

## 电气设备行业

2018-8-12

行业研究 | 深度报告

评级 **看好** 维持

# 风电新篇之一：抽丝剥茧数项目，主体多元促复苏

### 报告要点

#### ■ 核准在建项目超 120GW，储备充足支撑未来装机发展

综合水规院与国家能源局数据来看，预计目前国内风电已核准未并网项目容量约 120GW 左右，扣除红色预警区域项目，项目容量约 100GW 左右。考虑电价调整周期与项目开发时间周期，预计现有的 120GW 左右项目将支撑 2018-2021 年的风电并网容量，即使不考虑 2018 年以后核准的项目增量，年均可装机规模亦在 30GW 以上。考虑 2018 年 28.8GW 项目与部分大型基地项目在 2021 年前完成并网，则年均可装机规模将达到 37.5GW 以上。

#### ■ 区域结构调整明显，风电向中东部及南方趋势明显

通过分析各省开发规模与项目储备情况，我们发现十三五期间国内风电向中东部及南方市场转移趋势明显，尤其是河北、河南、湖南、湖北、山东、山西等省份：1) 从我们统计的各省十三五能源规划数据来看，内蒙、河北、山西、山东、江苏、广东、四川 7 省新增装机规划均超过 5GW，河南则达到 4.8GW；2) 从 2016-2017 年各省自行下发的风电开发计划规模来看，河南、湖南等明显居前，其中，广西、河北等省份 2017 年风电开发规划规模明显大于 2016 年风电开发规划规模；3) 青海、广西、贵州等各省规划明显超过国家能源局下发规模。

#### ■ 开发企业多元化，民企与地方国企增添开发活力

根据可统计的 2015-2017 年各省发布的风电项目来看，五大四小项目规模占比持续下降，而其他国企与民企等其他运营商规模占比持续上升。2017 年，五大四小核准项目容量占比由 2015 年的 54% 下降至 44%，而民企及其他核准项目容量占比由 2015 年的 27% 上升至 34%。表明在当前风电高收益背景下，民企、地方国企等进入风电场运营领域的意愿明确，经过此前 2-3 年的项目储备期，2018 年起，预计以民企、地方国企为代表的中小型风电运营商将全面崛起。此外，根据我们统计国电集团、华能集团、华电集团、大唐集团数据来看，扣除国电集团与龙源电力的异常数据，2017 年新能源平台项目容量占比由 2015 年的 48.5% 下降至 30%。整体而言，虽然期间略有反复，但基本上大型电力集团中新能源平台项目占比呈现下降趋势，而非新能源平台的其他企业主体项目占比则有所上升，从另一维度证明了当前风电场投资主体多元化的趋势判断。

我们认为，在充足的项目储备与高收益率支撑下，风电场投资主体多元化将驱动国内风电装机的持续复苏，持续推荐板块投资机会，重点推荐**金风科技**等。

**风险提示：** 1. 风电装机及政策不及预期。

分析师 邬博华

☎ (8621) 61118797

✉ wubh1@cjsc.com.cn

执业证书编号：S0490514040001

分析师 张焱

☎ (8621) 61118720

✉ zhangyao3@cjsc.com.cn

执业证书编号：S0490515060001

联系人 陈怀山

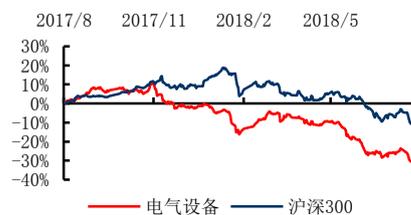
☎ (8621) 61118720

✉ chenhs@cjsc.com.cn

### 行业内重点公司推荐

公司代码	公司名称	投资评级
002202	金风科技	买入

### 市场表现对比图（近 12 个月）



资料来源：Wind

### 相关研究

《不忘初心，坚守景气》 2018-8-11

《风电新篇之二：以丹麦为鉴，解国内限电根源》  
2018-8-6

《锂电全球化推进，风电复苏加速》 2018-8-5

## 目录

浅析风电开发流程，前期工作-核准计划-核准-吊装-并网 .....	3
核准在建项目规模较大，储备充足支撑未来装机发展 .....	4
区域结构调整明显，风电向中东部及南方趋势明显 .....	6
开发企业多元化，民企与地方国企增添开发活力 .....	8
项目投资回报率高企，国内风电装机将重回增长 .....	11

