

电气设备行业深度研究报告

电网新能源消纳系列报告之四:2020年风电装机有望突破35GW,风电新周期爆发

推荐(维持)

- **辅助服务市场助力风电消纳,弃电率好转逻辑获得验证。**电力辅助服务市场化成效在东北得到验证,2019年风电投资检测预警,吉林由红转绿,黑龙江由橙转绿。我们在本系列报告前三篇已经基于对辅助服务市场化的分析逻辑,做出了2019年新能源发电将迎来新一轮成长周期的结论。目前,国内已有5个地区调峰市场正式运行,另有9个区域也启动了相关改革运作。调峰市场将会进一步提高电网调节能力,为新能源,特别是风电装机打开更大空间。
- **风电是调峰市场最大受益者,甘肃弃电率将降至10%以内。**根据调峰市场规则,调峰费用的分摊是按照调峰时段未参与调峰的全部发电机组的发电量分配。风电发电曲线的“反负荷”特性决定了其需要较多的调峰空间。东北调峰市场在2017~2018年两年时间为风电提供了17900GWh调峰电量,每年贡献了291小时的发电小时数,相当于降低了近10个百分点的弃电率。2018年4月,甘肃省正式启动了调峰市场,累计贡献调峰电量4.03亿千瓦时,弃电量下降至54亿千瓦时。2019年,甘肃有望复制东北路径,调峰市场规模将会进一步提高,弃电率下降至10%以内。
- **“三北”外送通道助力,装机空间重新打开。**2017~2018年,酒泉-湖南(8GW)、准东-皖南(12GW)特高压工程陆续投运。2020年,青海-河南特高压也将投运,西北至华中电网输电通道总规模将达到28GW,外送能力进一步大幅提高。2018年,甘肃外送电量同比增长60%,外送电量达到324亿千瓦时,占整体风电弃电量的6倍。我们认为外送通道与甘肃调峰市场的配合,将带动起新能源输出量的大幅增加。西北地区外送电量未来两年也将持续提升。2018年7月,锡盟-泰州特高压直流工程投运,将会有力促进蒙东电网新能源外送,同期乌兰察布6GW风电基地获得核准,华北区域风电装机空间也获提高。
- **电力需求倒逼新能源装机,多家电力公司大幅上调风电投资计划。**根据目前电网结构分析,2019~2020年每年新增装机将在130~160GW,而火电、水电、核电没有大批量新增装机,因此需要风电、光伏的装机支撑。而中东部地区的电力缺口也将进一步带动西北、东北地区外送通道的利用率提高。与此同时,华中地区风电装机量连续三年保持40%以上增长,也反映出了电力供应紧张问题。湖南在2019年内的电力缺口将达到总负荷的1/8,地区电力需求也在倒逼风电、光伏的装机量提升。同时,华电国际、龙源电力、华润电力等公司均大幅上调了2019年、2020年风电投资计划,其中华电国际风电投资计划240亿元,同比增长240%;华润电力2019、2020年目标1.7、2.3GW,同比分别增长40%、35%。
- **2020年风电装机有望达到35GW以上,推荐关注风电全年投资机会。**综合全文分析,在西北、东北、华北、华中地区新增装机预期全面提高的基础上,加之海上风电的爆发,我们预计2020年风电装机量将达到35GW以上。根据调研,我们发现主机厂出货量、零部件企业目前订单饱满,已有接近2015年的趋势。**重点推荐风电产业链:金风科技、天顺风能。关注产业链标的:中材科技、恒润股份、泰胜风能、天能重工。**
- **风险提示:** 新能源补贴政策不及预期,电力辅助服务市场改革推进不及预期。

重点公司盈利预测、估值及投资评级

简称	股价(元)	EPS(元)			PE(倍)			PB	评级
		2018E	2019E	2020E	2018E	2019E	2020E		
金风科技	14.55	0.88(A)	1.27	1.41	13.86(A)	11.46	10.32		强推
天顺风能	6.67	0.28	0.37	0.44	23.82	18.03	15.16	2.45	强推
中材科技	13.9	0.72(A)	0.98	1.18	14.11(A)	11.73	11.73	1.69	
恒润股份	27.89	1.26	1.78	2.36	22.10	15.64	11.80	2.89	
泰胜风能	4.68	0.41	0.50	0.55	16.32	13.24	12.10	1.49	
天能重工	22.04	0.68(A)	1.45	1.97	32.41(A)	15.21	11.17	1.97	

资料来源: Wind, 华创证券预测, 未评级为 Wind 一致预测

注: 股价为2019年03月20日收盘价

华创证券研究所

证券分析师: 胡毅

电话: 0755-82027731

邮箱: huyi@hcyjs.com

执业编号: S0360517060005

证券分析师: 邱迪

电话: 010-63214660

邮箱: qiudi@hcyjs.com

执业编号: S0360518090004

联系人: 杨达伟

电话: 021-20572572

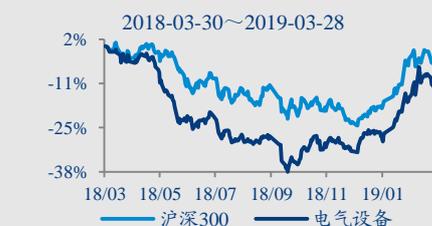
邮箱: yangdawei@hcyjs.com

行业基本数据

		占比%
股票家数(只)	193	5.36
总市值(亿元)	18,073.87	2.99
流通市值(亿元)	12,783.33	2.91

相对指数表现

	%	1M	6M	12M
绝对表现		5.64	27.78	-7.67
相对表现		4.28	19.36	-4.7



相关研究报告

《新能源汽车月度数据总结: 2月产销持续快速增长, 动力电池格局向龙头集中趋势显著》

2019-03-19

《电气设备行业周报(20190318-20190322): 科创板首批名单锂电抢眼, 风电资本开支计划大增》

2019-03-24

《新能源汽车补贴新政点评: 补贴新政分阶段释放压力, 扶优扶强, 坚持高质量发展》

2019-03-27

目 录

一、弃电率好转逻辑得到验证，辅助服务市场有望持续发酵.....	5
（一）风光装机占比达到 18.9%，在新增装机中占比继续维持 50%以上.....	5
（二）以东北为例：弃电率大幅好转，辅助服务改革持续助力.....	7
（三）新能源渗透+辅助服务市场化改革，电网平衡运行模式正在改变.....	10
1、可调节装机占比不断降低，体制束缚电网调节能力提升.....	10
2、辅助服务市场化改革加速，为新能源打开更大空间.....	11
二、风电是调峰市场深度受益主体，实现“补贴”火电.....	14
三、甘肃风电持续好转，辅助服务+特高压外送装机空间有望重新打开.....	16
（一）甘肃调峰市场已启动，风电“补贴”火电金额提高.....	16
（二）西北外送通道陆续投运，弃电率有望持续下降.....	16
四、电力需求增速仍在增长，风电、光伏将成电力新增供给主力.....	19
（一）2020 年新增装机大概率突破 140GW，风光不低于 50%.....	19
（二）风电 2020 年分别有望达到 35GW.....	20
1、2019~2020 年，火电、水电、核电装机增量有限.....	20
2、“三华”地区已成风电装机主力，用电需求也在倒逼装机.....	21
3、2020 年风电装机量突破 35GW.....	23
五、看好风电年度投资机会，推荐风电产业链.....	26
（一）上游供应商订单饱满，下游大幅提高风电投资计划.....	26
（二）重点推荐与产业链公司介绍.....	26
六、风险提示.....	27

图表目录

图表 1	电力辅助服务市场机制提高新能源消纳能力	5
图表 2	我国历年新增装机量、增速及其构成（单位：GW，%）	6
图表 3	风电、光伏装机量占比总装机逼近 19%	6
图表 4	2018 年新增装机占比结构	6
图表 5	我国历年新增装机量、增速及其构成（单位：万千瓦）	6
图表 6	我国历年新增光伏、风电装机容量与增速（单位：万千瓦）	7
图表 7	2019 年吉林、黑龙江风电投资检测预警转绿	7
图表 8	2018 年全国弃电率下降至个位数	7
图表 9	风电弃电率仅内蒙、甘肃、新疆在 10% 以上	8
图表 10	东北电力辅助服务改革政策汇总	8
图表 11	辅助服务带动东北三省利用小时数提升（单位：万千瓦时）	9
图表 12	扎鲁特-青州特高压带动吉林电网外送	9
图表 13	宝馨科技（002514.SZ）灵活性调峰收入毛利率 52%（2018 年半年报）	10
图表 14	具备调节能力的装机比例快速下降（单位：GW，%）	10
图表 15	全国电力辅助服务市场建设进程加快	11
图表 16	我国已有 14 个地区启动电力辅助服务改革	12
图表 17	能源局公布调峰市场显著成效	12
图表 18	多个地区辅助服务市场化加速推进	13
图表 19	能源局公布的辅助服务基本信息	14
图表 20	光伏发电典型功率曲线（晴天）	15
图表 21	风电“反负荷”曲线特性更强	15
图表 22	甘肃省调峰市场费用统计 2017、2018 年 4 月对比（单位：GW，万元）	16
图表 23	甘肃省调峰市场费用统计 2017、2018 年 12 月对比（单位：万元）	16
图表 24	甘肃、新疆外送电量大幅提高（单位：亿千瓦时）	17
图表 25	甘肃 2018 年用电、外送电量增长 18%	17
图表 26	甘肃各类机组发电小时数全面提升	17
图表 27	我国电网跨区调配能力仍在不断增强	18
图表 28	全社会用电量增速提高（单位：亿千瓦时，%）	19
图表 29	电力弹性系数周期回升	19
图表 30	平均利用小时数因新能源渗透而降低	19
图表 31	未来几年新增装机需求在 130~150GW 以上（单位：GWh、GW）	20
图表 32	火电、水电新增装机已明显放缓（单位：GW，%）	20

图表 33 “三华”地区新增风电装机量保持高速增长（单位：GW，%）	21
图表 34 华中区域风电新增装机保持 40%以上增长.....	21
图表 35 “三华”地区新增风电装机量占比 68%	21
图表 36 中东部省份新增风电装机量已呈现出爆发式态势（单位：GW，%）	22
图表 37 六大省区用电量继续保持增长（单位：GW，%）	22
图表 38 华东、华中区域风电发电小时数高于全国平均水平（单位：GW，%）	23
图表 39 “三北”地区电网外送结构、运行机制已发生重大变化（单位：GW，%）	24
图表 40 2020 年全国装机量有望突破 35GW（单位：GW）	24

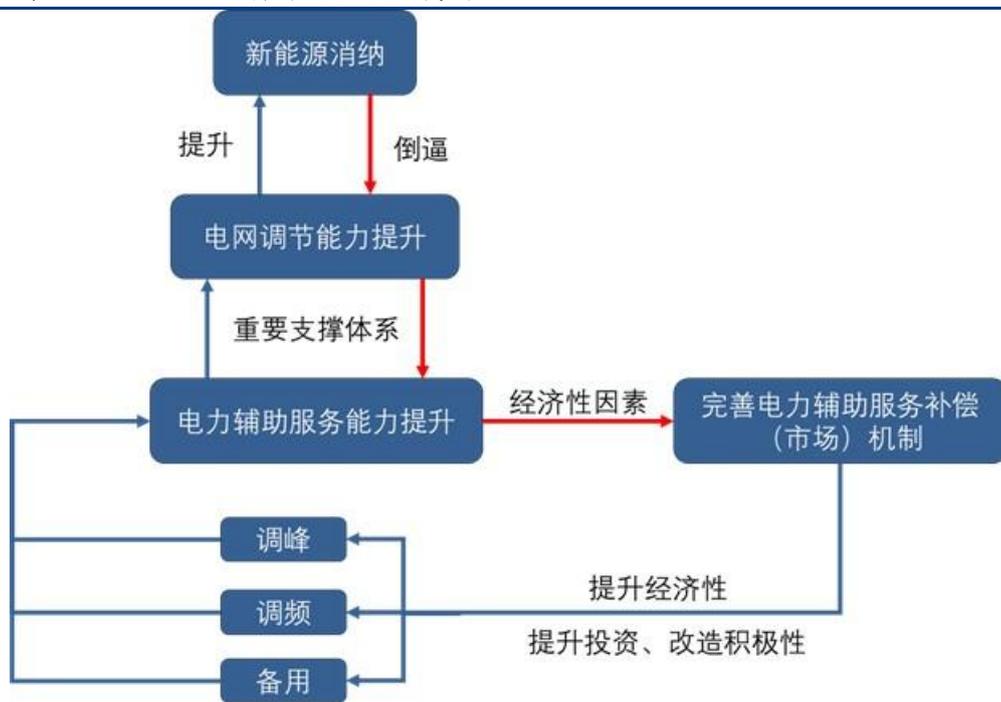
一、弃电率好转逻辑得到验证，辅助服务市场有望持续发酵

2018年3月开始，我们发布了本系列报告的前三篇，围绕电力辅助服务体制改革做出了定性、定量分析，并对西北地区、东北地区的弃电率改善做出了预测并在第三篇报告中做出了结论：**2019年新能源发电有望迎来新一轮成长周期**。2019年，风电投资检测预警吉林由红转绿，黑龙江由橙转绿、乌兰察布6GW风电基地开建、多家公司大幅上调2019、2020年风电投资计划……。

