

行业研究/深度研究

2019年03月03日

行业评级:

公用事业 增持(维持)
电力 II 增持(维持)

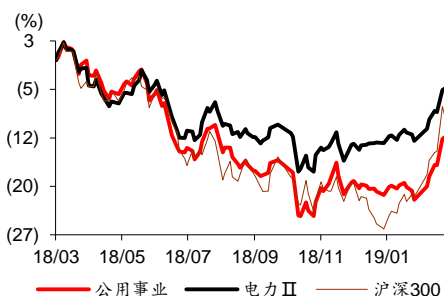
王玮嘉 执业证书编号: S0570517050002
研究员 021-28972079
wangweijia@htsc.com

赵伟博 010-56793949
联系人 zhaoweibo@htsc.com

相关研究

- 1 《华测检测(300012,买入): 18 业绩同比翻倍, 现金流预期大幅好转》2019.02
- 2 《公用事业: 把握回调机会, 布局火电季报行情》2019.02
- 3 《公用事业: 行业周报(第八周)》2019.02

一年内行业走势图



资料来源: Wind

市场电: 从哪里来, 又去向何方

当前时点我们如何看火电 V

电力市场化加快推进, 影响短空长多

自 2015 年新一轮电改以来, 电价市场化改革快速发展: 截至 18Q3, 全国市场化电量占比达 28%, 分省来看, 市场电占比前三名是云南/蒙西/江苏 (52%/47%/41%), 根据公司公告, 龙头火电上市公司华能/华电/国电 2018 年市场电比例高达 43%/44%/43%。步入 2019 年, 市场电比例有望进一步提升, 根据国家发改委要求, 煤炭/钢铁/有色/建材 4 大行业全面放开发用电计划试点, 短期内火电电价或将承压, 但考虑到未来有望建立“基准电价+浮动机制”机制, 火电盈利稳定性有望加强, 重塑“公用事业”本质, 持续推荐华电国际/华能国际, 二线推荐内蒙华电/建投能源/皖能电力。

什么影响市场电定价水平?

1) 供需格局: 如果需求旺盛, 将有望推动市场化交易电价折价收窄, 甚至出现溢价, 17Q2-18Q2 煤电市场电折价与发电量增速便存在一定负相关性; 2) 成本波动: 煤价和市场化交易电价折价之间相关性并不明显, 我们认为这或与目前的市场交易电价仍显著高于煤电企业现金成本所致; 3) 输配电价: 输配电价是市场化交易电量终端售价的重要组成部分, 随着输配电价的成本核定更加透明合理, 我们预计市场化交易价格(尤其是跨省与特高压)可以更加理性地反映成本与供需。

什么影响市场电占比情况?

1) 外输电比例: 我们认为, 如果特定省份电力供需较为宽松, 则该省在大力推动电量外送的同时, 也将基于降低本地工业企业成本的考虑, 积极推动本地区内部市场化电量占比提升, 根据我们测算, 2017/1-9M18 市场电占比与当地外输电比例相关度达 0.57/0.64, 呈显著正相关; 2) 用户结构: 二产占比越高的区域用电需求更可预测, 市场化交易机制最容易发挥作用, 根据测算, 2017/1-9M18 主要沿海省份的市场化程度与第二产业占比相关性达 0.78/0.54, 呈明显正相关。

广东/河南/江苏/湖北/上海火电综合电价短期或存在压力

我们基于特定地区电力供需、点火价差(边际成本)、火电盈利、高于统调标杆电价的火电机组占比四个维度分析, 我们认为 19-20 年广东/河南/江苏/湖北/上海火电综合电价或存在一定压力, 安徽/山西/湖南/吉林等地压力较小。伴随火电市场化持续推进, 火电商业模式有望获得根本改观, 未来电力行业或将回归“公用事业”的属性, 对标美国火电龙头, 在 ROE 恢复到 8%/10% 条件下, 我国火电龙头 PB 提升空间可观, 持续推荐华电国际/华能国际, 二线推荐内蒙华电/建投能源/皖能电力。

风险提示: 煤价下降不及预期, 利用小时/电价下降。

正文目录

电力市场化加速推进	5
中国电力市场化进程梳理	5
全国电力交易推进迅速	5
广东：市场电发展先锋队.....	7
蒙西：多重利好因素助推市场电比例攀升高位	9
云南：市场电占比领跑全国	10
“基准电价+浮动机制”有望成为重要电价定价机制	10
海外电力市场化改革梳理	12
市场化电价定价因素分析：供需格局+发电成本为核心因素	15
因素一：供需结构	16
因素二：成本波动	18
因素三：客户结构	18
因素四：输配电价	19
实际操作中的市场化电价如何而来：以冀南电厂为例	20
不同区域电价下行风险分析：广东、河南、江苏、湖北、上海存在一定压力	23
盈利稳定性加强，星火燎原	27
电力市场化有望驱动火电行业回归“公用事业”属性	27
对标美国：对标美国，我国火电龙头未来估值提升空间可观	28
风险提示	31
1) 煤价下降不及预期：	31
2) 利用小时/电价下降：	31

图表目录

图表 1: 我国电力市场化改革进程	5
图表 2: 2018 年前三季度我国各省市场化交易电量占比	6
图表 3: 2018 年前三季度我国各省大型发电集团煤电市场化比例	6
图表 4: 云南: 近年市场电比例提升幅度较慢	6
图表 5: 江苏: 近年市场电比例大幅提高	6
图表 6: 国家电网市场化交易电量规模	7
图表 7: 2018 年前三季度南方电网、蒙西电网市场化交易电量占比	7
图表 8: 主要发电企业市场电占比及折价比例	7
图表 9: 广东市场电相关政策梳理	8
图表 10: 广东现有电力市场交易品种	9
图表 11: 2014 年以来广东市场电规模大幅提高 (亿千瓦时)	9
图表 12: 17 年以来市场电价差由前期波动明显向趋于理性转变	9
图表 13: 18Q1 至今月度价差与广东电煤价格指数呈负相关	9
图表 14: 蒙西市场电规模持续攀升 (亿千瓦时)	10
图表 15: 云南省内交易电量市场化比例全国最高	10
图表 16: 全国电改综合试点与售电改革试点情况	11
图表 17: 我国主要电力市场化交易方式	11
图表 18: 电力市场建设试点	12
图表 19: 部分省份“基准电价+浮动机制”试行要点	12
图表 20: 部分发达国家电力改革梳理	14
图表 21: 供需格局+发电成本是影响市场化交易电价的核心因素	15
图表 22: 2017Q1-2018Q3 期间市场化交易电价折价稳步下滑	15
图表 23: 2018Q1-3 部分省区煤电市场交易价格与标杆电价	16
图表 24: 市场电折价与发电量增速存在一定的负相关性	16
图表 25: 我国火电机组利用小时目前仍处于历史低位	17
图表 26: 2017 年主要外送电省份是电力市场化程度 VS 外输电比例	17
图表 27: 2017 年主要外送电省份电力市场化程度与外输电比例拟合	17
图表 28: 2018Q1-3 主要外送电省份是电力市场化程度 VS 外输电比例	18
图表 29: 2018Q1-3 主要外送电省份电力市场化程度与外输电比例拟合	18
图表 30: 煤价和市场化交易电价折价相关性不明显	18
图表 31: 2017 年主要沿海省份市场化程度与第二产业占比	19
图表 32: 2018 年 1-9 月主要沿海省份市场化程度与第二产业占比	19
图表 33: 输配电价对市场化电价亦有影响	19
图表 34: 我国各地 1-10KV 大工业用电输配电价	20
图表 35: 影响市场化交易电价的核心因素	20
图表 36: 冀南电力大用户参与直接交易分时段电价结算机制	21
图表 37: 目前典型冀南火电厂成本拆分比例	21
图表 38: 电厂对下游客户的评估因素	22
图表 39: 参与电力直接交易的客户所在行业情况	22

图表 40: 参与电力市场直接交易的各行业用电量及占比 (亿千瓦时)	22
图表 41: 直接交易双边协商流程	23
图表 42: 典型集中竞价的撮合流程	23
图表 43: 2018 年各省火电机组利用小时	24
图表 44: 短期来看, 粤沪浙等地区抵御电价下行能力强	24
图表 45: 长期看, 华中地区电煤价格对秦港 Q5500 煤价敏感性最高, 未来火电企业 ROE 有望更快恢复	25
图表 46: 主要发电地区高于统调标杆电价水平火电机组装机情况 (截至 2017 年底)	25
图表 47: 中美火电龙头 ROE 对比	27
图表 48: 中美火电龙头 ROA 对比	27
图表 49: 现行火电行业商业模式	27
图表 50: 四大高耗能行业用电量在全社会用电量中占比超过 25%	28
图表 51: 杜克能源 PB-ROE 回归情况	29
图表 52: OGE 能源 PB-ROE 回归情况	29
图表 53: 埃立特公司 PB-ROE 回归情况	29
图表 54: 美国南方电力 PB-ROE 回归情况	29
图表 55: 华电国际 PB-ROE 回归情况	30
图表 56: 华能国际 PB-ROE 回归情况	30

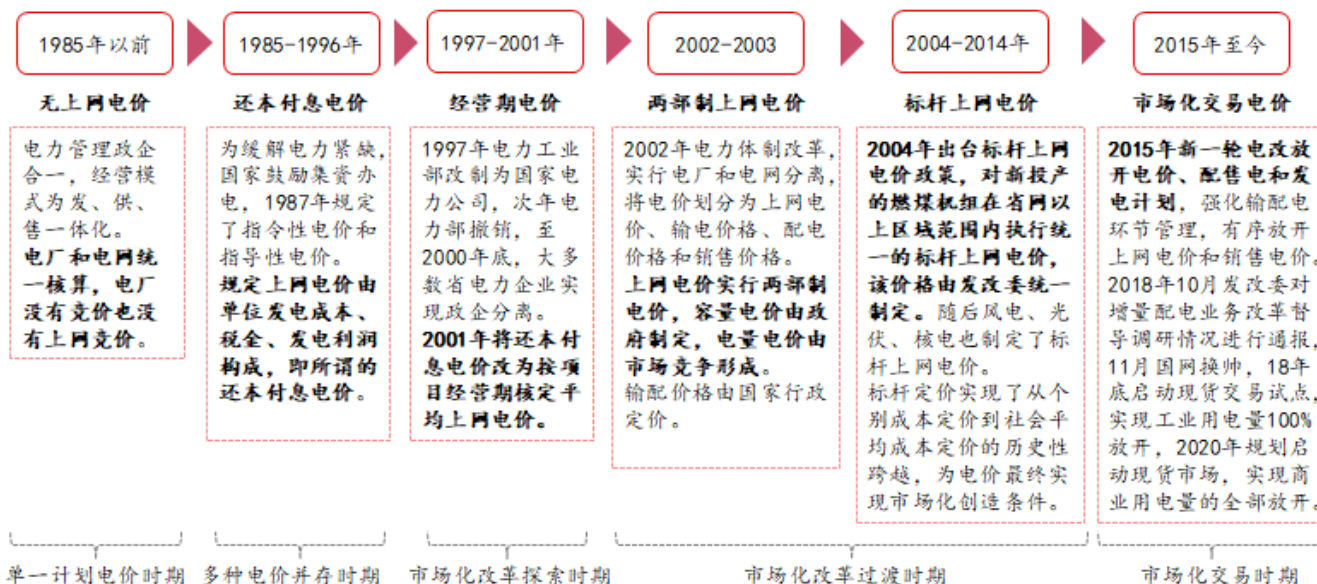
电力市场化加速推进

中国电力市场化进程梳理

我国电改大体分为三个阶段：1) 上世纪 80 年代电力投资上允许多家办电，改变过去独家办电，初步扭转电力短缺问题；2) 2002 年 2 月 5 号文启动的电改，实现了厂网分开、主辅分离；3) 2015 年 3 月中发 9 号文启动的新一轮电改，主要内容是“三放开、一独立、三强化”，吸取之前的教训，进一步推进电力市场化。

1. 1980 年之前我国电力工业基本上实行集中统一的计划管理体制，全国长期缺电。1987 年国务院提出“政企分开，省为实体，联合电网，统一调度，集资办电”，极大促进电力产业发展，根据《改革开放以来我国电力体制改革总体进展情况》，1985-92 年发电装机 CAGR 约 10%。1997 年国家电力公司成立，负责电力行业商业运行的管理，加快电力工业政企分开的步伐。
2. 2002 年电改主要任务是“厂网分开、竞价上网”，同时还进行了东北、华东等区域电力市场试点，以及主辅分离、节能发电调度、大用户直接交易、发电权交易等探索。发输配售“大一统”的国家电力公司被拆成“5+2+4”电企新格局，即五大发电集团、两大电网企业、四大辅业集团(后又整合为 2 个)，市场竞争格局显现。根据“中国电力改革发展 30 人论坛”成员、电力专家陈宗法分析，此轮电改并未没有达到中央设计的目标，存在政企分开不到位，厂网分开不彻底，主辅分离形成新垄断，输配分开陷入停滞，电网统购统销，电力调度不独立，发电企业与大用户不能直接交易，电力市场监管乏力等问题。
3. 2015 年电改主要内容是“三放开、一独立、三强化”。即：有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；交易机构相对独立；对区域电网、输配电体制深化研究。同时，强化政府监管、统筹规划、安全可靠供应，构建“管住中间，放开两头”的体制架构，核心是建立有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效的市场体制。

