

## 动力煤下行风险仍存，反弹契机等待冬季



走势评级：动力煤：下跌  
报告日期：2023 年 06 月 28 日

许惠敏 资深分析师(黑色)  
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)

### ★ 供应：国内顶仓被动减产，海外挤出尚不明显

2023H1，6 月末港口 5500K 动力煤报价 850 元/吨，较去年年末累计下跌近 30%。随着港口煤价跌至 800 元/吨区间，市场煤与长协煤价在今年 6 月首次出现近 3 年以来的倒挂。

考虑进口煤之后，1-5 月份国内煤炭总供应增速超过 12%，远高于火电累计 6% 的需求增速。当前内外煤炭供应量特性呈现一些分化。国内筒仓库容等物流限制被动减产，呈现“以销定产”。而海外煤供应，因为还没有跌到其成本线，年中以来发货量尚未明显走弱。

### ★ 需求：电力日耗或受厄尔尼诺影响，非电保持低库存策略

今年动力煤价格两个特点：海外边际定价、季节性特征明显。近两年来，经济增速疲软，煤价超预期的点更多源自“天气因素”。根据 6 月末彭博天气模型，今年 7 月份全国平均气温约 27.2 度，低于去年，但处于近 5 年高位。一旦持续高温带动日耗走强，短期库存压力将大幅缓解，短暂支撑 6-7 月份煤价。

### ★ 煤价长期重回成本线，支撑位较上一轮抬升至 600-650 元/吨

但长期供需依然宽松，煤价止跌新锚向边际成本支撑。与 2013-2016 年上一轮下跌周期不同的是，当前国内外煤矿成本不论是人工、环保等均有所提升。此轮边际成本或抬高至 600-650 元/吨。

### ★ 下半年可能驱动煤价反弹的因素：

1) 煤炭供应端是否会提前于成本线减产；2) 进口煤配额重启；3) 2024 年长协制度；4) 海外天然气反弹是否会提前带动煤价止跌反弹。综合来看，煤价短期尚未见底，600-650 元/吨或迎来成本支撑，冬季反弹高度仍需观察。

### ★ 风险提示：

安监、长协政策、夏季天气、海外需求。

## 目录

1、2023H1 煤价复盘：天量进口叠加高库存，煤价近年首次跌破长协.....	5
2、供应：国内煤矿顶仓略有减产，进口煤巨量冲击仍在.....	6
2.1 国内顶仓被动“以销定产”，低卡煤挤出后煤质有所回升.....	6
2.2 海外挤出并不明显，6月进口量仍在高位.....	8
3、需求：季节性特征显著，夏季高温刚需支撑.....	10
3.1 夏季日耗刚需或受厄尔尼诺扰动.....	10
3.2 非电需求低迷，保持低库存策略.....	13
4、煤价长期重回成本线，支撑位或在 600-650 元/吨本.....	14
4.1 国内成本&煤质变化.....	14
4.2 海外成本近年约提升 20 美金/吨.....	15
5、海外市场：气价能否带动冬季煤价持续反弹？ .....	16

## 图表目录

图表 1: 港口 5500K 报价.....	5
图表 2: 主要产区坑口价格.....	5
图表 3: 港口 5500K 与进口澳煤价差.....	6
图表 4: 港口动力煤库存季节性.....	6
图表 5: 国内原煤日均产量季节性.....	7
图表 6: 全国主要煤矿样本开工率.....	7
图表 7: 港口-坑口价差.....	7
图表 8: 北方四港调入量季节性.....	7
图表 9: 中国煤炭进口量 (航运口径) .....	8
图表 10: 印尼煤炭出口量季节性 (航运口径) .....	8
图表 11: 澳洲煤炭出口量季节性 (航运口径) .....	8
图表 12: 俄罗斯煤炭出口量季节性 (航运口径) .....	8
图表 13: 南非煤炭出口量季节性 (航运口径) .....	9
图表 14: 哥伦比亚煤炭出口量季节性 (航运口径) .....	9
图表 15: 全球煤炭海运量季节性.....	9
图表 16: 欧洲日韩与中印煤炭进口增速对比.....	9
图表 17: 港口 5500K 与日耗季节性.....	10
图表 18: 全国平均最高温度.....	10
图表 19: 厄尔尼诺-南方涛动月度值.....	11
图表 20: 国内气温预估 (度) .....	11
图表 21: CCTD25 省份日耗季节性.....	12
图表 22: CCTD 日耗 VS 统计局火电增速.....	12
图表 23: CCTD25 省份电厂库存.....	12
图表 24: CCTD25 省份电厂库存天数.....	12
图表 25: 水电和火电月度增速对比.....	13
图表 26: 三峡出库量.....	13
图表 27: 主要下游用煤需求增速.....	14
图表 28: 主要下游盈利情况季度对比.....	14
图表 29: 国内中长期最低价对应港口成本 (元/吨) .....	15
图表 30: 样本电厂每千瓦用煤系数增速.....	15
图表 31: 海外 6000K 动力煤 FOB 成本线变化.....	16
图表 32: 印尼 4200KFOB 报价走势.....	16
图表 33: 海外主要煤价和气价对比.....	17

图表 34: 欧洲 Clean Dark Spread 价差.....	17
图表 35: 欧洲 TTF 期限结构.....	17
图表 36: 欧洲 Clean Dark Spread 价差期限结构.....	17
图表 37: 欧洲天然气库存.....	18
图表 38: 欧洲三港煤炭库存.....	18
图表 39: 德国煤炭发电量占比.....	18

## 1、2023H1 煤价复盘：天量进口叠加高库存，煤价近年首次跌破长协

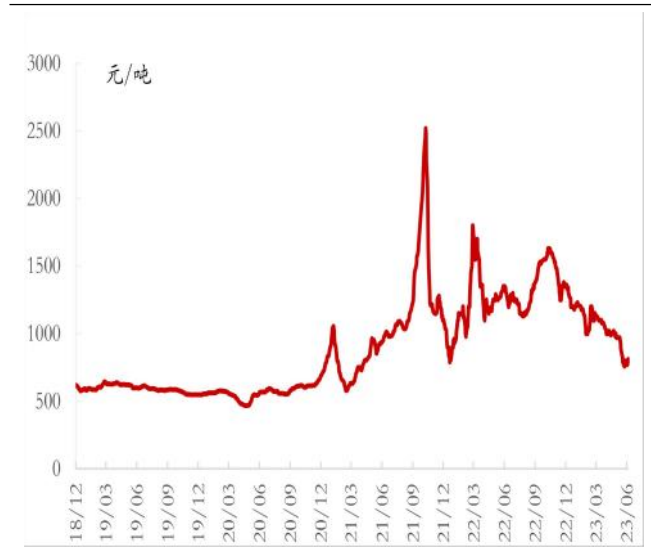
2023 年上半年以来，动力煤价格经历 2-3 月份和 5 月份两轮急跌，港口 5500K 价格由年前 1200 元/吨平台下移至 1000 元/吨和 800 元/吨。截止 6 月 20 日，港口 5500K 报价 850 元/吨，较去年年末累计下跌近 30%。

