

能源需求预期分化，关注天气因素影响

报告要点

三季度能源价格多数震荡走强，唯有原油价格受宏观及远端供需预期恶化影响而走弱。四季度能源品供应端均有一定约束，而需求的分化预计将对不同能源品价格走势产生显著影响。此外，冬季天气状况对煤气电需求的拉动需要密切关注。

摘要：

原油——供应先紧后松而需求增长乏力，四季度原油先扬后抑

1) **供应**：利比亚供应扰动短期仍未能平息，OPEC+增产计划已经推迟，而美国开采活动仍未有回暖迹象，**短期供应仍相对偏紧**。但中期来看，非 OPEC+供应仍在持续投放，OPEC+减产亦已达到极限，**远端供应预期宽松**。

2) **需求**：四季度交通用油需求进入淡季，而工业用油需求边际改善，但在传统行业需求偏弱及能源转型因素的影响下，**全球石油需求增长仍然乏力**。

3) 美联储 9 月议息会议中超预期降息 50BP，但年内进一步降息预期被淡化，当前美国消费表现仍然坚韧，降息带来的将是工业需求的边际修复，对油价短期有正向影响，需要关注后期经济数据是否继续传递软着陆的信号。

动力煤——总量与结构性博弈，Q4 煤价或震荡偏强

1) **三季度回顾**：三季度国内煤炭需求走强，高温天气与水电减弱共同刺激火电需求，社会库存明显消化，双节前夕补库需求增加。高比例长协市场中，流通环节的结构性问题常态化，使得煤价一旦遇需求便易涨难跌。

2) **四季度展望**：国内煤价或更易高位震荡，非电需求的边际提升、大秦线秋检等因素支撑仍在，叠加北方等地区备货补库，煤价下行压力不大，临近冬季，供热供暖需求的季节性回归也将给予煤炭价格支撑。

天然气——基本面边际收紧，全球气价偏强运行

1) **欧洲**：初冬预期偏冷，短期气价仍有上行空间，持续性需关注冬季气温及 LNG 进口。供应相对弱于需求，欧洲冬季去库量预期超往年，欧洲气价或仍有季节性上行空间；但有高库存护航，地缘侧故事有限，气价大涨空间和持续性偏低，难破去年高点；需警惕若冷

能源转型与碳中和组

研究员：
何颢昀
从业资格号 F03100810
投资咨询号 Z0021074

研究员：
聂鑫妍
从业资格号 F03100678
投资咨询号 Z0021084

重要提示：本报告非期货交易咨询业务项下服务，其中的观点和信息仅供参考之用，不构成对任何人的投资建议。中信期货不会因为关注、收到或阅读本报告内容而视相关人员为客户；市场有风险，投资需谨慎。如本报告涉及行业分析或上市公司相关内容，旨在对期货市场及其相关性进行比较论证，列举解释期货品种相关特性及潜在风险，不涉及对其行业或上市公司的相关推荐，不构成对任何主体进行或不进行某项行为的建议或意见，不得将本报告的任何内容据以作为中信期货所作的承诺或声明。在任何情况下，任何主体依据本报告所进行的任何作为或不作为，中信期货不承担任何责任。

冬预期落空，价格中枢或提前下行，底部锚定进口成本支撑位。

2) **美国：基本面预期同比收紧，关注需求增长的兑现情况。**当前供应表现弱于需求预期，高库存持续消化，提振多头情绪。四季度需求侧利多动能较充分，若冷冬及出口均兑现，本土产量需修复至 2022 年年底高位，推涨价格至海恩斯维尔边际成本线上。短期美国气价仍有上行空间，但冷冬及第二台出口装置尚存不确定性，需警惕部分需求及出口增量落空导致产量过剩、压制气价。

国内电价——发电利用小时继续下降，电价或季节性回升

2024 年三季度，高温超长待机带动居民及三产用电增长，同时 8 月以来水电下滑，导致火电补位增长，8 月份火电同比转正，夏季旺季需求也使得风光利用率阶段性提高。但从长期视角看，清洁能源对化石能源发电挤压将持续存在、风光利用率下滑趋势也难以扭转，提升消纳需继续推进电网和电力市场建设，这两者在今年均看到明显提速。**电价趋势方面，预计四季度燃料成本高位波动、叠加冬季用电需求提高，电价或存在季节性回升趋势。**

欧洲电价——电力供应风险下降，关注极端天气的影响

展望 2024 年下半年风险，重点关注调峰能源价格及极端天气可能性。从电力供给角度来看，2024 年欧洲电力的供应矛盾较缓和。新能源发电随着装机量继续上行；水电及核电预期恢复至常值；因此重点关注对电力需求影响最大的极端天气，进入四季度更多需要观察 12 月潜在的提前到来的寒潮。总体而言，**四季度遭遇极端天气的概率仍然存在，叠加拉尼娜可能在三四季度开始发酵，需要密切观察突发寒潮。**

碳排放权——中欧碳价走势分化，欧洲碳价承压

1) **欧洲碳市场：**从发电行业碳排放强度模拟来看，历史上四季度碳排放量将逐步上行，对应碳需求将增加。与此同时，年底是合约集中履约的时间，行情或有较大波动。

2) **中国碳市场：**碳配额资产价格具有长期上行的潜力，配额供需差是推动碳价的主要变量。参考欧洲碳配额平衡表，2023-2030 年欧洲碳排放配额长期处于紧缺状态，支撑长期欧洲碳价。从碳市场建立的初衷考虑，预计国内碳价会随着气候目标的提高而抬升，同时随着低成本减排的逐步完善，未来减排成本将逐步提高，所对应的碳价或将同步上行。

光伏——供需接近动态均衡但高库存压力犹存，等待终端需求验证

三季度光伏产业链价格整体呈底部震荡走势，上下游分化显著，硅料与硅片价格实现反弹，而电池与组件价格继续走弱。2024 年全球光伏装机仍然维持稳健增长，预计全年全球光伏新增装机量在 480-500GW 之间，但目前主材各环节产能均已突破 1000GW，产业链产能总量过剩格局仍难以扭转。国内装机有年末冲量的习惯，但四季度出口需求边际走弱，组件采购需求仍无改善迹象，需求不足问题自下而上传导，叠加目前多数环节均存在高库存问题，下游价格预计继续维持弱势，而上游价格亦难以延续 8 月以来的持续上涨走势，终端需求的兑现情况仍是关键。

风险因素：极端天气、突发事件扰动、能源政策突变，地缘危机升级，全球经济超预期衰退，减排意愿降低

目录

摘要:	1
一、原油：供应先紧后松而需求增长乏力，四季度原油先扬后抑	8
(一) 供应：近端供需偏紧，但远端预期宽松	8
(二) 需求：交通需求进入淡季，总量不足问题仍然存在	11
(三) 库存：三季度全球石油库存持续去化	13
(四) 展望：供应先紧后松而需求增长乏力，四季度原油先扬后抑	14
二、煤炭：总量与结构性博弈，Q4 煤价或震荡偏强	15
(一) 供应：国内生产受安检影响，进口倒挂或导致减量	15
(二) 需求：火电冬季前有补货空间，非电需求边际提升有限	18
(三) 展望：四季度煤价或高位震荡	20
三、天然气：气价仍有上行空间，持续性需关注冬季气温	21
(一) 欧洲：供应关注 LNG 进口、需求关注冬季气温，短期气价仍有上行预期	22
(二) 美国：基本面预期同比收紧，关注需求增长的兑现情况	26
(三) 展望：气价仍有上行空间，持续性需关注冬季气温	30
四、国内电力：发电利用小时继续下降，电价或季节性回升	30
(一) 电力供应：风光利用率下降，电网建设持续增长	31
(二) 电力需求：用电增速保持高增长	33
(三) 电力市场交易：市场交易电量保持增长，现货市场建设加快	35
(四) 电价展望：燃料成本整体高位震荡，电价存在季节性回升预期	36
五、欧洲电价：下半年电价偏强震荡，关注调峰能源天然气及天气节奏	36
(一) 三季度欧洲发电量环比修复，传统能源发电继续下行	36
(二) 煤炭发电性价比三季度环比继续修复，煤炭发电量环比改善较明显	39
(三) 核电与水电出力同比继续偏高	40
(四) 四季度发电端发生意外概率较低	40
(五) 电价三季度在合理范围内区间波动	41
六、碳中和：中欧碳价走势分化，欧洲碳价承压	43
(一) 欧洲碳市场：欧洲碳价四季度预期震荡运行	43
(二) 中国碳市场：三季度碳价震荡运行，下半年预期震荡	43
(三) 自愿核证减排量：CCER 跟随全国碳配额波动运行	45
七、光伏：供需接近动态均衡但高库存压力犹存，等待终端需求验证	46
(一) 装机：全球光伏装机维持稳健增长	46
(二) 产业链供需：三季度产业链价格底部震荡，上游价格小幅反弹	47
(三) 行业利润：2024 年上半年行业整体净亏损，下游盈利能力偏强	51
(四) 展望：供需接近动态均衡但高库存压力犹存，等待终端需求验证	51
免责声明	52

重要提示：本报告非期货交易咨询业务项下服务，其中的观点和信息仅作参考之用，不构成对任何人的投资建议。中信期货不会因为关注、收到或阅读本报告内容而视相关人员为客户；市场有风险，投资需谨慎。如本报告涉及行业分析或上市公司相关内容，旨在对期货市场及其相关性进行比较论证，列举解释期货品种相关特性及潜在风险，不涉及对其行业或上市公司的相关推荐，不构成对任何主体进行或不进行某项行为的建议或意见，不得将本报告的任何内容据以作为中信期货所作的承诺或声明。在任何情况下，任何主体依据本报告所进行的任何作为或不作为，中信期货不承担任何责任。

图目录

图 1:	OPEC+原油产量与配额	8
图 2:	OPEC+市场份额	8
图 3:	俄罗斯石油产量	9
图 4:	俄罗斯原油分地区出口	9
图 5:	利比亚原油产量	9
图 6:	伊拉克原油产量	9
图 7:	上市页岩油企业资本开支与同比	10
图 8:	美国完井、新井与 DUC 释放	10
图 9:	巴西石油产量预期	11
图 10:	加拿大石油产量预期	11
图 11:	欧洲 16 国炼厂原油加工量	11
图 12:	美国炼厂原油加工量	11
图 13:	中国主营炼厂开工率	12
图 14:	中国山东地炼开工率	12
图 15:	中国汽油表观消费量	12
图 16:	美国车用汽油需求	12
图 17:	全球商业航班数量	13
图 18:	全球航煤需求预测	13
图 19:	中国柴油表观消费量	13
图 20:	美国中质馏分油需求与制造业 PMI	13
图 21:	高频石油库存与布伦特油价	14
图 22:	OECD 商业石油库存	14
图 23:	原油供需平衡表预测	14
图 24:	环渤海港口现货价格	15
图 25:	NCEI 中长协价格	15
图 26:	环渤海港口库存	15
图 27:	二十五省电厂库存合计	15
图 28:	全国原煤产量	16
图 29:	主要省份原煤日产量	16
图 30:	山西省原煤产量	16
图 31:	煤炭行业固定资产投资	16
图 32:	坑口-港口发运利润	17
图 33:	环渤海港口调入量	17
图 34:	中国进口煤与褐煤数量	17
图 35:	分国别进口量	17
图 36:	全球海运煤炭发运至中国	18
图 37:	进口发运利润测算（国内-进口）	18
图 38:	全社会用电量	19
图 39:	火电发电量	19
图 40:	全国重点城市气温	19
图 41:	三峡大坝出库量	19
图 42:	沿海八省电厂耗煤	19

图 43:	内陆 17 省电厂耗煤	19
图 44:	煤制甲醇开工率	20
图 45:	化工行业耗煤量	20
图 46:	高炉开工率	20
图 47:	水泥开工率	20
图 48:	中国动力煤平衡表（单位：万吨）	21
图 49:	荷兰 TTF 收盘价	22
图 50:	普氏 JKM 掉期价格	22
图 51:	英国 NBP 收盘价	22
图 52:	NYMEX 天然气收盘价	22
图 53:	欧盟天然气产量	23
图 54:	欧盟天然气净进口量	23
图 55:	欧洲历史平均气温及未来月度预测	24
图 56:	偏弱的极地涡旋或导致冷空气外溢	24
图 57:	样本国家天然气总消费（八国）	25
图 58:	样本国家商住部门天然气消费（五国）	25
图 59:	样本国家工业部门天然气消费（五国）	25
图 60:	样本国家电力部门天然气消费（五国）	25
图 61:	欧洲库容率推演	26
图 62:	GIE 欧洲库容率	26
图 63:	GIE 欧洲库容率环比变动	26
图 64:	美国干气产量预测	27
图 65:	分区块油气井新完井数	27
图 66:	分区块油气井 DUC 数量	28
图 67:	分区块新井产气效率	28
图 68:	美国本土总消费	28
图 69:	美国商住部门消费量	28
图 70:	美国工业部门消费量	29
图 71:	美国电力部门消费量	29
图 72:	北美 LNG 出口项目排产表	29
图 73:	美国 LNG 出口	29
图 74:	美国天然气库存	30
图 75:	美国天然气库存变动	30
图 76:	全球天然气供需平衡表	30
图 77:	电源建设投资完成额	31
图 78:	分类型电源建设投资完成额同比增速	31
图 79:	电网建设投资完成额	31
图 80:	新增 220 千伏及以上线路长度	31
图 81:	发电新增设备容量	32
图 82:	分类型发电新增设备容量累积同比	32
图 83:	全社会发电量	32
图 84:	分类型累计发电量占比	32
图 85:	发电设备利用小时	33
图 86:	发电设备利用小时（累计值）	33

图 87:	风光利用率 (%)	33
图 88:	弃风弃光率 (%)	33
图 89:	全社会用电量	34
图 90:	分行业用电量同比	34
图 91:	第二产业用电量	34
图 92:	四大高耗能制造业用电量	34
图 93:	第三产业用电量	34
图 94:	城乡居民用电量	34
图 95:	计算机及信息软件服务业、制造业用电量	35
图 96:	公共充电设施充电量	35
图 97:	中国 202409-202503 气温预测	35
图 98:	中长期电力直接交易电量：累计值（亿千瓦时）	36
图 99:	中长期电力直接交易电量：当月值	36
图 100:	欧元区及部分国家制造业 PMI	37
图 101:	EU27 各类型能源发电占比	38
图 102:	EU27 月度总发电量	38
图 103:	EU27 月度天然气发电量	38
图 104:	EU27 月度煤炭发电量	38
图 105:	EU27 月度水力发电量	38
图 106:	EU27 月度核电发电量	38
图 107:	EU27 月度光伏发电量	39
图 108:	EU27 月度风电发电量	39
图 109:	德国气电火电利润价差	39
图 110:	欧洲周度煤炭总发电量	40
图 111:	欧洲周度天然气发电量	40
图 112:	欧洲水电周度发电量	40
图 113:	欧洲核电周度发电量	40
图 114:	法国水电 2024 年展望	41
图 115:	德国水电 2024 年展望	41
图 116:	法国核电出力季节性图	41
图 117:	法国日前基荷电价	41
图 118:	德国日前基荷电价	41
图 119:	英国日前基荷电价	42
图 120:	北欧四国日前基荷电价	42
图 121:	德国 1M、1Q、1Y 远期日前电价	42
图 122:	北欧地面气温预测	43
图 123:	南欧地面气温预测	43
图 124:	EU ETS 价格	43
图 125:	欧洲天然气价格	43
图 126:	中国全国碳市场价格	44
图 127:	全国及各地区 CCER 价格	45
图 128:	中国月度光伏新增装机数	46
图 129:	美国电力部门光伏新增装机容量	47
图 130:	美国工商住宅部门光伏新增装机容量	47

图 131:	中国组件中标容量及均价	47
图 132:	各型号组件价格	47
图 133:	中国组件产量与排产	48
图 134:	中国与欧洲组件库存	48
图 135:	中国电池片产量与排产	48
图 136:	中国电池片外销厂周度库存	48
图 137:	各类型电池片产量	49
图 138:	各类型电池片产量占比	49
图 139:	主流硅片价格	49
图 140:	中国硅片产能与开工率	49
图 141:	中国硅片月度产量及排产	50
图 142:	中国光伏级硅片库存	50
图 143:	中国多晶硅产能与开工率	50
图 144:	各类型硅料价格	50
图 145:	中国硅料产量与排产	51
图 146:	中国多晶硅总库存	51
图 147:	样本光伏企业净利润	51
图 148:	光伏主材各环节毛利测算	51

一、原油：供应先紧后松而需求增长乏力，四季度原油先扬后抑

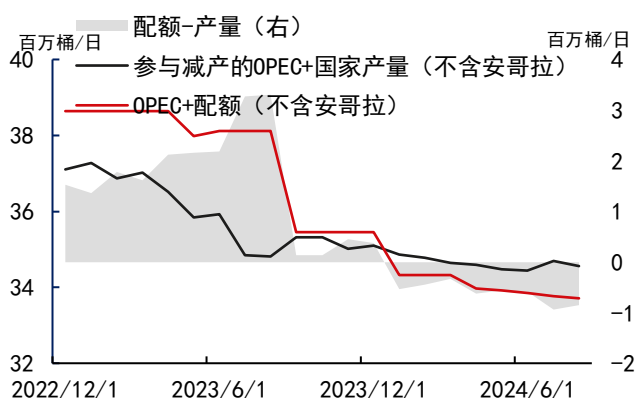
三季度以来，地缘升级的预期基本被证伪，地缘风险溢价持续出清，而中国需求的疲软及 OPEC+ 激进的增产计划引发市场对于远期供大于求的担忧，叠加宏观衰退交易偶发性升温，原油价格表现弱势，布伦特从三季度初的 85 美元/桶左右持续下跌，一度跌破 70 美元/桶。

（一）供应：近端供需偏紧，但远端预期宽松

1) OPEC+：减产基本达到极限，后期供应上升的斜率是关键

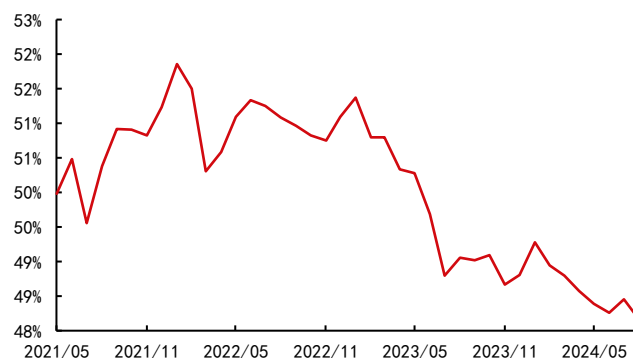
三季度 OPEC+ 产量维持低位，但仍有部分国家减产不达标。根据 IEA 数据，8 月 OPEC+ 产量为 4146 万桶/日，环比下降 27 万桶/日，当中参与配额生产的 OPEC+ 国家合计原油产量为 3456 万桶/日，环比下降 14 万桶/日。减量主要来自哈萨克斯坦、俄罗斯以及利比亚。目前哈萨克斯坦与俄罗斯产量基本接近产量目标，唯有伊拉克产量仍然超出配额 25 万桶/日左右。由于持续减产，目前 OPEC+ 的市场份额已经跌至 48% 左右。

图 1： OPEC+ 原油产量与配额



数据来源：IEA 中信期货研究所

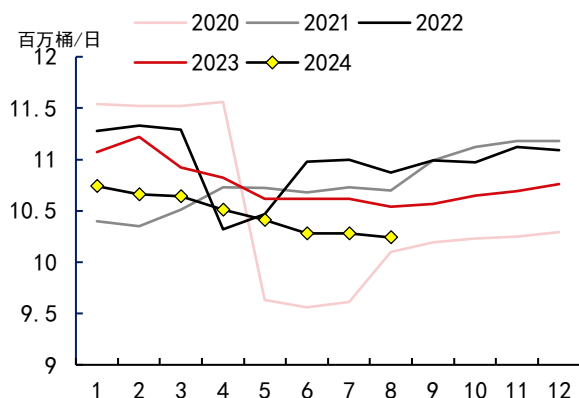
图 2： OPEC+ 市场份额



数据来源：IEA 中信期货研究所

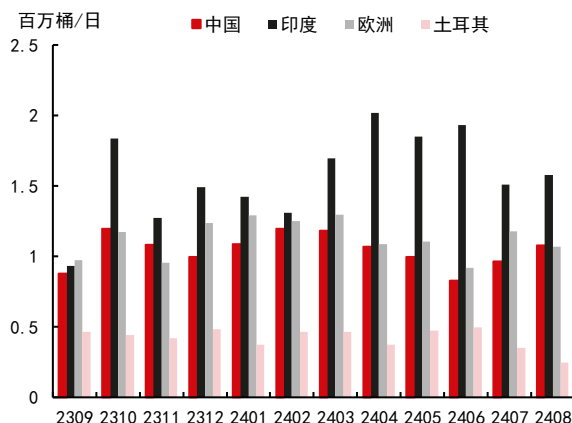
俄罗斯产量创俄乌冲突爆发以来最低水平，后期或有一定边际恢复。EIA 数据显示 2024 年 6 月俄石油产量为 1024 万桶/日，环比下降 4 万桶/日，同比下降 30 万桶/日。进入三季度以来俄罗斯原油海运出口进一步下降，而成品油出口随着炼厂开工的恢复有所回升。分区域来看，油品出口的减量主要在于对印度的原油出口，或与印度炼厂检修及采购的节奏有关。三季度俄罗斯仍在努力执行相关减产协议，石油产量下降至俄乌冲突爆发以来的最低水平，后期随着印度采购需求回归及 OPEC+ 减产协议的放松，预计俄罗斯产量有一定边际恢复。

图 3： 俄罗斯石油产量



数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 4： 俄罗斯原油分地区出口

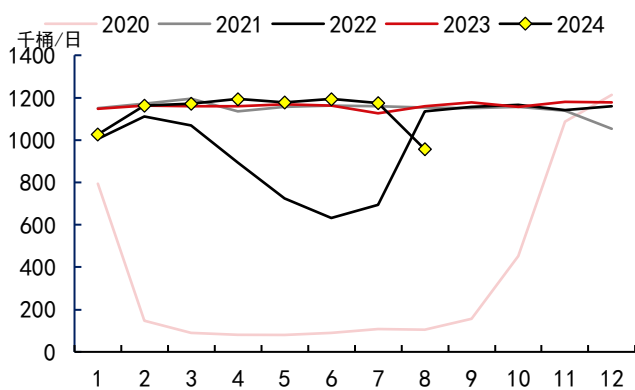


数据来源:路透 中信期货研究所

利比亚内政问题短期带来显著供应减量。近期利比亚内政问题再次对其石油生产及出口产生影响，9 月利比亚原油产量已经下降至 50-60 万桶/日。参考 2020 年以来的两次内部冲突，利比亚原油产量或在低位维持 3-6 个月，关注后期利比亚供应恢复的进展。

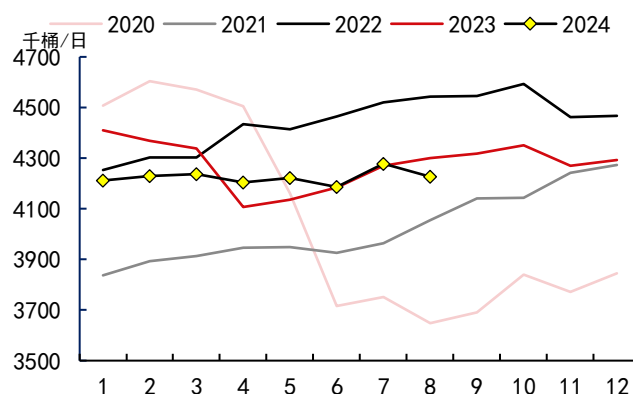
伊拉克承诺将在 9 月开始执行减产，落地情况存疑。伊拉克原油产量进入 2024 年以来基本稳定在 420 万桶/日以上，并未执行 OPEC+框架下的自愿减产与补偿减产。在三季度油价显著下跌的背景下，伊拉克承诺在 9 月将石油产量降至 385-390 万桶/日之间，但具体执行情况仍有待观察

图 5： 利比亚原油产量



数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 6： 伊拉克原油产量



数据来源:Bloomberg 中信期货研究所

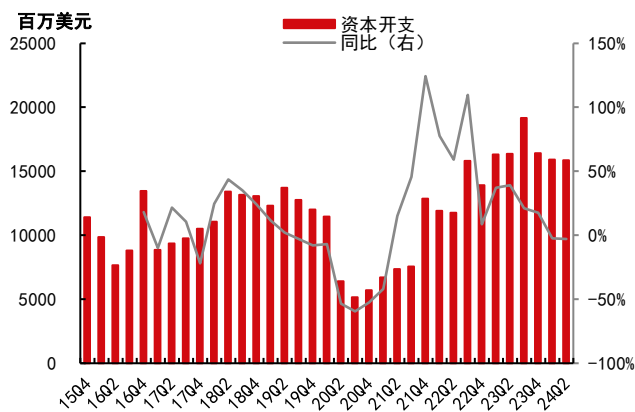
OPEC+增产计划推迟，短期供应或仍维持低位。目前 OPEC+已经将原定于 10 月开始进行的增产计划推迟至 12 月，现有框架下年内 OPEC+增产幅度基本有限，仅沙特在 12 月获得 10 万桶/日的增产配额，而利比亚与伊拉克供应短期均有一定减量，OPEC+供应短期仍然偏紧，但中期供应恢复的斜率对于远端供需预期有较大影响。

