

## 风华已过，动力煤价格再下台阶



走势评级：动力煤：下跌  
报告日期：2022 年 12 月 14 日

许惠敏 资深分析师(黑色产业)  
从业资格号：F3081016  
投资咨询号：Z0016073  
Tel: 8621-63325888-1595  
Email: [huimin.xu@orientfutures.com](mailto:huimin.xu@orientfutures.com)

### ★ 2022 年复盘：煤炭市场回归“双轨制”元年

2022 年，煤炭行业回归双轨制，电力用煤长协限价保供，非电用煤市场化。整体煤炭供应转向宽松，但：1) 煤质下降使得电厂耗煤系数增加；2) 终端常态化库存回补，导致煤炭供需压力并不大。秦皇岛 5500K 市场煤价格全年维持 1100-1700 元/吨波动。双轨制下，电厂煤炭供应总量得到保证，但贸易煤库存缓冲垫缺失、火运运力限制、高卡煤结构性缺失等结构性问题，使得煤价整体向上弹性放大。2023 年，我们将从煤炭供需、政策变化两个层面进行展望。

### ★ 2023 年煤炭供需进一步宽松

供需方面，2023 年煤炭市场将进一步转向小幅过剩。供应端，煤炭产量继 2022 年增产 1.5-1.7 亿吨后，2023 年预计增产 1 亿吨，增幅 2.7%。需求方面，2022 年支撑需求的煤质差异和库存回补将难以重演，火电回归真实日耗增量。电力需求方面，对经济恢复中性、乐观假设下分别对应火电 1%、2% 的增速。非电用煤需求总量持平，但非电行业持续亏损，压制煤炭价格高度。预计动力煤 2023 年小幅过剩，价格中枢或下移至 900-1000 元/吨。

### ★ 2023 年政策展望：长协仍有变数，关注安监和进口政策

受制于前几年资本开支回落，煤炭现有产能已经接近顶部位置。供应端的宽松需要长协保供和煤价高企等条件配合。即，当前宽松的平衡表依赖于煤炭产能开工率维持高位。年底以来，煤炭长协签订和对明年安监力度的预期均有变化。我们仍要持续关注明年政策执行端的变化。与此同时，澳煤或重新进口，一旦价差打开，将会对国内市场造成冲击。政策端需要密切关注：长协、安监和进口政策变动。

### ★ 风险提示：

国内经济恢复、安监政策、进口政策。

## 目录

1、2022 年复盘：“双轨制”元年，煤价高位徘徊.....	5
1.1 2022 年动力煤价格走势回顾.....	5
1.2 长协保供机制下的几点特性总结.....	6
2、2023 年动力煤供应展望：产量继续增长 1 亿吨.....	8
2.1 国内煤炭产量预计增长 1 亿吨.....	8
2.2 进口煤：国内需求降低，进口量被动保持低位.....	10
3、2023 年电煤需求：火电增幅预计 1%-2%.....	12
4、非电需求预估持平，关注经济回暖预期下半年是否兑现.....	14
5、2023 年政策展望：关注长协、安监和进口政策变动.....	15
5.1 长协量增加，引入白名单贸易商.....	15
5.2 安监、疫情对供需端生产效率的影响.....	18
6、总结及投资建议.....	19
7、风险提示.....	19

## 图表目录

图表 1: 港口和坑口 5500K 煤价对比.....	5
图表 2: CCTD 港口动力煤库存.....	6
图表 3: 鄂尔多斯物流园库存.....	6
图表 4: 铁路煤炭运量增速.....	7
图表 5: “三西地区”煤炭供应集中度.....	7
图表 6: 大秦线发运量.....	7
图表 7: 呼铁局发运量.....	7
图表 8: 北方港口高低卡煤价差.....	8
图表 9: 样本电厂耗煤系数同比变化.....	8
图表 10: 原煤产量及增速 (2016-2022E) .....	9
图表 11: 2022 年煤炭需求分项预估.....	9
图表 12: 原煤核增产能预估 (2017-2026E) .....	9
图表 13: 汽运价格: 包府路—黄骅港 (日) .....	9
图表 14: 主要铁路线路运力空间.....	10
图表 15: 中国煤炭年度进口量 (2019-2023E) .....	10
图表 16: 中国煤炭进口来源国变化.....	10
图表 17: 全球煤炭贸易量变化.....	11
图表 18: 主要煤炭出口国 2022 年出口量变化.....	11
图表 19: 主要煤炭进口国 2022 年进口量变化.....	11
图表 20: 全球主要煤炭出口国产量预估.....	11
图表 21: 海外高卡煤市场价格.....	12
图表 22: 印尼煤进口盈亏 (5500K) .....	12
图表 23: 煤炭下游需求主要分项增速预估.....	12
图表 24: GDP 与火电增速.....	13
图表 25: 火电在总发电量中比例.....	13
图表 26: 水电在总发电量中比例季节性.....	13
图表 27: 火电投资增速.....	13
图表 28: 非电下游需求分布.....	14
图表 29: 非电行业用煤量测算.....	14
图表 30: 非电主要行业盈利变化.....	15
图表 31: 非电最高可接受煤价测算.....	15
图表 32: 近年长协签约量变化.....	16
图表 33: 2022 年主要煤炭政策回顾.....	16

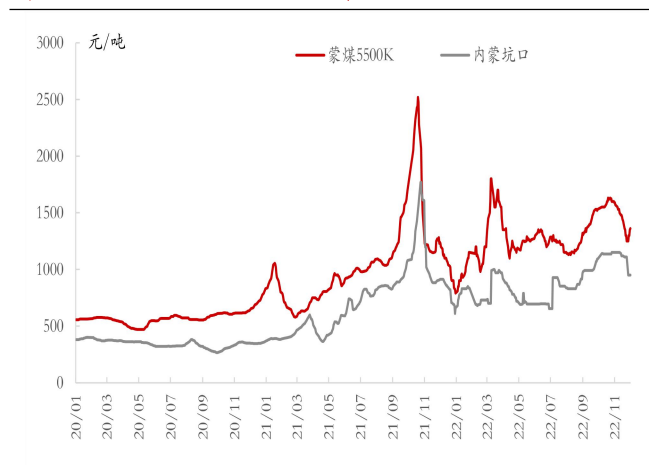
图表 34: 煤矿事故与开工率对比.....	19
图表 35: 确诊和无症状人数.....	19

## 1、2022 年复盘：“双轨制”元年，煤价高位徘徊

### 1.1 2022 年动力煤价格走势回顾

2022 年，尽管供应端约束大幅改善，动力煤价格整体仍然处于高位。港口 5500K 报价自 2021 年 2000 元/吨极值回落后，整体波动区间位于 1100-1700 元/吨。仍然略高于发改委文件要求的 1155 元/吨市场煤限价。

图表 1：港口和坑口 5500K 煤价对比



资料来源：Mysteel、东证衍生品研究院

复盘 2022 年港口动力煤价格走势，主要可以分为以下几个阶段：

- 1) 1 月初-2 月末：港口 5500K 报价从最低 790 元/吨上涨至 1120 元/吨。此时，国内供应仍然延续 2021 年 11 月份开始的增产保供。但随着 1 月末电力日耗增速转正，电厂库存超预期快速下滑。叠加前期政策调控期间贸易商主动甩货清空库存，煤价随着日耗需求回升反弹。2021 年取暖季过后，市场普遍意识到保供导致的煤质较低的问题，高日耗下降库速度较快。
- 2) 2 月末-3 月初：俄乌冲突，叠加非电行业主动补库，港口煤价由 1120 元/吨上涨至 1750 元/吨，这也是年内煤价最高点。2-3 月份开始，俄乌冲突爆发，且快速推高了海外能源价格。国内电力日耗进入淡季，由于预期 2022 年开始严格执行长协，非电企业主动提前补库。
- 3) 3 月初-8 月末：非电主动补库结束后，港口煤价快速跌回 1100 元/吨附近。4 月份开始，国内需求已经出现明显疲软迹象。叠加 3-6 月份期间华东地区日耗加速恶化，实际供需基本面已经开始供大于求。但 4-5 月份开始，长协开始严格执行，部分不达标的煤矿“欠一补三”，导致大量煤炭产量被长协煤锁住。市场煤供需双弱，价格接近半年左右都在 1100 元/吨附近震荡。

