

# 公用事业及环保产业行业研究

## 行业专题研究报告

证券研究报告

石油化工组

分析师：许隽逸（执业 S1130519040001）

xujunyi@gjzq.com.cn

## 供需收紧致煤价回升，短期扰动不改降价主基调

### 投资逻辑

- **现象探讨：6M23 动力煤价出现止跌回弹，主因供给放量趋缓及季节性耗煤增加，且供给侧变化的影响更大。**
- ✓ 回溯 23 年以来煤价走势，煤价中枢已从年初的 1150 元/吨降至 6 月初的 780 元/吨。而 6 月是今年煤价下行大趋势下的第一个重要拐点，港口价出现止跌回弹，月末环比上升 28 元/吨、涨幅 3.5%，坑口价自 6 月中旬之后也开始出现止跌趋势。
- ✓ 结合产业链多维度数据拆解结果看，此次煤价回调主要由于前期供需宽松格局于 6 月开始略有收紧，其中：
  - （1）供给端——6M23 煤炭产能增长放缓，且港口贸易商交易意愿降低、市场流通货源减少。我国 6 月煤炭日均产量 1300.3 万吨、增速环比 5 月下滑 2pct，动力煤当月产量 3.0 亿吨、同比下滑 262 万吨、降幅 0.9%，录得 2M23 以来首次负增长；产量增长趋缓一方面由于存量煤矿逐步到达增产空间上限，且经历了大幅扩产以及煤价大幅下跌后煤企对新建煤矿的积极性开始略有降温；另一方面，自 6 月中旬煤矿安全事故出现后，煤矿安监力度趋严下相关超能力生产开始退出，使得月末产量偏低。此外，月内港口价格变化的频率变高使得部分贸易商采购积极性降低、观望情绪较高，从而减少了市场内的煤炭流通货源，此时夏日用煤刚需及前期中标的贸易商采购共同推高了港口价。因此，虽然 6 月我国动力煤进口量同比、环比分别增长 279.9%、5.3%，进口煤炭仍为市场贡献重要煤源补充，但国内生产端和港口贸易端的供给限制因素使得供给端整体放量趋缓。
  - （2）需求端——季节性煤耗需求提升。6 月动力煤消费总需求同比、环比分别提升 15.0%、9.0%，虽然 23 年以来非电煤需求持续低迷，但 6 月电力行业动力煤消费占比 65.7%、环比提升 1.5pct，可见入夏以来由于火电厂的季节性耗煤需求增加，电煤消费对动力煤需求的拉动作用进一步提升。
- ✓ 综合供需来看，6 月此轮煤价上涨行情中供给端放量不足的影响较季节性需求增长的影响更大。虽然 6 月电厂季节性耗煤需求延续 5 月以来的提升趋势，但前期电厂库存较高且煤炭长协兑现情况好转，因而市场煤需求量并未实现明显提升；而在供应端，国内煤炭扩产进程放缓以及港口贸易意愿降低带来的供给端放量趋缓是相较于 5 月而言更为明显的边际变化，也是此轮煤炭价格上行的主要支撑力。
- **后市展望：供给短期受挫但需求支撑力不足，此轮煤价反弹可持续性较差，预计后期煤价中枢有望持续下行。**
- ✓ 供给端：短期内煤炭生产仍受安监升级影响，但整体煤炭供给仍将较为宽松。7 月以后我国煤矿安监范围进一步扩大，部分煤矿将面临停产整顿，后期煤炭生产供应将阶段性受到一定限制；但保供政策下 23 年煤炭生产能力已有了大幅提升，即便安监趋严导致部分超能力生产退出，煤炭生产能力仍将处于历史高位水平。此外，国际经济弱复苏下煤炭需求不足，使得进口煤供应预计仍将较为充足。
- ✓ 需求端：虽然夏季电厂煤耗维持高水平，但电厂长协兑现情况较好使市场煤仍将作为补充煤源，且电厂前期高库存策略使得终端补库压力不大，因而煤价反弹动力较弱。此外，8 月后预计台风登陆带来降雨、降温以及夏末天气逐步转凉，电厂日耗后续将有所回落，使市场煤价继续上行缺乏需求端的足够支撑、可持续性较弱。因此，我们预计这次小幅反弹行情并不改变 23 年煤价中枢下行的大趋势。

### 投资建议

- 煤价下行大趋势下火电业绩将迎来实质性改善，建议关注：火电资产高质量、积极拓展新能源发电的龙头企业华能国际；可发挥民企优势灵活配置煤炭来源结构、有新机组核准预期的龙头企业宝新能源；积极承担省内保供任务，资产价值有望重估的龙头企业浙能电力、江苏国信、皖能电力。

### 风险提示

- 新增装机容量不及预期；煤价下行不及预期；下游需求景气度不高、用电需求降低导致利用小时数不及预期。

## 内容目录

1、动力煤价回溯分析及预测核心观点.....	5
1.1 6月动力煤价走势变化——煤价低位止跌、小幅回弹 .....	5
1.2 供给放量趋缓+季节性耗煤催升煤价，且供给侧影响更大.....	6
1.3 展望后市，供给短期受挫但需求支撑力不足，此轮反弹可持续性较差.....	6
1.4 Q3煤价跟踪的关注点——重点关注电厂日耗&库存以及进口煤价 .....	7
2、拆解维度1：国内生产&周转——产量增幅环比收窄、现货周转放缓 .....	7
2.1 国内产量：累计产量仍同比提升，但6M23产量增幅环比收窄.....	7
2.2 港口周转：主要长协煤港口出现库存去化，部分市场煤港口缓慢累库.....	11
2.3 煤炭运价：各途径运价走势分化，水路运价上行、陆路运价下行.....	13
3、拆解维度2：煤炭进出口——进口煤炭仍为市场贡献重要煤源补充 .....	13
3.1 进出口总量：煤炭净进口大国地位稳固，进口煤源供应持续充足.....	13
3.2 多角度看煤炭进口：1H23我国煤炭进口量大幅增长，高低卡煤进口可实现按需切换.....	14
4、拆解维度3：下游需求——季节性耗煤需求提升，电厂库存高位维稳 .....	17
4.1 动力煤整体需求情况：电煤消费拉动作用提升，非电煤需求持续低迷.....	17
4.2 从用电需求看发电耗煤需求：迎峰度夏进程推进，推升季节性耗煤需求.....	18
4.3 从其他电源看火电发电需求：其他电源出力承压，火电承担顶峰出力重任.....	19
4.4 终端电厂耗煤及库存情况：由沿海至内陆逐步入夏，电厂高库存战略未改.....	21
4.5 其他非电煤需求：非电动力煤需求低位维稳，对需求拉动作用较小.....	23
5、投资建议.....	24
6、风险提示.....	24

## 图表目录

图表 1： 山东滕州动力煤 Q5500 坑口价（元/吨） .....	5
图表 2： 秦皇岛动力煤 Q5500 平仓价（元/吨） .....	5
图表 3： 广州港印尼煤 Q5500 库提价（元/吨） .....	6
图表 4： 秦皇岛动力煤 Q5500 年度长协价（元/吨） .....	6
图表 5： 原煤日均产量（万吨） .....	8
图表 6： 动力煤产量当月值（万吨） .....	8
图表 7： 动力煤占原煤当日均产量比重 .....	8
图表 8： 动力煤月产量累计值及变化趋势 .....	8
图表 9： 晋陕蒙新原煤产量累计值及变化趋势 .....	9
图表 10： 晋陕蒙新原煤产量当月新增贡献率 .....	9
图表 11： 晋陕蒙新原煤当年累计产量总占比 .....	9
图表 12： 各地区国有重点煤炭库存（万吨） .....	10
图表 13： 新疆重点煤矿煤炭铁路发运量（万吨） .....	10
图表 14： 山西重点煤矿煤炭铁路发运量（万吨） .....	10
图表 15： 陕西重点煤矿煤炭铁路发运量（万吨） .....	11
图表 16： 内蒙古重点煤矿煤炭铁路发运量（万吨） .....	11

图表 17:	主要长协煤港口秦皇岛港、黄骅港 6 月吞吐量环比提升 (万吨)	11
图表 18:	CCTD 主流港口煤炭库存 (万吨)	12
图表 19:	北方港、长江口煤炭库存 (万吨)	12
图表 20:	长江口重点港口煤炭库存 (万吨)	12
图表 21:	北方港重点港口库存 (万吨)	12
图表 22:	鄂尔多斯煤炭公路运价指数 (元/吨公里)	13
图表 23:	长江煤炭运输价综合指数 CCSFI	13
图表 24:	中国沿海煤炭运价指数 CBCFI	13
图表 25:	波罗的海干散货指数 (BDI)	13
图表 26:	动力煤当月进口额 (万吨)	14
图表 27:	动力煤当月出口额 (万吨)	14
图表 28:	动力煤当月净进口额 (万吨)	14
图表 29:	1H21-1H23 我国主要煤炭进口国进口量对比	15
图表 30:	国际煤炭海运进出口贸易量及增速	16
图表 31:	印尼煤炭出口量及增速	16
图表 32:	俄罗斯煤炭出口量及增速	16
图表 33:	澳大利亚煤炭出口量及增速	16
图表 34:	中国煤炭月度海运进口量及增速	16
图表 35:	中国煤炭周度海运进口量 (千吨)	17
图表 36:	动力煤消费量及变化趋势	17
图表 37:	电力行业动力煤消费量占比持续提升	18
图表 38:	各省会城市入夏时间表	18
图表 39:	用电 TOP5 大省省会月度平均气温 (摄氏度)	19
图表 40:	用电 TOP5 大省省会月度平均气温均值同比情况 (摄氏度)	19
图表 41:	我国全口径发电量及变化趋势	19
图表 42:	其他电源累计发电量及变化趋势	20
图表 43:	除火电外其他清洁能源发电当月贡献率	20
图表 44:	三峡水库流各月出量 (亿立方米)	20
图表 45:	水电利用小时数 (小时)	21
图表 46:	风电利用小时数 (小时)	21
图表 47:	光伏利用小时数 (小时)	21
图表 48:	核电利用小时数 (小时)	21
图表 49:	火电累计发电量及变动趋势	21
图表 50:	火电利用小时数 (小时)	21
图表 51:	全国电厂逐周日均耗煤量 (万吨)	22
图表 52:	全国平均供电煤耗率 (当年累计, 克/千瓦时)	22
图表 53:	各省 23 年 1-6 月发电累计耗用原煤量及同比	22
图表 54:	全国电厂当周末煤炭场存 (万吨)	23
图表 55:	全国电厂当周平均可用天数 (天)	23
图表 56:	十种有色金属当月产量 (万吨)	23
图表 57:	山东地炼厂开工率 (%)	23

图表 58: 我国商品房销售面积 (万平方米) ..... 24

## 1、动力煤价回溯分析及预测核心观点

### 1.1 6月动力煤价走势变化——煤价低位止跌、小幅回弹

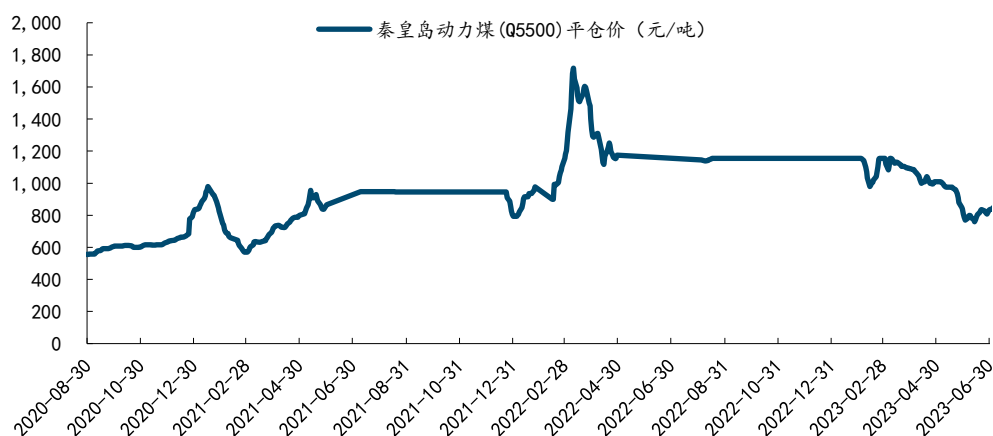
- 回溯 23 年以来煤价，以北方港口 5500 大卡煤为例，煤价中枢已从年初的 1150 元/吨降至 6 月初的 780 元/吨，除 2 月份煤价先降后涨、当月低点出现在中旬外，其余各月基本都是高点在月初、低点在月末。
- 6 月是 23 年煤价下行趋势下的第一个重要拐点，坑口价、港口价一反 3M23 以来的下跌趋势、呈现止跌并小幅回调，进口煤价、长协价延续平稳下滑趋势、降幅收窄。
- ✓ 坑口价：以山东滕州动力煤 Q5500 坑口价为依据，自年初开始连续 5 个月下跌后，6 月中旬较月初继续下跌了 95 元/吨、跌幅 11.7%，之后开始出现止跌趋势，一直到月末价格一直稳定在 715 元/吨。
- ✓ 港口价：以秦皇岛动力煤 Q5500 平仓价为依据，自 3 月以来连续 3 个月下跌后，6 月煤价呈现低位止跌回弹趋势，月末动力煤港口价环比 5 月末上升 28 元/吨、涨幅 3.5%。其中，6 月前半段动力煤港口价保持震荡下降；6 月后半段开始小幅上升，平均每日涨幅 4-5 元/吨。
- ✓ 进口煤价：以广州港印尼煤 Q5500 库提价为依据，6 月进口煤价延续 3 月以来的下跌趋势，环比 5 月末下跌 50 元/吨、跌幅 5.2%；6 月整体进口政策偏宽松，煤炭大量进口导致价格下跌，但降幅环比收窄了 7.5pct。
- ✓ 年度长协价：以秦皇岛动力煤 Q5500 年度长协价为依据，6 月年度长协价为 709 元/吨，环比 5 月下降 10 元/吨、降幅 1.4%，维持 23 年以来的平稳下滑趋势。