## 图表目录

图 1：国家能源局下发的历年风电核准计划 .....	3
图 2：我国风电历年新增核准规模 .....	4
图 3：风电项目开发流程 .....	4
图 4：我国风资源储备丰富 .....	5
图 5：各省十三五新增风电装机规划 .....	6
图 6：2016-2017 年各省自行下发的风电开发计划规模（万千瓦） .....	7
图 7：青海、广西、湖北、河北等省 2017 年规划规模明显大于 2016 年（万千瓦） .....	7
图 8：青海、河南、广西、贵州等各省规划明显超过国家能源局下发规模（万千瓦） .....	8
图 9：2017 年多数四类风资源区平均利用小时数在 1900 小时以上 .....	13
图 10：国内风电招标持续维持高位 .....	15
表 1：根据水规院数据测算，预计目前国内风电已核准未并网规模约 119GW .....	5
表 2：根据国家能源局数据计算，预计目前累计核准未并网项目容量超 110GW .....	6
表 3：2015 年以来其他国企与民企等其他开发商项目占比持续上升 .....	8
表 4：2016 年各地政府风电核准项目不同性质企业项目规模分布 .....	8
表 5：2017 年各地政府风电核准项目不同性质企业项目规模分布 .....	9
表 6：2016 年地方规划项目 C15 高达 71%，其中五大集团占比为 34% .....	9
表 7：2017 年地方规划项目 C15 相比 2016 年下降 9 个点为 62%，其中五大集团占比下降至 31% .....	10
表 8：近年来大型电力集团中新能源平台项目占比呈现下降趋势 .....	10
表 9：传统火电企业逐步加大风电场投资 .....	11
表 10：目前四类风资源区投资回报率相对较高 .....	12
表 11：考虑四类风资源区电价为 0.5 元/KWh，IRR 仍超过 10% .....	12
表 12：金风 GW115/2.0MW 机组与 GW93/1.5M 数据对比 .....	13
表 13：金风科技 2.X 风机平台机型统计 .....	14
表 14：华能国际 2018 年风电场投资计划明显增加 .....	15

## 浅析风电开发流程，前期工作-核准计划-核准-吊装-并网

由于风电项目开发与建设周期相对较长，因此相比于光伏，风电具有更完善的项目储备库，从而对市场具有一定的预测性。近期，我们详细统计了 2015-2017 年国内风电项目核准情况，从核准规模、项目区域分布、企业分布等进行分析。

为了更清楚的认识风电，在此之前，我们首先简单阐述一下风电开发流程：

**1) 前期工作：**由于风资源数据获取相对困难，因此在项目开发前需要进行 1-2 年的风资源论证与评估（测风）。在风资源达到要求的情况下，开发企业进行前期工作批复、土地预审、电力接入意向函、环评许可等先期工作，此后编制可行性分析报告，申报省级发改委核准文件。

**2) 核准流程：**核准流程包括**核准计划与正式核准**两部分。1) 2017 年前，我国风电项目核准计划由国家能源局统一发放。每年年初，国家能源局综合各地上报的具体风电场项目，结合各地条件，统一下发核准计划。各省发改、能源部门按照国家能源局下发的核准计划（2016 年改为年度开发方案），进行项目的正式核准工作；2) 2017 年 2 月，国家能源局发布《2017 年度风电投资监测预警结果的通知》，通知指出红色预警区域暂停项目核准与建设；绿色预警的省份则可以根据自身消纳情况，自行安排项目核准与建设。此后的 7 月份，国家能源局根据各地上报情况，发布《关于可再生能源发展十三五规划实施的指导意见》，一次性下发 2017-2020 年风电核准计划。

按照此前项目建设进度，核准计划下发后，地方可以在 1-2 年内选择核准。同时，部分大型基地项目单独申请核准，不纳入国家核准计划，故一直以来年度核准计划数据与年度核准数据并不一致，且一般年度核准数据相对较大。如 2016 年我国下发风电开发计划 30.83GW，但是在云南、浙江等地未正式核准的背景下，我国核准风电项目仍达到 36.09GW。

