

2019年01月24日

电力及公用事业

电力行业 2019 年度投资策略：雪消冰又释，景和风复暄

■2018 年火电大幅跑赢大盘，逆周期中的防御优势尽显：2018 年火电板块大幅跑赢大盘，一线火电龙头（华能国际、华电国际等）表现亮眼，主要是因为宏观经济运行稳中偏弱，火电由于基本面改善、部分个股股息率较高、存在逆周期属性等优势，展现出较强的防御力。根据安信宏观团队的研究，预计 2019 年 GDP 增速将降至 6.2%—6.3%，基建、房地产和进出口均维持稳中偏弱态势运行，主要高耗电行业的产品产量可能会出现负增长。随着煤炭产能释放力度加快，煤炭从供需紧平衡逐步向供应宽松过渡，电厂高库存和放开进口限制将倒逼港口和坑口煤价下行，蒙冀、瓦日和蒙华等通道运力的提升，也有助于改善煤炭供需错配的问题，电厂入炉煤价有望进一步下行，具备逆周期属性的火电板块依旧具有较大的吸引力。

■受益于供给侧改革，电力供需格局显著改善：2018 年全社会用电量同比增长 8.5 个百分点，其中第二产业贡献近半增量。受益于电力供给侧改革，火电装机增速大幅放缓，新增项目主要以新能源为主。火电项目的利用小时数逐步向合理水平靠近。随着清洁能源消纳力度加大，“三弃”问题得到显著改善。展望 2019 年，电能替代规模维持较高水平，但第二产业对用电量增长的贡献将大幅减弱，预计气温因素和工业对用电量增长的支撑将弱于 2018 年，预计 2019 年全社会用电量增速在 5%—6% 之间。看好电力供需格局改善，存量机组的利用率和议价能力有望提升。

■上网电价短期下行风险可控，低估值+高防御凸显火电防御价值：火电板块，影响业绩的三要素（煤价、电价和利用小时数）趋势向好，业绩增长值得期待。煤炭产能释放力度加大，供需错配问题逐步缓解，淡季提前和旺季不旺有望成为常态。电力市场化比例提升是大势所趋，考虑到电价调整较煤价调整存在一定的滞后性，目前降一般工商业电价告一段落，后期标杆电价下调的风险较小，优质煤电项目有望在电力市场化中以折价换电量，进而在市场化竞争中受益。利用小时数方面，虽然用电量增速存在下行压力，但机组停建缓建在短期难以放闸，存量项目利用小时数稳中有升。现阶段火电属于逆周期行业，火电龙头及二线煤价高弹性标的的价值凸显。同时，考虑到大多数企业在建项目较少，资本开支规模逐步下行，加之盈利形势有望大幅好转，高分红或可期待。建议重点关注火电龙头【华电国际】、【华能国际】、【国电电力】和二线煤价高弹性标的【长源电力】、【华银电力】、【建投能源】、【皖能电力】以及水火互济的【湖北能源】。

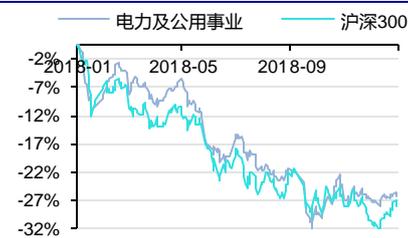
行业深度分析

证券研究报告

投资评级 领先大市-A
维持评级

首选股票	目标价	评级
600027 华电国际	4.95	增持-A
600011 华能国际	7.30	增持-A
600900 长江电力	16.50	增持-A
600236 桂冠电力	6.30	增持-A
600025 华能水电	3.40	增持-A
601985 中国核电	5.80	增持-A

行业表现



资料来源：Wind 资讯

%	1M	3M	12M
相对收益	-5.15	-8.50	4.40
绝对收益	-1.77	-9.98	-24.05

邵琳琳

分析师

SAC 执业证书编号：S1450513080002
shaoli@essence.com.cn
021-35082107

马丁

报告联系人

mading@essence.com.cn
010-83321051

方向

报告联系人

fangxiang2@essence.com.cn
021-35082718

相关报告

公用事业 2018 年三季报总结：营收及利润均实现大幅增长，盈利进一步改善
可期 2018-11-04

安信证券环保公用-电力行业数据周报
-20181101 2018-11-01

安信证券环保公用-天然气行业数据周报
-20181101 2018-11-01

安信证券环保公用-电力行业数据周报
-20181022 2018-10-22

安信证券环保公用-天然气行业数据周报
-20181021 2018-10-21

■永久水资源使用权的天然护城河，尽显稳健本色：水电作为低碳能源的重要选择，低成本优势有望使其在未来的市场化竞争中占得先机。随着西南水电外送通道建设加快推进，弃水限电问题显著改善。水电项目在运营期间现金流充沛，水电资产折旧费用占比高的成本结构决定了“现金牛”的潜质。水电龙头不仅具备高分红基础，多库联调也有望大幅提升水电资产的价值。虽然增值税退税取消短期内给水电企业带来一定压力，但在优质水电资源开发潜力有限的背景下，存量机组具有稀缺性，建议重点关注水电龙头【长江电力】和【桂冠电力】，以及装机有增长，外送通道建设稳步推进的【华能水电】。

■核电重启在即，核电产业链有望受益：多因素促三代核电迎重启良机，关注重启带来的投资机遇。一方面，政府定调“十三五”期间要稳妥推进发展核电，到2020年运行核电装机力争达到5800万千瓦，在建核电装机达到3000万千瓦以上。另一方面，三代核电技术日趋成熟，安全性能大幅提升，技术和设备的国产化率显著提高，为大规模发展三代核电奠定重要基础。此外，核电的规模化发展有望进一步提高经济效益，单位造价有望从目前首台机组的2.5万/KW逐步降至1.6万/KW。按照“十三五”期间的核电发展目标，2019年有望核准6-8台机组，建议把握核电重启带来的核电产业链受益标的，重点关注【中国核电】。

■风险提示：煤价持续高位运行，水电来水低于预期，在建项目进度不及预期，电价下调风险。

内容目录

1. 复盘：2018 年电力板块凸显防御价值.....	6
1.1. 火电大幅跑赢大盘，配置优势尽显.....	6
1.1.1. 2018 年火电板块超额收益机会.....	6
1.1.2. 2018 年火电个股表现.....	6
1.2. 水电板块盈利稳定，具备防御优势.....	8
1.3. 发电量保持高增长，营收和净利润稳步提升.....	8
2. 2018 年电力供需分析及 2019 年展望.....	9
2.1. 全社会用电量大增 8.5%，二产贡献近半增量.....	9
2.1.1. 前 11 个月用电量同比增长 8.5%，创 7 年来新高.....	9
2.1.2. 二产对用电增长的贡献超过 50%.....	10
2.1.3. 山东、内蒙古和广东地区贡献最大的用电增量.....	10
2.2. 装机增速大幅放缓，利用小时数向合理水平靠近.....	11
2.2.1. 装机增速降至 5.2%，新增装机以非化石能源为主.....	11
2.2.2. 利用小时数同比增加 103 小时，向合理水平靠近.....	12
2.2.3. 清洁能源消纳力度加大，“三弃”问题显著改善.....	13
2.3. 2019 年用电量高增长或难以为继，看好电力供需格局改善.....	14
2.3.1. 电能替代规模维持高位，气温和宏观经济对用电增长的贡献大幅削弱.....	14
2.3.2. 火电停缓建短期难以放闸，存量机组利用率和议价能力有望持续提升.....	15
3. 火电：多因素向好助推盈利改善，低估值+高防御凸显配置价值.....	16
3.1. 火电多要素趋势向好，盈利状况持续改善.....	16
3.2. 煤炭产能释放进度加快，淡季提前及旺季不旺或成常态.....	17
3.2.1. 供给侧改革稳步推进，煤炭供需形势持续改善.....	17
3.2.2. 大型煤企主动签订中长期合同，释放积极信号.....	18
3.2.3. 产地价格开始松动，淡季提前及旺季不旺或成常态.....	19
3.3. 电力市场化并非洪水猛兽，优质煤电有望在竞争中受益.....	21
3.3.1. 市场化交易比重增至 28.3%，苏鲁粤 3 省市场化规模水平超过 50%.....	21
3.3.2. 煤电市场化率最高，市场化电价折扣持续缩窄.....	22
3.3.3. 降电价目标已完成，电价下调风险基本解除.....	22
3.3.4. 优质煤电有望在电力市场竞争中受益.....	24
3.4. 火电停缓建，助推利用小时数向合理水平靠近.....	24
3.5. 投资策略：防御性凸显，关注一线龙头及二线高弹性个股.....	25
3.5.1. 现阶段火电属于逆周期行业，防御性凸显.....	25
3.5.2. 重点关注煤价高弹性的二线纯火电标的.....	26
3.5.3. 火电个股分红比例高，高股息率值得期待.....	26
3.5.4. 重点标的.....	26
3.6. 盈利预测.....	28
4. 水电：永久水资源使用权的天然护城河，尽显稳健本色.....	28
4.1. 清洁属性+低成本优势，外送通道提升消纳能力.....	28
4.1.1. 低碳能源的重要选择，低成本优势有望在市场化交易中占得先机.....	28
4.1.2. 西南水电外送通道加快推进，弃水限电大幅改善.....	30
4.2. 现金流充沛+高分红，大幅提升水电资产配置价值.....	31
4.3. 投资策略：重点关注装机有成长、高股息个股.....	32
4.4. 盈利预测.....	33

5. 核电：核电重启提上日程，核电产业链有望受益	33
5.1. 蛰伏三年，多重因素促三代核电迎重启良机.....	33
5.1.1. 政策助力，稳妥推进发展核电.....	33
5.1.2. 三代核电技术成熟，安全性能大幅提升.....	33
5.1.3. 利用效率大幅领先，促进核电快速发展.....	34
5.2. 国产化率提升，规模化发展有望提高经济效益.....	35
5.3. 投资策略：把握核电产业链受益标的.....	35
5.4. 中国核电盈利预测.....	35

图表目录

图 1：2018 年火电行业累计超额收益机会.....	6
图 2：2018 年年初至今水电及上证综指累计收益对比.....	8
图 3：电力板块营业收入及同比（亿元，%）.....	8
图 4：电力板块单季度营业收入及同比（亿元，%）.....	8
图 5：电力板块累计扣非归母净利润及同比（亿元，%）.....	9
图 6：电力板块单季度扣非归母净利润及同比（亿元，%）.....	9
图 7：月度用电量及同比增速(亿千瓦时，%).....	10
图 8：分季度用电量及同比增速(亿千瓦时，%).....	10
图 9：2018 年 1-11 月累计用电量结构.....	10
图 10：工业分部门电力消费及增速（亿千瓦时，%）.....	10
图 11：2018 年 1-11 月分省用电量及同比增速(亿千瓦时，%).....	11
图 12：2017 年和 2018 年 1-11 月分地区用电量增量对比（亿千瓦时）.....	11
图 13：截至 2018 年 11 月底分电源装机容量（亿千瓦）.....	12
图 14：2018 年 1-11 月分电源新增装机容量（亿千瓦）.....	12
图 15：历年 1-11 月累计新增风电装机（万千瓦）.....	12
图 16：历年 1-11 月累计新增太阳能装机（万千瓦）.....	12
图 17：2017、2018 年 1-11 月分电源利用小时数（小时）.....	12
图 18：2017、2018 年火电累计利用小时数（小时）.....	12
图 19：机组利用小时数向合理水平靠近.....	13
图 20：2016-2018 年 11 月月度发电量及同比增速.....	13
图 21：2018 年 1-11 月分电源发电量及同比增速.....	13
图 22：历年 1-11 月份水电累计利用小时数变化（小时）.....	14
图 23：历年 1-11 月份风电累计利用小时数变化（小时）.....	14
图 24：国网和南网经营区的电能替代潜力（亿千瓦时）.....	14
图 25：影响火电企业经营业绩的主要因素及趋势判断.....	16
图 26：2016-2018 年煤炭产能变化情况.....	17
图 27：截至 2018 年底，全国分省份煤炭产能占比（%）.....	17
图 28：秦港 Q5500 现货、神华月度 Q5500、神华年度 Q5500 及电煤指数 Q5500 对比.....	18
图 29：2016-2018 年秦皇岛 5500 大卡动力煤价格走势复盘.....	19
图 30：2017 年至今环渤海六港港口库存（万吨）.....	20
图 31：2017-2018 年沿海六大电厂库存（万吨）.....	20
图 32：2017-2018 年沿海 6 大电厂日耗（万吨）.....	20
图 33：2017-2018 年沿海六大电厂可用天数（天）.....	20
图 34：2017 年至今“三西”地区动力煤坑口价（元/吨）.....	20

图 35: 年度电力市场化交易规模及占比 (亿千瓦时, %)	21
图 36: 分季度电力市场化交易规模及占比 (亿千瓦时, %)	21
图 37: 2018 年前三季度分地区市场化交易情况	21
图 38: 2018Q2 开始, 煤电市场化交易比重超过 40%	22
图 39: 分季度煤电市场化交易电价 (元/Kwh)	22
图 40: 2018 年一般工商业电价降低情况 (分/Kwh)	23
图 41: 市场化前后机组度电价差和利用小时数变化	24
图 42: 市场化前后机组毛利变化	24
图 43: 2008 年至今历年总装机量与等效火电装机增速 (%)	25
图 44: 2010-2020 年火电利用小时数及同比增速	25
图 45: 各种发电方式成本比较 (折现率=7%)	35
图 46: 国内核电机组成本对比	35
表 1: 超额收益详细情况列表	6
表 2: 2018 年超额收益阶段火电股票表现	7
表 3: 2018 年 3 次超额收益机会中各标的跑赢行业次数统计	7
表 4: 典型发电企业的度电盈利状况 (元/千瓦时)	9
表 5: 2018-2020 年分类型装机和发电量预测	15
表 6: 2018 年动力煤供需基本平衡, 2019 年有望转为供略过于求	18
表 7: 全国及地方层面出台的系列降电价措施	22
表 8: 主要火电标的的分红及股息率情况	26
表 9: 主要火电标的的盈利预测	28
表 10: 截至目前国内已投产的前 20 大水电站 (不含抽水蓄能电站)	28
表 11: 2017 年水电板块个股经营情况 (截至 2017 年 12 月 31 日)	29
表 12: 主要水电标的的在建项目汇总	29
表 13: 外送通道梳理	30
表 14: 关于加快推进一批输变电重点工程规划建设工作的通知	30
表 15: 主要水电标的的经营现金流情况 (亿元)	31
表 16: 主要水电标的的分红及股息率情况	31
表 17: 主要水电标的的盈利预测	33
表 18: 我国三代核电站堆型	33
表 19: 中国在运核电机组利用小时数和机组平均利用率 (2015-2018 年 6 月)	34

1. 复盘：2018 年电力板块凸显防御价值

1.1. 火电大幅跑赢大盘，配置优势尽显

2018 年以来，火电板块多次跑赢大盘。2018 年火电板块大幅跑赢大盘，尤其是火电龙头（华能国际、华电国际等）表现亮眼，主要是因为宏观经济运行稳中偏弱，火电由于基本面改善、个股股息率较高、存在逆周期属性等优势，展现出较强的防御力。

表 1：2018 年火电板块超额收益详细情况

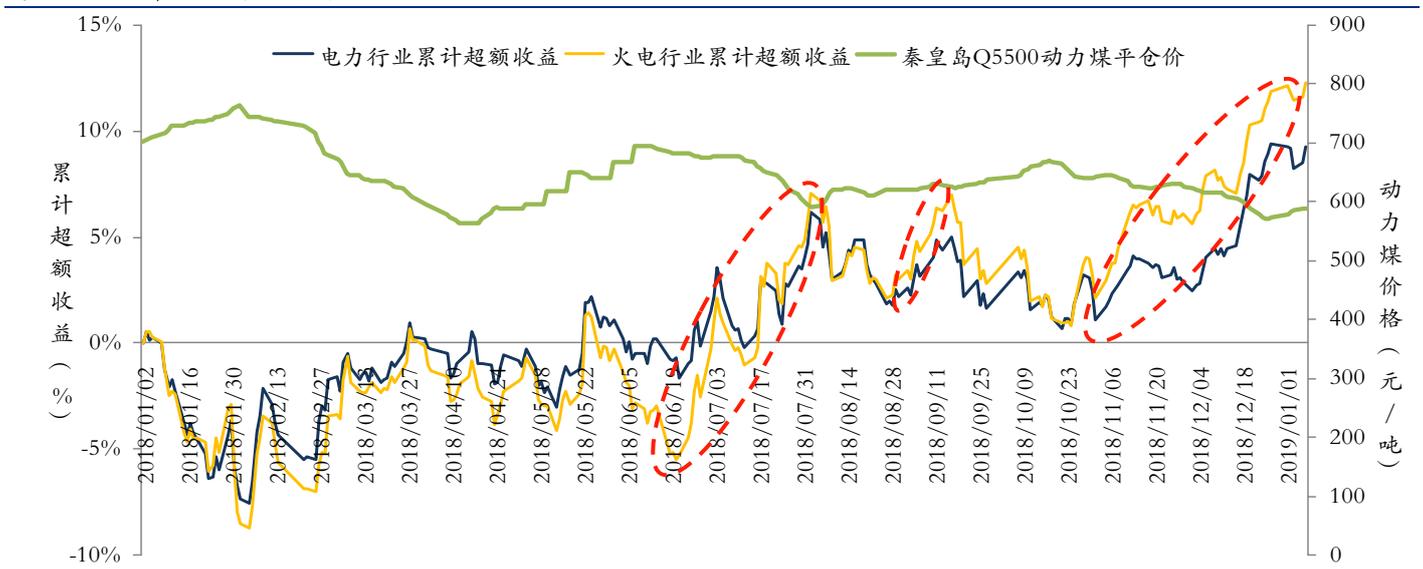
年份	次数	开始日期	结束日期	持续时间 (天)	涨跌幅			超额收益	
					沪深 300 (%)	电力-申万 (%)	火电-申万 (%)	电力相对沪深 300 (%)	火电相对沪深 300 (%)
2018 年	第一次	2018-06-21	2018-08-03	32	-7.7%	0.1%	7.1%	7.8%	14.8%
	第二次	2018-08-27	2018-09-17	16	-5.9%	-2.0%	0.0%	3.9%	5.9%
	第三次	2018-10-25	2018-12-28	47	-5.7%	5.2%	8.3%	10.9%	14.1%

资料来源：WIND，安信证券研究中心

1.1.1. 2018 年火电板块超额收益机会

2018 年火电板块取得超额收益主要归功于煤价下行带来的业绩显著改善。第一次主要是由于煤价持续下降所导致的，期间秦皇岛 Q5500 动力煤价格从 683 元/吨降至 592 元/吨；第二次主要是上市公司半年报发布，亮眼的业绩所带来的上行预期导致股价走势较好；第三次是煤价旺季不旺所带来的煤价下行预期所导致，2018 年进入采暖季后煤炭价格持续下行，秦皇岛 Q5500 动力煤于 12 月 28 日降至下半年最低点 574 元/吨，同比下降 18.2%。

图 1：2018 年火电行业累计超额收益机会



资料来源：WIND，安信证券研究中心

1.1.2. 2018 年火电个股表现

WIND 数据显示，在 2018 年出现的 3 次超额收益阶段中，主要火电标的跑赢火电行业的基本情况如下：第 1 阶段共有 10 只股票涨幅超过火电行业，前五位分别是华能国际（17.2%）、江苏国信（9.9%）、漳泽电力（9.1%）、浙能电力（6.6%）和皖能电力（5.4%）；第 2 阶段共有 14 只股票的涨幅超过火电行业，前五位分别是大唐发电（11.4%）、浙能电力（4.9%）、宝新能源（4.1%）、华电国际（3.9%）和中能股份（3.0%）；第三阶段共有 14 只股票涨幅超过火电行业，前五位分别是长源电力（29.9%）、华电国际（17.0%）、上海电力（16.3%）、华能国际（15.1%）和建投能源（12.3%）。

