

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

公共事业与环保组

分析师：张君昊（执业 S1130524070001）

联系人：唐执敬

联系人：汪知瑶

zhangjunhao1@gjzq.com.cn

tangzhijing@gjzq.com.cn

wangzhiyao@gjzq.com.cn

今夏煤价回溯：先涨后跌、回调企稳

投资逻辑

■ 现象探讨：7M24 煤价先涨后跌，回调企稳

- ✓ 2024 年 7 月，随着气温上升，电力行业煤炭采购迎来传统旺季，然而，国内生产端在安监收紧的情况下增长有限，加之可再生能源发电增长的影响，用煤需求增速稍低。进口煤和长协煤保障供给下，电厂库存维持在较高水平，采购积极性低迷，导致煤炭价格在短期上涨后缺乏持续动力，随后出现回调。
- ✓ 结合产业链多维度数据拆解结果看，煤价后劲不足主要由于需求端表现疲软，其中：
 - （1）供给端——国内生产：24 年 7 月煤炭产量同比上升 3.4%。整体看，原煤日均产量约 1259.25 万吨，同比增加 41.37 万吨、环比下降 92.03 万吨；1-7M24 累计动力煤产量 21.9 亿吨，同比上升 0.3%。究其原因，①安全监管延续收紧局面未放松，监管依然严格；②迎峰度夏，煤炭大省稳产稳供效果显现；③由于夏季用电高峰逐渐进入尾声，煤炭需求增长开始放缓，环比产量有所下降。
 - （2）供给端——港口周转：2024 年 6-7 月，港口煤炭周转压力较大，受迎峰度夏需求高峰推动，6-7 月周转加快，港口煤炭日均出货量上升。同时，大秦铁路检修结束后运输逐渐恢复，但 7 月受台风暴雨极端天气影响，港口作业效率下降，部分煤炭积压。此外，高库存运行叠加运输瓶颈，加重了港口的周转负担，7 月 29 日 CCTD 主流港口煤炭库存升至 7123.3 万吨，高库存进一步加重了港口周转负担，周转效率波动明显。
 - （3）需求端：7 月动力煤消耗量同比+0.3%，其中电煤消费量同比-0.9%、非电煤耗动力煤同比+2.9%。同时由于长协煤、进口煤补给较为充裕，终端电厂库存维持在 22-26 天的高水平，整体对港口市场煤的需求偏弱。
- ✓ 综合供需来看，5-7 月煤价波动中，需求侧的影响更大。5 月气温升高，电力行业开始进入传统用煤旺季，需求增加致煤价季节性上涨。环比看，7 月用电需求环比回升，但受可再生能源大发的影响，电力行业用煤需求增量贡献率有限；而非电行业长协煤覆盖率低，因此非电企业用煤需求环比回升是推动市场煤价上涨的主要因素。不过非电行业补库需求持续性较弱，7 月下旬煤价止涨回落。

■ 后市展望：10 月煤价总体窄幅震荡，关注冬储。

- ✓ 供给端：国内生产端安监常态化，对煤炭产量的边际影响有限；下半年煤炭进口量增幅或收窄，但仍将作为供应端的重要补充、绝对量维持在高位。
- ✓ 需求端：11 月以来，煤炭市场再入传统旺季，随着冬季供暖季的临近，部分电厂开始冬储。

投资建议

- 24 年动力煤供需偏松的大格局未改，煤价中枢下行将为火电企业业绩带来实质性改善。建议关注发电资产主要布局在电力供需偏紧、发电侧竞争格局较好地区的浙能电力、皖能电力、江苏国信。

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 7月动力煤价走势变化——先涨后跌，回调企稳.....	5
1.2 非电需求驱动上涨，电煤需求疲软致港口累库.....	6
1.3 展望后市：10月煤价窄幅震荡.....	7
1.4 后续煤价跟踪——关注国内生产&非电煤需求.....	8
2、拆解维度1：国内生产&周转——产量增速放缓，需求不足港口累库.....	8
2.1 国内产量：7月原煤产量增速放缓、动力煤产量同比提升.....	8
2.2 港口周转：主要港口累库，煤炭市场价格弱势下行.....	12
2.3 煤炭运价：内江运价回升、沿海运价冲高回落、陆路运价窄幅震荡.....	14
3、拆解维度2：煤炭进出口——进口量高基数上实现增长.....	15
3.1 进出口总量：7月煤炭进口量保持双位数增长.....	15
3.2 多角度看煤炭进口：我国海运煤进口量同比上涨.....	15
3.3 展望2024后续进口情况：仍作为供应端重要补充.....	17
4、拆解维度3：下游需求——动力煤消费总需求同比下跌.....	18
4.1 动力煤整体需求情况：电煤需求同比回落，非电需求表现分化.....	18
4.2 从用电需求看发电耗煤需求：7月气温“南高北低”，用电需求环比回落.....	19
4.3 从其他电源看火电发电需求：可再生能源大发，挤占火电出力空间.....	20
4.4 终端电厂耗煤及库存情况：电厂场存增加、日耗上行，可用天数下行.....	23
4.5 其他非电煤需求：非电动力煤需求占比小.....	24
5、投资建议.....	25
6、风险提示.....	25

图表目录

图表1：7月山东滕州动力煤Q5500坑口价维持不变（单位：元/吨）.....	5
图表2：7月秦皇岛动力煤Q5500平仓价下跌3元/吨（单位：元/吨）.....	6
图表3：7月广州港印尼煤Q5500库提价下跌26元/吨（单位：元/吨）.....	6
图表4：7月秦皇岛动力煤Q5500年度长协价维持不变（单位：元/吨）.....	6
图表5：进口煤价格刚刚持平（元/吨）.....	7
图表6：7月原煤日均产量同比上涨41.37万吨（万吨）.....	9
图表7：7月动力煤产量同比上涨2266万吨（万吨）.....	9
图表8：7月动力煤日均产量占比同比+3.3%.....	9
图表9：7月动力煤累计产量同比+1.84%.....	9
图表10：山西产量维持同比下降态势，但6月起同比降幅环比持续收窄.....	10
图表11：2024年1-4月山西增量贡献率连续不及内蒙古，5-7月维持第一.....	10
图表12：晋陕蒙新煤炭产能占比81.3%、产能集中度高位维稳.....	10
图表13：7月六大重点煤矿库存增加705.6万吨（万吨）.....	11
图表14：7月新疆煤炭发运量同比上升47.30万吨（万吨）.....	11
图表15：7月山西煤炭发运量同比上升75.90万吨（万吨）.....	11

图表 16:	7 月陕西煤炭发运量同比下降 135.70 万吨 (万吨)	12
图表 17:	7 月内蒙古煤炭发运量同比上升 19.90 万吨 (万吨)	12
图表 18:	三大港口日均吞吐量下行 (万吨)	12
图表 19:	CCTD 主流港口煤炭库存逐渐上升 (万吨)	13
图表 20:	北方港和长江口整体均缓慢累库 (万吨)	13
图表 21:	长江口各港口库存多数上升 (万吨)	13
图表 22:	北方港中曹妃甸港库存环比多数环比下降 (万吨)	13
图表 23:	7 月鄂尔多斯煤炭公路运价持平 (元/吨公里)	14
图表 24:	7 月 CCSFI 总体上升	14
图表 25:	CBCFI 7 月整体波动, 月末上升后回落	14
图表 26:	BDI7 月上升回落后报收于 1708 点	14
图表 27:	7 月我国动力煤进口额同比下跌 4.9% (万吨)	15
图表 28:	7 月我国动力煤出口额同比上涨 485.6% (万吨)	15
图表 29:	7 月动力煤净进口同比下降 133.9 万吨 (万吨)	15
图表 30:	7 月煤炭海运贸易量同比-0.4%	16
图表 31:	7 月印尼煤炭出口额同比+0.7%	16
图表 32:	7 月俄罗斯煤炭出口额同比-4.9%	16
图表 33:	7 月澳洲煤炭出口额同比-10.6%	16
图表 34:	7 月我国海运煤进口量同比上涨 5%	17
图表 35:	6、7M24, 澳煤、蒙煤进口量当月同比增速保持在 10% 以上 (左轴: 万吨, 右轴: %)	17
图表 36:	7 月我国海运煤进口量同比上涨 (千吨)	17
图表 37:	澳煤对我国的出口比例恢复至 2020 年禁令之前的水平, 7 月冲高	18
图表 38:	7 月动力煤消费总需求同比上涨 0.3%	19
图表 39:	24 年 7 月化工行业耗煤增加、占比增加	19
图表 40:	24 年 7 月南京和杭州平均气温高于去年同期, 济南、广州和石家庄气温低于去年同期 (摄氏度)	20
图表 41:	24 年 5 月 5 大省会城市平均气温高于去年同期水平 (摄氏度)	20
图表 42:	2024 年 7 月我国全口径发电量 5323.9 亿千瓦时, 同比增长 6.2%	20
图表 43:	7 月清洁能源发电贡献率同比增加 (左轴: 亿千瓦时, 右轴: %)	21
图表 44:	除火电外其他清洁能源发电当月贡献率	21
图表 45:	三峡水库 6、7M24 流出量同比上升 (亿立方米)	21
图表 46:	7 月水电利用小时同比上涨 112 小时, 涨幅 33% (小时)	22
图表 47:	7 月风电利用小时同比减少 20 小时, 跌幅 11.2% (小时)	22
图表 48:	7 月光伏利用小时同比减少 8 小时, 跌幅 6.6% (小时)	22
图表 49:	7 月核电利用小时数同比增加 14 小时, 增幅 2.1% (小时)	22
图表 50:	7 月火电累计发电量 35813.9 亿千瓦时、同比增长 1.0%	22
图表 51:	7 月火电利用小时数 400 小时, 同比降低 31 小时, 降幅 7.2% (小时)	22
图表 52:	24 年 7 月全国电厂日均耗煤量 244.7 万吨 (万吨)	23
图表 53:	2024 年 1-7 月耗煤率同比增加 0.8% (当年累计, 克/千瓦时)	23
图表 54:	7 月内蒙古、山东、江苏、山西等负荷/外送电大省耗煤量领先	23
图表 55:	24 年 7 月电厂累库明显 (万吨)	24
图表 56:	7 月平均可用天数 24.0 天 (天)	24

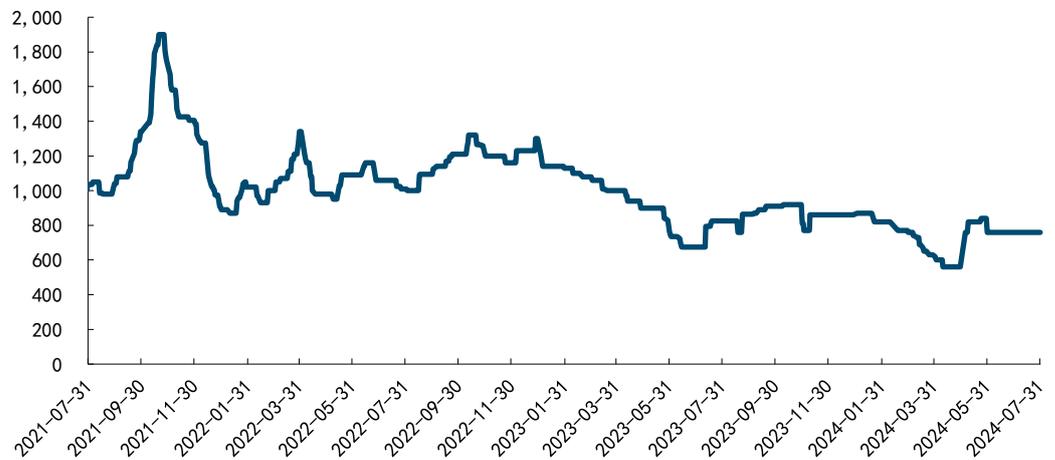
图表 57: 7 月我国十种有色金属产量同比下滑 8.8% (万吨)	24
图表 58: 7 月我国生铁产量同比下滑 8.0% (万吨)	24
图表 59: 7M24 煤化工与化学原料及化学制品制造业用电量均实现同比正增长	25
图表 60: 7 月商品房销售面积同比下滑 815.4 万平方米 (万平方米)	25

1、动力煤价回溯分析及预测核心观点

1.1 7月动力煤价走势变化——先涨后跌，回调企稳

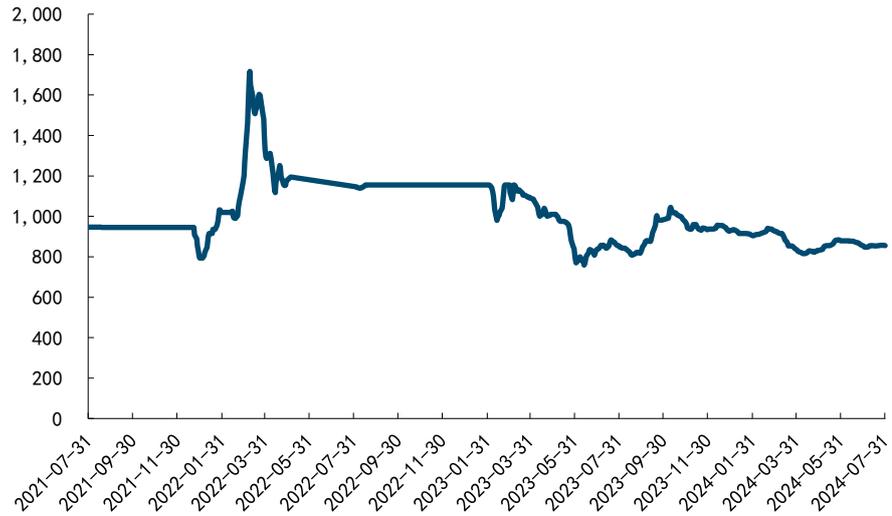
- 进入2024年7月，煤炭市场价格波动明显。随着气温上升，电力行业存在一定的采购需求，在全国各地已经进入夏季的背景下，备库需求开始显现，推动了煤价的上涨。然而，国内生产端在安监收紧的情况下增长有限，加之下游电力行业受可再生能源发电增长的影响，实际用煤需求相对疲软，电厂库存在经历一轮高温后依然维持在较高水平，采购积极性低迷，导致煤炭价格在短期上涨后缺乏持续动力，随后出现回调。
- ✓ 坑口价：以山东滕州动力煤 Q5500 坑口价为依据，24年5月初价格维持在760元/吨的水平，随后价格跃升至820元/吨，继续攀升至840元/吨高位，月底价格回调至760元/吨；6月份和7月份，价格始终维持在760元/吨。
- ✓ 港口价：以秦皇岛动力煤 Q5500 平仓价为依据，24年5月煤价继续上行，至月底最高达883元/吨，随后回调至879元/吨；6月上旬维持在879元/吨，之后下跌月底跌至858元/吨；7月煤价继续下跌至849元/吨，随后攀升至854元/吨，月底跌至855元/吨。
- ✓ 进口煤价：以广州港印尼煤 Q5500 库提价为依据，5月初进口煤价上涨至980元/吨，并基本保持稳定，月底进口煤价982元/吨，6月上旬波动下跌，月初最高982元/吨跌至下旬最低941元/吨，之后逐步回升至月底948元/吨；7月单调下跌至917元/吨，月底回落至921元/吨。5月以来南亚高温使得印尼国内和印度的用煤需求释放，广州港印尼煤库提价止跌回升。然而6、7月由于进入雨季，水电出力恢复较快，进一步挤占了火电的市场份额，导致煤炭需求进一步下降价格下跌。
- ✓ 年度长协价：以秦皇岛动力煤 Q5500 年度长协价为依据，7月年度长协价为700元，月环比持平。

