

电力行业全景图

——电价篇

2020年2月11日

证券分析师

严家源 投资咨询资格编号：S1060518110001

联系电话：021-20665162

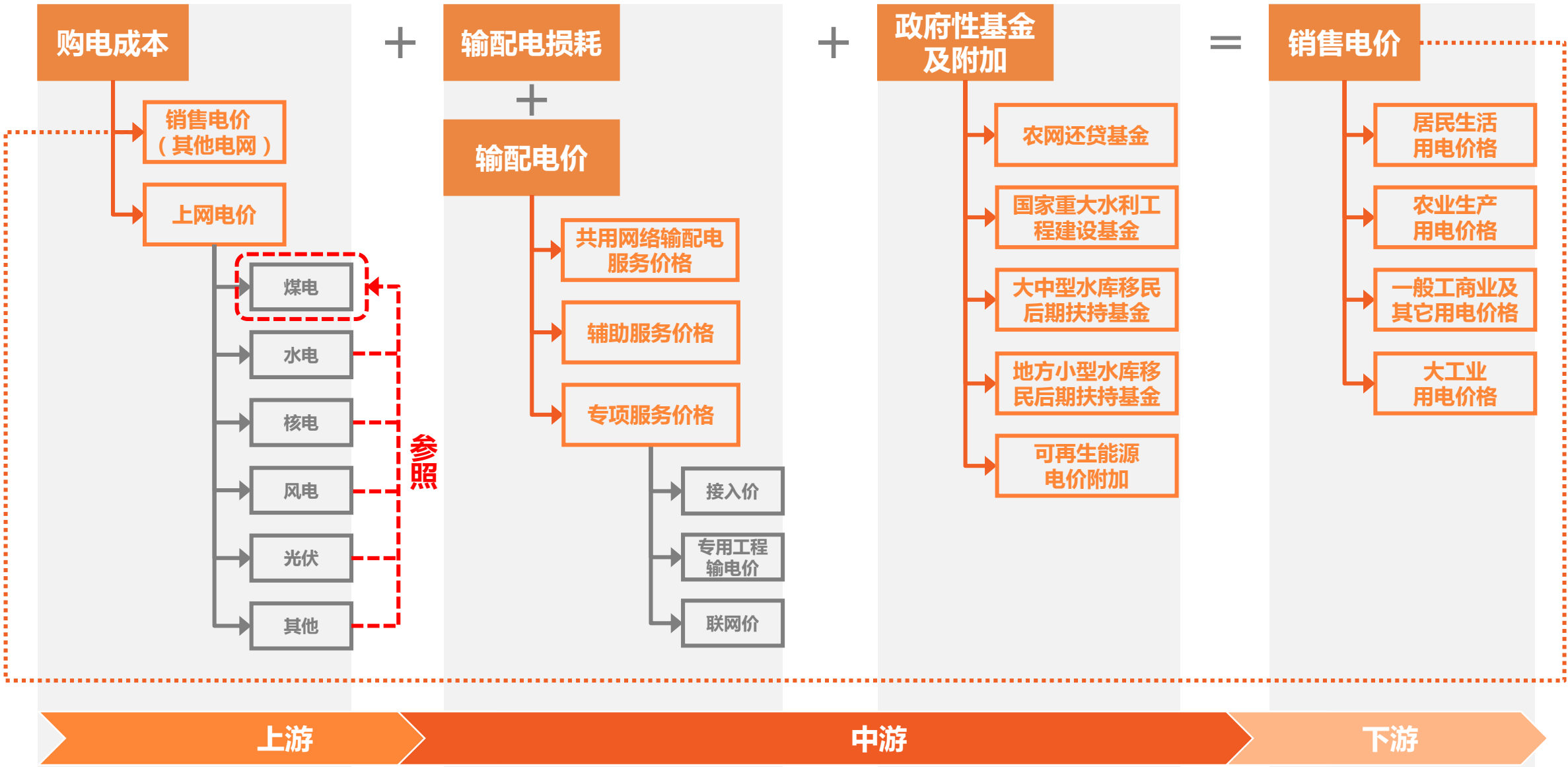
电子邮箱：YANJIAYUAN712@PINGAN.COM.CN

请务必阅读正文后免责声明

投资要点

- **标杆上网电价，电价体系的定海神针：**电作为一种没有库存的产品，实时生产、实时消耗、动态平衡，理论上其价格可能会因为缺乏调节工具而出现极端剧烈的波动。因此，在建立起有效的电力市场并实现发电竞价上网前，对于电价的管控就成为必须，电价也呈现出极强的政策管制属性。2004年起陆续出台了煤、水、核、风、光等各类型电源的标杆上网电价，成为电力产业关键指标之一。
- **2019标杆电价+煤电联动如期谢幕：**煤电在国内发电装机中占比超过五成、发电量占比超过六成，而燃料成本在煤电的营业成本中占比约七成，煤价的变化对利润空间存在巨大影响。为理顺煤电价格关系，发改委在2004年建立了煤电价格联动机制。2004-2019年，全国性的煤电标杆上网电价共经历了12次调整，其中7次上调、4次下调、1次有涨有跌，明确因煤电联动而调整共执行了8次、3次以其他名义执行，仅有1次不属于联动。2018、2019年均达到触发条件，但连续两年下调一般工商业电价致使联动搁浅。9月26日国常会决定取消煤电价格联动机制，将现行标杆上网电价机制，改为“基准价+上下浮动”的市场化机制。
- **2020基准电价+浮动机制登上舞台：**2019年10月21日发改委正式发文取消“标杆电价+煤电联动”机制，自2020年起执行“基准价+上下浮动”的市场化机制。与前两年相比，2020年并没有明确的降价幅度，压制力度边际趋缓。预计让利方式是扩大市场化规模，空间则来自于煤价下行。电作为必选消费，短期内需求仍将保持增长；煤电供给侧改革并未结束，产能调整精细化。随着过剩产能出清、新增装机下滑、用电需求增长，电力供给大于需求的状态在2019年终于出现了转变，7年后重现缺电力局面。供需的变化在市场化交易制度下的电价中必然会得到体现。
- **观六省市场化交易，长协利于稳定价格、控制让利：**从粤、苏、皖、桂、闽、辽6省目前的电力市场化交易情况及变化趋势可以发现，长协电量占比高有利于稳定电价、控制让利。部分省份的2020年度长协签约结果陆续出炉，价差稳定。12月21日，发改委发布《关于做好2020年电力中长期合同签订工作的通知》，要求实现长协高比例签约，未来长协电量的占比还有进一步提升的空间，有利于稳定市场预期、控制交易风险。随着长协交易规模的扩大和占比的提升，长协电价可能会取代原燃煤标杆电价、现基准价，成为市场化交易中新的标杆参照系。
- **投资建议：**通过对历史和现行电价政策的梳理，可见原煤电标杆上网电价/现基准电价在电价体系中的核心地位，其在多个方面影响着其他各类电源。在未来竞价上网的时代，具备电价优势的水电、核电相比煤电将更有竞争力。水电板块推荐国投电力、华能水电，建议关注长江电力；核电板块推荐中国核电，建议关注中广核电力（H）/中国广核（A）。已经沿用了十六年的煤电“标杆+联动”机制如期谢幕，2020年起“基准+浮动”机制登场，将逐步理顺价格传导机制和分配格局。一方面，供需格局反转后，缺电力必然会反馈在市场化电价中；另一方面，高比例长协电量可以稳定电价、控制风险。因此，我们对火电行业保持乐观，推荐华能国际、浙能电力和申能股份，建议关注江苏国信、湖北能源。
- **风险提示：**1、上网电价降低：电力市场化交易可能拉低平均上网电价；2、利用小时下降：宏观经济运行状态将影响利用小时数；3、煤炭价格上升：以煤机为主的火电企业，燃料成本上升将减少利润；4、政策推进滞后：政策对于电价的管制始终存在，仍有可能因为经济发展不及预期等原因调整电价政策。

电价体系全景图



目录

- ◎ 标杆上网电价，电价体系的定海神针
- ◎ 2019标杆电价+煤电联动如期谢幕
- ◎ 2020基准电价+浮动机制登上舞台
- ◎ 观六省市场化交易，长协利于稳定价格、控制让利
- ◎ 投资建议及风险提示



1

标杆上网电价，电价体系的定海神针

2004年首次核定标杆上网电价

- 根据5号文等电改政策的要求，上网电价改革的方向是全面引入竞争机制，价格由供需各方竞争形成，最终目标是要建立电力调度交易中心，实行发电竞价上网。2005年的《电价改革实施办法》中提出：“在竞价上网前，除政府招标确定上网电价和新能源的发电企业外，同一地区新建设的发电机组上网电价实行同一价格，并事先向社会公布；原来已经定价的发电企业上网电价逐步统一。”其中“同一价格”就是标杆上网电价。标杆上网电价在2004年即已面世。
- 2004年4月16日，国家发改委发布了《关于进一步疏导电价矛盾规范电价管理的通知》（发改价格[2004]610号），通知要求规范上网电价管理，对同一地区新投产的同类机组（按水电、火电、核电、风电等分类），原则上按同一价格水平核定上网电价；对安装脱硫环保设施的燃煤电厂，其环保投资、运行成本按社会平均水平计入上网电价。

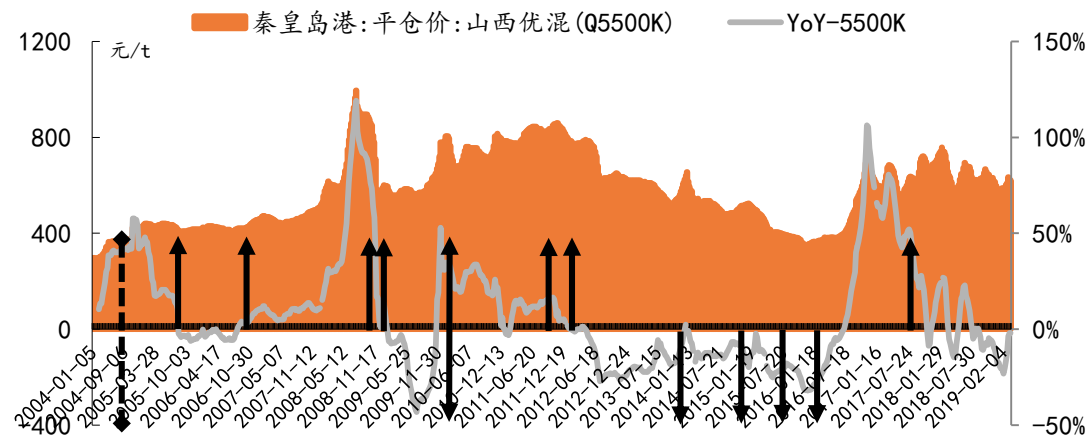
● 2004年统一核定新投产机组的标杆上网电价

区域	地区	标杆电价 -煤电 (元/kWh)	脱硫电价 (元/kWh)	计价利用 小时 (h)	超发电价 -煤电 (元/kWh)	区域	地区	标杆电价 -煤电 (元/kWh)	脱硫电价 (元/kWh)	计价利用 小时 (h)	超发电价 -煤电 (元/kWh)	标杆电价 -水电 元/kWh	计价利用 小时 (h)	超发电价 -水电 (元/kWh)	标杆电价 -燃气 (元/kWh)		
华北	北京	0.305	0.015	5500	0.288	华中	湖北	0.320	0.015	4250	0.260	西北	陕西	0.260	0.015	5000	0.207
	天津	0.305	0.015	5300	0.288		湖南	0.345	0.015	4250	0.270		0.315	3360	0.240		
	冀北	0.305	0.015	5500	0.288		江西	0.335	0.015	4500	0.280						
	冀南	0.305	0.015	5500	0.196		河南	0.290	0.015	5500	0.260						
	山西	0.235	0.015	5500	0.196		四川	0.295	0.015	4500	0.240		0.280	3700	0.190		
	山东	0.310	0.015	5500	0.260		重庆	0.295	0.015	5000	0.260						
	蒙西	0.237	0.015	5500	0.196		甘肃	0.227	0.015	5500	0.150		0.227	设计值	0.150		
东北	辽宁	0.310	0.015	4270	0.230	宁夏	0.230	0.015	5500	0.175	0.227	设计值	0.175				
	吉林	0.300	0.015	3000	0.196	青海	0.230	0.015	5500	0.180	0.227	设计值	0.180				
	黑龙江	0.310	0.015	3100	0.235	南方	广东	0.405	0.015								
	蒙东	0.300	0.015	5500	0.200		广西	0.320	0.015	5000	0.268	0.260	设计值	0.195			
华东	上海	0.375	0.015	5500	0.260		云南	0.240	0.015	5000	0.160	0.215	设计值	0.100			
	江苏	0.355	0.015	5500	0.280		贵州	0.235	0.015			0.215	设计值				
	浙江	0.385	0.015	5500	0.328	海南	0.350	0.015	5500	0.340	0.260	设计值	0.260	0.350			
	安徽	0.330	0.015	5500	0.317												
	福建	0.350	0.015		0.350												

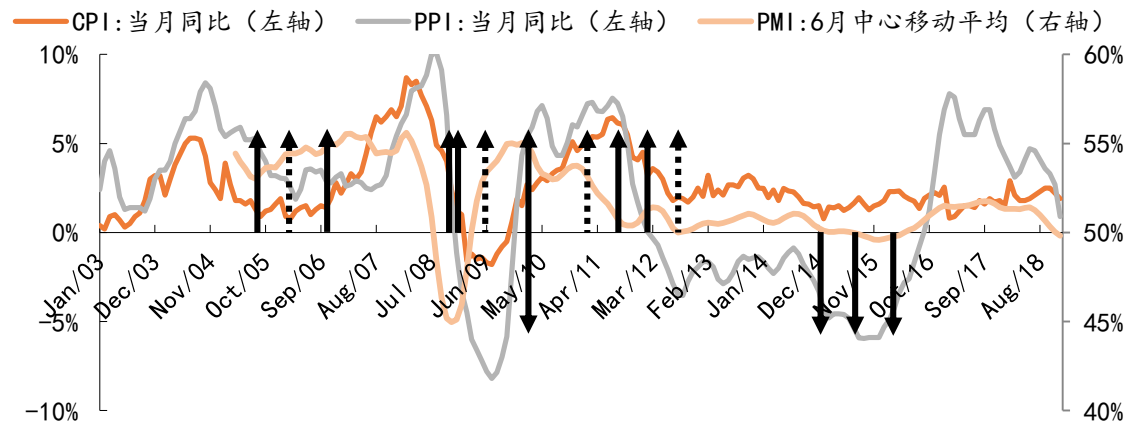
煤电：上调多于下调，主要取决于煤价走势，与经济状况无强关联性

- 根据统计，自2004年首次核定后，全国性的煤电标杆上网电价共经历了12次调整，其中7次上调、4次下调，还有1次全国各地区涨跌不一。观察调整的原因，7次上调全部与煤炭价格上涨有关，4次下调中有2次也明确指出是因为执行煤电价格联动。
- 对比2004年至今历次煤电标杆电价的调整与电煤价格的变化，两者呈现高度关联性的特征。在电煤价格大幅上涨且高位运行一段时间后，就会上调上网电价；而2013年9月至2015年12月连续4次下调电价，也是因为电煤价格自2011年底开始进入了近5年的下行区间。
- 在我们统计的20次调整窗口期中，第2次（2004/12-2005/05）、第9次（2008/06-2008/11）、第12次（2009/06-2010/05）、第15次（2011/06-2011/11），这四次达到煤电联动上调标杆电价的执行标准但未获得执行。市场通常的看法是，当期经济运行状况不佳、或CPI等指数变化较大，煤电联动可能因此被取消或延期。对此，我们将10次达标调整的实际执行时间和4次达标未调整的理论执行时间，与CPI、PPI、PMI这三个主要的经济运行状况表征指标进行对比，可以发现，煤电联动的执行与否并不取决于当期经济运行状况。观察4次被取消的情况，有一个共同特征是上一次达标后已经执行了调整；而连续两次达标均上调的情况仅出现在2008年和2011年两次煤价顶部运行期间，连续两次达标下调的情况是在2015年煤价底部运行期间。因此，我们认为，煤电联动执行与否与国民经济运行状况并无强关联性，主要取决因素除了煤价变化以外只有部分视实际情况灵活调整的非政策因素。

