

电气设备

平价接力政策，“风光”穿越周期

-新能源发电 2019 年策略

评级：增持（维持）

分析师：邹玲玲

执业证书编号：S0740517040001

Email: zoull@r.qlzq.com.cn

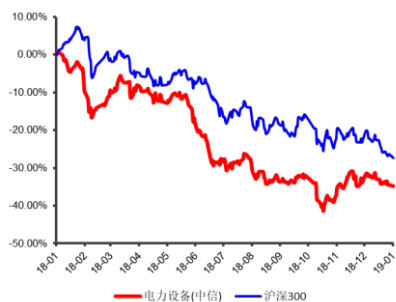
研究助理：花秀宁

Email: huaxn@r.qlzq.com.cn

基本状况

上市公司数	156
行业总市值(百万元)	1055177
行业流通市值(百万元)	828877

行业-市场走势对比



相关报告

<<风电中游尚存预期差，日韩锂电龙头扩产几何？>>2019.01.01

<<11月风电装机同增50%，电动车持续景气>>2018.12.24

<<再融资助推产业延伸，完善氟化工及电解液纵向一体化布局>>2018.12.20

简称	股价 (元)	EPS				PE				评级
		2017	2018E	2019E	2020E	2017	2018E	2019E	2020E	
隆基股份	17.3	1.81	0.92	1.20	1.45	10	19	14	12	买入
金雷风电	10.8	0.63	0.65	0.75	1.33	17	17	15	8	增持
通威股份	8.28	0.52	0.52	0.78	0.95	16	16	11	9	买入
金风科技	9.66	0.84	0.96	1.27	1.54	12	10	8	6	买入
天顺风能	4.40	0.26	0.28	0.41	0.55	17	15	11	8	买入

投资要点

- **新能源发电：弱周期属性。**新能源发电项目的投资吸引力受资金成本和无风险收益率影响。2019年经济预期下行下，贷款利率和10年期国债收益率预期下行，新能源发电项目吸引力提升，同时新能源发电具有弱周期属性，我们认为其需求受宏观经济影响较小。
- **光伏：531新政加快平价进程，1-2年平价区域或达50%，2019年需求有望正增长，关注高效化和竞争格局优化带来的机会。**受531新政影响，2018年光伏新增装机同降20%以上，光伏产业链各环节价格降幅在30-40%左右。当前光伏系统成本为4.0-4.5元/W，考虑到低成本产能投放和技术进步等因素，我们预计我国光伏系统成本1-2年内或降低至3.5-4.0元/W，届时全国50%用电量的地区可以实现平价。短期来看，能源局座谈会扭转了国内光伏政策悲观预期，装机指标指引和退坡时间点或超预期；同时由于光伏产业链价格在531后大幅下滑，国内平价项目将批量出现，海外需求也有支撑，中性来看，2019年全球光伏新增装机有望同增5%。另一方面，531新政加速行业洗牌，竞争格局优化，因此当2019年需求向好时，产业链盈利将实现触底回升。此外，提效是实现平价的关键途径，而双面技术和PERC技术分别占第三批光伏领跑者项目数的50%和70%，将成为技术发展的主流方向，关注由此带来的POE胶膜、光伏玻璃、PERC设备等方面的投资机会。
- **风电：1-2年平价区域或达80%，竞价平稳过渡，2019年国内风电新增装机或达28GW，成本端钢价预期下行利好风电中游零部件。**当前我国陆上风电系统成本约为7.0-7.5元/W，考虑到路条费取消以及机组大型化等技术进步，我们预计我国陆上风电系统成本1-2年内或降低至6.0-6.5元/W，届时全国80%用电量的地区可以实现平价。短期来看，在2018年三北解禁、中东部常态化、海上和分散式放量等逻辑基础上，2019年行业还有两个积极因素：三北地区继续解禁以及电价抢开工，我们预计2019年新增装机约28GW，同增约20%。关于2019年推行的竞争配置，各省区分别设置了分档降价、加权平均基准电价等避免出现恶性电价竞争的细则。此外，由于环保限产边际放松，需求偏弱，2019年成本端钢材价格预期处于下行通道，在风电需求向上的背景下，对于风电中游零部件企业（尤其是铸锻件环节）来说，将进入类似于2013-2015年的历史性的盈利向上周期。
- **投资建议：**我们预计2019年风光需求均正增长，且1-2年开始平价，届时政策影响将边际弱化，平价项目将成为需求主要驱动力。再叠加当前板块估值较低，我们认为2019年新能源发电行业具备配置价值，重点推荐各环节龙头标的：（1）光伏：**隆基股份、通威股份、福斯特、阳光电源、正泰电器**；（2）风电：**金雷风电、日月股份、金风科技、天顺风能**。
- **风险提示：**新能源政策风险，新能源消纳改善不及预期，补贴拖欠超预期。

内容目录

1、2018 年板块回顾：政策扰动大，估值处于历史底部区间	- 5 -
1.1 市场表现：政策扰动，跌幅较大	- 5 -
1.2 估值水平：历史底部区间	- 6 -
2、宏观环境变化：宏观经济短期承压，新能源发电具弱周期属性	- 7 -
2.1 研究框架：需求、供给、技术三因素影响，需求是关键	- 7 -
2.2 宏观环境变化：宏观经济预期承压，新能源发电需求具有弱周期属性	- 8 -
3、光伏：2019 年需求有望正增长，关注平价项目和海外需求	- 10 -
3.1 行业回顾：531 新政扰乱行业发展节奏	- 10 -
3.2 短期需求：国内平价项目初现，海外需求有支撑，19 年需求或增长	- 12 -
3.3 中长期需求：1-2 年约 50%用电区域有望实现平价	- 14 -
3.4 行业机会：高效化和竞争格局优化利好细分龙头	- 17 -
4、风电：景气持续，风电中游零部件迎拐点	- 20 -
4.1 行业回顾：三北解禁、中东部常态化逻辑兑现	- 20 -
4.2 短期需求：三北继续解禁、电价抢开工，19 年新增装机有望增长	- 21 -
4.3 中长期需求：1-2 年约 80%用电区域有望实现平价	- 24 -
4.4 行业机会：竞价提升度电成本关注度，钢价下行利好风电中游	- 27 -
5、投资建议：平价临近，优选龙头	- 31 -
5.1 平价上网临近，政策影响弱化	- 31 -
5.2 估值相对较低，优选细分龙头	- 32 -
6、风险提示	- 34 -

图表目录

图表 1: 电气设备 2018 年下跌 35% (2018-12-30)	- 5 -
图表 2: 2018 年 5 月开始光伏、风电跌幅超过大盘.....	- 5 -
图表 3: 新能源发电板块年度涨跌前十.....	- 5 -
图表 4: 电气设备 PE (TTM) 23.0, 后 3.8%分位.....	- 6 -
图表 5: 板块估值处于历史底部区间.....	- 6 -
图表 6: 新能源发电行业研究框架.....	- 7 -
图表 7: 风光装机增速与 GDP 增速关系 (%)	- 8 -
图表 8: 风光装机增速与基建增速关系 (%)	- 8 -
图表 9: 新能源发电项目投资驱动力分解.....	- 8 -
图表 10: 金融机构基准利率上浮占比降低.....	- 9 -
图表 11: 10 年期国债收益率处于下行通道.....	- 9 -
图表 12: 光伏月度新增装机 (GW)	- 10 -
图表 13: 光伏月度新增装机累计 (GW)	- 10 -
图表 14: 18Q1-3 光伏新增并网 34.5GW, 同降 20%.....	- 10 -
图表 15: 18Q1-3 分布式光伏新增 17.1GW, 同增 12%.....	- 10 -
图表 16: 2014-2018 年光伏上网电价一览表 (元/kWh, 含税)	- 11 -
图表 17: 2019、2020 年国内装机指引超预期.....	- 12 -
图表 18: 2019 年国内光伏新增装机拆分 (GW)	- 12 -
图表 19: 531 以来多晶硅价格下降约 40%.....	- 13 -
图表 20: 531 以来硅片价格下降约 35%.....	- 13 -
图表 21: 531 以来电池片价格下降约 40%.....	- 13 -
图表 22: 531 以来组件价格下降约 30%.....	- 13 -
图表 23: 光伏项目 IRR 随系统成本降低而增加.....	- 14 -
图表 24: 2018-2022 全球光伏年新增装机 (GW)	- 14 -
图表 25: 2018 年底光伏补贴缺口 1045 亿元.....	- 14 -
图表 26: 不同光伏项目收益率测算的假设.....	- 15 -
图表 27: 不同系统成本下光伏平价区域用电量的占比情况.....	- 15 -
图表 28: 不同地区光伏发电实现平价时的系统成本.....	- 16 -
图表 29: 2021-2025 年光伏每年新增装机均值约为 184GW.....	- 17 -
图表 30: 晶硅组件最优一体化生产成本预测 (美分/W)	- 18 -
图表 31: 不同电池效率下系统成本 (元/W)	- 18 -
图表 32: 高效化是降低度电成本最有效的途径.....	- 18 -
图表 33: 电池片产能区域开工率走势.....	- 19 -

图表 34: 海外电池片价格 11 月后开始缓慢上涨.....	- 19 -
图表 35: 风电月度新增装机 (GW)	- 20 -
图表 36: 风电月度新增装机累计 (GW)	- 20 -
图表 37: 三北复苏、中东部常态化趋势明显 (GW)	- 21 -
图表 38: 2019 年国内风电新增装机预计 28GW.....	- 22 -
图表 39: 18Q1-3 弃风率为 7.7%，同降 4.7PCT	- 22 -
图表 40: 18Q1-3 西北弃风率为 16.8%，同降 7.7PCT.....	- 22 -
图表 41: 2019 年预计三北地区或将全部解禁.....	- 23 -
图表 42: 2019 年非竞价项目约 104.77GW	- 23 -
图表 43: 最新风电电价调整政策 (元/kWh, 含税)	- 23 -
图表 44: 2018 年底风电补贴缺口 617 亿.....	- 24 -
图表 45: 不同风电项目收益率测算的假设.....	- 24 -
图表 46: 不同系统成本下风电平价区域用电量的占比情况.....	- 25 -
图表 47: 不同地区风力发电实现平价时的系统成本.....	- 26 -
图表 48: 2021-2025 年风电每年新增装机均值约为 109GW.....	- 27 -
图表 49: 广东、宁夏风电竞价细则对比.....	- 28 -
图表 50: 广东陆上风电竞价电价得分随电价降幅关系.....	- 28 -
图表 51: 2025 中国陆上风电 LCOE 路线图.....	- 28 -
图表 52: 美国风电主流机型度电成本走势.....	- 28 -
图表 53: 螺纹钢期货出现大幅下行 (元/吨)	- 29 -
图表 54: 风电新增装机增速与钢价增速出现反向交叉.....	- 29 -
图表 55: 风电中游制造各环节毛利率随需求增速和钢价增速的变化 (%)	- 30 -
图表 56: 钢价对风电中游铸锻件 2019 年毛利率敏感性分析.....	- 30 -
图表 57: 风电、光伏板块 2019 年的估值约为 13、14 倍 (2019-1-2)	- 32 -

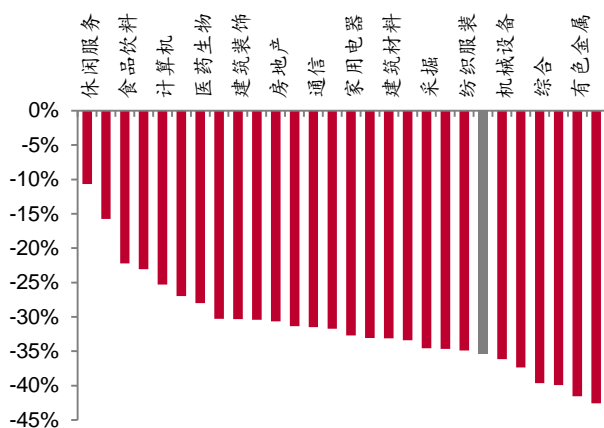
1、2018 年板块回顾：政策扰动大，估值处于历史底部区间

1.1 市场表现：政策扰动，跌幅较大

■ **政策扰动致使新能源发电板块大幅下跌。**2018 年以来，电力设备(申万) 板块下跌 35.42%，涨跌幅排名申万 28 个一级行业中的第 22 位。就新 能源细分子版块来说，风电设备(申万)和光伏设备(申万)2018 年以 来分别下跌 48.03%、39.22%，下跌幅度均超过电气设备(申万)。从走 势上看，风电设备(申万)和光伏设备(申万)偏离大盘的下跌是从 2018 年 5 月底开始的，主要原因有：

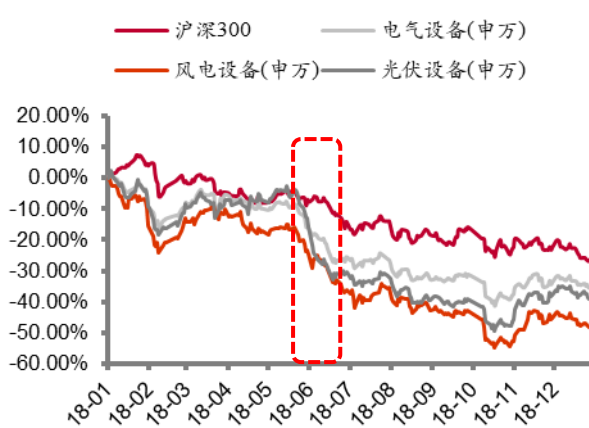
- (1) 光伏 531 新政导致国内光伏行业下半年需求冰冻；
- (2) 黑龙江工信委要求光伏、风电发电企业强行参与电力直接交易，市 场预期新能源存量项目补贴存在调整的可能性；
- (3) 国企去杠杆、中东部环保和天气原因导致风电新增装机数据低于年 初 25GW 的预期。

图表 1：电气设备 2018 年下跌 35% (2018-12-30)



