

供需格局良好+煤炭价格有望下行,安徽省火电龙头再起航

买入 (首次)

2019年02月24日

证券分析师 刘博

执业证号: S0600518070002

liub@dwzq.com.cn

盈利预测预估值	2017A	2018E	2019E	2020E
营业收入 (百万元)	12,207	14,544	16,160	15,804
同比 (%)	14.8%	19.1%	11.1%	-2.2%
归母净利润 (百万元)	132	523	972	1,185
同比 (%)	-85.1%	296.4%	85.7%	21.9%
每股收益 (元/股)	0.07	0.29	0.54	0.66
P/E (倍)	74.14	17.90	9.61	7.86

投资要点

■ **皖能集团旗下电力板块专业化管理平台。**公司控股火电装机容量为 693 万千瓦;近年来业绩波动较大,主要是受到上网电价、发电小时数和煤炭价格三因素的影响:1) 2012 年以来,上网电价下调次数多、上调次数少,目前处于较低水平;2) 火电入网的优先级低于其他电源,发电小时数在 2012-2016 年持续下降;3) 供给侧改革叠加能源需求拉动,动力煤价格处于 2013 年以来的高点。

■ **内生增长一:安徽省电力供需格局好,2019 年公司发电小时数有望继续上升。**2018 年安徽省全社会用电量为 2135.1 亿千瓦时,同比增长 11.1%,显著高于 8.5% 的全局平均水平;火电利用小时数为 5005 小时,相比 2017 年大幅提升 410 个小时。展望 2019 年,1) 要实现安徽省能源发展“十三五”规划目标,2019、2020 年安徽省用电量复合增速至少为 7.12% 以上;2) “十三五”以来安徽省燃煤火电项目建设明显放缓,仅完成规划目标的 54.74%,未来 3 年内供给增量极为有限;3) 安徽省火电利用小时数始终高于全国平均水平,2018 年火电利用小时增长数 410 个小时相比全国平均水平 (143 小时) 大幅提升 186.71%;因此,预计 2019 年安徽省良好的电力供需格局仍将维持,预计火电利用小时数相比 2018 年仍有望增长。

■ **内生增长二:煤炭价格处于历史高点,价格中枢大概率下移降低公司发电成本。**1) 煤炭行业供给:联合试运转利用率提升+晋陕蒙三省在建产能投运+表外在建投产,预计 2019 年煤炭产量增量合计 0.79 亿吨,将进出口考虑在内后,预计产量增量约为 0.69 亿吨。2) 煤炭行业需求:2019 年测算行业需求为 40.21 亿吨,增速为 1.62%,其中火电耗煤占比 54.56%。3) 不考虑库存波动下的供需缺口值为 5740 万吨,相比 2018 年 (6097 万吨) 有所缩小,供需形势相比 2018 年略有宽松;目前北方港口和下游电厂的高库存有助于加剧煤价下行趋势。4) 安徽省平均电煤价格指数高于全国平均水平,假设煤价下跌 10 元/吨,则有望增加净利润 0.71 亿元,占比 2018 年业绩 (取中值 5.30 亿) 为 13.40%。

■ **外延扩张:神皖能源优质资产注入。**现金+股份收购大股东旗下神皖能源 49% 股权,收购完成后为公司增加权益装机规模 290.08 万千瓦,占比公司原有权益装机规模为 44%。煤炭成本低+发电小时数多,神皖能源盈利能力强于皖能电力,注入后有望增厚公司 ROE 水平。

■ **盈利预测与投资评级:**预计 2018-2020 年公司归母净利润分别为 5.23、9.72、11.85 亿元;EPS 分别为 0.29、0.54、0.66 元,对应 PE 分别为 18、10、8 倍,首次给予公司“买入”评级。

■ **风险提示:**经济下行降低用电需求、煤炭价格上行、上网电价下调等

股价走势



市场数据

收盘价(元)	5.19
一年最低/最高价	3.75/5.42
市净率(倍)	0.97
流通 A 股市值(百万元)	9292.16

基础数据

每股净资产(元)	5.36
资产负债率(%)	48.60
总股本(百万股)	1790.40
流通 A 股(百万股)	1790.40

相关研究

内容目录

1. 公司简介：皖能集团旗下电力板块专业化管理平台	5
2. 内生增长一：安徽省电力供需格局好，2019 年公司发电小时数有望继续上升	11
2.1. 需求：用电量增速为东部第一，未来 2 年复合增速为 7% 以上	12
2.2. 供给：火电装机增速显著放缓，短期内供给增量极为有限	14
2.3. 良好供需格局仍将维持，2019 年火电利用小时数有望继续增长	14
3. 内生增长二：煤炭价格处于历史高点，价格中枢大概率下移降低公司发电成本	15
3.1. 煤炭供给一：预计 2019 年煤炭产量增量合计 0.79 亿吨	16
3.2. 煤炭供给二：进口有望回落至 2.7 亿吨以下，出口值影响有限	17
3.3. 煤炭供给三：固定资产投资+资本开支乏力，未来新增产能有限	18
3.4. 煤炭需求：预计 2019 年增速为 1.62%，其中火电占比为 55%	19
3.5. 社会库存：港口和电厂库存显著提升，短期可能加剧煤价波动	21
3.6. 煤电价格指数高于全国水平，煤价下跌有望显著增厚业绩	22
4. 外延扩张：神皖能源优质资产注入，将显著提升公司 ROE 水平	23
5. 市场化交易电量占比逐步提升，预计对公司电价影响有限	26
6. 盈利预测与估值	26
7. 风险提示	28

图表目录

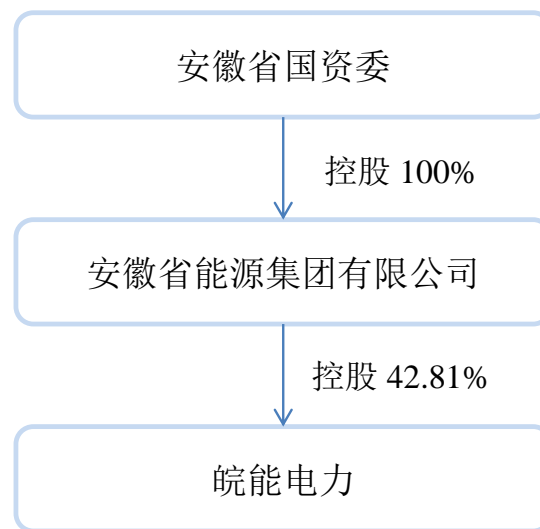
图 1: 公司是皖能集团旗下电力板块专业化管理平台	5
图 2: 13-18Q3 公司营收和净利润表现 (百万)	7
图 3: 13-18Q3 公司业务的毛利率和净利率情况 (%)	7
图 4: 13-18H1 分业务营收和增速情况 (百万)	7
图 5: 13-18H1 电力和煤炭业务的毛利率情况 (%)	7
图 6: 火电装机增速低于总装机增速 (万千瓦)	10
图 7: 12-16 年火电利用小时数持续下降 (小时)	10
图 8: 动力煤价格处于近年来高点 (元/吨)	11
图 9: 动力煤年均价格处于近年来高点 (元/吨)	11
图 10: 2017 年火电行业 ROE 降至历史低点 (%)	11
图 11: 2016 年开始煤炭行业 ROE 显著提升 (%)	11
图 12: 2009-2018 年全社会电量情况 (亿千瓦时)	12
图 13: 09-18 年各类型发电设备利用小时数 (小时)	12
图 14: 2011-2018 年安徽省用电量情况 (亿千瓦时)	13
图 15: 安徽火电利用小时数高于全国水平 (小时)	13
图 16: 2018 年安徽省用电量增速在全国排名第 6 (%)	13
图 17: 预计 2019 年用电量增速为 6.07% (亿千瓦时)	15
图 18: 预计 2019 年火电装机增速为 2% (万千瓦)	15
图 19: 2011-2018 年安徽省火电装机 (万千瓦)	15
图 20: 安徽火电利用小时数有望持续增长 (小时)	15
图 21: 煤炭出口增速变化较大但绝对值较小 (万吨)	18
图 22: 2018 年动力煤进口同比波动较大 (吨)	18
图 23: 行业固定资产投资完成额同比增速较低 (%)	19
图 24: 2017 年以来资本支出/营收逐渐下降 (%)	19
图 25: 国有重点煤矿库存情况 (万吨)	21
图 26: 北方和长江重点港口煤炭库存情况 (万吨)	21
图 27: 6 大发电集团煤炭库存处于高位 (万吨)	21
图 28: 社会库存从 18 年下半年以来逐步提升 (万吨)	21
图 29: 安徽省电煤价格指数显著高于全国平均水平 (%)	22
图 30: 神皖能源的股权结构	23
图 31: 煤炭采购成本低于安徽省平均水平 (元/吨)	25
图 32: 火电利用小时数高于安徽省平均水平 (小时)	25
图 33: 神皖能源毛利率和净利率情况 (%)	25
图 34: 神皖能源 ROE 水平高于皖能电力 (%)	25
表 1: 截至 2018 年年底, 公司控股火电装机容量为 693 万千瓦	5
表 2: 除了控股火电机组以外, 公司还参股火电、风电和核电资产 (万千瓦)	6
表 3: 2012 年以来, 上网电价经历 3 次下调 1 次上调	9
表 4: 2017 年上调标杆燃煤电价后, 电价仍处于相对较低水平 (元/千瓦时)	9
表 5: 截至 2018 年 6 月底表外产能情况 (亿吨)	16
表 6: 截至 2018 年 6 月底晋陕蒙三省在建及已进入联合试运转产能情况 (万吨/年)	17

表 7: 2018 年分月进口量数据以及政策 (万吨)	18
表 8: 2019 年煤炭供需平衡表 (万吨)	20
表 9: 神皖能源拥有的火电资产 (万千瓦)	24
表 10: 公司与 A 股部分火电行业标的的估值比较	27

1. 公司简介：皖能集团旗下电力板块专业化管理平台

皖能电力是经安徽省人民政府批准，由安徽省能源集团有限公司作为唯一发起人，按照社会募集方式设立的股份有限公司，其作为皖能集团的电力板块专业化管理公司，于 1993 年在深交所挂牌上市，目前安徽省能源集团有限公司持有公司股份 7.66 亿股，持股比例为 42.81%。

图 1：公司是皖能集团旗下电力板块专业化管理平台



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

控股火电装机容量为 693 万千瓦。公司主营业务为电力、节能及相关项目投资、经营；以及与电力建设相关的原材料开发，高新技术和出口创汇项目开发、投资、经营；其中公司的电力业务以燃煤火力发电为主，同时涉及核电、风电、供热等能源项目。截至 2018 年年底，公司控股装机容量为 693 万千瓦，占比安徽省省调火电总装机容量超过 20%，其中 60 万千瓦及以上机组占比公司总装机容量接近 65%，是安徽省最大的发电集团；子公司安徽省售电开发投资有限公司系安徽最大的售电公司。

表 1：截至 2018 年年底，公司控股火电装机容量为 693 万千瓦

火电资产	装机规模	持股比例	权益装机
临涣中利 1 号、2 号机组	64	51%	32.64
皖能马鞍山	132	51%	67.32

皖能合肥 5 号、6 号	126	51%	64.26
皖能铜陵 3 号、5 号、6 号	237	51%	120.87
钱营孜	70	50%	35.00
淮北国安 1 号、2 号机组	64	40%	25.60
控股合计	693		346