表 2：2018 年超额收益阶段火电股票表现

公司名称	第一次 (2018.6.21-2018.8.3)		公司名称	第二次 (2018.8.27-2018.9.17)		公司名称	第三次 (2018.10.25-2018.12.28)	
	涨幅 (%)	相对火电 (%)		涨幅 (%)	相对火电 (%)		涨幅 (%)	相对火电 (%)
华能国际	24.3%	17.2%	大唐发电	11.4%	11.4%	长源电力	38.2%	29.9%
江苏国信	17.0%	9.9%	浙能电力	4.9%	4.9%	华电国际	25.3%	17.0%
漳泽电力	16.2%	9.1%	宝新能源	4.1%	4.1%	上海电力	24.6%	16.3%
浙能电力	13.7%	6.6%	华电国际	3.9%	3.9%	华能国际	23.4%	15.1%
皖能电力	12.6%	5.4%	申能股份	3.0%	3.0%	建投能源	20.7%	12.3%
华电国际	11.7%	4.6%	华能国际	2.2%	2.2%	粤电力 A	20.3%	11.9%
上海电力	7.9%	0.8%	长源电力	1.8%	1.8%	穗恒运 A	19.9%	11.6%
天富能源	7.8%	0.7%	东方能源	1.7%	1.8%	皖能电力	19.8%	11.4%
内蒙华电	7.7%	0.6%	吉电股份	1.7%	1.7%	*ST 新能	15.7%	7.3%
吉电股份	7.3%	0.2%	广州发展	1.5%	1.5%	赣能股份	13.5%	5.1%
华银电力	7.1%	0.0%	漳泽电力	1.4%	1.5%	内蒙华电	12.1%	3.8%
粤电力 A	6.9%	-0.2%	福能股份	0.8%	0.8%	江苏国信	10.9%	2.5%
京能电力	6.1%	-1.0%	深圳能源	0.6%	0.6%	广州发展	8.4%	0.1%
国电电力	5.9%	-1.3%	上海电力	0.3%	0.3%	福能股份	8.4%	0.1%
长源电力	5.5%	-1.6%	华银电力	0.0%	0.0%	宝新能源	8.4%	0.0%
华电能源	5.2%	-1.9%	京能电力	-1.0%	-0.9%	华银电力	7.0%	-1.4%
大唐发电	5.0%	-2.1%	江苏国信	-1.1%	-1.1%	国电电力	6.7%	-1.7%
豫能控股	4.7%	-2.4%	华电能源	-1.5%	-1.5%	东方能源	6.6%	-1.7%
赣能股份	3.8%	-3.3%	穗恒运 A	-1.8%	-1.8%	豫能控股	4.5%	-3.9%
申能股份	3.2%	-3.9%	东方市场	-1.9%	-1.9%	通宝能源	3.2%	-5.1%
建投能源	2.9%	-4.2%	金山股份	-2.7%	-2.7%	深南电 A	2.6%	-5.7%
金山股份	2.7%	-4.4%	粤电力 A	-2.7%	-2.7%	东方市场	2.1%	-6.3%
福能股份	2.7%	-4.4%	赣能股份	-3.1%	-3.1%	深圳能源	1.2%	-7.2%
深圳能源	2.5%	-4.6%	豫能控股	-3.2%	-3.2%	金山股份	0.0%	-8.3%
东方能源	2.0%	-5.1%	天富能源	-3.5%	-3.5%	华电能源	-0.4%	-8.8%
穗恒运 A	1.8%	-5.3%	内蒙华电	-3.9%	-3.9%	红阳能源	-0.6%	-8.9%
宝新能源	1.7%	-5.4%	通宝能源	-4.3%	-4.3%	天富能源	-0.8%	-9.2%
红阳能源	1.6%	-5.5%	国电电力	-4.6%	-4.6%	申能股份	-2.2%	-10.5%
广州发展	1.0%	-6.1%	红阳能源	-7.4%	-7.4%	京能电力	-3.0%	-11.3%
通宝能源	0.5%	-6.6%	皖能电力	-8.1%	-8.1%	大唐发电	-3.1%	-11.4%
深南电 A	0.5%	-6.6%	建投能源	-8.6%	-8.6%	浙能电力	-3.3%	-11.6%
*ST 新能	-4.4%	-11.5%	深南电 A	-9.6%	-9.6%	吉电股份	-3.9%	-12.3%
东方市场	-10.5%	-17.6%	*ST 新能	-9.8%	-9.8%	漳泽电力	-9.5%	-17.9%

资料来源：WIND，安信证券研究中心（注：标黄部分代表相对火电板块有超额收益的个股）

在三次超额收益机会中，规模优势明显和区位优势突出的火电龙头（华电国际、上海电力和华能国际等）均跑赢火电行业，龙头的优势凸显。两次跑赢火电行业的个股有业绩弹性较大的福能股份、皖能电力、广州发展、长源电力、漳泽电力、浙能电力、内蒙华东、吉电股份和江苏国信。

表 3：2018 年 3 次超额收益机会中各标的跑赢行业次数统计

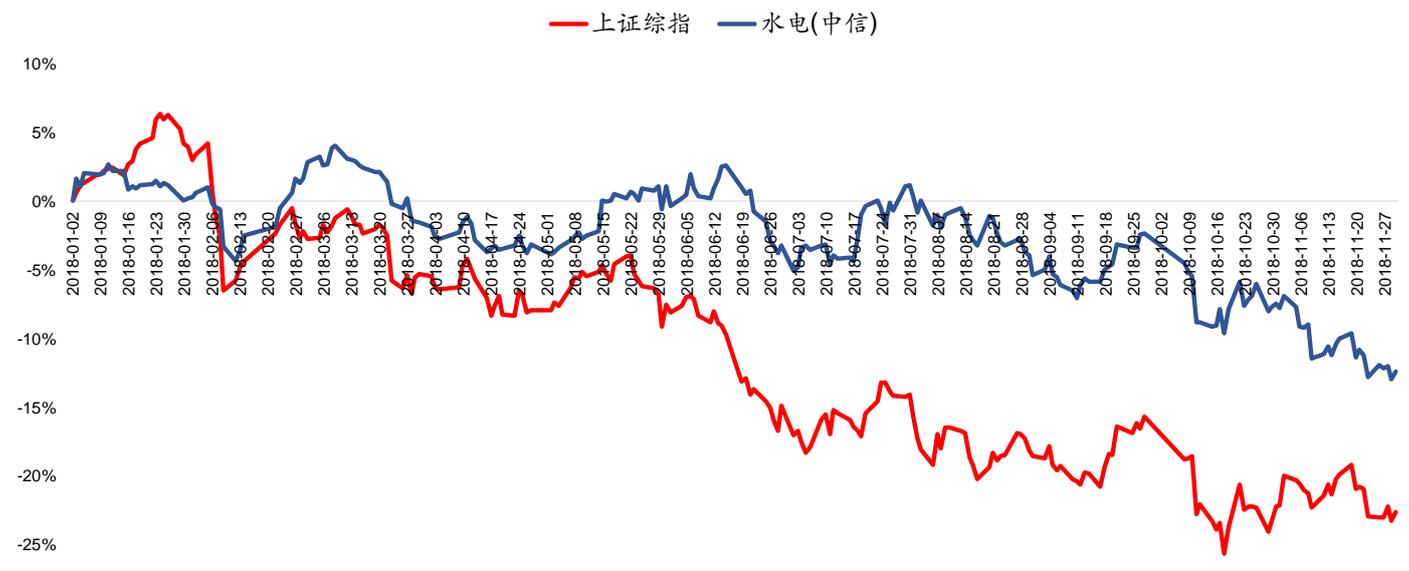
公司名称	跑赢次数	公司名称	跑赢次数	公司名称	跑赢次数	公司名称	跑赢次数
华电国际	3	长源电力	2	粤电力 A	1	赣能股份	1
上海电力	3	漳泽电力	2	大唐发电	1	深圳能源	1
华能国际	3	浙能电力	2	建投能源	1	*ST 新能	1
福能股份	2	内蒙华电	2	东方能源	1	穗恒运 A	1
皖能电力	2	吉电股份	2	宝新能源	1	天富能源	1
广州发展	2	江苏国信	2	申能股份	1		

资料来源：WIND，安信证券研究中心

1.2. 水电板块盈利稳定，具备防御优势

水电板块由于基本面较为稳定，个股分红和股息率在电力板块占据绝对优势，在大盘震荡中显现出较强的防御性。根据 WIND 数据，2018 年水电板块跑赢上证综指 20.4 个百分点，跑赢大盘的个股包括国投电力（9.7%）、长江电力（1.9%）、桂冠电力（-2.2%）、岷江水电（-11.7%）、川投能源（-14.8%）、黔源电力（-16.3%）、三峡水利（-17.8%）和湖北能源（-20.7%）。装机规模有成长，业绩有增长，分红比例高以及上网电价稳定的水电个股受到市场青睐。

图 2：2018 年年初至今水电及上证综指累计收益对比

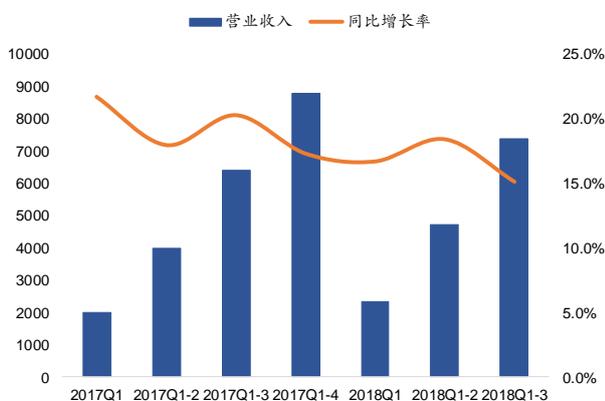


资料来源：WIND，安信证券研究中心

1.3. 发电量保持高增长，营收和净利润稳步提升

随着发电用量的增长，电力板块上市公司的营收稳步提升。根据 WIND 数据，2018 年前三季度中信—电力板块营收 7369.8 亿元，同比增 15.1%。在扣非归母净利润方面，2017 年三季度全国上调火电上网标杆电价，煤价总体持平，2018 年前三季度电力板块的扣非归母净利润 542.4 亿元，同比增 7.8%。

图 3：电力板块营业收入及同比（亿元，%）



资料来源：WIND，安信证券研究中心

图 4：电力板块单季度营业收入及同比（亿元，%）



资料来源：WIND，安信证券研究中心

图 5：电力板块累计扣非归母净利润及同比（亿元，%）



资料来源：WIND，安信证券研究中心

图 6：电力板块单季度扣非归母净利润及同比（亿元，%）



资料来源：WIND，安信证券研究中心

火电板块。2018 年前三季度营收排名前五的企业分别是华能国际、大唐发电、华电国际、国电电力、浙能电力，营业收入为 1259.9 亿元 (13.4%)、691.0 亿元 (45.0%)、643.1 亿元 (10.7%)、480.6 亿元 (8.5%) 和 430.4 亿元 (14.5%)。扣非归母净利润排名前五的企业分别是国投电力、浙能电力、国电电力、华能国际、大唐发电，扣非归母净利润分别是 35.7 亿元 (21.5%)、34.7 亿元 (-5.2%)、24.7 亿元 (9.7%)、17.6 亿元 (-4.4%)、17.1 亿元 (3.4%)。

水电板块。2018 年前三季度营业收入排名前三的企业分别是长江电力、华能水电、桂冠电力，营业收入为 390.7 亿元 (4.9%)、113.1 亿元 (24.2%) 和 71.6 亿元 (10.1%)。扣非归母净利润排名前三的企业分别是长江电力、川投能源、华能水电，扣非归母净利润分别是 172.4 亿元 (0.09%)、27.6 亿元 (-2.7%)、24.3 亿元 (26.2%)。

表 4：典型发电企业的度电盈利状况（元/千瓦时）

	度电收入（元/千瓦时）			度电成本（元/千瓦时）			度电毛利（元/千瓦时）			度电净利（元/千瓦时）		
	2016	2017	2018Q1-3									
华能国际	0.363	0.386	0.386	0.285	0.343	0.337	0.078	0.044	0.048	0.034	0.005	0.009
华电国际	0.333	0.412	0.414	0.258	0.369	0.362	0.075	0.043	0.052	0.024	0.004	0.013
国电电力	0.297	0.296	0.304	0.221	0.246	0.241	0.076	0.050	0.063	0.036	0.014	0.022
大唐发电	0.343	0.325	0.342	0.253	0.271	0.288	0.090	0.055	0.054	0.012	0.012	0.015
浙能电力	0.378	0.444	0.447	0.293	0.392	0.401	0.084	0.052	0.047	0.069	0.041	0.043
上海电力	0.463	0.462	0.455	0.358	0.371	0.360	0.106	0.091	0.095	0.048	0.035	0.035
福能股份	0.637	0.667	0.510	0.458	0.529	0.416	0.179	0.138	0.093	0.107	0.083	0.058
皖能电力	0.407	0.456		0.359	0.441		0.048	0.016		0.047	0.003	
长江电力	0.238	0.238	0.238	0.093	0.092	0.089	0.144	0.146	0.149	0.102	0.106	0.109
华能水电	0.182	0.175	0.187	0.101	0.092	0.088	0.081	0.083	0.099	0.012	0.032	0.041
桂冠电力	0.237	0.237	0.226	0.107	0.106	0.103	0.130	0.130	0.123	0.080	0.076	0.073
中国核电	0.345	0.333	0.331	0.203	0.201	0.185	0.141	0.132	0.146	0.093	0.080	0.081
节能风电	0.388	0.384	0.401	0.213	0.188	0.180	0.174	0.196	0.220	0.074	0.095	0.119

资料来源：WIND，安信证券研究中心

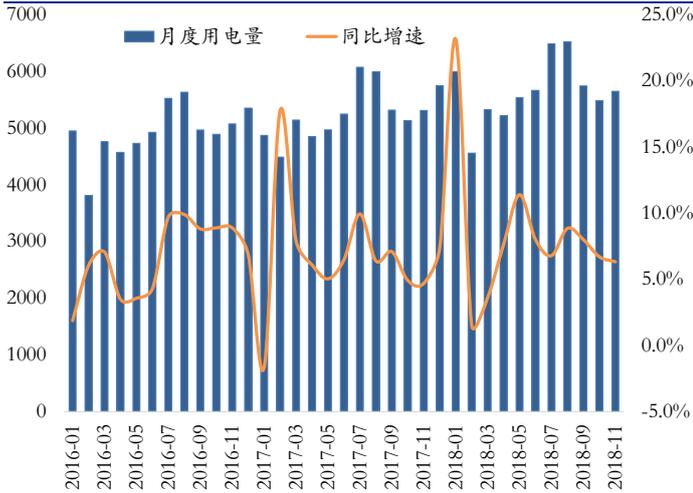
2. 2018 年电力供需分析及 2019 年展望

2.1. 全社会用电量大增 8.5%，二产贡献近半增量

2.1.1. 前 11 个月用电量同比增长 8.5%，创 7 年来新高

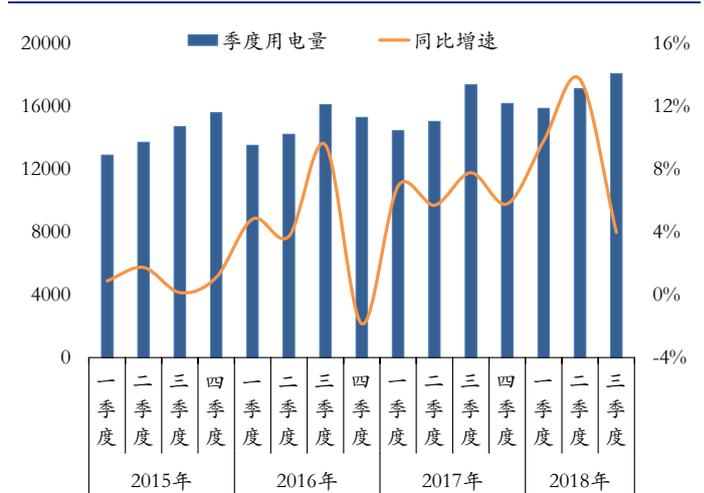
全社会用电量增速创新高。根据中电联数据，2018 年 1-11 月份，全社会累计用电量 62199 亿千瓦时，同比增长 8.5%，较去年同期增速提升 2 个百分点；其中，11 月份全社会用电量 5647 亿千瓦时，同比增长 6.3%，较去年同期增速提高 1.6 个百分点。分季度看，2018 年前三个季度的用电量同比增速分别为 9.8%、13.7%和 4.0%，处于近年来较高水平。

图 7：月度用电量及同比增速(亿千瓦时，%)



资料来源：中电联，安信证券研究中心

图 8：分季度用电量及同比增速(亿千瓦时，%)



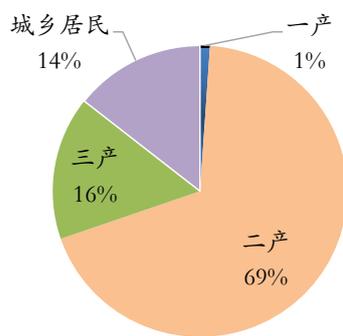
资料来源：中电联，安信证券研究中心

2.1.2. 二产对用电增长的贡献超过 50%

三产和居民用电量增速保持两位数增长。2018年1-11月份，一产用电量673亿千瓦时，占比1.1%，同比增长10.0%；二产用电量42684亿千瓦时，占比68.6%，同比增长7.1%；三产用电量9890亿千瓦时，占比15.9%，同比增长12.8%；城乡居民生活用电量8952亿千瓦时，占比14.4%，同比增长10.6%。1-11月份的用电量增幅分解结果表明，8.5%的增幅中二产贡献4.4个百分点，占比达51.8%，三产和居民生活分别贡献3.2和1.6个百分点。

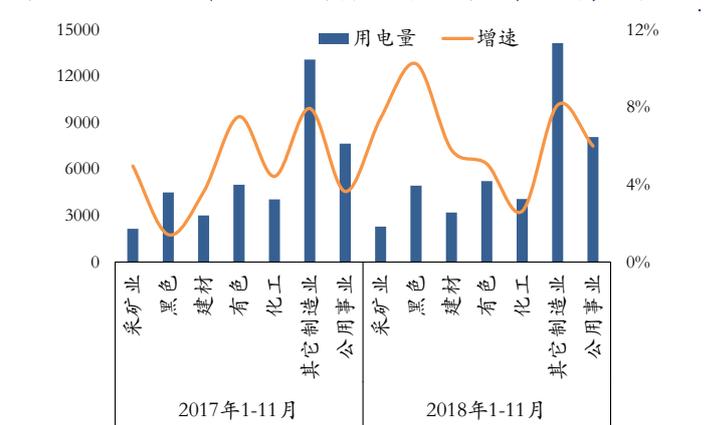
宏观经济运行稳定，拉动制造业用电回暖。根据国家统计局数据，2018年1-11月，工业增加值累计同比增长6.3%，工业用电量41983亿千瓦时，同比增长7.0%；制造业用电量31607亿千瓦时，同比增长7.2%。在此期间，四大高耗能产业均实现不同程度的增长，其中，化工行业用电量4073亿千瓦时，同比增长2.6%；建材行业用电量3203亿千瓦时，同比增长5.8%；黑色金属行业用电量4941亿千瓦时，同比增长10.3%；有色金属行业用电量5234亿千瓦时，同比增长5.1%。