图 1：国家能源局下发的历年风电核准计划



资料来源：国家能源局，长江证券研究所

图 2：我国风电历年新增核准规模

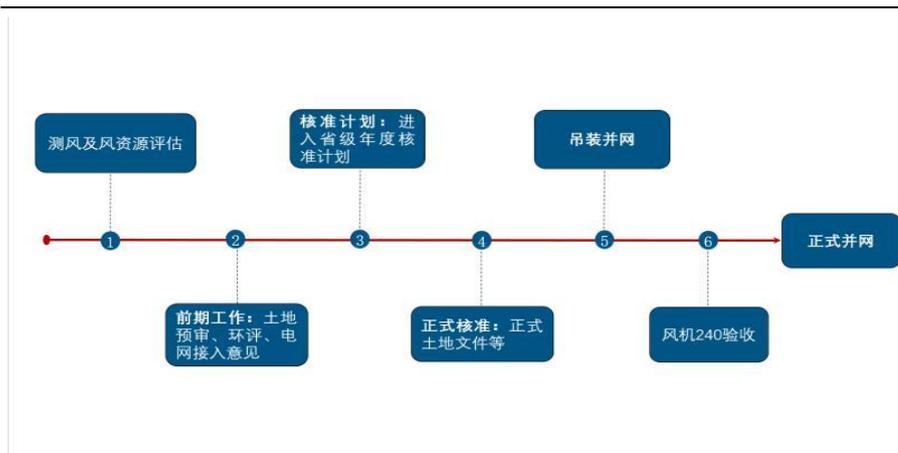


资料来源：水规院，长江证券研究所

**3) 吊装与并网：**开发企业取得核准文件后，可以选择在 2 年的有效期内开工建设，直至并网。由于风电场吊装周期相对较长，故一般采用吊装一台、并网一台的模式进行并网，存在使得吊装数据与并网数据存在一定的差异，这点在 2015-2016 年体现最为明显，是 2016 年上半年风机企业高基数的主要原因。

同时，项目并网后，一般存在风机 240 验收：是指风力发电机组在现场安装调试正常发电后，对风电机组进行的验收。每台机组应连续、稳定、无故障运行 240 小时，并且在此期间出现额定风速时，机组应达到额定出力，视为试运行合格。如果在 240 小时的试运行期间内，没有出现额定风速，则试运行顺延 120 小时。如果在上述顺延时间内仍然未出现额定风速，但机组运行正常，则视为试运行合格。在试运行合格后，风机正式进入质保期，风机企业正式确认风机销售。

图 3：风电项目开发流程



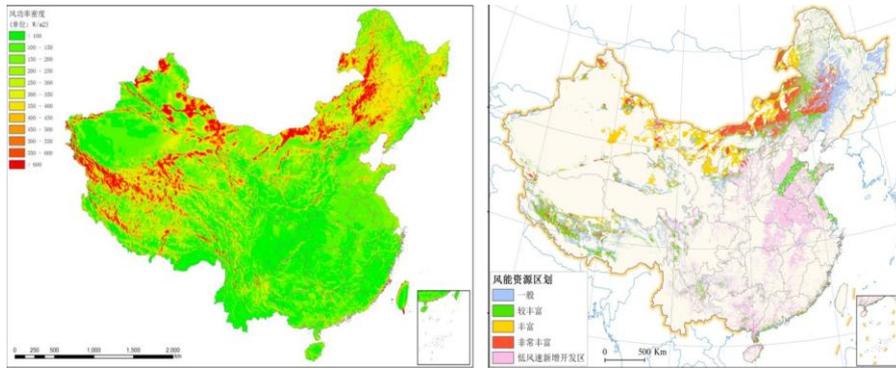
资料来源：长江证券研究所

## 核准在建项目规模较大，储备充足支撑未来装机发展

首先，从宏观风资源的角度出发来看，我国风资源丰富，根据国家气候中心及中国风能

协会数据，我国 80m 高度风能资源可利用面积超过 230 万 km<sup>2</sup>，技术开发量超过 40 亿 KW；其中，中东南部 19 省可开发利用面积超过 80 万 km<sup>2</sup>，低风速资源技术开发量约 10 亿 KW。

