

周期淡化，风电行业成长可期

——风电专题研究系列一

投资要点

➤ “十四五”风电装机规模稳步增长，重点关注海上风电

根据对各省“十四五”规划及碳达峰安排的梳理，内蒙古、甘肃、河北、广东的风电装机目标均超过20GW，我们预计全国在“十四五”期间的风电装机目标将达到320.2GW(新疆、陕西、辽宁和黑龙江四省按现有装机比例估算)，结合21年、22年全国47.6GW、37.6GW的装机数据看，2023-2025年全国年度平均风电装机将超过78.3GW。我们预计2023年国内新增风电装机63.7GW，同比增长69.3%；预计2023年全球新增风电装机100.9GW，同比增长30.0%。随着建设成本快速下降，海风正加速迈入平价阶段，预计2025年国内新增海上风电17.6GW，23-25年复合增长率为50.6%，2025年全球新增海上风电30GW，23-25年复合增长率为50.5%，海上风电快速发展。

➤ 历史复盘：补贴政策调整和消纳矛盾是造成行业周期的核心因素

复盘风电行业过去十余年发展，我国风电装机规模持续提升，行业呈现明显的周期性。1) 风电装机的周期性很大程度上源于补贴政策的变动。近十年来我国风电行业经历了从固定标杆上网电价到竞价上网，再到平价上网的转变。2) 风电消纳也是导致风电装机波动的重要因素。风电消纳的不畅一方面将严重影响项目的收益预期，从而降低投资业主的积极性；另一方面也将导致管控政策与项目审批的收紧。

➤ 周期性扰动因素逐步消退，风电行业步入发展新阶段

我们认为未来风电行业的周期性有望明显减弱，成长性则日益凸显。长期来看，我国提出“双碳”目标，能源转型趋势明确；中期来看，风机大型化和项目规模扩大化驱动风电成本持续下降；短期来看，特高压建设持续推进，储能装机规模加速，弃风水平持续下降，风电消纳明显好转。

➤ 投资建议

“碳中和”背景下，全球风电需求有望长期维持稳定增长。建议关注成本管控能力强，技术壁垒高，大兆瓦受益环节的公司：1) 整机厂商：三一重能、明阳智能、金风科技。2) 轴承：长盛轴承。3) 海缆：中天科技、东方电缆。

➤ 风险提示

政策不及预期风险；风电行业增长不及预期；原材料价格波动风险；风电行业竞争加剧。

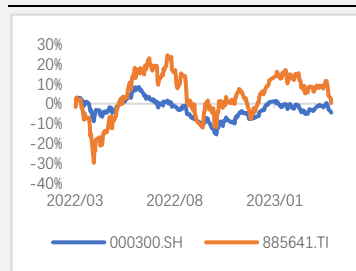
投资评级：看好(首次)

分析师：吴起淦

执业登记编号：A0190523020001

wuqidi@yd.com.cn

风电指数与沪深 300 指数走势对比



资料来源：同花顺 iFinD，源达信息证券研究所

目录

一、历史复盘：周期波动明显，补贴助力行业快速发展.....	4
1. 复盘历史，我国风电行业周期性明显	4
2. 补贴政策调整和消纳矛盾是造成行业周期的核心因素	5
二、周期性扰动因素逐步消退，风电行业步入发展新阶段.....	7
1. “双碳”目标正加速，能源转型趋势明确	7
2. 风机大型化和项目规模扩大化驱动成本持续下降.....	9
3. 弃风水平持续下降，风电消纳明显好转	13
4. “十四五”能源规划加速，风电装机规模稳步增长.....	15
三、风电赛道高景气，优选整机和核心零部件环节	18
1. 风电整机：国内整机格局逐渐明朗，重视供应链管控能力.....	18
2. 中游零部件：优选技术壁垒高、大兆瓦受益环节.....	20
四、投资建议.....	23
五、风险提示.....	24

图表目录

图 1：历年风电新增装机及同比增速	5
图 2：国内历年风电装机(GW)与弃风情况	7
图 3：零碳路径能源排放模型.....	9
图 4：零碳路径模型能源排放结构图	9
图 5：风电度电成本变化趋势（美元/kWh）	10
图 6：陆上风电项目建设成本构成	10
图 7：海上风电项目建设成本构成	10
图 8：采用不同单机容量机组的项目投资情况	11
图 9：2012-2022 中国新增陆上和海上风电机组平均单机容量	12
图 10：全国特高压累计线路长度和输送电量情况	13
图 11：弃风机理图.....	14
图 12：储能装机快速提升.....	14

图 13：三北省份弃风率变化情况.....	15
图 14：风电产业链.....	18
图 15：2022 年全球十大风电整机制造新增装机容量.....	19
图 16：整机商毛利率情况.....	20
图 17：整机商净利率情况.....	20
图 18：双馈式风力发电机示意图.....	21
图 19：风力发电机主轴轴承单价情况.....	21
图 20：风力发电机偏航变桨轴承单价情况	21
图 21：海缆行业主要公司相关业务营收情况.....	22
图 22：海缆行业主要公司相关业务毛利率情况	22
表 1：历年陆上标杆电价和上网指导价情况(元/kWh)	6
表 2：风电红色预警省份.....	7
表 3：2022 年碳中和主要政策梳理	8
表 4：采用不同单机容量机组的项目经济指标	11
表 5：风电项目造价的规模效益.....	12
表 6：近期部分风电项目招标要求	13
表 7：31 省市“十四五”能源规划.....	15
表 8：国内和全球风电装机预测.....	17
表 9：2020-2022 年风电整机厂商中标的市场份额情况	19
表 10：海缆行业主要壁垒.....	21

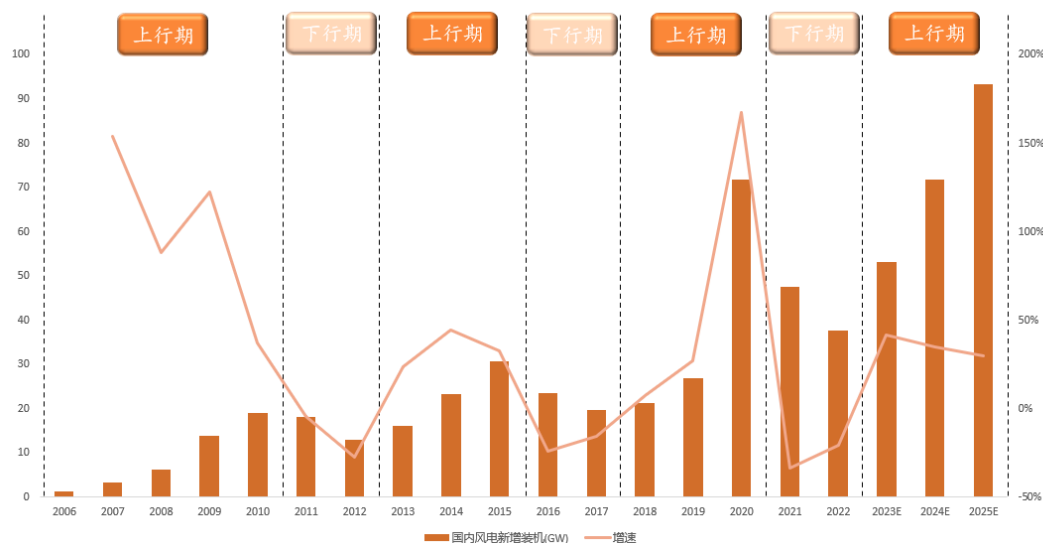
一、历史复盘：周期波动明显，补贴助力行业快速发展

1. 复盘历史，我国风电行业周期性明显

复盘风电行业过去十余年发展，我国风电装机规模持续提升，行业呈现明显的周期性。大致可分为以下几个阶段。

- **2010 年前（上行）：**2006 年国内颁布《可再生能源法》，政策层面全面推动风电行业的发展，这一阶段国内装机基数低，随着国内企业自主创新能力增强，装机增速明显加快，产业链国产化率也近一步提高，2009 年国家发布新上网电价政策，开始对风电进行补贴，截至 2010 年，国内累计装机规模接近 30GW。
- **2011-2012 年（下行）：**随着风电装机规模的快速提升，弃风现象日益突出，与此同时风机质量问题也开始逐渐显现，风电场大面积脱网事故频发，弃风限电与监管趋紧导致新增装机容量出现明显下滑。
- **2013-2015 年（上行）：**弃风现象得到明显改善，与此同时风电上网标杆电价于 2015 年迎来首次下调，行业抢装需求旺盛，装机规模大幅提升。
- **2016-2017 年（下行）：**抢装后弃风率大幅反弹，2016 年国家能源局正式启动风电投资监测预警机制，三北地区主要省份均被列入红色预警地区，风电开发建设暂停，装机规模快速回落。
- **2018-2020 年（上行）：**风电消纳情况持续好转，与此同时风电上网电价补贴开始快速退坡，陆上/海上风电分别从 2021/2022 年起实行平价上网，行业进入大规模抢装期。
- **2021-2022 年（下行）：**受到疫情的影响，加之风电补贴退坡，装机量出现下滑。在“碳中和”政策的引领下，伴随着技术降本，平价时代的到来，未来风电行业特征将由成长性将替代周期性。

