

# 煤炭开采

## 从电价市场化及长协比例提升，看煤价中枢提升空间

### 火电在能源系统中的主体作用仍无法被替代

尽管近几年可再生能源装机容量增速较快，但火电装机容量仍然占比较高，截至 2021 年火电占比仍超过一半。即使当前火力发电装机容量仅为 50% 多，但是火电发电量占比仍在 70% 左右的高位。我们认为这主要归功于火电在发电小时数和稳定性都较高，过去十年平均发电小时数上分别比水电、风电及光电高出了 24%、126% 及 260%，所以我们认为火电仍为能源系统主力军，处于不可替代的位置。

### 从 2022 年中四川限电能看出火电的重要性

四川缺电主要原因是，高温干旱催生了额外的电力需求，同时干旱又减少了水电的产量，导致一时间内电力的供需缺口放大。在 2014 年以后，水电的发电量在四川省中占比就已经超过 80%，所以在比较极端的气候情况下，温度和水流量的变化可以对四川省能源系统造成比较大的冲击。由此我们也能看出火电的稳定性在能源系统中的重要性。

### 若电价市场化落地，火电企业对煤价承受力或提高

若电价市场化落地，我们认为当前电力公司的平均上网电价或仍有较大的上涨空间。在经济复苏的预期下，工商业电力需求有较大提升的可能性，这有可能会进一步带动提高煤炭的需求，以及抬升煤价中枢。在这样的情况下，电力基准价在未来有上调的可能性，以提升热电企业对煤炭价格的承受力。

### 长协比例提高使煤炭市场出现一定结构性矛盾，市场煤需求弹性放大

2021 年因为煤价暴涨导致电力行业出现大幅度利润收缩，但是随着 2022 年电煤长协政策的出台以及长协比例的提高，热电行业利润逐渐恢复到往年正常的水平。我们预计随着长协比例的持续提高以及燃煤电价改革的逐渐深化，电力热力行业的利润有望持续提高。热电行业亏损面没有随着市场煤价格的提升而扩大也说明了长协煤成本得到了有效控制。长协煤成本得到有效控制的情况下，电厂对现货采购部分的承受力也会提高，电煤现货采购部分或出现弹性放大的情况。

**风险提示：**经济增长不及预期；房建恢复不及预期；煤炭供给增量超预期；电价市场化进度存在不确定性；测算具有主观性，仅供参考

证券研究报告

2023 年 02 月 16 日

投资评级

行业评级

强于大市(维持评级)

上次评级

强于大市

作者

张樾樾

分析师

SAC 执业证书编号：S1110517120003

zhangxixi@tfzq.com

行业走势图



资料来源：聚源数据

相关报告

- 1 《煤炭开采-行业研究简报:能源开采国庆假期资讯特刊》 2022-10-08
- 2 《煤炭开采-行业专题研究:资产质量持续向好，盈利中枢再度提升》 2022-09-15
- 3 《煤炭开采-行业专题研究:从“四川限电”看“疆煤外运”长逻辑》 2022-08-27

## 内容目录

1. 火电在能源系统中的主体作用无法被替代 .....	3
1.1. 火电稳定性较高，仍将是能源系统中的主力军 .....	3
1.2. 从“四川限电”看未来火电增速情况 .....	3
2. 电价市场化或为煤价带来更高提升空间 .....	4
2.1. 从政策上看，电价市场化或为发展趋势 .....	4
2.2. 若电价市场化落地，电力企业对煤价承受力或大幅度提高 .....	5
3. 长协比例提高，市场煤价格弹性放大 .....	6
3.1. 电煤长协演变至今，或将使煤炭市场出现结构性矛盾 .....	6
3.2. 长协比例提升有助于电厂利润修复，同时会放大市场煤价格弹性 .....	7
4. 总结：煤价中枢继续处于上行通道 .....	8
4.1. 煤炭市场供需持续紧平衡，煤价上涨具备底层逻辑 .....	8
4.2. 电价市场化改革及长协比例提升，推动煤价天花板上抬 .....	8
5. 风险提示 .....	8

