

2018年09月06日

华能国际 (600011.SH)

火电龙头触底反弹，关注防御价值

■火电作为逆周期行业，具备强防御性：火电业绩正处于历史底部，业绩向上空间大，向下风险较小。今年迎峰度夏期间，动力煤旺季不旺，预示着煤炭供需形势正逐步向好，火电盈利状况处于改善通道。火电现金流好，在政府严控新增装机的背景下，新的资本开支小，持续性分红有保障。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。宏观经济后期如果保持稳中偏弱态势运行，届时煤炭需求会逐步走弱，而煤炭产能的陆续释放和煤炭进口的放松限制会使煤价加快回归绿色合理区间，届时火电的盈利状况有望显著改善。

■多重要素趋势向好，盈利大幅改善：据公告，公司在2018年上半年实现归母净利润21.29亿元，同比增长170.3%。煤价总体平稳，电价上调+利用小时数增加，共同推动公司盈利大幅改善。2018年上半年，虽然煤价尚处于高位，但进口煤和年度长协煤部分分担了燃料成本压力，单位燃料成本同比上涨5.84%；境内电厂平均上网电价同比提高11元/兆瓦时（含税）（+2.72%）；全社会用电量增长接近10%，在政府严控火电装机、来水总体平稳的背景下，公司存量机组的利用效率显著提升，火电利用小时数同比增加超过100小时。装机结构持续优化。截至2018年上半年，公司可控发电装机容量为104425兆瓦。火电机组中装机超过50%是60万千瓦以上的大型机组，包括14台百万千瓦等级的超超临界机组，天然气和风电发电装机容量分别达10419兆瓦和4578兆瓦，海上风电已投产302兆瓦。此外，公司有接近三分之二的机组布局在东南沿海地带，距离负荷中心较近，且具有采购海外低价进口煤的优势，燃料成本优势显著。未来看好三要素（煤价、电价和利用小时数）的变化，业绩增长值得期待。

■推进电力市场化，电价折扣有望逐步缩窄，长期利好大型火电企业：近日，国家发改委和能源局联合发布《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》。通知规定，电价将由协商价、输配电价（含损耗）和政府性基金及附加三部分组成。在自主自愿、平等协商的基础上，约定建立多种形式的市场价格形成机制。目前电力消费量大增，发电企业在与大用户之间协商电价的话语权提升。火电上网电价与煤价关联度提升，有助于改善发电企业的盈利状况，减小业绩波动，进一步修复ROE。随着电力市场化交易从四大行业逐步扩大到更大范围，市场竞争趋于白热化。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。在政府严控新增装机的背景下，龙头企业有望通过整合小企业来进一步提高行业话语权和定价权。

■煤价走弱叠加利用小时数提升和市场化电价折价缩窄，稀缺型、高业

公司深度分析

证券研究报告

火电

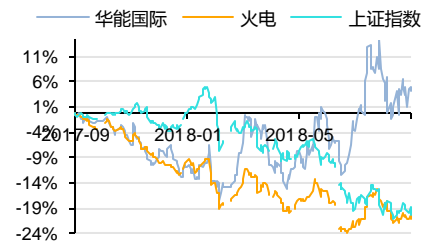
投资评级 **增持-A**
维持评级

6个月目标价：**8.0元**
股价（2018-09-05）**7.25元**

交易数据

总市值(百万元)	110,202.78
流通市值(百万元)	76,125.00
总股本(百万股)	15,200.38
流通股本(百万股)	10,500.00
12个月价格区间	5.82/7.95元

股价表现



资料来源：Wind 资讯

升幅%	1M	3M	12M
相对收益	-0.84	18.85	23.48
绝对收益	-2.16	5.69	3.39

邵琳琳

分析师

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

周喆

分析师

SAC 执业证书编号：S1450518040006
zhouzhe@essence.com.cn
021-35082029

方向

报告联系人

fangxiang2@essence.com.cn
021-35082718

马丁

报告联系人

mading@essence.com.cn
010-83321051

相关报告

绩弹性标的具备较大估值修复空间。公司作为火电龙头，是市场上难得的低 PB+高业绩弹性标的，目前 PB 仅为 1.45，业绩弹性在火电企业处于较高水平。煤炭供给侧改革彰显成效，政府出台系列措施促使煤价逐步回归绿色合理区间。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。2017 年 7 月起上调火电标杆电价，今年市场化电价折价也有望进一步缩窄。未来在煤价走弱、利用小时数稳中有升、市场化交易电价折价缩窄的基础上，公司业绩复苏趋势和幅度有望优于行业平均水平。

■**投资建议：增持-A** 投资评级，6 个月目标价 8.0 元。我们预计公司 2018 年-2020 年的收入增速分别为 10.9%、5.1%、4.9%，净利润分别为 50.3 亿、69.3 亿、94.2 亿元，看好公司业绩的持续改善。

■**风险提示：**全社会用电量增长不及预期；煤炭持续高位运行；上网电价下行风险。

(百万元)	2016	2017	2018E	2019E	2020E
主营业务收入	113,814.2	152,459.4	169,074.6	177,773.5	186,439.2
净利润	8,814.3	1,793.2	5,031.6	6,931.4	9,416.9
每股收益(元)	0.58	0.12	0.33	0.46	0.62
每股净资产(元)	5.36	4.97	5.18	5.28	5.46

盈利和估值	2016	2017	2018E	2019E	2020E
市盈率(倍)	12.5	61.5	21.9	15.9	11.7
市净率(倍)	1.35	1.46	1.40	1.37	1.33
净利润率	7.7%	1.2%	3.0%	3.9%	5.1%
净资产收益率	10.8%	2.4%	6.4%	8.6%	11.4%
股息收益率	4.0%	1.4%	3.2%	4.4%	6.0%
ROIC	6.8%	3.4%	4.3%	5.3%	6.4%

数据来源：Wind 资讯，安信证券研究中心预测

内容目录

1. 公司基本情况——A股火电龙头	5
1.1. 公司简介：华能集团旗下最大的电力上市平台，A股火电龙头	5
1.2. 公司经营情况	5
1.2.1. 火电机组临近负荷中心，大型优质机组占比高	5
1.2.2. 装机量及发电量在集团内外保持绝对优势	6
1.2.3. 营业收入稳中有升，高煤价拖累公司业绩	7
2. 用电量增长保持中高速，煤电重要性日益提升	9
2.1. 多因素共同拉动全社会用电量快速增长	9
2.2. 2018-2020年用电量增长有望保持中高速	11
2.3. 煤电承担调峰和基荷服务，重要性提升	12
3. 火电行业多要素向好，业绩处于改善通道	12
3.1. 煤价——供给侧改革彰显成效，煤价加速回归绿色区间	12
3.1.1. 供给侧改革稳步推进，煤炭供需形势持续改善	12
3.1.2. 长协比例增长，现货价格加速回归绿色区间	14
3.2. 电价——市场化改革全面深化，电价下调风险小	15
3.2.1. 电改稳步推进，市场化比例显著提高	15
3.2.2. 标杆电价保持平稳，短期下调风险小	16
3.2.3. 市场化电价折扣缩窄，龙头有望受益	16
3.3. 利用小时数——电力供需形势好转，机组利用效率提升	18
3.3.1. 严控火电新增装机，装机增速显著放缓	18
3.3.2. 用电量增长保持中高速，利用小时数提升	18
4. 火电具有强防御性，龙头配置价值凸显	19
4.1. 现阶段火电属于逆周期行业	19
4.2. 业绩处于历史底部，期待PB修复+ROE上行	19
4.3. 分红比例高，高股息率值得期待	20
4.4. 投资建议	21

图表目录

图 1：公司股权结构	5
图 2：2017 年分地区装机结构（兆瓦）	5
图 3：2017 年分地区发电结构（亿千瓦时）	5
图 4：2017 年分电源装机结构	6
图 5：2017 年分等级装机结构	6
图 6：前 10 大电力上市公司控股装机（万千瓦）	7
图 7：2017 年分电源营业收入结构	7
图 8：2017 年分电源营业成本结构	7
图 9：2013-2018 年营业收入及同比增速（亿元，%）	8
图 10：2013-2018 年净利润及同比增速（亿元，%）	8
图 11：2012-2017 年公司分业务的毛利率（%）	8
图 12：华能国际毛利率、净利率和 ROE 走势	8
图 13：2003-2018 年 GDP 增速与全社会用电量增速	9

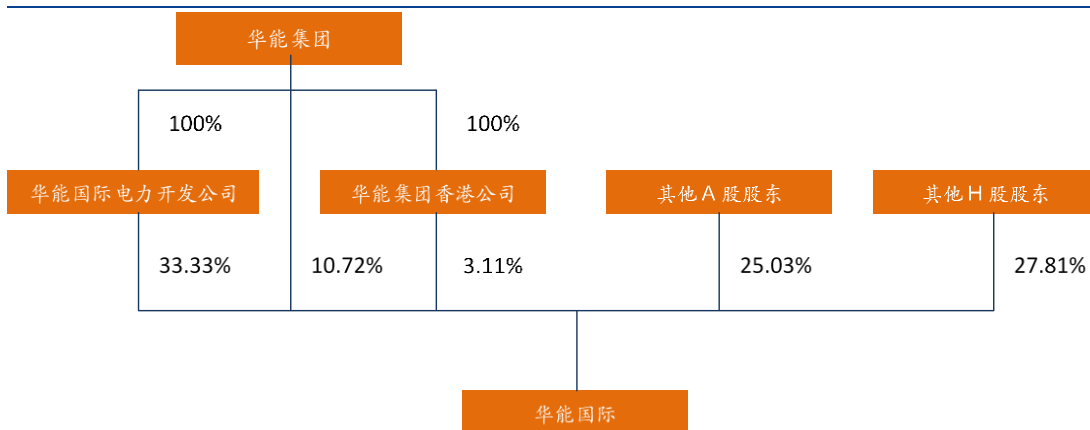
图 14: 2018 年上半年用电增速的因素分解.....	9
图 15: 部分行业 2017H1 用电量与 2018H1 用电量及同比增速 (亿千瓦时、%)	10
图 16: 国网经营区的历年电能替代规模.....	10
图 17: 典型国家的人均用电量和人均生活用电量对比 (千瓦时)	11
图 18: 不同因素对用电量增长的贡献 (千瓦时)	11
图 19: 截至 2017 年底, 全国分省份煤炭产能占比 (%)	13
图 20: 2017 年至今全国原煤产量 (万吨)	14
图 21: 2017 年至今全国煤炭进口量 (万吨)	14
图 22: 2017 年至今环渤海六港港口库存 (万吨)	14
图 23: 2017 年至今沿海六大电厂库存 (万吨)	14
图 24: CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价 (元/吨)	15
图 25: CCI5500 大卡综合指数 (元/吨)	15
图 26: 2018 年一季度分地区煤电市场化交易规模及比重.....	16
图 27: 2017 年-2018 年一季度煤电市场化交易价格.....	17
图 28: 2018 年一季度分地区煤电市场化交易规模及比重.....	17
图 29: 2010-2020 年火电利用小时数及同比增速.....	19
图 30: 火电板块和公司 PB 处于低位.....	20
图 31: 公司的分红比例稳中有升.....	20
图 32: 2017 年主要火电上市公司股息率对比.....	20
表 1: 五大四小发电集团旗下上市公司.....	6
表 2: 我国在产及在建煤矿产能统计 (能源局口径)	13
表 3: 政府出台系列措施严控煤电新增装机.....	18
表 4: 2018-2020 年分类型装机预测 (万千瓦)	18
表 5: 2017 年火电板块个股分红情况.....	20

