

公用事业/电力

海上风电专题报告：

--三维度寻找海上风电中短期、长期超预期因素

评级：增持（维持）

分析师：张绪成

执业证书编号：S0740518050002

Email: zhangxc@r.qlzq.com.cn

分析师：李俊松

执业证书编号：S0740518030001

Email: lijuns@r.qlzq.com.cn

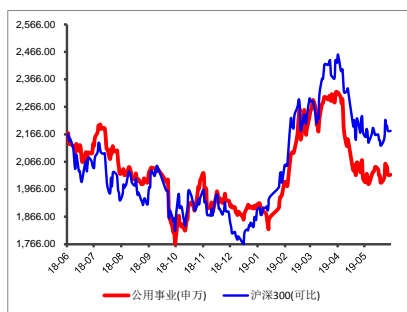
研究助理：王瀚

Email: wanghan@r.qlzq.com.cn

基本状况

上市公司数 156
行业总市值(百万元) 2,023,403

行业-市场走势对比



相关报告

- <<福能股份（600483.SH）：福建省风电运营龙头，业绩拐点将至>>2019.03.20
- <<岷江水电：国网计划转型综合能源服务商，公司拟注入资产有望受益>>2019.04.16

重点公司基本状况

简称	股价 (元)	EPS				PE				PB	评级
		2017	2018	2019E	2020E	2017	2018	2019E	2020E		
福能股份	8.74	0.54	0.68	0.98	1.21	16.2	12.9	8.9	7.2	1.18	买入
龙源电力	4.99	0.48	0.59	0.60	0.66	10.4	8.5	8.3	7.6	0.70	买入
明阳智能	11.0	0.32	0.39	0.35	0.65	34.7	28.4	31.7	17.1	2.64	增持

备注 福能股份 EPS 为中泰证券预测，龙源电力、明阳智能 EPS 为 wind 一致预期

投资要点

- **前言：三维度寻找海上风电中短期、长期超预期因素。**本篇报告中，我们试图从盈利、风险、护城河三个维度回答以下两个问题：（1）当前海上风电存量项目中短期盈利能力是否存在超预期因素；（2）未来海上风电在补贴缓慢退坡、装机量快速上升的节奏下长期盈利能力如何及最大的风险何在。其中，盈利主要包括利用小时数、上网电价、成本；风险主要包括补贴退坡、竞争配置、风电消纳、补贴拖欠的不确定性；护城河则主要包括资源优势和区位优势。
- **中短期：利用小时数有望超预期、存量项目保住高电价前提下盈利能力有望大幅超出预期。**从海上风能资源分布情况看，我国风能资源的分布大致为由福建省（台湾海峡）向南、北两侧呈现递减趋势。目前，海上风电在建（开工）+核准的项目基本上集中在江苏、福建、广东、浙江、上海、辽宁六省。从上述项目的预计利用小时数数据看，六省（直辖市）海上风电项目利用小时数优势明显且粤闽两省优势最大。而从目前实际投产的项目看，海上风电的实际利用小时数相比预计值要高出不少，未来陆续投产的海上项目实际利用小时数均存在超预期可能。在存量项目保住高电价的前提下，利用小时数超预期预计将导致中短期海上风电项目的 ROE 和 IRR 大幅超出预期。
- **长期：成本下降预计部分冲抵补贴退坡影响。**当前海上风电投资成本（动态投资）是陆上风电的 2 倍左右，三因素决定海上风电成本未来将逐步下降：（1）大容量机组减少机位点所带来的成本下降；（2）风电机组单位造价边际下降；（3）建安成本的下降。在补贴缓慢退坡假设下，成本下降部分预计将部分对冲电价退坡影响，经我们测算在福建、江苏、广东省上网电价分别降至 0.45、0.50、0.55 元/千瓦时项目 ROE 仍高于陆上风电（10%以上），海上风电盈利能力在长周期仍将维持在较高水平。
- **长期：竞价及消纳问题影响有限，补贴拖欠是未来最大不确定性问题。**对于目前市场较为担心的竞价政策和风电消纳问题，首先我们认为海上风电行业集中度未来将持续提升，恶性竞争的可能性很小。原因在于随着上网电价逐步退坡，竞价导致的电价下降所带来的边际影响将被逐步放大，而龙头公司才具有大幅降低成本并维持高盈利能力的可能；其次当前东南沿海各省仍面临达到可再生能源配额标准的任务，经测算未来苏、浙两省每年需最低保证 2GW 以上的风电装机，广东省 2020 年开始需最低保证 1.5GW 左右的风电装机，未来各省最低装机增量空间基本可以满足海上风电完全消纳的任务。而由于海上风电高补贴很可能导致较长的补贴拖欠周期，补贴拖欠问题才将是未来影响海上风电发展的最大不确定性因素。
- **投资策略：推荐现金流健康的海上风电运营龙头。**中短期看，各省海上风电运营龙头在 2021 年前预计均有在建项目陆续投产从而保住高电价，在利用小时数有望超预期的情况下投产项目将大幅增厚相关标的业绩。长期看，成本端的下降预计将部分冲抵电价缓慢退坡带来的不利影响，海上风电的盈利能力放长周期看仍将高于陆上风电并维持在较高水平。考虑到未来行业集中度有望逐步提升以及可再生能源消纳配额制规定的硬性消纳指标，竞价及风电消纳问题对海上风电盈利构成的风险较为有限，而海上风电开发的资本开支压力及高补贴可能导致的拖欠周期延长问题才是海上风电发展的最大不确定性因素，因此对相关开发企业的现金流要求较高。综上所述，推荐现金流健康的福建省海上风电龙头福能股份、江苏省海上风电龙头龙源电力。此外，建议关注具有设备、运营一体化协同优势的海上风电标的明阳智能。
- **风险提示：（1）补贴退坡节奏加快风险；（2）补贴拖欠周期延长风险；（3）风电消纳能力不足风险。**

内容目录

前言：三维度寻找海上风电中短期、长期超预期因素	- 4 -
中短期：利用小时数有望超预期、ROE&IRR 优势显著	- 5 -
利用小时数：粤、闽两省项目优势显著，有望超预期.....	- 5 -
上网标杆电价：2021 年前并网存量项目优势显著	- 6 -
盈利能力：IRR、ROE 优势显著，有望超预期	- 7 -
长期：成本下降冲抵补贴退坡，竞价及消纳问题影响有限.....	- 9 -
成本：当前四类成本均高于陆上风电、三因素助推成本下降	- 9 -
补贴退坡预计延续缓慢节奏、成本下降部分对冲退坡影响	- 12 -
竞争配置：抢核准潮水逐渐退去、行业集中度预计将持续提升	- 14 -
风电消纳：区位优势带来的护城河.....	- 16 -
补贴拖欠：海上风电发展最大不确定风险	- 19 -
投资策略：推荐现金流健康的海上风电运营龙头.....	- 21 -
推荐标的.....	- 22 -
福能股份：福建省风电运营龙头、优质海上风电项目&现金流好.....	- 22 -
龙源电力：全球第一大风电运营商、江苏省海上风电龙头	- 22 -
明阳智能：海上风电整机龙头、打造协同一体化产业链	- 23 -
上海电气（电力设备组）：大力布局海上风电，打造协同一体化产业链 ...	- 24 -
风险提示.....	- 26 -

图表目录

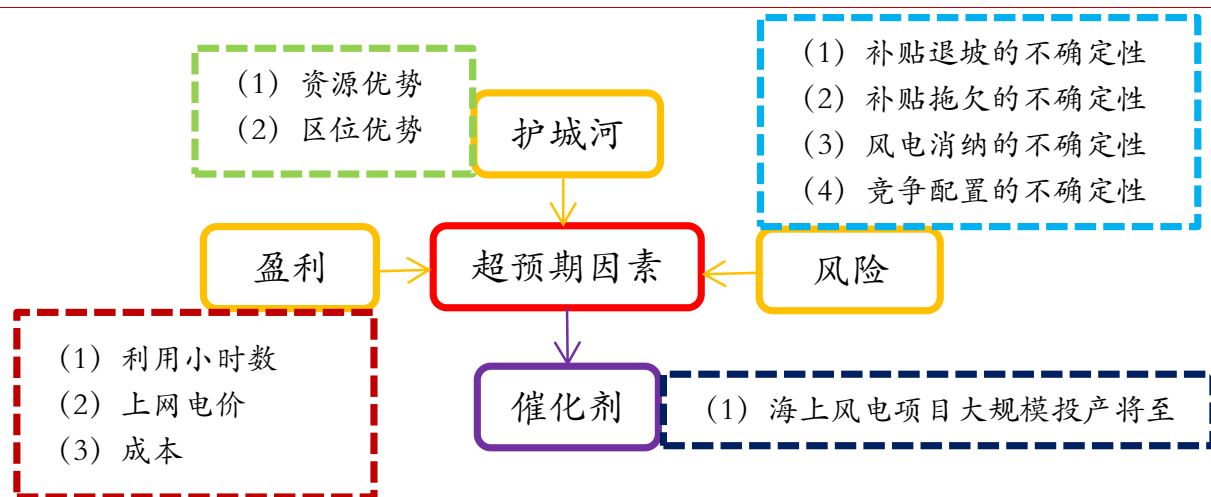
图表 1：海上风电三维度超预期因素以及催化剂	- 4 -
图表 2：风机分段出力特性函数.....	- 5 -
图表 3：我国海上风能资源分布情况.....	- 5 -
图表 4：各省（直辖市）海上、陆上风电利用小时数数据汇总（小时）	- 6 -
图表 5：已投产海上风电项目实际利用小时和预计利用小时数据.....	- 6 -
图表 6：海上、陆上风电项目上网标杆电价情况（元/千瓦时）	- 7 -
图表 7：模拟海上风电各年度净利润（万元）及 ROE	- 8 -
图表 8：各省（直辖市）海上风电项目单位投资成本情况（元/千瓦时）	- 9 -
图表 9：海上风电项目各项成本占比情况	- 10 -
图表 10：设备购置费各项成本占比情况	- 10 -
图表 11：建安工程费各项成本占比情况	- 10 -
图表 12：其他费用各项成本占比情况	- 10 -
图表 13：海上风电运营费用各项组成占比.....	- 10 -
图表 14：海上、陆上风电维修费率情况	- 10 -
图表 15：国内外各大海上风电设备商大容量机组情况（包括投产和研发）	- 11 -