## 图表目录

图 1：火电装机容量占比仍居高位 单位：万千瓦 .....	3
图 2：年均发电小时数 单位：小时 .....	3
图 3：火力发电量占比维持高位 主坐标轴单位：亿千瓦时 次坐标轴单位：% .....	3
图 4：火电批复节奏 2022 年 6 月后明显提升 .....	4
图 5：2022 年 6-12 月批复的项目中以广东和安徽为主 .....	4
图 6：煤炭定价机制历史演变 .....	6
图 7：长协比例提高，热电利润恢复 单位：亿元 .....	7
图 8：热电亏损占比没有随着市场煤价格提高而扩大 单位：% .....	7
图 9：基于长协比例的煤电联动敏感性测试 .....	7
图 10：年度供需平衡表 单位：万吨 价格单位：元/吨 .....	8
表 1：电价体制历史演变 .....	5

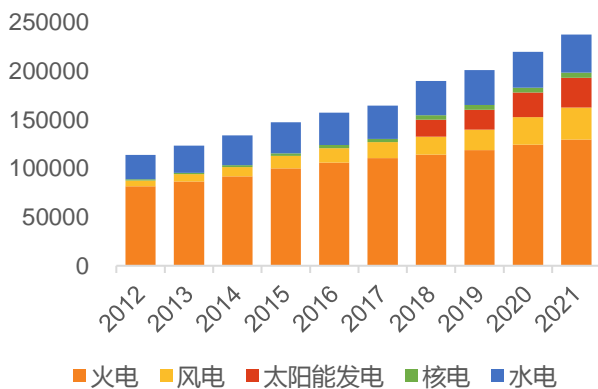
## 1. 火电在能源系统中的主体作用无法被替代

### 1.1. 火电稳定性较高，仍将是能源系统中的主力军

**火电仍为能源主力军：**尽管近几年可再生能源装机容量增速较快，但火电装机容量仍然占比较高，截至 2021 年火电占比仍超过一半。即使当前火力发电装机容量仅为 50% 多，但是火电发电量占比仍在 70% 左右的高位。我们认为这主要归功于火电在发电小时数和稳定性都较高，过去十年平均发电小时数上分别比水电、风电及光电高出了 24%、126% 及 260%，所以我们认为火电仍为能源系统主力军，处于不可替代的位置。

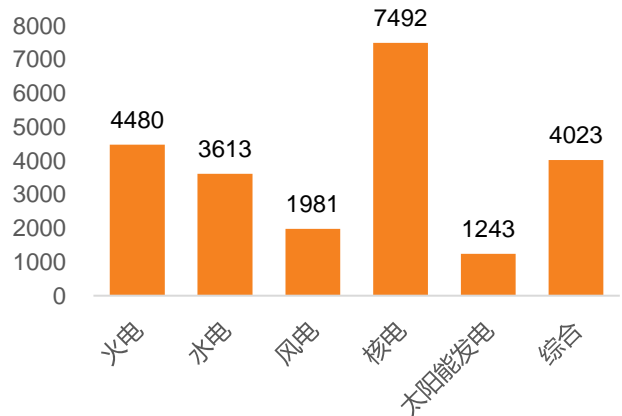
**火力发电稳定性较高：**发电稳定性上，火电受天气影响较小，但是风光水电，每年风力、水流量、天气都对发电时长有所影响，并且这几个因素也相对难以预测。例如风电一年能发多少电取决于当年风力，风的忽强忽弱也给风力发电的设备带来更大的压力。水电多少取决于当年温度以及水流量，不稳定性较强。以 2022 年中四川停电事件为例，主要是因为温度过高影响到水力发电的供给，导致一时间内电力供需缺口放大，产生停电事件。

