

【广发海外】公用事业 II 行业

补贴缺口仍在，新增装机短期承压

核心观点：

● 补贴缺口问题已成为行业最大痛点，短期制约行业估值上限

补贴缺口问题长期困扰风电板块，导致风电现金流严重滞后，并引发多种政策性风险，致使当前风电估值水平偏低。根据最新风电行业政策，2021年将基本实现陆上风电平价上网，之后补贴增长将得到有效控制，补贴缺口规模逐步清晰。然而目前可再生能源附加费征收标准远无法满足当前补贴需求，解决补贴困境仍需等待行业新政策。

● 存量风电运营商：运营效益持续提升，运维费用上升阶段

我国的风电存量装机规模较大，且占据较优风资源区，未来几年大型运营商仍要向存量要效益。我们认为存量效益将保持稳步增长，基于（1）存量风场风资源优质，弃风电电持续改善，利用小时数上涨空间较大。（2）市场化电量交易规模不会大规模上升，折价幅度有望下降，存量电价保持稳定。（3）运维费用虽进入上升阶段，但整体运营支出率呈下降趋势。

● 陆上风电增量：过渡时期增量承压，平价时代迎来新繁荣

我国可再生能源发展规划未来的稳步推进为风电装机增长打开上行空间。我们认为在 2019-2020 年间，由于电价下调带来持续降本压力和风电政策限制，短期增量尤其是 2018 年前核准的标杆电价项目增量会面临一定压力。在平价上网后，随着新增装机摆脱补贴限制，特高压项目帮助打通限电地区消纳通道，以及多方面带动风电投资成本下降，陆上风电增量有望得到释放。我们预计 2019/20/21 年，新增陆上装机规模为 21/21/23GW。

● 海上风电增量：核准技术双到位，产能扩张助成本下降

2018 年，我国海上风电在投产能力、开发技术和项目储备等方面取得较大进展。2019 年海上风电重要政策落地，已确立海上风电竞争配置，我国海上风电将进入有序发展期。

● 重点公司推荐

龙源电力 (00916.HK)：风电运营商龙头，弃风改善最大受益者，海上风电先行者，运营管理能力稳健；新天绿色能源 (00956.HK)：立足河北省享有区位优势，燃气、风电板块双双快速增长，未来业绩增长可见度较高。

● 风险提示

运维费用上升风险；风资源波动风险；海上风电技术进展缓慢，成本下降不及预期风险；国际贸易形式变化风险。

行业评级

买入

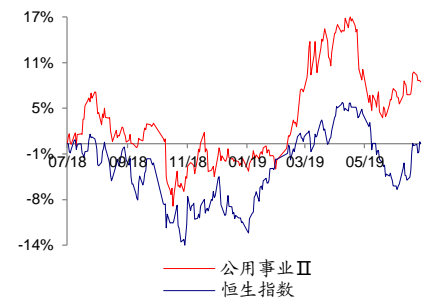
前次评级

买入

报告日期

2019-07-01

相对市场表现



分析师：

韩玲



SAC 执证号：S0260511030002



SFC CE No. ARI073



021-60750603



hanling@gf.com.cn

相关研究：

【广发海外】公用事业 2019 2019-06-11

年下半年投资策略：风电平价上网渐行渐近，天然气销量加快

公用事业 II 行业：一季度来风 2019-05-07

较差，风电运营商业绩不及预期

公用事业 II 行业：风电运营商 2019-01-28

18 年较好收官

重点公司估值和财务分析表 (截止到2019/7/1最新收盘价)

股票简称	股票代码	货币	最新 收盘价	最近 报告日期	评级	合理价值 (元/股)	EPS(元)		PE(x)		EV/EBITDA(x)		ROE(%)	
							2019E	2020E	2019E	2020E	2019E	2020E	2019E	2020E
龙源电力	00916.HK	港币	5.01	2019/4/29	买入	5.94	0.537	0.588	8.21	7.50	7.89	7.59	8.2	8.4
新天绿色能源	00956.HK	港币	2.06	2019/4/29	买入	2.88	0.412	0.478	4.40	3.79	8.24	7.79	14.2	15.3
华能新能源	00958.HK	港币	2.15	2019/3/29	买入	2.64	0.320	0.357	5.91	5.30	7.61	7.42	12.4	13.8
大唐新能源	01798.HK	港币	0.83	2019/3/20	买入	1.30	0.186	0.230	3.93	3.17	9.47	9.15	10.8	13.1

数据来源: Wind、广发证券发展研究中心

备注: 表中 EPS 货币均为人民币; 表中估值指标按照最新收盘价计算; 汇率为港币/人民币=0.8797

目录索引

投资逻辑：步入风电平价窗口期，短期阵痛之后有望迎来新上升周期	6
风电平价上网渐进，补贴缺口已成为行业最大痛点	8
1. 2019 年风电政策加速落地，风电平价进程稳步推进	8
2. 补贴缺口仍然较大，已成为行业最大痛点	9
3. 平价上网后补贴需求增长得到控制，当前可再生能源附加费征收水平无法覆盖补贴需求	13
存量装机：弃风改善助业绩提升	16
1. 存量规模规模较大，电价相对稳定	16
2. 弃风限电持续改善，利用小时数仍有上升空间	19
3. 运维、保险及税收等费用将进入上升阶段	20
增量预测：新增装机短期保持平稳	23
陆上风电增量：弃风改善助装机重回北方，优质资源仍以消纳为主导	24
1. 三北弃风持续改善，风机重回三北繁荣可待	24
2. 陆上装机价格仍有下降空间	26
3. 单机容量增大，结合智能化管理综合降本	28
4. 陆上风电平价上网 IRR 测算	29
海上风电增量：核准技术双到位，产能扩张助成本下降	30
1. 海上可开发空间较大，消纳条件优越	30
2. 海上风电开工建设环节取得突破	31
3. 海上风电 IRR 测算	33
重点公司推荐	34
1. 龙源电力 (00916.HK)：风电运营商龙头	34
2. 新天绿色能源 (00956.HK)：河北省区位优势，燃气风电两开花	36
风险提示	38

图表索引

图 1: 存量逻辑: 存量风电装机效益仍有改善空间	7
图 2: 增量逻辑: 新增装机短期保持平稳, 平价上网后装机增量有望逐渐释放	7
图 3: 2018 年陆上风电补贴强度	9
图 4: 2011-2018 年累计可再生能源装机容量	10
图 5: 2011-2018 年当年可再生能源补贴需求 (测算)	10
图 6: 2009-2018 年可再生能源附加费标准和收入 (测算)	10
图 7: 2011-2018 年累计和当年可再生能源补贴缺口 (测算)	10
图 8: 2013-2018 部分港股风电运营商应收账款 (人民币亿元)	11
图 9: 2003-2018 全国新增风电装机容量和全国平均弃风率	11
图 10: 2011-2019 年 3 月 GF 风电平均、恒生公用事业指数以及申万电力指数 PE (TTM) 比较	12
图 11: 2011-2019 年 3 月 GF 风电平均、恒生公用事业指数以及申万电力指数 PB (LF) 比较	12
图 12: 2019-2029E 每年可再生能源补贴需求和同比增速 (均为测算)	14
图 13: 2016-2029E 每年风电补贴需求和同比增速 (均为测算)	15
图 14: 累计风电装机量和同比 (单位: 亿千瓦)	17
图 15: 港股部分风电运营商 18 年累计存量装机和 19-21 年新增装机预测	17
图 16: 存量风电平均电价构成, 交易电价+标杆电价	17
图 17: 2009-2020 年四类资源区标杆电价/指导电价 (单位: 人民币元/千瓦时)	18
图 18: 2013-2020E 港股风电运营商平均风电电价预测	19
图 19: 2011-2018 全国弃风电量和弃风率	19
图 20: 2018 年主要省份的风电装机量和弃风率	19
图 21: 2018 年部分省份并网装机容量和不弃风利用小时数 (测算)	20
图 22: 2011-2018 全国平均利用小时数	20
图 23: 2015-2021 测算全国新增全税或半税装机容量	21
图 24: 部分港股风电运营商有效税率	21
图 25: 陆上风机后期运维涉及环节	21
图 26: 2018 年我国陆上风机运维成本构成	22
图 27: 2014-18 龙源电力维护费用率和营业支出率	22
图 28: 2014-18 华能新能源维护费用率和营业支出率	22
图 29: 2014-18 大唐新能源维护费用率和营业支出率	22
图 30: 2014-18 三家维护费用率和营业支出率	22
图 31: 2011-2020E 全国、红六省新增风电装机容量和弃风率比较	24
图 32: 2013-2020E “红六省” 弃风率情况和预测 (%)	25
图 33: 2011-2018 年全国和弃风六省风电发电量占全省总发电量比例	25
图 34: 2017/06 - 2019/3 金风科技主流风电机型整机价格	26
图 35: 2018 年我国陆上风电投资成本构成	27
图 36: 2018 年我国陆上风电运营支出构成	27
图 37: 2018 年中国风电整机制造企业新增装机容量占比	27
图 38: 2017 年中国风电整机制造企业新增装机容量占比	27

图 39: 2018 年全国不同单机容量风机新增容量占比.....	28
图 40: 2017 年全国不同单机容量风机新增容量占比.....	28
图 41: 2008-2021E 全国不同单机容量风电新增装机占比.....	29
图 42: 2013-2020E 海上累计和新增风电装机容量.....	30
图 43: 2018 年江苏省海上风电项目成本结构.....	31
图 44: 2018 年福建省海上风电项目成本结构.....	31
图 45: 海上风电运营支出中维护费用占比较高.....	32
图 46: 龙源电力 2012-2020E 收入及增幅.....	34
图 47: 龙源电力 2012-2020E 归母净利润及增幅.....	34
图 48: 龙源电力 2011-2018 风电营收和利润率.....	34
图 49: 龙源电力 2011-2018 火电营收和利润率.....	34
图 50: 龙源电力 2013-2020E 利用小时数.....	35
图 51: 龙源电力 2013-2020E 风电装机容量.....	35
图 52: 新天绿色能源 2013-2020E 公司分业务营业收入和同比增速.....	36
图 53: 新天绿色能源 2013-2020E 归母净利润和同比增速.....	36
图 54: 2013-2020E 新天绿色能源风电利用小时数.....	36
图 55: 2013-2020E 新天绿色能源风电累计装机容量.....	36
图 56: 2013-2020E 新天绿色能源燃气售气量和增速.....	37
图 57: 2013-2020E 新天绿色能源天然气收入和净利.....	37
表 1: 2019 年 1 月 1 日以来重要风电政策、新闻汇总.....	8
表 2: 部分批次可再生能源年补贴目录发放时间和项目覆盖情况.....	10
表 3: 可再生能源基金补贴缺口测算(人民币).....	13
表 4: 对窗口期内(2019-2020 年)不同平价、竞价项目占比情况下,累计补贴缺口测算(人民币).....	14
表 5: 提高可再生能源附加费对补贴缺口影响的多情景测算(人民币).....	15
表 6: 2019-2020 年陆上、海上风电指导价调整情况(人民币元/千瓦时).....	17
表 7: 2030 年风电发电量和风电装机容量测算.....	23
表 8: 截至 2019 年 5 月全国部分和风电相关特高压线路情况统计.....	26
表 9: 陆上风电项目 IRR 测算.....	29
表 10: 陆上风电 IRR: 利用小时数和投资成本敏感性分析.....	29
表 11: 陆上风电 IRR: 维护成本和标杆电价敏感性分析.....	29
表 12: 陆上风电 IRR: 利用小时数和维护费用敏感性分析.....	30
表 13: 东部沿海部分省市 2030 年配额制电量需求和对应海上风电装机容量需求.....	31
表 14: 陆上海上风电后期维护差别.....	32
表 15: 2019 年海上风电项目 IRR 测算.....	33
表 16: 海上风电多情景 IRR 测算.....	33
表 17: 龙源电力现金流折现法估值.....	35
表 18: 新天绿色能源现金流折现估值.....	37

投资逻辑：步入风电平价窗口期，短期阵痛之后有望迎来新上升周期

2019年风电行业重要政策集中落地，行业已经进入向平价上网过渡的窗口期，2021年我国将基本实现陆上风电平价上网，风电行业迎来重大变化。

短暂阵痛，随后繁荣可期：根据2019年风电政策，在2020年前将优先发展平价和竞价风电项目，并对已并网和在建规模合计超过2020年各省规划的省份暂停新项目建设。同时电价加速下调将短暂形成一定降本压力。综上所述我们认为窗口期内行业将面临短暂阵痛。平价上网之后，随着政策风险逐步释放，需求端（可再生能源发电规划和需求）和供给端（风电投资成本、度电成本和投产能力）均展现积极信号，并同时打开风电效益和增量上升空间。预计2019-2021年，全国陆上风机增量21/21/23GW，海上2.2/2.8/3.4GW，总计23.2/23.8/26.4GW。到2030年，陆上累计装机容量400-430GW，海上35-40GW，总计435-470GW。

补贴缺口仍是目前行业最大痛点，短期制约板块估值上限：

可再生能源补贴缺口问题目前已经是风电行业最大痛点，自2016年开始，补贴缺口大幅增长，我们测算截至2018年底累计缺口近人民币1883亿元。由补贴引发了诸多基本面和政策风险，影响行业稳定性，并导致风电板块估值水平难以提升。

随着陆上风电和光伏平价上网后，可再生能源补贴规模增长将得到有效控制，部分政策性风险得到消除，行业业绩稳定性提升，有助于风电基本面利好充分释放，打开行业估值上限。不过目前可再生能源附加费征收水平较低，远不能覆盖当前补贴需求，对于2021-2030年将可再生能源附加费由目前的1.9分/千瓦时提升到2.5-3.2分/千瓦时覆盖当年光伏+风电补贴需求。

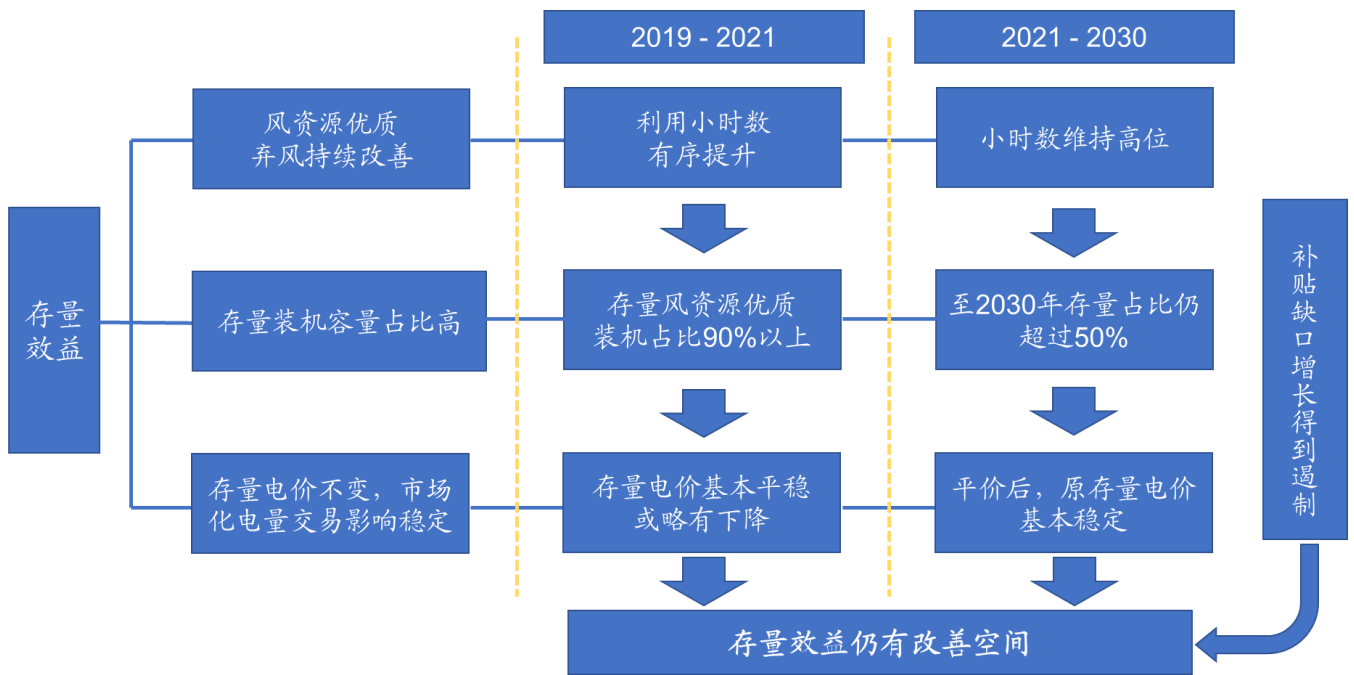
供给、需求端双利好预期，平价后将迎来风电行业新繁荣期。

存量装机效益稳步提升：存量规模较大，占据优质资源区；弃风率改善逻辑不变，利用小时数继续稳步提升；存量电价较高且相对稳定；2018年风电运营商的有效税率和运维费用出现了较明显的阶梯式增长，主要原因是脱离免税半税期装机容量出现阶梯性增长，运维费用随着装机出质保期也进入上升阶段。但是整体弃风改善效果要大于费用上升，整体经营利润率保持上升态势。对于大型风电运营商，未来三年存量部分将仍是风电运营商业绩提升的主要贡献者。

陆上风电新增量短暂承压，长期新增装机有望重回三北，繁荣可期：陆上尤其三北地区弃风率持续改善趋势不变，特高压重启有助于长期解决三北消纳难题，三北增量有望复苏。同时风机价格、大容量机型、非技术成本均有改善，多方面促使度电成本下降。摆脱补贴限制后，未来风电作为重要可再生能源发展需求将带动装机增量释放，陆上风电拐点已现。

