

《中国海上风电电价政策研究》摘要报告

一、海上风电发展现状综述

凭借风力资源丰富、发电利用小时数高、不占用土地、适宜大规模开发等特点，海上风电一直被视为风力发电的重要发展方向，2015年，全球海上风电装机创纪录地新增了 3.4GW，与 2014 年相比增长近 108%，其中绝大多数由欧洲国家建设，约 3.02GW（占全球新增装机的 89%）。全球海上风电总装机达到 12GW¹，其中欧洲 11GW（91%）。

欧洲海上风电项目主要分布在北大西洋西岸地区，其中北海沿岸（69.4%），爱尔兰海沿岸（17.6%），波罗的海沿岸（12.9%）。2015年欧洲的新增装机中，德国新增 2.2GW，超过此前一直遥遥领先的英国（571 MW），摘得年度新增装机冠军，全球范围内中国（361MW），荷兰（180MW）以及日本（3MW）三国分列第三至第五位。虽然受政策变动影响，英国 2015 年仅实现新增装机 571MW，但仍然以 5.1GW 的总装机量稳居海上风电总装机榜首，紧随其后的是德国 3.3GW，丹麦 1.3GW，中国 1 GW。

2015 年全球海上风电投资额超过 170 亿美元，与 2014 年相比增长 11%。很多国家开始启动海上风电计划，美国在 2015 年开始开发其第一个海上风电项目（30 MW）；印度则是公布了其海上风电的相关政策，为未来发展海上风电铺路。欧洲各国海上风电布局目

¹REN21 2016 全球可再生能源现状报告

标明确，德国、法国、波兰、西班牙和意大利分别将 2020 年海上风电的目标定为 6.5GW、6GW、1GW、750MW 和 680MW。英国则制定了更为长远的目标，到 2030 年实现海上风电装机 39GW。从亚洲看，除中国海上风电有所推动外，韩国、日本也都对该领域进行目标设定，韩国计划到 2019 年完成 2.5GW 海上风电装机。日本也早在 2013 年就提出过将海上风电发电能力扩大到 100 万千瓦。

二 中国海上风电开发状况

2015 年，中国海上风电新增装机 100 台，容量达到 360.5MW，同比增长 58.4%。其中，潮间带装机 58 台，容量 181.5MW，占海上风电新增装机总量的 50.35%；其余 49.65%为近海项目，装机 42 台，容量 179MW。

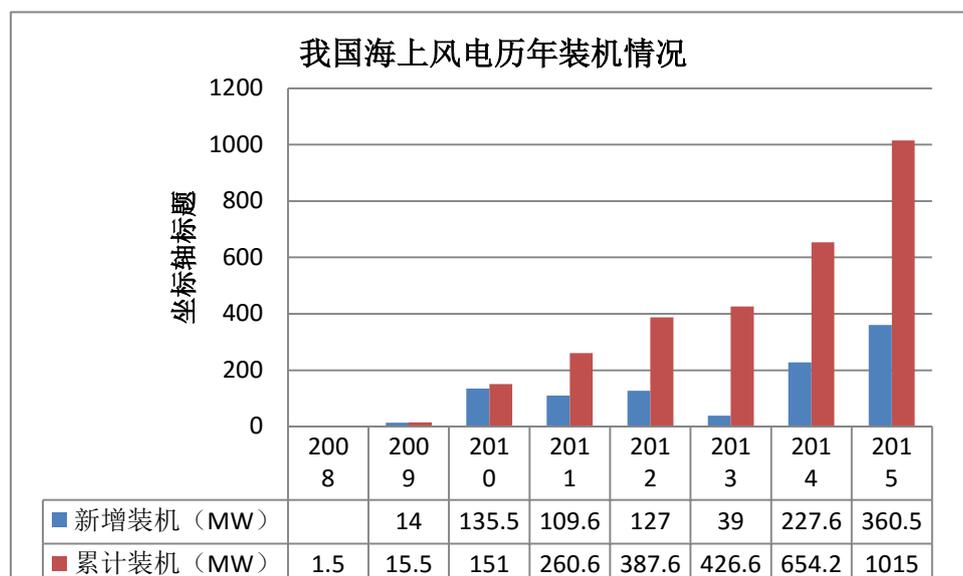


图 1 、我国海上风电历年装机情况

数据来源：CWEA

截至 2015 年底，中国已建成的海上风电项目装机容量共计 1014.6MW。其中，潮间带累计风电装机容量达到 611.98MW，占海上装机容量的 60.31%，近海风电装机容量 402.7MW 占 39.69%。