图表1：我国电力市场化改革进程

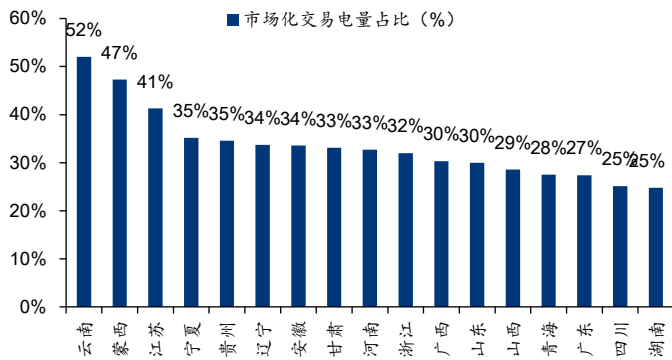


资料来源：《改革开放以来我国电力体制改革总体进展情况》，华泰证券研究所

全国电力交易推进迅速

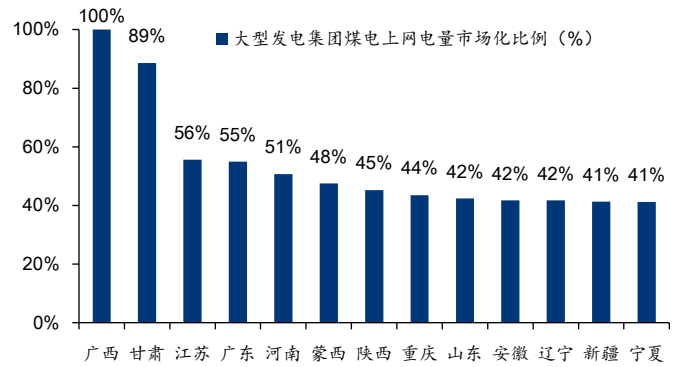
15 年“新一轮”电改以来市场电占比迅速增长。根据中电联数据，18Q1-3 全国市场交易电量占比为 28.3%，占电网企业销售电量比重为 34.5%，与 2017 年前三季度相比，全国市场交易电量增长了约 38%，占全社会用电量的比重提高了 6pct。分省来看，市场交易电量占比前三名是云南、蒙西和江苏，分别为 52%、47%、41%；大型发电集团煤电上网电量市场化率最高为广西（100%），甘肃、江苏、广东、河南也超过 50%。

图表2：2018年前三季度我国各省市场化交易电量占比



资料来源：中电联，华泰证券研究所

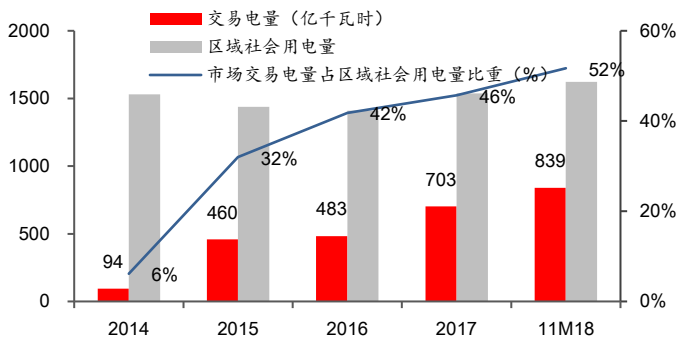
图表3：2018年前三季度我国各省大型发电集团煤电市场化比例



资料来源：中电联，华泰证券研究所

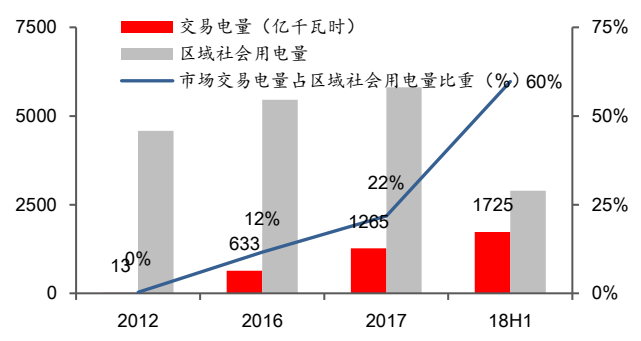
对于云南、蒙西、江苏三个市场电比例最高的地区而言，云南、蒙西市场电比例2017年以来增长较为缓慢，而江苏增长显著；根据中电联数据，2017年江苏市场电比例仅为22%，2018年上半年则高达60%，提升幅度高达38pct。

图表4：云南：近年市场电比例提升幅度较慢



资料来源：中电联，华泰证券研究所

图表5：江苏：近年市场电比例大幅提高

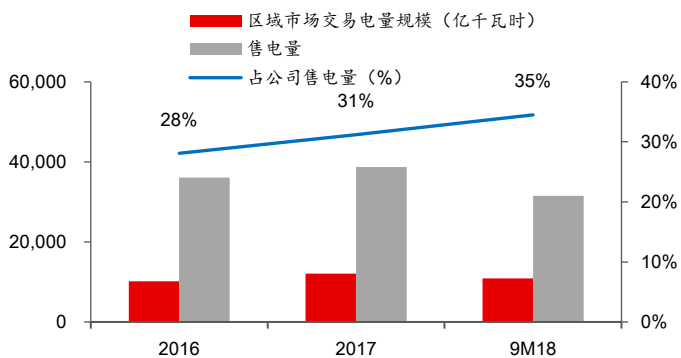


资料来源：中电联，华泰证券研究所

2018年推动煤炭/钢铁/有色/建材4个高耗能行业率先全面放开发用电计划，2020年拟实现商业用电量的全部放开，市场电占比有望逾70%。2018年7月，国家发改委发布《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》，决定选择煤炭、钢铁、有色、建材4个行业电力用户，率先全面放开发用电计划试点，根据测算，这4个行业用户全面放开后可增加市场化交易电量3500亿千瓦时，可以使市场化交易电量占全社会用电量的比例提高5.0pct（数据取自中国能源报新闻报道《电力市场化交易再迈一大步（政策解读）》）。

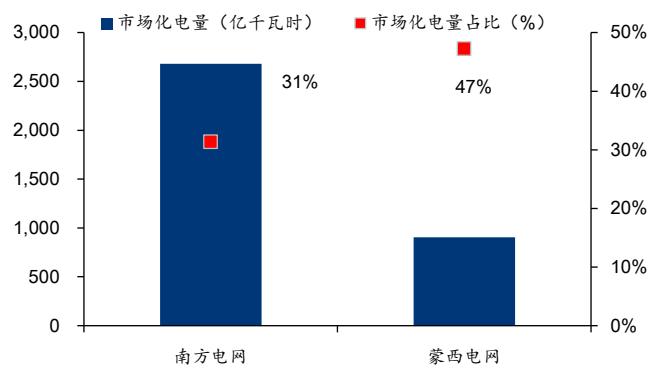
此外，2016年3月国家能源局发布《关于征求做好电力市场建设有关工作的通知（征求意见稿）》，提出拟在2020年实现商业用电量的全部放开，届时我国市场化交易电量占全社会用电量有望逾70%。

图表6：国家电网市场化交易电量规模



资料来源：中电联，华泰证券研究所

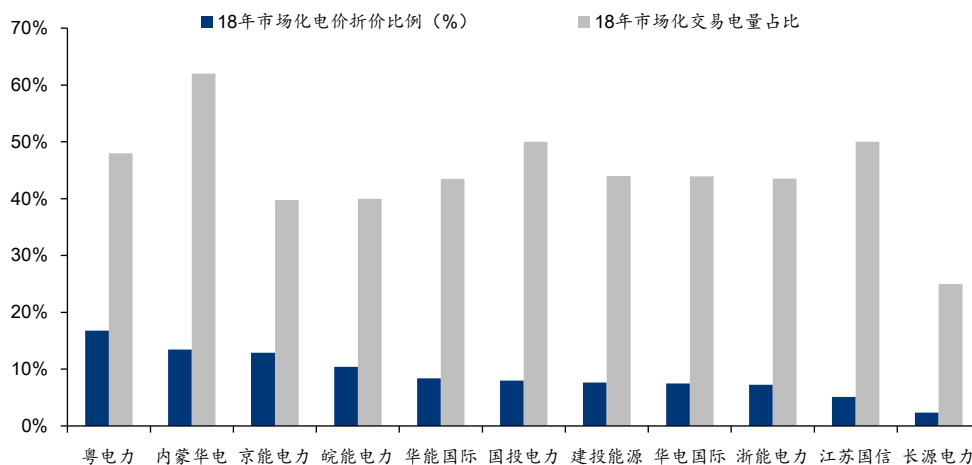
图表7：2018年前三季度南方电网、蒙西电网市场化交易电量占比



资料来源：中电联，华泰证券研究所

从上市公司层面来看，2018年华能国际、华电国际两大全国性火电巨头市场化电量占比提升较大，分别提升至43%/44%；二线火电企业中，根据我们的预测，建投能源市场电比例也提升较快，2018年市场电比例提升7pct至44%，内蒙华电市场电比例2017年已处于较高位置，2018年基本没有提升，目前市场电比例约为62%。

图表8：主要发电企业市场电占比及折价比例



注：除华能国际、华电国际外，其他火电公司2018年市场化交易电量占比为我们预测值；

资料来源：公司公告，华泰证券研究所；

广东：市场电发展先锋队

广东电力市场化改革开全国之先，完善的政策体系是推动广东市场电发展的制度前提。2006年，广东率先在台山开展直购电试点，2013年启动全省直接交易试点；2015年，广东省试点开展售电侧改革；2016年，广东电力交易中心成立；2018年8月底，全国首个电力现货市场在广东投入试运行，这标志着广东电力市场体系基本建成。

图9：广东市场电相关政策梳理

时间	文件名称	主要内容
2013年7月	《广东电力大用户与发电企业直接交易暂行办法》	确定直接交易暂采用年度、月度协商合约交易模式，条件成熟后开展月度集中竞争交易。直接交易电量规模由省政府相关部门在安排省内机组发电指导性计划时优先预留，年度累计直接交易电量不超过下达的直接交易电量规模。
2013年12月	《广东电力大用户与发电企业直接竞争交易实施细则》	规定了采用集中竞争方式开展的电力大用户与发电企业直接交易（输配电价核定前）的具体报价及成交办法，竞争交易采取电力大用户和发电企业双向报价的形式，将发电企业申报价差（发电企业申报与上网电价的价差）、电力大用户申报价差（电力大用户申报与现行目录电价中电量电价的价差）配对，形成竞争价差对。
2015年3月	《关于电力大用户与发电企业集中竞争交易实施细则（试行）》	明确电力大用户与发电企业集中竞争交易形式与具体要求：价差对 = 发电企业申报价差 - 大用户申报价差，价差对为正值时不能成交；价差对为负或零值时，按照价差对小者优先中标的原则进行交易。大用户电费 = 成交电量 × (目录电价 + 大用户成交价格)，发电企业电费 = 成交电量 × (上网电价 + 发电企业成交价格)
2015年4月	《关于印发广东电力大用户与发电企业直接交易深化试点工作方案的通知》	确定逐步放开电力用户准入限制，适时纳入商业电力大用户。
2015年11月	《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于同意重庆市广东省开展售电侧改革试点的复函》	国家发改委和能源局批准广东省开展售电侧改革试点。
2015年12月	《关于2016年电力大用户与发电企业直接交易有关事项的通知》	明确2016年直接交易电量规模年度目标420亿千瓦时，其中协商交易电量规模目标暂定为280亿千瓦时，正式启动售电侧改革。2016年逐步纳入商业电力大用户参与直接交易，商业电力大用户参与条件暂定为年用电量为5000万千瓦时及以上。
2016年1月	《关于开展广州开发区售电体制改革有关事项的通知》	明确指出广州开发区内年用电量1000万度以上的规模以上工业企业可参与2016年直接交易市场，该批用户可向发电企业购电，或自主选择一家售电公司购电，或在广东电力交易中心集中竞价市场购电。
2016年3月	《关于明确2016年售电公司参与直接交易有关事项的通知》	明确了2016年广东省售电公司参与直接交易的交易方式和交易规则
2017年1月	《广东省电力市场交易基本规则（试行）》	明确了广东省电力市场交易的基本要求，电力市场交易分为电力批发交易和电力零售交易，主要采用双边协商、集中竞争等方式进行
2017年1月	《广东省售电侧改革试点实施方案》	初步明确了广东省售电侧改革试点的基本原则、售电市场主体及市场交易方式
2017年1月	《广东省有序放开发用电计划和推进节能低碳电力调度实施方案》	初步明确了广东省有序放开发用电计划和推进节能低碳电力调度的基本原则和具体措施
2017年1月	《广东电力市场建设实施方案》	近期目标(2016年—2018年)：按程序组建相对独立的广东电力交易中心；中远期目标(2019年—远期)：固定满足公益性、调节性需要的优先发电电量计划，其他电量进入市场；建立基于发用电曲线的日前交易市场和辅助服务交易市场；逐步建立以中长期交易为主、现货交易为补充的市场化电力电量平衡机制
2017年3月	《广东电力交易机构组建方案》	广东电力交易中心成立，负责中长期双边协商交易和竞争交易、发（用）电权交易、期货等衍生品交易的组织管理，下达年度、月度交易计划。负责辅助服务市场、容量市场的交易组织
2017年6月	《关于建立广东电力市场反垄断联合执法工作机制的通知》	明确指出参与广东电力市场交易的市场主体应严格遵守市场交易规则，加强自律，不得达成实施价格垄断协议、操纵市场交易价格；不得滥用市场支配地位损害其他市场主体的合法利益
2017年9月	《广东省经济和信息化委关于2018年电力市场交易安排的通知》	初步确定2018年广东电力市场交易规模约1500亿千瓦时~1600亿千瓦时，其中发电侧年度双边协商交易电量上限为1100亿千瓦时，年度双边协商交易规模为1000亿千瓦时，2018年年度合同集中交易规模100亿千瓦时。
2017年10月	关于印发《广东电力市场年度合同电量集中交易实施细则（试行）》的通知	集中交易标的为年度合同电量，其交易结果与年度双边协商构成年度合同总量；交易电量按事先设定的比例分解至月度，该比例根据全市场用户上一年度实际用电量反映出的用电特性确定。
2018年2月	关于印发《南方区域跨区跨省电力交易监管办法（试行）》的通知	明确了广东、广西、海南和云南地区的跨省跨区电力交易的监管要求

资料来源：国务院、发改委、国家能源局，广东省发改委，华泰证券研究所

根据中国南方电网公司披露信息，截至2018年9月底，广东电力交易市场主体共有7516个，市场交易品种也逐渐多样化。电力市场化改革作用也日渐凸显，发电侧和售电侧形成有效竞争，促成广东市场竞争充分、交易活跃、透明高效、公平有序。

