

“煤价、电价、利用小时数”多重利好共振，盈利能力将改善

——华能国际(600011.SH)首次覆盖报告

首次覆盖报告

邱懿峰(分析师)	黄红卫(联系人)	赵腾辉(联系人)
010-69004648	010-69004537	010-83561349
qiuyifeng@xsdzq.cn	huanghongwei@xsdzq.cn	zhaotenghui@xsdzq.cn
证书编号: S0280517080002	证书编号: S0280118010010	证书编号: S0280118020015

● 规模及装备优势凸显的中国火电龙头企业:

公司是 A 股最纯正的火电标的, 2017 年底华能国际的火电装机市占率为 8.91%, 火电龙头地位彰显。供电煤耗、厂用电率等技术指标亦长期保持行业领先水平, 竞争力凸显。预计 2018 年底, 公司可控装机容量将达 107265 兆瓦(同比+2.82%), 其中火电装机将达 100567.5 兆瓦(同比+2.02%)。

● 火电投资策略——把握阶段性行情, 关注煤价、电价、利用小时数:

华能国际阶段性行情明显, 需关注煤价、电价、利用小时数。电煤价格对股价影响最深刻, 回顾历史, 经济平稳时, 煤价及公司股价呈现反向同步变动, 经济剧烈波动时期二者同涨同跌。调整煤电上网电价仅缓解短期趋势, 并不改变中长期趋势。2003-2008 年, 股价与利用小时数走势正相关性明显, 2008 年后二者关系弱化。公司市盈率、市净率中枢分别为 15-20X、1-3X。

● “煤价、电价、利用小时数”多重基本面利好共振, 盈利能力将改善:

经济、电能替代、气候气温因素对用电增长贡献的可持续性较强, 2018-2020 年用电量增速将超预期。由于装机容量增速放缓, 火电利用小时数有望企稳回升。随着市场电占比提高、及市场电与计划电价差缩窄, 平均电价有望上浮。预计 2020 年前后煤炭消费与产出缺口与 2015 年较为一致, 后市, 电煤采购价格将缓慢下行, 公司盈利能力及经营业绩有望好转。随着煤价、电价、利用小时数等多重基本面利好共振, 华能国际盈利能力将改善。

● A 股最纯粹火电标的, 受益行业盈利改善, 首次覆盖给予“推荐”评级:

预计公司 2018-2020 年净利润分别为 23.07、57.88、111.92 亿元, 对应 EPS 分别为 0.15、0.37 和 0.71 元。当前股价对应 2018-2020 年 PE 分别为 49.5、19.7 和 10.2 倍。随着“煤价、电价、利用小时数”等多重基本面利好共振, 火电盈利能力将改善, 公司作为 A 股最纯粹火电标的, 亦具备火电龙头的规模、技术优势, 最为受益火电盈利能力改善, 首次覆盖给予“推荐”评级。

● 风险提示: 电煤价格下跌不及预期; 市场电及计划电差额缩窄不及预期。

财务摘要和估值指标

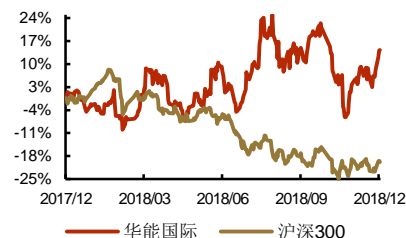
指标	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
营业收入(百万元)	113,814	152,459	165,030	174,922	189,167
增长率(%)	-11.7	34.0	8.2	6.0	8.1
净利润(百万元)	8,814	1,793	2,307	5,788	11,192
增长率(%)	-36.1	-79.7	28.7	150.9	93.4
毛利率(%)	21.5	11.3	12.0	15.1	18.7
净利率(%)	7.7	1.2	1.4	3.3	5.9
ROE(%)	11.1	2.3	2.9	7.2	12.8
EPS(摊薄/元)	0.56	0.11	0.15	0.37	0.71
P/E(倍)	12.9	63.6	49.4	19.7	10.2
P/B(倍)	1.4	1.6	1.6	1.6	1.4

推荐(首次评级)

市场数据 时间 2018.12.05

收盘价(元):	7.27
一年最低/最高(元):	5.78/8.19
总股本(亿股):	109.98
总市值(亿元):	799.53
流通股本(亿股):	105.0
流通市值(亿元):	763.35
近 3 月换手率:	10.7%

股价一年走势



收益涨幅(%)

类型	一个月	三个月	十二个月
相对	13.07	2.58	34.96
绝对	12.38	-0.27	16.27

相关报告

投资要件

关键假设

1. **发电设备利用小时数**: 预测 2018-2020 年火电发电设备利用小时数下限分别为 4079.05 小时、4111.43 小时、4138.95 小时, 上限分别为 4136.85 小时、4229.02 小时、4317.97 小时。

2. **平均上网电价**: 预测 2018-2020 年华能国际平均上网电价分别为 0.4178 元/千瓦时、0.4244 元/千瓦时、0.4342 元/千瓦时。

3. **煤价及燃料成本**: 预测 2018-2020 年华能国际平均煤价分别为 554.98 元/吨、538.08 元/吨、521.25 元/吨。在 2017 年燃料成本 927.37 亿元基础上, 根据售电量增速、供电煤耗增速、煤价增速, 来预测 2018-2020 年燃料成本。其中, 计算售电量增速时, 假设新增火电产能均在当年年中投产, 平均装机容量=(本年装机容量+上年装机容量)/2。

4. **折旧成本**: 假设折旧成本增速与装机容量增速一致。

我们区别于市场的观点

1. **火电行业投资策略**: 我们通过分析火电龙头企业华能国际的历史股价走势及影响因素发现, 长期而言, 华能国际的投资回报率与沪深 300 指数的投资回报率高度接近, 但呈现明显的阶段性行情, 影响因素主要为电煤价格、煤电上网电价、火电行业利用小时数。历次上涨、下跌行情中, 电煤价格对华能国际股价影响最为明显, 在经济面平稳时期, 华能国际股价与电煤价格走势呈现反向同步变动; 在经济剧烈波动时期, 华能国际股价与电煤价格同涨同跌。由于电煤价格对火电盈利影响更大、更深远, 因此调整煤机上网电价仅缓解(或逆转)短期股价趋势, 并不改变中长期股价趋势。2003-2008 年, 华能国际股价与火电装机利用小时数走势呈现明显正相关关系, 2008 年后, 电煤价格波动加剧, 二者关系明显弱化, 股价主要受电煤价格影响。估值角度而言, 华能国际历史市盈率在 15-20X 的估值中枢波动。2008 年以来, 华能国际市净率中枢在 2X (上限在 3X, 下限在 1X)。

2. **火电盈利模型探讨及关键因子提炼**: 我们从利润表构成出发, 推导“火电企业的营业收入、毛利润、净利润”与关键业务变量的模型公式。认为: 1) 火电行业的整体盈利能力与平均上网电价、煤价、发电设备利用小时数的关系密切; 2) 供电煤耗、厂用电率为火电厂的经营效率指标, 体现企业特色; 3) “折旧及其他成本/上网电量”大多随着上网电量的增加而降低, 体现出火电行业的规模效应; 4) “财务费用及其他费用”一部分随着上网电量(或者营业收入)增加而同比例增加(如采购煤炭的短期负债所耗用的利息费用), 体现为火电企业的运营成本。另一部分随着上网电量的增加而降低(如固定资产投入中的长期借款产生的利息费用), 体现出火电行业的规模效应。

3. **盈利因子一(用电量增速)**: 市场普遍认为十三五期间全社会用电量增速在 3.6%-4.8%。我们在“国家电网有限公司电力供需研究实验室对 2018 年上半年用电增速因素分解”基础上, 进一步分析了经济因素、电能替代因素、气候气温因素对用电增长贡献的可持续性。我们认为, 经济因素及电能替代因素对用电增长的可持续性较强, 气候气温因素也存在一定可持续性, 社会用电增长理应更乐观, 预计 2018-2020 年, 中国全社会用电量增速下限分别为 6.8%、6.33%、6.2%、上限分别为 8.3%、7.83%、7.7%, 大幅超过此前十三五规划预测的用电量增速。

4. 盈利因子二（利用小时数）：十三五前期：以火电为代表的装机增速较快，市场担忧引发电力行业过剩格局并导致发电设备利用小时数下滑。我们认为如电力装机在 2018-2020 年维持《电力发展“十三五”规划（2015-2020 年）》规定的 5.5% 年复合增速，考虑到全社会用电量增速将超预期，我们预测 2018-2020 年华能国际火电利用小时数下限分别为 4079.05 小时、4111.43 小时、4138.95 小时，上限分别为 4136.85 小时、4229.02 小时、4317.97 小时。相较于 2016、2017 年华能国际火电利用小时数（4,107 小时、4,194 小时），公司火电利用小时数有望企稳回升。

5. 盈利因子三（电价）：此前，国务院李总理曾提及 2018 年一般工商业电价平均将降低 10%，市场担忧火电企业上网电价下调。我们认为：**1）煤电上网电价方面：**除非动力煤价格大幅上扬并触发煤电联动机制，否则国家不太可能上调全面上调煤电上网电价。但考虑到当前煤电企业盈利能力欠缺（甚至亏损），也缺乏下调煤电上网电价的基础。**2）煤电市场价格方面：**十三五规划后期，电力装机增速将落后于电力消费增速（尤其是煤电装机将大幅放缓），电力供给格局将适度趋紧，市场电需求侧逐步放开（市场电需求增加），煤电市场化价格存在逐步上浮的预期（甚至可能会上浮到高于上网电价）。短期而言，煤电企业非理性报价消退将促进市场电上浮，但会受到动力煤价格波动制约。据此预测 2018-2020 年华能国际的各运行电厂平均上网结算电价分别为 0.4178 元/千瓦时、0.4244 元/千瓦时、0.4342 元/千瓦时。2018 年预测电价结果（0.4178 元/千瓦时）与 2018 年 H1 的公司实际平均电价（0.4186 元/千瓦时）较为接近。

6. 盈利因子四（煤价）：市场担忧煤炭供给侧改革推进及电煤价格高企，将挫伤火电企业盈利。诚然，当前煤炭社会库存偏低（尤其是坑口库存），当前煤炭价格仍存在一定支撑。我们分析十三五期间“煤炭产能规划、投放进度、消费情况”，2020 年前后煤炭消费与产出缺口与 2015 年较为一致（缺口均在 2 亿吨左右），我们认为 2020 年前后，中国山西大同优混动力煤价格在 525-575 元/吨左右。我们预测 2018-2020 年华能国际平均煤价分别为 554.98 元/吨、538.08 元/吨、521.25 元/吨。公司煤炭采购价格下降，盈利能力及经营业绩有望好转。

7. 核心竞争力分析：市场对华能国际的核心竞争力的理解不够。我们认为，2017 年底华能国际的火电装机市占率分别为 8.91%，火电龙头地位彰显。火电企业市占率越高时，在“与上游煤炭企业价格谈判，参与下游市场化电力价格谈判”方面的优势将更为显著，且内部“高效节能环保的发电技术、以及先进的成本管控及激励机制”可在更大范围内贡献，充分利用其规模优势来降低成本并提升效益，以强化竞争优势。从经济技术指标考虑，华能国际供电煤耗、厂用电率等指标亦长期保持行业领先水平。

股价上涨的催化因素

公司股价上涨的动力主要来源于电煤价格缓慢下行、平均上网电价逐步上浮、及火电装机利用小时数企稳回升等火电基本面利好带来的“业绩释放及估值水平向中枢回升”戴维斯双击效应（也即从当前 1.4X 市净率向 2X 市净率中枢回归，甚至逼近 3X 市净率上限）。

估值与投资建议：A 股最纯粹火电标的，受益行业盈利改善

预计公司 2018-2020 年净利润分别为 23.07、57.88、111.92 亿元，对应 EPS 分别为 0.15、0.37 和 0.71 元。当前股价对应 2018-2020 年 PE 分别为 49.5、19.7 和 10.2 倍。随着“煤价、电价、利用小时数”多重基本面利好共振，火电盈利能力将改善，公司作为 A 股最纯粹火电标的，亦具备火电龙头的规模、技术优势，最为受

益火电行业的盈利能力改善，首次覆盖给予“推荐”评级。

投资风险

电煤价格下跌不及预期风险；市场电及计划电差额缩窄不及预期风险；全社会用电量增速不及预期风险；火电装机利用小时数回升幅度不及预期风险。

目 录

1、 公司概况：规模及装备优势凸显的中国火电龙头企业.....	8
1.1、 公司简介：中国火电龙头企业.....	8
1.2、 业务概述：以大型煤电机组为主，规模及装备优势见长.....	9
1.3、 业绩综述：2018 年盈利好转迹象明显，现金流状况优异.....	10
2、 行业概览：复盘火电历史行情，拆解火电盈利模型，预测关键盈利因子.....	12
2.1、 火电历史行情复盘及投资策略.....	12
2.2、 火电行业盈利分析框架.....	16
2.3、 盈利因子一（用电量增速）：用电量高增速将持续 2018 年 H1 走势.....	17
2.4、 盈利因子二（利用小时数）：电力装机放缓及用电量增速超预期，火电利用小时数将企稳回升.....	24
2.5、 盈利因子三（电价）：市场电占比提升，市场电价与计划电价差额缩窄，平均上网电价有望上扬.....	29
2.6、 盈利因子四（煤价）：电厂长协煤占比提升，市场煤供需趋宽松，平均电煤价格将缓慢下行.....	37
3、 竞争优势：股东背景雄厚，规模及技术优势凸显.....	43
3.1、 规模优势：装机容量及纯粹火电标的的优势.....	43
3.2、 技术优势：经济技术指标高.....	45
3.3、 股东优势：平台、股东背景优势，及资产注入预期.....	46
4、 盈利预测：预测关键盈利因子，洞悉华能国际未来业绩.....	49
5、 投资建议：A 股最纯粹火电标的，受益行业盈利改善.....	51
6、 风险揭示.....	51
附：财务预测摘要.....	52

图表目录

图 1： 华能国际的公司发展历程.....	8
图 2： 华能国际的控股结构图（截止 2018 年 H1 末）.....	8
图 3： 2011-2018H1，华能国际装机容量及增速.....	10
图 4： 2017 年末公司装机结构（万千瓦、%）.....	10
图 5： 2011-2018H1，华能国际发电量、售电量及增速.....	10
图 6： 2018 年 H1，公司各类型售电量占比（亿千瓦、%）.....	10
图 7： 2013-2018 年 H1，华能国际的业绩增速情况.....	11
图 8： 2013-2018 年 H1，华能国际的盈利能力情况.....	11
图 9： 2018 年 H1，华能国际的营业收入占比（%）.....	11
图 10： 2017 年，华能国际的毛利润占比（%）.....	11
图 11： 2013-2018H1，华能国际的销售商品提供劳务收到的现金情况.....	12
图 12： 2013-2018H1，华能国际的经营活动现金净利润情况.....	12
图 13： 2002 年迄今，“华能国际/沪深 300”比值、沪深 300 指数走势.....	13
图 14： 2001 年迄今，华能国际市盈率（PE）走势.....	13
图 15： 2001 年迄今，华能国际市净率（PB）走势.....	13
图 16： 历史上，煤电电价上调一般仅缓解短期华能国际走势，并不能改变中长期华能国际趋势走势.....	14
图 17： 2009 年迄今，华能国际股价与煤炭价格负相关关系明显.....	15
图 18： 2003 年迄今，华能国际股价与火电装机利用小时数的走势.....	15
图 19： 中国 GDP 增长率及电力消费增长率.....	18
图 20： 中国三大产业的各自 GDP 占比情况（%）.....	18
图 21： 中国全社会用电量累计值（亿千瓦时）.....	18
图 22： 中国全社会用电量当月值（亿千瓦时）.....	18

图 23: 中国全社会第一产业用电量当月值 (亿千瓦时)	18
图 24: 中国全社会第二产业用电量当月值 (亿千瓦时)	18
图 25: 中国全社会第三产业用电量当月值 (亿千瓦时)	19
图 26: 全社会城乡居民生活用电量当月值 (亿千瓦时)	19
图 27: 2018 年 7 月各省份用电量增速 (累计值, %)	19
图 28: 2018 年上半年, 国内用电增长因素分解	20
图 29: 国内重点用电行业的用电量及增速 (亿千瓦时)	20
图 30: 近年来, 国家电网公司电能替代电量	21
图 31: 电能替代目标及潜在市场预计	21
图 32: 城市及农村每百户家庭的空调器拥有量情况	22
图 33: 环境污染防治专用设备及家用空气净化器产量快速增长	22
图 34: 2018 年前 231 天, 高温及低温天气占比较高	23
图 35: 近 3 年, 上半年气候气温因素的电量分解	23
图 36: 中国 6000 千瓦及以上电厂装机容量及增速	24
图 37: 中国 6000 千瓦及以上火电厂装机容量及增速	24
图 38: 中国火电以外的其他发电设备装机容量	25
图 39: 中国火电以外的其他发电设备装机容量占比	25
图 40: 全国发电设备的平均利用小时数走势 (累计值)	26
图 41: 全国发电设备的平均利用小时数走势 (当月值)	26
图 42: 全国火电发电设备的平均利用小时数走势 (累计值)	27
图 43: 全国火电发电设备的平均利用小时数走势 (当月值)	27
图 44: 全国水电发电设备的平均利用小时数走势 (累计值)	27
图 45: 全国水电发电设备的平均利用小时数走势 (当月值)	27
图 46: 各火电龙头企业及全国的整体发电设备利用小时数走势	27
图 47: 火电龙头及全国的火电发电设备利用小时数走势	27
图 48: 中国电力体制改革需解决的关键问题	29
图 49: 中国现行电价体系示意图	29
图 50: 国内秦皇岛港煤炭平仓价的走势	32
图 51: 2015-2018H1, 华能国际各运行电厂平均上网结算电价 (元/兆瓦时 (含税))	32
图 52: 市场电占全社会用电量比重快速提升	33
图 53: 2017-2018 年 Q1, 煤电市场化交易电价走势	33
图 54: 2018 年第一季度, 煤电市场化率较高省区大型发电集团市场化交易电量图	34
图 55: 2018 年第一季度, 部分省区煤电市场化交易价格与标杆电价示意图	34
图 56: 2018 年 H1, 华能国际在各省份的售电量及各自增速	34
图 57: 2017 年分省区售电量市场化率图	35
图 58: 2017Q1-2018Q1, 水电市场化交易电价走势	36
图 59: 2017Q1-2018Q1, 煤电市场化交易电价走势	36
图 60: 2017 年, 华能国际的营业成本占比 (%)	37
图 61: 煤炭下游行业的煤炭需求量占比 (%)	37
图 62: 2006-2016 年, 中国煤炭消费供需平衡表 (亿吨)	38
图 63: 2016Q2-2018Q2, 煤炭开采和洗选业的产能利用率 (%)	38
图 64: 秦皇岛煤炭平仓价走势 (元/吨)	40
图 65: 国际三大港动力煤现货价 (美元/吨)	40
图 66: 中国进口煤数量 (当月值, 万吨)	40
图 67: 2018 年 4 月以来, 煤炭价格大幅上涨无市场基础	40
图 68: 6 大电厂煤炭库存合计 (万吨) 及可用天数 (日)	42
图 69: 重点电厂煤炭库存 (万吨) 及可用天数 (日)	42

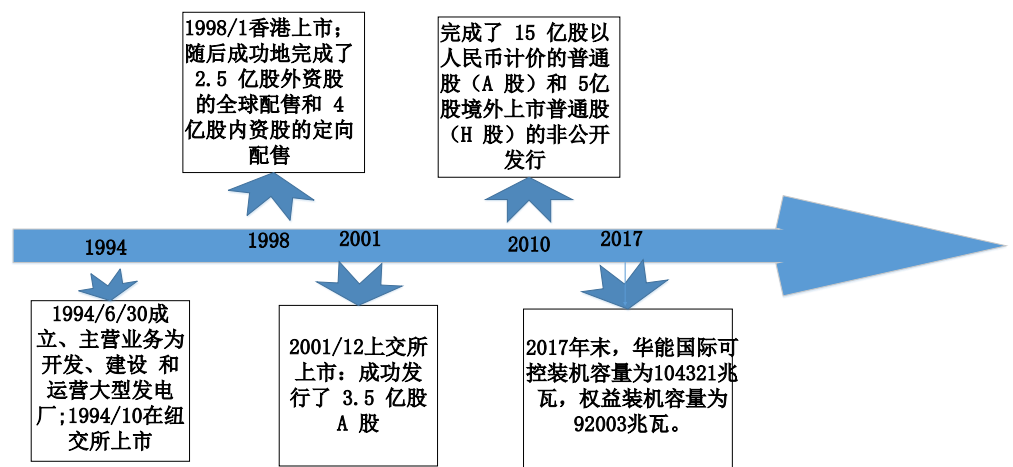
图 70: 秦皇岛港的煤炭库存量走势 (万吨)	42
图 71: 全国国有重点煤炭库存量走势 (万吨)	42
图 72: 华能国际、华电国际、国电电力、大唐发电的火电装机容量 (兆瓦)	44
图 73: 华能国际境内各电厂燃煤机组加权厂用电率	44
图 74: 火电行业的平均供电耗煤率走势 (克/千瓦时)	45
图 75: 2011-2017, 华能国际、华电国际、国电电力、大唐发电的燃煤机组供电煤耗对比 (克/千瓦时)	45
图 76: 发电行业的发电厂用电率情况	45
图 77: 华能国际、华电国际、大唐发电、国电电力的火电机组加权厂用电率	45
图 78: 华能集团的电力产业布局情况	46
图 79: 华能集团的煤炭产业布局情况	47
图 80: 2013-2017 年, 中国华能集团的经济责任绩效完成情况	47
图 81: 2013-2017 年, 中国华能集团的环境责任绩效完成情况	48
表 1: 2014 年以来, 煤电价格联动启动情况	15
表 2: 中国相关电能替代目标	21
表 3: 中国空调存量及增速预测	22
表 4: 2018-2020 年, 中国全社会用电量增速情况预计	24
表 5: “十三五”电力工业发展主要目标	25
表 6: 华能国际利用小时数预测情况	28
表 7: 2017 年中国电力市场化潜在空间或将达 33159.21 亿千瓦时	30
表 8: 煤电价格联动中, 燃煤机组标杆上网电价与煤价联动计算公式, 及销售电价与燃煤机组标杆上网电价联动计算公式	31
表 9: 2018 年第一季度, 大型发电集团各类电源市场化交易情况汇总	34
表 10: 2016-2017 年, 华能国际的结算交易电量及占比	35
表 11: 华能国际的平均电价预测	36
表 12: 十三五期间, 中国煤炭消费总量及结构	38
表 13: 十三五期间, 中国煤炭产量预计将从 2015 年 37.5 亿吨增加至 2020 年的 39 亿吨 (CAGR 为 0.8%)	39
表 14: 2018 年 5 月, 发改委引导市场煤价回归并稳定在合理区间的九项措施	41
表 15: 2015~2017 年公司煤炭采购指标 (单位: %、元/吨、万吨、百分点)	43
表 16: 2018-2020 年, 华能国际的煤炭采购价格情况预测	43
表 17: 2018 年公司主要计划投产电力项目 (单位: 万千瓦、亿元)	44
表 18: 2018-2020 年, 华能国际关键业绩数据预测 (发电设备利用小时数下限情形)	49
表 19: 2018-2020 年, 华能国际关键业绩数据预测 (发电设备利用小时数上限情形)	50

1、公司概况：规模及装备优势凸显的中国火电龙头企业

1.1、公司简介：中国火电龙头企业

中国发电企业龙头之一，火电优势明显：华能国际成立于1994年6月，1994年10月，以ADS（美国存托股份）形式在美国纽交所上市，1998年1月香港联交所上市，2001年11月在上交所上市。华能国际主要业务为在中国全国范围内开发、建设和经营管理大型发电厂。截至2018年H1底，公司可控发电装机容量104,425兆瓦，权益发电装机容量91,894兆瓦。公司中国境内的电厂广泛分布在二十六个省、自治区和直辖市，主要位于沿海沿江地区、煤炭资源丰富地区或电力负荷中心区域，所处区域运输便利，有利于多渠道采购煤炭、稳定煤炭供给以及降低采购成本。2018年H1境内电厂发电量2,081.67亿千瓦时，居国内行业可比公司第一。