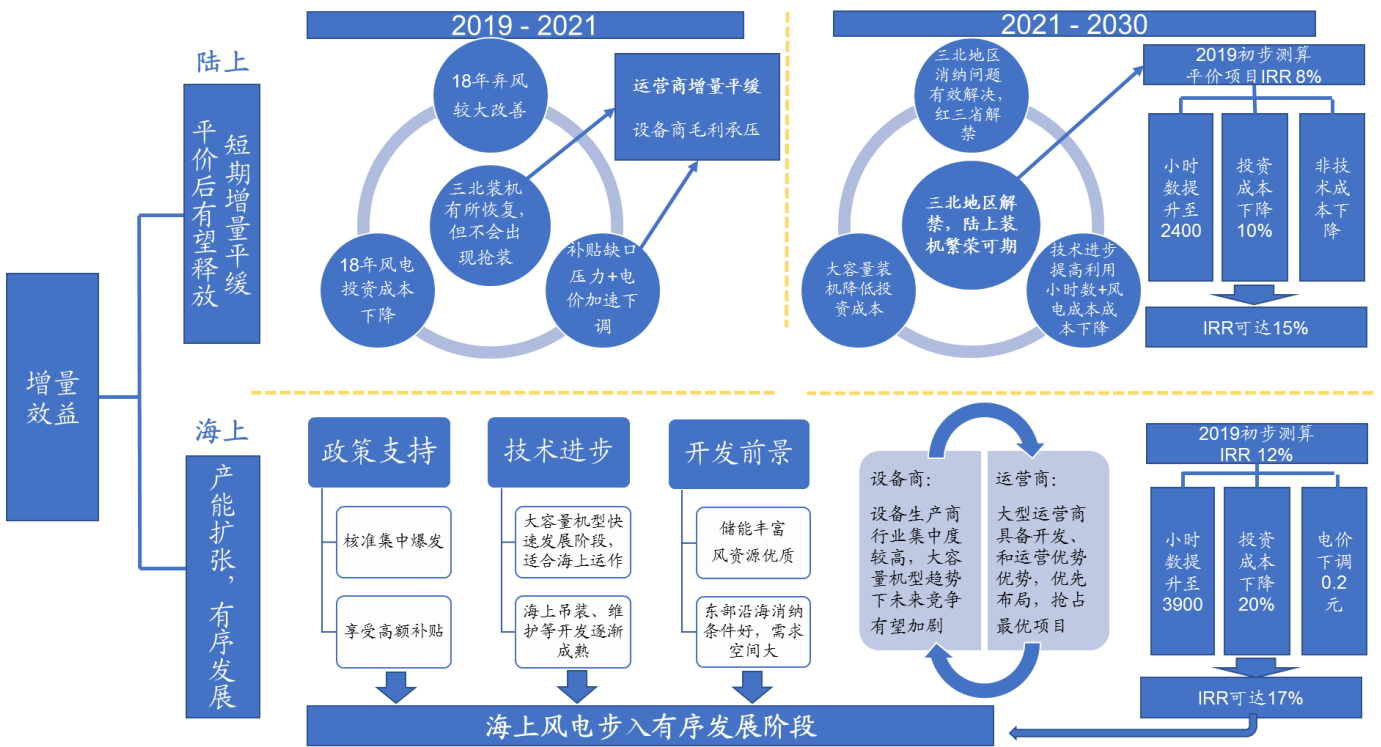
海上风电产能方面有较大进展，竞价配置有序发展：海上风电海量规划亟待开发，海上风电项目风资源好，收益率较高。2018年海上多个建设环节和大容量装机均取得重大进展，投产能力大幅增加，打破产能瓶颈。同时产能扩张和国产化进程有助于投资成本下降。

图1: 存量逻辑: 存量风电装机效益仍有改善空间



数据来源: 广发证券发展研究中心

图2: 增量逻辑: 新增装机短期保持平稳, 平价上网后装机增量有望逐渐释放



数据来源: 广发证券发展研究中心

注: 陆上风电均为平价项目 IRR; 假设海上风补贴发放平均滞后 2 年

风电平价上网渐进，补贴缺口已成为行业最大痛点

1. 2019 年风电政策加速落地，风电平价进程稳步推进

2019年5月24、30日，国家能源局、国家发展改革委相继发布《关于完善风电上网电价政策的通知》和《关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》，有关平价上网电价调整和时间表的具体安排终于落地。根据两个《通知》，风电标杆电价改为指导价，2019年新核准风电（包括海上）项目全部竞价上网，不得高于所在资源区指导价，2019年风电指导价下调0.06分每千瓦时，到2021年新核准的陆上项目均不再享受国家补贴。另外2018年底之前核准的陆上风电项目，最后并网期为2020年底；2019年1月1日至2020年底前核准的陆上风电项目，最后并网期为2021年底，否则不再享受国家补贴。政策透露出的国家限制补贴态度坚决，由竞价上网逐步过渡到平价上网趋势已是必然。

表 1：2019年1月1日以来重要风电政策、新闻汇总

文件/会议	时间	政策内容	政策解读
《关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》	2019年5月30日	政策整体思路和内容与《征求意见稿》及《关于完善风电上网电价政策的通知》内基本一致。	1. 2021年实现陆上风电平价上网，2021年后并网的陆上风电项目将不再享受补贴。 2. 确立陆上、海上风电指导价下调预期。 3. 平价前窗口期内优先发展平价、竞价项目。
《关于完善风电上网电价政策的通知》	2019年5月24日	1. 标杆电价改为指导价，2019年新核准风电项目全部竞价上网，不得高于所在资源区指导价。 2. I-IV类风区2019年新增风电上网电价指导价分别调整为每千瓦时0.34元、0.39元、0.43元、0.52元（含税、下同）；2020年指导价分别调整为每千瓦时0.29元、0.34元、0.38元、0.47元。 3. 2019年海上风电指导价下调0.05元/千瓦时。 2018年底之前核准的陆上风电项目，2020年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019年1月1日至2020年底前核准的陆上风电项目，2021年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。2021年1月1日开始新核准的陆上风电项目全面平价。	1. 补贴退坡趋势确立，风电电价进入有序下降阶段。2021年将实现陆上风电平价上网。 2. 2018年前标杆电价项目窗口期为两年，至2020年底。 3. 竞价阶段（2019-2020）的陆上风电最后并网期为2021年底。风电补贴总体规模已经基本确立。
《关于征求对2019年风电、光伏发电建设管理有关要求的通知（征求意见稿）意见的函》	2019年4月11日	1. 2019年新增集中式陆上风电和海上风电项目全部通过竞争方式配置并确定电价。 2. 2018年前核准两年内未建也未申请延期项目需重新参与市场竞争。 3. 2020年前暂停部分建设规模超过2020年规划省份的集中式风电项目建设。 4. 18年5月18日前核准，本通知前未办齐开工前手续海上项目，参与竞价配置确定上网电价。	1. 窗口期内主要优先发展平价和竞价项目。 2. 严格控制补贴，18年前核准项目受到限制。 3. 确立海上风电有序参与竞争配置，符合海上电价下调预期。

5. 降低风电投资非技术成本。

《关于积极推进
风电、光伏发电
无补贴平价上网
有关工作的通
知》

2019年
1月9日

1. 优先规划、开展平价、低价项目。
2. 保障平价（低价）项目优先发电和全额消纳，采取固定电价收购政策。
3. 2020年前核准开工的平价（低价）项目经营期内，有关支持政策不变。

1. 窗口期内对平价、竞价项目予以支持政策，并保证项目经营期内不变。
2. 未来平价政策将会有调整。

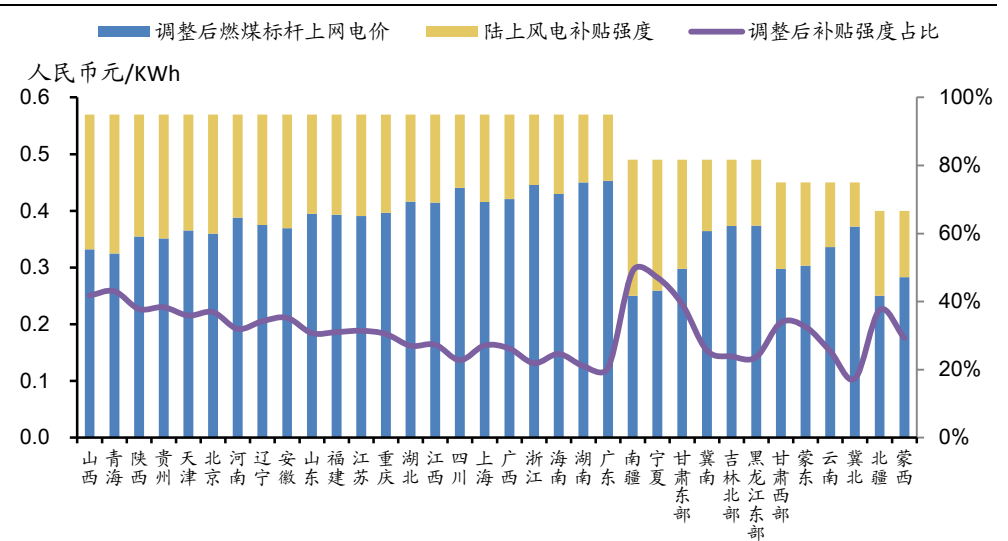
数据来源：国家发改委，国家能源局，广发证券发展研究中心

2. 补贴缺口仍然较大，是当前风电行业最大痛点

风电行业最大痛点为可再生能源补贴缺口不断增长：

为支持我国可再生能源发展，我国的风电、光伏和生物质（主要为农林生物质+垃圾发电）发电的上网电价享受国家及地方政府补贴。其中风电国家补贴力度为各个资源风区的标杆电价减去当地火电脱硫标杆上网电价部分。

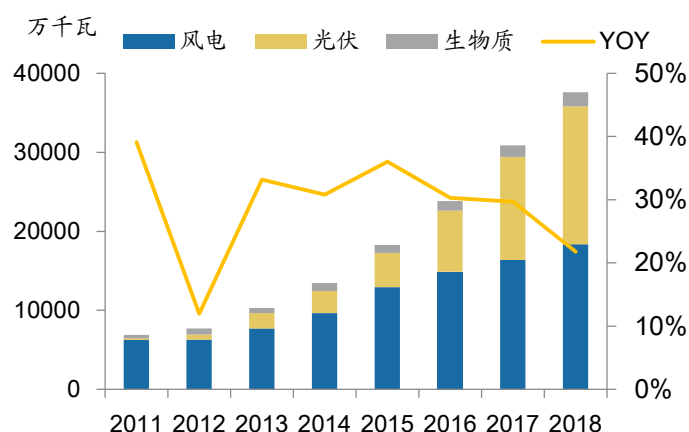
图3：2018年陆上风电补贴强度



数据来源：Wind，国家能源局，广发证券发展研究中心

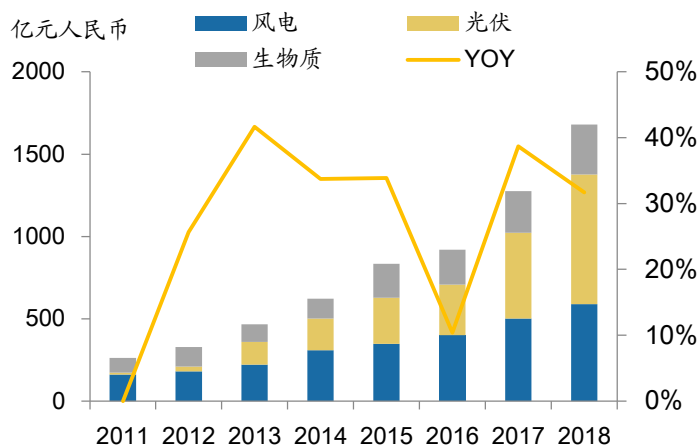
国家可再生能源电价补贴由可再生能源基金支付，基金收入唯一来源为向全社会（扣除居民生活用电和农业用电）用电量征收的可再生能源附加费，目前征收标准为人民币1.9分/千瓦时。由于风电、光伏和生物质等可再生能源发电规模增长过快，可再生能源基金入不敷出，可再生能源补贴缺口日益扩大。根据我们的测算，截至2018年底，累计可再生能源补贴缺口近人民币1883亿元，2019-2021年新增可再生能源补贴缺口997/1111/1196亿元。

图 4: 2011-2018 年累计可再生能源装机容量



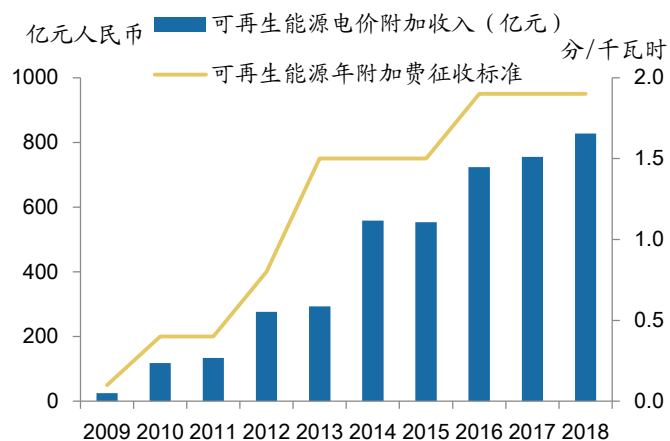
数据来源: Wind, 国家能源局, 广发证券发展研究中心

图 5: 2011-2018 年当年可再生能源补贴需求 (测算)



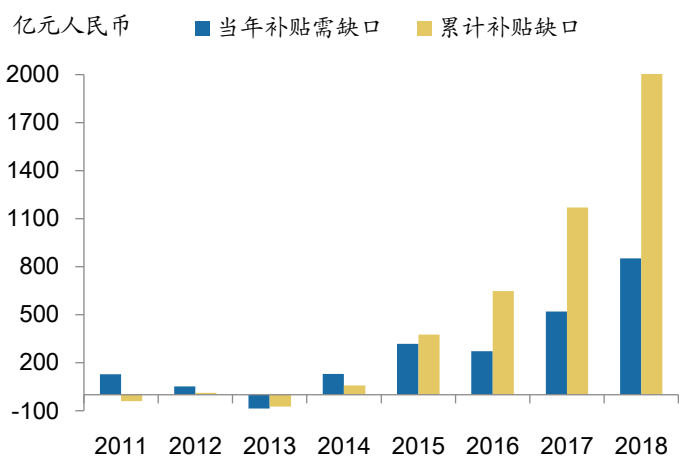
数据来源: Wind, 国家能源局, 广发证券发展研究中心

图 6: 2009-2018 年可再生能源附加费标准和收入 (测算)



数据来源: Wind, 国家能源局, 广发证券发展研究中心

图 7: 2011-2018 年累计和当年可再生能源补贴缺口 (测算)



数据来源: 广发证券发展研究中心

补贴缺口致使应收账款规模不断扩大, 现金流滞后降低实际ROE:

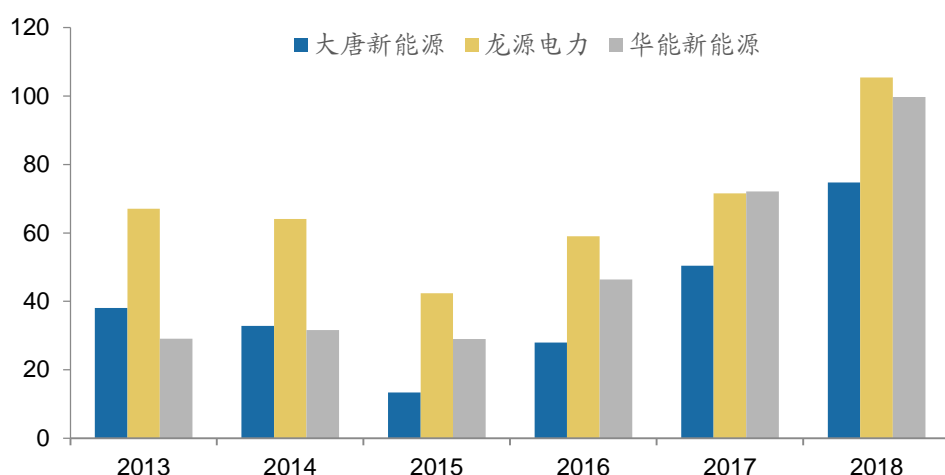
由于补贴缺口难以解决, 补贴欠款的发放拖延较为严重。根据可再生能源补贴目录公布和项目覆盖情况可以看出, 风电发电项目的补贴实际回收和实际收入确认之间的时间间隔可到2-3年, 账期拖欠较为严重, 并且现金流滞后无形中增加了公司的资金成本, 影响风电运营商实际ROE, 多重风险使得行业估值难以走高。

表 2: 部分批次可再生能源年补贴目录发放时间和项目覆盖情况

补贴目录	公布时间	覆盖项目
第五批	2014.9	2013年8月前并网项目
第六批	2016.9	2015年3月前并网项目
第七批	2018.6	2016年3月前并网项目

数据来源: 国家能源局, 广发证券发展研究中心

图8: 2013-2018部分港股风电运营商应收账款 (人民币亿元)



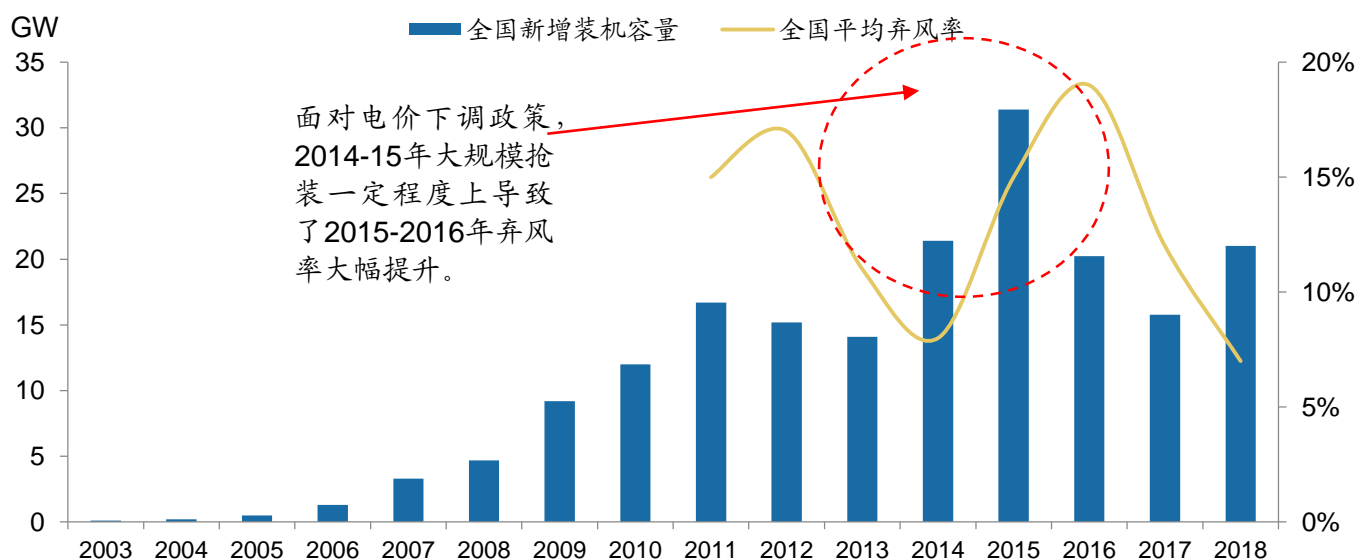
数据来源: 公司财报, 广发证券发展研究中心

补贴缺口衍生电价下调风险, 间接导致弃风率波动风险:

风电上网电价下调一直是风电行业的重要政策性风险。面对新核准机组的电价下调, 运营商投资商为了锁定更高电价从而提高抢装意愿。从图9中可以看到, 2014-2015年的过度的抢装一定程度增加了风电消纳压力, 从而促使弃风率快速, 而高弃风率会大大降低风电项目的运作效率, 从而增加了业绩波动风险。

为应对弃风率过高的问题, 2016年国家能源局出台《关于建立监测预警机制促进风电产业持续健康发展的通知》, 提出建立风电投资监测预警机制, 对弃风率过高的省份进行风电投资限制, 从而导致2016年新增装机容量大幅下滑, 行业政策性风险进一步加大。