4) 美国：开采活动无明显起色，供应维持中性判断

美国油企资本开支增长放缓。2024 年前两个季度，上市页岩油企业资本开支均同比下降 3%左右，上半年油价上涨背景下，多数油企并未对全年资本开支计划进行调整，全年资本开支预期同比多数持平或小幅下降，在政治环境仍然存在较大不确定性的背景下，美国油企在投资方面选择维持谨慎，并无追加投资的动作

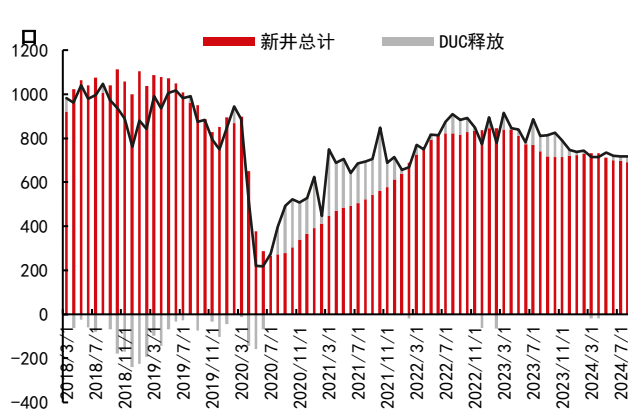
开采活动无明显起色，美国原油产量难有趋势性增长。5 月以来，美国主要油产区新井数边际下滑，总数回落至 700 个/月以下，二叠纪盆地、鹰福特等油产区新井数均下滑，但 DUC 释放仍然一定程度上对冲了新井数的不足，完井数总量仍然维持在 720 个/月左右。目前美国 DUC 存量较巅峰时期下降近 50%，进一步释放空间有限，在新井仍无增长迹象的前提下，美国原油产量亦难有趋势性增长。

图 7： 上市页岩油企业资本开支与同比



数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 8： 美国完井、新井与 DUC 释放

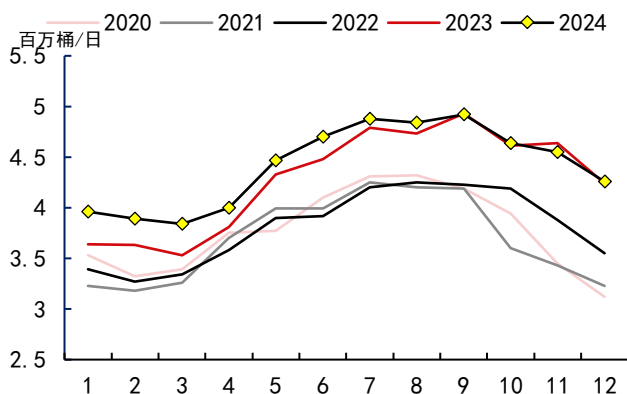


数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

3) 其他非 OPEC+：中期供应增长空间充足

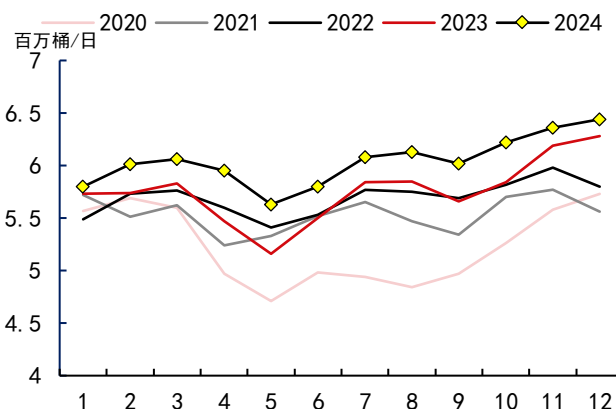
非 OPEC+供应于 2024 年继续释放，EIA 数据显示 2024 年加拿大石油产量将同比上升 30 万桶/日左右，再创历史新高；巴西与圭亚那的产能释放在 2024 年有所放缓，但进入 2025 年后有望再次加速，中期非 OPEC+供应增长的空间仍然广阔。

图 9： 巴西石油产量预期



数据来源：EIA 中信期货研究所

图 10： 加拿大石油产量预期



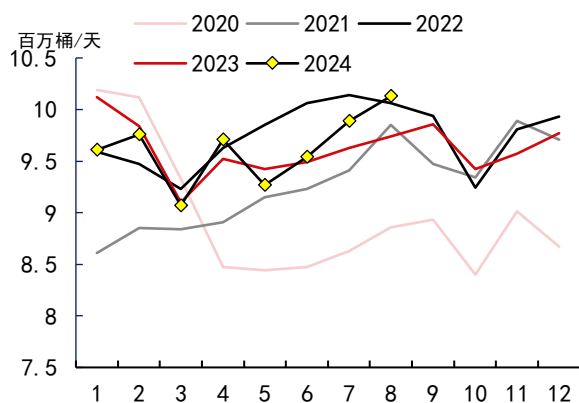
数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

（二）需求：交通需求进入淡季，总量不足问题仍然存在

1) 炼厂：海外进入检修季，国内炼厂开工率边际好转

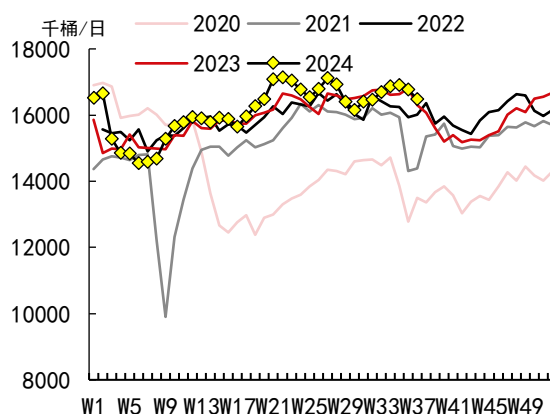
欧美炼厂利润显著下跌，检修季投料需求偏弱。海外柴油利润自 2024 年 2 月以来持续回落，汽油利润在夏季旺季结束后亦显著下跌，欧美炼油综合利润在三季度中后期已跌破 2021 年同期水平。利润下降对炼厂的开工意愿起到明显抑制作用，秋季检修季欧美炼厂检修量预期较去年有所上升，而日韩、印度等地炼厂亦有秋季检修的习惯，海外炼厂的投料需求在四季度初预计将维持弱势。

图 11： 欧洲 16 国炼厂原油加工量



数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

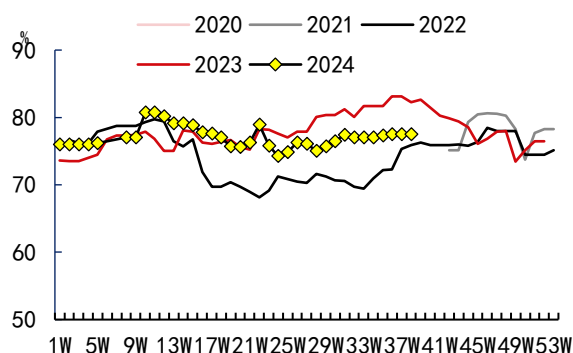
图 12： 美国炼厂原油加工量



数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

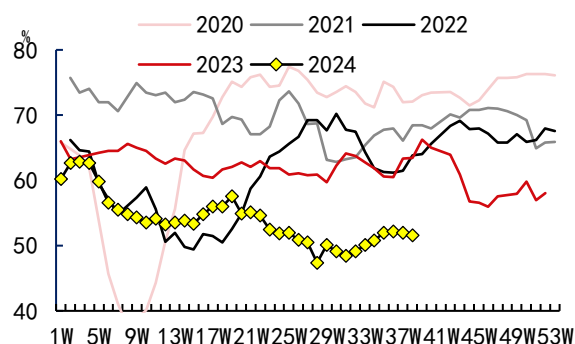
旺季备货需求带动国内炼厂开工边际好转，但进一步上升空间有限。由于终端需求偏弱，今年国内各类炼厂开工率均较去年下跌，当中地炼开工额外受到原料问题的制约，一度跌破 50%。三季度中旬起，在金九银十柴油备货需求的带动下，山东地炼开工率从 49% 左右小幅提升至 52% 左右，而主营开工率基本稳定在 77% 左右，主要通过调整汽柴比以增加柴油产出。但地炼开工提升后产销持续未能做平，旺季需求实际兑现情况有限，国内炼厂进一步提负荷空间受限，需求不足问题仍然严峻。

图 13： 中国主营炼厂开工率



数据来源：隆众 中信期货研究所

图 14： 中国山东地炼开工率

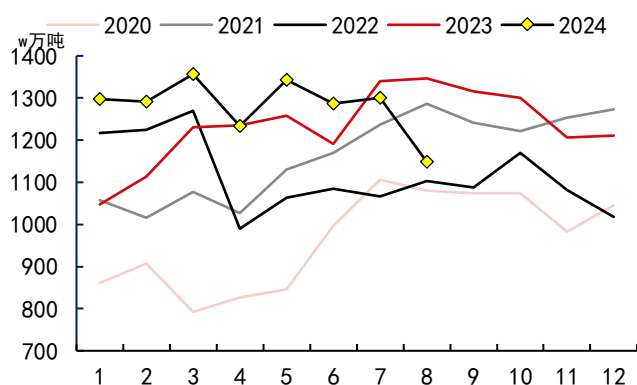


数据来源：隆众 中信期货研究所

2) 交通用油：海外旺季需求基本符合预期，淡季需求缺乏亮点

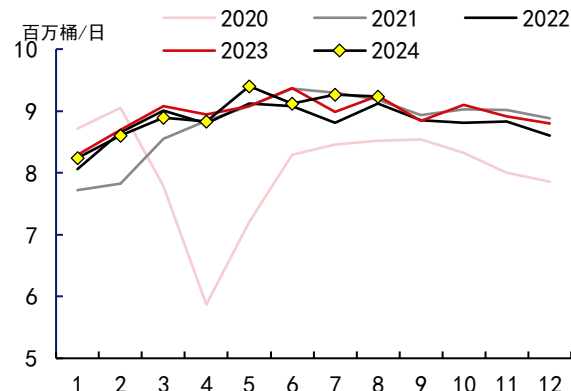
海外汽油需求符合预期而中国需求不及预期，出行旺季结束汽油需求缺乏亮点。今年 5-8 月美国汽油需求同比上升 9 万桶/日左右，出行需求表现基本符合预期，但中国汽油表观消费量从 7 月起进入同比下降状态，8 月同比降幅扩大至近 15%，新能源车对中国汽油消费替代的进展远超市场预期。夏季结束后海内外汽油消费进入淡季，汽油需求缺乏亮点。

图 15： 中国汽油表观消费量



资料来源：同花顺 中信期货研究所

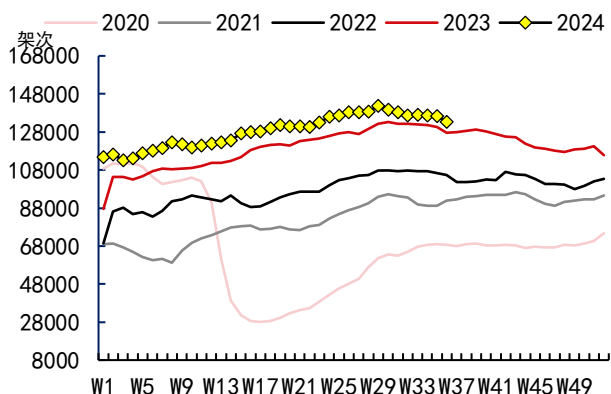
图 16： 美国车用汽油需求



资料来源：Bloomberg 中信期货研究所

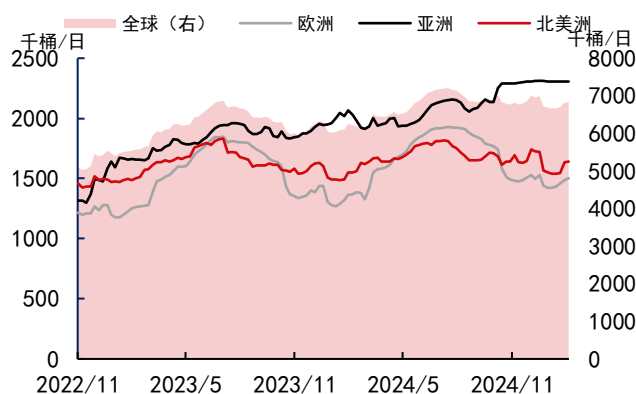
全球航煤需求已超出疫情前水平，旺季结束需求边际走弱。今年 1-8 月全球商业航班数量较 2019 年同期上升超过 12%，全球航煤需求已显著超过疫情前水平，但夏季出行旺季结束后航煤需求同样边际走弱，彭博预测四季度全球航煤需求较三季度下降 20 万桶/日左右，年末圣诞与元旦假期前夕或有小幅反弹。

图 17： 全球商业航班数量



资料来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 18： 全球航煤需求预测



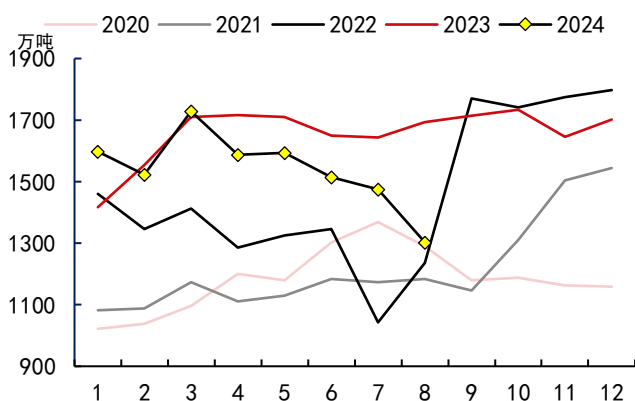
资料来源：Bloomberg 中信期货研究所

3) 工业用油：需求边际改善，但总量仍然不足

美国柴油需求见底回升。柴油需求与工业、制造业的相关性较强，2022 年美联储进入加息周期后，高利率压制海外制造业与地产等部门，海外柴油需求持续表现偏弱。随着美国地产、制造业等部门景气度边际改善，美国柴油需求在 2024 年三季度基本完成筑底，预计未来三个季度需求将有所改善，但弱周期背景下需求实际修复幅度或有限，

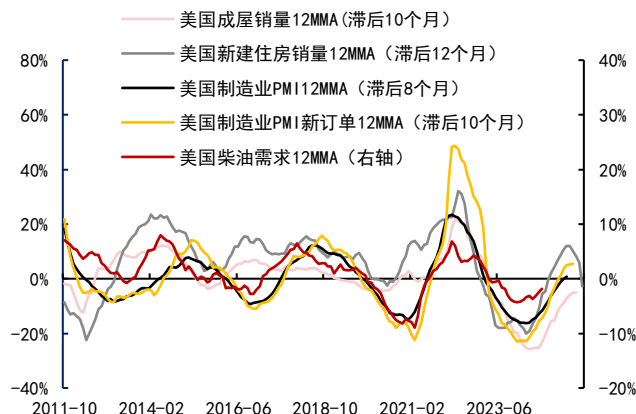
金九银十中国柴油需求边际改善。由于传统行业景气度偏低及 LNG 重卡的渗透速度远超预期，中国柴油需求加速达峰，年初至今中国柴油表观消费量累计同比下降 5.9%。金九银十旺季中国柴油需求有望季节性上升，但宏观景气度偏低背景下需求改善空间同样有限。

图 19： 中国柴油表观消费量



资料来源：同花顺 中信期货研究所

图 20： 美国中质馏分油需求与制造业 PMI



资料来源：Bloomberg 中信期货研究所

（三）库存： 三季度全球石油库存持续去化

8 月底 OECD 石油库存较 6 月底下降 1455 万桶至 28.14 亿桶，全球高频石油库存三季度基本维持去库态势，当中主要是原油去库，目前全球原油及成品油

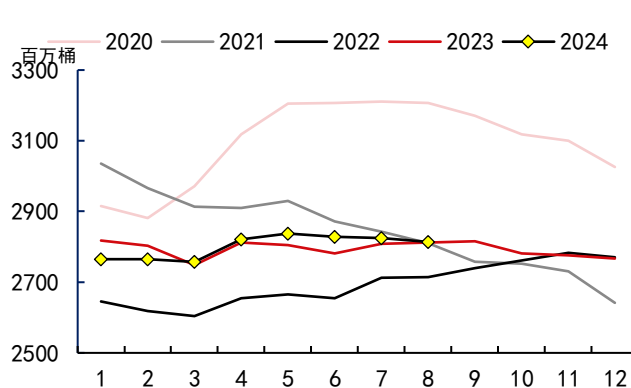
库存水平偏低，低库存的格局对油价有一定支撑。

图 21： 高频石油库存与布伦特油价



资料来源：Bloomberg Wind 中信期货研究所

图 22： OECD 商业石油库存



资料来源：Bloomberg 中信期货研究所

（四）展望：供应先紧后松而需求增长乏力，四季度原油先扬后抑

我们认为四季度原油供需矛盾减弱，且远端累库预期较为一致，油价走势或先扬后抑。

（1）**供应先紧后松**。利比亚供应扰动短期仍未能平息，OPEC+增产计划已经推迟，而美国开采活动仍未有回暖迹象，短期供应仍相对偏紧。但中期来看，非 OPEC+供应仍在持续投放，OPEC+减产亦已达到极限，远端供应预期宽松。（2）**需求总量不足问题仍然存在**。四季度交通用油需求进入淡季，而工业用油需求边际改善，但在传统行业需求偏弱及能源转型因素的影响下，全球石油需求增长仍然乏力。（3）**关注宏观降息进展对油价的影响**。美联储 9 月议息会议中超预期降息 50BP，但年内进一步降息预期被淡化，当前美国消费表现仍然坚韧，降息带来的将是工业需求的边际修复，对油价短期有一定正向影响，需要关注后期经济数据是否继续传递软着陆的信号。

四季度石油去库幅度收窄，且远端累库预期较为一致，油价走势或先扬后抑。应持续关注供应端投放进展，以及海外降息周期内需求的兑现情况。

图 23： 原油供需平衡表预测

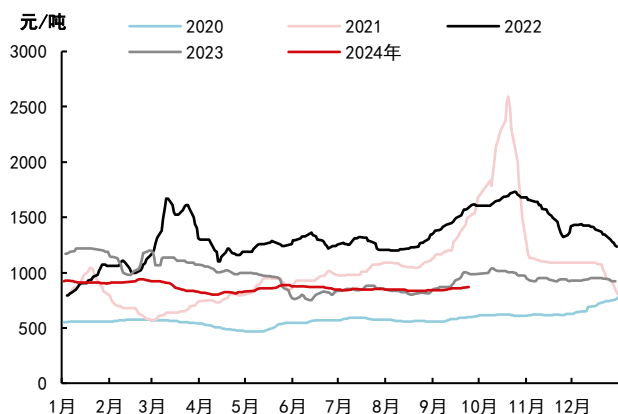
	2022	2023	24Q1	24Q2	24Q3E	24Q4E	2024E
全球石油供应	99.93	101.96	101.77	102.43	102.88	103.13	102.55
OPEC 石油供应	34.26	32.53	32.21	32.23	32.24	32.20	32.22
非 OPEC 原油及其他液体燃料供应	65.62	69.43	69.56	70.19	70.65	70.93	70.33
全球石油需求	11.88	102.10	101.79	102.96	103.66	103.71	103.03
OECD 需求	45.94	45.77	44.81	45.48	45.99	46.15	45.60
非 OECD 需求	53.73	56.22	56.99	57.48	57.68	57.56	57.43
供需差	0.41	-0.13	-0.02	-0.53	-0.78	-0.58	-0.48

数据来源：EIA IEA OPEC 中信期货研究所

二、煤炭：总量与结构性博弈，Q4 煤价或震荡偏强

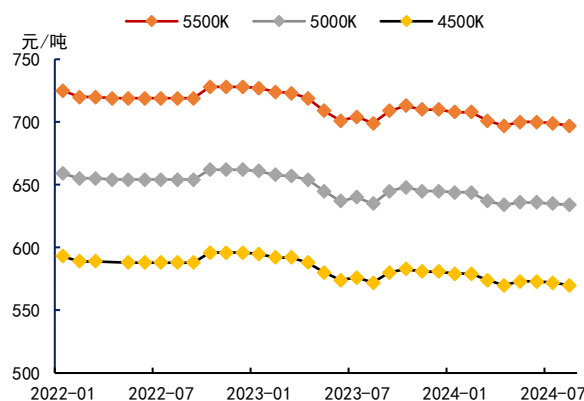
动力煤价格在 2024 年三季度呈现出先弱后强的走势。进入煤炭消费旺季，夏季超预期高温牵动日耗季节性上涨，水电 8 月以来转弱导致煤电补位，煤炭社会库存出现明显的高位回落。长期倒挂等结构性导致国内优质货源偏紧的问题持续存在，进口煤价底部支撑偏强、且进口量同比增幅收窄，内外贸市场看涨心态增强。中秋+国庆双节前夕下游终端适当补货，刺激煤价在 9 月份加速反弹。截至 9 月 23 日，国内环渤海港口 5500 大卡煤价报 870-880 元/吨，较 7 月初 850 元/吨上涨约 20-30 元/吨，8 月最低约在 830 元/吨左右。海外印尼低卡煤接近底部位置后反弹，但不及季初水平，表现弱于内贸。

图 24：环渤海港口现货价格



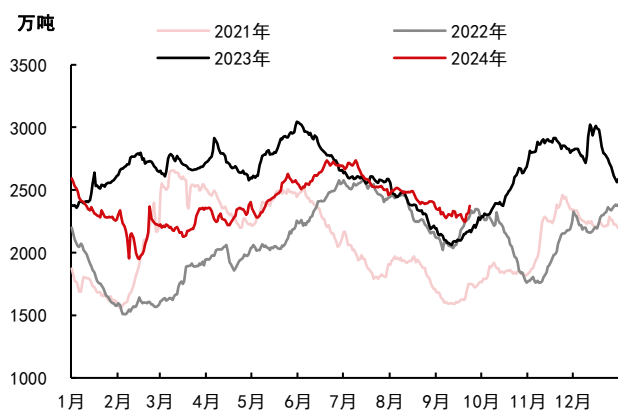
资料来源：Wind 中信期货研究所

图 25：NCEI 中长协价格



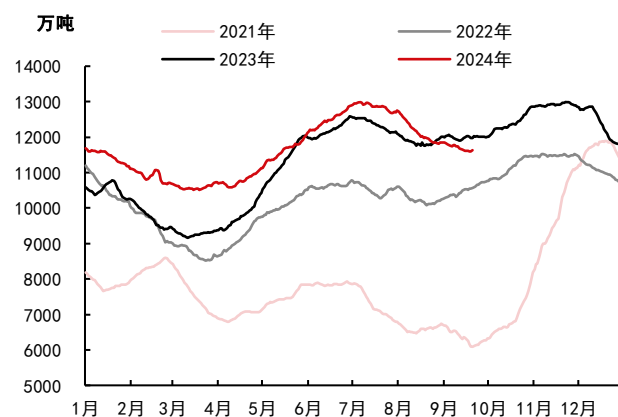
资料来源：全国煤炭交易中心 中信期货研究所

图 26：环渤海港口库存



资料来源：Wind 中信期货研究所

图 27：二十五省电厂库存合计



资料来源：CCTD 中信期货研究所

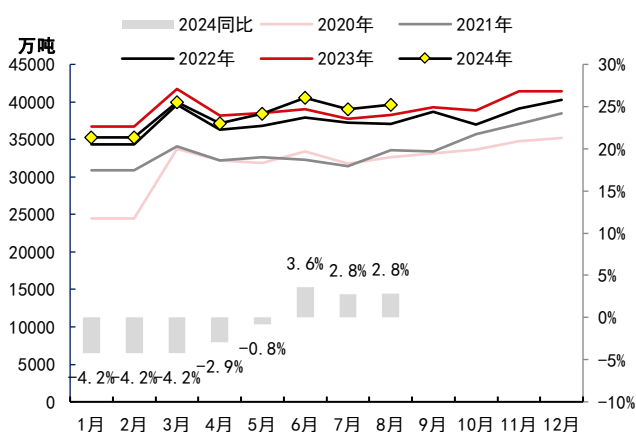
（一）供应：国内生产受安检影响，进口倒挂或导致减量

1) 国内供应：原煤产量逐步回升

安监常态化，1-8 月原煤产量同比下滑 0.3%，山西产量出现边际恢复。2024

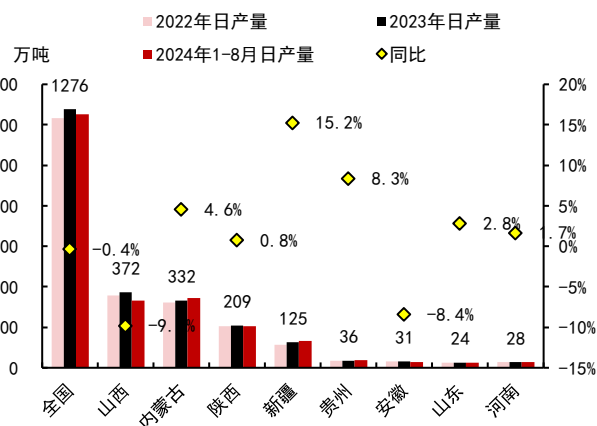
年 1-8 月，国内生产原煤 30.52 亿吨，日均产量 1251 万吨，同比下滑 0.3%。从分省日产量来看，1-8 月山西产量降幅较大，同比下降 9.6%，但 5 月以来产量逐渐修复，8 月单月产量同比转正。