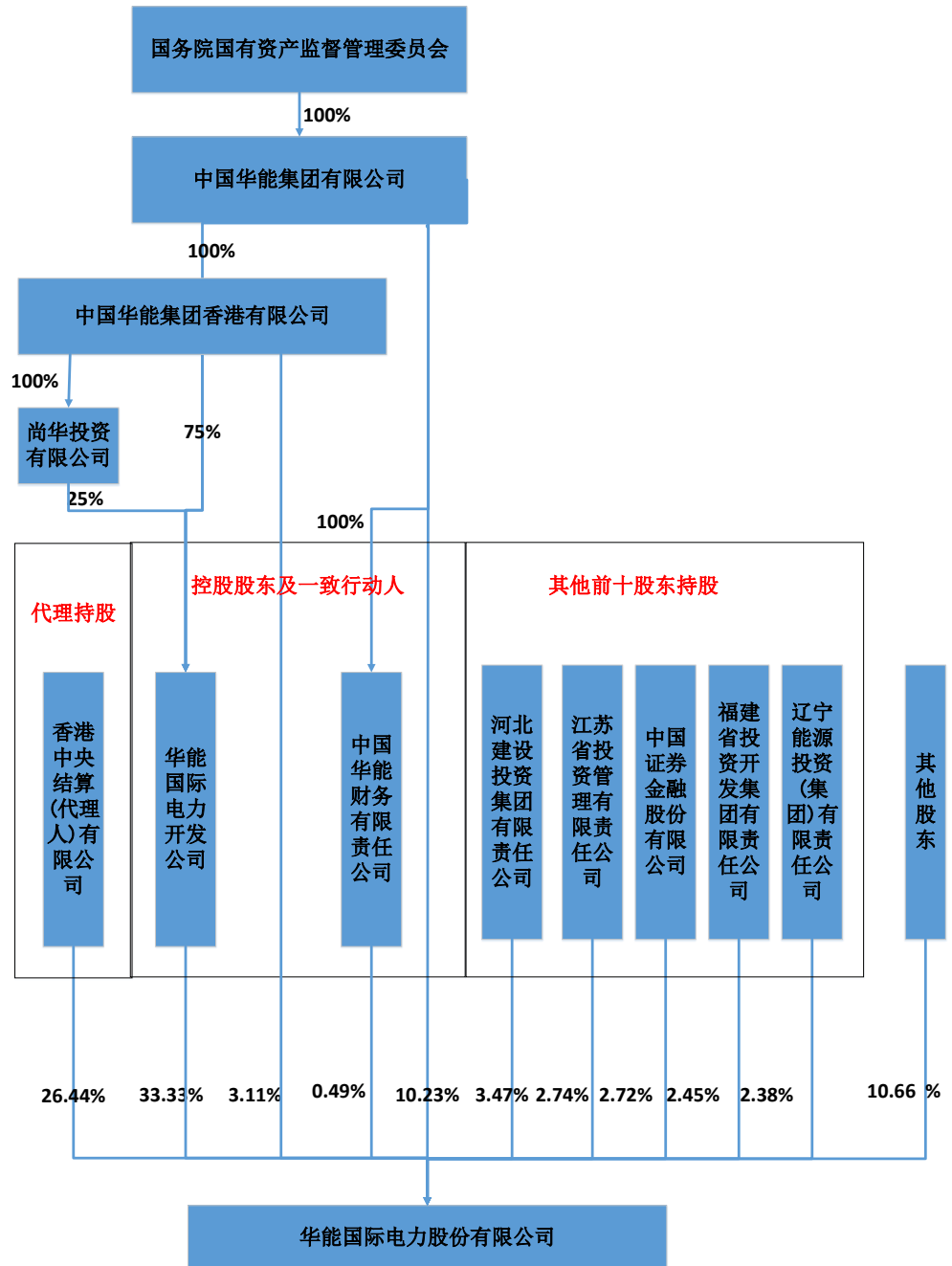
图1：华能国际的公司发展历程



资料来源：华能国际公司公告，新时代证券研究所

控股股东背景雄厚，优质资产注入支持公司可持续发展：华能国际控股股东为华能国际电力开发公司（持股占比33.33%），实际控制人为五大发电集团中的中国华能集团公司（一致行动人持股占比合计47.16%）。华能国际上市以来，华能集团累计注入营运机组的权益装机容量约36,390兆瓦、在建装机容量3,666兆瓦以及新项目开发权，“华能集团旗下优质资产注入”将支持公司可持续发展。

图2：华能国际的控股结构图（截止2018年H1末）

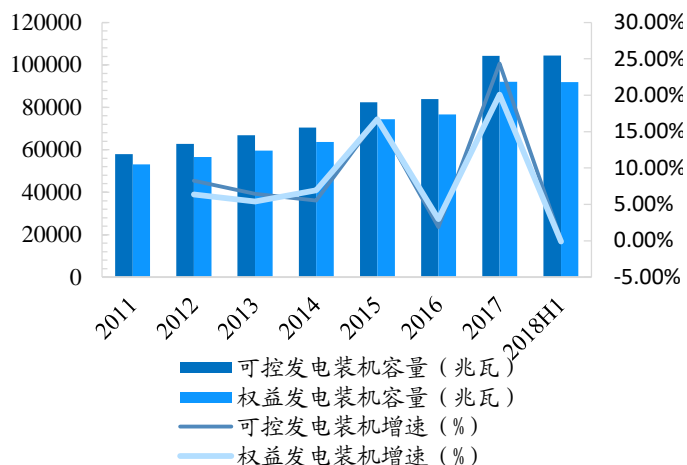


资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

1.2、业务概述：以大型煤电机组为主，规模及装备优势见长

火电业务占比较高，以大型机组为主，规模及装备优势显著：2017 年末，华能国际可控装机容量为 104321 兆瓦，其中燃煤电厂装机容量为 87558.5 兆瓦（占比 83.93%），燃气装机容量为 10419 兆瓦（占比为 9.99%），燃油电厂 600 兆瓦（占比 0.58%），风电厂 4578.3 兆瓦（占比 4.39%），水电厂 352.1 兆瓦（占比 0.34%），光伏发电 788.4 兆瓦（占比 0.76%），生物质电厂 25 兆瓦（占比 0.02%），权益装机容量为 92003 兆瓦。2018 年 H1 底，华能国际可控发电装机容量达到 104,425 兆瓦，权益发电装机容量 91,894 兆瓦。

公司火电机组中，装机容量超过 50% 是 60 万千瓦以上的大型机组，包括 14 台已投产的世界最先进的百万千瓦等级的超超临界机组，投产国内最高参数的 66 万千瓦高效超超临界燃煤机组和国内首座超超临界二次再热燃煤发电机组，规模和装备优势较为突出。

图3： 2011-2018H1，华能国际装机容量及增速

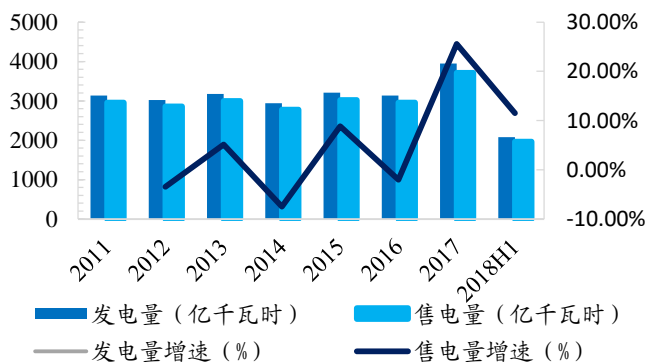
资料来源：华能国际公司公告，新时代证券研究所

图4： 2017年末公司装机结构（万千瓦、%）

指标	装机容量	占比
权益装机容量	9,200.30	-
可控装机容量	10,432.10	100.00
其中：燃煤电厂	8,755.85	83.93
燃油电厂	60.00	0.58
燃气电厂	1,041.90	9.99
风电厂	457.83	4.39
水电厂	35.21	0.34
光伏发电	78.84	0.76
生物质电厂	2.50	0.02

资料来源：华能国际2016年公开发行公司债券（第一期）跟踪评级报告（2018），新时代证券研究所

售电量稳步增加，以煤机发电为主：2011-2017年，华能国际的发电量从3135.54亿千瓦时增加至3944.81亿千瓦时（CAGR为3.90%），售电量从2957.17亿千瓦时增加至3713.99亿千瓦时（CAGR为3.87%）。2018年H1，境内电厂发电量2,081.67亿千瓦时（同比+11.51%），居国内行业可比公司第一。2018年H1，售电量为1963.78亿千瓦时（同比+11.51%），其中煤价售电量为1800.71亿千瓦时（占比91.70%）、燃机售电量为102.70亿千瓦时（占比5.23%）、风电发电量为49.61亿千瓦时（占比2.53%）、水电发电量为4.59亿千瓦时（占比0.23%）、光伏发电量为5.16亿千瓦时（占比0.26%）、生物质发电1.01亿千瓦时（占比0.05%）。

图5： 2011-2018H1，华能国际发电量、售电量及增速

资料来源：华能国际公司公告，新时代证券研究所

图6： 2018年H1，公司各类型售电量占比(亿千瓦、%)

机组类型	售电量 (亿千瓦时)	占比 (%)
煤机	1800.71	91.70%
燃机	102.70	5.23%
风电	49.61	2.53%
水电	4.59	0.23%
光伏	5.16	0.26%
生物质发电	1.01	0.05%
合计	1963.78	100.00%

资料来源：华能国际公司公告，新时代证券研究所

国外发电市场方面，华能国际还拥有新加坡三大发电公司之一的新加坡大士能源有限公司。目前，新加坡大士能源发电装机容量2,576.9兆瓦，旗下资产主要包括大士电厂和登布苏多联产项目。大士能源占新加坡发电市场份额约21%。

1.3、业绩综述：2018年盈利好转迹象明显，现金流状况优异

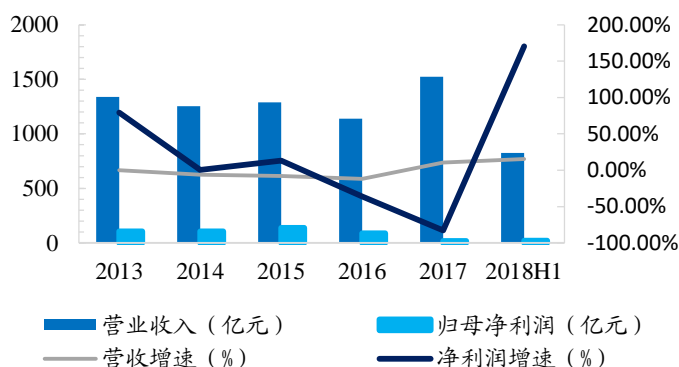
近两年煤价上扬拖累业绩，“用电量上升及平均上网电价上扬”改善2018年H1盈利状况：2013-2017年，华能国际营业收入从1338.33亿元增加至1524.59亿元（CAGR为3.31%）。由于煤炭供给侧改革推进及煤炭价格大幅上扬影响，2013-2017年，华能国际归母净利润从105.20亿元锐减至17.93亿元（CAGR为-35.75%）。2018年H1，华能国际实现营业收入824.05亿元（同比+15.36%），实现

归母净利润 21.29 亿元（同比+170.29%），业绩增长原因主要系：**1）2018 年 H1 用电量上升：**宏观经济增长好于预期；居民用电、第三产业及非高耗能制造业用电增速大幅增长；2018 年 H1 全国水电发电量增长率较低，远低于全社会用电量和全国发电量增长率。**2）平均上网电价上扬：**2017 年 7 月 1 日起，煤电上网电价上调。2018 年上半年，公司中国境内各运行电厂平均上网结算电价为 418.57 元/兆瓦时（含税），同比增长 2.72%。

2018 年 Q1-Q3，华能国际实现营业收入 1259.89 亿元（同比+13.08%），实现归母净利润 19.89 亿元（同比-29.33%），业绩下滑主要系“燃料成本上升和投资收益下降”所致。

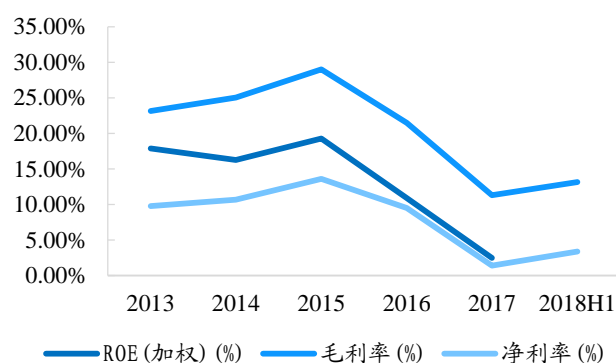
盈利能力而言，在煤炭价格低位的 2013-2015 年期间，华能国际毛利率在 23-29%，净利率在 10%-13.5%，加权 ROE 高达 16-19%，盈利能力表现较为出色。2016-2017 年，受供给侧改革及煤炭价格大幅上扬影响，公司盈利能力急剧下滑，2017 年华能国际毛利率仅为 11.31%、净利率仅为 1.41%，加权 ROE 仅为 2.47%。由于煤机上网电价在 2017 年 7 月 1 日起上调，加之 2018 年 H1 后煤炭供给侧改革进入后半期，煤炭价格整体呈现稳中趋降的走势，华能国际盈利能力逐步改善。2018 年 H1，毛利率为 13.15%，净利率为 3.38%。

图7： 2013-2018 年 H1，华能国际的业绩增速情况



资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

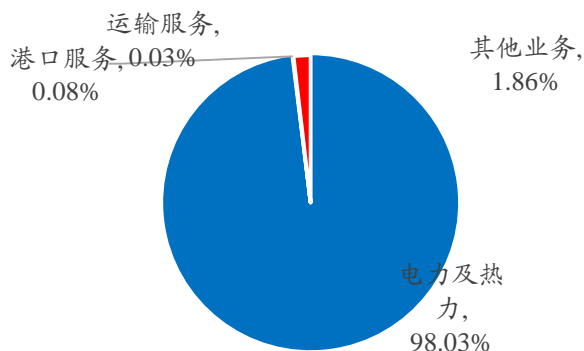
图8： 2013-2018 年 H1，华能国际的盈利能力情况



资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

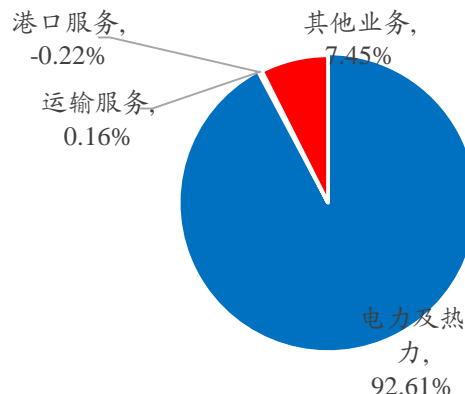
火电业务占比高，主营业务突出：华能国际是 A 股最纯粹的火电标的，也是全国火电龙头企业之一。2017 年，华能国际的电力及热力业务实现毛利润 159.76 亿元（占总毛利润比例为 92.61%）；2018 年 H1，公司电力及热力业务实现营业收入 807.84 亿元（占总营收比例为 98.03%），主营业务突出。

图9： 2018 年 H1，华能国际的营业收入占比 (%)



资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

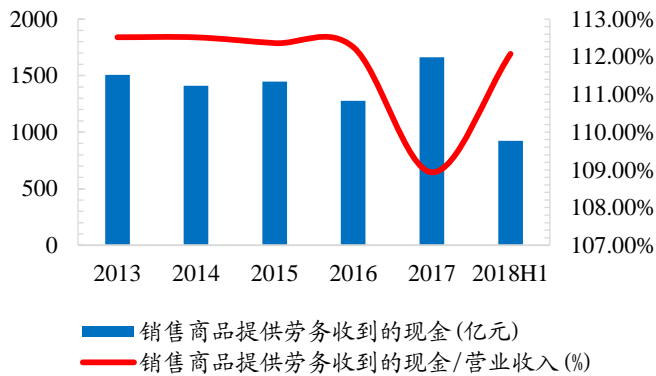
图10： 2017 年，华能国际的毛利润占比 (%)



资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

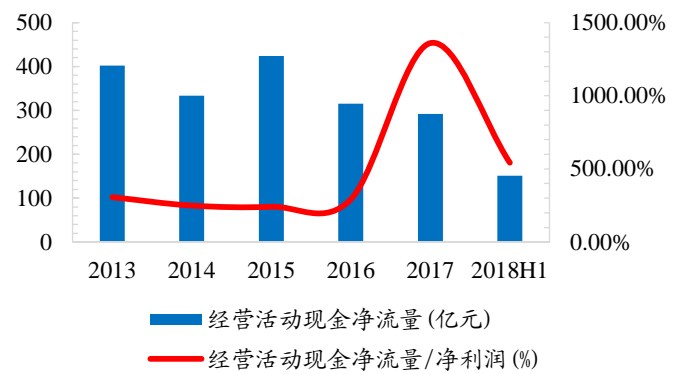
折旧(非付现成本)占比高,现金流状况优异: 电力供应与居民生活密切相关,应收账款之虞较低。华能国际亦表现出良好的现金流状况,2013-2018年H1,华能国际的销售商品提供劳务收到的现金/营业收入比例稳定在109%-112.5%之间。由于火电行业的折旧成本(非付现成本,体现为现金流入)占比较高,加之近年来盈利能力偏弱(净利润异常偏低),2013-2018年H1,公司经营活动现金净流量/净利润比例分别为307.07%、249.33%、241.38%、292.15%、1359.90%、542.76%,现金流状况甚为优秀。

图11: 2013-2018H1, 华能国际的销售商品提供劳务收到的现金情况



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图12: 2013-2018H1, 华能国际的经营活动现金净利润情况



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

2、行业概览: 复盘火电历史行情, 拆解火电盈利模型, 预测关键盈利因子

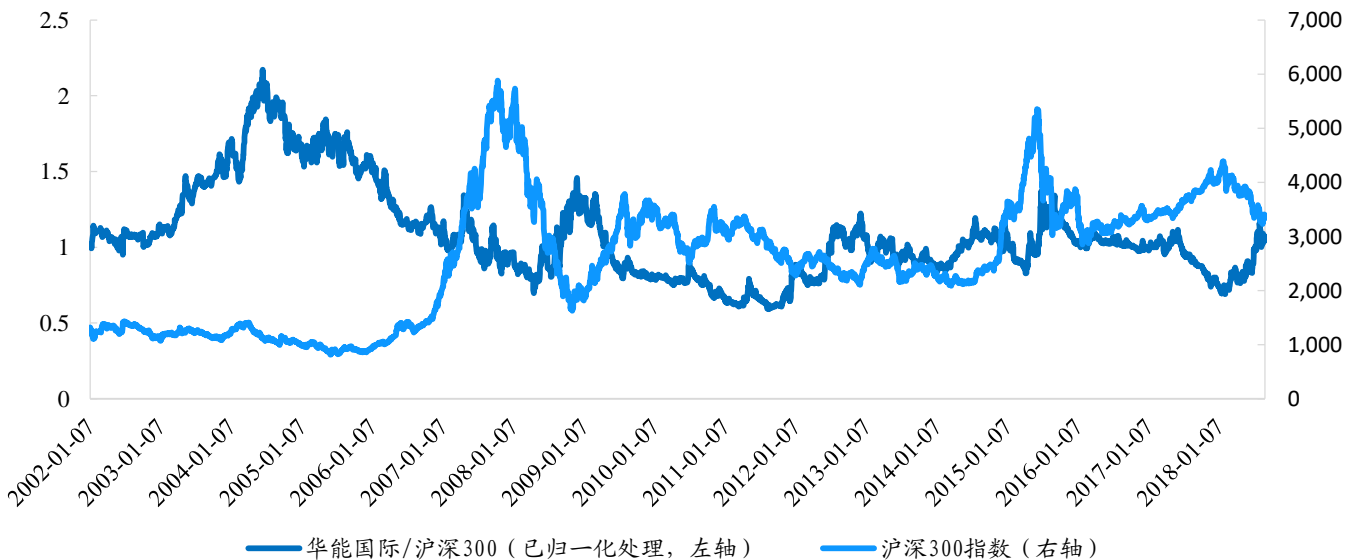
2.1、火电历史行情复盘及投资策略

火电历史行情复盘, 与“电煤价格、上网电价、装机利用小时数”关系密切: 2002年以来, 相对沪深300指数而言, 华能国际股价有4次明显跑赢“沪深300指数”的时间段, 分别为2002年6月至2004年6月、2008年4月至2008年12月, 2011年10月至2015年8月, 2018年2月至今。华能国际有3次明显跑输沪深300指数的时间段, 分别为2004年6月至2008年4月、2008年12月至2011年10月、2015年8月至2018年2月。长期来看, 华能国际投资回报率与沪深300的投资回报率高度接近, 但也呈现明显的阶段性行情。

- ✓ **2002年6月至2004年6月上漲行情:** 1998年前后爆发东南亚金融危机, 加之中国轻工业产能过剩, 经济结构面临深刻调整, 固定资产投资增速下滑(电力装机增速亦较低)。适时, 国家放开商品房, 房地产成为拉动国家经济的重要支柱。2001年12月, 中国正式加入世界贸易组织(WTO), 融入世界贸易大市场, 渐而成为世界工厂(基本形成“中国制造, 欧美国家消费、资源国提供生产资源”的贸易格局)。房地产内需带动及外需强劲, 2003年涌现出“五朵金花”(煤炭、汽车、电力、银行与钢铁)行情, 华能国际取得较明显超额收益, 超额收益来源主要系“供给偏紧状态的火电利用小时数上升”影响。
- ✓ **2004年6月至2008年4月下跌幅:** 经济逐步走向过热及央行加息影响, 煤炭价格大幅上扬, 挫伤火电企业盈利。而中国股市在2006-2008年走出一轮波澜壮阔大牛市, 华能国际股价跑输“沪深300指数”。

- ✓ **2008年4月至2008年12月抗跌行情：**该阶段华能国际股价实际仍为下跌走势。2008年美国次贷危机爆发，随后席卷全球，全球股市重挫。在股市暴跌后半段，由于经济政策宽松预期强烈且大宗商品（煤炭等）价格亦下跌，华能国际股价相对于“沪深300指数”，表现出明显的抗跌特性。
- ✓ **2008年12月至2011年10月下跌行情：**面对经济危机，中国实行宽松货币政策（数次降息）及积极财政政策（减税、增加政府支出等），2008年11月起，股市企稳反弹，尤其以银行、基建等大盘蓝筹股表现更佳，华能国际相对超额收益较低。
- ✓ **2011年10月至2015年8月震荡上行行情：**该阶段全球大宗商品普遍历经5-6年熊市，国内经济新常态下，煤炭供给过剩导致煤炭价格长期低位徘徊，火电企业盈利则大幅改善，华能国际股价相对“沪深300指数”呈现震荡上扬走势。
- ✓ **2015年8月至2018年2月下跌行情：**2015年底，国家提出煤炭行业去产能等供给侧改革，煤炭行业加速落后产能退出，2016-2017年煤炭价格大幅上扬，挫伤火电行业盈利，华能国际股价表现不佳。
- ✓ **2018年2月迄今的抗跌行情：**由于2018年A股表现不佳，本轮行情表面上与“2008年4月至2008年12月抗跌行情”类似。实际上，2018年前7月，火电装机的利用小时数大幅上行，且随着煤炭供给侧改革放缓（煤炭价格存在从高位回归绿色区间的动力），这催生出本轮火电企业上涨行情。

图13： 2002年迄今，“华能国际/沪深300”比值、沪深300指数走势

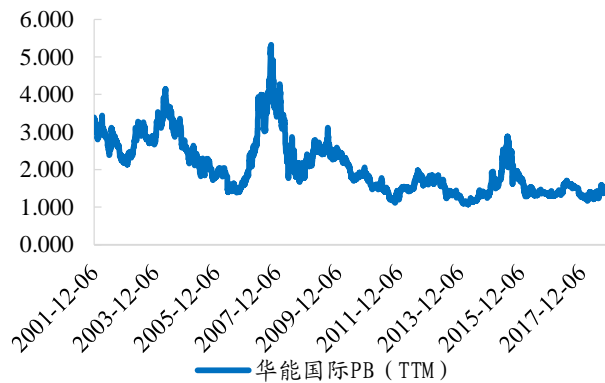


资料来源：Wind 资讯（1）对于华能国际股价/沪深300指数的比值，已经做归一化处理，新时代证券研究所

华能国际市盈率、市净率估值中枢分别在15-20X、1-3X：由于火电企业受到煤炭价格制约，易于大幅波动，历史上华能国际的市盈率在15-20X的估值中枢波动。华能国际市净率走势则相对平稳，2008年以来，华能国际市净率中枢在2X（上限在3X，下限在1X）。当前华能国际市净率为1.47X，低于历史估值中枢。

图14： 2001年迄今，华能国际市盈率（PE）走势

图15： 2001年迄今，华能国际市净率（PB）走势



资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

煤机上网电价上调仅缓解短期走势，难改变中长期趋势：历史上，国家发改委曾多次调整煤电上网电价。一般而言，在华能国际股价上涨阶段，易于下调火电上网电价，而在股价下跌阶段，易于上调火电上网电价。但调整上网电价，一般仅短期内缓解华能国际走势，并不能改变中长期华能国际趋势走势。

图16: 历史上，煤电电价上调一般仅缓解短期华能国际走势，并不能改变中长期华能国际趋势走势



资料来源：北极星电力网新闻中心，新时代证券研究所

“调整电价缓解短期股价趋势，并不改变中长期股价趋势”其原因主要在于，火电企业盈利能力更易受到火电利用小时数、尤其是电煤价格波动的影响。煤电价格联动机制具有滞后性、以及不完全补偿效应。以电煤价格大幅上涨为例，火电企业盈利空间受到挤压、股价容易被压制（形成下跌走势），此时若煤机上网电价上调，虽然短期内股价反弹，但由于电网上调难以完全补偿电煤成本的升高，因此火电企业盈利能力仍较弱，难以根本改变火电企业下跌趋势。

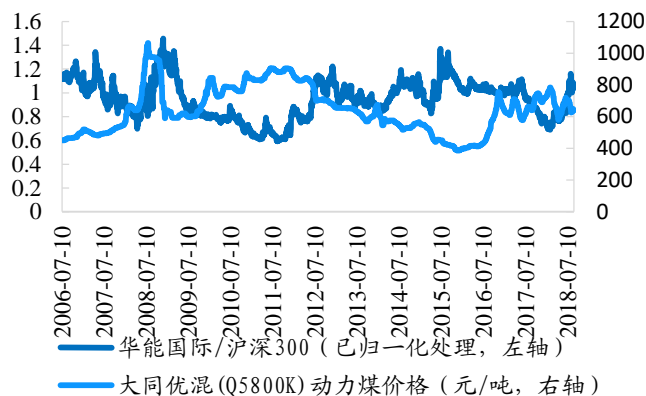
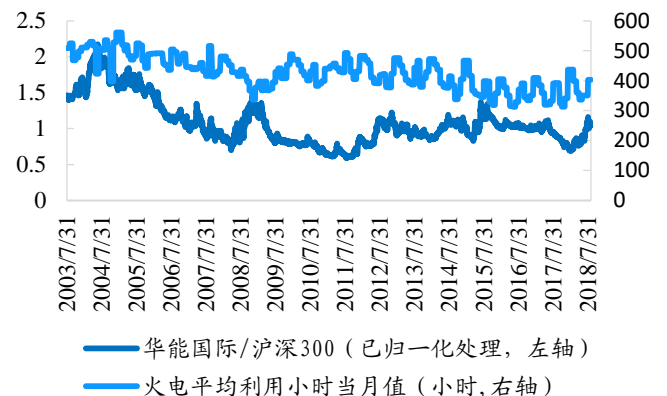
表1: 2014年以来, 煤电价格联动启动情况

序号	执行日期	燃煤机组上网电价调节幅度(元/千瓦时)
1	2004年6月15日	0.85
2	2005年5月1日	1.86
3	2006年6月30日	1.39
4	2008年7月1日	2.14
5	2008年8月20日	2.00
6	2011年6月1日	1.08
7	2011年12月1日	2.60
8	2013年9月25日	-1.51
9	2014年9月1日	-0.93
10	2015年4月20日	-2.00
11	2016年1月1日	-3.00

