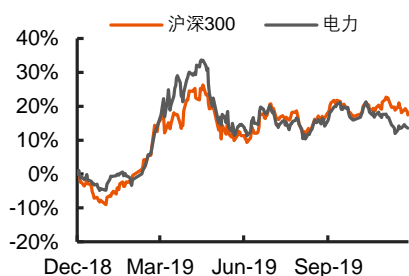


电力行业 2020 年度策略报告

不破不立，除旧迎新

强于大市（上调）

行情走势图



相关研究报告

《行业动态跟踪报告*电力*水落核缓火风起,东南沿海全面回暖》 2019-11-20

《行业动态跟踪报告*电力*水落火起,景气度提升》 2019-11-04

《行业动态跟踪报告*电力*水落火起,二产回归常态》 2019-10-22

《行业专题报告*电力*电力行业全景图——核电产业链篇》 2019-10-08

《行业动态跟踪报告*电力*线损扰动二产增速,核电利用小时回升》 2019-09-20

证券分析师

严家源 投资咨询资格编号
S1060518110001
021-20665162
YANJIAYUAN712@PINGAN.COM.CN

请通过合法途径获取本公司研究报告,如经由未经许可的渠道获得研究报告,请慎重使用并注意阅读研究报告尾页的声明内容。

- 回顾 2019: 用电增速如期放缓, 盈利持续提升。**受社会经济趋势下行的影响, 叠加 2018 年冬季寒潮和夏季高温导致用电量超预期增长带来的高基数因素, 各产业用电量增速全面回落。1-10 月份, 全国全社会用电量 5.92 万亿千瓦时, 同比增长 4.4%, 比上年同期回落 4.3 个百分点, 位于我们在上个年度策略报告中预测的保守假设区间内。需求侧增长放缓同步传导至供给侧。1-10 月份, 全国规模以上电厂发电量 5.85 万亿千瓦时, 同比增长 3.1%, 比上年同期回落 4.1 个百分点。水电表现亮眼、火电持续修复, 全行业营收、利润持续提升。
- 展望 2020: 电价新政暗潮涌动, 浮动机制打开想象空间。**已经沿用了十六年的煤电标杆电价+联动机制如期谢幕, 2020 年起“基准+浮动”机制登场, 开启电价新时代。虽然市场对于 2020 年只降不升的政策压制持悲观态度, 但我们认为浮动机制有望逐步理顺上、中、下游的价格传导机制和利益分配格局, 打开电价的想象空间。通过观察广东和江苏这两个市场化交易规模最大的火电大省的价差和让利情况, 可见市场化对于发电企业的影响并不会大到难以控制的地步。
- 火电: 倒春寒难改行业复苏。**除了类似“涨跌停板”的上、下幅度限制外, 电价新政适用电量有限, 且在环保电价、容量电价方面构成长期利好。2019 年电煤价格走势前高后低、回归绿色区间, 浮动电价机制打通了电煤价格在上网电价中的传导路径, 2020 年仍有进一步下行的空间。虽然上半年用电需求疲弱叠加水电高出力、核电装机大幅增长带来的强势表现, 压制了火电的出力, 但三季度起水电出力回落、火电出力提升。2019 年夏季全国主要流域的来水及蓄水情况不佳, 如果用电需求回暖, 则火电出力有望进一步增长。
- 核电: 看点在增量。**电价新政明确核电标杆电价体系平稳过渡, 打消不确定性的预期。新增装机大幅增长及部分核电大省用电需求疲软导致利用小时同比下滑, 但三季度起, 粤、苏、浙、沪、闽的发、用电需求开始回暖, 2020 年利用小时有望进一步回升。“华龙一号”首堆即将投产, 新机组审批提速。华能、大唐等传统火电企业对核电牌照及控股权的追求将逐步改变现有的核电运营商竞争格局, 带来新的变量和新的动能。
- 水电: 蛰伏。**2019 年是水电大年, 但丰水期来水不佳, 2020 年出力大概率趋缓。电价新政同样实现大水电外送电价体系的平稳过渡, 但在“十四五”新协议的商讨过程中或会出现博弈局面。川云地区部分在建大型水电项目将从 2020 年起陆续投产, “十四五”将迎来新一轮增长。
- 投资建议:** 2019 年水电出力增长、火电盈利修复, 行业景气度持续提升。虽然连续两年下调用户侧电价使发电侧持续承压, 但采用市场化浮动机制的新煤电上网电价政策在涨价预期、定价权利、联动范围、涨价空间、降价限制、调整频率方面颇具看点; 即使 2020 年电价暂不能上浮, 但未来

有望逐步理顺上、中、下游的价格传导机制和利益分配格局，打开了电价的想象空间，因此我们上调行业评级至“强于大市”。2020年，火电盈利三要素中电价风险可控、利用小时和煤价的改善趋势不变，推荐全国龙头华能国际，以及长三角区域龙头浙能电力、申能股份；核电的利用小时有望回升，华龙新机组的提速、竞争格局的变化值得关注，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）；水电的利用小时大概率回落，川云地区新电站陆续投产将带来新一轮增长，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。

- **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、降水量减少：水电的经营业绩主要取决于来水和消纳情况。5、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；电力供需状态可能影响新机组的开工建设。

股票名称	股票代码	股票价格		EPS			P/E			评级	
		2019-11-29	2018A	2019E	2020E	2021E	2018A	2019E	2020E		2021E
华能国际	600011.SH	5.99	0.09	0.33	0.47	0.51	65.4	17.9	12.7	11.7	推荐
申能股份	600642.SH	5.93	0.37	0.48	0.62	0.67	16.0	12.4	9.6	8.8	推荐
浙能电力	600023.SH	3.85	0.30	0.38	0.50	0.55	13.0	10.0	7.7	7.0	推荐
中国核电	601985.SH	4.86	0.30	0.32	0.39	0.43	16.0	15.4	12.4	11.4	推荐
国投电力	600886.SH	8.37	0.64	0.72	0.72	0.75	13.0	11.6	11.6	11.2	推荐
华能水电	600025.SH	4.18	0.32	0.31	0.32	0.34	13.0	13.6	13.1	12.5	推荐
中广核电力	01816.HK	1.96	0.17	0.20	0.24	0.23	10.2	8.9	7.5	7.5	未评级

注：股价单位为原始货币，EPS单位为人民币，PE按照当日汇率换算；中广核电力EPS已根据A股IPO发行情况调整。

正文目录

一、	2020 年度投资策略：买入火电，持有水、核	7
1.1	2020 年度投资策略简述	7
1.2	2019 年度投资策略回头看	7
二、	回顾 2019：用电增速如期放缓，盈利持续提升	10
2.1	需求侧：用电增速如期放缓，三产及居民持续提升	10
2.2	供给侧：火电占据过半装机增量，水电利用小时表现亮眼	12
2.3	业绩：盈利持续提升	17
三、	展望 2020：电价新政暗潮涌动，浮动机制打开想象空间	18
3.1	标杆+联动如期谢幕，基准+浮动登上舞台	18
3.2	市场的悲观：电价再度承压	21
3.3	我们的乐观：电价想象空间打开，一切皆有可能	22
四、	火电：倒春寒难改行业复苏	25
4.1	核心要素：电价让利可控，浮动机制传导压力	25
4.2	推荐标的：华能国际、申能股份、浙能电力	31
五、	核电：看点在增量	32
5.1	核心要素：电价预期维稳，电量仍有提升空间	32
5.2	关注热点：华龙有望再提速，竞争格局或有变	34
5.3	推荐标的：中国核电	36
六、	水电：蛰伏	36
6.1	核心要素：电价风险暂消，电量大概率趋缓	36
6.2	关注热点：新一轮水电投产高峰将至	37
6.3	推荐标的：国投电力、华能水电	38
七、	投资建议	39
7.1	行业评级	39
7.2	盈利预测	39
八、	风险提示	40

图表目录

图表 1	2020 年投资策略逻辑图	7
图表 2	2019 年 1 月 1 日-11 月 29 日, 热电板块涨幅最大, 光伏发电板块跌幅最大	8
图表 3	2019 年 1 月 1 日-11 月 29 日, 电力板块涨、跌幅前 10 个股	8
图表 4	2019 年 1 月 1 日-11 月 29 日, 电力(申万)指数上涨 7.25%, 在 102 个申万二级指数中排第 61 位	9
图表 5	国内生产总值变化趋势	10
图表 6	三大产业对 GDP 增长的贡献	10
图表 7	2019 年 1-10 月全社会用电量同比增长 4.4%	10
图表 8	2019 年 1-10 月第一产业用电量同比增长 5.2%	11
图表 9	2019 年 1-10 月第二产业用电量同比增长 3.0%	11
图表 10	2019 年 1-10 月第三产业用电量同比增长 9.3%	11
图表 11	2019 年 1-10 月居民生活用电量同比增长 5.9%	11
图表 12	1-10 月用电增量分产业构成	11
图表 13	1-10 月用电增量分产业占比	11
图表 14	2019 年 1-10 月用电量结构(单位: 亿 kWh)	12
图表 15	2018 年 1-10 月用电量结构(单位: 亿 kWh)	12
图表 16	2019 年 1-10 月全国规模以上电厂发电量同比增长 3.1%	12
图表 17	2019 年 1-10 月水电发电量同比增长 6.5%	13
图表 18	2019 年 1-10 月火电发电量同比增长 1.1%	13
图表 19	2019 年 1-10 月核电发电量同比增长 19.3%	13
图表 20	2019 年 1-10 月风电发电量同比增长 9.7%	13
图表 21	2019 年 1-10 月发电量结构	13
图表 22	2018 年 1-10 月发电量结构	13
图表 23	2019 年 10 月底全国装机容量同比增长 5.8%	14
图表 24	2019 年 1-10 月全国新增装机同比下降 20.8%	14
图表 25	2019 年 10 月底水电装机容量同比增长 1.3%	14
图表 26	2019 年 1-10 月水电新增装机同比下降 58.8%	14
图表 27	2019 年 10 月底火电装机容量同比增长 4.8%	15
图表 28	2019 年 1-10 月火电新增装机同比增长 20.0%	15
图表 29	2019 年 10 月底核电装机容量同比增长 20.3%	15
图表 30	2019 年 1-10 月核电新增装机同比下降 13.2%	15
图表 31	2019 年 10 月底风电装机容量同比增长 12.2%	15
图表 32	2019 年 1-10 月风电新增装机同比增长 1.3%	15

图表 33	2019 年 10 月底发电设备装机结构	16
图表 34	2018 年 10 月底发电设备装机结构	16
图表 35	2019 年 1-10 月全国发电设备累计平均利用小时同比减少 55 小时	16
图表 36	2019 年 1-10 月水电利用小时同比增加 162 小时	17
图表 37	2019 年 1-10 月火电利用小时同比减少 100 小时	17
图表 38	2019 年 1-10 月核电利用小时同比减少 44 小时	17
图表 39	2019 年 1-10 月风电利用小时同比减少 36 小时	17
图表 40	1Q-3Q19 电力行业营业收入同比增长 15.1%	18
图表 41	1Q-3Q19 电力行业营业成本同比增长 11.4%	18
图表 42	1Q-3Q19 电力行业归母净利润同比增长 28.3%	18
图表 43	1Q-3Q19 电力行业利润率稳中有进	18
图表 44	2004 年至今煤电标杆上网电价调整与电煤价格走势的关系	19
图表 45	2004-2015 年煤电价格联动执行情况	19
图表 46	煤电联动执行与 CPI、PPI、PMI 变动关联性对比	20
图表 47	《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》主要内容	21
图表 48	2019 年 9 月 16 日-11 月 15 日电力指数、火电指数走势	21
图表 49	煤电盈利模型测算（电价与煤价等效机制）	23
图表 50	广东省电力市场月度市场化交易电量	24
图表 51	广东省电力市场月度市场化交易价差	24
图表 52	2019 年广东省电力市场交易价差稳定并收窄	24
图表 53	江苏省电力市场月度集中竞价交易电量	25
图表 54	江苏省电力市场月度集中竞价交易价差对比	25
图表 55	江苏省电力市场月度挂牌交易电量	25
图表 56	江苏省电力市场月度挂牌交易价差对比	25
图表 57	2018 年大型发电集团各类电源市场交易情况汇总	26
图表 58	2017 年 7 月 1 日后全国各省（区、市）煤电标杆上网电价结构	26
图表 59	2018 年各省（区、市）火电利用小时	27
图表 60	6 大发电集团日均耗煤量	28
图表 61	6 大发电集团煤炭库存可用天数	28
图表 62	全国电煤价格指数（CTCI 指数）	28
图表 63	环渤海动力煤(Q5500K)平均价格指数	28
图表 64	秦皇岛港动力煤平仓价	28
图表 65	中国沿海电煤采购价格指数（CECI 沿海指数）	28
图表 66	煤电盈利模型测算（电价与煤价顺价机制，电价上调 10%）	29
图表 67	煤电盈利模型测算（电价与煤价顺价机制，电价下调 15%）	29
图表 68	2019 年水电发电量增速前高后低	30

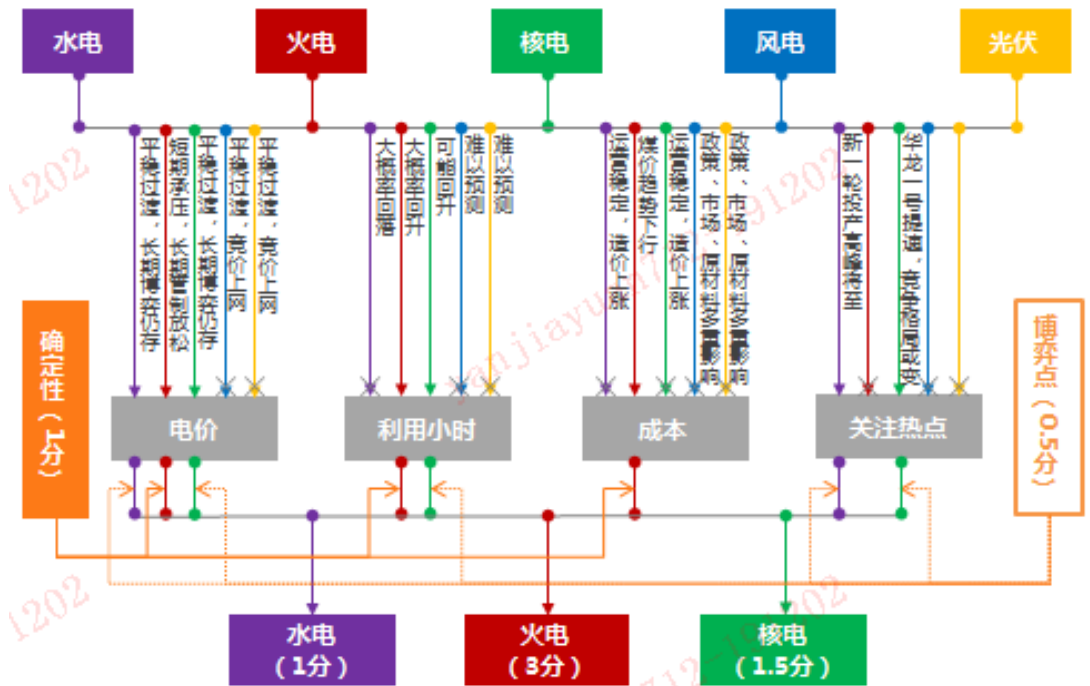
图表 69	2019 年核电发电量增速前高后低.....	30
图表 70	2019 年火电发电量增速前低后高.....	30
图表 71	1Q-3Q19 火电板块营业收入同比增长 11.2%.....	30
图表 72	1Q-3Q19 火电板块营业成本同比增长 7.5%.....	30
图表 73	1Q-3Q19 火电板块归母净利润同比增长 44.4%.....	31
图表 74	1Q-3Q19 火电板块利润率明显改善	31
图表 75	在运核电机组与所在地区煤电标杆电价对比	32
图表 76	2019 年 1-6 月各省（区、市）全社会用电量及其增速	33
图表 77	2019 年 1-6 月各省（区、市）发电量及其增速	33
图表 78	2018 年核电装机容量同比增长 20.3%.....	33
图表 79	2019 年核电利用小时同比减少 0.7%.....	33
图表 80	国内应用的五种三代核电技术对比.....	34
图表 81	国内核电装机容量预测.....	35
图表 82	国内核电机组数预测	35
图表 83	国内在运核电机组权益装机容量拆分（截至 2019 年 10 月 30 日）	36
图表 84	国内在建核电机组权益装机容量拆分（截至 2019 年 10 月 30 日）	36
图表 85	1Q-3Q19 水电板块营业收入同比增长 18.4%	37
图表 86	1Q-3Q19 水电板块营业成本同比增长 25.1%	37
图表 87	1Q-3Q19 水电板块归母净利润同比增长 11.7%.....	37
图表 88	1Q-3Q19 水电板块利润率略有下滑	37
图表 89	全球装机容量前十大水电站（含在建工程），五座在中国（单位：万 kW）	38
图表 90	雅砻江水电中游电站规划	38
图表 91	重点公司盈利预测	39

一、2020 年度投资策略：买入火电，持有水、核

1.1 2020 年度投资策略简述

2020 年全行业最大的变量以及矛盾点即是煤电标杆这一上网电价体系的核心由“标杆+联动”机制转为“基准+浮动”机制，此外盈利模型中的另外两个关键要素——利用小时和成本也存在变数。结合三要素以及潜在的市场关注热点，通过评分机制确认我们的投资策略——买入火电，持有水、核。