图表1：7月山东滕州动力煤 Q5500 坑口价维持不变（单位：元/吨）



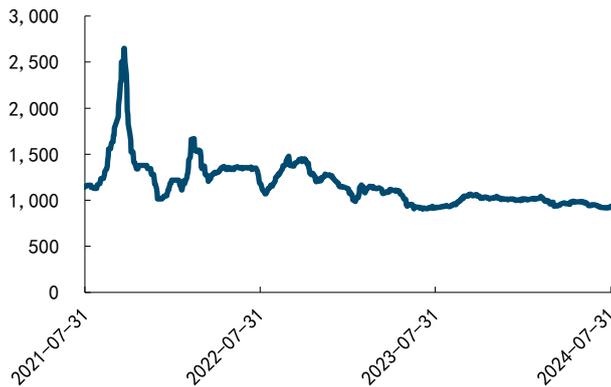
来源：Wind、国金证券研究所（注：图为山东滕州动力煤 Q5500 坑口价）

图表2: 7月秦皇岛动力煤 Q5500 平仓价下跌 3 元/吨 (单位: 元/吨)

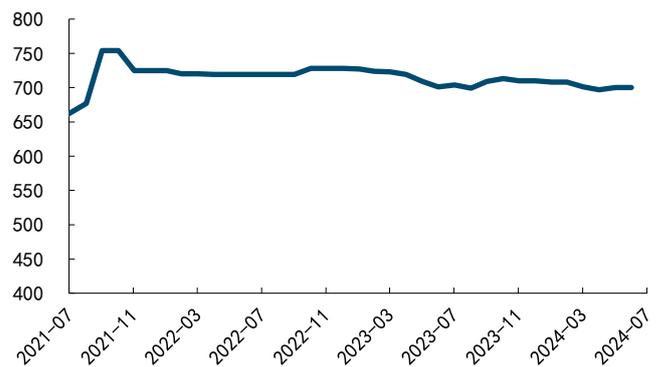


来源: Wind、国金证券研究所 (注: 图为秦皇岛动力煤 Q5500 平仓价)

图表3: 7月广州港印尼煤 Q5500 库提价下跌 26 元/吨 (单位: 元/吨)



图表4: 7月秦皇岛动力煤 Q5500 年度长协价维持不变 (单位: 元/吨)



来源: Wind、国金证券研究所 (注: 图为广州港印尼煤 Q5500 库提价)

来源: Wind、国金证券研究所 (注: 图为秦皇岛动力煤 Q5500 年度长协价)

1.2 非电需求驱动上涨, 电煤需求疲软致港口累库

- 供给端: 国内生产端安监影响持续存在, 但产量同比上升。
- ✓ 供给端: 国内生产——24 年 7 月煤炭产量同比上升 3.4%。整体看, 原煤日均产量约 1259.25 万吨, 同比增加 41.37 万吨、环比下降 92.03 万吨; 1-7M24 累计动力煤产量 21.9 亿吨, 同比上升 0.3%。究其原因, ①安全监管延续收紧局面未放松, 严管依然严格; ②迎峰度夏, 煤炭大省稳产稳供效果显现; ③由于夏季用电高峰逐渐进入尾声, 煤炭需求增长开始放缓, 环比产量有所下降。
- ✓ 供给端: 港口周转——2024 年 5-7 月, 港口煤炭周转压力较大, 受迎峰度夏需求高峰推动, 6-7 月周转加快, 港口煤炭日均出货量上升。同时, 大秦铁路检修结束后运输逐渐恢复, 但 7 月受台风暴雨极端天气影响, 港口作业效率下降, 部分煤炭积压。此外, 高库存运行叠加运输瓶颈, 加重了港口的周转负担, 7 月 29 日 CCTD 主流港口煤炭库存升至 7123.3 万吨, 高库存进一步加重了港口周转负担, 周转效率波动明显。
- 需求端: 7 月动力煤消耗量同比-1.3%, 终端对于港口市场煤的采购需求偏弱。
- ✓ 电煤方面: 6-7M24 电力部门维持动力煤消费主体地位, 分别消耗动力煤 2.10/2.42 亿吨, 同比分别-5.7%/-0.9%。6 月因去年来水偏枯、火电补位, 今年来水充沛、水电对火电形成挤出效应, 因此同比降低。
- ✓ 非电煤方面: 7M24 非电煤总动力煤消费量同比+2.9%, 内部表现分化。其中冶金、

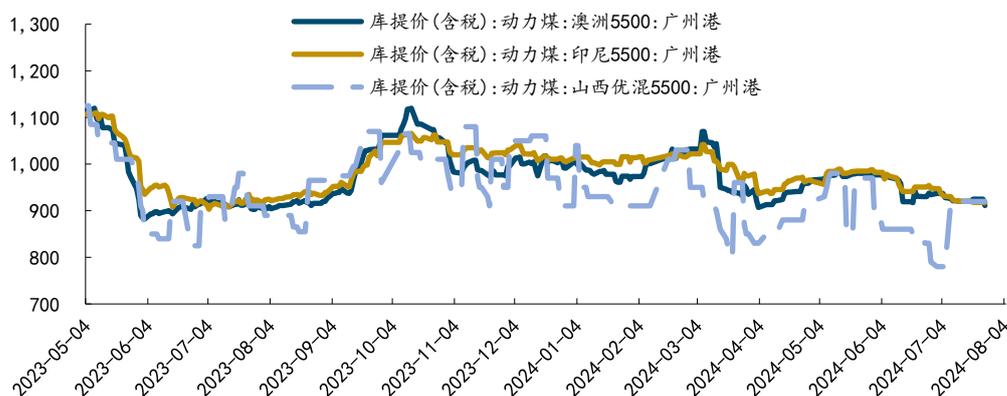
建材同比分别下滑-4.6%、-9.7%，主要由于钢铁及水泥需求较弱，7M24 生铁产量同比下降 3.6%，水泥产量同比下降 12.8%。化工因近年连续扩产，动力煤消费量同比增加 10.2%。供热行业动力煤消费量同比增长 5.5%。其他动力煤消费量同比增长 9.7%。

- ✓ 由于长协煤、进口煤供应较为充足，终端持续累库，电厂存煤可用天数维持在 22-26 天的较高水平，对港口市场煤采购需求偏弱。需求端表现疲软，高库存对煤价形成压制，7 月下旬煤炭价格止涨回落。
- 结合供需来看，5-7 月煤价波动中，需求侧的影响更大。煤价波动仍由需求侧主导。夏季高峰期电力行业用煤需求增加，但水电出力充足，火电需求被挤压，电煤需求增长受限。电厂库存高企，采购市场煤意愿低迷，对煤价形成压制。
- ✓ 供应方面主产区稳产稳供政策继续落实，运输恢复顺利，煤炭供应保持稳定。安全监管虽严格，但总体产量恢复明显。
- ✓ 需求方面，非电煤行业需求回暖，化工和供热行业拉动明显，带动市场需求短期上升。冶金、建材等行业需求疲软，非电行业整体恢复分化，补库需求持续性不足。
- ✓ 综合来看，7 月份煤价短期上涨主要由非电煤需求回升推动。然而，电煤需求受限、高库存压力持续，月底煤价止涨趋稳。

1.3 展望后市：10 月煤价窄幅震荡

- 供给端：国内生产端安监常态化，对煤炭产量的边际影响有限；下半年煤炭进口量增幅或收窄，但仍将作为供应端的重要补充、绝对量维持在高位。
- ✓ 短期来看，国务院安委会办公室加强了第三季度的安全生产监管，7 月起实施新修订的《重庆市安全生产条例》，以规范生产安全，减少事故。5 月 31 日，启动了以“人人讲安全、个个会应急——畅通生命通道”为主题的全国“安全生产月”活动，提升公众安全意识和应急能力。2024 年 7 月至 9 月，煤炭行业发生多起安全事故，凸显了安全生产的严峻形势。7 月 11 日，陕煤集团旗下陕西彬长小庄矿业有限公司一名 27 岁职工因高压胶管爆裂事故遇难。7 月 27 日，驻马店市吴桂桥煤矿发生爆破事故，导致 1 人死亡。8 月，广西玉林市一起煤仓坍塌事故造成 1 人丧生。9 月 12 日，贵州能源集团红林煤矿一起吊装事故导致 1 人死亡。9 月 14 日，山西省晋能控股集团石碣峪矿发生片帮事故，1 人遇难。10 月 6 日，国务院安委会办公室印发紧急通知，落实 9 月 24 日全国安全生产和秋冬季森林草原防灭火视频会议精神。
- ✓ 7-9 月全国铁路实行新的货物列车运行图，恰逢冬季电煤运输的关键时期，对煤炭供应具有显著影响。根据国铁集团的信息，铁路部门通过增加煤炭运输能力，以确保能源供应的稳定性和可靠性。新运行图实施后，国铁太原局安排了 113 列跨局大宗货物直达列车，其中电煤直达列车 70 列，其他煤炭直达列车 18 列，大幅提升煤炭的运输效率。大秦铁路每天安排开行重载列车 87 对，其中超两万吨的重载列车 58 对，瓦日铁路每天安排开行货物列车 84 对，全力满足煤炭的运输需求，确保煤炭供应的连续性和稳定性。
- ✓ 进口煤：预期后续煤炭进口量增幅由于去年同期基数较高而收窄，但其绝对量仍保持相对高位。若下半年国内煤炭生产端仍然延续 1-7M24 同比下降的趋势，即便价格优势不明显，但作为供应端的重要补充仍将保持在相对高位。

图表5：进口煤价格刚刚持平（元/吨）



来源：Wind、国金证券研究所（注：图为澳洲 5500、印尼 5500、山西优混 5500 库提价）

- 需求端：10月起进入非电行业需求的季节性恢复期，电力行业冬储即将来临。
- ✓ 随着冬季供暖季的临近，部分电厂开始冬储，煤价呈现波动上升态势。综合供需：预计“金九银十”市场煤价中枢在850元/吨左右窄幅震荡，10月底11月初贸易商或提前开始博弈补库需求，推动市场煤价上涨。
- ✓ 下半年供应需求双提升，煤价预计震荡上行。短期来看，能源生产安全仍是煤炭行业发展重点方向，长期化、高强度化的生产安全检查预期延续，影响煤矿产能增量的进一步释放。考虑到各环节库存高位、各大型煤矿产量释放弹性空间较大等因素，煤价难以出现持续性或大幅上涨，预计下半年煤价或保持区间震荡运行为主，价格重心略高于上半年。

1.4 后续煤价跟踪——关注国内生产&非电煤需求

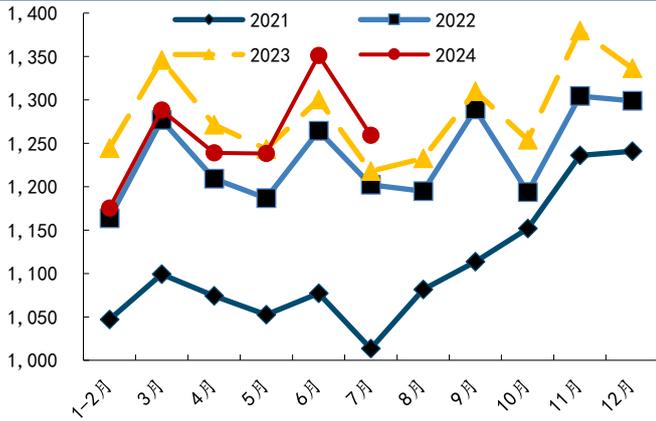
- 煤价走势判断方面，重点关注国内生产、煤炭进口和非电煤复苏。
- ✓ 晋、陕、蒙、新、鲁地区近期的政策和报告继续强调稳产，特别是在各地确保能源安全 and 经济平稳运行的大背景下。然而，由于安全监管常态化，主产地区的产能利用率能否维持在高位仍然具有不确定性。山西省的煤炭产量目标依旧存在完成压力，煤炭增产以支持经济的任务艰巨。未来几个月需要密切关注山西的政策变化和产能提升进展。
- ✓ 二季度的工业复苏叠加下半年基础设施建设加速，为非电煤需求提供了重要支撑。贸易商在前期库存的消化情况较快，叠加夏季高温及非电煤需求的持续释放，煤价在迎峰度夏阶段出现短期上涨。后续需关注国家刺激政策的实际效果以及全球经济恢复的步伐对煤价的影响。
- ✓ 煤炭进口政策仍保持稳定。随着国际市场价格波动，国内外煤价差距收窄，进口煤炭对国内市场的冲击相对减弱。周边国家的煤炭生产恢复情况对进口量也将产生重要影响，需要重点关注。
- ✓ 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7M24此轮煤价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——产量增速放缓，需求不足港口累库

2.1 国内产量：7月原煤产量增速放缓、动力煤产量同比提升

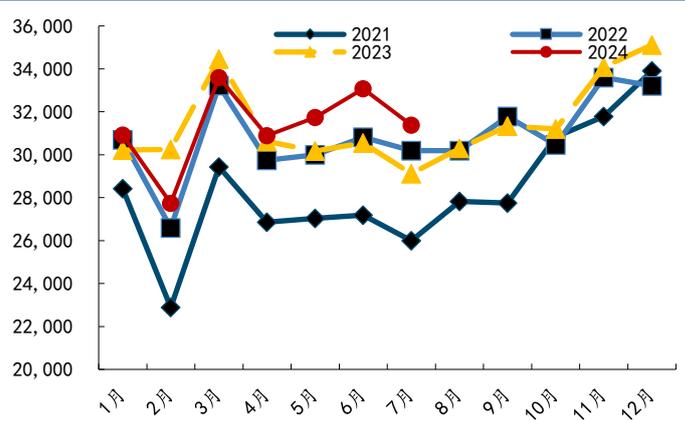
- 7月煤炭原煤产量同比上涨3.4%；动力煤产量同比上升7.8%。
- ✓ 原煤生产：整体看，2024年7月煤炭日均产量约1259.25吨，日均产量同比、环比分别上升41.37、下降92.03万吨，同比、环比分别+3.4%、-6.8%。
- ✓ 动力煤占比：7月动力煤日均产量占原煤日均产量比重为80.4%，环比看自2024年3月以来环比持续回落；同比看，该占比较2023、2022、2021年分别上升3.3pcts、下降0.6pcts，下降2.4pcts。
- ✓ 动力煤产量：1-7月动力煤累计产量21.9亿吨、同比+1.8%，整体来看累计产量高于去年同期。月度来看，6月我国动力煤产量3.3万吨，同比上涨0.8%；7月我国动力煤产量3.1亿吨，环比6月下降5.1%，同比增长7.8%，高于近3年历史同期。
- ✓ 综上，7M24煤炭产量同比涨幅较6月有所收窄。主要原因有如下几点：①安监趋于严格，煤矿生产心态谨慎，导致煤炭产量释放或将低于预期；②煤炭进口量继续维持在相对高位，对国内煤炭市场形成补充；③火力发电需求偏弱，导致火电耗煤量下降，影响了动力煤的市场需求量。