1. 公司基本情况——A 股火电龙头

1.1. 公司简介：华能集团旗下最大的电力上市平台，A 股火电龙头

公司是中国最大的火电上市公司之一，作为华能集团旗下最大的电力上市平台，优质火电资产较多，资源优势显著。公司经原国家经济体制改革委员会体改生[1994]74 号文批准，于 1994 年 6 月由华能国际电力开发与河北省建设投资公司、福建投资开发总公司、江苏省投资公司、辽宁能源总公司、大连市建设投资公司、南通市建设投资公司以及汕头市电力开发公司共同发起设立。公司于 2001 年 11 月发行 3.5 亿股 A 股股票，并于 2001 年 12 月在上海证券交易所上市。公司控股股东为华能集团，截至 2018 年 6 月 30 日，持股比例 47.16%，实际控制人为国资委。

图 1：公司股权结构



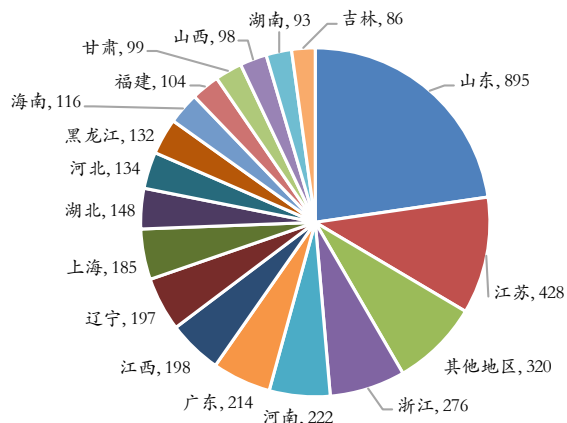
资料来源：公司年报，安信证券研究中心

1.2. 公司经营情况

1.2.1. 火电机组临近负荷中心，大型优质机组占比高

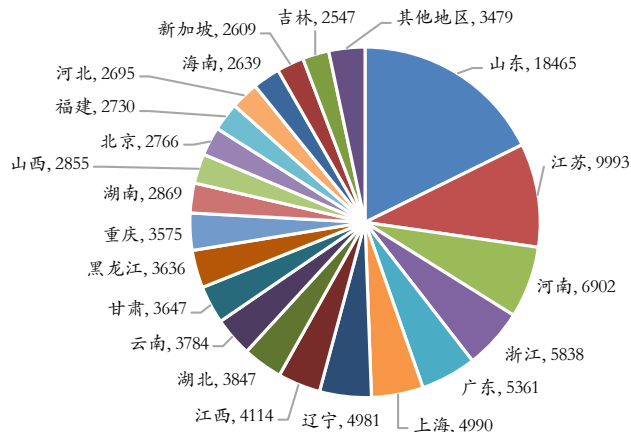
截至 2018 年 6 月 30 日，公司可控发电装机容量为 1.04 亿千瓦，同比增长 2.68%；权益装机容量 9184 万千瓦，同比增长 1.21%。2018 年上半年，公司境内电厂完成发电量 2082 亿千瓦时，同比增长 211.5%；售电量 1964 亿千瓦时，同比增长 11.5%；公司在中国境内电厂的平均上网电价为 418.6 元/兆瓦时，同比增长 2.72%。发售电量的增加主要源于：公司收购的山东发电、吉林发电、黑龙江发电等项目相继并表；华中、华东、广东地区的存量机组利用小时数增加；还有新增燃机电厂、海上风电项目的贡献。公司电厂广泛分布在国内的二十六个省、自治区、直辖市。公司的电站项目主要分布在中东部，其中装机量最大的省份是山东，该地区在 2017 年年底的装机量为 1546.5 万千瓦。

图 2：2017 年分地区装机结构（兆瓦）



资料来源：公司年报，安信证券研究中心

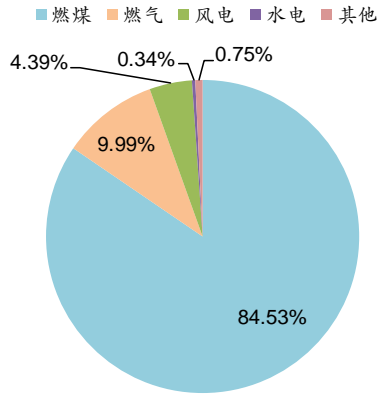
图 3：2017 年分地区发电结构（亿千瓦时）



资料来源：公司年报，安信证券研究中心

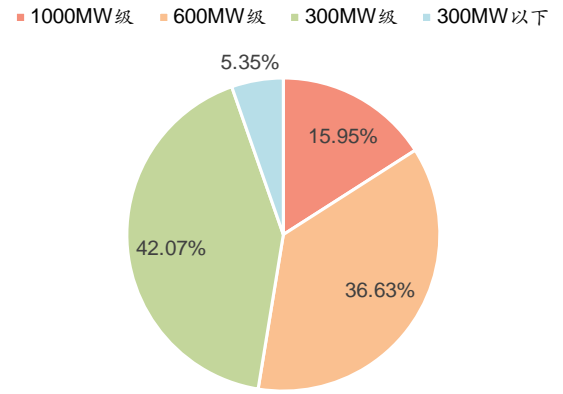
根据公告，截止 2018 年 6 月 30 日，公司控股火电装机 98602 兆瓦，占总装机的 90% 以上。2017 年火电发电量为 3853.6 亿千瓦时，占总发电量的 98%。公司发电资产非常优质，火电有超过一半是 60 万千瓦以上的大型机组。近年来的新增装机也以燃机和新能源发电项目为主，清洁能源装机占比持续提升。截至 2017 年年底，清洁能源的装机占比超过 15%。

图 4：2017 年分电源装机结构



资料来源：公司年报，安信证券研究中心

图 5：2017 年分等级装机结构



资料来源：公司年报，安信证券研究中心

1.2.2. 装机量及发电量在集团内外保持绝对优势

2002 年 2 月，国务院下发《电力体制改革方案》，提出政企分开、厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网的电力改革方向。当年 12 月，国家电力公司拆分为两大电网公司、五大发电集团与四大辅业集团。此后又逐渐增加四小发电集团，形成“五大四小”的发电格局。

表 1：五大四小发电集团旗下上市公司

集团	上市公司	主营业务	2017 年装机量 (兆瓦)	2017 年发电量(亿千瓦时)
华能	华能国际	火电	104321	3944.81
	内蒙华电	火电	11006	474.83
	华能新能源	风电、光伏	11566.8	224.34
	新能泰山	电力设备	1038.25	46.47
华电	华电国际	火电	49180.1	1917.19
	华电能源	火电	6697	238.28
	华电福新	风电、光伏	15540.2	425.59
	金山股份	火电	5309.8	225.67
	黔源电力	水电、火电	3230.5	92.29
大唐	大唐发电	火电	48031.18	1986.94
	华银电力	火电	5663.4	196.04
	桂冠电力	水电	10866.5	370.75
	大唐新能源	风电	8826	152.99
国电	国电电力	火电	52224.9	2022.02
	龙源电力	风电	20520	455.83
	长源电力	火电	3650.3	142.24
国电投	上海电力	火电	12897.8	408.09
	中国电力	火电、水电	23645.5	666.83
	中国电力新能源	热电、风电	3903.43	99.40
	吉电股份	火电、风电	5216.7	116
	漳泽电力	火电	10342.5	289.44
	东方能源	热电	890.2	47.08
华润	华润电力	火电	36077 (权益装机)	1688.46
神华	中国神华	煤炭、火电	57855	2628.7
国投	国投电力	水电、火电	16720	1289.49
中广核	中广核电力	核电	21470	1377.35 (上网电量)
	中广核新能源	热电、水电	4962.4 (权益装机)	108.58 (净发电量)

资料来源：WIND，安信证券研究中心

就装机量而言，主要的火电上市平台有华能国际、国电电力、华电国际、大唐发电、上海电力、华润电力等。对比各主要发电上市平台的装机容量和发电量，华能国际均保持领先地位。公司的装机量约为装机量第二位（国电电力）和第三位（华电国际）的总和。

图 6：前 10 大电力上市公司控股装机（万千瓦）

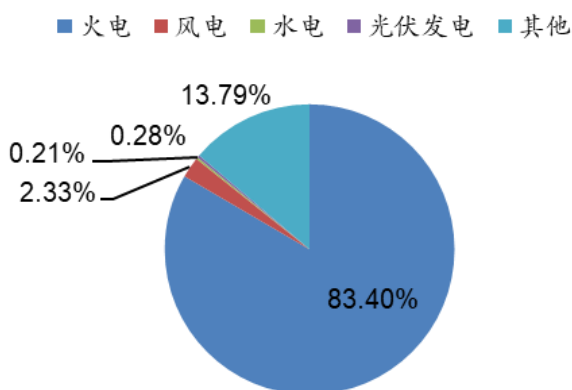


资料来源：公司公告，安信证券研究中心

1.2.3. 营业收入稳中有升，高煤价拖累公司业绩

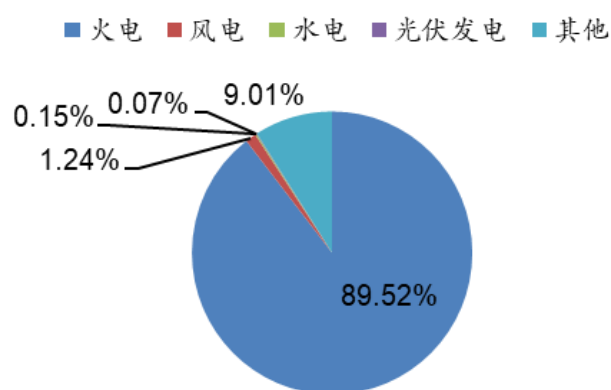
公司主营业务包括电力及热力、港口服务和运输服务等。根据公告，2013-2017 年，电力及热力营收与成本占比均超过 99%。公司的发电业务以火电为主，2017 年火电板块的营业收入为 1271.5 亿元，占总营业收入的 83.4%；2017 年火电板块的营业成本为 1210.4 亿元，占总营业成本的 89.5%。

图 7：2017 年分电源营业收入结构



资料来源：公司年报，安信证券研究中心

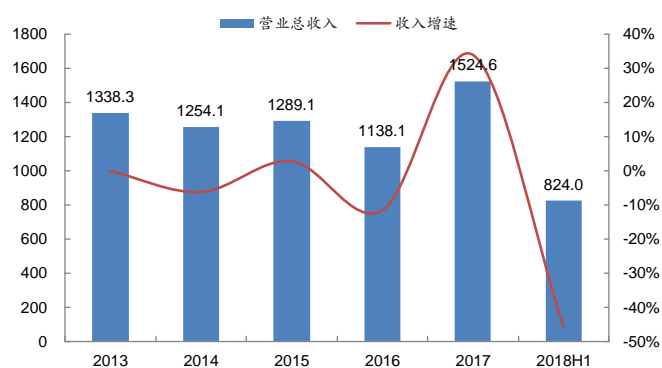
图 8：2017 年分电源营业成本结构



资料来源：公司年报，安信证券研究中心

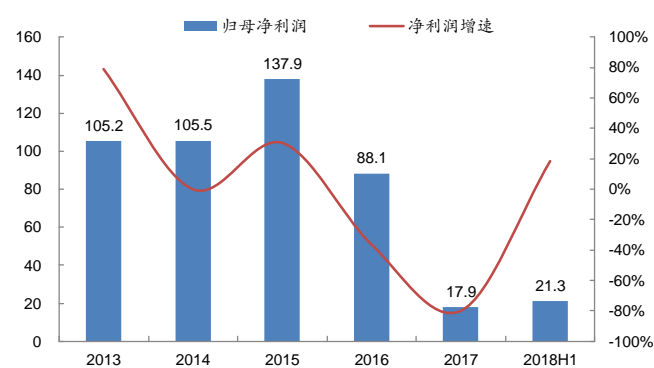
根据公告，2017 年公司的营业收入为 1524.6 亿元，同比增长 10.36%。但是 2017 年公司的归母净利润为 17.9 亿元，同比下降 82.7%。业绩的大幅下滑主要是受到高煤价的影响。2017 年 7 月开始，全国各省份陆续上调了火电的标杆电价，加之全社会用电量增速持续提高，火电的利用小时数稳步增长，公司的盈利形势有所好转。2018 年上半年，公司的归母净利润为 21.3 亿元，同比增长 170.3%。