来源：Wind，中泰证券研究所

图表 2：2018 年 5 月开始光伏、风电跌幅超过大盘



来源：能源局，中泰证券研究所

图表 3：新能源发电板块年度涨跌前十

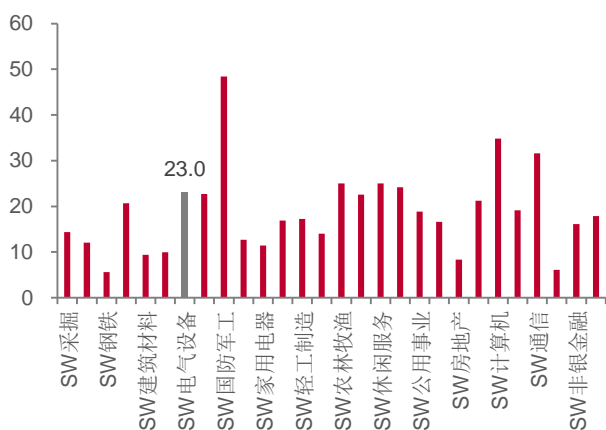
新能源涨幅前十					新能源跌幅前十				
代码	名称	最新	涨跌幅	18Q1-3业绩增速	代码	公司	最新	涨跌幅	18Q1-3业绩增速
300748.SZ	金力永磁	21.71	180%	16%	002323.SZ	*ST百特	1.31	-81%	-98%
603105.SH	芯能科技	13.08	88%	31%	300317.SZ	珈伟新能	4.70	-70%	-96%
300724.SZ	捷佳伟创	28.48	40%	24%	600290.SH	华仪电气	4.64	-65%	-51%
002506.SZ	协鑫集成	5.00	17%	-300%	603063.SH	禾望电气	6.31	-65%	-76%
603606.SH	东方电缆	8.93	5%	213%	300129.SZ	泰胜风能	2.86	-64%	-86%
603806.SH	福斯特	26.80	4%	-6%	300700.SZ	岱勒新材	24.98	-61%	-29%
002643.SZ	万润股份	10.12	-4%	1%	600416.SH	湘电股份	5.16	-59%	-892%
601877.SH	正泰电器	24.24	-4%	42%	002665.SZ	首航节能	2.81	-58%	-115%
300082.SZ	奥克股份	6.00	-10%	60%	300393.SZ	中来股份	15.08	-56%	-33%
000027.SZ	深圳能源	5.25	-12%	-25%	002518.SZ	科士达	7.20	-55%	-10%

来源：Wind，中泰证券研究所

1.2 估值水平：历史底部区间

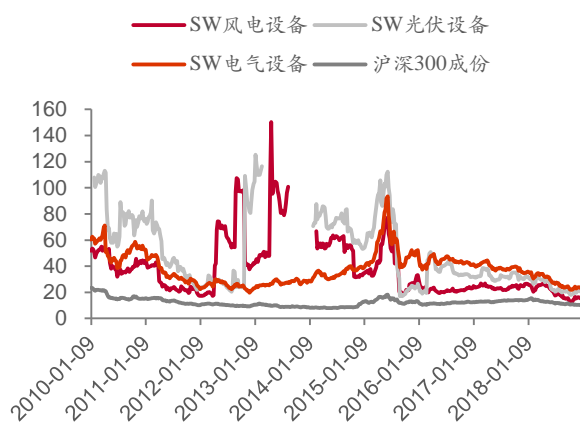
- 估值处于历史相对较低的区域。截止 2018 年 12 月 30 日，电力设备（申万）板块整体估值（PE TTM）约 23.0，排名申万 28 个一级行业中的第 7 位，但处于其历史后 3.8%分位。就新能源细分子版块来说，风电设备（申万）和光伏设备（申万）整体估值（PE TTM）分别为 15.4、20.3，估值均低于电气设备板块估值，同时分别处于历史后 1.2%分位、后 3.0%分位。

图表 4：电气设备 PE (TTM) 23.0，后 3.8%分位



来源：Wind，中泰证券研究所，截止 2018 年 12 月 30 日

图表 5：板块估值处于历史底部区间



来源：Wind，中泰证券研究所

2、宏观环境变化：宏观经济短期承压，新能源发电具弱周期属性

2.1 研究框架：需求、供给、技术三因素影响，需求是关键

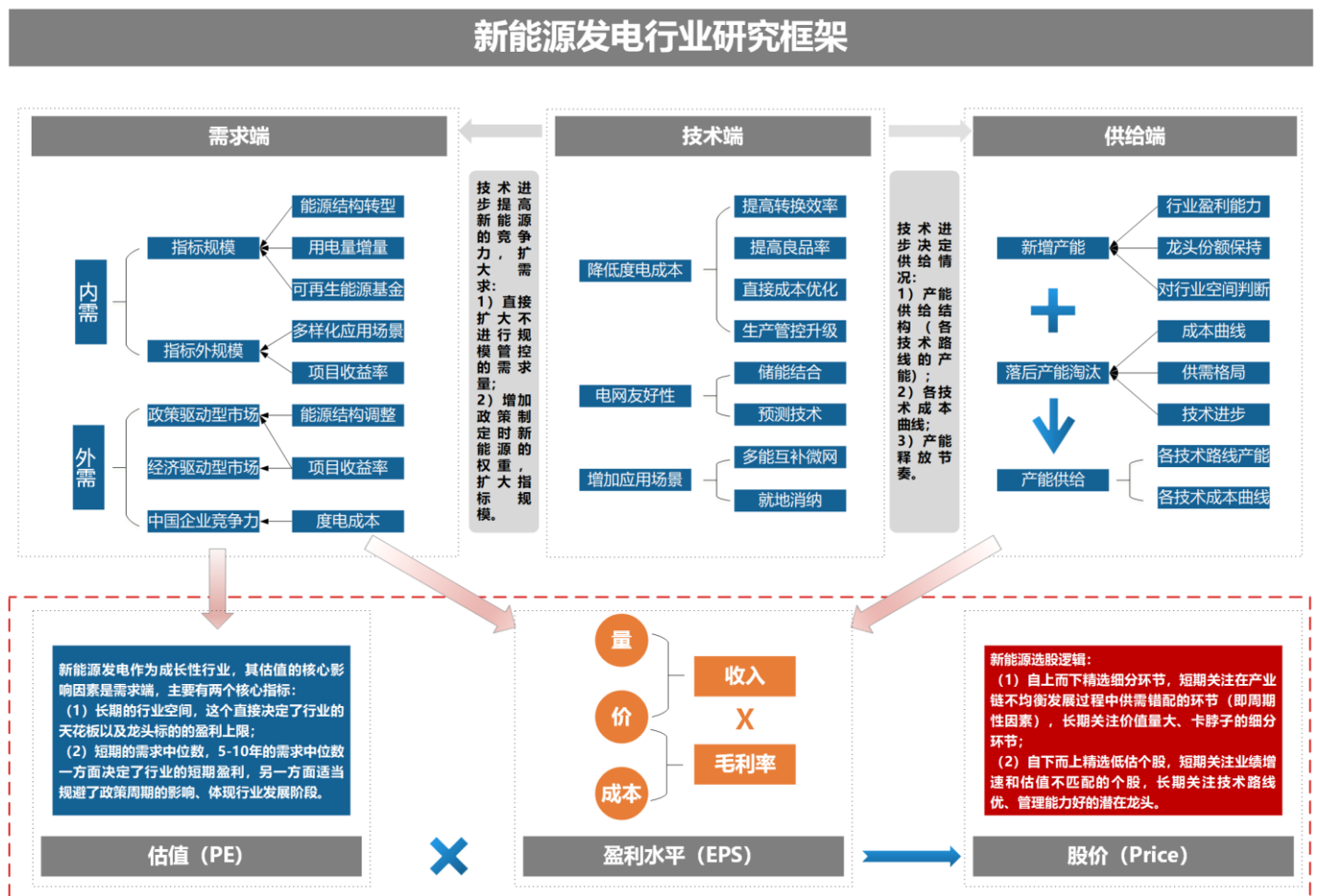
- **需求影响估值，供需决定盈利，技术左右供需格局。** 新能源发电的分析框架主要包括以下几个关键点：

(1) 需求影响估值： 新能源发电作为成长性行业，其估值的核心影响因素是需求端，主要有两个核心指标：一是长期的行业空间，这个直接决定了行业的天花板以及龙头标的的盈利上限；二是短期的需求中位数，5-10年的需求中位数一方面决定了行业的短期盈利，另一方面适当规避了政策周期的影响、体现行业发展阶段。

(2) 供需决定盈利： 新能源发电行业的盈利计算依然是由量、价、成本三者决定的，而这三个因素主要受供需格局的影响。

(3) 技术左右供需格局： 与传统行业不同的地方在于，新能源发电行业的供需格局还受技术左右，具体表现为，(a) 技术进步可以提高新能源的竞争力，进而扩大需求：一方面直接扩大不进行规模管控的需求量，另一方面增加政策制定时新能源的权重，扩大指标规模；(b) 技术进步决定供给情况，主要包括：产能供给结构（各技术路线的产能）、各技术成本曲线、产能释放节奏。

图表 6：新能源发电行业研究框架

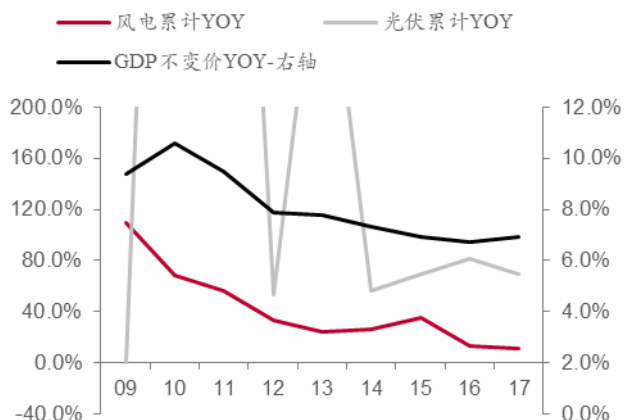


来源：中泰证券研究所

2.2 宏观环境变化：宏观经济预期承压，新能源发电需求具有弱周期属性

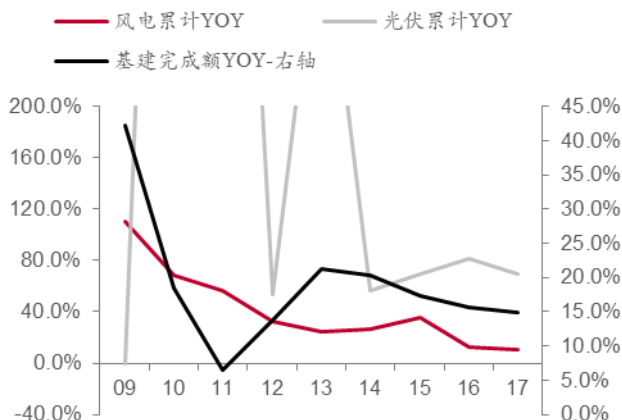
- **经济短期承压，新能源发电需求具有弱周期属性。**目前市场预期 2019 年宏观经济短期承压，但新能源发电需求具有弱周期属性，因此，在自身行业驱动因素作用下，新能源发电项目推进节奏有望加速。结合新能源发电研究框架中提及的板块表现主要驱动力是需求，故 2019 年建议积极关注新能源发电板块。

图表 7：风光装机增速与 GDP 增速关系 (%)



来源：Wind、中电联，中泰证券研究所

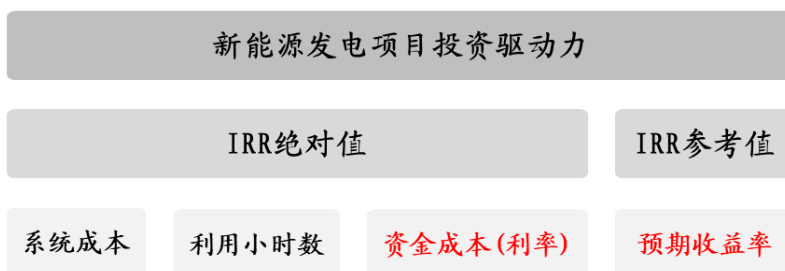
图表 8：风光装机增速与基建增速关系 (%)



来源：Wind、中电联，中泰证券研究所

- **新能源发电属于重资产投资，利率和预期收益率影响投资热情。**新能源发电运营建设是典型的重资产投入，风电和光伏贷款比例通常为 70%-80%，资金主要来自于银行，贷款利率是项目成本的一部分，而项目收益率除了受项目本身特征的影响之外，还与全社会预期收益率有关。

图表 9：新能源发电项目投资驱动力分解



来源：中泰证券研究所

- **宏观经济承压，贷款利率和预期收益率下行提升新能源发电投资热情。**据中泰银行团队观点，2019 年贷款供给和需求有望保持弱平衡，贷款利率预计缓慢下行。我们认为这会从两个维度提升新能源发电投资热情：(1) 从成本角度看，由于贷款利率下行，资金成本降低，项目 IRR 会增加；(2) 从收益率吸引力角度看，由于预期收益率下降（10 年期国债收益率），新能源发电项目 IRR（8% 以上）相对而言更具吸引力。

图表 10: 金融机构基准利率上浮占比降低



来源: Wind, 中泰证券研究所

图表 11: 10 年期国债收益率处于下行通道



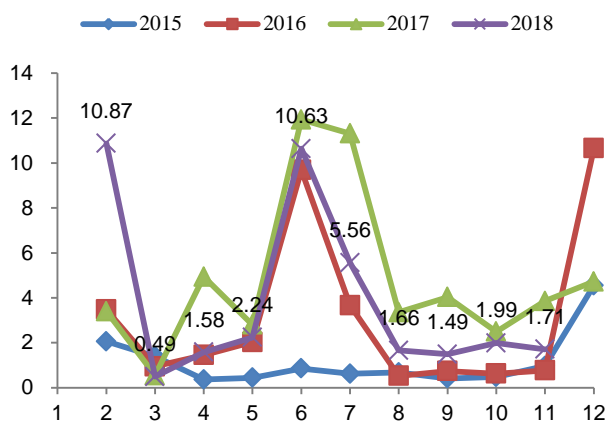
来源: Wind, 中泰证券研究所

3、光伏：2019 年需求有望正增长，关注平价项目和海外需求

3.1 行业回顾：531 新政扰乱行业发展节奏

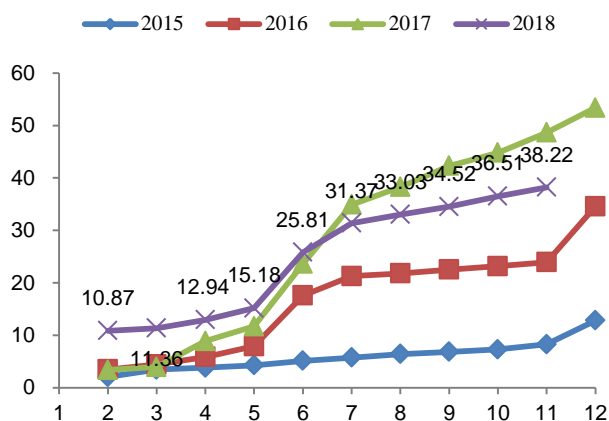
- **受 531 新政影响，2018 年光伏新增装机下滑。**中电联数据显示，2018 年 1-11 月光伏新增装机 38.22GW，比上年同期减少 10.43GW，同比降低 21%，其中 11 月份，光伏新增装机 1.71GW，同比降低 56%。从月度累计新增装机来看，从 7 月开始，月度累计新增装机低于去年同期，主要原因是 531 新政的影响。就不同发电类型来看，前三季度集中式光伏电站新增装机 17.40GW，同比降低 37%，分布式光伏电站新增装机 17.14GW，同比增加 12%。

