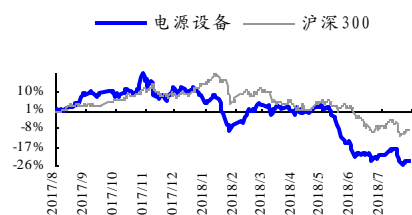


## 海上风电进入爆发期，成本下降空间广阔

### 报告摘要：

- **全球海上风电装机快速增长，欧洲占主导地位：**2017 年，全球海上风电新增装机 4.43GW，同比增长 94%，累计装机量达到 18.81GW。欧洲 2017 年海上风电累计装机达到 15.78GW，占全球海风累计装机量 84.9%，占据绝对的主导地位，其中英国累计装机 6.8GW，德国累计装机 5.4GW。美国海上风电资源丰富，发展潜力充足。
- **政策扶持推动欧洲海上风电走向成熟，成本快速下降：**欧洲海上风电项目不断向离岸更远，水深更深的区域发展，2017 年平均离岸距离和水深为 41km 和 27m，目前已核准项目最远的离岸距离已经达到 200km。各国政府通过前期的政策扶持引导行业快速发展，行业走向成熟后引入电价招标机制发现市场价格，英国 2017 年的海上风电 CFD 竞标电价低至 57.50£/MWh，与 2015 年首次 CFD 竞标电价相比下降 50%。
- **国内海上风电发展加速，地方规划积极性高：**2017 年海上风电核准项目 16 个，规模达到 4.5GW；开工项目数 14 个，规模达 4GW，之前开发进程相对较慢的广东、福建已经迎头赶上，核准与开工项目数方面居于领先地位。沿海各省均提出了海上风电发展规划，2020 年实际海上风电并网数有望大幅超出能源局规划的 5GW。
- **成本存在持续下降空间，风机向大型化发展：**对标欧洲，国内海上风电的项目规模与风机功率均有大幅提升空间，对应的是初始投资成本和运维成本存在持续下降空间。国内目前海上风机 4MW 占主导地位，随着大功率风机的逐渐量产，未来 2-3 年内 5-6MW 风机有望成为主导，5MW 以上直驱永磁是主流。海上风电运营商几乎全是央企与地方能源集团，竞价模式将引导行业降低成本但较难出现单纯对产业链压价的恶性竞争。
- **投资建议：**重点推荐深耕直驱永磁路线的风机龙头**金风科技**；风塔龙头，产品质量获海外客户认可的**天顺风能**；掌握优质风电资源，项目储备充足的海上风电运营商**福能股份**。重点关注受益于海上风电景气度提升的**泰胜风能**、**东方电缆**、**中天科技**。
- **风险提示：**新增装机不及预期，成本下降不及预期

### 历史收益率曲线



涨跌幅 (%)	1M	3M	12M
绝对收益	-3.84%	-25.72%	-23.94%
相对收益	-0.74%	-12.00%	-15.23%

### 行业数据

成分股数量 (只)	71
总市值 (亿)	6839
流通市值 (亿)	3958
市盈率 (倍)	18.00
市净率 (倍)	1.36
成分股总营收 (亿)	3622
成分股总净利润 (亿)	220
成分股资产负债率 (%)	60.17

### 相关报告

《福能股份 (600483)：气电替代政策落地，业绩确定性增强》

2018-07-06

《金风科技 (002202)：在手订单再创新高，业绩稳定增长》

2018-04-27

《天顺风能 (002531)：风塔业务稳定增长，风电场贡献提升》

2018-04-23

### 重点公司主要财务数据

重点公司	现价	EPS			PE			评级
		2017A	2018E	2019E	2017A	2018E	2019E	
金风科技	12.89	0.86	1.03	1.25	14.99	12.52	10.33	增持
天顺风能	4.09	0.26	0.33	0.48	15.50	12.50	8.54	买入
福能股份	8.13	0.54	0.72	0.87	14.95	11.23	9.36	买入

### 证券分析师：顾一弘

执业证书编号：S0550517100002  
(021)20361163 guyh@nesc.cn

## 目 录

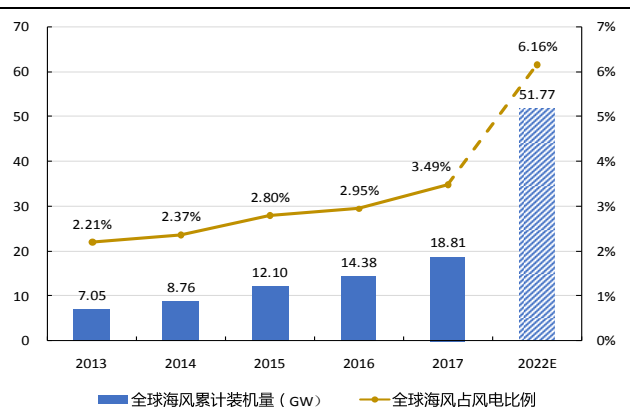
<b>1. 欧洲引领海上风电发展，成本快速下降 .....</b>	<b>3</b>
1.1. 全球海上风电装机快速增长.....	3
1.2. 欧洲引领海上风电发展.....	4
1.3. 运营商集中度高，投资稳定增长.....	5
1.4. 海上风电向离岸更远、水深更深方向发展.....	6
1.5. 政府扶持加快行业发展.....	7
1.6. 成本下降与招标政策推动电价快速下降.....	8
<b>2. 美国装机潜力巨大，行业蓄势待发.....</b>	<b>10</b>
2.1. 装机潜力巨大，风力资源较好.....	10
2.2. 美国海上风电装机将迎爆发期.....	10
2.3. 招标电价较高，成本有待下降.....	11
<b>3. 国内海上风电迎来快速发展期 .....</b>	<b>12</b>
3.1. 资源与储备丰富，发展规划逐渐明晰.....	12
3.1.1. 国内海上风电资源丰富.....	12
3.1.2. 政策及项目规划逐渐明确，装机规模开始加速.....	13
3.1.3. 贴近用电负荷端，各省发展积极性高.....	16
3.2. 投资吸引力提升，风机大型化是趋势.....	18
3.2.1. 国内项目核准与开工加快 .....	18
3.2.2. 福建海上风电加快建设，配套项目不断落地 .....	20
3.2.3. 项目收益率已经具备吸引力，成本存在下降空间 .....	21
3.2.4. 海上风机行业集中度高，大型化有助于降低成本 .....	24
3.3. 开发壁垒较高，竞争格局稳定.....	26
3.3.1. 竞价政策出台，海上风电格局相对稳定 .....	27
<b>4. 推荐标的 .....</b>	<b>27</b>
4.1. 金风科技.....	28
4.2. 天顺风能.....	28
4.3. 福能股份.....	28

## 1. 欧洲引领海上风电发展，成本快速下降

### 1.1. 全球海上风电装机快速增长

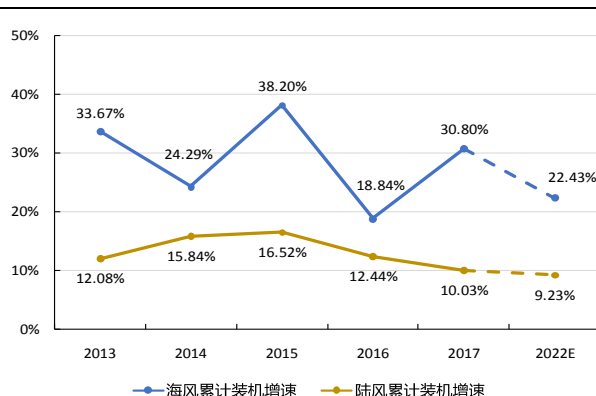
2017 年，全球海上风电新增装机 4.43GW，同比增长 94%，累计装机量达到 18.81GW，同比增速达 30.8%，占风电累计装机量的 3.49%，根据 NREL 的预计，到 2022 年全球海上风电累计装机量有望达到 51.77GW，届时将占风电累计装机量的 6%。未来 5 年海上风电装机累计装机增速有望达到 20% 以上，远高于陆上风电 10% 左右的年均累计装机增速。

图 1：全球海上风电累计装机量及预测



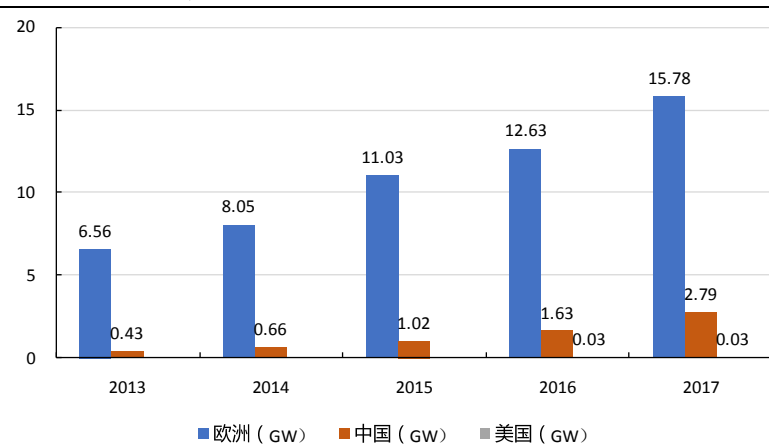
数据来源：东北证券，GWEC，NREL

图 2：全球海上风电和陆上风电累计装机量增速



数据来源：东北证券，GWEC，NREL

图 3：欧洲、中国、美国海上风电累计装机 (GW)



数据来源：东北证券，GWEC

欧洲是全球最早商业化发展海上风电的地区，技术、供应链、政策和资金体系发展相对较为成熟。2017 年，欧洲海风累计装机量达到 15.78GW，占全球海上风电累计装机量 84.9%，领先优势明显。

中国“十二五”规划将海上风电纳入能源发展目标后，海上风电体系才日趋进步。2017 年，中国海上风电累计装机量达到 2.79GW，占全球海上风电累计装机量 14.8%，正在对欧洲形成追赶之势。

美国海岸线长，海上风速大，同时风暴等极端天气频繁，所以美国风电资源丰富但对风机设备技术要求更高。2016 年，美国海上风电实现了零的突破达到

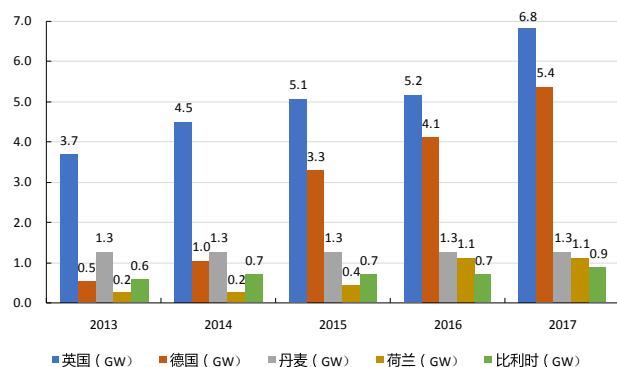
0.03GW，目前美国海上风电市场仍处于萌芽阶段。

## 1.2. 欧洲引领海上风电发展

欧洲沿海区域风能资源丰富，海上风能开发时间较早，其中又以英国和德国对海上风能的利用最为成熟。2016 年，英国由绿证政策转向 CFD，德国的海上风电项目装机延迟，两大原因致使 2016 年欧洲海上风电新增装机下降，英德两国的新增海上风电装机量延迟到 2017 年释放。

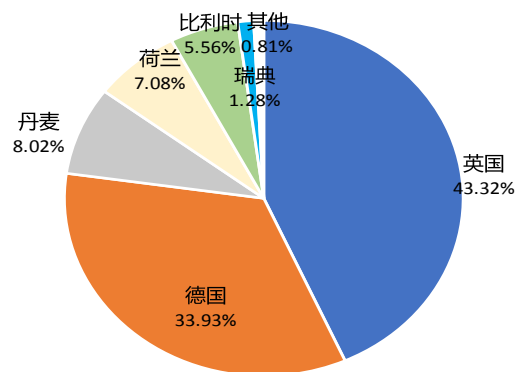
2013-2017 年间，英德两国海上风电累计装机量始终保持快速增长。2017 年，欧洲新增海上装机共计 3148MW，分布在英国、德国、比利时、芬兰和法国五个国家，其中英国装机 1679MW，德国装机 1247MW，占新增装机占比的 93%。截止 2017 年，英国、德国和丹麦的海上风电累计装机量分别达到 6.8、5.4 和 1.3GW，位居欧洲前三，英、德、丹、荷、比海上风电累计装机量共占到欧洲的 98.0%。欧洲国家对海上风电的开发利用属于世界最领先水平。

图 4：历年欧洲各国海上风电累计装机量（GW）



数据来源：东北证券，WindEU

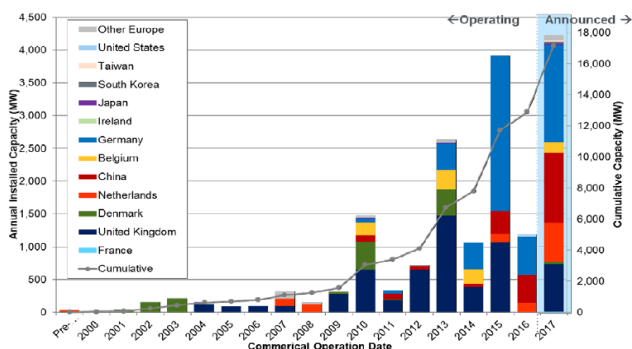
图 5：2017 年欧洲各国海上风电累计装机量占比



数据来源：东北证券，WindEU

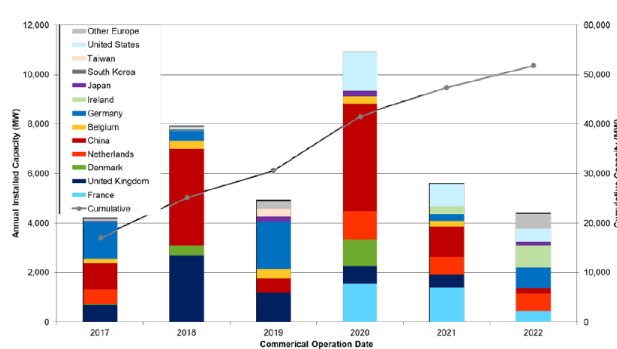
过去十年海上风电的发展由欧洲主导，德国与英国占据了 75% 以上的装机份额，根据全球已核准并公告的海上风电项目，英国、德国的项目集中在 2017-2019 年投产；法国、美国、挪威的项目集中在 2020-2022 年投产，中国则有望成为海上风电装机规模最大的国家。