图 9：2013-2018 年营业收入及同比增速（亿元，%）



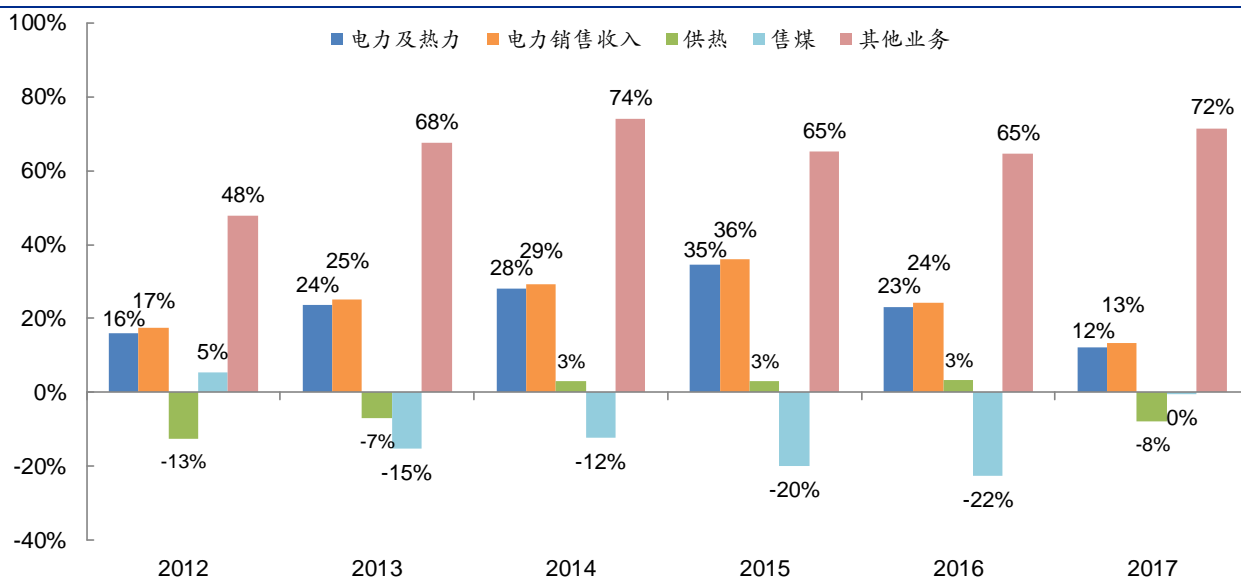
资料来源：公司年报，安信证券研究中心

图 10：2013-2018 年净利润及同比增速（亿元，%）



资料来源：公司年报，安信证券研究中心

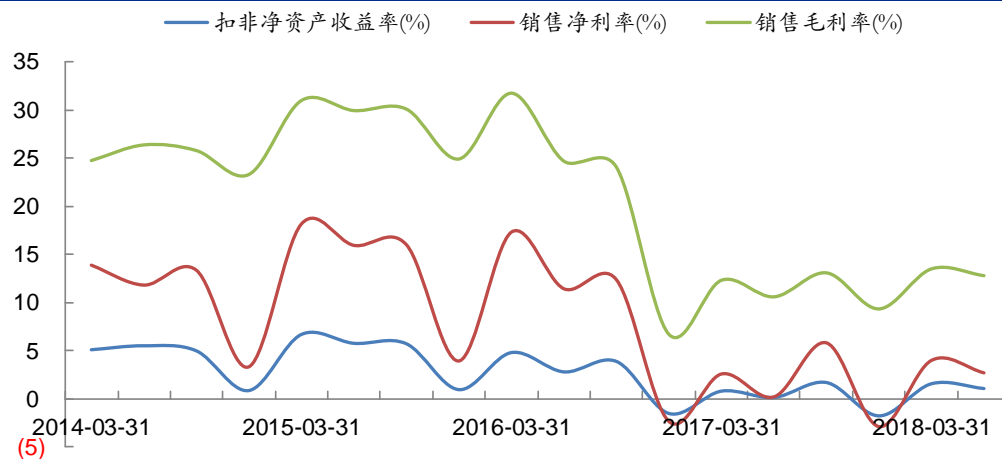
图 11：2012-2017 年公司分业务的毛利率（%）



资料来源：公司公告，安信证券研究中心

高煤价拖累业绩，盈利状况处于历史低位。2016 年下半年至今，动力煤价格持续高位运行，大幅提升火电板块的燃料成本。根据中电联数据，2017 年的火电发电量同比增长了 5.7%，发电量增速创新高。但是公司的盈利规模处于 2014 年以来的最低水平。

图 12：华能国际毛利率、净利率和 ROE 走势



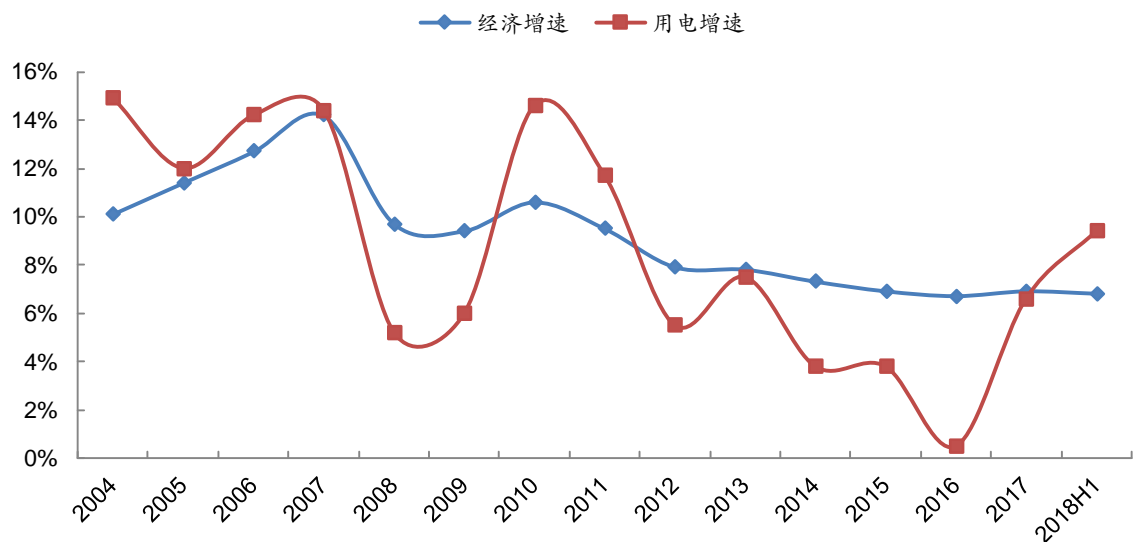
资料来源：公司公告，安信证券研究中心

2. 用电量增长保持中高速，煤电重要性日益提升

2.1. 多因素共同拉动全社会用电量快速增长

2018年，宏观经济稳中向好，全社会用电量增速远超GDP增速。根据国家统计局和能源局公布的数据，2018年上半年，GDP同比增长6.8%，连续12个季度保持在6.7-6.9%区间；全社会用电量同比增长9.4%，创2012年以来近七年同期新高，增速较去年同期提升3.1个百分点。全社会用电量增速与GDP一般会呈现正向相关的关系，2017年二者增速几乎相当，2018年上半年用电量增速超过GDP增速，但在个别年份，二者会出现“脱钩”现象（2016年）。

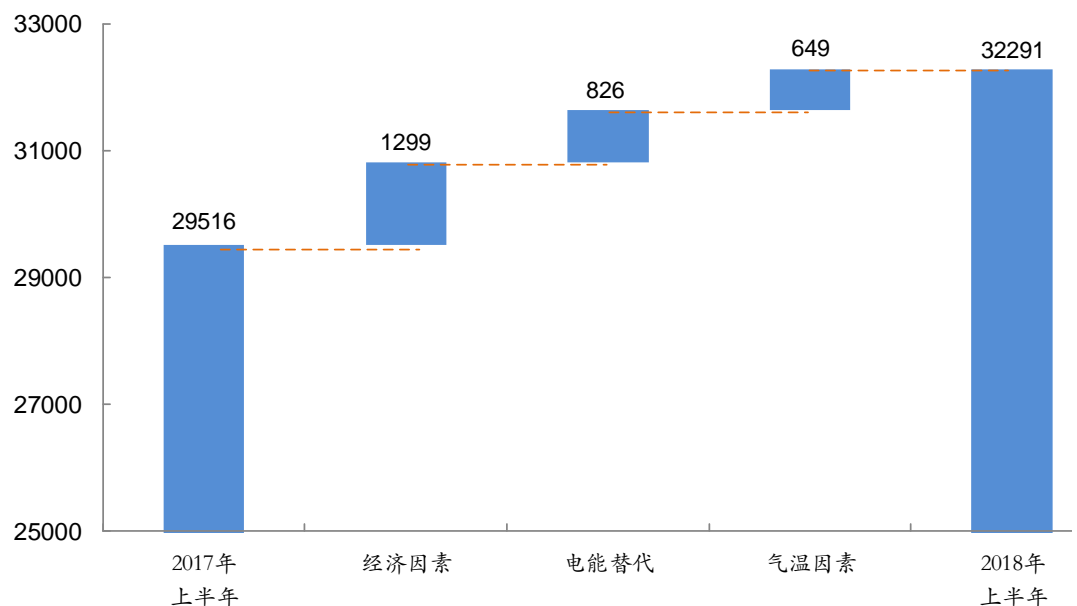
图 13：2003-2018 年 GDP 增速与全社会用电量增速



资料来源：国家统计局，中电联，安信证券研究中心

用电量增长与多种因素紧密相关。根据国家电网的研究结果，2018年上半年全社会用电量增加9.4%，主要是宏观经济稳中向好、电能替代力度加大和气温等多重因素叠加的结果。因素分解结果表明，以上三个因素分别拉动用电量增长约4.4、2.8和2.2个百分点。