图表 16: 2018 年海上风电整机制造商亚太地区新增装机情况	- 11 -
图表 17: 海上风电项目 IRR 对上网标杆电价敏感性测算 (成本不变)	- 12 -
图表 18: 海上风电项目 ROE 对上网标杆电价敏感性测算 (成本不变)	- 12 -
图表 19: 海上风电项目 IRR 对上网标杆电价敏感性测算 (成本下降)	- 13 -
图表 20: 海上风电项目 ROE 对上网标杆电价敏感性测算 (成本下降)	- 13 -
图表 21: 各省海上风电竞价政策梳理	- 14 -
图表 22: 福建省建成+在建项目竞争格局 (万千瓦)	- 15 -
图表 23: 福建省核准待建项目竞争格局 (万千瓦)	- 15 -
图表 24: 广东省建成+在建项目竞争格局 (万千瓦)	- 15 -
图表 25: 广东省核准待建项目竞争格局 (万千瓦)	- 15 -
图表 26: 江苏省建成+在建项目竞争格局 (万千瓦)	- 15 -
图表 27: 江苏省核准待建项目竞争格局 (万千瓦)	- 15 -
图表 28: 浙江省建成+在建项目竞争格局 (万千瓦)	- 16 -
图表 29: 浙江省核准待建项目竞争格局 (万千瓦)	- 16 -
图表 30: 各省海上风电项目建成&在建、核准待建集中度情况	- 16 -
图表 31: 广东省用电量、发电量情况 (亿千瓦时)	- 17 -
图表 32: 福建省用电量、发电量情况 (亿千瓦时)	- 17 -
图表 33: 江苏省用电量、发电量情况 (亿千瓦时)	- 17 -
图表 34: 浙江省用电量、发电量情况 (亿千瓦时)	- 17 -
图表 35: 全国及各省市 2018 年风电利用小时数及弃风率数据	- 17 -
图表 36: 四省可再生能源消纳率 (%，18-20 年为规定最低标准)	- 18 -
图表 37: 四省最低年风电装机量空间测算	- 19 -
图表 38: 可再生能源补贴缺口弥补存在难题	- 19 -
图表 39: 海上风电项目 IRR 对上网电价敏感性测算 (成本下降、补贴拖欠)	- 20 -
图表 40: 福能股份业绩预测摘要	- 22 -
图表 41: 龙源电力主要财务指标摘要 (百万元)	- 23 -
图表 42: 龙源电力海上风电项目梳理	- 23 -
图表 43: 明阳智能主要财务指标摘要 (百万元)	- 24 -
图表 44: 明阳智能海上风电项目梳理	- 24 -
图表 45: 上海电气主要财务指标摘要 (百万元)	- 25 -
图表 46: 上海电气海上风电项目梳理	- 25 -

前言：三维度寻找海上风电中短期、长期超预期因素

- **三维度寻找海上风电超预期。**2016年11月，国家能源局在印发的《风电发展“十三五”规划》中提出积极稳妥推进海上风电建设，具体为重点推动江苏、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，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，自此国内海上风电开始迎来真正意义上的大发展。我们试图从**盈利、风险、护城河**三个维度寻找海上风电的超预期因素。其中，盈利主要包括利用小时数、上网电价、成本；风险主要包括**补贴退坡、竞争配置、风电消纳、补贴拖欠的不确定性**；护城河则主要包括**资源优势**和**区位优势**。
- **探寻海上风电发展的中短期、长期逻辑。**本篇报告中，我们深入研究了海上风电发展的中短期及长期逻辑并主要想回答以下两个问题：（1）当前海上风电存量项目中短期盈利能力是否存在超预期因素；（2）未来海上风电在补贴缓慢退坡、装机量快速上升的节奏下长期盈利能力如何及最大的风险何在。
- **催化剂：海上风电项目大规模投产时点将至。**从2017年开始，国内海上风电建设规模显著增长（2016-2018新开工项目分别为1.01、2.39、1.60GW；核准项目分别为1.09、4.07、17.84GW）。截至2018年末，国内海上风电总装机规模为4.445GW，按照海上风电2-3年的建设周期，从2019年开始海上风电装机规模应该会迎来大幅增长并增厚相关标的业绩，成为海上风电板块上涨的催化剂。

图表1：海上风电三维度超预期因素以及催化剂



来源：中泰证券研究所

中短期：利用小时数有望超预期、ROE&IRR 优势显著

利用小时数：粤、闽两省项目优势显著，有望超预期

- 海上风电资源优势显著。**我国海岸线辽阔，海上风能资源丰富并主要集中在东南沿海地区。一般来说，海上风电机组的利用小时数相比陆上风电机组要更高，主要包括以下两点原因：（1）陆上的地形高低起伏，对地面风速存在减缓作用；而海平面较平，海风基本不存在阻力，因此很少有静风期。（2）风机的发电功率与风速的三次方成正比，海上的风速一般比陆上高 20% 左右，因而同等发电容量下海上风机的年发电量可以比陆上高 70% 以上。

图表 2：风机分段出力特性函数

$$\begin{cases} P_{WT} = 0 & V < V_{ci} \\ P_{WT} = aV^3 + bV^2 + cV + d & V_{ci} < V < V_r \\ P_{WT} = P_r & V_r < V < V_{co} \\ P_{WT} = 0 & V > V_{co} \end{cases}$$

来源：中泰证券研究所（ V_{ci} 、 V_{co} 、 V_r 分别为风机的切入、切出、额定风速， a 、 b 、 c 、 d 一般可从风机说明书中得到， P_r 为风机的额定输出功率）

- 台湾海峡狭管效应显著，海上风能资源强度自福建省向两侧铺开。**从海上风能资源分布情况看，我国风能最为丰富的省份是福建省（台湾海峡）。福建省地处东南沿海，省内的戴云山脉和台湾的中央山脉接近平行，中间又夹着台湾海峡，狭管效应明显。特殊的地理位置和海陆配置造就了显著的亚热带季风气候，导致其海上风力资源十分丰富。由福建省（台湾海峡）向南、北两侧，海上风能资源大致呈现递减趋势。

图表 3：我国海上风能资源分布情况

省市	年均风速（米/秒）	IEC 等级
福建	7.5-10.0	I-I+
广东	6.5-8.5	I-I+
浙江	7.0-8.0	II-I+
江苏	7.2-7.8	III-II
上海	7.0-7.6	II-I
山东	6.7-7.5	III
天津	6.9-7.5	III
广西	6.5-8.0	II-I
海南	6.5-9.5	II-I

来源：海上风电网、中泰证券研究所

- 福建、广东两省利用小时数优势明显。**目前，海上风电在建（开工）+ 核准的项目基本上集中在江苏、福建、广东、浙江、上海、辽宁六省。从目前已开工&核准项目的预计利用小时数数据看，六省（直辖市）的海上风电项目利用小时数均高于当前风电平均利用小时数。其中，广东省海陆利用小时数差值为 1073h，福建省海陆利用小时数差值为 836h，

浙江和江苏海陆利用小时数差值分别为 478h 和 386h，粤闽两省海上风电利用小时数优势较为明显，相当于 1MW 装机容量每年可多发 107.3 和 83.6 万千瓦时电力。

图表 4：各省（直辖市）海上、陆上风电利用小时数数据汇总（小时）

省份	海上风电预计利用小时数	海上风电利用小时数区间	风电平均利用小时数（2018）	海上-陆上
江苏	2602	2450-2833	2216	386
福建	3423	2921-3700	2587	836
广东	2843	2389-3460	1770	1073
浙江	2651	2373-3156	2173	478
上海	2548	2333-3600	2489	59
辽宁	2494	2333-2654	2265	229

来源：北极星电力网、中泰证券研究所（海上风电利用小时数通过各项目加权平均获得）

- 实际海上风电利用小时数有望超预期。** 由于前期我国海上风电建设的经验较少，因此在开工&核准时对海上风电项目的利用小时数估计较为保守。从目前实际投产的项目看，海上风电的实际利用小时数相比预计值要高出不少。福建中闽能源平海湾项目（50MW）2018 年实际利用小时数为 4244h（2017 年为 4800h），相比开工前预计值高出 1044h；江苏省海上风电发展较早，目前完工投产项目较多，各项目实际利用小时数比预计值要高出 350-850h。因此，我们认为未来陆续投产的海上项目实际利用小时数均存在超预期可能。

图表 5：已投产海上风电项目实际利用小时和预计利用小时数据

省份	项目名称	项目规模（MW）	实测利用小时数	预计利用小时数	差值	备注
福建	福建莆田平海湾海上风电一期项目	50	4244	3200	1044	实测为 2018 年数据
江苏	华能如东 300MW 海上风电场工程	300	2857	2487	370	实测为 2017-2018 数据年化
江苏	中水电如东海上风电场	100	2919	2100	819	实测为 2014-2015 数据年化
江苏	中广核如东 150MW 海上风电场	150	3549	2667	883	实测为 2018 年数据
江苏	江苏响水近海风电场项目	202	3091	2475	616	实测为 2018 年 1-5 月数据年化

来源：北极星电力网、中国能源发行股份和可转换公司债券购买资产并募集配套资金暨关联交易预案、中泰证券研究所

上网标杆电价：2021 年前并网存量项目优势显著

- 基于 2020 年风火同价预期，陆上风电补贴持续退坡。** 由于《可再生能源发展“十三五”规划》中提出风电需在 2020 年实现与燃煤发电同平台竞争目标（即风火同价），近年来风电补贴退坡持续推进。根据 2019 年 5 月 24 日国家发改委印发的《关于完善风电上网电价政策的通知》，2019 年 I、II、III、IV 类陆上风资源区新核准项目“指导性电价”分别为 0.34 元/千瓦时、0.39 元/千瓦时、0.43 元/千瓦时、0.52 元/千瓦时；2020 年则分别为 0.29 元/千瓦时、0.34 元/千瓦时、0.38 元/千瓦时、0.47 元/千瓦时。指导性电价是上网的最高电价，实际电价则需要通过竞价产生。
- 2021 年底前建成的存量海上风电项目并网仍享受最高标杆电价。** 我们仔细梳理了海上风电的电价政策。根据最新政策，2018 年 1 月 1 日前核准的存量项目只要在 2020 年底前完成并网、2019 年 1 月 1 日前核准的存量项目只要在 2021 年底前完成并网就可以享受到最高标杆电价（0.85

