

电力行业——走出“至暗时刻”

行业深度

◆ **电力行业“至暗时刻”已过，配置价值提升：**在经过 2013-2016Q3 约 4 年的高度景气周期后，火电行业在宏观、政策多重因素的影响下，景气度在 2016Q4 骤然下行并持续至今，已有约 6 个季度。2017 年我们始终强调，压制火电景气度的“三座大山”并未出现松动迹象，在此期间，季度级别的业绩改善并不能给火电板块带来预期中的收益。2018 开年宏观偏弱，底部位置的逆周期火电股及传统防御性水电股的配置价值较 2016-2017 年明显提升。

◆ **火电行业见底后核心驱动力是什么？**我们从四个维度得出火电行业景气度已经见底的结论：PB（二级市场视角）、重置成本（产业资本视角）、机组利用率（技术视角）、产业链利润分配（我们独到的视角），当然不排除短时段内出现更差的状况，但更差的状况大概率不可持续。在此行业运行基础及宏观大背景下，替代效应（相对配置价值提升）和逆周期性（成本敏感性高于电量敏感性）成为行业在市场中表现的核心驱动力。

◆ **火电公司业绩敏感性比较：**我们针对有电量数据披露的火电公司，在平均含税电价上升 1 分/千瓦时和到厂标煤单价下降 20 元/吨的假设下，进行电价、煤价的敏感性分析，得出的结论相近，只是在 2017 年三季度行业整体逼近微利以及 2015 年行业盈利较好的不同基础上，火电公司间弹性排序不一。从 EPS 的煤价、电价弹性这一最为直接、实际的角度而言，敏感性最强的公司是华能国际、华电国际等。

◆ **投资建议：**2018 宏观经济开局偏弱且预期缺乏亮点，国际贸易形势复杂化，火电行业基本面和估值均已在底部，我们认为火电作为稀有的“逆周期”行业，将逐步走出“至暗时刻”并发挥对冲宏观经济风险的作用，建议增加配置。维持电力行业“增持”评级，首选行业龙头华能国际（A、H）、华电国际（A、H），推荐浙能电力。同时，水电行业作为传统的近似无周期的行业，亦可较好抵御经济波动，推荐川投能源。

◆ **风险分析：**综合电价超预期下行，煤价超预期上涨，新能源利用小时数增长可能进一步侵蚀火电利用小时数，火电机组投产进度低于预期的风险等。

增持（维持）

分析师

王威 (执业证书编号：S0930517030001)

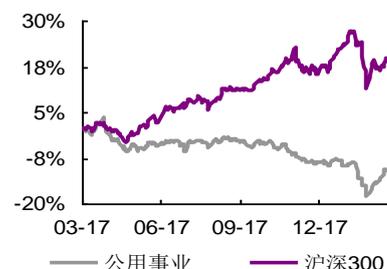
021-22169047

wangwei2016@ebsec.com

车玺 (执业证书编号：S0930518010001)

chexi@ebsec.com

行业与上证指数对比图



相关研报

又到一年联动时——电价调整与火电股投资机会梳理

..... 2017-11-08

渐行渐近的火电“新常态”——电力行业改革“三重奏”系列报告之二

..... 2017-08-09

火电供给侧改革：近忧着远虑，亡羊思补牢——电力行业改革“三重奏”系列报告之一

..... 2017-08-04

证券代码	公司名称	股价	EPS (元)			PE (x)			投资评级
			16A	17E	18E	16A	17E	18E	
600011	华能国际*	6.78	0.58	0.11	0.33	12	62	21	买入
600027	华电国际*	3.60	0.34	0.04	0.15	11	82	24	买入
600023	浙能电力	5.48	0.46	0.32	0.44	12	17	13	买入
600674	川投能源	8.94	0.80	0.86	0.91	11	10	10	增持
601991	大唐发电	3.64	-0.20	0.16	0.26	-	23	14	增持
600795	国电电力	2.97	0.23	0.20	0.24	13	15	12	增持
600642	中能股份	5.69	0.54	0.40	0.49	11	14	12	增持
002039	黔源电力	14.84	0.42	0.94	1.23	35	16	12	增持

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（注：股价选自 2018-03-26 收盘价，华能国际、华电国际已披露 2017 年业绩）

目 录

1、 核心结论——“至暗时刻”已过，配置价值提升	3
2、 近期电力股走势的核心驱动力是什么？	4
3、 火电行业——见底了没有？	10
3.1、 PB—二级市场视角	10
3.2、 重置成本—产业资本视角	12
3.3、 机组利用率—技术视角	12
3.4、 产业链利润分配——一个另类的视角	18
4、 底部区域，业绩敏感性几何？	19
4.1、 测算基数与假设说明	19
4.2、 电价上调敏感性分析	20
4.3、 煤价下行敏感性分析	21
5、 投资建议	22
6、 重点公司推荐	22
6.1、 华能国际 (600011.SH) : 2018 年看业绩弹性及改革契机	22
6.2、 华电国际 (600027.SH) : 发电央企上市平台，业绩弹性待释放	24
6.3、 浙能电力 (600023.SH) : 受益区域市场，发电小时弹性显现	26
7、 风险分析	27

1、核心结论——“至暗时刻”已过，配置价值提升

多年以来，我国发电行业虽名为“公用事业”，但只有水电行业较为接近公用事业属性，火电行业则始终体现出强周期、逆周期行业的特点（风电、光伏等新能源发电行业不在本篇报告讨论范畴）。

在经过 2013-2016Q3 约 4 年的高度景气周期后，火电行业在宏观、政策多重因素的影响下，景气度在 2016Q4 骤然下行并持续至今，已有约 6 个季度。

2017 年我们始终强调，火电行业面临的仅是煤价波动带来的偶发性、季度级别业绩改善，不足以使行业走出底部甚至周期反转，所谓“周期”亦绝无可能以 1、2 个季度为单位。压制火电景气度的“三座大山”并未出现松动迹象，在此期间，季度级别的业绩改善并不能给火电板块带来预期中的收益，包括煤电联动在内的事件仅能带来交易性机会。

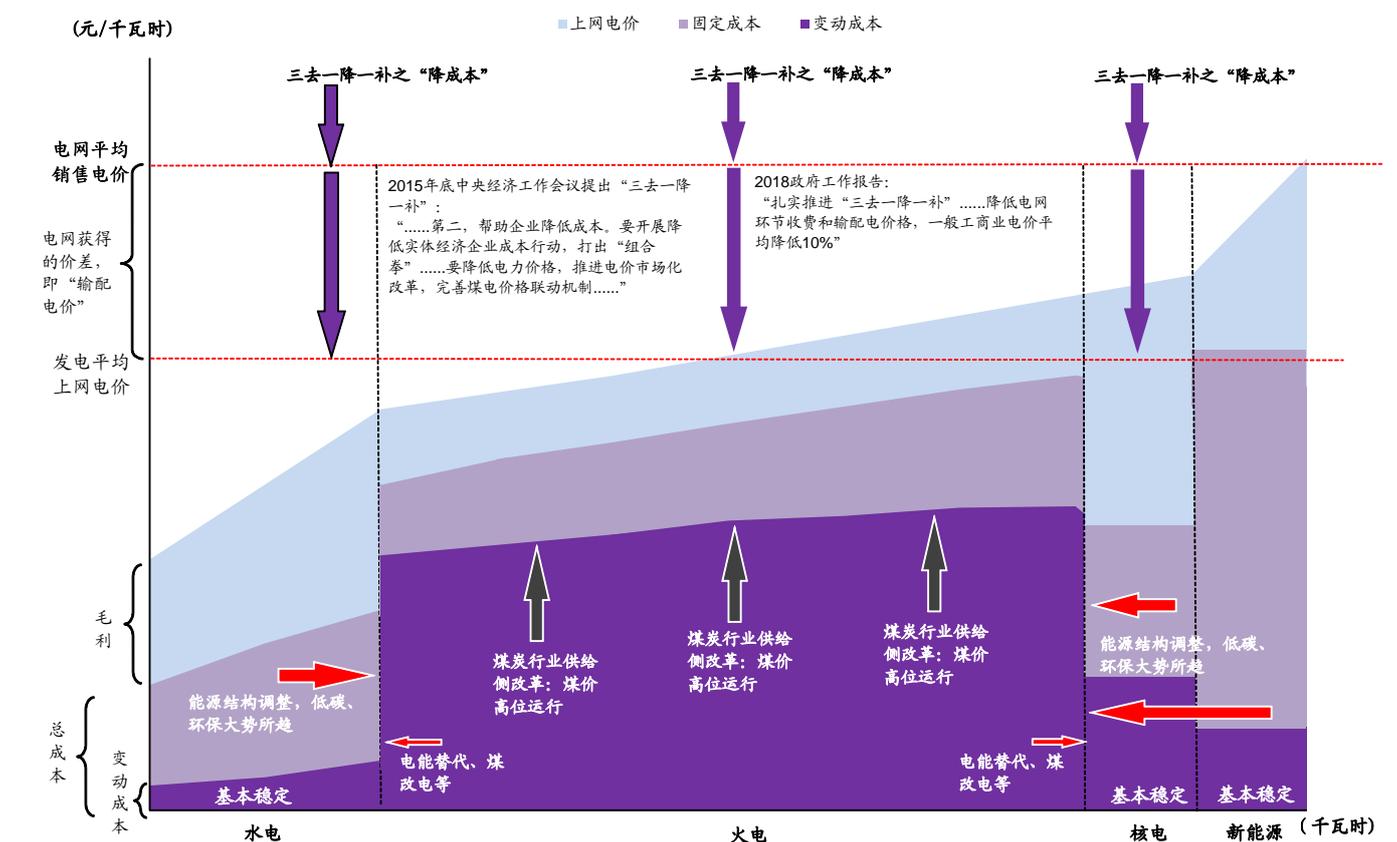
进入 2018 年，我们认为在宏观经济开局偏弱且未来预期并无显著亮点、国际贸易形势复杂化等宏观背景下，叠加火电行业的基本面、二级市场估值均已在底部这一现实，我们认为火电行业这一稀有的“逆周期”行业，将逐步走出“至暗时刻”、发挥对冲宏观经济风险的作用，建议增加配置，首选行业龙头华能国际（A、H）、华电国际（A、H），推荐浙能电力。同时，水电行业作为传统的近似无周期的行业，亦可较好抵御经济波动，建议增加配置。

关于火电供给侧改革，请参见我们系列报告《火电供给侧改革：近忧着远虑，亡羊思补牢》、《火电供给侧改革：渐行渐近的火电“新常态”》；关于煤电联动，请参见我们的报告《又到一年联动时——电价调整与火电股投资机会梳理》。

2、近期电力股走势的核心驱动力是什么？

2015 年年底以来，电力行业受到“三去一降一补”、“供给侧结构性改革”的影响日益深化。电价、机组利用率、燃煤成本这行业三项基础指标均不同程度受到政策的冲击，见下图。

图 1：本轮周期中火电行业面对的“三座大山”变动趋势



资料来源：光大证券研究所

以“三去一降一补”中的“一降”为例，我们统计了部分相关政策，见下表。

表 1：“三去一降一补”提出以来关于电价的主要指导性文件

时间	发文机关	主要内容
2015.12.23	国务院常务会议	决定下调全国燃煤发电上网电价，减轻企业负担促进结构优化
2015.12.30	国家发改委	按现行煤电价格联动机制规定，于 2016 年 1 月 1 日起降低燃煤发电上网电价全国平均每千瓦时约 3 分钱，同时降低一般工商业销售电价全国平均每千瓦时约 3 分钱进一步降低企业用能用地成本。
2016.08.08	国务院关于印发降低实体经济成本和环节价格管制，形成充分竞争的机制，使能源价格充分反映市场供求变化，提高价格灵活性。	<p>加快推进能源领域改革，放开竞争性环节价格。加快推进电力、石油、天然气等领域市场化改革。完善光伏、风电等新能源发电并网机制。2017 年基本放开竞争性领域市场化改革。</p> <p>加快推进电力体制改革，合理降低企业用电成本。加快实施输配电价改革试点。积极开展电力直接交易，放宽参与范围，有序缩减发用电计划，扩大市场化交易电量的比例。对未参与直接交易和竞价交易的上网火力发电量，以及重要公用事业和公</p>

