

## 公用事业行业深度报告

# 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 增持（首次）

2019 年 02 月 11 日

证券分析师 刘博

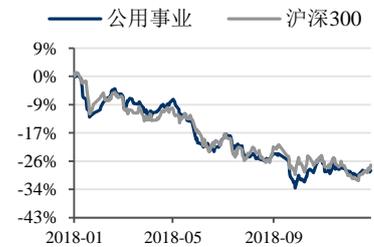
执业证号：S0600518070002

liub@dwzq.com.cn

### 投资要点

- **回顾过往：收入、成本三因素均承压，火电行业 ROE 水平处于历史低点：**1) 2011-2017 年火电利用小时数从 5305 小时下降至 4219 小时；2) 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；3) 受到供给侧改革影响，动力煤价格处于 2013 年以来高点，火电行业收入、成本三因素均承压，2015-2017 年行业 ROE 分别为 13.93%、7.98%、3.89%，2018 年前三季度 ROE 为 3.97%，盈利能力降至近年来低点。
- **边际变化一：发电小时数触底回升，2019 年有望保持稳定：**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；火电利用小时数达到 4361，相比 2017 年显著提升。展望 2019 年，我们分析并预测：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。
- **边际变化二：上网电价满足工商业降价目标，短期内下调概率较小：**1) 2018 年，在《政府工作报告》要求和发改委政策的指导下，一般工商业电价经历四轮下调，合计减轻一般工商业企业电费支出 1000 亿元以上，已经超额完成 10% 降幅目标；2) 2018 年全年市场化交易电量有望突破 2 万亿千瓦时，占比全社会用电量约为 29.24%，考虑到目前市场化交易电价折价幅度逐渐收窄，预计对行业和公司平均上网电价的影响较为有限。因此，我们预计，2019 年，在宏观经济不发生大幅波动的形势下，预计上网电价将保持较为稳定状态，继续下调的概率较小。
- **边际变化三：2019 年煤炭行业供需形势有所宽松，高库存有望加剧煤炭价格下行：**1) 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) 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 4754 万吨，相比 2018 年（5111 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。
- **三因素敏感性分析：电价影响明显但波动幅度小，煤炭价格敏感性强于发电小时数：**我们选取 11 家电力公司，分别对三因素进行敏感性测算，结论为：1) 上网电价变化对上市公司业绩影响最为明显，但调整频率低且幅度小；2) 发电小时数的变化对业绩亦会造成显著影响；3) 煤价变化对业绩影响大于发电小时数，且由于煤价波动较为剧烈，预计未来煤价将在火电上市公司业绩释放中体现更为重要的作用。**配置需求建议关注华能国际、华电国际；弹性品种建议关注皖能电力、建投能源。**
- **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。

### 行业走势



### 相关研究

表 1：重点公司估值（盈利预测来自 Wind 一致预期）

代码	公司	总市值 (亿元)	收盘价 (元)	EPS			PE			投资评级
				2018	2019	2020	2018	2019	2020	
600011	华能国际	1013	6.45	0.17	0.35	0.49	38	18	13	-
600027	华电国际	409	4.15	0.21	0.33	0.41	20	13	10	-
000543	皖能电力	92	5.14	0.22	0.33	0.44	23	16	12	-
000600	建投能源	106	5.92	0.18	0.37	0.54	33	16	11	-

资料来源：Wind、东吴证券研究所

## 内容目录

1. 回顾过往：收入、成本三因素均承压，火电行业 ROE 水平处于历史低点 .....	4
2. 边际变化一：发电小时数触底回升，2019 年有望保持稳定 .....	8
2.1. 2018 年用电量增速为 2012 年以来最高，火电利用小时数显著提升 .....	8
2.2. 预计 2019 年用电量增速为 6.07%，火电利用小时数为 4414 小时 .....	11
3. 边际变化二：上网电价满足工商业降价目标，短期内下调概率较小 .....	12
3.1. 2018 年四轮降低工商业电价，10%降价目标已经超额完成 .....	12
3.2. 2018 年市场化交易电量占比有望接近 30%，折价幅度收窄对电价影响有限 .....	14
4. 边际变化三：2019 年煤炭行业供需形势有所宽松，高库存有望加剧煤炭价格下行 .....	15
4.1. 煤炭供给一：预计 2019 年煤炭产量增量合计 0.79 亿吨 .....	15
4.2. 煤炭供给二：进口有望回落至 2.7 亿吨以下，出口绝对值较小影响有限 .....	16
4.3. 煤炭供给三：固定资产投资低位+资本开支乏力，未来三年新增产能有限 .....	18
4.4. 煤炭需求：预计 2019 年需求增速为 1.62%，其中火电耗煤占比为 54.56% .....	18
4.5. 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 .....	20
4.6. 总结：供需形势略有好转，北方港口和电厂高库存有望加剧煤价下行趋势 .....	21
5. 三因素敏感性分析：电价影响明显但波动幅度小，煤炭价格敏感性强于发电小时数 .....	22
6. 相关标的：配置需求华能国际、华电国际；弹性品种皖能电力、建投能源 .....	24
7. 风险提示 .....	26

## 图表目录

图 1: 2011-2017 年火电的装机容量增速最慢 (万千瓦)	4
图 2: 2011-2017 年火电发电小时数下降超过 20% (小时)	4
图 3: 动力煤价格处于 2013 年以来的高点 (元/吨)	7
图 4: 动力煤年均价格处于 2013 年以来的高点 (元/吨)	7
图 5: 2016 年开始煤炭行业 ROE 显著提升 (%)	7
图 6: 2017 年火电行业 ROE 已经降至历史低点 (%)	7
图 7: 2009-2018 年全社会及全行业用电量情况 (亿千瓦)	9
图 8: 2009-2018 年二产和三产用电量情况 (亿千瓦)	9
图 9: 2009-2018 年装机容量情况 (万千瓦)	10
图 10: 2009-2018 年全社会电量情况 (万千瓦)	10
图 11: 2009-2018 年各类型发电设备利用小时数 (小时)	10
图 12: 火电利用小时数同比变化 (小时)	10
图 13: 中国沿海电煤采购价格指数走势 (CECI 沿海指数)	11
图 14: 预计 2019 年用电量增速为 6.07% (亿千瓦时)	12
图 15: 预计 2019 年火电装机容量增速为 2% (万千瓦)	12
图 16: 《政府工作报告》提出, 一般工商业电价平均降低 10%	13
图 17: 煤炭出口增速变化较大但是绝对值较小 (万吨)	17
图 18: 2018 年动力煤进口同比波动较大 (吨)	17
图 19: 行业固定资产投资完成额同比增速较低 (%)	18
图 20: 2017 年以来资本支出/营收逐渐下降	18
图 21: 国有重点煤矿库存情况 (万吨)	20
图 22: 北方和长江重点港口煤炭库存情况 (万吨)	20
图 23: 6 大发电集团煤炭库存处于高位 (万吨)	21
图 24: 社会库存从 2018 年下半年以来逐步提升 (万吨)	21
图 25: 动力煤价格波动较大 (元/吨)	24
图 26: 2011-2018 年火电利用小时数的变化 (小时)	24
表 1: 重点公司估值 (盈利预测来自 Wind 一致预期)	1
表 2: 2012 年以来, 上网电价经历 3 次下调 1 次上调	6
表 3: 发改委发布系列政策文件, 要求降低一般工商业电价	13
表 4: 截至 2018 年 6 月底 (假设中煤协披露的数据未发生变化) 表外产能情况 (亿吨)	15
表 5: 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)	16
表 6: 2018 年分月进口量数据以及政策 (万吨)	17
表 7: 2019 年煤炭供需平衡表 (万吨)	19
表 8: 2017 年业绩敏感性测算 (亿元)	23