图表1：山东滕州动力煤 Q5500 坑口价（元/吨）



来源：Wind、国金证券研究所

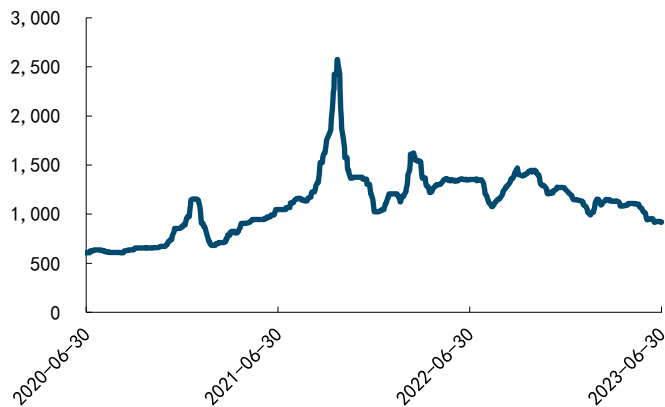
图表2：秦皇岛动力煤 Q5500 平仓价（元/吨）



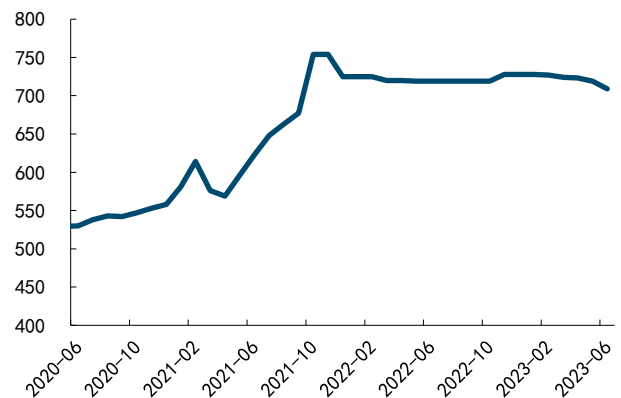
来源：Wind、国金证券研究所



图表3: 广州港印尼煤 Q5500 库提价 (元/吨)



图表4: 秦皇岛动力煤 Q5500 年度长协价 (元/吨)



来源: Wind、国金证券研究所

来源: Wind、国金证券研究所

## 1.2 供给放量趋缓+季节性耗煤催升煤价，且供给侧影响更大

- 供给端：煤炭供给端放量趋缓主要来自生产端及港口贸易端两方面。
- ✓ 23 年以来煤炭生产持续放量，6 月产量增幅收窄。4Q21 以来煤炭增产保供政策在多方、多部门联合推动下取得明显效果，存量煤矿产能核增及露天煤矿临时用地批复使得产能不断突破；11M22 起国内煤炭扩产已实现实质性进展，突破此前日产能瓶颈 1200-1230 万吨/天，1-5M23 累计原煤产量已同比增长 5.4%。而 6M23 以来煤炭产量增幅开始环比放缓，一方面由于存量煤矿在前期高产基础上正逐步到达增产空间上限，且经历了大幅扩产以及煤价大幅下跌后、煤企对新建煤矿的积极性开始略有降温；另一方面，自 6 月中旬煤矿安全事故出现后，煤矿安监力度趋严下相关超能力生产开始退出，使得月末产量偏低。
- ✓ 港口贸易商交易意愿降低、观望情绪较强，使煤炭市场流通货源减少。6 月动力煤港口价的两拨反弹分别出现在月初和月末，反弹原因均为价格下跌后货主报价意愿降低，而同时存在的夏日用煤刚需以及前期中标的贸易商采购共同推高了港口价。同时，月内港口价格变化的频率变高使得部分贸易商采购积极性降低、观望情绪较高，从而减少了市场内煤炭流通货源。
- 需求端：非电煤需求持续低迷，6 月动力煤需求量提升主要靠季节性电煤需求增加拉动。23 年以来，我国房地产、基建、化工等非电煤直接终端行业发展不及预期，对煤炭需求拉动作用弱。但随着入夏进程推进，电厂耗煤提升、终端采购情况好转，电煤在入夏以来对煤炭需求的拉动作用进一步提升。
- 结合供需来看，6 月此轮煤价上涨行情中，供给端放量不足的影响较季节性需求增长的影响更大。
- ✓ 5 月起部分地区已逐步入夏、带动煤耗增加，而当月煤价仍实现大幅下跌，主要由于生产端的持续扩量以及进口煤补给提升。而 6 月虽然电厂耗煤需求进一步增加，但前期电厂库存较高且煤炭长协兑现情况好转，使得市场煤需求量其实并未实现显著提升。
- ✓ 反观生产端，尽管进口煤仍然较为充足，但国内煤炭扩产进程放缓以及港口贸易意愿降低带来的供给端放量趋缓则是相较于 5 月更为明显的边际变化，也是此轮煤炭价格上行的主要支撑力。

## 1.3 展望后市，供给短期受挫但需求支撑力不足，此轮反弹可持续性较差

- 供给端：短期内煤炭生产仍将受安监升级影响，但前期产能放量使得煤炭产能仍将维持高位。6 月以来产地煤矿安全事故频发且存在部分事故瞒报情况，因此应急管理部门已指出要认真开展矿山事故瞒报“大起底”专项行动；7 月 14 日国务院总理李强进一步在国务院常务会议时提出在能源保供工作中要切实加强安全生产风险隐患排查整治。因此，我国煤矿安监范围将进一步扩大，部分煤矿将面临停产整顿，煤炭生产供应将阶段性受到一定限制。但整体看，保供政策下煤炭供应大概率仍将处于历史较高位水平。
- 需求端：现货煤需求难有明显提升，夏末天气变化将难以继续支撑煤价反弹。
- ✓ 夏季电厂煤耗维持高水平，但高库存+长协兑现策略使市场煤仍将作为补充煤源，煤

价反弹动力弱。初伏已过，中伏、三伏紧随其后，高温天气持续使得电厂将继续保持较高的耗煤水平。但前期电厂的高库存战略使得终端补库压力不大，且主要长协煤港口库存压力明显下降体现电厂入夏后以兑现长协煤为主、现货仍将作为补充采购煤源；即短期看虽然港口现货资源不多、但现货需求也不高。此外，国际经济弱复苏下煤炭需求不足，进口煤将持续保持充足供应，使得整体煤炭供需格局较为宽松。以上需求端因素有望成为此轮煤价上涨动力不足的主要原因。

- ✓ 夏末天气变化有望影响终端需求，此轮煤价反弹维持时间将较短。8 月后预计台风登陆带来降雨、降温以及夏末天气逐步转凉，电厂日耗后续将有所回落，使市场煤价此轮小幅上行缺乏需求端的足够支撑、可持续性较弱，我们预计这次小幅反弹行情并不改变 23 年煤价中枢下行的趋势。

#### 1.4 Q3 煤价跟踪的关注点——重点关注电厂日耗&库存以及进口煤价

- 煤价走势判断方面，重点关注需求端日耗、库存情况及煤炭进口情况。
- ✓ 市场煤价未来一段时间将保持较为敏感的震荡状态，虽然生产端的瓶颈突破以及部分超能力生产退出的影响未来将持续，但撬动煤价的主要因素预计将转变为终端对现货煤的采购量变化。因此 Q3 应重点关注迎峰度夏期间终端日耗及库存，若日耗快速提升、库存去化速度显著加快，则电厂长协难以覆盖的补货刚需则会对现货煤需求产生拉动，进而对煤价起到一定的拉升作用。
- ✓ 6 月国内煤价止跌企稳后，进口煤价格优势开始凸显，叠加国际需求低迷下进口煤量仍将较为充足，预计后续一些沿海电厂会将部分需求由内贸煤转向进口煤，若进口量和进口煤价优势未来都维持在较好水平，则会对整体市场煤价继续上行造成又一阻力。但同样需要关注 8 月上旬澳大利亚 LNG 工厂罢工事件对国际高卡煤价的阶段性推升带来的连带影响。

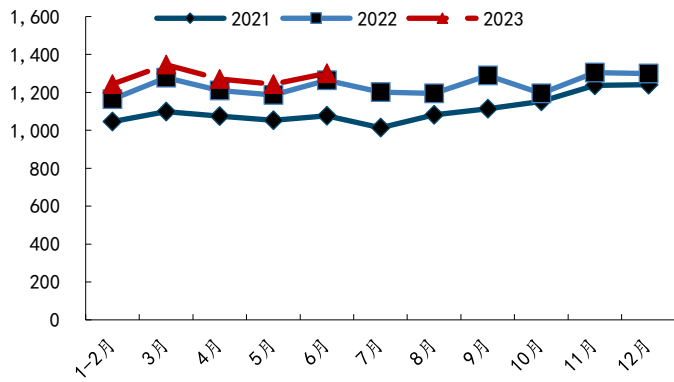
我们接下来从国内生产&周转、煤炭进出口、下游需求三大维度拆解煤炭产业链数据，用以佐证我们对此轮煤价回调变化的分析和对未来走势预判的结论：

## 2、拆解维度 1：国内生产&周转——产量增幅环比收窄、现货周转放缓

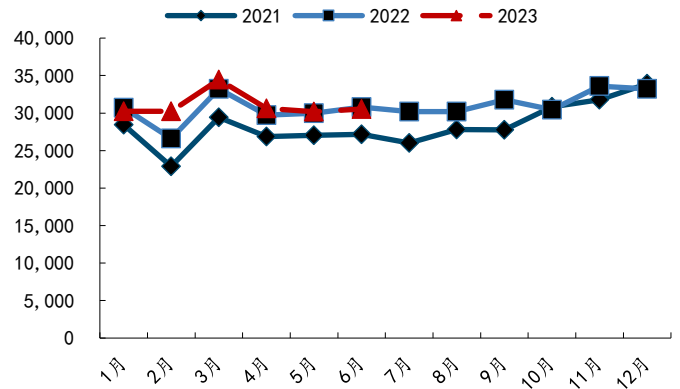
### 2.1 国内产量：累计产量仍同比提升，但 6M23 产量增幅环比收窄

- 煤炭产量 6 月增幅环比下滑 2cpt，动力煤产量 6 月增速录得 2M23 以来首次负增长。
- ✓ 原煤生产：整体看 2021 年 11 月之后我国煤炭产能瓶颈有实质性突破，2023 年以来煤炭日均产量保持在 1240 万吨以上的水平。2023 年 6 月我国原煤产量 3.9 亿吨，同比 2022、2021 年分别提升 1078.1、6690.8 万吨。6 月日均产量 1300.3 万吨、环比 5 月提升 35.9 万吨，增长逐渐趋缓，同比增速环比 5 月下滑 2pct。
- ✓ 动力煤占比：6 月动力煤日均产量占原煤日均产量比重为 78.3%，环比 5 月持平，同比 2022、2021 年分别下降 2.9pct、5.8pct。
- ✓ 动力煤产量：1-6 月动力煤累计产量 18.6 亿吨、同比+2.9%，整体来看累计产量仍高于往年。而 6 月我国动力煤产量 3.0 亿吨，环比 5 月增长 1.2%，并未延续 4 月以来的回落趋势、出现环比小幅增长，但增长幅度小于 2022、2021 年同期情况，且同比 2022 下滑了 262 万吨。
- ✓ 综上，煤炭产量 1-6 月同比增长趋势延续，2021 年 Q4 以来多方、多部门联合推动煤炭增产保供政策后，存量煤矿的产能核增、露天煤矿的临时用地批复持续推进；但 6 月开始增幅呈现收窄（甚至动力煤增幅转负），主要受到煤炭安全监管趋严后部分煤矿逐步开始停产整顿的影响。

图表5: 原煤日均产量(万吨)



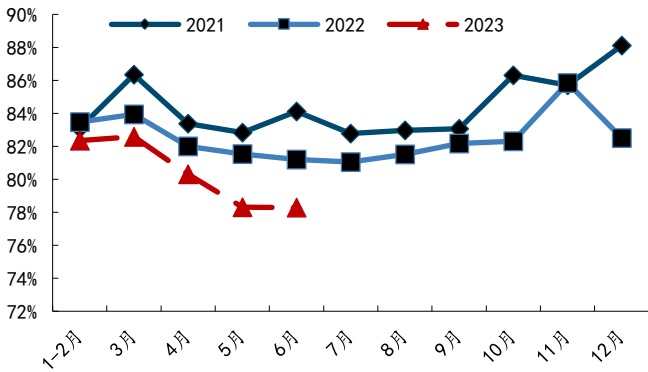
图表6: 动力煤产量当月值(万吨)



