长江证券 CHANGJIANG SECURITIES

证券研究报告



行业研究丨深度报告丨公用事业

瓦特与比特Ⅱ：旧电厂的新账本

请阅读最后评级说明和重要声明

报告要点

AI 产业链从比特向瓦特延伸，正推动市场重新审视电力资产的价值。“十四五”煤炭重估表明，盈利中枢确认、再投资约束与分红兑现，是实物资产重估的重要基础。电力与煤炭在现金创造能力和产业周期上具备可比基础，行业投资趋缓、用电需求增长为供需改善创造条件。电量电价修复、容量收入托底与存量折旧释放，有望共同支撑火电常态盈利；再投资压力缓解则有助于现金留存与股东回报提升。2027 年度长协有望成为火电盈利修复的重要催化，推动电力资产定价从短期价格弹性转向常态盈利和持续现金回报。

分析师及联系人



张韦华

SAC：S0490517080003

SFC：BQT627



司旗

SAC：S0490520120001



宋尚骞

SAC：S0490520110001



刘亚辉

SAC：S0490523080003



张子淳

公用事业

瓦特与比特 II：旧电厂的新账本

| 证券研究报告 |

2026-10-16

行业研究 | 深度报告

投资评级 看好 | 维持

从比特到瓦特：AI 产业链的延续与重塑

AI 行情沿产业链从“比特侧”的数据传输走向“瓦特侧”的供配电设备，而同属“瓦特侧”的国内发电资产尚未得到市场的明显关注，核心在于短期量价弹性尚未充分体现。发电资产的机会，究竟来自预期的业绩修复，还是多年的现金流价值重估？已经在国内资本市场实现重估的煤炭行业，为理解电力资产在 AI 叙事和实物资产重估背景下的价值提供了参照。

“十四五”煤炭资产的重估，对电力资产有何启发？

当下电力资产或同样处在价格机制、资本开支和股东回报重新平衡的起点，煤炭的重估历程因而具有借鉴意义。复盘 2021 年以来的行情，我们认为，盈利中枢的确认与股东回报的兑现，是煤炭持续重估的关键。具体来看，2021 年煤价冲顶带动利润上涨，但高价难以成为长期定价锚；2022 年长协新政抬升常态盈利预期，开启新一轮重估；2023 年以来，分红兑现进一步强化周期红利属性，市场定价重心逐步转向长期现金回报。

电力资产的重估：同构与差异

煤炭重估的核心在于现金流中枢上移，比较煤炭与火电的现金流，是判断这一逻辑能否借鉴的首要切入点。按利润与折旧合计折算至吨煤口径，二者现金创造能力相对接近，但火电折旧贡献更高，煤炭利润贡献更高。产业周期上，煤炭在供给扩张受约束后迎来盈利中枢上移；电力当前同样出现投资及新增供给增速趋缓、需求保持韧性的变化，供需再平衡为盈利预期修复创造了条件。相较煤炭，电力更有望体现为温和的价格修复与持续的现金回报。

修复与释放，火电盈利重估的内在支撑

从煤炭重估经验出发，火电价值的兑现同样需要落到盈利与现金回报的改善。电源投资趋缓有望减轻再投资压力，电量电价修复改善售电收益，容量补偿则与煤炭长协机制对常态盈利的支撑作用相呼应。成本端，机组实际运营年限可能长于相关设备的折旧年限。按 20 年折旧周期观察，2006-2010 年集中投产机组将在 2026-2030 年前后陆续进入折旧到期窗口，在机组持续运营及其他经营条件不变的情况下，折旧减少能够释放可观的税前利润。

2027 年度长协：火电重估的第一步

年内电价改善能否延续至年度长协，是火电景气预期走向盈利兑现的重要一环。煤价中枢较上一轮签约阶段抬升，增强发电侧争取成本传导的意愿；年内价格波动暴露补购风险，售电侧低价补购逻辑弱化，有望提高其对年度锁价价值的认可。成本支撑与采购选择的共同变化，正在改善年度谈判条件，为电价企稳修复提供支撑。随着谈判窗口临近，市场关注点有望由即期盈利压力转向下一年度电价改善，带动估值先行修复。

投资建议

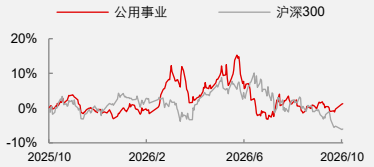
AI 产业链由“比特”延伸至“瓦特”，发电资产的投资价值值得重新审视。**以煤炭重估历程为参照，电价修复、容量收入托底与存量折旧释放，叠加再投资压力减轻，构成火电现金流价值重估的底色；2027 年度长协谈判则是估值修复的第一步催化。火电推荐国电电力、华能蒙电、陕西能源等煤电一体化标的，以及华能国际 H、华润电力 H、建投能源、福能股份等优质转型火电运营商；核电推荐中国核电、中广核电力 H；水电推荐长江电力、国投电力、川投能源。**

风险提示

1、电价政策调整不及预期风险；2、电力需求增长不及预期风险；

3、新增电源投产超预期风险；4、燃料成本及自然条件大幅波动风险。

市场表现对比图(近 12 个月)



资料来源：Wind

相关研究

- 《售电困局如何影响下一轮年度谈判？》2026-10-11
- 《《全国碳市场发展报告（2026）》发布，配额与 CCER 协同强化降碳激励》2026-10-11
- 《再生资源跟踪：2025 年我国回收总额达 1.39 万亿元，同比增 3.8%》2026-10-09

更多研报请访问
长江研究小程序

目录

从比特到瓦特：AI 产业链的延续与重塑 6
“十四五”煤炭资产的重估，对电力资产有何启发？ 8
2021 年：煤价冲顶，利润先行 8
2022 年：长协新政落地，盈利中枢上行 9
2023 年起：煤价单边下行，周期红利属性支撑 10
电力资产的重估：同构与差异 13
现金流体量相近，电力重估具备可比基础 13
产业周期驱动相似，电力重估引弓待发 14
修复与释放，火电盈利重估的内在支撑 17
电价的两重支撑：市场修复与机制托底 17
存量折旧逐步到期，时间红利陆续释放 20
2027 年度长协：火电重估的第一步 23
煤价重回上行，年度电价的修复空间有多大？ 24
低价补购逻辑生变，发售博弈迎来转向 25
投资建议 28
风险提示 29

图表目录

图 1：从代表性龙头公司来看，AI 产业链依次轮动上涨（左轴为 2025 年以来累计涨幅） 6
图 2：美股部分电力股表现也与科技股走势无异（左轴为 2021 年以来累计涨幅） 7
图 3：2021 年，现货煤价快速上涨，并创下历史最高（单位：元/吨） 8
图 4：2021 年煤炭指数跟随煤价同步快速上涨 9
图 5：2021 年煤炭指数当年涨幅仅次于新能源指数 9
图 6：2022 年现货煤价相较于 2021 年的高点回落（单位：元/吨） 9
图 7：2022 年煤炭指数在煤价下行背景下创下新高（单位：元/吨） 10
图 8：2022 年煤炭指数当年全市场表现最佳 10
图 9：2023 年起煤价单边下行（单位：元/吨） 10
图 10：2023 年煤价下行但煤炭股反而继续上涨（此处列示指数累计涨幅及超额收益） 11
图 11：2022 年后煤炭股企业自由现金流有一定恶化（单位：亿元） 11
图 12：十四五煤炭股分红金额系统性提升（单位：亿元） 11
图 13：从年度涨跌幅来看，煤炭股在 2021 年之后仅在 2024 年表现弱于中证红利指数 12
图 14：煤炭在中证红利的权重在十四五快速上行 12
图 15：火电企业和煤炭企业进行吨煤折算后，吨煤现金流具有可比性且相对接近（单位：元/吨） 13
图 16：2026 年二季度公用事业板块公募持仓跌至历史最低水平 14
图 17：相较于十三五，煤炭股在降价周期表现依然具有韧性 15
图 18：2023 年后，广东及江苏月度长协电价持续下降（单位：元/兆瓦时） 15
图 19：电源侧基本建设投资完成额从 2025 年已经开始负增长 16

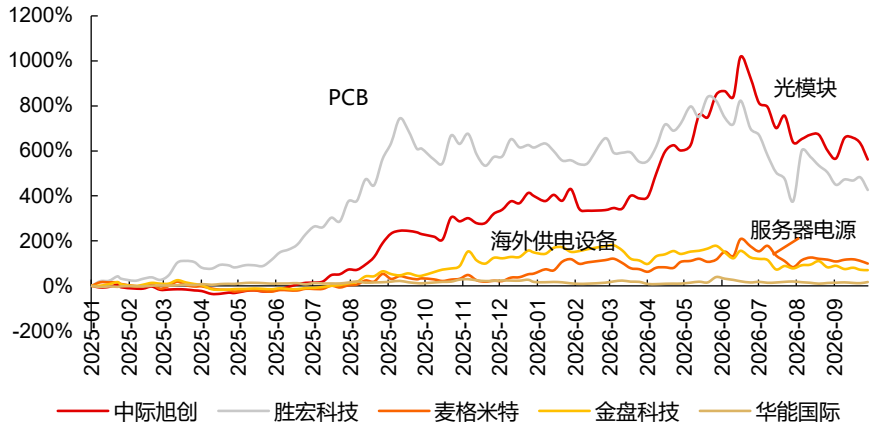
图 20：我们判断中国容量供需系数将会保持持续上行趋势 16
图 21：煤炭重估路径及其对火电的映射 17
图 22：现货煤价已经从 3 月份开始震荡上行（单位：元/吨） 18
图 23：液化天然气市场价也已经同比上涨（单位：元/吨） 18
图 24：江苏月度竞价 2026 年 2 月触底修复（单位：元/兆瓦时） 18
图 25：广东月度中长期综合价同比明显改善（单位：元/兆瓦时） 18
图 26：主要火电公司二季度电价压力边际缓解（单位：元/千瓦时，同比为绝对值降幅） 19
图 27：不同容量电价水平对应度电补偿情况（单位：元/千瓦时） 20
图 28：以浙能电力为例火电折旧占营业成本比重约为 8%-10% 21
图 29：火电净新增装机情况（单位：万千瓦） 21
图 30：火电机组折旧到期占比将会越来越高 21
图 31：以华能国际为例，据我们测算“十五五”期间将迎来折旧集中释放（单位：亿元，测算值） 22
图 32：华能国际折旧到期对盈利的贡献（单位：亿元，测算值） 22
图 33：影响年度长协电价水平的主要因素 23
图 34：秦港动力煤（Q5500）平仓价与主要省份年度长协电价走势复盘 24
图 35：2024 年以来港口煤价趋势（单位：元/吨） 25
图 36：不同煤价与有效传导比例下的电价修复空间 25
图 37：2023-2025 年广东月度综合价单边下行（单位：元/兆瓦时） 26
图 38：广东 2023-2025 年现货电价趋势（单位：元/兆瓦时） 26
图 39：近年来广东售电公司度电获利情况（单位：分/千瓦时） 26
图 40：广东售电公司亏损面大幅扩大 26
图 41：售电公司年度谈判策略 27

