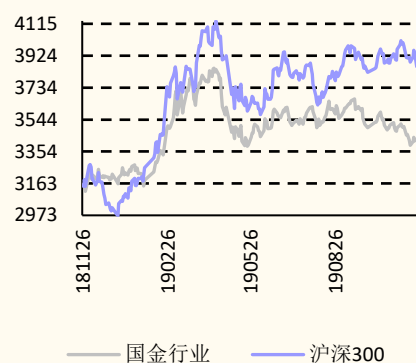


市场数据(人民币)

市场优化平均市盈率	18.90
国金电力、煤气及水等公用事业指数	3420
沪深300指数	3850
上证指数	2885
深证成指	9627
中小板综指	9008



相关报告

1. 《安监加严短期推升焦煤价格，于动力煤几无影响，重申火电配置...》，2019.11.20
2. 《气价机制未发生实质性改变，门站价完全放开尚存挑战-天然气行业...》，2019.11.8
3. 《市场化+浮动价增强盈利确定性，重构火电板块价值新时代-【国金...】》，2019.10.27

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

掀起火电企业美好时代的盖头来 ——火电十二问

行业观点

■ **火电估值创十年历史新低。**2019年初至今，受2020年电价大幅下降的市场预期影响，火电板块在前三季度归母净利润326.3亿元，同比增长44.4%的情况下大幅跑输大盘。截至2019年11月15日，火电板块PB为0.89倍，创造了估值的十年历史新低。

■ **2020年火电板块盈利持续增长。**火电企业盈利取决于上网电价、煤价、利用小时数。其中上网电价和利用小时数决定火电企业的营业收入，煤价决定火电企业的营业成本。我们预计2020年火电板块盈利三要素：**综合平均电价下降1%，煤价下跌50元/吨，利用小时数增加66小时。**

电价假设：2020年三类电价总量约5万亿千瓦时，综合电价平均下降1%；其中，大工业用户合约占比50%，约2.5万亿千瓦时，电价与上年相同，折价率7.6%，约2.6分钱（2017Q3-2019Q3期间折价率不断下降）；2020年新增一般工商业用户合约占比10%，约5000亿千瓦时（考虑到前四年大用户年均转化率10%，理论电量1.5万亿，占比30%），电价折价率10%（实际不可能超过大用户折价率）；政府定价电量占比40%，约2万亿千瓦时，执行基准价（标杆电价）。

利用小时数假设：我们预计2020年全社会用电量增速5%，全国发电装机容量增速5.4%。新增火电装机33兆千瓦，火电利用小时数增加66小时。

煤价：动力煤于2019年进入新一轮供给宽松阶段，预计2020年年均电煤价格下跌50元/吨水平。

敏感性分析：煤价每降10元，可基本抵消电价每下降1%带来的影响。煤价下降幅度远超电价下降幅度，加上利用小时数增加，盈利增长高确定性。

■ **中长期看，火电板块盈利逐步向8%-10%的区间回归。**中长期看，火电板块最大影响因素之一的煤价已于2019年进入四年一轮的下行周期，带来火电企业的经营情况确定性改善；自2015年以来由于电力市场化的扩大带来火电企业的电价下降，即将因为经营性行业全面进入市场而终止；现货市场还原电力的商品属性，火电企业也有望通过市场定价获得合理回报，改变历史上由于政府定价带来的周期性特征。2020年，作为现货市场的开元年，叠加确定性的煤价下行，推动企业盈利逐渐向ROE 8%-10%的合理盈利区间回归，开启火电行业公共事业属性回归的美好时代。

投资建议

■ **市场化+浮动制增强火电盈利稳定性，助力板块PB估值回升至1.4-1.7倍。**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**；建议关注受地方区域供需紧平衡影响电价上升、盈利增加的的区域性火电龙头**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；突发性事件导致煤价上涨。

内容目录

前言	4
一问：出台“基准价+上下浮动”电价政策的目的是为哪般？	4
二问：2020 年只许下浮不许上浮是否为了降电价？	5
三问：适用“基准价+上下浮动”电价政策的电量有多少？	6
四问：各省“基准价+上下浮动”电价何时出台？	6
五问：能否预判“基准价+上下浮动”电价？	7
六问：2020 年电厂综合电价水平如何？	7
七问：发改委何时调基准价？	9
八问：2020 年煤价跌多少？	9
九问：煤价下跌可以抵消多大电价下跌和市场化比例提升？	10
十问：明年火电利用小时数是否会下降？	11
十一问：如何看待火电企业未来几年的盈利情况？	12
十二问：中长期看，市场化交易后，火电盈利情况如何？	14
投资建议	16
风险提示	16

图表目录

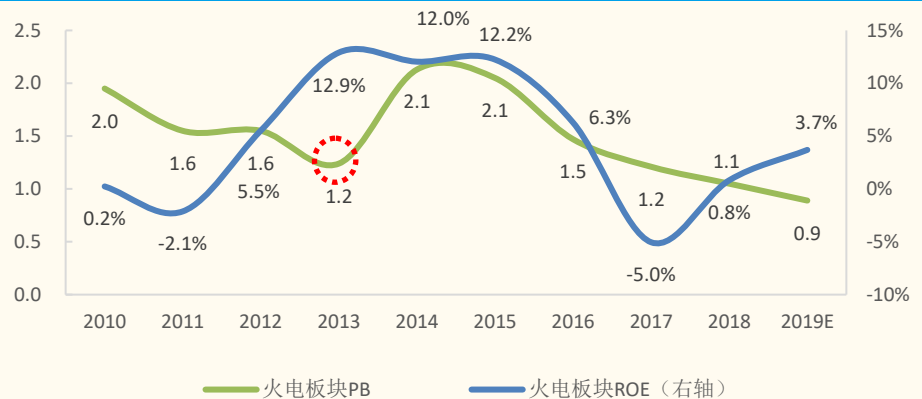
图表 1：火电板块 PB 估值再一次降至谷底	4
图表 2：预计 2019 年火电板块利用小时数下降，ROE 仍上升	4
图表 3：电力市场化目标与实际比较	5
图表 4：上一轮煤价下跌 4 年后政府才下调基准价	5
图表 5：目前煤电理论可增加市场化电量最大约 1.5 亿千瓦时	6
图表 6：工商业用户标杆电价比大工业用户高（元/千瓦时）	7
图表 7：市场电价不断上升，与煤电标杆电价差价缩小	7
图表 8：全国煤电市场平均折价率 7.6% 已经接近底限	7
图表 9：火电企业综合电价降低（元/千瓦时）	8
图表 10：火电企业综合电价降低（元/千瓦时）	8
图表 11：QHD5500 动力煤价下跌	9
图表 12：动力煤月度产量同比增加	9
图表 13：动力煤价呈现季节性变化规律（元/吨）	10
图表 14：动力煤价与历史煤价对比（元/吨）	10
图表 15：电价下降 1% 火电企业盈利敏感性	10
图表 16：电价下降 5% 火电企业盈利敏感性	10
图表 17：5500 原煤价格下降 10 元/吨火电企业盈利敏感性	10
图表 18：5500 原煤价格下降 50 元/吨火电企业盈利敏感性	10
图表 19：利用小时数下降 10 小时火电企业盈利敏感性	10
图表 20：利用小时数下降 50 小时火电企业盈利敏感性	10

图表 21: 预计 2020 年全社会用电量增速 5% (亿千瓦时)	11
图表 22: 预计 2020 年全国发电装机容量 (兆千瓦) 增速 5.4%.....	12
图表 23: 2020 年火电新增装机量小幅下降 (兆千瓦)	12
图表 24: 预计 2020 年火电利用小时数回升 (小时)	12
图表 25: 煤炭开采投资完成额累计增速转正 (%)	13
图表 26: 榆林新增产能情况.....	13
图表 27: “市场煤、管制电”导致火电板块 ROE 与动力煤价呈现周期性关系	13
图表 28: 火电板块毛利率、净利率回升	14
图表 29: 火电板块现金流好转	14
图表 30: 美国电力改革政策.....	14
图表 31: 美国电价在改革后上涨 (美分/千瓦时)	15
图表 32: 美国电价在 2003-2009 年间显著上涨	15
图表 33: 电力市场化改革后美国电力企业 ROE 波动范围收窄表现出公用事业属性	15
图表 34: 电力市场化改革后美国电力企业 PB 估值稳步上升	16

