



公用事业行业研究

买入（维持评级）
行业周报
证券研究报告
国金证券研究所
分析师：姜涛（执业 S1130525120007）
jiang_tao@gjzq.com.cn

分析师：许子怡（执业 S1130526030003）
xuziyi@gjzq.com.cn

分析师：卢佳琪（执业 S1130526070001）
lujiaqi@gjzq.com.cn

联系人：郭仕豪

guoshihao@gjzq.com.cn

电量高基数影响将结束，电价上涨板块困境反转

投资逻辑：

■ 高基数导致9月发用电量增速下降，关注11-12月基数效应的转变

9月全社会用电量同比+1.2%(去年同期为+4.5%)，两年复合增速为3.0%；其中二产同比+1.7%(去年同期为+5.7%)，两年复合增速为3.8%、与8月持平；三产、居民分别同比+4.9%/-6.0%(去年同期为+6.3%/-2.6%，24年为+12.7%/+27.8%)，高基数效应突出，总体来看二产仍具韧性、三产依旧高增、居民受极端天气影响用电需求下降。发电量方面，9月规模以上发电量同比-1.2%，其中火电、水电、风电、太阳能发电、核电分别同比-1.4%、-18.1%、+10.6%、+19.5%、+21.5%。总体而言，水电受上年同期秋汛高基数影响同比下滑显著，风光增量贡献进一步凸显。回顾我们在年初就已提到上半年低基数、下半年高基数，去年7-10月受高温等影响全社会用电量同比+7.3%（其中25年10月用电量同比+10.4%，基数最高），无需对电量太过悲观，11-12月受暖冬影响基数偏低，我们认为可做乐观期待。发电侧则需拆分，去年7-8月水电同比-9.3%、火电同比+3.3%，9-10月水电基数偏高。总的来看，预计11-12月火电电量有望恢复增长，映射冬季电煤需求；水电可关注雅砻江与大渡河基数偏低带来的改善，目前长江电力亦已蓄水完成。

■ 业绩触底电价向上，关注新型红利火电

本周部分火电公司发布三季报，江苏国信、皖能电力、赣能股份三季度业绩分别同比下滑76.8%、65.0%、63.8%，主要系华东区域年内长协电价大降而煤价暴涨。但展望明年，电价将触底向上，预计电量电价将反映煤价变化、容量电价也将上行，共同提升火电盈利。广东、江苏月度交易电价已分别自5月、6月起超过2026年年度长协水平（11、12月江苏省月度电价较26年长协电价提升7.2、5.4分/度），各省电网代购电价亦持续上涨，为跨年电价修复提供指引。另一方面全国最大用电负荷屡创新高，系统对煤电稳定及灵活调节能力的需求提升，容量供需区域性趋紧，容量电价亦有望进一步提升。与此同时，火电资本开支高峰已经过去，2026年上半年自由现金流仍达到347亿元，随着多家公司明确分红比例或绝对分红金额承诺，预计明年盈利修复将进一步增强分红能力和盈利稳定性，推动板块估值中枢回升。站在当下，红利资产配置有望从强调利润稳定增长的“利与红利”，逐步转向兼具高股息与业绩弹性的“红与红利”，火电板块是其中的优选方向，业绩困境反转、电力供需改善、资本开支回落，火电站在红利的新起点。

■ 市场风格均衡下息差有望回归，关注传统红利水电及红利拓展的核电

长江电力当前的股息率水平约为3.5%，中国10年期国债收益率约为1.64%，即期息差约为1.86个百分点。从过往年份来看，长江电力息差水平维持在60-140bp，但在2024年8月后，长江电力的股息率水平不再随十年期国债收益率的下降而同步下降，整体息差扩大，形成当前近200bp的差值，近期已经开始收敛。在此背景下，我们认为传统的稳定型红利资产将在股息率要求下降的过程中得到估值端的体现，包括【水电、核电、银行、煤炭、交运等】，尤其关注利润的改善强度。基于利润增长的角度，我们一方面建议重视水文数据改善的雅砻江、蓄水完成的长江电力；另一方面建议重视核电，2026年起进入装机投产高峰，展望明年电价修复、装机投产，亦有望成为“利与红利”。

■ 相关标的：火电先全国再区域、持续评估电价弹性

火电当前建议侧重盈利改善确定性，如南方/高长协煤/高股息，如国电电力、宝新能源、广西能源、内蒙华电、陕西能源、华润电力、华能国际、华电国际。伴随电价逐步落地，长三角江苏国信、皖能电力、浙能电力、赣能股份、申能股份等，北方建投能源、京能电力等。核电如中国核电、中国广核AH。水电如川投能源、国投电力、长江电力等。

■ 风险提示

煤价波动幅度超预期；绿电装机及消纳情况不及预期；电力体制改革政策出台不及预期。



内容目录

一、9月受基数影响增速有所回落，能源保供中长期新规发布	4
（一）用电量：9月用电量同比增长1.2%，新业态用电保持较快增长	4
（二）发电量：9月规上发电量同比下降1.2%，风光发电增速回升	5
（三）能源保供中长期新规发布，强化保供责任、提升市场化与履约弹性	7
二、电力煤炭高频数据跟踪	9
三、板块估值及交易情况	14
四、风险提示	16

图表目录

图表 1： 2026M1-9 全社会用电量同比增长 3.9%	4
图表 2： 2026M9 二产用电量增量占比为 86%	4
图表 3： 2026M9 全社会用电量同比增长 1.2%	5
图表 4： 2026M9 一产用电量同比增长 4.1%	5
图表 5： 2026M9 二产用电量同比增长 1.7%	5
图表 6： 2026M9 三产用电量同比增长 4.9%	5
图表 7： 2026M9 城乡居民用电量同比下降 6.0	5
图表 8： 2026M1-9 全国规上发电量达 7.49 万亿千瓦时	6
图表 9： 2026M9 风光发电量增量占比快速上升至 943%	6
图表 10： 2026M9 全国发电量同比下滑 1.2%	6
图表 11： 2026M9 全国火电发电量同比下滑 1.4%	6
图表 12： 2026M9 水电发电量同比下滑 18.1%	7
图表 13： 2026M9 风电发电量同比增长 10.6%	7
图表 14： 2026M9 太阳能发电量同比增长 19.5%	7
图表 15： 2026M9 核电发电量同比增长 21.5%	7
图表 16： 《能源保供中长期合同管理办法（试行）》较征求意见稿的变化	8
图表 17： 《关于推动煤电与新能源融合发展的实施意见》规定五种场景融合模式	9
图表 18： 内贸煤价格近期大幅上涨后维持高位	10
图表 19： 北方港口煤炭库存近期低位回升	10
图表 20： 二十五省电厂日耗自 9 月下旬高位回落	10
图表 21： 坑口煤价近期持续上涨	11
图表 22： 国内外煤价价差略有收窄	11
图表 23： 广东燃煤现货电价近期明显上升（元/兆瓦时）	11
图表 24： 山西日前市场电价近期震荡上行（元/兆瓦时）	11



图表 25: 江苏日前现货电价 9 月以来抬升	12
图表 26: 安徽日前现货电价显著修复	12
图表 27: 江苏月度电价今年 6 月起连续超过年度电价	12
图表 28: 溪洛渡入库流量有所上涨	13
图表 29: 三峡入库流量有所下降	13
图表 30: 锦屏一级入库流量大幅下降	13
图表 31: 官地入库流量有所波动	13
图表 32: 猴子岩入库流量持续下降	13
图表 33: 瀑布沟入库流量近期有所回升	13
图表 34: 龙滩入库流量近期有所波动	14
图表 35: 水布垭入库流量有所上涨	14
图表 36: 全国 LNG 出厂价格指数近期有所上升	14
图表 37: 欧洲及国内气价上涨, 美国气价回落	14
图表 38: 公用事业板块 PE 近十年分位数 58.20%	15
图表 39: 公用事业板块 PB 近十年分位数 30.74%	15
图表 40: 煤炭板块 PE 近十年分位数 91.24%	15
图表 41: 煤炭板块 PB 近十年分位数 97.88%	15
图表 42: 2026 年 9 月中下旬起公用事业板块成交量/额占比有所回落	15
图表 43: 煤炭板块成交量/额占比近期有所回落	16
图表 44: 年初至今煤炭上涨 19.02%, 公用事业下跌 0.98%	16