元/千瓦时)，海上风电存量项目上网标杆电价优势显著。

- ✓ **初次确定(2014)**: 发改委在 2014 年发布文件确定 2017 年以前(不含 2017 年)投运的近海风电项目上网电价为每千瓦时 0.85 元(含税,下同),潮间带风电项目上网电价为每千瓦时 0.75 元。
- ✓ **补贴退坡征询意见(2019.4)**: 在 2019 年 4 月 16 日召开的风电上网电价政策讨论会,发改委建议海上风电电价下调 0.05 元/千瓦时,这是发改委第一次建议下调海上风电电价。从存量项目上看,2019 年 4 月 12 日发布的《关于 2019 年风电、光伏发电建设管理有关要求的通知(征求意见稿)》中提出在 2018 年前核准的海上风电项目在 2020 年底前并网的仍能享受到 0.85/0.75 元/千瓦时的标杆电价,而 2018 年度未通过竞争方式进入国家补贴范围并确定上网电价的海上风电项目,其核准文件不能作为享受国家补贴的依据。
- ✓ **补贴退坡最终落地(2019.5)**: 5 月 24 日,国家发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》,通知中指出对于 2018 年已核准的海上风电项目,必须在 2021 年底前建成并网,才可确保 0.85/0.75 元/千瓦时的标杆电价,意味着 2018 年核准的存量项目在 2021 年底前建成并网仍可享受最高上网标杆电价。而 2019、2020 年新核准的近海风电项目补贴将依次减少 5 分钱,且采用竞价上网形式。

图表 6: 海上、陆上风电项目上网标杆电价情况(元/千瓦时)

时间节点	I 类资源区	II 类资源区	III 类资源区	IV 类资源区	近海	潮间
2015 年底前并网	0.51	0.54	0.58	0.61	0.85	0.75
2016 年底前并网	0.49	0.52	0.56	0.61	0.85	0.75
2017 年底前并网	0.47	0.50	0.54	0.60	0.85	0.75
2019 年底前开工	0.47	0.50	0.54	0.60	0.85	0.75
2018 年新核准	0.40	0.45	0.49	0.57	0.85	0.75
2019 年新核准(指导)	0.34	0.39	0.43	0.52	0.80	不高于陆上
2020 年新核准(指导)	0.29	0.34	0.38	0.47	0.75	不高于陆上

来源: 中泰证券研究所

盈利能力: IRR、ROE 优势显著, 有望超预期

- **模拟海上风电 IRR 优势显著且有望超预期。**我们以福能股份莆田平海湾项目(在建)的参数(装机量 200MW、上网电价 0.85 元/千瓦时、风机成本 8000 元/kw、维修费率如图 13、保险费率 0.5%、所得税三免三减半、增值税 13%且即征即退 50%)以及中闽能源平海湾项目(已投产)的利用小时数 4250h/年模拟海上风电项目 IRR 为 13.67%(对应项目回收期为 6.29 年),高于项目预期内部收益率 8.99%,同样高于目前陆上风电项目 8%-10%的 IRR,说明海上风电 IRR 优势显著且有望超预期。
- **模拟海上风电 ROE 同样有望超预期。**仍沿用上文参数且设定项目资本金为动态总投资的 30%模拟海上风电各年度 ROE 的结果如图 7 所示:各年度平均净利润为 2.9 亿元,显著高于项目预期的 1.6 亿元平均净利润;各年度 ROE 基本均在 25%以上,而目前各风电运营上市公司 ROE 仅为 7%-10%,可见海上风电 ROE 优势同样较为显著且有望超预期。

图表7: 模拟海上风电各年度净利润(万元)及ROE

年份	净利润	资本金	ROE
0	29414.3	110209.0	26.69%
1	30428.7	110209.0	27.61%
2	31243.1	110209.0	28.35%
3	28650.0	110209.0	26.00%
4	26441.3	110209.0	23.99%
5	28765.7	110209.0	26.10%
6	29478.2	110209.0	26.75%
7	25877.8	110209.0	23.48%
8	26488.5	110209.0	24.03%
9	27099.3	110209.0	24.59%
10	27710.0	110209.0	25.14%
11	25765.2	110209.0	23.38%
12	26375.9	110209.0	23.93%
13	26986.7	110209.0	24.49%
14	27597.4	110209.0	25.04%
15	28208.2	110209.0	25.60%
16	28818.9	110209.0	26.15%
17	28818.9	110209.0	26.15%
18	28818.9	110209.0	26.15%
19	28818.9	110209.0	26.15%
20	28818.9	110209.0	26.15%
21	34724.1	110209.0	31.51%
22	34724.1	110209.0	31.51%
23	34724.1	110209.0	31.51%
24	34724.1	110209.0	31.51%
25	28295.5	110209.0	25.67%
ROE 中位数			26.13%

来源: 福能股份公开发行可转换公司债券募集说明书、中泰证券研究所

长期：成本下降冲抵补贴退坡，竞价及消纳问题影响有限

成本：当前四类成本均高于陆上风电、三因素助推成本下降

- **详解海上风电成本构成。**目前，海上风电成本主要包括三部分，即**投资成本、运行维护成本和运营期的利息费用**。其中，投资成本又分为静态投资和动态投资，两者区别在于动态投资中包含了建造期的利息支出和预备费；运行维护成本和利息费用则主要是建造期后的运营成本。
- **海上风电投资成本（动态投资）是陆上风电的 2 倍左右，苏、浙两省投资成本有优势。**从目前各省（直辖市）的海上风电项目单位投资成本（预计&实际）情况看，福建省海上风电单位投资成本在 18000-23000 元/千瓦时，中位数为 20138 元/千瓦；广东省海上风电单位投资成本在 17500-22500 元/千瓦，中位数为 19302 元/千瓦；江苏省海上风电单位投资成本在 16000-20000 元/千瓦，中位数为 17800 元/千瓦；浙江省海上风电单位投资成本在 16000-19000 元/千瓦，中位数为 17890 元/千瓦，苏、浙两省海上风电单位建造成本具有相对优势。**将上述数据与目前已投产的陆上风电项目单位投资成本数据对比后发现，目前海上风电的单位投资成本大致是陆上的 2 倍左右。**

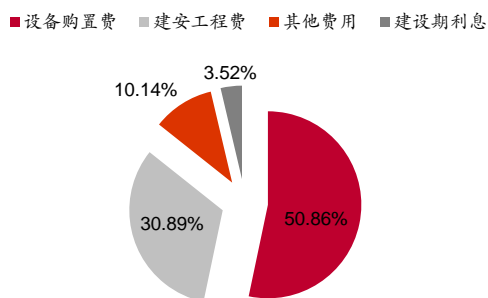
图表 8：各省（直辖市）海上风电项目单位投资成本情况（元/千瓦时）

省份	最小值	最大值	平均值	中位数
福建	18149.90	23668.40	20891.82	20137.71
广东	17466.67	22613.13	19624.74	19301.70
江苏	15710.00	20000.00	17833.87	17800.00
上海	18333.33	18516.53	18424.93	18424.93
浙江	16094.98	18730.00	17736.79	17890.25

来源：北极星风力发电网、中泰证券研究所

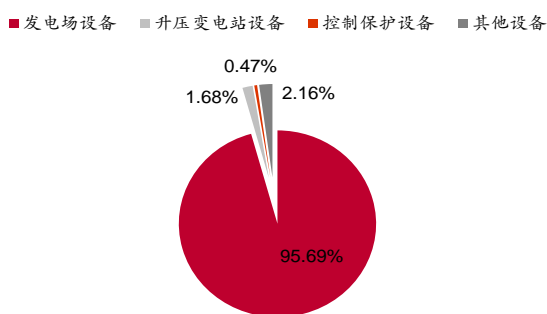
- **海上风电投资成本构成：**主要包括**设备购置费、建造工程费&安装工程费、其他费用（海洋征用费等）、建造期的利息支出以及基本预备费**。其中，设备购置费占投资成本的 50%左右；建安工程费占投资成本的 30%左右；其他费用以及建设期利息分别占投资成本的 10%和 3.5%。设备购置费中占比最大的是**风电机组（发电机、叶片、轮毂、加固件）和塔筒**（分别占设备购置费的 86%和 7%）；建安费用主要包括**建筑工程费（60%）、设备及安装工程费（25%）以及施工辅助工程费（15%）**；其他费用中占比最大的是**项目建设用海费（占比 37%）和项目建设管理费（29%）**。