表 1：2022 年新一轮煤炭中长期价格约束区间前后差异 9
表 2：主要火电央企度电现金流折吨煤（华电国际无同口径数据故无法测算） 13
表 3：主要煤炭企业吨煤现金流 14
表 4：2026 年以来各类电源新增装机及同比（单位：万千瓦） 15
表 5：我国容量电价制度安排及代表性省份可靠容量补偿机制 19

从比特到瓦特：AI 产业链的延续与重塑

2025 年以来的 AI 催化的科技行情下，沿产业链依次向上游传导路径清晰，市场先为算力传输定价，光模块的业绩和股价率先抬升；随后，服务器与交换机陆续放量，市场关注点转至 PCB、铜箔和电子布。与此同时，得益于机柜功率密度的提高，服务器电源成为新的交易对象。与此同时，电能从机柜走向园区，电网设备和变压器出海又承接了这部分市场的定价预期。无论金融市场如何演绎，在再工业化背景下发挥与工业革命中石油一般作用的实物资产，我们沿着一度电的流向观察，行情已经从“比特侧”的数据传输，走向“瓦特侧”的供配电设备。行情的极致演绎和逐步扩散，可以归结于一个极为清晰的逻辑，即 AI 扩张下需求快速增长，但供给侧放量迟缓，进而带来产业供需错配的“量价双升”机遇。

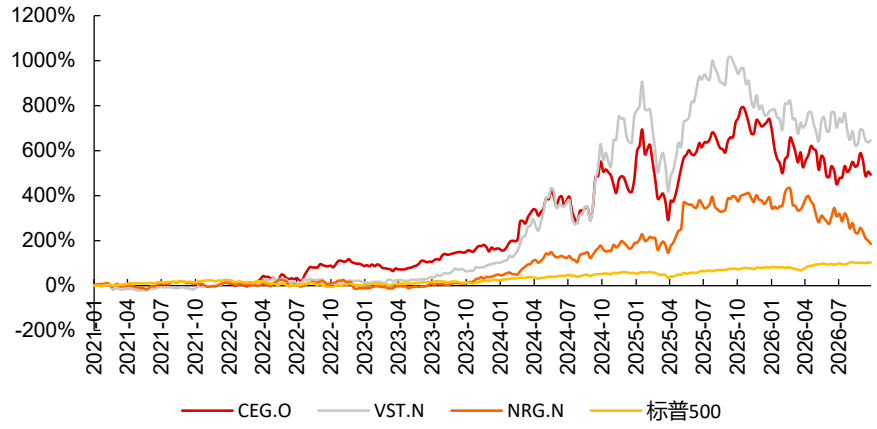
图 1：从代表性龙头公司来看，AI 产业链依次轮动上涨（左轴为 2025 年以来累计涨幅）



资料来源：Wind，长江证券研究所

在这一产业链系统性机遇下，同属“瓦特侧”的发电资产并没有得到市场的明显关注，其背后核心在于短期带来的量价弹性并未在国内电力资产中体现。但是，我们在《瓦特与比特：中美 AI 的另一本账单》中曾明确指出，在 AI 快速发展催化的新一轮周期中，美国用电需求的快速爆发，难以避免地将带来电能实物资产的新一轮通胀，而且美国工业用能成本相较于中国工业用能成本的相对优势，将会被在“高成本—高利率—高折旧”的逻辑传导下抹平，电价本质作为工业国的隐性汇率意味着国内电价将具备再次真实反映系统价值的重估空间。在国内供需关系从宽松走向平衡的过程中，我们长期认为煤电有望充分受益于市场化电价改善、容量电价完善和辅助服务收入增长带来的修复预期。而对于资产市场而言，市场对于电力产业的电价中枢回暖预期同样有望逐步兑现，事实上海外发电侧资产在这一轮产业革命下已经充分体现这一传导关系，诸如 CEG、VST 等美股上市公司股价与科技股股价表现也呈现出相似的节奏。

图 2：美股部分电力股表现也与科技股走势无异（左轴为 2021 年以来累计涨幅）



资料来源：Wind，长江证券研究所

本文作为系列深度研究，建立在我们在此前讨论 AI 对远期产业端的价值重塑基础上，因此不再过多讨论新需求带来的价值增益，而是以新的视角，既远眺天空、又回顾历史，从已经在国内资本市场上实现重估的煤炭行业背后逻辑出发，探讨电力资产在 AI 叙事和实物资产重估路径下的价值可能。

“十四五”煤炭资产的重估，对电力资产有何启发？

“十四五”煤炭资产的价值演绎提供了一个可借鉴的参考样本，我们认为当下电力资产或同样处在价格机制、资本开支和股东回报重新平衡的起点之上。2021 年以来，煤炭股的定价重心经历了从价格上涨带来的利润弹性，到长协机制确立后的现金流中枢长周期上移，再到分红回报兑现的转变。**沿着煤炭股的时间线复盘，我们将探讨未来电力股的机会，重点究竟来自于预期的业绩修复，还是应该关注多年的现金流价值重估。**

2021 年：煤价冲顶，利润先行

煤价急涨，率先点燃市场的业绩预期。2021 年复工复产推升用煤需求，三季度电力供应偏紧又放大了市场对冬季库存的担忧，动力煤价格开始加速上行，至 2021 年 10 月中旬现货煤价一度涨超 2500 元/吨，创下空前的历史高点。但这一轮价格尖峰很快碰到下游承受边界：10 月 19 日国家发展改革委研究依法干预煤价并推进保供增产，当年年末动力煤现货价格快速回落至 800 元/吨，跌幅高达约 69%。

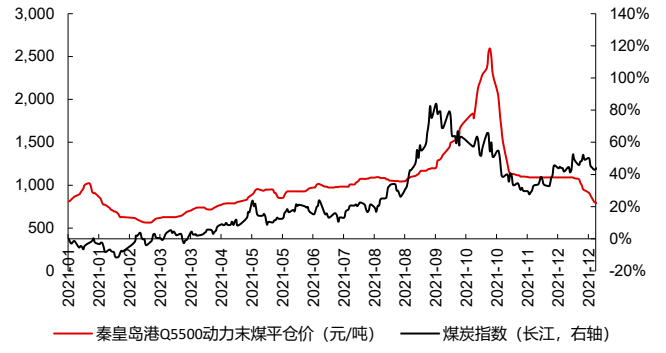
图 3：2021 年，现货煤价快速上涨，并创下历史最高（单位：元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

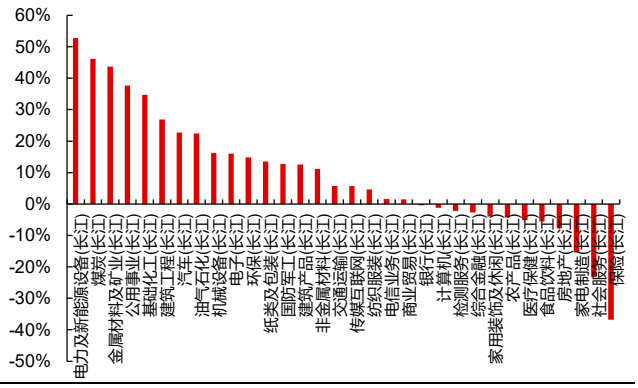
在煤价上涨过程中，出现煤价越涨，指数越跌的这一反常现象。尤其是在 9 月 13 日开始，此时煤价仍仅 1203 元/吨，较此后的最高点仍有翻倍空间，但是在随后煤价上涨过程中，煤炭指数快速回落，其背后正是国家层面打压煤价预期愈发强烈，实际上之后所发生的发改委行政干预也印证了市场的这一担忧。也就是说，2021 年煤炭股价的强势表现，核心可以归结于煤炭价格的快速回暖，但随后的股价回撤也表明，高价可以迅速改变当期利润预期，却不能自动演变成市场对一类资产的长期定价锚。这也是价格主导阶段的核心矛盾：煤炭承担电力保供，上游利润不能长期以电厂亏损和工业成本失控为代价。

图 4：2021 年煤炭指数跟随煤价同步快速上涨



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 5：2021 年煤炭指数当年涨幅仅次于新能源指数



资料来源：Wind，长江证券研究所

2022 年：长协新政落地，盈利中枢上行

煤炭高价现货回落，长协基准价却正式上移。从现货煤价的角度，2022 年煤价相较于 2021 年的高点显著回落，再未触及 2000 元/吨的高点，但是相较于现货煤价的剧烈波动，长协价格中枢系统性上移得到政策层面的认可，才是煤炭长期价值重新扭转的关键。2022 年 2 月国家发展改革委明确煤炭价格形成机制，自 5 月起正式实施：此前多年，秦皇岛港 5500 大卡下水煤年度长协的合同基准价为 535 元/吨；新一轮基准价升至 675 元/吨，也就是说基准就已经超出此前长期执行长协价格红色区间的上沿，国家层面正式认可煤炭价值的系统性上移。

图 6：2022 年现货煤价相较于 2021 年的高点回落（单位：元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

表 1：2022 年新一轮煤炭中长期价格约束区间前后差异

项目	单位	2017-2021 年	2022 年 5 月起
上限	元/吨	600（红色区间线）	770
中枢	元/吨	535	675
下限	元/吨	470（红色区间线）	570

资料来源：国家发改委，长江证券研究所（注：根据《关于平抑煤炭市场价格异常波动的备忘录》，红色区间为煤价异常上涨或下跌区间）

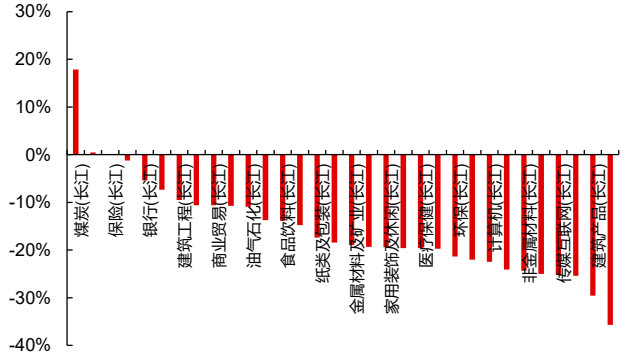
对于煤炭资产而言，在国家系统性认可价格中枢上移后，市场对煤炭价格长周期预期也直接上修，由于其成本短期内并不会有太大变化，那么也就意味着至少从政策层面上肯定了煤炭行业利润中枢的上行。而且，在 2022 年全年市场相对偏弱的表现中，煤炭价格虽未再创新高，但是煤炭股表现极为优异，指数突破前高，并且在全部行业分类中全年表现第一。

图 7：2022 年煤炭指数在煤价下行背景下创下新高（单位：元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 8：2022 年煤炭指数当年全市场表现最佳

