

证券研究报告

2025年05月11日

行业报告：行业深度研究

煤炭

全球能源视角看煤炭

作者：

分析师 张樨樨 SAC执业证书编号：S1110517120003

分析师 姜美丹 SAC执业证书编号：S1110524090002

分析师 朱韬宇 SAC执业证书编号：S1110524080002

分析师 黄凯 SAC执业证书编号：S1110524090001

联系人 纪有容

请务必阅读正文之后的信息披露和免责声明



行业评级：强于大市（首次评级）

上次评级：强于大市

摘要

一、全球煤炭平衡表vs中国平衡表的互动

二、油vs煤：历史油煤联动研究

三、气vs.煤：欧洲煤电气电联动

四、化vs煤：新疆煤化工历史机遇

五、煤炭市场近期更新

总结：全球能源视角，看煤价历史和未来定价边际

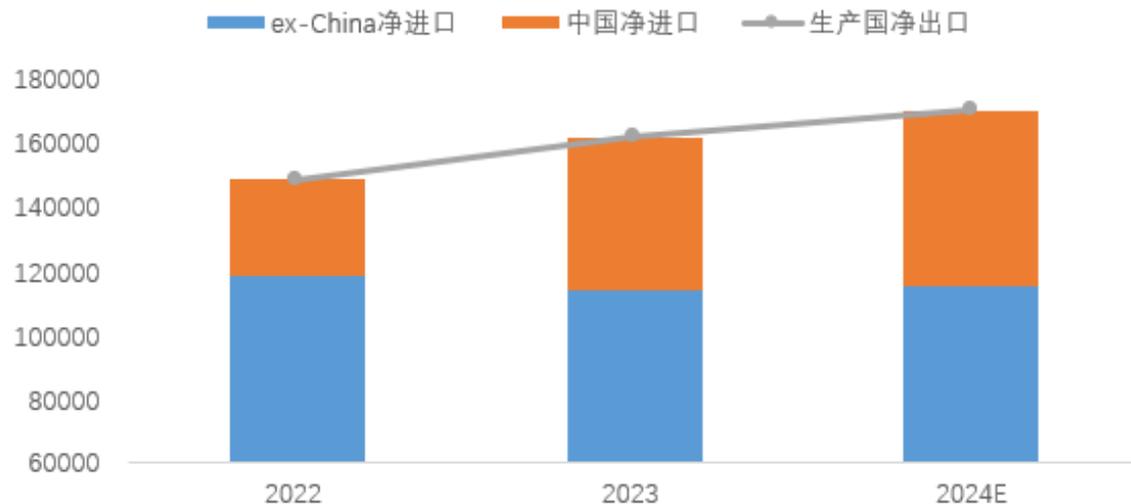
风险提示：1) 中国进口煤炭政策变化风险；2) 印尼出口政策变化风险；3) 俄乌局势变化风险；4) 长期去碳和煤电淘汰进程变化风险；5) 测算存在一定主观性，存在假设和实际不符的风险。

一、全球煤炭平衡表vs中国平衡表的互动

1.1 中国vs.中国以外煤炭平衡表的互相作用

- 在俄乌战争之后的3年里，煤炭的中国平衡表和ex-China平衡表是在不断互动的。
- 1) 2021~2022年，ex-China平衡表似乎成为主导力量。欧洲能源危机、天然气价格上涨，欧洲煤炭进口量继多年下降后出现反弹。欧洲“抢煤炭”的现象同时，中国2022年煤炭进口量罕见减量，成为国际乃至国内煤炭价格的重要拉动因素。
- 2) 2023~2024年，中国平衡表再度成为主导者。欧洲受天然气价格回落、以及长期脱碳影响，煤炭进口重回下降轨道。叠加日韩净进口减量、美国净出口增加，ex-China平衡表呈现过剩状态。但中国煤炭进口量连续两年提升，从2022年的2.9亿吨增加到2024年的5.4亿吨，很大程度上吸纳了ex-China平衡表的过剩。这也解释了2023-2024年为什么煤价下跌比较温和。
- 展望2025年及以后，全球平衡表的主导因素在谁？中国还是中国以外？本文意在通过对过去几年能源行业动荡的历史下，全球煤炭两个平衡表（中国和ex-China）做个回顾，以及对未来主导因素做出展望。

图 1: 中国平衡表 vs. ex-China 平衡表净进口量变化 (万吨) ↵

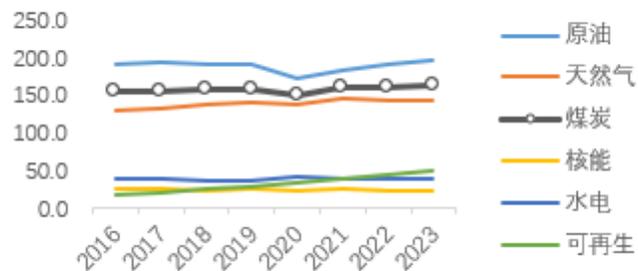


资料来源: wind, 天风证券研究所 ↵

1.2 全球能源结构和煤炭格局概览——消费国能源结构

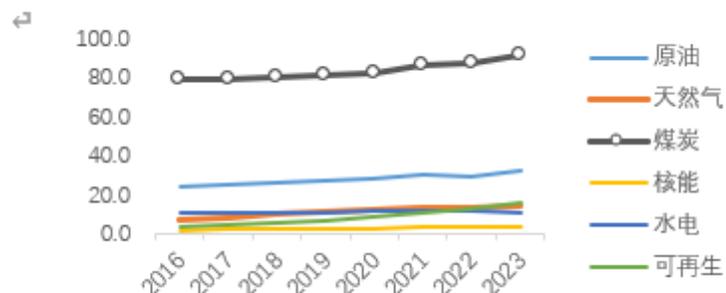
- 全球一次能源消费结构，三大化石能源——煤炭、原油、天然气分别占比26%、32%、23%；可再生能源占比8%，水电6%、核电4%（2023年）。从趋势来看，过去五年，煤炭、原油、天然气占比年均分别-0.22pct、-0.3pct、-0.15pct，可再生能源占比年均+0.74pct。
- 全球总体趋势是去碳的，欧美和中国的一次能源结构中煤炭占比下降都在1pct/年左右，但其他国家（除欧美中）的一次能源结构中煤炭占比反而是上升0.22pct/年。

图 2: 全球一次能源结构 (Exajoules)



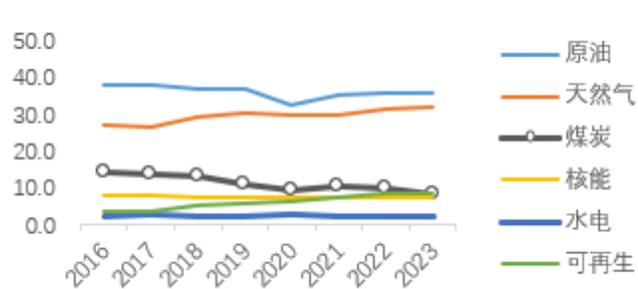
资料来源: EI 能源统计, 天风证券研究所

图 3: 中国一次能源结构 (Exajoules)



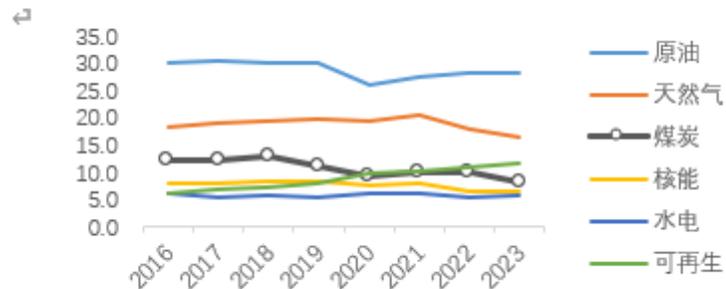
资料来源: EI 能源统计, 天风证券研究所

图 4: 美国一次能源结构 (Exajoules)



资料来源: EI 能源统计, 天风证券研究所

图 5: 欧洲一次能源结构 (Exajoules)

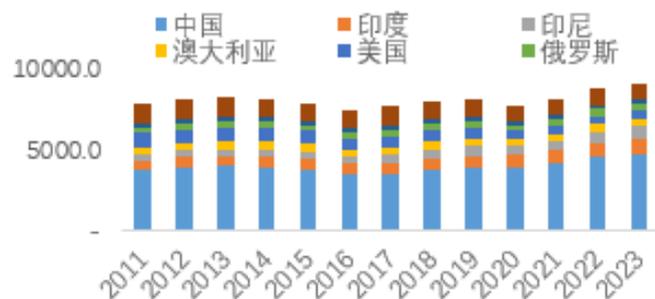


资料来源: EI 能源统计, 天风证券研究所

1.2 全球能源结构和煤炭格局概览——生产国份额结构

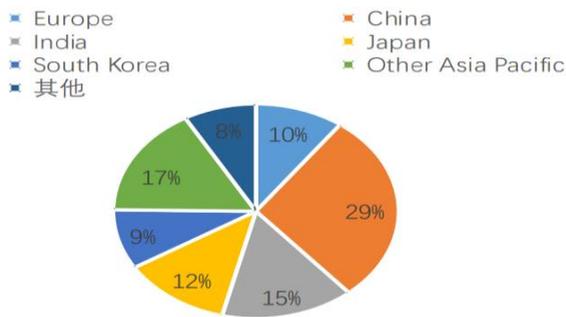
- 全球煤炭总产量约91亿吨，贸易量约为16亿吨，占总产量比例约20%（2023年）。
- 主要煤炭生产国集中在——中国、印度、印尼、澳大利亚、美国、俄罗斯、南非等几个国家。中国、印度、美国同时是煤炭生产大国和消费大国。中、印的煤炭消费量大于本土产量，是净进口国；而美国是净出口国。印尼、澳大利亚、俄罗斯、南非、蒙古、美国、哥伦比亚是全球最重要的净出口国。

图 6: 全球煤炭主要生产国产量 (百万吨)



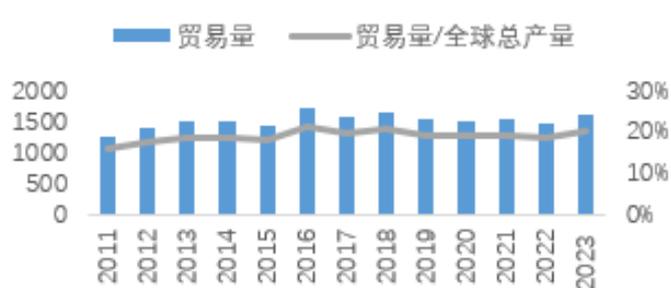
资料来源: EI 能源统计, 天风证券研究所

图 8: 2023 年全球煤炭主要消费国进口量结构 (%)



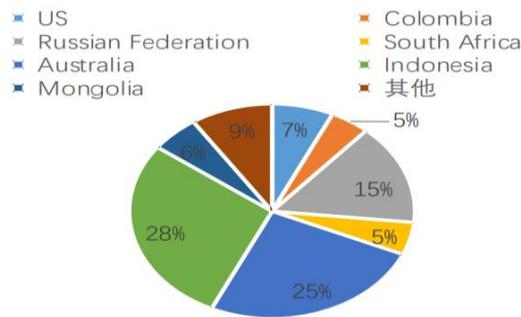
资料来源: EI 能源统计, 天风证券研究所

图 7: 全球煤炭贸易量, 及占总产量比例 (百万吨)



资料来源: EI 能源统计, 天风证券研究所

图 9: 2023 年全球煤炭主要生产国出口量结构 (%)

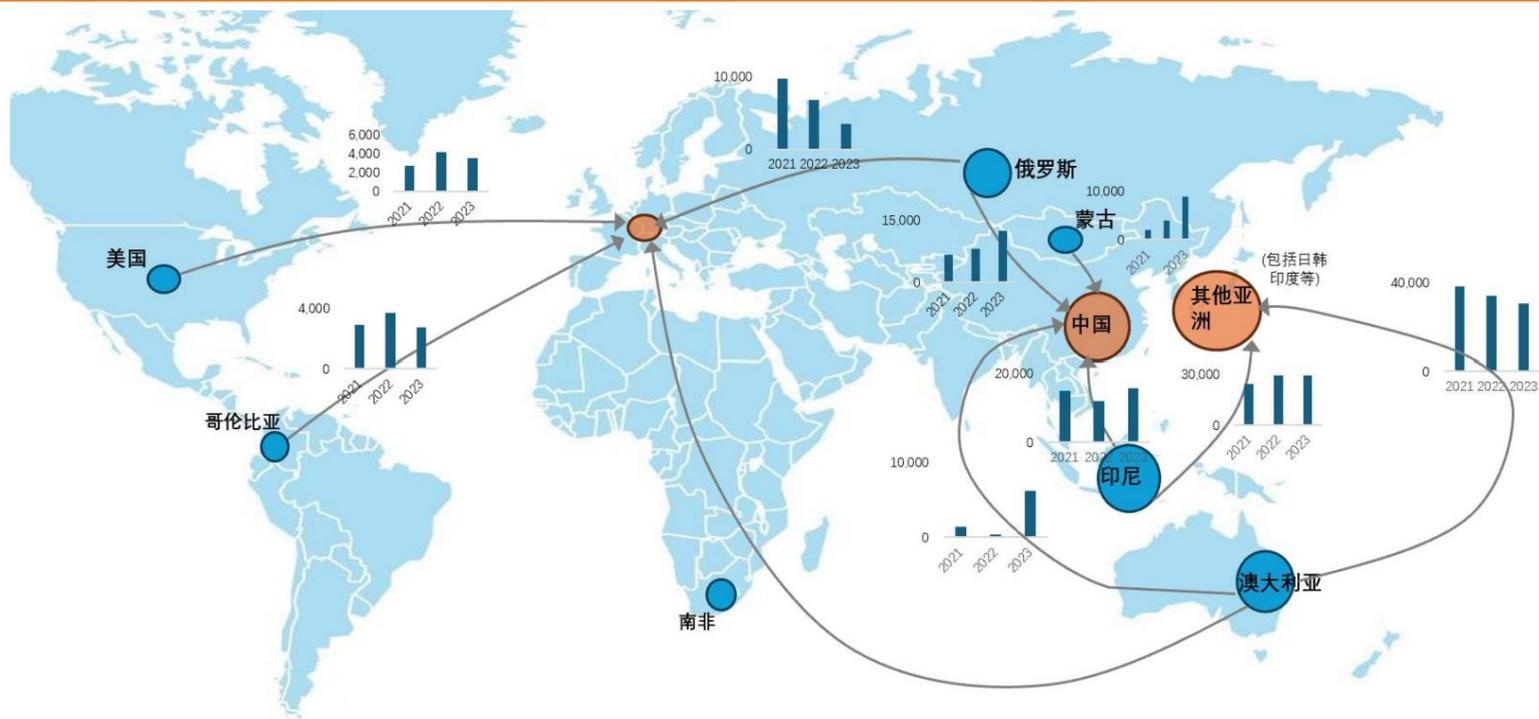


资料来源: EI 能源统计, 天风证券研究所

1.2 全球能源结构和煤炭格局概览——煤炭贸易格局

- 从贸易流向来看，全球煤炭贸易可以大体划分为亚太板块，和北大西洋板块。1) 亚太板块上的贸易量约为13亿吨，占全球总贸易量的82%；2) 北大西洋板块贸易量约1.6亿吨，占全球贸易量比例10%。此外南北美洲内部的贸易量约0.6亿吨，占比4%。
- 从竞争关系来看：1) 澳大利亚资源禀赋原因决定了，其贸易对象最为多而全，涵盖了几几乎所有的重要进口国；2) 印尼因低卡煤占主导，因此贸易对象以亚太国家为主；3) 俄罗斯在俄乌战争之后，对欧洲出口量下降，对中国依赖度较高；4) 蒙古国出口量几乎全都是中国；5) 美国和哥伦比亚的主要贸易对象中，欧洲占比相对较高，在欧洲市场上与澳煤竞争。

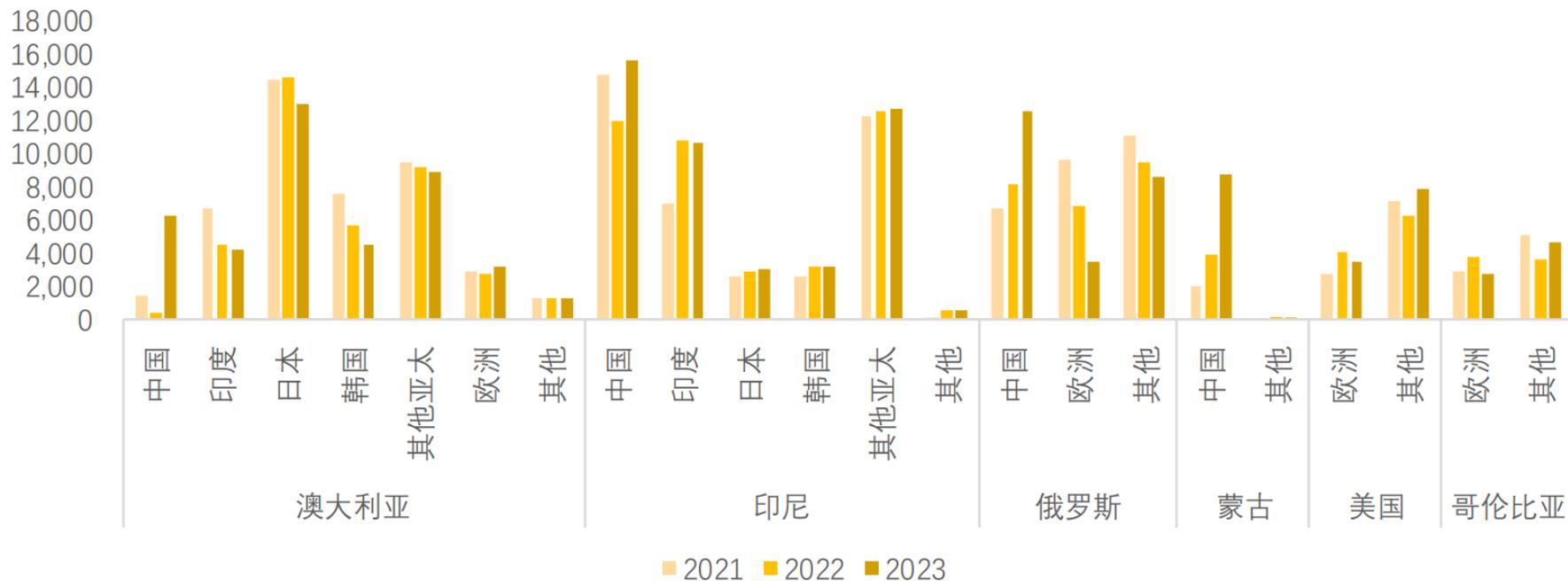
图 10：全球煤炭贸易路线示意图（2021-2023 年，单位：万吨）



资料来源：EI 能源统计，天风证券研究所

1.2 全球能源结构和煤炭格局概览——煤炭贸易格局

图 11：全球煤炭主要出口国贸易量（2021-2023 年，单位万吨）

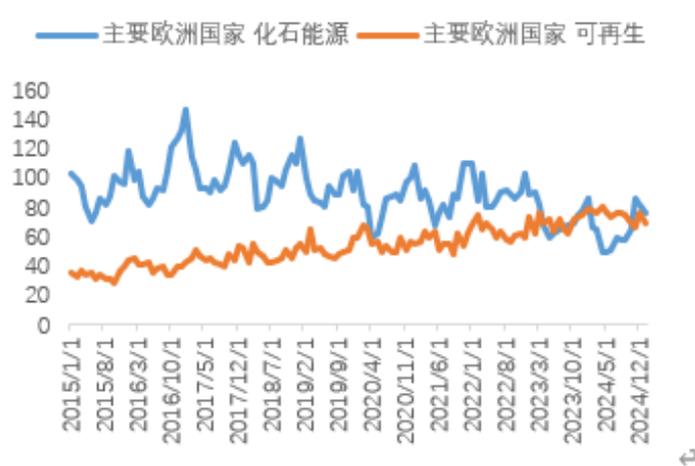


资料来源：EI 能源统计，天风证券研究所

2.1 消费国——欧洲将继续挤出进口煤

- **欧洲发电能源结构：**2024年煤炭和天然气占比均有所下降。2024年，欧洲主要国家发电能源结构中，新能源发电（风光生物质）902 Twh，占比39%；水电483Twh，占比21%；核电156 Twh，占比6.7%；化石能源发电776 Twh，占比33.5%。其中，天然气发电448Twh，占比19%，同比-1.9pct；煤炭发电260Twh，占比11%，同比-2.2pct。
- **装机方面，可再生预计2025年装机增长保持较高水平。**
 - 煤电装机，2024年，德国有5.8吉瓦的燃煤发电量退出市场，到2027年，预计将再减少1.4吉瓦。2024年9月，英国最后一座燃煤发电厂，诺丁汉郡的Ratcliffe on Soar停止运营，标志着该国142年燃煤发电的结束。
 - 可再生装机方面，2024年，欧洲太阳能新增装机66GW直流，海风新增装机3.1GW。我们预计2025年装机增长保持较高水平。
- **经济性方面，**天然气仍然是主要驱动因素。较低的天然气价格和相对较高的碳价格，支撑了2024Q3发电燃料从煤向气的切换。然而，这一趋势在2024年第三季度末开始消退，随着天然气价格上涨，缩小了煤炭向天然气燃料转换之间的差距。到2024年10月之后，燃气发电的成本已经高于燃煤发电。

图 12: 欧洲发电能源结构 (Twh) ↺



资料来源: ember, 天风证券研究所 ↺

图 13: 欧洲气电 vs. 煤电价格 (\$/mwh) ↺



资料来源: bloomberg, 天风证券研究所 ↺

2.1 消费国——欧洲煤炭平衡表及预测

- **2024年欧洲动力煤进口继续减量。**根据Eurostats数据估算，2024年，欧洲煤炭产量约35147万吨，同比-3742万吨；表观需求45921万吨，同比-6921万吨。煤炭进口进一步被挤出，2024年欧洲煤炭进口量估算10774万吨，同比-3179万吨。
- 从结构来看，欧洲煤炭进口以硬煤为主，褐煤较少。2024年，硬煤进口10356万吨，同比-2935万吨；褐煤进口419万吨，同比-244万吨。（以上为根据2024年1-11月数据初步估算）。
- **2025年火电和煤炭需求预测。**假设2025年欧洲总电力需求同比持平，按照前文欧洲风电光伏装机增长预期，并假设在气煤比价平稳前提下气电和煤电被替代的幅度相同，推算2025年欧洲主要国家发电耗煤量同比-9%。相当于2025年预计欧洲煤炭表需同比-4270万吨。
- **假设欧洲煤炭产量2025年同比-5%，即-1757万吨。**欧盟2025年预计仍有约2500万吨煤炭进口需求被挤出。

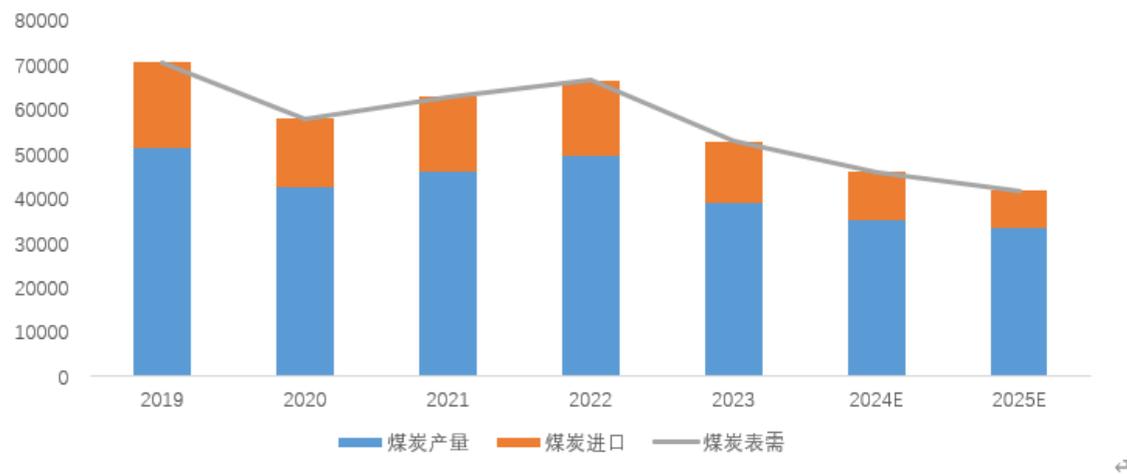
表 1：欧洲煤炭平衡表预测（单位：万吨）

	硬煤产量	褐煤产量	硬煤进口	褐煤进口	煤炭产量	煤炭进口	煤炭表需
2019	6855	44590	18844	236	51445	19080	70525
2020	5891	36762	15059	192	42653	15251	57904
2021	5856	40273	16420	186	46129	16606	62735
2022	5636	43903	16528	475	49538	17003	66541
2023	5117	33772	13290	663	38889	13953	52843
2024E	4700	30447	10356	419	35147	10774	45921
2025E					33390	8261	41651
同比变化							
2020 同比	(964)	(7828)	(3785)	(43)	(8792)	(3828)	(12621)
2021 同比	(35)	3511	1361	(7)	3476	1354	4831
2022 同比	(221)	3630	108	289	3409	397	3806
2023 同比	(518)	(10131)	(3238)	188	(10649)	(3049)	(13698)
2024 同比	(418)	(3324)	(2935)	(244)	(3742)	(3179)	(6921)
2025 同比 (E)					(1757)	(2513)	(4270)

资料来源：eurostats，天风证券研究所

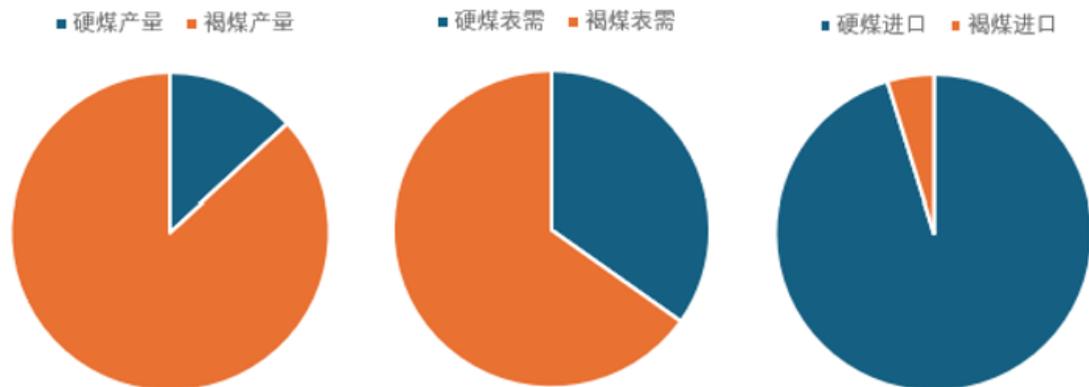
2.1 消费国——欧洲煤炭平衡表及预测

图 14: 欧洲煤炭平衡表 (单位: 万吨)



资料来源: eurostats, ember, 天风证券研究所

图 15: 2023 年欧洲分煤种结构 (单位: 千吨)