图 28： 全国原煤产量



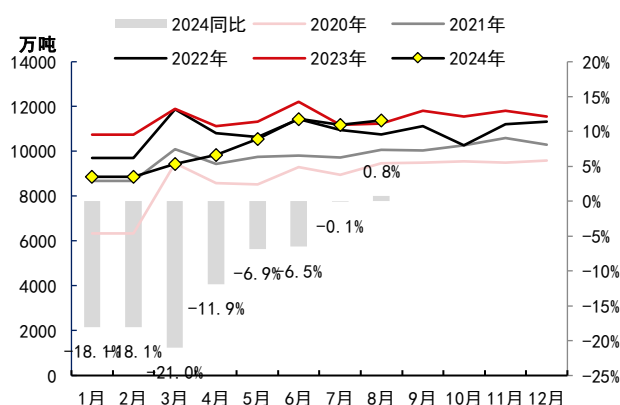
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 29： 主要省份原煤日产量



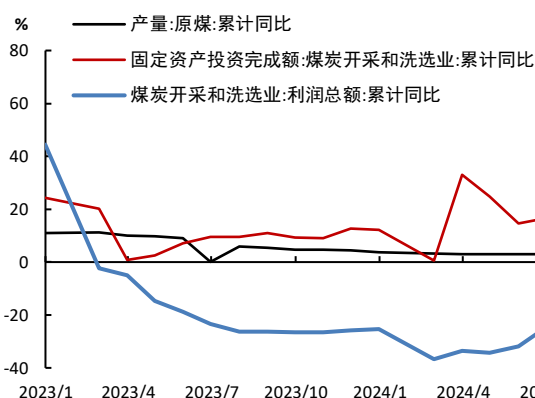
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 30： 山西省原煤产量



资料来源：Wind 中信期货研究所

图 31： 煤炭行业固定资产投资



资料来源：wind 中信期货研究所

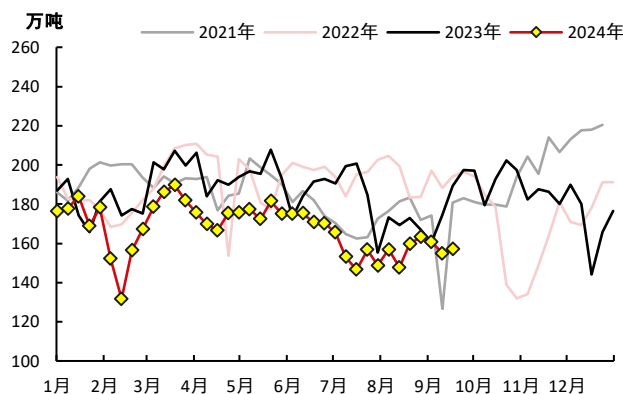
传统下水煤业务受持续发运倒挂和进口冲击，港口集港货源下降明显，造成流动性不足。由于倒挂的持续存在，贸易商往环渤海港口的积极性一直偏弱。截至 9 月 24 日，环渤海港口煤炭调入量 4.47 亿吨，同比下降 9.7%。货源流动性不足、货源集中化、低硫低灰货源阶段性紧张，造成港口市场抛压减弱、挺价心态较强、价格表现易涨难跌。

图 32： 坑口-港口发运利润



资料来源：中国煤炭资源网 中信期货研究所

图 33： 环渤海港口调入量

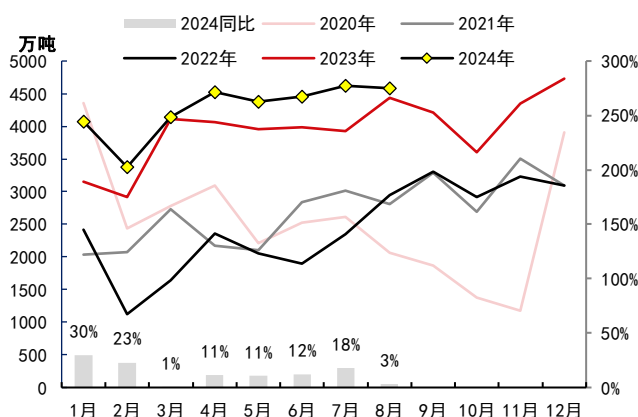


资料来源：wind 中信期货研究所

2) 进口煤炭：进口量维持高位，但增长空间减弱

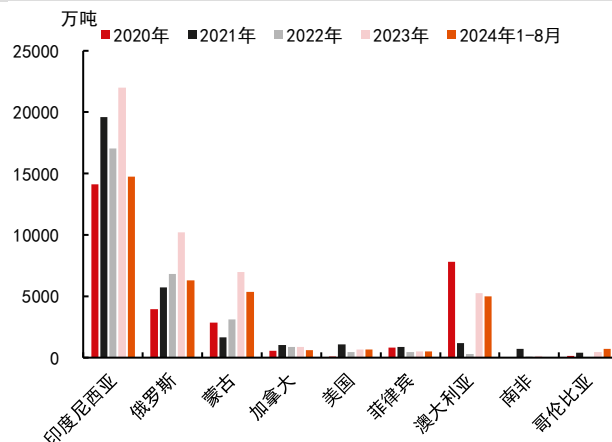
1-8 月进口量同比增长 11.8%，俄煤进口量呈现下滑。1-8 月进口煤及褐煤数量高达 3.42 亿吨，同比增长 11.8%。分国别来看，1-8 月我国分国别进口量为：印尼 1.47 亿吨、俄罗斯 6310 万吨、澳大利亚 5002 万吨、蒙古 5383 万吨，分别同比增长 0.2%、-10%、69%、27%。

图 34： 中国进口煤与褐煤数量



资料来源：海关总署 中信期货研究所

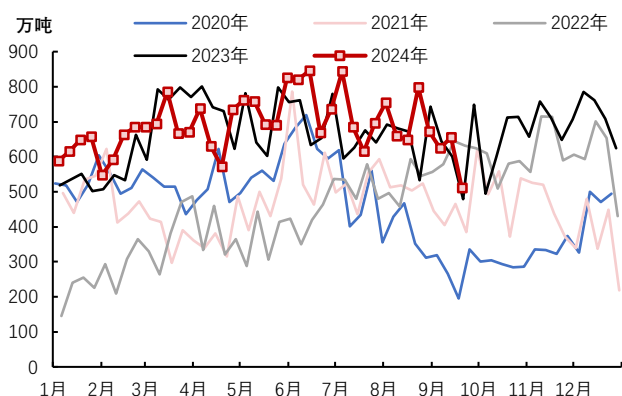
图 35： 分国别进口量



资料来源：海关总署 中信期货研究所

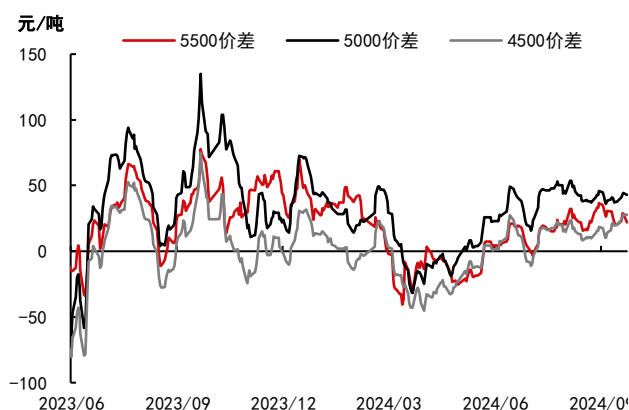
5 月以来，随着内贸煤价格走出低谷，内外贸价差修复，进口利润窗口打开，支撑进口量运到国内。但今年长协货源较多，发运量受价差影响相对有限。从四季度进口煤招标节奏来看，预计接下来进口继续增量有限。

图 36： 全球海运煤炭发运至中国



资料来源：路透 中信期货研究所

图 37： 进口发运利润测算（国内-进口）



资料来源：中国煤炭资源网 中信期货研究所

（二）需求：火电冬季前有补货空间，非电需求边际提升有限

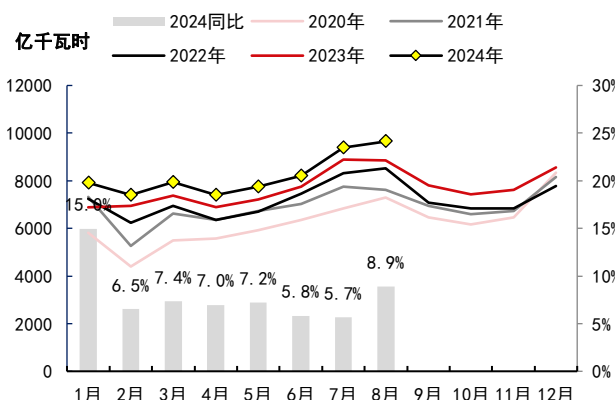
1) 电力耗煤：高温拉动制冷需求，水电减弱火电补位

1-8 月用电量同比增 7.9%，高温拉动民用电及第三产业用电增长。今年 1-8 月，全社会用电量累计 65619 亿千瓦时，同比增长 7.9%。分产业看，第一、二、三产业及城乡居民生活用电量增速分别为 7%、6.3%、11%和 10.9%。三季度超预期高温对民用电和第三产业拉动作用较强。

1-8 月火电发电量同比增长 1%，清洁能源及天气影响明显。2023 年 1-8 月，全国规上企业发电量 62379 亿千瓦时，同比增长 5.1%，火电、水电、核电、风电、太阳能发电同比增速分别为 1%、21.70%、1.3%、7.6%和 26.6%。今年火电生产受清洁能源和高温天气影响明显。前期清洁能源高发叠加南方降雨持续，火电 5-7 月持续负增长，由于四川等西南水电大省 8 月以来持续高温炎热、来水减少，叠加全国大部分地区高温超长待机，导致火电补位增长，8 月份火电发电量由负转正，实现 3.7%的同比增长。9 月份前 20 天，沿海电厂日耗同比增长 15%、内陆电厂日耗同比增长 3%。

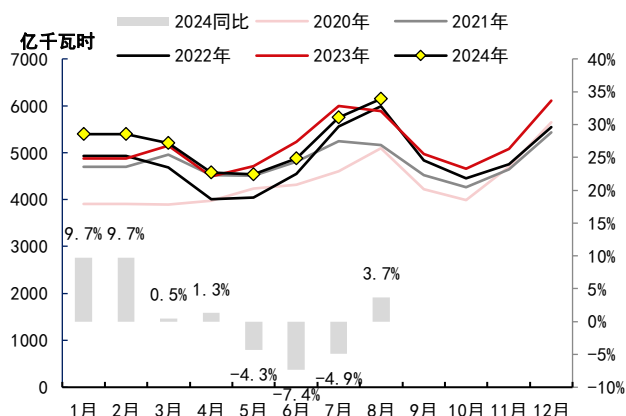
高温及水电减弱导致用电需求激增，煤炭社会库存加速消化，煤价反弹，后市或仍有支撑。尽管长协保障下电厂库存整体充裕，但双节之前补库需求释放，仍使得流动性较弱的港口市场出现报价上涨，8 月底以来煤价实现触底反弹。四季度大概率将形成一次较弱的“拉尼娜”现象，需警惕冬季极端天气发生，可能导致阶段性用电需求增加。当前东北地区电厂库存偏低，存在补库空间，对煤价也将有一定支撑。

图 38：全社会用电量



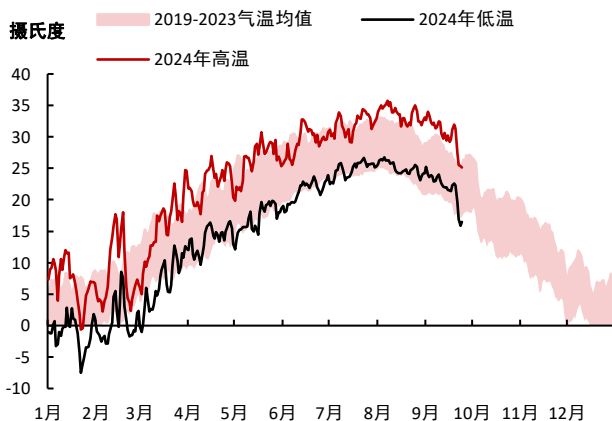
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 39：火电发电量



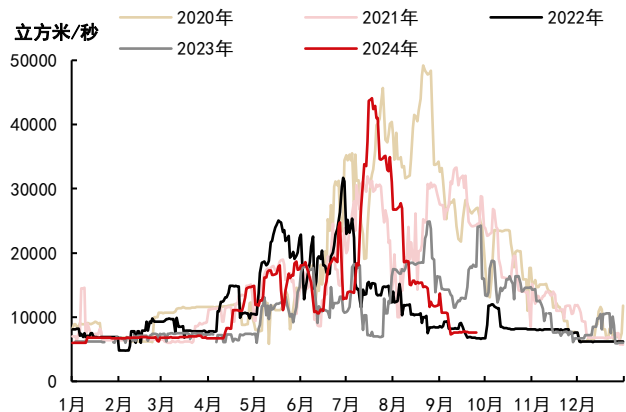
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 40：全国重点城市气温



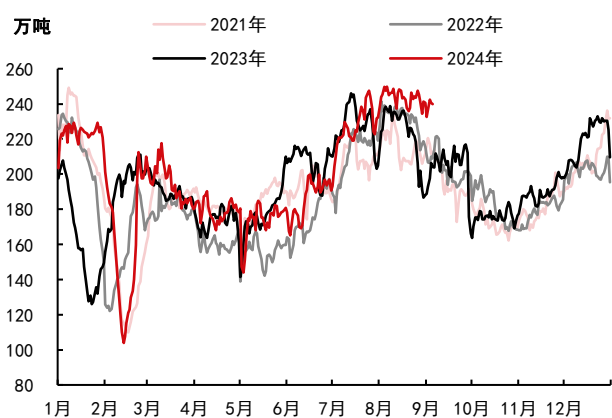
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 41：三峡大坝出库量



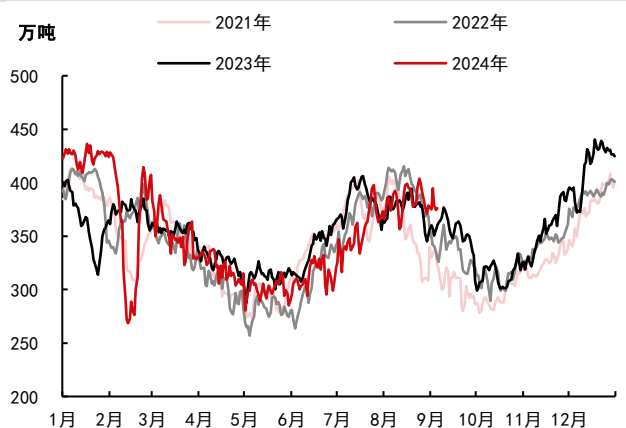
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 42：沿海八省电厂耗煤



资料来源：CCTD 中信期货研究所

图 43：内陆 17 省电厂耗煤

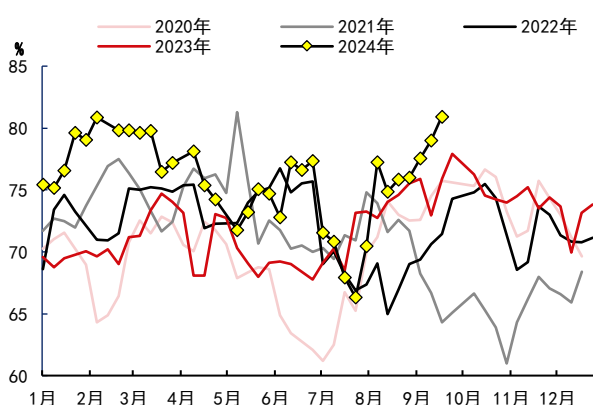


资料来源：CCTD 中信期货研究所

2) 非电需求边际修复，化工耗煤增量明显

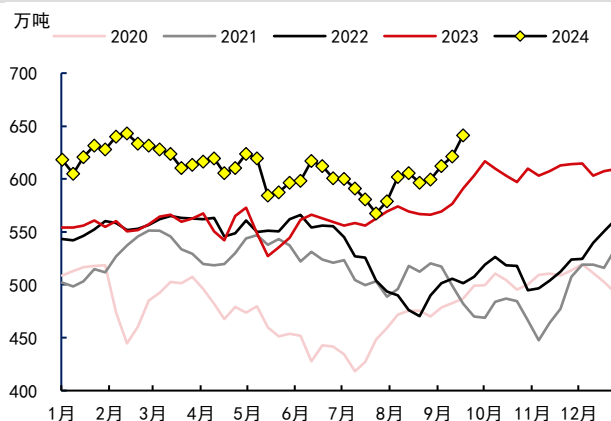
临近传统金九银十旺季，非电需求出现分化，化工耗煤量增长亮眼。煤化工行业受下游需求和利润影响，耗煤量季节性回升明显，截至 9 月 20 日，化工行业周度耗煤量达到 641.29 万吨，同比增长 8.6%，接近上半年最高水平，接下来秋检预计力度有限，四季度化工行业耗煤量有望高位维持、10 月之后或有季节性小幅回落。地产方面，地产放松政策推动销售改善的过程可能较长，从销售、竣工和新开工数据显示地产数据仍未触底。5 月以来专项债发行加速，或更倾向于化债，对实物工作量的形成有待观察。与此相关的钢铁与水泥行业都呈现出相对疲软态势，今年水泥开工率持续处于历年来最低水平。预计四季度非电主要行业对煤炭需求的环比增量有限，对价格支撑力度较弱。

图 44： 煤制甲醇开工率



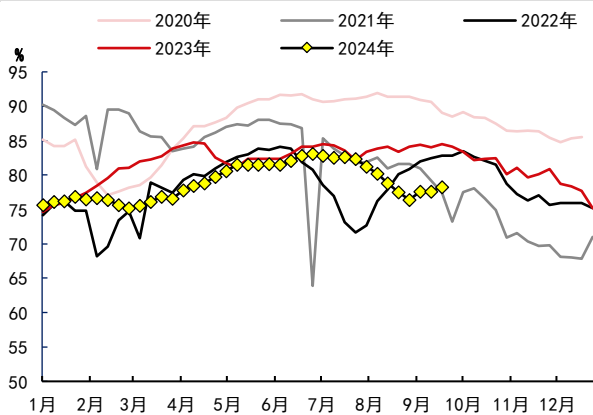
资料来源：卓创 中信期货研究所

图 45： 化工行业耗煤量



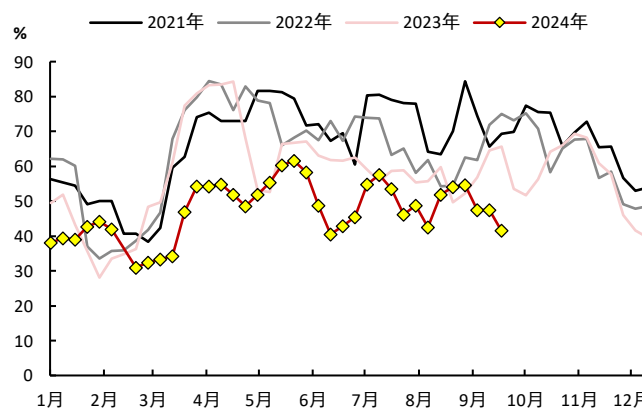
资料来源：CCTD 中信期货研究所

图 46： 高炉开工率



资料来源：Mysteel 中信期货研究所

图 47： 水泥开工率



资料来源：wind 中信期货研究所

（三）展望：四季度煤价或高位震荡

煤炭行业总供需矛盾相对缓和，结构性问题及阶段性需求释放对价格的影响更大。尽管从平衡表来看，当前煤炭产业链整体仍呈现供过于求态势，社会库存处于较高水平，行业普遍预计煤价中枢承压，但我们实际观察到，煤价的下行并不顺畅，这主要是因为行业内暗含的多重复杂的问题。在坑口环节，煤矿普遍高比例供应长协、市场煤相机供应，受近年来隐性库存消化、地销能力增强等因素影响，坑口市场明显抗跌能力更强。在进口市场，今年进口长协合同锁定大量货源，进口煤大量冲击沿海市场。低价进口煤冲击分流了港口市场需求，叠加工业需求放缓，导致坑口-港口长期处于倒挂状态，贸易商发运积极性减弱，贸易格局集中度也有所提高，多重因素共同作用，港口市场在弱需求状态下易涨难跌。

就四季度而言，煤价或更易高位震荡。支撑 9 月煤价反弹的因素将在 10 月减弱，比如高温影响、节前下游补库等，但非电需求的边际提升、大秦线秋检等因素支撑仍在，叠加北方等地区备货补库，煤价下行压力不大。临近冬季，供热供暖需求的季节性回归也将给予煤炭价格支撑。

需要关注的风险因素：冬季气候变化、宏观经济、新能源发电。

图 48： 中国动力煤平衡表（单位：万吨）

动力煤平衡表	国内产量	同比	净进口	同比	总供给	同比	电煤需求	同比	总需求	同比	供需盈余
2018 年	30.65	6%	2.13	9%	32.78	6%	20.11	7%	32.68	4%	+0.10
2019 年	31.36	2%	2.23	5%	33.59	2%	20.55	2%	33.60	3%	-0.01
2020 年	32.24	3%	2.29	3%	34.54	3%	21.05	2%	34.64	3%	-0.10
2021 年	34.21	6%	2.66	16%	36.87	7%	22.90	9%	37.08	7%	-0.20
2022 年	37.64	10%	2.26	-15%	39.90	8%	23.78	4%	37.57	1.3%	+2.33
2023 年	38.23	1.6%	3.68	63%	41.91	5%	25.87	9%	40.53	8%	+1.37
2024 年 E	37.97	-0.7%	3.82	3.7%	41.79	-0.3%	26.47	2%	41.57	2.5%	+0.22

数据来源：中信期货研究所

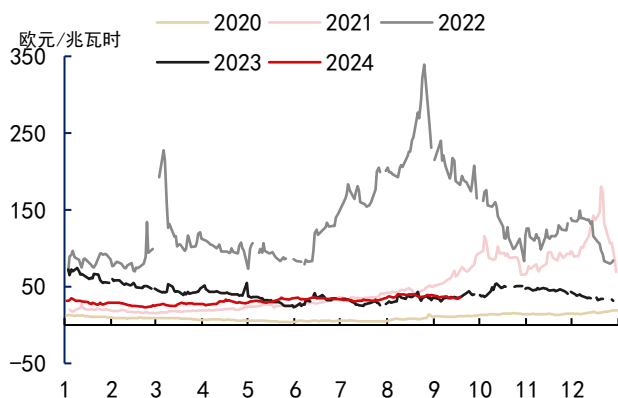
三、天然气：气价仍有上行空间，持续性需关注冬季气温

三季度欧亚气价中枢上移，9 月以来略有回调。正如半年报预期，截至 9 月 23 日，荷兰 TTF 收盘价 36.211 欧元/兆瓦时、较 7 月初上涨 8%，普氏 JKM 掉期收盘价 12.97 美元/百万英热、较 7 月初上涨 7%。本轮涨幅从 7 月中旬开始，早期受局部地区热浪影响，电力需求旺盛、叠加其他电源出力不及预期，气价开始上涨，8 月初挪威、澳大利亚、马来西亚等装置开始检修、供应收紧，同时地缘端中东、俄乌战场局势发展引发市场对供应进一步收紧的预期，气价震荡偏强。但进入 9 月，检修实际落地并未带来超预期减量、地缘端风险落空、库存高