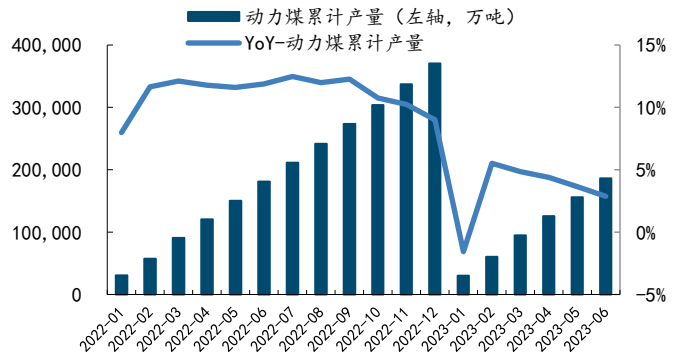
来源: Wind、国金证券研究所

来源: Wind、国金证券研究所

图表7: 动力煤占原煤当日均产量比重



图表8: 动力煤月产量累计值及变化趋势



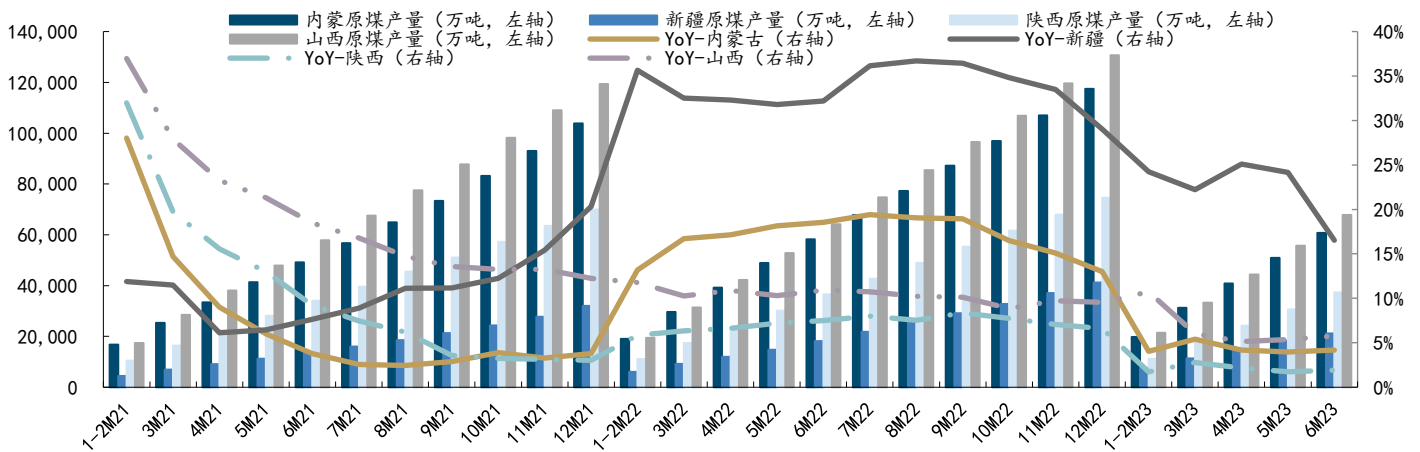
来源: Wind、国金证券研究所

来源: Wind、国金证券研究所

- 分地区看, 晋陕蒙新煤炭产能占比 81.3%、产能集中趋势整体未改。
- ✓ 2023 年 1-6 月, 晋陕蒙新四省区原煤产量达 18.7 亿吨, 占全国原煤产量超 81.3%, 充分发挥了增产增供“主力军”作用, 且占比整体高于 2022 年 80.7%-81.0% 的水平 和 2021 年 79.4%-79.9% 的水平。近年来我国持续清退煤企低效无效产能, 煤炭生产 重心进一步向资源禀赋好、开采条件好的“晋陕蒙新”地区集中。
- ✓ 其中, 山西作为全国重要能源基地, 产量维持领先, 1-6 月原煤产量 6.8 万吨、占 全国产量的 29.5%, 同比增长 5.8%, 增量贡献率 31.3%。
- ✓ 内蒙古原煤产量仅次于山西, 1-6 月原煤产量 6.1 万吨、占全国产量的 26.4%, 同比 增加 4.2%, 增量贡献率 25.3%。
- ✓ 陕西 1-6 月原煤产量 3.7 万吨、占全国产量的 16.2%, 同比增长 1.9%, 增量贡献率 17.0%。
- ✓ 新疆已晋升为中国第四大产煤区, 2021 年 12 月起增速显著领先于晋陕蒙三地; 2023 年 1-6 月原煤产量 2.1 万吨、占全国产量的 9.2%, 增量贡献率 7.2%, 同比增 加 16.6%, 增幅分别高于晋陕蒙三地 10.8、14.6、12.4pct。
- 聚焦 6 月份煤炭产能的下行原因, 我们发现新疆地区煤炭减产是重要因素之一。山 西、山西、内蒙 6 月的煤炭产量同比分别增长 7.6%、2.8%、5.3%, 增速环比 5 月 分别增长 1.3pct、2.7pct、2.2pct, 而新疆虽然 6 月增速仍然领先晋陕蒙三地, 但 产量同比降低了 16.9%、增速环比下行 37.1pct, 可见 6 月新疆受到安监趋严导致的 煤炭减产的影响更大。

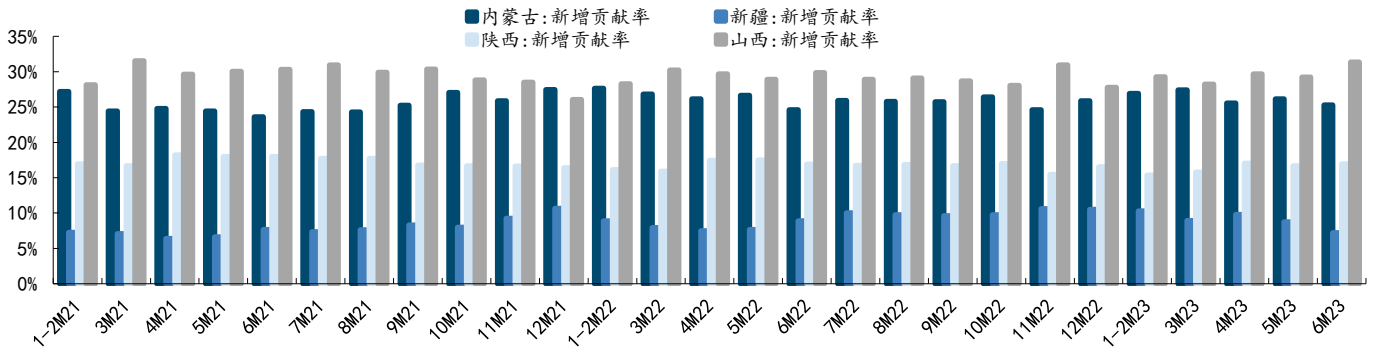


图表9：晋陕蒙新原煤产量累计值及变化趋势



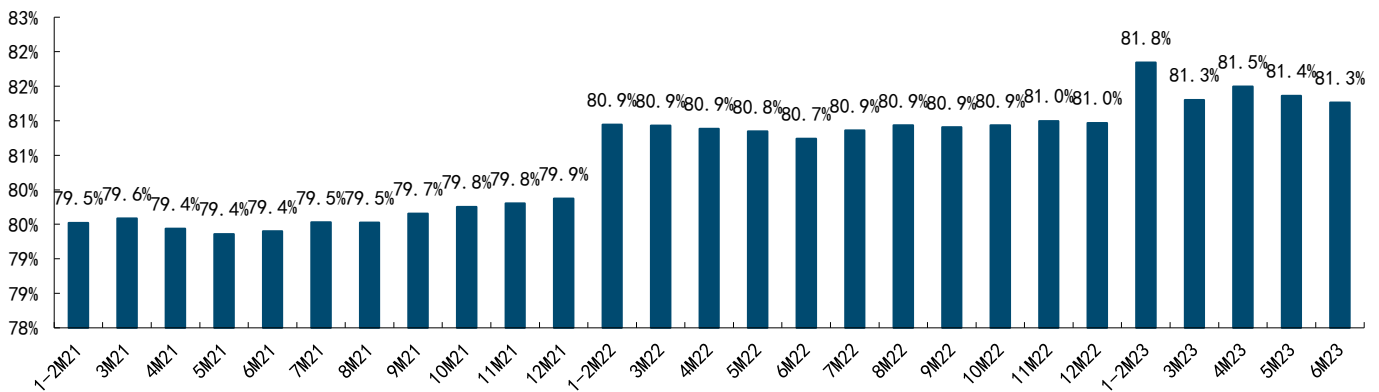
来源：Wind、国金证券研究所

图表10：晋陕蒙新原煤产量当月新增贡献率



来源：Wind、国金证券研究所

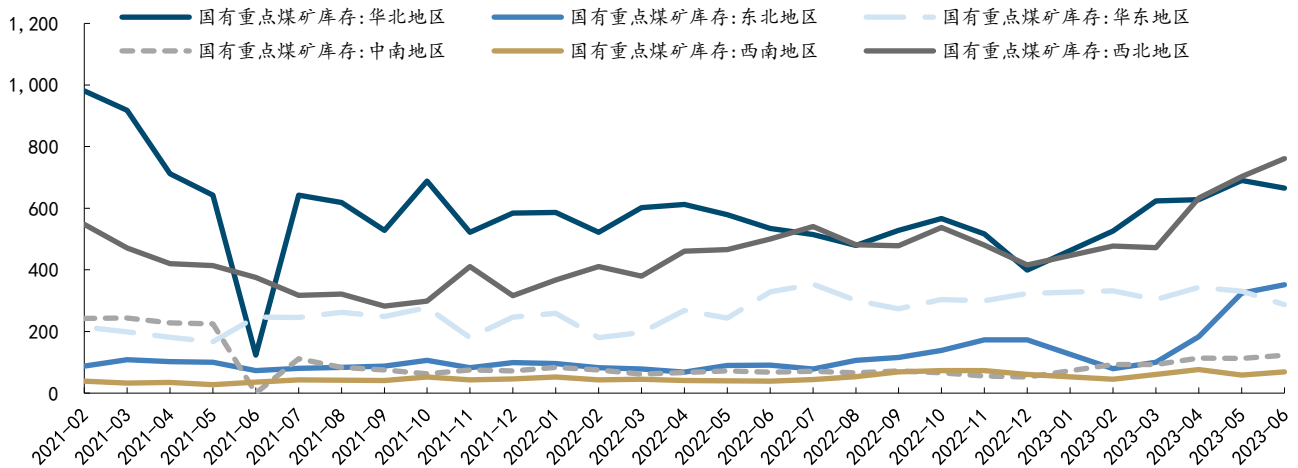
图表11：晋陕蒙新原煤当年累计产量总占比



来源：Wind、国金证券研究所

- 重点煤矿库存整体环比提升，但环比增幅略有收窄，体现生产端放量趋缓。
- ✓ 截止至6月末，在国有重点煤矿中，除华北地区月末库存664.9万吨、环比减少25.3万吨以及华东地区月末库存287.4万吨、环比减少43.2万吨以外，其余地区库存均有不同程度的提升，其中西北地区月末库存为761.2万吨、环比增加58万吨，东北地区月末库存为351.8万吨、环比增加27.2万吨，中南地区月末库存为122.6万吨、环比月增加9.5万吨。
- ✓ 虽然煤炭库存上升地区居多，且整体看增量更多，但库存总额增幅环比5月下滑10.6pct，体现出生产端放量的逐步趋缓。

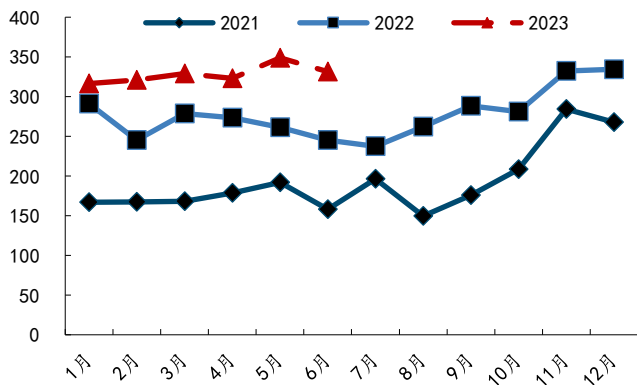
图表12: 各地区国有重点煤炭库存(万吨)



来源: Wind、国金证券研究所

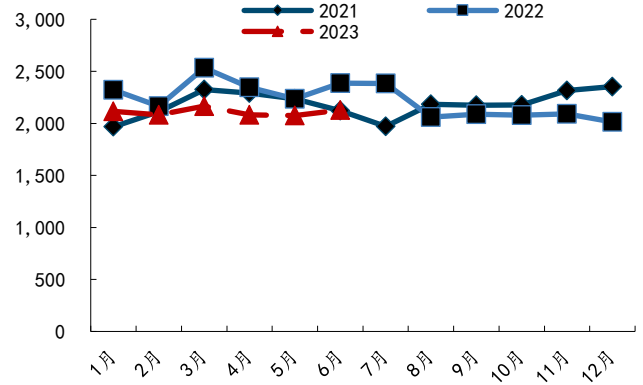
- 从铁路煤炭发运量看, 山西>陕西>内蒙古>新疆, 整体看 6 月发运量仍多数高于往年同期水平, 但新疆发运量环比下滑较为明显。
- ✓ 新疆重点煤矿 6 月铁路发运 331.5 万吨, 23 年发运量整体高于 21-22 年同期水平, 但 6 月环比 5 月下 滑 17.3 万吨, 这也对应了新疆 6 月煤炭产量增速环比下行 37.1pct 的情况。
- ✓ 山西重点煤矿 6 月铁路发运 2126.9 万吨, 环比 5 月增长 52.3 万吨, 23 年发运量整体低于 21-22 年同期水平。
- ✓ 陕西重点煤矿 6 月铁路发运 1344.1 万吨, 环比 5 月下 滑 7.9 万吨, 23 年发运量整体高于 21-22 年同期水平。
- ✓ 内蒙古重点煤矿 6 月铁路发运 1241.3 万吨, 环比 5 月提升 90 万吨, 23 年 1-3 月发运量整体高于 22 年同期水平、低于 21 年同期水平, 5 月发运量与 22 年同期水平持平且高于 21 年, 6 月发运量高于 21-22 年同期水平。

图表13: 新疆重点煤矿煤炭铁路发运量(万吨)



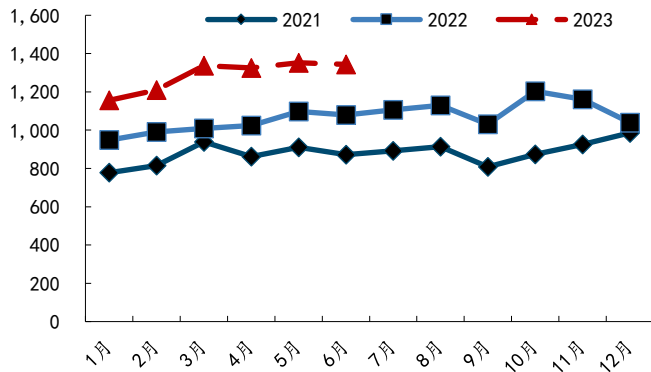
来源: Wind、国金证券研究所

图表14: 山西重点煤矿煤炭铁路发运量(万吨)



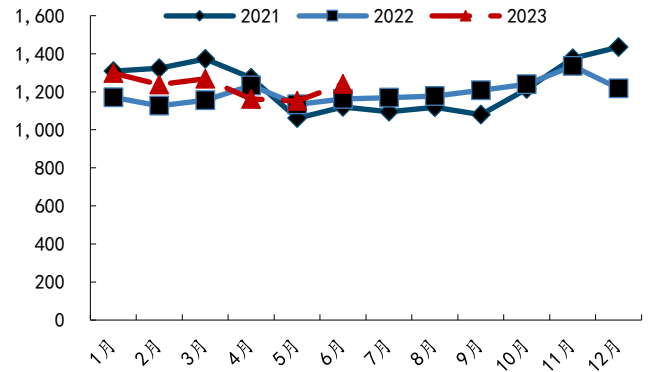
来源: Wind、国金证券研究所

图表15: 陕西重点煤矿煤炭铁路发运量 (万吨)