图 4：我国风资源储备丰富



资料来源：CWEA，国家气候中心，长江证券研究所

接下来，我们对目前国内具体核准项目规模进行详细分析：

### 1) 水规院数据

根据水规院数据，截至 2016 年底，我国累计核准风电项目 252.98GW，累计并网 147.91GW，核准未并网项目 105.07GW。

根据国家能源局下发的《关于可再生能源发展十三五规划实施的指导意见》，2017 年共 18 省合计开发计划为 30.65GW。根据各地发改委文件，我们统计到除天津、四川、福建外的其他 15 省市 2017 年核准计划，合计为 31.93GW，其中四川风电主要以凉山州基地项目为主，未单独下发。

我们据此简单估算，假设 2017 年风电并网 18GW，则截至目前我国风电已核准未并网规模为 119GW 左右，其中扣除红六省外，其他省份规模约 100GW 左右。

表 1：根据水规院数据测算，预计目前国内风电已核准未并网规模超 110GW

指标 (万千瓦)	2016 累计	2016 累计	2016 核准未	2017 年各省开发
	核准	并网	并网	计划
新疆、甘肃、内蒙、宁夏、黑龙江、吉林六省	9655	7596	2059	0
其他	15643	7195	8448	3193
<b>合计</b>	<b>25298</b>	<b>14791</b>	<b>10507</b>	<b>3193</b>

资料来源：水规院，长江证券研究所

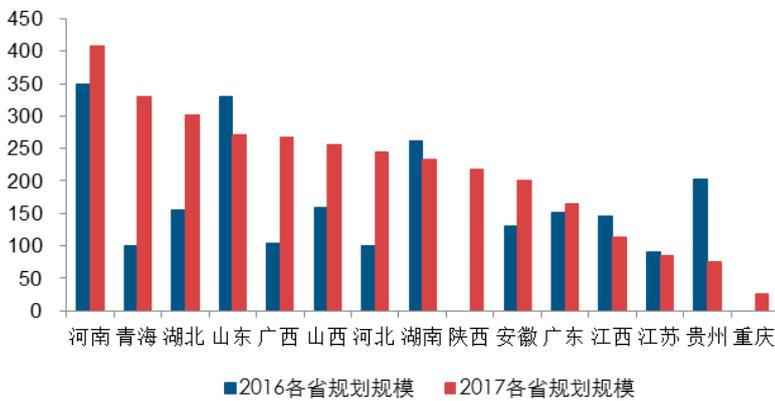
### 2) 国家能源局数据

根据国家能源局数据，截至 2015 年底，我国风电累计核准容量 216.41GW，累计并网容量 129.34GW（与水规院数据略有不同）。



湖北、河北、山西、安徽、河南等省份 2017 年风电开发规划规模明显大于 2016 年风电开发规划规模。

图 6：2016-2017 年各省自行下发的风电开发计划规模（万千瓦）



资料来源：各地区能源局，各地区发改委，长江证券研究所

图 7：青海、广西、湖北、河北等省 2017 年规划规模明显大于 2016 年（万千瓦）

#### 2017各省规划规模-2016年各省规划规模



资料来源：各地区能源局，各地区发改委，长江证券研究所

另一方面，我们对比 2017 年各省自行下发规划规模与国家能源局下发的《2017-2020 年风电开发规划》规模，青海、河南、广西、贵州等各省规划明显超过国家能源局下发规模，山东、陕西则预计受潜在的限电风险影响，当前下发的规模低于国家能源局水平。

图 8：青海、河南、广西、贵州等省规划明显超过国家能源局下发规模（万千瓦）



资料来源：国家能源局，各地区能源局，各地区发改委，长江证券研究所

## 开发企业多元化，民企与地方国企增添开发活力

我们进一步分析项目属性，根据可统计的 2015-2017 年各省发布的风电项目来看，五大四小项目规模占比持续下降，而其他国企与民企等其他占比持续上升，尤其是 2017 年，民企核准项目容量占比较前期明显上升。

表 3：2015 年以来其他国企与民企等其他开发商项目占比持续上升

风电开发计划（万千瓦）	2015	2016	2017
五大四小项目规模	1835	1300	1363
其他国企项目规模	640	518	671
民企及其他项目规模	924	687	1049
规模总计	3400	2504	3083
五大四小规模占比	54.0%	51.9%	44.2%
其他国企规模占比	18.8%	20.7%	21.8%
民企及其他规模占比	27.2%	27.4%	34.0%

