

泰胜风能（300129）

 证券研究报告
 2020年09月05日

海上风电产品布局完善，市场竞争力显著提升

营收利润齐增，海风产品毛利率回升

8月27日公司发布中报，1-6月实现营收11.43亿元，同比增长24.55%；实现归母净利润1.15亿元，同比增长115.41%，归母扣非净利润1.04亿元，同比增长124.45%。营收及利润齐增系产品收入及毛利率增加所致。报告期内，陆上风电装备类产品实现收入8.36亿元，同比增长38.31%，毛利率约为22.72%；海上风电装备类产品实现收入2.89亿元，较上年同期大致持平；海上风电业务盈利能力回升，毛利率较上年同期提升15.89%，达到26.30%。

海风订单翻倍增长，产品竞争优势显著

2020上半年公司在手订单有明显增长，特别是海上风电相关订单实现了翻倍增长，同比增长448.59%。目前公司总产能约39万吨，分布在上海、江苏东台、启东、山西朔州、内蒙古包头、新疆哈密、木垒，具备良好的区位优势。公司较早进入海上风电市场，积累了充分的项目管理经验和生产工艺技术。公司目前在导管架及海上升压站产品领域竞争对手较少，导管架及海上升压站技术壁垒较高，需要经过长时间的研发及技术改进才能实现盈利，公司拥有较强的竞争优势。

抢装期装机需求提升，海上风机发展空间广阔

国家发改委明确对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否则执行并网年份的指导价。截止2018年底，按照0.85元电价核准的总共有43GW，截止2019年装机容量约为6.48GW，加上已经开工在建的10.43GW，还有将近26GW的容量未开工，我们预计，20、21年国内海上风电吊装量4-5GW和6-7GW。行业将迎来“抢装”期，需求大于供给，产业链上游零部件厂商议价能力较强，龙头企业具有产能优势受益明显。

营收预测

我们预期公司2020-2022年营业收入分别为30.12、34.70、35.90亿元，同比增长35.74%、15.21%和3.46%；归母净利润为2.87、3.41、3.88亿元，同比增长87.06%、18.61%和13.75%；对应EPS分别为0.40、0.47、0.54元，对应PE为15.72、13.25、11.65倍。公司目前在导管架及海上升压站产品领域竞争对手较少，导管架及海上升压站技术壁垒较高，需要经过长时间的研发及技术改进才能实现盈利，目前公司已实现较高的毛利水平，在未来海上风电市场发展中极具竞争优势。因此，2020年我们给予公司25倍估值，对应目标价10元，给予“增持”评级。

风险提示：原材料价格波动风险；项目延期风险；行业政策风险

投资评级

行业 电气设备/电源设备

6个月评级 增持（首次评级）

当前价格 6.89元

目标价格 10元

基本数据

A股总股本(百万股) 719.15

流通A股股本(百万股) 565.34

A股总市值(百万元) 4,954.97

流通A股市值(百万元) 3,895.17

每股净资产(元) 3.28

资产负债率(%) 50.90

一年内最高/最低(元) 7.33/3.60

作者

马妍 分析师
 SAC执业证书编号：S1110519100002
 may@tfzq.com

股价走势



资料来源：贝格数据

相关报告

- 《泰胜风能-季报点评:收入继续高增长，三季度毛利率环比改善明显》 2017-10-26
- 《泰胜风能-公司深度研究:海上风电新增装机见底，海上、海外业务高增长，军工外延迈出实质步伐》 2017-09-23
- 《泰胜风能-半年报点评:二季度收入大增，钢材涨价侵蚀短期利润》 2017-08-18

财务数据和估值	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业收入(百万元)	1,472.53	2,219.03	3,012.00	3,470.00	3,590.00
增长率(%)	(7.39)	50.70	35.74	15.21	3.46
EBITDA(百万元)	60.88	258.30	382.67	448.09	497.12
净利润(百万元)	10.53	153.63	287.37	340.84	387.71
增长率(%)	(93.15)	1,358.82	87.06	18.61	13.75
EPS(元/股)	0.01	0.21	0.40	0.47	0.54
市盈率(P/E)	428.86	29.40	15.72	13.25	11.65
市净率(P/B)	2.05	1.95	1.82	1.64	1.47
市销率(P/S)	3.07	2.04	1.50	1.30	1.26
EV/EBITDA	23.36	9.17	8.17	6.02	4.52

资料来源：wind，天风证券研究所

内容目录

1. 公司简介	5
1.1. 股权结构	5
1.2. 公司发展历程	5
1.3. 主营业务	6
1.4. 产销量	6
1.5. 营收分析	7
1.5.1. 营业收入及归母净利润	7
1.5.2. 成本	8
1.5.3. 毛利和毛利率	8
1.5.4. 费用	9
2. 公司业务情况	10
2.1. 在手订单充足，增量稳健提升	10
2.2. 海上风电业务持续推进，产能布局具备区域优势	11
2.3. 拥有市场先发优势，享受海上风电技术壁垒红利	12
2.4. 海外市场开拓顺利推进，带动毛利率提升	14
3. 风电行业：抢装期装机需求提升，海上风电前景广阔	14
3.1. 补贴和竞价过渡期，海上风电前景广阔	14
3.1.1. 欧亚引领海上风电发展，英德中装机量居首	14
3.1.2. 中国：竞价时代东方欲晓，亚洲地区的璀璨新星	15
3.1.3. 沿海城市用电量需求占比大，责任消纳权重高要求	18
3.1.4. 我国海风资源丰富，发展前景广阔	19
3.2. 抢装期装机需求提升，海上风机发展空间广阔	19
3.2.1. 项目申请到运行所经历的流程	19
3.2.2. “十三五”目标提前完成，海上风电发展空间依旧广阔	20
3.2.3. 未来发展展望：今明两年装机量大幅提升	21
3.2.3.1. 18年底前核准量较大，抢装浪潮来临	21
3.2.3.2. 抢装浪潮下，招标量飞升	21
3.2.3.3. 开工在建项目容量高，按时并网成为挑战	22
3.2.3.4. 吊装船和消纳空间有限，限制装机并网极限	23
3.2.3.5. 未来预期：今明两年迎来装机大年	24
3.2.4. 成本高于陆上风电，上网电价有望追赶煤电	24
4. 盈利预测	25
4.1. 同业比较	25
4.2. 营收假设	26
4.3. 盈利预期	26
5. 风险提示	26
5.1. 原材料价格波动风险	26
5.2. 项目延期风险	27

图表目录

图 1: 公司股权结构 (2020 半年报)	5
图 2: 公司发展历程	6
图 3: 2017-2019 公司主要产品产销量 (单位: 吨)	7
图 4: 营业收入 (单位: 亿元)	7
图 5: 营收拆分 (单位: 万元)	8
图 6: 2015 年-2019 年营业成本情况 (万元)	8
图 7: 分类产品毛利率	9
图 8: 费用情况	9
图 9: 销售费用 (单位: 万元)	9
图 10: 管理费用 (单位: 万元)	9
图 11: 研发费用 (单位: 万元)	10
图 12: 财务费用 (单位: 万元)	10
图 13: 期末在执行与待执行订单 (单位: 万元)	10
图 14: 新增订单 (单位: 万元)	10
图 15: 完成订单情况 (单位: 万元)	11
图 16: 海工装备与海上风电产品工业流程近似	11
图 17: 泰胜蓝岛码头实拍	12
图 18: 不同风机基础种类示意图	13
图 19: 国电投滨海 H2#400MW 海上升压站实拍图	14
图 20: 2017-2019 公司海内外销售收入及毛利率	14
图 21: 完成订单情况 (单位: 万元)	14
图 22: 全球海上风电装机量情况 (单位: MW)	15
图 23: 欧洲 2019 年海上风电装机分布情况 (单位: MW)	15
图 24: 亚洲 2019 年海上风电装机分布情况 (单位: MW)	15
图 25: 中国海上风电装机容量 (GW)	16
图 26: 中国海上风电的发展进程	16
图 27: 2019 年前十省份 (单位: 亿千瓦时)	18
图 28: 我国距离海岸 10km 外海域 90 米高度风谱图及装机容量	19
图 29: 海上风电项目流程	20
图 30: 《风电发展 “十三五” 规划》中 2020 年全国海上风电布局	20
图 31: 2019 年各省海上风电累计装机量 (万千瓦)	21
图 32: 海上风电核准及规划容量	21
图 33: 2019 年海上风电招标量分布 (GW)	22
图 34: 截止 2019 年底已招标未开工项目容量 (万千瓦)	22
图 35: 2019 年海上风电在建项目容量 (MW)	23

图 36：我国吊装船数量（艘）	23
图 37：COWA 预计 2021 年各省海上风电装机量（万千瓦）	24
图 38：海上风电成本构成	25
图 39：陆上风电成本构成	25
图 40：电价下降测算与各省脱硫煤标杆电价（单位：元）	25

表 1：公司核心产品	6
表 2：产能分配情况	12
表 3：公司承接升压站项目部分汇总	13
表 4：中国海上风电发展主要政策	17
表 5：中国海上风电上网电价（元/kwh）	17
表 6：各省、直辖市 2019 年非水可再生电力消纳情况和 2020 年消纳责任权重	18
表 7：我国距离海岸 10km 外海域可装机容量统计（单位：万千瓦）	19
表 8：2017-2019 海上风电项目核准容量	21
表 9：沿海省份 2020 年新增消纳能力	24
表 10：同业比较（单位：元）	25
表 11：营收预测（单位：百万元）	26

1. 公司简介

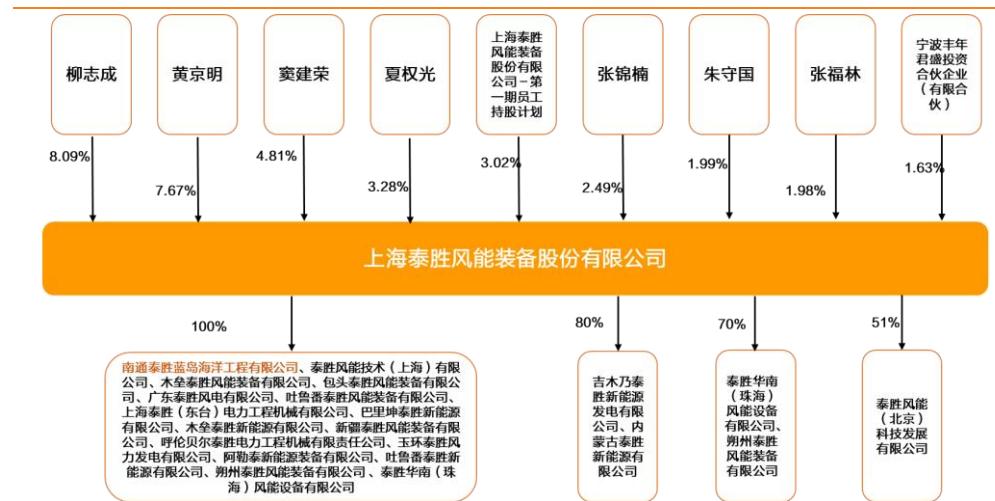
上海泰胜风能装备股份有限公司，前身为上海泰胜电力工程机械有限公司，于 2001 年 4 月 13 日成立，于 2010 年 10 月 19 日上市。公司是中国最早专业从事风机塔架制造的公司之一，也是国内外知名的风力发电机配套塔架专业制造商。主营风力发电设备、钢结构、化工设备制造安装、货物和技术的进出口业务、风力发电设备、辅件、零件销售等，具有国内领先的生产技术及批量制造能力。