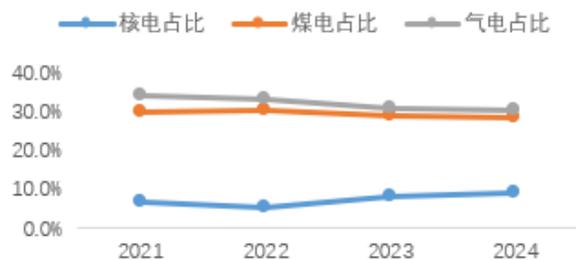


资料来源: eurostats, 天风证券研究所

2.2 消费国——日韩核电重启进程主导煤炭需求

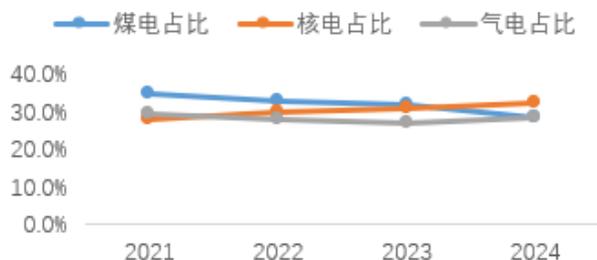
- 日本：** 为自己设定了到2030年逐步淘汰低效燃煤发电厂的目标。政府已宣布计划重启更多核反应堆以满足电力需求。根据IEA，假设核能发电量增加40 TWh以上，可再生能源部署持续进行，预计未来三年天然气和燃煤发电量将下降。假设气电和煤电份额同步被替代的话，预计2025年日本煤电将减少1.1%，对应挤出约140万吨进口煤。
- 韩国：** 2024年增加了2.8吉瓦的核电容量，取代了燃煤发电。预计2025年将新增1.4吉瓦的核电装机容量。2024年5月，政府宣布增加对可再生能源和联合CCGT的投资。假设气电和煤电份额同步被替代的话，预计2025年韩国煤电将减少1.8%，对应挤出约150万吨进口煤。

图 16: 日本火电 vs.核电占比¹



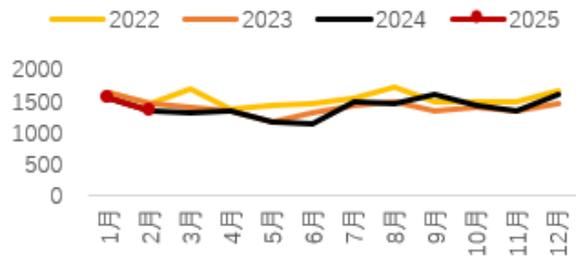
资料来源: ember, 天风证券研究所¹

图 17: 韩国火电 vs.核电占比¹



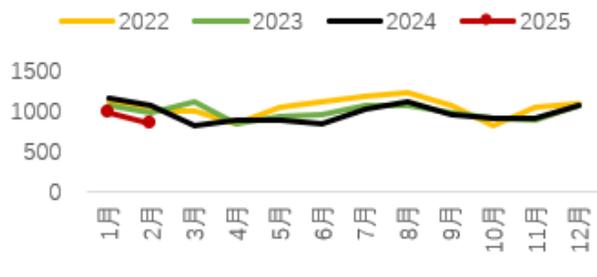
资料来源: ember, 天风证券研究所¹

图 18: 日本煤炭进口-月度 (万吨)¹



资料来源: 钢联数据, 天风证券研究所¹

图 19: 韩国煤炭进口-月度 (万吨)¹

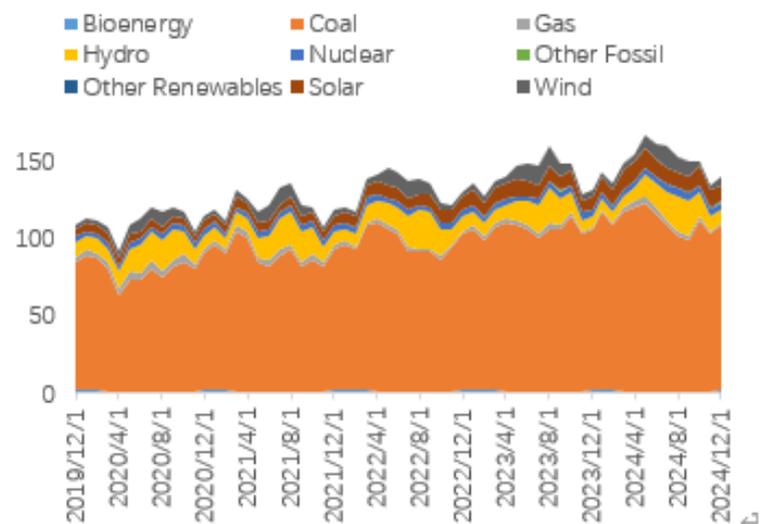


资料来源: 钢联数据, 天风证券研究所¹

2.3 消费国——印度仍有吸纳增量能力

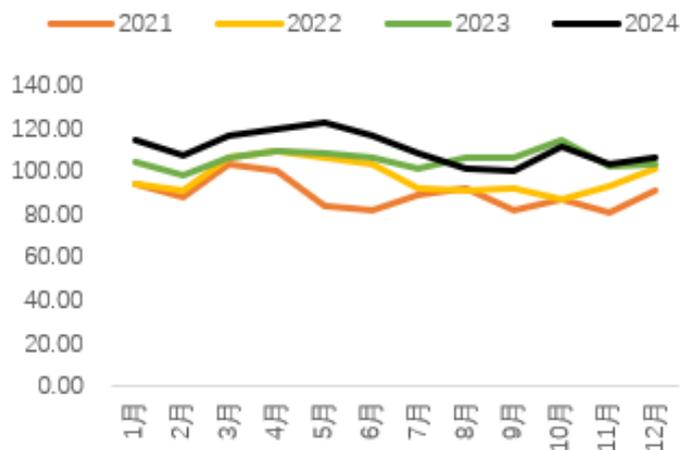
- 印度总发电量持续增长，2022/23/24年分别同比+8.5%/+6.9%/+5.8%。
- 印度的发电能源结构中，煤炭占据绝对主导，占发电一次能源比例约74%。因风光水占比不高，水电对煤炭当年需求有一定影响。
- 印度煤电发电量增速，基本跟随总发电量增速，2022/23/24年分别同比+8.6%/+8.6%/+5.0%。2023年印度煤电增速大于总发电量增速，因水电下降；反之2024年煤电增速小于总发电量增速，因水电回升。在对2025年预测中，我们对水电的假设是中性，即煤电增速与总发电量增速保持一致。

图 20: 印度发电能源结构 (Twh)



资料来源: ember, 天风证券研究所

图 21: 印度煤电发电量 (Twh)

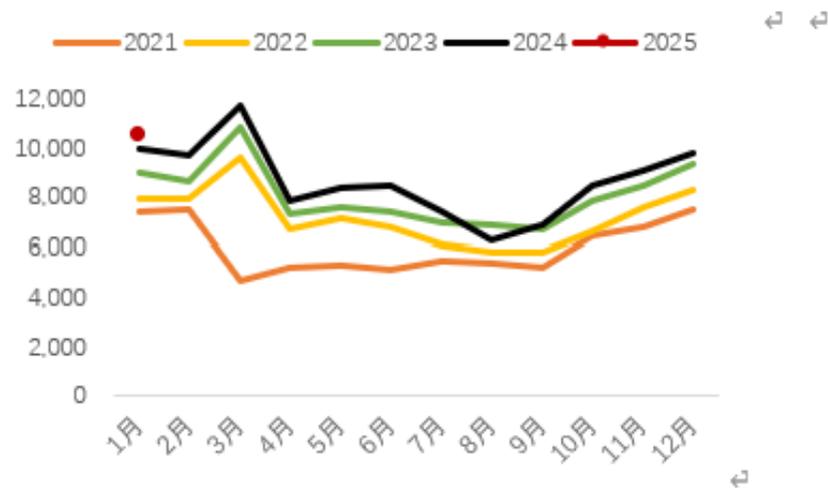


资料来源: ember, 天风证券研究所

2.3 消费国——印度仍有吸纳增量能力

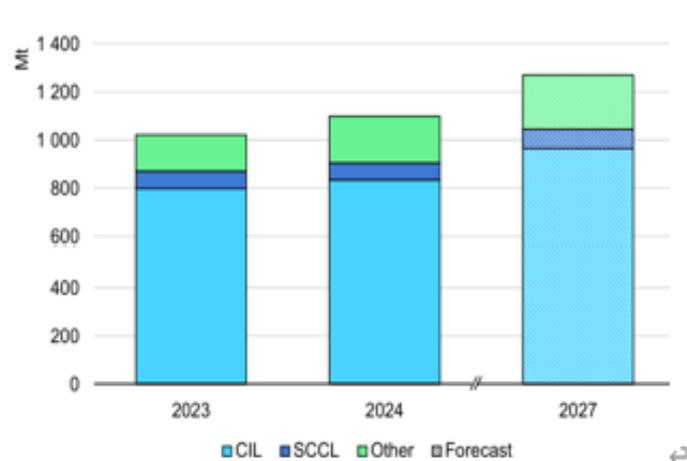
- **印度煤炭产量连续较高增长。**2022/23/24年产量增速分别20%、12%、7%，到2024年煤炭总产量达到103904万吨。2025年1月份数据显示煤炭产量继续增长了4.8%。
- **公共部门主要由硬煤生产商印度煤炭有限公司（CIL）和Singareni煤矿有限公司（SCCL），以及国有褐煤生产商NLC印度有限公司主导。**公共部门的生产商主要以通知价格向国内电力部门供应煤炭，通知价格由CIL预先确定，以保证低成本发电。CIL占印度煤炭产量的近80%。2023年，该公司的产量增长了约7%，因此对增长的贡献低于其他公司。
- **2024年11月，CIL宣布在未来五年内推出36座新矿，而Singareni宣布了7座新矿和NLC两座新矿。**为了进一步提高煤炭产量，煤炭部一直致力于让采矿开发商兼运营商（MDO）管理CIL拥有的矿山的运营。这些私人承包商负责监督从开采到交付的整个采矿过程。2024年8月，煤炭部将其MDOs倡议的总产能从1.68亿吨扩大到2.57亿吨（包含28个项目），其中14个项目已经授予MDO，其中6个已经开始生产。

图 22: 印度煤炭产量-月度 (万吨)



资料来源：钢联数据，天风证券研究所

图 23: 印度煤炭产量-按公司 (万吨)



资料来源：IEA《Coal 2024: Analysis and forecast to 2027》，天风证券研究所

2.3 消费国——印度煤炭平衡表

- **供应端：**根据IEA预测，印度对煤炭日益增长的需求，加上其减少能源进口和加强能源安全的努力，将在未来几年推动煤炭产量的增长。估计未来三年煤炭产量将增加1.7亿吨——即平均每年增加约5700万吨，对应产量增幅约5.5%。
- **需求端：**印度煤炭需求有望保持良好增长。根据IMF对2025年印度GDP增速预测6.5%，以及印度煤炭需求/GDP的弹性系数，预计2025年印度煤炭终端需求有望达到13.7亿吨，同比+7.2%。但考虑到2024年印度电煤累库约1000万吨，预计2025年印度煤炭表观需求增长约6.3%。
- **根据以上测算，预计2025年印度进口煤炭将达到约2.79亿吨，同比+10%，增加约2500万吨。**

表 2：印度煤炭平衡表及预测 (单位：万吨)

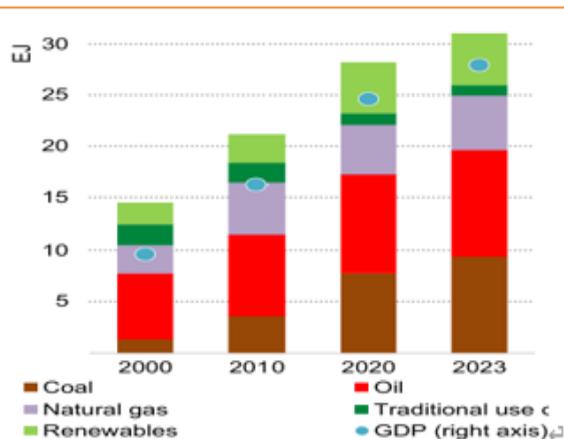
	煤炭产量	同比 (%)	煤炭进口量	同比 (%)	煤炭表需	同比 (%)
	万吨		万吨		万吨	
2021年	71750	0.7%	23448	7.4%	95198	2.3%
2022年	86190	20.1%	23389	-0.3%	109579	15.1%
2023年	96862	12.4%	25205	7.8%	122067	11.4%
2024年E	103904	7.3%	25365	0.6%	129269	5.9%
2025年E	109571	5.5%	27851	9.8%	137422	6.3%
同比增幅						
2022	+14440		-59		+14381	
2023	+10672		+1817		+12489	
2024	+7042		+160		+7202	
2025E	+5667		+2486		+8153	

资料来源：ember, JOGMEC, 天风证券研究所

2.4 消费国——东南亚是需求拉动者

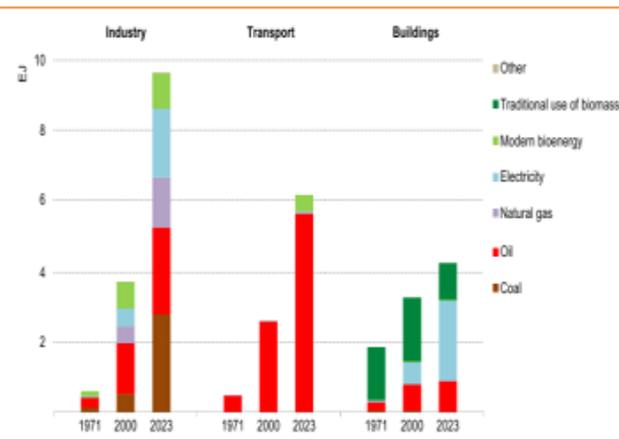
- **东南亚是煤炭需求的主要拉动者。**自2010年以来，以煤炭为首的化石燃料满足了东南亚近80%的能源需求，其在区域能源结构中的份额从2000年的9%增加到2024年的28%。目前，石油和煤炭各占东南亚能源需求的四分之一以上，天然气约占五分之一。2023年，煤炭发电量占该地区电力的一半。

图 24: 东南亚能源需求: 煤炭份额提升



资料来源: IEA《2024年东南亚能源展望》, 天风证券研究所

图 25: 东南亚能源需求: 工业需求拉动煤炭增长



资料来源: IEA《2024年东南亚能源展望》, 天风证券研究所

- **根据IEA预测**，到2035年，东南亚的电力需求将以每年4%的速度增长。到2035年，燃煤发电量继续以每年2%的平均速度增长，尽管其在总发电量中的份额降至35%左右。

图 26: 东南亚主要国家煤炭需求预测



资料来源: E1 energy, 天风证券研究所

2.4 消费国——东南亚（除印尼）煤炭供需预测

- **东南亚也是需求价格弹性的承担者。**2021-2022年能源危机、煤价高企的阶段，东南亚主要国家（越南、马来、菲律宾、泰国）的煤炭消费连续两年下降。2023年随着价格回落，其煤炭需求回升了10%。我们认为，需求对价格敏感，这是不发达国家能源需求的典型特征。
- 简单根据过去十年东南亚主要国家煤炭需求平均增速7.1%线性外推，估算2025年东南亚主要国家煤炭进口量预计增加约1700万吨。如果考虑到未来两年，随着国际能源市场步入宽松阶段，煤价回落之后，东南亚有望借此机会承接更多需求增量。

表 3: 东南亚主要国家 (除印尼) 煤炭供需预测 (单位: 万吨) ↵

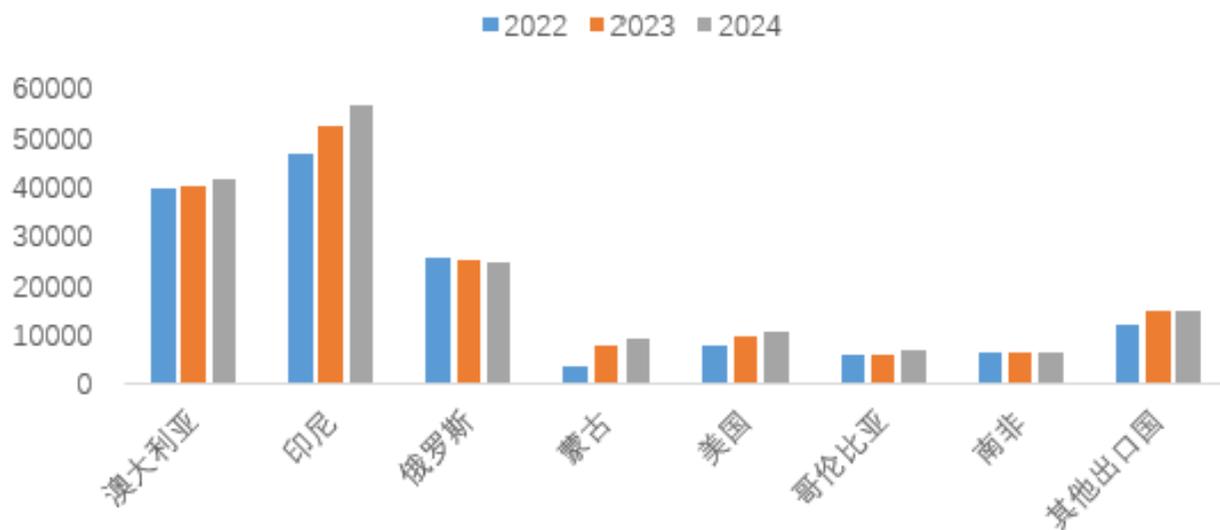
↵	2019↵	2020↵	2021↵	2022↵	2023↵	2024E↵	2025E↵
东南亚主要国家 (除印尼) 煤炭消费量↵							
越南↵	9549 ↵	10027 ↵	9525 ↵	8685 ↵	10613 ↵	↵	↵
马来西亚↵	4025 ↵	4738 ↵	4380 ↵	4326 ↵	4488 ↵	↵	↵
菲律宾↵	3343 ↵	3356 ↵	3617 ↵	3648 ↵	4028 ↵	↵	↵
泰国↵	3264 ↵	3489 ↵	3573 ↵	3251 ↵	2764 ↵	↵	↵
煤炭消费量合计↵	20180 ↵	21610 ↵	21096 ↵	19910 ↵	21893 ↵	23455 ↵	25130 ↵
煤炭产量↵	6046 ↵	5785 ↵	6254 ↵	6350 ↵	6099 ↵	6099 ↵	6099 ↵
煤炭进口量↵	14134 ↵	15825 ↵	14842 ↵	13560 ↵	15794 ↵	17356 ↵	19031 ↵
进口量同比+↵	1583 ↵	1691 ↵	(983)↵	(1282)↵	2234 ↵	1563 ↵	1674 ↵

资料来源: EI 能源统计, 天风证券研究所↵

3.1 生产国——2022-2024年总览

- **生产国出口情况总览：**2023/2024年全球估算总出口量分别16.2亿吨和16.6亿吨，分别同比+1.35亿吨和0.4亿吨。
- **出口供应增量主要来自：**1) 印尼，2023/2024年出口分别同比约+5600/+3200万吨，几乎占据了全球出口总增量的半壁江山；2) 蒙古，出口分别同比约+4100/+1300万吨，主要得益于中国市场；3) 美国，出口分别同比+1600/+900万吨；4) 澳大利亚，出口分别同比约+500/+1200万吨。
- 其他出口国，俄罗斯出口受制裁影响出口有所减量，哥伦比亚有小幅减量，南非变化不大。

图 27：主要煤炭出口国出口量变化 (万吨) ↻

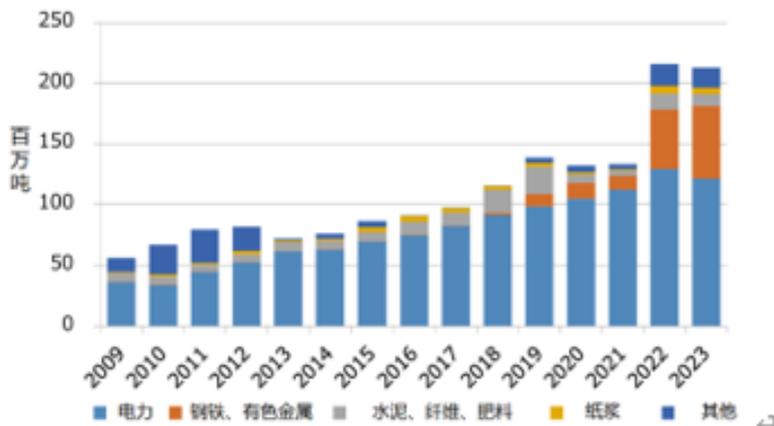


资料来源：钢联数据、wind、EI 能源统计，天风证券研究所↻

3.2 生产国——印尼：倒逼出口减量，低卡仍保持一定竞争力

- 印尼本国需求保持较高增长
- 印尼煤炭需求2022年同比增长62%，大幅增加2.16亿吨，2023年也维持在2.13亿吨的基本水平。从产业来看，2022年电力用电比上年增长15%，达到1.29亿吨，2023年也维持在1.21亿吨的大致水平。
- 印尼需求增长由冶金煤拉动。以镍冶炼为中心的钢铁、有色金属部门的消费量显著增加，从2021年的0.1亿吨大幅增加到2022年的0.5亿吨，2023年的0.6亿吨。
- 印尼电力领域需求增长不明显。供应结构和需求结构不匹配的问题值得重视，低卡煤是否面临更大的出口消纳压力？

图 28：印尼煤炭需求增长情况



资料来源：JOGMEC，天风证券研究所

图 29：印尼各产业煤炭供应量(百万吨)

类别	2022 (实绩)	2023 (实绩)	2024 (目标)	2025 (目标)	2026 (目标)
PLN (电力)	129.08	121.19	135	129	136
冶金、炼铁等	42.96	60.11	60.2	74.21	84.24
肥料	1.12	0.98	1.29	1.24	1.28
水泥	10.83	8.47	12.06	12.02	12.12
纤维	1.01	0.36	0.36	1.07	1.07
造纸	6.17	5.37	11.1	11.6	12.2
其他	1.83	16.39	0.12	0.16	0.17
合计	193.02	212.89	220.15	229.16	247.1

资料来源：JOGMEC，天风证券研究所

3.2 生产国——印尼：倒逼出口减量，低卡仍保持一定竞争力

- **印尼供应影响因素之：生产目标，和DMO义务**
- 印度尼西亚能源和矿产资源部下调印尼2025年煤炭生产目标。据当地媒体2025年2月4日报道，鉴于全球煤炭市场疲软，能源和矿产资源部（ESDM）下调2025年的生产目标。该部矿产和煤炭司司长宣布，印度尼西亚2025年的煤炭生产目标为7.35亿吨，低于2024年的实际产量8.36亿吨。
- 回顾历史，2022年，产量目标设定6.63亿吨，实际产量6.85亿吨；2024年产量目标7.1亿吨，预计实际产量高达8.36亿吨，超额比例达到了18%。
- 考虑2025年国际煤炭市场趋向宽松，我们认为印尼产量的超额幅度不会像去年那么大。按照超额生产7%估算，即产量7.86亿吨。
- 印度尼西亚的煤炭开采企业被赋予了国内供给生产量最低25%的义务（DMO）。不过这一目标已经没那么重要，因为2021年以来每年该比例都显著超过25%。

表 4: 印尼年度产量目标 vs. 实际产量(万吨)

	产量目标	实际产量	超额完成比例
2021	62500	61400	-1.8%
2022	66300	68487	3.3%
2023	69450	76573	10.3%
2024E	71000	83600	17.7%
2025E	73500	78645	7.0%

资料来源: JOGMEC, 天风证券研究所

3.2 生产国——印尼：倒逼出口减量，低卡仍保持一定竞争力

- 印尼供应影响因素之：HBA定价
- 2025年2月报道，能源和矿产资源部（ESDM）已决定强制要求在出口交易中使用印度尼西亚煤炭基准价格（HBA）。根据等级，HBA分为四类（HBA、HBA1、HBA2、HBA3）。3月1日公布的HBA价格如图30。
- 按照最低热值3400大卡一档价格34.16美金/吨，考虑运费等，到中国南方港口成本估算在390元/吨，折5500大卡价格约630元/吨，相比华南市场现货价格仍有竞争力。
- 倒数第二档4100大卡出口到中国，按照上述计算方式折算5500到中国价格705元/吨，已经没有竞争力。

图 30：印尼 HBA3 月价格²³

名称	规格	3月1日公布价格
HBA	发热量 6,322kcal/kg GAR、总水分 12.26%、总硫黄分 0.66%、灰分 7.94%	128.24 美元 / 吨
HBA I	发热量 5,300kcal/kg GAR、总水分 21.32%、总硫黄分 0.75%、灰分 6.04%	82.66 美元 / 吨
HBA II	发热量 4,100kcal/kg GAR、总水分 35.73%、总硫黄分 0.23%、灰分 3.9%	50.70 美元 / 吨
HBA III	发热量 3,400kcal/kg GAR、总水分 44.30%、总硫黄分 0.21%、灰分 3.88%	34.16 美元 / 吨

资料来源：JOGMEC，天风证券研究所²⁴

3.2 生产国——印尼：倒逼出口减量，低卡仍保持一定竞争力

- 印尼煤炭平衡表
- 2024年印尼煤炭供需平衡为：总产量8.36亿吨，5.55亿吨用于出口（66%），用于国内消费2.33亿吨（28%），用于库存4800万吨（6%）。
- 假设：
 - 1) 印尼产量2025年产量目标仍超额完成，但考虑到国际供需宽松情况，超额完成幅度下降到7%（从去年的超额18%），对应实际产量约7.86亿吨；
 - 2) 2025年印尼国内煤炭实际消费同比+10%；
 - 3) 考虑到2024年印尼出现较大幅度的累库（4800万吨），假设2025年印尼国内库存水平不变（既不累库也不去库），对应的表需同比-8.8%。
- 那么预计印尼2025年煤炭出口量有望减少近2500万吨至5.3亿吨左右。
- 值得关注的是，印尼本土的煤炭需求增长主要是冶金煤，但是印尼几乎不产冶金煤。据了解，印尼焦企多进口澳洲一二线主焦煤做骨架煤种，印尼气煤、肥煤以及俄罗斯气煤做配煤。那么随着印尼冶金煤需求增长，可能会大幅减少气煤、肥煤等出口。

表 5：印尼煤炭平衡表 (单位：万吨)

	实际产量	出口	国内表需	库存变动	国内实际消费
2021	61400	43201	18199		
2022	68487	46687	21800	2498	19302
2023	76573	52268	24305	3016	21289
2024E	83600	55500	28100	4800	23300
2025E	78645	53015	25630		25630
同比变化	-4955	-2485	-2470		2330

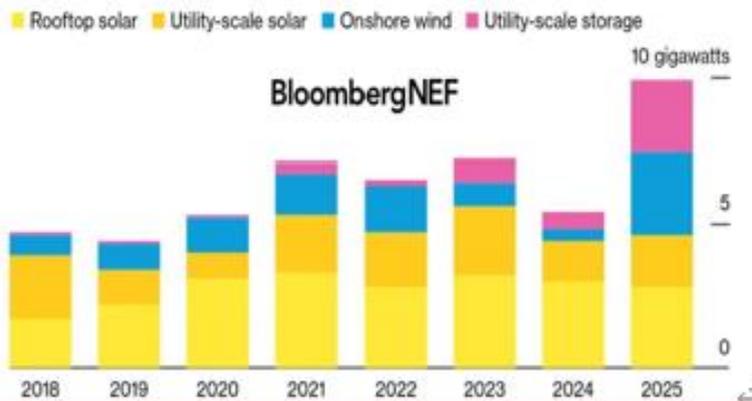
资料来源：钢联数据，JOGMEC，天风证券研究所

3.3 生产国——澳大利亚：出口竞争力2025年仍在

- 澳大利亚本土煤炭需求稳定小幅下降
- 2024年1-11月份，澳大利亚发电能源结构中，煤电占比53.8%（比2023年下降0.3pct）；太阳能占比18.8%（比2023年+0.6pct）；风电占比13.4%（比2023年持平）。
- 尽管政策不确定性迫近，但预计2025年清洁能源技术的新增装机将创历史新高。彭博新能源财经预测，澳大利亚全国大型地面光伏和风电、大型电池储能以及屋顶光伏新增装机将分别达到4.5GW、2.5GW和2.8GW。
- 据此测算，2025年澳大利亚煤炭发电量将减少2.1%，对应耗煤量减少约135万吨。