图 6：历年各国海上风电新增装机量（GW）



数据来源：东北证券，NREL

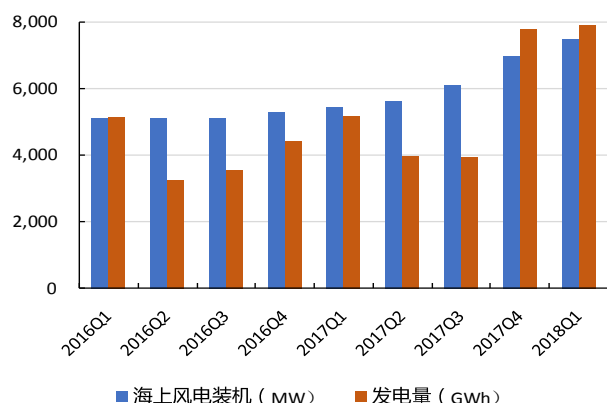
图 7：各国已公告海上风电装机展望（GW）



数据来源：东北证券，NREL

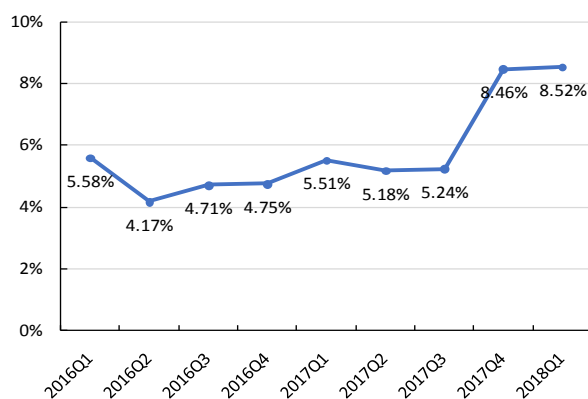
英国是全球海上风电发展最为领先的国家之一。截止 2018 年第一季度，英国海上风电发电量占总发电量比例达到 8.52%，这意味着海上风电成为英国能源体系中举足轻重的环节。

图 8：英国海上风电装机与发电量



数据来源：东北证券，UK gov

图 9：英国海上风电发电量在总发电量中占比



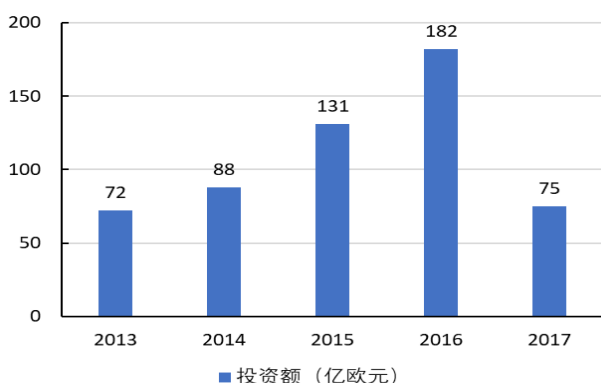
数据来源：东北证券，UK gov

### 1.3. 运营商集中度高，投资稳定增长

欧洲风电项目投资通常是以风电企业带头领投，以养老基金、基础建设基金、资产管理机构等金融机构跟投的模式为主。2013 年以来，欧洲海上风电投资额基本保持快速增长，2017 年出现首次大幅下降，主要是由于 2017 年各国海上风电电价均逐步转向拍卖制度导致投资决策的短期变化，拍卖竞价机制将成为欧洲海上风电电价制定的主流模式，2016-2017 年进行电价拍卖的项目有望在 2018 年起进行新增装机，投资有望重回增长。

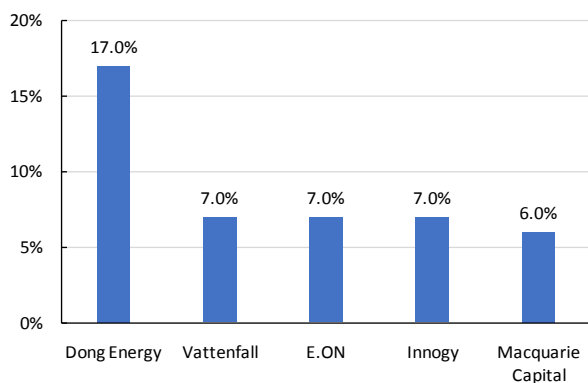
2017 年，欧洲海上风电投资市场中五大运营商 Dong Energy、Vattenfall、E.ON、Innogy 和 Macquarie Capital 共计占 44% 市场份额，集中度较高。过去几年运营商市场份额维持稳定，表明风电投资在欧洲已经属于成熟产业。

图 10：欧洲历年海上风电投资额（亿欧元）



数据来源：东北证券，WindEU

图 11：2017 年欧洲海上风电运营商市场份额



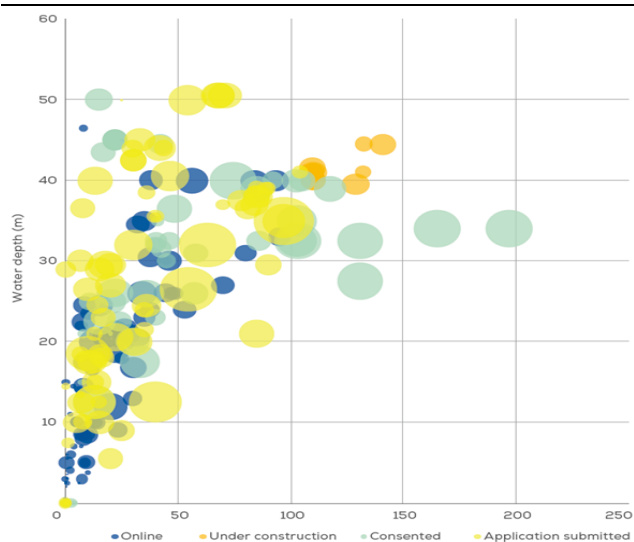
数据来源：东北证券，WindEU



#### 1.4. 海上风电向离岸更远、水深更深方向发展

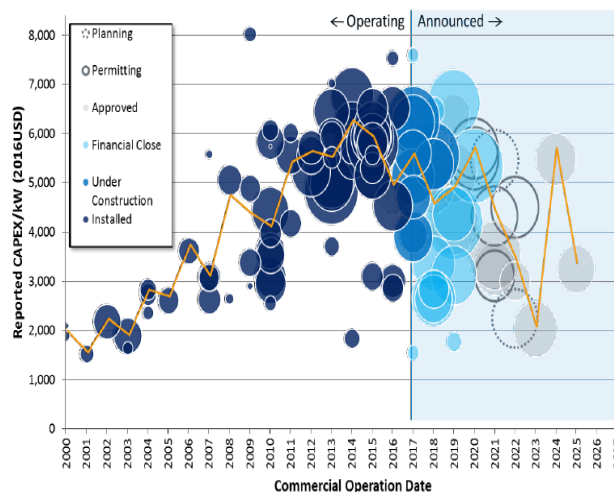
2016 年欧洲海上风电项目平均离岸距离和水深为 43.5km 和 29.2m，2017 年海上风电项目平均离岸距离和水深略有下降，为 41.0km 和 27.0m。从欧洲海上风电规划项目和批准项目来看，未来海上风电将向离岸更远，水深更深的区域发展，以获取更大的风能资源，目前已核准项目最远的离岸距离已经达到 200km，最深的水深则是在 50M 左右，这些区域更为恶劣的自然环境条件对风机、海上施工与吊装包括后续运维都有更高的要求，欧洲海上风电的发展已经不断成熟。

图 12: 截至 2017 年欧洲项目的离岸距离和水深



数据来源：东北证券，windEU

图 13: 全球海上风电资本支出

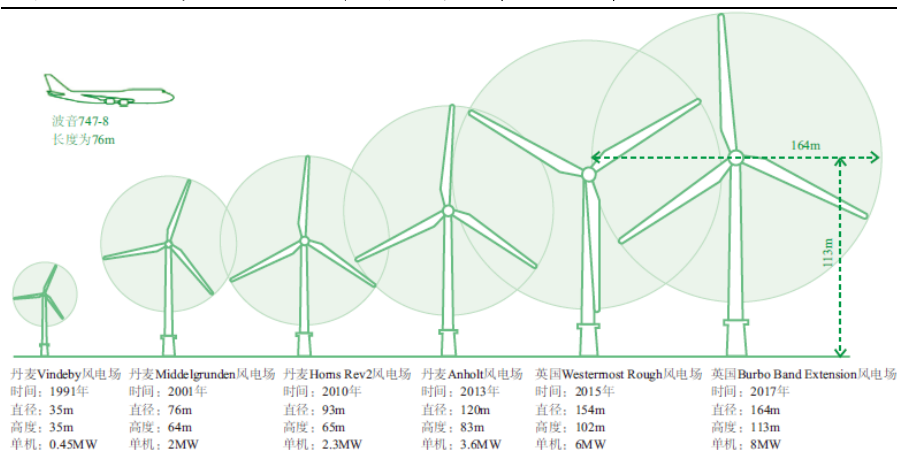


数据来源：东北证券，NREL

海上风电的单位资本开支自 2000 年起持续上升，2014 年的单位资本开支达到 \$5.9/W 的高位，预计资本开支上升的主要原因在于项目持续往更远和更深的海域发展，提高了设备成本和安装成本，但 2014 年之后单位资本开支出现了下降的趋势，一定程度上可以说明虽然项目还在不断往深海推进，但在设备和工程方面的技术进步和成本下降已经能弥补深海区域建风电场带来的成本上升。

欧洲海上风电机组自从商用以来，最大单机叶片直径从 35m 增长至 164m，最大单机功率从 0.45MW 增长至 8MW。2008-2017 年间，欧洲新增海上风电机组的单个风机平均功率从 2.92MW 增长至 5.90MW，增长幅度达到 102%；欧洲新增海上风电场平均规模从 79.6MW 增长至 493.0MW，增长幅度达到 519%。单机功率的提升和单个风电场规模的扩大是降低初始投资的重要方式，项目后续的运维成本也能够因为这两个因素得以下降。欧洲最大的海上风电项目 Hornsea One 项目于 2018 年开工，单个风电场规模达到 1.2GW。

图 14: 欧洲海上风电机组叶片长度和功率大幅提升



数据来源：东北证券，《欧洲海上风电发展趋势与政策机制的启示与借鉴》

### 1.5. 政府扶持加快行业发展

以英国、德国和丹麦为代表的欧洲国家海上风电的快速发展得益于政府适时出台的能源政策。

表 1: 德国和丹麦关于风电产业的政府政策和行动

	时间	政府政策和行动	具体内容
德国	1974	德国政府	1974-2003 年，德国政府累计投入 6 亿美元发展风电技术。
	1990	强制购电法	风电价格固定为当地电力价格的 90%，价差当地电网承担。
	1991	输电法	规范风能的商业利用。
	2000	可再生能源法	可再生能源优先接入电网。
	2002	关于海上风能的利用	海上风能利用成为国家战略。
	2004	可再生能源修正法案	海上风电价格固定为 13 欧分/kWh。
	2008	可再生能源修正法案	海上风电价格上调为 15 欧分/kWh。
	2009	可再生能源修正法案	旧风电机组改造，要求满足输电和中压电网技术规范要求。
	2010	德国能源方案	实现 2030 年风能投资 750 亿欧元，海上风机装机量 25GW。
丹麦	2014	可再生能源修正法案	海上风电装机量 2020 达到 6.5GW，2030 达到 15GW。
	1979	丹麦政府	风电强制上网，由电力公司支付部分并网成本
	1990	风机扩容计划	新型大容量风机替代小型风机
	1992	丹麦政府	电力公司以 85% 的净电力价格购买风电
	2016	丹麦政府	2030 年，风电占总电力供应的 50%

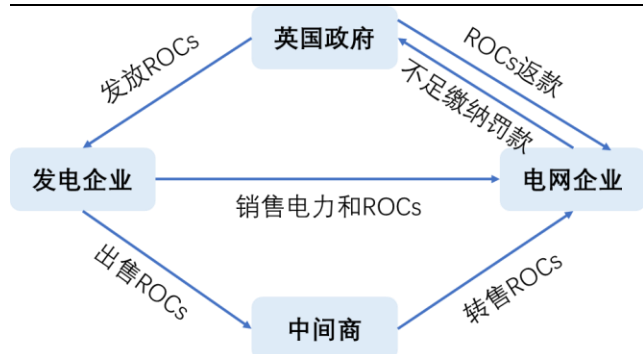
数据来源：东北证券，知网文献资料整理

英国的能源政策机制更具代表性，主要有：

1. **建立多方协调机制，研究海上风电成本下降路径。**英国皇家资产局主导海上风电行业发展研究，其顾问包括气候能源部、可再生能源行业协会等 121 家机构和公司。由气候能源部主导海上风电项目的审批、实施和执行；由可再生能源行业协会主导研究海上风电成本下降路径。
2. **电价政策保证投资者收益稳定，竞标机制促使政府补贴高效配置。**英国政府先后制定了可再生能源义务（RO）和差价合同（CFD）两种补贴机制。RO 制度旨在海上风电发展前期通过扶持促进其快速发展。CFD 制度旨在海上风电发展