从我国历年海上风电发展趋势看，我国海上风电产业并未形成平稳的发展态势，虽然 2015 年新增装机容量创历史新高，但是这与我国确定的到 2015 年末实现海上风电装机 500 万千瓦的“十二五”风电发展目标相距甚远。

从我国海上风电发展的政策路径上看，我国海上风电发展经历了试点（东海大桥项目）——特许权招标（江苏滨海、射阳、东台和大丰项目）——规模化探索三个阶段。期间国家先后出台《海上风电场工程规划工作大纲》【国能新能（2009）130 号】，要求我国沿海各省开展海上风资源情况调查及海上风电场工程规划工作，2010 年国家能源局、国家海洋局联合下发《海上风电开发建设管理暂行办法》【国能新能（2010）29 号】规定了海上风电项目的开发流程，各项工作的审批管理部门。时隔一年国家能源局、国家海洋局再次联合下发《海上风电开发建设管理实施细则》以细化管理责权，减少项目开发的阻力。2012 年国家能源局印发《风电发展“十二五”规划》【国能新能（2012）195 号文】，为我国海上风电开发设定了短期目标，规划提出到 2015 年实现海上风电装机 500 万千瓦。《国家发展改革委关海上风电上网电价政策的通知》【发改价格[2014]1216 号】，通知规定了 2017 年以前投运的海上风电的售电价格，分别是近海风电项目上网电价为每千瓦时 0.85 元（含税），潮间带风电项目上网电价为每千

瓦时 0.75 元（含税）。从政策脉络看，基本上符合可再生能源在不同阶段最有效的政策需求，但是从节奏过快，从试点完成到规模化探索仅仅四年时间，而规模化探索启动之时特许权招标项目尚未完成建设投运，并没有给确定海上风电价格提供足够的实践支撑，以至于首次定价价格偏低，致使被视为推动可再生能源发展最有效的政策手段——固定电价制度未能发挥预想的作用，推动产业发展。

三、海上风电成本构成

从海上风电开发的成本构成看，主要涵盖初投资：风力发电机组、基础、海上变电站、集电线路与送出海缆；运行维护费用及财务成本等几个方面。

3.1 初始投资

从初始投资看，**风力发电机组**支出占项目总投资约 50%，是海上风电场投资的重头，这一比例随着风电机组的单机容量的增加，安装量减少而降低，在不考虑市场因素（材料价格波动、开发商市场议价能力等）的条件下，机组设备的技术升级将最大成度的降低海上风电的发电成本；**风电机组基础**的建设投资如常约占总投资的 20%到 25%，基础的投入费用存在的不确定性较大，海底地形、海况条件以及施工作业条件等多方面因素都是重要的影响条件，如果遇到较复杂的自然条件，极有可能导致时间及财务成本失控，为项目带来较大的风险；**海上变电站**在总投资中的占一般不超过 10%，该比例会由于项目不同而发生很大的变化，这很大程度取决于所需变电站的数量，

该部分的设备成熟度较高，一般成本溢出多发生在安装环节，一方面海上变电站的重量与该部分投资正相关，另一方面，由于船舶等海上安装对作业平台要求较高，因此会很大程度的提高这部分成本；**集电线路与送出海缆**一般占项目总投资的 20%以内，集电线路的总资本投入取决于海缆的规格、风机数量以及风机间距。按照每兆瓦装机的标准计算，集电线路海缆的资本支出一般随着项目容量的增加而降低。