图 1：历年风电新增装机及同比增速



资料来源：国家能源局，中国风电行业协会，源达信息证券研究所

2. 补贴政策调整和消纳矛盾是造成行业周期的核心因素

风电装机的周期性很大程度上源于补贴政策的变动。近十年来我国风电行业经历了从固定标杆上网电价到竞价上网，再到平价上网的转变。

- 2009 年《国家发展改革委关于完善风力发电上网电价政策的通知》发布，其中明确风电电价按照全国四类风能资源区制定相应的风电标杆上网电价，开启我国风电国家补贴的序幕。
- 2014 年国家发改委发布《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》(发改价格[2014]3008 号)，文件提出 2015 年 1 月 1 日以后核准的陆上风电项目，及 2015 年 1 月 1 日前核准但于 2016 年 1 月 1 日以后投运的陆上风电项目，第 I、II、III 类资源区标杆上网电价每千瓦时下调 0.02 元。2015 年爆发我国风电行业第一轮抢装潮，根据国家能源局的数据，2015 年我国风电新增装机量达到 30.8GW，同比增长 32.5%。
- 2019 年国家发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》，文件提出 2018 年底之前核准且 2020 年底前仍未完成并网的陆上风电项目，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准、2021 年底前仍未完成并网的陆上风电项目，国家不再补贴；同时，自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴，因此在最后的补贴窗口期爆发了第二次风电抢装潮。根据国家能源局的数据，2020 年国内风电新增装机量 71.7GW，同比增长 167.5%。

表 1：历年陆上标杆电价和上网指导价情况(元/kWh)

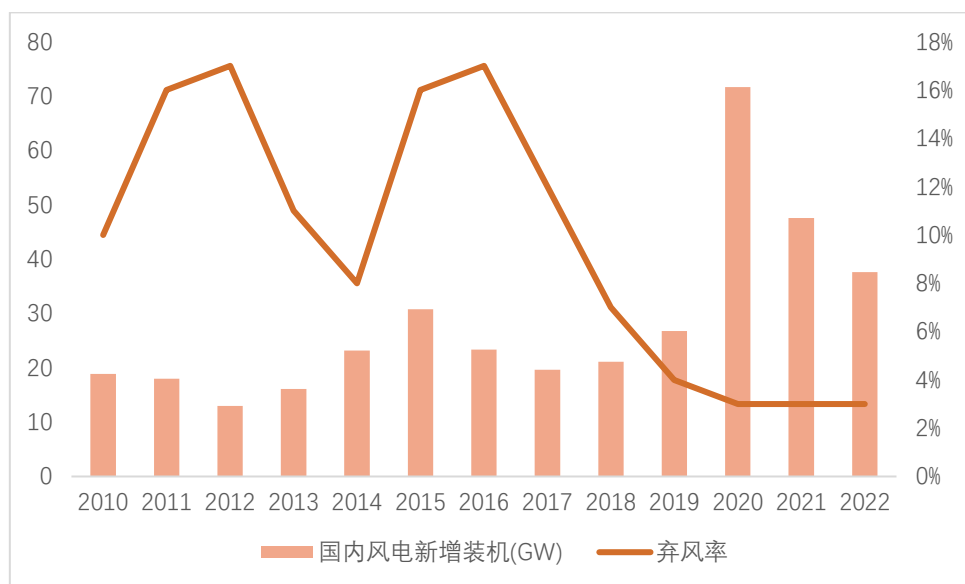
政策文件	政策时间	陆上风电				海上风电	
		I 类	II 类	III 类	IV 类	近海	潮间带
发改价格 [2009]1906 号	2009/8- 2014 年	0.51	0.54	0.58	0.61	-	-
发改价格 [2014]3008 号	2015 年	0.49	0.52	0.56	0.61	0.85	0.75
发改价格 [2014]1216 号	2014/6- 2017 年	-	-	-	-	0.85	0.75
发改价格 [2015]3044 号	2016-2017 年	0.47	0.5	0.54	0.6	0.85	0.75
发改价格 [2016]2729 号	2018 年	0.4	0.45	0.49	0.57	0.85	0.75
发改价格 [2019]882 号	2019 年	0.34	0.39	0.43	0.52	0.8	通过竞争方式确定的上网电价， 不高于项目所在 资源区陆上风电 指导价
	2020 年	0.29	0.34	0.38	0.47	0.75	

资料来源：国家发改委，源达信息证券研究所

风电消纳也是导致风电装机波动的重要因素。风电消纳的不畅一方面将严重影响项目的收益预期，从而降低投资业主的积极性；另一方面也将导致管控政策与项目审批的收紧。

- **2011-2012 年：**2011 年，在补贴政策的刺激下，国内风电新增装机量高速增长的同时，弃风率快速上行至 16.2%，2012 年则攀升至 17.1%。2012 年国家能源局下发《关于规范风电开发建设管理有关要求的通知》，要求“对风电弃风率超过 20%的地区，原则上不得安排新的风电项目建设”。随后在多项消纳引导政策出台下，弃风率得到明显改善，2013 年弃风率回落至 10.7%，我国风电新增装机量逐步回暖。
- **2016-2017 年：**经历 2015 年抢装潮后，弃风率再次攀升至 17%的高位，2016 年国家能源局开始发布全国风电投资监测预警体系，各地区红色和橙色的预警结果直接影响当年下达的风电开发建设规模。2016 年我国风电新增装机量 23.4GW，同比降低 24%；后续伴随电网外送通道建设等方面的不断完善，投资监测结果逐步转好，我国风电新增装机重回增长。

图 2：国内历年风电装机(GW)与弃风情况



资料来源：国家能源局，中国风电行业协会，源达信息证券研究所

表 2：风电红色预警省份

年份	红色预警省份
2016 年	新疆、甘肃、吉林、黑龙江、宁夏
2017 年	新疆、甘肃、吉林、黑龙江、宁夏、内蒙古
2018 年	新疆、甘肃、吉林
2019 年	新疆、甘肃
2020 年	无

资料来源：国家能源局，源达信息证券研究所

二、周期性扰动因素逐步消退，风电行业步入发展新阶段

1. “双碳”目标正加速，能源转型趋势明确

自《京都议定书》签订以来，气候变化成为世界范围内的重要议题。减少温室气体的排放以应对气候变暖成为世界范围内的共识，各大经济体均提出“碳减排”、“碳中和”的目标，如美国、日本和欧盟提出 2050 年达到碳中和。

我国提出“双碳”目标，走绿色发展的必由之路。2020 年 9 月，第七十五届联合国大会一般性辩论上，习近平总书记代表中国做出承诺——力争于 2030 年前达到二氧化碳排放峰