图 1：火电装机容量占比仍居高位 单位：万千瓦



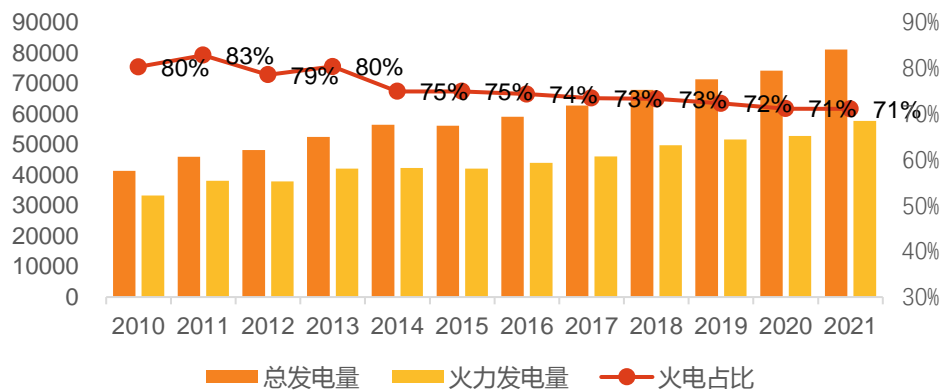
资料来源：Wind，天风证券研究所

图 2：年均发电小时数 单位：小时



资料来源：Wind，天风证券研究所

图 3：火力发电量占比维持高位 主坐标轴单位：亿千瓦时 次坐标轴单位：%



资料来源：Wind，天风证券研究所

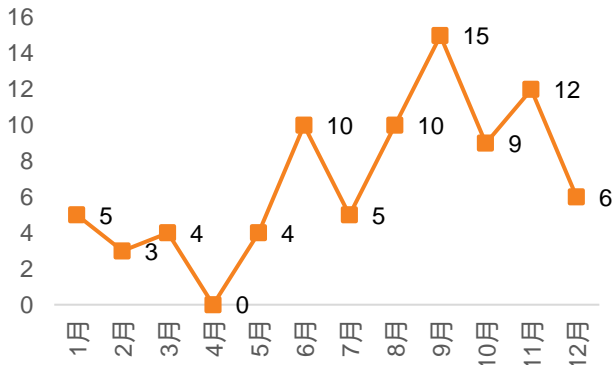
### 1.2. 从“四川限电”看未来火电增速情况

从 2022 年中四川限电我们也能看出火电的重要性。四川缺电主要原因是，高温干旱催生了额外的电力需求，同时干旱又减少了水电的产量，导致一时间内电力的供需缺口放大。在 2014 年以后，水电的发电量在四川省中占比就已经超过 80%，所以在比较极端的气候情况下，温度和水流量的变化可以对四川省能源系统造成比较大的冲击。由此我们也能看出火电的稳定性在能源系统中的重要性。

**火电机组投资和批复节奏的加快，未来火电占比可能仍居高：**2022 年 1-11 月份，全国主

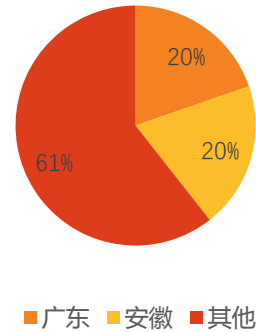
要发电企业电源工程完成投资 5525 亿元，同比增长 28.3%。其中，火电 736 亿元，同比增长 38.3%。另外，2022 年 6 月火电批复节奏有明显提升。2022 年 1-5 月，月均批复的火电项目还不到 4 个。到了 6 月以后，月均批复数量骤增到了 9.6 个。6-12 月批复的项目中，其中以广东和安徽居多，各自分别批复了 13 个项目。经过我们测算，若 2022 年 6-12 月批复的项目全部投产，预计会增加约 1.5 亿吨的燃煤需求。