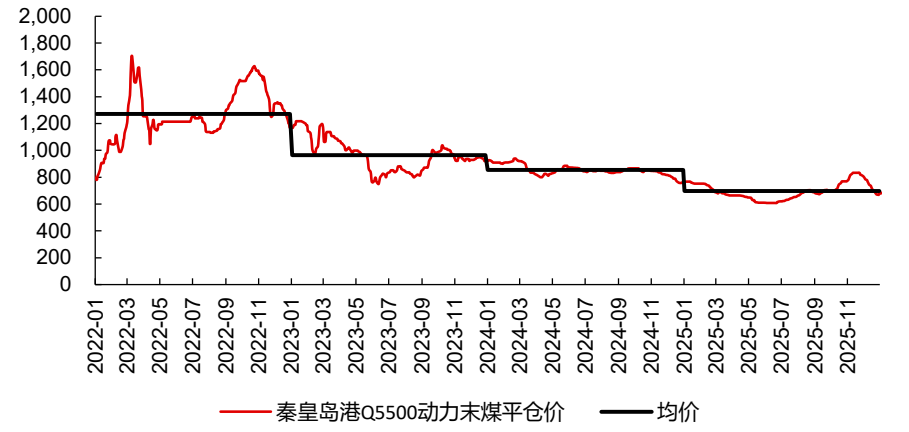


资料来源：Wind，长江证券研究所

2023 年起：煤价单边下行，周期红利属性支撑

虽然相较于 2021 年的极端高价有一定下降，但根据国家发改委在出台中长协新政的要求，现货煤价合理区间上限为长协价格上限的 1.5 倍即 1155 元/吨，2022 年全年高达 1272 元/吨的现货煤均价依然超出政策要求的合理区间上沿。极高的煤价难以长期持续，从 2022 年下半年开始，随着俄乌冲突对全球能源价格影响的淡化，煤炭价格也逐步回落，并在随后的三年中连年下降，从 2022 年全年 1272 元/吨下降至 2025 年的 697 元/吨，累计跌幅达 45%。

图 9：2023 年起煤价单边下行（单位：元/吨）

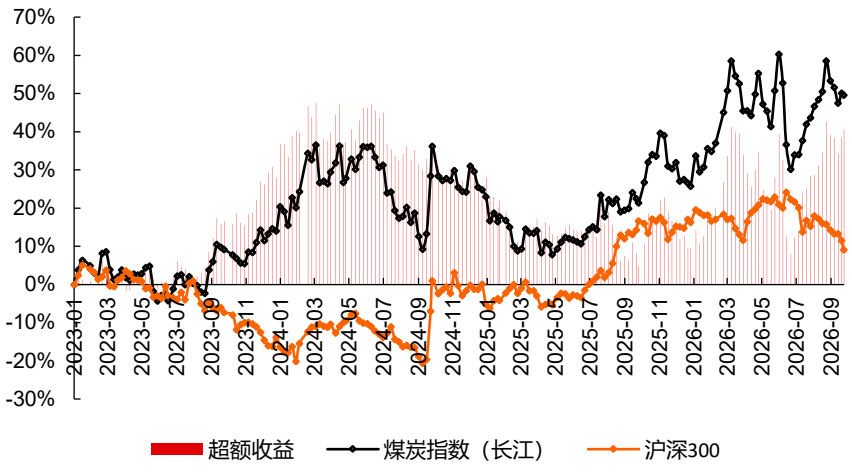


资料来源：Wind，长江证券研究所

然而，现货煤价的偏弱表现并未体现在煤炭股价表现上，煤炭股 2023 年继续上涨，其背后核心在于煤炭股的红利属性已经足够明确，尤其在“双碳”背景下，行业消费量上行空间受到约束，远期资本开支难有较大空间，板块现金流显著好转。板块核心龙头公司中国神华在 2022 年明确承诺 2022-2024 年分红比例不低于 60%，并且于 2024 年将

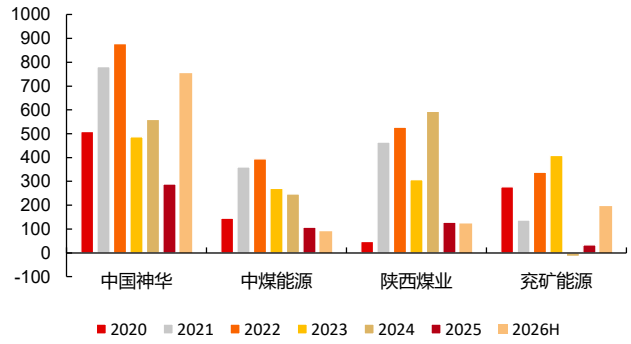
分红比例承诺进一步提升至 65%，实际分红更是一直稳定在 70%以上。而且，在 2022 年之后，从报表角度来看，煤炭公司由于高煤价以及政策导向下资本开支边际增加且利润体量随着煤价回落而下降，现金流存在有一定恶化，但如同当时的高煤价难以撼动长期价格中枢判断一样，短期资本开支上行趋势在“双碳”背景下难以长期延续，且分红回报一定程度上平滑了现金流波动对股东预期影响，资本市场对煤炭股的信心实际上进一步强化。

图 10：2023 年煤价下行但煤炭股反而继续上涨（此处列示指数累计涨幅及超额收益）



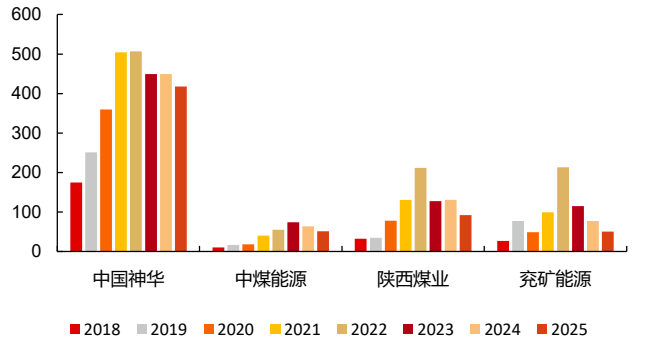
资料来源：Wind，长江证券研究所

图 11：2022 年后煤炭股企业自由现金流有一定恶化（单位：亿元）



资料来源：Wind，长江证券研究所

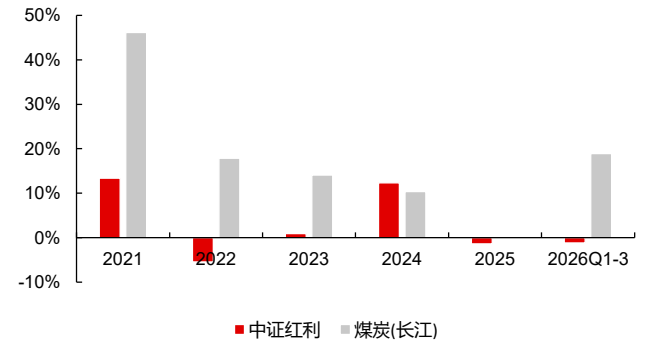
图 12：十四五煤炭股分红金额系统性提升（单位：亿元）



资料来源：Wind，长江证券研究所

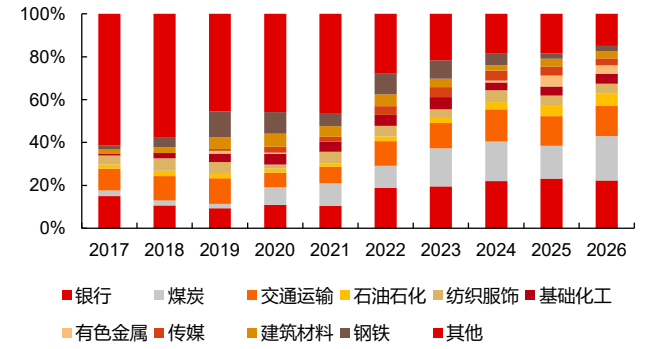
作为周期红利的代表，煤炭股依然存在较强的周期属性，煤价的持续下降依然会对公司自由现金流以及分红能力产生一定负面影响。不过，相对而言，在行业贝塔偏弱环境下，煤炭股表现似乎也在一定程度上淡化了短期盈利的负面影响，而更多着眼于远期盈利或者现金流预期。2024 年及 2025 年煤炭价格连续下降的压力下，煤炭股相较于中证红利指数而言，仅在 2024 年略微跑输指数 1.91 个百分点，2025 年在煤价压力更大环境下全年下跌 0.1 个百分点，跑赢中证红利 1.29 个百分点。

图 13：从年度涨跌幅来看，煤炭股在 2021 年之后仅在 2024 年表现弱于中证红利指数



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 14：煤炭在中证红利的权重在十四五快速上行



资料来源：Wind，长江证券研究所

回顾 2021 年以来煤炭股的持续行情，市场定价的重心从现货煤价转向长期现金回报：长协新政以及煤价中枢抬升并平滑了盈利中枢，扩张性资本开支趋于克制，使更多利润留在现金流中，持续的高比例分红最终让股东回报变得可预期、可实现。从实际可支配现金流角度，利润、折旧和资本开支这三项中，我们不难发现，其中至少两项其实都兑现了积极方向的重要变化。我们认为，在这一过程有三个尤其值得关注的转折：煤价快速回落后，盈利底部与定价机制的确认反而开启了新一轮行情；煤炭股的分红兑现，让稳定盈利进一步转化为估值提升；2021 年价格冲顶引发政策干预，也划出了极端涨价的边界。沿着这些转折，我们将讨论的重心重新拉回电力行业，探讨电力资产从现金流及产业周期的维度，在 AI 投资、实物资产、“双碳”时代等大背景共振下可以有怎样的借鉴意义。

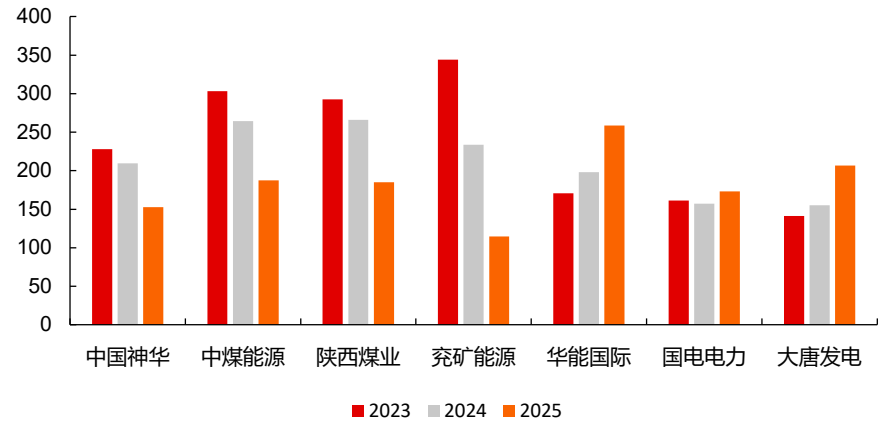
电力资产的重估：同构与差异

现金流体量相近，电力重估具备可比基础

前文的复盘已经清晰表明，煤炭的价值重估核心在于其现金流中枢的上移，那么煤炭现金流与火电现金流的对比就成为了必要、甚至首要的选项。长期以来，市场更愿意把煤炭视为商业模式简单、利润结构更好的上游资源品，而**火电则长期被视为受燃料和电价两端挤压的“伪公用事业”，因此资源品的煤炭资产现金流要远远优于火电资产。**

然而，火电度电耗煤量可将度电折算为吨煤口径，如果将二者经营现金流均折成吨煤后进行直接对比，测算结果显示可能刻板的预设结论并不正确。事实上，火电与煤炭资产的现金流实际并非天差地别，过去三年平均现金流折算成吨煤后，虽未考虑热值及长协煤比例差异，华能国际/国电电力吨煤现金流中枢约为 209/164 元/吨，而中国神华/陕西煤业分别为 197/248 元/吨，二者表现相对接近。**但从结构上来看，火电现金流更多由折旧贡献，而煤企的现金流更多由利润贡献，不过由于单位现金流体量接近，煤炭价格的波动对二者影响幅度也是接近的，那么也就是说，煤炭企业得益于现金流中枢上移继而对行业价值重估的底层逻辑，在火电企业层面实际上也同样具备。**