图 9：2018年1-11月累计用电量结构



资料来源：中电联，安信证券研究中心

图 10：工业分部门电力消费及增速（亿千瓦时，%）

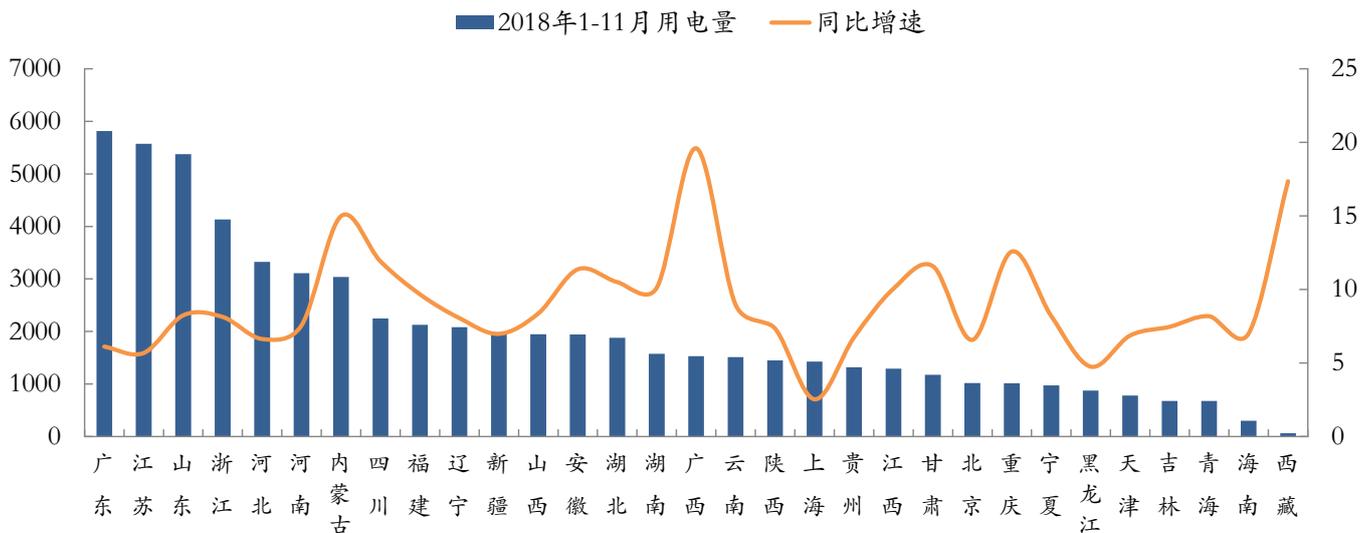


资料来源：中电联，安信证券研究中心

2.1.3. 山东、内蒙古和广东地区贡献最大的用电增量

区域用电量分化。根据中电联数据，2018年1-11月份，用电量排名前三的分别是广东（5816亿千瓦时）、江苏（5567亿千瓦时）和山东（5377亿千瓦时），用电量增速超过10.0%的省份共有10个：分别是广西（19.6%）、西藏（17.4%）、内蒙古（15.0%）、重庆（12.6%）、四川（11.9%）、甘肃（11.6%）、安徽（11.4%）、湖北（10.5%）、湖南（10.1%）、江西（10.1%）。

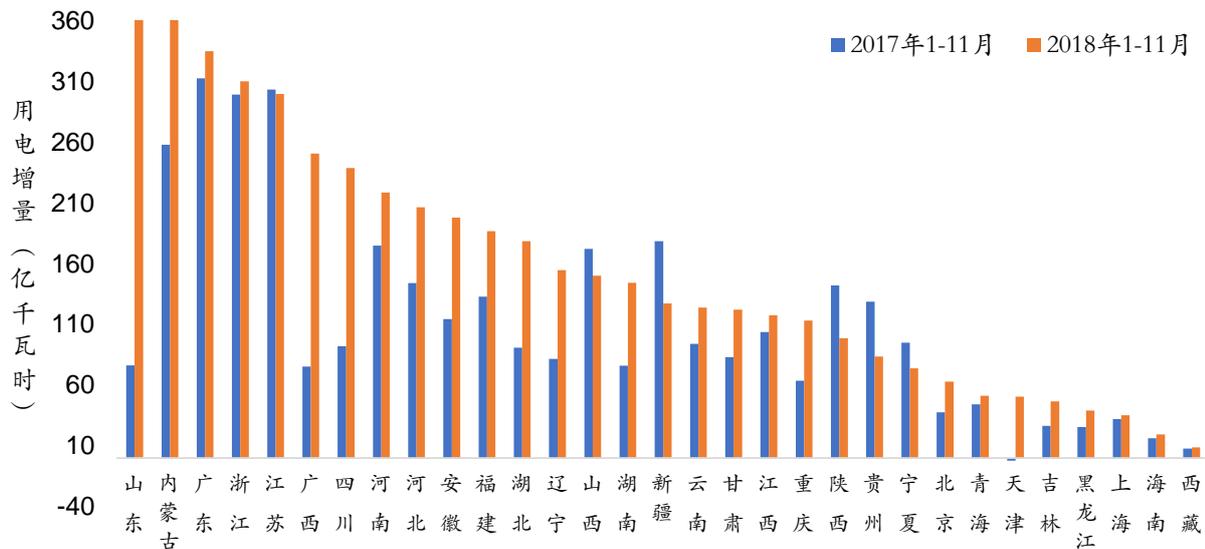
图 11: 2018 年 1-11 月分省用电量及同比增速(亿千瓦时, %)



资料来源: WIND, 安信证券研究中心

从分地区用电增量来看, 2018 年 1-11 月份, 用电增量最为显著的省份包括: 山东 (410 亿千瓦时)、内蒙古 (408 亿千瓦时)、广东 (335 亿千瓦时)、浙江 (310 亿千瓦时)、江苏 (300 亿千瓦时)、广西 (251 亿千瓦时)、四川 (239 亿千瓦时) 和河南 (219 亿千瓦时)。

图 12: 2017 年和 2018 年 1-11 月分地区用电量增量对比 (亿千瓦时)



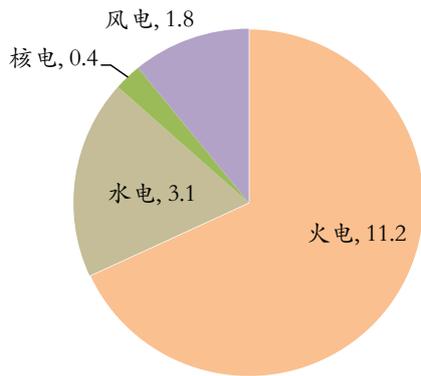
资料来源: WIND, 安信证券研究中心

2.2. 装机增速大幅放缓, 利用小时数向合理水平靠近

2.2.1. 装机增速降至 5.2%, 新增装机以非化石能源为主

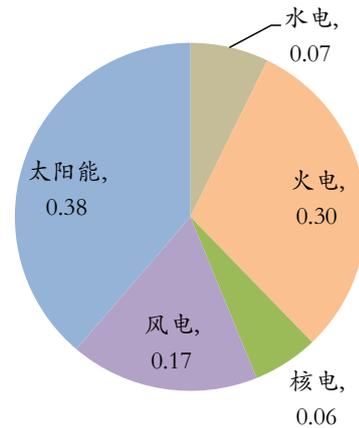
电力供给侧改革力度加大, 装机增速大幅放缓。为化解煤电产能过剩, 国家发改委和能源局从 2016 年年初开始出台系列措施, 控制煤电新增产能。截至 2018 年 11 月底, 全国 6000 千瓦及以上电厂装机容量 17.7 亿千瓦, 同比增长 5.2%, 增速同比回落 2 个百分点。其中, 火电 11.2 亿千瓦、水电 3.1 亿千瓦、并网风电 1.8 亿千瓦、核电 0.4 亿千瓦。1-11 月份新增装机容量 9877 万千瓦, 同比下降 12.5%。分电源看, 水电、火电、核电、风电和太阳能分别新增装机 713 万千瓦、3017 万千瓦、596 万千瓦、1720 万千瓦和 3822 万千瓦, 同比增速分别为 -30.6%、-23.1%、174.0%、37.4% 和 -21.4%。

图 13: 截至 2018 年 11 月底分电源装机容量 (亿千瓦)



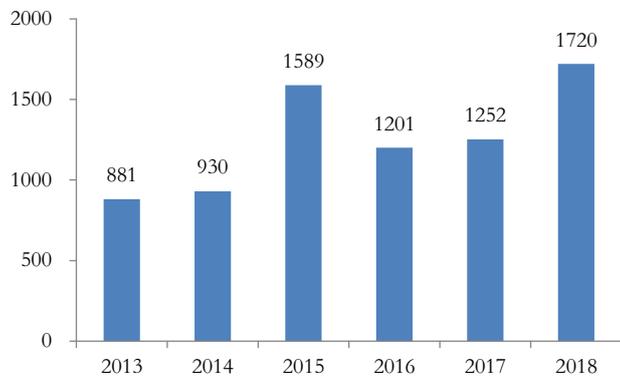
资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

图 14: 2018 年 1-11 月分电源新增装机容量 (亿千瓦)



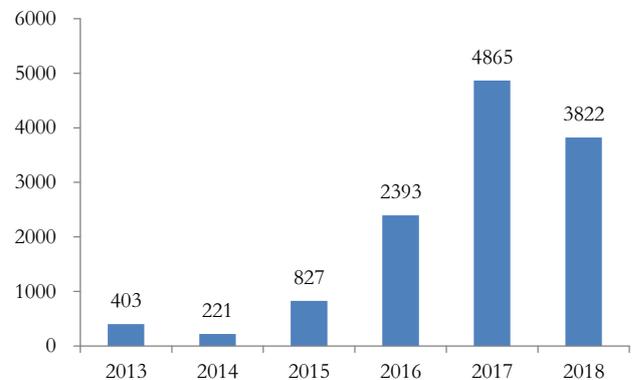
资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

图 15: 历年 1-11 月累计新增风电装机 (万千瓦)



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

图 16: 历年 1-11 月累计新增太阳能装机 (万千瓦)



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

2.2.2. 利用小时数同比增加 103 小时, 向合理水平靠近

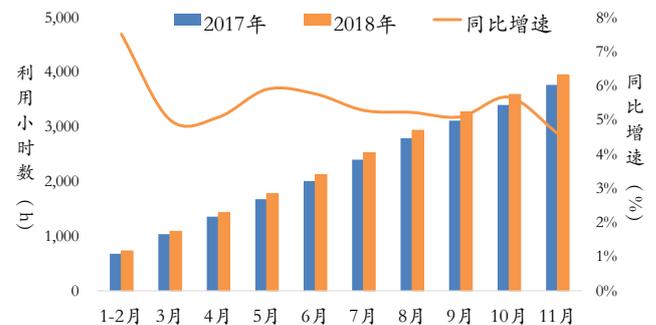
受益于电力供给侧改革, 显著提升火电利用小时数。2018 年 1-11 月全国发电设备累计平均利用小时为 3518 小时, 同比增加 103 小时。分电源来看, 火电、水电、核电和风电 1-11 月利用小时分别为 3946 小时、3358 小时、6791 小时和 1891 小时, 同比分别增加 175 小时、60 小时、287 小时以及 139 小时。在去产能的背景下, 火电投资额增速放缓, 利用小时平稳上升。

图 17: 2017、2018 年 1-11 月分电源利用小时数 (小时)



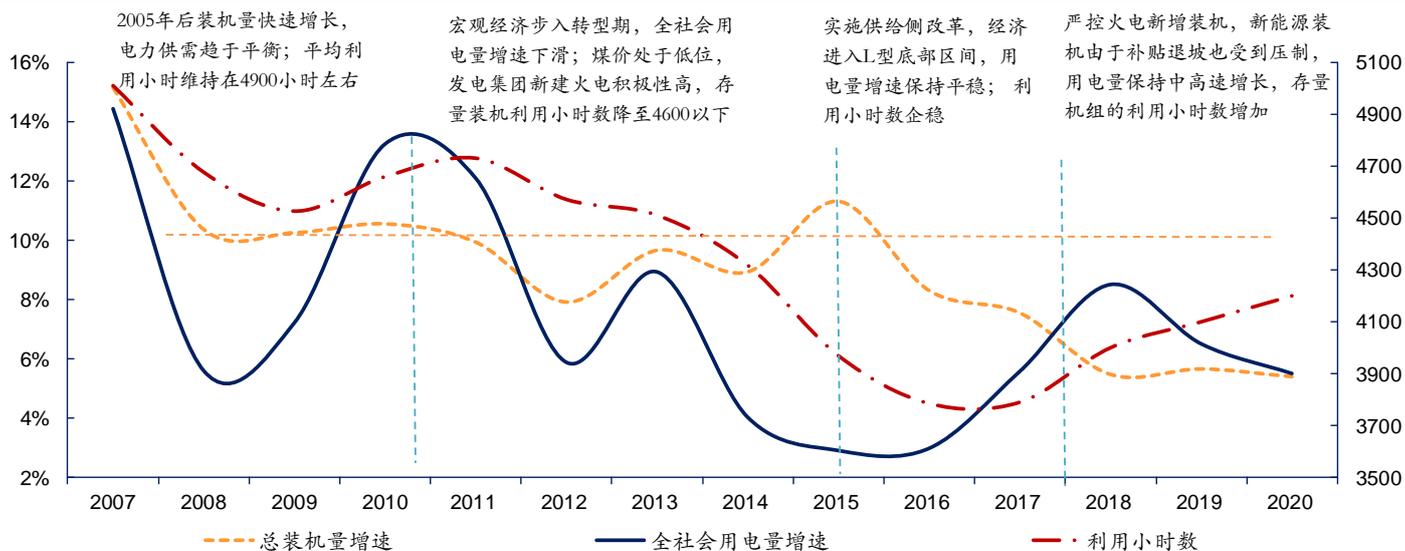
资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

图 18: 2017、2018 年火电累计利用小时数 (小时)



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

图 19：机组利用小时数向合理水平靠近



资料来源：中电联，安信证券研究中心

2.2.3. 清洁能源消纳力度加大，“三弃”问题显著改善

“三弃”问题明显改善。2017年，国家发改委、能源局联合印发《解决弃水弃风弃光问题实施方案》和《关于促进西南地区水电消纳的通知》；2018年，国家发改委、能源局联合下发《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》，要求全面促进清洁能源消纳，解决“三弃”问题，提高清洁能源利用率。2018年弃风率、弃光率和弃水量持续下降，可再生能源并网运行显著改善。根据中电联数据，2018年1-11月份，全国规模以上电厂发电量61626亿千瓦时，同比增长6.9%，水力发电10297亿千瓦时，同比增长4.4%，水电累计利用小时数3358小时，同比上涨1.82%；风力发电3268亿千瓦时，同比增长19.8%，风电累计利用小时数1891小时，同比增加7.93%；光伏发电830亿千瓦时，同比增长17.2%，全国太阳能发电设备累计平均利用小时1148小时。从趋势图看，2015年以来风电累计利用小时同比增速持续上升，水电累计利用小时同比增速也逐渐回升。2018年前三季度弃风率7.7%，过去三年的弃风率分别为15.5%、17.1%和12.0%。

图 20：2016-2018 年 11 月月度发电量及同比增速



资料来源：中电联，安信证券研究中心

图 21：2018 年 1-11 月分电源发电量及同比增速



资料来源：中电联，安信证券研究中心

图 22: 历年 1-11 月份水电累计利用小时数变化 (小时)



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

图 23: 历年 1-11 月份风电累计利用小时数变化 (小时)



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

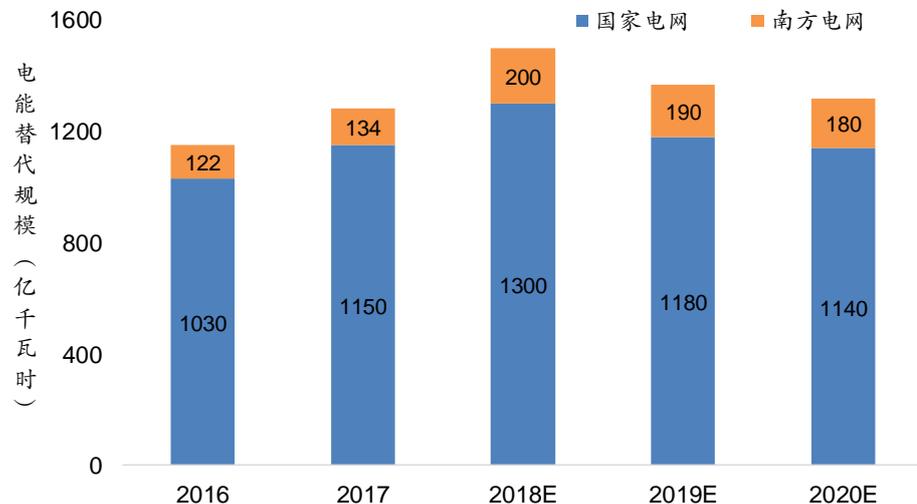
2.3. 2019 年用电量高增长或难以为继, 看好电力供需格局改善

2.3.1. 电能替代规模维持高位, 气温和宏观经济对用电增长的贡献大幅削弱

电能替代规模连续三年创新高。2016 年, 八部委联合出台《关于推进电能替代的指导意见》, 提出全面推进电能替代的总体要求和重点任务。2017 年初, 国网公司发布《“十三五”电能替代规划》, 力争“十三五”期间实现电能替代 5800 亿千瓦时。据中电联统计, 2016 年国网实现电能替代 1030 亿千瓦时; 2017 年国网和南网分别实现电能替代 1150 亿和 134 亿千瓦时; 2018 年国网和南网有望分别实现 1300 亿和 200 亿千瓦时的替代电量。2017 年和 2018 年对用电量增长的贡献分别为 2.0%和 2.2%。

2019 年电能替代有望为用电量增长贡献 2 个百分点。电能替代的重点领域包括居民采暖、生产制造、交通运输、电力供应与消费等。在“十三五”期间, 电能替代潜力最大的领域是居民部门的散烧煤治理。根据生态环境部统计, 2016-2017 年“2+26 城市”完成散煤替代 474 万户, 其中“煤改气”和煤改电分别为 347 万户和 127 万户。2018 年 9 月, 多部委联合发布《京津冀及周边地区 2018—2019 年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》, 提出在 2018 年 10 月底前, “2+26”城市和汾渭平原分别要完成散煤替代 362 万户和 161 万户, 合计 523 万户。考虑到煤改气较煤改电更为经济可行, 2018 年的天然气供需形势较 2017 年大幅好转。预计 2019 年的煤改气形势较今年将有所改观, 部分挤压“煤改电”的空间。预计 2019 年和 2020 年的电能替代规模分别为 1370 亿千瓦时和 1320 亿千瓦时, 对用电量增长的贡献接近 2 个百分点。

图 24: 国网和南网经营区的电能替代潜力 (亿千瓦时)



资料来源: 国家电网, 南方电网, 中电联, 安信证券研究中心

2019年气温因素对用电增长的拉动作用将减弱。根据国家气象局数据,2018年1月份平均气温较常年略低,3次雨雪天气均伴随较强降温;2月份同样偏低,5次一般冷空气过程范围广、强度大;5月份华南华东多地气温为1961年以来同期最高,个别地区日最高气温突破历史极值;6月份平均气温为1961年以来同期第二高,8月份全国平均气温为历史同期第四高。从整个夏季来看,6-8月全国平均气温为1961年来最高,全国共有55站日最高气温突破历史极值。2018年的气候特征总体表现为年初气温偏低、夏季高温提前,一季度采暖用电和夏季制冷用电大幅增长。根据国网公司的研究,上半年气温因素对用电量增长的贡献为2.2个百分点。考虑到2018年的极端天气大概率不会再现,2019年气温对用电量增长的贡献将下降。

2019年宏观经济若维持稳中偏弱态势运行,二产对用电量增长贡献将下降。据测算,2018年1-11月份,二产对用电量增长的贡献约为50%。自2018年年初以来,规模以上工业增加值同比增速逐月下降,从年初的7.2%降至11月份的5.4%。根据安信证券宏观团队的研究,预计2019年GDP增速将降至6.2%—6.3%,基建、房地产和进出口均维持稳中偏弱态势运行,主要高耗电行业的产品产量也可能会出现负增长。根据冶金规划院的研究,预计2018年和2019年粗钢产量分别为9.2亿吨和9.0亿吨,同比增长11%和下降2.5%。根据中国水泥协会的研究,预计2018年和2019年的水泥熟料产量分别为12.6亿吨和12.35亿吨,2019年同比下降2%。根据中国汽车工业协会的研究,预计2019年汽车销量约为2800万辆,与2018年基本持平。预计2019年高耗电产业(钢铁、建材、有色、石化等)的用电量增速将大幅下滑,甚至会出现负增长,区块链相关的用电需求也随着比特币的由盛转衰而大幅下降。

