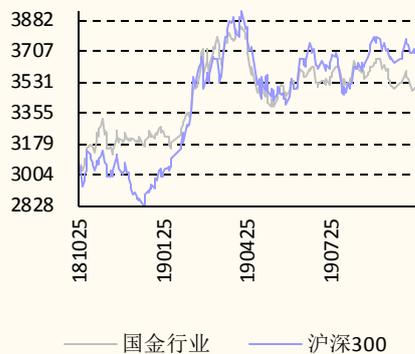


## 市场数据(人民币)

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	3508
沪深300指数	3871
上证指数	2941
深证成指	9556
中小板综指	9060



## 相关报告

- 1.《制造、消费用电出现复苏迹象，发电侧火电新增贡献最大-【国金环...】》，2019.10.24
- 2.《地产周期用电出现复苏迹象，发电侧核电新增贡献最大-【国金环保...】》，2019.10.14
- 3.《“十四五”能源战略划重点：煤油气风光齐飞保供应，储能氢能互联...》，2019.10.14
- 4.《煤电短期平均电价下降，长期回归公共事业资产有望重估-【国金环...】》，2019.9.27
- 5.《气温与贸易战影响7月用电量增速继续回落，煤价持续下跌利好...》，2019.9.2

娜敏 联系人  
namin@gjzq.com.cn

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

杜旷舟 联系人  
dukz@gjzq.com.cn

## 市场化+浮动价增强盈利确定性， 重构火电板块价值新时代

## 投资建议

- 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**；
- 建议关注区域供需紧张平衡带来价格上升、盈利增加的地方火电龙头**建投能源、皖能电力、湖北能源**。

## 基本结论

- **直接交易比重距市场化目标差距大，推动 2019 电改政策频出。**2018 年我国市场交易电量占全社会用电量比重为 30.2%，距离国家提出的 2018 年与 2020 年全国交易电量占比分别达到 54.4%和 66.1%（按照 2018 年用电量计算）差价较大。在此背景下，为推动电力市场化改革实现，2019 年我国出台了包括电力体制改革与电价改革在内的多项举措。
- **发用电放开面临四大挑战，预计 2021 年市场化比例难超 55%。**当前发用电计划放开面临“市场建设进展慢、交叉补贴难解决、优先发电规模大和工商业用户进场难”四大挑战，发用电计划放开无法一蹴而就。结合 2015 年推动第二轮市场化改革以来直接交易比重年均增速 5%的情况，我们按照每年 8%的市场化比例乐观计算，至 2021 年，全社会电力市场化比例也不超过 55%。因各省当前市场化程度、电力供需情况不一，市场化程度在具体省份会有较大差异。
- **尽管煤电上网改“基准+浮动”，电价之锚仍为原有煤电标杆电价。**煤电上网标杆电价对核电、跨省水电的电价以及可再生能源的现金流（实时结算）起到“锚”的作用。政府定价电量部分的煤电价格机制由现行燃煤机组标杆上网电价机制改为“基准价上下浮动”的价格机制后，由于核水风光等电源均为高固定成本结构，不适宜与煤价挂钩浮动，且政府也已表明，其他电源与煤电标杆电价挂钩的内容将主要由煤电基准价取代，因此，煤电基准价变动对其他电源定价没有影响。
- **浮动价难改煤电联动本质，首轮地方政府定价降幅不超 3%。**我们认为受煤电成本比重高及各地用电结构不同影响，浮动机制最终将与煤价挂钩而非下游产品成本。受煤价、电厂盈利水平、市场供需等影响，首轮浮动价机制下，政府定价电量的平均降价区间在 3%之内，江西、重庆、安徽、广西、辽宁、湖北、湖南、新疆、蒙西、冀南等地区或将成为首轮电价不降价地区。
- **市场化+浮动价增强盈利确定性，助力火电板块估值回归。**“市场煤、管制电”双轨制下，火电板块 PE 水平在 8-38 倍之间波动波动性导致 PE 估值对火电板块整体的指引性较弱。美国市场化经验表明电龙头在市场化带动 ROE 平稳后，PB 估值不断上升。我们认为，电力市场化+浮动价有利于火电盈利波动平滑，增强公用事业属性，板块投资逻辑发生转变，板块 PB 有望从当前 0.99 倍提高到 PB 估值 1.4-1.7 倍。

## 风险提示

- 电价下降与电力市场化程度超预期、煤炭突发性事件导致煤价上涨

## 内容目录

2019年：电改进入攻坚年，体制价格政策齐发力奔市场化.....	4
发用电计划放开面临多重挑战，2021市场化率或难超过55%.....	5
清洁能源定价之锚不变，但长期影响不同.....	8
浮动机制难改煤电联动本质，多因素推动首轮浮动价降幅不超3%.....	11
市场化+浮动价增强盈利确定性，助力火电板块估值回归.....	17
投资建议.....	20
风险提示.....	20

## 图表目录

图表 1：电力市场化目标与实际比较.....	4
图表 2：电力行业由发用电计划向市场化配置的职能转变.....	6
图表 3：2017-2019 浙江电网输配电价表（自 2018 年 4 月 1 日执行）.....	7
图表 4：预计 2021 年放开发用电计划不超过 55%.....	7
图表 5：电力工业交易与价格机制——标杆电价时期.....	8
图表 6：电力工业交易与价格机制——放开经营性发用电计划后.....	9
图表 7：电力工业交易与价格机制——2018 年年底现状.....	10
图表 8：三峡实际落地电价基本低于落地省市交易电价.....	11
图表 9：溪向实际落地电价基本低于落地省市交易电价.....	11
图表 10：2018 年度电煤炭成本占比.....	12
图表 11：2018 年青海省装机结构.....	13
图表 12：2018 年青海省发电结构.....	13
图表 13：2016-2018 年青海省火电企业合计资产资产负债情况（亿元）.....	13
图表 14：华能国际股价表现与煤价对比.....	14
图表 15：2017 年全国各地区上网电价与煤价联动测算结果（单位：分/千瓦时、元/吨）.....	14
图表 16：2017 年各省实际电价调整基本高于理论调整值.....	15
图表 17：2018 年 1 月 1 日煤电联动理论调价幅度.....	16
图表 18：2015 年至今五大发电集团煤电利润与亏损面.....	16
图表 19：大型发电集团平均市场交易煤电价格不断攀升.....	16
图表 20：2019Q1 多数省份市场化电价折价率在 5% 以内.....	16
图表 21：火电板块毛利率波动性较公共事业和水电高.....	17
图表 22：火电板块 PE 估值与公用事业、水电对比.....	17
图表 23：火电指数大多时候受 EPS 驱动，仅 11-12 年、18 年由 PE 主导.....	17
图表 24：火电板块 PB 持续低于公用事业、水电.....	18
图表 25：火电板块 PB 与公用事业、水电差距.....	18
图表 26：华能、华电净利润增速波动大于美国电力龙头.....	19
图表 27：华能、华电 ROE 波动率远大于美国电力龙头.....	19

图表 28: 美国电力龙头 PB 持续提升.....	19
图表 29: 南方电力 ROE 与 PB 走势.....	19
图表 30: 华能国际 ROE 与 PB 走势.....	20
图表 31: 火电板块 ROE 与 PB 线性回归.....	20

## 2019年：电改进入攻坚年，体制价格政策齐发力奔市场化

- **市场化交易量不断攀高，改革红利逐步释放。**2019年是中华人民共和国成立七十周年，我国电力工业与国家经济齐发展，共同走过了七十年峥嵘岁月。在习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略指引下，我国于2015年3月拉开新一轮电力体制改革大幕，改革迅速在全行业铺开。四年来，本着摸着石头过河的方法，改革实现了重要突破，电力市场构建所需要的机制建设、市场主体培育、交易机构建设、输配电价核定等基本工作已初步完成，市场结构初具雏形，市场化交易比重日益提高，改革红利逐步释放，市场正逐渐发挥配置电力资源的决定性作用，提高电力资源利用效率。
- **现实相对骨感，直接交易比重距市场化目标仍有差距。**提高市场交易电量比重，即电力用户与发电企业直接交易(简称直接交易)占全社会用电量的比重是我国电力市场建设的重要内容之一。根据2016年3月国家能源局在《国家能源局综合司关于征求做好电力市场建设有关工作的通知(征求意见稿)意见的函》中提出的电力市场化目标为“2018年实现工业用电量100%放开，2020年实现商业用电量的全部放开”。根据上述目标，以2018年用电量为基础，2018年与2020年全国交易电量占全社会用电量的比重应分别达到54.4%和66.1%。然而，2018年全国电力市场交易电量(含发电权交易电量、不含抽水蓄能低谷抽水交易电量等特殊交易电量)合计为20654亿千瓦时，同比增长26.5%，**市场交易电量占全社会用电量比重为30.2%**。显然，当前的市场化交易比重与目标仍存在较大差距。