值，并努力争取 2060 年前实现碳中和。这一目标提出后，各相关部委、行业协会、地区相继出台“碳达峰、碳中和”政策，相关工作快速推进。

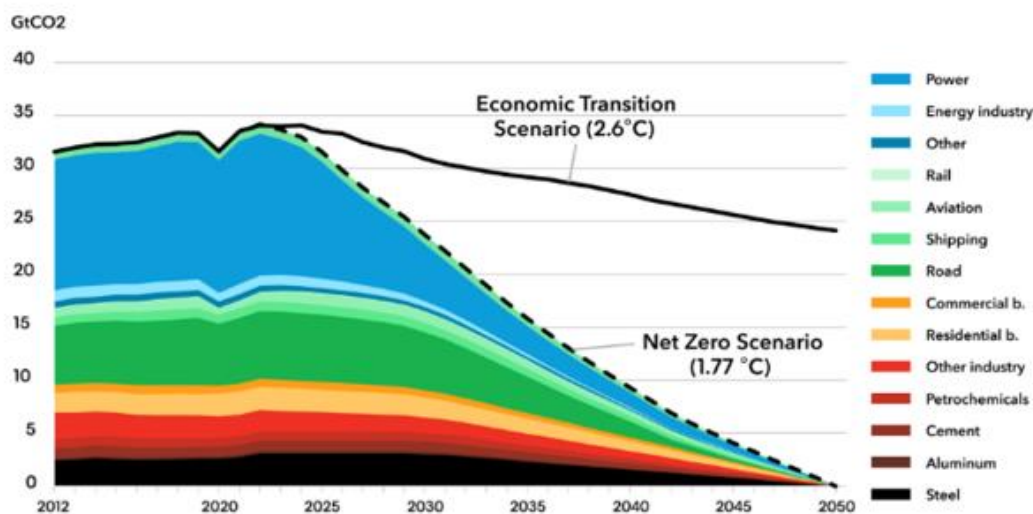
表 3：2022 年碳中和主要政策梳理

日期	发布机构	文件
2022/1/24	国务院	《“十四五”节能减排综合工作方案》
2022/1/30	国家发展改革委、国家能源局	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》
2022/3/22	国家发展改革委、国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》
2022/6/1	国家发展改革委等九部门	《“十四五”可再生能源发展规划》
2022/10/9	国家能源局	《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》
2022/10/21	国家发改委	《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》
2022/10/31	国家林草局	《“十四五”乡村绿化美化行动方案》
2022/11/8	教育部	《绿色低碳发展国民教育体系建设实施方案》
2022/11/16	国家发改委	《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》

资料来源：各政府部门官网，源达信息证券研究所

能源结构转型是实现碳中和的关键路径。据 BNEF 预测的零碳路径模型，该模型通过合适的方法将 2022-2050 年的升温控制在 1.77 摄氏度以内，为此，到 2030 年全球碳排放量需下降 30%，到 2040 年每年下降 6%，到 2050 年达到零排放。

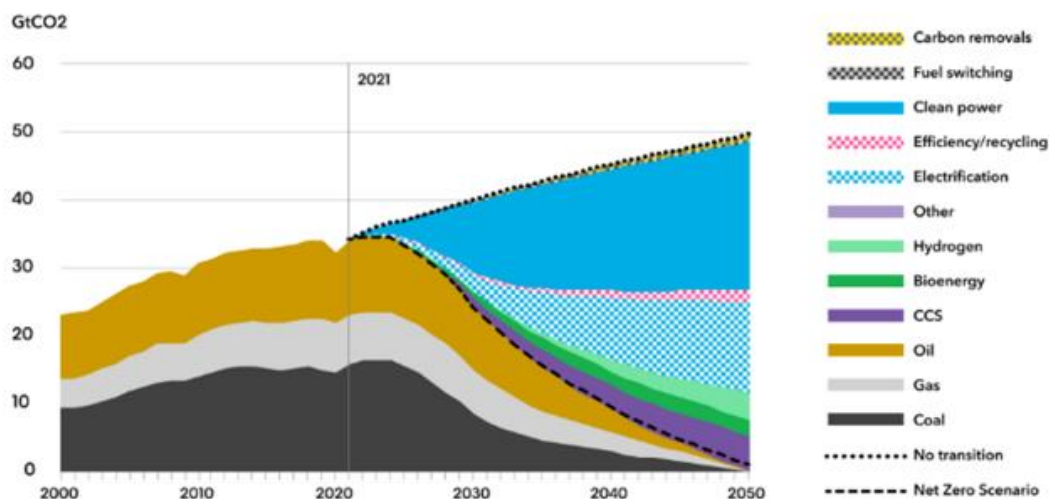
图 3：零碳路径能源排放模型



资料来源：BNEF，源达信息证券研究所

从排放结构来看，将发电从化石燃料转向清洁能源是全球减排的最大贡献者，占 2022-2050 年所有减排量的一半。这包括用风能、太阳能、其他可再生能源和核能来取代未减少的化石燃料。运输和工业流程、建筑和供热的电气化是下一个最大的贡献者，在这一时期减少了约四分之一的总排放量。氢气也是一个相当大的贡献者，尽管相对来说要小得多，占减排量的 6%。

图 4：零碳路径模型能源排放结构图



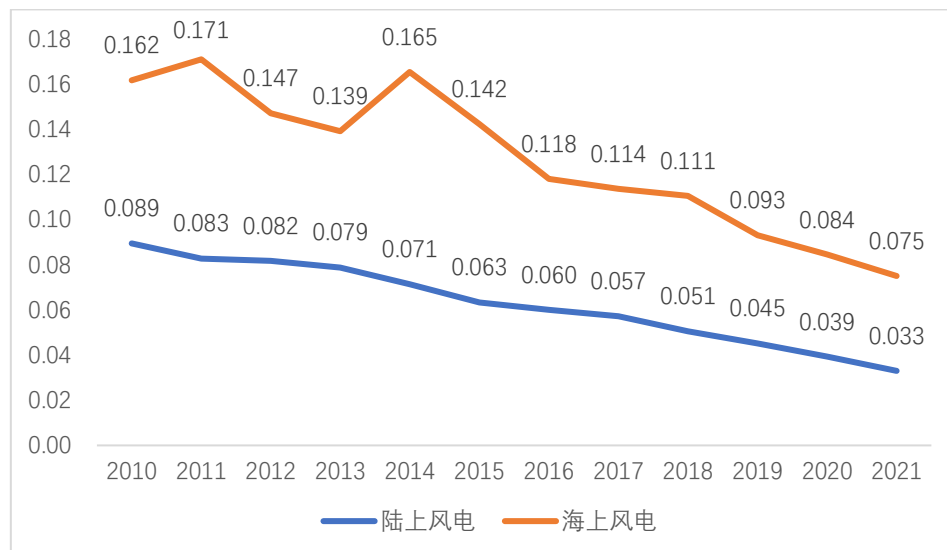
资料来源：BNEF，源达信息证券研究所

2. 风机大型化和项目规模扩大化驱动成本持续下降

近年来风电度电成本持续下降。根据国际可再生能源署（IRENA）的统计，2020 年陆上风

风电度电成本从 2010 年的 0.089 美元/kWh 下降至 0.033 美元/kWh，下降幅度 63.1%，低于传统的化石能源和光伏度电成本；海上风电度电成本从 2010 年的 0.162 美元/kWh 下降至 0.075 美元/kWh，下降幅度 53.6%。

图 5：风电度电成本变化趋势（美元/kWh）



资料来源：IRENA，源达信息证券研究所

风电机组和安装工程降本是推动风电建设成本降低的关键。风电项目建设成本主要来源于风电机组、电力设施和安装工程等环节。根据北极星电力网数据，风电机组、电力设施和安装工程占陆上风电建设成本的 85%、占海上风电建设成本的 63%。陆上风电建设成本中风电机组占 70%，因此风电机组降本是推动陆上风电项目建设成本降低的关键。海上风电由于其安装和桩基建设的复杂性，使得风电机组成本只占 30%左右，而安装和桩基共占 30-40%。因而，风电机组、安装工程和桩基建设三方面同时降本才能有效推动海上风电项目建设成本降低。