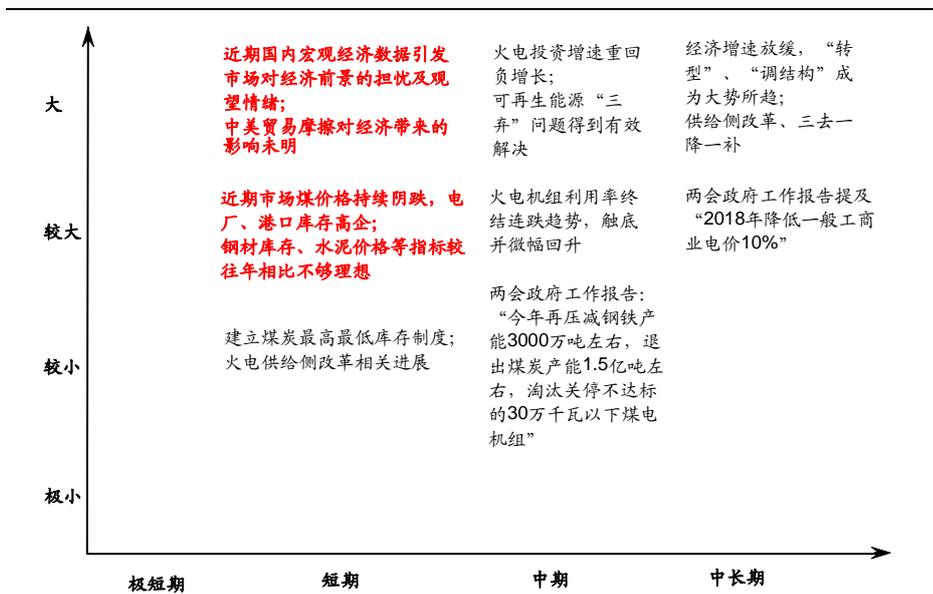
		益性服务等用电，继续实施好煤电价格联动机制，合理调整一般工商业企业用电价格。简化企业用户电力增容、减容、暂停、变更等办理手续，缩短办理时限降低用能用地成本。
2017.06.30	四部门关于做好2017年降成本重点工作的通知	合理降低用电用气成本。 继续推进电力直接交易，完善交易机制，有序放开跨省跨区送受电计划。公布除西藏外全部省级电网输配电价，基本实现省级电网输配电价改革全覆盖，推进建立与输配电价改革相适应的成本归集核算制度及办法，指导地方制定地方电网和新增配电网价格。进一步研究完善两部制电价制度，规范容量电费计费方式。以增量配电设施为基本单元组织一批项目，吸引社会资本投入，开展增量配电业务试点。督促各地出台并落实加强地方天然气输配价格监管措施
2018.01.03	国务院常务会议	一要以简政减税减费为重点进一步优化营商环境。 大力推动降电价
2018.03.05	2018年政府工作报告	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%

资料来源：相关部委网站

由以上分析可见，火电行业在宏观、产业多项政策的影响下，受到重重挤压，基本面已经连续6个季度（2016Q4至今）维持低位。但我们换个角度去看待行业目前的困境，则会有新的发现。

我们知道，任何一个大型行业必然受到包括宏观背景、产业结构、产业链主体的行为等多重因素的影响，甚至各种短期因素也会对行业产生明显影响。电力行业相比大多数行业而言少了库存、进出口等重要影响因素，但经过梳理，其亦有为数不少的关注点。2017年至今，影响电力股基本面、股价走势的中长期因素如下：

图2：影响电力行业的长、短期因素及其影响程度



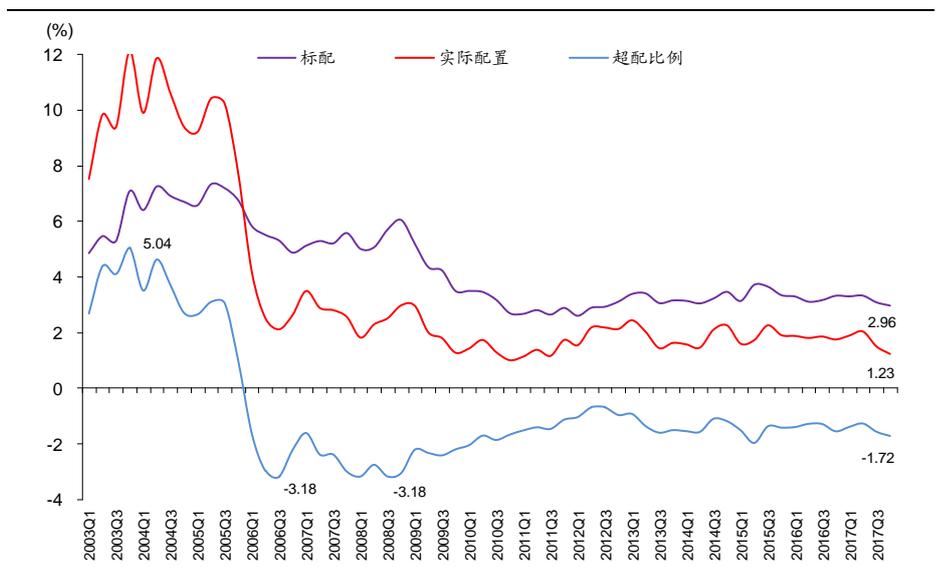
资料来源：Wind、国家发改委、新华网等，光大证券研究所整理

已经持续两年多的“三去一降一补”、“供给侧结构性改革”对于行业的影响已经被市场充分认识、预期，并体现在了相关行业的股价走势上。而2018年春节过后市场对于宏观经济开局偏弱的担忧、预期，则从两个方面提升了电力板块尤其是火电板块的配置价值。

- 替代效应：经济处于下行周期时，传统的周期性行业及其它受益于经济上行的板块，其景气度能否持续上行甚至能否维持，将打上问号。上述行业的配置价值下降将使电力板块的相对配置价值提升；
- 逆周期性：作为一直以来的“逆周期”行业，火电行业在经济下行阶段，将受益于成本敏感性高于电量敏感性这一特性，进而展现出对冲宏观经济下行的特质。

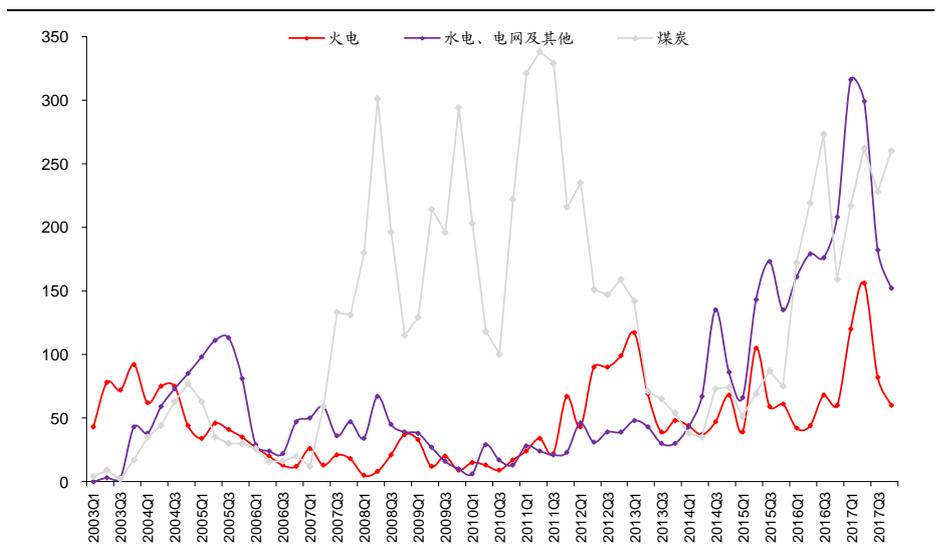
通过基金季报统计数据可见，电力板块近年来始终处于低配状态，这为上述“替代效应”奠定了一定基础。

图 3：基金季度配置比例—电力、煤气及水等公用事业



资料来源：Wind

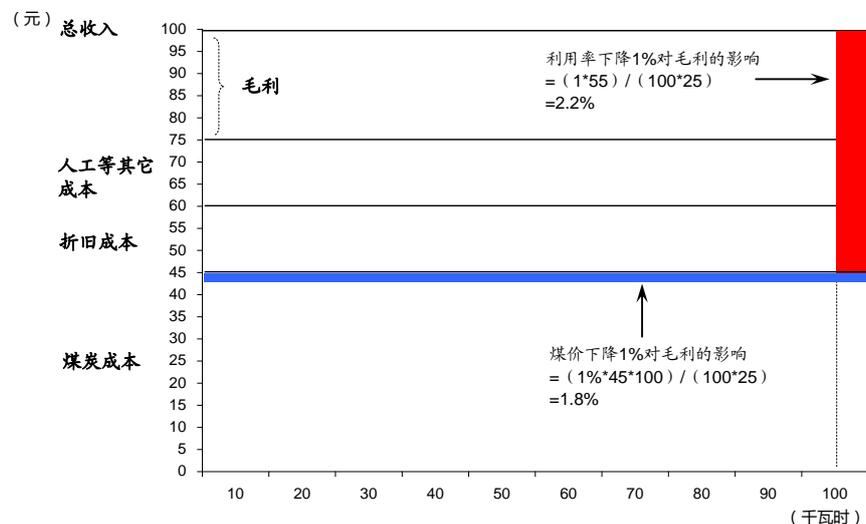
图 4：基金季报重仓基金只数统计



资料来源：Wind

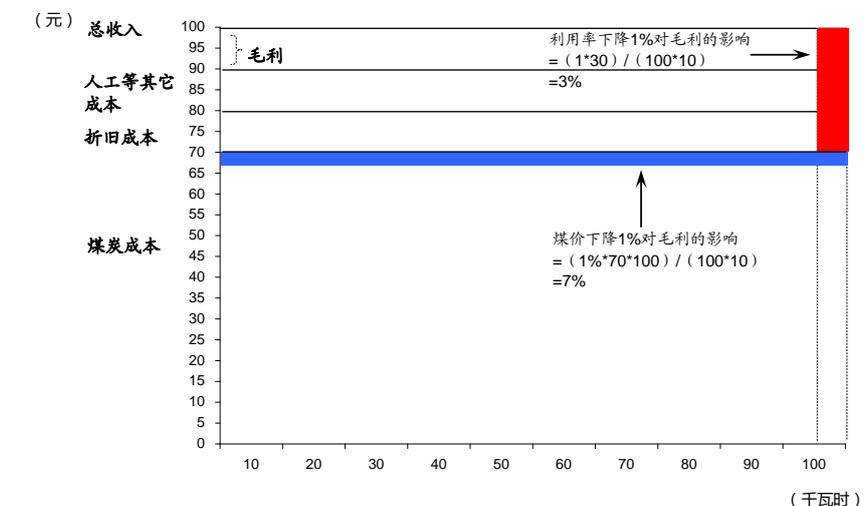
以下两图是我们构建的一个简单的火电收入、成本结构图，可以较为直观的观察“逆周期”效应。