图表 9：海上风电项目各项投资成本占比情况



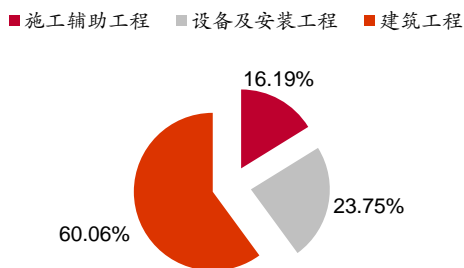
来源：wind、中泰证券研究所

图表 10：设备购置费各项投资成本占比情况



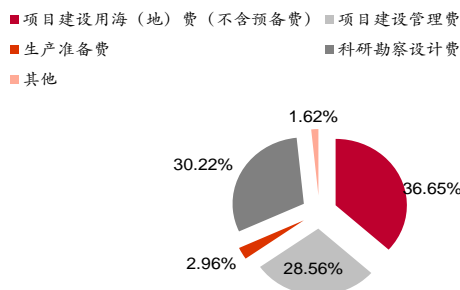
来源：wind、中泰证券研究所

图表 11：建安工程费各项投资成本占比情况



来源：wind、中泰证券研究所

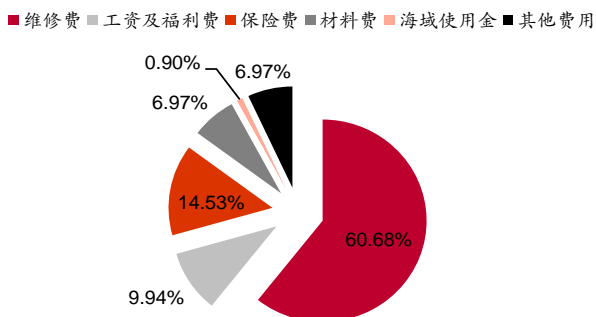
图表 12：其他费用各项投资成本占比情况



来源：wind、中泰证券研究所

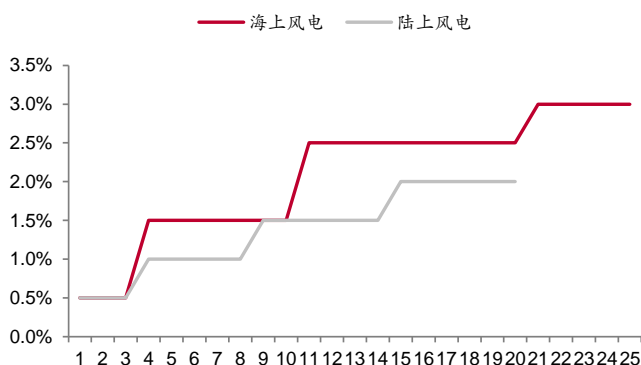
- **运行维护费用**：主要包括**维护费（维修费）**、材料费、保险费、员工薪酬以及海域使用金等，其中海上风电的维护费、材料费和保险费均高于陆上风电。具体来看，海上风电的**维护费率**为质保期 0.5%并以 5-10 年为一个时间段逐渐上升至 3.0%（陆上为 2.0%）；**保险费率**为 0.35-0.60%（陆上风电为 0.25-0.35%）；**材料费率**为 30-50 元/kw（陆上风电为 10-20 元/kw）；**其他费用率**为 30-50 元/kw（陆上风电为 10-20 元/kw）。

图表 13：海上风电运营费用各项组成占比



来源：wind、中泰证券研究所

图表 14：海上、陆上风电维修费率情况



来源：wind、中泰证券研究所

- **三因素决定海上风电成本未来将逐步下降**。通过与陆上风电项目进行对比后发现，海上风电项目成本高企的四个主要因素是：**风电机组采购成**

本较高、风电机组&集电线路安装成本较高、风电机组基础工程成本较高以及投产后维护成本较高。我们认为未来三因素将导致海上风电成本大幅下降:

- **大容量机组减少机位点带来的成本下降:** 从目前已投产&在建项目看, 5MW 风电机组是海上风电的主流机型。目前已经有部分海上风电项目采用 6MW 和 7MW 的风电机组, 大容量风机基本上是大势所趋, 未来随着技术的逐渐成熟, 7-10MW 甚至 10MW 以上的风电机组逐渐成为海上风电的主流机型是大势所趋。大容量机组将带来机位点的降低, 从而降低塔筒数量(成本)、风电机组&集电线路安装成本、风电机组基础工程成本、征海费用以及后期的维护成本。

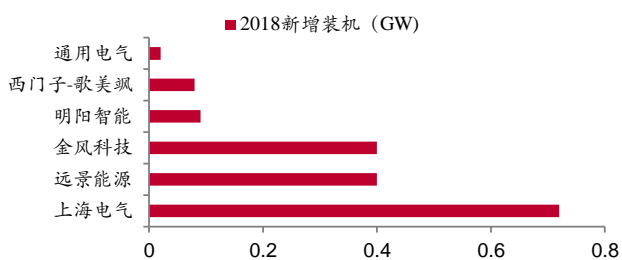
图表 15: 国内外各大海上风电设备商大容量机组情况(包括投产和研发)

	公司	机型	对应容量
国内	明阳智能	MY7MW-155	7.0MW
	金风科技	GW154-6.7MW	6.7MW
		GW168-8MW	8.0 MW
	上海电气	SE7.0-154	7.0 M
	海装风电	H152-6.2MW	6.2 MW
	东方电气	DEW-G5000	正在开发 8-10MW
	湘电风能	XE140-5000	正在开发 7-9MW
国外	西门子-歌美飒	SG8.0-167DD	8.0 MW
		SWT8.0-154	8.0 MW
	三菱-维斯塔斯	V164-10MW	10.0 MW
	通用电气	Haliade 150-6MW	6.0 MW
	德国森维安	Senvion6.2-152	6.2 MW

来源: 北极星风力发电网、公司年报、中泰证券研究所

- **风电机组单位造价边际下降:** 目前海上风电单位成本在 7000-8000 元/kw 左右, 造成其造价高昂的主要原因有三。其一是由于前期国内缺乏海上风电机组的制造经验导致其成本并非真实成本; 其二是前期海上风电机组制造商较少, 导致其主动降低成本的意愿不足; 其三是中短期存量项目为保电价导致抢装使得风机供不应求。未来随着海上风电建设经验的积累、介入海上风电的风机制造商增多以及抢装潮结束, 海上风电机组的边际单位造价有望逐步下降, 空间大致以 7000 元/kw 为基点向下 1000-1500 元/kw 左右。

图表 16: 2018 年海上风电整机制造商亚太地区新增装机情况



来源: 北极星风力发电网、中泰证券研究所

- 建安成本的下降：**目前越来越多的大型施工企业进驻海上风电施工安装领域，可用于海上施工安装的大型船机设备数量大幅增加，海上风电施工设备及安装能力不断提升，部分施工企业已有一定的海上风电施工经验。随着施工企业的施工技术逐渐成熟、建设规模扩大化、基础形式多样化、设计方案稳定化、施工船机专业化等，风电机组安装成本以及基础工程成本均存在10%-15%的下降空间。

补贴退坡预计延续缓慢节奏、成本下降部分对冲退坡影响

- 海上风电上网电价预计缓慢退坡。**根据发改委的最新政策，2019、2020年新核准的海上风电项目上网电价将依次降低5分钱/千瓦时且采用竞价上网策略。从当前时点看，海上风电的上网价格较IV类区陆上风电价格高出0.28元/千瓦时，在新能源冲刺平价的背景下海上风电上网价格退坡是大势所趋，关键在于未来退坡的节奏问题。考虑到目前海上风电仍处于技术经验积累期，短时间内实现成本的大幅下降难度依然较大，因此补贴退坡节奏预计仍将较为缓慢。
- 电价退坡对IRR以及ROE的敏感性测算：**基于上一节假设，我们模拟了海上风电项目IRR以及ROE对于上网电价的敏感性测算。在假设当前海上风电项目成本不变的情况下，福建省上网电价降至0.6元/千瓦时&江苏省上网电价降至0.65元/千瓦时&广东省上网电价降至0.7元/千瓦时项目IRR基本仍可达到陆上风电的水平、ROE则高于陆上风电。

图表17：海上风电项目IRR对上网标杆电价敏感性测算（成本不变）

上网电价	福建省		广东省		江苏省		
	内部收益率	项目回收期	内部收益率	项目回收期	内部收益率	项目回收期	
1	0.85	13.67%	6.29	10.26%	8.07	11.22%	7.47
2	0.80	12.56%	6.75	9.27%	8.78	10.19%	8.13
3	0.75	11.43%	7.33	8.25%	9.60	9.13%	8.89
4	0.70	10.26%	8.07	7.19%	10.58	8.04%	9.80
5	0.65	9.06%	8.94	6.08%	11.83	6.90%	10.88
6	0.60	7.80%	10.00	4.92%	13.45	5.70%	12.34
7	0.55	6.49%	11.33	3.68%	15.53	4.43%	14.22
8	0.50	5.09%	13.19	2.35%	18.31	3.07%	16.72
9	0.45	3.59%	15.71	0.89%	22.65	1.58%	20.19
10	0.40	1.95%	19.28	-	-	负值	-

来源：中泰证券研究所

图表18：海上风电项目ROE对上网标杆电价敏感性测算（成本不变）

上网电价	ROE 中位数			
	福建省	广东省	江苏省	
1	0.85	26.13%	17.37%	19.67%
2	0.80	23.34%	14.73%	17.11%
3	0.75	20.41%	12.50%	14.37%
4	0.70	17.37%	10.27%	12.01%
5	0.65	14.26%	8.04%	9.65%

6	0.60	11.55%	5.81%	7.29%
7	0.55	8.84%	3.58%	4.93%
8	0.50	6.13%	1.35%	2.57%
9	0.45	3.42%	负值	0.21%
10	0.40	0.71%	-	负值

来源：中泰证券研究所

- 成本下降将部分对冲退坡影响。**前文提到三因素预计将导致海上风电成本逐渐下降,在较为中性假设下(风机单位成本下降至 6000 元/kw、7MW 单机容量机组替代 5MW 机组且风机建安费用下降 15%),我们重新测算了海上风电项目 IRR 和 ROE 对于上网标杆电价的敏感性。结果表明当福建省上网电价降至 0.5 元/千瓦时&江苏省上网电价降至 0.55 元/千瓦时 & 广东省上网电价降至 0.6 元/千瓦时项目 IRR 基本与陆上风电相同 (8%-10%); 当福建省上网电价降至 0.45 元/千瓦时&江苏省上网电价降至 0.50 元/千瓦时&广东省上网电价降至 0.55 元/千瓦时 ROE 仍高于陆上风电 (10%以上), 在成本部分冲抵电价退坡影响的背景下长期海上风电的盈利能力预计仍将维持在高位。

图表 19: 海上风电项目 IRR 对上网标杆电价敏感性测算 (成本下降)

	上网电价	福建省		广东省		江苏省	
		内部收益率	项目回收期	内部收益率	项目回收期	内部收益率	项目回收期
1	0.85	18.91%	4.68	14.85%	5.85	16.80%	5.24
2	0.80	17.59%	5.01	13.69%	6.28	15.55%	5.62
3	0.75	16.23%	5.40	12.49%	6.78	14.27%	6.07
4	0.70	14.85%	5.85	11.27%	7.43	12.95%	6.59
5	0.65	13.43%	6.38	10.00%	8.24	11.60%	7.24
6	0.60	11.97%	7.02	8.69%	9.23	10.21%	8.11
7	0.55	10.46%	7.93	7.31%	10.44	8.75%	9.19
8	0.50	8.88%	9.07	5.86%	12.10	7.22%	10.54
9	0.45	7.21%	10.54	4.30%	14.41	5.59%	12.46
10	0.40	5.43%	12.69	-	-	3.83%	15.21