图 6：陆上风电项目建设成本构成

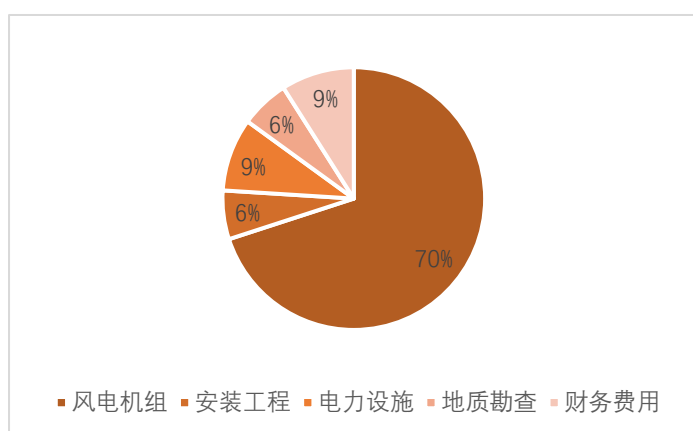
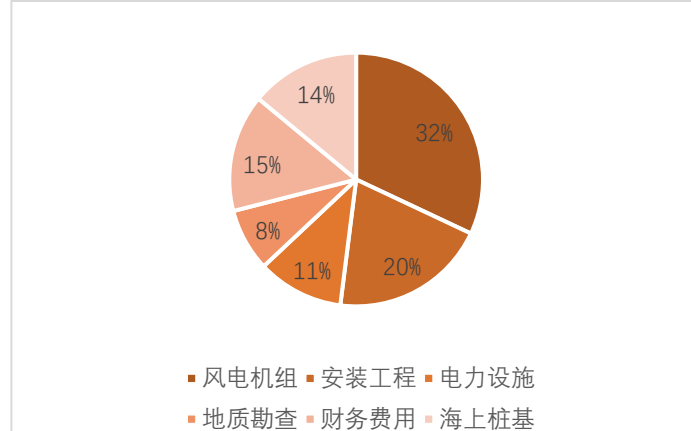


图 7：海上风电项目建设成本构成



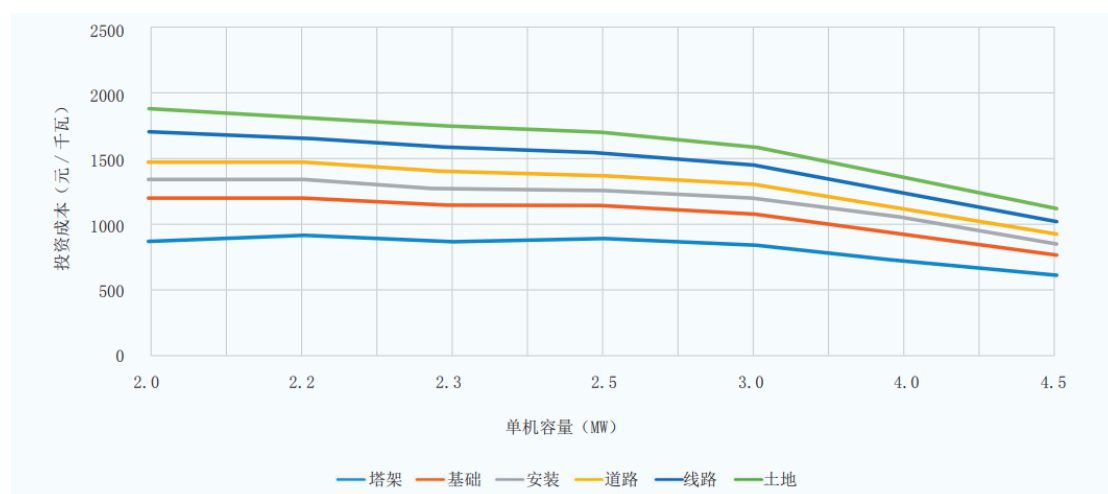
资料来源：北极星风力发电网，源达信息证券研究所

资料来源：北极星风力发电网，源达信息证券研究所

风机大型化是风电长期降本的有效途径。风电机组单机容量的大小直接决定着同等装机规模所需要的风电机组台数，进而影响风电场道路、线路、基础、塔架等的投资。同时，在风能资源及土地资源紧缺的情况下，采用大容量机组还可解决风电机组点位不足等问题。

根据徐燕鹏发表的《平价时代风电项目投资特点与趋势》测算，以仅考虑风电机组点位影响的同一项目为例，当机组单机容量由 2MW 增加到 4.5MW 时，项目投资成本显著降低，静态投资可降低 932 元/千瓦，全投资 IRR 可提升 2.4%，资本金 IRR 可提升 9%，LCOE 可降低 0.0468 元/千瓦时。

图 8：采用不同单机容量机组的项目投资情况



资料来源：《平价时代风电项目投资特点与趋势》，源达信息证券研究所

表 4：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 /kW)	全投资 IRR	资本金 IRR	LOCE(元 /kWh)
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》，源达信息证券研究所

在其他条件不变的情况下，风电项目规模越大，单位千瓦投资越低。投资优化主要来自于前期、设计及升压站等公共成本降低，规模效益可有效降低总体投资，从而提升整体收益。此外，对大容量项目或将多个项目打捆进行风电机组设备招标，可提高开发商的议价权，降低

设备采购成本。

根据徐燕鹏发表的《平价时代风电项目投资特点与趋势》测算，以 50MW 项目为基准，若项目容量增至 100MW，单位千瓦投资可降低 418 元；若扩容到 400MW 基地规模水平，单位千瓦投资可降低 713 元。

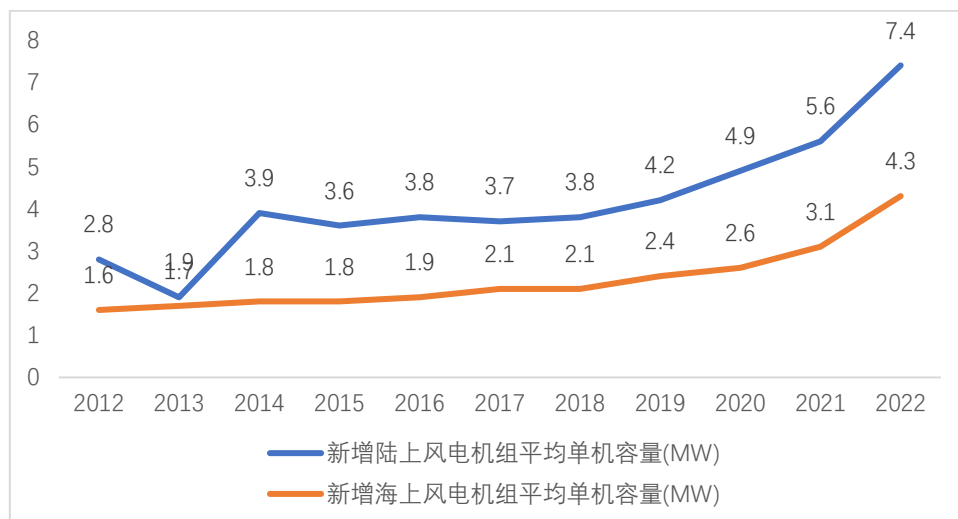
表 5：风电项目造价的规模效益

项目容量(MW)	投资成本(元/Kw)	全投资 IRR	资本金 IRR	LOCE(元/kWh)
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》，源达信息证券研究所

风机大型化和项目规模扩大化正成为主流需求。1) 据 CWEA 统计，2012 年中国新增装机的风电机组平均功率率仅不到 1.7MW，2022 年提升至将近 4.5MW；随着陆上风电和海上风电陆续进入平价时代，下游对于降本的意愿更加强烈，预计大型化趋势将持续加速。2) 近期多数招标项目均要求 4.0MW 及以上的风电机型，且项目规模均在 100MW 以上。我们预计未来风电项目成本还会持续下降。

图 9：2012-2022 中国新增陆上和海上风电机组平均单机容量



资料来源：GWEA，源达信息证券研究所

表 6：近期部分风电项目招标要求

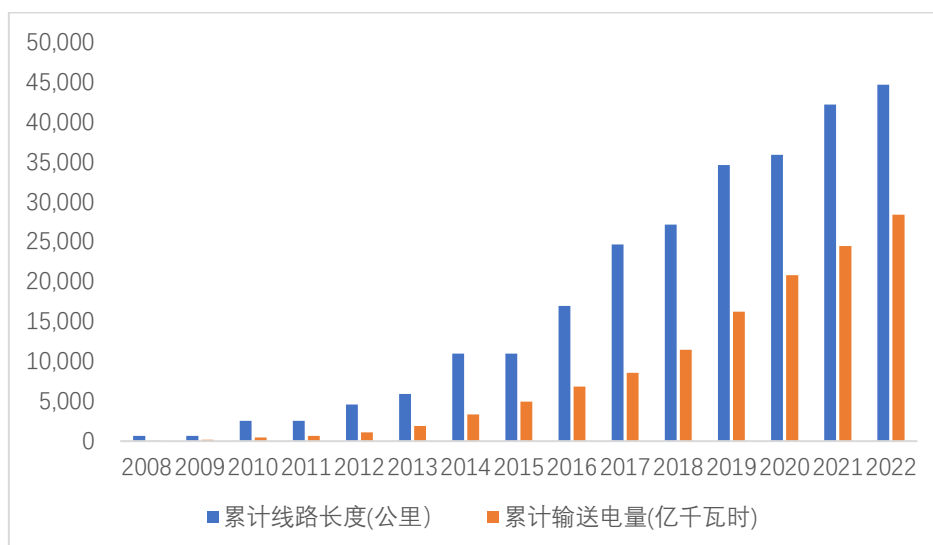
项目名称	项目规模	单机容量
辽宁昌图宋家街 150MW 风电项目	150MW	5.0MW
辽宁昌图金山二期 150MW 风电项目	150MW	5.0MW
辽宁开原庆云堡 200MW 风电项目	200MW	5.0MW
国能永福堡里 136MW 风电项目	136MW	4.X—5.XMW
国华投资天津小王庄四五期 100MW 项目	50MW	6.25MW
凯升木垒四十个井子 800MW 风电项目	400MW	6.25MW
山东国瑞能源集团有限公司 400MW 风电项目	200MW	6.XMW
华润电力梧州藤县天平 200MW 风电项目	200MW	5-5.6MW
华润潜江高石碑 100MW 风电项目	100MW	5.0MW
华润潜江张金 200MW 风电项目	200MW	5.0MW