这两轮煤价急跌导火索均为海外低价冲击，海外进口煤影响电厂招标价，从而打压港口价格并进一步传导至坑口价格。经历 5-6 月份的价格重挫后，国内外煤价价差暂时关闭，且均在逐步逼近其最高边际成本线。

绝对价格角度，随着港口煤价跌至 800 元/吨区间，市场煤与长协煤价在今年 6 月首次出现近 3 年以来的倒挂。在市场煤价大于长协煤价时，长协近似于市场煤价保护；但随着市场煤价与长协倒挂，长协反而限制了市场价反弹高度。我们预计短期煤价在 6-7 月份旺季日耗支撑下围绕 770 元/吨长协价格波动；8-9 月份，日耗刚需结束后，煤价面临进一步下跌至其成本线的压力。伴随国内外冬季需求共振，煤价在 Q4 有望迎来一波反弹。

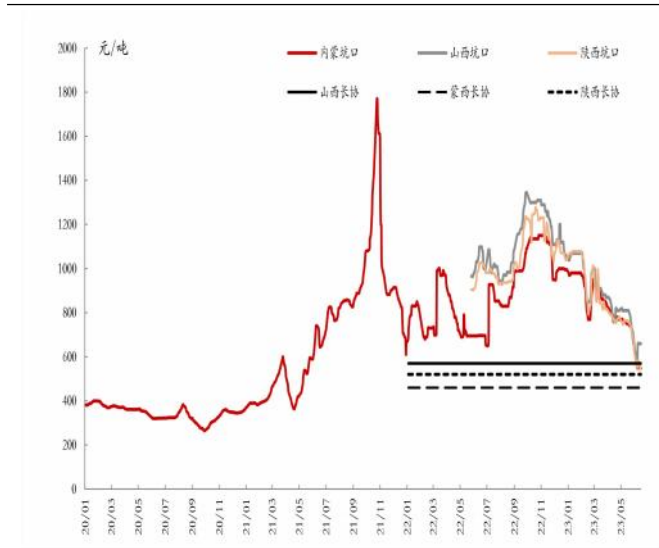
下半年需要关注点如下：1) 经历持续 2 年高盈利，资产负债表修复后，煤炭供应端是否会提前于成本线减产；2) 进口煤 3 亿吨配额限制是否重提；3) 2024 年长协价和制度如何制定；4) 海外天然气反弹，是否会提前带动煤价止跌反弹。

图表 1：港口 5500K 报价



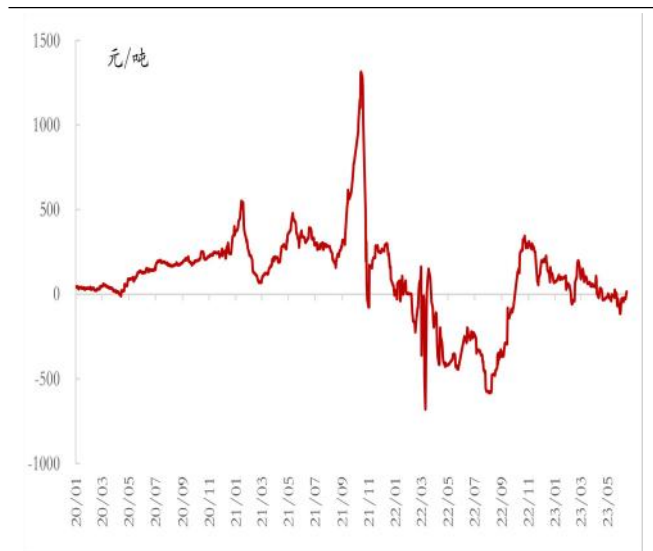
资料来源：Mysteel、Wind

图表 2：主要产区坑口价格



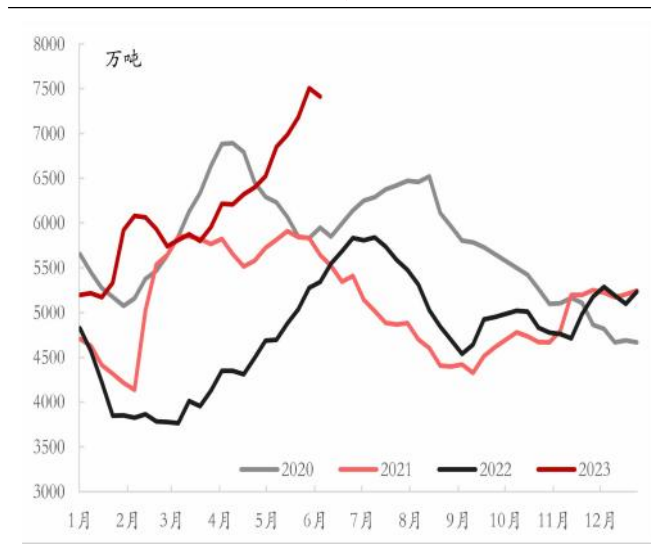
资料来源：Mysteel、Wind

图表 3：港口 5500K 与进口澳煤价差



资料来源：Mysteel、Wind

图表 4：港口动力煤库存季节性



资料来源：Mysteel、Wind

## 2、供应：国内煤矿顶仓略有减产，进口煤巨量冲击仍在

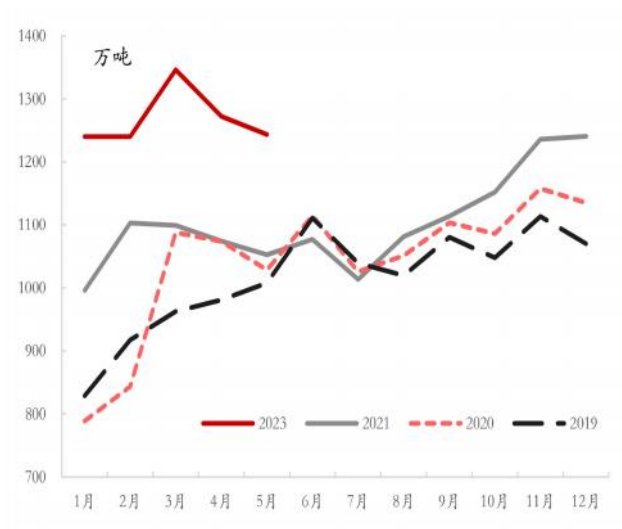
### 2.1 国内顶仓被动“以销定产”，低卡煤挤出后煤质有所回升

上半年以来煤炭的供应压力，多源自内外价差打开之后，低价进口煤供应激增。1-5 月份，国内原煤产量 19.1 亿吨，同比增长 4.8%。我国同期进口煤及褐煤 1.8 亿吨，同比增速近 90%。考虑进口煤之后，1-5 月份国内煤炭总供应增速超过 12%，远高于火电累计 6% 的需求增速。