图表 1：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

- **落实政府工作报告，电力市场化改革稳步推进。**作为“十三五”规划的倒数第二年，2019年，国内加大对各项改革成果的梳理与分析，对照“五年规划”目标，寻找差距，发布政策，为实现规划目标准备冲刺。面对前述电力市场化不达预期的情况，3月5日，国务院总理李克强在2019年政府工作报告时对电力行业提出工作要求，“深化电力、油气、铁路等领域改革，自然垄断行业要根据不同行业特点实行网运分开，将竞争性业务全面推向市场”表明了中央希望加快推动电力市场化进程的决心。其后，政府出台了一系列改革体制与价格政策落实了政府工作报告要求，更好地实现电力市场化目标。

其中，相关机制改革政策全面覆盖放开发用电计划及中长期与现货市场，推动电改有条不紊地进行：

6月27日，国家发展改革委印发了《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》，就全面放开经营性电力用户发用电计划、支持中小用户参与市场化交易、健全全面放开经营性发用电计划后的价格形成机制、切实做好公益性用电的供应保障及规划内清洁电源的发电消纳保障等工作进行了具体部署。

8月7日，国家发改委发布了《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》提出，要进一步发挥市场决定价格的作用，建立完善现货交易机制，以灵活的市场价格信号，引导电力生产和消费，加快放开发用电计划，激发市场主体活力，提升电力系统调节能力，促进能源清洁低碳发展。此外，还要综合考虑各地供需形势、网源结构、送变电情况、市场化基础和经济社会发展水平等因素，研究制定电力现货市场建设方案，鼓励各地差异化探索。

9月19日，国家能源局印发《关于加强电力中长期交易监管的意见》提出进一步加强电力中长期交易监管，规范市场交易行为，维护公平竞争的市场秩序，加快电力市场化改革。

**与机制改革配套的价改也就输配电成本与上网电价两个层面进行深化改革：**

5月24日，国家发展改革委、国家能源局联合修订出台《输配电定价成本监审办法》(以下简称新《办法》)进一步完善对电网输配电成本的监管，深入推进输配电价改革。新《办法》强化了成本监审约束和激励作用：对电网企业部分输配电成本项目实行费用上限控制；明确对电网企业未实际投入使用、未达到规划目标、重复建设等输配电资产及成本费用不列入输配电成本，引导企业合理有效投资，减少盲目投资；对企业重大内部关联方交易费用开展延伸审核，提高垄断环节成本的社会公允性。

10月21日，国家发改委印发《关于深化燃煤机组上网电价形成机制改革的指导意见》(以下简称“煤电价改意见”)，自2020年1月1日起，将现行燃煤机组标杆上网电价机制改为“基准价士上下浮动”的市场化价格机制。在过渡期，基准价按当地现行燃煤机组标杆上网电价确定，浮动度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%(2020年暂不上浮，不具备条件的可不浮动按基准价执行)。国家发展改革委根据市场发展适时对基准价和浮动度范围进行调整；各地结合当地情况组织制定细化实施方案，经省级人民政府批准后，在国家发改委备案。

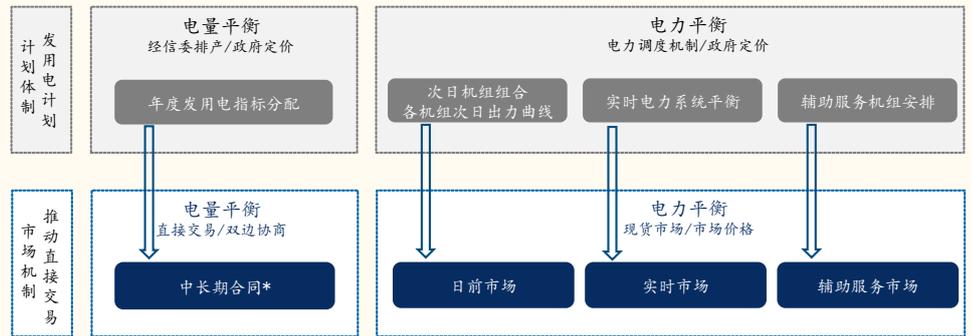
上述一系列政策从市场机制建设与电价改革两个维度，进一步对电力行业的发、输配、售进行分离，合理制定输配价格，进一步扩大市场化销售价格范围。上述政策执行后，市场化电的部分由哪些电源承担？取消运行长达15年的标杆电价是否会对其他电源价改产生影响？新的价格机制下，2020年煤电价格降幅多少？新的机制对煤电行业有何影响？我们将从体制与价格改革两方面一一解读。

## 发用电计划放开面临多重挑战，2021市场化率或难超过55%

- **发用电计划放开，推动市场资源配置发挥。**放开发用电计划意味着“电力计划经济体制”的终结，是电力市场化改革的最重要目标。电力无法大量储存的特点使得电力必须分层次。计划体制时代，发用电计划的分配制度包括两个层次：一是年内电量平衡，主要由地方经信委安排的年度发用电指标分配制度，二是实时电力平衡：电力调度机构(电网)执行的按天、按小时的发用电指标分配制度。放开发用电计划后，随着计划电的大幅缩减，市场交易的结果将主要决定机组的开机及发电负荷，从而影响电网的潮流分布，影响大电网的安全稳定运行。

原来的年度发用电指标分配将被电力中长期合同取代，实现年内电量平衡；计划调度中的电力平衡也将通过电力现货市场实施：日前市场替代传统电力调度机构每天确定次日机组组合和每台机组次日出力曲线的职能，实时市场替代实时维护系统运行平衡的职能，辅助服务市场替代电力调度机构安排辅助服务机组的职能。

图表 2：电力行业由发用电计划向市场化配置的功能转变



\*对中长期合同，业界倾向于采用“差价合约”进行金融结算。

来源：国家发改委，国金证券研究所绘制

然而，我国电力市场规模大、区域差异大、且改革目标多元，发用电计划放开无法一蹴而就，当前发用电计划放开至少面临以下挑战：

**一是市场机制建设进展不支持发用电计划大幅放开。**中国的电力直接交易、跨省跨区交易、合同电量转让等中长期交易的开展，都是依附于计划电量分配执行下的传统调度方式。“放开发用电计划”意味着电力现货市场取代调度职能，因此，“放开发用电计划”进程离必须与电力市场建设，否则依然会存在地方政府过度干预企业的行为。然而，截至 2019 年 6 月底，8 个现货市场试点仅展开试运行，现货市场建设任重道远。此外，我国能源供需逆向分布的禀赋，以及新能源大范围消纳利用的需求，客观上决定了电力大规模跨区域输送和消纳是必由之路。2018 年全年全国跨省送电为 12936 亿千瓦时，占全社会用电量的 18.9%。由于缺乏电力交易利益补偿机制，省间壁垒问题突出，部分地区严格管控省外购电量，除国家指令性计划电量外，禁止向省外购电；部分地区要求压低省外购电价格，致使价格方案协商困难，交易难以达成，也同样制约了全国电力市场建设和资源的充分、高效配置。打破省间壁垒同样需要充分发挥市场机制作用，通过建立省间发电权交易、省间辅助服务交易等方式，建立发电侧的激励机制，对受端利益受损的发电机组进行补偿。在政府意愿方面，探索建立省间交易利益补偿机制，省间交易产生的红利由送、受端省协商(或者按照强制比例)分配，提升政府接纳省间送受电的积极性。

**二是“交叉补贴”阻碍发用电计划 100% 放开。**我国销售电价主要根据历史水平、社会稳定、居民承受力等因素决定，因此，存在因价格结构扭曲导致某类用户支付的能源价格低于其能源供应成本，由其他用户分担其成本的“交叉补贴”现象，如高电压等级用户对低电压等级用户的补贴，大工业与工商业用户对居民用户的补贴，举例来看，全球居民用户平均支付的电价水平为工商业用户的两倍左右，我国居民用户支付的价格是工商业用户的 30%-50%。根据国网财务部测算全国交叉补贴金额约在 2000-3000 亿之间，在谁承担补贴方面，以 2016 年某省为例，当年该省全部政策性交叉补贴总额约为 60.35 亿元，其中，一般工商业和大工业分别承担了 28.01 亿元和 32.34 亿元电价补贴，居民被补贴总额高达 59.27 亿元；电改后，电网公司由“购销差价”改为“输配电价”（利润率不断下降），原来承担电价补贴的高价用户直接或间接进入市场，电网支撑“交叉补贴”的渠道进一步流失，在既要保障公益性用户优先购电又无法提价传导成本、既要保障用电安全又要规范输配电价格的情况下，电网利润受到进一步挤压，难以继续交叉补贴的能力，势必竭力挽留一般工商业用户。受低价保障性用电量的阻碍，我国的电力市场化目标最高只能到 66%（扣除农业、居民与公益性用电量后）。