来源: Wind、国金证券研究所

图表16: 内蒙古重点煤矿煤炭铁路发运量 (万吨)

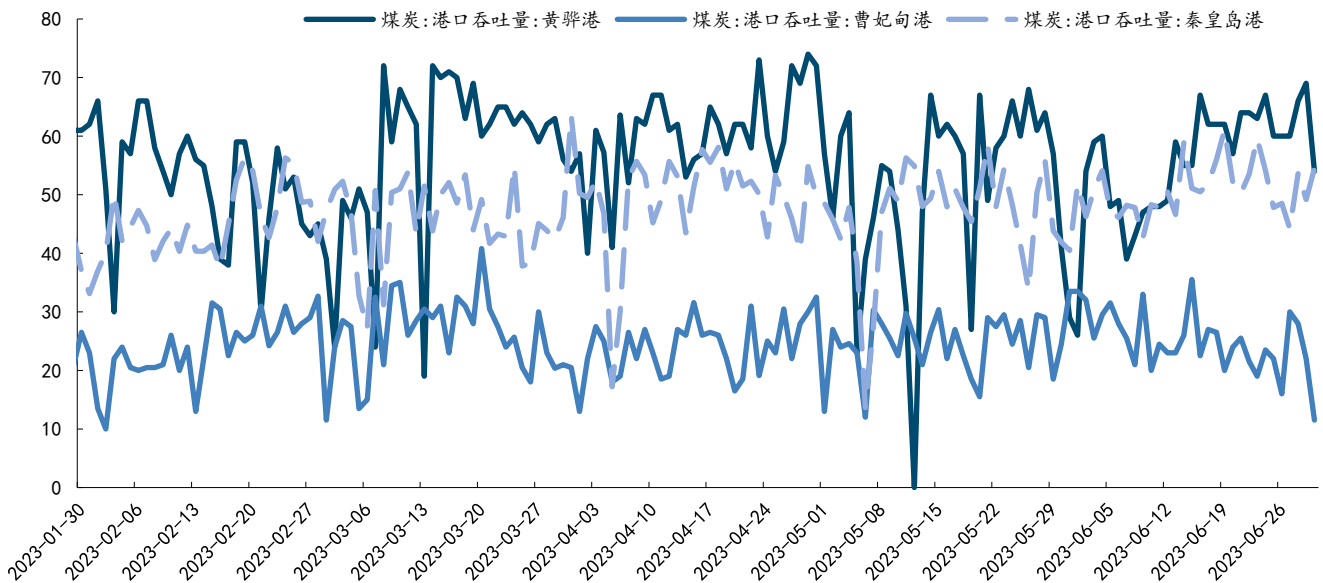


来源: Wind、国金证券研究所

## 2.2 港口周转: 主要长协煤港口出现库存去化, 部分市场煤港口缓慢累库

- 港口吞吐情况: 6月中旬开始主要长协煤港口吞吐量上行, 体现长协煤贸易活跃度提升。
- ✓ 以黄骅港、曹妃甸港、秦皇岛港吞吐量为依据, 可以看到主打长协煤运输的秦皇岛、黄骅港口6月吞吐量环比5月明显抬升, 趋势主要从6月中旬开始, 6月下半月秦皇岛、黄骅港日均吞吐量分别环比6月上半月提升了7.6%、29.2%, 而同期曹妃甸港则环比下滑了15.8%, 可见自6月中旬起长协煤贸易活跃度明显提升。

图表17: 主要长协煤港口秦皇岛港、黄骅港6月吞吐量环比提升 (万吨)



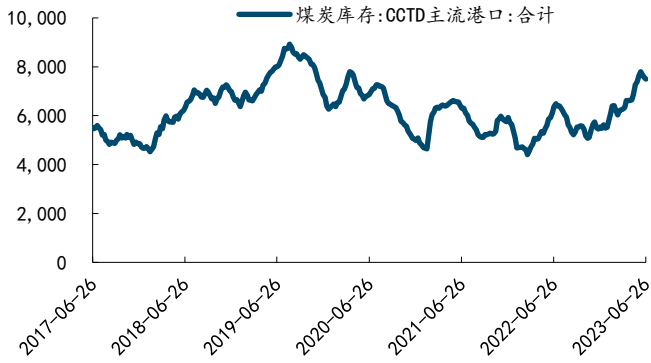
来源: Ifind、国金证券研究所

- 总体库存情况: 主流港口库存水平环比下滑, 但仍处于往年同期偏高位置。
- ✓ 以 CCTD 主流港口煤炭库存为依据, 6月末库存环比5月降低127.5万吨; 其中, 北方港库存领跌, 6月末库存环比5月降低265万吨; 长江口港口库存也小幅下降, 6月末库存环比5月降低12万吨。
- ✓ 港口库存下滑主要三方面原因导致: ①到港价格仍存在一定倒挂, 贸易商发运积极性较低; ②港口价格波动频率较高, 贸易商因此采购积极性不高、处于观望情绪; ③高温天气增多后, 电厂耗煤明显提高, 终端采购量一定程度上有所提升。
- 分港口看: 长协煤港口出现较为明显的库存去化, 部分华东市场煤港口缓慢累库。
- ✓ 在北方港口中, 秦皇岛、黄骅港(二者主打长协煤)跌幅较大, 6月末库存环比5月分别降低35、16万吨; 其余北方港口整体也基本呈现下跌态势, 其中曹妃甸二期、京唐港老港库存分别环比降低26、15万吨。
- ✓ 在长江口港口中, 扬子江、太和港、镇江东港6月末库存环比5月分别降低21、5、3万吨; 其余港口库存整体基本维持缓慢增长态势, 其中如阜港、长宏2号港、南

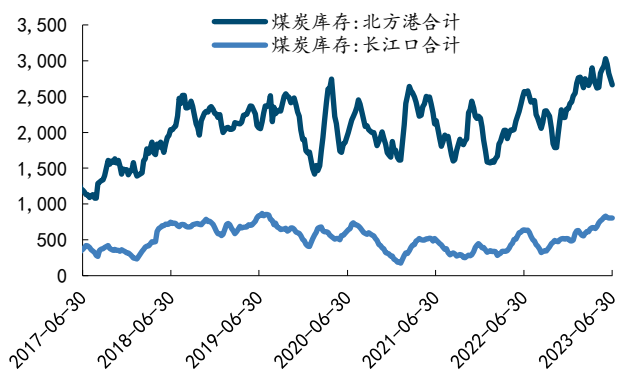
京西坝港口库存分别环比提升2、3、12万吨。

- 总体来看，长协煤港口去库明显可见长协兑现持续向好，这也使得部分市场煤港口仍然持续累库，可见现货煤需求未有明显提升；同时，市场煤港口累库幅度也较小，且部分市场煤港口在需求较低的同时也出现了去库，体现出在煤价波动性加大的情况下贸易商进货意愿不强，观望情绪浓厚，整体看现货煤流通周转有所放缓。

图表18: CCTD 主流港口煤炭库存 (万吨)



图表19: 北方港、长江口煤炭库存 (万吨)



来源: Wind、国金证券研究所

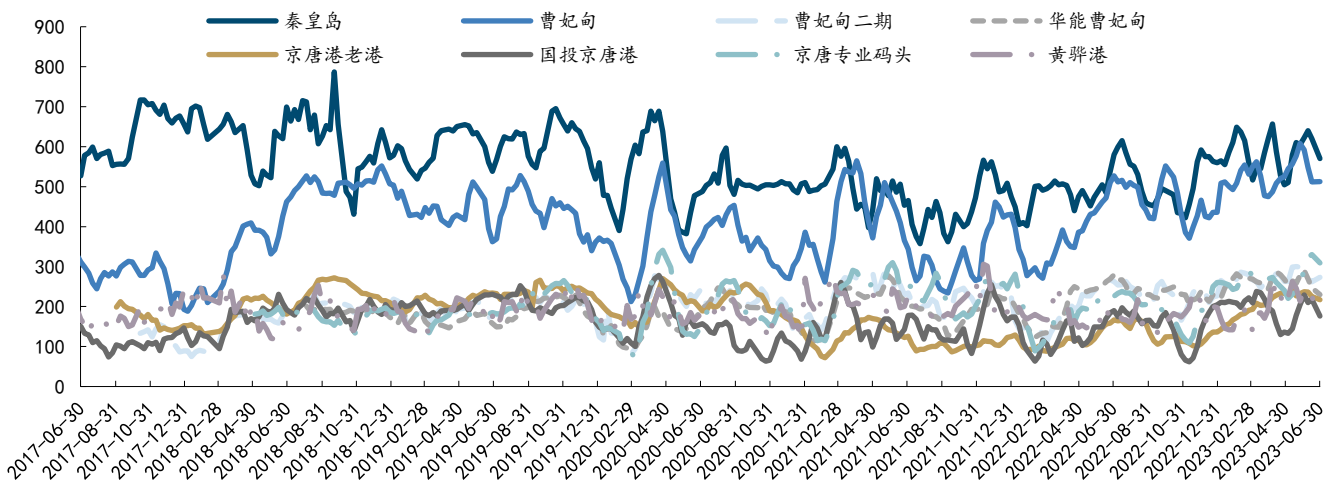
来源: Ifind、国金证券研究所

图表20: 长江口重点港口煤炭库存 (万吨)



来源: Ifind、国金证券研究所

图表21: 北方港重点港口库存 (万吨)

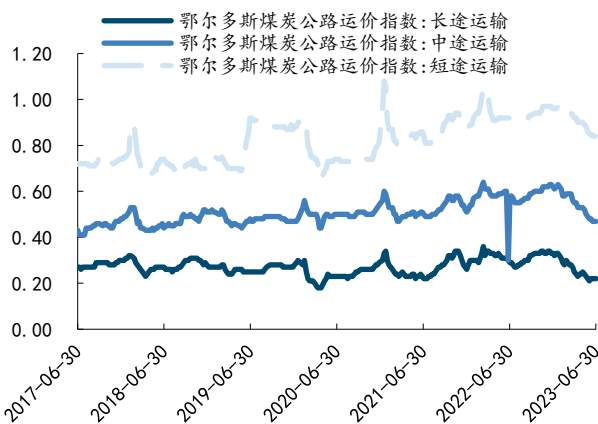


来源: Ifind、国金证券研究所

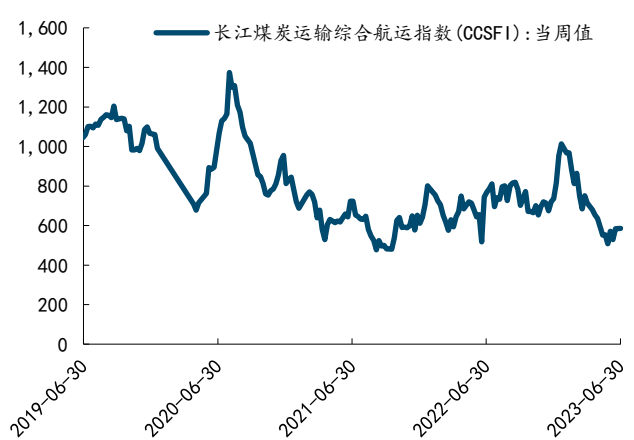
### 2.3 煤炭运价：各途径运价走势分化，水路运价上行、陆路运价下行

- 运价总体情况：整体看 6 月运价走势分化；公路运价维持下滑，内江、沿海运价有明显的上升，体现水路运煤需求提升。
- ✓ 公路运价：以鄂尔多斯煤炭公路运价指数为依据，6 月公路运价维持了 23 年 1 月以来的下降趋势；其中，6 月 30 日长途公路、中途公路、短途公路运价分别为 0.22、0.47、0.84 元/吨公里，环比 5 月末分别下降 0、0.02、0.02 元/吨公里。
- ✓ 内江运价：以长江煤炭运输综合航运指数（CCSFI）为依据，6 月长江煤炭运价有明显的上升趋势，6 月 30 日指数报收于 586.27 点，环比 5 月末上涨 78.63 点、涨幅 15.49%。
- ✓ 海运价：以波罗的海干散货指数（BDI）以及中国沿海煤炭运输指数（CBCFI）为依据，6 月海运价扭转了 3 月底以来的下降趋势，6 月 30 日指数分别报收于 1091 点、532.73 点，环比 5 月末分别上涨 11.7%、6.1%。

图表22：鄂尔多斯煤炭公路运价指数（元/吨公里）



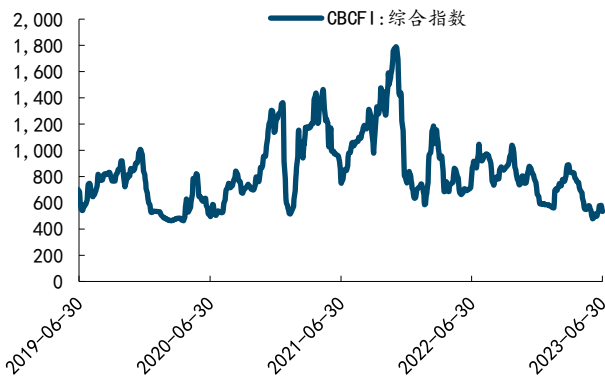
图表23：长江煤炭运输价综合指数 CCSFI



来源：I find、国金证券研究所

来源：I find、国金证券研究所

图表24：中国沿海煤炭运价指数 CBCFI



图表25：波罗的海干散货指数 (BDI)



