

火电

行业年度策略

成本压力逐步纾解，业绩弹性即将爆发

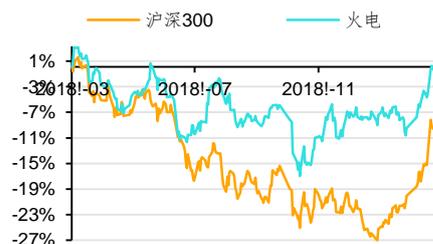
投资评级

领先大市-B 首次

投资要点

- ◆ **火电行业具有强周期性和逆周期性特点：**GDP 对发电量、机组利用小时、煤价等几大要素有着直接影响，这使得火电行业具备强周期性行业的特点；同时，在不同的经济阶段，量、价、成本三者的变动方向不同，发电量的顺周期性、电价的部分公用事业性质、煤价的晚周期性，如同天鹅、大虾与梭鱼从不同方向拉车的典故，要素的不同变动方向导致火电盈利互相抵减，但在经济景气下行阶段各要素最容易形成合力，使火电具有逆周期特点。
- ◆ **2019 年四大要素有望形成同向合力，火电盈利的向上弹性爆发：**第一，发电增速和机组利用小时有望小幅提升，形成正乘数效应，原因包括：2018 年第三产业对新增用电量的贡献度为 36.99%，较上年提升了 15 个百分点，为用电总量增加稳定和韧性；火电投资连续 3 年下滑，2018 年淘汰产能占新增产能的比重达到 24%，在 2019 年 GDP 增长 6.4% 的假设下，剔除其他电源对火电份额的侵蚀，我们测算火电发电量增速为 3.9%，机组利用小时数小幅回升；第二，电价在市场化改革实施后，市场交易量占比已提升至 2018 年的近 40%，2018 年市场交易电价持续走高，与标杆上网电价的价差逐步收缩，截止 2018 年 3 季度，市场交易电价较 2017 年 1 季度累计提升 8.19%，与上网标杆电价的价差缩减了 40.04%，2019 年对盈利的负向拖累边际缩减，在煤价下跌预期兑现前，通过下调上网电价实现工商用电降价 10% 的可能性较小；第三，煤炭供给侧改革退出，供给扰动式微，煤炭违规产能绿色核准通道加速产能投放，需求则在地产赶工结束后将走弱，供需进一步宽松，预计全年煤价先高后低；根据我们的敏感性测算，假设其他因素不变，2019 年火电度电盈利相对煤价变动的弹性系数约为 7 倍。
- ◆ **投资建议：**2019 年火电 4 大驱动因素将形成向上合力：发电量降速增长、机组利用小时数小幅提升，形成基础乘数，市场交易电价与上网标杆电价的价差逐步弥合，煤炭走势先高后低，为业绩变动提供弹性；我们预计全年均价下降区间 10%-15%，火电度电盈利有望提升 70%-100%，全年盈利增速先低后高。我们首次对行业评级为领先大市-B。
- ◆ **投资标的选择思路：**从区域经济的角度，我们从用电量增速、用电增量贡献度、机组利用小时数、新增装机等几个维度筛选，相对看好中部安徽、湖北、湖南、江西、北方的河北、内蒙古、华东浙江、江苏等省市地区；从业绩对煤价变动的弹性看，火电占比较高的全国和区域性龙头业绩弹性较大，看好华电国际、华能国际、皖能电力、浙能电力等全国或区域龙头。
- ◆ **风险提示：**宏观政策逆转我们对经济通缩周期的前提预判；替代能源的技术或政策支持力度超预期；水电来水超越正常年份；安全、环保、进口等非市场因素的政策扰动导致煤价下跌幅度未达预期。

一年行业表现



资料来源：贝格数据

升幅%	1M	3M	12M
相对收益	-3.43	-7.82	9.35
绝对收益	14.08	12.11	3.19

分析师

杨立宏

 SAC 执业证书编号：S0910518030001
 yanglihong@huajinsec.cn

相关报告

内容目录

一、核心观点.....	5
二、火电的驱动因素.....	5
1、火电盈利驱动因素分析.....	5
2、相对过剩阶段煤价成为盈利最为核心的变量.....	8
3、电力板块在不同经济阶段的市场表现.....	11
三、2019年电力行业主要影响因素分析.....	12
(一) 煤价.....	12
1、2018年煤价已现强弩之末.....	12
2、2019年煤价价格中枢继续下行，年内先高后低.....	13
3、火电盈利对煤价的敏感性.....	16
(二) 发电量增速及机组利用小时数.....	16
1、GDP增速及经济结构.....	16
2、电源结构变化对火电的挤出.....	18
(三) 电力体制改革带来的电价下降对盈利的压制影响近尾声.....	20
1、电力体制改革初见成效.....	21
3、市场化改革对电价的负面拉动.....	21
三、结合区域经济选择高弹性品种.....	24
1、从区域市场的维度寻找利用小时数高地.....	24
2、业绩对煤价变化的弹性.....	25
3、二级市场表现.....	26
四、投资建议.....	28
五、风险提示.....	28

图表目录

图 1：影响火电盈利的主要变量.....	6
图 2：1976-2018年 GDP 与发电量增量、机组利用小时数拟合.....	6
图 3：GDP 边际增长与用电量边际增长.....	7
图 4：GDP 边际增长与机组利用小时边际变化.....	7
图 5：GDP 变动与煤价变动.....	7
图 6：GDP 与电力行业利润率.....	7
图 7：中国神华火电板块成本构成.....	7
图 8：浙能股份火电成本构成.....	7
图 9：2009-2018年煤价与火电上网电价变动对比.....	8
图 10：电力行业利润率与发电量增速的关系.....	9
图 11：电力行业利润率与机组利用小时数的关系.....	9
图 12：1979-2018年电力行业新增装机及增速.....	9
图 13：电力行业利润率与煤炭价格变动的关系.....	10
图 14：电力行业利润率与上网电价的关系.....	10
图 15：主要变量变动幅度对比.....	10
图 16：我国发电利用小时数与新增装机容量.....	12
图 17：2009年-2019年3月5日秦皇岛5500大卡煤价走势.....	13
图 18：2012年2月煤炭收入增长率与毛利率走势.....	13

图 19: 2000 年 2 月-2018 年 12 月煤炭固定资产投资增速	13
图 20: 煤炭行业盈利在不同经济周期的表现	14
图 21: 煤炭与下游行业产量增长率	14
图 22: 煤炭与火电毛利差	14
图 23: 煤炭在中上游行业利润占比	14
图 24: 2018 年中期进入联合试运转的煤矿产能分布	15
图 25: 房地产新开工与销售面积同比增幅	15
图 26: 100 个大中城市土地成交面积及增速 单位: 万平米	15
图 27: 2004-2018 年度电利润变动与煤价变动	16
图 28: 主要发达国家与中国万美元 GDP 电耗系数	17
图 29: 美国电力消费及增长率	17
图 30: 1980 年-2016 年中国用电结构	17
图 31: 1949-2017 年美国电力消费结构	17
图 32: 2003-2018 年我国分产业用电增量 单位: 亿千瓦时	18
图 33: 2003-2018 年分产业用电增量贡献度	18
图 34: 2006-2018 年我国分电源发电量结构	18
图 35: 2008-2018 年不同电源新增装机占比	19
图 36: 2008-2018 年火电新增装机及增速	19
图 37: 2008-2018 年不同电源机组利用小时数	19
图 38: 2001-2018 年火电机组利用小时数变化	19
图 39: 2016-2018 年火电新增与淘汰装机 单位: 万千瓦	19
图 40: 2004-2018 年火电新增装机增长与机组利用小时数增长	19
图 41: 企业用电成本降低来源构成	23
图 42: 17-18 年全国煤电市场交易电价及价差	23
图 43: 17-18 年广东省月度集中竞争交易价差 单位: 厘/千瓦时	23
图 44: 17-18 年广西省月度集中竞争交易价差 单位: 厘/千瓦时	24
图 45: 17-18 年辽宁省月度集中竞争交易价差 单位: 厘/千瓦时	24
图 46: 2001 年-2018 年 Q3 部分电力公司 ROE	24
图 47: 2018 年分省用电量增速	25
图 48: 2018 年分省用电量增量占全国增量的比重	25
图 49: 2018 年火电分省发电利用小时与全国平均数比较	25
图 50: 2018 年火电分省发电利用小时增速与新增装机增速比较	25
图 51: 近一年来火电板块市场表现	27
表 1: 2005 年以来电价调整情况	10
表 2: 火电各要素和盈利在经济周期不同阶段的表现	11
表 3: 电力板块在不同经济周期阶段的市场表现	11
表 4: 2019 年动力煤产量增幅情景	15
表 5: 2019 年度电利润相对煤价变动的情景分析	16
表 6: 2019 年电力消费测算	20
表 7: 电力消费及煤耗对 GDP 增速变化的情景分析	20
表 8: 2018 年以来一般工商业电价调整政策	21
表 9: 市场化交易电量 (亿千瓦时)	21
表 10: 各类电源市场化交易电价	22
表 11: 2019 年重点火电公司盈利相对煤价弹性及估值区间	26

表 12: 2012-19 年平均分红率在 30%以上的火电公司	26
表 13: 煤炭及焦炭上市公司阶段涨幅	27

一、核心观点

发电量、机组利用小时数、电价、煤价等火电主要驱动因素在行业发展和经济周期的不同阶段变动方向各异，发电量与机组利用小时通常顺周期运行，电价具有黏性和滞后性，煤价具有晚周期特点，上述驱动如同经典故事中的天鹅、大虾和梭鱼拉车，行业盈利被内部力量对冲抵消，但在经济下行周期，四者最容易形成合力。

2019 年四大要素有望形成同向合力，火电盈利的向上弹性爆发：第一，发电增速和机组利用小时有望小幅提升，形成正乘数效应，原因包括：2018 年第三产业对新增用电量的贡献度为 36.99%，较上年提升了 15 个百分点，为用电总量增加稳定因素和韧性；火电投资连续 3 年下滑，2018 年淘汰产能占新增产能的比重达到 24%，在 2019 年 GDP 增长 6.4% 的假设下，剔除其他电源对火电份额的蚕食，我们测算火电发电量增速为 3.9%，机组利用小时数小幅回升；第二，电价在市场化改革实施后，市场交易量占比已提升至 2018 年的近 40%，2018 年市场交易电价持续走高，与标杆上网电价的价差逐步收缩，截止 2018 年 3 季度，市场交易电价较 2017 年 1 季度累计提升 8.19%，与上网标杆电价的价差缩减了 40.04%，预计 2019 年电价对盈利的负向拖累边际缩减；第三，煤炭供给扰动在 2019 年一季度后逐步退出，违规产能在绿色通道制度下加速投放，需求则在地产赶工结束后将走弱，供需进一步宽松，预计全年煤价先高后低，全年均价较 2018 年下降 10%-15%；在其他因素不变，煤价均价分别下行 5%、10% 和 15% 的情景假设下，火电度电盈利分别提升 35%、69% 和 104%。

从区域经济的角度，我们从用电量增速、用电增量贡献度、机组利用小时数、新增装机等几个维度筛选，相对看好中部安徽、湖北、湖南、江西、北方的河北、内蒙古、华东浙江、江苏、等省市地区；从业绩对煤价变动的弹性看，火电占比较高的全国和区域性龙头业绩弹性较大，相对看好华电国际、华能国际、皖能电力、浙能电力等全国或区域龙头。