2.3.2. 火电停缓建短期难以放闸,存量机组利用率和议价能力有望继续提升

火电供给侧改革稳步推进,短期内个别地区、个别时点供电紧张不会导致停缓建放闸。根据中电联统计,2018年1-11月,全国主要发电企业电源工程完成投资2262亿元,同比下降2.9%;火电投资672亿元,同比下降0.3%。“十三五”期间,全国停建和缓建煤电产能1.5亿千瓦,淘汰落后产能0.2亿千瓦以上,大幅缓解煤电过剩压力。按照中央当前经济工作的基本目标,预计至2020年,每年的火电新增装机均有望控制在3000—3500万千瓦之间,并不会因为局部地区的缺电现象大批量的放开停缓建项目。

根据2018年的电源结构及新增项目的进展情况,我们预计2019年全国新增装机容量1.1亿千瓦左右,化石能源新增装机4000万千瓦左右,非化石能源新增装机7000万千瓦左右。煤电累计装机10.5亿千瓦,水电装机3.6亿千瓦,分别占全国装机的53%和19%。

表5: 2018-2020年分类型装机和发电量预测

类型	累计装机量(万千瓦)			发电量(亿千瓦时)		
	2018E	2019E	2020E	2018E	2019E	2020E
煤电	100,969	105,008	108,683	40,669	43,149	45,612
其他火电	13,331	13,997	14,277	7,125	7,552	7,779
水电	34,870	35,567	36,278	12,363	12,672	13,052
核电	3,830	4,057	4,298	2,682	2,869	3,070
并网风电	18,822	20,704	22,775	3,791	4,359	5,013
并网光伏	15,630	18,756	22,507	1,485	2,063	2,588
其他发电	8	8	8	1	1	1
总量	187,459	198,097	208,826	68,116	72,665	77,115
同比增速	5.5%	5.7%	5.4%	8.0%	6.6%	6.1%

资料来源:中电联,安信证券研究中心

3. 火电：多因素向好助推盈利改善，低估值+高防御凸显配置价值

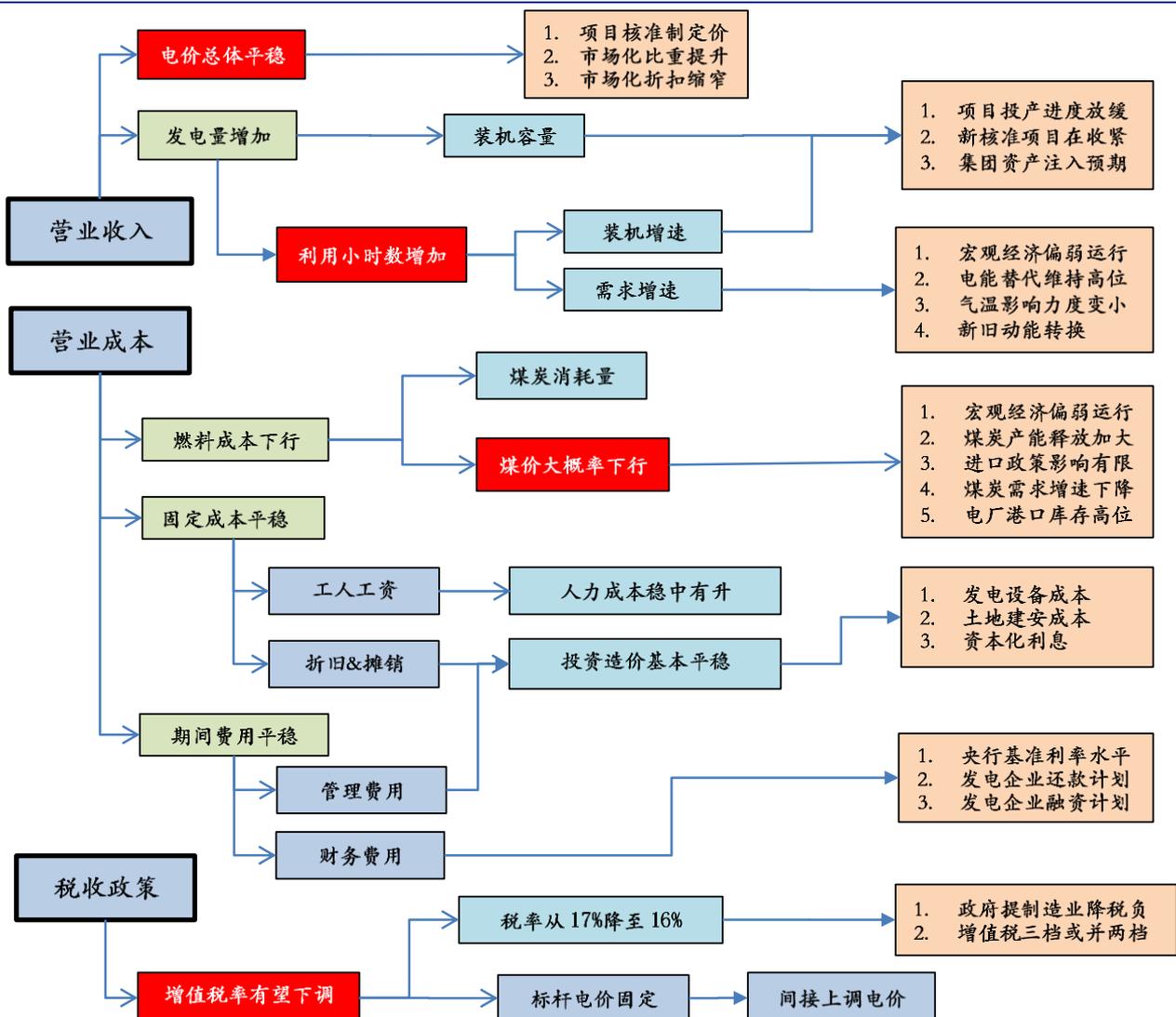
3.1. 火电多要素趋势向好，盈利状况持续改善

火电行业繁荣与困顿主要受制于三因素：(1) 单位营业收入——上网电价（主要取决于市场化交易电量的比重及折扣幅度）；(2) 上网电量规模——利用小时数（主要取决于存量机组的装机规模及用电量与装机量的增速）；(3) 单位营业成本——燃料成本（主要取决于煤炭供需形势、长协与现货的比例，煤炭进口的管制与否）。

2019 年火电业绩三要素趋势向好。上网电价方面，虽然市场化交易的比重趋于上升，但受益于电力供需格局改善，市场化电价折扣逐步缩窄，有效抵消市场化规模扩大的影响。利用小时数方面，目前火电机组利用率处于历史较低水平，在停缓建火电项目和大型发电集团控制资产负债率的大背景下，等效火电装机增速在未来一段时间内都将低于全社会用电量增速，机组利用小时数逐步向合理水平（5000 小时左右）靠近。燃料成本方面，煤炭供给侧改革稳步推进，煤价旺季不旺和淡季提前或成市场常态。

增值税调整有望给火电带来边际改善。国务院总理在年初政府工作报告中提出，要改革完善增值税，按照三档并两档方向调整税率水平，重点降低制造业等行业的税率。考虑到国内实体经济运行态势偏弱，外部环境也存在挑战，经济有一定的下行压力，增值税调整进度有望加快。若下调增值税率，间接上调火电的上网电价，火电企业有望直接受益。

图 25：影响火电企业经营业绩的主要因素及趋势判断



资料来源：中电联，安信证券研究中心

3.2. 煤炭产能释放进度加快，淡季提前及旺季不旺或成常态

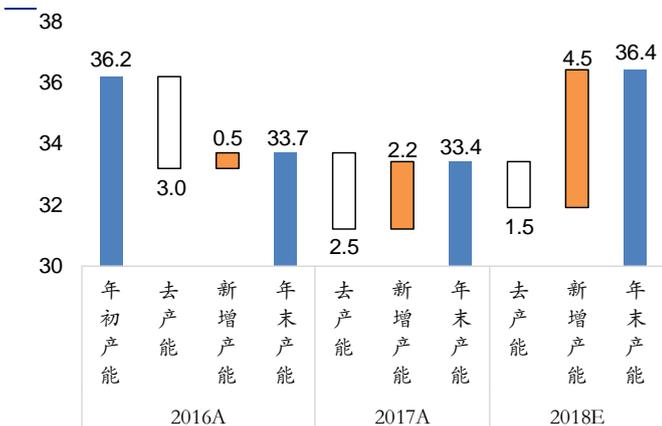
3.2.1. 供给侧改革稳步推进，煤炭供需形势持续改善

良币驱逐劣币，优质产能替代落后产能。煤炭供给侧改革始于 2016 年，随着近 3 年的推进，大量优质产能加速替代落后产能，逐步实现煤炭行业的“良币驱逐劣币”。根据《煤炭工业发展“十三五”规划》，“十三五”期间累计去产能目标 8 亿吨。根据国家能源局统计，2016 和 2017 年计划分别淘汰产能 2.9 亿吨和 1.5 亿吨，实际退出产能 3.5 亿吨和 1.2 亿吨。根据《2018 年政府工作报告》，2018 年煤炭去产能目标 1.5 亿吨。近日，国家统计局介绍，“三去一降一补”持续见效，提前超额完成全年压减钢铁产能 3000 万吨以上，退出煤炭产能 1.5 亿吨以上的目标任务。预计 2019-2020 年去产能的规模还剩 2 亿吨左右，意味着淘汰落后产能接近尾声，对国内产能和产量的影响有限。

“三西”煤炭产能释放超预期，集中度进一步提高。根据煤炭资源网数据，截至 2018 年年底，内蒙古、山西、陕西生产煤矿和建设煤矿产能总计 29.1 亿吨，占全国总量的 64.8%，其中生产产能和进入联合试运转的产能合计 24.7 亿吨，占全国总量的 64.6%。在“三西”地区，山西、内蒙古和陕西的产能分别为 12.3 亿吨、11.0 亿吨和 5.8 亿吨，占全国总量的 27.4%、24.4%和 12.9%。新疆和河南产能均为 1.8 亿吨，分别占全国产能的 4%。贵州、山东和安徽的产能分别占全国总产能的 3.8%、3.5%和 3.5%。

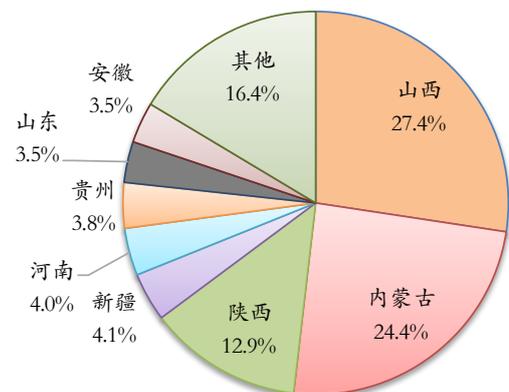
在建产能进一步向西部地区集中，供需错配加剧。根据煤炭资源网数据，截至 2018 年年底，内蒙古、山西、陕西三省的建设产能为 7.3 亿吨，占全国总量的 72.5%。分地区来看，内蒙古建设产能为 2.7 亿吨，占全国建设年产能总量的 26.67%；山西建设产能为 2.8 亿吨，占全国总量的 28.3%；陕西建设产能为 1.8 亿吨，占全国总量的 17.6%。宁夏、新疆、甘肃、青海建设产能占全国建设产能的比重分别为 5.3%、2.9%、2.2%和 1.1%，四省合计占 11.5%。煤炭供给集中于西部地区，而消费地主要集中于东部和南部，由于东部煤炭产能退出、中部煤炭适度发展，供需逆向分布矛盾加剧。北煤南运和西煤东调的运力需求进一步加大。国内煤炭调运对铁路运输需求进一步提升。

图 26：2016-2018 年煤炭产能变化情况



资料来源：中电联，安信证券研究中心

图 27：截至 2018 年底，全国分省份煤炭产能占比 (%)



资料来源：煤炭市场网，安信证券研究中心

进口煤限制政策主要用于平抑短期价格波动，对供需的影响减弱。“十三五”期间，动力煤进口政策的松紧经历多轮切换。2017 年 5 月和 2018 年 4 月，当秦皇岛动力煤价快速下跌时，国家对进口煤开始收紧；2017 年底，当秦皇岛动力煤价超过 700 元/吨时，国家对进口煤开始放松。2018 年 10 月中旬以来，重点电厂库存持续维持在历史高位，煤价下行趋势确立，政府再次收紧煤炭进口政策。进口煤政策主要用于平抑短期煤价的巨幅波动。由于采购进口煤较采购国产煤存在价格优势（一般在 30 元/吨左右，个别时段、个别地区会超过 60 元/吨），沿海电厂对进口煤的采购积极性较高，但受制于国内进口政策的约束，2019-2020 年的进口量有望维持在 2 亿吨左右，考虑到国产煤的增量远大于进口量的变动，进口政策对国内动力煤供需市场的影响在减弱。

表 6: 2018 年动力煤供需基本平衡, 2019 年有望转为供略过于求

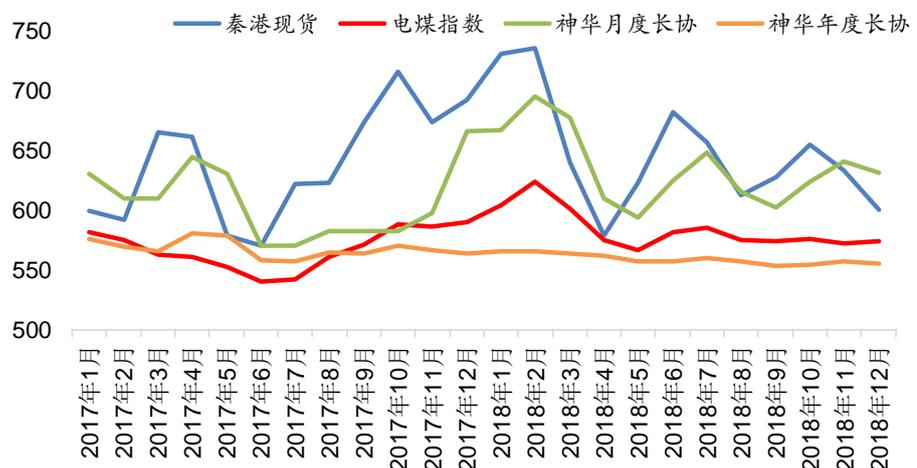
类型	2015A	2016A	2017E	2018E	2019E
国产量 (百万吨)	3066	2824	2900	3031	3197
净进口量 (百万吨)	152	189	211	214	214
总供给 (百万吨)	3218	3013	3111	3245	3411
总供给增速 (%)	-5.70%	-6.37%	3.26%	4.30%	5.14%
火力发电量(百亿千瓦时)	421	440	468	506	531
火力发电量增速 (%)	-0.60%	4.40%	6.50%	8.00%	5.00%
发电耗标煤 (百万吨)	1322	1363	1437	1527	1587
发电耗原煤 (百万吨)	1812	1908	2053	2163	2222
有色金属产量 (百万吨)	51	53	53	54	53
冶金耗煤 (百万吨)	159	158	136	124	113
水泥产量 (百万吨)	2348	2402	2366	2342	2295
建材行业耗煤 (百万吨)	502	514	502	492	473
化肥产量 (百万吨)	145	117	104	102	100
化工行业耗煤	164	130	117	117	118
煤化工用煤 (百万吨)	19	22	27	33	33
其他行业用煤 (百万吨)	602	439	373	336	336
总需求 (百万吨)	3259	3171	3207	3265	3294
需求增速 (%)	-3.29%	-2.69%	1.14%	1.79%	0.90%
供应缺口 (百万吨)	42	159	96	20	118

资料来源: 国家能源局, 中电联, 冶金规划院, 有色金属协会, 建材协会, 石油化工协会, 安信证券研究中心

3.2.2. 大型煤企主动签订中长期合同, 释放积极信号

政府力推中长期合同的签订。2018 年 11 月, 国家发改委印发《关于做好 2019 年煤炭中长期合同签订履行有关工作的通知》, 鼓励煤企与电企早签、多签、签实中长期合同。根据《通知》, 在合同期限方面, 鼓励支持更多签订 2 年及以上量价齐全的中长期合同; 在签订量方面, 中长期合同签订量保持自由资源量 (煤企) 或采购量 (电企) 的 75% 以上, 且不低于 2018 年水平; 在定价机制方面, 继续参照“基准价+浮动价”的机制, 下水煤基准价仍按不高于 2018 年度水平 (535 元/吨) 执行, 季度和月度长协以及外购煤长协定价机制, 要求原则上保持在绿色区间 (500-570 元/吨), 不高于黄色区间上限 (600 元/吨); 在运力衔接方面, 增加了保障中长期合同单笔合同量在 20 万吨及以上的运力安排。对于运力配置要求没有运力增量的线路, 运力配置不低于 2018 年。2019 年, 大秦铁路、蒙冀铁路和瓦日铁路的运力均有望提升, 原则上优先配置和保障中长期合同, 要求中长期合同履约率不低于 90%。

图 28: 秦港 Q5500 现货、神华月度 Q5500、神华年度 Q5500 及电煤指数 Q5500 对比



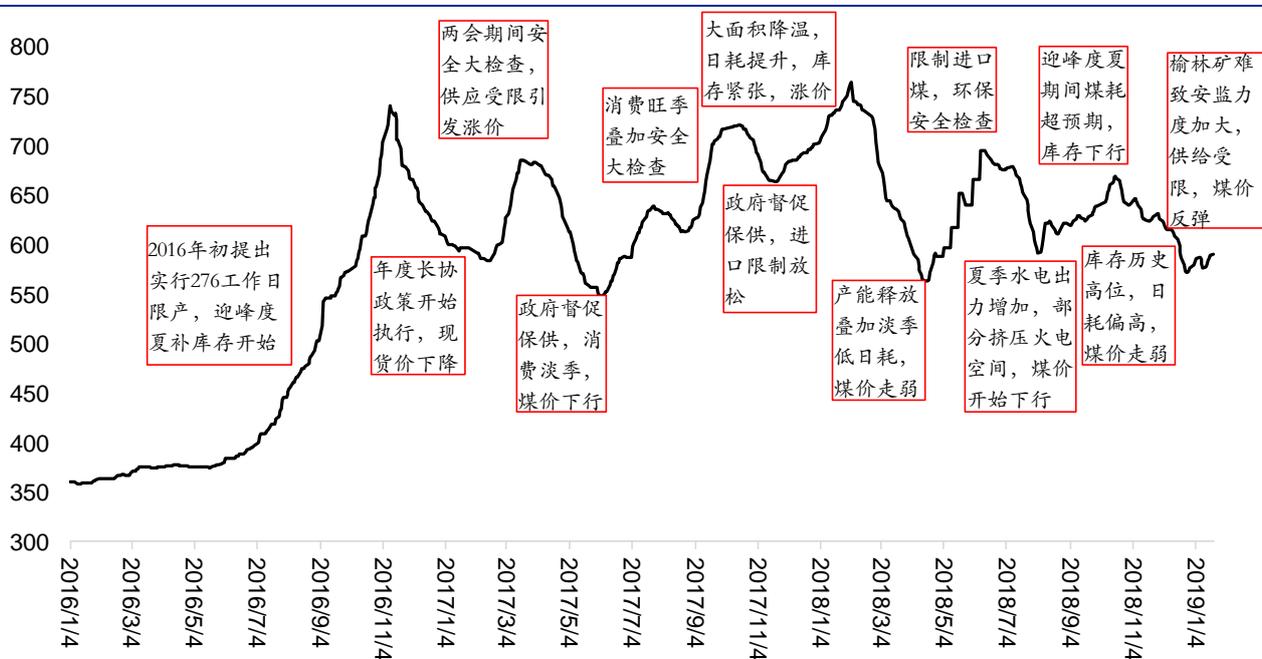
资料来源: 中电联, 安信证券研究中心 (神华年度长协价是神混 1 号)