到一定阶段后通过市场竞标的方式实现补贴配置的最优化。

图 15: 英国可再生能源义务 (RO) 政策示意图



数据来源：东北证券，UK gov

2002 年，英国实施可再生能源义务 (RO) 政策，规定可再生能源发电企业每生产 1MWh 的电即可获得一定数额的“可再生能源义务证书 (ROCs)”。发电企业可以在销售电力时将证书一并转让给电网，也可在第三方市场上单独出售获得收益。电网必须通过提交这些证书来完成自己的义务，未完成部分按照规定的买断价支付款项。RO 额度和 RO 比例于每年 10 月公布，而海上风电产业所获 RO 支持力度最大。2002 年起，海上风电 ROCs 为 1.5 个/MWh；2010 年上升到 2 个/MWh；2016 年随着海上风电技术成熟下降到 1.8 个/MWh。RO 机制在初期为英国海上风电产业发展提供了巨大支持。随着 CFD 的出台，2017 年 4 月起，新上项目不再实施 RO 政策。

表 2: 英国第一轮差价补贴政府预算情况

交付年	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
CFD 预算 (亿英镑)	0.5	2.2	3.25	3.25	3.25	3.25
陆风、光伏、水电等预算 (亿英镑)	0.5	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
海风、潮汐、生物质等预算 (亿英镑)		1.55	2.6	2.6	2.6	2.6

数据来源：东北证券，UK gov，《欧洲海上风电发展趋势与政策机制的启示与借鉴》

2014 年起，英国实施差价合同 (CFD) 政策。发电商与政府签订价差合同，得到中标电价（反映低碳发电技术的发电成本）与参考电价（反映英国电力市场平均电价）的价差补贴，期限 15 年。当电力市场价格低于中标价时，发电商获得补贴；当电力市场价格高于中标价时，发电商返还价差。CFD 机制的核心是通过有限的补贴预算支持尽可能多的低碳发电项目，当预算不足以覆盖全部申请项目的补贴总和时，便进入竞标流程，选出发电成本更低的项目，从而实现补贴的最优配置。

## 1.6. 成本下降与招标政策推动电价快速下降

2016-2017 年，英国、德国、丹麦和挪威的最新海上风电项目竞标价格分别为 57.50-119.89\$/MWh、0.00-81.00\$/MWh、55.00-87.00\$/MWh 和 60.00-101.00\$/MWh。英国海上风电价格下降趋势最为明显，根据投产时间，从 2018 到 2022 年，海上风电价格从 119.89\$/MWh 下降至 57.50\$/MWh。美国风能协会预估到 2023 年，欧洲国家的度电成本将下降至 50.00\$/MWh。欧洲海上风电竞标价格大幅下降的原因主要有：1) 成本下降。风机功率增大，单个风电场所需风机数目减少，维护费用降低；



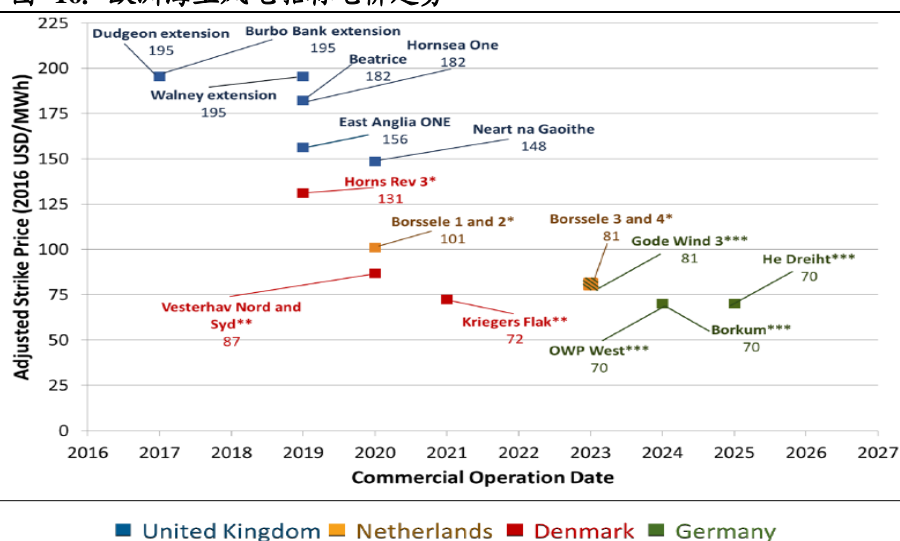
海底电缆输电能力提升，电力损耗降低；海上作业装备与技术进步，施工建设成本降低。2012-2016 年间，欧洲海上风电装机成本累计下降 46%。2) **协同效应显现**。欧洲大型能源集团已初步在北海区域形成项目集群，新建项目与相邻的投产项目之间能够形成协同效应，从而共享施工人员、运维基地、办公场所等。3) **融资成本低廉**。欧洲资本市场流动性强，大型能源集团能够以极低的成本获得较长期的欧元融资，显著的杠杆效应可大幅提升竞争能力和风险承受能力。4) **行业集中度提高**。欧洲风电行业呈现垄断趋势，行业领先者利用市场、技术和资金优势，在产业链各环节通过谈判压低供应商利润空间，进而压缩成本。5) **能源政策和招标机制**。政府主导研究海上风电成本下降路径；补贴政策确保海上风电开发商能长期获益。

表 3: 欧洲最新海上风电招标电价

国家	项目	投标商	装机 (MW)	开标时间	投产时间	中标价格 (/MWh)
英国	EA 1	Scottish Power Renew.	714	2015	2018	119.89 £
	Near na Gaoithe	Nearna Gaoithe OW	448	2015	2019	114.39 £
	Triton Knoll OW Farm	Triton Knoll OW Farm	860	2017	2021	74.75 £
	Hornsea Project 2	Breesea Limited	1,386	2017	2022	57.50 £
	Moray OW Farm	Moray OW Farm	950	2017	2022	57.50 £
德国	Borkum Riffgrund West	DONG Energy	240	2017	2024	70.00 \$
	Gode Wind	DONG Energy	110	2017	2023	81.00 \$
	OWP West	DONG Energy	240	2017	2024	70.00 \$
	He Dreiht	EnBW	900	2017	2025	70.00 \$
丹麦	Kriegers Flak	Vattenfall	610	2016	2021	72.00 \$
	Vesterhav Nord	Vattenfall	350	2016	2020	87.00 \$
挪威	Borssele Project 1	DONG Energy	760	2016	2020	101.00 \$
	Borssele Project 2	Shell	740	2016	2020	81.00 \$

数据来源：东北证券，UK gov，NREL

图 16: 欧洲海上风电招标电价趋势



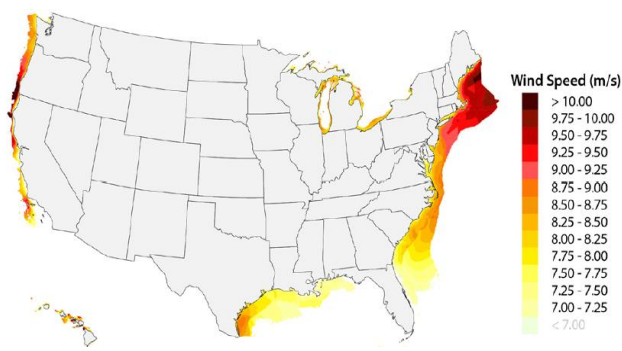
数据来源：东北证券，NREL

## 2. 美国装机潜力巨大，行业蓄势待发

### 2.1. 装机潜力巨大，风力资源较好

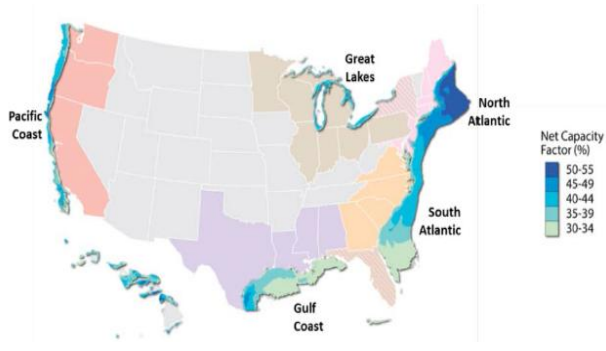
根据 NREL 统计，截止 2016 年美国五大海区海上风电总潜力装机容量可达 10,800GW。如果按当前海上风电技术支持的可利用率来计算，美国五大海区可供开发的海上风电装机容量潜力达 2059GW，年发电量可达 7 万亿度以上，按照容量系数测算，美国海上大部分区域利用小时数能够达到 3500 小时以上，海上风电资源较好。

图 17: 美国海上风速分布



数据来源：东北证券，NREL

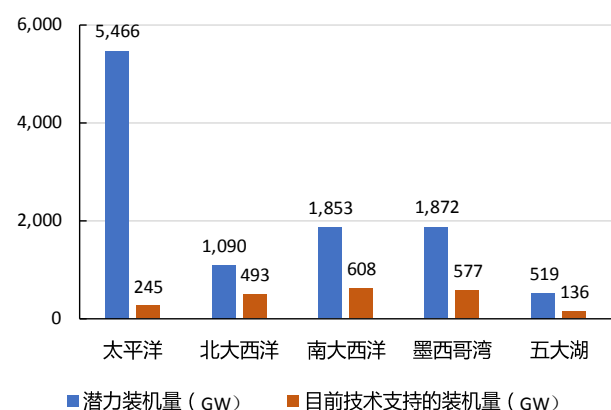
图 18: 美国海上风电容量系数



数据来源：东北证券，NREL

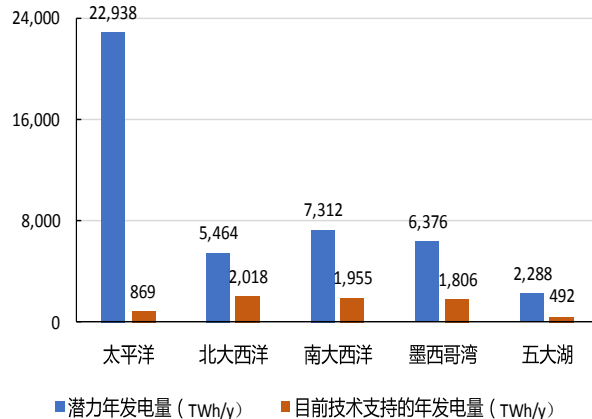
美国共有五大海岸线：太平洋海岸、五大湖海岸、北大西洋海岸、南大西洋海岸和墨西哥湾海岸。总海岸线长度达 19,924km。从风速来看，太平洋海岸和北大西洋海岸风速湍急且瞬息万变，风能潜力大，但是对风机技术要求程度高；五大湖区、南大西洋和墨西哥湾风速平缓且变动幅度小，风能可利用率高，且美国东部人口密度高，对电力需求大，所以大西洋和墨西哥湾海岸有望成为美国海上风电的集中地。

图 19: 美国五大海区风能潜力装机量 (GW)



数据来源：东北证券，NREL

图 20: 美国五大海区风能潜力年发电量 (TWh/y)



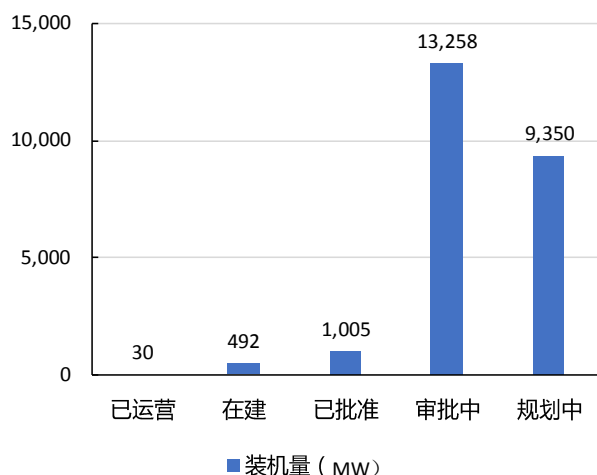
数据来源：东北证券，NREL

### 2.2. 美国海上风电装机将迎爆发期

凭借丰富的资源，美国海上风电尽管起步较晚，但是发展迅速。2016 年，BIMW 成为美国第一个投产运行的海上风电项目，共耗资 3.6 亿美元。2017 年，美国海上

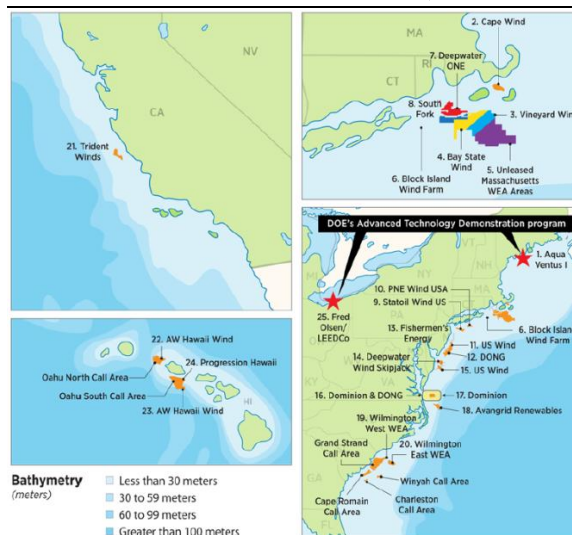
风电项目迅速发展，截止 2017 年 6 月，美国已运营、在建、已批准、审批中和规划中的海上风电项目共计有 28 个，总计划装机容量达到 2.41GW，其中已运营、在建、已批准和审批中的海上风电项目有 18 个，总计划装机容量达到 1.48GW，预计美国海上风电项目快速发展的趋势在未来将得到延续。