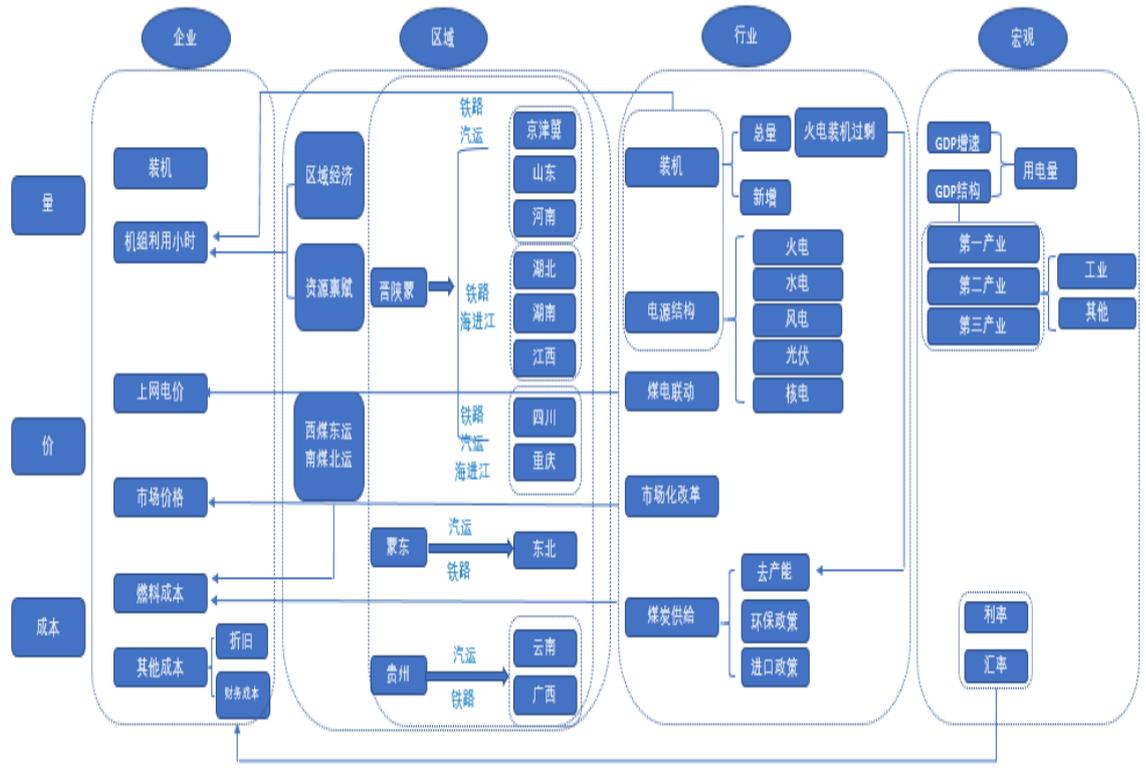
二、火电的驱动因素

1、火电盈利驱动因素分析

“三要素”理论在火电研究已广为流传和应用：三要素分别为机组利用小时数、电价和煤价，我们在向电力研究前辈的经典理论致敬的同时，依然需要秉承独立思考所需的批判性思维，将行业重新放回至宏观经济框架以及时间序列当中，以火电盈利为起点重新拆解主要驱动因素以及驱动的驱动，以知其然并知其所以然，借此建立我们自身的分析框架并厘清当下、预判未来。

诚然，与大部分传统行业的盈利模式相一致，影响火电企业盈利的主要因素有量、价、成本等因素。“三要素”正是上述三大驱动在火电行业的体现。从宏观、行业及区域等中观以及企业微观的影响因素拆解可以看出，作为经济增长的动力来源，GDP 对发电量、机组利用小时数、煤价等几大要素有着直接影响，这使得火电行业具备**强周期性的特点**，但由于电价的公用事业性质、煤价的晚周期特点，使得电力行业在景气下行阶段又具备**逆周期特点**。

图 1：影响火电盈利的主要变量

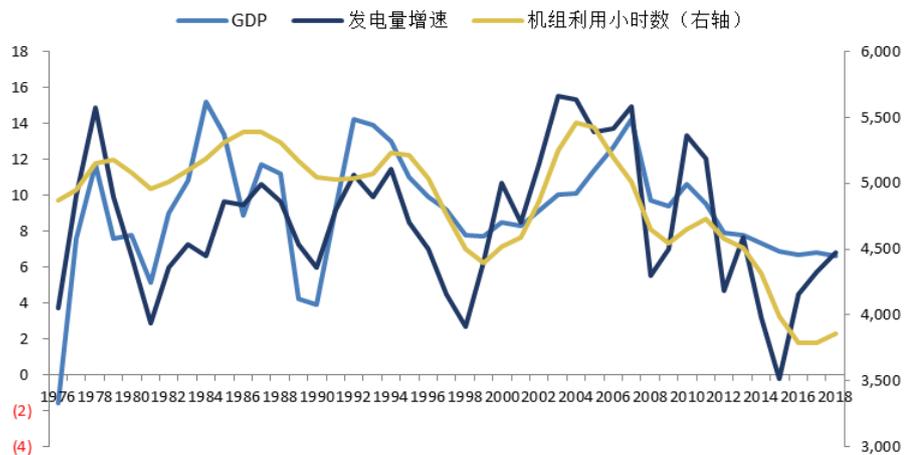


资料来源：中电联，华金证券研究所

从 GDP 与电力行业发电量和机组利用小时数的关系来看，后两者明显跟随经济周期波动，且呈现同步变动，历史数据显示三者达到极值特别是底部的时间几乎是同时的。

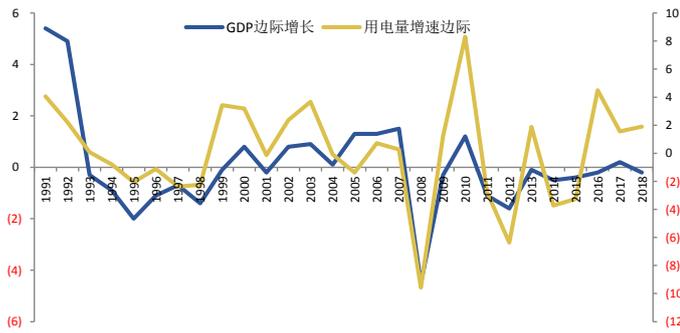
发电机组利用小时数，即设备利用率，与经济增长的相关性要低于用电量/发电量，主要原因是机组利用小时除了受到外部客观经济环境因素的影响外，同时也受到了自身产能建设和投放周期的影响，而电力装机的增长又受政府政策的主观影响较大。

图 2：1976-2018 年 GDP 与发电量增量、机组利用小时数拟合



资料来源：Wind，华金证券研究所

图 3: GDP 边际增长与用电量边际增长



资料来源: Wind, 华金证券研究所

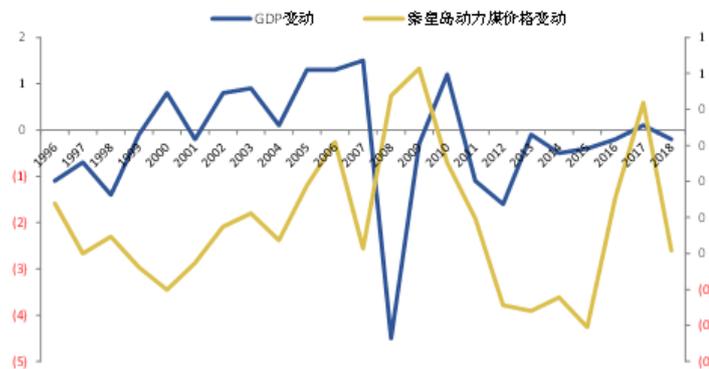
图 4: GDP 边际增长与机组利用小时边际变化



资料来源: Wind, 华金证券研究所

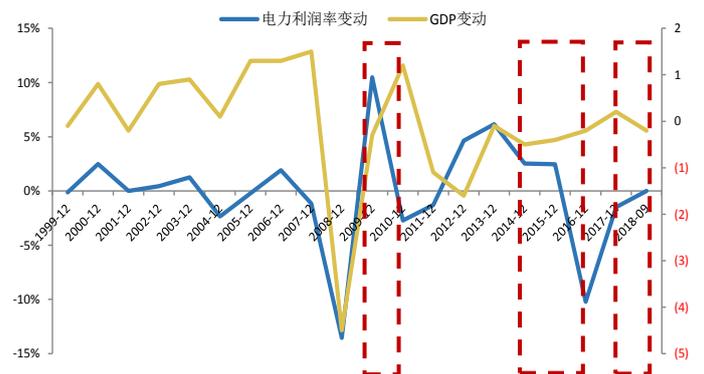
煤价作为火电盈利的另一个核心要素,与经济周期密切相关,煤炭行业是典型的周期性行业,同时由于煤炭行业受其在产业链中的位置、下游行业的特点、自身项目建设周期等因素的影响,煤炭行业具有明显的**晚周期性**,约滞后于经济周期 1 年,这一特点使电力行业的盈利与经济周期波动出现错位,特别是在经济衰退期,具有防御性特点。

图 5: GDP 变动与煤价变动



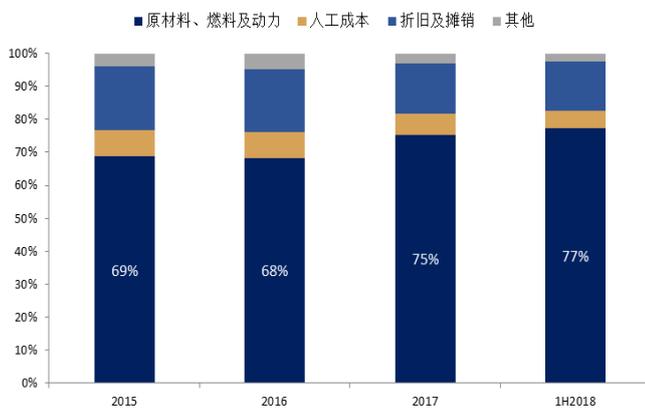
资料来源: Wind, 华金证券研究所

图 6: GDP 与电力行业利润率



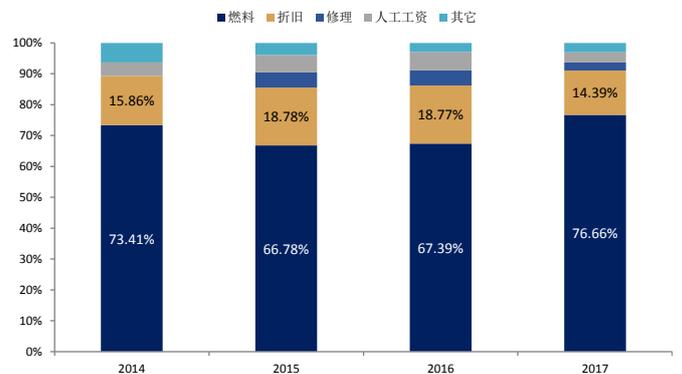
资料来源: Wind, 华金证券研究所

图 7: 中国神华火电板块成本构成



资料来源: 公司公告, 华金证券研究所

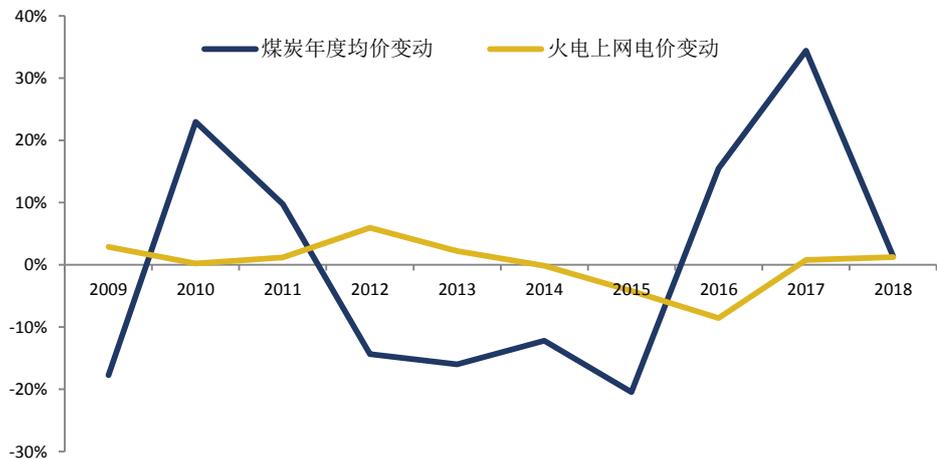
图 8: 浙能股份火电成本构成



资料来源: 公司公告, 华金证券研究所

另一个盈利核心因素——电价则强化了逆周期这一特点。由于历史的原因和通胀的考虑，煤炭价格进行了市场化改革，而电力价格的政府管制定价改革滞后，形成了“市场煤”和“计划电”之间的矛盾，在这个封闭的链条上，利益无法向下传导，而是在煤炭企业、电厂、电网、消费者这几方之间博弈，造成“煤电顶牛”的现象。电价按照不同环节分为销售电价和上网电价，销售电价最终面向工商业和居民用户，考虑到对通胀的影响，政府通常通过小幅调整上网电价，上网电价对发电企业发电量和盈利的影响比较直接。尽管 2005 年以来，国家实行了 6 次煤价联动来调整上网电价，但总体而言，电价波动远远滞后于煤价，使得电价这个盈利的核心变量在相当多的阶段充当一个相对稳定的常量，与煤价的晚周期叠加，成就火电行业的逆周期特点。