经历 5-6 月份的持续下跌后，煤价短暂触及国内外 750-800 元/吨最高边际成本线，但内外煤炭供应量特性呈现一些分化。国内因为筒仓库容等物流限制，被动减产，呈现所谓“以销定产”。而海外煤供应，因为还没有跌倒其成本线，年中以来发货量尚未明显走弱。

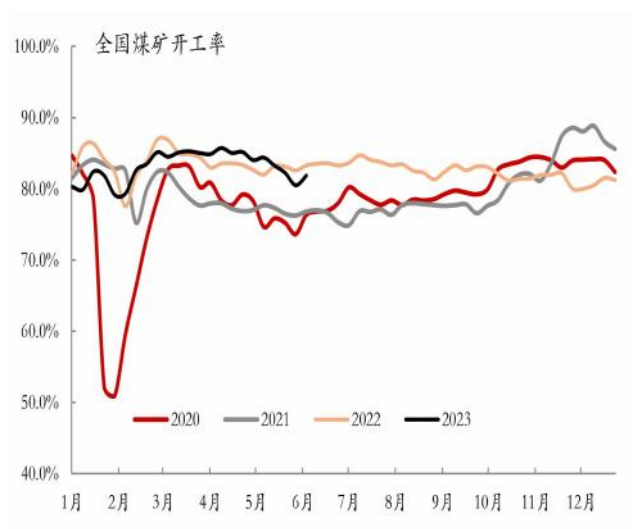
与 2013-2016 年下跌周期不同的是，此轮跌势中，国内生产调节灵活性有所提高，呈现一定“以销定产”的特性。5 月份下游电厂胀库、价格急跌后，长协拉运减少→贸易商暂停集港→坑口频繁顶仓→坑口被动减产。多家资讯统计的 6 月份以来样本煤矿开工率均出现普降。我们近期实地调研显示，6 月前后的煤矿限产中，以煤质热值不高，需求以电厂为主的煤矿为主。高卡煤和化工煤顶仓和限产现象不明显。下跌过程中，低卡煤首先被挤出，且供应灵活性好于上一轮周期。

图表 5：国内原煤日均产量季节性



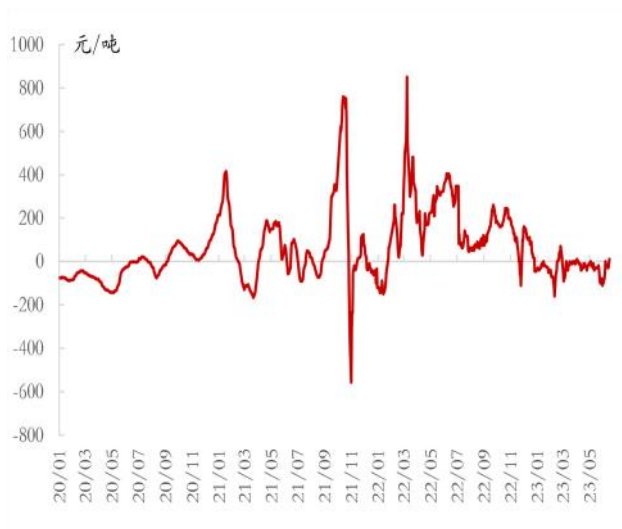
资料来源：Mysteel、Wind

图表 6：全国主要煤矿样本开工率



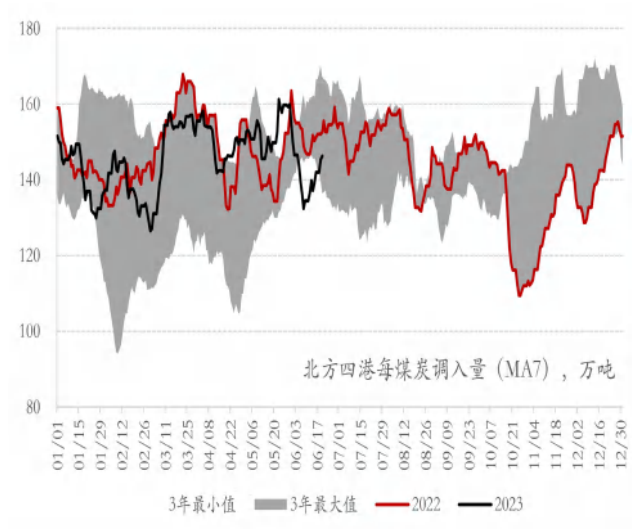
资料来源：Mysteel、Wind

图表 7：港口-坑口价差



资料来源：Mysteel、Wind

图表 8：北方四港调入量季节性



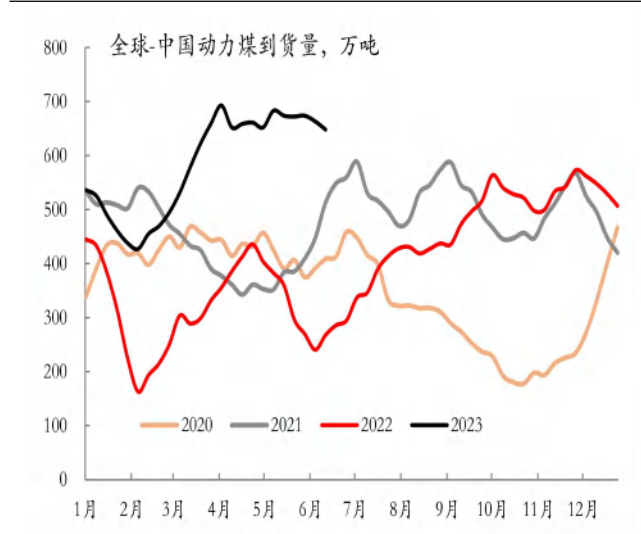
资料来源：Mysteel、Wind



## 2.2 海外挤出并不明显，6月进口量仍在高位

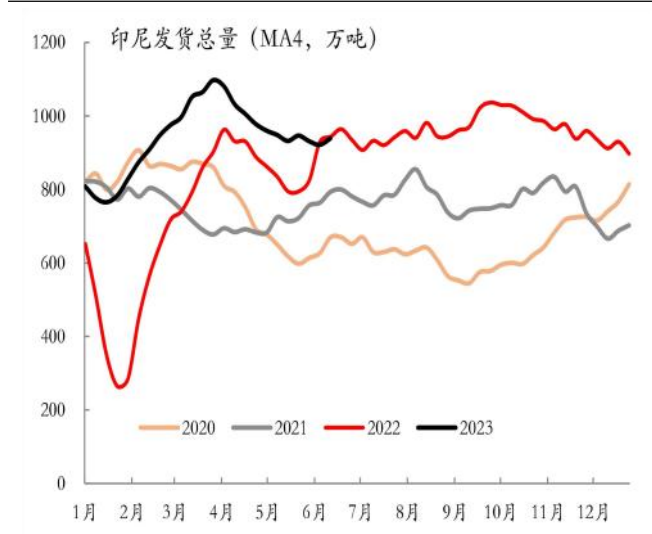
进口煤方面，5-6月份以来的煤价下跌并未带来太多供应挤出。我们跟踪的几个主流煤炭出口国，印尼、澳大利亚、俄罗斯、南非、哥伦比亚等显示。二季度以来，仅有南非出口量伴随价格下跌略有下滑（罢工和欧洲市场原因），其他区域发货量维持稳定。