资料来源: 北极星电力网新闻中心, 新时代证券研究所

华能国际股价与电煤价格呈现明显同步反向变化, 但近年来与火电装机利用小时数明显弱化: 华能国际盈利能力与电煤价格密切相关, 历史上, “华能国际股价相对沪深300指数”走势与电煤价格走势呈现明显的负相关关系, 电煤价格走势基本同步或者略微滞后于“华能国际股价相对沪深300指数”走势。也即, 当电煤价格波动或者出现波动预期时, 华能国际股价将会发生反向变化。“华能国际股价相对沪深300指数”与电煤价格走势的负相关关系, 仅在2008年经济危机前后出现过例外: 1) 经济危机前, 中国经济及股市均呈现明显过热现象, 受基本面强劲需求支撑, 电煤价格以及华能国际股价均屡创新高; 2) 经济危机后, 经济基本面需求微弱, 大宗商品(电煤)价格及股市均暴跌; 概言之, 在经济面平稳时期, 华能国际股价与电煤价格呈现反向同步变动; 在经济剧烈波动时期, 华能国际股价与电煤价格呈现同涨同跌。

2003-2008年, “华能国际股价相对沪深300指数”走势与火电装机利用小时数走势呈现明显正相关关系。但2008年后, “华能国际股价相对沪深300指数”走势与火电装机利用小时数走势关系明显弱化。其原因在于, 2008年前, 电煤价格大致平稳, 华能国际股价与火电装机利用小时数的正相关关系易于观察。但2008年后, 由于四万亿刺激计划及供给侧改革相继推出, 电煤价格波动加剧, 华能国际股价与电煤价格走势更加相关。

图17: 2009年迄今, 华能国际股价与煤炭价格负相关关系明显**图18: 2003年迄今, 华能国际股价与火电装机利用小时数的走势**

资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

火电行业投资策略总结：通过分析火电龙头企业华能国际的历史股价走势及影响因素发现，长期而言，华能国际投资回报率与沪深 300 的投资回报率高度接近，但呈现明显的阶段性行情，影响因素主要为电煤价格、煤电上网电价、火电行业利用小时数。历次上涨、下跌行情中，电煤价格对华能国际股价影响最为明显，在经济面平稳时期，华能国际股价与电煤价格呈现反向同步变动；在经济剧烈波动时期，华能国际股价与电煤价格同涨同跌。由于电煤价格对火电盈利影响更大、更深远，因此调整煤机上网电价仅缓解短期股价趋势，并不改变中长期股价趋势。2003-2008 年，华能国际股价与火电装机利用小时数走势呈现明显正相关关系，2008 年后，电煤价格波动加剧，二者关系明显弱化。估值角度而言，华能国际历史市盈率在 15-20X 的估值中枢波动。2008 年以来，华能国际市净率中枢在 2X（上限在 3X，下限在 1X）。

2.2、火电行业盈利分析框架

为提炼出影响火电企业盈利的最关键变量，并对这些变量加以重点分析及预测，我们从利润表构成出发，推导“火电企业的营业收入、毛利润、净利润”与关键业务变量的模型公式：

✓ 火电企业营业收入与“利用小时数、平均上网电价”密切相关：

由于火电企业营业收入主要为发电上网销售收入：

$$\text{营业收入} = \text{平均上网电价} \times \text{上网电量}$$

$$\text{上网电量} = \text{发电量} - \text{厂用电量} = \text{发电量} \times (1 - \text{厂用电率})$$

$$\text{发电量} = \text{装机容量} \times \text{发电设备利用小时数}$$

因此：**营业收入 = 装机容量 × 发电设备利用小时数 × (1 - 厂用电率) × 平均上网电价**

其中：1) 随着电改推进，以 2017 年 3 月《国家发展改革委国家能源局关于有序放开发用电计划的通知》为标志，供电企业电价可分为市场电价、计划电价。其中，市场电价由供用电企业协商确定；2) 计划电上网电价参照燃煤机组标杆上网电价制定，由发改委等制定并调整；3) 上网电量即售电量，为发电量与电厂自用电量之差。

✓ 火电行业的毛利润主要取决于“平均上网电价、煤价及发电设备利用小时数”。

$$\text{毛利润} = \text{营业收入} - \text{营业成本}$$

$$\text{营业成本} = \text{燃料成本} + \text{折旧及其他成本}$$

$$\text{燃料成本} = \text{平均煤价} \times \text{原煤消耗量}$$

$$\text{原煤消耗量} = \text{供电煤耗} \times \text{上网电量}$$

因此：**毛利润 = (平均上网电价 - 煤价 × 供电煤耗 - 折旧及其他成本 / 上网电量) × 装机容量 × 发电设备利用小时数 × (1 - 厂用电率)**

每 kW 装机容量的单位毛利润=(平均上网电价- 煤价×供电煤耗-折旧及其他成本/上网电量) ×发电设备利用小时数× (1- 厂用电率)

其中：1) 火电营业成本包括燃料成本、折旧及其他成本（折旧成本、人力成本、维修成本及环保成本等），其中燃料成本为变动成本，而折旧及其他成本基本上为固定成本。2) “折旧及其他成本/上网电量”随着上网电量增加而降低，体现出规模效应及经营杠杆。3) 由于供电煤耗、厂用电率变动较小，因此毛利润主要取决于“平均上网电价、煤价及发电设备利用小时数”

✓ 除“平均上网电价、煤价及发电设备利用小时数”外，净利润还受到折旧及财务费用的影响：

营业利润=毛利润-[税金及附加+销售费用+管理费用+财务费用+资产减值损失±其他经营收益]

利润总额=营业利润±营业外收支=毛利润-财务费用及其他费用

净利润=利润总额-所得税费用=利润总额×(1-企业所得税税率)=(毛利润-财务费用及其他费用)×(1-企业所得税税率)

因此：**火电企业净利润=[(平均上网电价- 煤价× 供电煤耗- 折旧及其他成本/上网电量) × 装机容量× 发电设备利用小时数× (1- 厂用电率)-财务费用及其他费用] × (1-企业所得税税率)**

其中：1) 火电行业的整体盈利能力与平均上网电价、煤价、发电设备利用小时数的关系密切；2) 供电煤耗、厂用电率体现为火电厂的经营效率，体现企业特色；3) “折旧及其他成本/上网电量”大多随着上网电量的增加而降低，体现出火电行业的规模效应及经营杠杆；4) “财务费用及其他费用”一部分随着上网电量(或者营业收入)增加而同比例增加(如短期借款产生的利息费用)，体现为火电企业的运营成本。另一部分随着上网电量的增加而降低(如用于固定资产投资的长期借款产生的利息费用)，体现出火电行业的规模效应；

就火电行业投资逻辑而言，在“平均上网电价、发电设备利用小时数上升”，煤价下降情形下，火电行业整体盈利能力将改善。在发电利用小时数提升时，如折旧及财务费用占比较高，由于经营杠杆及财务杠杆效应，火电企业的盈利能力将在更大程度提升，业绩弹性更大，为行业进攻标的首选。当煤价高企时，“供电煤耗、厂用电率”较低的企业盈利能力较强，为行业防御标的首选。

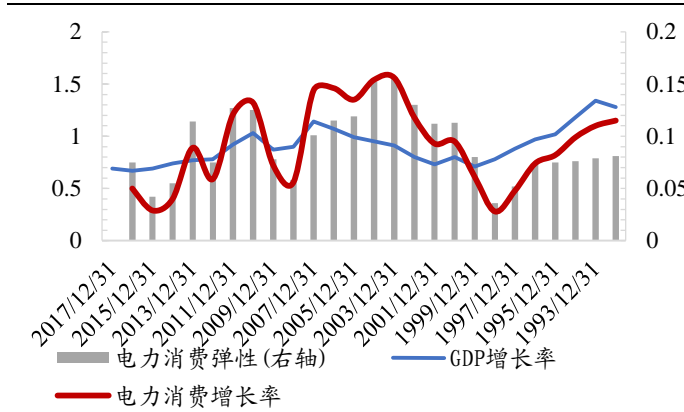
基于上述火电行业盈利模型以及火电行业历史复盘结论，本报告行文框架将重点分析火电行业及华能国际的发电设备发电量（包括利用小时数）、平均上网电价、煤价等因素的变动，并在此基础上预测华能国际的未来业绩状况。

2.3、盈利因子一（用电量增速）：用电量高增速将持续 2018 年 H1 走势

国家经济持续转型升级，高能耗行业占比走低，电力消费弹性有下滑趋势：用电需求与国家经济状况及结构密切相关，近年来，国家新旧经济动能转换加快，第三产业占比持续提升，第一产业、第二产业占比有所下降。由于“第二产业中的工业”为传统用电大户，随着工业占比下降，电力消费弹性系数下降至 0.4-0.8 的水平，电力消费增长率慢于国家 GDP 增长率。随着国家经济结构持续转型升级，预

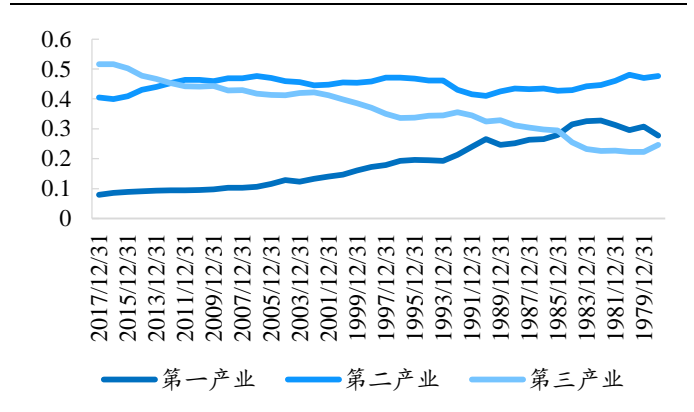
计电力消费弹性系数低于1将为常态。

图19: 中国 GDP 增长率及电力消费增长率



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

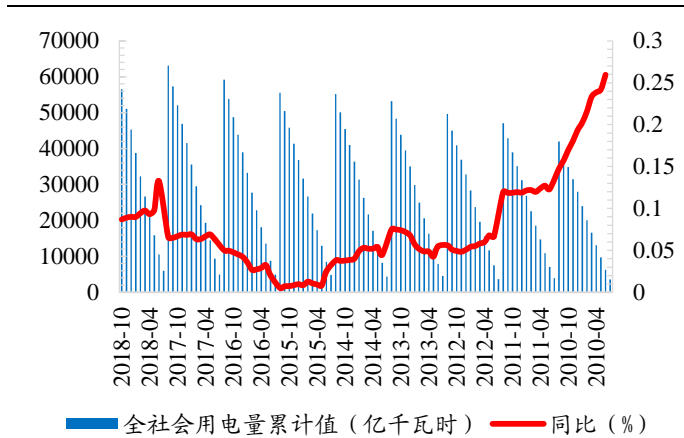
图20: 中国三大产业的各自 GDP 占比情况 (%)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

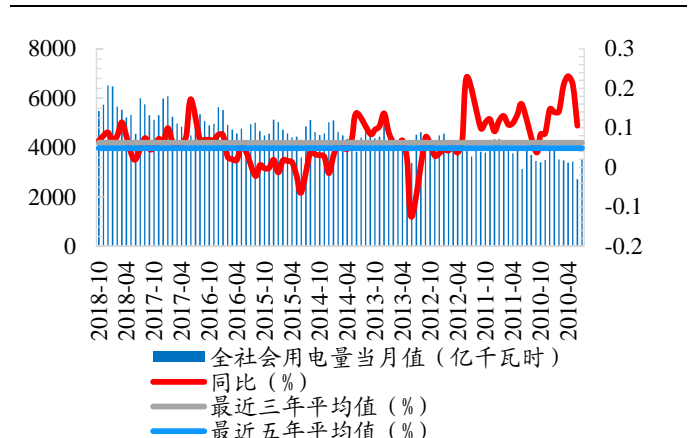
2018 年上半年, 全国用电量增速快于近 5 年来增速平均值, 第三产业及城乡居民贡献较大: 2018 年 1-7 月, 中国全社会用电量累计为 38,775 亿千瓦时 (同比+9%), 其中 2018 年 7 月份当月用电量为 6,484 亿千瓦时 (同比+6.80%), 增速快于近三年及近 5 年的平均用电量增速 (分别为 5.55%、5.03%)。

图21: 中国全社会用电量累计值 (亿千瓦时)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图22: 中国全社会用电量当月值 (亿千瓦时)



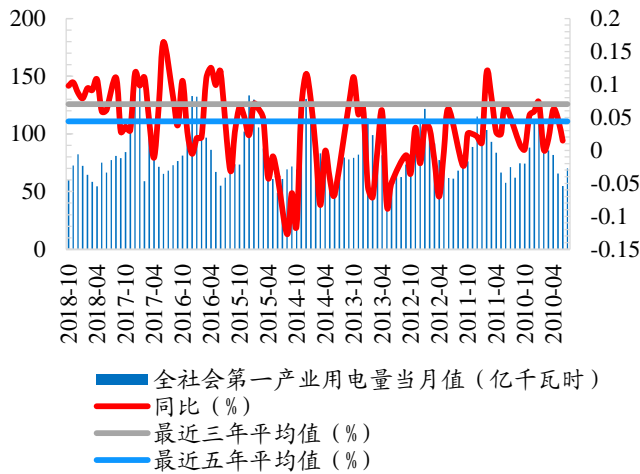
资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

分产业而言, “第三产业用电量、及城乡居民用电量” 显著拉动全社会用电量增长。

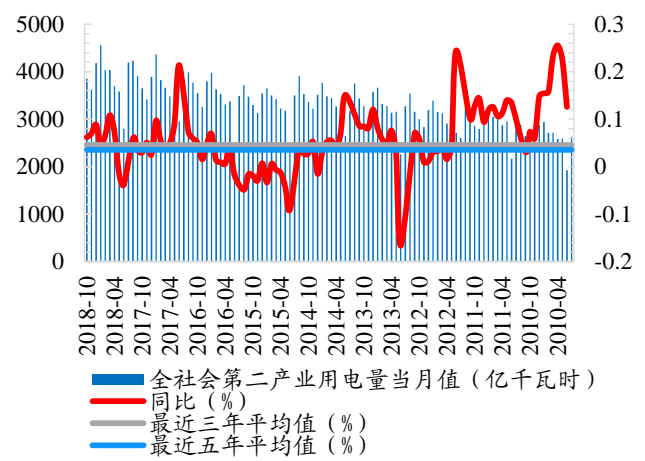
- ✓ **第一产业用电量:** 2018 年 1-7 月, 第一产业用电量累计为 400 亿千瓦时 (同比+10%), 其中 2018 年 7 月份当月用电量为 72 亿千瓦时 (同比 7.90%), 增速快于近三年及近 5 年的平均用电量增速 (分别为 6.56%、4.29%)。
- ✓ **第二产业用电量:** 2018 年 1-7 月, 第二产业用电量累计为 26,883 亿千瓦时 (同比+7%), 其中 2018 年 7 月份当月用电量为 4557 亿千瓦时 (同比 4.60%), 增速快于近三年及近 5 年的平均用电量增速 (分别为 3.79%、3.66%)。

图23: 中国全社会第一产业用电量当月值 (亿千瓦时)

图24: 中国全社会第二产业用电量当月值 (亿千瓦时)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

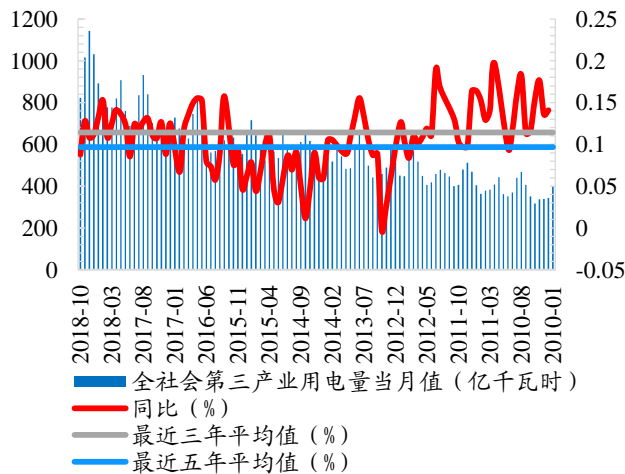


资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

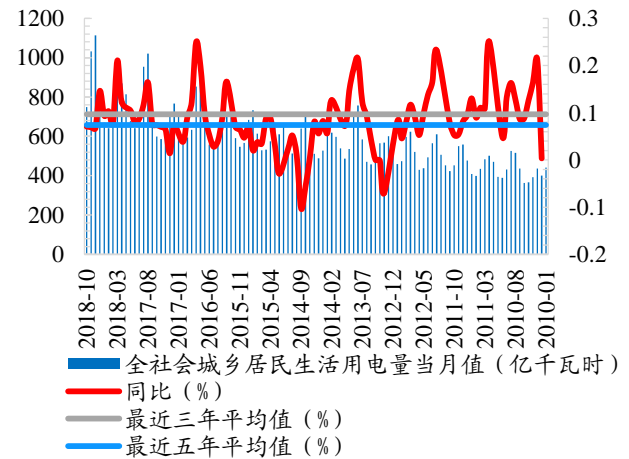
- ✓ **第三产业用电量:** 2018年1-7月, 第三产业用电量累计为 6,101 亿千瓦时 (同比+14.20%), 其中 2018年7月份当月用电量为 1031.00 亿千瓦时(同比+11.20%), 增速快于近三年及近5年的平均用电量增速(分别为 11.01%、9.80%)。
- ✓ **城乡居民生活用电量:** 2018年1-7月, 城乡居民生活用电量累计为 5,391 亿千瓦时 (同比+13.60%), 其中 2018年7月份当月用电量为 824 亿千瓦时 (同比 14.60%), 增速快于近三年及近5年的平均用电量增速 (分别为 9.46%、8.02%)。

图25: 中国全社会第三产业用电量当月值 (亿千瓦时)

图26: 全社会城乡居民生活用电量当月值 (亿千瓦时)

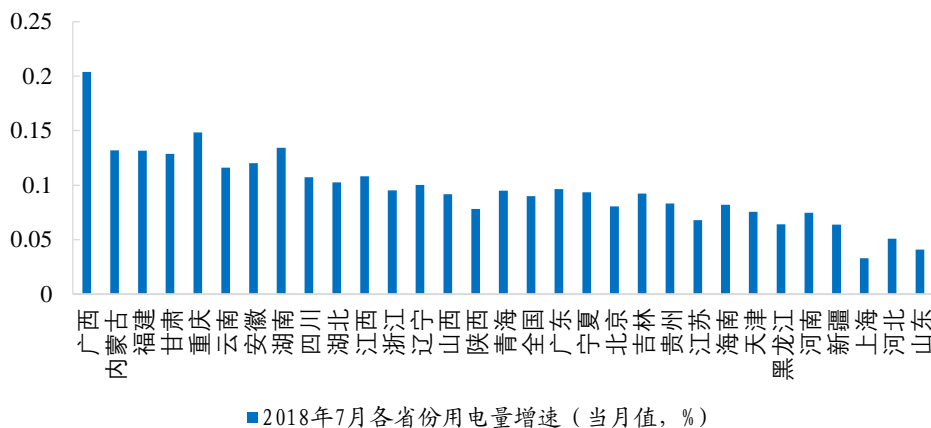


资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图27: 2018年7月各省份用电量增速 (累计值, %)



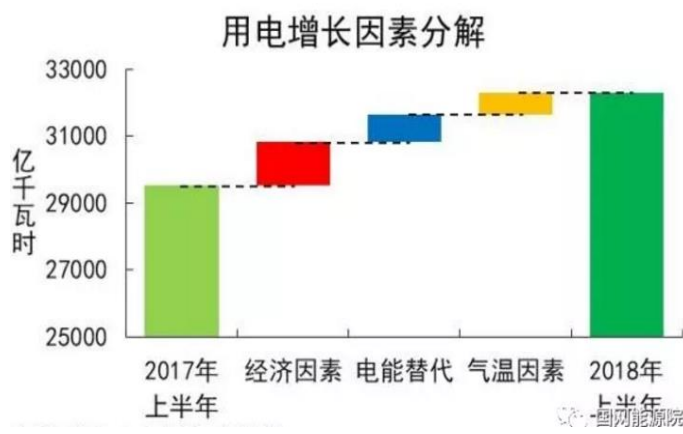
■ 2018年7月各省份用电量增速（当月值，%）

资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

经济因素、电能替代因素、气候气温因素为 2018 年用电量增长的最主要原因，具备一定可持续性：根据国家电网有限公司电力供需研究实验室因素分解结果，2018 年上半年用电快速增长主要是经济持续稳中向好、电能替代力度加大以及气候气温等多重因素叠加：**1）经济因素拉动用电增长约 4.4 个百分点；2）电能替代因素拉动用电增长约 2.8 个百分点；3）气候气温因素拉动用电增长约 2.2 个百分点。**

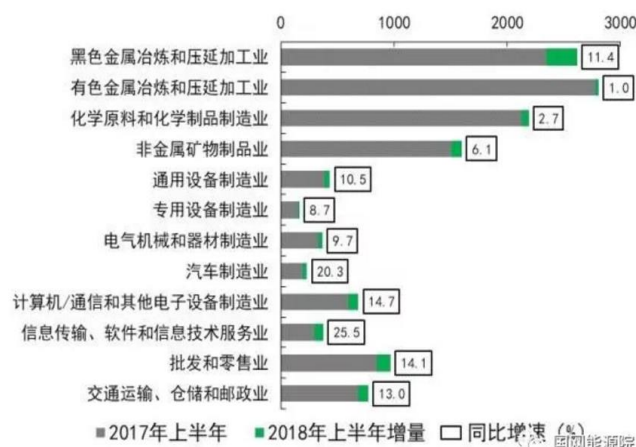
新旧经济动能转换，经济因素拉动 2018 年 H1 用电增长约 4.4 个百分点：2018 年 H1，经济因素增加用电量约 1305 亿千瓦时，带动全社会用电量增长约 4.4 个百分点。2018 年 H1 用电结构而言，化工、建材、黑色、有色等四大高耗能行业整体用电增长放缓，合计增速（5.1%）同比下降 1.2 个百分点；除四大高耗能外的其余工业合计用电量同比增长 9.4%，增速同比提高 3.4 个百分点，其中汽车制造业、计算机/通信和其他电子设备制造业、通用设备制造业用电量均实现两位数增长；服务业中，信息传输/软件和信息技术服务业、批发和零售业、交通运输/仓储和邮政业用电量同比分别增长 25.5%、14.1%、13.0%。新旧经济动能转换明显，用电增长动力可持续性较强。

图28： 2018 年上半年，国内用电增长因素分解



资料来源：国网能源院（微信公众号），新时代证券研究所

图29： 国内重点用电行业的用电量及增速（亿千瓦时）



资料来源：国网能源院（微信公众号），新时代证券研究所

电能替代因素拉动 2018 年 H1 用电增长约 2.8 个百分点，将持续贡献电量消费增量：电能替代指在终端能源消费中，使用电能替代散烧煤、燃油的能源消费方式，通过大规模集中转化来提高燃料使用效率、并减少污染物排放。电能替代包括以电代煤、以电代油、农业生产电气化等方式。根据 2016 年 5 月《关于推进电能替代的指导意见》，“十三五”期间，在北方居民采暖、生产制造、交通运输、电力供应

与消费等四个领域的全面推进电能替代,实现能源终端消费环节替代散烧煤、燃油消费约 1.3 亿吨标煤,带动电煤占煤炭消费比重提高约 1.9%,带动电能占终端能源消费比重提高约 1.5%,促进电能消费比重达到约 27%。2017 年 6 月印发的《电力发展“十三五”规划》,提出到 2020 年新增电量消费约 4500 亿千瓦时(占 2017 年全年社会用电量 63076 亿千瓦时的比例为 7.13%)。2017 年 9 月,国家印发《关于推进北方采暖地区城镇清洁供暖的指导意见》,在京津冀和周边地区“2+26”个城市推进“煤改气”“煤改电”以及可再生能源供暖工作。预计仅北京地区 2017 年煤改电”用户累计已超过 80 万户。

根据金合能源,仅从当前技术可行性考虑,中国电能替代潜力空间约 2.2 万亿千瓦时(占 2017 年全社会用电量 6.3 万亿千瓦时的 34.92%),其中“煤改电”“油改电”潜力分别为 18000 亿千瓦时、4000 亿千瓦时;预计 2020 年电能替代规模有可能超过 6000 亿千瓦时。

表2: 中国相关电能替代目标

主体	电能替代目标
国家八部委《关于推进电能替代的指导意见》	提出 2020 年前,实现能源终端消费环节电能替代散烧煤、燃油消费总量约 1.3 亿吨标准煤,带动电能占终端能源消费比重提高约 1.5%,促进电能占终端能源消费比重达到约 27%
《电力发展“十三五”规划》	2020 年,电能替代新增用电量约 4500 亿千瓦时。力争实现北方大中型以上城市热电联产集中供热率达到 60% 以上,逐步淘汰管网覆盖范围内的燃煤供热小锅炉。
国网公司《“十三五”电能替代规划》	在清洁取暖、工(农)业生产制造等五个领域全面推进电能替代,力争到 2020 年完成替代电量 5800 亿千瓦时,其中以电代煤完成 4400 亿千瓦时,拓展清洁能源消纳空间 230 亿千瓦时。
南方电网印发《电能替代工作指导意见》	明确提出要结合南方五省区各自特点,因地制宜推广重点在电锅炉、热泵、岸电、电磁厨房等 9 类电能替代技术,力争到“十三五”末电能占终端能源消费比重较“十二五”提高 2~3 个百分点。2016 年,南方电网需求侧实现电能替代电量超 45 亿千瓦时。
广西电网	截至 2017 年 5 月底,南宁供电局已推动完成多个电能替代项目,预计年替代电量约 1.5 亿千瓦时
贵州电网	2017 年,南方电网贵州公司电能替代电量目标值为 8 亿千瓦时。2017 年已推动实施电能替代项目 265 个,实际完成替代电量 8.13 亿千瓦时。
广东电网	2016 年,广东电网公司全面启动电能替代推广,截至 2016 年 6 月底,广东电网已完成电能替代项目 37 个