图 9: 2009-2018 年煤价与火电上网电价变动对比



资料来源：中电联、Wind，华金证券研究所

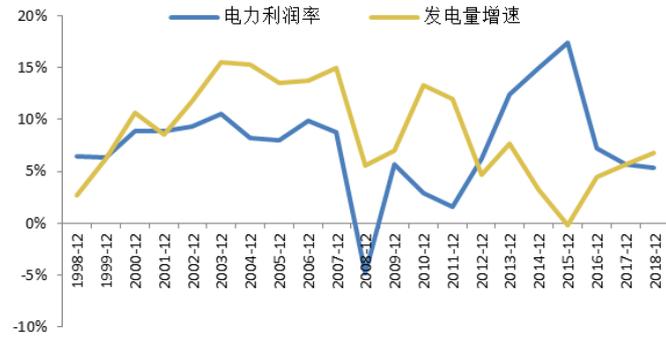
2、相对过剩阶段煤价成为盈利最为核心的变量

如前所述，火电行业盈利仅在部分阶段能够实现与经济周期的对冲，原因是在火电的不同发展阶段，各个驱动因素对于火电的影响程度是不同的。

2009 年之前，电力行业盈利与发电量增速同向波动，一方面这一阶段煤价的波动幅度不大，另一方面，2002 年以来电力装机增速与电力需求增速不匹配，导致 2003 年以来的电荒的现象一致延续至 2008 年，2002 年-2007 年也是火电发电量增速维持两位数以上增长的阶段。2010-2011 年，火电发电量增速再次回到两位数，电荒和拉闸限电的情况也随之出现。机组利用小时数的表现也与这几个供不应求的阶段相吻合，火电利用小时数在 2005 年达到 1972 年以来的峰值，随后随着新增机组的陆续投放，以及受金融危机后的刺激政策的影响，火电利用小时数在 2010-2011 年再次出现回升。2011 年后电力装机增速重拾增长，至 2015 年新增电力装机 1.57

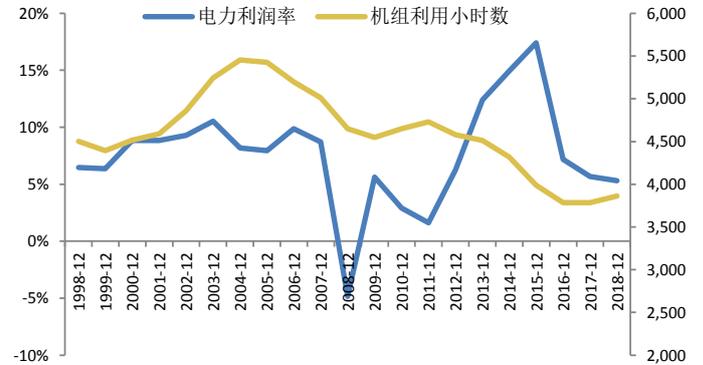
亿千瓦，达到历史峰值，增幅为 33.54%，其中火电新增装机达到 47.48%，引发行业过剩担忧和政策调控。随后在 2016-2018 年，火电装机连续三年负增长来消化新增产能。

图 10: 电力行业利润率与发电量增速的关系



资料来源: Wind, 华金证券研究所

图 11: 电力行业利润率与机组利用小时数的关系

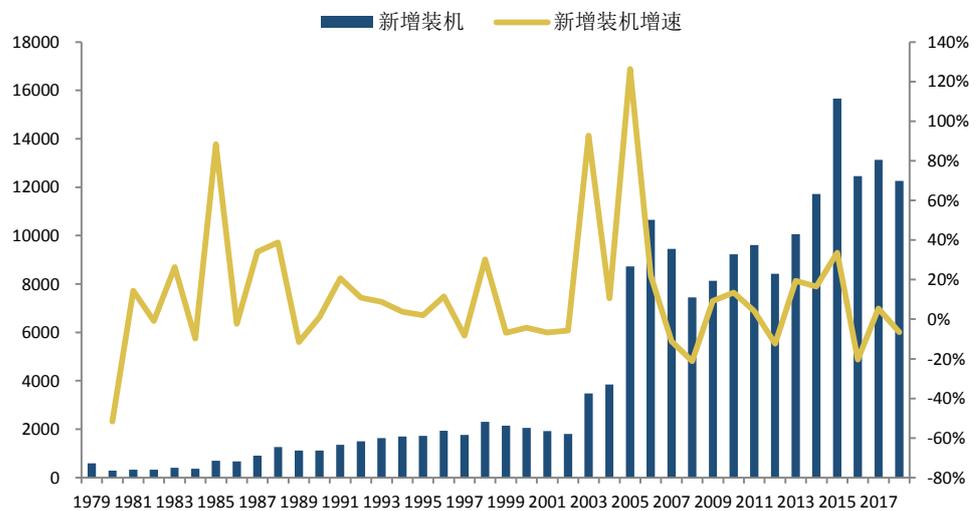


资料来源: Wind, 华金证券研究所

如上，在行业供不应求且煤价相对平稳阶段，也即行业的成长阶段，发电量、机组利用小时数是影响行业盈利走向的核心变量，这一阶段电力板块的二级市场投资更体现其主动性和进攻性。

在装机持续增长、经济增速放缓，电力装机已经处于饱和状态、行业已经由产能不足进入相对过剩的阶段，也即行业的成熟阶段，发电量和装机变动对行业的驱动力度下降。

图 12: 1979-2018 年电力行业新增装机及增速



资料来源: Wind, 华金证券研究所

从电价来看，分为两个阶段，在 2012 年之前，特别是 2011 年连续三次上调上网电价，即使在煤价上涨的背景下，火电盈利依然实现上行。2012 年之后，上网电价与行业盈利的走向相背离，由于管制政策，电价调整的滞后性和幅度上与成本变动存在较大落差，价格杠杆失灵，导致电价对盈利的影响减小，二者甚至出现背离。

表 1: 2005 年以来电价调整情况

时间	平均上网电价 (分/千瓦时)	销售电价 (分/千瓦时)	备注
2005/5	+2.3	+2.52	煤电联动
2006/7	+1.174	+2.52	煤电联动
2007/7	山西、内蒙古内新投产电厂送京津唐电网上网电价为 0.298 元、0.297 元		《关于调整山西、内蒙古电厂送京津唐电网上网电价的通知》
2007/10	上调东北电网部分上网和输电价格		-
2008/7	+1.7	+2.5	煤电联动
2008/8	+2.0	-	煤电联动
2009/11	有升有降		非居民用电+2.8
2011/4	上调部分亏损严重火电企业上网电价，幅度不等		-
2011/6	重点提高山西等 15 个省市统调火电企业上网电价，其余省市小幅提高		《关于适当调整电价有关问题的通知》
2011/11	+2.6	+3	-
2013/8	在保持现有销售电价总水平不变情况下，主要利用电煤价格下降腾出的电价空间，解决可再生能源电价附加和脱硝、除尘电价标准资金来源		《关于调整可再生能源电价附加标准与环保电价有关事项的通知》
2014/9	-0.93	-	《关于疏导环保电价矛盾有关问题的通知》
2015/4	-2.0	-1.8	煤电联动
2016/1	-3.0	-3.0	煤电联动

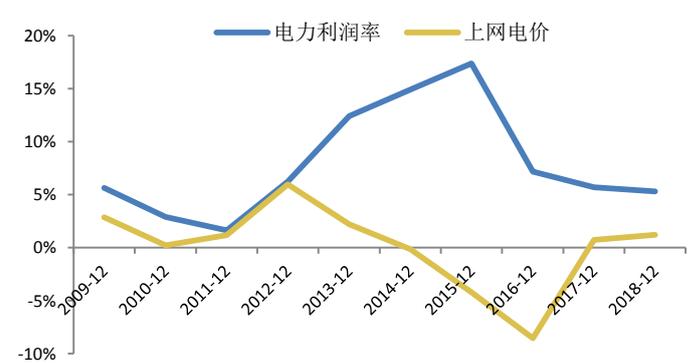
资料来源：北极星电力网，华金证券研究所

图 13: 电力行业利润率与煤炭价格变动的关系



资料来源：Wind，华金证券研究所

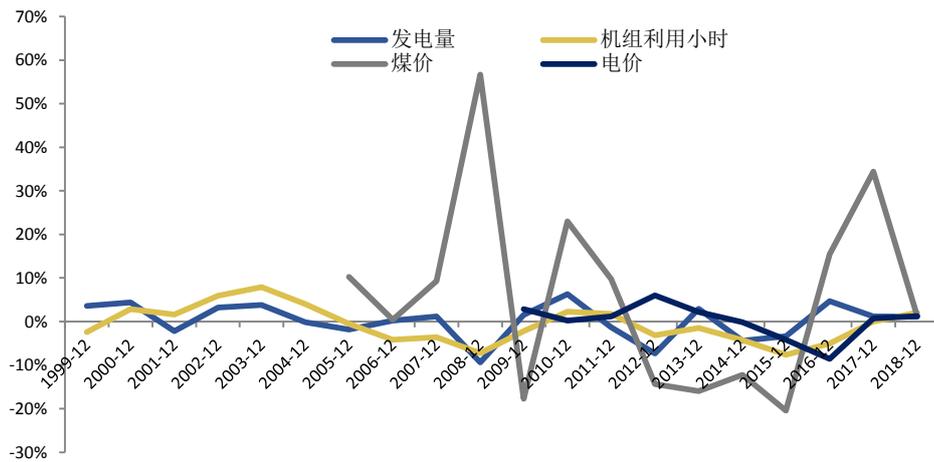
图 14: 电力行业利润率与上网电价的关系



资料来源：Wind，华金证券研究所

煤价在火电行业成熟期对盈利影响更大的另一个原因是波动率。2005 年之前煤价相对处于历史低位，且波幅较小。2008 年以来，煤价的年度最大涨幅为 57%，年度均价最大跌幅为 21%，剔除 2011 年和 2018 年外，2008 年以来煤价的波动幅度均在正负 12% 以上，而同一阶段，上网电价的波动区间是分别为 -9%~+6%，机组利用小时数的波动区间为 -8%~+5%，火电发电量增幅则在 -1% 和 15% 的极值内波动。

图 15: 主要变量变动幅度对比



资料来源: Wind, 华金证券研究所

表 2: 火电各要素和盈利在经济周期不同阶段的表现

周期	发电量	电价	煤价	火电盈利
复苏	小&+	-	小&-/+	+/-
繁荣	大&+	+	小/+	+/-
过热	大&+	+	大/+	-
衰退	小&+/-	-	大/-	+

资料来源: Wind, 华金证券研究所

3、电力板块在不同经济阶段的市场表现

从火电板块在二级市场取得相对正收益的阶段来看, 上述结论可以得到验证。

以 GDP 与 CPI 的组合来划分经济周期, 与火电在每个阶段的市场表现做对比可以发现, 2001 年以来火电行业在几乎全部的衰退阶段取得超额收益, 这与我们前文所分析的在经济下行周期中, 煤价的影响权重最大的结论相吻合。