4) 9 月份-10 月末：“三西”地区疫情导致铁路、公路运输严重受阻，叠加市场对电厂冬季煤补库预期，港口煤价从 1100 元/吨上回涨至 1600 元/吨。但此轮上涨实际较为疲弱，贸易商挺价但下游终端接货量微薄。

5) 11 月份至今：“三西”地区疫情改善，煤炭发运趋于正常。由于冬季天气偏暖，电力日耗徘徊在零增长附近，非电企业亏损+缺少订单提前放假。煤炭再度供需双弱，价格震荡于 1200-1400 元/吨区间。

2022 年整体煤炭供应转向宽松，但：1) 煤质下降使得电厂耗煤系数增加；2) 终端常态化库存回补，导致煤炭供需压力并不大。双轨制下，电厂煤炭供应总量得到保证，但贸易煤库存缓冲垫缺失、火运运力限制、高卡煤结构性缺失等问题，使得煤价整体向上弹性放大。

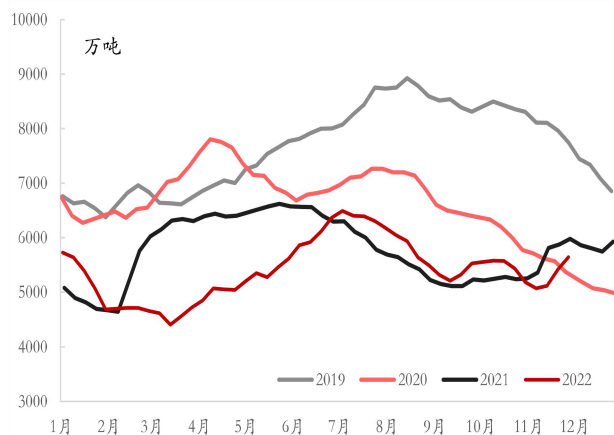
## 1.2 长协保供机制下的几点特性总结

电煤保供确保了电力体系安全性，但从 2022 年长协保供执行情况来看，存在几点“结构性特征”，使得煤价整体向上弹性放大。我们后面有关于政策部分也会进一步对比，部分结构性问题在 2023 年的长协政策中已有修正。

### 1) 可贸易库存缓冲垫缺失

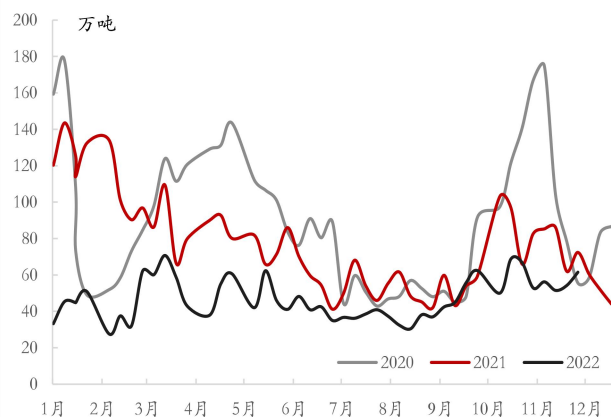
电厂长协保供政策伴随着市场煤可贸易容量的明显缩量。根据长协签订要求，煤炭总体供应中 60%-70% 的量被长协锁定。库存角度对比更为直接，截止 12 月初，电厂库存端处于近年高位，但港口库存和物流园库存处于同期低点。一旦长协煤无法匹配下游需求，需求溢出至市场部分，库存缓冲垫缺失，放大市场煤上涨价格弹性。

图表 2：CCTD 港口动力煤库存



资料来源：Mysteel、东证衍生品研究院

图表 3：鄂尔多斯物流园库存



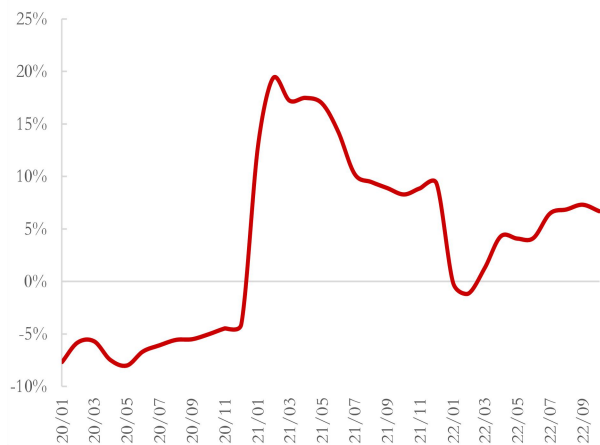
资料来源：Mysteel、东证衍生品研究院

## 2) 运力瓶颈限制

2021 年年末开始的煤炭增产保供主要集中在“三西”地区，但产量增加并未同时伴随火运运力的增加。以国产煤+进口煤作为总体煤炭供应量，测算“三西”地区煤炭产量占总供应量比例。供给侧改革之后，该产量集中度持续增长。2020 年，“三西”地区占总供应量比例为 66.1%，2022 年这一比例提高至 67.8%。

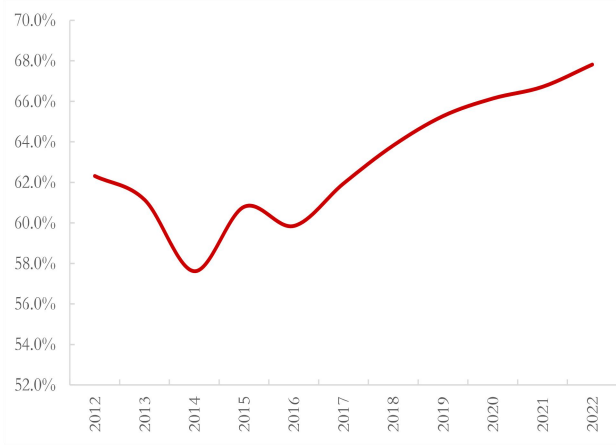
2021 年和 2022 年，铁路煤炭运量连续两年增速分别达到 9.3%和 6.7%。剔除今年 11 月份期间大秦线疫情影响，主要铁路运力实际均已打满。煤炭双轨制后，实际可贸易量和港口库存量大幅下降。使得电厂更依赖“三西”地区的保供煤源这一单一链条。运力约束短期难以明显改善，一旦电厂长协煤衔接出现扰动，港口可贸易煤价极易呈现高弹性。