来源：I find、国金证券研究所

来源：I find、国金证券研究所

## 3、拆解维度 2：煤炭进出口——进口煤炭仍为市场贡献重要煤源补充

### 3.1 进出口总量：煤炭净进口大国地位稳固，进口煤源供应持续充足

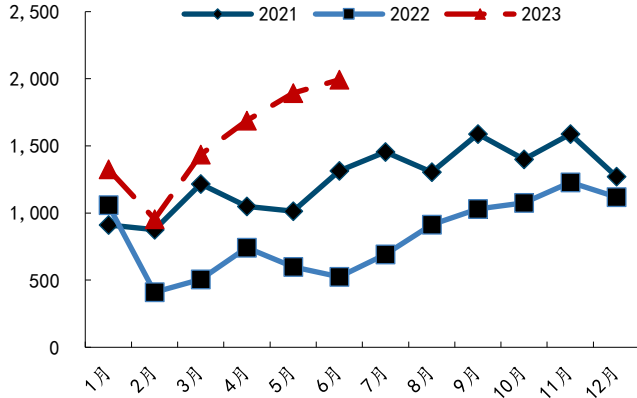
- 进出口概况：6 月进口量持续攀升，同比、环比均录得高增长。23 年以来国际市场需求低迷使得煤价承压，而中国作为煤炭消费大国、需求量维持高位，因此部分国际卖家开始以较低价格转向中国市场出售，叠加进口政策较为宽松，驱动 6 月进口量继续保持增长。
- ✓ 6 月我国煤炭进口 3985.8 万吨，较去年同期增加 2963.0 万吨、增幅 289.7%；较 5 月增加 29.5 万吨、环比增幅 0.8%。2023 年 1-6 月我国共进口煤炭 22179.3 万吨、同比提升 244.0%。
- ✓ 6 月我国进口动力煤 1992.6 万吨，较去年同期的 524.5 万吨增加了 1468.1 万吨、



增幅 279.9%；较 5 月的 1893.0 万吨增加 99.6 万吨、增幅 5.3%。2023 年 1-6 月我国共进口动力煤 9291.0 万吨、同比提升 141.9%。

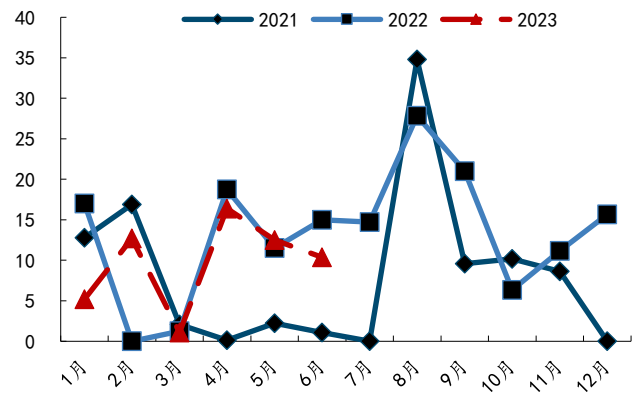
- ✓ 6 月我国动力煤出口保持波动震荡态势，较 5 月降低 2.1 万吨、降幅 17.1%；而较去年同期降低 4.6 万吨、降幅 30.8%。
- ✓ 从进出口净额看，6 月动力煤净进口额维持 2 月以来的增长态势，较 5 月增长 101.8 万吨、增幅 5.4%；而较去年同期增加 1472.7 万吨、增幅 289.1%。

图表26：动力煤当月进口额（万吨）



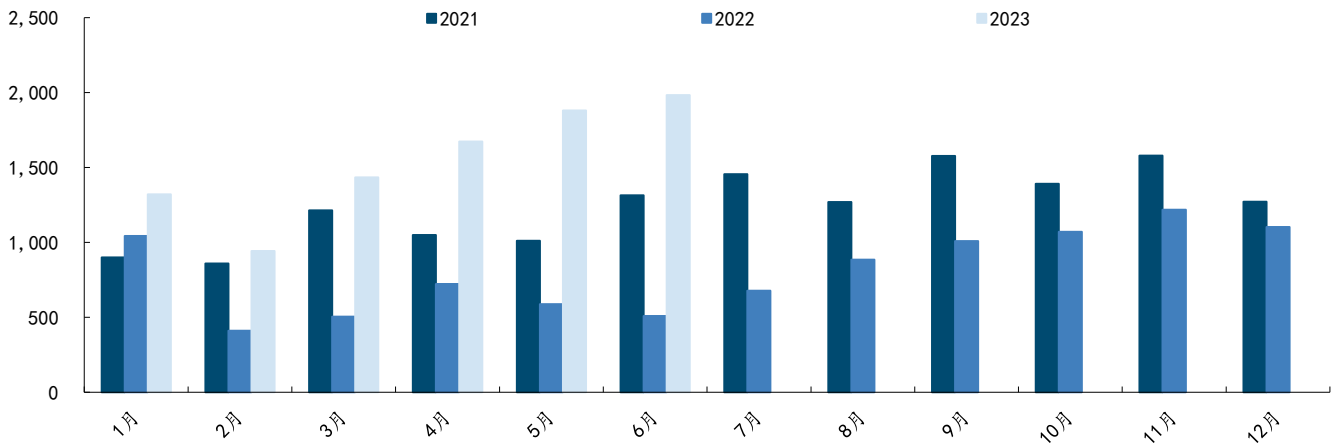
来源：Wind、国金证券研究所

图表27：动力煤当月出口额（万吨）



来源：Wind、国金证券研究所（空值为缺失数据）

图表28：动力煤当月净进口额（万吨）



来源：Wind、国金证券研究所（空值为出口额缺失数据处）

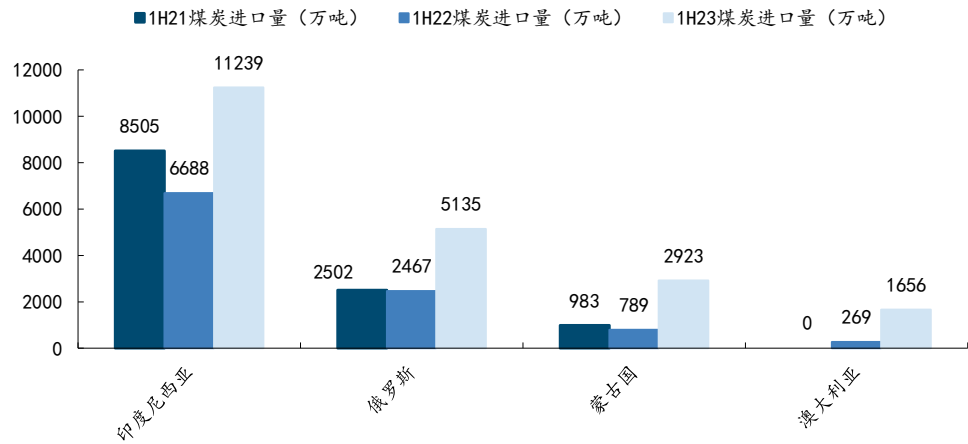
### 3.2 多角度看煤炭进口：1H23 我国煤炭进口量大幅增长，高低卡煤进口可实现按需切换

- 分进口国看，印尼仍为我国煤炭进口来源主体。
- ✓ 1H23 我国煤炭进口国 TOP3 为印度尼西亚、俄罗斯、蒙古国，其中印尼煤进口占比约 50%、为我国的最大煤炭进口国。从澳大利亚、蒙古国、哥伦比亚、俄罗斯和印度尼西亚进口煤炭数量均出现明显增加，同比分别+516%、+270%、+166%、+108%、+68%；此外，加拿大和美国进口煤炭的数量同比分别+5%、+4%，但菲律宾和南非进口煤炭数量同比分别-26%、-24%。
- ✓ 从 6 月单月来看，中国进口动力煤的主要来源国为印尼、俄罗斯、澳大利亚、蒙古国和菲律宾；其中，印尼仍是中国最大的进口动力煤来源国，但占中国动力煤进口总量的比重环比略有降低，主要由于中国电厂增加了中高卡煤的进口采购，而对印尼低卡煤的采购需求略有减少。
- 煤炭进口量增长原因分析：国际供应整体宽松，且以澳煤为代表的高卡煤进口增加。
- ✓ 1H23 我国煤炭进口量实现大幅增长，一方面，国际煤炭生产能力修复后供给情况同比明显好转，我国的几大煤炭进口来源国均增加了对华出口；另一方面，澳煤恢复

通关后我国明显增加了澳煤进口量；此外，上半年进口煤到岸价多数时间具有明显优势，叠加 6 月价格低廉的俄煤、南非煤和哥伦比亚煤也纷纷进入中国市场，催生终端进口煤炭采购的积极性。

- ✓ 6 月以来全国大部分地区高温天气延续下制冷用电需求上升，多数电厂在选择煤种时考虑到中高卡煤相较低卡煤更有价格优势，同时为了快速提高发电效率，因此增加了对进口中高卡煤的采购，使得 6 月进口动力煤数量同比实现翻番。

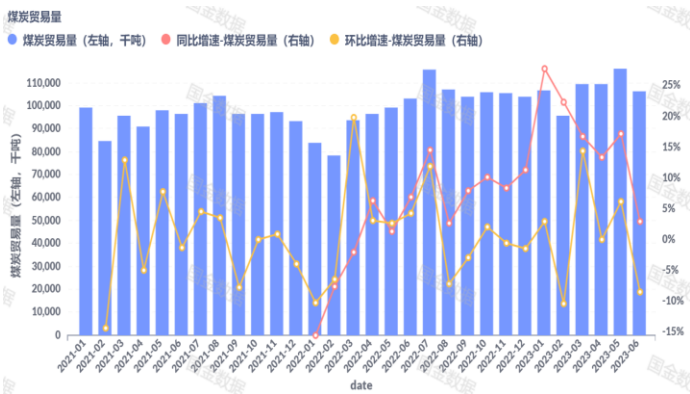
图表29：1H21-1H23 我国主要煤炭进口国进口量对比



来源：CCTD、国金证券研究所

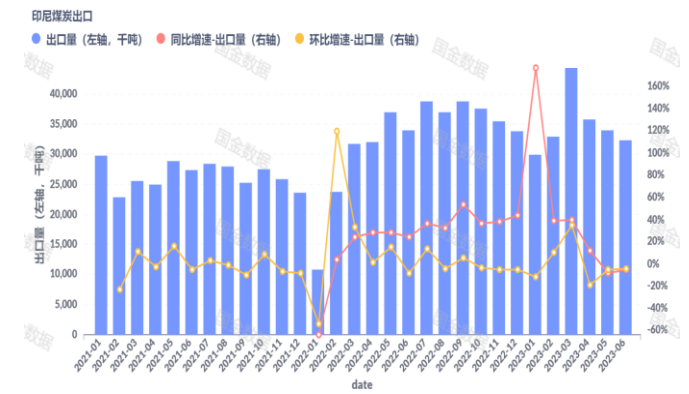
- 从国际煤炭海运情况看我国煤炭进出口：我国进口量持续提升，驱动国际煤价承压，进口煤价下行，但后续需关注澳大利亚罢工事件对煤价的连带影响。
- ✓ 6 月国际煤炭海运贸易总量为 1.1 亿吨，同比、环比增速分别为 2.9%、-8.5%，1-5M23 贸易量同比增速维持在 13%以上、6 月增幅有所收窄，整体看各月贸易量同比均有所提升，体现出国际煤炭产量 23 年恢复后，国际煤炭生产国的国内需求量较为低迷、出海寻求销售渠道的意愿同比增强，使得国际煤炭价格也持续承压。
- ✓ 从我国海运煤的三大进口国印尼、俄罗斯、澳大利亚的煤炭出口情况来看，6 月三国煤炭出口量分别为 3237.5、1412.2、3100.5 万吨，同比分别-4.9%、-27.1%、-4.9%；尽管印尼、俄罗斯、澳大利亚三大出口国煤炭出口量整体有所下滑，但运往中国的煤炭持续增长，体现出中国经济率先复苏带来煤炭进口需求提升，国际煤炭生产商对中国的出口份额占比逐步提升。其中，6 月中国海运进口量 2962.4 万吨、同比+81%，主要增长出现在 6 月初第一周和中旬第三周内，海运进口量的增加也对应了 1.1 章节中 6 月海运进口煤价的持续下行。
- ✓ 此外，后续仍需持续关注 8 月上旬以来澳大利亚 LNG 工厂罢工对国际煤价的影响。若罢工事件得到有效处理，则对国际整体能源供需格局影响不大，并不改变我国进口煤供应宽松、价格具备竞争力的局面；若罢工事件不能妥善解决或事态升级，则会使得对澳大利亚 LNG 依赖度较高的国家（如日本、韩国）加大对动力煤（其主要采购高卡煤）的采购，驱动短期内高卡煤价走高，进而对我国的煤炭进口结构和进口煤价产生一定的阶段性连带影响。