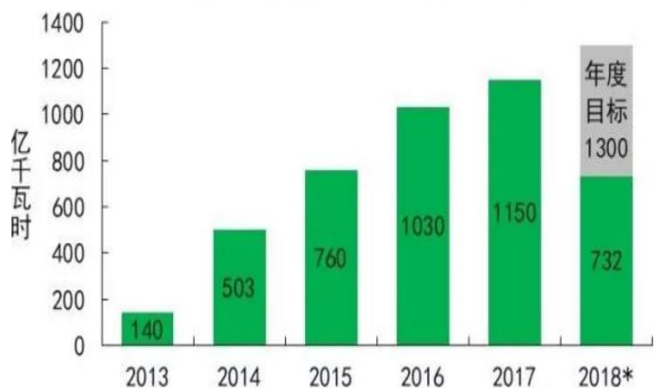
资料来源:金合能源公司官网,新时代证券研究所

实施层面而言,2017 年,国家电网有限公司电能替代电量 1150 亿千瓦时(2013-2017 年 CAGR 近 70%);2018 年上半年,国家电网完成替代电量 732 亿千瓦时,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。

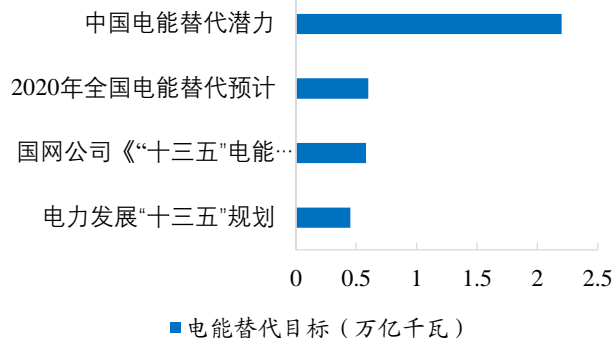
如假设“全国电能替代电量/国家电网替代电量之比”稳定(828/732),且 2020 年国家电网完成替代电量 5800 亿千瓦时,则预计 2020 年全国电能替代电量将达 6560 亿千瓦时。如假设国家电网 2018 年完成 1300 亿千瓦的电能替代目标,则 2019-2020 年,国家电网、全国的年均电能替代电量预计分别为 1160 亿千瓦时、1312.13 亿千瓦时。2017 年全社会用电量为 63,076.58 亿千瓦时,如假设 2018 年、2019 年用电量增速为 8%、7%。据此预计,电能替代因素(每年 1312.13 亿千瓦时)将分别带动 2019 年、2020 年全社会用电量分别增长 1.93 个百分点、1.80 个百分点,电能替代将持续贡献电量消费增量。

图30: 近年来,国家电网公司电能替代电量

图31: 电能替代目标及潜在市场预计



资料来源：国网能源院（微信公众号），新时代证券研究所



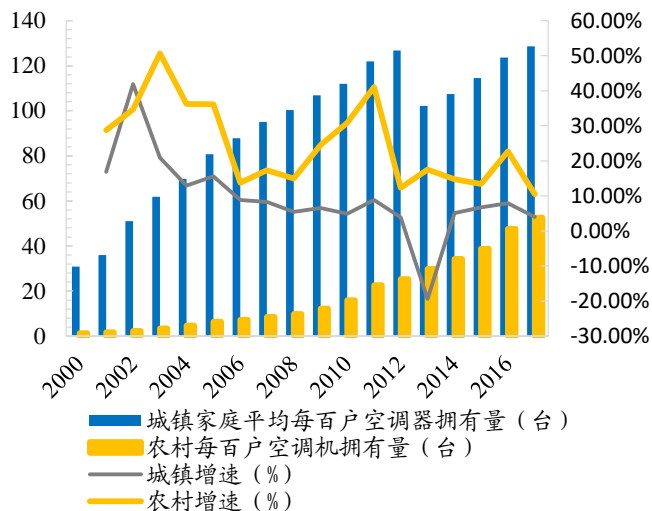
资料来源：金合能源公司官网，新时代证券研究所

高温天气偏多，气候气温因素拉动 2018 年 H1 用电增长约 2.2 个百分点：

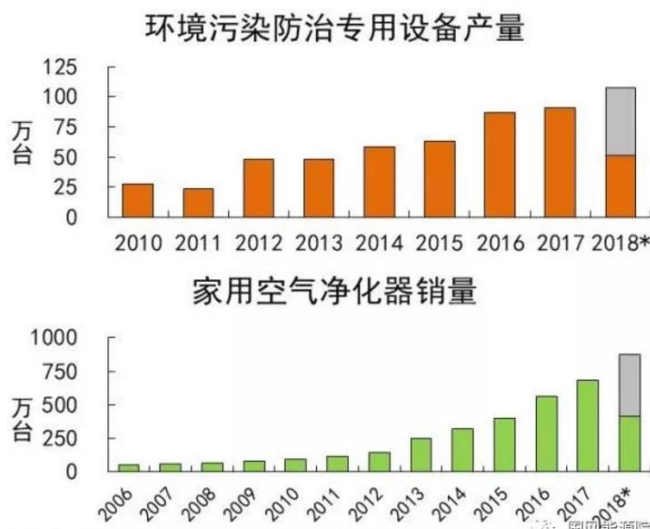
2000-2017 年中国城镇、农村居民平均每百户空调拥有量 CAGR 分别为 8.77%、24.21%，2017 年底分别达到 128.60 台/百户（同比+3.96%）、52.60 台/百户（同比+10.50%）。以居民家庭户数 4.3 亿、2017 年城市化率 58.52% 简单测算，2017 年中国居民家庭空调拥有量 4.17 亿台，如考虑中央空调，中国空调规模将更大。以 4.17 亿台空调每年工作 100 天、每天工作 10 小时、一小时耗能 1kw 计算，空调年用电总量为 4174.23 亿千瓦（占 2017 年城乡居民用电量 8,694.77 的 48.01%）。近年来，随着城镇化推进及居民生活改善，除空调外的其他家用电器（冰箱、洗衣机等）保有量也将提升，大气环境问题还催生出污染防治专用设备及家用空气净化器等新需求，预计城乡用电需求将呈现持续旺盛格局。

图32： 城市及农村每百户家庭的空调器拥有量情况

图33： 环境污染防治专用设备及家用空气净化器产量快速增长



资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所



资料来源：国网能源院，新时代证券研究所

2017 年，农村百户空调保有量（52.60 台）仅为城市保有量的 41%，农村仍维持 10% 以上的空调年增速，我们预计 2018-2020E 中国空调保有量年增速仍在 6% 左右。再考虑到气温上升及居民生活改善引起的空调使用天数及时间的延长，预计家庭空调用电量仍将快速增长。

表3： 中国空调存量及增速预测

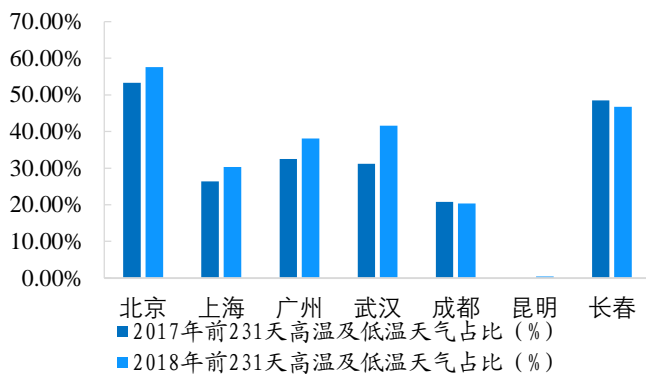
年份	2017	2018E	2019E	2020E
中国人口户数 (亿户)	4.3	4.3	4.3	4.3
城市化率 (%)	58.52%	59.52%	60.52%	61.52%

年份	2017	2018E	2019E	2020E
城市户数 (户)	2.52	2.56	2.60	2.65
农村户数 (户)	1.78	1.74	1.70	1.65
城市空调保有量 (台/百户)	128.60	133.60	138.60	143.60
农村空调保有量 (台/百户)	52.60	57.86	63.65	70.01
中国空调存量 (亿台)	4.17	4.43	4.69	4.96
空调增速 (%)		6.04%	5.89%	5.76%

资料来源: Wind 资讯 (1) 假设城市空调保有量每年增加 5 台/百户; 农村空调保有量年增速为 10%; 2) 2017 年数据来自 wind 资讯; 3) 2018-2020 年数据来自新时代证券内部预测), 新时代证券研究所

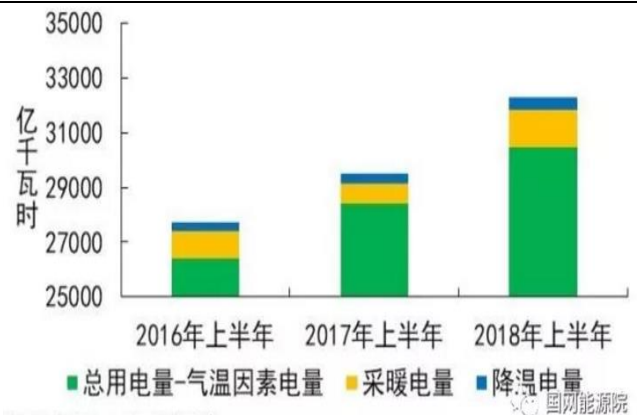
用电增长受气候气温影响较大, 2018 年 H1, 气候特征表现为年初气温偏低、夏季高温提前, 其中 1 月份平均气温较常年略偏低, 3 次雨雪天气均伴随较强降温; 2 月份同样偏低, 5 次一般冷空气过程范围广、强度大; 5 月份华南华东多地气温为 1961 年以来同期最高, 个别地区日最高气温突破历史极值; 6 月份平均气温为 1961 年以来同期第二高。我们统计北京、上海、广州、武汉等地在 2018 年前 231 天中“日最高气温超过 30℃ 及日最低气温低于 0℃”的天气占比日期均较 2017 年同期出现明显增加, 上半年气候波动加大对用电增长产生明显拉动。根据国网能源院测算, 2018 年 H1, 气候气温因素增加用电量约 650 亿千瓦时, 带动全社会用电量增长约 2.2 个百分点。

图34: 2018 年前 231 天, 高温及低温天气占比较高



资料来源: Wind 资讯 (如当日最高气温高于 30℃ 或最低气温低于 0℃, 说明存在空调或者暖气需求, 假设该情形为气温大幅波动所导致用电增加的简化条件), 新时代证券研究所

图35: 近 3 年, 上半年气候气温因素的电量分解



资料来源: 国网能源院 (微信公众号), 新时代证券研究所

社会用电增长理应更乐观, 大幅超过此前十三五规划用电量增速: 此前《电力发展“十三五”规划(2015-2020年)》, 曾预计 2020 年全社会用电量 6.8-7.2 万亿千瓦时 (CAGR 为 3.6% 到 4.8%)。2017 年全社会用电量为 63,076.58 亿千瓦时, 已经逼近 2020 年规划下限。而 2018 年 1-7 月, 中国全社会用电量累计为 38,775 亿千瓦时 (同比+9%), 增速仍大幅高于预计 CAGR (3.6% 到 4.8%)。我们认为《电力发展“十三五”规划》预计用电量增速与实际用电量增速偏差主要来自“电能替代因素、气候气温因素”的影响。

根据国家电网有限公司电力供需研究实验室因素分解结果, 2018 年上半年用电增速贡献因素中: 1) 经济因素拉动用电增长约 4.4 个百分点; 2) 电能替代因素拉动用电增长约 2.8 个百分点; 3) 气候气温因素拉动用电增长约 2.2 个百分点。展望 2019-2020 年: 1) 预计国内 GDP 增速在 6.5-6.8% 之间, 经济因素拉动用电增速可维持在 4 个百分点; 2) 考虑到国家电力的十三五电能替代目标及进度, 我们预

计电能替代因素将分别带动2019年、2020年全社会用电量分别增长1.93个百分点、1.80个百分点；3)气候气温因素虽然难以预测，但随着近年来温室气体排放及全球变暖，气候气温因素对用电量的正贡献势必增加，并非均值回归的传统趋势。2009-2017年城乡居民生活用电增速为8.36%，我们测算中国空调保有量从2009年2.47亿台增加至2017年的4.16亿台(CAGR为6.70%)。由于空调用电量占城乡居民用电量的比例占一半，且空调用电量波动幅度远大于“其他电冰箱、电视机、洗衣机、电脑等用电波动幅度”，因此空调用电量理论增速应与城乡居民用电量增速较为一致(约在8.36%)。由此估计2009-2017年，气候气温因素导致用电量增加约1.66个百分点。综合以上三个因素，我们预计2018-2020年，中国全社会用电量增速分别为8.3%、7.83%、7.7%，据此预计2020年全社会用电量为79332.64亿千瓦时。即使不考虑气温气候因素，预计2018-2020年，中国全社会用电量增速分别为6.8%、6.33%、6.2%，据此预计2020年全社会用电量为76071.10亿千瓦时。

表4: 2018-2020年，中国全社会用电量增速情况预计

年份	2018H1	2018E	2019E	2020E	备注
经济因素贡献(百分点)	4.4	4.4	4.4	4.4	
电能替代因素贡献(百分点)	2.8	2.4	1.93	1.80	
气温气候因素贡献(%)	2.2	1.5	1.5	1.5	(预计值)
考虑气温因素的全社会用电量增速(%)	9.4	8.3	7.83	7.7	
不考虑气温因素的全社会用电量增速(%)	7.2	6.8	6.33	6.2	

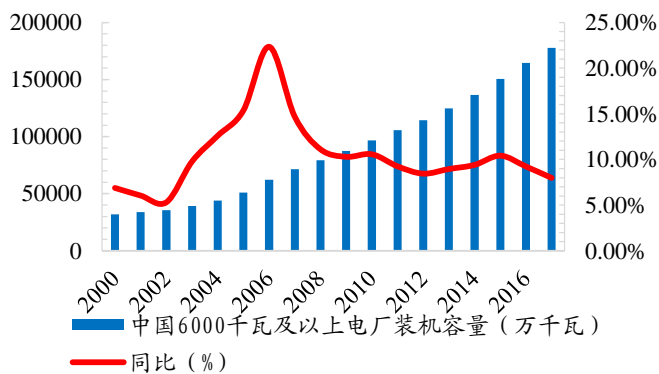
资料来源：国网能源院(1)：2018年H1数据来自国网新能源；2)2018全年、2019年、2020年预测数据来自新时代证券内部预测)，新时代证券研究所

2.4、盈利因子二(利用小时数)：电力装机放缓及用电量增速超预期，

火电利用小时数将企稳回升

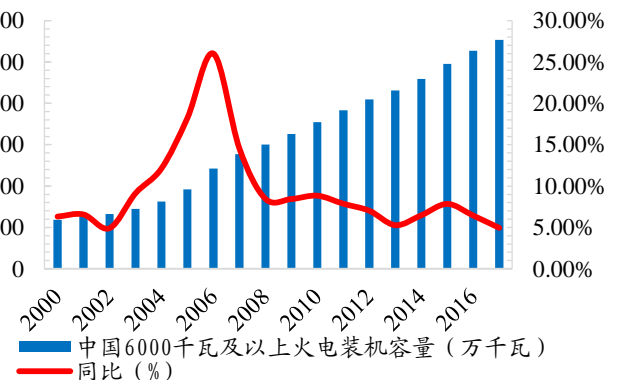
经济进入新常态，近年来电力装机增速有所放缓：2003-2007年，由于中国加入世贸组织以及国内房地产产业活跃，中国经济内外需呈现两旺格局，经济过热状态持续，电力供给格局偏紧，电力装机容量大幅增加。2008-2015年，次贷经济危机后，中国经济增速下滑压力加大，更依靠基建及房地产投资拉动，电力装机容量增速虽有所放缓，但仍维持在10%的较高水平。2015年12月，中央经济工作会议提出“去产能、去库存、去杠杆、降成本、补短板”等供给侧改革五大任务以改善经济结构，高能耗的重化工企业产能受到严格控制，电力装机容量增速也下滑至个位数水平。2017年末，中国发电装机容量177703万千瓦(同比+7.6%)。

图36: 中国6000千瓦及以上电厂装机容量及增速



资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

图37: 中国6000千瓦及以上火电厂装机容量及增速

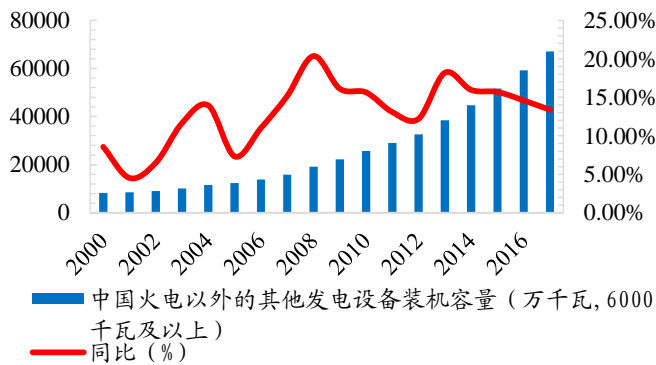


资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

2017年，火电装机容量110604万千瓦(同比+4.3%)，水电装机容量34119万

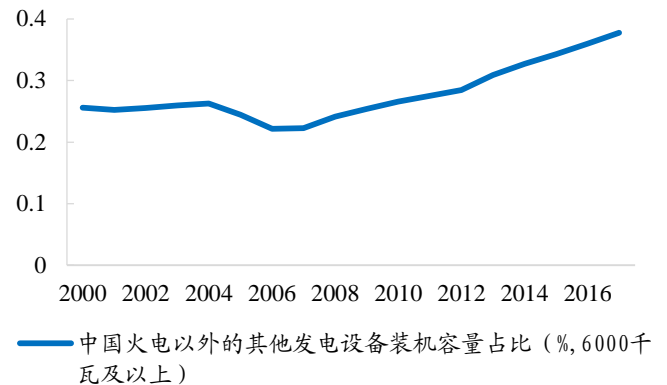
千瓦(同比+2.7%),核电装机容量3582万千瓦(同比+6.5%),并网风电装机容量16367万千瓦(同比+10.5%),并网太阳能发电装机容量13025万千瓦(同比+68.7%)。

图38: 中国火电以外的其他发电设备装机容量



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图39: 中国火电以外的其他发电设备装机容量占比



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

十三五后期, 预计火电、水电、光伏发电装机增速将放缓, 核电重启预期较强:
 根据《电力发展“十三五”规划(2015-2020年)》, 预计2020年全社会用电量6.8-7.2万亿千瓦时(CAGR为3.6%到4.8%), 全国发电装机容量20亿千瓦(CAGR为5.5%), 人均装机突破1.4千瓦, 人均用电量5000千瓦时左右, 电能占终端能源消费比重达到27%。

分类别装机容量而言, 十三五期间(2015-2020年), 燃煤电厂装机容量将从9亿千瓦提升至不超过11亿千瓦(CAGR为4.1%), 燃气电厂装机容量将从0.66亿千瓦提升至1.1亿千瓦(CAGR为10.8%), 常规水电装机容量将从2.97亿千瓦提升至3.4亿千瓦(CAGR为2.8%), 抽蓄装机容量将从0.23亿千瓦提升至0.40亿千瓦(CAGR为11.7%), 核电装机容量将从0.27亿千瓦提升至0.58亿千瓦(CAGR为16.5%), 风电装机容量从1.31亿千瓦提升至2.1亿千瓦(CAGR为9.9%), 光伏发电装机容量从0.42亿千瓦提升至1.1亿千瓦(CAGR为21.2%)。

就2017年底实际装机情况而言, 火电、水电、光伏发电装机容量已完成或接近《电力发展“十三五”规划》规定的2020年目标, 预计后续该类装机容量增速将大幅放缓或停滞。如2018年5月31日下发的《关于2018年光伏发电有关事项的通知》, 暂不安排2018年普通光伏电站建设规模, 并将新投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低0.05元, I类、II类、III类资源区标杆上网电价分别调整为每千瓦时0.5元、0.6元、0.7元(含税)。风电装机增速基本符合预期, 但核电装机增速低于预期, 随着AP1000示范项目进展顺利, 存在核电重启预期。

表5: “十三五”电力工业发展主要目标

类别	指标	2015年	2020年	年均增速	属性
电力总量	总装机(亿千瓦)	15.3	20	5.5%	预期性
	西电东送(亿千瓦)	1.4	2.7	14.04%	预期性
	全社会用电量(万亿千瓦时)	5.69	6.8-7.2	3.6-4.8%	预期性
	电能占终端能源消费比重	25.8%	27%	[1.2%]	预期性
	人均装机(千瓦/人)	1.11	1.4	4.75%	预期性
	人均用电量(千瓦时/人)	4142	4860-5140	3.2-4.4%	预期性
电力结构	非化石能源消费比重	12%	15%	[3%]	约束性
	非化石能源发电装机比重	35%	39%	[4%]	预期性
	常规水电(亿千瓦)	2.97	3.4	2.8%	预期性

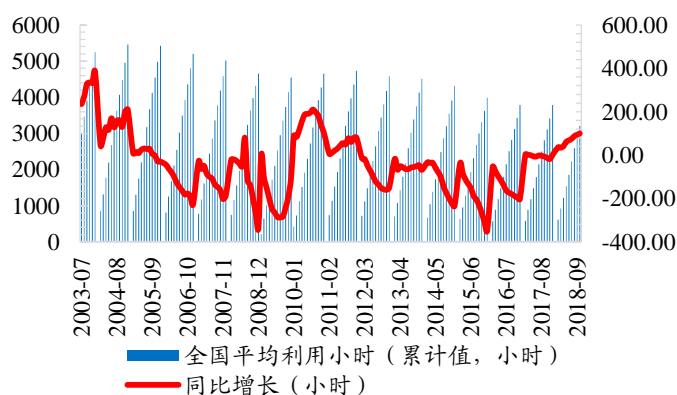
类别	指标	2015年	2020年	年均增速	属性
	抽蓄装机(万千瓦)	2303	4000	11.7%	预期性
	核电(亿千瓦)	0.27	0.58	16.5%	预期性
	风电(亿千瓦)	1.31	2.1	9.9%	预期性
	太阳能发电(亿千瓦)	0.42	1.1	21.2%	预期性
	化石能源发电装机比重	65%	61%	[-4%]	预期性
	煤电装机比重	59%	55%	[-4%]	预期性
	煤电(亿千瓦)	9	< 11	4.1%	预期性
	气电(亿千瓦)	0.66	1.1	10.8%	预期性
节能减排	新建煤电机组平均供电煤耗(克标煤/千瓦时)	—	300	—	约束性
	现役煤电机组平均供电煤耗(克标煤/千瓦时)	318	< 310	[-8]	约束性
	线路损失率	6.64%	< 6.50%		预期性
民生保障	充电设施建设	满足 500 万辆电动车充电			预期性
	电能替代用电量(亿千瓦时)	—	4500		预期性

资料来源:《电力发展十三五规划》, 新时代证券研究所

十三五后期, 发电设备平均利用小时数有望提升: 以火电为代表的装机增速较快, 市场担忧引发电力行业过剩格局并导致发电设备利用小时数下滑。2017 年底, 中国发电装机容量为 17.77 亿千瓦, 如 2018-2020 年维持《电力发展“十三五”规划(2015-2020 年)》规定的 5.5% 年复合增速, 预计 2020 年底中国装机容量为 20.87 亿千瓦, 2020 年考虑/不考虑气温气候因素的全社会用电量分别为 79332.64 亿千瓦时、76071.10 亿千瓦时, 对应的发电设备平均年利用小时数 3783.73 小时、3945.96 小时, 高于此前《电力发展“十三五”规划(2015-2020 年)》规定情形的 2020 年发电设备平均利用小时数为 3524.54 小时至 3834.20 小时。

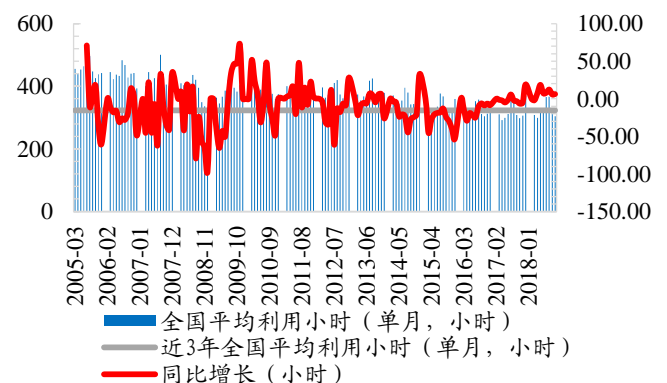
2018 年前 7 月, 全国发电设备利用小时数增加较多, 火电利用小时数增加尤为明显: 2018 年 1-7 月, 全国发电设备的平均利用小时数累计值为 2,224 小时 (同比+75 小时), 其中 7 月份全国发电设备的平均利用小时数当月值为 366 小时 (同比+8.10 小时), 高于近 3 年全国发电设备平均单月利用小时数 (323.43 小时)。

图40: 全国发电设备的平均利用小时数走势 (累计值)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图41: 全国发电设备的平均利用小时数走势 (当月值)

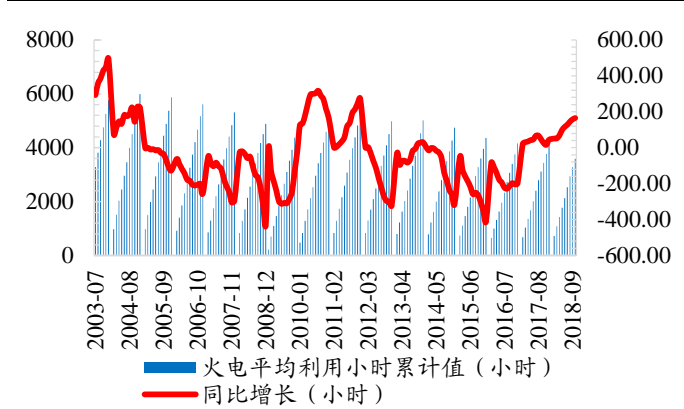


资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

分类型而言, 2018 年 1-7 月, 全国火电发电设备的平均利用小时数累计值为 2,529 小时 (同比大幅+128 小时), 其中 7 月份全国火电发电设备的平均利用小时数当月值为 403 小时 (同比+11.42 小时), 高于近 3 年全国火电发电设备平均单月

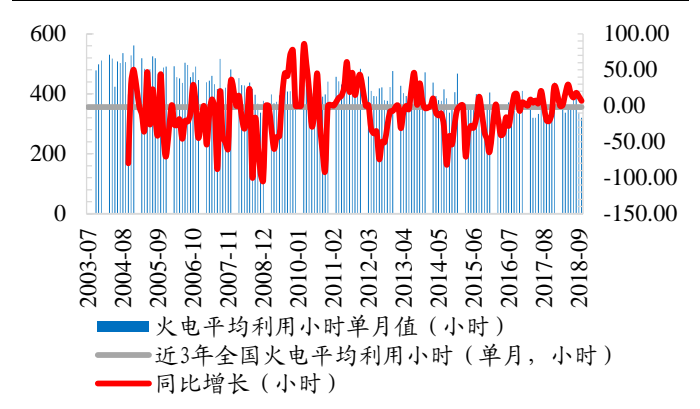
利用小时数 (354.90 小时)。

图42: 全国火电发电设备的平均利用小时数走势(累计值)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