● 2004年至今煤电标杆上网电价调整与电煤价格走势的关系



● 煤电联动执行与CPI、PPI、PMI变动关联性对比



水电：从取消到回归

- 在2004年以前，我国水电站的上网电价按照“还本付息电价”或“经营期电价”两种方式制定，基本为“一厂一价”。此后，水电的电价政策经历了从标杆化、到去标杆化、再到标杆化的三次调整。
- 第一次设定：与煤电相同，在2004年6月对湖南、四川、陕西、甘肃、宁夏、青海、广西、云南、贵州、海南这10个地区，规定了省内统一调度范围内新投产水电机组的标杆上网电价。
- 取消：由于不同水电站在开发成本、调节能力、增值税率等方面存在诸多差异，统一的标杆电价难以满足不同水电站的定价要求，水电企业出现亏损严重、更新改造资金不足等问题。2009年11月，国家发改委决定新建水电暂停执行水电标杆电价。
- 第二次设定：2014年1月11日，国家发改委发布了《关于完善水电上网电价形成机制的通知》，对2月1日以后新投产的水电站，按照两种类型确定上网电价：跨省跨区域交易价格由供需双方协商确定；省内上网电价实行标杆电价制度。此后，水电回归标杆电价政策，湖北、湖南、四川等地区也陆续出台了自己的水电标杆上网电价。
- 至此，水电上网电价呈现为三种模式：按照“还本付息电价”或“经营期电价”制定的独立电价，省内执行的标杆电价，以及跨省跨区送电的协商电价。
- 2015年5月5日，国家发改委发布了《关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制的通知》（发改价格[2015]962号），以向家坝、溪洛渡和雅砻江梯级水电站为例，确定了按照落地省燃煤发电标杆上网电价和输电价格和线损倒推确定上网电价的跨省跨区送电价格形成机制。

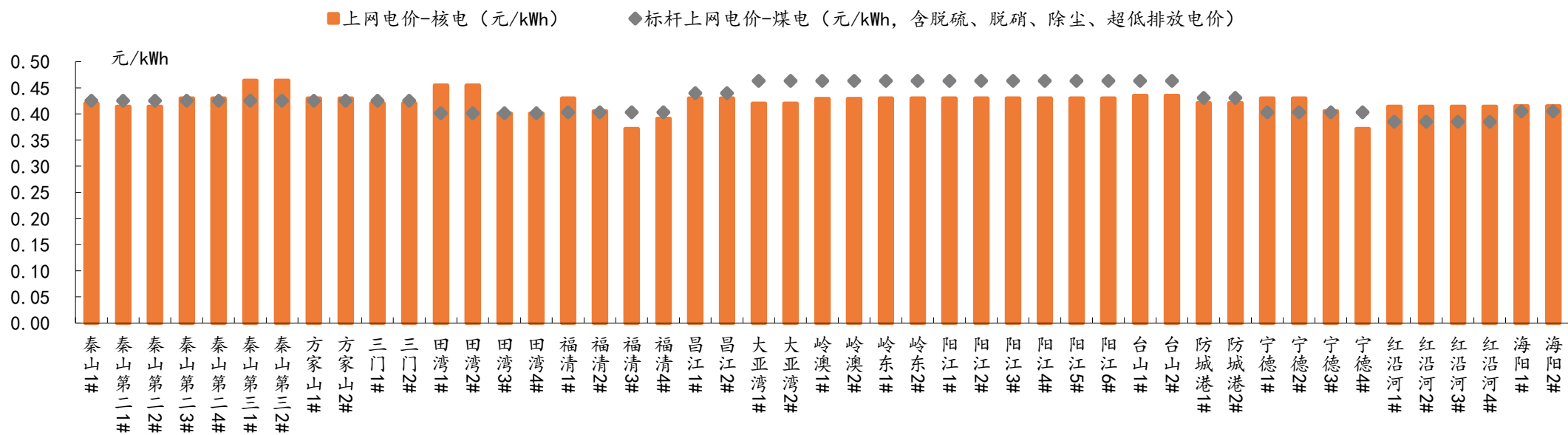
● 部分地区水电（含小水电）标杆上网电价

地区	文件名称	执行时间	标杆上网电价 (元/kWh)
河北	关于做好小水电上网电价调整工作的通知	2012/12/1	0.42
山西	关于适当提高全省农村小水电上网电价的通知	2012/8/1	0.27
山东	关于地方公用电厂上网电价的通知	2008/7/1	0.37
黑龙江	关于调整水电标杆上网电价等有关事项的通知	2018/7/1	0.375
浙江	关于完善小水电上网电价政策有关事项的通知	2014/8/1	0.48
安徽	关于合理调整电价结构有关事项的通知	2017/7/1	0.3844
福建	关于调整水电上网电价的通知	2015/8/1	0.311
湖北	关于完善水电上网电价政策有关事项的通知	2014/2/1	0.2864-0.41
湖南	关于调整省电网水电上网电价的通知	2014/1/1	0.30-0.41
江西	关于进一步下放小水电上网电价管理权限的通知	2016/11/20	0.31-0.36
四川	关于四川电网统调水电站试行临时分类标杆上网电价的通知	2014/2/1	0.2632-0.39
广东	关于调整小水电上网电价最低保护价标准的通知	2013/4/1	0.4382
广西	关于进一步规范完善我区小水电上网电价形成机制的通知	2016/1/1	0.32
海南	关于我省水电标杆上网电价有关问题的通知	2014/2/1	0.36

核电：以煤电标杆为参照，过半机组低于煤电

- 核电上网电价的标杆化来得比煤电和水电要晚许多，直至2013年6月15日国家发改委发布《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》（发改价格[2013]1130号）之前，均是采用了“一厂一价”的定价政策，定价决策权也在国家发改委。1130号文规定：
 - 对新建核电机组实行标杆上网电价政策，核定全国核电标杆上网电价为每千瓦时0.43元；
 - 核电标杆上网电价高于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价的地区，执行当地燃煤机组标杆上网电价。
 - 对核电标杆上网电价低于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价的地区，以及承担核电技术引进、自主创新、重大专项设备国产化任务的首台或首批核电机组或示范工程留有余地，规定其上网电价可在全国核电标杆电价基础上适当提高。
- 2019年3月20日，国家发改委发布《关于三代核电首批项目试行上网电价的通知》（发改价格[2019]535号），明确对承担技术引进的首批核电机组予以支持，规定了三代核电首批项目三门、海阳、台山一期的试行上网电价，并要求按照原则性满发原则安排发电计划。
- 目前，全国47台在运核电机组中，有26台机组上网电价低于当地煤电标杆电价（含脱硫、脱硝、除尘、超低排放电价），有19台机组高于煤电标杆，另有2台持平。

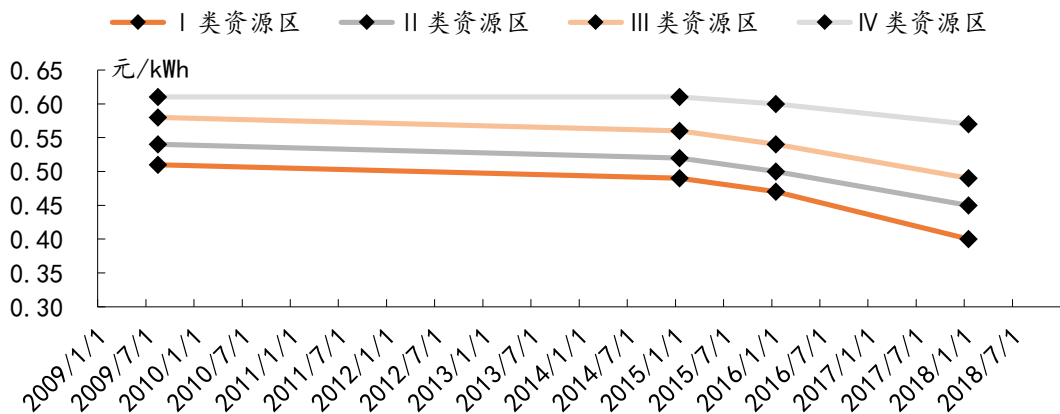
● 在运核电机组与所在地区煤电标杆电价对比



风电、光伏发电：加速下调，目标平价

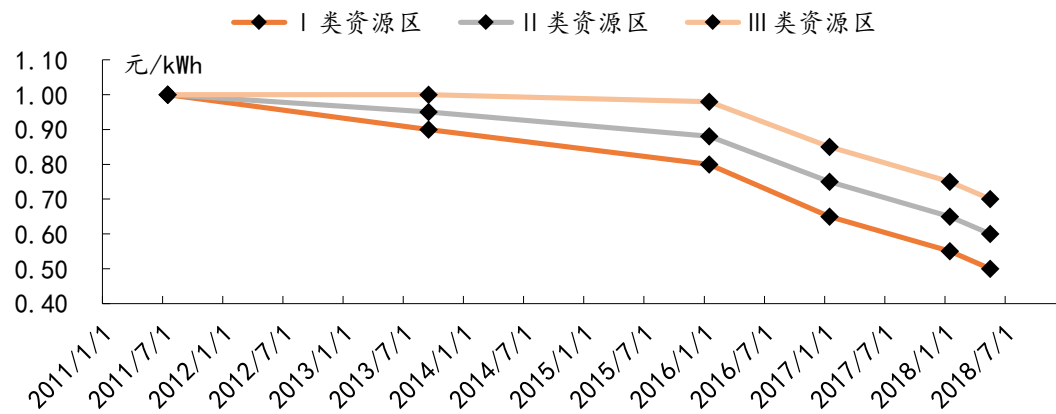
- 风电上网电价的标杆化始于2009年，7月20日，国家发改委发布《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906号），按风能资源状况和工程建设条件，将全国分为I-IV四类风能资源区，相应标杆上网电价分别为0.51、0.54、0.58、0.61元/千瓦时。此外，2014年6月5日，发改委发布了《关于海上风电上网电价政策的通知》，通知规定，2017年以前投运的近海风电项目上网电价为0.85元/千瓦时，潮间带风电项目上网电价为0.75元/千瓦时。
- 2014、2015、2016年连续三年年底发布通知，下调标杆上网电价。
- 2018年5月18日，国家能源局发布《关于2018年度风电建设管理有关要求的通知》（国能发新能[2018]47号），规定尚未印发建设方案的省（区、市）新增集中式陆上风电项目和未确定投资主体的海上风电项目、以及从2019年起各省（区、市）新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。

● 风电标杆电价变化



- 光伏发电标杆上网电价的制定始于2011年7月24日公布的《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格[2011]1594号），通知规定对非招标太阳能光伏发电项目实行全国统一的标杆上网电价；2011年7月1日以前核准建设、2011年12月31日建成投产的光伏发电上网电价统一核定为1.15元/千瓦时；2011年7月1日及以后核准的、2011年7月1日之前核准但2011年12月31日仍未投产的光伏发电项目，除西藏外上网电价均为1元/千瓦时。
- 2013年8月、2015-2017连续三年年底、2018年5月，光伏标杆上网电价5次下调。

● 光伏发电标杆电价变化



其他：燃气、生物质、垃圾焚烧、光热发电

- 2014年12月31日，国家发改委发布《关于规范天然气发电上网电价管理有关问题的通知》（发改价格[2014]3009号），对三种不同类型的天然气发电机组施行不同的上网电价政策。
 - 新投产天然气热电联产发电机组：实行标杆电价政策；
 - 新投产天然气调峰发电机组：在参考天然气热电联产发电上网标杆电价基础上，适当考虑两者发电成本的合理差异确定；
 - 新投产天然气分布式发电机组：电网收购电量的上网电价原则上参照当地新投产天然气热电联产发电上网电价执行。
 - 最高电价不得比当地**燃煤发电上网标杆电价**或当地电网企业平均购电价格高出0.35元/千瓦时。
- 全国有12个省（区，市）陆续制定或调整了自己的气电上网电价政策。其中，除了最早执行两部制电价的上海（2012年开始）、浙江（2015年开始）以外，江苏、河南也从2019年起执行两部制电价。
- 2010年7月18日，国家发改委发布《关于完善农林生物质发电价格政策的通知》（发改价格[2010]1579号），自2010年7月1日起，对农林生物质发电项目实行标杆上网电价政策。
 - 未采用招标确定投资人的新建农林生物质发电项目，统一执行标杆上网电价每千瓦时0.75元；
 - 在当地**脱硫燃煤机组标杆上网电价**以内的部分由当地省级电网企业负担，高出部分通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。
- 2012年3月28日，国家发改委发布《关于完善垃圾焚烧发电价格政策的通知》（发改价格[2012]801号）。
 - 2006年1月1日后核准的垃圾焚烧发电项目，先按其入厂垃圾处理量折算成上网电量进行结算，每吨生活垃圾折算上网电量暂定为280千瓦时；
 - 执行全国统一垃圾发电标杆电价每千瓦时0.65元，其余上网电量执行当地同类燃煤发电机组上网电价；
 - 高出当地**脱硫燃煤机组标杆上网电价**的部分实行两级分摊，其中当地省级电网负担0.1元/千瓦时，其余部分纳入全国征收的可再生能源电价附加解决。
- 2016年8月29日，国家发改委发布《关于太阳能热发电标杆上网电价政策的通知》（发改价格[2016]1881号），2018年12月31日以前全部投运的太阳能热发电项目，执行全国统一的太阳能热发电（含4小时以上储热功能）标杆上网电价1.15元/千瓦时。