一、9月受基数影响增速有所回落，能源保供中长期新规发布

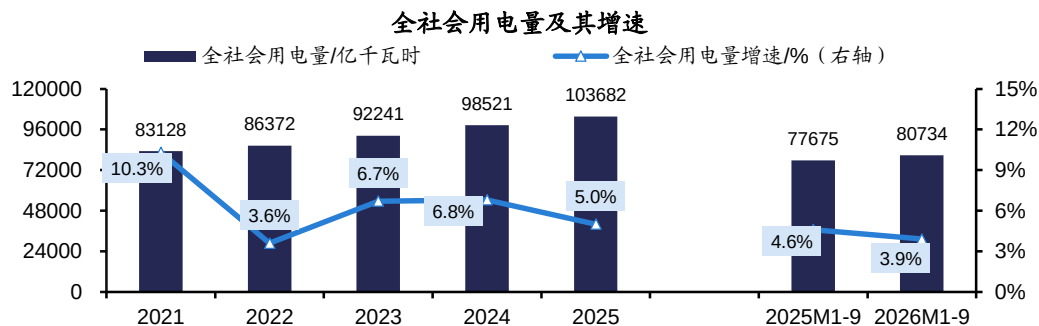
（一）用电量：9月用电量同比增长1.2%，新业态用电保持较快增长

国家能源局披露，2026年1-9月全社会用电量累计80734亿千瓦时，同比增长3.9%。分产业看，第一产业用电量1182亿千瓦时，同比增长3.4%；第二产业用电量51098亿千瓦时，同比增长4.1%；第三产业用电量16109亿千瓦时，同比增长6.8%；城乡居民生活用电量12346亿千瓦时，同比下降0.3%。

单月情况来看，9月单月全社会用电量8997亿千瓦时，同比增长1.2%，低于1-9月累计增速。分产业看，第一产业、第二产业、第三产业用电量分别同比增长4.1%、1.7%、4.9%，城乡居民生活用电量同比下降6.0%。居民电量显著下滑主要受“沙德尔”台风等极端天气影响用电需求导致。

新动能相关用电保持较快增长。1-9月高技术及装备制造业、充换电服务业、互联网数据服务用电量分别同比增长8.7%、55.4%、41.6%；9月单月增速分别为4.6%、57.0%、35.4%。新业态用电韧性较强，对总需求形成支撑。

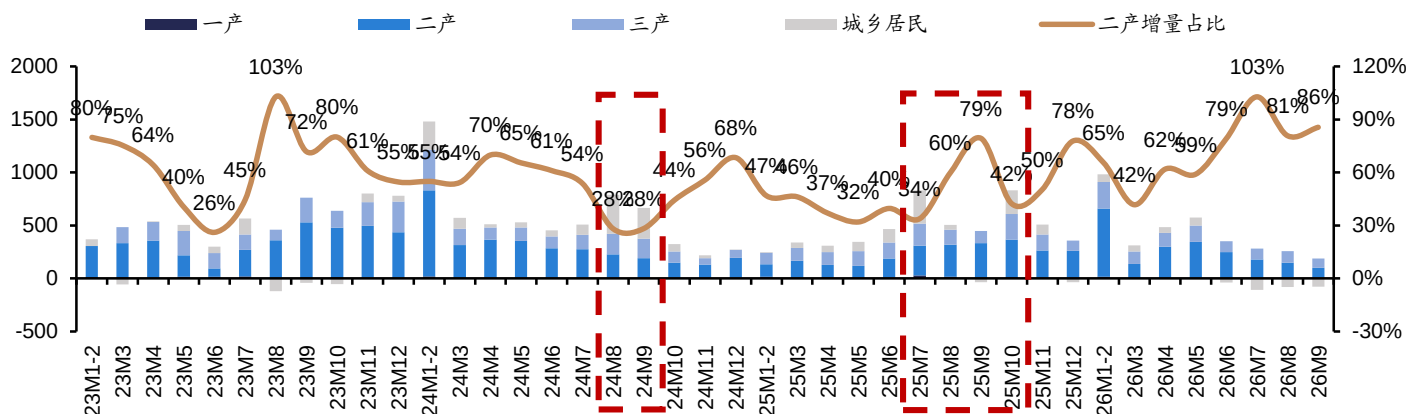
图表1：2026M1-9全社会用电量同比增长3.9%



来源：国家能源局，国金证券研究所

从用电增量看，9月全社会用电量较上年同期增加约111亿千瓦时，其中第二产业增加约95亿千瓦时，占总增量约86%；第三产业增加约87亿千瓦时，城乡居民生活用电减少约77亿千瓦时。第二产业仍是当月用电增量的主要来源，三产保持较强韧性，居民用电受天气因素影响回落。