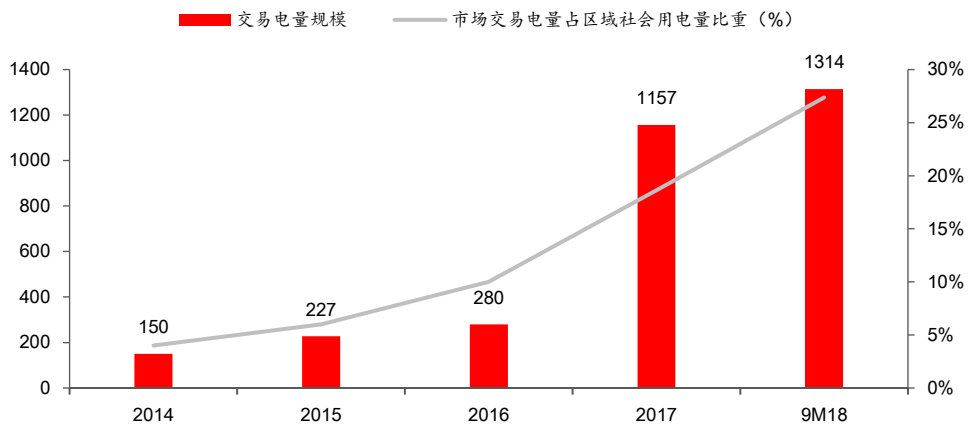
图表10：广东现有电力市场交易品种

交易类型	品种	交易方式	价格
场外交易	年度双边协商交易	双边协商	双边协商确定
	年度合同电量集中交易	双挂双摘	挂牌价格
场内交易	月度集中竞争交易	集中竞争	统一出清
	发电合同集中转让交易	撮合配对	平均价差对
场外交易	发电合同协商转让交易	双边协商	双边协商确定

资料来源：广东省电力交易中心，华泰证券研究所

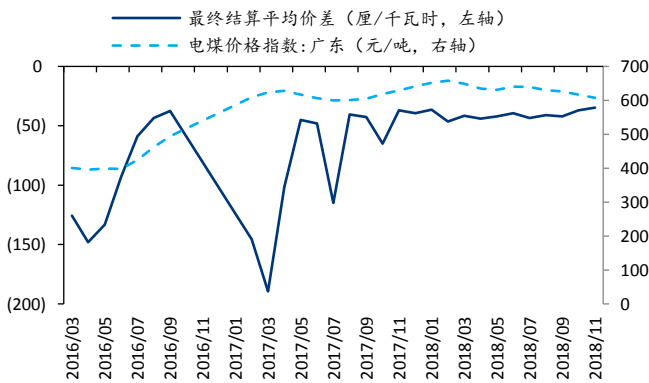
近年来，广东市场电比例持续提升，根据中国南方电网公司公布的电力市场化改革情况，2018年，广东电力市场交易电量将超过1600亿千瓦时，约占广东全社会用电量的25%，较2017年同期提升6pct，电力市场化释放出改革红利，两年半降低客户成本164.6亿元。

图表11：2014年以来广东市场电规模大幅提高（亿千瓦时）



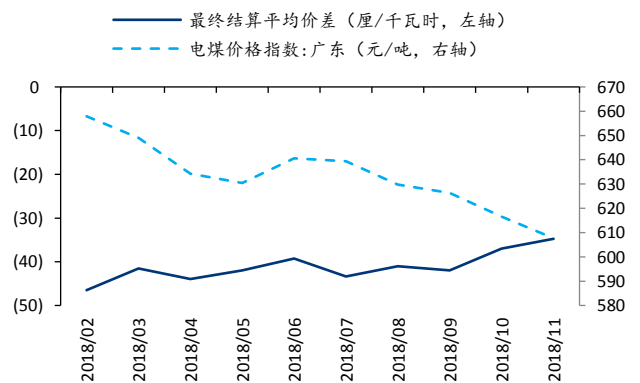
资料来源：广东省电力交易中心，华泰证券研究所

图表12：17年以来市场电价差由前期波动明显向趋于理性转变



资料来源：广东省电力交易中心，华泰证券研究所

图表13：18Q1至今月度价差与广东电煤价格指数呈负相关



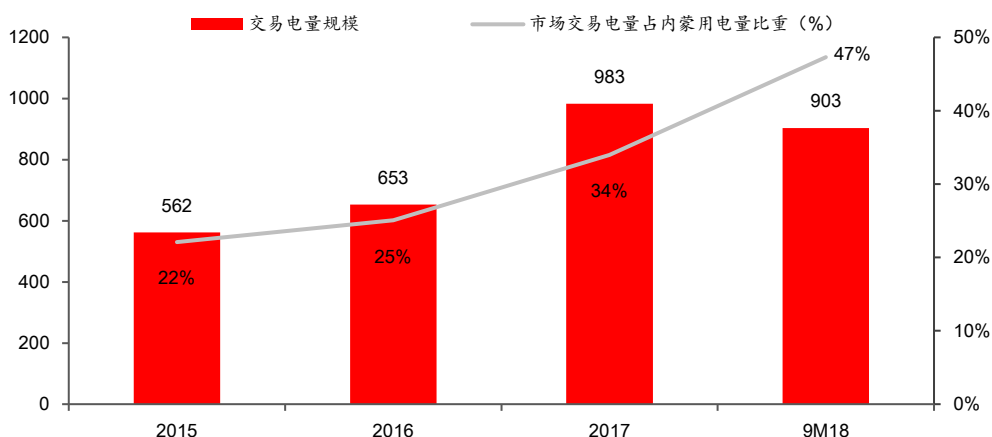
资料来源：广东省电力交易中心，华泰证券研究所

蒙西：多重利好因素助推市场电比例攀升高位

蒙西市场化电改的推动因素：

- 1) 资源具有天然优势，能源储备丰富，是“西电东送”战略重要的煤电基地。蒙西电网独立于国网与南方电网，具有改革先行优势；
- 2) 2004、2006年先后两次实施“厂网分开”，2010年创建电力多边交易市场，开展大用户直接市场交易；
- 3) 电改前电力外送通道输电能力受限，清洁能源输出基地潜力未得到有效发挥，高效坑口燃煤发电机组利用率不足，弃风、弃光严重，急需建立售电侧竞争机制。

图表14：蒙西市场电规模持续攀升（亿千瓦时）



资料来源：中电联，华泰证券研究所

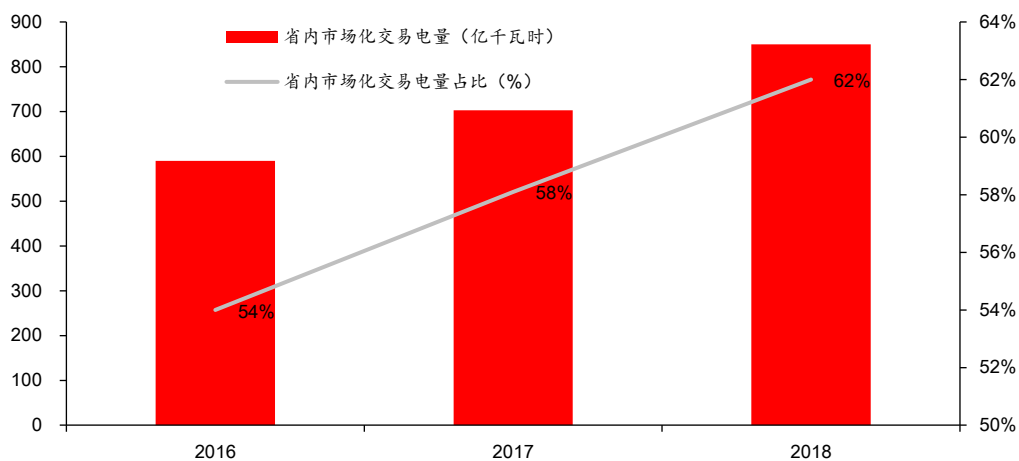
云南：市场电占比领跑全国

电力市场化交易起步早，市场电占比领跑全国。2014年云南省即开展了电力市场化交易试点，当年完成市场交易电量近200亿千瓦时（数据源自新闻报道《解析电力体制改革的“云南模式”》）。

2015年11月，云南省被确立为全国首批电改综合试点省份，2016年昆明电力交易中心挂牌运营，一系列先行举措为推动本地电力市场化交易奠定了制度基础。

根据云南电网披露信息，2018年云南省内电力市场化交易电量预计将超过850亿千瓦时，同比增长超过20.9%，市场规模连续4年保持两位数以上增长，交易电量占云南电网公司省内售电量的比例超过62%，市场化比例全国最高。

图表15：云南省内交易电量市场化比例全国最高



资料来源：云南电网，华泰证券研究所

“基准电价+浮动机制”有望成为重要电价定价机制

电力市场化交易体系日趋完善，但仍面临市场主体、平台建设、交易品种等多重问题。目前我国电力市场建设取得了积极进展，逐步建立了规则明确、组织有序、形式多样、主体多元的市场化交易体系，但仍面临市场主体、平台建设等多重问题。

根据中电联披露，目前我国电力市场化交易体系主要存在以下问题（援引自报道《着力破解五大问题 加快电力市场环境建设》）：1) 市场主体问题：现在各类市场主体差别很大，致使各类市场主体无法平等竞争。2) 交易平台问题：建设缺乏衔接性，各地市场建

设很不规范，省级交易平台没有考虑与跨省区市场衔接需要，也没有考虑与其他省内市场配合。3) 交易品种问题：交易品种不健全，目前国家确立的六个省电力现货试点各自为政。4) 竞争格局问题：目前普遍存在行政干预电力市场交易，市场监管不到位，信用体系不健全，市场交易省间壁垒等现象。

图表16: 全国电改综合试点与售电改革试点情况

序号	省份	国家级交易中心	综合改革	售电侧改革	序号	省份	国家级交易中心	综合改革	售电侧改革
1	广东	广州电力交易		▲	17	河南	北京电力交易	▲	
2	广西	中心	▲		18	河北	中心		▲
3	贵州		▲		19	北京		▲	
4	云南		▲		20	天津		▲	
5	海南		▲		21	四川		▲	
6	浙江	北京电力交易		▲	22	重庆			▲
7	江苏	中心		▲	23	甘肃		▲	
8	上海		▲		24	宁夏		▲	
9	江西			▲	25	福建			▲
10	湖南		▲		26	西藏			
11	湖北		▲		27	青海		▲	▲
12	山西		▲		28	新疆		▲	
13	陕西		▲		29	内蒙古		▲	
14	吉林			▲	30	安徽		▲	
15	辽宁		▲		31	山东		▲	
16	黑龙江			▲					

资料来源：各级政府官网，华泰证券研究所

随着我国电力市场化交易的日渐成熟，各市场主体的交易方式呈现出了多样化的态势，目前我国电力市场化交易方式大致可分为长期交易(年度交易)、中期交易(月度交易)和短期交易(电力辅助服务)。

图表17: 我国主要电力市场化交易方式

改革内容	改革进展
长期交易(又称年度交易)	电力交易中心根据交易主体需求按双边协商的方式组织年度交易，每年开放一次或多次年度交易，交易主体双边可签订一年或多年双边交易合同。
中期交易(又称月度交易)	月度交易(以云南市场为例)采用双边协商、集中撮合、挂牌等方式进行，电力交易中心依次组织省内优先购电量挂牌交易、省内电量市场双边协商交易、省内电量市场集中撮合交易、省内电量市场挂牌交易和框架协议外西电东送电量挂牌交易(跨省跨区交易)。
短期交易	短期交易主要为电力的辅助服务，所谓辅助服务，是相对于电能生产、输送和交易的主市场而言的。辅助服务是指为保证电力系统安全、可靠运行和电力商品质量，电力市场的成员为维护频率及电压的稳定而提供的服务。我国现阶段的电力市场中，出现的辅助服务市场有日前/日内电量交易和调频辅助服务市场交易。 1) 日前交易 ：指售电主体与用户之间进行次日发用电量交易； 2) 日内交易 ：为市场主体提供在日前市场关闭后对其发用电计划进行微调的交易平台，以应对日内的各种预测偏差及非计划状况； 3) 实时市场 ：在小时前组织实施，接近系统的实时运行情况，真实反映系统超短期的资源稀缺程度与阻塞程度，并形成与系统实际运行切合度高的发用电计划。 4) 调频辅助服务 ：指发电机组能够自动跟踪调度机构指令，按照一定调节速率实时调整发电出力，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服务；

资料来源：北极星售电网，365power，华泰证券研究所

新一轮电改中，体制设计是基础，价改是核心。新一轮电改是 2015 年价格改革思路的一个缩影，按照加大政府定价减、放、改力度，凡是能由市场决定价格的全部交给市场，政府不进行不当干预的原则，大力推进价格简政放权，完善主要由市场决定价格的机制(援引自经济日报报道《完善主要由市场决定价格的机制》)。按照 2015 年电力体制改革方案，体制设计是基础，即是要通过合理的体制设计来推动发电端和电力销售端的市场化交易，而电价改革是其中的核心，即如何核定合理的输配电价以及构建市场化的销售电价。

理顺电价形成机制是 2015 电改核心任务之一。1) 单独核定输配电价：按“准许成本加合理收益”原则，分电压等级核定；2) 分步实现公益性以外的发售电市场化定价：放开竞争性环节电力价格，把输配电价与发售电价在形成机制上分开，参与电力市场交易的发电企业上网电价由用户或售电公司与发电企业通过协商、市场竞价等方式自主确定，参与电力市场交易的用户购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损）、政府性基金三部分组成；3) 妥善处理电价交叉补贴，结合电价改革进程，配套改革不同种类电价之间的交叉补贴。

图表18： 电力市场建设试点

改革内容	改革进展
输配电价改革试点	1) 深圳、蒙西优先，现已省级全网覆盖 2) 深圳改革排头兵，电网清晰（不含农网） 3) 交叉补贴进入输配电价
售电侧改革试点	1) 2016年11月广东、重庆牵头试点，现扩至10个省市及新疆建设兵团 2) 培育零售市场主体、降低用电价格、分布式能源参与售电和交叉补贴制度改革 3) 用电大省，广东需求高（2016年全社会用电量10%），重庆发展快（新增用户数量多且电量增量较大）
电力现货改革试点	1) 选择南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃等8个地区作为第一批试点，将在2018年底前启动电力现货市场试运行 2) 广东售电侧市场化改革在全国最早，有现货市场发展基础；四川水电发达，消纳困难弃水较严重，现货市场可以解决水电的消纳和经济效益问题 3) 是增量配网顺利运营的上游保障
增量配网试点	1) 2016年12月确定延庆智能配电网等105个项目为第一批增量配电业务改革试点项目，第二批89个，加上18年4月的第三批试点，目前增量配电业务改革试点项目已达291个