资料来源：北极星风力发电网，源达信息证券研究所

3.弃风水平持续下降，风电消纳明显好转

空间维度：特高压建设持续推进，充分助力三北地区风电消纳。我国风资源的分布并不均衡，三北地区的风力资源较为丰富，而用电负荷则主要集中在中部、东部以及南部地区，因此长期以来三北地区面临较大的消纳压力。近年来我国特高压建设持续推进，输电能力持续提升，充分助力风电等可再生能源的跨区域消纳。

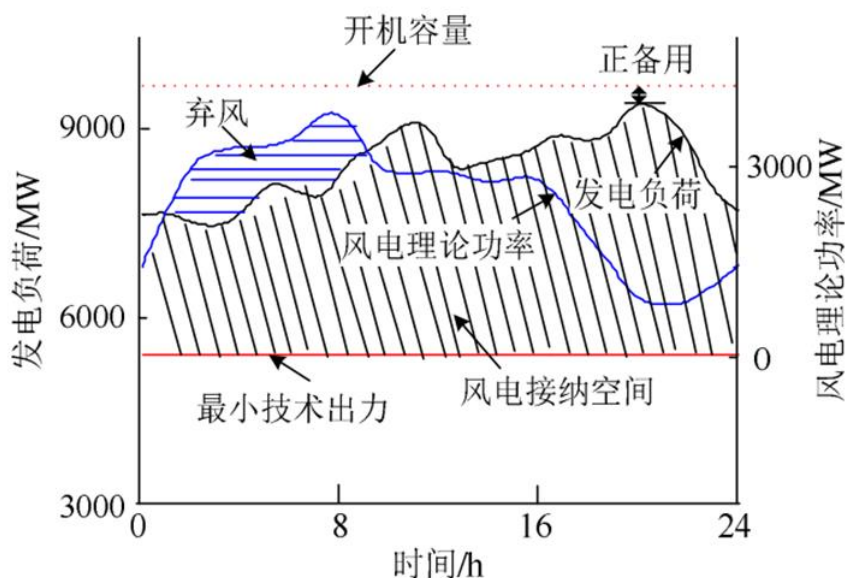
图 10：全国特高压累计线路长度和输送电量情况



资料来源：国家电网，源达信息证券研究所

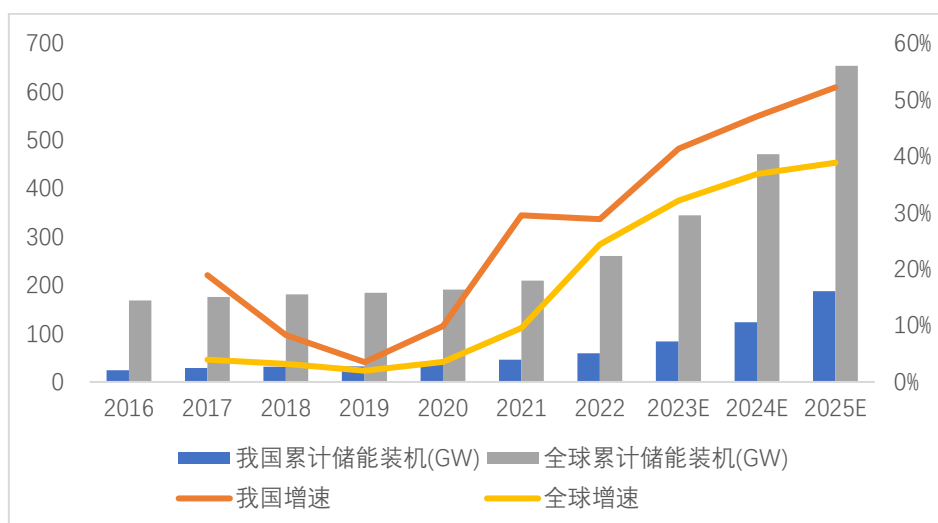
时间维度：储能装机快速增长，平抑风力发电接入电力系统带来的不稳定性。风力发电受自然环境影响较大，日内出力波动大，且由于天气难以预测，风电的出力更难以预测。目前已有的电力系统均是为以火电为主的电力系统而设计的，出力波动大的风电大规模并网后，会影响电力系统的可靠性，原有的针对火电的电力系统备用等灵活性资源将不能应对未来复杂的情况，电力系统的调节难度大幅增加。储能能够有效提升电网接纳清洁能源的能力，解决大规模清洁能源接入带来的电网安全稳定问题。随着储能装机的提升，风力发电的这一问题能够逐步改善。

图 11：弃风机理图



资料来源：《基于风电接纳空间电量回归模型的弃风率快速计算方法》，源达信息证券研究所

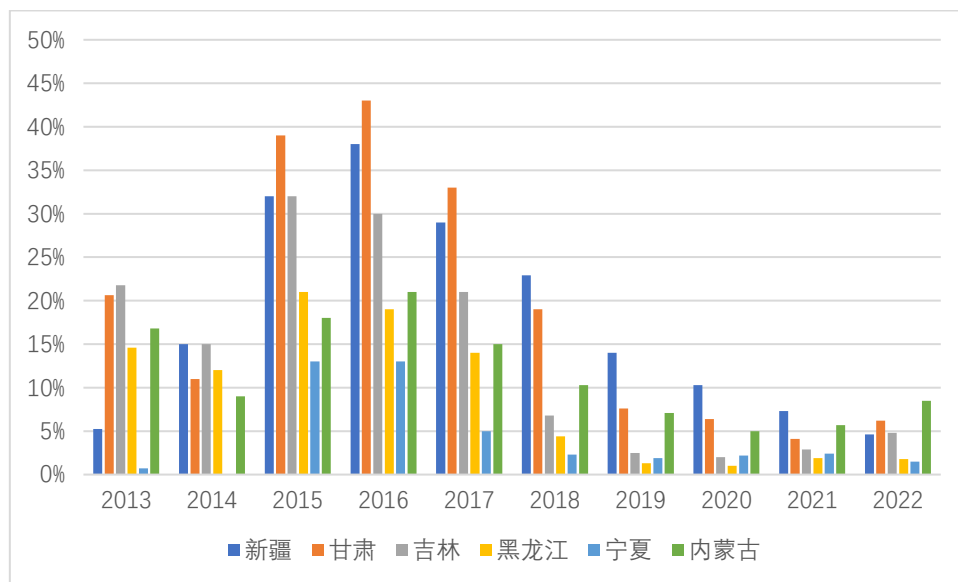
图 12：储能装机快速提升



资料来源：CNESA，BNEF，GWEC，源达信息证券研究所

近年来国内弃风水平持续下降，风电消纳形势明显好转。随着特高压建设持续推进以及储能装机加速，目前全国范围内的风电消纳情况均得到明显改善，2022 年全国弃风率仅为 3.3%，曾经的六个风电红色预警省份新疆、甘肃、吉林、黑龙江、内蒙古、宁夏的弃风率已基本降至 10%以下。