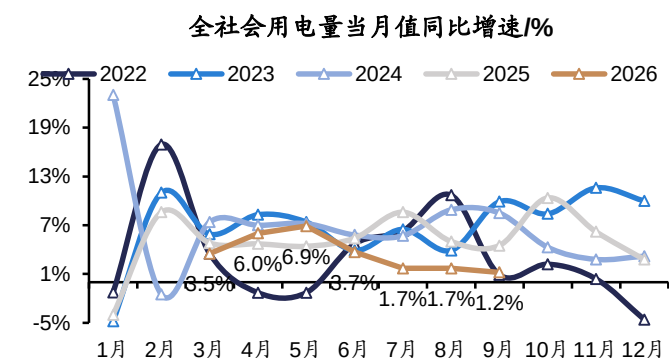
图表2：2026M9二产用电量增量占比为86%



来源：国家能源局，国金证券研究所

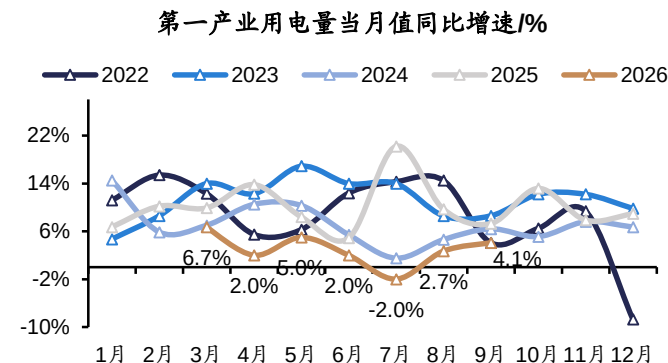


图表3：2026M9 全社会用电量同比增长 1.2%



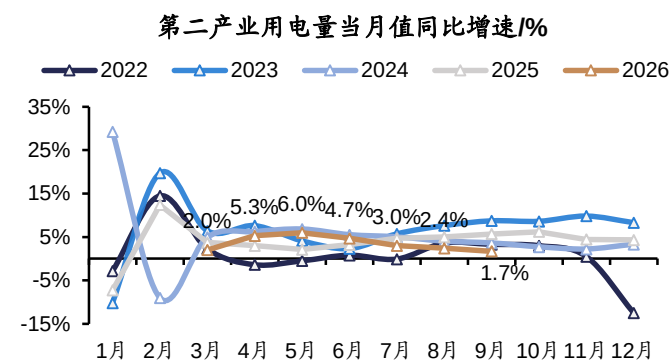
来源：国家能源局，国金证券研究所

图表4：2026M9 一产用电量同比增长 4.1%



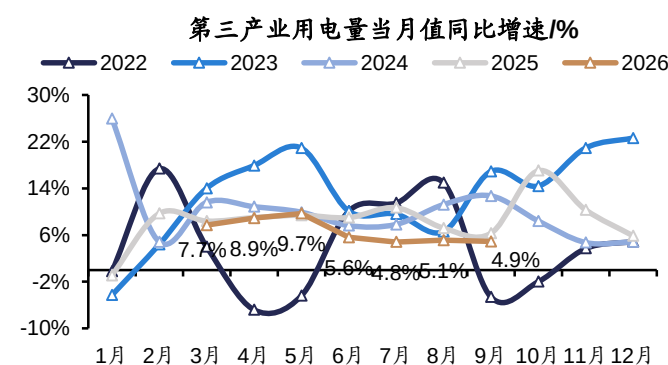
来源：国家能源局，国金证券研究所

图表5：2026M9 二产用电量同比增长 1.7%



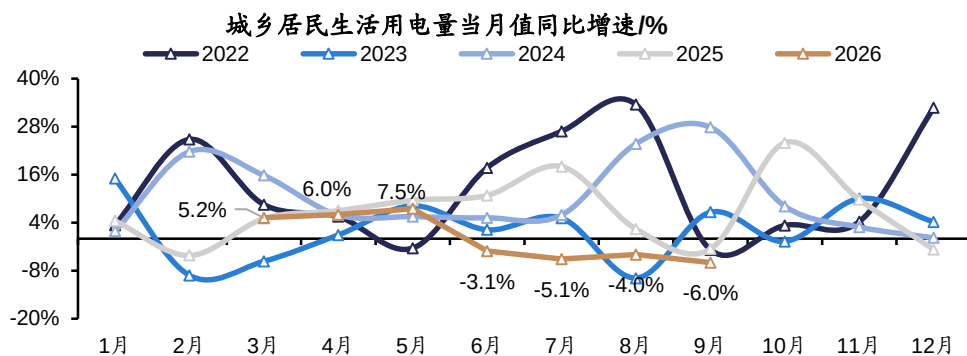
来源：国家能源局，国金证券研究所

图表6：2026M9 三产用电量同比增长 4.9%



来源：国家能源局，国金证券研究所

图表7：2026M9 城乡居民用电量同比下降 6.0



来源：国家能源局，国金证券研究所

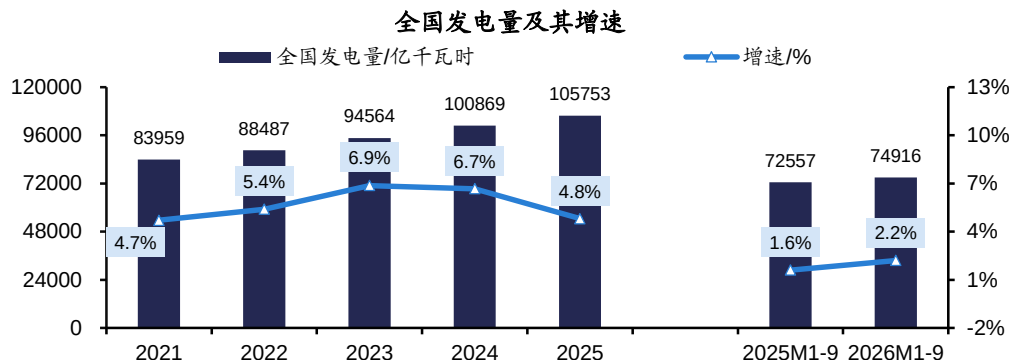
（二）发电量：9月规上发电量同比下降 1.2%，风光发电增速回升

根据国家统计局披露数据，1-9 月全国规模以上工业发电量 74916 亿千瓦时，同比增长 2.2%；9 月当月发电量 8294 亿千瓦时，同比下降 1.2%。分电源看，1-9 月火电、水电、风电、太阳能发电、核电分别同比增长 0.7%、3.7%、1.9%、12.9%、3.7%。9 月火电同比下降 1.4%，降幅较 8 月收窄 2.9 个百分点；水电同比下降 18.1%；核电、风电、太阳能发电分别增长 21.5%、10.6%、19.5%，增速分别加快 12.1、2.7、9.2 个百分点。按各电源当月发电量差额计算，9 月风光增量占规上发电净增量约 943%；该比例高于 100%，主要因火电、