图表9：中国煤炭进口量（航运口径）



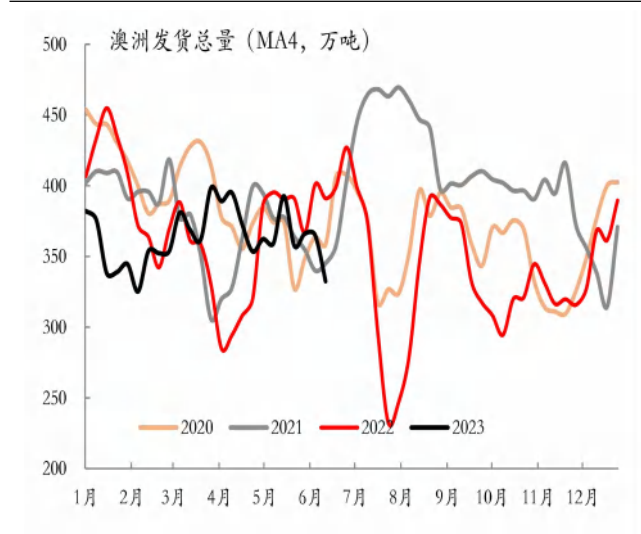
资料来源：Mysteel、Wind

图表10：印尼煤炭出口量季节性（航运口径）



资料来源：Mysteel、Wind

图表11：澳洲煤炭出口量季节性（航运口径）



资料来源：Mysteel、Wind

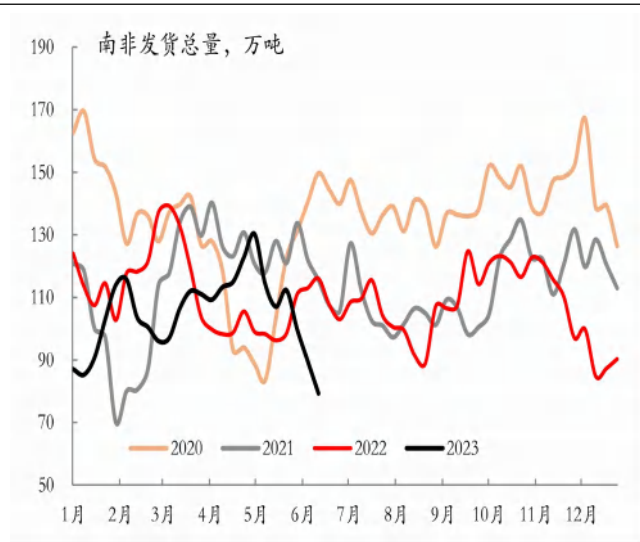
图表12：俄罗斯煤炭出口量季节性（航运口径）



资料来源：Mysteel、Wind

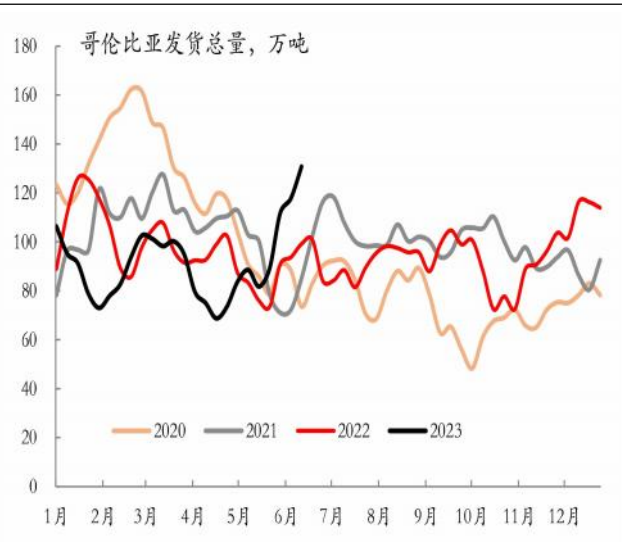


图表 13: 南非煤炭出口量季节性 (航运口径)



资料来源: Mysteel、Wind

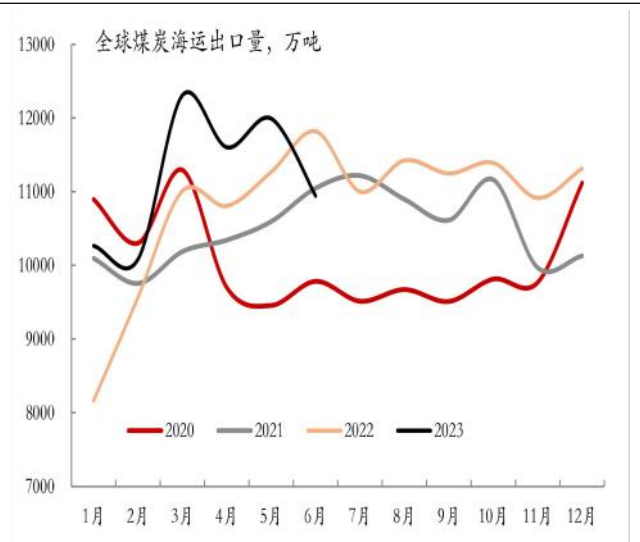
图表 14: 哥伦比亚煤炭出口量季节性 (航运口径)



资料来源: Mysteel、Wind

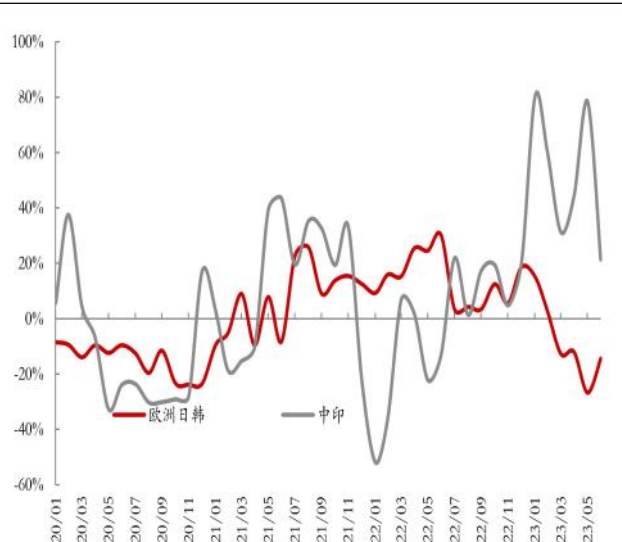
进口角度, 1-6 月份, 全球海运煤炭市场进口增量约 5000 万吨。其中, 欧洲、日韩煤炭进口量累计同比下滑 8%, 即减少 1220 万吨; 过剩量更多往中国和印度倾斜, 中国和印度上半年煤炭进口量累计同比增长 48%, 即增加 7500 万吨。