2

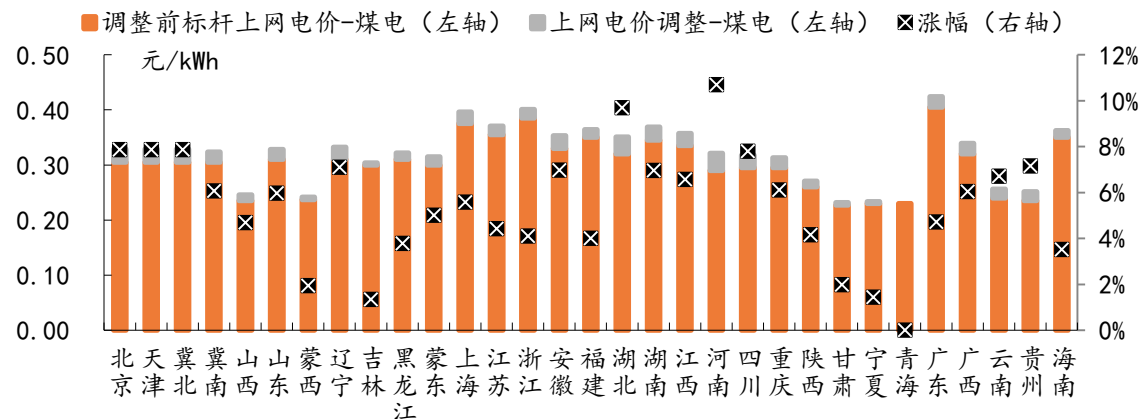
2019标杆电价+煤电联动如期谢幕

2004年建立联动机制，2005年首次联动

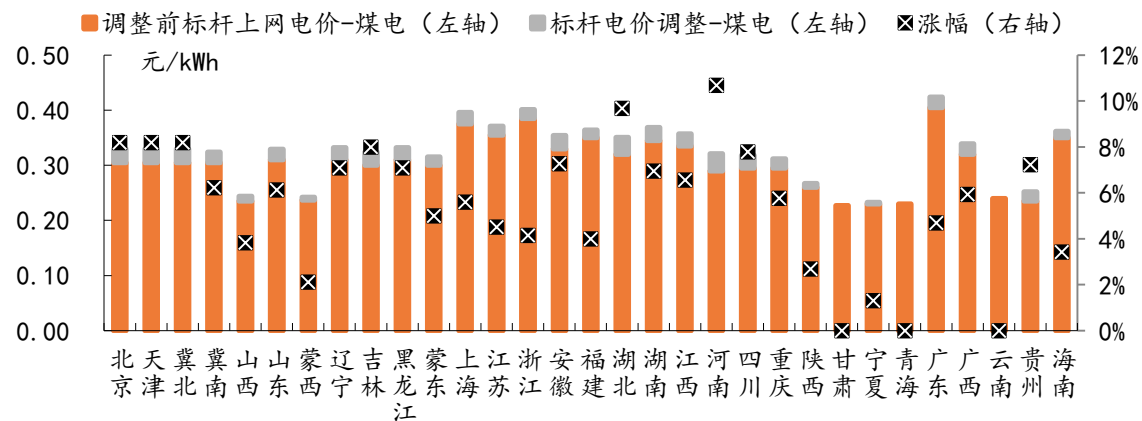
- 2004年12月15日，国家发改委印发《关于建立煤电价格联动机制的意见》（发改价格[2004]2909号），要求加强电煤价格监测工作，稳妥实施煤电价格联动，适当调控电煤价格，加强对电煤价格的监督检查。意见提出：
 - 上网电价与煤炭价格联动：以电煤综合出矿价格（车板价）为基础，实行煤电价格联动；电力企业要消化30%的煤价上涨因素；燃煤电厂上网电价调整时，水电企业上网电价适当调整，其他发电企业上网电价不随煤价变化调整。
 - 销售电价与上网电价联动：上网电价调整后，按照电网经营企业输配电价保持相对稳定的原则，相应调整电网企业对用户的销售电价。
 - 电价联动周期：原则上以不少于6个月为一个煤电价格联动周期。若周期内平均煤价比前一周期变化幅度达到或超过5%，相应调整电价；如变化幅度不到5%，则下一周期累计计算，直到累计变化幅度达到或超过5%，进行电价调整。

- 2005年4月末，国家发改委先后印发了六大区域电网首次实施煤电联动的通知文件，通过提高发电企业上网电价、销售电价和新投产机组标杆上网电价，解决2004年6月以来煤价上涨以及取消超发电价的影响。其中，新、老机组上网电价的调整金额大部分均基本相近，平均涨幅5.4%，最大涨幅超过10%。

● 首次煤电联动煤电机组（在运）上网电价调整幅度



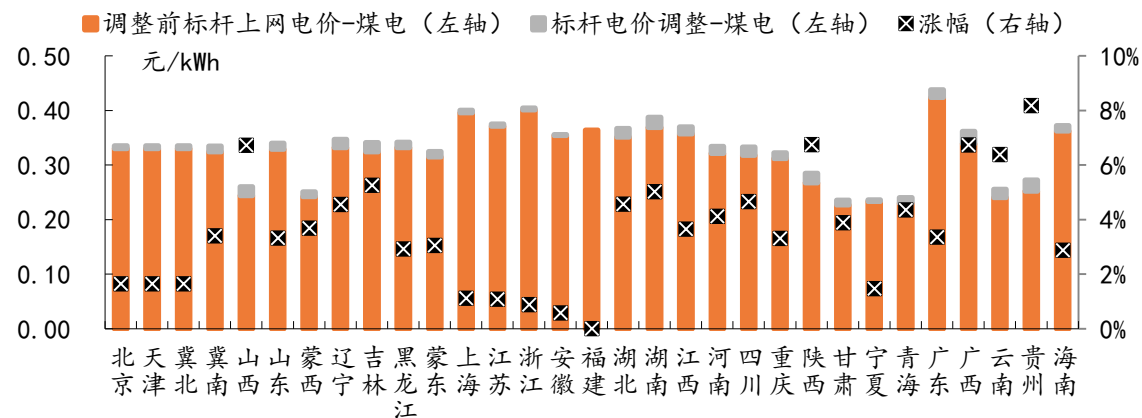
● 首次煤电联动煤电机组（新投产）标杆电价调整幅度



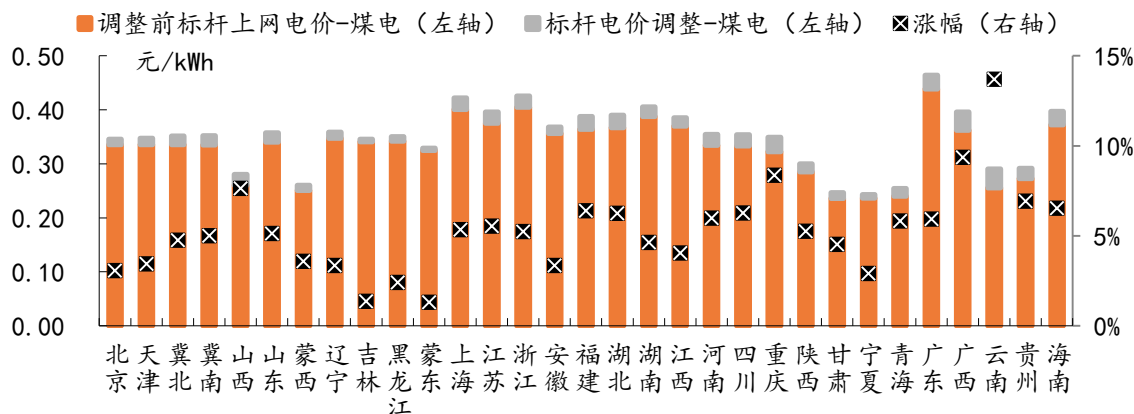
2006-2015年10次煤电标杆电价调整中9次为煤电联动

- 经过十年的运行，到2015年底全国煤电机组标杆上网电价共进行了10次调整：
 - 7次明确执行煤电联动的调整：5次上调、2次下调；
 - 2次以其他名义调整实际仍可归为煤电联动的调整：2009年11月20日为合理反映燃煤电厂投资、煤价、煤耗等情况变化，2014年9月1日为进一步疏导燃煤发电企业脱硝、除尘等环保电价矛盾。
 - 1次其他原因的调整：2013年9月25日为支持可再生能源发展并鼓励燃煤发电企业进行脱硝、除尘改造。