## 1. 回顾过往：收入、成本三因素均承压，火电行业 ROE 水平处于历史低点

1) 2011-2017 年火电利用小时数从 5305 小时下降至 4219 小时，降幅为 20.48%；2) 2012 年以来，上网电价下调次数多、上调次数少，目前上网电价处于较低水平；3) 获益于供给侧改革和能源需求拉动，动力煤价格处于 2013 年以来的高点，火电行业收入、成本三因素均承压，2015-2017 年行业 ROE 分别为 13.93%、7.98%、3.89%，2018 年前三季度 ROE 为 3.9714%，盈利能力降至近年来低点。

### 一、2011-2017 年火电发电小时数下降超过 20%：

**1) 装机容量火电增速最慢：**2011-2017 年，我国发电装机容量从 10.63 亿千瓦增长至 17.77 亿千瓦，CAGR 为 8.95%；其中太阳能装机容量从 222 万千瓦增长至 1.29 亿千瓦，CAGR 为 96.91%；风电装机容量从 0.46 亿千瓦增长至 1.63 亿千瓦，CAGR 为 23.40%；核电装机容量从 0.13 亿千瓦增长至 0.36 亿千瓦，CAGR 为 19.07%；水电装机容量从 2.33 亿千瓦增长至 3.44 亿千瓦，CAGR 为 6.69%；**而火电装机容量从 7.68 亿千瓦增长至 11.05 亿千瓦，CAGR 仅为 6.24%。**

**2) 发电量火电增速最慢：**2011-2017 年，发电量从 4.73 万亿千瓦时增长至 6.42 万亿千瓦时，CAGR 为 5.21%；其中太阳能（地热、潮汐能等）发电量从 8 亿千瓦时增长至 11.67 亿千瓦时，CAGR 为 6.50%；风电发电量从 741 亿千瓦时增长至 3034 亿千瓦时，CAGR 为 26.48%；核电发电量从 872 亿千瓦时增长至 2481 亿千瓦时，CAGR 为 19.04%；水电发电量从 6681 亿千瓦时增长至 11930 亿千瓦时，CAGR 为 10.15%；**而火电发电量从 3.90 万亿千瓦时增长至 4.56 万亿千瓦时，CAGR 仅为 2.62%。**

考虑到：1) 火电入网的优先级是低于其他电源；2) 风电、太阳能、核电、水电等装机增速较高；3) 风电、太阳能、核电、水电等发电量增速较高，**因此 2011-2017 年火电利用小时数从 5305 小时下降至 4219 小时，降幅为 20.48%**；而同期水电利用小时数从 3019 小时增长至 3597 小时，增长 19.15%；风电利用小时数从 1875 小时增长至 1949 小时，增长 3.93%。

图 1：2011-2017 年火电的装机容量增速最慢（万千瓦）

图 2：2011-2017 年火电发电小时数下降超过 20%（小时）



数据来源：中电联、东吴证券研究所



数据来源：中电联、东吴证券研究所

二、经历数轮调整后，上网电价目前处于较低水平。根据我们的梳理，2011-2017年，火电上网电价共经历7轮调整（4轮上调、3轮下调）：

1) **2011年4月10日上调电价**：发改委发布通知，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 2.6 分/千瓦时，河南上调上网电价 1.5 分/千瓦时，全国有 11 个省份的上网电价上调在 1 分/千瓦时以上。暂不调居民电价。

2) **2011年6月1日上调电价**：发改委发布通知，15个省市工商业、农业用电价格平均每千瓦时上调 1.67 分钱，居民用电价不变。其中，山西省销售电价上涨金额最多，每千瓦时上涨 2.4 分，四川省每千瓦时仅上调 0.4 分，调整额最小。

3) **2011年11月30日上调电价**：发改委发布通知，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。

4) **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 分钱和 0.2 分钱。

5) **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 分钱；全国工商业用电价格平均每千瓦时下调约 1.8 分钱。

6) **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。

7) **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。

尤其是2012年以来，上网电价下调次数多、上调次数少（3次下调1次上调），在行业产能过剩造成发电小时数下降、降成本目标下地方政府要求发电企业让利于用电企业、煤炭价格持续上涨的情况下，火电行业在当前电价水平上全面面临亏损风险。

表 2：2012 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	上调

标杆电价，缓解燃煤发电企业经营困难。

数据来源：发改委、能源局、东吴证券研究所

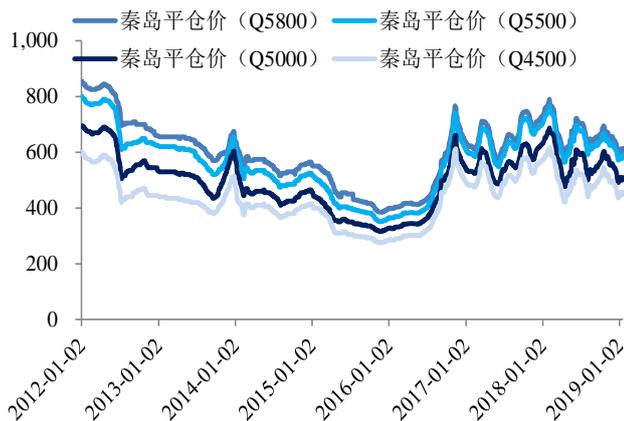
三、供给侧改革叠加能源需求拉动，动力煤价格处于 2013 年以来的高点。2016 年以来，在供给侧改革和能源需求拉动的情况下，煤炭行业化解过剩产能任务基本完成，产业集中度和规模进一步提高，煤炭价格大幅上升，煤炭企业盈利能力显著增强：

1) **2016-2018 年退出产能 6.9 亿吨**：根据发改委主任何立峰的介绍，煤炭行业 2016 年化解产能 2.9 亿吨、2017 年化解产能 2.5 亿吨，两年时间累计化解产能 5.4 亿吨；同时 2018 年《政府工作报告》要求，2018 年退出煤炭产能 1.5 亿吨左右，三年累计化解产能 6.9 亿吨。

2) **产业集中度和规模进一步提高**：发改委数据显示，截至 2018 年上半年，全国 30 万吨以下的煤矿比 2015 年底减少 2800 多处，下降约 50%，120 万吨及以上的大型现代化煤矿增加了 200 处左右，大型现代化煤矿已经成为全国煤炭生产的主体，行业供给质量和效率在大幅提升。

3) **煤炭价格上升使得企业盈利能力显著提升**：2015 年，动力末煤（Q5500）秦皇岛港平仓价格均价为 411 元/吨，2018 年，均价为 647 元/吨，涨幅达到 57.42%；在动力煤价格一路飙升的同时，煤炭行业盈利能力显著提升，2015-2017 年，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 3：动力煤价格处于 2013 年以来的高点（元/吨）