图表 15: 全球煤炭海运量季节性



资料来源: Bloomberg、东证衍生品研究院

图表 16: 欧洲日韩与中印煤炭进口增速对比



资料来源: Bloomberg、东证衍生品研究院

### 3、需求：季节性特征显著，夏季高温刚需支撑

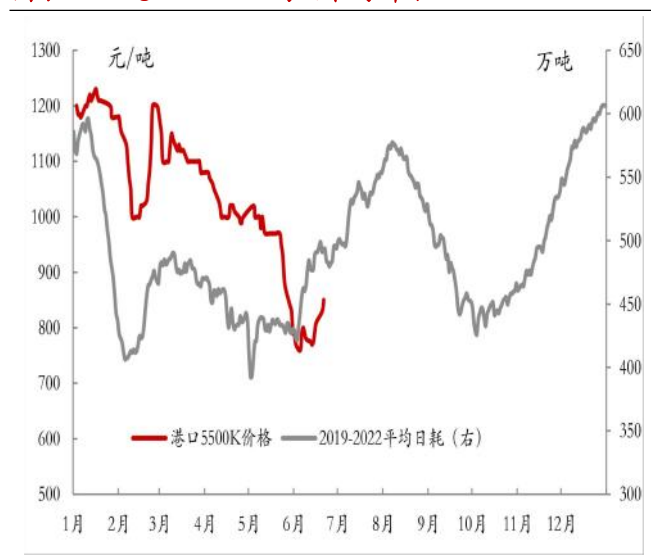
#### 3.1 夏季日耗刚需或受厄尔尼诺扰动

今年动力煤价格两个特点：海外边际定价、季节性特征明显。6月份以来，尽管供应端缩量并不明年，但随着日耗季节性走强，电厂主动采购，煤价季节性支撑较强。我们预计6-7月份期间，整体煤价有一定支撑。近两年来，经济增速总体较为疲软，导致煤价超预期的点更多源自不可控的“天气因素”。极端天气对煤价的影响波动性有所放大。

根据NOAA在6月初的预估，今年厄尔尼诺现象将持续到冬季，在高峰期（今年冬季）成为强事件的概率为56%，为中等强度事件的几率约为84%。气象局表示，此次厄尔尼诺对我国冬季气候和夏季降水有显著影响。一方面，厄尔尼诺的发展将会导致夏季我国南方降雨量增加，北方降雨量减少，出现南涝北旱的形势；另一方面，厄尔尼诺将会导致冬季偏暖，甚至出现暖冬。

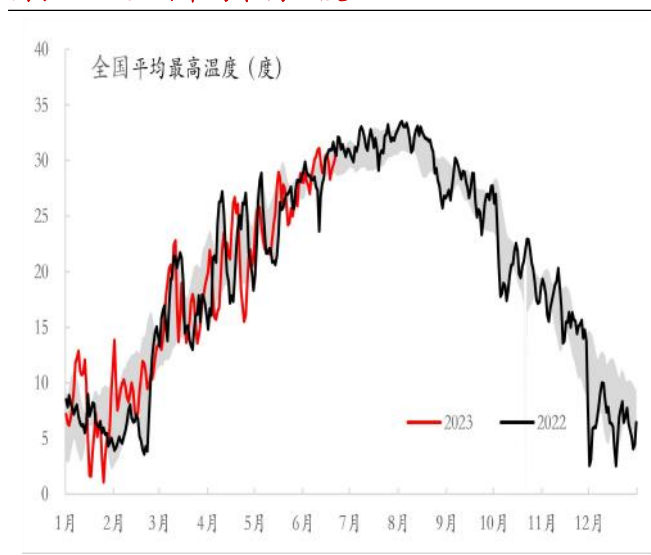
5月末开始，部分地区较早的出现极端高温，支撑电力日耗和刚需买盘量。根据CCTD的电力日耗数据，6月份以来，25省份日耗增速始终维持在20%以上。尽管当前电厂+港口库存总量高达1.9亿吨（有重复计算）。但按照夏季日耗测算，当前库存总量约23天电厂使用量。一旦持续高温带动日耗走强，短期库存压力将大幅缓解。根据6月末彭博天气模型数据，今年7月份全国平均气温约27.2度，低于去年，但处于近5年高位。亚洲夏季高温日耗支撑下，短期煤价跌势暂缓。

图表 17：港口 5500K 与日耗季节性



资料来源：Wind、东证衍生品研究院

图表 18：全国平均最高温度



资料来源：Wind、东证衍生品研究院

图表 19：厄尔尼诺-南方涛动月度值

	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
2014												
2015												
2016												
2017												
2018												
2019												
2020												
2021												
2022												
2023						na	na	na	na	na	na	na

	El Niño Watch	El Niño Alert	El Niño	Inactive
	La Niña Watch	La Niña Alert	La Niña	

资料来源：澳大利亚气象局、东证衍生品研究院

图表 20：国内气温预估（度）

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1 月	0.5	2.3	2.9	1.5	2.5	2.1
2 月	3.0	4.1	5.8	7.0	2.5	5.5
3 月	11.2	10.7	11.2	11.2	11.6	11.7
4 月	16.6	16.6	15.0	15.5	16.6	16.1
5 月	21.4	20.7	21.6	21.2	20.1	21.0
6 月	24.7	24.5	24.9	24.7	25.2	24.6
7 月	27.0	26.6	25.8	27.1	27.3	27.2
8 月	26.4	26.0	26.3	25.6	26.8	26.3
9 月	21.6	22.6	21.9	23.5	22.7	22.4
10 月	15.5	16.7	15.6	16.1	16.1	17.1
11 月	9.7	10.2	10.5	9.5	11.6	10.7
12 月	3.1	4.2	2.4	4.4	1.9	5.0