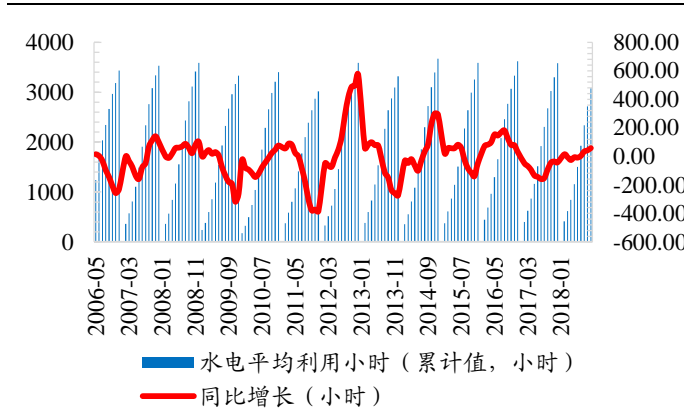
图43: 全国火电发电设备的平均利用小时数走势(当月值)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

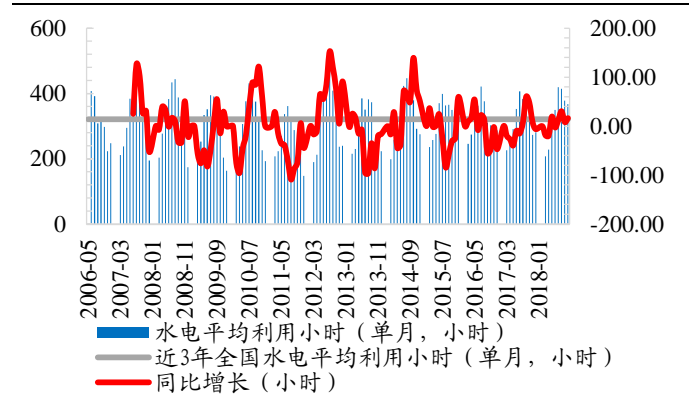
2018年1-7月, 全国水电发电设备的平均利用小时数累计值为1,924小时(同比小幅+3小时), 其中7月份全国水电发电设备的平均利用小时数当月值为419小时(同比+12.33小时), 高于近3年全国水电发电设备平均单月利用小时数(318.36小时)。

图44: 全国水电发电设备的平均利用小时数走势(累计值)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图45: 全国水电发电设备的平均利用小时数走势(当月值)

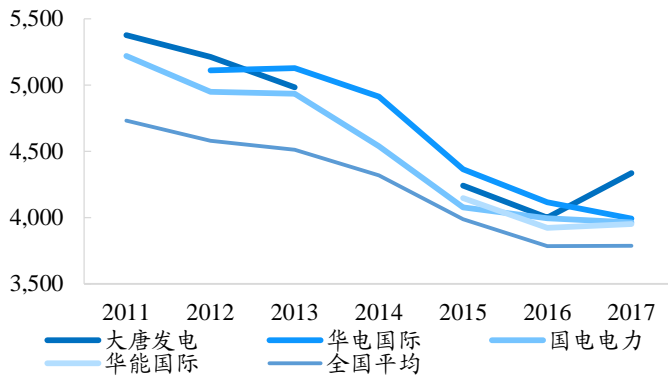


资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

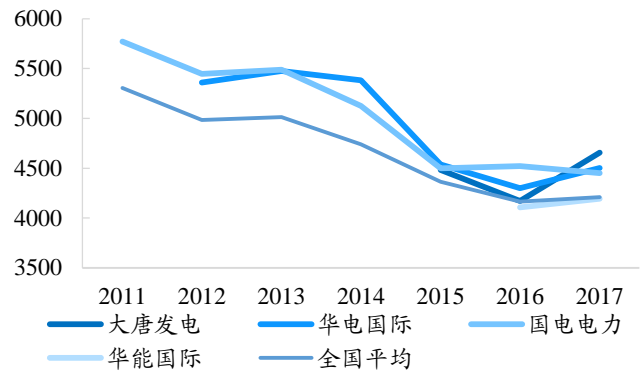
华能国际火电发电设备利用小时数与火电行业水平接近: 受益于2015-2017年火电装机增速放缓及电力需求格局改善, 2017年以来, 全国发电设备利用小时数呈现企稳回升的态势。2015-2017年, 华能国际的发电设备利用小时数分别为4,147小时、3,921小时、3,951小时, 高于同期全国发电设备利用小时数, 主要系火电装机占比较高所致。2016-2017年, 华能国际的火电发电设备利用小时数分别为4,107小时、4,194小时, 与同期全国火电发电设备的利用小时数较为接近。

图46: 各火电龙头企业及全国的整体发电设备利用小时数走势

图47: 火电龙头及全国的火电发电设备利用小时数走势



资料来源：大唐发电、华能国际、国电电力、华能国际等历年年报及 Wind 资讯，新时代证券研究所



资料来源：大唐发电、华能国际、国电电力、华能国际等历年年报及 Wind 资讯，新时代证券研究所

预计 2018-2020 年华能国际的火电利用小时数将企稳回升：根据用电量增速以及装机容量增速，我们预测 2018-2020 年华能国际火电利用小时数下限分别为 4079.05 小时、4111.43 小时、4138.95 小时，上限分别为 4136.85 小时、4229.02 小时、4317.97 小时。相较于 2016、2017 年华能国际火电利用小时数（4,107 小时、4,194 小时），公司火电利用小时数有望企稳回升。

表6：华能国际利用小时数预测情况

预测类型	预测项目	2015A	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E	备注
《电力发展“十三五”规划（2015-2020年）》	装机容量（亿千瓦）	15.3	16.14	17.03	17.97	18.95	20.00	基年为 2015 年，CAGR 为 5.5%
	用电量下限（万亿千瓦时）	5.69	5.89	6.11	6.33	6.55	6.79	CAGR 为 3.6%
	利用小时数下限（小时）		3790.30	3722.04	3655.00	3589.18	3524.54	用电量/(前一年装机容量+新增装机容量*0.5*0.6)
	用电量上限（万亿千瓦时）	5.69	5.96	6.25	6.55	6.86	7.19	CAGR 为 4.8%
	利用小时数上限（小时）		3834.20	3808.76	3783.49	3758.38	3733.45	3834.20
装机容量预测	装机容量（亿千瓦）	15.07	16.46	17.77	18.75	19.78	20.87	基年为 2017 年，CAGR 为 5.5%
不考虑气温因素影响情形	不考虑气温因素的全社会用电量增速（%）				6.80%	6.33%	6.20%	考虑经济、电能替代因素的预测数
	不考虑气温因素用电量（万亿千瓦时）		5.92	6.31	6.74	7.16	7.61	
	利用小时数下限（小时）		3822.41	3743.15	3729.45	3758.79	3783.73	用电量/(前一年装机容量+新增装机容量*0.5*0.6)
	全国火电利用小时数下限（小时）		4218.08	4130.62	4115.50	4147.88	4175.40	利用小时数*110.35%
	华能国际火电利用小时数下限（小时）		4181.63	4094.17	4079.05	4111.43	4138.95	全国火电利用小时数-36.45 小时
考虑气温因素影响情形	考虑气温因素的全社会用电量增速（%）				8.30%	7.83%	7.70%	考虑经济、电能替代、气候气温因素的预测数
	考虑气温因素用电量（万亿千瓦时）		5.92	6.31	6.83	7.37	7.93	
	考虑气温因素利用小时数（小时）		3822.41	3743.15	3781.83	3865.35	3945.96	用电量/(前一年装机容量+新增装机容量*0.5*0.6)
	全国火电利用小时数上限		4218.08	4130.62	4173.31	4265.47	4354.42	利用小时数*110.35%

预测类型	预测项目	2015A	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E	备注
	(小时)							
	华能国际火电利用小时数上限(小时)	4181.63	4094.17	4136.85	4229.02	4317.97		全国火电利用小时数-36.45 小时

资料来源:《电力发展“十三五”规划(2015-2020年)》及Wind资讯(1)根据利用小时数=用电量/(前一年装机容量+新增装机容量*0.5*0.6),其中0.5表示新增装机容量将一年内均匀投产,由于新投产的发电机组试运行等因素影响,为将“用电量/(前一年装机容量+新增装机容量*0.5*利用系数)”)计算的利用小时数调节到实际利用小时数,根据2016年、2017年情况,计算利用系数为0.6;2)由于2011-2017年的火电利用小时数/全国利用小时数的比例波动非常小,因此计算“2011-2017年的火电利用小时数/全国利用小时数的比例”的平均值为110.35%,将其预测2018-2020年火电利用小时数的调节系数;3)2016-2017年,华能国际的火电利用小时数与火电行业利用小时数的差距平均值为36.45小时,将其作为预测2018-2020年华能国际火电利用小时数的调节系数),新时代证券研究所

2.5、盈利因子三(电价):市场电占比提升,市场电价与计划电价差额

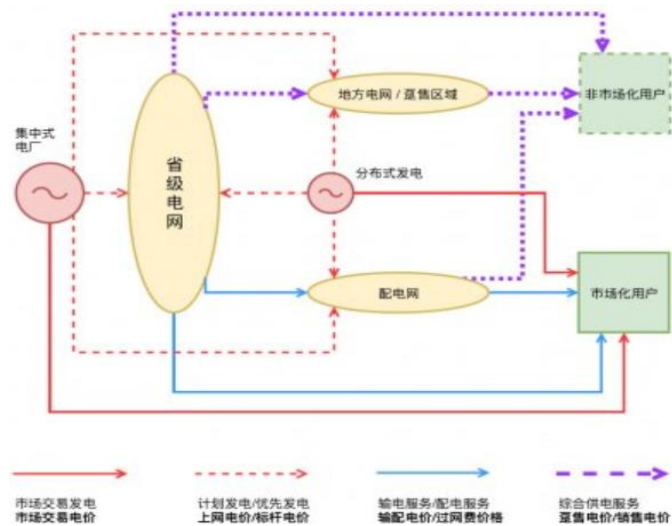
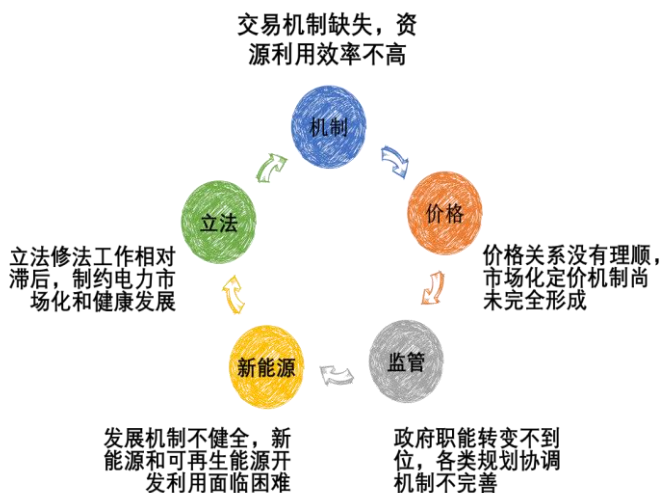
缩窄,平均上网电价有望上扬

电力体制改革正处关键攻坚时期,电价改革是关键:2002年电力体制改革实施以来,电力行业破除了独家办电的体制束缚,根本上改变了指令性计划体制和政企不分、厂网不分等问题。但当前电力体制仍存在“价格关系没有理顺,市场化定价机制尚未完全形成,电价调整滞后”、“交易机制缺失,资源利用效率不高,市场配置功能难以发挥”等突出问题,2015年3月国家印发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见(中发〔2015〕9号)文》,进一步深化电力体制改革。本轮电力体制改革总体思路为:**1)三放开:**在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上,按照管住中间、放开两头的体制架构,有序放开输配以外的竞争性环节电价,有序向社会资本开放配售电业务,有序放开公益性和调节性以外的发用电计划;**2)一独立:**推进交易机构相对独立,规范运行;继续深化对区域电网建设和适合我国国情的输配体制研究;**3)三强化:**进一步强化政府监管,进一步强化电力统筹规划,进一步强化电力安全高效运行和可靠供应。

电价改革而言,《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》提出:**1)单独核定输配电价:**政府定价的范围主要限定在重要公用事业、公益性服务和网络自然垄断环节。政府主要核定输配电价,输配电价逐步过渡到按“准许成本加合理收益”原则,分电压等级核定。用户或售电主体按照其接入的电网电压等级所对应的输配电价支付费用(目录电价)。**2)分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成:**参与电力市场交易的发电企业上网电价由用户或售电主体与发电企业通过协商、市场竞价等方式自主确定。参与电力市场交易的用户购电价格由市场交易价格、输配电价(含线损)、政府性基金三部分组成。其他没有参与直接交易和竞价交易的上网电量,以及居民、农业、重要公用事业和公益性服务用电,继续执行政府定价。**3)妥善处理电价交叉补贴。**

图48: 中国电力体制改革需解决的关键问题

图49: 中国现行电价体系示意图



资料来源：《关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发〔2015〕9号）文》，新时代证券研究所

资料来源：苏州华安普电力科技股份有限公司官网，新时代证券研究所

“计划电与市场电”双轨独立运行：以9号文为标志，中国逐步推行以市场交易电价和输配电价为基础的新电价体系。但目前，以上网电价和销售电价为基础的原有电价体系依然还是主流，并呈现“计划电与市场电”两套电价体系双轨独立运行格局。

- ✓ **发电端而言**，当前大部分发电量仍然是“计划电量”，由电网企业收购，价格是标杆电价；另外一部分为“市场电量”，销售给大用户或者售电公司，价格是市场交易电价。
- ✓ **用电端而言**，可分为三部分：1) 第一部分用电(农业用电、居民用电、重要公用事业用电、公益性服务用电等)尚未放开，其用电需要优先保证，其用电价格是销售电价（或政府制定的目录电价）；2) 第二部分用户（部分大工业用电、部分一般工商业用电）已放开，通过市场化交易获得电量，其用电价格由“市场交易电价+终端输配电价+政府性基金及附加”构成；3) 第三部分用电(目前还是大部分用电量)既不属于优先购电范围，又不能参与电力市场交易，其用电量仍然由电网企业统销，其用电价格也是销售电价。随着电力改革深入，预计第三部分用电将逐步纳入市场化定价。在当前电力市场化改革结构下，如假设第一部分用电不放开市场化（市场化率为0），第二部分、第三部分用电充分市场化，我们测算的2017年中国市场化用电的潜在空间为33159.21亿千瓦时（占2017年全社会用电量的潜在比例为52.57%），而2017年中国实际市场化电为16324亿千瓦时，市场电占全社会用电量实际比重25.90%，因此中国电力市场化仍有较大提升空间。

表7：2017年中国电力市场化潜在空间或将达33159.21亿千瓦时

项目	除工业外的第二产业		第二产业中的工业	第三产业	城乡居民生活用电量	
	第一产业	第二产业			合计	合计
全社会用电量（亿千瓦时）	1155.15	788.35	43624.31	8813.99	8694.77	63076.58
用电量占比（%）	1.83%	70.41%	69.16%	13.97%	13.78%	
市场化用电假设（%）	0	假设情况与工业	假设中大型企业全部参与电力市场化	公共服务不参与，除公共服务外的	0	

项目	第一产业	除工业外的第二产业	第二产业中的工业	第三产业	城乡居民生活用电量	合计
市场化用电量潜力 (亿千瓦时)	0.00	493.74	27321.91	5343.56	0.00	33159.21
市场化率潜力 (%)	0.00%	62.63%	62.63%	60.63%	0.00%	52.57%

资料来源: Wind 资讯 (1) 根据国家统计局, 2017 年工业企业营业收入、大中型工业企业营业收入分别为 116.46 万亿元、72.94 万亿元。假设 2017 年中大型工业企业/小型工业企业用电量占比为各自主营业务收入比例: 62.63%: 37.37%; 2) 根据国家统计局, 2016 年中国服务业营业收入 24.89 万亿元, 其中科技交流和推广服务业、居民服务业等公共服务业占比约 3.2%。如假设第三产业结构与服务业一致。并假设除公共服务业外的其他服务业大中型企业用电量与小微企业用电量占比与其各自营收占比一致。), 新时代证券研究所

实施煤电价格联动机制以平抑电煤价格波动影响: 为平抑电煤价格波动对电价的影响, 2015 年 12 月国家发改委公布《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》, 明确对于没有参与电力市场交易、由省级及省级以上统一调度的燃煤机组上网电量, 继续实行标杆上网电价政策和煤电价格联动机制。煤电价格联动机制以年度为周期, 以省 (区、市) 为单位组织实施, 依据电煤价格按照中国电煤价格指数确定。燃煤机组标杆上网电价严格按照煤电价格联动机制测算确定, 上网电价调整后, 相应调整销售电价。其中, 工商业用电价格相应调整, 居民生活、农业生产用电价格保持相对稳定。

每次实施煤电价格联动, 电煤价格和上网电价分别与基准煤价、基准电价相比较计算。对煤电价格实行区间联动, 以 5000 大卡/千克代表规格品电煤价格为标准: 1) 当周期内电煤价格与基准煤价相比波动不超过每吨 30 元 (含) 的, 成本变化由发电企业自行消纳, 不启动联动机制。2) 当周期内电煤价格与基准煤价相比波动超过每吨 30 元的, 对超过部分实施分档累退联动, 即当煤价波动超过每吨 30 元且不超过 60 元 (含) 的部分, 联动系数为 1; 3) 煤价波动超过每吨 60 元且不超过 100 元 (含) 的部分, 联动系数为 0.9; 4) 煤价波动超过每吨 100 元且不超过 150 元 (含) 的部分, 联动系数为 0.8; 5) 煤价波动超过每吨 150 元的部分不再联动。按此测算后的上网电价调整水平不足每千瓦时 0.2 分钱的, 当年不实施联动机制, 调价金额并入下一周期累计计算。按煤电价格联动机制调整的上网电价和销售电价于每年 1 月 1 日实施。

表8: 煤电价格联动中, 燃煤机组标杆上网电价与煤价联动计算公式, 及销售电价与燃煤机组标杆上网电价联动计算公式

情形	公式	公式注释
燃煤机组标杆上网电价与煤价联动计算公式	$P_{\Delta} = C_{\Delta} \div 5000 \times 7000 \times C_i \div 10000$	P_{Δ} : 本期燃煤机组标杆上网电价调整水平。 C_{Δ} : 上期燃煤发电企业电煤 (电煤热值为 5000 大卡/千克) 价格变动值。 C_i : 上期供电标准煤耗 (标准煤热值为 7000 大卡/千克), 以中国电力企业联合会向社会公布的各省燃煤发电企业上期平均供电标准煤耗为准。
销售电价与燃煤机组标杆上	$P = \frac{(M_s + M_b + M_c - M_s) \times P_s + \sum_{i=1}^n M_i \times P_i + K}{M}$	P : 本省销售电价调整总水平 M_s : 上期由省级及以上统调的燃煤机组上网电量 M_b : 上期以燃煤机组标杆上网电价为基础的可再生能源、燃气机组等其他电源上网

情形	公式	公式注释
网电价联动计算公式		电量
		M_C :上期本省外购按照本省燃煤机组标杆上网电价执行的电量
		M_d :上期本省外送按照本省燃煤机组标杆上网电价执行的电量
		M_i :上期本省外购按照外省燃煤机组标杆上网电价执行的电量
		P_Δ :本省燃煤机组标杆上网电价调整水平
		$P_{\Delta i}$:外购电量来源省燃煤机组标杆上网电价调整水平
		M :上期省级电网销售电量
		K :统一电价政策影响因子。

资料来源:《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》(其中,上期平均煤价变动值A(元/吨)在超过30元不超过60元(含)、超过60元不超过100元(含)、超过100元的不超过150元(含)、超过150元时的区间,纳入联动的煤价计算公式分别为: $C_\Delta = (A-30) \times 1$ 、 $C_\Delta = 30 + (A-60) \times 0.9$ 、 $C_\Delta = 30 + 40 \times 0.9 + (A-100) \times 0.8$ 、 $C_\Delta = 30 + 40 \times 0.9 + 50 \times 0.8$ 。),新时代证券研究所

电煤价格上扬拖累火电业绩,2017年7月1日起上调燃煤电厂标杆上网电价:

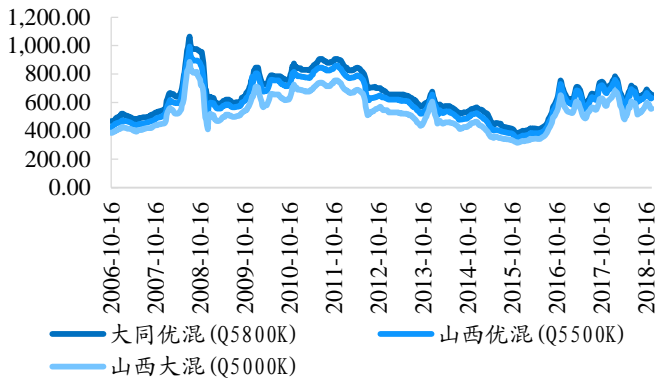
国内动力煤价格自2011年起步入5年下行周期,为减轻工业企业用电成本,2013年以来,国家连续四次下调燃煤发电上网电价,每次下调幅度大约在每千瓦时3分以内,电价持续低迷。2016年以来,随着供给侧改革及煤炭行业去产能推进,动力煤价格连续上涨,煤电企业盈利空间不断受到挤压。

但2017年初,国家发改委表示,根据煤电价格联动计算公式测算,2017年煤电标杆上网电价全国平均应上涨每千瓦时0.18分钱(未达每千瓦时0.20分钱煤电联控机制的调整线),决定2017年1月1日暂不启动联动机制,全国煤电标杆上网电价故此未作调整。2017年后,国内煤价维持高位运行,同时受直购电试点展开(以山东省电改方案为例,2017年参与市场交易的用电量计划达全省用电量的30%),火电企业受到煤企和市场化用户两头挤压,盈利能力进一步减弱,火电企业全面亏损。在此情形下,2017年6月,国家发改委下发《关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知》:自2017年7月1日起,取消向发电企业征收的工业企业结构调整专项资金,将国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准降低25%,腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆电价,并抓紧研究提出调整燃煤电厂标杆上网电价具体方案,合理调整电价结构,以缓解燃煤发电企业经营困难。

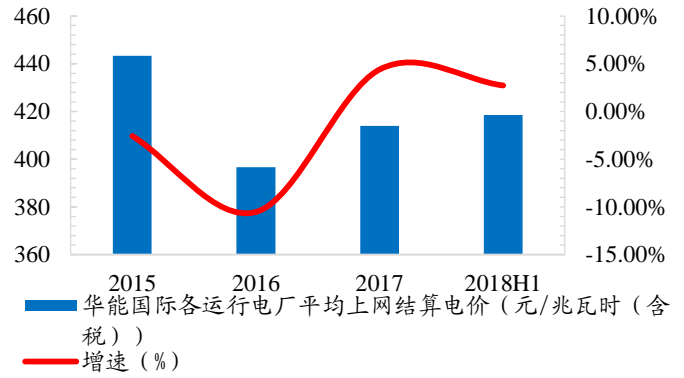
由于国家燃煤电厂上网电价在2017年7月1日起才开始上调,2017年华能国际的境内平均电价同比上涨4.79%至0.414元/千瓦时,2018年H1公司境内平均电价进一步提升至0.419元/千瓦时(同比+2.72%)。2018年全年煤炭供需格局及价格波动中枢大致稳定,预计各地的燃煤电厂的上网电价有望维持。

图50: 国内秦皇岛港煤炭平仓价的走势

图51: 2015-2018H1, 华能国际各运行电厂平均上网结算电价(元/兆瓦时(含税))



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

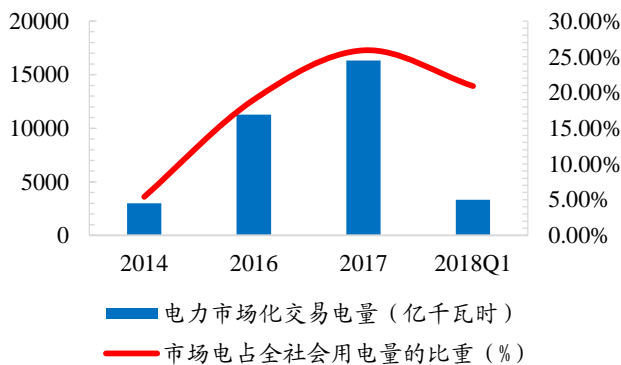


资料来源: 2015-2018H1 华能国际年报及中报, 新时代证券研究所

市场化交易电量占比快速增长: 自《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》出台以来, 电力市场化发展迅速, 电力市场化交易电量从 2014 年 3000 亿千瓦时迅速增加至 2017 年 16324 亿千瓦时, 市场电占全社会用电量比重从 2014 年 5.4% 提升至 2017 年 25.90%。

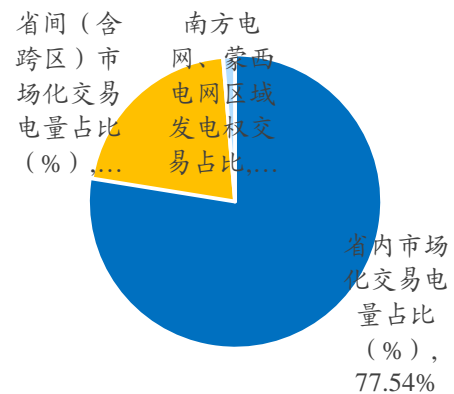
2018 年 Q1, 中国全社会用电量累计 15878 亿千瓦时 (同比+9.8%), 电网企业销售电量 12901 亿千瓦时 (同比+12.3%), 中国市场化交易电量 (含发电权交易) 合计为 3322 亿千瓦时, 市场化交易电量占全社会用电量的比重为 20.9%, 占电网企业销售电量的比重为 25.7%。2018 年 Q1, 省内市场化交易电量合计 2576 亿千瓦时 (占比 77.5%), 省间 (含跨区) 市场化交易电量合计 702 亿千瓦时 (占比 21.1%), 南方电网、蒙西电网区域发电权交易电量合计为 44 亿千瓦时 (占比 1.32%)。