企，气价出现短时回调。

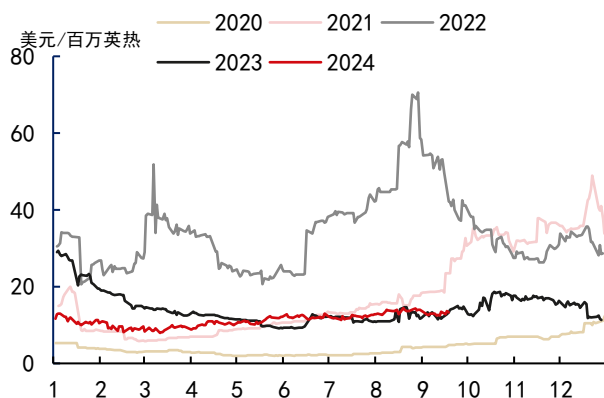
三季度美国气价筑底反弹、呈现浅 U 型。截至 9 月 23 日，NYMEX 天然气收盘价 2.86 美元/百万英热，较 7 月初上涨 10%。三季度美国天然气需求偏强，但在高库存压制下，盘面价格与产量关联性更高，价格以底部震荡为主、运行区间为 2-3.5 美元/百万英热。

图 49：荷兰 TTF 收盘价



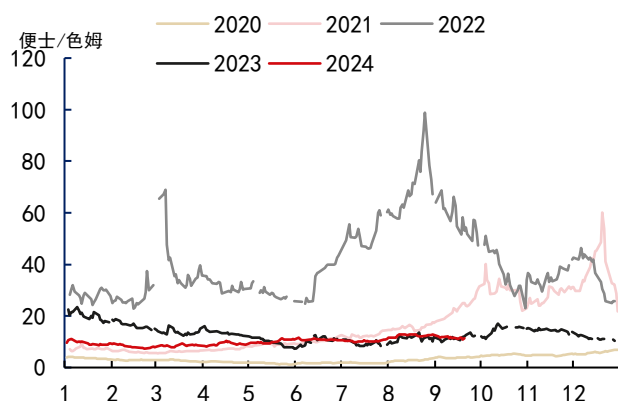
资料来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 50：普氏 JKM 掉期价格



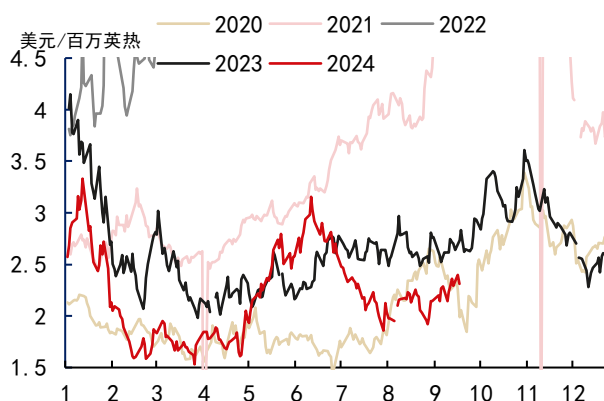
资料来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 51：英国 NBP 收盘价



资料来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 52：NYMEX 天然气收盘价



资料来源：Wind 中信期货研究所

（一）欧洲：供应关注 LNG 进口、需求关注冬季气温，短期气价仍有上行预期

1) 供应：本土产量及 LNG 采购偏紧，管道气进口弱增长

本土产量持续衰减，但降幅预期收窄。2024 年 1-7 月欧盟 27 国天然气产量为 0.83 亿方/日，累计同比-21%，减量主要来自荷兰、德国等；近期，丹麦 Tyra hub 及意大利 Argo Cassiopea 两气田的开启将带来 0.1 亿方/日的增量，对冲部分影响。上半年，英国产量为 0.83 亿方/日，累计同比-11%；据 NSTA 统计，2024 年英国天然气产量约为 0.84 亿方/日，同比-9%。四季度产量衰减速度预期

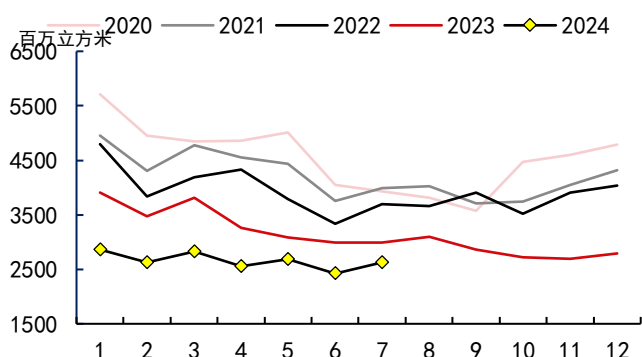
有所缓和。

挪威及俄罗斯仍按照基准情形发展，供应同比弱增。截至 9 月中旬，EU27 自挪威进口管道气量约为 2.59 亿方/日，同比+5%，产量增长及检修任务偏低为流量增加原因；进入十月，秋检步入尾声，挪威方向流量将逐步回归，四季度预期仍将维持同增水平向西北欧市场稳定供应管道气。同期俄罗斯对 EU27 供管道气量约为 0.89 亿方/日，同比+29%；气源五五分成来自乌克兰管道及土耳其管道，两方向流量均有增长、土耳其更高。乌克兰通道流量预期将于年底归零，四季度维稳，后续需关注年度合同实际续签情况；土耳其管道气当前产能利用率已达八成以上，叠加本土需求增长，无法完全替代乌克兰完成对俄气的转供。

短期阿塞拜疆增量有限。截至 9 月中旬，EU27 自阿塞拜疆进口管道气约 0.34 亿方/日，同比持平。目前，多个欧洲国家寻求来自阿塞拜疆气源以替代俄气：据布鲁塞尔与阿塞拜疆协议，到 2027 年阿塞拜疆出口到欧洲的天然气将达到每年至少 200 亿立方米；此外，阿塞拜疆还有条件成为中亚-中欧-欧洲的“转运点”。但考虑阿塞拜疆本土产量扩张缓慢，产量大幅增长需等到 2025 年及之后，管道扩建也在较初期阶段，与俄罗斯等国签订交换协议或成为增加气源的最快途径，却也并非短期易落地的动作，因此短期欧洲自阿塞拜疆进口增量空间非常有限。

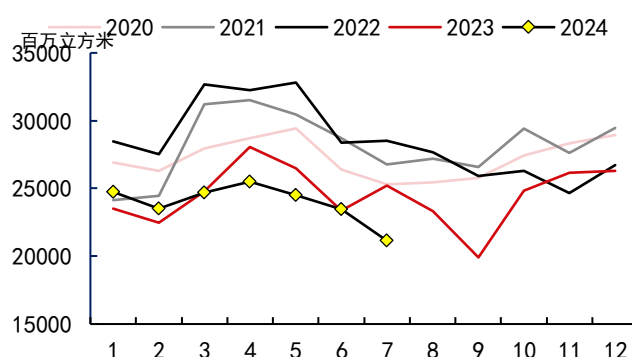
全球 LNG 需求增长略高于供应增量，欧洲 LNG 采购环境偏紧。四季度全球预计共有三台新增液化出口项目，分别来自毛里塔尼亚及美国，累计增量超 0.83 亿方/日；叠加前三季度上线的两台 FLNG，四季度全球 LNG 供给同比增量在 0.9 亿方/日。但与此同时，其他非欧洲地区 LNG 采购需求也在增长，东北亚冬季预期增长 0.42 亿方/日，埃及新招标显示 10-12 月新增 0.2 亿方/日 LNG 采购，印度及东南亚地区、中南美地区前三季度日均进口增量约在 0.5 亿方/日。对比来看，全球 LNG 需求增长略高于供应增量，对欧洲而言，气源争夺依旧存在，流动性难言宽松。

图 53： 欧盟天然气产量



资料来源：Eurostat，中信期货研究所

图 54： 欧盟天然气净进口量

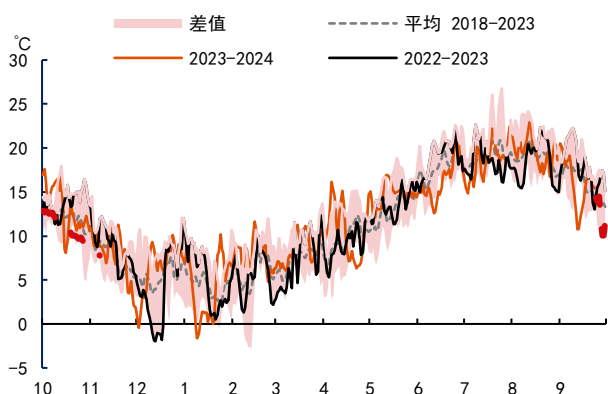


资料来源：Eurostat，中信期货研究所

2) 需求：气温为关键变量，预期商住增幅明显

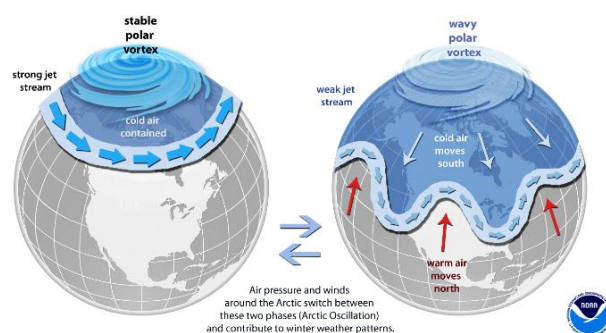
全球变暖趋势下气候异动增加，今冬或同比偏冷、提振取暖需求。样本数据显示，年内 1-9 月，欧洲主要国家商住部门用气累计同比下降 4%，约合 0.3-0.4 亿方/日；但累计降幅持续收窄，9 月日均消费量同比大幅增长 16%，主因在于近期气温大幅下滑。展望四季度上半段，据 ECMWF9 月下旬预测，西北欧气温预期偏冷：9 月均温较五年均值低 0.7℃、同比低 2.5℃；10 月均温或较五年均值低 1℃、同比低 2℃；11 月上旬均温较五年均值低 1.3℃、同比低 1.5℃。据部分研究显示，当前平流层的弱极地涡旋可能预示着四季度极地涡旋延续偏弱形态，使得冷空气更容易从极地地区扩散到美国和欧洲。综上所述，今冬气温为影响欧洲天然气需求及平衡表的重要因素，部分信号显示气温预期同比偏冷；但在全球变暖大趋势下，全球气候特征体现为极端天气发生频次增加，需警惕气温仍存在向平均甚至去年高水平回归的可能，或导致取暖需求不及预期。

图 55： 欧洲历史平均气温及未来月度预测



资料来源：彭博，ECMWF，中信期货研究所

图 56： 偏弱的极地涡旋或导致冷空气外溢

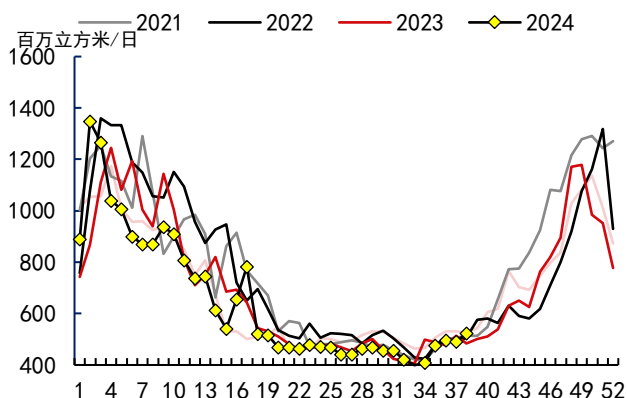


资料来源：NOAA，中信期货研究所

电力部分用气关注总用电量及极端天气影响。样本数据显示，1-9 月欧洲主要国家电力部门消费累计同比下降 17%，降幅同样呈现收窄趋势。基于当前四季度发电端发生意外概率较低的假设，冬季天然气发电用气量主要受到总用电需求影响，而总用电需求则同样需要关注冬季气温情况；此外，需注意极端天气、寒潮引发其他电源短时出力不及预期或总用电量激增带来的气电调峰发电需求超预期增长。

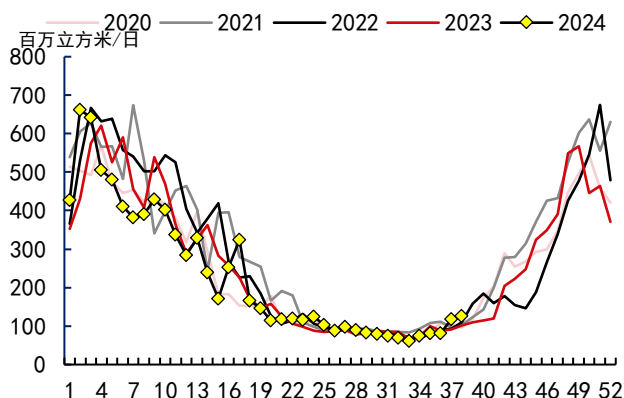
经济仍处弱周期中，工业用气增长疲软。样本数据显示，1-9 月欧洲主要国家工业用气累计同比增长 2.7%，年内增幅维稳。9 月欧元区 PMI 再度下滑，打破三季度企稳态势，其中德国恶化加剧，制造业及工业低迷持续将打压工业用能、用气增长，四季度经济预期仍偏悲观，虽然降息预期再度升温，但实际落地情况以及托底作用尚不确定，工业用气增长疲软。

图 57： 样本国家天然气总消费（八国）



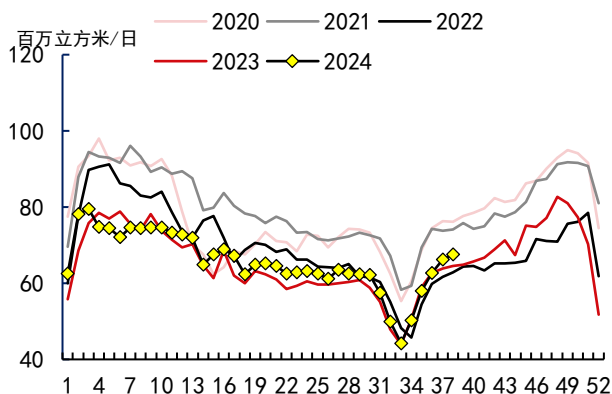
资料来源：路透，中信期货研究所

图 58： 样本国家商住部门天然气消费（五国）



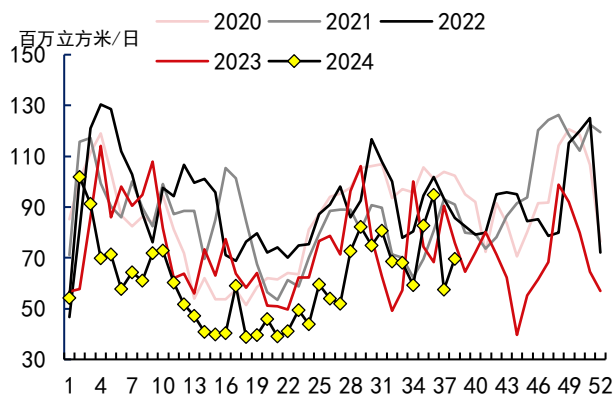
资料来源：路透，中信期货研究所

图 59： 样本国家工业部门天然气消费（五国）



资料来源：路透，中信期货研究所

图 60： 样本国家电力部门天然气消费（五国）



资料来源：路透，中信期货研究所

3) 库存： 得益于高库存开局、冬季库存水平仍将维持健康

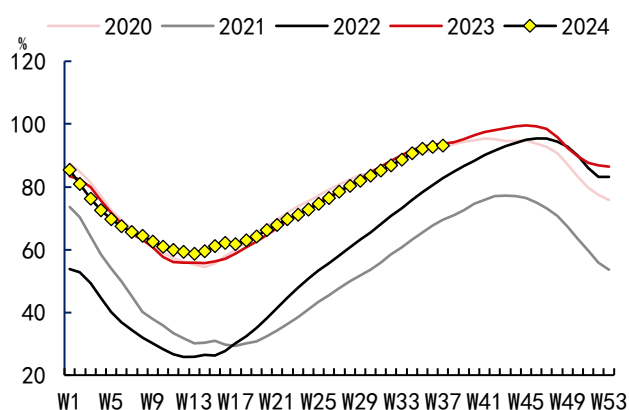
冬季去库量或有同比增长，但得益于高库存开局、冬季库存水平仍将维持健康。截至9月22日，欧洲最新库容率已攀升至93.72%，较去年同期低0.73%，较五年均值高6%，处历史高位。短期，受LNG进口同比偏弱、气温偏冷等因素影响，2024/25取暖季初库容率预期略低于去年，在LNG进口偏弱、冬季后半段管道气进口存边际收紧因素、冬季气温偏低等多重预期下，冬季去库量或高于去年同期；但在基准情形下，取暖季结尾仍可保持安全线以上、健康库容率进入下一个补库周期。

图 61: 欧洲库容率推演

亿立方米	SUM19	WIN19/20	SUM20	WIN20/21	SUM21	WIN21/22	SUM22	WIN22/23	SUM23	WIN23/24	SUM24	WIN24/25		
本土产量	392	265	297	234	282	212	262	191	210	138	179	118		
挪威管道	465	354	487	332	498	375	536	380	487	390	498	401		
北非管输	66	46	57	46	65	51	70	50	67	52	67	51		
GIS管输	943	631	779	658	829	474	314	82	124	127	161	66		
其他管道	85	31	121	70	183	136	359	164	269	163	269	163		
LNG进口	503	397	442	262	431	421	739	545	765	521	567	521		
供应	2454	1724	2183	1602	2288	1669	2280	1412	1922	1391	1741	1319		
消费	1834	2183	1751	2306	1793	2215	1535	1850	1446	1831	1343	1739	1831	1923
期初库容	44%	98%	54%	95%	30%	77%	26%	95%	56%	99%	58%	95%	95%	95%
供需差	620	-459	432	-704	495	-546	745	-438	476	-440	398	-420	-512	-603
平衡项	22	22	-13	6	-22	12	-8	-10	-2	9	-	-	-	-
补库量	598	-481	445	-710	517	-558	753	-428	478	-449	-	-	-	-
期末库容率	98%	54%	95%	30%	77%	26%	95%	56%	99%	58%	95%	57%	48%	40%

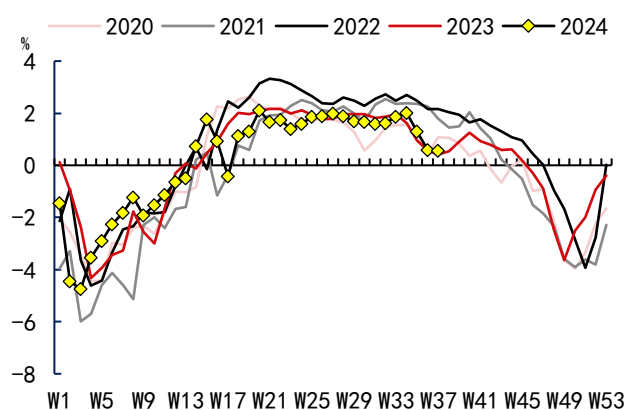
数据来源: Eurostat, 彭博, Bruegel, 中信期货研究所

图 62: GIE 欧洲库容率



资料来源: 彭博, 中信期货研究所

图 63: GIE 欧洲库容率环比变动



资料来源: 彭博, 中信期货研究所

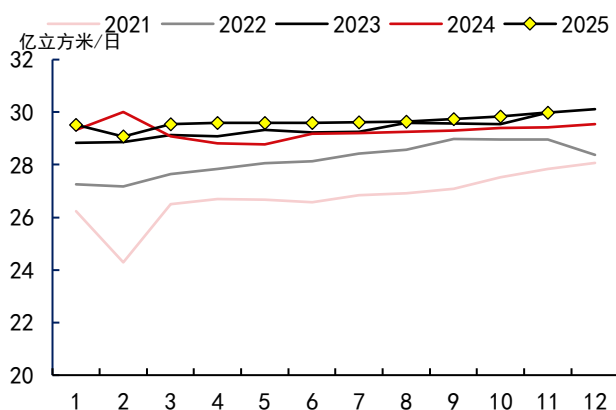
（二）美国：基本面预期同比收紧，关注需求增长的兑现情况

产量维持对价格高敏感。复盘前三季度美国气价与产量关系：1-2 月，受高产量、高库存、弱出口等因素压制。气价从 3 美元以上一路下滑至 2 美元以下，2 月气价跌破 2 美元线后，本土干气产量开始回落，各大生产商也相继发出减产声明；本轮产量下滑在 4 月中旬回落至同减水平，低产量适逢夏季热浪提前启动预期，气价在 4 月下旬开启新一轮上涨周期，并于 5 月初爬回 2 美元水平线上，揭开了本轮产量上涨的帷幕；5-8 月，气价冲高回落，但始终维持在 2 美元以上，

本土产量跟随震荡上行，并于 6 月下旬再度转正，同时期正式气价转头向下的节点；随着本土产量高位上行、需求季节性回落，8 月美国气价再度开启低位震荡，部分时间段位于 2 美元线下，且与外盘走势分化，产量也快速向下修正至去年同期水平；进入 9 月，价格再度突破 2 美元、叠加飓风对油气生产造成影响，产量下滑，同时价格止跌，并进一步进入旺季行情。综上可见，年内美国本土产量表现出对价格的高敏感度，这体现了：（1）美国天然气增产无瓶颈，价格以及利润影响生产商开工意愿；（2）美国天然气开采呈现一定的产能过剩，价格上涨→产量增长的链条需要需求增长的驱动；（3）2 美元/百万英热上下的成本线依旧适用。

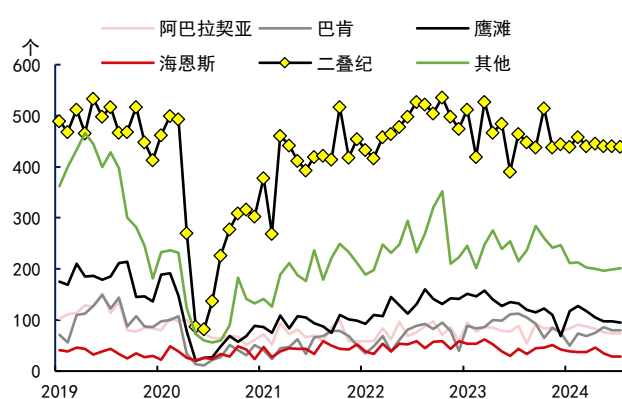
产量稳中弱增，增量来自二叠纪。年内受部分低气价周期的压制，除二叠纪外其他天然气主厂区块生产商降低开采活动、转而去补充库存井，这进一步保证了未来美国天然气增产的能力与空间；后续本土产量将继续维持与价格的高关联度。近期高气价或提振本土产量筑底，四季度本土产量预期为 29.45 亿方/日，环比三季度小幅增长 0.7%、增幅 0.2 亿方/日，同比-1.4%、降幅 0.4 亿方/日，其中环比增量主要来自二叠纪，新管道投产也将助力二叠纪天然气外输增加，但其他区块增长仍需看到价格维稳盈亏平衡线上。

图 64： 美国干气产量预测



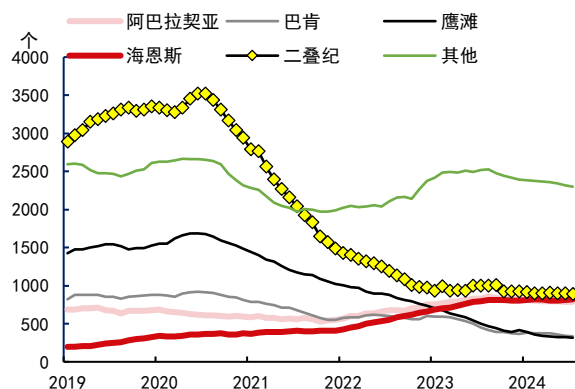
资料来源：EIA，中信期货研究所

图 65： 分区块油气井新完井数



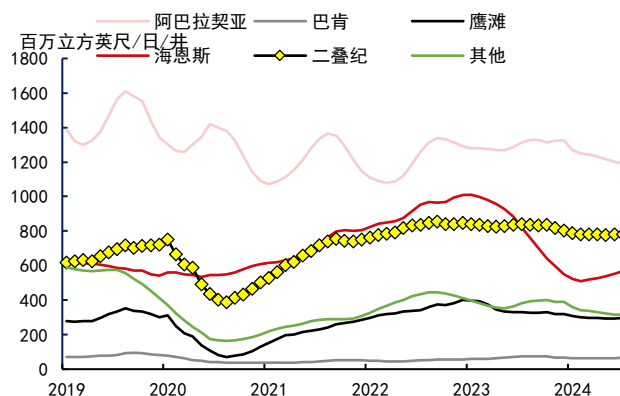
资料来源：EIA，中信期货研究所

图 66： 分区块油气井 DUC 数量



资料来源：EIA，中信期货研究所

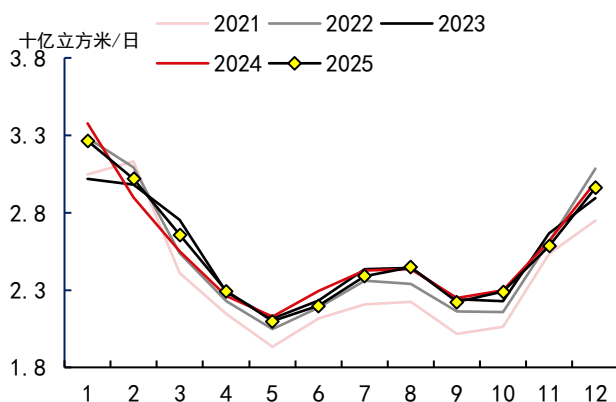
图 67： 分区块新井产气效率



资料来源：EIA，中信期货研究所

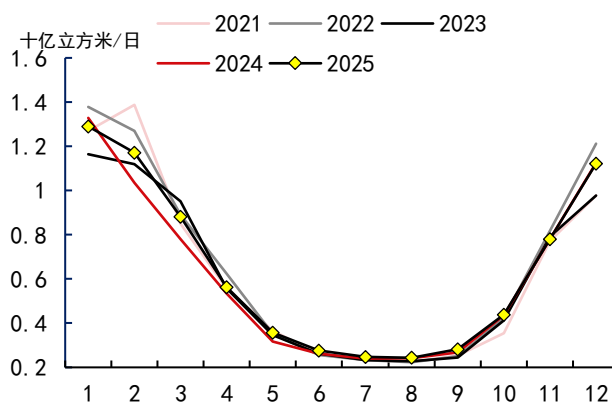
冷冬预期下，美国本土消费预期增长。四季度美国本土消费预计为 26.4 亿方/日，同比增长 1.6%、增幅 0.4 亿方/日，环比季节性上行。类似欧洲，在拉尼娜等预期下，气温同比下滑或带来取暖需求的进一步增长，四季度消费分部门看：商住用气增长明显、增幅或超 7%，电力部门企稳，工业部门承压。取暖旺季，重点关注寒潮、极端天气、冷冬带来的需求侧利空；但需警惕气温超预期偏暖导致的需求增长落空。