图 4：火电批复节奏 2022 年 6 月后明显提升



资料来源：北极星电力网，天风证券研究所

图 5：2022 年 6-12 月批复的项目中以广东和安徽为主



资料来源：北极星电力网，天风证券研究所

## 2. 电价市场化或为煤价带来更高提升空间

### 2.1. 从政策上看，电价市场化或为发展趋势

我国电价改革经过五个阶段，从阶段上的变化能观察到改革过程中，市场化程度越来越高。第一个阶段是 1978-1985 年的完全管制电价时期，当时处于计划经济体制，电力行业处于高度集中管理的模式。

第二阶段为 1985 年转入还本付息电价阶段，市场化程度就逐渐提高。当时经济和电力需求增长速度较快，政府鼓励社会资本进入电力行业，引入“还本付息电价”，核心是为了能够覆盖电力企业的融资成本，并且保障一定利润。

第三阶段为 1997 年引入经营期电价，按照经营期统筹考虑成本、税金与合理利润，利于引导投资也能抑制电价过快上涨。

第四阶段为 2002-2014 年标杆电价时期，即国务院的 5 号文。过渡至标杆电价时期后，各地区都有统一的定价标准，一厂一价时代结束。另外，出台了煤电价格联动政策，并对销售电价做了分类，把销售电价归为居民生活用电、农业生产和工商业及其他用电价格三类。

第五阶段为 2015 年至今新一轮电力改革时期，即国务院电改 9 号文。9 号文仍然强调坚持市场化改革，完善电力市场化交易机制，并且提到三个“有序放开”，分别是有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划。较为重要的变化有将销售电价过渡至上网电价+输配电价的模式，并且上网电价由原来的标杆电价逐步转变为市场化定价。

2021 年 10 月 14 日，国家发改委进一步发文《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，主要是通过四项工作落实电价市场化改革：

1) 有序放开全部燃煤发电电量上网电价。燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。

2) 扩大市场交易电价上下浮动范围。将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制。

3) 推动工商业用户都进入市场。有序推动尚未进入市场的工商业用户全部进入电力市场，

取消工商业目录销售电价。对暂未从电力市场直接购电的工商业用户由电网企业代理购电。鼓励地方对小微企业和个体工商户用电实行阶段性优惠政策。

4) 保持居民、农业、公益性事业用电价格稳定。居民(含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户)、农业用电由电网企业保障供应,保持现行销售电价水平不变。

表 1: 电价体制历史演变

时间	阶段	机制
1978-1985 年	完全管制定价时期	核心是稳定电价、稳定供应。这个时期,我国刚刚经历文革,百业待兴,电力工业发输配售电一体、装备差、可靠性低、缺电严重、发展资金不足。为确保宝贵的电力资源用到国民经济发展的“刀刃”上,电价政策在稳定总体价格水平基础上,持续推动结构性改革,促进提高电力使用效率。
1985-1997 年	还本付息电价时期	我国经济高速发展,各地均出现了电力供不应求的问题。为调动社会资本投入到电力行业,政府放松上网环节价格管制,引入“还本付息电价”,核定能够覆盖融资成本、保障协议利润的上网电价、销售电价。还本付息电价政策的实施,充分调动了社会力量办电积极性,地方自筹和利用外资筹集的电力建设资金占比显著提升,促进了电力工业快速发展,缓解了供求矛盾。
1997-2002 年	经营期电价时期	1997 年亚洲金融危机爆发,我国电力需求矛盾有所缓和,为调整电价政策提供了窗口期。上网电价方面,将还本付息电价改为经营期电价,按经营期统筹考虑运营成本、税金与合理利润,既有利于引导投资,又抑制电价水平过快上涨。销售电价方面,实施了农电“两改一同价”改革,将农网经营成本在城乡用户中共同分摊,为农村经济发力提供了低电价基础。
2002-2014 年	标杆电价时期(5 号文)	国务院出台《电力体制改革方案》(国发[2002]5 号文),电力工业实现了全面的厂网分开、主辅分离。2005 年,《电价改革办法》印发,燃煤机组上网电价形成机制由事后定价改为事前核定标杆电价,各地区都有统一定价标准。对销售电价做了分类,把销售电价归为居民生活用电、农业生产和工商业及其他用电价格三类。
2015 年至今	新一轮电力改革时期(9 号文)	2015 年,中共中央国务院下发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发 9 号文),确定了“三放开、一独立、三强化”的改革基本路径以及“放开两头、管住中间”的体制框架。较为重要的变化有将销售电价过渡至上网电价+输配电价的模式,并且上网电价由原来的标杆电价逐步转变为市场化定价。

