

从“双体”到“三体”，拥抱“升维”之旅

——电力及公用事业 2020 年度投资策略

行业年度报告

◆**火电估值框架之变——从“双体”到“三体”**：2019 年电力行业发生了划时代意义的事件：电价全面放开（市场化）文件出台、2020 年起标杆电价及煤电联动正式退出历史舞台。由于电价无法合理预测，电力“三要素”（电价、煤价、机组利用率）框架实际应用中只有“两要素”。随着煤电上网电价机制的变革（标杆上网电价改为“基准价+上下浮动”的市场化价格），电价重新成为研判火电景气周期的核心要素。

◆**火电行业属性——还真不是公用事业**：之前市场并未充分估量电价全面市场化给行业带来的影响。原因是电力作为一种极其特殊的商品，其市场化进程在全球都只是最近 30 年内的事情，在我国特殊国情下，市场化带来的冲击和影响（正面和负面皆有可能）更是难以充分预计。但有一点可以肯定，2020 年从“双体”变为“三体”的升维之旅，一定存在预期差可供捕捉。而“升维”结束后的稳态也许就在 2021 年到来。**我们认为，火电行业（未来也许也包括水电及其他新能源发电）在看得见的未来，将是弱周期行业而非真正意义上的公用事业行业。**

◆**火电补贴周期终止，但市场化前景更值得拥抱**：本篇报告中我们引入了“补贴”概念。我们把火电盈利波动称作补贴的根本原因是，**投资者对火电行业的盈利预判之中，隐含了政府对于公用事业行业将保证“合理准许回报率”的预期。**在火电行业景气度波谷，火电股的股价事实上隐含了看涨期权。而在火电景气度波峰，持有火电股则意味着需要额外购入看跌期权才能规避风险。因此 2019 年电价全面放开的政策出台令看涨期权失效、火电股价全面承压。短期内，电力市场化发展和电价机制的变革对于火电行业让利空间的影响存在量价的博弈，市场电折价幅度的收窄可有效对冲市场电占比的提升。

◆**水电——还看类债属性**：大型水电公司业绩稳定性较高，随着经济增速下行，股息吸引力提升，“类债属性”突出。我们认为 2020 年水电股的防御价值、“类债属性”及个股成长性的兑现仍为二级市场表现的核心驱动力。

◆**燃气——管网公司重塑格局**：考虑到天然气管网的自然垄断属性及现行“生产管输一体化”的天然气管网产业链格局，国家管网公司成为实现管网独立、公平开放、进一步市场化的现实路径。从长期角度来看，天然气行业产业链结构有望形成“X+1+X”的格局。

◆**投资建议**：电价全面市场化背景下行业估值体系亟待改变。2020 年将是新研究框架、估值体系的形成期，2021 年将可能形成稳态。当前阶段因市场过度反应了对电价下行的担忧，电力板块已具备安全边际。推荐火电：一线龙头**华能国际（A+H）、华电国际（A+H）**，二线**京能电力、长源电力**；水电：**长江电力、国投电力、川投能源、华能水电**；燃气：**深圳燃气、新天然气**，关注 H 股**中国燃气、新奥能源、华润燃气、天伦燃气**。

◆**风险分析**：系统性风险；上网电价超预期下行，煤价超预期上涨，用电需求下滑，水电来水不及预期，行业改革进度低于预期等；管网公司成立进度不及预期，天然气销售量及毛差低于预期，接驳费用超预期下调等。

公用事业：增持（维持）

电力：增持（维持）

燃气：买入（维持）

分析师

王威（执业证书编号：S0930517030001）

021-52523818

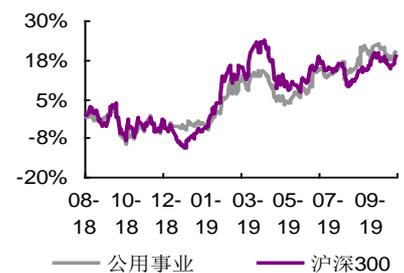
wangwei2016@ebsec.com

于鸿光（执业证书编号：S0930519060001）

021-52523819

yuhongguang@ebsec.com

行业与上证指数对比图



资料来源：Wind

相关研报

国家管网公司：不破不立，重构格局——天然气行业系列报告（九）

“类债券”也有春天——类债券资产跨行业专题报告

节奏易改，周期难移——再论电力股配置价值

捕捉基本面掩护下的“改革躁动”——电力行业 2019 年下半年投资策略

与其苟延残喘，不如从容燃烧——公用事业 2019 年度投资策略

2018-12-26

投资聚焦

研究背景

2019 年的公用事业迎来市场化改革变局。电力行业发生了划时代意义的事件：电价全面放开（即市场化）文件出台、2020 年起标杆电价正式退出历史舞台。此外，国家管网公司亦将改变燃气行业竞争格局。从市场化改革带来的竞争要素更新出发，我们梳理了电力、燃气子行业 2020 年的相关投资机会。

我们区别于市场的观点

(1) 我们认为经典的电力“三要素”（电价、煤价、机组利用率）框架中，过去的市场研究实践中电价虽在研究范围内但无法真正有效纳入考虑范畴（原因见正文），实为“两要素”框架，进而导致行业研判结果与实际景气波动间始终存在巨大鸿沟。随着煤电上网电价机制的变革（标杆上网电价改为“基准价+上下浮动”的市场化价格），电价要素正式回归——两要素正式变为三要素，研究框架实现“升维”。

(2) 我们认为电价市场化之后，火电行业并非典型公用事业行业，其行业属性更接近于弱周期（顺周期而非市场化之前的逆周期）行业，其估值体系将与典型公用事业行业有一定区别；

(3) 我们认为煤价与利用小时数的一致性预期已近形成，电价对于火电股二级市场表现的边际影响愈加凸显；市场电折价幅度的收窄可有效对冲市场电占比的提升（近期电力股股价走势明显受到市场对电价继续明显下行担忧的影响）。

投资观点

维持公用事业“增持”评级；子行业电力“增持”评级，燃气“买入”评级。

电力：电价全面市场化背景下，电力行业估值体系亟待改变。当前阶段因市场过度反应了对电价下行的担忧，电力板块已具备安全边际。推荐火电：一线龙头华能国际（A+H）、华电国际（A+H），二线京能电力、长源电力；水电：长江电力、国投电力、川投能源、华能水电。

燃气：从长期角度来看，天然气行业产业链结构有望形成“X+1+X”的格局。在多气源、多参与主体，上下游形成充分竞争条件下，天然气市场化推进有望加速。燃气行业仍为公用事业最具成长性的品种，建议精选优质城燃标的。推荐深圳燃气、新天然气，关注 H 股：中国燃气、新奥能源、华润燃气、天伦燃气。

目 录

1、 从“双体”到“三体”	4
1.1、 “三要素”框架——名为三要素，实为两要素	4
1.2、 电价松绑，“三体”归位	7
1.3、 火电估值体系——还真不是公用事业	9
2、 火电——脱离“补贴”周期	11
2.1、 一个新视角——“补贴”周期	11
2.2、 电价：市场化加速强化量价博弈	14
2.3、 煤价：供需关系改善，煤价中枢持续下行	21
2.4、 机组利用率：火电供给侧改革提供向上催化	22
2.5、 长期视角：火电将不具备公用事业属性	24
3、 水电——还看类债属性	28
3.1、 大水电的基本面稳定	28
3.2、 “类债券属性”驱动估值提升	32
4、 燃气——管网公司重塑格局	34
4.1、 国家管网公司：市场化改革的现实路径	34
4.2、 国家管网公司重构行业格局	35
4.3、 行业成长性尚存	39
5、 投资建议	39
6、 风险分析	40

1、从“双体”到“三体”

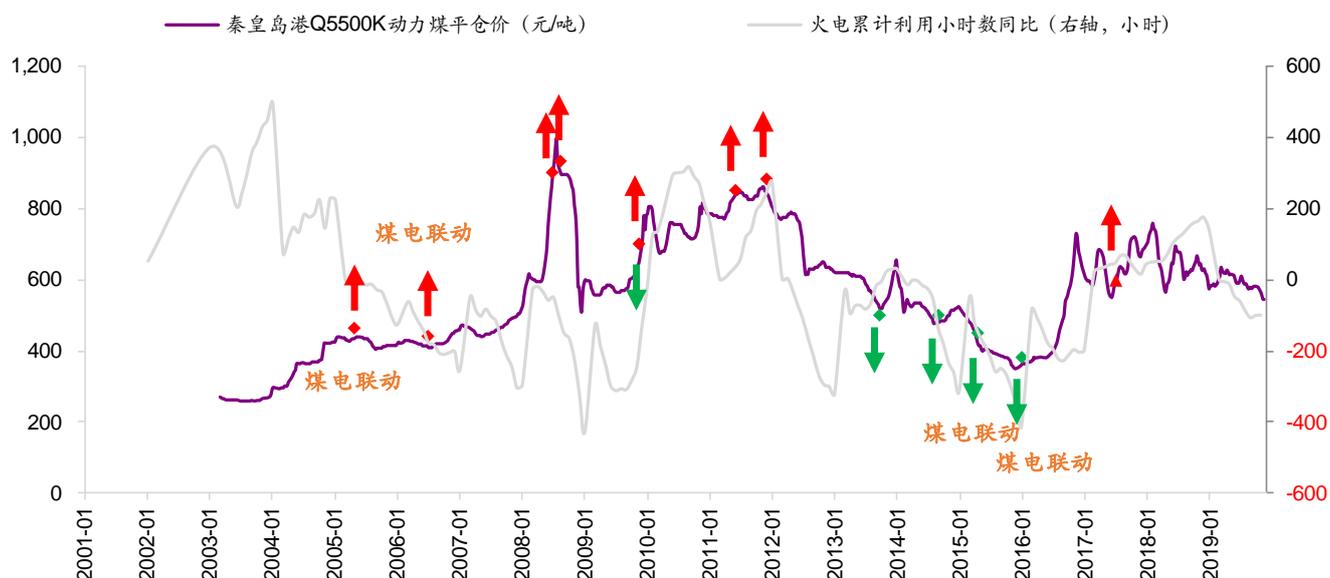
根据百度百科，“三体 (three-body problem)”，天体力学中的基本力学模型。研究三个可视为质点的天体在相互之间万有引力作用下的运动规律问题……每一个天体在其他两个天体的万有引力作用下的运动方程都可以表示成 3 个二阶的常微分方程，或 6 个一阶的常微分方程。因此，一般三体问题的运动方程为十八阶方程，必须得到 18 个积分才能得到完全解。然而，现阶段还只能得到三体问题的 10 个初积分，还远不能解决三体问题。”

2019 年电力行业发生了划时代意义的事件：电价全面放开（即市场化）文件出台、2020 年起标杆电价正式退出历史舞台。在此我们引用天体力学中的术语，以期更好地描述电力行业的过去、现在和将来。（如无特殊说明，以下电价特指火电电价）

1.1、“三要素”框架——名为三要素，实为两要素

2004 年，发改委推出了煤电联动政策，规定“以不少于 6 个月为一个煤电价格联动周期，若周期内平均煤价较前一个周期变化幅度达到或超过 5%，便将相应调整电价”。煤电联动政策本意，应是为了保障电力供应的安全、稳定。从当时所处的电荒肆虐的大背景来看（参见光大公用事业团队深度报告《“电荒”往事——兼议目前电力股投资机会》），推出煤电联动政策的另一层深意是保障投资回报、鼓励发电企业加大投资力度以尽快扭转供应紧张的局面。

图 1：国家发改委历次燃煤标杆上网电价调整时点

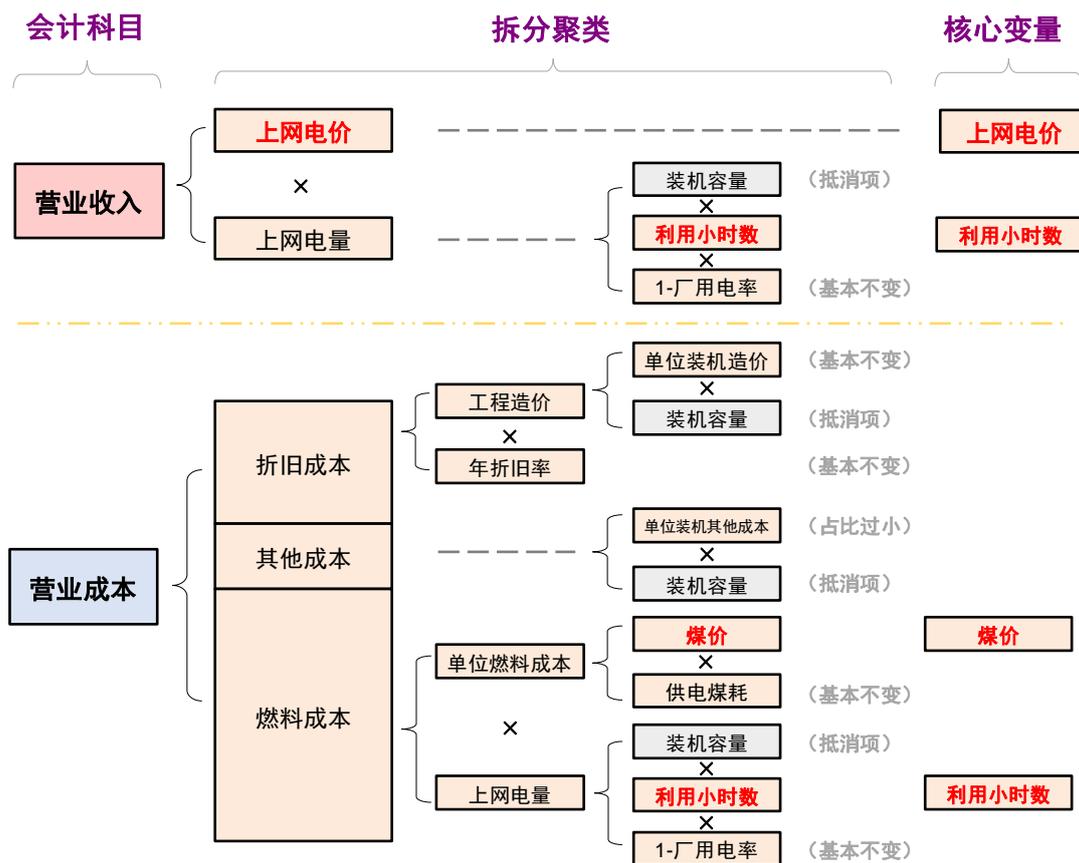


资料来源：Wind，国家发改委等，光大证券研究所

注：1、红色、绿色箭头分别表示煤电标杆上网电价实际执行上调、下调的时点，2009 年 11 月的上网电价调整有升有降。上述统计仅包含国家发改委在全国范围内的一般煤电标杆上网电价调整，未包含个别区域（如浙江等）的特殊调整。2、未标注“煤电联动”的电价调整，是发改委在电价调整时未明确其为“煤电联动”的情况。

2005年前后,A股市场投资者对电力行业的研究开始逐步形成“三要素”框架,三要素即电价、煤价、发电机组利用率。十五年过去了,A股市场早就“轻舟已过万重山”,无论是市场规模、投资者结构,还是估值体系、投资理念,都已物是人非,更不用说在此期间我国宏观经济背景已经发生了巨大变化,但三要素框架一直沿袭至今。并非电力行业研究不思进取,电力行业体制变革进展的缓慢(有产品属性太过特殊的因素)是最重要原因。

图 2: 电力行业“三要素”框架

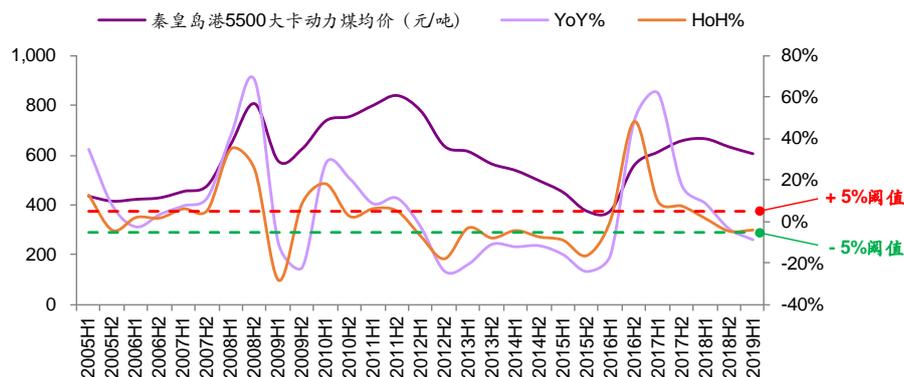


资料来源: 光大证券研究所

虽然名为“三要素”框架,实际运用中,基本上只有“两要素”——煤价、机组利用率。原因很简单——过去十多年间电价基本没有可预测性。只是在煤电联动规则实施之后的最初几年时间里,电价稍微具备一些可预测性,根据煤电联动规则,结合煤炭价格波动,可以对半年、一年时间维度内的电价做出上行或下行的分析、预判。

自 2008 年开始,电价预测的准确性急剧下降,原因是煤电联动政策的执行开始不顺畅、透明度变差。预测准确性太低,自然导致预测不预测都对研判行业盈利前景没有什么帮助。多数年份市场预计电价会涨但事后发现电价未涨或涨幅低于预期,在电价下行周期亦同样有此现象。