数据来源：公司公告，东吴证券研究所

2018 年上半年发电量占比全省为 17.1%。除了控股火电机组以外，公司还参股阜阳华润（持股比例 40%）、国投利辛（持股比例 45%）、淮南洛能（持股比例 46%）、淮北平山（持股比例 25%）等，并积极布局风电和核电业务，在手风电权益容量 11.22 万千瓦，核电权益容量 5.20 万千瓦。根据公司半年报，2018 年上半年公司完成发电量 136.2 亿千瓦时，同比增长 12.5%，占比全省发电量为 17.1%。

表 2：除了控股火电机组以外，公司还参股火电、风电和核电资产（万千瓦）

火电	装机规模	持股比例	权益装机	所在地区
阜阳华润	128	40%	51.20	安徽阜阳
国投利辛	200	45%	90.00	安徽亳州
临涣中利二期	60	50%	30.00	安徽淮北
淮南洛能	190	46%	87.40	安徽淮南
淮北平山	132	25%	33.00	安徽淮北
风电				
宿松风电	4.95	49%	2.43	安徽宿松
诉讼百子洲风电（二期）	4.95	49%	2.43	安徽宿松
太湖徐桥风电	4.6	49%	2.25	安徽太湖
寿县团山风电	3.6	49%	1.76	安徽寿县
望江风电	4.8	49%	2.35	安徽望江
核电				
秦山核电	260	2%	5.20	浙江嘉兴

数据来源：公司公告，东吴证券研究所

电力业务占据绝对主导位置，受多因素影响近年来业绩波动较大：2014-2018Q3 年，公司主营收入分别为 128.66、112.98、106.33、122.07、95.32 亿，增速分别为 2.38%、-12.19%、-5.88%、14.80%、11.86%；归母净利润分别为 9.28、11.55、8.89、1.32、3.01 亿，增速分别为 -15.33%、24.45%、-23.02%、-85.15%、198.95%。与公司营收、归母净利润增速相对应，2013-2018Q3 公司的毛利率和净利率水平波动也较大，毛利率分别为

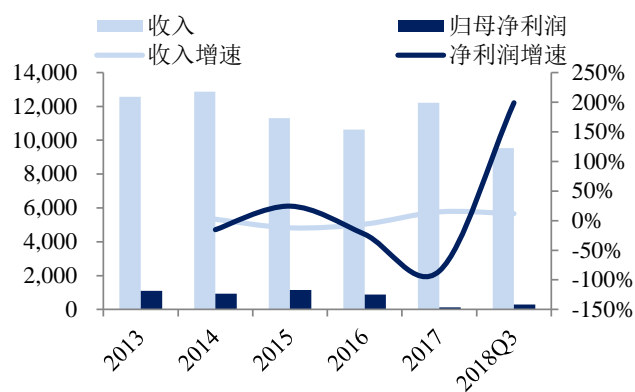
20.07%、19.52%、22.95%、11.80%、3.44%、5.84%，净利率分别为 15.10%、12.69%、17.53%、11.46%、0.65%、3.78%。其中分业务来看：

电力业务：2014-2018H1 营收分别为 102.71、89.30、75.36、81.61、41.89 亿，同比增速分别为-3.51%、-13.06%、-15.61%、8.30%、16.41%，占比营收总额分别为 79.83%、79.05%、70.87%、66.85%、71.43%，虽然近年来占比公司营收总额有所降低，但是仍然是公司的支柱业务；毛利率分别为 22.20%、26.91%、14.14%、2.64%、3.33%，2018 年以来毛利率触底回升。

煤炭业务：2014-2018H1 营收分别为 22.64、20.48、26.91、36.19、14.55 亿，同比增速分别为 49.26%、-9.58%、31.39%、34.50%、-5.87%，占比营收总额分别为 17.60%、18.13%、25.30%、29.64%、24.81%，在公司业务中占比份额较为稳定；毛利率分别为 0.87%、1.00%、0.84%、1.32%、0.76%。

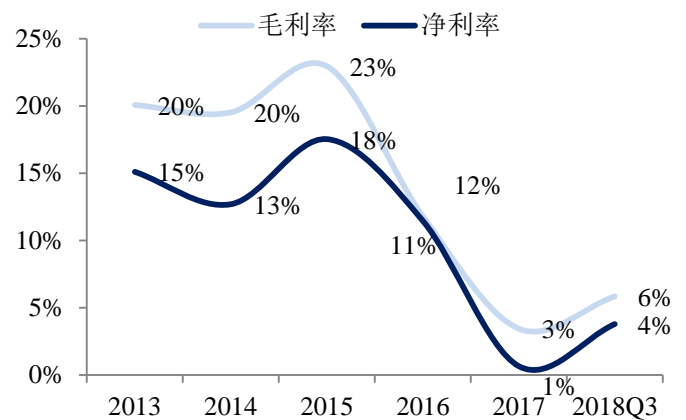
其他业务：主要包括装卸航运、供热和其他业务等，2014-2018H1 营收分别为 3.30、3.20、4.07、4.27、2.21 亿，同比增速分别为-18.57%、-3.18%、27.30%、5.01%、1.68%，占比营收总额分别为 2.57%、2.83%、3.83%、3.50%、2.32%，在收入份额中占比较小。

图 2：13-18Q3 公司营收和净利润表现（百万）



数据来源：Wind 资讯，东吴证券研究所

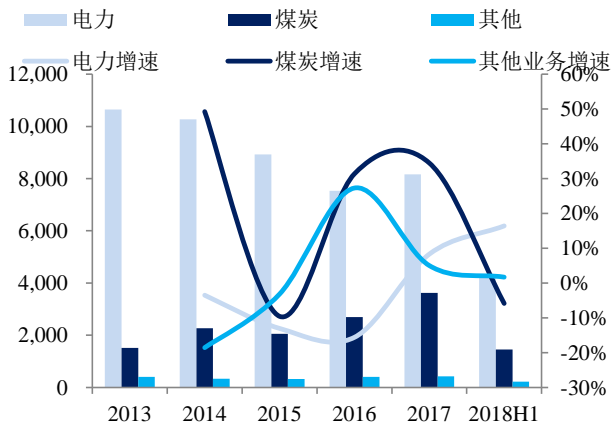
图 3：13-18Q3 公司业务的毛利率和净利率情况（%）



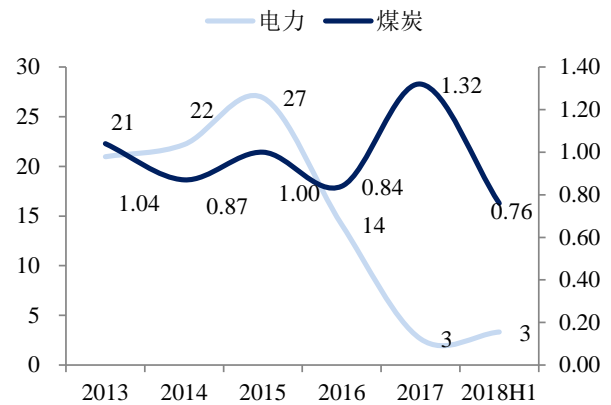
数据来源：Wind 资讯，东吴证券研究所

图 4：13-18H1 分业务营收和增速情况（百万）

图 5：13-18H1 电力和煤炭业务的毛利率情况（%）



数据来源：Wind 资讯，东吴证券研究所



数据来源：Wind 资讯，东吴证券研究所

公司业绩波动的主要原因来自于上网电价、发电小时数和煤炭价格的波动。

1) 2012 年以来，上网电价下调次数多、上调次数少，目前处于较低水平。根据我们的梳理，2012 年以来，火电上网电价共经历 4 轮调整（1 轮上调、3 轮下调）：

2014 年 8 月 20 日下调电价：发改委发布《关于进一步疏导环保电价矛盾的通知》，要求降低有关省（自治区、直辖市）燃煤发电企业脱硫标杆上网电价，对脱硝、除尘排放达标并经环保部门验收合格的燃煤发电企业，电网企业自验收合格之日起分别支付脱硝、除尘电价每千瓦时 1 分线和 0.2 分线。

2015 年 4 月 20 日下调电价：发改委发布《关于降低燃煤发电上网电价和工商业用电价格的通知》，要求全国燃煤发电上网电价平均每千瓦时下调约 2 分线；全国工商业用电价格平均每千瓦时下调约 1.8 分线。

2015 年 12 月 27 日下调电价：发改委发布《关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》，要求从 2016 年 1 月 1 日起下调燃煤发电上网电价，全国平均每千瓦时降低约 3 分线，降价金额重点用于同幅度降低一般工商业销售电价、支持燃煤电厂超低排放改造和可再生能源发展等。

2017 年 6 月 28 日上调电价：发改委发布《关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知》，要求自 2017 年 7 月 1 日起，取消向发电企业征收的工业企业结构调整专项基金，将国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准降低 25%，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆上网电价，缓解燃煤发电企业经营困难。

根据公司公告，2017 年上调燃煤标杆电价后，公司目前在运营燃煤机组上网电价基本为 0.3844 元/千瓦时（皖能合肥#1 机组为 0.3574 元/千瓦时），在煤炭价格持续上涨，且降成本目标下地方政府要求发电企业让利于用电企业的形势下，目前上网电价仍处于

相对较低水平。

表 3：2012 年以来，上网电价经历 3 次下调 1 次上调

时间	政策	部门	内容	方向
2011.4		国家发改委	上调部分亏损严重火电企业上网电价，调价幅度视亏损程度不等。其中煤电价格严重倒挂的山西上调上网电价 0.026 元/千瓦时，河南上调上网电价 0.015 元/千瓦时，全国有 11 个省份的上网电价上调在 0.01 元/千瓦时以上。暂不调居民电价。	上调
2011.6		国家发改委	全国 15 省市上调销售电价，平均每度电上调 1.67 分，其中最高是山西，销售电价每度电上升 2.4 分，最低的是四川，每度电上调 0.4 分。	上调
2011.11		国家发改委	12 月 1 日起上调销售电价和上网电价，其中销售电价全国平均每千瓦时 3 分钱，上网电价对煤电企业上涨每千瓦时 2.6 分，所有发电企业平均起来是 2.5 分。	上调
2014.8	《关于进一步疏导环保电价矛盾的通知》	国家发改委	降低有关省（自治区、直辖市）燃煤发电企业脱硫标杆上网电价，对脱硝、除尘排放达标并经环保部门验收合格的燃煤发电企业，电网企业自验收合格之日起分别支付脱硝、除尘电价每千瓦时 1 分钱和 0.2 分钱。	下调
2015.4	《关于降低燃煤发电上网电价和工商业用电价格的通知》	国家发改委	全国燃煤发电上网电价平均每千瓦时下调约 2 分钱；全国工商业用电价格平均每千瓦时下调约 1.8 分钱。	下调
2015.12	国务院常务会议	国务院、能源局、国家发改委	从 2016 年 1 月 1 日起下调燃煤发电上网电价，全国平均每千瓦时降低约 3 分钱，降价金额重点用于同幅度降低一般工商业销售电价、支持燃煤电厂超低排放改造和可再生能源发展等。	下调
2017.6	《关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知》	国家发改委	自 2017 年 7 月 1 日起，取消向发电企业征收的工业企业结构调整专项资金，将国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准各降低 25%，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆电价，缓解燃煤发电企业经营困难。	上调