签订中长期合同符合煤企、电企和铁路共同的利益。中长期合同是指买卖双方约定期限在一年及以上的单笔数量在20万吨以上的厂矿企业签订的合同。中长期合同的签订和履行，符合煤企、电企和铁路三方共同的利益。第一，有利于煤炭企业与发电企业合理安排生产活动，实现平稳有序运行；第二，有利于稳定煤炭市场预期，减少市场波动；第三，有利于铁路公司提前优化运力配置，减少运输资源浪费，提高整体经济效益。2018年年初以来，大型煤炭企业均主动参与煤炭中长期合同的签订，释放了积极信号。

3.2.3. 产地价格开始松动，淡季提前及旺季不旺或成常态

迎峰度夏和迎峰度冬均迎来旺季不旺。电煤市场的旺季一般出现在迎峰度夏和迎峰度冬期间，这段时间表现为高供给、高需求、高波动的“三高”特点。2016年上半年，煤企开始执行276工作日，煤价飙升就始于迎峰度夏的补库存阶段。2018年1季度，由于全国持续低温，中部地区出现大面积雨雪天气，加之北方地区天然气短缺，电煤需求大幅增加，而煤炭产量虽有所增长，但供应小于耗用，电厂库存明显下降，市场出现电煤供应偏紧预期，煤价大幅上涨，秦皇岛5500大卡动力煤在2月2日达到最高点765元/吨。此后随着采暖季的结束，电厂日耗回落，煤价一度于4月中旬回到570元/吨以内的绿色合理区间，为迎峰度夏期间的旺季不旺埋下伏笔。从4月下旬开始，由于南方地区气温逐步升高，制冷用电增加，电厂日耗提高，煤炭现货价格逐步走高，在6月上旬达到阶段性高点，接近700元/吨。6月中旬至三季度末，在迎峰度夏期间，由于政府部门放宽进口煤限制，同时随着梅雨季节到来，水电出力增加，部分挤压火电上网空间，动力煤价格在多地用电负荷创新高的同时，煤价一度跌破600元/吨，迎来2018年的首轮旺季不旺行情。煤价持续疲软的同时，电厂日耗开始下行，伴随的是港口库存和电厂库存的一路高歌猛进，这也为第二轮旺季不旺做好了铺垫。为避免再次出现去年冬季缺煤的窘境，发电企业2018年提前开展补库存工作，虽然煤价在国庆前夕有小幅反弹，但电厂高库存和低日耗对煤价形成有效制约。在采暖季期间，电厂和港口库存处于历史高位，煤炭价格在旺季持续下行，有望加速回归绿色合理区间。

图 29：2016-2018 年秦皇岛 5500 大卡动力煤价格走势复盘

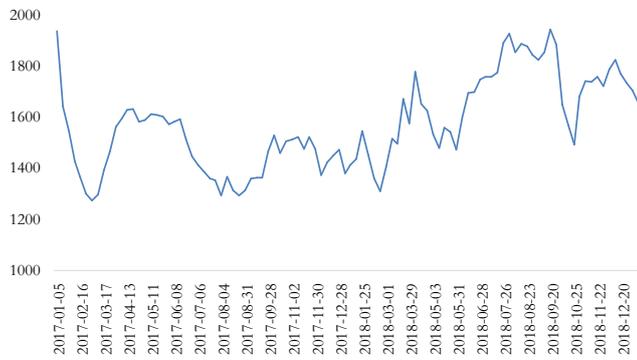


资料来源：国家能源局，安信证券研究中心

高库存+低日耗推动产地价格下行。在需求疲软、供给扩张、发改委稳煤价政策等多重因素影响下，动力煤价格继续承压。根据煤炭市场网数据，截至2019年1月11日，沿海六大电厂库存为1374万吨，较去年同期高32.3%。伴随高库存的是电厂的低日耗。截至2019年1月11日，六大电厂的日耗为78万吨，对应可用天数为18天，较去年同期高出4天。

此外，港口的库存也处于历史高位。电厂的高库存和低日耗直接导致发电企业采购积极性不高，港口贸易商的议价能力大幅削减。在港口高库存的压力下，产地价格也开始松动，根据煤炭市场网统计，“三西”地区的坑口价均出现不同程度的下降。一旦坑口价形成趋势性下跌，港口交易价格势必会进一步下行。

图 30：2017 年至今环渤海六港港口库存（万吨）



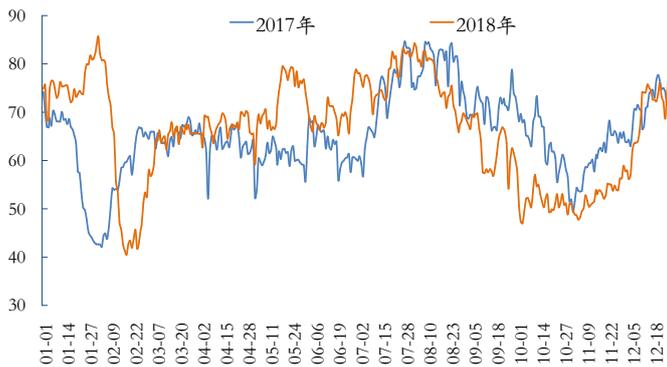
资料来源：煤炭市场网，安信证券研究中心

图 31：2017-2018 年沿海六大电厂库存（万吨）



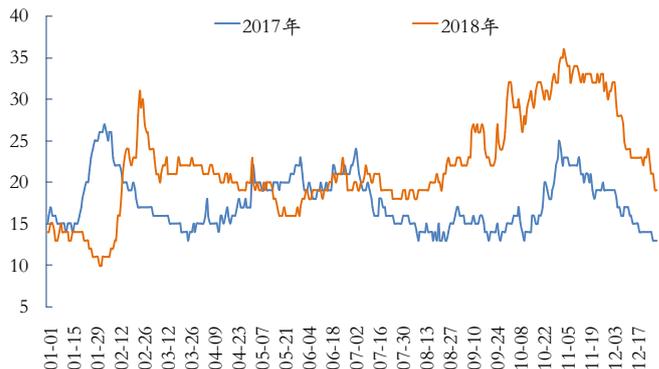
资料来源：煤炭市场网，安信证券研究中心

图 32：2017-2018 年沿海 6 大电厂日耗（万吨）



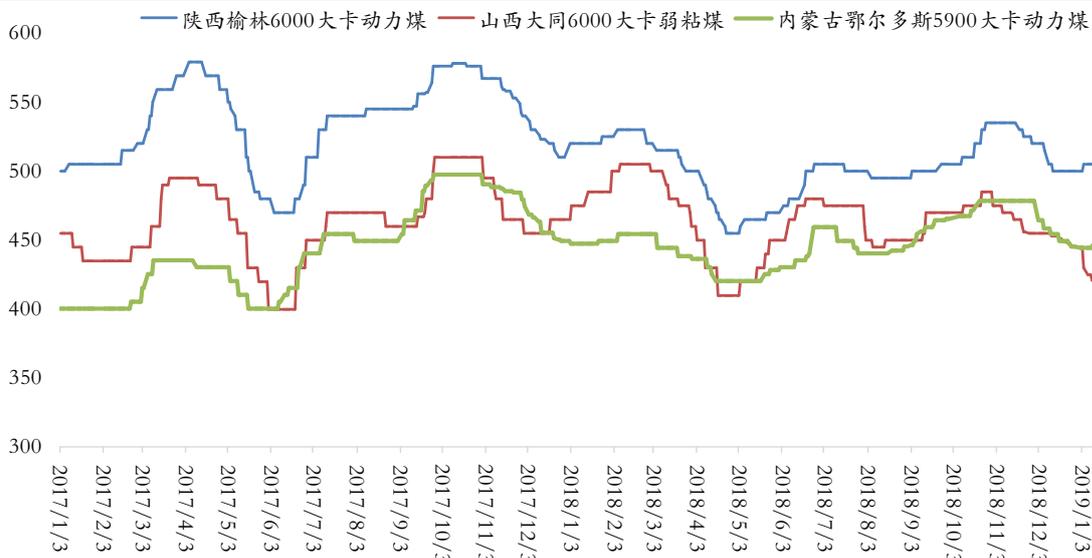
资料来源：煤炭市场网，安信证券研究中心

图 33：2017-2018 年沿海六大电厂可用天数（天）



资料来源：煤炭市场网，安信证券研究中心

图 34：2017 至今“三西”地区动力煤坑口价（元/吨）



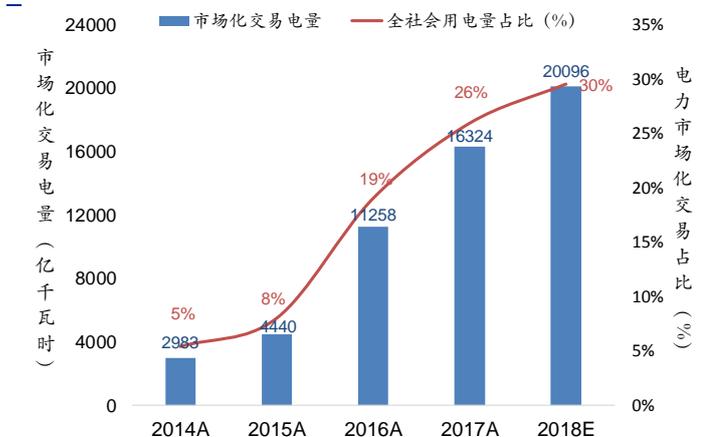
资料来源：煤炭资源网，煤炭市场网，安信证券研究中心

3.3. 电力市场化并非洪水猛兽，优质煤电有望在竞争中受益

3.3.1. 市场化交易比重增至 28.3%，苏鲁粤 3 省市场化规模水平超过 50%

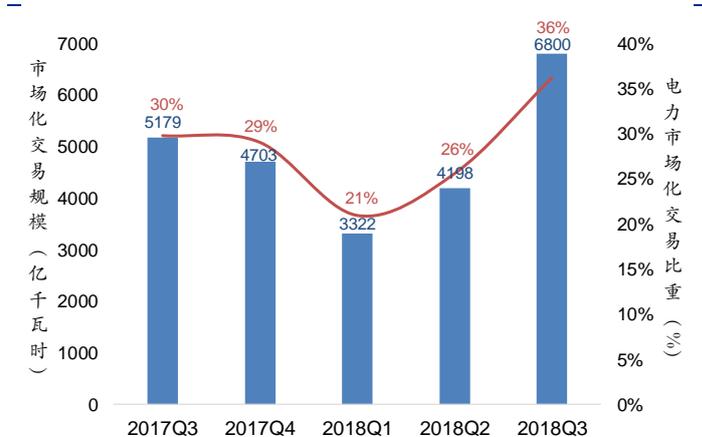
市场化比例提升是大势所趋。自 2015 年以来，电力市场化程度不断提高。根据中电联统计，2018 年 1-9 月，全国电网企业销售电量 4.19 万亿千瓦时，同比增长 10.5%；电力市场化交易电量（含发电权交易）1.45 万亿千瓦时，占全社会用电量的 28.3%，占电网企业销售电量的 34.5%。其中，省内交易电量 1.16 万亿千瓦时，占全国交易电量的 80.4%，省间（含跨区）交易电量 2595 亿千瓦时，占全国交易电量的 17.9%。与 2017 年前三季度相比，全国市场交易电量增长 38%，占全社会用电量的比重提高 6 个百分点。单季度看，2018 年第三季度电力市场化交易电量 6800 亿千瓦时，同比增长 31%，占全社会用电量的比重提升 6.4 个百分点，达到 36.2%；占电网企业销售电量比例上升 4.8 个百分点，达到 43.2%。

图 35: 年度电力市场化交易规模及占比 (亿千瓦时, %)



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

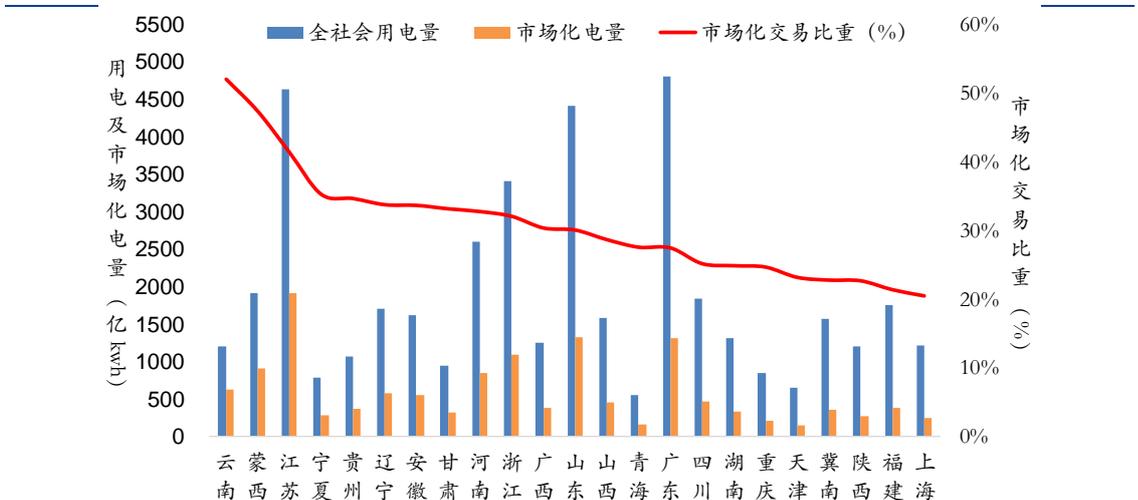
图 36: 分季度电力市场化交易规模及占比 (亿千瓦时, %)



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

市场化交易比重区域分化。根据中电联统计，华东、华北、南方区域市场交易电量规模分别为 4166 亿千瓦时、2736 亿千瓦时、2526 亿千瓦时，占全国市场交易电量的比重分别为 28.8%、25.6%、17.5%，合计占全国交易电量比重的 65%，对全国电力市场建设具有引领作用。分省来看，市场交易电量占全社会用电量比重排序前三名的省份是云南、蒙西和江苏，分别为 52%、47.3%、41.3%；电力市场交易电量规模排序前三名的省份分别为江苏（1914 亿千瓦时）、山东（1326 亿千瓦时）、广东（1314 亿千瓦时）；外受电市场交易电量排序前三名的省份分别是江苏（417 亿千瓦时）、山东（402 亿千瓦时）和浙江（359 亿千瓦时）。

图 37: 2018 年前三季度分地区市场化交易情况



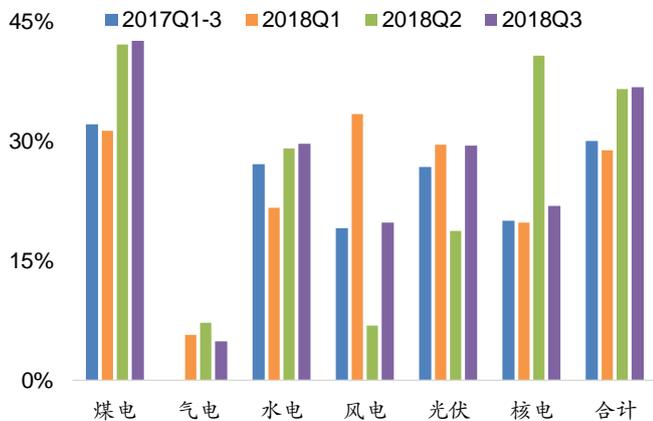
资料来源: 国家电网, 南方电网, 中电联, 安信证券研究中心

2018年1-9月，大型发电集团（包括11家中央及地方大型发电企业集团，分别是华能集团、华电集团、大唐集团、国家能源集团、国家电投、华润电力、国投集团、三峡集团、中核集团、中广核集团、粤电集团和浙能集团）合计市场交易电量9423亿千瓦时（不含发电权交易），占大型发电集团上网电量的34.2%；其中，省间（含跨区）市场交易电量合计1528亿千瓦时，占其市场交易电量的16.2%。

3.3.2. 煤电市场化率最高，市场化电价折扣持续缩窄

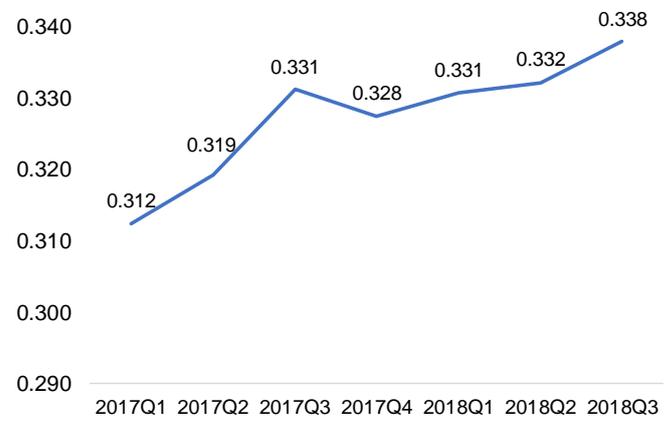
煤电市场化率（市场电量占上网电量比例）较高，达到38.7%，较去年同期上升6.8个百分点；水电、核电市场化率居其次，分别为27.7%、26.5%，较去年同期上升0.6、6.0个百分点。2018年以来，随着煤炭市场价格波动拉升以及市场交易的理性回归，煤电市场交易电价呈缓步回升趋势。自2017年4季度以来，煤电市场交易平均电价已连续四个季度保持增长。2018年3季度，大型发电集团煤电市场交易平均电价为0.3380元/千瓦时，较去年同期提高0.0068元/千瓦时。

图 38：2018Q2 开始，煤电市场化交易比重超过 40%



资料来源：中电联，安信证券研究中心

图 39：分季度煤电市场化交易电价（元/Kwh）



资料来源：中电联，安信证券研究中心

“基准电价+浮动机制”有望提升火电定价权，利好火电龙头。国家发改委、能源局联合出台《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》，指出要完善中长期合同交易电量价格调整机制。交易双方在自主自愿、平等协商的基础上，在合同中约定建立固定价格、“基准电价+浮动机制”、随电煤价格、产品价格联动或随其他因素调整等多种形式的市场价格形成机制。此举有助于提升火电上网电价与煤价的关联度，有助于改善发电企业的现金流和盈利状况，也有助于平抑发电企业的业绩波动。随着未来市场化交易从四大行业逐步扩大到更大范围，电力市场化竞争趋于白热化。届时装机容量高、环保和能耗达标且报价低的大型机组具有核心竞争力，长期利好大型火电企业。

3.3.3. 降电价目标已完成，电价下调风险基本解除

国家出台系列措施，积极落实降电价政策。2018年初，李克强总理在《政府工作报告》中提出，大幅降低企业非税负担，降低电网环节收费和输配电价格，平均降低一般工商业电价10%。2018年4月份以来，国家发改委先后出台4份文件，推进一般工商业电价下调。

表 7：全国及地方层面出台的系列降电价措施

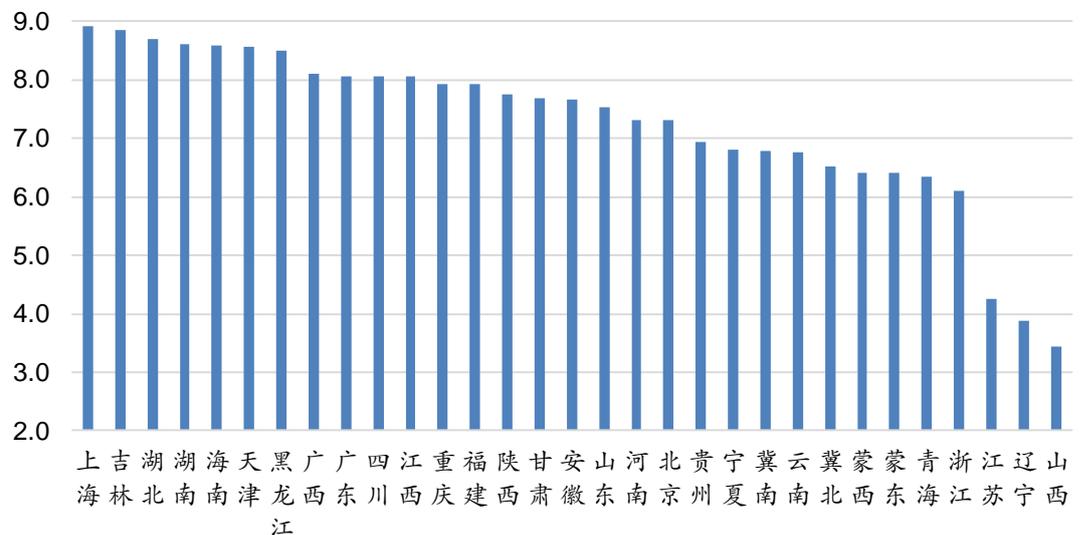
区域	执行时间	措施	降价主体	2018E
全国	2018年4月	(1) 国家明确出台的电网清费政策要落实，按照清理规范要求，电网环节涉及到的相关收费该取消的取消	电网公司	432 亿元
		(2) 推进区域电网和跨省跨区专项工程输电价格改革	电网公司	
		(3) 进一步规范和降低电网环节收费	电网公司	
		(4) 临时性降低输配电价	电网公司	