前言

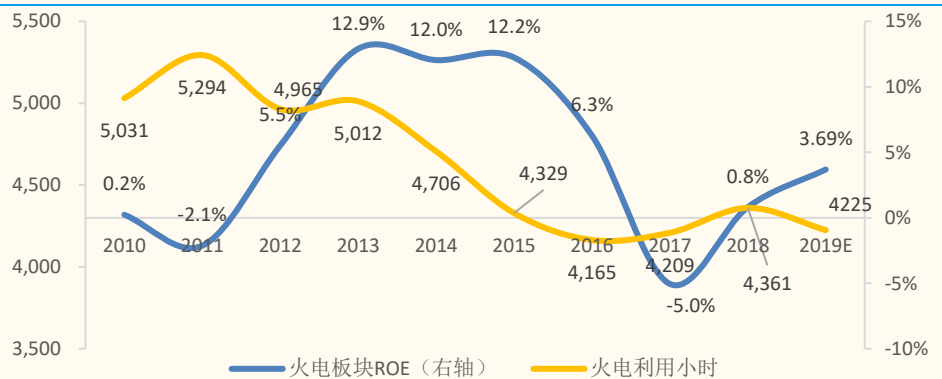
- 降价不确定性导致火电板块在盈利上升期估值却被杀跌。2019年10月，国家发改委出台《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（以下简称指导意见）。火电板块前三季度归母净利润326.3亿元，同比增长4.4%，然而板块PB估值却在盈利大幅向好的时候受降价忧虑影响跌到十年来历史新低的0.89倍。
- 历史表明被错杀的估值会随着盈利上升而恢复。2013年火电板块在ROE从5.5%上升至12.9%时，却因市场担心煤价下跌引发电联动电价下调，导致估值下挫。2014年，确定电价不降后，尽管ROE微幅下降，PB却大幅上升至2.1。
- 本篇报告中，我们将梳理当前市场最关心的诸多问题，从市场供需、政策制定的本源出发，探究火电运营三要素明年的发展趋势，辨明行业发展方向。

图表1：火电板块PB估值再一次降至谷底



来源：wind，国金证券研究所

图表2：预计2019年火电板块利用小时数下降，ROE仍上升



来源：wind，国金证券研究所

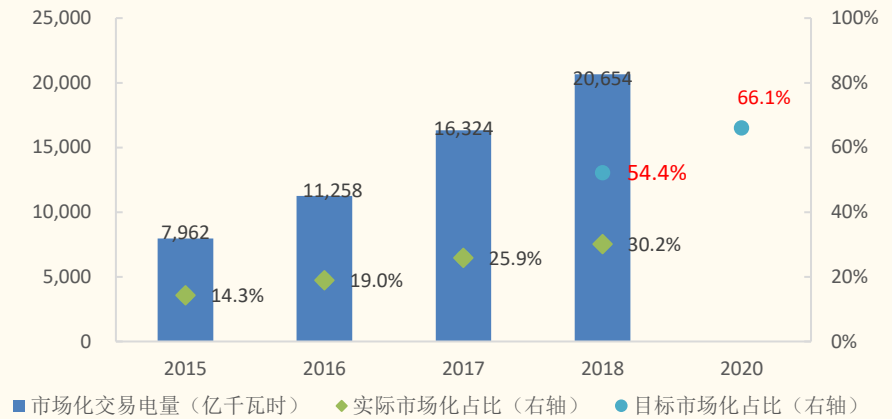
一问：出台“基准价+上下浮动”电价政策的目的是为哪般？

- 答：指导意见的最开始已经指明“为加快推进电力价格市场化改革，有序放开竞争性环节电力价格，提升电力市场化交易程度。”

当前电力市场化程度亟待出台措施提升。我们在上一篇行业深度报告《市场化+浮动价增强盈利确定性，重构火电板块价值新时代》中提到，政府的目标是2020年100%放开工商业用电，即全部用电量的66.1%，约45000

亿千瓦时。实际上自 2015 年开始第二轮改革，市场化交易电量（以发用电用户双边交易为主）从 2015 年的 7962 亿千瓦时增加到 2018 年的 20654 亿千瓦时，市场化占全社会用电量的比重从 14.3% 扩大至 30.2%。当前市场化交易电量距离目标尚有约 25000 亿千瓦时电量，这是几乎无法完成的。电价政策加上之前的发用电计划放开政策，使得我国初步具备了工商业用电市场化的政策基础。

图表 3：电力市场化目标与实际比较



注：目标市场化占比以 2018 年用电量为基础

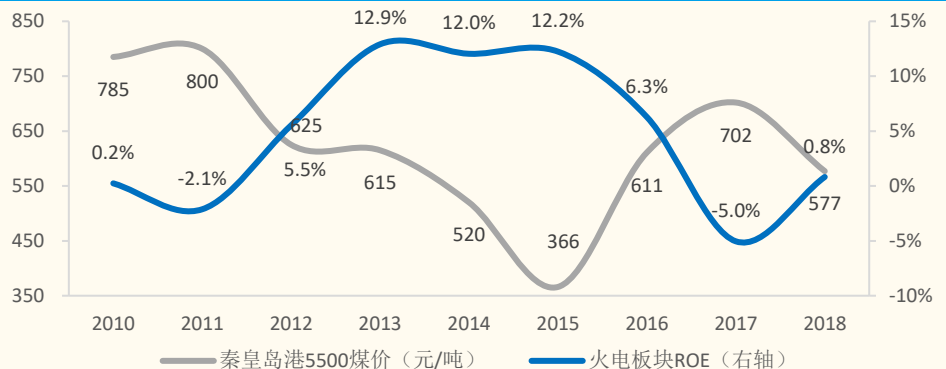
来源：中电联，国金证券研究所

二问：2020 年只许下浮不许上浮是否为了降电价？

- 答：当然不是，本轮基准价不调，表明政府考虑到了火电企业的亏损。2020 年不许涨价的原因只为保住前两年一般工商业用户降价的胜利果实。

本轮基准价不下调表明政府考虑了火电企业前两年的亏损。上一轮煤价顶峰在 2011 年，政府直到 2015 年煤价下降了超 50% 的 2015 年 7 月才降了约 3 分/千瓦时（降幅约 10%）。本轮火电板块自 2017 年开始亏损，本轮基准价（原煤电标杆）不下调，实际说明政府考虑到火电企业前两年为经济承担的煤炭上涨，欠火电企业的总是要还的。

图表 4：上一轮煤价下跌 4 年后政府才下调基准价



来源：wind，国金证券研究所

2020 年不允许涨价原因有二：一是下一轮进场的用户都属于一般工商业用户，前两轮 2018 和 2019 年一般工商业用户电价下降部分主要由电网和增值税贡献，煤电行业没有做出贡献，自然也不能得利；二是鼓励对入市持观望态度的小用户进场。

三问：适用“基准价+上下浮动”电价政策的电量有多少？

- 答：“基准价+上下浮动”电价主要为 2020 年后新入场的一般工商业用户定制，合计用电量约 10%-30%之间，即 5000 亿千瓦时-1.5 万亿千瓦时。

煤电最大市场化占比理论值为 80%。改革举措第三条指出“燃煤发电电量中居民、农业用户用电对应的电量仍按基准价执行”的电量部分，这部分电量主要为优先发电，包括“为满足调峰调频和电网安全需要，调峰调频电量优先发电；为保障供热需要，非统调燃煤热电联产机组实行‘以热定电’电量优先发电；超低排放的燃煤机组奖励电量优先发电”。预计上述优先供电量在 20%左右，则符合市场化条件的煤电发电量比重约为 80%，即理论煤电最大市场化比重为 80%。