图9: 2003-2018全国新增风电装机容量和全国平均弃风率



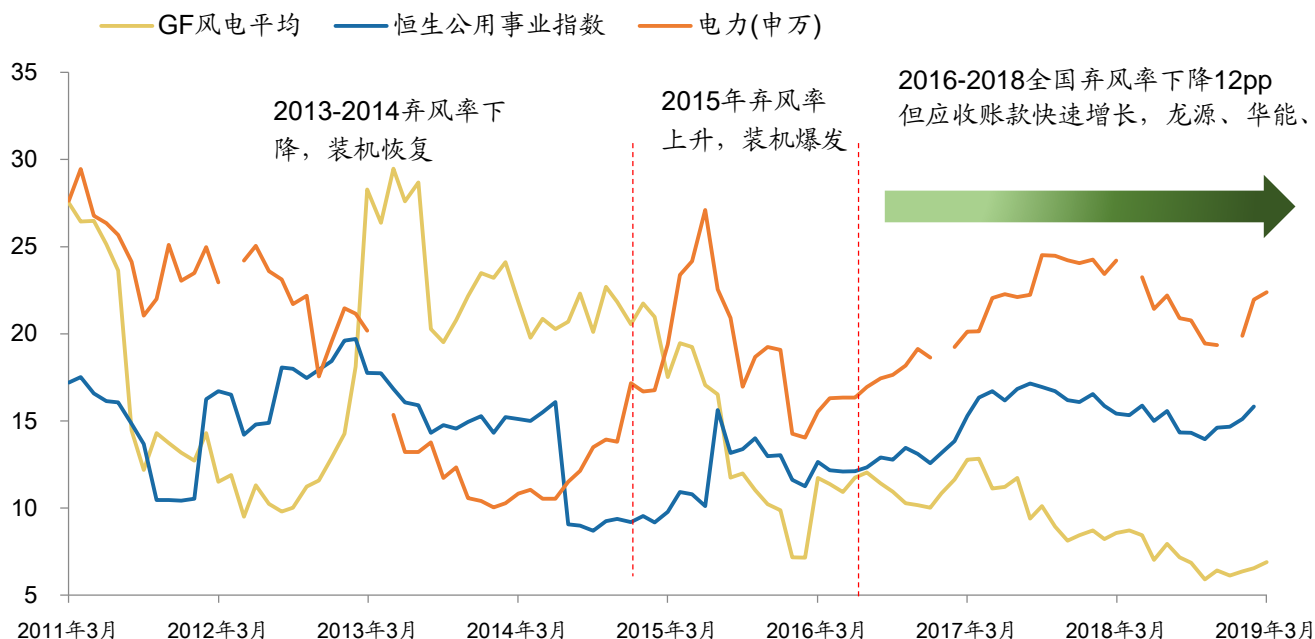
数据来源: 国家能源局, 广发证券发展研究中心

多重因素导致风电板块估值上限难以打开:

2014-2016年底, 因为弃风率过高、电价下调等因素, 风电运营商业绩下滑较严重,

估值水平走低。2017-2018年全国弃风率大幅好转，公司盈利能力显著提升，净利润普遍实现超预期增长。然而在基本面改善的情况下，行业PE不增反降，PB维持低点。这与运营商公司日益扩大的应收账款规模以及由补贴拖欠衍生的政策制约因素有很大关系。从图10/11可看到，风电运营商板块平均估值水平显著低于恒生公用事业指数和申万电力指数，2016年后GF风电平均PB仅为0.8左右，短期难以突破估值上限。

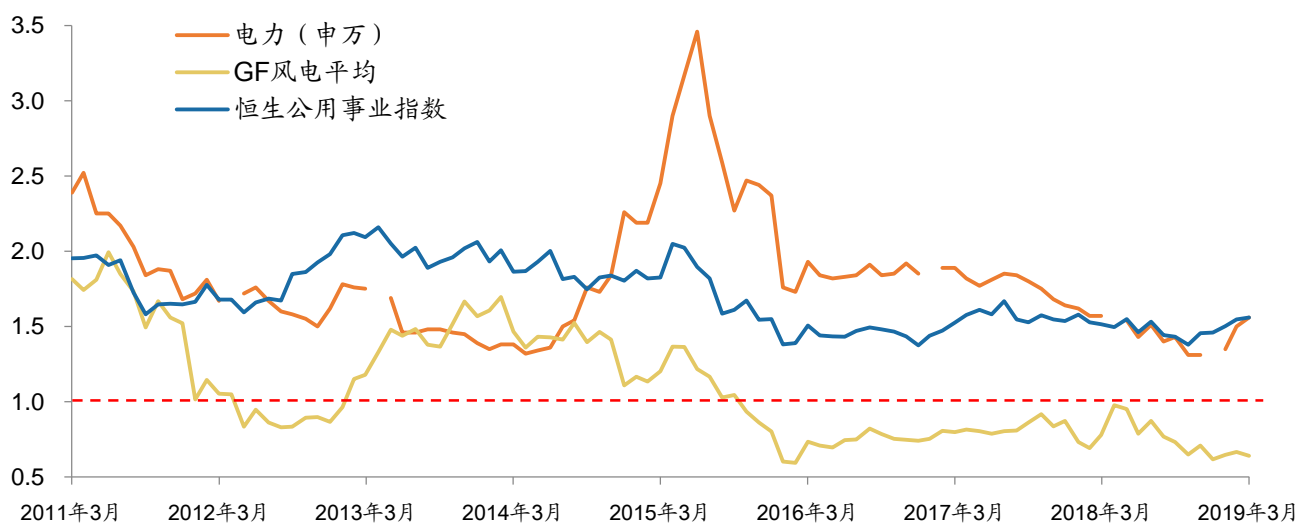
图10: 2011-2019年3月GF风电平均、恒生公用事业指数以及申万电力指数PE (TTM) 比较



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

注: GF 风电平均 PE 为龙源电力、华能新能源、大唐新能源、新天绿色能源、华电福新的算术平均值

图11: 2011-2019年3月GF风电平均、恒生公用事业指数以及申万电力指数PB (LF) 比较



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

注: GF 风电平均 PE 为龙源电力、华能新能源、大唐新能源、新天绿色能源、华电福新的算术平均值

3. 平价上网后补贴需求增长得到控制，当前可再生能源附加费征收水平无法覆盖补贴需求

我们认为随着风电、光伏逐渐步入平价后，每年的可再生能源补贴需求规模基本清晰。而通过适当提高可再生能源附加费即可稳定覆盖甚至填补全部累计缺口。

关键假设：（1）未来可再生能源附加费征收效率保持2017年水平。（2）全社会用电量和居民生活用电量年增速6%。（3）窗口期内平价、竞价并网占比为10/20%。

表 3：可再生能源基金补贴缺口测算（人民币）

	2017E	2018E	2019E	2020E	2021E	2022E
煤电标杆上网电价（元/KWh）	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39
I类资源区风电标杆/指导电价（元/KWh）	0.47	0.4	0.34	0.29	平价	平价
II类资源区风电标杆/指导电价（元/KWh）	0.5	0.45	0.39	0.34	平价	平价
III类资源区风电标杆/指导电价（元/KWh）	0.54	0.49	0.43	0.38	平价	平价
IV类资源区风电标杆/指导电价（元/KWh）	0.6	0.57	0.52	0.47	平价	平价
近海风电标杆/指导电价（元/KWh）	0.85	0.85	0.80	0.75	0.69	0.63
风电平均上网电价（元/KWh）	0.56	0.55	0.53	0.52	0.51	0.50
风电新增装机容量（MW）	1503	2000	2000	2000	2200	2200
风电累计装机容量（MW）	16611	18712	20912	23182	25702	28202
风电上网电量（亿千瓦时）	2925	3405	4059	4571	5210	5698
风电需要补贴金额（亿元）	491	579	639	694	738	762
光伏平均标杆/指导上网电价（元/KWh）	0.75	0.60	0.53	0.46	0.39	0.39
光伏平均上网电价（元/KWh）	0.86	0.82	0.78	0.75	0.72	0.69
光伏新增装机容量（MW）	5306	4426	4400	4400	4400	4400
光伏累计装机容量（MW）	13048	17474	21874	26274	30674	35074
光伏上网电量（亿千瓦时）	1121	1702	2046	2537	3028	3518
光伏需要补贴金额（亿元）	521	786	914	998	1042	1042
农林生物质标杆上网电价（元/KWh）	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
垃圾发电标杆上网电价（元/KWh）	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
生物质新增装机容量（MW）	262	305	300	300	200	200
生物质累计装机容量（MW）	1476	1781	2081	2381	2581	2781
生物质上网电量（亿千瓦时）	739	897	1063	1191	1354	1471
生物质需要补贴金额（亿元）	186	221	262	290	330	359
应征收附加费电量（亿千瓦时）	3973	4355	4629	4922	5173	5433
可再生能源附加费（分/千瓦时）	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
理论征收金额（亿元）	755	770	818	870	914	960
当年补贴总需求（亿元）	1199	1586	1815	1981	2110	2163
当年产生补贴缺口（亿元）	-444	-817	-997	-1111	-1196	-1203
累计补贴缺口（亿元）	-1066	-1883	-2880	-3992	-5188	-6391

数据来源：Wind，国家能源局，广发证券发展研究中心

注：风电部分已包括海上风电；可再生能源附加费征收效率假设为2017年测算水平，为90%。

2019-2020年平价前窗口期内补贴增长敏感性较低，缺口规模基本清晰：平价前的两年窗口期内，新增的陆上风电和光伏项目分为三种：2018年之前核准的标杆电价项目、新核准的竞价项目，以及平价项目。我们对窗口期平价、竞价和标杆电价项目比例进行了四种情景测算，发现在不同情景下2022年之后累计补贴缺口变动幅度在120亿元以内，相比补贴缺口整体规模并不显著，未来缺口规模已经基本清晰。

表 4：对窗口期内（2019-2020年）不同平价、竞价项目占比情况下，累计补贴缺口测算（人民币）

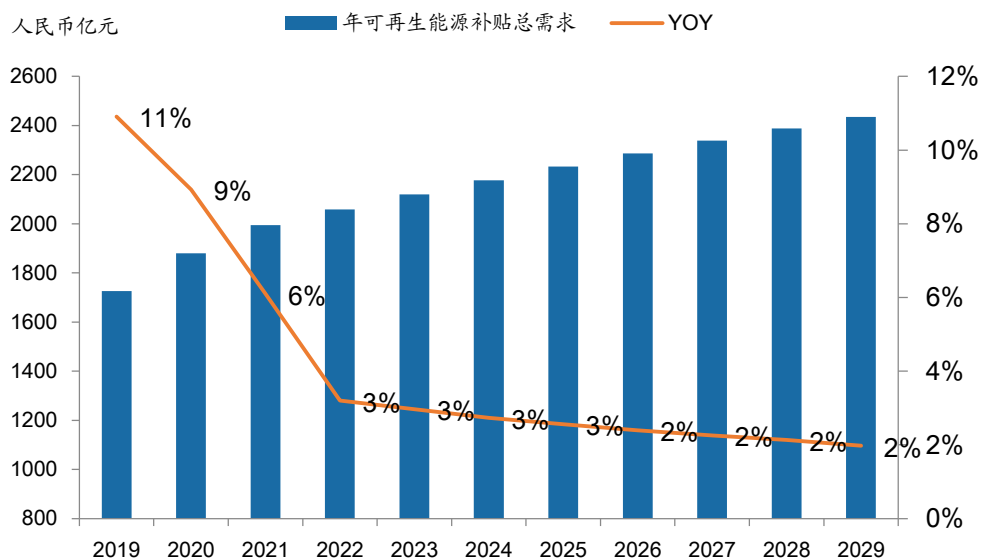
	2019E	2020E	2021E	2022E
假设 1：窗口期内新增容量 5%为平价 10%为竞价时				
累计补贴缺口（亿元）	-2885	-4006	-5212	-6425
假设 2：窗口期内新增容量 10%为平价 20%为竞价时				
累计补贴缺口（亿元）	-2880	-3992	-5188	-6391
假设 3：窗口期内新增容量 20%为平价 30%为竞价时				
累计补贴缺口（亿元）	-2873	-3969	-5150	-6338
假设 4：窗口期内新增容量 25%为平价 35%为竞价时				
累计补贴缺口（亿元）	-2869	-3958	-5131	-6311

数据来源：广发证券发展研究中心

注：窗口期为 2019-2020 年

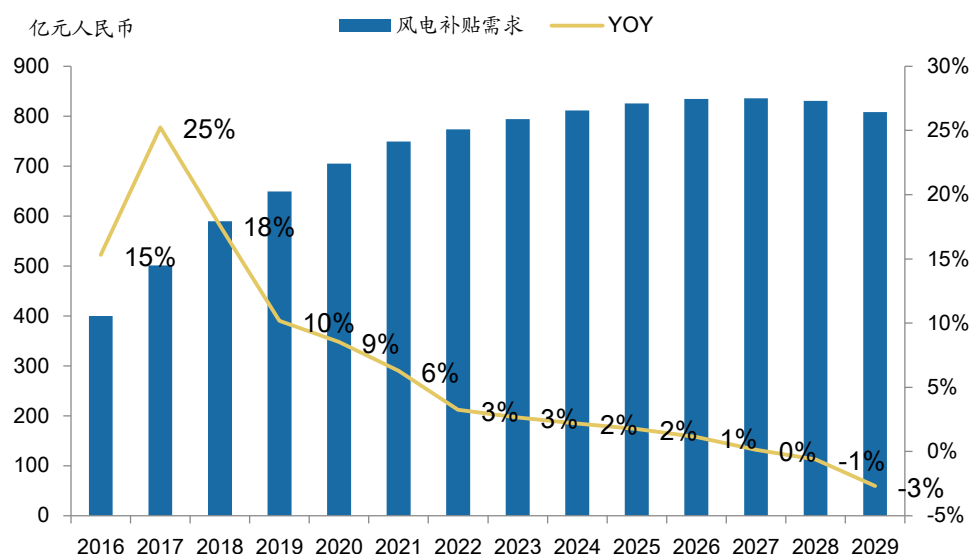
2021年之后，可再生能源的补贴需求增长将得到有效控制，并且随着高龄装机逐步退出市场（第一波可再生能源装机退休潮预计在2030年前后），年补贴需求增长率降低至2-3%，未来补贴缺口规模较为清晰。补贴增长得到控制后，提高附加费以覆盖补贴需求将更具可操作性。

图 12：2019-2029E每年可再生能源补贴需求和同比增速（均为测算）



数据来源：广发证券发展研究中心

图13: 2016-2029E每年风电补贴需求和同比增速 (均为测算)



数据来源: 广发证券发展研究中心

当前可再生能源附加费 (1.9分/千瓦时) 征收标准过低, 提升至3分/千瓦时可覆盖光伏+风电当年补贴需求: 2010-2018年可再生能源附加费征收电量 (全社会用电量减去居民生活用电量和农业用电量) 年复合增速为6.5%。我们假设未来10年征收电量保持6%增速, 测算了在不同可再生能源附加费征收标准下, 未来补贴缺口变化的情况。

从表6可以看到: 若不提高可再生能源附加费, 补贴缺口将无法解决。对于2021-2030年, 等额覆盖当年所有可再生能源补贴需求所需的附加费标准在3.2-3.9分/千瓦时之间, 覆盖光伏+风电当年补贴需求的征收标准在2.5-3.2分/千瓦时, 仅考虑风电补贴需求, 则当前征收标准即可有效覆盖。对于累计补贴缺口, 提升至6分/千瓦时可以在4年内完全解决累计缺口, 5.5分/千瓦时征收标准可在5-6年内解决累计缺口。

目前可再生能源附加费为1.9分/KWh, 用电成本中占比不到3%, 提升至5.5分/千瓦时后占比约6%。相比欧洲国家 (例如德国29%左右) 10-25%的占比水平仍较低。

表 5: 提高可再生能源附加费对补贴缺口影响的多情景测算 (人民币)

	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E
假设 1: 自 2021 年提高可再生能源电价附加费至 6 分/千瓦时							
累计补贴缺口 (亿元)	-1383	-315	864	2162	3592	5164	6896
假设 2: 自 2021 年提高可再生能源电价附加费至 5.5 分/千瓦时							
累计补贴缺口 (亿元)	-2141	-1350	-461	534	1647	2888	4276
假设 3: 自 2021 年提高可再生能源电价附加费至 5 分/千瓦时							
累计补贴缺口 (亿元)	-2898	-2385	-1787	-1095	-298	612	1656
假设 4: 自 2021 年提高可再生能源电价附加费至 4.5 分/千瓦时							

累计补贴缺口 (亿元)	-3656	-3420	-3112	-2723	-2243	-1663	-964
全额覆盖当年可再生能源补贴总需求, 所需可再生能源附加费标准							
(分/千瓦时)	3.89	3.79	3.69	3.59	3.48	3.37	3.24
全额覆盖当年风电+光伏补贴总需求, 所需可再生能源附加费标准							
(分/千瓦时)	3.21	3.09	2.98	2.86	2.74	2.62	2.48
全额覆盖当年风电补贴总需求, 所需可再生能源附加费标准							
(分/千瓦时)	1.37	1.34	1.31	1.26	1.21	1.15	1.08

数据来源: 广发证券发展研究中心

注: 数值变负表示补贴盈余

风电光伏平价后若补贴问题若得到解决, 将有助于打开行业估值上限。

当前可再生能源补贴缺口整体规模已经较为清晰, 虽然补贴缺口问题暂时无法根本解决, 但遏制住补贴增长为后续政策实施提供了更多可操作空间。目前还没有补贴缺口解决方案能够落实。若补贴问题能够得到解决, 将会为风电板块带来多重利好:

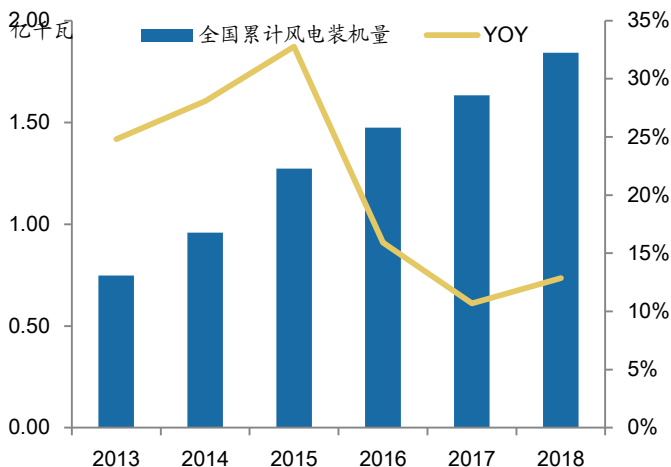
- (1) 现金流改善: 市场预期更加清晰, 实际ROE得到提升。
- (2) 消除部分政策风险: 消除电价下调风险, 也同时降低了不理性抢装风险; 并消除部分由补贴缺口过大间接引起的限增量、限规模等政策风险。降低行业不确定性。
- (3) 促进行业整合: 平价时代将促进行业加速整合, 优质公司竞争优势将逐步凸显, 并淘汰落后产能, 有利于风电行业进一步降低度电成本。
- (4) 打开估值上限: 若补贴困境得到化解, 风力发电的可再生性、清洁性、以及业绩稳定等优势才能充分展现, 风电板块投资逻辑更为清晰, 促使行业估值水平得到提升。