图表6: 7月原煤日均产量同比上涨41.37万吨(万吨)



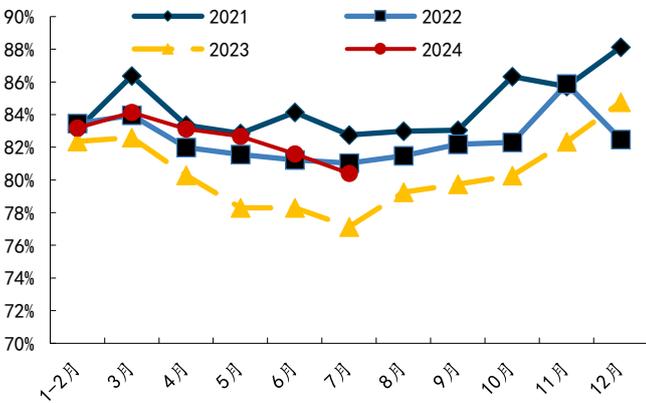
来源: Wind、国金证券研究所(注: 图为原煤日均产量)

图表7: 7月动力煤产量同比上涨2266万吨(万吨)



来源: Wind、国金证券研究所(注: 图为动力煤产量当月值)

图表8: 7月动力煤日均产量占比同比+3.3%



来源: Wind、国金证券研究所(注: 图为动力煤占原煤当日均产量比重)

图表9: 7月动力煤累计产量同比+1.84%

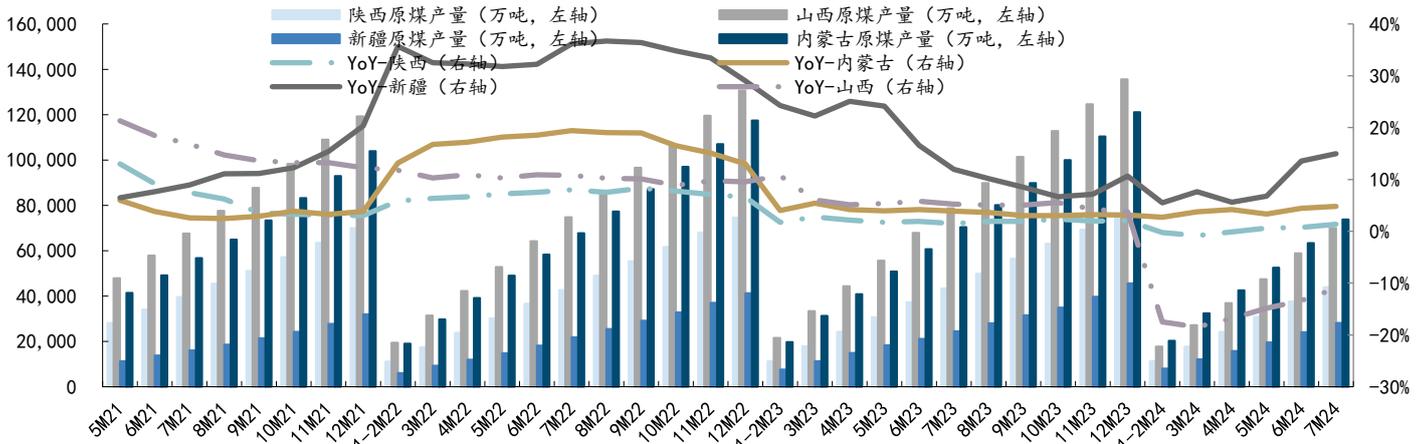


来源: Wind、国金证券研究所(注: 图为动力煤月产量累计值及变化趋势)

- 分地区看, 晋陕蒙新煤炭产能占比 81.3%、产能集中度保持稳定。
- ✓ 1-7M24 晋陕蒙新四省区原煤产量达 21.6 亿吨, 占全国原煤产量 81.3%, 高于 2023 年同期的 81.2%, 但高于 2022/2021 年同期的 80.9%/79.5%, 或因 3~4 月动力煤主要下游电力行业正值用煤需求淡季, 煤价下行打击生产积极性, 部分民营煤矿减/停产。煤炭采掘行业规模效应显著, 自供给侧改革以来, 煤炭生产重心进一步向资源禀赋佳、开采条件好的“晋陕蒙新”地区集中。
- ✓ 内蒙古作为全国重要能源基地, 产量维持领先, 1-7 月原煤产 7.4 亿吨、占全国产量的 27.8%, 同比增加 4.8%, 7 月对全国原煤产量的增量贡献率达 26.6%。
- ✓ 山西原煤产量仅次于内蒙古, 1-7 月完成原煤产量 7.0 亿吨、占全国产量的 26.4%, 同比下降 11.0%。但 7 月对全国原煤产量的增量贡献率达 28.7%, 维持第一。山西原煤产量整体下降因地方主动减产。5 月印发《关于做好 2024 年度汛期煤矿安全防范工作的通知》、7 月印发《关于持续推进煤矿双重预防机制建设和重大危险源管控工作的通知》, 安监延续自 2 月份印发《关于开展煤矿“三超”和隐蔽工作面专项整治的通知》以来的收紧局面; 同时, 山西“减煤增气”能源低碳转型同步推进, 据山西省统计局获悉, 7 月份山西煤层气产量 10.8 亿立方米, 煤层气产量继续保持增长态势, 今年 1-7 月山西省煤层气总产量 79.2 亿立方米, 同比增长 22.3%, 约占全国同期产量的 81.4%, 创下了历史同期产量的新高。5 月 13 日山西相关会议精神逐步放宽煤矿夜间生产政策, 加之“三超”专项整治于 5 月 31 日结束, 且正值迎峰度夏期、补库需求有望释放, 山西产量因此有明显回升。
- ✓ 陕西 1-7 月原煤产量 4.4 亿吨、占全国产量的 16.5%, 同比增长 1.3%, 7 月对全国原煤产量的增量贡献率达 16.3%。
- ✓ 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; 2024 年 1-7 月原煤产量 2.8 亿吨、占全国产量的 10.6%、同比增长 15.0%, 7 月对全国原煤产量的增量贡献率达 10.4%, 同比增加 1.6pct, 增幅高于内蒙古、山西、陕

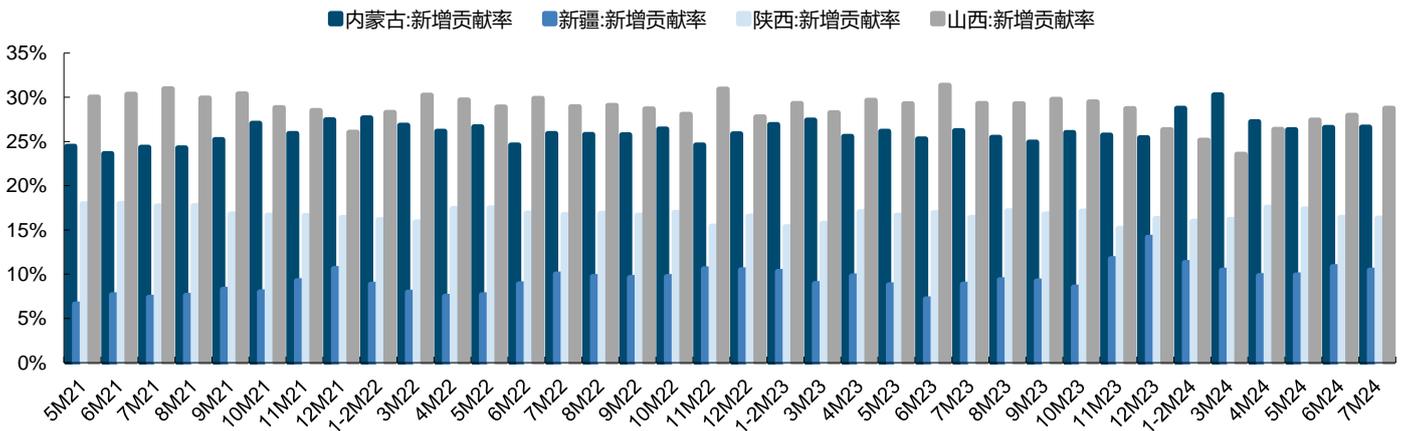
西。

图表10: 山西产量维持同比下降态势, 但6月起同比降幅环比持续收窄



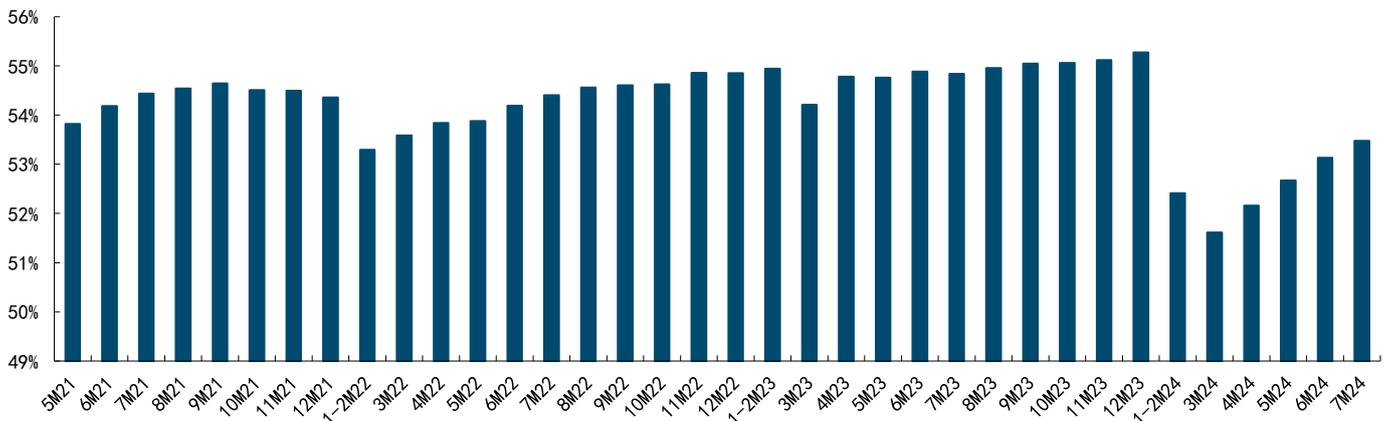
来源: Wind、国金证券研究所 (注: 图为晋陕蒙新原煤产量累计值及变化趋势)

图表11: 2024年1-4月山西增量贡献率连续不及内蒙古, 5-7月维持第一



来源: Wind、国金证券研究所 (注: 图为晋陕蒙新原煤产量当月新增贡献率)

图表12: 晋陕蒙新煤炭产能占比81.3%、产能集中度高位维稳

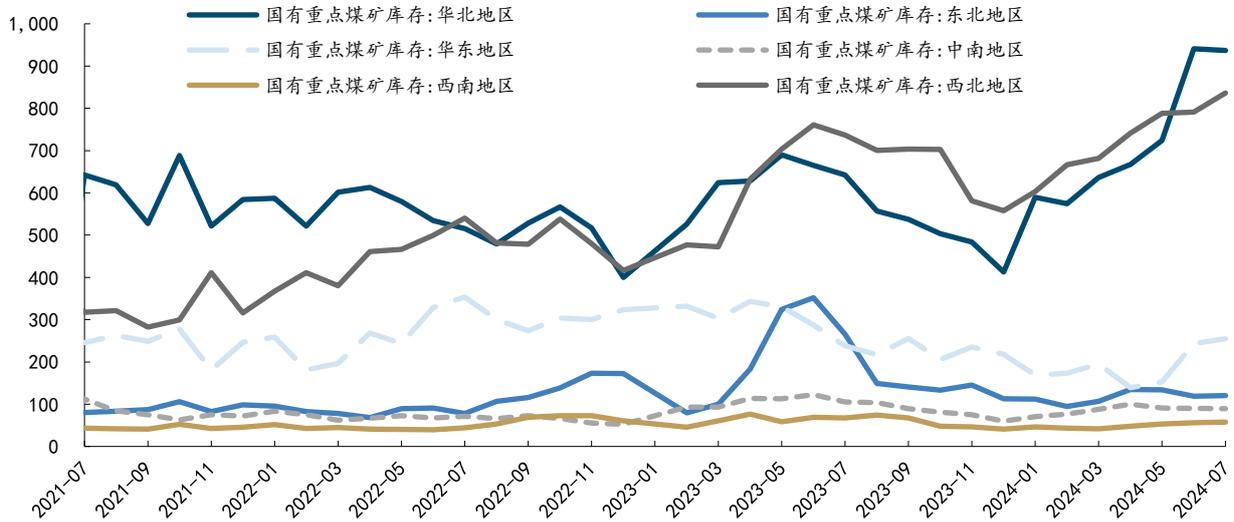


来源: Wind、国金证券研究所 (注: 图为晋陕蒙新原煤当年累计产量总占比)

- 7月六大国有重点煤矿库存整体上行, 仅华北、中南地区库存微幅下滑。
- ✓ 24年截止至7月末, 六大国有重点煤矿库存2295.4万吨、较年初增加705.6万吨。环比6月, 在国有重点煤矿中, 除华北、中南地区, 其余五大地区库存均有不同程度的上升, 总体库存环比+2.5%。其中东北地区7月末库存120.1万吨、环比增加

1.0 万吨，华东地区 7 月末库存 254.6 万吨、环比增加 11.2 万吨，西南地区 7 月末库存 57.3 万吨、环比增加 1.3 万吨，西北地区 7 月末库存 836.4 万吨、环比增加 45.5 万吨，华北地区 7 月末库存 980.4 万吨、环比减少 3.6 万吨，中南地区 7 月末库存 89.7 万吨、环比减少 0.1 万吨。

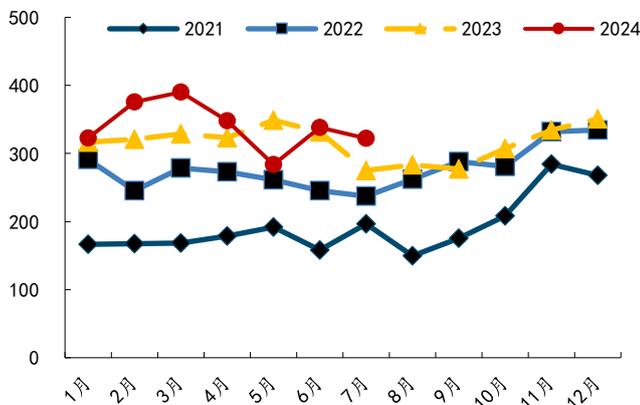
图表13：7月六大重点煤矿库存增加705.6万吨（万吨）



来源：Wind、国金证券研究所（注：图为各地区国有重点煤矿库存）

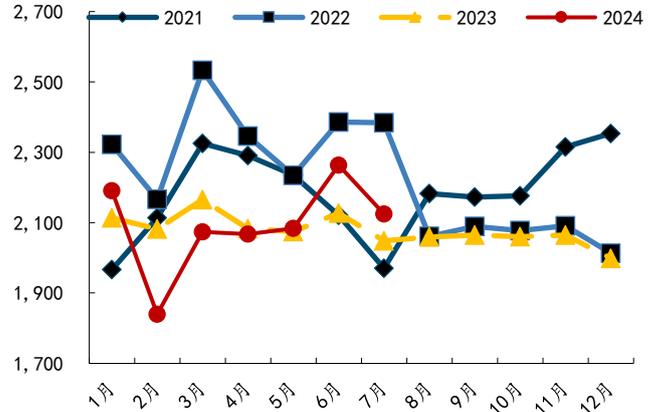
- 从铁路煤炭发运量看，山西>陕西>内蒙古>新疆，2024年7月同比来看，山西、新疆和内蒙同比增长，而陕西同比下降。
- ✓ 新疆重点煤矿7月铁路发运322.4万吨，同比2023年增加47.3万吨，四大产煤省区中同比增幅第二，环比6月减少15.7万吨，或因疆煤外运费用较高且产能中长协覆盖率较低，因此发运量对市场煤价波动的敏感性较高；但由于新疆21年以来增产卓有成效，因此7M24外运量相比2022、2021年同期仍分别增加85.7、125.9万吨。
- ✓ 山西重点煤矿7月铁路发运2124.2万吨，同比增加75.9万吨，环比减少139.3万吨。
- ✓ 陕西重点煤矿7月铁路发运1215.3万吨，同比减少135.7万吨，环比减少200.1万吨。
- ✓ 内蒙古重点煤矿7月铁路发运1237.7万吨，同比增加19.9万吨，环比增加3.1万吨，与历史同期走势相符、呈季节性波动。