资料来源：发改委，国家能源局，华泰证券研究所

2018年7月，国家发展改革委等部门发文，明确提出对于煤炭、钢铁、有色、建材4个高耗能行业电力用户，率先全面放开发用电计划试点，进一步扩大交易规模，并鼓励采用“基准电价+浮动机制”定价机制。

目前已出台“基准电价+浮动机制”具体实施细则的省份仅有江西省，根据江西省能源局2019年1月发布的《关于做好“基准电价+浮动机制”试点工作相关事项的通知》，明确以年用电量达到4000万千瓦时及以上的水泥企业为试点，鼓励与发电企业建立“基准电价+浮动机制”的市场化定价机制，直接向发电企业购电。

图表19： 部分省份“基准电价+浮动机制”试行要点

省份	定价要点
江西省	1) 以年用电量达到4000万度以上的水泥企业为试点，既可采用煤电联动机制，也可采用水泥行业重点商品价格与电价联动机制，着力构建长期合作关系； 2) 着力推动利益共享，当发电成本在双方约定周期内降到一定比例时，传导更大让利空间至下游用户，反之，电力用户将与发电企业共同承担发电成本上涨风险； 3) 江西电力交易中心充分发挥平台媒介、披露和第三方监管作用，定期披露合同红约定价的价格浮动情况供市场参与方参考；
山东	鼓励按“基准电价+浮动机制”协商交易价格，双方可自主选取合理的基准电煤价格和下游主要产品价格，结合其变化因素，协商确定浮动的标准、周期和比例，共同承担市场价格波动的影响；

资料来源：江西省能源局，山东省发改委，华泰证券研究所

海外电力市场化改革梳理

美国电价形成机制：目前，在美国有组织的区域电力市场主要有：PJM，加州ISO，新英格兰ISO，纽约ISO和德州ERCOT。在有组织的电力市场中，都是短期交易和实时交易，长期交易均以双边合同形式实现。其中最典型的是PJM电力市场和加州电力市场。

1) PJM：成立于1927年，目前服务于包含宾夕法尼亚、新泽西、马里兰在内的8个州，是北美地区最大的互联电力系统。在电能市场上PJM向辖区内的成员开放，包含发电商、供电公司和其他电力交易商。PJM电力市场主要由日前市场、实时市场、辅

助服务、信用和发电权交易市场组成。在短期电力交易市场采用供需双边报价。为防止发电商滥用市场力，引发电价的大幅波动和电网的不稳定，PJM 规定发电商报价不得超过 1000 美元/MWh 的上限。PJM 电力市场实际上就是一个实时竞价市场，主要特点是竞争性。由于其竞价机制本身的缺点，可能会导致电网的不稳定运行。因而，它对电力调度和电网的智能化要求较高。同时也正因为实时交易可能会引发电力尖峰危机需要监管者在必要时进行干预。

- 2) 加州电力市场：是美国市场化较为彻底的一个电力市场，其特点是分别设立了电力交易中心 (PX)、独立系统运营商 (ISO) 两个独立实体。加州电力市场参与主体有发电商、电力交易所 (PX)、计划协调者 (SC)、独立系统运营商 (ISO)、零售商和用户。加州市场是一个发、输、配分离的市场，电网公司任务是输电计划、电网运行和收取过网费。PX 的功能是提供一个电能拍卖交易场所。ISO 提供电网控制、稳定运行以及辅助服务等。计划协调员 (SC) 代交易者履行平衡义务，实现每小时的发电、购电量与其预期的售电和用电量相平衡，并与系统调度员进行平衡结算。加州电力市场的运营模式为零售模式，加州电力市场用户具有选择权，所有用户既可以选择从批发市场购电也可选择从零售市场购电。但所有交易必须通过计划协调员或电力交易中心进行协调。加州电能和辅助服务都采用单一竞价拍卖上网机制。电力交易中心根据各供电商和购电商报价，按高低配对原则，自动实现市场统一出清价格，然后通过确定出清价格最后确定各成员的发电计划。

英国电价形成机制：英国电力工业的市场化改革起步于上世纪 90 年代，1998 年，英国政府发布了新的电力交易规则 (NETA)。新的电力交易规则不再强制要求所有发电商和用户入库，发电商和用户可以自由交易，通过谈判约定交易价格。随着 NETA 在英格兰和威尔士地区的成功，英国便将这一模式推向全国，2005 年建立统一的英国电力交易协议 (BETTA)，统一了全国的电力交易规则、平衡和结算系统，统一了输电定价方法，目前，大多数电能交易都在电能交易所通过双边合同进行的。

英国电力交易市场主要有长期交易、中期交易、短期交易和实时交易市场。短期市场主要通过交易中心、进行日前电能拍卖，短期市场交易量较少。实时交易市场主要是通过发电商和供电商的电力计划来维持电力系统的平衡，也称电力平衡市场，平衡机制的参与者以有偿形式提供平衡服务。在 NETA 模式下，发、输、配全部分离，各环节都形成竞争，国家电网公司只负责平衡市场的运行和电力传输，对电力辅助服务的采购则采用竞价方式实现。

北欧电价形成机制：目前，北欧电力市场已形成了一个包括发电商、电网拥有者、零售商、交易商和用户在内的一个完整的跨国交易体系，北欧电力交易所及其子公司负责电力交易的清算和结算工作，负责欧洲的碳排放交易。北欧五家电网公司及其运行机构，对所有发电商和交易用户开放，负责电力传输，不再拥有发电厂和电力销售的权利。发电商、交易商等电力交易者在完成电力交易合同后与电网签订传输协议并支付转运费。在体制上北欧电网输配没有拆分仍然垄断经营，只是在发电侧和零售侧展开竞争。北欧电力市场的电力交易主要通过双边交易实现，现货市场是物理合同的交易实现和电力平衡。北欧的电力零售市场向全部的电力用户开放，批发商和零售商可以通过批发市场获得订单，用户或其代理商既可以通过批发市场与电力零售商签订合同，也可以通过实时电力市场购买电量。北欧电力市场交易主体众多，竞争充分，既有物理合同交易也有金融合同交易，其中金融市场交易极为活跃，为发电商和各类交易用户提供了规避风险和套利的机会。

英国、北欧和美国三大电力市场的改革经验：

- 1) 立法先行，通过完善相关法律法规，为电力市场改革提供制度保障；
- 2) 电力市场化改革进程与国情发展相一致，电力市场的设置与本国电力网络的传输能力及市场的发育水平相一致；
- 3) 建立合理的电价形成机制是电力市场化改革的核心，电价改革需与电力市场化改革同步进行；
- 4) 在发电侧和销售侧引入竞争，调动企业生产积极性，并促使发电企业提高技术，降低成本，提高生产效率；
- 5) 加强对电网的管制，明确界定电网的业务和义务。

图表20： 部分发达国家电力改革梳理

地区	电改目的	电改历程	当前经营模式	电价模式	交易模式
英国	打破垄断，引入竞争	垄断经营——POOL（交易库统购统销、实时电价）——NETA（双边交易、合约电价）	发、输、配分离，电力资产私有化	市场化	双边交易
北欧	提升电力市场竞争力	一体化经营——电力局改组，发配售完全竞争，国家电网垄断（各国）——跨国交易体系（多国）	发、输、配分离，电力资产国有	市场化	双边交易
美国	放松管制，提高效率，引入竞争，降低电价	私有一体化垄断经营——厂网分开，发、售、输自由化竞争——6大交易市场	发、输、配分离，电力资产私有化	市场化	多边协调交易

资料来源：《双边交易模式下的电力定价研究》，华泰证券研究所

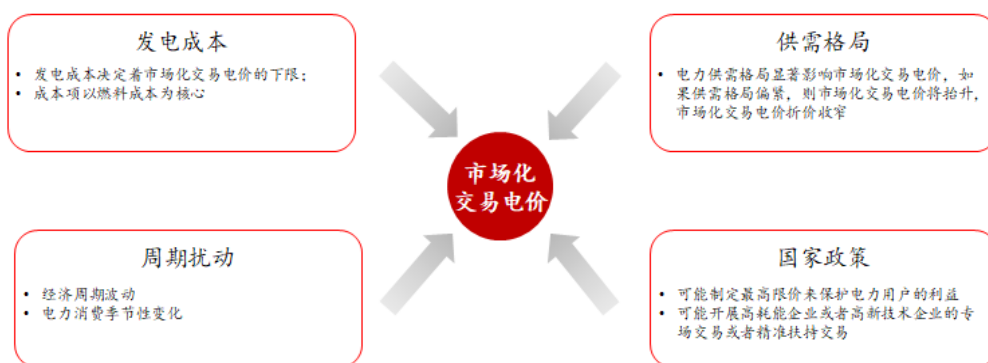
市场化电价定价因素分析：供需格局+发电成本为核心因素

我们认为，决定市场化电价的两大核心因素是供需格局和发电成本：

- 1) **供需格局**：电力供需格局决定了电力这一产品的定价权归属，电力供需格局偏紧利好发电端，推动市场化电价上行，电力供需格局偏松则利好用电端，推动市场化电价下行。理论上来说，供需格局决定了市场化电价的**上限**。
- 2) **发电成本**：理论上出清的最优解电价是基于成本曲线最右端的发电商边际成本计算的，发电成本决定了市场化电价的**下限**。

此外，电力消费季节性变化等周期扰动因素、针对不同用电部门制定的国家政策等因素也可能对市场化电价产生一定影响。

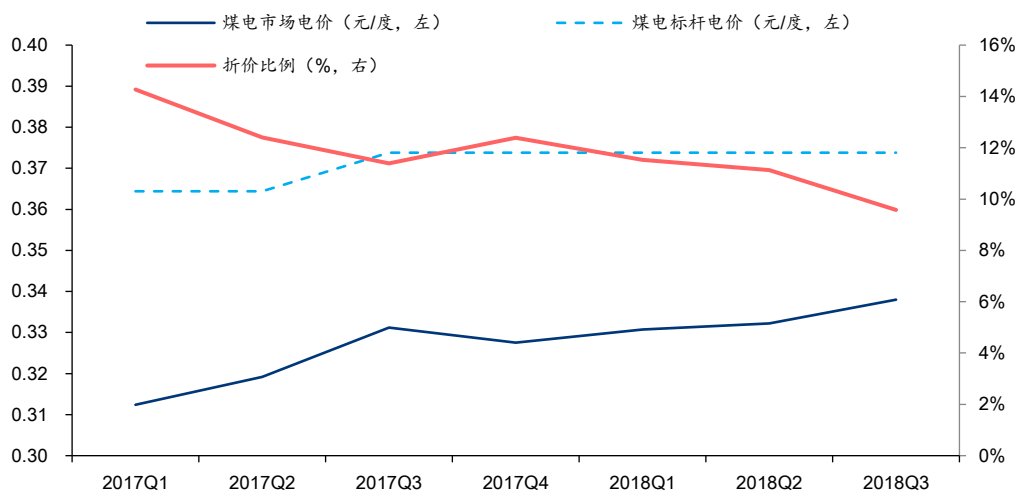
图表21： 供需格局+发电成本是影响市场化交易电价的核心因素



资料来源：华泰证券研究所

煤价攀升+电力需求旺盛是推动2017-2018年市场化交易电价攀升的主因。2017年以来，大型发电集团煤电市场交易电价呈缓步上升趋势，与煤电标杆电价的价差不断收窄。由2017年一季度的0.052元/千瓦时，收窄至2018年第三季度的0.036元/千瓦时，对应市场电折价比例从14.3%降至9.6%。

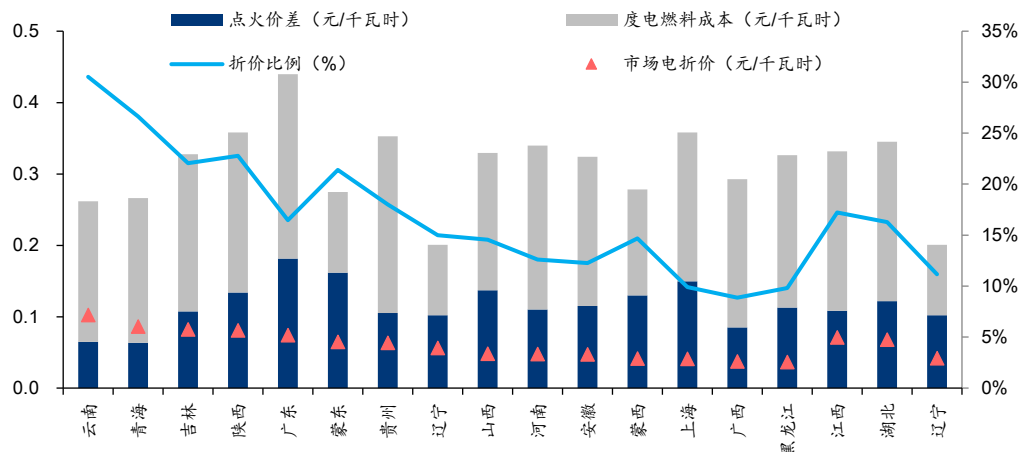
图表22： 2017Q1-2018Q3期间市场化交易电价折价稳步下滑



资料来源：中电联，华泰证券研究所

云南省煤电市场交易电价让利价差位居首位。2017年以来，云南省煤电市场市场化电价折价始终处于首位，根据中电联数据，18年前三季度平均交易价格为0.233元/千瓦时，与标杆电价的平均价差为0.103元/千瓦时。

