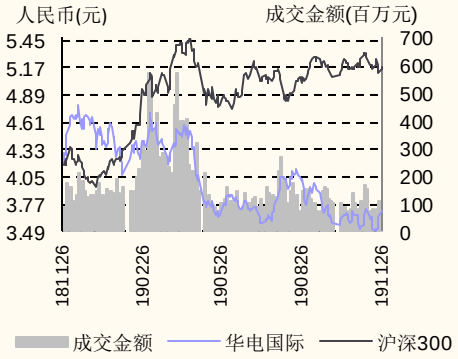
华电国际 (600027.SH) 买入（首次评级）

公司深度研究

市场价格（人民币）：3.62 元

市场数据(人民币)

总股本(亿股)	98.63
已上市流通 A 股(亿股)	69.96
流通港股(亿股)	17.17
总市值(亿元)	364.93
年内股价最高最低(元)	3.73/3.49
沪深 300 指数	3892
上证指数	2907



燃煤、财务成本双降，盈利改善估值有望回归

公司基本情况(人民币)

项目	2017	2018	2019E	2020E	2021E
营业收入(百万元)	79,007	88,365	92,720	95,310	97,407
营业收入增长率	24.72%	11.84%	4.93%	2.79%	2.20%
归母净利润(百万元)	430	1,695	3,577	4,420	5,516
归母净利润增长率	-87.14%	294.16%	110.96%	23.57%	24.81%
摊薄每股收益(元)	0.044	0.172	0.363	0.448	0.559
每股经营性现金流净额	1.29	1.78	1.78	2.43	2.69
ROE(归属母公司)(摊薄)	1.03%	3.26%	6.08%	7.07%	8.20%
P/E	85.07	27.63	9.95	8.06	6.45
P/B	0.88	0.90	0.61	0.57	0.53

来源：公司年报、国金证券研究所

投资逻辑

- **电价微涨煤价下行，3Q2019 业绩持续改善：**3Q2019 公司发电量受山东省发电量下滑因素影响较大，但总发电量仍然增长 2%，结算电价上升 2%。用煤价格持续下行，3Q2019 实现归母净利 25.13 亿元，同比增长 60%。
- **利好利空多重因素影响，预计公司整体营收稳中有升：**受贸易摩擦和凉夏影响，2019 年用电增速下滑，但三产和居民用电韧性足，预计在 2019 年的低基数上，2020 年用电量仍将保持 5%左右的增速。2020 年非化石能源电源发电量预计普遍降低，全国火电利用小时增加 66 小时。公司受山东省火电供需格局较差影响，预计 2020 年火电利用小时数下降不超过 70 小时。近年公司市场化结算电价不断回升，且根据公司在建工程进度和投产计划，预计 2020、2021 年每年 100 万千瓦装机容量投产，在多重利好利空因素下，我们预计公司整体营业收入稳中微升。
- **煤炭供给宽松预计下降 50 元/吨，浩吉铁路投产，公司用煤成本持续下降：**3Q2019 动力煤进口量、产量累计增速分别为 17%、6%；煤炭固定资产投资完成额累计增速 26%，动力煤价格持续下行，煤炭供给宽松格局确定，预计中长期煤价将继续下跌。浩吉铁路已经通车，相较于通车前运输路线，内蒙运至湖北的煤炭单吨运费节省 20 元以上。公司用煤成本对 QHDQ5500 弹性为 1.25，在可比同业公司中最大，将从煤价下行中持续获益。
- **财务费用持续下降现金流充裕，估值处于历史底部有望均值回归：**公司在建装机规模逐渐减小，由 2017 年的 1200 万千瓦降至 1H2019 的 512 万千瓦；3Q2019 资本开支较去年同期减少 37%，未来公司现金流将愈加充裕。目前公司 PB 估值仅 0.82 倍，在 14 家火电公司中排名倒数第三。

投资建议

- 预计 2019-2021 年公司营收分别为 927.20、953.10、974.07 亿元，对应归母净利润分别为 35.77、44.20、55.16 亿元，对应 EPS 分别为 0.36、0.45、0.56 元。公司目前市净率为 0.80，我们给予其目标股价 4.5 元，相当于 1 倍 PB。首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示

- 电价超预期下降；山东省外来电量超预期；省内核电机组提前投产；经济增长不及预期；全国装机增速超预期；限售股解禁。

李蓉 联系人 lirong@gjzq.com.cn

孙春旭 分析师 SAC 执业编号：S1130518090002 sunchunxu@gjzq.com.cn

杜旷舟 联系人

娜敏 联系人

内容目录

一、全国最大的火电公司之一，业绩进入新的上升周期.....5
1.1 立足山东、布局全国的火电公司.....5
1.2 大力发展清洁能源，机组结构不断优化.....5
1.3 电价微增、煤价下行抵消电量下滑影响，2019 年业绩继续改善.....7
二、用电需求趋势不改，结算电价保持坚挺.....8
2.1 用电增速暂时放缓，长期增长趋势不变.....8
2.2 新增装机影响降低，火电利用小时数有望提升.....10
2.3 市场化交易电价不断回升，“基准+浮动”新政影响有限.....12
三、供需双侧均受影响，山东装机利用小时数或将下滑.....13
3.1 输电能力快速上升，外来电占比提升挤压当地电源.....13
3.2“控煤”政策趋严，用电侧增速放缓.....14
四、供给宽松叠加浩吉铁路投产，公司用煤成本预计将大幅下降.....16
4.1 供给持续宽松，煤价有望长期下降.....16
4.2 浩吉铁路投产，华中地区吨煤运费将降低 20 元以上.....18
五、用煤价格弹性最大，盈利有望高爆发.....20
六、财务费用下行现金流充裕，估值处于历史低点有望均值回归.....21
七、盈利预测与投资建议.....23
八、风险提示.....25

图表目录

图表 1：华电国际营收结构（2018 年，亿元）.....5
图表 2：华电国际装机结构（2018 年，万千瓦）.....5
图表 3：华电国际营收稳步增长（亿元）.....5
图表 4：归母净利周期性波动（亿元）.....5
图表 5：装机容量快速提升.....6
图表 6：发电量稳步增长.....6
图表 7：清洁能源装机占比达 22%（万千瓦）.....6
图表 8：分类发电量占比（亿千瓦时）.....6
图表 9：不断淘汰 30 万千瓦以下机组.....7
图表 10：大机组装机占比达 44%.....7
图表 11：供电煤耗逐年下降（克/千瓦时）.....7
图表 12：公司第三季度发电量下降 4%.....8
图表 13：公司第三季度山东省火电发电量下降 20%.....8
图表 14：2019Q1-3 电量、营收、营业成本、财务费用.....8
图表 15：2019 年前三季度用电量增速放缓.....9
图表 16：2019 年前三季度二产用电增速下降.....9
图表 17：经济增速下行系用电量下滑主要原因.....9

图表 18：降温需求下降系用电量下滑第二原因（摄氏度）.....10
图表 19：2020 年火电发电量增速小幅回升.....11
图表 20：十三大水电剩余可开发资源不多（亿千瓦）.....11
图表 21：规划核电建设滞后两年以上.....11
图表 22：新能源电源利用小时数最低.....11
图表 23：2020 年全国利用小时数预计上升 66 小时（小时）.....12
图表 24：市场化电量比例保持上升.....12
图表 25：综合结算电价持续回升.....12
图表 26：大型发电集团市场交易煤电价格不断回升.....13
图表 27：2019Q3 多个省份电价折价率在 5%以内.....13
图表 28：公司煤电受新政影响比例.....13
图表 29：新政对 2020 年华电国际营收影响测算.....13
图表 30：山东省发电量及增速.....14
图表 31：山东省用电量及增速.....14
图表 32：2019 年底外电入鲁容量将达 3150 万千瓦.....14
图表 33：山东外来电占比将持续上升.....14
图表 34：2019 年山东省出台控煤文件《关于严格控制煤炭消费总量推进清洁高效利用的指导意见》.....15
图表 35：山东省产能减压规划.....15
图表 36：山东省火电机组利用小时数预测.....15
图表 37：山东省火电用电量及增速.....15
图表 38：华电国际山东省火电装机利用小时数预计下降.....15
图表 39：动力煤产量、进口量增速持续上扬.....16
图表 40：煤炭固定资产投资完成额增速大幅提高（%，元/吨）.....16
图表 41：火电发电量增速大幅放缓.....17
图表 42：一次能源消费结构煤炭占比.....17
图表 43：国外三大煤价指数集体下跌（美元/吨）.....17
图表 44：动力煤期货平仓价近期持续下行（元/吨）.....17
图表 30：上一轮煤价下跌通道中，非采暖季平均价是此年的最高价的顶部...18
图表 45：湖北、安徽电煤价格指数持续高于全国指数（元/吨）.....18
图表 46：煤炭产量逐渐集中在三省.....19
图表 47：浩吉铁路全程示意图.....19
图表 48：浩吉铁路通车对湖北省煤炭运费影响分析.....19
图表 49：华电国际用煤价格对秦皇岛 Q5500 价格弹性.....20
图表 50：四大火电公司煤价弹性对比.....20
图表 51：华电国际归母净利的电价弹性测算.....20
图表 52：华电国际归母净利的利用小时数弹性测算.....20
图表 53：华电国际归母净利的 QHDQ5500 平仓价（山西产）弹性测算.....21
图表 54：近三年公司在建装机（MW）.....21

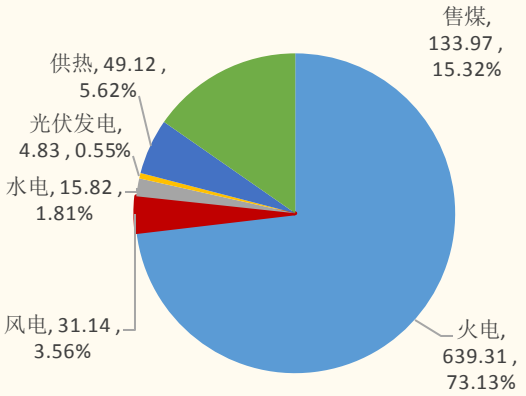
图表 55：公司资本支出开始下行.....21
图表 56：有息负债进入下降周期.....22
图表 57：财务费用逐年下降.....22
图表 58：公司经营现金流逐渐宽松.....22
图表 59：历年分红金额及分红率.....22
图表 60：华电国际 P/B 估值目前处于近 10 年低点.....23
图表 61：火电板块 PB 持续低于公用事业、水电.....23
图表 62：华电国际和其他火电公司的市净率对比.....23
图表 63：公司关键经营数据预测.....23
图表 64：分业务毛利拆分.....24

一、全国最大的火电公司之一，业绩进入新的上升周期

1.1 立足山东、布局全国的火电公司

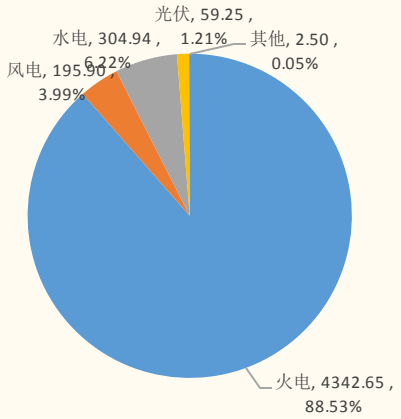
- **全国最大火电公司之一，实际控制人是华电集团。**华电国际是全国最大的火力发电上市公司之一，是“五大发电集团”之一华电集团唯一的火电资产上市平台。截至 2019 年 9 月底，第一大股东华电集团持有公司 46.84%的股权，是公司实际控制人。
- 公司主营业务是电力生产，控股装机容量达 5157 万千瓦。公司的业务包括电力生产、供热和煤炭销售；其中电力生产业务 2018 年营收占比年度总营收 79%左右，是其主营业务。截至 2018 年 12 月底，公司控股装机容量共计 5157.05 万千瓦，煤机、燃机、风光太阳能等装机容量分别为 4022.5、511.81、622.74 万千瓦。煤机装机占比为 78%，是公司主要装机电源。

图表 1：华电国际营收结构（2018 年，亿元）



来源：公司公告，国金证券研究所

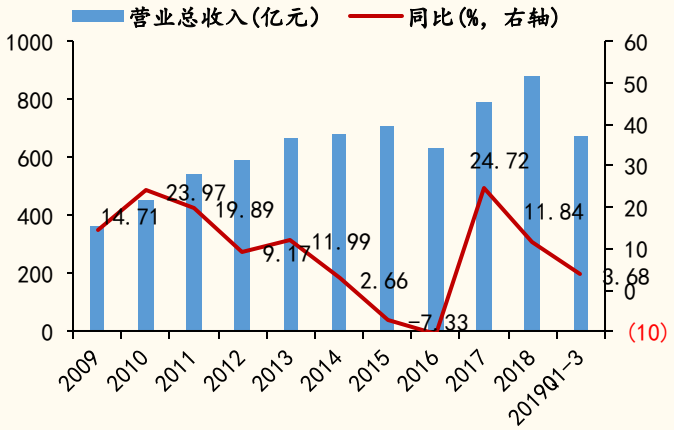
图表 2：华电国际装机结构（2018 年，万千瓦）



来源：公司公告，国金证券研究所

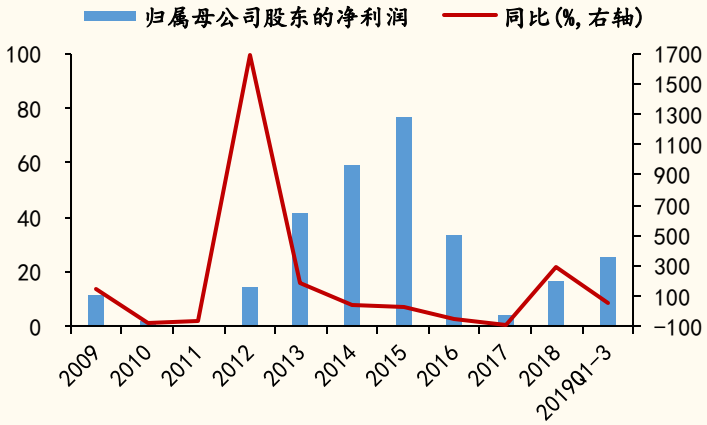
- **营收稳步增长，归母净利周期性波动。**过去 10 年中，公司的营业收入稳步增长，由 2009 年的 367 亿元增长到 2018 年的 884 亿元，CAGR 达到 10%；2019 年公司前三季度的营业收入为 674.57 亿元，同比增长 4%。受行业周期性变化影响，公司归母净利呈现周期性波动，从 2018 年开始，行业进入新一轮景气周期，公司受益于行业供需格局改变，3Q2019 实现归母净利 25 亿元，同比大幅增长 60%。