图表14：7月新疆煤炭发运量同比上升47.30万吨（万吨）



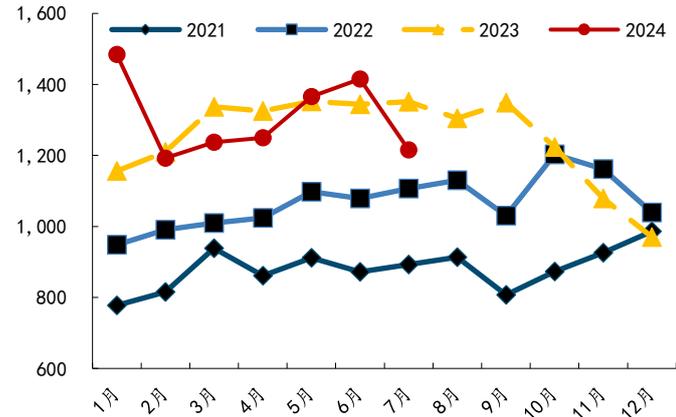
来源：Wind、国金证券研究所（注：图为新疆重点煤矿煤炭铁路发运量）

图表15：7月山西煤炭发运量同比上升75.90万吨（万吨）

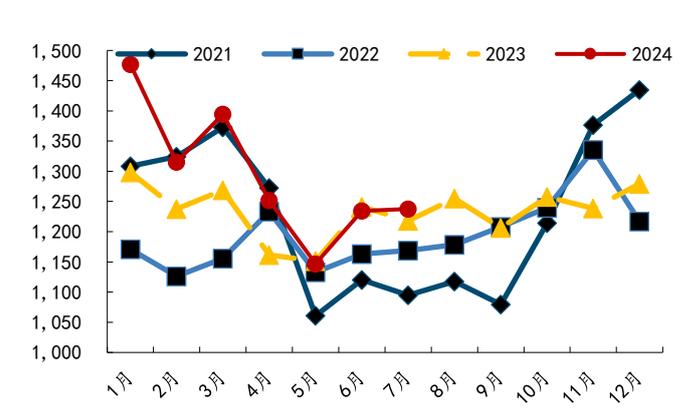


来源：Wind、国金证券研究所（注：图为山西重点煤矿煤炭铁路发运量）

图表16: 7月陕西煤炭发运量同比下降135.70万吨(万吨)



图表17: 7月内蒙古煤炭发运量同比上升19.90万吨(万吨)



来源: Wind、国金证券研究所 (注: 图为陕西重点煤矿煤炭铁路发运量)

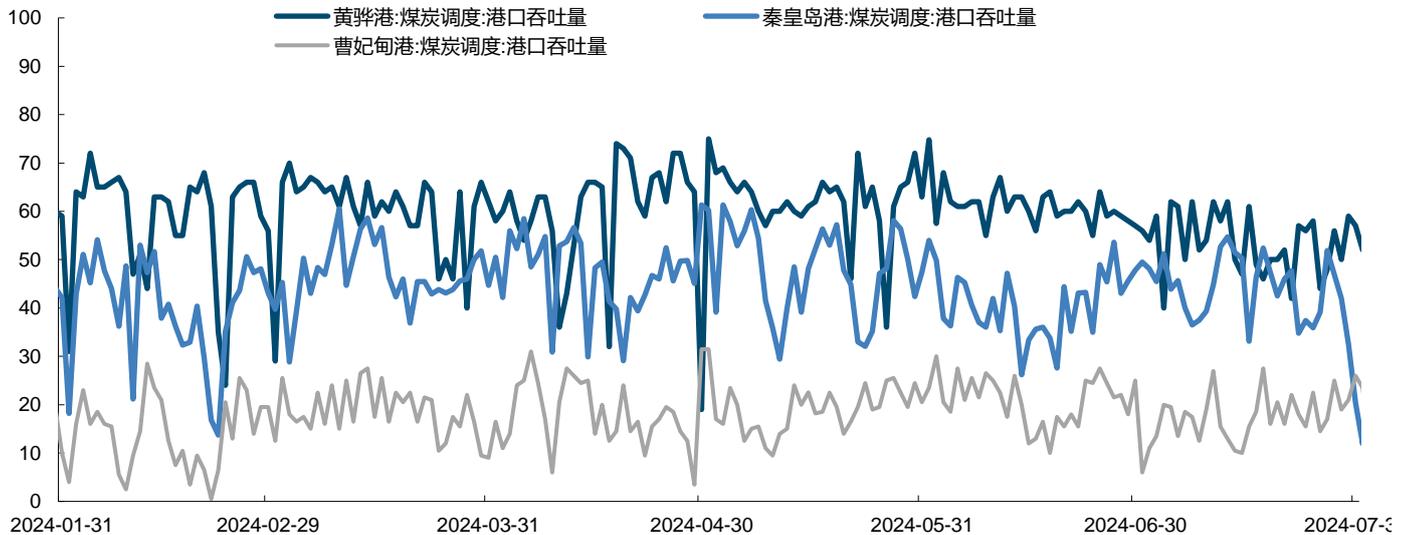
来源: Wind、国金证券研究所 (注: 图为内蒙古重点煤矿煤炭铁路发运量)

2.2 港口周转: 主要港口累库, 煤炭市场价格弱势下行

■ 港口吞吐情况: 7月, 三大港口日均吞吐量环比下行。

- ✓ 以黄骅港、曹妃甸港、秦皇岛港吞吐量为依据, 7M24 三大港口吞吐量整体环比 6M24 下行; 主打长协煤运输的黄骅港与曹妃甸港港口 7 月吞吐量波动环比明显加剧, 7 月下行趋势明显。春节假期结束后的 3 月, 三大港口日均吞吐量环比 2 月大幅增长, 4 月略有回落, 5 月涨势明显。

图表18: 三大港口日均吞吐量下行(万吨)

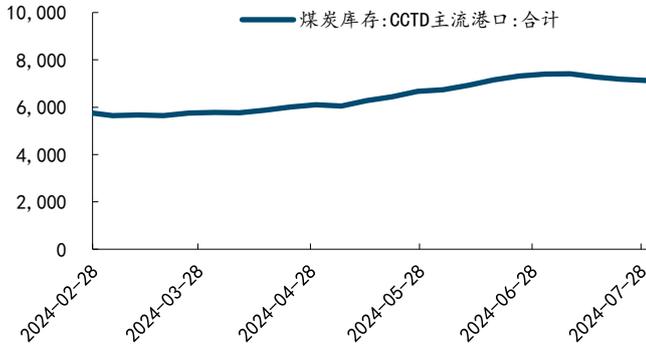


来源: Ifind、国金证券研究所 (注: 图为主要长协煤港口秦皇岛港、黄骅港 3M24~5M24 吞吐量情况)

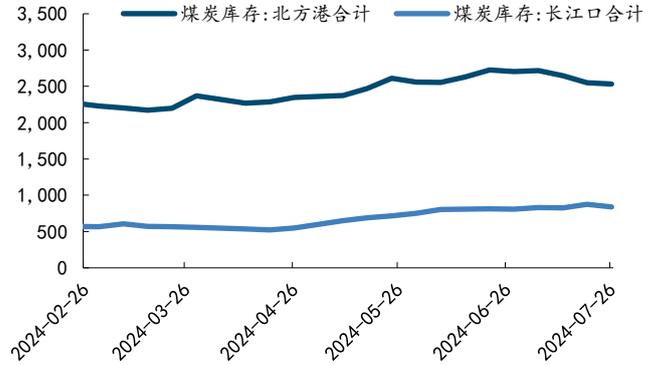
- 总体库存情况: 春节后至 7 月, 上游生产端复产而下游进入传统淡季, 港口库存逐步回升、缓慢累库。
- ✓ 以 CCTD 主流港口煤炭库存为依据, 6 月底库存 7320.10 万吨, 较月初增加 578.9 万吨; 7 月继续累库, 月底库存达 7123.3 万吨, 较月初下降 280 万吨。
- ✓ 北方港 7 月库存环比下降 171.0 万吨、长江口港口环比增加 30.0 万吨, 分别达到 2534.0、840.0 万吨。
- ✓ 港口库存增加主因: ①产地出台保供政策, 煤炭生产供应水平提升; ②大秦铁路整修完毕, 运量恢复; ③2Q24 水电大发挤占火电行业用煤需求, 下游电厂日耗迟迟未见明显回升, 终端电厂库存保持高位运行。下游需求偏弱使得 3~4M24 市场煤价总体呈下行趋势, “买涨不买跌”的心理驱动下观望情绪浓厚。
- 分港口看: 北方港多数环比下降, 长江港口库存多数环比上升。

- ✓ 7月，北方港口中，秦皇岛、曹妃甸二期、华能曹妃甸、国投京唐港、京唐专业码头、黄骅港环比下跌，7月末库存环比6月分别减少97、32、20、3、43、23、171万吨；曹妃甸及京唐港老港环比上升，7月末库存环比6月分别增加24、7万吨。
- ✓ 7月，长江口港口中，如皋港、华能太仓环比下跌，月末库存环比6月分别减少20、15万吨；其余港口库存环比均呈现不同程度的上升，其中长宏2号、镇江东港、扬子江、太和港港口涨幅较大，7月末库存环比6月末分别增加12、23、10、10万吨。

图表19: CCTD 主流港口煤炭库存逐渐上升 (万吨)



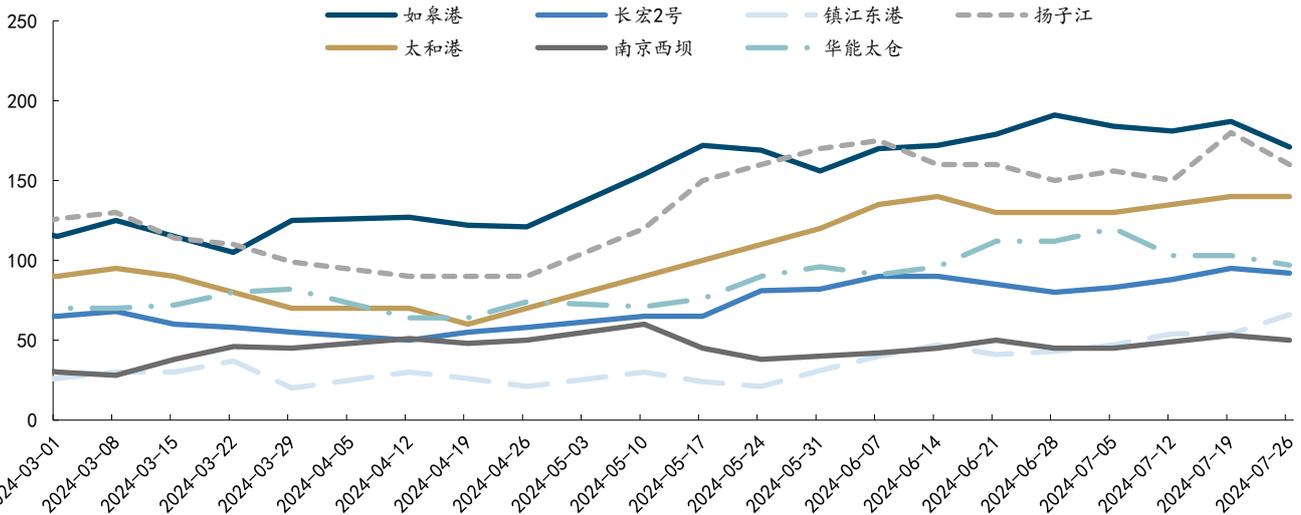
图表20: 北方港和长江口整体均缓慢累库 (万吨)



来源: Wind、国金证券研究所 (注: 图为 CCTD 主流港口煤炭库存)

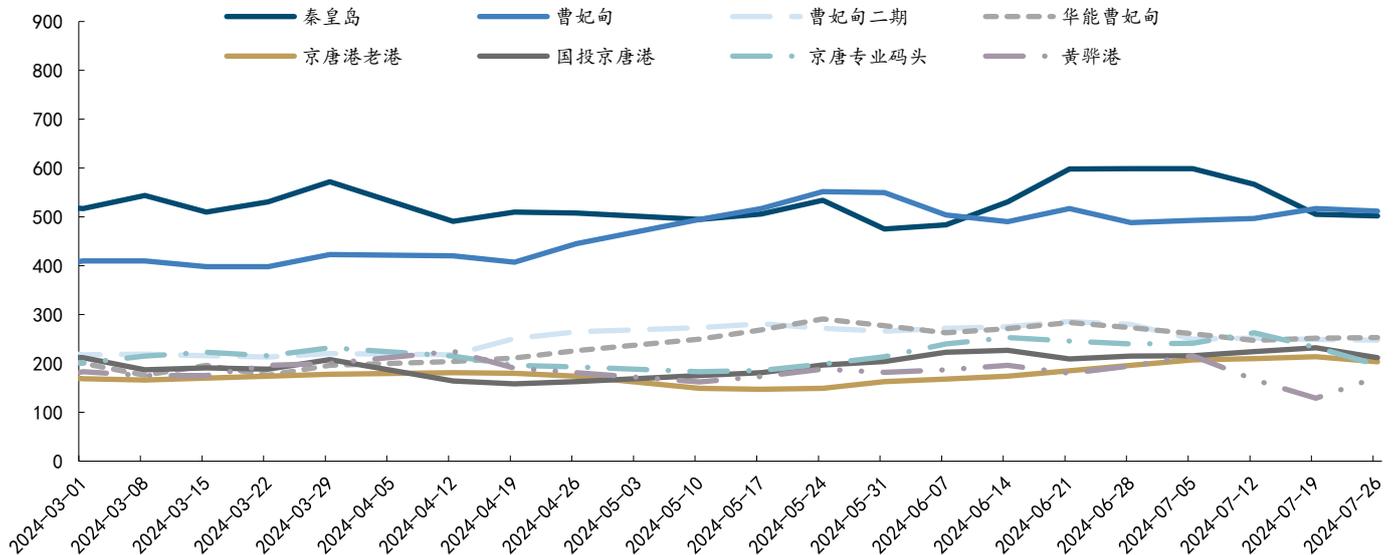
来源: I find、国金证券研究所 (注: 图为环渤海港口煤炭库存)

