤维的密度比玻璃纤维小约 30%、强度大 40%，尤其是模量高 3-8 倍，因此大型叶片采用碳纤维增强可充分发挥其高弹、轻质的优点，此外采用碳纤维合成材料也可以提高叶片抗疲劳性能。

环氧树脂和聚醚胺

基体树脂是整个叶片材料的“包裹体”，在叶片成本构成中占比最大。常用的基体材料包括不饱和聚酯树脂、环氧树脂、乙烯基树脂等。近年来聚氨酯也逐渐被应用到基体材料领域。目前，环氧树脂具有良好的力学性能、耐化学腐蚀性能和尺寸稳定性，是目前大型风电叶片的首选树脂，但是成本较高。

环氧树脂自身为热固性的线形结构，加入固化剂交联后才能表现出优良的性能。因此，选择固化剂的种类和添加量便成为环氧树脂应用的重要环节。聚醚胺（PEA）是一种新型的精细化工材料，其末端活性官能团为胺基，由于端氨基的反应活性，使其能与多种反应基团作用，凭借其低粘度、较长适用期、减少能耗、高强度、高韧性、抗老化、优良防水性能等多方面优异的综合性能。聚醚胺作为环氧树脂的高性能固化剂，用于生产高强度、高韧性的复合材料，尤其适用于碳纤维复合材料及大型玻璃纤维复合材料（兆瓦级风力发电叶片）的制造。聚醚胺特殊的分子结构提供给叶片材料高强度和高韧性，同时具有适中的反应活性，可满足大型叶片的制造要求。

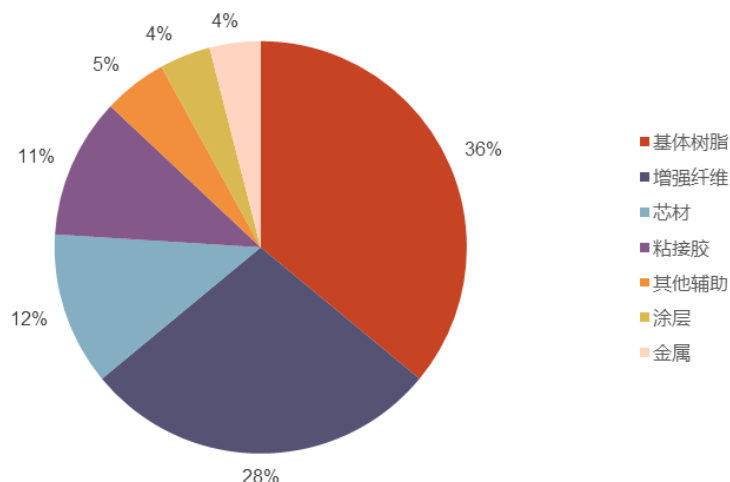
灌浆料

海上风电导管架灌浆料需要具备低用水量、大流动性、高早强、超高强、微膨胀、高耐久等特点。灌浆料的性能决定了导管架灌浆部位的安全性和稳定性，风电机组的质量及受力情况决定灌浆料的性能要求。灌浆料对风电基础不仅起受力缓冲作用，同时也起提高结构安全性和稳定性的作用。

夹层材料和结构胶

结构泡沫材料主要作为夹层结构的芯材使用。夹层结构是一种层合复合材料的特殊形式，它是由不同材料相互粘接组合，通过利用各个组分的特点达到整个系统组成的结构优势。结构泡沫材料应用于夹芯结构中可以大大增强力学性能，但几乎不增加重量，满足了风力发电机叶片对材料低密度、高强度的要求。结构胶通常为厌氧胶、高性能有机硅胶粘剂、要求密封性能优、防水、防污闪。其韧性优异、粘接强度高，可用于风机叶片粘接。

图 10：风电叶片材料构成（按成本口径）



资料来源：乐晴智库，光大证券研究所

风电叶片材料中基体树脂、增强纤维、芯材（夹层材料）、粘接胶（结构胶）等构成，其成本占比分别为 36%、28%、12%、11%。我国各省市陆续发布关于海上风电项目的“十四五”规划，根据各省政策目标统计，2021 至 2025 年，我国新增海上风电装机规模可达 3470 万千瓦，五年 CAGR 为 35%。未来 5 年随着我国海上风电装机规模的高速增长，将会大幅带动碳纤维、基体树脂、芯材、粘接胶等风电材料需求。