图表23： 2018Q1-3 部分省区煤电市场交易价格与标杆电价



资料来源：中电联，国家统计局，华泰证券研究所

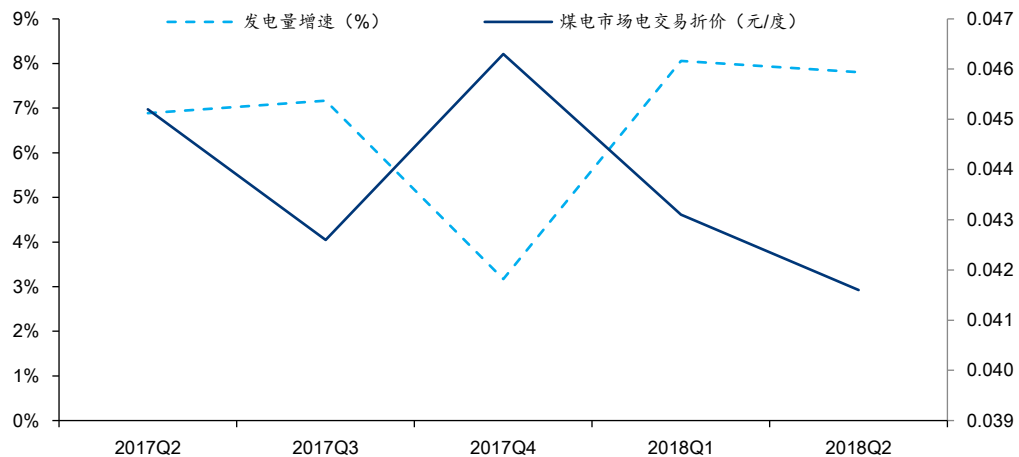
注：江西、湖北、辽宁市场电折价采用 2018H1 数据；

因素一：供需结构

电力供需格局影响市场电价折价幅度。市场化交易电价折价本质上属于价格信号，反映了电力供需格局，如果需求旺盛，市场化交易电价将会抬升，促动市场化交易电价折价收窄，甚至出现溢价。

考虑到电力属于不可储存的一次消费品，发电商所发电量是基于对下游需求的预判，因此我们可以采用发电量增速来表征下游电力需求态势，不难看出，2017Q2-2018Q2 期间，煤电市场电交易折价与发电量增速存在一定的负相关性。

图表24： 市场电折价与发电量增速存在一定的负相关性

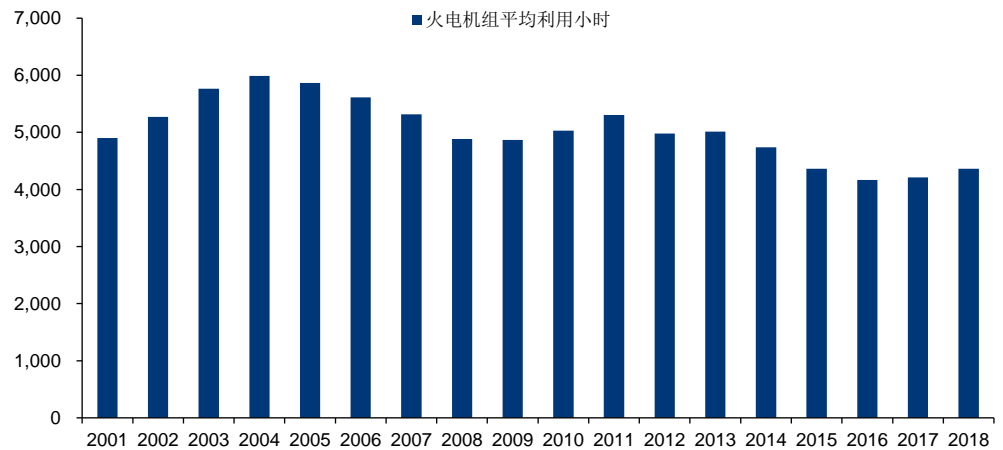


资料来源：中电联，国家统计局，华泰证券研究所

考虑到我国多省份无法完全实现电力自产自销，如多数西部省份电力生产大于电力消费，而大部分东部沿海省份电力生产小于电力消费，由此带来省内电力供需格局的不平衡，继而需要外输电或外购电。

外输比例反映特定省份电力议价能力。根据 Wind 数据，2018 年我国火电利用小时为 4361，较 2017 年增加 153 小时，但从历史来看，2001-2018 年火电机组利用小时均值为 5036，2010-2018 年火电机组利用小时均值为 4685，因此目前全国火电行业的产能利用率依旧处于历史低位，产能过剩的情况依旧存在。

图表25： 我国火电机组利用小时目前仍处于历史低位



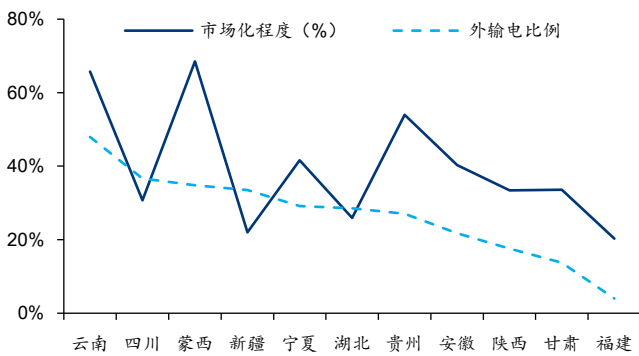
资料来源：中电联，华泰证券研究所

外输电比例越大，本地售电市场化交易比例越高。我们认为，如果特定省份电力供需较为宽松，火电机组利用小时处于低位，则该省在大力推动电量外送的同时，也将基于降低本地工业企业成本的考虑，积极推动本地区内部市场化电量占比提升，从而降低企业用电成本。

2017年，主要省份的电力市场化程度(市场化交易比例)与当地外输电比例相关度达0.57，呈显著正相关。

2018年1-9月，主要省份的电力市场化程度(市场化交易比例)与当地外输电比例相关度达0.64，亦呈明显正相关。

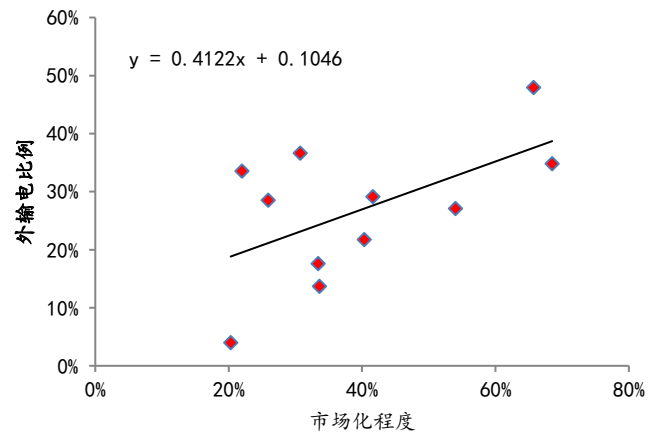
图表26： 2017年主要外送电省份是电力市场化程度 VS 外输电比例



注：1) 市场化程度为市场化交易电量占比；2) 外输电比例=(发电量-用电量)/发电量

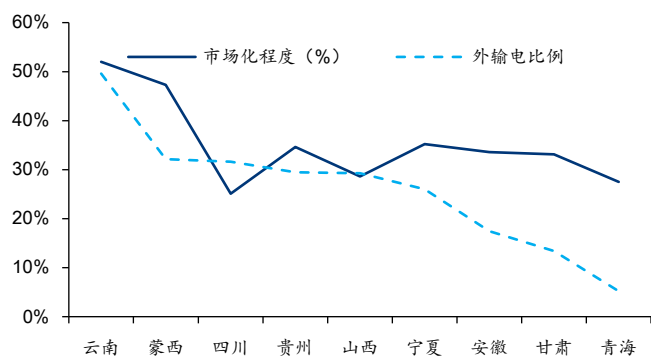
资料来源：中电联，国家能源局，华泰证券研究所

图表27： 2017年主要外送电省份电力市场化程度与外输电比例拟合



资料来源：华泰证券研究所

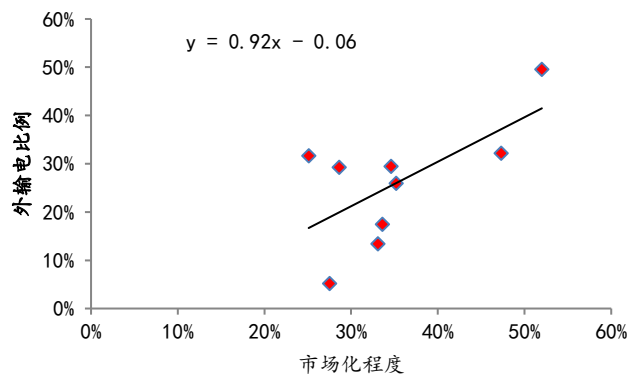
图表28： 2018Q1-3 主要外送电省份是电力市场化程度 VS 外输电比例



资料来源：中电联，国家能源局，华泰证券研究所

注：1) 市场化程度为市场化交易电量占比；2) 外输电比例=(发电量-用电量)/发电量

图表29： 2018Q1-3 主要外送电省份电力市场化程度与外输电比例拟合

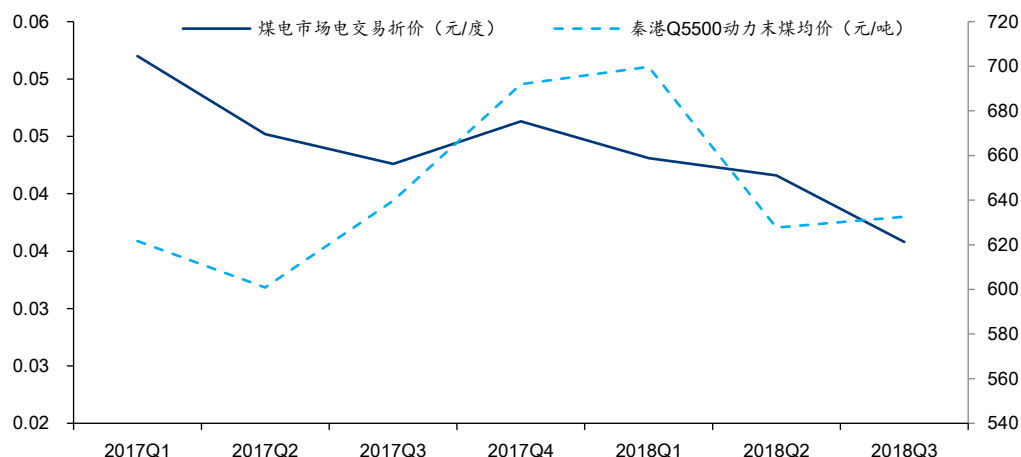


资料来源：华泰证券研究所

因素二：成本波动

单纯从煤价和市场化交易电价折价数据来看，相关性并不明显，我们认为这或与目前的市
场交易电价仍显著高于煤电企业现金成本所致。

图表30： 煤价和市场化交易电价折价相关性不明显



资料来源：Wind，中电联，华泰证券研究所

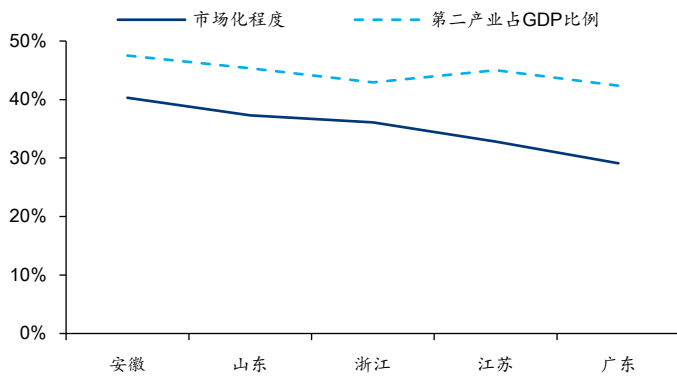
因素三：客户结构

2018 年中发改委发文推动市场化电力交易深化，并提出放开四大高耗能行业用电，全部
实施市场化交易定价。

考虑到目前中西部地区工业化程度不高，且部分地区大量电力外送，本地区工业用电在当
地发电量占比并不高，因此我们主要分析沿海主要工业省份市场化交易电量占比与第二产
业 GDP 占比之间的关系，结果显示，正相关性显著；

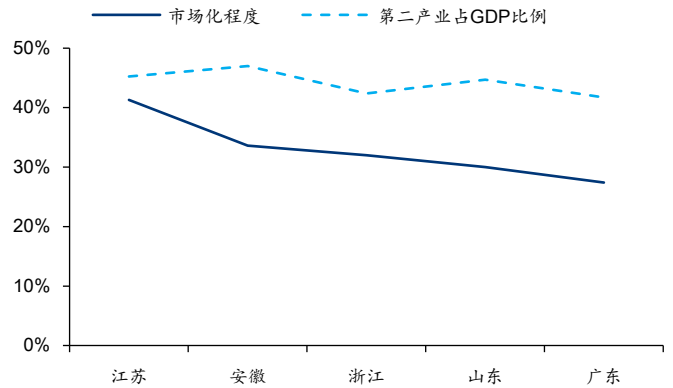
- 1) 2017 年，主要沿海省份的市场化程度（市场化交易比例）与第二产业占比相关性达 0.78；
- 2) 2018 年 1-9 月，主要沿海省份的市场化程度（市场化交易比例）与第二产业占比相
关性达 0.54；

图表31: 2017年主要沿海省份市场化程度与第二产业占比



资料来源: 国家统计局, 国家能源局, 华泰证券研究所

图表32: 2018年1-9月主要沿海省份市场化程度与第二产业占比



资料来源: 国家统计局, 国家能源局, 华泰证券研究所

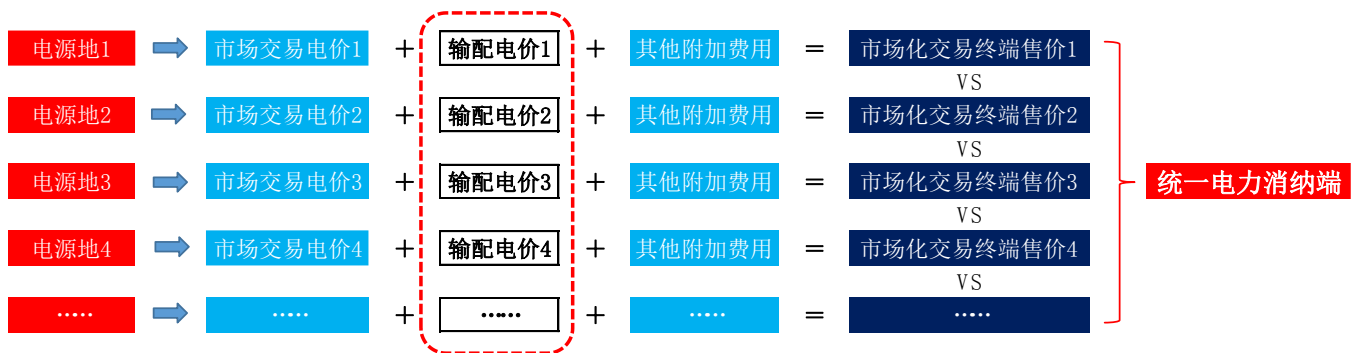
因素四: 输配电价

对于跨省采购市场电的终端用户而言, 终端售价由以下六个部分构成:

- 1) **市场交易价格:** 每次电力市场化交易的成交价格;
- 2) **送出省输电价格:** 送出省的输配电价, 由政府核准;
- 3) **区域电网电量电价及损耗:** 由交易通知及相关文件核准, 以国网、南网不同覆盖区域而有所差;
- 4) **区域间电网输电价格及损耗:** 由交易通知及相关文件核准;
- 5) **落地省省级电网输配电价:** 落地省的输配电价;
- 6) **政府性基金及附加:** 落地省规定的政府性基金及附加。

对于终端用户而言, 输配电价是市场化交易电量终端售价的重要组成部分, 在市场交易电价、其他附加费用(包含区域电网电量电价及损耗、区域间电网输电价格及损耗、政府性基金及附加)相同的情况下, 输配电价越低, 则市场化交易电量终端售价越低, 终端用户将有更强的偏好。

图表33: 输配电价对市场化电价亦有影响

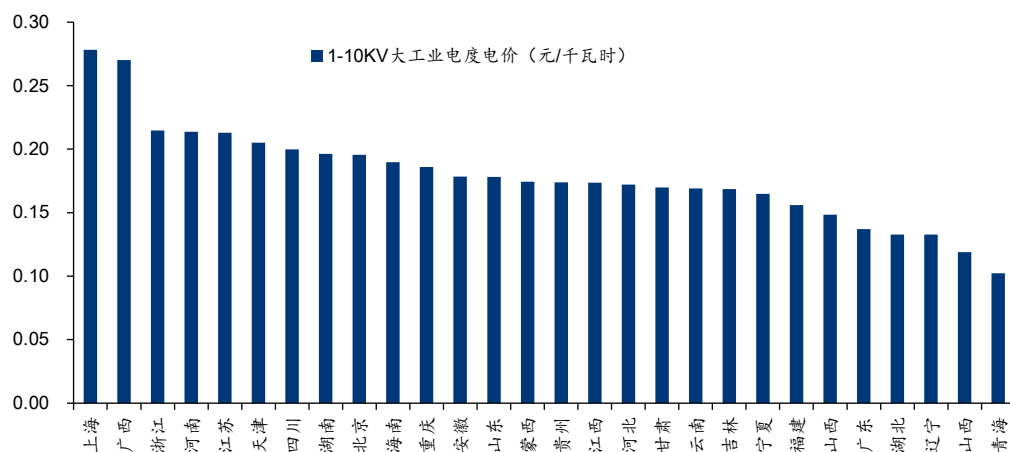


资料来源: 华泰证券研究所

输配电价是电价形成机制的重点内容, 核定输配电价后, 电网的盈利模式由过去依靠“低价买上网电价、高价卖销售电价”模式, 转变为“成本加合理收益”的模式, 电网环节收费进一步规范, 大大降低了企业的用电成本。

我国首轮输配电价改革试点已经基本完成, 仅有新疆、黑龙江、蒙东、西藏的省级输配电价尚未公布。目前我国输配电价区域差异较大, 华东、华北、华中地区高于西北、东北地区, 尤其是北京、上海等地的输配电价位于全国较高水平。

图表34： 我国各地 1-10KV 大工业用电输配电价

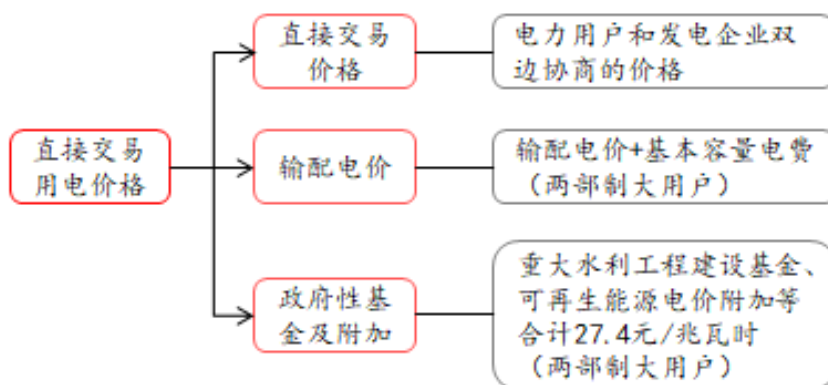


资料来源：北极星输配电网，华泰证券研究所

实际操作中的市场化电价如何而来：以冀南电厂为例

根据河北省南部地区参与直接交易结算有关规定，对于市场电终端用户而言，目前电价有三部分构成：1) 直接交易价格；2) 输配电价；3) 政府性基金及附加。

图表35： 影响市场化交易电价的核心因素



资料来源：河北省发改委，华泰证券研究所

注：容量电价也是市场化交易电价的构成之一

电力大用户参与直接交易分时段电价结算机制，不同时段市场交易价格浮动程度不同，用电需求越强的时段，上浮程度越高。

具体来看，用户用电价格的构成包括直接交易电价、输配电价、政府基金及附加和容量电价四部份组成。在直接交易中容量电价保持不变。参与直接交易的电力大用户电费结算方式分为峰（尖峰时段、高峰时段）、谷、平三段结算。按照目前冀南地区的规则，直接交易电价在平段保持不变，峰段直接交易电价上升到 1.4 倍，谷段直接交易电价下降到 0.6 倍，而输配电价、政府基金和附加在峰、谷、平三个时段保持不变。

图表36: 冀南电力大用户参与直接交易分时段电价结算机制

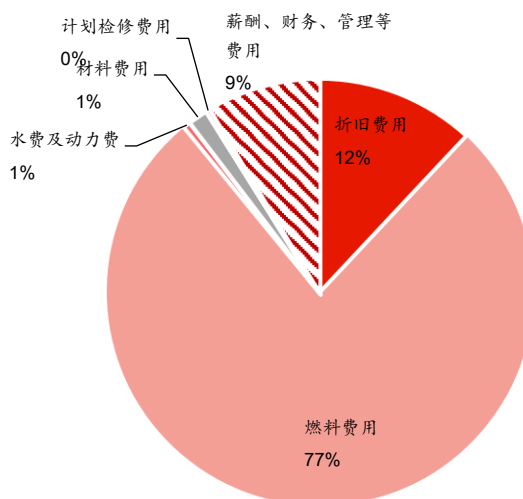
06:00-08:00、12:00-16:00	⇒ 平段电价	=	直接交易价格	+	输配电价	+	政府性基金及附加
08:00-12:00、16:00-20:00	⇒ 高峰时段电价	=	直接交易价格上浮1.4倍	+	输配电价	+	政府性基金及附加
每年6、7、8月 10:00-12:00、17:00-16:00	⇒ 尖峰时段电价	=	直接交易价格上浮1.6倍	+	输配电价	+	政府性基金及附加
22:00-6:00 (次日)	⇒ 低谷时段电价	=	直接交易价格下浮0.6倍	+	输配电价	+	政府性基金及附加
			随时段变化			不变	

资料来源:《河北省南部地区电力直接交易发电侧报价研究》, 华泰证券研究所

电厂为争夺市场化电量, 主要基于成本进行报价, 目前火电企业成本项主要包括如下部分, 其中燃料费用占比 77%, 为主要的成本项(援引自论文《河北省南部地区电力直接交易发电侧报价研究》):

- 1) 折旧费: 固定资产按规定计提的折旧费;
- 2) 燃料费: 发电过程中耗用的各种燃料费用: 煤炭、油等;
- 3) 外购动力费: 在发电机组检修和机组启动过程中, 不能使用本厂机组接待用电;
- 4) 水费: 发电过程耗用水量;
- 5) 材料费: 正常生产过程、检修过程中所耗用的材料、备品、易耗品等;
- 6) 其他: 主要为职工薪酬费、计划检修费、财务费、管理和其他费用等;

图表37: 目前典型冀南火电厂成本拆分比例



资料来源:《河北省南部地区电力直接交易发电侧报价研究》, 华泰证券研究所

电厂报价时亦有客户偏好, 主要考虑因素包括用户信用、所在地区、用电负荷情况、合作意愿、合作时长、企业性质等。目前参与电力直接交易的客户仍以工业客户为主。

图表38： 电厂对下游客户的评估因素

评估内容	具体决策
用户信用	对不良信用记录建议一票否决，或者谈判排序上安排最后协商，或者提高报价
所在地区	如果当地环保政策严格、或为重点治理雾霾城市，可能会影响生产经营情况，影响用电量的稳定性
用电负荷	应着重选择 负荷有规律的企业为有限合作对象，这类用户为优质客户
合作意愿程度、合作时间长度	用户合作意向强烈，并且倾向与签订一年及以上的中长期协议，在谈判时要加以区分，要成为优先合作对象
企业性质	用户企业是否为央企、地方国企、民营企业、股份制企业等也会成为发电企业的重要参考

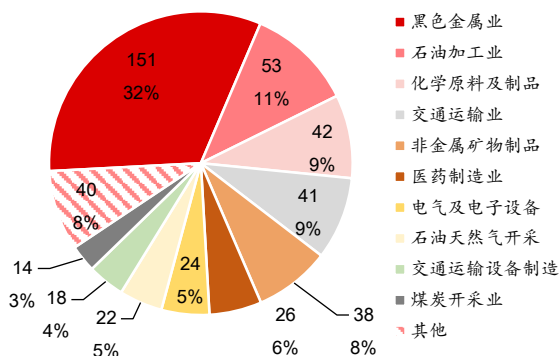
资料来源：《河北省南部地区电力直接交易发电侧报价研究》，华泰证券研究所

图表39： 参与电力直接交易的行业情况



资料来源：《河北省南部地区电力直接交易发电侧报价研究》，华泰证券研究所

图表40： 参与电力市场直接交易的各行业用电量及占比（亿千瓦时）

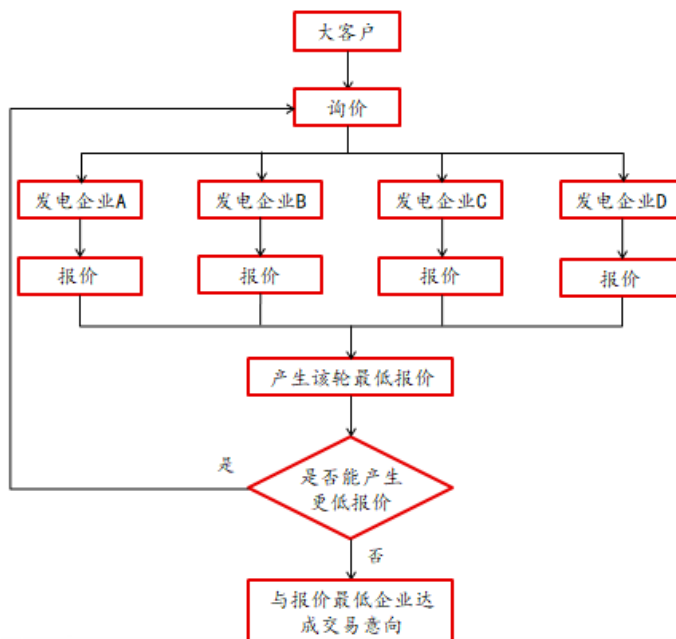


资料来源：《河北省南部地区电力直接交易发电侧报价研究》，华泰证券研究所

典型电厂报价及撮合交易流程：根据《河北省南部地区电力直接交易发电侧报价研究》一文披露，现阶段河北省南部地区电力大用户与电力企业双边谈判主要是如下方式：电力大用户对河北省南部地区各发电企业进行询价，得到相关企业的报价后，将其中的最低报价反馈给其它报价高的发电企业，希望第一轮报价高的发电企业进行第二轮报价。部份发电企业在得到并相信电力大用户的第一轮反馈的最低报价后，继续报出低价，而电力大用户得到第二轮报价后，继续用最低价格向第二轮中较高出价及第一轮最低报价的发电企业或售电公司进行信息反馈，希望有实力的发电企业或售电公司继续进行报价。如此循环，直至不能得到更低的报价，最后与报价最低的发电企业或售电公司达成交易意向。

发电企业与电力大用户在达成初步意向后，双方均存在取消交易的可能性。如果发电企业在与多个大用户双边交易洽谈中，得到超过交易上限的电量，很有可能在交易上限的范围内选取价格较高者在系统上优先确认。