图表21: 长江口各港口库存多数上升 (万吨)



来源: I find、国金证券研究所 (注: 图为长江口重点港口煤炭库存)

图表22: 北方港中曹妃甸港库存环比多数环比下降 (万吨)



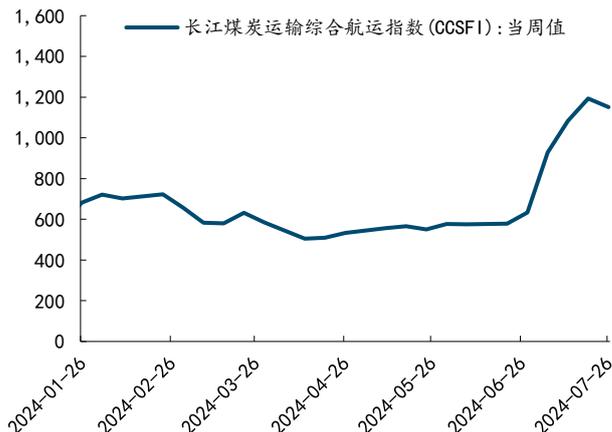
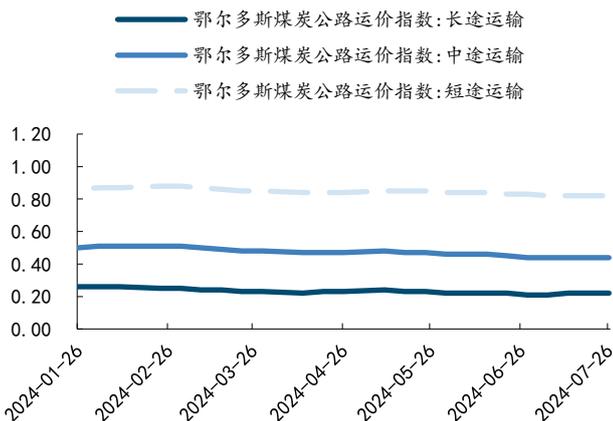
来源: IFind、国金证券研究所 (注: 图为北方港重点港口库存)

2.3 煤炭运价: 内江运价回升、沿海运价冲高回落、陆路运价窄幅震荡

- 运价总体情况: 7M24 各途径运价走势整体稳健; 公路运价低位持平, 内江运价快速上升, 沿海运价下旬时小幅回落。
- ✓ 公路运价: 以鄂尔多斯煤炭公路运价指数为依据, 运价自 24 年 2 月以来小幅下跌, 6-7 月运价底部企稳, 长途公路、中途公路、短途公路运价截至 7 月 26 日分别为 0.22、0.44、0.82 元/吨公里, 环比 6 月底分别上升 0.01、持平、下降 0.01/吨公里。
- ✓ 内江运价: 7 月份, 由于长江汛期水位升高, 船舶通行难度加大, 导致进江成本上升。此外, 夏季东南沿海台风及恶劣天气逐步增多, 船舶避风停港, 使得可用运力减少。这些因素共同推动了沿海煤炭运价波动上涨。以长江煤炭运输综合航运指数 (CCSF1) 为依据, 长江煤炭运价 6-7 月总体呈缓步上升态势, 7 月 26 日指数报收于 1151.51 点, 环比 6 月末上涨 517.75 点、涨幅 81.7%。
- ✓ 海运价: 中国沿海运价与全球运价同向变动, 但增幅不同。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, 7 月初上涨至 2064 点后下跌, 月末波罗的海干散货指数 (BDI) 报收于 1708 点, 较 6 月底下降 16.7%; 中国沿海运价自 6 月初波动下降, 6 月中旬下跌至 564.3 点后开始企稳, 月底中国沿海煤炭运输指数 (CBCFI) 报收于 563.7 点, 环比 5 月末下降 9.4%; 7 月初延续下跌趋势, 7 月 5 日突然迅速上涨, 至 7 月 10 日达到 598.5 点后迅速回落, 月底中国沿海煤炭运输指数 (CBCFI) 报收于 573.7, 环比 6 月末上升 1.8%。

图表23: 7月鄂尔多斯煤炭公路运价持平 (元/吨公里)

图表24: 7月 CCSFI 总体上升

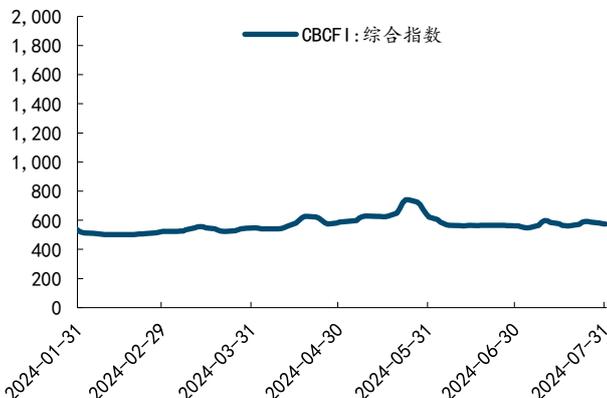


来源: IFind、国金证券研究所 (注: 图为鄂尔多斯煤炭公路运价指数)

来源: IFind、国金证券研究所 (注: 图为长江煤炭运输价综合指数 CCSFI)

图表25: CBCFI 7月整体波动, 月末上升后回落

图表26: BDI 7月上升回落后报收于 1708 点



来源: IFind、国金证券研究所 (注: 图为中国沿海煤炭运价指数 CBCFI)

来源: IFind、国金证券研究所 (注: 图为波罗的海干散货指数 BDI)

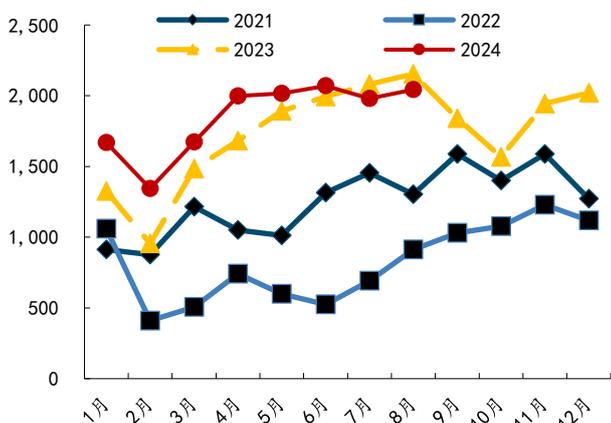
3、拆解维度 2：煤炭进出口——进口量高基数上实现增长

3.1 进出口总量：7月煤炭进口量保持双位数增长

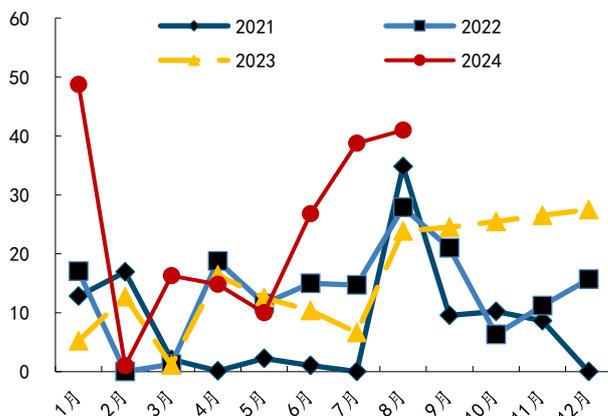
- 进出口概况：7月煤炭进口量同比+17.7%，继续保持双位数增长。
- ✓ 7月我国进口煤炭 4620.9 万吨，较去年同期增加 694.9 万吨，增幅 17.7%；较 6 月增加 160.6 万吨，增幅 3.6%。2024 年 1-7 月我国共进口煤炭 3.0 亿吨、同比提升 13.2%。
- ✓ 7 月我国进口动力煤 1979.5 万吨，较去年同期下降 4.9%。2024 年 1-7 月我国累计进口动力煤 12748.6 万吨，同比增加 1338.5 万吨，增幅 11.7%。
- ✓ 7 月我国动力煤出口 38.7 万吨，同比增加 32.1 万吨，增幅 485.6%；环比 6 月增加 11.9 万吨，增幅 44.6%。
- ✓ 从进出口净额看，7 月净进口 1940.8 万吨，同比下降 133.9 万吨，降幅 6.7%；环比 6 月下降 102.0 万吨，降幅 5.0%。

图表27：7月我国动力煤进口额同比下跌4.9%（万吨）

图表28：7月我国动力煤出口额同比上涨485.6%（万吨）

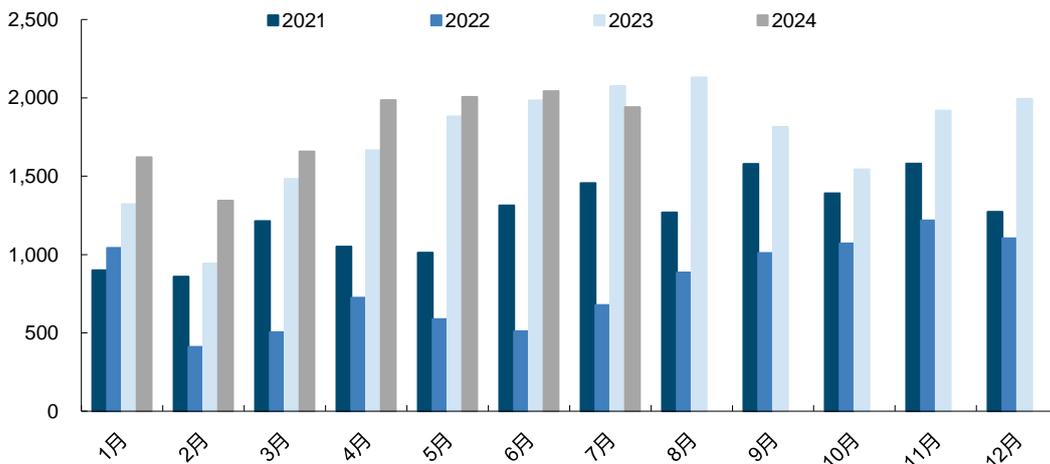


来源：Wind、国金证券研究所（注：图为动力煤当月进口额）



来源：Wind、国金证券研究所（注：图为动力煤当月出口额，空值为缺失数）

图表29：7月动力煤净进口同比下降133.9万吨（万吨）



来源：Wind、国金证券研究所（注：图为动力煤当月净进口额，空值为出口额缺失数据处）

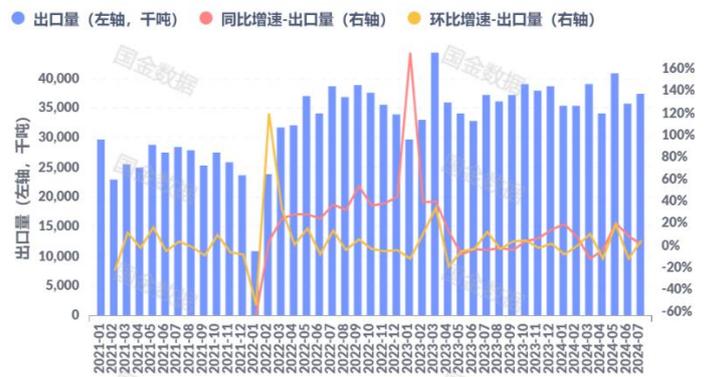
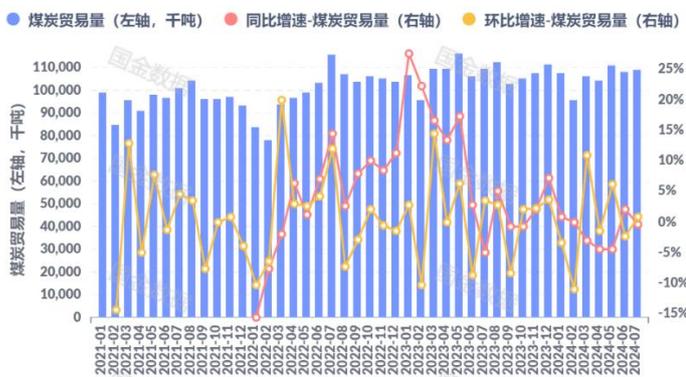
3.2 多角度看煤炭进口：我国海运煤进口量同比上涨

- 从国际煤炭海运情况看我国煤炭进出口：根据 Refinitiv 数据，7 月国际海运煤贸易量同比下跌，我国海运煤进口量同比上涨。
- ✓ 7 月国际煤炭海运贸易总量为 1.1 亿吨，同比、环比分别-0.4%、-0.9%。

- ✓ 从我国海运煤的三大进口来源国印尼、俄罗斯、澳大利亚的煤炭出口情况来看，7月三国煤炭出口量分别为 3739.1、1379.8、2683.6 万吨，同比分别+0.7%、-4.9%、-10.6%。
- 7M24 中国煤炭海运进口量保持偏强运行态势。
- ✓ 从国内需求看：东南沿海地区作为我国煤炭主要消耗地，7月为迎峰度夏期，电厂释放采购需求；国内产地、港口动力煤价格小幅上调，进口煤价格优势有所扩大，推动 7M24 进口煤量同比增长。
- ✓ 从来源国看：中国恢复煤炭进口关税造成俄罗斯煤炭出口中国竞争力下降影响持续，虽然 5 月 1 日起俄罗斯取消部分煤炭出口关税，但煤炭出口仍同比下跌 4.9%；亚太地区主要澳煤进口国日韩的用煤需求下降、1-8M24 两国煤炭进口量分别同比下跌 4.2%、4.2%，推动澳煤向中国流动；蒙古国 1-7M24 煤炭产量大增、同比上涨 37.6%，煤炭出口量同比上涨 34.2%，而中国是蒙古煤炭几乎唯一的买家，增产煤炭基本发运中国。澳煤、蒙煤贡献中国 6、7 月煤炭进口主要增量。

图表30：7月煤炭海运贸易量同比-0.4%

图表31：7月印尼煤炭出口额同比+0.7%

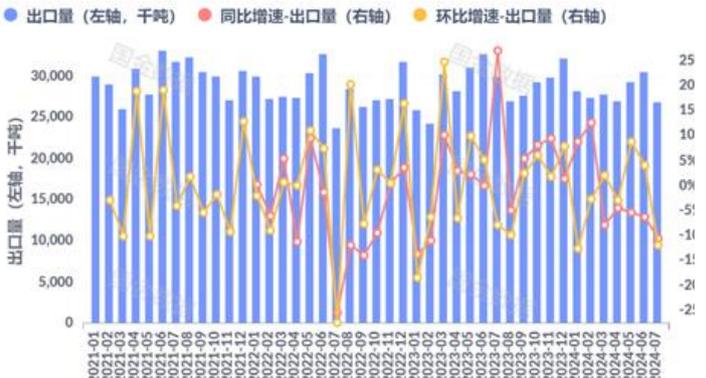
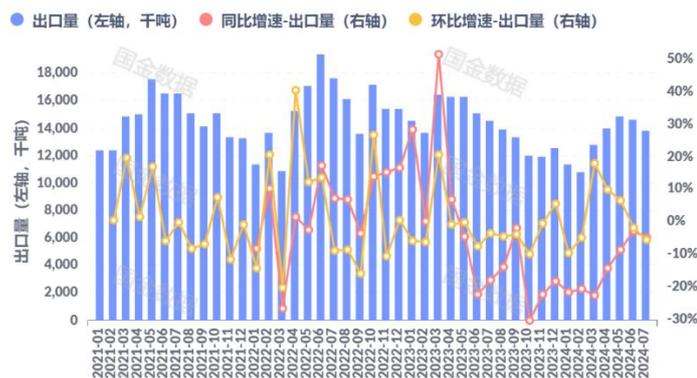