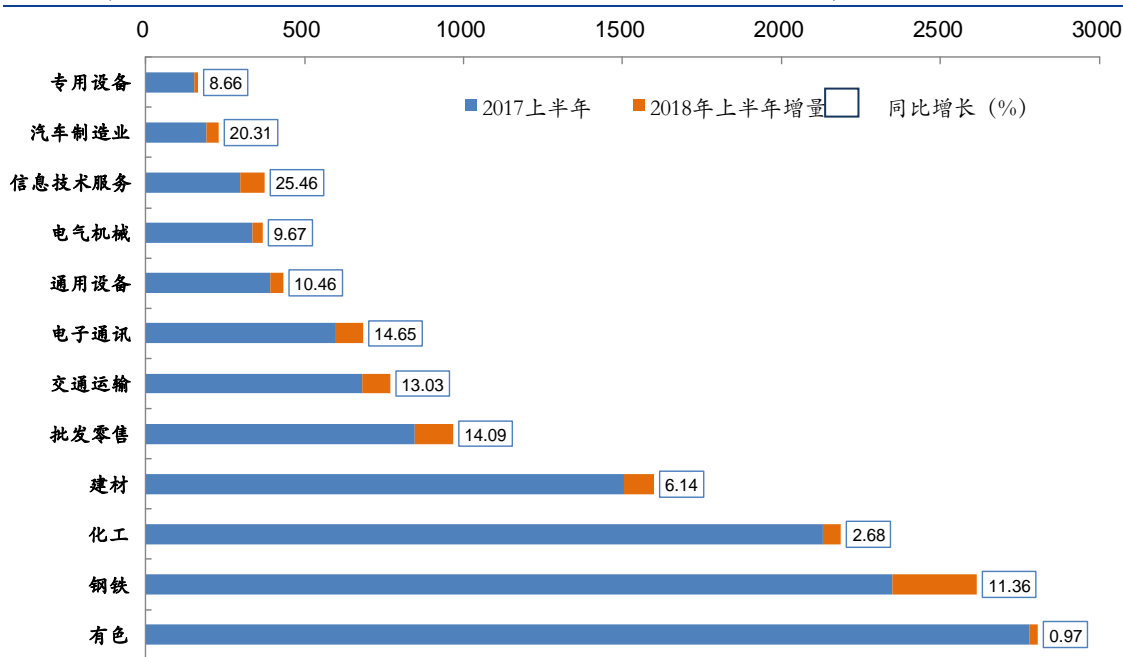
图 14：2018 年上半年用电增速的因素分解



资料来源：国家电网，中电联，安信证券研究中心

新旧动能转换，用电增长动力持久。2018 年上半年，宏观经济总体稳中向好，工业产品供需关系明显改善，企业效益明显增强，产能利用率持续回升，拉动工业用电回暖。服务业持续保持较快增长，新业态、新模式、新产业不断涌现，新动能逐步培育形成新的电力消费增长点。分部门来看，四大高耗能行业的用电增速差异较大，其中钢铁行业保持了两位数（11.4%）增长，但有色和化工行业的用电量增速仅有 0.97%和 2.68%。汽车制造业和信息技术的用电量增速均超过 20%，成为新的增长点。2018 年上半年，经济因素增加用电量约为 1305 亿千瓦时，带动全社会用电量增长约 4.4 个百分点。

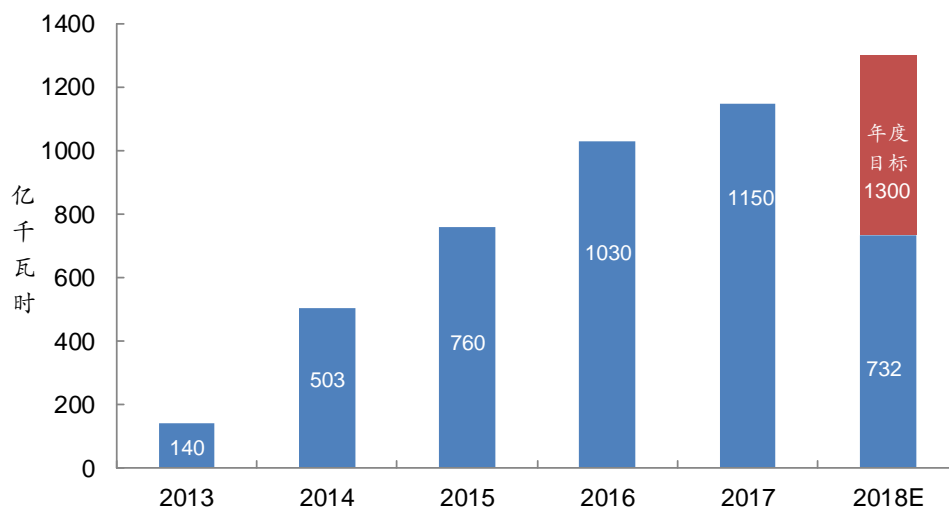
图 15：部分行业 2017H1 用电量与 2018H1 用电增量及同比增速（亿千瓦时、%）



资料来源：中电联，安信证券研究中心

电能替代力度明显加大。电能替代战略稳步推进，能源转型发展步伐加快。2016 年，国家发改委、能源局等八部委联合出台《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。国家电网 2017 年电能替代电量 1150 亿千瓦时，2013-2017 年年均增长近 70%，2018 年上半年完成替代电量 732 亿千瓦时。预计 2018 年上半年全国电能替代电量 828 亿千瓦时，带动全社会用电量增长约 2.8 个百分点。

图 16：国网经营区的历年电能替代规模



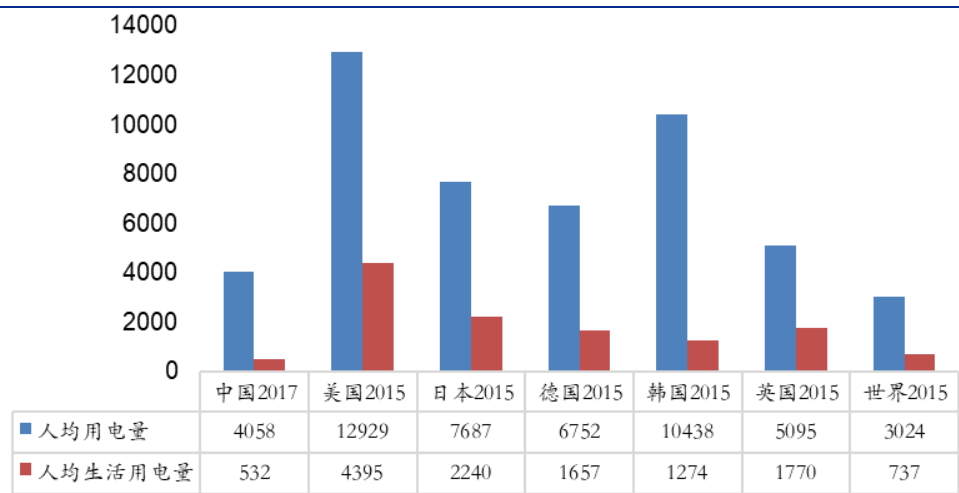
资料来源：国家电网，安信证券研究中心

气温因素对用电增长产生明显拉动。2018 年上半年的气候特征为年初气温偏低、夏季高温提前，其中 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。据国家电网测算，今年上半年气温因素增加用电量约 650 亿千瓦时，带动用电量增长 2.2 个百分点。

2.2. 2018-2020 年用电量增长有望保持中高速

中国人均用电量与发达国家存较大差距，增长潜力巨大。据 IEA 数据，2015 年全国人均用电量达到 4000 kWh，人均生活用电量为 500 kWh，远低于发达国家平均水平。目前，OECD 国家人均用电量约为 8000 kWh，美国人均用电量接近 13000 kWh，韩国的人均用电量也超过了 10000 kWh，日本、德国的人均用电量处于 7000 kWh 左右。随着宏观经济增长和居民生活水平提高，国内外的人均用电量差距将逐步缩小，中国的用电量有望保持中高速增长。

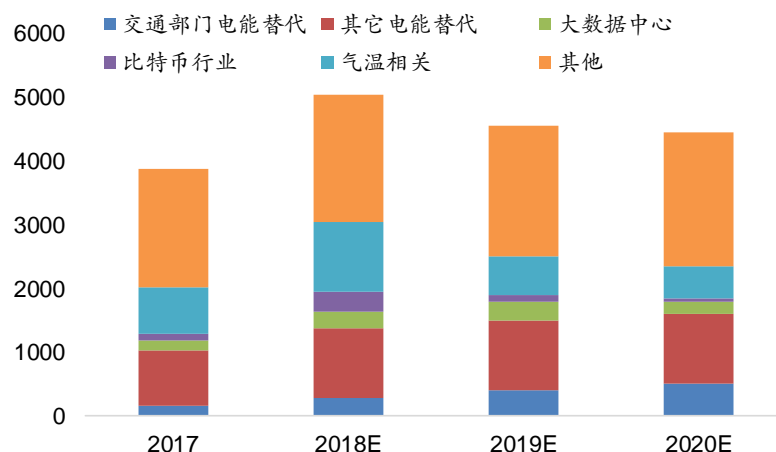
图 17：典型国家的人均用电量和人均生活用电量对比（千瓦时）



资料来源：IEA，中电联，安信证券研究中心

中国的用电量增长来源于多方面：（1）基于散煤治理的电能替代，主要来自交通、居民和工商业部门；（2）比特币和大数据行业的爆发性增长；（3）气温相关的用电量增长，主要用于冬季的电采暖和夏天的空调制冷；（4）常规用电量的增长。预计未来一段时间，全社会用电量有望持续保持中高速增长。通过预测各个因素的用电量增长贡献，我们认为，2018-2020 年，全社会用电量 6.81 万亿千瓦时、7.27 万亿千瓦时和 7.71 万亿千瓦时，对应的全社会用电量增速分别为 8.0%、6.7%和 6.1%。

图 18：不同因素对用电量增长的贡献（千瓦时）



资料来源：IEA，中电联，安信证券研究中心

2.3. 煤电承担调峰和基荷服务，重要性提升

发达国家的发展经验表明，火电可以承担基础负荷和调峰调频等服务，在电力供应体系中具有重要作用。美国在新能源全面发展的时期，新建了一批燃气电厂。德国也在重启火电来保障电力供应。我国“多煤少气贫油”的资源特点决定了煤电将成为重要调峰和基荷电源。

我国的电源结构决定了煤电将承担主要调峰任务。国家陆续出台节能减排和大气污染防治政策措施，风电和光伏等新能源装机量快速增长。风电出力随机性强，波动性大，基本无法与用电负荷匹配，削峰填谷能力也很弱。光伏发电的间歇性、波动性等特点决定了其出力难以保证。虽然水电机组、抽水蓄能电站和气电等灵活性电源有助于解决调峰问题，但其装机占比严重偏低。气电的发电成本也远高于煤电。随着风、光等新能源的大规模集中并网，电网调峰压力和调峰难度进一步增加，对煤电调峰的需求日益增强。煤电作为调节性电源的使用成本低于抽水蓄能、燃气机组、储能等，具备稳定可控、电压频率支撑能力强、技术成熟度高等优势，综合技术经济性较优，能够为高比例可再生能源接入的电力系统提供支撑。

煤电是重要的基荷电源。为了推进电力供给侧改革，国家发改委、能源局和地方政府陆续推出了严控火电新增产能的政策措施。全社会用电量的中高速增长和风光等不稳定清洁能源的大规模消纳，导致局部地区可能会出现技术性供电不足，并影响整个电网的运行安全。短期的电力供应过剩，并不能避免季节性的缺电问题。我国的基础条件和新能源电力供应技术的天然缺陷，决定了未来一段时间内，煤电机组将继续承担基荷电源功能。此外，北方地区在冬季采暖期间，既要保证热力供应，又需要消纳风、光等新能源，煤电的灵活性改造也成为重要选择。