图 3：市场煤价波动幅度多次满足“煤电联动”条件（但未“联动”）

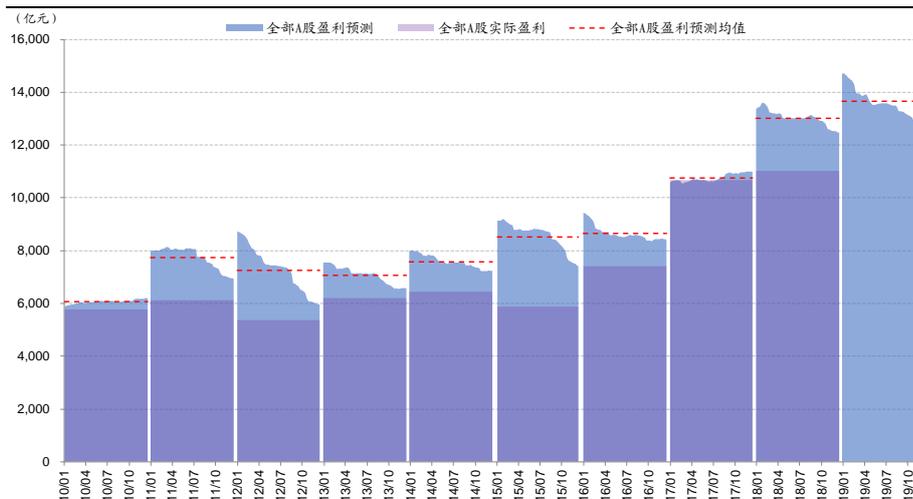


资料来源：Wind，光大证券研究所

电价无法进行合理预测，“三要素”框架实际上在过去十多年都处于“两要素”状态。按说以两个变量来计算行业景气度是相对容易的，但 2002 年加入我国 WTO 之后经济结构的快速演变、“三期叠加”以来经济增速的持续放缓，以及金融周期进入下行阶段等宏大的历史背景导致最上游的煤炭价格的波动非常之大，预测起来难度亦是不小。不过煤价再怎么难预测，仍旧可以在供需框架之内对未来有个预判，因此我们仍旧认为电力行业的研究框架事实上只有“两要素”。

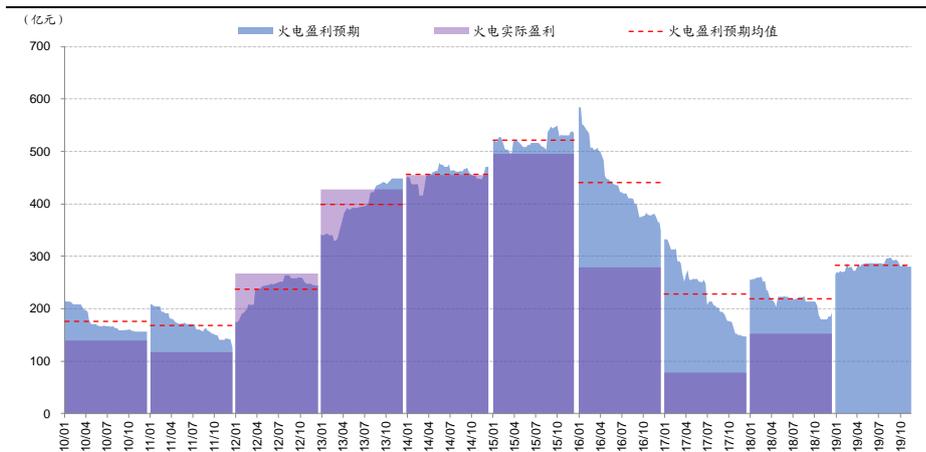
要素缺失导致的最直接后果是：超过半数的年份，火电行业的市场盈利预期与真实情况偏差极大（且往往是高估），偏离度明显高过 A 股整体。部分年份其偏离程度甚至达到 50% 以上。我们无法找到 2010 年之前的盈利预测，实际上 2008-2009 年盈利预期的偏离程度更高，甚至 2008 年有“预计巨盈、实际巨亏”的情况出现。

图 4：全部 A 股盈利预期以及实际盈利对比



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：样本公司共 1273 个，已剔除银行、非银、地产、中国石油、中国石化以及无盈利预测数据的公司。盈利预测口径为“预测净利润平均值”）

图 5：全部 A 股火电盈利预期以及实际盈利对比



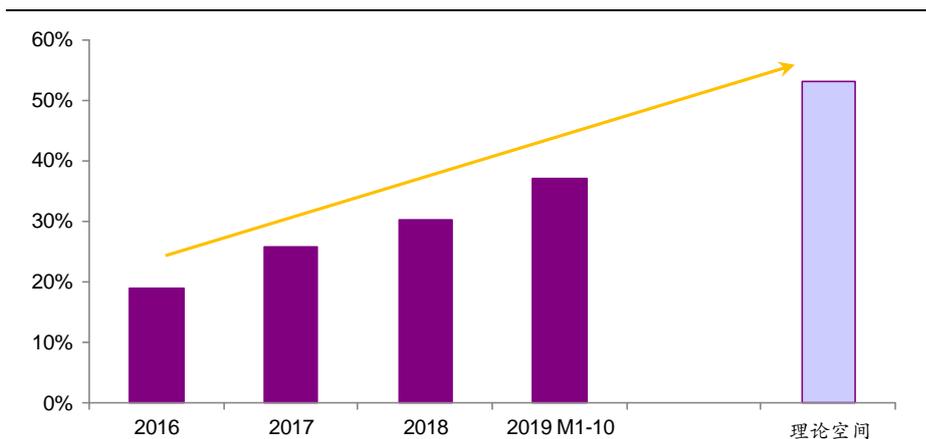
资料来源：Wind，光大证券研究所（注：样本公司共 25 个，已剔除无盈利预测数据的公司。盈利预测口径为“预测净利润平均值”）

盈利预测的难度过高导致多数时候市场无法对火电行业的景气度形成较为明确的预期，这直接致使低风险偏好的投资者无法配置火电股，而强周期股周期拐点的投资者往往在拐点附近短暂配置火电股但无法长期持有。

1.2、电价松绑，“三体”归位

2019 年发生了电力市场化从量变到质变的标志性事件：（1）发用电计划全面放开（2020 年市场电比例将超预期提升）；（2）煤电上网电价机制的变革（2020 年起取消标杆电价，改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制）。

图 6：市场化交易电量占全社会用电量的比重 (%)



资料来源：中电联，光大证券研究所测算（详见光大公用事业团队 2019 年 6 月的报告《电力市场化“质变”来临——《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》点评》）

2019年6月，国家发改委发布《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》（发改运行〔2019〕1105号），进一步全面放开经营性电力用户发用电计划，提高电力交易市场化程度，深化电力体制改革。

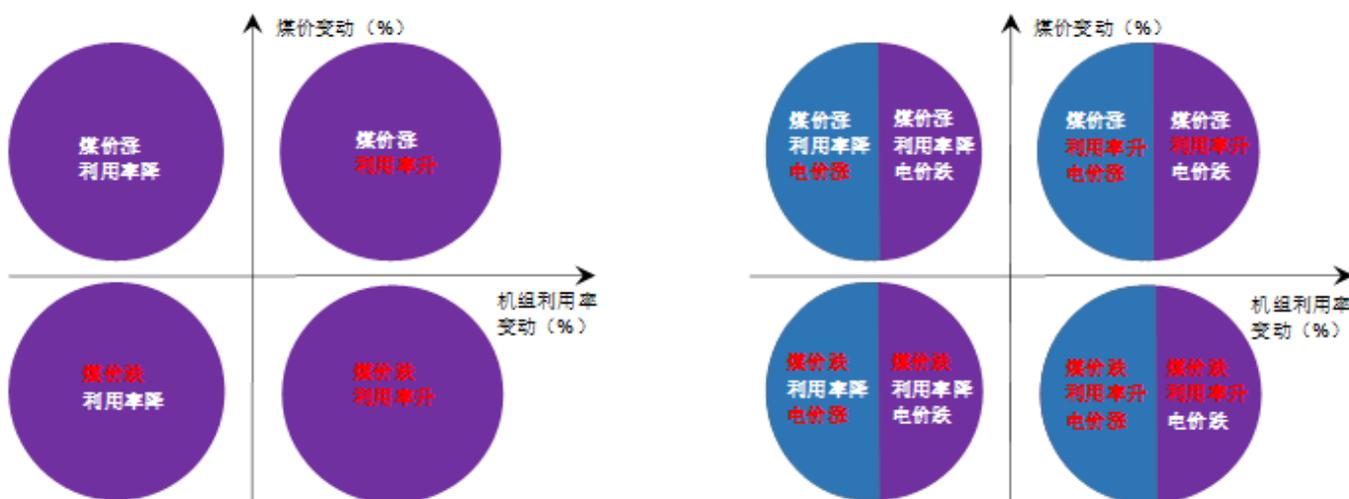
其中，**经营性电力用户**指除居民、农业、重要公用事业和公益性服务等行业电力用户以及电力生产供应所必需的厂用电和线损之外的其他电力用户。基于现行经营性行业用电量的规模，我们测算经营性电力用户发用电计划全面放开，则市场化交易电量占比的理论空间为53%，较2018年提升23个百分点。考虑到政策推进节奏，我们预计2020年起电力市场化交易有望显著放量。（详见光大公用事业团队2019年6月的报告《电力市场化“质变”来临——《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》点评》）

2019年9月的国务院常务会议决定完善燃煤发电上网电价形成机制，促进电力市场化交易，降低企业用电成本。从2020年1月1日起，取消煤电价格联动机制，将现行标杆上网电价机制，改为“基准价+上下浮动”的市场化机制。

2019年10月，国家发改委发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规〔2019〕1658号），进一步明确了电价重点改革措施。为稳步实现全面放开燃煤发电上网电价目标，将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“**基准价+上下浮动**”的市场化价格机制。基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%（2020年暂不上浮）。

至此，延续了15年的“标杆电价+煤电联动”的价格体系正式退出历史舞台。我们无意评价煤电联动政策的功过是非，但对于一个十五年没变的体系来说，变动带来的冲击以及对可能产生的投资机会的探讨是无法回避的。

图7：“双体”变“三体”之后的行业研究框架将出现明显变化



资料来源：光大证券研究所

我们认为，目前市场并未充分估量电价全面市场化给行业带来的影响。原因是电力作为一种极其特殊的商品，其市场化进程在全球都也只是最近 30 年内的事情，在我国特殊国情下，市场化带来的冲击和影响（正面和负面皆有可能）更是难以充分预计。但有一点可以肯定，2020 年从“双体”变为“三体”的升维之旅，一定存在预期差可供捕捉。而“升维”结束后的稳态也许就在 2021 年到来。

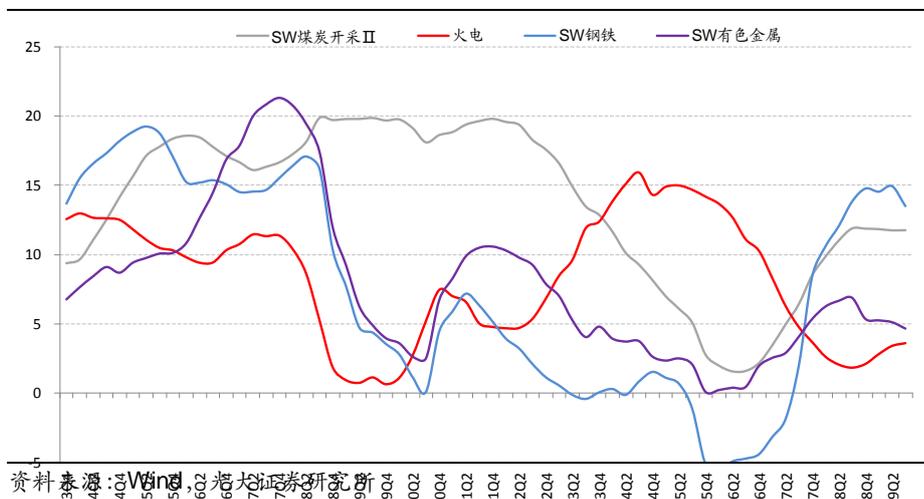
1.3、火电估值体系——还真不是公用事业

A 股火电公司的估值体系较为混乱。我们曾经用的过包括 PE、PB、DCF、重置成本法在内的多种方法都不适用或仅在某个阶段适用（适用周期往往也就半年、一年）。估值体系的混乱叠加上文描述的极高的盈利预测偏离度，严重制约了投资者对火电板块配置的积极性。

一直以来，我们始终认为火电公司并非公用事业类公司。我国火电行业事实上是强逆周期行业——无论是从电价形成机制角度去分析，还是从火电公司盈利能力角度去实证，这一结论都站得住脚。

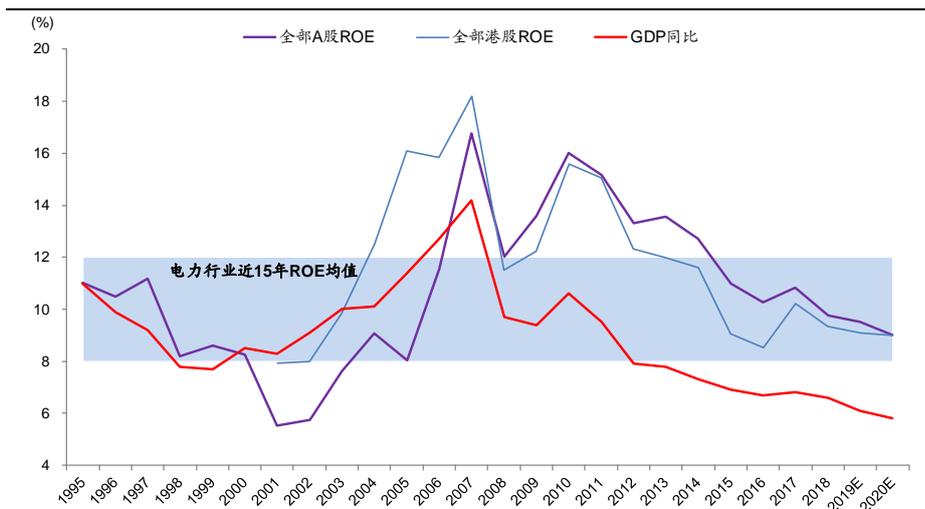
2012 年第二版煤电联动政策出台后，基于对煤电联动政策的较高期待，我们曾分析认为火电行业将逐步走出“强逆周期”困局、步入公用事业范畴。但目前来看，当时的判断过于乐观。掣肘煤电联动政策执行的因素（如下游行业承受能力、通胀预期）等始终存在甚至较 2005-2012 期间更加强化。

图 8：强周期性行业单季度 ROE 波动 (%)



不能体现公用实业属性，就无法用下图的自上而下框架兑现投资价值。如果强逆周期属性一直存在，则即便 GDP 增速进入 5 字头，火电行业仍旧无法在与其他行业的对标中形成比较优势。

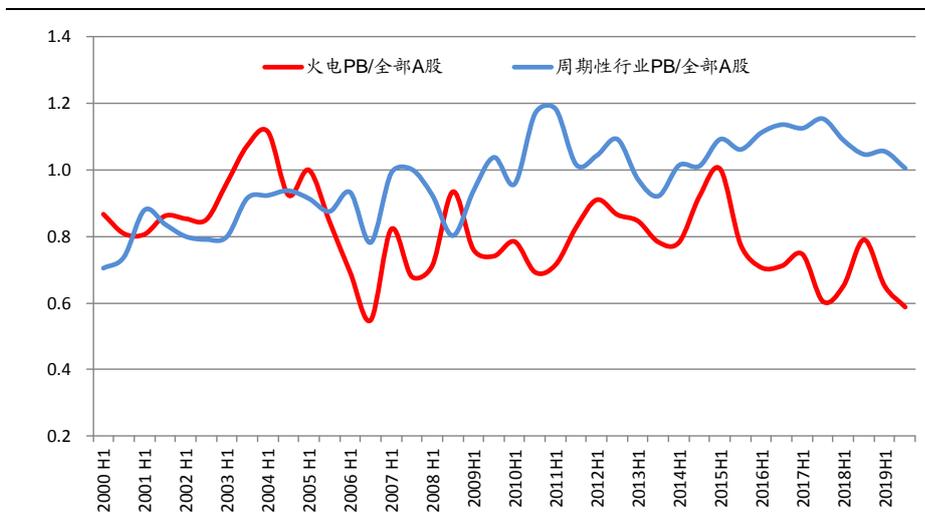
图 9: A 股、港股的 ROE 及 GDP 增速



资料来源: Wind, 光大证券研究所预测 (注: 蓝色区域表示 2003-2018 年电力行业 ROE 中枢范围)

此外, 由于不能体现公用事业属性, 火电在 PB 这个周期性行业估值常用指标上亦显得较为“另类”——不同于传统强周期行业、更无法与消费、科技等板块对比。

图 10: 火电相对 PB 与周期性行业相对 PB 对比



资料来源: Wind, 光大证券研究所 (注: 周期性行业包括钢铁、煤炭、有色、建材、化工等)

我们在综合研判电价“归位”情况下的三要素框架之后得出了结论: 火电行业的未来, 不是典型的公用事业, 而是弱顺周期行业, 或者称之为弱周期行业。

众所周知，公用事业的典型特征是行业自然垄断、政府给予行业投资回报率保证。而电价市场化之后，发电环节的“政府保证回报率”将成为历史，电网投资、运营环节才是符合上述标准的典型公用事业。

但是，由于电力产品的特殊性（发输配售的瞬时性、无法大规模储存、缺乏替代商品等），电价上涨太多影响民生和部分高耗能行业并传递通胀信号，下跌过多影响发、供电稳定性，电价波动过于剧烈的时候，必然会招致政策干预。**因此，火电行业（未来也许也包括水电及其他新能源发电）在看得见的未来，将是弱周期行业而非真正意义上的公用事业行业。其周期性的各种参数、特征、规律都需在 2020 年进行跟踪、观察，目前尚难以有精确预判。**

参考电力市场化成熟国家（如美国）的电力股情况（详见后文章节），我们发现美国的电力可比公司划分为受管制电力公司（即参与输配电等业务）和独立发电商（仅参与发电业务，新能源占比较低）。

从估值角度来看，PE、PB、EV/EBITDA 估值体系均适用于受管制电力公司，但仅 EV/EBITDA 估值体系适用于独立发电商（其 PE、PB 无明显规律）。2011-2018 年美股独立发电商的 EV/EBITDA 范围为 7-12 倍，相对 S&P 500 几乎不存在估值折价。上述估值范围为 A 股火电公司的中长期估值提供了一定参考意义。