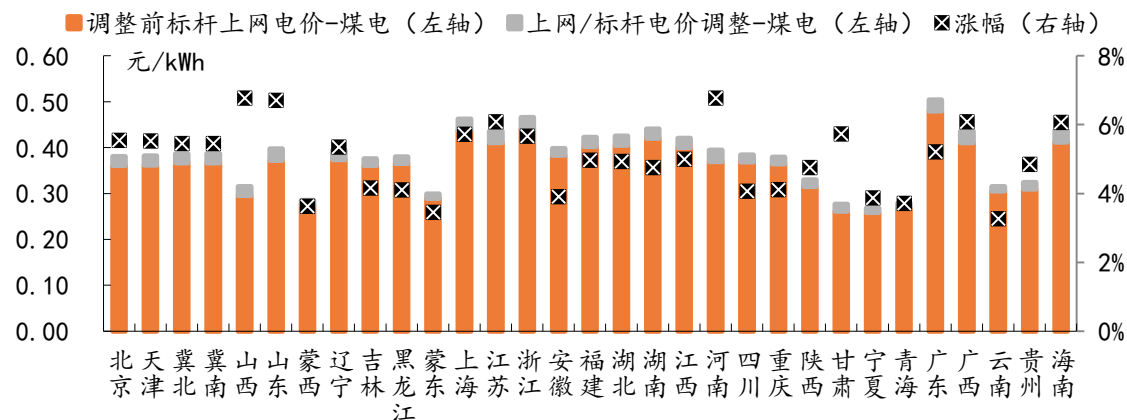
● 2006年6月30日第2次煤电联动上调标杆上网电价



● 2008年7月1日第3次煤电联动上调标杆上网电价

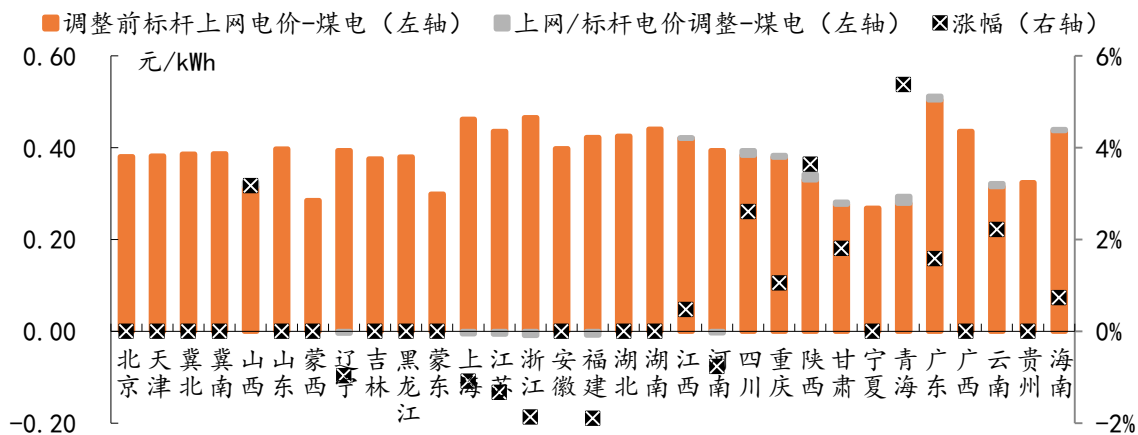


● 2008年8月20日第4次煤电联动上调标杆上网电价

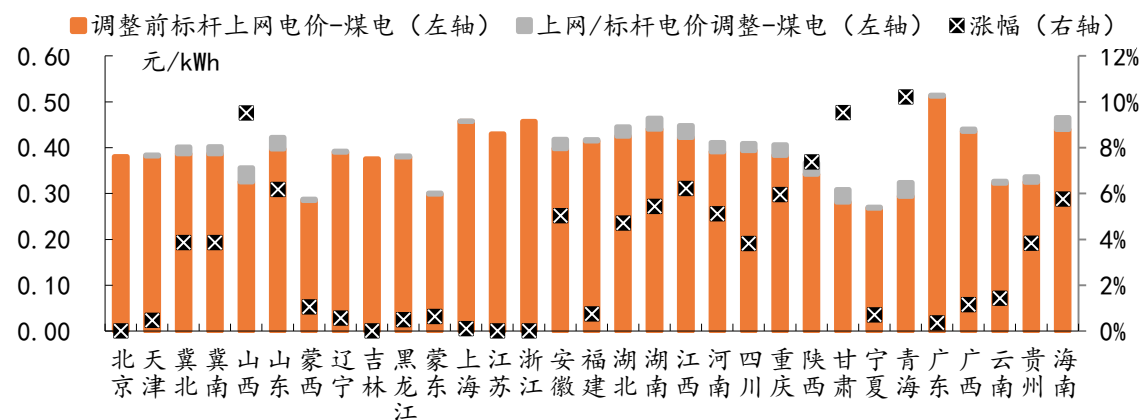


2006-2015年10次煤电标杆电价调整中9次为煤电联动

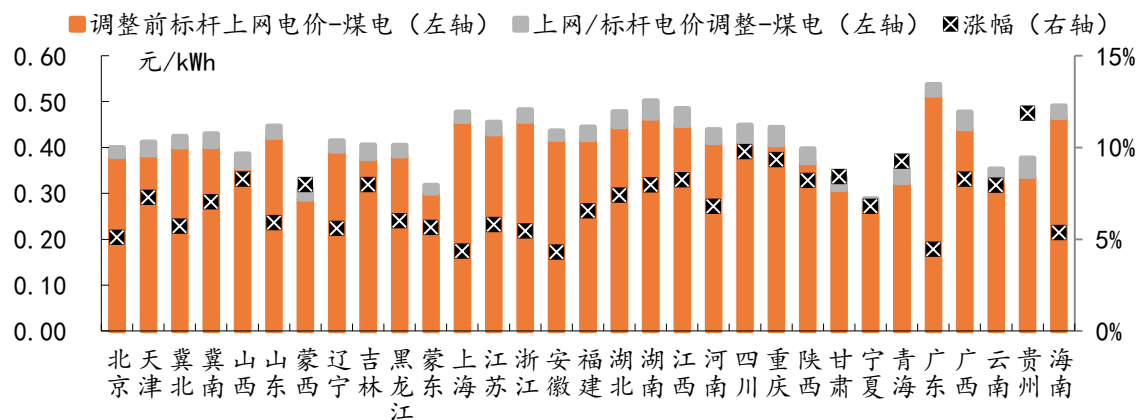
● 2009年11月20日“合理反映投资、煤价、煤耗变化” 调整标杆上网电价



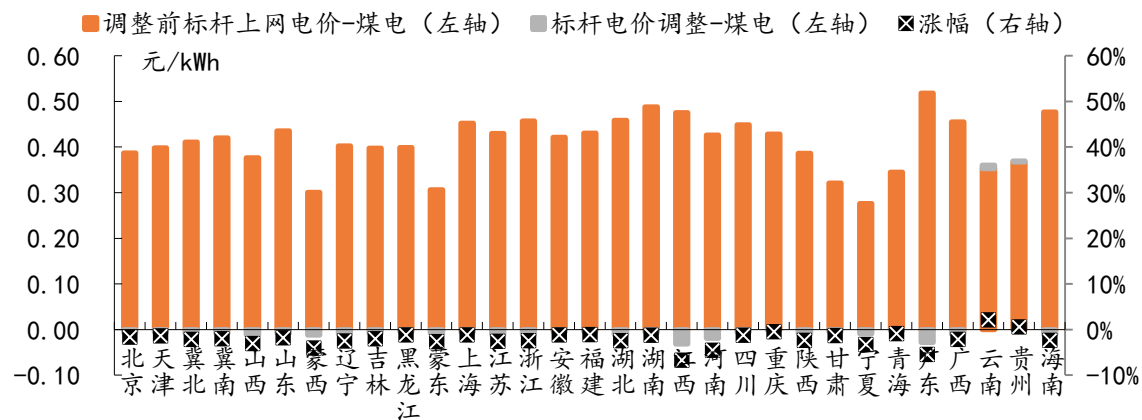
● 2011年6月1日第5次煤电联动上调标杆上网电价



● 2011年12月1日第6次煤电联动上调标杆上网电价

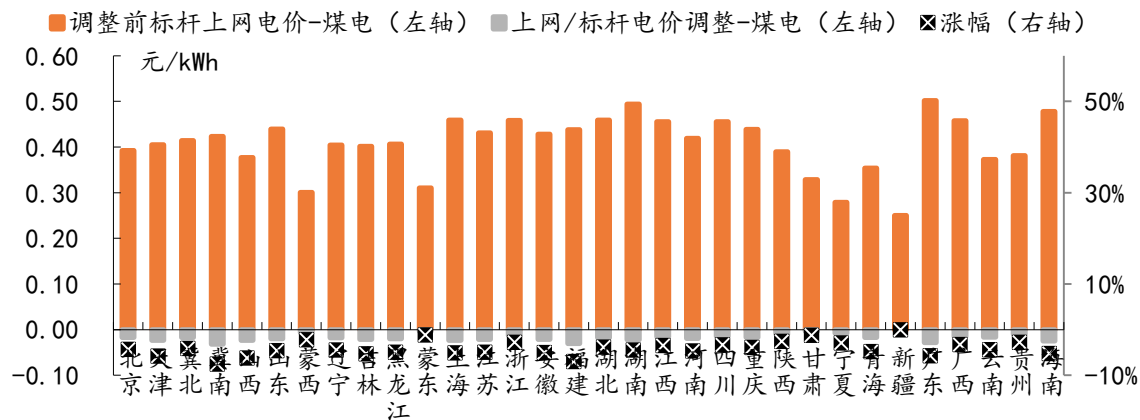


● 2014年9月1日“疏导环保电价矛盾” 下调标杆上网电价

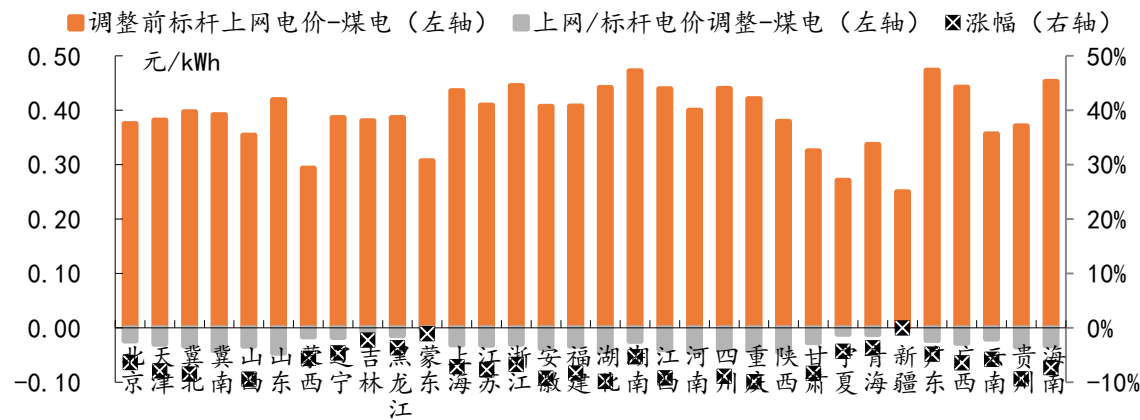


2006-2015年10次煤电标杆电价调整中9次为煤电联动

● 2015年4月20日第7次煤电联动下调标杆上网电价



● 2016年1月1日第8次煤电联动下调标杆上网电价



2015年新机制出台，2017年初首次窗口期未触发执行条件

- 2015年12月31日，国家发改委发布《关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》，对已经执行了十二年的煤电价格联动机制进行了调整，主要是明确了煤电价格联动机制以年度为周期，由国家发展改革委统一部署启动，以省（区、市）为单位组织实施；明确了依据的电煤价格按照中国电煤价格指数确定；对煤电价格实行区间联动，分档累退联动；明确了燃煤机组标杆上网电价和销售电价的测算公式严格按照煤电价格联动机制测算确定。
- 根据新联动机制的测算公式，2015年11月至2016年10月全国电煤平均价格为347.54元/吨，以2016年1月1日旧联动机制最后一次执行前的标杆电价作为基准电价，测算可得，2017年1月1日起燃煤机组上网电价相比2014年的基准电价理论上应上调0.18分/千瓦时，不足0.2分/千瓦时，未达到执行联动的触发条件。

● 2017年煤电联动电价理论调整幅度测算

区域	地区	平均煤价 -2014 (元/吨)	平均煤价 -2016 (元/吨)	P△ -2016 (分/kWh)	实际电价调整 -2016/1/1 (分/kWh)	理论电价调整 -2017/1/1 (分/kWh)	区域	地区	平均煤价 -2014 (元/吨)	平均煤价 -2016 (元/吨)	P△ -2016 (分/kWh)	实际电价调整 -2016/1/1 (分/kWh)	理论电价调整 -2017/1/1 (分/kWh)
华北	北京	444.47	347.45	-2.22	-2.39	0.17	华中	湖北	536.11	403.88	-3.98	-4.35	0.37
	天津	440.44	344.92	-2.71	-3.01	0.30		湖南	496.73	429.62	-1.63	-2.49	0.86
	冀北	405.82	309.26	-2.88	-3.37	0.49		江西	612.03	453.74	-4.66	-4.03	-0.63
	冀南	424.37	314.31	-3.39	-4.17	0.78		河南	489.08	371.26	-3.56	-4.46	0.90
	山西	321.73	223.53	-2.98	-3.33	0.35		四川	531.10	387.24	-4.54	-3.90	-0.64
	山东	550.15	409.19	-4.49	-4.65	0.16		重庆	550.19	400.31	-5.00	-4.17	-0.83
	蒙西	243.76	185.09	-1.35	-1.65	0.30		西北	陕西	444.37	286.27	-4.88	-4.50
东北	辽宁	446.78	388.94	-1.24	-1.78	0.54	甘肃		380.96	284.45	-2.90	-2.72	-0.18
	吉林	396.78	347.50	-0.84	-0.86	0.02	宁夏		285.49	223.54	-1.45	-1.16	-0.29
	黑龙江	398.51	344.34	-1.11	-1.41	0.30	青海		450.20	394.35	-1.30	-1.23	-0.07
	蒙东	224.93	215.34	0.00	-0.33	0.33	南方		广东	185.29	160.71	0.00	0.00
华东	上海	519.50	404.33	-3.31	-3.11	-0.20		广西	503.79	426.93	-1.98	-2.30	0.32
	江苏	491.13	394.49	-2.72	-3.16	0.44		云南	594.79	518.23	-2.01	-2.84	0.83
	浙江	547.04	415.92	-3.68	-3.00	-0.68		贵州	475.93	390.56	-2.46	-2.05	-0.41
	安徽	534.62	416.06	-3.50	-3.76	0.26		海南	467.15	335.97	-4.21	-3.46	-0.75
	福建	518.50	391.48	-3.81	-3.38	-0.43							

煤价大幅上涨，2017年中电价曲线上调

- 煤炭价格自2016年中开始迅速上涨，半年内接近翻倍。2017年3月17日，包括四大电力央企在内的七家火电企业联名上书宁夏自治区经信委，表示受电煤价格上涨、电量大幅下滑等因素影响，度电成本已超过了标杆上网电价水平，企业处于全面亏损状态。
- 当此情形，政府调控提前开始出手。通过取消工业企业结构调整专项资金、降低重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准，一方面降低销售电价以减轻下游工商业用户用电负担，另一方面提高煤电上网电价以缓解火电企业经营困难。随着国家主管单位电价调整政策的出台，各省市地区的相应政策也陆续发布。7月7日，河南省发改委率先发布了《关于合理调整电价结构有关事项的通知》（豫发改价管[2017]707号），宣布自7月1日起将省内燃煤发电机组标杆上网电价统一提高2.28分/千瓦时。之后，江苏、陕西、河北、重庆等地陆续发布电价结构调整的通知。全国31个省（区、市）中，共有24个地区上调了煤电标杆上网电价。

● 2017年7月1日各地煤电标杆上网电价调整情况

区域	地区	工业企业结构调整专项资金征收标准 (分/kWh)	重大水利工程建设基金征收标准 (分/kWh)	大中型水库移民后期扶持基金标准 (分/kWh)	理论标杆上网电价 (分/kWh)	实际标杆上网电价 (分/kWh)	理论标杆上网电价 (分/kWh)	实际标杆上网电价 (分/kWh)	工业企业结构调整专项资金征收标准 (分/kWh)	重大水利工程建设基金征收标准 (分/kWh)	大中型水库移民后期扶持基金标准 (分/kWh)	理论标杆上网电价 (分/kWh)	实际标杆上网电价 (分/kWh)
华北	北京	0.70	0.70	0.83	1.08	0.83	华中	湖北	1.26	0.00	0.83	1.47	1.80
	天津	0.82	0.70	0.83	1.20	1.41		湖南	0.56	0.38	0.83	0.86	0.29
	冀北	0.72	0.70	0.35	0.98	0.86		江西	1.15	0.55	0.83	1.50	1.50
	冀南	1.24	0.70	0.35	1.50	1.47		河南	1.50	1.13	0.83	1.99	2.28
	山西	0.97	0.70	0.32	1.23	1.15		四川	1.15	0.70	0.83	1.53	0.00
	山东	1.39	0.70	0.83	1.77	2.20		重庆	1.30	0.70	0.83	1.68	1.68
	蒙西	0.54	0.40	0.31	0.72	0.57		西北	陕西	1.68	0.40	0.83	1.99
东北	辽宁	0.31	0.40	0.83	0.62	0.64	甘肃		0.83	0.40	0.35	1.02	1.00
	吉林	0.00	0.40	0.55	0.24	0.14	宁夏		0.25	0.40	0.21	0.40	0.00
	黑龙江	0.28	0.40	0.39	0.48	0.17	青海		0.00	0.40	0.19	0.15	0.00
	蒙东	0.00	0.40	0.31	0.18	0.00	南方		广东	0.00	0.40	0.28	0.17
华东	上海	1.12	1.39	0.83	1.68	1.07		广西	0.33	0.70	0.83	0.71	0.25
	江苏	0.88	1.49	0.83	1.46	1.30		云南	0.85	0.40	0.83	1.16	0.67
	浙江	0.88	1.44	0.83	1.45	0.00		贵州	0.20	0.40	0.50	0.43	0.00
	安徽	1.27	1.29	0.83	1.80	1.51		海南	1.17	0.40	0.63	1.43	1.52
	福建	0.86	0.70	0.83	1.24	1.95							

2018年工商业电价下调10%，联动搁浅

- 2017年全年电煤价格始终保持在高位运行，2016年11月至2017年10月的电煤平均价格为514.94元/吨。根据燃煤机组标杆上网电价与煤价联动计算公式可知，2018年1月1日起燃煤机组平均上网电价相比2014年平均上网电价应上调1.76分/千瓦时，则与2017年7月1日调整后的标杆电价相比，理论上应上调约3.67分/千瓦时。
- 2018年3月5日第十三届全国人民代表大会发布的《2018年政府工作报告》中提出：“大幅降低企业非税负担。进一步清理规范行政事业性收费，调低部分政府性基金征收标准。继续阶段性降低企业‘五险一金’缴费比例。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%”。前后四批降低一般工商业电价措施中，除“督促自备电厂承担政策性交叉补贴”外，其他降电价措施并未涉及到发电端。但8月陕西榆林率先下调了当地煤电标杆上网电价，此后河北、天津、山东、山西、江苏、西藏等地出台的降电价措施也涉及到降低煤电上网电价。

● 2018年煤电联动电价调整测算

区域	地区	P△ -2017 (分/kWh)	实际电价调整 -2016/1/1 (分/kWh)	实际电价调整 -2017/7/1 (分/kWh)	理论电价调整 -2018/1/1 (分/kWh)	区域	地区	P△ -2017 (分/kWh)	实际电价调整 -2016/1/1 (分/kWh)	实际电价调整 -2017/7/1 (分/kWh)	理论电价调整 -2018/1/1 (分/kWh)
华北	北京	0.98	-2.39	0.83	2.54	华中	湖北	1.02	-3.38	1.95	2.45
	天津	3.33	-3.01	1.41	4.93		湖南	2.56	-4.35	1.80	5.11
	冀北	1.81	-3.37	0.86	4.32		江西	4.75	-2.49	0.29	6.95
	冀南	2.39	-4.17	1.47	5.09		河南	1.71	-4.03	1.50	4.24
	山西	1.08	-3.33	1.15	3.26		四川	2.53	-4.46	2.28	4.71
	山东	1.40	-4.65	1.88	4.17		重庆	2.76	-3.90	0.00	6.66
	蒙西	0.88	-1.65	0.57	1.96		西北	陕西	0.96	-4.17	1.68
东北	辽宁	2.24	-1.78	0.64	3.38	甘肃		0.00	-4.50	1.99	2.51
	吉林	2.79	-0.86	0.14	3.51	宁夏		2.32	-2.72	1.00	4.04
	黑龙江	0.94	-1.41	0.17	2.18	青海		2.26	-1.16	0.00	3.42
	蒙东	0.00	-0.33	0.00	0.33	南方		广东	1.54	-1.23	0.00
华东	上海	0.95	-3.11	1.07	2.99		广西	0.00	0.00	0.00	0.00
	江苏	2.63	-3.16	1.30	4.49		云南	1.02	-3.38	1.95	2.45
	浙江	0.00	-3.00	0.00	3.00		贵州	2.56	-4.35	1.80	5.11
	安徽	1.84	-3.76	1.51	4.09		海南	4.75	-2.49	0.29	6.95
	福建	0.98	-2.39	0.83	2.54						

2019年再降10%，煤电联动名存实亡

- 2018年全年电煤价格相比2017年进一步上涨，2017年11月至2018年10月的电煤平均价格为533.28元/吨，2019年1月1日起燃煤机组平均上网电价相比2014年应上调2.49分/千瓦时，与2017年7月1日调整后的标杆电价相比应上调约4.40分/千瓦时。
- 2019年3月5日，国务院总理李克强在《2019年政府工作报告》中提出：“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%。”连续两年降低下游销售环节中的一般工商业电价，上游发电侧的上网电价执行煤电联动上调仅是奢望，煤电联动机制已名存实亡。