图 21: 美国海上风电项目状态 (MW)



数据来源: 东北证券, NREL

图 22: 美国海上风电项目区域分布



数据来源: 东北证券, NREL

### 2.3. 招标电价较高，成本有待下降

从美国政府公布的海上风电项目招标电价来看，协议价格通常在 130\$/MWh 以上。美国海上风电高昂的电价源于成本。主要原因包括：1) **设备技术要求程度高**。美国海岸线长，太平洋海岸和北大西洋海岸水域深，对设备技术难度要求较高，南大西洋和墨西哥湾风暴频现，对设备坚固程度要求较高；2) **供应链匮乏**。美国海风装机供应链部件的缺乏，如风机、重型升降平台、安装运输船舶等，提高了装机成本；3) **基础设施缺乏**。美国风电项目发展历史短，基础设施建设还不完善。相关问题的解决决定了美国海上风电市场能否复制欧洲的降成本之路。

表 4: 美国海上风电项目招标电价

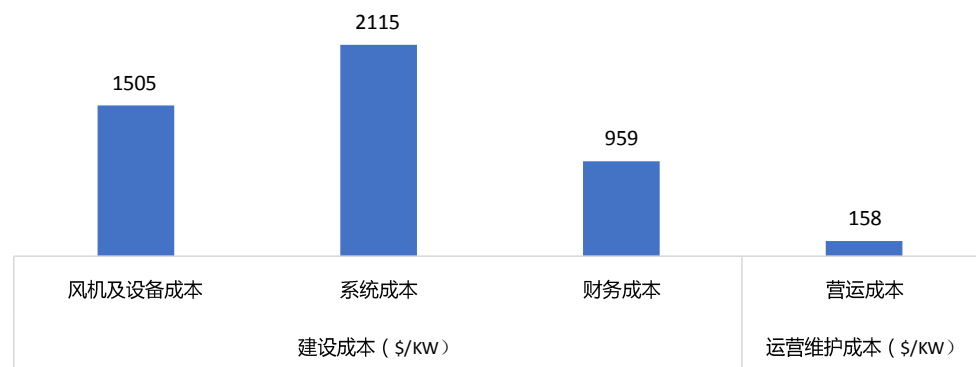
项目	装机容量 (MW)	协议电价 (\$/MWh)
深海风岛电厂 (BIMW)	30	244.00-479.00
Aqua Ventus I	12	230.00
Fred Olsen/LEEDCo Icebreaker	21	未公开
Deepwater Wind South Fork	90	160.00
US Wind	248	131.93
Deepwater Wind Skipjack	120	131.93
Massachusetts Clean Energy Center/Massachusetts 能源部	1600	商议中

数据来源: 东北证券, NREL

根据 NREL 的测算，美国 4.71MW 海上风电的初始装机成本约为 4.6\$/kw，其中设备成本约占 30%，系统成本占接近 50%，由于美国海上风电行业发展还不成熟，初始投资成本较高，并且后续运营维护成本约为 158\$/kw，约为美国陆上风电成本

的 3 倍。初始投资和后期运营成本均较高是美国海上风电招标电价高于欧洲的主要原因，随着产业发展成熟，装机规模的扩大，成本有望逐步降低。

图 23: 美国海上风电 4.71MW 风机成本测算



数据来源：东北证券，NREL

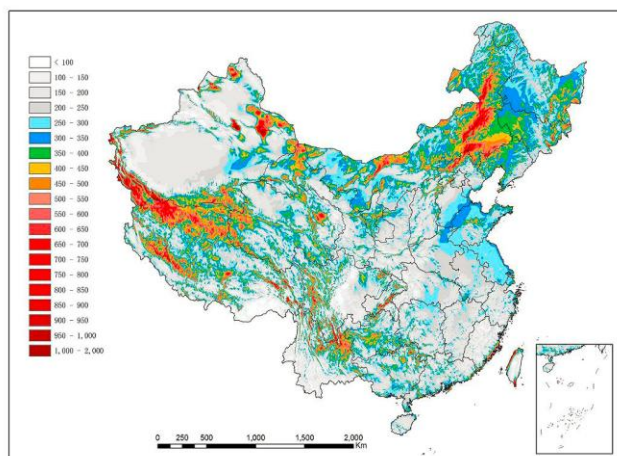
### 3. 国内海上风电迎来快速发展期

#### 3.1. 资源与储备丰富，发展规划逐渐明晰

##### 3.1.1. 国内海上风电资源丰富

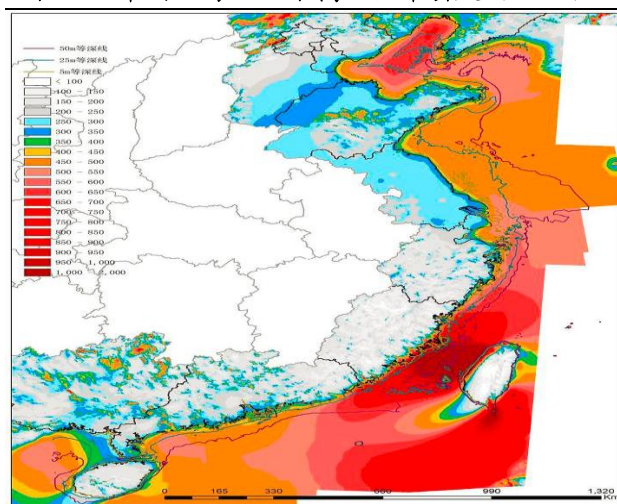
国内海上风能资源比较丰富，海岸线长度为 1.8 万公里，在近海水深 5-50 米范围内，100 米高度风功率密度达到  $300\text{w/m}^2$  以上，可满足要求的潜在开发量在 5 亿 kw 左右。从区域分布看，台湾海峡是风能资源最丰富的区域，风功率密度在 6 级以上，国内近海风功率密度基本都在 4 级以上，与陆上三北地区风功率密度最高的区域接近。

图 24: 中国陆地 70 米高风功率密度 ( $\text{w/m}^2$ )



数据来源：东北证券，《中国风电发展路线图 2050》

图 25: 中国近海 100 米高风功率密度 ( $\text{w/m}^2$ )



数据来源：东北证券，《中国风电发展路线图 2050》

表 5: 陆地和近海风资源潜在开发量

	总面积 (万 $\text{km}^2$ )	潜在开发量 (亿 kw)
陆上 (70 米)	960	26



海上（水深 5-50 米），100 米高度	39.4	5
-----------------------	------	---

数据来源：东北证券，《中国风电发展路线图 2050》

### 3.1.2. 政策及项目规划逐渐明确，装机规模开始加速

国内海上风电最早的项目为上海东海大桥一期项目 102MW，2008 年获得发改委核准，2010 年 7 月完成并网发电，由 34 台华锐 3MW 的风机组成，总投资 23.7 亿元。2010 年以来，国内对海上风电逐渐出台专项政策并不断细化，明确了海上风电的核准和开发流程。

表 6: 国内海上风电政策梳理

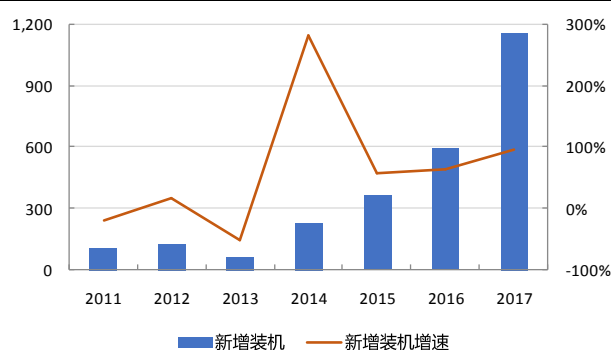
时间	政策	部门	主要内容
2010.1	《海上风电开发建设管理暂行办法》	国家能源局、国家海洋局	规范海上风电项目开发建设管理，国家能源主管部门统一组织全国海上风电发展规划编制和管理，规范核准、海域使用、并网条件等
2011.7	《海上风电开发建设管理暂行办法实施细则》	国家能源局、国家海洋局	细化海上风电核准流程、开发资质和开发时间要求、建设与运行管理要求等
2012.8	《风电发展十二五规划》	国家能源局	积极开拓海上风电，到 2015 年海上风电投产运营规划 5GW
2014.6	《海上风电上网电价政策的通知》	国家发改委	明确 2017 年前投运的非招标海上风电项目电价，近海项目 0.85 元/kwh，潮间带项目 0.75 元/kwh
2014.12	《海上风电开发建设方案（2014-2016）》	国家能源局	加快海上风电建设，列入项目 44 个共 1053 万千瓦，要求健全技术标准，加强各部门沟通协调，电网企业积极做好配套电网建设
2015.9	《海上风电项目进展有关情况的通报》	国家能源局	指明海上风电建设缓慢，要求高度重视海上风电开发，建议地方出台配套支持政策，积极协调海洋、海事、环保、军事部门，加快推进配套电网建设进度，落实项目投资主体责任意识
2016.11	《风电发展十三五规划》	国家能源局	积极稳妥推进海上风电建设，到 2020 年海上风电开工建设规模 10GW，力争累计并网容量 5GW
2017.1	《海上风电开发建设管理办法》	国家能源局、国家海洋局	国家能源局不再统一编制全国海上风电开发建设方案，各省能源主管部门编制本省海上风电发展规划，鼓励招标方式开发

数据来源：东北证券，政府网站

2012 年的风电发展十二五规划中提出到 2015 年海上风电投产运营规划 5GW 的目标，到 2015 年末海上国内海上风电累计装机为 1.02GW，实际装机情况比预期慢，主要原因在于开发成本较高以及项目不确定因素较大，各部门之间协调难度大于陆上风电，因此开发商更愿意先开发陆上项目。虽然海上风电前期发展低于预期，但从 2014 年起，海上风电装机明显提速，每年新增装机的增速均维持在 50% 以上，并且呈现不断加速的趋势，2017 年新增装机达到 1.16GW。

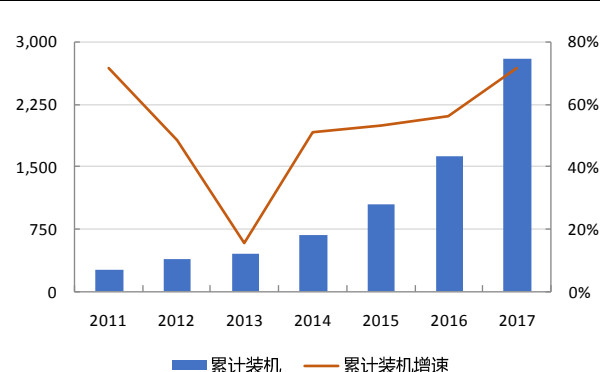


图 26: 国内海上风电新增装机 (MW)



数据来源: 东北证券, CWEA

图 27: 国内海上风电累计装机 (MW)

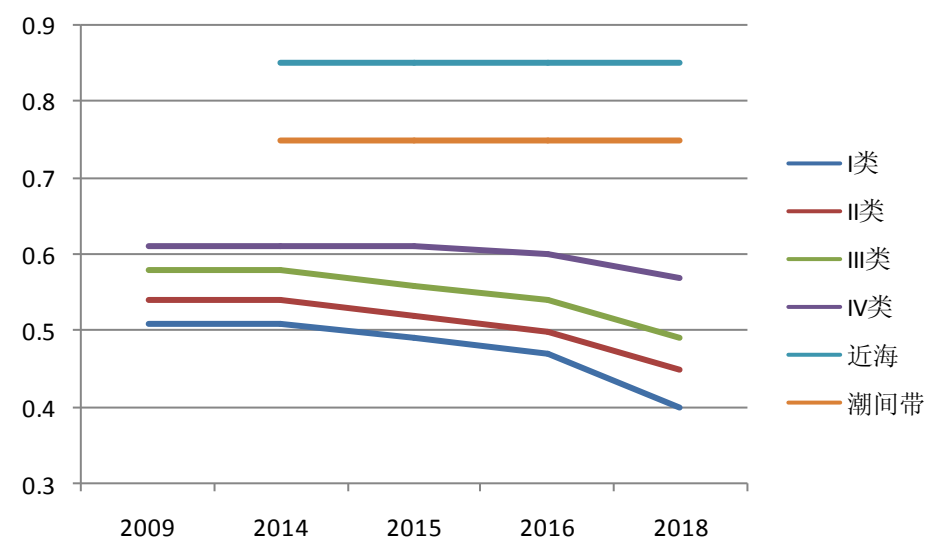


数据来源: 东北证券, CWEA

从 2014 年起, 海上风电装机明显提速, 我们认为原因主要包括几方面。

一是 2014 年 6 月海上风电上网标杆电价出台, 确定 2017 年以前投运的近海风电项目上网电价 0.85 元/kwh, 潮间带项目上网电价 0.75 元/kwh, 通过确定标杆电价可以促进先开发优质资源, 开发商也能更容易评估投资收益率。在 2016 年 12 月发改委出台的电价调整通知中, 明确了海上风电标杆电价维持不变, 而自 2014 年以来陆上风电标杆电价已经经历了三次下调。随着初始投资成本的下降, 以及前期的项目开发后经验和技术的积累, 海上风电的投资回报率逐步提升, 开发速度得以加快。

图 28: 国内风电核准年份标杆电价 (元/kwh)