图表1 2020 年投资策略逻辑图

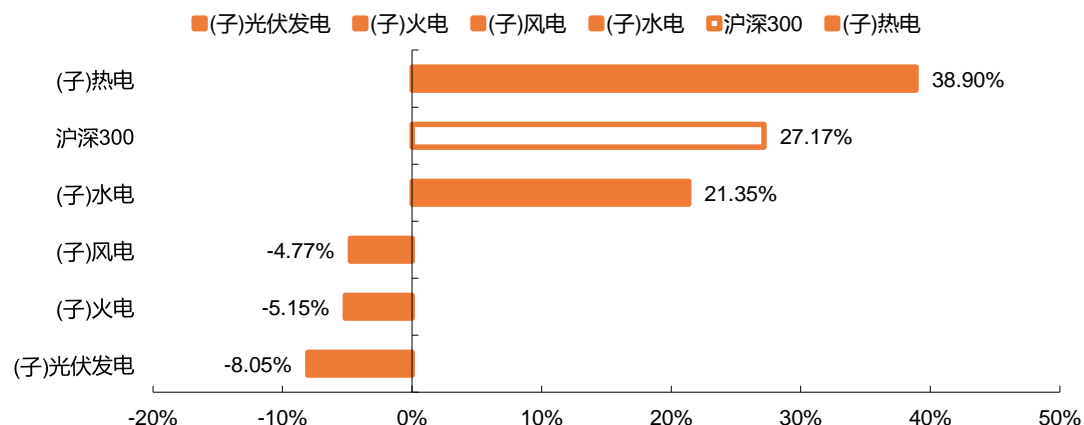


资料来源:平安证券研究所

1.2 2019 年度投资策略回头看

行情回顾：截止 11 月 29 日，电力（申万）指数上涨 7.25%，跑输沪深 300 指数 19.92 个百分点，在 102 个申万二级指数中排第 61 位。各子板块中热电表现最好，上涨 38.90%；光伏发电表现最差，下跌 8.05%。板块年内涨幅前五的公司是岷江水电、深南电 A、西昌电力、富春环保、联美控股；跌幅前五的是东旭蓝天、*ST 科林、江苏新能、*ST 华源、华电国际。我们建议关注的重点公司中有 3 家涨幅处于板块上游：华能水电（37.53%）、申能股份（25.78%）、长江电力（18.63%）。

图表2 2019年1月1日-11月29日，热电板块涨幅最大，光伏发电板块跌幅最大



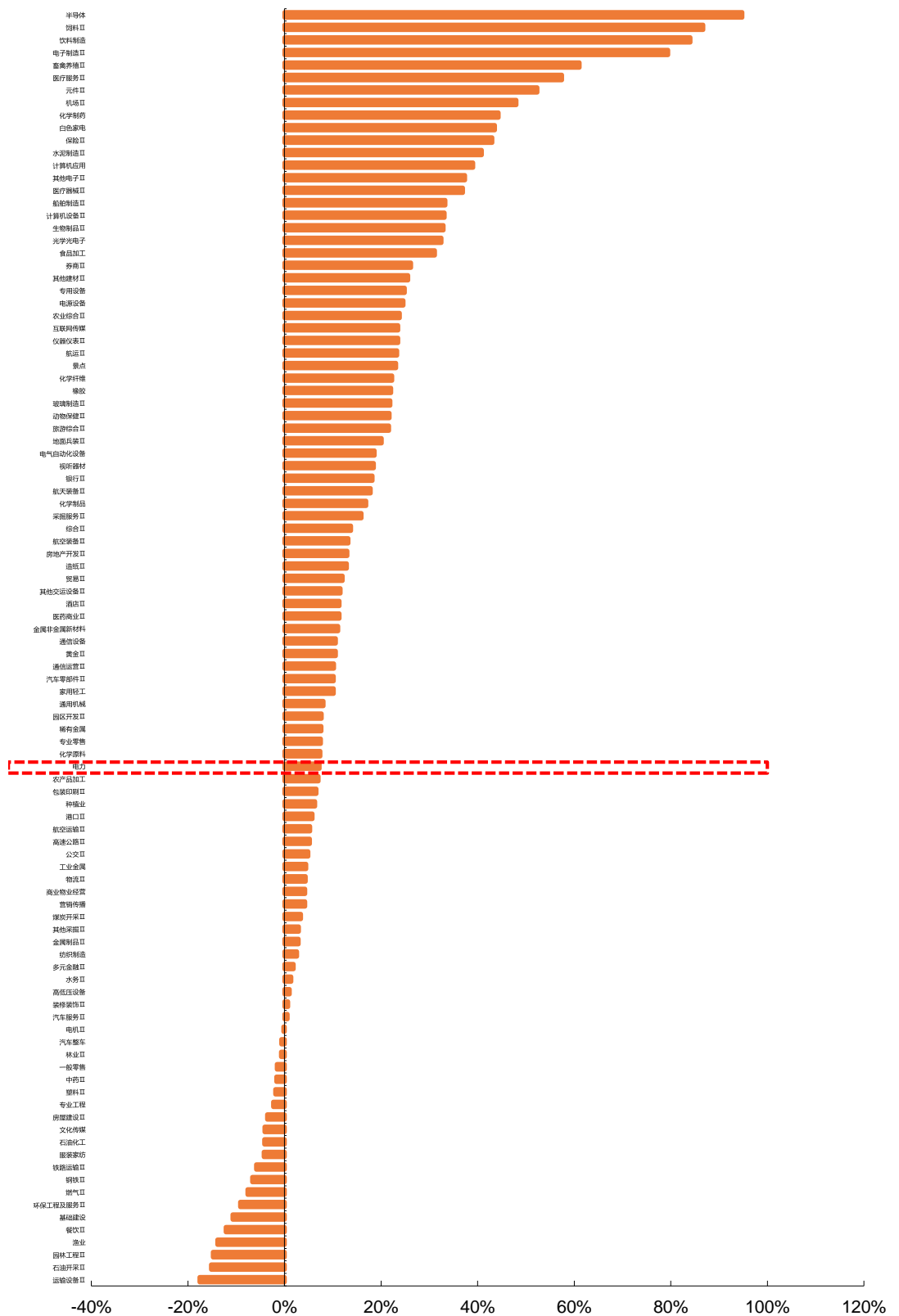
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表3 2019年1月1日-11月29日，电力板块涨、跌幅前10个股

涨幅榜		跌幅榜	
岷江水电	191.00%	东旭蓝天	-47.98%
深南电 A	142.23%	*ST 科林	-46.49%
西昌电力	95.02%	江苏新能	-28.80%
富春环保	93.53%	*ST 华源	-26.41%
联美控股	74.22%	华电国际	-20.47%
韶能股份	68.54%	大唐发电	-20.42%
银星能源	67.91%	嘉泽新能	-18.41%
新能泰山	66.28%	华能国际	-17.54%
东方能源	64.79%	浙能电力	-15.27%
涪陵电力	63.39%	珈伟新能	-14.89%

资料来源: Wind, 平安证券研究所

图4 2019年1月1日-11月29日，电力（申万）指数上涨7.25%，在102个申万二级指数中排第61位



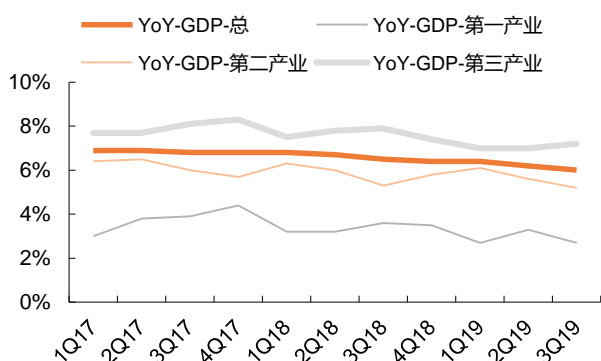
资料来源: Wind, 平安证券研究所

二、 回顾 2019：用电增速如期放缓，盈利持续提升

2.1 需求侧：用电增速如期放缓，三产及居民持续提升

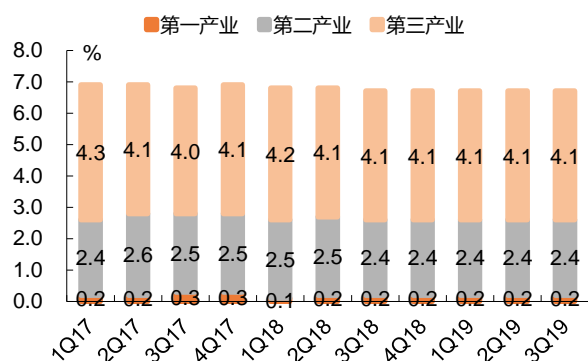
2019 年前三季度国内生产总值 69.78 万亿元，按可比价格计算同比增长 6.2%，比上半年回落 0.1 个百分点。分季度看，一季度同比增长 6.4%，二季度增长 6.2%，三季度增长 6.0%；分产业看，第一产业同比增长 2.9%，比上年同期回落 0.5 个百分点；第二产业增长 5.6%，比上年同期回落 0.3 个百分点；第三产业增长 7.0%，比上年同期回落 0.7 个百分点。

图表5 国内生产总值变化趋势



资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表6 三大产业对 GDP 增长的贡献

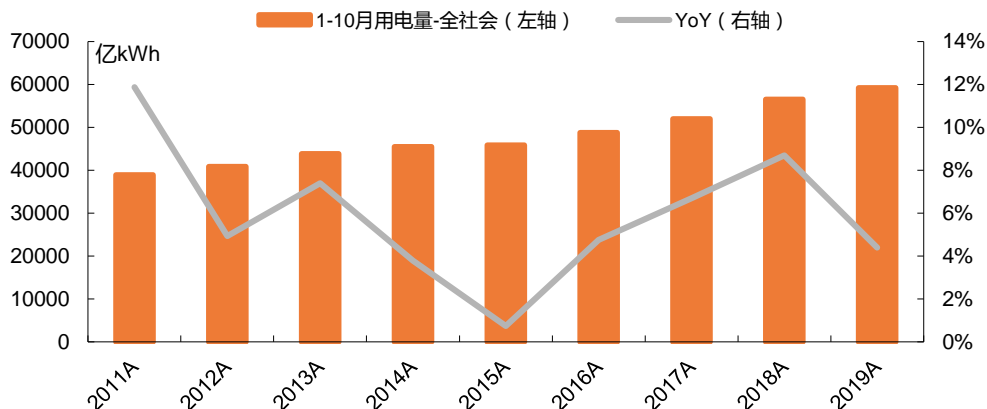


资料来源: Wind, 平安证券研究所

受社会经济趋势下行的影响，叠加 2018 年冬季寒潮和夏季高温导致用电量超预期增长带来的高基数因素，各产业用电量增速全面回落。1-10 月份，全国全社会用电量 59232 亿千瓦时，同比增长 4.4%，比上年同期回落 4.3 个百分点，位于我们在上个年度策略报告中预测的保守假设区间内。分产业看：

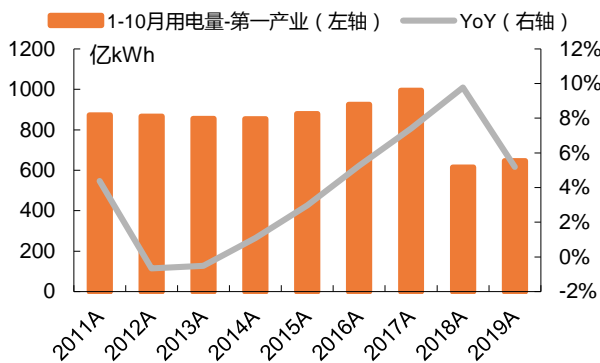
- 第一产业用电量 647 亿千瓦时，同比增长 5.2%，比上年同期回落 4.6 个百分点；
- 第二产业用电量 39867 亿千瓦时，同比增长 3.0%，比上年同期回落 4.2 个百分点；
- 第三产业用电量 9941 亿千瓦时，同比增长 9.3%，比上年同期回落 3.8 个百分点；
- 城乡居民生活用电量 8777 亿千瓦时，同比增长 5.9%，比上年同期回落 5.2 个百分点。

图表7 2019 年 1-10 月全社会用电量同比增长 4.4%



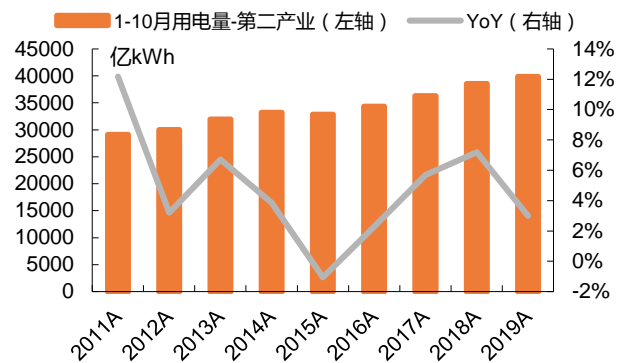
资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表8 2019年1-10月第一产业用电量同比增长5.2%



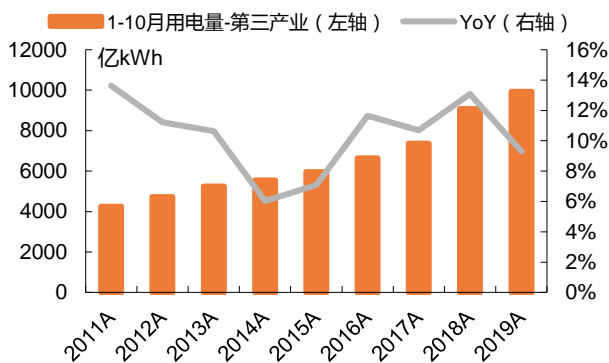
资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所 注: 2018年3月起统计口径调整, 部分一产划至三产。

图表9 2019年1-10月第二产业用电量同比增长3.0%



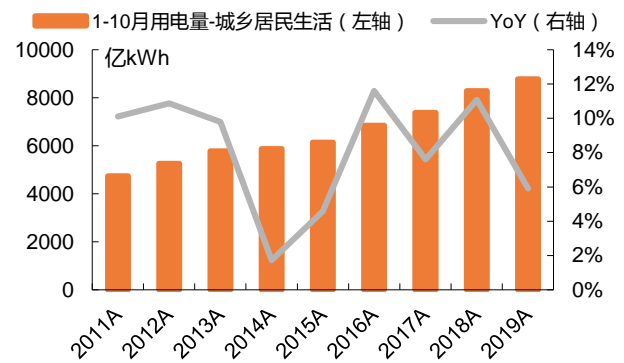
资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表10 2019年1-10月第三产业用电量同比增长9.3%



资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所 注: 2018年3月起统计口径调整, 部分一产划至三产。

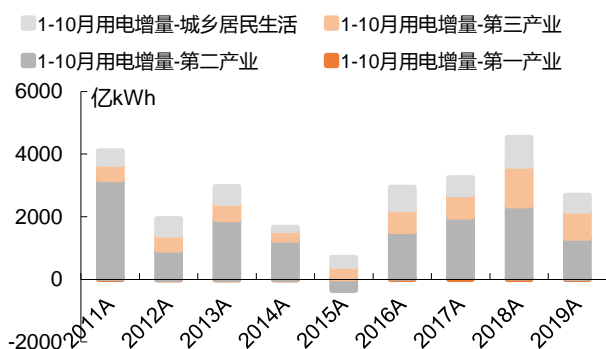
图表11 2019年1-10月居民生活用电量同比增长5.9%



资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

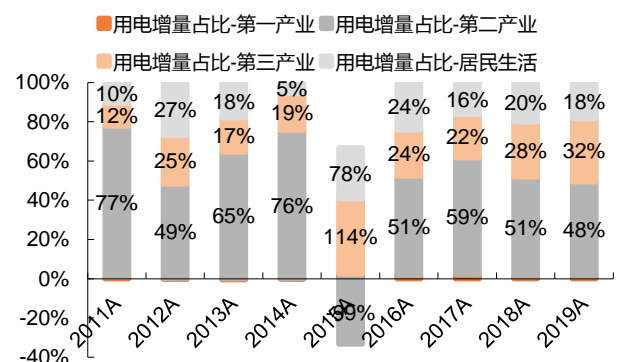
从用电增量的构成来看, 2019年前10月全社会用电量同比增长的2680亿千瓦时中, 第一产业贡献了32亿千瓦时的用电增量, 占比1.2%; 第二产业贡献了1292亿千瓦时, 占比48.2%; 第三产业贡献了863亿千瓦时, 占比32.2%; 城乡居民生活贡献了492亿千瓦时, 占比18.4%。

图表12 1-10月用电增量分产业构成



资料来源: 国家统计局, 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表13 1-10月用电增量分产业占比

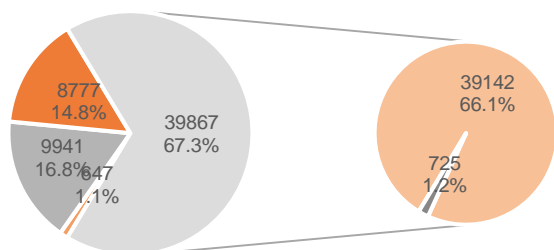


资料来源: 国家统计局, 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

从需求结构上来看，三产和居民生活用电量的占比进一步提升。对比 2019 年与 2018 年前 10 月的分产业用电量情况，可以发现：一产占比基本持平，二产占比下滑 0.9 个百分点，三产和居民生活用电量占比分别上升了 0.7、0.2 个百分点。

图表14 2019年1-10月用电量结构(单位:亿 kWh)

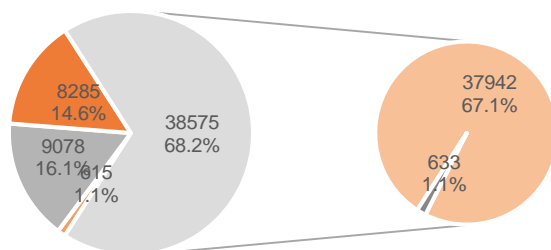
■ 第一产业 ■ 第三产业 ■ 城乡居民生活 ■ 工业 ■ 其他二产



资料来源: 国家统计局, 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表15 2018年1-10月用电量结构(单位:亿 kWh)