图表 3：华电国际营收稳步增长（亿元）



来源：公司公告，国金证券研究所

图表 4：归母净利周期性波动（亿元）

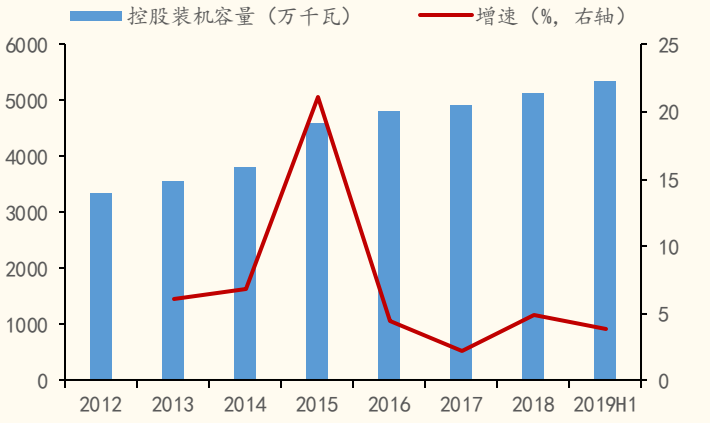


来源：公司公告，国金证券研究所

1.2 大力发展清洁能源，机组结构不断优化

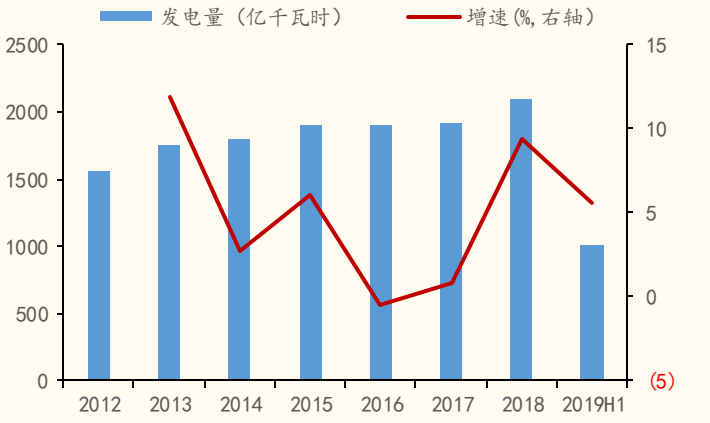
■ **装机总量快速提升，发电量稳步增长。**过去 7 年中，公司总装机容量由 2012 年底的 3358 万千瓦增长到 2019 年底 6 月底的 5354 万千瓦，增幅为 59.44%。发电量由 2012 年的 1569 亿千瓦时增长到 2018 年的 2099 亿千瓦时，增幅为 33.78%。发电量增速相对装机容量增速较慢，主要原因系新增装机主要以风电、太阳能等新能源为主，利用小时数较低。

图表 5：装机容量快速提升



来源：公司公告，国金证券研究所

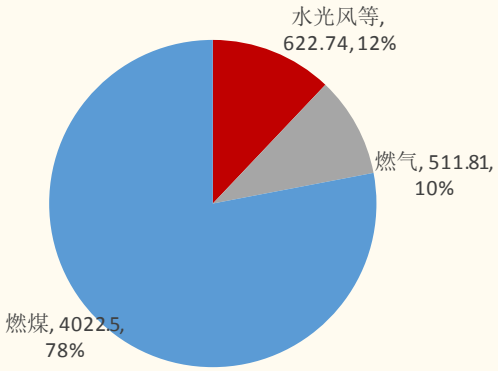
图表 6：发电量稳步增长



来源：公司公告，国金证券研究所

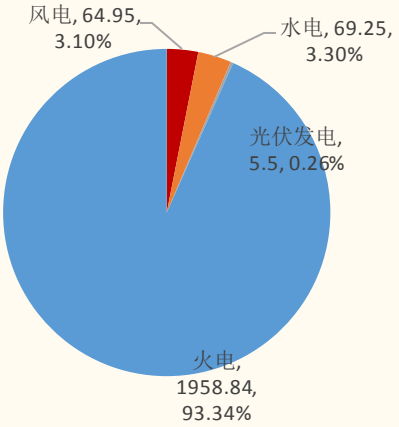
■ **大力发展清洁能源，装机占比不断提升。**近些年来公司大力发展燃气机、风电、太阳能等清洁能源，装机容量迅速增长。截至 2018 年 12 月底，公司装机结构中清洁能源装机占比达 22%；2018 年发电结构中，水电、风电和太阳能占比达到 6.66%。

图表 7：清洁能源装机占比达 22%（万千瓦）



来源：公司公告，国金证券研究所

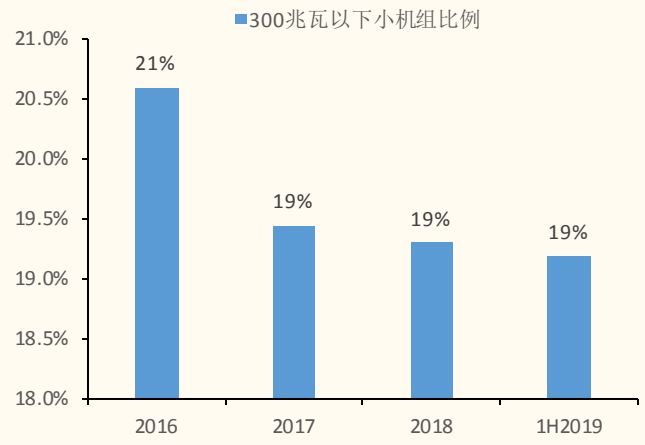
图表 8：分类发电量占比（亿千瓦时）



来源：公司公告，国金证券研究所

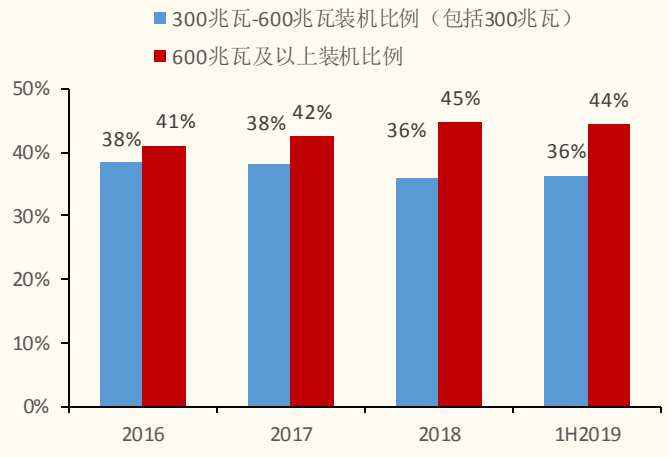
■ **持续淘汰低效机组，装机结构不断优化。**近些年来公司不断淘汰低效、小功率机组，30 万千瓦火电机组占比不断下降，由 2016 年占比 20.6%下降至 2019 年上半年的 19.2%。60 万千瓦及以上的高参数、大功率机组占比不断上升，由 2016 年的 41.1%提升至 2019 年上半年的 44.4%，提升 3.3 个百分点。

图表 9：不断淘汰 30 万千瓦以下机组



来源：公司公告，国金证券研究所

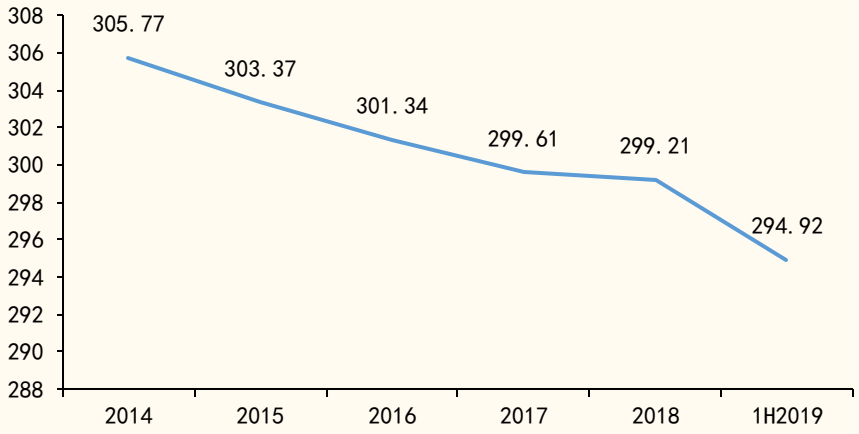
图表 10：大机组装机占比达 44%



来源：公司公告，国金证券研究所

- **发电效率不断提升，供电煤耗持续下降。**公司不断淘汰低效、高能耗机组，带来整体供电煤耗的不断降低。2015 年公司供电煤耗为 305.77 克/千瓦时，截至 2019 年上半年，公司供电煤耗下降至 294.92 克/千瓦时；相较于 2015 年下降 10.85 克/千瓦时，降幅为 3.55%。2018 年公司燃料费用为 450 亿元，单位供电煤耗的降低，可节省燃料费用 16 亿元左右。

图表 11：供电煤耗逐年下降（克/千瓦时）

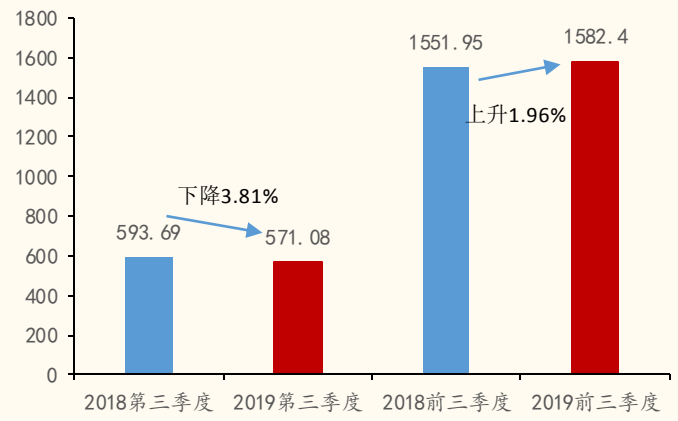


来源：公司公告，国金证券研究所

1.3 电价微增、煤价下行抵消电量下滑影响，2019 年业绩继续改善

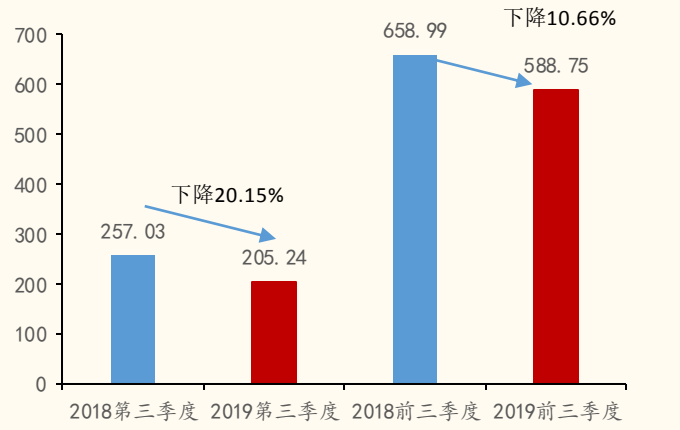
- **3Q2019 公司山东省火电发电量下滑 20%，拖累总体发电增速。**公司火电装机占比最高（39%）的山东省，7-9 月单月用电量同比增速分别为 2.37%、-5.88%和 0.1%，用电需求较为疲软。供给方面，锡盟-山东特高压交流配套电源组相继投产，前三季度山东省外来电输入电量同比增长超过 30%，对公司机组利用小时数造成较大冲击。在供需双侧均受到明显影响的情况下，公司第三季度山东省火电发电量同比下滑 20.15%；在上半年装机容量增长 8.66%的情况下，公司前三季度总体发电量仅增长 1.96%。
- **电价韧性十足提升 1.99%，前三季度营收小幅增长 4.89%。**在 2019 年前三季度总体发电量同比仅小幅增长 1.96%的情况下，公司实现营收 674.57 亿元，同比增长 4.89%。营收增幅高于电量增幅，主要系前三季度平均结算电价上涨 1.99%。在电量市场化比例不断提高的同时，结算电价上行，体现出电价较强的韧性。