图表30: 国际煤炭海运进出口贸易量及增速



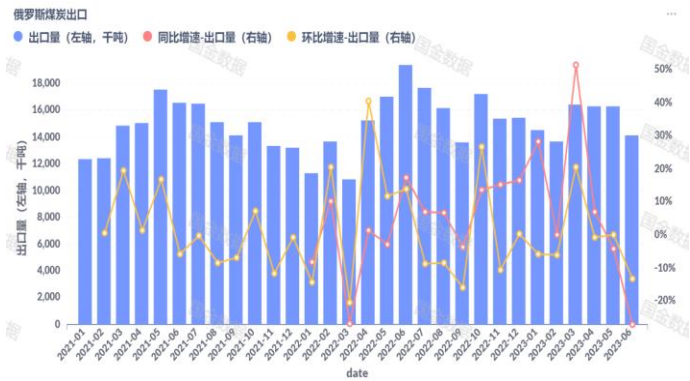
来源: 国金数字未来实验室、国金证券研究所

图表31: 印尼煤炭出口量及增速



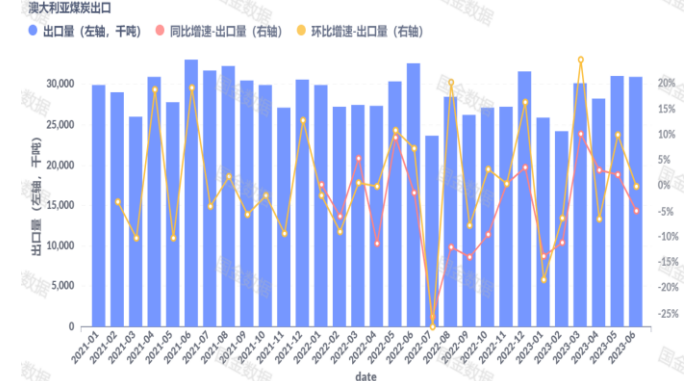
来源: 国金数字未来实验室、国金证券研究所

图表32: 俄罗斯煤炭出口量及增速



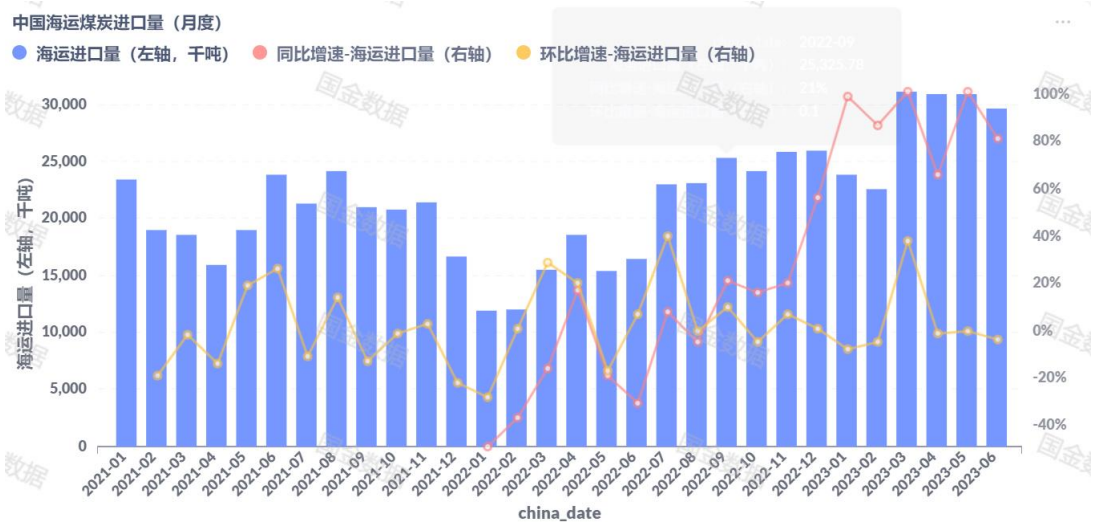
来源: 国金数字未来实验室、国金证券研究所

图表33: 澳大利亚煤炭出口量及增速



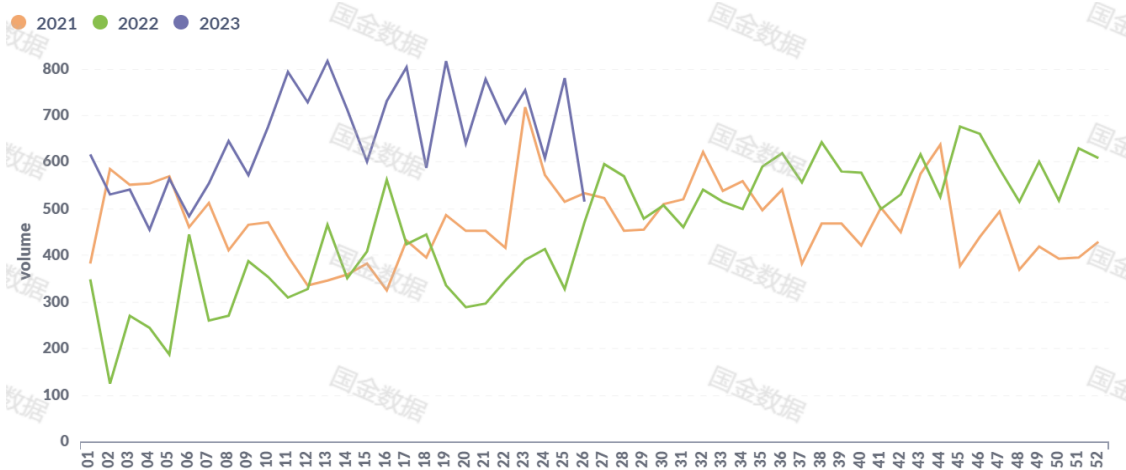
来源: 国金数字未来实验室、国金证券研究所

图表34: 中国煤炭月度海运进口量及增速



来源: 国金数字未来实验室、国金证券研究所

图表35：中国煤炭周度海运进口量（千吨）



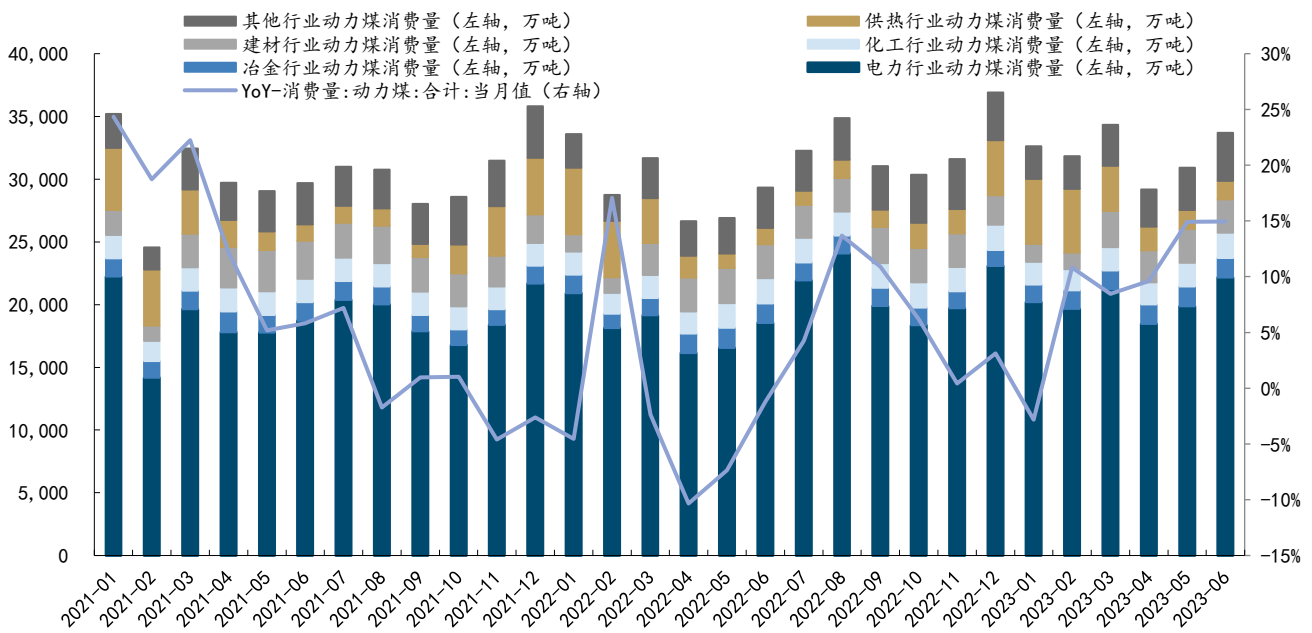
来源：国金数字未来实验室、国金证券研究所（数据更新到6月底，即2023年第26周）

### 4、拆解维度3：下游需求——季节性耗煤需求提升，电厂库存高位维稳

#### 4.1 动力煤整体需求情况：电煤消费拉动作用提升，非电煤需求持续低迷

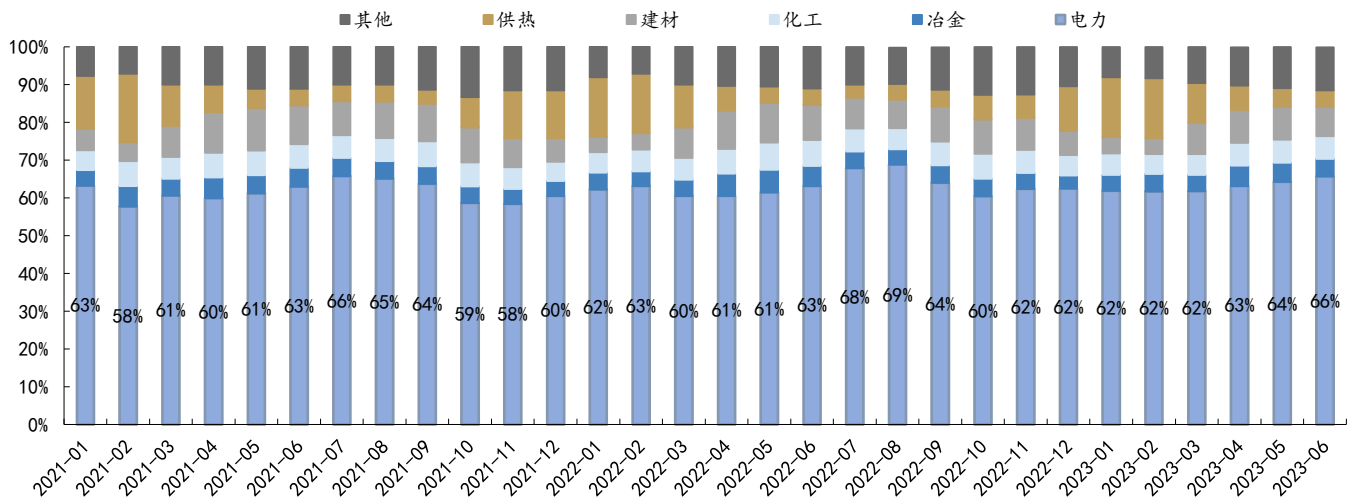
- 6月动力煤消费总需求提升15.0%，其中电力消费需求占比65.7%。
- ✓ 6月动力煤消费量共计3.4亿吨，同比提升15.0%、环比5月提升9.0%。
- ✓ 6月电力消费需求维持动力煤消费主体地位，共消费动力煤2.2亿吨、同比增长19.6%；冶金、化工、建材、供热行业动力煤消费同比分别增长0.4%、-0.3%、-2.0%、12.4%。可见6月驱动动力煤消费增长的主要还是电力行业，其他行业需求增长持续低迷。
- ✓ 6月电力行业动力煤消费量占动力煤总消费比重65.7%，占比较5月环比提升1.5pct、同比去年提升2.5pct。与行业以往规律一致，随着夏季来临、气温逐渐升高，23年电力行业动力煤消费占比从4月开始逐月提升。

图表36：动力煤消费量及变化趋势



来源：Wind、国金证券研究所

图表37: 电力行业动力煤消费量占比持续提升



来源: Wind、国金证券研究所

#### 4.2 从用电需求看发电耗煤需求: 迎峰度夏进程推进, 推升季节性耗煤需求

- ✓ 进入立夏节气之后, 我国夏季版图会迅速北扩, 入夏进程从华南、江淮一带等地开始北推, 越过长江、江汉平原等地, 最北甚至能抵达华北、黄淮地区。从常年气候数据来看, 常年 5 月是全国入夏最集中的时间, 北京、上海、成都、长沙、武汉、杭州等 14 个省会级城市会陆续开启入夏进程, 到 6 月全国各省市基本完成入夏。

图表38: 各省会城市入夏时间表

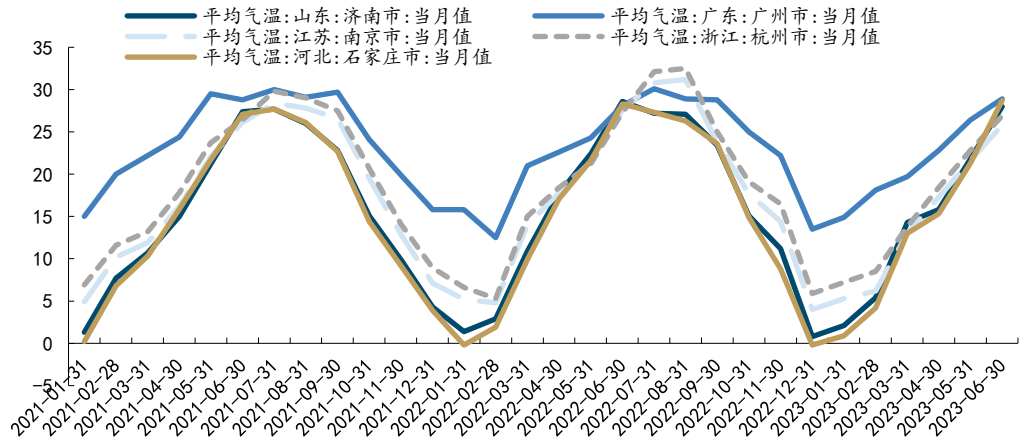


来源: 新民晚报、国金证券研究所 (图为 1990-2020 年省会级城市平均入夏日期)

- ✓ 选取 2022 年用电 TOP5 省份, 从省会城市平均气温看, 6 月气温基本为历年各月最高平均气温的 90% 以上; 对比往年气温情况, 23 年 1-6 月气温整体水平与趋势与往年基本一致。随着入夏节奏推进, Q3 迎峰度夏的用电需求将继续带来动力煤需求量的环比提升。

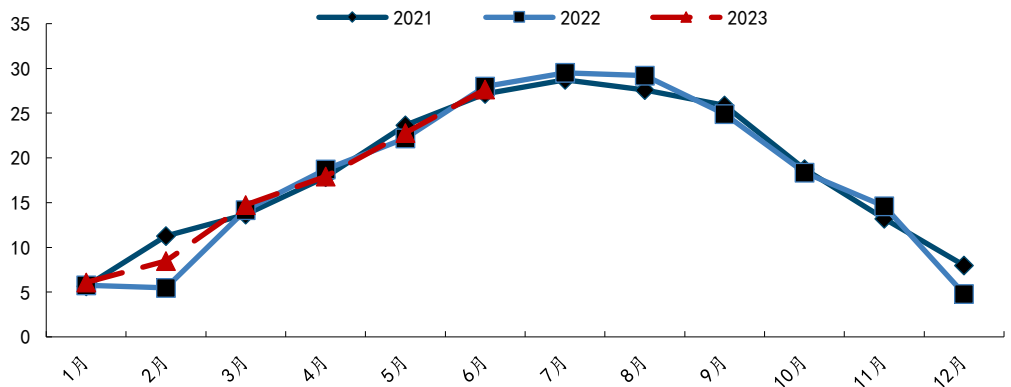


图表39: 用电 TOP5 大省省会月度平均气温 (摄氏度)