3. 火电行业多要素向好，业绩处于改善通道

火电行业繁荣与困顿主要受制于三方面因素：（1）单位成本——动力煤价格（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）；（2）单位收入——上网电价（主要取决于市场化交易电量的比重及折扣幅度）；（3）规模——利用小时数（主要取决于用电量与装机量的增速）。

3.1. 煤价——供给侧改革彰显成效，煤价加速回归绿色区间

3.1.1. 供给侧改革稳步推进，煤炭供需形势持续改善

政府出台多项措施，加快优质煤炭产能释放。国家能源局在《2018年能源工作指导意见》中提到，要积极发展先进产能，以神东、陕北、黄陇、新疆等大型煤炭基地为重点，有序核准建设一批大型现代化煤矿。一方面，大幅增加一级安全生产标准煤矿的数量，并予以政策激励。目前，国家已陆续公布了4批一级安全生产标准化煤矿名单。其中2018年公布了第2、3、4批名单，对应的煤矿数量分别是30、76和100处。近期有望公布的第5批煤矿更是增加到198处。相关煤矿享受一系列激励政策，如在全国性或区域性调整、实施减量化生产措施时，原则上不纳入减量化生产煤矿范围。另一方面，提高煤炭项目批复速度，加快产能置换进度。2018年以来，国家发改委、能源局已批复12个煤矿项目，涉及产能4900万吨。这些煤矿大多分布在优质煤炭资源丰富的新疆、山西、内蒙古等地。煤炭产能置换交易在今年也持续升温。2018年上半年，河北、湖南、福建、黑龙江等多地陆续组织煤炭产能指标置换，其中，河北的煤炭产能指标置换规模高达1200万吨。

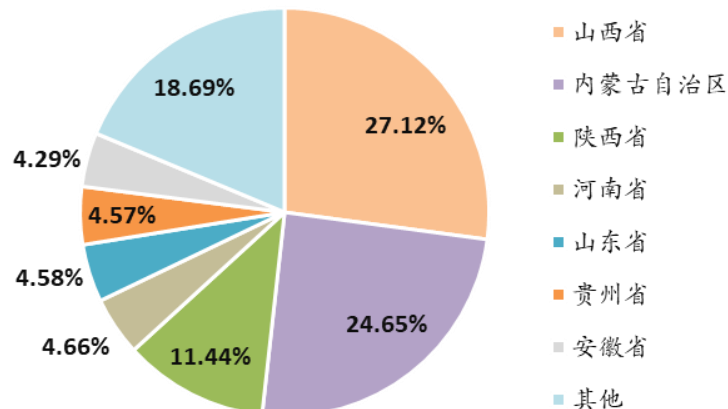
根据国家能源局2018年第3号公告，截至2017年12月底，我国安全生产许可证等证照齐全的生产煤矿3907处，产能33.36亿吨/年；已核准（审批）、开工建设煤矿1156处（含生产煤矿同步改建、改造项目83处）、产能10.19亿吨/年，其中已建成、进入联合试运转的煤矿230处，产能3.57亿吨/年。随着先进产能的释放和进口煤的放松管制，2018年上半年的煤炭产量和进口量均显著增长。根据国家统计局数据，2018年1-7月，全国原煤累计产量19.8亿吨，同比增长3.4%；国有重点煤矿产量累计10.7亿吨，同比增加4411万吨，增长4.3%；2018年1-7月，累计进口煤炭17519.5万吨，同比增加2248.5万吨，增长15%。

表 2: 我国在产及在建煤矿产能统计 (能源局口径)

省份	在产产能 (万吨、处)				在建产能 (万吨、处)			
	产能规模	产能占比	煤矿数	单井规模	建设产能	新建产能	煤矿数	单井规模
山西	90490	27.13%	567	160	29869	14299	316	95
内蒙古	82225	24.65%	370	222	27150	23507	87	312
陕西	38175	11.44%	219	174	18432	15919	177	104
河南	15536	4.66%	209	74	2490	1485	57	44
山东	15281	4.58%	116	132	405	370	6	68
贵州	15251	4.57%	456	33	2772	1153	42	66
安徽	14301	4.29%	46	311	1145	1145	4	286
黑龙江	9791	2.93%	550	18	3212	2795	72	45
河北	7516	2.25%	51	147	1161	60	35	33
宁夏	7246	2.17%	27	268	5300	4864	26	204
四川	6072	1.82%	328	19	1887	1436	96	20
新疆	5846	1.75%	52	112	2170	1694	9	241
甘肃	4909	1.47%	41	120	2095	1984	13	161
辽宁	4100	1.23%	26	158	300	244	5	60
辽宁	4100	0.91%	113	27	4239	2972	65	65
湖南	2539	0.76%	285	9	144	60	8	18
吉林	1994	0.60%	36	55	315	122	6	53
重庆	1893	0.57%	44	43	196	171	7	28
新疆建设兵团	1748	0.52%	28	62	195	162	3	65
江西	1412	0.42%	202	7	18	10	2	9
江苏	1360	0.41%	7	194	45	15	1	45
福建	816	0.24%	57	14	771	363	52	15
广西	744	0.22%	22	34	324	216	18	18
青海	646	0.19%	13	50	1123	1021	20	56
北京	370	0.11%	3	123	0	0	0	0
湖北	315	0.01%	39	8	387	258	29	13
合计	333600	100%	3907	85	106145	76325	1156	92

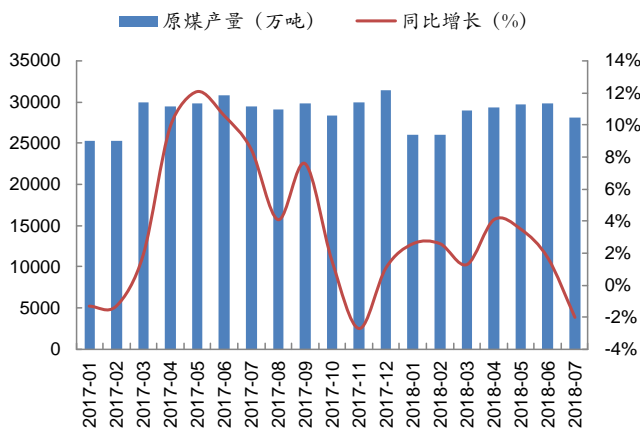
资料来源: 国家能源局, 安信证券研究中心

图 19: 截至 2017 年底, 全国分省份煤炭产能占比 (%)



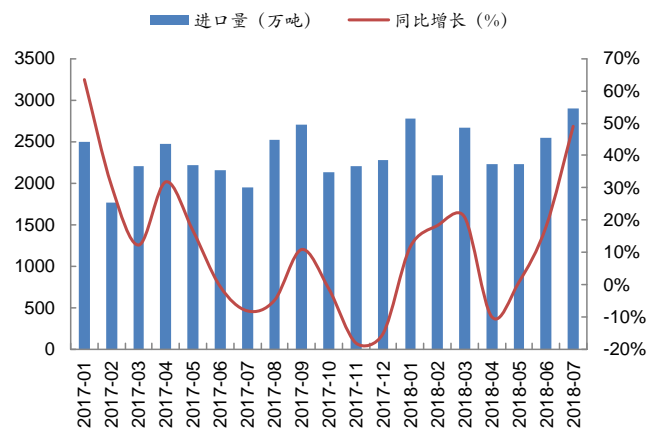
资料来源: 国家能源局, 安信证券研究中心

图 20: 2017 年至今全国原煤产量 (万吨)



资料来源: 煤炭市场网、安信证券研究中心

图 21: 2017 年至今全国煤炭进口量 (万吨)



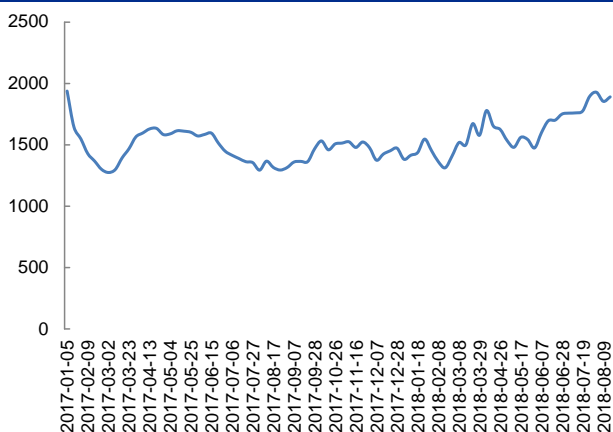
资料来源: 煤炭市场网、安信证券研究中心

3.1.2. 长协比例增长，现货价格加速回归绿色区间

煤炭长协比例和履约率上升。中长协煤价对电煤成本影响加大，有助于维持火电燃料成本稳定。2017 年 11 月，国家发改委发布《关于推进 2018 年煤炭中长期合同签订履行工作的通知》支持煤电企业多签中长期合同。其中，中央和各省区市及其他规模以上煤炭、发电企业集团签订的中长期合同数量，应达到自有资源量或采购量的 75% 以上。合同一经签订必须严格履行，全年中长期合同履约率应不低于 90%。

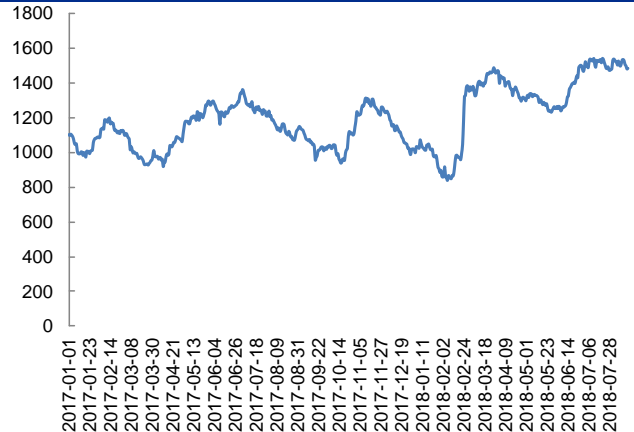
迎峰度夏期间煤炭旺季不旺。电煤市场在迎峰度夏期间，体现为高供给、高需求、高库存的“三高”特点，经济稳中向好与天气因素使电煤需求高企；煤炭产能释放带来供给增加；政策导向加之迎峰度夏补库需求，使用户企业库存持续增加。根据煤炭市场网统计，截至 8 月 23 日，环渤海六港港口库存为 1878 万吨，同比增加 584 万吨，增长 45%。截至 8 月 29 日，沿海六大电厂煤炭库存为 1495 万吨，同比增加 400 万吨，增长 37%。

图 22: 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 23: 2017 年至今沿海六大电厂库存 (万吨)



资料来源: 煤炭市场网、安信证券研究中心

根据煤炭市场网数据，截至 2018 年 8 月 17 日，秦皇岛 5500 大卡动力煤成交价约为 620-630 元/吨，较 8 月初上涨 25 元/吨；截至 2018 年 8 月 17 日，CCI5500 动力煤价格为 625 元/吨，较 18 年初下降 84 元/吨。综合来讲，短期煤价小幅反弹，中长期偏弱态势不变。

第一阶段：1 月初到 2 月初，全国范围持续低温，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、耗用上升，而煤炭产量虽有所增长，但供应仍然小于耗用，电厂存煤出现较明显下降，煤炭企业、港口存煤在低位上也有小幅下降，从而使