图 15：火电企业和煤炭企业进行吨煤折算后，吨煤现金流具有可比性且相对接近（单位：元/吨）



资料来源：Wind，各公司公告，长江证券研究所

表 2：主要火电央企度电现金流折吨煤（华电国际无同口径数据故无法测算）[1]

公司	度电利润总额（元/千瓦时）			度电折旧摊销（元/千瓦时）			度电现金流（元/千瓦时）			折吨煤现金流（5000 大卡，元/吨）		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025
华能国际	0.016	0.023	0.042	0.054	0.058	0.064	0.070	0.082	0.106	170.8	198.2	258.8
国电电力	0.035	0.032	0.037	0.031	0.032	0.035	0.066	0.065	0.071	161.2	157.4	173.3
大唐发电	0.011	0.016	0.033	0.046	0.047	0.051	0.057	0.063	0.084	141.4	155.0	206.7

资料来源：Wind，各公司公告，长江证券研究所

[1] 此处的度电折旧摊销中，由于除国电电力以外均未披露单火电业务的折旧摊销，因此此处华能国际及大唐发电使用公司整体度电折旧。

表 3：主要煤炭企业吨煤现金流[2]

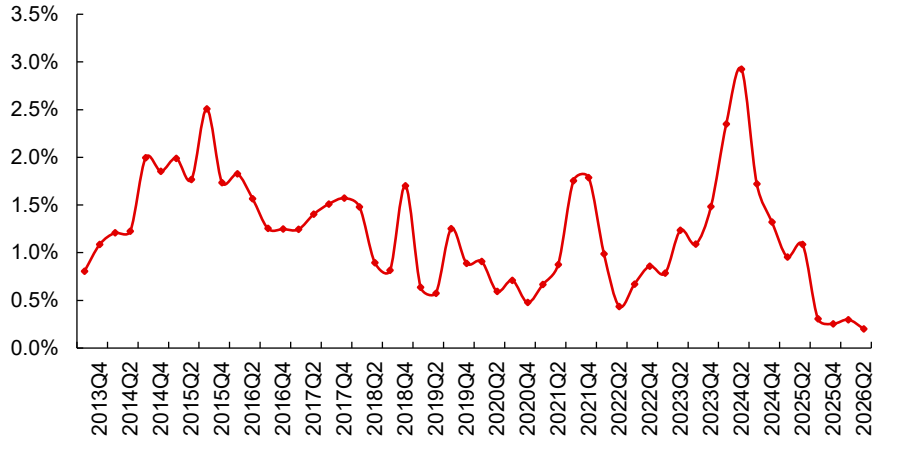
公司	自产煤吨煤利润总额（元/吨）			自产煤吨煤折旧摊销（元/吨）			吨煤现金流（元/吨）		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025
中国神华	204.2	188.5	130.5	23.7	21.0	22.2	227.9	209.5	152.7
中煤能源	263.4	231.5	152.8	39.8	32.9	34.5	303.2	264.4	187.3
陕西煤业	263	233.7	151.1	29.6	32.5	33.9	292.6	266.2	185.0
兖矿能源	275.7	175.2	55.5	68.6	58.5	59.1	344.3	233.7	114.6

资料来源：Wind，各公司公告，长江证券研究所

产业周期驱动相似，电力重估引弓待发

实际上，不仅仅是现金流体量的接近，相似的还有资产的生命周期趋势。“十三五”时期的供给侧改革后，煤价虽有短期反弹，但基本长期处在低位，市场对煤炭股的关注并不高，板块表现也并不尽如人意；2021 年煤价冲顶时，股价也很快受到政策限价预期压制。真正开启行情的，是高价回落之后长协机制抬升了常态盈利预期，随后对现金流的重视和分红的兑现。电力股近年来面对的也是一段类似的压抑期：2023 年以来，市场化交易电价逐步走弱，新增装机快速释放，行业价格预期持续走弱，产业周期持续下行。此时此刻正如彼时彼刻，电力股所受到的市场关注也降至十年最低水平，行业持仓跌至峰值的不足 10%，重大的系统性重估一定不会发生在拥挤的地方。

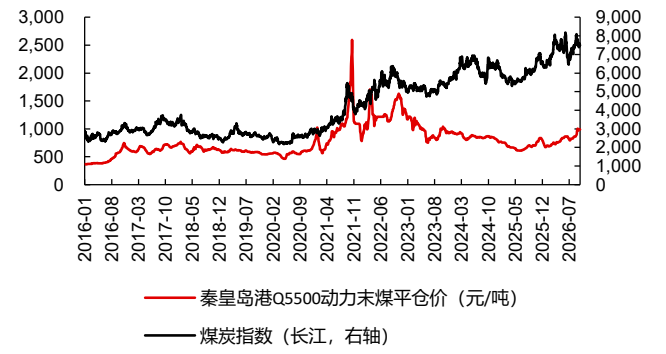
图 16：2026 年二季度公用事业板块公募持仓跌至历史最低水平



资料来源：Wind，长江证券研究所

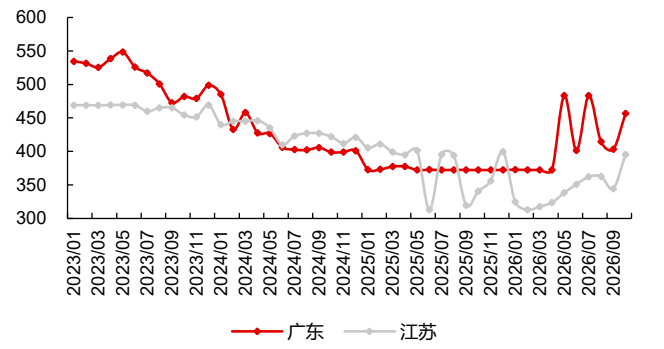
[2] 此处的吨煤折旧摊销中，陕西煤业由于未披露煤炭的摊销费用，因此此处使用公司无形资产摊销作为近似值进行测算。

图 17：相较于十三五，煤炭股在降价周期表现依然具有韧性



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 18：2023 年后，广东及江苏月度长协电价持续下降（单位：元/兆瓦时）



资料来源：广东电力交易中心，江苏电力交易中心，长江证券研究所

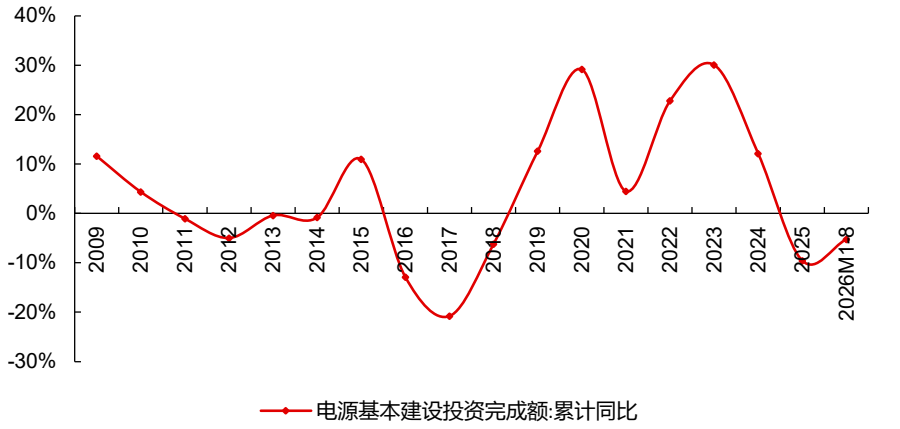
国内电源的积极变化，使得行业供给侧有复刻煤炭产业历史的潜力。2025 年新增发电装机仍创高位，难言电力行业已经实现出清，但 2026 年以来，国内新增机组投产量持续回落，1-8 月份我国全电源新投产装机达到 2.2 亿千瓦，同比下降 37.24%，其中光伏新增装机降幅较大，背后核心在于 136 号文使得新能源电价不再执行固定标杆电价，而是通过市场以机制电价的手段调整新增机组意愿。虽然火电装机仍有增长，但其背后系“十四五”收官之年的尾工项目在 1-2 月份集中投产，实际上从 3 月份之后国内新增火电也在快速回落。从电源投资的角度而言，虽然 2025 年新投产机组规模创历史高位，但是当年电源侧投资完成额已经同比下降了 9.57%，且 2026 年 1-8 月份继续同比下降了 5.23%，由于电源侧投资增速对未来新增机组具有较强指引，那么也就意味着电源供给侧体量或将延续收缩趋势。**整体而言，我们认为发电企业未来仍会建设新项目，但投资的回收期限、区域成交价格与配套调节成本将更直接地约束扩张节奏。相较于煤炭当年新矿供给受限后重估存量资源，我们认为电源侧未来的演绎路径或更接近于新增投资先降速，优先逐步消化前期装机高增带来的价格压力，价格信号相对更有观测领先性。**

表 4：2026 年以来各类电源新增装机及同比（单位：万千瓦）

月份	全电源	同比	火电	同比	水电	同比	核电	同比	风电	同比	光伏	同比
1-2 月	6591	14.20%	1996	203.20%	122	-36.00%	121	-	1104	15.00%	3248	-18.00%
3 月	1791	-43.90%	407	-33.00%	20	-10.10%	0	-	473	-11.40%	891	-56.00%
4 月	2242	-59.30%	397	-20.60%	103	99.20%	241	-	549	2.70%	952	-79.10%
5 月	1849	-85.41%	438	-4.16%	164	173.33%	0	-	379	-86.02%	868	-90.81%
6 月	3397	19.44%	598	-27.34%	194	185.29%	0	-	1357	162.98%	1248	-13.09%
7 月	3527	8.06%	1194	-30.58%	81	-58.67%	0	-	845	269.00%	1408	25.60%
8 月	2752	34.77%	841	6.59%	67	-29.47%	120	-	619	46.68%	1104	50.20%
累计	**22149**	**-37.24%**	**5871**	**8.18%**	**751**	**9.80%**	**482**	**-**	**5326**	**-9.84%**	**9719**	**-58.24%**

资料来源：Wind，长江证券研究所

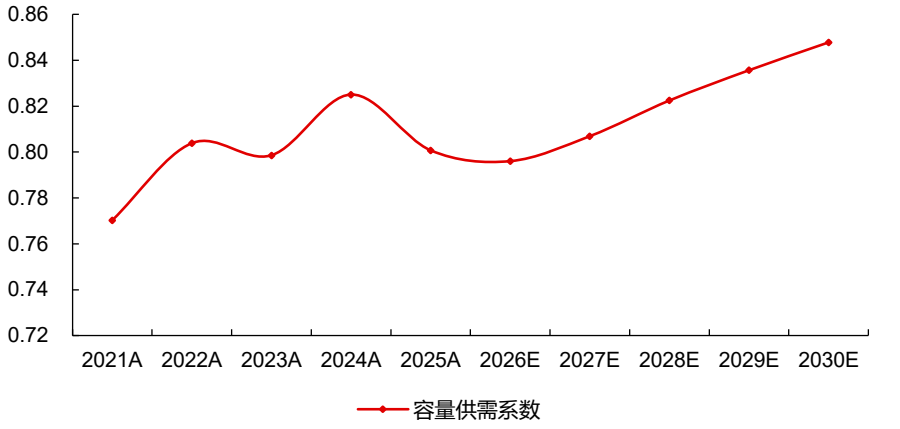
图 19：电源侧基本建设投资完成额从 2025 年已经开始负增长



资料来源：Wind，长江证券研究所

与供给边际放缓相对的，是电力需求仍在增长，且增长确定性明确。虽然受偏凉气温拖累，城乡居民制冷需求偏弱导致城乡居民用电增速有所下滑，但 2026 年 1-8 月全社会用电量依然同比增长 4.3%。随着经济的稳步增长，全社会用电增速依然具备较强的韧性，然而煤炭需求进入平台期后，价格中枢上移需要更强的供给约束，电力则同时承接工业、居民和终端能源电气化带来的增量需求。而且，我们在《瓦特与比特：中美 AI 的另一本账单》就曾指出，以全社会最大负荷除以有效发电能力衡量，供需容量系数或将保持持续上行的长期产业趋势，全国电力平衡表有望保持总量紧平衡，但区域性、时段性供需紧张将持续增多，依靠过剩供给长期压低市场价格的空间随之收窄。