来源：中泰证券研究所

图表 20: 海上风电项目 ROE 对上网标杆电价敏感性测算 (成本下降)

	上网电价	ROE 中位数		
		福建省	广东省	江苏省
1	0.85	39.41%	28.87%	33.53%
2	0.80	35.90%	25.93%	30.35%
3	0.75	32.38%	22.81%	27.18%
4	0.70	28.87%	19.65%	23.76%
5	0.65	25.25%	16.33%	20.37%
6	0.60	21.49%	13.28%	16.68%
7	0.55	17.45%	10.44%	13.21%
8	0.50	13.68%	7.55%	9.93%
9	0.45	10.24%	4.66%	6.76%

10 0.40 6.72% - 3.61%

来源：中泰证券研究所

竞争配置：抢核准潮水逐渐退去、行业集中度预计将持续提升

- 竞争配置政策引发市场对于恶性竞争的担忧。**目前福建、广东、江苏三省均已出台了详细的海上风电竞争性配置政策，其中投资主体资质及项目技术经验等方面占到评分的 60%；申报电价则占到评分的 40%，在竞争主体资质大致相同的前提下，申报电价的高低很可能成为最终申报成功与否的关键，这也引发了市场对于未来海上风电可能存在的恶性竞争从而侵蚀后续项目利润的担忧。

图表 21：各省海上风电竞价政策梳理

	福建		广东	江苏	
	未确定投资主体	已确定投资主体	已/未确定投资主体	未确定投资主体	已确定投资主体
企业能力	15	8	30	30	40
设备先进性	25	20	8	15	20
技术方案	20	20	6	15	20
已开展前期工作	-	8	10	-	10
接入消纳条件	-	4	6	-	10
申报电价	40	40	40	40	-
合计	100	100	100	100	100

在广东省海上风电上网电价基础上，

以福建省海上风电上网标杆电价为基准价，电价等于基准价的得 30 分。上网电价降低 2 分/千瓦时及以内的，每降低 1 分/千瓦时，得 2 分；上网电价降低 2 分/千瓦时以上，超出 2 分/千瓦时的部分，每降低 1 分/千瓦时，得 0.2 分。最高得 40 分。

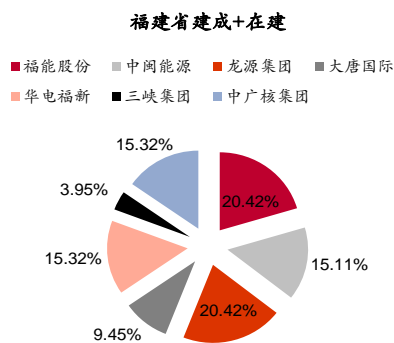
上网电价降低 1 分/千瓦时及以内的，每降低 0.05 分/千瓦时得 1 分；上网电价降低 1 分/千瓦时以上至 2 分/千瓦时，超出 1 分/千瓦时的部分，每降低 0.1 分/千瓦时得 1 分；上网电价降低 2 分/千瓦时以上，超出 2 分/千瓦时的部分，每降低 2 分/千瓦时得 1 分。

低于标杆电价时，降幅 30 厘/千瓦时(含)以内的，得分=降幅×1；降幅 30 厘/千瓦时以上的，得分=30+(降幅-30)×0.5，满分 40 分。

来源：中泰证券研究所

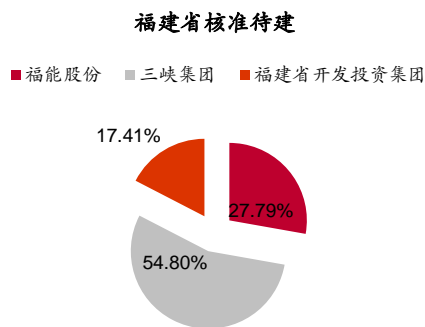
- 高电价吸引抢核准，潮水退去行业集中度预计将持续提升。**从目前粤闽苏浙四省的竞争格局看：**福建省最为健康**，虽然建成+在建项目集中度不高，但核准待建项目集中度较高，基本形成了**福能股份+三峡集团+省开发投资集团**的开发格局，海上风电储量资源也基本明确了投资主体，恶性竞争的可能十分有限。广东、江苏省在 2018 年末大规模抢核准了海上风电项目，高电价的驱使导致更多主体加入海上风电的开发序列，使得两省行业集中度（CR4，广东省剔除了上海电气的 950 万千瓦）分别由 85%和 76%分别下降至 82%和 51%。我们认为随着 18 年的抢核准潮退去，两省的海上风电行业集中度将持续提升。原因在于上网电价逐步退坡背景下，随着项目高收益率逐步下滑、竞配导致的电价下降所带来的边际影响将被逐步放大，而进入行业时间更长、施工经验更为丰富的龙头公司才具有大幅降低成本并维持高盈利能力的可能。

图表 22: 福建省建成+在建项目竞争格局 (万千瓦)



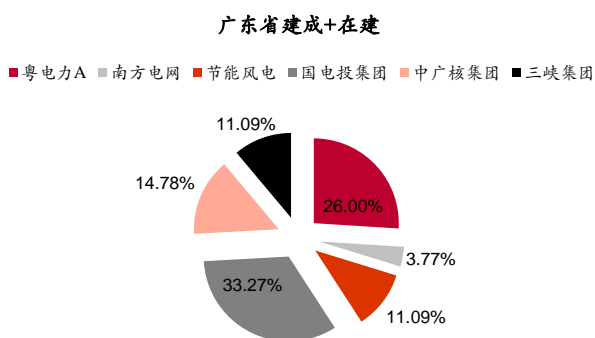
来源: 北极星风力发电网、中泰证券研究所

图表 23: 福建省核准待建项目竞争格局 (万千瓦)



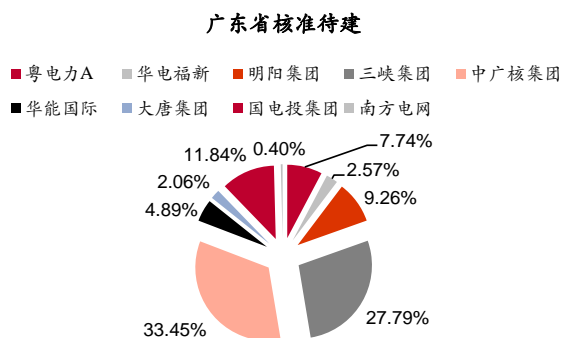
来源: 北极星风力发电网、中泰证券研究所

图表 24: 广东省建成+在建项目竞争格局 (万千瓦)



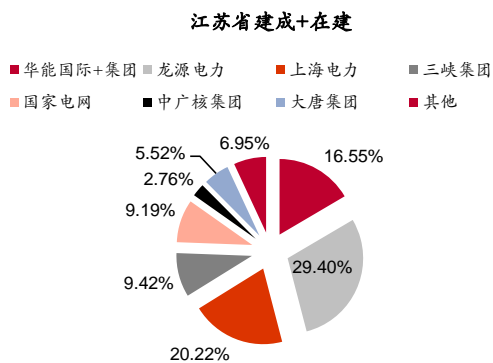
来源: 北极星风力发电网、中泰证券研究所

图表 25: 广东省核准待建项目竞争格局 (万千瓦)



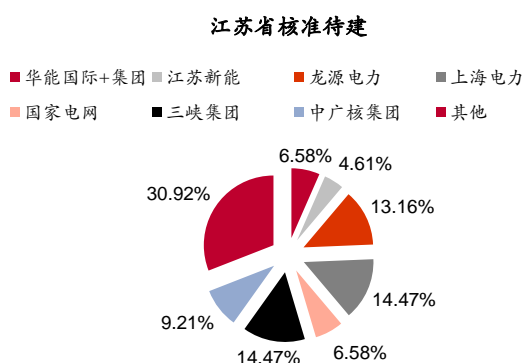
来源: 北极星风力发电网、中泰证券研究所

图表 26: 江苏省建成+在建项目竞争格局 (万千瓦)



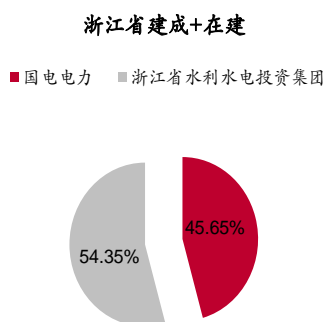
来源: 北极星风力发电网、中泰证券研究所

图表 27: 江苏省核准待建项目竞争格局 (万千瓦)



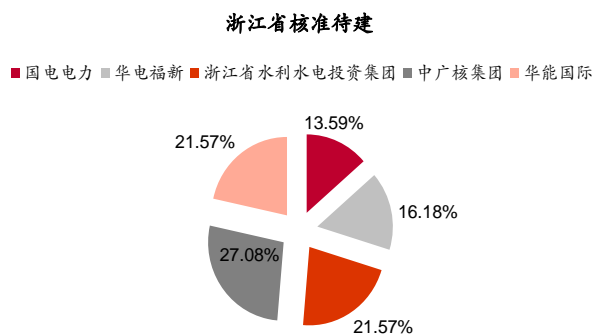
来源: 北极星风力发电网、中泰证券研究所

图表 28: 浙江省建成+在建项目竞争格局 (万千瓦)



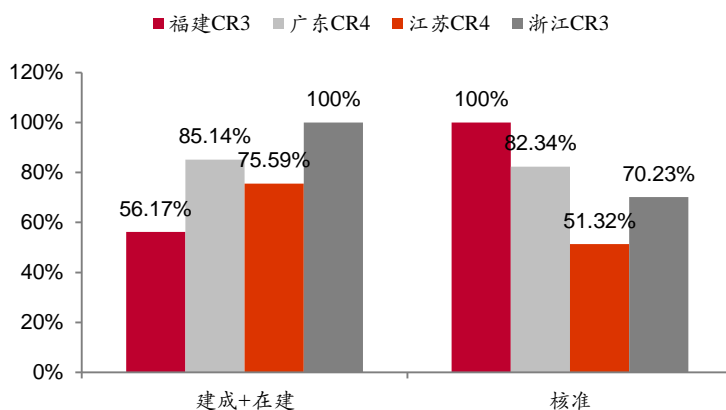
来源: 北极星风力发电网、中泰证券研究所

图表 29: 浙江省核准待建项目竞争格局 (万千瓦)