图表 4：铁路煤炭运量增速



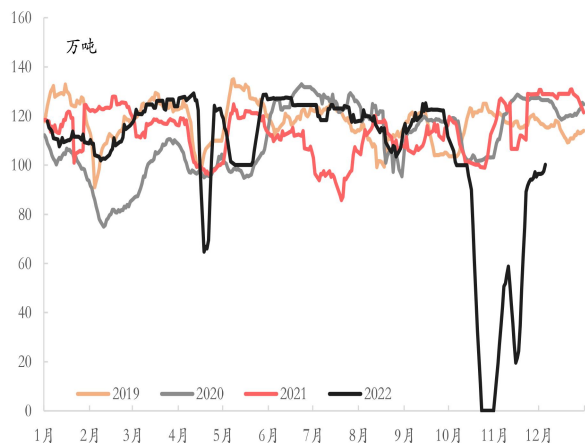
资料来源：Mysteel、东证衍生品研究院

图表 5：“三西地区”煤炭供应集中度



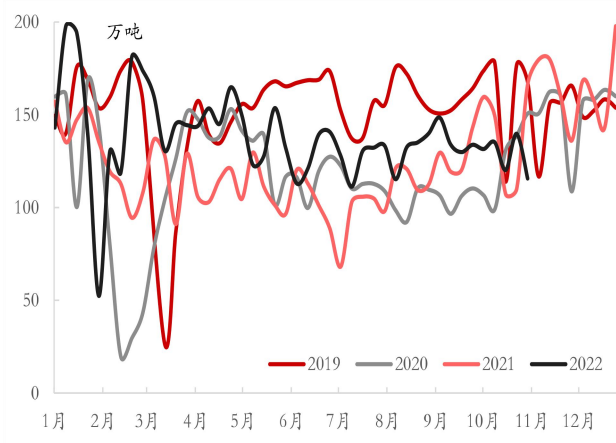
资料来源：Mysteel、东证衍生品研究院

图表 6：大秦线发运量



资料来源：Mysteel、东证衍生品研究院

图表 7：呼铁局发运量



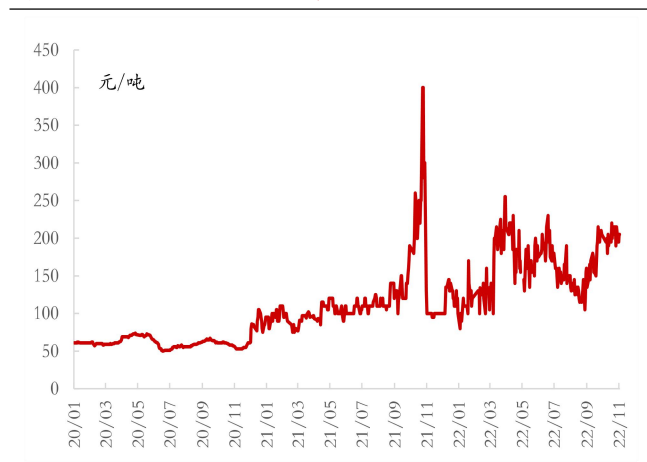
资料来源：Mysteel、东证衍生品研究院



### 3) 高低卡煤结构性紧张

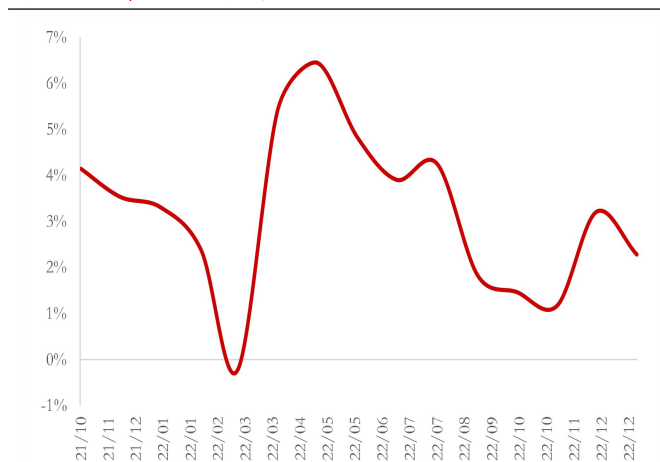
高低卡煤结构性问题依然突出。增产保供叠加限价，长协煤煤质 2022 年以来大幅恶化。因此，尽管原煤产量和电厂库存总量上均处在高位，但实际平均热值较去年大幅下降。根据电力协会电厂耗煤系数折算，度电耗煤系数 2022 年累计较 2021 年同比增长 4%。即，当前煤质总体较往年同期下降 4% 左右。这一矛盾在高日耗情景下更为突出。2022 年夏季高温高日耗，为了提高负荷，电厂被迫采购更多 5500K 以上中高卡煤，也阶段性的拉高了 5500K 煤价。

图表 8：北方港口高低卡煤价差



资料来源：Mysteel、东证衍生品研究院

图表 9：样本电厂耗煤系数同比变化



资料来源：Mysteel、东证衍生品研究院

## 2、2023 年动力煤供应展望：产量继续增长 1 亿吨

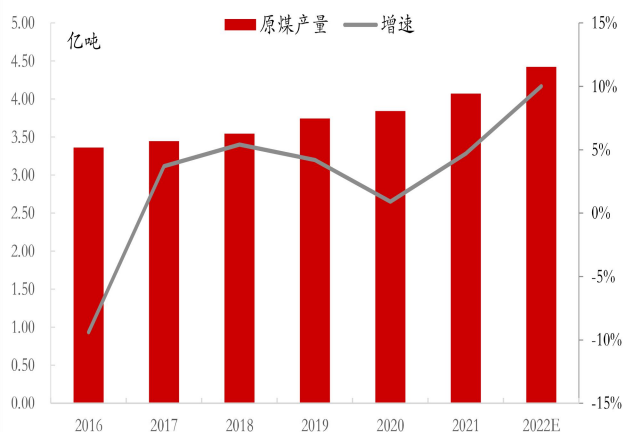
### 2.1 国内煤炭产量预计增长 1 亿吨

2022 年，统计局原煤产量 1-10 月份为 36.9 亿吨，日均产量 1215 万吨/天，同比增长 10.0%。简单年化后，对应 2022 年原煤总产量约 43.7 亿吨，较 2021 年增长 4 亿吨。即使剔除电厂 5000-7000 万吨的主动补库量，电力需求增长 5%（1% 的火电增速+4% 的耗煤系数提升）消耗掉 1.1 亿吨，剩余的显性库存增量也难以达到 2 亿吨的量级。

因此，市场部分观点认为，由于数据统计等原因，2022 年以来统计局原煤产量数据偏高。根据需求+库存和铁路煤炭发运增量等数据倒推，2022 年实际煤炭产量增量约在 1.5 亿吨-1.7 亿吨。

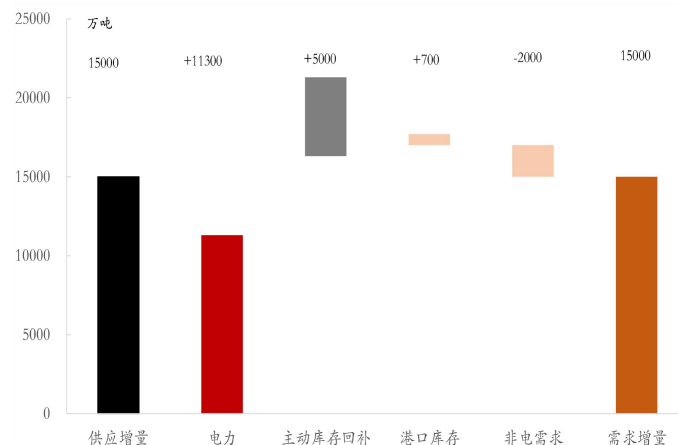


图表 10: 原煤产量及增速 (2016-2022E)



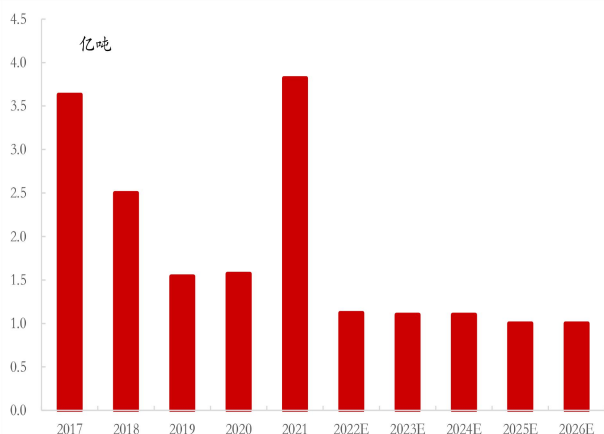
资料来源: Wind、东证衍生品研究院

图表 11: 2022 年煤炭需求分项预估



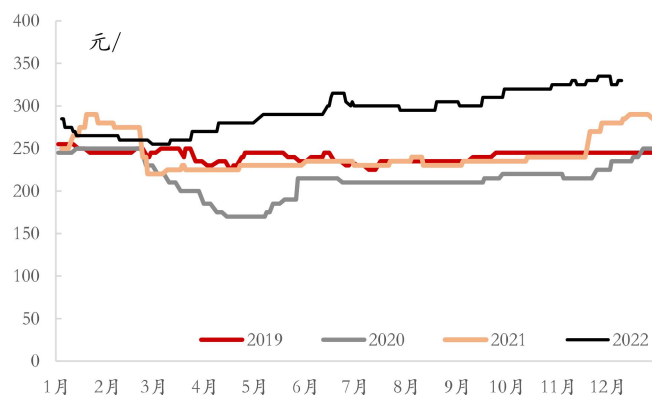
资料来源: Wind、东证衍生品研究院

图表 12: 原煤核增产能预估 (2017-2026E)



资料来源: Wind、东证衍生品研究院

图表 13: 汽运价格: 包府路—黄骅港 (日)