图 68： 美国本土总消费



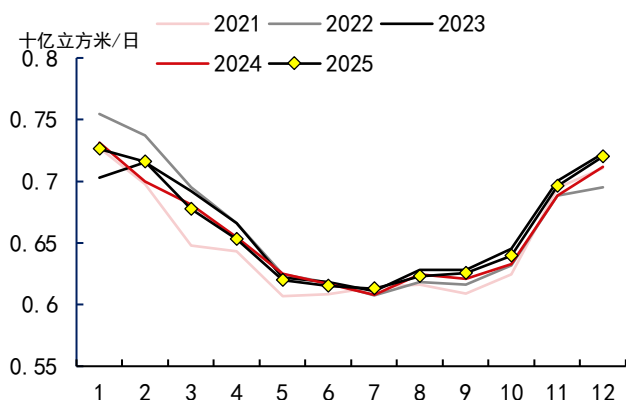
资料来源：EIA，中信期货研究所

图 69： 美国商住部门消费量



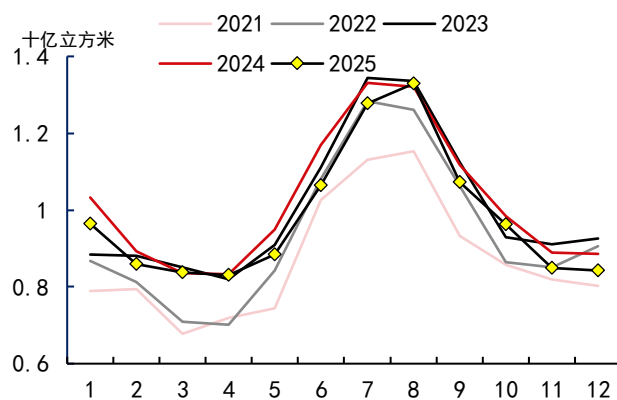
资料来源：EIA，中信期货研究所

图 70： 美国工业部门消费量



资料来源：EIA，中信期货研究所

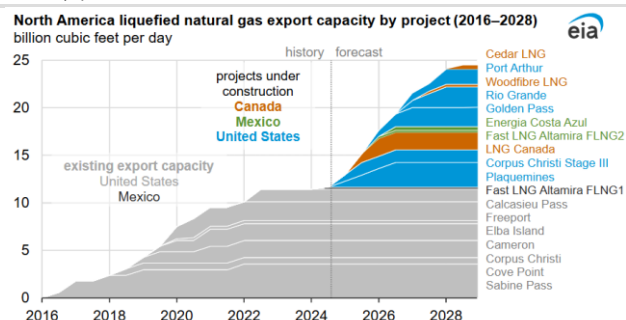
图 71： 美国电力部门消费量



资料来源：EIA，中信期货研究所

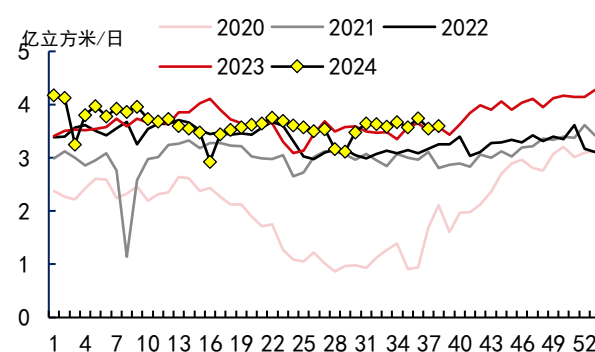
出口增长较明确，重点关注排产计划。四季度美国将有两台新增液化出口装置，满产后合计将带来 0.74 亿方/日出口增量，其中 Plaquemines 目前正在调试过程中，预期将于 10 月投产。

图 72： 北美 LNG 出口项目排产表



资料来源：EIA，中信期货研究所

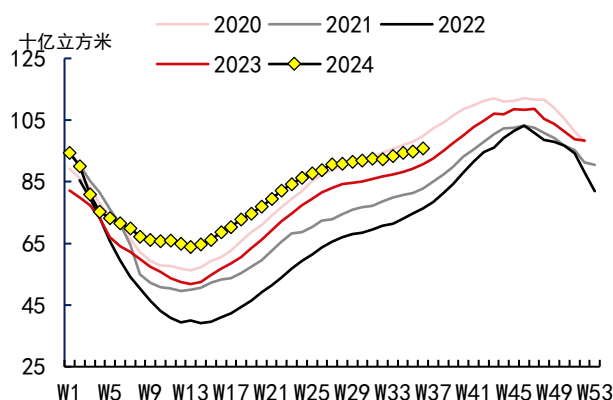
图 73： 美国 LNG 出口



资料来源：彭博，中信期货研究所

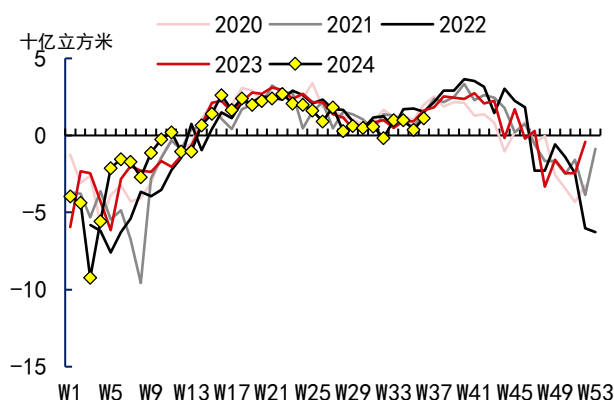
低产量、高需求作用下，今冬美国天然气去库量也将同比增长。截至 9 月中旬，美国天然气最新库存为 975.5 亿方，较去年同期高 50 亿方，较五年均值高 80 亿方、偏离度约 9%，较补库初期明显收窄。在低产量、高需求作用下，今冬美国天然气去库量也将同比增长 100-200 亿方，即取暖季末库存去化至 430-530 亿方，处于历史平均偏低位置。

图 74： 美国天然气库存



资料来源：EIA，中信期货研究所

图 75： 美国天然气库存变动



资料来源：EIA，中信期货研究所

（三）展望：气价仍有上行空间，持续性需关注冬季气温

欧洲：供应关注 LNG 进口、需求关注冬季气温，短期气价仍有上行预期。供应侧，俄罗斯减量确定性较高，但受制于气源竞争、LNG 增量对冲效果存在较大不确定性。需求侧重点关注冬季气温，初冬偏冷预期或提振取暖需求同比增长。供应相对弱于需求，欧洲冬季去库量预期超往年，欧洲气价或仍有季节性上行空间；但有高库存护航，地缘侧故事有限，价格大幅上涨空间和持续性偏低，破去年高点难度较大；需警惕若冷冬预期落空，价格中枢或提前下行，底部关注进口成本支撑位。

美国：基本面预期同比收紧，关注需求增长的兑现情况。当前供应表现弱于需求预期，高库存继续向下修正，提振多头情绪。四季度需求侧利多动能较充分，若冷冬及出口均兑现，本土产量需修复至 2022 年年底高位，推涨价格至海恩斯维尔边际成本线上，短期美国气价仍有上行空间；但冷冬及第二台出口装置尚存不确定性，需警惕部分需求及出口增量落空导致产量过剩、压制气价。

图 76： 全球天然气供需平衡表

单位：十亿立方米	非洲	亚太地区	中南美洲	前苏联地区	欧洲	中东	北美	全球合计
天然气供应	255	686	150	864	220	750	1249	4174
天然气需求	181	948	152	650	487	610	1134	4162
供应-需求	74	-262	-2	214	-267	140	115	12

数据来源：IEA，EIA，中信期货研究所

四、国内电力：发电利用小时继续下降，电价或季节性回升

2024 年三季度，高温超长待机，带动民用电及三产用电增长，同时 8 月开始四川水电下滑，导致火电补位增长，8 月份火电单月同比转正。需求的大增也使得风光利用率阶段性提高。但从长期视角看，清洁能源对化石能源发电挤压

将持续存在、风光利用率下滑趋势也难以扭转，提升消纳需要继续推进电网建设和电力市场建设，这两者在今年均看到明显提速。电价趋势方面，预计燃料成本高位波动、叠加冬季用电需求提高，电价或存在季节性回升趋势。

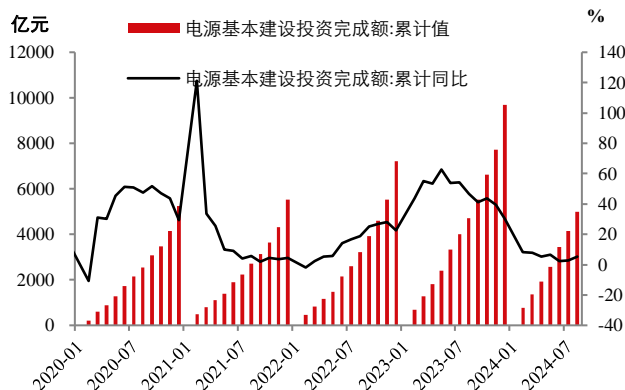
（一）电力供应：风光利用率下降，电网建设持续增长

1) 源网建设投资：电网建设提速、电源投资降速

电源建设增速有所降低，火电核电投资相对增长，清洁能源投资由正转负。

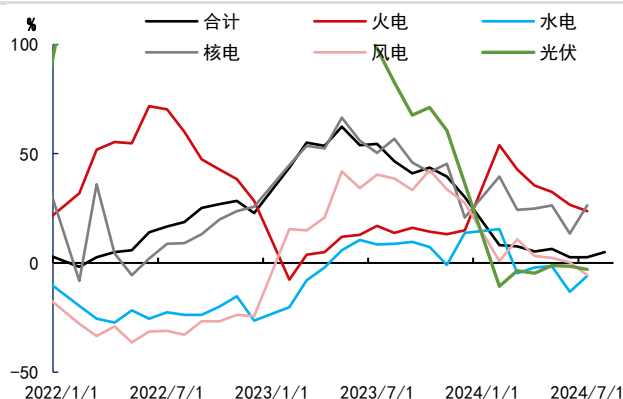
2024 年 1-8 月，电源基本建设投资完成额达到 4976 亿元，同比增长 5.1%，增速较去年同期回落 41.5 个百分点，1-7 月火电、水电、核电、风电、太阳能发电投资分别为 630、430、555、939、1604 亿元，分别同比增长 23.6%、-5.9%、26.5%、-5.5%、-2.9%。风电及太阳能建设投资完成额增速出现明显下降。

图 77： 电源建设投资完成额



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

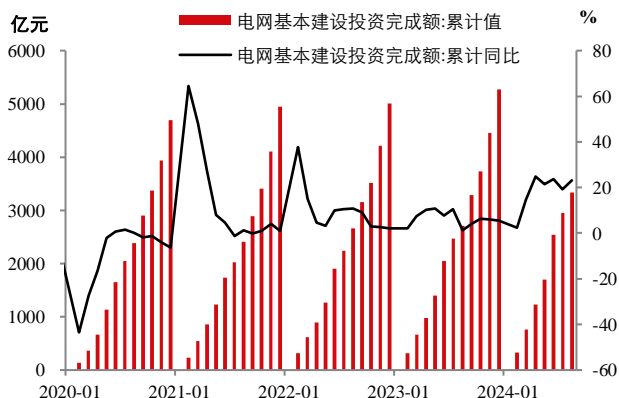
图 78： 分类型电源建设投资完成额同比增速



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

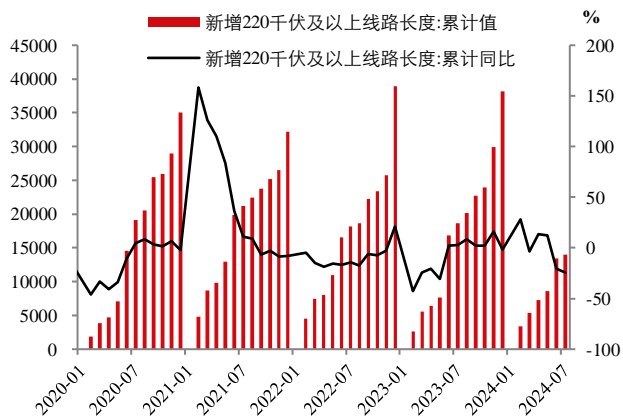
电网建设增速扩大。2024 年 1-8 月，电网基本建设投资完成额达到 3330 亿元，累计同比增 23.1%，较上月扩大 2.9 个百分点；1-7 月新增 220 千伏及以上线路总长度达 14024 千米，累计同比-24.6%。国家电网预计今年电网建设投资将完成 6000 亿元，首次超过 6000 亿元，同比新增 711 亿元。

图 79： 电网建设投资完成额



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 80： 新增 220 千伏及以上线路长度

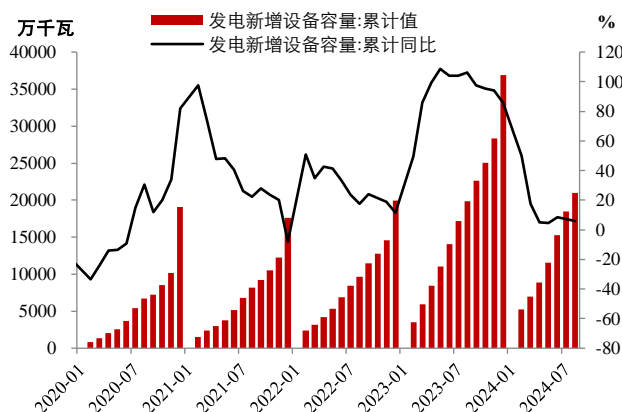


资料来源：国家统计局 中信期货研究所

2) 装机量：装机维持高增长，火电占比降至 45%

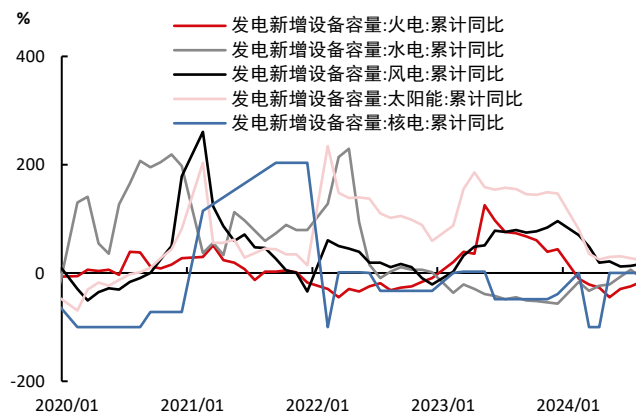
清洁能源装机维持较高增速，火电装机占比降至 45% 左右。截至 8 月底，全国累计发电装机容量 31.28 亿千瓦，同比增长 14%。其中，火电装机 14.14 亿千瓦，同比增长 3.6%；水电装机 4.29 亿千瓦，同比增 2.3%；核电装机 5808 万千瓦，同比增 2.3%；太阳能发电装机容量 7.52 亿千瓦，同比增长 48.8%；风电装机容量约 4.74 亿千瓦，同比增长 19.9%。

图 81：发电新增设备容量



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 82：分类型发电新增设备容量累积同比

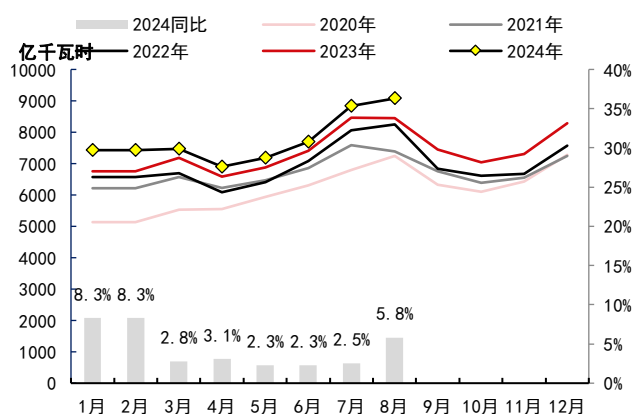


资料来源：国家统计局 中信期货研究所

3) 发电端：清洁能源压制火电，但风光利用率也有下滑

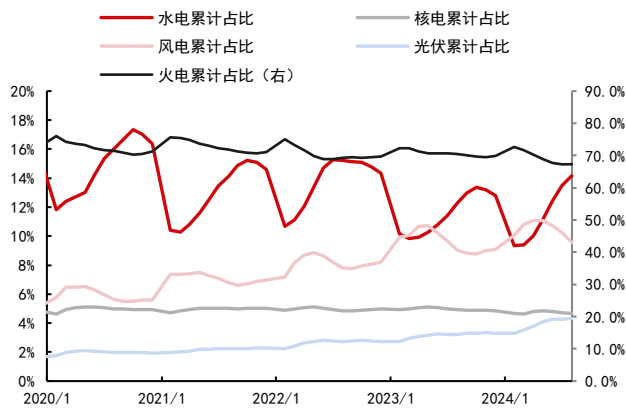
1-8 月发电量同比增 5.1%，风光维持增长，水电恢复挤压火电。2024 年 1-8 月，规上工业发电量同比增 5.1%，火电、水电、核电、风电、太阳能发电同比增速分别为 1%、21.7%、1.3%、7.6% 和 26.6%。今年风光发电维持增长，水电整体表现偏强，但 8 月以来川渝地区高温水电出力下降，导致火电发电量提升。

图 83：全社会发电量



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 84：分类型累计发电量占比



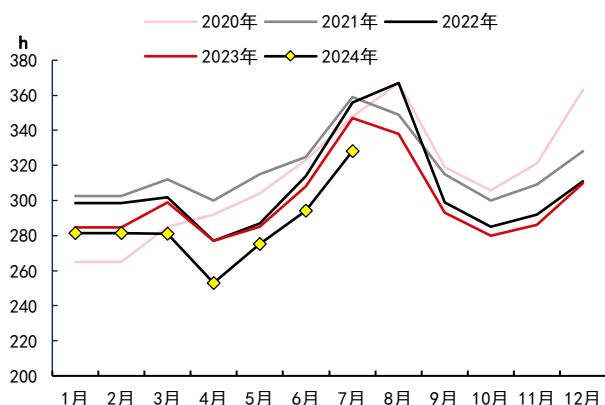
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

发电利用小时数整体偏低，水电利用小时增加，其他电源利用率均同比下降。1-8 月，全国发电设备累计利用小时 2328 小时，同比降 103 小时。分类型看，1-7 月火电、水电、核电、并网风电、太阳能发电设备平均利用小时数为

2499、1928、4399、1293、740 小时，同比-75、+350、-42、-123、-40 小时。

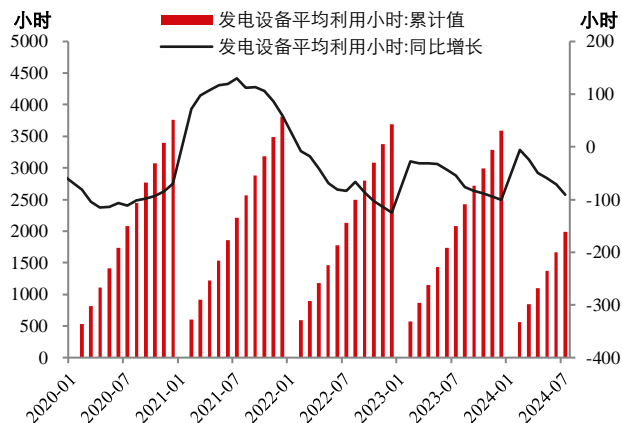
随着 95%消纳红线放开，今年以来，多地风光利用率出现明显下滑。

图 85：发电设备利用小时



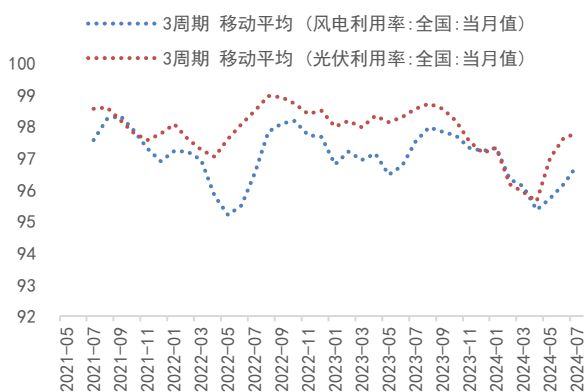
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 86：发电设备利用小时（累计值）



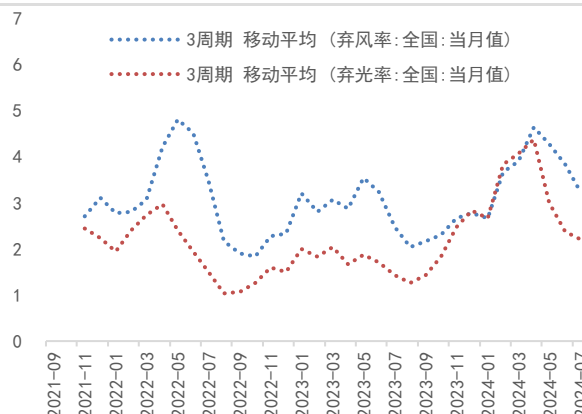
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 87：风光利用率（%）



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心 中信期货研究所

图 88：弃风弃光率（%）



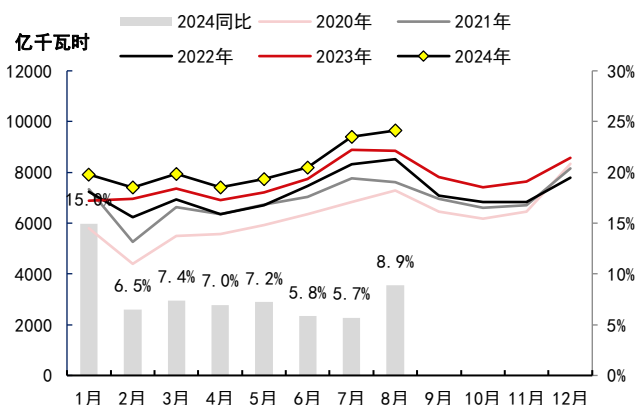
资料来源：全国新能源消纳监测预警中心 中信期货研究所

（二）电力需求：用电增速保持高增长

1) 用电量：1-8 月用电量增长 8.9%，预计全年增速在 6%以上

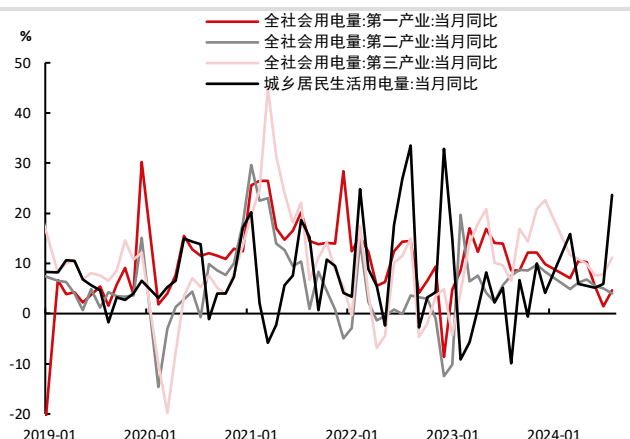
1-8 月用电量增长 8.9%，预计全年增速在 6%以上。1-8 月，全社会用电量累计同比增长 8.9%。从分产业增速，一产+7%、二产+6.3%、三产+11%、城乡居民+10.9%。根据中电联预测，2024 年全社会用电量将到达 9.8 万亿千瓦时，比 2023 年增长 6%左右，预计 2024 年全国统调最高用电负荷 14.5 亿千瓦，比 2023 年增加 1 亿千瓦左右。国网能源研究院预测，综合考虑经济、气温等因素，预计 2024 年全国全社会用电量为 9.82 万亿千瓦时，比上年增长 6.5%左右，预计三次产业和居民生活用电增速分别为 10%、5.2%、10.3%、7.3%，对用电量增长的贡献率分别为 2.1%、52.6%、28.7%、16.5%。