公司国内生产型分支机构分别分布于江苏东台、内蒙包头、内蒙呼伦贝尔、新疆哈密等地，并在加拿大安大略省兴建海外生产制造基地，上述分支机构临近中国及北美风资源最优良的地区，具有强大的区域优势。公司始终秉承“以市场为导向、以技术为根本、以客户为基石”的经营理念，立足国内拓展国际市场，已与 VESTAS、Gamesa、GE wind、金风科技、华能、中广核、大唐等中外知名企建立了长期合作关系，在风电塔架行业形成了较高的知名度和良好的信誉度。公司是《风力发电机组塔架》国家标准、《风力发电机组环形锻件》国家标准、《海上风力机组设计要求》国家标准制定的参与者，获得了 ISO9001:2008 国际质量体系认证、ISO14001:2004 环境管理体系、OHSAS18001:2007 职业健康安全管理体系认证，多次填补国内塔架行业空白，是国内资质优良、技术优势明显的行业引领者。

1.1. 股权结构

本公司为民营股份有限公司。公司不存在绝对控股或相对控股的控股股东，以柳志成、黄京明、夏权光、张锦楠、张福林组成的一致行动人团队为实际控制人，合计持股比例 23.51%。第一期员工持股计划股票承诺锁定三年，于 2019 年 1 月 18 日解除限售上市流通，截至 2020 上半年期末占比 3.02%。

图 1：公司股权结构（2020 半年报）



资料来源：wind、天风证券研究所

1.2. 公司发展历程

2001 年 4 月 13 日，柳志成、黄京明、朱守国、夏权光、张福林、张锦楠六人在上海市金山区现金出资注册设立泰胜有限，注册资本 800 万元，此六人之前在浙江瑞安压力容器厂及瑞安市泰胜电力工程机械有限公司从事级别较小的风机塔架生产相关工作，积累了行业经验。2010 年 10 月 19 日在深交所上市。公司主要产品为自主品牌的陆上风电塔架和海上风电塔架、导管架管桩及相关辅件、零件。

图 2：公司发展历程



资料来源：公司官网、北极星电力网、wind、北极星风力发电网、天风证券研究所

1.3. 主营业务

公司目前以风力发电机组塔架制造为主业，产品立足陆上、海上风电装备制造，开发研制漂浮式深海大容量海上风电装备等大型化、新型风电装备；以持续不断的技术创新、管理创新为基础，向同质化技术基础上的差异化产品延伸。立足国内风电市场，开拓美洲、澳洲、非洲、东南亚及其它国际市场；以陆地风电市场为依托，积极开发海上风电市场。抓住机遇，进行风电产业链延伸，预计今年开发建设风电场。

表 1：公司核心产品

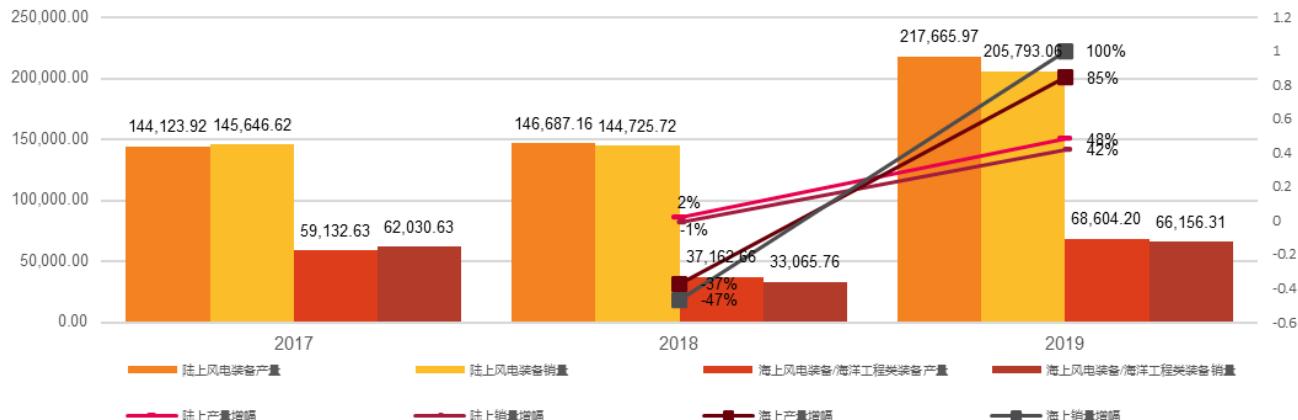
主要产品类别	主要产品名称
风力发电设备、辅件、零件	陆上风电塔架和海上风电塔架、导管架、管桩、升压站平台及相关辅件、零件 如 4MW/5MW/6MW 及日本浮体式海上风机塔架、3MW/6.5MW 海上风电导管架、大型分片式塔架、175 米斜拉塔、1600 吨大单桩、高端升压站平台等
海洋工程设备业务	海洋工程平台相关辅件、零件以及用于海洋工程的各类钢结构件
风电场开发、运营业务	在内蒙古、河南、陕西、黑龙江等地进行了多次项目考察，并新设了多家项目公司，开展了多个风电场开发项目的前期工作。

资料来源：公司公告、天风证券研究所

1.4. 产销量

公司深化“双海战略”效果初见成效，市场拓展力度进一步增强，2019 年公司总体呈现产销两旺态势。2019 年陆上风电装备产量 21.77 万吨，同比增长 48%；销量 20.58 万吨，同比增长 42%；2019 年海上风电装备/海洋工程类装备产量 6.86 万吨，销售 6.62 万吨。2019 年完成了 25 万吨经营目标。2020 年，公司将继续深化“双海”战略，同时抓住国内风电抢装潮，合理安排生产。2020 年度公司产量目标为 36 万吨。

图 3：2017-2019 公司主要产品产销量（单位：吨）



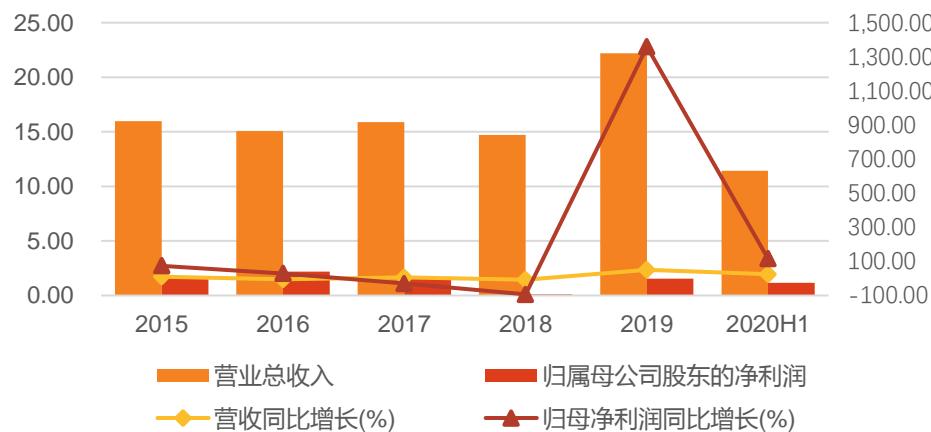
资料来源：公司公告、天风证券研究所

1.5. 营收分析

1.5.1. 营业收入及归母净利润

公司 2019 年实现营业收入 22.19 亿元，比上年同期增加 50.70%。实现归母净利润 1.54 亿元，比上年同期增加 1,358.82%，涨幅迅猛。2020 年上半年，实现营收 11.43 亿元，同比增长 24.55%；实现归母净利润 1.15 亿元，同比增长 115.41%，归母扣非净利润 1.04 亿元，同比增长 124.45%。营收及利润齐增系产品收入及毛利率增加所致。

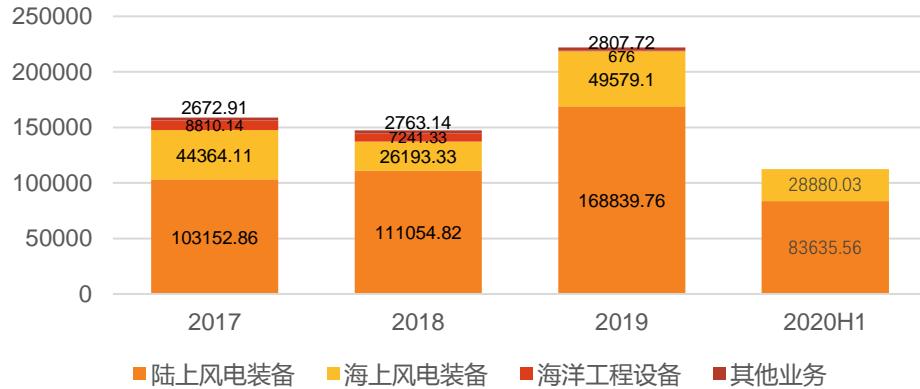
图 4：营业收入（单位：亿元）



资料来源：wind、天风证券研究所

公司乘借风电抢装浪潮，有序推进陆上风电装备生产销售规模的扩大；并且通过子公司泰胜蓝岛提前布局海上风电装备与海洋工程业务，抓住海上风电加速发展机遇，占据市场领先地位。未来陆上风电市场竞争加剧，海上风电市场加速发展，公司具有高端风电设备制造能力与较大市场份额，竞争优势明显。2017-2019，公司陆上风电营收稳步增长，海上风电营收也在短期回落后呈现增长趋势。2020 上半年，陆上风电装备类产品实现收入 8.36 亿元，同比增长 38.31%；海上风电装备类产品实现收入 2.89 亿元，较上年同期大致持平。

图 5：营收拆分（单位：万元）



资料来源：公司公告、天风证券研究所

1.5.2. 成本

成本管控力度增加。2020 上半年营业成本 8.67 亿元，比去年同期增加 16.19%，低于营收增长比例。营业成本变动主要由于确认收入的塔架吨位增加导致。此外，2018 年产品主要材料钢材价格处于高位震荡，2019 年趋落，公司同时加强了成本管控措施，达到了预期效果。2020 年公司将继续加强增效降本工作，单位成本有望得到有效控制。