图 20：我们判断中国容量供需系数将会保持持续上行趋势



资料来源：Wind，长江证券研究所

回看煤炭股的重估，值得电力借鉴的更多在于低关注度之后，供给扩张放缓、盈利底部逐渐清晰，存量资产的现金流最终通过分红回报被市场重新认识。火电与煤炭的单位现金流体量相近，如今电力也开始出现投资增速回落、需求保持韧性的重要变化。虽然电价受终端承受能力约束，火电电价难以复制煤价的大幅上涨，但实际上现货煤价也不代表全部煤价，而考虑到电力需求仍在增长，新能源入市使新增项目更受投资回报约束，容量电价也让固定成本的回收不再完全依赖年度交易价格。**我们认为电力股的机会将在供需逐步再平衡中，表现为温和的价格修复、更长的现金回收期，以及最终能够兑现的股东回报，行业的长期叙事已经在发生重要变化。**

修复与释放，火电盈利重估的内在支撑

从煤炭股的重估经验出发，火电价值的兑现，同样需要落到盈利与现金回报的改善。复盘煤炭的重估路径，煤炭股行情的延续，既来自长协机制对常态盈利的支撑，也来自资本开支约束下持续兑现的分红。即使现货煤价回落、短期现金流有所波动，市场仍可以围绕更长周期的股东回报为资产定价。火电在未来如果想要走出类似的价值修复，同样需要回答盈利中枢与回报稳定性的重要问题。

前文我们所讨论的电源投资趋缓，也为火电行业再投资压力逐步减轻、经营现金更多转化为股东回报提供了现实基础。在此之上，电价机制完善与存量资产折旧释放，有望从收入和成本两端进一步支撑盈利改善。

图 21：煤炭重估路径及其对火电的映射



资料来源：长江证券研究所

电价的两重支撑：市场修复与机制托底

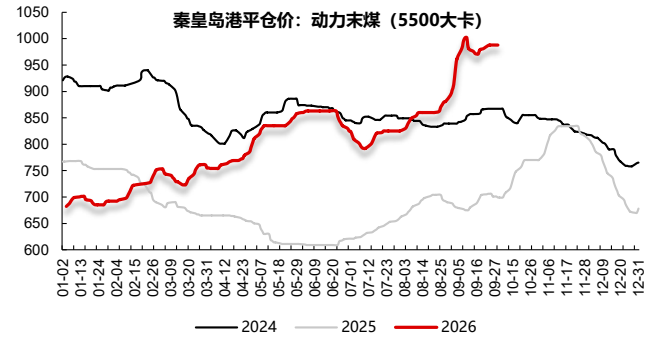
电量电价与容量电价共同构成煤电的主要售电回报。前者更多受到燃料成本、供需格局和交易条件影响，后者为可靠出力提供固定成本回收渠道。**对于火电盈利而言，需要同时观察市场价格能否修复，以及机组承担保供任务的回报能否更充分体现，电量市场的边际改善与容量机制的逐步完善，共同构成本轮电价变化值得关注和跟踪的重要方向。**

电量电价：市场逐步回暖，年度修复可期

供需预期改善叠加燃料成本抬升，电价修复窗口迎来重要支撑。电源投资与新增装机增速回落，而用电需求仍保持韧性增长，供需逐步再平衡有望缓解电量市场的价格压力。与此同时，2026 年 3 月以来煤价震荡上行，截至 9 月底 2026 年以来煤炭价格均价

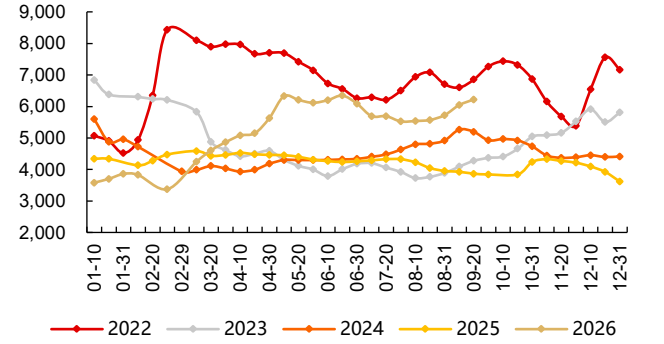
809.35 元/吨，同比提升 135.22 元/吨；国内液化天然气价格也已经在 3 月末开始实现同比上涨，且市场预期四季度在需求和补库的共振催化下有望价格持续强势。

图 22：现货煤价已经从 3 月份开始震荡上行（单位：元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

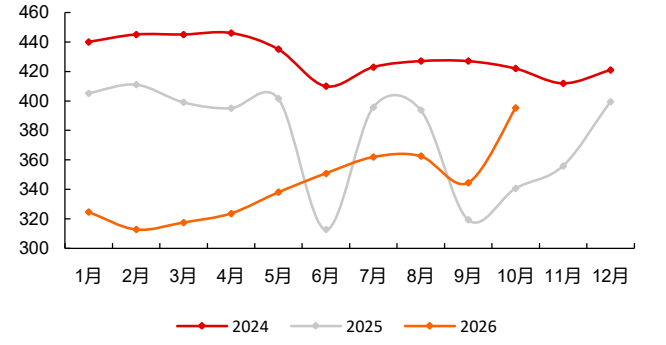
图 23：液化天然气市场价也已经同比上涨（单位：元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

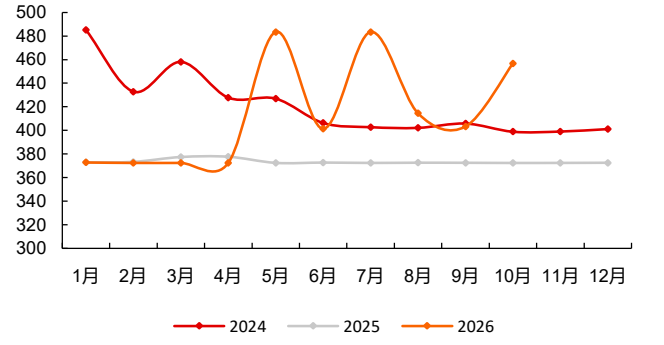
高频电价改善已经验证，强化年度电价修复预期。从广东、江苏等沿海重点省份来看，现货及月度电价均已经呈现修复趋势，江苏月度竞价电价自 2026 年 2 月触底后总体呈修复趋势，虽有阶段性波动，但 10 月已回升至 395.32 元/兆瓦时；广东月度中长期交易价格自 5 月以来多数月份高于去年同期，年内改善趋势和空间均较为明显。公司层面的综合电价也呈现积极变化：2026 年二季度，华电国际综合电价同比转为增长，大唐发电、国电电力及华能国际同比降幅均较一季度收窄，华电国际与华能国际环比亦有所回升。尽管区域布局与交易结构使各家公司修复节奏存在差异，从市场交易价格到主要公司表现，电价压力边际缓解迹象已逐步显现，为火电经营回报改善提供支撑。

图 24：江苏月度竞价 2026 年 2 月触底修复（单位：元/兆瓦时）



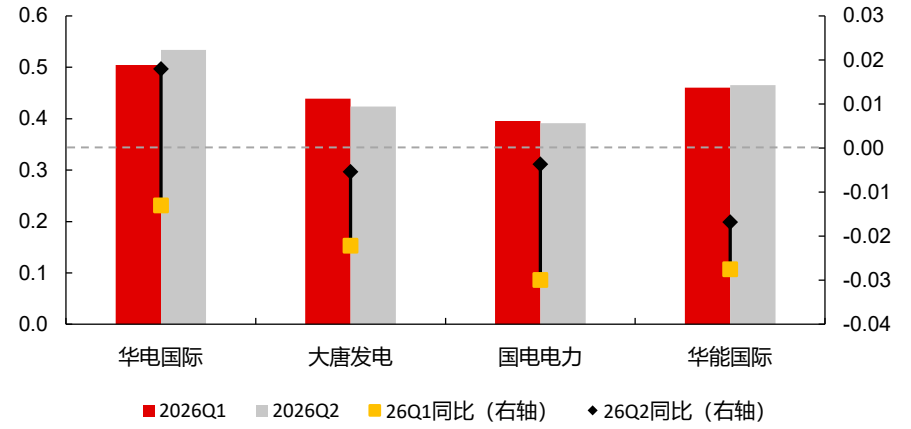
资料来源：Wind，江苏电力交易中心，长江证券研究所

图 25：广东月度中长期综合价同比明显改善（单位：元/兆瓦时）



资料来源：Wind，广东电力交易中心，长江证券研究所

图 26：主要火电公司二季度电价压力边际缓解（单位：元/千瓦时，同比为绝对值降幅）



资料来源：Wind，公司公告，长江证券研究所

从年内交易回暖到全年收入改善，2027 年度长协是重要的兑现窗口。现货与月度价格回升，为新一轮年度签约提供了更积极的参照。随着后续合同重定价，电量电价修复有望逐步体现于公司的平均售电价格。我们认为，成本与供需支撑叠加年内交易验证，2027 年电量电价有望迈上修复台阶。

容量电价：可靠出力有价，盈利底盘渐稳

电量电价修复之外，容量机制的完善，为火电常态盈利提供了另一重支撑。在前文对于煤炭行业的复盘中，我们着重指出长协机制对盈利预期的影响，是行业重估的重要转折变化。对于煤电资产，容量收入同样有助于市场判断其持续经营的回报基础。容量收入将部分固定成本回收与实际发电量适度分离，使保供与调节功能在收入端有所体现，减轻机组仅依靠电量交易回收成本的压力，同时也弱化了火电收入对煤价的敏感性。

现行煤电容量机制已形成制度基础。发改价格〔2023〕1501 号明确，容量电价测算采用每千瓦每年 330 元的统一固定成本标准，2026 年起各地回收比例提升至不低于 50%，对应标准为不低于 165 元/千瓦·年。该机制适用于符合规定的公用煤电机组，实际电费与申报出力、地方执行及考核挂钩。