图 5：高毛利率状态下煤价和机组利用率各下跌 1%对业绩的影响对比图



资料来源：光大证券研究所

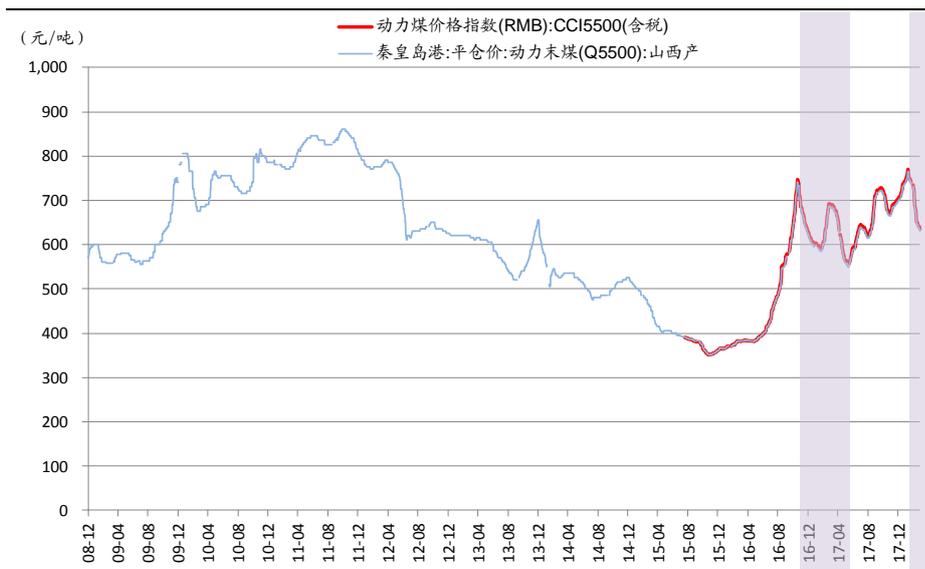
图 6：低毛利率状态下煤价和机组利用率各下跌 1%对业绩的影响对比图



资料来源：光大证券研究所

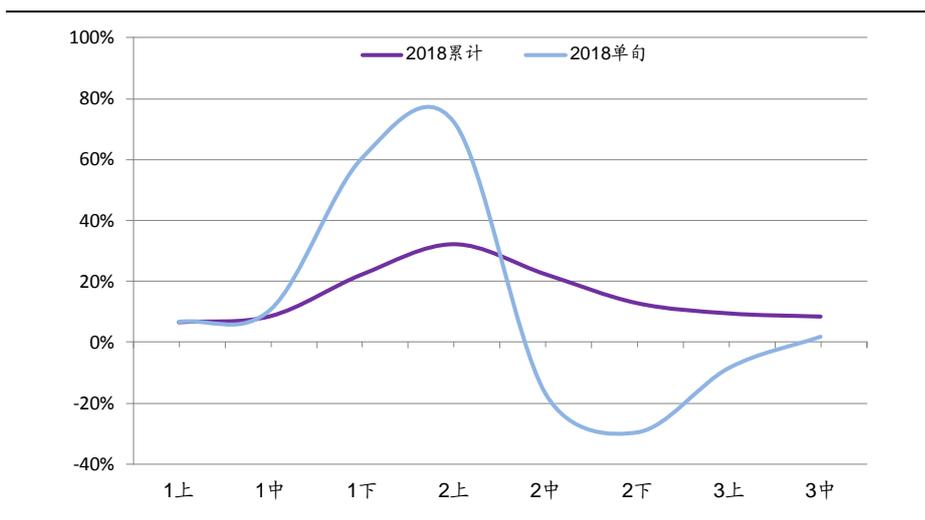
综上所述，我们认为，2018 年火电行业配置价值提升的根本性原因在于宏观经济自 2016 年以来的一些趋势出现了放缓或逆转的信号、征兆。短期的市场煤价格走势只是提供了增加配置电力股的信号而非核心驱动力。

图 7: 动力煤价 (元/吨)



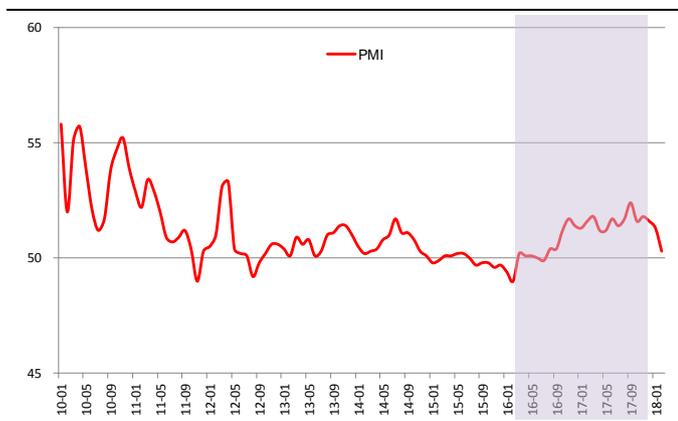
资料来源: Wind

图 8: 沿海六大发电集团日均耗煤同比增速



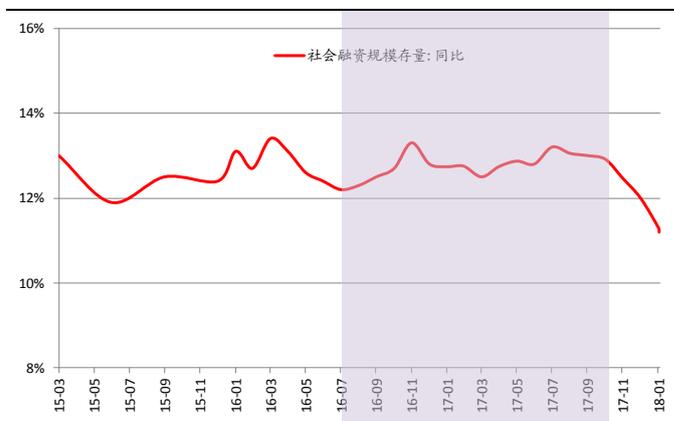
资料来源: Wind

图 9: 制造业采购经理指数 (PMI) 走势



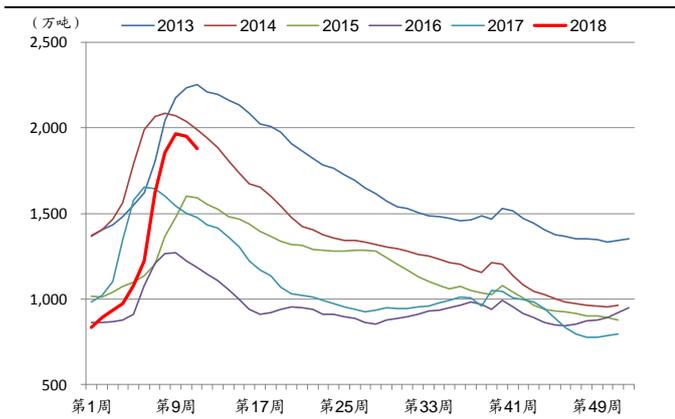
资料来源: Wind

图 10: 社会融资规模存量走势



资料来源: Wind

图 11: 重点城市钢贸商钢材库存走势



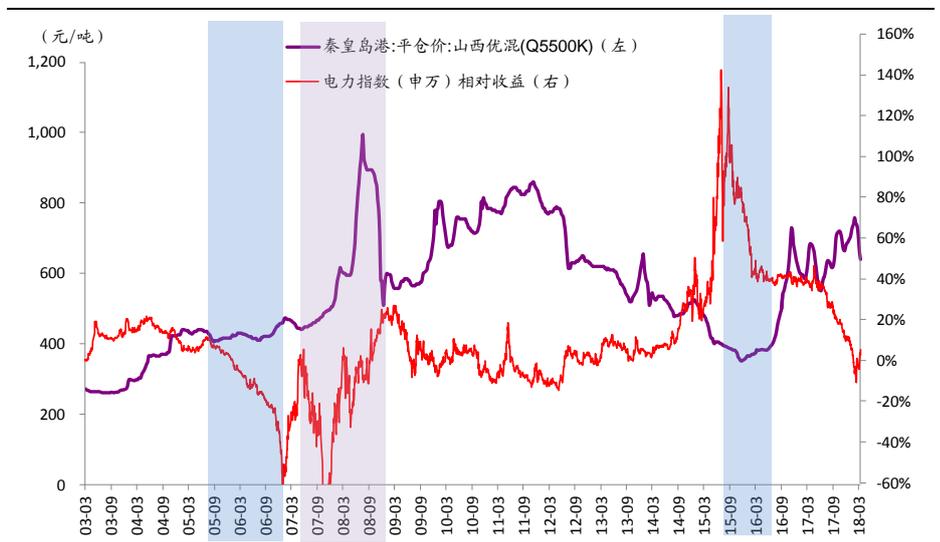
资料来源: Wind

图 12: 水泥价格指数走势



资料来源: Wind

图 13: 煤炭价格和电力股走势并非总是简单的线性关系

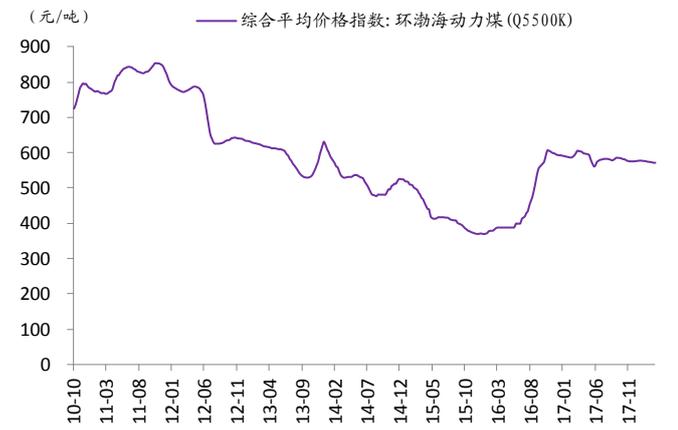


资料来源: Wind

3、火电行业——见底了没有？

2016 年四季度，随着供给侧改革推进、宏观经济略超预期，煤炭价格迅速走强，火电行业遭遇成本大幅上升，同时面临着利用小时持续低迷、电力市场化交易比重持续提升等诸多不利因素，行业景气度迅速下行并持续至今。

图 14：环渤海动力煤价（元/吨）



资料来源：Wind

图 15：秦皇岛港 5500 大卡动力煤平仓价（元/吨）



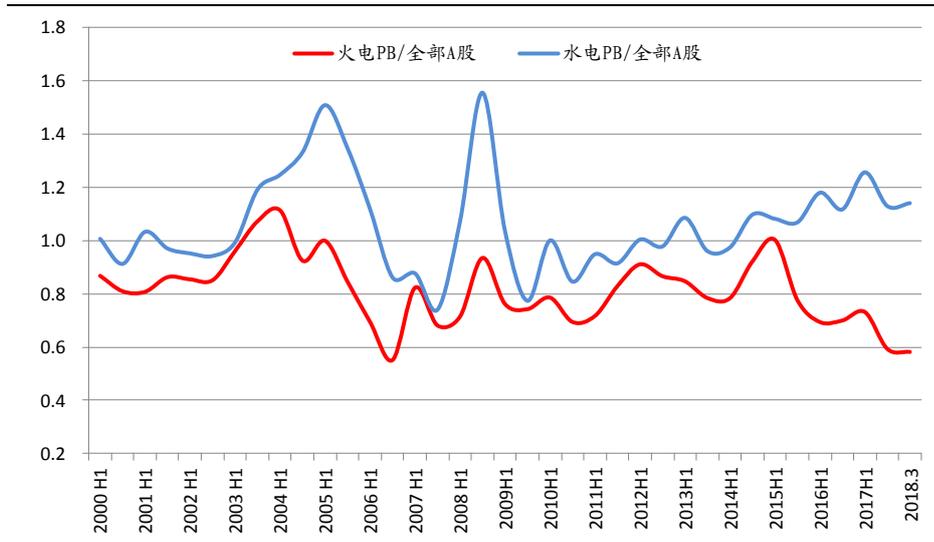
资料来源：Wind

那么，火电行业景气度是否已经见底？我们对一系列数据进行了整理、分析，我们的结论分为两个层面：**1、景气度已经见底；2、不排除短时段内出现更差的状况，但这种“更差的状况”将会危及到电力供应稳定，因此是无法持续的。**