火电板块仅在 2001-2004 年以及 2007-2008 年, 这两个非衰退周期取得相对正收益。这些阶段的共同特点是电力装机滞后于经济发展, 出现了缺点现象。

表 3: 电力板块在不同经济周期阶段的市场表现

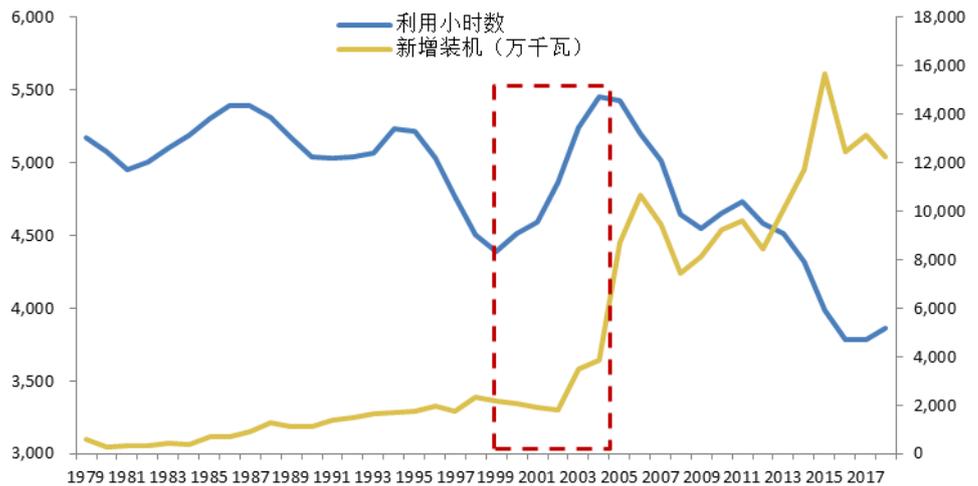
时间区间	GDP	CPI	火电板块绝对收益 (%)	火电板块相对收益 (%)
2000.01-2001.03	+	+	14.10	-9.81
2001.04-2001.12	-	-	21.04	-0.81
2001.01-2002.04	+	-	31.78	2.68
2002.05-2004.06	+	+	62.17	12.56
2004.07-2004.12	-	-	2.81	0.68
2005.01-2006.07	+	+	41.62	-36.40
2007.07-2008.03	-	+	62.67	42.04
2008.04-2009.03	-	-	41.50	-67.14
2009.04-2010.03	+	+	36.91	-41.29

2010.04-2011.08	-	+	8.16	-19.70
2011.09-2012.10	-	-	21.16	13.06
2012.11-2013.11	-	+	21.74	-76.25
2013.12-2015.01	-	-	113.87	15.01
2015.02-2018	-	+	27.12	-75.46

资料来源: Wind, 华金证券研究所

2002 年夏季开始,“缺电”的问题已在珠三角、长三角和京津唐三角及侧翼的河北南部电网初步显现。到 2003 年春季,约 20 个省市出现缺电和拉闸限电现象,范围包括除东北电网外的所有跨省区大区电网,时间则从部分地区夏季高峰或枯水期电力短缺转变为全年持续性缺电和随机性缺电。2004 年全国缺电形势更加严峻,全国最大电力缺口约 3000 万千瓦,2004 年 8 月,全国共有 24 个省级电网出现拉闸限电状况,仅国家电网公司系统就累计拉限电 84.37 万条次,损失电量 224.17 亿千瓦时,2004 年中国 90% 的经济总量受到电力供应不足的影响。

图 16: 我国发电利用小时数与新增装机容量



资料来源: 国家统计局, 华金证券研究所

2007 年下半年到 2008 年初的经济过热阶段,电力板块跑赢大盘。这一阶段华中、华南用电再次告急,特别是用电大省广东遭遇三十年来最严重的电荒,部分电厂“开五停二”或“开三停四”。加之 2018 年初南方发生雪灾,导致全国近 4000 万千瓦的负荷受限,占全国总装机的 5% 左右。受雪灾影响,2018 年 1-2 月份火电装机容量利用小时数 830 小时,同比下降 26 小时,其中以广西电网、云南电网下降最为严重。

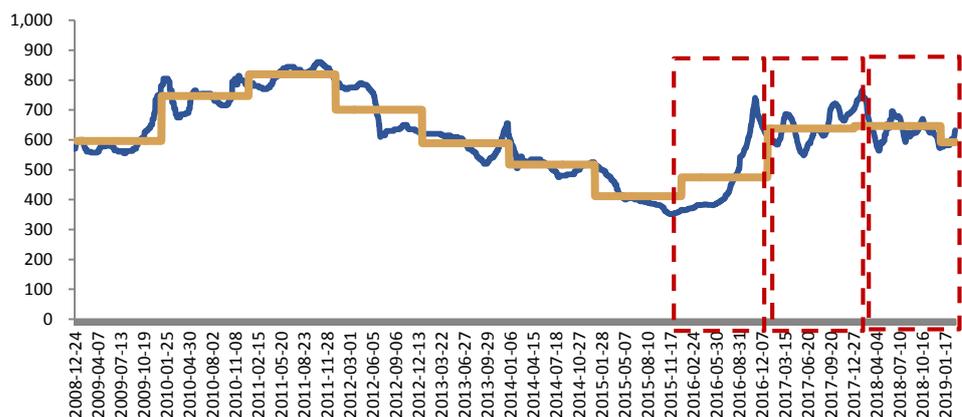
三、2019 年电力行业主要影响因素分析

(一) 煤价

1、2018 年煤价已现强弩之末

2016 年供给侧改革以来，供给因素成为影响价格的重要变量，276 天工作制、非法产能停产、去产能、环保、安全等因素先后对煤炭价格产生根本或局部的影响，但影响力度呈现逐年衰减的趋势：2016 年煤价单向上升、2017 年随需求季节波动但总体上行，2018 年则呈现淡季不淡、旺季不旺，同时价格整体趋势下行。截止 2019 年 3 月 5 日，秦皇岛 5500 大卡煤炭为 632 元/吨，年内均价为 592.37 元/吨，较 2018 年均价下降 8.46%。

图 17：2009 年-2019 年 3 月 5 日秦皇岛 5500 大卡煤价走势

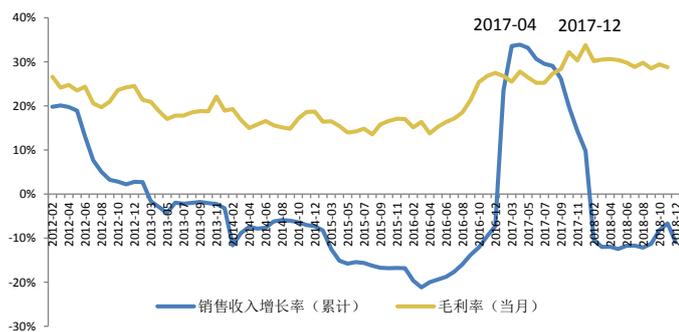


资料来源：Wind，华金证券研究所

受价格缓慢下行的影响，行业收入自 2018 年以来连续下滑，毛利率也呈现温和回落态势，在产量小幅增长的背景下，价格驱动一旦熄火，行业收入和盈利的增长则难以为继。

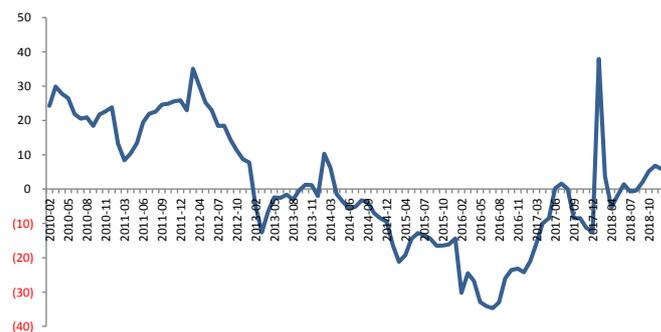
另一方面，在高利润的刺激下，行业固定资产投资增速在经历连续 4 年下滑后，也开始由负转正，截止 2018 年 12 月，固定资产投资增速为 5.9%。

图 18：2012 年 2 月煤炭收入增长率与毛利率走势



资料来源：国家统计局，华金证券研究所

图 19：2000 年 2 月-2018 年 12 月煤炭固定资产投资增速



资料来源：国家统计局，华金证券研究所

2、2019 年煤价价格中枢继续下行，年内先高后低

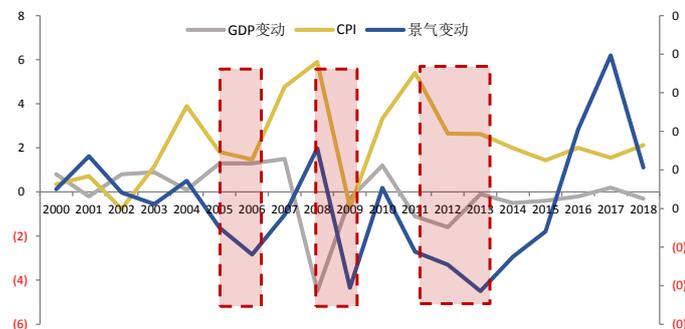
我们从以下几个方面判断 2019 年煤价的中枢将下行。

一是宏观的通缩环境，按照历史周期表现，这一阶段煤价走势通常为下行（见图 20）；

从煤炭与其他行业的关系来看，与下游行业产量增幅的差在逐步缩小，煤炭与电力行业的毛利率差接近历史高位，煤炭行业在产业链利润占比显示 2017 年 4 月已达到相对高位，当前仍处平均线之上；

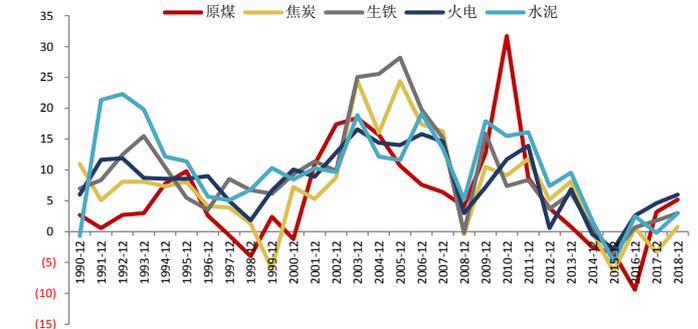
从行业供需的边际变化来看，2019 年，陕西、内蒙古先进产能加速释放，截止 2018 年中期，进入联合运转的建设产能 3.3 亿吨，其中新增产能为 2.8 亿吨，蒙陕占比为 77%，根据资源分布特点可知增量几乎全部为动力煤；2019 年 1 季度，陕西神木的 1.12 矿难和内蒙古锡林郭勒的有色金属运输矿难导致陕蒙地区煤矿复产缓慢，再次凸显供应链过度集中于晋陕蒙的脆弱性，保持三省的产能略宽松才能提升应对紧急、突发事件的缓冲能力。国家有关部门的政策也在向这个方向调整，2018 年初国家有关部门提出手续不全违规项目年底“清零”的工作目标，并于 10 月 30 日下发《关于建立煤矿项目核准工作绿色通道有关事宜的通知》，对国家规划矿区内新增年生产能力 120 万吨的煤矿项目建立核准工作绿色通道。2018 年 11 月以来，国家发改委和能源局累计批复产能 1.25 亿吨，其中陕西获批产能为 6500 万吨，占比为 52%，蒙东和新疆占比分别为 26.59%和 21.20%。因此，在年初的安全形势缓解后，年内随着未批先建的产能温和释放，煤炭供应将进一步宽松。我们预计全年产量增长 1 亿吨以上；需求方面，2018 年房地产企业集中拿地带来地产新开工高增长，与地产投资增速、商品房销售增速形成背离。从历史数据看，开发商从拿地到销售的时间间隔约为 1.5 年，对于基础材料的需求周期则更短些，随着地产赶工在 2019 年下半年降速，煤炭及相关产业链的需求年内可能呈现先高后低的走势。