2018年5月	(1)释放电力行业的增值税税率调整和电网企业留抵退税一次性退返腾出的电价空间	政府部门 电网公司	216亿
2018年7月	(1)重大水利工程基金征收标准降低25% (2)扩大跨省跨区电力交易规模 (3)督促自备电厂承担政策性交叉补贴	政府部门 发电集团 自备电厂	173亿
2018年9月	(1)将省级电网经营区内首个监管周期平均电量增速超过预测电量增速带来的降价空间用于降价 (2)将省级电网经营区内2017年1月-2018年7月间因用电量增速超过预测电量增速已产生的超收收入用于降价 (3)电网企业通过内部调剂来弥补省电力公司的资金缺口,或在下一输配电价监管周期统筹平衡	电网公司	
上海	2018年7月	向家坝送上海水电落地电价调整为0.4155元/kwh 自备电厂缴纳政策性交叉补贴,0.103元/kwh	发电集团 自备电厂
山东	2018年7月	燃煤机组超出标杆电价的电价逐步下调至标杆电价 自备电厂缴纳政策性交叉补贴,今、明两年(过渡期)缴纳标准0.05元/度	发电集团 自备电厂
陕西榆林	2018年7月	7月开始,燃煤机组标杆电价调整为0.3345元/Kwh,未执行标杆电价的其他机组上网电价降低2分/kwh	发电集团
吉林	2018年7月	自备电厂缴纳政策性交叉补贴,标准为0.15元/Kwh	自备电厂

资料来源:中电联,安信证券研究中心

降电价已实施四轮,各地基本完成降价任务。2018年年初至今,各省均经历3-4次下调电价。2018年8月中旬,国家发改委表示,降低一般工商业电价分8项措施有序推进,已合计降费超821亿元。按照此前预估的一般工商业电价降低10%,降价金额超过800亿元计算,意味着全国层面的降电价目标基本完成。2018年8月底,国家发改委发布《关于降低一般工商业目录电价有关事项的通知》,进一步确保各地均完成降电价目标。2018年9月,共计13个省份完成最大规模的一次一般工商业电价调整。中电联表示,截至2018年10月底,各地基本完成一般工商业电价下降任务。从降幅来看,上海降幅最大(0.0891元/千瓦时),山西降幅最小(0.0344元/千瓦时)。分区域看,华东、华中、东北和南方地区降幅相对较大,降幅超过0.08元/千瓦时的13个省份(自治区、直辖市)主要集中在该地区,上海、吉林、湖北是下调幅度最高的地区,分别达到0.0891元/千瓦时、0.0885元/千瓦时、0.087元/千瓦时;下调较小的主要在华北和西北地区,山西、辽宁、江苏下调幅度较低,仅为0.0344元/千瓦时、0.0387元/千瓦时、0.0425元/千瓦时。

图 40: 2018 年一般工商业电价降低情况 (分/Kwh)



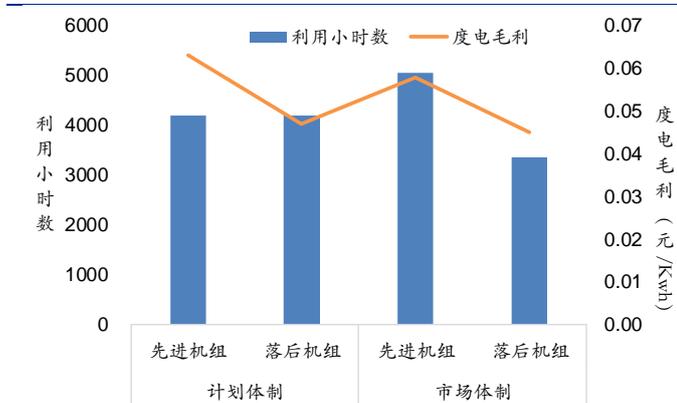
资料来源:中电联,安信证券研究中心

降电价目标基本完成，下调标杆电价风险较小，未来重点在于提升电力市场化规模。虽然火电的盈利状况有所改善，但行业亏损面接近 50%，暂不具备大规模、大幅度下调上网电价的基础。一方面，随着煤炭供给侧改革的推进，动力煤供应从偏紧逐步向平衡过渡，但煤价依然处于较高水平。火电尚处于盈利修复的起步阶段（火电龙头华能国际在 2018 年前三季度的 ROE 分别为 1.6%、2.8%和 2.6%，远低于煤炭和水电龙头），调价会进一步加大火电企业的经营压力。另一方面，部分地方政府可能有降电价诉求，但直接下调电价的效果不如推进电力市场化交易。前者会导致高耗能企业消耗增加，不利于产业结构调整和节能减排，而后者可以鼓励上下游积极参与电力市场化，利用市场无形之手优化配置资源，定向降低部分工商业的负担。此外，火电承担的基础负荷和调峰调频服务有效弥补新能源发电的天然缺陷，这部分隐含功能也值得我们考虑。

3.3.4. 优质煤电有望在电力市场竞争中受益

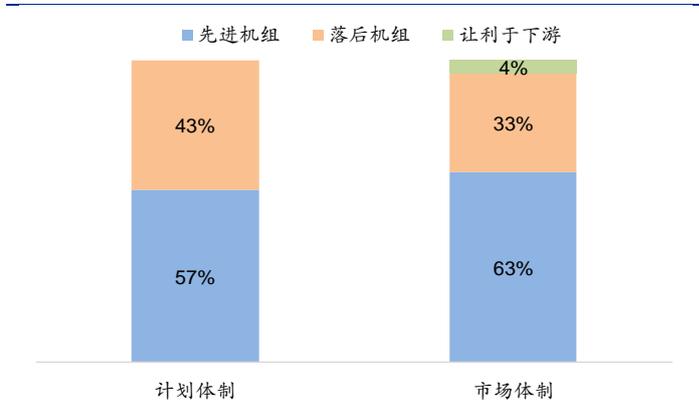
煤电盈利预测模型结果表明，优质机组有望在市场化竞争中受益。简单假设在一个电力系统中，高效机组和落后机组各占一半，两类机组的装机量和利用小时数相同。根据 2017 年全国平均数据，市场化电价折扣约 4 分/kWh。假设市场化电量占 10%，开展市场化交易后，落后机组相比于高效机组竞价时无成本优势，因此损失 10%的计划电量，而先进机组通过降价获取落后机组的电量。模拟结果表明，在引入市场化机制后，先进机组和落后机组的度电价差均较非市场化条件下有所下降，先进机组的上网电价被市场化电量的降价所拉低，落后机组因利用小时数下降而提高了度电固定成本。先进机组的度电价差从 6.3 分/kWh 下降到 5.8 分/kWh，而落后机组从 4.7 分/kWh 下降到 4.5 分/kWh。同时，先进机组的利用小时数从 4200 小时提高到了 5040 小时，而落后机组下降到 3360 小时。在非市场化条件下，原本全市场毛利在先进机组和落后机组间分配比例分别为 57%和 43%；在引入电力市场化交易后，高效机组通过降价而获取更多的电量，所占毛利份额从 57%提高到 63%，而落后机组毛利份额从 43%下降到 33%，剩余 4%毛利份额让利于下游用电企业。

图 41：市场化前后机组度电价差和利用小时数变化



资料来源：中电联，安信证券研究中心

图 42：市场化前后机组毛利变化



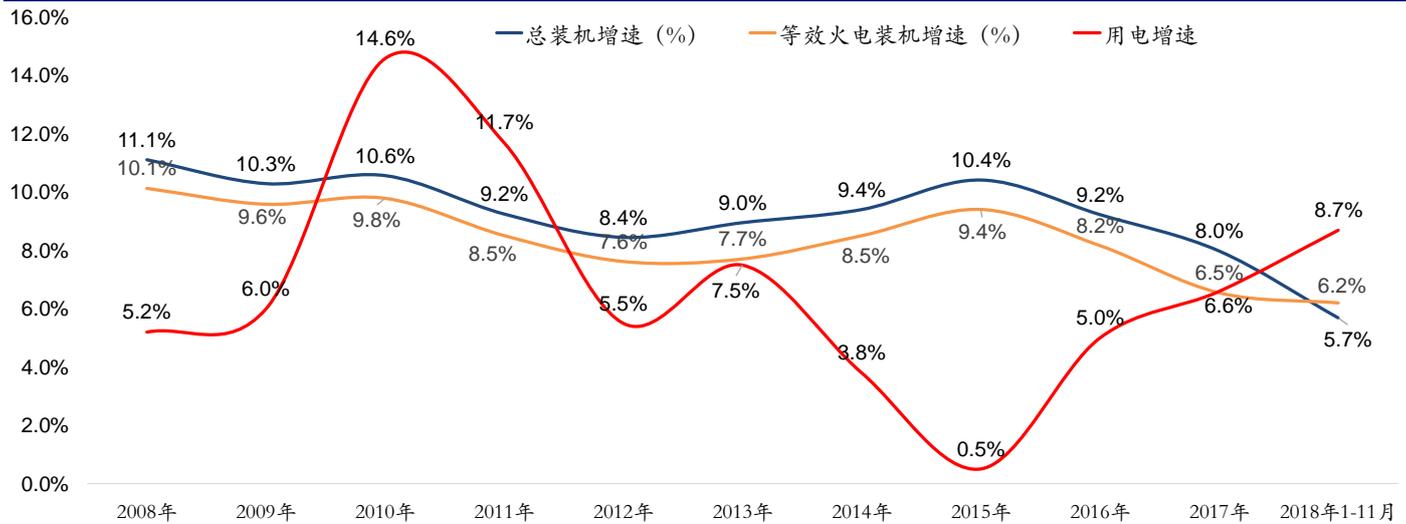
资料来源：中电联，安信证券研究中心

模拟结果表明，电力市场化在装机过剩的情况下会降低整个电力行业的利益，让利于下游用电企业。但是，先进机组通过自身的价格优势降价售电可获取更高的利用小时数，从整体收益上来讲，有可能会不降反升。因此，对于先进燃煤机组，电力市场化并不一定是洪水猛兽，反而可能是凭借自身比较优势获取更加高额利润的机遇。

3.4. 火电停缓建，助推利用小时数向合理水平靠近

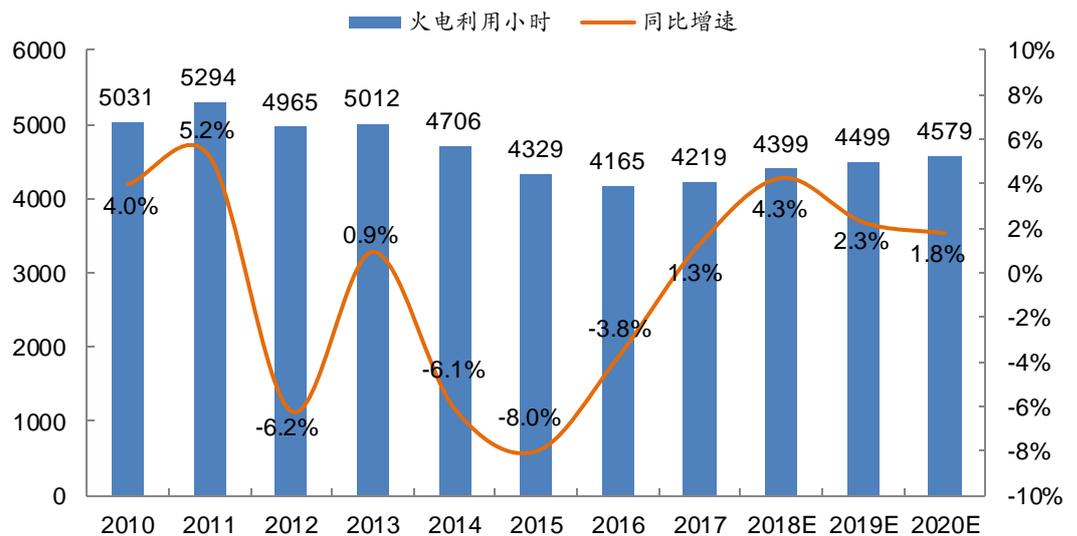
随着供给侧改革的进一步推进和市场化的进一步全面深化，电力市场化交易价格有望继续上升。同时，电力市场化交易电量也同步提升，将有助于全面的市场改革。火电龙头企业有望直接受益，盈利空间进一步提升，公用电力板块有望触底反弹。

图 43：2008 年至今历年总装机量与等效火电装机增速 (%)



资料来源：中电联，安信证券研究中心

图 44：2010-2020 年火电利用小时数及同比增速



资料来源：中电联，安信证券研究中心

3.5. 投资策略：防御性凸显，关注一线龙头及二线高弹性个股

3.5.1. 现阶段火电属于逆周期行业，防御性凸显

现阶段火电属于逆周期行业，绝对 PB 和相对 PB 均处在历史低位。煤价和电价两个逆周期因素成为决定火电行业盈利波动的核心因素。成本端，煤价本身是和经济周期同向波动的，火电成本中 70% 左右来自燃料成本，由此导致 2017—2018 年周期行业盈利改善的过程中，火电企业大面积亏损。收入端，由于电价由政府核定，在当前政策环境下，不具备大幅上调上网电价的条件。因此，火电板块的业绩主要取决于煤价走势。如果 2019 年的经济呈现稳中偏弱态势，火电成本可能会逐步下行。可以预见，2019 年火电板块会是一个往下空间较小，往上弹性大的板块。目前火电公司的估值处于历史低位，考虑到公司盈利存在大幅回弹预期，估值修复预期强烈。

火电板块作为逆周期行业，具备避险优势。煤炭旺季不旺，预示着火电盈利状况处于改善通道，业绩向上空间大，向下风险较小。同时，火电现金流好，新的资本开支小，分红或可期待，进一步凸显其防御功能。从煤炭供需基本面看，目前六大电厂库存和港口库存仍处

于高位，日耗偏低，煤价有望继续走弱。宏观经济后期如果保持稳中偏弱态势运行，届时煤炭需求会进一步走弱。而煤炭产能的陆续释放和煤炭进口的放松限制会加快煤炭价格回归绿色合理区间，甚至可能会出现煤炭价格中枢的大幅下降，火电盈利状况有望进一步改善。

3.5.2. 重点关注煤价高弹性的二线纯火电标的

二线纯火电标的因为机组几乎全部都是火电项目，一旦煤价下行，纯火电标的的业绩弹性更为显著。2018 年火电龙头华电国际和华能国际均有较好的表现，二线火电因为其流动性不足，盈利性受当地用电需求及其他电源出力水平影响，具备较大的不确定性，2018 年大部分二线火电的估值与火电龙头拉开一定差距。由于国内经济增长与用电量增速区域分化，电力装机增速区域分化，对于电力供需格局较好，煤炭供需形势大幅改善的区域，火电项目的盈利状况有望大幅超过行业平均水平。

3.5.3. 火电个股分红比例高，高股息率值得期待

煤价下行带来的业绩改善叠加电力供给侧改革带来的新增装机稳中有降，火电企业的资产负债率有望得到持续修复。火电企业的现金流非常好，考虑到政府一直在严控火电新增装机，在建机组陆续投产后，火电企业的资本开支较小，后续分红或可期待，进一步凸显其防御功能。火电龙头华能国际已做出了高分红承诺，其他火电个股也不排除在未来逐步提高分红比例的可能，火电个股的高股息率值得期待。假设按照 2015—2017 年分红比例的平均值及 WIND 盈利一致预期，主要火电个股的股息率如下表所示，大唐发电、上海电力、浙能电力等的股息率均高于 4%，具有较大的吸引力。

表 8：主要火电标的的分红及股息率情况

代码	公司	分红比例			当前市值(亿元) (2019-1-11)	2017 年分红 (亿元)	2017 年股息 率 (%)	2018 年分红 (亿元)	2018 年股息 率 (%)
		2015 年	2016 年	2017 年					
600011.SH	华能国际	51.8%	50.0%	88.1%	766.5	15.2	2.0%	18.8	2.4%
600642.SH	中能股份	42.7%	40.7%	42.7%	231.2	9.1	3.9%	7.6	3.3%
600023.SH	浙能电力	52.6%	50.3%	53.3%	624.3	23.1	3.7%	25.8	4.1%
600795.SH	国电电力	51.4%	47.3%	76.1%	508.9	15.7	3.1%	19.5	3.8%
601991.SH	大唐发电	80.6%	-	97.3%	396.7	16.7	4.2%	24.0	6.1%
600021.SH	上海电力	40.2%	42.0%	51.9%	215.9	4.8	2.2%	13.6	6.3%
600027.SH	华电国际	38.5%	40.1%	41.3%	366.6	1.8	0.5%	12.4	3.4%

资料来源：WIND，安信证券研究中心（注：2018 年盈利预测基于 WIND 一致预期，分红比例根据 2015-2017 年分红比例平均值）

3.5.4. 重点标的

华能国际：业绩短期承压，不改火电龙头本色。2018 年前三季度，高煤价+资产减值+投资收益下降等多重因素拖累业绩。据公告，2018 年第三季度的燃料成本较二季度提高约 44 亿元，一方面是因为公司为保障迎峰度夏期间的电煤供应，大规模采购现货，长协占比从二季度的 61%降至第三季度的 53%；另一方面，公司的海外进口煤比重接近 30%，国际动力煤价大涨也给公司的燃料采购带来较大压力。投资收益方面，2017 年同期投资收益 16.6 亿元，本期不仅未产生大规模股票处置收益，反而因为巴基斯坦电厂经营不善导致三季度损失 2.3 亿元。多重不利因素共同导致三季度业绩负增长。公司在四季度顺利完成 A 股定增，发行 4.98 亿股并募集资金 32.6 亿元，主要用于投资广东谢岗燃机项目、江苏大丰海上风电项目、河南浉池凤凰山风电项目、安徽龙池风电项目、海南洋浦热电项目和江西瑞金二期火电项目，新增装机 390 万千瓦。我们看好公司新机组扩张、煤价下行及机组利用效率提升带来的盈利改善。此外，公司承诺每年现金分红不少于可分配利润的 70%且每股派息不低于 0.1 元，进一步凸显其防御功能。

华电国际：固定成本增加，不改业绩增长趋势。公司作为火电龙头之一，截至目前共拥

有 57 家已投运的控股电厂，控股装机 4928.5 万千瓦。近两年受益于电力供给侧改革，影响业绩的多重要素趋势向好，助推盈利大幅改善。据公告，2018 年前三季度累计发电量 1551.9 亿千瓦时，同比增长 8.8%，其中火电同比增长 10%，风电和光伏分别同比增长 16% 和 58%。2018 年前三季度的平均上网电价为 405.5 元/兆瓦时，同比增长 9 元/兆瓦时（2.15%）。投资收益方面，受参股煤矿收益增加的影响，投资收益同比增长 90.4% 至 8.0 亿元。随着优质产能供给不断增加，煤炭产量稳步提升，铁路运输保障能力不断增强，若进口煤限制力度不如预期且用电量需求增速低位，大幅缓解电厂的成本压力。电价方面，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》，规定建立多种形式的市场价格形成机制。发电企业在与大用户之间协商电价的话语权提升，市场化交易的电价折扣有望进一步缩窄。公司火电有望迎来“价稳量升”的新趋势。