来源：Wind、Refinitiv、国金数字未来实验室、国金证券研究所（注：图为国际煤炭海运进出口贸易量及增速）

来源：Wind、Refinitiv、国金数字未来实验室、国金证券研究所（注：图为印尼煤炭出口量及增速）

图表32：7月俄罗斯煤炭出口额同比-4.9%

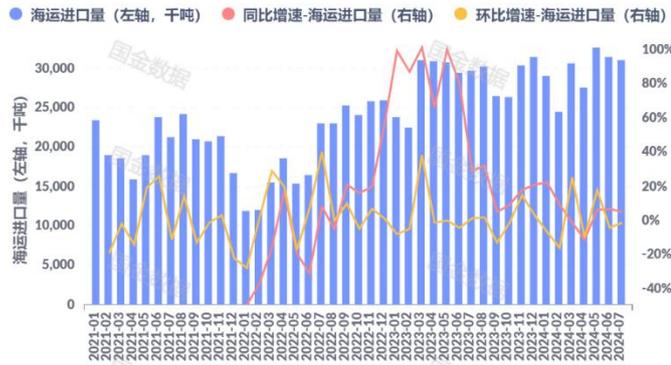
图表33：7月澳洲煤炭出口额同比-10.6%



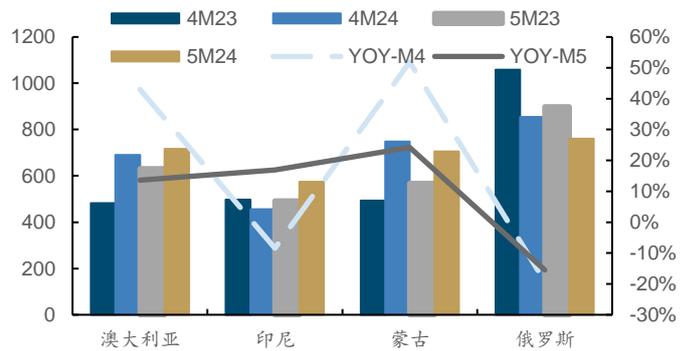
来源：Wind、Refinitiv、国金数字未来实验室、国金证券研究所（注：图为俄罗斯煤炭出口量及增速）

来源：Wind、Refinitiv、国金数字未来实验室、国金证券研究所（注：图为澳大利亚煤炭出口量及增速）

图表34：7月我国海运煤进口量同比上涨5%



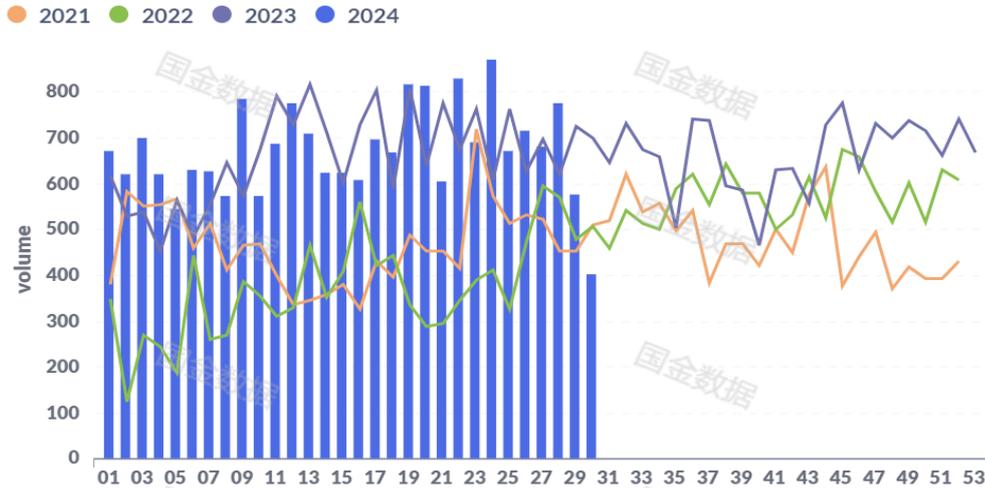
图表35：6、7M24，澳煤、蒙煤进口量当月同比增速保持在10%以上（左轴：万吨，右轴：%）



来源：Wind、Refinitiv、国金数字未来实验室、国金证券研究所（注：图为中国煤炭月度海运进口量及增速）

来源：I find、国金证券研究所（注：图为中国对四国煤炭进口量及增速）

图表36：7月我国海运煤进口量同比上涨（千吨）



来源：Wind、Refinitiv、国金数字未来实验室、国金证券研究所（注：图为中国煤炭周度海运进口量；数据更新到7月底，即2024年第30周）

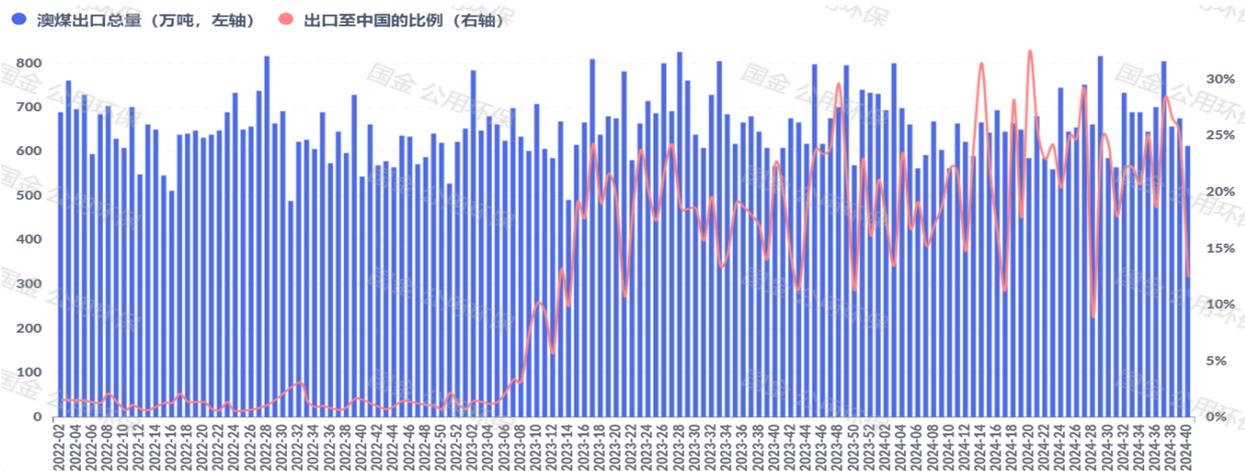
3.3 展望2024后续进口情况：仍作为供应端重要补充

- 从进口政策角度看：我国恢复对俄罗斯、美国、南非、蒙古等国的进口煤关税影响继续存在。
- 从国际煤炭总供给角度看：据 IEA 估计，2024 年全球煤炭产量将小幅下降 0.3%，降至 89.39 亿吨；预计印度和印尼的煤炭产量相较 23 年略有增长，但中国和美国的煤炭产量下降将抵消这一增长。国内煤炭产量的下降需进口煤补充。
- 从主要煤炭进口来源国看：
 - ✓ 印尼 2023 年煤炭实际产量为 7.7 亿吨，IEA 预计其 2024 年产量将达到 8.0 亿吨，增长率 2.9%。但印尼国内以及印度用煤需求高增，或挤压我国从印尼进口煤炭量的增长空间——可再生能源增长速度滞后于电力需求增长速度，致使火力发电在印度电力结构份额高企；今年 6 月的南亚高温进一步推高印度的用煤需求。1-7M24，印度煤炭进口量累计为 1.55 亿吨，较上年同期增长 9.5%。印尼作为印度最大的煤炭进口来源国，1-7M24 印度尼西亚出口印度煤炭 6590 万吨，同比增长 30.9%。
 - ✓ 根据国际能源署 (IEA) 的数据，2024 年俄罗斯的煤炭产量预计将保持稳定，没有显著变化的迹象。此外，由于俄罗斯铁路系统老化，基础设施能力有限，运输瓶颈和关税影响并存，未来对中国的煤炭增量供应空间较为有限。
 - ✓ Refinitiv 数据显示，自澳大利亚煤炭进口禁令解除后，其对中国的出口份额已基本恢复到 2020 年禁令前的水平。受替代能源价格下降及经济性恢复的影响，日本和

韩国的煤炭需求自 2023 年起持续疲软。同时，中国自 2023 年恢复从澳大利亚进口煤炭，推动澳煤出口向中国倾斜。IEA 预测，2024 年下半年日韩煤炭消费将继续小幅下降，澳煤将继续成为中国煤炭供应的重要补充。

- ✓ 蒙古国维持产量与出口量的大幅增长。蒙古国 2023 年煤炭产量 8119.2 万吨、同比增长 118.2%，煤炭出口量 6960.9 万吨、同比增长 118.8%；1-8M24 煤炭产量 6408.4 万吨、同比上涨 32.3%，煤炭出口量 5541.0 万吨、同比上涨 30.0%。中国作为蒙古煤炭几乎唯一的买家，增产煤炭基本发运中国，2022 年底开通的甘嘎塔线也为蒙中煤炭运输提供了一定的运力保证。

图表37：澳煤对我国的出口比例恢复至 2020 年禁令之前的水平，7 月冲高



来源：Wind、Refinitiv、国金数字未来实验室、国金证券研究所（横坐标为“年度+该年的第几周”格式）

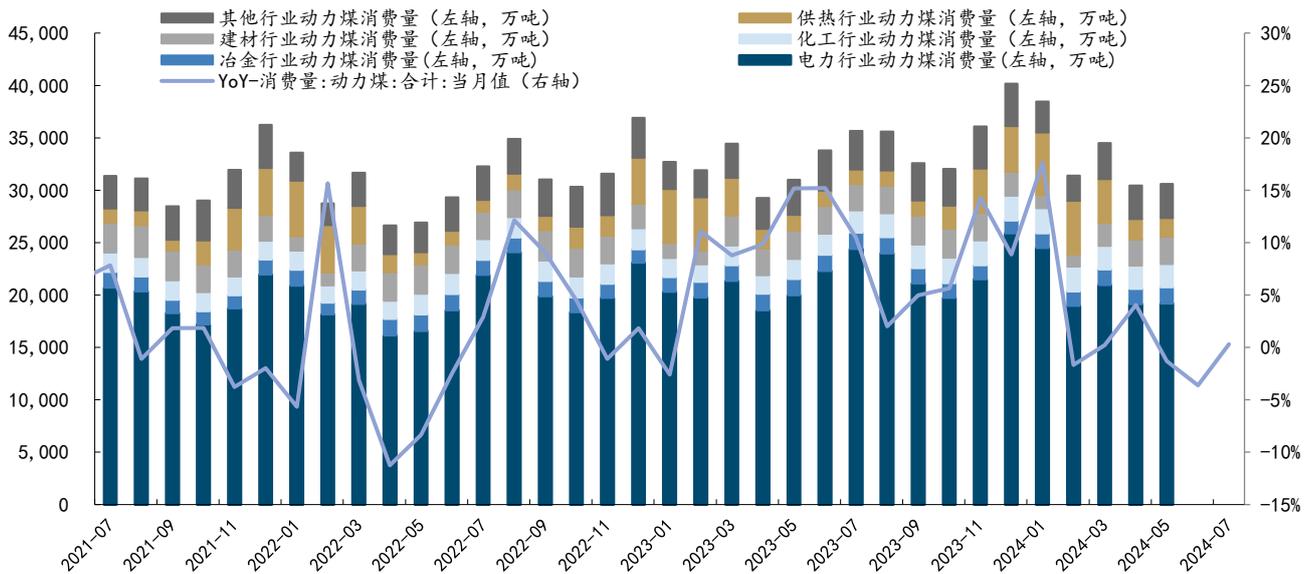
- 从国内供给角度看：煤炭大省山西虽然自 5 月 1 日起实行《煤矿安全生产条例》，安监常态化，煤炭增产有限，但同时出台了增产保供政策，7 月山西煤炭产量再次重回第一，全国产量同比降幅收窄，国内供应情况有所好转。
- 综上，24 年煤炭进口量仍有望实现高个位数增长。受基数效应影响，1-7M24 广义动力煤进口量累计同比增速高达 9.16%；其中 7 月当月增速为 10.1%。考虑到去年同期基数较高，预计下半年广义动力煤进口量增速将环比下降；但进口煤作为我国煤炭供应端的重要补充，国内减产或使其绝对量仍保持在相对高位。

4、拆解维度 3：下游需求——动力煤消费总需求同比下跌

4.1 动力煤整体需求情况：电煤需求同比回落，非电需求表现分化

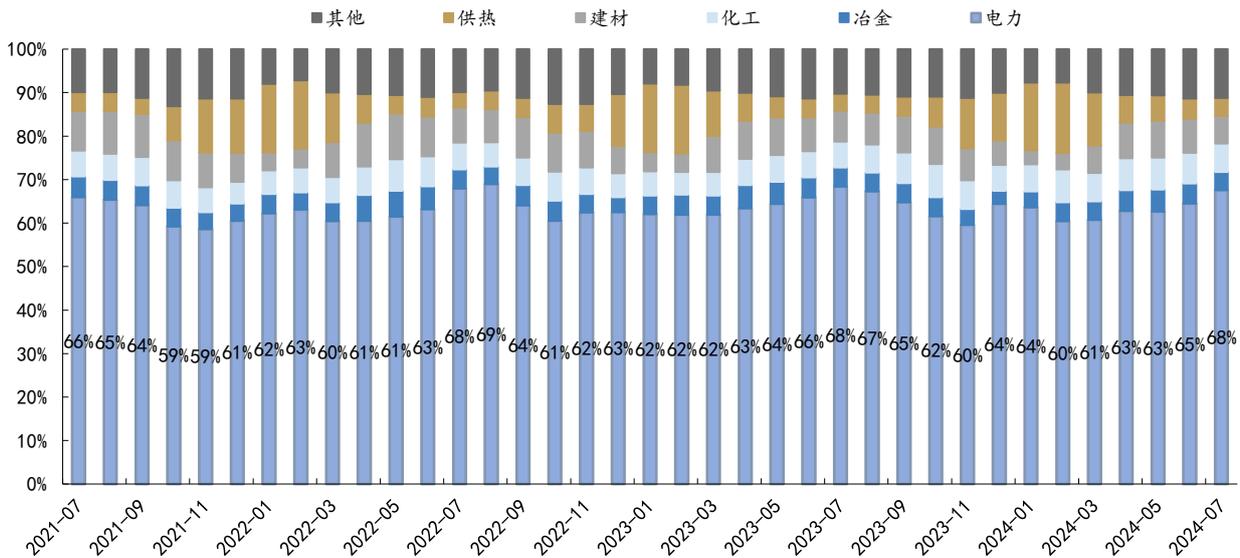
- 7 月动力煤消费总需求同比上升 0.3%，其中电力消费需求占比 67.5%、季节性占比上升，显示了电力消费在夏季的高峰需求特性。
- ✓ 电煤方面：6-7M24 电力部门维持动力煤消费主体地位，分别消耗动力煤 2.1/2.4 亿吨、同比分别-5.7%/-0.9%。7 月因去年来水偏枯、火电补位，而今年 6、7 月来水充沛、水电对火电形成挤出效应，因此同比降低。
- ✓ 非电煤方面：7M24 非电煤总体耗动力煤同比+2.9%，内部表现分化。其中冶金、建材耗煤量同比分别下滑-4.6%、-9.7%，主要由于钢铁及水泥需求较弱，7M24 生铁产量同比下降 8.0%，水泥产量同比下降 12.8%。化工行业近年来产能持续大幅扩张，2023 年国内 24 种主要化工产品产能增长近 15%，带动化工行业耗煤量同比增长 17.6%。供热行业动力煤消费量同比增长 17.0%。
- ✓ 7M24 步入传统用电旺季，电力行业耗煤环比增长 15.0%，在夏季高温的影响下，居民和商业用电需求增加，导致用电量攀升。7M24 化工行业动力煤消费占比 6.5%、环比回落 0.5pct，建材行业动力煤消费占比 6.4%、环比回落 1.4pct，冶金行业动力煤消费占比 4.2%、环比回落 0.4pct；6-7M24 供热行业耗煤平均占比 4.3%，环比 5 月回落 14.3pct，符合行业传统季节性规律——随着气温升高，供热行业耗煤占比减少。