数据来源：Wind、东吴证券研究所

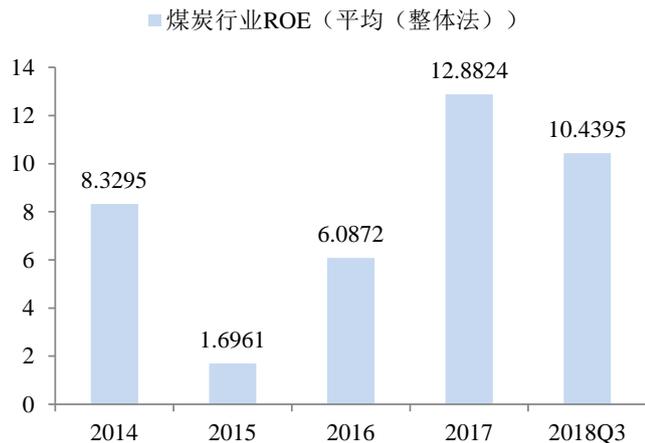
图 4：动力煤年均价格处于 2013 年以来的高点（元/吨）



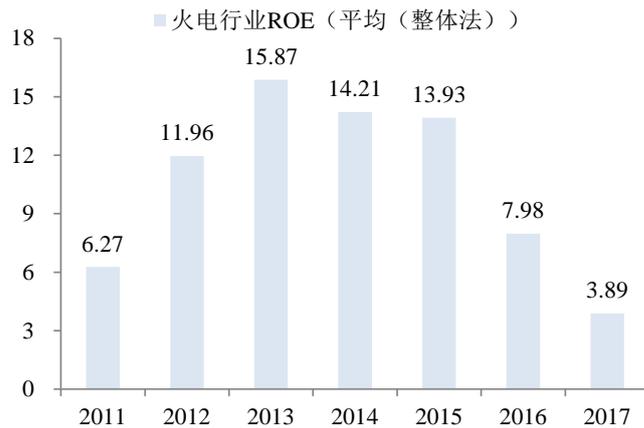
数据来源：Wind、东吴证券研究所

图 5：2016 年开始煤炭行业 ROE 显著提升（%）

图 6：2017 年火电行业 ROE 已经降至历史低点（%）



数据来源：Wind、东吴证券研究所



数据来源：Wind、东吴证券研究所

发电小时数、上网电价、煤炭价格三因素均承压，火电行业 ROE 处于历史低点。因此，综上所述，1) 2011-2017 年火电利用小时数从 5305 小时下降至 4219 小时，降幅为 20.48%；2) 2012 年以来，上网电价下调次数多、上调次数少，目前上网电价处于较低水平；3) 获益于供给侧改革和能源需求拉动，动力煤价格处于 2013 年以来的高点，火电行业收入、成本三因素均承压，2015-2017 年行业 ROE 分别为 13.93%、7.98%、3.89%，2018 年前三季度 ROE 为 3.97%，盈利能力降至近年来低点。

## 2. 边际变化一：发电小时数触底回升，2019 年有望保持稳定

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；火电利用小时数达到 4361，相比 2017 年显著提升。展望 2019 年，我们分析并预测：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。

### 2.1. 2018 年用电量增速为 2012 年以来最高，火电利用小时数显著提升

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**；各季度同比分别增长 9.8%、9.0%、8.0%和 7.3%，增速逐季回落，但总体处于较高水平。

1) 全年第一产业用电量 728 亿千瓦时、同比增长 9.8%，其中，畜牧产品、渔业产品规模化生产逐步增多，带动畜牧业、渔业用电量分别增长 17.4%和 11.0%。

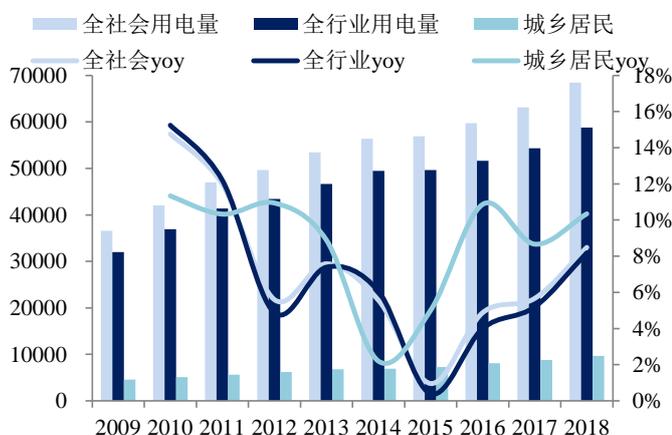
2) 全年第二产业用电量 4.72 万亿千瓦时、同比增长 7.2%，增速为 2012 年以来新高，拉动全社会用电量增长 5.0 个百分点。制造业用电量同比增长 7.2%，各季度增速分

分别为 6.5%、8.0%、7.0% 和 6.2%。从几大类行业来看，高技术及装备制造业用电量同比增长 9.5%，与同期技术进步、转型升级的相关产业和产品较快增长态势基本一致。四大高载能行业用电量增长 6.1%，增速同比提高 1.2 个百分点，各季度增速分别为 4.8%、5.3%、7.3% 和 7.0%。消费品制造业用电量增长 5.5%，各季度增速分别为 5.7%、7.9%、5.1%、3.5%。

3) 全年第三产业用电量 1.08 万亿千瓦时，同比增长 12.7%，拉动全社会用电量增长 1.9 个百分点。信息传输、软件和信息技术服务业用电量增长 23.5%，继续延续近年来的快速增长势头，其中互联网和相关服务业、软件和信息技术服务业用电量增速均超过 60%；批发和零售业用电量增长 12.8%，其中充电电服务业用电量增长 70.8%；受电气化铁路、城市公共交通运输、港口岸电、装卸搬运和仓储业等用电持续快速增长拉动，交通运输、仓储和邮政业用电量增长 11.7%。

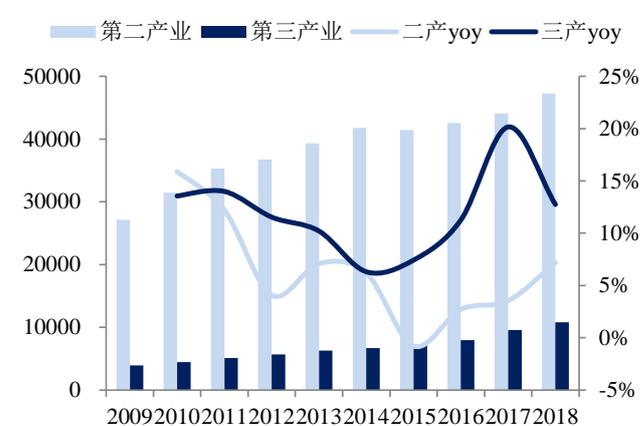
4) 全年城乡居民生活用电量 9685 亿千瓦时，同比增长 10.3%，拉动全社会用电量增长 1.4 个百分点，随着城镇化率和城乡居民电气化水平的持续提高，以及新一轮农网改造升级、居民取暖“煤改电”的大力推进，尤其在气温因素的作用下，冬季取暖和夏季降温负荷快速增长，带动了城乡居民生活用电快速增长。