图 6：2015 年-2019 年营业成本情况（万元）

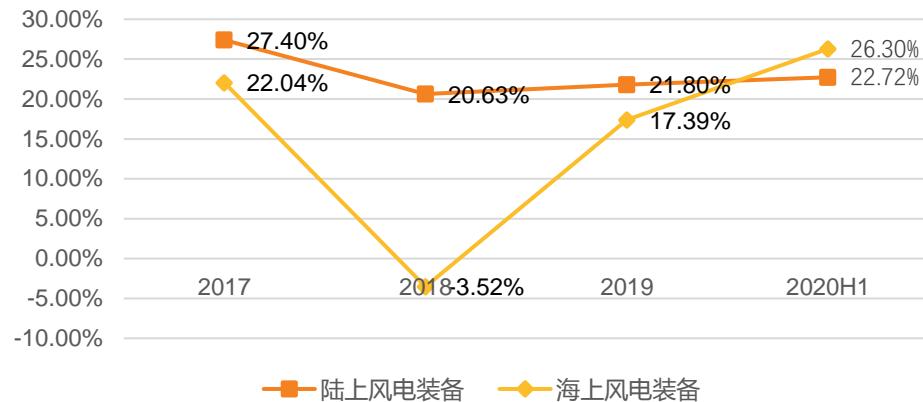


资料来源：公司公告、天风证券研究所

1.5.3. 毛利和毛利率

受主要原材料采购单价波动的影响，毛利率先降后增。目前风电铸件为公司毛利的主要来源。2016-2018 产品毛利率持续下降，主要原材料生铁、废钢及树脂等材料单价从 2016 年下半年开始大幅度上升后 2017 年与 2018 年维持在高价，导致成本增加幅度高于收入增加幅度。2019 年上半年开始主要原材料价格处于高位震荡下行趋势，公司毛利率得到明显改善。2020 年上半年，陆上风电装备类产品毛利率约为 22.72%，海上风电装备类产品毛利率约为 26.30%，延续了毛利率上涨的趋势。

图 7：分类产品毛利率

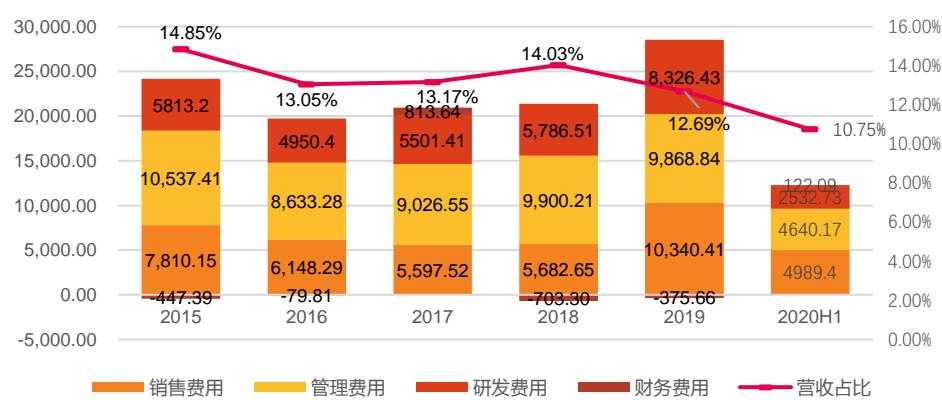


资料来源：公司公告、天风证券研究所

1.5.4. 费用

2020 上半年，公司各项费用总计 1.23 亿元，占营业收入的 10.75%，维持降低趋势。其中销售和管理费用较高，销售费用和管理费用较去年同期增长明显。

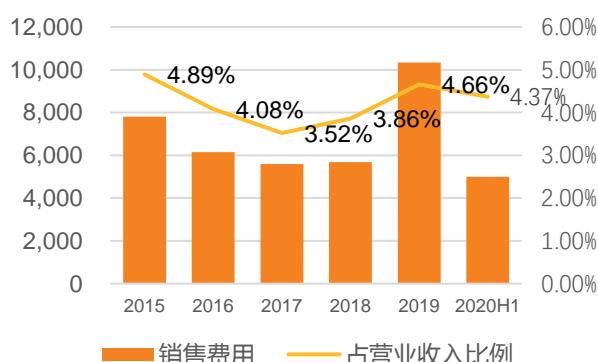
图 8：费用情况



资料来源：wind、天风证券研究所

销售费用逐步增加。公司销售费用主要由后运维费、职工薪酬、运输装卸费、差旅费和风场开发费构成，公司的销售费用支与业务关联度高，2016 年至今随风电行业的复苏，公司销量稳定增加，导致运输费用增加。管理费用控制稳定。公司 2016 年-2017 年管理费用基本保持稳定，2018 年与 2019 公司管理费用有所增加主要为公司实施股权激励后形成的股份支付费用所致。

图 9：销售费用（单位：万元）



资料来源：wind、天风证券研究所

图 10：管理费用（单位：万元）



资料来源：wind、天风证券研究所

研发费用逐步增长。2016 年-2019 年, 公司研发费用逐步增加, 但后期由于营收增速迅猛, 研发支出所占比例有所降低, 公司将根据业务发展情况稳步提升研发费用投入。

财务费用有所上涨。2019 年, 公司汇兑收益比去年同期减少导致财务费用上涨; 2020 上半年银行贴现利息的增加, 财务费用增加。

图 11: 研发费用 (单位: 万元)



资料来源: wind、天风证券研究所

图 12: 财务费用 (单位: 万元)



资料来源: wind、天风证券研究所

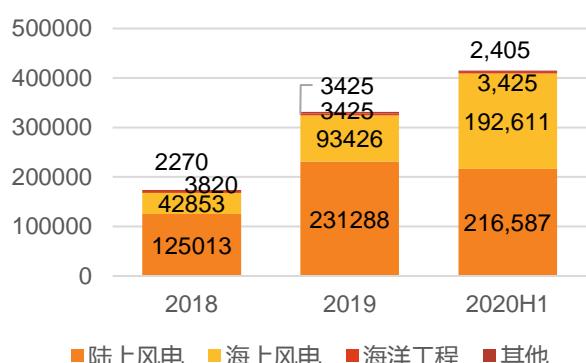
2. 公司业务情况

风电装备板块, 公司坚持“双海”战略, 在海上风电板块和海外市场进行了积极布局, 产能逐渐爬升, 在手订单量增长明显; 海洋工程板块, 鉴于当下国际油价、海工产业相对低迷, 公司将更多的资源投向海上风电业务; 风电场开发方面, 公司在内蒙古、河南、陕西、黑龙江等地进行了多次项目考察, 并新设了多家项目公司, 积极且卓有成效地开展了多个风电场开发项目的前期工作; 军工方面, 公司与丰年资本在互惠互利的基础上, 在资本融合、管理互信、资源共享等方面展开深入合作, 搭建了较好的产业合作模式, 使公司积累了较多的产业经验和市场资源。

2.1. 在手订单充足, 增量稳健提升

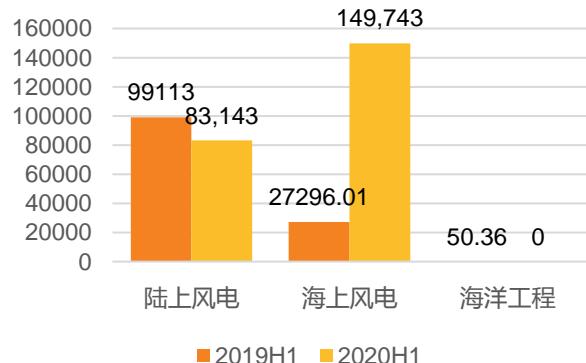
截至 2020 年 6 月末, 公司在执行及待执行订单共计 415,028 万元, 其中陆上风电类订单新增 83,143 万元, 完成 91,600 万元, 在执行及待执行 216,587 万元; 海上风电类订单新增 149,743 万元, 完成 32,781 万元, 在执行及待执行 192,611 万元; 海洋工程类订单在执行及待执行 3,425 万元; 其他在执行及待执行订单 2,405 万元。这些订单中, 国内订单新增 230,759 万元, 完成 104,179 万元, 在执行及待执行 405,918 万元。国外订单新增 3,547 万元, 完成 21,402 万元, 在执行及待执行 9,110 万元。

图 13: 期末在执行与待执行订单 (单位: 万元)



资料来源: 公司公告、天风证券研究所

图 14: 新增订单 (单位: 万元)

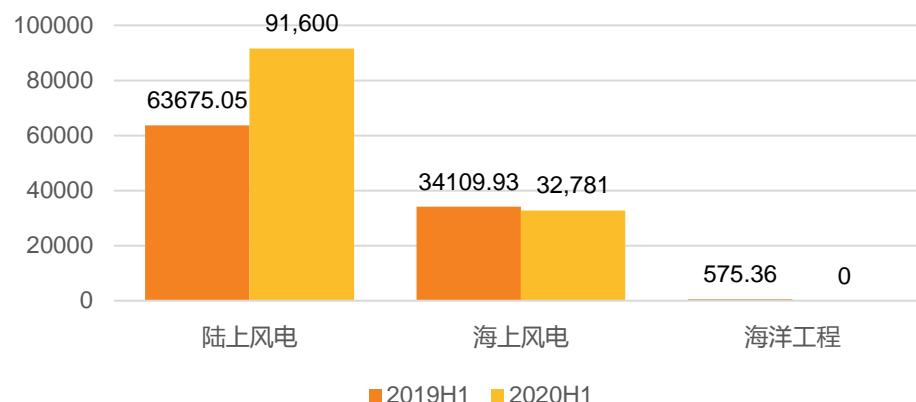


资料来源: 公司公告、天风证券研究所

相较于 2019 年末，当下公司在手订单有明显增长，特别是海上风电相关订单。对比 2019 上半年，2020H1 陆上风电新增订单略有下滑，但海上风电新增订单实现了翻倍增长，同比增加 448.59%，一方面受益于海上风电产业的蓬勃发展，另一方面源于公司海上风电产品技术强劲，竞争优势明显。

据完成订单情况看，2020 上半年公司主要业务受疫情影响较轻，其中陆上风电完成订单相比去年同期增长 43.86%，海上风电完成订单额相比去年同期基本持平，海洋工程受疫情影响最为严重，2020 上半年订单完成量为 0。

图 15：完成订单情况（单位：万元）

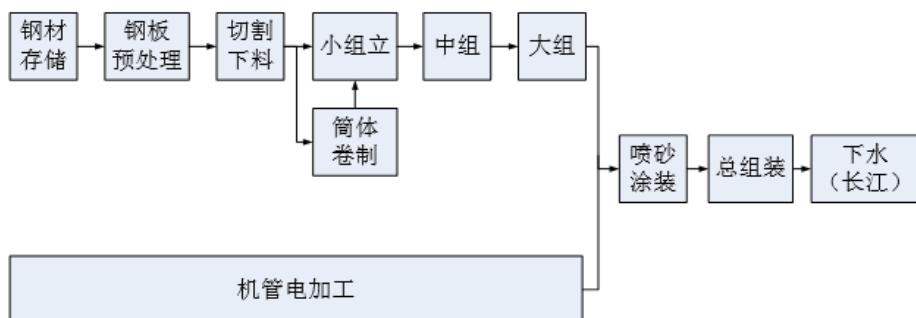


资料来源：公司公告、天风证券研究所

2.2. 海上风电业务持续推进，产能布局具备区域优势

公司于 2013 年 5 月收购蓝岛海工 51% 股份，成为其控股股东，并通过“3~10MW 级海上风机塔架重型装备制造基地项目”在其原有海洋工程业务基础上增加了海上风电装备业务，2015 年末公司通过定增收购蓝岛海工剩余 49% 股权。蓝岛海工位于长江出海处启东市船舶工业园区，地理位置优越，具有宝贵稀缺的海岸线资源，拥有使用权的 760 米海岸线与厂区无缝连接，可直接停靠大型船舶，有效节约储运成本。海工装备和海上风电产品的工艺流程近似，收购完成后蓝岛海工海上风电装备业务发展迅速，产能爬坡进展顺利，并持续有效释放，目前产能已达到 13 万吨。公司近期表示 2021 年泰胜蓝岛产能将提升至约 15 万吨，此外合作厂可提供约 4-5 万吨海上风电产能。