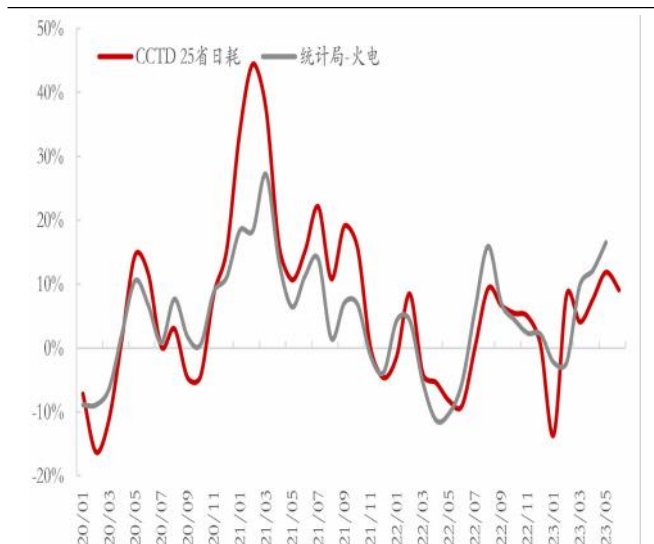
资料来源：Bloomberg、东证衍生品研究院

图表 21: CCTD25 省份日耗季节性



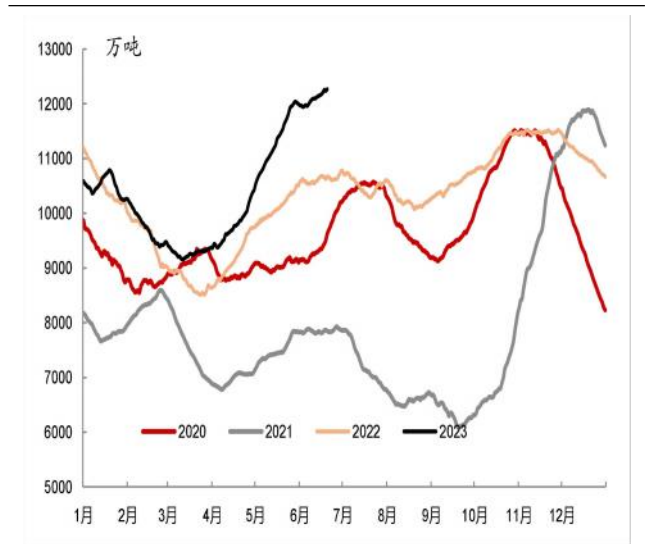
资料来源: CCTD、东证衍生品研究院

图表 22: CCTD 日耗 VS 统计局火电增速



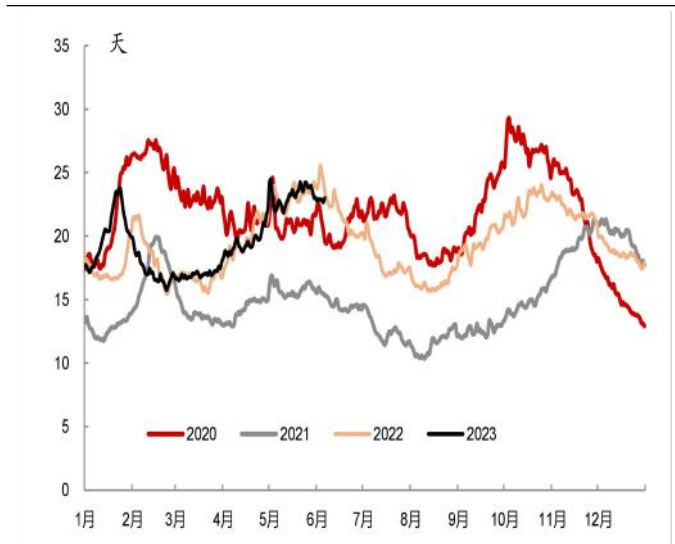
资料来源: CCTD、东证衍生品研究院

图表 23: CCTD25 省份电厂库存



资料来源: CCTD、东证衍生品研究院

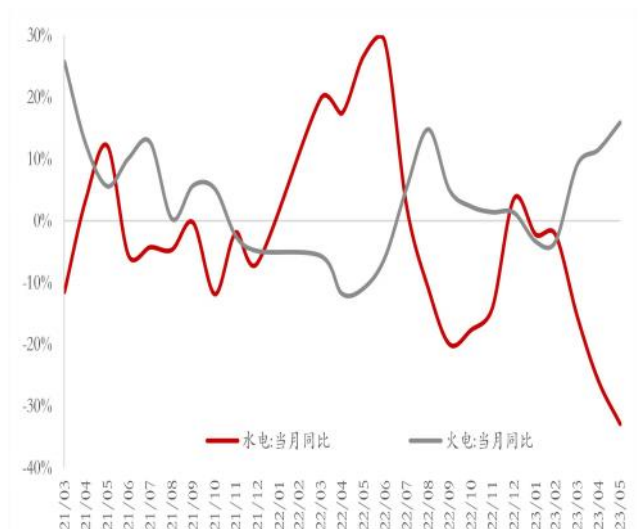
图表 24: CCTD25 省份电厂库存天数



资料来源: CCTD、东证衍生品研究院

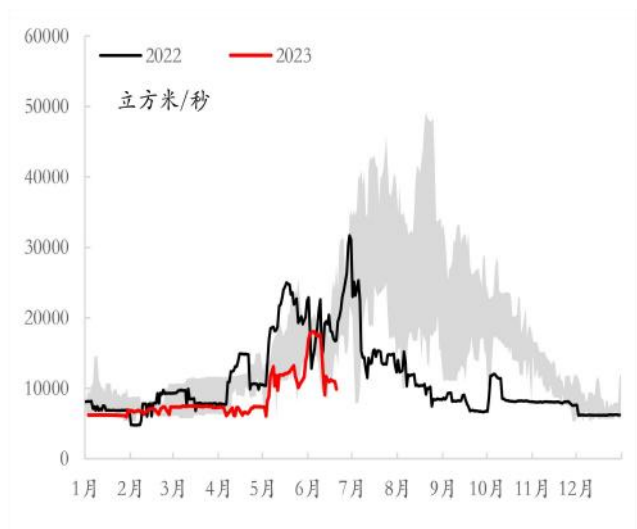
水电方面, 2023 年上半年以来, 水电缺失也是支撑火电日耗的重要因素之一。1-5 月份统计局数据显示, 今年以来水电累计增速-19.2%, 火电累计增速 6.2%。6 月份之后, 西南、长江地区水电小幅恢复。夏季火电日耗如何仍要继续关注水利出力情况。

图表 25: 水电和火电月度增速对比



资料来源: Mysteel、东证衍生品研究院

图表 26: 三峡出库量



资料来源: Mysteel、东证衍生品研究院

### 3.2 非电需求低迷，保持低库存策略

2022 年以来，随着水泥、化工、钢铁等非电行业需求趋势性走弱，非电对煤价的向上弹性逐步走低。2022 年下半年以来，非电行业普遍处于盈利收窄/亏损扩大，对煤炭等原料主动降库并维持极低库存状态。根据我们草根调研显示，2022 年同期，非电煤炭原料库存普遍在 30 天左右，今年普遍降低至 15 天以内。