图表 12: 光伏月度新增装机 (GW)



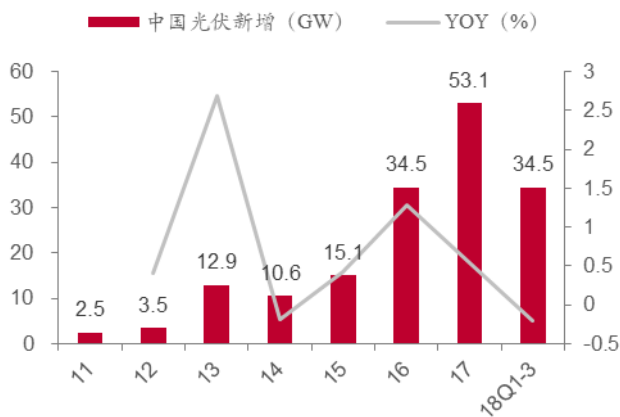
来源：中电联，中泰证券研究所，注：2 月代表 1-2 月总量

图表 13: 光伏月度新增装机累计 (GW)



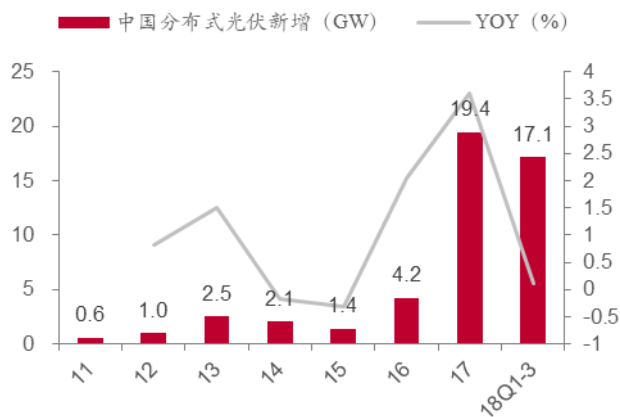
来源：中电联，中泰证券研究所，注：2 月代表 1-2 月总量

图表 14: 18Q1-3 光伏新增并网 34.5GW, 同降 20%



来源：能源局，中泰证券研究所

图表 15: 18Q1-3 分布式光伏新增 17.1GW, 同增 12%



来源：能源局，中泰证券研究所

- **光伏 531 新政：管控力度超出预期。**2018 年 5 月 31 日，发改委、财政部、能源局联合印发《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》（发改能源〔2018〕823 号），管控力度超出行业预期，主要内容如下：
- (1) 暂不安排 2018 年普通光伏电站建设规模，在未下发文件启动前，各地不得以任何形式安排需国家补贴的普通电站建设；
 - (2) 规范分布式光伏发展，今年安排 1000 万千瓦左右规模用于支持分布式光伏项目建设；
 - (3) 自发文之日起，新投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低 0.05 元；新投运的、采用“自发自用、余电上网”模式的分布式光伏发电项目，全电量度电补贴标准降低 0.05 元；村级光伏扶贫电站（0.5 兆瓦及以下）标杆电价保持不变；
 - (4) 支持光伏扶贫，有序推进光伏发电领跑基地建设，各地自行安排各类不需要国家补贴的光伏发电项目；
 - (5) 所有普通光伏电站均须通过竞争性招标方式确定业主；鼓励地方出台竞争性招标办法配置除户用光伏以外的分布式光伏项目。

图表 16：2014-2018 年光伏上网电价一览表（元/kWh，含税）

资源区/类别		2013.9-2015*	2016	2017	2018***	2018 新****
集中式 电价**	I	0.90	0.80	0.65	0.55	0.50
	II	0.95	0.88	0.75	0.65	0.60
	III	1.00	0.98	0.85	0.75	0.70
集中式 电价降 幅	I	-	-11.11%	-18.75%	-15.38%	-9.09%
	II	-	-7.37%	-14.77%	-13.33%	-7.69%
	III	-	-2.00%	-13.27%	-11.76%	-6.67%
分布式	自发自用	0.42	0.42	0.42	0.37	0.32
	全额上网	按所在资源区的集中式电站标准				
扶贫	村级电站（≤0.5MW）	I 类：0.90	I 类：0.80	I 类：0.65	I 类：0.65	I 类：0.65
		II 类：0.95	II 类：0.88	II 类：0.75	II 类：0.75	II 类：0.75
		III 类：1.00	III 类：0.98	III 类：0.85	III 类：0.85	III 类：0.85
	户用分布式	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42
政策依据	发改价格 [2013]1638 号	发改价格 [2015] 3044 号	发改价格 [2016] 2729 号	发改价格 [2017] 2196 号	发改能源 [2018]823 号 发改能源 [2018] 1459 号	

*2013 年 9 月以前光伏补贴政策为事前补贴的金太阳工程

**西藏自治区光伏电站标杆电价为 1.05 元/千瓦时（含税）

***2018 年电价适用于：1、2018.01.01 后纳入的光伏项目

2、2018 年前纳入项目，但未于 2018.06.30 前投运

3、2018.01.01 后投运的分布式光伏发电项目

****2018 年新电价适用于：2018.05.31 后投运的光伏项目，不包含两类：

1、531 前已备案、开工建设，且在 630 前并网的户用分布式

2、纳入 2017 年及以前的指标，且在 630 前并网的普通光伏电站

来源：发改委、能源局，中泰证券研究所

3.2 短期需求：国内平价项目初现，海外需求有支撑，19 年需求或增长

- **关注 2019 年行业需求层面的积极变化。**回顾 2018 年，光伏 531 新政致使国内光伏行业需求冰冻，产业链价格大幅下滑，产能不断出清。展望 2019 年，行业将出现若干的积极因素，尤其是需求层面的，主要包括国内政策的修复、平价项目批量出现以及海外需求向好。
- **变化一：能源局座谈会扭转了国内光伏政策悲观预期，装机指标指引和退坡时间点或超预期。**2018 年 11 月 2 日，国家能源局召开关于太阳能发展“十三五”规划中期评估成果座谈会（以下简称“能源局座谈会”），预期国内光伏政策会修复，主要内容有：
 - （1）大幅提高“十三五”光伏建设目标，中国太阳能发展“十三五”规划的光伏装机目标有望调整至超过 250GW，甚至达到 270GW；
 - （2）2022 年前光伏都有补贴，不会“一刀切”地推进平价上网进程，有补贴项目和平价项目并行；
 - （3）提出对户用分布式光伏与工商业分布式进行单独管理的思路。

能源局座谈会透露出了光伏行业或将迎来政策反转，主要有两个超预期的点：（1）2019 年的装机指引由原来预期的 30-35GW 提升至 40GW 以上，提升幅度在 15%以上；（2）补贴完全退坡的时间为 2022 年，比预期的 2020 年晚了两年，正好与全国平价的时间点衔接上，表明了政策的连续性。

图表 17: 2019、2020 年国内装机指引超预期

2018 年 9 月底累计装机 (GW)	预计 2018 年底累计装机 (GW)	十三五规划调整 (GW)	2019-2020 年均指标规模 (GW/年)
164.74	170	210	20
		250	40
		270	50

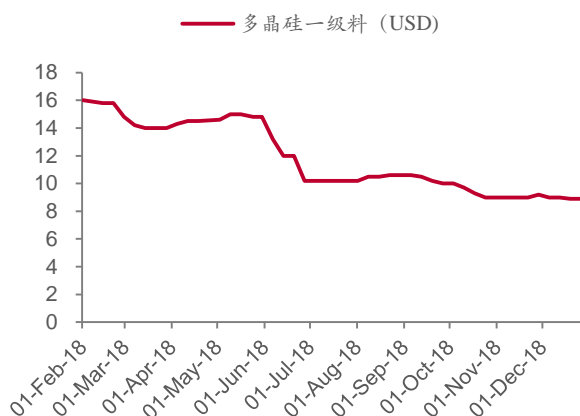
来源：中泰证券研究所测算

图表 18: 2019 年国内光伏新增装机拆分 (GW)

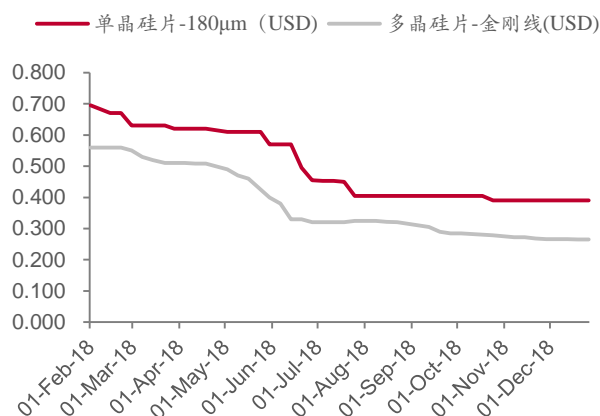
项目	2017	2018E	2019E
普通集中式、集中式扶贫、地面分布式	27.4	10	10
领跑者基地	4.5	6	8
已建成但未获得指标的电站	3.5	0	0
无补贴项目	0	1	5
工商业屋顶分布式	10	9	5
户用屋顶分布式	2	4	5
村级扶贫电站、户用扶贫	1.5	4.9	5
全部自发自用地面分布式	0.5	0.5	0.5
输电通道配套项目	1.2	1.2	1
示范项目	2.5	2.5	2
市场化交易试点项目	0	1.5	1.5
合计	53.1	40.6	43.0

来源：能源局，中泰证券研究所

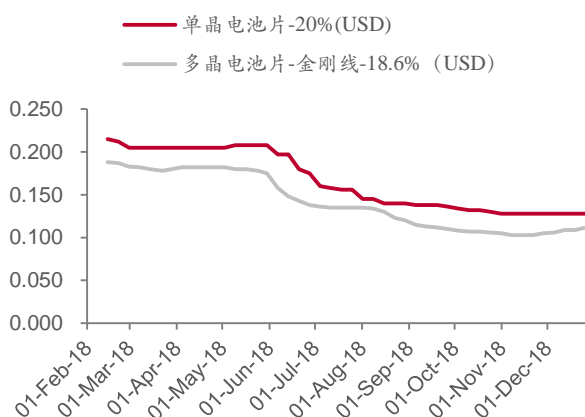
- 变化二：平价进程受 531 新政影响加速，平价项目成 2019 年国内需求看点。**受 531 新政影响，光伏产业链价格出现大幅下滑，各环节降幅在 30-40%左右，当前光伏系统成本已经落入 4.0-4.5 元/W 区域。根据我们测算（详见 3.3 节），对于不弃光的集中式光伏和 50%自用的工商业分布式光伏，目前已经有 22%、74%的地区可以实现平价，平价进程加速。正因如此，2018 年 8 月 30 日能源局批复了全国首个光伏去补贴项目--山东东营河口区去补贴的光伏项目（300MW 地面光伏电站，发电量直接出售给附近企业），并指出对此类不需要国家补贴的项目，由各省自行组织即可，平价项目有望成 2019 年国内光伏需求的主要增量，我们预计 2019 年平价项目规模约 5GW。

图表 19：531 以来多晶硅价格下降约 40%


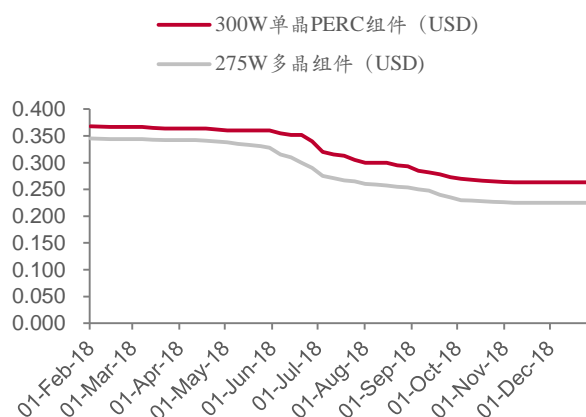
来源：PVInfoLink，中泰证券研究所

图表 20：531 以来硅片价格下降约 35%


来源：PVInfoLink，中泰证券研究所

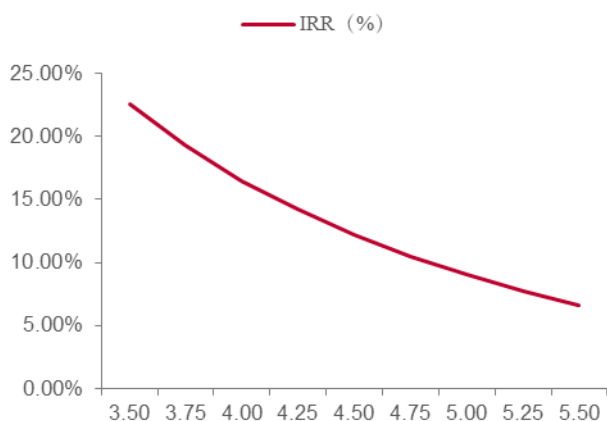
图表 21：531 以来电池片价格下降约 40%


来源：PVInfoLink，中泰证券研究所

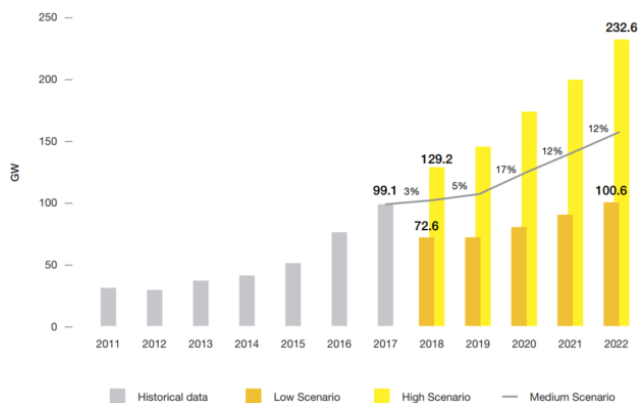
图表 22：531 以来组件价格下降约 30%


来源：PVInfoLink，中泰证券研究所

- **变化三：光伏产品价格下行，海外需求增长有支撑。**531 新政后，产业链价格下跌，由于海外光伏产品大部分来自中国，海外电站建设成本将降低，IRR 将提升，海外需求增长有支撑。据 SolarPower Europe 预测，2019 年全球光伏新增装机同增约 5%。