我们认为在碳中和背景下，我国各省市对海上风电领域的政策支持力度将会持续，我国海上风电有望迈入发展快车道。在海上风电快速增长的背景下，叶片制作的碳纤维、环氧树脂、聚醚胺、灌浆料、夹层材料及结构胶等材料需求或将迎来快速增长。

4、投资建议

政策驱动海上风电建设高速增长，未来海上风电迎来快速发展期，海上风电相关材料需求或将快速增长。建议关注：（1）碳纤维领域的上海石化、光威复材、中简科技、吉林化纤、吉林碳谷；（2）树脂领域：环氧树脂领域的中国石化、中化国际、上纬新材、宏昌电子，聚醚胺领域的阿科力、晨化股份、皇马科技；（3）灌浆料领域的苏博特；（4）夹层材料领域的濮阳惠成、天晟新材；（5）结构胶领域的回天新材、康达新材；（6）油服企业中布局海上风电领域的中海油服、海油发展、海油工程、石化油服、博迈科。

表 7：相关标的汇总表

行业		股票代码	股票名称	市值（亿元）
碳纤维		600688.SH	上海石化	400
		300699.SZ	光威复材	447
		300777.SZ	中简科技	272
		000420.SZ	吉林化纤	134
		836077.BJ	吉林碳谷	189
树脂	环氧树脂	600028.SH	中国石化	4728

		600500.SH	中化国际	231
		688585.SH	上纬新材	47
		603002.SH	宏昌电子	76
	聚醚胺	603722.SH	阿科力	49
		300610.SZ	晨化股份	40
		603181.SH	皇马科技	100
灌浆料		603916.SH	苏博特	97
夹层材料		300481.SZ	濮阳惠成	70
		300169.SZ	天晟新材	25
结构胶		300041.SZ	回天新材	82
		002669.SZ	康达新材	53
油服		601808.SH	中海油服	516
		600968.SH	海油发展	283
		600583.SH	海油工程	194
		600871.SH	石化油服	316
		603727.SH	博迈科	59

资料来源：iFind，光大证券研究所整理 注：市值日期为 2021-11-22

5、风险分析

弃风率回升风险

我国目前海上风电项目集中在风力资源丰富的地区，但其中有些地区的需求较小，加上政策推进速度慢、电网投资能力不足，可能使得弃风率有所回升，风电企业经济效益受损。

风电项目推进不及预期风险

我国各省市陆续出台“十四五”海上风电政策，大力支持风电项目发展，若后续政策支持力度不及预期，会导致风电项目推进进度不及预期，使得我国海上风电新增装机量规模低预期。

大宗原材料价格大幅上涨风险

若风电设备所需的大宗商品原材料如钢材、铜价格上涨，风电行业中厚板、硅铁、螺纹钢、环氧树脂等上游商品价格也可能随之上涨，从而导致绿色能源成本下降不及预期，下游开发企业投资收益将因此大幅下滑。

行业及公司评级体系

	评级	说明
行业及公司评级	买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上
	增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%；
	中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；
	减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%至 15%；
	卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上；
	无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。
基准指数说明：		A 股主板基准为沪深 300 指数；中小盘基准为中小板指；创业板基准为创业板指；新三板基准为新三板指数；港股基准指数为恒生指数。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

本报告署名分析师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，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不与、不与，也将不会与本报告中的具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

法律主体声明

本报告由光大证券股份有限公司制作，光大证券股份有限公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格，负责本报告在中华人民共和国境内（仅为本报告目的，不包括港澳台）的分销。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格编号已披露在报告首页。

光大新鸿基有限公司和 Everbright Sun Hung Kai (UK) Company Limited 是光大证券股份有限公司的关联机构。

特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）创建于 1996 年，系由中国光大（集团）总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司，是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。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。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。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。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中所载观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。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。

光大证券股份有限公司版权所有。保留一切权利。

光大证券研究所

上海

静安区南京西路 1266 号
恒隆广场 1 期办公楼 48 层

北京

西城区武定侯街 2 号
泰康国际大厦 7 层

深圳

福田区深南大道 6011 号
NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼

光大证券股份有限公司关联机构

香港

光大新鸿基有限公司
香港铜锣湾希慎道 33 号利园一期 28 楼

英国

Everbright Sun Hung Kai (UK) Company Limited
64 Cannon Street, London, United Kingdom EC4N 6AE