从我国目前海域情况看，我国可开发海上风电资源水深 10m-50m 不等，离岸距离一般在 10~20km，单位千瓦造价差异也较大，单位千瓦静态投资在 15000~20000 元的区间浮动。其中风电设备价格和建设安装价格几乎持平，几乎都占到海上风电厂总投资的 45%左右，受我国海上作业经验、海工装备成熟程度以及我国海上风电目前的规模程度影响，建设安装费在很大程度上会超过设备购置费，且存在较多不定因素，风险较大。

3.2 运行维护费

海上风电场需要维护的设备主要包括风电机组设备、升压站设备及平台、海缆等。但海上风电场一般离岸距离较远，加上台风和寒潮等天气引起的大浪等不利海况条件，可到达性差，风电机组运行维护较困难，维护成本很高。目前根据项目设备在寿命期可靠性逐渐下降的特点，修理费率分阶段考虑，一般建设期及质保期取固定资产价值的 0.5%，剩余年份取 1.5%。根据欧洲海上风电场运行、维护经验，其海上风电场运行、维护费用约占其发电总收入的 1/4，风电场运行维护工作量约为同等规模陆上风电场的 2 倍，运行维护工作量较大，

难度较高。

3.3 财务成本

由于海上风电初投资较大，项目施工周期长，因此，建设期利息等财务成本对海上风电的影响也较大，我国目前的金融体制决定，海上风电项目与其他和再生能源项目一样不可能做到基于项目的融资，而是需要业主所在的比较有实力的集团公司背书，虽然这种模式可能导致未来对产业发展的局限，但这在现阶段这种方式某种程度上减小了海上风电的融资难度，特别是试点项目和特许权项目中，企业一般能够拿到低于央行基准利率的优惠贷款。如果排除贷款的优惠成分，一般财务成本将到总成本的 4.5%。

3.4 我国海上风电项目度电成本测算

基于我国目前已经投运的海上风电情况，和目前能够获得的项目运行参数对倒推测算，边界条件中等效利用小时数及静态总投资采用浮动区间测算，旨在得出目前海上风电成本的可能区间；基准内部收益率选择工程项目的基准全投资内部收益率 8%，海风电度电成本如下条件下进行测算。

表 1、海上风电成本测算边界

| 项目 | 单位 | 值 |
|--------|-----|---------------|
| 装机容量 | MW | 100 |
| 年运行小时数 | h/y | 2200-2500 |
| 静态总投资 | 万元 | 160000-220000 |
| 流动资金 | 万元 | 100 |
| 固定资产余值 | | 5% |
| 折旧年限 | 年 | 10 年 |
| 所得税税率 | | 17% |
| 增值税税率 | | 25% |

| | | |
|------------|--------|-------|
| 长期贷款利率 | | 6.3% |
| 城市建设税 | | 2% |
| 教育附加税 | | 1% |
| 残值率 | | 5% |
| 维修费率 | | |
| 1-5 年 | | 1.00% |
| 6-10 年 | | 1.20% |
| 11-20 年 | | 1.50% |
| 20-25 年 | | 2.0% |
| 员工人数 | | 40 |
| 人均年薪 | | 15 |
| 材料费 | 元/kW*y | 10 |
| 基准全投资内部收益率 | | 8% |

测算得出含税海上风电成本在最优条件下应该不低于 0.84 元/kWh。从目前的海上风电电价看，海上风电的开发盈利空间极为有限。抗风险能力较差。由于海上风电初投资巨大，目前只有体量较大的国有开发企业进行投资，而根据国资委要求国有资产保值增值，国有企业项目投资内部收益率应该达到 12%以上，因此，多数取得开发权的项目无法推进开发，致使海上风电项目规模化开发进程受到严重的阻碍。

四、国际海上风电政策状况

海上风电因其成本较高，产业尚处于起步阶段，因此需要政策给予较大的支持，从海上风电发展较快的国家看，都是在政策设定上给予倾斜，为产业带来较为宽松的发展环境。以英国和德国为例再此方面可见一斑。

英国

英国的主要扶持是基于其差价合约政策，该政策的设计是为给予

所有的低碳电力（包括核电、可再生能源以及碳捕获与储存）最有效的长期支持。差价合约中的发电商一方像往常一样通过电力市场出售电力产出，然后获得执行价格 (strike price) 与基准价格 (reference price) 之间的差别支付；执行价格反映了投资某低碳发电技术的花费，而基准价格是对英国电力市场平均电价的一个衡量。