图表38：7月动力煤消费总需求同比上涨0.3%



来源：I find、国金证券研究所（注：图为动力煤消费量及变化趋势）

图表39：24年7月化工行业耗煤增加、占比增加

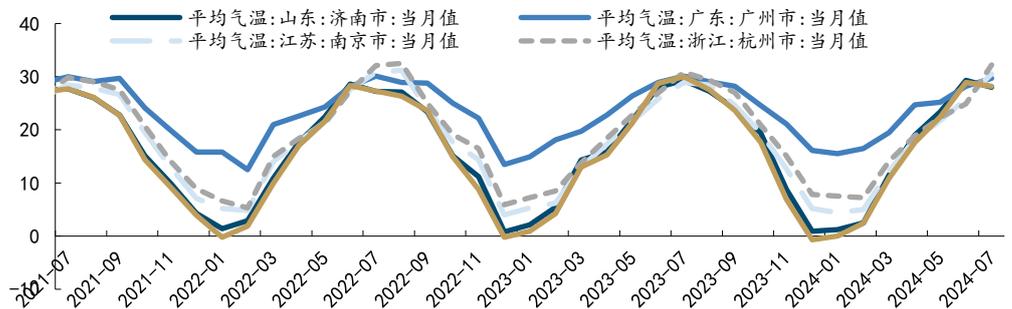


来源：I find、国金证券研究所

4.2 从用电需求看发电耗煤需求：7月气温“南高北低”，用电需求环比回落

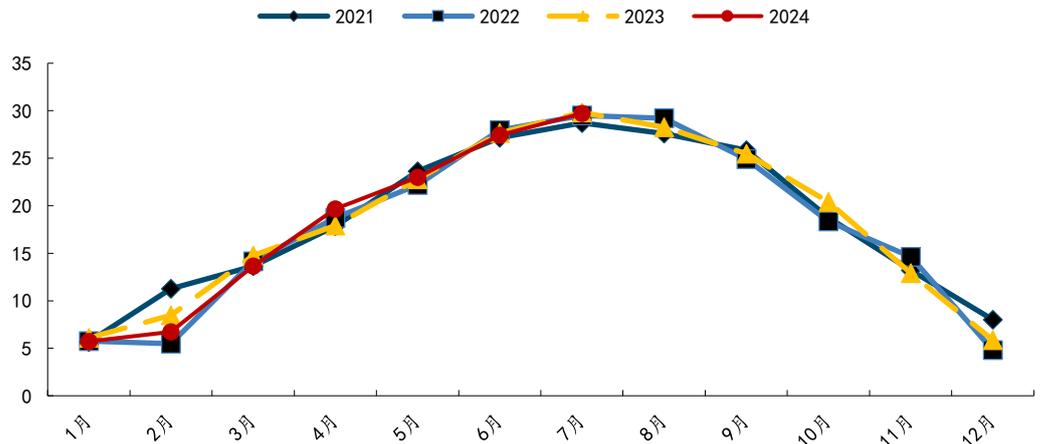
- 选取 2023 年用电 TOP5 省份，从省会城市平均气温看，5 大省会城市 7M24 平均气温高于去年同期；从单个省会城市来看，7 月南京和杭州平均气温较去年同期分别偏高 1.6 和 1.4 摄氏度，济南、广州和石家庄平均气温较去年同期分别偏低 1.3、0.4 和 1.8 摄氏度。

图表40: 24年7月南京和杭州平均气温高于去年同期, 济南、广州和石家庄气温低于去年同期(摄氏度)



来源: Ifind、国金证券研究所(注: 图为用电 TOP5 大省省会月度平均气温)

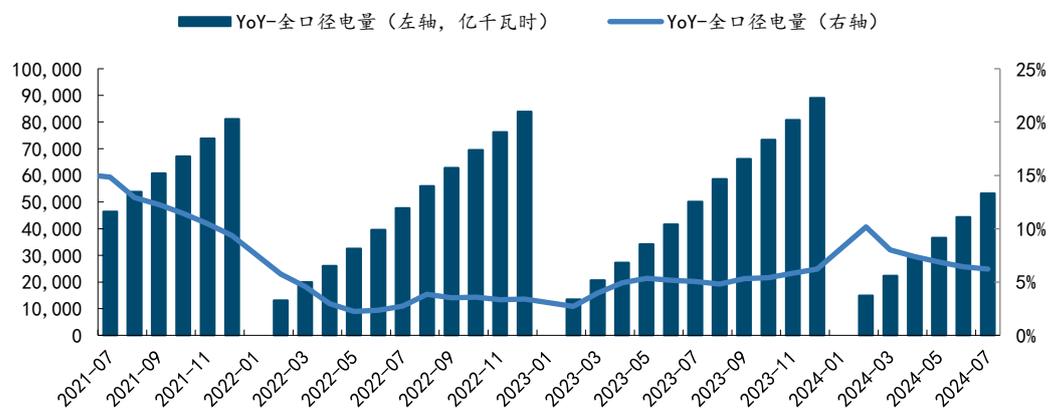
图表41: 24年5月5大省会城市平均气温高于去年同期水平(摄氏度)



来源: Ifind、国金证券研究所(注: 图为用电 TOP5 大省省会月度平均气温均值同比情况)

■ 7月用电需求正值旺季、环比有所回落。2024年7月我国全口径发电量5323.9亿千瓦时, 同比增长6.2%。

图表42: 2024年7月我国全口径发电量5323.9亿千瓦时, 同比增长6.2%



来源: Ifind、国金证券研究所(注: 图为我国全口径累计发电量及变化趋势)

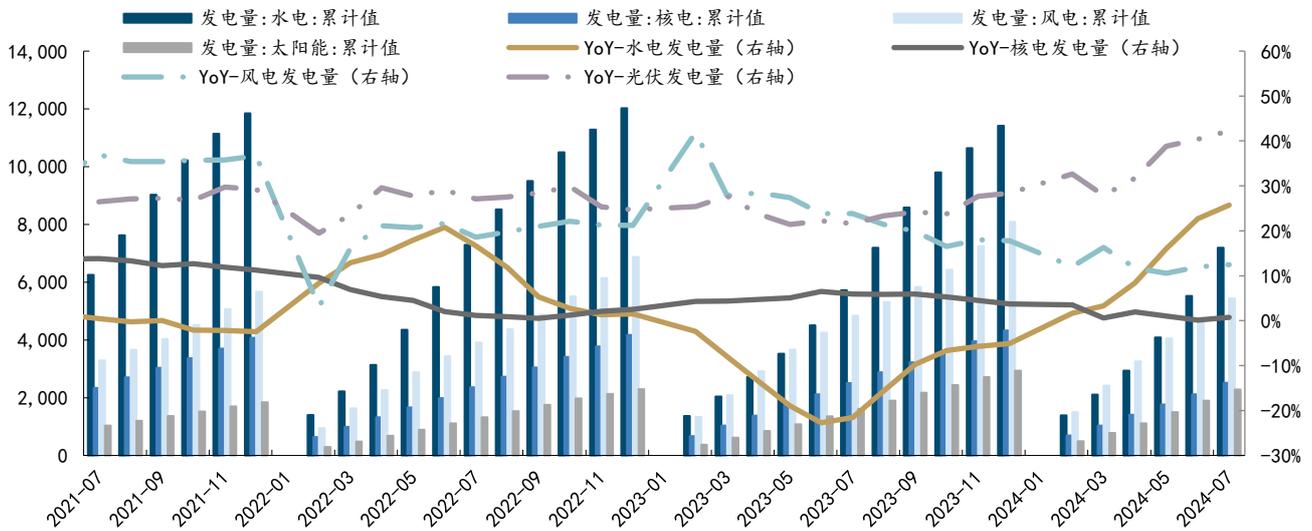
4.3 从其他电源看火电发电需求: 可再生能源大发, 挤占火电出力空间

■ 其他电源发电情况: 7M24 各清洁能源发电量同比均上升, 其中风电利用小时同比下

行，发电量增长由装机增长拉动。总体看，非火电清洁能源发电量合计增量贡献率35.2%、贡献率同比6.35pct。

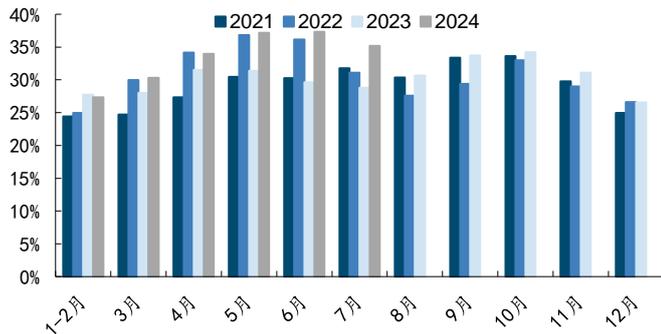
- ✓ 分项看，水电累计发电量同比增幅自24年1月以来持续扩大。24年7月水电发电量1662.2亿千瓦时、同比上升37.1%。从水库流量看，三峡水库24年7月流出量大幅高于23年同期水平，同比上涨168.9%；7月的水电平均利用小时同比上涨33.0%。
- ✓ 风电发电量、太阳能发电量、核电同比提升。7月风电发电量682.1亿千瓦时、同比增长15.7%，增幅环比减少5.4pct；太阳能发电382.5亿千瓦时、同比增长52.2%，增幅环比提升5.7pct。核电发电量396.7亿千瓦时、同比增长4.3%，增幅环比-8.3pct。7月风电利用小时同比减少20小时、跌幅11.2%；光伏利用小时同比减少8小时、降幅6.6%；核电利用小时数同比增加14小时、增幅2.1%；7月风电新增装机容量同比-8.7%，光伏新增装机容量同比-5.1%，核电新增装机容量同比-0.9%。

图表43：7月清洁能源发电贡献率同比增加（左轴：亿千瓦时，右轴：%）



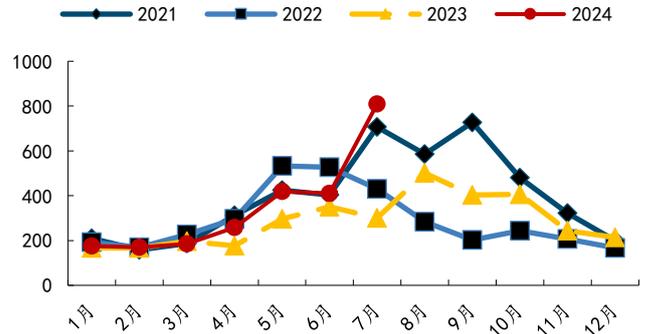
来源：Ifind、国金证券研究所（注：图为其他电源累计发电量及变化趋势）

图表44：除火电外其他清洁能源发电当月贡献率



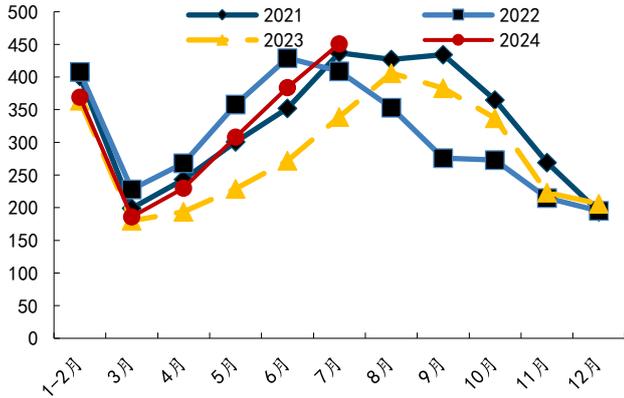
来源：Ifind、国金证券研究所（注：图为除火电外其他清洁能源发电当月贡献率）

图表45：三峡水库6、7月24流出量同比上升(亿立方米)

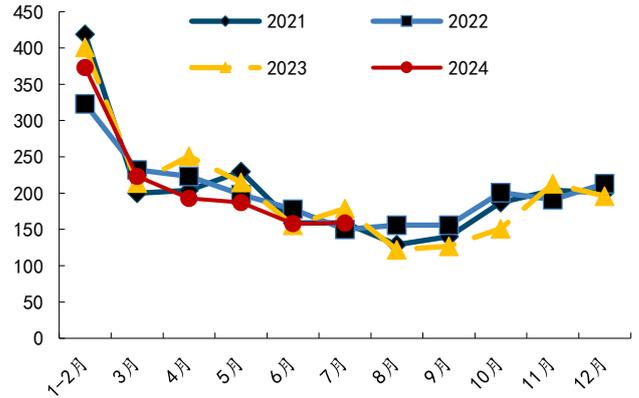


来源：Ifind、国金证券研究所（注：图为三峡水库流各月出量）

图表46: 7月水电利用小时同比上涨112小时, 涨幅33% (小时)



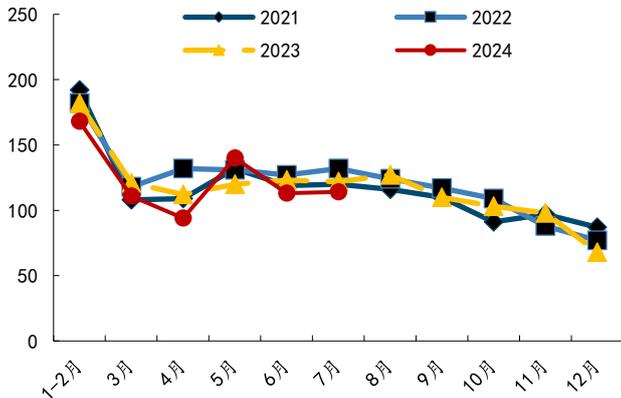
图表47: 7月风电利用小时同比减少20小时, 跌幅11.2% (小时)