图表 12：公司第三季度发电量下降4%



来源：公司公告，国金证券研究所

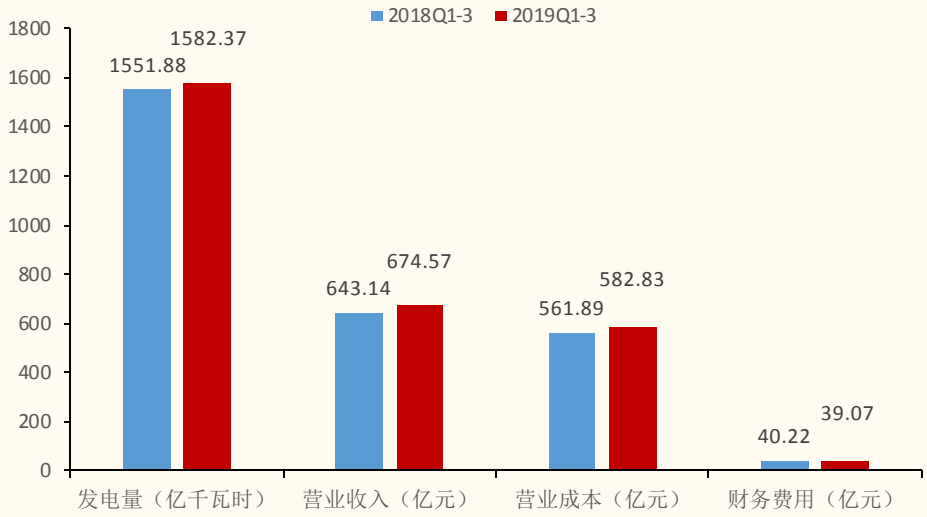
图表 13：公司第三季度山东省火电发电量下降20%



来源：公司公告，国金证券研究所

- **用煤价格下行提升毛利率，财务费用下降利好业绩增长。**公司 2019 年前三季度营收增长 4.89%，主要原因系装机容量增长 8.66%带来发电量增长 1.96%、电价同比增长 1.99%。营业成本增长 3.73%小于营收增幅 1.16 个 pct，毛利率由去年同期的 13.07%提升至本期的 13.80%。毛利率改善的原因主要系用煤成本的降低，2019 年三季度秦皇岛动力煤平仓价均价较去年同期均价降幅达到 7.40%。财务费用由上期的 40.22 亿元下降至 39.07 亿元，降幅达 2.86%。煤价和财务费用同时下行，前三季度公司实现归母净利 25.13 亿元，同比大幅提升 59.97%。

图表 14：2019Q1-3 电量、营收、营业成本、财务费用



来源：Wind，公司公告，国金证券研究所

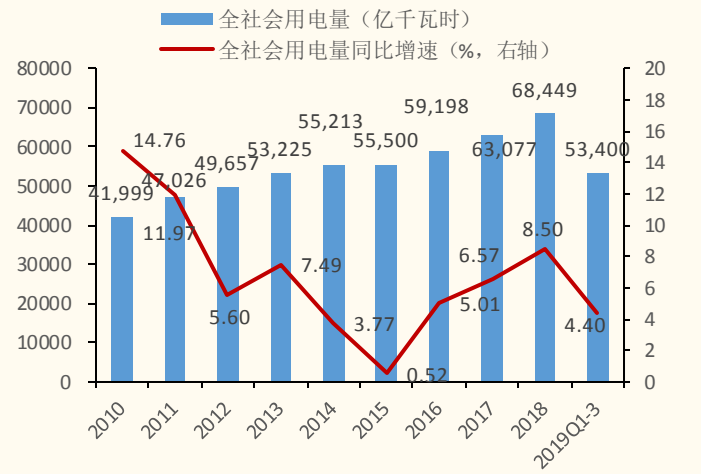
二、用电需求趋势不改，结算电价保持坚挺

2.1 用电增速暂时放缓，长期增长趋势不变

- **前三季度用电量增速放缓。**2019 年前三季度全社会用电量同比增长 4.4%，增速较去年全年下滑 4.1 个百分点，降幅较大。分产业来看，第二产业、第三产业、居民生活用电增幅分别为 3%、8.7%、6.3%，增速降幅分别为 4.2/4.0/4.1 个百分点。二产和三产用电量合计占比总用电量的 85%左右，是全社会用电量主体部分。

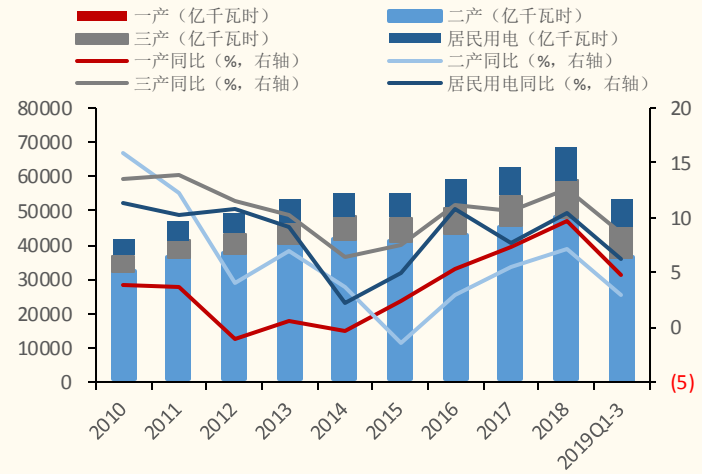
■ **贸易摩擦引起的经济增速下滑和 2018 年高基数，为用电增速下滑主因。**2018 年 3 月中美贸易摩擦加剧，国内经济受到影响，GDP 增速继 2016 年 Q1 企稳后再次下行。考虑到加征关税影响，企业会在时点到来前抢先出口，因此 2018 年在经济下滑情况下用电增速仍然保持较高增速。经济增速和二产用电相关度高，经济下滑背景下，2019 年前三季度二产用电增速大幅放缓，最终导致整体用电量增速下滑。

图表 15：2019 年前三季度用电量增速放缓



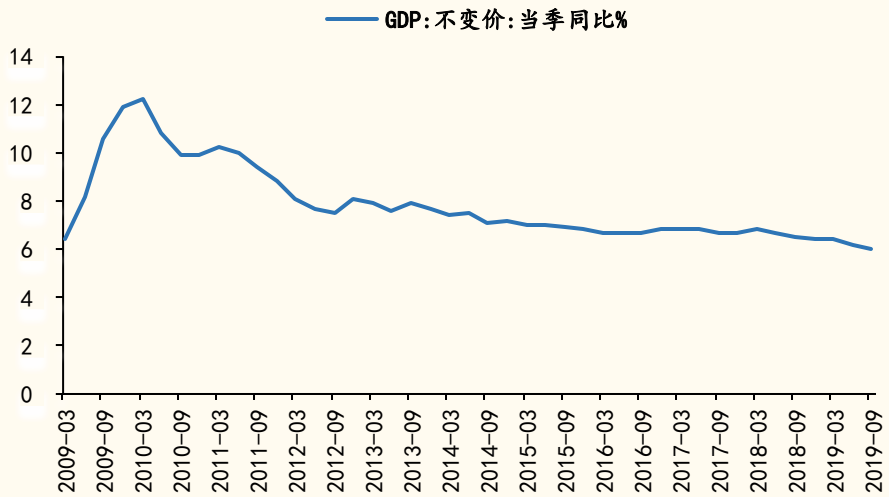
来源：Wind，中电联，国金证券研究所

图表 16：2019 年前三季度二产用电增速下降



来源：Wind，中电联，国金证券研究所

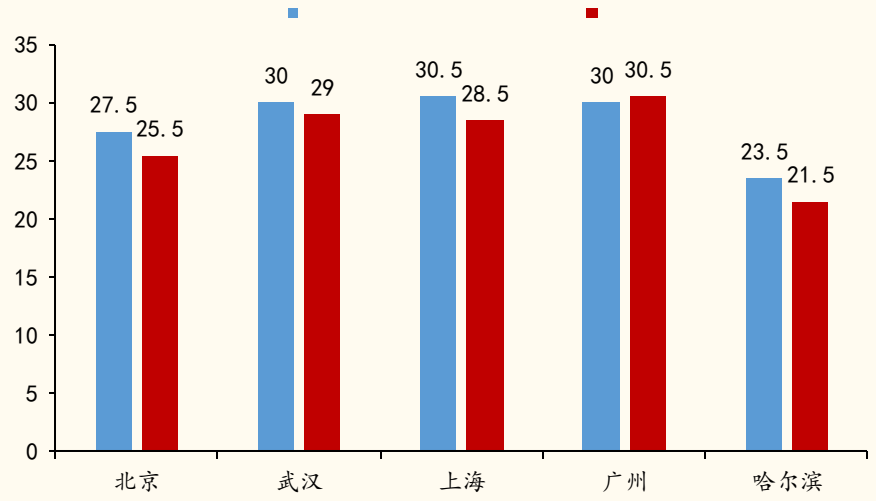
图表 17：经济增速下行系用电量下滑主要原因



来源：Wind，国金证券研究所

■ **2019 年夏季气温较为凉爽，降温需求下降系用电增速下滑第二原因。**今年夏季华中、华东、东北、华北气温较为凉爽，气温较 2018 年同期普遍低 1-2 摄氏度，降温需求大幅降低。夏季用电结构中，降温负荷已经达到总负荷的 40%以上；普遍较为凉爽的气温，一定程度上拉低了今年的用电增速。温度因素属于偶然因素，不会对用电量造成长期影响。

图表 18：降温需求下降系用电量下滑第二原因（摄氏度）



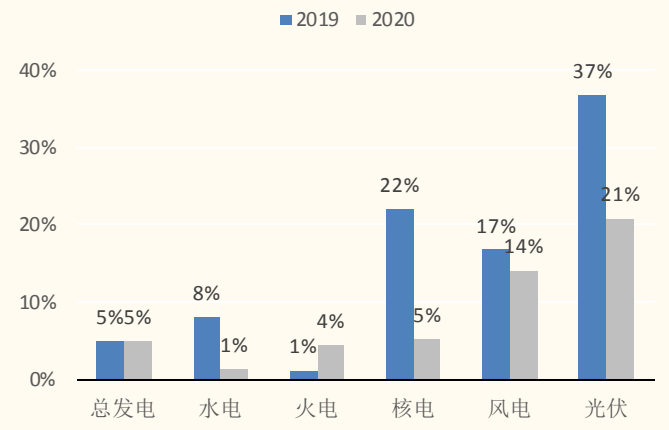
来源：天气后报，国金证券研究所

- **三产和居民用电韧性十足，拉动用电量不断增长。**三产和居民用电占比逐渐增大，由 2010 年的 23%上升至 2019 年前三季度的 32%。经济增速下行导致二产用电增速放缓的同时；三产和居民用电持续保持较高增速，成为拉动用电量持续增长的主力。2019 年前三季度三产和居民生活用电分别同比增长 8.7%、6.3%，高于全社会总体用电增速。
- **经济增速仍然较快，预计未来三年用电增速在 5%以上。**未来 3 年内我国经济增速大概率仍然将保持在 6%左右的年均增速，经济持续增长保证了用电量的上涨。同时电能在我国能源消费结构中占比稳步提升—电气化率不断提升。基于电气化率的不断提升假设和经济增速在 6%左右的假设，**我们预计未来 3 年用电量仍将保持 5%左右的增速。**

2.2 新增装机影响降低，火电利用小时数有望提升

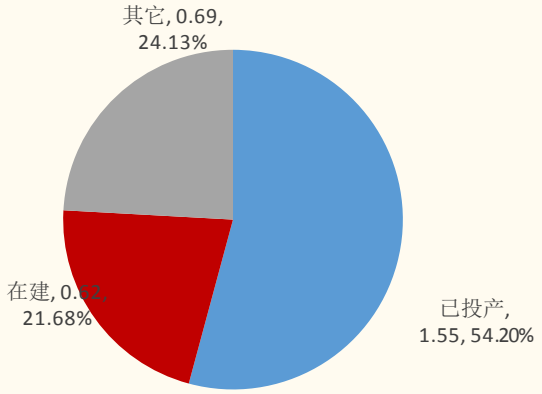
- **环保政策日趋严格，新增火电装机预计将放缓。**“十三五”控煤政策任务施行之后，山东、山西、浙江、河南等多个省份开始“控煤”，落实《大气污染防治行动计划》。新的煤电项目上马面临的环保审批将更加严格，在此背景下，我们预计 2020 火电装机为 3300 万千瓦左右，较 2019 年下降 5.7%。在国家控制能源消费总量、优化能源消费结构、注重空气污染防治的背景下，火电装机增速放缓或将成为长期趋势。
- **具备经济性水电开发完毕，未来新增装机十分有限。**我国水电资源主要集中在“十三大水电基地”，可装机容量占比全国达一半以上。十三大水电基地全部规划水电装机容量约为 2.86 亿千瓦，目前已投产机组装机容量达 1.55 亿千瓦，在建机组装机容量为 0.62 亿千瓦，已建和在建占比达 76%，且水电站的开发顺序一般为从易到难，具备经济开发价值的剩余水电资源已所剩不多。2021 年前后，乌东德、白鹤滩、两河口、杨房沟将陆续投产，在此以后预计将再无大型水利电站投产。