得市场出现供应偏紧预期，动力煤价格上涨。

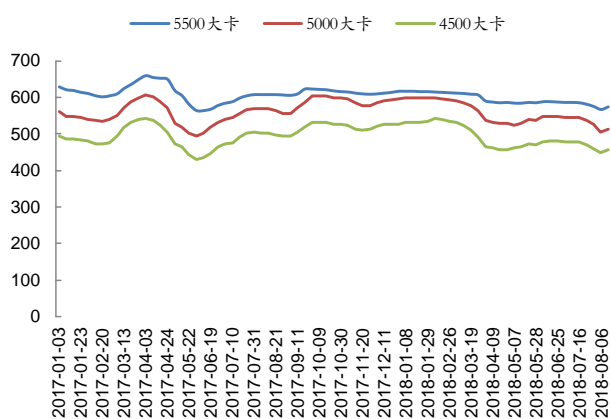
第二阶段：2月初至4月中旬，受电厂库存高企和供暖结束影响，下游企业采购节奏放缓，动力煤价格出现下跌。虽然下游工厂逐渐复工，但六大电厂库存持续高位。

第三阶段：4月中旬至6月上旬，由于气温逐步升高，制冷用电增加，电厂的煤炭日耗提高，煤炭现货价格逐步走高。截至2018年5月31日，六大发电集团库存1265.9万吨，同比上月降低3.4%，可用天数为16天，同比上月减少4天。六月上旬，动力煤价格快速增长从672元/吨激增至701元/吨。

第四阶段：6月中旬至8月上旬，由于政府部门放宽对海外动力煤进口的限制，同时随着梅雨季节到来，来水状况好转，水电出力增加，有效缓解动力煤需求端的压力。动力煤价格逐渐下降。

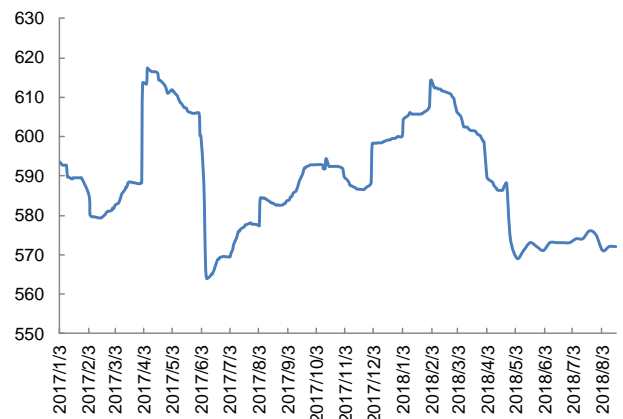
第五阶段：8月上旬煤价出现显著下降后，8月中旬煤价有小幅反弹。主要原因在于，环渤海港口陆续开始执行依据船期批复铁路运力政策，以降低港口库存压力，加之大秦铁路临时检修，促使港口库存下降。此外，禁止二类口岸进口煤政策导致短期煤炭进口量减少。

图 24: CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价 (元/吨)



资料来源：煤炭市场网，安信证券研究中心

图 25: CCI5500 大卡综合指数 (元/吨)



资料来源：煤炭市场网，安信证券研究中心

3.2. 电价——市场化改革全面深化，电价下调风险小

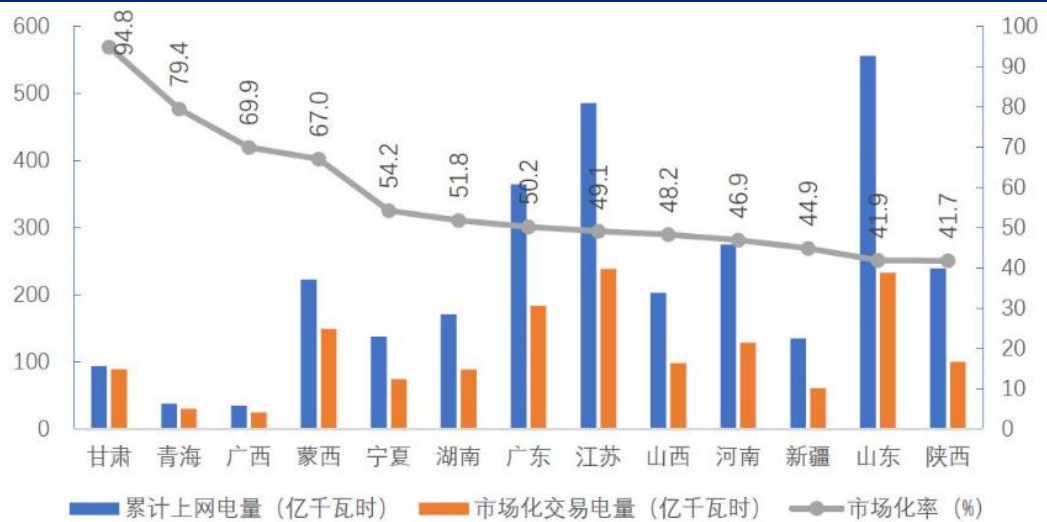
3.2.1. 电改稳步推进，市场化比例显著提高

为加快推进电力体制改革，政府出台系列政策进一步放开发用电计划，放开无议价能力用户以外的电力用户参与交易，并进一步扩大市场主体范围，旨在提高电力市场化交易规模。据中电联统计，2018年1季度，全国电网企业销售电量12901亿千瓦时，市场化交易电量（含发电权交易）合计为3322亿千瓦时，市场化交易电量占比为20.9%，占电网企业销售电量的比重为25.7%。其中，省内和省间（含跨区）市场化交易电量分别为2576和702亿千瓦时，占全国市场化电量的比重为77.5%和21.1%。

分区域来看，蒙西电网是市场化电量占比最高的区域。据中电联统计，国网经营区市场化交易电量为2305亿千瓦时，占全国市场化交易电量的69%，占该区域全社会用电量的18%；南网经营区市场化交易电量为731亿千瓦时，占全国市场化交易电量的22%，占该区域全社会用电量的30%，高于全国平均水平9.1个百分点。蒙西电网区域市场化交易电量285亿千瓦时，占全国市场化交易电量的9%，占该区域全社会用电量的46%，高于全国平均水平25.1个百分点。

分电源来看，煤电的市场化交易比例超过30%。据中电联统计，2018年1季度，大型发电集团煤电上网电量5995亿千瓦时，市场化交易电量1872亿千瓦时，市场化率为31.2%。分省来看，大型发电集团煤电上网电量市场化率最高省份为甘肃省，达到了94.8%，青海、广西、蒙西、宁夏、湖南、广东等六地均超过了50%。

图 26：2018 年一季度分地区煤电市场化交易规模及比重



资料来源：中电联，安信证券研究中心

3.2.2. 标杆电价保持平稳，短期下调风险小

一方面，煤价处于高位，从成本加合理收益的角度看，短期下调标杆电价的可能性很小。另一方面，火电承担的基础负荷和调峰调频服务有效的弥补了新能源发电的天然缺陷，这部分隐含的功能值得我们考虑。李克强总理在今年《政府工作报告》中提出，要大幅降低企业非税负担，降低电网环节收费和输配电价价格，一般工商业电价平均降低 10%。为了完成降电价的目标，先后采取了三个“一批”，共计推出了八项措施。

第一个“一批”推出 4 项措施：2018 年 4 月 1 日开始执行，涉及降价资金 432 亿元。其中，国家明确出台的电网清费政策要落实，按照清理规范的要求，电网环节涉及到的相关收费该取消的取消；推进区域电网和跨省跨区专项工程输电价格改革；进一步规范和降低电网环节收费；临时性降低输配电价。

第二个“一批”推出 1 项措施：2018 年 5 月 1 日开始执行，涉及降价资金 216 亿元。主要是两个方面，即通过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返还腾出的电价空间，用于减轻企业负担。

第三个“一批”推出 3 项措施：2018 年 7 月 1 日开始执行，涉及降价资金 173 亿元。主要通过将重大水利工程基金征收标准降低 25%，扩大跨省跨区电力交易规模，督促自备电厂承担政策性交叉补贴，用于降低企业负担。

近日，国家发改委经济运行调节局表示，降低一般工商业电价分 8 项措施有序推进，截至目前已合计降费达 821 亿元以上。按照此前预估的一般工商业电价降低 10%，降价金额将超过 800 亿元计算，今年降电价目标已经基本完成。

降低一般工商业电价的目标基本完成，意味着火电企业在短期内出现大范围、大幅度下调标杆电价的几率较小。一方面，随着煤炭供给侧改革的推进和进口煤的增加，动力煤供应从偏紧逐步向平衡过渡。虽然煤炭价格在迎峰度夏期间呈现旺季不旺的态势，但依然处于较高水平。火电行业尚处于盈利修复的起步阶段，亏损的电厂比例较大，火电企业 ROE 也处于较低水平（火电龙头华能国际在 2018 年一、二季度的 ROE 分别为 1.6%和 2.8%），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这种诉求，但直接下调上网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，而后者可以定向的降低部分工商业的负担，促进产业升级。

3.2.3. 市场化电价折扣缩窄，龙头有望受益

“基准电价+浮动机制”提升火电定价权，市场化折价有望缩窄。近日，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》。《通知》指出

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。目前电力消费量大增，发电企业在与大用户之间协商电价的话语权提升。火电上网电价与煤价的关联度提升，有助于改善发电企业的现金流和盈利状况，也有助于减小业绩波动。同时，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。在政府严控新增装机的背景下，大型企业有望通过整合小企业来进一步提高行业话语权和定价权。长期利好大型火电企业。

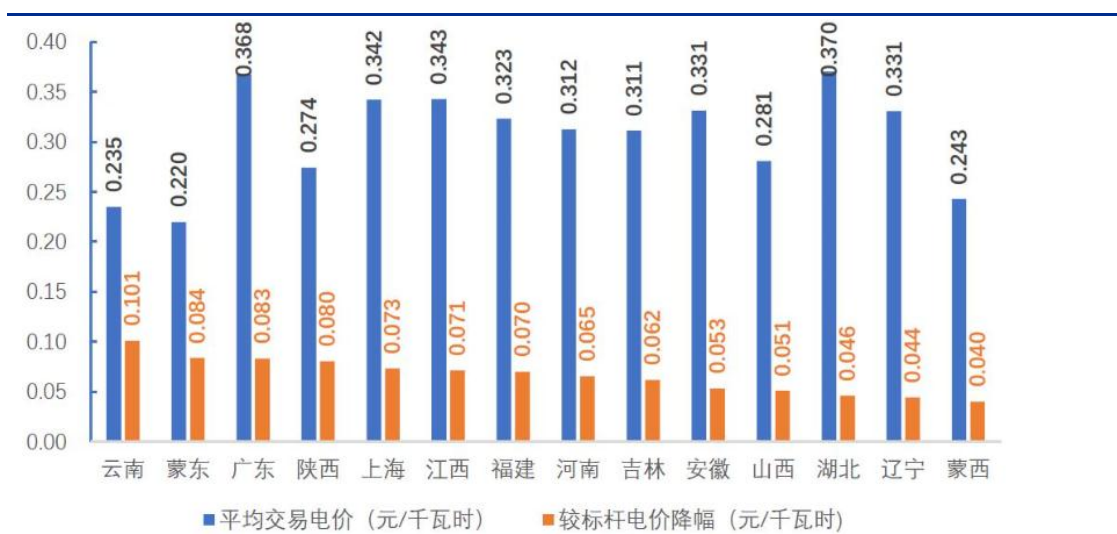
2017年以来，随着煤炭市场价格波动上升以及发电市场竞争的理性回归，煤电市场化交易电价呈缓步回升趋势。据中电联统计，2018年1季度，煤电市场化交易平均电价为0.3307元/千瓦时，同比回升5.9%。分地区来看，煤电市场化交易折扣最大的是云南省，市场化交易电价为0.235元/千瓦时，折扣为0.101元/千瓦时，其次为蒙东、广东和陕西等地，市场化交易电价分别为0.220元/千瓦时、0.368元/千瓦时、0.274元/千瓦时，折扣均超过0.08元/千瓦时。