资料来源：国家能源局，各地区能源局，各地区发改委，长江证券研究所

表 4：2016 年各地政府风电核准项目不同性质企业项目规模分布

企业性质	项目规模（万千瓦）	项目个数	规模占比
五大	843	127	33.7%
四小	457	79	18.2%
其他央企	336	54	13.4%
地方国企	182	33	7.3%
国企合计	1818	293	72.6%
民企及其他	687	108	27.4%
总计	2504	401	100%

资料来源：国家能源局，各地区能源局，各地区发改委，长江证券研究所

表 5：2017 年各地政府风电核准项目不同性质企业项目规模分布

企业性质	项目规模 (万千瓦)	项目个数	规模占比
五大	951	150	30.8%
四小	413	71	13.4%
其他央企	425	64	13.8%
地方国企	246	43	8.0%
国企合计	2034	328	66.0%
民企及其他	1049	182	34.0%
<b>总计</b>	<b>3083</b>	<b>510</b>	<b>100%</b>

资料来源：国家能源局，各地区能源局，各地区发改委，长江证券研究所

同时，风电场项目核准的集中度水平亦明显下降，投资主体多元化趋势明显：2016 年前 15 家运营商项目占比达到 71%，其中五大集团为 34%；2017 年前 15 家运营商项目占比则下降至 62%，其中五大集团为 31%。

结合上述两点，我们认为，在当前风电高收益背景下，民企、地方国企等进入风电场运营领域的意愿明确，经过此前 2-3 年的项目储备期，2018 年起，预计以民企、地方国企为代表的中小型风电运营商将全面崛起。

表 6：2016 年地方规划项目 C15 高达 71%，其中五大集团占比为 34%

序号	项目单位	项目规模 (万千瓦)	项目个数	规模占比
1	华润电力	288.6	46	11.52%
2	国电投	234.1	30	9.35%
3	华能集团	190.6	24	7.61%
4	国电集团	179.3	33	7.16%
5	中广核	168.0	33	6.71%
6	华电集团	161.7	25	6.46%
7	中电建	101.2	16	4.04%
8	大唐集团	97.5	17	3.89%
9	神华集团	67.2	9	2.68%
10	三峡集团	64.2	13	2.56%
<b>11</b>	<b>金风科技</b>	<b>61.0</b>	<b>9</b>	<b>2.44%</b>
12	协合投资有限公司	48.2	7	1.92%
13	三一重能	44.8	8	1.79%
14	北京宣力投资	44.6	7	1.78%
15	中国电力国际发展	29.4	6	1.17%
<b>16</b>	<b>其他</b>	<b>723.9</b>	<b>118</b>	<b>28.91%</b>
<b>合计</b>		<b>2504.4</b>	<b>401</b>	

资料来源：国家能源局，各地区能源局，各地区发改委，长江证券研究所

表 7: 2017 年地方规划项目 C15 相比 2016 年下降 9 个点为 62%, 其中五大集团占比下降至 31%

序号	行标签	求和项:项目规模 (万千瓦)	求和项:项目个数	规模占比
1	国电投	352.9	47	11.45%
2	华润电力	262.5	44	8.52%
3	国电集团	198.1	35	6.42%
4	大唐集团	152.9	26	4.96%
5	中广核	150.1	27	4.87%
6	华电集团	122.6	20	3.98%
7	华能集团	119.6	22	3.88%
8	三峡集团	88.9	14	2.88%
9	中电建	81.2	13	2.63%
10	中节能	76.0	9	2.47%
11	远景能源	76.0	12	2.46%
12	华信锅炉	60.0	7	1.95%
13	金风科技	59.8	11	1.94%
14	中国能建	58.9	10	1.91%
15	湖北某能源企业	58.6	11	1.90%
<b>16</b>	<b>其他</b>	<b>1164.7</b>	<b>202</b>	<b>37.78%</b>
	<b>总计</b>	<b>3082.8</b>	<b>510</b>	<b>100%</b>

资料来源: 国家能源局, 各地区能源局, 各地区发改委, 长江证券研究所

另一方面, 我们统计国电集团、华能集团、华电集团、大唐集团数据来看, 虽然期间略有反复, 但基本上大型电力集团中新能源平台项目占比呈现下降趋势, 而非新能源平台的其他企业主体项目占比则有所上升, 从另一维度证明了当前风电场投资主体多元化的趋势判断。