我们用主要行业产量\*用煤系数折算，2023 年 1-5 月，主要非电行业用煤量同比增长 2%。但单月用煤增速逐渐下滑，4 月份单月需求持平，5 月份单月非电用煤需求小幅转负。盈利方面，主要非电行业盈利能力自 2022 年 Q2 开始大幅收窄，并于 2022Q3、Q4 持续转负。2023 年煤炭等能源价格回落后，下游盈利小幅好转。根据 6 月末的高频数据测算，主要非电行业中，仅有电解铝单吨盈利 2000+元/吨，水泥、玻璃、钢铁、甲醇单吨盈亏分别为 56 元/吨、402 元/吨、73 元/吨和 133 元/吨。

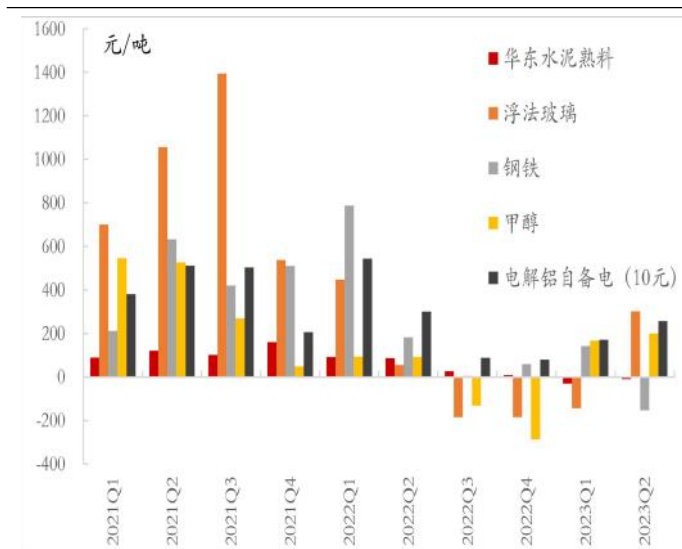


图表 27：主要下游用煤需求增速



资料来源：Mysteel

图表 28：主要下游盈利情况季度对比



资料来源：Mysteel, Wind, 为方便比较, 电解铝单位为 (10)

#### 4、煤价长期重回成本线，支撑位或在 600-650 元/吨本

随着供需趋势性宽松，市场将煤价止跌位置重新锚向边际成本支撑。但需要注意的是，与 2013-2016 年上一轮下跌周期不同的是，当前国内外煤矿成本不论是人工、环保、资本开支均有所提升。我们预估，当前国内成本较 2013-2016 年提升 50-100 元/吨，海外 FOB 成本较 2013-2016 年提升 100-150 元/吨。即，对比上一轮周期中 500 元边际成本位，此轮边际成本或抬高至 600-650 元/吨。

##### 4.1 国内成本&煤质变化

我们在《煤价的几个重要位置》中做过简单测算，根据 2022 年发改委坑口煤价区间测算，对应“山西”地区到港口 5500K 煤价最高成本约 650 元/吨。我们通过实地调研走访发现，2017 年以来，随着环保投入、人工成本、资本开支等增加，煤矿生产成本由 2013-2016 上一轮周期的 130-200 元/吨抬升至 200-250 元/吨。

随着煤价下移，单位运输成本更高的低卡煤首先被挤出。假设煤矿坑口成本 200 元，到港口运费 250 元，3000K 到港口后折算成 5500K 成本约 825 元/吨；4000K 到港口后折算成 5500K 成本约 620 元/吨；5000K 到港口后折算成 5500K 成本约 500 元/吨。因此，随着长协强制保供要求宽松，叠加价格下跌后的市场行为，整体煤质也在逐步向 2020 年之前的正常水平回归。

我们走访调研显示，在去年长协保供期价，部分煤矿多采取直接送原煤方式应对限价保量。随着市场量恢复，这些煤矿煤质由此前的 4000-4500K 回升至 5000K。5-6 月份开始，国内整体商品煤煤质逐渐改善。电厂耗煤数据显示，6 月份开始，样本电厂耗煤系数开



始出现同比下滑。

图表 29：国内中长期最低价对应港口成本（元/吨）

	中长期最低限价	限价不含税	到港口运费	港口含税成本
山西	370	327	200	600
陕西	320	283	220	570
蒙西	260	230	280	570
蒙东	200	177	280	510
河北	480			-
黑龙江	545			-
山东	555			-
安徽	545			-

资料来源：Wind、东证衍生品研究院

图表 30：样本电厂每千瓦用煤系数增速



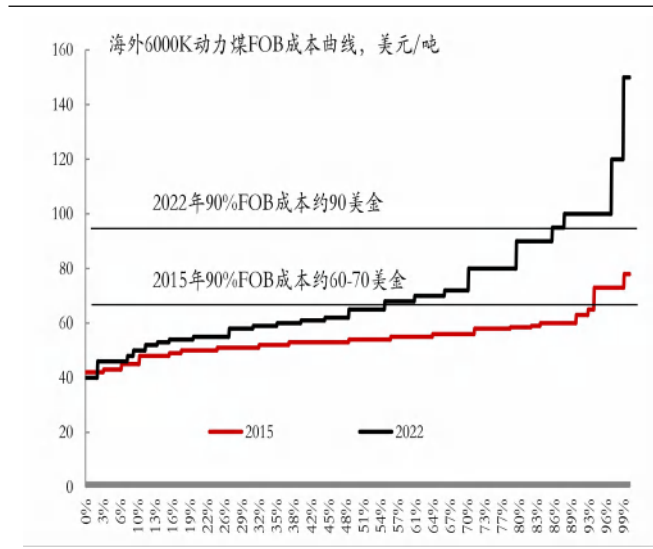
资料来源：Wind、东证衍生品研究院

#### 4.2 海外成本近年约提升 20 美金/吨

海外方面，我们复盘了 2015-2022 年以来海外主要煤矿成本曲线变化。受人力成本抬升、环境治理等影响，全球煤炭高分位成本位近年来明显抬升。以 6000K 为例，2015 年时，海外 6000KFOB90%成本分位线在 60-70 美金之间，对应国内 5500K 到港成本约 530-600 元/吨；2022 年，海外 6000KFOB90%成本分位线在 90 美金，对应国内 5500K 到港成本约 750 元/吨。印尼 4200K 低卡煤近年成本变化不大。90%FOB 成本分位线约 45-50 美金，对应国内 5500K 到港成本约 630 元/吨。

因此，综合国内和海外边际成本变化，我们认为，此轮煤价第一波成本支撑集中在 600-650 元/吨。长期支撑是否变化，取决于供应端挤出速度，和长期需求下滑程度。

图表 31：海外 6000K 动力煤 FOB 成本线变化



资料来源：Wind、东证衍生品研究院

图表 32：印尼 4200K FOB 报价走势



资料来源：Wind、东证衍生品研究院

## 5、海外市场：气价能否带动冬季煤价持续反弹？

下半年需要关注点如下：1) 经历持续 2 年高盈利，资产负债表修复后，煤炭供应端是否会提前于成本线减产；2) 进口煤 3 亿吨配额限制是否重提；3) 2024 年长协价和制度如何制定；4) 海外天然气反弹，是否会提前带动煤价止跌反弹。