详细内容可参考本系列前三篇《系列报告之一：电力辅助服务助力，新疆弃风限电率显著改善》(2018年2月27日)、《系列报告之二：东北市场化调峰成效显著，多省启动电力辅助服务市场化升级》(2018年6月13日)、《系列报告之三：电力辅助服务及储能市场兴起，助力电网新能源消纳》(2019年9月13日)。

随着风电投资预期增大，市场对于后续电网消纳能力以及风电平价后的成长空间产生了疑问。本篇报告，我们将以2018年底的电网结构、装机数据为基础，进一步讨论辅助服务改革、特高压建设以及用电侧的最新变化，来进一步对明年两年全国新能源消纳和风电新增装机情况作出预判。**从结论上看，我们继续看好风电弃电率的改善趋势，认为风电弃电率，将会继续呈现出好转的趋势。**在此基础上，预判风电装机量在2020年有望达到35GW以上。

图表 1 电力辅助服务市场机制提高新能源消纳能力

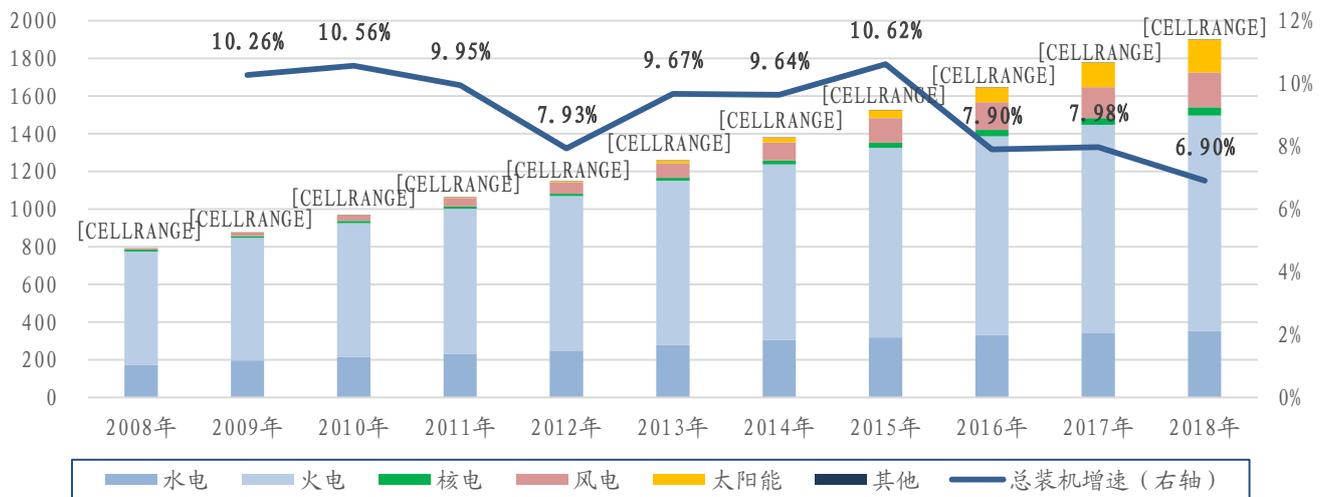


资料来源：华创证券整理

(一) 风光装机占比达到 18.9%，在新增装机中占比继续维持 50%以上

风光装机新增量占比继续维持 50%以上提高至 52.8%，存量占比逼近 19%。中电联 2018 年的数据快报显示，截至 2018 年底，我国发电装机总容量已达到 1899.67GW，同比增长 6.8%。其中，风电、光伏装机比例达到了 18.89%，较 2017 年提高了 2.35%。从新增装机上来看，新增发电装机 124.39GW，风电、光伏各新增 21GW、44.73GW，合计 65.73GW，占比新增装机量的 52.8%，较去年的 50.9%有所增长。但风光新增装机量同比去年微降 4.27%，2017 年风光合计新增装机 68.09GW，主要因光伏受到政策影响 17 年分布式装机量暴增，而 18 年政策调整波动较大而导致下降较多。

图表 2 我国历年新增装机量、增速及其构成 (单位: GW, %)



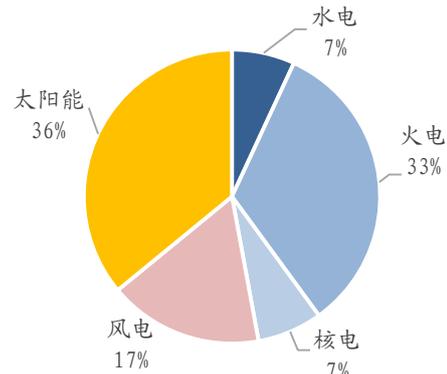
资料来源: 国家能源局, Wind, 华创证券

图表 3 风电、光伏装机量占比总装机逼近 19%



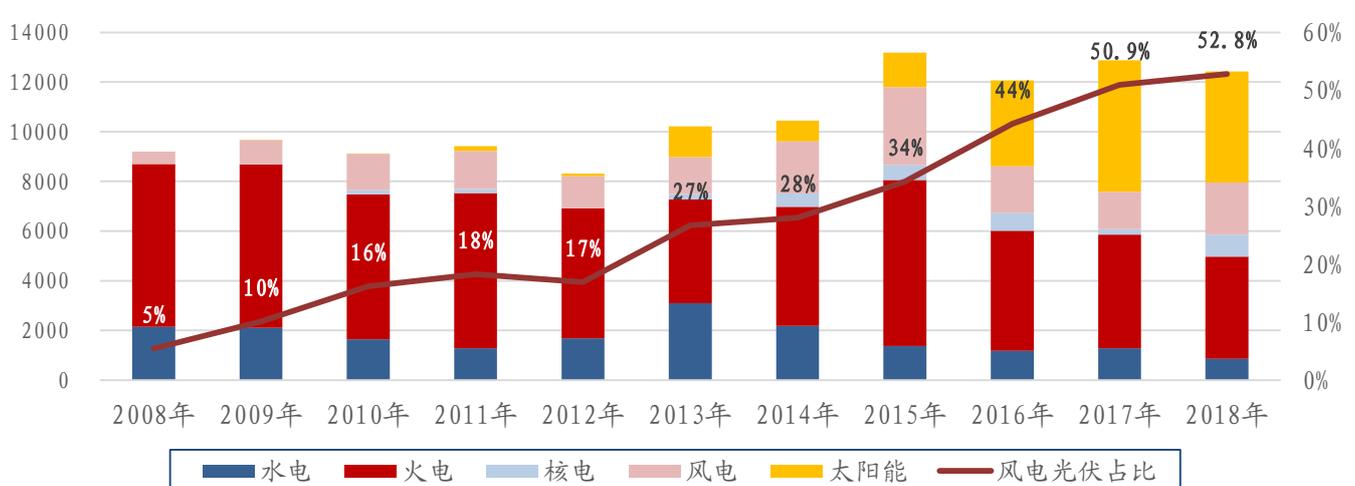
资料来源: 中电联, 华创证券

图表 4 2018 年新增装机占比结构



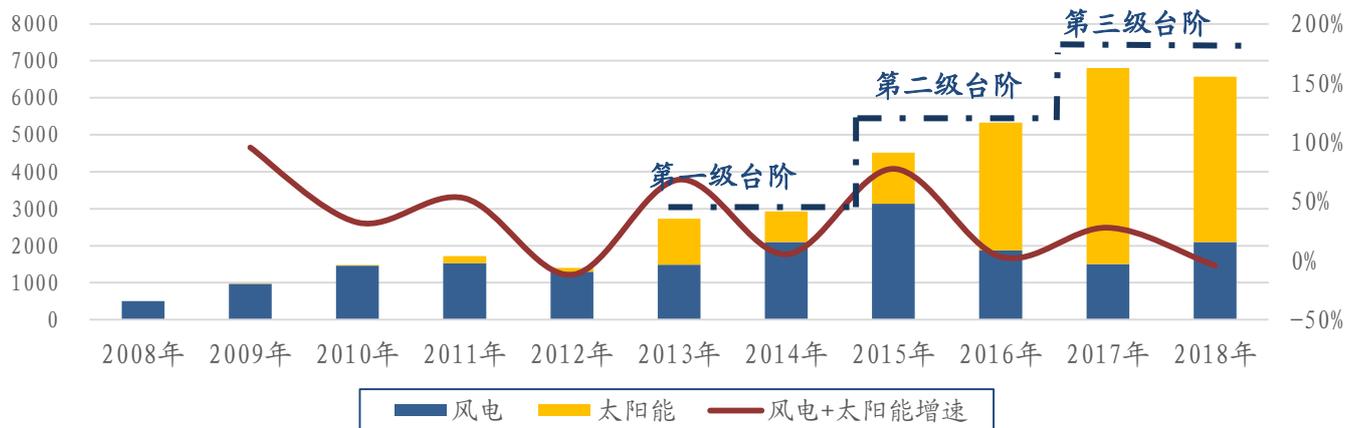
资料来源: 中电联, 华创证券

图表 5 我国历年新增装机量、增速及其构成 (单位: 万千瓦)



资料来源: 国家能源局, Wind, 华创证券

图表 6 我国历年新增光伏、风电装机容量与增速 (单位: 万千瓦)



资料来源: 国家能源局, Wind, 华创证券

我国风电、光伏年新增装机总量继续维持“第三季台阶”。从2013年,我国光伏装机进入规模化发展开始,我国风电、光伏的新增发电装机容量,历了三个台阶。第一级是2013、2014年,光伏、风电装机量各有涨跌,但总量均逼近30GW。第二季台阶是2015、2016年,风电、光伏先后抢装,两年的新增装机总量均突破50GW。2017年,中东部地区分布式光伏装机量大幅提高,风电+光伏装机总量逼近70GW,装机总量达到“第三级台阶”,2018年风电+光伏装机量达到65GW,继续维持“第三级台阶”,并有进一步提高的可能。

(二) 以东北为例: 弃电率大幅好转, 辅助服务改革持续助力

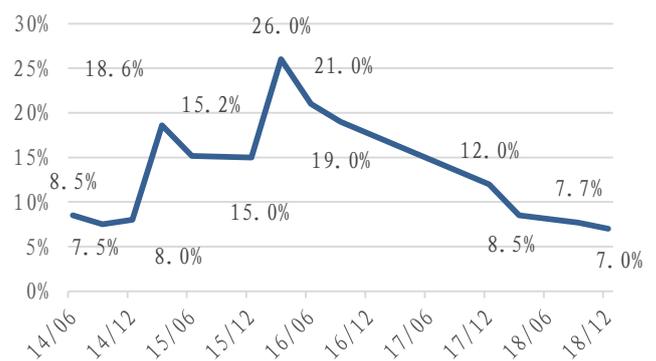
2018年我国弃电率连续下降,年底已降至7%。根据能源局2019年风电投资检测预警结果,2019年吉林、黑龙江预警结果分别由2018年的红色、橙色转为绿色。同时,全国风电的弃电率水平在年内继续保持下降,由2017年底的12%下降至2018年底的7.00%。

图表 7 2019 年吉林、黑龙江风电投资检测预警转绿

地区	2016	2017	2018	2019
甘肃	红色	红色	红色	红色
新疆 (含兵团)	红色	红色	红色	红色
蒙东	橙色	红色	橙色	橙色
蒙西	橙色	红色	橙色	橙色
吉林	红色	红色	红色	绿色
黑龙江	红色	红色	橙色	绿色
宁夏	红色	红色	绿色	绿色
河北北网	橙色	绿色	绿色	绿色

资料来源: 国家能源局, 华创证券

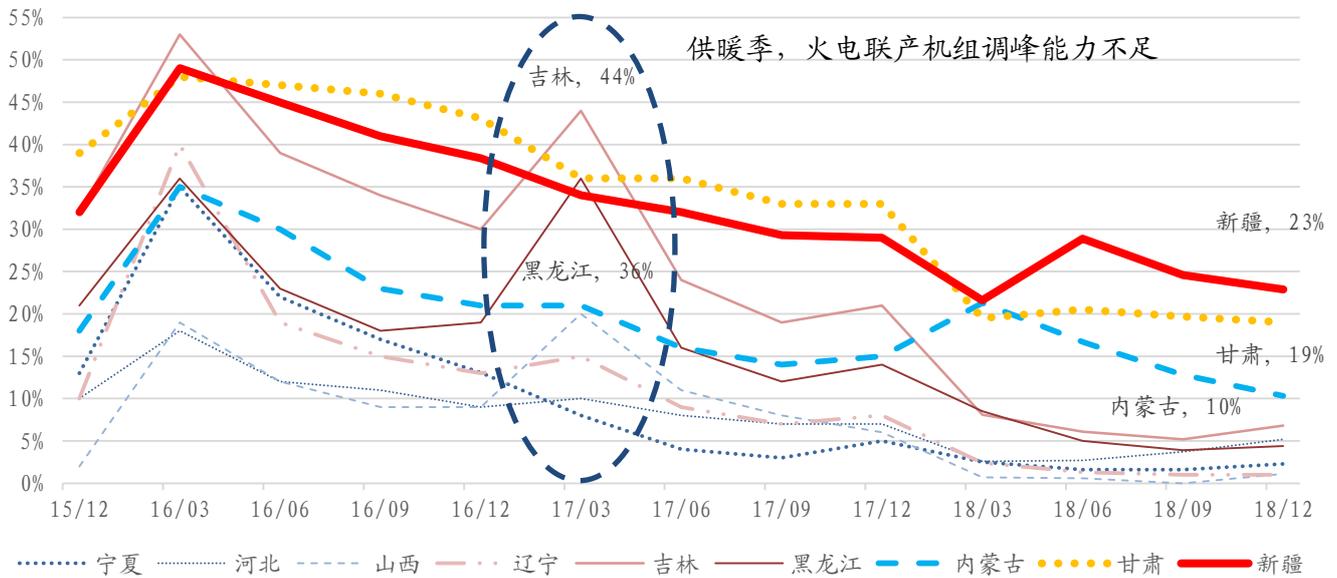
图表 8 2018 年全国弃电率下降至个位数



资料来源: 国家能源局, 华创证券

东北地区灵活性改造、调峰市场化改革, 风电投资监测预警全面转绿。2014年9月,东北调峰辅助服务市场启动,2016年11月,东北电力辅助服务市场专项改革试点工作启动。与此同时,2016年6月、8月国家能源局下达了两个批次的火电灵活性改造试点通知,这两批火电厂的总装机容量总共了17GW,主要分布在东北地区。在市场机制建设完善、电厂技术改造的双重促进下,东北地区调峰市场发挥出了巨大的作用。从2017年开始东北调峰市场正式启动,东北地区在冬季供热期的风电弃电率得到了大幅缓解,2018年东北三省的弃电率已全面进入个位数区间,重新打开了风电装机空间。