图 27：2017年-2018年一季度煤电市场化交易价格



资料来源：中电联，安信证券研究中心

图 28：2018年一季度分地区煤电市场化交易规模及比重



资料来源：中电联，安信证券研究中心

3.3. 利用小时数——电力供需形势好转，机组利用效率提升

3.3.1. 严控火电新增装机，装机增速显著放缓

火电投资和新增装机呈现“双降”特点。为化解煤电产能过剩，促行业转型升级，国家发改委和国家能源局从2016年年初开始出台了系列政策措施。据中电联统计，2017年电力工程建设投资完成2700亿元，同比减少21.3%；火电投资完成740亿元，同比减少20.9%。“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。从增量来看，控制总规模11亿千瓦以内，2020年底前已纳入规划基地外送项目规模有望减半。停建和缓建1.5亿千瓦，有望大幅缓解煤电过剩压力。存量方面，淘汰落后产能0.2亿千瓦以上，占比约2.2%，影响有限。按照中央当前经济工作的基本目标，预计至2020年，火电新增装机一直控制在3500万千瓦左右。

表3：政府出台系列措施严控煤电新增装机

时间	政策	部门	主要内容
2016年3月	《关于促进我国煤电有序发展的通知》	发改委、能源局	合理安排煤电基地规划建设时序，减轻受端省份接受外来电力的压力
2016年9月	《关于取消一批不具备核准建设条件煤电项目的通知》	能源局	取消9省区的15项、1240万千瓦的煤电项目
2016年11月	《电力发展“十三五”规划》	发改委、能源局	“十三五”期间，取消和推迟煤电项目1.5亿千瓦以上，淘汰火电落后产能2000万千瓦以上。到2020年，煤电装机控制在11亿千瓦以内，占比降至约55%。
2017年1月	《衔接各省“十三五”煤电投产规模的函》	能源局	推迟一批煤电项目至“十四五”及以后投产，并限制“十三五”煤机投产规模
2017年4月	《2020年煤电规划建设风险预警的通知》	能源局	公布2020年分省煤电规划建设风险预警结果，限制26个地区的装机核准
2017年8月	《关于推进供给侧结构性改革，防范化解煤电产能过剩风险的意见》	发改委、能源局等16部委	从严淘汰落后产能，清理整顿违规项目，严控新增产能规模
2017年9月	《2017年煤电行业淘汰落后产能目标任务（第一批）的通知》	能源局	明确2017年第一批落后产能淘汰计划，涉及100台机组共计472.1万千瓦
2018年5月	《国家能源局关于发布2021年煤电规划建设风险预警的通知》	能源局	公布2021年分省煤电规划建设风险预警结果，限制26个地区的装机核准

资料来源：国家发改委，国家能源局，安信证券研究中心

3.3.2. 用电量增长保持中高速，利用小时数提升

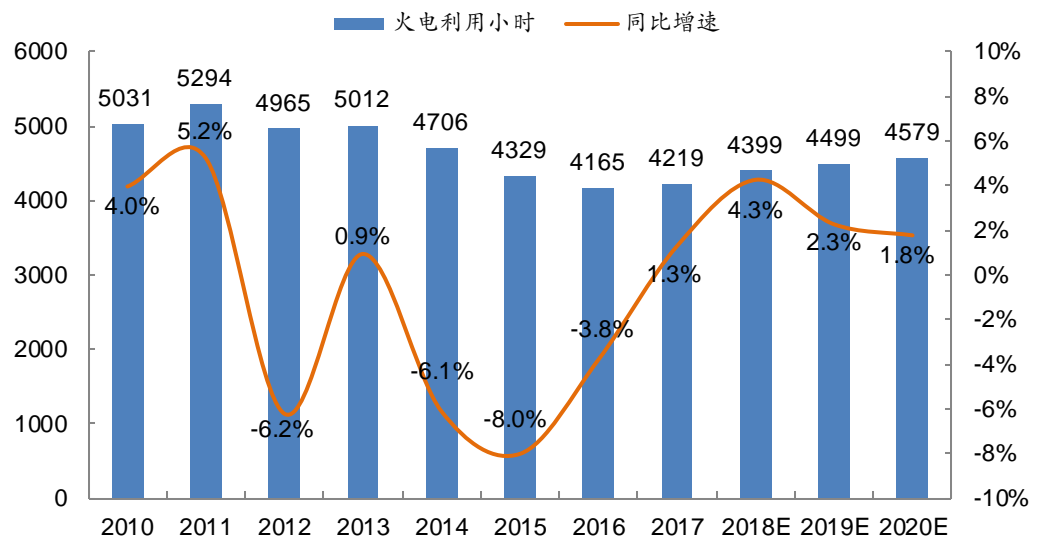
根据2017年的电源结构及新增项目的进展情况，我们预计2018年全国新增装机容量1亿千瓦左右，其中化石能源发电装机3700万千瓦左右。预计2018年底，发电装机容量将达到18.7亿千瓦，其中非化石能源发电7.3亿千瓦，其中煤电装机10.1亿千瓦，水电装机3.5亿千瓦，分别占全国装机的54%和19%。

表4：2018-2020年分类型装机预测（万千瓦）

类型	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	68116	72665	77115
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

图 29：2010-2020 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

4. 火电具有强防御性，龙头配置价值凸显

4.1. 现阶段火电属于逆周期行业

火电作为周期行业，在特殊时期具有逆周期特点，这一属性使其在当前时点具有配置价值。过去两年主板各行业轮番表现，但火电却连续下跌，目前火电行业绝对 PB 和相对 PB 均处在历史低位，安全性很高。在今年配置难度加大的背景下，火电的配置价值凸显。2000-2004 年火电行业是典型的顺周期行业，因为电力供应紧缺，全社会用电量的高速增长很好地传导到行业盈利。但之后随着新增装机规模的大幅上升，火电逐步进入供大于求的阶段，而且经济波动性下降，用电量增速趋于下降，顺周期因素对盈利影响很小。

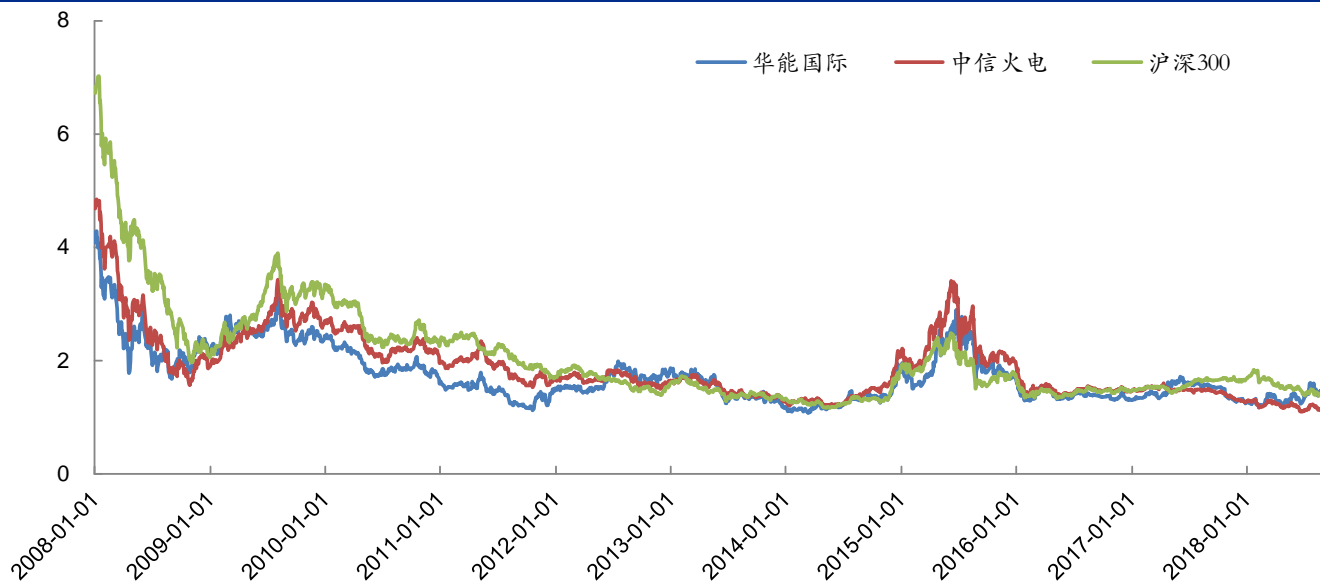
煤价和电价两个逆周期因素成为决定火电行业盈利波动的核心因素。成本端，煤炭价格本身是和周期同向波动的，火电成本中 60% 左右来自于燃煤成本，由此导致 2016-2017 年所有周期行业盈利改善的过程中，火电企业大面积亏损。收入端，由于电价是政府制定的，在当前政策环境下，既不具备大幅上调上网电价的条件，但是下调标杆电价的几率也不大。因此，火电板块的业绩主要取决于煤价的走势。如果今年下半年的经济呈现稳中偏弱态势，火电成本可能会逐步下行。可以预见，2018 年下半年，火电会是一个往下空间较小，往上弹性大的板块。

4.2. 业绩处于历史底部，期待 PB 修复+ROE 上行

2018 年上半年全社会用电量增长接近 10%，在政府严控火电装机、新能源上网电价下调、来水总体平稳的背景下，存量火电机组的利用效率有望显著提升。上半年，火电利用小时数平均提升超过 100 小时，预计全年有望同比增加 200 小时。同时，煤炭供给侧改革彰显成效，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。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。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，届时火电的盈利状况有望显著改善。

公司的估值处于历史低位，对股价支撑较强。受 2016—2017 年动力煤价格大幅上涨的影响，公司的业绩大幅下滑，PB 值也大幅下跌至 1.4 倍，PB 至已位于十年来的底部。考虑到公司盈利存在大幅回弹预期，安全边际较高，估值修复预期强烈。