**三是优先发电规模扩大导致发用电计划放开难。**除了前述用电侧交叉补贴外，发电侧还有高成本机组补贴，包括大量气电、核电机组等清洁能源、

甚至包括“一厂一价”时代高成本煤电机组等。在我国能源低碳转型的背景下，需要重点考虑核电、水电、风电、太阳能发电等清洁能源的保障性收购，同时为积极推进风电、光伏发电补贴平价上网，国家对平价上网项目和低价上网项目，要将全部电量纳入优先发电计划予以保障，在同等条件下优先上网。一方面我国可再生能源发电量的进一步扩大，电力调度面临的清洁能源保障性收购任务不断加重；另一方面，市场化比例扩大使得电力调度可用的平衡手段不断减少。多重目标对电力调度的限制使得放开发用电计划阻力加大。根据 2018 年数据测算优先发电量合计占比为 34.6%：我国风电、太阳能按照 100%保障计算，发电量占比分别为 5.2% 和 2.5%；核电和水电分别按照 20%和 30%市场化率计算，优先发电占比分别为 3.4%和 12.3%；此外，燃气发电（按照 20%市场化率）优先发电占比约 2.6%，煤电热电联产机组优先发电（按照 2018 年装机 4.3 亿，假设城市供热 3 亿，120 天供热保障、利用率 70%，2016 小时计算）占比约 8.6%。上述测算意味着，电网一方面要赔本保障供应居民等公益性质用电，另一方面又要支付核电、气电等高成本电源用电，在自身利润率不断被压缩的情况下，如何解决交叉补贴成为电力市场化的拦路虎。

图表 3：2017-2019 浙江电网输配电价表（自 2018 年 4 月 1 日执行）

用电分类	度电电价（元/千瓦时）			
	不满1千伏	1-10千伏	20千伏	35千伏
输配电价	0.3779	0.3399	0.3199	0.3099
平均销售电价	0.8277	0.7897	0.7897	0.7697
销售电价与输配电价差价	0.4498	0.4498	0.4698	0.4598

注：1. 表中电价含增值税、线损及交叉补贴。

2. 参与电力市场交易的电力用户输配电价水平按上表执行，并按规定征收政府性基金及附加

来源：中电联，国金证券研究所

四是部分用电量不大的一般工商业用户难以进入市场。从用户侧角度看，一般工商业用户主要为年用电量 500 万千瓦时以下用户，以浙江省为例一般为低电压等级用户，从销售电价与输配电价差价的角度看，以浙江省为例，一般工商业用户的销售电价与输配电价差价约在 0.45-0.46 元/千瓦时之间，扣除约 3 分钱的各类政府基金，差价约在 0.42-0.43 元/千瓦时之间，浙江省市场化电的价格约为 0.38 元/千瓦时，度电差价在 0.04-0.05 元/千瓦时，年用电量 100 万千瓦时的用户去市场购电后用电成本可降低 4-5 万元（不考虑支付售电公司成本）。如用户对电价敏感度不高，在轻资产独立售电公司与电网之间，用户出于对供电安全的考虑，至少在最初的一两年会处于观望状态；从电网方面考虑，工商业用户走向市场意味着电网要让出统购统销利益，降低自身利润率，因此，电网推动放开发用电计划的积极性不高；从发电企业角度考虑，则会比较市场化电价与出售给电网的浮动电价的高低来考虑是否需要直接与用户交易；最愿意推动市场化的独立售电公司，则要根据开发用户的投入产出比、自身电价预测能力、报价水平等要素考虑用户开发。上述因素导致一般工商业用户不可能大踏步进入市场。

图表 4：预计 2021 年放开发用电计划不超过 55%



\*电网代理部分，无法放开发用电计划。

来源：中电联，国金证券研究所

综合上述挑战与困难，并结合 2015 年推动第二轮市场化改革以来，面对年度用电量千万-亿级别的用户，电力市场直接交易的比重基本以 5% 的年均增速向前推进的速度看（图表 1），在当前由于年度用电量收窄而客户数量大大增加的情况下，即便我们非常激进地按照每年 8% 的市场化比例计算，至 2021 年，全社会电力市场化比例也不超过 55%。当然，由于各省当前市场化程度、电力供需情况不一，市场化程度在具体省份会有较大差异。

### 清洁能源定价之锚不变，但长期影响不同

- 发用电计划放开，深化上网电价市场化改革。电力体制和电力市场化改革的同时，电价体系也随之发展变化。当前，我国电价体系从单一的销售电价，经历了构建独立的上网电价、输配电价和完善销售电价等改革，基本形成了目前较为完善的电价体系。发用电计划放开标志着电价改革进一步向市场化价格靠拢，逐渐实现中共中央国务院在《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发[2015]9 号，以下简称“9 号文”）提出的目标——“分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成”，“参与电力市场交易的发电企业上网电价由用户或售电主体与发电企业通过协商、市场竞价等方式自主确定”。

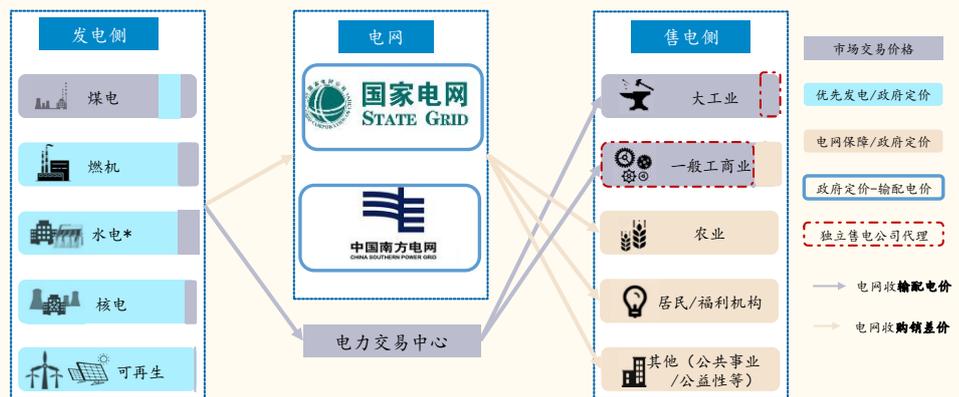
图表 5：电力工业交易与价格机制——标杆电价时期



来源：国家发改委，国金证券研究所绘制

根据前述对电力市场化的分析，我们认为即便在完全放开经营性发用电计划后，未市场化的优先购电机组清洁能源机组以及一些热电联产煤电机组仍将由政府定价；在难以解决“交叉补贴”问题的情况下，农业、居民、公共事业与福利机构以及由电网代理购电的一般工商业用户仍将由政府制定目录电价（图表 7）。简而言之，仍由电网执行发用电计划的机组将维持当前政府定价。

图表 6：电力工业交易与价格机制——放开经营性发电计划后



来源：国家发改委，国金证券研究所绘制

- **适应电力机制发展，电价体系逐步升级。**在深入剖析当前的价格机制前，有必要对我国电价发展情况做大致了解，根据电价特地，我们将我国电价发展大致分为三个阶段：

**一厂一价时期（1985-2002年）：**为鼓励集资办电、吸引电力投资，我国实行了还本付息电价政策，后改进为经营期电价，初步形成了独立的上网电价，并相应地形成了多种销售电价。这一阶段的定价以成本加成为主，由地方政府的自主定价，有效加快了我国电力建设。

**标杆电价时期（2002—2015年）：**2002年厂网分开后，逐步形成由电网公司向发电侧各种电源统一购电，再销售给工业、商业、居民等用户的商业模式。电价体系也在单纯的销售电价结构基础上增加了发电上网电价、部分跨省区输电价格、部分省份大用户直购电交易的输电价格及辅助服务补偿标准（图表5）。一是形成了分电源上网电价标杆化和外部性成本内部化改革（脱硫脱硝除尘环保及超低排放加价）。二是上网电价市场化探索，部分试点省份开展了大用户与发电企业直接交易，直接交易价格由双方协商确定或由电力交易中心组织集中竞价。三是销售电价改革，简化了销售电价分类，大部分省份实行了大工业用户峰谷分时电价，上海和浙江等省市试行了居民电价峰谷分时制，全国普遍实施居民阶梯电价和可再生能源电价附加等。“标杆电价”有效解决了“一厂一价”无法有效约束成本的弊端，在建立竞争性批发市场的过渡阶段，起到了引导发电企业节约成本，提高效率，优化发电资源配置，促进发电节能技术进步的作用。

**市场改革时期（2015年至今）：**电价改革包括两个重点：实施独立输配电价监管，完成了第一个监管周期省级电网、区域电网和专项输电工程独立输配电价监管的全覆盖；各省、直辖市和自治区（以下简称各省）通过开展多种形式的电力交易，实现了部分发电量价格的市场化和大工业用电价格的市场化。

- **标杆电价时期，不同电源定价方式有差。**目前，我国正处于由“标杆电价”时期向“市场改革”时期发展的阶段（图表6），各种电源都有不同程度的市场化。但大多数电量依然由电网按照“标杆电价”收购，即由政府价格主管部门制定的上网电价，同一地区新建设的同类型发电机组实行同一价格，并事先向社会公布的发电电价制度。具体分电源看：