3.1、PB——二级市场视角

PB 作为一种能够剔除盈利波动干扰的估值指标，在寻找、确认周期性行业底部时是一个较为有效的选择。我们统计了 2000 年至今火电、水电行业 PB 相对于全部 A 股 PB 的相对指标，见下图。

图 16：火电、水电行业相对 PB 走势

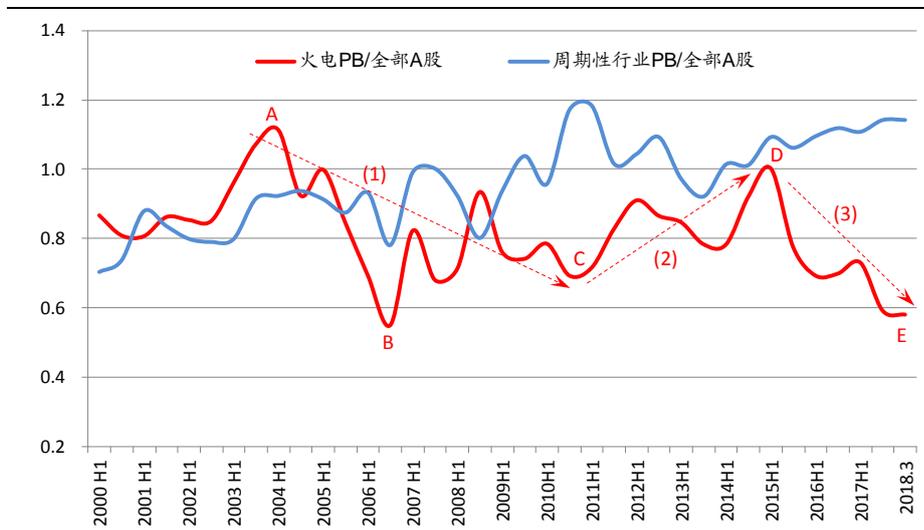


资料来源：Wind，光大证券研究所

2004 年火电板块相对 PB 见高点，之后在 2016 年底见到低点。2004 出现年高点的原因是当时在“电荒”影响下，火电行业机组利用率连年快速提升，带来业绩相应快速提升，但 2004 年煤价上行幅度较大，已经吞噬机组利用率提升带来的利润提升，而 2003-2004 年开工的大量火电项目给未来数年的火电机组利用率带来大幅下行的预期。2006 年底低点的出现则源于市场整体估值中枢在 2006 年持续提升，而电力板块作为最后启动的板块，其相对估值出现了低点。目前火电板块的相对 PB 已经接近 2006 年底时的历史低点水平。

同时，我们也计算了周期性行业（钢铁、有色、建材、化工、机械）的相对 PB 历史走势。见下图。

图 17：火电、周期性行业的相对 PB 走势



资料来源：Wind，光大证券研究所

如果将火电板块相对 PB 进行大周期的划分，我们认为：

A-C 阶段：是一个完整下行周期。A 点即我们前述“电荒”带来的“五朵金花”行情；C 点则是在机组利用率连年下降、煤炭价格连年高位共同作用下出现的，C 点过后，机组利用率开始回升，煤炭价格则由于经济“下台阶”而出现持续低迷。A、C 之间出现的 2006 年低点和 2008 年高点则分别是由 2006 年和 2008 年的单边市场行情造成的。

C-D 阶段：火电企业盈利大幅回升并持续高位。沪港通、电改等因素主导了这一阶段的波动。D 点开始，小时数出现大幅下滑（供给增长过快、需求疲弱），同时，煤炭行业供给侧改革开始萌芽。

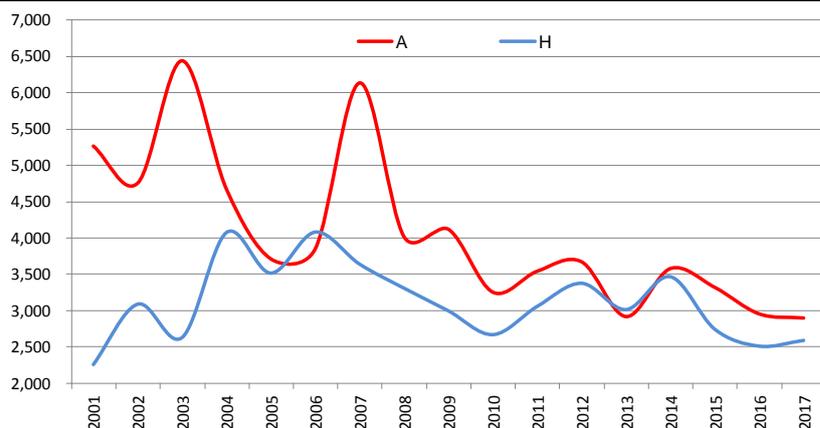
E 点即目前，在经历了 6 个季度的煤价高位运行以及小时数持续低迷之后的行业相对 PB 水平。

3.2、重置成本—产业资本视角

重置成本又称现行成本，是指按照当前市场条件，重新取得同样一项资产所需支付的现金或现金等价物金额。我们一般使用重置成本来寻找公司股价底部。这种方法的优势在于可以剔除负债率、机组利用率等指标对估值指标的干扰。

以华能国际 A 股及 H 股为例，经过测算，我们得到了其历年来重置成本数据。观察可知，目前该项指标亦处于历史低点附近。

图 18：华能国际 A 股、H 股重置成本历史走势（元/千瓦）



资料来源：Wind，光大证券研究所

3.3、机组利用率—技术视角

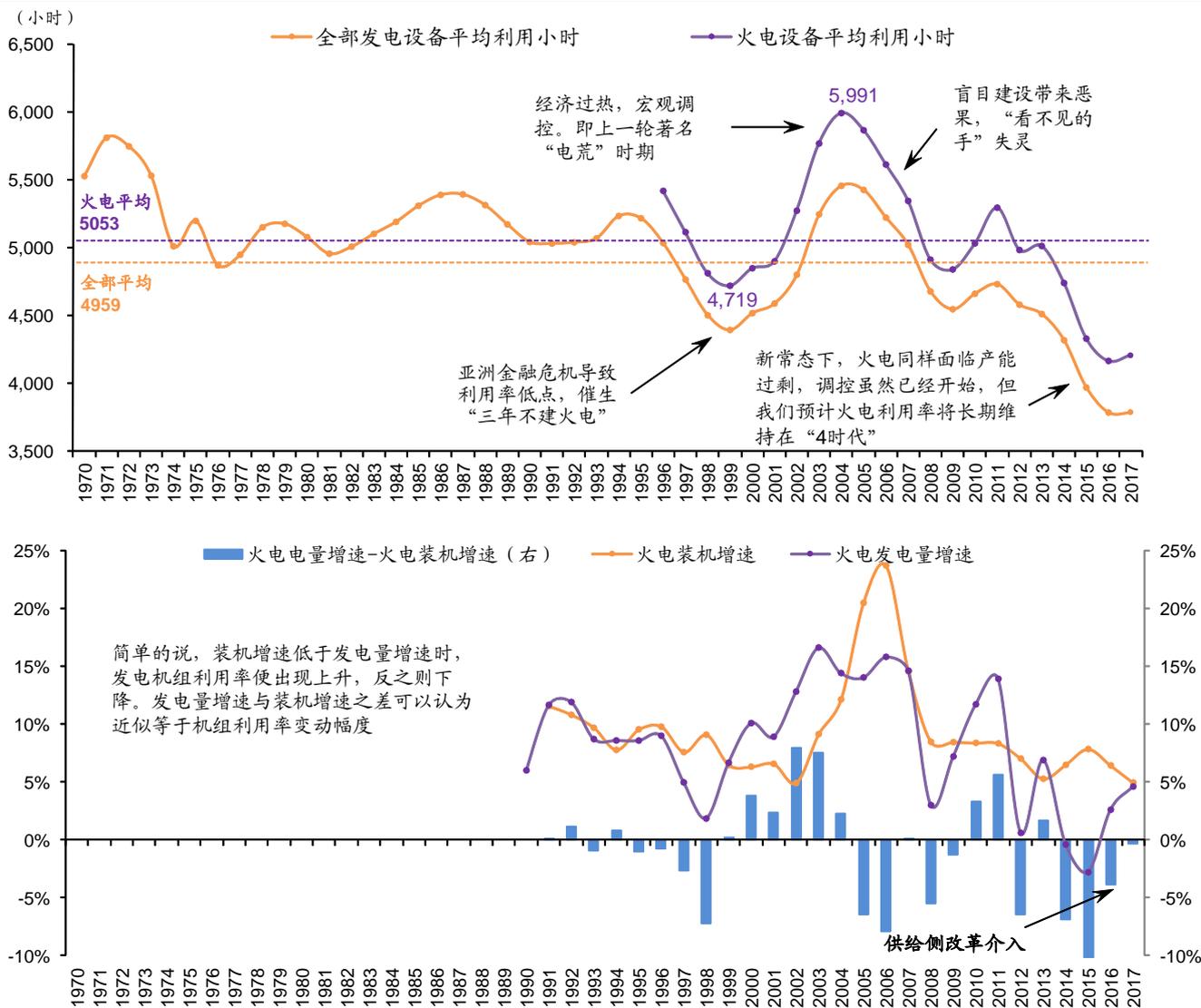
我们对于火电行业机组利用率的结论是：已经见底，但持续、大幅反转仍未可及。

从有统计数据至今约 20 年时间，我们观察到火电行业机组利用率经过了 2.5 个完整周期：

- 1995-2004：该周期内的主要驱动力包括亚洲金融危机导致的电力供应过剩、“三年不建火电”+“加入 WTO”带来的供需失衡以及 2003-2004 年为缓解“电荒”上马的大量新项目导致供需再度失衡；
- 2005-2011：该周期内主要驱动力包括 2003-2005 年大量新项目投产与重化工业增速放缓、电力需求弹性系数下行之间的矛盾；次贷危机、“四万亿”对国内电力需求的相继影响、电力行业固定资产投资增速开始负增长等。如果不是 2012 年经济“增长方式转换”的出现，本周期应该还能持续 2-3 年；
- 2012 至今：2012 至 2016 年，火电机组利用率经历了一轮前所未有的下行。驱动力主要是：1、2012 年经济“增长方式转换”、“三期叠加”导致电力需求弹性进一步、超预期下降；2、2015-2016 年火电项目审批权限下放至地方后，大量火电新项目的出现。由于 2017 年火电供给侧改革的出现，我们基本认定 2016-2017 年是本轮火电机组利用率的底

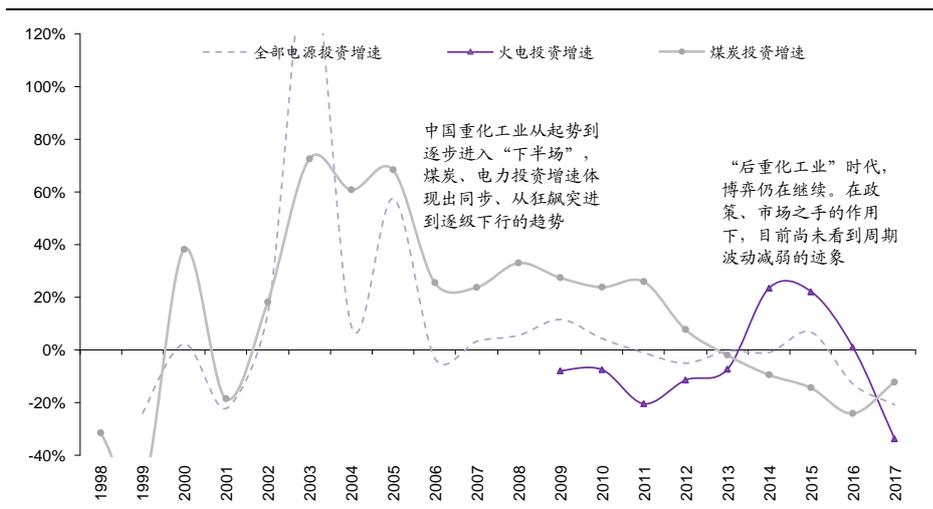
部。即便如此，利用率短期内明显回升仍然非常困难，请参见我们 2017 年的供给侧改革系列报告《火电供给侧改革：近忧着远虑，亡羊思补牢》、《火电供给侧改革：渐行渐近的火电“新常态”》。