2、火电——脱离“补贴”周期

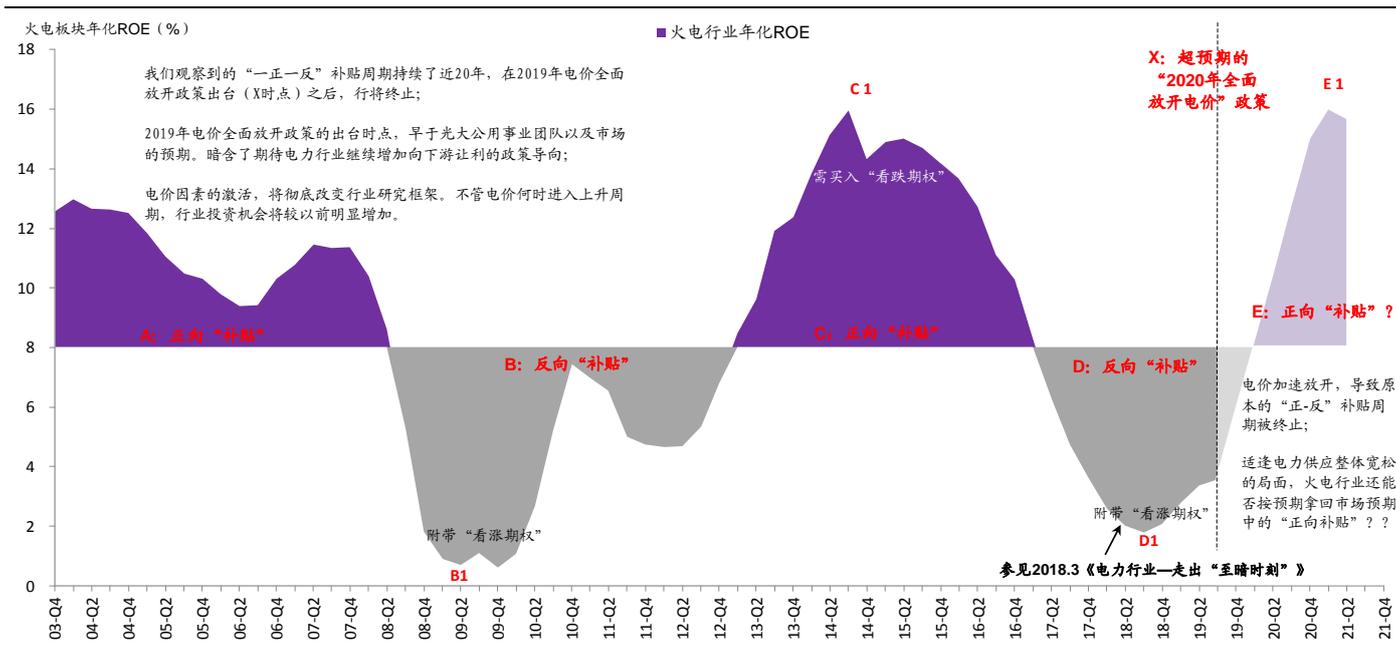
2.1、一个新视角——“补贴”周期

近年来“补贴”一词多见于新兴产业如新能源发电、新能源汽车、垃圾焚烧发电等。我们从投资的长周期视角，把所观察到的火电行业盈利波动也称作“补贴”。在盈利的波峰，火电行业享受的是正向补贴，反之，盈利的波谷期享受的则是“负向补贴”。

我们把火电盈利波动称作补贴的根本原因是，**投资者对火电行业的盈利预判之中，隐含了政府对于公用事业行业将保证“合理准许回报率”的预期。**传统意义上的周期性行业如煤炭、钢铁、建材、化工甚至地产产业链相关行业的盈利预判反应的则是经济周期和产业周期波动带来的行业景气度波动，与“合理准许回报率”毫无关系，除非引发系统性风险（比如供给侧结构性改革的诱发因素），否则政府进行干预的可能性不大。

由此，**在火电行业景气度波谷，火电股的股价事实上隐含了一个看涨期权，该期权的生效依赖于政府给予火电盈利的补贴由“负向补贴”转向“正向补贴”。而在火电景气度波峰，由于“补贴周期”的存在，买入或持有火电股则意味着需要额外购入看跌期权才能规避风险。**

图 11：火电行业的“正-反”补贴周期

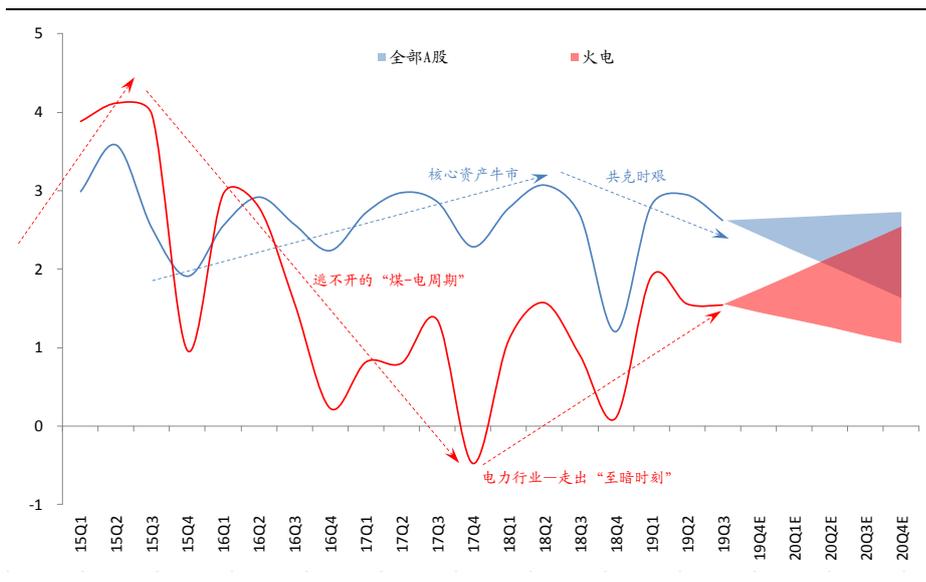


资料来源：Wind，光大证券研究所预测（注：为方便观察，火电行业年化ROE采用的是过往8个季度ROE的平滑计算）

因第一轮电力体制改革在2003年受阻，我们观察到的以8%的ROE水平作为衡量标准的“一正一反”补贴周期持续了近20年，在2014年第二轮电改开始（C1时点）之后出现松动，在2019年电价全面放开政策出台（X时点）之后，行将终止。

自2018年初以来火电行业事实上走出了一波具备明显超额收益的行情，但2019年A股走出结构性行情，弱化了火电超额收益，从行业比较的角度来看可以用下图解释。

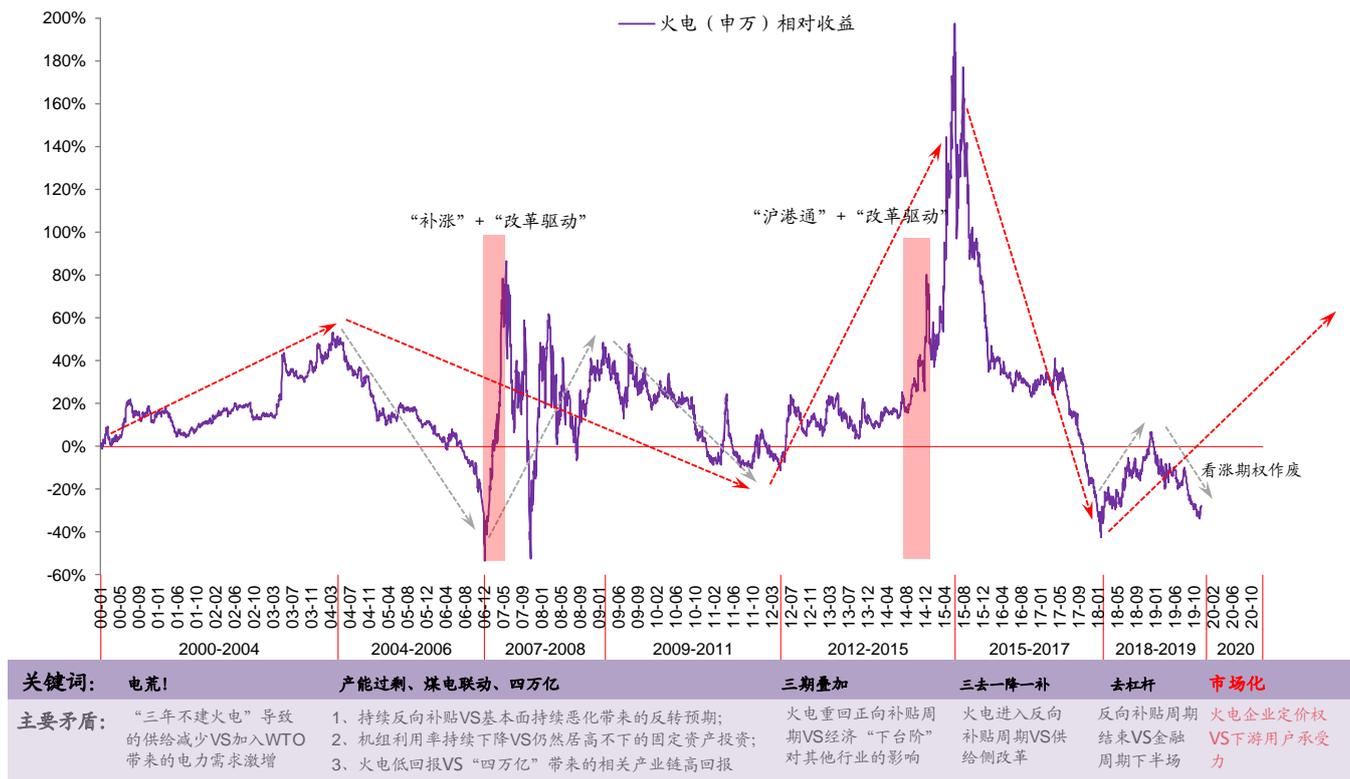
图 12：全部A股和火电板块单季度ROE (%)



资料来源：Wind，光大证券研究所预测

此外，2019 年电价全面放开政策的出台时点（2019 年 6-9 月），早于光大公用事业团队以及市场的预期，力度亦明显超出市场预期。反映了管理层放开要素管制、“能由市场决定的都交给市场”的思路，也暗含了期待电力行业继续增加向下游让利（火电行业的“反向补贴”）的政策导向，至少市场是这样理解上述政策的。在这样的市场预期产生之后，“看涨期权”作废，失望情绪发酵导致火电板块股价明显承压（见下图）。

图 13：长周期视角看火电行业相对收益率 (%)

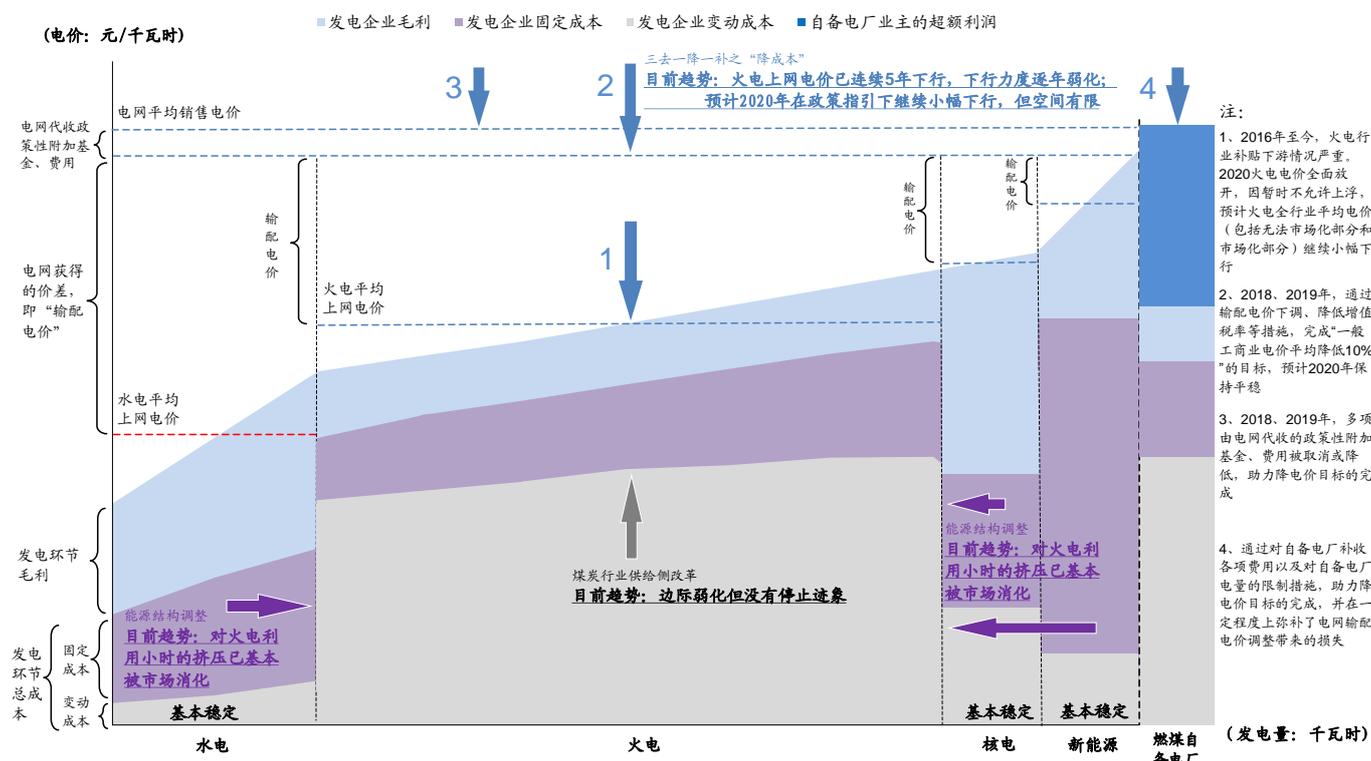


资料来源：Wind，光大证券研究所（注：相对收益表示 SW 火电指数相对上证指数的累计相对收益走势）

从电力行业“三要素”框架出发，我们观察到火电行业竞争要素的变化如下：

- **电价：**火电上网电价已连续 4 年下行（主要通过行政手段调整），但下行力度逐年弱化。2020 年市场电比例的提升将导致电价的博弈增强；
- **煤价：**煤炭行业供给侧改革力度边际减弱，供需形势的改善促进煤价中枢下行；
- **机组利用率：**可再生能源（水电、核电、新能源等）对火电机组利用率的挤压已基本被市场消化，火电利用小时数保持相对稳定。

图 14：电力行业“三要素”框架下各要素的变动趋势



资料来源：光大证券研究所

2.2、电价：市场化加速强化量价博弈

随着 2015 年新电改的启动，电力市场化改革不断推进，市场化交易电量规模亦不断提升。近年来发用电计划放开节奏加快，2018 年放开煤炭、钢铁、有色、建材等 4 个行业电力用户发用电计划，全电量参与交易，并承担清洁能源配额；2019 年要求全面放开经营性电力用户发用电计划，提高电力交易市场化程度，深化电力体制改革。

表 1：发用电计划放开相关政策梳理

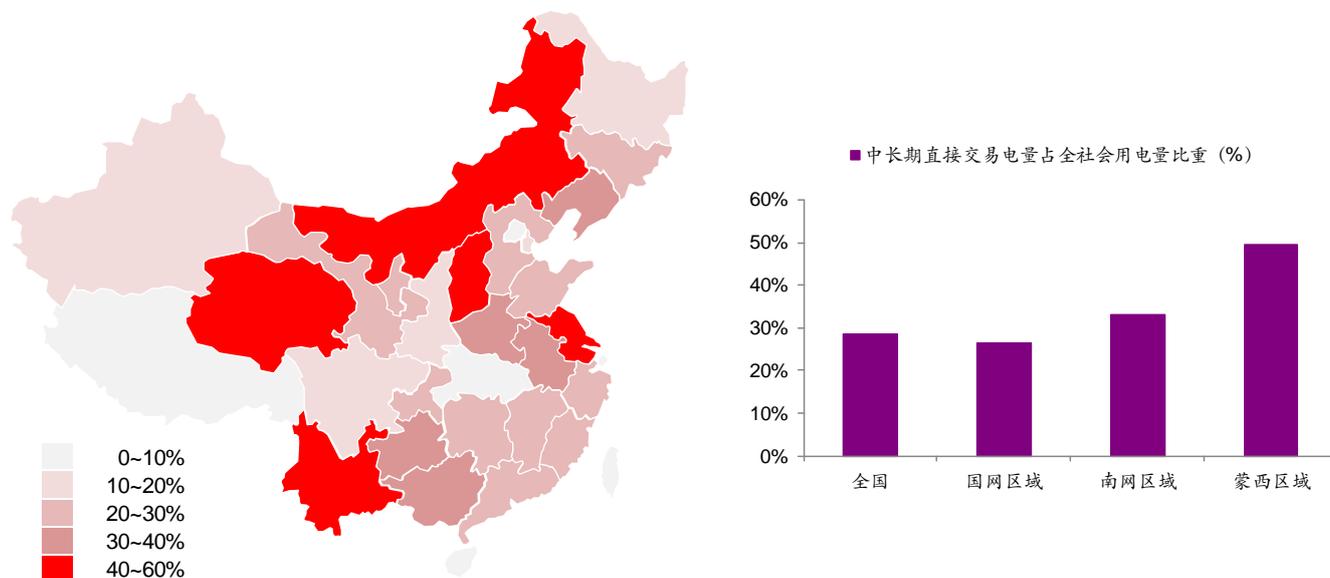
时间	政策名称	相关内容
2015-03	中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发〔2015〕9号）	按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本开放配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划。
2015-11	国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知（发改经体〔2015〕2752号）	逐步放大直接交易比例；促进建立电力市场体系；不断完善应急保障机制。
2017-03	国家发展改革委 国家能源局关于有序放开发用电计划的通知（发改运行〔2017〕294号）	逐年减少既有燃煤发电企业计划电量；新核准发电机组积极参与市场交易；规范和完善市场化交易电量价格调整机制；有序放开跨省跨区送受电计划
2018-07	国家发展改革委 国家能源局关于积极推进电力市场化交易 进一步完善交易机制的通知（发改运行〔2018〕1027号）	进一步加快推进电力体制改革，加快放开发用电计划，加快放开无议价能力用户以外的电力用户参与交易。 2018年放开煤炭、钢铁、有色、建材等4个行业电力用户发用电计划，全