图表 9 风电弃电率仅内蒙、甘肃、新疆在 10%以上



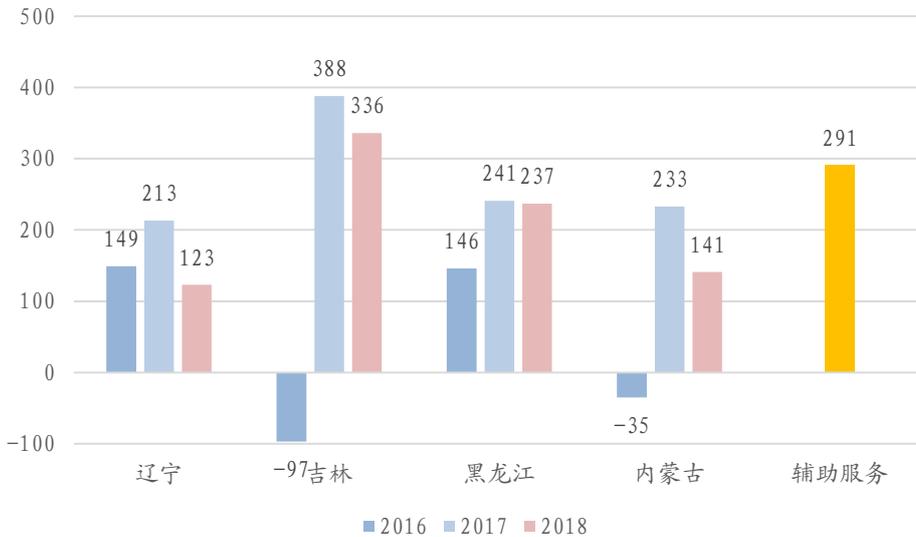
资料来源: 国家能源局, Wind, 华创证券

图表 10 东北电力辅助服务改革政策汇总

时间	相关文件与事件
2014年8月	《关于做好东北电力调峰辅助服务市场模拟运行工作的通知》(东北能监市场[2014]240号)
2014年8月	《东北电力调峰辅助服务市场监管办法(试行)的通知》(东北能监市场[2014]374号)
2014年9月	《关于缓解东北地区电力供需矛盾的意见》
2014年9月	东北电力调峰市场启动
2016年5月	《东北电力调峰辅助服务市场监管办法(试行)补充规定的通知》(东北能监市场[2016]62号)
2016年6月	《关于推动东北地区电力协调发展的实施意见》
2016年6-8月	《关于下达火电灵活性改造试点项目的通知》(共两批)
2016年11月	《东北电力辅助服务市场专项改革试点方案》 《东北电力辅助服务市场运营规则(试行)》

资料来源: 国家能源局, 东北能监局, 华创证券整理

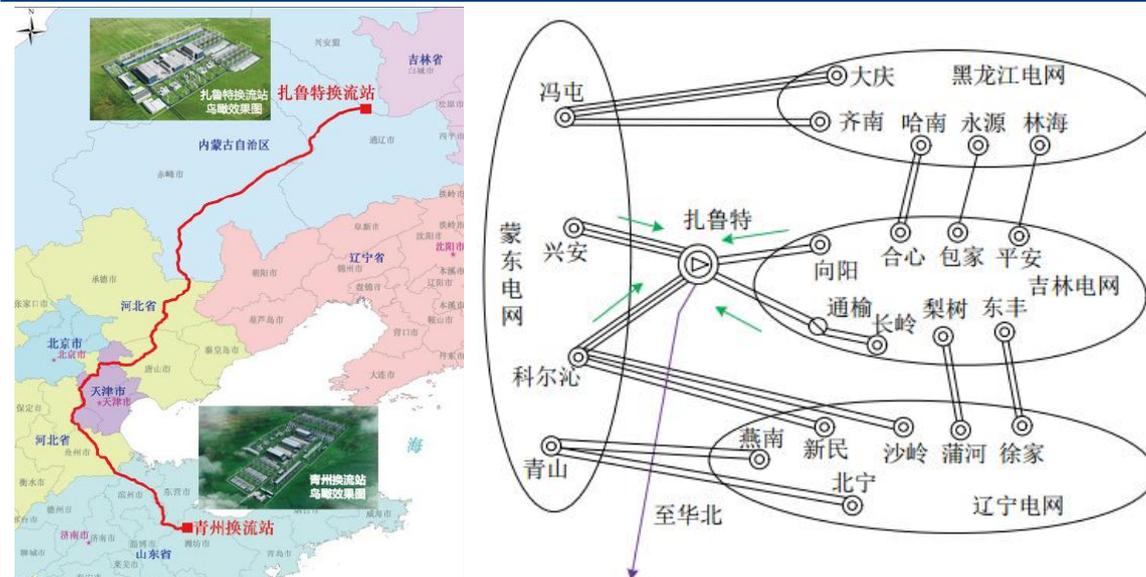
图表 11 辅助服务带动东北三省利用小时数提升 (单位: 万千瓦时)



资料来源: 国家能源局, Wind, 华创证券

根据能源局统计数据,东北地区在2017~2018年两年的时间里,风电受益电力调峰市场的电量达到了17900GWh,若按照东北地区两年平均30.72GW测算,每年贡献了291小时的发电小时数提升。2017~2018年,辽宁、吉林、黑龙江三省平均每年风电利用小时数平均提高了168、362、239小时。另一方面,连接东北电网的首个直流特高压工程——“扎鲁特-青州”特高压工程在2017年底投运,该工程输送容量达到10GW(1000万千瓦)。这一工程投运,大幅带动了吉林省、蒙东电网风电外送,因此吉林省风电利用小时数提高超过了辽宁、黑龙江两省。

图表 12 扎鲁特-青州特高压带动吉林电网外送



资料来源: 河北新闻网, 东北能监局, 《电网技术》2018年07期《扎鲁特-青州特高压直流输电工程投运后东北电网的稳定特性及控制措施研究》, Wind, 华创证券

综上所述,我们认为辅助服务市场的建立是东北地区弃风限电率大幅好转的根本原因。通过灵活性改造、市场化补偿机制的建立,一方面全面提高了东北地区火电厂,特别是热电联产机组的调峰能力,大幅缓解了供热期的调节压力;另一方面,市场化报价机制也使参与调节的火电机组获得了合理的收益,刺激了火电机组自发调节、主动

改造的积极性。

在调峰改造方面，一个典型例子就是上市公司宝馨科技（002414.SZ）在 2017 年底为辽宁阜新发电厂、内蒙古京科发电厂进行“采用电极锅炉蓄热供热参与电厂灵活性辅助服务调峰”改造。两项目分别于 2017 年 1 月、2018 年 4 月投入使用，已经展现出良好的经济收益。根据宝馨科技 2018 年半年报，公司 2018 年半公司在“灵活性调峰技术服务”创造了 8298 万元收入，毛利率高达 52%。两个项目采用 BOT（“建设-经营-转让”）模式建设、运营，总投资估计分别为 2.96 亿元、1.23 亿元，服务期限为 6 个采暖期。其中，辽宁阜新项目供暖季是 5 个月，内蒙古京科项目为 6 个月。

图表 13 宝馨科技（002514.SZ）灵活性调峰收入毛利率 52%（2018 年半年报）

主营构成	收入(亿元)	收入占比	毛利率	同比增速
设备配件销售	1.93	48.98%	19%	8.93%
灵活性调峰技术服务收入	0.83	21.06%	52%	100%
湿化学设备	0.77	19.54%	38%	118.67%
监测设备	0.39	9.90%		-36.17%
其他收入	0.02	0.51%		101.46%

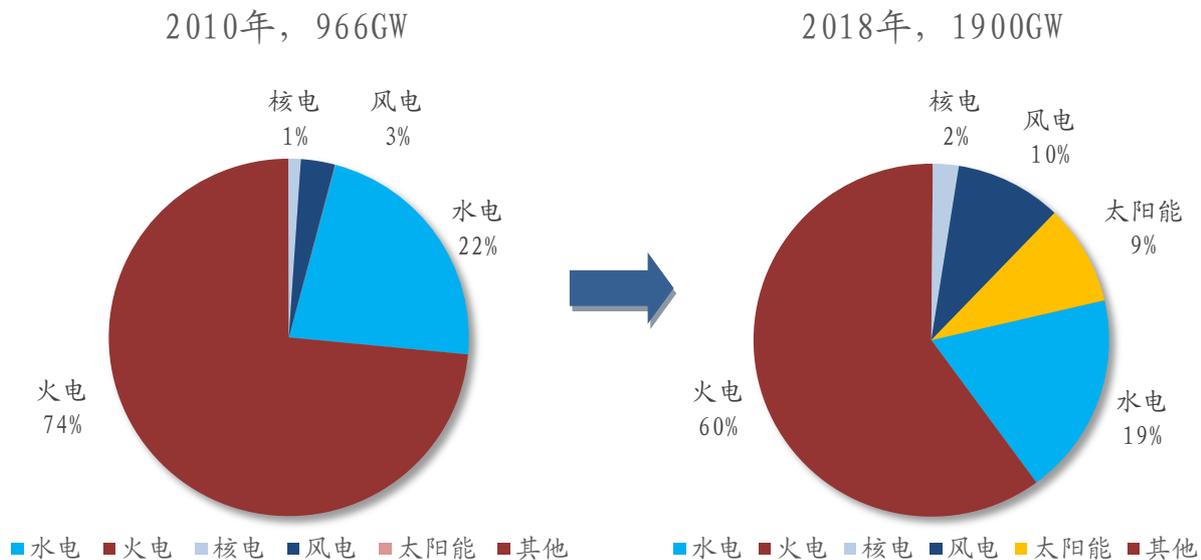
资料来源：宝馨科技 2018 年半年报，华创证券整理

（三）新能源渗透+辅助服务市场化改革，电网平衡运行模式正在改变

1、可调节装机占比不断降低，体制束缚电网调节能力提升

2010~2018 年我国发电装机量翻倍，火电、水电可调节电源装机占比下降 36 个百分点。2010 年，我国全国发电装机容量仅为 966GW，只有 2018 年底的 51%左右，风电、光伏装机量占比仅为 3.1%左右。彼时，火电装机量占比高达 74.15%，水电为 22.46%，这两类具备电网平衡调节能力的电源装机量合计占比 96.61%。而到 2018 年底，火电占比下降到 60.2%，水电为 18.54%，合计占比下降到 78.74%，较 2010 年下降了 17.87%，而风电、光伏占比提高到 18.89%。风电、光伏的间歇性、波动性对电网的冲击已经开始显现。

图表 14 具备调节能力的装机比例快速下降（单位：GW，%）



资料来源：国家能源局，Wind，华创证券

电网调节能力受到考验，计划体制已无法适应。过去很长一段时间，我国电力工业系统厂网一家，电网平衡只是系统的“内部工作”。直至2002年厂网分离，国家电网、南方电网、五大四小集团等主体，但是在调度、结算、电力交易方面仍然延续着计划经济体制模式。2006年，原国家电监委颁布了《发电厂并网运行管理规定》、《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》，六个能源监管局（对应六大电网区域）分别颁布了具体的实施细则（简称“两个细则”），才基本捋顺了发电主体与电网之间的平衡调节运行机制。然而，随着新能源渗透、电力系统规模提高、电网结构复杂化，这种依靠“固定价格，调度指挥”的模式，已无法激发出更多的调节资源与调解意愿。

首先，火电、水电这类调节主体占比降低，调节能力增长与整个电力系统规模已不匹配；其二，占比最大的火电调节成本较高，在面对一定调节需求均摊到所有火电时，成本影响并不明显（运维、折旧、设备寿命），而水电分布区域受到限制；其三，如果一味提高补偿价格，电网运行成本（均摊至发电侧）将难以承受。因此，通过市场化机制发现合适的调节服务价格，并刺激出更多低成本调节资源是一条必须的道路。这也是中共中央国务院2015年9号文《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》的要求之一。