资料来源: Wind、东证衍生品研究院

展望 2023 年, 煤炭供应增量主要受两方面制约。一是, 核增产能释放周期; 二是, 铁路运力增量的配合。产能方面, 2021 年四季度, 增产保供核增的新增产能共 2.3 亿吨。但由于建设周期等原因, 2022 年实际落地的产量增量约为 1.7 亿吨。根据汾渭能源统计, 预计未来 2-3 年内每年煤炭产能增量均在 1 亿吨左右。

2022 年全年煤炭铁路运量明显增长, 但受事故、疫情等影响, 铁路发运量受限。剔除疫情扰动, 大秦线预计在 2023 年运力增长 2000-3000 万吨; 其他瓦日线、唐呼线等运力预计增长 2000-3000 万吨; 疆煤外运运力预计增加 2000 万吨。整体来看, 火运运力增量空间预计在 0.6-0.8 亿吨。火运运力增量有限, 一定程度上限制了煤炭产能释放空间。但考虑防疫政策变化, 汽运运力摩擦将大大降低。2023 年煤炭供应端部分增量或将通过汽运

运力释放。

图表 14：主要铁路线路运力空间

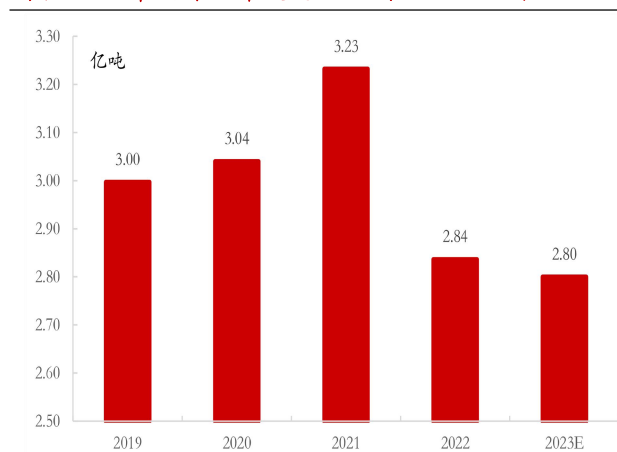
单位：亿吨	煤炭产量	煤炭铁路运量	大秦线	朔黄铁路	蒙冀线	瓦日线	浩吉线	唐呼线	新疆
设计运力			4.5	3.5	2	2	2		
2017	34.45	21.60	4.32	3.04	0.07	0.20			
2018	35.46	23.80	4.51	3.16	0.56	0.34			
2019	37.46	24.60	4.30	3.05	0.64	0.56	0.03		
2020	38.44	23.60	4.05	3.20	0.77	0.69	0.26	0.80	
2021	40.71	25.80	4.21	3.64	0.98	0.80	0.58		0.49
2022E	42.41	27.09	4.15	3.00	-	0.87	0.85		0.66
2023E			4.50						0.84
潜在增量			+0.35	+0.05		+0.2			+0.2

资料来源：公开资料、东证衍生品研究院

## 2.2 进口煤：国内需求降低，进口量被动保持低位

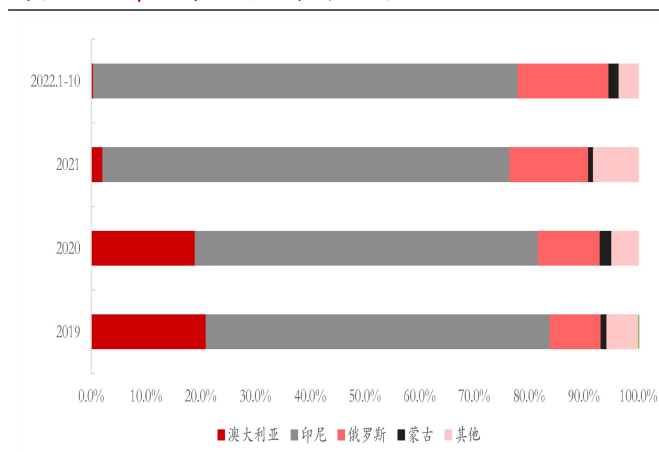
进口煤方面，2022 年，随着国内煤炭产量回升，进口煤总量明显下滑。根据海关数据，2022 年 1-11 月份，我国共进口煤炭 2.6 亿吨，同比减少 3000 万吨，下降 10.2%。2022 年煤炭进口量年化约 2.8 亿吨，环比去年下降 3300 万吨。

图表 15：中国煤炭年度进口量 (2019-2023E)



资料来源：Wind、东证衍生品研究院

图表 16：中国煤炭进口来源国变化



资料来源：Wind、东证衍生品研究院

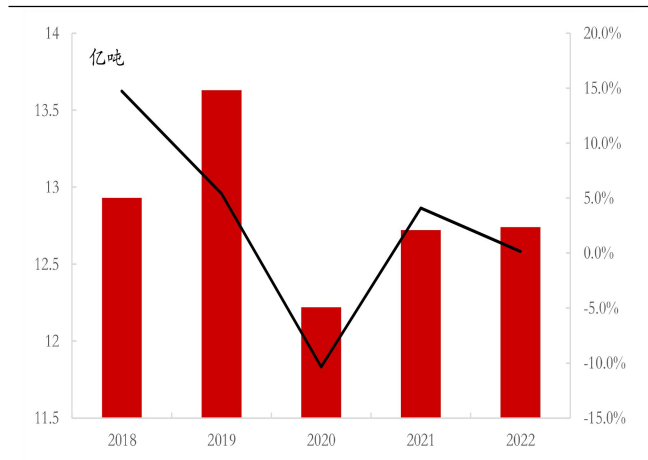
自 2021 年澳煤禁止进口后，我国动力煤进口主要来源于印尼。截止 1-10 月份，我国 2022 年累计进口印尼煤 1.3 亿吨，占我国动力煤总进口量 75%。22 年 3 月份开始的俄乌冲突，更多是对海外 5500K 以上高卡煤市场造成剧烈扰动，国内煤炭进口以印尼中低卡煤为主。此轮海外能源危机对我国煤炭进口量和价格实质影响不大。我国占印尼煤炭出口总

量 30% 以上，印尼煤产量近年增幅有限，价格取决于国内购买力。

考虑 2023 年国内煤炭供需偏宽松，我们预计明年煤炭进口量整体持平或继续微降。但需要注意的是，22 年三季度以来海外经济逐渐走向衰退。叠加海外能源危机边际衰竭，欧洲市场带领海外 5500K 高卡煤价格高位回落。若 2023 年高卡煤进口盈利窗口打开，则会对国内市场产生潜在负面冲击。一旦这一窗口打开，高卡煤结构性紧缺问题也将得到逆转。2023 年，我们需要更多关注 5500K 煤价内外价差，以及澳煤进口政策变化。

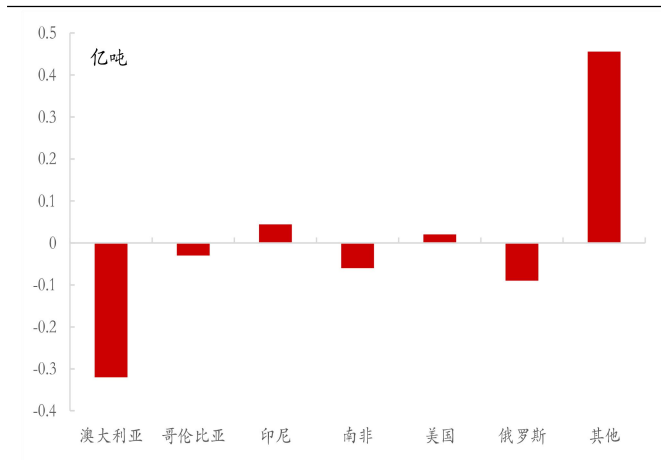
综上，国内煤炭产量预计增长 1 亿吨至 43 亿吨，进口煤体量随着国内供需宽松预计持平。国内煤炭供应总量预计较 2022 年环比增加 1 亿吨至 45.8 亿吨，同比增长 2.2%。