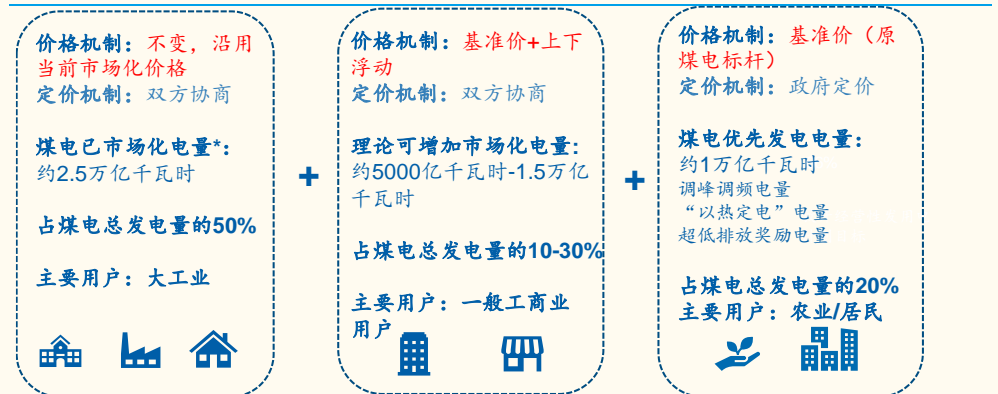
约 50%的电量执行现有市场化规定。改革举措第四条指明“燃煤发电电量中已按市场化交易规则形成上网电价的，继续按现行市场化规则执行。”

具备入市条件的燃煤发电量执行“基准+上下浮动”规则。“现执行标杆上网电价的燃煤发电电量，具备市场交易条件的，具体上网电价由发电企业、售电公司、电力用户等市场主体通过场外双边协商或场内集中竞价（含挂牌交易）等市场化方式在‘基准价+上下浮动’范围内形成，并以年度合同等中长期合同为主确定；暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户用电对应的电量，仍按基准价执行。”据此，“基准价+上下浮动”的电量最大为 30%（理论市场化电率 80% - 已市场化电率 50%）。

必须指出的是，上述电量是由双方签订协议确定。我们认为今年至多实现前几年的年均市场化率，约占煤电电量的 10%：一是大多数中小企业客户对电价不敏感，在不清楚市场化的结果时，会抱有观望态度；二是市场化对发电商和电网都会带来降价可能，二者都不会积极推动市场化。

综上所述，执行“基准价+上下浮动”电价的煤电发电量约在 10%-30%区间，即 5000 亿千瓦时-1.5 万亿千瓦时。

图表 5：目前煤电理论可增加市场化电量最大约 1.5 亿千瓦时



注：假设 2019 年市场化电量实现 2.6 万千瓦时

来源：中电联，国金证券研究所

四问：各省“基准价+上下浮动”电价何时出台？

- 答：“基准价+上下浮动”电价是由用户与企业签订的价格，大约在明年一月基本落定。

各省政府目前正在加紧出台“基准价+上下浮动”的指导方案与细则，具体价格还需电厂和用户谈判。由于政府政策出台较晚，或多或少会影响发电商与新用户洽谈的节奏，我们预计明年 1 月份，“基准价+上下浮动”的价格变化会逐渐明朗。

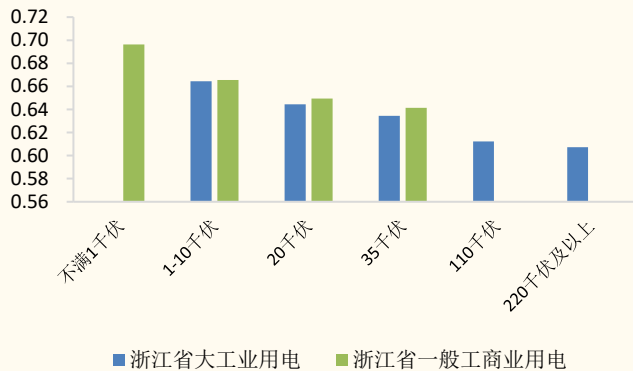
五问：能否预判“基准价+上下浮动”电价？

- 答：我们认为当前全国煤电市场化电价平均折价率 7.6% 是“基准价+上下浮动”电价的底，新进场用户不可能获得比现有用户更低的电价。

在当前各省政府的“基准价+上下浮动”细则未出台、企业无法签订合同的情况下，最合理的方法是判断更省煤电市场化的空间，当前煤电折价区间，由于缺乏分省数据，我们从全国层面做一个基本面判断。

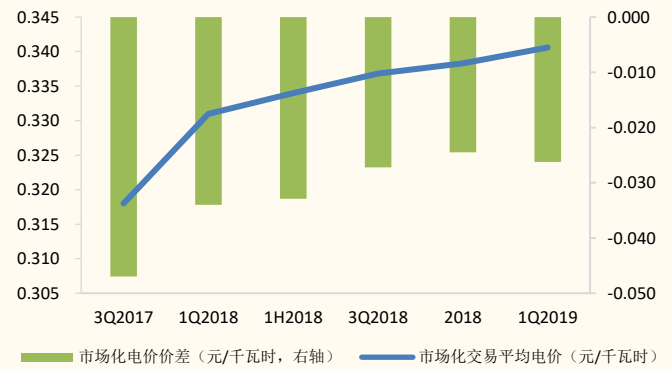
市场化率越高，市场电价折价率越低。市场化范围越大，新进入市场的用户年用电量越低（电压等级越低），应当承担的电价越高，议价能力也越小。因此，随着市场化比例继续提高，加权平均市场化电价会更高，这也是为何我们看到市场化电价在煤价同比不增的情况下依然增加的原因。