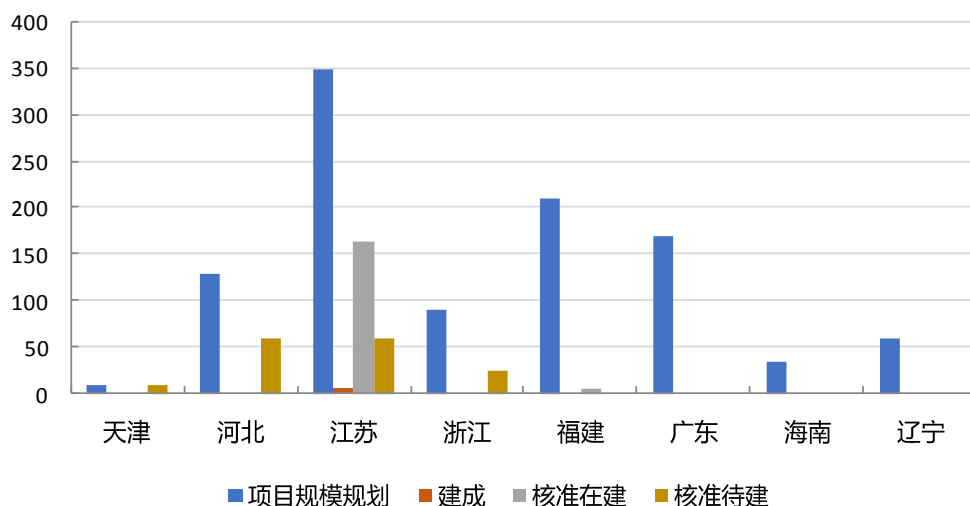


数据来源: 东北证券, 国家发改委

二是 2014 年 12 月能源局印发了全国海上风电开发建设方案 (2014-2016), 结合了风能资源、项目前期工作和电价政策, 确定了 44 个项目总计装机容量 1053 万千瓦, 为海上风电的开发做了充足的准备。之后的 2015 年 9 月, 能源局发布海上风电项目进展的通报, 提出高度重视海上风电发展。截至 2015 年 7 月底, 纳入海上风电开发建设方案的项目已建成投产 2 个、装机容量 6.1 万千瓦, 核准在建 9 个、

装机容量 170.2 万千瓦，核准待建 6 个，装机容量 154 万千瓦，其余项目正在开展前期工作。

图 29：截至 2015 年 7 月海上风电开发建设方案（2014-2016）进展统计（万千瓦）



数据来源：东北证券，国家能源局

在公布的 2014-2016 风电建设方案 10.5GW 的项目中，江苏省的规划项目达到 3.5GW，其次为福建的 2.1GW 和广东的 1.7GW。从风资源情况而言，福建平均风功率密度最高，开发潜力巨大，但受海底地貌、台风、军事等因素影响，开发难度较大，对技术和成本控制有更高的要求。江苏省风资源比较好，开发难度相对小，也比较少受台风影响，初始投资成本具备一定优势，因此处于前期开发中性价比最高的区域。所以在海上风电的整体规划和前期开发中，江苏省处于全国的前列。截至 2015 年 7 月的开发方案进展中，江苏省已有进展的项目规模遥遥领先，其中已建成 61MW，已核准在建 1.65GW，核准待建 600MW。由于开发建设方案原则上需在 2 年内核准，否则需重新申报纳入开发建设方案，因此 2016 年底海上风电开发建设方案中的项目迎来了核准高峰，核准项目的增加给海上风电的加速开发带来的充足的储备。

表 7：截至 2015 年 7 月海上风电开发建设方案（2014-2016）进展统计

省份	项目名称	项目规模（万千瓦）	开发企业	项目进展
天津	中水电新能源开发有限责任公司	9	中国水电建设集团新能源开发有限责任公司	已核准，待开工
	南港海上风电项目一期工程			
河北	唐山乐亭菩提岛海上风电场 300 兆瓦示范工程	30	乐亭建投风能有限公司	已核准，待开工
	国电唐山乐亭月坨岛海上风电场一期项目			
江苏	江苏如东 10 万千瓦潮间带海上风电项目	10	中国水电建设集团新能源开发有限公司	已核准，正在建设（首批机组已并网）
	中广核如东海上风电场项目	15.2	中广核如东海上风力发电有限公司	已核准，正在建设
	江苏响水近海风电场项目	20	响水长江风力发电有限公司	已核准，正在建设

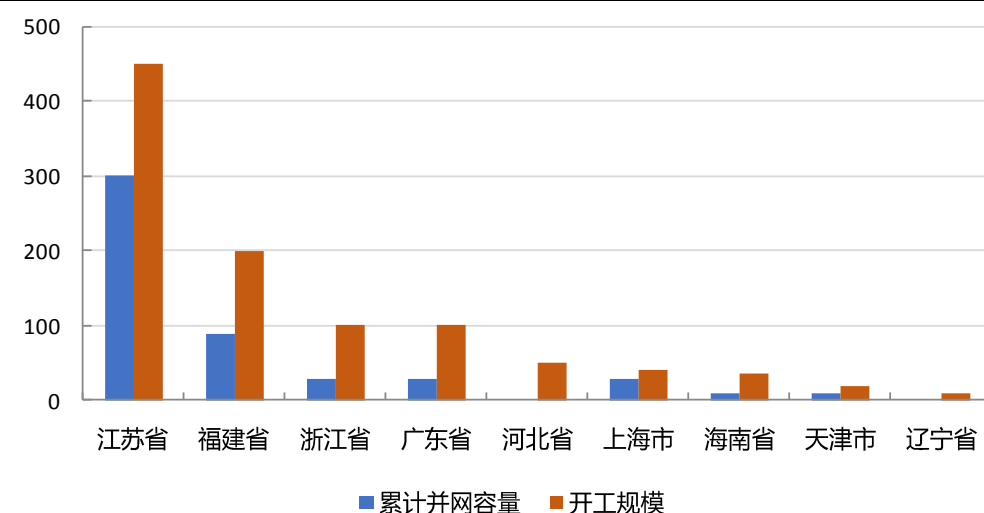
龙源如东试验风电场扩建项目	4.92	江苏海上龙源风力发电有限公司	已全部建成投产
江苏大丰 200MW 海上风电项目	20	龙源大丰海上风力发电有限公司	已核准，正在建设
东台 200MW 海上风电项目	20	江苏广恒新能源有限公司	已核准，正在建设
江苏滨海 300MW 海上风电项目	30	大唐国信滨海海上风力发电有限公司	已核准，正在建设
响水 C1#	1.25	响水长江风力发电有限公司	已全部建成投产
东台 H2#	30	国华（江苏）风电有限公司	已核准，待开工
蒋家沙 H1#	30	江苏龙源海安海上风电项目筹建处	已核准，待开工
如东 C4#	20	龙源黄海如东海上风力发电有限公司	已核准，正在建设（首批机组已并网）
如东 H12#	30	华能江苏风电分公司	已核准，正在建设
浙江 国电舟山普陀 6#海上风电场 2 区工程	25	国电电力浙江舟山海上风电开发有限公司	已核准，待开工
福建 福建省莆田市平海湾 50MW 近海风电项目	5	福建中闽海上风电有限公司	已核准，正在建设

数据来源：东北证券，国家能源局

### 3.1.3. 贴近用电负荷端，各省发展积极性高

在风电十三五规划中，提出重点推动江苏、浙江、福建、广东等省的海上风电建设，积极推动天津、河北、上海、海南等省的建设，到 2020 年全国海上风电开工建设规模达到 10GW，力争累计并网容量达到 5GW 的水平。其中最主要的江苏、浙江、福建、广东四省的海上风电建设，开工建设规模均达到 1GW 以上，四省开工建设规模占全国目标的 85%，累计并网规模占全国目标的 90%。

图 30：十三五规划海上风电布局（MW）



数据来源：东北证券，国家能源局

2017 年 1 月，国家能源局和国家海洋局印发《海上风电开发建设管理办法》，

明确国家能源局不再统一编制全国海上风电开发建设方案，海上风电的核准权限下放到各省，各省编制管理海域内海上风电发展规划，落实电网接入方案和市场消纳后进行核准，所以各省的规划和布局是海上风电发展的重要依据。沿海各省的十三五规划中对于海上风电都有较高的重视程度，其中江苏、广东和福建三省就明确了到 2020 年合计完成海上风电并网 7.5GW 的目标，高出海上风电十三五并网规划 50%。截至 2017 年 6 月底，海上风电累计并网装机容量 2.7GW，主要集中在上海 300MW、江苏 2.25GW、福建 140MW。按照各省规划及目前并网规模测算，到 2020 年底国内至少还具备 5GW 新增海上风电项目并网的空间。

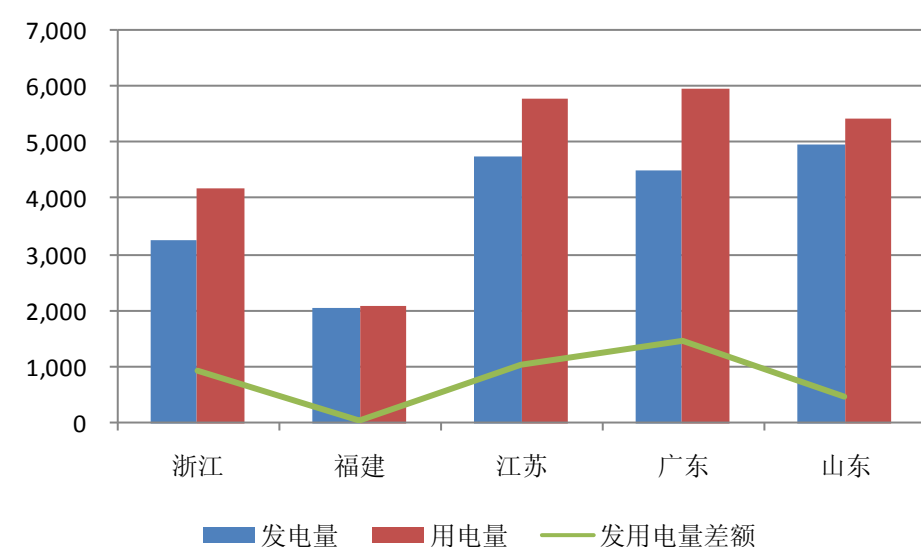
表 8: 各省海上风电政策规划

省份	政策	主要内容	2020 年海上风电目标 (GW)
江苏	《江苏省“十三五”能源发展规划》	加快发展风电，坚持海陆并举、以海为主，到 2020 年风电累计并网 1000 万千瓦，海上风电累计并网 350 万千瓦	并网 3.5
浙江	《浙江省能源发展“十三五”规划》	积极发展海上风电，加快实施已纳入全国开发方案的项目，到 2020 年风电规模争取达 300 万千瓦以上	
广东	《广东省海上风电发展规划（2017-2030）》	总规划 6685 万千瓦，到 2020 年开工建设海上风电 1200 万千瓦，其中建成投产 200 万千瓦以上，到 2030 年底建成投产 3000 万千瓦	投产 2
福建	《福建省海上风电规划的复函》	总规划 1330 万千瓦，到 2020 年装机规模达到 200 万千瓦以上，到 2030 年达到 500 万千瓦以上	投产 2
山东	《山东省电力发展“十三五”规划》	规划六个百万千瓦级海上风电场，总装机规模 1275 万千瓦	

数据来源：东北证券，政府网站

从发展海上风电的动力而言，沿海省份对于海上风电的重视程度都比较高。国内三北地区风力资源丰富，但是远离用电负荷中心，当地消纳能力不足，需要进行长距离输送，如何解决消纳的问题始终是三北地区风电发展的一个困扰。但海上风电的发展区域主要位于东部沿海，与用电负荷中心相匹配，东部沿海五个省份都是属于电力净输入省，存在省内建设电源的需求。在新建火电严格管控的条件下，对于建设可再生能源的积极性较高。

图 31: 东部五省发电量 (亿 kwh)



数据来源: 东北证券, Wind

2018 年 7 月能源局明确可再生能源配额制年内出台, 同时引入绿证交易制度。而根据此前 2018 年 3 月公布的配额制征求意见稿测算, 目前东部五省的各自省内非水可再生能源发电量距离配额指标的差距都比较大。根据能源局可再生能源电力发展监测评价报告, 综合考虑了本地生产、本地利用以及外送电力消纳可再生能源的情况下, 东部五省跟可再生能源开发利用目标引导制度提出的消纳目标也都有一定差距。除了使用外省可再生能源电量、购买绿证外, 加快本省可再生能源装机建设也是提高省内可再生能源消纳比例的重要方式, 这也将构成东部省份提升可再生能源新增装机的动力。

表 9: 东部五省可再生能源消纳情况

	2017 年用电量 (亿 kwh)	2017 非水可再生能源发电量 (亿 kwh)	占比	2020 年配额指标	2017 非水可再生能源消纳量 (亿 kwh)	占比	2020 年消纳指标
广东	5959	69	1.16%	3.8%	189	3.2%	7%
江苏	5808	157	2.70%	6.5%	316	5.4%	7%
山东	5430	198	3.64%	10.5%	372	6.9%	10%
浙江	4193	42	0.99%	6%	176	4.2%	7%
福建	2113	65	3.07%	7%	95	4.5%	7%

数据来源: 东北证券, 国家能源局

### 3.2. 投资吸引力提升, 风机大型化是趋势

#### 3.2.1. 国内项目核准与开工加快

海上风电在前几年开发进程缓慢的主要原因是初始投资成本过高, 开发经验不足导致施工周期长, 施工难度大, 降低了企业的开发意愿。在初始投资成本降低和开发经验逐步成熟的背景下, 海上风电的投资吸引力正在逐步提高, 特别是对于大型发电集团而言, 开发海上风电的积极性较高。大型发电集团面临配额制考核, 有提升清洁能源装机占比的需求, 海上风电单个项目装机规模和发电量大, 需要的资金实力和技术壁垒使得其进入门槛比较高, 因此更加适合大型发电集团去开发。