图表 19：2020 年火电发电量增速小幅回升



来源：中电联，国金证券研究所

图表 20：十三大水电剩余可开发资源不多（亿千瓦）



来源：中国水利工程协会，国金证券研究所

- **核电建设周期较长，开发进度滞后于规划。**据中国的首部核安全白皮书报道，截至 2019 年 6 月底，我国在运核电机组达 45 台，装机容量 4590 万千瓦；在建机组 11 台，装机容量 1218 万千瓦。按照电力发展“十三五”规划，到 2020 年核电装机达到 5800 万千瓦。核电站的建设施工时间一般为 6 年左右，目前在建的绝大多数机组均为核电站恢复批复后，于 2015 年开建。红沿河、田湾等 8 台核电机组预计完工时间最早为 2021 年底。剩余 4 台机组预计完工时间在 2022 年底或者之后，核电装机容量达到 5800 万千瓦的目标最早要到 2022 年才能实现，比计划时间晚两年左右。两年的滞后期将为核电机组所在地的火电机组留出一定的缓冲期。

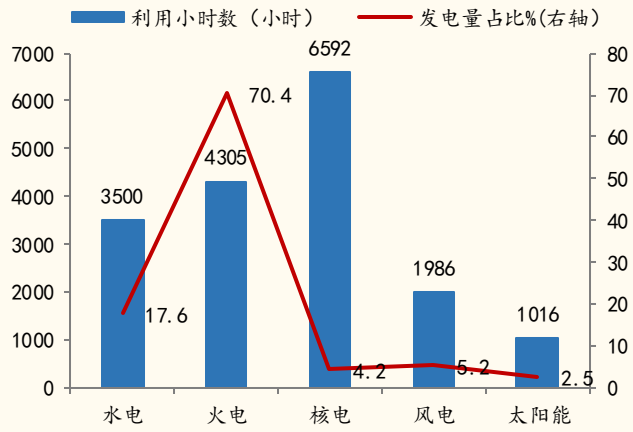
- **新能源装机利用小时数低，发电稳定性差。**近年来新能源装机设备风电、太阳能装机容量增长较快，发电量占比迅速提升至 2018 年的 7.7%，但就占比的绝对量水平来说，仍然处于较低水平。风电和太阳能电源 2018 年的利用小时数分别为 1986、1016 小时，相较于火电的 4305 小时来说仍然处于较低水平。发电稳定性来说，风电、太阳能发电设备分别受限于风力、太阳光照等自然条件，稳定性较差，仍然需要火电设备作为备用电源保障供电稳定性和持续性。短时间内，供电主力仍然为火电、水电装机电源。

图表 21：规划核电建设滞后两年以上

在建机组电站名称	机组	开工时间	预计投产时间	地区
红沿河电站	5 号	2015	2021	辽宁
	6 号	2015	2021	
田湾核电站	5 号	2015	2021	江苏
	6 号	2015	2021	
福清核电站	5 号	2015	2021	福建
	6 号	2015	2021	
防城港核电站	3 号	2015	2021	广西
	4 号	2015	2022	
石岛湾核电站	高温气冷堆示范	2009	2022	山东
	海阳 1 号	2011		
	海阳 2 号	2011		

来源：《中国的核安全》白皮书，国金证券研究所

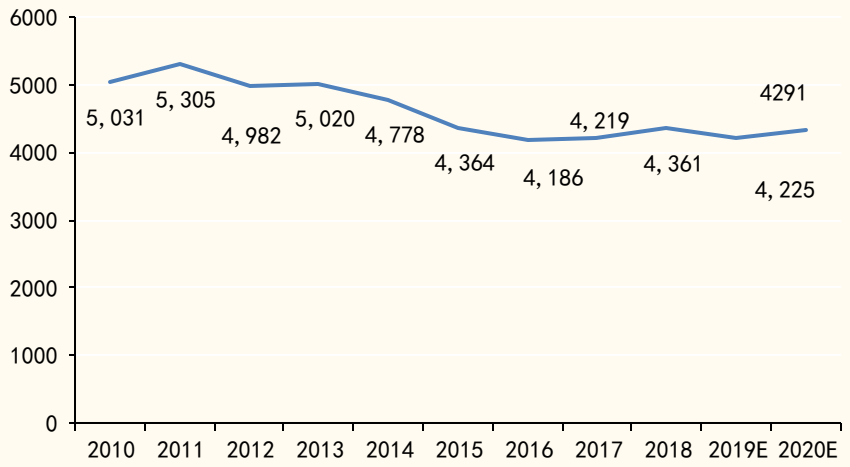
图表 22：新能源电源利用小时数最低



来源：国家能源局，国金证券研究所

- **供需偏紧，火电利用小时数预计将小幅上升。**预计明年新增火电机组为 3300 万千瓦，没有新的核电机组投产，大型水电电站中仅有乌东德电站少量机组于下半年投产发电。整体电力供需将趋紧，火电利用小时数预计会增加 66 个小时。

图表 23：2020 年全国利用小时数预计上升 66 小时（小时）

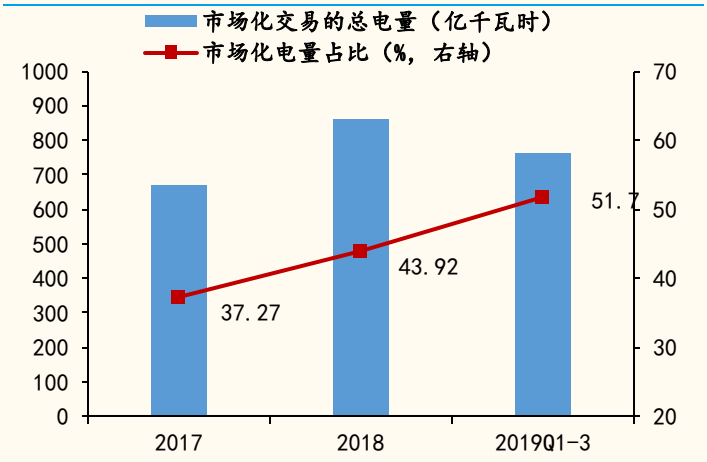


来源：中电联，国金证券研究所

2.3 市场化交易电价不断回升，“基准+浮动”新政影响有限

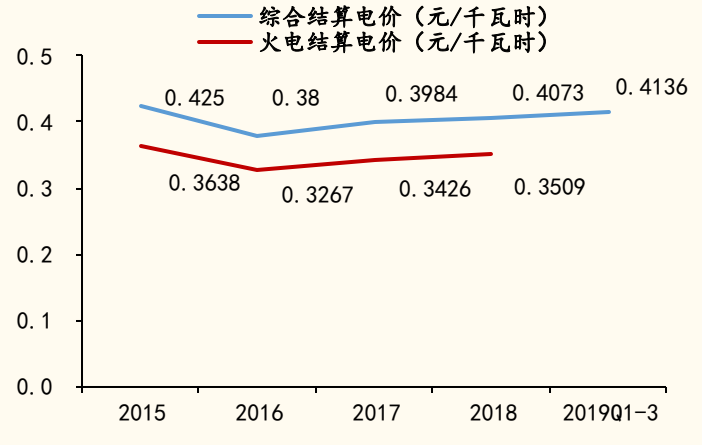
- **市场化比例不断提升，结算电价先抑后扬。**2015 年 3 月 22 日，国务院发布《进一步深化电力体制改革的若干意见》，揭开了新一轮电改序幕。随后华电国际市场化交易电量占比稳步提升，截至 2019 年前三季度，公司电力交易市场化比例已经达到 51.7%，处于较高水平。在推行市场化交易的第一个完整年度即 2016 年，公司综合结算电价降幅较大，由 424.97 元/兆瓦时下降至 380 元/兆瓦时，降幅达 10%。随后公司综合结算电价不断提升，2019 年前三季度综合结算电价逐步回升至 413.59 元/兆瓦时。公司火电电价走势和综合电价走势一样，2016 年降幅较大，随后逐年回升。

图表 24：市场化电量比例保持上升



来源：公司公告，国金证券研究所

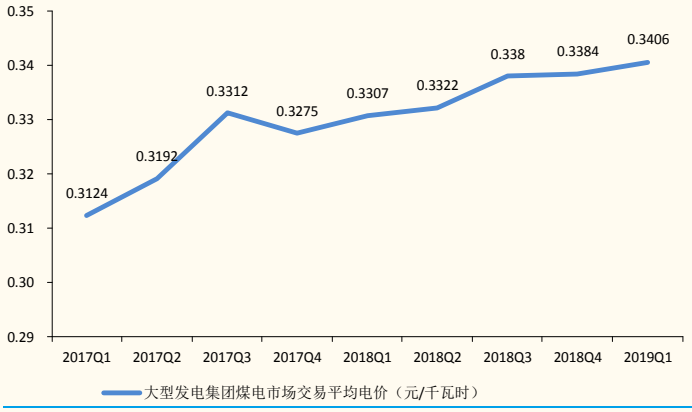
图表 25：综合结算电价持续回升



来源：公司公告，国金证券研究所

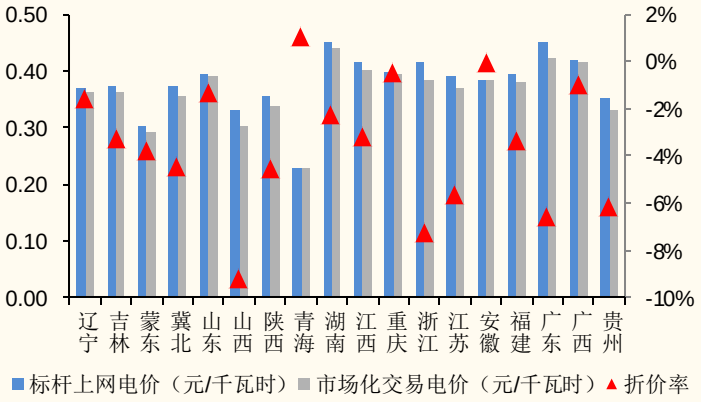
- **供需格局由宽松转紧，多数省份折价率在 5%以内。**2017 年一季度以来，大型发电集团的煤电市场化交易部分电量的价格持续上涨，由期初的 0.3124 元/千瓦时上涨至 0.3406 元/千瓦时。在市场化交易电量占比不断上升的背景下，煤电结算电价却不断上涨，反映了电力供应的不断驱紧，市场供需偏紧，不支持大幅度折价，火电的价值高于当前结算电价导致其价格不断上涨。

图表 26：大型发电集团市场交易煤电价格不断回升



来源：中电联，国金证券研究所

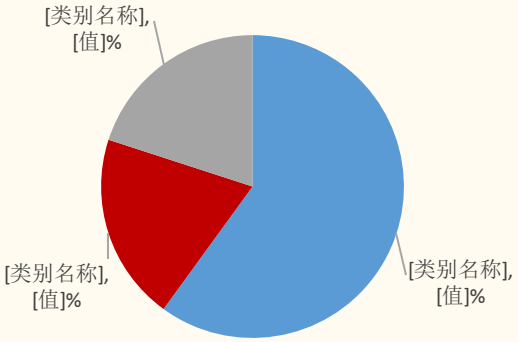
图表 27：2019Q3 多个省份电价折价率在 5%以内



来源：中电联，国金证券研究所

- **公司吨煤价格下降 11.7 元，可完全抵消新政对电价最大影响。**2019 年 9 月，国常会宣布实行新的“基准+浮动”电力定价机制，决定从 2020 年 1 月开始实行新的电力定价机制。预计华电国际 2019 年市场化电量比例将达到 51%左右，假设市场化部分 100%为煤电。则公司煤电市场化比例为 60%，优先发电比例假设为 20%，则明年具备市场化条件的比例最大为 20%。考虑到剩余未市场化部分电力用户为对电价不敏感的中小工商业用户，在双方谈判中并不具备优势，我们预计明年公司煤电新进入市场化部分比例为 10%，折价幅度最大为 10%，实际降幅大概率会小于 5%。

图表 28：公司煤电受新政影响比例



来源：公司公告，国金证券研究所

图表 29：新政对 2020 年华电国际营收影响测算

受影响煤电比例	10%
降价幅度	10%
2018 年火电电价（元/千瓦时）	0. 35
营业税金+管理费用占比营收	3. 50%
2018 年单位供电煤耗（克/千瓦时）	299. 21
吨煤降价可抵消电价变动（元/吨）	11. 70

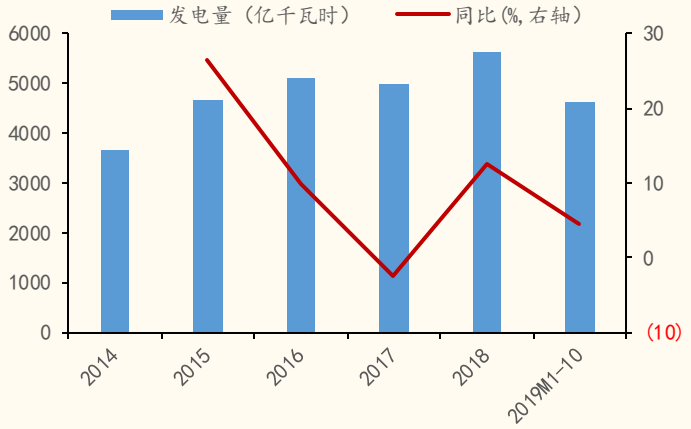
来源：公司公告，国金证券研究所

三、供需双侧均受影响，山东装机利用小时数或将下滑

3.1 输电能力快速上升，外来电占比提升挤压当地电源

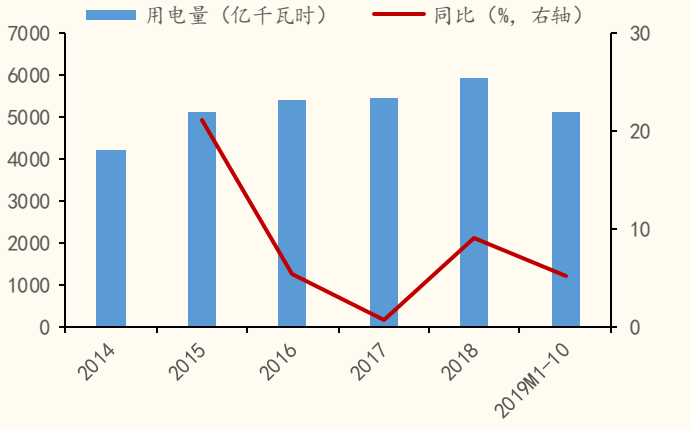
- **发用电量增幅双降。**2019 年 1-10 月，山东省总发电量和用电量分别为 4614、5132 亿千瓦时，同比增幅分别为 4.52%、5.27%；增幅较 2018 年全年分别下降 8.12、3.7pct。发电端的增幅同比下降百分数比用电端多出 4.42pct，反映出山东省外来电占比进一步扩大。预计未来山东省内装机电源的利用小时数将受到影响而下滑。