		电量参与交易，并承担清洁能源配额。
2019-03	2019 年政府工作报告	深化电力、油气、铁路等领域改革，自然垄断行业要根据不同行业特点实行网运分开，将竞争性业务全面推向市场。
2019-05	关于做好 2019 年降成本重点工作的通知（发改运行〔2019〕819 号）	提高电力交易市场化程度。深化电力市场化改革，放开所有经营性行业发用电计划，鼓励售电公司代理中小用户参与电力市场化交易，鼓励清洁能源参与交易。
2019-06	国家发展改革委关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知（发改运行〔2019〕1105 号）	全面放开经营性电力用户发用电计划

资料来源：中共中央 国务院、国家发改委等，光大证券研究所整理

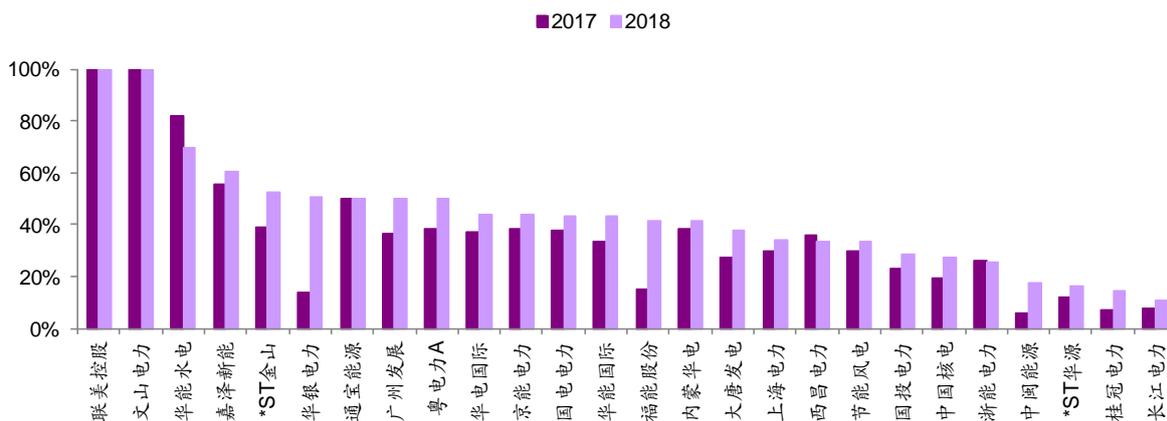
当前阶段，我国电力市场化已初具规模。根据中电联统计，2019 年 1-10 月，全国中长期直接交易电量占全社会用电量的比重约 29%，其中国网、南网、蒙西区域分别占比 27%、33%、50%。分省份看，云南、青海、内蒙古（尤其是蒙西）、山西、江苏等地电力市场化水平较高。此外，电力上市公司的市场化比例总体亦有提升。

图 15：分区域中长期直接交易电量占比（2019 年 1-10 月）



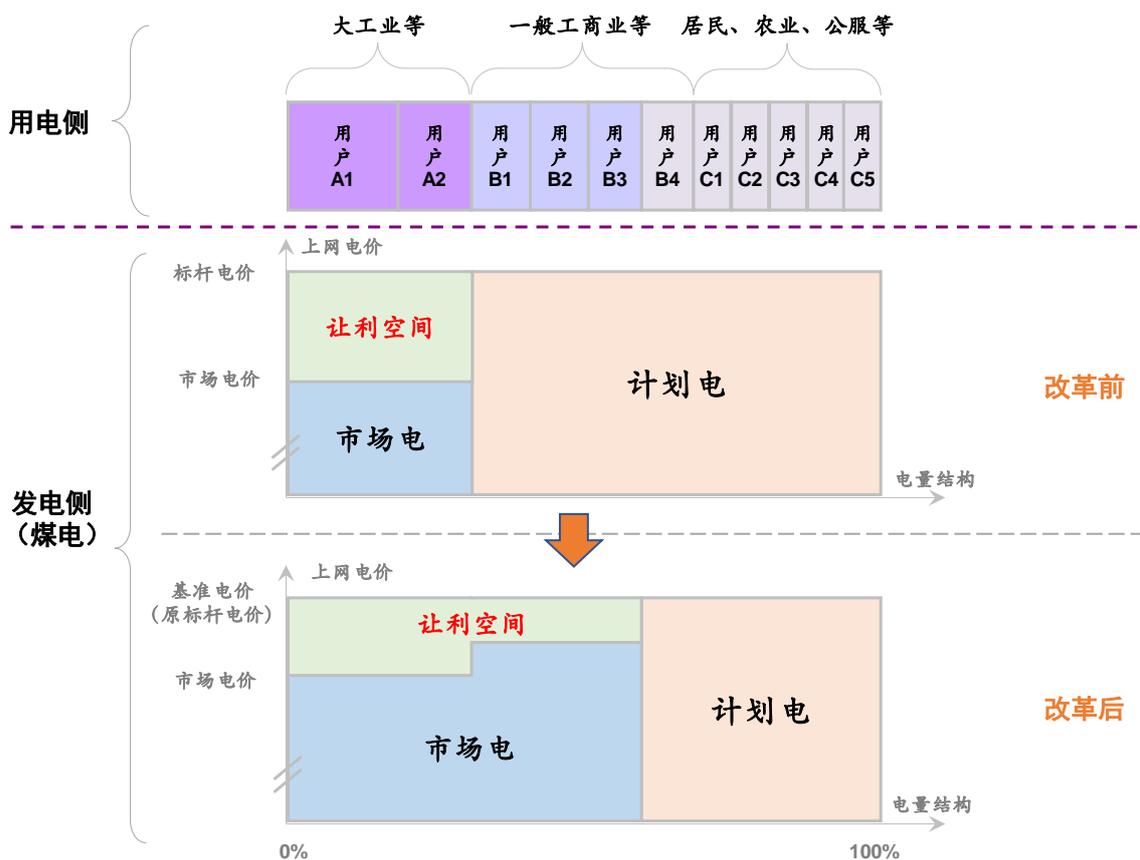
资料来源：中电联，光大证券研究所（中长期直接交易电量占比指电力中长期直接交易占全社会用电量的比重，2019 年 1-10 月中长期直接交易电量占全部市场化交易电量的比例为 77%。内蒙古包括蒙东、蒙西，河北包括冀北、冀南，上述两省相关比重均按整体法计算）

图 16: 电力上市公司市场化交易电量占比 (%)



资料来源: 各上市公司年报, 光大证券研究所整理

图 17: 电价机制变革前后的竞争要素变化



资料来源: 光大证券研究所 (注: 改革后的计划电属于无法市场化的部分如居民用电、特殊行业用电等)

当前阶段电力总体供应偏宽松 (电量平衡偏宽松, 但局部电力平衡偏紧), 市场电价低于基准价 (标杆电价, 即出现“折价”), 煤电企业的让

利空间源自市场电的折价部分。电力市场化发展和电价机制的变革对于发电企业（尤其是煤电企业）让利空间的影响存在量价的博弈：

量：电力市场化交易规模扩张，市场电比例提升，而执行基准价（原标杆电价）的电量（即“计划电”部分）占比缩小；

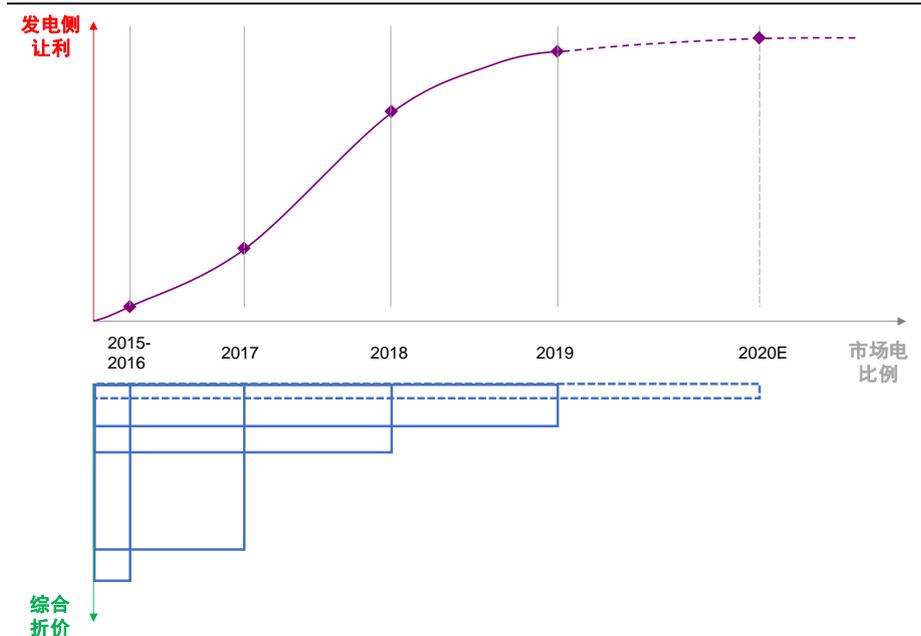
价：受电力供需和电厂报价策略等因素影响，存量“市场电”部分的折价幅度收窄，增量“市场电”部分（由执行标杆电价改为“基准价+上下浮动”的部分）亦存在折价（2020年暂不上浮），市场电综合折价幅度由上述两部分“市场电”共同决定。

表 2：煤电公司综合上网电价折价幅度（分/千瓦时）

市场电折价幅度 (分/千瓦时)	市场电占比 (%)									
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
1	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90	1.00
2	0.20	0.40	0.60	0.80	1.00	1.20	1.40	1.60	1.80	2.00
3	0.30	0.60	0.90	1.20	1.50	1.80	2.10	2.40	2.70	3.00
4	0.40	0.80	1.20	1.60	2.00	2.40	2.80	3.20	3.60	4.00
5	0.50	1.00	1.50	2.00	2.50	3.00	3.50	4.00	4.50	5.00
6	0.60	1.20	1.80	2.40	3.00	3.60	4.20	4.80	5.40	6.00
7	0.70	1.40	2.10	2.80	3.50	4.20	4.90	5.60	6.30	7.00
8	0.80	1.60	2.40	3.20	4.00	4.80	5.60	6.40	7.20	8.00
9	0.90	1.80	2.70	3.60	4.50	5.40	6.30	7.20	8.10	9.00
10	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00

资料来源：光大证券研究所（注：折价幅度比较基准为基准价（标杆电价），箭头方向表示火电公司上网电价综合折价幅度变动方向）

图 18：电力市场化对火电企业的影响



资料来源：光大证券研究所（注：曲线的积分面积=长方形面积=火电企业向下游让利金额）

我们对电力市场化发展和电价机制的变革下煤电企业的量价博弈进行了敏感性测算，测算结果详见表 2。在市场电占比 10-100%、市场电折价幅度 1-10 分/千瓦时（综合考虑存量和增量市场电）的情况下，市场电折价幅度的收窄可有效对冲市场电占比的提升。考虑到下游“降成本”压力仍未消除，我们预计 2020 年火电公司综合上网电价同比微降。

在电力行业“三要素”研究框架内，考虑到竞争要素的动态变化，我们构建了简化的**模型火电公司**，用于测算电力市场化条件下核心竞争要素对盈利的影响。

模型火电公司的关键假设如下：

- 仅经营火电业务，装机容量 100 万千瓦，利用小时数 4200 小时；
- 折旧方法为平均年限法，折旧年限 20 年，不考虑残值；
- 电价采用“基准价+上下浮动”的定价机制：基准电价为 0.40 元/千瓦时（含税）；市场化电价下浮 10%，市场化电量占上网电量的比例为 30%；
- 煤炭采购全部为市场煤（即不考虑长协煤），入炉煤价为 650 元/吨（5500 大卡含税）；
- 由于火电行业财务费用对利润影响较大，为简化计算，利润表中的期间费用等其他成本项仅考虑财务费用，增值税税率 13%，所得税税率 25%。

模型火电公司关键假设参数如下：

表 3：模型火电公司关键假设

项目	基准情景参数假设
装机容量（万千瓦）	100
利用小时数（小时）	4200
厂用电率（%）	5%
单位造价（元/千瓦）	3500
折旧年限（年）	20
资本金比例（%）	30%
综合融资成本（%）	4.5%
基准电价（含税，元/千瓦时）	0.40
市场化电价浮动幅度（%）	-10%
市场化电量占比（%）	30%
入炉煤价（5500 大卡含税，元/吨）	650
供电煤耗（克/千瓦时）	300
增值税税率（%）	13%
所得税税率（%）	25%

资料来源：光大证券研究所

根据上述假设，基准情景下模型火电公司的综合点火价差（即不含税综合上网电价-单位燃料成本）为 0.13 元/千瓦时，市场电点火价差（即不含税

市场电上网电价-单位燃料成本)为0.10元/千瓦时;毛利、净利润分别为2.19、0.81亿元,对应毛利率、净利率分别为16.0%、5.9%。

表4: 模型火电公司简化利润表

科目	基准情景参数
营业收入(亿元)	13.70
营业成本(亿元)	11.51
—燃料	8.76
—折旧	1.75
—其他	1.00
毛利(亿元)	2.19
	毛利率(%)
	16.0%
财务费用(亿元)	1.10
税前利润(亿元)	1.08
净利润(亿元)	0.81
	净利率(%)
	5.9%

资料来源: 光大证券研究所

需要强调的是,“基准价+上下浮动”的定价机制中,浮动比例应综合考虑燃料成本及电力供需情况,由于电力供需对浮动比例的影响难以直接量化,模型火电公司测算时**仅定量考虑燃料成本对市场化电量折价幅度的影响,假设市场化电量浮动比例完全反映了煤价变化(即市场电点火价差保持不变)**。

我们测算了在煤价和市场化电量比例综合变动的情况下,模型火电公司的净利润变化情况,详见表5。当市场化电量占比提升至55%时(即较基准情景提升25个百分点),在入炉煤价降幅超过60元/吨(对应煤价低于590元/吨)的情况下,模型火电公司净利润仍可实现正增长。此外,考虑到中长期视角下电力供需形势的改善,市场电折价幅度有望好于预期(市场电点火价差提升),进而促进火电盈利提升。

表5: 模型火电公司净利润增幅的敏感性测算

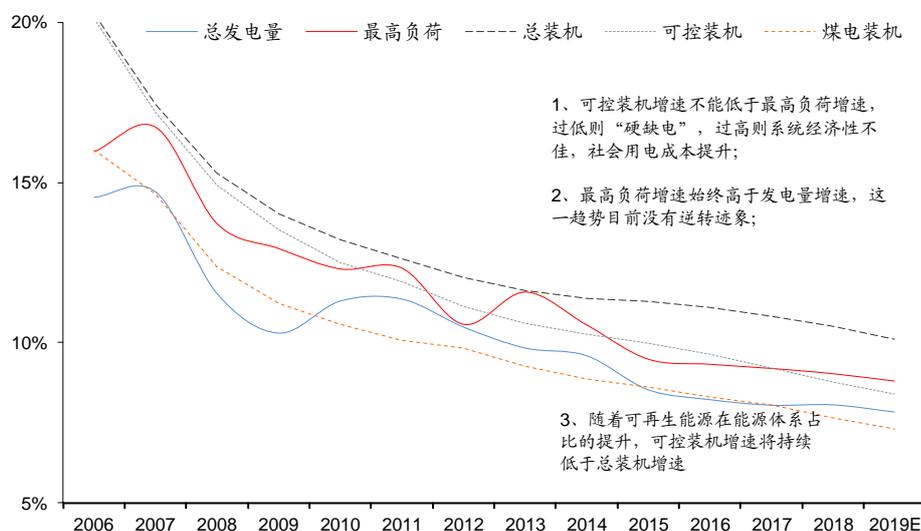
市场化电量占比 (%)	入炉煤价降幅 (5500大卡含税, 元/吨)										
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
30%	0%	9%	17%	26%	35%	44%	52%	61%	70%	78%	87%
35%	-7%	2%	10%	18%	26%	34%	42%	50%	58%	66%	74%
40%	-13%	-6%	2%	9%	17%	24%	32%	39%	47%	54%	62%
45%	-20%	-13%	-6%	1%	8%	15%	21%	28%	35%	42%	49%
50%	-26%	-20%	-14%	-7%	-1%	5%	11%	17%	24%	30%	36%
55%	-33%	-27%	-21%	-16%	-10%	-5%	1%	7%	12%	18%	23%
60%	-39%	-34%	-29%	-24%	-19%	-14%	-9%	-4%	1%	6%	11%
65%	-46%	-41%	-37%	-33%	-28%	-24%	-19%	-15%	-11%	-6%	-2%
70%	-52%	-48%	-45%	-41%	-37%	-33%	-30%	-26%	-22%	-19%	-15%
75%	-59%	-56%	-52%	-49%	-46%	-43%	-40%	-37%	-34%	-31%	-28%
80%	-65%	-63%	-60%	-58%	-55%	-53%	-50%	-48%	-45%	-43%	-40%

资料来源: 光大证券研究所 (注: 测算数据为模型火电公司相对基准情景下的净利润增幅, 单位%)

需要指出的是，上述测算仅为静态敏感性分析，在电力市场化质变背景下，电价实际变动趋势仍需持续跟踪、观察。

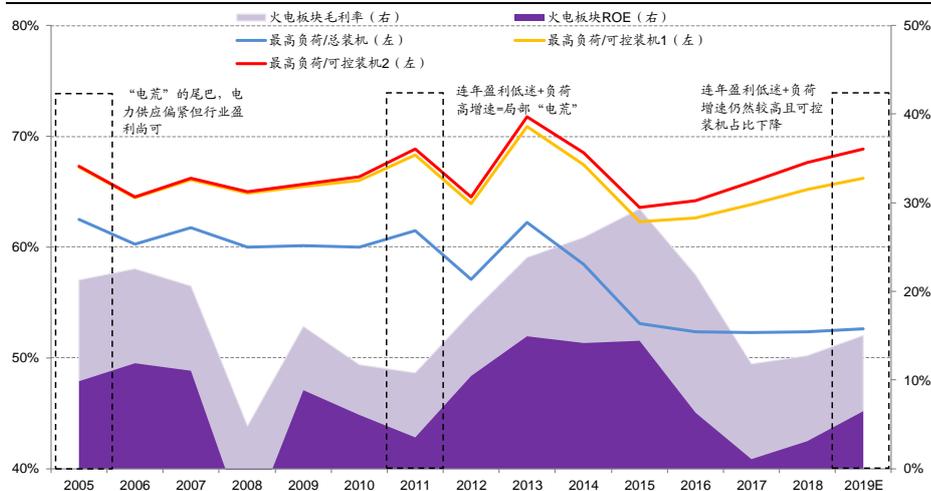
另一方面，上述测算并未考虑电力供需形势的变化。从技术角度考虑，各类装机在电力电量平衡中所起的作用不尽相同，火力发电机组、核电机组是支撑电力电量平衡的主要发电类型之一，同时也是支撑电力平衡的最主要因素，同时需要为系统提供备用（备用率一般为20%）；水力发电机组在支撑电量平衡的同时，也在电力平衡中起一定作用，但作用小于火电机组；非水可再生能源目前仅参与系统的电量平衡，并不能参与（或极少量参与）系统的电力平衡。纵观近年来装机累计增速，可以看到为了满足电力平衡，可控装机增速需要与最高负荷匹配。