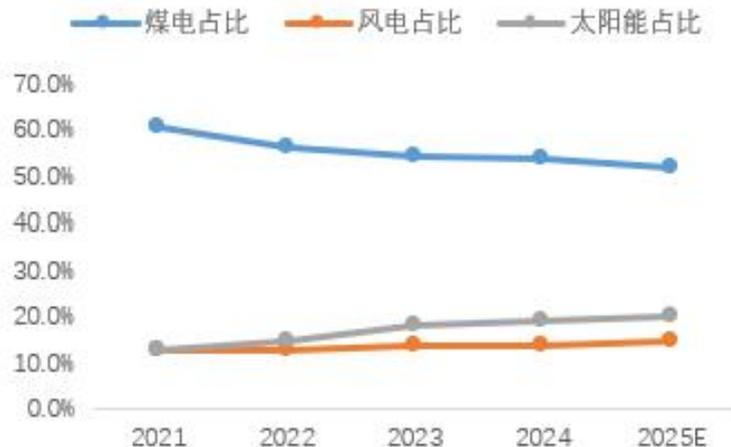
图 31: 澳大利亚新能源装机 2025 年有望创新高

Operational clean energy technologies in Australia, and 2025 forecast, by year of commissioning



资料来源：新浪新闻，天风证券研究所

图 32: 澳大利亚发电用能结构



资料来源：JOGMEC，天风证券研究所

3.3 生产国——澳大利亚：出口竞争力2025年仍在

• 供给受执政党因素影响

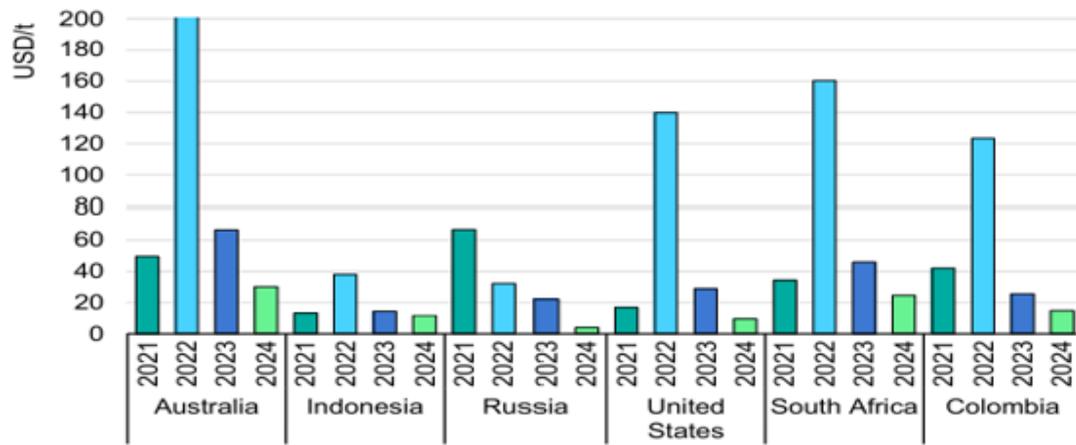
- 一方面，执政党影响澳大利亚煤矿项目推进。澳大利亚联邦政府主要反对党自由党和反对党国家党的联盟表示，如果自由党-国家联盟在同一次选举中上台，“目前被推迟或停滞的煤炭、天然气、煤炭、天然气，我们将立即调查铁矿石项目，并与矿业公司、州和地区政府合作，以恢复或加快这些项目”。
- 另一方面，执政党影响可再生能源的发展，和电煤需求的挤出速度。若现任工党2025年继续执政，且当前支持新清洁能源技术的机制按计划推出，彭博新能源财经预计将有7.1 GW的大型可再生能源将获政策支持。

• 供给端，成本优势仍在

- 澳大利亚煤炭热值较高，其盈利能力在产煤国里占据优势地位（单位热值的开采成本和运输成本较低）。2024年高热值煤炭的利润，澳大利亚大约30美元/吨，在主要各产煤国中排首位。我们认为，2025年尽管国际煤价下行，但澳煤预计不会被明显挤出。

图 33：澳大利亚煤炭在全球出口国中盈利能力曲线左侧

Indicative profitability of high-CV thermal coal trade, select countries, 2021-2024

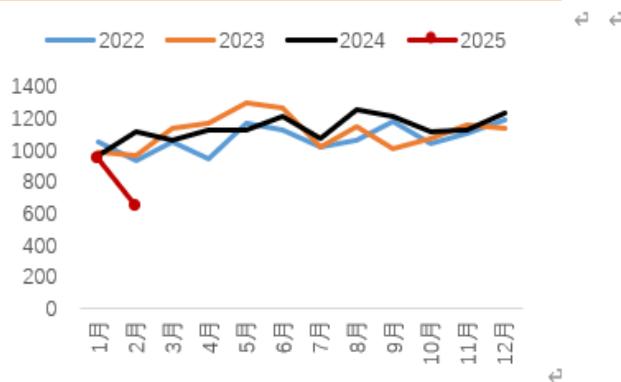


资料来源：IEA，天风证券研究所

3.3 生产国——澳大利亚：出口竞争力2025年仍在

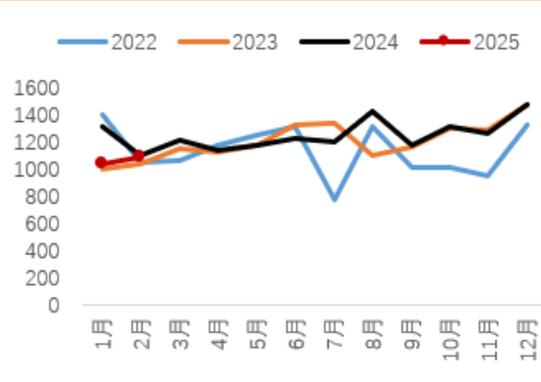
- 澳大利亚仍有新产能正在投放
- 澳大利亚是全球新增煤矿扩张的主体，占到全球增量项目的62%，主要集中在以出口为目的的项目。澳大利亚一共有47个项目在早期或者后期阶段，主要是炼焦煤，或者介于炼焦和动力煤之间的品种。
- 2024年及之后投产的项目包括：2024年4月份，Olive Downs煤矿产能600万吨冶金煤投产，其许可范围内可以再扩能200万吨。2024年二季度，Vickery煤矿开始投产，产能目标是达到120万吨，以炼焦煤为主。2024年6月份，皮博迪公司的Centurion煤矿开始投产，预计2025年爬坡上产，到2026年产能达到480万吨。
- 根据上述项目简单估算，2025年澳大利亚煤矿新增生产能力约450万吨，可供出口量增加约585万吨。

图 34: 澳大利亚昆士兰港煤炭出口数量 (单位: 万吨)



资料来源: 钢联数据, 天风证券研究所

图 35: 澳大利亚纽卡斯尔港煤炭出口数量 (单位: 万吨)



资料来源: 钢联数据, 天风证券研究所

表 6: 澳大利亚煤炭平衡表 (单位: 万吨)

	产量	内需	出口
2020	54200	17100	37100
2021	55500	19000	36500
2022	54528	14838	39690
2023	54035	13884	40151
2024E	55397	14012	41384
2025E	55847	13877	41969
同比	450	(135)	585

资料来源: 钢联数据, JOGMEC, 天风证券研究所

3.4 生产国——俄罗斯：制裁因素+盈利能力劣势，或处于不利地位

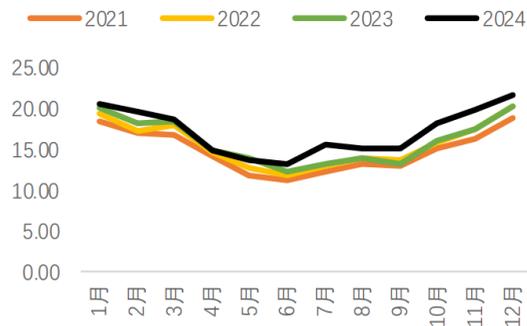
- 不同于其他产煤国平衡表逻辑“净出口=产量-本国消费”，俄罗斯的平衡表逻辑可能是“产量=本国消费+出口需求”。因为：
 - 1) 俄乌战争之后，俄罗斯的煤炭出口受到制裁影响。2025年在制裁影响下，欧洲可能进一步减少采购。
 - 2) 中国受本身供需过剩影响挤出进口需求。
 - 3) 根据前述澳大利亚部分图33，俄罗斯处于成本曲线不利位置。
- 预计2025年俄罗斯有望减少出口量约1200万吨。

表 7: 俄罗斯煤炭平衡表 (单位: 万吨)

	俄罗斯产量	俄罗斯消费量	俄罗斯出口量			
			出口总量	到中国	到欧洲	到其他国家
2020	39980	15032	24948	3949	8946	12053
2021	43410	15672	27738	5695	9625	12418
2022	43900	17552	26348	6806	6765	12777
2023	43250	17517	25733	10213	3521	11999
2024E	42700	18805	23895	9509	3008	11377
2025E	42446	19745	22700	9034	2858	10809
2025+	-254	940	(1195)	(475)	(150)	(569)

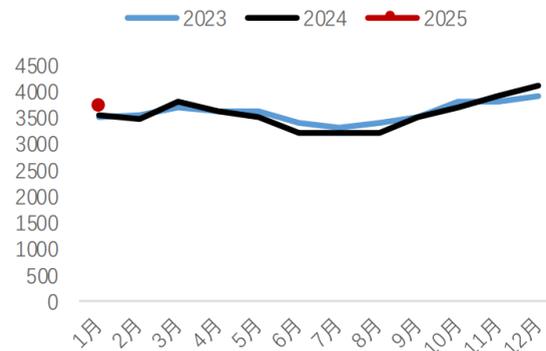
资料来源: 钢联数据, ember, 天风证券研究所

图 36: 俄罗斯煤电发电量 (Twh)



资料来源: ember, 天风证券研究所

图 37: 俄罗斯煤炭产量 (单位: 万吨)



资料来源: 钢联数据, 天风证券研究所

3.4 生产国——俄罗斯：制裁因素+盈利能力劣势，或处于不利地位

• 俄罗斯影响因素

• 1) 制裁影响

- 根据美国财政部外国资产控制办公室（OFAC）1月10日发布的制裁名单（SDN名单）包括KRU和Russian Coal的子公司和关联公司。
- 据称KRU是唯一一家向海外供应煤炭的公司。据当地报纸报道，目前俄罗斯一半以上的煤炭产量都在SDN名单上，由于出口价格较低、中国的进口关税和美国的制裁，预计2025年对俄罗斯煤炭公司来说将是比2024年更困难的一年。另一方面，将这一列入SDN名单的准备工作已经进行了一段时间，专家表示，国际煤炭价格的下跌和俄罗斯铁路的问题比制裁压力更严重。

• 2) 成本因素

- 根据前述澳大利亚部分图33，俄罗斯处于成本曲线不利位置。2025年在制裁影响下，欧洲可能进一步减少采购，以及中国受供需过剩影响挤出进口需求，预计俄罗斯不得不减少产量和进口量。

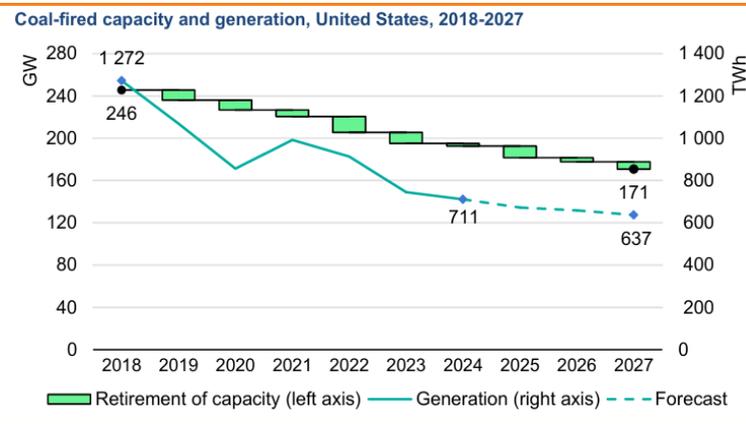
• 3) 太平洋铁路

- 这条非公用铁路从南雅库特埃尔加煤矿通往哈巴罗夫斯克边疆区鄂霍茨克海沿岸埃尔加港。线路全长531公里。专门为其在南雅库特的埃尔金斯基煤矿（Elginsky）的开发与出口服务。该铁路预计将于2025年第一季度全面运营，年货运能力初期为3000万吨，不久未来将达5000万吨。
- 埃尔加南雅库特露天煤矿生产优质炼焦煤，是世界上最大的焦煤矿床之一。2022年，埃尔加煤炭产量超过2000万吨，煤矿进行第二阶段扩建后可增加产量约130%。去年俄罗斯政府批准了埃尔加南雅库特埃尔金斯基露天煤矿第二阶段扩建工程，使其煤炭产能扩大到了每年4500万吨。2024年1-10月，Elga公司煤炭产量1990万吨，比去年同期增加470万吨，同比增长30.9%。
- 因此，该铁路通车，我们认为可能会给焦煤市场带来进一步压力，对动力煤影响或有限。

3.4 生产国——美国：产需同降，出口或较平稳

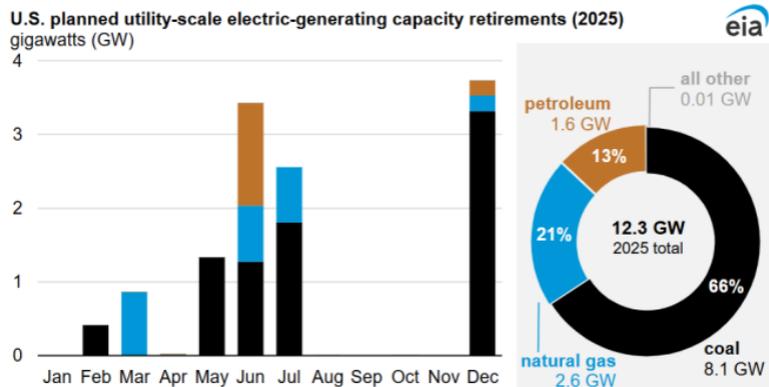
- 美国煤电装机方面：**美国能源信息署（EIA），发电厂计划在 2025 年退役 8.1 GW 的燃煤产能，占 2024 年底美国运煤机组总量的 4.7%。2023 年的煤炭退役量降至 4.0 吉瓦。发电商计划 2024 年退役的美国最大的燃煤电厂是犹他州的 1800 兆瓦项目，预计该发电厂的 840 MW 天然气联合循环发电厂将于 7 月上线。
- 经济性方面：**尽管美国气价和煤价有波动，但长周期来看，美国气电成本低于煤电成本。因此气电替代煤电是长期趋势。

图 38：美国煤电装机退役情况和煤电发电量



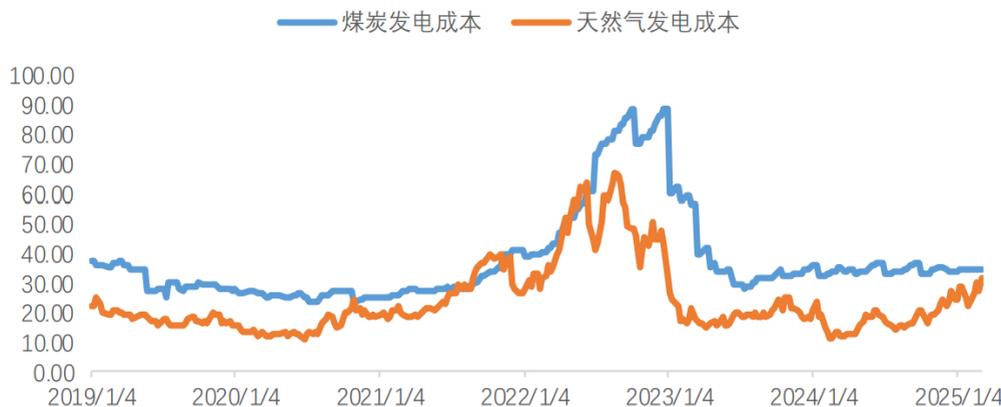
资料来源：IEA，天风证券研究所

图 39：美国计划在 2025 年退役 8.1GW 煤电装机



资料来源：EIA，天风证券研究所

图 40：美国煤电 vs 气电比价(美元每兆瓦时)

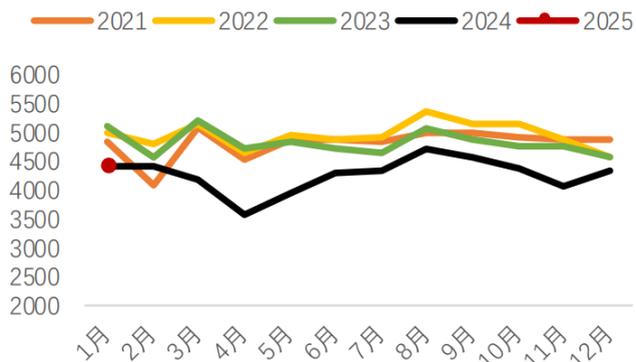


资料来源：IEA，天风证券研究所

3.4 生产国——美国：产需同降，出口或较平稳

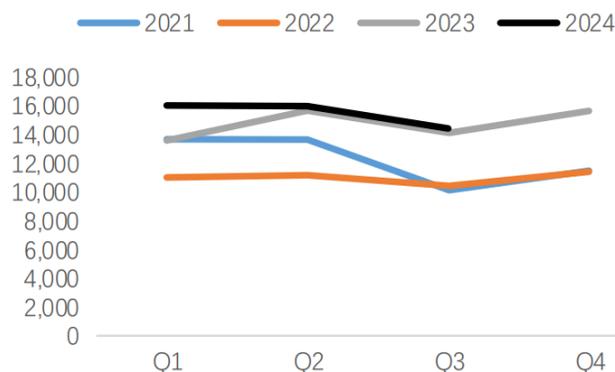
- **美国煤炭产量**2024年出现了比较明显的下降，同比减少约6600万吨。我们认为这是2023年底库存过高，倒逼减产所致。2025年1月，美国产量比去年同期基本持平。
- 根据几个主要美国煤炭公司（出口导向型的）计划的产量，2025年制定的产量目标以稳定为主。

图 41：美国煤炭产量（万吨）



资料来源：EIA，天风证券研究所

图 42：美国煤炭库存 2023 年底过高是压制 2024 年产量的因素（千吨）



资料来源：EIA，天风证券研究所

表 8：美国主要出口导向型煤炭公司产量及目标（百万吨）

	2024	2025 目标
Whitehevan	37.1	35-40.5
Peabody (Seaborne)	23.7	23~25
Warior	8.2	7.8 - 8.6

资料来源：各公司官网，天风证券研究所

3.4 生产国——美国煤炭平衡表

- 与俄罗斯类似，美国的煤炭平衡表应以“产量=国内需求+出口需求”的逻辑进行预测。
- 本土需求方面，假设2025年美国煤炭消费量下降幅度，与煤电装机缩减幅度一致，即-4.7%。
- 并考虑到美国出口以炼焦煤为主导，而美国炼焦煤在全球收益曲线上处于中等收益，有一定竞争优势。
- 因此初步预测，美国2025年动力煤产量可能跟随电煤需求有所下降，而焦煤产量和出口量有望保持平稳。

表 9: 美国煤炭平衡表 (单位: 万吨)

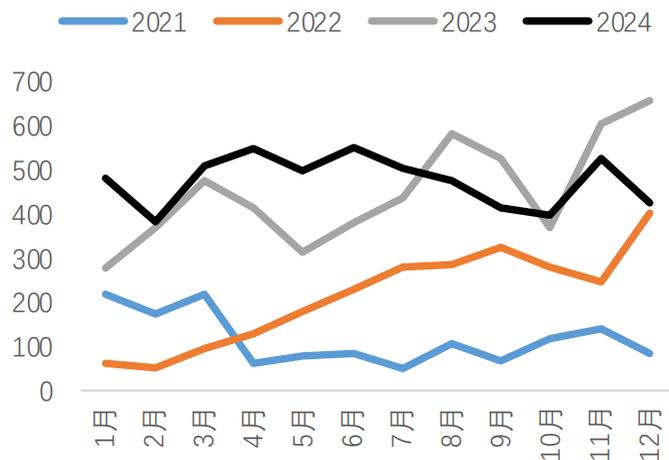
	美国煤炭产量	净出口	表观需求	库存变化	终端消费
2019	70631	8707	61924	3546	58654
2020	53543	6393	47151	(544)	47669
2021	57743	7973	49770	(4447)	54568
2022	59416	7964	51451	(138)	51553
2023	57795	9620	48176	4228	42595
2024E	51173	10519	40654	(436)	41091
2025E	49678	10519	39160	0	39160
2022 同比	1672	(8)	1681	(3015)	(3015)
2023 同比	(1620)	1656	(3276)	(8958)	(8958)
2024 同比	(6622)	899	(7511)	(1505)	(1505)
2025 同比	(1495)	0	(1495)	(1931)	(1931)

资料来源: EIA, 天风证券研究所

3.4 生产国——蒙古：高度依赖中国，尤其炼焦煤

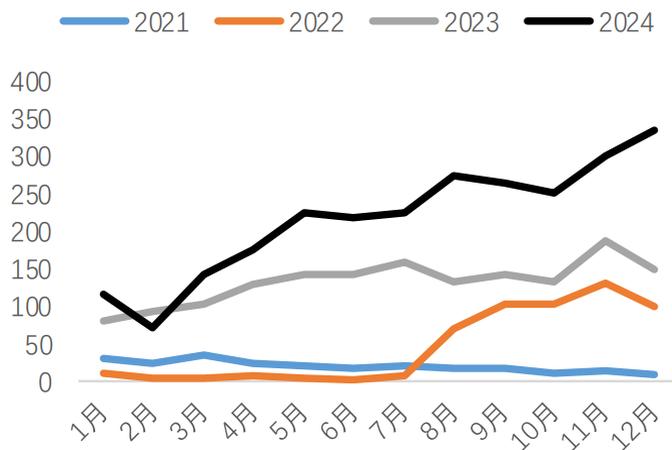
- 2024 年全年，蒙古国煤炭出口量（烟煤和褐煤）达到 8370 万吨（同比增长 +20% 以上），煤炭出口量历史上首次超过 8000 万吨。在 2024 年计划中，蒙古计划以 115 美元/吨的平均出口价格出口 7800 万吨煤炭，但尽管实现了数量目标，平均出口价格仍保持在 103 美元/吨左右。
- 中国几乎是蒙古煤炭出口的唯一目的国。中国进口需求，尤其是焦煤的进口需求，对蒙古国煤炭出口，是最大的影响因素。2024 年，中国自蒙古进口焦煤 5679 万吨，同比+286 万吨，但是呈现前高后降走势；中国自蒙古进口动力煤 2593 万吨，同比大幅+1007 万吨。二者表现差异（图 43、44）原因在于，2024 年中国焦煤需求已经下滑，而中国动力煤需求仍然存在被动补库中。
- 进入 2025 年，预计焦煤消费将小幅下降，综合考虑到通关潜力和基础设施建设情况的改善，预计未来几年蒙煤对华发运量预计高位小幅下降。

图 43：中国自蒙古进口焦煤量（万吨）



资料来源：海关数据，天风证券研究所

图 44：中国自蒙古进口动力煤量（万吨）



资料来源：海关数据，天风证券研究所

3.4 生产国——哥伦比亚和南非

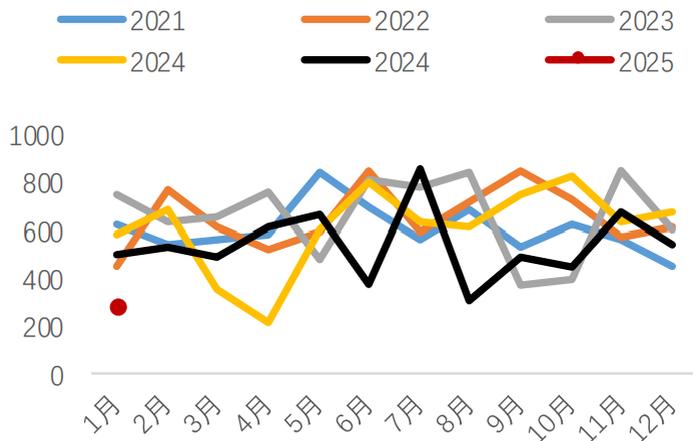
• 哥伦比亚政治局势恶化或影响产量出口量

• 据当地媒体，由于北桑坦德北部卡塔通博地区的安全局势恶化，政府将能够在内战宣战的 90 天内通过三项额外税收征收 1.06 万亿比索。石油和煤炭的特殊出口收入预计约为 2140 亿比索，但如何征收的细节尚未披露。

• 南非或保持稳定

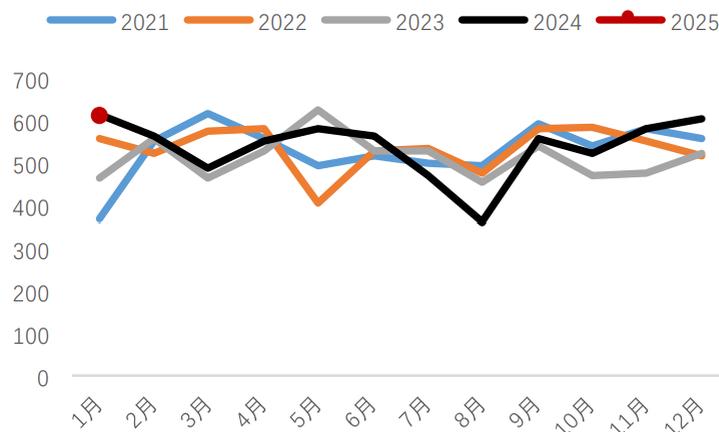
• 根据IEA预测，在2024-2027年南非的煤炭产量将保持平稳或小幅增长。需求端有望保持稳定，短期内煤电机组淘汰放缓，修订后的《综合电力资源计划》（IRP）包括将某些燃煤发电厂的关闭推迟。预计南非出口量保持平稳。

图 45：哥伦比亚煤炭出口量（万吨）



资料来源：钢联数据，天风证券研究所

图 46：南非煤炭出口量（万吨）



资料来源：钢联数据，天风证券研究所

4.1 中国vs全球平衡表的碰撞

• 2024年：中国是进口吸纳者，印尼是增量受益者

- 2024 年中国几乎吸纳了全球所有的煤炭进口增量。中国净进口+6800 万吨，东南亚主要消费国净进口+1563 万吨；欧洲进口-3130 万吨，日韩微弱减少，印度微弱增加；汇总进口增量约4000 万吨。
- 出口国中，印尼享受了大部分市场增量。印尼净出口+3200 万吨，澳大利亚出口+1200 万吨，蒙古依靠中国市场出口约+1300 万吨；俄罗斯受到制裁影响出口-1800 万吨，哥伦比亚出口约-1000 万吨。
- 库存方面，主要消费国库存目前处于较高水平。中国社会库存（主要电厂+主要港口+主要坑口）在 2024 年底约达 26000 万吨，同比+2700 万吨；印度电厂库存在 2024 年底比一年前高出约 1000 万吨；印尼 2024 年累库 4800 万吨。