● 2019年煤电联动电价调整测算

区域	地区	P△ -2018 (分/kWh)	实际电价调整 -2016/1/1 (分/kWh)	实际电价调整 -2017/7/1 (分/kWh)	理论电价调整 -2019/1/1 (分/kWh)	区域	地区	P△ -2018 (分/kWh)	实际电价调整 -2016/1/1 (分/kWh)	实际电价调整 -2017/7/1 (分/kWh)	理论电价调整 -2019/1/1 (分/kWh)
华北	北京					华中	湖北	-3.38	1.95	4.47	-3.38
	天津	-3.01	1.41	4.80	-3.01		湖南	-4.35	1.80	5.79	-4.35
	冀北	-3.37	0.86	4.67	-3.37		江西	-2.49	0.29	6.95	-2.49
	冀南	-4.17	1.47	5.30	-4.17		河南	-4.03	1.50	5.33	-4.03
	山西	-3.33	1.15	3.61	-3.33		四川	-4.46	2.28	5.75	-4.46
	山东	1.20	-4.65	1.88	3.97		重庆	-3.90	0.00	6.75	-3.90
	蒙西	-4.65	1.88	3.97	-4.65		西北	陕西	-4.17	1.68	3.52
东北	辽宁	-1.65	0.57	1.79	-1.65	甘肃		-4.50	1.99	2.51	-4.50
	吉林	-1.78	0.64	4.42	-1.78	宁夏		-2.72	1.00	4.91	-2.72
	黑龙江	-0.86	0.14	5.35	-0.86	青海		-1.16	0.00	4.11	-1.16
	蒙东	-1.41	0.17	4.52	-1.41	南方		广东	-1.23	0.00	3.65
华东	上海	-0.33	0.00	0.33	-0.33		广西	0.00	0.00	0.00	0.00
	江苏	-3.11	1.07	4.48	-3.11		云南	-2.30	0.25	6.11	-2.30
	浙江	-3.16	1.30	5.09	-3.16		贵州	-2.84	0.67	6.48	-2.84
	安徽	-3.00	0.00	3.99	-3.00		海南	-3.38	1.95	4.47	-3.38
	福建	-3.76	1.51	4.36	-3.76						

标杆电价+煤电联动如期谢幕

- 2019年9月26日，李克强总理主持召开国务院常务会议，会议决定：从明年1月1日起，取消煤电价格联动机制，将现行标杆上网电价机制，改为“基准价+上下浮动”的市场化机制。“标杆电价+煤电联动”的燃煤机组上网电价机制如期谢幕。
- 在此之前，光伏、风电已经先行一步，将标杆上网电价改为指导电价：
 - 2019年4月28日，国家发改委发布《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》（发改价格[2019]761号），即明确提出：“将集中式光伏电站标杆上网电价改为指导价。”这就意味着，在光伏行业，指导电价已经取代了标杆上网电价。此外，通知还要求：“新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定，不得超过所在资源区指导价。”这意味着标杆电价变成指导电价后，也只是作为上限参考值，实际的上网电价产生机制已经转变为带有边际条件约束的市场竞争化机制。
 - 2019年5月21日，国家发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格[2019]882号），将陆上风电和海上风电的标杆上网电价全部改为指导价，且新项目全部通过竞争方式确定上网电价。



3

2020基准电价+浮动机制登上舞台

基准+浮动登上舞台

- 2019年10月21日，国家发改委发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规[2019]1658号），正式取消已使用了十六年的煤电标杆上网电价+煤电联动机制，自2020年1月1日起，执行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，并发布了相应的改革措施、配套措施以及实施计划。

改革措施

煤电标杆上网电价改为“基准价+上下浮动”市场化价格机制；基准价按现行煤电标杆确定，上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%；现货交易不受限制。

现执行标杆电价的煤电电量，具备市场交易条件的，上网电价通过市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成，并以中长期合同确定；暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户电量，仍按基准价执行。

煤电电量中居民、农业用户部分仍按基准价执行。

煤电电量中已市场化交易部分沿用现行市场化规则。

现行煤电价格联动机制不再执行。

配套措施

健全销售电价形成机制。已市场化的工商业用户不再执行目录电价；由电网企业保障供应的用户继续执行目录电价。

稳定可再生能源发电电价补机制和核电、燃气发电、跨省跨区送电价格形成机制。参考煤电标杆上网电价的改为参考基准价。

相应明确环保电价政策。“基准价+上下浮动”部分的基准价包含脱硫、脱硝、除尘电价；电网企业保障供应部分继续执行超低排放电价；已市场化部分包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价。

规范交叉补贴调整机制。在核定电网输配电价时统筹确定交叉补贴金额。

完善辅助服务电价形成机制。通过市场机制形成燃煤机组辅助服务的价格；利用小时严重偏低的省份，可建立容量补偿机制，电价通过市场化方式形成。

实施计划

各地制定细化实施方案，11月15日前报国家发展改革委备案；尚不具备条件的地方，可暂不浮动，按基准价执行；现货市场可按现货规则执行。

实施“基准价+上下浮动”价格机制的省份，2020年暂不上浮，确保工商业平均电价只降不升；国家发改委可对2020年后的浮动方式进行调控。

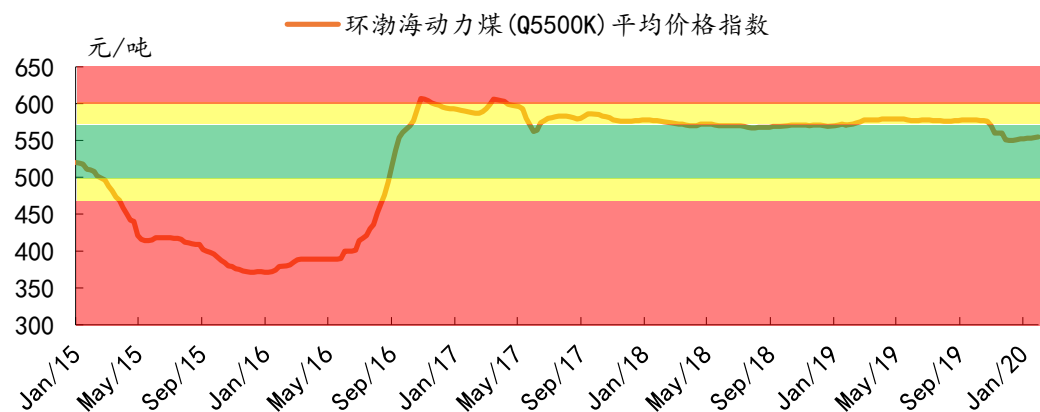
国家发改委适时开展评估调整。

自2020年1月1日起执行。

2020年市场电让利空间来自煤价下行，幅度可控

- 2020年政策层面第三次延续了压制态度，规定2020年暂不上浮，但与2018、2019年相比，并没有明确提出降价的幅度，压制的力度呈现边际趋缓态势。让利的方式基本可以确定会通过市场交易电量规模的扩大来实行，而空间则大概率来自于成本端电煤价格的下行幅度。
- 按照2018年火电企业约15%的毛利率、营业成本中70%的燃料成本粗略估算，假设电企毛利润不变，则电价上涨10%的电价涨幅对于利润的影响大约相当于17%的煤价涨幅；15%的电价降幅对应的煤价降幅约为25%。
- 1027号文和1658号文理顺了电煤价格在煤电上网电价中的传导机制，在将计划电量转为市场化定价、且2020年不允许上涨的政策导向下，电煤价格仍有进一步下行的空间。我们预计2020全年价格中枢将处于绿色区间内，且有可能运行至535元/吨的基准价之下。但环渤海动力煤（Q5500K）综合平均价格指数目前已进入《关于平抑煤炭市场价格异常波动的备忘录》规定的绿色价格区间内，后续煤价大幅下行空间有限，按照顺价机制传导至电价端的降幅空间则更小。

● 环渤海动力煤(Q5500K)平均价格指数 (BSPI)



资料来源: Wind, 平安证券研究所

● 煤电盈利模型测算（顺价机制，假设电价上调10%）

假设条件	煤电模型	电价调整	煤价调整
参数变动		+10%	+17%
营业收入	100		110
营业成本	85		95
其中：燃料成本占比	70%		73%
其中：其他成本	25.5		25.5
毛利率	15%		14%
毛利润	15		15

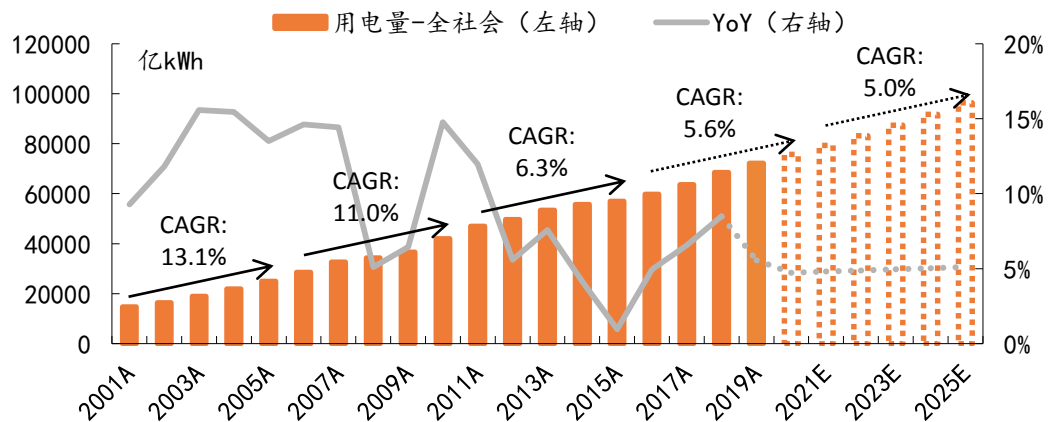
● 煤电盈利模型测算（顺价机制，假设电价下调15%）

假设条件	煤电模型	电价调整	煤价调整
参数变动		-15%	-25%
营业收入	100		85
营业成本	85		70
其中：燃料成本占比	70%		64%
其中：其他成本	25.5		25.5
毛利率	15%		18%
毛利润	15		15

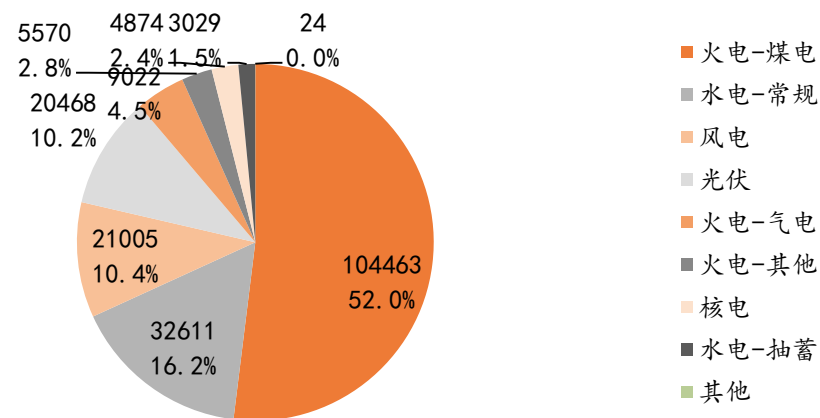
2020年后电价改善：电是必选消费，短期内需求仍将保持增长

- 对用电需求的短期预测难度较大，往往与实际情况存在一定的偏差。这主要是因为其一方面受宏观经济发展的影响，另一方面也受天气等自然条件的影响，而这两者都是难以预测的。但电是必选消费，且在终端能源消费中的占比持续提升。
- 从长期趋势来看，“十五”、“十一五”、“十二五”期间全社会用电量年均复合增速分别为13.1%、11.0%、6.3%，与国内GDP增长走势趋同；进入“十三五”后，全社会用电增速未再出现大幅下滑。对比2019和2015年的全社会用电量，年均复合增速仍达到了6.1%；即使在2018年因为极端天气等因素导致全年用电量超预期后，2019年虽然宏观经济下行叠加气象条件温和造成用电增长放缓，同比增速仍达4.5%。
- 保守情况下，按照2019年分产业的用电增速线性外推，整个“十三五”的年均复合增速仍将达到5.5%以上。我们预计2020年用电增速有望高于2019年达到5.0%；而随着电能在社会生产和居民生活中应用场景和使用频率的持续提升，“十四五”期间的复合增速也有望达到5.0%左右的水平。
- 作为在全部装机容量中占比超过50%、发电量占比超过60%的绝对主力电源，对于煤电出力需求的增长将与全社会用电量的增长趋同。

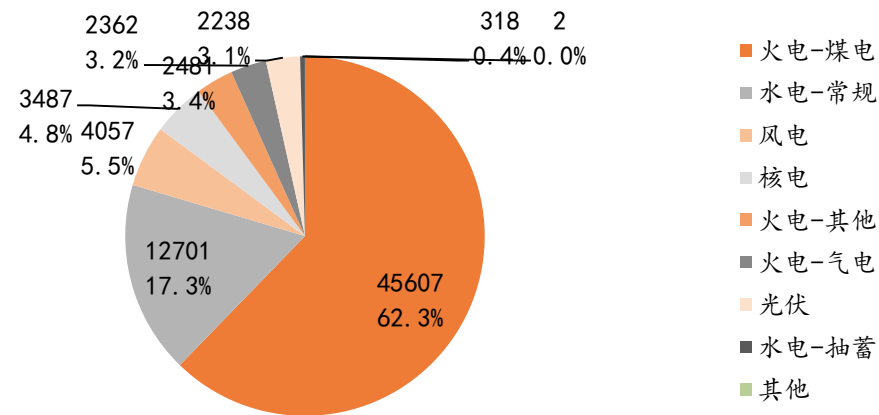
● 2001-2025年全国全社会用电量及其预测值



● 2019年全国装机容量结构 (单位: 万kW)

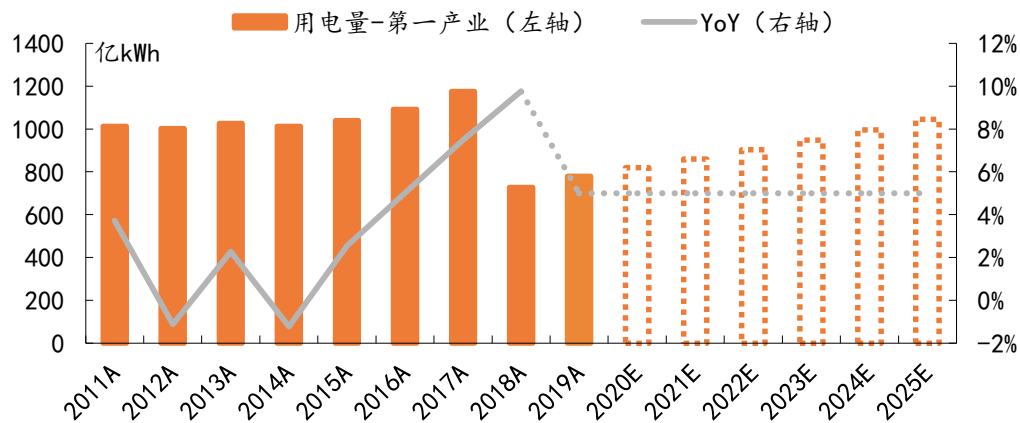


● 2019年全国发电量结构 (单位: 亿kWh)