图 19：火电行业机组利用率历史走势



资料来源：Wind，光大证券研究所

图 20: 煤炭、电力行业固定资产投资增速对比

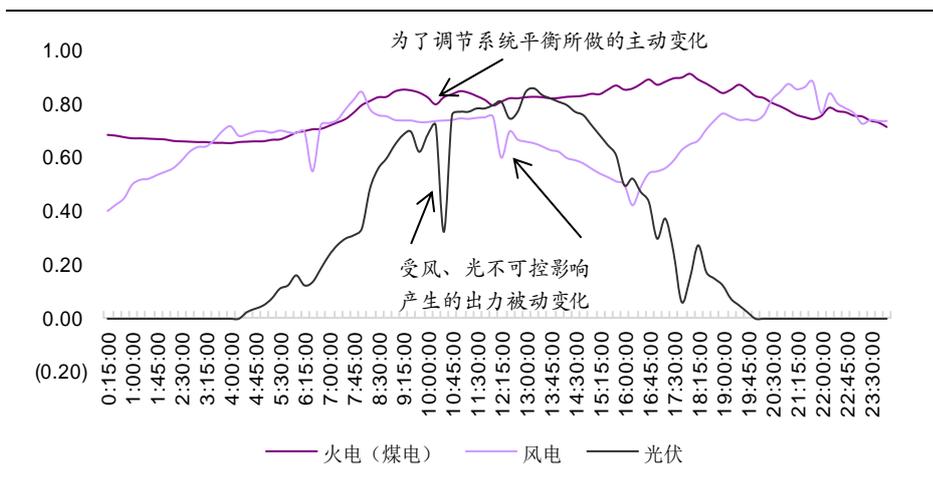


资料来源: Wind, 光大证券研究所

3.3.1、各类装机作用差异明显，火电对电力系统稳定仍意义重大

各类装机在电力电量平衡中所起的作用不尽相同，火力发电机组、核发电机组是支撑电力电量平衡的主要发电类型之一，同时也是支撑电力平衡的最主要因素，同时需要为系统提供备用（备用率一般为 20%）；水力发电机组在支撑电量平衡的同时，也在电力平衡中起一定作用，但作用小于火电机组；非水可再生能源目前仅参与系统的电量平衡，并不能参与（或极少量参与）系统的电力平衡。纵观近十年装机累计增速，可以看到为了满足电力平衡，可控装机增速需要与最高负荷匹配。

图 21: 火电、风电、光伏发电 24 小时典型出力特性



资料来源: 光大证券研究所

一般情况下，火电出力变化是针对系统负荷变化而产生的主动相应；而风电、光伏等非水可再生能源的变化是由于自然环境（风速、光照）的变化而发生的被动变化，实际上加大了系统稳定的负担。对此，我们设置了一个年度累计装机增速的新指标，从一个稍长的时间范围来考察装机增速、负荷

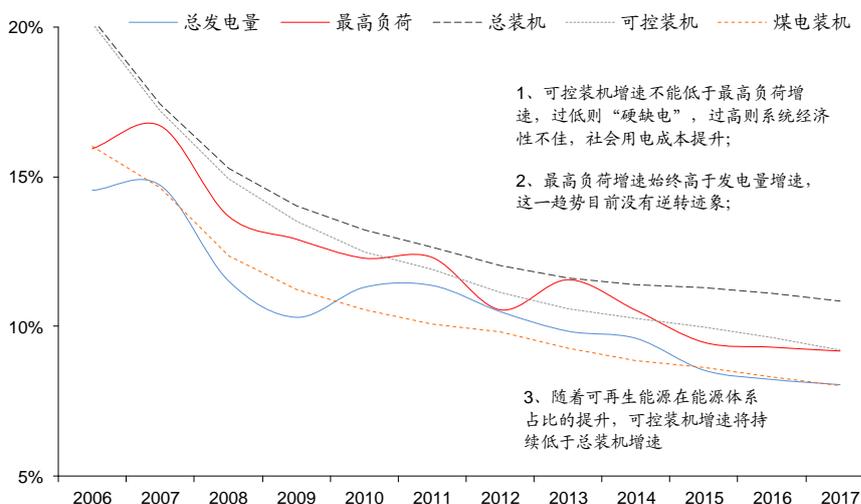
增速、可控装机增速、用电量增速等的关系。

表 2: 2005-2017 年相关电力指标复合增速

	发电量	最高发电负荷	总装机	可控装机	煤电装机
	亿千瓦时	万千瓦	万千瓦	万千瓦	万千瓦
2005	24,747	32,330	51,718	51,608	39,138
2017	62,758	92,877	177,703	148,836	99,000
12 年累计增速	153.6%	187.3%	243.6%	188.4%	153.0%
12 年复合增速	8.1%	9.2%	10.8%	9.2%	8.0%

资料来源: Wind (注: 可控装机=总装机-风电装机-光伏装机)

图 22: 2006-2017 年累计增速分析



资料来源: Wind

我们引入了年度的累计增速指标，对自 2006 年以来我国装机增长情况、负荷增长情况、用电量增长情况进行复合增速分析，可以看出：

- 总装机增速明显高于发电量增速（也高于负荷增速），主要原因是多种发电形式发展，新能源、可再生能源装机量近年（2010 年后）提升明显。
- 在扣除不可控的风电、光伏发电装机后，可控装机（由于统计数据难以获得，且总量较小，此处未考虑其它类型不可控装机）增速与最高发电负荷持平。
- 由于节能环保问题日益成为社会关注的重点，对煤电机组的建设管理者进行了一定的限制，煤电机组装机增速低于负荷增速（被同样可以参与电力平衡的核电、水电、气电等代替）。

由此不难看出，虽然利用小时数达到历史最低水平，但作为可控装机的主力，火电（主要是煤电）其作用依然不可忽视，其发展水平决定了系统的负荷平衡与安全稳定，在相当长的一段时间周期内，只要负荷持续增长，火电机组依然存在其发展空间。

3.3.2、“4”字头常态化——“十三五”期间煤电发电小时预测

电力负荷与用电量增长与经济发展直接相关，通过前面的判断，我们基本上可以得到一个初步结论，即未来装机的发展方式，以及火电的发展前景。国家电力行业“十三五”规划是一项耗时、复杂、精密、科学，同时又高度概括的工作，对其中电力装机发展的规划极具参考意义。

根据国家能源局发布的《电力发展“十三五”规划》中 2020 年发展目标，以 2020 年装机、用电量指标作为约束条件，考虑经济发展不确定性，分别按照用电量发展高（7.2 万亿千瓦时）、中（7.0 万亿千瓦时）、低（6.8 万亿千瓦时）三个方案计算对 2017-2020 年电源装机比例、用电小时数进行预测。预测基于以下假设条件：

1. 各类机组装机增长符合电力发展“十三五”规划；
2. 风电、光伏发电利用小时数稳定，满足 2020 年三北地区弃风、弃光率改善且不超过 10%；
3. 核电、水电等机组发电小时不发生较大变化；
4. 生物质发电、垃圾发电等新能源火电机组增长稳定。

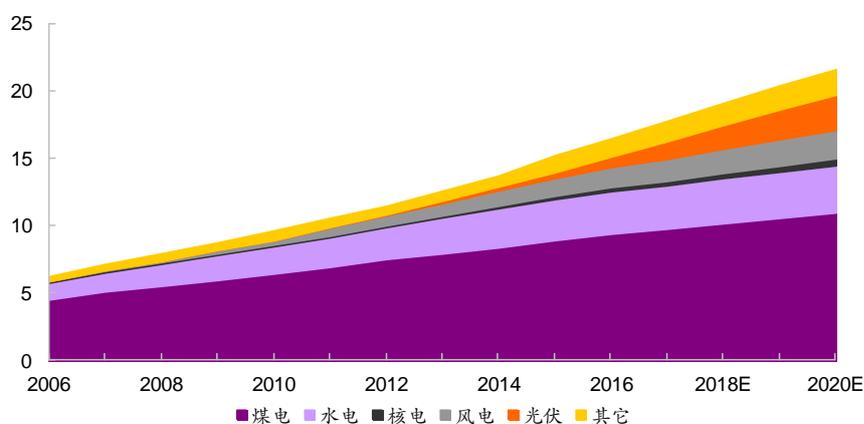
表 3：“十三五”电力工业发展主要目标

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
	电能占总能源消费比重	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
	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	21.20%	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

类别	指标	2015年	2020年	年均增速	属性
	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

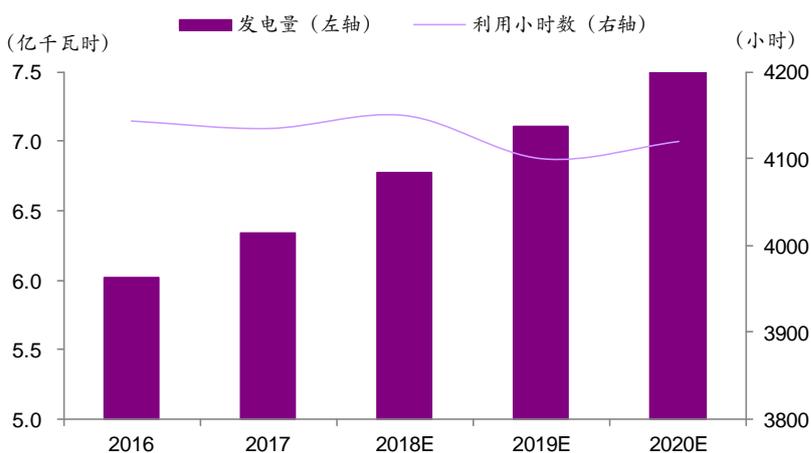
资料来源：国家能源局（注：1.[]为五年累计绝对量的变化；2.2015年煤电平均供电煤耗根据中电联公布的火电平均供电煤耗估算）

图 23：2020 年装机发展规划（亿千瓦）



资料来源：中电联，国家能源局，光大证券研究所预测

图 24：2018~2020 发电量及发电小时预测



资料来源：Wind，光大证券研究所预测

按照电力发展“十三五”规划，至2020年，煤电装机达到11亿千瓦，占比较“十二五”末期进一步下降3-4个百分点。根据预测结果，按照全社会用电量7.2、7.0、6.8万亿千瓦时高、中、低3个方案考虑，2017~2020年高

方案煤电机组平均利用小时数为 4079 小时，中方案煤电机组平均利用小时数约为 3897 小时，低方案煤电机组平均利用小时为 3715 小时。“十三五”期间，煤电机组装机在国家有关部门的管理之下稳步增长，同时发电小时将在 4000 小时左右波动，形成煤电机组运行的“新常态”。