图表 23：光伏项目 IRR 随系统成本降低而增加


来源：中泰证券研究所，III 类资源区无补贴 100%自用项目

图表 24：2018-2022 全球光伏年新增装机 (GW)


来源：SolarPower Europe，中泰证券研究所

3.3 中长期需求：1-2 年约 50%用电区域有望实现平价

- **补贴拖欠是行业痛点，平价后新增项目将不受补贴问题限制。**中长期看，新能源发电主要面临三个问题：电力产出不稳定、全社会电源过剩以及补贴缺口。其中，补贴缺口是解决难度最大的问题，也是对新能源行业影响最大的问题。据 Solarzoom 测算，2018 年底光伏补贴缺口为 1045 亿，且缺口不断扩大。我们判断，当新能源发电达到平价之后，新增装机不需要补贴，将不受补贴问题的限制，新增装机增速将上升一个维度。

图表 25：2018 年底光伏补贴缺口 1045 亿元

并网时间	装机量 (GW)	一年所需补贴 (亿元)	截止 2018 年末补贴拖欠金额 (亿元)	截止 2019 年末补贴拖欠金额 (亿元)	截止 2020 年末补贴拖欠金额 (亿元)
前五批	6.41	48			
第六批	19.5	129			
2015.03-2015.12	10.68	75	227	30	378
2016.01-2016.06	17.56	122	305	427	549
2016.07-2016.12	16.49	96	191	287	383
2017.01-2017.06	23.29	131	197	328	460
2017.07-2017.12	29.35	124	124	249	374
2018.01-2018.12E	50	176	0	176	352
2019.01-2019.12E	50	121	0	0	121
一年所需补贴总额		1022			
补贴缺口			1045	1769	2617

来源：Solarzoom，中泰证券研究所，2018 年初测算结果

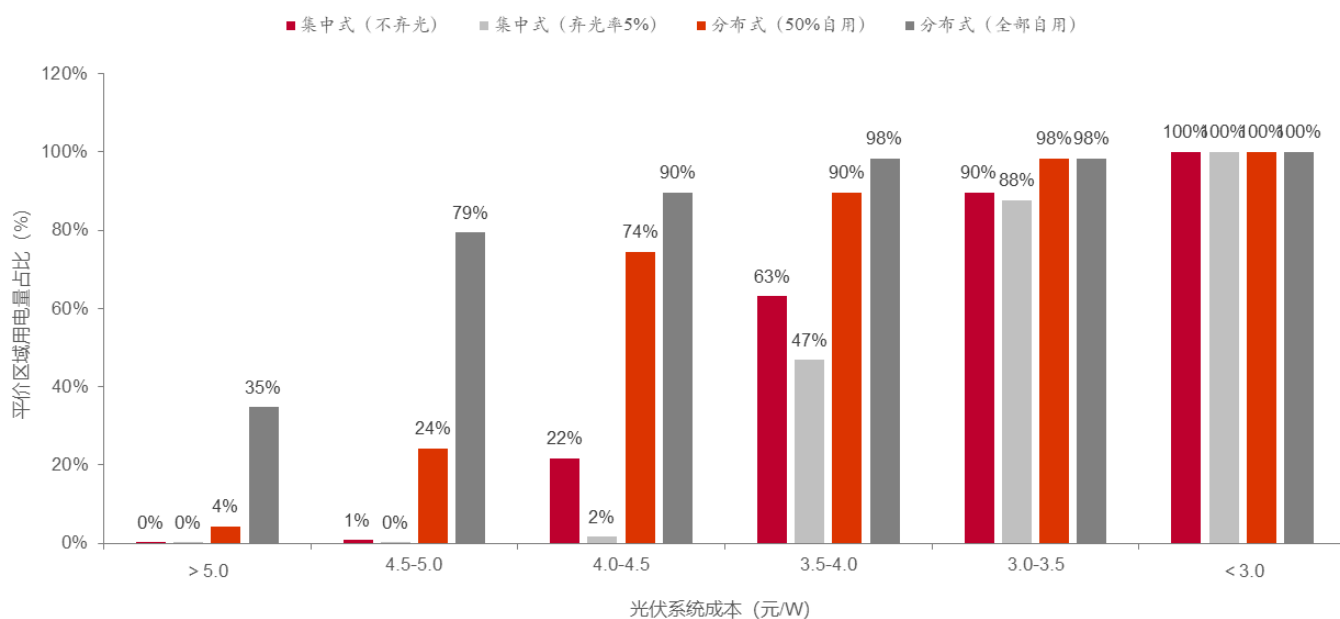
图表 26: 不同光伏项目收益率测算的假设

光伏项目收益率测算假设					
项目	描述	数值	项目	描述	数值
贷款基准利率	集中式	4.90%	土地占用情况 (亩/W)	集中式	0.00003
	分布式	8.00%		分布式	0.00001
贷款比例		70%	自发自用电价折扣		70%
土地租金 (元/亩)	I 类区	600	利用小时数 (作为各地有效小时数缺省时参考)	I 类区	1500
	II 类区	800		II 类区	1300
	III 类区	1000		III 类区	1100

来源: 中泰证券研究所, *详细假设和计算过程参见《补贴退坡对光伏项目收益率的影响有多大? -光伏系列研究报告之二》

- 1-2 年内系统成本或可降至 3.5-4.0 元/W, 全国 50%用电量的地区有望实现平价。** 光伏项目实现平价测算主要是基于项目系统成本降低到什么程度才可以实现平价来考虑, 具体来说, 在设定的情况下, 求解系统成本的值以使得项目 IRR 达到 8%, 并将求解的系统成本与当前系统成本的情况进行对比, 来判断与平价的距离。测算结果显示, 当光伏系统成本下降至 3.5-4.0 元/W 时, 对于集中式(不弃光)、集中式(弃光率 5%)、分布式(50%自用)、分布式(100%自用)四类光伏项目, 全国可以实现平价区域的占比分别为 63%、50%、87%、97%, 这些区域用电量占全国用电量的比例分别为 63%、47%、90%、98%。当前我国光伏系统成本约为 4.0-4.5 元/W, 考虑到低成本产能投放和技术进步等因素, 我们预计我国光伏系统成本 1-2 年内或可降低至 3.5-4.0 元/W, 届时全国 50%用电量的地区有望实现平价。

图表 27: 不同系统成本下光伏平价区域用电量的占比情况



来源: 中泰证券研究所测算

图表 28: 不同地区光伏发电实现平价时的系统成本

省市	脱硫煤标杆电价(元/kWh, 含税)	一般工商业用电电价(元/kWh, 含税)	太阳能资源区	有效利用小时数	平价时 IRR=8%集中式系统成本(元/W)		无补贴工商业分布式 IRR=8%系统成本(元/W)	
					不弃光	弃光率 5%	50%自用	100%自用
西藏	0.4993	0.6600	III	1700	7.17	6.81	6.50	6.21
海南	0.4298	0.6367	III	1300	4.61	4.38	4.52	4.60
青海海西	0.3247	0.5741	I	1650	4.54	4.31	4.74	5.25
陕西 II 区	0.3545	0.7504	II	1500	4.44	4.21	5.22	6.24
河北北网	0.3720	0.6373	II	1400	4.34	4.12	4.54	4.95
山东	0.3949	0.7375	III	1300	4.22	3.98	4.69	5.32
甘肃 I 区	0.3078	0.7588	I	1600	4.17	3.94	5.30	6.73
辽宁	0.3749	0.7912	II	1300	4.07	3.83	4.79	5.71
青海 II 区	0.3247	0.5741	II	1500	4.04	3.83	4.33	4.78
黑龙江	0.3740	0.8249	II	1300	4.04	3.82	4.89	5.93
吉林	0.3731	0.8714	II	1300	4.03	3.82	5.06	6.26
上海	0.4155	0.8530	III	1179	4.00	3.79	4.73	5.57
天津	0.3655	0.8064	II	1318	4.00	3.78	4.86	5.88
广东	0.4530	0.8321	III	1050	3.88	3.67	4.32	4.86
河北南网	0.3644	0.6648	III	1300	3.88	3.65	4.28	4.81
山西 II 区	0.3320	0.6452	II	1400	3.86	3.64	4.35	5.00
河南	0.3779	0.7227	III	1250	3.85	3.65	4.39	5.00
蒙东	0.3035	0.7873	II	1500	3.76	3.57	5.08	6.55
蒙西	0.2829	0.6186	I	1550	3.68	3.50	4.40	5.33
山西 III 区	0.3320	0.6452	III	1350	3.64	3.44	4.18	4.84
云南	0.3358	0.6450	II	1300	3.61	3.40	4.05	4.64
北京	0.3598	0.8595	II	1214	3.60	3.41	4.62	5.77
浙江	0.4153	0.8254	III	1050	3.53	3.35	4.13	4.81
福建	0.3932	0.7200	III	1100	3.51	3.31	3.90	4.40
江苏	0.3910	0.8016	III	1100	3.49	3.28	4.15	4.89
湖南	0.4500	0.8350	III	950	3.45	3.27	3.90	4.41
安徽	0.3844	0.7508	III	1100	3.41	3.23	3.97	4.58
广西	0.4207	0.8025	III	1000	3.40	3.21	3.89	4.45
宁夏	0.2595	0.6500	I	1550	3.36	3.18	4.38	5.59
湖北	0.4161	0.8500	III	1000	3.35	3.17	4.01	4.72
江西	0.4143	0.7652	III	1000	3.34	3.16	3.77	4.25
甘肃 II 区	0.3078	0.7588	II	1300	3.29	3.10	4.32	5.47
陕西 III 区	0.3545	0.7504	III	1100	3.12	2.96	3.85	4.58
新疆 I 区	0.2500	0.5117	I	1450	3.02	2.85	3.50	4.12
新疆 II 区	0.2500	0.5117	II	1350	2.72	2.57	3.26	3.83
贵州	0.3515	0.7044	III	950	2.63	2.49	3.18	3.71
四川	0.4012	0.8010	II	800	2.59	2.43	3.04	3.55
重庆	0.3964	0.7725	III	686	2.08	1.96	2.55	2.94

来源: 中泰证券研究所, 注: 不同颜色对应不同系统成本, 浅黄色 > 5 元/W (基本平价), 浅蓝色为 4-5 元/W (0-1 年平价), 灰色为 3-4 元/W (1-3 年平价), 浅红色 < 3 元/W (3 年以上平价)。

- 平价后，2021-2025 年光伏每年新增装机的均值或达 184GW。基于上述测算，我们假设 2021 年开始，光伏实现上网侧平价，基于全国电力系统平衡进行测算，2021-2025 年光伏每年新增装机的均值或达到 184GW，是 2016-2020 年均值的 4.1 倍。

图表 29: 2021-2025 年光伏每年新增装机均值约为 184GW

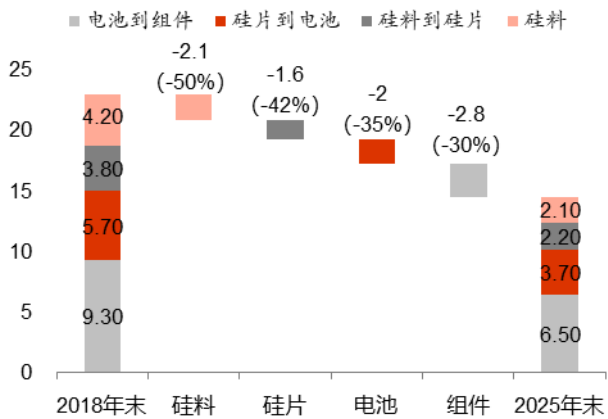
	2018-2025年全国电力系统平衡测算													备注
	2013	2014	2015	2016	2017	2018E	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	
社会用电量(亿千瓦时)														
用电量	53225	55213	55500	59198	63077	68123	70848	73682	75892	78169	80514	82930	85418	经济平稳+电动化趋势
同比增速	7.2%	3.7%	0.5%	6.7%	6.6%	8%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	
各类电源发电量(亿千瓦时)														
火电	42153	42337	42102	43958	45513	46823	47419	48141	45102	43602	42122	40662	39221	2018-2020年调节火电利用小时进行电力平衡; 2020后其他电源发电量根据利用小时和装机计算, 光伏用于平衡
水电	7891	10643	9960	10518	11945	12643	13003	13363	13687	14011	14335	14659	14983	
核电	1106	1332	1714	2132	2483	3067	3557	4047	4467	4887	5307	5727	6147	
风电	1401	1599	1853	2410	3057	3547	4285	4948	5743	6697	7841	9215	10863	
光伏	90	250	392	662	1182	2043	2583	3183	6894	8973	10909	12667	14203	
各类电源平均利用小时数														
火电	5012	4706	4329	4165	4209	4226	4272	4337	4100	4000	3900	3800	3700	
水电	3318	3653	3621	3621	3579	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	2021年后火电在退出产能的同时, 压缩利用小时数
核电	7893	7787	7403	7042	7107	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	
风电	2080	1900	1724	1742	1948	1900	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	
光伏	1368	1255	1133	-	-	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	
各类电源累计装机容量(GW)														
火电	862	918	990	1054	1106	1108	1110	1110	1100	1090	1080	1070	1060	十三五规划; 2020年煤电装机规模力争控制在11亿千瓦以内, 十三五期间力争关停 2000万千瓦, 十四五速度加倍
水电	280	304	319	332	341	351	361	371	380	389	398	407	416	
核电	15	20	27	34	36	44	51	58	64	70	76	82	88	
风电	75	97	128	149	164	187	214	247	287	335	392	461	543	
光伏	19	28	43	77	130	170	215	265	574	748	909	1056	1184	
各类电源新增装机容量(GW)														
火电	43	56	72	64	52	2	2	0	0	0	0	0	0	
水电	31	24	15	13	9	10	10	10	9	9	9	9	9	风电保持20%的增长, 核电和水电平稳增长
核电	2	5	7	6	2	8	7	7	6	6	6	6	6	
风电	15	21	31	20	15	23	28	33	40	48	57	69	82	
光伏	13	9	15	34	53	40	45	50	309	173	161	146	128	