图 19：各类装机增速与电网最高用电负荷增速的关系



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：可控装机指按照一定的系数对火电、核电、水电、新能源发电的装机进行加总）

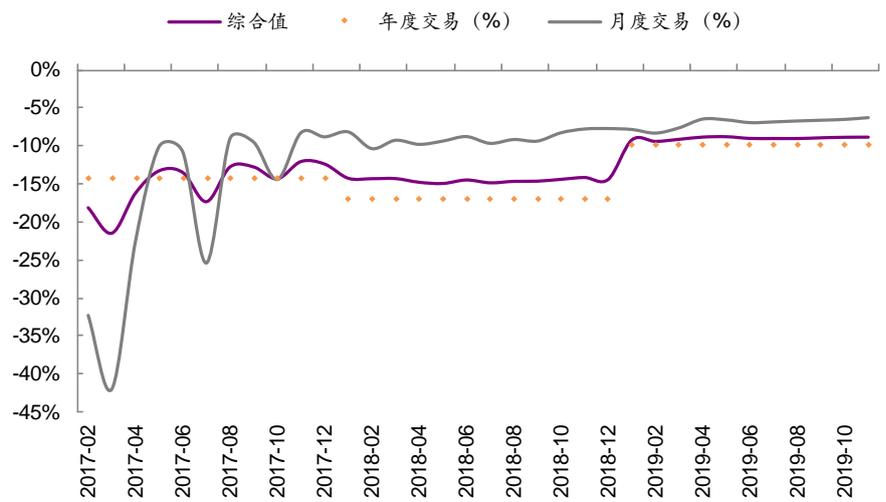
图 20：火电行业盈利能力、电网用电负荷与可控装机的关系



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：可控装机 1、可控装机 2 分别将非水可再生能源装机按 10%、20% 计算装机权重）

由此不难看出，作为可控装机的主力，火电（主要是煤电）在保持电力电量平衡（尤其是电力平衡）中的作用依然不可忽视。在市场电比例大幅提升的背景下，区域电力供需形势的边际变化亦将影响火电公司的市场竞价策略（走出“囚徒困境”），火电行业的话语权和议价能力有望边际提升。以电力市场化程度较高的广东为例，随着电力市场化规模扩张，市场电折价幅度趋于理性，并呈现收窄态势。

图 21：广东市场化交易电量折价幅度（%）



资料来源：广东电力交易中心，光大证券研究所

2.3、煤价：供需关系改善，煤价中枢持续下行

尽管年初矿难、安监等扰动因素一定程度干预了煤价预期，但受煤炭优质产能释放、需求放缓等因素影响，2019 年以来煤价中枢总体下行。2019 年 10 月下旬至今秦皇岛港 5500 大卡动力煤价已回落至“绿色区间”（500-570 元/吨）。

根据光大证券煤炭团队的判断，2020 年是煤炭供给侧改革的收官之年，未来产能端重心将持续由“去总量”向“调结构”过渡。随着去产能力度收缩，未来供求关系将趋于宽松。另一方面，在进口煤与长协两大政策工具的调控下，煤价波动率持续下降，在绿色区间维持窄幅波动。

当前火电景气度仍处于相对低点，煤价回落仍为促进火电盈利回升的关键要素。

图 22: 秦皇岛港 5500 大卡动力煤价



资料来源: Wind, 光大证券研究所 (注: 截至 2019/11/29)

表 6: 2017-2020 年去产能计划及实际去产能情况 (万吨)

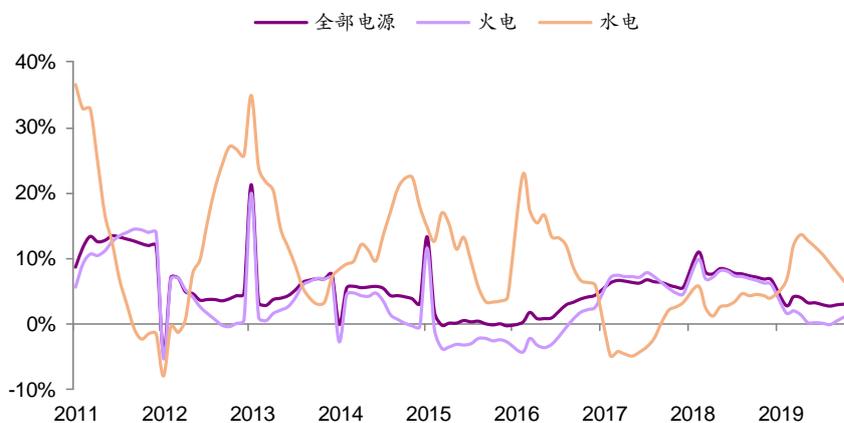
	2017 年		2018 年		2019-2020 年
	计划	实际	计划	实际	计划
山西	2000	2265	2300	2330	-
陕西	-	90	210	581	-
内蒙古	880	660	405	1110	-
全国	15000	14950	15000	15000	18000

资料来源: 中国煤炭网, 光大证券研究所

2.4、机组利用率: 火电供给侧改革提供向上催化

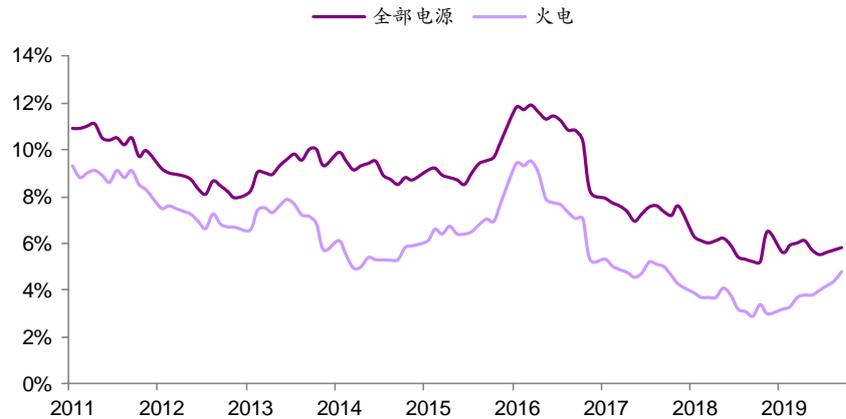
在经济增速放缓的背景下, 叠加 2018 年同期的基数效应, 2019 年发电量增速呈现放缓迹象。在水电挤出效应的影响下, 2019 年火电发电量增速放缓程度加剧, 进而影响了火电利用小时数增长。展望 2020 年, 我们认为能源结构调整基调下, 新增发用电需求将主要由新能源等机组填补, 预计火电发电量的增长有限。

图 23: 发电量累计同比 (%)



资料来源: Wind, 光大证券研究所 (注: 截至 2019 年 10 月)

图 24：装机容量累计同比增速 (%)



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：截至 2019 年 10 月）

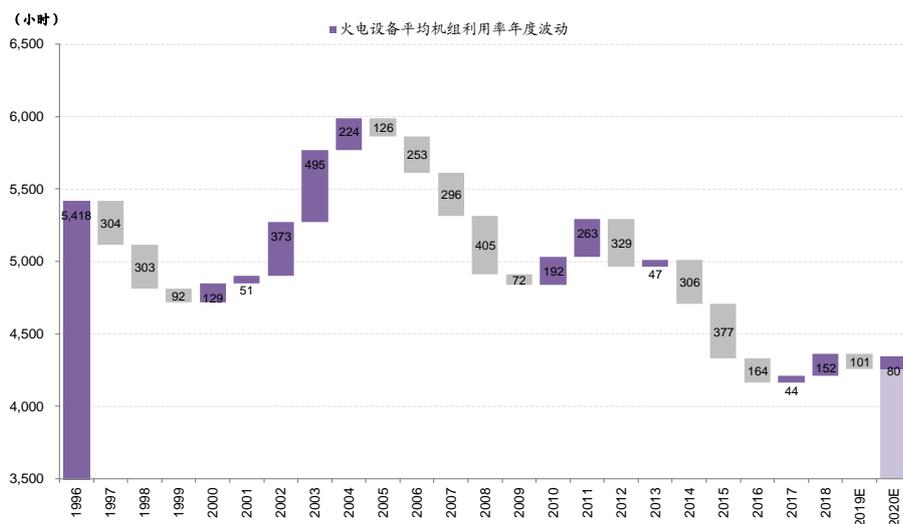
2017 年启动的火电供给侧改革成为火电行业的自救手段，有效控制了火电装机规模，避免了机组利用率进一步恶化。2016-2018 年已累计淘汰煤电落后产能 1843 万千瓦，完成“十三五”规划目标（2000 万千瓦）的 92% 以上。国家能源局提出 2019 年煤电淘汰落后产能的目标为 866.4 万千瓦，供给侧改革持续加码。我们认为伴随着火电行业整体景气度的持续低迷，火电供给侧改革将从多角度继续推进（“减存量、控增量”双向并举），将成为火电机组利用率提升的有效催化。我们以 2018 年底的火电行业经营数据为基数进行了敏感性测算，预计随着火电供给侧改革推进，2020 年火电利用小时数有望小幅提升。

表 7：火电利用小时数的敏感性测算

煤电装机 (亿千瓦)	煤电装机 增速 (%)	火电发电量增速 (%)										
		-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
9.0	-11%	4,525	4,572	4,620	4,667	4,715	4,763	4,810	4,858	4,906	4,953	5,001
9.2	-9%	4,439	4,485	4,532	4,579	4,626	4,672	4,719	4,766	4,813	4,859	4,906
9.4	-7%	4,356	4,402	4,448	4,494	4,539	4,585	4,631	4,677	4,723	4,769	4,815
9.6	-5%	4,276	4,321	4,366	4,411	4,456	4,501	4,546	4,591	4,636	4,682	4,727
9.8	-3%	4,200	4,244	4,288	4,332	4,376	4,421	4,465	4,509	4,553	4,597	4,642
10.0	-1%	4,125	4,169	4,212	4,256	4,299	4,343	4,386	4,429	4,473	4,516	4,560
10.2	1%	4,054	4,097	4,139	4,182	4,225	4,267	4,310	4,353	4,395	4,438	4,481
10.4	3%	3,985	4,027	4,069	4,111	4,153	4,195	4,237	4,279	4,320	4,362	4,404
10.6	5%	3,918	3,959	4,001	4,042	4,083	4,124	4,166	4,207	4,248	4,289	4,331
10.8	7%	3,854	3,894	3,935	3,975	4,016	4,056	4,097	4,138	4,178	4,219	4,259
11.0	9%	3,791	3,831	3,871	3,911	3,951	3,991	4,031	4,070	4,110	4,150	4,190

资料来源：中电联，光大证券研究所（注：煤电装机增速和火电发电量增速以 2018 年为基准）

图 25：火电机组利用率情况

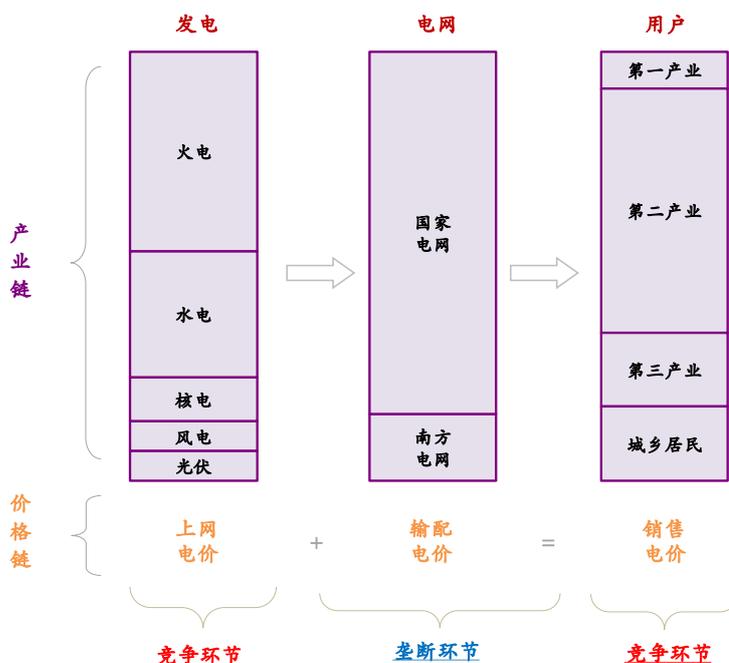


资料来源：Wind，光大证券研究所预测

2.5、长期视角：火电将不具备公用事业属性

从中长期来看，随着电价市场化的形成，火电行业属性更接近于弱周期（顺周期而非市场化之前的逆周期）行业。考虑到 A 股火电公司均为独立发电商（只参与电力产业链的发电环节），处于竞争性环节的火电将不具备真正意义上的公用事业（垄断性环节）属性。

图 26：电力行业产业链及价格链

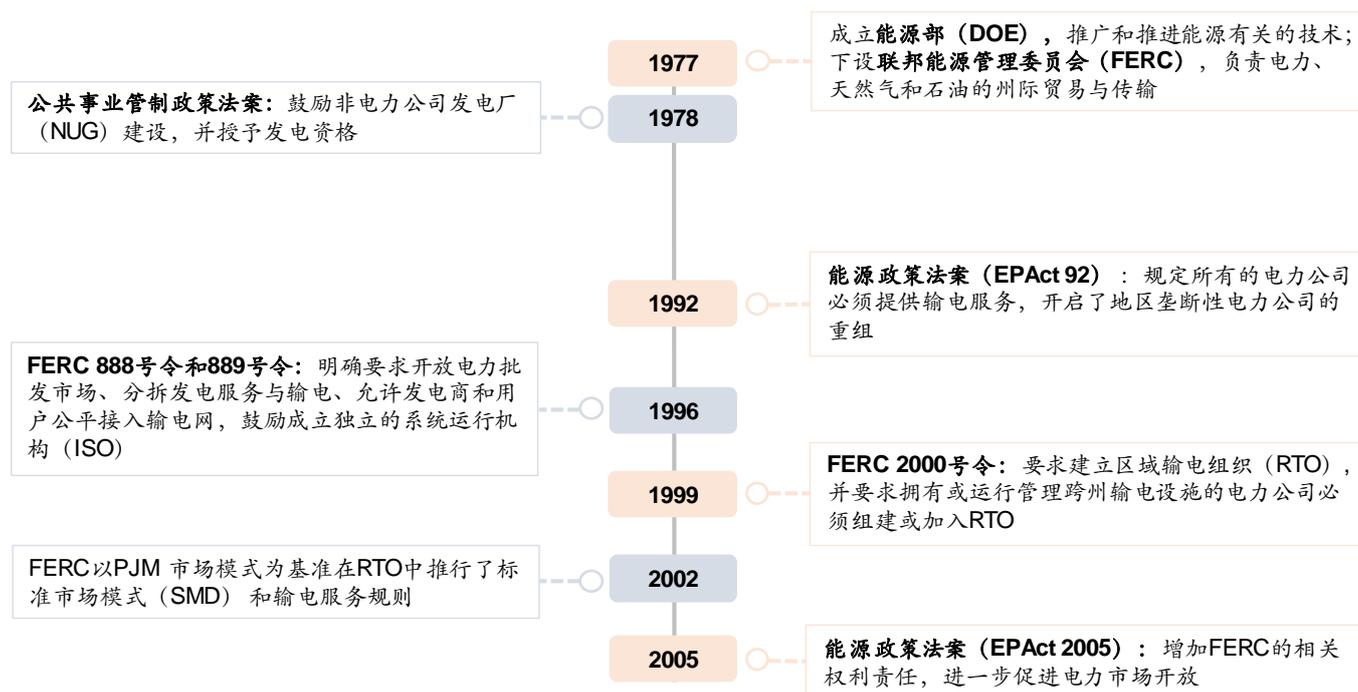


资料来源：光大证券研究所

我们以成熟电力市场（如美国）的电力公司估值作为参考标准。

美国是最早进行电力市场化实践的国家，自 20 世纪 90 年代开始正式推进电力方式管制改革以来，在经历了加州能源危机、批发电力市场建设放缓、电网运行出现安全停电事故等问题后，市场机制逐步完善，并已成为国际上成熟电力市场的典型代表之一。

图 27：美国电力市场改革历程



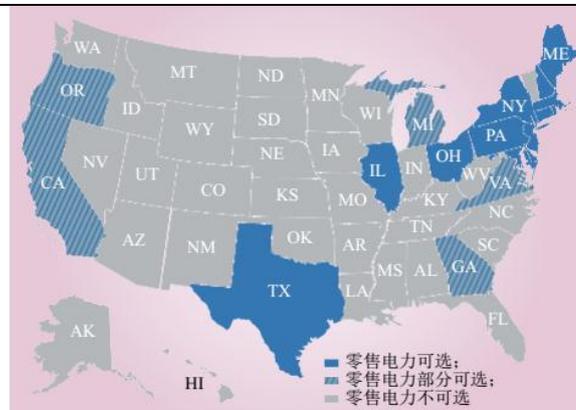
资料来源：田伟等《美国电力市场最新特点及对中国的启示》，黄会等《国外电力市场化改革发展以及对中国的启示》，光大证券研究所