从国内最大的风电运营商龙源电力的布局可以看出其在江苏省的开发重点已经由陆上逐步转向海上，2017 年底龙源在江苏省海上风电实现并网 980MW，2018 年龙源在江苏省的大丰 200MW、蒋沙湾 300MW 均有望实现全面并网，在福建的南日岛项目首批 200MW 也将实现并网。

**表 10: 龙源电力江苏省风电装机情况**

年份	2015	2016	2017
海上风电装机 (MW)	480.3	480.3	980.3
陆上风电装机 (MW)	1197.9	1248.5	1248.5
海上利用小时	2354	2204	2269
陆上利用小时	2172	2141	1957

数据来源：东北证券，公司公告

截至 2017 年 6 月国内海上风电累计并网的 2.7GW 中，2.25GW 位于江苏地区，其中包括 632MW 潮间带项目，2011-2015 年间的海上风电装机主要以潮间带为主，潮间带的开发成本及利用小时数介于陆上风电与近海风电之间，在早期技术不成熟时，企业更多的选择开发难度较小的潮间带区域，潮间带的电价为 0.75 元/kwh，低于近海的 0.85 元/kwh，利用小时数也低于近海，而且潮间带对于滩涂的海洋经济资源有较大的占用。随着技术的成熟，开发成本逐步下降，近海风电开发的经济性不断增强，2016 年以来海上风电新增装机已经全部是近海项目。

在 2015 年 7 月公布的海上风电开发建设方案（2014-2016）的项目统计中，江苏省已有进展的项目包括已建成 61MW，已核准在建 1.65GW，核准待建 600MW，福建仅有一个 50MW 的项目核准待建，广东省的项目均处于前期工作中。但随着开工条件的成熟，这些区域的项目取得快速进展。

2017 以来海上风电的核准与开工继续呈现加速状态，2017 年海上风电核准项目 16 个，规模达到 4.5GW，之前开发进程相对与江苏较慢的广东、福建和浙江已经迎头赶上，核准数量大幅增长，在开工项目数方面广东和福建也居于领先地位，且大部分 2017 年核准的项目均已经在当年开工，表明海上风电的施工已经不断成熟，且投资回报率已经具备足够吸引力，南方近海施工和并网气候条件差、海底状况复杂等不利因素也已经能够逐渐克服。

**表 11: 2017 年海上风电核准与开工项目**

区域	核准个数	规模 (MW)	开工个数	规模 (MW)
广东	5	1498	5	1500
福建	5	1144.4	3	685
浙江	4	1302		
江苏	1	300	3	900
河北	1	300	2	600
辽宁			1	300
合计	16	4544.4	14	3985

数据来源：东北证券，政府网站

2018 年海上风电维持快速核准，广东上半年已经核准 600MW，其中三峡与粤

电各 300MW，此外还有国电投合计 900MW 的三个项目有望近期核准；山东上半年核准三峡 300MW；福建上半年核准三峡 402MW，目前 2018 年新核准项目已经合计达 1.3GW，再加广东、福建等区域今年核准可能性较高的项目，2018 年新核准项目有望达到至少 2.5GW 以上。江苏海上风电开发已经趋于平稳，广东与福建发展后劲十足，预计广东和福建在未来 2-3 年内会是海上风电装机规模增长最快的省份。

### 3.2.2. 福建海上风电加快建设，配套项目不断落地

以福建为例，2016 年起福建海上风电核准速度就快速提升，且单个项目的建设规模基本都达到 200MW 以上。2015 年底以来福建已经累计核准 2.4GW 的项目。在 2018 年 7 月福建发改委印发的《关于 2018 年福建海洋强省重大项目建设实施方案的通知》中，包含了 18 个风电项目，总投资 358 亿元，也表明了福建省政府对于海上风电的重视。

表 12: 福建海上风电核准项目一览

项目	核准日期	项目规模 (MW)	项目投资 (亿元)	单位投资(亿元 /100MW)	投资主体
福建莆田平海湾海上风电	2014.12.1	50	11.61	23.22	福建投资开发集团
莆田南日岛海上风电场一期	2015.11.25	400	82.25	20.56	龙源电力
莆田平海湾海上风电场二期	2016.5.5	250	49.60	19.84	福建投资开发集团
平潭大练海上风电场	2016.11.15	300	60.93	20.31	中广核风电
福清海坛海峡海上风电场	2016.12.30	300	66.67	22.22	华电福新
平潭长江澳海上风电场	2016.12.31	185	34.52	18.66	大唐国际
福清兴化湾海上风电场一期	2017.3.30	77	18.26	23.59	三峡集团
莆田平海湾海上风电场 F 区	2017.5.2	200	37.63	18.82	福能股份
福清兴化湾海上风电场二期	17.12.27	280	53.51	19.11	三峡集团
漳浦六鳌海上风电场 D 区	2018.3.30	402	92.60	23.03	三峡集团

数据来源：东北证券，福建发改委

表 13: 2018 年福建海洋强省重大海上风电项目

项目名称	项目内容	项目总投资 (亿元)	建设单位
三峡海上风电产业园	年产风电机组、叶片及配套设备 150 万 kw-180 万 kw	15.6	三峡
福建海风装备制造基地及配套漳浦六鳌重装码头项目	搭建总组装场地，配套建设 5000 吨级码头及 1000 吨吊车等	13	福建福船
上海电气海上风机装备项目	形成年产 6MW 风机 150 套的装配能力	3.8	上海电气
平潭通尼斯风机研发生产	6MW 陆上型转海上型风机试验机等	1.14	福建通尼斯
福清海坛海峡海上风电场	50 台 6MW 机组，总装机容量 300MW	66.7	华电福新
兴化湾海上风电场	一期 77.4MW，二期 300MW	73.5	海峡发电
平海湾二期海上风电场	50 台 5MW 机组，总装机容量 250MW	50.5	中闽海上风电
平海湾 F 区海上风电场	40 台 5MW 机组，总装机容量 200MW	39.4	三川海上风电
南日岛海上风电场一期	100 台 4MW 机组，总装机容量 400MW	83	龙源电力
平潭长江澳海上风电项目	37 台 5MW 机组，总装机容量 185MW	34.5	大唐国际
平潭大练海上风电项目	60 台 5MW 机组，总装机容量 300MW	58.5	中广核

重大前期项目	三峡长乐外海 A 区先行工程	60 台 5MW 机组, 总装机容量 300MW	65.5	海峡发电
	三峡漳浦六鳌 D 区先行工程	总装机 404MW	80.8	海峡发电
	海上风电安装与运维服务基地	运维码头, 运维船及运维平台建设	7.8	福建海上风电运维服务公司
	平海湾三期海上风电场	52 台 6MW 机组, 总装机容量 312MW	63.7	中闽海上风电
	莆田石城海上风电场	40 台 5MW 机组, 总装机容量 200MW	36.3	三川海上风电

数据来源: 东北证券, 福建发改委

除了在海上风电场方面加速布局以外, 福建海上风电配套项目方面也不断落地, 海上风电装备单体重量和体积巨大, 不适合长距离运输并且运输成本高, 通过在当地建立海上风电配套项目, 能够将风资源禀赋和海上风电产业有效结合, 构建完整的海上风电产业链, 降低装机与运维成本, 提升海上风电投资回报率。

2015 年 6 月, 三峡集团与福建省人民政府、福州市人民政府、福能集团、金风科技在福州签订合作框架协议。在海上风电项目方面, 三峡与福建能源集团共同出资设立海峡发电公司, 承担福清兴化湾、莆田平海湾、长乐外海、漳州六鳌等海上风电项目开发建设, 整体储备规模合计约 5GW。在海上风电配套装备方面, 三峡在福州市打造福建省海上风电装备产业园区, 主要建设风机厂三家、叶片厂一家、钢构厂一家和配套设备厂二家, 年产海上风电设备 1.5-1.8GW。目前已经与金风科技、江苏中车、西安风电签订入园协议, 与 GE、LM 签订入园合作意向协议, 2018 年厂房建设将陆续完成。

在三峡控股开发的兴化湾一期项目中, 作为样机试验风场总共布置了 14 台国内外大功率风机, 总装机容量为 77.4MW, 包括了各家风机企业 5MW 以上的风机, 目前项目已经实现并网, 5MW 以上样机的并网运行数据对提升国内海上风电风机功率有重要作用, 有助于加快海上风机大型化的速度。

**表 14: 兴化湾样机试验风机**

风机企业	功率 (MW)	台数
金风科技	6.7	2
海装风电	5	2
太原重工	5	2
明阳风电	5.5	2
东方风电	5	1
上海电气	6	2
GE	6	3

数据来源: 东北证券, 北极星风力发电网

上海电气在莆田已经设立装配基地, 有望实现 150 套 6MW 风机的装配能力, 预计 2018 年就能够完成项目验收。海上风电项目核准速度加快和海上风电配套项目的不断落地表明了福建对于海上风电的扶持, 海上风电的装机成本下降的背景下, 作为国内海上风资源最好的区域, 福建海上风电的项目建设将加快。

### 3.2.3. 项目收益率已经具备吸引力, 成本存在下降空间

目前在江苏地区的近海海上风电初始投资约为 13-14 元/w, 利用小时数在

2400-2500 小时左右，项目收益率已经完全能够满足开发要求。在福建、广东地区的海上风电初始投资约为 18-20 元/W，但在风况较好的区域利用小时数能够达到 3500 小时以上，在成本控制比较好的情况下能够获得很高的项目收益率。

将福能股份在建的莆田陆上风电和海上风电项目为参考，以相对保守的海上风电利用小时数进行测算，目前福建的海上风电投资回报率也足够达到开发要求。在莆田陆上风资源较好的区域，利用小时数就能够达到 3500 小时以上。福能股份临近莆田平海湾的石塘 48MW 陆上风电场项目，2017 年的利用小时数达 3850 小时，毛利率达 77.92%，因此平海湾 F 区项目利用小时数有望超出盈利测算的 3251 小时，以 3500 小时测算，项目全投资的 IRR 有望达到 10% 以上。

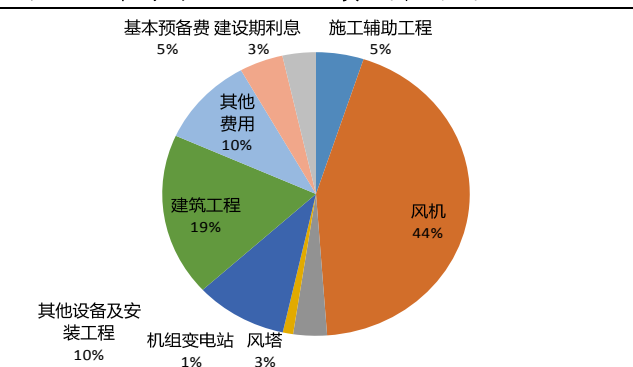
**表 15: 莆田海上风电与陆上风电项目盈利测算**

	平海湾 F 区	潘宅
单位投资成本 (元/W)	18.4	8.3
装机容量 (MW)	200	85
利用小时	3251	3385
年上网电量 (MWh)	650170	287713
含税电价 (元/Kwh)	0.85	0.61
年均收入 (万元)	46308	15000
年均成本 (万元)	28222	4717
年均净利润 (万元)	16115	8974
毛利率	47.4%	68.6%
全投资 IRR	8.99%	19.24%

数据来源：东北证券，公司公告

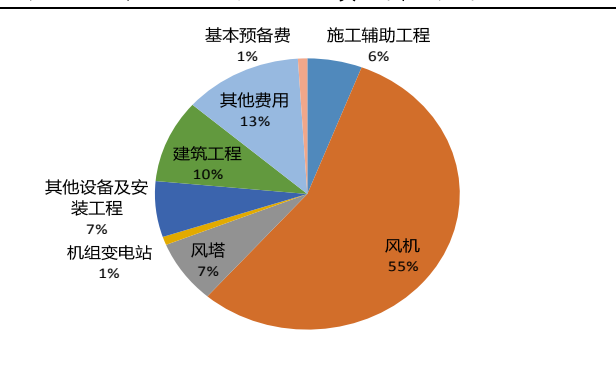
随着产业的成熟，海上风电存在成本下降空间。主要来自两方面，一是初始投资成本，二是运维成本。初始投资成本降低又可以分为设备成本的下降和施工成本的下降。平海湾 F 区海上风电场总投资为 36.84 亿元，单位投资成本为 18.42 元/W；莆田潘宅陆上风电场总投资为 7.08 亿元，单位投资为 8.33 元/W，但在初始投资构成上有较大不同。平海湾 F 区的初始投资中设备占比在 50% 左右，其中风机占 44%，风塔 3%，而潘宅项目初始投资中设备占比接近 70%，其中风机占 55%，风塔 7%。

**图 32: 平海湾 F 区初始投资成本构成**



数据来源：东北证券，公司公告

**图 33: 潘宅风电场初始投资成本构成**



数据来源：东北证券，公司公告

海上风机和陆上风机价格差别较大,国内陆上 2-2.5MW 功率的风机目前招标价格已经降至 3500 元/KW 左右,而海上风机 5MW 以上功率的风机招标价格在 7000-8000 元/KW 左右,目前国内风机企业的 5MW 以上产品主要处于试样和试运行阶段,随着国内企业海上风机产业化成形后,5MW 以上风机招标价格有望逐步下降。