图 89：全社会用电量



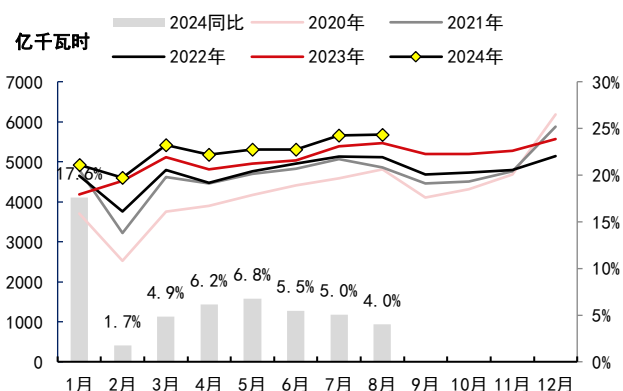
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 90：分行业用电量同比



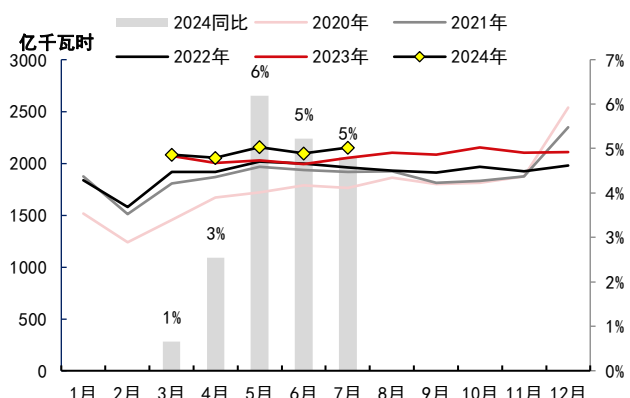
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 91：第二产业用电量



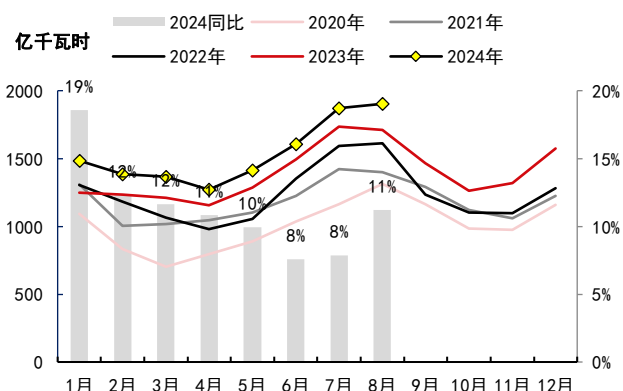
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 92：四大高耗能制造业用电量



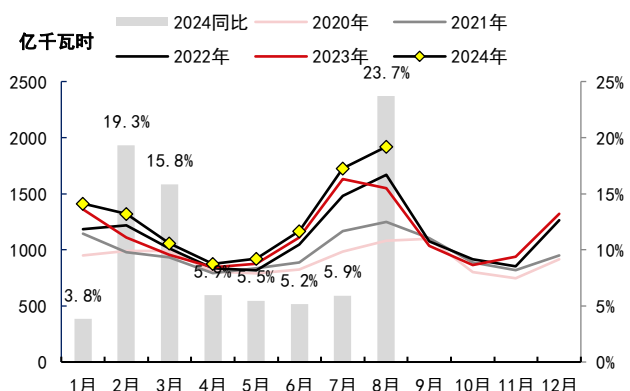
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 93：第三产业用电量



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 94：城乡居民用电量

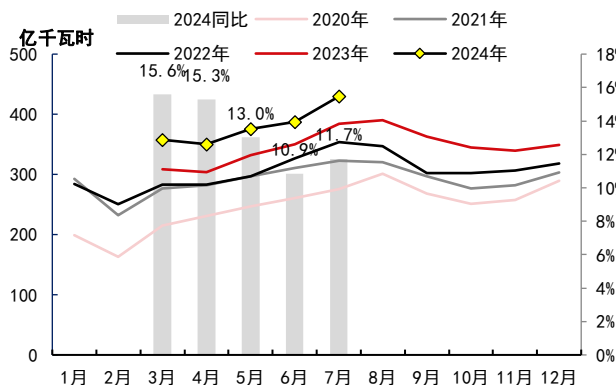


资料来源：国家统计局 中信期货研究所

2) 用电新动能：新兴基建持续拉动用电增长

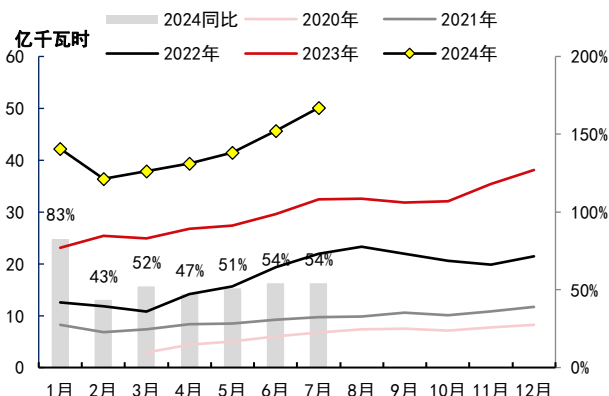
新动能持续拉动电力需求增长。1-7 月份，我国公共充电设施充电量 293 亿度电，较去年同期增长 54.5%，占全社会用电量比重约 0.5%。国网能源研究院预计 2024 年底，全年 5G 基站、数据中心、电动汽车带来的新增电量超过 600 亿千瓦时。

图 95： 计算机及信息软件服务业、制造业用电量



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

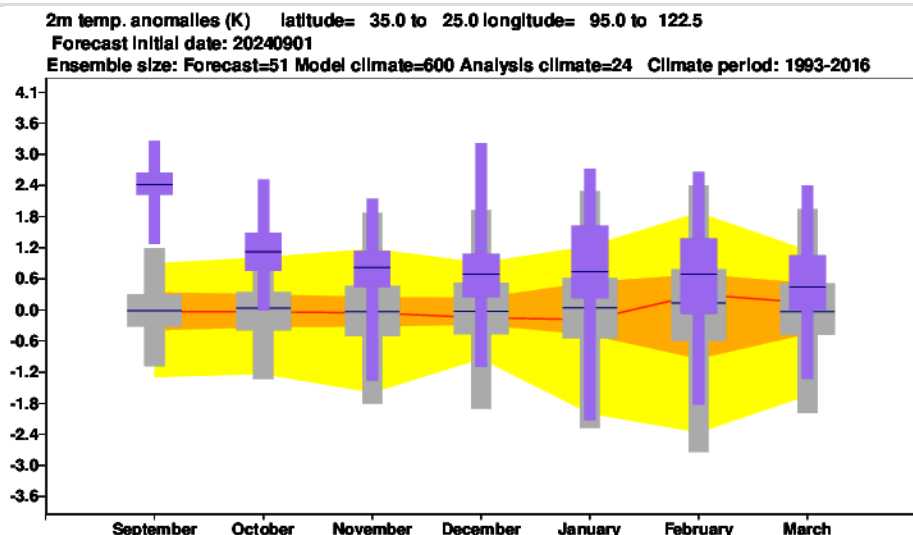
图 96： 公共充电设施充电量



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

警惕冬季气候变化，“拉尼娜”或将带来寒潮，影响发用电需求。据统计，20 世纪 50 年代至 20 世纪 80 年代，在“拉尼娜”秋冬季（9 月至次年 2 月），全国共有 139 次冷空气过程，其中 34 次达到寒潮级别。20 世纪 90 年代至 2022 年 2 月，拉尼娜秋冬季共有 141 次冷空气过程，其中 27 次达到寒潮级别，2000/2001 年秋冬季和 2012/2013 年秋冬季的冷空气过程最多，有 23 次。此外，在全球变暖的背景下，极端气候已经成为常见现象，即使在冬季平均温度较高的状况下，也有可能出现极端寒冷天气，需要引起警惕。

图 97： 中国 202409-202503 气温预测



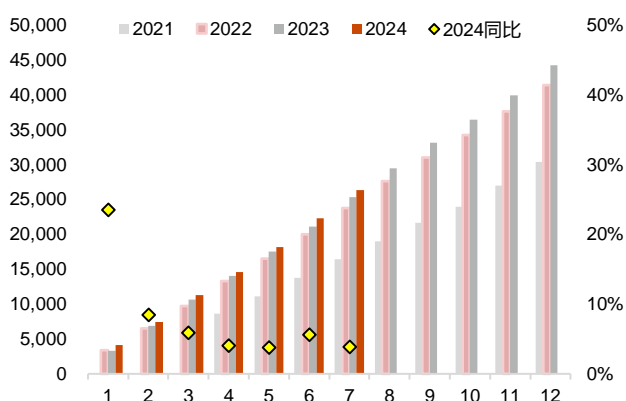
资料来源：ECMWF 中信期货研究所

（三）电力市场交易：市场交易电量保持增长，现货市场建设加快

1-7 月电力市场交易电量同比增长 9.5%，占全社会用电量 62.4%。1-7 月，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 34950.9 亿千瓦时，同比增长 9.5%。省内交易电量合计为 26805.6 亿千瓦时，省间交易电量合计为 8145.3 亿千瓦时。全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 26307 亿千瓦时，同比增长 3.9%。其中，省内电力直接交易（含绿电、电网代购）电量合计为 25708.9 亿千瓦时，省间电力直接交易（外受）电量合计为 598.1 亿千瓦时。

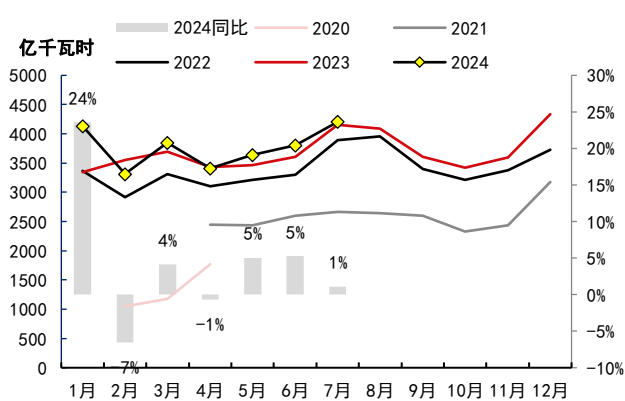
电力市场建设加快。8 月份，三部委共同发布《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》，通过明确 9 项重点任务，推进新型电力系统建设进展。9 月份，国家能源局印发《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》通知，助力绿证交易市场建设。继山西、广东和山东之后，9 月 5 日，甘肃电力现货市场转入正式运行。

图 98：中长期电力直接交易电量：累计值（亿千瓦时）



资料来源：ifind 中信期货研究所

图 99：中长期电力直接交易电量：当月值



资料来源：ifind 中信期货研究所

（四）电价展望：燃料成本整体高位震荡，电价存在季节性回升预期

1-9 月全国平均电价同比回落 5.8%，低于煤价降幅。在电厂电煤长协占比 8 成、现货采购 2 成的假设下，2024 年前三季度电煤平均成本下降约 4.2%，而电价平均降幅 5.8%，低于燃料成本降幅。电力行业利润保持同比增长，而煤炭开采行业利润保持下滑。

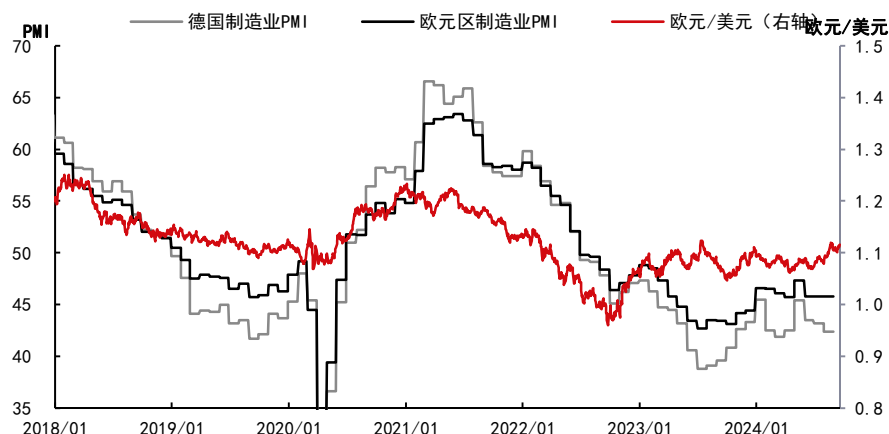
预计四季度国内燃料供应整体充裕，但现货价格或高位震荡运行，电价存在季节性回升预期。预计 2024 年全社会煤炭库存处于偏高水平，三季度煤炭全社会去库后，随着冬季临近、补库需求释放，叠加各种结构性问题，预计现货煤价整体高位震荡运行。冬季“拉尼娜”大概率回归，可能带来阶段性的强降温天气，对电力供应有较大考验，电价存在季节性回升预期。

五、欧洲电价：下半年电价偏强震荡，关注调峰能源天然气及天气节奏

（一）三季度欧洲发电量环比修复，传统能源发电继续下行

2024 年欧洲制造业 PMI 三季度环比二季度小幅回落，继续处于荣枯线以下。欧元区、法国及德国的制造业 PMI 自 2024 年 3-5 月修复后，在 2024 年 6-9 月环比下滑。2024 年欧洲制造业 PMI 下行可通过下文月度数据佐证，2024 年三季度数据可通过下文高频发电量统计观察。

图 100：欧元区及部分国家制造业 PMI

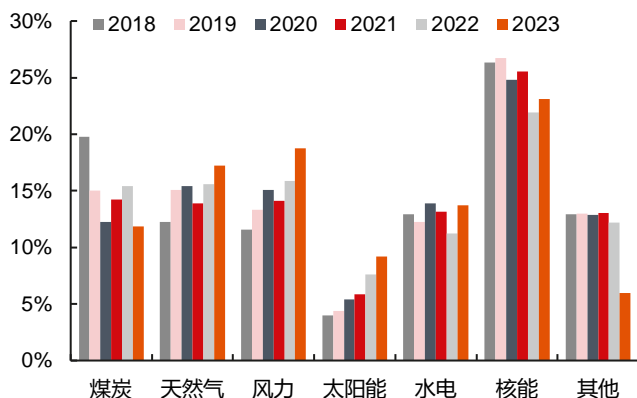


资料来源：Wind 中信期货研究所

从月频数据来看，2024 年 4-6 月 EU27 总发电量，累计同比增长 2.4%。由于欧洲不同发电端统计数据发布时间不同，以下数据对比月份将不一致。煤炭发电量 1-3 月累计发电量 7.4 万 GWh，累计同比-22.79%；天然气 4-6 月累计发电量 7.5 万 GWh，累计同比-21.56%；核电 4-6 月累计发电量 13.62 万 GWh，累计同比 2.2%；水电 4-6 月累计发电量 10.78 万 GWh，累计同比 21.02%。由于风电及水电的快速恢复，煤炭及天然气发电量在 2024 年上半年继续维持弱势。（欧洲月频数据更新频率较低，近期情况请参阅后文欧洲周度高频发电数据）

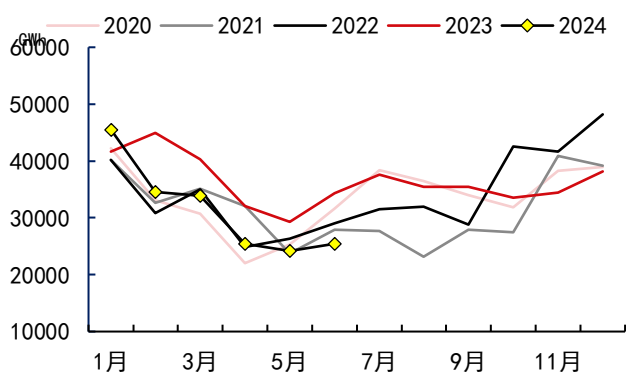
2023-2024 年由于光伏、风电产品成本持续下行，新能源新增装机量继续缓解欧洲能源矛盾。欧洲新能源装机持续提升，风力光伏发电表现突出。2024 年二季度 EU 光伏发电量总计 9.8 万 GWh，同比增加 17%；风电二季度发电量 9.8 万 GWh，同比增加 12%。

图 101： EU27 各类型能源发电占比



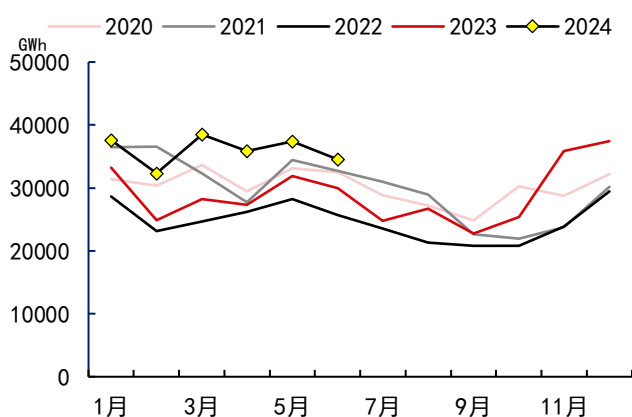
数据来源：Eurostat 中信期货研究所

图 103： EU27 月度天然气发电量



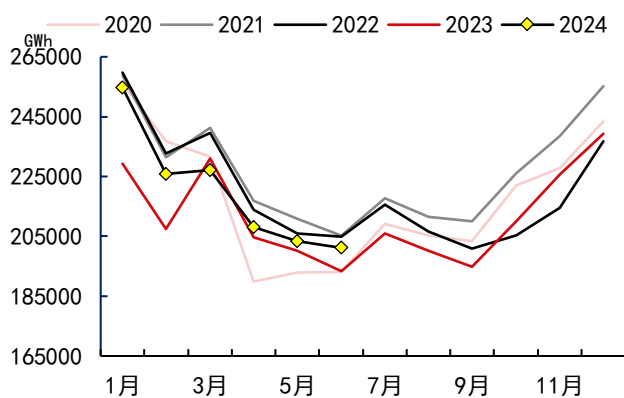
数据来源：Eurostat 中信期货研究所

图 105： EU27 月度水力发电量



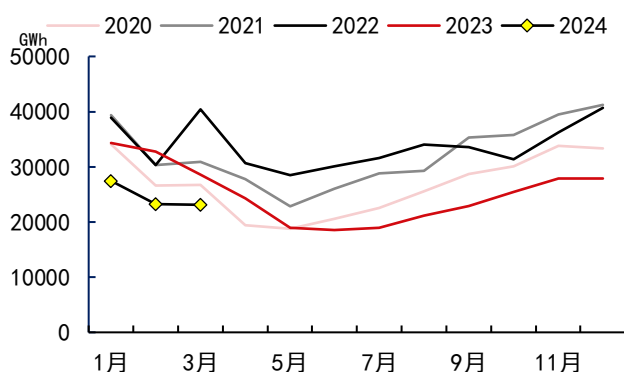
数据来源：Eurostat 中信期货研究所

图 102： EU27 月度总发电量



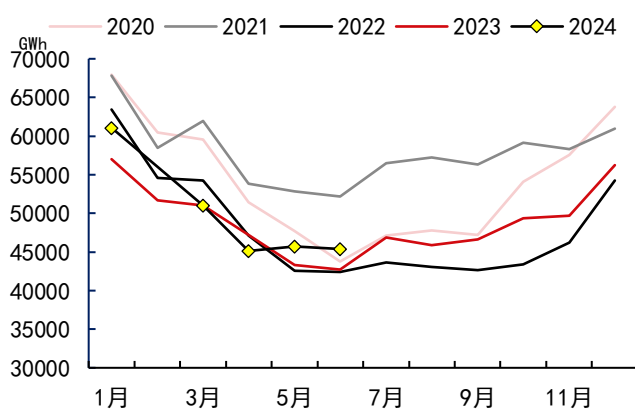
数据来源：Eurostat 中信期货研究所

图 104： EU27 月度煤炭发电量



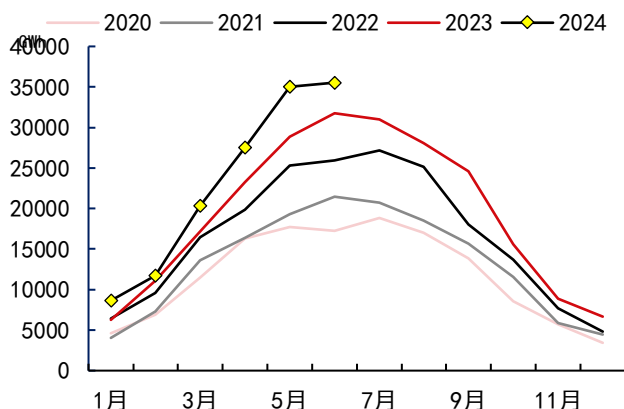
数据来源：Eurostat 中信期货研究所

图 106： EU27 月度核电发电量



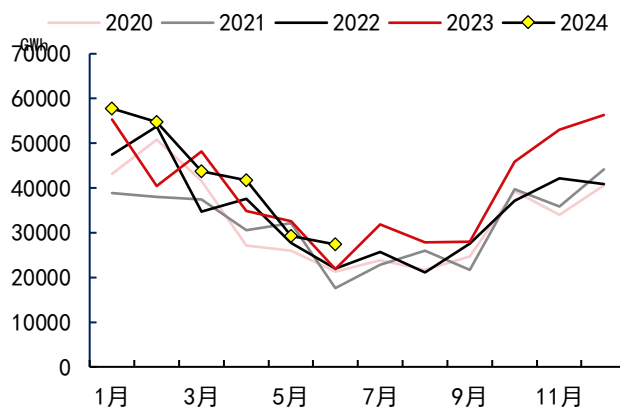
数据来源：Eurostat 中信期货研究所

图 107： EU27 月度光伏发电量



数据来源：Eurostat 中信期货研究所

图 108： EU27 月度风电发电量



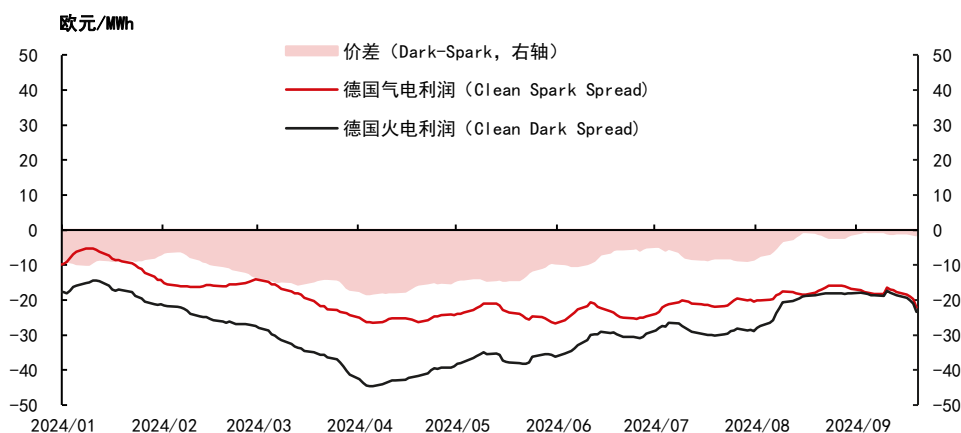
数据来源：Eurostat 中信期货研究所

（二）煤炭发电性价比三季度环比继续修复，煤炭发电量环比改善较明显

火电及气电利润在市场层面决定欧洲采用何种发电能源，2024 年三季度煤炭利润环比继续上涨。火电-气电利润价差由 2024 年 1 月的-8 欧元/MWh，下降至 2024 年 3 月的-16 欧元/MWh，截止 2024 年 9 月为-1 欧元/MWh。火电发电利润低于气电发电利润，但三季度呈现煤炭发电利润环比修复，电厂优先选择天然气作为调峰能源的同时，煤炭发电量环比增加。

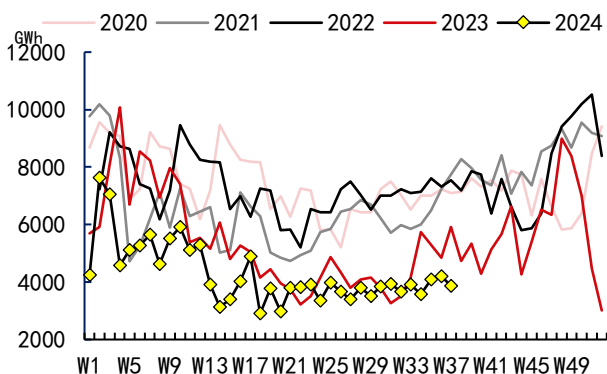
从数据来看，一季度煤炭发电量累计同比 2023 年大幅下降约 27.8%，一季度天然气发电量累计同比 2023 年下行 13.2%；二季度煤炭发电量累计同比下滑 25%，天然气二季度累计同比增长约 8.5%；三季度煤炭发电量累计同比下滑 14%，环比下滑程度减缓，天然气三季度累计同比降低 21%。三季度煤炭及天然气的发电量环比变化，体现出天然气价格偏高时，煤炭的替代性在三季度增强。