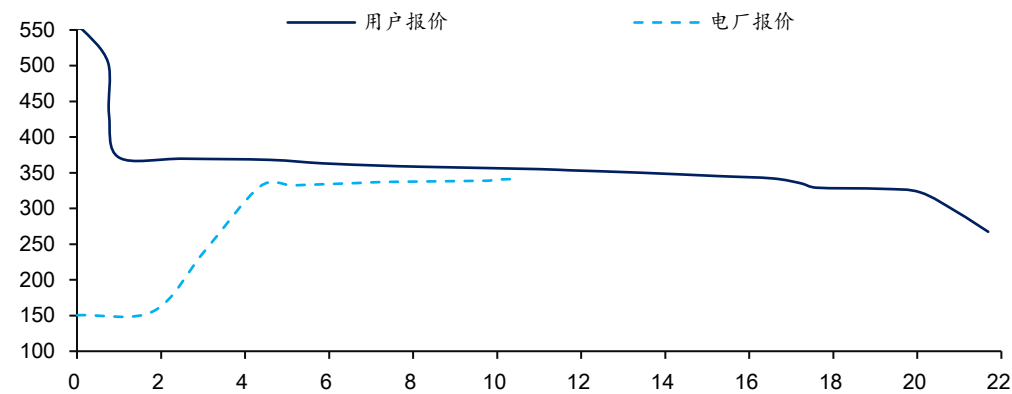
图表41：直接交易双边协商流程



资料来源：《河北省南部地区电力直接交易发电侧报价研究》，华泰证券研究所

一般来说，在典型的集中竞价过程中，电厂报价主要基于成本策略，起始阶段用户报价常常高于电厂报价，在经过数轮报价信息交换之后，双方报价迅速贴近，直至达成交易。

图表42：典型集中竞价的撮合流程



资料来源：《河北省南部地区电力直接交易发电侧报价研究》，华泰证券研究所

注：横轴为交易回合，纵轴为交易商报价数据（元/兆瓦时）

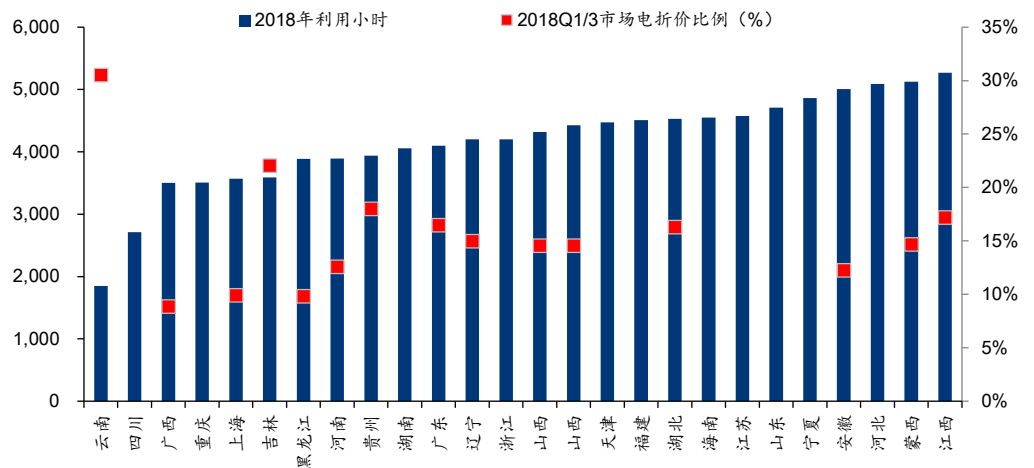
不同区域电价下行风险分析：广东、河南、江苏、湖北、上海存在一定压力

我们认为，影响 2019-20 年各个省份火电综合电价下行压力的若干核心因素在于：

1) 电力供需：电力装机供需格局是衡量电价的天然核心因素，而衡量火电供需格局最有效的指标是其产能利用率，即机组利用小时。

受益于用电需求高增长，根据 Wind 数据，2018 年我国火电机组利用小时达到 4361 小时，较 2017 年增长 153 小时。分省份来看，云南、四川、广西、重庆等西南省份火电机组利用小时显著低于全国均值，其中云南、四川 2018 年火电机组利用小时仅 1850、2713。

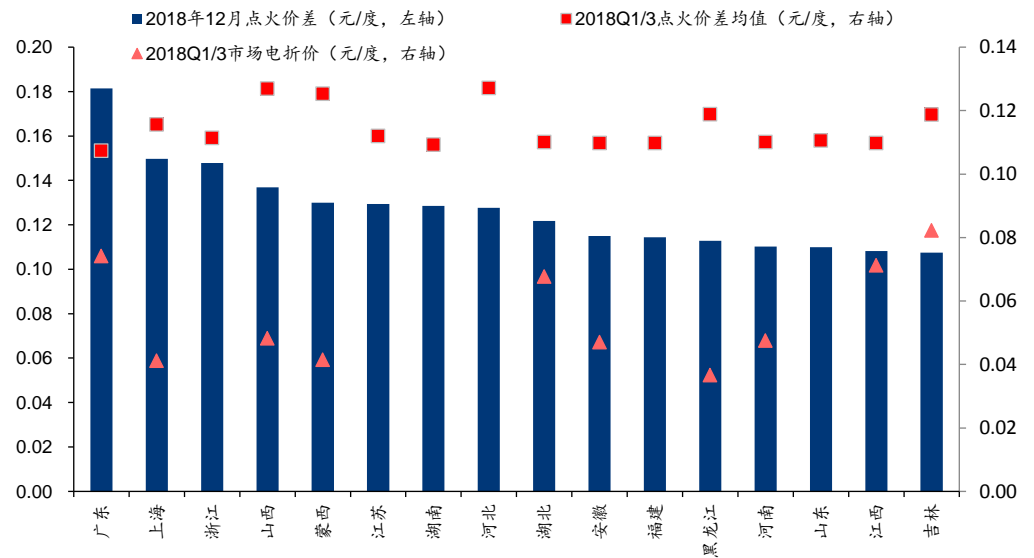
图表43： 2018年各省火电机组利用小时



资料来源：中电联，国家能源局，华泰证券研究所

2) 点火价差 (边际成本): 点火价差反映了在当下煤价水平之下，火电机组的潜在毛利空间，一般来说，点火价差越高，火电机组盈利越强。目前我国火电机组点火价差较高的地区集中分布于沿海经济发达地区和煤炭资源富集地区。

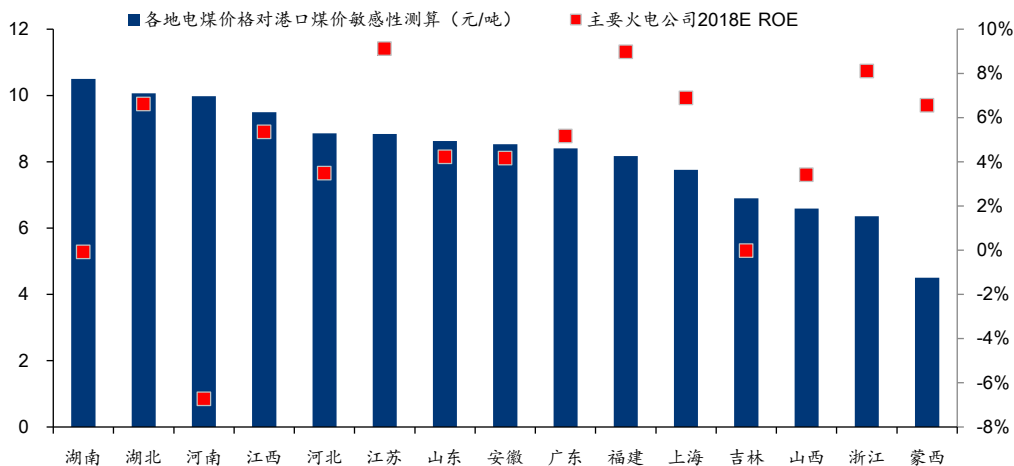
图表44： 短期来看，粤沪浙等地区抵御电价下行能力强



资料来源：中电联，煤炭运销协会，华泰证券研究所

3) 火电盈利: 由于 2017-18 年煤价依旧保持高位，我们预计 2018 年火电企业亏损占比仍处于较高水平，2019-20 年预计受益于煤价下行，火电企业将迎来盈利的显著修复，未来如果火电企业盈利修复进度较快，当地火电市场化电量占比或将更快加大；

图表45：长期看，华中地区电煤价格对秦港 Q5500 煤价敏感性最高，未来火电企业 ROE 有望更快恢复

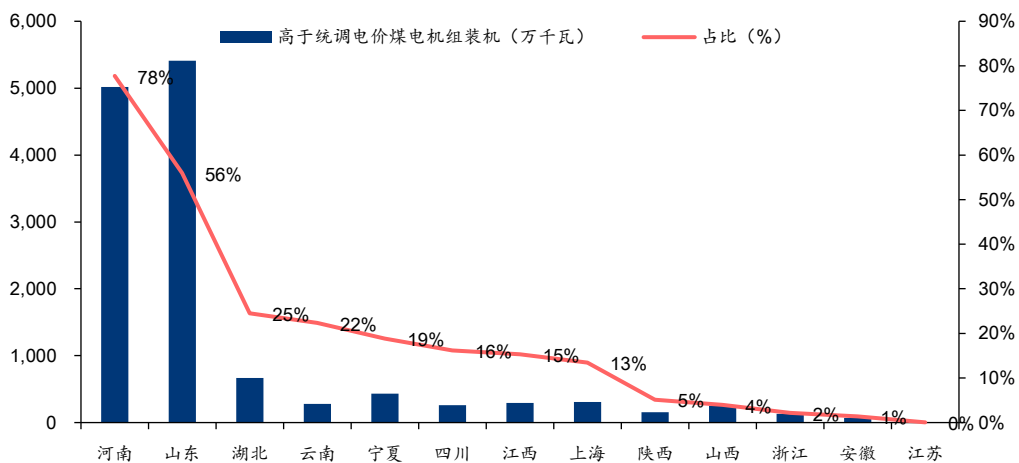


注：1) 各省对应主要火电公司：江苏-江苏国信；福建-福能股份；浙江-浙能电力；上海-上海电力；湖北-长源电力；蒙西-内蒙华电；江西-赣能股份；广东-粤电力；山东-华电国际；安徽-皖能电力；河北-建投能源；山西-漳泽电力；吉林-吉电股份；湖南-华银电力；河南-豫能控股；2) 港口煤价敏感性是指，港口煤价每降低 10 元，内地电煤价格的降低幅度，我们认为，如果特定地区电煤价格敏感性越高，在港口煤价降低一定幅度的条件下，该地区煤价将会降的更快，当地火电企业盈利能力有望更快修复，当地政府推升市场电占比的动机越强；

资料来源：华泰证券研究所

4) 高于统调标杆电价水平火电机组装机占比：目前我国仍在推进降低企业用电成本，参考 2018 年山东火电上网侧同网同价改革，我们预计 2019-20 年高于统调标杆电价水平的火电机组存在下调电价风险；

图表46：主要发电地区高于统调标杆电价水平火电机组装机情况（截至 2017 年底）



注：1) 山东在 2018 年推进火电上网侧电价改革，高于统调水平的燃煤机组皆一律采用统调标杆电价；2) 除山东外，我们了解到部分高于统调水平的机组也已经按照燃煤标杆电价对外售电；

资料来源：各省发改委官网，华泰证券研究所

基于前述分析，我们认为满足以下若干标准的省份，2019-20年火电综合电价存在一定压力：

1) 高于统调电价煤电机组装机占比超过 20%；

2) 短期火电盈利能力-点火价差显著超过全国平均水平或假设所在地区主要火电公司 ROE 高于 8%，我们认为，目前各地仍在推进企业成本降负，电力是工业企业重要的生产要素之一，如果火电企业盈利情况较好，当地政府或将通过加大市场化交易占比等方式，降低工业企业用电价格；

3) 长期火电盈利改善进度-当地电煤价格较港口现货煤价敏感性超过 10 元/吨（港口煤价敏感性是指，港口煤价每降低 10 元，特定地区电煤价格的降低幅度）；

基于前述指标，我们筛选出 2019-20 年河南、江苏、湖北、上海火电综合电价存在一定压力，相应的，安徽、山西、湖南、吉林等地火电综合电价压力较小。

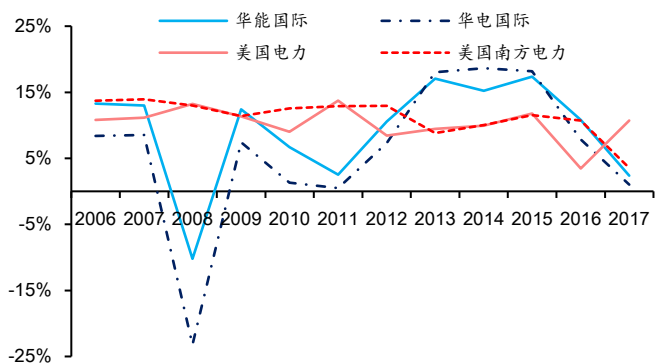
盈利稳定性加强，星火燎原

电力市场化有望驱动火电行业回归“公用事业”属性

从垄断走向自由开放，美国电力行业市场化程度在全球首屈一指。美国电力市场是世界上规模最大的电力市场之一，也是最早进行电力市场改革的（1992），我国电力工业改革在一定程度上借鉴了美国电力市场化改革的经验（参见《美国电力市场发展分析及对我国电力市场建设的启示》）。

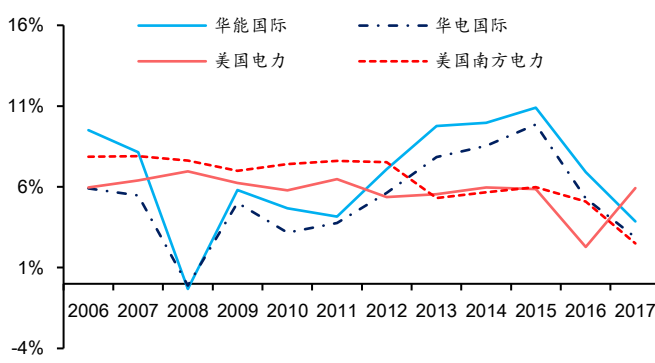
自由开放的电力市场格局，助推美国火电龙头企业盈利稳定性较好。我们选取中美火电龙头企业华能国际、华电国际、美国电力、美国南方电力四家企业进行对比，2006年至2017年期间，美国电力、美国南方电力 ROE 在 3%—14% 区间波动，ROA 在 2%—8% 区间波动，华能国际、华电国际 ROE 在 -23%—18% 区间波动，ROA 则在 0%—11% 区间波动，美国火电龙头企业盈利稳定性显著高于我国。