图表 30：山东省发电量及增速



来源：Wind，国金证券研究所

图表 31：山东省用电量及增速



来源：Wind，国金证券研究所

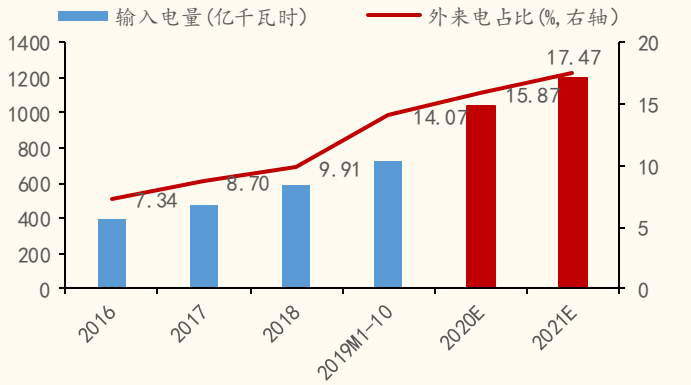
- **输电容量大幅提升，外来电占比逐渐增大。**2017 年，山东省内共有三条外电入鲁的特高压陆续投产，山东省接收外来电的最大负荷容量增加到 2300 万千瓦。到 2019 年底，河北-山东 1000 千伏特高压交流输变电工程将投产，届时山东省接收外来电的最大负荷容量将增加至 3150 万千瓦。随着接收外来电的负荷容量增加，山东省用电结构中外来电占比逐步提升，由 2016 年的 7.34%提升至 2019 年 1-10 月的 14.07%。按照负荷容量增速、全省年均用电增幅保持在 5%来估计，外来电量占比在 2020、2021 年将分别达到 15.87%、17.47%。

图表 32：2019 年底外电入鲁容量将达 3150 万千瓦

输电线路	建成时间	累计输电容量
锡盟——山东	2017	2300 万千瓦
榆横——山东	2017	
上海庙——山东	2017	
河北-山东	2019 年底	3150 万千瓦

来源：山东政府网，国金证券研究所

图表 33：山东外来电占比将持续上升



来源：Wind，国金证券研究所

3.2“控煤”政策趋严，用电侧增速放缓

- **“控煤”政策趋严，电力需求端将受影响。**2019 年 7 月，山东省政府出台“关于严格控制煤炭消费总量推进清洁高效利用的指导意见”文件，通过综合发力，**计划利用 5 年左右时间，全省煤炭消费争取净压减 5000 万吨。**重点任务包括严控新增高耗煤项目、压减高耗能行业产能等。高耗能行业的产能受到控制，将直接影响用电增速。

- **高耗能产业缩减产能，用电增速预计将下滑。**根据山东省出台的众多关于过剩产能压缩的文件，未来山东省的高耗能行业如地炼、电解铝、水泥、钢铁增量及存量产能都将受到一定程度的压缩。目前山东魏桥的 203 万吨电解铝产能已经确定通过产能置换搬迁到云南；焦化产能将在 2019、2020 两年内减少 1686 万吨；地炼产能将在 6 年时间内减少 4 千万吨。高耗能产业产能的降低将直接拉低用电需求增速。

图表 34：2019 年山东省出台控煤文件《关于严格控制煤炭消费总量推进清洁高效利用的指导意见》

五大重点任务	预计影响
严控新增高耗煤项目	新增耗煤、耗电项目受限
压减高耗能行业产能	存量用电量预计下降
加快煤炭清洁高效利用	高质量、热值的煤炭在消耗结构中提升
推进冬季供暖节能煤耗	

来源：山东省人民政府办公厅，国金证券研究所

图表 35：山东省产能减压规划

行业	产能变化
电解铝	山东魏桥转移产能 203 万吨至云南
地炼	至 2025 年产能由 1.3 亿吨降至 0.9 亿吨
焦化	到 2020 年产能由 5900 万吨降至 4214 万吨

来源：国家能源局，国金证券研究所

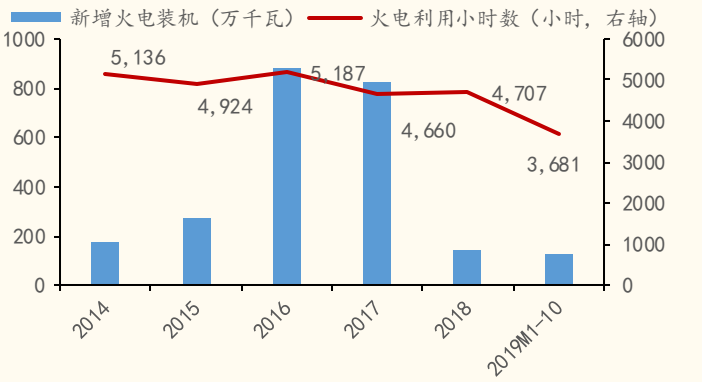
- **山东省以火力发电为主，未来利用小时数将下降。**山东省内发电结构以火电为主，占比在 92%左右。预计 2020、2021 随着风电、太阳能等清洁能源装机的快速增加，火电发电量占比将小幅下降至 90%左右。2018、2019Q1-10 年新增火电装机容量分别为 145、128 万千瓦，预计 2019 年全年火电装机容量新增量为 170 万千瓦。随着外来电的增加和用电增速的放缓，2019 年 Q1-10 全省火电利用小时数为 3681 小时，同比下降 206 小时（5.30%），预计 2019、2020、2021 年全年全省火电设备利用小时数将下降 200、50、50 个小时。

图表 36：山东省火电机组利用小时数预测

项目	2018	2019E	2020E	2021E
用电量（亿千瓦时）	5917	6213	6492	6752
增速%		5	4.5	4
外来电占比%	9.91	14.07	15.87	17.47
新增火电装机（百万千瓦）		1.7	1.6	2
火电装机（百万千瓦）	104	105	107	109
全省火电利用小时数	4707	4507	4457	4407

来源：中电联，Wind，国金证券研究所

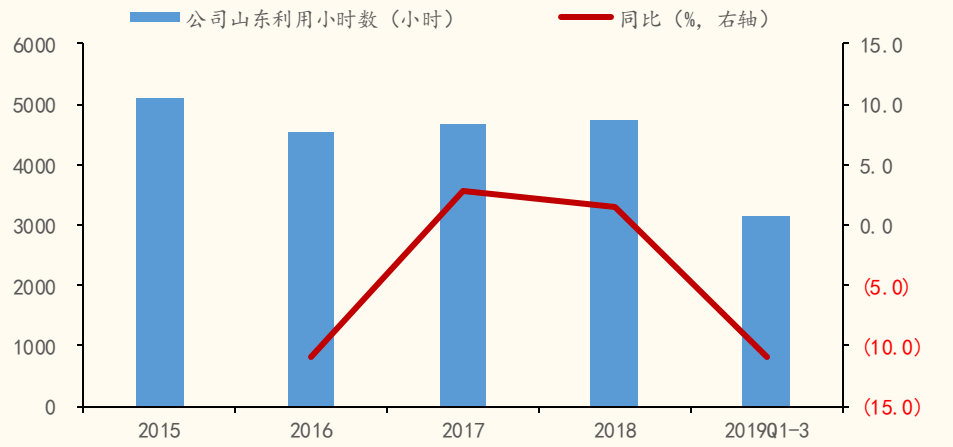
图表 37：山东省火电用电量及增速



来源：国家能源局，国金证券研究所

- **供需双侧均受影响，华电国际火电装机利用小时数预计将下降。**受到“控煤”政策影响，高耗能行业的现有产能和未来新增产能都将被压缩，山东省电力需求增速将放缓。清洁能源装机迅速提升、积极引入外来电，电力供给端受到影响。华电国际在山东省内原有的火电机组，在此背景下，预计 2019-2021 年利用小时数将分别变动-400、-50、+50。

图表 38：华电国际山东省火电装机利用小时数预计下降



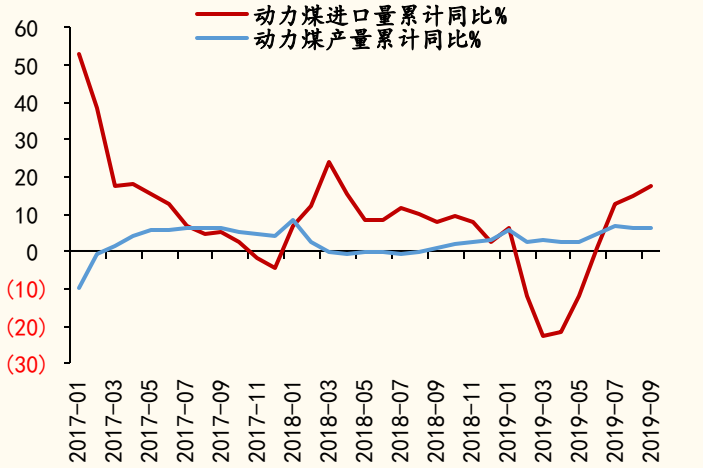
来源：公司公告，国金证券研究所

四、供给宽松叠加浩吉铁路投产，公司用煤成本预计将大幅下降

4.1 供给持续宽松，煤价有望长期下降

- **未来中长期煤炭将维持供给宽松格局。**2019 年前三季度，动力煤的进口量和国内产量的累计同比增速分别提高到 17.34%、6.17%的较高水平。2018 年下半年，煤炭开采和洗选业的固定资产投资完成额逐渐转正，2019 年 3 月开始快速上升，到 9 月累计同比达到 26.1%。煤炭固定资产投资完成额累计增速远超动力煤产量累计增速，说明未来中长期内，将有更多煤炭产能释放，产量增速预计将维持较高水平，结合目前动力煤价格下跌趋势，未来中长期煤炭供给宽松格局确定。

图表 39：动力煤产量、进口量增速持续上扬



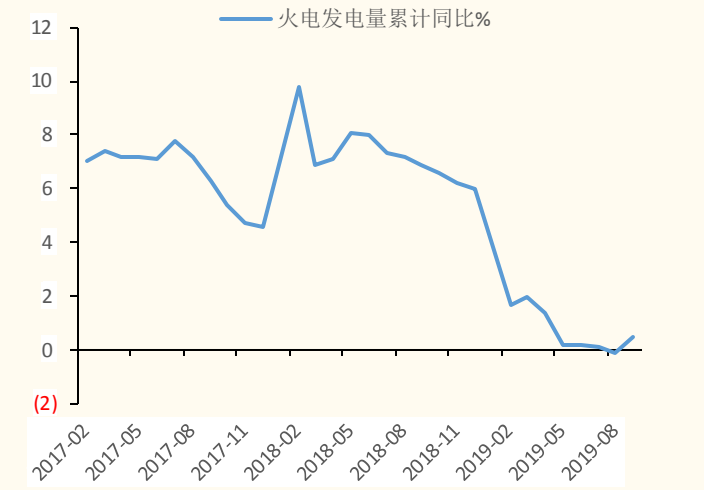
来源：wind，国金证券研究所

图表 40：煤炭固定资产投资完成额增速大幅提高（%，元/吨）

来源：wind，国金证券研究所

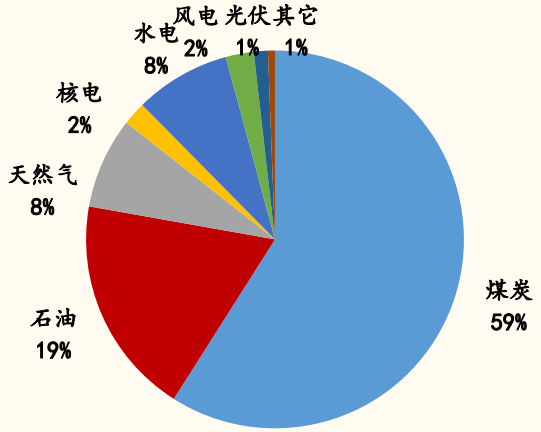
- **受累于经济下行，火电增速大幅下滑。**今年前三季度火力发电的累计同比增速仅为 0.5%，增速大幅度放缓，用电量需求较为疲软。火电电量增速下降较快，主要原因系经济下行，拖累发电量增速。动力煤的主要消耗行业为火力发电，消耗量占比在 60%以上。在动力煤供给增速较高、需求低迷的背景下，其价格预计将承压。
- **能源消费结构优化，煤炭占比持续下降。**2020 年是“十三五”规划的收官之年。按照《能源发展“十三五”规划》的要求，到 2020 年，中国煤炭消费总量控制在 41 亿吨以内，所占比重应减少到 58%。2018 年我国煤炭消耗量为 39 亿吨，占比一次能源消耗总量 59%，占比持续降低。按照规划内容来计算，2020 年煤炭消耗限额相较于 2018 年消耗量仅有 5.13%的最大增幅。