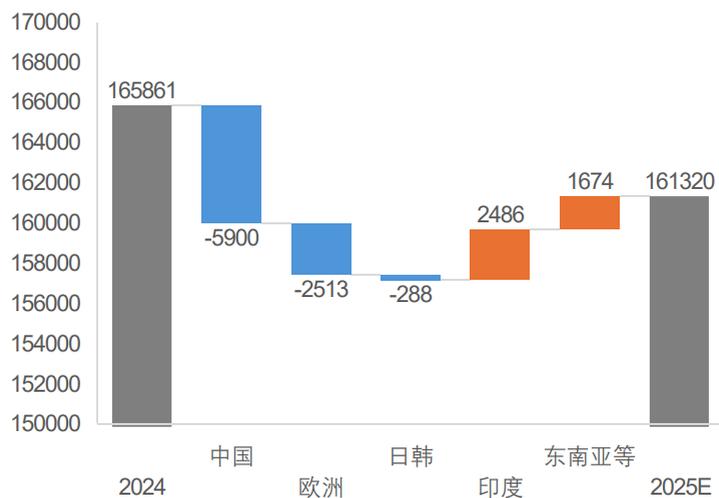
• 2025年：中国或大幅减少进口，产煤国将接受考验

- **中国：**预计 2025 年动力煤终端消费+1.3%，考虑到 2024 年的累库因素，预计 2025 年的表观消费仅+0.7%。假设产地方面，新疆产量+6000 万吨，晋陕蒙产量持平。推算 2025 年中国减少进口动力煤约 5900 万吨。
- **其他进口国：**如上文预测，欧洲 2025 年将减少进口煤 2500 万吨，日韩将继续小幅减少进口履约 300 万吨；印度有望增加进口 2500 万吨，东南亚主要消费国将增加进口约 1700 万吨。消费国总体对进口煤的需求将减少约 4500 万吨。
- **出口国总体需要减少出口量，**结合出口国的成本竞争力、本国消费情况、主要贸易对象和制裁因素，预计印尼、俄罗斯、蒙古将成为主要减少出口的国家，澳大利亚将维持一定的出口竞争力。
- *注：上述测算未考虑 2025 年库存变化，假如考虑 2025 年全球还需要去库存，那么对生产国的压力还要更大一些。*

4.1 中国vs全球平衡表的碰撞

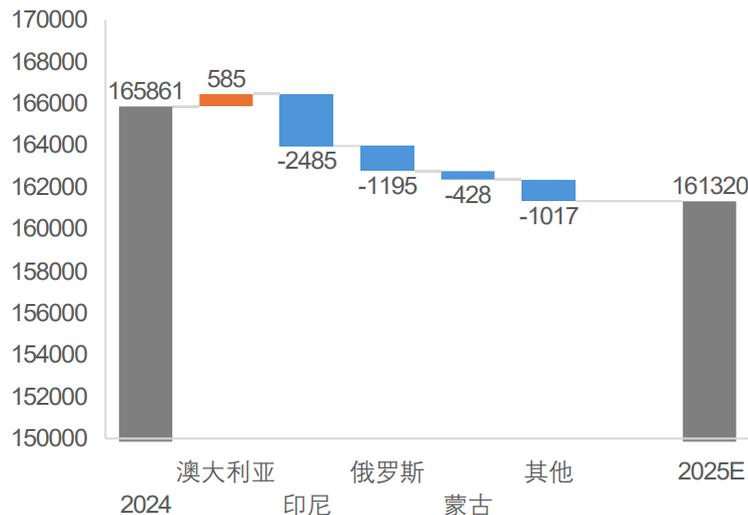
- 出口国总体需要减少出口量，结合出口国的成本竞争力、本国消费情况、主要贸易对象和制裁因素，预计印尼、俄罗斯、蒙古将成为主要减少出口的国家，澳大利亚将维持一定的出口竞争力。
- 我们认为2025年主要考验印尼煤，2026年则将主要考验澳煤。
- 注：上述测算未考虑2025年库存变化，假如考虑2025年全球还需要去库存，那么对生产国的压力还要更大一些。

图 47：全球主要消费国煤炭进口变化预测（万吨）



资料来源：钢联数据、海关数据等，天风证券研究所

图 48：全球主要生产国煤炭出口变化预测（万吨）

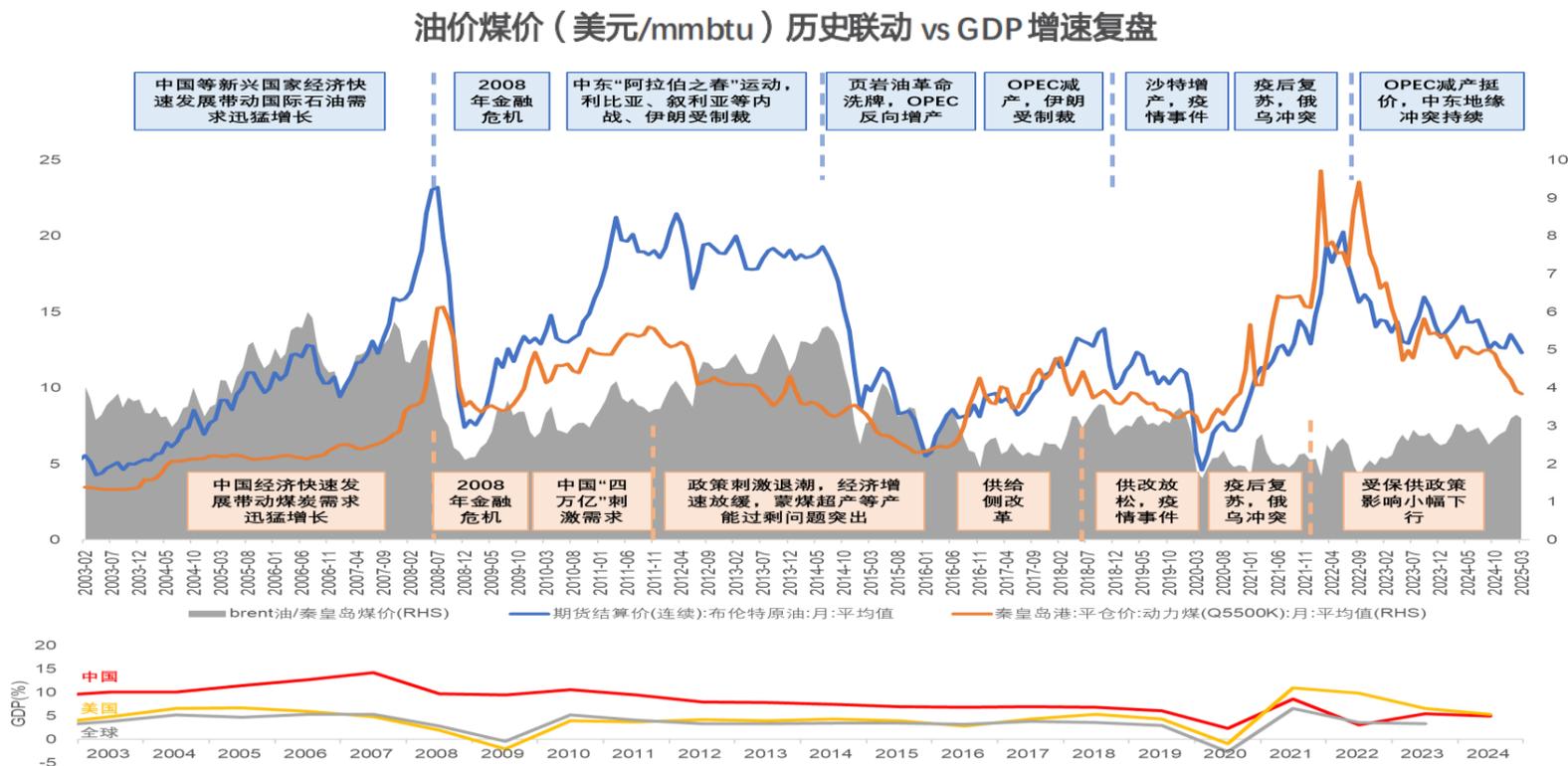


资料来源：钢联数据、海关数据等，天风证券研究所

二、油vs煤：历史油煤联动研究

1.1. 历史周期复盘分析

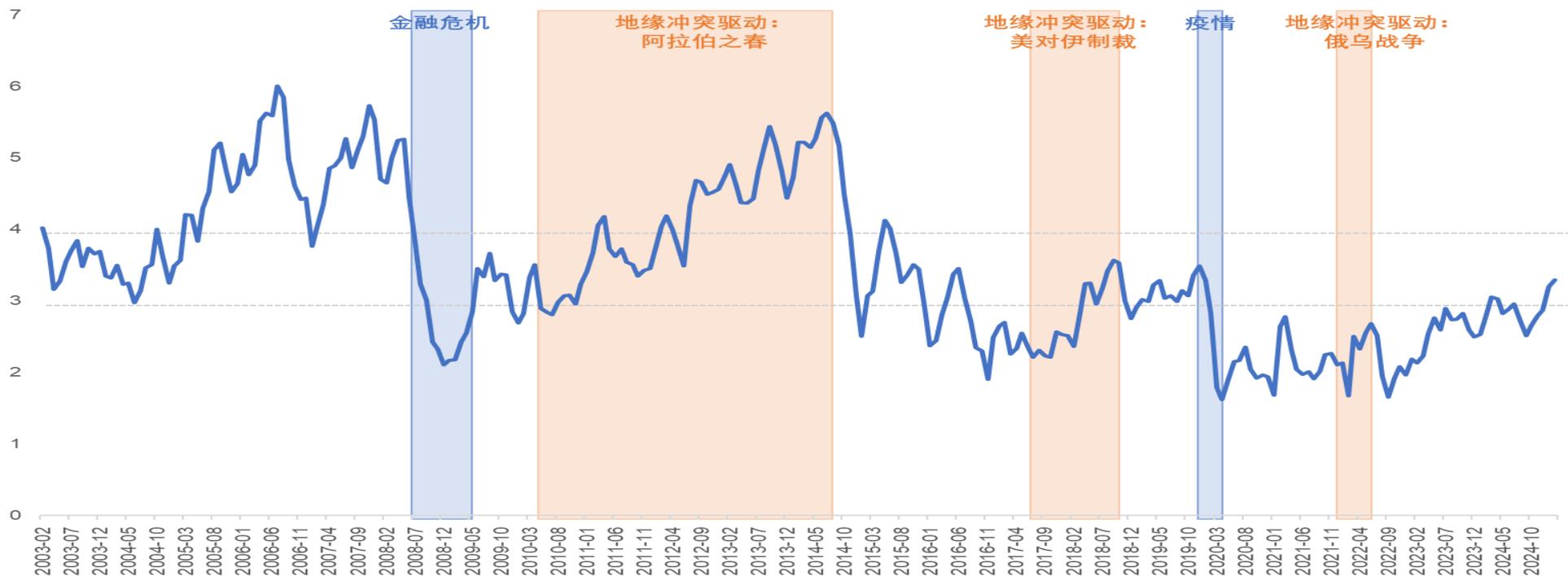
- 复盘历史看，油煤价格表现和宏观经济大周期表现同向联动，但油煤价过去20年的表现从联动逐步走向到分化，在极端事件发生时能源品价格走势具有一致性，我们认为主要原因可能是需求强时的经济周期内需求拉动对油煤价格影响占主导，需求弱时由于油煤下游需求联动的领域有限，主要还是受各自产能周期影响较大。涨跌幅表现为大部分时间油价波动比煤价更为剧烈，主要是原油具备一定的地缘政治属性及投机属性。



1.2. 单位热值比价——油煤比价系数修复到正常区间水平

- 1) 煤炭单位热值价格普遍比原油低，主要系煤炭组分的氢碳比值小，由于氢的相对原子质量小，相同质量下氢比碳的热量更高，因此煤炭的能源密度较低。
- 2) 历史20年油煤比价系数几乎在1-6之间，均值为3-4区间（与成本联动相关）。比价系数上涨一般基于地缘冲突驱动，对原油价格刺激比较明显；比价系数深跌一般是因为金融危机等极端事件。

油煤比价系数（煤价使用秦皇岛动力煤价格）

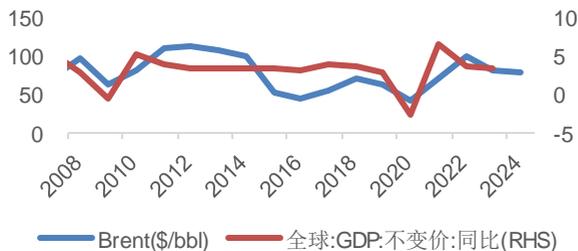


资料来源：Wind，天风证券研究所

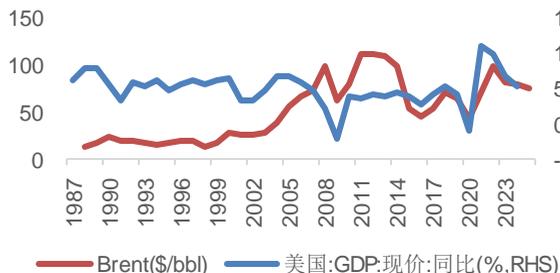
1.3. 油煤价格联动因素剖析——宏观经济联动

- 1) 宏观大周期，比如2003-2011年期间两者主要呈现比较显著的线性相关性，2012-2015年期间油煤价之间的相关性开始减弱，2016-2024年两者的相关性呈现阶梯型，不再是明显的线性关系。
- 油煤价和全球GDP增速趋势大体一致，油煤价格的时间维度看需求，空间维度看供给，主要是全球GDP增速与底层经济对能源需求拉动密切相关，个别年份油煤价格增速与GDP增速出现明显分化主要是和油煤各自的产能周期相关，比如2014-2015年主要系前期能源品高价刺激供应大幅增加导致价格下跌。油价波动和美国GDP增速波动几乎趋势一致，和中国GDP增速在2000年之前几乎无关，但是2000年后和中国具有一定的相关性，可能原因是2000年后原油需求的主要增量靠中国贡献。煤价主要和中国GDP增速表现同步变化。

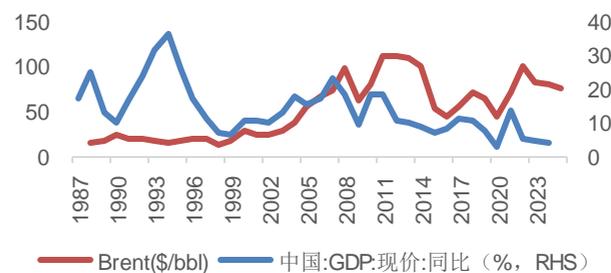
油价vs.全球GDP增速 (%)



油价同比vs.美国GDP



油价同比vs.中国GDP



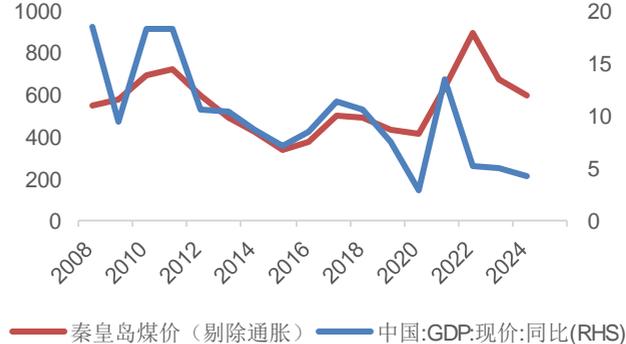
煤价vs.全球GDP增速 (%)



煤价vs.美国GDP增速 (%)



煤价 vs.中国GDP增速 (%)



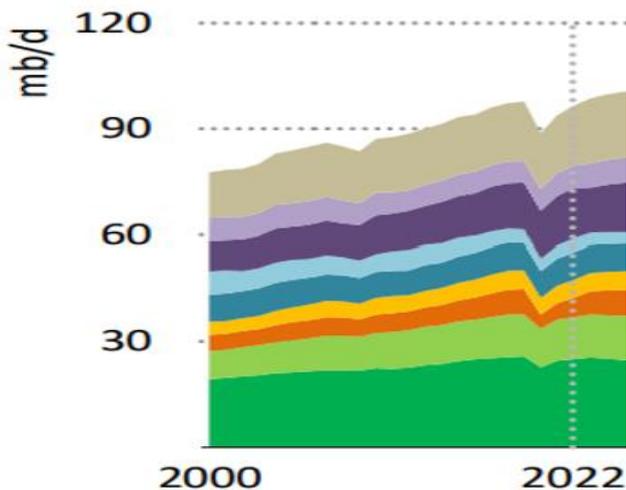
资料来源：Wind，天风证券研究所

1.3. 油煤价格联动因素剖析——下游需求联动

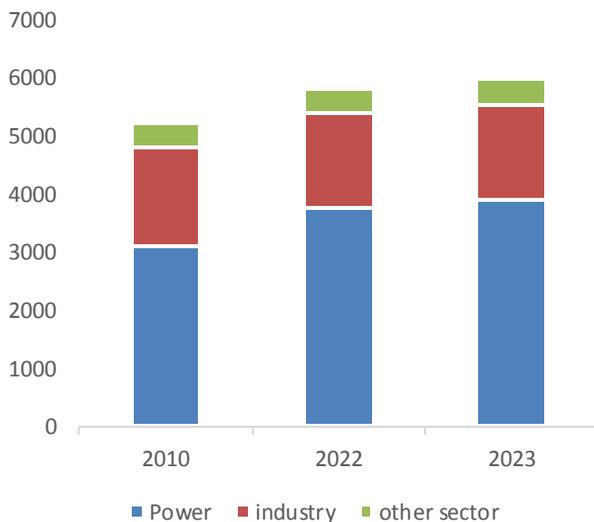
从煤价和油价的联动性主要来自：

- 2) 化工领域替代性，2013年后中国开始大力发展煤化工，煤炭和原油下游新增重叠需求，开始存在一定的比价替代效应。发电领域替代性不强。全球发电来源结构中，2023年燃油发电占比很低仅2%，煤炭发电是主流，占比为36%。不具备比较明显的比价替代效应。
- 油煤下游需求重叠的主要领域在化工和发电领域。2022年原油下游需求里发电占比5%，化工占比14%，而煤炭主要需求为发电（占比65%），化工占比（参考中国煤炭最大消费国）6.5%。原油需求中发电占比逐渐缩减，化工占比在持续提高；煤炭中发电需求占比仍在持续提高，化工需求占比相对稳定。

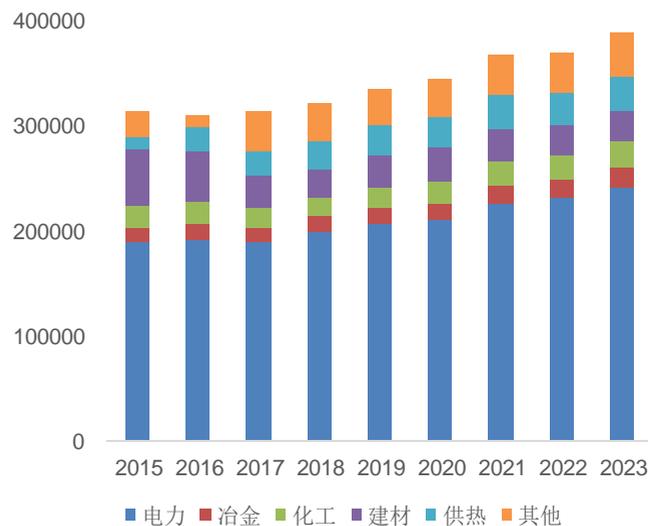
全球原油下游需求结构演变



全球原油下游需求结构演变 (Mtce)



中国煤炭下游需求结构演变(万吨)



资料来源：IEA, world energy outlook 2023, 天风证券研究所

1.3. 油煤价格联动因素剖析——下游化工需求联动

➤ 全球乙烯产能原料结构中，主要是中国有煤头制乙烯路线，海外更多偏向气头（轻烃化）。2023年中国油头制乙烯路线的产能占比为71%，煤头产能占比16%；预计2024-2026年新增产能中油头路线占比为65%，煤头占比13%，气头路线占比在持续提升。

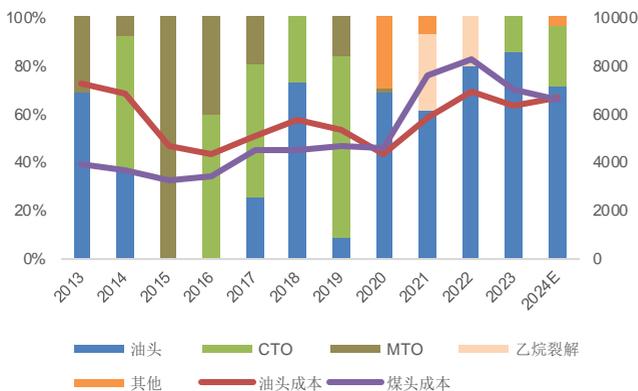
➤ 油vs.煤化工成本比较，从烯烃来看：

1) 2010-2015年油价高位时期，CTO烯烃成本相比油头烯烃明显优势，也推动了此后几年（2013-2019年），煤头烯烃产能投放占据烯烃新产能的主体。

2) 2016年之后油价跌至低位，一直到2020年期间，油头vs.煤头烯烃成本差异不大。且2021-2022年能源危机期间煤价上涨，导致煤头烯烃处于成本劣势低位。这一时期煤制烯烃发展速度放缓，烯烃行业的新产能再次由油头和乙烷裂解主导。

3) 2023年之后，随着煤价回落，煤头路线的成本优势再次体现。到2025年随着煤价下跌，煤头成本优势快速放大。

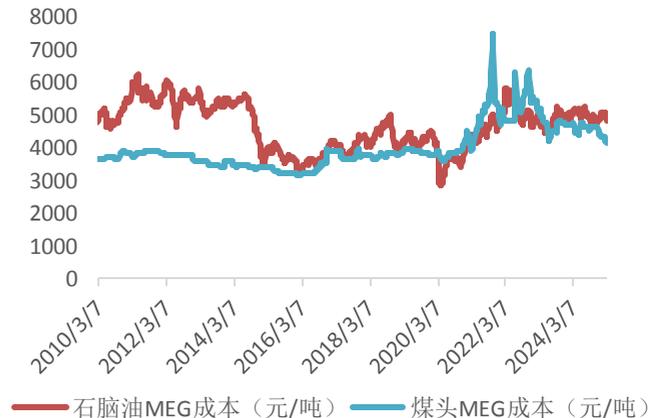
中国乙烯不同工艺新增产能结构图



乙烯成本比较：CTO vs.石脑油路线



MEG成本比较：煤头vs.石脑油路线



资料来源：Wind，隆众石化，天风证券研究所

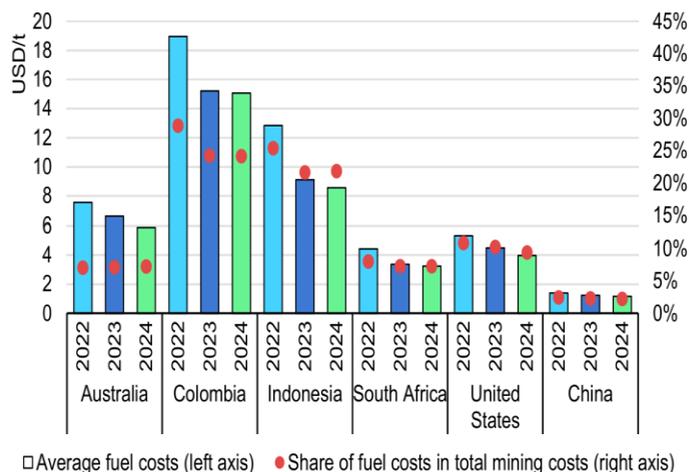
1.3. 油煤价格联动因素剖析——成本联动

从煤价和油价的联动性主要来自：

- ◆ **3) 成本联动性。** 煤炭生产消耗的燃料动力成本，以及构成煤炭运输成本中很重要的运费成本，都与油价相关。
 - 煤炭生产成本中和油价直接相关的是柴油燃料成本，尤其是严重依赖露天开采（依赖柴油动力的设备和车辆）的国家，比如哥伦比亚和印度尼西亚燃料费用占比较高，达到20-30%，这部分成本受油价影响较大。
 - 回溯矿澳大利亚公司煤炭现金运营成本和Brent油价历年走势呈现明显的正相关性。其中原材料成本（涉及到柴油采购）和交通运输费用的成本与油价都密切相关。简单拟合后，大概可见油价上行10美金/桶，对应矿澳大利亚生产成本上升3美金/吨。

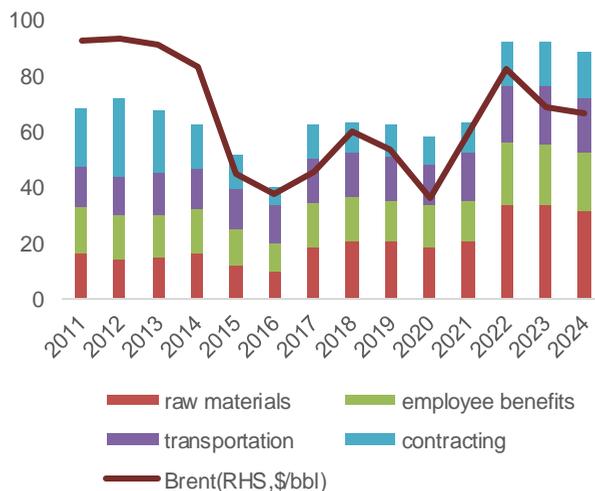
煤炭开采成本中燃油成本占比情况

Average fuel costs and share of total coal mining costs, select countries, 2022-2024

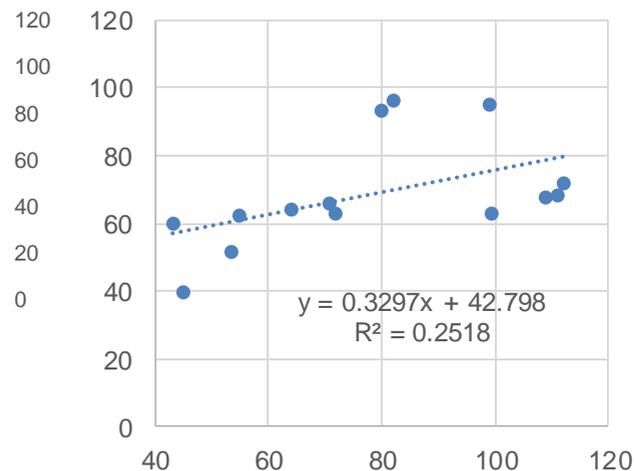


资料来源：IEA, Yancoal 公告，Wind，天风证券研究所

Yancoal煤炭现金运营成本vs. 油价



Yancoal现金运营成本和油价拟合



1.4. 油煤价格背离因素——主要归咎于供给端

煤价和油价的分化主要体现在供给端：

- 1) 2011-2014年背离——阿拉伯之春支撑油价；
- 2) 2016-2018年背离——供给侧推动煤炭领涨；
- 3) 2023年后油煤比价回升——OPEC维护油价，气价对煤价支撑削弱。由于煤气下游发电需求重合，煤价和气价联动比较明显，俄乌战争结束后欧洲补库成功叠加暖冬的现实，TTF气价回落，对煤价的支撑也明显削弱。

OPEC减产挺价（单位：美金/桶）



气价下跌带动煤价（美金/mmbtu）



资料来源：Wind，OPEC，Bloomberg等，天风证券研究所（注：右图天然气 TTF 右轴）

2.1.煤价已处化工成本映射区间下限，看好煤化工利润？ Or 看好煤价筑底反弹？

- ◆ **能源影响化工，化工反过来很难影响能源。**历史上2011-2014年煤价先于油价回落，因为油有地缘支撑，而与化工无关；2016年煤价先于油价反弹，是因为煤炭供给侧改革效果，亦与煤化工关系不大。未来即使大量的煤化工项目投产，也难以大幅提振煤炭需求和煤价，也难以显著改变烯烃供给结构，更不太可能通过烯烃影响油价。中国烯烃产能结构中，还是油头主导，煤头很难成为边际成本。
- ◆ **因此应该看好煤化工利润。**2023年之后，煤化工再次进入类似2010-2015年“价差甜蜜期”，以及有望进入随之而来的“积极扩能期”。同样从“能源主导化工，而非相反”的角度出发，无需担忧差异化路线烯烃（CTO和乙烷裂解）的利润保护，无需觉得超额利润一定回归。因为煤炭和天然气的主要用途是发电/燃烧，化工在其需求占比很小。即使差异化路线的超额利润最终回归，其机理也未必跟化工路线替代有关。