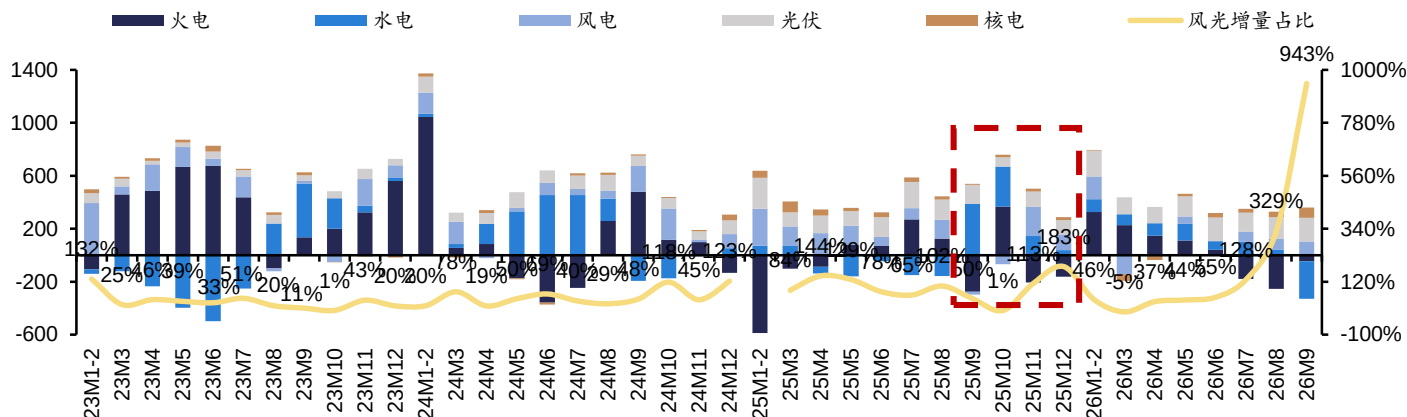
水电增量为负且总净增量较小。

图表8：2026M1-9 全国规上发电量达 7.49 万亿千瓦时



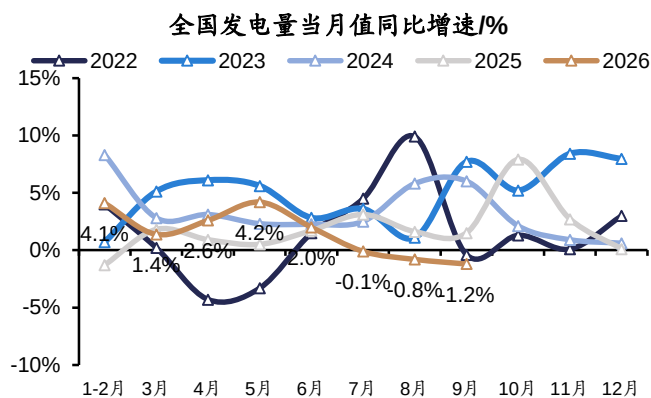
来源：国家统计局，国金证券研究所

图表9：2026M9 风光发电量增量占比快速上升至 943%



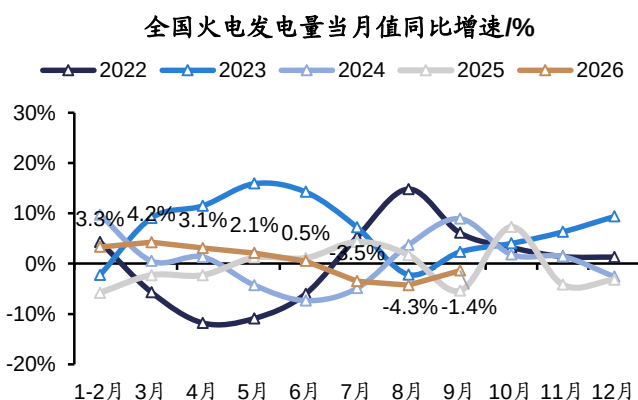
来源：国家统计局，国金证券研究所

图表10：2026M9 全国发电量同比下滑 1.2%



来源：国家统计局，国金证券研究所

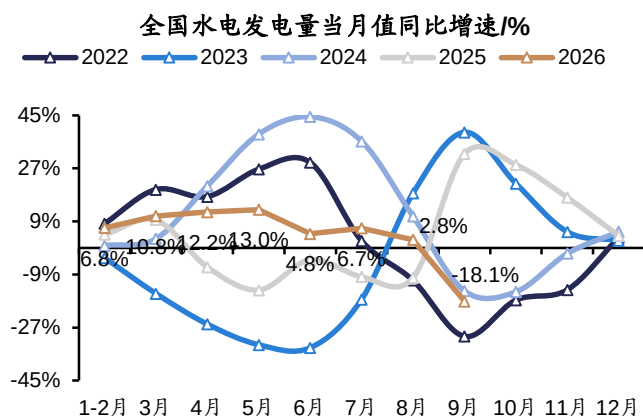
图表11：2026M9 全国火电发电量同比下滑 1.4%



来源：国家统计局，国金证券研究所

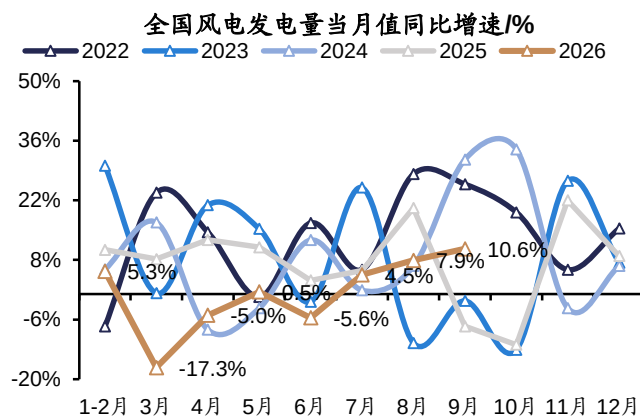


图表12：2026M9 水电发电量同比下滑 18.1%



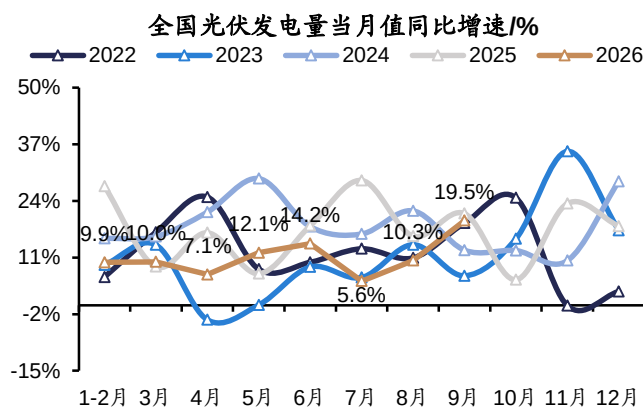
来源：国家统计局，国金证券研究所

图表13：2026M9 风电发电量同比增长 10.6%



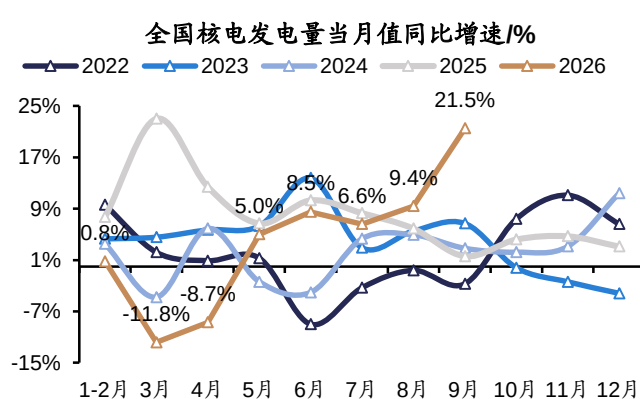
来源：国家统计局，国金证券研究所

图表14：2026M9 太阳能发电量同比增长 19.5%



来源：国家统计局，国金证券研究所

图表15：2026M9 核电发电量同比增长 21.5%



来源：国家统计局，国金证券研究所

（三）能源保供中长期新规发布，强化保供责任、提升市场化与履约弹性

10月23日国家发改委印发《能源保供中长期合同管理办法（试行）》，该办法自2026年12月1日起施行，共6章45条，首次将电煤、电力、天然气三类能源保供中长期合同纳入统一制度框架。此前电煤长协制度最为成熟，2016年以来已逐步形成年度签约、基准价加浮动价、履约率考核、信用监管和铁路运力衔接等机制；电力领域此前主要依据《电力中长期市场基本规则》等文件管理，重点是市场注册、交易、执行和结算；新规进一步从能源保供角度明确战略性跨省跨区电量、省内最低签约比例及政府督促责任；天然气领域此前主要依据2018年国务院文件及供暖季保供安排。

本次印发的正式稿相较于7月15日发布的征求意见稿，在市场化协商、权责平衡和履约弹性方面作出较明显调整：（1）细化政府保供责任，将“未足量落实本地区民生用气”新增为地方部门追责情形，同时将合同争议范围由履约环节扩展至签订和履行，并增加地方政府协调、国家发改委指导等解决渠道。（2）弱化部分行政化、刚性化表述，电煤供需双方由“不得拖延、拒不签订”改为“积极配合、及时协商”，签约规模也由参考下一年度用煤需求调整为与国内电煤需求及市场供需形势相适应。（3）增强电力合同履约灵活性，除允许未履行合同转让外，新增供应方采购其他主体电量履约，为机组故障、燃料短缺或新能源出力波动提供替代安排。（4）重点调整天然气合同机制，扩大供应方范围至天然气贸易企业，供气价格由上游制定方案改为供需双方按照补偿成本、合理盈利原则协商，并纳入用户承受能力；同时删除必须设置“照付不议或偏差处理”条款的要求，改为权责对等的履约约束。



及特殊情形豁免，并新增管网企业不得借管输服务买卖或变相买卖天然气。整体看，正式稿在强化保供底线的同时，更注重防止行政干预和风险单向转嫁。

图表16：《能源保供中长期合同管理办法（试行）》较征求意见稿的变化

章节	征求意见稿	正式稿	变化
第一章 总则	第六条 能源企业负有保障能源安全稳定供应的责任，供需各方应当依法依规签订并履行能源保供中长期合同，承担社会责任	第六条 能源企业负有保障能源安全稳定供应的责任，供需各方应当按照市场化方式协商或交易，依法依规签订并履行能源保供中长期合同，承担社会责任	明确市场化协商是签约履约的基本方式
第二章 电煤保供中长期合同管理	第九条 供应方、需求方均不得拖延、拒不签订合同 第十条 签约量应满足国内电煤供应稳定需要；需求总量和比例应符合下一年度经济社会发展用煤需要	表述改为“供应方、需求方应当积极配合、及时协商签订合同” 第十条 签约量应与国内电煤需求总量相匹配，并与煤炭市场供需形势相适应	表述有所缓和，但第三十九条仍规定未按时签约、签约量不足等责任，签约义务并未取消 增强签约规模动态调整空间，避免年度计划口径过于刚性
第三章 电力保供中长期合同管理	第二十六条 允许将未履行合同全部或部分转让给第三方	第二十六条 允许将未履行合同全部或部分转让给第三方；或允许供应方采购其他主体电量	供应方可以通过外购电量完成合同
第四章 天然气保供中长期合同管理	第二十八条 鼓励供应方与需求方签订多年合同 第二十九条 主要为生产、进口天然气并对外销售的企业，称“上游供气企业” 第三十条 供需双方“均不得拖延、拒不签订合同” 第三十二条 上游供气企业应当根据现行天然气定价机制制定明确的供气价格方案，合理确定具体供气价格水平；执行市场调节价的天然气，应当统筹考虑国产气和进口气综合成本、供需变化等因素 第三十四条 合同应设置明确的“照付不议或偏差处理”等约束条款 第三十六条 管网企业提供安全、可靠、公平的管输服务	第二十八条 鼓励供应方与需求方签订多年合同并建立有效的合同量价机制。 第二十九条 增加“天然气贸易企业等”，并删除统一称为“上游供气企业”的表述 第三十条 供应方、需求方应当积极配合、及时协商签订合同。 第三十二条 供应方根据价格政策，按照补偿成本、合理盈利原则，与需求方协商确定价格；执行市场调节价的天然气，应当统筹考虑国产气和进口气综合成本、供需变化、用户承受能力等因素，协商确定具体价格 第三十四条 天然气保供中长期合同应当设置清晰合理、权责对等的合同履行约束条款及特殊情形下的豁免条款 第三十六条 新增管网运营企业不得通过提供服务名义买卖或变相买卖天然气	多年合同增加量价机制要求 明确认可贸易企业参与保供合同 更强调市场化协商，但未按时签约仍可能承担第三十九条规定的监管责任 从上游制定方案改为供需双方协商定价；调价增加终端承受能力因素 降低气量风险单向转嫁给需求方的可能，但并未取消偏差考核和履约约束 强化管网公平开放和运销分离
第五章 法律责任和监督管理	第三十八条 未单列民生用气落实不足 第四十一条：针对“合同履行情况”争议；协商不成后诉讼或仲裁	第三十八条 新增未足量落实本地区民生用气作为责任情形 第四十一条 扩大为合同签订、履行争议，并增加地方政府协调、必要时国家发改委指导	将民生用气全额覆盖从企业签约要求延伸为地方政府监管和兜底责任 扩大争议范围，新增行政协调渠道

来源：国家发改委，国金证券研究所

10月21日国家能源局印发《关于推动煤电与新能源融合发展的实施意见》，提出到“十五



五"末融合场景模式成熟应用、项目年度碳排放显著下降。意见要求融合不得削弱煤电支撑调节能力，新能源规模应与煤电改造新增调节能力相匹配。这一安排延续煤电从以发电为主向支撑调节性电源转型、新能源重视高质量消纳的方向。

五类融合场景覆盖发电、供热与厂用能：一是近区新能源接入公用煤电，通过深度调峰腾出发电空间，并配套储能储热协同送出；二是新能源与热电联产机组供热系统协同，以电制热、储热替代部分燃煤供热；三是海上风电依托沿海煤电机组和送出系统，缓解登陆及线路走廊约束；四是新能源与自备电厂打捆利用，满足工业绿色用能需求；五是利用厂区或周边新能源替代煤电厂自身用能。公用煤电协同送出、海风融合和自备电厂打捆三类场景，均鼓励年度碳排放较融合前降低 5% 以上、力争降低 10% 以上。