表 8: 近年来大型电力集团中新能源平台项目占比呈现下降趋势

集团名称	年份	类别	项目规模 (万千瓦)	项目个数	新能源平台规模占比
华能集团	2015	华能新能源	164.85	24	58.86%
		非新能源上市平台	115.2	17	
		合计	280.05	41	
	2016	华能新能源	64.4	11	33.78%
		非新能源上市平台	126.22	13	
		合计	190.62	24	
2017	华能新能源	42.6	8	35.62%	
	非新能源上市平台	77	14		
	合计	119.6	22		
华电集团	2015	华电福新	81.39	13	39.53%
		非新能源上市平台	124.5	16	
		合计	205.89	29	
	2016	华电福新	78.95	13	48.82%
		非新能源上市平台	82.78	12	
		合计	161.73	25	

		华电福新	38.2	6	
2017	非新能源上市平台	84.42	14	31.15%	
	合计	122.62	20		
<hr/>					
		龙源电力	68.2	14	
2015	非新能源上市平台	248.27	46	21.55%	
	合计	316.47	60		
<hr/>					
		龙源电力	118.72	23	
国电集团	2016 非新能源上市平台	60.58	10	66.21%	
	合计	179.3	33		
<hr/>					
		龙源电力	117.55	21	
2017	非新能源上市平台	80.5	14	59.35%	
	合计	198.05	35		
<hr/>					
		大唐新能源	65.8	11	
2015	非新能源上市平台	91.58	15	41.81%	
	合计	157.38	26		
<hr/>					
		大唐新能源	20.5	5	
大唐集团	2016 非新能源上市平台	76.95	12	21.04%	
	合计	97.45	17		
<hr/>					
		大唐新能源	37.67	9	
2017	非新能源上市平台	115.2	17	24.64%	
	合计	152.87	26		

资料来源：国家能源局，各地区能源局，各地区发改委，长江证券研究所

事实上，我们国电电力、华能国际、大唐发电等传统火电企业近年来风电场投资来看，已呈现明显增加趋势。

表 9：传统火电企业逐步加大风电场投资

传统火电企业风电投资	新增风电装机 (MW)			新增核准
	国电电力	华能国际	大唐发电	大唐发电
2015	278	714	150	480
2016	542	328	188	619
2017	1022	888	127	1030

资料来源：各自公司年报，长江证券研究所

## 项目投资回报率高企，国内风电装机将重回增长

充足的项目储备为我国风电 2018-2020 年装机增长奠定基础。在此背景下，决定国内风电装机的关键因素将在于项目投资回报率，即企业愿不愿意建的问题。

为此，我们以四类风资源区为例，对当前国内风电场投资回报率进行测算，并做如下假设：

- 1、目前四类风资源区 2018 年以前核准项目，标杆电价为 0.60 元/KWh，2018 年核准项目标杆电价为 0.57 元/KWh，我们以 0.57 元/KWh 作为标杆电价计算；
- 2、发电小时数方面，在当前国内风机技术水平下，四类风资源区风电场发电小时数处

于 2000 小时左右，我们分别对 1800、1900、2000、2100、2200 小时进行敏感性测算；

- 目前四类风资源区风电建设成本 8 元/W 左右，我们分别对 7.3、7.6、7.9、8.2、8.5 元/W 进行敏感性测算；
- 假设贷款比例为 70%，分利率为 4.9%、6% 两种情形进行测算。

经测算，中性假设条件下，目前四类风资源风电场投资回报率约 15%；即使在相对谨慎的假设条件下，投资回报率亦超过 10%，对企业具有明显吸引力。

表 10：目前四类风资源区投资回报率相对较高

四类风资源区风电场IRR测算		1800	1900	2000	2100	2200
横轴：发电小时数	7.3	15.06%	17.04%	19.10%	21.22%	23.41%
纵轴：装机成本（元/W）	7.6	13.76%	15.63%	17.55%	19.53%	21.58%
资金成本：4.9%	7.9	12.60%	14.35%	16.16%	18.02%	19.94%
	8.2	11.54%	13.19%	14.90%	16.65%	18.45%
	8.5	10.57%	12.14%	13.75%	15.41%	17.11%
四类风资源区风电场IRR测算		1800	1900	2000	2100	2200
横轴：发电小时数	7.3	13.98%	15.90%	17.88%	19.94%	22.07%
纵轴：装机成本（元/W）	7.6	12.72%	14.53%	16.39%	18.31%	20.30%
资金成本：6%	7.9	11.60%	13.29%	15.04%	16.84%	18.70%
	8.2	10.57%	12.17%	13.82%	15.52%	17.27%
	8.5	9.64%	11.16%	12.72%	14.32%	15.97%