图 30: 火电板块和公司 PB 处于低位

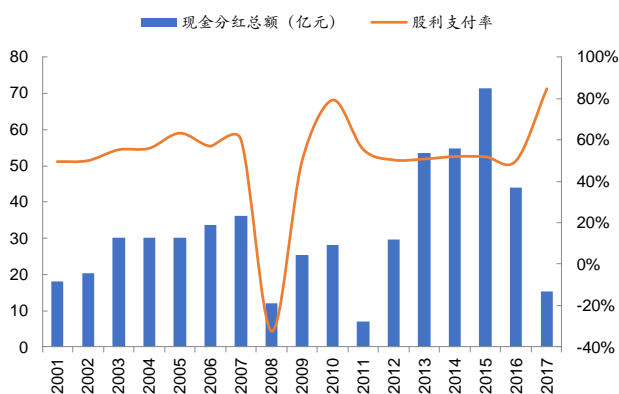


资料来源: WIND, 安信证券研究中心

4.3. 分红比例高, 高股息率值得期待

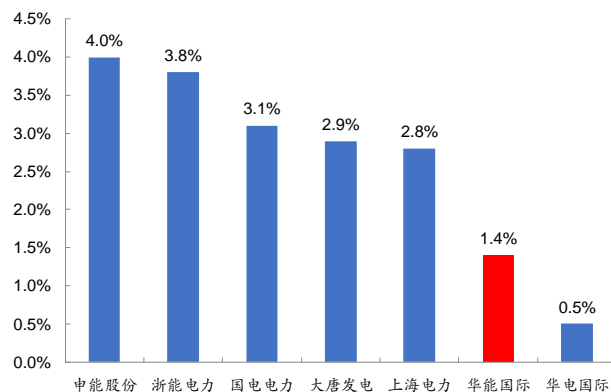
近期市场波动加剧, 高分红、高股息率个股的配置价值逐步凸显。电力的现金流非常好, 考虑到政府一直在严控火电新增装机, 公司的资本开支较小, 持续性分红有保障, 进一步凸显其防御功能。公司承诺每年现金分红不少于可分配利润的 70%且每股派息不低于 0.1 元, 使投资更具防御性。根据盈利预测结果, 预计 2018-2020 年公司的股息率 (2018 年 9 月 5 日股价为基准) 将恢复至 3.2%、4.4%、6.0%。

图 31: 公司的分红比例稳中有升



资料来源: WIND, 安信证券研究中心

图 32: 2017 年主要火电上市公司股息率对比



资料来源: WIND, 安信证券研究中心

表 5: 2017 年火电板块个股分红情况

代码	公司	每股股利 (税前)	收盘价 (7月25日)	股息率 (%)	股权登记日	分红进度
华能国际	600011.SH	0.1	7.02	1.4%	2018-05-16	实施
中能股份	600642.SH	0.2	4.98	4.0%	2018-08-09	实施
浙能电力	600023.SH	0.17	4.53	3.8%	2018-07-20	实施
国电电力	600795.SH	0.08	2.55	3.1%	2018-07-09	实施
大唐发电	601991.SH	0.09	3.07	2.9%		股东大会通过
上海电力	600021.SH	0.2	7.16	2.8%	2018-05-17	实施
华电国际	600027.SH	0.018	3.79	0.5%	2018-07-26	实施

资料来源: WIND, 安信证券研究中心

4.4. 投资建议

增持-A 投资评级，6 个月目标价 8.0 元。我们预计公司 2018 年-2020 年的收入增速分别为 10.9%、5.1%、4.9%，净利润分别为 50.3 亿、69.3 亿、94.2 亿元，看好公司业绩的持续改善。

风险提示：全社会用电量增长不及预期；煤炭持续高位运行；上网电价下行风险。

财务报表预测和估值数据汇总

利润表						财务指标					
(百万元)	2016	2017	2018E	2019E	2020E	(百万元)	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入	113,814.2	152,459.4	169,074.6	177,773.5	186,439.2	成长性					
减:营业成本	89,389.9	135,209.3	141,356.6	147,386.1	151,931.8	营业收入增长率	-11.7%	34.0%	10.9%	5.1%	4.9%
营业税费	1,177.8	1,376.3	1,598.2	1,708.3	1,745.7	营业利润增长率	-38.5%	-71.0%	170.7%	35.0%	34.7%
销售费用	15.6	17.5	33.8	26.8	28.9	净利润增长率	-36.1%	-79.7%	180.6%	37.8%	35.9%
管理费用	3,336.5	3,968.8	4,866.6	4,985.4	5,149.4	EBITDA 增长率	-20.5%	-10.6%	22.7%	6.4%	9.5%
财务费用	6,920.5	9,405.7	11,203.5	9,812.1	8,574.1	EBIT 增长率	-31.7%	-38.7%	72.7%	11.2%	16.0%
资产减值损失	1,205.0	1,188.5	1,188.5	1,188.5	1,188.5	NOPLAT 增长率	-31.6%	-50.7%	65.1%	11.2%	16.0%
加:公允价值变动收益	-13.0	-2.8	-	-	-	投资资本增长率	-1.2%	29.4%	-9.5%	-3.9%	-7.5%
投资和汇兑收益	2,383.1	2,212.2	2,256.4	2,301.6	2,347.6	净资产增长率	0.9%	-4.7%	4.7%	3.1%	4.6%
营业利润	14,139.0	4,095.2	11,083.8	14,967.9	20,168.5	利润率					
加:营业外净收支	227.3	-375.2	-354.1	-349.8	-345.4	毛利率	21.5%	11.3%	16.4%	17.1%	18.5%
利润总额	14,366.3	3,720.0	10,729.7	14,618.1	19,823.0	营业利润率	12.4%	2.7%	6.6%	8.4%	10.8%
减:所得税	3,580.1	1,573.5	4,538.3	6,183.0	8,384.6	净利润率	7.7%	1.2%	3.0%	3.9%	5.1%
净利润	8,814.3	1,793.2	5,031.6	6,931.4	9,416.9	EBITDA/营业收入	31.5%	21.0%	23.3%	23.5%	24.6%
						EBIT/营业收入	18.5%	8.5%	13.2%	13.9%	15.4%
资产负债表						运营效率					
	2016	2017	2018E	2019E	2020E	固定资产周转天数	618	520	504	446	393
货币资金	7,881.6	9,364.8	13,526.0	14,221.9	14,915.1	流动营业资本周转天数	-82	-53	-43	-46	-40
交易性金融资产	-	-	-	-	-	流动资产周转天数	109	101	106	111	109
应收账款	15,550.3	23,344.9	19,965.9	26,605.7	21,449.2	应收账款周转天数	49	46	46	47	46
应收票据	2,432.3	3,610.9	2,024.0	4,595.9	2,252.9	存货周转天数	19	17	19	18	17
预付账款	688.5	564.6	1,214.8	552.8	1,161.4	总资产周转天数	963	812	796	740	682
存货	6,879.1	7,385.4	10,312.6	7,782.6	10,118.8	投资资本周转天数	729	620	601	533	479
其他流动资产	3,534.8	4,267.1	4,441.5	4,624.7	4,817.0	投资回报率					
可供出售金融资产	3,456.0	1,655.0	3,413.0	2,841.3	2,636.4	ROE	10.8%	2.4%	6.4%	8.6%	11.4%
持有至到期投资	-	-	-	-	-	ROA	3.5%	0.6%	1.7%	2.3%	3.3%
长期股权投资	19,420.3	19,317.3	19,317.3	19,317.3	19,317.3	ROIC	6.8%	3.4%	4.3%	5.3%	6.4%
投资性房地产	-	217.4	217.4	217.4	217.4	费用率					
固定资产	195,078.1	245,082.6	228,377.0	211,671.5	194,966.0	销售费用率	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
在建工程	24,404.2	26,396.8	26,396.8	26,396.8	26,396.8	管理费用率	2.9%	2.6%	2.9%	2.8%	2.8%
无形资产	12,043.3	13,728.2	14,401.4	15,058.1	15,905.2	财务费用率	6.1%	6.2%	6.6%	5.5%	4.6%
其他非流动资产	18,049.1	23,758.8	25,606.8	27,829.8	30,502.7	三费/营业收入	9.0%	8.8%	9.5%	8.3%	7.4%
资产总额	309,417.6	378,693.7	369,214.5	361,715.8	344,656.2	偿债能力					
短期债务	57,668.9	80,251.3	90,840.4	103,420.9	115,888.3	资产负债率	68.7%	75.7%	73.8%	72.5%	69.8%
应付账款	24,683.1	33,640.5	36,485.8	35,575.8	36,155.5	负债权益比	219.8%	310.7%	282.3%	263.3%	230.9%
应付票据	2,212.3	1,732.2	2,377.5	2,223.9	2,307.0	流动比率	0.28	0.31	0.29	0.30	0.26
其他流动负债	45,631.9	40,326.5	49,197.6	52,467.3	52,761.8	速动比率	0.23	0.26	0.23	0.26	0.22
长期借款	64,990.4	107,031.0	69,480.2	43,382.0	7,391.5	利息保障倍数	3.04	1.37	1.99	2.53	3.35
其他非流动负债	17,465.0	23,508.6	24,260.1	25,086.7	25,996.0	分红指标					
负债总额	212,651.6	286,490.1	272,641.6	262,156.6	240,500.2	DPS(元)	0.29	0.10	0.23	0.32	0.43
少数股东权益	15,244.5	16,670.3	17,772.0	19,250.6	21,227.2	分红比率	50.0%	84.8%	70.0%	70.0%	70.0%
股本	15,200.4	15,200.4	15,200.4	15,200.4	15,200.4	股息收益率	4.0%	1.4%	3.2%	4.4%	6.0%
留存收益	65,649.3	55,064.6	58,332.1	59,839.9	62,460.0						
股东权益	96,766.0	92,203.7	96,572.8	99,559.2	104,156.0						
						业绩和估值指标					
	2016	2017	2018E	2019E	2020E	EPS(元)	0.58	0.12	0.33	0.46	0.62
现金流量表						BVPS(元)	5.36	4.97	5.18	5.28	5.46
净利润	10,786.2	2,146.6	5,031.6	6,931.4	9,416.9	PE(X)	12.5	61.5	21.9	15.9	11.7
加:折旧和摊销	14,817.8	19,166.9	17,046.0	17,069.5	17,098.2	PB(X)	1.35	1.46	1.40	1.37	1.33
资产减值准备	1,205.0	1,188.5	-	-	-	P/FCF	12.9	9.4	13.1	17.5	13.8
公允价值变动损失	13.0	2.8	-	-	-	P/S	0.97	0.72	0.65	0.62	0.59
财务费用	6,975.2	9,508.8	11,203.5	9,812.1	8,574.1	EV/EBITDA	7.1	9.8	7.6	6.9	5.8
投资损失	-2,383.1	-2,212.2	-2,256.4	-2,301.6	-2,347.6	CAGR(%)	-7.9%	74.7%	-29.3%	-7.9%	74.7%
少数股东损益	1,971.9	353.4	1,159.7	1,503.6	2,021.6	PEG	-1.6	0.8	-0.7	-2.0	0.2
营运资金的变动	4,175.3	-18,575.8	10,042.7	-8,073.5	607.8	ROIC/WACC	1.1	0.6	0.7	0.9	1.0
经营活动产生现金流量	31,510.8	29,197.4	42,227.1	24,941.6	35,371.0	REP	1.0	1.9	1.6	1.3	1.1
投资活动产生现金流量	-17,649.6	-34,060.4	-515.2	1,852.5	1,312.8						
融资活动产生现金流量	-13,601.9	4,013.2	-37,550.7	-26,098.2	-35,990.5						

资料来源: Wind 资讯, 安信证券研究中心预测

■ 公司评级体系

收益评级：

- 买入 — 未来 6-12 个月的投资收益率领先沪深 300 指数 15%以上；
- 增持 — 未来 6-12 个月的投资收益率领先沪深 300 指数 5%至 15%；
- 中性 — 未来 6-12 个月的投资收益率与沪深 300 指数的变动幅度相差-5%至 5%；
- 减持 — 未来 6-12 个月的投资收益率落后沪深 300 指数 5%至 15%；
- 卖出 — 未来 6-12 个月的投资收益率落后沪深 300 指数 15%以上；

风险评级：

- A — 正常风险，未来 6-12 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 6-12 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、周喆声明，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。

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
	王秋实	010-83321351	wangqs@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	huzhen@essence.com.cn
	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