数据来源：发改委、能源局、东吴证券研究所

表 4：2017 年上调标杆燃煤电价后，电价仍处于相对较低水平（元/千瓦时）

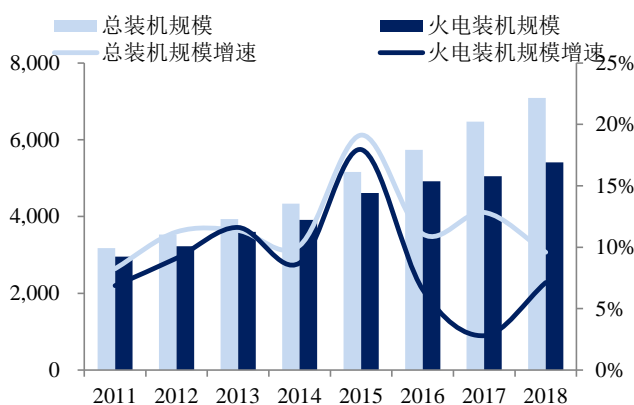
电厂名称	调整前脱硫上网电价	调整后脱硫上网电价
皖能铜陵发电有限公司#6	0.3693	0.3844

皖能铜陵发电有限公司#5	0.3693	0.3844
皖能铜陵发电有限公司#4	0.3693	0.3844
皖能铜陵发电有限公司#3	0.3693	0.3844
皖能合肥发电有限公司#6	0.3693	0.3844
皖能合肥发电有限公司#5	0.3693	0.3844
皖能合肥发电有限公司#1	0.4323	0.3574
皖能马鞍山发电有限公司 #1、#2	0.3693	0.3844
临涣中利发电有限公司 #1、#2	0.3693	0.3844
淮北国安电力有限责任公 司	0.3693	0.3844

数据来源：公司公告，东吴证券研究所

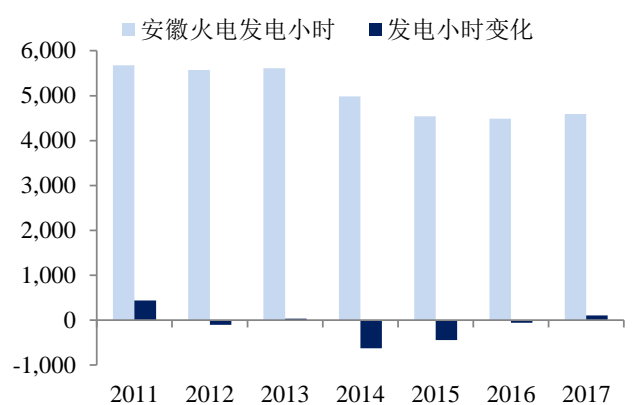
2) 火电入网的优先级低于其他电源，发电小时数在 2012-2016 年持续下降。 2011-2018 年，安徽省发电装机容量从 0.32 亿千瓦上升至 0.71 亿千瓦，CAGR 为 12.16%；同期火电装机容量从 0.28 亿千瓦上升至 0.54 亿千瓦，CAGR 仅为 9.04%，火电装机容量增速显著低于总体装机容量增速；同时，考虑到火电入网的优先级低于其他电源，因此 2011-2016 年，火电发电小时数从 5674 小时下降至 4487 小时，降幅为 23.48%。

图 6：火电装机增速低于总装机增速（万千瓦）



数据来源：Wind 资讯，东吴证券研究所

图 7：12-16 年火电利用小时数持续下降（小时）

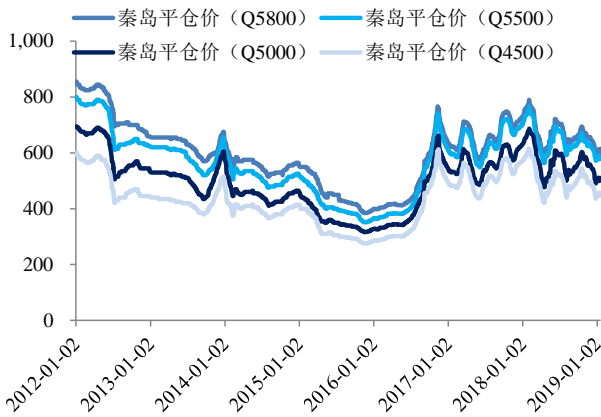


数据来源：Wind 资讯，东吴证券研究所

3) 供给侧改革叠加能源需求拉动，动力煤价格处于 2013 年以来的高点。 2016 年以来，在供给侧改革和能源需求拉动的情况下，煤炭行业化解过剩产能任务基本完成，产业集中度和规模进一步提高，煤炭价格大幅上升，煤炭企业盈利能力显著增强，2015-2017 年，煤炭行业 ROE（平均（整体法））分别为 1.70%、6.09%、12.88%，2018

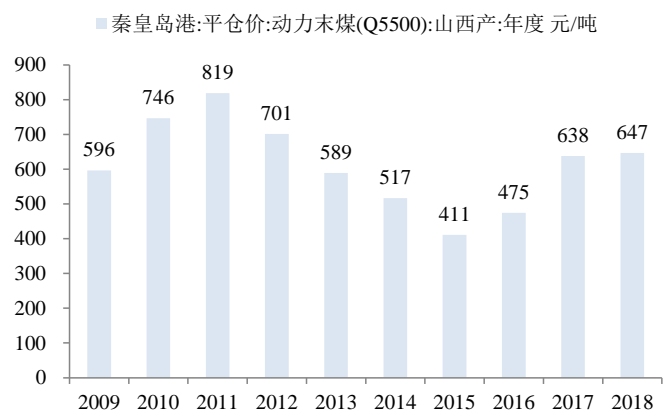
年前三季度 ROE 为 10.44%，盈利能力达到近年来高点。

图 8：动力煤价格处于近年来高点（元/吨）



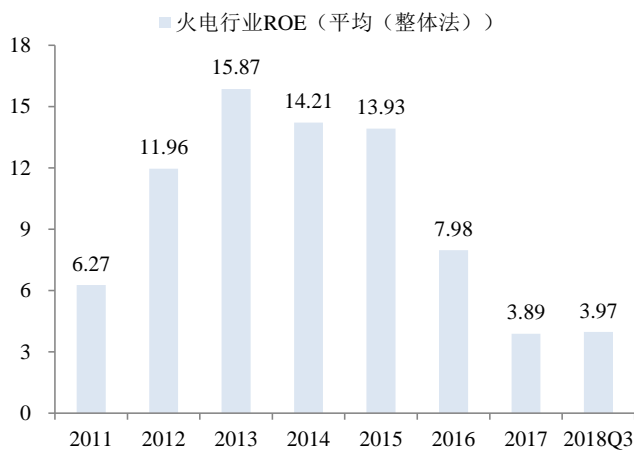
数据来源：Wind 资讯，东吴证券研究所

图 9：动力煤年均价格处于近年来高点（元/吨）



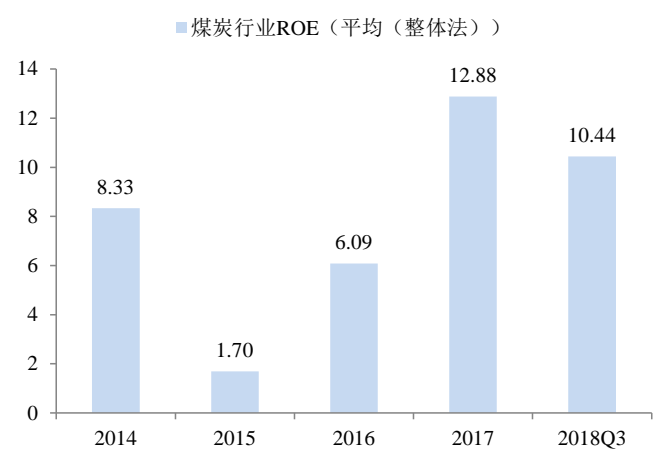
数据来源：Wind 资讯，东吴证券研究所

图 10：2017 年火电行业 ROE 降至历史低点（%）



数据来源：Wind 资讯，东吴证券研究所

图 11：2016 年开始煤炭行业 ROE 显著提升（%）



数据来源：Wind 资讯，东吴证券研究所

2. 内生增长一：安徽省电力供需格局好，2019 年公司发电小时数有望继续上升

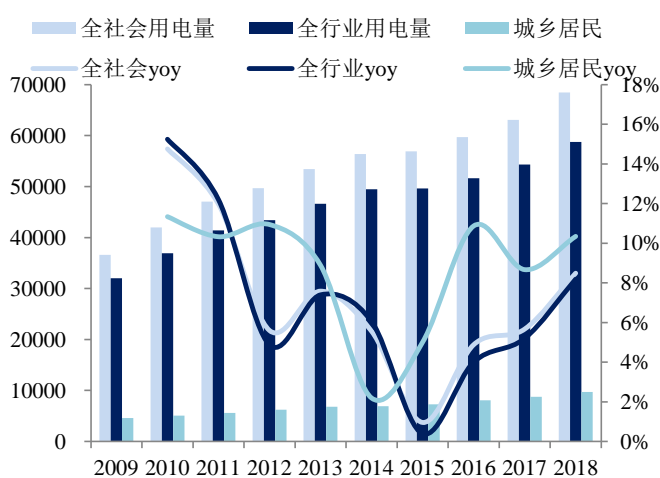
2018 年安徽省全社会用电量为 2135.1 亿千瓦时，同比增长 11.1%，为 2014 年以来最高增速，且显著高于 8.5% 的全国用电量增速；火电利用小时数为 5005 小时，相比 2017 年（4595 小时）大幅提升 410 个小时。展望 2019 年，1) 要实现安徽省能源发展“十三五”规划目标，2019、2020 年安徽省用电量复合增速至少为 7.12% 以上；2) “十三五”

以来安徽省燃煤火电项目建设明显放缓，仅完成规划目标的 54.74%，未来 3 年内供给增量极为有限；3) 安徽省火电利用小时数始终高于全国平均水平，2018 年火电利用小时增长数 410 个小时相比全国平均水平 (143 小时) 大幅提升 186.71%；因此，预计 2019 年安徽省良好的电力供需格局仍将维持，预计火电利用小时数相比 2018 年仍有望增长。

2.1. 需求：用电量增速为东部第一，未来 2 年复合增速为 7% 以上

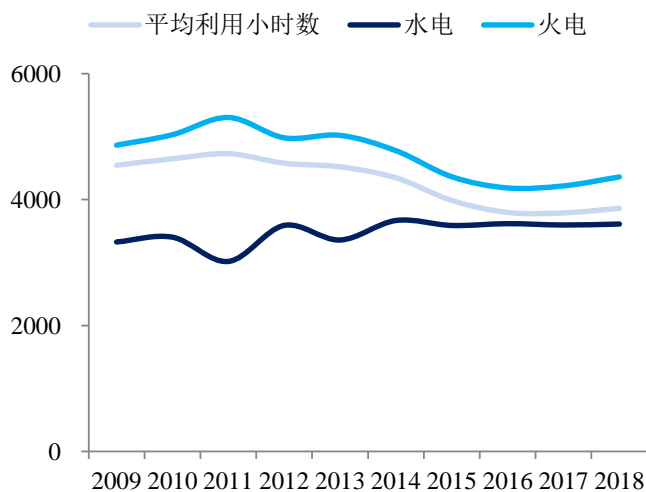
根据中电联发布的《2018-2019 年度全国电力供需形势分析预测报告》，**2018 年全国全社会用电量 6.84 万亿千瓦时，同比增长 8.5%，为 2012 年以来最高增速**；其中第一产业用电量 728 亿千瓦时、同比增长 9.8%；第二产业用电量 4.72 万亿千瓦时、同比增长 7.2%；第三产业用电量 1.08 万亿千瓦时，同比增长 12.7%；城乡居民生活用电量 9685 亿千瓦时，同比增长 10.3%。**全国发电设备平均利用小时为 3862 小时，同比提高 73 小时。其中，火电 4361 小时，提高 143 小时，相比 2017 年（提高 33 小时）显著提升。**