存量装机: 弃风改善助业绩提升

1. 存量规模规模较大, 电价相对稳定

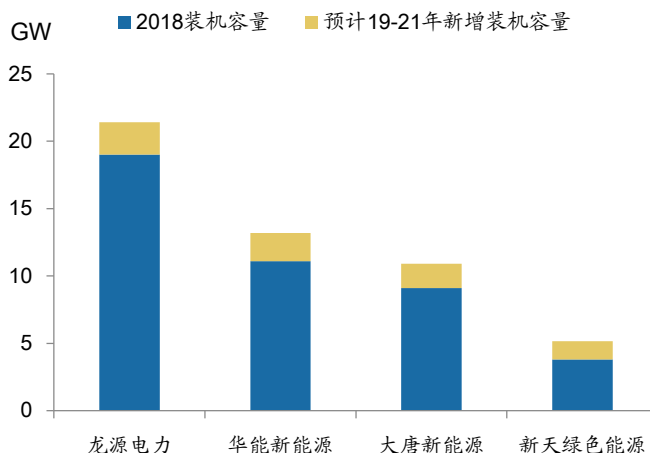
存量规模大, 资源优质: 中电联最新发布的数据显示, 截至2018年底, 全国全口径发电装机容量19.0亿千瓦, 其中风电并网容量占比达到9.47%, 为1.842亿千瓦(184GW)。我国风电存量装机已经优先布局全国较优质的风电资源区, 在弃风限电尚未解决的形势下, 未来仍有较大提升空间。所以我们认为在平价时代即将到来的新形势下, 稳定巨大存量资产的效益是风电运营商未来发展的关键性因素

图 14: 累计风电装机量和同比 (单位: 亿千瓦)



数据来源: 国家能源局, 广发证券发展研究中心

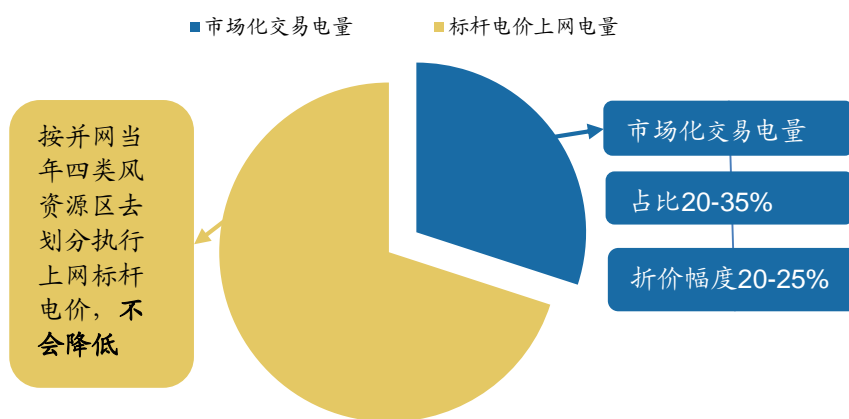
图 15: 港股部分风电运营商 18 年累计存量装机和 19-21 年新增装机预测



数据来源: 公司业绩公告, 广发证券发展研究中心

市场交易规模和折价将保持稳定, 风电运营商上网电价平稳下降: 风电电价主要由两部分组成: 标杆电价电量和市场化交易电量。自2009年, 全国分为四类风资源区, 并确定了不同风区的标杆电价。此后, 标杆电价分别在2014/15/16和18年下调, 2019年风电“标杆电价”改为“指导电价”, 四类资源区的指导电价分别调整为0.34/0.39/0.43/0.52元/千瓦时。标杆电价的制定以当年的风电投资成本以及要求的内在收益率为基础, 电价受国家政策保障, 基本不存在下调风险。

图 16: 存量风电平均电价构成, 交易电价+标杆电价



数据来源: 国家能源局, 公司业绩公告, 广发证券发展研究中心

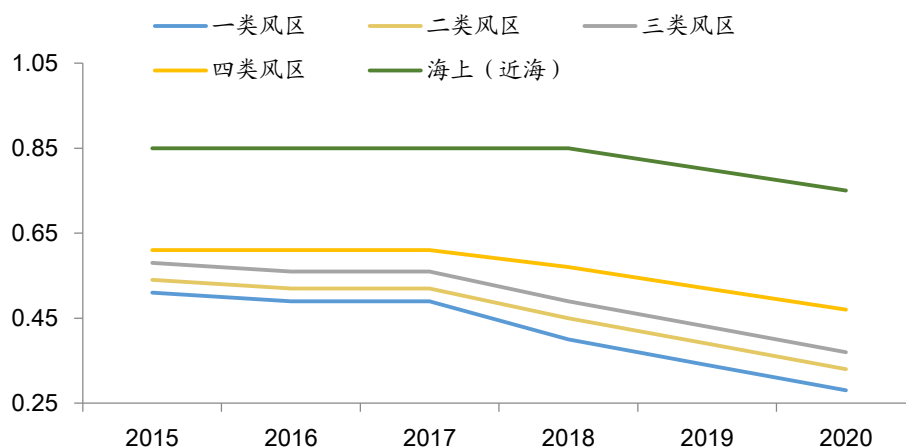
表 6: 2019-2020年陆上、海上风电指导价调整情况 (人民币元/千瓦时)

资源区	2019	2020	各资源包含的区域
I 类资源区	0.34	0.29	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区; 新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市

II类资源区	0.39	0.34	河北省张家口市、承德市；内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市；甘肃省张掖市、嘉峪关市、酒泉市
III类资源区	0.43	0.38	吉林省白城市、松原市；黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市，大兴安岭地区；甘肃省除张掖市、嘉峪关市、酒泉市以外其他地区；新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区；宁夏回族自治区
IV类资源区	0.52	0.47	除 I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区
海上风电	0.80	0.75	近海
	0.70	所在资源区陆上风电指导价。	潮间带

数据来源：国家发改委，国家能源局，广发证券发展研究中心

图17：2009-2020年四类资源区标杆电价/指导价（单位：人民币元/千瓦时）



数据来源：国家发改委，国家能源局，广发证券发展研究中心

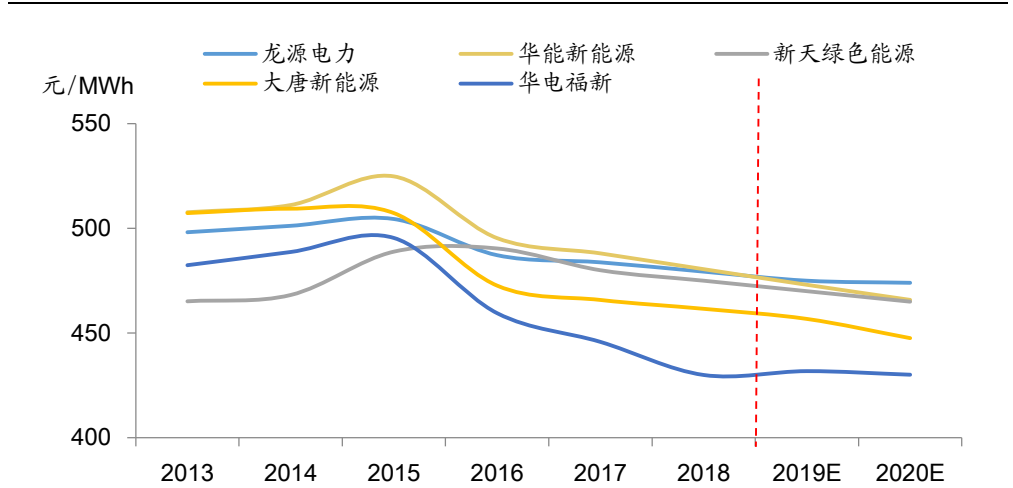
注：2019-2020年标杆电价改为指导价，竞争配置电价不得超过当年指导价

市场化电量交易规模相对稳定，折价幅度有所回落：风电市场化交易是运营商自发开展，不是政府强制执行，交易规模和折价幅度符合公司自身业务特点和自身需求。

据统计我们关注的几家港股风电运营商在2018年风电市场化交易电量占全年风电交易电量的20-30%左右，风电市场化交易的电价折扣在20-25%左右。目前的折价幅度和交易规模对电价影响系数约为0.91-0.96之间，由于2017-2018年弃风改善幅度显著，市场化交易电量规模有所上升，未来的发电量增长更加平稳，市场化交易规模难以再次大幅提高。

据调我们对部分港股风电运营商的调研结果，大部分港股风电运营商均无大幅提高市场化交易规模的预期，并且2018年下半年和2019年第一季度部分公司交易电量折价幅度有所下降。基于以上几点我们认为存量电价未来将相对稳定，不会出现大幅下降。

图18: 2013-2020E港股风电运营商平均风电电价预测

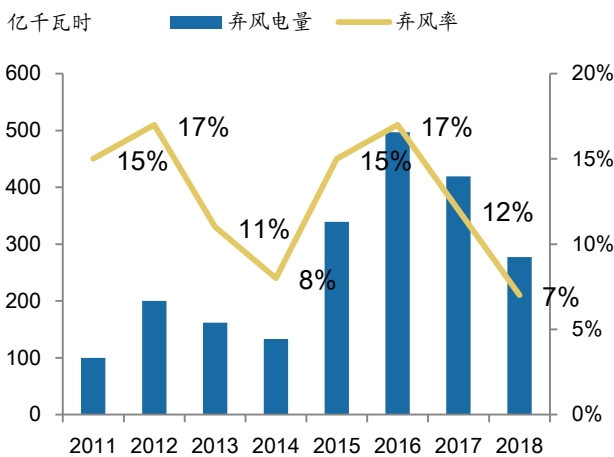


数据来源: 公司业绩公告, 广发证券发展研究中心

2. 弃风限电持续改善, 利用小时数仍有上升空间

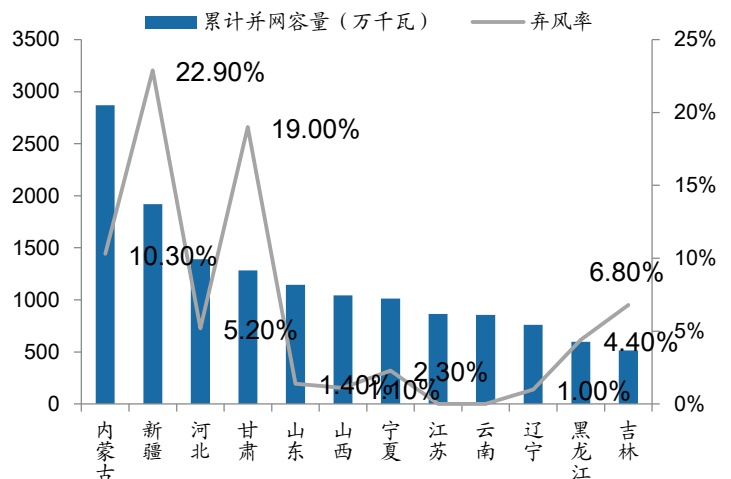
装机重点分布区域风资源好、弃风率较高。截止2018年底, 我国主要的风电装机省份分别是: 内蒙古2869万千瓦、新疆1921万千瓦、河北1391万千瓦、甘肃1282万千瓦、山东1146万千瓦、山西1043万千瓦、宁夏1011万千瓦、江苏865万千瓦、云南857万千瓦、辽宁761万千瓦、黑龙江598万千瓦、吉林514万千瓦, 这些区域相对来说都是风速高、风资源好的区域。与此同时, 装机重点分布的区域也是弃风率较高的区域。弃风率最高的三个省市, 内蒙古、新疆、甘肃的2018年累计并网装机容量占全国总容量约33%。

图 19: 2011-2018 全国弃风电量和弃风率



数据来源: 国家能源局, 广发证券发展研究中心

图 20: 2018 年主要省份的风电装机量和弃风率



数据来源: 国家能源局, 广发证券发展研究中心

全国弃风率持续改善，利用小时数仍有上升空间。

根据国家能源局出台的风电政策，未来弃风电量和弃风率将作为重要先行指标将继续双降。弃风问题的持续改善将给行业带来重大利好，截至2018年底，全国平均弃风率已经降到7.0%，全年利用小时数达到近年最高水平为2095小时。这一方面得益于我国风电布局由北向南转移带来的结构性变化，另外主要还是得益于弃风区域消纳改善和电力外送规模扩大。

图 21：2018 年部分省份并网装机容量和不弃风利用小时数（测算）

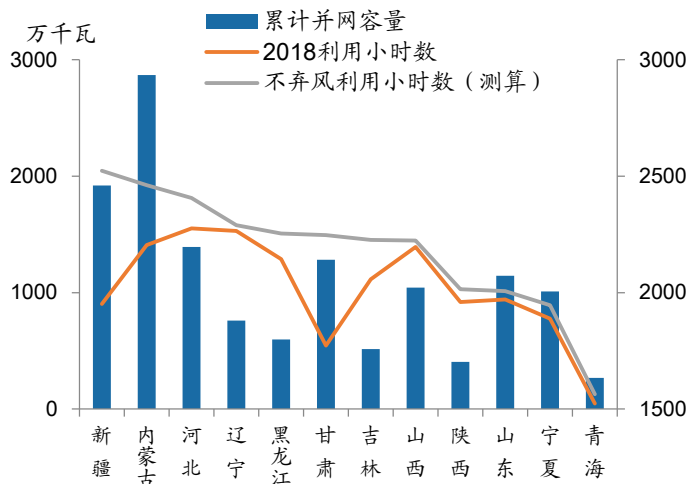
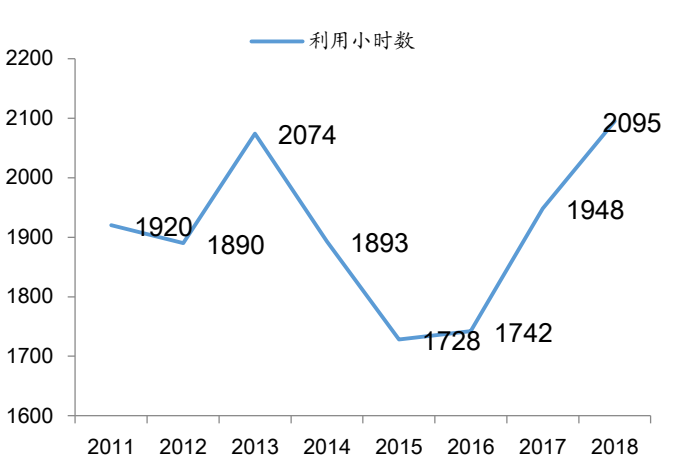


图 22：2011-2018 全国平均利用小时数



来源：国家能源局，广发证券发展研究中心

数据来源：国家能源局，广发证券发展研究中心

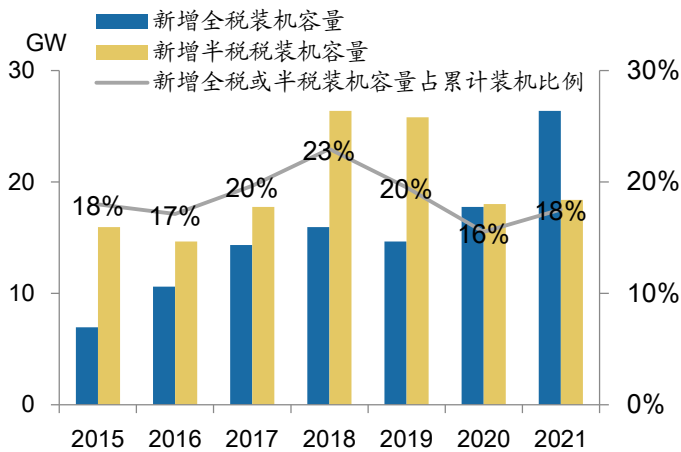
我国风能资源丰富的三北地区，远离负荷中心，电网建设规划与风电发展不相匹配导致跨区输电能力不足，成为风电消纳难的重要原因。2016 年国家能源局首次发布全国风电投资预警机制，对红色区域风电投资进行限制。2016 年吉林、黑龙江、甘肃、宁夏和新疆（含兵团）为红色，2017 年新增内蒙古，被称为“红六省”。

不过由于弃风率持续改善，《2019 年度风电投资检测预警结果》中，仅剩新疆和甘肃为红色区域，内蒙古为橙色区域。根据历史数据，弃风率每降低 1pp，利用小时数上升 25-50 小时，图 21 中可以看到装机规模较大的内蒙、新疆、河北和甘肃等省（自治区）利用小时数仍有较大提升空间。

3. 运维、保险及税收等费用将进入上升阶段

税收费用结构式增长：除了电价补贴外，风电作为新能源发电行业属于公共基础设施项目，享受“三免三减半”税收优惠政策。第一至三年免交企业所得税，第四年至第六年减半征收。2013 年-2015 年全国风电装机快速增长，三年总计新增规模超过 70GW。根据“三免三减半”政策推算，该部分装机将在 2018-19 年陆续脱离免税期，2018 年后将出现税收费用的一个阶梯式的增长，同理可推测在 2020-21 年也会出现一次有效税率的阶梯式上升，不过考虑到港股大型风电运营商普遍提高了 2019-2020 年的并网计划，我们预计 2020 年有效税率的提升幅度远没有 2018 年明显，存量装机的税收费用增长峰值基本发生在 2018-2019 年之间。