图 16：海工装备与海上风电产品工业流程近似



资料来源：公司公告、天风证券研究所

公司根据国内风资源分布及风电市场发展趋势，积极进行市场布局，以上海金山总部及泰胜蓝岛为出口中心，紧邻国内主要陆上风电市场建设生产基地，在挖掘现有国内布局产能

的前提下，做好中部、西部、南部市场的布局，并考虑新增投资建设海上风电重型装备制造基地。目前公司总产能约 39 万吨，分布在上海、江苏东台、江苏启东、山西朔州、内蒙古包头、新疆哈密、新疆木垒，另外还有通过合作的方式新增的产能。其中沿海生产基地具备码头等硬件优势，便于产品运输和交付；内陆基地辐射“三北地区”，风力资源优厚，陆上风电产品消化能力较强。公司产能分布具备良好的区位优势。

表 2：产能分配情况

基地名称	产能（万吨）
上海	6
江苏东台	4-4.5
江苏启东蓝岛	13
内蒙古包头	4
新疆哈密、木垒	9
山西朔州	3
合计	39-39.5

资料来源：北极星风力发电网、天风证券研究所

2.3. 拥有市场先发优势，享受海上风电技术壁垒红利

公司较早进入海上风电市场，经历了原材料剧烈波动、行业发展缓慢起步等时期，但也进行了充分的项目管理经验和生产工艺技术的积累。公司在拓展陆上及海上塔筒同时，积极开发海上风机基础及升压站等产品。公司目前在导管架及海上升压站产品领域竞争对手较少，导管架及海上升压站技术壁垒较高，需要经过长时间的研发及技术改进才能实现盈利，公司拥有较强的竞争优势。

风机基础导管架是海上风机塔筒与水下桩基的连接段，导管架式基础由细的支撑杆框架连接三桩或四桩，对海水流动几乎无阻力。载荷主要通过支撑杆轴向传递。基础面积大，抗倾覆能力强。框架结构重量轻，但是每个接头都需要高标准制造，要耗费很多工时，具有一定的技术壁垒。主要应用于单机容量较大、水深较深、地质条件较差的海上风电场。

图 17：泰胜蓝岛码头实拍

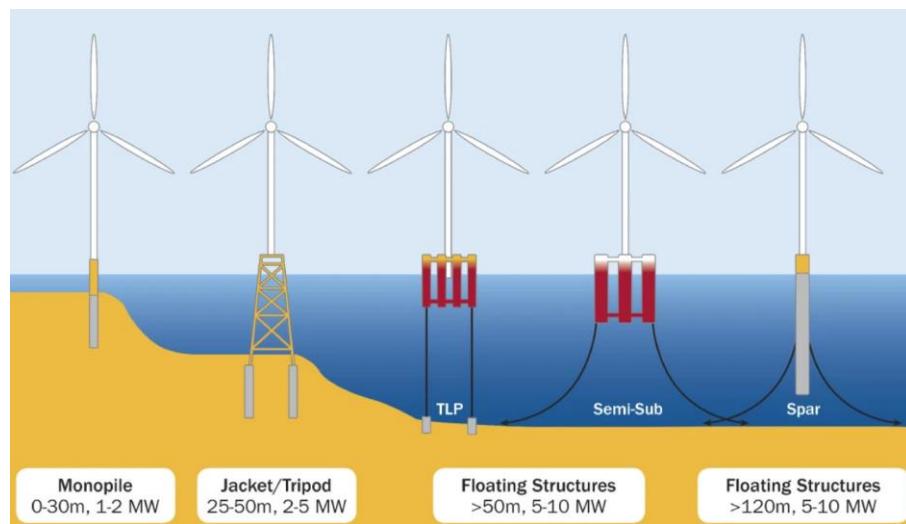


资料来源：泰胜风能公众号、天风证券研究所

海上风电行业内普遍认为单桩基础适用于 30 米以内水深，导管架和重力式基础更适合 25 米到 30 米，而超过 50 米以上则主要应用浮式基础。而咨询机构 Xodus 最近一项研究表明，目前在 90 米水深范围内，超大型导管架基础比浮式平台基础更具成本优势。在未来风电

全面平价的趋势下，导管架的经济性优势赋予其良好的发展前景，公司作为国内导管架头部生产厂商将直接受益，有利于进一步打开深远海风场开发市场，符合海上风电发展趋势。

图 18：不同风机基础种类示意图



资料来源：BMC、天风证券研究所

海上升压站是海上风电场的电能汇集中心，集强弱电、生活区与于一体，配有救生舱，是海上风电场员工的居住场所，可以容纳 20 多人。海上升压站是泰胜蓝岛多年来持续耕耘，不断追求突破的海上风电核心产品、名片产品。公司因成功交付了首制亚洲最大的 400MW 海上升压站、国内最大升压站导管架，全球最大钢管桩等重大项目荣获今年“江苏省科学技术二等奖”，对国家实现未来深远海能源开发战略有着重大意义。

表 3：公司承接升压站项目部分汇总

项目名称	状态
国家电投滨海北 H2#400MW 海上升压站	交付
中电投大丰 H3#300MW 海上升压站	交付
国家电投滨海南 H3#300MW 海上升压站	交付
国家能源集团竹根沙 H1#200MW 海上升压站项目	在建
国家电投揭阳神泉 400MW 海上升压站项目	在建
粤电阳江沙扒海上升压站项目	在建

资料来源：泰胜风能公众号、天风证券研究所

图 19：国电投滨海 H2#400MW 海上升压站实拍图



资料来源：泰胜风能公众号、天风证券研究所

2.4. 海外市场开拓顺利推进，带动毛利率提升

从 2017-2019 海内外收入与毛利率情况来看，外销毛利率大于内销毛利率；公司布局海外市场，海外收入份额持续上涨。2020 年基于国内补贴政策影响风电抢装需求上涨，内销毛利率预计有所提升，公司将业务重点放在国内市场，上半年实现外销收入 2.14 亿元，同比下降 45.26%。但根据 2020 上半年完成订单情况，公司海外出口能力未受较大影响，预计国内抢装期结束后公司将继续开拓海外市场，海外业务有望继续得到增长。

图 20：2017-2019 公司海内外销售收入及毛利率



资料来源：wind、天风证券研究所

图 21：完成订单情况（单位：万元）



资料来源：公司公告、天风证券研究所

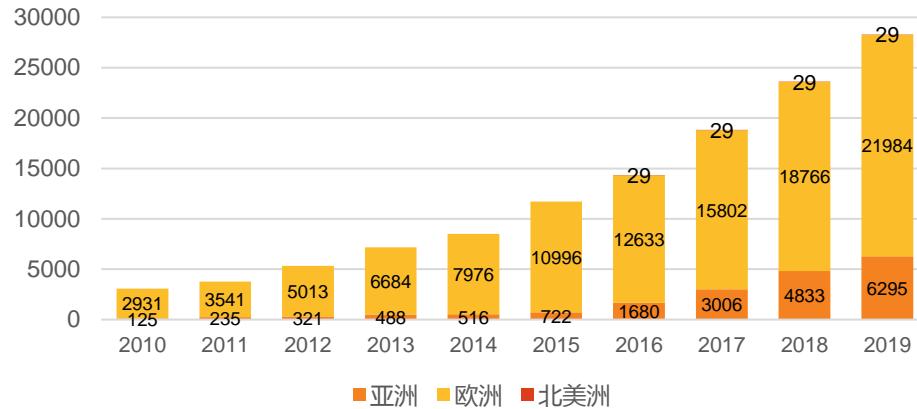
3. 风电行业：抢装期装机需求提升，海上风电前景广阔

3.1. 补贴和竞价过渡期，海上风电前景广阔

3.1.1. 欧亚引领海上风电发展，英德中装机量居首

海上风电从上世纪开始发展，至今已经初具规模，成为部分国家的重要能源来源。根据 IRENA 统计，截止至 2019 年，全球海上风电装机量达 28.31GW，主要分布在欧亚地区，其中欧洲装机量为 21.98GW，占比 77.66%，亚洲装机量为 6.30GW，占比 22.24%，北美装机量仅为 29MW，占比 0.1%。

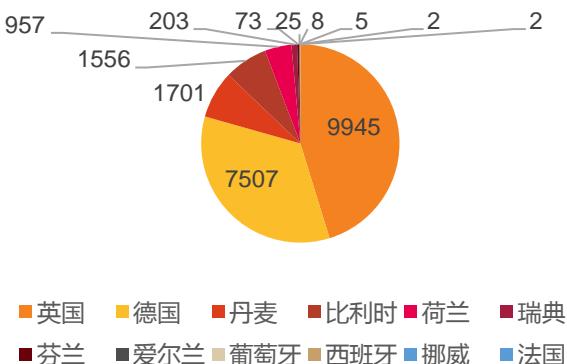
图 22：全球海上风电装机量情况（单位：MW）



资料来源：IRENA、天风证券研究所

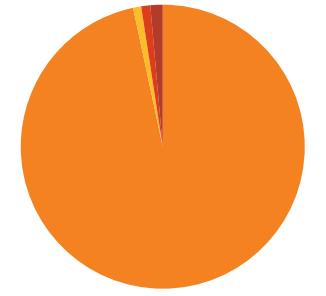
分国家来看，英国海上风电发展较早，装机量居于全球首位，达到 9.95GW，占欧洲的 45.24%，占全球 35.13%。德国次之，装机量为 7.51GW，占欧洲的 34.15%，占全球的 26.52%。中国位列第三位，装机量达到 6.84GW，占全球的 21.4%，有望在今年超过德国，跃居全球第二，丹麦、比利时装机量分别为 1.70GW、1.56GW。