2、辅助服务市场化改革加速，为新能源打开更大空间

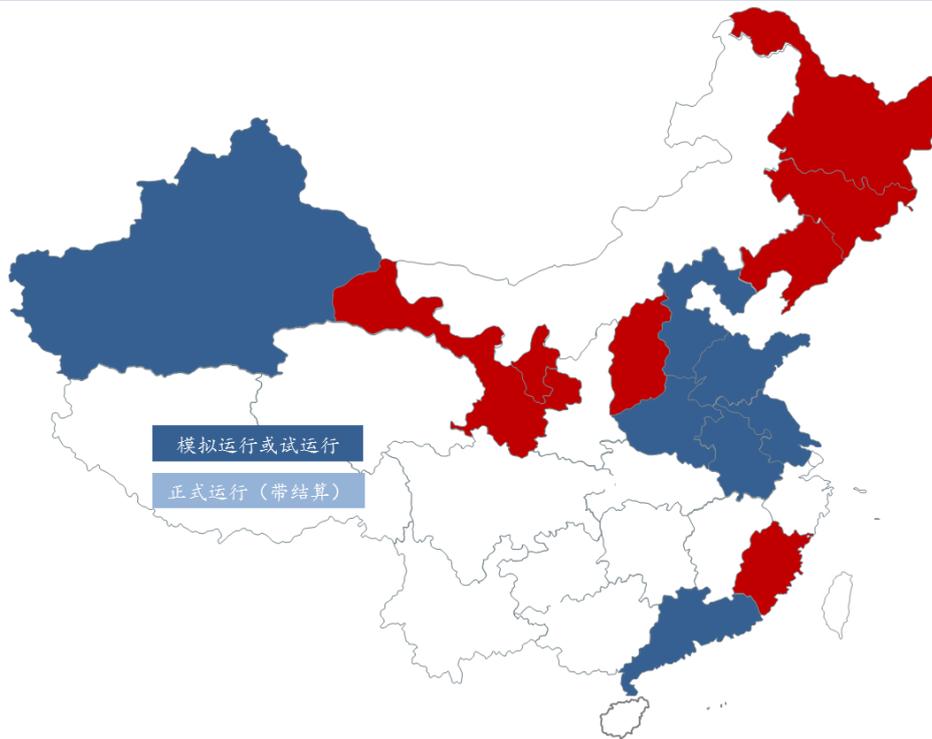
市场化改革加速，多省区市场化改革政策密集发布。2019年2月18日，在国家能源局例行新闻发布会上，市场监管司副司长陈涛指出，我国正在全国（除西藏外）全面建立并不断完善电力辅助服务补偿机制。目前，电力辅助服务市场机制已在东北、华北、华东、西北、福建、山西、山东、新疆、宁夏、广东、甘肃、重庆、江苏、蒙西共14个地区启动。其中，东北、福建、山西、甘肃、宁夏5个电力辅助服务市场已正式运行；山东、新疆、宁夏、广东、山西、重庆、华北、华东、西北、江苏、蒙西等电力调峰、调频辅助服务市场也已经先后启动模拟运行或试运行，将结合实际情况陆续转为正式运行。2019年3月，华北地区电力调峰辅助服务市场启动按市场规则全额结算。

图表 15 全国电力辅助服务市场建设进程加快

时间	文件名称	所属电网区域	启动时间
2018年9月	《河南电力辅助服务补偿机制实施方案》	华北区域	2019年
2018年9月	《京津唐电网调频辅助服务市场运营规则（试行）》（征求意见稿）	华北区域	-
2018年8月	《安徽电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》（征求意见稿）	华东区域	-
2018年4月	《宁夏电力辅助服务市场运营规则（试行）》	西北区域	2018年5月
2018年3月	《华北电力辅助服务市场建设方案（征求意见稿）》	华北区域	2018年底前正式运行
2018年1月	《甘肃省电力辅助服务市场运营规章（试行）》	西北区域	2018年4月1日
2017年10月	《山西电力风火深度调峰市场操作细则》 《山西电力调频辅助服务市场运营细则》	华北区域	2018年1月正式运行
2017年9月	《新疆电力辅助服务市场运营规则（试行）》	西北区域	未定
2017年8月	《福建省电力辅助服务（调峰）交易规则（试行）》	华东区域	2018年1月
2017年7月	《广东调频辅助服务市场建设试点方案》 《广东调频辅助服务市场交易规则（试行）》	南方区域	2017年12月18日模拟运行
2017年6月	《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）》	华北区域	2018年3月1日带结算试运行
2016年11月	《东北电力辅助服务市场运营规则（试行）》	东北区域	2016年11月
2014年10月	《东北电力调峰辅助服务市场监管办法》	东北区域	2014年9月

资料来源：各地能源监管部门，华创证券

图表 16 我国已有 14 个地区启动电力辅助服务改革



资料来源：华创证券

市场监管司副司长陈涛汇总了几大调峰市场的效果。其中，东北地区在 2017~2018 年两年的时间里，风电受益电量达到了 17900GWh，若按照东北地区两年平均 30.72GW 测算，每年贡献了 291 小时的发电小时数。2018 年，辽宁、吉林、黑龙江的风电利用小时数分别为 2265、2057、2144 小时，意味着调峰市场贡献力其中 12.8~14.1% 的发电小时数。此外，国家能源局有关派出机构正在探索研究华中、青海、上海、安徽、四川、江西、湖南、广西等地区的电力辅助服务市场建设，同时鼓励其他地区稳妥有序地探索开展电力辅助服务市场建设，2020 年底前在全国范围基本建立电力辅助服务市场机制。

图表 17 能源局公布调峰市场显著成效

地区市场	正式运行启动时间	涉及装机容量	成效
东北-调峰市场	2017 年 1 月 1 日	110GW	· 挖掘火电调峰能力 4GW 以上，风电受益电量 17900GWh。 · 2019 年 1 月 1 日启动旋转备用辅助服务市场模拟运行
福建-调峰市场	2018 年 1 月 1 日	47.89GW	· 核电利用小时数增加 700 多小时，未发生弃风、弃水、弃光现象。 · 2018 年 12 月 18 日启动调频辅助服务市场模拟运行
山西-调频市场	2018 年 1 月 1 日	45.66GW	· 通过建立调频报价排序优化机制，在调频机组调用过程中兼顾价格和性能两方面因素，实现安全性与经济性的有机统一
甘肃-调峰市场	2018 年 4 月 1 日	11.55GW	· 累计贡献调峰电量 4.03 亿千瓦时，火电企业获得调峰收益共 1.64 亿元，有效减少弃风弃光
宁夏-调峰市场	2018 年 12 月 1 日	16.28GW	· 宁夏新增调峰容量 140 万千瓦，累计贡献调峰电量 1.82 亿千瓦时，降低新能源弃电率约 0.6 个百分点

资料来源：国家能源局，华创证券

图表 18 多个地区辅助服务市场化加速推进

区域	相关事项
华北地区	2018 年 12 月 25 日，华北电力调峰辅助服务市场试运行启动会议在京召开
华东地区	2018 年 9 月 19 日，印发《华东电力调峰辅助服务市场试点方案》和《华东电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》的通知
青海省	2019 年 3 月 1 日，西北能源监管局在西宁召开青海电力辅助服务市场建设工作座谈会，力争于 6 月底前启动青海电力辅助服务市场试运行
安徽省	2019 年 1 月 11 日，华东能源监管局组织召开会议研究讨论《安徽电力调峰辅助服务市场运营规则》。 2018 年 8 月 22 日，发布《安徽电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》征求意见稿
四川省	2018 年 11 月 27 日，发布《四川自动发电控制辅助服务市场交易细则（征求意见稿）》
湖南省	2018 年 6 月 19 日，启动了电力辅助服务市场研究工作

资料来源：国家能源局，华创证券

我们认为，东北地区的辅助服务改造已经充分证明了电力辅助服务市场在新能源消纳方面的作用。随着全国各地的电力辅助服务市场机制的建立，辅助服务仍将进一步提高各个地区的新能源消纳能力，为新能源发电，特别是风电，装机打开更大的市场空间。

二、风电是调峰市场深度受益主体，实现“补贴”火电

国家能源局从 2017 年 2 季度开始公布了我国辅助服务补偿情况。2018 年全年，共涉及 1245GW 装机容量纳入了辅助服务补偿机制中来（仍有部分地区装机，特别是风电、光伏未纳入），已达到全国装机容量的 65%。全国产生了补偿及市场交易费用共 146.16 亿元，其中，东北、福建、山西、宁夏、甘肃等正式运行的电力辅助服务市场交易费用共 36.6 亿元，占全国电力辅助服务总费用的 25.1%。可以看出，市场化交易后辅助服务费用出现了大幅提高，一方面由于这些地区辅助服务需求较高，另一方面也反映出这是市场化交易后，合理的补偿价格。

图表 19 能源局公布的辅助服务基本信息

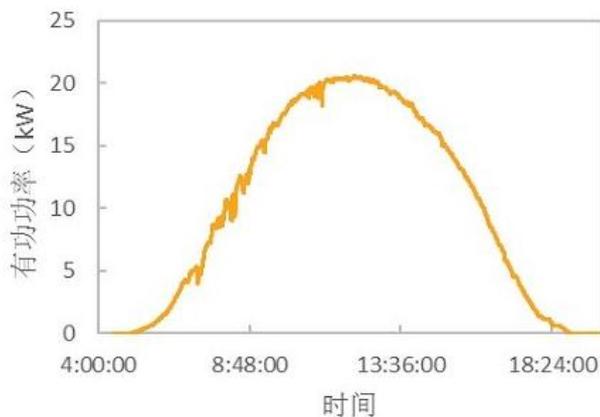
基本信息	2017Q2	2017Q3	2017Q4	2018H1	2018 年	单位
发电企业数量	2725	2972	3123	3530	3530	家
装机容量	140380	112871	116344	124499	124499	万千瓦
补偿费用	28.19	30.99	35.18	70.09	146.16	亿元
占上网电费总额	0.76%	0.72%	0.81%	0.87%	-	%
调峰费用	6.56	7.00	11.04	25.01	51.96	亿元
备用费用	10.84	12.20	11.80	19.62	40.87	亿元
AGC 费用	5.64	9.37	9.64	20.13	42.62	亿元
调压费用	-	2.29	2.62	5.15	10.37	亿元
其他服务费用	5.14	0.13	0.08	0.17	0.34	亿元
补偿费用来源	2017Q2	2017Q3	2017Q4	2018H1	2018 年	
发电机组分摊	24	24.78	28.58	54.34	-	亿元
网外合计	0.2	0.44	0.31	0.27	-	亿元
新机差额	1.2	0.48	0.18	0.26	-	亿元
考核等其他	2.7	5.29	6.11	13.42	-	亿元
合计	28.1	30.99	35.18	68.29	-	亿元
被补偿金额	2017Q2	2017Q3	2017Q4	2018H1	2018 年	
火电		27.36	31.45	63.53	-	亿元
水电		3.59	3.65	6.24	-	亿元
风电		0.02	0.07	0.28	-	亿元
光伏		0.00	0.00	0.01	-	亿元
核电		0.02	0.01	0.09	-	亿元
其他		0.00	0.00	0.00	-	亿元
合计		30.99	35.18	70.15	-	亿元
分摊费用	2017Q2	2017Q3	2017Q4	2018H1	2018 年	
火电		17.88	20.28	36.1	-	亿元
水电		4.3	2.97	5.21	-	亿元
风电		1.54	3.93	10.14	-	亿元
光伏		0.36	0.34	1	-	亿元
核电		0.68	1.05	1.89	-	亿元
其他		0.02	0.01	0.02	-	亿元
合计		24.78	28.58	54.36	-	亿元

资料来源：国家能源局，华创证券

从能源局公布的数据上看，调峰、备用、AGC（二次调频）费用合计占到了全部费用的90%以上，其中调峰费用占比最高在35%左右，2018年全年绝对金额约为51.96亿元。其中，大部分补贴金额被火电以及具有调峰能力的水电获得，而未参与调峰的火电、水电以及全部风电、光伏、核电需要分摊这些成本。

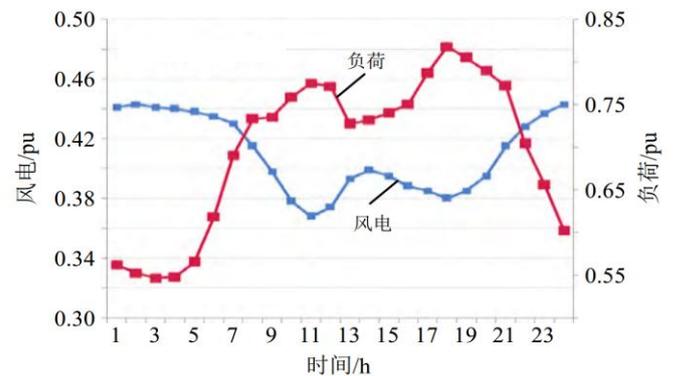
按照规则，调峰费用的分摊是按照调峰时段未参与调峰的全部发电机组的发电量分配。从表格中可以看到，2018年上半年，风电为此付出了10.14亿元左右的，占比在18%左右。火电占比较高主要因为，这些时段的火电发电量占比总量仍然较高，所以未参与调峰的火电需要分摊的占比最高。可以看出，**风电是调峰的最主要受益主体**。而光伏，因发电曲线与负荷曲线拟合度更高，在调峰时段发电量也较小，所以分摊费用占比很低，仅有1.8%左右。