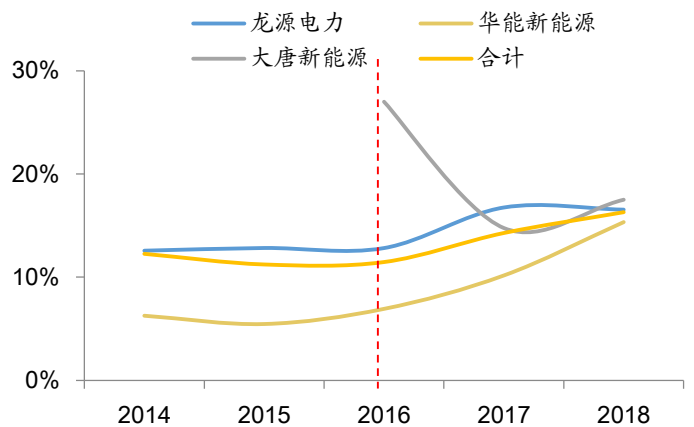
图 23: 2015-2021 测算全国新增全税或半税装机容量



数据来源: 国家能源局, 广发证券发展研究中心

注: 统计容量=新增脱离半税期装机+新增脱离免税期装机

图 24: 部分港股风电运营商有效税率



数据来源: 公司财务报表, 广发证券发展研究中心

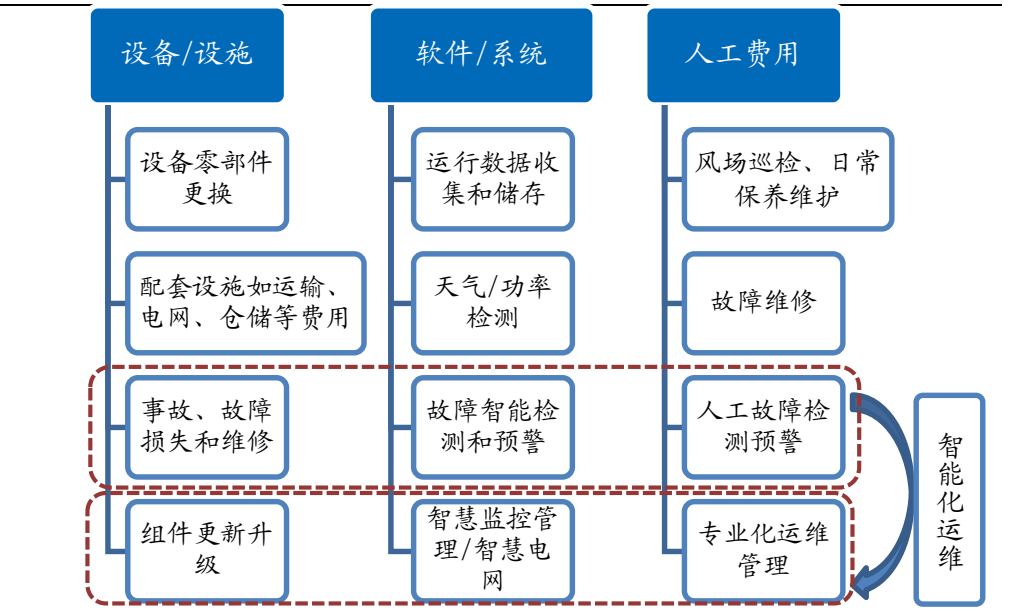
注: 2014-2016 年大唐新能源因业绩亏损有效税率不具参考性

脱质保+高龄风机维护, 运维费用上升:

随着装机变旧以及脱离质保期, 未来运维费用将进入上升阶段。我国风电的快速发展和装机快速增长主要开始于2009年, 对于风电装机20年的设计运营周期来说, 我国风电运营行业才刚刚走过第一个运营周期的一半, 业内对老旧风机的后期运维实际经验并不丰富, 且早期部分抢装风机设备有运行不稳定、故障频发等问题, 所以我们认为风电运维费用将长期面临上升风险。

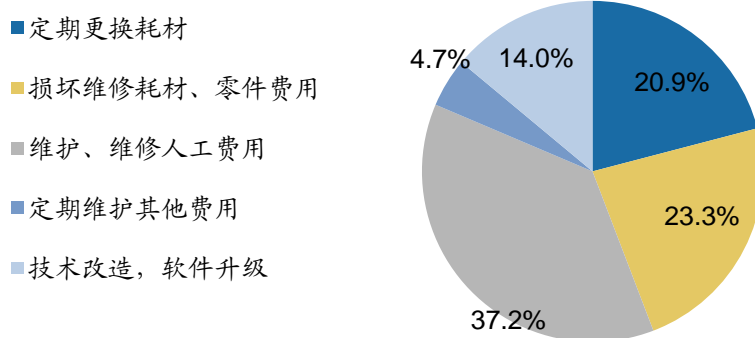
陆上风电的装机维护费用, 约占风电营运支出成本的15%, 占比相对较低。运维成本构成中以人工费用(37%)和故障/损坏维修费用(23%)占比较大。我国目前后期运维市场还缺乏正规的行业标准和人员规范, 所以风机故障率较高, 人工检查维护费用较大。针对以上两大问题, 大力发展智能化的风电运维, 通过智能化检测以及培养专业的风电运维工程师等从业人员, 将是有效解决风电运维的重要途径。

图 25: 陆上风机后期运维涉及环节



数据来源: 龙源电力、华能新能源、大唐新能源公司年报, 广发证券发展研究中心

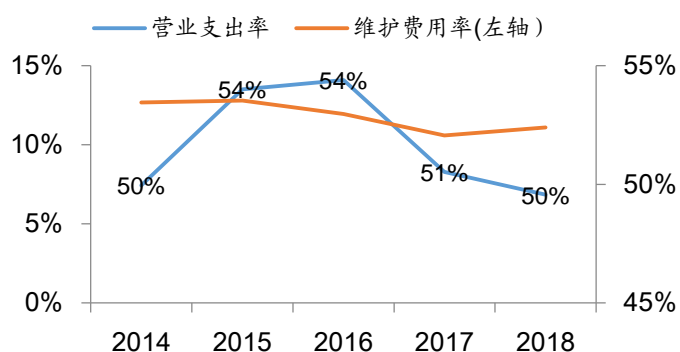
图 26: 2018年我国陆上风机运维成本构成



数据来源: 龙源电力、大唐新能源、华能新能源公司招股说明书和公司财报, 广发证券发展研究中心

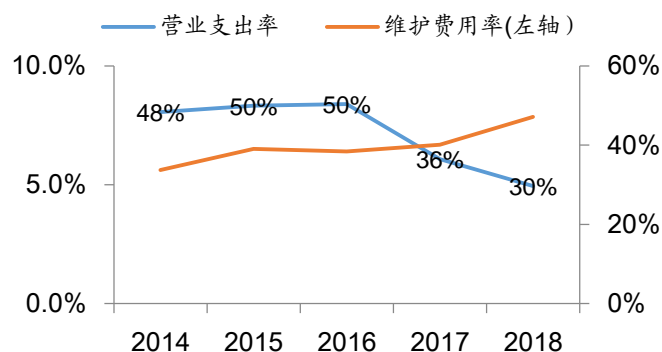
营运支出率整体下降趋势: 以龙源电力、大唐新能源和华能新能源三家公司为例, 2018年三家公司风电运维费用均同比上升20-30%。平均运维成本大概占总营业支出的17%。虽然维护费用有较大增长但是整体经营支出率呈下降趋势(华能新能源由于2017-2018年分别计提在建工程减值拨备约人民币2、4亿元导致支出率上升), 主要还是得益于弃风率改善带来的发电量释放。综合以上对存量装机的收入和成本分析, 我们判断未来存量效益呈稳步上升态势。

图 27: 2014-18 龙源电力维护费用率和营业支出率



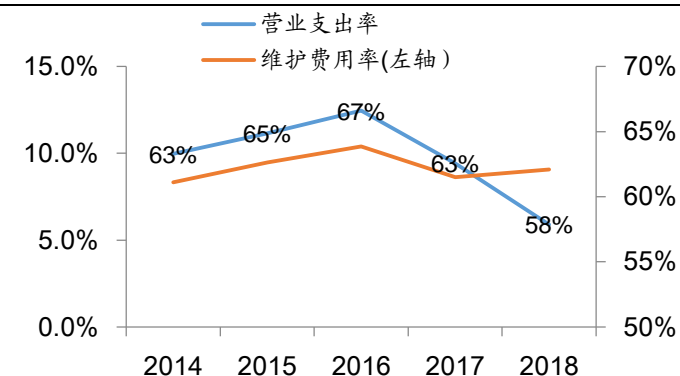
数据来源: 公司业绩公告, 广发证券发展研究中心

图 28: 2014-18 华能新能源维护费用率和营业支出率



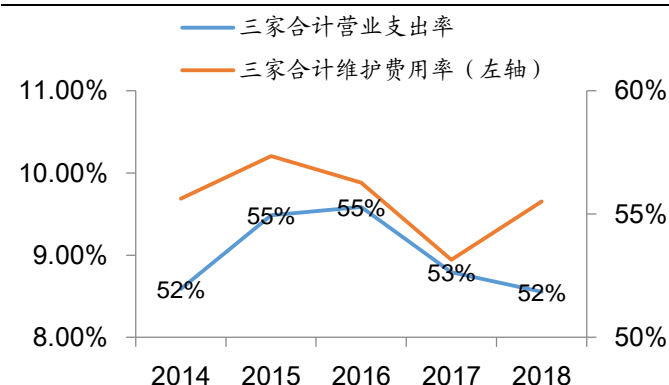
数据来源: 公司业绩公告, 广发证券发展研究中心

图 29: 2014-18 大唐新能源维护费用率和营业支出率



数据来源: 公司业绩公告, 广发证券发展研究中心

图 30: 2014-18 三家维护费用率和营业支出率



数据来源: 公司业绩公告, 广发证券发展研究中心

注: 以上四张图表中维护费用均含盖人工薪酬+维修费用+材料成本

增量预测：新增装机短期保持平稳

根据国家能源局最新统计数据，2018年我国新增并网风电装机容量20.59GW，同比增长36.9%，截至2018年底全国累计并网装机容量为184.26GW。我们预计2019-2021年，全国陆上风机增量21/21/23GW，海上新增装机容量2.2/2.8/3.4GW，总计23.2/23.8/26.4GW。

长期来看，随着可再生能源电量在全社会用电量比例升高，到2030年风电装机容量较2018年有望翻倍。若假设2018-2030年全社会用电量每年增长4%，到2030年风电占发电量全国发电量的比例为8.4%（《中国风电发展路线图2050》中规划战略目标，2018年实际占比约为5%），考虑到2030年我国风电平均利用小时数的上升后，可测算得2030年全国风电装机容量等效需求可达436GW，相当于未来平均每年新增风电装机23GW。若乐观预期，假设总发电量年增速达到5%，风电发电量占比达到全国发电量的10%，可测算得2030年等效风电装机容量586GW，相当于每年增长37GW。可见从需求角度，2030年全国风电装机容量较2019年将至少实现翻番。

表 7：2030年风电发电量和风电装机容量测算

	测算假设 1	测算假设 2	测算假设 3	测算假设 4
全国发电量年增长率 (%)	4	3	3	5
2030 年风电占全国发电量比例 (%)	8.40	8.00	10.00	10.00
2030 年风电平均利用小时数	2300	2300	2300	2400
测算结果				
2030 全国发电量 (亿千瓦时)	113862	101397	101397	133464
2030 风电发电量 (亿千瓦时)	9564	8112	10140	13346
2030 风电装机容量 (GW)	438	371	464	586
2019-30 年每年新增风电装机容量 (GW)	23	17	25	37

数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

陆上风电增量：弃风改善助装机重回北方，优质资源仍以消纳为主导

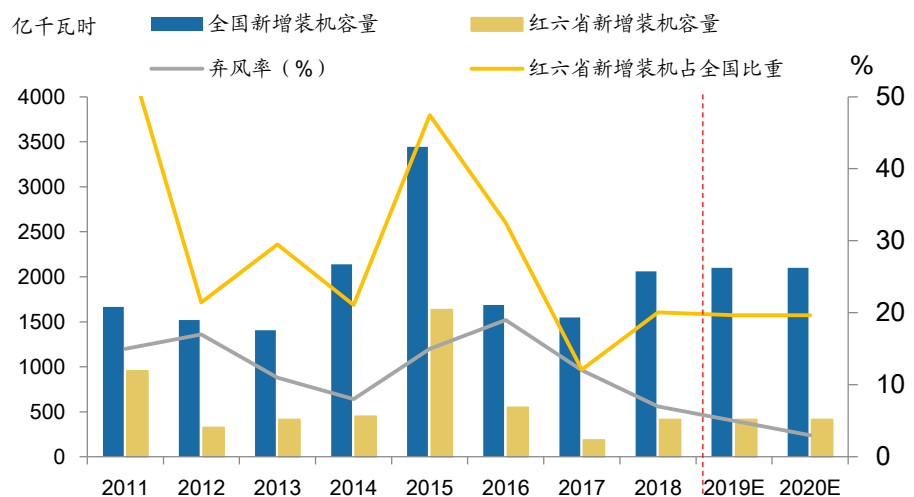
陆上装机增量预测：平价前窗口期内增量受政策制约，平价后增量有望释放。我们认为在评价之前由于补贴缺口等原因，新增装机规模受国家控制难以释放，而平价以后由于投资成本下降，新增摆脱补贴限制以及消纳条件改善等利好因素，风机投产有望加快。我们预测2019-2021年陆上新增装机21/21/23GW，2030年陆上装机容量达到40-55GW，平价后平均每年增长20-25GW。

1. 三北弃风持续改善，风机重回三北繁荣可待

从历史每年新增装机分布情况来看，三北地区一直是陆上风电装机增长的主力军。三北地区有较为优质的风资源，并且具有建造费用低，工期短、施工简单等多项成本优势，故三北地区风电新增的繁荣度对于陆上装机增长有着重要意义。

弃风限电制约三北地区新增规模：由于前期大规模增长和当地消纳能力不足，三北地区一直饱受弃风限电困扰，从而导致弃风率和新增规模彼此相互制约。2014-2015年，风电装机容量分别大幅增长21/34GW，随后2016年上半年全国弃风率达到历史最高22%。2017年内蒙古、黑龙江、吉林、宁夏、甘肃、新疆六个省区被列为风电开发建设红色预警区域。此前“三北”地区为新增装机的主力，受此政策影响，2016/2017年全国新增并网风电装机容量仅为16/15GW。2017-2018年，全国弃风率得到显著改善，装机增量再次恢复，尤其是三北地区在2018年新增规模恢复较为显著。

图 31：2011-2020E全国、红六省新增风电装机容量和弃风率比较

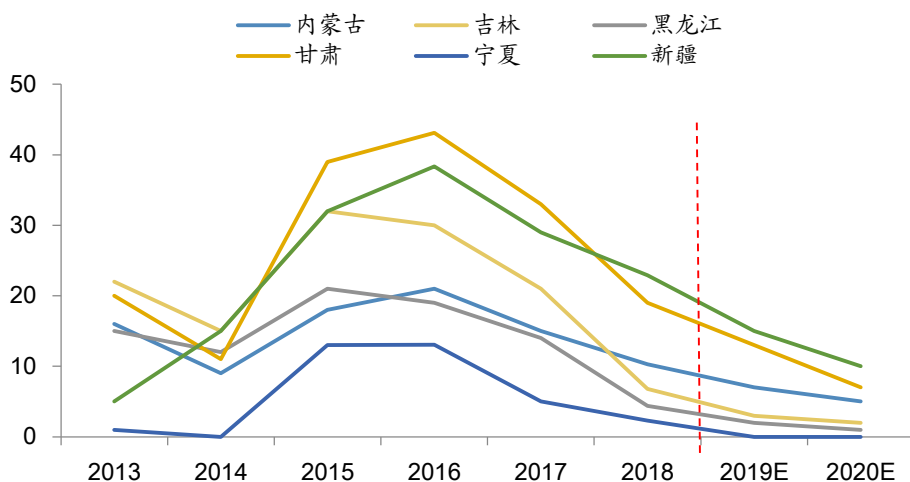


数据来源：国家能源局，广发证券发展研究中心

2017-2018弃风率大幅改善：2017年下半年以来，三北地区弃风率持续改善，截至2018年底，“红六省”中仅仅剩下新疆和甘肃两省弃风率仍处于20%左右，其他省份均低于10%，2018年全年弃风率改善5个百分点至7%。国际能源局计划在2020年

将全国弃风率控制在5%以内，大部分弃风省份弃风率控制在5%以内。我们认为未来两年除了新疆和甘肃外，其他省份弃风率均能控制在5%以内。

图 32: 2013-2020E “红六省” 弃风率情况和预测 (%)

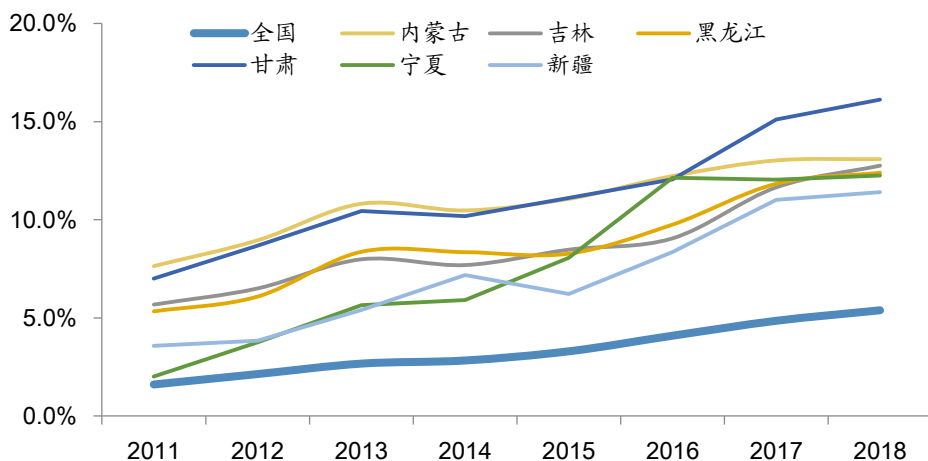


数据来源: 国家能源局, 广发证券发展研究中心

红六省风电发电比例高于全国平均, 特高压帮助长期解决消纳难题

尽管2017-18年弃风有所改善, 风机增量却难以立刻爆发。之前分析过弃风率不反弹的前提是不出现不合理的大规模抢装, 图33中可看到红六省(代表三北地区)的风力发电比例远高于全国平均水平, 并且于全国平均的差距逐年上升, 短期内装机的快速增长无疑会对当地消纳产生较大压力。所以三北地区更加依赖于跨省外输电来解决消纳难题, 但跨省电力输送, 需要电网设施、电网公司以及火电和用电方多方配合才能实现。三北消纳解决注定是个长期课题, 不可一蹴而就。

图 33: 2011-2018年全国和弃风六省风电发电量占全省总发电量比例



数据来源: 国家能源局, 广发证券发展研究中心

特高压加速建设帮助长期解决消纳困境: 2018年国家能源局发布《关于加快推进一批输变电重点工程规划建设工作的通知》发布, 新核准7项特高压项目, 并预计将在两年内陆续开工。这是继2014年《大气污染防治计划》提出的9条特高压12条重点输电通道建设后, 又一次特高压工程大规模落地。表9中我们统计了一下截至到2019年

5月底全国部分在建的特高压项目，其中张北-雄安、青海-河南线路均有经过三北地区重要的风光能源地，有利于三北地区可再生能源消纳。

据以往经验，特高压线路预期建设工程耗时2年左右，投产特高压达到高负荷输送功率需要配套电网设施建设，达到高负荷需要半年到1年时间，实际从核准到高负荷运作需要等待3年左右，特高压项目旨在长期解决可再生能源消纳问题，短期内难以见效，预计在平价上网后，随着三北地区消纳渠道拓宽，陆上风电新增规模有望提高。