图 23：欧洲 2019 年海上风电装机分布情况（单位：MW）



资料来源：IRENA、天风证券研究所

图 24：亚洲 2019 年海上风电装机分布情况（单位：MW）

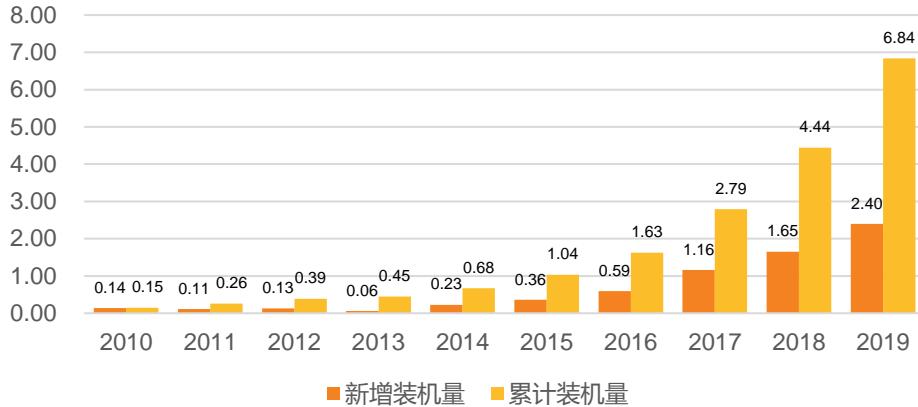


资料来源：IRENA、COWA、天风证券研究所

3.1.2. 中国：竞价时代东方欲晓，亚洲地区的璀璨新星

我国海上风电起步较晚，近十年实现了快速发展。我国装机量从 2010 年开始放量，当年新增 0.14GW，2010-2013 年，海上风电装机量增长较为缓慢，直到 2014 年我国海上风电发展进入快车道。根据 COWA 数据，2019 年我国新增海上装机量为 2.4GW，累计装机量为 6.84GW，同比增加 54.05%，累计装机量仅排在英国与德国后面，我们预计今年有望超过德国，成为全球第二海上风电发展国家。

图 25：中国海上风电装机容量 (GW)



资料来源：CWEA、COWA、海上风电观察、天风证券研究所

我国海上风电的发展主要经历了五个阶段，1995-2008 环境营造阶段、海上风电未正式起步。2009 年国家能源局发布了《海上风电场工程规划工作大纲》，随后一系列政策相继出台，海上风电进入了萌芽示范阶段。2010 年，我国第一、亚洲第一个海上风电场——上海东海大桥 10 万千瓦海上风电场示范工程并网发电，标志着我国基本掌握了海上风电的工程建设技术，为今后大规模发展海上风电积累了经验。

图 26：中国海上风电的发展进程



资料来源：北极星风电网、前瞻产业研究院、天风证券研究所

2014 年 6 月，发改委发布《国家发改委关于海上风电上网电价政策的通知》，明确了海上风电的上网电价，明确规定了 2017 年以前投运的非招标海上风电项目，近海风电项目上网电价为 0.85 元/千瓦时，潮间带风电项目上网电价为 0.75 元/千瓦时。我国海上风电进入到快速发展阶段，政策导向逐步明确。

2016 年 11 月，国家能源局正式印发《风电发展“十三五”规划》提出，到 2020 年底，风电累计并网装机容量确保达到 2.1 亿千瓦以上的总量目标；其中海上风电力争累计并网容量达到 5GW 以上，重点推动江苏、浙江、福建、广东等省的海上风电建设，我国海上风电进入全面加速期。

表 4：中国海上风电发展主要政策

时间	政策名称	主要内容
2009	《海上风电场工程规划工作大纲》	明确了潮间带和潮下带滩涂风电场、近海风电场在沿海各省(区、市)的布局和总体规划、进行预可行性研究工作
2010	《海上风电开发建设管理暂行办法》	规范海上风电发展规划、项目授予、项目核准、海域使用和海洋环境保护、施工竣工验收、运行信息管理等环节的管理
2012	《风电发展“十二五”规划》	对海上风电做专门部署
2014	《国家发改委关于海上风电上网电价政策的通知》	为海上风电上网电价定下了基调
2015	《国家能源局关于海上风电项目进展有关情况的通报》	要求各部门进一步做好海上风电开发建设工作，加快推动海上风电发展
2016	《风电发展“十三五”规划》	提出风电累计并网装机容量确保达到2.1亿千瓦以上的总量目标；其中海上风力力争累计并网容量达到5GW以上，重点推动江苏、浙江、福建、广东等省的海上风电建设，到2020年四省海上风电开工建设规模均达百万千瓦以上。
2016	《可再生能源发展“十三五”规划》	积极稳妥推进海上风电开发，到2020年，开工建设1000万千瓦，确保简称500万千瓦
2017	《国务院关于印发“十三五”节能减排综合工作方案的通知》	鼓励可再生能源发展，因地制宜发展海岛太阳能、海上风能、潮汐能、波浪能等可再生能源
2019	《关于完善风电上网电价政策的通知》	明确将海上风电标杆上网电价改为指导价，新核准海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价
2020	《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》	明确新增海上风电和光热项目不再纳入中央财政补贴范围

资料来源：发改委、国家能源局、国务院办公厅、天风证券研究所

2019年5月，国家发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》，该《通知》明确指出四条有关海上风电上网电价的政策，(1) 将海上风电标杆上网电价改为指导价，新核准海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价。(2) 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。(3) 新核准潮间带风电项目通过竞争方式确定的上网电价，不得高于项目所在资源区陆上风电指导价。(4) 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。该《通知》的发布意在通过竞标机制倒逼行业技术提升，推动海上风电行业成本下降。从而更好适应海上风电行业发展现状，实现可再生能源向平价上网的平稳过渡，为后续国家补贴的退出做好准备。同时该《通知》也意味着我国海上风电行业正式进入竞价时代。

表 5：中国海上风电上网电价(元/kwh)

	2015	2016-2017	2018	2019(指导价)	2020(指导价)
近海风电	0.85	0.85	0.85	0.8	0.75
潮间带风电	0.75	0.75	0.75		所在资源区陆上风电指导价

资料来源：国家发改委、天风证券研究所

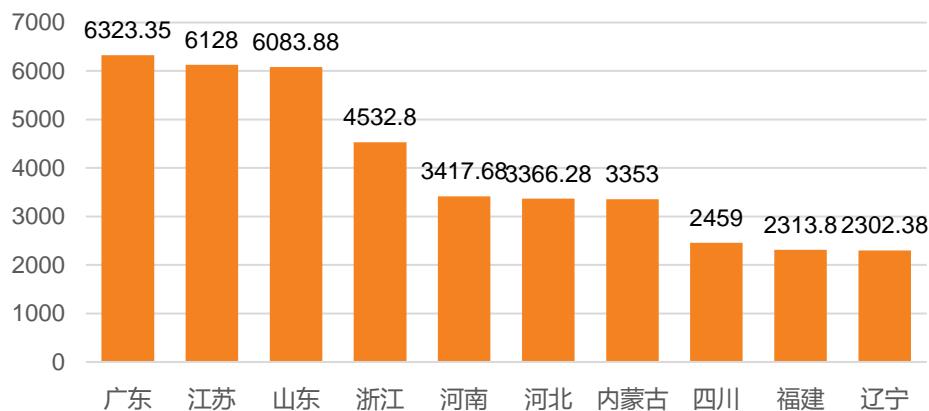
自《可再生能源法》实施以来，我国逐步建立起对于可再生能源开发利用的一系列支持性政策，尤其是对于可再生能源发电项目，可以通过从电价中征收可再生能源电价附加的方式筹措资金，从而对上网电量给予补贴。2012年以来，中央财政用于支持可再生能源行业发展的资金已累计超过4500亿元。截止2019年底，我国海上风电累计装机量已达到6.84GW，补贴政策有力的促进了我国海上风电行业的发展。但随着可再生能源行业的快速发展，可再生能源电价附加收入不能满足可再生能源发电需要，补贴资金缺口持续增加等相关问题层出不穷，在此背景下相关管理机制亟需随着行业变化而进行调整。2020年1月，

《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》明确新增海上风电和光热项目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项目，按相应价格政策纳入中央财政补贴范围。2021 年将成海上风电中央补贴最后的年份。该意见主要包括四方面内容：（1）坚持以收定支原则，新增补贴项目规模由新增补贴收入决定，做到新增项目不新欠。（2）是开源节流，通过多种方式增加补贴收入、减少不合规补贴需求，缓解存量项目补贴压力。（3）是凡符合条件的存量项目均纳入补贴清单。（4）是部门间相互配合，增强政策协同性，对不同可再生能源发电项目实施分类管理。

3.1.3. 沿海城市用电量需求占比大，责任消纳权重高要求

2019 年，全年全社会用电量 7.23 万亿千瓦时，比上年增长 4.5%，第三产业和城乡居民生活用电量对全社会用电量增长贡献率为 51%。由于我国东部沿海地区经济较为发达，人口密度大，第三产业和城乡居民生活用电量较大，工业较为发达、沿海省份用电占比较高。用电量前十的省份中，有七个省为沿海城市。其中，广东用电占比较大，为 6323.35 亿千瓦时，江苏、山东、浙江用电量紧随其后，为 6128 亿千瓦时、6083.88 亿千瓦时、4532.8 亿千瓦时。而本省份的发电量一般难以满足本省的用电需求，沿海地区海风资源丰富、海上风电是解决这一问题的有效手段。

图 27：2019 年前十省份（单位：亿千瓦时）



资料来源：北极星电力网、天风证券研究所

2019 年 5 月，《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》下发，提出建立健全可再生能源电力消纳保障机制，自 2020 年起全面进行监测评价和正式考核，有效调动了地方消纳积极性。由于沿海省份用电量大，海上风电和光伏发电对地域和风、太阳资源有一定的要求，对沿海的省份产生了一定的压力，而发展海上风电是解决这一问题的有效办法。

表 6：各省、直辖市 2019 年非水可再生电力消纳情况和 2020 年消纳责任权重

省（区、市）	2019 年消纳量 (亿千瓦时)	占全社会用电量 比重	2020 年最低消 纳责任权重	2020 年激励性 消纳责任权重
吉林	147	18.8%	18.5%	20.4%
河北	505	13.0%	12.5%	13.8%
辽宁	302	12.5%	12.5%	13.8%
天津	106	12.0%	14%	15.4%
山东	692	11.1%	11%	12.1%
江苏	467	7.4%	7.5%	8.3%
海南	24	6.8%	6.5%	7.2%
浙江	319	6.7%	7.5%	8.3%
福建	135	5.6%	6%	6.6%
上海	66	4.2%	4%	4.4%

广东

286 4.2%

4.5%

5%

资料来源：发改委、天风证券研究所

3.1.4. 我国海风资源丰富，发展前景广阔

我国海岸线长达 18000 多公里，岛屿 6000 多个，近海风能资源主要集中在东南沿海及附加岛屿，风能密度基本都超 300 瓦/m²，其中台山、平潭、大陈、嵊泗等沿海岛屿风能密度甚至超过 500 瓦/m²。2016 年 10 月 31 日，国家海洋局印发《关于进一步规范海上风电用海管理的意见》，要求单个海上风电外缘边线包围海域面积原则上每 10 万千瓦控制在 16 平方公里左右。《海上风电开发建设管理暂行办法实施细则》第五条规定，海上风电场原则上应该在离岸距离不少于 10 公里，滩涂宽度超过 10 公里时海域深度不得少于 10 米的海域布局。