■ 第一产业 ■ 第三产业 ■ 城乡居民生活 ■ 工业 ■ 其他二产



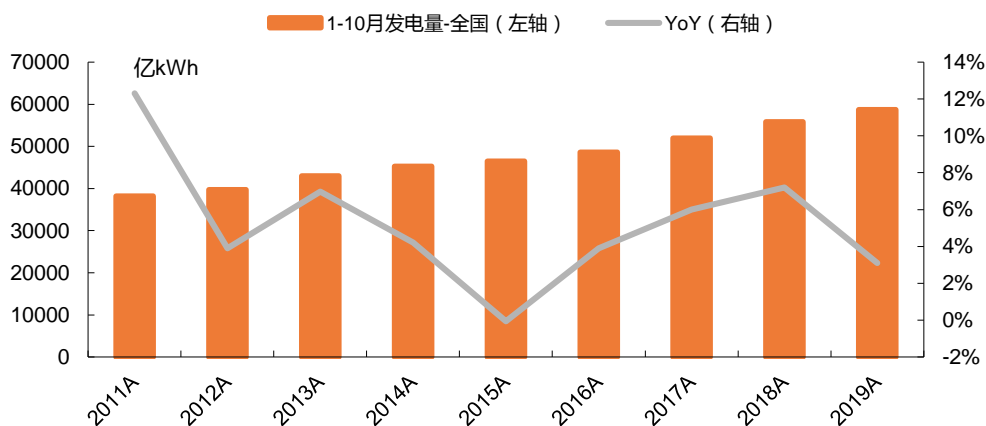
资料来源: 国家统计局, 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

2.2 供给侧：火电占据过半装机增量，水电利用小时表现亮眼

需求侧增长放缓同步传导至供给侧。1-10 月份，全国规模以上电厂发电量 58472 亿千瓦时，同比增长 3.1%，比上年同期回落 4.1 个百分点。其中：

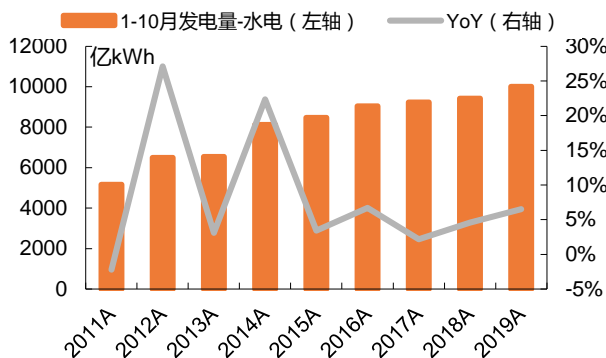
- 全国规模以上水电发电量 10013 亿千瓦时，同比增长 6.5%，比上年同期提高 1.5 个百分点；
- 全国规模以上火电发电量 42041 亿千瓦时，同比增长 1.1%，比上年同期回落 5.5 个百分点；
- 全国核电发电量 2826 亿千瓦时，同比增长 19.3%，比上年同期提高 4.3 个百分点；
- 全国规模以上风电发电量 3250 亿千瓦时，同比增长 9.7%，比上年同期回落 13.4 个百分点。

图表16 2019年1-10月全国规模以上电厂发电量同比增长3.1%



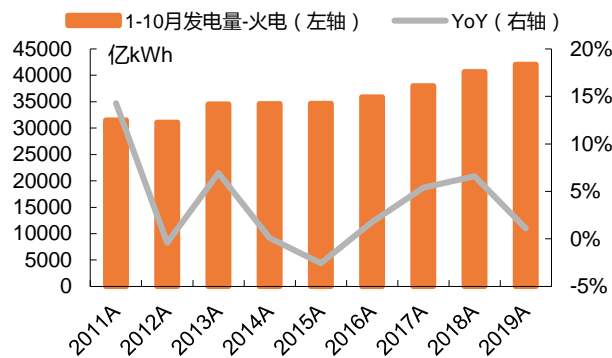
资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表17 2019年1-10月水电发电量同比增长6.5%



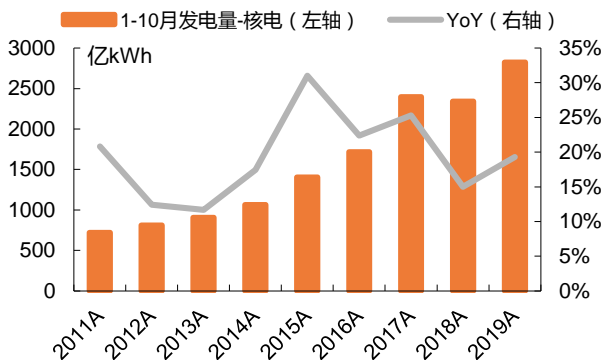
资料来源:国家能源局,中电联,平安证券研究所

图表18 2019年1-10月火电发电量同比增长1.1%



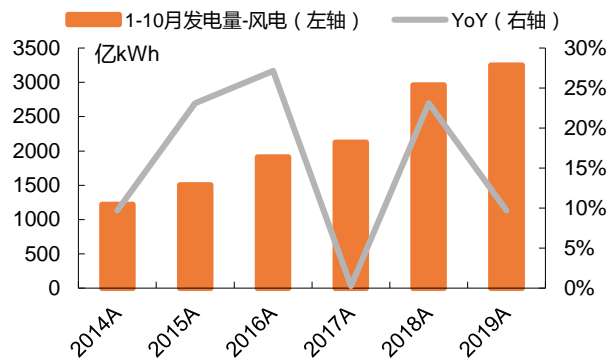
资料来源:国家能源局,中电联,平安证券研究所

图表19 2019年1-10月核电发电量同比增长19.3%



资料来源:国家能源局,中电联,平安证券研究所

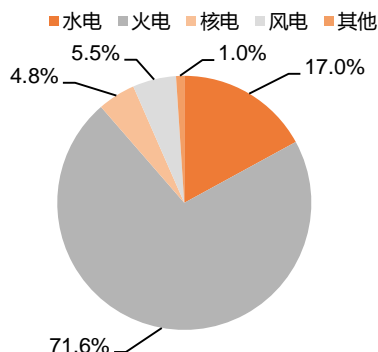
图表20 2019年1-10月风电发电量同比增长9.7%



资料来源:国家能源局,中电联,平安证券研究所

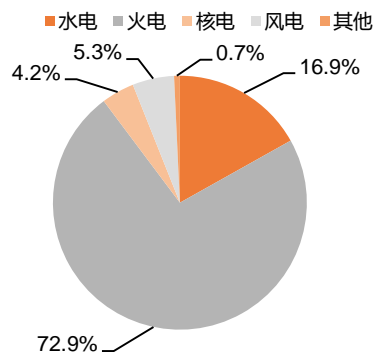
与上年同期相比,2019年1-10月火电发电量在总发电量中的占比下降1.3个百分点,水电、核电、风电分别上升了0.2、0.6、0.2个百分点。

图表21 2019年1-10月发电量结构



资料来源:国家统计局,国家能源局,中电联,平安证券研究所

图表22 2018年1-10月发电量结构



资料来源:国家统计局,国家能源局,中电联,平安证券研究所

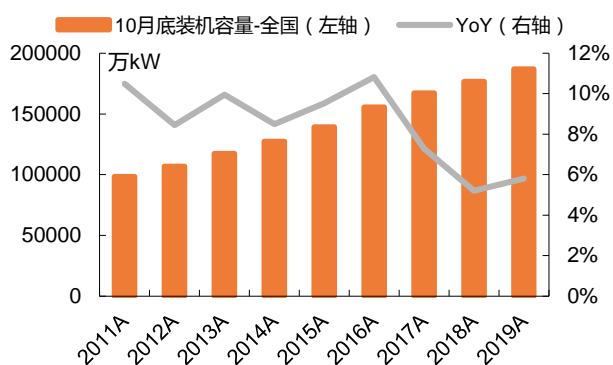
2.2.1 装机容量：火电占据过半增量

1-10月全国主要发电企业新增装机容量7117万千瓦，比上年同期少投产1867万千瓦。五大电源类型中，火电、风电装机增长加快。1-10月全国新增水电装机容量292万千瓦、火电新增3237万千瓦、核电新增409万千瓦、风电新增1466万千瓦、光伏发电新增1714万千瓦，与上年同期相比，分别减少416万千瓦、增加539万千瓦、减少63万千瓦、增加20万千瓦、减少1937万千瓦。截至2019年10月底，全国规模以上电厂发电设备容量18.69亿千瓦，同比增长5.8%，比上年同期提高0.6个百分点。其中，

- 水电装机容量3.09亿千瓦，同比增长1.3%，比上年同期回落1.9个百分点；
- 火电装机容量11.74亿千瓦，同比增长4.8%，比上年同期提高1.9个百分点；
- 核电装机容量4874万千瓦，同比增长20.3%，比上年同期提高7.1个百分点；
- 风电装机容量1.99亿千瓦，同比增长12.2%，比上年同期提高0.6个百分点；
- 光伏发电装机容量1.38亿千瓦，同比增长12.3%。

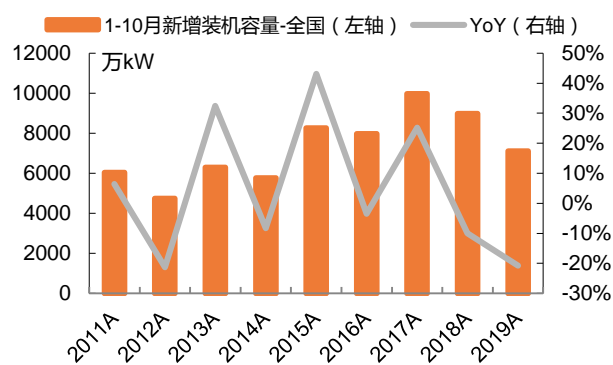
虽然新增装机同比减少，但装机容量增速提高，我们认为这主要是因为前期煤电停建、缓建机组在2018、2019年陆续以应急调峰机组的名义投产，统计口径不一致造成了统计数据出现较大出入。对比同期装机容量，2019年前10个月全国新增规上电厂装机10339万千瓦，其中火电新增5416万千瓦，占比52.4%。

图表23 2019年10月底全国装机容量同比增长5.8%



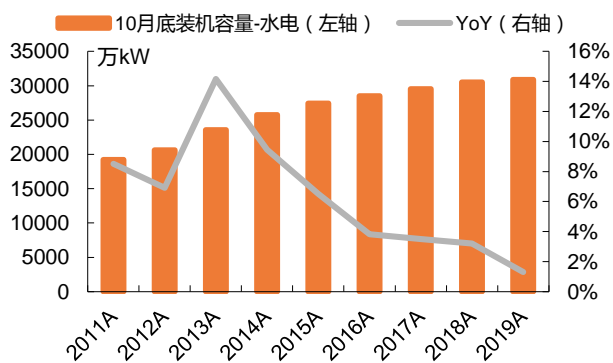
资料来源：国家能源局，中电联，平安证券研究所

图表24 2019年1-10月全国新增装机同比下降20.8%



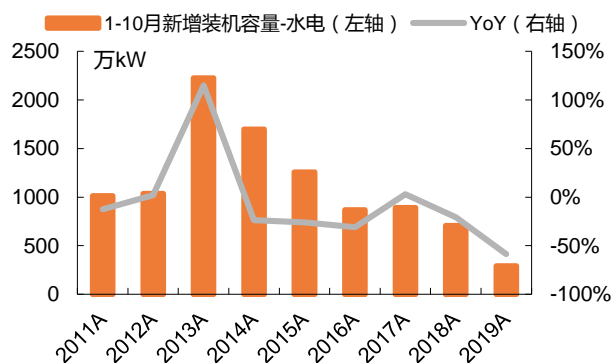
资料来源：国家能源局，中电联，平安证券研究所

图表25 2019年10月底水电装机容量同比增长1.3%



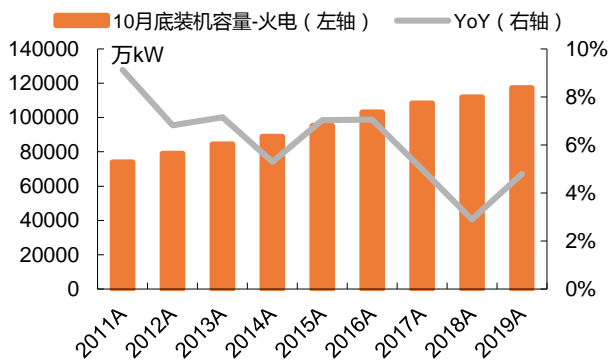
资料来源：国家能源局，中电联，平安证券研究所

图表26 2019年1-10月水电新增装机同比下降58.8%



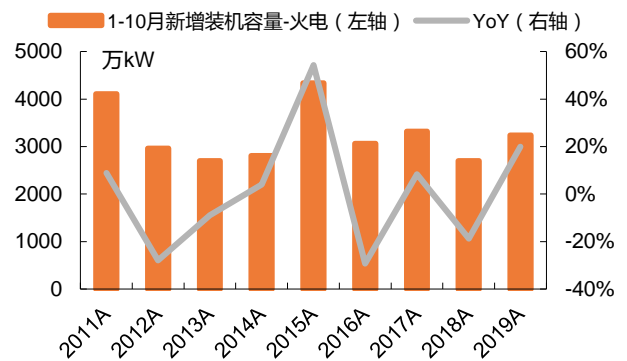
资料来源：国家能源局，中电联，平安证券研究所

图表27 2019年10月底火电装机容量同比增长4.8%



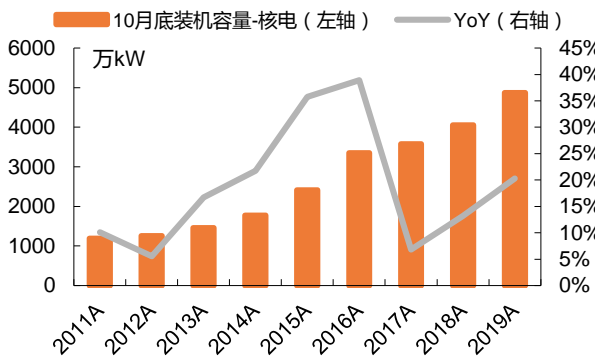
资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表28 2019年1-10月火电新增装机同比增长20.0%



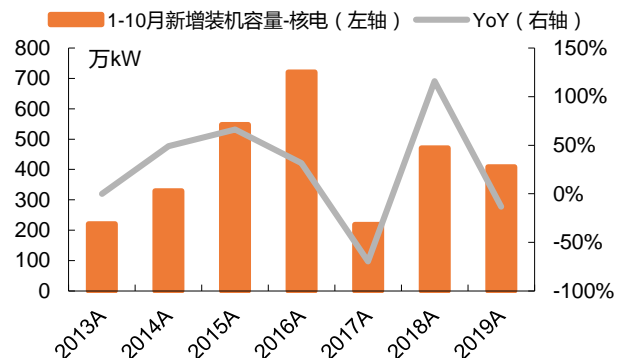
资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表29 2019年10月底核电装机容量同比增长20.3%



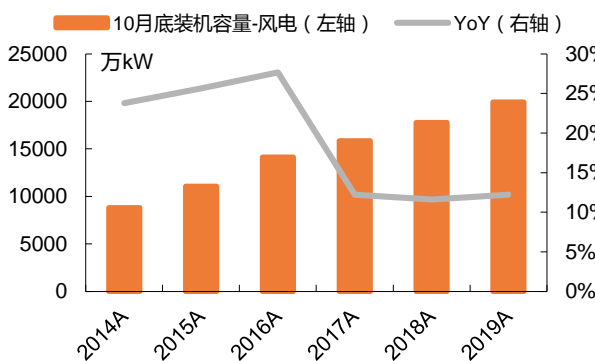
资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表30 2019年1-10月核电新增装机同比下降13.2%



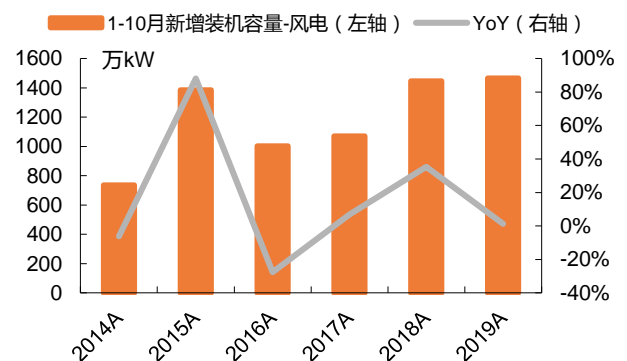
资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表31 2019年10月底风电装机容量同比增长12.2%



资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

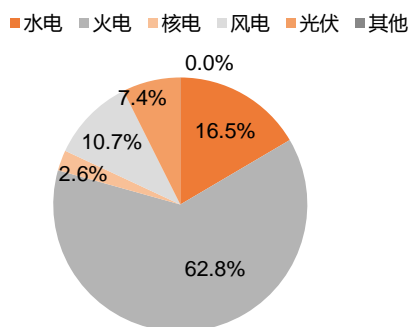
图表32 2019年1-10月风电新增装机同比增长1.3%



资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

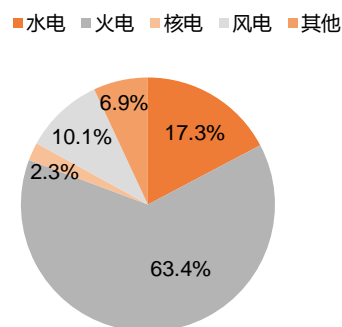
与上年同期相比, 在总装机结构中, 水电、火电占比下降 0.7、0.6 个百分点, 核电、风电、光伏上升 0.3、0.6、0.4 个百分点。

图表33 2019年10月底发电设备装机结构



资料来源: 国家统计局, 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表34 2018年10月底发电设备装机结构