表 8: 截至2019年5月全国部分和风电相关特高压线路情况统计

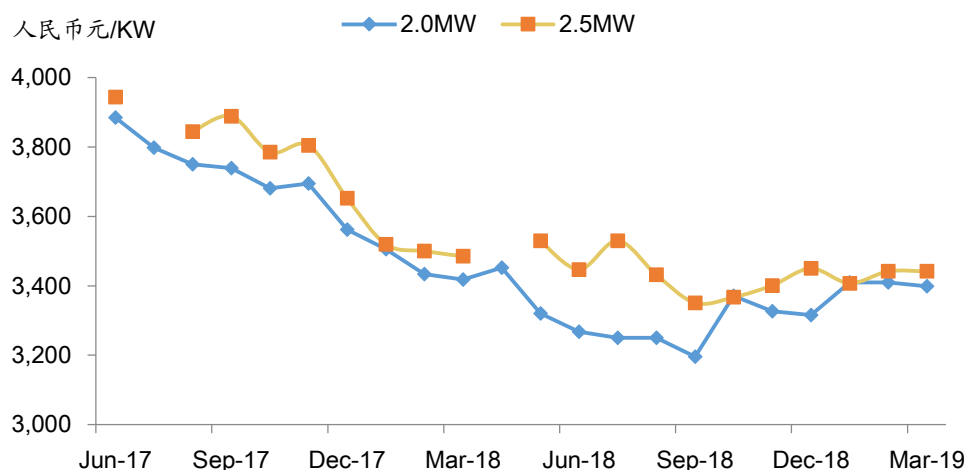
线路名称	设计容量 (MW)	电源地	输送能源类别	可再生能源输送电量 (亿千万时)	可再生能源输送电量占比	状态
天中直流	792	新疆	火电+风电	152.6	42%	投运
灵绍直流	978	宁夏	火电+风电	34.4	17%	投运
锡盟-山东	862	内蒙	火电+风电	0	0	投运
祁韶直流	980	甘肃	风电+光伏	70	40%	投运
新东直流	320	云南	水电+风电	1.4	100%	投运
蒙西-天津南	1000	内蒙古	火电+ 风电	-	30%	投运
扎鲁特-青州	500	内蒙古	火电+风电	-	-	在建
张北-雄安	1000	内蒙、河北	风电	-	-	在建
青海-河南	1000	青海周边	风电+光伏	-	-	在建
陕北-湖北	1000	陕北周边	火电+风电	-	-	在建

数据来源：北极星电力网，广发证券发展研究中心

2. 陆上装机价格仍有下降空间

2017-2018年上半年风机价格持续下降：自2016年起，面对电价下调预期和风电投资预警机制的实施，国内新增风电装机容量萎缩，整机生产商面临较大价格竞争压力，2017-2018年风机价格持续下降。以金风科技为例，其主流机型2MW风机价格在2018年最高跌幅超过30%。不过随着装机增量恢复，行业复苏迹象显现，2019年上半年装机价格有所回稳。

图 34: 2017/06 - 2019/3金风科技主流风电机型整机价格

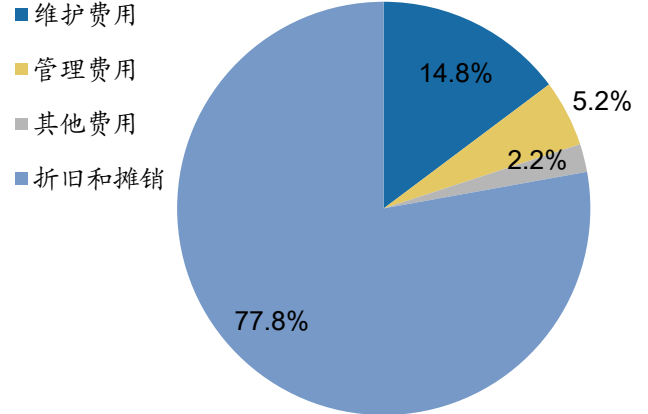
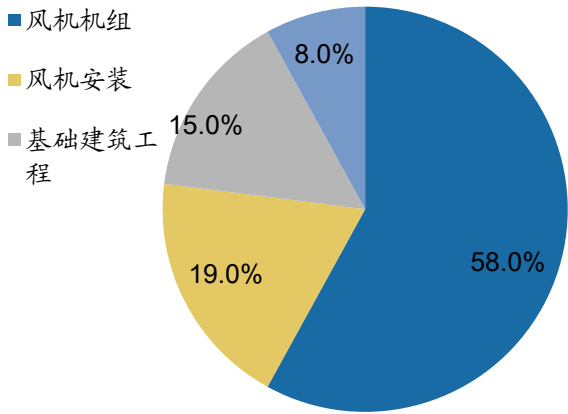


数据来源：金风科技 2018 业绩展示 PPT，广发证券发展研究中心

目前陆上装机的合理价格范围在人民币3000-3500元/千瓦时，虽然风电机组制造商面临不小的压力，但是从另一个层面也推高了风电场的收益率水平。当前北方地区风场的投资建造成本约为7000元/千瓦，其中整机成本约占60%，风机机组加上资本化的其他费用对应的折旧摊销费用占日常风电经营支出的77%以上。

图 35: 2018 年我国陆上风电投资成本构成

图 36: 2018 年我国陆上风电运营支出构成



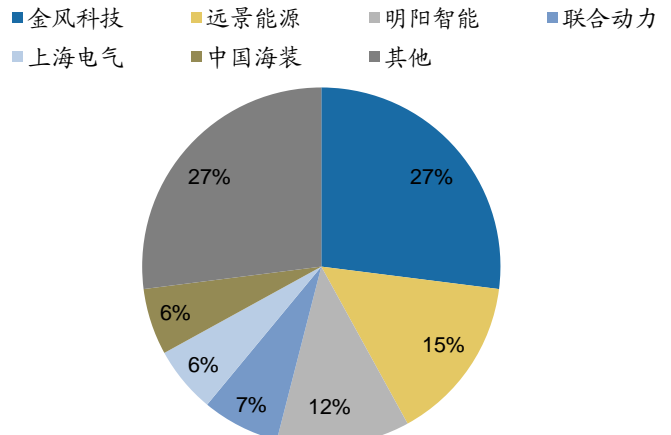
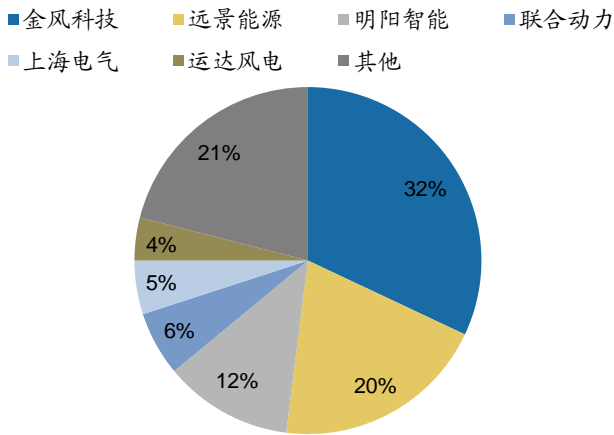
数据来源: 水规总院, 广发证券发展研究中心

数据来源: 龙源电力、大唐新能源、华能新能源公司业绩公告, 广发证券发展研究中心

风机制造商行业集中度提升, 持续出清促进技术降本: 2018年我国风电整机商CR3为63%, CR5为75.18%, 2017年CR3为55%, CR5为67%, 寡头竞争格局初步形成。我们认为: 在机型容量增大趋势下, 行业竞争将加剧, 对整机商的技术进步要求进一步提高。并且由于下游电价下调预期带动行业降本压力持续向中上游传导, 风机制造行业将持续出清, 行业集中度进一步提高, 有助于淘汰落后产能, 打开成本下降空间。

图 37: 2018 年中国风电整机制造企业新增装机容量占比

图 38: 2017 年中国风电整机制造企业新增装机容量占比



数据来源: CWEA, 广发证券发展研究中心

数据来源: CWEA, 广发证券发展研究中心

非技术成本有望下降：由于地方政策和政府等特殊原因，风电投资面临一定非技术成本：包括额外路条费、征地费用；要求以投资换“资源”等额外投资捆绑条件；以及地方对道路、电网和环保施加的额外成本或压力等。非技术性成本不仅仅在投资环节，在运维环节也带来额外成本。

2019年1月10日，发改委、能源局发布《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》，指出要优化平价上网项目和低价上网项目投资环境，切实降低项目的非技术成本。（1）对平价上网项目和低价上网项目在土地利用及土地相关收费方面予以支持。（2）鼓励按复合型方式用地，降低项目场址相关成本。（3）协调落实项目建设和电力送出消纳条件。（4）禁止收取任何形式的资源出让费等费用，不得将在本地投资建厂、要求或变相要求采购本地设备作为项目建设的捆绑条件。

3. 单机容量增大，结合智能化管理综合降本

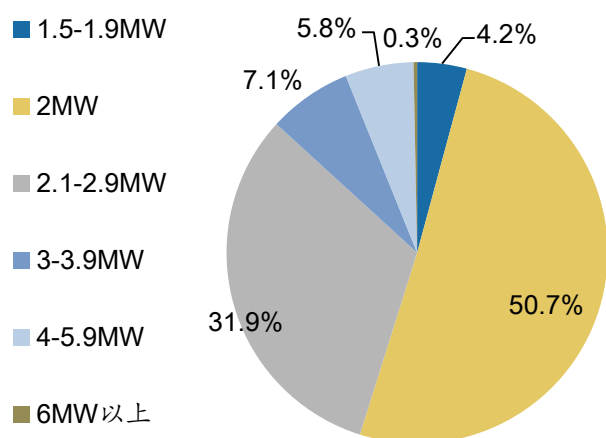
2018年12月29日，目前全球规模最大的乌兰察布风电基地一期600万千瓦平价示范项目获得乌兰察布市发改委核准，项目平均电价低于0.3元/千瓦时，不享受国家电价补贴。该项目的成功招标机给予业内两点启示：

- （1）大容量机型趋势势不可挡。平价时代3.X-5.XMW机型将成为主流。
- （2）平价上网后，招标模式由风机价格主导向考量全生命周期度电成本转变。

大容量趋势帮助降本：该平价项目最终中标机型平均容量高达4.2MW。我国新增装机大容量机型比重不断升高，已有逐步进入3.0MW时代的趋势。根据我国的风电产业发展阶段和特点，大容量装机具有以下优点：

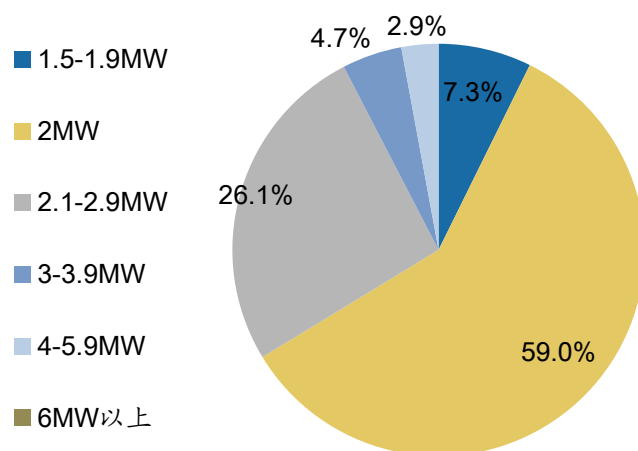
- （1）由于新增装机重心南移征地成本变高，大容量装机节约征占地费用优势更加明显。
- （2）更好应对特殊地理和自然环境等因素，大容量风机能够更有效的利用有限的机位点。
- （3）便于大型风电基地的运维和智能化管理。
- （4）保证规模的前提下降低吊装安装费用，减少工期。
- （5）减少配套电网等设备建造成本。

图 39：2018 年全国不同单机容量风机新增容量占比



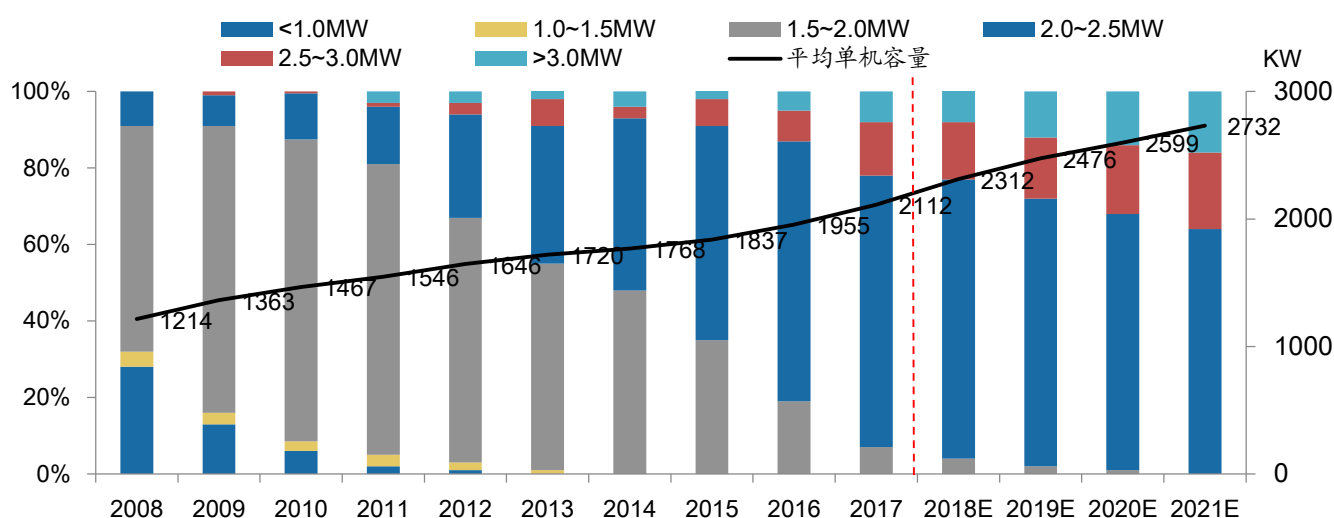
数据来源：CWEA，广发证券发展研究中心

图 40：2017 年全国不同单机容量风机新增容量占比



数据来源：CWEA，广发证券发展研究中心

图 41: 2008-2021E全国不同单机容量风电新增装机占比



数据来源: CWEA, 广发证券发展研究中心

4. 陆上风电平价上网 IRR 测算

2018年全国火电上网标杆电价大概在0.39元/千瓦时左右。我们以当前的成本水平对平价后的风电投资内在收益率进行了测算,并对多个影响因素进行了敏感性分析。若利用小时数能达到2100小时,投资成本人民币7000元/千瓦,可测算出内在收益率仍能达到8%左右。其中利用小时数和风机投资成本对收益率影响最大,若利用小时数提高到2300小时或,投资成本下降10%,项目内在收益率可提升至12%以上。

表 9: 陆上风电项目IRR测算

测算假设	假设数值	测算假设	假设数值
标杆电价 (元/KWh)	0.4	风机设计使用年限 (年)	20
利用小时数	2100	售电比例 (%)	97
投资成本 (元/KW)	7000	折旧年限 (年)	20
综合财务成本 (%)	6.5%	融资比例 (%)	75
运维成本 (元/KWh)	0.09	周期末残值 (元/KW)	0
测算结果			
IRR (考虑财务成本) %	8.068	LCOE	0.293

数据来源: 广发证券发展研究中心

表 10: 陆上风电IRR: 利用小时数和投资成本敏感性分析

投资成本降 价幅度	利用小时数 (h)				
	2200	2300	2450	2500	2600
8%	10.3%	12.2%	15.4%	16.5%	18.8%
10%	11.2%	13.2%	16.5%	17.7%	20.2%
12%	12.1%	14.2%	17.7%	18.9%	21.6%
14%	13.1%	15.3%	19.0%	20.3%	23.1%
16%	14.2%	16.5%	20.4%	21.8%	24.7%

数据来源: 广发证券发展研究中心

表 11: 陆上风电IRR: 维护成本和标杆电价敏感性分析

投资成本 降价幅度	维护费用 (元/KWh)				
	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11
0.06	14.4%	12.8%	11.3%	9.8%	8.5%
0.07	15.4%	13.8%	12.2%	10.7%	9.2%
0.09	16.6%	14.8%	13.2%	11.6%	10.1%
0.11	17.8%	16.0%	14.2%	12.5%	11.0%
0.12	19.1%	17.2%	15.3%	13.6%	11.9%

数据来源: 广发证券发展研究中心

表 12: 陆上风电 IRR: 利用小时数和维护费用敏感性分析

维护费用 (元/KWh)	利用小时数 (h)				
	2200	2300	2450	2500	2600
0.06	11.0%	13.1%	16.5%	17.7%	20.2%
0.07	9.7%	11.6%	14.7%	15.8%	18.2%
0.09	7.3%	8.9%	11.5%	12.4%	14.4%
0.11	5.0%	6.4%	8.6%	9.4%	11.0%
0.12	3.9%	5.2%	7.3%	8.0%	9.5%

数据来源: 广发证券发展研究中心

结论: 综合考虑窗口期内政策限制、控制补贴增长等因素, 我们认为2019-2020年全国风电装机增量短期内将暂时承压, 尤其是2018年前核准项目。平价上网后, 随着风力发电利用小时数提升、投资成本下降以及消纳通道进一步打开后, 增量有望再次释放, 风电行业拐点渐行渐近。

海上风电增量: 核准技术双到位, 产能扩张助成本下降

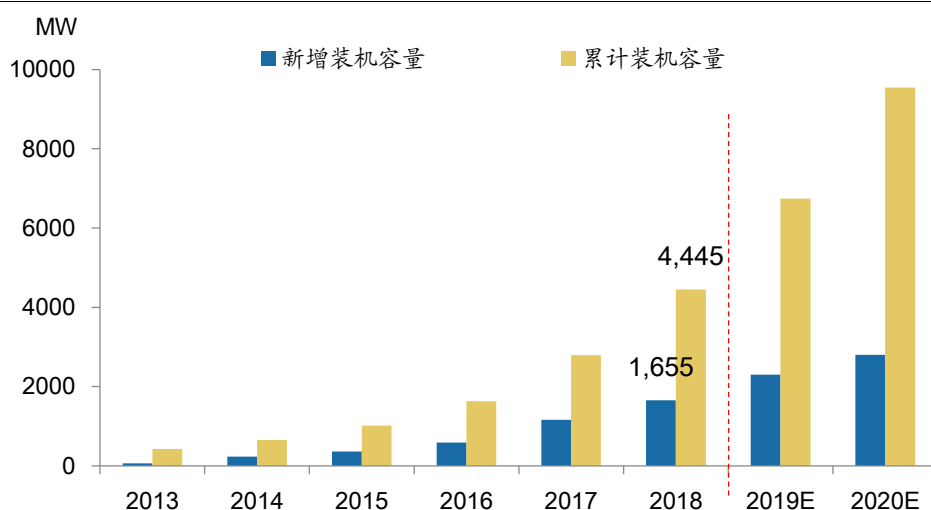
海上装机预测: 海上风电进入有序发展阶段, 我们预测 2019-2021年海上新增装机容量2.2/2.8/3.4GW, 到2030年海上累计装机容量35-40GW。

1. 海上可开发空间较大, 消纳条件优越

海上风电进入有序发展阶段: 2017年全国新增海上风电超过1GW, 同比增长近100%。2018年全国新增海上风电装机容量1.65GW, 累计装机容量达到4.45GW。

我国海上风能资源十分丰富, 以江苏、广东和福建近海为主, 全国近海水深5-50米范围内, 风能可发资源可达5亿千瓦(500GW)。海上风速是同类陆上风区的1.5-2倍, 目前江苏、上海地区已经投产的海上风电基地的实际发电小时数可达每年3000小时, 福建地区由于风资源较好可以达到3500小时, 部分实验或投产的5MW以上机型已可达到等效小时数3700-4000小时。

