

李蓉  
联系人  
lirong@gjzq.com.cn

杜旷舟  
联系人  
dukz@gjzq.com.cn

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

娜敏  
联系人  
namin@gjzq.com.cn

## 试以广东见全国，电价预期差逻辑或将加强

### 事件

- 12月11日，广东电力交易中心发布2020年度双边协商交易结果通知，发电侧参与主体77家，共191台机组；用户侧122家，其中售电公司121家、大用户1家。共成交合约1243笔，总成交量2117.13亿千瓦时；总成交均价-47.1厘/千瓦时。

### 评论

- 广东2020年度双边协商交易电量大增78%，煤电扣税价格预计降6.5厘/千瓦时，降幅为1.7%：**广东省2020年度双边协商电量同比增长78%至2117亿千瓦时，占全社会用电量比例预计由18%提升至30%左右，中长期市场交易日渐成熟。根据广东省发改委规划，20年市场交易电量总规模约2600亿千瓦时，中长期交易合同电量原则占全部市场化电量至少90%，按此估算，月结、现货电量分别约223、260亿千瓦时，假设20年月结+现货与双边协商电量之间的价差与19年相同，**预计燃煤市场电综合价格降幅1.1%，即4.6厘/千瓦时。**而随着广东电力市场化改革的推进，市场电抑价率自17年起不断收窄，19Q2以来在月度市场化交易电量仍以20%+增速增长的情况下，月度均价差维持在40厘/千瓦时，综合电价水平总体稳定，市场化程度不断提高下未来电价受供需变化的影响将日益加大。剔除气电市场交易量影响，预计2020年煤电含税、扣税价格分别同比降低11、6.5厘/千瓦时，降幅在2.5%、1.7%左右。
- 用电稳增长+火电受挤压缓解，利用小时降幅有望明显收窄：**广东经济以高科技、先进制造业等第三产业为驱动，19H1三产用电量同增10.4%至609.6亿千瓦时，贡献全社会用电增量的59.4%，同时下半年起工业用电量增速回升，预计19年全社会用电量增速5.1%，其中二产、三产、居民增速3.3%/10.5%/6%。2020年预计三产、居民仍为用电量主要驱动力，增速9%/6%，全社会用电增速4.6%。供给侧，考虑到外来电量增多、本地水电大发、新能源装机增加以及部分煤电备用机组转入商运，预计19年广东省火电利用小时同降10.5%，带动全电源利用小时下降4%。2020年受19年下半年枯水影响，火电受挤压情况预计缓和，但新能源装机持续高速增长，同时气电机组增加，预计火电/全电源利用小时分别降低3%/1%。
- 从广东看全国电价预期差，综合平均价格或仅下降1%-1.5%。**由于广东受电主要来源西南地区输电通道能力增强、火电新增装机较多，2020年广东省电力供应有增量，在全国尤其是沿海地区范围内相对宽松，造成市场电折价微幅提高，其他省份如江苏、安徽以及南网部分地区存在局部时段电力供应紧缺问题，**预计全国整体电价水平降幅要低于广东。**由于“基准+浮动”价格新政仅针对一般工商业新用户，剔除农业、居民等优先发电电量和已市场化电量，理论可实现电量占市场电理论空间为30%，实际比例在10%-15%左右，对应全国综合加权平均电价下降1%-1.5%，降幅3-5厘。
- 煤价下跌30元/吨即可抵消电价降幅，明年广东煤电效益有望好转。**目前我国主要发电企业煤炭库存处于历史高位，议价能力强，中短期内动力煤供需宽松导致的下行趋势仍将持续，预计19年广东电煤价格指数同比下降8.4%至580元/吨。我们测算20年煤价下跌30元/吨就能对冲广东煤电含税价格11厘/千瓦时的降幅，预计明年广东省点火价差同比小幅微增，保持在0.22-0.23元/千瓦时区间，煤电效益水平有望好转。

### 投资建议

- 从广东电力协商交易结果看全国电价降幅，市场化+浮动制实施后综合电价降幅有限，煤价下降利于火电板块盈利提升，叠加估值修复有望带来板块触底反弹，预计增长空间30-50%。建议关注受电价政策落地、煤价下行、利用小时数稳定业绩企稳回升的火电龙头企业**华能国际、华电国际**；以及受地方区域供需紧平衡影响电价上升、盈利增加的区域性火电龙头**建投能源、皖能电力、湖北能源**。