来源: 中电联, 中泰证券研究所测算

3.4 行业机会: 高效化和竞争格局优化利好细分龙头

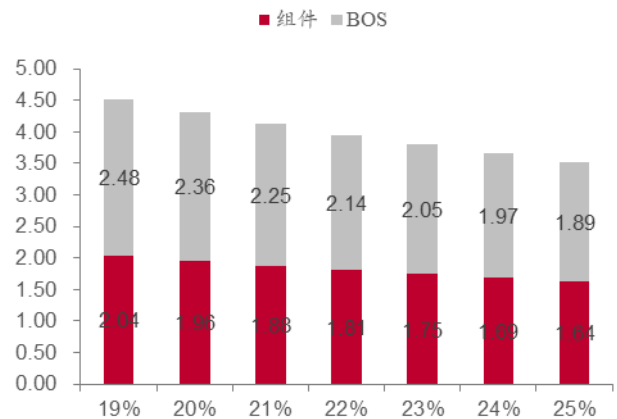
- 高效化是降低度电成本、实现平价的最主要路径。降本增效是降低光伏发电度电成本的关键。其中提高效率降低度电成本主要是通过以下两个途径: (1) 降低光伏组件成本, 据我们测算, 当电池效率由 19%提高至 25%时, 组件成本降幅达 19.9%; (2) 降低 BOS 成本, 据我们测算, 当电池效率由 19%提高至 25%时, BOS 成本降幅达 24.0%。

图表 30: 晶硅组件最优一体化生产成本预测(美分/W)



来源: BNEF, 中泰证券研究所

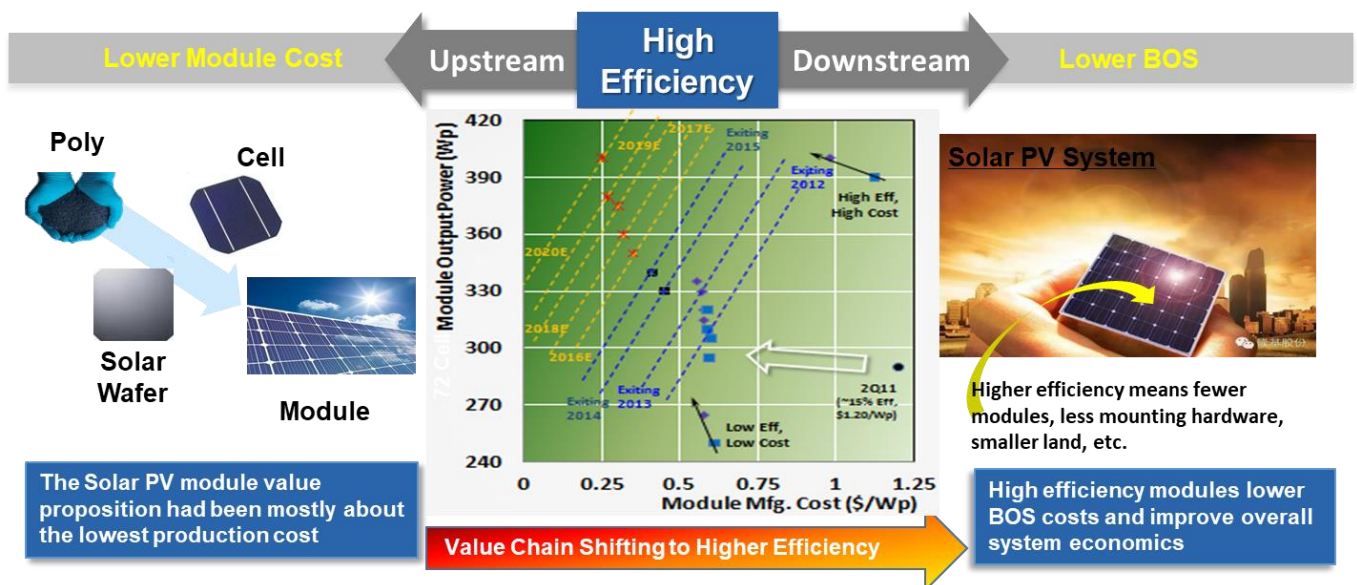
图表 31: 不同电池效率下系统成本(元/W)



来源: 中泰证券研究所

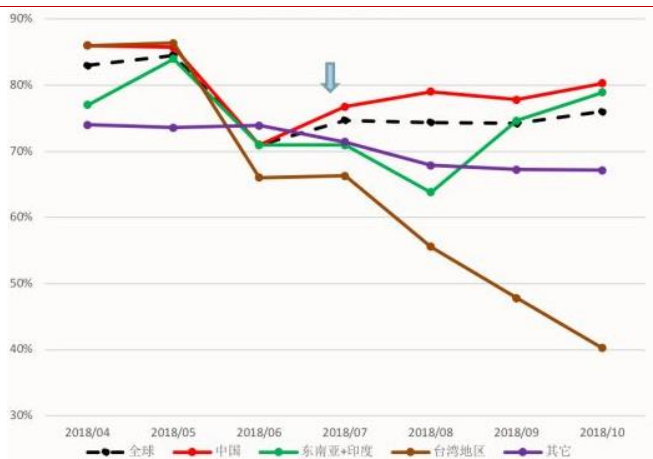
- 高效化涉及硅料、硅片、电池和组件各个产业链条，短期关注双面和 PERC 技术。高效化的表现是组件效率的提升，但为了实现这一目标需要硅料、硅片、电池片和组件各环节配合以及协同合作，利好具备研发实力的各细分环节龙头。比如，更高纯度的硅料；更高少子寿命、更低氧碳含量和金属杂质的硅片；更高效的电池和组件技术。主要的技术发展趋势包括：（1）晶体硅太阳能电池效率提升包括渐进式创新的 PERC、PERT、TopCon 和革命性创新异质结 HJT、同质结 IBC、异质结 HBC 等；（2）组件技术包括半片、叠瓦、多主栅、双玻等。其中双面技术和 PERC 技术分别占第三批光伏领跑者项目数的 50%和 70%，成为行业近期的主流技术趋势，关注由此带来的 POE 胶膜、光伏玻璃、PERC 设备等方面的投资机会。

图表 32: 高效化是降低度电成本最有效的途径

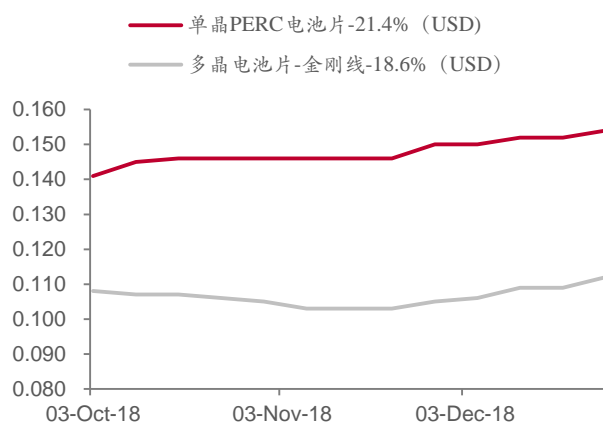


来源: 隆基股份, 中泰证券研究所

- 531 新政加速行业洗牌，竞争格局优化，需求恢复后产业链盈利将迅速回升。**如前文所述，531 新政后，硅料、硅片、电池片、组件价格降幅分别达 40%、35%、40%、30%，产业链价格大幅下滑加速行业洗牌，落后产能不断出清，竞争格局优化。以电池片环节为例，531 新政后全球主要地区产能开工率明显下降，但由于价格过低，台湾地区电池产能开工率由 531 前的 85%左右迅速下降至 10 月份的 40%左右，与此相反的是，中国大陆地区电池产能开工率 6 月触及 70%左右底部后迅速回升至 80%，这主要是行业洗牌，市场份额聚集的结果。而且洗牌后，随着年底海外拉货和国内领跑者的带动，电池片价格企稳甚至回升，这表明在竞争格局优化后，一旦需求恢复产业链盈利恢复通道会通畅。在 531 新政加速行业洗牌之后，如果 2019 年行业需求回暖，产业链盈利或将实现触底回升。

图表 33: 电池片产能区域开工率走势


来源: Heraeus, 中泰证券研究所

图表 34: 海外电池片价格 11 月后开始缓慢上涨


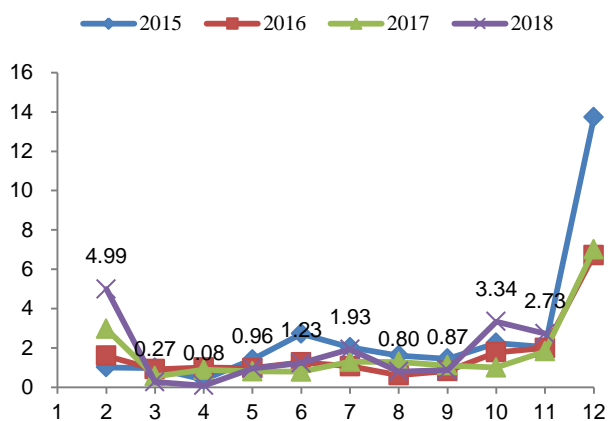
来源: PVInfoLink, 中泰证券研究所

4、风电：景气持续，风电中游零部件迎拐点

4.1 行业回顾：三北解禁、中东部常态化逻辑兑现

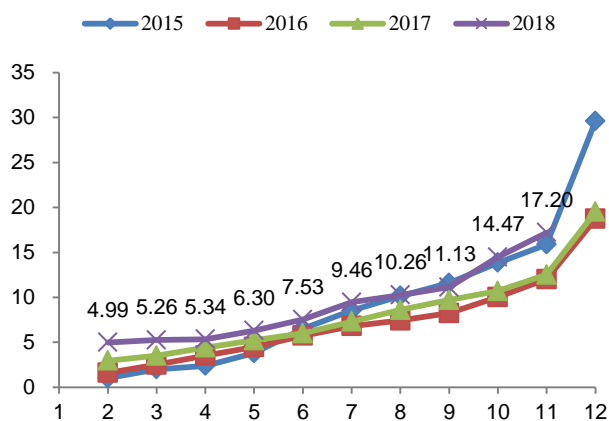
- **2018 年风电行业反转兑现。**中电联数据显示，2018 年 1-11 月风电新增装机 17.20GW，较去年同期增加 4.68GW，同比增长 37%，行业反转兑现。其中，11 月份，风电新增装机容量 2.73GW，同比增加 50%。

图表 35：风电月度新增装机 (GW)



来源：中电联，中泰证券研究所，注：2 月代表 1-2 月总量

图表 36：风电月度新增装机累计 (GW)



来源：中电联，中泰证券研究所，注：2 月代表 1-2 月总量

- **三北复苏、中东部常态化逻辑兑现。**2017 年底我们看好 2018 年风电新增装机或将反转，核心逻辑是三北解禁带来的复苏和中东部常态化，目前来看两个逻辑都兑现了：
 - (1) 2018 年三北红六省解禁三个，2018Q1-3 三北地区新增并网容量 7.08GW，同增 39%；
 - (2) 2018Q1-3 中东部（不含云南）新增装机 5.528GW，同增 25%。

此外，分散式多点开花、海上风电放量，我们 2017 年底预计 2018 年风电行业新增装机或达 25GW，同增 28%。目前来看全年预计新增 23-24GW（1-11 月新增 17.20GW），略低于我们年初 25GW 的预期，主要原因是全社会去杠杆、中东部极端天气和环保因素超出预期。

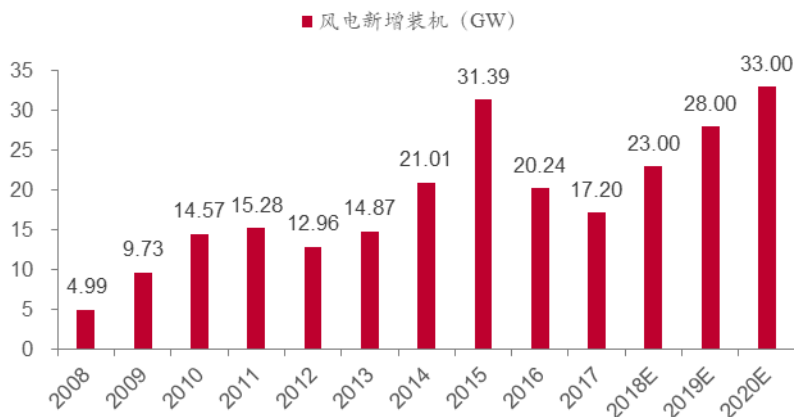
图表 37: 三北复苏、中东部常态化趋势明显 (GW)

指标名称	2018Q1-3	2017Q1-3	同比	指标名称	2018Q1-3	2017Q1-3	同比
华东	2.16	1.26	71%	南方	0.43	0.67	-36%
上海	0.00	0.00		广东	0.01	0.13	-94%
江苏	1.56	0.65	140%	广西	0.37	0.29	28%
浙江	0.11	0.08	38%	海南	0.00	0.00	
安徽	0.11	0.23	-52%	贵州	0.05	0.10	
福建	0.38	0.30	27%	云南*	0.00	0.15	-97%
西北	2.20	1.95	13%	华中	2.94	2.64	11%
西藏	0.00	0.00		江西	0.48	0.60	-20%
陕西	0.46	0.56	-18%	河南	0.86	0.72	19%
甘肃	0.00	0.00		湖北	0.79	0.42	88%
青海	1.10	1.09	1%	湖南	0.43	0.30	43%
宁夏	0.64	0.00		重庆	0.05	0.05	0%
新疆	0.00	0.30	-100%	四川	0.33	0.55	-40%
华北	4.34	2.80	55%	东北	0.54	0.36	50%
北京	0.00	0.00		辽宁	0.29	0.10	
天津	0.27	0.01		吉林	0.09	0.00	
河北	0.61	0.75	-19%	黑龙江	0.16	0.26	-38%
山西	1.17	0.66	77%	全国	12.61	9.68	30%
山东	0.36	1.14	-68%	三北	7.08	5.11	39%
内蒙古	1.93	0.24	704%	中东部	5.53	4.57	21%
				中东部(不含云南)	5.53	4.42	25%