长源电力：直接受益于煤价下行和蒙华投运的纯火电标的。截至 2018 年 9 月底，公司控股装机 365 万千瓦，其中火电机组 359 万千瓦，火电占比高达 98%，具有煤价高弹性特点。公司所属电厂分布较为合理，其中长源一发处于用电负荷中心武汉市，荆门公司处于湖北电网中部的电源支撑点，有利于争取计划电量。由于湖北省煤炭资源贫乏，燃煤主要来自外省长距离运输，燃料成本居高不下。蒙华铁路作为北煤南运的国家战略运输通道，连接蒙陕甘宁能源“金三角”和鄂湘赣等华中地区，设计运力 2 亿吨/年，初期运力 0.6 亿吨左右，预计 2019 年年底前通车。由于蒙华铁路具有运距优势，有望压减运费 30-50 元/吨，彻底解决华中地区“采购成本高、运输成本高”的双重难题。公司积极布局陆上风电业务，进一步打开成长空间。截至 2018 年 9 月底，公司已并网风电共有 9.35 万千瓦，吉阳山项目（5 万千瓦）于 2018 年 6 月开工，首批机组有望近期并网发电。中华山二期项目（4.95 万千瓦）已获得省发改委核准，正开展前期准备工作，有望于 2020 年投产。在停建、缓建火电项目的背景下，积极开发盈利状况好的陆上风电项目有望进一步改善发电企业经营业绩。

建投能源：电力供需格局较好的地方火电龙头。公司作为河北省最大的火力发电企业，控股装机 780 万千瓦，在建机组 70 万千瓦。公司控股机组主要分布在电力供需格局较好的冀南地区，控股装机占当地装机量的 22.7%，集中度非常高。公司在建项目稳步推进，有望受益京津冀环保加压、雄安新区建设带来的边际改善机会。同时，公司于 2017 年 12 月发布可转债发行预案，拟募资不超过 20 亿元，用于建设遵化热电项目（70 万千瓦）和乐亭菩提岛海上风电项目（30 万千瓦）。公司积极参与区域大用户直供电交易，争取市场电量。作为市场上难得的 PB+ 高业绩弹性火电标的，目前 PB 仅为 0.95，低于五大发电集团上市公司，在二线火电中也处于中等偏下水平。未来在机组利用小时数稳中有升、市场化交易电价折价缩窄的基础上，公司的业绩复苏趋势和幅度有望优于行业平均水平。

皖能电力：新机组投运叠加利用小时数提升，静待业绩增长。公司作为安徽省最大的发电集团，截至 2018 年底，控股装机 693 万千瓦，占安徽省省调火电总装机的 20% 以上。公司机组全部都是煤电机组，具备煤价高弹性特点。2018 年安徽省全社会用电量同比增长超过 12%，大幅高于全国平均水平（8.5%）。在电力行业稳步推进供给侧改革的背景下，安徽省内严控新增火电装机，存量机组的利用效率有望进一步提高。公司作为皖能集团在国内开展资本运作的重要平台，得到集团的大力支持。集团承诺，将在未来几年内，通过合理方式将皖能集团持有的火电业务类资产逐步注入公司。根据公告，目前收购神皖能源（在运 460 万千瓦，在建 132 万千瓦）进展顺利，国电蚌埠（120 万千瓦）和国电铜陵（126 万千瓦）项目也有望陆续装入上市公司。长期看好煤价逐步回归绿色合理区间，火电盈利状况有望好转。

湖北能源：水火互济，攻守兼备。公司地处湖北用电负荷中心，具有煤价高弹性特点。根据公告，截至 2018 年 6 月底，公司已投产可控装机 715.9 万千瓦，占全省总装机（7198 万千瓦）的 10%。其中，火电 233 万千瓦（不含援疆项目 30 万千瓦），占湖北省火电装机的 8.4%。公司的煤电机组位于鄂州，布局较为合理，有利于公司争取计划电量。同时，由

于湖北省煤炭资源贫乏，燃煤主要来自外省长距离运输，燃料成本居高不下。公司的经营业绩对煤价具有高弹性。鄂州三期工程 2×100 万千瓦机组于 2015 年 7 月开工建设，预计 2019 年初全部投产，公司还有江坪河（45 万千瓦）、林溪河（17.5 万千瓦）、峡口塘（5 万千瓦）等中小型水电项目在建，新能源项目有望成为公司装机增长的主要方向。长期股权投资方面，公司持有的长江证券和长源电力均处于业绩改善阶段，后期的投资收益有望进一步增厚。

3.6. 盈利预测

表 9：主要火电标的盈利预测

代码	公司	营业收入 (亿元)			净利润 (亿元)			P/E		
		2018E	2019E	2020E	2018E	2019E	2020E	2018E	2019E	2020E
600011	华能国际	1685.5	1771.8	1858.3	26.2	56.8	90.2	42.3	19.5	12.3
600027	华电国际	882.7	964.5	1032.5	20	31.6	49.8	22.9	14.5	9.2
600795	国电电力	637.2	653.2	672.1	32	40.2	48.7	15.8	12.6	10.4
000600	建投能源	134.9	143.2	156.8	3.8	6.1	8.88	28.0	17.4	12.0
000543	皖能电力	134.5	141.1	146.9	3.8	6.3	9.8	23.3	14.0	9.0
001896	豫能控股	113.9	125.3	132.8	-3.9	1.3	3.2	-9.7	29.0	11.8
000966	长源电力	67.0	69.2	71.6	2.1	4.3	6.3	19.9	9.7	6.6
000899	赣能股份	23.2	24.5	25.2	2	3.1	4.3	22.7	14.6	10.6
600023	浙能电力	560.5	584.6	605.1	50	60.2	68.8	12.3	10.3	9.0

资料来源：WIND，安信证券研究中心（未覆盖的公司盈利预测来自 WIND 一致预期）

4. 水电：永久水资源使用权的天然护城河，尽显稳健本色

4.1. 清洁属性+低成本优势，外送通道提升消纳能力

4.1.1. 低碳能源的重要选择，低成本优势有望在市场化交易中占得先机

清洁低碳电力是大势所趋，加快利用水能是有效增加清洁能源供应、优化能源结构、保障能源安全、应对气候变化、实现可持续性发展的重要措施。加大水电开发与利用，稳步推进电能替代，将构建出环保效果更为突出的新型电力供应体系。

表 10：截至目前国内已投产的前 20 大水电站（不含抽水蓄能电站）

序号	电站名称	河流	地点	投产年份	总装机 (万千瓦)	静态总投资 (亿元)	机组数 (台)	年发电量 (亿度)	坝高 (米)	总库容 (亿方)
1	三峡	长江	湖北宜昌	2003-2009	2250	954.6	34	828	181	393.0
2	溪洛渡	金沙江	云南永善-四川雷波	2013-2014	1386	792	18	112	286	126.7
3	向家坝	金沙江	云南水富-四川宜宾	2012-2014	775	542	11	184	162	51.6
4	龙滩	红水河	广西天峨	2007-	630	243	9	110	217	162.1
5	糯扎渡	澜沧江	云南普洱-澜沧	2012-2014	585	450	9	239	262	237.0
6	锦屏二级	雅砻江	四川木里-盐源-冕宁-西昌	2012-	480	249.8	8	242	34	0.1
7	拉西瓦	黄河	青海贵德	2008-2010	420	150	6	102	250	10.8
8	小湾	澜沧江	云南凤庆-南涧	2009-2010	420	223.3	6	190	295	150.4
9	瀑布沟	大渡河	四川汉源-甘洛	2008-2010	360		6	148	186	53.9
10	锦屏一级	雅砻江	四川木里-盐源	2013-	360	232.3	6	166	305	77.6
11	二滩	雅砻江	四川盐边-米易	1998-1999	330	103	6	170	240	58.0

12	构皮滩	乌江	贵州余庆	2009	300		5	97	233	55.6
13	观音岩	金沙江	四川攀枝花—云南华坪	2014—	300		5	122	159	22.5
14	葛洲坝	长江	湖北宜昌	1981—1988	277.7		21	157	47	15.8
15	金安桥	金沙江	云南丽江—永胜	2009—2011	240		4	114	160	9.1
16	官地	雅砻江	四川西昌—盐源	2012—2013	240	129.9	4	118	168	7.6
17	梨园	金沙江	云南玉龙—香格里拉	2014—	240		4	107	155	7.3
18	鲁地拉	金沙江	云南永胜—宾川	2013—2014	216	219	6	100	140	17.2
19	李家峡	黄河	青海尖扎—化隆	1997—2000	200		5	59	155	16.5
20	阿海	金沙江	云南玉龙—宁蒗	2012—2014	200		5	90	138	8.8

资料来源：中国知网，安信证券研究中心

水电成本较传统火电和其他清洁能源优势显著，在提高市场化比例的大背景下有望受益。2016年全国平均上网电价为0.37元/千瓦时，其中水电成本低于平均水平仅0.27元/千瓦时，而煤电、燃气成本分别为0.36元/千瓦时和0.7元/千瓦时。上网电价的高低也从侧面体现了水电的低成本优势。此外，水电与火电虽成本相差不大，但火电受煤价波幅影响明显，行情略不稳定且呈现出周期性。在历史的周期博弈中，煤价变动幅度相对显著，火电业绩则呈现出煤价的“逆周期”趋势。相较之下，水电低成本则基本处于稳定状态。

表 11：2017 年水电板块个股经营情况（截至 2017 年 12 月 31 日）

代码	公司	总市值 (亿元)	水电控股装机 (万千瓦)	水电装机占比 (%)	水电发电量 (亿千瓦时)	水电业务毛利率 (%)	ROE (%)	资产负债率 (%)
600900.SH	长江电力	3478	4549.5	100%	2108.9	61.4%	16.91%	54.74%
600236.SH	桂冠电力	342	1086.7	85.2%	370.8	63.5%	17.89%	59.26%
600025.SH	华能水电	585	1790.88	98.7%	732.1	47.4%	5.99%	75.59%
002039.SZ	黔源电力	41	323.1	100%	92.3	51.7%	14.29%	74.11%
600886.SH	国投电力	556	1672	52.9%	1289.5		10.91%	70.85%
000883.SZ	湖北能源	245	369.43	52.2%	218.5	63.2%	8.83%	39.18%

资料来源：WIND，安信证券研究中心（注：长江电力在建装机未包含乌、白项目）

表 12：主要水电标的的在建项目汇总

项目	流域	总装机 (万千瓦)	投资额 (亿元)	开工时间	计划投产时间	受益标的
白鹤滩	金沙江	1600	1779	2017.08	2021-2022	长江电力
乌东德	金沙江	1020	1000	2015.12	2020-2021	长江电力
杨房沟	雅砻江	150	170	2015.07	2021-2022	国投电力、川投能源
两河口	雅砻江	300	664	2014.10	2021-2022	国投电力、川投能源
叶巴滩	金沙江	224	258	2016.11	2025	
巴塘	金沙江	75	103	2018.09	2022	华电集团
金沙	金沙江	56	74	2011.12	2020-2021	
硬梁包	大渡河	112	161	2016.08		华能泸定水电
白马	乌江	53	102			大唐集团
银江	金沙江	35	41.2	2017.12		
扎拉	玉曲河	103	68	2017	2020	
双江口	大渡河	200	200	2015.07	2020	
玛尔挡	黄河	150	217	2016.07	2022-2023	

资料来源：WIND，安信证券研究中心

4.1.2. 西南水电外送通道加快推进，弃水限电大幅改善

外送通道建设是解决我国电力供需逆向分布问题的重要途径。随着水电外送通道能力的提升，西南弃水问题有望逐步缓解。《关于促进西南地区水电消纳的通知》明确：国网和南网要尽快建成“十三五”规划的滇西北至广东±800千伏直流输电工程，开工四川水电外送江西特高压直流输电工程、乌东德电站送电广东广西输电工程，结合在建梯级建设投产时序，积极协调推进白鹤滩水电站和金沙江上游水电外送通道建设工作，争取“十三五”期间新增四川送电能力 2000 万千瓦以上、新增云南送电能力 1300 万千瓦以上，确保水电送出通道需求。

表 13：外送通道梳理

电力省份	线路	属性	投运时间
四川	宜宾—金华	±800 千伏直流线路	2014 年 7 月
四川	锦屏—苏南	±800 千伏直流线路	2012 年 12 月
四川	向家坝—上海	±800 千伏直流线路	2010 年 7 月
四川	准东—成都	±1100 千伏直流线路	规划中
四川	乌东德—温州	±800 千伏直流线路	规划中
四川	雅中—华中	±800 千伏直流线路	规划中
四川	白鹤滩—湖北	±800 千伏直流线路	规划中
云南	云南-广东	±800 千伏直流线路	2010 年 6 月
云南	糯扎渡-广东	±800 千伏直流线路	2013 年 9 月
云南	溪洛渡-广东	±500 千伏直流线路	2013 年 10 月
云南	滇西北-广东	±800 千伏直流线路	在建
宁夏	宁东-浙江	±800 千伏直流线路	在建
山西	晋东南-南阳-荆门	±1100 千伏交流线路	2009 年 1 月
山西	榆横-潍坊	±1000 千伏交流线路	在建
山西	晋北-南京	±800 千伏直流线路	在建
安徽	淮南-浙北-上海	±1100 千伏交流线路	2013 年 9 月
安徽	淮南-南京-上海	±1000 千伏交流线路	在建
浙江	浙北-福州	±1000 千伏交流线路	2014 年 12 月
内蒙古	锡盟-山东	±1000 千伏交流线路	2016 年 7 月
内蒙古	锡盟-泰州	±800 千伏直流线路	在建
内蒙古	蒙西-天津	±1000 千伏交流线路	在建
内蒙古	上海庙-山东	±800 千伏直流线路	在建
内蒙古	扎鲁特-青州	±800 千伏直流线路	在建
新疆	哈密南-郑州	±800 千伏直流线路	2014 年 1 月
新疆	准东-淮南	±1100 千伏直流线路	在建
甘肃	酒泉-湖南	±800 千伏直流线路	在建

资料来源：中电联，安信证券研究中心整理

国家能源局于 2018 年 9 月印发《关于加快推进一批输变电重点工程规划建设工作的通知》，加快推进青海至河南特高压直流、白鹤滩至江苏、白鹤滩至浙江特高压直流等 9 项重点输变电工程建设，合计输电能力 5700 万千瓦，包括 12 条特高压工程将于今明两年给予审核。雅中、白鹤滩外送电工程建设将直接利好参控股雅砻江水电的川投能源，以及开发建设白鹤滩水电站的三峡集团（长江电力母公司）。

表 14：关于加快推进一批输变电重点工程规划建设工作的通知

序号	项目名称	建设方案	建设必要性	输电能力 (万千瓦)	开工时间
1	青海至河南特高压直流工程	建设 1 条±800 千伏特高压直流工程，落点河南驻马店；配套建设驻马店-南阳、驻马店-武汉特高压交流工程	满足青海清洁能源送出及河南负荷需要	800	20181107 开工
2	陕北至湖北特高压直流工程	建设 1 条±800 千伏特高压直流工程，落点湖北武汉；配套荆门-武汉特高压交流工程	满足陕北能源基地送出及湖北负荷需要	800	2018 年第四季度

3	张北-雄安特高压交流工程	建设张北-雄安 1000 千伏双回特高压交流线路	满足张北地区清洁能源外送及雄安地区清洁能源供电需要	600	20181130 获核准
4	雅中至江西特高压直流工程	建设 1 条±800 千伏直流工程, 川电外送的第四条通道, 起点四川, 途经云南、贵州、湖南 3 省, 落点江西省南昌市	满足四川水电外送需要, 及江西、湖南等华中地区用电需求	800	2018 年第四季度
5	白鹤滩至江苏特高压直流工程	建设 1 条±800 千伏直流工程, 落点江苏苏锡地区	白鹤滩电站于 2017 年 7 月核准开工, 首台机组拟于 2021 年 6 月投运。满足电源送出需要, 及江浙地区的用电需求	800	2019 年
6	白鹤滩至浙江特高压直流工程	建设 1 条±800 千伏直流工程, 落点浙江	华中大规模受入多回直流后, 需对华中电网网架结构进行加强, 提高受端电网的安全稳定水平	800	2019 年
7	南阳-荆门-长沙特高压交流工程	建设南阳-荆门-长沙 1000 千伏双回特高压交流线路	实现云贵水火互济, 促进云南水电消纳	600	2019 年
8	云贵互联通道工程	建设±500 千伏直流工程	加强国网与南网之间的联系, 实现两网互补余缺、互为备用和紧急事故支援	300	2019 年
9	闽粤联网工程	建设直流背靠背及相关配套工程		200	2019 年
	合计			5700	

资料来源: 国家能源局, 安信证券研究中心整理

4.2. 现金流充沛+高分红, 大幅提升水电资产配置价值

水电板块现金流充沛, 除个别标的有大规模在建机组 (华能水电、川投能源等), 其他个股的在建工程较少, 现金流充沛, 大幅提升水电资产的配置价值。根据 WIND 数据, 截至 2018 年第三季度, 长江电力和黔源电力的经营现金流超过了营业收入, 桂冠电力、华能水电和湖北能源经营现金流与营业收入的比重均在 70% 以上。由于现金流充沛, 运营期间费用较少, 充足的在手现金使企业在运营期间拥有更多主动权, 用现金进行投资、还债和分红等。水电股息率在电力板块, 甚至是在整个 A 股都具有显著优势。根据 2017 年的分红指标及最新股价 (2019 年 1 月 11 日), 桂冠电力、长江电力和川投能源的股息率均在 3% 以上, 如果按照 WIND 盈利一致预期及过去三年的平均分红比例, 2018 年的分红对应的股息率超过 3% 的个股有 5 个, 分别是桂冠电力 (5.0%)、长江电力 (4.6%)、川投能源 (3.4%)、和黔源电力 (3.4%) 以及湖北能源 (3.0%)。

表 15: 主要水电标的的经营现金流情况 (亿元)

代码	公司	2016A		2017A		2018Q3	
		经营现金流	经营现金流/营收	经营现金流	经营现金流/营收	经营现金流	经营现金流/营收
600900.SH	长江电力	389.9	79.7%	396.9	79.2%	422.2	108.1%
600236.SH	桂冠电力	57.7	67.3%	59.4	67.7%	51.4	71.8%
600025.SH	华能水电	85.7	74.2%	84.4	65.7%	81.4	71.9%
600674.SH	川投能源	3.7	37.0%	4.9	61.7%	3.5	58.2%
002039.SZ	黔源电力	19.7	102.8%	15.8	65.5%	14.8	199.2%
600886.SH	国投电力	190.7	65.1%	181.4	57.3%	143.8	47.5%
000883.SZ	湖北能源	36.3	38.7%	32.0	27.7%	24.2	79.1%

资料来源: WIND, 安信证券研究中心

表 16: 主要水电标的的分红及股息率情况

代码	公司	分红比例			当前市值 (亿元) (2019-1-11)	2017 年分红 (亿元)	2017 年股息 率 (%)	2018 年分红 (亿元)	2018 年股息 率 (%)
		2015 年	2016 年	2017 年					
600900.SH	长江电力	68.2%	75.5%	67.2%	3385.8	149.6	4.4%	157.3	4.6%
600236.SH	桂冠电力	70.8%	30.4%	79.7%	332.3	20.0	6.0%	16.6	5.0%
600025.SH	华能水电	91.0%	31.3%	45.2%	594.0	9.9	1.7%	15.4	2.6%
600674.SH	川投能源	30.7%	37.6%	37.1%	364.9	12.1	3.3%	12.5	3.4%
002039.SZ	黔源电力	42.5%	70.7%	28.6%	40.7	0.9	2.3%	1.4	3.4%
000883.SZ	湖北能源	46.1%	31.0%	29.9%	242.1	6.5	2.7%	7.2	3.0%

资料来源: WIND, 安信证券研究中心 (注: 2018 年盈利预测基于 WIND 一致预期, 分红比例根据 2015-2017 年分红比例平均值)

4.3. 投资策略：重点关注装机有成长、高股息个股

水电板块的高分红和高股息率受到市场青睐，考虑到水电项目运营期间的资本开支较少，预计高分红或可持续。建议关注水电相关投资机遇，建议重点关注【长江电力】、【桂冠电力】和【华能水电】。