资料来源：Wind，天风证券研究所

2.2. 中国煤化工发展能否赋予煤炭以化工属性？能否赋予化工品煤头定价属性？

两个指标：

◆ 1) 化工用煤占煤炭消费比例

- 2023年中国煤炭消费中，化工占比6.5%。按照2025年3月17日发布的《煤化工深度：能源版图西移，新疆煤化工或迎来历史性发展机遇》报告预测，未来5年化工煤消费量增加2-3亿吨，假设其他领域需求不变，化工用煤消费占比将达到11-13%。
- 参考乙烷和丙烷。丙烷全球消费结构中，2021年化工消费占比40%+，已经具有一定的化工定价属性。而美国天然气（wet gas，包括甲乙丙丁烷）总量中，乙烷用于化工的需求占比大多数。因此目前美国乙烷仍然跟随美气HH定价，未体现化工定价。
- 据此经验，我们认为煤炭不太可能在5年内展现化工定价属性。放眼更长时间，随着煤化工技术进步、成本下降、经济性推动更多项目建设，化工用煤占比达到20%以上之后或有一定定价上的影响力。

◆ 2) 化工品原料结构中，煤头占比

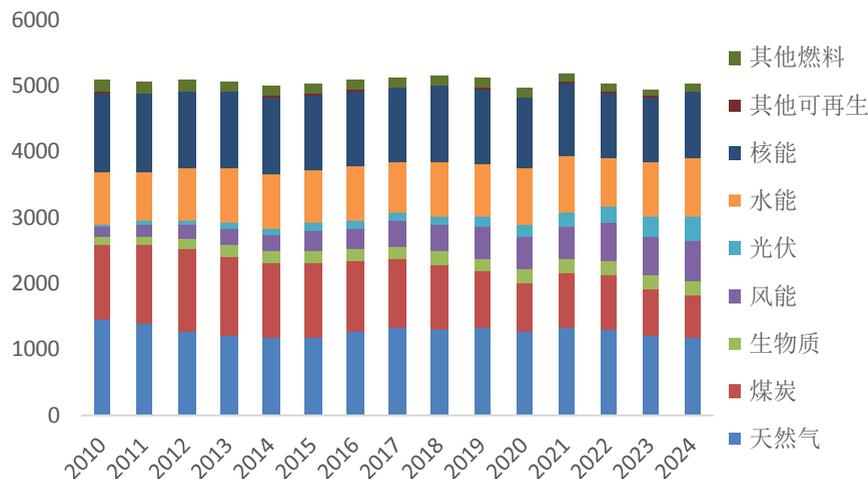
- 最主要的煤化工品种烯烃——乙烯原料结构中，目前16%是煤头，预计2027年17%是煤头。油头作为主流路线，仍然是烯烃的定价边际。
- 参考案例MEG——历史上随着一波煤头MEG大发展，MEG原料路线中，国内煤头比例从2011年5%提高到2019年44%，占据半壁江山。因此MEG定价中，煤头路线成本扮演越来越重要的角色。
- 但作为化工做重要品种的烯烃，煤制烯烃还远未达煤头MEG这种程度，在供应难以扮演边际成本角色。
- ◆ 综上，我们认为本小节题目中两个问题的答案都是“不能”。化工需求占比太小，难以定价煤炭；煤炭亦反过来亦难以作为边际成本，去定价最重要的化工品烯烃。烯烃依然是石油定价，煤炭依然是能源属性。

三、气vs.煤：欧洲煤电气电联动

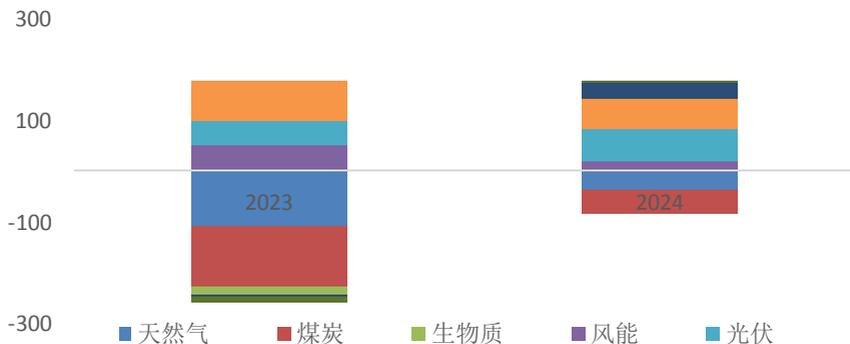
1.1 欧洲发电情况

- **欧洲发电总量温和增长，可再生替代明显**
- 根据Ember的数据库，2010~2024年，欧洲整体的发电总量在5000Twh附近波动，没有明显的增长；但是发电结构方面有较为明显的变化。
- 2010~2024年，欧洲可再生能源发电量占比整体呈上升趋势。2022年之前可再生发电替换化石燃料发电的趋势比较缓慢；随着2022年俄乌战争爆发，欧洲能源替换的趋势开始加快。
- 2023~2024年两年期间，天然气与煤炭发电量分别减少143.3Twh与168.5Twh，跟2022年相比减少11%与20%。与之对应的是可再生能源的发电量开始显著提高，光伏、风能与水电分别增加109.4Twh、66.7Twh与139.1Twh，与2022年相比增加44%、12%与18%。

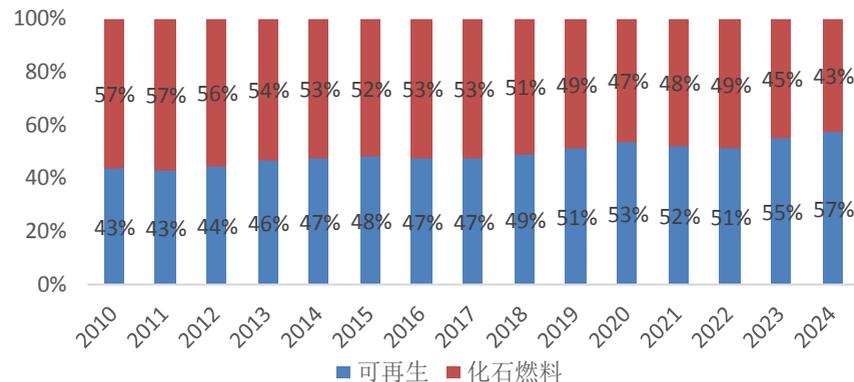
2010~2024年，欧洲发电情况 (Twh)



2023~2024年欧洲发电量变化 (Twh)



化石燃料发电占比VS可再生能源发电占比 (%)



资料来源：Ember，天风证券研究所

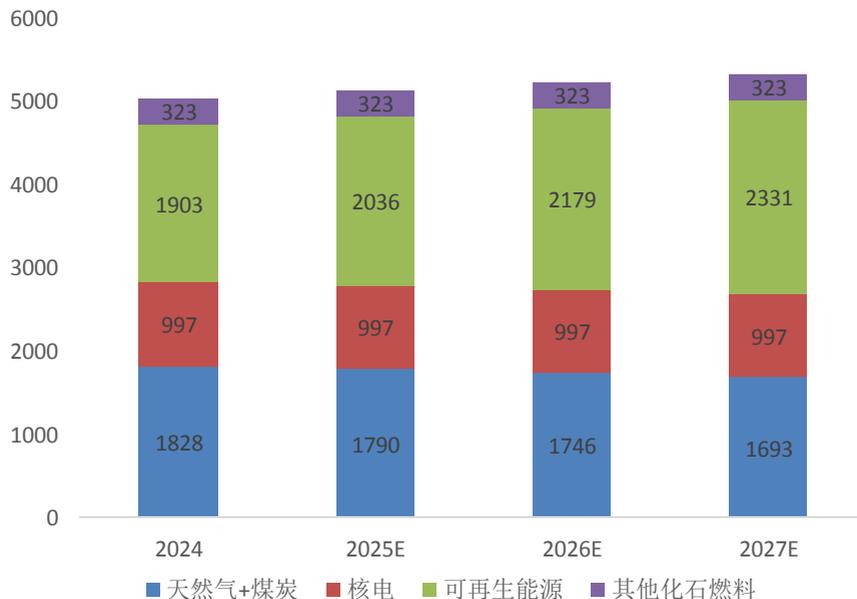
2.1 2025~2026年，欧洲整体电量预计缓慢增长

- 根据IEA的指引，2022~2023年欧洲总电量连续两年下降之后，2024年欧洲电力需求同比增长1.9%。主要的原因因为极端气温、交通以及数据中心的发展，工业用电量依旧处于平稳的状态。气温起到关键作用，根据IEA，2024年欧洲总电量增长的1/4来自于土耳其，且夏季的超高温导致其制冷用电量大增。
- 考虑到工业持续复苏的情况下，IEA预计2025~2027年，欧洲总电力需求或将以1.9%的年复合增速增长。

欧洲发电结构预测

- 1) 2025~2027年，假设欧洲用电总量年复合增速为1.9%；
 - 2) 根据IEA指引，可再生能源发电量的年复合增速为7%；
 - 3) 假设核电与其他化石燃料发电总量不变。
- 根据我们计算，2025~2027年，欧洲火电（天然气+煤炭发电）市场有可能会被进一步压缩，总量为1790/1746/1693Twh，同比-2.0%/-2.5%/-3.0%。

2024~2027年，欧洲发电结构（Twh）

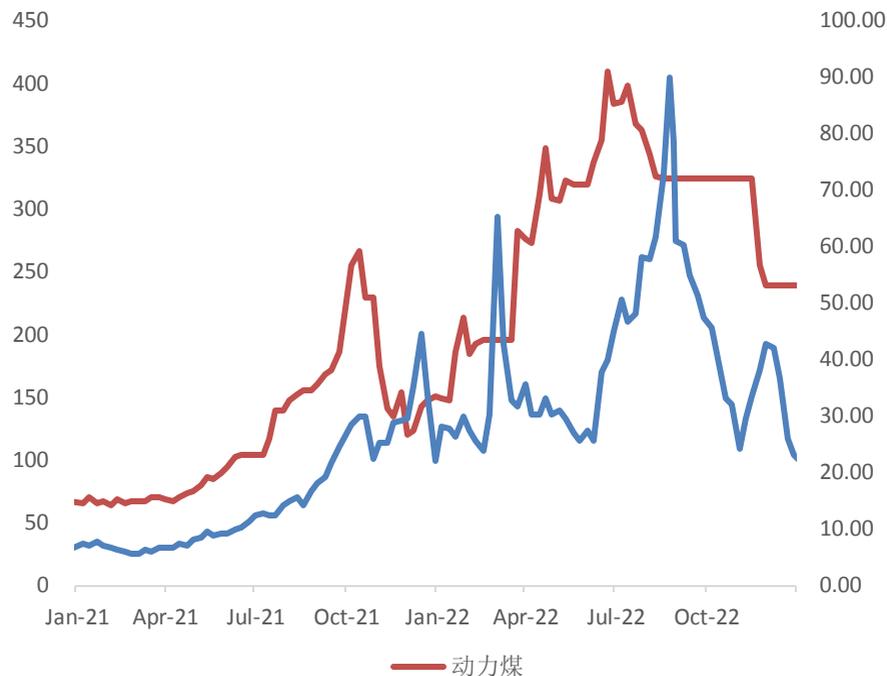


资料来源：IEA，天风证券研究所

3.1 俄乌战争之后，二者价格联动密切

- **未来煤电与气电价格或存在强联动关系**
- 2022年受到俄乌战争的影响，天然气（TTF）均价上涨至40.1美元/MMBTU，同比增幅161.4%；煤炭价格虽然也有上涨，然而同比增幅为144.6%，不及天然气。
- 在此情况下，2022年欧洲天然气发电量同比下降39.9Twh，而煤炭发电量同比提高37.5Twh。
- 在不考虑总发电需求显著提升的情况下，**我们认为想要实现需求增长，主要是看谁的成本更低。**在欧洲大力发展新能源发电的背景下，煤电与气电的需求空间或将收窄，同时发电均为天然气与煤炭的重要需求端，为了抢夺有限的市场，**我们认为未来两者的价格有可能根据发电成本存在强联动关系。**

欧洲动力煤（左轴，美元/吨）与天然气（TTF）价格（右轴，美元/MMBTU）

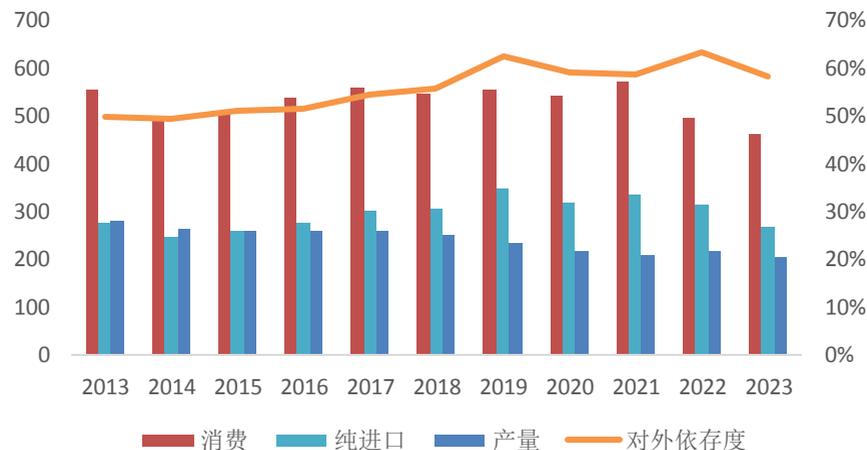


资料来源：Bloomberg，天风证券研究所

3.2 欧洲天然气：供需平衡仍紧，成本有所抬升

- 欧洲天然气供需情况
- 2023年，欧洲对外依存度为58%（2013年为50%）。
- 天然气进口结构发生变化，中枢成本有望抬升
- 俄乌战争之前，欧洲大部分的进口气来自于俄罗斯的管道气。以欧盟为例，2021年俄罗斯向欧盟出口管道气约为1510.6亿方，占欧盟天然气总进口量的41%。
- 俄乌战争之后，欧洲打算摆脱对俄罗斯的能源依赖，从俄罗斯进口天然气大幅减少，2024年俄罗斯向欧盟出口管道气约为330.4亿方，仅占欧盟天然气总进口量的11%。

欧洲天然气供需情况（Bcm）



资料来源：Energyinst，天风证券研究所

3.2 欧洲天然气：供需平衡仍紧，成本有所抬升

- 管道气 VS LNG 价格
- 俄罗斯管道气长协价格
- 根据 Gazprom 跟 Naftogaz Ukraina 所签的合同，俄罗斯对其出口的管道气公式如下图

$$P = 450 \times \left[0.5 \times \frac{G}{935.74} + 0.5 \times \frac{M}{520.93} \right] \times a$$

- 其中450（美元/千立方米）为基础价格，G与M分别为近9个月轻油与重油的平均价格（美元/吨）。a为系数，2009年为 0.8（相当20%折扣），2010年以后为1（相当于无折扣）。
- LNG长协价格
- 根据我们于2025年2月6日的外发报告《美国能源股IPO——从VG看全球LNG行业发展》中，LNG长协基本跟油价挂钩，通常为 Brent*12%~15%。

管道气长协价格（美元/MMBTU）与LNG长协价格（美元/MMBTU）对比						
G（美元/桶）	90	80	70	60	50	40
M（美元/桶）	83	74	64	55	46	37
管道气长协	11.65	10.36	9.06	7.77	6.47	5.18
LNG长协	13.15	11.80	10.45	9.10	7.75	6.40

- 管道气 VS LNG
- 1) 假设重油价格为轻油*0.92；2) 假设管道气长协的a为1（无折扣）；3) LNG长协的斜率为13.5%（12%跟15%的均值）。
- 我们计算，俄罗斯管道气长协价格对于LNG长协价格来说更加便宜。欧洲为降低对俄罗斯能源依赖程度，从而使用LNG取代俄罗斯管道气，或将导致欧洲天然气的进口综合成本提高，从而提高本土气价中枢

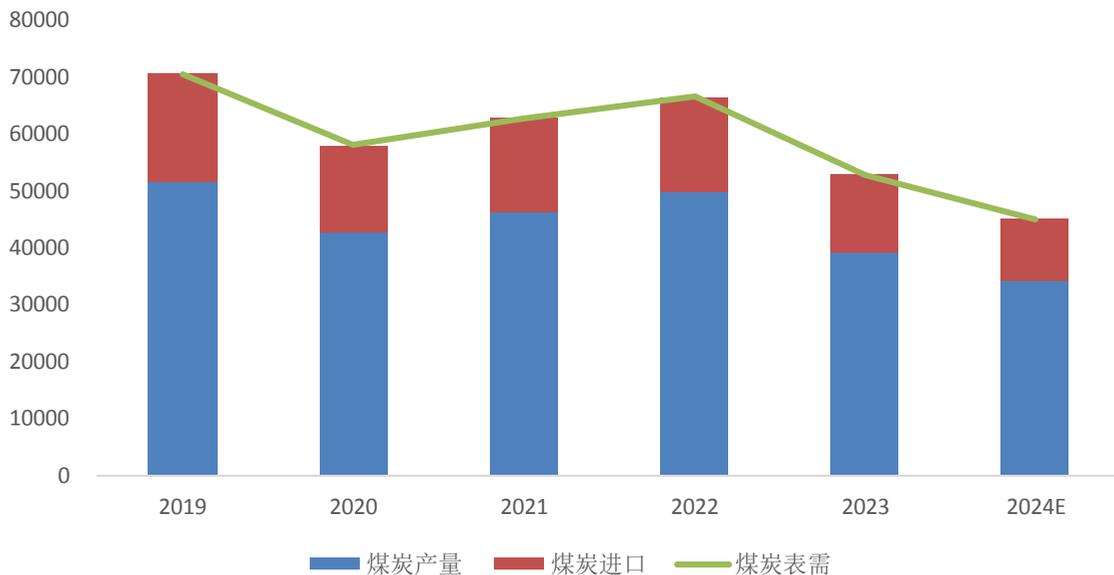
资料来源：《中国进口天然气价格公式研究》（何春蕾、杨鹏程、陈鸿、牛新），VG IPO 报告，天风证券研究所

3.3 欧盟煤炭：需求降幅超过供给降幅，挤出进口煤

• 欧洲煤炭供需情况

- 2019~2024年，欧盟的煤炭产量整体呈下降趋势，从51445万吨到34227万吨，年复合增速-7.8%。然而欧盟的煤炭需求下降幅度更多，从70525万吨到45050万吨，年复合增速-8.6%。
- 最终导致进口煤空间被挤压，2019~2024年，进口煤数量从19080万吨到10824万吨，年复合增速-10.7%，欧盟煤炭自给率逐步提高。
- 我们认为，由于天然气的对外依存度相比煤炭更高，未来有可能是以气价为主导，煤价跟随气价波动的状态。

欧盟煤炭供需情况（MT）

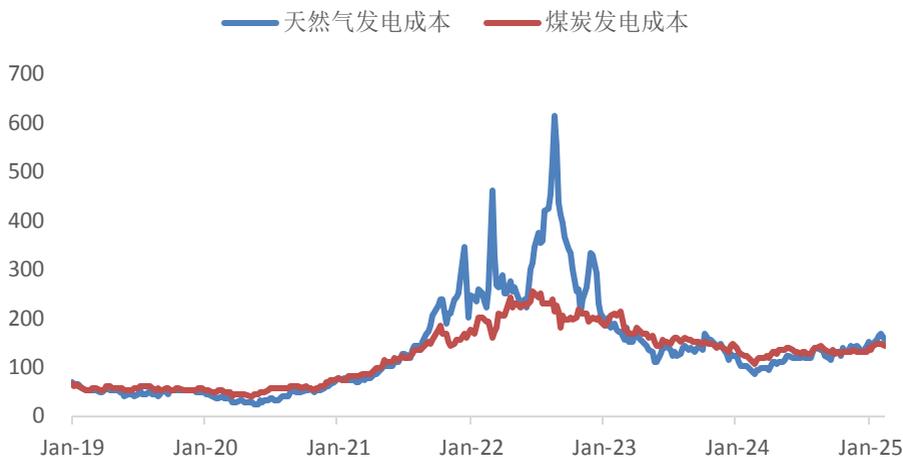


资料来源：EUROSTAT，天风证券研究所

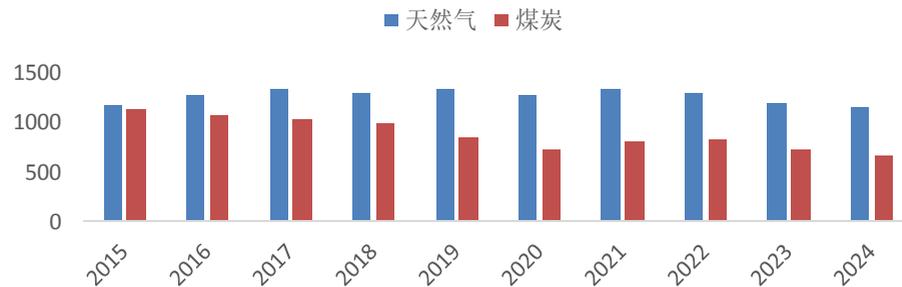
3.4 煤电与气电的三个阶段

- **重要假设：**1) 假设欧洲天然气电厂的发电效率为55%；2) 假设欧洲煤炭厂发电效率为40%；
- **我们认为煤电与气电主要是分以下三个阶段：**
- **2019~2020年（煤电衰退阶段）：**此阶段欧洲气电的整体成本要低于煤炭发电成本，平均成本分别为45.9美元/Mwh跟55.0美元/Mwh。受益于低成本优势以及ESG的影响，天然气发电量横向波动，而煤炭发电量在下降。
- **2021~2022年（煤电反攻阶段）：**受到气温及俄乌战争的影响，天然气供应短缺，气价处于历史高位，煤价虽上涨但不及天然气价格上涨的力度。2021年及2022年天然气发电的成本分别为142.7美元/Mwh与313.1美元/Mwh，煤炭发电成本为121.6美元/Mwh与211.1美元/Mwh。煤炭发电量受到成本优势开始逐步回升，天然气发电量于2022年开始缩减。
- **2023年~至今（同步衰退阶段）：**后续天然气价格虽有下降，但仍处于历史高位。截至2025年2月14日，天然气年均发电成本提高至155.0美元/Mwh。煤炭年均发电成本为142.5美元/Mwh，虽然高于2022年之前的水准，但是跟天然气相比依旧存在优势。

煤电与气电成本（美元/Mwh）



煤炭与天然气发电量（Mwh）

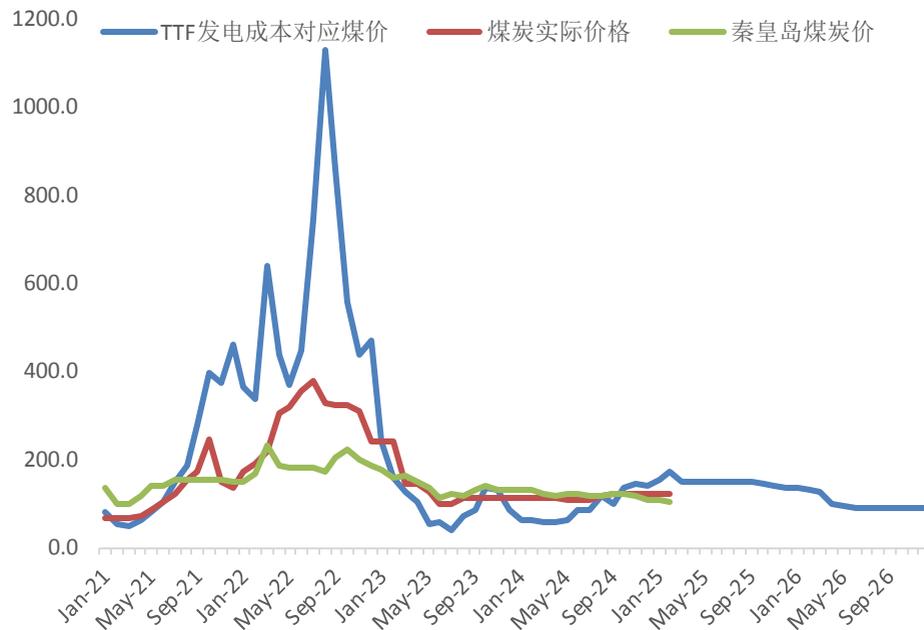


资料来源：Bloomberg, Ember, 天风证券研究所

3.5 欧洲煤炭与天然气价格弹性测试

- 弹性测试结果
- 1) 假设煤炭与天然气发电后续竞争激烈，使得双方成本基本持平；
- 2) 根据回归方程，碳税公式为 $(63 + TTF * 0.4)$ 美元/吨；
- 3) TTF价格以远期合约为准；
- 我们认为在天然气市场矛盾冲突较为严重时期（2021~2022年），TTF对欧洲煤炭价格的驱动能力增强。而在2023~2024年，天然气供需缓和之后，TTF对煤价的驱动能力开始变弱，我们认为可能该时期煤价因素回归中国。

天然气价格（右轴，美元/MMBTU）与对应的煤价（左轴，美元/吨）



资料来源：Bloomberg，天风证券研究所

4. 预计2025年仍是欧洲气/煤价格缓和期；2026年或将承压

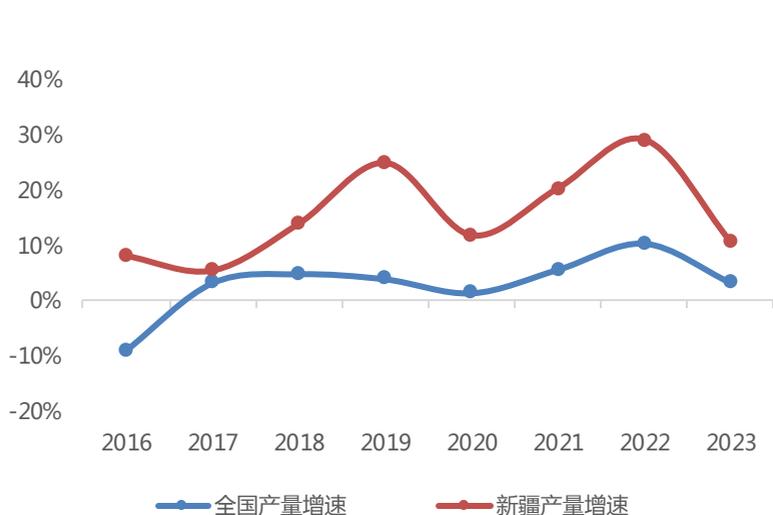
- 1) 欧洲天然气vs.煤炭大周期联动存在。
 - 在欧洲大力发展新能源发电的前提下，煤电与气电的需求空间或将收窄。为了抢夺有限的市场，我们认为未来两者的价格有可能根据发电成本存在强联动关系。
- 2) 驱动因素在变化
 - 2021年主要矛盾在中国。中国煤炭率先涨价，驱动欧洲煤炭涨价——欧洲天然气涨价
 - 2022~2023年主要矛盾在欧洲。2022年俄气断供驱动TTF上涨，拉动欧洲动力煤，对中国动力煤价格也形成拉动作用。进入2023年气价大幅回落阶段，对煤炭驱动也是类似的反向过程。
 - 2024~2025年欧洲天然气供需矛盾不突出，这段时间煤炭的驱动因素再次回到中国。尤其是2025年初以来，中国动力煤巨大的库存压力导致加速下跌，后续有望带动欧洲动力煤价格回落。
 - 根据IGU报告，2026年为全球LNG投产大年：1) 2026年预计将投产5400万吨LNG，2) 2025年下半年投产的LNG项目将于2026年实现全年贡献产能。我们预计全球天然气供给从平衡再度切换到过剩模式，驱动因素或再回到欧洲。（2025可能是2021年的镜像——中国驱动的上涨/下跌；2026可能是2022的镜像——欧洲驱动的上涨/下跌）
- 3) 气价vs欧洲煤价情形模拟
 - 我们认为在2025年底之前，TTF气价中枢仍将在12美金/mmbtu上方，映射的欧洲煤价在115美金/吨左右。这段时间煤炭的驱动因素回归中国，在中国供需弱势下，欧洲动力煤或在115美金/吨（折5500大卡人民币770元/吨）略下方运行。
 - 预计进入2026年之后，欧洲气价有望在供给放量背景下，向下回归。按照远期曲线2026年底接近10美金/mmbtu，映射欧洲煤价在80美金/吨（折5500大卡人民币535元/吨）左右。