**煤电：**地方定价国家发改委审批，上网电价采用“分省标杆制+脱硫、脱硝、除尘及超低排放环保加价”的机制，部分缺电省份为保证供电安全，对“一厂一价时期”高价机组维持高于标杆电价的定价；

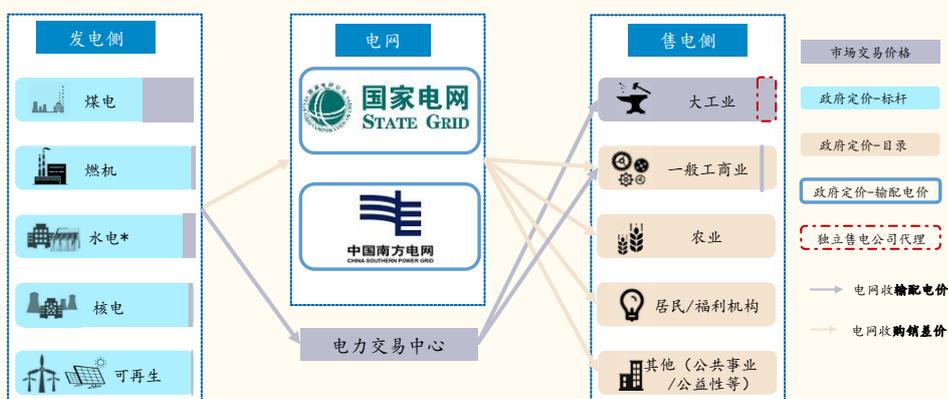
**气电：**地方自主定价，根据其在各地区电力系统中的作用及投产时间，实行差别化的上网电价机制，目前上海、浙江、江苏、河南执行两部制电价，其余地区仍采用单一制电价。

**核电：**国家发改委定价，上网电价采用全国统一标杆机制（0.43 元/千瓦时），同时参考所在地区煤电标杆，通常情况下新投产机组不高于当地煤电标杆上网电价。

**水电：**省内水电上网电价由省内定价，水电比重较大的省（如四川和云南），实行丰枯分时电价或者分类标杆电价，部分“一厂一价时期”电站维持“一厂一价”。跨省跨区域送电的水电上网电价由国家发改委定价，电价机制由受电省（市）上网电价倒推机制改进为由送电、受电市场主体双方按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化交易方式确定送受电量、价格，并建立相应的价格调整机制，一般来看，跨省水电落地电价不超过本地煤电标杆。

**抽水蓄能：**已从租赁制、两部制和单一制等多种电价形式并存，改为统一由国家发改委制定两部制上网电价及抽水电价为基础的新机制。

图表 7：电力工业交易与价格机制——2018 年年底现状



来源：国家发改委，国金证券研究所绘制

**风电和光伏：**秉承补贴退坡原则的标杆电价，新建陆上风电 2019 年和 2020 年的最低指导价分别为 0.34 元每千瓦时和 0.29 元每千瓦时，海上风电上网电价分别为 0.75 元/千瓦时和 0.65 元/千瓦时；新建光伏发电项目 2019 年的指导价已经下降到 0.4 元每千瓦时，并通过加大竞争配置力度进一步降低补贴强度。存量风光发电中电网按照当地煤电标杆电价与发电企业实时结算，高出部分由可再生能源附加依照“全国统一分配”原则进行补贴。

**光热发电：**退坡式三年标杆电价，2019 年为 1.14 元/千瓦时，2020 年和 2021 年分别在上年基础上下降 0.02 元/千瓦时。

- **尽管煤电上网改“基准+浮动”，电价之锚仍为原有煤电标杆电价。**前述梳理表明煤电上网标杆电价对核电、跨省水电的电价以及可再生能源的现金流（实时结算）起到“锚”的作用。政府定价电量部分的煤电价格机制由现行燃煤机组标杆上网电价机制改为“基准价上下浮动”的价格机制后，是否会对原有标杆价格体系产生影响？我们认为与煤电高变动成本的结构不同，核电、水电、风光等电源均为高固定成本结构，不适宜与煤价挂钩浮动，因此，其他电源与煤电标杆电价挂钩的内容将主要由煤电基准价取代，暂不发生改变。具体看：

**煤电：**从原有地方发改委定价报国家发改委审批变为国家发改委定基准价，地方自主定浮动价格后报国家发改委备案。由于国家发改委审批时期综合考虑全国经济情况调价，价格审批权下放后可依据各省情况自主调整，或令价格调整频率加快。我们认为中短期内煤电基准价不变，基准变动的触发点或为至少超过半数的省市电价变动上浮超过 10%或下浮超过 15%时。

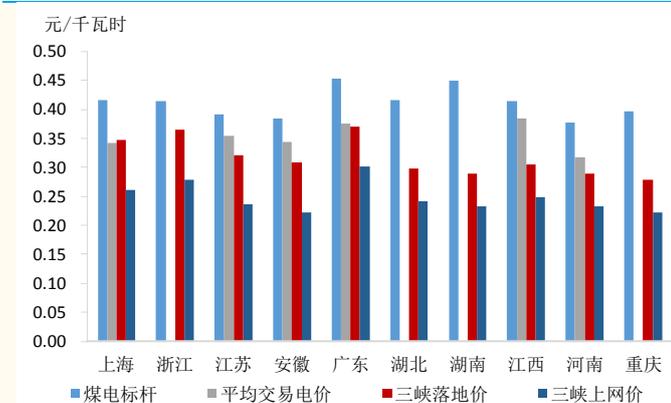
**气电：**维持地方自主定价，预计定价机制不变。

**核电：**维持国家发改委定价，由于三代核电机组平准化度电成本远高于二代或二代半机组，在当前降成本的背景下，政府难以给三代机组按照成本加成法定价，更多通过不下降二代机组标杆由核电公司内部消化三代高成本机组。中长期看，由于新投产三代高成本机组的数量不断增加，上网电价或将维持现有定价体制，难以下调。

**水电：**省内水电定价权在省内，将维持原有电价制度，与煤电定价无关，市场化部分随省内供需平衡情况价格变动。跨省跨区定价在国家发改委，对新建机组将维持“成本加成”与落地电价协调机制；对存量机组，由于跨省输电成本在第一轮成本监审中已经大幅下降，早期跨省跨区水电的落地电价相比市场交易价已具竞争力，且随着输电价格 2020 年第二轮成本监审的开展，依然存在下降空间，从而进一步加强跨省电价的落地电价优势，因此，除非经济大幅下降给能源价格造成压力，长期看由政府定价的跨省水电价格应只升不降。

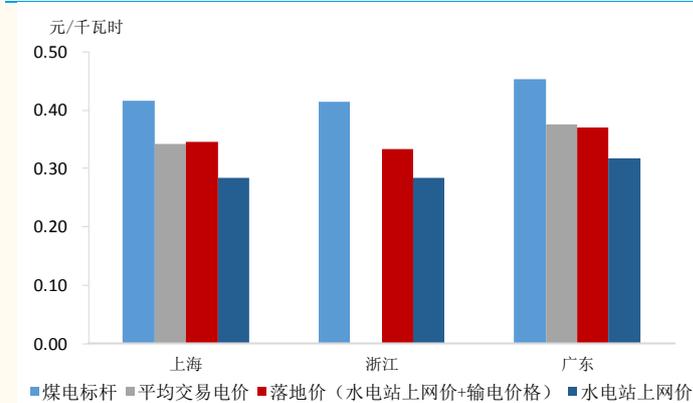
**抽水蓄能：**现行两部制上网电价及抽水电价新机制由国家发改委制定，中短期内不会改变。

图表 8：三峡实际落地电价基本低于落地省市交易电价



来源：中电联，国金证券研究所

图表 9：溪向实际落地电价基本低于落地省市交易电价



来源：中电联，国金证券研究所

**风电、光伏等可再生能源：**主要对分布式光伏/风电产生影响，由于分布式可再生发电项目的定价基础为一般工商业电价，随着一般工商业电价走向市场获得电价降低红利，分布式项目的收益率随之下降；由于 2019 和 2020 年的集中式平价上网光伏项目采取执行固定电价收购政策，项目电价不受影响；2021 年后，集中式平价上网项目主要以竞价为主，与煤电标杆不挂钩，我们认为或出台长期固定电价收购政策。