图 13：三北省份弃风率变化情况



资料来源：国家能源局，源达信息证券研究所

4. “十四五” 风电装机规模稳步增长，重点关注海上风电

各省“十四五”能源规划安排陆续出炉，未来更应乐观。根据对各省“十四五”规划及碳达峰安排的梳理，内蒙古、甘肃、河北、广东的风电装机目标均超过 20GW，我们预计全国在“十四五”期间的风电装机目标达 320.2GW(新疆、陕西、辽宁和黑龙江四省按现有装机比例估算)，结合 21 年、22 年全国 47.6GW、37.6GW 的装机数据看，2023-2025 年全国年度平均风电装机将超过 78.3GW。

表 7：31 省市“十四五”能源规划

省份	光伏(GW)	风电(GW)	合计(GW)
内蒙古	32.62	51.15	83.77
甘肃	32.03	24.8	56.83
河北	32.1	20.26	52.36
新疆		49	49
山西	36.91	10.26	47.17
陕西		45	45

山东	42.28	14.23	56.51
广东	20	20	40
青海	30	8.07	38.07
广西	12.95	17.97	30.92
贵州	20.43	5	25.43
吉林	4.62	16.23	20.85
江苏	18.16	12.53	30.69
河南	10	10	20
湖北	15	5	20
宁夏	20.529	3.734	24.263
江西	16	2	18
浙江	12.45	4.55	17
四川	10	6	16
辽宁	37		37
黑龙江	20.96		20.96
云南	64	9	73
湖南	9.1	5.3	14.4
西藏	8.72	0	8.72
福建	3	4.1	7.1
天津	3.964	1.15	5.114
海南	4	2	6
上海	2.7	1.8	4.5
北京	1.9	0.11	2.01
安徽	14.3	3.88	18.18
重庆	1.4	2.5	3.9
合计			892.75

资料来源：国际能源网，光伏头条，源达信息证券研究所

我们预计 2023 年国内新增风电装机 63.7GW，同比增长 69.3%，其中新增陆上风电装机 55.9GW，新增海上风电装机 7.8GW，风电装机规模稳步增长。随着风力发电度电成本的下降和电网消纳能力提升，叠加能源结构转型的需求，我们预计 2023 年国内新增风电装机 63.7GW，同比增长 69.3%，其中新增陆上风电装机 55.9GW，新增海上风电装机 7.8GW；预计 2023 年全球新增风电装机 100.9GW，同比增长 30.0%，其中新增陆上风电装机 87.0GW，新增海上风电装机 13.9G。预计 2025 年国内新增海上风电 17.6GW，23-25 年复合增长率为 50.6%，2025 年全球新增海上风电 30.0GW，23-25 年复合增长率为 50.5%，海上风电快速发展。

表 8：国内和全球风电装机预测

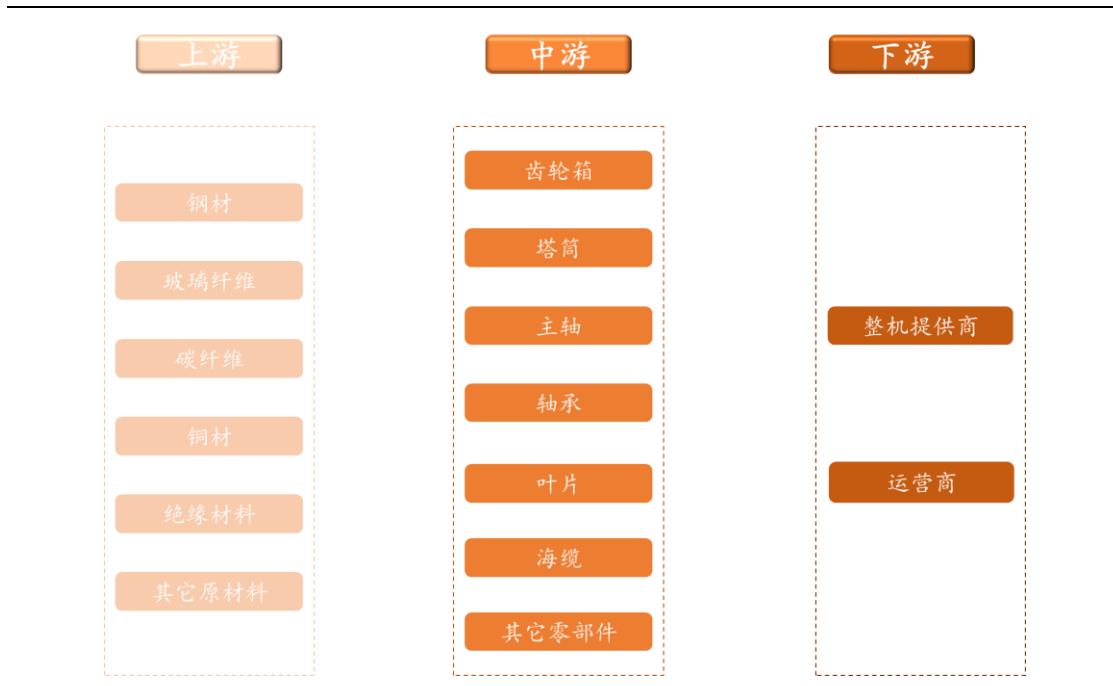
	2019	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
国内陆上风电 新增装机(GW)	24.8	68.6	30.7	32.5	55.9	68.5	75.0
YOY	27.3%	176.5%	-55.3%	5.9%	72.2%	22.5%	9.5%
国内海上风电 新增装机(GW)	2.0	3.1	16.9	5.2	7.8	11.9	17.6
YOY	20.0%	54.5%	452.3%	-69.5%	51.3%	52.6%	47.9%
国内风电 新增装机(GW)	26.8	71.7	47.6	37.6	63.7	80.4	92.6
YOY	26.7%	167.5%	-33.6%	-20.9%	69.3%	26.2%	15.2%
全球陆上风电 新增装机(GW)	54.3	86.9	72.5	68.8	87.0	107.4	128.5
YOY	17.3%	60.0%	-16.6%	-5.1%	26.4%	23.5%	19.6%
全球海上风电 新增装机(GW)	6.1	6.1	21.1	8.8	13.9	22.0	30
YOY	38.6%	0.0%	245.9%	-58.3%	58%	58.3%	36.4%
全球风电 新增装机(GW)	60.4	93	93.6	77.6	100.9	129.4	158.5
YOY	19.1%	54.0%	0.6%	-17.1%	30.0%	28.3%	22.5%

资料来源：国际能源网，CPIA，GWEC，源达信息证券研究所

三、风电赛道高景气，优选整机和核心零部件环节

风电产业链主要包括上游原材料、中游零部件和下游整机商。完整的风电设备包括风电机组、风电支撑基础和输电控制系统三大部分，其中风电机组包括机舱罩、齿轮箱、发电机、叶片、轴承等，风电支撑基础包括塔筒、基础环等，输电控制组件包括电缆、控制系统、升压站等。对海风来说，基础还包括桩基、导管架。