图表 41：火电发电量增速大幅放缓



来源：wind，国金证券研究所

图表 42：一次能源消费结构煤炭占比



来源：公司公告，国金证券研究所

- **国外三大动煤指数齐跌，国内跌幅小于国外。**2018 年下半旬以来，国外动力煤三大指数、秦皇岛动力煤期货平仓价均呈现下跌走势。跌幅而言，国外三大动力煤指数跌幅大于秦皇岛动力煤平仓价跌幅。2019 年 11 月 25 日，皇岛动力煤平仓价报 544 元，较年初价格下降 39 元/吨，跌幅为 6.7%。

图表 43：国外三大煤价指数集体下跌（美元/吨）

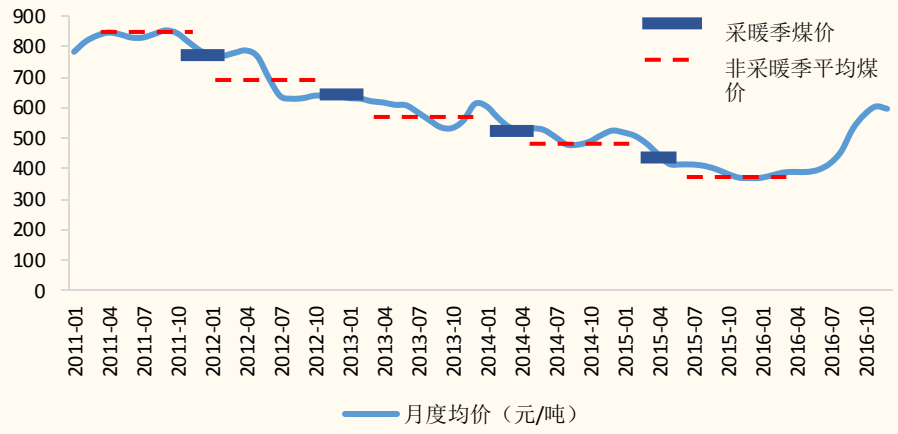
来源：wind，国金证券研究所

图表 44：动力煤期货平仓价近期持续下行（元/吨）

来源：wind，国金证券研究所

- **预计 2020 年煤价相比 2019 年下降 50 元/吨。**过去十年的动力煤价格呈现显著季节性特征，7 月-9 月夏季空调负荷高的月份煤价略高，12 月-次年 3 月冬季取暖季煤价显著高于全年平均煤价。在上一轮煤价下行周期即 2012-2016 年期间，动力煤价曾因冬季取暖的季节性因素上升，并在次年的 4 月取暖季结束后下滑。取暖季动力煤均价比次年动力煤均价高 42-81 元/吨。预计今年冬季由于取暖的季节性因素，煤价会出现上升，但是在煤炭整体供给宽松、发电企业动力煤库存高位条件下，火电企业的议价权占主导，动力煤仍是买方市场，煤价上升幅度有限，并且会在取暖季结束后出现更大幅度的回落。我们预计 2020 年平均煤价相比 2019 年将下降 50 元/吨至 540 元/吨。

图表 45：上一轮煤价下跌通道中，非采暖季平均价是此年的最高价的顶部

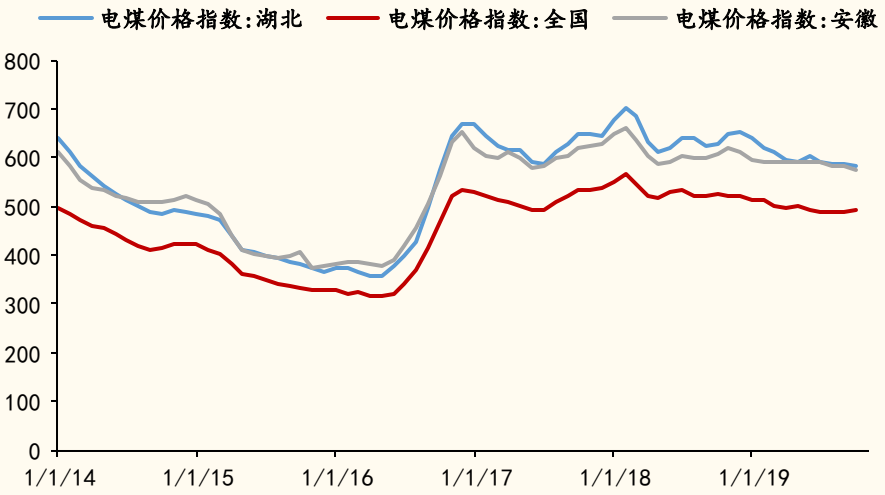


来源：wind，国金证券研究所

4.2 浩吉铁路投产，华中地区吨煤运费将降低 20 元以上

- **产能缩减、运力受限，鄂皖煤价持续高企。**目前全国范围内已开通并运营较为成熟的铁路运煤通道主要有四条：大秦铁路、蒙冀铁路、瓦日铁路和朔黄铁路。这四条通道中，有三条起点设在山西，主要运往环渤海港口地区，再经海路运往华北、华中及东南沿海地区。华中地区用煤长期依赖铁路—环渤海—上海—海进江，运输成本较高导致煤价长期居高不下。供给侧结构性改革以来，中部煤炭产能逐渐缩减，华中省份煤炭消耗缺口逐渐增大，对外依赖度逐年提升。运费叠加产能因素，湖北、安徽等华中省份煤炭价格指数比全国煤价指数长期高出 100 元以上。

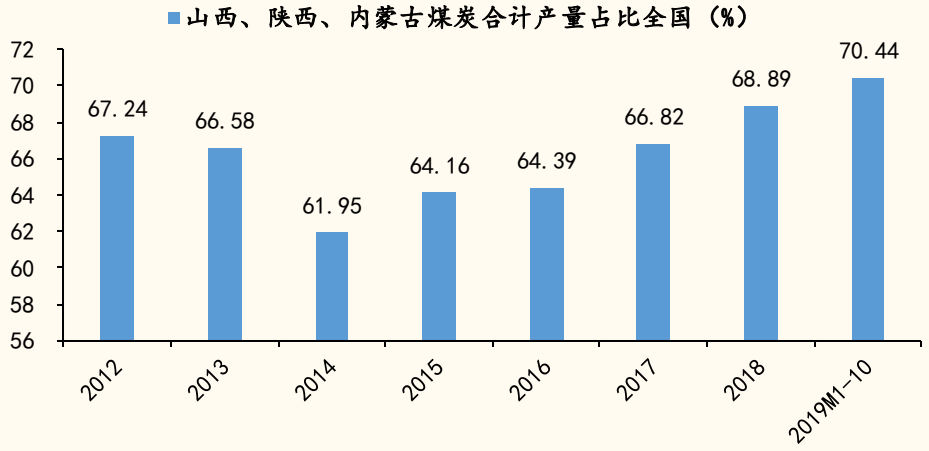
图表 46：湖北、安徽电煤价格指数持续高于全国指数（元/吨）



来源：wind，国金证券研究所

- **供给侧结构性改革推行，煤炭产量省份集中度逐渐提升。**2015 年政府开始推行供给侧结构性改革，煤炭产能收缩的同时集中度逐渐提升。山西、陕西、内蒙古三个省份的煤炭产量占比逐渐提升至 2019 年 1-10 月的 70.44%。预计这一集中度逐渐提升的趋势将持续，未来三个省份的煤炭产量的占比将进一步提升，原有的煤炭运输格局将有所变革。华中地区的煤炭消费缺口预计将进一步扩大，对“三西”（山西、陕西、蒙西）地区的煤炭依赖程度进一步加大。

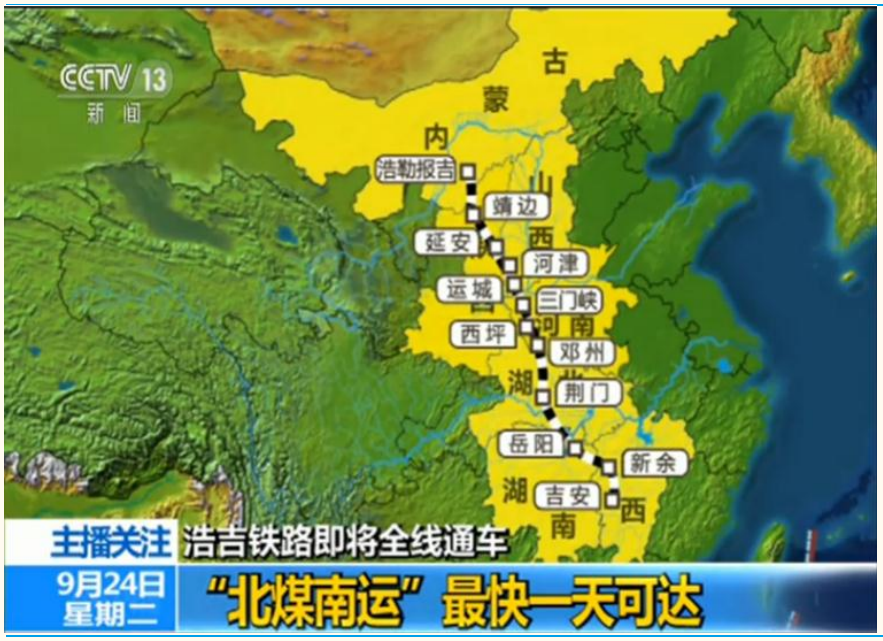
图表 47：煤炭产量逐渐集中在三省



来源：Wind，国金证券研究所

■ **浩吉铁路年底通车，湖北省煤价有望长期下行。**全国煤炭产能逐渐向“三西”集中的同时，政府开始规划建设新的煤炭运输通道。浩吉铁路已经于 2019 年 9 月 26 日开通运行，该线路途径内蒙古、陕西、山西、河南、湖北、湖南、江西共计 9 个省份，公司在沿途省份装机容量占全公司装机容量比例超过 20%。相较于原有的大秦铁路和两条海进江线路，该铁路发挥全效以后，由内蒙古发往湖北的煤炭，单吨运费节省金额分别为 70 元、19 元、51 元。随着浩吉铁路的效力逐渐发挥，湖北省用煤价格望长期下行。

图表 48：浩吉铁路全程示意图



来源：CCTV13，国金证券研究所

图表 49：浩吉铁路通车对湖北省煤炭运费影响分析

运输方式	路线	运输里程（公里）	运费（元/吨）	浩吉铁路运费（元/吨）	价差
国铁	包西--宁西--焦柳线	1593	272	201.92	70.08

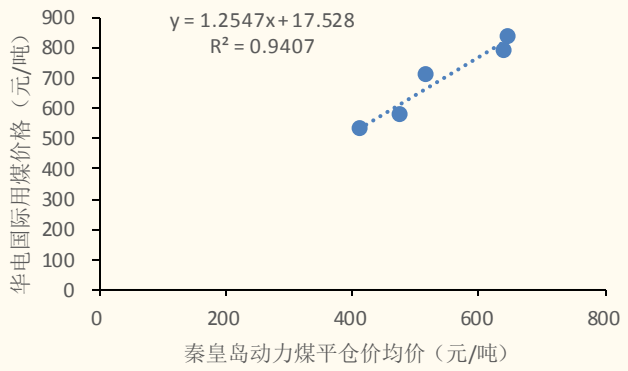
海进江	大秦-上海-长江	3955	221	201.92	19.08
海进江	朔黄-上海-长江	3787	253	201.92	51.08

来源：庄端轩—《蒙华铁路对华中市场煤炭价格影响分析》、《2018 年中国蒙华铁路对湘鄂赣地区煤炭运输通道的影响分析》，国金证券研究所

五、用煤价格弹性最大，盈利有望高爆发

- **华电国际用煤价格的秦皇岛 Q5500 平仓价弹性为 1.25。**我们根据公司的燃料成本、度电煤耗、火电上网电量，测算出华电国际的单吨用煤成本。然后用其对相同年度内的 QHDQ5500 动力煤平仓价（山西产）均价做回归，得出其系数为 1.25，即秦皇岛动力煤平仓价（山西产）每下降 10 元，公司用煤成本将下降 12.5 元。
- **华电国际弹性系数最大，动力煤价格下降受益最多。**将华电国际和华能国际等 3 家火电公司进行对比发现，华电国际吨煤成本的 QHDQ5500 平仓价弹性系数最大。当前时间点上，动力煤价格下跌相同金额条件下，弹性越大的公司燃料费用降幅越大，对归母净利改善的贡献程度越大。

图表 50：华电国际用煤价格对秦皇岛 Q5500 价格弹性



来源：wind，国金证券研究所

图表 51：四大火电公司煤价弹性对比

公司	公司单吨煤成本对 QHDQ5500 弹性
华能国际	0.59
华电国际	1.25
皖能电力	0.82
长源电力	1

来源：wind，国金证券研究所

图表 52：华电国际归母净利的电价弹性测算

	归母净利润（亿元）	净利润变动幅度	EPS	EPS 变动幅度
综合电价降 1%	31.85	15.05%	0.27	15.05%
综合电价降 3%	31.85	45.14%	0.18	45.14%