**光热发电：**价格与煤电不挂钩，具体标杆需等待十四五出台相关价格政策。

### 浮动机制难改煤电联动本质，多因素推动首轮浮动价降幅不超 3%

- **电煤成本占比高、变化大，应为煤电电价浮动对标。**尽管各地可以采取电价与电价与煤价或与下游产品价格挂钩的两种方法，我们认为合理的挂钩方式应与煤价挂钩而非下游成本，原因有二：一是各地电煤成本占营业成本的比重超过 70%，对电厂盈利影响最大，且煤炭价格基本市场化，波动幅度较高，适合成为浮动对标；二是各地区用电结构不同，无法以单一产品作为浮动基础，若强行与下游产品价格挂钩，或导致大量煤电企业退出，下文青海省实例表明如强行与下游产品价格挂钩，或将导致煤电企业经营难以为续（图表 10）。
- **水电大省青海电价挂钩下游产品，致统调火电厂全面亏损。**青海省水电发电占比高，由于水电发电成本低，且青海省工业用电以高耗能为主。2018 年，青海省电力直接交易从“双边协商、价差平移”改为政府制定的“输配电价法”，即发电企业让利基础电价=电解铝度电价格-输配电价-基金及附加，这一电价方法实际为与下游产品挂钩的浮动电价机制。青海统调口

径火电机组中，省调火电企业 5 家，机组 10 台，总装机 316 万千瓦；其余为自备火电企业，主要集中在海西地区。

西北能源监管局青海业务办调研表明：唐湖、宁北和大通等三座早期建设的电厂电价均按照省内火电脱硫标杆上网电价为 0.3247 元/千瓦时结算。汉东、佐署两座电厂在 2016 年投运时，因上网电价无法疏导，电网企业未能按照火电脱硫标杆上网电价执行；后经省发改委协调，确定两座电厂 2016、2017 年结算电价分别为 0.24、0.28 元/千瓦时，自 2018 年开始基础部分电量执行火电脱硫标杆上网电价，交易部分电量执行市场电价。汉东电厂近三年电价据此结算；佐署热电厂 2016 年未接受协调电价，最终按照铝电联动价格倒推结算电价，为 0.2759 元/千瓦时，后两年按照协调电价结算。

然而，电煤价格持续上涨直接导致燃料成本已经接近或超过交易电价，企业严重亏损。以 2018 年为例，汉东电厂单位度电燃料成本 0.224 元(含税)，接近 0.2308 元/千瓦时交易电价；宁北电厂煤价、煤耗均为最高，其单位度电燃料成本 0.3586 元(含税)，远超 0.1967 元/千瓦时交易电价。需要指出的是，受经营现状影响，宁北电厂已于 2019 年 4 月开始处于无限期停运状态。

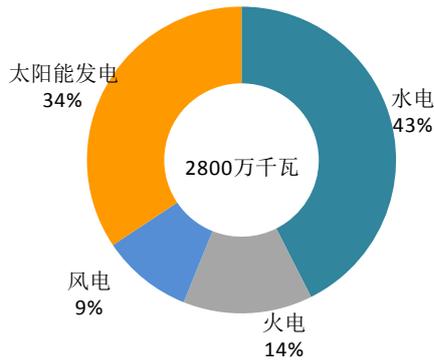
图表 10：2018 年度电煤炭成本占比



来源：中国煤炭市场网，国金证券研究所

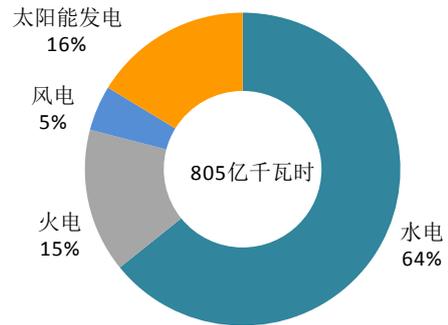
注：1. 营业成本包括制造费用、管理费用与折旧，但不包括财务费用。2. 煤电成本基于 2017 年各地电煤指数年度平均价格，不包含北京、宁夏与新疆，北京由于煤电已基本退出，宁夏与新疆因缺少发电成本数据，内蒙古煤采用了蒙东/蒙西平均价。

图表 11: 2018 年青海省装机结构



来源: 中电联, 国金证券研究所

图表 12: 2018 年青海省发电结构



来源: 中电联, 国金证券研究所

图表 13: 2016-2018 年青海省火电企业合计资产资产负债情况 (亿元)

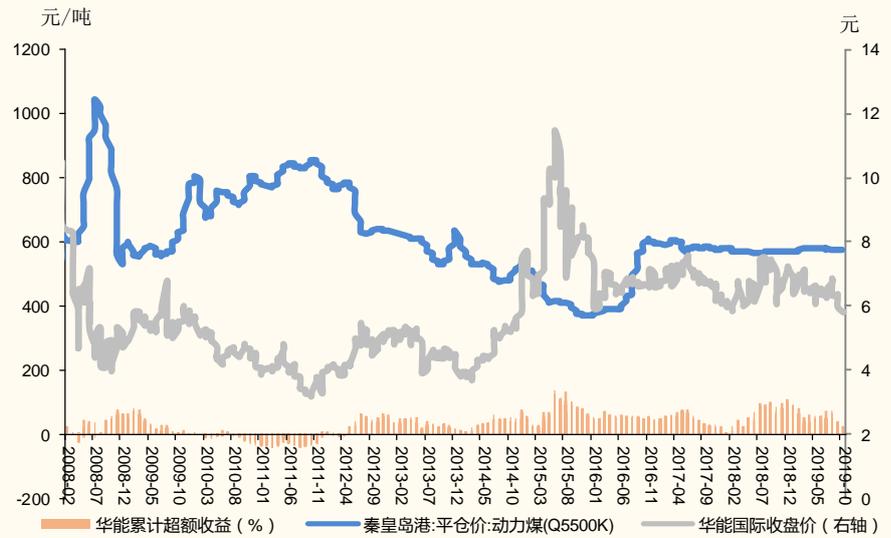
	资产综述	固定资产	负债总额	负债率	收入总额	利润总额	利润率
2016 年	164.6	111.47	145.41	88%	23.88	-5.43	-19%
2017 年	168.98	107.72	144.90	86%	32.62	-7.22	-22%
2018 年	158.24	105.3	141.49	89%	26.62	-11.4	-48%

来源: 中国能源报《青海煤电困局如何破解》, 国金证券研究所

- “浮动价、地方定”，煤电价格新办法将解决过往一刀切，加快电价调整频率。由于各省经济煤炭与电力供需、经济承受能力等条件不同，由国家发改委定价下的“煤电联动”机制要协调超过 30 个省市与地区，难免出现“一刀切”条件。以煤价为例，蒙东、蒙西、宁夏、新疆等地的基础煤价低于全国平均水平 200-300 元/吨，全国的煤电联动调整水平 30 元/吨起，导致这些地区的调整不到位，大量火电企业在煤价大幅上涨时没有得到应有的电价补偿。煤电上网定价权下放到地方后，地方可根据自身经济情况、电力供需等条件制定调价机制，决定是否进行调价，更适应地方经济发展。
- 电价是社会生产成本调节工具，平衡多地区经济致全国煤电联动滞后。我国以煤为主的能源禀赋使得煤价成为经济影响的重要环节，而煤电作为煤炭成本传导的二次产品，多年来一直成为计划经济下，国家有效平稳全社会生产成本的手段。“市场煤”与“管制电”造成发电企业在煤价高企时无法通过电价传导，导致发电企业亏损（图表 13）。

以 2017 年煤电联动调整为例，根据政策规定：“上网电价调整水平不足每千瓦时 0.2 分钱的，当年不实施联动机制”，2017 年全国 32 个地区中除了吉林省、安徽省、海南省、甘肃省、青海省、新疆维吾尔自治区等 6 个地区上网电价可不做调整外，其他 26 个地区上网电价需进行调整，其中，北京市、上海市、浙江省、福建省、江西省、重庆市、四川省、贵州省、云南省、陕西省以及宁夏回族自治区等 11 个地区需调低上网电价；其他 15 个地区均需调高上网电价。但实际上，国家发展和改革委员会并未按照全国范围内一刀切的模式在 2017 年 1 月启动煤电价格联动，理由是全国平均上网电价应上涨 0.18 分/千瓦时，未达到政策规定的 0.2 分/千瓦时的调整标准。