图52: 市场电占全社会用电量比重快速提升



资料来源: 中电联行业发展与环境资源部, 新时代证券研究所

图53: 2017-2018 年 Q1, 煤电市场化交易电价走势



资料来源: 中电联行业发展与环境资源部, 新时代证券研究所

电力供给偏松且售电侧准入门槛较高, 市场电比计划电价格要低: 2018 年 Q1, 大型发电集团 (指参加中电联电力交易信息共享平台的 11 家中央及地方大型发电企业集团) 合计市场化交易电量 2427 亿千瓦时 (不含发电权交易), 占大型发电集团上网电量的 29%, 占全国市场化交易电量的 73%; 大型发电集团省间 (含跨区) 市场化交易电量合计 484 亿千瓦时, 占其市场化交易电量的 20%, 占全国省间 (含跨区) 市场化交易电量的 69%。2018 年 Q1, 大型发电集团上网电量合计 8445 亿千瓦时, 市场化交易电量合计 2427 亿千瓦时 (不含发电权交易)。

现阶段, 电力供给格局整体偏松, 且市场电在发电侧、售电侧的准入条件不同, 满足售电侧准入条件的仅限工业大用户 (大部分普通工商业用户不满足年用电量的要求), 而发电侧在市场电初期亦出现非理性低价竞标情形, 使得各类装机的

市场化交易电价均较各自上网电价有所下浮。2018年Q1，大型发电集团的煤电、气电、水电、风电、光伏、核电的市场化交易电价分别为0.330、0.583、0.234、0.419、0.773、0.354元/千瓦时，相较各自平均上网电价的降幅分别为0.034、0.069、0.070、0.0953、0.076、0.054元/千瓦时，降幅比例分别为-10.30%、-11.84%、-29.91%、-22.74%、-9.83%、-15.25%。火电行业集中度较高，性价比突出，从市场电对计划电的降幅绝对值、相对值而言，火电相较其他类型的装机均要小。

表9：2018年第一季度，大型发电集团各类电源市场化交易情况汇总

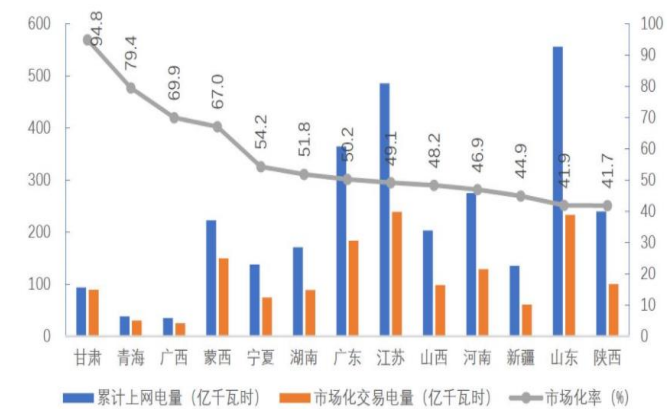
发电类型	煤电	气电	水电	风电	光伏	核电
市场化交易电量（亿千瓦时）	1872	11	232	178	21	114
市场化率	31.2%	5.6%	21.6%	33.3%	29.5%	19.7%
市场化交易电价（元/千瓦时）	0.330	0.583	0.234	0.419	0.773	0.354
较平均上网电价降幅（元/千瓦时）	0.034	0.069	0.070	0.0953	0.076	0.054
较平均上网电价降幅比例（%）	-10.30%	-11.84%	-29.91%	-22.74%	-9.83%	-15.25%

资料来源：中电联行业发展与环境资源部（其中，平均上网电价指计划电量与市场电量加权平均电价），新时代证券研究所

煤电市场化交易比例较高：2018年1季度，大型发电集团煤电机组上网电量5995亿千瓦时，占其总上网电量的71%；市场化交易电量1872亿千瓦时，市场化率为31.2%，其中跨区、跨省外送市场化交易电量222亿千瓦时。煤电上网电量平均电价（计划与市场电量加权平均电价，以下同）为0.365元/千瓦时，市场化交易（含跨区跨省市场化交易）平均电价为0.331元/千瓦时。

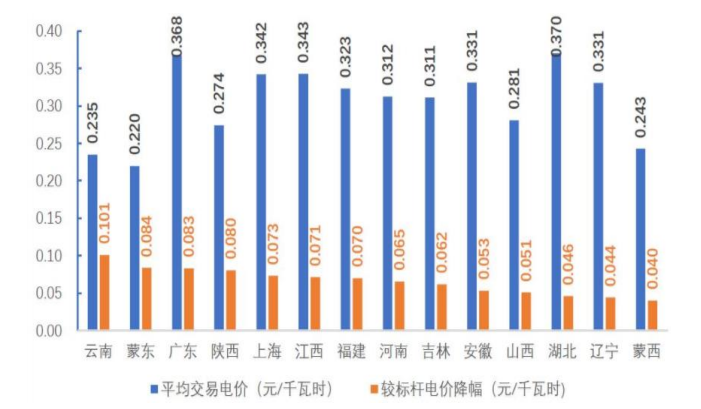
分省份而言：**1）市场化率方面：**大型发电集团煤电上网电量市场化率最高省份为甘肃省（达94.8%），青海、广西、蒙西、宁夏、湖南、广东等亦均超过50%。**2）煤电交易价格方面：**与标杆电价比较降幅最大的是云南，其市场化交易电价为0.235元/千瓦时，与标杆电价相比降幅0.101元/千瓦时，其次为蒙东、广东、陕西，市场化交易电价分别为0.220元/千瓦时、0.368元/千瓦时、0.274元/千瓦时，降幅均超过0.08元/千瓦时。

图54：2018年第一季度，煤电市场化率较高省区大型发电集团市场化交易电量图



资料来源：中电联行业发展与环境资源部，新时代证券研究所

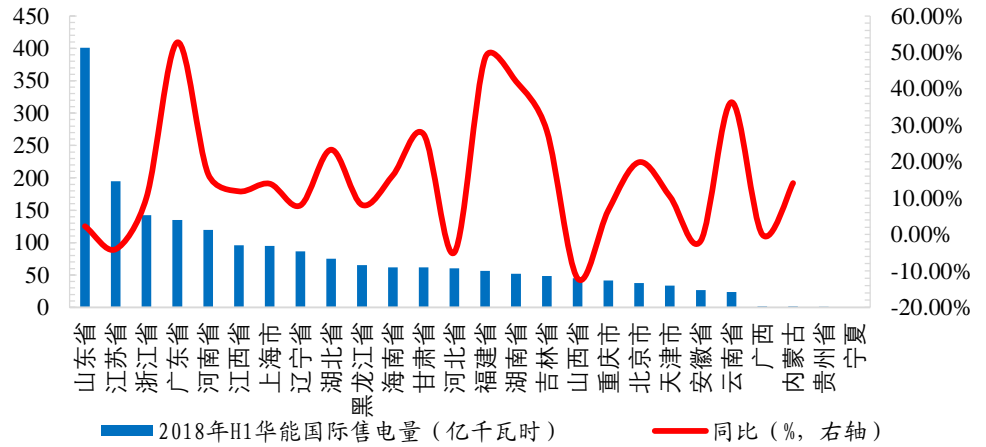
图55：2018年第一季度，部分省区煤电市场化交易价格与标杆电价示意图



资料来源：中电联行业发展与环境资源部，新时代证券研究所

2018年H1，华能国际售电量居前的省份分别为山东、江苏、浙江、广东、河南，售电量分别为401.13亿千瓦时、194.74亿千瓦时、142.31亿千瓦时、134.98亿千瓦时、119.63亿千瓦时，占公司整体售电量比例分别为20.43%、9.92%、7.25%、6.87%、6.09%，华能国际在上述五省份售电量占比合计达50.55%。

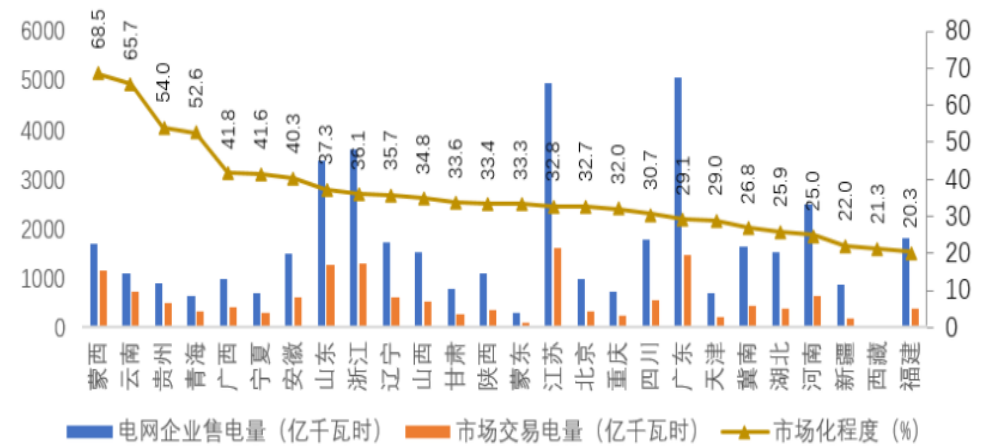
图56：2018年H1，华能国际在各省份的售电量及各自增速



资料来源：华能国际公司公告，新时代证券研究所

2017年，山东、江苏、浙江、广东、河南的电力市场化率分别为37.3%、32.8%、36.1%、29.1%、25.0%，整体水平略高于煤电市场化率水平（2018年Q1为31.2%）。

图57: 2017年分省区售电量市场化率图



资料来源：中电联行业发展与环境资源部，新时代证券研究所

2017年华能国际的市场化交易电量占比为33.61%：为适应电力体制改革的需要，公司在江苏、广东分别设立华能江苏能源销售有限责任公司和华能广东能源销售有限责任公司。2017年，公司结算交易电量1,248.23亿千瓦时，同比增加482.73亿千瓦时，交易电量比例33.61%，同比增加8.06个百分点，结算电价359.3元/千千瓦时，较基础电价降幅39.68元/千千瓦时，降幅同比减少28.56元/千千瓦时。其中，直接交易电量996.23亿千瓦时，同比增加406.33亿千瓦时，结算电价368.06元/千千瓦时，较基数电价降幅31.24元/千千瓦时，降幅同比减少29.98元/千千瓦时。

表10: 2016-2017年，华能国际的结算交易电量及占比

项目	2016年	2017年	变动
结算交易电量 (亿千瓦时)	765.5	1,248.23	482.73
售电量 (亿千瓦时)	2,958.0	3,714.0	756.0
结算交易电量/售电量 (%)	25.88%	33.61%	内容
结算交易电量电价较基础电价降幅 (元/千千瓦时)	-68.24	-39.68	28.56
其中:			
直接交易电量 (亿千瓦时)	589.9	996.23	406.33
直接交易电量电价较基数电价降幅 (元/千千瓦时)	-61.22	-31.24	29.98

资料来源：华能国际 2017 年公司年报，新时代证券研究所

电煤价格上涨及发电企业理性报价竞争，2018 年 Q1 煤电市场化交易价格相较于基准电价已经明显缩窄：2017Q1-Q3，水电市场化交易电价从 0.23 元/千瓦时下滑至 0.2081 元/千瓦时，体现出激烈竞争及非理性报价趋势。但同期，由于煤炭价格大幅上涨，且 2017 年 7 月 1 日起煤电上网价格上调影响，煤电市场化交易价格则从 0.3124 元/千瓦时提升至 0.3312 元/千瓦时，由于煤电成本制约，相对水电而言，煤电市场化交易过程更加理性。

2017 年 Q3-2018Q1，发电企业在市场化交易过程竞标报价逐步向理性回归，叠加用电需求旺盛及电力供给偏紧，水电市场化交易电价从 0.2081 元/千瓦时提升至 0.2344 元/千瓦时。同期，煤电市场化交易价格基本在高位盘整，2018 年 Q1 煤电市场化交易价格相较于基准电价已经明显缩窄。

图58： 2017Q1-2018Q1，水电市场化交易电价走势

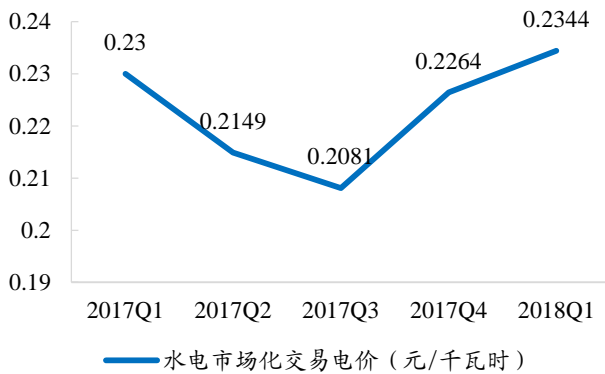
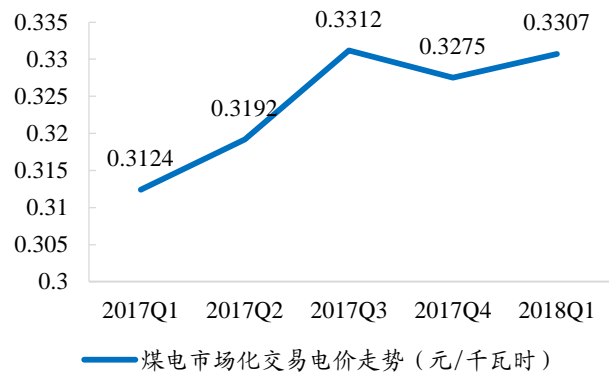


图59： 2017Q1-2018Q1，煤电市场化交易电价走势



资料来源：中电联行业发展与环境资源部，新时代证券研究所

资料来源：中电联行业发展与环境资源部，新时代证券研究所

降低企业成本 VS 保障火电企业经营效益，计划电价格有望维持，市场电价格预计逐步上浮：中国经济步入新常态，经济调控遵从 2015 年 12 月提出的三去一补（去产能、去库存、去杠杆、降成本、补短板）方针，通过减税、降低生产资料成本等来降低企业成本，成为经济重要抓手。面对美国特朗普通过减税、优惠等方式促进制造业回流，中国有更强降低企业成本的动力。《2018 年政府工作报告》提及“大幅降低企业非税负担”时表示，降低电网环节收费和输配电价格，一般工商业电价平均降低 10%（但国家发改委表示，在这一电价调整方案里，发电企业上网电价未做调整，不影响煤电企业效益，且降低一般工商业用电价格还将带动用电量和发电耗煤量增加）。**1）煤电上网电价方面：**除非动力煤价格大幅上扬并触发煤电联动机制，否则国家不太可能上调全面上调煤电上网电价。考虑到当前煤电企业盈利能力欠缺（甚至亏损），也缺乏下调煤电上网电价的基础。**2）煤电市场价格方面：**长期而言，十三五规划后期，电力装机增速将落后于电力消费增速（尤其是煤电装机将大幅放缓），电力供给格局将适度趋紧，市场电需求侧逐步放开（市场电需求增加），煤电市场化价格存在逐步上浮的预期（甚至可能会上浮到高于上网电价）。短期而言，煤电企业非理性报价消退将促进市场电上浮，但会受到动力煤价格波动制约。我们据此预测 2018-2020 年华能国际的各运行电厂平均上网结算电价分别为 0.4178 元/千瓦时、0.4244 元/千瓦时、0.4342 元/千瓦时。2018 年预测电价结果（0.4178 元/千瓦时）与 2018H1 的实际平均电价（0.4186 元/千瓦时）较为接近。

表11： 华能国际的平均电价预测

项目	2016	2017	2018E	2019E	2020E
计划电占比 (%)	74.12%	66.39%	60.93%	55.46%	50.00%

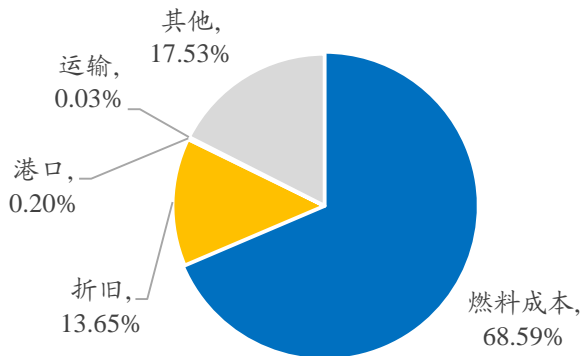
项目	2016	2017	2018E	2019E	2020E
计划电平均价格 (元/千瓦时)		0.4417	0.4417	0.4417	0.4417
市场电占比 (%)	25.88%	33.61%	39.07%	44.54%	50.00%
市场电平均价格 (元/千瓦时)		0.3593	0.3805	0.4029	0.4267
各运行电厂平均上网结算电价 (元/千瓦时)	0.3966	0.4140	0.4178	0.4244	0.4342

资料来源: 华能国际 2016-2017 年公司年报(1)由于此前我们预测市场电占比潜在上限为 52.57%, 再考虑到当前电力市场化推进较快, 假设 2020 年基本完成本轮电力市场化改革, 即 2017-2020 年市场电占比由 33.61% 线性增加至 2020 年 50%; 2) 2018-2020 年的计划电平均价格与 2017 年一致, 为 0.4417; 3) 由于 2018Q1, 市场电价格同比上浮 5.9%, 假设该趋势持续, 2018-2020 年市场电价格均以每年 5.9% 比率提升) 新时代证券研究所

2.6、盈利因子四 (煤价): 电厂长协煤占比提升, 市场煤供需趋宽松, 平均电煤价格将缓慢下行

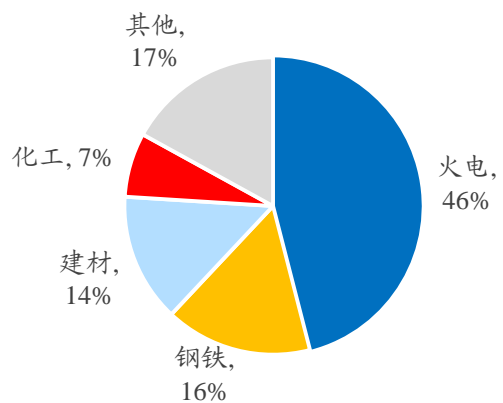
煤炭价格长期由供需格局决定, 短期受“火电煤炭企业博弈及发改委干预”影响: 煤炭是火电行业主要成本之一, 2017 年华能国际燃料成本占营业成本的比重高达 68.59%。由于动力煤市场价格波动剧烈, 煤炭价格成为影响火电行业的最重要变量之一。从煤炭下游需求结构而言, 火电、钢铁、建材、化工等四大耗能行业分别占据煤炭消费量的 46%、16%、14%、7%, 在煤炭消费结构中, 火电行业地位举足轻重。虽然动力煤价格主要受到市场供需格局影响, 但火电行业及煤炭行业之间博弈, 以及发改委等国家行政调控均发挥着重要作用。市场供需格局决定长期煤炭走势, 而“火电煤炭企业博弈及发改委调控”对动力煤短期价格影响更大。

图60: 2017年, 华能国际的营业成本占比 (%)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图61: 煤炭下游行业的煤炭需求量占比 (%)



资料来源: 北极星电力网新闻中心, 新时代证券研究所

煤炭去产能“进程及力度”有望放缓, 2018年煤价有望稳中趋降: 2016年, 中国煤炭有效产能(可供量)为 37.85 亿吨, 实际生产量为 34.11 亿吨, 净进口量为 2.47 亿吨, 本年消耗历史煤炭库存 1.28 亿吨, 煤炭消费总量为 38.46 亿吨。根据 2016 年 2 月《国务院关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见(国发[2016] 7 号)》, 从 2016 年开始, 用 3 至 5 年的时间, 再退出产能 5 亿吨左右、减量重组 5 亿吨左右。根据《中能网》, 2016-2017 年累计化解过剩煤炭产能约 5.4 亿吨, 基本实现 7 号文目标。2018 年 4 月国家发改委等六部委印发《关于做好 2018 年重点领域化解过剩产能工作的通知》: 力争 2018 年煤炭行业化解过剩产能 1.5 亿吨左右, 确保 8 亿吨左右煤炭去产能目标实现三年“大头落地”。如果 2018 年实现 1.5 亿吨目标, 则三年化解过剩产能约 7 亿吨, 距离“十三五”规划 8 亿吨去产能目标仅差约 1 亿吨。随着去产能目标接近, 预计 2018 年后煤炭去产能的“进程及力度”将

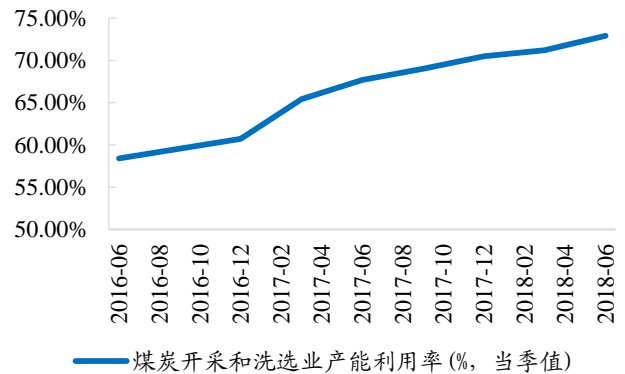
有所放缓。加之国内能源消费结构中，天然气等清洁能源的消费占比快速提升，预计煤炭价格将企稳或有所回落。

图62: 2006-2016年, 中国煤炭消费供需平衡表(亿吨)

年份	可供量	生产量	净进口量 (右轴)	年初年末库存差额 (右轴)	消费量
2006	25.13	25.29	(0.25)	0.10	25.51
2007	26.55	26.92	(0.02)	(0.34)	27.27
2008	27.51	28.02	(0.05)	(0.46)	28.11
2009	30.13	29.73	1.03	(0.64)	29.58
2010	35.56	34.28	1.64	(0.37)	34.90
2011	39.31	37.64	2.08	(0.42)	38.90
2012	41.87	39.45	2.79	(0.38)	41.17
2013	42.50	39.74	3.20	(0.44)	42.44
2014	41.18	38.74	2.85	(0.41)	41.16
2015	39.71	37.47	1.99	0.25	39.70
2016	37.85	34.11	2.47	1.28	38.46

资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图63: 2016Q2-2018Q2, 煤炭开采和洗选业的产能利用率(%)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

煤炭优质产能释放, 2020年煤炭供需格局与2015年接近: 根据《能源发展“十三五”规划(2015-2020年)》及《煤炭工业发展“十三五”规划》: 2015-2020年期间, 中国煤炭消费总量将从39.6亿吨增加至41亿吨(CAGR为0.70%), 煤炭生产总量将从37.5亿吨提升至39亿吨(CAGR为0.80%)。也即, 预计到2020年国内煤炭消费与产出缺口为2亿吨(41亿吨消费总量与39亿吨生产总量的差额), 该部分产出缺口将由“净进口量、以及消耗历史煤炭库存”来补充。2020年国内煤炭消费与产出缺口与2015年情形最为接近, 2015年中国煤炭生产量为37.47亿吨, 消费总量为39.7亿吨, 煤炭消费与产出缺口为2.23亿吨(其中, 1.99亿吨由净进口量补充, 0.25亿吨由历史煤炭库存补充), 2015年, 山西大同优混(Q5800K)动力煤价格在400-550元/吨左右。考虑到2015年前后仍存在很多安全、环保不规范的落后煤炭产能, 这部分产能可能增加市场供给, 却未纳入国家统计口径, 而2020年由于环保、安全等限制这部分落后、不规范煤炭产能基本淘汰, 因此我们认为2020年前后, 中国山西大同优混动力煤价格在525-575元/吨左右。

此外, 2015-2020年期间, 中国煤炭消费比重从64%降低到58%以下, 电煤占煤炭消费比重将从49%提升至55%, 随着电厂煤炭消费占比增加, 下游电厂在煤炭议价能力方面将进一步增强。

表12: 十三五期间, 中国煤炭消费总量及结构

类别	指标	单位	2015年	2020年	年均增长	属性
能源总量	一次能源生产量	亿吨标准煤	36.2	40	2.00%	预期性
	电力装机总量	亿千瓦	15.3	20	5.50%	预期性
	能源消费总量	亿吨标准煤	43	<50	<3%	预期性
	煤炭消费总量	亿吨原煤	39.6	41	0.70%	预期性
	全社会用电量	万亿千瓦时	5.69	6.8-7.2	3.6-4.8%	预期性
能源安全	能源自给率	%	84	>80		预期性
能源结构	非化石能源装机比重	%	35	39	[4]	预期性
	非化石能源发电量比重	%	27	31	[4]	预期性
	非化石能源消费比重	%	12	15	[3]	约束性
	天然气消费比重	%	5.9	10	[4.1]	预期性
	煤炭消费比重	%	64	58	[-6]	约束性

类别	指标	单位	2015年	2020年	年均增长	属性
能源效率	电煤占煤炭消费比重	%	49	55	[6]	预期性
	单位国内生产总值能耗降低	%	-	-	[15]	约束性
	煤电机组供电煤耗	克标准煤/千瓦时	318	<310		约束性
	电网线损率	%	6.64	<6.5		预期性
能源环保	单位国内生产总值二氧化碳排放降低	%	-	-	[18]	约束性

资料来源：《能源发展“十三五”规划（2015-2020年）》，新时代证券研究所

如 2017 年底的煤炭在建产能在 2020 年顺利投产，基本可满足煤炭十三五规划提出的煤炭产量 39 亿吨要求：根据国家能源局：截至 2017 年 12 月底，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。

煤炭预期进展而言，根据《中能网》，2016-2017 年累计化解过剩煤炭产能约 5.4 亿吨，也即距离 2020 年化解 8 亿吨落后产能目标而言，2018-2020 年还将化解 2.6 亿吨落后产能。2017 年底煤炭投产及在建产能合计 43.55 亿吨，如 2020 年如期完成 2.6 亿吨落后产能淘汰以及 10.19 亿吨在建产能投产（其中 3.57 亿吨/年于 2017 年底已建成、进入联合试运转），则 2020 年煤炭投产产能预计为 40.95 亿吨（33.36+10.19-2.6），基本可以满足《煤炭工业发展“十三五”规划》提出的 2020 年煤炭产量 39 亿吨的要求。