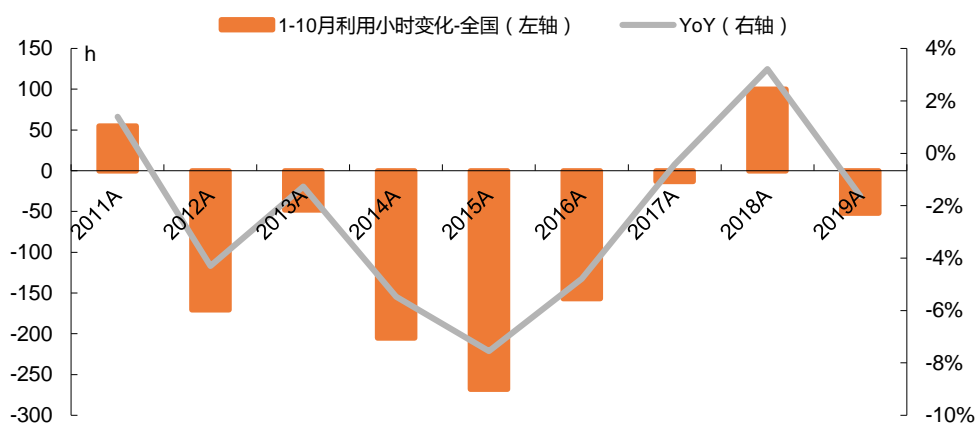
资料来源: 国家统计局, 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

2.2.2 利用小时: 水电亮眼, 火、核下滑

2019年1-10月, 全国发电设备累计平均利用小时为3157小时, 比上年同期减少55小时。其中,

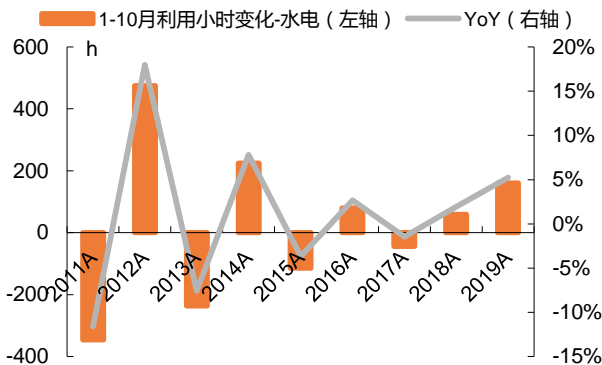
- 全国规模以上水电设备累计平均利用小时3244小时, 比上年同期增加162小时;
- 全国规模以上火电设备累计平均利用小时3495小时, 比上年同期减少100小时;
- 全国核电设备累计平均利用小时6040小时, 比上年同期减少44小时(公布值同比减少159小时, 与1-9月及上年同期累计利用小时对比分析可知数据有误, 故采用上年同期数据推算同比减少44小时);
- 全国规模以上风电设备累计平均利用小时1688小时, 比上年同期减少36小时;
- 全国规模以上光伏发电设备累计平均利用小时1117小时, 比上年同期增加57小时。

图表35 2019年1-10月全国发电设备累计平均利用小时同比减少55小时



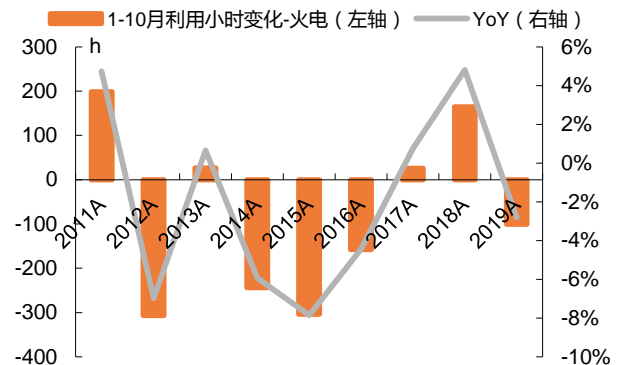
资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表36 2019年1-10月水电利用小时同比增加162小时



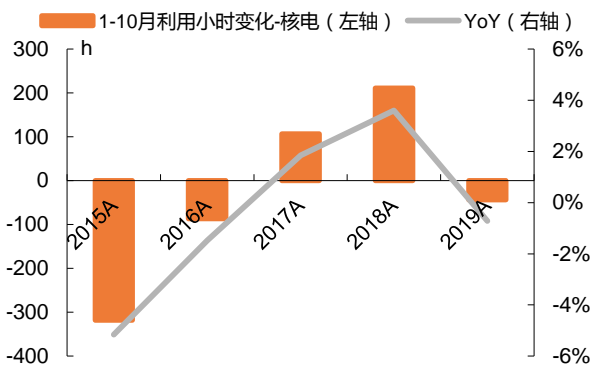
资料来源:国家能源局,中电联,平安证券研究所

图表37 2019年1-10月火电利用小时同比减少100小时



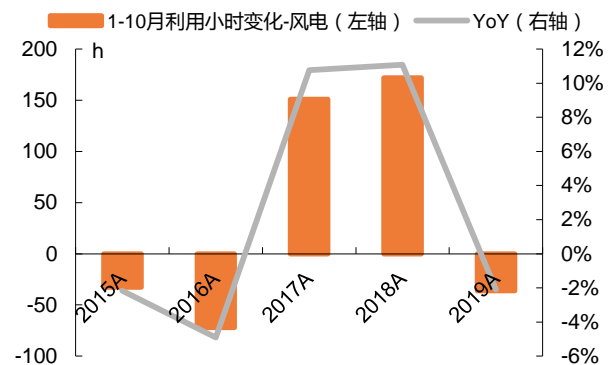
资料来源:国家能源局,中电联,平安证券研究所

图表38 2019年1-10月核电利用小时同比减少44小时



资料来源:国家能源局,中电联,平安证券研究所

图表39 2019年1-10月风电利用小时同比减少36小时



资料来源:国家能源局,中电联,平安证券研究所

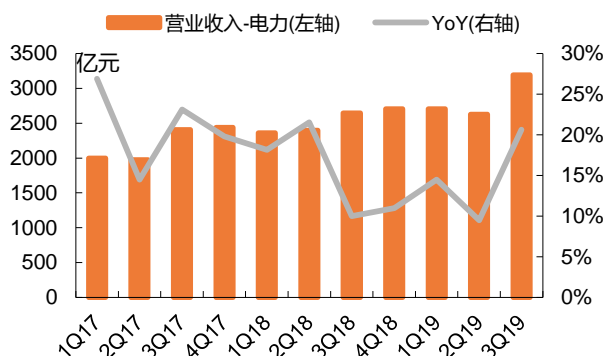
2.3 业绩：盈利持续提升

2019 前三季度，电力行业 73 家上市公司中，实现归母净利润同比增长的有 38 家，另有 4 家公司扭亏为盈；有 23 家公司归母净利润同比下降，另有 3 家出现亏损、5 家持续亏损。2019 年第三季度，有 39 家公司实现归母净利润同比增长，另有 4 家扭亏为盈；归母净利润同比下降的有 17 家公司，另有 3 家出现亏损、10 家持续亏损。

在各个子板块中，前三季度火电（含热电）板块 39 家公司有 24 家实现归母净利润同比增长、另有 2 家扭亏为盈，同比下降的有 7 家、另有 1 家出现亏损、5 家持续亏损；水电板块板块的 22 家公司中有 12 家实现同比增长、1 家扭亏为盈、9 家同比下滑；新能源（核电、风电、光伏发电）板块 12 家公司中，有 2 家实现净利润同比增长、1 家扭亏为盈，另有 7 家同比下降、2 家出现亏损。其中，3Q19 火电板块实现净利润同比增长的有 22 家、扭亏为盈的有 4 家，同比下滑的有 5 家、出现亏损的 1 家、持续亏损的 7 家；水电板块实现归母净利润同比增长的有 14 家，同比下降的 8 家；新能源板块 3 家实现增长，有 4 家同比下降、2 家出现亏损、3 家持续亏损。

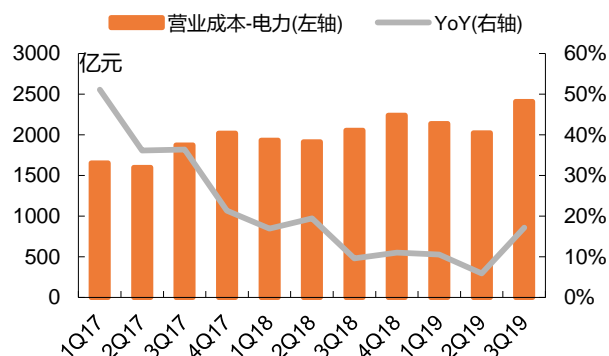
前三季度，全行业实现营业收入 8520.78 亿元，同比增长 15.1%；营业成本 6571.01 亿元，同比增长 11.4%；归母净利润 746.98 亿元，同比增长 28.3%；毛利率 22.9%，比上年同期提高了 2.6 个百分点。第三季度营收、利润的增速环比均有提升，毛利率环比提高 1.6 个百分点。

图表40 1Q-3Q19 电力行业营业收入同比增长 15.1%



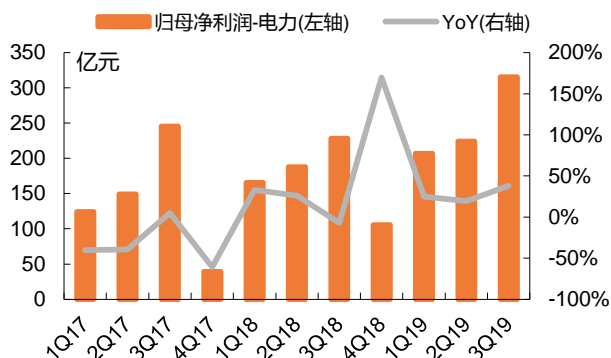
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表41 1Q-3Q19 电力行业营业成本同比增长 11.4%



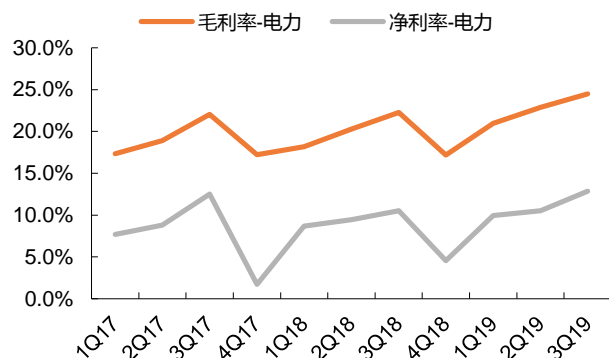
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表42 1Q-3Q19 电力行业归母净利润同比增长 28.3%



资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表43 1Q-3Q19 电力行业利润率稳中有进



资料来源: Wind, 平安证券研究所

三、 展望 2020：电价新政暗潮涌动，浮动机制打开想象空间

3.1 标杆+联动如期谢幕，基准+浮动登上舞台

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。

3.1.1 十六载起伏，煤电上网电价标杆+联动机制如期谢幕

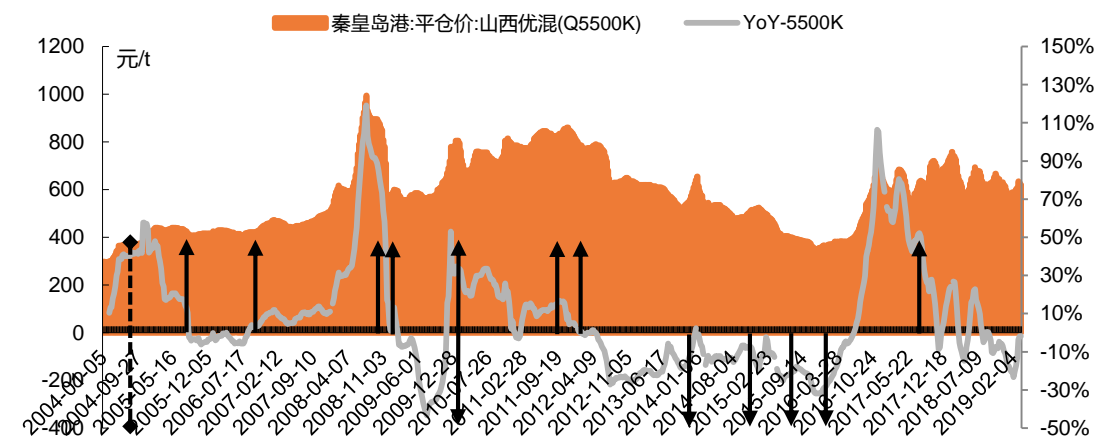
根据5号文等电改政策的要求，上网电价改革的方向是全面引入竞争机制，价格由供需各方竞争形成，最终目标是要建立电力调度交易中心，实行发电竞价上网。2005年的《电价改革实施办法》中提出：“在竞价上网前，除政府招标确定上网电价和新能源的发电企业外，同一地区新建设的发电机组上网电价实行同一价格，并事先向社会公布；原来已经定价的发电企业上网电价逐步统一。”其中“同一价格”就是标杆上网电价。而标杆上网电价在2004年即已面世。2004年4月16日，国家发改委发布了《关于进一步疏导电价矛盾规范电价管理的通知》(发改价格[2004]610号)，通知要求规范上网电价管理，对同一地区新投产的同类机组(按水电、火电、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。当年6月，发改委先后印发了《关于疏导华北电网电价矛盾有关问题的通知》(发改价格[2004]1036号)、《关于疏导南方电网电价矛盾有关问题的通知》(发改价格[2004]1037号)、《关于疏导华中电网电价矛盾有关问题的通知》(发改价格[2004]1038号)、《关于疏导华东电网电价矛盾有关问题的通知》(发改价格[2004]1039号)、《关于疏导东北电网电价矛盾有关问题的通知》(发改价格[2004]1124号)、《关于疏导西北电网电价矛盾有关问题的通知》(发改价格[2004]1125号)这六大区域电网的电价调整通知，规定了各省(区、市)统一调度范围内新投产燃煤机组(含热电机组)以及部分水电机组的标杆上网电价，并对安装脱硫设备的燃煤机组给予电价奖励。自此，标杆上网电价正式成为电力产业的关键指标之一。

同年年底，与燃煤标杆电价配套的煤电联动机制也随之出台。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》，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。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。通过对比可以发现，煤电联动的执行与否并不取决于当期经济运行状况，两者并无强关联性，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。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。

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》(发改价格[2015]3169号)，对已经执行了十二年的煤电价格联动机制进行了调整。自2016年中开始，电煤价格迅速上涨且连续两年居高不下，根据测算，2018年的联动理论上应上调约3.67分/千瓦时；2018年末执行联动情况下，累计到2019年的联动应上调约4.40分/千瓦时。但2018、2019年连续两次下调下游销售环节的一般工商业电价，打乱了现有的价格传导机制，在达到触发条件的情况下却并未执行联动，煤电联动即已名存实亡。而与之同根而生的燃煤发电标杆上网电价机制也到了退场的时刻。

图表44 2004年至今煤电标杆上网电价调整与电煤价格走势的关系



资料来源: 国家及各省(区、市)发改委, Wind, 平安证券研究所 注: 虚线指首次制定煤电标杆电价。

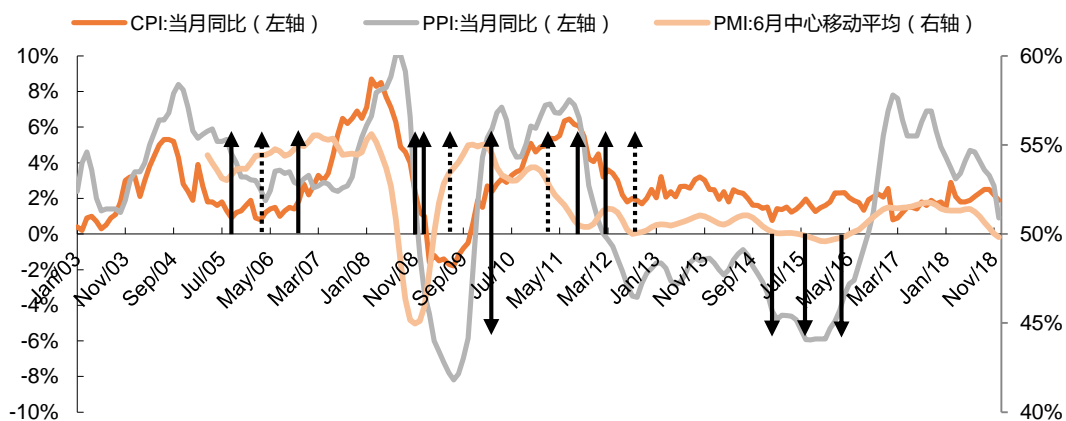
图表45 2004-2015年煤电价格联动执行情况

序号	统计区间	电煤均价-秦港 Q5500K (元/t)	同比涨幅 (含未调整累计)	执行结果
1	2004/06-2004/11	380	23%	达标上调, 2005/5/1执行
2	2004/12-2005/05	434	14%	达标未调, 累计
3	2004/12-2005/11	426	12%	累计达标上调, 2006/6/30执行

序号	统计区间	电煤均价-秦港 Q5500K (元/t)	同比涨幅 (含未调整累计)	执行结果
4	2005/12-2006/05	422	1%	不达标未调, 累计
5	2005/12-2006/11	423	1%	累计不达标未调, 累计
6	2005/12-2007/05	435	2%	累计不达标未调, 累计
7	2005/12-2007/11	444	6%	累计达标上调, 2008/7/1 执行
8	2007/12-2008/05	624	33%	达标上调, 2008/8/20 执行
9	2008/06-2008/11	859	38%	达标未调, 累计
10	2008/06-2009/05	715	15%	累计达标调整, 2009/11/20 执行
11	2009/06-2009/11	596	4%	不达标未调, 累计
12	2009/06-2010/05	665	16%	累计达标未调, 累计
13	2009/06-2010/11	693	21%	累计达标上调, 按 2010/1/1、 2011/4/10、2011/6/1 分别执行
14	2010/12-2011/05	791	6%	达标上调, 2011/12/1 执行
15	2011/06-2011/11	840	6%	达标未调, 累计
16	2011/06-2012/05	815	3%	累计不达标未调, 累计
17	2011/06-2012/11	762	-4%	累计不达标未调, 累计
18	2012/12-2013/11	587	-19%	达标下调, 2014/9/1 执行
19	2013/12-2014/11	528	-10%	达标下调, 2015/4/20 执行
20	2014/12-2015/11	428	-19%	达标下调, 2016/1/1 执行

资料来源: 国家发改委, 平安证券研究所

图表46 煤电联动执行与 CPI、PPI、PMI 变动关联性对比



资料来源: 国家发改委, Wind, 平安证券研究所 注: 虚线箭头指达到调整条件但未执行调整的情况。

3.1.2 “基准+浮动”机制登场, 开启电价新时代

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。意见决定, 自2020年1月1日起, 执行新的“基准+浮动”电价机制。