图 7：2009-2018 年全社会及全行业用电量情况（亿千瓦）



数据来源：中电联、东吴证券研究所

图 8：2009-2018 年二产和三产用电量情况（亿千瓦）

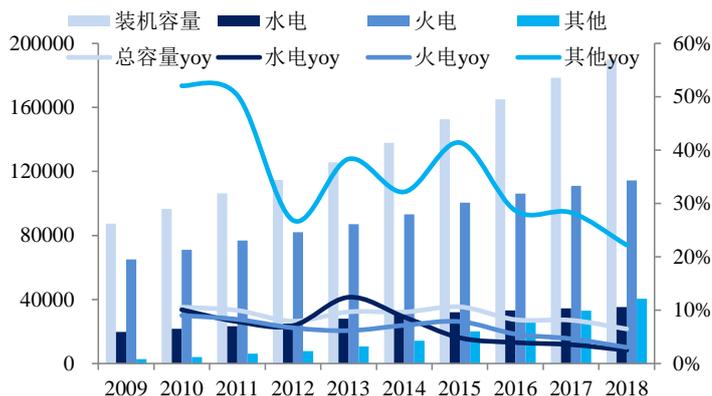


数据来源：中电联、东吴证券研究所

截至 2018 年底，全国全口径发电装机容量 19.0 亿千瓦、同比增长 6.5%；其中，水电装机 3.5 亿千瓦、火电 11.4 亿千瓦、核电 4466 万千瓦、并网风电 1.8 亿千瓦、并网太阳能发电 1.7 亿千瓦。全国全口径发电量 6.99 万亿千瓦时，同比增长 8.4%；其中水电发电量 1.23 万亿千瓦时、同比增长 3.2%，火电发电量 4.92 万亿千瓦时、同比增长 7.3%。全国并网太阳能发电、风电、核电发电量分别为 1775、3660、2944 亿千瓦时，同比分别增长 50.8%、20.2%、18.6%。

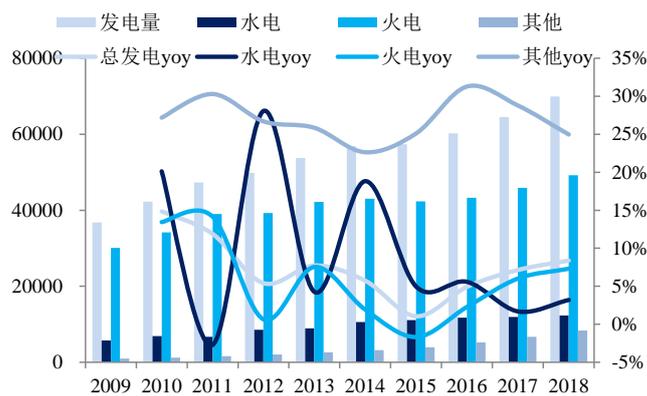
**火电利用小时数达到 4361，相比 2017 年显著提升。**2018 年，全国发电设备平均利用小时为 3862 小时，同比提高 73 小时。其中，火电 4361 小时，提高 143 小时，相比 2017 年（提高 33 小时）显著提升；水电 3613 小时，提高 16 小时；核电 7184 小时，提高 95 小时；并网风电 2095 小时，为 2013 年以来新高，比上年提高 146 小时；并网太阳能发电 1212 小时，提高 7 小时。

图 9：2009-2018 年装机容量情况（万千瓦）



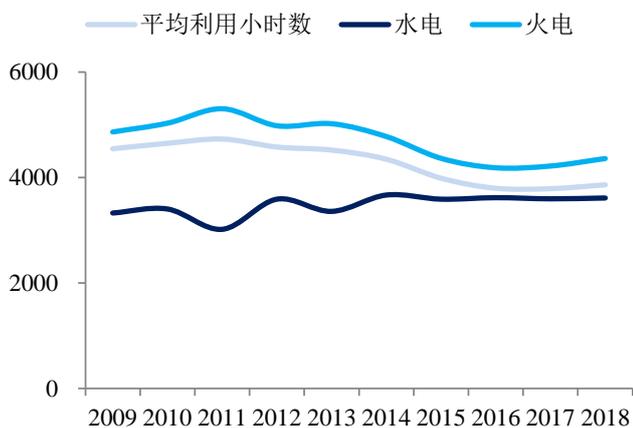
数据来源：中电联、东吴证券研究所

图 10：2009-2018 年全社会电量情况（亿千瓦时）



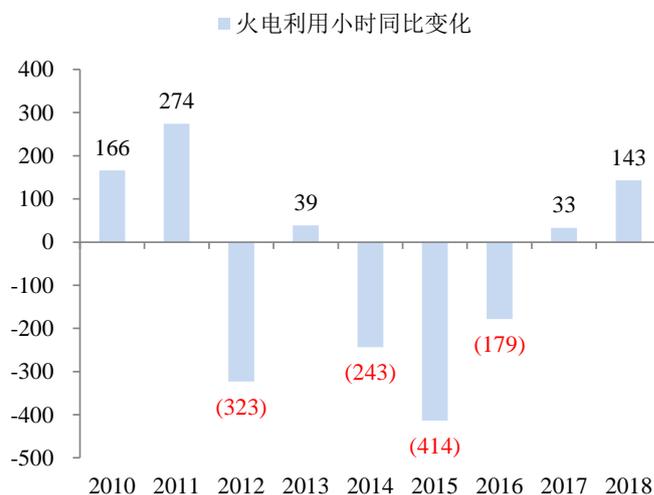
数据来源：中电联、东吴证券研究所

图 11：2009-2018 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

图 12：火电利用小时数同比变化（小时）

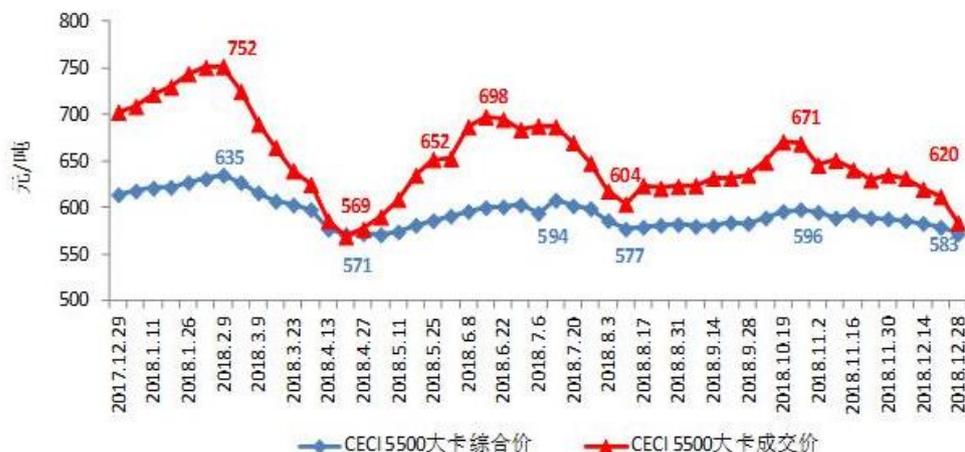


数据来源：中电联、东吴证券研究所

反映电煤采购成本的 CECI 5500 大卡综合价波动区间为 571-635 元/吨，各期价格均超过国家发展改革委等《关于印发平抑煤炭市场价格异常波动的备忘录的通知》（发改运行〔2016〕2808 号）规定的绿色区间（价格正常）上限，**国内煤电企业采购成本居**