图 28：美国部分批发电力市场格局（2017 年）



资料来源：田伟等《美国电力市场最新特点及对中国的启示》

图 29：美国部分零售电力市场格局（2017 年）



资料来源：田伟等《美国电力市场最新特点及对中国的启示》

我们选取了 14 家典型的美国电力公司，根据业务结构和 GICS 子行业分类，我们将其划分为受管制电力公司（即参与输配电等业务）和独立发电商（仅参与发电业务，新能源占比较低）。

表 8：美国代表电力公司

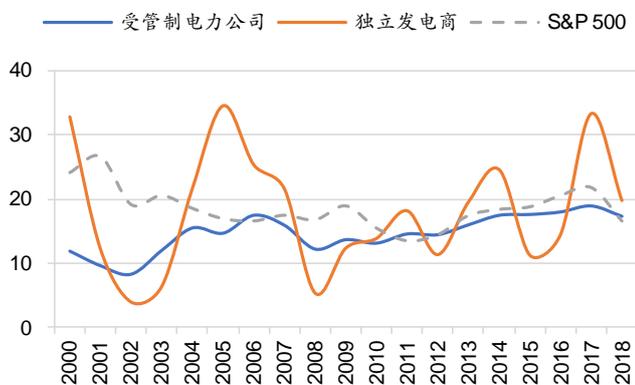
分类	Bloomberg 代码	公司名称	市值 (亿美元)
受管制电力公司	NEE US Equity	新纪元能源公司	1139
受管制电力公司	SO US Equity	南方公司	653
受管制电力公司	DUK US Equity	杜克能源	646
受管制电力公司	AEP US Equity	美国电力	452
受管制电力公司	XEL US Equity	Xcel 能源	330
受管制电力公司	EIX US Equity	爱迪生国际	250
受管制电力公司	PPL US Equity	PPL 公司	248
受管制电力公司	AGR US Equity	Avangrid 股份有限公司	152
受管制电力公司	POR US Equity	波特兰通用电气公司	50
受管制电力公司	ALE US Equity	ALLETE 股份有限公司	42
受管制电力公司	PCG US Equity	太平洋煤气电力	40
独立发电商	VST US Equity	Vistra 能源公司	129
独立发电商	AES US Equity	爱伊斯	125
独立发电商	NRG US Equity	NRG 能源股份有限公司	98

资料来源：Bloomberg，光大证券研究所（注：市值统计时点为 2019/11/28）

我们统计了美国代表电力公司 2010-2018 年的估值及股息率指标，并按受管制电力公司和独立发电商的分类取算术平均值，以淡化个体间的波动。

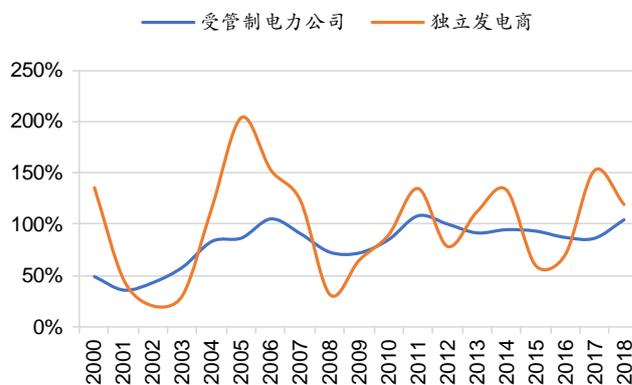
从 A 股常用的 PE、PB 指标来看，2011-2018 年受管制电力公司的 PE 范围 15-19 倍，PB 范围 1.5-1.8 倍。近年来受管制电力公司的 PE、PB 均保持相对稳定，相对 S&P 500 几乎不存在 PE 折价，但存在 25-50% 的 PB 折价。独立发电商的 PE、PB 指标并无明显规律，PE、PB 估值稳定性明显弱于受管制电力公司，我们认为主要与独立发电商的盈利波动性有关。

图 30：美国电力公司 PE



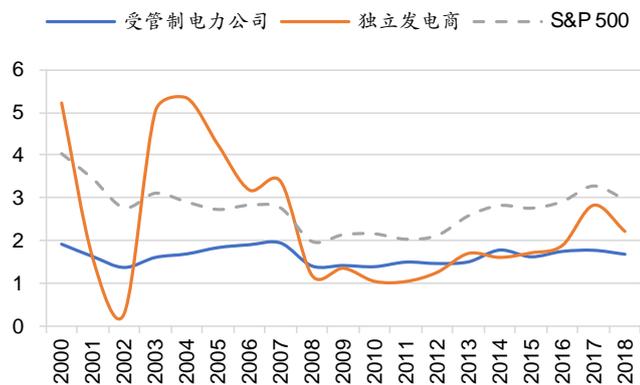
资料来源：Bloomberg，光大证券研究所

图 31：美国电力公司相对 PE



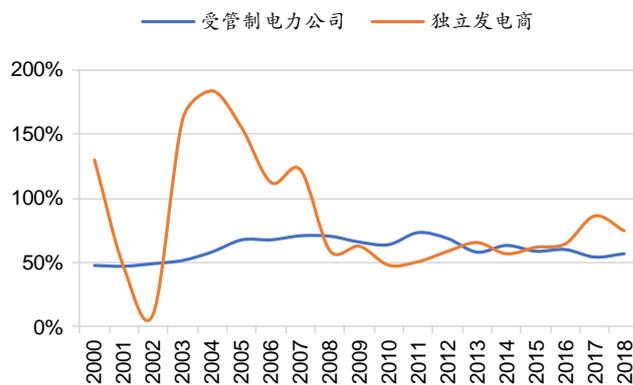
资料来源：Bloomberg，光大证券研究所（注：相对 PE 比较基准为同期 S&P 500）

图 32: 美国电力公司 PB



资料来源: Bloomberg, 光大证券研究所

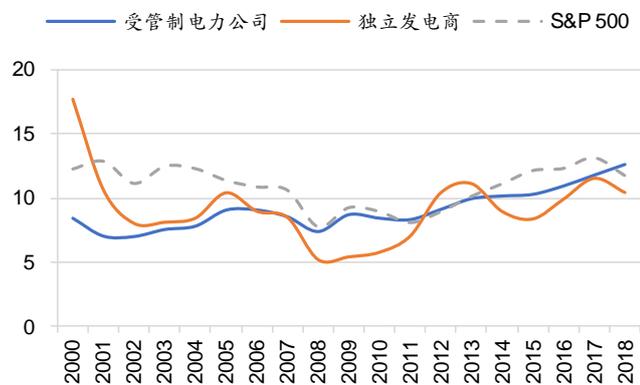
图 33: 美国电力公司相对 PB



资料来源: Bloomberg, 光大证券研究所 (注: 相对 PB 比较基准为同期 S&P 500)

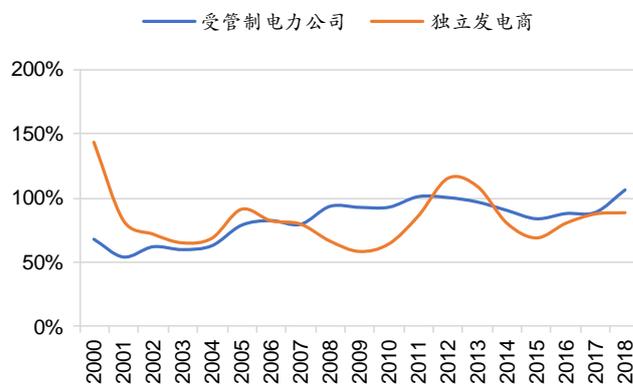
从 EV/EBITDA 指标来看, 受管制电力公司和独立发电商的 EV/EBITDA 稳定性明显好于 PE、PB 指标, 2011-2018 年受管制电力公司与独立发电商的 EV/EBITDA 范围分别为 8-13 倍、7-12 倍, 相对 S&P 500 几乎不存在估值折价。

图 34: 美国电力公司 EV/EBITDA



资料来源: Bloomberg, 光大证券研究所

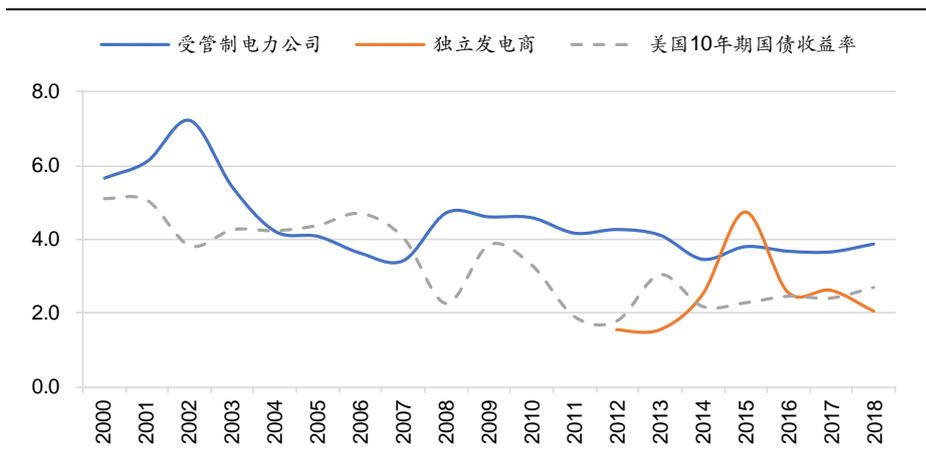
图 35: 美国电力公司相对 EV/EBITDA



资料来源: Bloomberg, 光大证券研究所 (注: 相对 EV/EBITDA 比较基准为同期 S&P 500)

从股息率指标来看, 受益于稳定的盈利和确定的分红, 近年来受管制电力公司体现出极其稳定的股息率, 2011-2018 年受管制电力公司的股息率 3.5-4.3%, 高于同期美国 10 年期国债收益率 1.1-2.5 个百分点, 体现出明显的“公用事业”属性。受盈利及估值等波动影响, 独立发电商的股息率稳定性和吸引力明显弱于受管制电力公司。

图 36：美国电力公司股息率 (%)

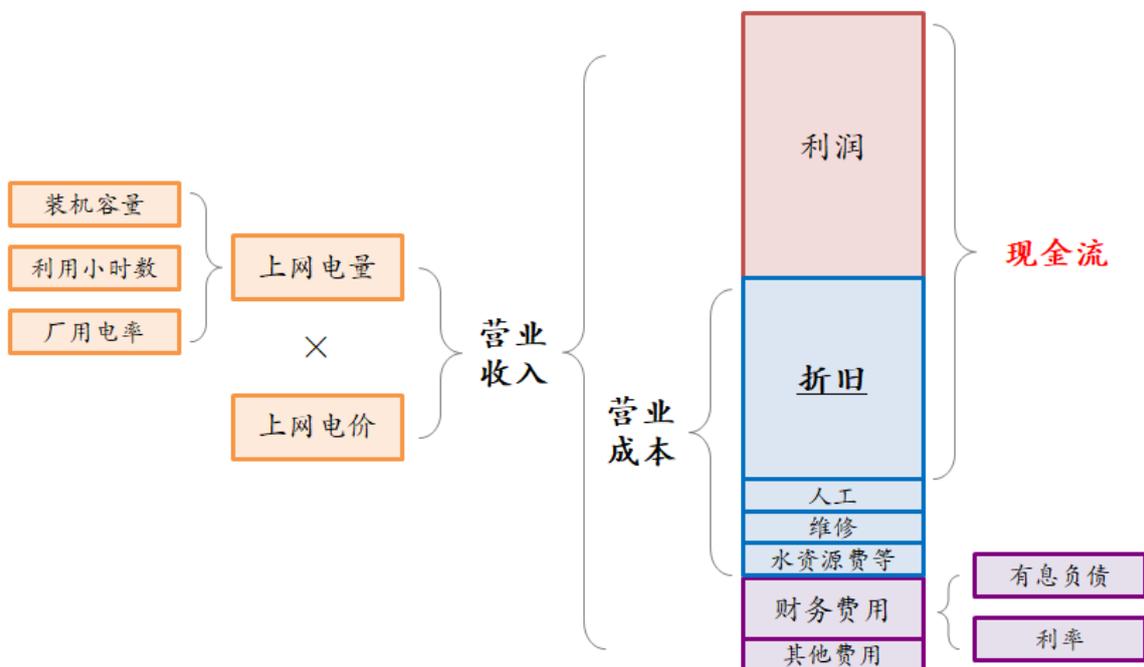


资料来源：Bloomberg, Wind, 光大证券研究所

3、水电——还看类债属性

3.1、大水电的基本面稳定

图 37：水电盈利拆分示意图



资料来源：光大证券研究所（注：本图仅为示意图，财务科目勾稽关系并非严格对应）

水电公司典型盈利拆分如下：

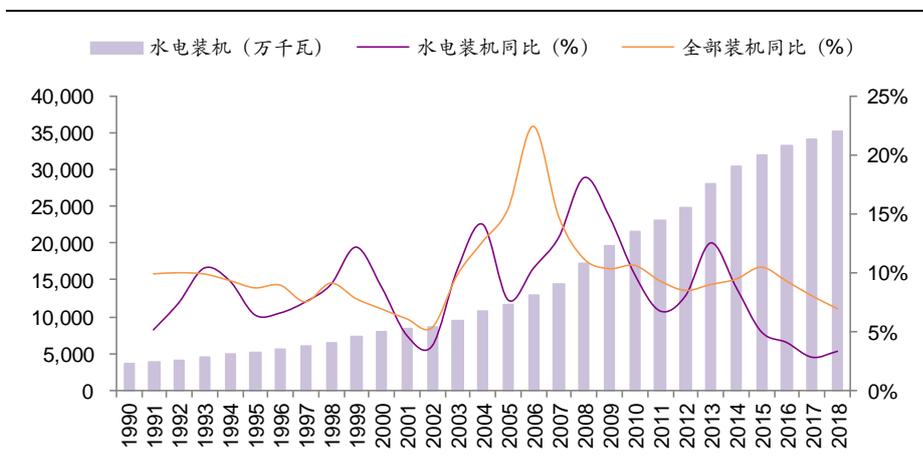
(1) 收入端：水电的营业收入即发电收入，决定因素即电量与电价，其中电量又与装机容量及利用小时数密切相关。

(2) 成本费用端：由于水电公司的核心资产为挡水建筑物（大坝）及水电机组，水电的营业成本主要为固定成本（以折旧为主），以及少量变动成本（水资源费、库区基金等）。此外，考虑到水电建设期的有息负债，财务费用对盈利影响明显。

◆ 装机增速明显放缓

水电审批、建设周期较长，通常阶段性呈现投产高峰。作为成熟行业，水电上一轮投产高峰期（“十二五”时期）已过，“十三五”以来水电装机增速已回落至历史较低水平。2018年水电装机3.5亿千瓦，同比增速仅3.2%，低于全部装机同期增速3.7个百分点。

图 38：水电装机及增速



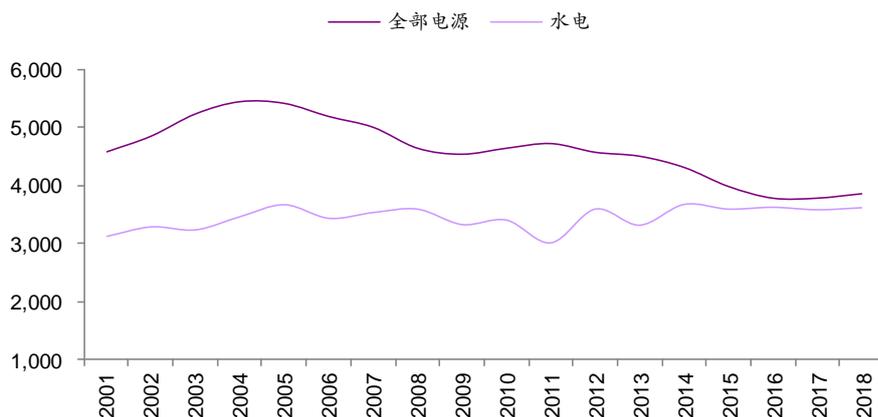
资料来源：Wind，光大证券研究所

◆ 大型水电利用小时数相对稳定

与全部电源整体相比，水电利用小时数的波动性明显偏弱，主要是由于水电的可再生能源属性，其电量消纳保障性较强，对全社会用电需求的敏感性较弱。此外，随着特高压等外送通道建立，水电消纳及弃水等问题进一步解决，利于水电利用小时中枢提升。2001-2018年，水电平均利用小时数3448小时，波动率约5.6%，显著低于全部电源同期波动率（11.5%）。

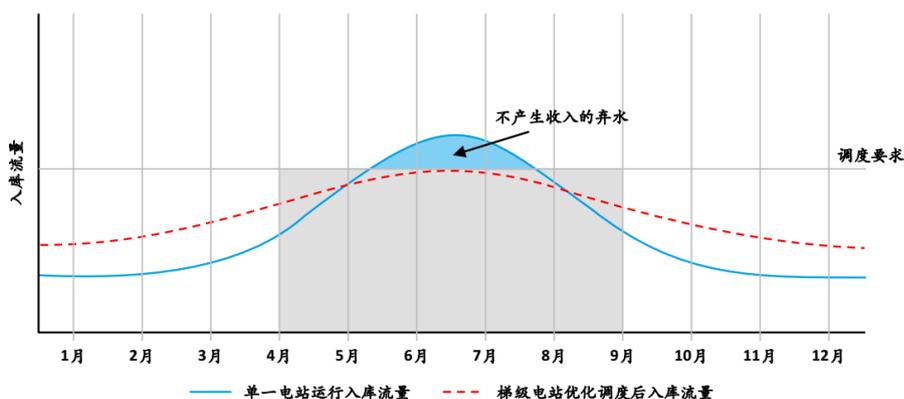
根据上述分析，水电利用小时数通常围绕多年平均利用小时数小幅波动，流域来水对水电利用小时数的影响较大。对于大型水电而言，受益于水库的调节能力及梯级联合调度等因素，大型水电公司有效对冲来水波动，利用小时数相对稳定。