资料来源:中国电力新闻网,北极星输配电网,天风证券研究所

## 2.2. 若电价市场化落地,电力企业对煤价承受力或大幅度提高

中电联建议将全国平均煤电基准价调整到 0.4335 元/千瓦时的水平;将秦皇岛港 5500 大卡下水煤基准价 535 元/吨对应全国平均煤电基准价 0.38 元/千瓦时设置为基点,标煤价格浮动 100 元/吨对应煤电基准价浮动 0.03 元/千瓦时的标准进行联动。按当前政府指定的 5500 大卡电煤中长期交易均价 675 元/吨的水平,有序将全国平均煤电基准价调整到 0.4335 元/千瓦时的水平。

若电价市场化落地,我们认为当前电力公司的平均上网电价或仍有较大的上涨空间。在经济复苏的预期下,工商业电力需求有较大提升的可能性,这有可能会进一步带动提高煤炭的需求,以及抬升煤价中枢。在这样的情况下,电力基准价在未来有上调的可能性,以提升火电企业对煤炭价格的承受力。

### 3. 长协比例提高，市场煤价格弹性放大

#### 3.1. 电煤长协演变至今，或将使煤炭市场出现结构性矛盾

**电煤长协的历史演变：**从 1993 年起，电煤的价格双轨制就是煤炭中长期合同的雏形，当时重点合同以内的电煤由政府指导定价，但由于电煤的指导价低于市场价，合同履行并不顺利。在 2002 年后煤炭定价开始进入市场化改革的摸索阶段，并于 2013 年开始签订定量定价的长协合同。2016 年开始至今进入新双轨制阶段，即“基准价+浮动价”的中长期合同定价阶段，并且定价公式经历过两次更改。截至目前，长协的基准价为 675 元/吨，浮动价部分则由 CCTD、BSPI、NCEI 三个指数构成。

**2022-2023 电煤长协政策的变化：**2022 年国家发改委要求煤炭生产企业要严格按照不低于年度煤炭产量的 80% 签订中长期合同，严格落实煤炭中长期交易价格政策要求。2021 年 9 月份以来核增产能的保供煤矿核增部分按承诺要求全部签订电煤中长期合同。2023 年电煤长协政策规定 1) 各产煤省区暂按 2022 年保供责任书分解的 26 亿吨合同任务，分解至每一个煤炭企业（“963 新规”探讨 29 亿吨合同）。2) 原则上每个煤企任务量不应低于自有资源量的 80%，不低于动力煤资源量的 75%。3) 2021 年 9 月份以来的产能核增部分全部要签长协煤。

**电煤长协或将使煤炭市场出现结构性矛盾：**我们认为长协比例提高或是导致了煤炭市场出现结构性矛盾的原因，即供给在总体平稳的情况下，由于电煤长协比例的提高，可流通市场煤的比例出现减少，在这个情况下非电行业的需求对煤价的影响力逐渐放大。另外，“963 新规”提到了长协煤将优先配置铁路运力。在运力难以跟上保供进度的今天，如果长协煤优先获得铁路运力分配，市场煤的供给或将进一步被挤压，结构性矛盾或将进一步凸显，从而导致市场煤价格中枢抬升。