图表47 《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》主要内容

改革措施	配套措施	实施计划
<p>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。</p>	<p>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。</p>	<p>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，可暂不上浮，按基准价执行；现货市场可按照规则执行。</p>
<p>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。</p>	<p>稳定可再生能源发电价格机制和核电、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。</p>	<p>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；国家发展改革委可对2020年后的浮动方式进行调控。</p>
<p>煤电电量中居民、农业用户部分仍按基准价执行。</p>	<p>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。</p>	<p>国家发展改革委适时开展评估调整。</p>
<p>煤电电量中已市场化交易部分沿用现行市场化规则。</p>	<p>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。</p>	<p>自2020年1月1日起执行。</p>
<p>现行煤电价格联动机制不再执行。</p>	<p>完善辅助服务电价形成机制。通过市场机制形成燃机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。</p>	

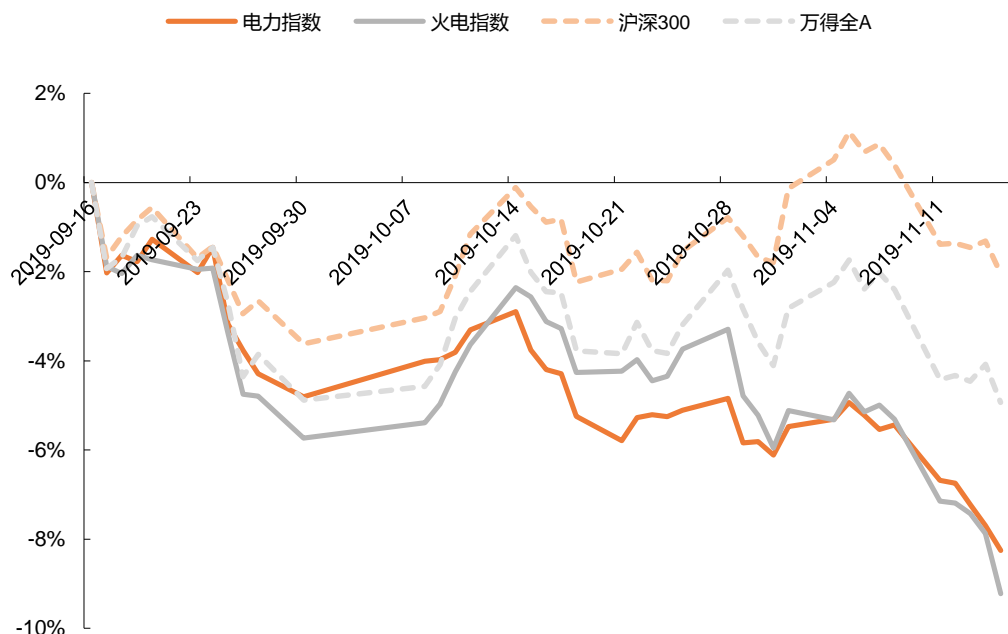
资料来源:国家发改委, 平安证券研究所

3.2 市场的悲观：电价再度承压

电价机制调整的相关新闻报道自9月中下旬陆续流出，市场关注点主要集中在“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”这一条之上，认为这是继2018、2019年连续两次降低一般工商业电价政策后，国家层面再一次对电力行业施压以呵护下游电力用户；整个电力行业的收入端持续承压，火电首当其冲、业绩修复受阻。

因此，二级市场的火电以及电力指数经历了一波跌势，9月16日至9月30日分别跌幅分别达到6.09%、4.55%；在10月21日方案正式公布后至11月15日再次下跌5.21%、2.61%；9月16日至11月15日两个月内累计跌幅分别达到9.57%、8.00%，跑输沪深300指数7.18pct、5.60pct。

图表48 2019年9月16日-11月15日电力指数、火电指数走势



资料来源:Wind, 平安证券研究所

3.3 我们的乐观：电价想象空间打开，一切皆有可能

3.3.1 浮动机制打开电价想象空间，一切皆有可能

2018年7月16日，国家发改委、国家能源局发布《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》(发改运行[2018]1027号)，首次提出“基准电价+浮动机制”。通知提出：

- 促进输配以外的发售电由市场形成价格，鼓励交易双方签订中长期市场化交易合同，在自主自愿、平等协商的基础上，约定建立固定价格、“基准电价+浮动机制”、随电煤价格并综合考虑各种市场因素调整等多种形式的市场价格形成机制，分散和降低市场风险。
- 协商建立“基准电价+浮动机制”的市场化定价机制，基准电价可以参考现行目录电价或电煤中长期合同燃料成本及上年度市场交易平均价格等，由发电企业和电力用户、售电企业自愿协商或市场竞价等方式形成。
- 鼓励建立与电煤价格联动的市场交易电价浮动机制，引入规范科学、双方认可的煤炭价格指数作参考，以上年度煤炭平均价格和售电价格为基准，按一定周期联动调整交易电价，电煤价格浮动部分在交易双方按比例分配。具体浮动调整方式由双方充分协商，在合同中予以明确，浮动调整期限应与电煤中长期合同的期限挂钩。
- 探索建立随产品价格联动的交易电价调整机制。生产成本中电费支出占比较高的行业，交易双方可参考产品多年平均价格或上年度价格，协商确定交易基准电价、基准电价对应的产品价格、随产品价格联动的电价调整机制等，当产品价格上涨或下降超过一定区间或比例时，电价联动调整，由交易双方共同承担产品价格波动的影响。
- 交易双方签订年度双边合同后，可探索建立与月度集中竞价相衔接的价格浮动调整机制，根据月度竞价结果，由双方自主协商，对双边合同价格进行调整确认。
- 探索建立高峰用电市场化机制。积极推进电力现货市场建设，通过市场化机制形成不同时段价格，补偿高峰电力成本；现货市场建立前，参与市场化交易的电力用户应执行峰谷电价政策，合理体现高峰用电的成本和价值差异。
- 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，通过市场化交易满足用电需求，建立市场化价格形成机制。

2018年12月20日，江西省能源局印发《江西省2019年度电力直接交易实施方案》(赣能运行字[2018]183号)，以水泥行业进行试点，要求年用电量4000万千瓦及以上的用户与发电企业按照“基准电价+浮动机制”的市场化定价机制直接购电。其中，基准电价的选取基本采用1027号文的建议；浮动机制主要推荐了两种：参考水泥行业主要产品价格、参考电煤价格。此外，规定浮动周期原则上按季调整。

通过观察政策面的顶层设计和地方试点，我们认为：长期以来“无形之手”对于电价的控制力度终于开始减弱，有望逐步理顺上、中、下游的价格传导机制和利益分配格局，想象空间已被打开。主要看点有六：

- 释放涨价预期：自2011年12月1日最后一次明确执行煤电联动上调电价、以及2017年7月1日变相上调电价以来，决策层首次准许电价上调。
- 下放定价权利：将顶层决策、自上而下、多方博弈的煤电联动电价制定权责部分下放，定价权利由发、用电双方自主决策、双方博弈。
- 扩大联动范围：十六年的煤电联动，上网电价只能与上游的电煤价格联动，受政策管制影响，价格弹性较小、政策不确定性较高；未来可与下游用户联动，政策管制程度弱化后，价格弹性增强、执行确定性提高。

- 提升涨价空间：2004-2015 年间的 10 次联动以及 2017 年的调价，除个别省份涨幅超过 10% 外，大部分地区和全国平均涨幅从未达到 10%。以 2018 年全国煤电平均上网电价 370.52 元/兆瓦时计算，10%对应的最大涨幅达到 3.71 分/千瓦时；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，10%的电价涨幅对于利润的影响大约相当于 17%的煤价降幅。
- 限定降价幅度：目前，中西部地区部分省份因可再生能源装机占比较高，煤电竞价压力较大，限定 15%的降幅空间，可以在一定程度上缓解当地火电企业的经营压力。
- 提高调整频率：江西省的试点按照 1027 号文配套文件《全面放开部分重点行业电力用户发用电计划实施方案》中的推荐进行季度浮动调整，而 1027 号文甚至提出将浮动机制与月度竞价衔接。未来价格反馈的时效性将得以提高。

图表49 煤电盈利模型测算（电价与煤价等效机制）

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	100
营业成本	85	85	75
其中：燃料成本占比	70%	70%	66%
其中：其他成本	25.5	25.5	25.5
毛利率	15%	23%	25%
毛利润	15	25	25

资料来源：平安证券研究所

3.3.2 样本观察，市场化并不可怕

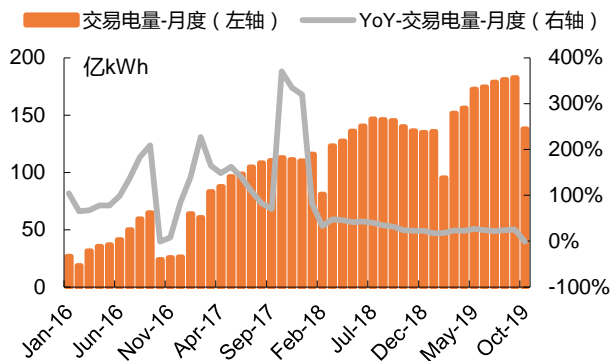
2020 年以后、即“十四五”的涨价预期已经具备可能性，但 2020 年、即“十三五”收官之年的降价压力仍然存在，那么这个将煤电计划电量通过市场化进行让利的压力到底有多大？我们或许可以从目前已经存在的电力市场化交易情况进行观察。考虑到各省装机结构情况，主要选取了广东和江苏两个火电大省、同时也是目前市场化交易电量全国前二的省份，作为观察的样本。

- 广东：交易价差趋稳，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。

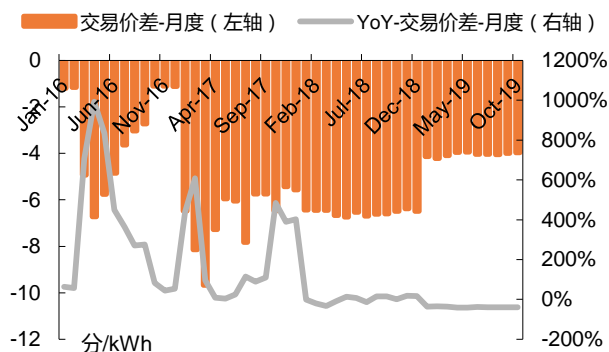
在经过 2016、2017 两年的波动调整后，2018 年广东省市场化交易电量平均价差全年加权平均值 6.55 分/千瓦时，与 2017 年的全年均值 6.57 分/千瓦时基本一致；但 2018 年各月的价差基本围绕全年均值呈小幅波动态势，最大波动幅度未超过 3.0%，这与 2016、2017 两年中各月价差大幅震荡的状况完全不同，更接近于 2015 年市场启动初期的价差走势。2019 年 1-11 月，省内市场化交易价差走势与 2018 年相似，均呈小幅波动状态，但价差中枢大幅下行至约 4.03 分/千瓦时左右，比 2018 年同期减少了 2.53 分/千瓦时，降幅 38.6%；虽然前 11 个月市场化交易电量同比增长 21.1%，但市场化让利总额同比下降 25.6%。

图表50 广东省电力市场月度市场化交易电量



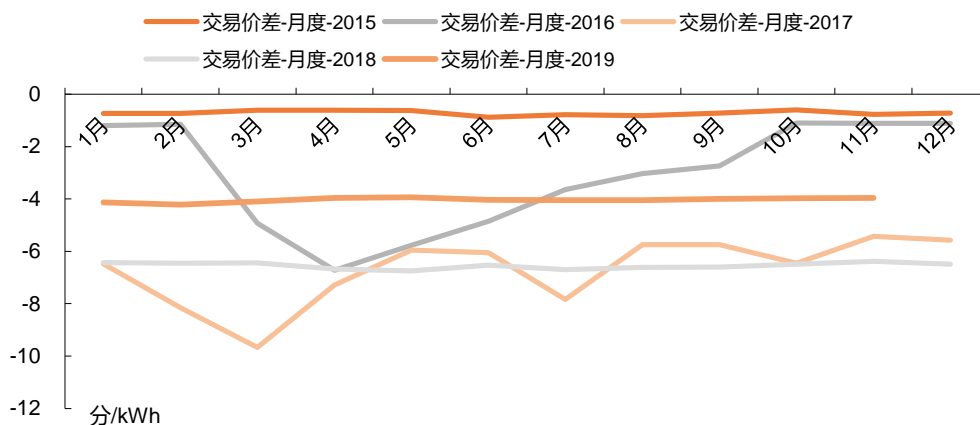
资料来源: 广东电力交易中心, 平安证券研究所

图表51 广东省电力市场月度市场化交易价差



资料来源: 广东电力交易中心, 平安证券研究所

图表52 2019年广东省电力市场交易价差稳定并收窄



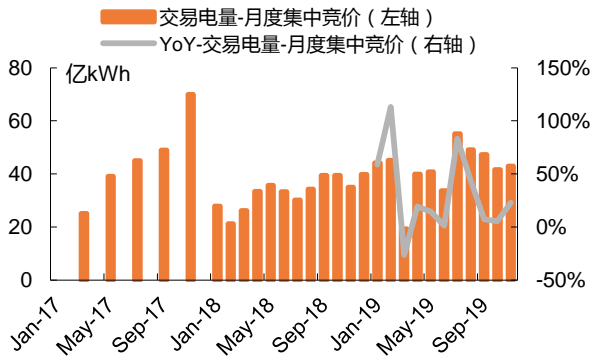
资料来源: 广东电力交易中心, 平安证券研究所

➤ 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。2017年全省电力直接交易规模达到1265亿千瓦时，居全国首位，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。

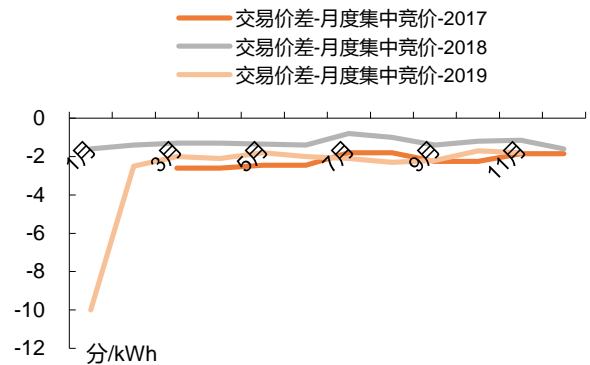
与广东相比，江苏省市场化电量中年度长协的占比更高，2018年年度协商及挂牌交易电量在全年市场化电量中的占比接近75%，2019年可能接近78%，因此年度长协价格对全年交易价差的影响更大。2018年年度长协价差约2.04分/千瓦时，2019年约2.18分/千瓦时，总体基本持平。虽然因竞价策略调整导致月度价差出现了一些波动，但全年总体平均价差预计在2.50分/千瓦时左右，相比2018年的1.90分仍在可控范围内。

图表53 江苏省电力市场月度集中竞价交易电量



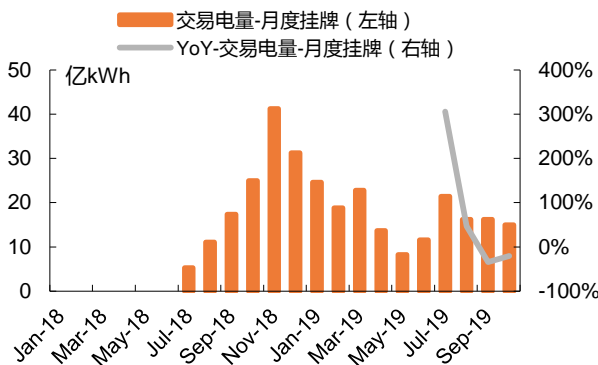
资料来源: 江苏电力交易中心, 平安证券研究所

图表54 江苏省电力市场月度集中竞价交易价差对比



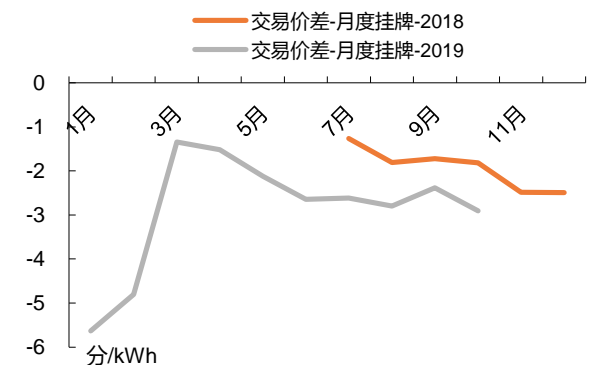
资料来源: 江苏电力交易中心, 平安证券研究所

图表55 江苏省电力市场月度挂牌交易电量



资料来源: 江苏电力交易中心, 平安证券研究所

图表56 江苏省电力市场月度挂牌交易价差对比



资料来源: 江苏电力交易中心, 平安证券研究所

通过对广东、江苏两省的观察, 可见电力市场化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。

四、火电：倒春寒难改行业复苏

4.1 核心要素：电价让利可控，浮动机制传导压力

4.1.1 电价：让利可控，容量机制呵护亏损机组

除了前面分析的类似“涨跌停板”的上浮与下浮幅度限制外, 1658号文还有三点有利于合理控制煤电电价让利程度, 并对电价构成长期利好:

新机制适用电量有限: 政策明确了已经市场化的电量仍采用原有的电价形成方式, “基准+浮动”机制只适用于原有计划电量中具备交易条件和交易用户的部分。根据中电联的统计, 2018年在全国大型发电集团参与市场化交易各类电源中, 煤电上网电量的市场化率已经达到42.8%, 计划电量的占比约57.2%; 以一产及城乡居民用电量在全社会总用电量中的占比15.2%推算, 计划电量中可以采用“基准+浮动”机制的部分占比约42.0%。根据我们调研了解到的情况, 部分地区的煤电机组除供热等特殊机组外, 基本上已经全部进入电力市场, 新的电价机制对其几无影响。