来源: 能源局, 中泰证券研究所

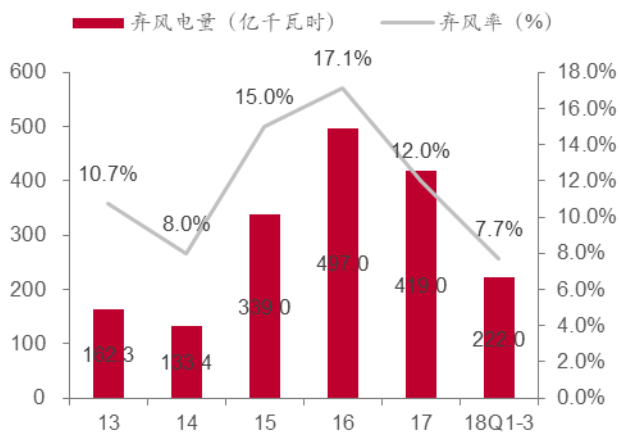
4.2 短期需求: 三北继续解禁、电价抢开工, 19 年新增装机有望增长

- **积极因素持续, 2019 年新增装机或达 28GW, 同增约 20%。**在三北解禁、中东部常态化、海上和分散式放量等因素趋势下, 2018 年风电行业迎来反转。展望 2019 年, 除了 2018 年的好转逻辑之外, 行业还有两个积极的因素: 三北地区继续解禁以及电价抢开工, 我们预计 2019 年新增装机约 28GW, 同增约 20% (预计 2018 年新增装机 23GW)。

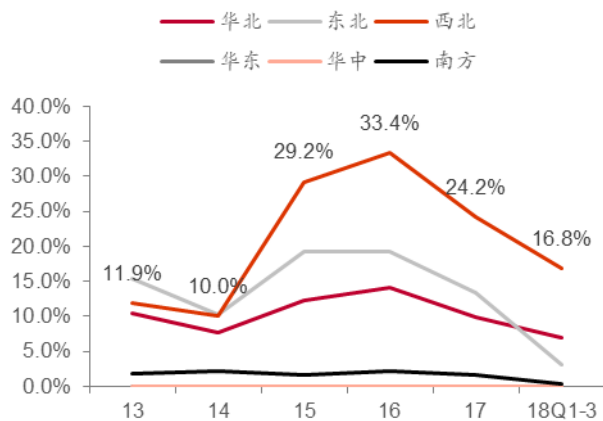
图表 38: 2019 年国内风电新增装机预计 28GW


来源: 中电联, 中泰证券研究所

- 变化一: 弃风限电改善, 三北有望全部解禁。** 由于弃风限电改善, 2018 年三北地区的黑龙江、内蒙古、宁夏解除红色预警, 红色预警省份仅剩吉林、甘肃和新疆。2018 年以来弃风限电持续改善, 前三季度全国平均弃风率是 7.7%, 比去年同期减少了 4.7 个百分点。在此背景下, 结合红六省 1-11 月的利用小时数、前三季度的弃风率数据以及风电预警政策 (国能新能[2016]196 号), 我们判断 2019 年吉林、甘肃和新疆有望解除红色预警。

图表 39: 18Q1-3 弃风率为 7.7%, 同降 4.7PCT


来源: 能源局, 中泰证券研究所

图表 40: 18Q1-3 西北弃风率为 16.8%, 同降 7.7PCT


来源: 能源局, 中泰证券研究所

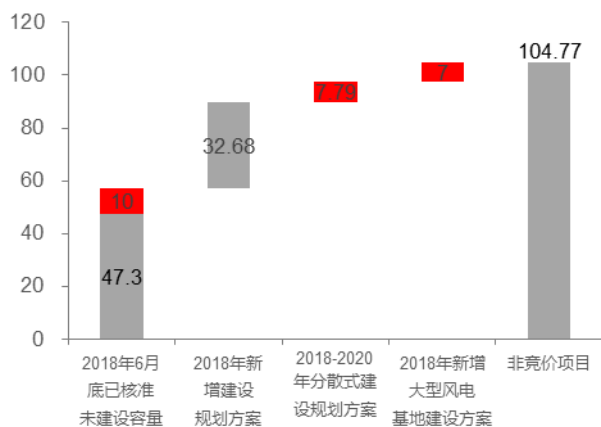
图表 41: 2019 年预计三北地区或将全部解禁

地区	2016 预警	2017 预警	2018 预警	18Q1-3 弃风率	18 年 1-11 月 利用小时	保障小时 要求	18 年 差距	15-17 年 12 月 利用小时	19 年 预警 结果预测
吉林	红色	红色	红色	5.20%	1830	1800		77、96、88	绿色
黑龙江	红色	红色	橙色	3.90%	1865	1850-1900	0-35	133、126、138	绿色
甘肃	红色	红色	红色	19.70%	1627	1800	173	64、64、157	橙色
宁夏	红色	红色	绿色	1.60%	1737	1850	113	63、160、151	绿色
新疆	红色	红色	红色	24.60%	1833	1800-1900	0-67	7*、93、115	橙色
蒙东	橙色	红色	橙色						绿色
蒙西	橙色	红色	橙色	12.80%	1953	1900-2000	0-47	158、130、203	绿色
河北北网	橙色	绿色	绿色	3.70%	2014	2000		189、204、288	绿色

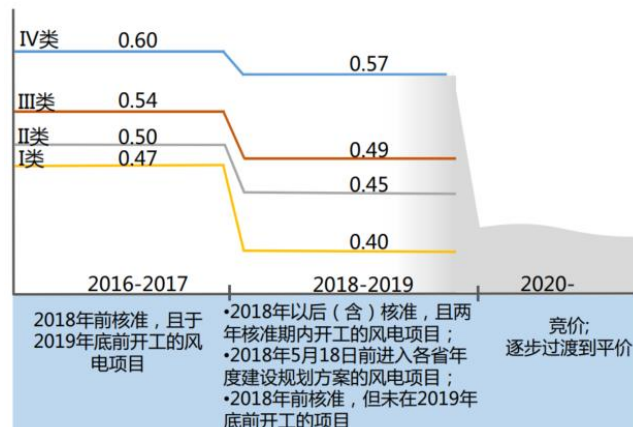
来源：能源局、Wind，中泰证券研究所，*备注：2015 年涉及是否计入兵团导致偏差

- 变化二: 根据风电电价政策, 我们预计 2019 年底抢开工规模约 64.51GW。**

据金风科技统计, 截止 2018 年 6 月底, 国内有 104.77GW 的项目不受竞价政策影响。根据国家能源局的风电电价调整方案的要求 (2 年核准期内未开工建设的项目不得执行该核准期对应的标杆电价), 上述项目中除了海上风电、分散式、大型风电基地以及 2018 年下半年 15.47GW 的装机 (预计 2018 年新增 23GW) 之外, 其余 64.51GW 的项目需要在 2020 年前开工建设, 以获得相应核准的标杆电价。虽然开工的条件界定并不苛刻, 且开工到并网存在 9-18 个月的间隔, 但是由于抢开工体量较大, 还会贡献一定的装机增量。

图表 42: 2019 年非竞价项目约 104.77GW


来源：金风科技 2018Q3 业绩演示材料，中泰证券研究所

图表 43: 最新风电电价调整政策 (元/kWh, 含税)


来源：金风科技 2018Q3 业绩演示材料，中泰证券研究所

4.3 中长期需求：1-2 年约 80%用电区域有望实现平价

- **风电补贴缺口约 600 亿，平价打开成长瓶颈。**与光伏类似，补贴拖欠也是风电行业目前最大的问题。据 Solarzoom 测算，2018 年底风电补贴缺口为 617 亿，且缺口不断扩大。因此我们维持与光伏行业相同的判断，当风电达到平价之后，将不受补贴问题的限制，新增装机增速将上升一个维度。

图表 44：2018 年底风电补贴缺口 617 亿

并网时间	装机量 (GW)	一年所需补贴 (亿元)	截止 2018 年末补贴拖欠金额 (亿元)	截止 2019 年末补贴拖欠金额 (亿元)	截止 2020 年末补贴拖欠金额 (亿元)
前五批	74.21	290			
第六批	32.71	124			
2015.03-2015.12	31.26	122	367	490	612
2016.01-2016.06	8	33	82	115	148
2016.07-2016.12	11.56	47	95	142	189
2017.01-2017.06	5	19	28	47	65
2017.07-2017.12	12	45	45	90	134
2018.01-2018.12E	25	81	0	81	163
2019.01-2019.12E	25	67	0	0	67
一年所需补贴总额		828			
补贴缺口			617	964	1380

来源：Solarzoom，中泰证券研究所，2018 年初测算结果

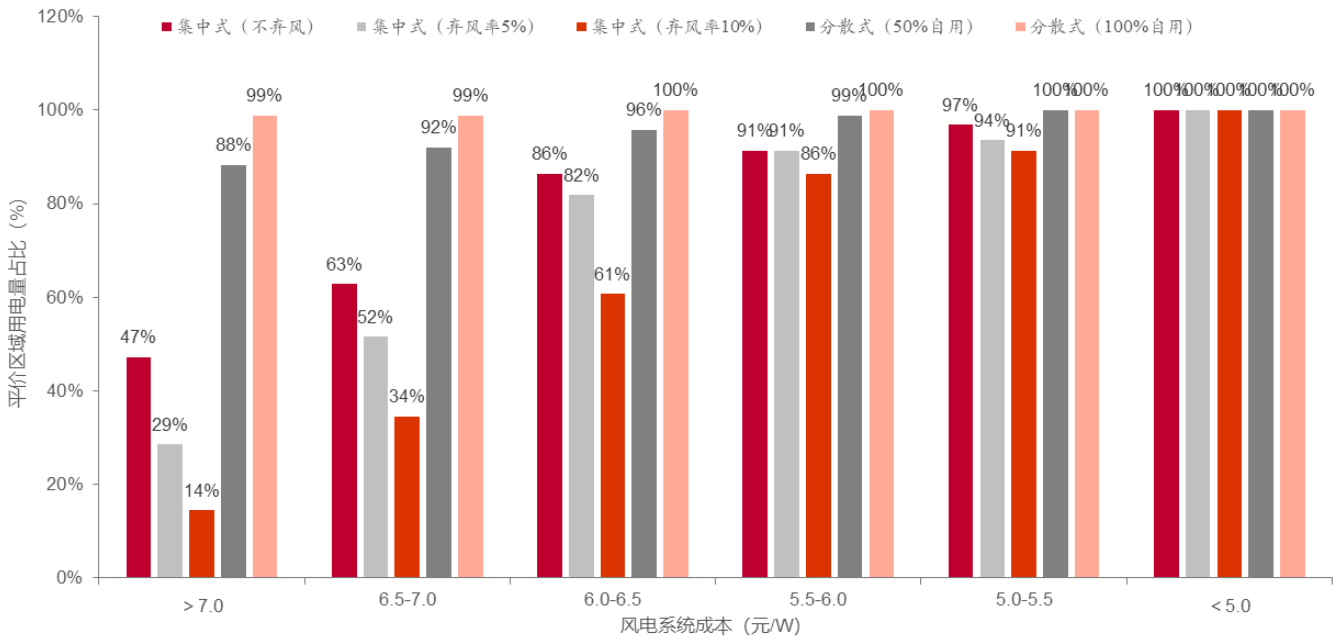
图表 45：不同风电项目收益率测算的假设

风电项目收益率测算假设*					
项目	描述	数值	项目	描述	数值
贷款利率	集中式	4.90%	土地占用情况 (亩/W)	集中式	0.0000025
	分散式	8.00%		分散式	0.0000025
贷款比例		70%	自发自用电价折扣		80%
土地租金 (元/亩)	I 类区	600	利用小时数 (作为各地有效小时数缺省时参考)	I 类区	2600
	II 类区	700		II 类区	2400
	III 类区	800		III 类区	2200
	IV 类区	900		IV 类区	2000

来源：中泰证券研究所，*详细假设和计算过程参见《风电系列报告之一：为什么 2018 年风电新增装机或将反转？》

- **1-2年内系统成本或可降低至6.0-6.5元/W，全国80%用电量的地区有望实现平价。**风电项目实现平价测算主要是基于项目系统成本降低到什么程度才可以实现平价来考虑，具体来说，在设定的情况下，求解系统成本的值以使得项目IRR达到8%，并将求解的系统成本与当前系统成本的情况进行对比，来判断与平价的距离。测算结果显示，当风电系统成本下降至6.0-6.5元/W时，对于集中式（不弃风）、集中式（弃风率5%）、集中式（弃风率10%）、分散式（50%自用）、分散式（100%自用）五类风电项目，全国可以实现平价区域的占比分别为78%、73%、57%、92%、100%，这些区域用电量占全国用电量的比例分别为86%、82%、61%、96%、100%。当前我国陆上风电系统成本约为7.0-7.5元/W，考虑到路条费取消以及机组大型化等技术进步，我们预计我国陆上风电系统成本1-2年内或可降低至6.0-6.5元/W，届时全国80%用电量的地区有望实现平价。