图表 17：全球煤炭贸易量变化



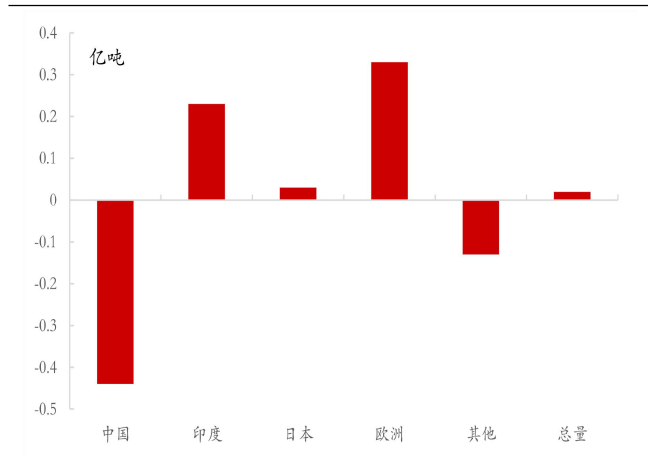
资料来源：Wind、东证衍生品研究院

图表 18：主要煤炭出口国 2022 年出口量变化



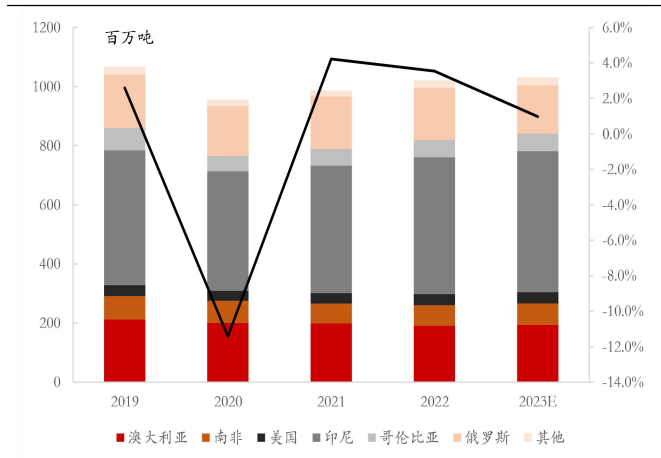
资料来源：Wind、东证衍生品研究院

图表 19：主要煤炭进口国 2022 年进口量变化



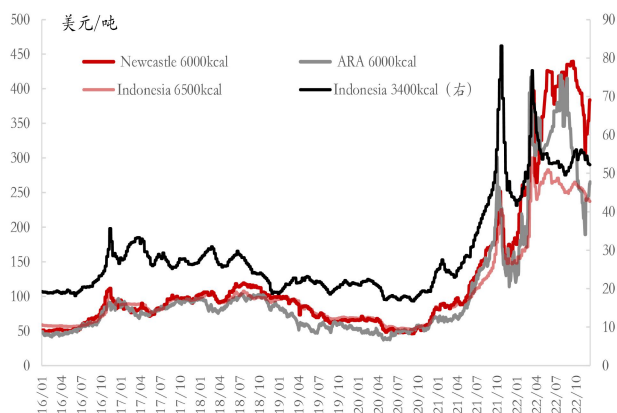
资料来源：Wind、东证衍生品研究院

图表 20：全球主要煤炭出口国产量预估



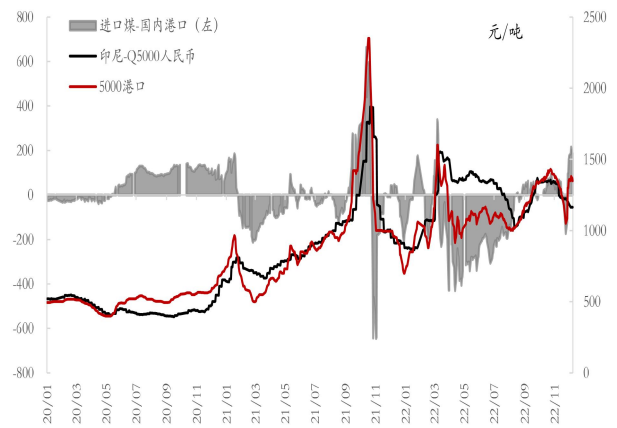
资料来源：Wind、东证衍生品研究院

图表 21: 海外高卡煤市场价格



资料来源: Wind、东证衍生品研究院

图表 22: 印尼煤进口盈亏 (5500K)



资料来源: Wind、东证衍生品研究院

### 3、2023 年电煤需求: 火电增幅预计 1%-2%

2022 年, 我们测算全年非电用煤需求预计零增长, 电力需求增长 4.8% (火电需求 0.8%+ 煤质差异 4%), 煤炭总需求指数 3%。

供应端增量预估 2.2%。假设供热、建材、化工、冶金和其他行业用煤增速分别为 0%、-4%、0.5%、2.4%和-1%, 非电用煤需求预计依然保持持平。电力需求增长 1% (同比无煤质差异), 煤炭总需求指数 0.7%。电力需求增长 2%, 煤炭总需求指数 1.2%。全年基本面过剩量进一步清晰。

图表 23: 煤炭下游需求主要分项增速预估

	其他行业	供热耗煤	冶金行业	化工行业	建材行业	非电力需求	电力需求	总需求指数
2020 年	7.2%	1.0%	5.0%	2.5%	-1.5%	2.8%	1.2%	1.8%
2021 年	-3.7%	12.1%	4.5%	4.3%	2.1%	1.3%	8.4%	5.7%
2022E	-2.2%	0.0%	4.5%	0.8%	-9.9%	0.0%	4.8%	3%
2023E	-1.0%	0.0%	2.4%	0.5%	-4.0%	0.1%	1.0%	0.7%

资料来源: Wind、东证衍生品研究院

电力需求占动力煤需求总量的 60%, 是煤炭需求的决定性变量。火电增速与 GDP 长期呈现较为确定的正向关系。但 2013 年以来, 随着 1) GDP 增长结构转变; 2) 新能源装机容量比例提高。火电与 GDP 增速正相关强度有所弱化。随着新能源装机比例持续提升, 火电占全部发电量比例近年来持续下降。

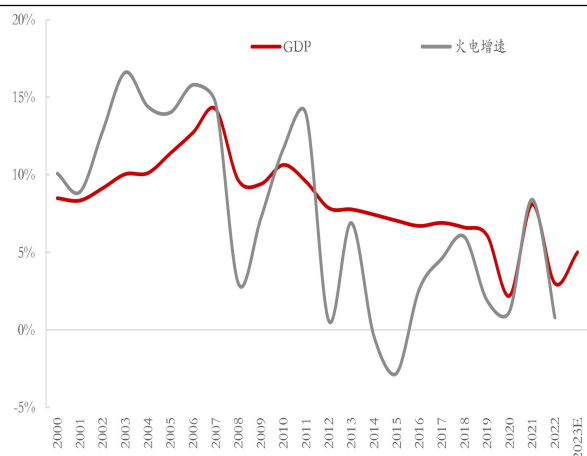
2022 年, 实际经济较为疲弱, 火电需求上半年一度持续负增长。1-6 月份火电累计增速

下滑近4%。受7-8月份夏季极端高温以及高温后的持续干旱，火电需求自下半年快速回升，1-11月份累计增速回升至0.8%。

考虑极端天气因素无法复制，宏观利好政策对经济实际传导仍需要时间，中性预估2023年火电需求增速为1%。若疫情高峰期快速过去，宏观利好政策超预期兑现，乐观预估下，火电需求增速给予2%。

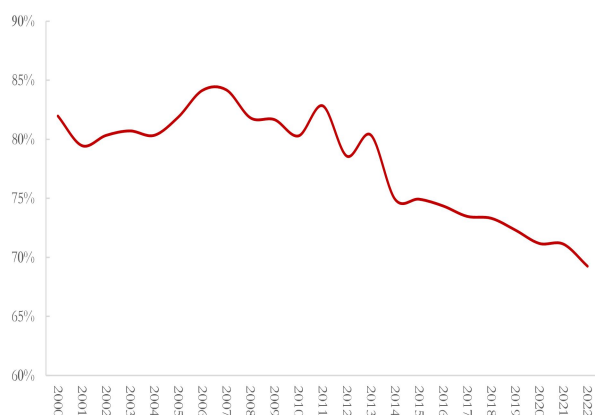
不过，随着海外能源波动，叠加新能源比例提高、异常天气增多等，政策对火电调峰的安全性和重要性大幅提升。2022年夏季，四川云贵等传统水电大省因持续干旱，火电装机不足而被动停电，促使火电装机进一步提速。截止1-10月，全国火电投资增速大幅增长42.8%，2023年预计为火电投资和装机大年。根据中电联预测，到2025年全国全社会用电最大负荷为16.3亿千瓦，较2021年新增4.4亿千瓦。长期来看，因火电装机不足而出现的被动限电情况会减少，实际火电增量仍然取决于需求。