表13： 十三五期间，中国煤炭产量预计将从 2015 年 37.5 亿吨增加至 2020 年的 39 亿吨（CAGR 为 0.8%）

指标	单位	2015年	2020年	年均增速[累计]
(1) 新增煤炭查明资源储量	亿吨		2000	
(2) 煤炭产量	亿吨	37.5	39	0.80%
(3) 煤炭消费量	亿吨	39.6	41	0.70%
(4) 化解淘汰过剩落后产能规模	亿吨/年		8	
(5) 通过减量置换和优化布局增加先进产能规模	亿吨/年		5	
(6) 大型煤炭基地产量比重	%	93	95	[↑2]
(7) 大型煤矿产量比重	%	73	80	[↑7]
(8) 煤矿数量	处	9700	6000	[-39%]
(9) 企业数量	家	6000	<3000	[-50%]
(10) 5000 万吨级以上大型煤炭企业产量比重	%	55	60	[↑5]

资料来源：《煤炭工业发展“十三五”规划》，新时代证券研究所

建立预警机制，平抑煤炭市场价格异常波动：2017 年 1 月，四部门联合印发《关于平抑煤炭市场价格异常波动的备忘录的通知》：就推进重点供煤和用煤企业共同参与平抑煤炭市场价格异常波动工作达成一致。《备忘录》明确，2016 年到 2020 年期内，以年度为周期，建立电煤钢煤中长期合作基准价格确定机制，以重点煤电钢企业中长期基准合同价为基础，建立价格异常波动预警机制，将动力煤具体划分为三种情况。

- ✓ **绿色区域（价格正常）：**价格上下波动幅度在 6% 以内（以 2017 年为例，重点煤电企业动力煤中长期基础合同价为 535 元/吨，绿色区域为 500~570 元/吨）。当价格位于绿色区域，充分发挥市场调节作用，不采取调控措施；
- ✓ **蓝色区域（价格轻度上涨或下跌）：**价格上下波动幅度在 6%~12% 之间（以

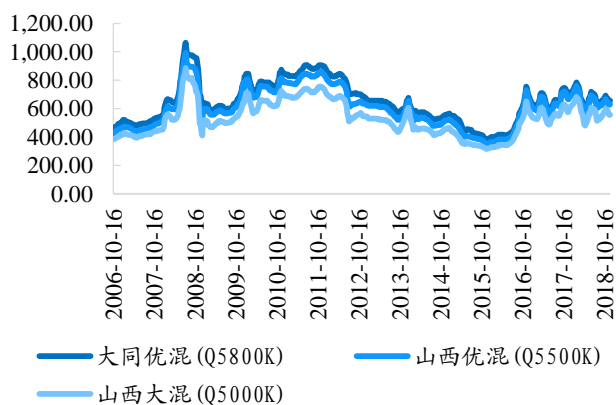
2017 年为例，黄色区域为 570 元~600 元/吨或 470~500 元/吨)。当价格位于蓝色区域，重点加强市场监测，密切关注生产和价格变化情况，适时采取必要的引导措施；

- ✓ **红色区域(价格异常上涨或下跌):** 价格上下波动幅度在 12% 以上(以 2017 年为例，红色区域为 600 元/吨以上或 470 元/吨以下)。当价格位于红色区域，启动平抑煤炭价格异常波动的响应机制。响应机制包括：1) 但市场现货煤炭价格异常上涨时，有关部门采取投放煤炭储备，加强对生产流通消费企业最高库存情况的监督检查，严格查处价格违法行为，加强中长期合同履行监管，商请铁路部门集中运输低成本煤炭等措施；行业协会加强行业自律，提醒会员企业按合理价格采购或销售煤炭。2) 当市场现货煤炭价格异常下降时，有关部门采取加大煤炭储备，加强对生产流通消费企业最低库存情况的监督检查，严格查处低价倾销行为，加强中长期合同履行监管等措施；煤炭行业协会引导会员企业以销定产，不低于成本销售煤炭，电力、钢铁等行业协会引导会员企业按合理价格采购煤炭。

炼焦煤中长期合同，以“基准价加级差”的定价方式，以重点炼焦煤企业与钢铁企业签订的中长期基准合同价为基础，建立价格异常波动预警机制。在基准价的基础上对数量大、运距远、还款快的用户给予一定程度的优惠。

2018 年 4 月，煤炭价格触及红色区域，发改委如期启动价格异常波动预警机制，出台煤炭价格管控的 9 项措施：2016 年起，随着煤炭行业供给侧改革推进，动力煤价格快速上扬，2017 年动力煤价格持续在高位盘整。2017 年下半年以来，煤炭现货价格经历了持续走高到明显回落的过程，煤价一度回归合理区间。但 2018 年 4 月份以来，在电煤需求增加、动力煤期货价格上涨影响市场预期、中间环节炒作等因素共同作用下，煤价有所反弹，**动力煤价格一度触及《关于平抑煤炭市场价格异常波动的备忘录的通知》规定的红色区间上扬（600 元/吨以上），将启动平抑煤炭价格异常波动的响应机制。**

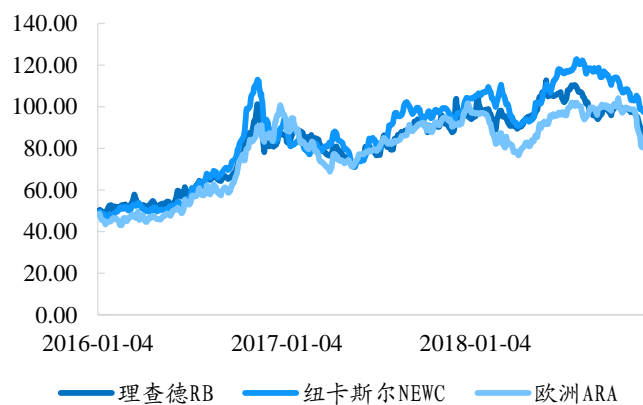
图64： 秦皇岛煤炭平仓价走势（元/吨）



资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

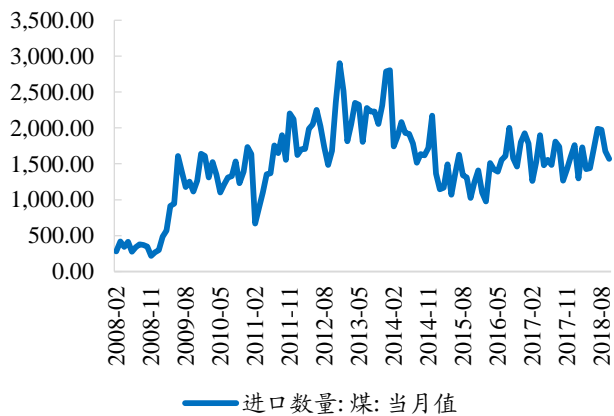
图66： 中国进口煤数量（当月值，万吨）

图65： 国际三大港动力煤现货价（美元/吨）



资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

图67： 2018 年 4 月以来，煤炭价格大幅上涨无市场基础



清洁能源替代不断加强。5月以来水力发电量持续增加，随着水力发电进入旺季，对火电的替代效应不断显现。

煤炭库存较为充足。目前全国统调电厂存煤超过1亿吨，同比增长约7%，可用22天。

中长期合同“压舱石”作用日益突出。中长期合同签约履约率明显提高，今年以来，年度中长期合同价格一直稳定在合理区间。



煤炭运输得到有效保障。今年1至4月，国家铁路煤炭运量同比增加5300万吨、增长11%，其中晋陕蒙煤炭运量同比增加5000万吨、增长15%。

煤炭库存较为充足。目前全国统调电厂存煤超过1亿吨，同比增长约7%，可用22天。

资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

2018年5月18日，国家发改委经济运行调节局负责人在回应近期煤价上涨过快问题时表示：当前煤炭价格大幅上涨没有市场基础，近期将采取增产量、增产能、增运力、增长协、增清洁能源、调库存、减耗煤、强监管、推联营等9项措施，以进一步稳定煤炭市场、促进市场煤价回归合理区间。5月21日、5月25日，国家发改委分别召开煤电工作会议、电煤市场供需及价格座谈会，以落实之前提出的9条措施。会议还要求新增2亿至3亿吨铁路配置运力的产运需三方长协合同，及神华、中煤等主要煤企带头把5500大卡的月度长协价格降到绿色区间570元/吨以内等。5月22日，国家发改委发布《关于公布煤炭市场违法违规行为举报方式的通知》，以加强煤炭市场监管，严厉打击违法违规炒作煤价、囤积居奇等行为。在发改委多项措施集中出台管控煤炭价格下，2018年6月起，煤炭非理性上涨势头得以遏制，呈现向蓝色区间回归的趋势。

表14: 2018年5月，发改委引导市场煤价回归并稳定在合理区间的九项措施

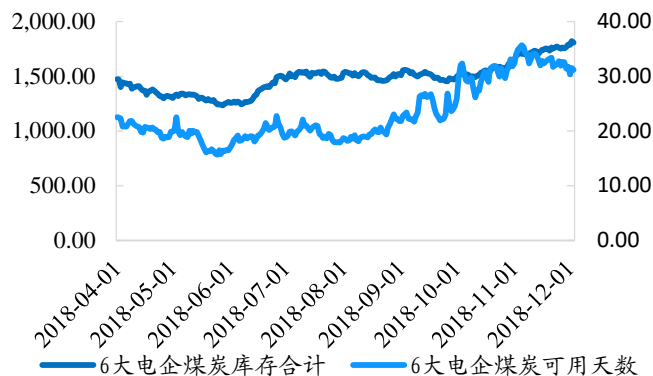
情形	公式注释
增产量	协调重点产煤地区和煤炭企业，在确保安全的前提下提高产能利用率，努力增加产量，特别是晋陕蒙地区要力争实现每日增产30万吨以上。
增产能	进一步完善和落实产能置换指标交易等优惠政策，鼓励引导优质产能加快释放，有序增加1亿吨优质产能。
增运力	铁路将进一步挖掘运输潜力，优化运力调度，增加运力有效供给。铁路运力将向煤炭中长期合同、应急保供用煤和绿色区间煤价资源倾斜。支持港口资源向合理区间煤价资源倾斜。
增长协	开展煤炭中长期合同履约信用核查，加强政策引导和信用约束，进一步提高中长期合同比重和履约率。
增清洁能源	协调电网增发增供风、光、水、核等清洁电力，减少火力发电，相应减少电煤消耗。
调库存	进一步增加煤炭库存的调节弹性，在生产、消费和中转环节确定1亿吨左右的煤炭可调节库存，近期对铁路直接供煤的发电企业，适度降低存煤可用天数，以平衡电煤市场供求。
减耗煤	结合环保治理有关要求，对高耗煤企业实施需求侧管理，督促京津冀及周边、长三角、珠三角区域等重点地区进一步加强重点耗煤企业管理，将年度减煤目标任务分解落实到具体企业，将高耗煤企业列入重点节煤减排监管范围。
强监管	加强煤炭市场价格监管，对违法违规炒作煤价、囤积居奇的行为坚决依法依规严厉查处。
推联营	研究完善进一步推动煤电联营的政策措施，支持上下游产业有机整合，更好发挥协同效应，提高抵御市场风险能力。

资料来源：搜狐网，新时代证券研究所

电厂库存及煤炭企业库存处于中低位水平，当前煤炭价格仍存在一定支撑：煤炭库存可作为分析煤价的先行指标，煤炭库存可分为电厂库存、港口库存、煤炭企业厂商库存。一般传导路径为，社会用电量增加及煤电企业发电量增加，随后电厂煤炭库存下降，随后港口（秦皇岛港口）库存下降，最后为煤炭企业厂商库存下降。

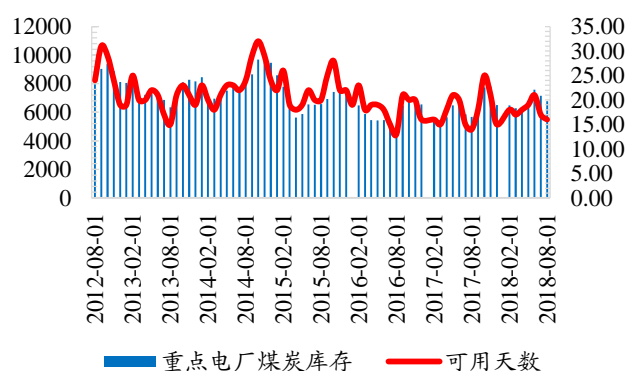
当煤炭库存量下降时，以及发生补库存时，煤价存在上扬的动力。2018年8月24日，6大电厂企业煤炭库存量为1461.04万吨（可用天数为19.36天）。2018年04月30日，中国重点电厂煤炭库存量为6,266.00万吨（可用天数为18天），电厂库存量处于中等偏低的水平。

图68: 6大电厂煤炭库存合计(万吨)及可用天数(日)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图69: 重点电厂煤炭库存(万吨)及可用天数(日)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

2018年8月24日，秦皇岛港煤炭库存量为598.5万吨。由于2015年以来煤炭供给不足并持续消化历史煤炭库存（2015年、2016年分别消耗历史煤炭库存0.25亿吨、1.28亿吨），2018年7月，全国国有重点煤矿库存为2,140.15万吨，已高度接近历史低位水平，说明当前煤炭价格仍存在一定支撑。

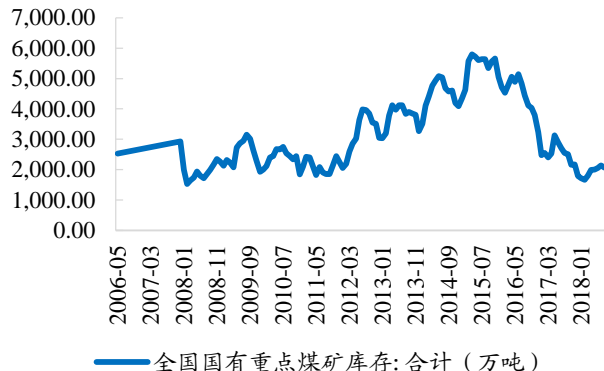
考虑到煤炭价格高于600元/吨时将触发“平抑煤炭价格异常波动的响应机制”，而发电量增速较快以及煤炭库存低位又将支撑煤炭价格，我们预计2018年下半年至2020年，市场煤炭价格将呈现小幅震荡下行的格局。

图70: 秦皇岛港的煤炭库存量走势(万吨)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

图71: 全国国有重点煤炭库存量走势(万吨)



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

华能国际煤炭采购中长协煤占比大幅提升: 华能国际虽然拥有少量煤炭资源（包括权益产能279万吨/年，控制产能1,260万吨/年）。随着公司在建项目的投产，将有利于公司成本的控制，但截至2017年末，公司尚无内部采购煤炭。

- ✓ **煤炭采购量方面:** 随着已投产装机规模增长及发电量增加，2017年华能国际共采购原煤16,796万吨（同比+27.63%）。2013年电煤价格并轨后，华能国际自主与煤炭企业签订了长期协议，以保证煤炭供应。2016年下半年起，煤炭供应紧张，公司加大临时性煤炭采购规模。2017年以来国家出台政策鼓励和引导煤炭采购采用长期协议模式，公司2017年长协模式采购煤炭比例大幅提高24.63个百分点至63.69%：1）长协煤采购量为

10,697 万吨(同比+108.11%);2)市场煤采购量为 6,099 万吨(同比-23.95%)。

- ✓ **煤炭采购价格方面:** 自 2016 年下半年受政府煤炭去产能、减量化生产政策及需求增加的叠加影响,煤炭价格快速上涨后,2017 年全年煤炭价格高位波动,全年煤炭价格同比大幅提高。2017 年,公司长协煤采购均价为 557.42 元/吨(同比+33.92%),同比上涨,市场煤采购均价为 530.92 元/吨(同比+24.16%)。

表15: 2015~2017 年公司煤炭采购指标(单位: %、元/吨、万吨、百分点)

项目	2015 年	2016 年	2017 年	2017 年变动
长协采购占比 (%)	48.35	39.06	63.69	24.63pct
长协采购价格 (元/吨)	401.9	416.23	557.42	33.92%
市场采购占比 (%)	51.65	60.94	36.31	-24.63pct
市场采购价格 (元/吨)	415.08	427.61	530.92	24.16%
煤炭采购总量 (万吨)	13056	13,160	16,796	27.63%

资料来源: 华能国际 2018 年公司债券跟踪评级报告, 新时代证券研究所

预计 2018-2020 年, 华能国际平均煤炭采购价格逐步下降, 盈利能力及经营业绩将逐步好转: 自 2016 年 9 月起, 国内煤炭价格持续上涨, 2017 年后, 煤炭价格有所回落但整体煤炭价格较上年平均价格大幅上涨, 受此影响, 国内电力行业整体盈利水平较上年大幅下降, 整体经营情况及财务指标均明显弱化。

考虑到 2020 年前后煤炭消费与产出缺口与 2015 年较为一致, 我们认为 2020 年前后, 中国动力煤价格在 525-575 元/吨左右。我们预测 2018-2020 年华能国际的平均煤炭采购价格为 554.98 元/吨、538.08 元/吨、521.25 元/吨。公司煤炭采购价格下降, 盈利能力及经营业绩有望好转。

表16: 2018-2020 年, 华能国际的煤炭采购价格情况预测

项目	2015A	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
长协采购占比 (%)	48.35%	39.06%	63.69%	55.54%	60.27%	65%
长协采购价格 (元/吨)	401.9	416.23	557.42	542.4	527.15	511.9
市场采购占比 (%)	51.65%	60.94%	36.31%	44.46%	39.73%	35.00%
市场采购价格 (元/吨)	415.08	427.61	530.92	570.7	554.65	538.61
平均煤炭采购价格 (元/吨)	408.71	423.16	547.80	554.98	538.08	521.25

资料来源: 华能国际 2018 年公司债券跟踪评级报告, 新时代证券研究所

3、竞争优势: 股东背景雄厚, 规模及技术优势凸显

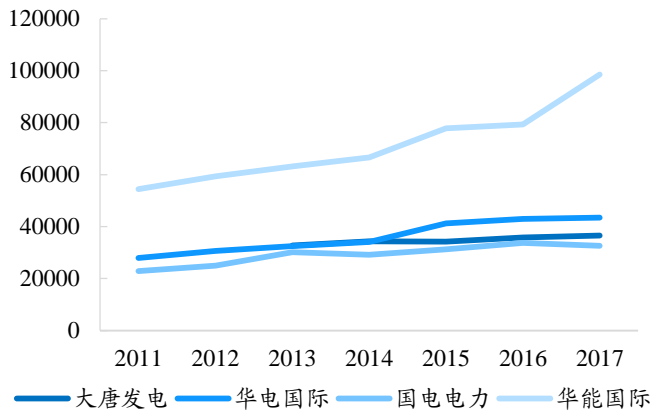
3.1、规模优势: 装机容量及纯粹火电标的的优势

2017 年华能国际的火电装机市占率 8.91%, 领先于国内同行: 2017 年末, 华能国际可控装机容量为 104321 兆瓦, 其中燃煤电厂装机容量为 87558.5 兆瓦(占比 83.93%), 燃气装机容量为 10419 兆瓦(占比为 9.99%), 燃油电厂 600 兆瓦(占比 0.58%), 权益装机容量为 92003 兆瓦。公司是 A 股最纯粹的火电行业龙头企业, 2017 年火电装机容量合计 98577.5 兆瓦, 占公司总装机的 94.49%, 2017 年火电装机容量及占比均高于华电国际(火电装机为 43,426.5 兆瓦, 占总装机比例为 88.30%)、大唐发电(火电装机为 36,515 兆瓦, 占总装机比例为 76.02%)、国电电力(火电装机为 32620 兆瓦, 占总装机比例为 62.46%) 等同类企业。

2017 年底, 中国火电装机容量为 1,106,040 兆瓦, 华能国际、华电国际、大唐

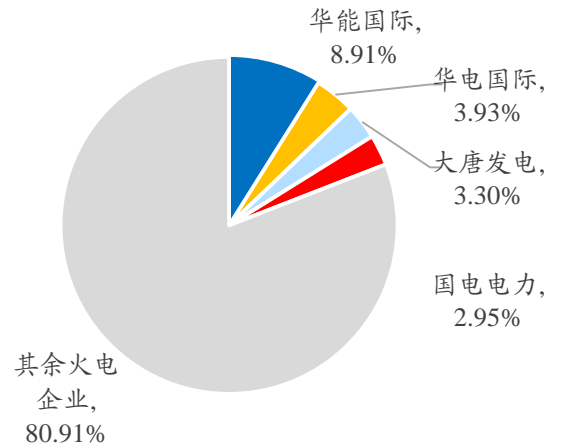
发电、国电电力、其他火电企业的火电装机市占率分别为 8.91%、3.93%、3.30%、2.95%、80.91%，华能国际火电龙头地位彰显。火电企业市占率越高时，在“与上游煤炭企业价格谈判，参与下游市场化电力价格谈判”方面的优势将更为显著，且内部“高效节能环保的发电技术、以及先进的成本管控及激励机制”可在更大范围内贡献，充分利用其规模优势来降低成本并提升效益，以强化竞争优势。

图72: 华能国际、华电国际、国电电力、大唐发电的火电装机容量(兆瓦)



资料来源: 大唐发电、华电国际、国电电力、华能国际等公司历年年报(华能国际 2017 年可控装机容量为 10432.10 兆瓦, 其中燃煤电厂为 8755.85 兆瓦, 占比为 83.93%, 燃气装机容量为 10419 兆瓦, 占比为 9.99%, 假设 2011-2017 年华能国际燃煤电厂装机与可控装机容量比例亦为 93.92%) , 新时代证券研究所

图73: 华能国际境内各电厂燃煤机组加权厂用电率



资料来源: Wind 资讯及大唐发电、华电国际、国电电力、华能国际等公司历年年报, 新时代证券研究所

2018 年华能国际的可控装机容量增速约 2.82%，清洁能源装机速度较快: 2018 年，华能国际计划新投产火电装机、风电装机、光伏装机分别为 1990 兆瓦、803 兆瓦、151 兆瓦。据此预计 2018 年底，华能国际可控装机容量将达 107265 兆瓦(同比+2.82%)，其中火电装机将达 100567.5 (同比+2.02%)，风电装机将达 5381.3 兆瓦(同比+17.54%)，光伏装机将达 939.4 兆瓦(同比+19.15%)。

表17: 2018 年公司主要计划投产电力项目(单位: 万千瓦、亿元)

项目名称	预计装机容量	项目进展	预计投产时间	总投资	投资比例
罗源电厂	2*66	已核准	2018 年 4 季度	61.82	100%
烟台八角 1 号机组	67	已核准	2018 年 4 季度	52.96	80%
重庆奉节金山风电	11	已核准	2018 年 4 季度	9.56	100%
河北康保闰油坊风电	4.8	已核准	2018 年 4 季度	3.64	100%
河北康保徐家营风电	4.8	已核准	2018 年 4 季度	3.85	100%
河南浉池风电	7.8	已核准	2018 年 4 季度	12.6	100%
河南汤阴风电	15.18	已核准	2018 年 4 季度	13.04	100%
河南甄窑风电	4.8	已核准	2018 年 4 季度	4.35	100%
江西高龙山风电	8	已核准	2018 年 4 季度	7.04	100%
湖南连坪风电	10	已核准	2018 年 4 季度	8.94	100%
湖北钟祥胡家湾风电	12.6	已核准	2018 年 2 季度	13.09	100%
江苏仪征风电	1.32	已核准	2018 年 1 季度	5.28	100%
江苏太仓灰场光伏二期	1	已备案	2018 年 2 季度	0.8	100%
浙江长兴夹浦分布式光伏	1	已备案	2018 年 2 季度	0.81	100%
黑龙江东海光伏	2	已备案	2018 年 2 季度	1.53	100%

项目名称	预计装机容量	项目进展	预计投产时间	总投资	投资比例
黑龙江双榆光伏	2	已备案	2018年2季度	1.42	100%
黑龙江新华光伏	2	已备案	2018年2季度	1.48	100%
浙江嘉善西塘光伏	1.1	已备案	2018年2季度	0.88	100%
海南澄迈光伏	4	已备案	2018年2季度	3.49	91.80%
吉林镇赉风电场光伏	2	已备案	2018年2季度	1.5	100%

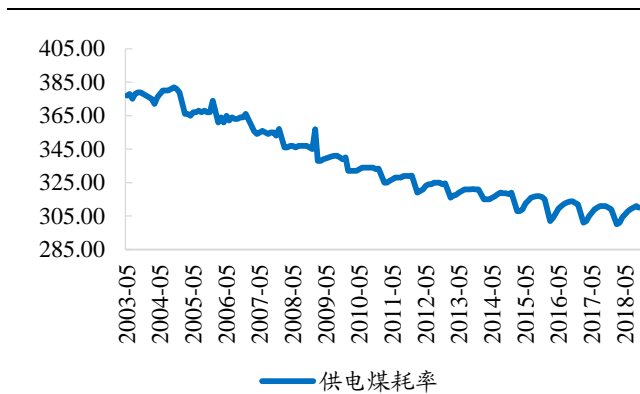
资料来源：华能国际 2018 年公司债券跟踪评级报告，新时代证券研究所

3.2、技术优势：经济技术指标高

华能国际供电煤耗、厂用电率等经济技术指标保持行业领先水平：2016 年、2017 年火电行业的平均供电耗煤率分别在 302-313.80 克/千瓦时（均值在 307.9 克/千瓦时）、及 301-311.33 克/千瓦时（均值在 306.17 克/千瓦时）之间。2016 年、2017 年，华能国际全年燃煤发电机组平均供电耗煤率分别为 307.69 克/千瓦时、306.48 克/千瓦时，华能国际的火电供电耗煤率基本与行业水平一致。

2010-2018 年，火电行业平均供电耗煤率从 335 克/千瓦时降低至 305 克/千瓦时（降幅比例达 8.96%）。随着行业供电耗煤率继续降低，行业盈利能力将整体改善。