来源: Ifind、国金证券研究所

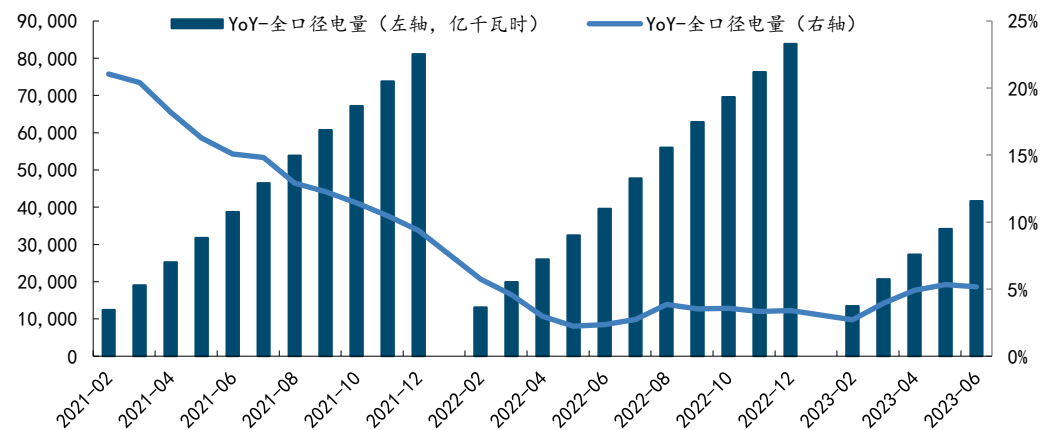
图表40: 用电 TOP5 大省省会月度平均气温均值同比情况 (摄氏度)



来源: Ifind、国金证券研究所

✓ 在用电需求提升趋势下, 2023 年 1-6 月我国全口径发电量 41679.6 亿千瓦时, 同比增长 5.2%; 其中 6 月全口径发电量 7463.2 亿千瓦时, 同比增长 4.4%、环比增长 21.8%。

图表41: 我国全口径发电量及变化趋势



来源: Ifind、国金证券研究所

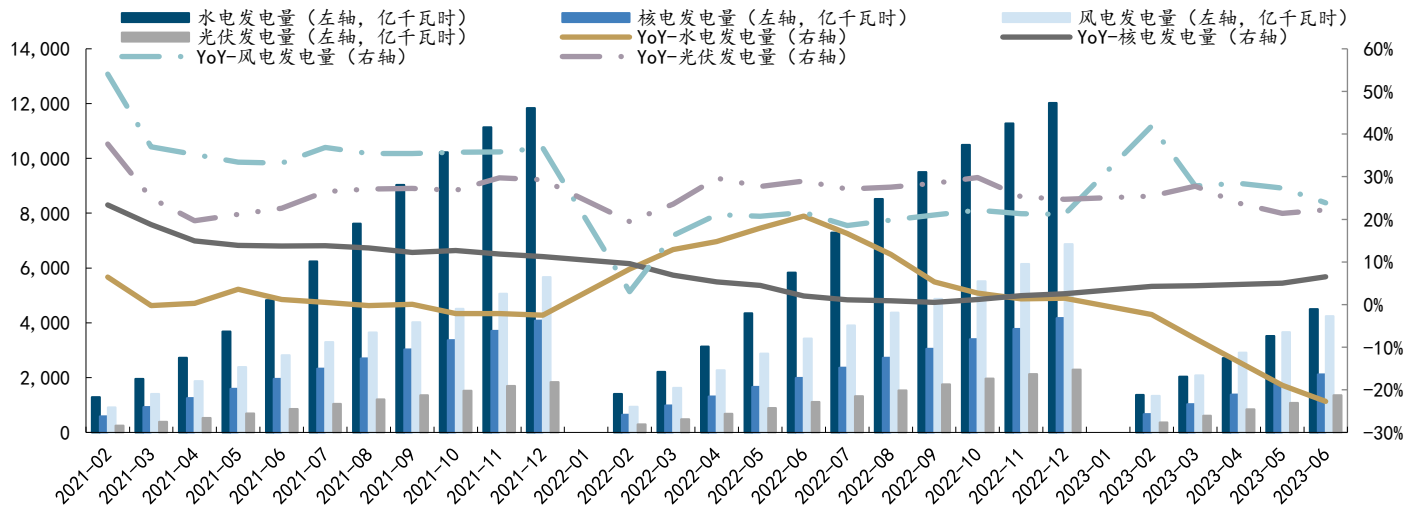
### 4.3 从其他电源看火电发电需求: 其他电源出力承压, 火电承担顶峰出力重任

■ 其他电源发电情况: 6 月清洁能源发电贡献率环比、同比均下滑。6 月虽然水电发电量环比有所改善, 其他清洁能源发电量环比基本持平, 但针对季节性用电需求的提升, 非火电电源贡献的增量占比仍有所下行, 除火电以外电源发电量合计 2211.8 亿

千瓦时，发电贡献率（发电量占比）29.6%，贡献率环比下滑 1.8pct、同比下滑 6.5pct。

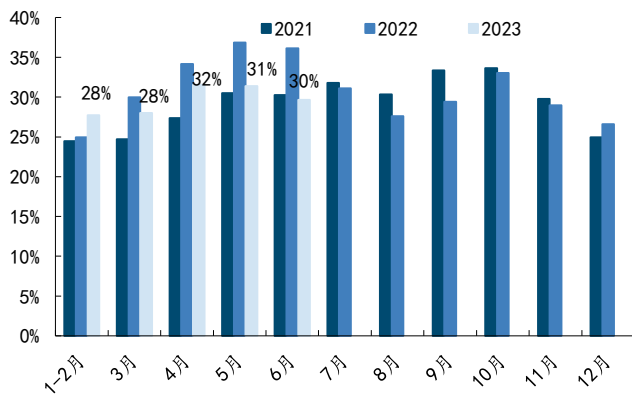
- ✓ 分项看，23 年以来水电发电量同比持续下滑，1-6 月水电发电量 4504.2，同比下滑 22.72%；6 月水电发电量 980.8 亿千瓦时、同比下滑 14.11%、环比提升 17.72%。23 年来发电量同比下滑主要由于来水情况较往年偏差，6 月环比提升主要由于来水情况环比略有改善；从水库流量看，三峡水库 23 年 4-5 月流出量显著低于 21、22 年同期水平，6 月流出量与 21 年基本持平但仍显著低于 22 年同期水平，导致水电利用小时同比分别降低 80、157 小时；而 6 月水库流出量环比 5 月提升 18.12%，得水电利用小时数环比改善、提升 43 小时。
- ✓ 风电发电量环比下滑、太阳能发电量环比提升。1-6 月风电发电量 4246 亿千瓦时、同比增长 23.8%，太阳能发电 1352.7 亿千瓦时、同比增长 22.2%。其中 6 月风电发电量 583.6 亿千瓦时，同比提升 5.5%，环比降低 22.6%；23 年以来风资源有所改善，风电累计利用小时数同比提升 83 小时，但 6 月利用小时环比 5 月下滑 59 小时，体现出入夏后风电出力开始逐渐受限。6 月光伏发电量 275.8 亿千瓦时，同比提升 25.4%，环比提升 19.2%，光伏利用小时数同比降低 4 小时、环比提升 3 小时。
- ✓ 核电增速保持稳定，1-6 月发电量 2118.9 亿千瓦时、同比增长 6.5%，其中 6 月发电量 371.6 亿千瓦时，同比提升 13.8%、环比提升 0.7%，利用小时数同比降低 4 小时、环比降低 2 小时。

图表42：其他电源累计发电量及变化趋势



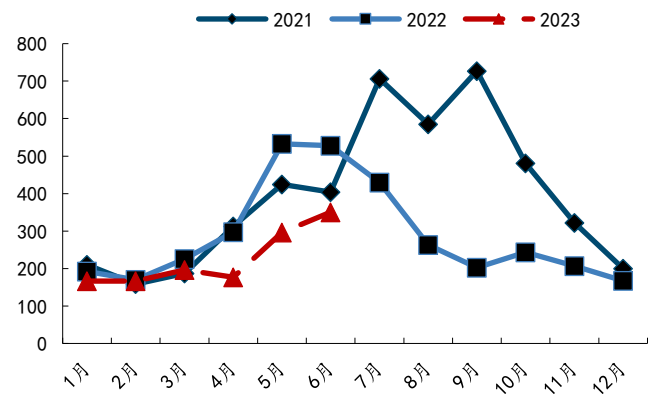
来源：I find、国金证券研究所

图表43：除火电外其他清洁能源发电当月贡献率



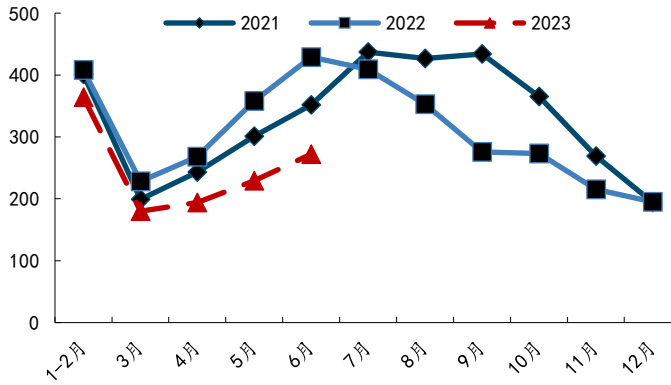
来源：I find、国金证券研究所

图表44：三峡水库流各月出量（亿立方米）



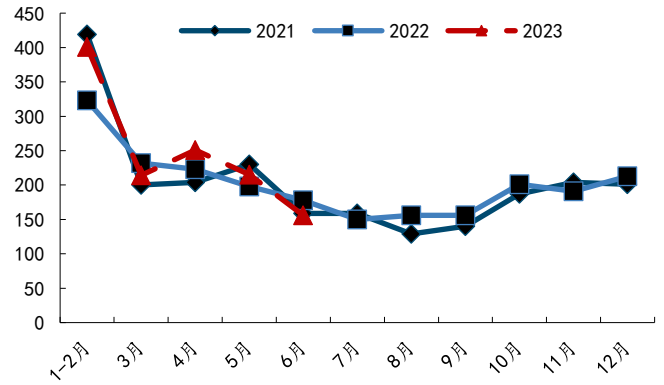
来源：I find、国金证券研究所

图表45: 水电利用小时数 (小时)



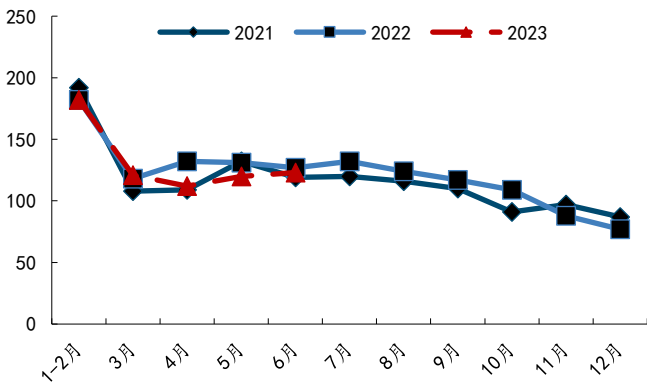
来源: Ifind、国金证券研究所

图表46: 风电利用小时数 (小时)



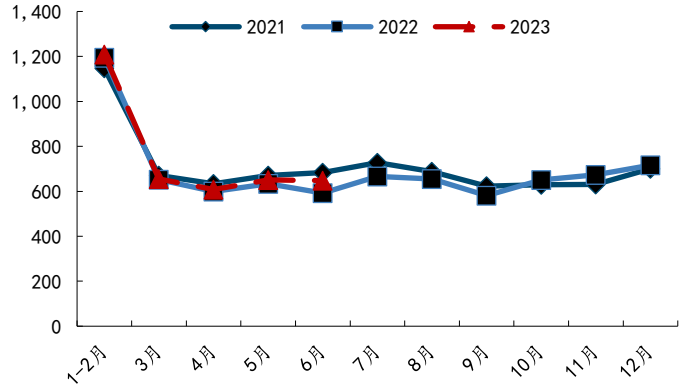
来源: Ifind、国金证券研究所

图表47: 光伏利用小时数 (小时)



来源: Ifind、国金证券研究所

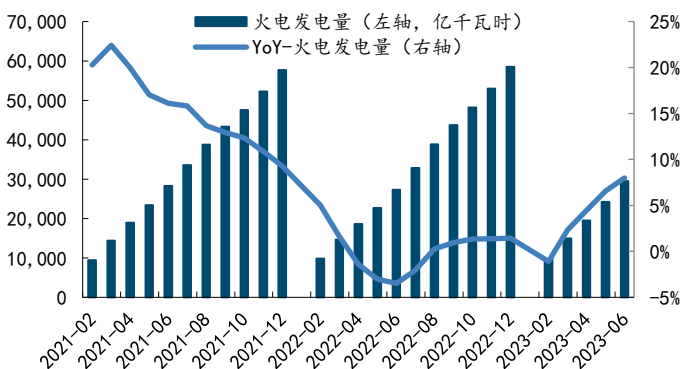
图表48: 核电利用小时数 (小时)



来源: Ifind、国金证券研究所

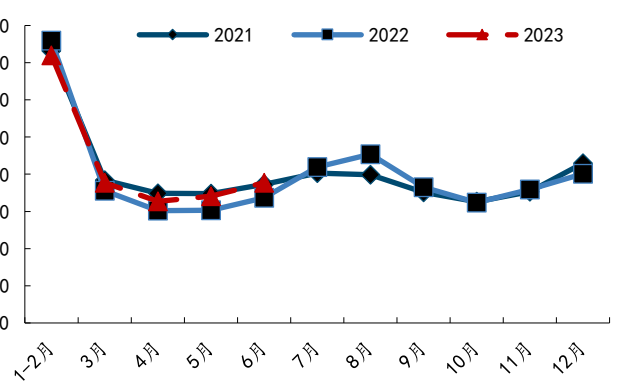
- 火电发电需求: 6月火电发电水平同比、环比均有所提升,在清洁能源出力承压下,火电能源保供作用随入夏进程推进而逐步凸显。
- ✓ 从发电量看,1-6月火电发电量29457亿千瓦时、同比增长8.0%,其中6月发电量5251.2亿千瓦时、同比增长15.0%、环比增长10.8%。
- ✓ 从利用小时看,6月火电利用小时数377小时,同比增长40小时、环比增长36小时;上半年火电累计利用小时数2142小时,同比增长85小时,在火电装机增长2602万千瓦的情况下火电利用水平仍实现显著提升,说明用电需求增速已高于装机增速,火电保供需求愈发凸显。

图表49: 火电累计发电量及变动趋势



来源: Ifind、国金证券研究所

图表50: 火电利用小时数 (小时)