图表 6：工商业用户标杆电价比大工业用户高（元/千瓦时）



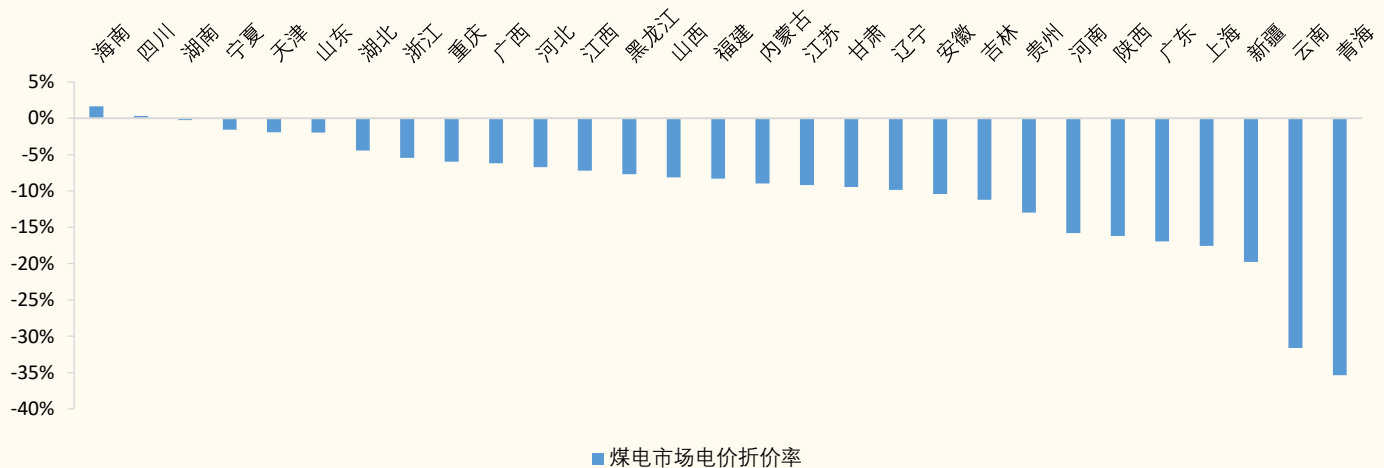
来源：国家电网，国金证券研究所

图表 7：市场电价不断上升，与煤电标杆电价差价缩小



来源：中电联，国金证券研究所

图表 8：全国煤电市场平均折价率 7.6% 已经接近底线



来源：中电联，国金证券研究所

六问：2020 年电厂综合电价水平如何？

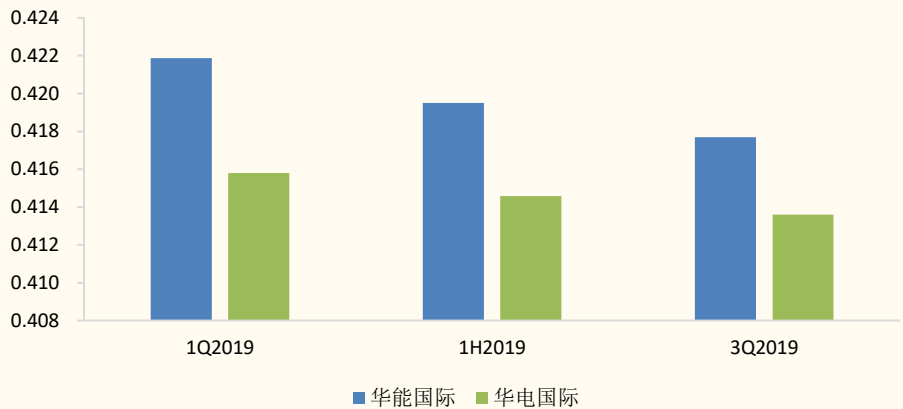
- 解读：我们预计 2020 年电厂综合电价降幅小于 5 厘。

我们详细拆解 2020 年存在的三种电价与电量的可能性：

1. **原有市场化电价或维持不变。**以广州为例，今年广州港到港煤价下降约 15%，但广州电力交易市场的价格并未降低。当然，不排除因为经济下行严重导致的电价下降。
2. **“基准+上下浮动”或拉低综合电价 1%。**悲观假设“基准+上下浮动”电价降幅在 10%左右。一方面，实际上小用户不可能拿到比大用户更低的电价；另一方面，若电价与煤价挂钩，电价下降 10%，则煤价至少下降 15%（因为煤炭成本仅占全部成本的 70%左右）。10%的用电量乘 10%的降价，则“基准+上下浮动”电价政策对综合电价的影响在 1%左右。
3. **执行基准价的煤电或因税后价格上涨而上涨。**2019 年 4 月，增值税在由 16%下调至 13%，除浙江省外，其他省份均未下调电价，以此补偿了煤电行业之前承担的损失。由于增值税下调到 16%在 2018 年 5 月开始执行，因此 2020 年上半年执行基准价部分或上涨。

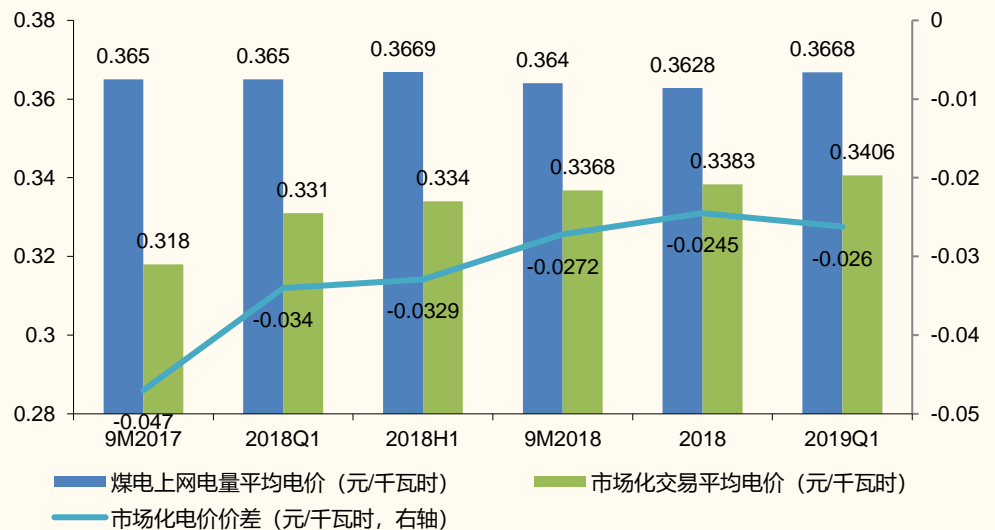
综上所述，我们认为明年新增市场化电量会导致火电综合电价降幅约 1%左右，具体降多少要看各省新增市场化用电量比例。以 2019 年为例，华能国际、华电国际综合电价下降分别为 4 厘、2 厘。

图表 9：火电企业综合电价降低（元/千瓦时）



来源：公司公告，国金证券研究所

图表 10：火电企业综合电价降低（元/千瓦时）



来源：中电联，国金证券研究所

七问：发改委何时调基准价？

■ 答：预计火电板块 ROE 超 10% 的时候。

上一轮电价下调是在火电 ROE 超 12% 的情况下。我们假设政府在本轮周期内计划让火电企业少挣一点，预计会在五大发电集团 ROE 超 10% 的情况下就开始调价。

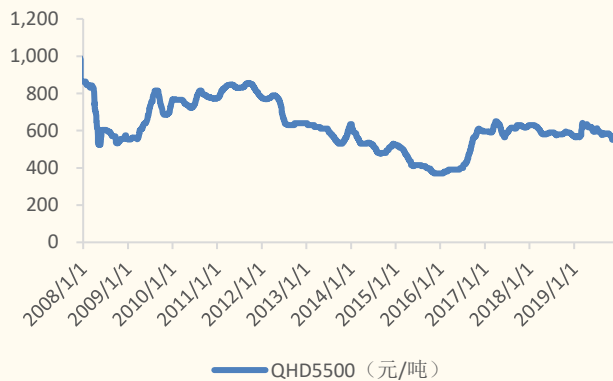
必须注意的是，上一轮调价时的电量口径是几乎 100%，而下一轮调价时由于政府定价的电量不到 50%，影响也会相应减少。

八问：2020 年煤价跌多少？

■ 答：我们预计 2020 年动力煤平均价格 540 元/吨，同比今年下降 50 元/吨，但煤价不会跌破 500 元/吨。

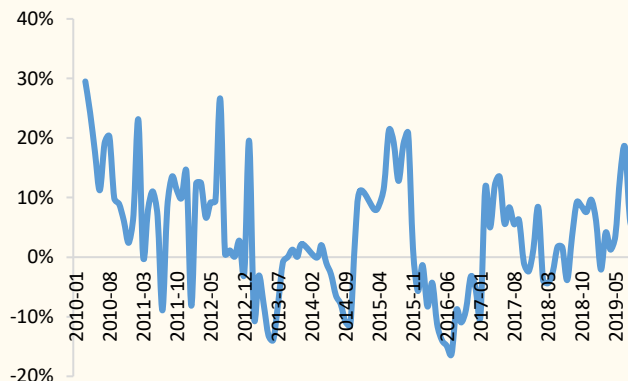
QHD5500 动力煤价格在 2019 年一季度 642 元/吨的小高峰后，一路下跌至近期的 551 元/吨。进入 2018 年，我国动力煤月度产量同比增速在波动中逐渐提高，2019 年 9 月动力煤月度产量累计增速达到 6.2%，此外六大发电集团煤炭库存整体处于历史高位，都表明动力煤目前处于供给宽松状态。在上一轮煤价下行周期内，动力煤次年平均价要比当年 12 月煤价低 48-97 元/吨。