图表 14：华能国际股价表现与煤价对比



来源：Wind，国金证券研究所

注：累计超额收益计算基准日期为 2003 年 2 月 28 日

图表 15：2017 年全国各地区上网电价与煤价联动测算结果（单位：分/千瓦时、元/吨）

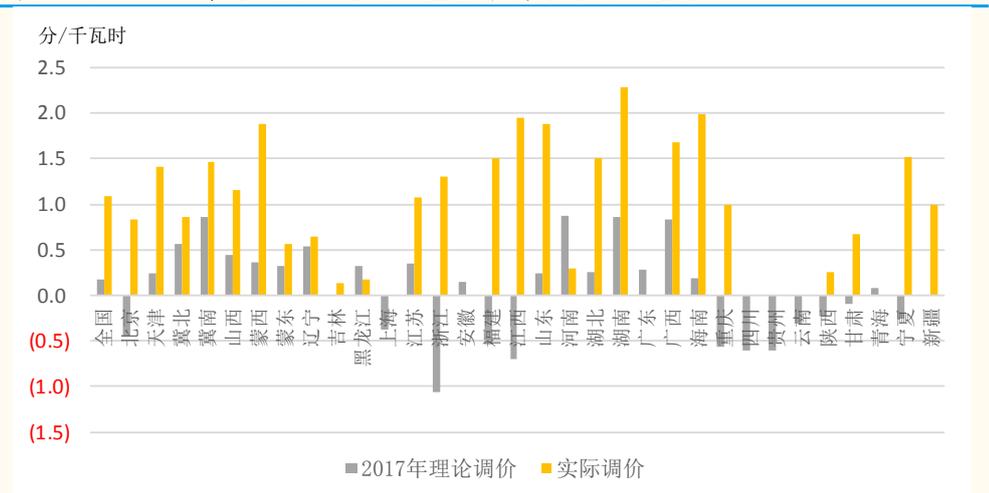
地区	2016 年电价实际调整 (分/千瓦时)	2017 年煤电联动				2017 年理论调整幅度 (分/千瓦时)	实际调价 (分/千瓦时)	
		2014 年均价	2016 年均价	电煤价格 (元/吨) 价差	纳入联动的煤价			上网电价调整 (分/千瓦时)
全国	-3	444.44	347.54	-96.91	-63.22	-2.82	0.18	1.09
北京	-2.39	444.47	347.45	-97.02	-63.32	-2.83	-0.44	0.83
天津	-3.01	440.44	344.92	-95.52	-61.97	-2.77	0.24	1.41
冀北	-3.37	405.82	309.26	-96.56	-62.9	-2.81	0.56	0.86
冀南	-4.17	424.37	314.31	-110.06	-74.05	-3.31	0.86	1.47
山西	-3.33	321.73	223.53	-98.20	-64.38	-2.88	0.45	1.15
蒙西	-1.65	243.76	185.09	-58.68	-28.68	-1.28	0.37	1.88
蒙东	-0.33	224.93	215.34	-9.59	0	0	0.33	0.57
辽宁	-1.78	446.78	388.94	-57.83	-27.83	-1.24	0.54	0.64
吉林	-0.86	396.78	347.5	-49.28	-19.28	-0.86	0	0.14
黑龙江	-1.41	398.51	344.34	-54.17	-24.17	-1.08	0.33	0.17
上海	-3.11	519.5	404.33	-115.16	-78.13	-3.49	-0.38	0
江苏	-3.16	491.13	394.49	-96.64	-62.98	-2.81	0.35	1.07
浙江	-3	547.04	415.92	-131.13	-90.9	-4.06	-1.06	1.3
安徽	-3.76	534.62	416.06	-118.56	-80.85	-3.61	0.15	0
福建	-3.18	518.5	391.48	-127.02	-87.61	-3.91	-0.53	1.51
江西	-4.03	612.03	453.74	-158.29	-106	-4.73	-0.7	1.95
山东	-4.65	550.15	409.19	-140.96	-98.77	-4.41	0.24	1.88
河南	-4.46	489.08	371.26	-117.82	-80.26	-3.58	0.88	0.29
湖北	-4.35	536.11	403.88	-132.23	-91.78	-4.1	0.25	1.5
湖南	-2.49	496.73	429.62	-67.10	-36.39	-1.63	0.86	2.28
广东	-2.3	503.79	426.93	-76.86	-45.17	-2.02	0.28	0
广西	-2.84	594.79	518.23	-76.56	-44.91	-2.01	0.83	1.68

海南	-3.3	549.68	445.07	-104.61	-69.69	-3.11	0.19	1.99
重庆	-4.17	550.19	400.31	-149.88	-105.91	-4.73	-0.56	1
四川	-3.9	531.1	387.24	-143.87	-101.09	-4.51	-0.61	0
贵州	-3.46	467.15	335.97	-131.18	-90.95	-4.06	-0.6	0
云南	-2.05	475.93	390.56	-85.37	-52.83	-2.36	-0.31	0
陕西	-4.5	444.37	286.27	-158.11	-106	-4.73	-0.23	0.25
甘肃	-2.72	380.96	284.45	-96.52	-62.87	-2.81	-0.09	0.67
青海	-1.23	450.2	394.35	-55.85	-25.85	-1.15	0.08	0
宁夏	-1.16	285.49	223.54	-61.94	-31.75	-1.42	-0.26	1.52
新疆	0	185.29	160.71	-24.58	0	0	0	1

来源：国家发改委，国金证券研究所

当经济趋势向好可顺价或有来源补偿煤电企业收益时，地方政府也会根据自身经济调节将煤电企业在经济较差时承担的经济损失返还给煤电企业。2017 年年初经济不明朗煤价难以传导时，国家在符合煤电联动条件的情况下未启动，待到电网输配电价审核后找到上网电价涨价的主要来源，7 月果断上调煤电上网标杆价，并且大多数省份电价实际调整幅度高于根据 2016 年煤价水平测算的理论调整幅度（图表 15），部分缓解煤电厂因煤价上涨而带来的巨额亏损。

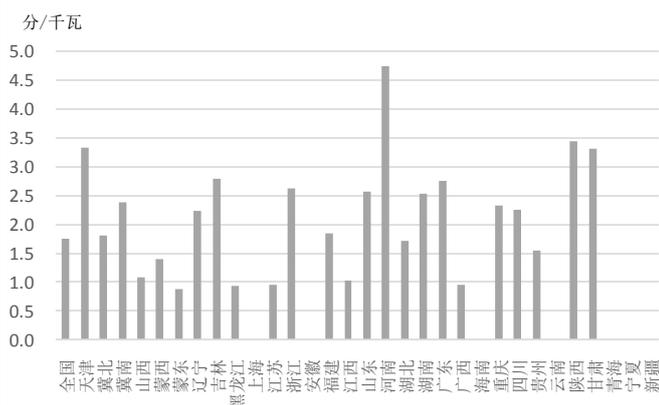
图表 16: 2017 年各省实际电价调整基本高于理论调整值



来源：发改委，中电联，Wind，国金证券研究所

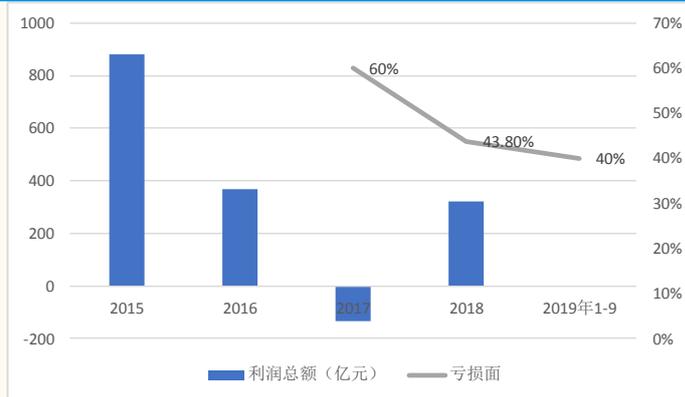
- 2018 年至今煤电电价应增不增，成为首次浮动电价不会大幅降低理由之一。2017 年全年煤价大幅上扬，我们根据煤电联动公式测算，理论上全国煤电标杆电价已经触发上涨调节，应当在 2018 年 1 月 1 日上浮 1.79 分/千瓦时。然而，由于 2018 年国务院下达第一轮一般工商业用户降价 10% 的指令，原本可以用作煤电涨价的资金全部用于为一般工商业降电价，煤电企业再次承担煤价上涨的压力，2019 年，增值税税率下降的背景下，煤电企业本有机会享受税率下降带来的扣税营业收入的增加，但上述红利转给了第二轮工商业降电价。截至 2019 年 9 月，五大发电集团的煤电企业亏损面仍高达 40%。因此，从对地方经济支持的角度看，煤电企业在 2017 至 2019 年都为地方经济承担一定煤价上涨风险，这一点也将成为执行“基准+浮动”电价机制后，煤电企业与地方政府进行价格博弈的一大有利因素。

图表 17: 2018 年 1 月 1 日煤电联动理论调价幅度



来源: 中电联, 国金证券研究所

图表 18: 2015 年至今五大发电集团煤电利润与亏损面



来源: 中电联, 国金证券研究所

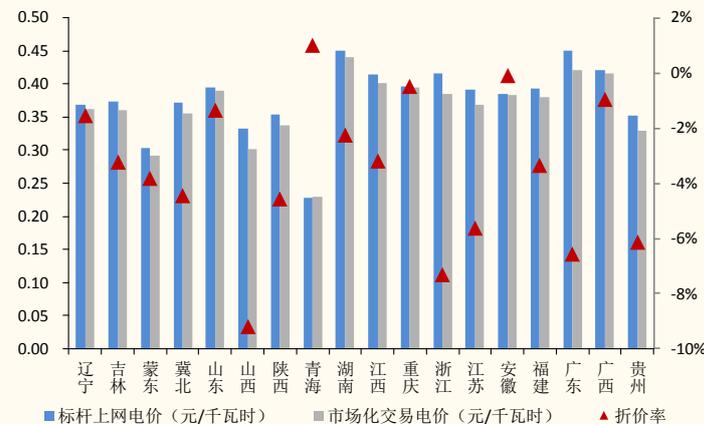
- 市场化交易电价不断攀升表明供需格局由宽松转紧，成为首轮不会大幅降价理由之二。市场化意味着还原电力商品属性，由市场供需决定价格。2017 年一季度以来，大型发电集团在市场交易的煤电平均价格不断小幅攀升，一定程度上反映了市场逐渐偏紧，发电公司有能力通过市场传导煤炭价格。2019 年一季度多个省份的煤电价格折价率在 5% 之内，青海省的电力企业甚至可以在枯水期获得比标杆电价更高的市场化电价，江西、重庆、安徽、广西、辽宁等地区的市场化折价基本接近 1%，加上我们通过调研了解到的湖北、湖南、新疆、蒙西、冀南等地区或将成为首轮电价不降价地区。