环保电价补贴延续：政策明确了市场化电量的上网电价中除了脱硫脱硝除尘电价外，还要包含超低排放电价，这对之前已经市场化电量的电价结构进行了明确。11月15日，安徽省电力交易中心发布通知，允许已经签订2020年交易合同且合同价格未包含超低排放电价的发、用电双方重新协商。此后，多家电企要求将直接交易电价上调1分/千瓦时。

容量电价机制提上日程：中西部的一些省份，因水电、风电、光伏等可再生能源装机占比较大，严重压制了当地火电机组的出力，利用小时大幅低于设计的盈亏平衡点，造成电企常年亏损；而中东部的一些省份，虽然火电利用小时较高，但部分老旧机组因技术参数落后、煤耗高，在电力市场化交易中竞争力不足，叠加巨大的环保排放压力，逐步被边缘化，常年停机、甚至提前破产退场，这对电网调峰、保供能力造成了不利影响。对于此类煤电机组，未来转为类似于气电的调峰机组是一种能够平衡多方诉求的可行方式；而江浙沪地区气电机组所执行的容量电价+电量电价的“两部制”电价政策，可以确保调峰机组的盈利能力，实现可持续发展。

图表57 2018年大型发电集团各类电源市场交易情况汇总

	煤电	气电	水电	风电	光伏	核电	合计
上网电量 (亿 kWh)	24431	861	6451	1842	328	2675	36587
市场交易电量 (亿 kWh)	10459	54	2056	395	87	662	13713
占总市场化电量比例	76.27%	0.39%	14.99%	2.88%	0.63%	4.83%	100.00%
市场化率	42.81%	6.27%	31.87%	21.44%	26.52%	24.75%	37.48%
平均标杆上网电价 (元/kWh)	0.3811	0.6597	0.2826	0.5545	0.8578	0.4219	0.3916
平均市场交易电价 (元/kWh)	0.3383	0.5436	0.2245	0.4295	0.7731	0.3585	0.3284
较上网电量平均电价降低 (元/kWh)	0.0245	0.1088	0.0396	0.0982	0.0622	0.0477	0.0395

资料来源：中电联，平安证券研究所

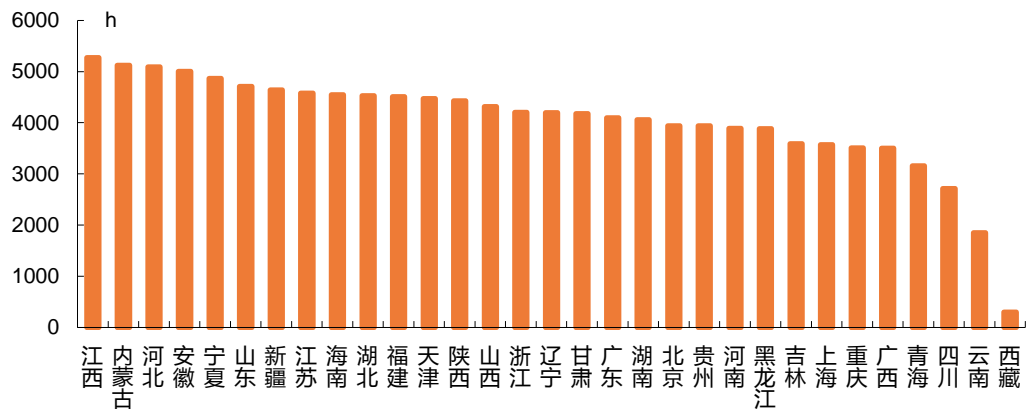
图表58 2017年7月1日后全国各省(区、市)煤电标杆上网电价结构

区域	省(区、市)	标杆上网电价-煤电 (元/kWh, 含脱硫、脱硝和除尘电价, 不含超低排放电价)				超低排放电价 (元/kWh, 2016年 1月1日前并网)	超低排放电价 (元/kWh, 2016年 1月1日后并网)
		脱硫电价 (元/kWh)	脱硝电价 (元/kWh)	除尘电价 (元/kWh)			
华北	北京	0.3598	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	天津	0.3655	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	冀北	0.372	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	冀南	0.3644	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	山西	0.332	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	山东	0.3949	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	蒙西	0.2829	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
东北	辽宁	0.3749	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	吉林	0.3731	0.013	0.01	0.002	0.01	0.005
	黑龙江	0.374	0.013	0.01	0.002	0.01	0.005
	蒙东	0.3035	0.013	0.01	0.002	0.01	0.005
华东	上海	0.4155	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	江苏	0.391	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	浙江	0.4153	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	安徽	0.3844	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	福建	0.3932	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
华中	湖北	0.4161	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005

区域	省(区,市)	标杆上网电价-煤电 (元/kWh, 含脱硫、脱硝和除尘电价, 不含超低排放电价)	脱硫电价 (元/kWh)	脱硝电价 (元/kWh)	除尘电价 (元/kWh)	超低排放电价 (元/kWh, 2016年1月1日前并网)	超低排放电价 (元/kWh, 2016年1月1日后并网)
	湖南	0.45	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	江西	0.4143	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	河南	0.3779	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	四川	0.4012	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	重庆	0.3964	0.02	0.01	0.002	0.01	0.005
西北	陕西	0.3545	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	甘肃	0.3078	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	宁夏	0.2595	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	青海	0.3247	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	新疆	0.25					
南方	广东	0.453	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005
	广西	0.4207	0.02	0.01	0.002	0.01	0.005
	云南	0.3358	0.018	0.01	0.002	0.01	0.005
	贵州	0.3515	0.0216	0.01	0.002	0.01	0.005
	海南	0.4298	0.015	0.01	0.002	0.01	0.005

资料来源: 国家发改委, 国家能源局, 平安证券研究所

图表59 2018年各省(区、市)火电利用小时



资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

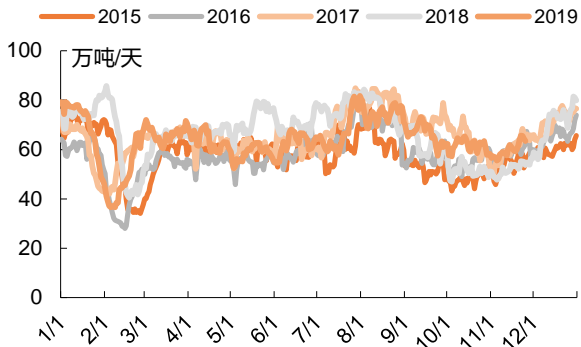
4.1.2 煤价: 回归绿色区间, 浮动机制传导压力

虽然 2019 年初因接连出现产地生产事故导致煤价出现反弹, 但在以下四重因素的作用下, 全年电煤价格呈现前高后低的走势:

- 煤炭供给侧改革接近尾声, 产能持续释放;
- 全年未出现极端天气, 用电需求疲软;
- 水电出力达到近十年峰值, 火电出力不振;
- 电厂坚持高库存策略, 大量采购长协及进口煤。

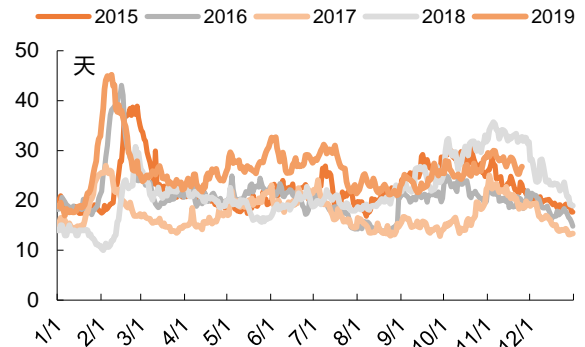
中国电煤价格指数 (CTCI) 1-10 月均值降至 496.59 元/吨, 比上年同期下滑 6.8%; 而走势基本稳定的环渤海动力煤 (Q5500K) 综合平均价格指数进入 11 月后迅速跳水至 560 元/吨, 已经进入《关于平抑煤炭市场价格异常波动的备忘录》(发改运行[2016]2808 号) 中规定的绿色价格区间内。

图表60 6大发电集团日均耗煤量



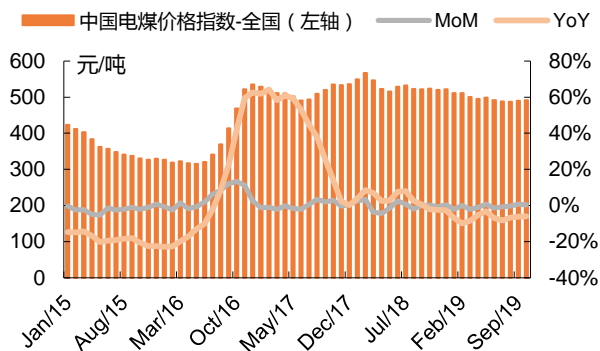
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表61 6大发电集团煤炭库存可用天数



资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表62 全国电煤价格指数 (CTCI 指数)



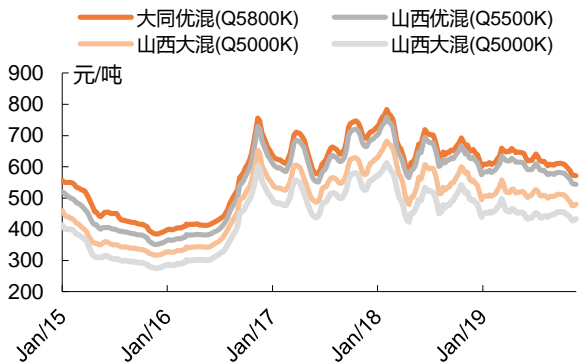
资料来源: 国家发改委, 平安证券研究所

图表63 环渤海动力煤(Q5500K)平均价格指数



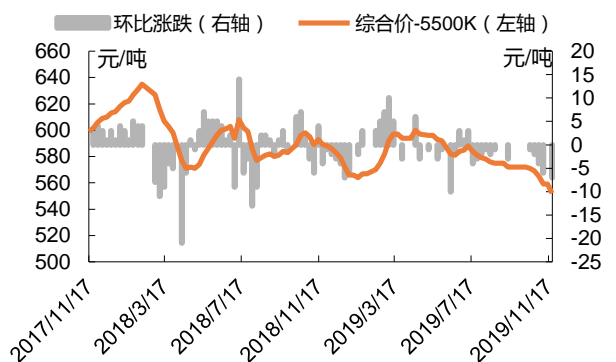
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表64 秦皇岛港动力煤平仓价



资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表65 中国沿海电煤采购价格指数 (CECI 沿海指数)



资料来源: 中电联, 平安证券研究所

11月25日，国能投（神华）、中煤、同煤、兖煤、伊泰等11家煤企联名上书，要求保供、稳价、守约。三十年河东三十年河西，煤与电的跷跷板关系使得不到三年的时间内即已发生主客易位的转变。在经济增长放缓的趋势下，作为供给侧的煤炭面临着需求和价格同步下行的风险，作为需求侧的火电话语权也有望逐步增强。

同样按照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年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。

图表66 煤电盈利模型测算（电价与煤价顺价机制，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

资料来源：平安证券研究所

图表67 煤电盈利模型测算（电价与煤价顺价机制，电价下调15%）

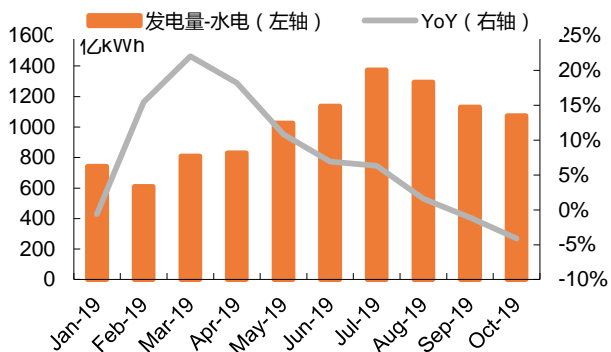
假设条件	煤电模型	电价调整	煤价调整
参数变动		-15%	-25%
营业收入	100		85
营业成本	85		70
其中：燃料成本占比	70%		64%
其中：其他成本	25.5		25.5
毛利率	15%		18%
毛利润	15		15

资料来源：平安证券研究所

4.1.3 利用小时：水、核高出力压制渐消，盈利能力持续修复

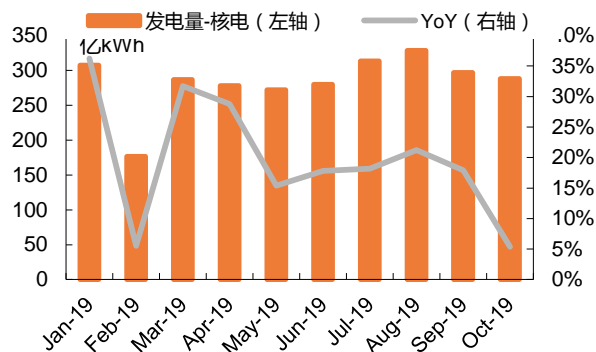
上半年大部分地区用电需求疲弱，叠加水电高出力、核电装机大幅增长带来的强势表现，压制了火电的出力。但8、9两个月水电增速大幅下滑标志着自2018年夏季以来的水电高出力期暂时告一段落。水电出力的回落带来了火电出力的提升，火电单季度发电量增速由Q2的0.8%提升至Q3的3.8%，推动火电板块营收增速由Q2的5.8%提高至Q3的12.6%；且电煤价格持续下行，Q3营业成本的增速9.0%低于营收增速，归母净利润同比增长68.2%。2019年夏季全国主要流域的来水及蓄水情况不佳，如果用电需求回暖，则火电出力有望进一步增长。

图表68 2019年水电发电量增速前高后低



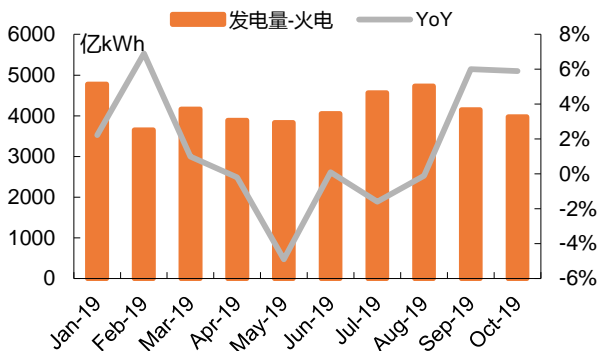
资料来源:国家能源局,中电联,平安证券研究所

图表69 2019年核电发电量增速前高后低



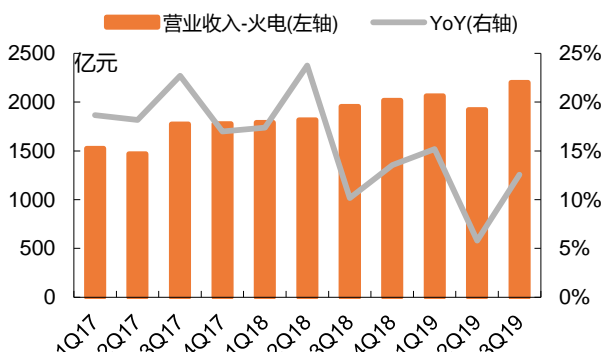
资料来源:国家能源局,中电联,平安证券研究所

图表70 2019年火电发电量增速前低后高



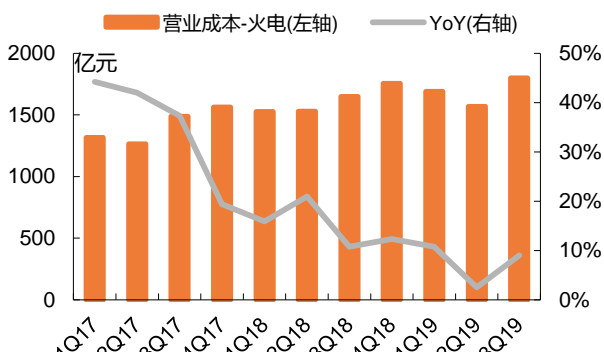
资料来源:国家能源局,中电联,平安证券研究所

图表71 1Q-3Q19 火电板块营业收入同比增长 11.2%



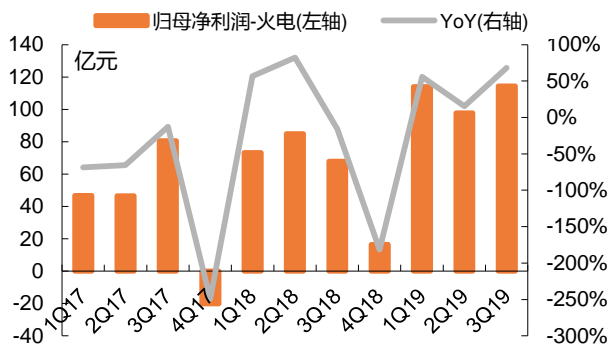
资料来源:Wind,平安证券研究所

图表72 1Q-3Q19 火电板块营业成本同比增长 7.5%



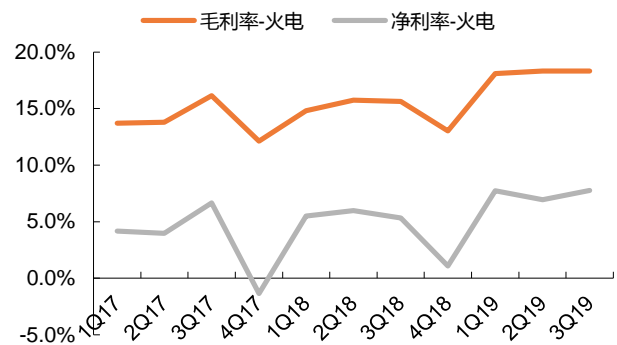
资料来源:Wind,平安证券研究所

图表73 1Q-3Q19 火电板块归母净利润同比增长 44.4%



资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表74 1Q-3Q19 火电板块利润率明显改善



资料来源: Wind, 平安证券研究所

火电(含热电)板块 39 家公司中,前三季度有 24 家实现归母净利润同比增长,另有 2 家扭亏为盈;同比下降的有 7 家,另有 1 家出现亏损、5 家持续亏损。其中,3Q19 实现净利润同比增长的有 22 家、扭亏为盈的有 4 家;同比下滑的有 5 家、出现亏损的 1 家、持续亏损的 7 家。