四、化vs煤：新疆煤化工历史机遇

1.1. 新疆煤炭资源禀赋得天独厚

- 新疆已被国家确定为第14个大型煤炭基地和 5 大国家综合能源基地之一，是我国重要的能源接续区和战略性能源储备区；新疆是我国重要的煤炭资源富集区，预测资源量2.19万亿t，占全国预测资源总量的近40%，居全国首位。
- 2019-2023年间，新疆原煤产量从2019年的2.38亿t增长到2023年的4.57亿t，GAGR+17.7%。新疆原煤产量占全国原煤总产量的比重由2019年的6.2%提高到2023年的9.7%，是2024年全国第四大产煤省区。
- 截至2024年6月份，新疆“十四五”时期新增煤炭产能1.6亿吨/年，其中准噶尔区、吐哈区、伊犁区、库拜区煤炭新增产能分别为6340万吨/年、8600万吨/年、800万吨/年、250万吨/年。

图：全国与新疆煤炭产量增速对比



图：新疆煤炭资源分布



资料来源：wind，《新疆煤炭资源开发潜力与开发策略》卞正富等，天风证券研究所

1.2. 国家及自治区给予政策大力支持

- 国家高度重视煤化工产业发展，煤化工也是新疆的八大集群产业之一，国家及自治区出台一系列政策推动产业升级与可持续发展，为煤化工产业的发展指明方向、提供支撑。这些政策涵盖产业规划、科技创新、结构调整、安全环保等多个维度，旨在提升我国煤化工产业在全球的竞争力，实现煤炭资源的高效利用，促进能源结构优化，同时降低对环境的影响。

表：国家及自治区煤化工相关政策

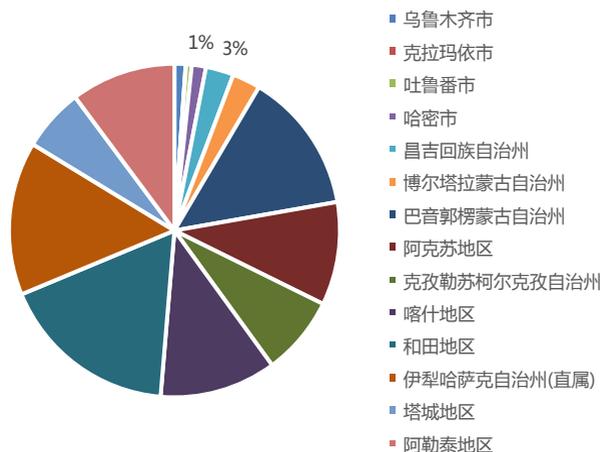
序号	政策名称	主要内容
1	《中共中央 国务院关于新时代推进西部大开发形成新格局的指导意见》	1. 优化能源供需结构方面，要优化煤炭生产与消费结构，推动煤炭清洁生产与智能高效开采，积极推进煤炭分级分质梯级利用，稳步开展煤制油、煤制气、煤制烯烃等升级示范；2. 在产业政策上，对西部地区鼓励类产业目录进行动态调整，凡有条件在西部地区就地加工转化的能源、资源开发利用项目，支持在当地优先布局建设并优先审批核准，若煤化工项目符合条件，也可享受该政策支持。
2	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	要做好煤制油气战略基地规划布局和管控,推动现代煤化工产业示范、技术升级及化工新材料等高端产品发展,稳妥推进内蒙古鄂尔多斯、陕西榆林、山西晋北、新疆准东、新疆哈密等煤制油气战略基地建设
3	《“十四五”现代能源体系规划》	推动新疆资源富集区煤炭清洁高效利用,推进新疆准东、新疆哈密等煤制油气战略基地建设
4	《关于“十四五”《推动石化化工行业高质量发展的指导意见》	推动现代煤化工产业示范区转型升级,稳妥推进煤制油气战略基地建设,构建原料高效利用、资源要素集成、减污降碳协同、技术先进成熟、产品系列高端的产业示范基地
5	《关于推动现代煤化工产业健康发展的通知》	进一步强化煤炭主体能源地位,按照严控增量、强化指导、优化升级、安全绿色的总体要求,加强煤炭清洁高效利用,推动现代煤化工产业高端化、多元化、低碳化发展
6	《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标》	以准东、吐哈、伊犁、库拜为重点推进新疆大型煤炭基地建设,实施“疆电外送”“疆煤外运”、现代煤化工等重大工程。依托准东、哈密等大型煤炭基地一体化建设,稳妥推进煤制油气战略基地建设。有序发展现代煤化工产业
7	《新疆维吾尔自治区工业领域碳达峰实施方案》	加快发展煤炭煤电煤化工产业集群,大力发展现代煤化工,加快建设准东、哈密国家煤制油战略基地
8	《国家发展改革委等部门关于加强煤炭清洁高效利用的意见》	1. 总体目标上,到2030年要建成与绿色低碳发展相适应的煤炭清洁高效利用体系,为煤化工发展营造整体环境;2. 原料化利用方面,有序发展煤炭原料化利用,加强煤基新材料应用创新,优化产品结构,开发高端化工产品技术,加快煤制油气战略基地建设及产能和技术储备,推动煤化工与绿电、绿氢等耦合,实现高端化、多元化、低碳化发展;3. 分质分级利用层面,推进煤炭分质分级利用,完善质量标准和监管,鼓励进口优质煤,明确电煤质量要求,加快富油煤等特殊煤种保护性开采和高值化利用,促进与煤化工等一体化发展;4. 保障措施领域,加大政策支持,引导金融机构支持绿色低碳转型项目,对绿色高效煤矿给予产能置换支持,激励相关企业;强化技术创新与转化,鼓励跨领域合作攻关核心技术,支持技术推广和成果转化;加强组织实施,国家部门统筹协调,地方细化落实,行业协会发挥引导作用,共同推动煤炭清洁高效利用,助力煤化工产业发展。

资料来源：中国政府网，国家发改委，《“十四五”新疆现代煤化工产业发展现状及政策研究》陈阳，天风证券研究所

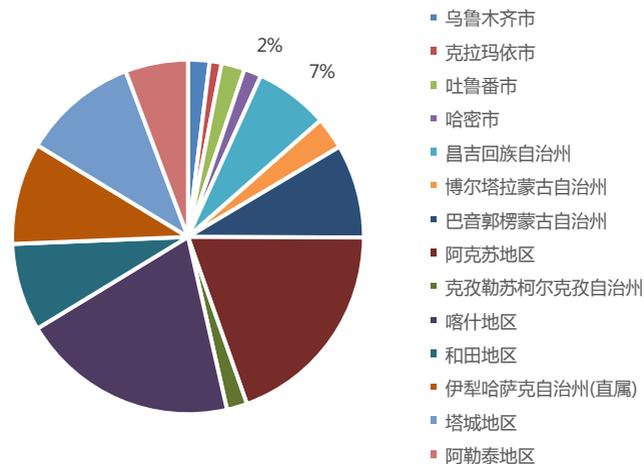
1.3. 水资源瓶颈逐步化解

- 新疆位于亚欧大陆腹地，2023年区内年均降水量仅144mm，为全国平均降水量的22%，气候干燥，蒸发强烈，是典型的内陆干旱地区，水资源时空分布极不平衡。一般来说，西部和北部多，东部和南部少，山区多，平原少，水资源是制约社会和工业发展的重要因素。
- 根据《2022年新疆维吾尔自治区水资源公报》，全疆水资源总量914.1亿立方米，全疆总用水量562.2亿立方米，而作为新疆煤化工重点发展的昌吉（准东所属州）和哈密两地，水资源总量分别为24.93/12.68亿立方米，占比仅2.7%/1.4%；用水总量分别为38.06/8.979亿立方米，占比6.8%/1.6%。从产业结构来看，主要为农业用水，昌吉和哈密的第二产业用水总量仅为1.864/0.8亿立方米。
- 且在文献《昌吉市水资源利用现状及对策》中表明，2020年昌吉市地下水实际开采量1.511亿立方米，已基本接近实行最严格的水资源“三条红线”的控制指标，水资源开发利用已达到了较高的程度。

图：2022年新疆水资源分布：%



图：2022年新疆用水分布：%



资料来源：《2022年新疆维吾尔自治区水资源公报》，天风证券研究所

1.3. 水资源瓶颈逐步化解

- 根据我们的不完全统计，目前昌吉州（准东所属州）正在规划、环评、核准及开工的煤化工项目，主要包含煤制烯烃825万吨、煤制天然气220亿方，煤制甲醇710万吨，按照行业水平的产品耗水量计算，总用水增量达2.5亿立方米，较2022年昌吉第二产业用水增长137%。

表：准东煤化工规划项目及耗水量测算：万吨

项目名称	地点	产能
新疆东明塑胶有限公司年产 80 万吨煤制烯烃项目	准东	80
新建山能化工有限公司准东五彩湾 80 万吨/年煤制烯烃项目	准东	80
河南能源集团新疆公司准东 85 万吨煤制烯烃项目	准东	85
宝丰能源 400 万吨煤制烯烃项目	准东	400
其亚 2*90 万吨煤制烯烃	准东	180
新疆其亚化工有限公司 20 亿立方米/年煤制天然气项目一期	准东	60
天池能源 20 亿立方米/年煤制天然气项目	准东	20
国家能源集团 40 亿立方米/年煤制天然气项目	准东	40
新业集团 20 亿立方米/年煤制气项目	准东	20
华能准东煤制天然气项目	准东	40
河南能源集团（龙宇）新疆公司准东天然气	准东	40
其亚化工 600 万吨/年煤制甲醇	准东	600
新疆蓝山屯河科技股份有限公司 110 万吨/年煤制甲醇项目	昌吉市	110
合计耗水量		25492

资料来源：生态环境部，流程工业网，煤化工信息网，现代煤化工公众号等，天风证券研究所

1.3. 水资源瓶颈逐步化解

- 根据《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》，重点提及构建现代水利支撑体系：以水利工程及配套设施建设为重点，加快建设一批重大水资源配置工程、骨干控制性水利工程和大中型灌区续建配套与现代化改造工程，重点推进实施阿克苏河、库山河等一批重大河流控制性水利枢纽和重大水资源配置工程，构建以蓄水为基础、节水为关键、调水为补充的工程网络体系。
- 准东供水工程为煤化工发展带来充足水源：
- 新疆准东经济技术开发区积极提升供水能力，西黑山产业园生产供水项目、彩北复线、彩南复线和将军庙产业园生产供水项目均已开工或复工，这四个供水工程总投资约7.2亿元，将新建约73公里供水管道。工程建设区域覆盖彩北、彩南、将军庙等多个产业园区，项目建成后，这些项目将有效增强东西部片区的供水能力，满足企业日益增长的用水需求。

1.4. 出疆方式多元化发展

图：新疆“一主两翼”铁路通道



- 随着铁路的不断建设和完善，新疆已经形成“一主两翼”进出疆三大铁路通道。近年来，新疆铁路疆煤外运量从2017年的994.7万吨增加到2023年的6022.7万吨，煤炭出疆运量持续大幅增长。

“一主”兰新铁路：兰新铁路为疆煤外运主通道，根据《新疆煤炭交易中心》公众号显示，兰新铁路设计运输能力在7,000-8,000万吨/年。兰新线近期煤炭运力约5,000万吨/年。

“北翼”临哈铁路：临哈铁路是疆煤外运的北翼通道，年运力约2,000万吨。根据内蒙古自治区“十四五”铁路发展规划，临河及哈密内蒙古段将进行扩能改造。

“南翼”格库铁路：格库铁路是出入新疆的第三条铁路通道，是疆煤外运南翼通道，主要供青海、西藏、四川地区。

资料来源：《新疆发布》公众号，天风证券研究所

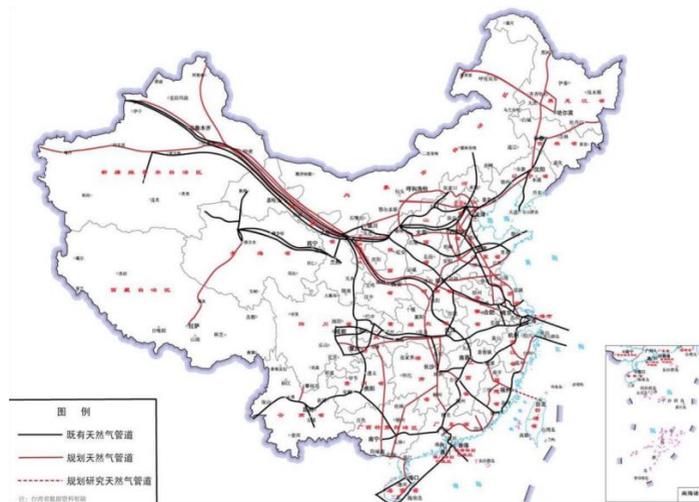
1.4. 出疆方式多元化发展

- 新疆主要有北中南三个方向的出疆公路通道，北通道为北京至乌鲁木齐的G7京新高速，中通道为新疆至上海的国道312线、连云港至霍尔果斯的G30连霍高速，南通道为新疆至青海的国道315线和G0612线西宁至和田高速。在铁路运力饱和下，公路运输是疆煤铁路外运的补充方式，近年来外运量增长迅速，根据新疆煤炭交易中心数据显示，疆煤公路外运量从2020年的641万吨预计增加到2024年的4900万吨（该数据为预测值）。
- 西气东输管道工程是以新疆塔里木油气田为主供气源，以长江三角洲地区为主要目标市场，以干线管道、重要支线和储气库为主体，连接沿线用户的全国天然气基管网。该工程由西气东输一线、二线、三线、四线组成，目前年总输送能力770亿立方米；2024年9月底，西气东输四线（吐鲁番—中卫）新疆段建成投产，待项目全部建成后，将与西气东输二线、三线联合运行，届时西气东输管道系统年输送能力可达千亿方。
- 我国的煤制天然气同样受益于西气东输管道系统，目前该管道系统除了中亚进口天然气、中石油和中石化“两桶油”油气田的天然气外，还有来自伊犁民企庆华、新天的煤制气，以及巴音郭楞蒙古自治州博聚、华仑的零散天然气。

图：新疆“出疆公路”



图：西气东输示意图



资料来源：《新疆发布》公众号，国家发改委，天风证券研究所

1.4.出疆方式多元化发展

- 截至2022年底，中国成品油管道总里程约 3.2×10^4 km，形成“两纵两横”主干管网、五大区域管网，覆盖全国大部分省区；随着国家管网集团的成立，成品油管网逐步形成“全国一张网”管理模式和“X+1+X”输送格局，上游多油源、沿途多注入及下游多分输的网络化特征。但当前中国成品油管道负荷率普遍偏低，部分管段负荷不足20%，且在新能源替代加速，全国成品油需求或已达峰的背景，成品油储运能力有过剩隐忧。
- 因此，未来合理利用剩余管容输送清洁燃料是一种极具发展潜力的调运方式，2022年1月，国家发展和改革委员会会同国家能源局发布了《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》，其中提到“在满足安全和质量标准等前提下，支持生物燃料乙醇、生物柴油、生物天然气等清洁燃料接入油气管网”。
- 利用成品油管道输送甲醇、液氨等化学品或迎来机遇：《大落差成品油管道改输液氨系统参数适应性分析》中表明，成品油管道输送液氨的系统适应性整体较强；甲醇与成品油共用管道顺序输送，投资和运行成本可节省50%以上。国家管网集团西部管道公司也开展了《成品油管道顺序输送甲醇关键技术研究》，并于2024年10月份进行了相关技术开发项目的招标，旨在形成成品油管道顺序输送甲醇成套技术体系，建立甲醇管道输送设计标准，实现对管道输送甲醇的安全管控，指导北疆成品油管道顺序输送甲醇工业性试验，为甲醇输送管道的建设及应用提供关键技术支撑。

图：中长期成品油主干管网规划示意图



资料来源：国家发改委，天风证券研究所

1.4. 出疆方式多元化发展

■ 我们对不同运输方式下出疆成本进行测算，同时考虑到管道输送时不同管段定价有差异，结果如下：

新疆——上海：天然气管道综合运费0.9元/立方米；火车运输571元/吨；汽运891元/吨；

新疆——郑州：成品油管道497元/吨，主要是考虑到当前成品油管道并未从新疆直通华东，因此测算时以郑州为终点。

表：出疆运费测算

天然气管道				
	距离：公里	单价：元/千立方米*公里	合计：元/立方米	
新疆-上海	4200		0.90	
吐鲁番-中卫	1745	0.1262	0.22	
中卫-上海	2455	0.2783	0.68	
成品油管道				
	距离：公里	单价：元/吨*公里	合计：元/吨	备注
乌鲁木齐-郑州	2941		497	
乌鲁木齐-兰州	1841	0.1424	262	西部成品油管道
兰州-郑州	1100	0.21364	235	兰郑长成品油管道东段
火车运输				
	单车运价：元	总重量：吨	单吨运价：元	
乌鲁木齐-上海	34274.7	60	571	
汽运				
	距离：公里	单价：元/吨*公里	合计：元/吨	
乌鲁木齐-上海	3904.4	0.23	891	

资料来源：wind，国家管网，中国铁路 95306 等，天风证券研究所，备注：以上测算，部分距离是根据地图进行预估，与实际里程或有一定偏差，仅供参考；兰郑管道运费未有直接报价，假设等同东部其它区域价格

2. 低成本煤炭，赋予新疆现代煤化工良好的经济性

- 现代煤化工是以煤制烯烃，煤制乙二醇，煤制天然气，煤制油等产品为核心的产业，煤炭价格往往是决定成本竞争力的关键因素，新疆是我国第四大主力煤炭产区，疆煤外运量近年来快速增长，但运距远、运费高、运输能力受限是疆煤外运面临的突出问题，新疆市场煤价明显低于其它市场。
- 根据相关上市公司披露数据，准东地区实现煤价在146-246元不等，哈密Q6000大卡煤近一年均价349元/吨，近期仅为190元/吨；而内蒙东胜坑口煤近一年均价639元/吨，综合来看，准东地区煤价较内蒙低400-500元/吨，哈密较内蒙低300元/吨左右，低成本煤炭赋予新疆煤化工较大的成本优势。

图：新疆“出疆公路”

图：西气东输示意图

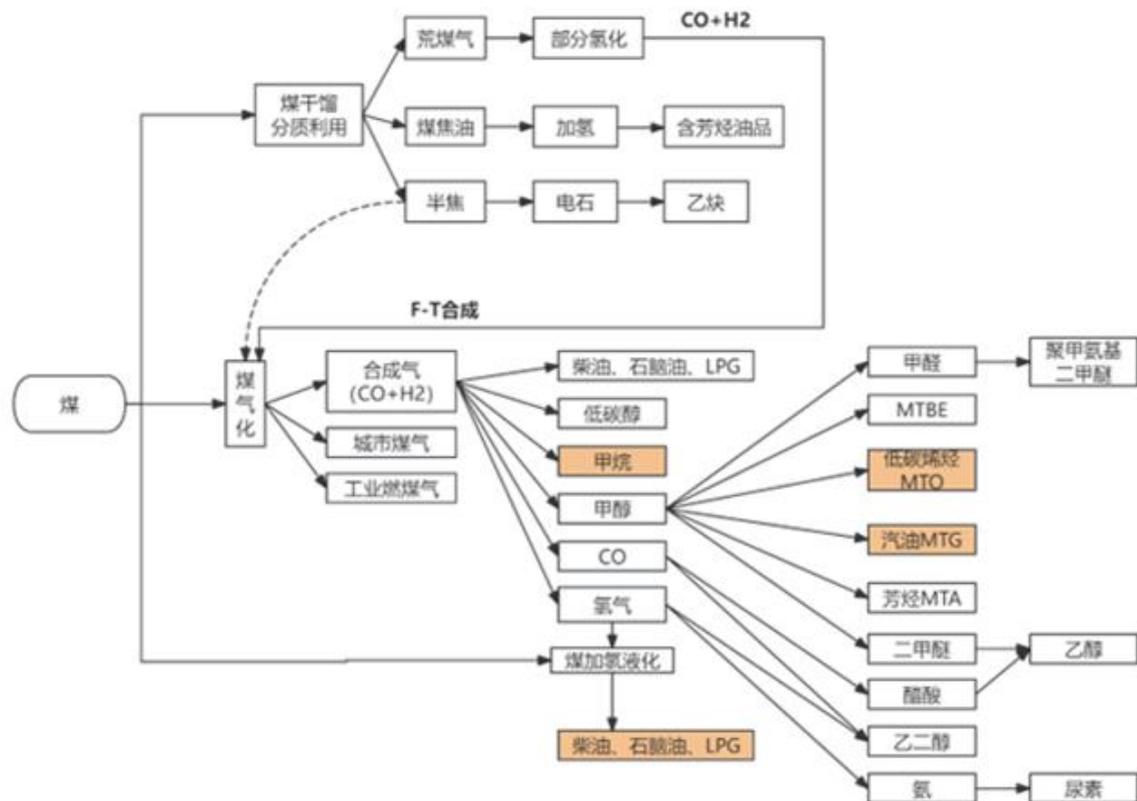


资料来源：《新疆发布》公众号，国家发改委，天风证券研究所

2.1. 现代煤化工产业链

- 传统的煤化工主要是将煤通过气化制合成气，然后合成各种化工产品,如合成氨、甲醇等；或是将煤通过炼焦生产焦化产品；或是将煤制成电石，再由乙炔制化学品，早期传统煤化工时代，存在项目规模小、能耗大、加工深度不足、产品附加值不高、环境污染等问题。
- 现代煤化工区别于传统煤化工，包括煤直接液化、煤气化、费托合成、大型煤制甲醇、甲醇制烯烃、甲醇制芳烃、煤制乙二醇、煤制天然气等。在煤的气化环节，运用移动床、气流床、流化床等多种气化炉型，生成优质洁净、可脱除污染物的煤气，作为合成原料；煤的间接液化则能产出合成汽油、液体燃料、低碳燃料醇等产品；在合成化工产品方面，涵盖煤基甲醇制取烯烃、合成气全新两段法制取低碳烯烃、一氧化碳加水直接合成甲酸、甲醇制取乙酸和乙醚等工艺，致力于为高分子合成工业、建材等领域提供新原料，同时解决传统工艺的弊端，推动煤化工产业向高效、环保方向发展。

图：煤化工产业链

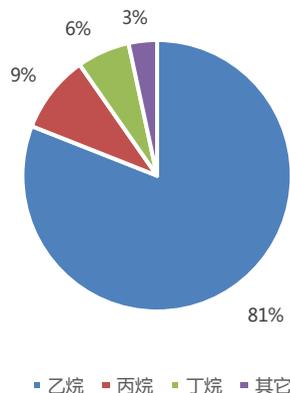


资料来源：《现代煤化工新技术》唐宏青，天风证券研究所

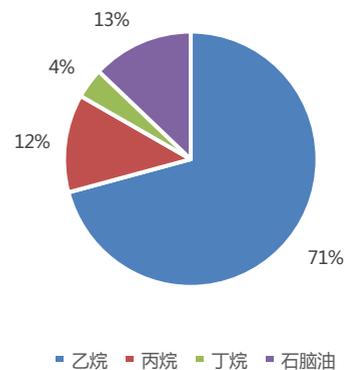
2.2. 煤制烯烃是中国烯烃产业发展的必然选择

- 不同区域烯烃路线差异大：从全球来看，乙烷和石脑油是生产乙烯的主要原料，页岩气革命的出现从根本上改变了全球乙烯的生产结构，2000-2010年，中东占据全球乙烯新产能的一半左右，但随着乙烷资源的枯竭，扩张速度逐渐放缓；美国页岩气革命催生了大量的乙烷副产气，从2007年开始，北美石化企业加快了乙烷裂解制乙烯装置建设，并对原有的裂解装置实施原料轻质化改造；中国乙烯自给率同时也在不断提升，中美两区域贡献了全球近年来的主要增量。
- 但具体到各区域原料差异较大，现有装置中，美国/中东乙烯原料均由乙烷主导，占比分别为81%、71%；而欧洲/中国乙烯原料由石脑油主导，占比分别为81%/72%。

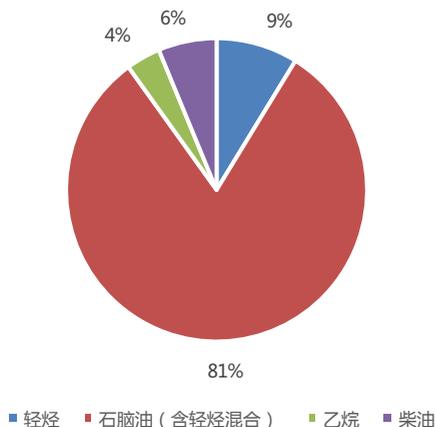
图：2022年美国乙烯原料结构



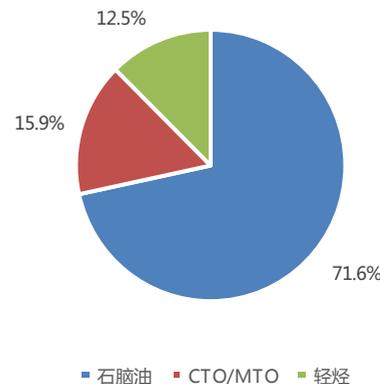
图：2022年中东乙烯原料



图：2022年欧洲乙烯原料



图：2022年中国乙烯原料

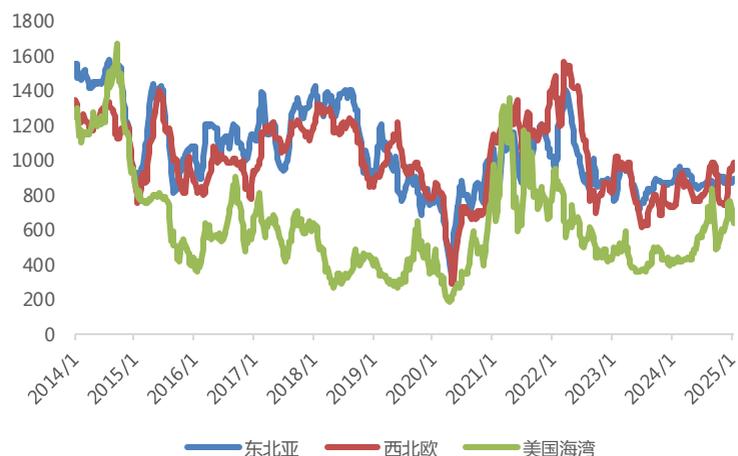


资料来源：CMA，天风证券研究所

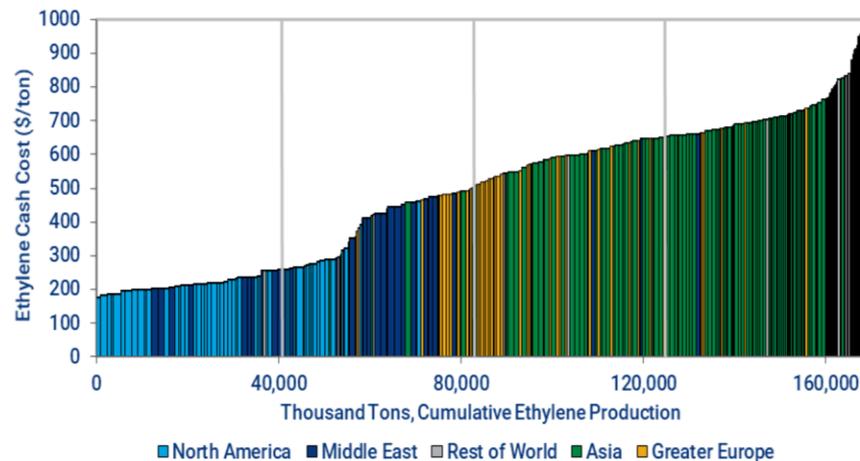
2.2. 煤制烯烃是中国烯烃产业发展的必然选择

- 中东/美国乙烯成本优势显著，发展低成本烯烃路线是中国的迫切选择：原料路径奠定成本优势，从全球的乙烯成本曲线来看，美国和中东得益于乙烷路线，位于成本曲线最左侧；而亚洲和欧洲则处于成本曲线偏右侧，且亚洲装置相较于欧洲并没有明显的成本优势。从近5年价格来看，美国/欧洲/中国乙烯均价分别为568/930/911美元/吨，中国平均较美国高出343美元/吨。
- 仅就聚乙烯而言，目前东北亚市场供应缺口在1400万吨以上，而缺口最大的国家是中国，中国聚乙烯进口来源地中，中东低成本货源占据主导地位，中国要实现自给率的提升，除了扩大产能规模之外，发展有竞争力的低成本烯烃路线也是当下的迫切选择。