图 14：风电产业链

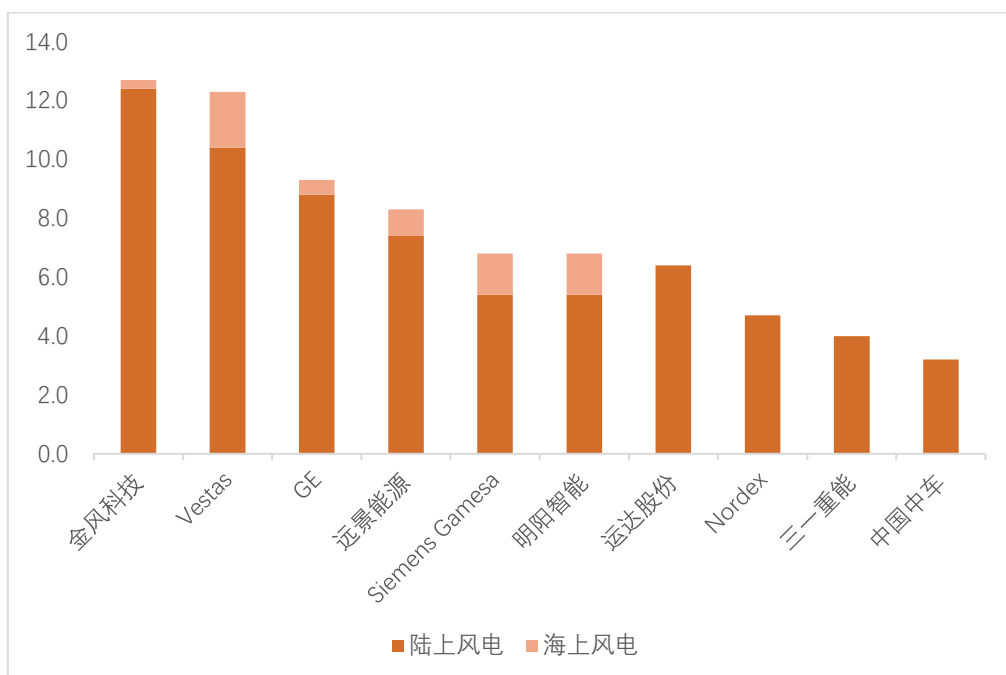


资料来源：北极星风力发电网，源达信息证券研究所

1.风电整机：国内整机格局逐渐明朗，重视供应链管控能力

国内风电整机厂商新增装机容量居全球前列。根据彭博新能源财经公布的 2022 年全球风电整机商新增装机 TOP10 排名，中国企业占据其中 6 席。金风科技以 12.7GW 的装机容量位居第一，成为首家新增装机容量登顶第一的中国整机制造商，维斯塔斯以 400MW 微差位居第二，远景能源（8.3GW）排名第四，明阳智能以 6.8GW 和西门子歌美飒并列第五，运达股份（6.4GW）紧随其后排名第七，随后是三一重能（4.0GW）、中国中车（3.2GW）。

图 15：2022 年全球十大风电整机制造新增装机容量(GW)



资料来源：彭博新能源财经，源达信息证券研究所

竞争格局逐渐明朗，国内整机厂商 CR5 市占率提升。2022 年，远景能源、金风科技和明阳智能分别以市占率 22%、18%、18%位居前三，前三、前五整机厂商市场份额明显提升。

风机存在较大技术壁垒。产品性能、稳定性、产品效率等方面均影响着风机产品的质量，同时风机产品大兆瓦、智能化、数字化趋势明显，行业二三线厂商在短期内难以获得先进技术能力，对风机品控管理要相对弱于行业龙头企业，因此大部分整机厂商仍需要一段时间进行技术积累。

表 9：2020-2022 年风电整机厂商中标的市场份额情况

2020 年		2021 年		2022 年	
金风科技	21%	远景能源	19%	远景能源	22%
远景能源	17%	金风科技	16%	金风科技	18%
明阳智能	10%	明阳智能	15%	明阳智能	18%
上海电气	9%	中国中车	11%	三一重能	9%
运达股份	7%	运达股份	11%	运达股份	8%
中国中车	7%	三一重能	11%	东方电气	7%
东方电气	6%	中国海装	5%	电气风电	6%
三一重能	5%	电气风电	5%	中国海装	5%
中国海装	5%	东方风电	4%	联合动力	3%

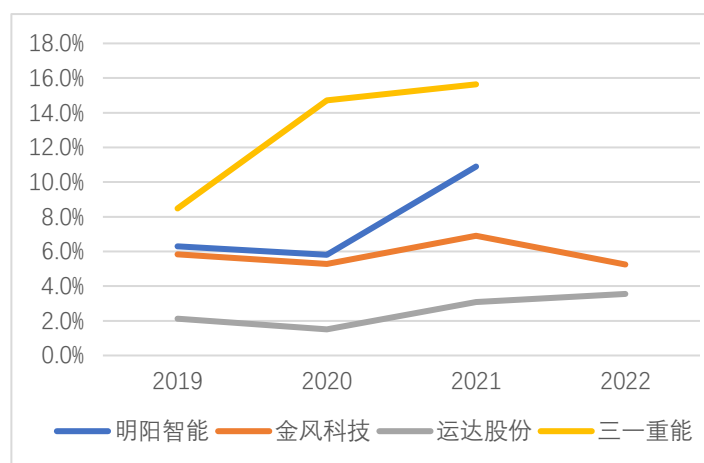
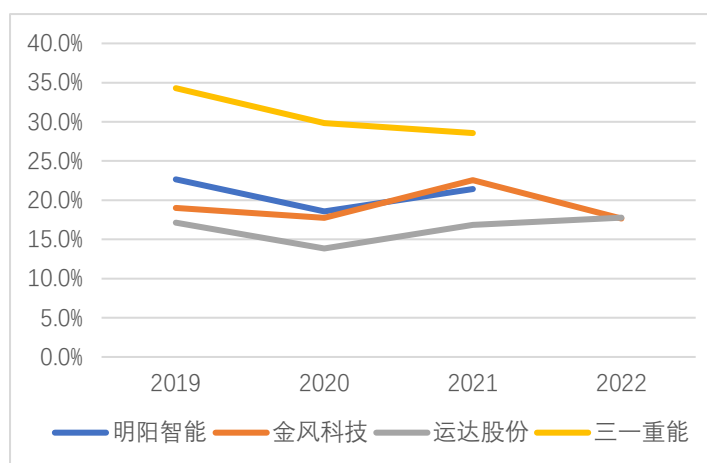
联合动力	4%	联合动力	3%	中国中车	3%
其它	8%	其它	1%	其它	1%
CR3	49%	CR3	50%	CR3	58%
CR5	64%	CR5	72%	CR5	75%

资料来源：北极星风力发电网，风电头条，风芒能源，源达信息证券研究所

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

图 16：整机商毛利率情况

图 17：整机商净利率情况



资料来源：同花顺 iFinD，源达信息证券研究所

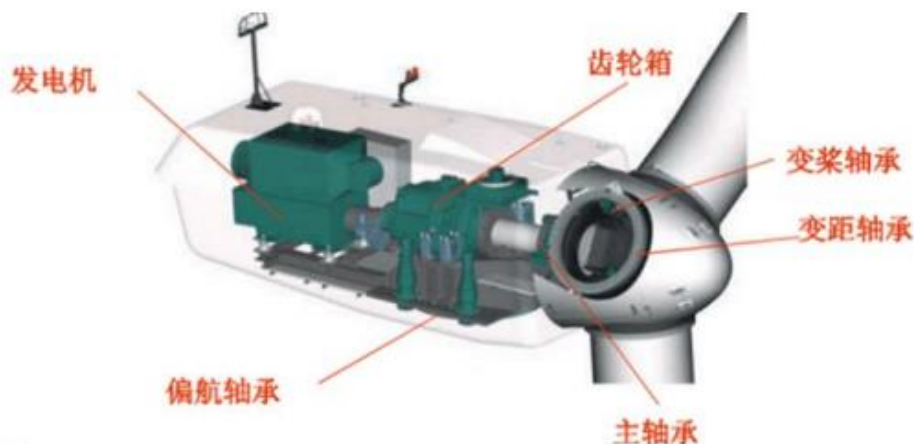
资料来源：同花顺 iFinD，源达信息证券研究所

2.中游零部件：优选技术壁垒高、大兆瓦受益环节

● 轴承：技术壁垒高，大型高端轴承溢价大。

轴承为风电设备核心零部件，技术壁垒高、国产替代空间大。风机轴承共分 4 类：偏航轴承、变桨轴承、主轴轴承等。其中，技术难度相对较低的偏航轴承与半桨轴承已经基本实现国产化，主轴轴承因技术壁垒较高而主要依赖进口，中高端轴承生产技术与生产经验不足为轴承业的主要壁垒，风机大型化趋势则提高了这些壁垒。国内厂商当前大兆瓦风机主轴轴承供应能力较弱，产能、性能、稳定性均与国际先进水平存在一定差距。

图 18：双馈式风力发电机示意图



资料来源：新强联招股说明书，源达信息证券研究所

大兆瓦趋势下，单 MW 轴承单价提升。伴随风机单机容量提升，轴承单价大幅提高，主轴轴承单机容量由 3MW-4MW 提升至 4MW-6MW 后，单价提升 20.0%；偏航变桨轴承单机容量由 3MW-4MW 提升到 5MW-6MW 后，单价提升 99.9%。

图 19：风力发电机主轴轴承单价情况(万元)