图表 11：QHD5500 动力煤价下跌



来源：wind，国金证券研究所

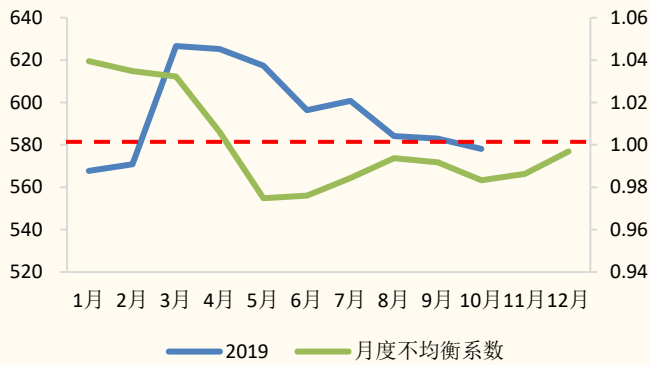
图表 12：动力煤月度产量同比增加



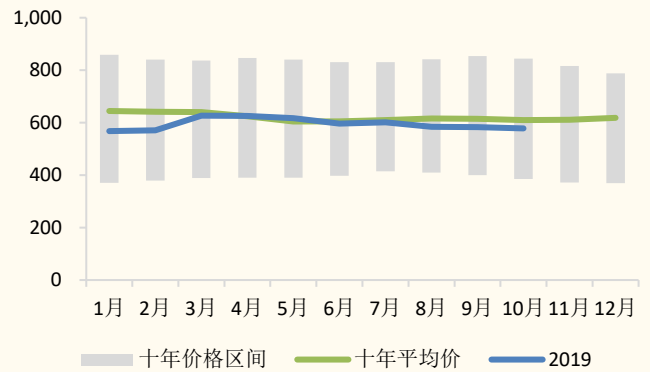
来源：wind，国金证券研究所

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，在 2013 年冬季月度均价最高上涨 80 元/吨，之后随着取暖季结束动力煤价回落，2014 年 4 月月度均价较 2013 年 12 月月度均价下降 83 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。

图表 13: 动力煤价呈现季节性变化规律 (元/吨)



图表 14: 动力煤价与历史煤价对比 (元/吨)



来源: wind, 国金证券研究所

来源: wind, 国金证券研究所

九问: 煤价下跌可以抵消多大电价下跌和市场化比例提升?

■ 解读: 煤价每下跌 10 元可以抵消电价下跌 1% 的影响。

电价下降 1% 大约为 3 厘。煤价下降 10 元/吨, 按照度电煤耗 300 克/千瓦时计算, 则度电煤炭成本降低 3 厘。

我们对市场典型火电企业做出的详细敏感性测算同样验证了这一点。火电企业在电价下降 1% 情况下损失的利润, 基本与动力煤价下降 10 元/吨增加的利润相当。

图表 15: 电价下降 1% 火电企业盈利敏感性

公司	归母净利润 (百万元)	净利润变动幅度	EPS	EPS 变动幅度
华能国际	11987.57	-4.72%	1.28	-4.72%
华电国际	7236.25	-4.35%	0.98	-4.35%
长源电力	855.06	-4.90%	0.80	-4.90%

来源: wind, 国金证券研究所测算

图表 16: 电价下降 5% 火电企业盈利敏感性

公司	归母净利润 (百万元)	净利润变动幅度	EPS	EPS 变动幅度
华能国际	9610.96	-23.61%	1.02	-23.61%
华电国际	5920.53	-21.74%	0.80	-21.74%
长源电力	678.65	-24.52%	0.63	-24.52%

来源: wind, 国金证券研究所测算

图表 17: 5500 原煤价格下降 10 元/吨火电企业盈利敏感性

公司	归母净利润 (百万元)	净利润变动幅度	EPS	EPS 变动幅度
华能国际	13144.98	4.48%	1.40	4.48%
华电国际	7962.59	5.25%	1.08	5.25%
长源电力	945.81	5.19%	0.88	5.19%

来源: wind, 国金证券研究所测算

图表 18: 5500 原煤价格下降 50 元/吨火电企业盈利敏感性

公司	归母净利润 (百万元)	净利润变动幅度	EPS	EPS 变动幅度
华能国际	15398.04	22.38%	1.64	22.38%
华电国际	9552.22	26.27%	1.30	26.27%
长源电力	1701.35	46.38%	0.86	46.38%

来源: wind, 国金证券研究所测算

图表 19: 利用小时数下降 10 小时火电企业盈利敏感性

公司	归母净利润 (百万元)	净利润变动幅度	EPS	EPS 变动幅度
华能国际	12537.73	-0.35%	1.34	-0.35%

图表 20: 利用小时数下降 50 小时火电企业盈利敏感性

公司	归母净利润 (百万元)	净利润变动幅度	EPS	EPS 变动幅度
华能国际	12361.80	-1.75%	1.32	-1.75%

华电国际	7559.66	-0.07%	1.03	-0.07%
长源电力	895.37	-0.42%	0.83	-0.42%

来源: wind, 国金证券研究所测算

华电国际	7537.55	-0.37%	1.02	-0.37%
长源电力	880.20	-2.11%	0.82	-2.11%

来源: wind, 国金证券研究所测算

十问：明年火电利用小时数是否会下降？

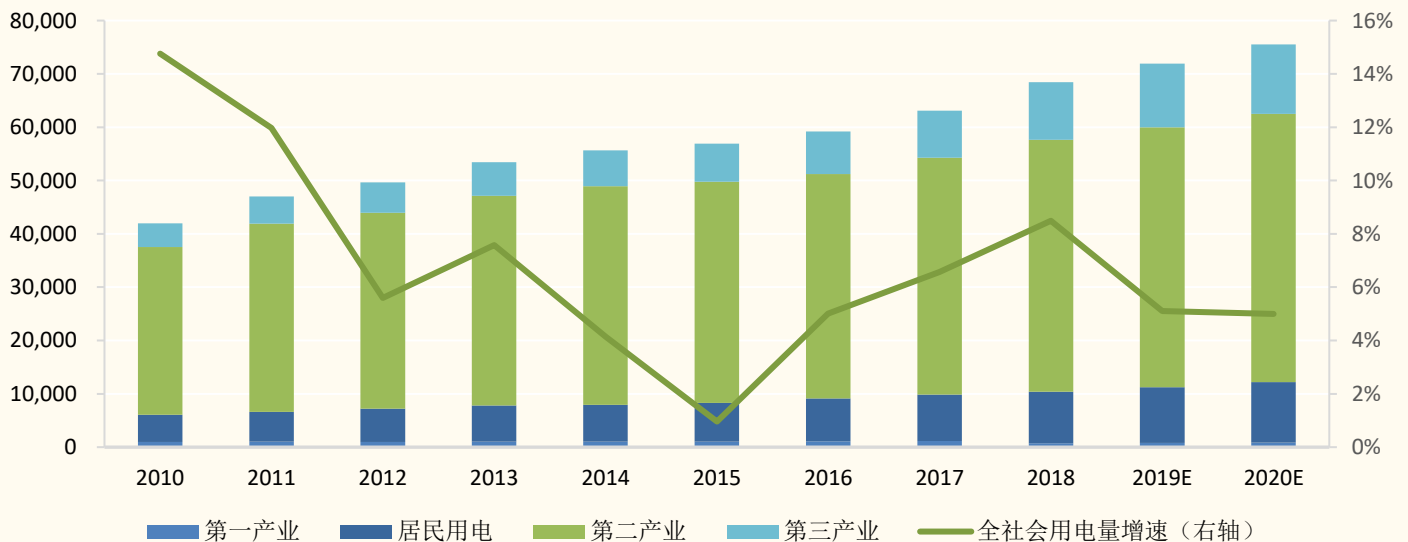
- 答：2020年，我们保守估计火电利用小时数4291小时，同比2019年上升66小时。

预计2020年全社会用电量75537亿千瓦时，同比增速5%。一、二、三产与居民用电量分别为834、50355、13009、11339亿千瓦时，增速分别为8.0%、3.3%、9.0%、8.1%。增长的主要动力来自于：1.居民用电近年来持续稳健增长；2.5G通信会成为2020年三产用电增长的强劲动力；3.2019年凉夏与暖冬带来的空调负荷下降以及中美贸易战等用电不利因素影响减弱。