图表 20 光伏发电典型功率曲线（晴天）



资料来源：OFweek，华创证券

图表 21 风电“反负荷”曲线特性更强



资料来源：OFweek，华创证券

在本文第一章第二节提到的宝馨科技辽宁、内蒙的调峰项目便是火电受益的例子之一。根据宝馨科技2018年半年报，公司2018年半公司在“灵活性调峰技术服务”创造了8298万元收入，毛利率高达52%。两个项目采用BOT（“建设-经营-转让”）模式建设、运营，总投资估计分别为2.96亿元、1.23亿元，服务期限为6个采暖期，估算年均折旧约为。其中，辽宁阜新项目供暖季是5个月，内蒙京科项目为6个月。在供暖季，通过电热锅炉实现了电厂的“热电解耦”，既保证了供热，又实现了压减发电出力的调峰动作。按照2018年的数据，两个项目的回收期在3~4年左右，宝馨科技与电厂均可获得调峰受益。

三、甘肃风电持续好转，辅助服务+特高压外送装机空间有望重新打开

(一) 甘肃调峰市场已启动，风电“补贴”火电金额提高

2018年4月，甘肃省正式启动了调峰市场，累计贡献调峰电量4.03亿千瓦时，火电企业获得调峰收益共1.64亿元，有效减少弃风弃光。目前，甘肃电力辅助服务延续着“两个细则”机制，但是其中的调峰部分已交由电力调峰市场交易执行（具体规则请参看《电网新能源消纳系列报告之三：电力辅助服务及储能市场兴起，助力电网新能源消纳》(2019年9月13日)）。而在甘肃电力调峰市场启动之前，调峰收益一直按照西北地区“两个细则”的固定价格执行，具体调用主体依靠调度中心指挥决定。

为了更好的对比调峰市场作用，我们汇总了2017年4月、12月与2018年4月、12月的费用结算情况。该部分数据在西北能监局网站上公示。通过对比调峰市场启动前后各主体的结算费用，我们发现，调峰市场对于调峰费用的结算发生了非常巨大的变化，风电“补偿”火电、水电的经济导向作用开始发酵。

图表 22 甘肃省调峰市场费用统计 2017、2018 年 4 月对比 (单位: GW, 万元)

发电类型	2017 年 4 月			2018 年 4 月				
	主体数量(家)	装机量	合计费用	主体数量(家)	装机量	两个细则	调峰市场	合计费用
火电	23	20.07	1857	22	20.62	1438	239	1677
水电	32	7.43	-28	32	7.56	345	-79	267
风电	75	12.77	-1480	84	12.82	-1492	-120	-1613
光伏	129	-	-348	157	-	-291	-40	-331

资料来源: 甘肃能监办, 华创证券

图表 23 甘肃省调峰市场费用统计 2017、2018 年 12 月对比 (单位: 万元)

发电类型	2017 年 12 月			2018 年 12 月				
	主体数量(家)	装机量	合计费用	主体数量(家)	装机量	两个细则	调峰市场	合计费用
火电	21	20.59	1525.4	29	20.64	1646	974	2620
水电	32	7.51	283.5	113	7.90	-201	-169	-370
风电	85	12.77	-1490.6	84	12.82	-1281	-628	-1910
光伏	132	-	-318.4	211	-	-163	-176	-339

资料来源: 甘肃能监办, 华创证券

2017年4月，甘肃省风电在“两个细则”执行情况下，共支付费用1480万元；而2018年4月共支付1613万元，支付费用增加了133万元。通过下表可以注意到，增加的133万元费用基本就是调峰市场形成的140万元。2018年12月于2017年12月相比，风电总体支付费用增加了420万元。

2018年，能源局例行记者会上公布的数据显示，甘肃省启动调峰市场后，累计贡献调峰电量4.03亿千瓦时，火电企业获得调峰收益共1.64亿元，相当于度电补贴了0.4元/kWh。考虑到火电目前度电利润在0.03元/kWh，调峰对于火电贡献了非常巨大的利润，若刨除运维、折旧等成本算，我们认为火电度电获益也远高于发电。因此，我们认为，甘肃调峰市场在运行8个月后，已经显示出了非常大的经济导向，有望复制东北地区的发展情况，大幅提高电网调峰灵活性，进一步促进风电利用率提升。

(二) 西北外送通道陆续投运，弃电率有望持续下降

特高压外送通道助力，甘肃省外送电量快速提高。2017年6月，酒泉-湖南±800kV特高压投入试运行，输送容量达到800万千瓦(8GW)，有效缓解了甘肃风电窝电现象。根据甘肃工信厅的数据，2016~2018年，甘肃省外送

电量分别为 156.18、202.82、324.38 亿千瓦时，2017、2018 年同比分别增长 30%、60%。2019 年 2 月 26 日，湖南省政府新闻发布会上表示，2018 年国网湖南电力公司完成售电量 1369 亿千瓦时，同比增长 13.52%，是增长最快的中部省份。**2019 年，湖南最大电力缺口将达到总用电负荷的 1/8，2020 年约为 1/6。**因此，甘肃通过酒泉-湖南特高压工程的输送电量将有望进一步增长，带动甘肃省外送电量的进一步提高。

目前，甘肃省得弃电率在 19% 左右，风电弃电量约 54 亿千瓦时，也就是说甘肃省风电在 2019 年年内提高发电量 27 亿千瓦时，就可以使得弃电率降到 10% 以内。这一增长需要甘肃省在 2018 年用电量、外送电量合计增长 1.6% 就可以实现，但是也必须依靠调峰市场的帮助，才能更好的为风电出让发电空间。东北调峰市场正式启动在 2017 年 1 月，2018 年东三省弃电率全面下降至个位数。而甘肃的调峰市场在 2018 年 4 月正式运行，我们认为也将在 2019 年发挥出更大的作用。

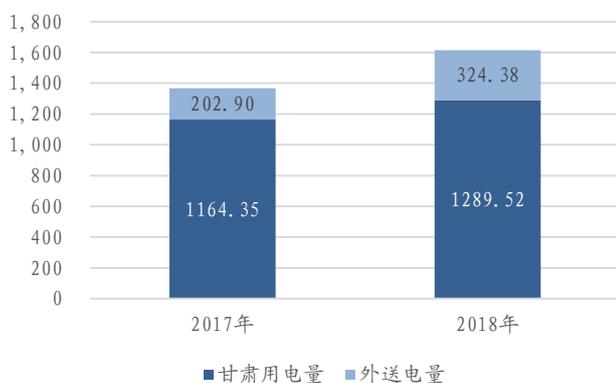
新疆省外送电量也在稳步增长。2017、2018 年新疆外送电量分别达到 441、503 亿千瓦时，2018 年同比增加 14%。其中，哈密南-郑州工程外送电力达到了 312.58 亿千瓦时。在 2018 年的外送电量中，有 188 亿千瓦时新能源，同比增长 16.8%。2018 年 10 月，准东-皖南 ±1100 千伏投运，外送容量达到输送容量 1200 万千瓦。我们认为，随着西北地区特高压工程的稳步运行，加之政府间协议电量的提高，西北地区的外送电量还将有增长空间。

图表 24 甘肃、新疆外送电量大幅提高（单位：亿千瓦时）

甘肃省	2017 年	2018 年	增速	新疆	2017 年	2018 年	增速
用电量	1164.35	1289.52	10.75%	用电量	2000.94	2138.3	6.9%
外送电量	202.90	324.38	59.87%	外送电量	441.22	503	14%
合计	1367.25	1613.90	18.04%	合计	2442.16	2641.30	8.15%

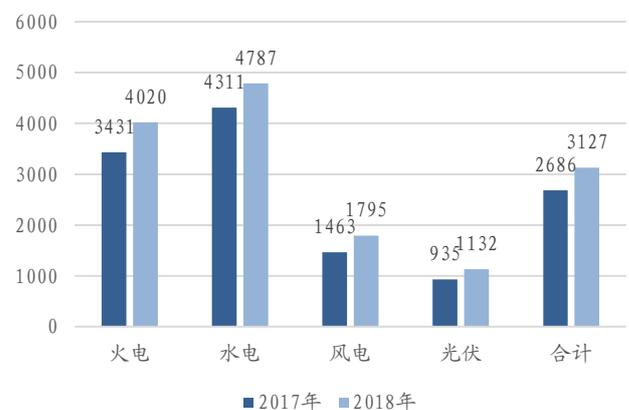
资料来源：国家能源局，Wind，华创证券

图表 25 甘肃 2018 年用电、外送电量增长 18%



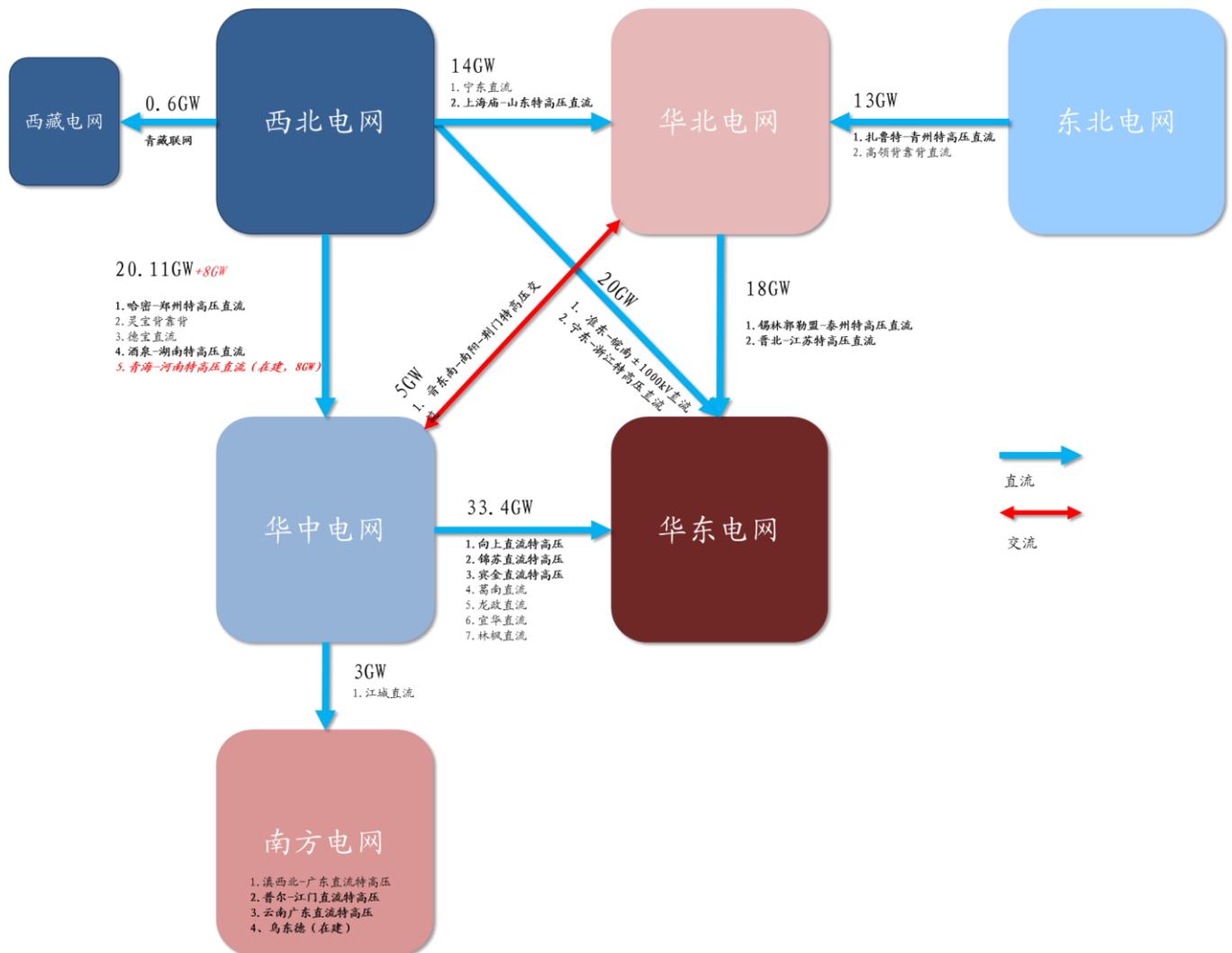
资料来源：甘肃工信厅，Wind，华创证券

图表 26 甘肃各类机组发电小时数全面提升



资料来源：甘肃工信厅，华创证券

图表 27 我国电网跨区调配能力仍在不断增强



资料来源：华创证券整理

甘肃省将受益青海-河南特高压外送工程。2018年11月8日，青海-河南±800千伏特高压工程正式开工，输送容量800万千瓦（8GW），该工程有望于2020年年内投运。青海省、甘肃省、和国家电网公司在北京签署了合作协议，明确该工程将兼顾甘肃省可再生能源外送需求。该工程建成后，每年可输送甘肃省40~80亿千瓦时电量，相当于2018年甘肃省外送电量的12%~25%。这一数字，也意味着甘肃将可以有3GW风电或5GW光伏的新增装机容量。