差价合同预算来源于两部分资金：一是来自于针对新建可再生能源/低碳发电项目的资金；二是来自“可再生能源最终投资决定 (Final Investment Decision Enabling for Renewables)”机制中剩余的资金。差价合同预算 (CfD budget) 将会分为较为成熟技术预算和较不成熟技术预算。对于特定的技术，政府提议设定差价合同预算的最高值或最低值。

政府将英国现行低碳技术分为“较为成熟”和“较不成熟”两类，如下表所示。

表 2 英国低碳技术分类

| 较为成熟技术 | 较不成熟技术 |
|---|--|
| 陆上风电 (>5MW)、光伏 (>5MW)、配有热电联产的垃圾发电、水电 (>5MW 且 <50MW)、垃圾与污水沼气发电 | 海上风电、波浪能、潮汐流能、高级转化技术、厌氧发酵、专用生物质的热电联产以及地热发电 |

对于较为成熟的技术，政府要设定适当的差价合同预算，以确保

分配程序从一开始就具有竞争性。目前政府偏向于实施“清算价格支付 (pay-as-clear)”，即所有成功的差价合同项目获得相应的招标清算价格。差价合同下，发电商获得的执行价不会高于相应技术的行政执行价。

对于较不成熟的技术，政府决定在最初阶段这些技术不参与较为成熟技术的竞争，以确保目前尚未成熟的技术获得足够的投资，从而在其应用中实现成本降低，促进可再生能源的多样性。如果较不成熟技术分类的预算能够支持所有该分类下的项目申请，所有项目将会以行政执行价获得差价合同。同时，如果某项技术的支持规模未能达到预期，那么多余的预算可以被用于支持其他技术。

海上风电作为技术成熟度不高的产业，政府给予了更多的优惠，2015年2月，海上风电第一次差价投标结果公布，两家中标公司分别为：East Anglia 一期 (714MW), 119.89 英镑/MWh, 第一阶段交付于 2017/18 年；Near na Gaoithe (448MW), 114.39 英镑/MWh, 交付于 2018/19 年。

虽然执行价格借鉴了 2012 年的投标价，但自从引入了差价合约机制，海上风电价格成本降低了近 15%。

德国

2015 年德国海上风电开发的表现尤为亮眼。相较 2014 年 492.2MW 的新增并网装机容量，德国海上风电产业去年增长强劲，超越英国，以 2,282.4MW 的新增并网容量跃升为欧洲增速最快的海上风电市场。这一方面归功于更加成熟的海上风电并网技术，另一方

面也反映了政策变化预期给市场带来的影响。

自 2002 年启动以来，德国海上风电行业一直执行固定上网电价 (Feed-in tariffs) 政策。为激励海上风电发展，德国通过增加溢价补贴，不断调高其《可再生能源法》(EEG) 中对于海上风电固定电价的规定。在 EEG 2014 年中，德国树立了 2020 年前实现 6.5GW、2030 年前 15GW 海上风电装机的目标，并为 2020 年前可投入运营的项目提供了两种电价方案，一类是前十二年执行 0.154 欧元/度电，其后降至 0.039 欧元/度电；另一类为前 8 年执行 0.194 欧元/度电 (2018 年之后降至 0.184 欧元/度电)，其后同样降至 0.039 欧元/度电。这一政策极大程度地促进了德国海上风电产业的发展。

然而，根据 EEG 2016 年修正草案，德国计划从 2017 年开始，逐步由招投标机制取代固定电价，成为可再生能源领域的主要激励政策，以调动更多市场因素促进可再生能源成本下降和实现 2050 年前占比 80% 的目标。对于德国海上风电项目来说，2021 年及之后投入运营的海上风电装机将适用于此。2021 至 2024 年间，德国计划执行转型招投标机制，已规划或获准的风电项目将就有限容量进行两轮招投标竞争，这就意味着某些已获准容量可能落入补贴范围之外。2025 至 2030 年，新的海上风电项目将需在新增容量招投标中参与竞争。可以说，对未来电价变化预期的不确定也是德国海上风电市场在去年一年间实现突飞猛进的重要影响因素。