来源: 北极星风力发电网、中泰证券研究所

图表 30: 各省海上风电项目建成&在建、核准待建集中度情况

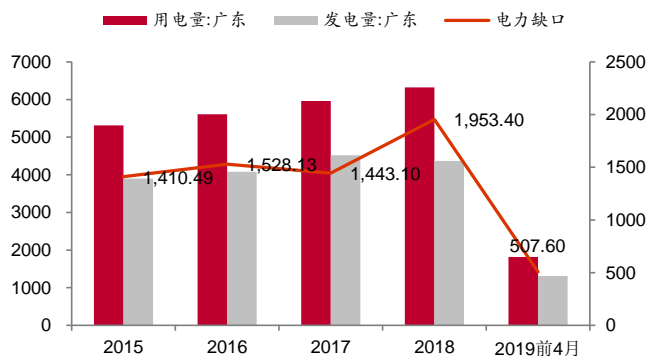


来源: 中泰证券研究所

风电消纳: 区位优势带来的护城河

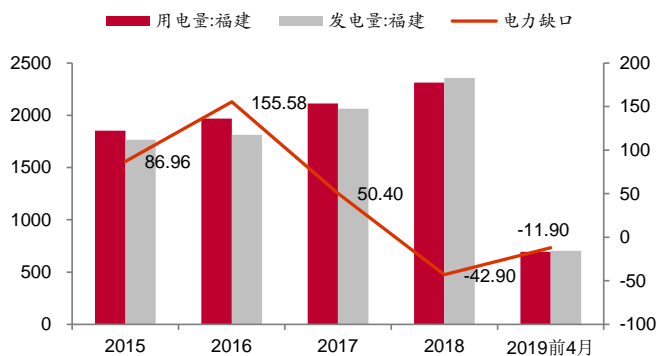
- 区位优势: 背靠用电大省, 海上风电是弥补能源匮乏难题的最好出路。** 海上风电发展的重点地区(粤闽苏浙)均位于东南沿海地区, 从数据上看除福建省外其余三省均为用电大省。其中, 广东、江苏年用电量超过6000亿千瓦时; 浙江省年用电量也在4500亿千瓦时以上。而相对用电量而言, 由于东南沿海地区煤炭等一次能源匮乏且环保因素打压煤电利用小时数、陆上风光资源不理想(IV类区)导致发电侧一直存在瓶颈, 近年来三省省内电力缺口呈现不断扩大趋势并主要由西电东送电力进行弥补。考虑到未来煤电持续管控及西电东送水电存在上限, 沿海丰富的海上风电资源将是东南沿海各省弥补能源匮乏难题的最好出路。

图表 31: 广东省用电量、发电量情况 (亿千瓦时)



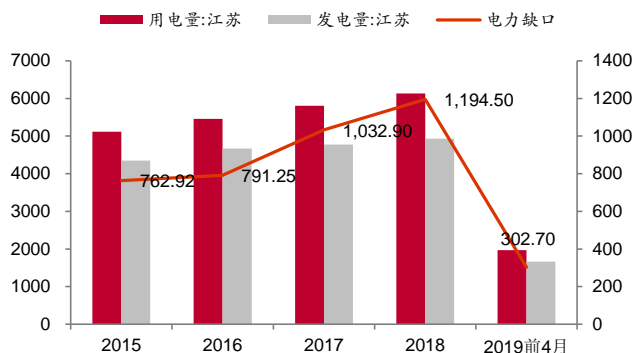
来源: wind、中泰证券研究所

图表 32: 福建省用电量、发电量情况 (亿千瓦时)



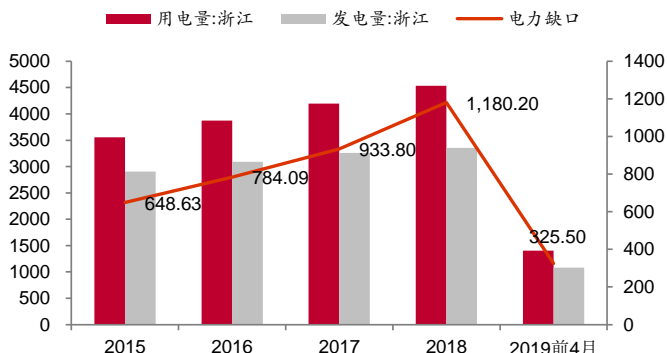
来源: wind、中泰证券研究所

图表 33: 江苏省用电量、发电量情况 (亿千瓦时)



来源: wind、中泰证券研究所

图表 34: 浙江省用电量、发电量情况 (亿千瓦时)



来源: wind、中泰证券研究所

图表 35: 全国及各省市 2018 年风电利用小时数及弃风率数据

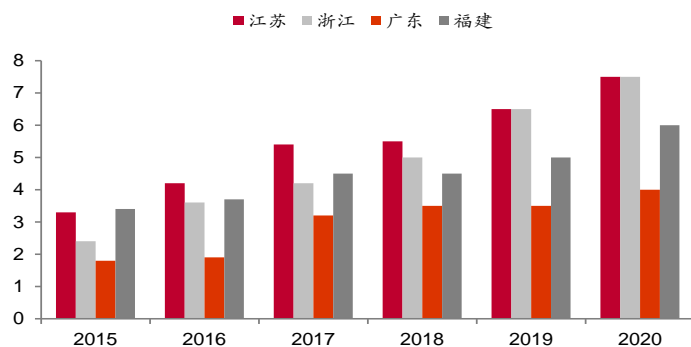
省、市、自治区	累计并网容量 (亿千瓦)	发电量 (亿千瓦时)	弃风电量 (亿千瓦时)	弃风率	利用小时数
云南	857	220	-	-	2654
福建	300	72	-	-	2587
上海	71	18	-	-	2489
四川	253	55	-	-	2333
广西	208	42	-	-	2294
河北	1391	283	15.5	5.2%	2276
辽宁	761	165	1.6	1.0%	2265
江苏	865	173	-	-	2216
内蒙古	2869	632	72.4	10.3%	2204
山西	1043	212	2.4	1.1%	2196
浙江	148	31	-	-	2173
湖北	331	64	-	-	2159
安徽	246	50	-	-	2150
黑龙江	598	125	5.8	4.4%	2144

全国	18426	3660	277	7.0%	2095
吉林	514	105	7.7	6.8%	2057
湖南	348	60	-	-	2054
山东	1146	214	3	1.4%	1971
重庆	50	8	-	-	1968
陕西	405	72	1.6	2.2%	1959
新疆	1921	359	106.9	22.9%	1951
江西	225	41	-	-	1940
宁夏	1011	187	4.4	2.3%	1888
北京	19	3	-	-	1866
西藏	1	0.1	-	-	1863
天津	52	8	-	-	1830
贵州	386	68	0.8	1.1%	1821
甘肃	1282	230	54	19.0%	1772
广东	357	63	-	-	1770
河南	468	57	-	-	1746
海南	34	5	-	-	1524
青海	267	38	0.6	1.6%	1524

来源：国家能源局、中泰证券研究所

- **可再生能源配额制出台，四省面临逐步提升可再生能源消纳率任务。**
2019年6月国家能源局正式下发《可再生能源电力消纳责任权重确定和消纳量核算方法（试行）》，其中规定了各省可再生能源（非水）消纳的最低比例。从粤闽苏浙四省2017年可再生能源消纳率数据看，基本达到了2018年的标准。但按照文件要求，未来两年粤闽苏浙省需分别将可再生能源消纳率从3.5%、4.5%、5.5%、5.0%提升至4.0%、6.0%、7.5%、7.5%，因此各省未来仍将面临达标可再生能源消纳率任务的压力。

图表 36：四省可再生能源消纳率（%，18-20 年为规定最低标准）



来源：wind、国家能源局、中泰证券研究所

- **测算：未来海上风电消纳不足可能性不大。**假设当前存量项目可再生能源消纳率达标，我们测算了在江苏、浙江、广东、福建全社会用电量增速在5%、5%、5%和3%的情况下，为达到每年各省规定的最低可再生能源配额所对应的最低风电装机空间（假设海上风电占比80%）。从得出的结果看，未来江苏、浙江两省每年需最低保证2GW以上的风电装机，广东省自2020年开始需最低保证1.5GW左右的风电装机，未来各省最低装机增量空间已经基本可以满足海上风电完全消纳的任务。

图表 37: 四省最低年风电装机量空间测算

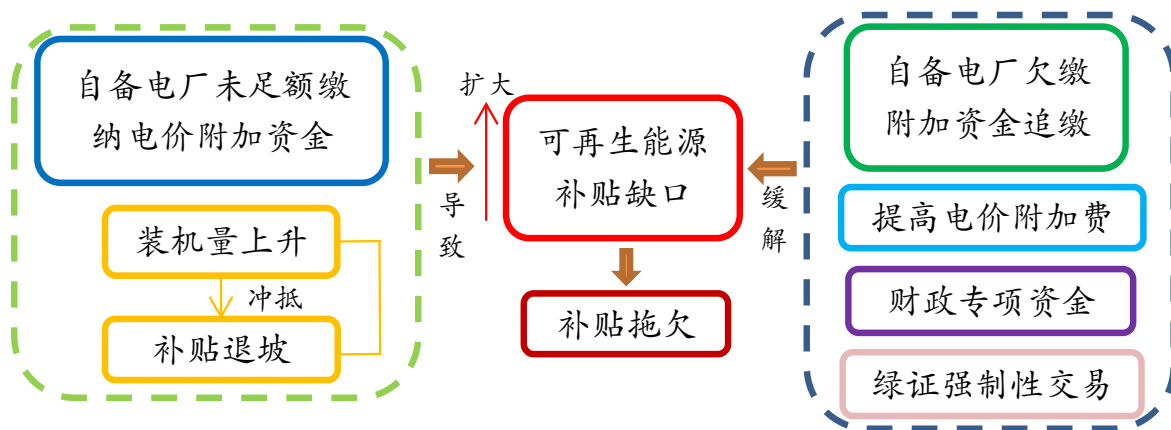
	2019 年装机空间	2020 年装机空间	2021 年装机空间	2022 年装机空间
江苏	249.64	272.02	296.00	321.71
浙江	249.65	197.50	214.91	233.57
广东	31.14	130.77	142.22	154.48
福建	35.80	66.95	70.71	74.64