图 109： 德国气电火电利润价差



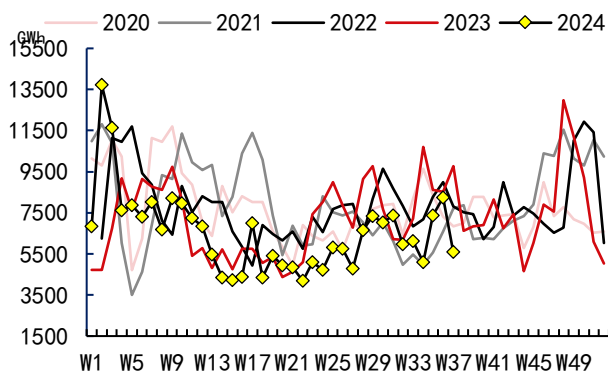
资料来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 110： 欧洲周度煤炭总发电量



数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 111： 欧洲周度天然气发电量

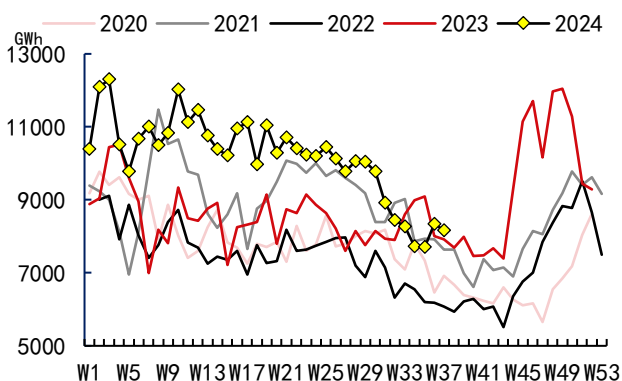


数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

（三）核电与水电出力同比继续偏高

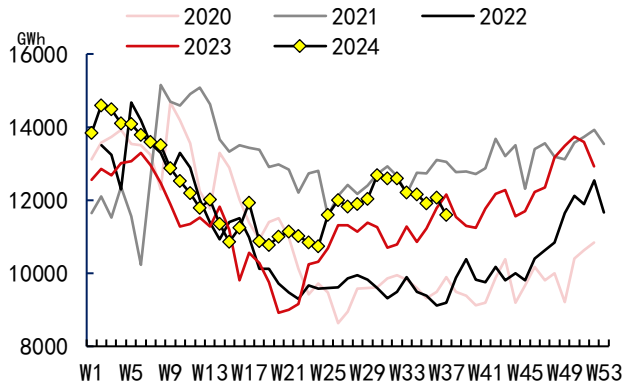
欧洲 2024 年三季度水电继续维持较高水平，核电出力比例恢复小幅不及预期。从高频周度发电量数据来看，欧洲 2024 年三季度水力发电 9.7 万 GWh，累计同比 2023 年同期增长 8%。三季度核电发电 13.3 万 GWh，较 2023 年同期增长 7.8%。

图 112： 欧洲水电周度发电量



数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 113： 欧洲核电周度发电量

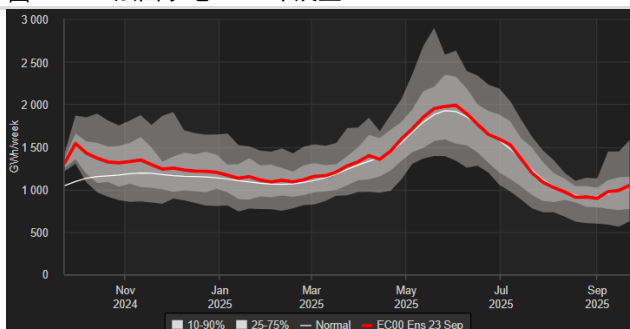


数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

（四）四季度发电端发生意外概率较低

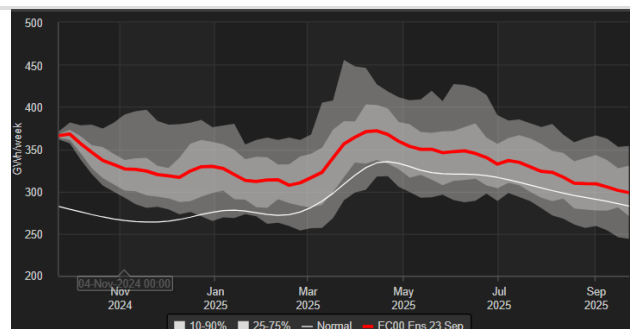
从供给端来看，预计欧洲发电在 2024 年四季度平稳运行。从周度水电出力来看，法国水电 2024 年下半年预计基本保持在平均水平之上，德国水电也将大幅高于常值。与此同时，法国核电出力比例预期逐步继续抬升至 5 年较高水平，由于法国核电是重要的电力出口端，因此核电出力对于欧洲的电力平衡至关重要。

图 114： 法国水电 2024 年展望



数据来源：路透 中信期货研究所

图 115： 德国水电 2024 年展望



数据来源：路透 中信期货研究所

图 116： 法国核电出力季节性图

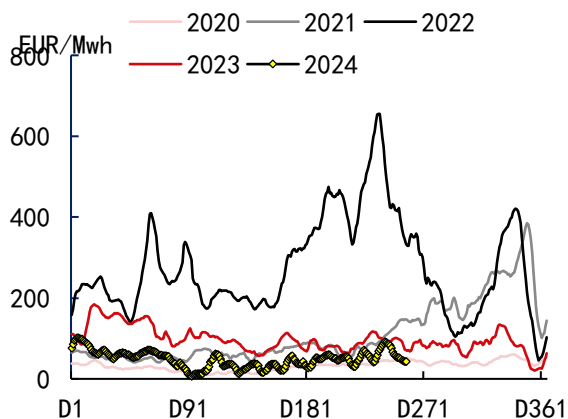


资料来源：Bloomberg 中信期货研究所

（五）电价三季度在合理范围内区间波动

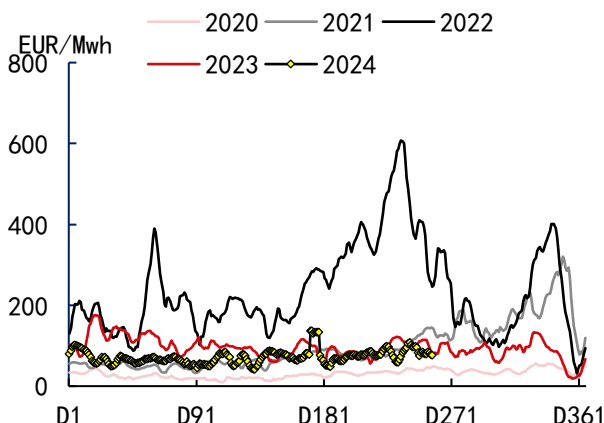
2024 年三季度欧洲电价区间波动率与 2022-2023 年相似，但绝对价格降低。截至 2024 年 9 月 20 日当周，北欧、德国、法国、英国的日前平均电价分别为 20、80、46、98 欧元/MWh，显著低于 2023 年同期，但法国及英国电价略高于二季度。

图 117： 法国日前基荷电价



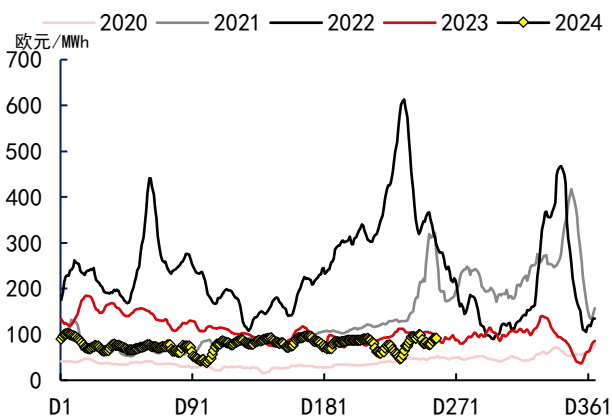
数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 118： 德国日前基荷电价



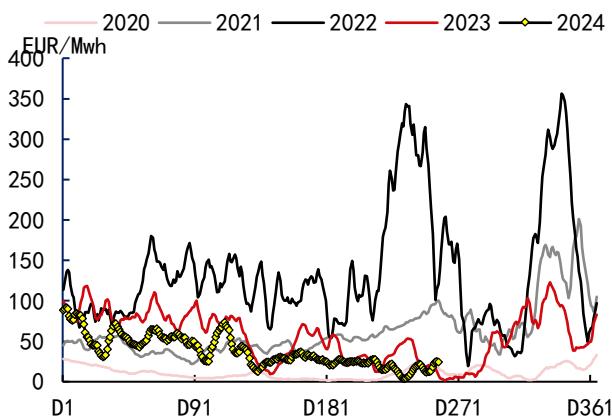
数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 119： 英国日前基荷电价



数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 120： 北欧四国日前基荷电价



数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

欧洲远期电价预期 2024 年四季度升水近月，偏强运行。从远期价格来看，一季度远期价格高于一月远期价格，市场预期四季度价格将小幅增长。

图 121： 德国 1M、1Q、1Y 远期日前电价



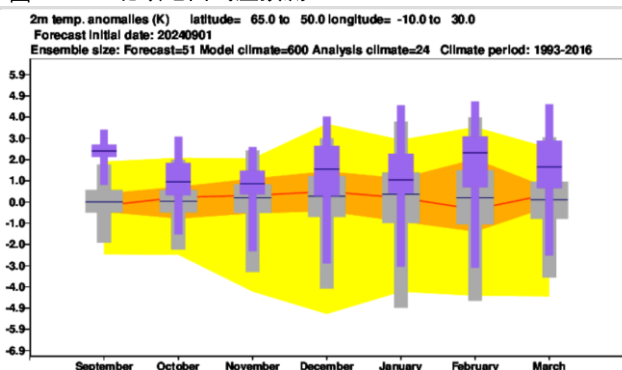
资料来源：路透 中信期货研究所

展望 2024 年下半年风险，重点关注调峰能源价格及极端天气可能性。从电力供给角度来看，2024 年欧洲电力的供应矛盾风险较低。新能源发电随着装机量继续上行；水电及核电预期恢复至常值；因此重点关注对电力需求影响最大的极端天气，进入四季度更多需要观察 12 月潜在的提前到来的寒潮。总体而言，四季度遭遇极端天气的概率仍然存在，叠加厄尔尼诺转向拉尼娜的时间节点在三四季度，需要密切观察突发寒潮。

此外，由于欧洲电力市场采用边际定价模式，需要重点关注天然气基本面及地缘政治对天然气的影响。

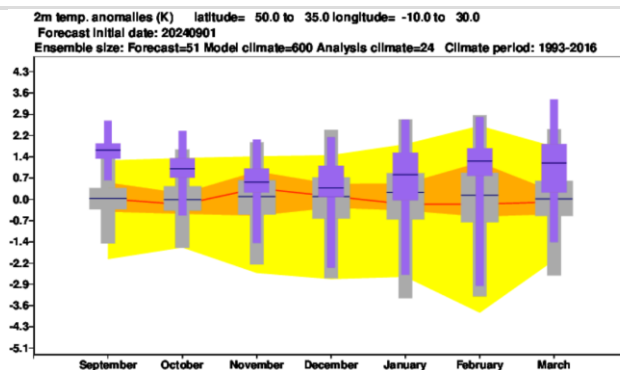
展望天气，如下图所示，根据欧洲中期天气预报中心预测模型，2024 年四季度北欧及南欧的地面气温将继续高于往年常值，但仍需警惕突发寒潮。

图 122： 北欧地面气温预测



数据来源：ECMWF 中信期货研究所

图 123： 南欧地面气温预测



数据来源：ECMWF 中信期货研究所

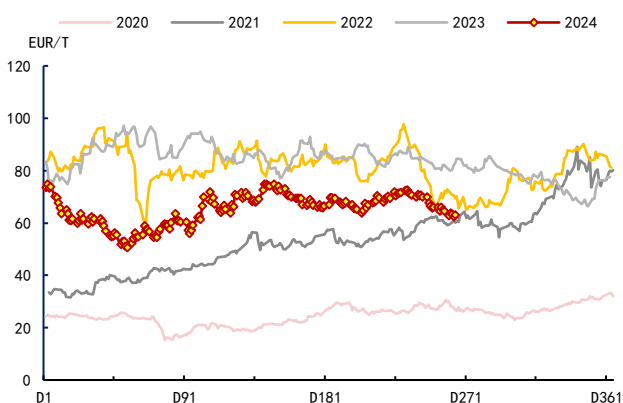
六、碳中和：中欧碳价走势分化，欧洲碳价承压

（一）欧洲碳市场：欧洲碳价四季度预期震荡运行

欧洲三季度碳价主要跟随天然气价格及火电气电利润运行。1-2 月底欧洲碳价出现连续的下行，从 80 欧元/吨连续下跌至 50 欧元/吨。在此期间，欧元区制造业 PMI 持续下行，2 月跌至 46.5。二季度欧洲碳价偏强运行，碳价在 60-75 欧元/吨震荡，主要因二季度欧洲 PMI 环比提升，同时天然气价格偏强运行。进入三季度碳价在 7-8 月上涨，但 9 月下跌。7-8 上涨主要因天然气价格因检修预期抬升，而 9 月下跌主要因检修落地。

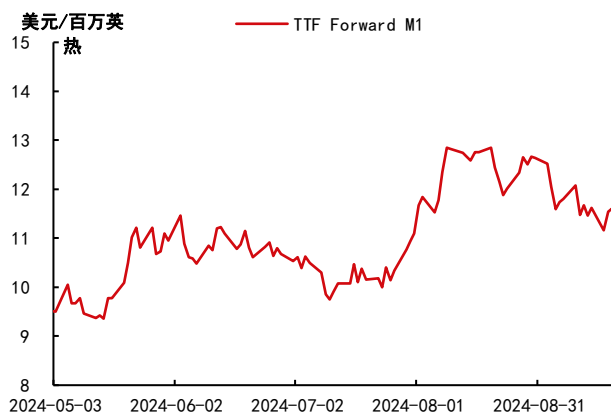
展望 2024 年四季度，碳价预期区间震荡偏强。从发电行业碳排放强度模拟来看，历史上四季度碳排放量将逐步上行，对应碳需求将增加。与此同时，年底合约是集中履约的时间，行情或有较大波动。

图 124： EU ETS 价格



数据来源：Wind 中信期货研究所

图 125： 欧洲天然气价格



数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

（二）中国碳市场：三季度碳价震荡运行，下半年预期震荡

图 126： 中国全国碳市场价格



资料来源：Wind 中信期货研究所

从 2024 年三季度，全国碳市场碳配额价格基本维持在 90 元/吨。相较于上半年的高点，回落约 10-20 元/吨。

全国碳配额市场规模或即将扩容。目前只有发电行业纳入到碳排放权交易的范围，石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、航空这七大高排放行业还未纳入全国碳市场。2023 年 10 月，生态环境部发布《关于做好 2023—2025 年部分重点行业企业温室气体排放报告核查工作的通知》，对水泥、电解铝和钢铁行业的核算方法进行了大量更新，意味着这三个行业纳入全国碳市场的准备工作基本就绪。2024 年 3 月 15 日，生态环境部发布通知，面向社会就铝冶炼行业的《企业温室气体排放核算与报告指南》和《企业温室气体排放核查技术指南》公开征求意见。两份指南释放信号，铝冶炼行业或将成为继发电行业之后，成为第二个被纳入强制性碳市场的行业。（详情请见：【中信期货能源转型与碳中和】铝冶炼或被纳入碳市场，影响几何？——点评报告 20240319）

2024 年 4 月生态环境部公开征求《企业温室气体排放核算与报告指南水泥熟料生产》及《企业温室气体排放核查技术指南水泥熟料生产》意见。（详情请见：【中信期货能源转型与碳中和】双碳系列（一）：水泥入市临近，新增碳成本影响几何？——专题报告 20240530）

2024 年 9 月 9 日，生态环境部发文《全国碳排放权交易市场覆盖水泥、钢铁、电解铝行业工作方案（征求意见稿）》，预示水泥、钢铁及电解铝行业即将正式纳入全国碳市场，碳市场容量提升近 30 亿吨，较当前市场扩容约 50%-60%。**征求意见稿中提出：**（1）2024 年作为水泥、钢铁、电解铝行业首个管控年度，2025 年底前完成首次履约工作。采用碳排放强度控制的思路实施配额免费分配，企业所获得的配额数量与产品产量（产出）挂钩，不设置配额总量上限，将企业配额盈缺率控制在较小范围内。（2）水泥、钢铁、电解铝行业管控化石燃料燃烧、工业过程等产生的直接排放；年度温室气体直接排放达到 2.6 万吨二氧化碳当量的单位作为重点排放单位。**具体测算及细节请参考专题报告：**

【中信期货能源转型与碳中和】双碳系列（一）：水泥入市临近，新增碳成本影响几何？——专题报告 20240530

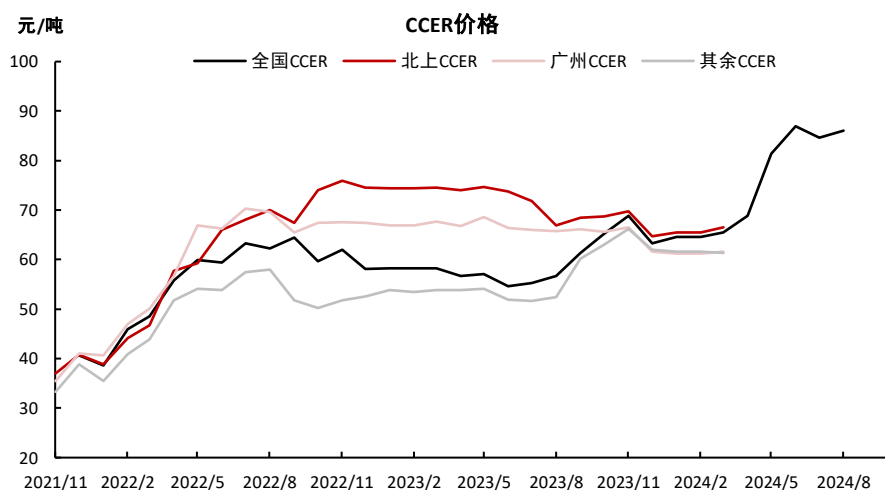
【中信期货能源转型与碳中和】双碳系列（二）：碳市场扩容有望重塑铝冶炼成本曲线——专题报告 20240626

【中信期货能源转型与碳中和】双碳系列（三）：发电行业配额分配方案出炉，碳市场交易迎新篇

碳配额资产价格具有长期上行的潜力，配额供需差的大小是主要推动碳价的变量。参考欧洲碳配额平衡表，2023-2030 年欧洲碳排放配额长期处于紧缺状态，支撑长期欧洲碳价。从碳市场建立的初衷去考虑，碳价会随着气候目标的提高而抬升，同时随着低成本减排的逐步完善，未来减排成本将逐步提高，所对应的碳价或将同步上行。

（三）自愿核证减排量：CCER 跟随全国碳配额波动运行

图 127： 全国及各地区 CCER 价格



资料来源：复旦大学 中信期货研究所

CCER 价格基本跟随全国碳市场配额运行。根据复旦大学统计，2024 年 6-8 月 CCER 均价分别为 90、86 及 88 元/吨，三季度价格上行与全国碳配额价格同步。9 月 2 日，首批中国核证自愿减排量（CCER）项目正式挂网。第一批挂网的项目总计 29 个，覆盖了首批方法学发布的全部 4 类项目，其中造林 8 个、红树林 2 个、光热 3 个、海风 16 个。根据这些项目公示的信息，首批挂网的 29 个项目总年减排量仅海风类项目预计独占 700-900 万吨。能源工业项目主要是深远海风电项目，集中在江苏大丰、如东等地，林业碳汇项目来源分散，光热和红树林项目也有进入公示名单。目前来看，首批公示 CCER 的总量约一千多万吨，与碳市场总量相比较小，预计对碳价价格影响有限。与此同时，由于 CCER 可长期持有的特性，预计开发方年内出售 CCER 概率较低，投资者或较难购买到第一批签发的 CCER。

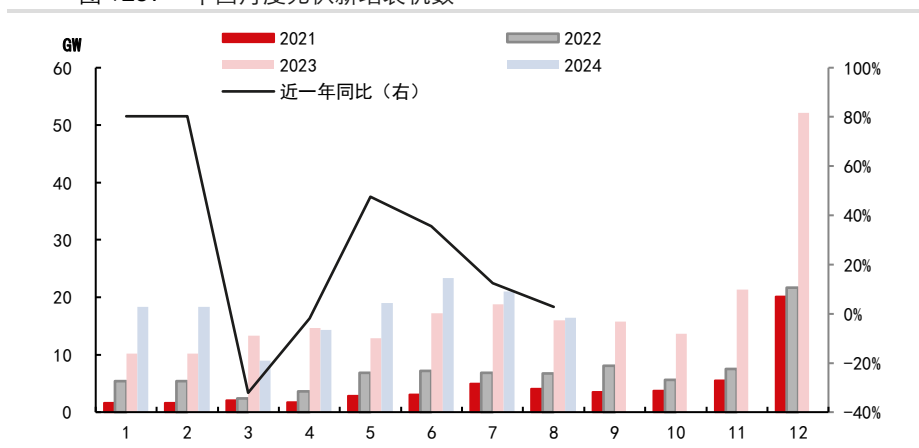
七、光伏：供需接近动态均衡但高库存压力犹存，等待终端需求验证

2024 年三季度光伏产业链价格整体呈底部震荡走势，上下游分化显著，硅料与硅片价格实现反弹，而电池与组件价格继续走弱，产业链多数环节供需动态平衡，但终端需求仍无实质性好转，且多数环节存在高库存问题，行业景气度继续维持低迷。

（一）装机：全球光伏装机维持稳健增长

2024 年前 8 个月中国光伏新增装机 139.99GW，同比上升 23.7%，但进入三季度后新增装机同比增幅再次放缓，组件中标容量环比亦持续下滑。从装机结构来看，2024 年上半年分布式装机占比仍超过 50%，但装机量基本与 2023 年下半年持平，分布式装机进一步增长空间有限，年末装机冲量主要依赖集中式的集体并网。按照当前装机进展线性外推，预计 2024 年中国光伏新增装机量在 260GW 左右。

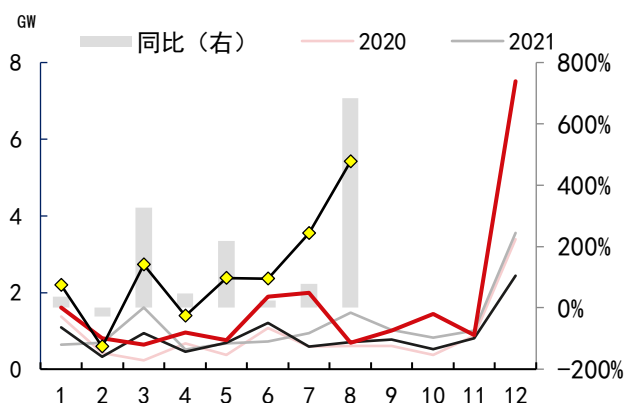
图 128： 中国月度光伏新增装机数



资料来源：Wind 中信期货研究所

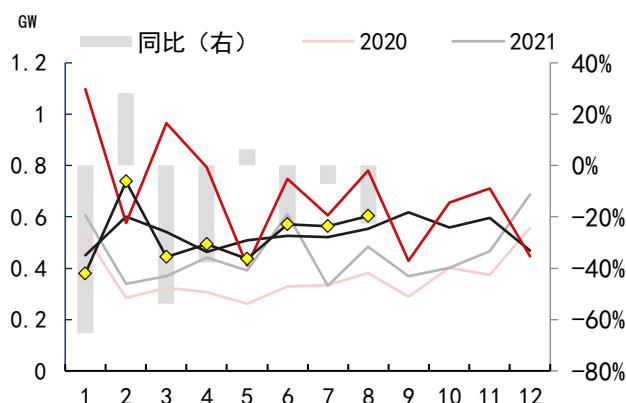
2024 年前 8 个月，美国电力部门新增光伏装机 20.6GW，工商住宅部门新增光伏装机 4.23GW，合计装机 24.83GW，同比上升 62%。根据 EIA 预测，2024 年美国光伏将新增装机 44.4GW，同比上升 132%。