容量补偿向可靠出力进一步靠拢，为煤电功能转型提供了制度方向。发改价格〔2026〕114 号允许各地结合市场建设、煤电利用小时等情况进一步提高固定成本回收比例，并提出在现货市场连续运行后有序建立可靠容量补偿机制。补偿以顶峰能力为基础，兼顾市场未回收固定成本、供需与用户承受能力；机制建立后，相关机组与原容量电价衔接切换。随着地方安排落地，具备持续可靠出力能力的机组，有望更充分地体现其系统价值。

表 5：我国容量电价制度安排及代表性省份可靠容量补偿机制

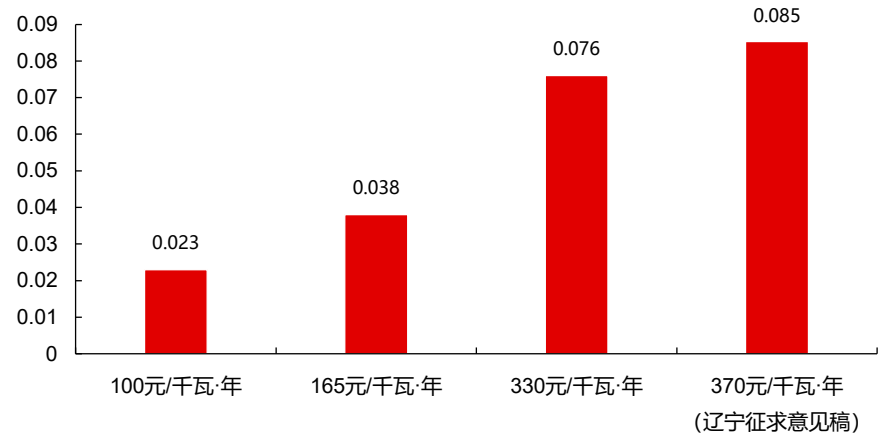
时间	发文机构	文件	核心内容
2023 年 11 月	国家发展改革委、国家能源局	《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号）	自 2024 年起建立煤电容量电价机制，统一采用 330 元/千瓦·年的固定成本测算标准；2024-2025 年多数地区回收比例约 30%、部分地区约 50%，2026 年起各地不低于 50%，对应不低于 165 元/千瓦·年。适用于符合规定的公用煤电机组，实际容量电费与申报出力及考核挂钩。

2025 年 12 月	甘肃省发展改革委等	《关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知（试行）》（甘发改价格规〔2025〕4 号）	自 2026 年 1 月 1 日起执行，补偿范围暂包括合规在运的公用煤电机组、电网侧独立新型储能，均不含直流配套电源。可靠容量补偿标准暂定 330 元/千瓦·年，年度容量电费按“申报容量×补偿标准×容量供需系数”计算，申报容量不得超过可靠容量，并实施出力考核及年度清算。通知试行至 2027 年 12 月 31 日。
2026 年 1 月	国家发展改革委、国家能源局	《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114 号）	**各地可结合市场建设、煤电利用小时等情况进一步提高固定成本回收比例；在现货市场连续运行后，有序建立可靠容量补偿机制，按机组顶峰能力予以补偿。**补偿标准以边际机组在电能量及辅助服务市场未回收的固定成本为基础，统筹考虑供需、用户承受能力等因素；机制建立后，相关机组与原容量电价机制衔接切换。

资料来源：Wind，长江证券研究所

新能源渗透率提升与用电负荷增长，为容量价值进一步兑现提供了基础。随着新能源发电占比提高，电力系统在满足全年电量需求的同时，也更加需要保障关键时段的可靠出力。一方面，新能源出力增加可能挤压煤电利用小时，而机组维持可用状态所需的固定成本仍然存在，仅依靠电量收入回收成本的压力随之加大；另一方面，用电负荷稳步增长，尤其是尖峰负荷抬升，仍需要可靠电源提供支撑。**当前的供需预期与电力系统安全稳定运行的要求，为容量补偿机制进一步完善、固定成本回收比例逐步提高提供了基础，容量电价仍具备潜在向上空间，且容量供需系数的上行将加速这一过程。**

图 27：不同容量电价水平对应度电补偿情况（单位：元/千瓦时）



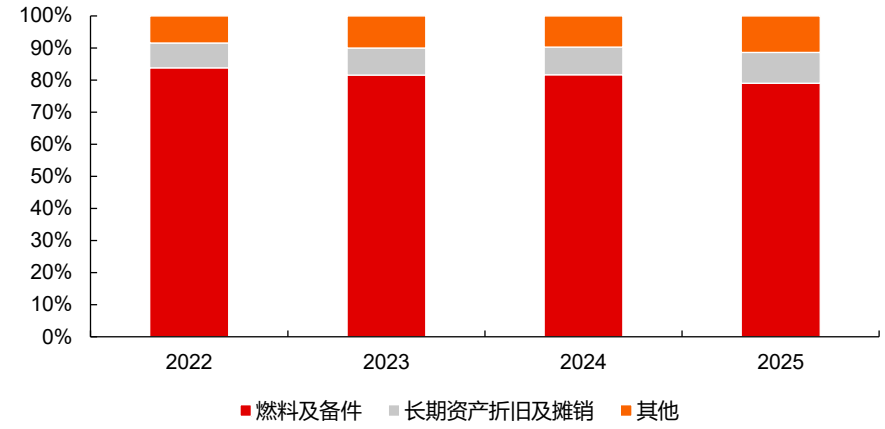
资料来源：Wind，长江证券研究所（注：基于 2023-2025 年火电平均利用小时进行折算）

容量电价夯实收入基本盘，有望成为火电常态化盈利重估的重要支撑。如同煤炭长协机制缓解了收入对现货煤价的敏感性，容量电价为火电提供了相对独立于电量交易的收入来源。随着固定成本回收更加充分，火电基础盈利有望增厚，电量电价波动对利润的相对影响也将减弱。我们认为，这将增强长期回报的可预期性，为市场从短期价格弹性转向常态化盈利定价提供基础。

存量折旧逐步到期，时间红利陆续释放

除了收入端的支撑逐步夯实，折旧到期也让火电有望成为时间的朋友。作为重资产的代表，火电的折旧占比相对较高，背后是电厂建设阶段较大的资本投入。这部分投入在投产后逐年计入成本，但资产的实际运营年限可能长于相关设备的折旧年限。随着早期投产机组陆续完成相关资产的折旧计提，前期资本投入在成本中的分摊有望减少。在机组持续运营、收入与其他成本费用保持稳定的情况下，折旧下降能够直接增厚税前利润，成为火电中长期盈利改善的重要来源。

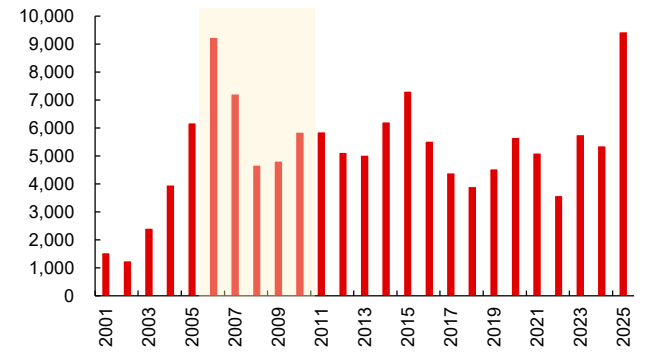
图 28：以浙能电力为例火电折旧占营业成本比重约为 8%-10%



资料来源：Wind，公司公告，长江证券研究所

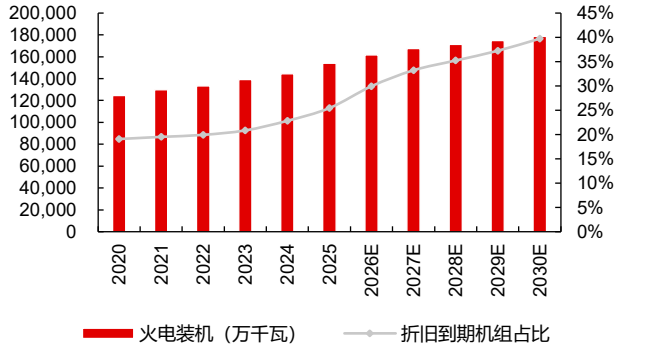
历史集中建设形成的存量资产，正在陆续进入折旧释放的前期。2006-2010 年是我国火电装机快速扩张的重要阶段，全国火电装机从 2005 年末约 3.91 亿千瓦增加至 2010 年末约 7.10 亿千瓦，期间净增约 3.18 亿千瓦；其中，2006 年、2007 年净新增火电装机分别约 9244 万千瓦、7225 万千瓦，形成了较大的存量资产基础。若以 20 年折旧周期作初步观察，2006-2010 年投产机组的相关资产将在 2026-2030 年前后陆续进入折旧到期窗口。对于其中仍在运营的机组，前期建设投入对应的折旧费用逐步减少，有望持续释放盈利空间，这一点过去资本市场并未予以相应重视。

图 29：火电净新增装机情况（单位：万千瓦）



资料来源：Wind，长江证券研究所

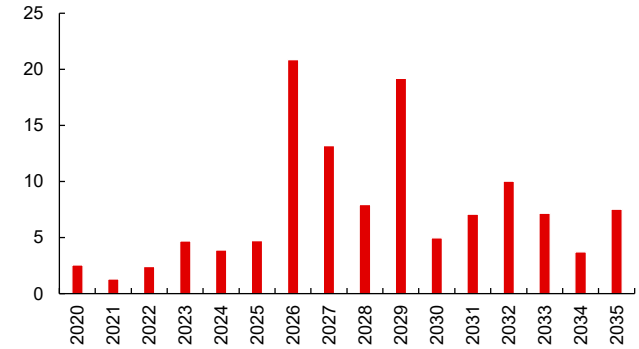
图 30：火电机组折旧到期占比将会越来越高



资料来源：Wind，长江证券研究所

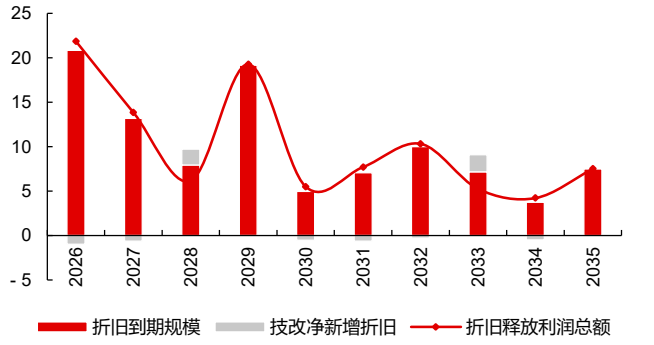
“十五五”期间，存量机组折旧到期有望带来可观的利润释放。以华能国际为例，早期集中投产为未来折旧释放提供了较大的资产基础。据我们梳理，**2006-2010 年华能国际投产的煤电机组控股装机合计 3660.2 万千瓦，占 2025 年底煤电总装机的 40%左右。按 20 年折旧年限估算，暂不考虑机组关停、减值等因素影响**，前期集中投产机组将在 2026-2030 年陆续迎来折旧到期。此外，假设技改支出的折旧年限为 10 年，未来每年新增技改折旧维持近 10 年均值，并计入历史技改折旧滚动到期，**据我们的详细测算，在公司机组持续运营、其他经营条件不变的情况下，“十五五”期间折旧到期在假设条件下年均能够释放约 13 亿元的利润总额，这将有望为华能国际火电盈利提供持续支撑，而这其中折旧到期峰值预计将出现在 2026、2027 和 2029 年。**