图 20: 煤炭行业盈利在不同经济周期的表现



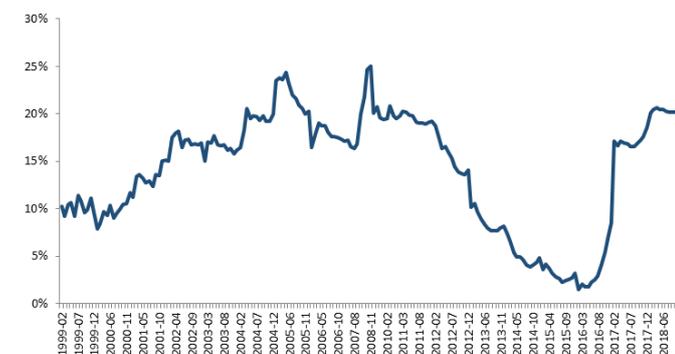
资料来源: Wind, 华金证券研究所

图 21: 煤炭与下游行业产量增长率



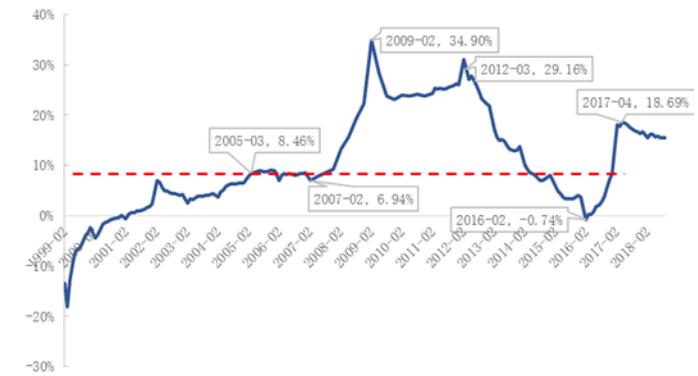
资料来源: Wind, 华金证券研究所

图 22: 煤炭与火电毛利率



资料来源: Wind, 华金证券研究所

图 23: 煤炭在中上游行业利润占比



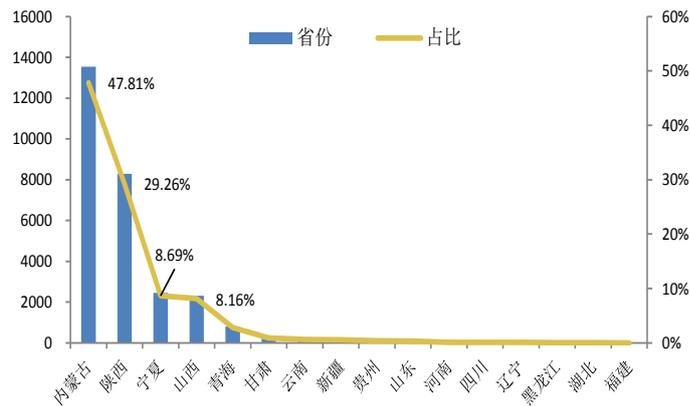
资料来源: Wind, 华金证券研究所

表 4: 2019 年动力煤产量增幅情景

时间	动力煤产量增量	进口增量	动力煤总供给增加	火电耗煤增量
2015	69713	-5764	67573	26508
2016	-27281	1617	-25665	3467
2017	11960	-530	11418	-3027
2018	8601	312	8967	9006
2019 动力煤产量增幅 情景	6%	17759	122	17839
	5%	14799	122	14879
	4%	11839	122	11919
	3%	8879	122	8959
	2%	5920	122	5999
	1%	2960	122	3040

资料来源: Wind, 华金证券研究所

图 24: 2018 年中期进入联合试运转的煤矿产能分布



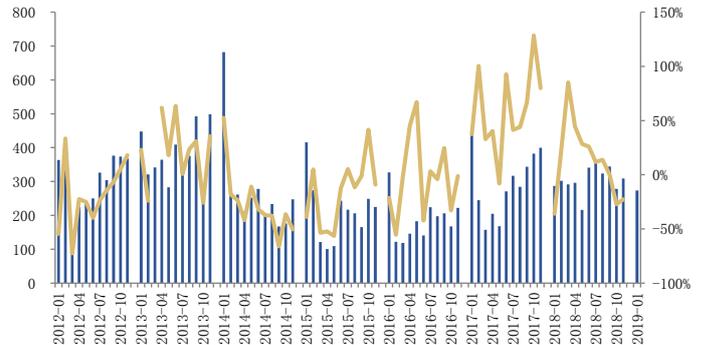
资料来源: 国家能源局, 华金证券研究所

图 25: 房地产新开工与销售面积同比增幅



资料来源: Wind, 华金证券研究所

图 26: 100 个大中城市土地成交面积及增速 单位: 万平米

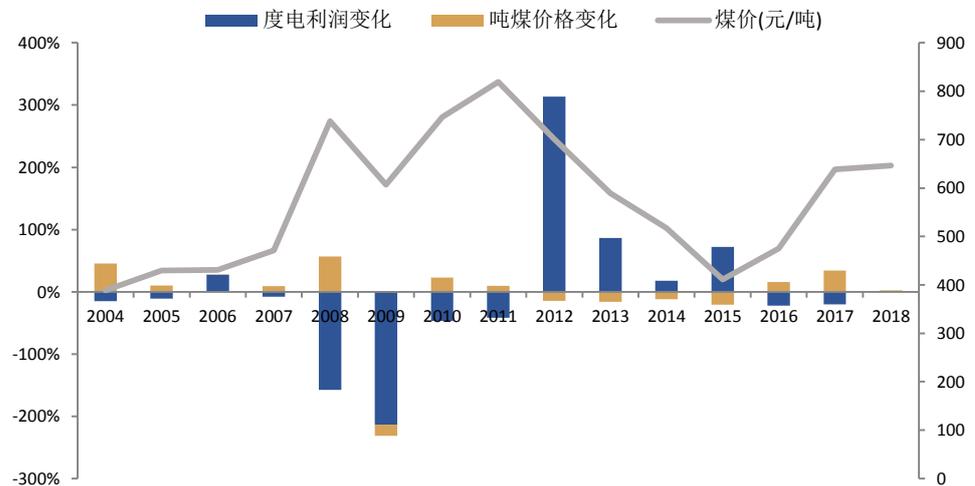


资料来源: Wind, 华金证券研究所

3、火电盈利对煤价的敏感性

根据历史煤价变动与度电利润的变动关系可以看出，煤价从高位下滑阶段，度电盈利相对煤价的弹性最大。

图 27：2004-2018 年度电利润变动与煤价变动



资料来源：煤炭市场网，华金证券研究所

我们以 2018 年的电力业务成本、价格为基期，假设其他要素不变的情况下，煤价在 2018 年均价基础上变动-5%-15%，度电利润的提升幅度分别为 35%、69%和 104%，弹性系数为 7 倍左右。

表 5：2019 年度电利润相对煤价变动的情景分析

		基本假设		
	煤价基价	647	含税，5500 大卡，元/吨	
	度电煤耗	308	克/千万时	
	上网电价	0.31	元/千瓦时	
指标 (单位:元/千瓦时)	2018 年	2019 情景一	2019 情景二	2019 情景三
煤价变动幅度	基价	-5%	-10%	-15%
燃料成本	0.217	0.206	0.195	0.184
人工	0.040	0.040	0.040	0.040
折旧及摊销	0.015	0.015	0.015	0.015
其他	0.007	0.007	0.007	0.007
合计	0.279	0.268	0.257	0.246
度电利润	0.031	0.042	0.053	0.064
度电利润相对 18 年变化		35%	69%	104%

资料来源：国家统计局，华金证券研究所

(二) 发电量增速及机组利用小时数

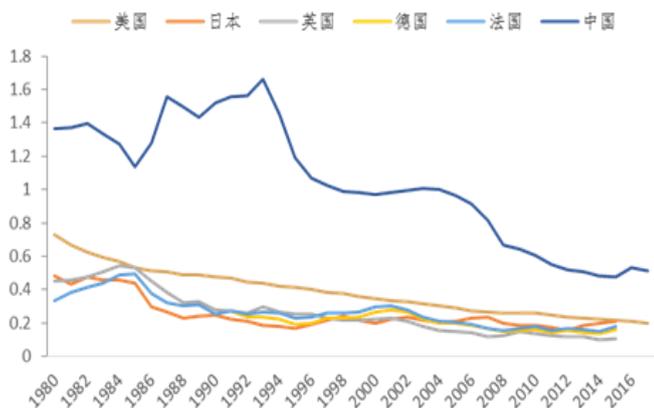
1、GDP 增速及经济结构

发电量与经济增长速度相关性较高，拉长时间区间来看，与经济结构的相关性也比较高。由于我国经济进入转型期，对于长期的方向的把握，发达国家的发展历史可以作为镜鉴。

参考发达国家的经验,以单位 GDP 能耗来看,2018 年我国 GDP 电耗为 0.503 千瓦时/美元,约为英日法等发达国家 80 年代前期的水平。预计未来 5 年我国 GDP 电耗可能会逐步达到发达国家 80 年代后期水平,即 0.41-0.47 千瓦时/美元。

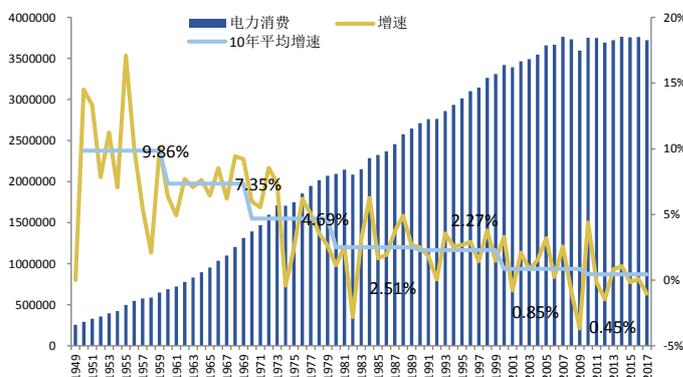
从经济结构调整来寻找参照,以美国为例,美国从 70 年代经济进入结构转型阶段,用电量的增长速度呈现下降,从 60 年代平均的 7.35%,下降至 70 年代的年均 4.69%,再到 80 年代的年均 2.51%,至 2005 年后达到顶部区域,期间从经济转型到电力消费峰值经历约 30 年时间。我国 2010 年以来的年均电力消费增速为 8.23%,较前 10 年年均增速降低 3.6 个百分点。按照美国用电消费的下降速度,我们推测未来 10 年,我国用电增速中枢将下降至 5%左右。