图 6：煤炭定价机制历史演变

时间轴	定价机制	市场影响
1984 年之前，计划经济定价阶段	国家制定全国统一计划价格指数，采用了煤炭低价政策，定价的依据是与其他主要生产资料的比价，没有与市场联系。	1、煤炭价格长期过低，不利于高耗能企业的节能管理。 2、在煤炭低价政策下，煤炭企业长期处于微利或亏损状况，使企业丧失了长远发展的能力。
1985-1992 年，统一的价格双轨制	1、小煤矿随行就市 2、国有大煤矿，承包额度内计划定价；产量额度外指导加价。	1、企业缺乏自主定价权，调价常常因为企业亏损而被迫进行，政策调整缺乏整体方案和连贯性。 2、计划内煤炭逐渐减少，越来越多的煤炭在计划外出售。
1993-2001 年，电煤的价格双轨制	重点合同以内的电煤政府指导价，重点合同之外的电煤与普通煤炭价格均随行就市。	1、由于电煤的价格“双轨制”指导价低于市场价， <b>煤炭企业普遍以各种借口不完全履行合同。</b> 2、即使电力企业能够以指导价拿到电煤合同，但如果不能拿到 <b>铁路运力指标</b> ，电煤合同也不会得到有效执行。 3、计划煤和市场煤的价格差异产生 <b>炒卖合同和利益输送</b> 的行为，或者煤炭企业通过 <b>降低煤炭质量使电煤变相涨价</b> 。
2002-2012 年，市场化探索阶段（新双轨制探索阶段）	2002 年起，国家停止发布电煤政府指导价，煤炭定价机制步入市场化改革的探索阶段	市场化改革初期电煤价格双轨制以及电煤由政府指导定价的形势仍然没有根本性改变。
2013-2015 年市场化定价阶段	取消 <b>重点电煤合同</b> 后，煤企和电企开始自主协商签订定量定价的 <b>长协合同</b>	由于这一时期煤炭价格处在了下行通道中，长协合同无法执行年初价格，大型火电企业往往出于价格和发电量的考虑主动不兑现长协合同
2016 年-2021 年，新双轨制阶段	2016 年底，神华集团开始重拾年度长协价和现货价的价格双轨制，并按要求制定了较明确的长协价定价机制。	由于这一时期煤炭价格中位波动，年度长协价格煤企利润较低，因此实际兑现率较低，多以年长协加月长协等方式捆绑销售。

资料来源：CCTD，Wind，期货日报，天风证券研究所

### 3.2. 长协比例提升有助于电厂利润修复，同时会放大市场煤价格弹性

**长协比例提高，热电利润恢复：**2021 年因为煤价暴涨导致电力行业出现大幅度利润收缩，但是随着 2022 年电煤长协政策的出台以及长协比例的提高，热电行业利润逐渐恢复到往年正常的水平。我们预计随着长协比例的持续提高以及燃煤电价改革的逐渐深化，电力热力行业的利润有望持续提高。热电行业亏损面没有随着市场煤价格的提升而扩大也说明了长协煤成本得到了有效控制。长协煤成本得到有效控制的情况下，电厂对现货采购部分的承受力也会提高，电煤现货采购部分或出现弹性放大的情况。

图 7：长协比例提高，热电利润恢复 单位：亿元

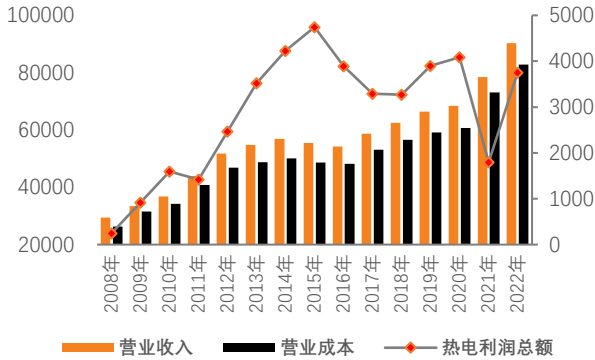
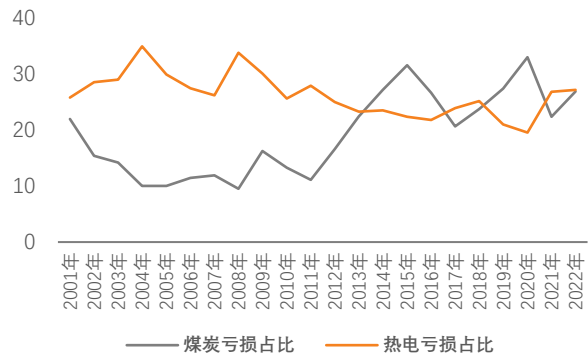