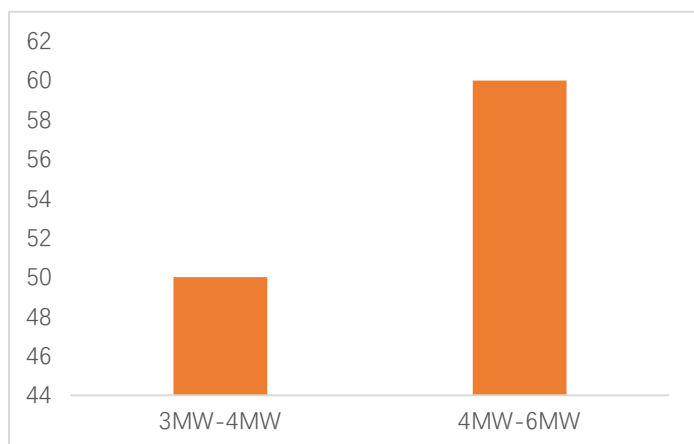
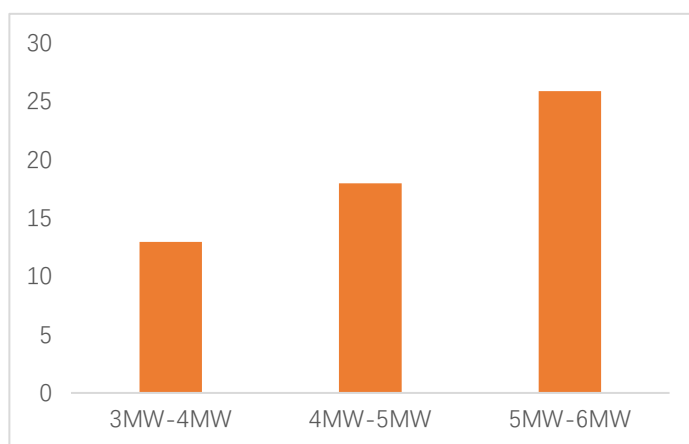


图 20：风力发电机偏航变桨轴承单价情况(万元)



资料来源：新强联募集说明书，源达信息证券研究所

资料来源：新强联募集说明书，源达信息证券研究所

● 海缆：高壁垒高毛利，受益于海风需求增长

海缆行业壁垒较高，有一定制造施工门槛。目前在国内具备海缆制造和施工能力的企业还较少，国内海缆主要有东方电缆、中天海缆、亨通光电三家龙头厂商。考虑海缆行业壁垒和已有公司的先发优势，预计未来新入者重塑格局的可能较小，未来海缆行业格局将维持稳定。

表 10：海缆行业主要壁垒

主要壁垒	
生产层面	海缆长期运行于复杂的海底环境，需要具备抗腐蚀、潮湿等特性，因此

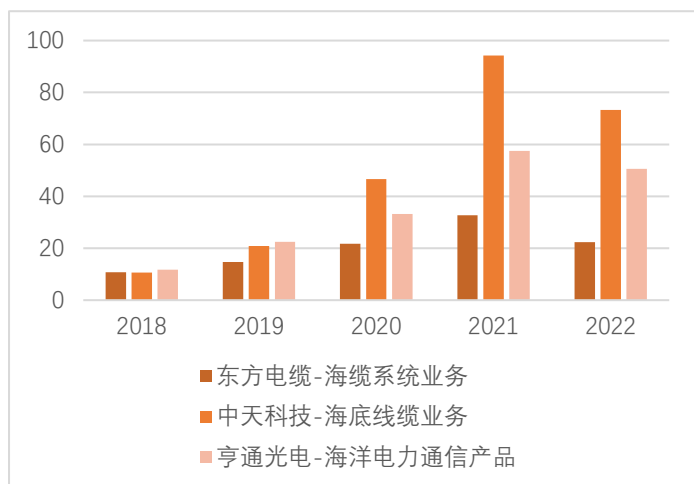
对生产技术和设备要求较高

技术层面	海缆技术要求高，高压海缆技术更为复杂，需要具备一定的技术 Know-How
地理位置层面	因长度大、重量大，对运输有一定需求，生产企业一般位于邻近港口处
品牌层面	项目招标对公司的历史业绩、品牌形象和经营状况等关注度高，新兴企业难以进入

资料来源：北极星风力发电网，源达信息证券研究所

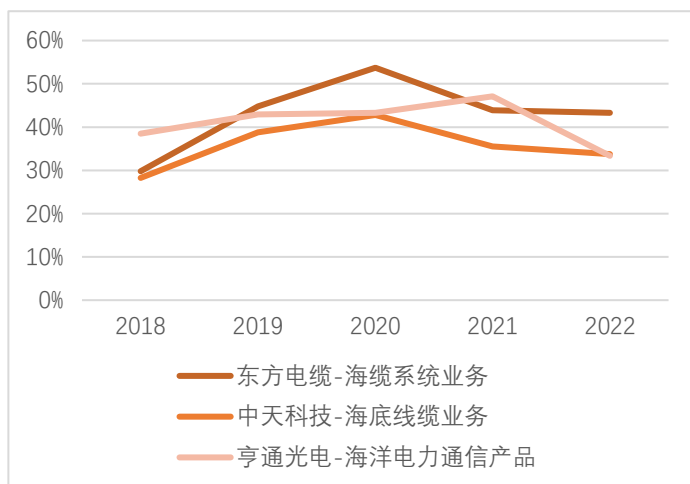
受海风发展驱动，海缆环节进入量价齐升的快速发展期。从量看，三家龙头厂商海缆相关业务营收快速发展，业绩增长迅速。从价看，三家公司的海缆相关业务毛利率都很高，从 2009 年开始均在 30% 以上。

图 21：海缆行业主要公司相关业务营收情况



资料来源：同花顺 iFinD，源达信息证券研究所

图 22：海缆行业主要公司相关业务毛利率情况



资料来源：同花顺 iFinD，源达信息证券研究所

四、投资建议

“碳中和”背景下，全球风电需求有望长期维持稳定增长。建议关注成本管控能力强，技术壁垒高，大兆瓦受益环节的公司：

- 1) 整机厂商：**三一重能、明阳智能、金风科技。
- 2) 轴承：**长盛轴承。
- 3) 海缆：**中天科技、东方电缆。

五、风险提示

政策不及预期风险：行业发展受政策扶持较多，各地区政策推出、落实存在差异，若配套政策落实不及预期，影响行业发展。

风电行业增长不及预期：考虑到风电项目从设备招标到实际并网装机需要经历较多环节，风电装机量释放受到项目相关手续办理效率、并网消纳能力、施工建设进度等多方面因素影响。若相关环节出现一定制约性影响，风电装机量释放节奏或将有所放慢。

原材料价格波动风险：风电制造产业链主要环节的成本构成中原材料占比普遍在 50%以上，价格大幅上涨或将导致产品价格向下游传导不及时，影响产品毛利率和公司盈利能力，挤压行业利润空间。

风电行业竞争加剧：风电行业竞争者较多，产能扩产旺盛，若竞争进一步加剧，将对业内公司的盈利能力产生影响。

投资评级说明

行业评级	以报告日后的 6 个月内，证券相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，投资建议的评级标准为：
看 好：	行业指数相对于沪深 300 指数表现 + 10%以上
中 性：	行业指数相对于沪深 300 指数表现 - 10%~ + 10%以上
看 淡：	行业指数相对于沪深 300 指数表现 - 10%以下
公司评级	以报告日后的 6 个月内，行业指数相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，投资建议的评级标准为：
买 入：	相对于恒生沪深 300 指数表现 + 20%以上
增 持：	相对于沪深 300 指数表现 + 10%~ + 20%
中 性：	相对于沪深 300 指数表现 - 10%~ + 10%之间波动
减 持：	相对于沪深 300 指数表现 - 10%以下

办公地址

石家庄

河北省石家庄市长安区跃进路 167 号源达办公楼

上海

上海市浦东新区民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 2306C 室

分析师声明

作者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，独立、客观地出具本报告。分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点。作者所得报酬的任何部分不曾与，不与，也不将与本报告中的具体推荐意见或观点而有直接或间接联系，特此声明。

重要声明

河北源达信息技术股份有限公司具有证券投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号：911301001043661976。

本报告仅限中国大陆地区发行，仅供河北源达信息技术股份有限公司（以下简称：本公司）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估。

本报告仅反映本公司于发布报告当日的判断，在不同时期，本公司可以发出其他与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告；本报告所反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表本公司或其他附属机构的立场。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。

本公司及作者在自身所知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为源达信息证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的，应当注明本报告的发布人和发布日期，提示使用证券研究报告的风险。未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。