图 39：不同电源机组利用小时数



资料来源：Wind，光大证券研究所

图 40：通过联合调度减少水电站弃水的示意图



资料来源：长江电力公司公告

◆ 水电电价处于较低水平，电价相对稳定

水电上网电价主要包括成本加成、落地电价倒推和水电标杆电价三种定价方式。由于水电资源与用电负荷集中区域的错配，近年来新建的大型水电站外送消纳的比例提升，总体而言落地电价倒推机制占比较大。

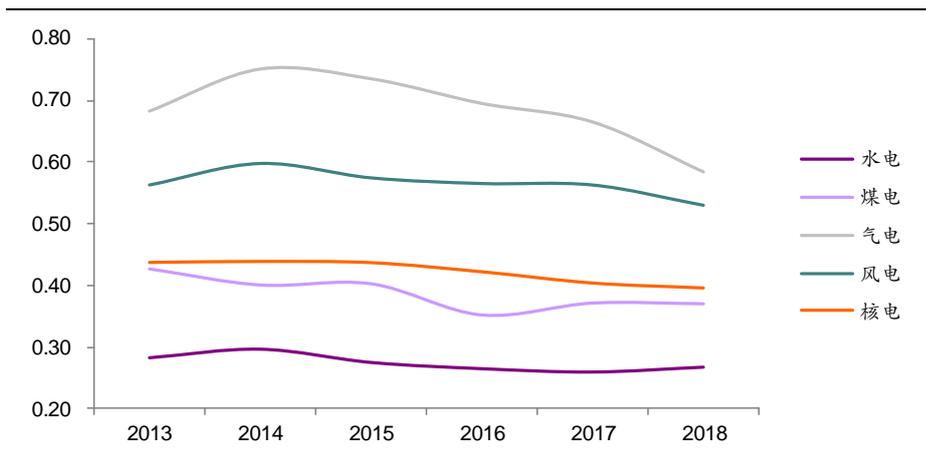
与其他发电类型相比，水电上网电价明显处于较低水平，且由于定价方式的一致性，多年保持相对稳定。

表 9：水电电价机制

定价方式	机制介绍	适用范围
成本加成定价	电价主要采用“成本+收益”的定价模式，历史上形成的还本付息电价、经营期电价等机制本质上都属于成本加成电价	建设较早的水电站
落地电价倒推	根据受电省区同期平均购电价或燃煤标杆电价扣减输电价格和线路损耗后确定	主要适用于跨省、跨区域送电的大型水电站
水电标杆电价	根据省内水电站的调节性能确定不同电站的标杆电价，其实是成本加成方式的一种	四川、云南等省市部分水电站

资料来源：长江电力公司公告，光大证券研究所

图 41：不同电源形式平均上网电价（元/千瓦时）



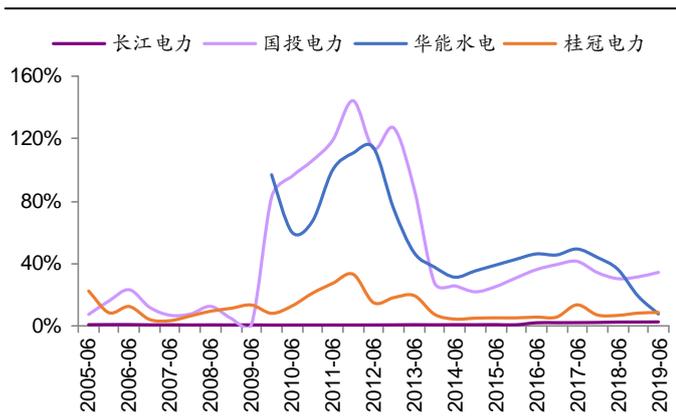
资料来源：Wind，光大证券研究所

◆ 成长期已过，成本稳定，财务费用逐步降低

成本方面，水电最大成本为折旧。水电通常折旧方法为平均年限法（少数水电公司采用工作量法），考虑到现阶段水电装机成长高峰期已过，叠加挡水建筑物（大坝）及电机等设备折旧年限较长，水电公司折旧成本相对稳定。此外，由于现阶段水电装机和利用小时数的波动性较弱，可变成本亦不会出现明显变化。综上，水电营业成本总体保持稳定。

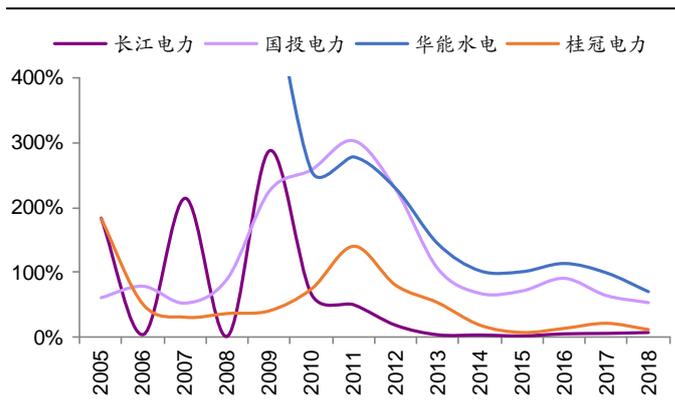
此外，由于水电建设周期长且投资规模大，对于自建水电站的公司而言，有息负债及财务费用相对较大。在没有增量机组投产的情况下，资本开支压力减弱，叠加水电运营期优异的现金流特质，水电公司的有息负债及财务费用将逐步降低，财务状况持续改善。

图 42：典型水电公司的在建工程/固定资产（%）



资料来源：Wind，光大证券研究所

图 43：典型水电公司的资本支出/经营现金流（%）

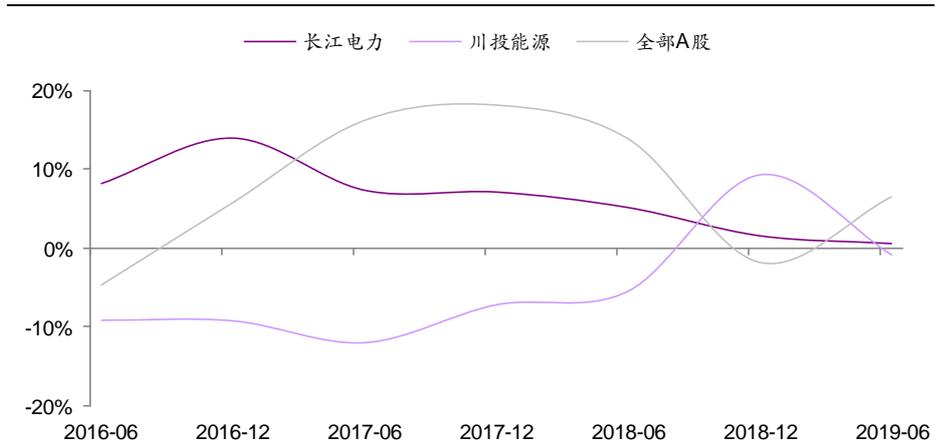


资料来源：Wind，光大证券研究所

◆ 竞争要素稳定，业绩确定性强

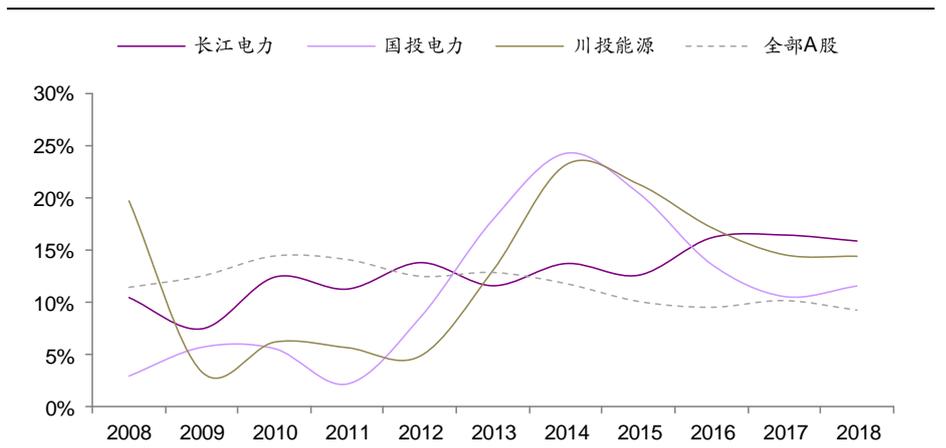
基于上述分析，大型水电公司各项竞争要素较为稳定，在没有装机增长的情况下，盈利增速及盈利质量的波动性总体较弱，业绩确定性强。

图 44：典型水电股归母净利润同比增速（%）



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：华能水电 2017 年上市，未纳入统计；国投电力火电业务周期性较强，对业绩增速影响较大，未纳入统计）

图 45：典型水电股 ROE（摊薄）

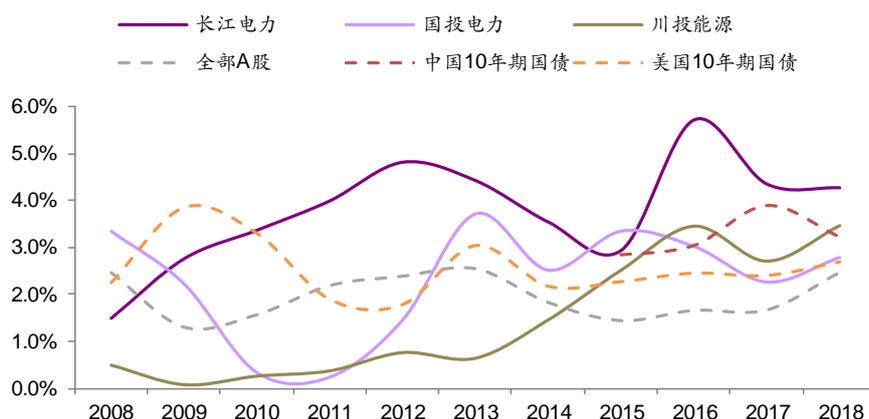


资料来源：Wind，光大证券研究所（注：华能水电 2017 年上市，未纳入统计）

3.2、“类债券属性”驱动估值提升

如上文所述，水电成长高峰期已过，资本开支减弱，在业绩确定性较强的情况下，分红吸引力提升。以水电龙头长江电力为例，其明确分红方案：“对 2016 年至 2020 年每年度的利润分配按每股不低于 0.65 元进行现金分红；对 2021 年至 2025 年每年度的利润分配按不低于当年实现净利润的 70% 进行现金分红”，并于近年来持续严格执行高股息政策。大型水电公司股息率保持在较高水平，分红吸引力可观。

图 46：典型水电股股息率

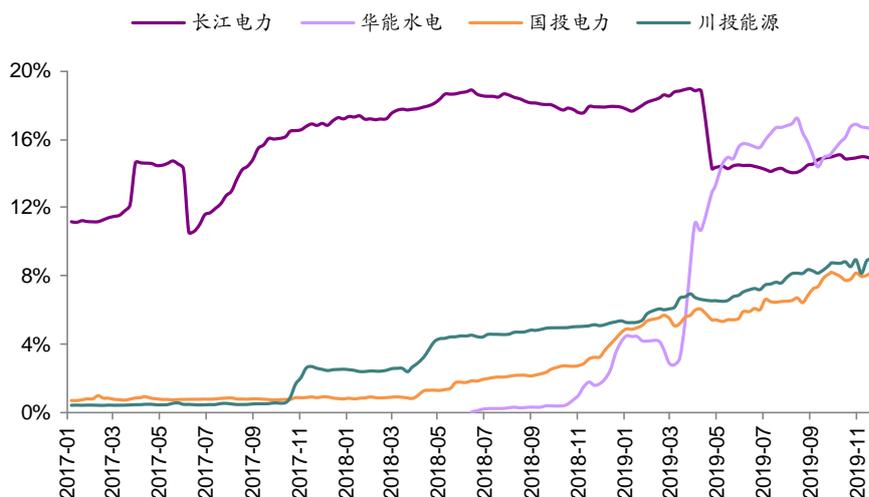


资料来源：Wind，光大证券研究所（注：华能水电 2017 年上市，未纳入统计）

大型水电公司竞争要素确定性较强，且重视股东回报，盈利及股息率的稳定性优势明显，“类债券属性”突出。水电股的“类债属性”有效吸引外资关注，近年来大型水电公司（长江电力、华能水电、国投电力、川投能源）的投资者结构发生边际变化。随着沪港通等境外投资者持股比例的提升，以长江电力为首的大型水电股在二级市场的走势与 10 年期美国国债收益率的关联度较高。此外，随着重点流域的部分水电机组投产期日渐临近，相关上市公司的成长性预期有望逐步兑现。

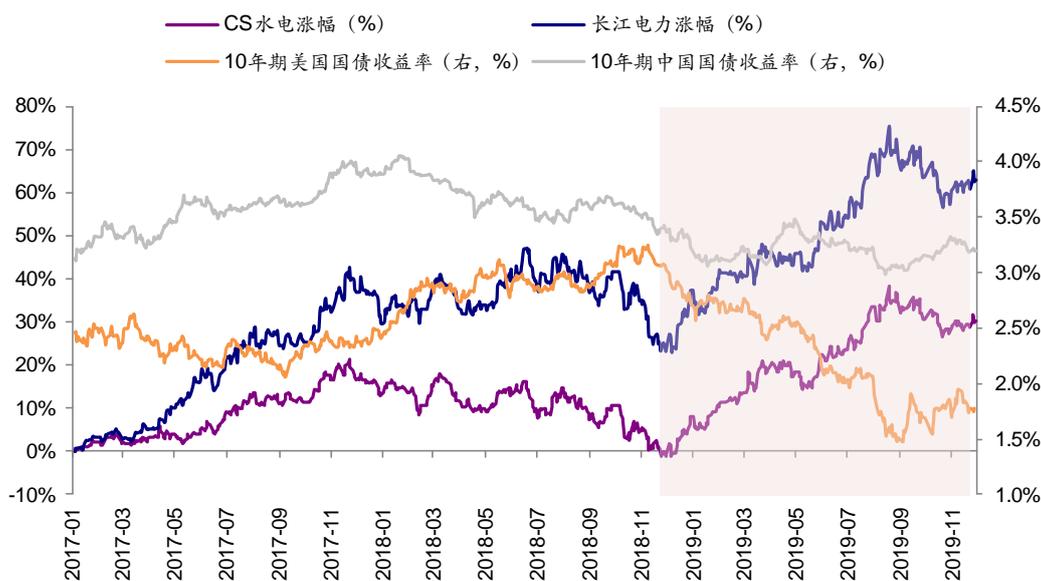
在“资产荒”及全球降息预期背景下，我们认为 2020 年水电股的防御价值、“类债属性”及个股成长性的兑现仍为二级市场表现的核心驱动力。

图 47：大型水电公司沪港通持股占自由流通股本的比例 (%)



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：截至 2019/11/29）

图 48：以长江电力为代表的水电公司股价走势与美国国债收益率的关联度较高



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：2019 年以来美国国债收益率下降，长江电力等水电公司股价走高，数据截至 2019/11/29）

表 10：部分水电机组投产期临近

流域	水电站名称	装机容量 (万千瓦)	预计首台 机组投产时间	相关上市公司
雅砻江	两河口	300	2021E	国投电力、川投能源
雅砻江	杨房沟	150	2021E	国投电力、川投能源
金沙江	乌东德	1020	2020E	长江电力
金沙江	白鹤滩	1600	2021E	长江电力

资料来源：Wind，光大证券研究所预测

4、燃气——管网公司重塑格局

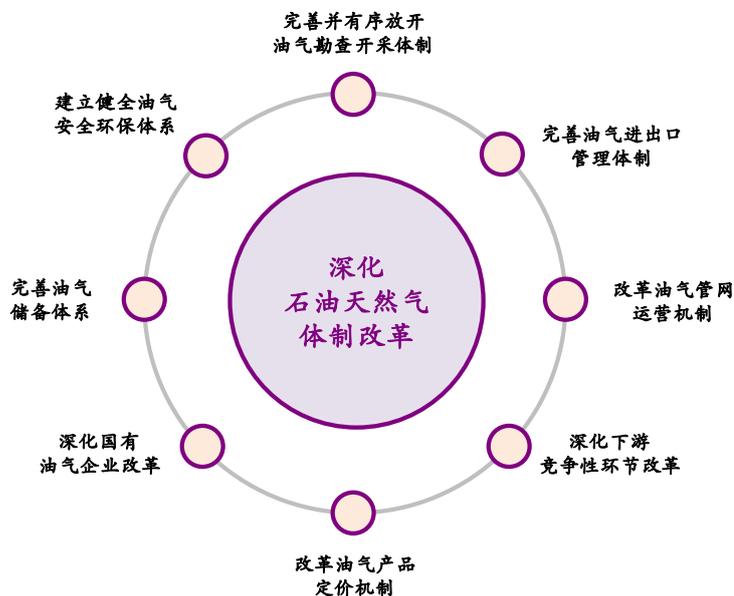
4.1、国家管网公司：市场化改革的现实路径

2017 年启动的本轮石油天然气改革思路为“管住中间、放开两头”。作为八方面重点改革任务之一，油气管网运营机制的改革成为本轮石油天然气体制改革的关键环节（如图 5）。《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》提出，“分步推进国有大型油气企业干线管道独立，实现管输和销售分开。完善油气管网公平接入机制，油气干线管道、省内和省际管网均向第三方市场主体公平开放”。

为解决现行矛盾，提高天然气管网设施利用效率，保障天然气安全稳定供应，促进天然气行业良性发展，2014 年以来国家相继颁发管网公平开放的相关政策，但多年来实际执行效果欠佳。2017-2018 年北方采暖季期间的“气荒”问题更加暴露了气源紧张条件下天然气管网互联互通的不足、管网