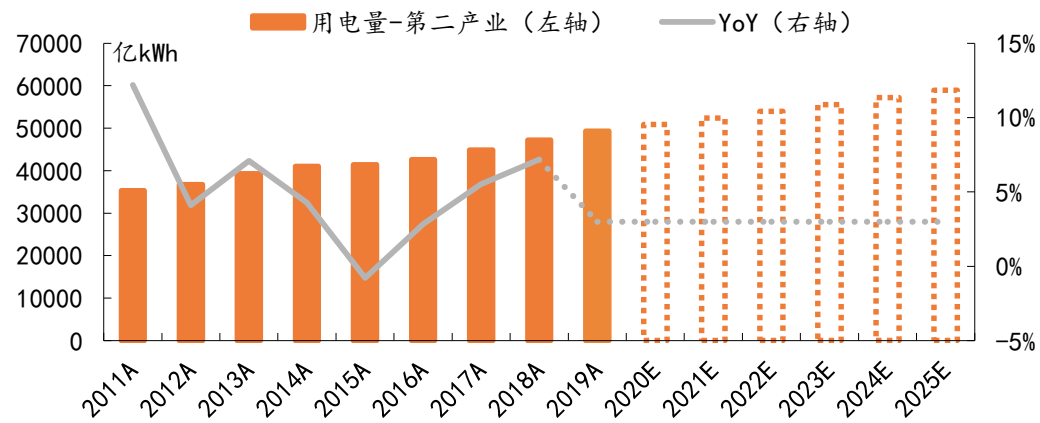


2020年后电价改善：电是必选消费，短期内需求仍将保持增长

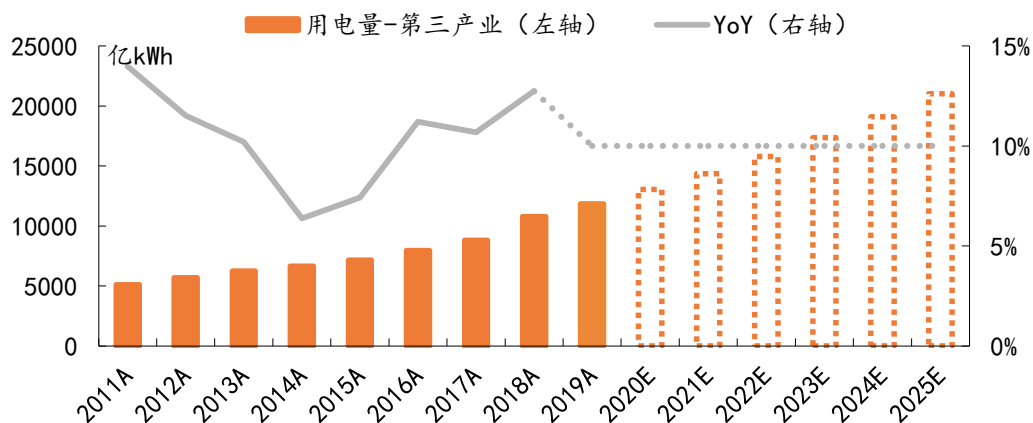
● 2011-2025年第一产业用电量及其预测值



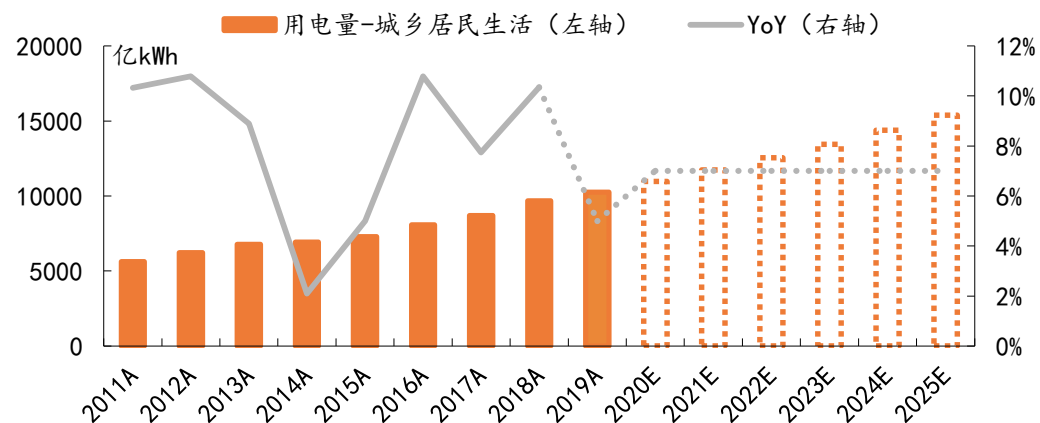
● 2011-2025年第二产业用电量及其预测值



● 2011-2025年第三产业用电量及其预测值



● 2011-2025年居民生活用电量及其预测值



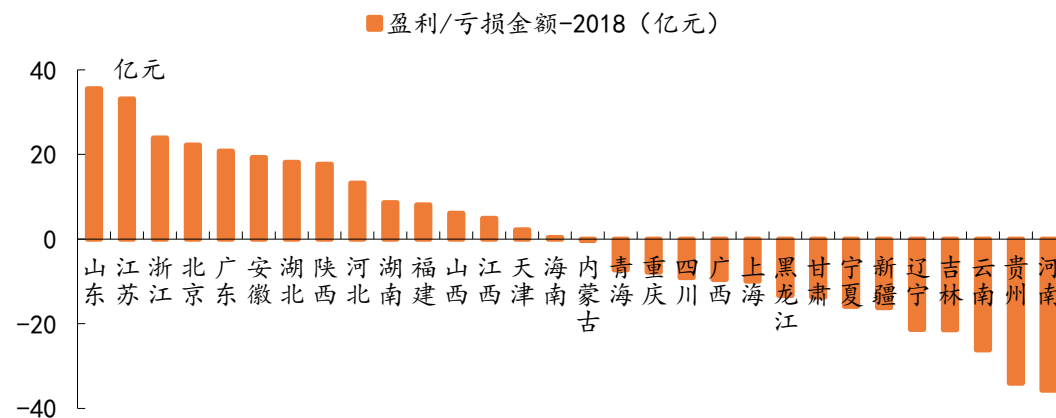
2020年后电价改善：供给侧改革仍在进行中

- 据北极星电力网的报道，2019年11月国资委发布《中央企业煤电资源区域整合试点方案》。文件显示，2018年，华能、大唐、华电、国电投、国能5家火电龙头央企合计煤电装机5.2亿千瓦，在全国煤电总装机中占比超过一半；5家企业所属燃煤电厂合计474户，亏损257户，占比54.2%，累计亏损额380亿元。近两年来，华润开始陆续挂牌转让旗下燃煤电厂的股权；国投一次性将旗下6家电厂的控股、参股股权打包进行挂牌转让，而大唐控股的河北华源和甘肃连城两家电厂先后申请破产清算，国电（国能）在云南省装机达300万千瓦的宣威电厂也宣布开始破产清算。
- 针对部分地区煤电企业面临的经营困境，区域整合试点方案首批选取了甘肃、陕西（不含国能）、新疆、青海、宁夏5省，分别由华能、大唐、华电、国电投、国能牵头，自2019年起实施8大整合措施：稳妥开展资源整合、淘汰关停落后产能、严格控制新增产能、自觉维护市场秩序、加强管理技术协同、推动企业转型升级、积极引入外部资本、分步实施统筹推进。
- 虽然区域整合似乎与电改的大方向存在矛盾，但我们认为，能源供应的安全始终高于一切。煤电在早期经历了一轮无序发展、产能大规模扩张后，近期又面临着能源结构调整政策驱动下新能源的新一轮无序发展和大规模增产对整个供给侧市场的不断挤压，市场竞争状况的恶化以及消纳政策的压制可能会导致部分地区的煤电机组长期困于泥潭中无法自拔，进而对电力供应造成负面影响。区域整合的目的是通过将不同市场主体的利益点统一、矛盾点消除，减少落后产能强制出清过程中可能遇到的阻力，恢复良性的市场竞争、构筑健康的经营生态、打造合理的电源结构。这可以视为对2017年开始的煤电供给侧改革政策的延续，类似于房地产“因城施策”调控措施的定向优化。

● 2018年五大发电集团所属煤电企业亏损情况

公司	装机容量-煤电 (亿kW)	电厂户数- 煤电	亏损户数-煤 电	亏损面	亏损金额 (亿元)
国能	1.7	152	77	50.7%	113.2
华能	1.1	78	40	51.3%	74.1
大唐	0.9	85	50	58.8%	56.2
华电	0.9	88	47	53.4%	71.9
国电投	0.7	71	43	60.6%	64.2
合计	5.2	474	257	54.2%	379.6

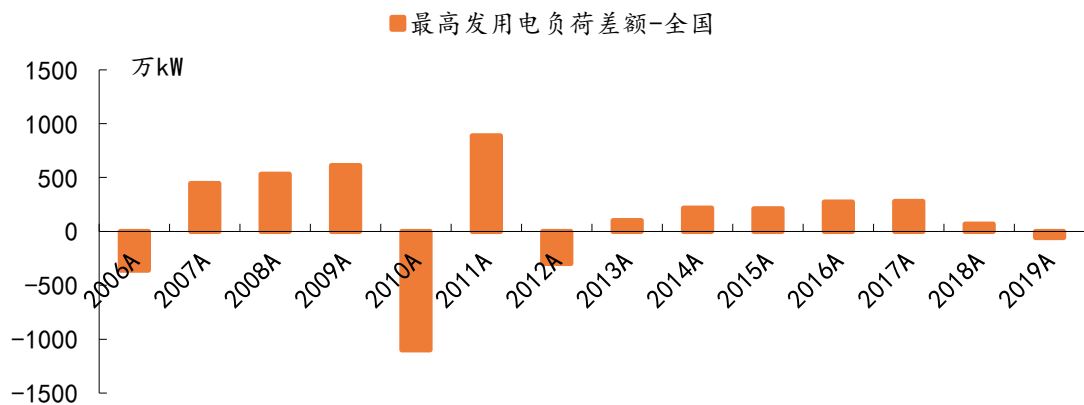
● 2018年五大发电集团所属煤电企业分省（区、市）盈亏情况



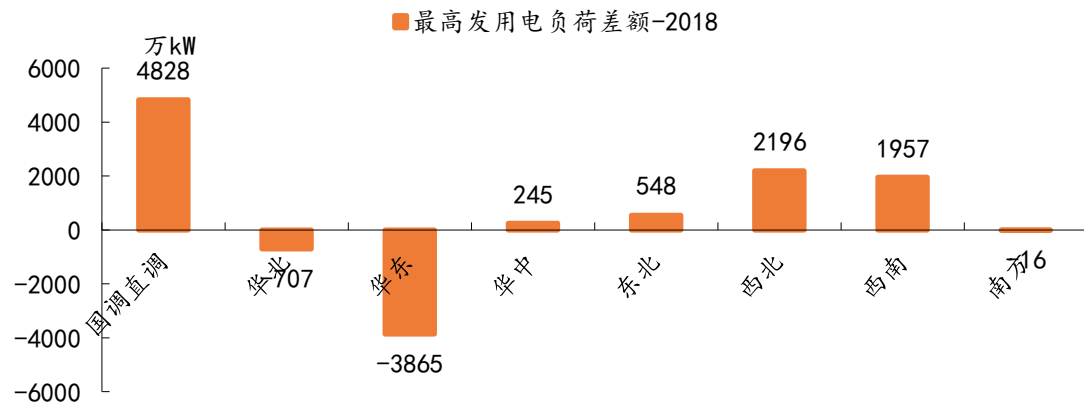
2020年后电价改善：供需反转，电力由富余转向紧缺

- 随着过剩产能的陆续出清、新增装机的不断下滑以及用电需求的持续增长，电力供给大于需求的状态在2019年终于出现了转变。自2012年后，全国电网最高发电负荷再次小于最高用电负荷，缺电力的状况在7年后重现。对比2018和2019两年各区域电网的最高发、用电负荷，华东、华北、南方三大区域电网的电力缺口迅速扩大；华中电网的电力富余也大幅缩水，2020年也有可能反转、出现电力紧缺的局面。
- 如前所述，电力的特殊属性决定其价格在市场化后管制放松的情况下，如果电力市场化交易制度、电网传输网架结构的配套建设不完善，极易放大供需关系的不平衡状态。虽然现有机组的利用小时尚有提升空间，全国范围内的缺电量状况暂时还难以出现，但电力的紧缺在市场化交易制度下的电价变化中必然会得到体现。