图74：火电行业的平均供电耗煤率走势（克/千瓦时）

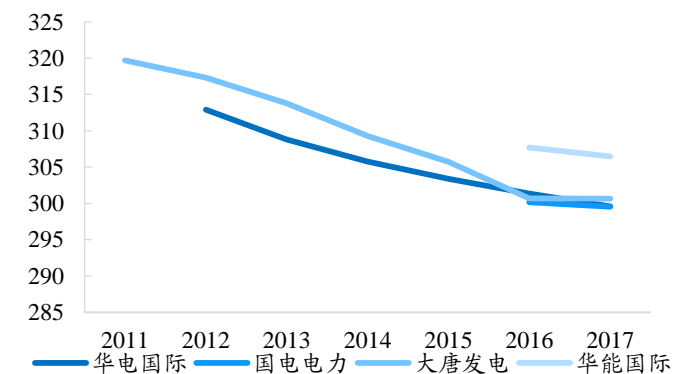


资料来源：Wind 资讯，新时代证券研究所

图76：发电行业的发电厂用电率情况

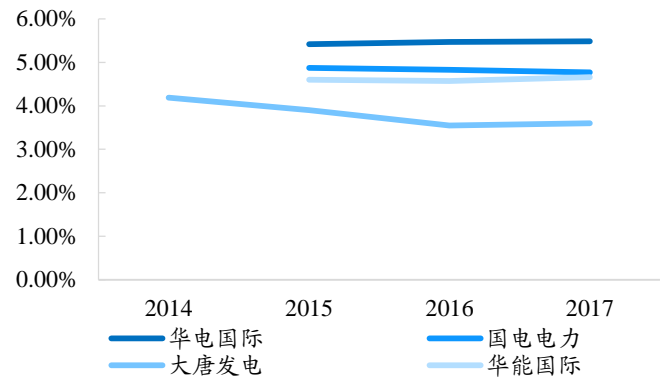
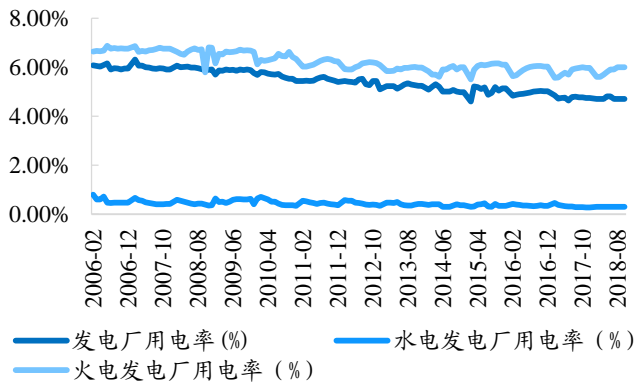
2015-2017 年，火电发电厂用电率在 5.7%-6.15% 之间，水电发电厂用电率在 0.3-0.45% 之间。2015-2017 年华能国际的火电机组加权厂用电率分别为 4.60%、4.57%、4.66%，低于同期华电国际用电率（分别为 5.42%、5.47%、5.48%）、国电电力用电率（4.87%、4.83%、4.77%），亦远低于同期火电行业的平均用电率，华能国际电厂用电率的经济技术指标位于行业领先水平。

图75：2011-2017，华能国际、华电国际、国电电力、大唐发电的燃煤机组供电煤耗对比（克/千瓦时）



资料来源：华电国际、国电电力、大唐发电、华能国际等公司历年年报，新时代证券研究所

图77：华能国际、华电国际、大唐发电、国电电力的火电机组加权厂用电率



资料来源: Wind 资讯, 新时代证券研究所

资料来源: 华电国际、国电电力、大唐发电、华能国际等公司历年年报(注释, 大唐发电的发电厂用电率还包括水电等其他装机的用电率), 新时代证券研究所





3.3、股东优势: 平台、股东背景优势, 及资产注入预期

公司实际控制人华能集团实力雄厚: 华能国际实际控制人为五大发电集团中的中国华能集团有限公司。中国华能为 1985 年成立的大型发电的中央企业。华能集团在中国发电企业中率先进入世界企业 500 强, 2017 年排名第 289 位。目前, 华能集团以电力业务及煤炭业务为基础, 还配套发展了金融、科技、交通运输产业等相关企业。华能集团下属拥有: 华能国际 (600011.SH, 火电龙头企业, 中国目前最大的上市发电公司之一)、内蒙华电 (600863.SH, 内蒙地区主要能源及发电企业之一)、新能泰山 (000720.SZ, 国家定点生产电线电缆的大型骨干企业)、华能新能源 (000958.SZ, 中国领先的纯可再生能源公司) 等四家能源及电力上市企业。

图78: 华能集团的电力产业布局情况

电力产业

公司坚守保障电力供应的本质责任, 着力发展电力产业, 全年国内累计发电量 6496 亿千瓦时, 同比增长 6.35%。截至 2017 年底, 境内外全资及控股电厂装机 17182 万千瓦, 同比增长 3.8%。

 水电	公司稳妥有序推进大型水电项目, 将市场消纳作为澜沧江上游水电开发的前提; 雅江下游水电不断巩固开发领先优势, 林芝水电站可研报告完成咨询, 林芝梯级规划及环评、米林和玉松水库规划加深研究总报告编制完成。2017 年, 民治水电站、苗尾水电站全部投产, 水电项目核准规模在可比企业中排名第一。
 核电	公司核电项目开发稳步推进, 建立覆盖 24 个管理领域的核电产业三级管理制度体系框架, 加强核电专业化管理。积极参与“世界核电运营者协会双年会”等国际、国内交流会议, 承办 2017 核能行业质量保证体系有效性研讨会议, 塑造良好外部形象。 <ul style="list-style-type: none"> ● 石岛湾高温气冷堆示范工程完成 2 号反应堆压力容器顶盖扣盖等里程碑节点 ● 霞浦核电厂完成压水堆项目可研报告编制, 开展 60 万千瓦高温气冷堆项目初可研工作委托谈判
 风电	2017 年, 公司共有 120 万千瓦风电项目纳入国家风电年度开发方案, 核准规模在可比企业中排名第一。公司首个、亚洲装机容量最大海上风电项目——江苏如东海上风电 30 万千瓦顺利投产运营, 创造国内海上风电建设领域多个第一。
 光伏	公司深入推进光伏产业发展, 全面完成“6·30”光伏投产任务, 为能源结构调整、提质增效做出积极贡献。公司成功打造的沾化清风湖光伏扶贫电站, 成为国家能源局、国务院扶贫办批准的第一批光伏扶贫项目, 实现“因地制宜, 精准扶贫”。

资料来源: 中国华能集团有限公司官网, 新时代证券研究所

图79： 华能集团的煤炭产业布局情况

煤炭产业

公司煤炭生产保持稳定，2017年，煤炭产量达到7107万吨，同比增加14.4%。公司充分释放煤炭产能，为内部产业协同做出积极贡献，产业协同累计供煤4638万吨，同比增加863万吨，增幅22.9%，煤炭协同率达到65%。

在非常规油气勘探方面，公司2017年取得较大突破，綦煤2井累计产气量超过67万立方米，初步证实渝南煤层气区块具有良好的煤层气勘探开发潜力；黔江页岩气区块勘探获得了地层、构造和目的层含气性等多项地质参数。

2017年，华能煤炭产业安全工作总体保持平稳，全年未发生安全生产责任事故，创历史最好水平。公司进一步完善安全管理机制，强化安全生产责任制落实，组织煤矿全面安全“体检”，煤炭产业27处煤矿共查出问题788条，截至2017年底，已完成整改719条。



资料来源：中国华能集团有限公司官网，新时代证券研究所

- ✓ **华能集团经济责任绩效方面：**2017年底，华能集团在境内外全资及控股电厂装机容量达到17182万千瓦（同比+3.79%），其中火电装机容量为12928万千瓦（同比+2.10%），水电装机容量为2226万千瓦（同比+5.80%），风电装机容量为1785万千瓦（同比+9.38%），光伏装机容量为243万千瓦（同比+54.78%）。2017年，公司煤炭产能为7790万吨/年（同比+15.70%）。2017年，华能集团共实现发电量6496亿千瓦时（同比+4.50%），实现煤炭产量7107万吨（同比+14.26%），实现营业总收入2607亿元（同比+5.93%），实现利润总额119亿元（同比-14.39%）。2017年底，公司资产总额达10396亿元（同比+3.66%）。

图80： 2013-2017年，中国华能集团的经济责任绩效完成情况

经济责任绩效

指标名称	单位	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年
装机容量	万千瓦	14224	15149	16063	16554	17182
其中：水电	万千瓦	1835	2045	2089	2104	2226
火电	万千瓦	11356	11867	12348	12662	12928
风电	万千瓦	973	1151	1508	1632	1785
光伏	万千瓦	60	85	117	157	243
发电量	亿千瓦时	6493	6461	6146	6216	6496
煤炭产能	万吨/年	8464	8660	8330	6733	7790
煤炭产量	万吨	7156	7418	6515	6220	7107
资产总额	亿元	8552	9282	9719	10029	10396
营业总收入	亿元	2932	2921	2682	2461	2607
上缴税金	亿元	328	332	357	293	228
利润总额	亿元	236	268	306	139	119
国资委业绩考核	等级	A	A	A	A	A

资料来源：中国华能集团有限公司官网，新时代证券研究所

- ✓ **环境责任绩效方面：**2017年，华能集团低碳清洁能源装机容量达5325万千瓦（占比达31%），供电煤耗达300.11克/千瓦时，厂用电率为4.01%，灰渣综合利用率为81.40%，单位发电水耗为1.09千克/千瓦时，节能环保效益位处行业领先水平。

图81： 2013-2017年，中国华能集团的环境责任绩效完成情况

环境责任绩效

指标名称	单位	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年
低碳清洁能源装机容量	万千瓦	3504	4100	4619	4797	5325
低碳清洁能源比重	%	24.64	27.10	28.80	29.00	31.00
供电煤耗	克/千瓦时	312.89	310.00	305.78	302.35	300.11
厂用电率	%	4.59	4.40	4.24	4.11	4.01
灰渣综合利用率	%	78.14	79.50	77.62	86.21	81.40
单位发电水耗	千克/千瓦时	1.22	1.15	1.04	1.03	1.09
科技人员总人数	人	2202	2325	1977	2163	2993
千人计划专家人数	人	8	7	7	7	6
国家授权专利	项	83	166	306	455	541
其中：发明专利	项	29	27	64	122	199
省部级及以上科技成果奖	项	20	10	21	31	22

资料来源：中国华能集团有限公司官网，新时代证券研究所

华能集团为华能国际发展提供较强支撑：华能集团强大的股东背景可为华能国际业务发展提供较强支撑：**1）平抑煤炭价格大幅波动风险：**2017年，华能集团煤炭产能为7790万吨/年（同比+15.70%），实现煤炭产量7107万吨（同比+14.26%）。2017年，华能国际的煤炭采购量为16,796万吨，如公司从集团内部采购（或具备从集团内部采购的潜在可能性），则可增强公司在采购外部煤炭时的谈判能力；**2）**

便捷交通运输及规划采购优势：华能集团组建燃料公司港航管理部，强化集团所属港口、航运的行业职能管理；相继开通珞璜、沁北、井冈山等 12 家电厂陆运直达煤炭供应业务；发挥进口煤运作优势，合理调配资源、运力及电厂需求，保障内部产业协同。**3) 金融服务支撑：**华能集团下属拥有长城证券、永诚保险、贵诚信托、碳资产公司、华能景顺罗斯、天成租赁等金融子公司，以及宝城期货、长城长富投资公司、长城投资公司、长城基金、景顺长城基金等金融子公司。随着火电装机增速放缓，预计并购将成为火电企业成长的重要依托。“华能集团下属齐全丰富的各类金融资产及业务”可为华能国际的火电并购方案拟定、决策、投融资等提供支撑。**4) 先进节能环保、高效能源技术利用等科技支持。**

4、盈利预测：预测关键盈利因子，洞悉华能国际未来业绩

我们基于火电行业盈利模型以及火电行业历史复盘结论，本文将重点分析火电行业及华能国际的发电设备发电量（包括利用小时数）、平均上网电价、煤价等因素的变动，并在此基础上预测华能国际的未来业绩状况。对华能国际盈利预测做出以下假设：

- ✓ **火电装机容量：**根据在建产能投产情况，预测 2018 年底火电装机容量为 100567.5 兆瓦；考虑到十三五后续期间，全国装机容量增速为 5.5%，假设华能国际 2019-2020 年火电装机容量增速为 5%。
- ✓ **发电设备利用小时数：**预测 2018-2020 年火电发电设备利用小时数下限分别为 4079.05 小时、4111.43 小时、4138.95 小时，上限分别为 4136.85 小时、4229.02 小时、4317.97 小时。
- ✓ **平均上网电价：**预测 2018-2020 年华能国际平均上网电价分别为 0.4178 元/千瓦时、0.4244 元/千瓦时、0.4342 元/千瓦时。
- ✓ **煤价：**预测 2018-2020 年华能国际平均煤价分别为 554.98 元/吨、538.08 元/吨、521.25 元/吨。
- ✓ **厂用电率及供电煤耗：**假设 2018-2020 年华能国际厂用电率为 2015-2017 年均值（4.61%），假设 2018-2020 年华能国际供电煤耗每年在 2017 年基础上降低 1.1 克/千瓦时，分别为 305.38、304.28、303.18 克/千瓦时。
- ✓ **燃料成本：**在 2017 年燃料成本 927.37 亿元基础上，根据售电量增速、供电煤耗增速、煤价增速，来预测 2018-2020 年燃料成本。其中，计算售电量增速时，假设新增火电产能均在年中投产，平均装机容量=（本年装机容量+上年装机容量）/2。
- ✓ **折旧成本：**假设折旧成本增速与装机容量增速一致。
- ✓ **其他非主营业务利润：**由于 2018 年以来二级市场股票投资收益较差及宏观经济承压，假设 2018-2020 年其他非主营业务利润均为 10 亿元，较 2016-2017 年有所降低。

表18： 2018-2020 年，华能国际关键业绩数据预测（发电设备利用小时数下限情形）

项目	2015A	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
火电装机容量（兆瓦）		82093.19	98577.50	100567.50	105595.88	110875.67
发电设备利用小时数（小时）		4,107	4,194	4079.05	4111.43	4138.95
厂用电率（%）	4.60%	4.57%	4.66%	4.61%	4.61%	4.61%
（1-厂用电率）（%）	95.40%	95.43%	95.34%	95.39%	95.39%	95.39%

项目	2015A	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
平均上网电价 (元/千瓦时)		0.3966	0.414	0.4178	0.4244	0.4342
火电营业收入合计 (亿元)			1495.41	1618.71	1715.74	1855.47
其他业务收入合计 (亿元)			29.18	31.58	33.47	36.20
营业收入总计 (亿元)	1289.05	1138.14	1524.59	1650.29	1749.22	1891.67
煤价 (元/吨)		423.16	547.8	554.98	538.08	521.25
供电煤耗 (克/千瓦时)		307.69	306.48	305.38	304.28	303.18
燃料成本 (亿元)		675.43	927.37	1004.13	1012.20	1032.71
折旧成本 (亿元)		176.89	184.53	188.25	197.67	207.55
其他营业成本 (亿元)		168.13	399.76	432.72	458.66	496.01
营业成本合计 (亿元)	1,075.80	1020.45	1511.66	1625.10	1668.52	1736.27
毛利润 (亿元)		117.69	12.93	25.19	80.70	155.40
其他非主营业务利润 (亿元)		25.97	24.27	10.00	10.00	10.00
利润总额 (亿元)		143.66	37.20	35.19	90.70	165.40
(1-所得税) (%)		0.75	0.58	0.75	0.75	0.75
净利润 (亿元)	175.50	107.86	21.47	26.39	68.02	124.05
归母净利润 (亿元)	137.86	88.14	17.93	22.04	56.81	103.60

资料来源：华能国际公司公告及 Wind 资讯 (1) 假设其他业务收入增速与火电营业收入增速一致；2) 假设其他营业成本增速与营业收入增速一致；3) 假设其他非主营业务利润增速为最近 2 年的平均值；4) 假设 2018-2020 年所得税税率均为 75%)，新时代证券研究所

表19: 2018-2020 年, 华能国际关键业绩数据预测 (发电设备利用小时数上限情形)

项目	2015A	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
火电装机容量 (兆瓦)		82134.23	98577.50	100567.50	105595.88	110875.67
发电设备利用小时数 (小时)		4,107	4,194	4136.85	4229.02	4317.97
厂用电率 (%)	4.60%	4.57%	4.66%	4.61%	4.61%	4.61%
(1-厂用电率) (%)	95.40%	95.43%	95.34%	95.39%	95.39%	95.39%
平均上网电价 (元/千瓦时)		0.3966	0.414	0.4178	0.4244	0.4342
火电营业收入合计 (亿元)			1495.75	1641.65	1764.82	1935.72
其他业务收入合计 (亿元)			28.84	31.65	34.02	37.32
营业收入总计 (亿元)	1289.05	1138.14	1524.59	1673.30	1798.84	1973.04
煤价 (元/吨)		423.16	547.8	554.98	538.08	521.25
供电煤耗 (克/千瓦时)		307.69	306.48	305.38	304.28	303.18
燃料成本 (亿元)		675.43	927.37	1018.13	1040.91	1077.13
折旧成本 (亿元)		176.89	184.53	188.25	197.67	207.55
其他营业成本 (亿元)		168.13	399.76	438.75	471.67	517.34
营业成本合计 (亿元)	1,075.80	1,020.45	1,511.66	1645.13	1710.24	1802.03
毛利润 (亿元)		117.69	12.93	28.17	88.60	171.01
其他非主营业务利润 (亿元)		25.97	24.27	10.00	10.00	10.00
利润总额 (亿元)		143.66	37.20	38.17	98.60	181.01
(1-所得税) (%)		75.08%	57.72%	75.00%	75.00%	75.00%
净利润 (亿元)	175.50	107.86	21.47	28.62	73.95	135.76
归母净利润 (亿元)	137.86	88.14	17.93	23.91	61.75	113.38

资料来源：华能国际公司公告及 Wind 资讯 (1) 假设其他业务收入增速与火电营业收入增速一致；2) 假设其他营业成本增速与营业收入增速一致；3) 假设其他非主营业务利润增速为最近 2 年的平均值；4) 假设 2018-2020 年所得税税率均为 75%)，新时代证券研究所

所

5、投资建议：A 股最纯粹火电标的，受益行业盈利改善

预计公司 2018-2020 年净利润分别为 23.07、57.88、111.92 亿元，对应 EPS 分别为 0.15、0.37 和 0.71 元。当前股价对应 2018-2020 年 PE 分别为 49.5、19.7 和 10.2 倍。随着“煤价、电价、利用小时数”多重基本面利好共振，火电盈利能力将改善，公司作为 A 股最纯粹火电标的，亦具备火电龙头的规模、技术优势，最为受益行业盈利能力改善，首次覆盖给予“推荐”评级。

6、风险提示

电煤价格下跌不及预期风险；市场电及计划电差额缩窄不及预期风险；全社会用电量增速不及预期风险；火电装机利用小时数回升幅度不及预期风险。

附：财务预测摘要

资产负债表(百万元)						利润表(百万元)					
	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E		2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
流动资产	36967	48538	51416	60254	58737	营业收入	113814	152459	165030	174922	189167
现金	7882	9365	16732	17735	19180	营业成本	89390	135209	145238	148544	153828
应收账款	13961	21837	16913	24159	20258	营业税金及附加	1178	1376	1561	1655	1776
其他应收款	1589	1508	1844	1709	2134	营业费用	16	17	13	16	20
预付账款	689	565	792	646	909	管理费用	3336	3969	4743	5033	5337
存货	6879	7385	7937	7734	8495	财务费用	6921	9406	8065	8738	9028
其他流动资产	5967	7878	7198	8270	7762	资产减值损失	1205	1188	2445	2500	2246
非流动资产	272451	330156	338777	341362	349720	公允价值变动收益	-13	-3	-2	-4	-5
长期投资	19420	19317	19659	20000	20341	投资净收益	2383	2212	1096	1182	1313
固定资产	195078	245083	253838	257238	265898	营业利润	14139	4095	4058	9614	18239
无形资产	12043	13728	14119	14631	15220	营业外收入	981	394	394	394	394
其他非流动资产	45909	52028	51160	49492	48261	营业外支出	754	770	770	770	770
资产总计	309418	378694	390193	401616	408457	利润总额	14366	3720	3683	9239	17864
流动负债	130196	155950	187898	221829	242979	所得税	3580	1573	921	2310	4466
短期借款	57669	80251	114480	141824	166331	净利润	10786	2147	2762	6929	13398
应付账款	9847	13764	11598	14342	12521	少数股东损益	1972	353	455	1141	2206
其他流动负债	62681	61935	61820	65664	64127	归属母公司净利润	8814	1793	2307	5788	11192
非流动负债	82455	130540	108351	83781	60665	EBITDA	37536	35589	29910	37979	48999
长期借款	77173	123025	100836	76266	53150	EPS (元)	0.56	0.11	0.15	0.37	0.71
其他非流动负债	5282	7515	7515	7515	7515						
负债合计	212652	286490	296249	305610	303644						
少数股东权益	15245	16670	17125	18266	20472	主要财务比率	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
股本	15200	15200	15698	15698	15698	成长能力					
资本公积	18251	14913	14913	14913	14913	营业收入(%)	-11.7	34.0	8.2	6.0	8.1
留存收益	47399	40151	41266	43930	48753	营业利润(%)	-38.5	-71.0	-0.9	136.9	89.7
归属母公司股东权益	81522	75533	76818	77740	84340	归属于母公司净利润(%)	-36.1	-79.7	28.7	150.9	93.4
负债和股东权益	309418	378694	390193	401616	408457	获利能力					
						毛利率(%)	21.5	11.3	12.0	15.1	18.7
						净利率(%)	7.7	1.2	1.4	3.3	5.9
						ROE(%)	11.1	2.3	2.9	7.2	12.8
						ROIC(%)	7.3	3.1	3.0	4.4	6.4
						偿债能力					
						资产负债率(%)	68.7	75.7	75.9	76.1	74.3
						净负债比率(%)	145.3	234.9	238.2	235.1	215.8
						流动比率	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2
						速动比率	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2
						营运能力					
						总资产周转率	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5
						应收账款周转率	8.0	8.5	8.5	8.5	8.5
						应付账款周转率	9.8	11.5	11.5	11.5	11.5
						每股指标(元)					
						每股收益(最新摊薄)	0.56	0.11	0.15	0.37	0.71
						每股经营现金流(最新摊薄)	2.40	0.71	1.68	2.02	2.57
						每股净资产(最新摊薄)	5.19	4.49	4.57	4.63	5.05
						估值比率					
						P/E	12.9	63.6	49.4	19.7	10.2
						P/B	1.4	1.6	1.6	1.6	1.4
						EV/EBITDA	7.3	9.9	12.1	9.6	7.5

现金流量表(百万元)					
	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
经营活动现金流	31511	29197	26387	31651	40376
净利润	10786	2147	2762	6929	13398
折旧摊销	14818	19167	17024	18570	20216
财务费用	6921	9406	8065	8738	9028
投资损失	-2383	-2212	-1096	-1182	-1313
营运资金变动	99	-374	-370	-1408	-959
其他经营现金流	1271	1064	2	4	5
投资活动现金流	-17650	-34060	-24551	-19977	-27267
资本支出	20285	26045	8279	2244	8017
长期投资	1198	2798	-341	-341	-341
其他投资现金流	3834	-5217	-16613	-18075	-19592
筹资活动现金流	-13602	4013	-28697	-38015	-36172
短期借款	7785	22582	0	0	0
长期借款	-116	45851	-22189	-24570	-23116
普通股增加	0	0	498	0	0
资本公积增加	0	-3338	0	0	0
其他筹资现金流	-21271	-61083	-7006	-13444	-13056
现金净增加额	332	-840	-26861	-26341	-23063

特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于2017年7月1日起正式实施。根据上述规定，新时代证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。

因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

分析师声明

负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及新时代证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

分析师介绍

邱懿峰，美国德克萨斯大学金融学硕士，南开大学国贸系本科，2015年就职于银河证券研究部，拥有两年以上行业研究经验，2017年加入新时代证券，现任环保行业首席分析师

投资评级说明

新时代证券行业评级体系：推荐、中性、回避

推荐：未来6-12个月，预计该行业指数表现强于市场基准指数。

中性：未来6-12个月，预计该行业指数表现基本与市场基准指数持平。

回避：未来6-12个月，未预计该行业指数表现弱于市场基准指数。

市场基准指数为沪深300指数。

新时代证券公司评级体系：强烈推荐、推荐、中性、回避

强烈推荐：未来6-12个月，公司股价超越分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报20%及以上。该评级由分析师给出。

推荐：未来6-12个月，公司股价超越分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报10%-20%。该评级由分析师给出。

中性：未来6-12个月，公司股价与分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报相当。该评级由分析师给出。

回避：未来6-12个月，公司股价低于分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报10%及以上。该评级由分析师给出。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

免责声明

新时代证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批复，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告由新时代证券股份有限公司（以下简称新时代证券）向其机构或个人客户（以下简称客户）提供，无意针对或意图违反任何地区、国家、城市或其它法律管辖区域内的法律法规。

新时代证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给新时代证券客户的，属于机密材料，只有新时代证券客户才能参考或使用，如接收人并非新时代证券客户，请及时退回并删除。

本报告所载的全部内容只供客户做参考之用，并不构成对客户的投资建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。新时代证券根据公开资料或信息客观、公正地撰写本报告，但不保证该公开资料或信息内容的准确性或完整性。客户请勿将本报告视为投资决策的唯一依据而取代个人的独立判断。

新时代证券不需要采取任何行动以确保本报告涉及的内容适合于客户。新时代证券建议客户如有任何疑问应当咨询证券投资顾问并独自进行投资判断。本报告并不构成投资、法律、会计或税务建议或担保任何内容适合客户，本报告不构成给予客户个人咨询建议。

本报告所载内容反映的是新时代证券在发表本报告当日的判断，新时代证券可能发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但新时代证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。新时代证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的新时代证券网站以外的地址或超级链接，新时代证券不对其内容负责。本报告提供这些地址或超级链接的目的纯粹是为了客户使用方便，链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

新时代证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。新时代证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

除非另有说明，所有本报告的版权属于新时代证券。未经新时代证券事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式更改、复制、传播本报告中的任何材料，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有在本报告中使用的商标、服务标识及标记，除非另有说明，均为新时代证券的商标、服务标识及标记。

新时代证券版权所有并保留一切权利。

机构销售通讯录

北京	郝颖 销售总监
	固话：010-69004649 邮箱：haoying1@xsdzq.cn
上海	吕莅琪 销售总监
	固话：021-68865595 转 258 邮箱：lvyuqi@xsdzq.cn
广深	吴林蔓 销售总监
	固话：0755-82291898 邮箱：wulinman@xsdzq.cn

联系我们

新时代证券股份有限公司 研究所

北京地区：北京市海淀区北三环西路99号院1号楼15层	邮编：100086
上海地区：上海市浦东新区浦东南路256号华夏银行大厦5楼	邮编：200120
广深地区：深圳市福田区福华一路88号中心商务大厦15楼1501室	邮编：518046

公司网址：<http://www.xsdzq.cn/>