预计2020年全国发电装机容量2101兆千瓦，同比增速5.4%。其中，水电、火电、核电、风电、光伏装机容量分别为367、1212、53、229、240兆千瓦，增速分别为3.1%、2.8%、8.2%、12.2%、17.1%。预计2020年，水电、核电、风电、光伏新增装机容量分别为11、4、25、35兆千瓦，各电源分别较2019年新增装机容量有所提高。预计2020年新增火电装机容量33兆千瓦，装机容量增速2.8%，较2019年火电新增装机容量35兆千瓦稍有降低。

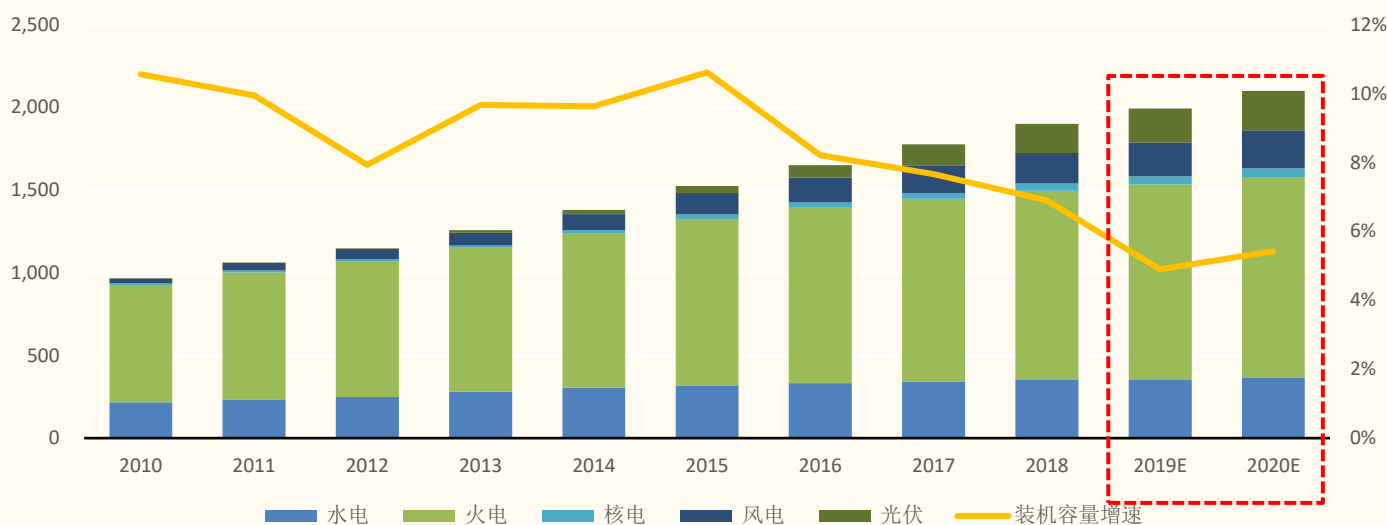
预计2020年全国发电利用小时数3839小时，与2019年相比减少7小时。我们对火电外的各种电源都做了非常乐观的假设：水电的利用小时数通常受上年来水影响大，2019年来水偏少，水库蓄水少，故2020年水电利用小时数必然下降。在2020年新增装机容量比2019年扩大的基础上，我们的水电利用小时数假设只下降了8小时，预计3730小时；同时，我们乐观地假设核电、风电、光伏的利用小时数分别为7450、2250、1320小时，分别比上年同期增加82、50、40小时；在上述乐观假设除火电的其他电源的条件下，我们预测火电利用小时数从2019年的4225小时增加到4291小时，同比增加66小时。

图表 21：预计2020年全社会用电量增速5%（亿千瓦时）



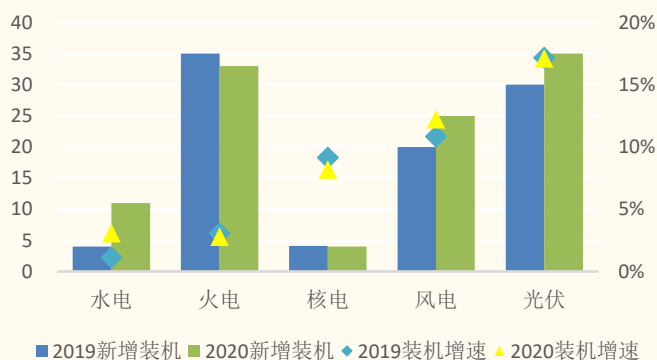
来源: 中电联, 国金证券研究所

图表 22: 预计 2020 年全国发电装机容量 (兆千瓦) 增速 5.4%



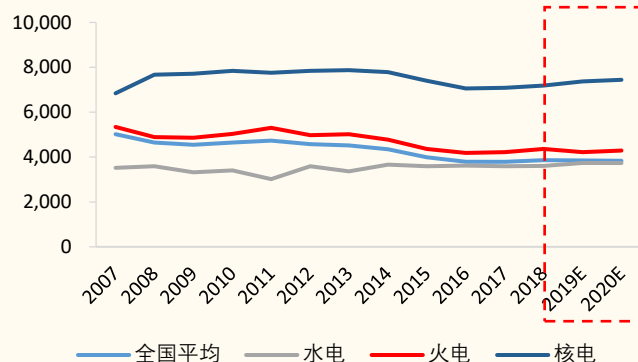
来源: 中电联, 国金证券研究所

图表 23: 2020 年火电新增装机量小幅下降 (兆千瓦)



来源: 中电联, 国金证券研究所

图表 24: 预计 2020 年火电利用小时数回升 (小时)



来源: 中电联, 国金证券研究所

十一问: 如何看待火电企业未来几年的盈利情况?

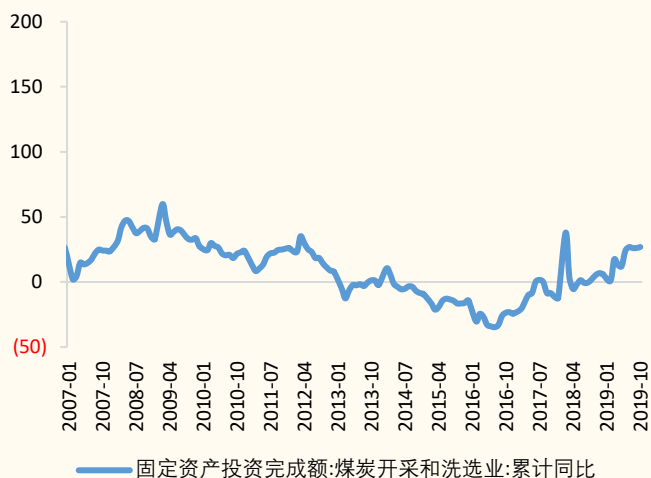
■ 解读: 中长期看, 火电新一轮的盈利上升周期刚刚开始。

在以前电价固定、煤价浮动的时期, 火电板块 ROE 与煤价呈现高度负相关的周期性关系。2003-2008 年、2008-2012 年、2012-2016 年各为一个周期, 每个周期大致为四年。其中 2003-2008 年、2012-2016 年两个周期, 煤价中枢处于 400-500 元/吨位置, 而且不乏跌破 400 元/吨大关时期, 此时火电企业 ROE 保持在 8% 以上水平, 最高接近 15%, 盈利可观。2008-2012 年周期, 动力煤价格大幅提高, 火电企业 ROE 为负值, 行业艰难度日。

导致煤价出现四年一个变化周期的原因是, 一般煤炭开采的固定资产投资始于煤价上涨周期的第二年, 新矿从开始建设到完全投产需要 2-3 年时间。煤矿大规模资本开支回暖始于 2017 年年中, 我们预计 2019-2020 年, 包括鄂尔多斯、神木、榆林等地区将有 2 亿吨新增煤炭产能释放, 目前官方信息为榆林地区增加 9260 万吨产能。进入 2019 年, 我国煤炭固定资产投资完成额累计增速转正并逐步走高, 截止 2019 年 10 月, 累计增速已达

26.9%。预计至 2020 年，我国煤炭产能将大幅提高，供需格局继续转变，带来价格持续下降。

图表 25: 煤炭开采投资完成额累计增速转正 (%)