4.2 推荐标的：华能国际、申能股份、浙能电力

4.2.1 华能国际：全国火电龙头

公司前期受其他电源出力压制、机组所在地区用电需求疲弱等因素的影响，盈利修复进度略低于预期；且电价新政使得市场对整个火电行业的前景产生疑虑。但通过对火电盈利三要素的分析可知，2020 年电价风险总体可控、煤价下行趋势有望持续、利用小时大概率改善，公司作为火电龙头，将受益于火电行业整体复苏。

4.2.2 申能股份：综合能源运营商

公司电力业务多元化，控、参股包括煤电、气电、核电、水电、风电、光伏在内的多种电源类型，控股机组以煤电、气电为主。虽然上半年公司在沪机组出力下滑，但仍优于地区平均水平。增值税调整、电煤价格下行等因素共同作用，提升了公司电力、油气两大主业的盈利能力。奉贤热电、平山二期将陆续投产，结合风电、光伏项目的收购，将带来公司装机容量的持续增长和装机结构的不断优化。

4.2.3 浙能电力：省级电企龙头，核电重量级玩家

公司是浙江省规模最大的火力发电企业，管理及控股装机容量约占省统调装机容量的一半左右。对比 A 股电力板块中的 16 家省级电企的装机容量和发电量情况，公司均高居榜首，是全国最大的地方性发电企业。公司深度布局核电领域，虽未直接控股运营核电站，但通过与中核集团的紧密合作，从前期即开始参股其在浙江省境内的核电项目。公司通过将中核的股权投资由以公允价值计量改为以权益法核算，消除了中核股价波动对于公司利润的影响。浙江地区用电需求复苏，有望推动公司营收、利润进一步增长。

五、核电：看点在增量

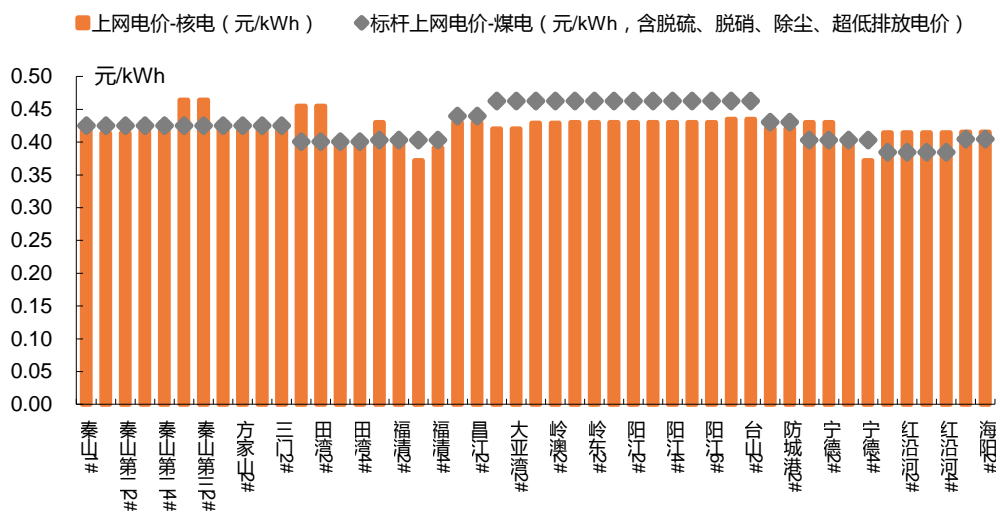
5.1 核心要素：电价预期维稳，电量仍有提升空间

5.1.1 电价参照系平稳过渡

核电标杆电价的制定准则主要是参考所在地区煤电标杆电价，通常情况下新投产机组上网电价不高于当地煤电标杆，体现了核电对于煤电的替代能力。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。

1658 号文明明确规定核电价格形成机制参考燃煤发电标杆上网电价的，改为参考基准价。这实现了核电标杆电价体系的平稳过渡，打消了市场前期对于核电上网电价调整的不确定性预期。但核电市场化电量存在进一步扩大的可能性，平均电价水平或被拉低。

图表75 在运核电机组与所在地区煤电标杆电价对比

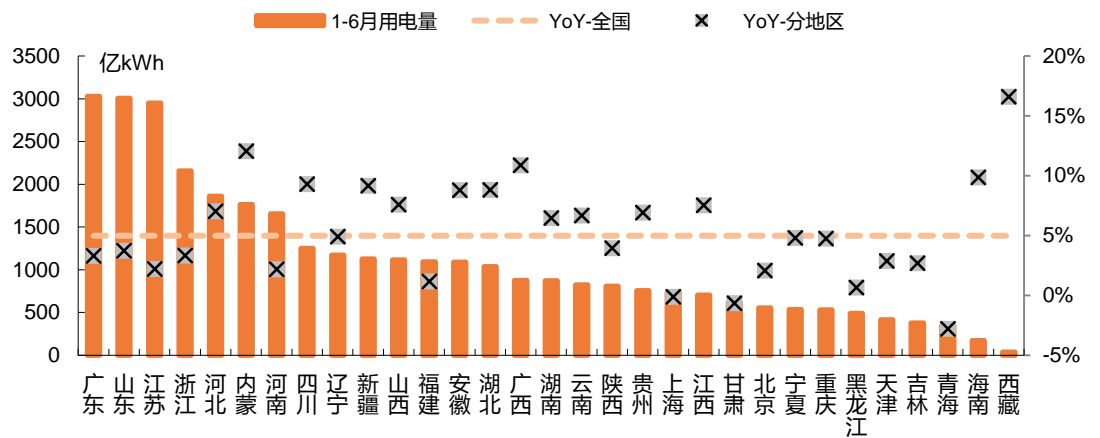


资料来源: 国家及各省(区、市)发改委、物价局, 公司公告, 平安证券研究所

5.1.2 利用小时有望回升

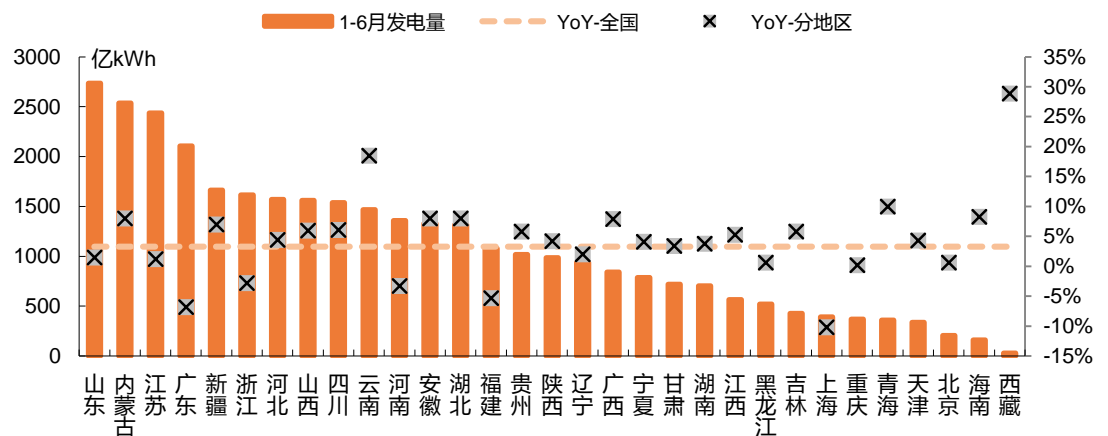
2018 年是核电投产大年，全年共有 7 台机组投产，其中 6 台在下半年实现商运；2019 年海阳 2 号、阳江 6 号、台山 2 号先后投产。新增装机大幅增长导致的消纳问题难以避免；且广东、浙江、福建、江苏这 4 个核电大省，以及新投产两台 AP1000 机组的山东省、消纳秦山核电部分电量的上海市，上半年的用电量增速均低于全国平均水平。受此影响，前 7 个月全国核电平均利用小时比上年同期减少了 129 小时，同比下降 3.1%。自三季度起，广东省的发、用电需求率先回暖并持续提升，四季度苏、浙、沪、闽也开始陆续出现回暖迹象。我们预计，随着中美贸易争端的缓和，东南沿海省份的生产用电需求将逐步回归正常水平，2020 年的核电利用小时有望进一步回升。

图表76 2019年1-6月各省(区、市)全社会用电量及其增速



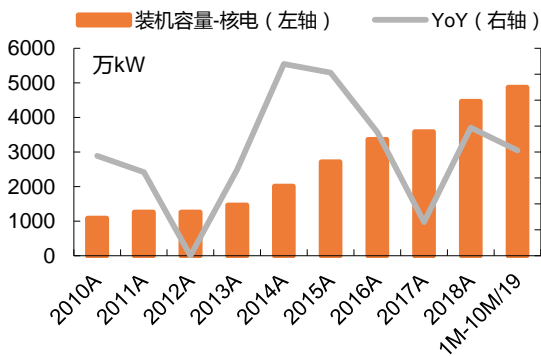
资料来源: 国家能源局, 中电联, Wind, 平安证券研究所

图表77 2019年1-6月各省(区、市)发电量及其增速



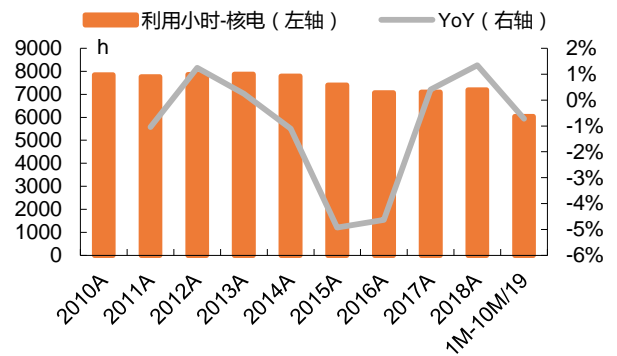
资料来源: 国家能源局, 中电联, Wind, 平安证券研究所

图表78 2018年核电装机容量同比增长20.3%



资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表79 2019年核电利用小时同比减少0.7%



资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

5.2 关注热点：华龙有望再提速，竞争格局或有变

5.2.1 2020 首堆投产，“华龙一号”再提速

2020 年核电行业最大的看点就是采用国产三代核电技术的“华龙一号”首堆示范工程——福清 5 号机组的投产商运。2018 年 10 月 11 日，美国能源部（DOE）发布《关于防止中国非法转移美国民用核技术用于军事或其他未经授权目的的措施》。在技术转让方面主要包括禁止轻水小堆、非轻水先进反应堆（例如第四代核反应堆等）、2018 年 1 月 1 日以后的新技术转让，以及相关软件系统的源代码、工程设计技术等转让；在设备和部件方面，禁止与美国有直接经济竞争的出口申请，例如“华龙一号”、以及 CAP1400 的美国专有设备。决策层对于自主知识产权的考量是核电这一“中国制造 2025”代表在未来发展规划中的关键因素；而是否具有自主知识产权决定了是否具有独立出口权，即决定了其能否成为“走出去”战略中像高铁一样的“国家名片”。因此，“华龙一号”也取代了此前全球瞩目的 AP1000，成为国产三代核电技术的主力堆型。

2019 年 1 月 30 日，中核集团漳州核电一期、中广核集团惠州太平岭核电一期共 4 台机组获得核准。3 月 18 日，生态环境部正式受理福建漳州核电厂 1、2 号机组及中广核广东太平岭核电厂一期工程的环境影响报告书（建造阶段）；10 月 9 日，生态环境部发布《关于福建漳州核电厂 1、2 号机组环境影响报告书（建造阶段）的批复》；10 月 16 日，漳州核电 1 号机组 FCD。在首堆投产前即批复新机组，表明了决策层对于“华龙一号”乃至中国核电发展的支持和希冀。此外，同样采用“华龙一号”技术的海南昌江核电二期工程目前已经开始前期施工，有望在 2020 年内获批开建。

图表80 国内应用的五种三代核电技术对比

参数	AP1000	HPR1000	CAP1400	EPR	WWER-1200
堆芯额定功率（MWt）	3415	3050	4040	4590	3200
电功率（MWe）	1117	1170	1534	1770	1197
可利用率	>93%	>90%	>93%	>92%	>90%
设计寿命（年）	60	60	60	60	60
换料周期（月）	18	18	18	18-24	12
堆芯温度（°C）	321.1	-	304.0	312.6	313.6
堆芯损坏概率（1/堆·年）	<5.09×10 ⁻⁷	<1×10 ⁻⁶	<4.00×10 ⁻⁷	<1.24×10 ⁻⁶	<5.94×10 ⁻⁷
大量放射性释放概率（1/堆·年）	<5.92×10 ⁻⁸	<1×10 ⁻⁷	<5.07×10 ⁻⁸	<9.60×10 ⁻⁸	<3.70×10 ⁻⁹

资料来源：Westinghouse,《世界三代压水堆主要机型技术分析》,《CAP1400 的总体设计和技术创新》,《三代核电技术简析及主要堆型对比分析》,《“华龙一号”的设计理念 and 总体技术特征》,平安证券研究所

5.2.2 基建投资稳增长需求推动核电加码

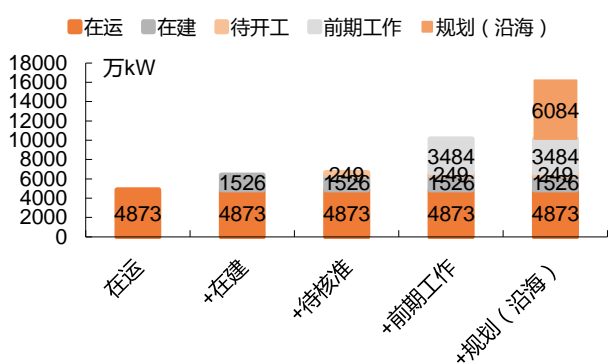
核电具有建设周期长、投资规模大的特点；核电建设既可以发挥稳定投资的作用，又不会增加近 5 年内的供应能力，但对于推动未来能源结构优化具有重要作用。2018 年以来，因国内投资增速放缓，为了保持有效投资力度，促进内需扩大和结构调整，确保经济运行在合理区间，10 月 31 日，国务院办公厅发布《关于保持基础设施领域补短板力度的指导意见》（国办发[2018]101 号）。意见要求，着力补齐铁路、公路、水运、机场、水利、能源、农业农村、生态环保、公共服务、城乡基础设施、棚户区改造等领域短板，加快推进已纳入规划的重大项目。一方面，在煤电去产能政策导向未变、水电开发缓滞、风电及光伏发电受补贴限制的情况下，电源工程投资大幅放缓；另一方面，在特高压建设减速的趋势下，电网工程投资也面临增长乏力的局面。2019 年上半年，电网工程投资完成额同比下降 19.3%；依靠水电投资加码的带动，电源工程投资完成额同比增长 3.3%。

按照单个核电站每一期 2 台机组约 250 万千瓦以及三代机组 1.8 万元/千瓦的单位造价预估，每一期工程将拉动约 450 亿元的项目投资额。核电已成为整个电力行业在当前政治经济形势下大基建政策的最好发力点之一。根据统计，目前还有 29 台机组已开展前期工作（包括已与俄罗斯签约的田湾 7、

8号机组和徐大堡3、4号机组), 合计装机容量3484万千瓦。中期假设29台机组全部开建并商运, 国内在运核电机组数将达到93台, 合计装机容量将超过1亿千瓦。

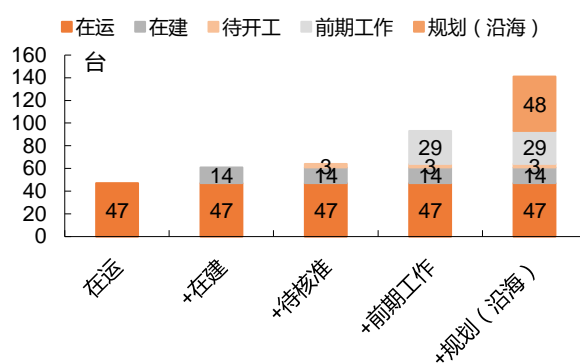
按照每个核电厂址4-6台机组的可容纳容量以及2台机组的扩建裕量, 国内核电发展潜力巨大。WNA统计数据显示, 中国大陆规划核电项目机组数170台, 合计装机容量近2亿千瓦。根据我们的统计, 除前述64台机组外, 现有核电厂址储备尚有可建机组数116台, 合计装机容量1.43亿千瓦。即使不考虑其中的内陆核电厂址, 沿海厂址仍有可建机组数48台, 装机容量6084万千瓦。根据我们的测算, 2019年已获批、待批复和已开展前期工作的34台机组投资预算金额合计约7200亿元; 其他48台沿海厂址可建机组投资预算金额合计约1.12万亿元。

图表81 国内核电装机容量预测



资料来源: 国家核安全局, 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表82 国内核电机组数预测



资料来源: 国家核安全局, 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

5.2.3 新玩家蠢蠢欲动, 剑指控股权

2016年9月19日, 国务院法制办公室就《核电管理条例(送审稿)》公开征求意见。该条例自2008年10月国家能源局组织开展立法研究和法规起草工作开始, 酝酿了8年时间, 反复博弈、讨论和修改, 其中最大的争议之一就是核电牌照准入门槛的设置。而条例送审稿中明确提出鼓励核电项目投资主体多元化的原则, 并在第四章首次明确了核电项目投资主体的准入条件。2019年2月1日, 国家能源局印发《能源行业深入推进依法治工作的实施意见》, 要求大力推进《核电管理条例》的立法审查工作。

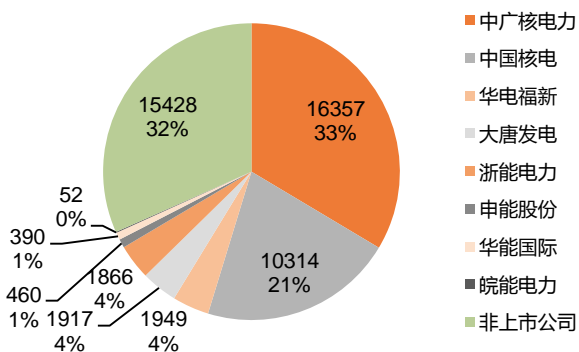
除中核、中广核、国电投三家拥有核电运营牌照以外, 五大发电集团的其余四家、地方能源集团等, 只能通过参股的方式参与核电站开发建设, 并不能占据主导地位。但是在传统煤电发展基本停滞、新能源规模上量速度较慢的局面下, 各家发电企业对于核电牌照的追求仍孜孜不倦。