高不下，2018 年全年全国火电企业亏损面仍近 50%。

图 13：中国沿海电煤采购价格指数走势（CECI 沿海指数）



数据来源：中电联、东吴证券研究所

## 2.2. 预计 2019 年用电量增速为 6.07%，火电利用小时数为 4414 小时

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。

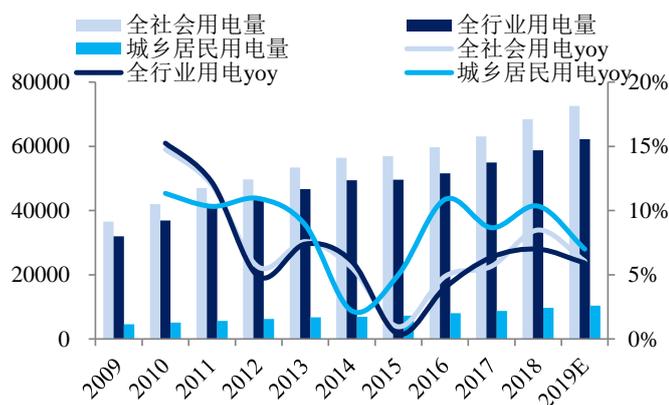
我们分析认为：1) **需求端：预计 2019 年全社会用电量将达到 7.26 万亿千瓦时，增速为 6.07%**。其中一产用电量为 764 亿千瓦时，增速为 5%；二产用电量为 4.96 万亿千瓦时，增速为 5%；三产用电量为 1.19 万亿千瓦时，增速为 10%，加总后全行业用电量合计 6.22 万亿千瓦时，增速为 5.92%。城乡居民用电量为 1.04 万亿千瓦时，增速为 7%。

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%**。2015-2018 年，火电装机容量分别为 10.06、10.61、11.10、11.44 亿千瓦，增速分别为 7.85%、5.51%、4.63%、3.02%，增速不断下滑；新增火电设备能力 0.67、0.50、0.45、0.41 万千瓦，新增发电设备能力不断下降；关停小火电机组容量分别为 1901、571、929 万千瓦（2018 年数据尚未公布），因此我们预测 2019 年火电装机容量增速大约为 2%，对应装机容量约为 11.67 亿千瓦。

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**。2014-2018 年，火电发电量分别为 4.30、4.23、4.33、4.59、4.92 万亿千瓦时，增速分别

为 1.93%、-1.68%、2.28%、6.02%、7.31%；占比全社会发电量分别为 75.76%、73.71%、71.85%、71.10%、70.39%，假设 2019 年火电发电量占比继续下降至 70%，则对应火电发电量为 5.08 万亿千瓦时，相比 2018 年增速为 4.31%；对应利用小时数为 4414 小时，相比 2018 年继续提升 53 小时。

图 14：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 15：预计 2019 年火电装机容量增速为 2%（万千瓦）



数据来源：中电联、东吴证券研究所

### 3. 边际变化二：上网电价满足工商业降价目标，短期内下调概率较小

1) 2018 年，在《政府工作报告》要求和发改委政策的指导下，一般工商业电价经历四轮下调，合计减轻一般工商业企业电费支出 1000 亿元以上，已经超额完成 10% 降幅目标；2) 2018 年全年市场化交易电量有望突破 2 万亿千瓦时，占比全社会用电量约为 29.24%，考虑到目前市场化交易电价折价幅度逐渐收窄，预计对行业和公司平均上网电价的影响较为有限。因此，我们预计，2019 年，在宏观经济不发生大幅波动的形势下，预计上网电价将保持较为稳定状态，继续下调的概率较小。

#### 3.1. 2018 年四轮降低工商业电价，10% 降价目标已经超额完成

我国销售电价按用电性质分为 4 大类，分别是居民、农业、大工业、一般工商业；从各类电价水平来看，全国平均销售电价水平是每千瓦时 0.65 元，其中居民电价每千瓦时 0.55 元，农业电价每千瓦时 0.48 元，大工业电价每千瓦时 0.64 元，一般工商业电价每千瓦时 0.80 元，一般工商业电价是这四类里面最高的。2018 年，《政府工作报告》提出，“降低电网环节收费和输配电价格，一般工商业电价平均降低 10%”，之后，发改委在 3、5、7、8 月份分别发布政策文件，要求降低一般工商业电价：

1) 2018 年 3 月，发改委发布《关于降低一般工商业电价有关事项的通知》，要求：

全面落实已出台的电网清费政策、推进区域电网和跨省跨区专项工程输电价格改革、进一步规范 and 降低电网环节收费、临时性降低输配电价，第一批降价措施全部用于降低一般工商业电价，自 2018 年 4 月 1 日起执行，**此次降价涉及降价资金 432 亿元。**

2) 2018 年 5 月，发改委发布《关于电力行业增值税税率调整相应降低一般工商业电价的通知》，要求：电力行业增值税税率由 17% 调整到 16% 后，省级电网企业含税输配电价水平和政府性基金及附加标准降低、期末留抵税额一次性退返等腾出的电价空间，全部用于降低一般工商业电价，自 2018 年 5 月 1 日起执行，**此次降价涉及降价资金 216 亿元。**

3) 2018 年 7 月，发改委发布《关于利用扩大跨省区电力交易规模等措施降低一般工商业电价有关事项的通知》，要求：将扩大跨省区电力交易规模、国家重大水利工程建设基金征收标准降低 25%、督促自备电厂承担政策性交叉补贴等电价空间，全部用于降低一般工商业电价，自 2018 年 7 月 1 日起执行，**此次降价涉及降价资金 173 亿元。**

4) 2018 年 8 月，发改委印发特急文件《关于降低一般工商业目录电价有关事项的通知》，要求：针对目前 8 项降电价措施实施后，尚未达到降一般工商业电价 10% 的地区，再部署 3 项非常规措施，自 2018 年 9 月 1 日起执行。

图 16: 《政府工作报告》提出，一般工商业电价平均降低 10%



数据来源：中国经济网、东吴证券研究所

表 3: 发改委发布系列政策文件，要求降低一般工商业电价

时间	部门	政策	内容
2018.3	国家发	《关于降低一般工	全面落实已出台的电网清费政策、推进区

	改委	商业电价有关事项的通知》	域电网和跨省跨区专项工程输电价格改革、进一步规范和降低电网环节收费、临时性降低输配电价，第一批降价措施全部用于降低一般工商业电价，自 2018 年 4 月 1 日起执行，此次降价涉及降价资金 432 亿元。
2018.5	国家发 改委	《关于电力行业增值税税率调整相应降低一般工商业电价的通知》	电力行业增值税税率由 17% 调整到 16% 后，省级电网企业含税输配电价水平和政府性基金及附加标准降低、期末留抵税额一次性退返等腾出的电价空间，全部用于降低一般工商业电价，自 2018 年 5 月 1 日起执行，此次降价涉及降价资金 216 亿元。
2018.7	国家发 改委	《关于利用扩大跨省区电力交易规模等措施降低一般工商业电价有关事项的通知》	将扩大跨省区电力交易规模、国家重大水利工程建设基金征收标准降低 25%、督促自备电厂承担政策性交叉补贴等电价空间，全部用于降低一般工商业电价，自 2018 年 7 月 1 日起执行，此次降价涉及降价资金 173 亿元。
2018.8	国家发 改委	《关于降低一般工商业目录电价有关事项的通知》	针对目前 8 项降电价措施实施后，尚未达到降一般工商业电价 10% 的地区，再部署 3 项非常规措施，自 2018 年 9 月 1 日起执行。