资料来源：长江证券研究所

更进一步，今年 5 月国家能源局发布《关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知》，通知指出：1) 尚未发布 2018 年风电开发计划的地区，需采用竞争方式配置风电项目；2) 2019 年起，全国范围内风电项目均需采用竞争性分配方式。

竞争配置要素包括标杆电价、企业能力、设备先进性、技术方案、项目进度与消纳条件等多个方面，其中电价占比不低于 40%。鉴于此，考虑一定幅度竞价，假设通过竞争性配置，四类风资源区新建风电场项目标杆电价降至 0.5 元/KWh，下降幅度约 15%。

在此电价水平下，经测算：

- 在贷款利率 4.9%、建设成本 7.9 元/W 的情况下，只要发电小时数超过 1900 小时，风电场投资回报率便超过 10%；
- 在贷款利率 4.9%、建设成本 7.9 元/W 的情况下，发电小时数 1900-2000 小时，风电场投资回报率在 10% 左右；

表 11：考虑四类风资源区电价为 0.5 元/KWh，IRR 仍超过 10%

四类风资源区风电场IRR测算		1800	1900	2000	2100	2200
横轴：发电小时数	7.3	10.89%	12.51%	14.17%	15.89%	17.65%
纵轴：装机成本（元/W）	7.6	9.84%	11.37%	12.93%	14.54%	16.20%
资金成本：4.9%	7.9	8.89%	10.33%	11.81%	13.33%	14.88%
	8.2	8.02%	9.39%	10.79%	12.23%	13.69%

竞价后电价：0.50元 /KWh	8.5	7.22%	8.53%	9.86%	11.23%	12.62%
<b>四类风资源区风电场IRR测算</b>	<b>1800</b>	<b>1900</b>	<b>2000</b>	<b>2100</b>	<b>2200</b>	
横轴：发电小时数	7.3	9.94%	11.51%	13.12%	14.78%	16.48%
纵轴：装机成本（元 /W）	7.6	8.93%	10.41%	11.92%	13.48%	15.08%
	7.9	8.01%	9.41%	10.84%	12.30%	13.81%
资金成本：6%	8.2	7.17%	8.50%	9.86%	11.24%	12.66%
竞价后电价：0.50元 /KWh	8.5	6.40%	7.67%	8.96%	10.28%	11.62%

资料来源：长江证券研究所

前面我们已经提到，目前风机技术水平下，四类风资源区风电场发电小时数普遍处于1900-2000小时左右，从而保证风电场具有10%以上投资回报率水平。以2017年数据为例，湖北、湖南、浙江、安徽、江西、山西、江苏等地发电小时数均在1900小时以上。

图9：2017年多数四类风资源区平均利用小时数在1900小时以上



资料来源：国家能源局，长江证券研究所

更重要的是，近年来国内风机技术进步明显，大叶片、高塔、高功率机型不断推出，进一步提升国内风电利用小时数水平。

以金风 GW115/2.0MW 机组与 GW93/1.5M 数据对比来看：

- 1、在 5.5m/s 的年平均风速下，GW115/2.0MW 机组年有效利用小时数（0.75）已经可以达到 2278 小时，较 GW93/1.5M 机组高 12.82%；
- 2、在 5m/s 的年平均风速下，GW115/2.0MW 机组年有效利用小时数（0.75）可以达到 1886 小时，较 GW93/1.5M 机组高 14.32%；

表 12：金风 GW115/2.0MW 机组与 GW93/1.5M 数据对比

金风 93/1500	5m/s	5.5m/s	6m/s	6.5m/s	单位
单机理论电量	3300684	4038232	4764179	5431522	kwh
理论年等效小时数	2200	2692	3176	3621	h
年等效小时数 (0.7)	1540	1884	2223	2535	h