- 华能: 2019年4月17日, 中国华能集团有限公司与中国广核集团有限公司在集团公司总部签署战略合作协议。根据协议, 双方将重点在核电、信息化建设、新能源、核燃料、金融、海外电力项目等领域开展全方位战略合作。6月11日, 华能核电开发有限公司和中国核能电力股份有限公司在北京华能总部签署投资协议, 根据协议, 双方将共同投资开发、建设和运营管理华能海南昌江核电二期工程#3、#4两台“华龙一号”机组, 华能海南昌江核电有限公司是本次项目的投资、建设和运营管理主体。
- 大唐: 大唐与中广核合作的宁德核电一期项目已建成投产, 持股比例穿透后可见大唐权益占比最高, 但因没有资质只能与中广核成为一致行动人, 由中广核控股、并表; 而成立于2016年底的宁德第二核电由大唐集团核电公司控股, 计划建造#5、#6两台“华龙一号”机组。2019年11月23日, 大唐集团旗下核心上市平台大唐发电发布公告, 董事会已审议通过《关于成立

辽宁庄河核电有限公司的议案》、《关于对大唐国际核电有限公司进行吸收合并的议案》，辽宁庄河核电有限公司由公司控股，持股比例 46%。

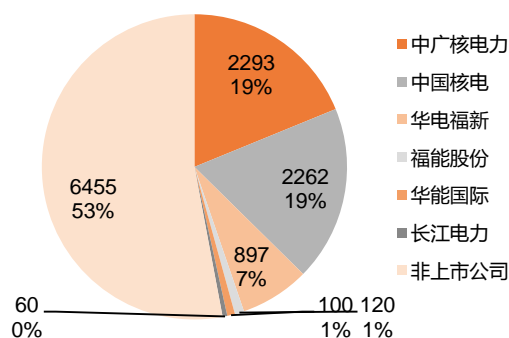
按照《核电管理条例（送审稿）》的相关细则要求，五大发电中的大唐、华电、华能三位巨头已基本满足控股核电站的要求。结合三代核电重启审批的预期，将逐步改变现有的核电运营商竞争格局，带来新的变量和新的动能。

图表83 国内在运核电机组权益装机容量拆分（截至 2019 年 10 月 30 日）



资料来源:平安证券研究所

图表84 国内在建核电机组权益装机容量拆分（截至 2019 年 10 月 30 日）



资料来源:平安证券研究所

5.3 推荐标的：中国核电

中国核电：核电明珠，得天独厚

公司控股股东中核集团在核电技术开发等方面处于国内领先地位，是唯一拥有完整核燃料循环产业、能够实现闭式循环的特大型中央企业，国家授权中核集团对核燃料、铀产品的生产经营和进出口实行专营。三门 2 号机组停堆检修对 2019 年业绩的拖累超过预期，但公司通过调整折旧政策释放利润进行对冲；电价新政明确了核电上网电价体系的平稳过渡，稳定了市场预期；公司机组所在地区用电需求开始回暖，利用小时有望逐步提升。

六、 水电：蛰伏

6.1 核心要素：电价风险暂消，电量大概率趋缓

6.1.1 大水电电价风险暂消

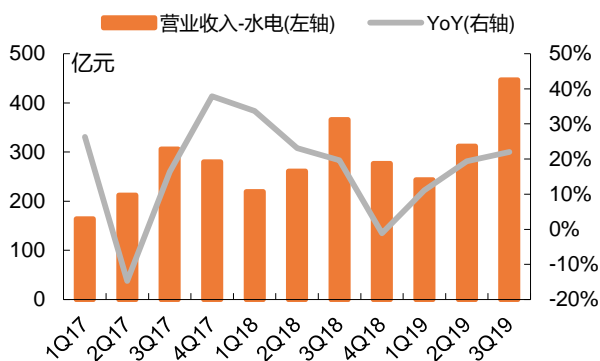
水电上网电价呈现为三种模式：按照“还本付息电价”或“经营期电价”制定的独立电价，省内执行的标杆电价，以及跨省跨区送电的协商电价。2015 年 5 月 5 日，国家发改委发布了《关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制的通知(发改价格[2015]962 号)》，以向家坝、溪洛渡和雅砻江梯级水电站为例，确定了按照落地省燃煤发电标杆上网电价和输电价格和线损倒推确定上网电价的跨省跨区送电价格形成机制。

前期市场忧虑大型水电站的上网电价可能会因为高利润率而被打压，但与核电情况类似，1658 号文明明确规定跨省跨区送电价格形成机制参考燃煤发电标杆上网电价的改为参考基准价，打消了市场的部分疑虑。我们认为，作为“十三五”的收官之年，2020 年水电跨省外送电价应能维持现有水平；但在“十四五”新协议的商讨过程中，或许会出现博弈局面。

6.1.2 潮起潮落，电量大概率趋缓

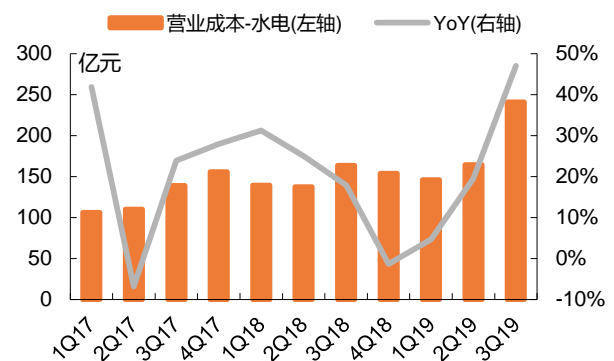
虽然 2019 年是水电大年，但 5、6 两月全国降水量均接近常年同期水平，而云南、四川、西藏等水电大省降水量较常年偏少；8 月湖北大部、湖南北部、江西北部、安徽南部等地普遍有中到重度气象干旱，湖北东部局部有特旱，长江中下游地区降水量普遍不足 100 毫米；9 月全国平均降水量 62.4 毫米，较常年同期偏少 4.4%、较上年同期 71.6 毫米下降 12.8%，东北地区西部、华北东南部、黄淮大部、江淮、江南大部、华南大部及内蒙古东部、新疆东部等地降水量较常年同期偏少 2 至 8 成；10 月份全国平均降水量接近常年同期，但四川省在历史同期最多降水量的情况下水电出力仅略有增长，而云南、湖北两省的水电出力继续下滑。受此影响，Q3 水电出力持续承压，且上年同期高基数效应导致增速出现大幅下滑，单季度发电量同比增长 2.5%，与前两个季度 12% 左右的增速相比明显回落。受来水情况不佳的影响，Q3 水电板块归母净利润同比增长 3.8%，大幅低于前两个季度 20% 左右的同比增速。我们预计，2020 年水电出力大概率趋缓。

图表85 1Q-3Q19 水电板块营业收入同比增长 18.4%



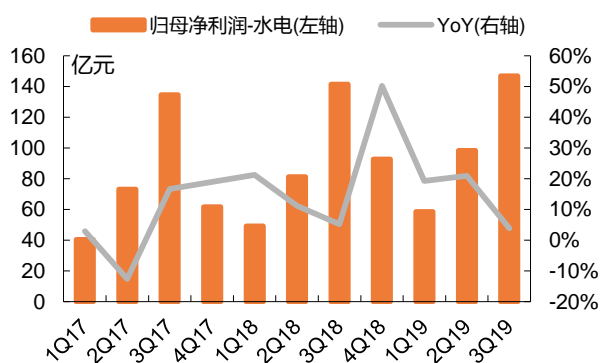
资料来源: Wind, 平安证券研究所 注: Q3 营业收入增速较高主要原因为桂东电力 Q3 营收同比增长 88.83 亿元。

图表86 1Q-3Q19 水电板块营业成本同比增长 25.1%



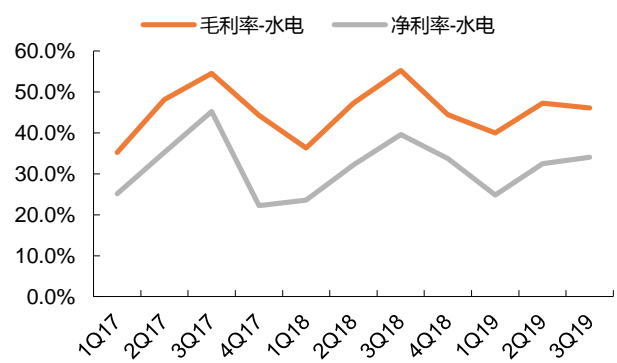
资料来源: Wind, 平安证券研究所 注: Q3 营业成本增速较高主要原因为桂东电力 Q3 成本同比增长 87.52 亿元。

图表87 1Q-3Q19 水电板块归母净利润同比增长 11.7%



资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表88 1Q-3Q19 水电板块利润率略有下滑



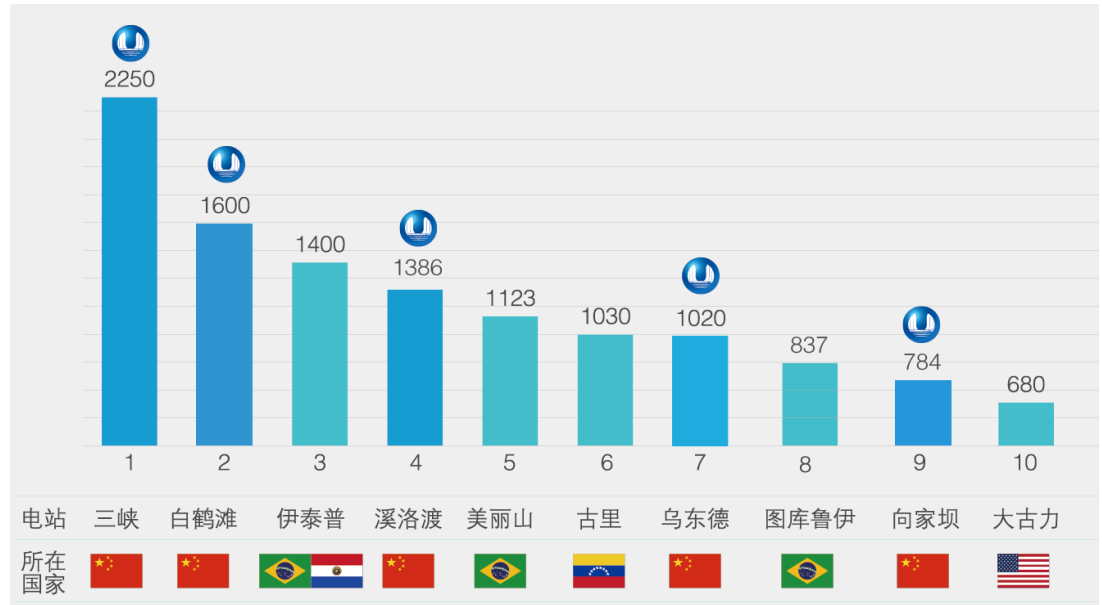
资料来源: Wind, 平安证券研究所

6.2 关注热点：新一轮水电投产高峰将至

虽然水电高速发展的时期已经过去，但四川、云南等省部分在建大型水电项目将从 2020 年起陆续投产，“十四五”初期行业将迎来新一轮增长。目前，金沙江下游四大电站中，装机容量 1020 万千瓦的乌东德和 1600 万千瓦的白鹤滩两大电站预计将于 2020 年前后开始投产；雅砻江中游规划电站中

装机容量 300 万千瓦的两河口电站和 150 万千瓦的杨房沟电站预计将于 2021 年前后开始投产。相关特高压线路陆续获批开建，为即将到来的川云水电投产高峰准备好消纳送出通道。

图表89 全球装机容量前十大水电站（含在建工程），五座在中国（单位：万 kW）



资料来源:公司公告, 平安证券研究所

图表90 雅砻江水电中游电站规划

区段	电站名称 (从下至上)	装机容量 (万 kW)	装机结构 (万 kW)	多年平均年发电量 (亿 kWh)	开工	首机投产	全部投产
中游	卡拉	102	4 × 25.5	46			
	杨房沟	150	4 × 37.5	69	2015 年 7 月	2021 年底 (预计)	2022 年 (预计)
	孟底沟	240	4 × 60	100			
	楞古	259.5	6 × 42.5+5.5	115			
	牙根二级	108	4 × 27	45			
	牙根一级	26	4 × 6.5	11			
	两河口	300	6 × 50	110	2014 年 10 月	2021 年底 (预计)	2023 年 (预计)
	合计	1186		496			

资料来源:公司公告, 生态环境部, 平安证券研究所

6.3 推荐标的：国投电力、华能水电

6.3.1 国投电力：水火共济，雅砻江中游有序推进

公司手握雅砻江这一黄金水段，是一家以水电为主、水火并济、风光互补的综合电力上市公司。雅砻江流域水量丰沛、落差集中、水电淹没损失小，规模优势突出，梯级补偿效益显著，兼具消纳和移民优势，经济技术指标优越。雅砻江干流规划开发 22 级电站，规划可开发装机容量 3000 万千瓦，

在全国规划的十三大水电基地中，装机规模排名第三。2019 年公司受益于偏丰的水量，发电量稳中有增；部分火电机组所在地区用电需求旺盛，推动营收增长；煤价下行减轻成本压力，带来了利润的显著提升。

6.3.2 华能水电：一衣带水联滇粤，西电东送大湾区

国内水电企业中，公司的水电装机容量仅次于长江电力，发电量略低于国投电力居行业第三。公司坐拥小湾、糯扎渡两座电站具备多年调节能力的龙头水库，可以平滑丰枯季出力、增发发电量、提升上网电价，是公司的核心竞争力之一。立足云南西电东送广东的市场布局，使得公司的电量、电价将同时受益于两省供需格局的改善以及电力市场化改革的深化。

七、投资建议

7.1 行业评级

2019 年水电出力增长、火电盈利修复，电力行业景气度持续提升。虽然连续两年下调用户侧电价使发电侧持续承压，但采用市场化浮动机制的新煤电上网电价政策在涨价预期、定价权利、联动范围、涨价空间、降价限制、调整频率方面颇具看点；即使 2020 年电价暂不能上浮，但未来有望逐步理顺上、中、下游的价格传导机制和利益分配格局，打开了电价的想象空间，因此我们上调行业评级至“强于大市”。

7.2 盈利预测

2020 年，火电盈利三要素中电价风险可控、利用小时和煤价的改善趋势不变，推荐全国龙头华能国际，以及长三角区域龙头浙能电力、申能股份；核电的利用小时有望回升，华龙新机组的提速、竞争格局的变化值得关注，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）；水电的利用小时大概率回落，川云地区新电站陆续投产将带来新一轮增长，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。推荐/建议关注标的盈利预测如下表：

图表91 重点公司盈利预测

股票名称	股票代码	股票价格		EPS			P/E			评级	
		2019/11/29	2018A	2019E	2020E	2021E	2018A	2019E	2020E		2021E
华能国际	600011.SH	5.99	0.09	0.33	0.47	0.51	65.4	17.9	12.7	11.7	推荐
申能股份	600642.SH	5.93	0.37	0.48	0.62	0.67	16.0	12.4	9.6	8.8	推荐
浙能电力	600023.SH	3.85	0.30	0.38	0.50	0.55	13.0	10.0	7.7	7.0	推荐
中国核电	601985.SH	4.86	0.30	0.32	0.39	0.43	16.0	15.4	12.4	11.4	推荐
国投电力	600886.SH	8.37	0.64	0.72	0.72	0.75	13.0	11.6	11.6	11.2	推荐
华能水电	600025.SH	4.18	0.32	0.31	0.32	0.34	13.0	13.6	13.1	12.5	推荐
中广核电力	01816.HK	1.96	0.17	0.20	0.24	0.23	10.2	8.9	7.5	7.6	未评级

资料来源：平安证券研究所 注：股价单位为原始货币，EPS 单位为人民币，PE 按照当日汇率换算；中广核电力 EPS 已根据 A 股 IPO 发行情况调整。

八、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产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。

■ 降水量减少

水电的经营业绩主要取决于来水和消纳情况，而来水情况与降水、气候等自然因素相关，可预测性不高。

■ 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；国内部分地区的电力供需目前仍处于供大于求的状态，可能影响存量核电机组的电量消纳、以及新建核电机组的开工建设。

平安证券研究所投资评级:

股票投资评级:

- 强烈推荐 (预计 6 个月内, 股价表现强于沪深 300 指数 20%以上)
- 推 荐 (预计 6 个月内, 股价表现强于沪深 300 指数 10%至 20%之间)
- 中 性 (预计 6 个月内, 股价表现相对沪深 300 指数在 $\pm 10\%$ 之间)
- 回 避 (预计 6 个月内, 股价表现弱于沪深 300 指数 10%以上)

行业投资评级:

- 强于大市 (预计 6 个月内, 行业指数表现强于沪深 300 指数 5%以上)
- 中 性 (预计 6 个月内, 行业指数表现相对沪深 300 指数在 $\pm 5\%$ 之间)
- 弱于大市 (预计 6 个月内, 行业指数表现弱于沪深 300 指数 5%以上)

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。

平安证券股份有限公司具备证券投资咨询业务资格。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。

免责条款:

此报告旨在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 2019 版权所有。保留一切权利。



平安证券
PING AN SECURITIES

平安证券研究所

电话: 4008866338

深圳

深圳市福田区福田街道益田路 5023 号平安金融中心 B 座 25 层
邮编: 518033

上海

上海市陆家嘴环路 1333 号平安金融大厦 26 楼
邮编: 200120
传真: (021) 33830395

北京

北京市西城区金融大街甲 9 号金融街中心北楼 15 层
邮编: 100033