图 12：2009-2018 年全国全社会用电量情况（亿千瓦时）



数据来源：中电联，东吴证券研究所

图 13：09-18 年各类型发电设备利用小时数（小时）

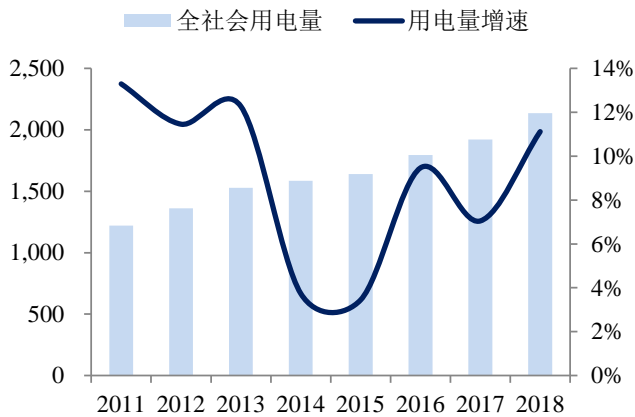


数据来源：中电联，东吴证券研究所

根据安徽省统计局发布的数据，**2018 年安徽省全社会用电量为 2135.1 亿千瓦时，同比增长 11.1%，为 2014 年以来最高增速**；其中一产用电量为 21.7 亿千瓦时，同比增长 26.2%；二产用电量为 1406.3 亿千瓦时，同比增长 8.8%；三产用电量为 341.0 亿千瓦时，同比增长 17.4%；居民生活用电量为 366.1 亿千瓦时，同比增长 14.0%。由三产用电和城乡居民用电带来的 11.1% 的用电量增速，不但高于 8.5% 的全国用电量增速，而且在所有省份中排名第 6，在整个华东地区用电增速排名第一。同样，在火电利用小时数方面，**安徽省 2018 年为 5005 小时，相比 2017 年（4595 小时）大幅提升 410 小时**；

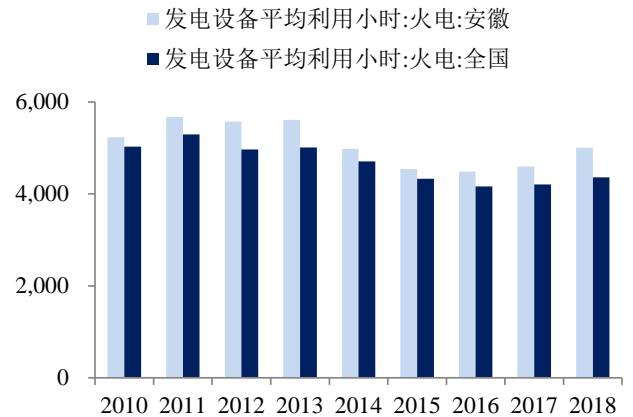
5005 小时的火电利用小时数相比全国平均水平 (4361 小时) 提升了 14.76%，增长数 410 个小时相比全国平均水平 (143 小时) 大幅提升 186.71%，电力需求的高增长和火电利用小时数的显著提升体现了目前安徽省较为良好的电力供需格局。

图 14: 2011-2018 年安徽省用电量情况 (亿千瓦时)



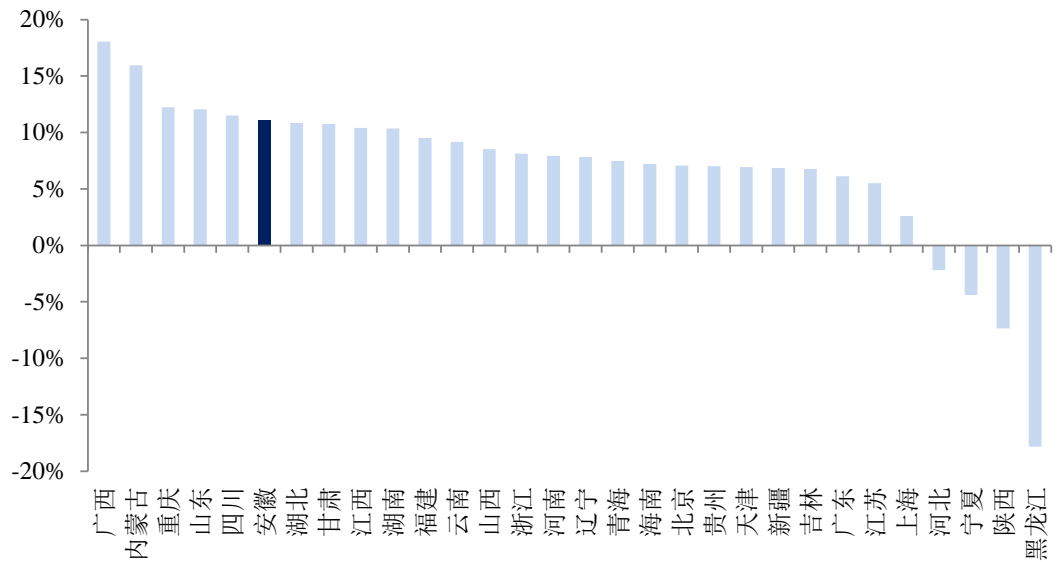
数据来源: 中电联, 东吴证券研究所

图 15: 安徽火电利用小时数高于全国水平 (小时)



数据来源: 中电联, 东吴证券研究所

图 16: 2018 年安徽省用电量增速在全国排名第 6 (%)



数据来源: 各省统计局官网, 东吴证券研究所

展望 2019 年, 根据安徽省能源局于 2018 年 12 月 20 日发布的《安徽省能源发展“十三五”规划实施监测和评估报告》, 将 2020 年全社会用电量目标由 2400 亿千瓦时上调至 2450 亿千瓦时, 以此推算 2019、2020 年安徽省用电量复合增速至少为 7.12% 以上,

未来 2 年电力需求维持较高增速是大概率事件。

2.2. 供给：火电装机增速显著放缓，短期内供给增量极为有限

火电装机增速显著低于总装机增速，且 2018 年以前增速持续下降。2011-2018 年，安徽省发电装机容量从 0.32 亿千瓦上升至 0.71 亿千瓦，CAGR 为 12.16%；同期火电装机容量从 0.28 亿千瓦上升至 0.54 亿千瓦，CAGR 仅为 9.04%，且 2015 年以来，火电装机容量增速分别为 17.95%、6.56%、2.80%、7.12%，除了 2018 年增速有所回升以外，前三年增速持续下降。

“十三五”以来，安徽省燃煤火电项目建设明显放缓。根据《安徽省能源发展“十三五”规划实施监测和评估报告》，2016—2017 年，安徽省内仅建成淮北平山电厂 2 号机、利辛板集电厂、皖能铜陵 6 号机等 5 台“十二五”结转燃煤火电机组，新增装机 331 万千瓦，完成规划目标的 24%；目前在建蚌埠电厂二期、钱营孜煤矸石、神皖庐江电厂、华电芜湖 3 号机等 7 台机组，装机 424 万千瓦；此前的规划华能巢湖电厂二期、阜阳华润电厂二期未能如期开工，大唐滁州电厂尚未核准，列入规划的煤电储备项目没有开展实质性工作。因此，即使算上即将投产的 424 万千瓦火电机组，整个“十三五”期间预计安徽省新建燃煤项目合计 755 万千瓦，仅完成规划目标的 54.74%，在新建燃煤项目全面收紧的形势下，我们预计未来 3 年内供给增量极为有限。

2.3. 良好供需格局仍将维持，2019 年火电利用小时数有望继续增长

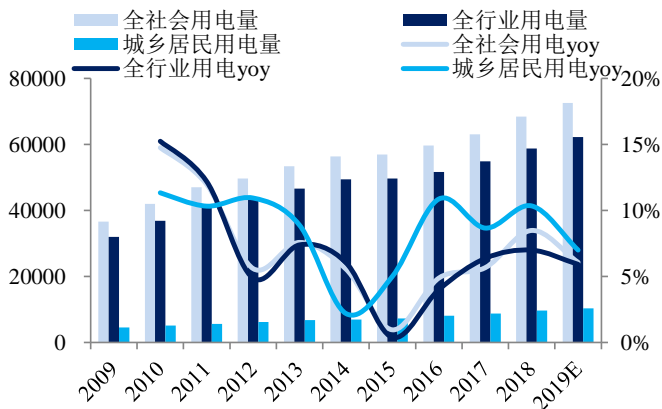
根据中电联发布的《2018-2019 年度全国电力供需形势分析预测报告》：1) 预计 2019 年全社会用电量增速将平稳回落，在平水年、没有大范围极端气温影响的情况下，预计全年全社会用电量增长 5.5% 左右。2) 预计 2019 年底全国发电装机容量约 20 亿千瓦，其中非化石能源发电装机容量合计 8.4 亿千瓦左右。3) 预计 2019 年全国火电设备利用小时 4400 小时左右。

而我们分析认为：1) 需求端：预计 2019 年全社会用电量将达到 7.26 万亿千瓦时，增速为 6.07%；2) 供给端，预计 2019 年火电装机容量将达到 11.67 亿千瓦，增速为 2%；3) 预计 2019 年火电利用小时数为 4414 小时，相比 2018 年继续提升 53 小时。（详情请见我们的行业报告《核心三因素边际变化明显，2019 年火电行业配置与弹性均值得重点关注》）

考虑到：1) 2018 年安徽省全社会用电量增速为 11.1%，显著高于 8.5% 的全国用电量增速；2) 要实现安徽省能源发展“十三五”规划目标，2019、2020 年安徽省用电量复合增速至少为 7.12% 以上；3) “十三五”以来安徽省燃煤火电项目建设明显放缓，仅完成规划目标的 54.74%，未来 3 年内供给增量极为有限；4) 安徽省火电利用小时数始

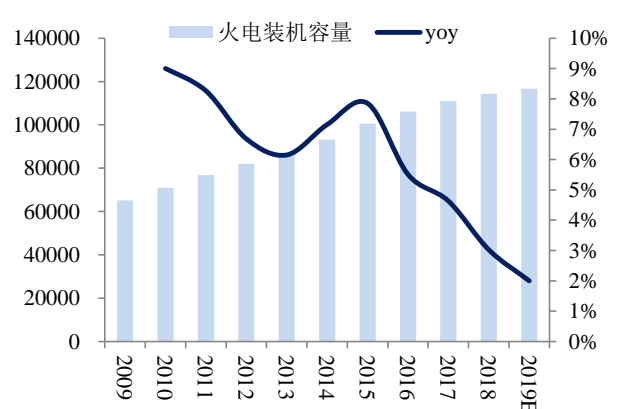
终高于全国平均水平，2018年火电利用小时增长数410个小时相比全国平均水平（143小时）大幅提升186.71%；因此，预计2019年安徽省良好的电力供需格局仍将维持，预计火电利用小时数相比2018年仍有望增长。