图：不同区域乙烯价格：美元/吨



图：全球烯烃成本曲线：60美金油价下

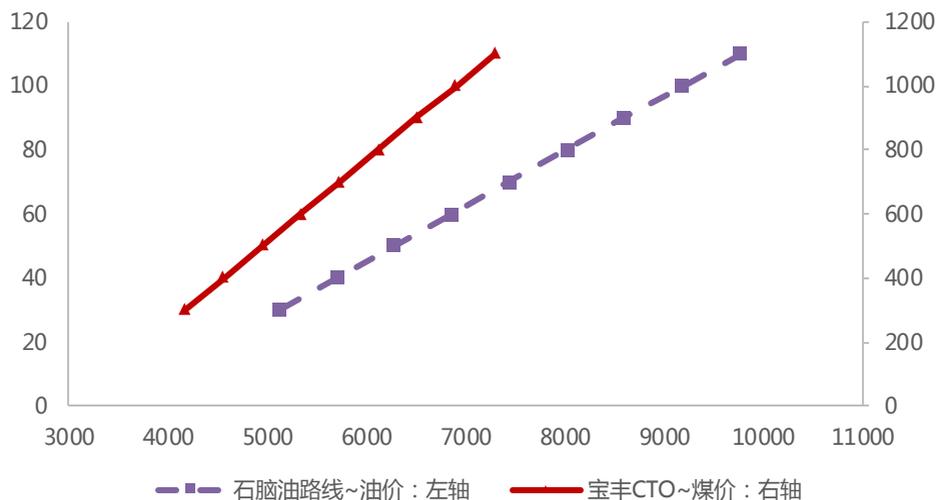


资料来源：Wind，Woodmac，天风证券研究所

2.2. 煤制烯烃是中国烯烃产业发展的必然选择

- 参考国内某煤制烯烃龙头企业的成本，我们对煤制烯烃与石油路线进行比较：假设疆煤300元/吨，原油70美元/桶，聚烯烃出疆运费600元/吨进行测算，则煤头路线较油头具备3271元/吨（毛利）的成本优势。
- 且在油价极端下跌下，煤制烯烃仍具有一定的盈利能力。不同煤/油价格梯度下，成本对比如下图
- 因此我们认为，利用新疆低成本煤炭资源，发展煤制烯烃产业是对我国石化产业的重要补充，有助于大幅改写国内的烯烃成本曲线，是增强我国烯烃产品全球化竞争力的重要举措。
- 以2020-2024年PP&PE均价作为烯烃售价，进行不同煤价下新疆煤制烯烃项目盈利弹性测算：在300元/吨煤价，600元出疆运费下，可实现聚烯烃毛利3969元/吨，毛利率高达45%。

图：CTO&石脑油制烯烃成本：美元/桶，元/吨



表：新疆煤制烯烃盈利弹性测算：元/吨

煤价	生产成本	运费	聚烯烃价格	毛利	毛利率
150	3586	600	8740	4554	52%
200	3781	600	8740	4359	50%
300	4171	600	8740	3969	45%
400	4562	600	8740	3578	41%
500	4952	600	8740	3188	36%
600	5343	600	8740	2797	32%

资料来源：Wind，天风证券研究所

2.3. 煤制天然气

天然气市场化改革&国家管网公司的成立赋予煤制天然气发展机遇：

- 按照2020年最新版《中央定价目录》有关规定，海上气、页岩气、煤层气、煤制气、液化天然气、直供用户用气、储气设施购销气、交易平台公开交易气，2015年以后投产的进口管道天然气，以及具备竞争条件省份天然气的门站价格，由市场形成，或为煤制气项目带来更强的价格弹性和盈利能力。
- 2017年6月，国家发改委、国家能源局等13部委出台《加快推进天然气利用的意见》，明确“建立用户自主选择资源和供气路径的机制”，用户可自主选择资源方以及供气路径，减少中间环节，降低用气成本。在天然气市场化改革的大背景下，降低天然气产业链各环节的成本是扩大天然气利用、降低实体经济用气成本的重要途径，此举也有利于煤制气企业直接开拓下游直供大客户，增强灵活性。
- 管网重组改革前，由于市场主体间存在下游销售竞争关系，难以做到管道向第三方公平开放，不仅造成管道基础设施利用率低，更导致油气产业进入门槛高，产业发展活力不足；油气管网重组后，实现油气管输和销售分开，为向各类市场主体公平开放提供了可靠保证，我们认为此举有利于煤制气企业公平的享有管道服务，也有助于释放能源增产保供的潜力。

2.3. 煤制天然气

- 参考新疆某20亿方/年煤制天然气环评报告，我们对煤制天然气的项目经济性进行测算：假设煤价200元/吨，进口LNG到岸价4600元/吨，则煤制气出厂生产成本为1.46元/立方；假设新疆到华东管输费用0.9元/吨，对标华东LNG到港价格，考虑到副产品收益，煤制气可实现毛利0.96元/立方，毛利率可达33%。

表：煤制天然气成本拆分&盈利测算：每立方

盈利拆分	元/立方
合计成本	2.36
原料煤	0.40
燃料煤	0.16
公用工程	0.08
辅料	0.17
人工	0.14
折旧	0.51
管输费用	0.90
每立方售价	
天然气	2.91
副产品收益	0.41
毛利	0.96

表：煤制天然气弹性测算：元/每立方

煤价	辅料+公用工程			生产成本	管输	LNG	副产品收益	毛利	毛利率
	煤炭成本	+人工	折旧						
150	0.42	0.4	0.51	1.33	0.9	2.91	0.41	1.09	37%
200	0.55	0.4	0.51	1.46	0.9	2.91	0.41	0.96	33%
300	0.83	0.4	0.51	1.74	0.9	2.91	0.41	0.68	23%
400	1.11	0.4	0.51	2.02	0.9	2.91	0.41	0.4	14%
500	1.38	0.4	0.51	2.29	0.9	2.91	0.41	0.13	4%

资料来源：《伊犁新天煤化工有限公司 20亿立方米/年煤制天然气项目环境影响报告书》，Wind，天风证券研究所

2.4. 煤制油

- 煤制油具有保障国家能源安全的重大意义：长期以来，我国石油对外依存度居高不下，2023年超过70%，且我国原油进口来源相对集中、运输距离远、通道控制能力不足，约80%的石油进口经过印度洋、马六甲海峡和南海等关键海域运输，在复杂和多变的地缘政治环境中，有潜在的供应风险。基于我国“富煤、缺油、少气”的资源禀赋，适度发展煤制油，对我国降低能源对外依存度，增强能源自主保障能力，推动煤炭清洁高效利用具有重大意义。
- 市场化竞争力不强是掣肘煤制油发展的难题：煤制油项目受煤价、油价双重影响，国际油价低迷时，对产业容易产生不利影响，煤制油项目盈利具有较大的波动性；且产品需要缴纳一定的消费税，进一步提升了项目的运行成本。有数据显示，2022年上半年，我国煤制油项目共投产8家，总产能823万吨/年，但产量仅为357.2万吨，整体运行负荷较低。根据石化联合会测算，在煤价区间约500-600元/吨的情况下，国际油价保持在60-70美元/桶，煤制油项目才可达到盈亏平衡点。
- 新疆为煤制油提供发展沃土：新疆地区煤炭价格低廉，根据相关公司披露数据，准东地区实现煤价在146-246元不等，哈密Q6000大卡煤近一年均价349元/吨，远低于500-600元左右的盈亏平衡点，为煤制油市场化发展提供充足的能源保障和可能性。
- 政策方面，国务院已发文确定将进一步促进新疆经济社会发展，支持新疆结合煤制油项目稳步建设；自治区发改委也提出积极推进准东、哈密煤制油气战略基地建设，争取国家将煤制油1600万吨/年（占全国的57%）、煤制气160亿立方米/年（占全国的89%）布局在新疆。

2.4. 煤制油

- 参考新疆某200万吨煤制油环评报告，我们对煤制油的项目经济性进行测算：假设煤价200元/吨，出疆运费600元/吨，以柴油和石脑油作为主产品（约70~75美金原油下的参考价格），同时考虑副产品收益，煤制油可实现毛利2161元/吨，毛利率可达45%。
- 值得注意的是，煤制油、煤制气项目的盈利对煤价非常敏感，煤价每上涨100元/吨，煤制油毛利率下滑11pct左右，煤制气毛利率下滑9~10pct。

表：煤制油成本拆分&盈利测算

盈利拆分	元/吨
合计成本	3466.3
原料煤	836.3
燃料煤	233.5
辅料	370.8
公用工程	176.3
人工	203.9
折旧	1045.6
出疆运费	600.0
产品售价	
柴油：不含消费/增值税	4867
石脑油	4690
副产品收益	806
吨毛利	2161

表：煤制油弹性测算：元/吨，75美金油价下

煤价	辅料+公用工程			生产成本	运费	产品价格	副产品收益	毛利	毛利率
	煤炭成本	+人工	折旧						
150	802	751	1046	2599	600	4822	806	2429	50%
200	1070	751	1046	2866	600	4822	806	2161	45%
300	1605	751	1046	3401	600	4822	806	1627	34%
400	2140	751	1046	3936	600	4822	806	1092	23%
500	2674	751	1046	4471	600	4822	806	557	12%

资料来源：《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200万吨/年煤炭间接液化示范项目环境影响报告书》，天风证券研究所，备注：

产品价格为柴油和石脑油的加权价格，不含消费税

3.1. 新疆现代煤化工迎来历史机遇，规划项目总投资额近8000亿

■ 根据我们的不完全统计，截至目前，新疆现代煤化工已规划项目投资额高达8000多亿，其中重点项目：
煤制烯烃项目共9个，合计1195万吨，投资规模2575亿，其中东明塑胶和山能化工两个项目已获得批复；
煤制天然气项目11个，合计400亿方，投资规模3109亿；其中其亚煤制气一期20亿方计划2024年动工，2027年建成投产，天池能源20亿方、国家能源40亿方、新业20亿方煤制气项目已获得能源局赋码；
煤制油项目3个，合计700万吨，投资规模1043亿，其中神华一阶段400万吨煤制油已于2024年开工。

表：新疆煤制烯烃、煤制天然气、煤制油项目不完全梳理：万吨/年，亿方/年

项目名称	地点	产品	产能	进展
中泰化学 70 万吨煤制烯烃	吐鲁番	煤制烯烃	70	环评
新疆东明塑胶有限公司年产 80 万吨煤制烯烃项目	准东	煤制烯烃	80	批复
新建山能化工有限公司准东五彩湾 80 万吨/年煤制烯烃项目	准东	煤制烯烃	80	批复
伊吾德纳新能源有限公司 70 万吨/年煤制烯烃项目	哈密	煤制烯烃	70	规划
河南能源集团新疆公司准东 85 万吨煤制烯烃项目	准东	煤制烯烃	85	规划
宝丰能源 400 万吨煤制烯烃项目	准东	煤制烯烃	400	环评
陕煤+兵团十三师（新疆中新建煤炭产业有限公司 150 万吨/年煤制烯烃项目）	哈密	煤制烯烃	150	环评
兵团一师阿拉尔市绿氢耦合 80 万吨每年煤制烯烃项目	阿拉尔市	煤制烯烃	80	可研
其亚 2*90 万吨煤制烯烃	准东	煤制烯烃	180	规划
新疆其亚化工有限公司 20 亿立方米/年煤制天然气项目一期	准东	煤制气	60	2024 动工
天池能源 20 亿立方米/年煤制天然气项目	准东	煤制气	20	赋码
国家能源集团 40 亿立方米/年煤制天然气项目	准东	煤制气	40	赋码
新业集团/沃疆 20 亿立方米/年煤制气项目	准东	煤制气	20	赋码
华能准东煤制天然气项目	准东	煤制气	40	规划
中煤哈密 40 亿方/年煤制天然气项目	哈密	煤制气	40	可研中标
新疆哈密中新建 40 亿立方米/年煤制天然气	哈密	煤制气	40	环评招标
河南能源集团（龙宇）新疆公司准东天然气	准东	煤制气	40	规划
新疆能源集团 40 亿立方米煤制天然气项目	哈密	煤制气	40	规划
新疆庆华煤制天然气项目二期	伊犁	煤制气	40	规划
伊泰 20 亿煤制天然气	伊犁	煤制气	20	规划
伊泰 100 万吨煤制油	伊犁	煤制油	100	深化设计
伊泰 200 万吨/年煤制油	甘泉堡	煤制油	200	--
国能哈密 400 万吨/年煤制油一阶段	哈密	煤制油	400	2024 动工

资料来源：中国化工建设企业协会公众号，生态环境部，流程工业网等，天风证券研究所

3.1. 新疆现代煤化工迎来历史机遇，规划项目总投资额超8000亿

■ 已统计的32个项目中，当前共9个已获得批复。

表：新疆煤制甲醇、煤炭综合利用项目不完全梳理：万吨/年

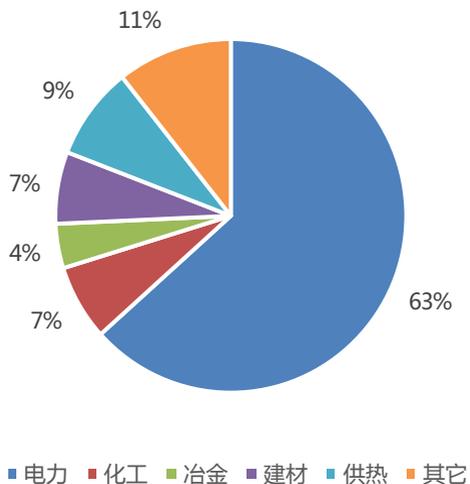
项目名称	地点	产品	产能	进展
其亚化工600万吨/年煤制甲醇、60万吨/年合成氨项目	准东	甲醇	600	通过核准
新疆蓝山屯河科技股份有限公司110万吨/年煤制甲醇项目	昌吉市	甲醇	110	环评招标
新疆能源集团哈密煤制甲醇150	哈密	甲醇	150	项目签约
中泰化学100万吨煤制甲醇	吐鲁番市托克逊县	甲醇	100	2024年底投产
嘉国伟业年产600万吨低阶煤清洁高效综合利用项目和年产60万吨煤焦油加氢项目	哈密市巴里坤	综合利用	600	2024开工
吉木萨尔县40万吨/年煤基劣质物清洁综合利用项目	吉木萨尔县	综合利用	40	项目签约
伊犁新天煤化工有限责任公司重芳烃多元烃深加工项目	伊犁	综合利用	20	环评受理
伊吾广汇1500万吨/年煤炭分质分级利用示范项目	伊吾县	综合利用	1500	动工
新疆中鑫环泰260万吨焦炭/年煤焦化多联产(焦化)+(化产深加工)项目	新星市	综合利用	260	在建

资料来源：中国化工报，煤化工网，流程工业网等，天风证券研究所

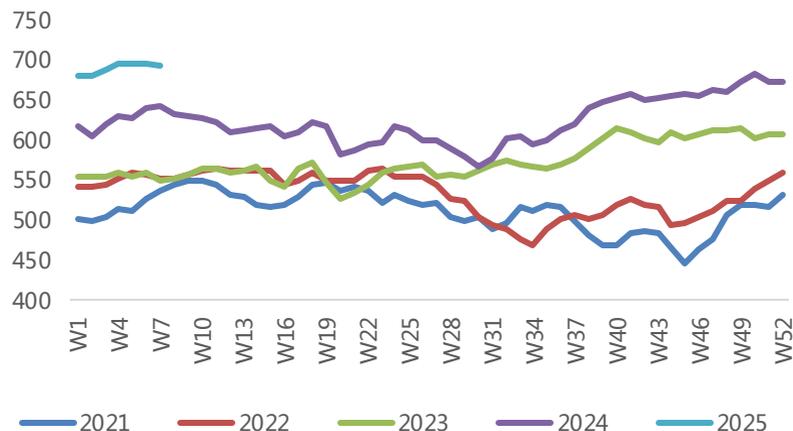
3.2. 化工煤需求迎来增长

- 2020年-2024年化工煤需求复合增速9.7%：2024年，中国动力煤消费量达到42亿吨，在消费结构中，电力/化工/冶金/建材/供热/其它用煤分别占比63%/7%/4%/7%/9%/11%。化工煤占比不高，但需求增速较快，2020年-2024年，化工煤消费量由2.0亿吨增长至2.9亿吨，GAGR+9.7%，远高于动力煤合计消费增速GAGR+5.0%。

图：2024年中国动力煤需求结构：万吨



图：化工煤用量：万吨



资料来源：Wind，天风证券研究所

3.2. 化工煤需求迎来增长

■ 煤化工项目有望持续贡献动力煤消费增量：根据我们的不完全统计，目前西北主要的煤化工省份共规划煤制烯烃2135万吨、煤制油1800万吨、煤制气400亿方、煤制甲醇960万吨、煤炭综合利用3920万吨（以进料计），耗煤量总计3.78亿吨。因项目开展及投产进度仍有很大不确定性，我们假设5年周期内的落地情况：

假设5年内90%的项目投产：对应化工煤消费量增长3.4亿吨，未来5年GAGR+16.8%。考虑到化工煤消费占动力煤的7%，则未来每年新增煤化工项目对动力煤总需求贡献+1.2%；

假设5年内70%的项目投产：对应化工煤消费量增长2.6亿吨，未来5年GAGR+13.9%。考虑到化工煤消费占动力煤的7%，则未来每年新增煤化工项目对动力煤总需求贡献+0.97%；

假设5年内50%的项目投产：对应化工煤消费量增长1.9亿吨，未来5年GAGR+10.6%。考虑到化工煤消费占动力煤的7%，则未来每年新增煤化工项目对动力煤总需求贡献+0.74%。

表：主要煤化工大省新增煤化工项目梳理：万吨

	煤制烯烃	煤制油	煤制气	煤制甲醇	煤炭综合利用	耗煤量
新疆	1195	700	400	960	2420	24094
陕西	90	400			1500	4440
内蒙	530	300				4980
山西	80					480
宁夏	240	400				3840
合计	2135	1800	400	960	3920	37834

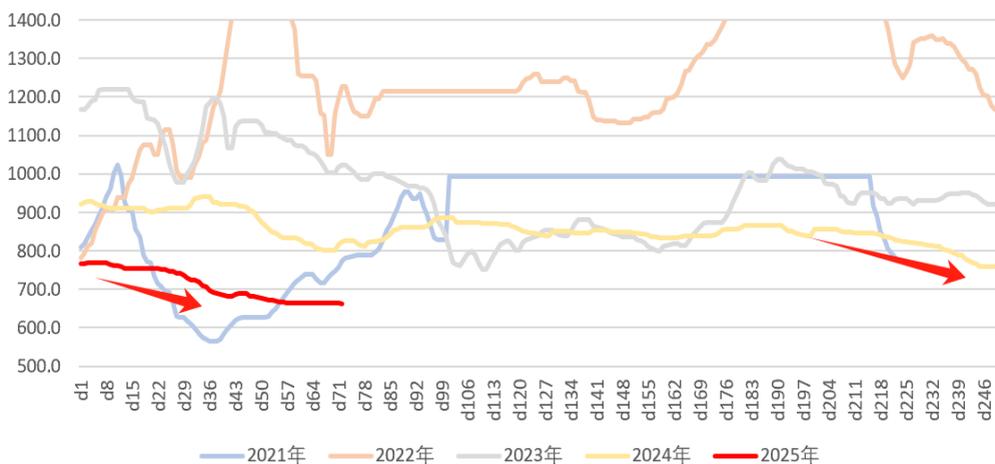
资料来源：生态环境部，鄂尔多斯市人民政府，流程工业网，煤化工信息网，现代煤化工等，天风证券研究所

五、煤炭市场近期更新

1. 2025年Q1动力煤价格走势复盘

- 经过两波下跌，目前价格稳在650-670元/吨，企稳因素：1) 与进口煤价差收窄，国内煤价格阶段性低于印尼煤。2) 印尼斋月压制产量。3) 旺季预期
- 从内贸运费上涨以及进口煤运费下跌可以看出，在国内煤价格阶段性低于印尼煤期间，部分进口煤采购需求转向国内煤。

港口煤价



进口煤价差



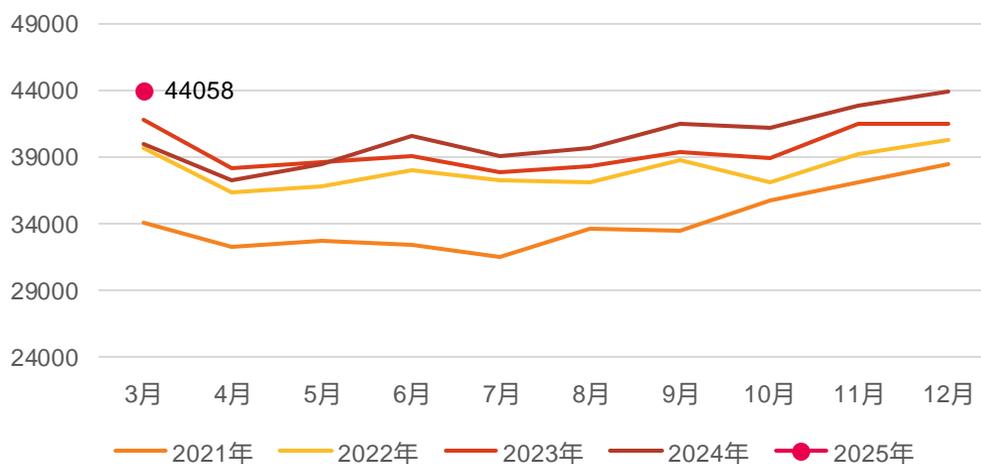
单位：元/吨

资料来源：Wind，天风证券研究所

2. 国内供给分析：以量补价为主调

- 全国原煤产量同比增量最多是山西和新疆，山西存在低基数效应，且当地的生产基调为以量补价，预计后续煤矿开工率在供给扰动逐步减少后或仍回到高位。
- 从去年Q4开始，内蒙古环比增量明显，我们预计后续内蒙古或仍维持高产量。
- 我们认为煤价下跌背景下，运价下调使疆煤外运成本支撑有所下滑，且疆煤仍有一定利润，因此生产积极性尚未显著下滑。

全国原煤产量

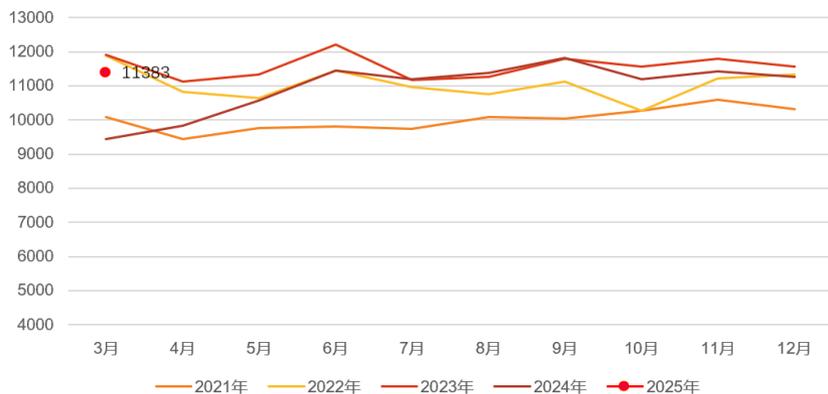


单位：万吨

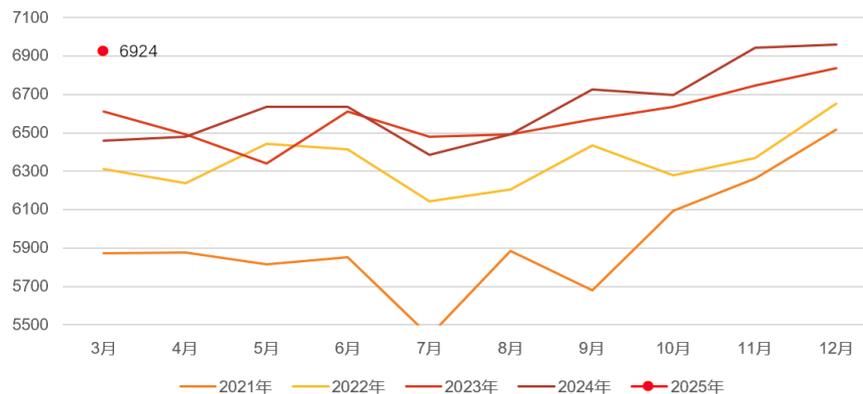
资料来源：Wind，天风证券研究所

2.1. 国内供给分析：以量补价为主调

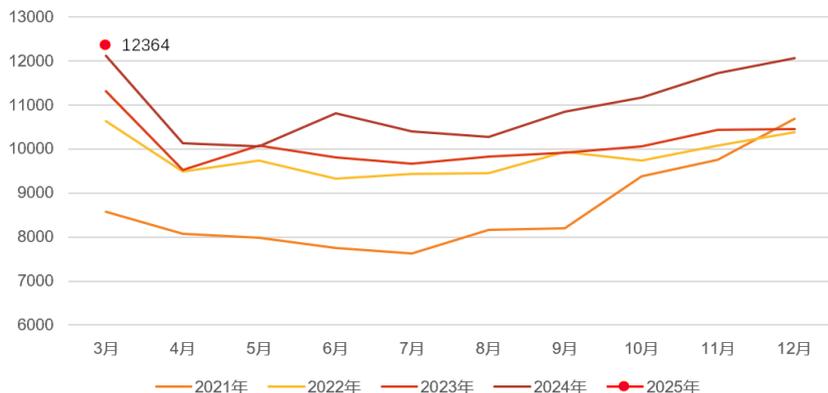
山西产量



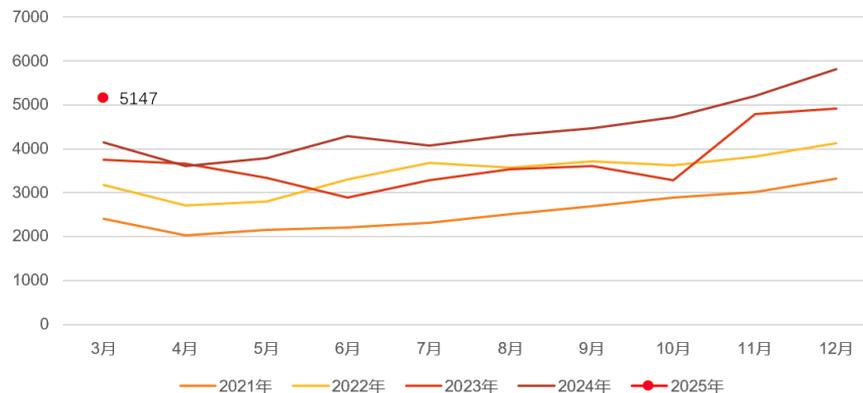
陕西产量



内蒙古产量



新疆产量



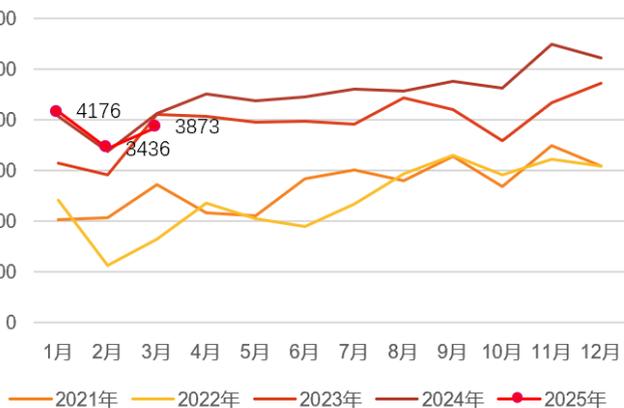
单位：万吨

资料来源：Wind，天风证券研究所

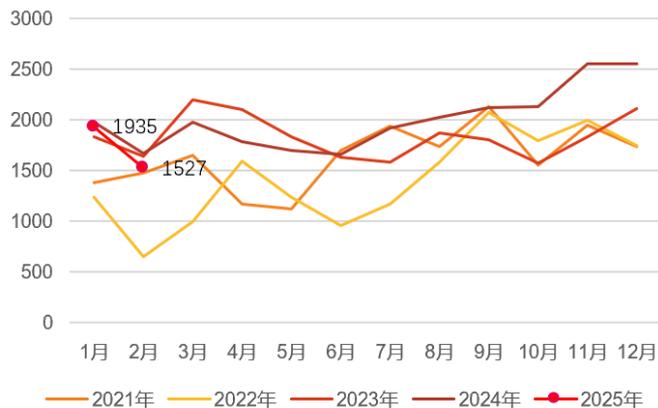
2.2. 进口煤分析：进口量难以大幅度缩减

- 3月份进口煤数量同比-6.4%，跟印尼的开采成本和三月份印尼斋月减产或有一定关系，以及蒙煤通车量减少的情况下，蒙煤进口预计也有一定幅度走弱。
- 进口量较难有显著减量，印尼煤和蒙煤露天矿占比高，成本偏低，仍具备较大优势。
- 我们推测限制进口煤的概率较低，一方面当前煤矿利润仍较为丰厚，另一方面若市场情绪波动，可能导致不可控的上涨。