图表17：《关于推动煤电与新能源融合发展的实施意见》规定五种场景融合模式

方向	内容
（一）新能源直接接入近区公用煤电机组实现协同送出消纳	支持煤电机组通过深度调峰改造进一步压减最小技术出力，为近区新能源接入腾让发电空间，实现新能源替代煤电发电。鼓励配套改造建设储能储热系统，实现近区新能源接入后的“低储高效”，并利用煤电送出线路实现协同送出。鼓励融合项目年度碳排放水平较融合前降低 5% 以上，力争降低 10% 以上。
（二）新能源直接接入近区公用热电联产煤电机组实现清洁供热	支持新能源与公用煤电机组供热系统协同运行，提升煤电机组调峰顶峰能力等涉网性能，降低供热受阻比例。在北方民生采暖地区，鼓励具备条件的煤电机组通过改造建设电制热、储热等电热协同系统，实现新能源替代煤电供热，巩固清洁取暖工作成效。
（三）海上风电直接接入沿海公用煤电机组实现协同送出消纳	支持在海上风电送出路由紧张的沿海地区，统筹海上风电规划、登陆点选址、汇集站布局等，深入挖掘沿海向负荷中心的送出系统潜力及廊道资源，开展煤电机组深度调峰改造建设和送出系统增容改造，实现海上风电登陆后依托沿海煤电机组及其送出系统协同运行送出。鼓励融合项目年度碳排放水平较融合前降低 5% 以上，力争降低 10% 以上。
（四）近区新能源接入自备煤电机组实现打捆利用	支持自备煤电机组通过深度调峰改造压减最小技术出力，在发挥支撑调节作用的同时，应融尽融为近区新能源打捆利用腾让发电空间。近区新能源可通过公用电网或直接接入自备煤电机组，实现对自备煤电机组的发电量和供热量替代，满足重点行业绿色用能要求。鼓励融合项目年度碳排放水平应较融合前降低 5% 以上，力争降低 10% 以上。
（五）厂内或近区新能源直连煤电厂用能系统实现煤电自身用能绿色替代	支持厂区内分布式新能源或近区新能源直接接入煤电厂用能系统，实现新能源直接参与厂用电等煤电自身用能环节，提升绿色用能替代水平。厂区内分布式新能源建设应充分利用煤场、主厂房、厂前区及附属设施等空间条件。

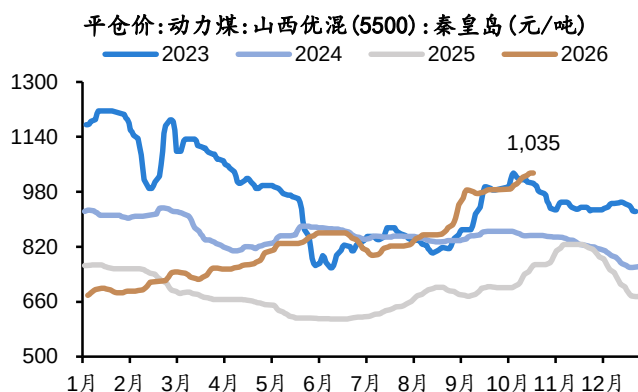
来源：国家能源局，国金证券研究所

二、电力煤炭高频数据跟踪

现货煤价年初以来整体抬升，6 月中旬冲高后有所回落，7 月到 8 月中旬逐步回升，9 月以来大幅上涨并创年内新高。截至 10 月 23 日秦皇岛港 5500 大卡现货煤价为 1035 元/吨，同比上涨 269 元/吨（幅度+35.1%），周环比上涨 34 元/吨（+3.4%）。受国庆假期工业负荷下降、气温转凉影响，二十五省电厂日耗自 9 月下旬高位明显回落，截至 10 月 22 日为 493.1 万吨，同比-41.5 万吨（幅度-7.8%），周环比-26.4 万吨（幅度-5.1%）。港口煤炭库存经历长期平稳后低位回升，截至 10 月 19 日，北方港口库存为 3429.7 万吨，同比+297.5 万吨（幅度+9.5%），周环比+227.6 万吨（幅度+7.1%）。

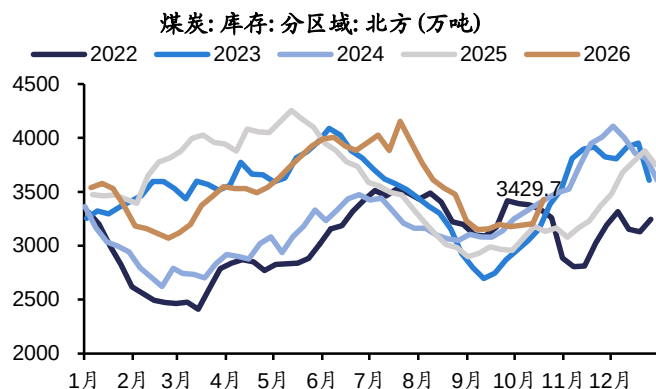


图表18：内贸煤价近期大幅上涨后维持高位



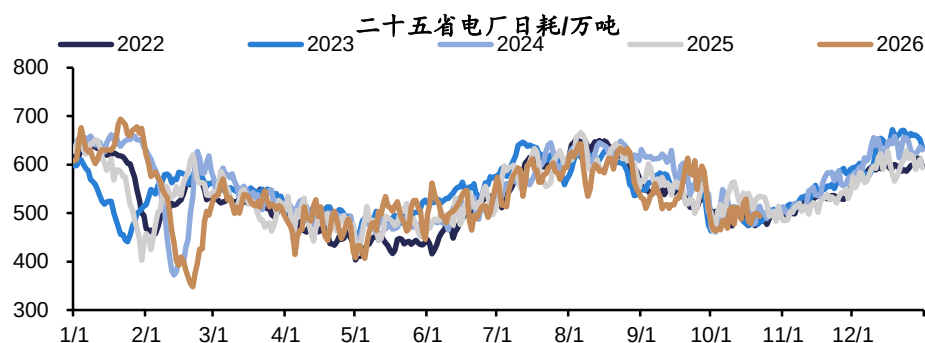
来源：中国煤炭市场网，国金证券研究所

图表19：北方港口煤炭库存近期低位回升



来源：中国煤炭市场网，国金证券研究所

图表20：二十五省电厂日耗自9月下旬高位回落

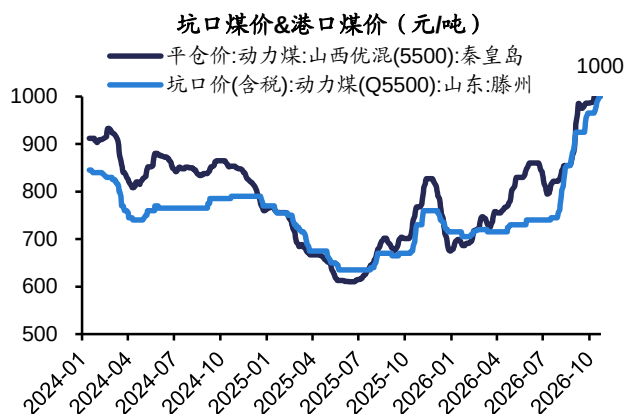


来源：CCTD，国金证券研究所

坑口煤价自7月末以来持续上涨，近期仍处高位，国内外煤价整体上行，进口煤价格优势仍不明显。山东滕州5500大卡坑口煤价截至10月23日为1000元/吨，较秦皇岛港口价格低35元/吨，上年同期价差为41元/吨，价差周环比扩大2元/吨。海外煤价方面，近期进口煤价格同步上涨，价格优势仍不明显，截至10月23日山西优混动力煤5500大卡库提价1075.00元/吨，同比+270元/吨（幅度+33.5%），周环比持平；澳煤5500大卡库提价为1097.80元/吨，同比+282.39元/吨（幅度+34.6%），周环比+2.22元/吨（幅度+0.2%）；印尼煤5500大卡库提价为1110.32元/吨，同比+340.71元/吨（幅度+44.3%），周环比+4.79元/吨（幅度+0.4%）。