图表 46：不同系统成本下风电平价区域用电量的占比情况



来源：中泰证券研究所测算

图表 47: 不同地区风力发电实现平价时的系统成本

省市	脱硫标杆电价 (元/kWh, 含税)	一般工商业用电 价(元/kWh, 含税)	风资 源区	13-17年有效 利用小数均值	平价时 IRR=8%集中式系统 成本(元/W)			平价时 IRR=8%发自自用分 散式系统成本(元/W)	
					不弃 风	弃风率 5%	弃风率 10%	50%自用	100%自用
福建	0.3932	0.72	IV	2612	9.02	8.57	8.12	9.91	11.76
四川	0.4012	0.80	IV	2362	8.33	7.91	7.49	9.62	11.84
上海	0.4155	0.85	IV	2172	7.93	7.54	7.14	9.33	11.60
湖南	0.45	0.84	IV	2004	7.93	7.53	7.13	8.76	10.45
广西	0.4207	0.80	IV	2137	7.89	7.49	7.10	8.87	10.72
河北 II 区	0.372	0.64	II	2400	7.86	7.46	7.07	8.28	9.58
湖北	0.4161	0.85	IV	2057	7.52	7.14	6.76	8.83	10.95
浙江	0.4153	0.83	IV	2041	7.46	7.08	6.71	8.58	10.54
云南	0.3358	0.65	II	2525	7.45	7.08	6.71	8.42	10.19
江西	0.4143	0.77	IV	2047	7.44	7.07	6.69	8.23	9.82
西藏	0.4993	0.66	IV	1668	7.30	6.94	6.57	6.71	6.90
黑龙江 III 区	0.374	0.82	III	2200	7.23	6.87	6.51	8.88	11.35
吉林 III 区	0.3731	0.87	III	2200	7.23	6.86	6.51	9.21	12.01
河北 IV 区	0.3644	0.66	IV	2258	7.23	6.87	6.51	7.92	9.40
天津	0.3655	0.81	IV	2228	7.17	6.81	6.45	8.79	11.25
海南	0.4298	0.64	IV	1885	7.12	6.77	6.41	6.92	7.51
广东	0.453	0.83	IV	1779	7.10	6.74	6.39	7.78	9.28
重庆	0.3964	0.77	IV	2010	7.01	6.66	6.31	7.99	9.74
黑龙江 IV 区	0.374	0.82	IV	2095	6.88	6.54	6.19	8.47	10.80
辽宁	0.3749	0.79	IV	2081	6.86	6.51	6.17	8.20	10.29
江苏	0.391	0.80	IV	1987	6.84	6.49	6.15	8.04	9.98
吉林 IV 区	0.3731	0.87	IV	2015	6.60	6.27	5.94	8.44	11.00
甘肃 II 区	0.3078	0.76	II	2400	6.51	6.18	5.86	8.59	11.40
山东	0.3949	0.74	IV	1851	6.43	6.11	5.78	7.13	8.56
河南	0.3779	0.72	IV	1935	6.42	6.10	5.78	7.23	8.75
安徽	0.3844	0.75	IV	1894	6.42	6.10	5.77	7.30	8.91
陕西	0.3545	0.75	IV	2048	6.39	6.07	5.75	7.64	9.62
蒙东	0.3035	0.79	II	2342	6.24	5.93	5.62	8.54	11.55
蒙西	0.2829	0.62	I	2491	6.20	5.89	5.58	7.57	9.66
北京	0.3598	0.86	IV	1887	5.97	5.67	5.37	7.73	10.16
山西	0.332	0.65	IV	2010	5.87	5.58	5.28	6.67	8.10
甘肃 III 区	0.3078	0.76	III	2022	5.47	5.20	4.93	7.24	9.61
新疆 I 区	0.25	0.51	I	2409	5.30	5.03	4.77	6.23	7.72
贵州	0.3515	0.70	IV	1692	5.22	4.96	4.70	6.06	7.46
青海	0.3247	0.57	IV	1764	5.04	4.78	4.53	5.41	6.34
新疆 III 区	0.25	0.51	III	2200	4.83	4.58	4.34	5.67	7.04
宁夏	0.2595	0.65	III	1890	4.30	4.08	3.86	5.76	7.69

来源: 中泰证券研究所, 注: 不同颜色对应不同系统成本, 浅黄色 > 7 元/W (基本平价), 浅蓝色为 6-7 元/W (1-2 年平价), 灰色为 5-6 元/W (3-5 年平价), 浅红色 < 5 元/W (5 年以上平价)。

- 平价后，2021-2025 年风电每年新增装机的均值或达 109GW。基于上述测算，我们假设 2021 年开始，风电全部实现上网侧平价，基于全国电力系统平衡进行测算，2021-2025 年我国风电每年新增装机的均值或达到 109GW，是 2016-2020 年年均值的 4.6 倍。

图表 48: 2021-2025 年风电每年新增装机均值约为 109GW

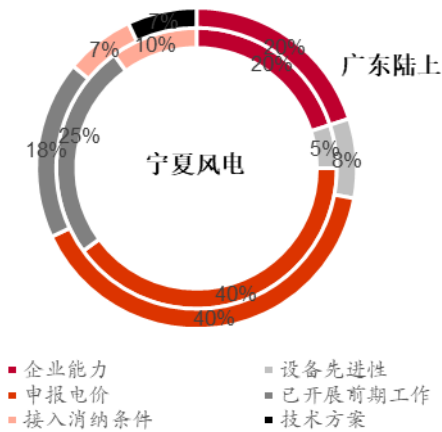
2018-2025年全国电力系统平衡测算														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018E	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	备注
社会用电量 (亿千瓦时)														
用电量	53225	55213	55500	59198	63077	68123	70848	73682	75892	78169	80514	82930	85418	经济平稳+电动化趋势
同比增速	7.2%	3.7%	0.5%	6.7%	6.6%	8%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	
各类电源发电量 (亿千瓦时)														
火电	42153	42337	42102	43958	45513	46823	47419	48141	45102	43602	42122	40662	39221	2018-2020年调节火电利用小时进行电力平衡; 2020后其他电源发电量根据利用小时和装机计算, 风电用于平衡
水电	7891	10643	9960	10518	11945	12643	13003	13363	13687	14011	14335	14659	14983	
核电	1106	1332	1714	2132	2483	3067	3557	4047	4467	4887	5307	5727	6147	
风电	1401	1599	1853	2410	3057	3547	4285	4948	8254	10086	11968	13899	15883	
光伏	90	250	392	662	1182	2043	2583	3183	4383	5583	6783	7983	9183	
各类电源平均利用小时数														
火电	5012	4706	4329	4165	4209	4225.767	4271.868	4336.868	4100	4000	3900	3800	3700	
水电	3318	3653	3621	3621	3579	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	2021年后火电在退出产能的同时, 压缩利用小时数
核电	7893	7787	7403	7042	7107	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	
风电	2080	1900	1724	1742	1948	1900	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	
光伏	1368	1255	1133	-	-	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	
各类电源累计装机容量 (GW)														
火电	862	918	990	1054	1106	1108	1110	1110	1100	1090	1080	1070	1060	十三五规划: 2020年煤电装机规模力争控制在11亿千瓦以内, 十三五期间力争关停2000万千瓦, 十四五速度加倍
水电	280	304	319	332	341	351	361	371	380	389	398	407	416	
核电	15	20	27	34	36	44	51	58	64	70	76	82	88	
风电	75	97	128	149	164	187	214	247	413	504	598	695	794	
光伏	19	28	43	77	130	170	215	265	365	465	565	665	765	
各类电源新增装机容量 (GW)														
火电	43	56	72	64	52	2	2	0	0	0	0	0	0	
水电	31	24	15	13	9	10	10	10	9	9	9	9	9	光伏维持100GW/年的装机, 核电和水电平稳增长
核电	2	5	7	6	2	8	7	7	6	6	6	6	6	
风电	15	21	31	20	15	23	28	33	165	92	94	97	99	
光伏	13	9	15	34	53	40	45	50	100	100	100	100	100	

来源: 中电联, 中泰证券研究所测算

4.4 行业机会: 竞价提升度电成本关注度, 钢价下行利好风电中游

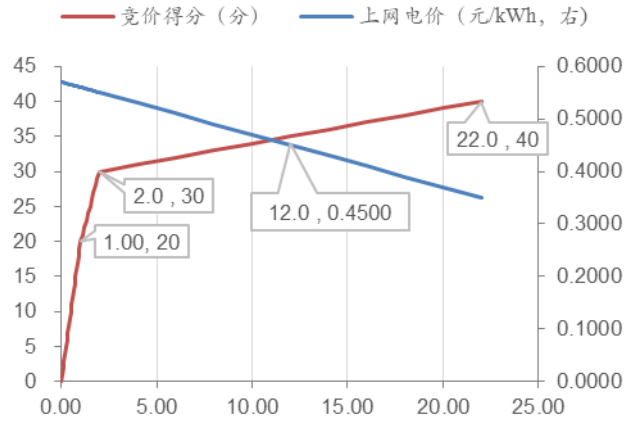
- 风电竞价政策推行, 引导行业更加关注度电成本。2018 年 5 月 18 日, 能源局印发《关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知》(国能发新能〔2018〕47 号), 指出从 2019 年起, 各省(自治区、直辖市)新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价, 竞争要素包括企业能力、设备先进性、技术方案、已开展前期工作、接入消纳条件和申报电价。近期广东、宁夏等省风电竞争细则出台, 从得分区分度角度来看, 不同业主的区分度主要体现在企业能力、已开展前期工作和申报电价方面, 关于市场关注的申报电价可能出现低价竞争的情况, 各省区分别设置了分档降价、加权平均基准电价等避免出现恶性电价竞争的细则, 一定程度缓解市场担忧。宁夏公示的全国首份风电“竞价”结果也验证了该推论, 前 28 个项目平均电价为 0.44857 元/千瓦时(宁夏标杆电价 0.49 元/千瓦时), 平均降幅约 0.04143 元/千瓦时。但能源局要求不论采取何种基于市场竞争的配置方式, 均应将上网电价作为重要竞争条件, 所需补贴强度低的项目优先列入年度建设方案, 这就引导行业更加关注度电成本。

图表 49: 广东、宁夏风电竞价细则对比



来源: 广东发改委、宁夏发改委, 中泰证券研究所

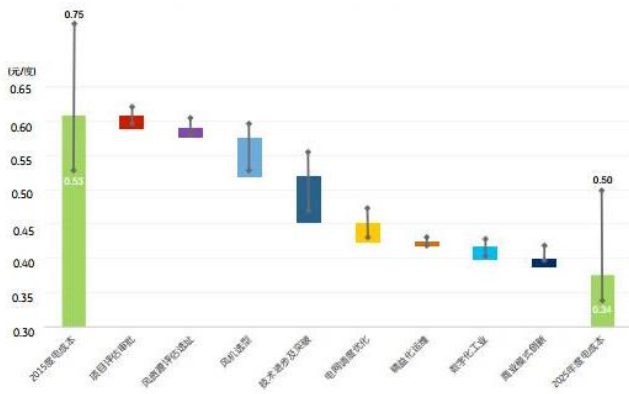
图表 50: 广东陆上风电竞价电价得分随电价降幅关系



来源: 广东发改委, 中泰证券研究所

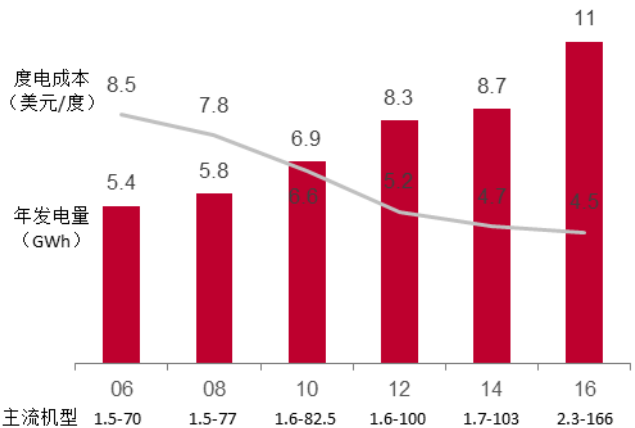
- 风电度电成本影响因素繁多, 风机选型、技术进步及突破对于度电成本降低贡献相对较大, 龙头整机商在研发和设计实力上占优势。据 GE《2025 中国风电度电成本》白皮书, 度电成本的降低可以从项目评估审批、风资源评估选址、风机选型、技术进步及突破、电网调度优化、精益化运维、数字化工业、商业模式创新等八方面着手, 其中风机选型、技术进步及突破对于度电成本降低的作用最明显。以复杂地形的陆上风电为例, 2015 年度电成本均值为 0.608 元/度, 到 2025 年, 风机选型优化后可以带动的度电成本下降空间可达 3.1-7.0 分/度, 技术进步及突破预计可带动 5-6.7 分/度的下降。值得注意的是, 技术进步和突破中最主要的方向是机组大型化, 目前全球和中国风电平均单机功率都呈持续增长态势, 2017 年, 全球风电机组平均单机功率首次突破 2.5MW, 达到 2525kW, 同比增长 16.9%, 其中 2017 年中国新增装机的风电机组平均功率 2.1MW, 同比增长 8%。而无论是风机选型, 还是技术进步及突破, 都对整机商提出更多的要求, 龙头整机商在研发和设计实力上占优势。

图表 51: 2025 中国陆上风电 LCOE 路线图



来源: 《2025 中国风电度电成本》, 中泰证券研究所, 注: 复杂地形

图表 52: 美国风电主流机型度电成本走势



来源: 《2025 中国风电度电成本》, 中泰证券研究所

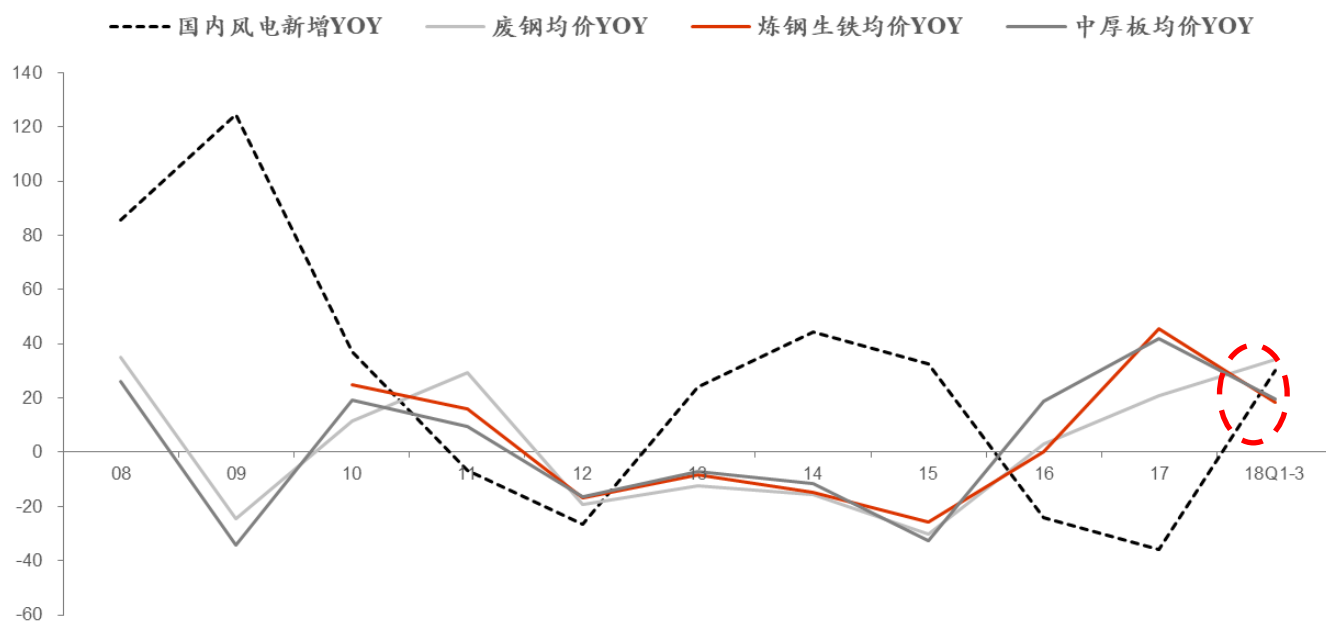
- **需求向上、成本向下，风电中游零部件环节迎历史性盈利拐点。**上文分析可知，由于三北地区继续解禁以及电价抢开工，我们预计2019年新增装机约28GW，同增约20%。与此同时，环保限产边际放松，需求偏弱，2019年钢材价格预期处于下行周期。对于风电中游零部件企业（尤其是铸锻件环节）来说，风电需求景气向上、成本钢材价格预期下行，风电中游将进入类似于2013-2015年的历史性的盈利向上周期。