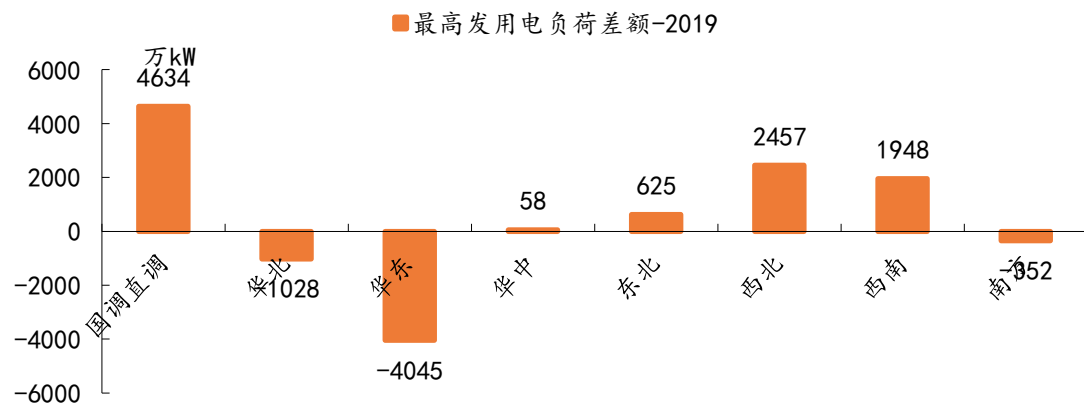
● 2006-2019年全国电网最高发、用电负荷差



● 2018年全国区域电网最高发、用电负荷差



● 2019年全国区域电网最高发、用电负荷差





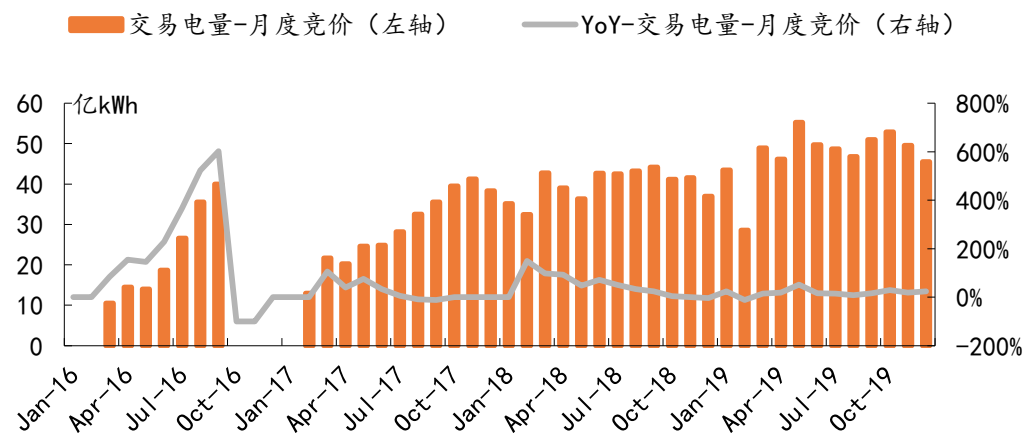
4

观六省市场化交易，长协利于稳定价格、控制让利

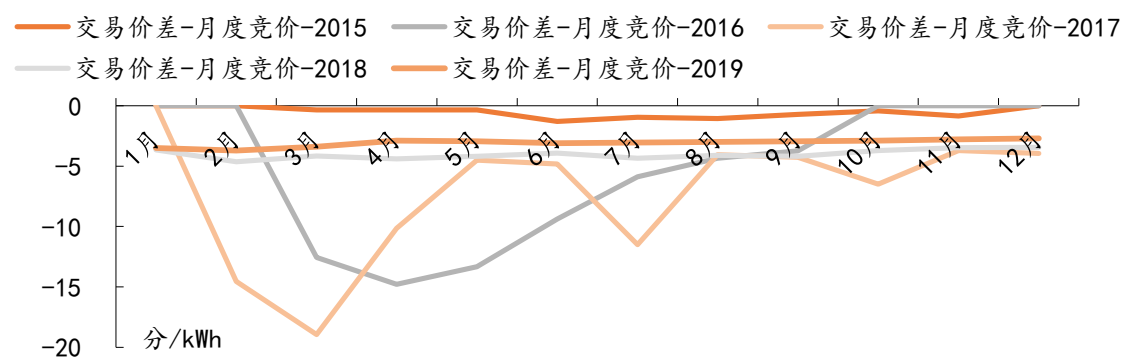
广东：价差趋稳，让利收窄

- 广东作为全国最活跃的省级电力市场，已建成较为成熟的双边协商、集中竞价、挂牌交易和发电权转让等一二级衔接、场内外互补的中长期交易品种，建立了较为完善的结算体系和市场服务体系，搭建了公开、透明、稳定的交易平台。2014年11月7日即已成立了广东电力交易中心。2017年，广东电力交易中心新增发电合同电量转让交易和全年度合同电量集中交易品种，确立了统一出清、全电量交易、月清月结、偏差考核在内的交易机制。2018年8月31日，南方（以广东起步）电力现货市场在全国范围内率先启动试运行，标志着我国电力市场化改革迈出了关键一步。
- 在经过2016、2017两年的波动调整后，2018年广东省市场化交易电量平均价差全年加权平均值6.55分/千瓦时，与2017年的全年均值6.57分/千瓦时基本一致；但2018年各月的价差基本围绕全年均值呈小幅波动态势，最大波动幅度未超过3.0%，这与2016、2017两年中各月价差大幅震荡的状况完全不同，更接近于2015年市场启动初期的价差走势。2019年省内市场化交易价差走势与2018年相似，均呈小幅波动状态，但价差中枢大幅下行至约4.02分/千瓦时左右，比2018年同期减少了2.52分/千瓦时，降幅38.6%；虽然市场化交易电量同比增长22.5%，但以燃煤标杆上网电价（含脱硫、脱硝和除尘电价，不含超低排放电价）计算的市场化让利总额同比下降24.8%。

● 广东省电力市场月度竞价交易电量



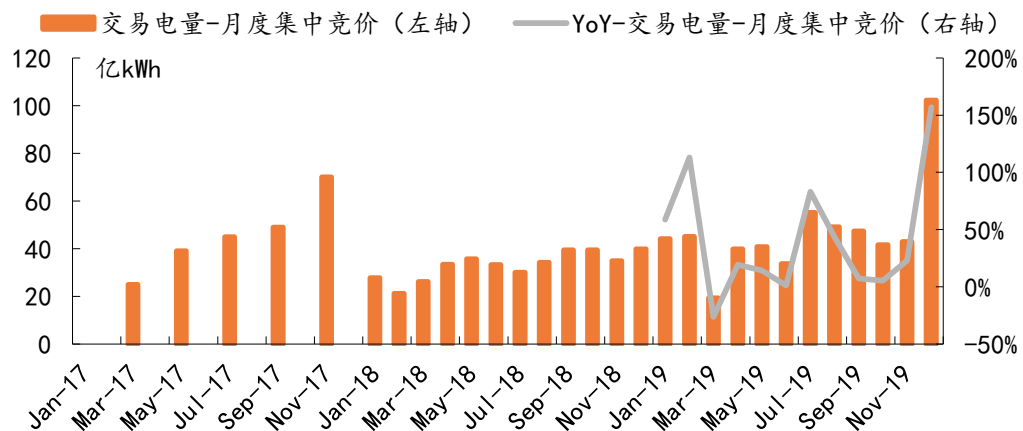
● 广东省电力市场月度竞价交易价差



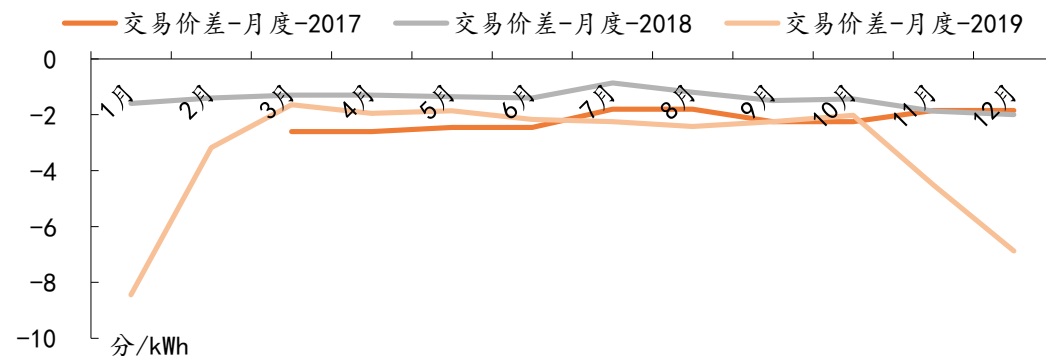
江苏：市场化电量全国领先，年度长协稳定价格

- 2016年4月18日，江苏电力交易中心在华东地区率先成立，并于2017年正式建立了直接交易月度市场定期开市机制，当年全省电力直接交易规模达到1265亿千瓦时，即已位居全国之首，其中双边协商交易电量1037亿千瓦时、平台集中竞价交易电量228亿千瓦时。
- 与广东类似，江苏省市场化电量中年度长协的占比同样超过了70%，2018年年度协商及挂牌交易电量在全年市场化电量中的占比接近75%，2019年超过75%，因此年度长协价格对全年交易价差的影响更大。2018年年度长协价差2.04分/千瓦时、2019年2.18分/千瓦时，总体基本持平。虽然因竞价策略调整导致月度价差出现了一些波动，但全年总体平均价差为2.56分/千瓦时，相比2018年的1.90分/千瓦时扩大了0.66分/千瓦时，仍在可控范围内。

● 江苏省电力市场月度集中竞价交易电量



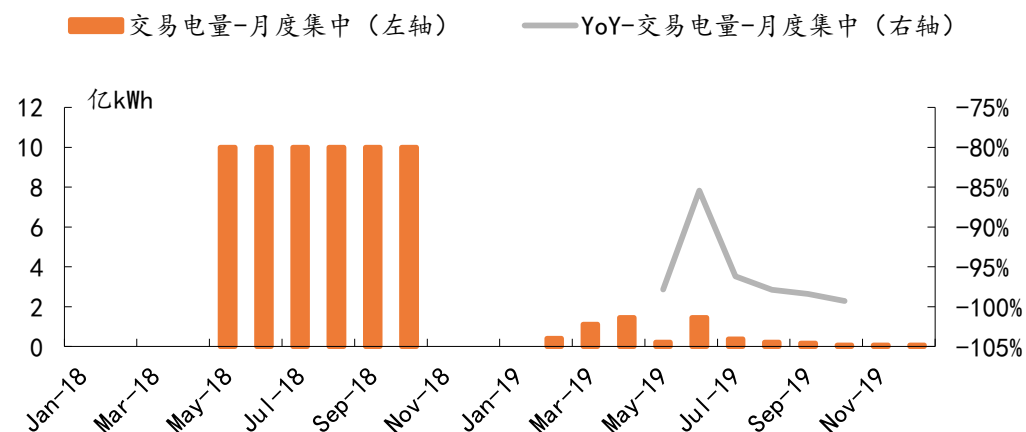
● 江苏省电力市场月度集中竞价交易价差



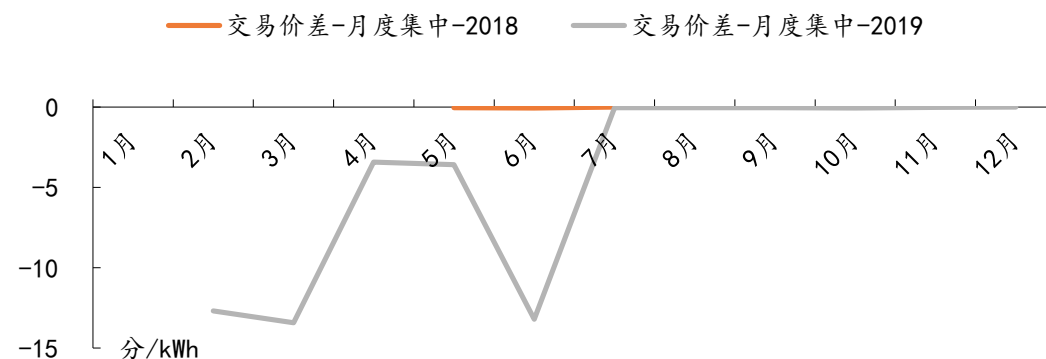
安徽：规模扩容，年度稳定、月度波动

- 安徽省在2010年首批开展电力直接交易试点。2014年4月28日，全国统一电力市场交易平台安徽试点工程上线运行，成为国内首个正式投入运营的大用户直接交易平台；上线当天，全省共有18家发电企业和5家电力用户开展了直接交易，共计成交52亿千瓦时，平均降价为26.3元/千千瓦时。2016年5月12日，安徽电力交易中心有限公司正式挂牌成立。
- 与粤、苏相比，安徽电力市场化交易中的年度长协占比更高，2017年的550亿千瓦时直接交易电量中，年度双边、集中电量分别为400亿、100亿千瓦时，合计占比90.9%；2018年两者合计520亿千瓦时，占比89.7%；2019年年度双边760亿千瓦时、年度集中5.44亿千瓦时，而月度集中交易电量较前两年大幅下降至21.98亿千瓦时，年度长协占比进一步提升至97.2%。2018、2019年直接交易的总规模分别增长了5.5%、35.8%；根据《2020年全省电力直接交易实施方案》，2020年的规模不设上限，目前已成交的年度双边和集中交易电量984.57亿千瓦时，同比增长28.7%。
- 年度长协高占比对于稳定全年交易价差起到了中流砥柱的作用，虽然2019年月度集中交易价差剧烈波动、多次出现10分/千瓦时以上的价差，但全年直接交易平均电价相比燃煤标杆的价差仍维持在3.83分/千瓦时，比2018年扩大了1.05分/千瓦时。这主要就是因为年度双边的成交价差仅微增0.08分/千瓦时，基本未发生变化。

● 安徽省电力市场月度集中竞价交易电量



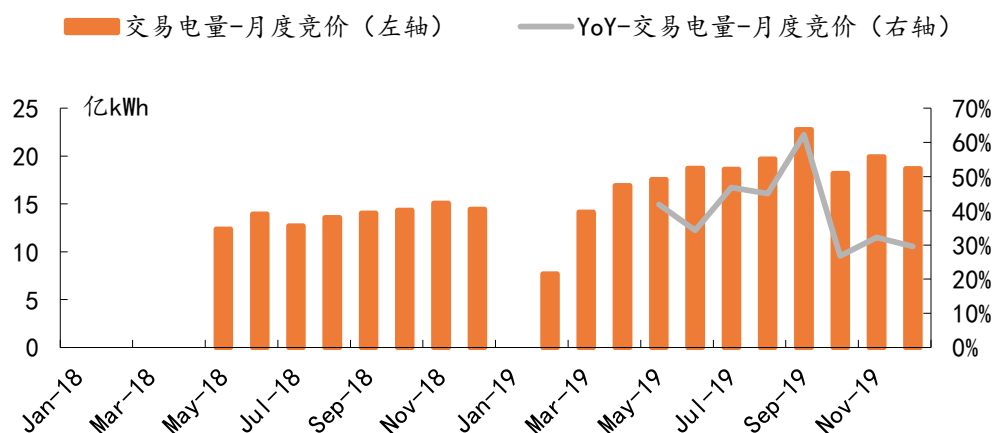
● 安徽省电力市场月度集中竞价交易价差



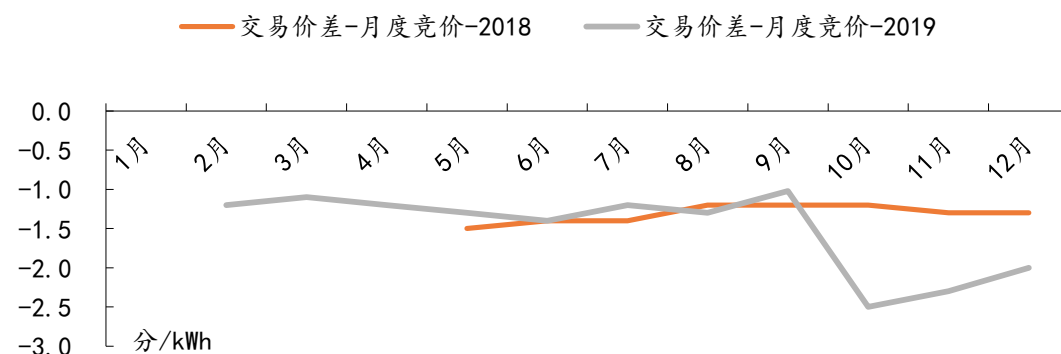
福建：长协占比、价差总体平稳

- 福建省内水、火、核、风、光占比均衡，除光伏外均参与市场化交易。其中，燃煤机组与核电机组主要参与年度双边协商及月度集中竞价交易，水电、热电联产、风电机组主要参与年度挂牌交易。
- 2018年年度双边和年度挂牌的交易电量在总市场化电量中的占比为76.3%，2019年两者合计占比69.3%；年度长协和月度竞价的交易价格基本稳定，2019年平均价差比2018年缩小了0.05分/千瓦时；市场化让利规模随着交易电量的增长从11.50亿元扩大至15.15亿元。