图 8：热电亏损占比没有随着市场煤价格提高而扩大 单位：%



资料来源：Wind，天风证券研究所

资料来源：Wind，天风证券研究所

图 9：基于长协比例的煤电联动敏感性测试

电煤年长协比例	电煤月长协比例	现货价格：Q5500 (元/吨)	煤价涨幅	华东电煤月长协：Q5500	华东电煤年长协：Q5500	电厂综合价格：Q5500	电厂入炉煤折算价格：Q4600	华东发电燃料成本：元/千瓦时	发电综合成本：元/千瓦时	华东燃煤上网基准电价	华东燃煤上网电价最高上浮
2021/2022年	*	1000.00	*	900.00	640.00	892.00	694.00	0.291	0.416	0.395	0.474
40%	40%	1478.31	48%	1080.00	720.00	1015.66	790.00	0.332	0.474	0.395	0.474
50%	30%	1658.31	66%	1080.00	720.00	1015.66	790.00	0.332	0.474	0.395	0.474
60%	20%	1838.31	84%	1080.00	720.00	1015.66	790.00	0.332	0.474	0.395	0.474
70%	10%	2018.31	102%	1080.00	720.00	1015.66	790.00	0.332	0.474	0.395	0.474
80%	0%	2198.31	120%	1080.00	720.00	1015.66	790.00	0.332	0.474	0.395	0.474
2021/2023年	*	1000.00	*	900.00	640.00	892.00	694.00	0.291	0.416	0.395	0.474
40%	50%	1876.62	88%	1080.00	720.00	1015.66	790.00	0.332	0.474	0.395	0.474
50%	40%	2236.62	124%	1080.00	720.00	1015.66	790.00	0.332	0.474	0.395	0.474
60%	30%	2596.62	160%	1080.00	720.00	1015.66	790.00	0.332	0.474	0.395	0.474
70%	20%	2956.62	196%	1080.00	720.00	1015.66	790.00	0.332	0.474	0.395	0.474
80%	10%	3316.62	232%	1080.00	720.00	1015.66	790.00	0.332	0.474	0.395	0.474
90%	0%	3676.62	268%	1080.00	720.00	1015.66	790.00	0.332	0.474	0.395	0.474

资料来源：Wind，天风证券研究所

## 4. 总结：煤价中枢继续处于上行通道

### 4.1. 煤炭市场供需持续紧平衡，煤价上涨具备底层逻辑

展望 2023，受到煤炭公司增产意愿不足、煤炭开采安全问题更为受重视，以及煤炭运输能力增量有限的影响，我们认为煤炭供给增量或较有限。进口方面，海外能源危机尚未解决，能源市场预计仍维持紧平衡，海外煤价或仍维持高位，我们预计 2023 年进口煤数量同比 2022 年或有所减少。需求方面，在经济复苏和稳增长的背景下，基建、制造业和房建景气度或均有所回升，从而带动工业用电以及动力煤需求稳步扩张。