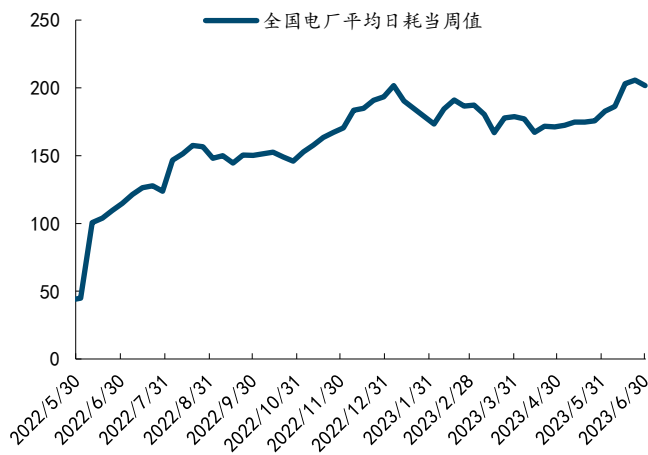
来源: Ifind、国金证券研究所

#### 4.4 终端电厂耗煤及库存情况: 由沿海至内陆逐步入夏, 电厂高库存战略未改

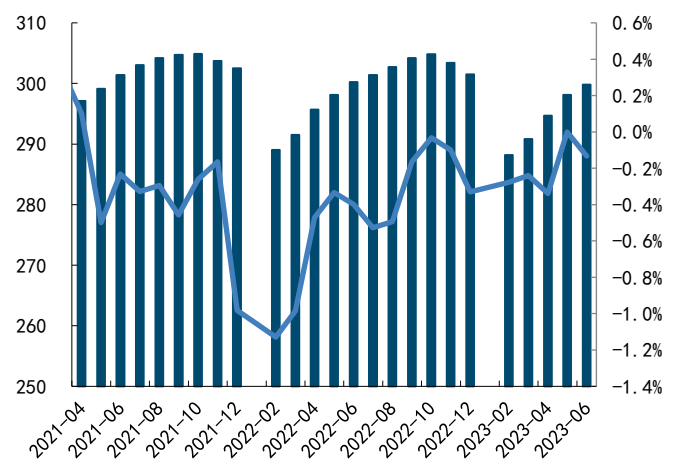
- 火电厂耗煤情况: 在火电发电需求增长下,火电厂耗煤同比、环比整体录得增长。

- ✓ 从耗煤率看，截至6月火电供电累计耗煤率 299.8 克/千瓦时、同比下降-0.1%、环比增长 0.6%。
- ✓ 从耗煤量看，6月全国电厂日均耗煤量 195.9 万吨、环比5月提升 21.5 万吨；6月耗煤前三周周度变化符合一定季节性特征，随着入夏节奏推进日耗逐周小幅稳健攀升。分省份看，1-6月内蒙古、山东、江苏、山西等发电大省耗煤量领先，云南、湖南、广西等内陆地区继5月南方地区率先入夏之后6月也逐步入夏，耗煤同比增幅领先。
- ✓ 从季节性走势看，6月耗煤量先提升后降低、符合季节性特征，因为南方地区入夏后气温提升较早、带动日耗快速提升，但随后进入多雨时期、驱动日耗有所下滑；内陆地区入夏晚于南方沿海地区，日耗提升启动时间也略晚，随着入夏进程推进、7月日耗仍有上升空间。

图表51：全国电厂逐周日均耗煤量（万吨）



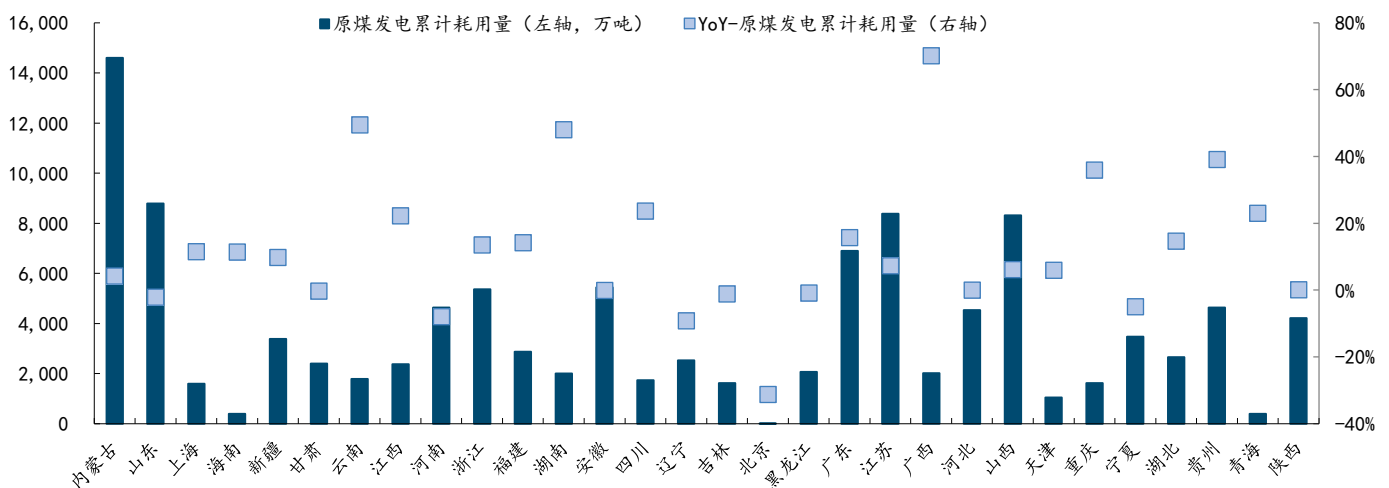
图表52：全国平均供电煤耗率（当年累计，克/千瓦时）



来源：I find、国金证券研究所

来源：Wind、国金证券研究所

图表53：各省23年1-6月发电累计耗用原煤量及同比

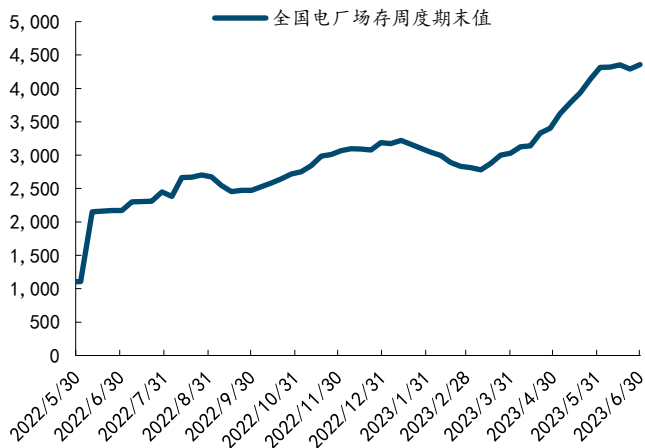


来源：Wind、国金证券研究所

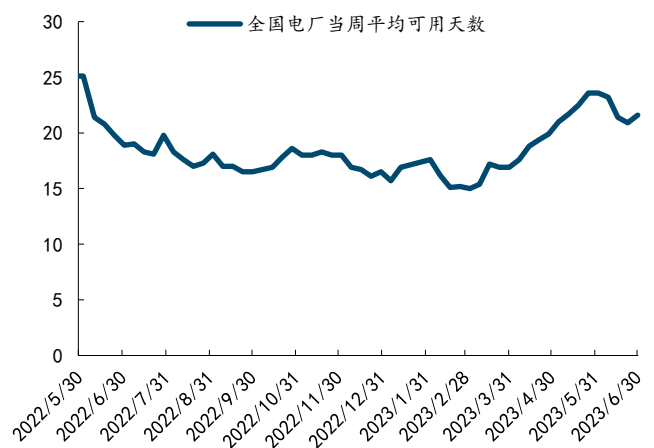
- 从终端电厂库存看，电厂继续保持高库存战略。
- ✓ 6月末全国电厂煤炭库存 4356.8 万吨、环比提升 219.8 万吨，3月以来电厂库存保持上行趋势，但6月由于已处于历史高点，上行幅度环比下降、以维稳为主，符合迎峰度夏期间火电厂为保供而保持较高库存的战略。
- ✓ 6月平均可用天数 22.1 天、环比5月下降 0.1 天。6月电厂煤炭可用天数先降低、后小幅提升，与电厂日耗周度变化呈相反趋势，符合与日耗变化相同的季节性规律。整体看 4-6月在煤价下行、用电旺季来临前，电厂延续前期累库趋势，为迎峰度夏

电力保供做准备。

图表54: 全国电厂当周期末煤炭场存 (万吨)



图表55: 全国电厂当周平均可用天数 (天)



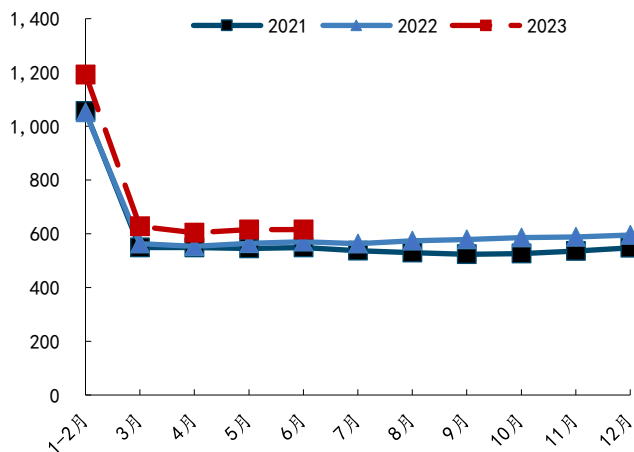
来源: Ifind、国金证券研究所

来源: Ifind、国金证券研究所

#### 4.5 其他非电煤需求: 非电动力煤需求低位维稳, 对需求拉动作用较小

- 非电煤行业维持 23 年以来的低迷态势, 整体对动力煤消费拉动起到的作用较小; 但由于非电煤占比较小 (约 34%), 并不改变电力行业对动力煤消费的整体拉动趋势。
- ✓ 冶金行业动力煤消费需求可通过主要有色金属产量表现。6 月我国十种有色金属产量 615 万吨, 同比小幅提升 7.9%, 近年以来月度产量环比基本持平, 需求较为稳定。
- ✓ 炼油为化工行业耗能最高的门类, 因此可用山东 (地方炼油厂主要聚集地) 炼油厂开工率来体现化工行业动力煤需求。6 月开工率整体保持在 63%-64% 的稳定水平, 环比 5 月基本持平, 但较 1 月 66%-68% 的水平仍有所下滑。随着未来高耗能化工行业的整合出清、出海, 化工动力煤消费需求有望持续步入下行通道。
- ✓ 建材耗煤可主要通过房地产需求体现。23 年以来房地产市场持续低迷, 6 月商品房销售面积环比提升 4270.6 万平方米, 但同比下滑 5110.0 万平方米。目前房地产开发建设仍较低迷, 市场恢复速度较慢, 短期内难见需求的明显改善。

图表56: 十种有色金属当月产量 (万吨)



图表57: 山东地炼厂开工率 (%)

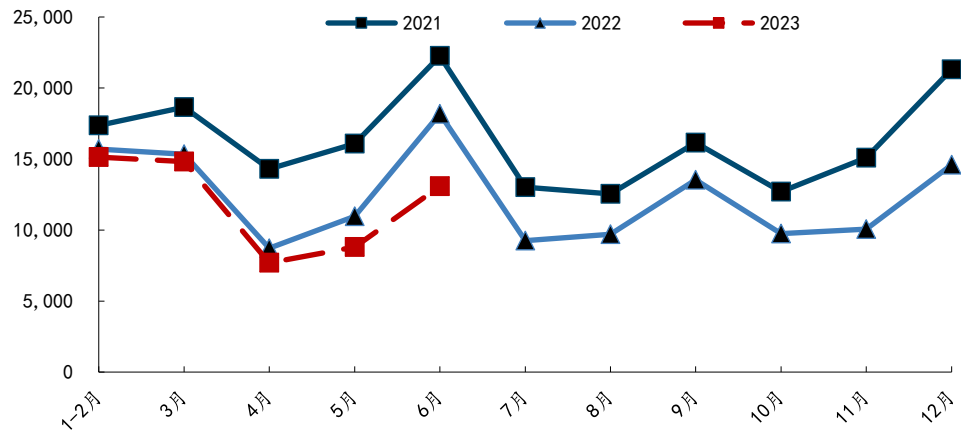


来源: Wind、国金证券研究所

来源: Wind、国金证券研究所



图表58：我国商品房销售面积（万平方米）



来源：Wind、国金证券研究所

## 5、投资建议

- 22年3亿吨煤炭核增产能基本释放，国际能源危机基本解除，国内煤炭供需由紧转松，煤价下行趋势将为火电业绩带来实质性改善。建议关注：火电资产高质量、积极拓展新能源发电的龙头企业华能国际；可发挥民企优势灵活配置煤炭来源结构、有新机组核准预期的龙头企业宝新能源；积极承担省内保供任务，资产价值有望重估的龙头企业浙能电力、江苏国信、皖能电力。

## 6、风险提示

- 新增装机容量不及预期。历史上电力行业发展始终处在“电力紧张、放松核准、大建电源、供应过剩、严控新建、电力紧张”的循环中，若再次出现电力供应过剩情况或将导致已核准火电项目面临开工难问题。
- 煤价下行不及预期。若煤炭生产端的安监持续趋严则会使得煤炭供需格局由松转紧，且澳大利亚 LNG 工厂罢工事件若影响加大则会拉升进口煤价。火电的发电特性决定了其成本结构中燃料成本占比较高，市场煤价高位运行将挤压火电盈利。
- 下游需求不及预期。宏观经济偏弱复苏、可再生能源大发挤占空间或导致火电发电量增速低于预期，使得机组利用小时数下滑并导致度电分摊的折旧成本上升。此外，电力市场化改革后电价取决于成本和供需，用电需求不及预期还将导致电价涨幅不及预期，从而影响火电盈利。

**行业投资评级的说明：**

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

**特别声明:**

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

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级(含 C3 级)的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话: 021-60753903	电话: 010-85950438	电话: 0755-83831378
传真: 021-61038200	邮箱: researchbj@gjzq.com.cn	传真: 0755-83830558
邮箱: researchsh@gjzq.com.cn	邮编: 100005	邮箱: researchsz@gjzq.com.cn
邮编: 201204	地址: 北京市东城区建内大街 26 号	邮编: 518000
地址: 上海浦东新区芳甸路 1088 号	新闻大厦 8 层南侧	地址: 深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心
紫竹国际大厦 7 楼		18 楼 1806