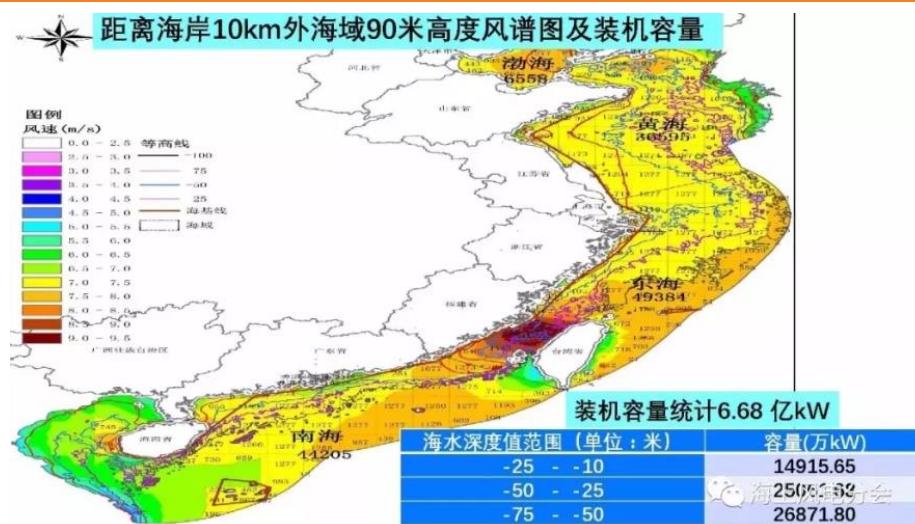
表 7：我国距离海岸 10km 外海域可装机容量统计（单位：万千瓦）

海水深度范围(m)	渤海湾	黄海	东海	南海	总计
10~25	4789.84	6815	1747.44	1561.37	14913.65
25~50	1720.34	10852.91	7853.31	4635.13	25061.69
50~75	47.55	11525.65	11902.22	3397.39	26872.81
总计	6557.73	29193.56	21502.97	9593.89	66848.15

资料来源：风能专委会 CWEA、天风证券研究所

基于上述原则，我国距离海岸 10km 外海域可装机容量总计约为 668.48GW，其中，黄海和东海可装机容量最高，分别为 291.94GW 和 215.03GW。水深 50~75 米及 25~50 米时可装机容量最高，分别为 268.73GW 和 250.62GW。

图 28：我国距离海岸 10km 外海域 90 米高度风谱图及装机容量



资料来源：CWEA、天风证券研究所

3.2. 抢装期装机需求提升，海上风机发展空间广阔

3.2.1. 项目申请到运行所经历的流程

一个海上风电的项目从申请到最终运行，大概要经历以下流程。首先，开发商向有关部门提出项目申请，项目开发单位取得开发权后，应按海上风电工程前期工作的要求落实工程方案和建设条件，编写项目申请报告，办理项目核准所需的支持性文件，与招标单位签订项目特许权协议，并与当地省级电网企业签订并网和购售电协议。项目所在地省级能源主管部门对项目申请报告初审后，上报国家能源主管部门核准。然后开发商对上游风机、塔筒、海缆等制造企业进行招标。随后开始海上作业，也就是进行打桩，构建风机基础，随后将分别进行塔筒、主机、叶片的吊装，吊装完毕后，对其他相关设施进行安装，最后进行海缆的敷设，最后进行并网，项目开始运营，进行大数据管理及运维。

图 29：海上风电项目流程



资料来源：北极星风力发电网、计鹏新能源、天风证券研究所

3.2.2. “十三五”目标提前完成，海上风电发展空间依旧广阔

2016 年，《风电发展“十三五”规划》中明确，重点推动江苏、浙江、福建、广东等省的海上风电建设，到 2020 年四省海上风电开工建设规模均达到百万千瓦以上。积极推动天津、河北、上海、海南等省（市）的海上风电建设。探索性推进辽宁、山东、广西等省（区）的海上风电项目。到 2020 年，全国海上风电开工建设规模达到 1000 万千瓦，力争累计并网容量达到 500 万千瓦以上。

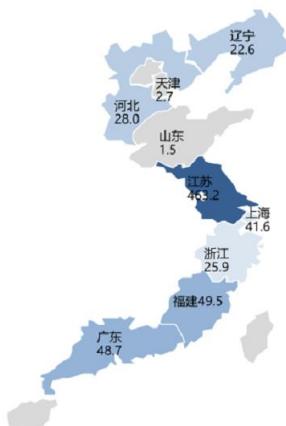
图 30：《风电发展“十三五”规划》中 2020 年全国海上风电布局



资料来源：国家能源局、天风证券研究所

根据中国海洋工程咨询协会海上风电分会数据，2019 年我国新增海上风电装机量为 2.4GW，累计装机量 6.48GW。其中，江苏占比最大，为 67.75%，容量为 4.63GW。其次为福建、广东、上海，分别为 0.495GW、0.487GW、0.416GW。

图 31：2019 年各省海上风电累计装机量（万千瓦）



资料来源：COWA、海上风电观察、天风证券研究所

图 32：海上风电核准及规划容量



资料来源：明阳智能、海上风电观察、天风证券研究所

虽然我国海上风电的装机量已经取得一定的成绩，但是距离规划及核准容量还有很大的差距。山东省规划容量为 22GW，已经核准 0.6GW，而已装机量仅为 0.015GW，未来还有较大发展空间。江苏省虽然发展较为领先，但是距离核准容量 7.7GW 以及规划建设容量 14.8GW 还有较大空间。广东省将海上风电定位重点发展产业，规划容量高达 66.85GW，目前核准 35.95GW，但目前仅装机 0.49GW。

3.2.3. 未来发展展望：今明两年装机量大幅提升

3.2.3.1. 18 年底前核准量较大，抢装浪潮来临

近年来，我国海上风电项目核准容量持续升高。截止至 2018 年底，我国 0.85 元/千瓦时的核准容量为 43GW。分年份看，2017 年，我国海上风电核准项目 14 个，项目容量 4.07GW。2018 年，我国海上风电核准达到峰值，据千尧科技统计，我国 2018 年共核准 77 个项目，项目容量 39.54GW，其中广东核准项目占全国的 77%。到了 2019 年，核准项目有所放缓，共 13 个项目仅为 3.75GW。为了能够获得 0.85 元/千瓦时的电价，很多开发商力求在 2021 年前完成 2018 年前核准项目的建设安装。由于核准项目规模较大，而整机厂商产能有限，不能实现对项目的完全供应，行业将在最近两年形成“抢装浪潮”。

表 8：2017-2019 海上风电项目核准容量

年份	核准项目数量	核准项目容量 (GW)
2017	14	4.07
2018	77	39.54
2019	13	3.75

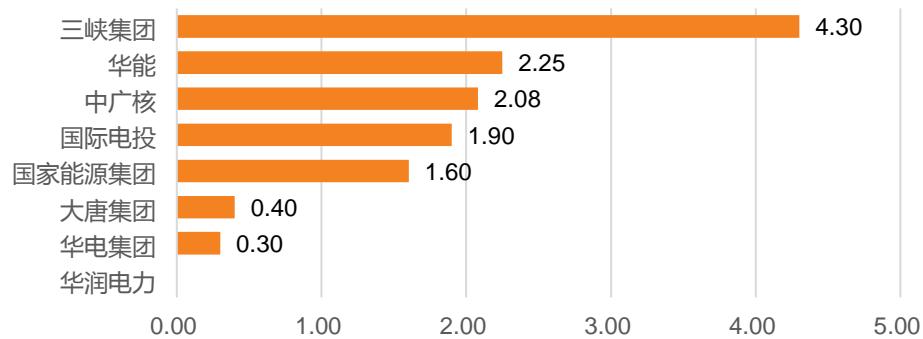
资料来源：国际能源网、千尧科技、风电头条、天风证券研究所

2020 年，国家能源局发布了《关于 2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》，其中提到，对累计并网容量、开工规模已超出《风电发展“十三五”规划》和国家能源局审定批复的海上风电规划目标的省份，暂停海上风电项目竞争性配置和核准工作。考虑到目前全国海上风电核准总量已远超 2020 年规划目标，除个别地区仍有余量之外，预计 2020 年基本不会有新增核准项目。

3.2.3.2. 抢装浪潮下，招标量飞升

据界面新闻统计，2019 年海上风电市场公开招标量为 16.21GW，是 2018 年的逾 3 倍，占总招标量的 23.71%。在八大风电开发商中，招标量排名前三的分别为三峡集团、华能集团、中广核，招标量分别为 4.30GW、2.25GW、2.08GW。2019 年，三峡集团风电总招标量约 569 万千瓦(不含湖北能源数据)。其中，海上风电招标量约 468 万千瓦，占比高达 82.25%。2019 年，三峡集团超过中国广核集团，成为国内海上风电招标量最大的开发商。其海上风电项目已投运规模 0.84GW、在建规模 0.63GW、核准待建规模 7.80GW。三峡新能源预计，2020 年底，其投产和在建海上风电装机 6GW。

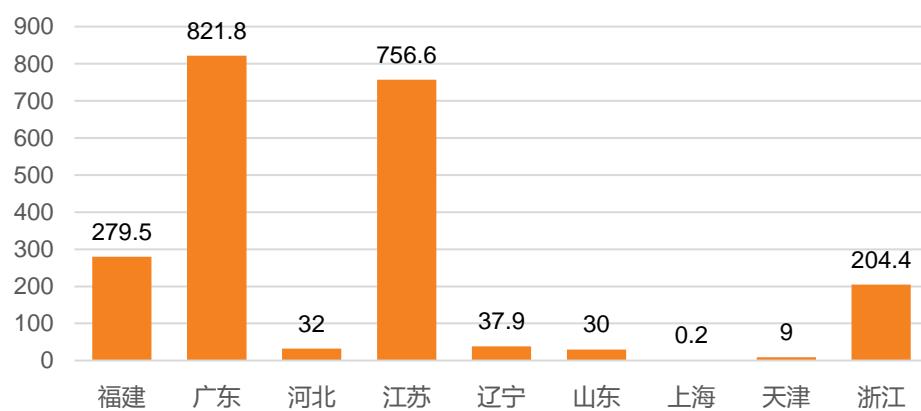
图 33：2019 年海上风电招标量分布 (GW)



资料来源：界面新闻、天风证券研究所

截止 2019 年底已招标未开工项目容量为 21.33GW，排在前四名的省份皆为风电发展“十三五规划”中重点推动海上风电建设的四省。其中广东、江苏占比较高，为 8.22GW、7.57GW，福建、浙江紧随其后，分别为 2.80GW、2.04GW。

图 34：截止 2019 年底已招标未开工项目容量 (万千瓦)