图表 53: 螺纹钢期货出现大幅下行 (元/吨)



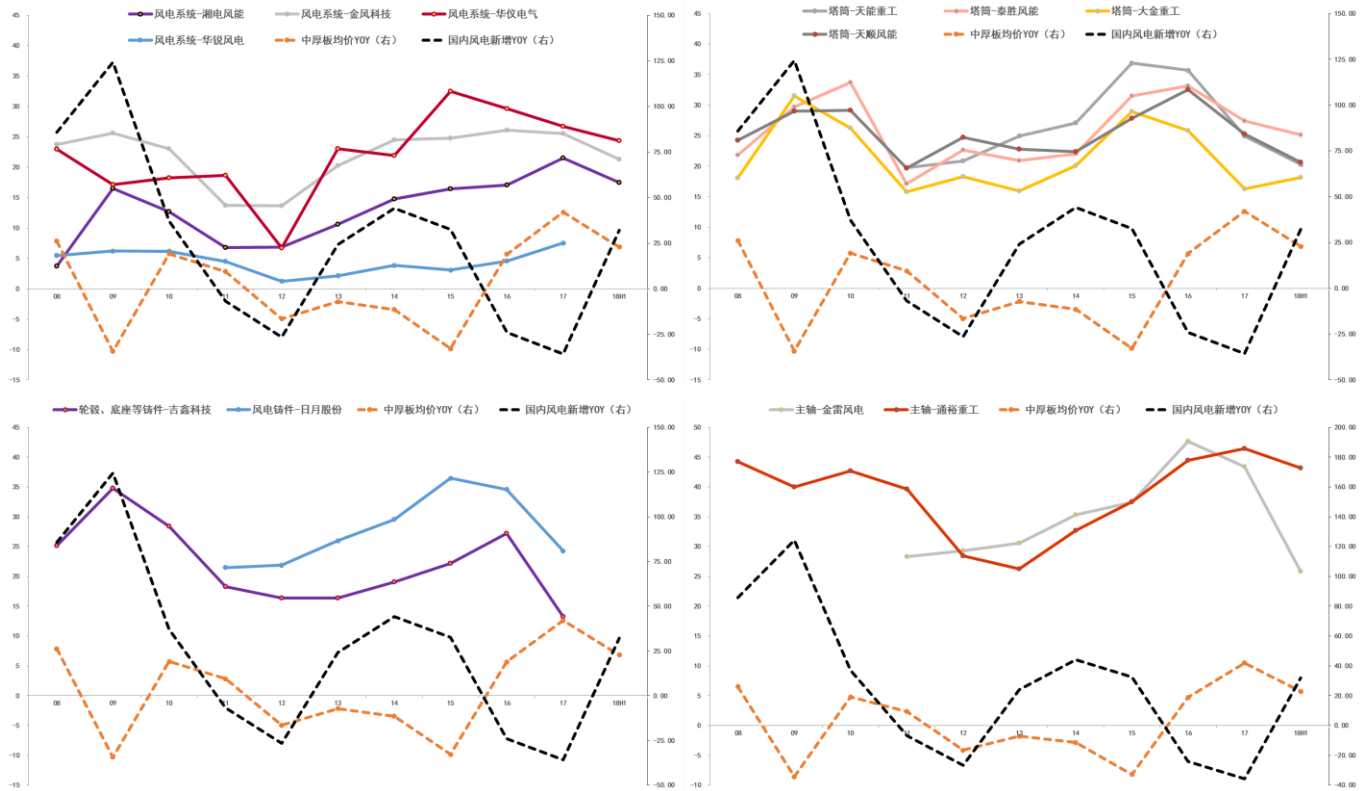
来源: Wind, 中泰证券研究所, 截止 2018-12-28

图表 54: 风电新增装机增速与钢价增速出现反向交叉



来源: Wind, 中泰证券研究所

图表 55: 风电中游制造各环节毛利率随需求增速和钢价增速的变化 (%)



来源: Wind, 中泰证券研究所

- 风电中游零部件（铸锻件环节）销售模式一般为提前锁量锁价，且钢材是最大的成本，钢价下行盈利弹性大。在风电中游零部件环节中，铸锻件的销售策略一般是提前锁量（或份额）、锁价（产品价格），而原材料采购根据下游客户下订单的节奏进行。如果 2019 年钢价下行，铸锻件环节将锁住钢价下行带来的全部收益。而且，钢材成本占铸锻件环节成本的 50-80%，业绩弹性大。

图表 56: 钢价对风电中游铸锻件 2019 年毛利率敏感性分析

	吉鑫科技（铸件）	日月重工（铸件）	通裕重工（主轴）	金雷风电（主轴）
钢材占成本比例（2017 年）	16%	55%	75%	63%
铸锻件业务营收占比（2017 年）	97%	64%	18%	91%
10%钢价降低时 2019 铸锻件毛利率变化	+1.6PCT	+4.1PCT	+4.3PCT	+4.6PCT
10%钢价降低时 2019 综合毛利率变化	+1.5PCT	+2.7PCT	+0.7PCT	+3.5PCT
20%钢价降低时 2019 铸锻件毛利率变化	+3.2PCT	+8.2PCT	+8.6PCT	+9.3PCT
20%钢价降低时 2019 综合毛利率变化	+3.1PCT	+5.5PCT	+1.4PCT	+6.9PCT

来源: Wind, 中泰证券研究所

5、投资建议：平价临近，优选龙头

5.1 平价上网临近，政策影响弱化

- **新能源发电：弱周期属性。**新能源发电项目的投资吸引力受资金成本（贷款利率）和无风险收益率（10年期国债收益率）的影响，在2019年经济预期下行的背景下，贷款利率和10年期国债收益率预期下行，此时新能源发电项目吸引力提升，同时新能源发电具有弱周期属性，因此我们认为2019年新能源发电需求受宏观经济影响较小。
- **光伏：531新政加快平价进程，1-2年平价区域或达50%，行业需求加速，短期来看，国内政策预期修复，同时产业链价格下滑致使国内平价项目初现以及海外需求有支撑，2019年需求有望正增长，关注高效化和竞争格局优化带来的机会。**受531新政影响，2018年1-11月光伏新增装机38.22GW，同比降低21%，光伏产业链价格也因此出现大幅下滑，各环节降幅在30-40%左右。当前光伏系统成本已经落入4.0-4.5元/W区域，考虑到低成本产能投放和技术进步等因素，我们预计我国光伏系统成本1-2年内或将降低到3.5-4.0元/W，届时全国50%用电量的地区可以实现平价。短期来看，能源局座谈会扭转了国内光伏政策悲观预期，装机指标指引和退坡时间点或超预期；同时光伏产业链价格531新政后大幅下滑，国内平价项目将批量出现，海外需求也有支撑，2019年全球光伏需求预计实现正增长。据SolarPower Europe预测，2019年全球光伏新增装机同增约5%。另一方面，531新政加速行业洗牌，竞争格局优化，因此在2019年需求向好的背景下，产业链盈利将实现触底回升。此外，为了实现平价，降本增效是主要途径，其中提效成为关键，而双面技术和PERC技术分别占第三批光伏领跑者项目总数的50%和70%，将成为技术发展的主流方向，关注由此带来的POE胶膜、光伏玻璃、PERC设备等方面的投资机会。
- **风电：1-2年平价区域或达80%，竞价平稳过渡，行业将迎来长景气周期，短期来看，三北继续解禁、电价抢开工，2019年国内风电新增装机或达28GW，钢价预期下行利好风电中游零部件。**当前我国陆上风电系统成本约为7.0-7.5元/W，考虑到路条费取消以及机组大型化等技术进步，我们预计我国陆上风电系统成本1-2年内或将降低到6.0-6.5元/W，届时全国80%用电量的地区可以实现平价。短期来看，在2018年三北解禁、中东部常态化、海上和分散式放量等逻辑基础上，2019年行业还有两个积极的因素：三北地区继续解禁以及电价抢开工，我们预计2019年新增装机约28GW，同增约20%。关于2019年推行的竞争配置，各省区分别设置了分档降价、加权平均基准电价等避免出现恶性电价竞争的细则。此外，在需求向上的背景下，由于环保限产边际放松，需求偏弱，2019年钢材价格预期处于下行周期，对于风电中游零部件企业（尤其是铸锻件环节）来说，将进入类似于2013-2015年的历史性的盈利向上周期。

5.2 估值相对较低，优选细分龙头

- **新能源发电板块的整体估值偏低，具有修复的空间。**我们预计风电、光伏在 1-2 年内都可以实现较大范围的平价（大于 50%的用电量地区）。新能源发电作为一个趋势确定的行业，但是板块的整体估值偏低，目前风电板块各主要公司 2019 年的平均估值是 13 倍（中位数 13 倍）、光伏板块各主要公司 2019 年的平均估值是 14 倍（中位数 12 倍）。新能源发电板块估值偏低主要是由于补贴缺口造成的需求和政策不确定性，随着越来越多的区域和商业模式项目实现平价，行业将摆脱补贴和政策的影响，发展空间将进一步打开，新能源发电板块的估值具有修复的空间。

图表 57：风电、光伏板块 2019 年的估值约为 13、14 倍（2019-1-2）

行业	证券代码	名称	总市值	2017 年归母净利	2018E		2019E		2020E	
					归母净利	PE	归母净利	PE	归母净利	PE
风电	002202.SZ	金风科技	280.73	30.55	36.36	8	43.51	6	52.56	5
	002531.SZ	天顺风能	78.28	4.70	5.48	14	7.60	10	9.50	8
	300129.SZ	泰胜风能	20.71	1.54	1.91	11	2.23	9	2.63	8
	300443.SZ	金雷风电	25.90	1.50	1.55	17	1.78	15	3.18	8
	603218.SH	日月股份	68.13	2.27	2.93	23	4.28	16	5.90	12
	603507.SH	振江股份	29.10	1.16	0.99	29	2.27	13	3.08	9
	300185.SZ	通裕重工	51.96	2.14	2.43	21	3.09	17	3.90	13
	002080.SZ	中材科技	104.30	7.67	9.07	11	11.45	9	13.68	8
	600458.SH	时代新材	55.39	0.69	2.10	26	2.58	21	3.67	15
			平均值				18		13	
		中位数				17		13		8
光伏	600438.SH	通威股份	321.46	20.12	20.37	16	29.49	11	35.87	9
	601012.SH	隆基股份	484.76	35.65	25.20	19	31.18	16	39.36	12
	300274.SZ	阳光电源	125.99	10.24	9.03	14	10.90	12	13.28	9
	601877.SH	正泰电器	506.66	28.40	36.57	14	43.89	12	52.52	10
	300393.SZ	中来股份	36.15	2.59	1.99	18	3.45	10	4.14	9
	601222.SH	林洋能源	82.80	6.86	8.46	10	10.18	8	11.91	7
	603806.SH	福斯特	141.36	5.85	5.46	26	6.57	22	8.12	17
	000591.SZ	太阳能	88.71	8.05	9.99	9	13.42	7	16.62	5
	300724.SZ	捷佳伟创	93.89	2.54	3.11	30	3.97	24	4.91	19
	300316.SZ	晶盛机电	125.89	3.87	6.58	19	8.24	15	9.67	13
		平均值				17		14		11
		中位数				17		12		10

来源：Wind，中泰证券研究所，注：盈利预测来自 Wind 一致预期，单位为亿元

- **行业需求向好，龙头业绩可期，建议配置。**我们预计 2019 年风光需求均正增长，且 1-2 年开始平价，届时政策影响将边际弱化，平价项目将成为需求主要驱动力。在此背景下，叠加当前板块估值较低，我们认为 2019 年新能源发电行业具备配置价值，重点推荐各细分环节的龙头标的：
 - (1) 光伏：**隆基股份（全球单晶龙头），通威股份（多晶硅和电池片扩产迅速），福斯特（EVA 胶膜龙头），阳光电源（光伏逆变器龙头，布局户用分布式），正泰电器（光伏电站放量，布局户用光伏业务），关注：捷佳伟创（光伏电池设备龙头、机械组覆盖），林洋能源（中东部分布式龙头），中来股份（光伏背板龙头，N 型电池放量）；
 - (2) 风电：**金雷风电（风电主轴龙头、客户质量优质），日月股份（风电铸件龙头），金风科技（风机龙头、风电场高增长），天顺风能（风塔龙头、风电场和叶片业务放量），关注：振江股份（西门子海上风电核心供应商），泰胜风能（风塔龙头、布局海上风电），中材科技（风电叶片龙头、玻纤和隔膜业务放量、建材组覆盖）。

6、风险提示

- **政策性风险：**新能源发电产业的发展会受国家政策、行业发展政策的影响，相关政策的调整变动将会对行业的发展态势产生影响；
- **弃风、弃光限电：**2017 年以来我国弃风、弃光限电情况虽有一定改善，但随着我国风电和光伏等新能源发电市场的快速发展，新能源消纳存在一定的压力，弃风、弃光限电在一定时期内仍将是制约新能源发电发展的重要因素；
- **经济环境及汇率波动：**世界主要经济体增长格局出现分化，全球一体化及地缘政治等问题对世界经济的发展产生不确定性，在此背景下，可能出现的国际贸易保护主义及人民币汇率波动，或将影响新能源发电企业的国际化战略及国际业务的拓展；
- **电价补贴收入收回风险：**目前由于可再生能源基金收缴结算过程周期较长，从而导致国家财政部发放可再生能源补贴有所拖欠。若这种情况得不到改善，将会影响新能源发电企业的现金流，进而对实际的投资效益产生不利影响。

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。