表 4：2020 年煤电机组利用率敏感性分析

		2020 年全社会总用电量（亿千瓦时）											
		68,000	68,500	69,000	69,500	70,000	70,500	71,000	71,500	72,000	72,500	73,000	
2020 年 煤电装机 (万千瓦)	95,000	4,301	4,354	4,407	4,459	4,512	4,565	4,617	4,670	4,723	4,775	4,828	理想区间
	100,000	4,086	4,136	4,186	4,236	4,286	4,336	4,386	4,436	4,486	4,536	4,586	
	105,000	3,892	3,939	3,987	4,035	4,082	4,130	4,178	4,225	4,273	4,320	4,368	
	110,000	3,715	3,760	3,806	3,851	3,897	3,942	3,988	4,033	4,079	4,124	4,169	我们预测 的区间
	115,000	3,553	3,597	3,640	3,684	3,727	3,771	3,814	3,858	3,901	3,945	3,988	
	120,000	3,405	3,447	3,489	3,530	3,572	3,614	3,655	3,697	3,739	3,780	3,822	
	125,000	3,269	3,309	3,349	3,389	3,429	3,469	3,509	3,549	3,589	3,629	3,669	
	130,000	3,143	3,182	3,220	3,259	3,297	3,336	3,374	3,413	3,451	3,490	3,528	
		供给侧改革要竭力避免的区间											

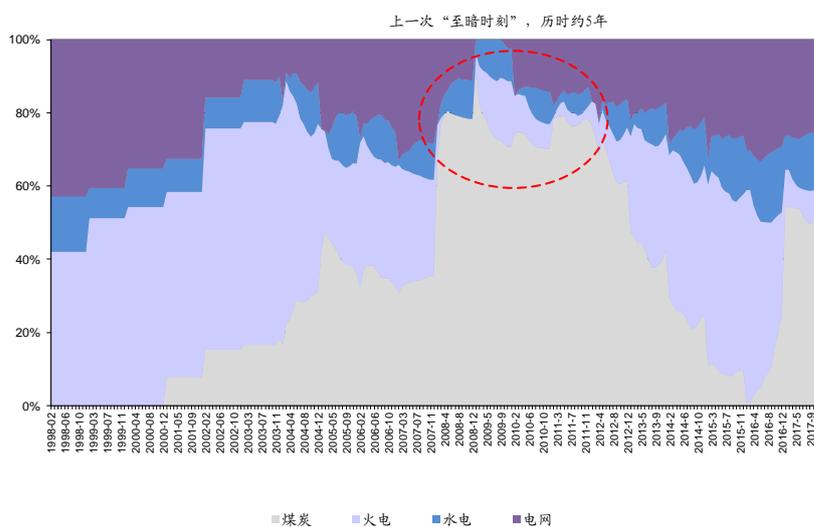
资料来源：国家发改委，国家能源局，光大证券研究所预测

注：2020 年我国煤电机组规模目标为 11 亿千瓦，全社会用电量目标为 6.8-7.2 万亿千瓦时

3.4、产业链利润分配——一个另类的视角

产业链利润分配是我们一直使用的一个指标。见下图。从这个角度来看，火电行业景气度处于底部区间无疑，但走出底部的过程，却没有可以完全参照的历史阶段。每个阶段都有各自不同的内、外部经济环境以及上下游产业政策趋势。

图 25：电力行业产业链利润分配历史走势



资料来源：Wind，光大证券研究所

由上图可见，煤-发电-电网产业链利润分配符合我们对于火电行业是“强周期”、“逆周期”行业的判断和定位，且目前发电行业尤其是火电行业处于产业链相对弱势地位，“处于底部区域”这一结论在逻辑上没有问题。

4、底部区域，业绩敏感性几何？

4.1、测算基数与假设说明

我们统计了如下火电公司 2015 年、2016 年、2017 年前三季度的度电盈利情况，伴随供给侧改革、煤价上行，火电企业度电利润显著下滑，2017 年前三季度总体已逼近微利，由于四季度煤价高位运行，2017 全年更是雪上加霜。2015 年是近年来火电行业盈利较好的年份，下面章节我们将在 2015 年和 2017 年前三季度一好一差的盈利基数上分别测算火电企业盈利对于电价和煤价的弹性。

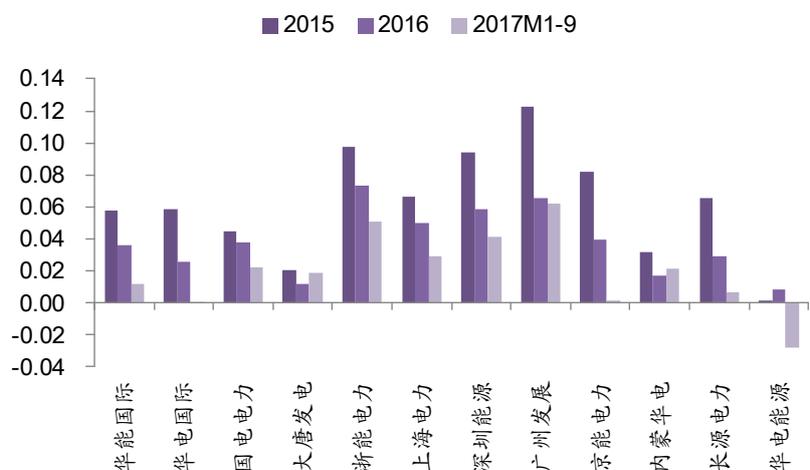
表 5：主要火电公司 2015 至 2017M1-9 度电盈利比较

公司	度电收入 (元/千瓦时)			度电成本 (元/千瓦时)			度电毛利 (元/千瓦时)			度电净利 (元/千瓦时)		
	2015	2016	2017M1-9									
华能国际*	0.391	0.385	0.401	0.269	0.302	0.352	0.122	0.083	0.048	0.058	0.036	0.012
华电国际	0.397	0.356	0.435	0.264	0.276	0.390	0.133	0.080	0.046	0.059	0.026	0.001
国电电力	0.342	0.313	0.309	0.236	0.233	0.254	0.106	0.080	0.055	0.045	0.038	0.023
大唐发电*	0.385	0.362	0.342	0.264	0.267	0.284	0.121	0.095	0.057	0.020	0.012	0.019
浙能电力	0.459	0.400	0.465	0.339	0.311	0.407	0.120	0.089	0.058	0.097	0.074	0.051
上海电力	0.505	0.487	0.526	0.374	0.376	0.443	0.131	0.111	0.083	0.066	0.050	0.029
深圳能源	0.510	0.471	0.491	0.357	0.335	0.366	0.153	0.136	0.125	0.094	0.059	0.041
广州发展	1.407	1.431	1.509	1.185	1.231	1.348	0.223	0.201	0.161	0.123	0.066	0.062
京能电力	0.278	0.237	0.236	0.184	0.188	0.225	0.094	0.050	0.011	0.082	0.040	0.002
内蒙华电	0.285	0.264	0.265	0.230	0.224	0.219	0.055	0.041	0.045	0.032	0.017	0.022
长源电力	0.423	0.394	0.403	0.287	0.325	0.377	0.136	0.069	0.026	0.066	0.029	0.007
华电能源	0.420	0.404	0.408	0.372	0.356	0.386	0.048	0.049	0.022	0.001	0.008	-0.028

资料来源：Wind，光大证券研究所

(*说明：1.华能国际营业收入、营业成本、上网电量均为境内合并值；2.大唐发电因 2015 年净利润受到煤化工业务拖累，2016 年出售煤化工业务影响当期利润，所以 2015-2016 年度电净利数据失真，参考性不强。)

图 26：主要火电公司 2015 至 2017M1-9 度电净利润 (元/千瓦时)



资料来源：Wind，光大证券研究所

敏感性计算说明：

- 1.分析标的选择：我们主要针对有电量数据披露的火电公司进行电价、煤价的敏感性分析。
- 2.关于煤机占比的处理：由于主营为火电的公司发电量不完全来自煤机，定期报告中营业收入、营业成本在电力科目下没有再进一步细分，所以计算度电收入、度电成本、度电利润等数据时，我们使用全部电量平均，只有计算收入、利润绝对值影响时考虑煤机占比的影响。
- 3.关于税项：由于城市维护建设税、教育费附加等税费以企业实际缴纳的流转税计缴，由于实缴流转税难以计算，故采用税金及附加与营业收入的比例进行整体计算，在利润计算中扣减；我们选择的分析标的公司中，增值税率和企业所得税率大多以 17%和 25%执行，大唐发电、京能电力、内蒙华电的个别子公司享受增值税或企业所得税率的优惠政策，因难以拆分计算，暂时忽略税率优惠的影响。
- 4.关于煤耗假设：分地区供电标准煤耗采用最新披露的 2017 年 1-11 月累计平均值。

4.2、电价上调敏感性分析

在平均含税电价上升 1 分/千瓦时的条件下，我们测算火电公司的盈利弹性，相比 2017 年前三季度这一基数时，盈利越差则弹性越强，例如：华电国际、京能电力、华电能源；而相比于火电公司 2015 年的盈利稳态，弹性显著的公司除华电能源，大唐发电外，包括：内蒙华电、国电电力、华能国际、华电国际等。考虑到火电公司煤机比重不同，煤机电价上调对于度电盈利的拉升与净利润绝对增量、每股收益增厚情况不尽相同，EPS 增厚显著的公司包括：华能国际、华电国际、长源电力、大唐发电等。

表 6：电价上调火电公司盈利弹性比较

公司	平均含税电价上升 0.01 元/千瓦时					
	度电毛利增幅		度电净利增幅		归母净利绝对增量 (亿元)	增厚 EPS (元)
	相对 2017M1-9	相对 2015A	相对 2017M1-9	相对 2015A		
华能国际	18%	7%	53%	11%	17.17	0.113
华电国际	19%	6%	1002%	11%	7.74	0.079
国电电力	16%	8%	28%	14%	5.23	0.027
大唐发电	15%	7%	33%	31%	8.42	0.063
浙能电力	15%	7%	12%	7%	5.55	0.041
上海电力	10%	7%	22%	10%	1.14	0.047
深圳能源	7%	6%	15%	7%	0.78	0.020
广州发展	5%	4%	10%	5%	0.59	0.021
京能电力	79%	9%	367%	8%	2.47	0.037
内蒙华电	19%	16%	28%	19%	1.50	0.026
长源电力	33%	6%	93%	10%	0.83	0.075
华电能源	39%	18%	-23% (扭亏)	498%	1.14	0.058

资料来源：Wind，光大证券研究所（注：归母净利润绝对增量和增厚 EPS 计算基数为各公司 2017 年前三季度数据）

表 7：电价上调敏感性测算备考数据

公司	测算备考数据					总股本 (亿股)
	2017A 煤机 上网电量 (亿千瓦时)	2017M1-9 税金 及附加占营业收 入比重	增值税率	企业所得 税率	2015A 归母 净利占净利 润比重	
华能国际	3442.45	17%	0.93%	25%	79%	152.00
华电国际	1664.75	17%	1.17%	25%	73%	98.63
国电电力	1351.28	17%	1.07%	25%	61%	196.50
大唐发电	1561.244	17%	1.62%	25%	86%	133.10
浙能电力	1052.81	17%	0.87%	25%	83%	136.01
上海电力	299.96	17%	0.65%	25%	60%	24.10
深圳能源	141.60*	17%	0.94%	25%	87%	39.64
广州发展	129.69	17%	0.62%	25%	71%	27.26
京能电力	477.82*	17%	1.59%	25%	82%	67.47
内蒙华电	421.45	17%	3.29%	25%	57%	58.08
长源电力	131.33*	17%	1.02%	25%	100%	11.08
华电能源	215.14	17%	1.99%	25%	85%	19.67

资料来源：Wind，光大证券研究所

(*说明：1.归母净利占净利润比重我们尽量选取最近的报告期，同时考虑数据整齐可比，因此选用 2015 年度；2.深圳能源截至 2018.03.04 尚未披露 2017 年度电量情况，表格里数据选取 2016 年度；3.京能电力由于上网电量未披露，表中选取发电量代替；4.长源电力未披露煤机上网电量，我们采用煤机装机容量占总装机比例乘以全部上网电量代替。)