表 16: 欧洲风机协议价格

项目	国家	交付年份	采购量 MW	OEM	机组功率 MW	数量	价格 (2016\$/kW)
Dudgeon	英国	2017	402	Siemens	6	67	2141
Wikinger	德国	2017	350	Adwen	5	70	1699
Nordsee One	德国	2017	332	Senvion	6.15	54	2026
North Sea	Various	Various	1800	Siemens	3.6	500	1740
Various	德国	Various	1494	Siemens	5.0&6.0	250	2080

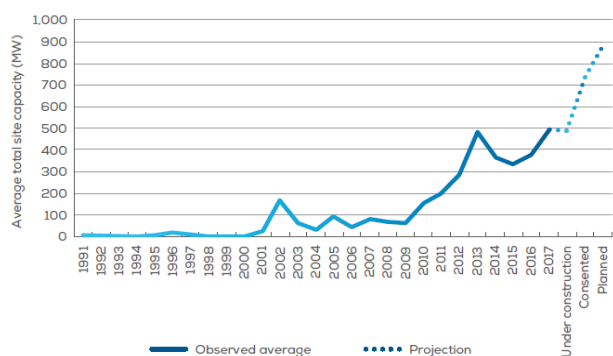
数据来源: 东北证券, NREL

海上风电初始投资中工程费用远高于陆上风电。平海湾 F 区 36.8 亿初始投资中,工程费合计为 11.3 亿元,占比为 31%,潘宅陆上项目的工程占比则为 20%,海上工程费占比高的原因在于海上基础施工和吊装。国内大容量的海上风电施工和吊装船较为稀缺,尤其是在海上作业条件复杂的福建、广东区域,目前仅中交三航局、龙源振华、中铁福船等公司的吊装船具备在南方海域进行海上吊装的能力,海上风电开工速度加快后,对于吊装船的需求大幅提升。2017 年以来,中铁福船已经有两艘大型吊装船完成交付,2018 年 5 月,世界最大的风电施工平台振华三号也进行了交付,随着大型吊装船的交付,海上施工能力不足的现象将会缓解。海上风电开发建设管理办法中明确鼓励海上风电项目采取连片规模化方式开发建设,连片开发有助于降低单位施工成本,施工周期也能够加快。在后续运维中,连片开发也能够降低运维成本,运维费用是海上风电在运营过程中显著高于陆上风电的部分。

欧洲单个海上风电平均建设规模从 2007 年的 79.6MW 提升至 2017 年的 493MW,目前英国全球最大的 Hornsea One 项目已经开始建设,装机容量达 1.2GW,有望在 2020 年实现并网,海上风电单个项目规模扩大的趋势在欧洲海上风电的发展过程中已经清晰展现。国内目前海上风电已并网的单体最大的项目是华能如东 300MW 项目,已核准最大的单体项目是华能嘉兴 2 号 402MW 和三峡漳浦六鳌 402MW 项目,与欧洲单体项目规模相比还有较大提升空间。英国海上风电随着海上风电场规模的扩大和风机功率的提升,施工速度大幅提升,0-100MW 的风电场平均每天吊装 0.17MW,100-300MW 的风电场平均每天吊装 0.36MW,300MW 以上的平均每天吊装 0.62MW。

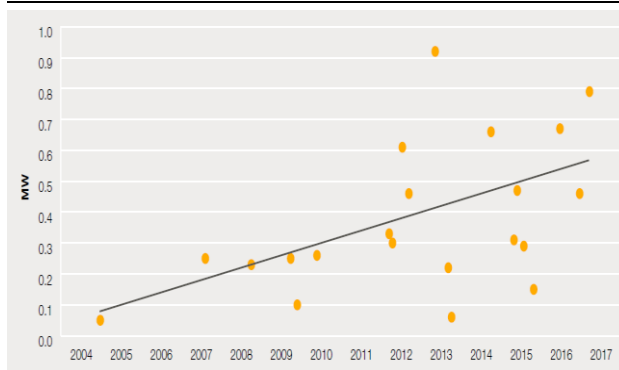


图 34: 欧洲海上风电项目平均规模提升



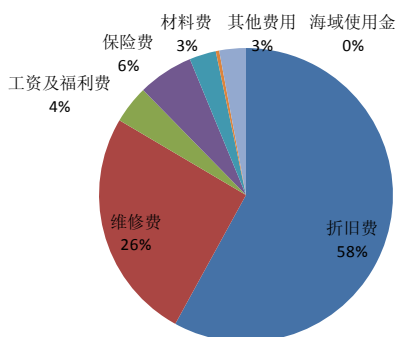
数据来源: 东北证券, WindEU

图 35: 英国海上风电施工速度提升



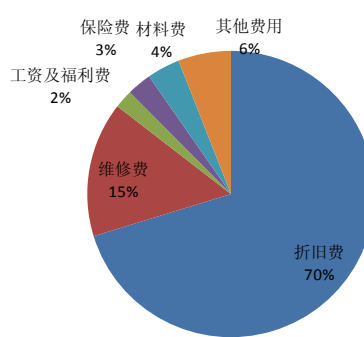
数据来源: 东北证券, The crown estate

图 36: 平海湾 F 区年均成本拆分测算



数据来源: 东北证券, 公司公告

图 37: 潘宅风电场年均成本拆分测算

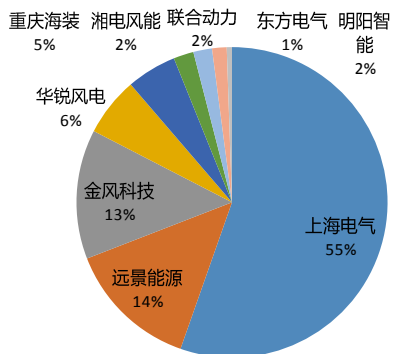


数据来源: 东北证券, 公司公告

### 3.2.4. 海上风机行业集中度高, 大型化有助于降低成本

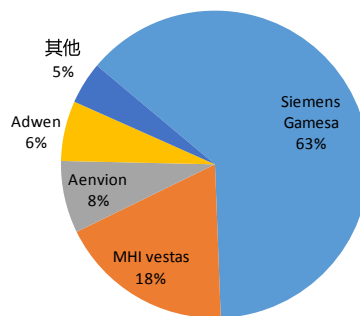
海上风机比陆上风机有更高的使用寿命和耐久性要求, 所处环境恶劣, 需要抗腐蚀抗盐雾, 因此产品研发和设计方面的要求远高于陆上风电, 运营商在进行海上风机选择是更注重产品的品牌和质量, 价格不是最首要的考虑因素, 具备较强研发实力的龙头企业才能在海上风机市场中获得领先优势, 海上风机的行业集中度远高于陆上。

图 38: 国内 2017 年海上风机累计份额



数据来源: 东北证券, CWEA

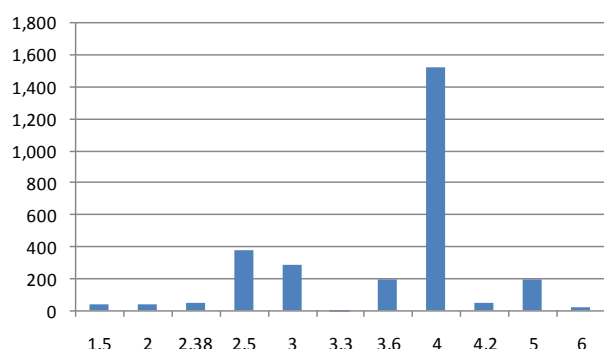
图 39: 欧洲 2017 年海上风机累计份额



数据来源: 东北证券, WindEU

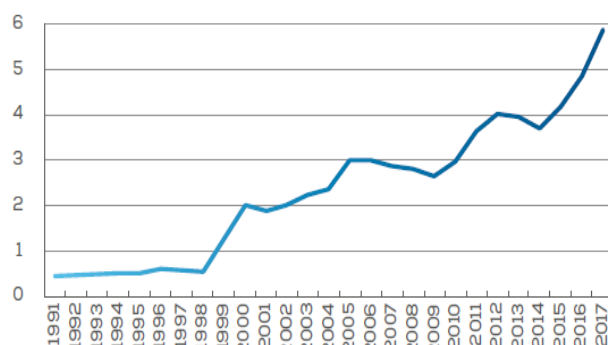
截至 2017 年底,国内所有吊装的海上风电机组中,4MW 机组占据最主导地位,累计装机容量达到 1.53GW,占海上总装机量的 54.8%,5MW 机组市场份额逐步提升,目前累计装机容量为 200MW,占海上总装机量的 7.2%,6MW 的风机还是样机,尚未达到批量吊装。欧洲 2017 年海上风机新增装机的平均功率已经达到 5.9MW。目前海上风机龙头西门子海上风机订单非常饱满,2018 年 3 季度的整体风机订单量达 33 亿欧元,同比大幅增长 135%,主要原因就在于跟英国 Hornsea Two 项目签订 165 台 8MW 风机订单。单体项目规模扩大和风机单机功率持续提升是海上风电发展和降低度电成本的趋势所在。

图 40: 国内 2017 年海上不同功率累计装机 (MW)



数据来源: 东北证券, CWEA

图 41: 欧洲海上风电新增装机平均功率 (MW)



数据来源: 东北证券, WindEU

国内企业在大功率风机方面也在积极布局,作为国内海上风机的绝对领导者上海电气,持续引进西门子大功率海上风机,2018 年上海电气引进西门子 8MW-167 海上风机,将国内海上风机引入 8MW 的时代,别的企业也纷纷推进大功率风机的研发,预计国内海上风机在 2-3 年内会由目前 4MW 占绝对主导地位发展为 5-6MW 占主导地位的趋势。

表 17: 国内大功率海上风机发展情况

整机厂家	功率	传动链	发电机和变流器	阶段
华锐风电	5	高速齿轮箱传动	双馈发电机+变流器	样机运行
华锐风电	6	高速齿轮箱传动	双馈发电机+变流器	样机试验
联合动力	6	高速齿轮箱传动	双馈发电机+变流器	样机运行
湘电风能	5	直接驱动	永磁发电机+全功率变流器	产品运行
中国海装	5	高速齿轮箱传动	永磁发电机+全功率变流器	产品运行
东方风电	5.5	高速齿轮箱传动	永磁发电机+全功率变流器	样机运行
金风科技	6	直接驱动	永磁发电机+全功率变流器	样机运行
明阳智能	6.5	中速齿轮驱动	永磁发电机+全功率变流器	样机运行
上海电气	4	高速齿轮箱传动	鼠笼异步发电机+全功率变流器	产品运行
上海电气	7	直接驱动	永磁发电机+全功率变流器	样机运行
远景能源	4	高速齿轮箱传动	鼠笼异步发电机+全功率变流器	产品运行

数据来源: 东北证券, 风能产业

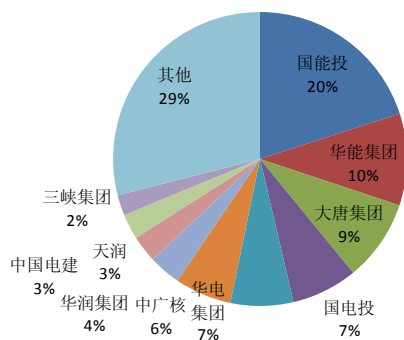
从技术路线来看，永磁路线在国内海上风机中占据上风，主要原因在于海上风电运维成本较高，而永磁风机拥有更高的稳定性，能够有效降低运维成本。双馈式风机需要定期检修齿轮箱与更换润滑油，而海上作业的成本远高于陆上风电。

大功率风机的初始成本高于较小功率的风机，单体的吊装难度和吊装成本也较高，但在单体风电场规模扩大的趋势下，采用大功率风机能够提升施工效率，减少风机基础和施工安装的工作量，降低整体工程成本，随着大吨位高精度的吊装船陆续下水，大功率风机难以吊装的问题也在不断解决。在风电场整体规模确定的情况下，采用大功率风机减少风机总台数，后续运维成本存在一定优势。

### 3.3. 开发壁垒较高，竞争格局稳定

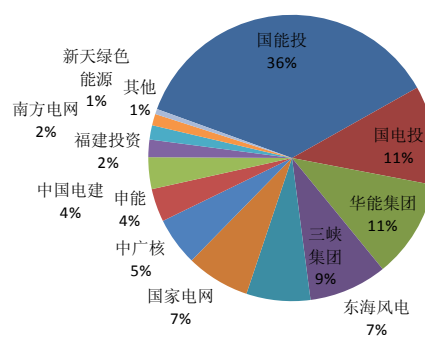
与陆上风电相比，海上风电的运营商更加集中，运营商中大型央企占据绝大部分比重，地方能源集团利用当地的资源优势占据少部分份额，几乎没有民企的身影出现在海上风电运营商中。海上风电集中度高的主要原因在于开发技术壁垒高，项目开发风险与后续运维成本远高于陆上风电；单体项目初始投资高，施工周期长，海上风电从项目前期工作到完成并网大部分都需要至少3年以上；各部门之间协调更复杂，除了正常的风电项目所需的土地、环保等核准以外，海上风电还需要海洋、海事、军事等部门的管理和审批，在能源局文件中也多次提到积极做好各部门沟通协调。因此综合而言，同时具备技术优势、资金优势和资源优势的大型央企在海上风电开发中具备绝对的主导地位，而随着海上风电技术的逐步成熟，拥有当地资源优势的地方能源集团也逐步加快海上风电的开发步伐，福建福能、广东粤电等地方能源集团在海上风电的新增核准和开工中进度加快。