图表 19: 大型发电集团平均市场交易煤电价格不断攀升



来源: 中电联, 国金证券研究所

图表 20: 2019Q1 多数省份市场化电价折价率在 5% 以内



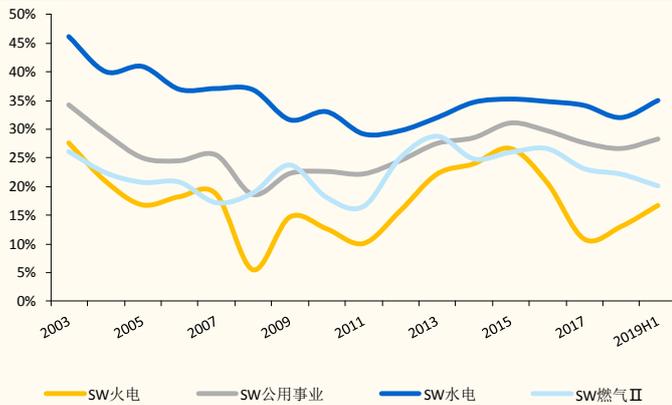
来源: 广东电力交易中心, 国金证券研究所

- 政府定价部分煤电降价后的收益归电网，成为首轮不会大幅降价理由之三。折价超过 5% 的江苏、浙江、广东等地区，处于“双控”（控制煤炭消费总量，控制煤炭质量），煤电企业难以提高利用小时数至 5000 小时以上，ROE 维持在 8% 以下的水平，如政府定价部分的让利主要受益者为央企电网，实际降低本地企业税利，且政府无法通过降低煤电标杆影响由供需定价的市场电价，极端情况下，如果市场供需紧张，或者发电企业拥有市场力通过提高市场价格弥补政府定价部分的损失，反而影响本地生产成本竞争力。
- 综上所述，我们认为，首轮电价受煤价、电厂盈利水平、市场供需等影响，政府定价电量的平均降价区间在 3% 之内，江西、重庆、安徽、广西、辽宁、湖北、湖南、新疆、蒙西、冀南等地区或将成为首轮电价不降价地区。

## 市场化+浮动价增强盈利确定性，助力火电板块估值回归

- **煤价电价双轨制，加剧火电板块利润波动性。**如前所述，受“市场煤、管制电”的机制影响，计划经济背景下，煤电企业难以及时将价格传导至下游用户，导致火电板块盈利波动性明显高于公共事业与水电板块。

图表 21：火电板块毛利率波动性较公共事业和水电高



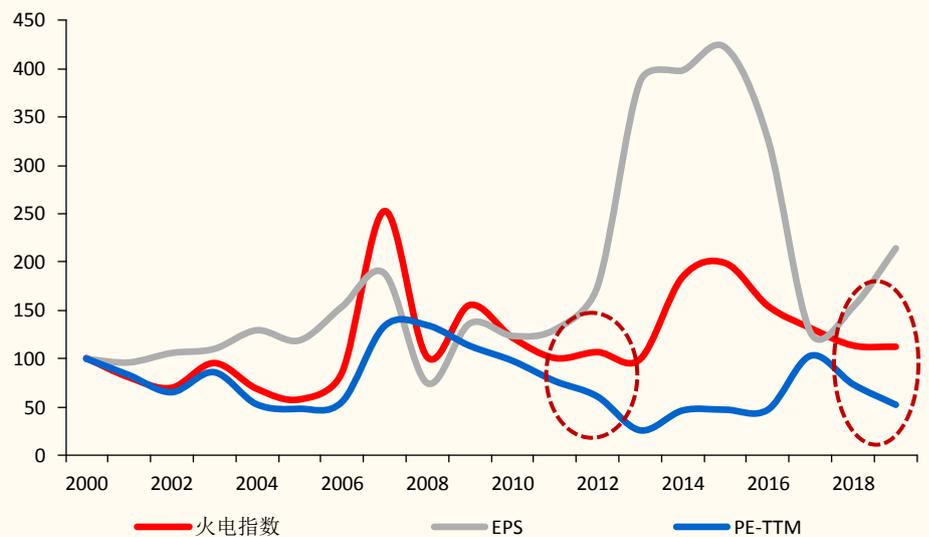
来源：华电集团，国金证券研究所

图表 22：火电板块 PE 估值与公用事业、水电对比



来源：Wind，国金证券研究所

图表 23：火电指数大多时候受 EPS 驱动，仅 11-12 年、18 年由 PE 主导



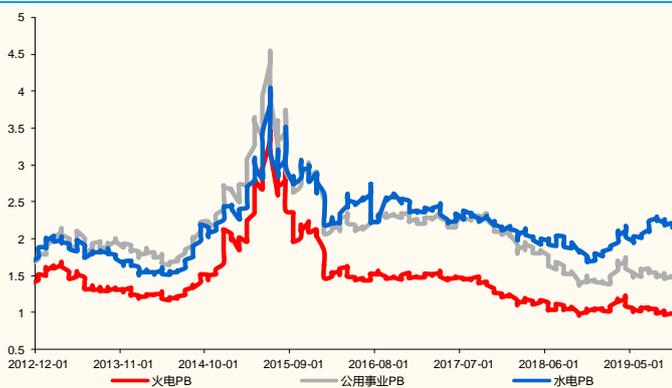
来源：Wind，国金证券研究所

- **火电板块因盈利确定性低归类周期股，PE 估值适用性差。**市盈率估值的使用条件客观上需要经营稳定，而“市场煤、管制电”双轨制下，火电股具有明显的周期属性，二级市场按照周期股对火电板块估值，12 年至今 PE 在 8-38 倍之间波动，最大振幅 386%，标准差 8.0，而公用事业、水电分别在 14-40 倍，15-43 倍，振幅 189%、192%，标准差 5.7、5.8，相比之下，火电 PE 波动性更为明显。波动性导致 PE 估值对火电板块整体的指引性较弱，从 2000 年至今的火电指数行情来看，其股价表现主要由 EPS 驱动，仅 2011-2012 年、2018 年受到宏观经济环境、市场风险偏好影响，在 EPS 上升的情况下，由 PE 主导股价下跌。

我们认为电价市场化加上由浮动定价制度后使得煤炭成本得以更加顺畅地向下游传导，火电盈利波动将趋于平滑，周期属性减弱，公用事业属性增加，板块投资逻辑发生转变，PE 波动性预计减小，同时 PE 估值逐渐具备参考意义。

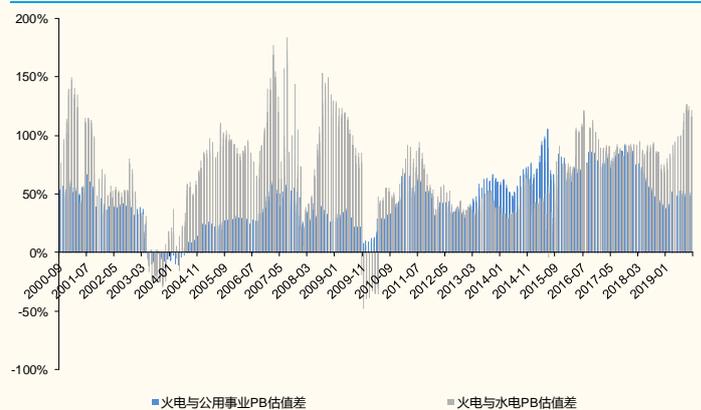
- **火电 PB 相对公用事业、水电折价 0.6 倍，具备修复空间。**同样由于煤价对于火电盈利稳定性的掣肘，2010 年至今火电平均 PB1.6 倍，公用事业、水电 PB 估值则在 2.2 倍左右，火电板块相对于上述板块平均折价 0.6 倍。在电力市场化+浮动价增强火电盈利确定性后，过去制约火电板块 PB 波动性的电价刚性将不复存在，火电 PB 或向公用事业、水电看齐，估值差逐步收窄。
- **当前火电估值历史低位安全，未来板块利空出尽估值回归。**截止 2019 年 10 月 18 日，火电板块近 1/3 个股破净，其中华电国际、粤电力 A、浙能电力、国电电力分别为 0.83、0.85、0.85、0.88 倍。火电整体 PB 0.99 倍，低于公用事业、水电 0.5、1.2 倍，同时低于历史平均 53.5%。随着煤电电价政策靴子落地，加上中短期煤炭价格受产能扩张影响供需格局由紧转松，火电板块利润稳定向上，必将推动板块 PB 估值回升。