来源：国家统计局，国金证券研究所

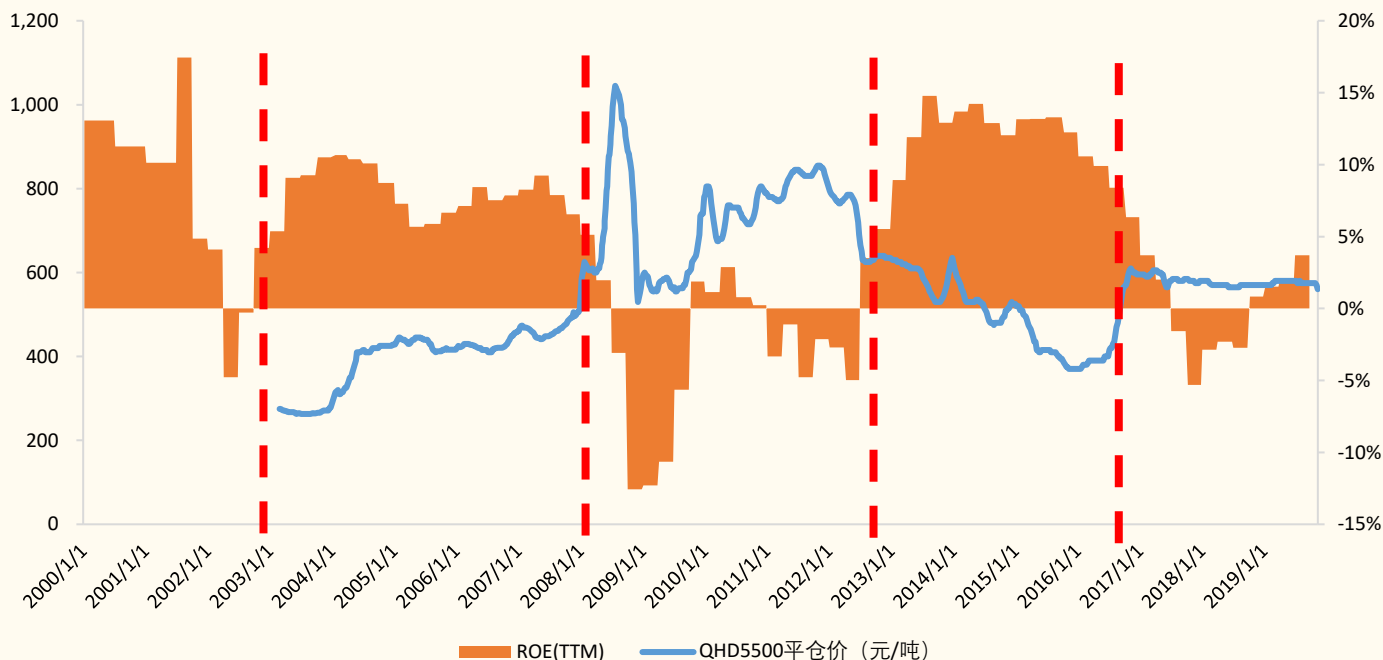
图表 26: 榆林新增产能情况

公司名称	产能 (万吨)	投产时间
陕西陕煤曹家滩矿业有限公司	1500	2019 年
陕西省榆林市大梁湾煤矿有限公司	120	2019 年
插榆阳区方家畔煤矿	120	2019 年
陕西小保当矿业有限公司一号矿井	1500	2019 年
榆林市榆阳中能袁大滩矿业有限公司	800	2019 年
陕西延长石油巴拉素煤业有限公司	1000	2020 年
中煤陕西能源化工有限公司大海则煤矿	2000	2020 年
神木县香水河矿业有限公司	120	2020 年
陕西小保当矿业有限公司二号矿井	1300	2020 年
可可盖煤矿	800	2020 年

来源：榆林煤炭交易市场网，国金证券研究所

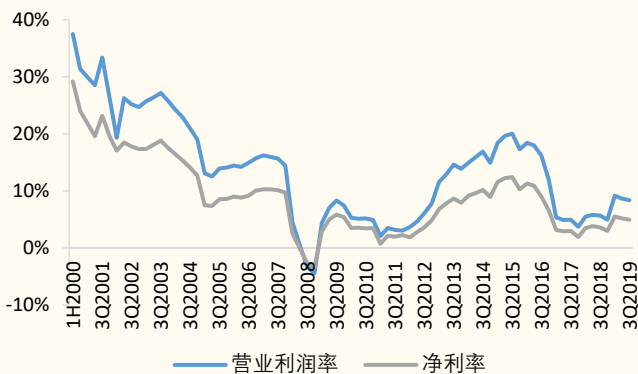
电力市场化改革为煤电带来顺价机制，改变了过往由于政府定价煤电的逆周期性特征。然而，电力市场化后，80-90%的中长期合约将稳定电价变动周期在一年左右，因此，火电板块 ROE 和动力煤价的此消彼长在中长期内仍将继续存在，但波动性更小。站在现在的时点上，煤价从 2019 年一季度下跌，目前已经跌至 550 元/吨位置，火电企业经营好转，ROE 转正后继续走高，毛利率、净利率提高，企业经营性现金流回暖，2016-2019 年的火电低谷周期接近结束，下一轮火电板块的景气周期即将来临。

图表 27: “市场煤、管制电”导致火电板块 ROE 与动力煤价呈现周期性关系

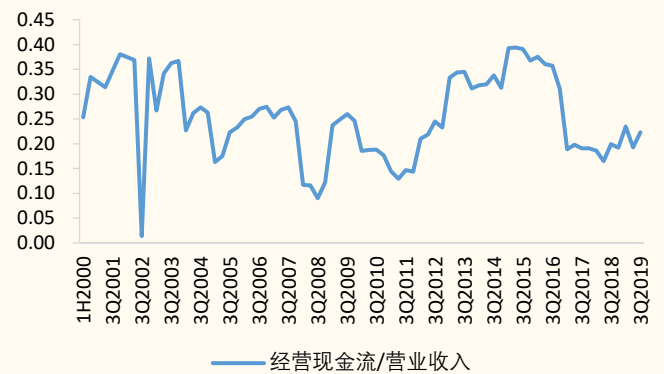


来源：wind，国金证券研究所

图表 28：火电板块毛利率、净利率回升



图表 29：火电板块现金流好转



来源：wind，国金证券研究所测算

来源：wind，国金证券研究所测算

十二问：中长期看，市场化交易后，火电盈利情况如何？

- 解读：从美国的电力市场化改革历程看，市场化的加深有利于电价提高及盈利波动性减弱，助力火电板块公共事业属性的回归。

我们选取了美国电力、南方电力、杜克能源和埃立特四家企业作为借鉴，分析其 ROE 在电力改革前后变化，尝试预测我国火电板块盈利未来长期可能的演变方向。

1992 年美国由《能源政策法案》开放输电网接入，促进电力批发市场竞争，从而开启了电力市场化的改革历程。直到 1999 年，此时处于市场化前期，电力企业 ROE 波动尚不明显。1999 年末，市场化改革力度加强，电力企业 ROE 和 PB 估值大幅波动，行业进入动荡期。在此期间，美国的电价受市场化政策驱动，出现显著上涨。之后到 2008 年，电力市场化演进基本完成，美国主要电力公司 ROE 波动减弱，波动幅度收窄至 5%-15%之间，表现出显著公用事业属性，PB 估值稳步上升。

反观我国电力市场化改革进程，在改革中期，由于政策变化与市场预期的不明朗，的确会出现板块估值动荡，但是随着市场化交易比例的提高，我们正在逐步迈向电力市场化的成熟。从中长期看，随着我国电力改革逐渐完善，我国火电板块也将回归公用事业属性，估值回升。