来源：公司公告，国金证券研究所　注：归母净利选取 2019Wind 一致预期值

图表 53：华电国际归母净利的利用小时数弹性测算

	归母净利润（亿元）	净利润变动幅度	EPS	EPS 变动幅度
利用小时数降 10 小时	31.85	1.19%	0.32	1.19%

利用小时数降 50 小时	31.85	5.94%	0.30	5.94%

来源：公司公告，国金证券研究所　　注：归母净利选取 2019Wind 一致预期值

图表 54：华电国际归母净利的QHDQ5500 平仓价（山西产）弹性测算

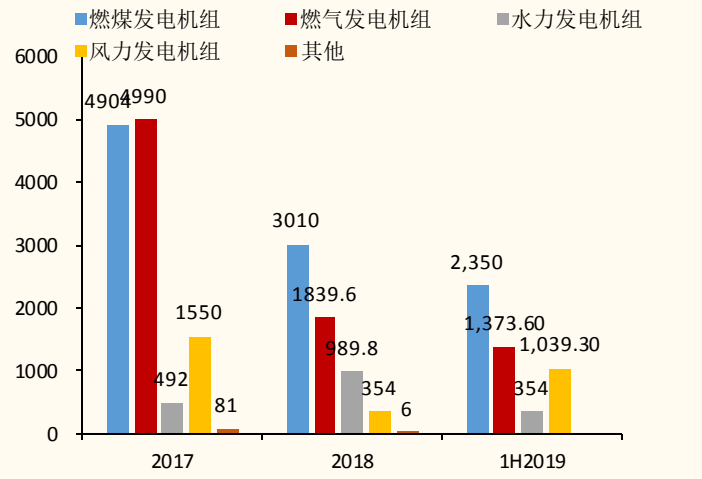
	归母净利润（亿元）	净利润变动幅度	EPS	EPS 变动幅度
QHDQ5500 平仓价降 10 元/吨	31.85	14.90%	0.37	14.90%
QHDQ5500 平仓价降 50 元/吨	31.85	74.51%	0.56	74.51%

来源：公司公告，国金证券研究所　　注：归母净利选取 2019Wind 一致预期值

六、财务费用下行现金流充裕，估值处于历史低点有望均值回归

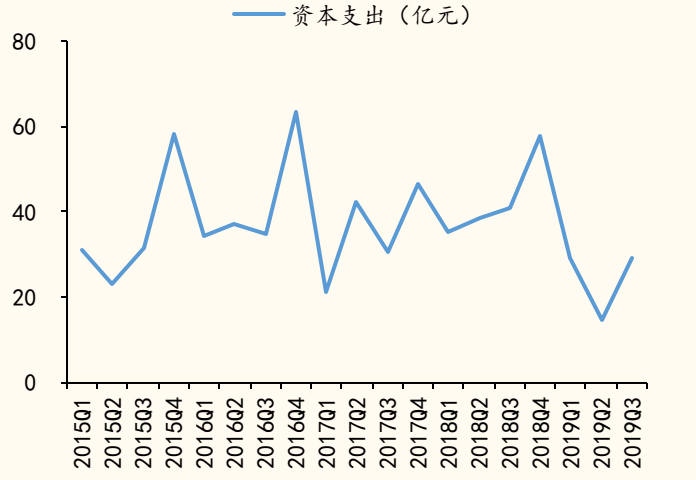
- **新建装机逐渐减少，资本支出开始下行。**近 3 年来，公司在建装机规模逐渐减小，由 2017 年的 1200 万千瓦下降至 2019 年上半年的 512 万千瓦。新建装机的减少将有力降低公司对现金的需求。3Q2019 资本支出为 72.63 亿元，较 3Q2018 的 114.56 亿元减少 41.93 亿元，大幅降低 36.60%。目前公司资本支出高峰期已经过去，预计未来三年将保持减少趋势。

图表 55：近三年公司在建装机（MW）



来源：wind，国金证券研究所

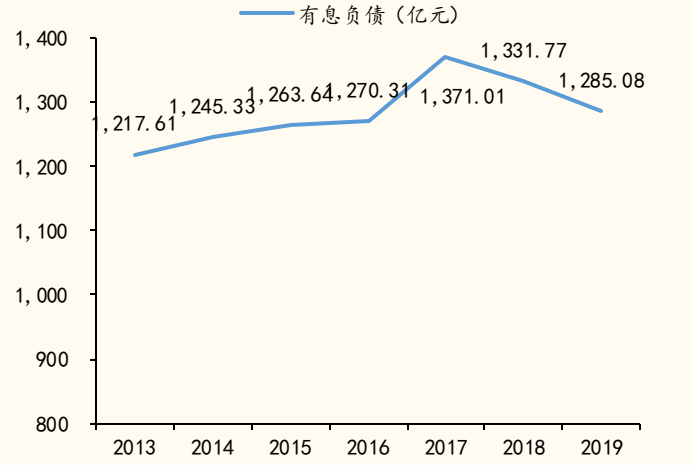
图表 56：公司资本支出开始下行



来源：wind，国金证券研究所

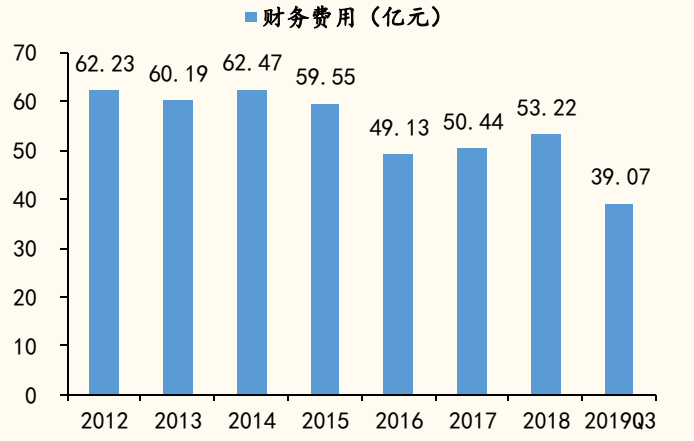
- **有息负债进入下降周期，财务费用有望持续下降。**公司资本支出金额开始减少，进而现金流压力变小，开始降低有息负债规模。2017 年公司有息负债到达最高点为 1371 亿元，随后降至 2019 年 9 月底的 1285 亿元，较最高点降低 86 亿元。有息负债的降低，带来财务费用的下行。目前公司的财务费用稳定在 50 亿元左右，相较于 2015 年的 60 亿元左右降低 17%。未来有息负债持续降低的情况下，预计公司财务费用将进一步下降。

图表 57：有息负债进入下降周期



来源：wind，国金证券研究所

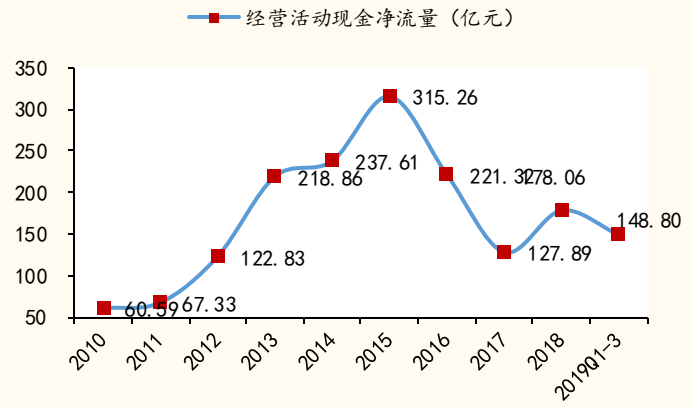
图表 58：财务费用逐年下降



来源：wind，国金证券研究所

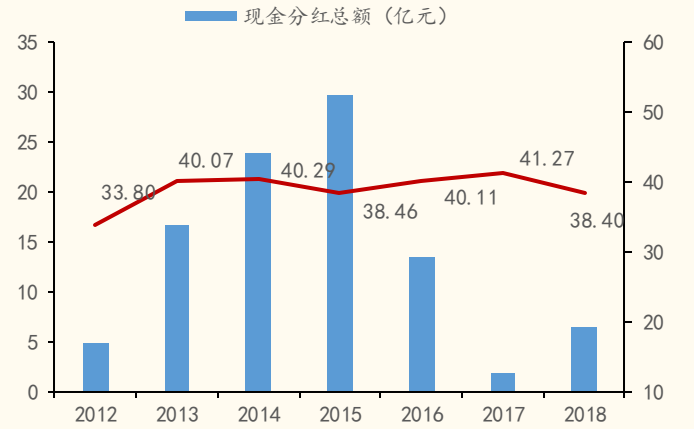
- **公司现金流压力逐渐减小。**公司经营活动产生的现金流净额 2018 年以来持续改善，进入新的上行周期。随着未来公司业绩的不断提升，资本支出逐年降低，公司现金流状况将趋于宽松。

图表 59：公司经营现金流逐渐宽松



来源：wind，国金证券研究所

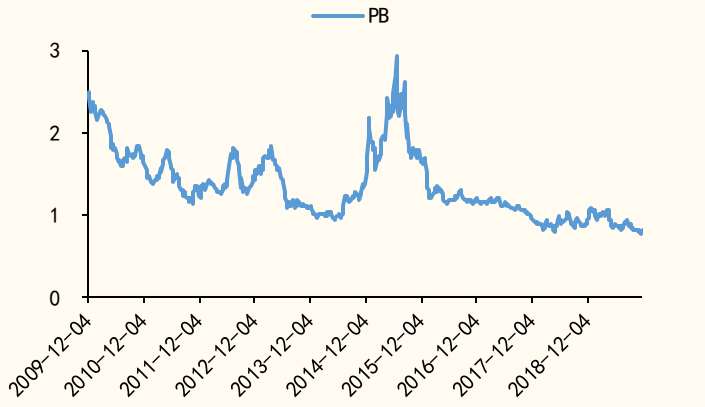
图表 60：历年分红金额及分红率



来源：wind，国金证券研究所

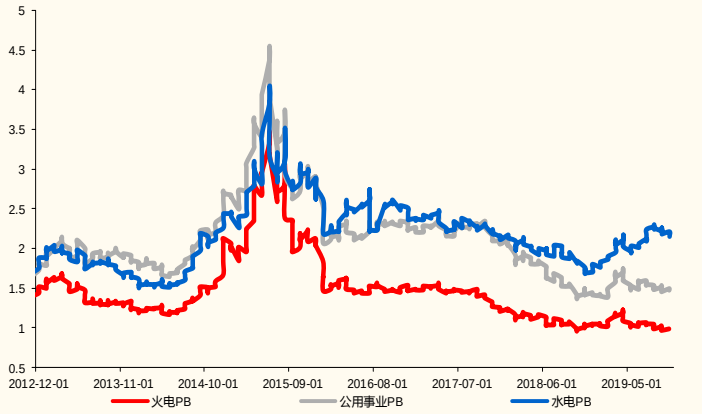
- **估值处于历史低点，价值被严重低估。**目前华电国际公司的 P/B 估值在 0.82 倍左右，处于近 10 年来的最低点水平。随着火电电价定价机制的市场化改革推行，火电行业有望回归公用事业属性，估值水平有望向公用事业的整体估值水平靠拢。目前火电板块与公用事业板块的估值水平仍有 50%的差距，未来上涨空间巨大。

图表 61：华电国际 P/B 估值目前处于近 10 年低点



来源：Wind，国金证券研究所

图表 62：火电板块 PB 持续低于公用事业、水电



来源：Wind，国金证券研究所

■ **华电国际估值处于历史低点，有望均值回归上行。**在火电公司板块中，华电国际目前的市净率仅为 0.82 倍，在 14 家火电公司中排名倒数第三。较均值 0.99 倍低 0.17 倍（17%），较中位数 0.91 倍低 0.09 倍（10%）。总体而言目前华电国际的估值水平处于较低水平，未来上涨空间较大。

图表 63：华电国际和其他火电公司的市净率对比

排名	代码	简称	收盘（元）	总市值（亿元）	市净率
1	000600.SZ	建投能源	4.83	86.54	0.7683
2	000543.SZ	皖能电力	4.68	106.09	0.8100
3	**600027.SH**	**华电国际**	**3.71**	**365.92**	**0.8223**
4	600023.SH	浙能电力	3.85	523.63	0.8302
5	600795.SH	国电电力	2.26	444.1	0.8333
6	000539.SZ	粤电力 A	4.13	216.84	0.8575
7	600578.SH	京能电力	3.04	205.1	0.8786
8	000899.SZ	赣能股份	4.68	45.66	0.9470
9	600642.SH	申能股份	5.93	291.28	1.0042
10	601991.SH	大唐发电	2.42	447.86	1.0488
11	600011.SH	华能国际	5.99	940.32	1.2147
12	600021.SH	上海电力	7.37	192.89	1.2233
13	600863.SH	内蒙华电	2.59	150.44	1.2972
14	000966.SZ	长源电力	4.68	51.87	1.3049

来源：Wind，国金证券研究所　注：使用 2019-12-01 数据

七、盈利预测与投资建议

■ 基于以上分析，我们对公司未来装机容量、利用小时数、电价做出如下假设：

图表 64：公司关键经营数据预测

装机容量						
电源种类	单位	2017	2018	2019E	2020E	2021E
煤机	兆瓦	39000	40225	43235	44235	45235
燃机	兆瓦	4426.5	5118.1	6957.7	7407.7	7857.7
水电	兆瓦	1979	2123.2	2103.4	2271.4	2457.4