图 17：预计 2019 年用电量增速为 6.07%（亿千瓦时）



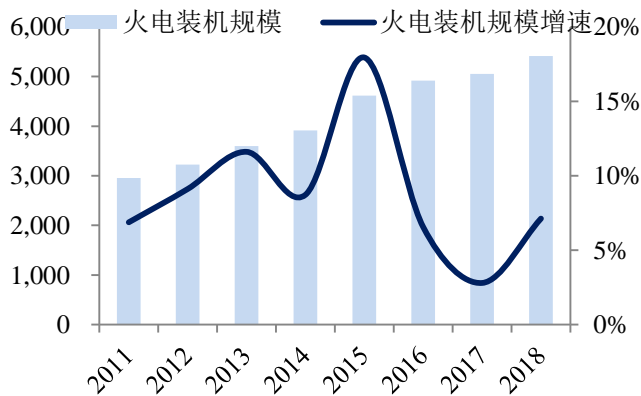
数据来源：中电联，东吴证券研究所

图 18：预计 2019 年火电装机增速为 2%（万千瓦）



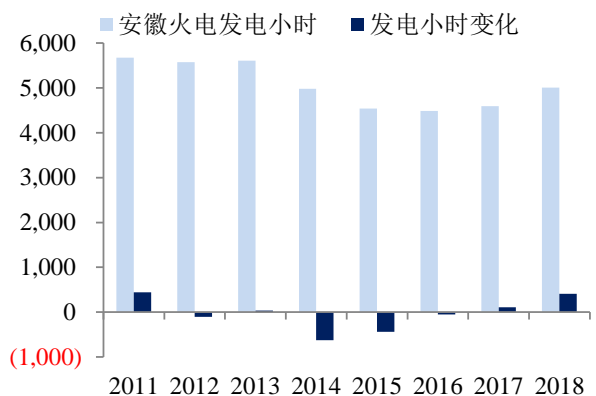
数据来源：中电联，东吴证券研究所

图 19：2011-2018 年安徽省火电装机（万千瓦）



数据来源：中电联，东吴证券研究所

图 20：安徽火电利用小时数有望持续增长（小时）



数据来源：中电联，东吴证券研究所

3. 内生增长二：煤炭价格处于历史高点，价格中枢大概率下移降低公司发电成本

根据我们的测算：1) 煤炭行业供给：联合试运转利用率提升+晋陕蒙三省在建产能投运+表外在建投产，预计2019年煤炭产量增量合计0.79亿吨，将进出口考虑在内后，预计产量增量约为0.69亿吨，但是考虑到环保政策和进出口政策存在不确定性，具体投

放节奏难以把握。2)煤炭行业需求:2019年测算行业需求值为40.21亿吨,增速为1.62%,其中火电耗煤占比为54.56%。3)不考虑库存波动下的供需缺口值(供给-需求)为5740万吨,相比2018年(6097万吨)有所缩小,供需形势相比2018年略有宽松;目前北方港口和下游电厂的高库存有助于加剧煤价下行趋势。4)安徽省平均电煤价格指数高于全国平均水平,在其他假设条件不变的前提下,如果煤价下跌10元/吨,则有望增加公司净利润0.71亿元,占比2018年业绩(取中值5.30亿)为13.40%。

3.1. 煤炭供给一: 预计2019年煤炭产量增量合计0.79亿吨

根据国家能源局和中煤协披露口径, 推测煤炭行业表外产能约为6.83亿吨。根据国家能源局的披露口径, 截至2018年6月底, 我国安全生产许可证等证照齐全的生产煤矿3816处, 合计产能34.91亿吨/年; 已核准、开工建设煤矿1138处, 合计产能为9.76亿吨/年, 其中已建成、进入联合试运转的煤矿201处, 产能3.35亿吨/年。而根据中煤协的披露口径, 截至2017年年底, 我国煤矿总产能51-52亿吨/年, 其中形成能力的有效产能39亿吨/年以上, 在建和技术改造煤矿产能12-13亿吨/年左右。我们认为, 二者披露口径的差异主要是煤炭行业存在部分表外产能, 假设中煤协的披露口径是完全的, 则可以测算出截至2018年6月底(假设中煤协披露的数据未发生变化)表外未取得齐全证照的产能合计6.83亿吨, 其中约4.09亿吨以形成有效产能、2.74亿吨在建。

表5: 截至2018年6月底表外产能情况(亿吨)

	已建成	在建	合计
中煤协口径	39.00	12.50	51.50
能源局口径	34.91	9.76	44.67
表外产能	4.09	2.74	6.83

数据来源: 国家能源局、中煤协、东吴证券研究所

联合试运转利用率提升+晋陕蒙三省在建产能投运+表外在建投产, 我们预测2019年煤炭产量增量合计0.79亿吨。2019年煤炭产量增量来自于三部分:

1) **联合试运转产能利用率提升贡献增量0.34亿吨:**根据国家能源局的公告, 截至2018年年中, 联合试运转产能约为3.35亿吨, 考虑到联合试运转产能到完全释放产能一般有6个月左右周期, 而在目前煤炭价格相对高点上煤矿释放产能的动力相对充足, 因此我们预计这部分联合试运转的产能应该在2018年已经释放完毕, 预计2019年提供产量增量上限为10%, 对应增量为0.34亿吨。

2) **晋陕蒙三省在建产能投运贡献增量0.22亿吨:**近两年来煤炭行业产量增量主要来自于晋陕蒙三省, 截至2018年年中, 三省表内生产产能合计21.83亿吨, 占比全国生

产总产能为 62.55%；其中 120 万吨/年规模以上产能合计 4.84 亿吨/年，其中已经进入联合试运转产能为 2.39 亿吨，剩余在建规模为 2.45 亿吨/年。而根据《煤炭工业发展“十三五”规划》，到 2020 年需要化解淘汰过剩落后产能 8 亿吨/年左右，而根据政府工作报告内容，煤炭行业实现 2016 年去产能 2.9 亿吨、2017 年去产能 2.5 亿吨，国家能源局要求 2018 年完成煤炭行业 1.5 亿吨去产能目标，因此，可以推测出未来两年行业去产能目标大约为 1.1 亿吨左右。用晋陕蒙三省在建产能减去未来 2 年需淘汰落后产能剩余 1.35 亿吨，假设未来 3 年均匀投放，考虑到 6 个月左右联合试运转阶段，假设每年产能利用率为 50%，对应每年产量增量为 0.22 亿吨。

表 6：截至 2018 年 6 月底晋陕蒙三省在建及已进入联合试运转产能情况（万吨/年）

	在建产能（120 万吨/年以上）	已进入联合试运转
山西	12990	3440
陕西	10810	6980
内蒙古	24590	13500
合计	48390	23920

数据来源：国家能源局，东吴证券研究所

3) **表外在建产能投运贡献增量 0.23 亿吨**：根据前文中所述，由中煤协和能源局披露口径的差异，我们可以大致推算出表外在建产能大约为 2.74 亿吨/年，考虑到部分表外产能由于生产不规范、规模较小、未达到生产标准等原因面临淘汰，假设其中有 50% 可以进入联合试运转并贡献有效增量，按照未来三年均匀投运、每年产能利用率为 50% 计算，则对应 2019 年产量增量为 0.23 亿吨。

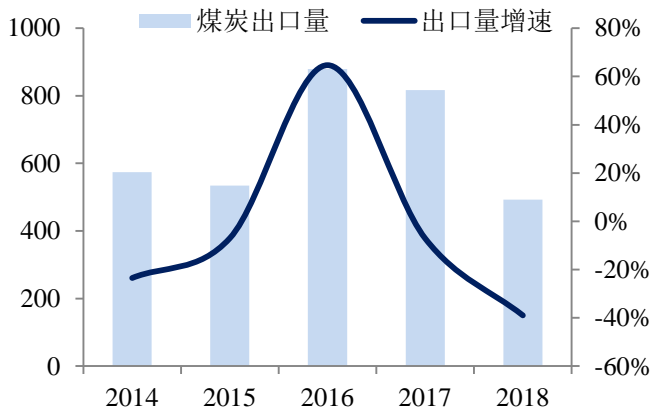
综上，根据我们的测算，**联合试运转产能利用率提升、晋陕蒙三省在建产能投运、表外在建产能投运等，加总后预计 2019 年可以贡献产量增量为 0.79 亿吨。**

3.2. 煤炭供给二：进口有望回落至 2.7 亿吨以下，出口值影响有限

根据海关总署披露的数据，2014-2018 年，我国煤炭进口量分别为 2.9、2.0、2.6、2.7、2.8 亿吨，增速分别为 -10.9%、-29.9%、25.2%、6.0%、3.9%；煤炭出口量分别为 0.06、0.05、0.09、0.08、0.05 亿吨，增速分别为 -23.5%、-7.0%、64.7%、-7.1%、-39.0%。由于煤炭出口量绝对值较小，对产量并不造成实际影响，因此我们主要分析煤炭进口数据和趋势。我国煤炭进口高峰值在 2013 年，达到 3.27 亿吨，之后逐年下跌，2016 年在国内 276 供给侧改革环境下，进口量上涨较快，达到 2.56 亿吨，2017、2018 年进口量维持上涨态势，不过增速逐渐放缓；2019 年在国内产能增加的情况下，结合近年来国家发改委有意增加对于进口煤炭的控制，我们预计 2019 年全年进口煤炭量有望控制在 2.7

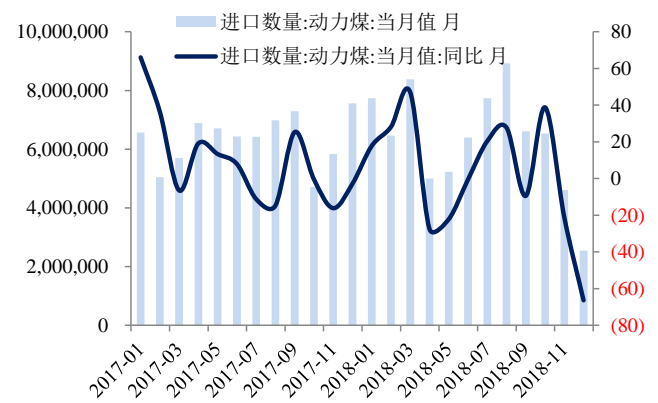
亿吨以下，回落至 2017 年的水平。假设出口量仍然维持与 2018 年一致，则预计 2019 年净出口量增量为 0.1 亿吨。

图 21: 煤炭出口增速变化较大但绝对值较小 (万吨)



数据来源：海关总署，东吴证券研究所

图 22: 2018 年动力煤进口同比波动较大 (吨)



数据来源：海关总署，东吴证券研究所

表 7: 2018 年分月进口量数据以及政策 (万吨)