图 31：以华能国际为例，据我们测算“十五五”期间将迎来折旧集中释放（单位：亿元，测算值）



资料来源：Wind，公司公告，长江证券研究所测算

图 32：华能国际折旧到期对盈利的贡献（单位：亿元，测算值）



资料来源：Wind，公司公告，长江证券研究所测算

盈利中枢抬升与回报可预期性增强，有望成为火电沿循煤炭路径实现价值重估的核心支撑。电量电价修复改善售电现金流，容量电价提供稳定的现金流基本盘，存量机组折旧到期则从成本端释放利润空间。其中，容量收入与折旧释放对基础盈利的增厚，有望减轻电量电价波动对利润的相对冲击，使火电在市场化交易中具备更强的盈利韧性。这与煤炭长协机制所带来的变化相呼应：更有支撑的常态化盈利，为市场评估长期经营回报提供了现实基础。在此基础之上，进一步结合行业投资趋缓、再投资压力有望减轻的趋势，火电企业持续创造的经营现金流也有望更多体现为股东回报。我们认为，盈利水平、盈利稳定性与现金分配能力的共同改善，将显著增强火电存量资产的投资价值。

在上述盈利改善逻辑中，电量电价的兑现仍需关注年度签约结果，这是可跟踪、可验证的关键条件，而年内月度及现货价格回暖，已为市场供需与成本变化提供了现实参照，随着新一轮年度交易窗口临近，这些变化能否转化为更有利的长协成交条件，将进一步影响火电下一年度的收入与盈利预期。

2027 年度长协：火电重估的第一步

年内电价的改善能否延续至年度长协，是火电景气预期走向盈利兑现的重要一环。在年内价格已有改善的背景下，接下来需要关注的是，支撑价格修复的条件能否转化为发电侧更有利的年度成交结果。

年度长协价格受到燃料成本、供需形势、发售博弈等多重因素的影响。燃料成本影响发电企业的报价意愿，现货及月度价格提供现实参照；区域供需和竞争条件决定这些意愿有多大实现空间；政府对工商业用能成本与电力保供的权衡，以及售电公司对采购时点、价格敞口的选择，进一步影响最终成交。回看 2025 年末签订 2026 年度合同的过程，燃料价格回落、电力供给扩张和短周期电价走弱，共同强化了买方对电价继续下降的预期，部分售电公司的低价签约策略又使得年度交易电价水平进一步下探。

虽然年内电价改善已逐步兑现，但随着新一轮年度交易窗口临近，市场对电价修复的持续性及其能否延续至 2027 年度长协，仍存在一定分歧和博弈。从此前的价格表现看，广东、江苏 9 月月度交易价格有所回落，使市场对电价改善的持续性趋于谨慎；向后展望，三季度用电需求增速放缓、市场对暖冬的预期，以及煤炭增产保供可能带来的煤价回落，又引发了对签约阶段成本与供需支撑减弱的担忧。

本轮年度交易的关键问题更加清晰：当前的成本与供需条件，是否足以支撑电价上涨预期的兑现？售电公司交易策略的影响如何展望？我们认为，煤价中枢较上一轮签约阶段抬升，增强了发电侧争取成本传导的意愿；年内价格波动暴露的补购风险，也有望提高售电侧对年度锁价价值的认可。成本支撑与采购选择的共同变化，是判断本轮年度谈判的重要线索。

图 33：影响年度长协电价水平的主要因素



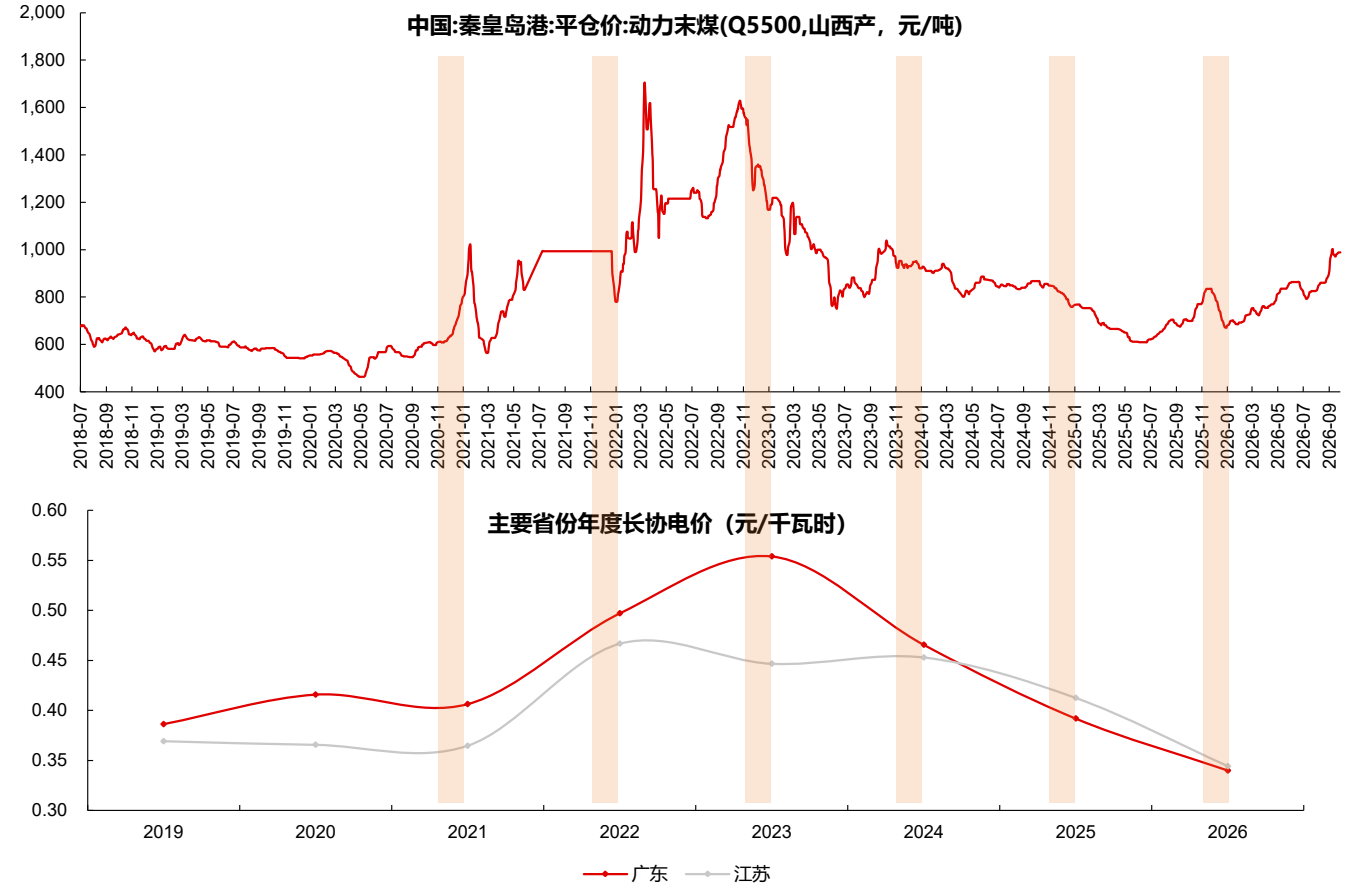
资料来源：长江证券研究所

煤价重回上行，年度电价的修复空间有多大？

燃料成本是发电侧形成年度报价的重要依据，煤价水平与趋势共同影响企业的成本预期和报价意愿。年度合同覆盖较长的履约期间，发电企业需要将拟签电价与预计燃料成本相比较。签约时煤价偏高、且企业预计这一水平具有一定持续性，通常会提高其对年度电价的要求；若煤价处于下降通道，对未来成本回落的判断也可能增加发电侧让价意愿。由于长协煤与市场煤采购比例、煤质和运输条件存在差异，各家企业的成本支撑并不完全一致，但市场煤价及其走势仍是双方判断报价合理性的重要参照。

从历史复盘来看，签约阶段的煤价水平与变化趋势，可以作为次年长协电价的前瞻线索。将广东、江苏年度长协电价与上一年末的煤价表现对照，可以看到，2022-2023 年度合同对应的签约阶段，煤价整体处于较高水平，较强的燃料成本压力与两省相对较高的年度电价相对应；此后随着煤价中枢逐步回落，且谈判窗口期煤价进一步下行，市场对燃料成本下降的预期不断强化，2024-2026 年度长协电价明显下行。

图 34：秦港动力煤（Q5500）平仓价与主要省份年度长协电价走势复盘

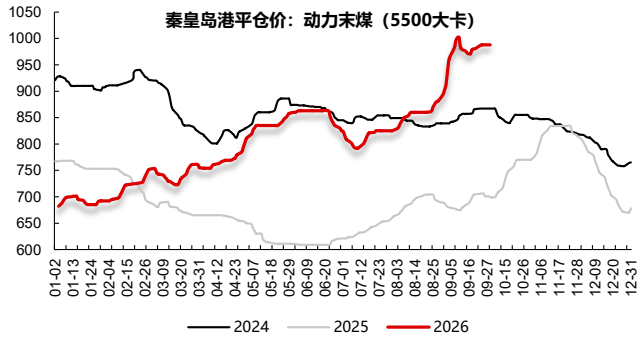


资料来源：Wind，广东电力交易中心，江苏电力交易中心，长江证券研究所

沿着这一历史脉络观察本轮谈判，煤价的回升正在增强发电侧的报价支撑。2026 年 3 月以来煤价整体呈震荡上行态势，进入 9 月份动力煤价格加速上行，9 月秦皇岛港 5500 大卡动力煤均价为 974.5 元/吨，较去年同期提升 285 元/吨。相较上一轮签约时的成本环境，发电侧成本压力明显抬升，维护报价、争取合理成本传导的意愿随之增强，从而为 2027 年度长协价格修复提供支撑。

这一成本变化，最终能够为年度电价提供多大支撑？此处我们选取 2025 年 11-12 月秦港动力煤均价 773.21 元/吨作为基准：2025 年底是最近一轮年度签约阶段，彼时对次年容量电价水平的预期也较早期年份更贴近当前交易环境；11-12 月则覆盖重要的年度交易窗口期。**暂不考虑容量收入进一步变化及供需形势等非煤价因素，在供电标煤耗 300 克/千瓦时的假设下，我们进一步测算煤价抬升对电价修复空间的潜在支撑。考虑到煤炭采购结构、电厂采购节奏及实际成本传导能力等因素，现货煤价变化并不必然等幅体现为电厂燃料成本变化，成本增量也未必能够全部传导至电价。因此，本文设置不同的有效传导比例进行情景测算，该比例综合反映现货煤价变化对实际燃料成本的影响，以及成本变化向电价的传导程度。若签约窗口期煤价中枢维持在 9 月均价 975 元/吨，按 50%的有效传导比例测算，较基准期的煤价抬升对应约 3.8 分/千瓦时的电价修复空间；若煤价中枢回落至 875 元/吨、有效传导比例取 30%，则对应约 1.2 分/千瓦时的修复空间。上述比例均为情景假设，测算结果仅反映煤价变化带来的潜在支撑，并非年度电价涨幅预测，实际成交仍取决于签约阶段的煤价、供需及交易博弈等多重因素。**