综合以上情况来看，我们判断甘肃省在2019年年内的弃风率有望确定性地进一步下降。作为国内最后两个风电投资监测预警为红色的省份，甘肃省2019年有望“由红转橙”，甚至复制吉林的情况“由红转绿”。那么2020年，甘肃省风电投资开发有望重新“开闸”。甘肃省仅酒泉一地可开放风电总量就在4000万千瓦（40GW）以上，而目前甘肃省的风电装机量仅为12.88GW，仍然有非常巨大的开发空间。我们认为，甘肃省将会在2020年重新打开装机空间，贡献至少2GW风电、2GW光伏新增装机量。

此外，2018年7月锡盟-泰州特高压直流工程全面建成投运，该项目输送容量达到10GW，将极大地利好蒙东区域的新能源消纳，也就是华北电网区域的风电、光伏电量外送。因此，2019年年内，内蒙古的风电弃电率也将快速下降，并且有望在2020年重新转绿。同时，2018年12月29日，乌兰察布风电基地一期获得核准，该基地总装机规模600万千瓦（6GW），将在2019年年内开建，并且在19年底开始陆续并网。我们认为，内蒙古地区在2020年也有望迎来较高的装机增速。

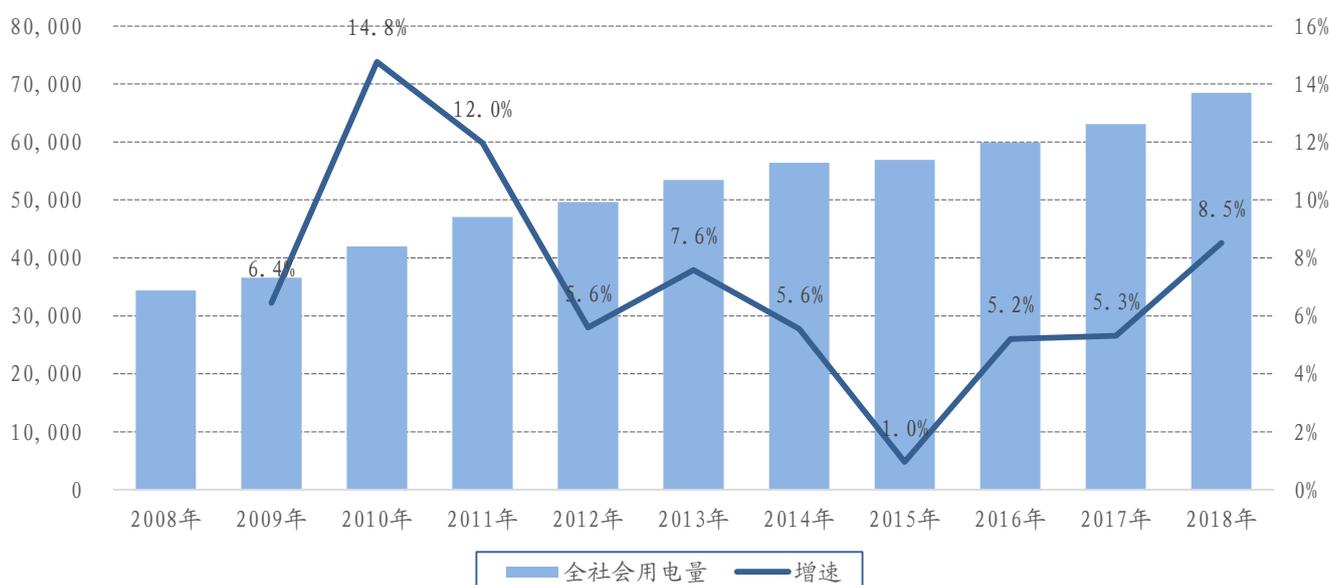
四、电力需求增速仍在增长，风电、光伏将成电力新增供给主力

近年来，随着经济规模的不断提升以及城镇化进程的加速，我国迎来了新一轮“再电气化”进程。农网改造、电能替代的建设进程也受到了政策的支持，我国总用电量的增速保持了相对稳定的高速增长。

(一) 2020 年新增装机大概率突破 140GW，风光不低于 50%

2018 年，我国全社会用电量达到 69940 亿千瓦时，同比增长 8.5%。2018 年我国 GDP 增速为 6.6%，对应当年电力弹性系数为 1.29，自 2015 年后连续第三年回升。结合目前用电结构的变化，未来几年的电力弹性系数有望继续保持 1 附近，若假设未来几年平均 GDP 增速在 6.5% 左右，我国用电总量增长也应在 6%~7%。

图表 28 全社会用电量增速提高 (单位: 亿千瓦时, %)



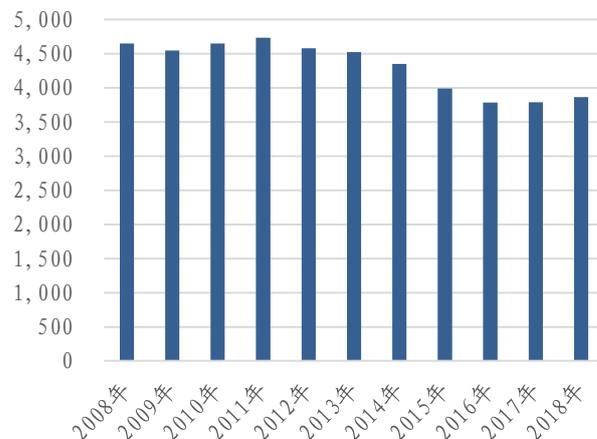
资料来源: 国家能源局, Wind, 华创证券

图表 29 电力弹性系数周期回升



资料来源: 国家能源局, 华创证券

图表 30 平均利用小时数因新能源渗透而降低



资料来源: 国家能源局, 华创证券

未来每年装机需求仍在 130GW 以上，新增装机平均发电小时数低于 3000 小时。2018 年，我国发电设备平均利用小时数为 3862 小时，同比去年增长 73 小时。如果按照这一发电小时数假设，未来几年 6~7% 的用电量增速需要

105~125GW 的新增装机需求。2018 年，风电平均利用小时数为 2095 小时，火电为 4361 小时，水电、核电分别为 3613、7184 小时。如果我们假设光伏平均发电小时数为 1200 小时，风电、光伏、火电、水电、核电按照 2018 年新增装机比例，也就是 16.9%、36%、33.1%、6.9%、7.11% 的比例估算，新增装机的平均发电小时数为 2989.6 小时。那么这一装机比例、平均发电小时数对应的装机需求为 137~160GW。

图表 31 未来几年新增装机需求在 130~150GW 以上（单位：GWh、GW）

项目	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年
用电量（6%增长）	6844900	7255594	7690929	8152385	8641528
用电量（7%增长）		7324043	7836726	8385296	8972267
新增用电量（6%增长）	535500	410694	435336	461456	489143
新增用电量（7%增长）		479143	512683	548571	586971
新增装机需求（6%增长）	122.64	137	145	154	163
新增装机需求（7%增长）		160	171	183	196

资料来源：国家能源局，华创证券

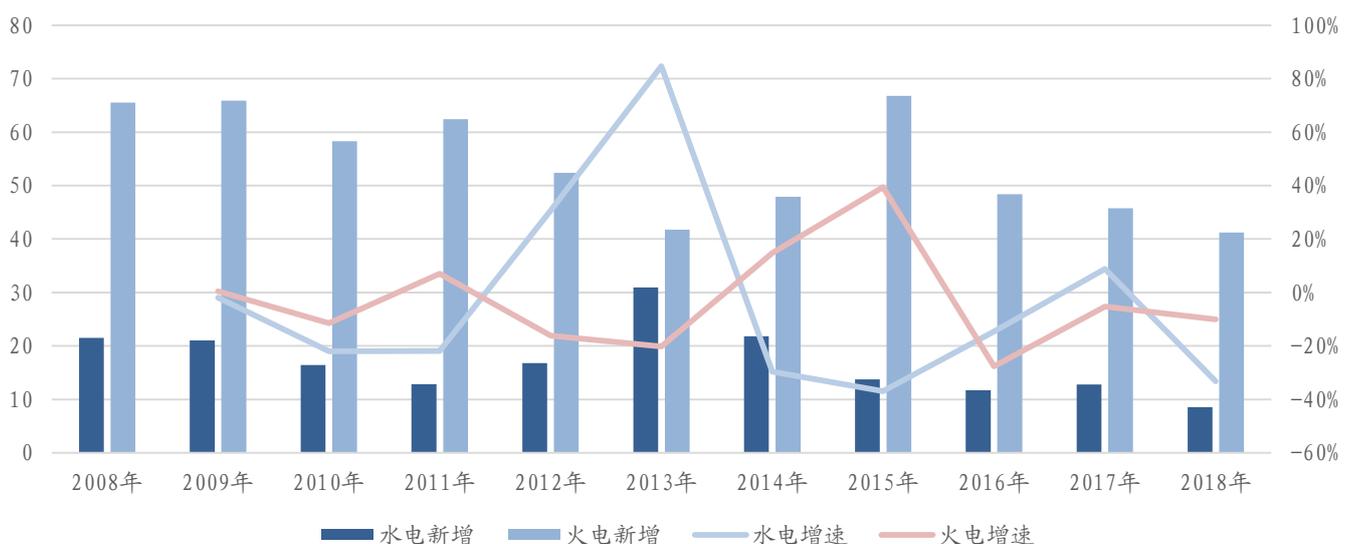
（二）风电 2020 年分别有望达到 35GW

1、2019~2020 年，火电、水电、核电装机增量有限

火电新增装机有限、水电 2021 年才开始释放增量。根据国家政策，火电已经获得了明确的限制，未来几年的装机量大概率在 40GW 左右。水电在我国的可开发空间也逐步枯竭，除金沙江下游外，其余地区已难有大规模开发可能。水电装机方面，雅砻江的两河口和杨房沟两个水电站装机量 300 万千瓦（3GW）150 万千瓦（1.5GW），在 2021-2022 年陆续投产；乌东德 2021 投产 1020 万千瓦，白鹤滩 2022 年 1600 万千瓦（16GW）。

同时，我国 2019~2020 年核电并网量不会超过 2GW，。2019 年 1 月 9 日，1 台海阳核电厂 2 号机组投运，装机容量为 125 万千瓦；山东石岛湾 20 万千瓦预计于 2019 年投运。而其他核电机组大概率在 21 年开始才能陆续并网。

图表 32 火电、水电新增装机已明显放缓（单位：GW，%）



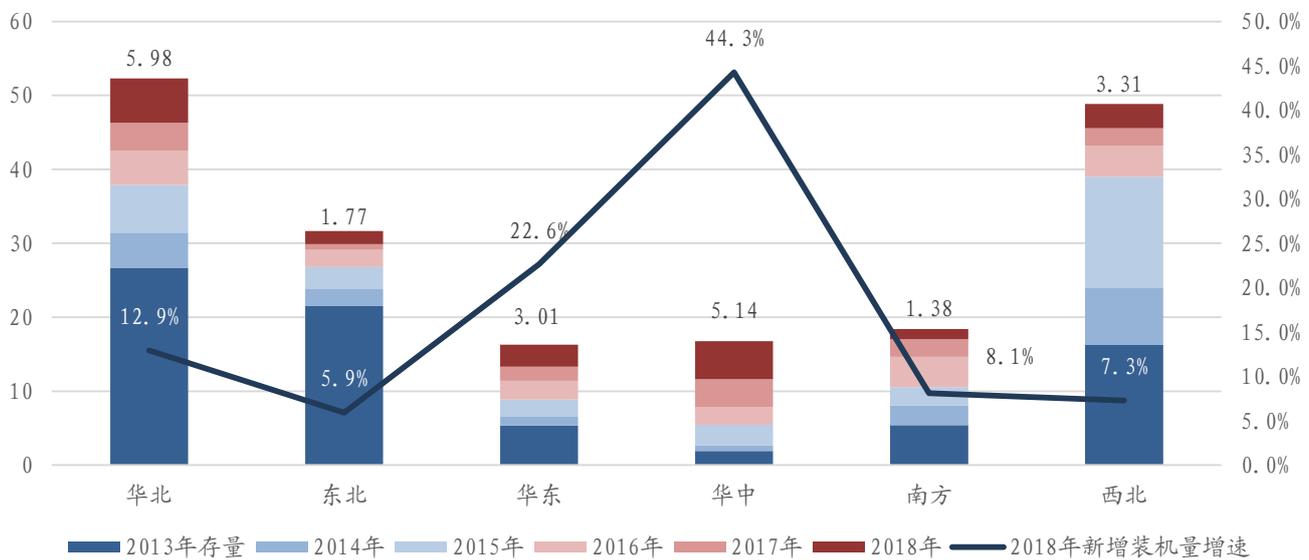
资料来源：国家能源局，Wind，华创证券

2017年开始，风电光伏的装机占比已经突破50%，装机总量随占比提高而增速边际提升。如果考虑到风电、光伏的比例进一步提升，那么因为拉低了新增装机平均发电小时数，所以装机量将有进一步的提高。因此，我们认为未来，风电光伏将承担全国新增装机至少55%以上的份额，也就是2020年合计至少在80GW以上。如果按照2020年新增装机达到145GW估算，风电装机量有望达到35GW。