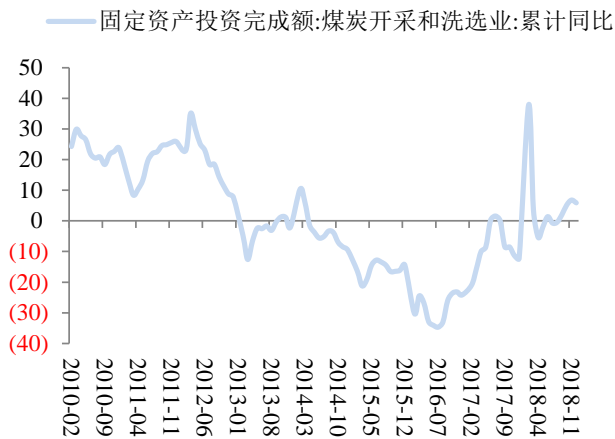
月份	煤炭进口量	同比增速	相关时期政策及影响因素
2018.1	2780.7	22.30%	电厂库存告急，暂时放开进口煤限制
2018.2	2090.6	-24.82%	节假日影响
2018.3	2670.0	27.71%	
2018.4	2228.3	-16.54%	重启进口煤限制，各港口不同程度延长通关时间
2018.5	2233.3	0.22%	
2018.6	2546.7	14.03%	
2018.7	2900.6	13.90%	南方港口开始宣布港口进口配额不足，通关收紧
2018.8	2867.9	-1.13%	
2018.9	2513.7	-12.35%	
2018.10	2307.9	-8.19%	部分港口可接受归属地生产企业报关，鼓励其他企业异地报关
2018.11	1915.3	-17.01%	全国进口配额即将用尽，发改委、海关总署在江苏、青岛、福建、广东、广西等国内主要进口煤区域陆续召开进口煤会议
2018.12	1023.0	-54.70%	电厂用煤可报关

数据来源：海关总署、钢联数据，东吴证券研究所

3.3. 煤炭供给三：固定资产投资+资本开支乏力，未来新增产能有限

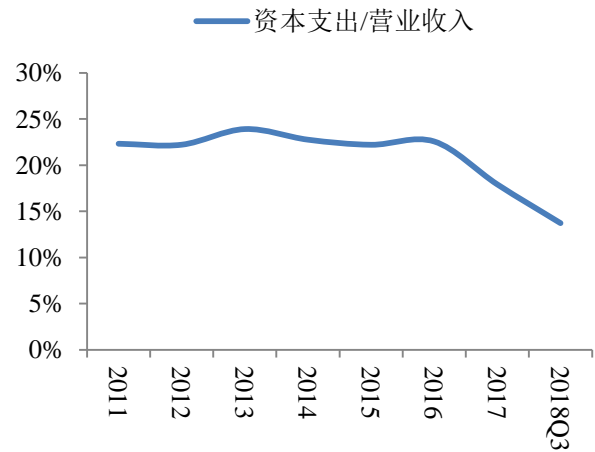
2012年，煤炭开采和洗选业固定资产投资完成额累计同比达到阶段性高点之后，一路下行，到2013年增速降为负值；虽然从2016年开始，受益于供给侧改革和环保力度提升，煤炭行业盈利能力显著增强，但是由于之前积累的债务问题较为严重，盈利状况改善后煤炭企业首要任务是改善资产负债表，而不是扩张生产规模，因此我们观察到：1) 行业固定资产投资完成额累计同比从2016年下半年以来持续上行，在2018年转为正值，但是目前仍处在低位；2) 2017年开始行业资本支出/营业收入显著下行，一方面是由于煤价上行带来营收规模增长，另一方面资本支出绝对值也出现下行，彰显企业对行业未来发展前景担忧，因此，在固定资产投资低位+资本开支乏力的形势下，我们预计行业未来三年新增产能极为有限。

图 23: 行业固定资产投资完成额同比增速较低 (%)



数据来源: Wind 资讯, 东吴证券研究所

图 24: 2017 年以来资本支出/营收逐渐下降 (%)



数据来源: Wind 资讯, 东吴证券研究所

3.4. 煤炭需求: 预计 2019 年增速为 1.62%，其中火电占比为 55%

1) 火电行业耗煤量约为 21.94 亿吨: 根据我们在第二章中对 2019 年发电量的测算: 预计 2019 年全社会用电量将达到 7.26 万亿千瓦时, 增速为 6.07%; 其中火电发电量为 5.08 万亿千瓦时, 相增速为 4.31%, 因此我们预测出 2019 年火电行业耗煤量约为 21.94 亿吨, 相比 2018 年增速为 3.24%。

2) 钢铁行业耗煤量约为 6.45 亿吨: 我们预测 2019 年钢铁行业耗煤量保持相对稳定, 对应耗煤量约为 6.45 亿吨, 相比 2018 年增速为 1.00%。

3) 建材行业耗煤量约为 4.49 亿吨: 受到地产行业景气度下行的不利影响, 建材行业耗煤量近年来有所下行, 我们预计 2019 年建材行业耗煤量为 4.49 亿吨, 相比 2018 年增速为 -5.00%。

4) 化工行业耗煤量约为 2.65 亿吨: 我们预测 2019 年化工行业耗煤量约为 2.65 亿

吨，相比 2018 年增速为 2.00%。

四大高耗煤行业加总后，2019 年合计耗煤量为 35.54 亿吨，占比总需求为 88.37%：其中火电耗煤占比为 54.56%、钢铁行业耗煤占比为 16.04%、建材行业耗煤占比为 11.17%、化工行业耗煤占比为 6.60%；其他行业加总后合计耗煤为 4.68 亿吨，占比总需求为 11.63%。

将进出口纳入考虑后，测算供需缺口值逐年缩小。1) 行业供给等于“生产量+进口量-出口量”，加总后 2019 年测算行业供给值为 37.83 亿吨；2) 2019 年测算行业需求值为 40.21 亿吨，不考虑库存波动下的供需缺口值（供给-需求）为 5740 万吨，相比 2018 年（6097 万吨）有所缩小，供需形势相比 2018 年略有宽松。

表 8：2019 年煤炭供需平衡表（万吨）

	2016	2017	2018	2019
生产量	341060	352000	362000	369900
yoy	-8.97%	3.21%	2.84%	2.18%
进口	25555	27090	28147	27000
出口	879	817	493	493
供给合计	415940	394526	365736	378273
需求	384560	386098	395751	402147
yoy	-3.55%	-3.14%	0.40%	2.50%
供需缺口	-18824	-7825	-6097	-5740
需求包括：				
火电耗煤	189252	198710	212548	219424
yoy	1.31%	0.40%	2.50%	3.24%
占比总需求	49.21%	51.47%	53.71%	54.56%
钢铁耗煤	62600	63226	63858	64497
yoy	0.00%	1.00%	1.00%	1.00%
占比总需求	16.28%	16.38%	16.14%	16.04%
建材耗煤	52400	49780	47291	44926
yoy	-8.20%	-5.00%	-5.00%	-5.00%
占比总需求	13.63%	12.89%	11.95%	11.17%
化工耗煤	25000	25500	26010	26530
yoy	0.00%	2.00%	2.00%	2.00%
占比总需求	6.50%	6.60%	6.57%	6.60%
其他行业耗煤	55308	48882	46044	46770
yoy	-15.60%	-11.62%	-5.81%	1.58%
占比总需求	14.38%	12.66%	11.63%	11.63%

数据来源：发改委、能源局、海关总署、东吴证券研究所

3.5. 社会库存：港口和电厂库存显著提升，短期可能加剧煤价波动

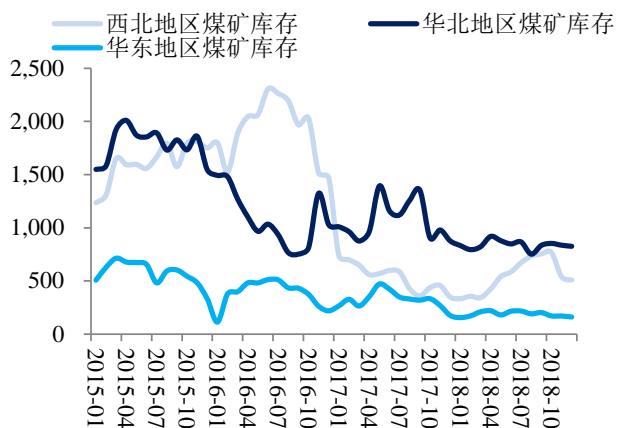
1) 煤矿库存处于相对低位：我们选取国有重点煤矿库存数据（华北地区+西北地区+华东地区），发现除了2018年10月和12月当月值同比增速分别为6.92%和6.88%以外，2018年其他月份同比增速均为负值，目前煤矿库存从历史数据来看处于相对低点。

2) 港口库存处于相对高点：我们选取北方七港中的秦皇岛港煤炭库存数据，发现除了2018年10-12月份的当月值同比增速有所下降以外，2018年其他月份同比增速大部分均为正值，目前北方港口煤炭库存处于相对高点。

3) 6大发电集团库存处于相对高点：2018年除了1月和2月，其他月份的当月值同比增速均为正值，目前6大发电集团煤炭库存处于相对高点。

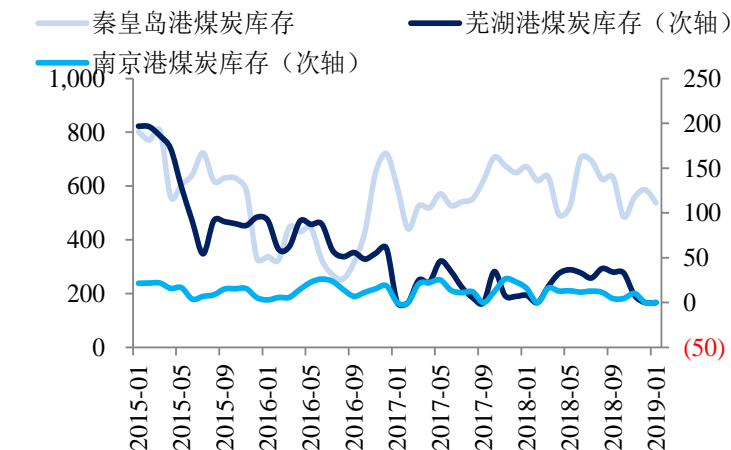
因此我们将煤矿、港口、电厂库存数据加总后，发现从2018年下半年以来，社会库存当月值同比增速均为正值，目前处于近二年中相对高点，一方面，在煤炭需求增长的情况下，港口和电厂的高库存有助于平滑煤价波动；另一方面，在煤价下跌情况下，高库存有可能进一步加剧煤价下跌趋势。