年等效小时数 (0.75)	1650	2019	2382	2716	h
年等效小时数 (0.8)	1760	2154	2541	2897	h
<b>金风 115/2000</b>	<b>5m/s</b>	<b>5.5m/s</b>	<b>6m/s</b>	<b>6.5m/s</b>	<b>单位</b>
单机理论电量	5030458	6074154	7045034	7937904	kwh
理论年等效小时数	2515	3037	3523	3969	h
年等效小时数 (0.7)	1761	2126	2466	2778	h
年等效小时数 (0.75)	1886	2278	2642	2977	h
年等效小时数 (0.8)	2012	2430	2818	3175	h
115/93	14.32%	12.82%	10.93%	9.61%	

资料来源:《GW115/2.0MW 机组情况介绍》,长江证券研究所

目前金风 2.0 机组已进一步向 121、126、131 机型发展,基本可以保证四类风资源区实现 1900-2000 小时以上的利用小时水平。

表 13: 金风科技 2.X 风机平台机型统计

项目	单位	规格							
型号		GW108/2000	GW115/2000	GW/115/2100	GW115/2200	GW121/2000	GW126/2200	GW131/2200	GW131/2300
<b>运行参数</b>									
额定功率	kw	2000	2000	2100	2200	2000	2200	2200	2300
设计风区等级		IIIB/IIIA	S	S	S	S	IEC IIIB	S	S
切入风速	m/s	3	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
额定风速	m/s	9.5	9	9.2	9.4	8.8	8.8	8.6	8.8
切出风速	m/s	22	19	19	19	19	23	23	23
<b>叶轮系统</b>									
叶轮直径	m	108	115	115	115	121	126	131	131
扫风面积	m <sup>2</sup>	9156.2	10381.6	10381.6	10381.6	11547.5	12462.7	13471.4	13471.4

资料来源:金风科技官网,长江证券研究所

丰富的项目储备,叠加较高的投资回报率,使得国内风电场开发热情持续处于高位。从招标数据来看,2016 年国内风电招标 28.4GW,2017 年招标 27.5GW,预计今年上半年风电招标将超过 15GW,持续维持高位,

图 10: 国内风电招标持续维持高位



资料来源: 金风科技, 长江证券研究所

2017 年受地方环保政策等影响, 中东部地区风电场建设相对较慢。我们认为, 随着环保影响逐步边际减弱, 现有风电核准项目逐步进入建设期, 较高的投资回报率将驱动国内风电装机重回增长。尤其是 2019-2020 年, 受电价下调预期影响, 将存在一定抢装印因素, 进一步刺激国内风电场投资, 支撑国内风电装机增长。我们从华能国际 2018 年投资计划来看, 风电场投资增加明显。

表 14: 华能国际 2018 年风电场投资计划明显增加

华能国际	2017年资本支出	2018年资本支出计划	同比
火电	81.72	55.07	-32.61%
水电	1.07	0.25	-76.64%
风电	59.02	88.7	50.29%
煤炭	2.82	6.28	122.70%
光伏	35.1	10.15	
技术改造	75.18	33.15	
港口	5.54	1.5	

资料来源: 公司年报, 长江证券研究所

## 投资评级说明

行业评级	报告发布日后的 12 个月内行业股票指数的涨跌幅度相对同期沪深 300 指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：
看好	相对表现优于市场
中性	相对表现与市场持平
看淡	相对表现弱于市场
公司评级	报告发布日后的 12 个月内公司的涨跌幅度相对同期沪深 300 指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：
买入	相对大盘涨幅大于 10%
增持	相对大盘涨幅在 5%~10%之间
中性	相对大盘涨幅在-5%~5%之间
减持	相对大盘涨幅小于-5%
无投资评级	由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

## 联系我们

### 上海

浦东新区世纪大道 1198 号世纪汇广场一座 29 层 (200122)

### 武汉

武汉市新华路特 8 号长江证券大厦 11 楼 (430015)

### 北京

西城区金融街 33 号通泰大厦 15 层 (100032)

### 深圳

深圳市福田区中心四路 1 号嘉里建设广场 3 期 36 楼 (518048)

## 重要声明

长江证券股份有限公司具有证券投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号：10060000。

本报告的作者是基于独立、客观、公正和审慎的原则制作本研究报告。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

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

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