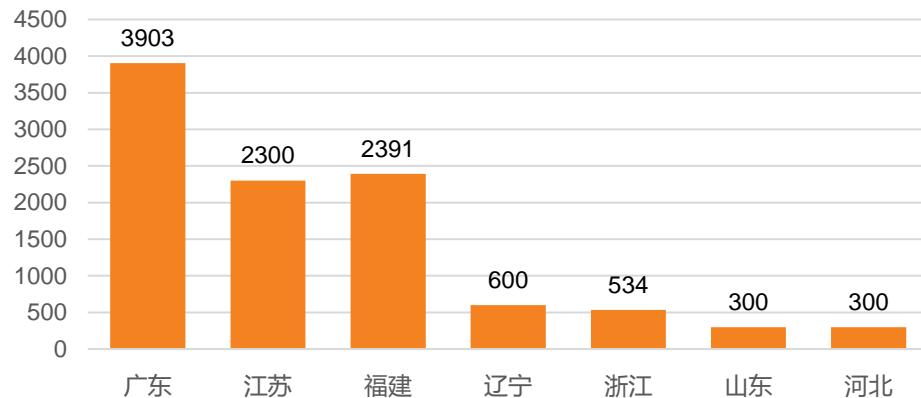


资料来源：COWA、天风证券研究所

3.2.3.3. 开工在建项目容量高，按时并网成为挑战

据北极星风力发电网统计，截止到 2019 年 12 月 31 日，我国已开工在建的海上风电规模已达 10.43GW，是我国海上风电累计装机量的 2 倍左右，一定程度上印证了抢装的热度。其中广东在建项目容量最高，为 3.9GW。广东省发改委近日发布《广东省近海浅水区海上风电项目开工及建成并网时间表》，涉及 26 个海上风电项目。其中 2020 年底建成并网 3 个，2020 年底开工建设 22 个，2021 年底建成并网 19 个，项目容量 7.5GW。我们预估，受产业链产能和吊装船的限制，这 7.5GW 能否全部按时并网，将成为一大挑战。

图 35：2019 年海上风电在建项目容量 (MW)

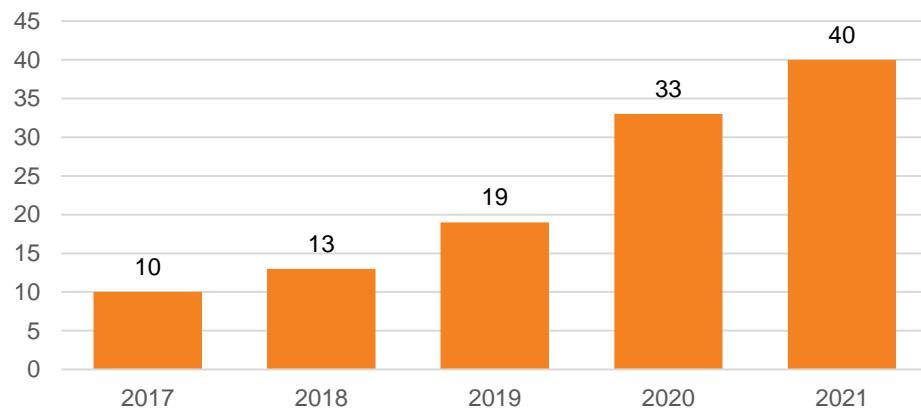


资料来源：北极星风力发电网、天风证券研究所

3.2.3.4. 吊装船和消纳空间有限，限制装机并网极限

海上风电的安装难度主要集中在吊装环节，海上施工条件复杂，风电机组大部件单体容量更大、更重。所以海上吊装施工能力一直是影响工程项目进度的最大难题。2019 年我国可用的吊装船为 19 艘，2020 年在建吊装船的数量为 16 艘，中国海上风电安装船预期量为 33 艘，随着小兆瓦机组逐渐退出市场，可用船舶或将明显小于这一数值。2021 年中国海上风电安装船预期量是 40 艘，假设一条船一年吊装 40 台，考虑到海上风电大兆瓦趋势，平均吊装的单机容量有可能从 4.5MW 上升至 5.5MW，不考虑疫情和天气情况下，2020 年可吊装容量极限约为 7.26GW，2021 年可吊装极限为 8.8GW。

图 36：我国吊装船数量 (艘)



资料来源：海上风电观察、COWA、天风证券研究所

5 月 25 日，新能源消纳监测预警中心发布《2020 年全国风电、光伏发电新增消纳能力的公告》，2020 年全国风电、光伏发电合计新增消纳能力 8510 万千瓦，其中风电 36.65GW，其中，江苏、山东、辽宁新增风电消纳能力较高，为 4.05GW、2GW、1.2GW。沿海几个省市 2020 年共新增 9.95GW，但是由于陆上风电 2020 年面临抢装，预计消纳空间优先给予陆上风电，因此海上风电的新增消纳空间极限有限。

表 9：沿海省份 2020 年新增消纳能力

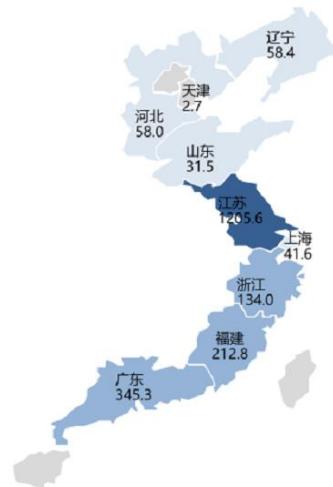
省份	风电新增消纳能力 (万千瓦)
山东	200
辽宁	120
江苏	405
浙江	35
福建	70
天津	30
上海	5
河北	130
总计	995

资料来源：国家能源局、天风证券研究所

3.2.3.5. 未来预期：今明两年迎来装机大年

截止 2018 年底，按照 0.85 元电价核准的总共有 43GW，截止 2019 年装机容量约为 6.48GW，加上已经开工在建的 10.43GW，还有将近 26GW 的容量未开工。COWA 在未考虑疫情的影响下，预计 2020 和 2021 年新增装机量 14GW。而风电机组主轴承、巴沙木等大部件产能受制于国外供应商，考虑到国外疫情居高不下，影响原材料进口。国内疫情可能出现反弹，可能延缓建设进度。虽然国内整机厂商产能受限，不能满足项目所需整机数量，但考虑到能够进口部分主机。综合以上原因，我们预计，2020 年，预期国内海上风电吊装量预期 4-5GW，实际并网量约为 4GW。2021 年，预期国内海上风电吊装量预期 6-7GW，实际并网量约为 6GW。

图 37：COWA 预计 2021 年各省海上风电装机量（万千瓦）

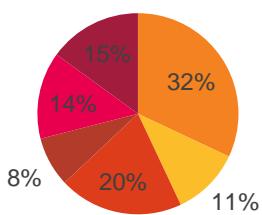


资料来源：COWA、天风证券研究所

3.2.4. 成本高于陆上风电，上网电价有望追赶煤电

陆上风电场的平均建设成本约 7000-8000 元/千瓦，海上风电场投资造价更高。风电场的前期建设成本包括前期勘测设计、土地使用、基础设施建设、风力发电机组设备成本等。陆上风电场每千瓦平均建设成本约 8000 元，其中风力机组成本约占总成本的 70%~80%，而海上风电机组、桩基、变电站工程、输电线路等费用较高，平均单位建设投资约 14000 元/千瓦，风力机组成本仅占到 30%~40%。投产后，项目发电收入的主要受到上网电价和项目发电小时数的影响。营业成本中，由于风电项目较高的初始固定资产投资，一般按照 20 年进行折旧，折旧成本为营业成本的主要部分。运维成本则约占总成本的 10%~20%。

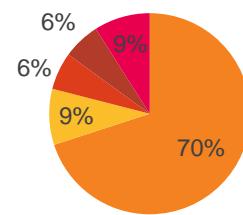
图 38：海上风电成本构成



■风电机组成本 ■电力设施 ■安装工程
■地质勘查费用 ■海上桩基 ■财务费用

资料来源：中国产业信息网、天风证券研究所

图 39：陆上风电成本构成

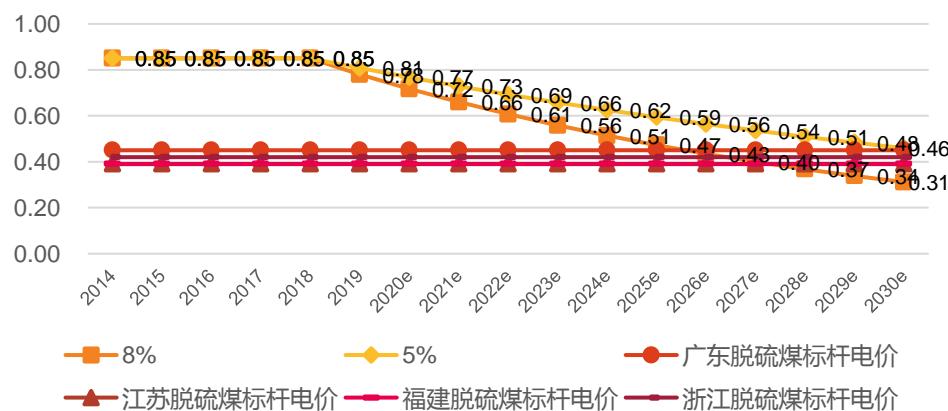


■风电机组成本 ■电力设备 ■安装工程
■地质勘查费用 ■海上桩基 ■财务费用

资料来源：中国产业信息网、天风证券研究所

我国沿海地区主要省份的脱硫煤电价在 0.39—0.45 元/kwh 之间，其中，江苏省和福建省脱硫煤电价为 0.39 元/kwh，浙江、广东的脱硫煤电价为 0.42 和 0.45 元/kwh。受资源及固定设备限制，火电价格下降空间有限，假设未来十年脱硫煤电价维持目前状况。我们分两种情况，海上风电电价分别以 5% 和 8% 的下降速度进行测算。当以较为保守的 5% 进行测算时，我们发现到 2030 年，海上风电电价可以下降到 0.46 元/kwh，基本与广东的脱硫煤电价格相当。当以 8% 的下降速度进行测算时，到 2025 年，海上风电电价为 0.47 元/kwh，与广东脱硫煤电价格相当，2026 年，价格为 0.43 元，与浙江的脱硫煤电价格相当，2027 年，价格为 0.4 元/kwh，与江苏、福建脱硫煤电价格相当。

图 40：电价下降测算与各省脱硫煤标杆电价（单位：元）



资料来源：海上风电观察、COWA、天风证券研究所

4. 盈利预测

4.1. 同业比较

表 10：同业比较（单位：元）

代码	公司	PE				EPS			
		2019	2020E	2021E	2022E	2019	2020E	2021E	2022E
300129.SZ	泰胜风能	30.05	15.72	13.25	11.65	0.21	0.40	0.47	0.54
002531.SZ	天顺风能	15.06	11.81	10.21	9.12	0.42	0.6	0.69	0.78
300569.SZ	天能重工	12.6	11.36	9.24	8.11	1.18	0.92	1.13	1.28

资料来源：wind、天风证券研究所

4.2. 营收假设

产能:

目前，公司累计产能 39 万吨，其中泰胜蓝岛正在逐步爬坡，预计 2020 年公司产能将有一定增长。

产量:

我们预期全年陆上风电塔筒为 24-25 万吨，海上板块总量为 10 万吨，价格及毛利将保持目前水平。

表 11：营收预测（单位：百万元）

业务板块	项目	2018	2019	2020E	2021E	2022E
塔架及基础段	收入	1110.55	1688.4	2417	2725	2750
	YOY	7.66%	52.03%	43.15%	12.74%	0.92%
	毛利	229.16	368.06	555.98	596.25	604.5
	毛利率	20.63%	21.80%	23.00%	21.88%	21.98%
海洋工程设备	收入	72.41	6.76			
	YOY	-17.81%	-90.66%			
	毛利	11.84	1.65			
	毛利率	16.35%	24.39%			
其他海上风电装备	收入	261.93	495.79	565	710	800
	YOY	-40.96%	89.28%	13.96%	25.66%	12.68%
	毛利	-9.23	86.2	148.60	191.7	216
	毛利率		17.39%	26.30%	27.00%	27.00%
其他业务	收入	27.63	28.08	30	35	40
	YOY	151.53%	1.63%	6.84%	16.67%	14.29%
	毛利	17.63	16.99	18	21	24
	毛利率	63.82%	60.50%	60.00%	60.00%	60.00%
总计	收入	1472.53	2219.03	3012	3470	3590
	YOY	-7.39%	50.70%	35.73%	15.21%	3.46%
	毛利	249.41	472.9	722.58	808.95	844.5
	毛利率	16.94%	21.31%	23.99%	23.31%	23.52%

资料来源：wind、天风证券研究所

4.3. 盈利预期

我们预期公司 2020-2022 年营业收入分别为 30.12、34.70、35.90 亿元，同比增长 35.74%、15.21% 和 3.46%；归母净利润为 2.87、3.41、3.88 亿元，同比增长 87.06%、18.61% 和 13.75%；对应 EPS 分别为 0.40、0.47、0.54 元，对应 PE 为 15.72、13.25、11.65 倍。公司目前在导管架及海上升压站产品领域竞争对手较少，导管架及海上升压站技术壁垒较高，需要经过长时间的研发及技术改进才能实现盈利，目前公司已实现较高的毛利水平，在未来海上风电市场发展中极具竞争优势。因此，2020 年我们给予公司 25 倍估值，对应目标价 10 元，给予“增持”评级。

5. 风险提示

5.1. 原材料价格波动风险

风电设备、海洋工程等产品的主要原材料包括：钢材、法兰、油漆、焊材以及零配件，其中钢材成本为公司产品的主要成本。公司现有产业的上游行业为钢铁行业，未来钢材价格

存在大幅波动的可能性，因此，钢材价格的波动将给本公司带来成本压力，可能导致本公司利润的波动。

5.2. 项目延期风险

风力发电、海洋工程，特别是海洋工程，投资量大、周期长，诸多不确定性因素都可能导致工程延期。风电设备及海洋工程产品体积巨大，移动储存成本很高，完工后需要大型堆场或码头停靠，若完工后没有按时运送或项目业主延迟提货，将可能导致后续产品无法推进，并对公司日常资金流转造成压力，使公司生产经营受到影响。

5.3. 行业政策风险

目前，无论是风力发电，还是海洋工程，未来均有广阔的发展前景，我国也制订了相应的风电长期发展规划及海洋经济战略规划，国家对风电行业、海洋工程产业的发展总体是给予积极、长期的鼓励。但由于电力行业及海洋工程行业与国家宏观经济形势、行业政策的关联度较高，国家出于对宏观经济调控的需要，可能会出台阶段性指导性文件，出现不利于行业发展的政策因素，因而公司经营存在一定的政策风险。

财务预测摘要

资产负债表(百万元)	2018	2019	2020E	2021E	2022E	利润表(百万元)	2018	2019	2020E	2021E	2022E
货币资金	480.57	592.30	845.99	1,211.60	1,581.20	营业收入	1,472.53	2,219.03	3,012.00	3,470.00	3,590.00
应收票据及应收账款	772.53	803.73	1,036.94	1,064.34	730.66	营业成本	1,223.12	1,746.13	2,289.43	2,661.05	2,745.50
预付账款	14.04	113.72	29.07	127.73	50.24	营业税金及附加	10.94	15.36	21.66	24.92	25.49
存货	779.31	937.68	1,097.37	1,046.26	1,394.19	营业费用	56.83	103.40	141.56	163.09	161.55
其他	271.81	722.02	765.62	803.31	905.82	管理费用	99.00	98.69	120.48	138.80	132.83
流动资产合计	2,318.25	3,169.45	3,774.98	4,253.23	4,662.10	研发费用	57.87	83.26	105.42	121.45	136.42
长期股权投资	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	财务费用	(7.03)	(3.76)	(6.78)	(9.77)	(13.26)
固定资产	631.33	682.33	687.95	707.14	721.47	资产减值损失	37.18	(1.82)	40.00	25.12	21.10
在建工程	103.98	37.87	58.72	83.23	79.94	公允价值变动收益	(2.65)	0.64	39.56	60.07	74.89
无形资产	233.64	228.53	222.56	216.60	210.63	投资净收益	12.89	10.04	10.19	10.19	10.19
其他	174.17	157.00	128.58	130.99	137.77	其他	(31.94)	(15.58)	(99.49)	(140.51)	(170.15)
非流动资产合计	1,143.11	1,105.73	1,097.82	1,137.96	1,149.81	营业利润	16.33	182.66	349.97	415.60	465.45
资产总计	3,461.36	4,275.18	4,872.80	5,391.20	5,811.91	营业外收入	0.32	0.47	0.50	0.62	0.74
短期借款	3.00	0.50	0.00	0.00	0.00	营业外支出	1.58	1.05	9.80	12.05	6.30
应付票据及应付账款	911.78	1,166.87	1,431.09	1,525.63	1,619.17	利润总额	15.08	182.07	340.67	404.17	459.89
其他	299.57	750.32	914.14	1,062.66	1,079.37	所得税	5.91	28.18	52.72	62.55	71.17
流动负债合计	1,214.35	1,917.70	2,345.23	2,588.28	2,698.54	净利润	9.17	153.90	287.95	341.62	388.72
长期借款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	少数股东损益	(1.36)	0.27	0.58	0.79	1.01
应付债券	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	归属于母公司净利润	10.53	153.63	287.37	340.84	387.71
其他	36.92	34.46	32.86	34.75	34.02	每股收益(元)	0.01	0.21	0.40	0.47	0.54
非流动负债合计	36.92	34.46	32.86	34.75	34.02						
负债合计	1,251.27	1,952.16	2,378.09	2,623.03	2,732.56						
少数股东权益	1.84	7.56	8.14	8.92	9.93						
股本	719.15	719.15	719.15	719.15	719.15						
资本公积	713.32	713.32	713.32	713.32	713.32						
留存收益	1,505.16	1,609.37	1,767.42	2,040.09	2,350.26						
其他	(729.37)	(726.38)	(713.32)	(713.32)	(713.32)						
股东权益合计	2,210.10	2,323.02	2,494.71	2,768.16	3,079.35						
负债和股东权益总计	3,461.36	4,275.18	4,872.80	5,391.20	5,811.91						
现金流量表(百万元)	2018	2019	2020E	2021E	2022E	主要财务比率	2018	2019	2020E	2021E	2022E
净利润	9.17	153.90	287.37	340.84	387.71	成长能力					
折旧摊销	63.04	74.01	39.49	42.26	44.93	营业收入	-7.39%	50.70%	35.74%	15.21%	3.46%
财务费用	(3.51)	(0.24)	(6.78)	(9.77)	(13.26)	营业利润	-90.60%	1018.53%	91.60%	18.75%	12.00%
投资损失	(12.89)	(10.04)	(10.19)	(10.19)	(10.19)	归属于母公司净利润	-93.15%	1358.82%	87.06%	18.61%	13.75%
营运资金变动	180.29	25.50	142.17	189.83	138.59	获利能力					
其它	(26.80)	80.22	40.13	60.85	75.90	毛利率	16.94%	21.31%	23.99%	23.31%	23.52%
经营活动现金流	209.29	323.35	492.19	613.82	623.68	净利率	0.72%	6.92%	9.54%	9.82%	10.80%
资本支出	37.62	55.85	61.60	78.11	50.72	ROE	0.48%	6.63%	11.56%	12.35%	12.63%
长期投资	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	ROIC	0.12%	3.33%	6.02%	6.52%	6.54%
其他	62.02	(283.54)	(190.13)	(267.92)	(240.54)	偿债能力					
投资活动现金流	99.64	(227.69)	(128.52)	(189.81)	(189.81)	资产负债率	36.15%	45.66%	48.80%	48.65%	47.02%
债权融资	3.00	0.50	0.00	0.00	0.00	净负债率	-21.61%	-25.48%	-33.91%	-43.77%	-51.35%
股权融资	5.25	6.75	19.84	9.77	13.26	流动比率	1.91	1.65	1.61	1.64	1.73
其他	(125.75)	(61.98)	(129.82)	(68.17)	(77.54)	速动比率	1.27	1.16	1.14	1.24	1.21
筹资活动现金流	(117.50)	(54.73)	(109.98)	(58.40)	(64.28)	营运能力					
汇率变动影响	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	应收账款周转率	1.72	2.82	3.27	3.30	4.00
现金净增加额	191.43	40.93	253.69	365.61	369.59	存货周转率	2.28	2.58	2.96	3.24	2.94
						总资产周转率	0.44	0.57	0.66	0.68	0.64
						每股指标(元)					
						每股收益	0.01	0.21	0.40	0.47	0.54
						每股经营现金流	0.29	0.45	0.68	0.85	0.87
						每股净资产	3.07	3.22	3.46	3.84	4.27
						估值比率					
						市盈率	428.86	29.40	15.72	13.25	11.65
						市净率	2.05	1.95	1.82	1.64	1.47
						EV/EBITDA	23.36	9.17	8.17	6.02	4.52
						EV/EBIT	-658.64	12.82	9.11	6.65	4.97

资料来源：公司公告，天风证券研究所

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户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、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

天风证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益 20%以上
		增持	预期股价相对收益 10%-20%
		持有	预期股价相对收益 -10%-10%
		卖出	预期股价相对收益 -10%以下
行业投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅 5%以上
		中性	预期行业指数涨幅 -5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅 -5%以下

天风证券研究

北京	武汉	上海	深圳
北京市西城区佟麟阁路 36 号	湖北武汉市武昌区中南路 99 号保利广场 A 座 37 楼	上海市浦东新区兰花路 333 号 333 世纪大厦 20 楼	深圳市福田区益田路 5033 号平安金融中心 71 楼
邮编：100031	邮编：430071	邮编：201204	邮编：518000
邮箱：research@tfzq.com	电话：(8627)-87618889 传真：(8627)-87618863 邮箱：research@tfzq.com	电话：(8621)-68815388 传真：(8621)-68812910 邮箱：research@tfzq.com	电话：(86755)-23915663 传真：(86755)-82571995 邮箱：research@tfzq.com