图 129: 美国电力部门光伏新增装机容量



资料来源: EIA 中信期货研究所

图 130: 美国工商住宅部门光伏新增装机容量



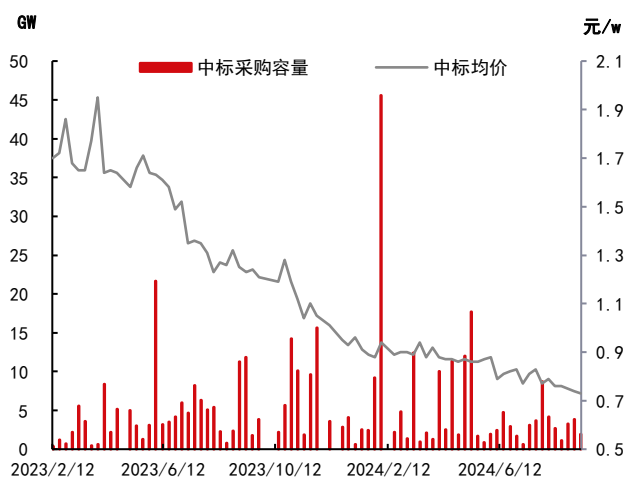
资料来源: EIA 中信期货研究所

（二）产业链供需：三季度产业链价格底部震荡，上游价格小幅反弹

1) 组件：终端需求不足，价格表现偏弱

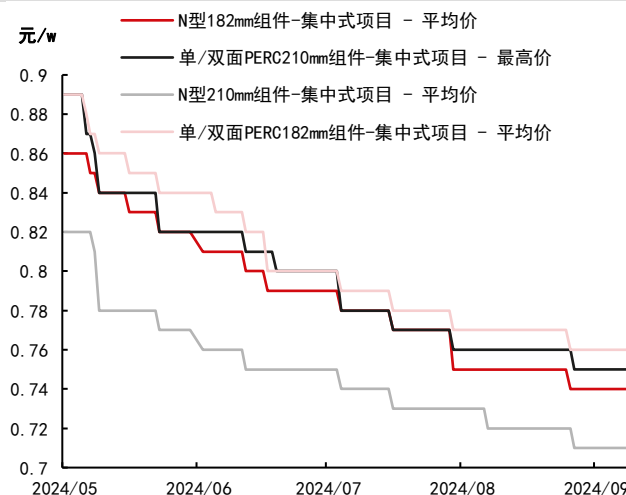
终端需求维持弱势，组件价格震荡下跌。三季度以来，上游价格基本企稳，但组件价格继续震荡下跌，截至 9 月下旬各类型组件价格较三季度初下降 4-8% 不等，需求偏弱是导致组件价格下跌的主要因素。三季度是国内装机的季节性淡季，组件中标容量持续下滑，而下半年出口需求开始季节性走弱，内外需求共振走弱拖累组件价格表现弱势。

图 131: 中国组件中标容量及均价



资料来源: SMM 中信期货研究所

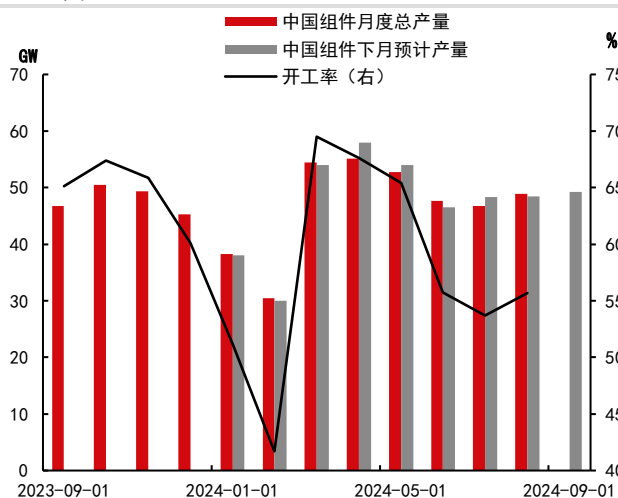
图 132: 各型号组件价格



资料来源: SMM 中信期货研究所

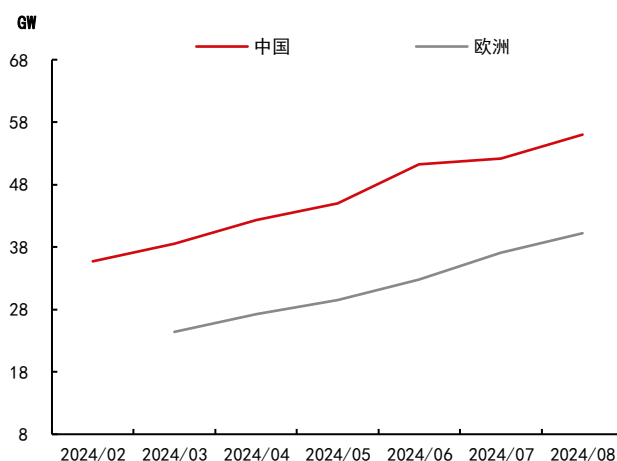
旺季前夕排产边际上升，但价格弱势状态难改。在终端需求维持弱势的背景下，6-9 月中国组件产量/排产量基本稳定在 50GW 左右。由于国内装机有年末冲量的习惯，而对应组件的采购与制造需要前置，故四季度上旬中国组件排产往往环比边际上升。但年末出口需求一般情况下将走弱，叠加目前海内外组件库存均处于高位，截至 8 月末中国组件库存已达到 56GW，欧洲组件库存亦突破 40GW，高库存压力下组件价格难有实质性改善。

图 133： 中国组件产量与排产



资料来源：SMM 中信期货研究所

图 134： 中国与欧洲组件库存

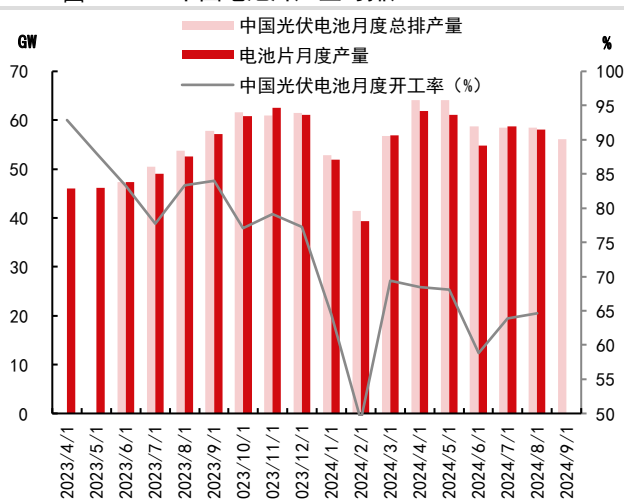


资料来源：SMM 中信期货研究所

2) 电池：供需动态平衡，价格暂时僵持

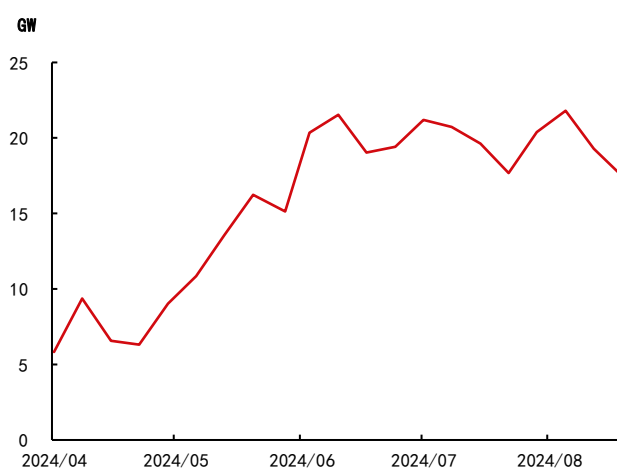
需求弱势拖累电池价格，但成本端有支撑。与组件环节类似，三季度电池片价格同样表现弱势，截止 9 月下旬，各类型电池片价格较三季度初下跌 6%-10% 不等。7、8 月中国光伏电池片产量维持在 58GW 左右，较 6 月小幅上升，但由于组件产出一直未能提升，故外销厂电池库存一直维持在 20GW 左右的高位，去库缓慢叠加终端需求偏弱，9 月电池片排产环比小幅下滑，电池价格有继续边际走弱的风险，但由于上游价格有所反弹，成本端有一定支撑，电池价格暂时处于僵持状态。

图 135： 中国电池片产量与排产



资料来源：SMM 中信期货研究所

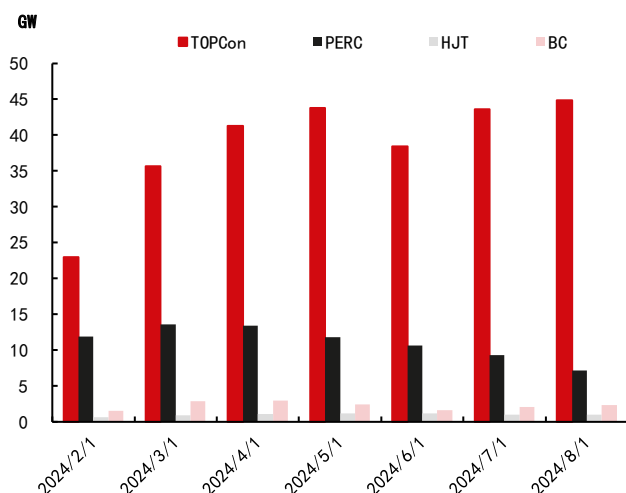
图 136： 中国电池片外销厂周度库存



资料来源：SMM 中信期货研究所

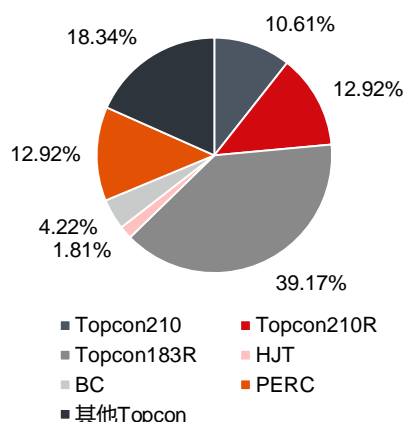
N 型替代基本完成，技术演变进入新阶段。进入 2024 年后，N 型电池在终端的渗透率持续上升，8 月 TOPCon 电池产量接近 45GW，产量占比达到 81% 左右，BC/HJT 电池产量占比分别为 4.22%/1.81%，PERC 电池产量占比下降至 13% 左右，N 型对 P 型的替代目前基本完成。

图 137： 各类型电池片产量



资料来源：SMM 中信期货研究所

图 138： 各类型电池片产量占比

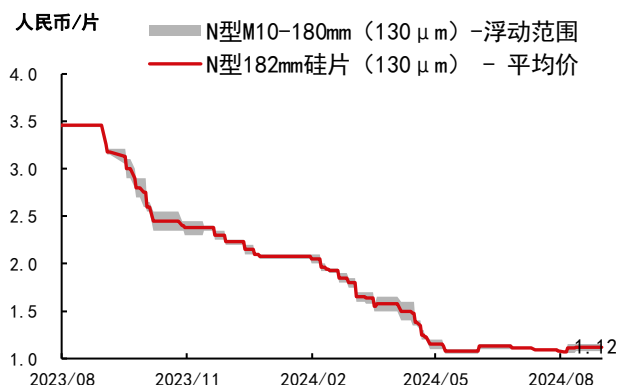


资料来源：SMM 中信期货研究所

3) 硅片：库存仍然高企，价格调涨乏力

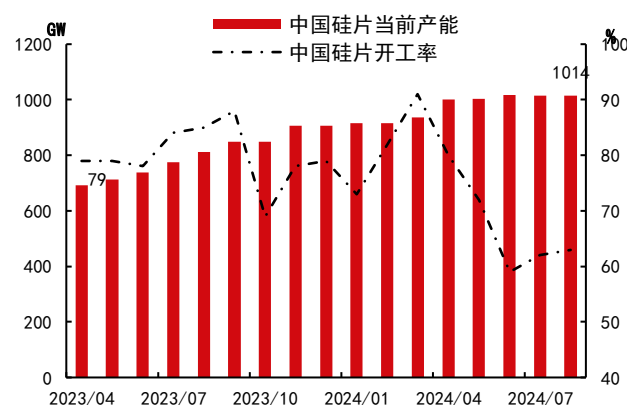
产能边际去化，价格底部企稳。截至 8 月末，我国硅片运行产能为 1014GW，虽然总量过剩格局仍然严峻，但有效产能较 6 月峰值小幅下降，去产能缓慢进行中，行业开工率亦于 60% 左右企稳。龙头企业于 8 月末略微调涨硅片价格，截至 9 月下旬，主流硅片价格较三季度初期基本持平，较 8 月末的低谷上升约 5%。

图 139： 主流硅片价格



资料来源：SMM 中信期货研究所

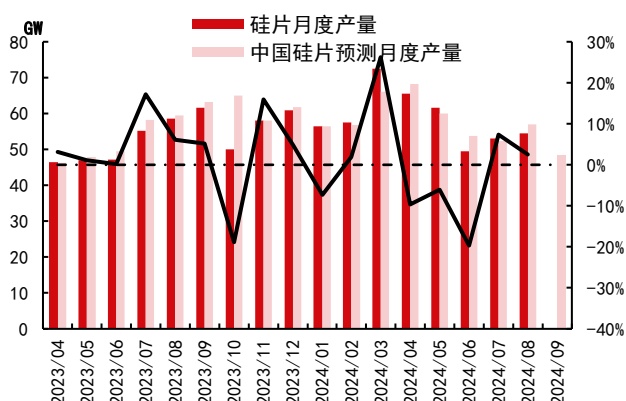
图 140： 中国硅片产能与开工率



资料来源：SMM 中信期货研究所

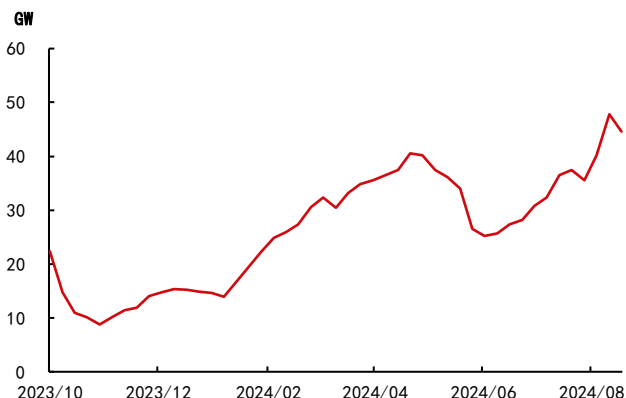
库存仍然高企，等待终端需求验证。随着库存回落至中性水平，硅片企业 7 月起重新增产，8 月国内企业硅片产量已上升至 55GW 左右，硅片厂商亦调涨售价为四季度旺季作准备。但由于现实需求偏弱，超产的硅片均转移成为库存，9 月中旬 SMM 统计口径库存达到 44.6GW，再创历史新高，库存天数接近一个月。高库存压制叠加下游表现仍然偏弱，9 月硅片排产再次回落至 48GW 左右。前期硅片涨价已经部分计入旺季预期，目前下游对涨价的接受度不高，价格进一步调涨难度较大，若后期旺季需求不及预期，高库存压力下硅片价格有重新回落的风险。

图 141： 中国硅片月度产量及排产



资料来源：SMM 中信期货研究所

图 142： 中国光伏级硅片库存

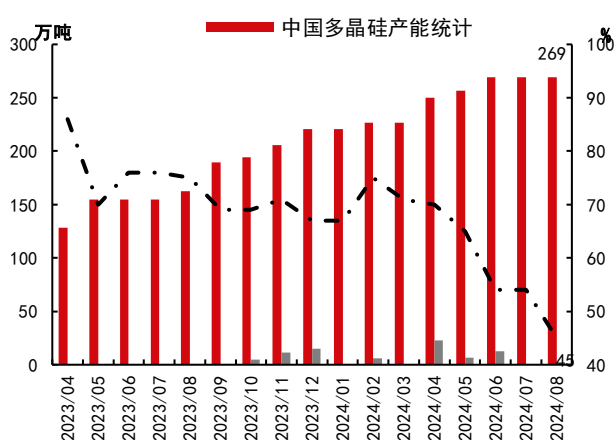


资料来源：SMM 中信期货研究所

4) 硅料：过剩矛盾阶段性缓解，硅料表现或相对偏强

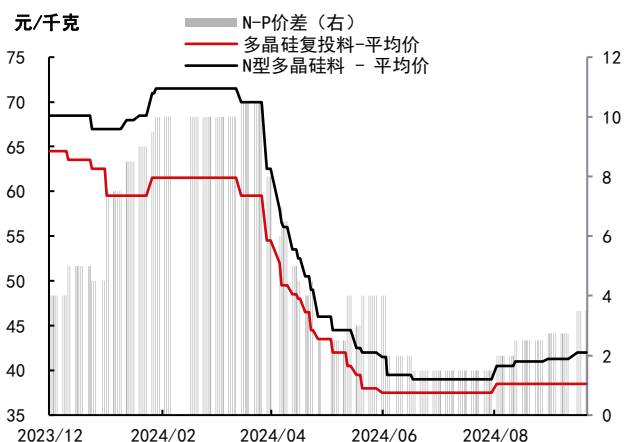
供应增速放缓，价格底部反弹。截至 2024 年 8 月，我国硅料产能为 269 万吨，折合超过 952GW，但硅料总产能已经连续三个月保持不变，产能释放的速度显著放缓。随着过剩问题边际缓解，硅料价格从 8 月起开始反弹，截至 9 月下旬，主流硅料价格较三季度初上升 7.7%。

图 143： 中国多晶硅产能与开工率



资料来源：SMM 中信期货研究所

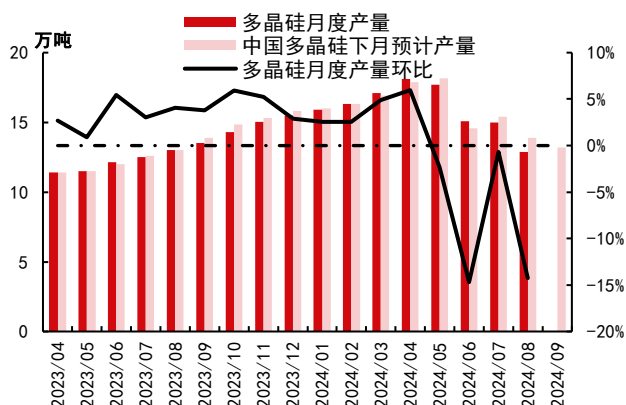
图 144： 各类型硅料价格



资料来源：SMM 中信期货研究所

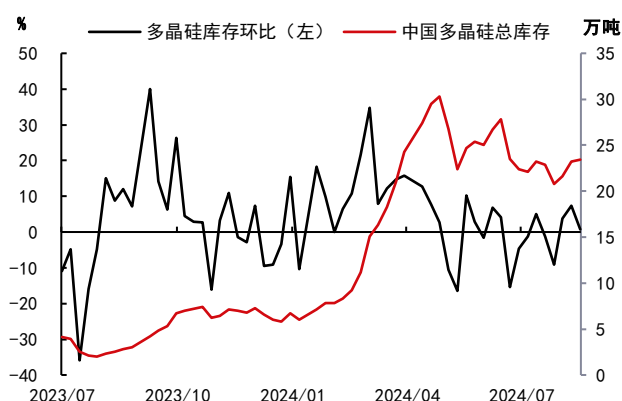
供应增速放缓，需求的兑现情况仍是关键。在全面亏损的背景下，硅料企业严格执行减产，我国硅料产量从 4 月的 18.12 万吨下降至 8 月的 12.86 万吨，产量降幅接近 30%，对应硅料库存亦从最高 30 万吨左右下降至 9 月中旬的 23 万吨左右。目前产量水平下硅料基本可以实现供需动态平衡，且库存压力相对其他环节较小，但由于 9 月硅片排产再次下降，短期对硅料的需求边际走弱，硅料价格亦难以延续 8 月以来的持续上涨走势，后期需求的兑现情况仍是关键。

图 145： 中国硅料产量与排产



资料来源：SMM 中信期货研究所

图 146： 中国多晶硅总库存

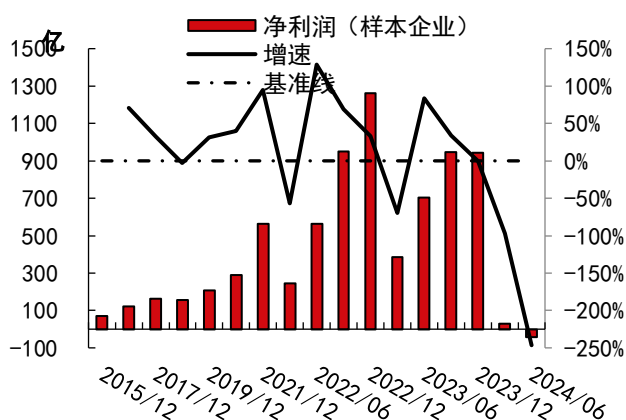


资料来源：SMM 中信期货研究所

（三）行业利润：2024 年上半年行业整体净亏损，下游盈利能力偏强

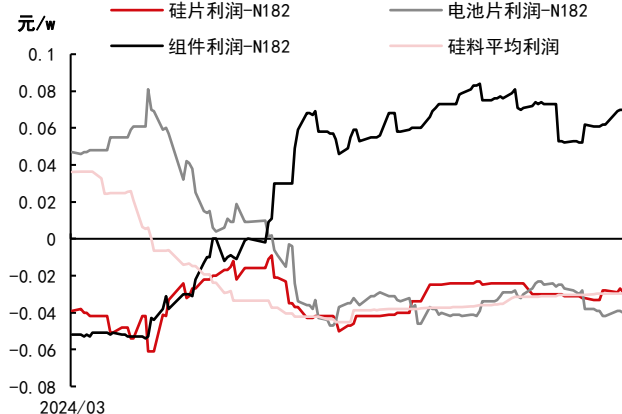
根据样本上市公司财务数据，2024 年上半年 22 家样本企业净利润为-42.88 亿元，较 2023 年上半年的 705.12 亿元下降 748 亿元，2024 年二季度样本企业近 10 年来首次录得合计净亏损，行业盈利能力处于极端低谷期。分环节来看，硅料、硅片与电池片均处于亏损状态中，组件毛利受益于二季度末以来玻璃及金属价格的回落而转正，尽管当前上游价格表现强于下游，但现阶段下游的盈利能力强于上游。

图 147： 样本光伏企业净利润



资料来源：Wind 中信期货研究所

图 148： 光伏主材各环节毛利测算



资料来源：SMM 中信期货研究所

（四）展望：供需接近动态均衡但高库存压力犹存，等待终端需求验证

2024 年全球光伏装机仍然维持稳健增长，预计全年全球光伏新增装机量在 480-500GW 之间，但目前主材各环节产能均已突破 1000GW，产业链产能总量过剩格局仍难以扭转。国内装机有年末冲量的习惯，但四季度出口需求边际走弱，组件采购需求仍无改善迹象，需求不足问题自下而上传导，叠加目前多数环节均存在高库存问题，下游价格预计继续维持弱势，而上游价格亦难以延续 8 月以来的持续上涨走势，终端需求的兑现情况仍是关键。

免责声明

除非另有说明，中信期货有限公司拥有本报告的版权和/或其他相关知识产权。未经中信期货有限公司事先书面许可，任何单位或个人不得以任何方式复制、转载、引用、刊登、发表、发行、修改、翻译此报告的全部或部分材料、内容。除非另有说明，本报告中使用的所有商标、服务标记及标记均为中信期货有限公司所有或经合法授权被许可使用的商标、服务标记及标记。未经中信期货有限公司或商标所有权人的书面许可，任何单位或个人不得使用该商标、服务标记及标记。

如果在任何国家或地区管辖范围内，本报告内容或其适用与任何政府机构、监管机构、自律组织或者清算机构的法律、规则或规定内容相抵触，或者中信期货有限公司未被授权在当地提供这种信息或服务，那么本报告的内容并不意图提供给这些地区的个人或组织，任何个人或组织也不得在当地查看或使用本报告。本报告所载的内容并非适用于所有国家或地区或者适用于所有人。

此报告所载的全部内容仅作参考之用。此报告的内容不构成对任何人的投资建议，且中信期货有限公司不会因接收人收到此报告而视其为客户。

尽管本报告中所包含的信息是我们于发布之时从我们认为可靠的渠道获得，但中信期货有限公司对于本报告所载的信息、观点以及数据的准确性、可靠性、时效性以及完整性不作任何明确或隐含的保证。因此任何人不得对本报告所载的信息、观点以及数据的准确性、可靠性、时效性及完整性产生任何依赖，且中信期货有限公司不对因使用此报告及所载材料而造成的损失承担任何责任。本报告不应取代个人的独立判断。本报告仅反映编写人的不同设想、见解及分析方法。本报告所载的观点并不代表中信期货有限公司或任何其附属或联营公司的立场。

此报告中所指的投资及服务可能不适合阁下。我们建议阁下如有任何疑问应咨询独立投资顾问。此报告不构成任何投资、法律、会计或税务建议，且不担保任何投资及策略适合阁下。此报告并不构成中信期货有限公司给予阁下的任何私人咨询建议。

深圳总部

地址：深圳市福田区中心三路 8 号卓越时代广场（二期）北座 13 层 1301-1305、14 层

邮编：518048

电话：400-990-8826

传真：(0755) 83241191

网址：<http://www.citicsf.com>