数据来源：国家发改委官网、东吴证券研究所

截至 2018 年 8 月底，河北、湖南、山东、四川、江西等全国大部分省份均已完成 10% 降价目标，根据发改委价格司巡视员张满英的表述，“综合考虑已出台的全部措施，按年计算，合计可减轻一般工商业企业电费支出 1000 亿元以上，超额完成 10% 降幅目标。”

### 3.2. 2018 年市场化交易电量占比有望接近 30%，折价幅度收窄对电价影响有限

中电联的数据显示，2017 年我国市场化交易量为 1.63 万亿千瓦时，占全社会用电量约为 25.9%、占全国电网销售电量约为 33.5%；2018 年前三季度全国市场化交易电量约为 1.45 万亿千瓦时，占全社会用电量约为 28.30%；由于全年市场化交易电量数据尚未公布，而根据国家电网披露数据，2018 年国家电网市场化交易电量超过 1.6 万亿千瓦时，因此预计全年交易电量有望突破 2 万亿千瓦时，占比全社会用电量约为 29.24%，考虑到目前市场化交易电价折价幅度逐渐收窄，预计对行业和公司平均上网电价的影响较为有限。

综上所述, 1) 2018 年出台的一系列工商业电价降价政策已经超额完成降价目标; 2) 市场化交易电量逐年上升, 但是折价幅度收窄, 因此, 我们预计, 2019 年, 在宏观经济不发生大幅波动的形势下, 预计上网电价将保持较为稳定状态, 继续下调的概率较小。

#### 4. 边际变化三: 2019 年煤炭行业供需形势有所宽松, 高库存有望加剧煤炭价格下行

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 4754 万吨, 相比 2018 年 (5111 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。

##### 4.1. 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 4: 截至 2018 年 6 月底 (假设中煤协披露的数据未发生变化) 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 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 5: 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

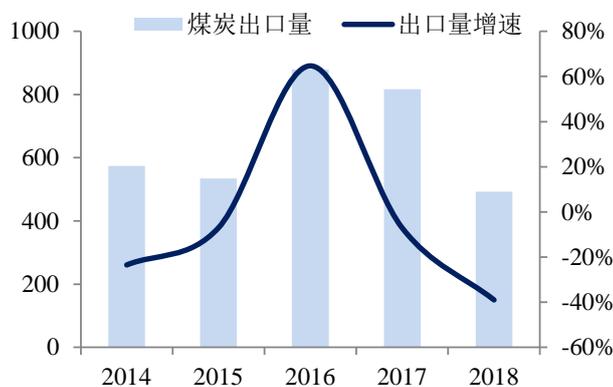
3) **表外在建产能投运贡献增量 0.23 亿吨**: 根据前文中所述, 由中煤协和能源局披露口径的差异, 我们可以大致推算出表外在建产能大约为 2.74 亿吨/年, 考虑到部分表外产能由于生产不规范、规模较小、未达到生产标准等原因面临淘汰, 假设其中有 50% 可以进入联合试运转并贡献有效增量, 按照未来三年均匀投运、每年产能利用率为 50% 计算, 则对应 2019 年产量增量为 0.23 亿吨。

**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。**

#### 4.2. 煤炭供给二: 进口有望回落至 2.7 亿吨以下, 出口绝对值较小影响有限

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 17：煤炭出口增速变化较大但是绝对值较小（万吨）



数据来源：海关总署、东吴证券研究所

图 18：2018 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 6：2018 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

#### 4.3. 煤炭供给三：固定资产投资低位+资本开支乏力，未来三年新增产能有限

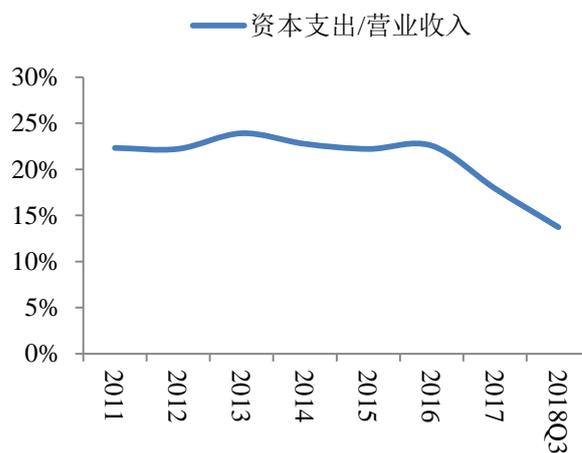
2012年，煤炭开采和洗选业固定资产投资完成额累计同比达到阶段性高点之后，一路下行，到2013年增速降为负值；虽然从2016年开始，受益于供给侧改革和环保力度提升，煤炭行业盈利能力显著增强，但是由于之前积累的债务问题较为严重，盈利状况改善后煤炭企业首要任务是改善资产负债表，而不是扩张生产规模，因此我们观察到：1) 行业固定资产投资完成额累计同比从2016年下半年以来持续上行，在2018年转为正值，但是目前仍处在低位；2) 2017年开始行业资本支出/营业收入显著下行，一方面是由于煤价上行带来营收规模增长，另一方面资本支出绝对值也出现下行，彰显企业对行业未来发展前景担忧，因此，在固定资产投资低位+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 19：行业固定资产投资完成额同比增速较低（%）



数据来源：Wind、东吴证券研究所

图 20：2017 年以来资本支出/营收逐渐下降（%）



数据来源：Wind、东吴证券研究所

#### 4.4. 煤炭需求：预计 2019 年需求增速为 1.62%，其中火电耗煤占比为 54.56%

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 39.74 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 4754 万吨，相比 2018 年（5111 万吨）有所缩小，供需形势相比 2018 年略有宽松。

表 7：2019 年煤炭供需平衡表（万吨）

	2016	2017	2018	2019E
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	367494	379907	390640	397393
需求	384560	386098	395751	402147
yoy	-3.14%	0.40%	2.50%	1.62%
<b>供需缺口</b>	<b>-17066</b>	<b>-6191</b>	<b>-5111</b>	<b>-4754</b>
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

#### 4.5. 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。

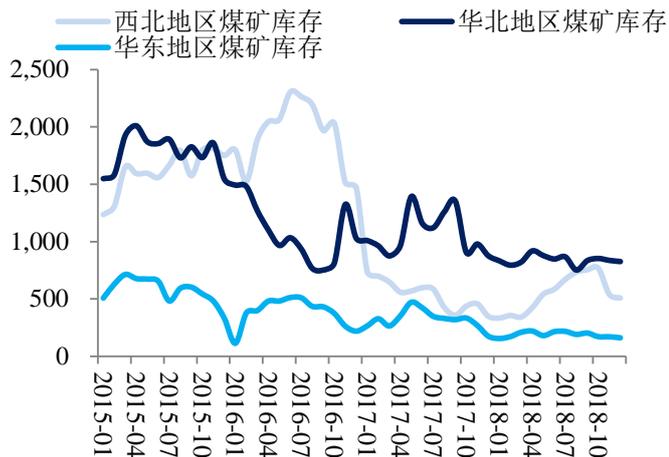
2) 港口库存处于相对高点：我们选取北方七港中的秦皇岛港煤炭库存数据，发现除了2018年10-12月份的当月值同比增速有所下降以外，2018年其他月份同比增速大部分均为正值，目前北方港口煤炭库存处于相对高点。