2、“三华”地区已成风电装机主力，用电需求也在倒逼装机

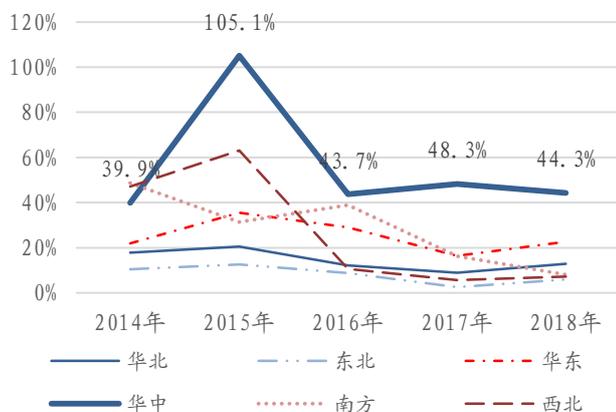
华中、华东地区风电基数低，呈现爆发式增长趋势。2018年，华东地区风电增装机容量达到5.14GW，同比增长44.3%；画东西去新增装机达到3.01GW，同比增长22.6%；华北地区新增风电装机容量5.98GW，同比增长12.9%。华中地区，新增风电装机量增速已经连续3年保持在40%以上。这三个地区2018年风电合计新增装机达到了14.13%，占2018年全部新增风电装机的68.6%。

图表 33 “三华”地区新增风电装机量保持高速增长（单位：GW，%）



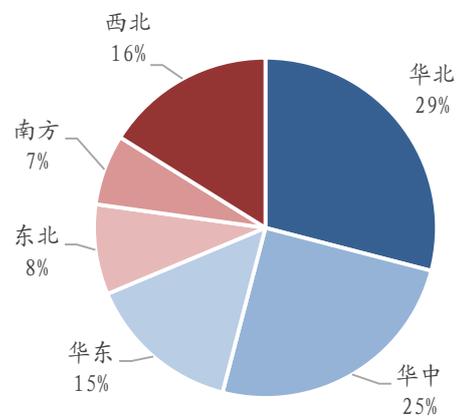
资料来源：国家能源局，Wind，华创证券

图表 34 华中区域风电新增装机保持40%以上增长



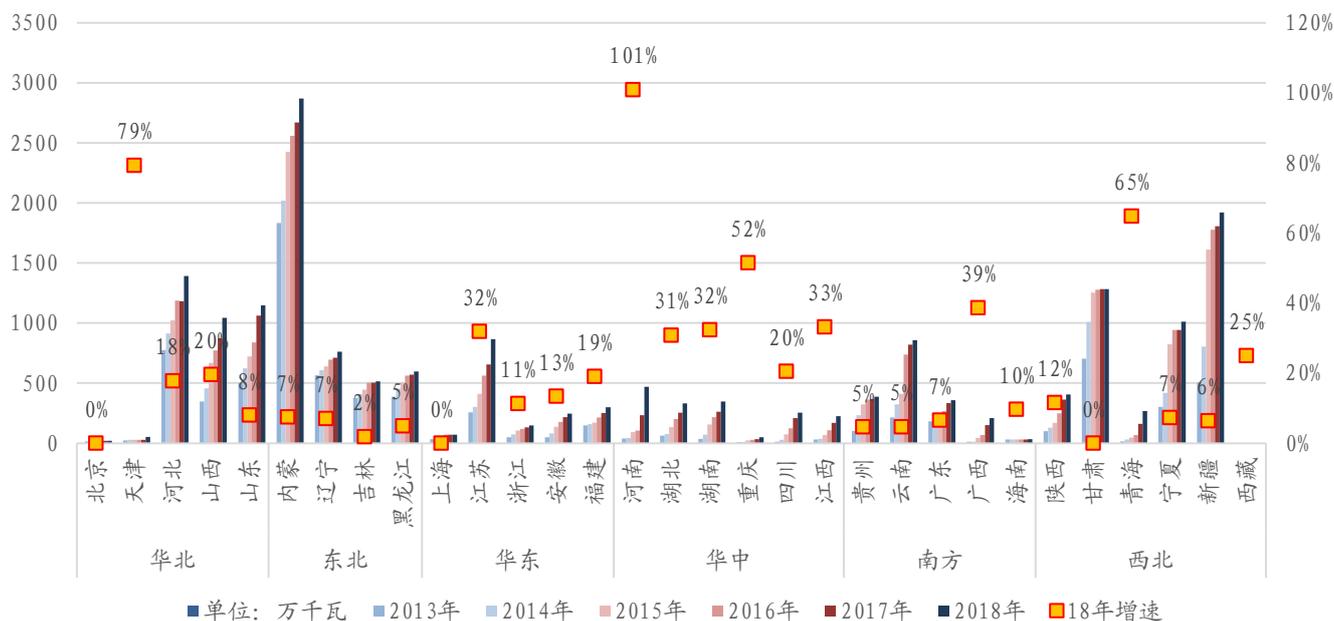
资料来源：国家能源局，Wind，华创证券

图表 35 “三华”地区新增风电装机占比68%



资料来源：国家能源局，Wind，华创证券

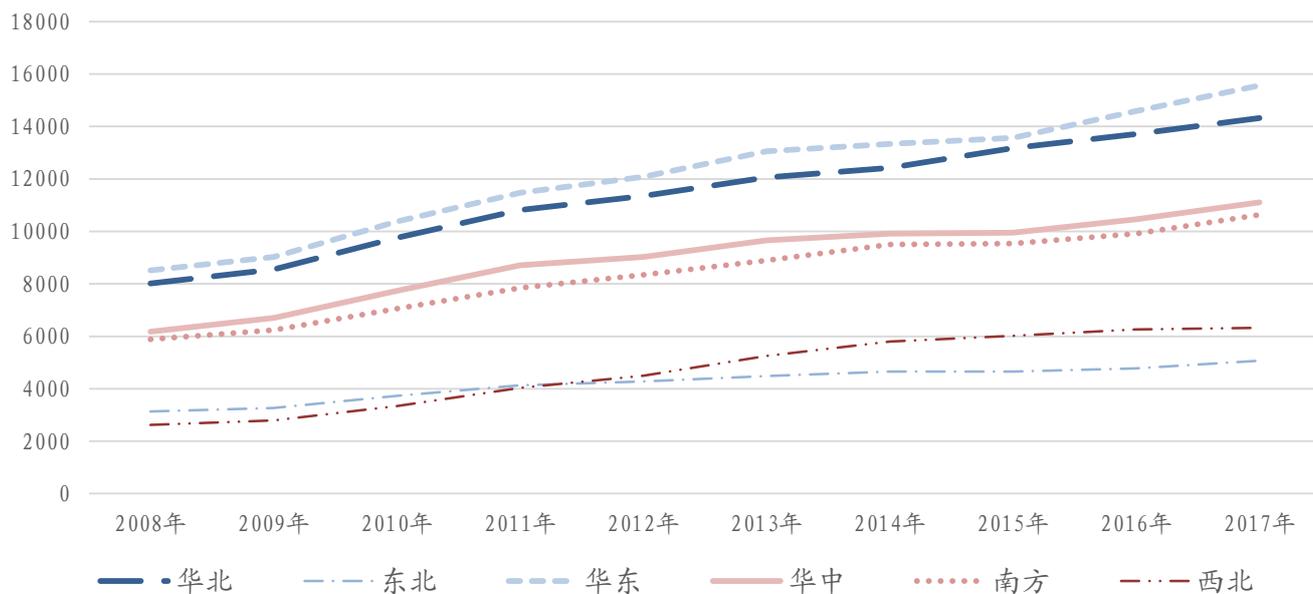
图表 36 中东部省份新增风电装机量已呈现出爆发式态势（单位：GW，%）



资料来源：国家能源局，Wind，华创证券

从需求侧来看，我国六大省区的用电量、最高电网负荷继续保持增长。2018年，我国六大区域的用电量增速保持了1%~7%的增长，其中华东和华中区域增速分别为6.7%、6.2%。另一方面，我国六大电网区域的用电负荷继续保持了3%~10%的高速增长，特别是华中区域最高电网负荷增长10%。这就意味着，华东与华中地区在需求侧，同样对新增发电装机有着巨大的需求。

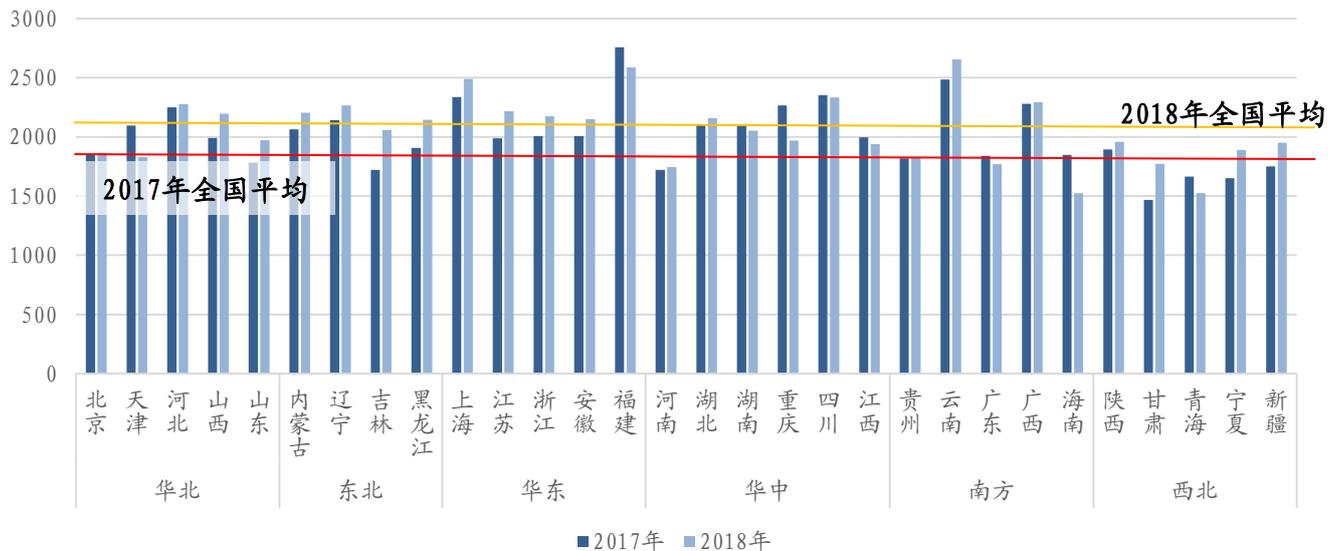
图表 37 六大省区用电量继续保持增长（单位：GW，%）



资料来源：国家能源局，Wind，华创证券

在本报告第一部分，我们已经提到，华东地区已在 2018 年 8 月出台了调峰市场的运行试行规则，有望在 2019 年年内启动，其中福建省已启动了调峰市场，用于缓解“风火核”矛盾问题（详情请参见本系列报告第二篇《东北市场化调峰成效显著，多省启动电力辅助服务市场化升级》）。而华中地区因为水电资源丰富，并且具有较多的抽水蓄能电站，目前的风电装机规模对电网的冲击影响很低。而且华东、华中区域因不存在弃电问题，风电发电小时数甚至优于西北、华北等地区。

图表 38 华东、华中区域风电发电小时数高于全国平均水平（单位：GW，%）



资料来源：国家能源局，Wind，华创证券

3、2020 年风电装机量突破 35GW

综合全文分析来看，目前我国“再电气化”进程中，用电量的增长将会保持 6~7% 的增长。2020 年，对电力总装机量的需求在 130GW~160GW，并且火电、水电、核电的并网装机量并不会出现大规模增长。因此风电光伏的装机将承担至少一半以上的店里装机需求。按照 2018 年风电光伏的装机比例来看，并考虑一定的增长，2020 年风电总装机量 35GW 以上。

进一步分拆来看，在风电方面：

- 1、我们认为 2020 年海上风电有望贡献 4~6GW 的新增装机空间（详细内容可参见我们的深度报告《海上风电系列报告之二：“蛟龙”入水，四海承“风”》(2019 年 3 月 10 日)），将带动华东、南方、东北、华北区域的风电新增并网量；
- 2、甘肃、内蒙、东北地区有望贡献至少 3~5GW 新增装机空间。2019 年 3 月 6 日，吉林省发布了《吉林省能源发展“十三五”规划中期调整和实施意见》，其中风电装机量调整到了 875 万千瓦（8.75GW），较原计划增加了 3.25GW。2020 年，甘肃、内蒙古风电投资检测预警有望“转绿”；
- 3、华中、华东地区在需求侧的倒逼下有望继续延续，总体装机量按照 30% 的两年平均增速，2020 年合计装机量将达到 13GW（2018 年合计新增风电装机量为 8.15GW），考虑华东地区海上风电的并网增量，增速有望进一步提高；
- 4、华北电网在乌兰察布 600 万千瓦风电装机的带动下，也有望迎来高速增长，未来两年的装机量也有望继续保持提高，同时“晋北-江苏”特高压工程也于 2017 年 7 月投运，支撑了较大的外送增量。