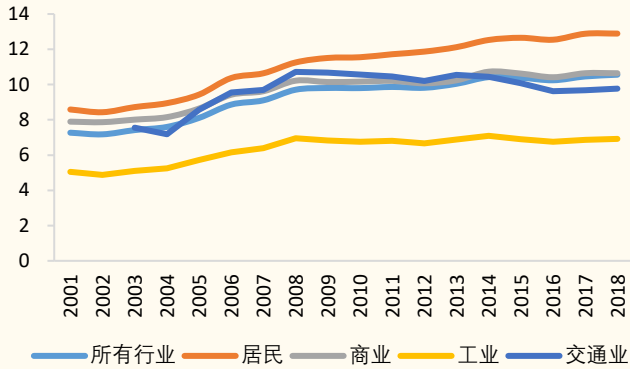
图表 30：美国电力改革政策

时间	改革内容
1992 年 10 月	通过《能源政策法案》EPACT，通过输电网开放接入促进电力批发市场竞争，开启美国电力改革历程
1996 年	联邦能源管理委员会 FERC 发布 NO. 888 等法令，放开输电网的公开接入
1999 年 12 月	FERC 发布 NO. 2000 法令，鼓励各类输电公司加入区域输电组织（RTO）
2003 年 11 月	FERC 发布 NO. 2004 法令，制定传输提供者的行为准则
2005 年 8 月	签署 EPA，重申致力于促进电力批发市场竞争的国家政策
2006 年 7 月	FERC 发布 NO. 681&679 法令，确立独立输电组织的指导方针
2007 年 2 月	FERC 发布 NO. 890 法令，改革公开接入输电网的管制框架
2008 年 10 月	FERC 发布 NO. 719 法令，增强有组织批发电力市场的运营能力和提高市场竞争程度
2011 年 7 月	FERC 发布 NO. 1000 法令，改进公开接入传输费用（OATT）传输计划程序和成本分配机制
2012 年 9 月	FERC 发布 NO. 768 法令，要求市场参与者实行价格透明

2015年10月 FERC发布NO.816法令，细化了市场定价政策和程序

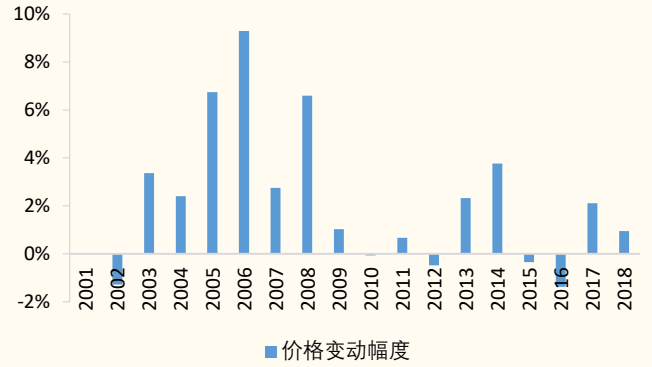
来源：中电联，国金证券研究所

图表 31：美国电价在改革后上涨（美分/千瓦时）



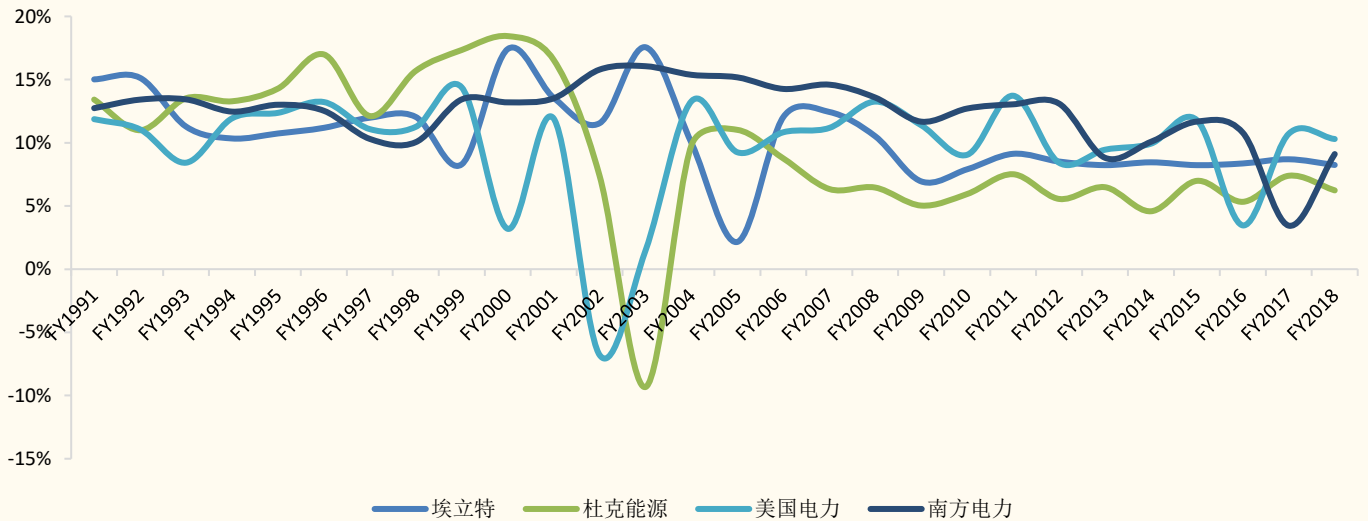
来源：美国能源协会，国金证券研究所测算

图表 32：美国电价在 2003-2009 年间显著上涨



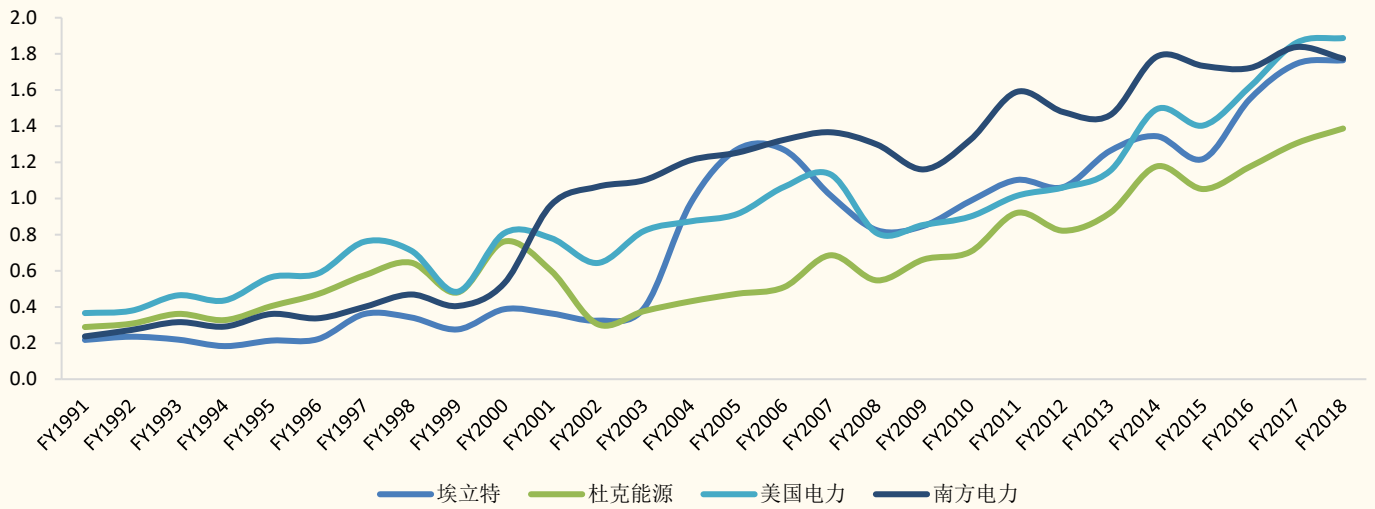
来源：美国能源协会，国金证券研究所测算

图表 33：电力市场化改革后美国电力企业 ROE 波动范围收窄表现出公用事业属性



来源：wind，国金证券研究所

图表 34：电力市场化改革后美国电力企业 PB 估值稳步上升



来源：wind，国金证券研究所

投资建议

- 市场化+浮动制增强火电盈利稳定性，助力板块 PB 估值回升至 1.4-1.7 倍。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**；建议关注受地方区域供需紧平衡影响电价上升、盈利增加的的区域性火电龙头**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

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