图 28: 主要发达国家与中国万美元 GDP 电耗系数



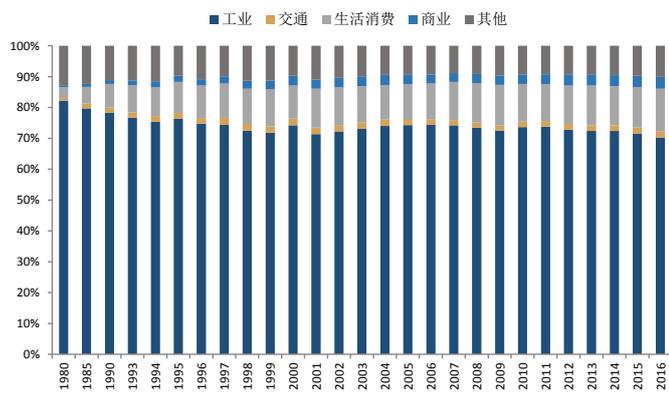
资料来源: Wind, 华金证券研究所

图 29: 美国电力消费及增长率



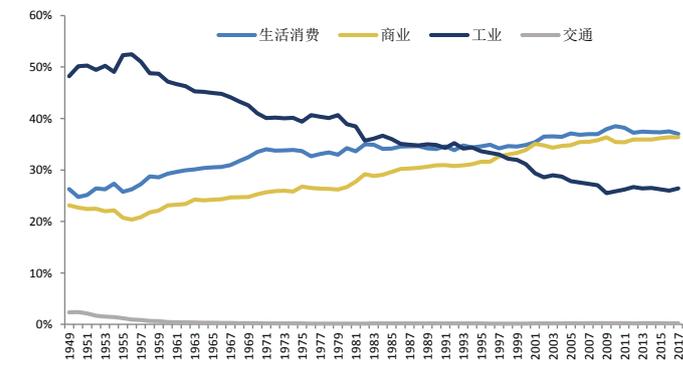
资料来源: EIA, 华金证券研究所

图 30: 1980 年-2016 年中国用电结构



资料来源: Wind, 华金证券研究所

图 31: 1949-2017 年美国电力消费结构

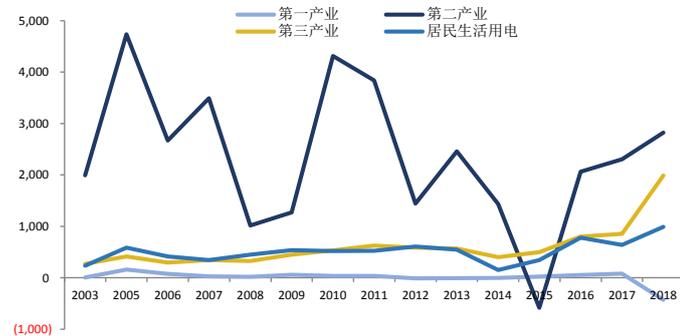


资料来源: EIA, 华金证券研究所

2018 年我们已经看到产业结构调整对用电结构的积极变化,表现第三产业用电增量占比大幅提升,有望对电力消费产生减震和稳定的效果。从 2018 年分产业的用电增量来看,尽管第二产业仍是用电增量的绝对主力,合计贡献 2822 亿千瓦时,同比增长 22.47%,对用电增量的贡献度为 52.53%,较上年下降 7 个百分点;第三产业新增用电量 1987 亿千瓦时,对用电增量的

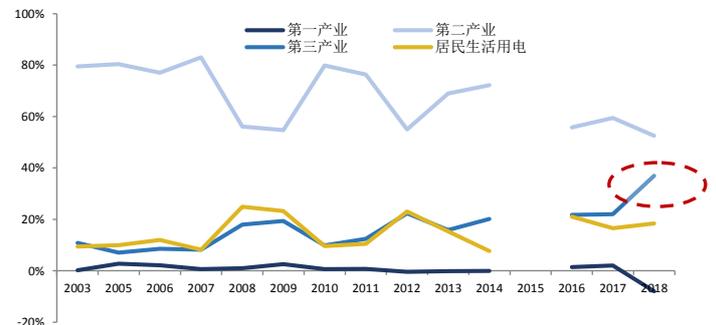
贡献度为 36.99%，较上年提升了 15 个百分点。第三产业的相对第二产业波动性较小，进一步增加用电量的稳定性和对冲周期的韧性。

图 32: 2003-2018 年我国分产业用电增量 单位: 亿千瓦时



资料来源: Wind, 华金证券研究所

图 33: 2003-2018 年分产业用电增量贡献度

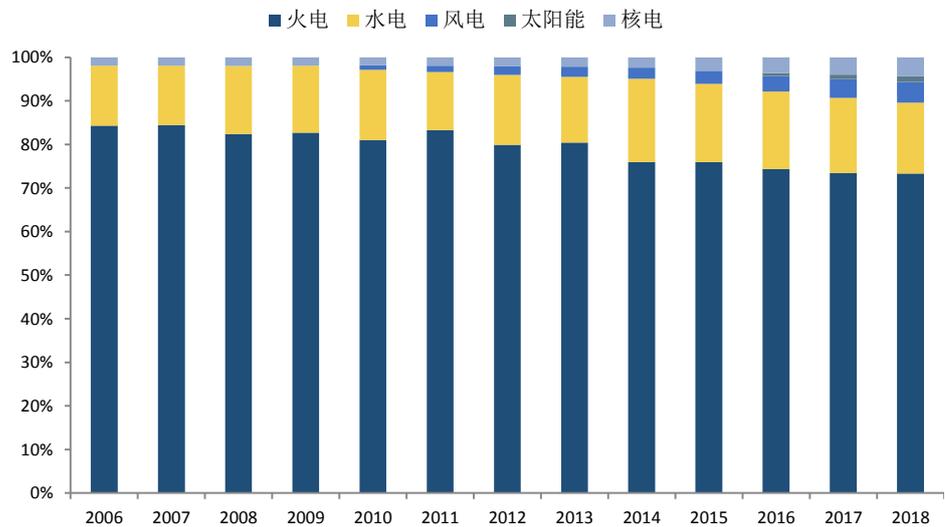


资料来源: Wind, 华金证券研究所

2、电源结构变化对火电的挤出

火电在我国电力供给中占据主体地位，长期占据我国发电量份额的 80% 以上，但 2013 年以来，随着《大气污染防治计划》的颁布与实施，在增加天然气供应、加大非化石能源利用强度等措施的政策指引下，火电发电量比重逐渐回落，2018 年火电发电量占比为 73.32%，较 2013 年累计下降 7.05 个百分点，较 2017 年下降 0.16 个百分点。

图 34: 2006-2018 年我国分电源发电量结构

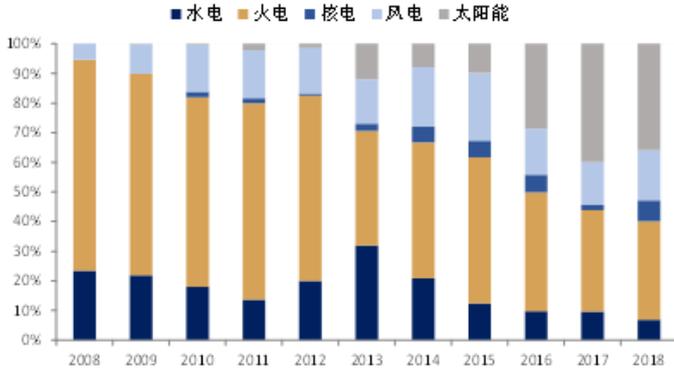


资料来源: Wind, 华金证券研究所

受政策影响，2013 年以来火电占新增装机的比重大幅下降，光伏新增装机占比自 2017 年超过火电。2018 年，光伏、火电、风电、核电、水电分别占新增装机的比重为 35.96%、33.11%、16.88%、7.11% 和 6.87%。受新能源等新增装机占比提升和较低的机组利用小时数摊薄影响，

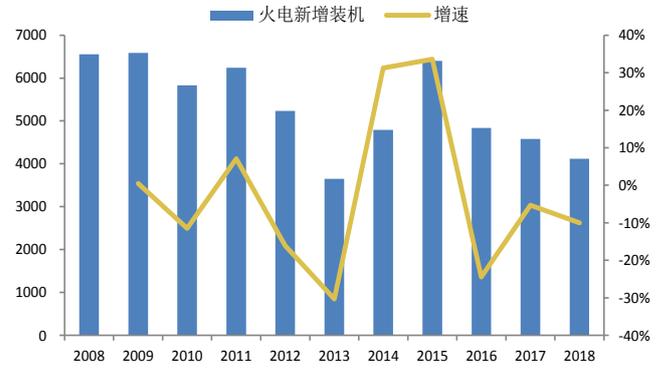
2019 年整体的装机利用小时数可能会出现下降，但火电机组由于新增装机连续 3 年负增长，与此对应火电机组利用小时数连续 2 年上升，加之 2018 年火电落后产能淘汰力度加大，我们测算 2019 年火电的装机利用小时上升的可能性更大。

图 35: 2008-2018 年不同电源新增装机占比



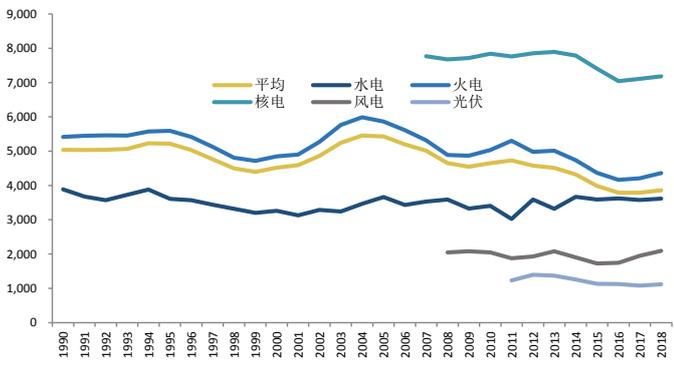
资料来源: Wind, 华金证券研究所

图 36: 2008-2018 年火电新增装机及增速



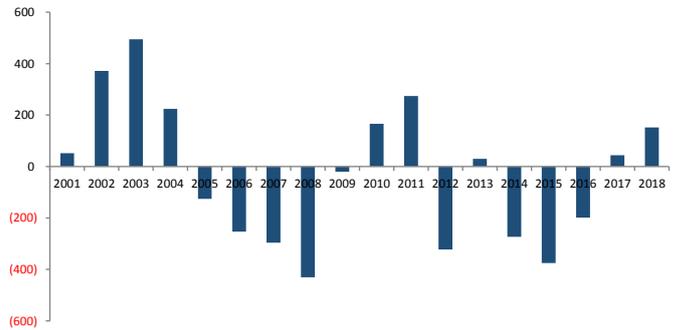
资料来源: Wind, 华金证券研究所

图 37: 2008-2018 年不同电源机组利用小时数



资料来源: Wind, 华金证券研究所

图 38: 2001-2018 年火电机组利用小时数变化

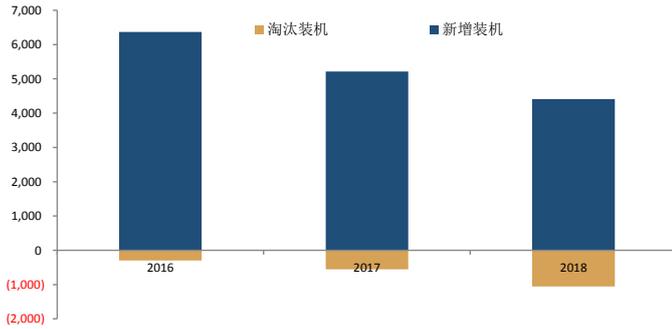


资料来源: Wind, 华金证券研究所

2018 年淘汰的火电机组为 1056 万千瓦，较 2017 年上升 90.88%，占新增火电机组的比重为 23.96%，北京、河北、山东等京津及环渤海省市占比 54.16%。扣除淘汰机组后的火电新增装机仅为 3353 万千瓦，与上年扣除淘汰后的新增机组装机容量相比下降 28.11%。

图 39: 2016-2018 年火电新增与淘汰装机 单位: 万千瓦

图 40: 2004-2018 年火电新增装机增长与机组利用小时数增长



资料来源: Wind, 华金证券研究所



资料来源: Wind, 华金证券研究所

采用 GDP 增速、单位 GDP 电力消耗系数以及火电煤耗系数三个假设数据, 我们对 2019-2020 年的发电量和火电发电量增速做出预测。在 2019、2020 年 GDP 分别增长 6.4%、6.1%, 单位美元 GDP 的电耗系数分别为 0.503 和 0.486 千瓦的假设下, 我们测算 2019 年、2020 年我国用电需求增速分别为 5.8% 和 4.8%, 扣除其他替代能源的市场蚕食后, 火电发电量增速为 3.9% 和 3.2%。

表 6: 2019 年电力消费测算

主要假设	2018	2019E	2020E
GDP 增速	6.6%	6.4%	6.1%
GDP 电耗系数 (千瓦时/美元)	0.503	0.496	0.49
GDP (亿美元)	136052	144767	153598
用电量 (万亿千瓦时)	6.79	7.18	7.53
用电量增速	8.47%	5.75%	4.82%
火电发电量 (万亿千瓦时)	4.98	5.02	5.18
火电发电量增速	7.98%	3.89%	3.15%

资料来源: 国家统计局, 华金证券研究所

我们以 GDP 增速 5%-7% 的区间针对 2019 年的火电耗煤做了情景分析。在假设其他变量不变的情况下, GDP 每波动 0.5 个百分点, 火电发电量变动 300 亿千瓦时。