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，目前处于近两年中相对高点，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 21：国有重点煤矿库存情况（万吨）

图 22：北方和长江重点港口煤炭库存情况（万吨）



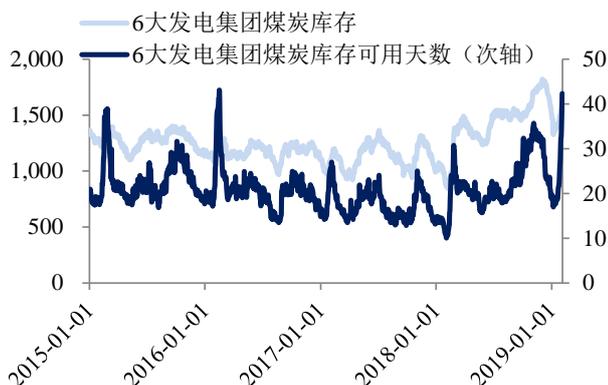
数据来源：Wind、东吴证券研究所



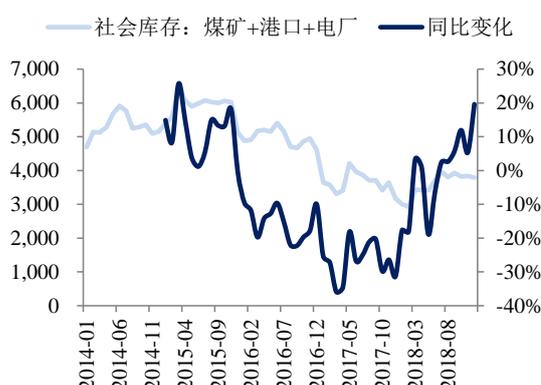
数据来源：Wind、东吴证券研究所

图 23：6 大发电集团煤炭库存处于高位（万吨）

图 24：社会库存从 2018 年下半年以来逐步提升（万吨）



数据来源：Wind、东吴证券研究所



数据来源：Wind、东吴证券研究所

#### 4.6. 总结：供需形势略有好转，北方港口和电厂高库存有望加剧煤价下行趋势

##### 一、煤炭行业供给端：

- 1) 在固定资产投资低位+资本开支乏力的形势下，预计行业未来三年新增产能极为有限；
- 2) 根据我们的测算，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；
- 3) 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；

4) 因此将进出口考虑在内后, 我们预计 2019 年煤炭行业产量增量约为 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。

**二、煤炭行业需求端:** 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%;

### **三、将库存纳入考虑后:**

1) 不考虑库存波动下的供需缺口值(供给-需求)为 4754 万吨, 相比 2018 年(5111 万吨)有所缩小, 供需形势相比 2018 年略有宽松;

2) 将煤矿、港口、电厂库存数据纳入考虑后, 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, 目前处于近两年中相对高点, 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。

**四、总结: 2019 年煤炭行业供需形势相比 2018 年略有好转, 动力煤中枢价格大概率下行, 但是具体下行幅度需视增量产量投放节奏和进出口政策等因素的变化, 同时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。**

## 5. 三因素敏感性分析: 电价影响明显但波动幅度小, 煤炭价格敏感性强于发电小时数

为了算出上网电价、煤炭价格、发电小时数对上市公司的业绩影响, 我们选取华电国际、华能国际、建投能源、大唐发电、内蒙华电、国电电力、上海电力、浙能电力、申能股份、国投电力、皖能电力等 11 家电力公司, 以 2017 年为基准, 分别对三因素进行敏感性测算, 结论如下:

1) **上网电价变化对上市公司业绩影响最为明显, 但调整频率低且幅度小:** 假设上网电价上调 0.01 元(不含税)元/千瓦时, 则皖能电力、华电国际、华能国际、建投能源、大唐发电、内蒙华电、国电电力、上海电力、浙能电力、申能股份、国投电力等净利润分别增加 1.63、10.68、23.81、2.09、10.07、2.70、8.66、2.20、6.98、1.62、2.64 亿元, 占比 2017 年净利润分别为 205.95%、137.67%、110.89%、66.95%、41.11%、33.90%、31.34%、15.39%、14.70%、7.42%、4.03%, 其中变化最为明显的分别为皖能电力、华电国际、华能国际。根据我们测算的结果, 三因素中上网电价的业绩敏感性最强, 但是从过往情况来看上网电价调整的频率较低, 且每次调整幅度较小。

2) **煤价变化对业绩影响大于发电小时数, 且波动幅度较大:** 假设煤价下调 10 元/吨(不含税), 则皖能电力、华电国际、华能国际、建投能源、大唐发电、内蒙华电、国电电力、上海电力、浙能电力、申能股份、国投电力等净利润分别增加 0.63、4.07、

9.29、0.82、3.85、1.06、3.30、0.79、2.63、0.62、1.03 亿元，占比 2017 年净利润分别为 80.33%、52.50%、43.25%、26.41%、15.73%、13.33%、11.95%、5.56%、5.54%、2.82%、1.58%，其中变化最为明显的分别为皖能电力、华电国际、华能国际。根据我们测算的结果，煤价变化对业绩造成的影响大于发电小时数变化对业绩造成的影响（华电国际例外，煤价变化的业绩敏感性略小于发电小时数变化的业绩敏感性），且由于煤价波动较为剧烈（2018 年相比 2015 年均价增长 57.42%，价差为 236 元/吨），预计未来煤价将在火电上市公司业绩释放中体现更为重要的作用。

2) **发电小时数的变化对业绩亦会造成显著影响，不够影响程度低于上网电价和煤炭价格**：假设发电小时数增加 100 个小时，则皖能电力、华电国际、华能国际、建投能源、大唐发电、内蒙华电、国电电力、上海电力、浙能电力、申能股份、国投电力等净利润分别增加 4.64、0.44、8.37、0.69、1.08、3.31、1.88、0.68、1.44、0.33、0.90 亿元，占比 2017 年净利润分别为 59.78%、56.15%、38.97%、21.99%、13.59%、13.53%、6.80%、4.79%、3.03%、1.49%、1.37%，其中变化最为明显的分别为华电国际、皖能电力、华能国际。