风电	兆瓦	3197	3427.4	3816.2	4216.2	4616.2
太阳能	兆瓦	240.75	417.3	753.6	853.6	1003.6
利用小时						
电源种类	单位	2017	2018	2019E	2020E	2021E
煤机	小时	4502	4849	4597	4529	4521
燃机	小时	1533	1603	1603	1603	1603
水电	小时	3405	3486	3400	3443	3422
风电	小时	1816	1895	1856	1875	1865
太阳能	小时	1433	1318	1376	1347	1361
发电量						
电源种类	单位	2017	2018	2019E	2020E	2021E
火电	亿千瓦时	1788.98	1958.84	2013.43	2095.90	2144.82
水电	亿千瓦时	66.7	69.25	85.66	89.08	92.73
风电	亿千瓦时	58.06	64.95	54.64	57.50	60.23
太阳能	亿千瓦时	3.45	5.5	9.26	9.87	10.74
上网电量						
电源种类	单位	2017	2018	2019E	2020E	2021E
火电	亿千瓦时	1666.33	1789.02	1842.56	1918.02	1962.80
水电	亿千瓦时	66.02	68.6	85.03	88.42	92.04
风电	亿千瓦时	57.14	63.92	53.88	56.70	59.39
太阳能	亿千瓦时	3.36	5.43	9.16	9.77	10.63
电价						
电源种类	单位	2017	2018	2019E	2020E	2021E
火电	元/兆千瓦时	342.68	357.35	372.02	368.30	368.30
水电	元/兆千瓦时	225.56	230.64	228.10	229.37	228.74
风电	元/兆千瓦时	433.74	487.23	460.48	473.86	467.17
太阳能	元/兆千瓦时	877.02	890.22	883.62	886.92	885.27

来源：wind，国金证券研究所测算

- 预计 2019-2021 年公司营收分别为 927.20、953.10、974.07 亿元，对应归母净利润分别为 35.77、44.20、55.16 亿元，对应 EPS 分别为 0.36、0.45、0.56 元。公司目前市净率为 0.80，低于火电行业平均市净率（0.99）和市净率中位数（0.91）。我们给予其目标股价 4.5 元，相当于 1 倍 PB。首次覆盖，给予“买入”评级。

图表 65：分业务毛利拆分

营业收入						
电源种类	单位	2017	2018	2019E	2020E	2021E
火电	百万元	57101.98	63930.70	68546.68	70640.70	72289.67
水电	百万元	1489.18	1582.18	1939.45	2028.12	2105.32
风电	百万元	2478.38	3114.38	2481.14	2687.00	2774.75
太阳能	百万元	294.68	483.39	809.44	866.36	940.73
供热	百万元	4025.6	4911.67	5402.84	5943.12	6537.43
售煤	百万元	12804.10	13397.10	12500.00	12000.00	11500.00
其它业务	百万元	812.92	945.65	1040.22	1144.24	1258.66
总收入	百万元	79006.84	88365.07	92719.76	95309.54	97406.56
营业成本						
项目	单位	2017	2018	2019E	2020E	2021E
燃料成本	百万元	39640.86	44980.41	43277.41	44077.13	43693.50

煤炭销售成本	百万元	12314.34	12412.74	11796.73	11324.86	10852.99
折旧及摊销	百万元	10194.11	9989.03	10823.00	11122.73	11440.13
职工薪酬	百万元	4610.75	5309.39	6902.21	7095.00	7251.10
维护、保养及检查费用	百万元	2638.30	3366.02	4039.22	4152.04	4243.40
其他生产费用	百万元	1278.44	1392.24	1500.00	1550.00	1600.00
总成本	百万元	70676.81	77449.83	78338.57	79321.76	79081.12
燃料费用	百万元	39641	44980	43277.41	44077.13	43693.50
煤电电燃料费用	百万元	35522.35	39940.07	37153.36	37010.50	36409.42
气电燃料费用	百万元	4118.65	5039.93	6124.05	7066.63	7284.07

来源：wind，国金证券研究所测算

八、风险提示

- **电价超预期下降：**我国电价市场化改革正在进行中，我们预计 2020 年全国火电综合电价将下降 1-1.5%。若局部地区供需格局恶化，电价出现超预期下降，将影响公司营业收入水平。
- **山东省外来电量超过预期：**山东省是公司重点装机省份之一，若山东省外来电量超过预期，可能积压当地火电发电量，影响公司业绩。
- **省内核电机组提前投产：**核电装机进度比目标大约落后两年，火电因此获得一定发电量增长空间。若核电机组提前投产，可能对火电发电形成挤压，影响公司业绩。
- **经济增长不及预期：**全社会用电量与经济增速高度相关，若经济增长不及预期，在新能源等优先上网电源压力下，火电发电量将受影响。
- **全国装机增速超预期：**新能源未来补贴逐步下滑，2020 年和 2021 年预计将再次出现抢装潮。若新能源装机容量增速超过预期，将对火电形成挤压效应。
- **限售股解禁：**2020 年 7 月公司将有 11.5 亿股解禁，为公司第一大股东中国华电集团持有，占解禁后流通股比例 14.12%，占总股本比例 11.66%。解禁后公司剩余限售股数为 0。

附录：三张报表预测摘要

损益表（人民币百万元）

	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
主营业务收入	**63,346**	**79,007**	**88,365**	**92,720**	**95,310**	**97,407**
增长率		24.7%	11.8%	4.9%	2.8%	2.2%
主营业务成本	-49,034	-70,677	-77,450	-78,339	-79,322	-79,081
%销售收入	77.4%	89.5%	87.6%	84.5%	83.2%	81.2%
毛利	14,312	8,330	10,915	14,381	15,988	18,325
%销售收入	22.6%	10.5%	12.4%	15.5%	16.8%	18.8%
营业税金及附加	-991	-901	-1,112	-1,113	-1,144	-1,169
%销售收入	1.6%	1.1%	1.3%	1.2%	1.2%	1.2%
销售费用	0	0	0	0	0	0
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
管理费用	-1,716	-1,677	-1,872	-2,133	-2,287	-2,435
%销售收入	2.7%	2.1%	2.1%	2.3%	2.4%	2.5%
研发费用	0	0	0	0	0	0
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
息税前利润（EBIT）	11,605	5,752	7,932	11,136	12,557	14,721
%销售收入	18.3%	7.3%	9.0%	12.0%	13.2%	15.1%
财务费用	-4,913	-5,044	-5,322	-5,182	-5,187	-4,979
%销售收入	7.8%	6.4%	6.0%	5.6%	5.4%	5.1%
资产减值损失	-1,088	-772	-121	-482	-360	-300
公允价值变动收益	0	0	-17	12	10	10
投资收益	324	978	911	800	760	700
%税前利润	5.1%	75.4%	28.9%	12.1%	9.3%	6.9%
营业利润	5,928	1,299	3,569	6,604	8,151	10,514
营业利润率	9.4%	1.6%	4.0%	7.1%	8.6%	10.8%
营业外收支	464	-2	-413	20	35	-300
税前利润	6,391	1,298	3,156	6,624	8,186	10,214
利润率	10.1%	1.6%	3.6%	7.1%	8.6%	10.5%
所得税	-1,766	-522	-884	-1,855	-2,292	-2,860
所得税率	27.6%	40.2%	28.0%	28.0%	28.0%	28.0%
净利润	4,626	776	2,272	4,769	5,894	7,354
少数股东损益	1,281	346	576	1,193	1,474	1,838
归属于母公司的净利润	**3,344**	**430**	**1,695**	**3,577**	**4,420**	**5,516**
净利率	5.3%	0.5%	1.9%	3.9%	4.6%	5.7%

现金流量表（人民币百万元）

	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
净利润	4,626	776	2,272	4,769	5,894	7,354
少数股东损益	1,281	346	576	1,193	1,474	1,838
非现金支出	11,461	11,008	10,173	11,502	12,585	13,601
非经营收益	4,427	3,720	4,272	2,580	4,761	4,912
营运资金变动	1,598	-2,734	828	-1,324	708	626
经营活动现金净流	**22,112**	**12,770**	**17,545**	**17,528**	**23,948**	**26,493**
资本开支	-16,740	-13,913	-17,182	-13,402	-13,594	-13,078
投资	77	-745	169	-575	-521	-590
其他	1,029	571	548	800	760	700
投资活动现金净流	**-15,634**	**-14,087**	**-16,465**	**-13,176**	**-13,355**	**-12,968**
股权募资	605	509	9,479	4,895	996	1,500
债权募资	860	9,937	-4,902	4,305	-3,384	-6,751
其他	-10,843	-8,090	-6,696	-7,194	-7,405	-7,661
筹资活动现金净流	**-9,378**	**2,356**	**-2,119**	**2,006**	**-9,792**	**-12,912**
现金净流量	**-2,900**	**1,039**	**-1,040**	**6,357**	**800**	**613**

资产负债表（人民币百万元）

	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
货币资金	6,464	7,482	6,678	13,035	13,836	14,449
应收款项	8,926	12,020	12,580	12,729	13,085	13,373
存货	2,737	2,871	3,441	3,166	3,206	3,196
其他流动资产	2,933	2,678	2,960	2,913	2,867	2,956
流动资产	21,061	25,052	25,659	31,844	32,994	33,974
%总资产	10.0%	11.6%	11.4%	13.3%	13.7%	14.0%
长期投资	9,892	11,217	11,618	12,155	12,586	13,076
固定资产	161,658	162,583	169,439	172,312	173,020	171,668
%总资产	76.9%	75.2%	75.3%	72.2%	71.7%	70.9%
无形资产	14,840	14,533	14,896	14,553	14,960	15,460
非流动资产	189,051	191,227	199,366	206,740	208,386	208,235
%总资产	90.0%	88.4%	88.6%	86.7%	86.3%	86.0%
资产总计	**210,112**	**216,279**	**225,026**	**238,584**	**241,379**	**242,208**
短期借款	25,605	48,414	40,611	44,518	36,334	24,022
应付款项	27,853	24,568	24,412	22,938	23,234	23,173
其他流动负债	20,696	7,335	10,510	11,380	13,140	15,133
流动负债	74,154	80,317	75,534	78,836	72,708	62,328
长期贷款	59,694	62,209	66,683	71,903	73,903	76,503
其他长期负债	19,829	18,331	16,210	13,238	15,040	17,001
负债	153,677	160,857	158,426	163,977	161,650	155,832
普通股股东权益	42,619	41,759	52,031	58,845	62,494	67,303
其中：股本	9,863	9,863	9,863	9,863	9,863	9,863
未分配利润	16,548	15,489	16,557	18,703	21,355	24,665
少数股东权益	13,815	13,663	14,569	15,761	17,235	19,073
负债股东权益合计	**210,112**	**216,279**	**225,026**	**238,584**	**241,379**	**242,208**

比率分析

	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
每股指标						
每股收益	0.339	0.044	0.172	0.363	0.448	0.559
每股净资产	4.321	4.234	5.275	5.966	6.336	6.824
每股经营现金净流	2.242	1.295	1.779	1.777	2.428	2.686
每股股利	0.136	0.018	0.066	0.145	0.179	0.224
回报率						
净资产收益率	7.85%	1.03%	3.26%	6.08%	7.07%	8.20%
总资产收益率	1.59%	0.20%	0.75%	1.50%	1.83%	2.28%
投入资本收益率	5.42%	1.93%	3.12%	4.02%	4.53%	5.36%
增长率						
主营业务收入增长率	-10.80%	24.72%	11.84%	4.93%	2.79%	2.20%
EBIT 增长率	-44.99%	-50.43%	37.90%	40.40%	12.76%	17.24%
净利润增长率	-56.53%	-87.14%	294.16%	110.96%	23.57%	24.81%
总资产增长率	1.67%	2.93%	4.04%	6.02%	1.17%	0.34%
资产管理能力						
应收账款周转天数	40.3	35.2	38.6	38.0	38.0	38.0
存货周转天数	17.8	14.5	14.9	14.9	14.9	14.9
应付账款周转天数	124.0	90.8	83.2	80.0	80.0	80.0
固定资产周转天数	803.2	641.6	590.6	612.3	610.9	604.9
偿债能力						
净负债/股东权益	159.28%	204.25%	162.30%	149.67%	132.74%	112.03%
EBIT 利息保障倍数	2.4	1.1	1.5	2.1	2.4	3.0
资产负债率	73.14%	74.37%	70.40%	68.73%	66.97%	64.34%

来源：公司年报、国金证券研究所

市场中相关报告评级比率分析

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
买入	0	1	3	10	25
增持	0	0	0	5	11
中性	0	0	0	0	2
减持	0	0	0	0	0
评分	**0.00**	**1.00**	**1.00**	**1.33**	**1.39**

来源：朝阳永续

市场中相关报告评级比率分析说明：

市场中相关报告投资建议为“买入”得 1 分，为“增持”得 2 分，为“中性”得 3 分，为“减持”得 4 分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 =买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性
3.01~4.0=减持

投资评级的说明：

买入：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 15%以上；
增持：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 5%—15%；
中性：预期未来 6—12 个月内变动幅度在 -5%—5%；
减持：预期未来 6—12 个月内下跌幅度在 5%以上。

特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券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，对由于该等问题产生的一切责任，国金证券不作出任何担保。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，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整。

本报告中的信息、意见等均仅供参考，不作为或被视为出售及购买证券或其他投资标的邀请或要约。客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券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多种金融服务。

本报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，且收件人亦不会因为收到本报告而成为国金证券的客户。

根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级(含 C3 级）的投资者使用；非国金证券 C3 级以上(含 C3 级）的投资者擅自使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

此报告仅限于中国大陆使用。

上海

电话：021-60753903

传真：021-61038200

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号
紫竹国际大厦 7 楼

北京

电话：010-66216979

传真：010-66216793

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100053

地址：中国北京西城区长椿街 3 号 4 层

深圳

电话：0755-83831378

传真：0755-83830558

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：中国深圳福田区深南大道 4001 号
时代金融中心 7GH