### 风险提示

- 电价下降超预期；电力市场化程度超预期；煤炭突发性事件导致煤价上涨。

**图表 1：广东省市场电综合电价变化及煤电价格变化测算**

| 序号        | 项目        | 单位    | 2019  | 2020   | 备注                                   |
|-----------|-----------|-------|-------|--------|--------------------------------------|
| A         | 全部市场化电量   | 亿千瓦时  | 1956  | 2600   | 20年为广东省发改委规划值                        |
| B         | 全部双边电量    | 亿千瓦时  | 1189  | 2117   |                                      |
| C         | 气电        | 亿千瓦时  | 298   | 422    |                                      |
| D         | 煤电        | 亿千瓦时  | 891   | 1695   | 计算：B-C                               |
| E         | 全部月结电量    | 亿千瓦时  | 767   | 483    | 由于无法估算现货情况下的价格，故假设月度竞价均按差价模式         |
| F         | 气电        | 亿千瓦时  | 128   | 77     |                                      |
| G         | 煤电        | 亿千瓦时  | 639   | 406    | 计算：E-F                               |
| H         | 火电发电量     | 亿千瓦时  | 3106  | 3254   |                                      |
| I         | 气电        | 亿千瓦时  | 542   | 575    | 假设19/20气电发电量增速5%/6%                  |
| J         | 煤电        | 亿千瓦时  | 2563  | 2679   | 计算：H-I                               |
| <b>煤电</b> |           |       |       |        |                                      |
| K         | 煤电市场电量    | 亿千瓦时  | 1530  | 2101   | 计算：D+G                               |
| L         | 煤电非市场化电量  | 亿千瓦时  | 1034  | 577    | 计算：J-K                               |
| M         | 燃煤标杆电价    | 元/千瓦时 | 0.463 | 0.463  | 超净排放电价+0.01                          |
| N         | 燃煤市场电综合价格 | 元/千瓦时 | 0.423 | 0.418  | 19年市场电平均成交折价-40.29厘/千瓦时，20年为加权平均     |
| O         | 同比下降      |       |       | -1.09% | 降幅4.6厘                               |
| P         | 双边电价      | 元/千瓦时 | 0.418 | 0.416  | 19-20年双边协商折价0.04509、0.0471           |
| Q         | 月结电价      | 元/千瓦时 | 0.429 | 0.427  | 20年假设月结+现货与双边协商电价差距与19年相同，即11.5厘/千瓦时 |
| R         | 煤电含税价格    | 元/千瓦时 | 0.439 | 0.428  | 加权平均： $(P*D+Q*G+M*L)/J$              |
| S         | 增值税率      |       | 14%   | 13%    | 2019年4月1日起增值税率从16%调整为13%             |
| T         | 煤电扣税价格    | 元/千瓦时 | 0.385 | 0.379  | 计算： $R/(1+S)$                        |
| U         | 同比下降      |       |       | -1.68% | 税前降11厘/千瓦时，税后降6.5厘/千瓦时               |
| <b>气电</b> |           |       |       |        |                                      |
| V         | 气电市场电量    | 亿千瓦时  | 426   | 499    | 计算：C+F                               |
| W         | 气电非市场化电量  | 亿千瓦时  | 116   | 76     | 计算：I-V                               |
| X         | 燃气标杆电价    | 元/千瓦时 | 0.665 | 0.665  |                                      |
| Y         | 气电市场电综合价格 | 元/千瓦时 | 0.625 | 0.620  | 19年市场电平均成交折价-40.29厘/千瓦时，20年为加权平均     |
| Z         | 同比下降      |       |       | -0.70% | 降幅4.3厘                               |
| AA        | 双边电价      | 元/千瓦时 | 0.620 | 0.618  | 19-20年双边协商折价0.04509、0.0471           |
| AB        | 月结电价      | 元/千瓦时 | 0.636 | 0.634  | 20年假设月结+现货与双边协商电价差距与19年相同，即16厘/千瓦时   |
| AC        | 气电含税价格    | 元/千瓦时 | 0.633 | 0.626  | 计算： $(AA*C+AB*F+X*W)/I$              |
| AD        | 增值税率      |       | 14%   | 13%    | 2019年4月1日起增值税率从16%调整为13%             |
| AE        | 气电扣税价格    | 元/千瓦时 | 0.556 | 0.554  | 计算： $AC/(1+AD)$                      |
| AF        | 同比下降      |       |       | -0.24% | 税前降7厘/千瓦时，税后降1.4厘/千瓦时                |

来源：广东电力交易中心，广东省能源局，中电联，国金证券研究所

**公司投资评级的说明：**

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。

**行业投资评级的说明：**

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；  
增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；  
中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；  
减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 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