图 25：国有重点煤矿库存情况（万吨）



数据来源：Wind 资讯，东吴证券研究所

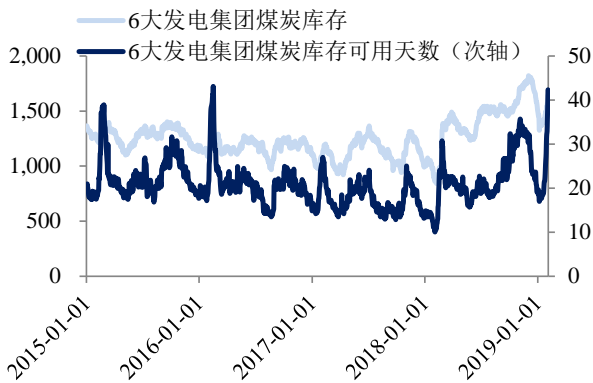
图 26：北方和长江重点港口煤炭库存情况（万吨）



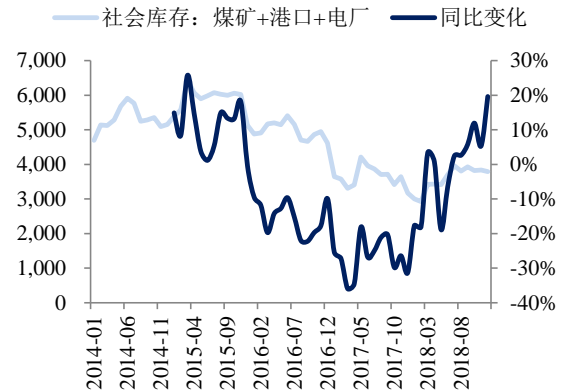
数据来源：Wind 资讯，东吴证券研究所

图 27：6 大发电集团煤炭库存处于高位（万吨）

图 28：社会库存从 18 年下半年以来逐步提升（万吨）



数据来源：Wind 资讯，东吴证券研究所



数据来源：Wind 资讯，东吴证券研究所

3.6. 煤电价格指数高于全国水平，煤价下跌有望显著增厚业绩

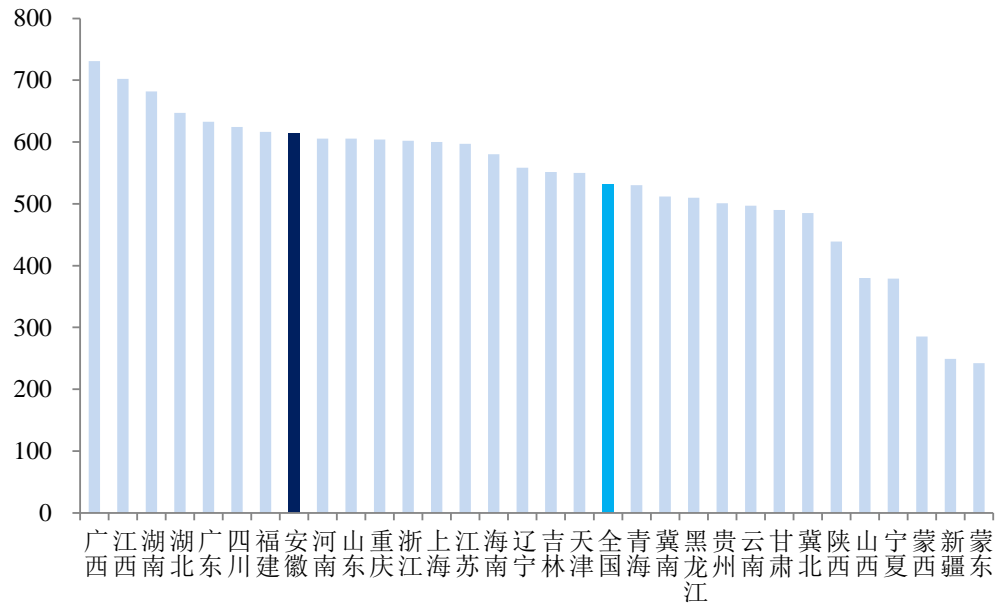
公司在手火电机组主要分为两类：

1) 沿江电厂：包括皖能马鞍山、皖能铜陵，合计装机容量 369 万千瓦，煤炭主要来自于铁路和水路供应，其中长协煤比例约为 50% 左右。往年情况下，由于水路运输费相对较低，因此一般沿江电厂煤炭采购成本要低于内陆电厂，但是根据公司 2018 年半年报披露，上半年由于海运费、江运费、滞期费等中间费用一直处于高位，沿江电厂招标原煤价一度高达 750-760 元/吨，为 2012 年以来最高市场价，对以来煤船运为主的沿江电厂造成较大影响。

2) 内陆电厂：包括钱营孜、皖能合肥、淮北国安、临涣中利等，合计装机容量 324 万千瓦，煤炭主要来自于省内开采和铁路供应，一方面省内煤炭质量较高导致开采成本较高、另一方面铁路运输价格较高，使得内陆电厂煤炭成本高于沿江电厂。

2018 年安徽省平均电煤价格指数为 613.76 元/吨，在所有省份中排名靠前，显著高于 531.04 元/吨的全国平均水平；以 2018 年业绩为基准，根据我们的测算，在其他假设条件不变的前提下，如果煤价下跌 10 元/吨，则有望增加公司净利润 0.71 亿元，占比 2018 年业绩（取中值 5.30 亿）为 13.40%。

图 29：安徽省电煤价格指数显著高于全国平均水平（%）

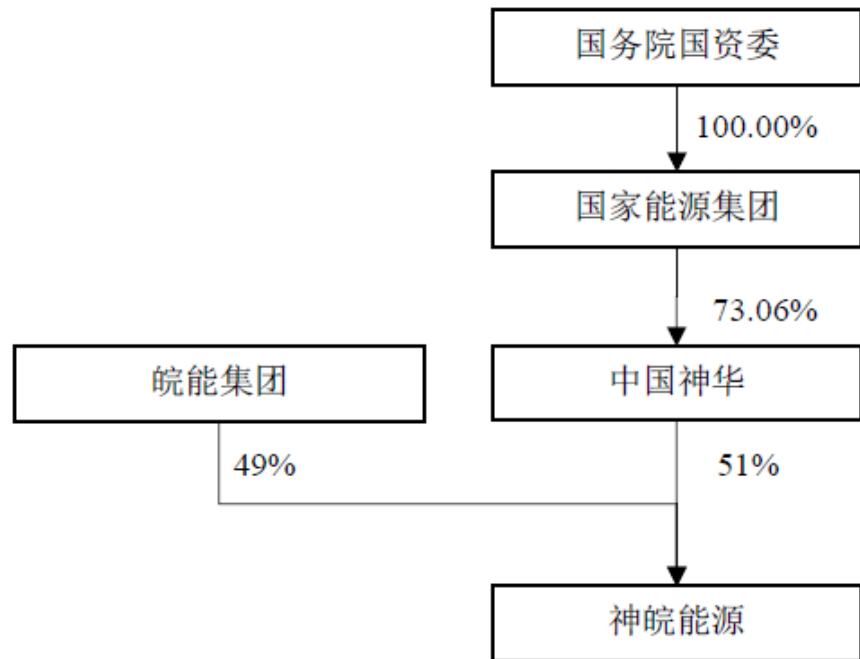


数据来源：Wind 资讯，东吴证券研究所

4. 外延扩张：神皖能源优质资产注入，将显著提升公司 ROE 水平

现金+股份收购大股东旗下神皖能源 49% 股权，交易对价合计 47.01 亿元。2013 年 3 月，公司发布公告，大股东皖能集团将用 5 年的时间将下属符合上市条件的优质发电类资产全部注入皖能电力；2018 年 3 月，公司公告，发行转债募资 40 亿元，用于收购皖能集团所持有的神皖能源 49% 股权，但未获股东大会通过。2018 年 8 月，公司发布调整后的预案：1) 以 4.87 元/股的价格向皖能集团发行 4.73 亿股股份，用于购买神皖能源 24% 股权；2) 以现金方式购买皖能集团持有的神皖能源 25% 股权，交易价格为 23.97 亿，该事项于 2018 年 12 月获得股东大会通过。

图 30：神皖能源的股权结构



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

收购完成后为公司增加权益装机规模 290.08 万千瓦，占比公司原有权益装机规模为 44%。根据公司公告，神皖能源拥有 4 家全资子公司，分别为庐江发电、九华发电、万能达发电、皖江发电，合计装机规模为 592 万千瓦，收购完成后为公司增加权益装机规模 290.08 万千瓦，占比公司原有权益装机规模为 44%。除了已经投入运营的火电装机以外，庐江二期项目（2×1000MW 机组）、九华二期项目（2×660MW 机组）均已处于准备阶段，未来神皖能源装机规模仍有提升空间。

表 9：神皖能源拥有的火电资产（万千瓦）

资产名称	装机容量	电源类型	权益比例	权益装机
庐江发电	132	火电	49%	64.68
九华发电	64	火电	49%	31.36
万能达发电	132	火电	49%	64.68
皖江发电	264	火电	49%	129.36
合计	592			290.08

数据来源：公司公告，东吴证券研究所

煤炭成本低+发电小时数多，神皖能源盈利能力强于皖能电力，注入后有望增厚公司 ROE 水平。根据公司公告，神皖能源 2016、2017、2018H1 分别实现发电量 214.77、

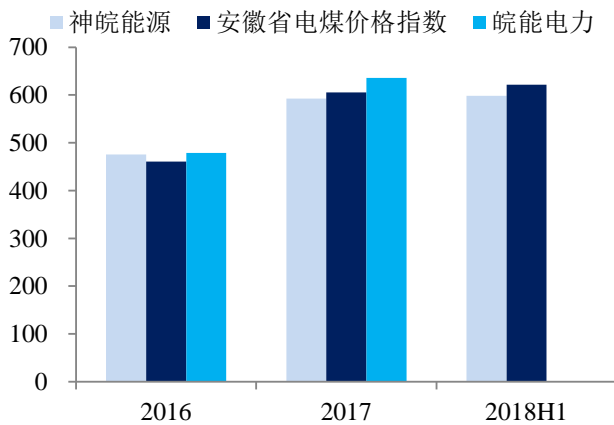
227.91、114.82 亿千瓦时；上网电量 204.53、217.76、109.73 亿千瓦时；收入 63.24、68.94、35.59 亿元；归母净利润 8.86、4.19、3.35 亿元。

1) **背靠大股东中国神华，煤炭采购成本显著低于安徽省平均水平**：根据公司公告，神皖能源 2016、2017、2018H1 标准电煤采购均价分别为 569.02、708.73、715.94 元/吨（不含税），折算为 5000 大卡含税标煤价为 475.54、592.30、598.32 元/吨，而同期安徽省平均电煤价格指数分别为 460.63、605.60、621.54 元/吨，因此除了 2016 年以外，神皖能源煤炭采购成本显著低于省内平均水平。

2) **火电利用小时数显著高于安徽省平均水平**：神皖能源 2016、2017、2018H1 发电设备利用小时数分别为 4669、4954、2496 小时，相比同期安徽省火电平均利用小时数（4487、4595、2384 小时）分别高出 182、359、112 小时。

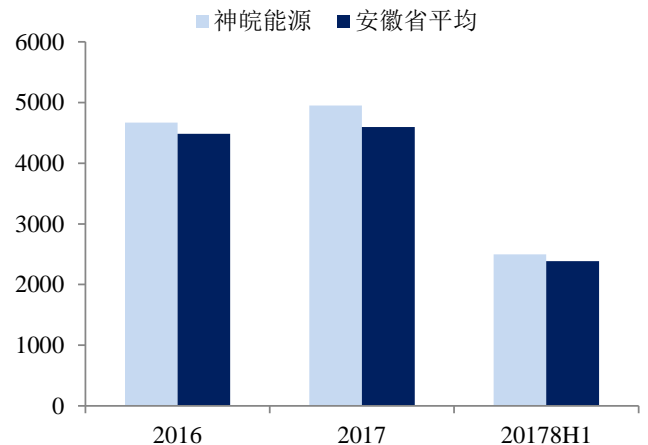
3) **ROE 高于皖能电力，注入后有望提升公司盈利能力**：神皖能源 2016、2017、2018H1 毛利率分别为 25.45%、16.26%、19.70%，均高于皖能电力同期水平（毛利率分别为 11.80%、3.44%、4.43%）；净利率分别为 14.01%、6.07%、9.43%，均高于皖能电力同期水平（净利率分别为 11.46%、0.65%、2.36%）；ROE 分别为 11.30%、4.98%、3.93%，均高于皖能电力同期水平（ROE 分别为 8.83%、1.25%、1.43%），资产注入后，将有望提升公司盈利能力。