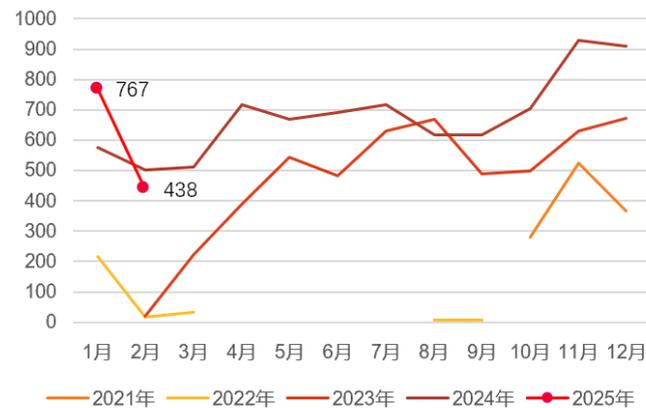
煤炭进口量



印尼煤进口量



澳煤进口量



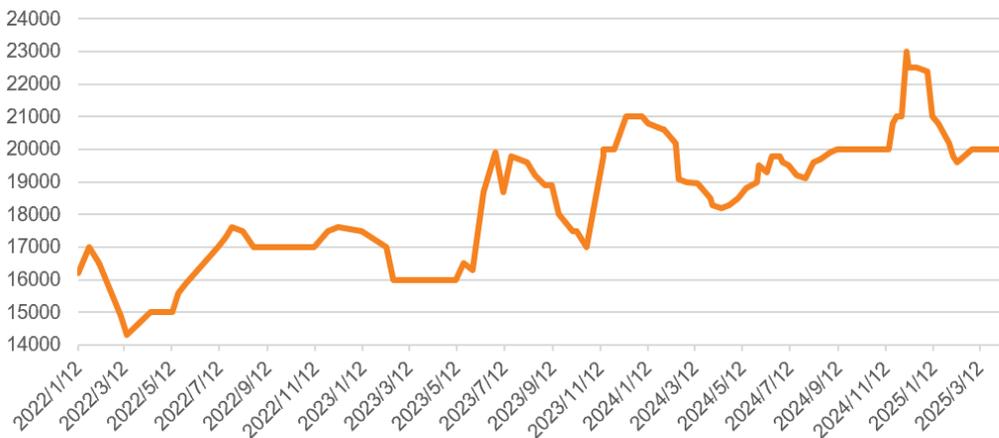
单位：万吨

资料来源：Wind，天风证券研究所

3. 库存：全环节库存均处于相对高位，压制煤价弹性

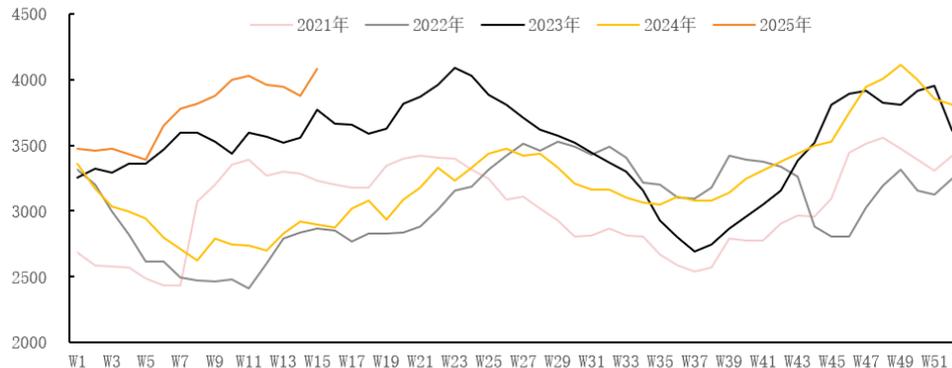
- 煤矿、港口库存均处于相对高位，今年整体库存趋势向上。北方港口库存在前期阶段性的向下调整，我们推测只是贸易商将库存转移至内河港口，以备迎峰度夏直接销售给电厂。
- 电厂库存同样处于相对高位，可能压制旺季采购力度。

中国:库存:煤炭统调电厂

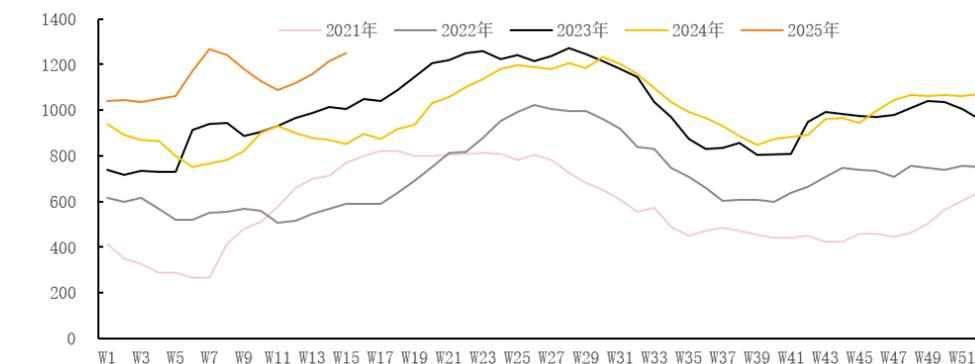


单位：万吨

北方港口库存



内河港口库存

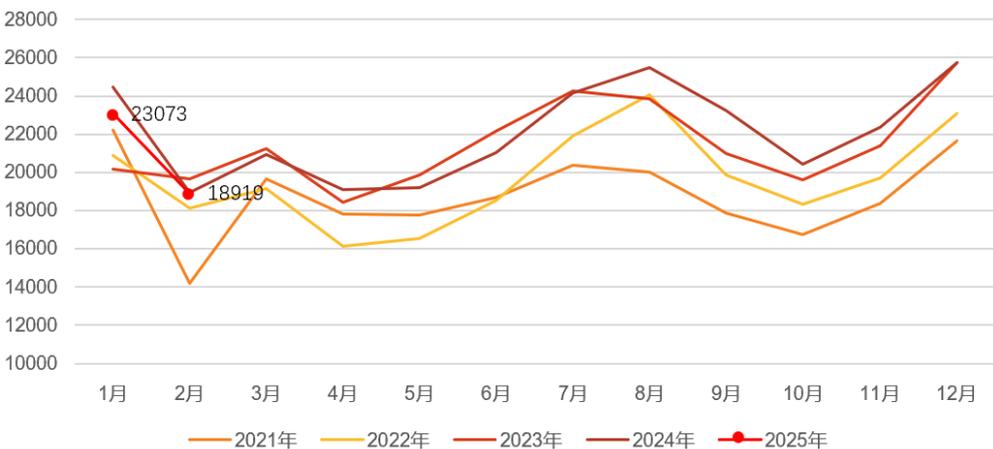


资料来源：Wind，天风证券研究所

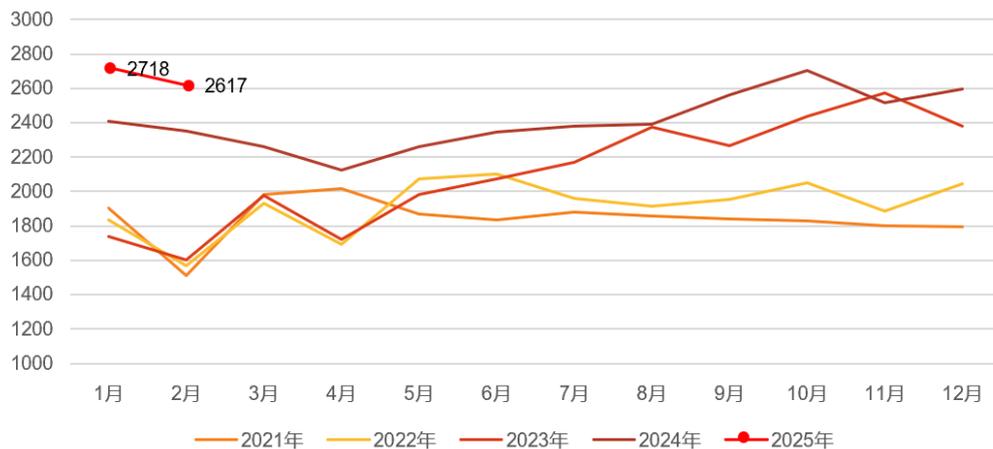
4. 需求：电煤需求较为疲软，化工用煤较强，4月份或为需求低谷

- 受总需求、暖冬影响，火电需求较为疲软，其中煤电的压力更大。
- 4月份或为年内需求底部，但是受制于库存，价格难以大幅上涨，后续价格或呈现小幅震荡。
- 化工煤需求表现依然较好，建材、冶金用煤表现疲弱，煤价的下跌可能导致煤化工品出现了较高利润，因此生产积极性有所提高。

电力用煤量



化工用煤量



单位：万吨

资料来源：Wind，天风证券研究所

4. 需求：电煤需求较为疲软，化工用煤较强，4月份或为需求低谷

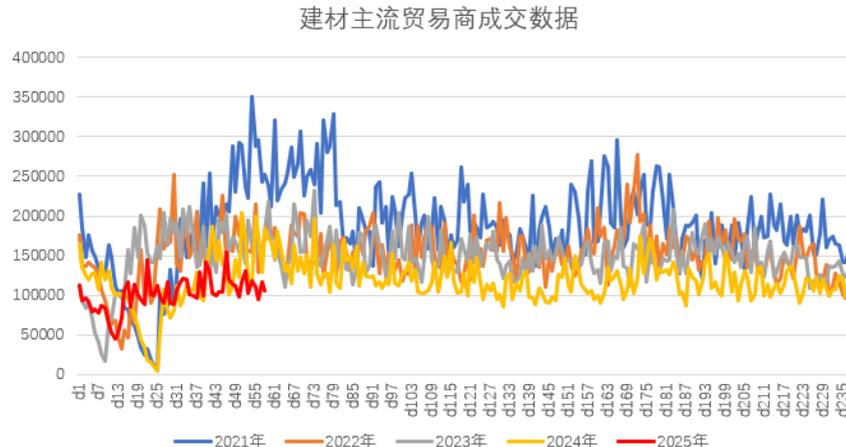
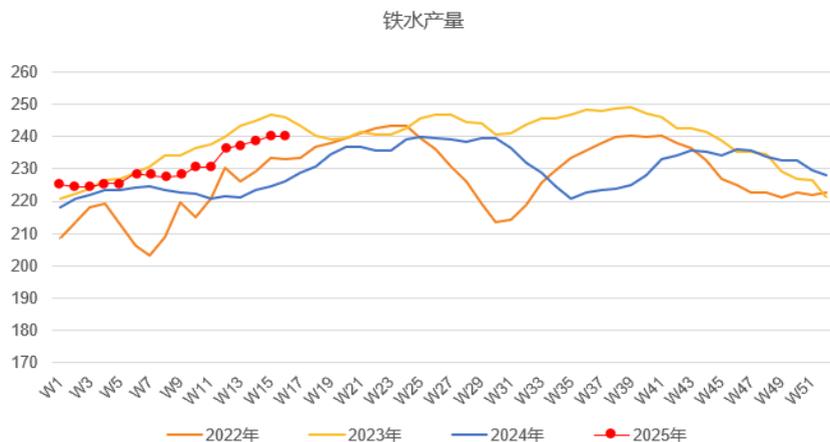
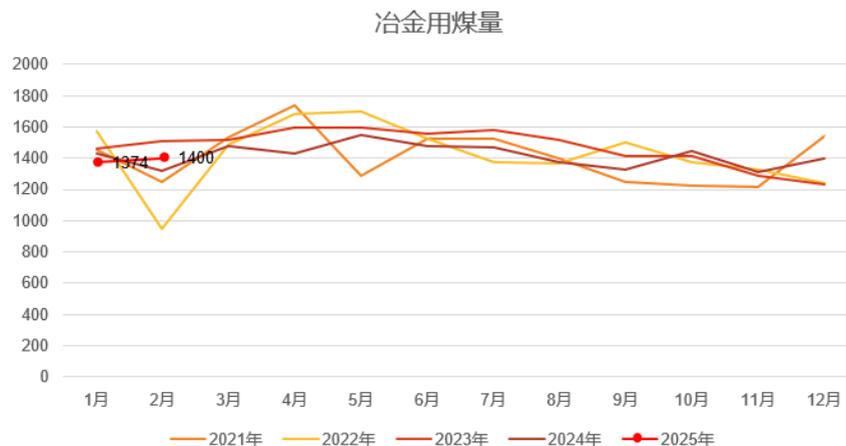
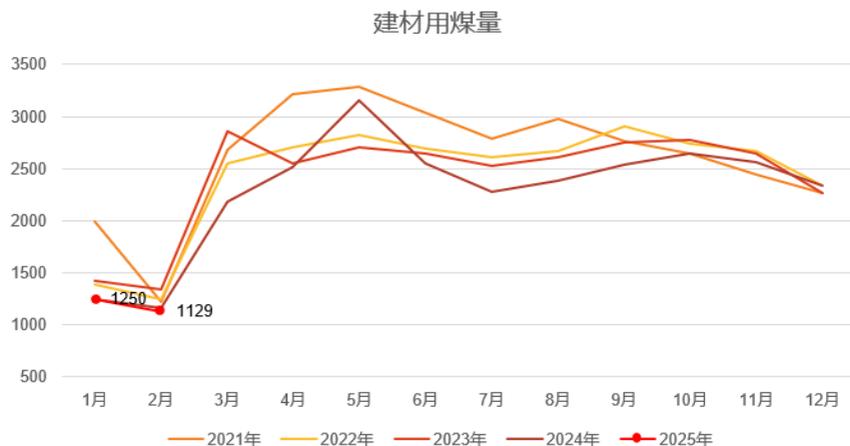


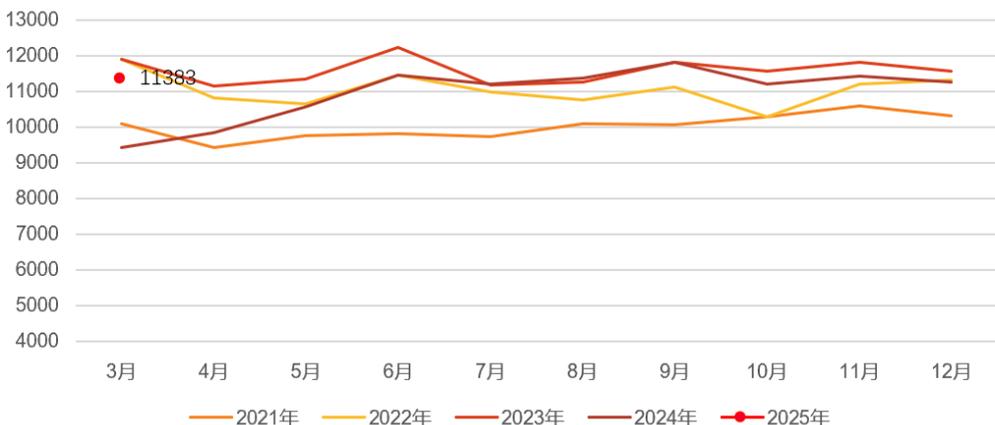
图1-3单位：万吨 图4单位：吨

资料来源：Wind, Mysteel, 天风证券研究所

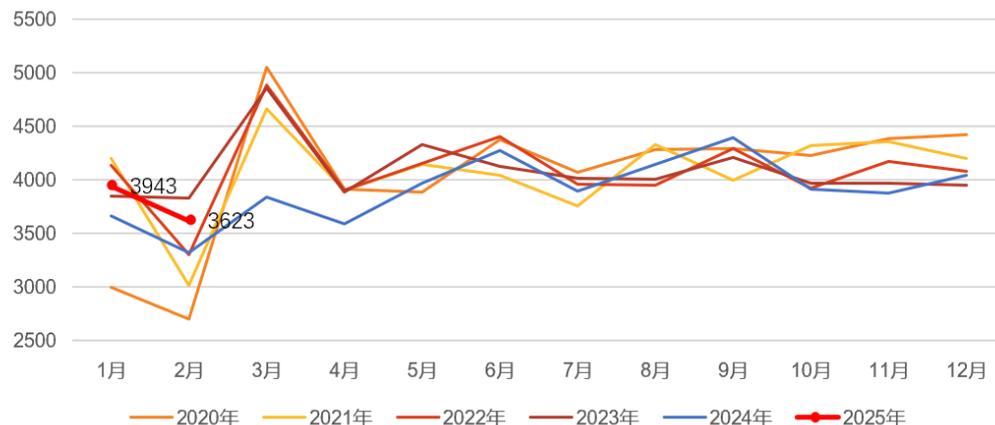
5. 焦煤供给分析：受低基数效应影响增量较大，以量补价为主调

- 今年1-2月份焦煤产量同比增速较大，主要是因为去年同期山西出现了比较大幅度的减产，低基数效应所致，后续影响会逐步减少。
- 25年山西产量目标为13亿吨，24年全年产量12.7亿吨，今年产量或有一定增量，后续生产大概率不会松懈。

山西产量



炼焦煤产量



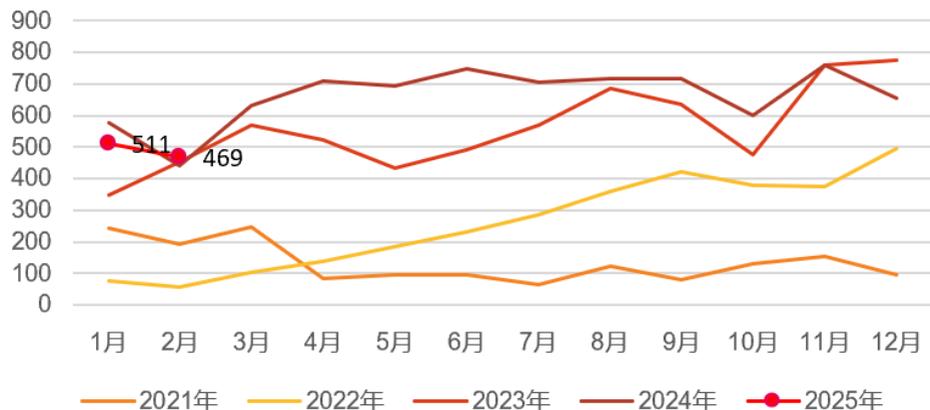
单位：万吨

资料来源：Wind，天风证券研究所

5. 焦煤进口分析：蒙煤成本优势较大，成为压制煤价主要因素

- 蒙古矿井大部分是露天矿，且洗煤率高，低成本优势难以超越。
- Q1出现阶段性减量，主要是因为甘其毛都口岸库存持续创新高，且销售困难所致。近期随着现货价格的反弹，通车量又迅速回到了高位，供应弹性较高。
- 蒙煤进口或有一定减量，但预计仍维持高位。

蒙煤进口量



甘其毛都通车量

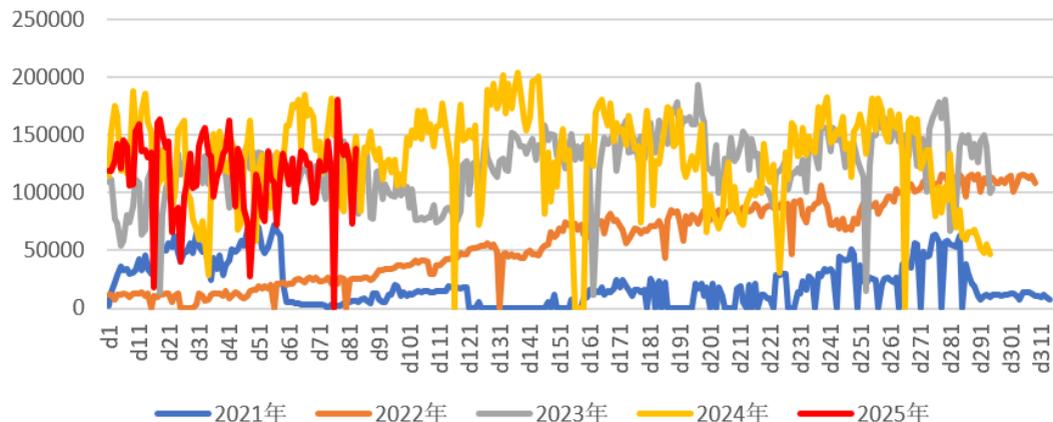


图1单位：万吨 图2单位：吨

资料来源：Wind, Mysteel, 天风证券研究所

总结：全球能源视角，看煤价历史和未来定价边际

对定价边际的启示——俄乌以来的回顾

- 1) 2021~2022年，ex-China平衡表在定价煤炭。
 - 欧洲能源危机、天然气价格上涨，欧洲煤炭进口量继多年下降后出现反弹。欧洲“抢煤炭”的现象同时，中国2022年煤炭进口量罕见减量，成为国际乃至国内煤炭价格的重要拉动因素。
- 2) 2023~2024年，中国平衡表再度成为主导者。
 - 欧洲受天然气价格回落、以及长期脱碳影响，煤炭进口重回下降轨道。叠加日韩净进口减量、美国净出口增加，ex-China平衡表呈现过剩状态。但中国煤炭进口量连续两年提升，从2022年的月2.9亿吨增加到2024年的5.4亿吨，很大程度上吸纳了ex-China平衡表的过剩。这也解释了2023-2024年为什么煤价下跌比较温和。
- 3) 2025年怎么看定价边际？
 - 中国挤出进口需求，就需要产煤国压缩出口量，挑战的是成本边际较高的生产国，包括印尼、俄罗斯，以及焦煤占比较高的蒙古。那么印尼和俄煤的边际成本，以及他们的出口政策就非常重要。
 - 按照3月1日公布的最新HBA价格如表。按照3400大卡/4100大卡两档，**到中国华南市场折5500大卡价格约630元/吨和705元/吨。**
 - 结合我们2024年11月28日报告《川渝能源市场，及对煤炭格局影响》，疆煤在成都平衡点无利润所映射的港口价格平衡点下限在720元/吨。**综合来看，我们认为630元/吨和700元/吨左右是今年重要的价格支撑位。**

对定价边际的启示——2026年，面临欧洲气价下移问题

欧洲气电vs.煤电经济性

- 在欧洲大力发展新能源发电的前提下，煤电与气电的需求空间或将收窄。为了抢夺有限的市场，我们认为未来两者的价格有可能根据发电成本存在强联动关系。

2026年为全球LNG投产大年：

- 1) 2026年预计将投产5400万吨LNG。
- 2) 2025年下半年投产的LNG项目将于2026年实现全年贡献产能。我们预计全球天然气供给从平衡再度切换到过剩模式，驱动因素或再回到欧洲。（2025可能是2021年的镜像——中国驱动的上漲/下跌；2026可能是2022的镜像——欧洲驱动的上漲/下跌）。

煤电与气电成本 (美元/Mwh)



资料来源：Bloomberg, 天风证券研究所

气价 vs 欧洲煤价情形模拟

	TTF(美金 /mmbtu)	对应发电成本(美金 /吨)	映射欧洲动力煤价格(美金/吨)
情形一	12.00	124.9	114.6
情形二	10.00	112.5	79.9
情形三	8.00	100.1	45.3

资料来源：IEA, 天风证券研究所

对定价边际的启示——更长期呢？中国煤化工是否有可能抬升煤价中枢？

- 中国煤化工，尤其是新疆煤化工大发展，是值得重视的煤炭需求格局变化。我们估算未来五年化工煤消费量增长2.69亿吨（详见2025年3月17日报告《能源版图西移，新疆煤化工迎来历史性发展机遇》）。虽然化工用煤需求在中国煤炭需求总量中占比仍不高，但可能对远期比如2027-2029年的新疆煤炭定价体系产生一定影响，进而间接影响晋陕蒙和港口煤价体系。
- 以煤制烯烃vs.油头烯烃比较为例，按照60美金长期油价中枢，对应的烯烃成本，映射CTO路线的煤炭成本为370元/吨含税。即理论上讲，新疆煤化工可以承受370元/吨的煤炭价格。对煤制气来说经济性较CTO弱一些，同样算法60美金油价映射新疆坑口煤炭成本170元/吨左右。

风险提示

- 1) 中国进口煤炭政策变化：如果海关进口出现通关收紧，有可能导致新疆可以产量增幅超过预期，进口减量幅度超过预期；
- 2) 印尼出口政策变化风险：假如HBA价格执行不严，印尼低成本在国际市场竞争，有可能导致印尼煤出口减量少于预期，对价格压力加大；
- 3) 俄乌局势变化：假如俄乌战争结束快于预期，俄罗斯出口制裁取消，那么俄罗斯出口减量幅度可能小于预期，对国际市场价格压力极大；
- 4) 长期去碳和煤电淘汰进程变化：如果煤电淘汰快于预期，可能加大国际市场压力；反之如果煤电退出慢于预期，导致欧美澳洲等需求好于预期，可能减少出口压力；
- 5) 测算存在一定主观性，存在假设和实际不符的风险。

分析师声明

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

一般声明

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

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

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

天风证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

特别声明

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

投资评级声明

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

THANKS