图 42：截至 2017 年底风电运营商份额



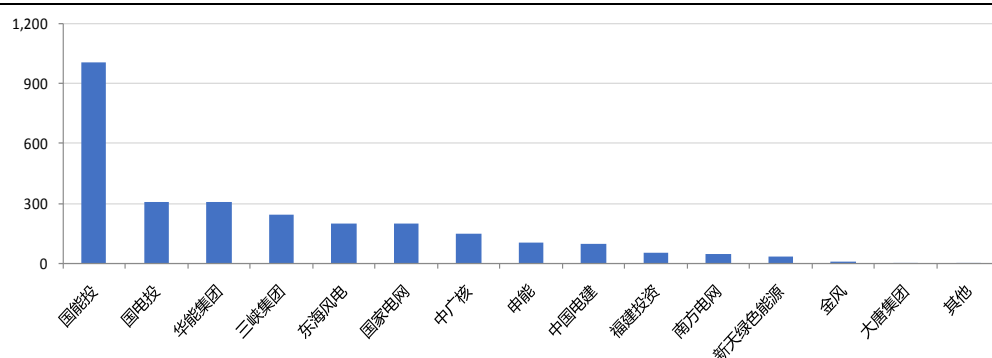
数据来源：东北证券，CWEA

图 43：截至 2017 年底海上风电运营商份额



数据来源：东北证券，CWEA

图 44: 截至 2017 年底国内海上风电运营商 (MW)



数据来源: 东北证券, CWEA

### 3.3.1. 竞价政策出台, 海上风电格局相对稳定

2018 年 5 月国家能源局出台 2018 年度风电建设管理有关要求, 提出尚未印发 2018 年风电度建设方案的省新增集中式陆上风电项目和未确定投资主体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。已印发 2018 年度风电建设方案的省(自治区、直辖市)和已经确定投资主体的海上风电项目 2018 年可继续推进原方案。从 2019 年起, 各省新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。

对于已经确定投资主体的海上风电项目, 在 2018 年核准才能够享受目前电价, 为了享受目前较高的固定电价, 条件较为成熟的海上项目核准速度有望加快, 对未来几年的海上风电新增装机做好充分储备。随着海上风电技术的成熟和成本下降, 2018 年底前核准的海上风电项目有享受超额收益的可能。

欧洲的竞价机制对于海上风电平价上网起了很大的推动作用, 预计国内竞价政策的推进也将加快海上风电成本下降的速度。国内海上风电的竞争格局相对稳定, 主要参与主体都是大型央企与地方国企, 项目的开发体现的更多的是综合实力的竞争而不仅仅是价格竞争, 在开发成本和风险都高于陆上的情况下, 预计参与主体仍然会以央企国企为主, 项目能够保持稳定的收益率。

## 4. 推荐标的

国内海上风电的发展处于加速期, 核准和开工项目不断增长, 未来三年将是海上风电的开工与并网高峰。从欧洲发展经验看, 风机功率的提升和单个风电场规模的扩大是成本下降的重要因素。国内海上风电技术不断成熟, 施工成本逐步降低, 国产大功率风机也正在逐渐进入实际应用阶段, 建设成本有望持续降低。之前福建、广东等风力资源最好的区域因为开发难度较高进展缓慢, 随着成本下降和技术成熟, 项目开发的经济性正在显现, 预计福建与广东将成为未来三年内海上风电新增装机增长最快的区域。重点推荐深耕直驱永磁路线的风机龙头**金风科技**; 风塔龙头, 产品质量获得海外客户认可的**天顺风能**; 风电资源优秀, 项目储备充足的地方能源企业, 福建海上风电运营商**福能股份**。重点关注受益于海上风电景气度提升的**泰胜风能**、**东方电缆**、**中天科技**。

#### 4.1. 金风科技

**海上风电中标稳定，大功率海上机型推出：**2017 年公司实现海上风机吊装量 208MW，市占率为 18%，吊装份额排名第二，截至 2017 年公司海上风电累计实现装机 374MW，市占率为 13.4%。2017 年海上风电招标 3.4GW，公司中标 650MW，市场占有率有望继续提升。海上风机向大功率趋势发展确定，直驱永磁路线在 5MW 以上大功率风机中占绝对主导地位，公司深耕直驱永磁路线的技术优势将不断体现。公司目前已经推出 6.XMW 机组平台，在国内风机企业中取得先发优势。

**招标价格企稳，在手订单再创新高：**2018 年 1 季度，国内公开招标量为 7.4GW，同比增长 10%。风机招标价格逐渐企稳，2MW 级别机组投标均价在一季度降至 3418 元/千瓦，较年初下降 2.5%，近四个月以来月均价环比降速由 3.6%降至 0.5%。2.5MW 机组投标均价在一季度降至 3485 元/千瓦，较年初下降 0.99%。近三个月以来，月均价环比降速由 7.5%降至 0.4%。截至 2018 年 3 月底，公司在手订单合计 16.78GW，再创历史新高，其中已签订待执行订单 10.43GW，同比增加 31.8%。

**风电运营业务稳定增长，利用小时提升：**截至 2018 年一季度，公司风电场累计权益并网容量 4011MW，一季度新增权益并网容量 143MW，同比提升 377%，主要增量来源于华东地区。公司在手项目充足，在建权益容量 2224MW，保障未来新增装机的稳定增长。2018 年一季度公司风电场利用小时数为 590 小时，同比提升 142 小时。公司 40%权益装机位于西北地区，2018 年西北地区消纳情况持续改善，带动公司利用小时数继续上升，运营业务的盈利将持续增长。

#### 4.2. 天顺风能

**风塔业务稳定增长，海上订单顺利执行：**2017 年公司风塔及相关产品实现营收 27.39 亿元，同比增长 26.9%，公司订单承接量、生产量、销售量均创新高，风塔销量达到 38.14 万吨，同比增长 28.8%。在国内风电市场低迷的情况下，公司 2017 年国内实现营收 16.74 亿元，同比增长 128.6%，市场占有率快速提升。2018 年一季度，公司风塔在手订单 18.45 万吨，同比增长 48.87%。公司承接 GE 首次在亚洲地区批量投放的 36 套 6MW 海上风塔订单执行顺利，表明公司海上风塔的能力得到海外龙头客户的认可。

**风电场贡献业绩增量，运营规模稳步提升：**2017 年公司哈密 300MW 风电场实现营业收入 2.39 亿元，实现净利润 9845.2 万元，平均弃风率为 33%，等效利用小时数 1736 小时。2018 年 1-7 月新疆弃风率同比下降 2.74 个百分点至 27%，全年弃风率有望继续下降，哈密风电场将充分受益于弃风改善，盈利能力持续提升。公司在建 330MW 风电场将陆续并网，此外计划开工 180MW，已签订开发协议项目 750MW，风电场运营规模将稳步提升，成为业绩新的增长点。

**新增产能逐步投放，扩大核心竞争力：**公司拥有太仓新区、太仓港区、包头、珠海和丹麦五大生产基地，新增南昌联营基地，通过品牌效应和综合竞争力，稳步提升风塔产销量，2018 年下半年包头与珠海的新增产能投产，合计产能有望达到 45 万吨以上。未来公司计划在波兰新增产能，主要面向海上风电市场，进一步提升市场份额和竞争力。

#### 4.3. 福能股份

**尽享优质风电资源，海上风电落地：**福建风电资源优异，2017 年全省风电利用小时数达 2756 小时。2017 年公司风力发电量 18.8 亿千瓦时，同比增长 21.97%，风电业务实现净利润 4.61 亿元，同比增长 37.52%，在公司净利润中占比达 54.6%。截至 2017 年底，公司风电装机规模为 664MW。目前公司在建陆上风电 223MW，平海湾



F 区海上风电 200MW，预计公司 2018 年将投产 138MW 以上陆上风电项目，海上风电也有望实现部分投产。公司石城 200MW 海上风电项目有望在 2018 年核准，与三峡强强联合共同开发海上风电，项目储备丰富。

**煤电盈利逐步回暖，权益装机提升：**受煤电价格高企影响，鸿山热电 2017 年实现净利润 2.99 亿元，同比下降 40.62%。但受益于超低排放改造完成及福建火电上网电价上调，鸿山热电下半年实现净利润 1.99 亿元，回暖显著。公司 2017 年底摘牌华润六枝（132 万千瓦）51%和华润温州（200 万千瓦）20%股权，权益装机快速提升。2018 年上半年公司获得华润温州投资收益 1.18 亿元，鸿山热电发电量与上网电价同比提升，盈利同比增加，火电业务回暖。

**气电盈利将恢复合理收益：**2018 年 6 月晋江气电收到气价与上网电价调整的通知，气电上网电价由去年的 0.5434 元/kwh 上调至 0.5957 元/kwh，采购气价由 2.86 元/立方米下调至 2.803 元/立方米，假设上网电量跟去年持平的情况下，预计价格调整将给气电带来约 9000 万元的税后净利润增量，2018 年 7 月晋江气电收到福建经信委和物价局联合下发的电量替代通知，2018 年晋江气电出让电量为 24.73 亿 kwh，替代转让电价为 0.33 元/kwh，出让方结算电价为 0.5957 元/kwh，预计 2018 年气电替代电量毛利约 5.66 亿元。此前 2017 年公司替代电量为 24.86 亿 kwh，替代毛利约 5.29 亿元。预计气电板块有望实现净利润 1.2 亿元左右。

#### 风险提示

海上风电装机不及预期；成本下降不及预期；竞价后电价降幅大削弱投资热情

### 分析师简介:

**顾一弘:** 复旦大学经济学硕士, 2015年加入东北证券, 任电力设备新能源研究员, 主要负责研究新能源、能源互联网等方向。

### 重要声明

本报告由东北证券股份有限公司(以下称“本公司”)制作并仅向本公司客户发布, 本公司不会因任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本公司具有中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。

本报告中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。报告中的内容和意见仅反映本公司于发布本报告当日的判断, 不保证所包含的内容和意见不发生变化。

本报告仅供参考, 并不构成对所述证券买卖的出价或征价。在任何情况下, 本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的证券买卖建议。本公司及其雇员不承诺投资者一定获利, 不与投资者分享投资收益, 在任何情况下, 我公司及其雇员对任何人使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。

本公司或其关联机构可能会持有本报告中所涉及的公司所发行的证券头寸并进行交易, 并在法律许可的情况下不进行披露; 可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务、财务顾问等相关服务。

本报告版权归本公司所有。未经本公司书面许可, 任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的, 须在本公司允许的范围内使用, 并注明本报告的发布人和发布日期, 提示使用本报告的风险。

本报告及相关服务属于中风险(R3)等级金融产品及服务, 包括但不限于A股股票、B股股票、股票型或混合型公募基金、AA级信用债或ABS、创新层挂牌公司股票、股票期权备兑开仓业务、股票期权保护性认沽开仓业务、银行非保本型理财产品及相关服务。

若本公司客户(以下称“该客户”)向第三方发送本报告, 则由该客户独自为此发送行为负责。提醒通过此途径获得本报告的投资者注意, 本公司不对通过此种途径获得本报告所引起的任何损失承担任何责任。

### 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, 并在中国证券业协会注册登记为证券分析师。本报告遵循合规、客观、专业、审慎的制作原则, 所采用数据、资料的来源合法合规, 文字阐述反映了作者的真实观点, 报告结论未受任何第三方的授意或影响, 特此声明。

### 投资评级说明

股票 投资 评级 说明	买入	未来 6 个月内, 股价涨幅超越市场基准 15% 以上。
	增持	未来 6 个月内, 股价涨幅超越市场基准 5% 至 15% 之间。
	中性	未来 6 个月内, 股价涨幅介于市场基准-5% 至 5% 之间。
	减持	在未来 6 个月内, 股价涨幅落后市场基准 5% 至 15% 之间。
	卖出	未来 6 个月内, 股价涨幅落后市场基准 15% 以上。
行业 投资 评级 说明	优于大势	未来 6 个月内, 行业指数的收益超越市场平均收益。
	同步大势	未来 6 个月内, 行业指数的收益与市场平均收益持平。
	落后大势	未来 6 个月内, 行业指数的收益落后于市场平均收益。

东北证券股份有限公司

 网址: <http://www.nesc.cn> 电话: 400-600-0686

地址	邮编
中国吉林省长春市生态大街 6666 号	130119
中国北京市西城区锦什坊街 28 号恒奥中心 D 座	100033
中国上海市浦东新区杨高南路 729 号	200127
中国深圳市南山区大冲商务中心 1 栋 2 号楼 24D	518000

## 机构销售联系方式

姓名	办公电话	手机	邮箱
华东地区机构销售			
袁颖 (总监)	021-20361100	13621693507	yuanying@nesc.cn
王博	021-20361111	13761500624	wangbo@nesc.cn
李寅	021-20361229	15221688595	liyin@nesc.cn
杨涛	021-20361106	18601722659	yangtao@nesc.cn
阮敏	021-20361121	13564972909	ruanmin@nesc.cn
李喆莹	021-20361101	13641900351	lizy@nesc.cn
齐健	021-20361258	18221628116	qijian@nesc.cn
陈希豪	021-20361267	13956071185	chen_xh@nesc.cn
华北地区机构销售			
李航 (总监)	010-58034553	18515018255	lihang@nesc.cn
殷璐璐	010-58034557	18501954588	yinlulu@nesc.cn
温中朝	010-58034555	13701194494	wenzc@nesc.cn
曾彦戈	010-58034563	18501944669	zengyg@nesc.cn
颜玮	010-58034565	18601018177	yanwei@nesc.cn
华南地区机构销售			
邱晓星 (总监)	0755-33975865	18664579712	qiuxx@nesc.cn
刘璇	0755-33975865	18938029743	liu_xuan@nesc.cn
刘曼	0755-33975865	15989508876	liuman@nesc.cn
林钰乔	0755-33975865	13662669201	linyq@nesc.cn
周逸群	0755-33975865	18682251183	zhouyq@nesc.cn