图表 24: GDP 与火电增速



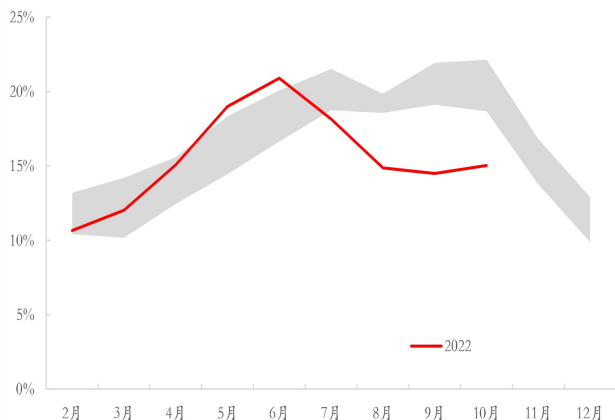
资料来源: Mysteel、东证衍生品研究院

图表 25: 火电在总发电量中比例



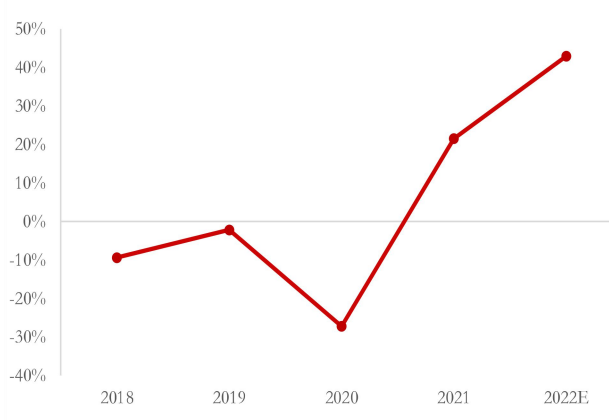
资料来源: Mysteel、东证衍生品研究院

图表 26: 水电在总发电量中比例季节性



资料来源: Mysteel、东证衍生品研究院

图表 27: 火电投资增速



资料来源: Mysteel、东证衍生品研究院

#### 4、非电需求预估持平，关注经济回暖预期下半年是否兑现

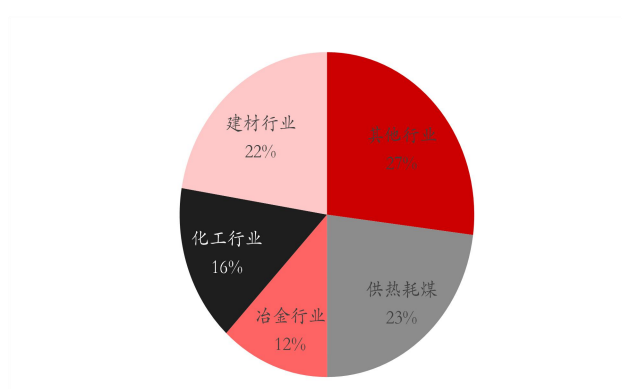
除电力需求外，动力煤主要用于化工、建材、冶金等非电力行业。与 2021 年对比强烈的是，随着整体经济下行，中游制造业盈利持续恶化，2022 年以来非电行业对高煤价的接受能力愈发疲弱。

双轨制的价格逻辑在于，电力需求旺季时，煤价取决于日耗增速以及电厂补库心态；电力需求淡季时，煤价更多由非电力行业购买力定价。非电需求持续亏损，对应煤价每一轮高点逐渐走低。尽管年末市场对明年经济支撑政策有一定预期，但在未看到实际需求开始改善前，非电对煤价存在较大压制。一旦冬季高日耗过去，煤价由非电行业定价，整体价格中枢或呈现快速下移。

非电承接能力走弱一度在 2022 年的 4-5 月份、8-9 月份价格中交易过。但因为 4、5 月份的电煤“欠一补三”、9 月份的三西地区疫情而中断。关注 2023 年非电对煤价拖累显性化。

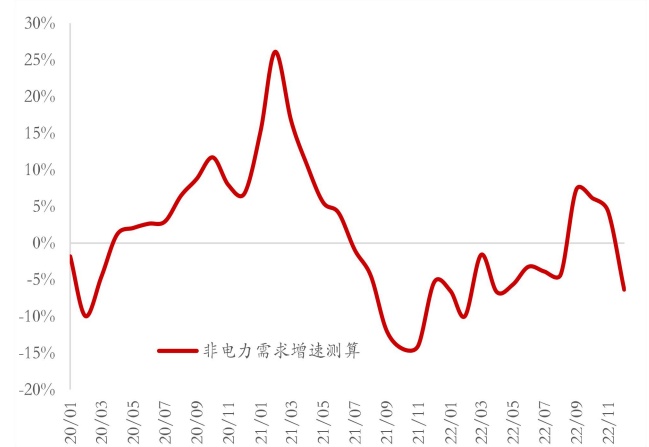
非电下游的供热、建材、化工、冶金和其他行业，用煤需求占比分别为 23%、22%、16%、12%和 27%。我们用其细分行业中代表行业产量\*用煤系数，推算各个非电行业用煤增速。综合测算后，2023 年整体非电需求预计持平。但非电用煤最高可接受能力年内逐步降低，12 月初，非电行业用煤最高可接受区间在 900-1100 元/吨。

图表 28：非电下游需求分布



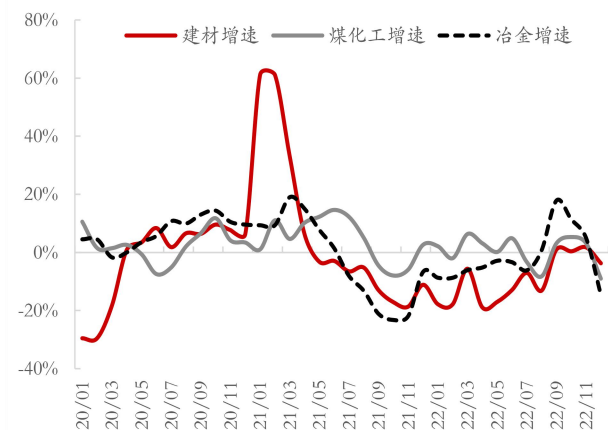
资料来源：Mysteel、东证衍生品研究院

图表 29：非电行业用煤量测算



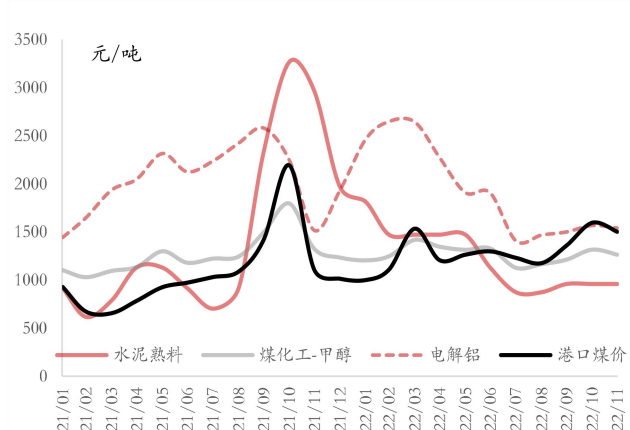
资料来源：Mysteel、东证衍生品研究院

图表 30: 非电主要行业盈利变化



资料来源: Mysteel、东证衍生品研究院

图表 31: 非电最高可接受煤价测算



资料来源: Mysteel、东证衍生品研究院

## 5、2023 年政策展望：关注长协、安监和进口政策变动

### 5.1 长协量增加，引入白名单贸易商

在进入 2023 年供需基本面分析前，我们有必要对 2021 年下半年以来的煤炭市场政策进行回顾和展望。自 2021 年煤炭行业正式开启增产保供之后，2022 年 5 月份开始，煤炭行业从执行层面正式确立电煤保供+非电市场化的双轨制定价机制。