图 42: 2013-2020E海上累计和新增风电装机容量



数据来源: 国家能源局, 广发证券发展研究中心

资源优质且就近消纳地，海上风电需求空间广阔：我国东部沿海地区经济相对发达，用电量且用电区域集中，在可再生能源配额制的保证下，沿海风电消纳空间巨大。

我们基于沿海11省市的可再生能源消纳能力来测算未来对海上风电的需求。假设11省市未来的年发电量增速6%，以2020年各省非水可再生能源配额指标为2030年的标准，可测算得出2030年11省市风电发电需求缺口为2007亿千瓦时，这部分将由外省输送风电和海上风电电量共同完成。由于三北地区主要外输到中部地区，我们预计海上风电占比比较大，假设一半电量缺口归于海上风电，可测算出对应2030年的海上风电的装机容量需求可达34GW。

表 13: 东部沿海部分省市2030年配额制电量需求和对应海上风电装机容量需求

省(市)	2018年累计用电量 (亿千瓦时)	2030年累计用电量 (亿千瓦时)	非水可再生能源配 额指标(%)	风电发电量需求 (亿千瓦时)	海上风电装机需求 (GW)
福建	2314	4941	6.6	212	1.41
北京	1142	2438	16.5	262	2.05
天津	861	1838	16.5	197	1.55
河北	3666	7827	16.5	839	6.60
辽宁	2302	4915	11.6	371	2.91
上海	1567	3346	3.3	72	0.51
江苏	6128	13084	8.3	706	5.35
浙江	4533	9679	8.3	522	3.83
山东	5917	12634	11.6	953	7.48
广东	6323	13500	4.4	386	2.57
海南	327	698	5.5	25	0.17
合计	35080	74900	-	4544	34.45

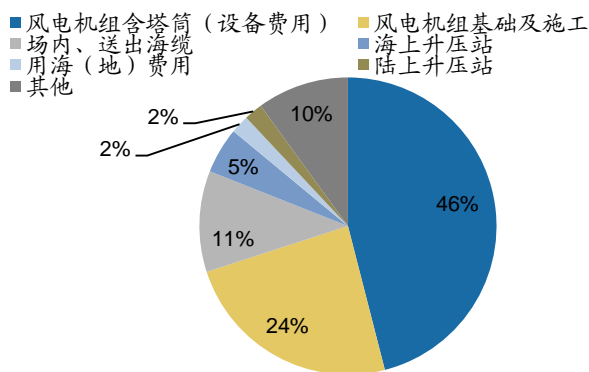
数据来源: Wind, 国家能源局, 广发证券发展研究中心

注: 假设到2030年60%非水可再生能源电量为风电电量(2018年水平)

2. 海上风电开工建设环节取得突破

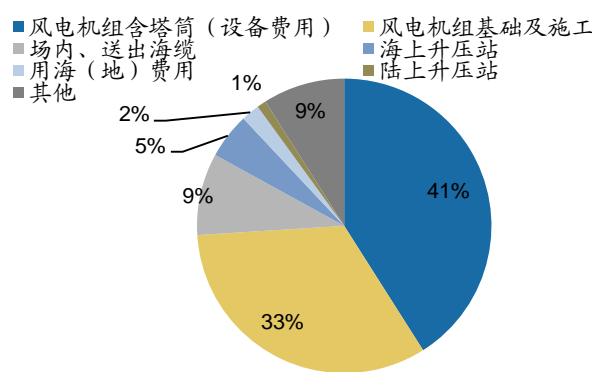
海上风电开发成本、技术要求较高：海上风电开发模式类似于陆上的大型集中风电电站，但由于海上风电的和开发和维护需要配备额外诸如，安装船、打桩船、海底电缆和海上装机维护的一系列“海洋工程”，使得海上风电投资成本为陆上装机的两倍多。目前海上风电开发成本平均为15000-18000元/千瓦，其中风机成本仅占40%，海上风电在吊装工程技术和成本上有较高门槛，我们预计未来海上风电的增长将主要体现在龙头风电运营商中。

图 43: 2018年江苏省海上风电项目成本结构



数据来源: 水电水利规划设计总院, 广发证券研究中心

图 44: 2018年福建省海上风电项目成本结构



数据来源: 水电水利规划设计总院, 广发证券研究中心

施工环节取得较大进展：2018年我国分别在海底电缆、大功率海上装机、海上吊装及液压打桩船等方面取得多项技术和产能突破。根据北极星电力网数据和我们收集的新闻资料，截至2018年底，我国已经拥有1000t以上吊装能力的工程安装船8艘，2018年全年新增吊装安装船10艘，新增吊装能力9260t，预计每年可吊装300-600台风机，若以主流机型4MW计算，相当于新增年吊装能力近2GW。2018年5月，由振华重工自主研发的全球最大风电施工平台2000吨级“龙源振华叁号”在江苏南通举行交船仪式，是集大型设备吊装、打桩、安装于一体的多功能自升式海上风电施工平台，可容纳120人在海上生活居住。并且2018年我国液压锤设备总量和国产化程度取得较大进展，2018年4月，由太原重工生产的全国首台1900KJ双作用式液压海上打桩锤成功完成打桩试验，产品各项性能参数接近国际先进水平，液压打桩锤国产化进程取得重大突破。

总体而言2018年我国海上风电的开工建设、吊装能力大幅增加，设备产能扩张并且国产化程度不断提高，有望带动投资成本下降。

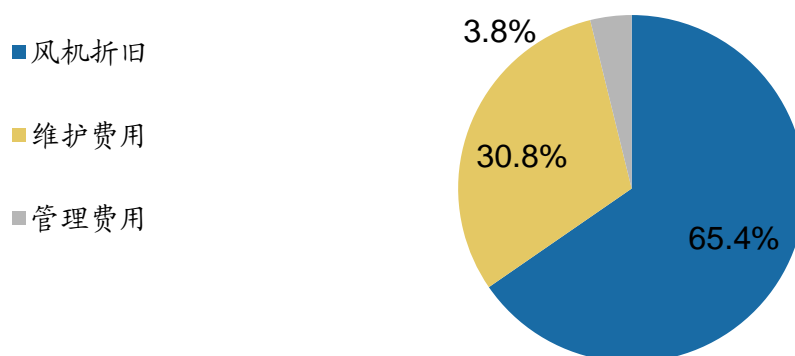
海上风电运维仍有待发展（潜在风险）：海上风电运维由于多种原因要远复杂于陆上风电，海上风电运维支出占运营成本比例（30%）要高于陆上装机（15%），并具有较高的专业化和规模化要求。风机质量与运维费用关联较大，风机型号过多将增加维护难度和成本。我国海上风电发展历史较短，海上维护行业发展不成熟，未来会面临一定的挑战。

表 14：陆上海上风电后期维护差别

维护阶段	陆上风电	海上风电
维护周期变化	风机正常老化	海水腐蚀性较强，恶劣天气影响后期维修
维护工具	运维车辆	专业运维船，海上直升机，海底机器人等
维护对象	风机为主	风机、海缆、海上升压平台
维护周期	20年	20-30年
紧急情况处理	应对较为迅速	受制于自然条件因素，反应速度较慢
单位规模工作量		陆上2倍以上
预计度电维护成本	0.75元/千瓦时	1.5/千瓦时

数据来源：上市公司年报，广发证券发展研究中心

图 45：海上风电运营支出中维护费用占比较高



数据来源：水电水利规划设计总院，广发证券发展研究中心

3. 海上风电 IRR 测算

根据风电行业最新政策，2019年后新增核准的海上风电将实行竞价配置，2019海上风电近海项目指导电价降至0.8元/千瓦时（含税，下同），潮间带项目指导电价降至0.7元/千瓦时。

2017-18年我国海上风电的总体投资成本为人民币15000-17000元/千瓦，预计未来10年随着大容量装机逐渐投入应用和海上风电相关产能扩张，海上风电投资成本会持续下降，海上风电利用小时数可达4000小时。

我们以2019年的近海风电的投资成本和电价水平来测算海上风电2019年投资IRR。假设2019年上网电价为0.8元/千瓦时，利用小时数3000小时，融资成本为6%，并且补贴发放平均滞后两年，我们测算出海上风电项目内在收益率可到13.71%，LCOE为0.47元/千瓦时。

表 15: 2019年海上风电项目IRR测算

测算假设	假设数值	测算假设	假设数值
标杆电价 (元/KWh)	0.80	风机设计使用年限 (年)	20
利用小时数	3000	售电比例 (%)	98
投资成本 (元/KW)	16000	补贴发放平均滞后 (年)	2
综合财务成本 (%)	6	融资比例 (%)	70
运维成本 (元/KWh)	0.15	周期末残值 (元/KW)	0
测算结果			
IRR (考虑财务成本)	13.71%	LCOE	0.465

数据来源：广发证券发展研究中心

我们计算出2018年我国沿海11个省市平均脱硫脱硝煤电标杆上网电价约为0.41元/千瓦时。若要实现平价上网且保证8%以上内在收益率，LCOE需达到0.29元/KWh，较目前水平有近40%的下降空间。若假设上网电价0.41元/千瓦时，利用小时数到4000小时左右。维护费用降至0.09元/KWh，投资成本降至12000元/千瓦，海上风电项目IRR可以达到10.04%。假设利用小时数到3600小时左右。维护费用降至0.11元/KWh，投资成本降至10000元/千瓦，海上风电项目IRR可以达到10.19%。

表 16: 海上风电多情景IRR测算

多情景测算	测算假设 1	测算假设 2	平价假设 2	平价假设 2
标杆电价 (元/KWh)	0.65	0.55	0.41	0.41
利用小时数	3200	3400	3600	4000
投资成本 (元/KW)	14000	12000	10000	12000
运维成本 (元/KWh)	0.14	0.12	0.11	0.09
LCOE	0.401	0.330	0.278	0.271
IRR (考虑财务成本)	12.93%	14.53%	10.19%	10.04%

数据来源：广发证券发展研究中心

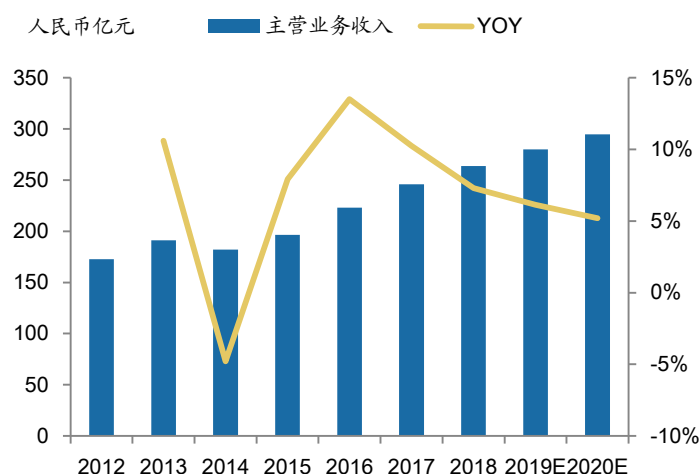
注：假设平均补贴拖欠时间为2年；平价上网后将不存在补贴拖欠；财务成本6%

重点公司推荐

1. 龙源电力 (00916.HK): 风电运营商龙头

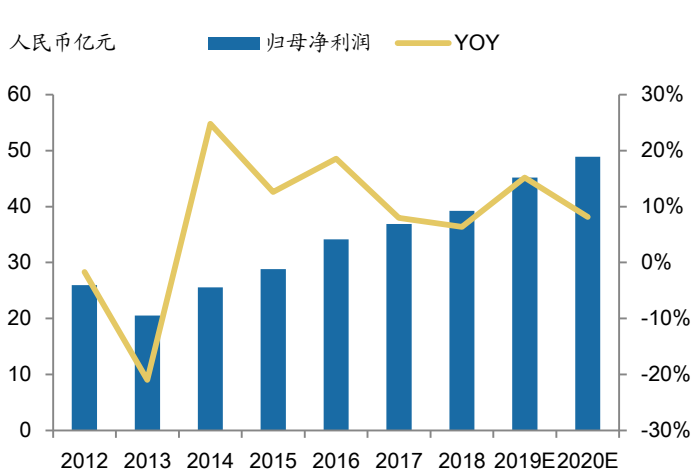
全球风电运营商龙头: 龙源电力集团股份有限公司, 隶属于中国国电集团, 于2009年与香港主板上市, 成为首家在境外上市的国有新能源发电企业。龙源电力两大主营业务为风力发电的运营和火力发电的运营。2018年风电经营利润占总经营利润约93%。截止2018年底公司累计并网风电装机容量为18.92GW, 是全球最大的风电运上市公司。公司运营稳健, 管理能力行业领先水平, 在风电场经营管理、成本控制和项目投资选择方面有较大优势。随着全国范围内弃风限电的改善以及平价上网推动风电行业进入常态市场化, 龙源电力将会是风电运营商中最大收益者。

图 46: 龙源电力 2012-2020E 收入及增幅



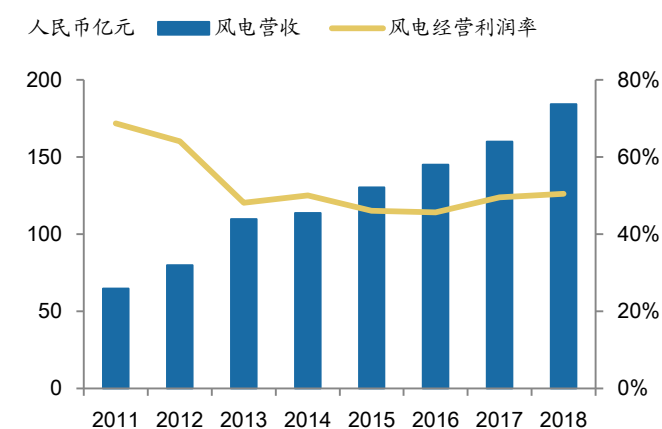
数据来源: 公司业绩公告, 广发证券发展研究中心

图 47: 龙源电力 2012-2020E 归母净利润及增幅



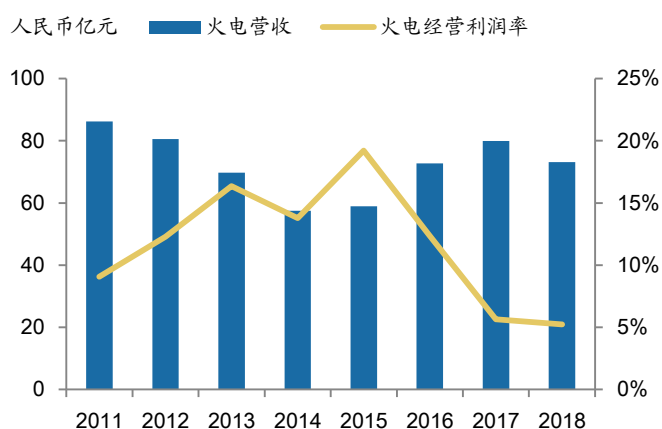
数据来源: 公司业绩公告, 广发证券发展研究中心

图 48: 龙源电力 2011-2018 风电营收和利润率



数据来源: 公司业绩公告, 广发证券发展研究中心

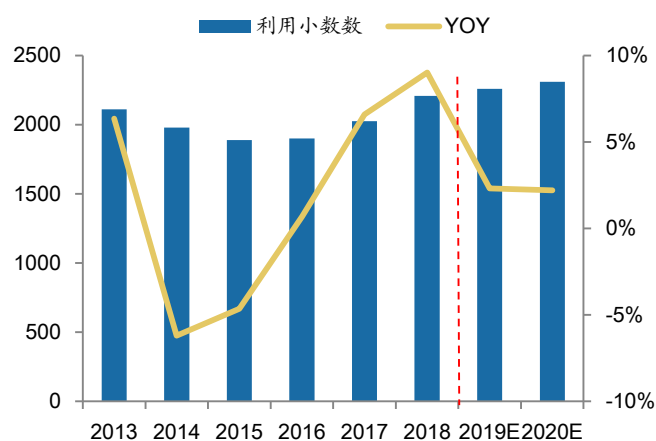
图 49: 龙源电力 2011-2018 火电营收和利润率



数据来源: 公司业绩公告, 广发证券发展研究中心

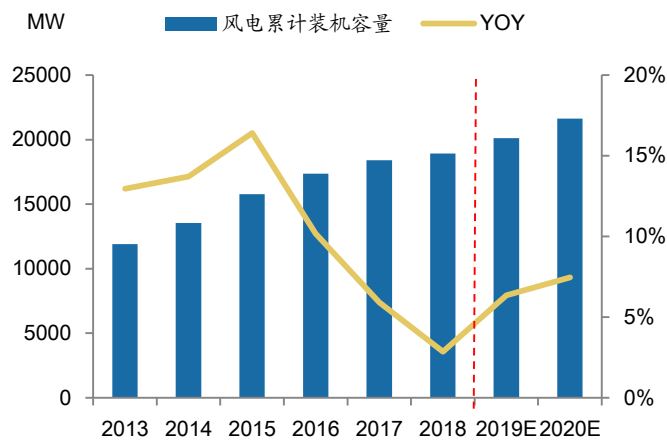
存量规模大风资源优质，弃风持续改善利用小时数提升空间大：龙源电力装机容量（19GW）远高于港股的华能新能源（11GW）和大唐新能源（9GW）。截至2018年底，龙源电力装机中有50%位于三北地区，其中新疆、内蒙古和甘肃2018年弃风率仍超过10%。根据国家能源局对弃风率的规划，我们预计未来3年这些省份弃风率将会有显著改善，同时三北地区风资源要优于南方陆上，利用小时数仍有提升空间。同时公司通过改良发电和维护技术也给利用小时数带来持续增长。我们认为公司存量部分未来的效益提升逻辑明确，发电量增长将在未来3-5年内持续释放。

图 50: 龙源电力2013-2020E利用小时数



数据来源：公司业绩公告，广发证券发展研究中心预测

图 51: 龙源电力2013-2020E风电装机容量



数据来源：公司业绩公告，广发证券发展研究中心预测

以现金流折现法作为估值参考：我们认为在进入风电“平价”时代后，随着风电行业市场化程度提高，加上逐步摆脱补贴的限制，未来增长模式趋于稳定，我们基于下列基本假设对公司进行现金流折现估值，得出龙源电力基于DCF估值的参考合理价值为7.80港币/股。

截至2019年7月1日，龙源电力最新收盘价为5.01港币，我们预测2019-2021年EPS分别为人民币0.537/0.588/0.635元，由于弃风率仍保持改善趋势，未来两年基本面整体向好。我们基于2019年9.5倍市盈率和给予合理价值5.94港元/股，维持“买入”评级。