图 31：煤炭采购成本低于安徽省平均水平（元/吨）



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

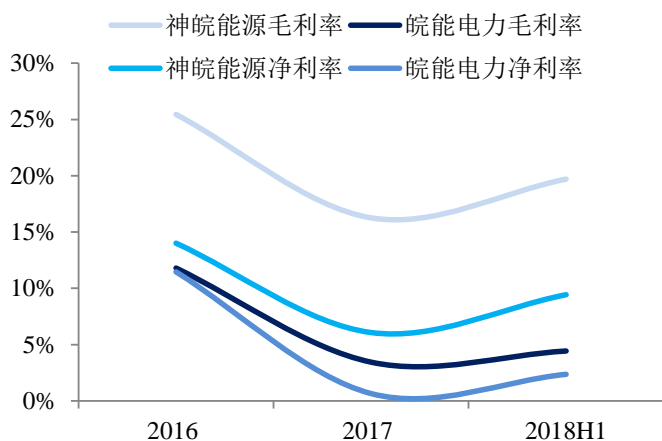
图 32：火电利用小时数高于安徽省平均水平（小时）



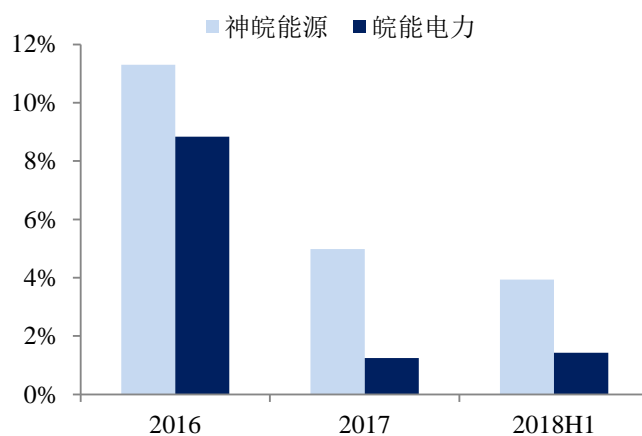
数据来源：公司公告，东吴证券研究所

图 33：神皖能源毛利率和净利率情况（%）

图 34：神皖能源 ROE 水平高于皖能电力（%）



数据来源：公司公告，东吴证券研究所



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

收购 PB 为 1.11 倍，估值水平较为合理。根据《发行股份购买资产暨关联交易报告书》，截至 2018 年 6 月 30 日，神皖能源资产总计 146.53 亿、负债总计 59.98 亿，净资产总计 86.55 亿，此次神皖能源 49% 股权合计收购价款为 47.01 亿，对应收购 PB 为 1.11 倍，估值水平较为合理。

5. 市场化交易电量占比逐步提升，预计对公司电价影响有限

根据安徽省能源局和安徽电力交易中心的公开信息，2018 年安徽电力市场共准入用户 5131 家、售电公司 181 家、发电企业 26 家，全年直接交易规模达 580 亿千瓦时，占比 2018 年全省用电量为 27.17%；共组织一批次 450 亿千瓦时年度双边交易、一批次 70 亿千瓦时年度集中交易和 6 批次 60 亿千瓦时月度集中交易，其中年度双边交易和年度集中交易的电价分别为 0.3469 和 0.3951 元/千瓦时，相比安徽省燃煤标杆电价（0.3844 元/千瓦时）分别折价 0.0375 和 -0.0107 元/千瓦时。

而根据安徽省能源局印发的《2019 年全省电力直接交易实施方案》，2019 年电力市场化交易规模将由 580 亿千瓦时进一步增加至 750 亿千瓦时，煤炭、钢铁、有色、建材等四大行业可全电量进入市场，其它用户固定比例进入市场交易；我们分析认为，虽然市场化交易电量比例仍将逐步提升，但是总体来看对公司平均电价影响有限。

6. 盈利预测与估值

核心假设：1) 装机规模：考虑到 2018 年底公司增资阜阳华润，预计 2018、2019、2020 年公司控股装机规模分别为 693、821、821 万千瓦；

2) 市场化交易电量：2018、2019、2020 年占比公司发电量分别为 40%、50%、60%；

3) 利用小时数：2019、2020 年利用小时数与 2018 年相比保持持平；

4) 煤炭价格：2018-2020 年保持小幅下降趋势，2019、2020 年价格同比降幅分别为 5.72%、3.28%。

盈利预测：基于以上假设，我们预计：

1) 电力业务：考虑到增资阜阳华润后，2019、2020 年公司装机规模增长至 821 万千瓦；假设 2019、2020 年利用小时数与 2018 年持平；市场化交易电量在 2019、2020 年分别提升至 50%、60%；则预计 2018-2020 年，公司电力业务收入分别为 108.08、127.10、126.15 亿元；

2) 煤炭业务：考虑到煤炭价格存在下行趋势，假设 2018-2020 年煤炭业务收入增速均为-10%，则对应收入分别为 32.57、29.31、26.38 亿元；

3) 供热业务：假设 2018-2020 年供热业务增速分别为 50.00%、30.00%、15.00%，则对应供热业务收入分别为 0.96、1.24、1.43 亿元。

因此，综合来看 2018-2020 年公司营收分别为 145.44、161.60、158.04 亿元，增速分别为 19.14%、11.12%、-2.21%；归母净利润分别为 5.23、9.72、11.85 亿元，增速分别为 296.35%、85.65%、21.93%；EPS 分别为 0.29、0.54、0.66 元。

估值及投资建议：我们预计公司 2018-2020 年 EPS 分别为 0.29、0.54、0.66 元，对应 PE 分别为 18、10、8 倍，公司作为皖能集团旗下电力板块专业化管理平台，考虑到：

1) 内生增长一：安徽省电力供需格局好，2019 年公司发电小时数有望继续上升；2) 内生增长二：煤炭价格处于历史高点，价格中枢大概率下移降低公司发电成本；3) 外延扩张：神皖能源优质资产注入，将显著提升公司 ROE 水平；4) 市场化交易电量占比逐步提升，预计对公司电价影响有限；因此，我们首次给予公司“买入”评级。

表 10：公司与 A 股部分火电行业标的的估值比较

公司	净利润 (亿元)			PE		
	2018E	2019 E	2020 E	2018 E	2019 E	2020 E
皖能电力	5.23	9.72	11.85	18	10	8
华能国际	25.64	55.62	78.49	41	19	13
华电国际	20.53	32.35	40.72	21	13	11
建投能源	3.26	6.65	9.61	34	16	11

资料来源：华能国际、华电国际、建投能源盈利预测来自于 Wind 一致预期，东吴证券研究所

7. 风险提示

火电利用小时数不达预期的风险：由于宏观经济形势具有不确定性，可能会导致终端工业用地按需求减弱，最终导致火电发电小时数不达预期的风险；

火电发电量受到挤压的风险：由于风电、光伏能新能源机组和项目不断建设和投运，新能源机组发电量增长，可能产生挤压火电机组发电量的风险；

电价下调的风险：由于工业企业受到经济环境和其他因素的影响，盈利能力可能减弱，由此产生的下调燃煤标杆电价的风险；

煤炭价格持续上行的风险：由于供给侧改革、过剩产能淘汰退出、以及环保督查力度趋严，产生的煤炭价格持续上行的风险。

皖能电力三大财务预测表

资产负债表 (百万元)					利润表 (百万元)				
	2017A	2018E	2019E	2020E		2017A	2018E	2019E	2020E
流动资产	2,605	3,622	2,253	4,488	营业收入	12,207	14,544	16,160	15,804
现金	908	1,136	121	2,112	减:营业成本	11,787	13,487	14,377	13,742
应收账款	1,239	1,886	1,587	1,809	营业税金及附加	101	140	155	152
存货	145	290	173	270	营业费用	2	2	2	2
其他流动资产	313	310	372	297	管理费用	44	52	58	57
非流动资产	23,943	25,652	26,905	25,605	财务费用	336	370	403	367
长期股权投资	3,054	3,344	3,634	3,924	资产减值损失	5	5	6	6
固定资产	13,875	15,370	16,470	15,240	加:投资净收益	160	290	290	290
在建工程	2,145	2,076	1,967	1,634	其他收益	0	0	0	0
无形资产	527	519	493	468	营业利润	131	777	1,449	1,768
其他非流动资产	4,342	4,343	4,341	4,337	加:营业外净收支	7	7	7	7
资产总计	26,548	29,274	29,159	30,093	利润总额	138	784	1,456	1,775
流动负债	6,459	8,957	8,512	9,038	减:所得税费用	58	196	364	444
短期借款	3,627	3,627	4,198	3,627	少数股东损益	-53	65	120	146
应付账款	1,292	1,390	1,469	1,264	归属母公司净利润	132	523	972	1,185
其他流动负债	1,540	3,940	2,845	4,147	EBIT	681	1,177	1,922	2,249
非流动负债	6,304	5,963	5,442	4,741	EBITDA	1,836	2,206	3,111	3,514
长期借款	5,307	4,966	4,444	3,743					
其他非流动负债	997	997	997	997	重要财务与估值指标	2017A	2018E	2019E	2020E
负债合计	12,763	14,920	13,954	13,779	每股收益(元)	0.07	0.29	0.54	0.66
少数股东权益	3,648	3,713	3,833	3,980	每股净资产(元)	5.66	5.94	6.35	6.89
归属母公司股东权益	10,136	10,641	11,371	12,335	发行在外股份(百万股)	1790	1790	1790	1790
负债和股东权益	26,548	29,274	29,159	30,093	ROIC(%)	2.0%	4.3%	6.6%	7.8%
					ROE(%)	0.6%	4.1%	7.2%	8.2%
					毛利率(%)	3.4%	7.3%	11.0%	13.0%
现金流量表 (百万元)	2017A	2018E	2019E	2020E	销售净利率(%)	1.1%	3.6%	6.0%	7.5%
经营活动现金流	989	2,494	1,552	3,346	资产负债率(%)	48.1%	51.0%	47.9%	45.8%
投资活动现金流	-1,991	-2,448	-2,152	326	收入增长率(%)	14.8%	19.1%	11.1%	-2.2%
筹资活动现金流	777	182	-415	-1,680	净利润增长率(%)	-85.1%	296.4%	85.7%	21.9%
现金净增加额	-225	228	-1,015	1,991	P/E	74.14	17.90	9.61	7.86
折旧和摊销	1,156	1,029	1,188	1,265	P/B	0.92	0.87	0.82	0.75
资本开支	1,677	1,419	963	-1,591	EV/EBITDA	11.68	9.91	7.47	5.77
营运资本变动	-438	797	-842	673					

数据来源: 贝格数据, 东吴证券研究所

免责声明

东吴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。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司(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。在任何情况下,本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议,本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下,东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易,还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险,投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息,本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性,也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更,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。

本报告的版权归本公司所有,未经书面许可,任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发、转载,需征得东吴证券研究所同意,并注明出处为东吴证券研究所,且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

东吴证券投资评级标准:

公司投资评级:

买入: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在 15% 以上;

增持: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 5% 与 15% 之间;

中性: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 -5% 与 5% 之间;

减持: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 -15% 与 -5% 之间;

卖出: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在 -15% 以下。

行业投资评级:

增持: 预期未来 6 个月内, 行业指数相对强于大盘 5% 以上;

中性: 预期未来 6 个月内, 行业指数相对大盘 -5% 与 5%;

减持: 预期未来 6 个月内, 行业指数相对弱于大盘 5% 以上。

东吴证券研究所

苏州工业园区星阳街 5 号

邮政编码: 215021

传真: (0512) 62938527

公司网址: <http://www.dwzq.com.cn>