“三北”地区有望成为新的增长点。总整体分析情况来看，“三北”地区无论是电网外送结构（特高压），还是调节机制（电力辅助服务）都在发生着巨大变化。而这些变化已经在2018年集中显现出来，并且这种趋势将会延续到2020年。从2020年开始，我国全国范围的电力辅助服务将会铺开，青海-河南特高压也将投运。“三北”地区的风电装机空间有望重新打开。

图表 39 “三北”地区电网外送结构、运行机制已发生重大变化（单位：GW，%）



资料来源：华创证券整理

图表 40 2020年全国装机量有望突破35GW（单位：GW）

累计并网量	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019E	2020E
华北	26.70	31.44	37.90	42.52	46.31	52.29	60.13	67.95
东北	21.53	23.78	26.77	29.12	29.88	31.64	34.80	38.98
华东	5.36	6.53	8.85	11.42	13.29	16.30	21.19	25.43
华中	1.90	2.66	5.45	7.83	11.61	16.75	22.61	29.40
南方	5.40	8.03	10.55	14.65	17.04	18.42	22.10	26.52
西北	16.26	23.91	39.01	43.13	45.55	48.86	53.75	61.81
合计	77.15	96.3628	128.53	148.67	163.67	184.26	214.59	250.09
新增并网量	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019E	2020E
华北		4.74	6.45	4.63	3.78	5.98	7.84	7.82
东北		2.26	2.99	2.34	0.76	1.77	3.16	4.18
华东		1.17	2.32	2.57	1.87	3.01	4.89	4.24
华中		0.76	2.79	2.38	3.78	5.14	5.86	6.78
南方		2.63	2.52	4.10	2.39	1.38	3.68	4.42
西北		7.65	15.10	4.12	2.42	3.31	4.89	8.06
合计	14.49	19.21	32.17	20.14	15.00	20.59	30.33	35.50
总装机量增速	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019E	2020E
华北		18%	21%	12%	9%	13%	15%	13%
东北		10%	13%	9%	3%	6%	10%	12%
华东		22%	35%	29%	16%	23%	30%	20%
华中		40%	105%	44%	48%	44%	35%	30%
南方		49%	31%	39%	16%	8%	20%	20%
西北		47%	63%	11%	6%	7%	10%	15%
合计	23%	25%	33%	16%	10%	13%	16%	17%

资料来源：国家能源局，Wind，华创证券

在三北地区逐步重新打开风电装机空间、华东华中地区继续保持风电增长的情况下，2020年风电装机将会进一步伴随整体电力装机需求而提升。因此，我们认为2019~2020年国内风电装机量仍有大幅提高，其中2019年将达到30GW，2020年有望突破35GW。

五、看好风电年度投资机会，推荐风电产业链

（一）上游供应商订单饱满，下游大幅提高风电投资计划

在前述电网情况的基础上，结合在能源局推动清理存量批复项目批而不建的大背景下，我们认为风电抢装趋势已经确立，从整机以及零部件企业调研反馈的情况看，需求非常乐观。2018年四季度开始，通过产业链调研，我们对目前风电产业链做出了以下判断：

- 1、整机出货大幅抬升：**随着能源局推动清理存量批复但拖建项目，风电自2018Q4迎来显著的出货抬升，龙头企业Q1出货同比有望实现翻倍以上增长。虽然目前交货价格仍处于下行通道，但招标价格由于需求牵引已明显回升。预计随着成本端控制以及招标价格向好，风机毛利率有望在2019Q3拐点向上。
- 2、零部件企业排产饱满：**零部件企业普遍反馈一季度排产相对较好，有反馈企业均表示有30%以上同比增长。虽然钢价仍处于高位，但由于目前交付项目招标时钢价处于高位，因此边际向好。未来如果钢材价格向下，预计将带动较好的盈利改善，尤其以全年锁价的风电主轴。
- 3、海上风电持续向好：**补贴政策虽未最终敲定，但并不影响未来两年的在建和并网项目，目前已开工规模已达到7GW，对传统风电行业带动逐步提升。明阳智能超过2GW订单，将在未来两到三年交付。从近期招标中标情况看，广东省海上风电已全面启动。预计今年国内海上装机量达2-2.5GW，2020年有望逼近4GW，相关产业有望迎来较大的业绩弹性。

同时，多个大型电力投资集团大幅提高风电投资开支计划：

- 1、华能国际2018年年报披露，计划风电资本支出从2018年的70.37亿元，拔升至2019年的239.54亿元，预计对应装机量将从1GW拔升至4GW；
- 2、龙源电力2019年公司计划投产1.2-1.5GW，开工2.05GW；2020年公司将进一步加大开工力度争取将已核准的7GW除去1GW电网接入或土地手续办理困难项目外均实现投资或开工。
- 3、华润电力（0836HK）公告称2019、2020年风电投产目标为1.7、2.3GW（18年投产1.19GW）。

（二）重点推荐与产业链公司介绍

➤ 金风科技（002202.SZ）

公司是国内乃至全球领先的风电整机供应商，截至2018年三季度公司在手风机订单高达20.07GW，2018年全年公司风机出货量6.66GW，全球及国内市占率分别为13.4%以及32%。公司目前正全力打造海上风电以及海外风电的“双海”战略，推动风机业务再上新台阶。2018年公司海上风机出货量400MW，位居全球第5。

公司在手风电场权益装机规模巨大，截至2018年三季度公司在手风电场4197MW，而预计2018-2020年公司将分别新增风电场权益规模700MW/1000MW/1000MW。得益于较低的装机成本，以及较好的运维能力，公司风场毛利率远远领先同行，巨大的风场规模将形成公司稳定、丰厚的盈利来源。而预计随着公司风场规模的扩张，公司风场盈利能力有望进一步提升。

积极布局水务、环保等潜力业务，有望形成公司全新增长点。公司近几年加大水务及环保业务投资，投入大量研发费用布局下一代核心技术，相关业务增速较高，且盈利能力较强，有望形成公司全新盈利增长点。

- **天顺风能（002531.SZ）**是我国塔筒龙头，在太仓、包头等多低舍友生产基地，主要产品为风力发电塔架。目前，公司在国内和全球风塔市场占有率均保持第一，拥有风塔产能45万吨/年，2017年全球市占率达到7.3%，国内达到10%，2018年市占率估计在7.55%左右。同时，公司还具有8条叶片产能以及465MW运营风电场。随着国内

风电开发周期的重新启动，有望充分受益

- **中材科技 (002080.SZ)** 是我国叶片产能第一的龙头，2018 年风电叶片销量达到 5587MW，同比增长 15%，占比全国装机量的 27% 左右。2018 年，公司风电叶片收入占比达到了 29%，在 2019~2020 年风电行业继续保持高速增长态势下，预计公司叶片收入还将有进一步大幅增长的空間。
- **恒润股份 (603985.SH)** 是国内风电法兰的龙头供应商，目前拥有近 10 万吨锻造产能，预计未来几年将保持 20-30% 左右的产能。公司目前 60% 产能主要用于风电法兰制造，全球海上风电法兰一半以上由公司供应。预计随着江苏海上风电的崛起，公司或将会显著受益。
- **泰胜风能 (300129.SZ)** 是国内领先的风电塔筒供应商，目前上海 6 万吨产能、东台 4 万吨产能、包头 4 万吨产能、新疆 6 万吨产能、南通 13 万吨合计 33 万吨产能。预计随着国内风电新一轮需求复苏，公司塔筒业务盈利能力将显著增加。公司南通 13 万吨产能，主要为布局海工产能，预计随着江苏海上风电的启动，公司或将显著受益。
- **天能重工 (300569.SZ)** 在全国具有广泛的塔筒产能布局，目前已形成青岛 4 万吨产能、德州 0.8 万吨产能、山西 3.4 万吨产能、新疆 3.4 万吨产能、云南 2.5 万吨产能、湖南 3.4 万吨产能、吉林 1.7 万吨产能以及江苏 10 万吨产能，合计 29.2 万吨产能。公司江苏 10 万吨产能主要布局于海上风电管桩以及塔筒产能。预计随着江苏海上风电进入开发期，公司江苏产能有望显著增厚公司业绩。

六、风险提示

新能源补贴政策不及预期，电力辅助服务市场改革推进不及预期。

电力设备与新能源组团队介绍

首席分析师：胡毅

北京化工大学硕士。曾任职于天津力神、普华永道、中银国际证券、招商证券。2017年加入华创证券研究所。2015、2016年新财富上榜团队核心成员。

分析师：于潇

北京大学管理学硕士。曾任职于通用电气、中泰证券、东吴证券。2017年加入华创证券研究所。2015、2016年新财富团队成员。

研究员：邱迪

中国矿业大学工学硕士。2016年加入华创证券研究所。

助理研究员：石坤鋈

贵州财经大学经济学学士。2016年加入华创证券研究所。

助理研究员：杨达伟

上海交通大学硕士。曾任职于协鑫集成、华元恒道（上海）投资管理有限公司。2017年加入华创证券研究所。

华创证券机构销售通讯录

地区	姓名	职务	办公电话	企业邮箱
北京机构销售部	张昱洁	北京机构销售总监	010-66500809	zhangyujie@hcyjs.com
	杜博雅	高级销售经理	010-66500827	duboya@hcyjs.com
	侯春钰	销售经理	010-63214670	houchunyu@hcyjs.com
	侯斌	销售助理	010-63214683	houbin@hcyjs.com
	过云龙	销售助理	010-63214683	guoyunlong@hcyjs.com
	刘懿	销售助理	010-66500867	liuyi@hcyjs.com
广深机构销售部	张娟	所长助理、广深机构销售总监	0755-82828570	zhangjuan@hcyjs.com
	王栋	高级销售经理	0755-88283039	wangdong@hcyjs.com
	汪丽燕	高级销售经理	0755-83715428	wangliyan@hcyjs.com
	罗颖茵	高级销售经理	0755-83479862	luoyingyin@hcyjs.com
	段佳音	销售经理	0755-82756805	duanjiayin@hcyjs.com
	朱研	销售经理	0755-83024576	zhuyan@hcyjs.com
上海机构销售部	石露	华东区域销售总监	021-20572588	shilu@hcyjs.com
	沈晓瑜	资深销售经理	021-20572589	shenxiaoyu@hcyjs.com
	杨晶	高级销售经理	021-20572582	yangjing@hcyjs.com
	张佳妮	高级销售经理	021-20572585	zhangjiani@hcyjs.com
	沈颖	销售经理	021-20572581	shenyong@hcyjs.com
	乌天宇	高级销售经理	021-20572506	wutianyu@hcyjs.com
	汪子阳	销售经理	021-20572559	wangziyang@hcyjs.com
	柯任	销售经理	021-20572590	keren@hcyjs.com
	何逸云	销售经理	021-20572591	heyiyun@hcyjs.com
	张敏敏	销售经理	021-20572592	zhangminmin@hcyjs.com
蒋瑜	销售助理	021-20572509	jiangyu@hcyjs.com	

华创行业公司投资评级体系(基准指数沪深 300)

公司投资评级说明:

强推: 预期未来 6 个月内超越基准指数 20%以上;
推荐: 预期未来 6 个月内超越基准指数 10% - 20%;
中性: 预期未来 6 个月内相对基准指数变动幅度在-10% - 10%之间;
回避: 预期未来 6 个月内相对基准指数跌幅在 10% - 20%之间。

行业投资评级说明:

推荐: 预期未来 3-6 个月内该行业指数涨幅超过基准指数 5%以上;
中性: 预期未来 3-6 个月内该行业指数变动幅度相对基准指数-5% - 5%;
回避: 预期未来 3-6 个月内该行业指数跌幅超过基准指数 5%以上。

分析师声明

每位负责撰写本研究报告全部或部分内容的分析师在此作以下声明:

分析师在本报告中对所提及的证券或发行人发表的任何建议和观点均准确地反映了其个人对该证券或发行人的看法和判断;分析师对任何其他券商发布的所有可能存在雷同的研究报告不负有任何直接或者间接的可能责任。

免责声明

本报告仅供华创证券有限责任公司(以下简称“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。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的,但本公司不保证其准确性或完整性。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。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。本公司在知晓范围内履行披露义务。

报告中的内容和意见仅供参考,并不构成本公司对具体证券买卖的出价或询价。本报告所载信息不构成对所涉及证券的个人投资建议,也未考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况,自主作出投资决策并自行承担投资风险,任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本报告中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的预期收入可能会波动。

本报告版权仅为本公司所有,本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面许可,任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用本报告的任何部分。如征得本公司许可进行引用、刊发的,需在允许的范围内使用,并注明出处为“华创证券研究”,且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

证券市场是一个风险无时不在的市场,请您务必对盈亏风险有清醒的认识,认真考虑是否进行证券交易。市场有风险,投资需谨慎。

华创证券研究所

北京总部	广深分部	上海分部
地址: 北京市西城区锦什坊街 26 号 恒奥中心 C 座 3A	地址: 深圳市福田区香梅路 1061 号 中投国际商务中心 A 座 19 楼	地址: 上海浦东银城中路 200 号 中银大厦 3402 室
邮编: 100033	邮编: 518034	邮编: 200120
传真: 010-66500801	传真: 0755-82027731	传真: 021-50581170
会议室: 010-66500900	会议室: 0755-82828562	会议室: 021-20572500