运用效率低下的问题。在天然气产供储销体系大力推进的背景下，天然气管网设施公平开放和互联互通的重要性进一步提升。

图 49:《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》重点改革任务



资料来源：中共中央、国务院《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》，光大证券研究所

借鉴发达国家和地区天然气管道和市场化改革的相关经验，当前时点我国管网独立改革已具备如下基础条件：

- (1) 下游参与主体培育效果显著；
- (2) 气源多样化格局逐步形成；
- (3) 全国性管网骨架初步搭建完成；
- (4) 天然气改革力度增强。

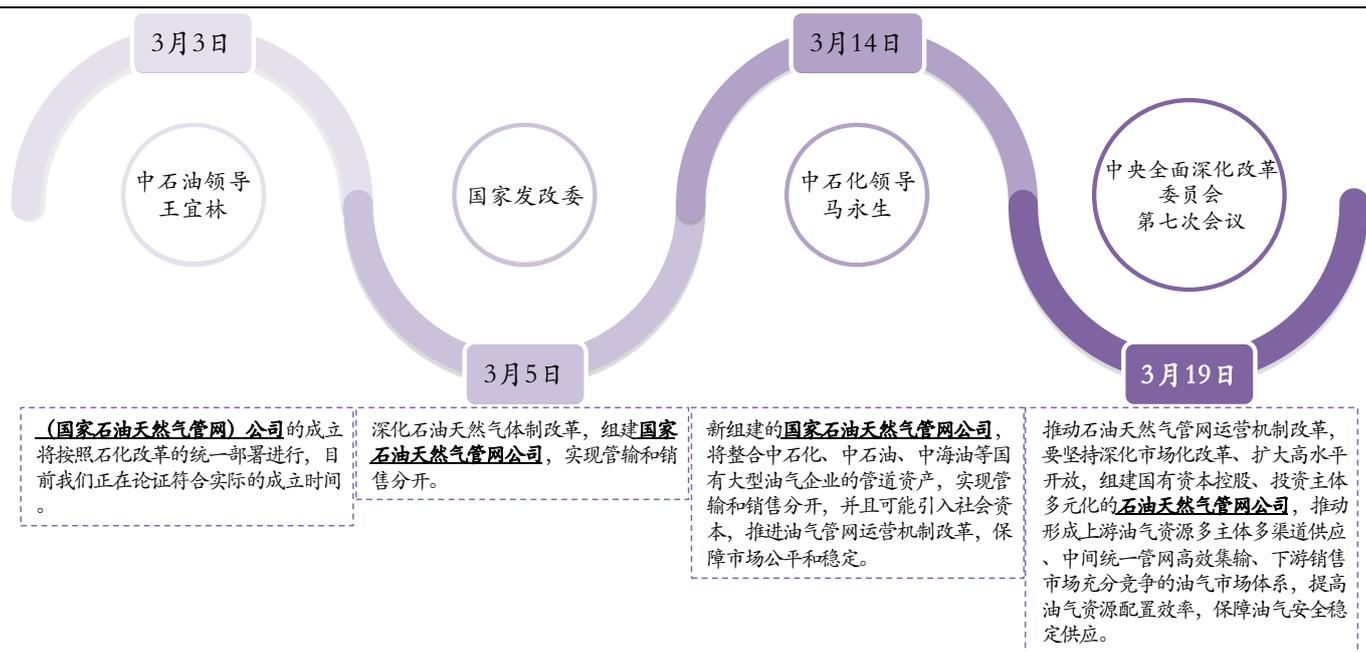
总体来看，我国已迎来实施天然气管网独立改革的最佳时机。结合我国当前国情，考虑到天然气管网的自然垄断属性及现行“生产管输一体化”的天然气产业链格局（如图 4），国家管网公司成为实现管网独立、公平开放、进一步市场化的现实路径。

4.2、国家管网公司重构行业格局

4.2.1、国家管网公司渐行渐近

2019 年以来，国家石油天然气管网公司的组建渐行渐近。仅 2019 年 3 月，多条重要官方渠道确认了国家油气管网公司组建的信息。

图 50：2019 年 3 月国家油气管网公司相关信息



资料来源：中国政府网、中国人大网等，光大证券研究所

根据中石化经济技术研究院《2019 中国能源化工产业发展报告》的预测，国家油气管网公司将从管资产向管资本转变，预计分三个阶段进行：

- (1) 中国石油、中国石化及中国海油将旗下管道资产及员工剥离，并转移至新公司，再按各自管道资产的估值厘定新公司的股权比例；
- (2) 新管网公司获注入资产后，拟引入约 50% 社会资本，包括国家投资基金及民营资本，新资金将用于扩建管网；
- (3) 新管网公司将寻求上市。

4.2.2、“X+1+X”的新格局

目前我国基于天然气管网主要包括西气东输系统、陕京系统、川气东送系统及联络线等。截至 2017 年底，我国天然气长输管道总里程 7.7 万公里。其中，中国石油、中国石化、中国海油分别占比 69%、8%、7%，中国三大石油公司合计市场份额 84%。

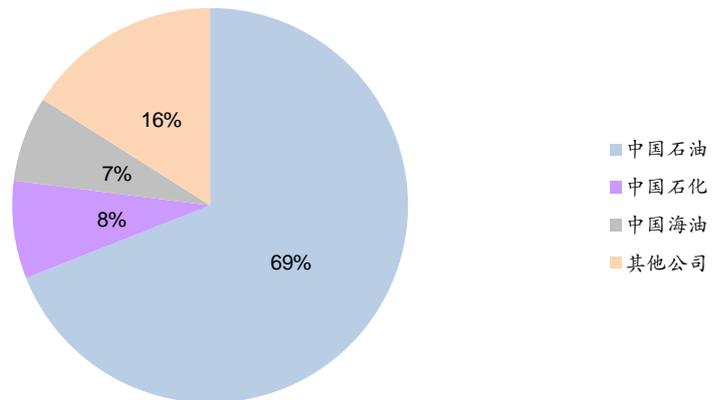
表 11：我国基于天然气管网（2017 年）

管网系统	管网名称	管网起点	管网终点	总长度 (公里)	干线长度 (公里)	设计输气量 (亿立方米)	投产年份	运营商
西气东输系统	西气东输一线	新疆轮南	上海	3,839		170	2004	中石油
	西气东输二线	新疆霍尔果斯	广东广州	4,918	1,158	300	2012	中石油
	西气东输三线	新疆霍尔果斯	福建福州	5,220		300	2014	中石油
陕京系统	陕京一线	陕西靖边	北京		846	30	1997	中石油
	陕京二线	陕西靖边	北京	980		170	2005	中石油
	陕京三线	陕西榆林	北京	1,000		150	2013	中石油

	陕京四线	陕西靖边	北京	1,098	250	2017	中石油
川气东送系统	川气东送	四川普光	上海	1,700	120	2010	中石化
	忠武线	重庆忠县	湖北省武汉	719	30	2004	中石油
联络线	冀宁线	陕京二线 安平分输站	西气东输系统 青山分输站	886	90	2005	中石油
	兰银线	涩宁兰管道 河口分输站	宁夏银川	401	35	2007	中石油
	中贵线	宁夏中卫	贵州贵阳	1,613	150	2013	中石油
	中靖线	宁夏中卫	陕西靖边	377	300	2017	中石油

资料来源：王小强等《我国长输天然气管道现状及发展趋势》，光大证券研究所

图 51：天然气跨省长输管道份额（2017 年）

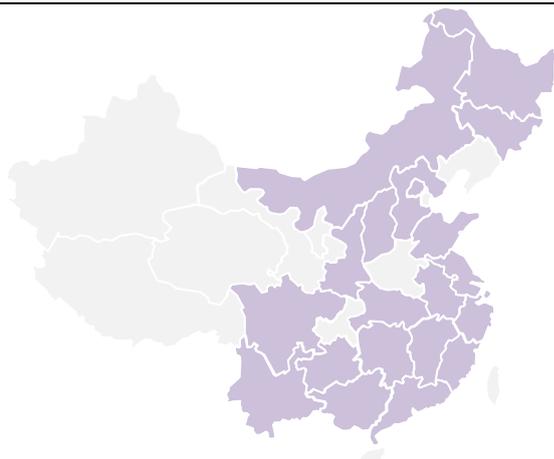


资料来源：王小强等《我国长输天然气管道现状及发展趋势》，光大证券研究所

我国跨省天然气长输管线主要由中国石油、中国石化等下属 13 家管道公司经营。根据天然气价格改革中的管输费改革措施，上述公司的管输价格均已核定（详见表 5）。

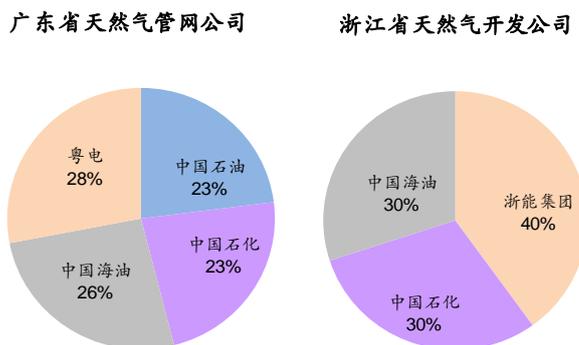
除跨省天然气长输管道外，省内天然气管网亦承担了天然气管输职能。截至 2018 年底，我国广东、上海、浙江等 21 个省（市、区）成立了省级天然气管网公司；其中，湖南、江西、山东等省还成立了多家省级管网公司。我国天然气省网公司大多由当地能源集团或投资集团控股，部分管网公司有天然气上游供应商参股。我国区域管网的典型运营模式包括统购统销、允许代输和开放型运营模式，其中前两者目前我国天然气市场占据主导地位。

图 52：我国省网公司分布图



资料来源：段兆芳、樊慧《区域管网运营模式对中国天然气市场的影响》等，光大证券研究所（注：截至 2018 年底）

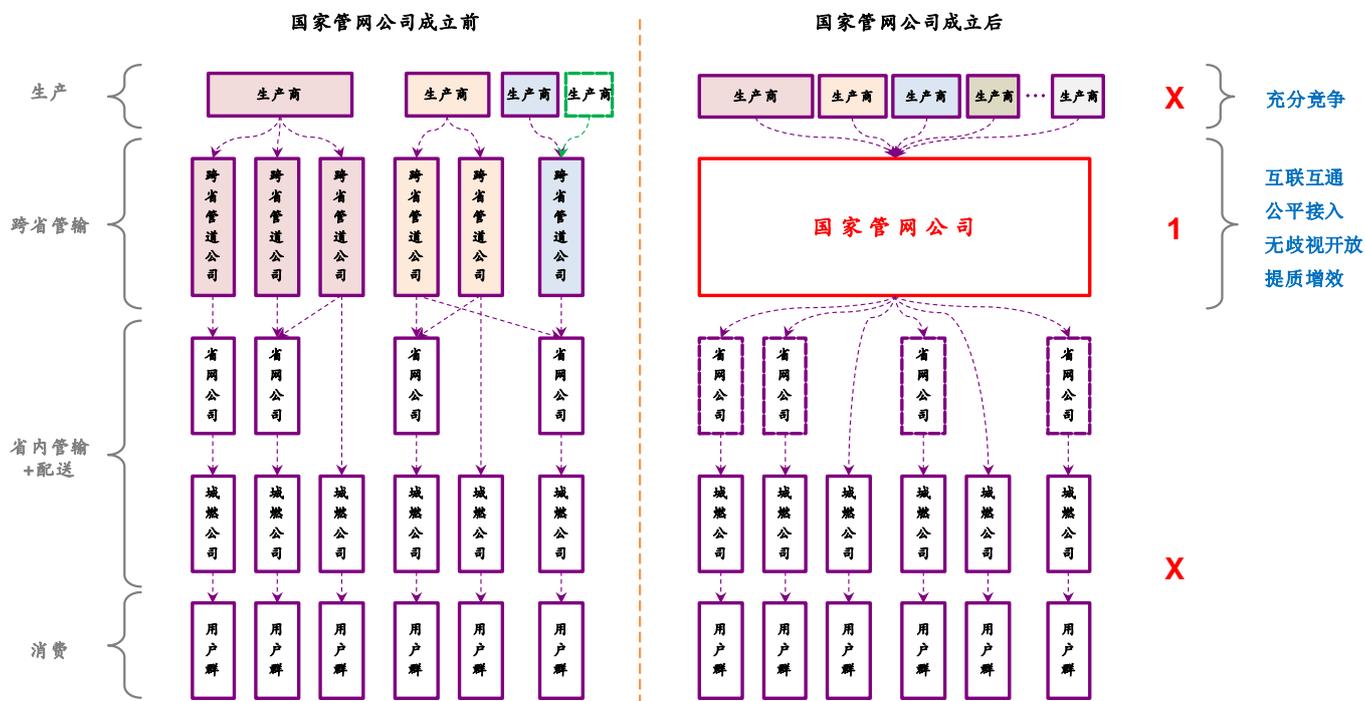
图 53：典型省网公司股东结构（2017 年）



资料来源：段兆芳、樊慧《区域管网运营模式对中国天然气市场的影响》，光大证券研究所

我们认为，国家管网公司将扮演连接上下游参与主体的角色，提升行业竞争活力（尤其是上游）。从长期角度来看，天然气行业产业链结构有望形成“X+1+X”的格局。在多气源、多参与主体，上下游形成充分竞争的条件下，天然气市场化推进有望加速。

图 54：国家管网公司成立前后天然气行业运行流程图



资料来源：光大证券研究所

国家管网公司的组建，将有利于油气行业基础设施的资源整合和优化配置，提升运行调率。从“提质增效”的角度考虑，国家管网公司的成立契合国企改革加速推进的背景；管网公平开放将有效激活能源市场竞争，还原油气能源的商品属性；通过引入社会资本等方式拓宽管网建设资金来源，管网建设有望全面提速。

4.3、行业成长性尚存

我们认为，燃气行业仍为公用事业中最具成长性的子板块，其成长性主要源于经济增长、城镇化水平提升和环境约束。中短期看，考虑到《打赢蓝天保卫战三年行动计划》的颁布以及《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021年）》的实施，预计2020年前天然气需求尚未减弱。从长期来看，在能源结构调整背景下，《加快推进天然气利用的意见》强调逐步将天然气培育成为我国现代清洁能源体系的主体能源之一，并提出至2020年和2030年、天然气在一次能源消费结构中的占比力争达10%和15%左右的目标。燃气公司量增逻辑清晰可见。

下游燃气公司的核心业务为售气和接驳。随着燃气行业市场化水平提升及上下游价格联动机制的建立，城燃公司将享受稳定的毛差和接驳费用，价格压力大幅减弱。此外，由于城燃公司的to C端优势，增值服务等将成为潜在利润增长点。

5、投资建议

维持公用事业“增持”评级；子行业电力“增持”评级，燃气“买入”评级。

电力：电价全面市场化背景下，电力行业估值体系亟待改变。2020年将是新研究框架、估值体系的形成期，2021年将可能形成稳态。当前阶段因市场过度反应了对电价下行的担忧，电力板块已具备安全边际。推荐火电：一线龙头华能国际（A+H）、华电国际（A+H），二线京能电力、长源电力；水电：长江电力、国投电力、川投能源、华能水电。

燃气：从长期角度来看，天然气行业产业链结构有望形成“X+1+X”的格局。在多气源、多参与主体，上下游形成充分竞争条件下，天然气市场化推进有望加速。燃气行业仍为公用事业最具成长性的品种，建议精选优质城燃标的。推荐深圳燃气、新天然气，关注H股：中国燃气、新奥能源、华润燃气、天伦燃气。

表 12：公用事业重点推荐公司

证券代码	公司名称	股价(元)	EPS (元)			PE (X)			投资评级
			18A	19E	20E	18A	19E	20E	
600011.SH	华能国际	5.99	0.07	0.35	0.45	86	17	13	买入
0902.HK	华能国际电力股份	3.88	0.03	0.35	0.45	116	10	8	买入
600027.SH	华电国际	3.71	0.16	0.31	0.37	24	12	10	买入
1071.HK	华电国际电力股份	2.85	0.13	0.31	0.37	19	8	7	买入
000966.SZ	长源电力	4.68	0.19	0.44	0.76	25	11	6	买入
600578.SH	京能电力	3.04	0.13	0.19	0.25	23	16	12	买入
600900.SH	长江电力	18.13	1.03	1.04	1.06	18	17	17	增持
600886.SH	国投电力	8.37	0.63	0.74	0.76	13	11	11	增持
600674.SH	川投能源	9.55	0.81	0.77	0.81	12	12	12	增持
600025.SH	华能水电	4.18	0.32	0.23	0.27	13	18	15	增持
601139.SH	深圳燃气	7.00	0.36	0.40	0.48	19	18	15	买入
603393.SH	新天然气	27.40	2.09	1.95	2.48	13	14	11	买入

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2019 年 11 月 29 日（注：H 股公司股价、EPS 货币单位为港元、人民币，1 HKD=0.90 CNY）

6、风险分析

系统性风险：国内外经济形势、中美贸易摩擦等超预期变动影响市场投资风格；

➤ 电力行业：

价格风险：燃料成本（以燃煤成本为主）是火电公司成本中的最主要部分，动力煤价格超预期上涨，将增加火电公司成本；上网电价超预期下调，减少电力公司收入；

电力需求风险：现阶段电力供应与电力需求匹配，若电力需求增速低于预期，将影响电力公司发电量和利用小时数的增长。

水电来水风险：水电的固定成本占比较高，对水电公司而言，来水量直接影响水电站的发电量，进而影响水电公司利润。来水不及预期，影响水电业绩。

政策风险：电力体制改革、国企改革等推进放缓，影响电力行业的良性发展等。

➤ 燃气行业：

管网公司进度风险：由于国家管网公司成立时间和具体方案尚未公布，若国家管网公司成立进度及方案推进慢于预期，将导致天然气行业竞争要素的变化滞后。

接驳业务风险: 由于接驳业务收费属于高利润的一次性收费, 对于收取接驳费的燃气公司而言, 新用户接驳数量下滑或接驳费用降低将拖累燃气公司利润。

售气业务风险: 售气业务为燃气公司的重要盈利来源。下游需求低于预期等因素将拖累天然气销售量增长, 天然气采购成本上涨和价格传导不顺畅将导致毛差收窄, 进而影响燃气公司售气业务利润。

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。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不与、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，本公司的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，本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。在任何情况下，本报告中的信息或所表述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述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。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块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，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。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。

光大证券股份有限公司 2019 版权所有。

联系我们

上海	北京	深圳
静安区南京西路 1266 号恒隆广场 1 号写字楼 48 层	西城区月坛北街 2 号月坛大厦东配楼 2 层 复兴门外大街 6 号光大大厦 17 层	福田区深南大道 6011 号 NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