来源: wind、中泰证券研究所

补贴拖欠: 海上风电发展最大不确定性风险

- 可再生能源补贴缺口较大, 高补贴可能导致长拖欠周期。虽然陆上风电和光伏正逐步进入平价时代, 但装机量的上升冲抵单位补贴下降影响后仍然带来可再生能源基金补贴缺口的不断扩大, 截至 2018 年末可再生能源基金补贴缺口已经达到 1100 亿元。若想解决当前面临的可再生能源补贴拖欠问题, 第一种方法是继续上调度电可再生能源附加费(当前为 1.9 分/千瓦时), 但这种做法与国家降电价的大基调不符; 第二种则是由财政部拨专项资金, 但这种做法与国家电力市场化改革的基调相违背, 因此目前补贴拖欠仍是可再生能源发展的最大不确定性风险。海上风电由于上网电价较高, 单个项目补贴量大, 对其进入补贴目录不利; 即便进入目录后续由于高补贴也很可能导致项目较长的补贴拖欠周期。

图表 38: 可再生能源补贴缺口弥补存在难题



来源: 中泰证券研究所

- 现金流问题仍是海上风电最大不确定性风险。当前可再生能源补贴拖欠周期基本在 1.5-2 年, 考虑到海上风电补贴规模较大可能导致的补贴缺口扩大, 海上风电项目的补贴拖欠周期存在延长可能。补贴拖欠问题并不影响企业盈利能力 (ROE), 但对现金流以及项目 IRR 的影响较大。假设补贴拖欠周期为 18 个月 (中性假设), 经测算福建省海上风电短期项目 IRR 将会降至 11.01% (未拖欠情况下为 13.67%), 项目回收期为 8.14 年 (未拖欠情况下为 6.29 年); 长期项目 IRR 在高补贴电价范围内 (0.7-0.85 元/千瓦时) 相比未拖欠情况存在 2.5-4pct 的差距, 随着电价下行 IRR 与未拖欠情况逐步接近。

图表 39: 海上风电项目 IRR 对上网电价敏感性测算 (成本下降、补贴拖欠)

	上网电价	内部收益率	项目回收期
1	0.85	14.97%	6.32
2	0.80	14.15%	6.58
3	0.70	12.38%	7.27
4	0.60	10.41%	8.33
5	0.50	8.14%	9.92
6	0.40	5.39%	12.77

来源: 中泰证券研究所

投资策略：推荐现金流健康的海上风电运营龙头

- **中短期：利用小时数有望超预期、存量项目保住高电价前提下盈利能力有望大幅超出预期。**从海上风能资源分布情况看，我国风能资源的分布大致为由福建省（台湾海峡）向南、北两侧呈现递减趋势。目前，海上风电在建（开工）+核准的项目基本上集中在江苏、福建、广东、浙江、上海、辽宁六省。从上述项目的预计利用小时数数据看，六省（直辖市）海上风电项目利用小时数优势明显且粤闽两省优势最大。而从目前实际投产的项目看，海上风电的实际利用小时数相比预计值要高出不少，未来陆续投产的海上项目实际利用小时数均存在超预期可能。在存量项目保住高电价的前提下，利用小时数超预期预计将导致中短期海上风电项目的 ROE 和 IRR 大幅超出预期。
- **长期：成本下降预计部分冲抵补贴退坡影响。**当前海上风电投资成本（动态投资）是陆上风电的 2 倍左右，未来三因素决定海上风电成本未来将逐步下降：（1）大容量机组减少机位点所带来的成本下降；（2）风电机组单位造价边际下降；（3）建安成本的下降。在补贴缓慢退坡假设下，成本下降部分预计将部分对冲电价退坡影响，经我们测算在福建、江苏、广东省上网电价分别降至 0.45、0.50、0.55 元/千瓦时项目 ROE 仍高于陆上风电（10%以上），海上风电盈利能力在长周期仍将维持在较高水平。
- **长期：竞价及消纳问题影响有限，补贴拖欠是未来最大不确定性问题。**对于目前市场较为担心的竞价政策和风电消纳能力问题，首先我们认为海上风电行业集中度未来将持续提升，恶性竞争的可能性很小。原因在于随着上网电价逐步退坡，竞配导致的电价下降所带来的边际影响将被逐步放大，而龙头公司才具有大幅降低成本并维持高盈利能力的可能；其次当前东南沿海各省仍面临达到可再生能源配额标准的任务，我们测算未来苏、浙两省每年需最低保证 2GW 以上的风电装机，广东省 2020 年开始需最低保证 1.5GW 左右的风电装机，未来各省最低装机增量空间已经基本可以满足海上风电完全消纳的任务。而由于海上风电高补贴很可能导致较长的补贴拖欠周期，补贴拖欠问题才将是未来影响海上风电发展的最大不确定性因素。
- **投资策略：推荐现金流健康的海上风电运营龙头。**中短期看，各省海上风电运营龙头在 2021 年前预计均有在建项目陆续投产从而保住高电价，在利用小时数有望超预期的情况下投产项目将大幅增厚相关标的业绩。**长期看**，成本端的下降预计将部分冲抵电价缓慢退坡带来的不利影响，海上风电的盈利能力放长周期看仍将高于陆上风电并维持在较高水平。考虑到未来行业集中度有望逐步提升以及可再生能源消纳配额制规定的硬性消纳指标，**竞价及风电消纳问题对海上风电盈利构成的风险较为有限**，而海上风电开发的资本开支压力及高补贴可能导致的**拖欠周期延长问题才是海上风电发展的最大不确定性因素**，因此对相关开发企业的**现金流要求较高**。综上所述，推荐现金流健康的福建省海上风电龙头**福能股份**、江苏省海上风电龙头**龙源电力**。此外，建议关注具有设备、运营一体化协同优势的海上风电标的**明阳智能**、**上海电气**。

推荐标的

福能股份：福建省风电运营龙头、优质海上风电项目&现金流好

- **福建省风电运营龙头，项目优质&储量大。**截至 2018 年底公司风电装机量（陆上）71.4 万千瓦，是福建省风电运营龙头企业。目前公司核准+在建海上风电项目为 89.8 万千瓦，所在位置风况资源优越；海上风电储项目装机量 200 万千瓦，未来海上风电装机量仍有较大增长空间。
- **中短期优质项目投产增厚利润。**目前公司在建的平海湾 200MW 项目、石城 200MW 项目预计 2019 年实现部分并网，2020 年全部并网（享受 0.85 元/千瓦时电价）并大幅增厚公司利润；长乐外海 498MW 已于 2018 年末核准，预计 2019 年年底开工建设，若能在 2021 年底前完成并网也可享受到 0.85 元/千瓦时的上网电价。
- **现金流良好，长期受补贴拖欠影响小。**公司目前除风电业务外还有火电业务，其所拥有的鸿山热电（热电联产）是全国供热量最大的机组，火电业务目前每年可贡献超过 4 个亿归母净利润。截至 2019 年一季度，公司账面现金及现金等价物 52.54 亿元、现金流较为充沛，未分配利润 39.38 亿元、资本开支方面压力较小，预计未来受可再生能源补贴拖欠影响较小。
- **未来估值体系转换带来上升空间。**目前公司热电联产（供热+火电）业务营收及毛利占比分别为 80%和 57%，而风电业务营收及毛利占比仅分别为 10%和 33%。未来随着海上风电项目不断并网贡献利润，风电业务净利润预计将持续占到总净利润的 50%以上。从市净率上看当前市场仍将公司看做火电标的，未来随着海上风电项目不断投产，市场对公司估值体系有望发生转换（以风电标的标准对其进行估值），从而带来估值的上升空间。
- 预测公司 2019-2021 年 EPS 分别为 0.98、1.21、1.45 元，2019 年业绩对应当前 PE 估值仅为 8.3X，维持公司“买入”评级。

图表 40：福能股份业绩预测摘要

指标	2017A	2018A	2019E	2020E	2021E
营业收入（百万元）	6799.49	9353.92	9972.72	10513.80	10964.21
YOY(%)	6.88%	37.57%	6.62%	5.43%	4.28%
归母净利润（百万元）	843.53	1050.40	1527.48	1872.29	2248.99
YOY(%)	-16.86%	24.52%	45.42%	22.57%	20.12%
ROE(%)	8.02%	8.94%	15.18%	16.46%	17.37%
EPS	0.54	0.68	0.98	1.21	1.45
PE	15.10	12.13	8.34	6.80	5.66

来源：中泰证券研究所

龙源电力：全球第一大风电运营商、江苏省海上风电龙头

- **全球第一大风电运营商，抗风险能力强&盈利能力强。**公司是全球第一大风电运营公司，控股的风电装机量达到 18.92GW。由于公司风电业务

遍布全国各省，因此能够有效平滑由于部分省份风况波动带来的业绩波动风险。此外，公司近 5 年 ROE 一直维持在 8pct 以上（18 年为 8.23pct）且年归母净利润呈现出良好的上升势头，存量项目显示出了良好的盈利能力。

- **江苏省海上风电龙头，项目陆续投产贡献业绩成长性。**公司是江苏省海上风电龙头，目前已建成投产的海上风电装机量为 105 万千瓦、在建海上风电装机量为 60 万千瓦、核准待建海上风电装机量达到 100 万千瓦。未来海上项目陆续投产将持续打开公司业绩成长性。
- **安全边际理想，估值修复空间较大。**当前公司市净率仅为 0.69X、市盈率不足 8X，安全边际较为理想。考虑到未来海上风电有望打开公司成长性、持续增厚公司利润，公司估值有较大向上修复空间。