其中，2) 截止 5 月份，煤炭累计进口量已经 1.8 亿吨，年化规模达到 4.3 亿吨，远超 3 亿吨煤炭进口配额。进口配额重启，将提前关闭海外低价进口煤的负面冲击，进而缓和国内价格矛盾。3) 随着 5-6 月份以来市场煤价首次跌破长协煤，市场对 2024 年长协如何制定非常模糊。关注 10-11 月份开启的新一轮长协谈判和政策指引。

6 月末以来的一系列数据则显示，海外天然气四季度价格反弹，并带动煤价跟涨的概率大幅提升。6 月末，荷兰 TTF 气价一度出现大幅上涨，海外能源是否出现反转，带动国内煤价走强值得警惕。

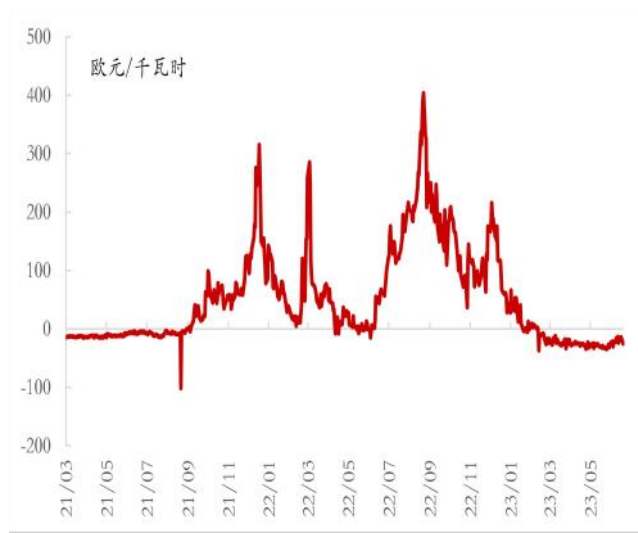
根据 TTF 期货的期限结构，天然气价格预计在 9-10 月份之后趋势性走强，且延续至冬季。冬季民用刚需回升支撑天然气价格和用煤发电利润，欧洲市场对煤炭需求同样在 9-10 月份之后迎来回升。全球能源价格有望在四季度共振性反弹，但高度如何取决于当下的供应和库存消化情况。

图表 33: 海外主要煤价和气价对比



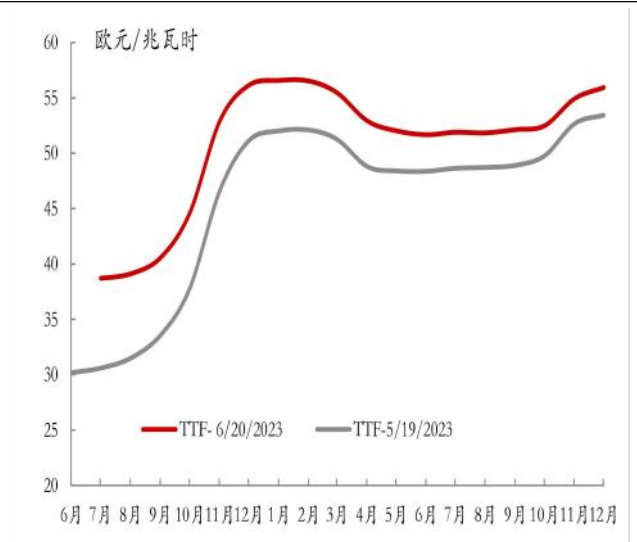
资料来源: Bloomberg、东证衍生品研究院

图表 34: 欧洲 Clean Dark Spread 价差



资料来源: Bloomberg、东证衍生品研究院

图表 35: 欧洲 TTF 期限结构



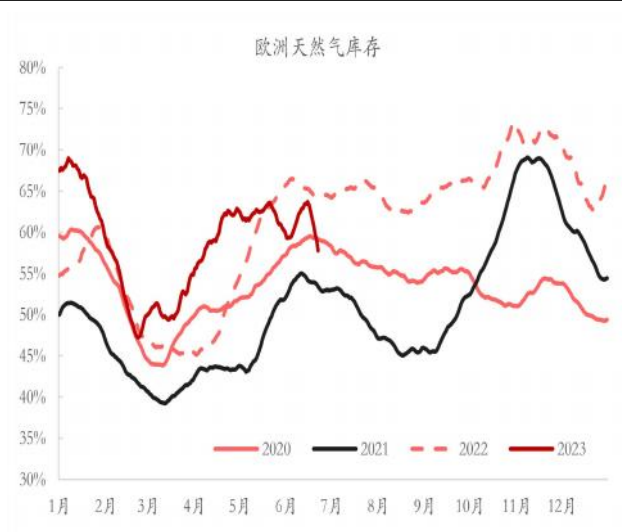
资料来源: Bloomberg、东证衍生品研究院

图表 36: 欧洲 Clean Dark Spread 价差期限结构



资料来源: Bloomberg、东证衍生品研究院

图表 37：欧洲天然气库存



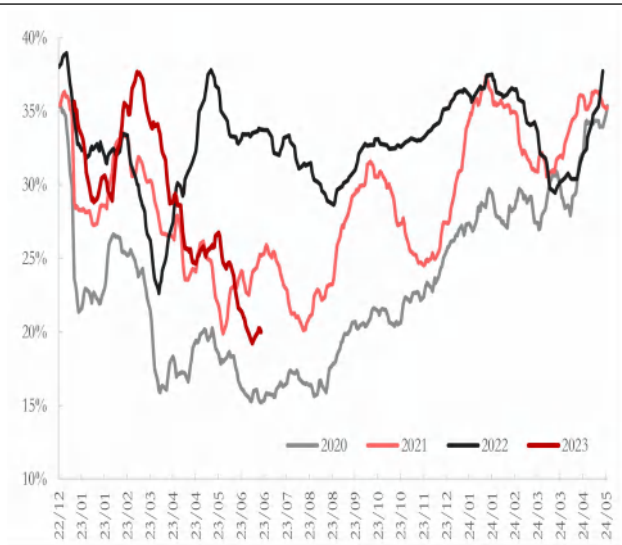
资料来源：Bloomberg、东证衍生品研究院

图表 38：欧洲三港煤炭库存



资料来源：Bloomberg、东证衍生品研究院

图表 39：德国煤炭发电量占比



资料来源：Bloomberg、东证衍生品研究院

#### 4、风险提示

国内安监、长协政策、夏季天气情况、海外需求。

**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。公司主要从事商品期货经纪、金融期货经纪、期货交易咨询、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。

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

Email：research@orientfutures.com