● 福建省电力市场月度竞价交易电量



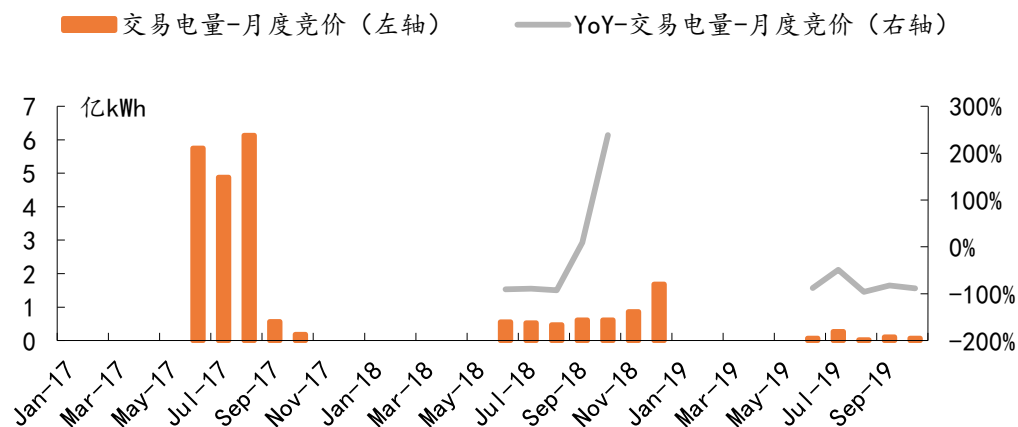
● 福建省电力市场月度竞价交易价差



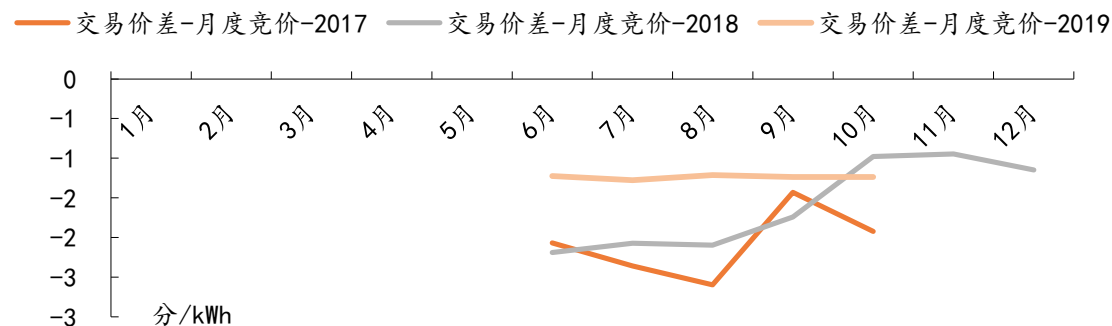
辽宁：规模提升，价差、让利缩小

- 辽宁省月度竞价交易电量在全部市场化交易中的份额极低，近两年占比已不足1%，几乎全部是年度长协电量。虽然市场化交易的规模逐年提升，2017-2019年分别达到了437.67、564.32、618.07亿千瓦时，但平均价差却由2017年2.31分/千瓦时，缩小至2018年的1.45分/千瓦时、2019年的1.18分/千瓦时。让利规模也是不升反降，近三年分别为14.02、9.67、6.73亿元。

● 辽宁省电力市场月度竞价交易电量



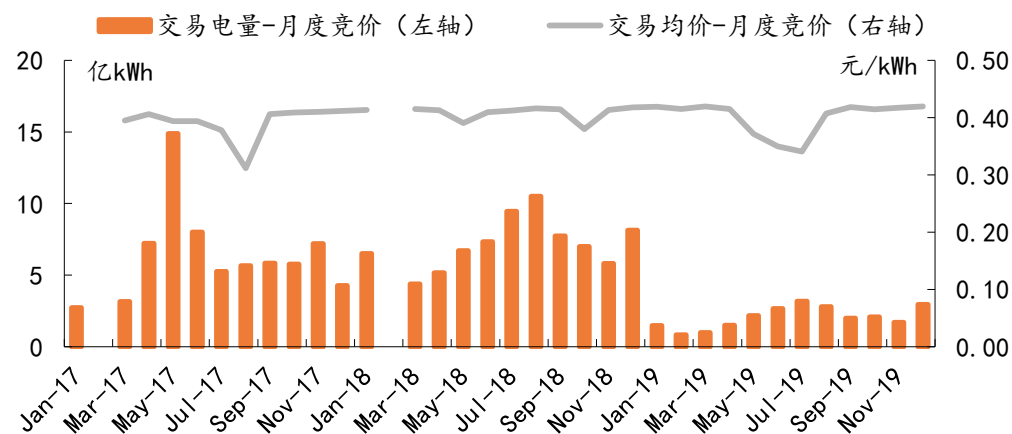
● 辽宁省电力市场月度竞价交易价差



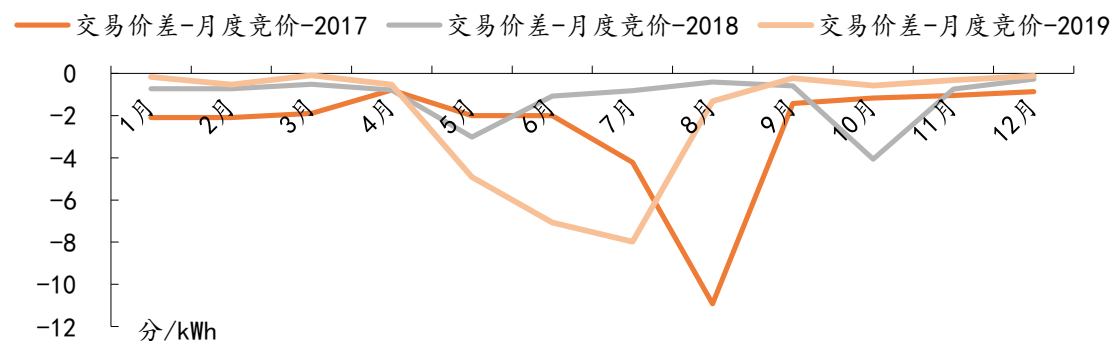
广西：丰枯区别大，长协占比低

- 2015年1月30日，广西电力交易中心内设机构开展试运营，当年完成市场化交易电量60.03亿千瓦时，占区内售电量的6.4%。2016年6月29日，广西电力交易中心正式成立。广西省电力市场化交易品种较多，包括年度长协、月度竞价、增量、专场、配套、促增长、广西送广东等。
- 虽然目前参与市场化交易的发电企业只有火电与核电，但因水电在省内的装机容量和发电量中的占比近四成，与占半数的火电相比差距不大，因此每年的6-10月丰水期内，月度竞价的交易电价均会有大幅下滑，2017-2019年丰水期内月度竞价的平均价差（参照广西省燃煤标杆上网电价）约3分/千瓦时；而平水期和枯水期内的价差约1分/千瓦时。
- 2017-2019年，广西省年度长协电量基本保持在250亿千瓦时上下，但增量和配套交易的规模迅速增长推动总规模不断提升，长协的占比也由2017年的66.1%逐步下滑至2019年的40.1%，虽然长协价差变化不大，但让利规模从15.02亿元扩大至63.44亿元（参考广西省燃煤标杆上网电价计算）。

● 广西省电力市场月度竞价交易电量



● 广西省电力市场月度竞价交易价差



长协高占比有利于稳定价格、控制让利，2020年度长协陆续签订

- 通过对各省电力市场化交易情况的观察，可见交易让利对于发电企业的影响并没有大到难以控制的地步。考虑到收入端电量以及成本端煤价的因素，电企在竞价时基本能保持理性，将让利程度控制在自身条件允许的范围内；相互间的博弈并不会以邻为壑，出现损人不利己的局面。截至目前，部分省份的2020年度长协签约结果陆续出炉，验证了我们的判断。
- 2019年11月7日，广东省发改委发布《关于2020年电力市场交易规模和市场准入有关事宜的通知》（粤发改能源函[2019]3604号），初步确定2020年广东省电力市场交易规模约2600亿千瓦时，比2019年全年总规模增长了35.0%。12月11日，广东电力交易中心发布2020年度双边协商交易结果，成交电量2117.13亿千瓦时，同比增长78%，在全年总规模中的占比提升至81.4%、同比提高近20个百分点；价差4.71分/千瓦时，比2019年的4.51分/千瓦时仅扩大了0.20分/千瓦时。
- 11月20日，江苏省发改委、江苏能源监管办发布《关于开展2020年电力市场交易的通知》（苏发改能源发[2019]1068号），规定2020年全省电力直接交易规模3150亿千瓦时左右，这与2019年全年的3122亿千瓦时的市场规模相比仅略微增长了0.8%。12月19日公布的2020年年度交易结果显示，年度双边协商交易总成交电量2420.7亿千瓦时，同比增长3.4%；价差2.54分/千瓦时，比2019年的2.18分/千瓦时扩大了0.36分/千瓦时，成交电价同比降幅1.0%。
- 12月18日，安徽省电力交易中心公布2020年度电力双边直接交易成交结果，成交电量984.57亿千瓦时，同比增长29.5%；成交电价与基准价（含脱硫、脱硝和除尘电价，不含超低排放电价）相比价差3.79分/千瓦时，比2019年3.74分/千瓦时的价差略微扩大了0.46分/千瓦时。计入年度集中交易的电量和电价后，2020年长协价差比2019年略微缩窄了0.16分/千瓦时，基本处于持平的状态。
- 12月21日，国家发改委发布《关于做好2020年电力中长期合同签订工作的通知》（发改运行[2019]1982号）。通知要求，努力实现电力中长期合同高比例签约，起步阶段即应保证市场主体电力中长期合同电量不低于上一年用电量95%或近三年平均用电量。在政策的推动下，未来长协电量的占比还有进一步提升的空间，有利于稳定市场预期、控制交易风险。
- 我们认为，在市场参与主体不断扩容、顺价机制逐步建立后，随着长协交易规模的扩大和占比的提升，未来长协电价可能会取代原燃煤标杆电价、现基准价，成为市场化交易中新的标杆参照系。



5

投资建议及风险提示

投资建议

- 通过对历史和现行电价政策的梳理，一方面可以发现原煤电标杆上网电价/现基准电价在电价体系中的核心地位，其在多个方面影响着其他各类电源的标杆、上限和无补贴电价；另一方面可以发现各电源类型中，水电与核电的上网电价相比煤电更有竞争力，而风电与光伏加速平价后竞争力也会逐步提升。在未来竞价上网的时代，具备电价优势的水电、核电相比煤电将更有竞争力。水电板块推荐水火共济、攻守兼备的国投电力，以及坐拥两座龙头水库、西电东送大湾区的华能水电，建议关注全球水电龙头长江电力；核电板块推荐享受控股股东全产业链优势的中国核电，建议关注国内装机规模最大的中广核电力（H）/中国广核（A）。
- 自2004年首次建立煤电联动机制以来，在2004至2015年这十二年间，十次执行联动、四次搁浅，其中六次上调、三次下调煤电标杆上网电价。但政策调整的时效性愈发滞后，在电力体制改革不断深入的大趋势下，也愈发显得不合时宜。已经沿用了十六年的煤电标杆电价+联动机制在2019年底如期谢幕，2020年起“基准+浮动”机制登场，开启电价新时代。电价新政使得市场对整个火电行业的前景产生疑虑，但市场化浮动调节的上网电价将逐步理顺价格传导机制和分配格局。一方面，供需格局反转后，缺电力必然会反馈在市场化电价中；另一方面，高比例长协电量可以稳定电价、控制风险。因此，我们对火电行业保持乐观。推荐全国龙头华能国际、省内装机占比高的浙能电力和申能股份，建议关注省内市场化增量有限的江苏国信、所处区域供需即将反转的湖北能源。

● 重点公司盈利预测

股票名称	股票代码	股票价格 2020/2/7	EPS				P/E				评级
			2018A	2019E	2020E	2021E	2018A	2019E	2020E	2021E	
华能国际	600011.SH	4.95	0.09	0.33	0.47	0.51	54.0	14.8	10.5	9.7	推荐
浙能电力	600023.SH	3.52	0.30	0.38	0.50	0.55	11.9	9.1	7.1	6.4	推荐
申能股份	600642.SH	5.34	0.37	0.48	0.62	0.67	14.4	11.1	8.6	7.9	推荐
中国核电	601985.SH	4.60	0.30	0.32	0.39	0.43	15.1	14.6	11.7	10.8	推荐
国投电力	600886.SH	7.97	0.64	0.72	0.72	0.75	12.4	11.0	11.0	10.6	推荐
华能水电	600025.SH	3.94	0.32	0.31	0.32	0.34	12.2	12.8	12.4	11.8	推荐
中广核电力	01816.HK	1.98	0.17	0.20	0.24	0.23	10.3	9.0	7.5	7.6	未评级
江苏国信	002608.SZ	6.84	0.68	0.82	0.82	0.90	10.1	8.3	8.3	7.6	未评级
湖北能源	000883.SZ	3.71	0.28	0.29	0.41	0.45	13.3	12.8	9.0	8.2	未评级

风险提示

- 利用小时下降：电力工业作为国民经济运转的支柱之一，供需关系的变化在较大程度上受到宏观经济运行状态的影响，将直接影响到发电设备的利用小时数。
- 上网电价降低：下游用户侧降低销售电价的政策可能向上游发电侧传导，导致上网电价降低；随着电改的推进，电力市场化交易规模不断扩大，可能拉低平均上网电价。
- 煤炭价格上升：煤炭优质产能的释放进度落后，且环保限产进一步压制了煤炭的生产和供应；用电需求的大幅增长提高了煤炭生厂商及供应商的议价能力，导致电煤价格难以得到有效控制；对于以煤机为主的火电企业，燃料成本上升将减少利润。
- 政策推进不及预期：政策对于电价的管制始终存在，仍有可能因为经济发展不及预期等原因调整电价政策。

公司声明及风险提示：

负责撰写此报告的分析师（一人或多人）就本研究报告确认：本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格。

本公司研究报告是针对与公司签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本公司研究报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。未经书面授权刊载或者转发的，本公司将采取维权措施追究其侵权责任。

证券市场是一个风险无时不在的市场。您在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。请您务必对此有清醒的认识，认真考虑是否进行证券交易。市场有风险，投资需谨慎。

免责声明：

此报告旨为发给平安证券股份有限公司（以下简称“平安证券”）的特定客户及其他专业人士。未经平安证券事先书面明文批准，不得更改或以任何方式传送、复印或派发此报告的材料、内容及其复印本予任何其他人。

此报告所载资料的来源及观点的出处皆被平安证券认为可靠，但平安证券不能担保其准确性或完整性，报告中的信息或所表达观点不构成所述证券买卖的出价或询价，报告内容仅供参考。平安证券不对因使用此报告的材料而引致的损失而负上任何责任，除非法律法规有明确规定。客户并不能仅依靠此报告而取代行使独立判断。

平安证券可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告及该等报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法。报告所载资料、意见及推测仅反映分析员于发出此报告日期当日的判断，可随时更改。此报告所指的证券价格、价值及收入可跌可升。为免生疑问，此报告所载观点并不代表平安证券的立场。

平安证券在法律许可的情况下可能参与此报告所提及的发行商的投资银行业务或投资其发行的证券。

平安证券股份有限公司2020版权所有。保留一切权利。