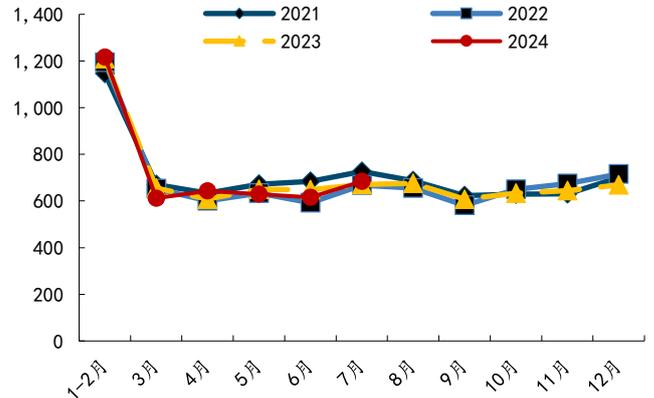
来源: Ifind、国金证券研究所 (注: 图为水电利用小时数)

来源: Ifind、国金证券研究所 (注: 图为风电利用小时数)

图表48: 7月光伏利用小时同比减少8小时, 跌幅6.6% (小时)



图表49: 7月核电利用小时数同比增加14小时, 增幅2.1% (小时)



来源: Ifind、国金证券研究所 (注: 图为光伏利用小时数)

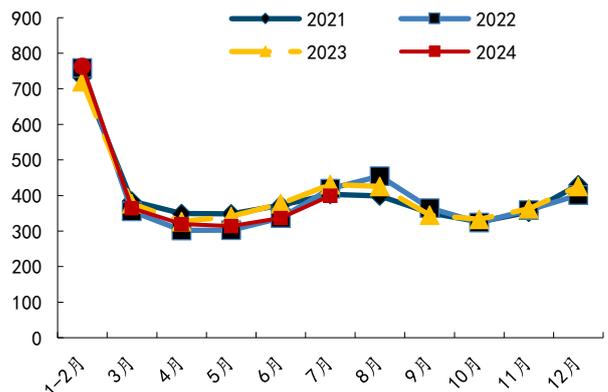
来源: Ifind、国金证券研究所 (注: 图为核电利用小时数)

- 火电发电需求: 7月火电发电量同比降低, 更多发挥新型电力系统中的调节作用。
- ✓ 从发电量看, 7月火电发电量5761.2亿千瓦时、同比减少4.3%。
- ✓ 从利用小时看, 5月火电利用小时数400小时, 同比降低31小时, 降幅7.2%。自3月起火电利用小时数持续同比减少, 主因2024年以来来水偏丰叠加2023年新能源近300GW的新增装机转化为发电增量, 可再生能源电力大发挤占火电发电空间, 火电发挥其在电力系统中的调节作用。

图表50: 7月火电累计发电量35813.9亿千瓦时, 同比增长1.0%



图表51: 7月火电利用小时数400小时, 同比降低31小时, 降幅7.2% (小时)



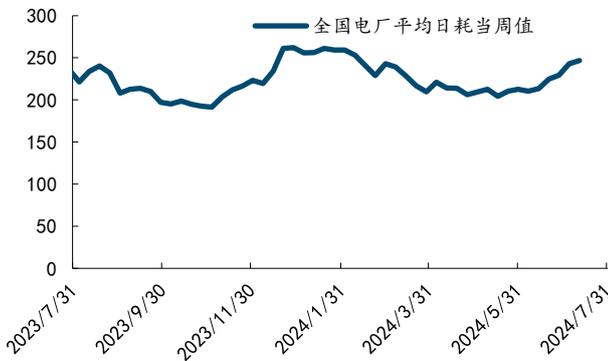
来源: Ifind、国金证券研究所 (注: 图为火电累计发电量及变动趋势)

来源: Ifind、国金证券研究所 (注: 图为火电利用小时数)

4.4 终端电厂耗煤及库存情况：电厂场存增加、日耗上行，可用天数下行

- 火电厂耗煤情况：6-7 月供电煤耗率季节性环比上行，全国电厂日耗连续两个月环比上行、煤炭场存量环比持续增加，全国电厂平均可用天数环比下行。
- ✓ 从供电煤耗率看，今年 1-7 月火电累计供电耗煤率 304.7 克/千瓦时、同比增长 0.8%，主因可再生能源发电量增加，火电承担调峰、调频责任后启停次数增多、导致供电耗煤率增加。环比来看，7 月底累计供电煤耗率较 5 月底的 300.2 克/千瓦时增长了约 4.5 克/千瓦时，主因 7 月高温推高冷却用电需求，供电煤耗率上升。
- ✓ 从电厂日耗看，24 年 7 月全国电厂日均耗煤量 244.7 万吨、环比 24 年 6 月增加 25.2 万吨。6、7 月电厂日耗周度变化基本符合季节性特征，电厂日耗持续上升，气温逐步升高带动用电需求季节性回升。
- ✓ 分省份看，7 月内蒙古、山东、江苏、山西等负荷/外送电大省耗煤量领先，福建、河南、内蒙古等省份累计发电煤耗量同比增幅领先。

图表52：24 年 7 月全国电厂日均耗煤量 244.7 万吨 (万吨)



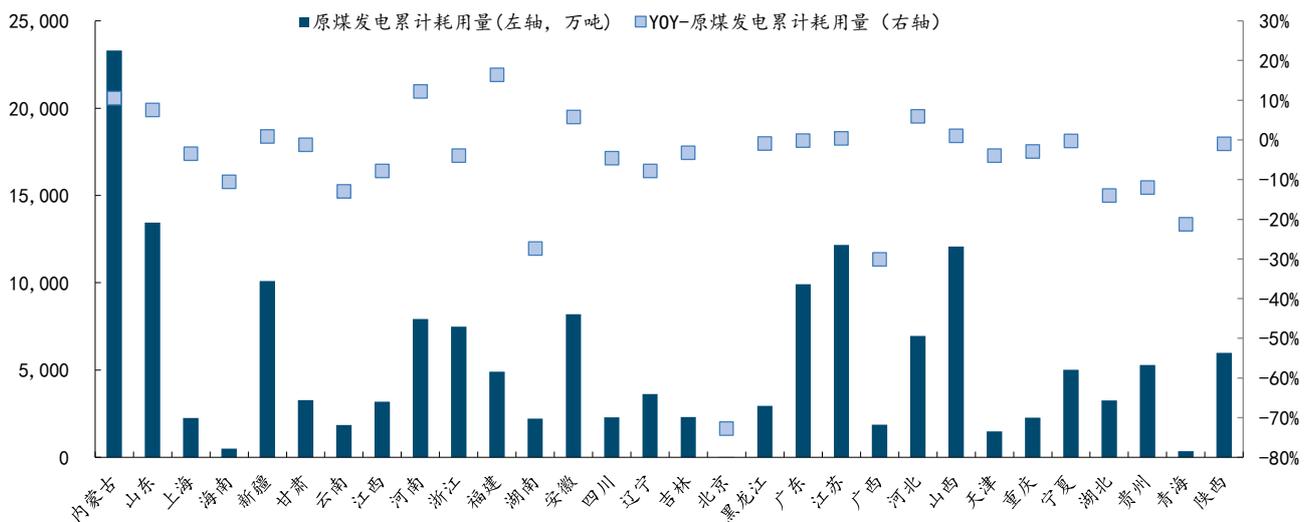
图表53：2024 年 1-7 月耗煤率同比增加 0.8% (当年累计, 克/千瓦时)



来源：Ifind、国金证券研究所（注：图为全国电厂逐周日均耗煤量）

来源：Wind、国金证券研究所（注：图为全国平均供电煤耗率）

图表54：7 月内蒙古、山东、江苏、山西等负荷/外送电大省耗煤量领先



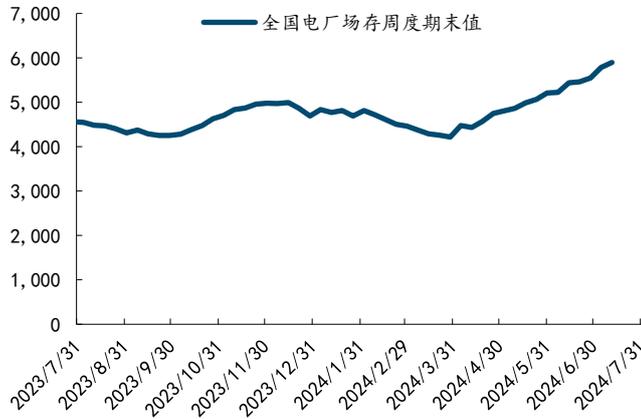
来源：Wind、国金证券研究所（注：图为各省 24 年 1-2 月发电累计耗用原煤量及同比）

- 从终端电厂库存看，6 月起累库明显。
- ✓ 6 月起全国电厂煤炭库存持续增加，截至 7 月末全国电厂煤炭库存达 5896 万吨、环比增加 1334.4 万吨。2024 年电煤长协执行情况良好，另外 6、7 月 24 年用电旺季，电厂日耗量上行，电厂延续高库存策略，保证自身用煤安全的同时对市场煤炭价格形

成了压制。

- ✓ 电厂场存增加，日耗上行，可用天数减少。7月，全国电厂平均可用天数 24.0 天、环比 6 月减少 0.85 天。受发电日耗季节性上升影响，7 月全国电厂场存量持续上行，以满足夏季高峰用电的需求。

图表55: 24年7月电厂累库明显(万吨)



图表56: 7月平均可用天数 24.0 天(天)



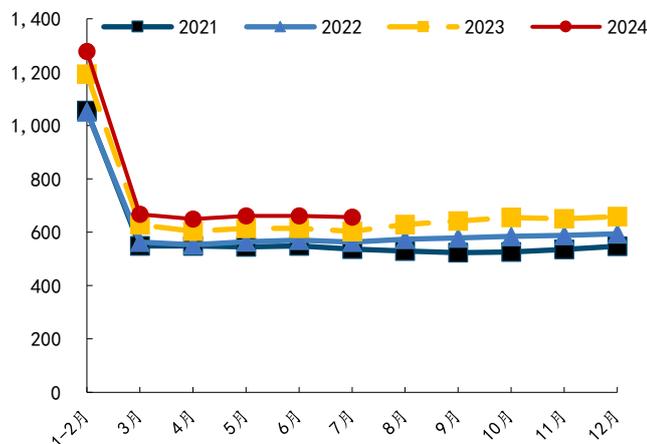
来源: Ifind、国金证券研究所 (注: 图为全国电厂当周末煤炭场存)

来源: Ifind、国金证券研究所 (注: 图为全国电厂当周平均可用天数)

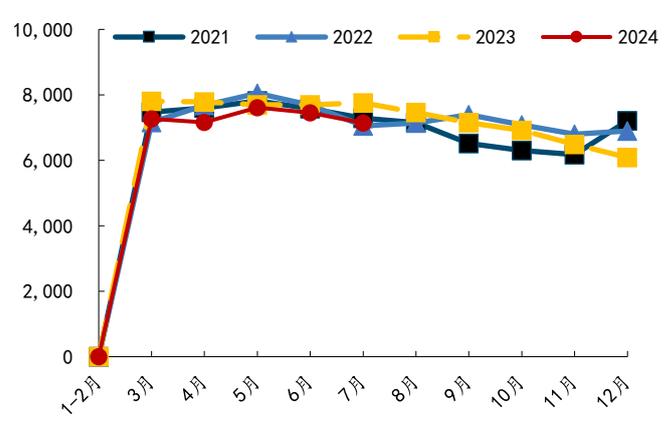
4.5 其他非电煤需求: 非电动力煤需求占比小

- 非电行业用煤需求占比较小、增幅贡献有限，但在长协和现货双轨制的煤炭市场中，非电行业用煤需求波动容易对规模较小的煤炭现货价格形成冲击。
- ✓ 7M24 化工行业动力煤消费量同比增加 438.8 万吨、增幅 9.2%，是非电行业动力煤消费增量的主要来源。从化学制品制造业来看，行业的用电量 7M24 同比增长 9.2%，说明化工行业开年以来生产端景气度较高。
- ✓ 冶金行业动力煤消费需求可通过主要有色金属和生铁产量表现。7 月我国十种有色金属产量为 656.2 万吨，同比 23 年 5 月上升 8.8%，增幅环比+8.9pct；但 7 月我国生铁产量同比-8.0%，钢铁需求下滑是导致冶金行业耗煤量下降的主要原因。
- ✓ 建材耗煤可主要通过房地产体现。24 年房地产市场整体延续 23 年低迷处境，7 月商品房销售面积为 6232.7 万平方米，同比下滑 815.4 万平方米，房地产开发建设仍较低迷，对建材耗煤量产生较大拖累。

图表57: 7月我国十种有色金属产量同比下滑 8.8% (万吨)



图表58: 7月我国生铁产量同比下滑 8.0% (万吨)



来源: Wind、国金证券研究所 (注: 图为十种有色金属当月产量)

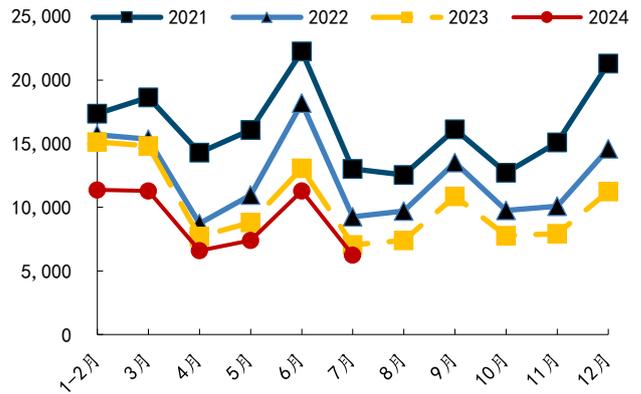
来源: Ifind、国金证券研究所 (注: 图为生铁当月产量)

图表59：7M24 煤化工与化学原料及化学制品制造业用电量均实现同比正增长



来源：Wind、国金证券研究所（注：图为主要煤化工产品月度产量同比增幅）

图表60：7月商品房销售面积同比下滑815.4万平方米（万平方米）



来源：Wind、国金证券研究所（注：图为我国商品房销售面积）

5、投资建议

- 22年3亿吨煤炭核增产能基本释放，国际能源定价逐渐回归理性，国内煤炭供需总体偏松大格局未改。由于整体长协、进口煤供应较为充足，加上水电、风电等可再生能源发电量持续增加，电厂对市场煤的采购需求较为疲软，因此预计迎峰度夏期间，市场煤价中枢将维持在850元/吨左右。9月后电力行业进入季节性淡季，电厂日耗降低，进一步压制了市场煤价的上涨动力。随着“金九银十”传统备货旺季的到来，非电行业煤炭需求有所回升，可能在短期内对市场煤价形成一定支撑。然而，由于电力行业火电需求的持续疲软，以及新能源发电的挤出效应，煤价整体上行空间有限。贸易商可能会在9月中下旬提前布局，博弈非电行业补库需求，但市场采购力度预计不大，煤价回升幅度或有限。
- 放眼全年看，预计24年全年煤价中枢整体下行，有望持续为火电企业业绩带来实质性改善。煤价下行时，供需将为电价提供支撑。建议关注发电资产主要布局在电力供需偏紧、发电侧竞争格局较好地区，同时火电装机规模大、资产高质量的火电企业，如浙能电力、皖能电力、江苏国信。

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，且巴以冲突局势恶化或拉升包括煤炭在内的一次能源价格。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：021-80234211	电话：010-85950438	电话：0755-86695353
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	邮编：100005	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号 紫竹国际大厦 5 楼	地址：北京市东城区建国内大街 26 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 18 楼 1806