表 7: 电力消费及煤耗对 GDP 增速变化的情景分析

增速	5%	5.5%	6%	6.5%	7%
GDP (亿美元)	142862	143542	144223	144903	145583
用电量 (万亿千瓦时)	7.09	7.12	7.15	7.19	7.22
用电量增速	4.36%	4.86%	5.35%	5.85%	6.35%
火电发电量 (万亿千瓦时)	4.92	4.96	4.99	5.02	5.06
火电同比增长	-5.56%	-2.18%	1.19%	4.57%	7.94%

资料来源: 国家统计局, 华金证券研究所

(三) 电力体制改革带来的电价下降对盈利的压制影响近尾声

1、电力体制改革初见成效

2015 年中央启动新一轮电力体制改革以来，针对性的出台多项降低企业用电成本的政策措施。2015 年 4 月 20 日起，全国工商业用电价格平均下调 0.018 元/千瓦时，并全面推进工商业用电同价，适当减少电力用户间的交叉补贴；2016 年 1 月 1 日，工商业电价再次下调 0.03 元/千瓦时。

2018 年政府工作报告中提出，“继续抓好“三去一降一补”，大力简政减税减费，不断优化营商环境”，其中一项措施即为“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%”。为此，国家发改委于 2018 年 3 月下发了《关于降低一般工商业电价有关事项的通知》（发改价格【2018】500 号），宣告第一批一般工商业电价调整的启动，此次措施涉及降价金额 430 亿元；5 月，发改委下发《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》（发改价格【2018】732 号），第二批电价调整正式启动，涉及金额 216 亿元；7 月，《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》（发改价格【2018】1053 号）标志着第三批调价的开始，以上三批调价累计涉及金额超 800 亿元。

表 8：2018 年以来一般工商业电价调整政策

政策来源	政策内容	执行时间	涉及金额
发改价格【2018】500 号	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；进一步规范和降低电网环节收费；临时性降低输配电价	2018/4/1	430 亿元
发改价格【2018】732 号	电力行业增值税率由 17%调至 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还等腾出的电价空间，全部用于降低一般工商业电价	2018/5/1	216 亿元
发改价格【2018】787 号	取消电网企业部分垄断性服务收费项目；全面清理规范转供电环节不合理加价行为；加快落实已出台的电网清费政策	2018/8	
发改价格【2018】1053 号	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；各省（区、市）价格主管部门可根据当地实际，通过停征地方水库移民后期扶持资金、扩大一般工商业用户参与电力直接交易规模、从跨省跨区现货市场直接购买低价电量等方式，进一步降低一般工商业电价。	2018/7/1	累计超 800 亿元

资料来源：国家发改委，华金证券研究所

3、市场化改革对电价的负面拉动

根据发改委披露，我国电力市场化交易比重由改革前的 14%提升至 2018 年近 40%，电价市场化程度显著提高。

表 9：市场化交易电量（亿千瓦时）

	2Q2017	3Q2017	4Q2017	1Q2018	2Q2018	3Q2018

市场交易电量（含发电权交易）	6442	11621	16324	3322	7520	14457
其中：省内市场交易电量	4708	8370	13400	2576	5937	11625
省间（含跨区）交易电量	1733	3251	2924	702	1485	2595
大型发电集团市场交易	3707			2427	4927	9423
其中：省间（含跨区）市场交易电量	369			484	826	1528
全社会用电量	29508	46888	63077	15878	32291	51061
电网企业销售电量	29642	37079	48661	12901	26189	41933
市场交易电量/全社会用电量	21.83%	24.78%	25.88%	20.92%	23.29%	28.31%
市场交易电量/电网企业售电量	21.73%	31.34%	33.55%	25.75%	28.71%	34.48%

资料来源：中电联，华金证券研究所

注：2017 三季度市场交易电量不含发电权

表 10：各类电源市场化交易电价

	2Q2017	3Q2017	4Q2017	1Q2018	2Q2018	3Q2018
市场化交易电价（元/千瓦时）						
煤电	0.31	0.318		0.33	0.334	0.3368
气电	0.5	0.677		0.583	0.5839	0.5298
水电	0.22	0.217		0.234	0.2171	0.2033
风电	0.43	0.44		0.419	0.4442	0.4272
光伏	0.85	0.805		0.773	0.784	0.7712
核电	0.38			0.354	0.3517	0.357
较平均上网电价降幅（元/千瓦时）						
煤电				0.034	0.0329	0.0272
气电	0.245			0.069	0.0596	0.1094
水电				0.07	0.0574	0.0525
风电				0.095	0.0787	0.1016
光伏				0.076	0.0594	0.0702
核电				0.054	0.0481	0.0502

资料来源：中电联，华金证券研究所

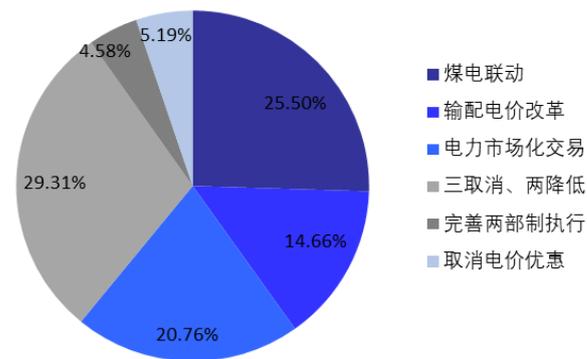
根据 2018 年 4 月 19 日国家发改委举行专题新闻发布会中披露的清费减负情况，2015 年以来，“降成本”成果显著，企业用电成本累计降低 3275 亿元。其中：

- 1) 实施煤电价格联动。两次降低燃煤机组标杆上网电价，相应降低工商业电价 1.8 分/千瓦时、3 分/千瓦时，合计降低企业用电成本 835 亿元。
- 2) 推进输配电价改革。2017 年 6 月底之前，在全国 32 个省级电网推进输配电价改革，核减电网企业的准许收入，全部用于降低工商业电价。工商业电价每降低 1 分/千瓦时，将节约企业用电成本 480 亿元。
- 3) 推进电力市场化交易。2017 年市场交易电量（含发电权）1.6 万亿千瓦时，平均每千瓦时降低 5 分钱，降低企业用电成本 680 亿元。
- 4) 取消和降低通过电价征收的基金及附加，即“三取消、两降低”。三取消：一是取消城市公用事业附加，涉及资金 350 亿元；二是取消工业结构调整专项资金 390 亿元；三是取消电气化铁路还贷电价，涉及资金 60 亿元。两降低，即重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金各降低 25%，涉及资金约 160 亿元。

- 5) 完善两部制电价的执行方式，涉及资金 150 亿元。
- 6) 取消电价优惠。即取消对中小化肥的优惠电价，涉及资金 170 亿元，用于降低相关 21 个省的输配电价 1 分钱。

按此计算，发电端在煤电联动和电力市场化交易两个方面，对减负的贡献度为 46.25%，从发电端继续压缩电价的空间已经较小。2019 年 3 月，国务院总理李克强在政府工作报告中提出，以改革推动降低涉企收费，深化电力市场化改革，清理电价附加收费，降低制造业用电成本，一般工商业平均电价再降低 10%。在煤价回落预期兑现前，通过下调标杆上网电价的实现电价下调的空间和可能性暂时不大。

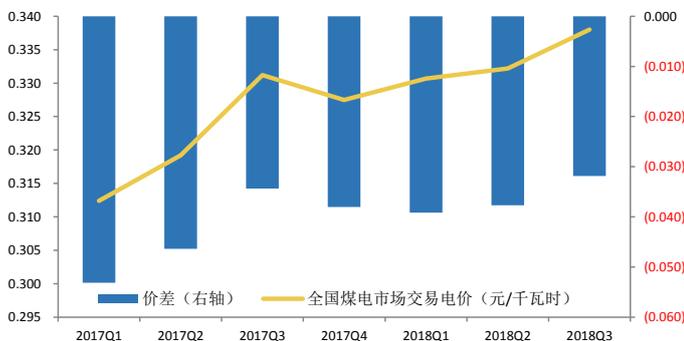
图 41：企业用电成本降低来源构成



资料来源：国家发改委，华金证券研究所

2017 年以来，市场交易电价逐季提升，与上网标杆电价的价差也逐步收窄。截止 2018 年 3 季度，大型发电集团煤电市场交易平均电价较去年同期提高 6.8 厘/千瓦时，较 2017 年 1 季度累计提升 0.026 元/千瓦时，幅度为 8.19%；市场交易电价与上网标杆电价的价差也由 2017 年的 -0.053 元/千瓦时缩减至 2018 年 3 季度的 -0.032 元/千瓦时，下降幅度为 40.04%。

图 42：17-18 年全国煤电市场交易电价及价差



资料来源：发改委，华金证券研究所

图 43：17-18 年广东省月度集中竞争交易价差 单位：厘/千瓦时

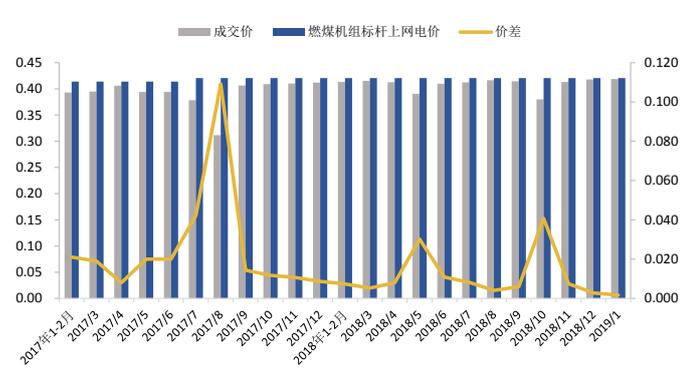


资料来源：广东省电力交易中心，华金证券研究所

从部分省份的数据来看，也体现了市场交易价格与上网电价价差大幅缩减的趋势。其中，广东省 2018 年 12 月的月度集中交易价差为 -0.035 元/千瓦时，较 2017 年 2 月的价差下降 76.29%；广西省 2018 年 12 月的市场成交价与上网标杆电价的价差为 -0.002 元/千瓦时，较 2017 年 1-2

月下降 91.91%；2018 年 12 月辽宁省市场成交价与上网标杆电价的价差为-0.011 元/千瓦时，较 2017 年 8 月下降 55.83%。

图 44：17-18 年广西省月度集中竞争交易价差 单位：厘/千瓦时



资料来源：广西发改委，华金证券研究所

图 45：17-18 年辽宁省月度集中竞争交易价差 单位：厘/千瓦时

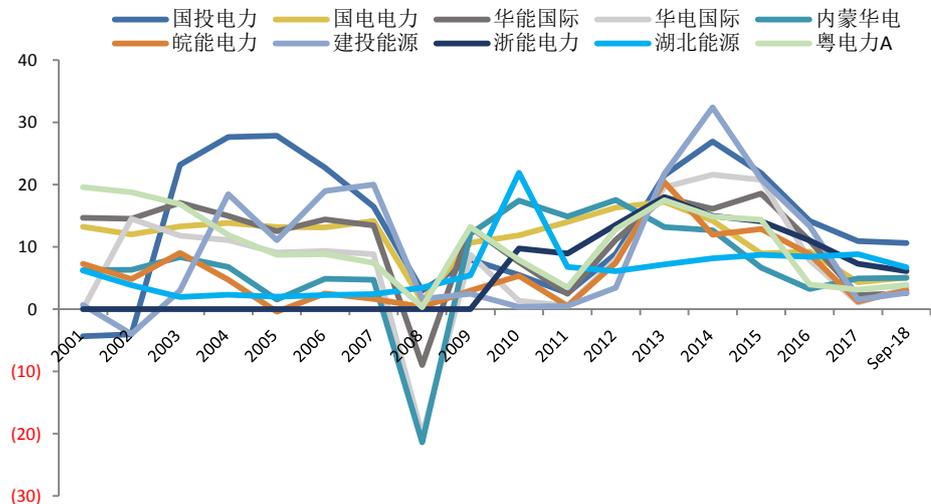


资料来源：辽宁发改委，华金证券研究所

三、结合区域经济选择高弹性品种

由于产品的同质化，电力板块各公司盈利呈现较强的周期性和一致性。我们从区域经济和业绩对煤价变动的弹性两个层次来筛选相关公司。

图 46：2001 年-2018 年 Q3 部分电力公司 ROE



资料来源：Wind，华金证券研究所

1、从区域市场的维度寻找利用小时数高地

从用电量的增速来看，中部的安徽、湖北、江西、湖南、西南的广西、重庆、四川、云南、西部的内蒙古，甘肃等省份高于全国水平。

从 2018 年用电增量的分省市场份额来看，占比超过 3% 以上的省份排名为山东、内蒙古、广东、浙江、江苏、广西、四川、河南、河北、安徽、湖北、福建、山西、辽宁、湖南。