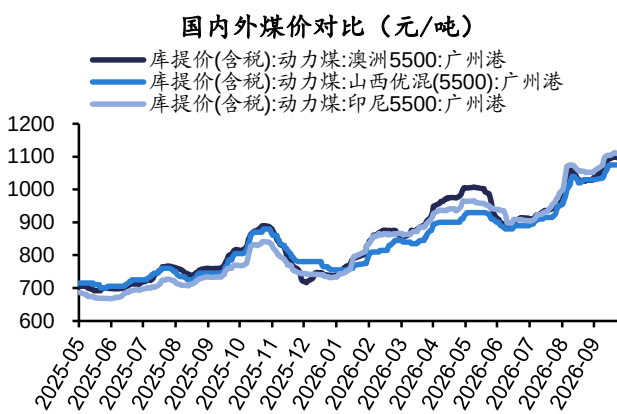


图表21：坑口煤价近期持续上涨



来源：中国煤炭市场网，国金证券研究所

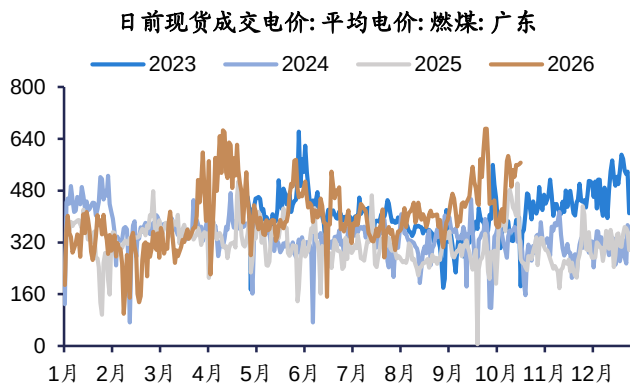
图表22：国内外煤价价差略有收窄



来源：中国煤炭市场网，国金证券研究所

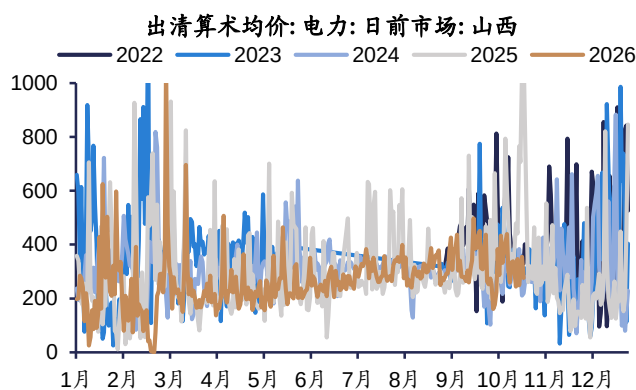
年初至今多省现货电价整体较前期低位有所修复，广东、山西近期现货电价上行明显。广东作为用电负荷中心之一，燃煤现货电价在前期冲高回落后近期再度明显上升，截至10月22日为0.566元/千瓦时，同比+0.297元/千瓦时（幅度+110.7%），周环比+0.007元/千瓦时（幅度+1.3%），10月以来现货均价为0.486元/千瓦时，环比9月增长5.9%。山西日前市场电价8月末至9月初回落后震荡走强，截至10月23日出清算术均价为0.276元/千瓦时，周环比-0.062元/千瓦时（幅度-18.4%），10月以来现货均价为0.307元/千瓦时，环比下滑10.2%。在煤价仍处高位的背景下，部分区域现货电价中枢抬升，对火电成本传导形成一定支撑。

图表23：广东燃煤现货电价近期明显上升（元/兆瓦时）



来源：广东电力交易中心，国金证券研究所

图表24：山西日前市场电价近期震荡上行（元/兆瓦时）

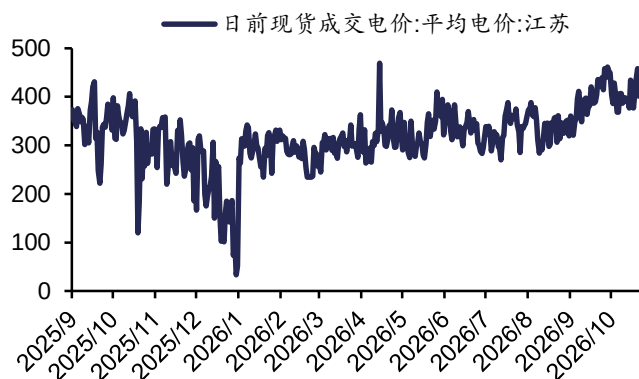


来源：山西电力交易中心，国金证券研究所

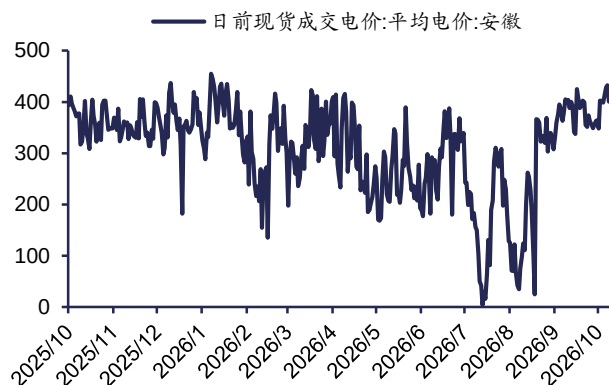
江苏、上海现货电价整体表现相对坚挺。江苏日前现货成交均价9月以来整体抬升，截至10月22日为0.405元/千瓦时，10月以来均价约0.402元/千瓦时，较9月均价+0.5%。安徽日前现货电价7-8月多次快速下探，9月以来显著回升，截至10月23日为0.417元/千瓦时，10月以来均价约0.386元/千瓦时，较9月均价+6.4%。此外，江苏月度交易电价已分别自5月、6月起超越2026年长协水平，最新11、12月月度电价分别达0.416、0.398元/千瓦时，较26年长协电价提升7.2、5.4分/度。



图表25：江苏日前现货电价9月以来抬升



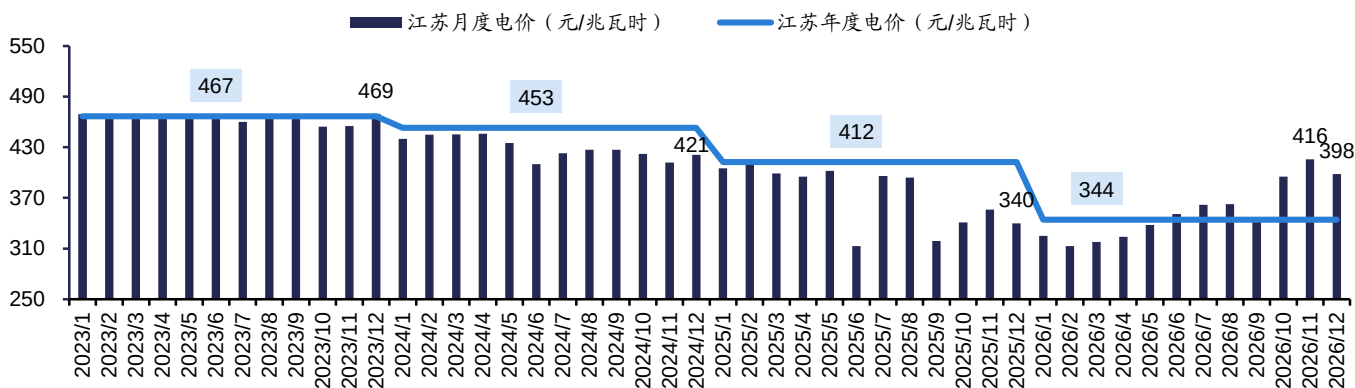
图表26：安徽日前现货电价9月以来显著修复



来源：江苏电力交易中心，国金证券研究所 备注：单位为元/兆瓦时

来源：安徽电力交易中心，国金证券研究所 备注：单位为元/兆瓦时

图表27：江苏月度电价今年6月起连续超过年度电价

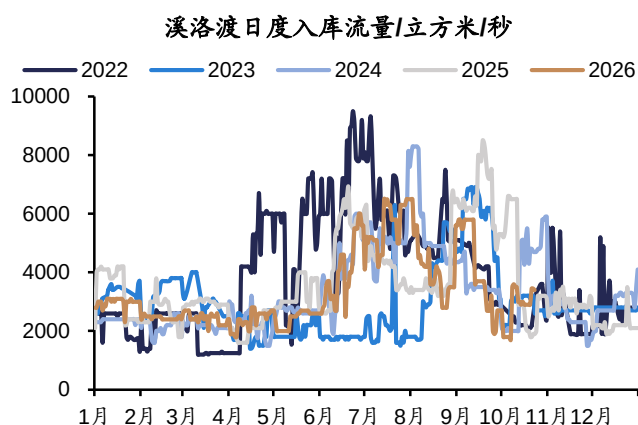


来源：江苏电力交易中心，国金证券研究所

10月以来主要流域来水较9月有所回落，且上年同期秋汛来水基数偏高，各电站入库流量同比表现分化。根据各省水文网站数据，10月23日金沙江下游溪洛渡电站入库流量为3400立方米/秒，同比+78.9%、周环比+17.2%；长江上游三峡电站10月23日入库流量为10900立方米/秒，同比-33.9%、周环比+1.9%。雅砻江来水表现分化，锦屏一级电站10月23日入库流量为650立方米/秒，同比-18.1%、周环比-44.0%；官地电站10月23日为1050立方米/秒，同比+112.6%、周环比+16.7%。大渡河来水多于去年同期，猴子岩电站10月23日入库流量为647立方米/秒，同比+100.3%、周环比-33.8%；瀑布沟电站来水有所回升，10月23日为1440立方米/秒，同比+61.6%、周环比+26.3%。红水河龙滩电站来水明显偏低，最新10月20日为330立方米/秒，同比-91.6%、周环比-38.0%。清江水布垭电站来水同比偏枯，最新10月23日入库流量为468.31立方米/秒，同比-34.1%、周环比+38.5%。