表 17: 龙源电力现金流折现法估值

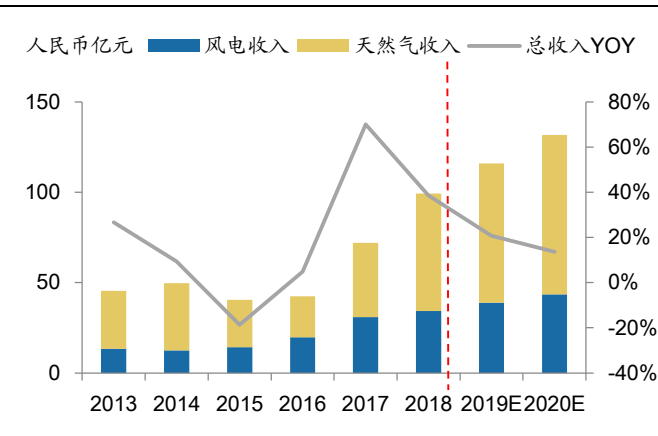
重要假设	假设数值	重要假设	假设数值
2019年主营业务收入(人民币亿元)	282	BETA	1.2
目标资产负债率(%)	60	Risk Premium(%)	10
综合财务成本(%)	5	无风险利率(%)	4
股本数(亿股)	80.36	WACC	7.69%
汇率(港币/人民币)	0.85	终值永续增长率(%)	2%
测算结果(较7月1日收盘价)			
DCF合理价值(HKD/股)	7.80	上涨空间	56%

数据来源：广发证券发展研究中心

2. 新天绿色能源 (00956.HK): 河北省区位优势, 燃气风电两开花

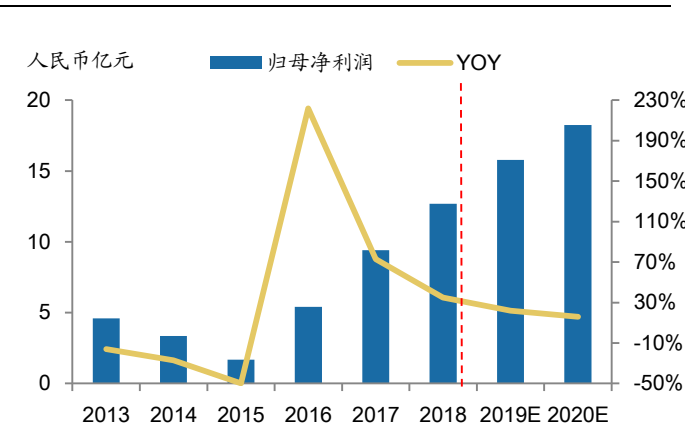
河北省最大风电运营商和燃气分销商: 新天绿色能源于2010年10月于香港联交所上市, 是河北省最大风电运营商和燃气分销商, 第一大股东是河北建设投资集团有限责任公司(持股50.5%)。2018年公司实现营业收入人民币99.8亿元, 同比增长41.3%。归母净利润12.7%亿元, 同比增长35%, 公司两大清洁能源板块风电和燃气业务均实现较大同比增长, 业绩超出预期。

图 52: 新天绿色能源2013-2020E公司分业务营业收入和同比增速



数据来源: 公司业绩公告, 广发证券发展研究中心

图 53: 新天绿色能源2013-2020E归母净利润和同比增速

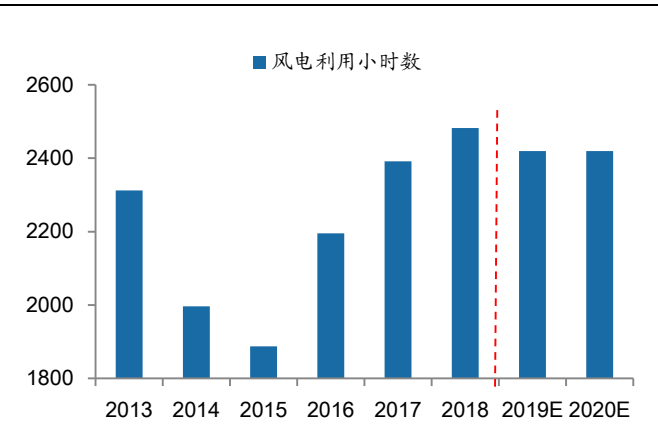


数据来源: 公司业绩公告, 广发证券发展研究中心

风电利用小时高于行业平均, 装机容量持续增长:

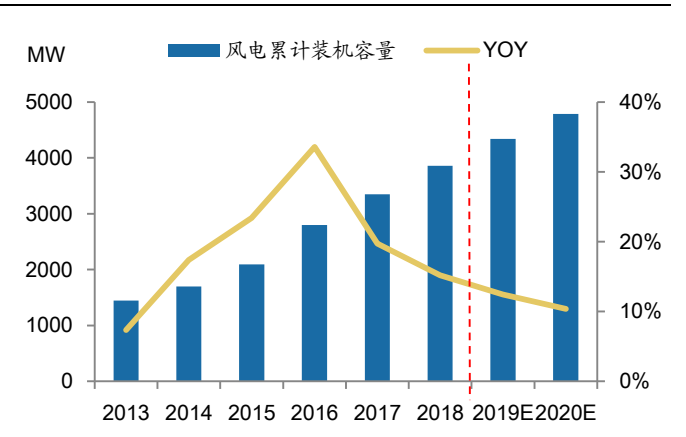
截至2018年底, 公司累计并网控股风电装机容量为3,858MW, 其中81.2%装机分布于河北省。河北省风电发展条件优越, 风资源十分丰富, 弃风限电并不严重。河北省风电利用小时数高于全国平均, 2018年河北省风电利用小时数2276小时, 高于全国平均181小时; 弃风率5.2%, 低于全国平均1.8个百分点。2018年公司实现风电发电量76.76亿千瓦时, 同比增长13.9%, 限电率5.43%, 同比下降2.39个百分点。全年平均风电利用小时数2482小时, 同比增加90小时, 利用小时数显著高于同业运营商。此外截至2018年底公司拥有累计核准储备容量2,473MW, 其中超过55%分布在河北省; 陆上风电在建工程容量659MW, 海上风电在建工程容量104MW。

图 54: 2013-2020E新天绿色能源风电利用小时数



数据来源: 公司业绩公告, 广发证券发展研究中心

图 55: 2013-2020E新天绿色能源风电累计装机容量



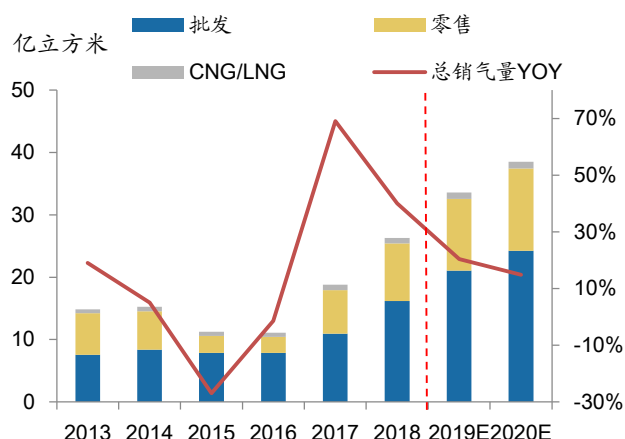
数据来源: 公司业绩公告, 广发证券发展研究中心

天然气需求强劲，分销业务增长迅速：

截至2018年底，公司燃气板块拥有累计运营管道4,142公里，拥有以工商业为主各类用户超过28万户。受益于《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021年）》，以及河北省煤改气进程的持续推进，河北省燃气需求增长势头强劲。2019年河北省政府计划新增160万煤改气用户。

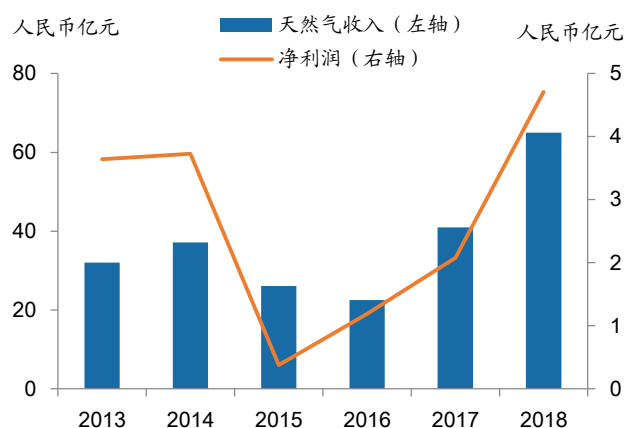
公司2018年实现总销气量同比增长40%以上，我们预计2019年公司燃气销量同比增幅可达22%。

图 56: 2013-2020E新天绿色能源燃气售气量和增速



数据来源：公司业绩公告，广发证券发展研究中心

图 57: 2013-2020E新天绿色能源天然气收入和净利



数据来源：公司业绩公告，广发证券发展研究中心

A股上市拓宽融资渠道，当前估值水平具吸引力：

公司计划于2019年公开发行不超过134,750,000股的A股，占发行后公司总股本约3.5%。我们看好未来融资渠道拓宽及估值的提升。

以现金流折现法作为估值参考：由于新天绿色能源内成长性较高，风电燃气双板块均处于行业上升期，乐观情况下归母公司净利润未来5年年复合增长率可达10%以上。我们计算出基于DCF估值法的参考合理价值为3.62港元/股。

截至2019年7月1日，新天绿色能源最新收盘价为2.06港元，我们预测公司2019-2021年EPS分别为人民币0.412/0.478/0.532元，并基于2019年6倍市盈率给予合理价值2.88港元/股，维持“买入”评级。

表 18: 新天绿色能源现金流折现估值

重要假设	假设数值	重要假设	假设数值
2019年主营业务收入 (人民币亿元)	122	BETA	1.5
目标资产负债率 (%)	60	Risk Premium (%)	10
综合财务成本 (%)	5.5	无风险利率 (%)	4
股本数 (亿股)	37.15	WACC	9.27%
汇率 (港币/人民币)	0.85	终值永续增长率 (%)	2%
测算结果 (较 7 月 1 日收盘价)			
DCF 合理价值 (HKD/股)	3.62	上涨空间	76%

数据来源：广发证券发展研究中心

风险提示

运维费用上升风险: 我国风电仍处于第一个风机全生命周期内, 风机运维经验不足, 风机运维市场正处于快速发展和整合阶段, 陆上和海上日常运维费用以及应对故障事故的维修和损失费用均有一定的上升风险。

风资源波动风险: 受制于气候复杂性和技术局限, 目前的风资源勘探和分析能力并不能完全反应真正风资源情况, 而且全年的风况预测仍比较困难, 尤其是对低速风场提出最优整体解决方案较为困难。这造成了一是年内、不同年份风况波动的风险, 二是分析和实际发电量存在差异风险。

海上风电技术进展缓慢, 成本下降不及预期风险: 风电是重资产行业, 初期投资较大, 投资成本显著影响整个项目收益率。海上风电主要依赖于技术降本和规模化降本, 虽然近年已取得重大成果, 但由于上述进程难以量化有进度低于预期的风险。同时海上风电设计环节较多, 单环节遇到瓶颈会影响整体的装机投放进度。

国际贸易形式变化风险。

广发海外研究小组

- 欧亚菲：海外研究主管，消费品首席分析师，2011-2014年新财富批发零售行业第三名、第二名、第二名和第三名，2015年新财富最佳海外研究（团队）第六名，2017年新财富最佳海外研究（团队）第五名。
- 廖凌：海外策略首席分析师，2016年新财富策略研究领域第4名，2017年新财富策略研究领域入围。6年策略及中小市值研究经验。
- 张静静：广发证券海外宏观首席分析师。南开大学理学硕士。曾任南华期货宏观策略研究副总监、天风证券固定收益部资深分析师。
- 蒲得宇：海外电子首席分析师，2015-2017年Asiamoney最佳台湾硬体分析师，CFA。
- 胡翔宇：博彩旅游行业首席分析师，2014及2015年机构投资者全亚洲博彩与旅游行业最佳研究团队第二、第四名。2018年机构投资者·财新大中华最佳分析师评选博彩、住宿与休闲业内地榜单第一名。
- 韩玲：海外公用事业和新能源首席分析师，获2010-2014年新财富电力设备新能源行业第五、第五、第二、第六名。获2015-2017年新财富海外研究团队第六名、第八、第五名。
- 杨琳琳：海外互联网行业首席分析师，2012~2014年获得新财富传播与文化行业最佳分析师第3名（团队）、第4名（团队）、第2名（团队）。
- 刘芷君：海外机械资深分析师，七年机械行业研究经验，2013年加入广发证券发展研究中心。2017年新财富最佳机械分析团队第三名、2016年新财富机械分析团队第二名。
- 邓崇静：海外汽车行业高级分析师，2017年《亚洲货币》（Asiamoney）香港（地区）汽车行业最佳分析师第四名，2016年《亚洲货币》（Asiamoney）中国（港股）可选消费行业最佳研究团队前十名，从事港股汽车、汽车零部件及汽车经销商相关行业研究。
- 刘娇：海外消费品高级分析师，中央财经大学经济学硕士，厦门大学理学学士，2017年新财富最佳海外研究（团队）第五名，2016年进入广发证券发展研究中心。
- 陈蒋辉：海外宏观经济分析师，浙江大学经济学学士，香港中文大学经济学博士，2017年加入广发证券。
- 周绮恩：海外电子行业分析师，美国凯斯西储大学金融学学士，4年台湾TMT行业研究及投资银行经验，2018年加入广发证券。
- 张晓飞：海外电子行业研究助理，统计学硕士，2017年新财富最佳海外研究（团队）第五名，2016年进入广发证券发展研究中心。
- 陈佳妮：海外博彩休闲行业研究助理，上海财经大学国际商务硕士，中央财经大学会计学学士、法学学士，2017年进入广发证券发展研究中心。
- 罗捷：海外必须消费品研究助理，约克大学经济学硕士，金融与商业经济学士，2018年加入广发证券发展研究中心。
- 朱国源：海外策略组研究助理，罗切斯特大学金融学硕士，外交学院经济学学士，2019年进入广发证券发展研究中心。

广发证券—行业投资评级说明

- 买入：预期未来12个月内，股价表现强于大盘10%以上。
- 持有：预期未来12个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-10%~+10%。
- 卖出：预期未来12个月内，股价表现弱于大盘10%以上。

广发证券—公司投资评级说明

- 买入：预期未来12个月内，股价表现强于大盘15%以上。
- 增持：预期未来12个月内，股价表现强于大盘5%-15%。
- 持有：预期未来12个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-5%~+5%。
- 卖出：预期未来12个月内，股价表现弱于大盘5%以上。

联系我们

	广州市	深圳市	北京市	上海市	香港
地址	广州市天河区马场路 26号广发证券大厦 35楼	深圳市福田区益田路 6001号太平金融大 厦31层	北京市西城区月坛北 街2号月坛大厦18 层	上海市浦东新区世纪 大道8号国金中心一 期16楼	香港中环干诺道中 111号永安中心14楼 1401-1410室
邮政编码	510627	518026	100045	200120	
客服邮箱	gfyf@gf.com.cn				

法律主体声明

本报告由广发证券股份有限公司或其关联机构制作，广发证券股份有限公司及其关联机构以下统称为“广发证券”。本报告的分销依据不同国家、地区的法律、法规和监管要求由广发证券于该国家或地区的具有相关合法合规经营资质的子公司/经营机构完成。

广发证券股份有限公司具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，接受中国证监会监管，负责本报告于中国（港澳台地区除外）的分销。

广发证券（香港）经纪有限公司具备香港证监会批复的就证券提供意见（4号牌照）的牌照，接受香港证监会监管，负责本报告于中国香港地区的分销。

本报告署名研究人员所持中国证券业协会注册分析师资质信息和香港证监会批复的牌照信息已于署名研究人员姓名处披露。

重要声明

广发证券股份有限公司及其关联机构可能与本报告中提及的公司寻求或正在建立业务关系，因此，投资者应当考虑广发证券股份有限公司及其关联机构因可能存在的潜在利益冲突而对本报告的独立性产生影响。投资者不应仅依据本报告内容作出任何投资决策。

本报告署名研究人员、联系人（以下均简称“研究人员”）针对本报告中相关公司或证券的研究分析内容，在此声明：（1）本报告的全部分析结论、研究观点均精确反映研究人员于本报告发出当日的关于相关公司或证券的所有个人观点，并不代表广发证券的立场；（2）研究人员的部分或全部的报酬无论在过去、现在还是将来均不会与本报告所述特定分析结论、研究观点具有直接或间接的联系。

研究人员制作本报告的报酬标准依据研究质量、客户评价、工作量等多种因素确定，其影响因素亦包括广发证券的整体经营收入，该等经营收入部分来源于广发证券的投资银行类业务。

本报告仅面向经广发证券授权使用的客户/特定合作机构发送，不对外公开发布，只有接收人才可以使用，且对于接收人而言具有保密义务。广发证券并不因相关人员通过其他途径收到或阅读本报告而视其为广发证券的客户。在特定国家或地区传播或者发布本报告可能违反当地法律，广发证券并未采取任何行动以允许于该等国家或地区传播或者分销本报告。

本报告所提及证券可能不被允许在某些国家或地区内出售。请注意，投资涉及风险，证券价格可能会波动，因此投资回报可能会有所变化，过去的业绩并不保证未来的表现。本报告的内容、观点或建议并未考虑任何个别客户的具体投资目标、财务状况和特殊需求，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的投资建议。本报告发送给某客户是基于该客户被认为有能力独立评估投资风险、独立行使投资决策并独立承担相应风险。

本报告所载资料的来源及观点的出处皆被广发证券认为可靠，但广发证券不对其准确性、完整性做出任何保证。报告内容仅供参考，报告中的信息或所表达观点不构成所涉证券买卖的出价或询价。广发证券不对因使用本报告的内容而引致的损失承担任何责任，除非法律法规有明确规定。客户不应以本报告取代其独立判断或仅根据本报告做出决策，如有需要，应先咨询专业意见。

广发证券可发出其它与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告。本报告反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表广发证券的立场。广发证券的销售人员、交易员或其他专业人士可能以书面或口头形式，向其客户或自营交易部门提供与本报告观点相反的市场评论或交易策略，广发证券的自营交易部门亦可能会有与本报告观点不一致，甚至相反的投资策略。报告所载资料、意见及推测仅反映研究人员于发出本报告当日的判断，可随时更改且无需另行通告。广发证券或其证券研究报告业务的相关董事、高级职员、分析师和员工可能拥有本报告所提及证券的权益。在阅读本报告时，收件人应了解相关的权益披露（若有）。

本研究报告可能包括和/或描述/呈列期货合约价格的事实历史信息（“信息”）。请注意此信息仅供用作组成我们的研究方法/分析中的部分论点/依据/证据，以支持我们对所述相关行业/公司的观点的结论。在任何情况下，它并不（明示或暗示）与香港证监会第5类受规管活动（就期货合约提供意见）有关联或构成此活动。

权益披露

(1) 广发证券（香港）跟本研究报告所述公司在过去 12 个月内并没有任何投资银行业务的关系。

版权声明

未经广发证券事先书面许可，任何机构或个人不得以任何形式翻版、复制、刊登、转载和引用，否则由此造成的一切不良后果及法律责任由私自翻版、复制、刊登、转载和引用者承担。