表 8：2017 年业绩敏感性测算（亿元）

	皖能电力	华电国际	华能国际	建投能源	大唐发电	内蒙华电	国电电力	上海电力	浙能电力	申能股份	国投电力
净利润	0.79	7.76	21.47	3.12	24.49	7.97	27.64	14.29	47.45	21.85	65.59
归母净利润	1.32	4.30	17.93	1.68	17.12	5.14	22.23	9.28	43.34	17.38	32.32
电价变化（+0.01 元/千瓦时）增加净利润	1.63	10.68	23.81	2.09	10.07	2.70	8.66	2.20	6.98	1.62	2.64
电价净利润弹性	205.95%	137.67%	110.89%	66.95%	41.11%	33.90%	31.34%	15.39%	14.70%	7.42%	4.03%
电价变化（+0.01 元/千瓦时）增加归母净利润	2.72	5.92	19.88	1.12	7.04	1.74	6.97	1.43	6.37	1.29	1.30
亿元	皖能电力	华电国际	华能国际	建投能源	大唐发电	内蒙华电	国电电力	上海电力	浙能电力	申能股份	国投电力
煤价变化（-10 元/吨）增加净利润	0.63	4.07	9.29	0.82	3.85	1.06	3.30	0.79	2.63	0.62	1.03
煤价净利润弹性	80.33%	52.50%	43.25%	26.41%	15.73%	13.33%	11.95%	5.56%	5.54%	2.82%	1.58%

煤价变化 (-10元/吨) 增加归母净利润	1.06	2.26	7.76	0.44	2.69	0.69	2.66	0.52	2.40	0.49	0.51
	华电 国际	皖能 电力	华能 国际	建投 能源	内蒙 华电	大唐 发电	国电 电力	上海 电力	浙能 电力	申能 股份	国投 电力
利用小时数 变化(+100 小时)增加 净利润	4.64	0.44	8.37	0.69	1.08	3.31	1.88	0.68	1.44	0.33	0.90
发电小时数 净利润弹性	59.7 8%	56.15 %	38.97 %	21.99 %	13.59 %	13.53 %	6.80%	4.79%	3.03%	1.49 %	1.37 %
发电小时数 变化(+100 小时)增加 归母净利润	2.57	0.74	6.99	0.37	0.70	2.32	1.51	0.44	1.31	0.26	0.44

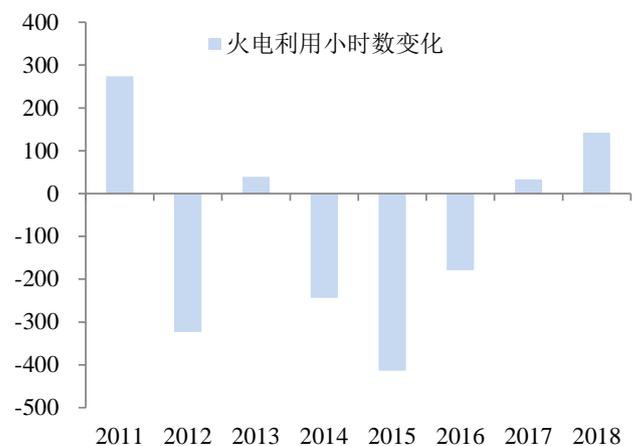
数据来源：Wind、东吴证券研究所

图 25：动力煤价格波动较大（元/吨）



数据来源：Wind、东吴证券研究所

图 26：2011-2018 年火电利用小时数的变化（小时）



数据来源：中电联、东吴证券研究所

## 6. 相关标的：配置需求华能国际、华电国际；弹性品种皖能电力、建投能源

我们总结前文的核心观点：

1) 回顾过往：上网电价、发电小时数、煤炭价格核心三因素均承压，2015-2017 年

火电行业 ROE 分别为 13.93%、7.98%、3.89%，2018 年前三季度 ROE 为 3.97%，盈利能力降至近年来低点。

## 2) 2019 年，行业有望迎来核心三因素的显著边际变化：

边际变化一：发电小时数触底回升，2019 年有望保持稳定。我们预计 2019 年全社会用电量将达到 7.26 万亿千瓦时，增速为 6.07%；火电装机容量将达到 11.67 亿千瓦，增速为 2%；对应 2019 年火电利用小时数为 4414 小时，相比 2018 年继续提升 53 小时。

边际变化二：上网电价满足工商业降价目标，短期内下调概率较小。2018 年，在《政府工作报告》要求和发改委政策的指导下，一般工商业电价经历四轮下调，已经超额完成 10% 降幅目标；同时市场化交易电价折价幅度逐渐收窄，对行业和公司平均上网电价的影响较为有限。因此，我们预计，2019 年，在宏观经济不发生大幅波动的形势下，预计上网电价将保持较为稳定状态，继续下调的概率较小。

边际变化三：2019 年煤炭行业供需形势有所宽松，高库存有望加剧煤炭价格下行。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。同时，我们测算 2019 年煤炭行业需求值为 40.21 亿吨，增速为 1.62%，其中火电耗煤占比为 54.56%。不考虑库存波动下的供需缺口值为 4754 万吨，相比 2018 年有所缩小，供需形势相比 2018 年略有宽松；如果将库存考虑在内，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。

3) 我们选取 11 家电力公司，以 2017 年为基准，分别对上网电价、煤炭价格、发电小时数三因素进行敏感性测算，结论为：上网电价变化对上市公司业绩影响最为明显，但调整频率低且幅度小；煤价变化对业绩造成的影响大于发电小时数变化对业绩造成的影响，且由于煤价波动较为剧烈，预计未来煤价将在火电上市公司业绩释放中体现更为重要的作用。

因此，标的选择方面：

### 配置需求建议关注行业龙头：华能国际、华电国际

华能国际：火电行业龙头，行业属性最为明显，在我们前文所述的三因素边际改善下，公司有望率先获益；2010-2017 年分红比例持续高于 50%，且承诺 2018-2020 年分红原则上不低于可分配利润的 70% 且不低于 0.1 元/股，配置价值彰显；Wind 一致预期 2018-2020 年 EPS 分别为 0.17、0.35、0.49 元，对应 PE 分别为 38、18、13 倍，建议关注。

华电国际：火电行业龙头之一，行业属性较为明显，在我们前文所述的三因素边际改善下，公司有望率先获益；公司火电装机在山东地区较为集中，获益于自备电厂整治力度加大，公司发电小时数有望显著提升；2013-2017 年公司分红比例在 40% 左右，Wind

一致预期 2018-2020 年 EPS 分别为 0.21、0.33、0.41 元，对应 PE 分别为 20、13、10 倍，建议关注。

#### 弹性品种重点关注区域供需：皖能电力、建投能源

皖能电力：安徽地区电力供需格局好，2019 年公司发电小时数有望上升；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；神皖能源优质资产注入，将显著提升公司 ROE 水平；外延并购二：大股东承诺后续注入资产，打开市场想象空间。Wind 一致预期 2018-2020 年 EPS 分别为 0.22、0.33、0.44 元，对应 PE 分别为 23、16、12 倍，建议关注。

建投能源：河北省及北京周边工商业用电需求稳定，2019 年用电小时数大概率稳中有升；业绩弹性对煤炭价格较为敏感，煤价下行趋势下业绩增长具备爆发力；未来几年资本开支有限，分红有望保持稳定，Wind 一致预期 2018-2020 年 EPS 分别为 0.18、0.37、0.54 元，对应 PE 分别为 33、16、11 倍，建议关注。

## 7. 风险提示

宏观经济下行使得终端工业用电需求减弱，火电发电小时数不达预期；

风电、光伏等新能源装机快速投运，挤压火电发电量和发电小时数；

上网电价受到政策影响持续下降；

供给侧改革、环保督查等因素造成煤炭价格持续上行。

## 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>