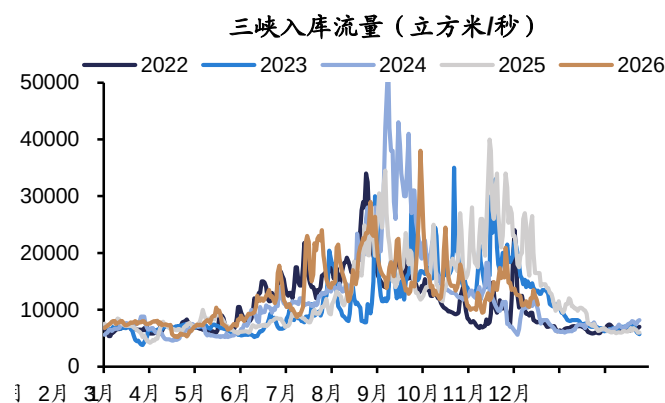


图表28：溪洛渡入库流量有所上涨



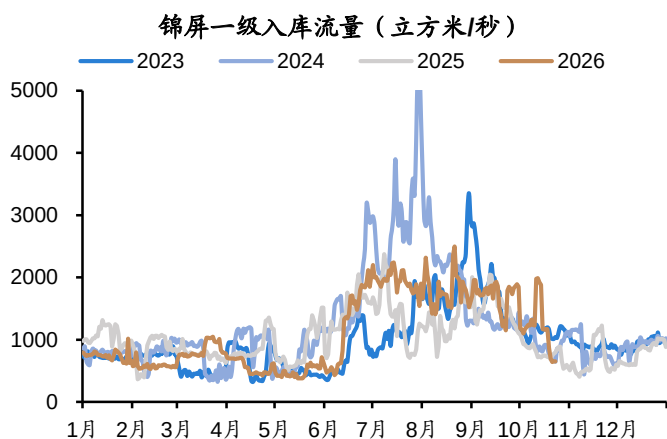
来源：iFinD，国金证券研究所

图表29：三峡入库流量有所下降



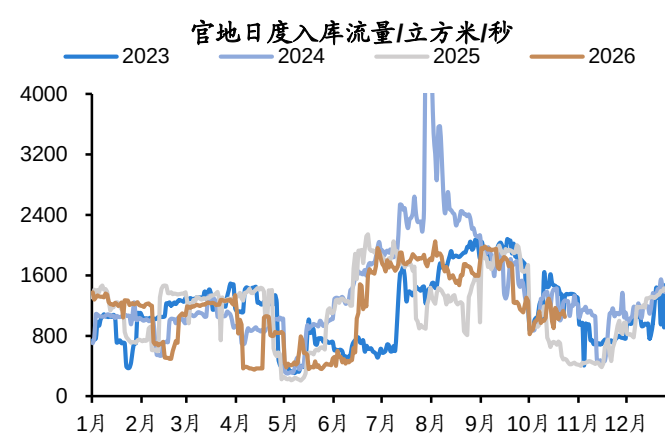
来源：iFinD，国金证券研究所

图表30：锦屏一级入库流量大幅下降



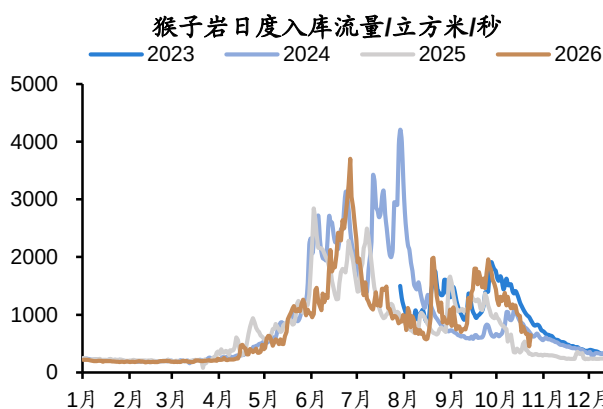
来源：四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

图表31：官地入库流量有所波动



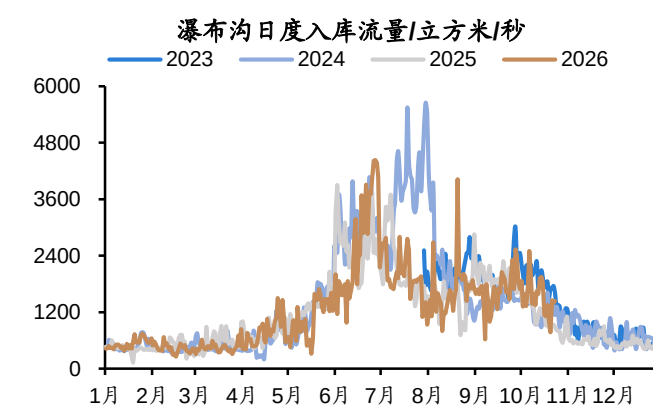
来源：四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

图表32：猴子岩入库流量持续下降



来源：四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

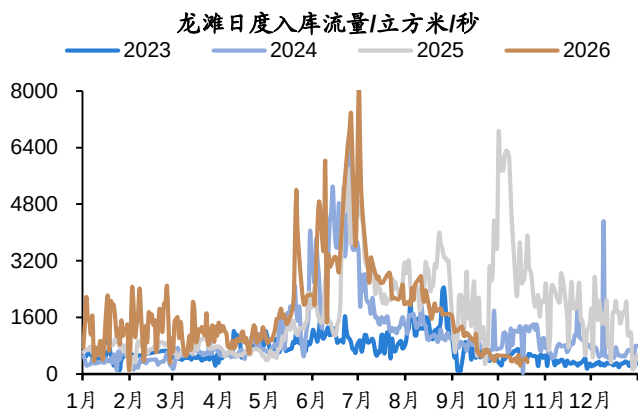
图表33：瀑布沟入库流量近期有所回升



来源：四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

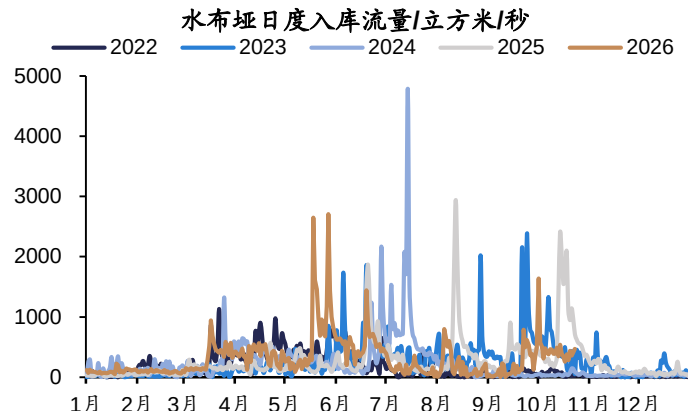


图表34：龙滩入库流量近期有所波动



来源：贵州省南北盘江红水河航道管理局，国金证券研究所

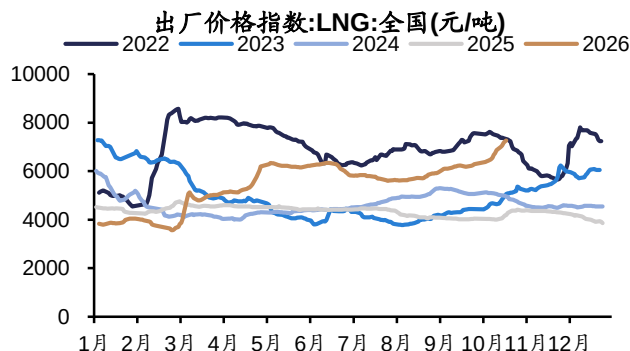
图表35：水布垭入库流量有所上涨



来源：湖北省水文水资源中心，国金证券研究所

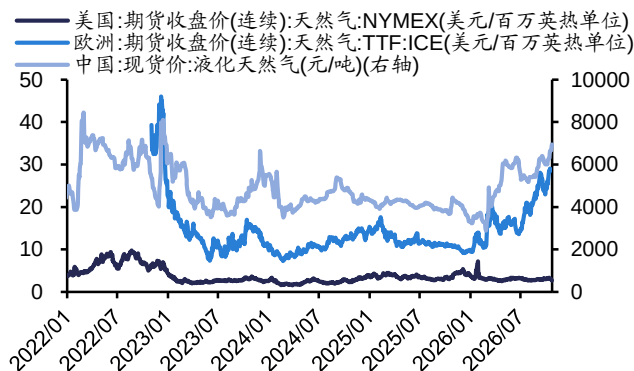
国内外气价周环比表现分化，欧洲 TTF 与国内 LNG 价格上涨、美国天然气价格回落。2022 年俄乌冲突爆发后，欧洲天然气供应链持续受扰，TTF 气价一度飙升至历史高位，全球气价共振上行，国内 LNG 价格亦同步抬升。进入 2026 年后，中东地缘风险阶段性加剧，霍尔木兹海峡通行风险扰动，进一步扰动全球油气运输与供需预期，推动国际天然气价格波动加大。本周欧洲 TTF 及国内 LNG 价格延续上行，美国 NYMEX 天然气期货价格下跌。截至 10 月 22 日欧洲 TTF 现货价格为 90.40 欧元/兆瓦时，同比+184.4%，周环比+4.5%；截至 10 月 23 日美国 NYMEX 天然气期货价格为 2.63 美元/百万英热，同比-20.1%，周环比-15.7%；截至 10 月 23 日全国 LNG 出厂价格指数为 7261 元/吨，同比+73.1%，周环比+5.7%。