2022 年 10 月下旬，煤炭行业 2023 年电煤长协开始签订。对比来看，相较于 2022 年，2023 年的长协政策主要有以下特点：

- 1、长协价格不变，维持 675 元/吨；
- 2、长协量由 26 亿增加 3 亿至 29 亿；
- 3、签订期限要求一年及以上，鼓励 3-5 年；
- 4、供热、非电企业排除在外，电力保供，非电市场煤格局进一步确认；
- 5、引入白名单贸易商，贸易商设置合理范围的服务费。



图表 32: 近年长协签约量变化

	长协签约量 (亿吨)	上一年产量 (亿吨)	占比
2017	长协重启	33.6	
2018	26	34.5	76.9%
2019	9	35.5	25.0%
2020	9	37.5	25.7%
2021	11	38.4	29.4%
2022	26	40.3	67.6%
2023	29	43	72.0%

图表 33: 2022 年主要煤炭政策回顾

发布时间	部门	文件名/事件	主要内容
2022/2/28	发改委	《关于做好 2022 年煤炭中长期合同监管工作的通知》	长协新定价机制由“(基准价+浮动价)/2”形成: 1) 基准价: 下水煤合同按 5500 大卡动力煤 675 元/吨执行; 2) 浮动价: 实行月度调整, 暂采用全国煤炭交易中心综合价格指数(NCEI)、环渤海动力煤综合价格指数(BSPI)、秦皇岛动力煤综合交易价格指数(CCTD)三个指数, 选取每月最后一期, 等权重平均确定。2 月最后一期 NCEI、BSPI、CCTD 指数分别为 770、740、786 元/吨, 根据新机制计算, 可得到 3 月动力煤长协价 720 元/吨, 维持高位。
2022/3/1	发改委	《煤炭市场价格监测方案》、《煤炭生产成本调查方案》	监测工作将盯住重点区域、重点企业、重点港口, 以价格指标为主, 辅以交易量、库存量等指标, 实现对煤炭(动力煤)生产、流通、消费全链条监测, 构建“价量”全覆盖的市场监测体系。
2022/3/16	发改委	《关于开展 2022 年煤炭中长期合同签订履约专项检查工作的通知》	
2022/3/18	发改委	《关于成立工作专班推动煤炭增产保供有关工作的通知》	进一步督促主要产煤省区和中央企业全力挖潜扩能增供, 年内再释放产能 3 亿吨/年, 日产量达到 1260 万吨以上。
2022/5/12	发改委	《关于进一步明确进口煤应急保障中长期合同补签有关事项的通知》	共签订 1.8 亿吨。按照中长期合同价格*50%+市场煤价*50%的价格机制签订, 实行月度定价。最高不得超过中长期合同实际执行价格的 1.5 倍, 不能强制性直接按 1.5 倍限价要求签订合同价格。
2022 年 5 月	发改委	煤炭价格调控监管政策系列解读 (1): 7 省区明确煤炭中长期和现货价格合理区间	明确坑口和现货价格, 现货上限 1155

发改委	煤炭价格调控监管政策系列解读（2）：煤炭中长期合同期限原则上为1年及以上	论采取“一旬一定价”“一月一定价”“一年一定价”，还是通过“基准价加浮动价”等方式确定具体价格水平，煤炭中长期合同的实际交易价格均应在合理区间内。
发改委	煤炭价格调控监管政策系列解读（3）：港口、出矿环节煤炭（国产动力煤，下同）价格合理区间	西煤炭中长期交易价格合理区间上限为每吨570元，当地某煤矿与电厂签订的一份中长期合同中，约定到电厂交货，到厂价格为每吨800元，如煤矿到电厂的合理流通费用为每吨200元，扣除合理流通费用后折算的出矿价格为每吨600元，超出合理区间上限，存在涉嫌哄抬价格行为；若约定的到厂价格为每吨750元，扣除合理流通费用后折算的出矿价格为每吨550元，则在合理区间范围内。
发改委	煤炭价格调控监管政策系列解读（4）：煤炭中长期合同不得捆绑销售现货变相超出价格合理区间	陕西省煤炭(5500千卡，下同)出矿环节中长期交易价格合理区间上限为520元/吨，按此测算的出矿环节现货交易价格合理区间上限为780元/吨。当地某煤矿与电厂签订了一份中长期合同，约定出矿价格按“1吨长协(520元/吨)捆绑销售2吨现货(780元/吨)”方式执行，平均价格为693元/吨，实际已超出当地出矿环节中长期交易价格合理区间上限，存在涉嫌哄抬价格行为
发改委	煤炭价格调控监管政策系列解读（5）：不得通过运费变相提高成本	不得通过不合理提高运输费用或不合理收取其他费用等方式，变相大幅度提高煤炭销售价格
发改委	煤炭价格调控监管政策系列解读（6）：6000卡以上，有明确合同的，可以视为化工煤，不受限价约束	值低于6000千卡的煤炭，主要用于发电供热，是必须稳住的煤炭基本盘，一般可视为动力煤。煤炭生产经营企业销售的热值低于6000千卡煤炭，如无明确合同、发票等证据证明其最终用于炼焦、化工等非动力用途，一般可视为动力煤。
发改委	煤炭价格调控监管政策系列解读（7）：不得通过关联方大幅度提高价格出售煤炭	陕西煤炭（5500千卡，下同）出矿环节中长期交易价格的合理区间上限为520元/吨。当地某煤炭企业与其控股的贸易公司签订一份煤炭中长期合同，约定以450元/吨的出矿价格供货，但该贸易公司随后以550元/吨的出矿价格将该批煤炭销售给电厂，售价超出当地出矿环节中长期交易价格合理区间上限，一般可视为存在涉嫌哄抬价格行为。
发改委	煤炭价格调控监管政策系列解读（8）：对哄抬价格的煤炭经营者将依法处罚	根据《价格违法行为行政处罚规定》（中华人民共和国国务院令585号），经营者存在哄抬价格行为的，有关部门可责令其改正，没收违法所得，并处违法所得5倍以下的罚款；没有违法所得的，处5万元以上50万元以下的罚款，情节较重的处50万元以上300万元以下的罚款；情节严重的，责令停业整顿或吊销营业执照。

	发改委	煤炭价格调控监管政策系列解读（9）：销售报价超出合理区间涉嫌哄抬价格	煤炭生产流通企业不得通过对外公开报价超出合理区间等方式，散布可能推高煤炭价格预期的信息。
2022/5/26	鄂尔多斯	《鄂尔多斯市煤炭增产保供稳价工作实施方案》	煤炭日产量目标为：准旗 115 万吨/日、伊旗 72 万吨/日、东胜 35 万吨/日、达旗 23 万吨/日、鄂旗 24 万吨/日、乌审旗 15 万吨/日、鄂前旗 6 万吨/日。
2022/7/19	发改委	《对于签订不规范电煤中长期合同进行核查整改的通知》	对不符合政策要求的中长期合同进行通报，重新签订
2022/7/27	国家能源局	“加快建设能源强国 全力保障能源安全”有关情况举行发布会	在煤炭方面：一是压实煤炭增产保供责任。联合有关部门与各产煤省区签订煤炭安全保供责任书，明确 2022-2023 年煤炭产能和日均产量任务，对省区完成产量和调出量的情况进行政策激励或约束，确保全国日均产量达到 1200 万吨以上，争取 1250 万吨以上。二是调整完善煤炭保供政策。明确将去冬今春保供政策统一延长至 2023 年 3 月底。进一步放宽煤矿产能核增服务年限、间隔年限等要求，充分释放先进产能。三是坚持全国煤炭产量调度。四是加快先进产能建设投产。五是加强电煤中长期合同签订履约监管。六是保持煤炭进口基本稳定
10 月上旬	发改委、各地政策	陕西省市场监督管理局关于规范煤炭企业价格行为的告诫书	各煤炭企业应高度重视，更好履行社会责任，全面认真自查自纠，进一步规范自身价格行为。各级市场监管部门将加强对煤炭等大宗商品的监管执法力度，重点检查煤炭企业销售价格过快或过高上涨、哄抬价格、串通涨价等违法行为，按照《中华人民共和国价格法》《价格违法行为行政处罚规定》等法律法规从严从重从快查处，对典型违法案件将通过新闻媒体公开曝光。
10 月下旬	发改委	2023 年中长期电煤合同	1、长协价格不变，维持 675 元/吨 2、长协量由 26 亿，增加 3 亿至 29 亿 3、签订期限要求一年及以上，鼓励 3-5 年； 4、供热、非电企业排除在外，电力保供，非电市场煤格局进一步确认 5、引入白名单贸易商，贸易商设置合理范围的服务费