4.3、煤价下行敏感性分析

煤价下行的敏感性分析结论与电价上调相近。在到厂标煤单价下降 20 元/吨的条件下，测算火电公司的盈利弹性，相比 2017 年前三季度这一基数时，同样盈利越差弹性越强，例如：华电国际、京能电力、华电能源；相比于火电公司 2015 年的盈利稳态，弹性显著的公司除华电能源，大唐发电外，包括：内蒙华电、国电电力、华能国际、华电国际等。考虑到火电公司煤机比重不同，煤机电价上调对于度电盈利的拉升与净利润绝对增量、每股收益增厚情况不尽相同，EPS 增厚显著的公司包括：华能国际、华电国际、长源电力、大唐发电等。

表 8：煤价下行火电公司盈利弹性比较

公司	到厂标煤单价下降 20 元/吨					
	度电毛利增幅		度电净利增幅		归母净利绝对增量 (亿元)	增厚 EPS (元)
	相对 2017M1-9	相对 2015A	相对 2017M1-9	相对 2015A		
华能国际	12%	5%	37%	8%	12.21	0.080
华电国际	13%	5%	722%	8%	5.57	0.057
国电电力	11%	6%	21%	10%	3.87	0.020
大唐发电	11%	5%	25%	23%	6.35	0.048
浙能电力	10%	5%	9%	5%	3.88	0.029
上海电力	7%	5%	16%	7%	0.81	0.033
深圳能源	5%	4%	11%	5%	0.55	0.014
广州发展	4%	3%	7%	4%	0.41	0.015
京能电力	61%	7%	291%	6%	1.96	0.029

内蒙华电	15%	12%	23%	16%	1.21	0.021
长源电力	23%	4%	67%	7%	0.60	0.054
华电能源	29%	14%	-17%	385%	0.89	0.045

资料来源: Wind, 光大证券研究所 (注: 归母净利润绝对增量和增厚 EPS 计算基数为各公司 2017 年前三季度数据)

表 9: 煤价下行敏感性测算备考数据

公司	测算备考数据					总股本 (亿股)
	2017A 煤机 上网电量 (亿千瓦时)	公司燃煤 机组主要 分布地区	主要分布地区平 均供电标准煤耗 (克/千瓦时)	企业所得 税率	2015A 归母 净利占净利 润比重*	
华能国际	3442.45	山东/江苏/ 广东	301	25%	79%	152.00
华电国际	1664.75	山东/湖北/ 浙江	304	25%	73%	98.63
国电电力	1351.28	江苏/山西/ 新疆	313	25%	61%	196.50
大唐发电	1561.244	内蒙古/河 北/浙江	317	25%	86%	133.10
浙能电力	1052.81	浙江	296	25%	83%	136.01
上海电力	299.96	上海	300	25%	60%	24.10
深圳能源	141.60*	广东	298	25%	87%	39.64
广州发展	129.69	广东	298	25%	71%	27.26
京能电力	477.82*	内蒙古	333	25%	82%	67.47
内蒙华电	421.45	内蒙古	333	25%	57%	58.08
长源电力	131.33*	湖北	304	25%	100%	11.08
华电能源	215.14	黑龙江	324	25%	85%	19.67

资料来源: Wind, 光大证券研究所

(*说明同表 7)

5、投资建议

进入 2018 年, 我们认为在宏观经济开局偏弱且未来预期并无显著亮点、国际贸易形势复杂化等宏观背景下, 叠加火电行业的基本面、二级市场估值均已在底部这一现实, 我们认为火电行业这一稀有的“逆周期”行业, 将逐步走出“至暗时刻”、发挥对冲宏观经济风险的作用, 建议增加配置。维持电力行业“增持”评级, 首选行业龙头华能国际 (A、H)、华电国际 (A、H), 推荐浙能电力。同时, 水电行业作为传统的近似无周期的行业, 亦可较好抵御经济波动, 建议增加配置, 推荐川投能源。

6、重点公司推荐

6.1、华能国际 (600011.SH) : 2018 年看业绩弹性及改革契机

◆2017 年装机规模上一台阶, 度电净利下降 3 分: 2017 年末, 公司可控装机容量突破 1 亿千瓦, 同比增加 24.4%。2017 年境内电厂累计发电量同比增加 25.8%, 平均上网结算电价同比提高 4.4%, 交易电量折价空间收窄。

2017 年公司境内电厂售电单位燃料成本同比上升 34.39%，度电净利 0.6 分，同比下滑 3 分，盈利水平下滑明显。

◆**盈利修复指望煤价下行，业绩弹性最抢眼：**2018 年春节后，5500 大卡动力煤价格指数下行 120（元/吨）或 15.58%。煤价走低是供需两端共同作用结果，展望下一阶段，煤价仍有一定下行空间。在“三去一降一补”仍为政策主基调的形势下，电价上调的空间非常有限，火电盈利修复正是指望煤价下行。敏感性分析结果显示，煤价下行或电价上调，华能国际 EPS 增厚最为显著。

◆**行业供给侧改革继续推进，优质龙头将受益：**2018 年《政府工作报告》提出淘汰关停不达标的 30 万千瓦以下煤电机组，供给侧改革持续推进，整个煤电行业新增投资也在压缩，2017 年全国火电投资完成额同比下滑 20.93%。华能国际 2017 年末在建工程规模保持稳步增长，剔除资产收购部分后的资本开支同比有所下滑。公司发电装机资产优质，近年也在主动进行电源结构调整，待供给侧改革效果显现，公司将受益。

◆**期待央企整合带来新契机：**继国电与神华、中电投与国核之后，市场对于电力央企重组仍有所期待。从供给侧改革主要目的出发，我们认为电力央企整合路径在单纯扩大规模之外，更加注重业务布局优化。华能集团在规模上已立于行业之首，期待央企整合带给公司新的发展契机。

◆盈利预测及投资评级

我们维持对公司的盈利预测，2018-2020 年 EPS 分别为 0.33、0.42、0.45 元，每股净资产分别为 5.20、5.39、5.56 元；对应 21、16、15 倍 PE，1.3、1.3、1.2 倍 PB。由于华能国际 17 年盈利同比大幅下滑，采用 PE 估值存在一定失真，我们采用 PB 估值法。火电行业的历史 PB 均值为 1.7 倍，我们给予公司 2018 年 1.6 倍 PB，提高目标价至 8.32 元，上调至“买入”评级。

图 27：火电行业与华能国际历史 PB 走势



资料来源：Wind

◆风险提示

动力煤价格超预期上行吞噬火电主业利润，社会用电需求超预期下滑拖累公司发电量等。

表 10：华能国际业绩预测和估值指标

指标	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入（百万元）	113,814	152,459	159,126	166,690	174,613
营业收入增长率	-11.7%	34.0%	4.4%	4.8%	4.8%
净利润（百万元）	8,814	1,793	5,013	6,381	6,858
净利润增长率	-36.1%	-79.7%	179.6%	27.3%	7.5%
EPS（元）	0.58	0.12	0.33	0.42	0.45
ROE（归属母公司）（摊薄）	10.8%	2.4%	6.3%	7.8%	8.1%
P/E	12	57	21	16	15
P/B	1.3	1.4	1.3	1.3	1.2

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（股价选自 2018-03-26 收盘价）

6.2、华电国际（600027.SH）：发电央企上市平台，业绩弹性待释放

◆**华电集团上市发电公司，深耕火力发电**：华电国际是五大发电集团之一——华电集团旗下的上市公司，是中国最大型的综合性能能源公司之一。公司核心业务为以火电为主的发电业务，发电资产遍布全国十四个省、市、自治区。2017 年公司营业收入 790 亿元，截至 2017 年底总资产 2163 亿元；公司控股发电厂 60 家，控股装机容量 4918 万千瓦，火电装机占比达 88%（燃煤机组占 79%，燃气机组占 9%）。

◆**火电龙头企业，在建发电资产丰富**：作为全国型火电龙头企业之一，公司拥有优质发电资产。截至 2017 年底，公司火电机组中 30 万千瓦及以上等级机组装机占比 90%以上，单机 60 万千瓦及以上等级燃煤机组装机占比约 51%。截至 2017 年底，公司在建发电资产共 1202 万千瓦；预计随着上述发电资产建成投运，公司控股装机可增长约 24%。

◆**逆周期性质凸显，高弹性待释放**：由于公司以火电为主的营业结构，燃料（主要为燃煤）成本对营业成本的贡献较大。受制于“市场煤、计划电”的上下游结构，公司盈利水平与煤价波动呈反方向变化，逆煤价周期特征凸显。我们以 2016 年公司经营数据和财务数据为基数测算，当煤价分别下降 5%、10%、15%时，公司对应毛利增厚 10%、20%、30%。2017 年以来煤价高企致公司业绩低迷，但近期煤电价格矛盾逐步缓解，若煤价进入下行区间，公司业绩将显著提升。

◆盈利预测及投资评级

公司主营业务包括发电、供热、售煤等，其中核心业务为以火电为主的发电业务。考虑到煤电供给侧改革、新机组投产、火电用电小时数回暖等因素，我们假设 2018-2020 年发电量分别增长 7%、7%和 1%，煤价分别下降 5%、3%、0%。

预计公司 2018-2020 年营业收入分别为 844、892、929 亿元，毛利率分别为 12.2%、14.5%、17.7%；归母净利润分别为 14.5、13.4、21.7 亿元，EPS 分别为 0.15、0.14、0.22 元。

表 11：华电国际主营业务盈利预测表

项目	2017A	2018E	2019E	2020E
营业收入 (亿元)	790.1	844.0	891.8	929.1
YoY%	24.7%	6.8%	5.7%	4.2%
发电	616.3	670.3	718.1	755.4
供热	40.3	40.3	40.3	40.3
售煤	128.0	128.0	128.0	128.0
其他	5.4	5.4	5.4	5.4
营业成本 (亿元)	706.8	741.3	762.3	764.6
发电	533.2	567.7	588.7	591.1
供热	43.4	43.4	43.4	43.4
售煤	128.6	128.6	128.6	128.6
其他	1.6	1.6	1.6	1.6
毛利率 (%)	10.5%	12.2%	14.5%	17.7%
发电	13.5%	15.3%	18.0%	21.8%
供热	-7.8%	-7.8%	-7.8%	-7.8%
售煤	-0.4%	-0.4%	-0.4%	-0.4%
其他	71.5%	71.5%	71.5%	71.5%

资料来源：Wind，光大证券研究所预测

预计公司 2018-2020 年的每股净资产分别为 4.36、4.43、4.59 元，对应 PB 分别为 0.83、0.81、0.78 倍。考虑到公司核心业务为以火电为主的发电业务，我们选择火电行业代表公司华能国际、大唐发电、国电电力和中能股份作为可比公司。可比公司 2018 年 PB 均值为 1.1 倍，考虑到公司 2017 年盈利能力相对较差，给予部分估值折价，我们给予公司 2018 年 1.0 倍 PB，对应目标价 4.36 元，首次覆盖“买入”评级。

表 12：华电国际可比公司估值表

公司	股价 (元)	每股净资产 (元)			PB (x)		
		2016A	2017E	2018E	2016A	2017E	2018E
华能国际*	6.78	5.36	4.64	5.41	1.3	1.5	1.3
大唐发电	3.64	2.98	3.20	3.46	1.2	1.1	1.1
国电电力	2.97	2.51	2.66	2.81	1.2	1.1	1.1
中能股份	5.69	5.56	5.80	6.10	1.0	1.0	0.9
				平均值	1.2	1.2	1.1
华电国际*	3.60	4.32	4.23	4.36	0.8	0.9	0.8

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（注：股价选自 2018-03-26 收盘价，除华电国际外其他公司盈利预测来自 Wind 一致预期，*华能国际、华电国际 2017 年业绩已披露）