图表36：全国 LNG 出厂价格指数近期有所上升



来源：上海石油天然气交易中心，国金证券研究所

图表37：欧洲及国内气价上涨，美国气价回落



来源：CME，ICE，国金证券研究所

三、板块估值及交易情况

估值水平上，公用事业板块市盈率（剔除负值）为 20.09，近十年估值分位数为 58.20%，煤炭板块市盈率（剔除负值）为 17.06，近十年估值分位数为 91.24%；公用事业板块市净率为 1.68，近十年估值分位数为 30.74%，煤炭板块市净率为 1.78，近十年估值分位数为 97.88%。在交易量上，2026 年 2 月在算电融合催化下，公用事业板块成交占比一度明显抬升，5 月中旬至 6 月初再度走高，7 月下旬短期快速回升后近期有所回落，10 月 23 日公用事业板块成交量占比 4.22%，成交额占比 1.78%；煤炭板块来看，成交活跃度亦自 6 月初高位回落，7 月下旬短期回升后近期呈现波动态势，10 月 23 日成交量占比 0.88%、成交额占比 0.49%。年初至今 SW 一级行业中，煤炭板块上涨 19.02%、公用事业板块下跌 0.98%，分别位列第一、第六名。



图表38：公用事业板块PE近十年分位数 58.20%



来源：iFind，国金证券研究所

图表39：公用事业板块PB近十年分位数 30.74%



来源：iFind，国金证券研究所

图表40：煤炭板块PE近十年分位数 91.24%



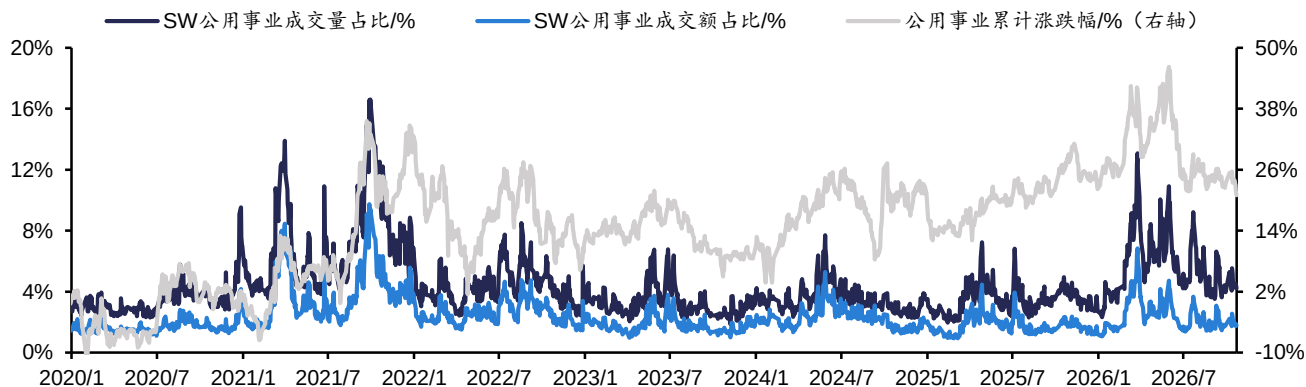
来源：iFind，国金证券研究所

图表41：煤炭板块PB近十年分位数 97.88%



来源：iFind，国金证券研究所

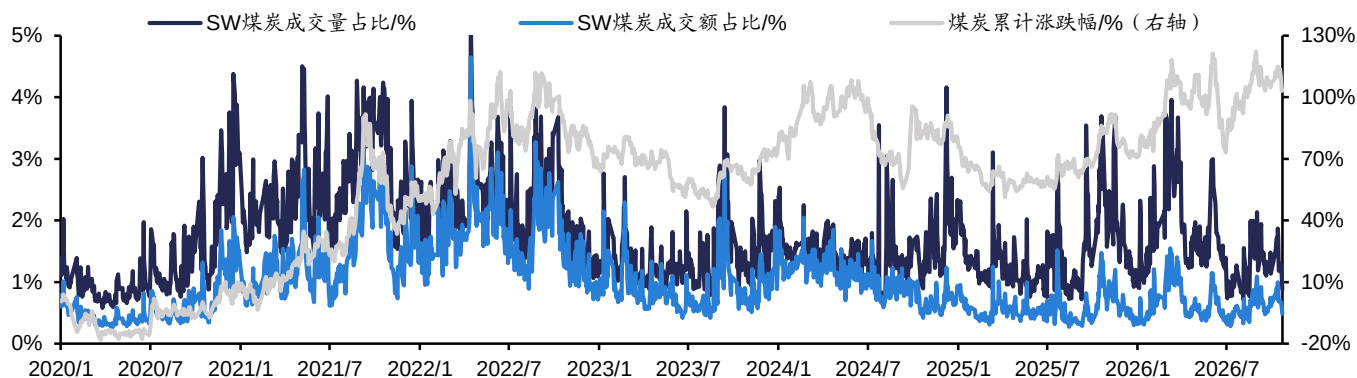
图表42：2026年9月中下旬起公用事业板块成交量/额占比有所回落



来源：iFind，国金证券研究所

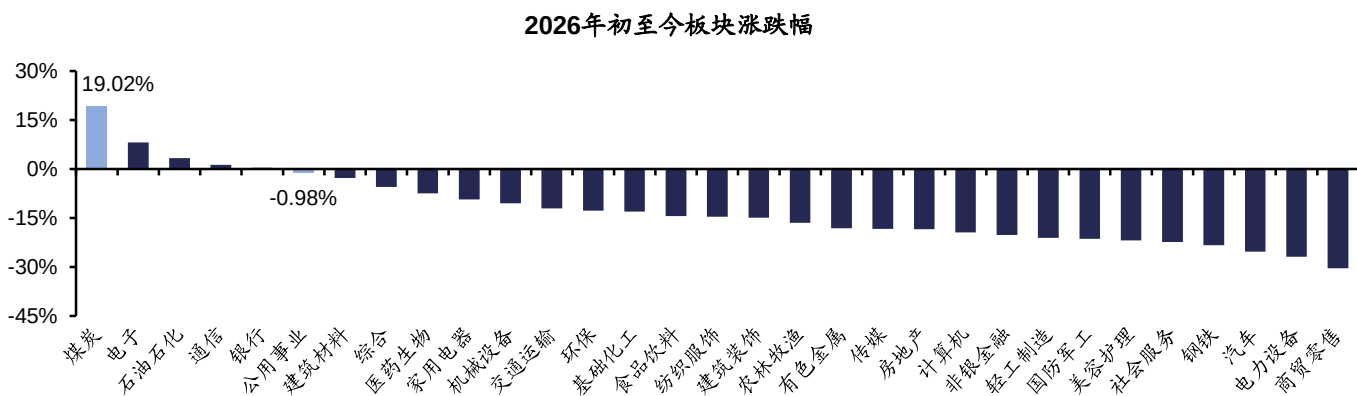


图表43：煤炭板块成交量/额占比近期有所回落



来源：iFind，国金证券研究所

图表44：年初至今煤炭上涨 19.02%，公用事业下跌 0.98%



来源：iFind，国金证券研究所

四、风险提示

煤价波动幅度超预期：若进口煤价格、国际能源价格扰动导致煤价超预期上涨，火电度电燃料成本可能重新抬升，压缩电量端和容量电价带来的盈利改善空间，并影响火电自由现金流转正、资产负债率下降及分红能力提升的持续性。

绿电装机及消纳情况不及预期：新能源全面入市后，绿电盈利对利用小时、市场化交易电价和消纳水平更加敏感。若风光装机继续高增但电网外送、调节电源及负荷增长不及预期，弃风弃光率可能抬升，大发时段电价折价扩大，导致绿电电量增长难以转化为收入和利润增长。

电力体制改革政策出台不及预期：电力市场化改革推进节奏慢于预期，或机制电价、容量补偿、辅助服务收益、系统运行费用分摊等细则落地不及预期，相关资产盈利稳定性和现金流改善可能弱于判断，影响公用事业化重估逻辑兑现。



行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。



特别声明：

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

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

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

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

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

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

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

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

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海

电话：021-80234211

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号

紫竹国际大厦 5 楼

北京

电话：010-85950438

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100005

地址：北京市东城区建国门内大街

新闻大厦 8 层南侧

深圳

电话：0755-86695353

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心

18 楼 1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究