图表 41：龙源电力主要财务指标摘要（百万元）

	2014A	2015A	2016A	2017A	2018A	2019Q1
营业总收入	18,226.53	19,686.39	22,334.31	24,640.24	26,504.40	7,317.88
同比(%)	-4.90	7.88	13.25	10.32	7.57	3.61
扣非归母净利润	2,223.17	2,299.98	2,755.20	3,222.42	3,094.19	1,875.64
同比(%)	69.54	3.60	20.05	16.96	-3.98	-1.31
ROE(摊薄)(%)	8.00	8.10	8.65	8.48	8.23	-
EPS(摊薄)	0.32	0.36	0.42	0.46	0.49	-
P/E(TTM)	31.73	11.41	13.03	10.82	7.38	9.80

来源：wind、中泰证券研究所

图表 42：龙源电力海上风电项目梳理

项目名称	项目规模（万千瓦）	状态	核准日期	开工日期	总投资（亿元）
蒋家沙 300MW 海上风电场	30	建成	-	-	53.20
如东 150MW 海上（潮间带）示范风电场	15	建成	-	-	-
大丰（C2）200MW 海上风电项目	20	建成	-	-	-
盐城大丰 H7#200MW 海上风电项目	20	建成	-	-	36.51
如东海上风电场示范项目扩建 200MW	20	建成	2014.12	-	32.00
福建南日岛海上风电一期 400MW（参股）	40	在建	-	-	78.60
盐城大丰（H12）200MW 海上风电项目	20	在建	2016.1	2016.12	-
射阳海上南区 H2 海上风电项目	30	核准待建	2018.1	2019.1	53.37
射阳海上南区 H2-1 海上风电项目	10	核准待建	2018.12	-	18.70
盐城大丰 H4 海上风电项目	30	核准待建	2018.12	-	55.63
盐城大丰 H6 海上风电项目	30	核准待建	2018.12	-	53.94

来源：wind、中泰证券研究所

明阳智能：海上风电整机龙头、打造协同一体化产业链

- **海上风电整机龙头、大力布局海上风电业务。**公司是海上风电整机龙头，目前拥有代表全球最先进的中速永磁混合驱动技术路线 MySE 系列 3.0MW、5.5MW、7.0MW 系列海上型风机，并储备了 8.0-12.0MW 海上大风机及叶片与关键部件的研发储备，可以满足客户多元化需求，抢占海上市场先机。公司凭借着海上大风机和抗台风技术优势在国内的海

上风电竞标中处于优势地位。在 2018 年海上风电公开招标项目中合计中标 157.3 万千瓦，远超行业其他竞争对手。

- **中短期抢装潮带来订单量大幅增长，增厚公司业绩。**截至 2018 年末，公司已中标待签署合同金额为 95.16 亿元（容量 259.9 万千瓦），中标项目储备量较大，对未来的收入利润实现提供了足够的保障；已签合同未吊装金额为 218.36 亿元（容量 446.5 万千瓦），期末在手订单充足，并呈明显上升趋势。2019 年二季度公司中标中广核汕尾海上风电项目一和项目二共计 1.4GW 以及本次华能汕头勒门（二）项目 0.4GW。中短期海上风电抢装潮预计将为公司带来订单量的大量增长，增厚公司业绩。
- **布局海上风电运营业务，打造协同一体化产业链。**2018 年末公司阳江沙扒科研示范项目、阳江青洲四项目、揭阳前詹三项目以及揭阳惠来三项目共计 1.8GW 海上风电项目获得广东省核准，公司正式布局海上风电运营业务，打造协同一体化产业链。未来公司设备+运营协同一体化优势预计将逐步显现，从而保障业绩成长性。

图表 43：明阳智能主要财务指标摘要（百万元）

	2014A	2015A	2016A	2017A	2018A	2019Q1
营业总收入	5,331.66	6,939.63	6,520.36	5,298.20	6,902.15	1,745.91
同比(%)	48.96	36.40	-6.04	-18.74	30.27	233.02
归母净利润	296.57	357.58	315.44	356.04	425.97	39.03
同比(%)	1,537.61	150.11	-11.78	-8.32	19.64	137.10
ROE(摊薄)(%)	10.49	11.23	9.15	8.84	9.57	0.68
EPS(摊薄)	0.54	0.65	0.73	0.32	0.39	0.03
P/E(TTM)	-	-	-	-	-	40.80

来源：wind、中泰证券研究所

图表 44：明阳智能海上风电项目梳理

项目名称	项目规模(万千瓦)	状态	核准日期	开工日期	总投资(亿元)
明阳阳江青洲四项目	50	核准待建	2018.12	-	-
明阳阳江沙扒科研示范项目	30	核准待建	2018.12	-	-
明阳揭阳前詹三项目	50	核准待建	2018.12	-	91.83
明阳揭阳惠来三项目	50	核准待建	2018.12	-	93.63

来源：wind、中泰证券研究所

上海电气（电力设备组）：大力布局海上风电，打造协同一体化产业链

- **大力布局海上风电制造基地。**2018 年公司莆田海上风电制造基地正式投运，该基地是当前亚洲规模最大、水平最高的海上风电生产基地，标志着上海电气具备 6-10MW 大型直驱风力发电机组生产能力。与此同时，公司广东汕头、江苏如东海上风电基地也开始建设，公司在海上风电领域布局趋于成熟。
- **布局海上风电运营业务，打造协同一体化产业链。**2018 年末公司汕头芹澎一、二、三、四项目，汕头南澎一、二、三项目，汕头中澎一、二、三项目共计 9.5GW 海上风电项目获得广东省核准，公司正式布局海上风电运营业务，打造协同一体化产业链。目前公司正在大力建设汕头风

电制造基地、加上目前已核准的汕头风电场项目，未来公司设备+运营协同一体化优势预计将逐步显现，新能源板块业绩有望持续发力带动公司业绩增长。

图表 45：上海电气主要财务指标摘要（百万元）

	2014A	2015A	2016A	2017A	2018A	2019Q1
营业总收入	76,784.52	78,009.45	79,078.36	79,543.79	101,157.52	20,514.32
同比(%)	-3.07	1.60	-0.48	-10.13	27.17	11.37
归母净利润	2,554.49	2,128.57	2,060.17	2,659.58	3,016.53	762.30
同比(%)	3.72	-16.67	-3.85	10.96	13.42	15.95
ROE(摊薄)(%)	7.46	5.71	4.57	4.79	5.27	1.31
EPS(摊薄)	0.20	0.17	0.16	0.19	0.20	0.05
P/E(TTM)	48.94	55.68	56.40	45.42	24.65	29.14

来源：wind、中泰证券研究所

图表 46：上海电气海上风电项目梳理

项目名称	项目规模（万千瓦）	状态	核准日期	开工日期	总投资（亿元）
上海电气汕头芹澎一项目	100	核准待建	2018.12	-	190.20
上海电气汕头芹澎二项目	100	核准待建	2018.12	-	191.70
上海电气汕头芹澎三项目	100	核准待建	2018.12	-	190.25
上海电气汕头芹澎四项目	50	核准待建	2018.12	-	94.09
上海电气汕头南澎一项目	100	核准待建	2018.12	-	191.37
上海电气汕头南澎二项目	100	核准待建	2018.12	-	191.37
上海电气汕头南澎三项目	100	核准待建	2018.12	-	193.93
上海电气汕头中澎一项目	100	核准待建	2018.12	-	191.70
上海电气汕头中澎二项目	100	核准待建	2018.12	-	191.70
上海电气汕头中澎三项目	100	核准待建	2018.12	-	193.77

来源：wind、中泰证券研究所

风险提示

- **(1) 补贴退坡节奏加快风险**；在新能源冲刺平价的背景下海上风电价格的退坡是必然的，关键在于未来退坡的节奏问题。虽然目前海上风电仍处于技术经验积累期，短时间内实现成本的大幅下降难度依然较大，但补贴仍存在退坡节奏加快的风险。
- **(2) 补贴拖欠周期延长风险**；截至 2018 年末可再生能源基金补贴缺口已达到 1100 亿元。由于海上风电电价补贴部分占比较高、补贴数额较大，后续可再生能源基金补贴缺口存在扩大可能，补贴拖欠周期延长可能影响企业现金流与项目 IRR。
- **(3) 风电消纳能力不足风险**。当前海上风电发展的重点地区由于电力供不应求、加之经济发达地区电网建设较为坚强，几乎不存在消纳问题，近年来弃风率基本为零。未来一旦海上风电装机量井喷式增长，其所在地区可能面临风电消纳能力不足风险。

投资评级说明:

	评级	说明
股票评级	买入	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在 15%以上
	增持	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在 5%~15%之间
	持有	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在 -10%~+5%之间
	减持	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数跌幅在 10%以上
行业评级	增持	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数涨幅在 10%以上
	中性	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数涨幅在 -10%~+10%之间
	减持	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数跌幅在 10%以上

备注: 评级标准为报告发布日后的 6~12 个月内公司股价 (或行业指数) 相对同期基准指数的相对市场表现。其中 A 股市场以沪深 300 指数为基准; 新三板市场以三板成指 (针对协议转让标的) 或三板做市指数 (针对做市转让标的) 为基准; 香港市场以摩根士丹利中国指数为基准, 美股市场以标普 500 指数或纳斯达克综合指数为基准 (另有说明的除外)。

重要声明:

中泰证券股份有限公司 (以下简称“本公司”) 具有中国证券监督管理委员会许可的证券投资咨询业务资格。本报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料, 反映了作者的研究观点, 力求独立、客观和公正, 结论不受任何第三方的授意或影响。但本公司及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证, 且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断, 可能会随时调整。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。本报告所载的资料、工具、意见、信息及推测只提供给客户作参考之用, 不构成任何投资、法律、会计或税务的最终操作建议, 本公司不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户, 不构成客户私人咨询建议。

市场有风险, 投资需谨慎。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。

投资者应注意, 在法律允许的情况下, 本公司及其本公司的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易, 并可能为这些公司正在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。本公司及其本公司的关联机构或个人可能在本报告公开发布之前已经使用或了解其中的信息。

本报告版权归“中泰证券股份有限公司”所有。未经事先本公司书面授权, 任何人不得对本报告进行任何形式的发布、复制。如引用、刊发, 需注明出处为“中泰证券研究所”, 且不得对本报告进行有悖原意的删节或修改。