◆ 风险提示

煤价超预期上涨，上网电价下行的风险；公司发电机组投产进度低于预期，火电供给侧改革导致公司部分机组关停的风险；火电机组发电利用小时数下行的风险等。

表 13：华电国际业绩预测和估值指标

指标	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入（百万元）	63,346	79,007	84,436	89,255	93,007
营业收入增长率	-10.8%	24.7%	6.9%	5.7%	4.2%
净利润（百万元）	3,344	430	1,449	1,337	2,172
净利润增长率	-56.5%	-87.1%	237.0%	-7.8%	62.5%
EPS（元）	0.34	0.04	0.15	0.14	0.22
ROE（归属母公司）（摊薄）	7.8%	1.0%	3.4%	3.1%	4.8%
P/E	11	83	24	27	16
P/B	0.8	0.9	0.8	0.8	0.8

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（股价选自 2018-03-26 收盘价）

6.3、浙能电力（600023.SH）：受益区域市场，发电小时弹性显现

◆**高 ROE 低 PB/PE 的火电公司**：公司是浙江省规模最大的火电企业，得益于省内电力需求较快增长，以及区域内电力供需环境的改善，公司下属发电企业的发电量近两年呈现较快增长。火电板块中，ROE 水平高于公司且 PB/PE 相对较低的公司仅有一家穗恒运。公司当前的估值水平相对于较好的资产质量和盈利能力是偏低的。

◆**浙江省电力供需环境改善的受益者**：浙江省在“十二五”时期推动产业转型升级，电力消费增速在 2012、2014 和 2015 年呈现出骤降，2016 年起重回较快增长。为改善生态环境质量，浙江省严控煤炭消费总量和新建燃煤发电项目，省内新增有效装机明显减少。加之省外输入电量增量有限，公司得益于此，火电机组发电小时数显著上升。

◆**煤电价格矛盾缓解，发电小时优势显现**：一直以来，公司度电盈利水平高于一般火电公司，近期动力煤市场价格回落，公司盈利水平也伴随提高，发电小时的敏感性得以显现。我们以公司 2016 年运营及财务数据为基础，进行敏感性分析，当年度发电小时数增加 100h 时，摊薄单位售电的固定成本 0.25 分/千瓦时（2.8%），度电毛利增加 2.4%，度电净利增加 2.6%。相应的，同步增加发电量、收入和利润，归属母公司所有者净利润的绝对增量为 8.60 亿元，增厚公司 EPS0.06 元。

◆盈利预测及投资评级

我们假设 2017-2019 年上网电量同比分别增长 11.2%、12.0%、10.0%，上网电价在 2017.07.01 之后不再做调整，单位供电标准煤耗分别为 296、295、294 克/千瓦时，5500 大卡综合煤价分别为 585、585、589 元/吨。预计公司 2017-2019 年营业收入分别为 511、585、644 亿元，毛利率分别为 14.5%、16.6%、17.2%，归母净利润分别为 43.2、59.5、67.7 亿元。

表 14：浙能电力主营业务盈利预测

项目	2016A	2017E	2018E	2019E
营业收入（百万元）	39,177	51,062	58,544	64,398
YoY%	-1.3%	30.3%	14.7%	10.0%
电力业务	39,177	51,062	58,544	64,398
营业成本（百万元）	30,423	43,670	48,820	53,351

电力业务	30,423	43,670	48,820	53,351
毛利率 (%)	22.3%	14.5%	16.6%	17.2%
电力业务	22.3%	14.5%	16.6%	17.2%

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测

预计公司 2017-2019 年 EPS 分别为 0.32、0.44、0.50 元, 对应 PE 分别为 17、13、11 倍。考虑到公司核心业务为火力发电, 我们选取火电行业全国性和地方性代表公司华能国际、大唐发电、皖能电力、中能股份作为可比公司。可比公司 2018 年 PE 均值为 16 倍, 给予公司 2018 年 15 倍 PE, 对应目标价 6.60 元, 首次覆盖“买入”评级。

表 15: 浙能电力可比公司估值表

公司	股价 (元)	EPS (元)			PE (x)		
		2016A	2017E	2018E	2016A	2017E	2018E
华能国际*	6.78	0.58	0.11	0.32	11.7	61.6	21.2
大唐发电	3.64	-0.20	0.16	0.25	-	22.1	14.6
皖能电力*	4.79	0.50	0.07	0.26	9.6	68.4	18.4
中能股份	5.69	0.54	0.43	0.51	10.5	13.3	11.2
				平均值	10.6	41.4	16.4
浙能电力	5.48	0.46	0.32	0.44	11.9	17.1	12.5

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测 (注: 股价选自 2018-03-26 收盘价, 除浙能电力外其他公司盈利预测来自 Wind 一致预期, *华能国际、皖能电力 2017 年业绩已披露)

◆ 风险提示

动力煤市场价格超预期上行且火电上网电价调整不达预期将压缩公司的度电盈利空间; 浙江省经济发展低于预期导致省内电力需求增速下滑, 或者外来电量超预期增加将拖累公司机组利用小时数, 影响营业收入增长等。

表 16: 浙能电力业绩预测和估值指标

指标	2015	2016	2017E	2018E	2019E
营业收入 (百万元)	39,688	39,177	51,062	58,544	64,398
营业收入增长率	-10.2%	-1.3%	30.3%	14.7%	10.0%
净利润 (百万元)	6,976	6,277	4,316	5,954	6,771
净利润增长率	17.0%	-10.0%	-31.2%	37.9%	13.7%
EPS (元)	0.51	0.46	0.32	0.44	0.50
ROE (归属母公司) (摊薄)	12.5%	10.8%	7.3%	9.4%	10.1%
P/E	11	12	17	13	11
P/B	1.3	1.3	1.3	1.2	1.1

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测 (股价选自 2018-03-26 收盘价)

7、风险分析

价格风险: 近年来随着市场化交易电量占比提升, 实际上网电价低于标杆标杆上网电价; 若上网电价下行, 火电行业的营业收入存在下滑的风险。火电行业燃料成本 (主要是燃煤成本) 是主营成本中最重要的部分, 若煤价超预期上行, 主营成本将相应提升, 从而拖累业绩。

利用小时数风险：受环境约束、政策扶持等因素影响，新能源装机和利用小时数逐步提升。在当前电力供给过剩的形势下，新能源利用小时数的增长可能进一步侵蚀火电利用小时数。

机组投产进度风险：受火电供给侧改革的影响，在建和拟建的火电项目存在延后或取消的风险，从而影响火电产能的释放等。

行业及公司评级体系

评级	说明
买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15% 以上;
增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5% 至 15%;
中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准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市场基准指数 5% 至 15%;
卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15% 以上;
无评级	因无法获取必要的资料, 或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件, 或者其他原因, 致使无法给出明确的投资评级。

基准指数说明: A 股主板基准为沪深 300 指数; 中小盘基准为中小板指; 创业板基准为创业板指; 新三板基准为新三板指数; 港股基准指数为恒生指数。

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。

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师, 以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法, 使用合法合规的信息, 独立、客观地出具本报告, 并对本报告的内容和观点负责。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、竞争性因素以及光大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的具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

特别声明

光大证券股份有限公司 (以下简称“本公司”) 创建于 1996 年, 系由中国光大 (集团) 总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司, 是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可, 光大证券股份有限公司的经营经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围: 证券经纪; 证券投资咨询; 与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问; 证券承销与保荐; 证券自营; 为期货公司提供中间介绍业务; 证券投资基金代销; 融资融券业务; 中国证监会批准的其他业务。此外, 公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本证券研究报告由光大证券股份有限公司研究所 (以下简称“光大证券研究所”) 编写, 以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础, 但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息, 但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断, 可能需随时进行调整且不予通知。报告中的信息或所表达的意见不构成任何投资、法律、会计或税务方面的最终操作建议, 本公司不就任何人依据报告中的内容而最终操作建议做出任何形式的保证和承诺。在任何情况下, 本报告中的信息或所表达的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表达的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况, 并完整理解和使用本报告内容, 不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果, 本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期, 本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理部、自营部门以及其他投资业务部门可能会独立做出与本报告的意見或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险, 在做出投资决策前, 建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下, 本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易, 也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突, 勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发, 仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告仅向特定客户传送, 未经本公司书面授权, 本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品, 或再次分发给任何其他人, 或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。如欲引用或转载本文内容, 务必联络本公司并获得许可, 并需注明出处为光大证券研究所, 且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。

光大证券股份有限公司

上海市新闻路 1508 号静安国际广场 3 楼 邮编 200040

总机：021-22169999 传真：021-22169114、22169134

机构业务总部	姓名	办公电话	手机	电子邮件	
上海	徐硕		13817283600	shuoxu@ebscn.com	
	李文渊		18217788607	liwenyuan@ebscn.com	
	李强	021-22169131	18621590998	liqiang88@ebscn.com	
	罗德锦	021-22169146	13661875949/13609618940	luodj@ebscn.com	
	张弓	021-22169083	13918550549	zhanggong@ebscn.com	
	黄素青	021-22169130	13162521110	huangsuqing@ebscn.com	
	邢可	021-22167108	15618296961	xingk@ebscn.com	
	李晓琳		13918461216	lixiaolin@ebscn.com	
	丁点	021-22169458	18221129383	dingdian@ebscn.com	
	郎珈艺		18801762801	dingdian@ebscn.com	
北京	郝辉	010-58452028	13511017986	haohui@ebscn.com	
	梁晨	010-58452025	13901184256	liangchen@ebscn.com	
	吕凌	010-58452035	15811398181	lvling@ebscn.com	
	郭晓远	010-58452029	15120072716	guoxiaoyuan@ebscn.com	
	张彦斌	010-58452026	15135130865	zhangyanbin@ebscn.com	
	庞舒然	010-58452040	18810659385	pangsr@ebscn.com	
	高菲	010-58452023	18611138411	gaofei@ebscn.com	
	黎晓宇	0755-83553559	13823771340	lix1@ebscn.com	
	李潇	0755-83559378	13631517757	lixiao1@ebscn.com	
	张亦潇	0755-23996409	13725559855	zhangyx@ebscn.com	
深圳	王渊锋	0755-83551458	18576778603	wangyuanfeng@ebscn.com	
	张靖雯	0755-83553249	18589058561	zhangjingwen@ebscn.com	
	牟俊宇	0755-83552459	13827421872	moujy@ebscn.com	
	陈婕	0755-25310400	13823320604	szchenjie@ebscn.com	
	国际业务	陶奕	021-22169091	18018609199	taoyi@ebscn.com
		梁超		15158266108	liangc@ebscn.com
		金英光	021-22169085	13311088991	jinyg@ebscn.com
		王佳	021-22169095	13761696184	wangjia1@ebscn.com
		郑锐	021-22169080	18616663030	zh Rui@ebscn.com
		凌贺鹏	021-22169093	13003155285	linghp@ebscn.com
金融同业与战略客户		黄怡	010-58452027	13699271001	huangyi@ebscn.com
		丁梅	021-22169416	13381965696	dingmei@ebscn.com
		徐又丰	021-22169082	13917191862	xuyf@ebscn.com
		王通	021-22169501	15821042881	wangtong@ebscn.com
私募业务部	赵纪青	021-22167052	18818210886	zhaojq@ebscn.com	
	谭锦	021-22169259	15601695005	tanjin@ebscn.com	
	曲奇瑶	021-22167073	18516529958	quqy@ebscn.com	
	王舒	021-22169134	15869111599	wangshu@ebscn.com	
	安玲娟	021-22169479	15821276905	anlx@ebscn.com	
	戚德文	021-22167111	18101889111	qidw@ebscn.com	
	吴冕		18682306302	wumian@ebscn.com	
	吕程	021-22169482	18616981623	lvch@ebscn.com	
	李经夏	021-22167371	15221010698	lijxia@ebscn.com	
	高霆	021-22169148	15821648575	gaoting@ebscn.com	
左贺元	021-22169345	18616732618	zuohy@ebscn.com		
任真	021-22167470	15955114285	renzhen@ebscn.com		
俞灵杰	021-22169373	18717705991	yulingjie@ebscn.com		