长江电力：业绩稳健+高股息的水电龙头。公司作为国内最大的水电上市公司，水电资产非常优质。2018 年三季度来水偏丰，同时通过出售上海电力等股票获得投资收益，有效抵消增值税退税政策取消对公司业绩带来的冲击。三峡集团旗下乌东德和白鹤滩（1020+1600 万千瓦装机）项目正稳步推进，有望在 2021-2022 年投产。如果顺利注入上市公司，将大幅提升装机规模及上网电量。电价方面，三峡和葛洲坝电站的发电量是锁量锁价，超发电量也按照合同电价结算。溪洛渡和向家坝电站的市场化交易电量占比均约为 20%。目前全社会用电量保持中高速增长，发电企业在与大用户之间协商电价的话语权提升，市场化交易的电价折扣有望进一步缩窄。公司水电主业有望迎来价稳量升的新趋势。公司先后举牌国投电力和川投能源，以股权加技术为双纽带为公司联合梯级调度奠定基础。近几年联调的节水增发发电量均超 90 亿千瓦时，有效平滑流域来水量的波动。待乌白项目投产，梯级联合调度的增发发电量有望达到 160 亿千瓦时。此外，公司承诺，2016 年至 2020 年每股现金分红不低于 0.65 元，2020 年至 2025 年每年现金分红规模不低于当年实现净利润的 70%。公司股息率位于行业前列，长期超过 A 股市场以及中长期国债收益率，进一步凸显其防御价值。

桂冠电力：低估值+高分红凸显价值。截至 2018 年 6 月 30 日，公司装机容量 1183.8 万千瓦，其中水电装机 1022.66 万千瓦，位居全国第三。从 2018 年二季度开始，广西实施水、火（核）发电权交易，引入市场化电量替代交易机制。考虑到水电项目盈利状况好于火电项目，公司积极争取合山公司增量电量，并在上半年大幅调低火电出力，为水火置换创造空间，提升水电利用小时数和上网电量。公司被大唐集团定位为集团在广西红水河流域的唯一水电运作平台，整合集团在广西境内的水电资源。2018 年 6 月，聚源电力 97 万千瓦的装机注入上市公司。同时，公司还收购了集团的得荣电力，获得去学水电项目。公司积极拓展清洁能源产业布局，已投运的风电项目（山东风电和四格风电）共计拥有 28.2 万千瓦装机，其他风电项目也在稳步推进。遵义太阳坪二期（8 万千瓦）已具备核准条件，三期项目（5 万千瓦）完成可研审查；陆川谢仙嶂一期项目（5 万千瓦）完成可研报告编制工作；广西宾阳马王一期项目（10 万千瓦）在 2018 年 3 月底实现首台机组投产发电，预计 2019 年年初全部投产；马王二期项目（10 万千瓦）也获核准。此外，公司将在烟台市高新区建设 2 台 400MW9F 级燃气—蒸汽联合循环机组、220kV 场内变电站一座，所发电量送山东电网，并负责对烟台高新区和莱山区供热供汽。该项目符合国家鼓励发展“热电联产”机组的节能环保政策，可满足区域供热需求，有望进一步拓展公司在清洁能源领域的布局。根据公告，公司 2017 年每股现金 0.33 元，股息率接近 6%，在电力板块位居首位。2015-2017 年间，公司现金分红规模占归母净利润的比例分别为 70.8%、30.4%和 79.7%，平均分红比例 60%。考虑到公司近两年无重大资本开支，水电项目现金流非常好，公司未来的分红和股息率值得期待。近期市场波动加剧，有望进一步凸显公司价值。

华能水电：新机组投产+外送通道建设助推业绩高增。公司作为国内装机规模第二的水电企业，坐拥澜沧江流域优质水能资源。随着苗尾、大华桥、黄登水电站等机组的陆续投产，截至 2018 年 9 月底，公司装机容量达到 2101.9 万千瓦，较年初增加 287.5 万千瓦，增长 15.8%。2018 年前三季度发电量同比增长 12%，一方面归因于三季度来水好于往年，另一方面是因为弃水问题的显著改善。2018 年 9 月，国家能源局下发《关于加快推进一批输变电重点工程规划建设工作的通知》，将在今明两年核准 9 个重点输变电线路，有利于云南地区水电外送，切实解决云南弃水问题。考虑到公司的桑河二级水电站于 2018 年 10 月投产完毕，澜沧江上游云南段的其他水电项目也有望在近两年投运，届时公司的控股装机有望增长 10%左右。同时随着云南省电力体制改革的逐步深化，用电需求的大幅增长有利于减小电价

折扣，进而提高水电上网电价，水电业务量价齐升可期。目前公司 PB 仅为 1.3，远低于行业龙头长江电力（2.7 倍）和桂冠电力（2.6 倍）。同时，公司在 2015-2017 年间现金分红比例分别为 91%、31%和 45%，平均分红比例超 55%。考虑到公司在建项目投产后将没有重大资本开支，水电项目现金流非常好，未来的分红和股息率值得期待。

4.4. 盈利预测

表 17：主要水电标的盈利预测

代码	公司	营业收入 (亿元)			净利润 (亿元)			P/E		
		2018E	2019E	2020E	2018E	2019E	2020E	2018E	2019E	2020E
600900	长江电力	533.4	540.9	548.2	226.2	220.2	221.7	15.4	15.8	15.7
600236	桂冠电力	99.3	107.4	112.9	25.6	26.2	27.3	13.2	12.9	12.4
600025	华能水电	160.6	189.5	197.5	28.8	34.8	43.2	20.6	17.0	13.7

资料来源：WIND，安信证券研究中心

5. 核电：核电重启提上日程，核电产业链有望受益

5.1. 蛰伏三年，多重因素促三代核电迎重启良机

5.1.1. 政策助力，稳妥推进发展核电

为实现到 2020 年非化石能源占比达到 15%左右的目标，国家提出到 2020 年运行核电装机容量力争达到 5800 万千瓦，在建核电装机达到 3000 万千瓦以上。2018 年 2 月，国家能源局印发《2018 年能源工作指导意见》，对发展核电的指导方针由“安全发展”转变为“稳妥推进”。截至 2018 年底，我国投运核电机组 42 台，共约 4105 万千瓦，在建 16 台机组，共约 1766 万千瓦。在建的 16 台机组将有望在 2018 到 2022 年之间陆续投产，预计到 2020 年在运机组可达 5200 万千瓦，与规划中要求的 5800 万千瓦差距不大。就目前审批的机组计算，到 2020 年在建机组仅约 600 万，与规划中要求的 3000 万千瓦差距较大，若要完成规划要求，2018-2020 年每年需新审批 6-8 台核电机组。可以预见未来 5 年，在国家政策的强力推动下，以核电为首的清洁能源比例将有望大幅提升。近年来，中国三大核电集团和五大电力集团纷纷投入到核电厂址的“圈地运动”中，储备了大量厂址，多处厂址早已酝酿多年，准备工作充分，只等最后的核准开工信号。中国核电有望迎来大规模重启，进入有史以来的最快发展期。

5.1.2. 三代核电技术成熟，安全性能大幅提升

2011 年福岛核事故之后，安全性成为制约核电发展的主要因素。三代核电的高安全性有望为核电发展保驾护航，成为未来核电发展的主流方向。典型的第三代核电技术包括：美国西屋电气公司 (WH) 开发的非能动先进压水堆 AP600、AP1000；美国通用电气公司 (GE) 开发的先进沸水堆 ABWR；法国 AREVA 开发的欧洲压水堆 EPR；中核集团与中广核集团联合开发的华龙一号，国电投开发的 CAP1400；俄罗斯的 VVER-1200；韩国的 APR-1400；日本的 APWR 等。目前我国存在的第三代压水堆技术路线有 AP1000、EPR、HPR1000、CAP1400 及 VVER-1200，除 CAP1400 及 VVER-1200 以外，其余三种技术都有示范项目在建，其中 AP1000 项目及 EPR 项目各有一台机组已于 2018 年 6 月并网发电，为全球首堆。

表 18：我国三代核电站堆型

序号	机组类型	技术来源	技术说明	首堆	备注
1	AP1000	美国	美国西屋公司开发的核电堆型，国家核电技术公司负责消化吸收	浙江三门 1 号机组	三门 1 号已并网
2	华龙一号	中国	具有完全自主知识产权，中核 ACPR1000 和中广核 ACPR1000 两种技术的融合	福建福清（中核版） 广西防城港（广核版）	福建福清 5 号机组预计 2020 年投入运行

3	CAP1400	中国	国家核电技术消化吸收 AP1000, 创新性开发出具有自主知识产权、功率更大的核电机组	山东荣成示范项目	2017 年 12 月 1 日, 示范电站主仪控系统全面正式开工制造
4	EPR	法国	欧洲压水反应堆, 由法国阿海珐、法国电力公司和德国西门子公司设计和开发	浙江台山核电站	预计不会成为后续发展堆型

资料来源: WIND, 安信证券研究中心

5.1.3. 利用效率大幅领先, 促进核电快速发展

在所有发电方式中, 核电机组的利用效率最高。中电联数据显示, 2018 年 1-10 月核电机组利用小时数为 6084 小时, 分别是火电、水电和风电机组利用小时数的 1.7 倍、2.0 倍和 3.5 倍。与其他所有能源相比, 核电可以保持长时间稳定运行, 且间隔 12-18 个月才更换一次核燃料和检修, 所以可以长时间连续运行。核电单机容量较大, 最高可达近 180 万千瓦, 是理想的承担电网基本负荷的电源。同时, 国内对核电采取优先上网的政策, 核电机组利用小时高, 政策导向也有利于核电实现较好的经济性。

表 19: 中国在运核电机组利用小时数和机组平均利用率 (2015-2018 年 6 月)

核电站名称	机组	装机容量 (MWe)	2015 年		2016 年		2017 年		2018 年上半年	
			利用小时	利用率	利用小时	利用率	利用小时	利用率	利用小时	利用率
泰山	1 号	310	8297	95%	8323	95%	9077	104%	1394	32%
	1 号	984	6978	80%	7684	87%	8868	101%	3441	79%
大亚湾	2 号	984	8698	99%	7735	88%	7832	89%	4372	101%
	1 号	650	7825	89%	7760	88%	8815	101%	3286	76%
泰山第二	2 号	650	7995	91%	7436	85%	7872	90%	4426	102%
	3 号	660	7317	84%	8514	97%	7706	88%	4365	100%
	4 号	660	7839	89%	8045	92%	7918	90%	3338	77%
岭澳	1 号	990	7567	86%	8706	99%	7410	85%	3223	74%
	2 号	990	7973	91%	7374	84%	8166	93%	3613	83%
	3 号	1086	7788	89%	7838	89%	7376	84%	4258	98%
	4 号	1086	7769	89%	7090	81%	7531	86%	3920	90%
泰山第三	1 号	728	7067	81%	8148	93%	6742	77%	4199	97%
	2 号	728	8365	96%	6775	77%	8335	95%	2769	64%
田湾	1 号	1060	7955	91%	7099	81%	7980	91%	3447	79%
	2 号	1060	7722	88%	7404	84%	8322	95%	3449	79%
	3 号	1126							2486	76%
红沿河	1 号	1118.8	7233	83%	5828	66%	6957	79%	4105	95%
	2 号	1118.8	3439	39%	5056	58%	5586	64%	3067	71%
	3 号	1118.8	2258	69%	5262	60%	5384	61%	1918	44%
	4 号	1118.8			1082	44%	3166	36%	1943	45%
宁德	1 号	1089	7528	86%	6714	76%	6996	80%	4126	95%
	2 号	1089	6458	74%	5750	65%	7981	91%	3406	78%
	3 号	1089	3999	82%	6053	69%	7726	88%	3584	83%
	4 号	1089			3639	92%	5311	61%	3936	91%
福清	1 号	1089	6032	69%	6662	76%	7332	84%	3143	72%
	2 号	1089	1625	89%	6071	69%	7201	82%	3935	91%
	3 号	1089			1648	100%	5813	66%	3510	81%
	4 号	1089					2519	100%	4137	95%
阳江	1 号	1086	6909	79%	6953	79%	8506	97%	3287	76%
	2 号	1086	5014	100%	6789	77%	7374	84%	4357	100%
	3 号	1086			7475	85%	7271	83%	3588	83%
	4 号	1086					6265	89%	2851	66%
方家山	1 号	1089	7010	80%	7652	87%	7444	85%	4283	99%
	2 号	1089	6918	89%	7147	81%	7346	84%	3948	91%
昌江	1 号	650	111	77%	6169	70%	5711	65%	2769	64%

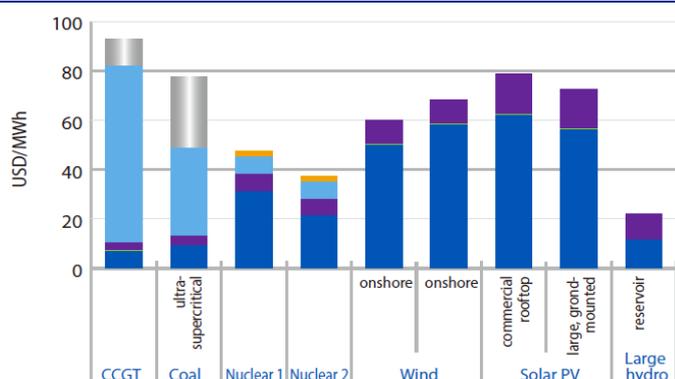
	2号	650		2491	73%	5765	66%	2473	57%	
防城港	1号	1086		7133	81%	5172	59%	3934	91%	
	2号	1086		1837	84%	6505	74%	3903	90%	
合计		36933.2	7279	83%	6987	80%	7108	81%	3547	82%

资料来源：国家核安全局，IAEA，安信证券研究中心

5.2. 国产化率提升，规模化发展有望提高经济效益

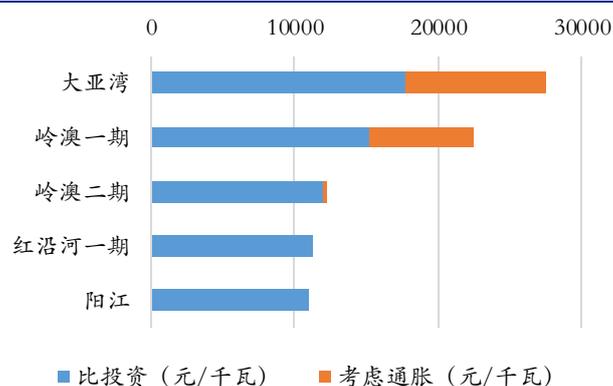
由于核电站的建造费用很高，若核电技术完全依赖进口，在经济及安全等方面都不能得到保障。核电建设中，设备采购成本约占总成本的一半左右，如果能实现自主设计，则国内的设备生产商将能更好的参与到核电建设当中去，对上下游经济起到积极的带动作用。国际上通用的发电成本统计方法为平准化度电成本（LOCE）。由于特别注重安全和质量，核电站建造费一般要远远高出火电厂。但核电站的使用寿命一般为40—60年，火电厂使用寿期仅有25-30年，故折旧费大体相当。核电站的燃料费则比火电厂低，度电燃料成本仅为火电的20%左右。目前国内运行的二代及二代改进型核电站设计寿命为40年，但设计寿命均有余量，如果考虑延寿（比较普遍），发电成本将进一步降低。国内对核电采取优先上网的政策，核电机组利用小时高，政策导向也有利于核电实现较好的经济性。

图 45：各种发电方式成本比较（折现率=7%）



资料来源：IEA，安信证券研究中心

图 46：国内核电机组成本对比



资料来源：中电联，安信证券研究中心

5.3. 投资策略：把握核电产业链受益标的

中国核电：国家发展核电信心增强，重启在望。根据年报，截至2017年底，公司投入商运的核电机组17台，总装机量1434万千瓦。江苏田湾3号机组（112万千瓦）和浙江三门1号机组（125万千瓦）分别于2018年2月和9月达到商运条件。截至目前，公司控股装机达1671.6万千瓦，较去年底增长16.5%。随着公司新增机组的陆续投运及存量机组的利用效率提升，发电量与营业收入稳步增长。今年3月国家能源局印发《2018年能源工作指导意见》，提出要积极推进具备条件的核电项目核准建设，年内计划开工6—8台。6月公司发布公告，与俄罗斯核电建设出口公司签署《田湾核电站7、8号机组框架合同》和《徐大堡核电站框架合同》。这是迄今为止中俄最大的核电合作项目。公司的三门AP1000全球首堆项目也临近商运。核电审批重启预期有望进一步加强。核电运营具有“现金牛+高股息率”潜质：公司在2015-2017年的分红比重均在38%左右，2017年的分红对应当前股价（10月25日收盘价）的股息率为2.0%。根据国家的核电发展规划，2018-2023年将是核电开工建设的高峰期，预计年均开工6-8台左右。待核电项目密集投产期结束后，核电的燃料费用和运维费用占比低，资本开支不高，核电运营端的现金流好，分红和股息率值得期待。

5.4. 中国核电盈利预测

(百万元)	2016	2017	2018E	2019E	2020E
-------	------	------	-------	-------	-------

主营收入	30,008.7	33,589.9	40,240.7	45,069.6	49,576.6
净利润	4,488.7	4,497.7	5,358.9	6,471.9	7,311.6
每股收益(元)	0.29	0.29	0.34	0.42	0.47
市盈率(倍)	19.1	19.0	16.0	13.2	11.7
市净率(倍)	2.1	2.0	1.8	1.6	1.4

数据来源: Wind 资讯, 安信证券研究中心预测

■ 行业评级体系

收益评级:

领先大市—未来 6 个月的投资收益率领先沪深 300 指数 10%以上;

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

落后大市—未来 6 个月的投资收益率落后沪深 300 指数 10%以上;

风险评级:

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

B —较高风险, 未来 6 个月投资收益率的波动大于沪深 300 指数波动;

■ 分析师声明

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

■ 本公司具备证券投资咨询业务资格的说明

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

■ 免责声明

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

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

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

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

本报告的估值结果和分析结论是基于所预定的假设, 并采用适当的估值方法和模型得出的, 由于假设、估值方法和模型均存在一定的局限性, 估值结果和分析结论也存在局限性, 请谨慎使用。

安信证券股份有限公司对本声明条款具有惟一修改权和最终解释权。

■ 销售联系人

上海联系人	朱贤	021-35082852	zhuxian@essence.com.cn
	孟硕丰	021-35082788	mengsf@essence.com.cn
	李栋	021-35082821	lidong1@essence.com.cn
	侯海霞	021-35082870	houhx@essence.com.cn
	林立	021-68766209	linli1@essence.com.cn
	潘艳	021-35082957	panyan@essence.com.cn
	刘恭懿	021-35082961	liugy@essence.com.cn
	孟昊琳	021-35082963	menghl@essence.com.cn
北京联系人	温鹏	010-83321350	wenpeng@essence.com.cn
	田星汉	010-83321362	tianxh@essence.com.cn
	姜东亚	010-83321351	jiangdy@essence.com.cn
	张莹	010-83321366	zhangying1@essence.com.cn
	李倩	010-83321355	liqian1@essence.com.cn
	姜雪	010-59113596	jiangxue1@essence.com.cn
	王帅	010-83321351	wangshuai1@essence.com.cn
	深圳联系人	胡珍	0755-82558073
范洪群		0755-82558044	fanhq@essence.com.cn
杨晔		0755-82558046	yangye@essence.com.cn
巢莫雯		0755-82558183	chaomw@essence.com.cn
王红彦		0755-82558361	wanghy8@essence.com.cn
黎欢		0755-82558045	lihuan@essence.com.cn

安信证券研究中心

深圳市

地址：深圳市福田区深南大道 2008 号中国凤凰大厦 1 栋 7 层

邮编：518026

上海市

地址：上海市虹口区东大名路 638 号国投大厦 3 层

邮编：200080

北京市

地址：北京市西城区阜成门北大街 2 号楼国投金融大厦 15 层

邮编：100034