图表 24：火电板块 PB 持续低于公用事业、水电



来源：Wind，国金证券研究所

图表 25：火电板块 PB 与公用事业、水电差距



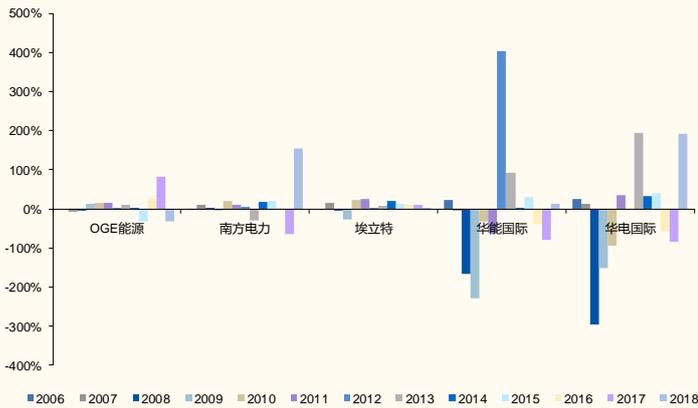
来源：Wind，国金证券研究所

- **对标美国：ROE 稳定下的 PB 估值抬升。**美国是世界上最早进行电力市场改革的国家之一。自 1993 年以来，美国在电力系统进行了打破一体化，拆分“发、输、配、用”，最终实现了放开发电和配售电端管制，管制自然垄断的输电端的“放开两头，管住中间”的格局。美国电力龙头企业在电力市场化后依靠较为稳定的 ROE 水平，PB 估值不断攀升，或成为我国电力市场化后的路径引导。

**美国电价主要形成于区域电力市场。**尽管美国电力市场在各州之间差异较大，规定相对复杂，电价形成主要依靠区域电力市场，包括 PJM、加州 ISO、新英格兰 ISO、纽约 ISO 和德州 ERCOT 等。

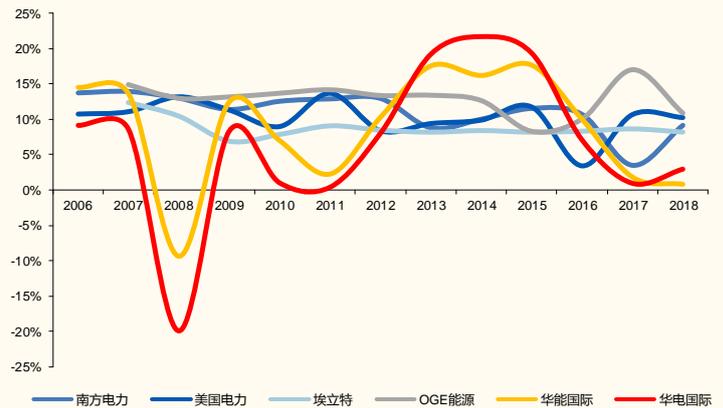
**市场机制推动盈利稳定性，盈利稳定助力美国电力龙头估值稳定攀升。**区域性电网改革基本完成后，电力市场化使得成本得以顺利传导。以南方电力（全国性电力龙头公司）、美国电力（全国性电力龙头公司）、埃立特（美国最老牌的区域性火力龙头之一）、OGE 能源（区域性火力龙头企业之一）为例，十年净利润率 CAGR 分别为 2.8%、3.5%、11.1%、5.1%，06-18 年 ROE 平均值在 11.1%、10.3%、8.8%、12.8%，波动率较小，标准差在 0.01-0.03。稳定的 ROE 区间不断获得市场认可，推动南方电力、美国电力、埃立特、OGE 能源 PB 估值持续提升，达到 1.7-1.9 倍。

图表 26：华能、华电净利润增速波动大于美国电力龙头



来源：Wind，国金证券研究所

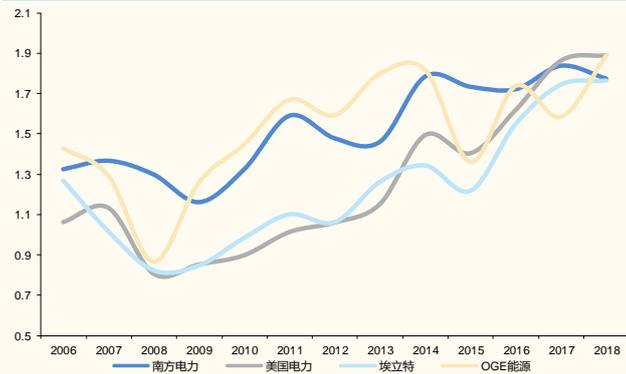
图表 27：华能、华电 ROE 波动率远大于美国电力龙头



来源：Wind，国金证券研究所

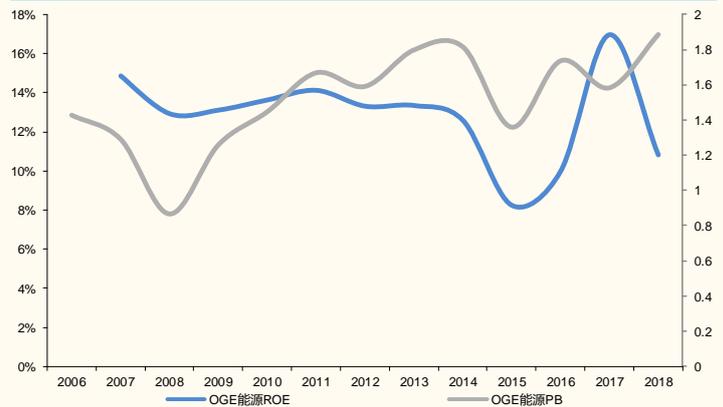
- 我国电力市场化稳定盈利，助力火电板块估值回归。过去十年，华能国际、华电国际利润率的 CAGR 为-7.7%和 3.6%，且利润波动幅度极大。2006 华能、华电平均 ROE 8.8%、6.7%，标准差 0.08、0.10。随着电力市场化的推进，如火电板块 ROE 波动幅度减小，维持在 8-10%的水平上，ROE 稳定高位对 PB 估值的抬升对国内火电企业具有一定参考意义。以 2012-2018 年数据进行简单线性回归，火电板块  $PB=4.0069ROE+1.2723$ ，R 方 41.42%，以此推算在 ROE5%-10%区间内，板块 PB 有望从当前 PB0.99 的板块提高到 PB 估值 1.4-1.7 倍。

图表 28：美国电力龙头 PB 持续提升



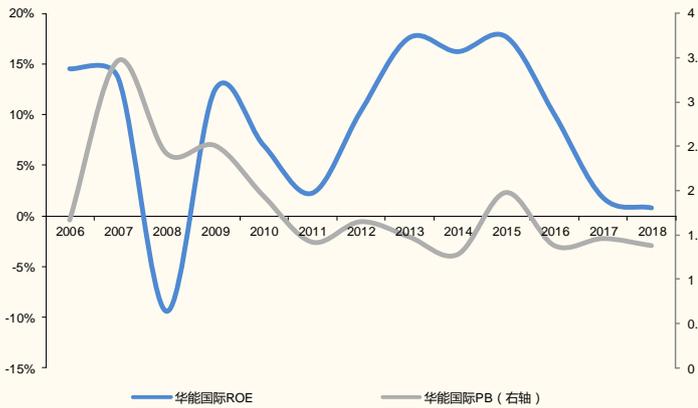
来源：Wind，国金证券研究所

图表 29：南方电力 ROE 与 PB 走势



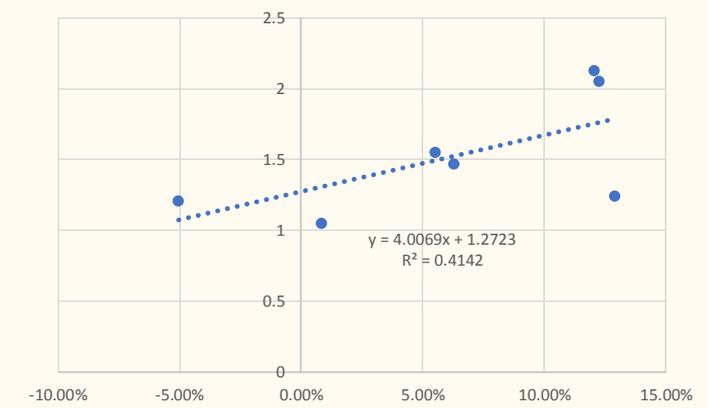
来源：Wind，国金证券研究所

图表 30：华能国际 ROE 与 PB 走势



来源：Wind，国金证券研究所

图表 31：火电板块 ROE 与 PB 线性回归



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