表 11: 2019 年重点火电公司盈利相对煤价弹性及估值区间

公司	业绩弹性			PE 区间			PB 区间		
	煤价相对基准变动	-15%	-10%	-5%	-15%	-10%	-5%	-15%	-10%
国电电力	137.98%	91.99%	45.99%	9.47	11.74	15.44	0.95	0.95	0.95
国投电力	31.90%	21.27%	10.63%	13.10	14.25	15.62	1.64	1.64	1.64
华电国际	1029.85%	686.57%	343.28%	8.77	12.59	22.35	0.89	0.89	0.89
华能国际	584.71%	389.81%	194.90%	8.85	12.37	20.54	1.30	1.30	1.30
大唐发电	191.59%	127.73%	63.86%	11.72	15.00	20.85	1.15	1.15	1.15
长源电力	-	-	-	15.88	30.91	574.04	1.11	1.11	1.11
浙能电力	76.21%	50.81%	25.40%	8.16	9.53	11.46	0.96	0.96	0.96
皖能电力	526.33%	350.88%	175.44%	11.10	15.43	25.25	0.89	0.89	0.89
建投能源	444.83%	296.56%	148.28%	12.19	16.74	26.74	0.97	0.97	0.97
粤电力	231.68%	154.45%	77.23%	8.92	11.63	16.70	0.85	0.85	0.85

资料来源: Wind, 华金证券研究所

除了业绩弹性, 火电公司的高分红率也为火电板块投资提供了更多的安全边际。2012 年-2017 年 6 年以来平均分红率超过 30% 的火电公司共计 20 家, 分红率维持相对稳定。随着业绩的提升, 股息率的吸引力也随之增加。

表 12: 2012-19 年平均分红率在 30% 以上的火电公司

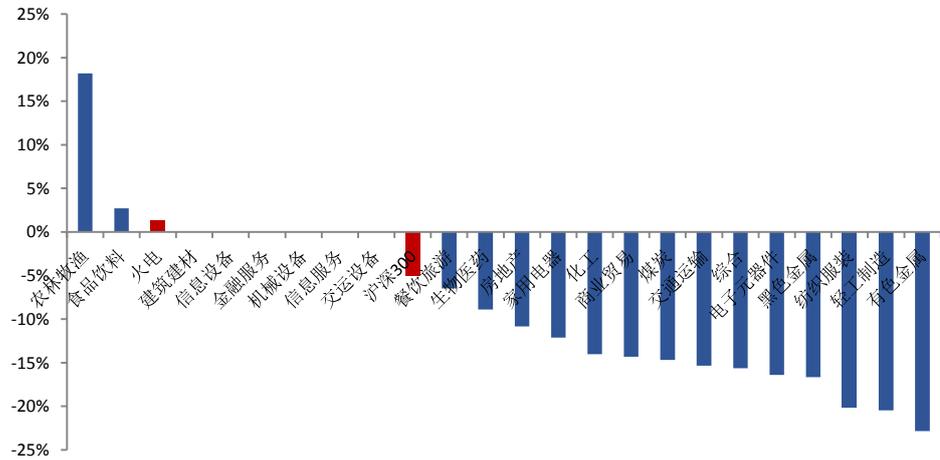
公司简称	2012	2013	2014	2015	2016	2017	6 年平均
大唐发电	33	45	96	81	0	97	59
华能国际	50	51	52	52	50	85	57
内蒙华电	44	84	77	50	40	34	55
天富能源	49	100	30	58	31	30	50
宝新能源	57	47	51	68	11	63	49
国电电力	44	36	49	50	46	71	49
建投能源	46	45	22	39	49	85	48
京能电力	12	53	36	35	68	76	47
福能股份	63	67	32	29	31	37	43
申能股份	35	37	44	43	41	52	42
广州发展	50	40	40	40	41	40	42
上海电力	36	36	40	40	42	52	41
浙能电力	0	32	57	53	50	53	41
大连热电	36	30	69	38	33	36	40
华电国际	34	40	40	38	40	41	39
深圳能源	27	45	26	44	44	42	38
粤电力 A	27	28	29	37	45	57	37
湖北能源	16	54	25	46	31	30	34
国投电力	30	30	35	35	35	35	33
宁波热电	31	15	30	57	31	31	32

资料来源: Wind, 华金证券研究所

3、二级市场表现

截至3月5日，火电板块相对沪深300取得的6.39%相对收益，70%的火电上市公司取得正收益。

图 51: 近一年来火电板块市场表现



资料来源: Wind, 华金证券研究所, 收盘价截止3月5日

表 13: 煤炭及焦炭上市公司阶段涨幅

公司	年度涨幅	公司	季度涨幅	公司	月涨幅
联美控股	101.15%	华电能源	8.04%	华电能源	7.59%
豫能控股	42.94%	漳泽电力	5.45%	华电国际	5.58%
天富能源	37.05%	京能电力	0.33%	华能国际	2.65%
金山股份	25.70%	华电国际	0.23%	国投电力	0.00%
华电能源	22.77%	华能国际	-1.18%	漳泽电力	-0.39%
浙能电力	20.78%	宝新能源	-1.40%	粤电力 A	-0.47%
吉电股份	17.98%	吉电股份	-1.87%	国电电力	-0.78%
通宝能源	17.93%	浙能电力	-2.16%	浙能电力	-2.81%
大唐发电	17.19%	深圳能源	-3.01%	上海电力	-2.96%
大连热电	17.05%	大唐发电	-4.06%	大唐发电	-3.13%
国电电力	16.73%	粤电力 A	-4.48%	长源电力	-3.13%
湖北能源	16.07%	国电电力	-4.67%	京能电力	-3.95%
京能电力	10.53%	福能股份	-5.59%	湖北能源	-4.08%
宁波热电	10.29%	金山股份	-5.61%	豫能控股	-4.12%
江苏国信	9.38%	宁波热电	-5.71%	皖能电力	-4.82%
申能股份	9.02%	豫能控股	-6.47%	大连热电	-4.84%
东方能源	7.23%	湖北能源	-6.63%	申能股份	-5.26%
粤电力 A	6.84%	申能股份	-6.95%	通宝能源	-5.32%
宝新能源	4.49%	大连热电	-7.37%	金山股份	-5.61%
建投能源	3.83%	通宝能源	-7.56%	福能股份	-5.70%
华银电力	2.61%	江苏国信	-7.78%	建投能源	-5.90%

公司	年度涨幅	公司	季度涨幅	公司	月涨幅
广州发展	2.31%	广州发展	-8.75%	吉电股份	-5.99%
漳泽电力	1.56%	华银电力	-8.82%	宁波热电	-6.29%
内蒙华电	0.37%	东方能源	-13.22%	广州发展	-7.10%
深圳能源	0.18%	国投电力	-13.78%	深圳能源	-7.27%
*ST 新能	-0.95%	天富能源	-14.77%	宝新能源	-7.72%
赣能股份	-4.13%	皖能电力	-15.03%	华银电力	-8.17%
上海电力	-10.15%	上海电力	-16.31%	江苏国信	-8.27%
华能国际	-11.32%	长源电力	-17.23%	赣能股份	-10.24%
深南电 A	-12.77%	*ST 新能	-17.62%	*ST 新能	-13.33%
皖能电力	-12.91%	赣能股份	-17.72%	东方能源	-13.47%
穗恒运 A	-14.34%	内蒙华电	-20.88%	内蒙华电	-13.55%
长源电力	-16.71%	深南电 A	-23.21%	天富能源	-14.32%
国投电力	-17.90%	建投能源	-23.76%	联美控股	-15.47%
华电国际	-19.77%	联美控股	-28.97%	深南电 A	-20.87%
福能股份	-21.21%	穗恒运 A	-36.41%	穗恒运 A	-34.41%

资料来源: Wind, 华金证券研究所, 收盘价截止 3 月 5 日

四、投资建议

2019 年火电 4 大驱动因素将形成向上合力: 发电量增速增长、机组利用小时数小幅提升, 形成基础乘数, 市场交易电价与上网标杆电价的价差逐步弥合, 煤炭在供给小幅增长和需求回落的压力下趋向进一步宽松, 走势先高后低, 为业绩变动提供弹性; 我们预计全年煤炭均价下降区间为 10%-15%, 火电度电盈利有望提升 70%-100%, 全年盈利增速先低后高。我们首次对行业评级为领先大市-B。

投资标的选择方面, 建议从区域经济所决定的机组利用小时这一乘数, 选择全国性火电龙头和火电需求增速高的省份龙头公司。

五、风险提示

宏观政策逆转我们对经济通缩周期的前提假设;

替代能源的技术或政策支持力度超预期;

水电来水情况超过预期;

安全、环保、进口等非市场因素的政策扰动导致煤价下跌幅度未达预期。

行业评级体系

收益评级:

领先大市—未来 6 个月的投资收益率领先沪深 300 指数 10%以上；

同步大市—未来 6 个月的投资收益率与沪深 300 指数的变动幅度相差-10%至 10%；

落后大市—未来 6 个月的投资收益率落后沪深 300 指数 10%以上；

风险评级：

A —正常风险，未来 6 个月投资收益率的波动小于等于沪深 300 指数波动；

B —较高风险，未来 6 个月投资收益率的波动大于沪深 300 指数波动；

分析师声明

杨立宏声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，勤勉尽责、诚实守信。本人对本报告的内容和观点负责，保证信息来源合法合规、研究方法专业审慎、研究观点独立公正、分析结论具有合理依据，特此声明。

本公司具备证券投资咨询业务资格的说明

华金证券股份有限公司（以下简称“本公司”）经中国证券监督管理委员会核准，取得证券投资咨询业务许可。本公司及其投资咨询人员可以为证券投资人或客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或间接的有偿咨询服务。发布证券研究报告，是证券投资咨询业务的一种基本形式，本公司可以对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向本公司的客户发布。

免责声明：

本报告仅供华金证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因为任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但本公司不保证该等信息及资料的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映本公司于本报告发布当日的判断，本报告中的证券或投资标的价格、价值及投资带来的收入可能会波动。在不同时期，本公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息及资料保持在最新状态，本公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料，但不保证及时公开发布。同时，本公司有权对本报告所含信息在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以本公司向客户发布的本报告完整版本为准，如有需要，客户可以向本公司投资顾问进一步咨询。

在法律许可的情况下，本公司及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或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务，提请客户充分注意。客户不应将本报告为作出其投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代客户自身的投资判断与决策。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，无论是否已经明示或暗示，本报告不能作为道义的、责任的和法律的依据或者凭证。在任何情况下，本公司亦不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告版权仅为本公司所有，未经事先书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表、转发、篡改或引用本报告的任何部分。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华金证券股份有限公司研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

华金证券股份有限公司对本声明条款具有惟一修改权和最终解释权。

风险提示：

报告中的内容和意见仅供参考，并不构成对所述证券买卖的出价或询价。投资者对其投资行为负完全责任，我公司及其雇员对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。

华金证券股份有限公司

地址：上海市浦东新区锦康路 258 号（陆家嘴世纪金融广场）13 层

电话：021-20655588

网址：www.huajinsec.com