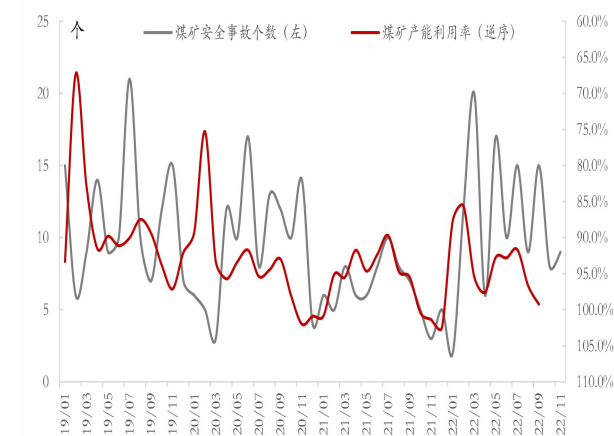
## 5.2 安监、疫情对供需端生产效率的影响

2022 年 11 月份，国家矿山安监局、财政部印发《煤矿及重点非煤矿山重大灾害风险防控建设工作总体方案》。考虑连续两年高强度开采后，部分煤矿存在一定安全隐患。2023 年预计为安监大年，煤矿开工率和产量释放或阶段性受限。

另一方面，我们可能要重新面对疫情放开后对供需端生产效率的潜在影响。根据海外经验，整体经济运行效率提高需要 3-6 个月左右适应期，短期经济活动或难以快速恢复正常。感染人数增加不论对煤炭开采还是下游需求，均会造成负面冲击。需要持续观察感

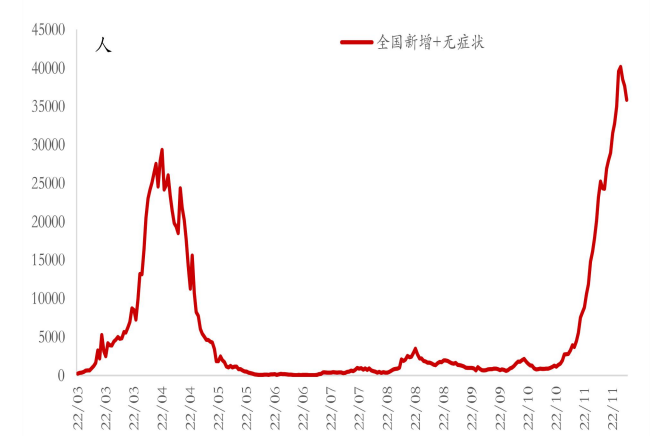
染人数高峰对实际经济的影响。

图表 34: 煤矿事故与开工率对比



资料来源: Wind、东证衍生品研究院

图表 35: 确诊和无症状人数



资料来源: Wind、东证衍生品研究院

此外, 2023 年, 随着海外高卡煤溢价回落, 澳洲或取消进口禁令。海外市场波动对国内市场影响更为直接。我们需要更加密切关注海外能源和煤炭价格变化。

## 6、总结及投资建议

供需方面, 2023 年煤炭市场将进一步转向小幅过剩。供应端, 煤炭产量 2023 年预计增产 1 亿吨, 增幅 2.7%。需求方面, 2022 年支撑需求的煤质差异和库存回补将难以重演, 火电回归真实日耗增量。电力需求方面, 对经济中性、乐观假设下分别对应火电 1%、2% 的增速。非电用煤需求总量持平, 但非电行业持续亏损, 压制煤炭价格高度。预计动力煤 2023 年小幅过剩, 价格中枢或下移至 900-1000 元/吨。

受制于前几年资本开支回落, 煤炭现有产能已经接近顶部位置。供应端的宽松需要长协保供和煤价高企等条件配合。即, 当前宽松的平衡表依赖于煤炭产能开工率维持高位。年底以来, 煤炭长协签订和对明年安监力度的预期均有变化。我们仍要持续关注明年政策执行端的变化。与此同时, 澳煤或重新进口, 一旦价差打开, 将会对国内市场造成冲击。政策端需要密切关注: 长协、安监和进口政策变动。

## 7、风险提示

国内经济恢复、安监政策、进口政策。

**期货走势评级体系（以收盘价的变动幅度为判断标准）**

走势评级	短期（1-3 个月）	中期（3-6 个月）	长期（6-12 个月）
强烈看涨	上涨 15%以上	上涨 15%以上	上涨 15%以上
看涨	上涨 5-15%	上涨 5-15%	上涨 5-15%
震荡	振幅-5%-+5%	振幅-5%-+5%	振幅-5%-+5%
看跌	下跌 5-15%	下跌 5-15%	下跌 5-15%
强烈看跌	下跌 15%以上	下跌 15%以上	下跌 15%以上

**上海东证期货有限公司**

上海东证期货有限公司成立于 2008 年，是一家经中国证券监督管理委员会批准的经营期货业务的综合性公司。东证期货是东方证券股份有限公司全资子公司，注册资本金 38 亿元人民币，员工逾 800 人。公司主要从事商品期货经纪、金融期货经纪、期货投资咨询、资产管理、基金销售等业务，拥有上海期货交易所、大连商品交易所、郑州商品交易所、上海国际能源交易中心和广州期货交易所会员资格，是中国金融期货交易所全面结算会员。公司拥有东证润和资本管理有限公司，上海东祺投资管理有限公司和东证期货国际（新加坡）私人有限公司三家全资子公司。

东证期货以上海为总部所在地，在大连、长沙、北京、上海、郑州、太原、常州、广州、青岛、宁波、深圳、杭州、西安、厦门、成都、东营、天津、哈尔滨、重庆、苏州、南通、泉州、汕头、沈阳、无锡、济南等地共设有 36 家分支机构，并在北京、上海、广州、深圳多个经济发达地区拥有 149 个证券 IB 分支网点，未来东证期货将形成立足上海、辐射全国的经营网络。

自成立以来，东证期货秉承稳健经营、创新发展的宗旨，坚持以金融科技助力衍生品发展为主线，通过大数据、云计算、人工智能、区块链等金融科技手段打造研究和技术两大核心竞争力，坚持市场化、国际化、集团化发展方向，朝着建设一流衍生品服务商的目标继续前行。

## 免责声明

本报告由上海东证期货有限公司（以下简称“本公司”）制作及发布。

本公司已取得期货投资咨询业务资格，投资咨询业务资格：证监许可【2011】1454号。

本研究报告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本公司的当然客户。

本研究报告是基于本公司认为可靠的且目前已公开的信息撰写，本公司力求但不保证该信息的准确性和完整性，客户也不应该认为该信息是准确和完整的。同时，本公司不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司会适时更新我们的研究，但可能会因某些规定而无法做到。除了一些定期出版的报告之外，绝大多数研究报告是在分析师认为适当的时候不定期地发布。

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，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买投资标的的邀请或向人作出邀请。

在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。

本报告主要以电子版形式分发，间或也会辅以印刷品形式分发，所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容，不得将报告内容作为诉讼、仲裁、传媒所引用之证明或依据，不得用于营利或用于未经允许的其它用途。

如需引用、刊发或转载本报告，需注明出处为东证衍生品研究院，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

---

## 东证衍生品研究院

地址：上海市中山南路318号东方国际金融广场2号楼21楼

联系人：梁爽

电话：8621-63325888-1592

传真：8621-33315862

网址：[www.orientfutures.com](http://www.orientfutures.com)

Email：[research@orientfutures.com](mailto:research@orientfutures.com)