综上所述，在传统化石能源供给增量受限，需求稳增长的背景下，煤价具备较大上涨空间，我们认为煤炭行业供需格局或逐渐从 2022 年的供给总量宽松，向紧平衡演化。

图 10：年度供需平衡表 单位：万吨 价格单位：元/吨

	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年E	2023年E	2024年E	2025年E	2026年E	2027年E	2028年E	2029年E	2030年E
煤炭产能	34.60	33.40	35.30	37.20	38.50	41.50	43.50	45.00	46.00	46.50	47.00	47.00	47.00	47.00	47.00
煤炭产量	33.64	34.45	35.46	37.46	38.44	40.70	43.50	44.70	45.50	46.00	46.40	46.50	46.50	46.50	46.50
煤炭进口	2.56	2.71	2.81	3.00	3.04	3.23	2.80	2.65	2.75	2.85	2.85	2.80	2.80	2.70	2.60
动力煤产量	28.24	29.05	30.65	31.64	32.24	34.21	36.20	37.30	38.10	38.50	38.90	39.20	39.40	39.40	39.40
动力煤进口	1.89	1.95	2.13	2.22	2.29	2.66	2.20	2.00	2.10	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20
动力煤供给	30.13	31.00	32.78	33.86	34.53	36.87	38.40	39.30	40.20	40.70	41.10	41.40	41.60	41.60	41.60
动力煤需求	30.94	31.48	32.68	33.67	34.64	37.08	38.18	39.41	40.27	40.94	41.20	41.48	41.68	41.56	41.45
电煤需求	18.19	18.81	20.11	20.52	21.05	22.90	23.81	24.60	25.12	25.54	25.59	25.70	25.77	25.57	25.43
燃料煤需求	12.75	12.67	12.57	13.15	13.59	14.18	14.37	14.81	15.15	15.40	15.61	15.78	15.91	15.99	16.01
供需盈余	-8122	-4753	969	1942	-1082	-2073	2203	-1080	-719	-2379	-1000	-818	-805	420	1547
价格中枢	480	620	640	590	580	1000	1400	1650	1850	2000	*	*	*	*	*

资料来源：Wind，中国煤炭资源网，天风证券研究所

### 4.2. 电价市场化改革及长协比例提升，推动煤价天花板上抬

从电价改革历史进程来看，电价市场化程度在每次改革后均有不同程度的提高。若电价市场化程度能不断加深，上网电价基准价有抬升的可能性。若煤电基准价得以抬升，电力公司对煤炭价格的承受力或将提高，从而有望推动煤价中枢进一步上升。

从长协比例提升的角度看，热电行业成本得到有效控制，利润逐渐恢复到往年正常的水平。在这样的背景下，电厂对现货煤部分的采购价格承受力或提高，从而有望拉动市场煤的采购价格。

## 5. 风险提示

**经济增长不及预期：**煤炭需求与经济增长正相关，若后续经济增长不及预期，煤炭需求存在支撑较弱的可能性。

**房建恢复不及预期：**房建市场是终端主要下游行业，受地产周期下滑以及疫情影响，房建市场恢复存在不及预期的风险。

**煤炭供给增量超预期：**建设产能以及产能核增可能加速投放，导致供给增加

**电价市场化进度存在不确定性：**电价市场化具体什么时间可以完全落地存在不确定性

**测算具有主观性，仅供参考**

## 分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

## 一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。天风证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

## 特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

## 投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益 20%以上
		增持	预期股价相对收益 10%-20%
		持有	预期股价相对收益 -10%-10%
		卖出	预期股价相对收益 -10%以下
行业投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅 5%以上
		中性	预期行业指数涨幅 -5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅 -5%以下

## 天风证券研究

北京	海口	上海	深圳
北京市西城区佟麟阁路 36 号 邮编：100031 邮箱：research@tfzq.com	海南省海口市美兰区国兴大道 3 号互联网金融大厦 A 栋 23 层 2301 房 邮编：570102 电话：(0898)-65365390 邮箱：research@tfzq.com	上海市虹口区北外滩国际客运中心 6 号楼 4 层 邮编：200086 电话：(8621)-65055515 传真：(8621)-61069806 邮箱：research@tfzq.com	深圳市福田区益田路 5033 号平安金融中心 71 楼 邮编：518000 电话：(86755)-23915663 传真：(86755)-82571995 邮箱：research@tfzq.com