从德国和英国的海上风电政策和对产业的激励作用效果看，政策导向应该一方面给予产业足够的引导，体现“激励”目的，这一点在

电价定价幅度方面可以得到充足的体现；另一方面需要使产业有足够的信心通过改进技术，优化管理实现更高的收益，从而降低整个行业的成本，为市场化竞争奠定基础。

五、海上风电政策建议

基于以上分析可以看出，国家和产业对海上风电的发展方向具有高度的认同，国家希望通过产业扶持政策在激励产业发展的同时防止产业盲目扩张，出现负面效应；产业希望能够通过项目实践优化技术，提高管理从而在使海上风电具有更广阔的市场，但需要在度的把握上更加精准。

第一，从价格水平上看，我国海上风电电价定价明显偏低，建议短期内（十三五期间）维持我国现有海上风电水平，以期通过技术发展和管理细化使海上风电在该价格水平上的可行性增强，基于产业足够的发展信心。虽然我国拥有全球最大的风电市场和成熟的风电制造产业，但是对于海上风电无论是风电机组实践积累还是海上作业技术与国际先进企业相比都存在较大的差距；另外从海上风电风资源条件看，我国该类风资源不及欧洲，而且极端气候（台风）影响面积较大。但是从目前的价格比较看我国处于较低的水平，不足以刺激产业发展。

表 3、中国、德国和英国海上风电价格比较

| | 中国 | 德国 | 英国 ² |
|--|----|----|-----------------|
|--|----|----|-----------------|

² 该电价为 2015 年英国海上风电的两个差价合约中标电价

| | | | |
|----|---|--|---|
| 电价 | 近海： 0.85 元 /kWh 潮间带： 0.75 元 /kWh | 一类是前十二年执行 0.154 欧元/ kWh (约合人民币 1.14 元/kWh, 其后降至 0.039 欧元/ kWh (约合 人民币 0.288 元/kWh); 另一类为 前 8 年执行 0.194 欧元/ kWh (约 合人民币 1.433 元/kWh (2018 年 之后降至 0.184 欧元/度电), 其后 同样降至 0.039 欧元/ kWh (约合 人民币 0.288 元/kWh) | 119.89 英镑 /MWh (约合 人民币 1.12 元/kWh) 114.39 英镑 /MWh(约 合 人民币 1.07 元/kWh) |
|----|---|--|---|

第二，给予产业足够的成长时间，我国产业发展速度一般会高于其他国家的同类产业，特别是以风电和光伏为主的可再生能源行业，海上风电开发亦有明显迹象，我国从第一个海上风电项目试点开始到计划规模化探索仅仅经历了四年时间，期间的特许权招标阶段并未取得应有的预期的结果，相反在竞价的过程中出现了一些很不理智的价格，致使海上风电定价依据的合理性无法保证，因此本应对产业有极大促进作用的固定电价出台也未能使海上风电产业发展达到我国的预期目标。从国际经验看该过程一般都经历了 10 年以上的过程，虽然我国的风电产业基础较为雄厚，但是面对发展的客观规律还应保持足够的冷静。

第三、协调多方关系，打通申报流程。虽然 2010、2011 年国家能源局，国家海洋局连续两年相继联合下发《海上风电开发建设管理

暂行办法》和《海上风电开发建设管理实施细则》旨在规定海上风电项目的开发流程，明确各项工作的审批管理部门，细化管理责权，减少项目开发的阻力。但是从海上风电的开发实践看，由于海洋开发还涉及其他诸如海事、渔业等相关部门，因此，需要相关部门综合协调，合理规划资源，为海上风电发展铺平道路。

注：本报告编写过程中数据参考了由英国使馆支持的，国家发改委能源研究所、水电水利规划设计总院和峰能公司联合编写的《中国海上风电成本下降策略研究》，REN21《2016 全球可再生能源现状报告》，同时得到英国使馆、龙源集团、中广核风电公司和华锐风电的数据支持。