图表47：中美火电龙头 ROE 对比



资料来源：Wind, Bloomberg, 华泰证券研究所

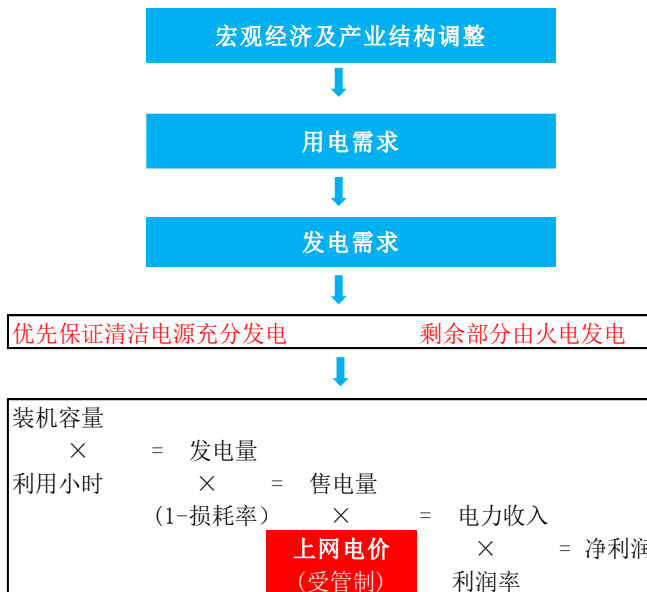
图表48：中美火电龙头 ROA 对比



资料来源：Wind, Bloomberg, 华泰证券研究所

我国目前火电商业模式：管制的收入端+市场化的成本端。收入端波动相对较小，成本端受市场化环境影响波动较大，致使从业企业盈利能力波动较大。

图表49：现行火电行业商业模式



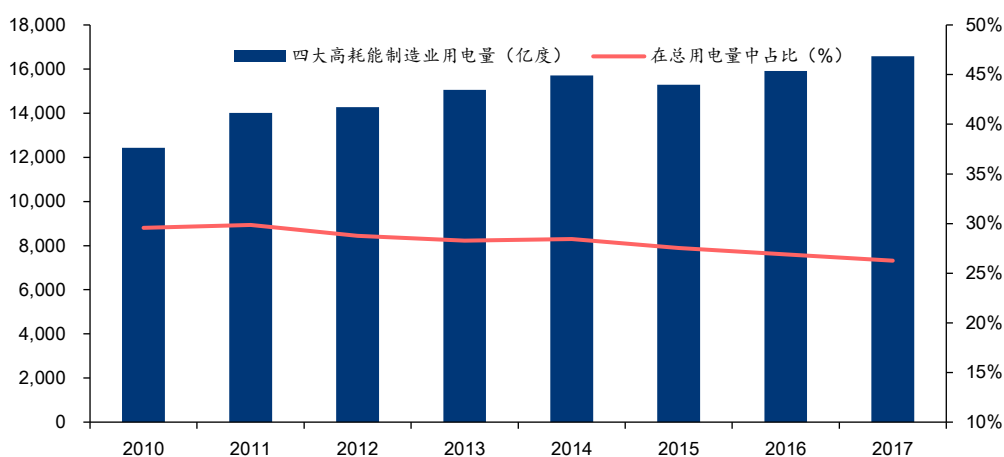
资料来源：华泰证券研究所

电力市场化交易改革加速推进。根据国家发改委官网披露，2018年7月18日国家发改委和能源局联合发布《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》，文件提出加快放开煤电机组参与电力直接交易，《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》文件颁布实施后核准的煤电机组，原则上不再安排发电计划，投产后一律纳入市场化交易。此外，2018年放开煤炭、钢铁、有色、建材等4个行业电力用户发用电计划，全电量参与交易，并承担清洁能源配额。

火电商业模式有望获得根本改观，市场电改革加速影响短空长多。根据《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》，文件提出鼓励协商建立“基准电价+浮动机制”的市场化定价机制。我们判断，生产要素价格市场化大势所趋，此次通知再次明确了电价市场化的决心，取消跨省交易限制，建立“基准电价+浮动电价”形成机制，拥有成本优势的优质火电龙头市占率将进一步得到提升。

我们预计，未来电力行业或将回归“公用事业”的属性，制约火电行业最根本的盈利模式有望改善。

图表50：四大高耗能行业用电量在全社会用电量中占比超过25%



资料来源：国家能源局，华泰证券研究所

对标美国：对标美国，我国火电龙头未来估值提升空间可观

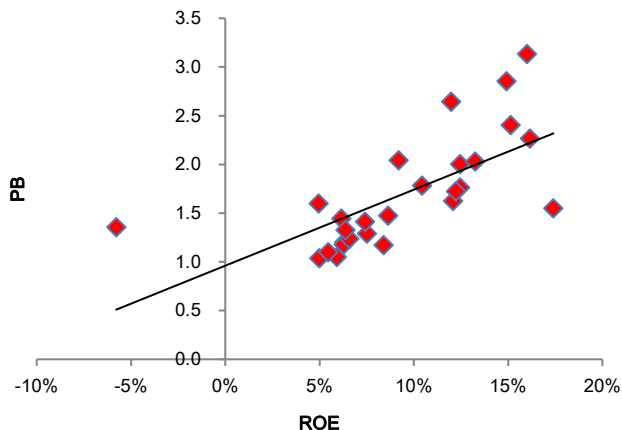
成熟的电力市场：PB-ROE 定价机制可有效解释美国火电龙头估值水平。我们遴选出杜克能源、南方电力等四家美国龙头企业，基于1990-2017年相关公司的PB、ROE数据进行回归，不难发现PB、ROE呈现明显的正相关，且ROE可在相当大的程度上解释PB估值水平。

相关回归结果如下：

- 1) 杜克能源：PB = 7.8*ROE + 0.96, R²=46%;
- 2) OGE 能源：PB = 6.0*ROE + 1.11, R²=28%;
- 3) 埃立特公司：PB = 6.85*ROE + 1.0, R²=38%;
- 4) 美国南方电力：PB = 4.96*ROE + 1.54, R²=42%;

以上述回归结果为基准公式，如果ROE达到8%，则PB取值区间为1.6-1.9倍；如果ROE达到10%，则PB取值区间为1.7-2.0倍；

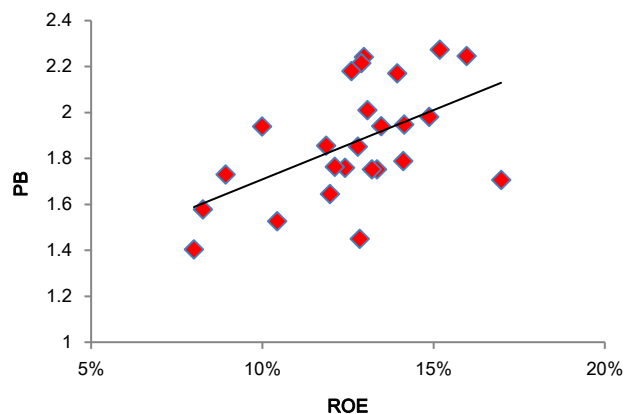
图表51: 杜克能源 PB-ROE 回归情况



注: 1) 杜克能源是美国最大的火力发电公司, 截至 2013 年底, Duke 装机容量 6258.1 万千瓦中, 以天然气发电、煤电和核电装机占比最多, 三者分别占 Duke 发电装机容量的 35.7%、35.2% 和 13.2%; 2) 回归数据采用杜克能源 1990 年-2017 年 ROE 及 PB 数据, 其中剔除掉 2008 年数据, 当年为金融危机;

资料来源: Bloomberg, 华泰证券研究所;

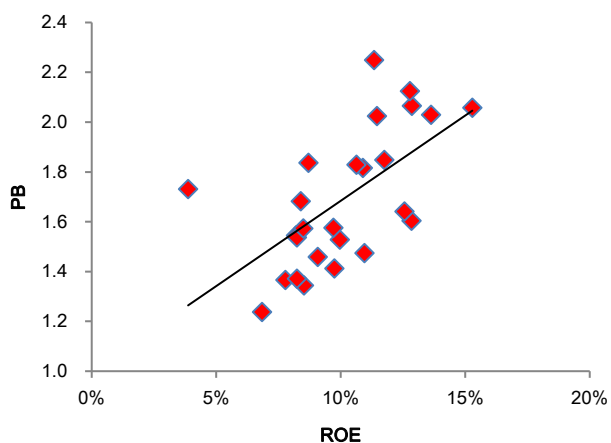
图表52: OGE 能源 PB-ROE 回归情况



注: 1) OGE 能源是美国区域性火力龙头企业之一, 全职雇员 2,453 人, 是一家能源和能源服务供应商, 在美国中南部提供电力和天然气配送及相关服务, 电力业务以火电为主, 总装机容量约 700 万千瓦; 2) 回归数据采用 OGE 能源 1991 年-2017 年 ROE 及 PB 数据, 其中剔除掉 2008 年数据, 当年为金融危机;

资料来源: Bloomberg, 华泰证券研究所

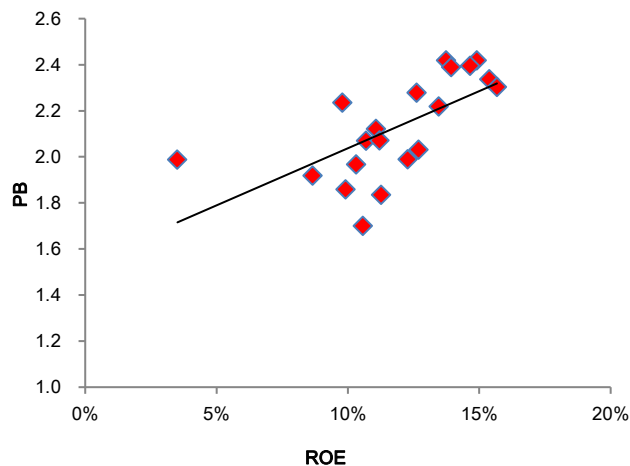
图表53: 埃立特公司 PB-ROE 回归情况



注: 1) 埃立特公司是美国最老牌的区域性火力龙头企业之一, 全职雇员 2,017 人, 是一家以电力和水务业务为主的供应商, 拥有火电装机 140 万千瓦; 2) 回归数据采用埃立特公司 1990 年-2017 年 ROE 及 PB 数据, 其中剔除掉 2008 年数据, 当年为金融危机;

资料来源: Bloomberg, 华泰证券研究所;

图表54: 美国南方电力 PB-ROE 回归情况



注: 1) 南方电力是美国最大的电力厂商, 总装机容量达到 4400 万千瓦, 以火电和水电为主, 服务范围包括乔治亚、阿拉巴马、密西西比州东南和佛罗里达州等.; 2) 回归数据采用美国南方电力 1996 年-2017 年 ROE 及 PB 数据, 其中剔除掉 2008 年数据, 当年为金融危机;

资料来源: Bloomberg, 华泰证券研究所

我国火电龙头 PB 估值偏低。我们遴选出华能国际、华电国际两家本土龙头企业, 基于 2012-2017 年相关公司的 PB、ROE 数据进行回归, 回归效果也较好。

相关回归结果如下:

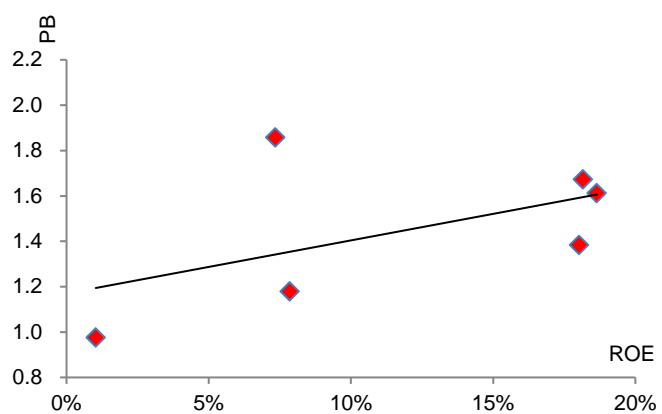
1) 华电国际: $PB = 2.3 * ROE + 1.17$, $R^2 = 28\%$;

2) 华能国际: $PB = 3.7 * ROE + 0.72$, $R^2 = 60\%$;

以上述回归结果为基准公式, 如果 ROE 达到 8%, 则 PB 取值区间为 1.0-1.35 倍; 如果 ROE 达到 10%, 则 PB 取值区间为 1.1-1.4 倍;

对标美国, 在 ROE 回升至 8%-10% 的情况下, 我国火电龙头 PB 提升空间或较为可观

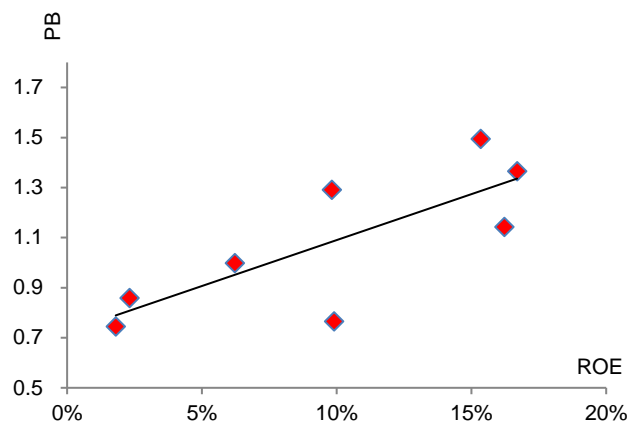
图表55: 华电国际 PB-ROE 回归情况



注: 选用华电国际 2012 年至 2017 期间的年度数据进行回归;

资料来源: 中电联, 华泰证券研究所

图表56: 华能国际 PB-ROE 回归情况



注: 选用华能国际 2012 年至 2017 期间的季度数据进行回归;

资料来源: 中电联, 华泰证券研究所

风险提示

1) 煤价下降不及预期:

煤炭是火电公司最主要的成本项，若 2019-20 年煤价下降程度不及预期，行业盈利反转程度可能不及我们预期。

2) 利用小时/电价下降:

受制于可能出现的经济及政策风险，若 2019-20 年经济增速超预期下滑导致利用小时/标杆电价下调，火电行业盈利水平或不及我们预期。

免责声明

本报告仅供华泰证券股份有限公司（以下简称“本公司”）客户使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，本公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。本公司对本报告所含信息可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。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成所述证券的买卖出价或征价。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本公司及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，本公司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头寸并进行交易，也可能为之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。本公司的资产管理部、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人等任何形式侵犯本公司版权。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“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权力。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

本公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：91320000704041011J。

全资子公司华泰金融控股（香港）有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格，经营许可证编号为：A0K809

©版权所有 2019 年华泰证券股份有限公司

评级说明

行业评级体系

一报告发布日后的6个月内的行业涨跌幅相对同期的沪深300指数的涨跌幅为基准；

一投资建议的评级标准

增持行业股票指数超越基准

中性行业股票指数基本与基准持平

减持行业股票指数明显弱于基准

公司评级体系

一报告发布日后的6个月内的公司涨跌幅相对同期的沪深300指数的涨跌幅为基准；

一投资建议的评级标准

买入股价超越基准20%以上

增持股价超越基准5%-20%

中性股价相对基准波动在-5%~5%之间

减持股价弱于基准5%-20%

卖出股价弱于基准20%以上

华泰证券研究

南京

南京市建邺区江东中路228号华泰证券广场1号楼/邮政编码：210019

电话：86 25 83389999/传真：86 25 83387521

电子邮件：ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路5999号基金大厦10楼/邮政编码：518017

电话：86 755 82493932/传真：86 755 82492062

电子邮件：ht-rd@htsc.com

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同28号太平洋保险大厦A座18层
 邮政编码：100032

电话：86 10 63211166/传真：86 10 63211275

电子邮件：ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路18号保利广场E栋23楼/邮政编码：200120

电话：86 21 28972098/传真：86 21 28972068

电子邮件：ht-rd@htsc.com