图 35：2024 年以来港口煤价趋势（单位：元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 36：不同煤价与有效传导比例下的电价修复空间

不同煤价与有效传导比例下的电价修复空间（元/千瓦时）		传导能力 30%	50%	70%
谈判窗口煤价中枢（元/吨）	875	0.012	0.019	0.027
	925	0.017	0.029	0.040
	975	0.023	0.038	0.054
	1025	0.029	0.048	0.067
	1075	0.034	0.057	0.080

资料来源：Wind，长江证券研究所

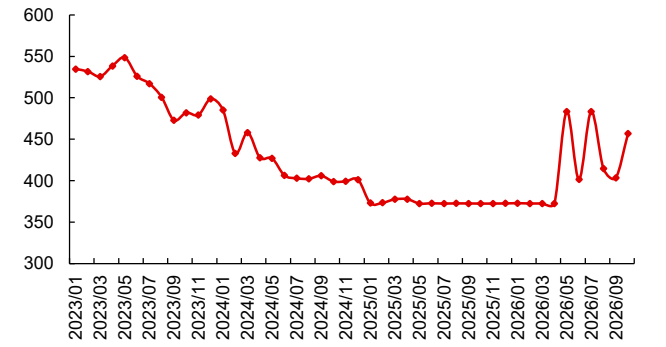
成本上涨向电价传导的幅度，还取决于电力供需与竞争格局等，而当前供需环境较上一轮签约周期已有边际改善。年内装机增量阶段性放缓，用电需求保持增长，高峰负荷多次创新高，供需改善为发电侧议价提供支撑；现货及月度电价回暖进一步强化市场预期，有望与煤价支撑形成合力，推动 2027 年度长协电价修复。

低价补购逻辑生变，发售博弈迎来转向

年内电价回暖不仅增强发电侧报价支撑，也有望改变售电侧的采购权衡。售电公司连接批发与零售市场，其对年度采购价格和签约比例的选择，是影响长协谈判的重要因素。后续低价采购机会较多时，售电公司倾向于压低年度报价、保留补购空间；随着月度及现货采购成本上升，提前锁定成本的价值提高，年度谈判中的压价动力有望减弱。

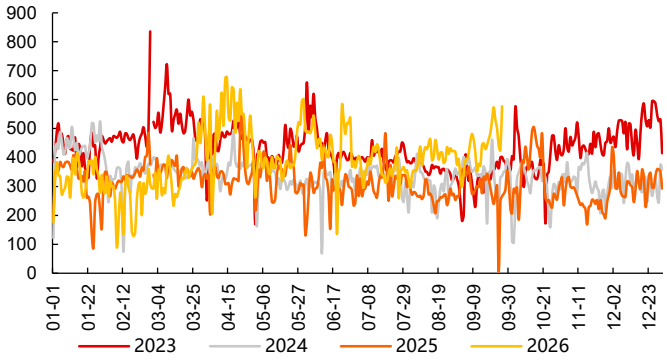
前期低价采购带来的盈利正向反馈，强化售电公司一味压价的路径依赖。2023-2025 年，现货及月度电价的走低为售电公司低价延后采购创造了条件，广东售电公司平均度电获利由 1.10 分/千瓦时升至 1.96 分/千瓦时，参与交易公司由 176 家增至 412 家。盈利改善与主体扩张相伴，零售市场竞争加剧，部分售电公司通过低价签约争取用户，并将月度及现货低价预期延续至下一签约周期，寄望通过后续采购控制成本。上一轮年度电价的签约过程中，部分售电公司基于现货价格继续下降的判断，采取激进低价签约策略，低价抢单与延后采购相互强化，也增加了行情反转时的经营风险。

图 37：2023-2025 年广东月度综合价单边下行（单位：元/兆瓦时）



资料来源：广东电力交易中心，长江证券研究所

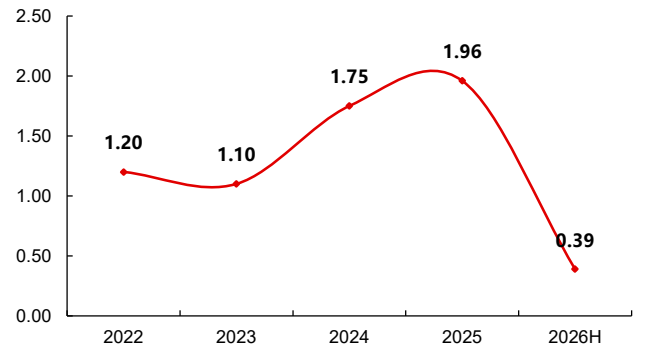
图 38：广东 2023-2025 年现货电价趋势（单位：元/兆瓦时）



资料来源：广东电力交易中心，长江证券研究所

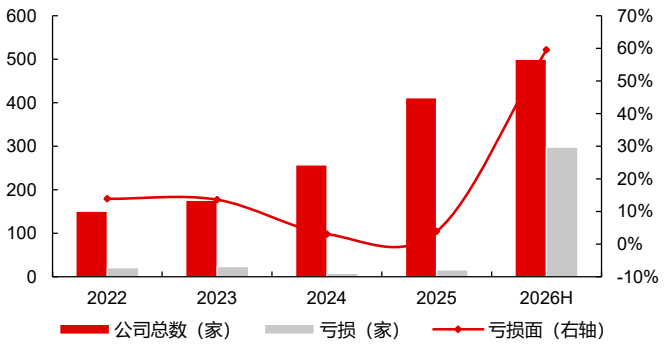
年内电价趋势反转，盈利空间收窄为重新评估采购风险提供了现实参照。2026 年内，广东现货整体呈触底回暖趋势，与此同时 2026 年上半年广东售电公司平均度电获利仅 0.39 分/千瓦时，较 2025 年同期的 1.70 分下降约 77%；累计亏损公司 298 家，占参与交易公司的 59.6%，较上年同期扩大约 55 个百分点，过去被诟病乱象频出的售电市场迎来一轮清算。**虽然整体平均度电获利仍为正，亏损面却明显扩大，体现出经营压力与主体分化，在过去依赖低价对赌路径的售电公司成为风险暴露的主体。盈利缓冲减薄后，承担固定零售价格和未锁价采购敞口的公司，对后续高价补购的承受空间也随之收窄。**

图 39：近年来广东售电公司度电获利情况（单位：分/千瓦时）



资料来源：广东电力交易中心，长江证券研究所

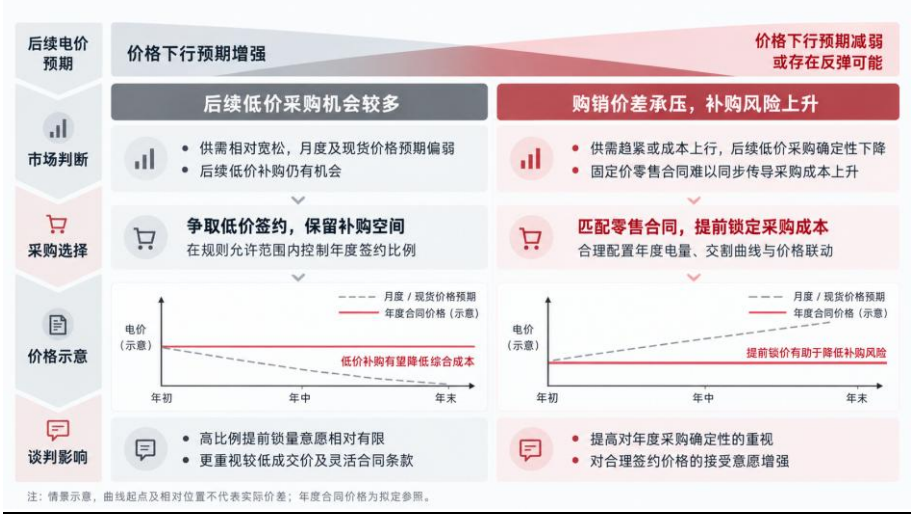
图 40：广东售电公司亏损面大幅扩大



资料来源：广东电力交易中心，长江证券研究所

低价补购的确定性下降，有望引导售电公司对年度锁价的重视。当低价补购的把握下降，售电公司需要重新权衡等待可能节省的成本与采购超出预算的风险。对承担固定零售价和未锁价采购敞口的主体，提前锁定匹配的电量与交割曲线，有助于降低高价补购对盈利的冲击。**经历年内价格波动后，部分售电公司有望提高对年度采购确定性的重视，减少对低价补购的单边押注，年度谈判中的持续压价力量有望缓和，为年度电价修复提供需求侧支撑。由此，发电侧成本支撑增强与售电侧风险偏好调整有望形成合力，改善 2027 年度长协谈判环境和条件。**

图 41：售电公司年度谈判策略



资料来源：长江证券研究所

综合来看，煤价中枢抬升与售电侧采购策略调整，正在共同改善 2027 年度长协电价的谈判条件。发电侧成本约束增强，为电价修复提供支撑；售电侧低价补购逻辑弱化，则有望提升年度锁价的价值，缓解低价竞争对签约电价的压制。两者共同作用，年度交易有望逐步走出此前偏弱的定价环境，推动电价由持续承压转向企稳修复。随着年度长协谈判窗口临近，市场关注点有望由即期盈利压力转向下一年度电价改善，带动估值先行修复。**年度电价预期的转向，也将与容量收入托底、存量折旧释放形成呼应，为火电盈利中枢抬升与价值重估奠定基础。**

随着年度签约窗口临近，年度电价上涨预期能否兑现，还需要观察签约阶段煤价支撑与月度交易价格改善的持续性。11-12 月秦港 Q5500 煤价能否延续 9 月以来的高位水平、重点省份月度交易电价能否延续回升，将为判断年度谈判条件提供进一步依据；重点省份年度交易方案的变化，则可能影响电价修复的实际空间。在跟踪年度成交的同时，容量电价固定成本回收比例进一步上调的省份范围及执行进展，也值得持续关注，以综合判断电量与容量收入变化对火电盈利的共同影响。

投资建议

从比特到瓦特，AI 产业链的延伸正在推动市场重新审视电力资产的价值，而“十四五”煤炭板块的重估历程，则为理解这一过程提供了参照。煤炭资产的持续重估，建立在盈利中枢得到确认、资本开支趋于理性以及现金流逐步转化为股东回报的基础之上。沿着现金流体量与产业周期两个维度观察，电力资产同样拥有可观的现金创造能力，行业投资与新增供给增速趋缓、用电需求保持韧性，也为供需格局改善创造了条件。在此基础上，电量电价修复改善售电收入，容量补偿机制的持续完善增强基础收益的稳定性；此外，前期集中投产机组的折旧陆续到期，则在收入端改善之外，为存量资产贡献持续的利润增量。随着再投资压力逐步缓解，现金创造能力有望更多转化为股东回报，推动电力资产具备与煤炭类似的价值重估基础。

年度长协电价是上述重估逻辑的重要验证节点。煤价中枢抬升强化发电侧成本约束，售电侧低价补购逻辑弱化提升年度锁价价值，两者共同改善年度交易的谈判条件，为电价企稳修复提供支撑。随着电价修复预期逐步明确，叠加容量收入托底与存量折旧释放，市场对火电盈利中枢及持续回报能力的认知有望改善，带动估值先行修复。配置上，火电方面推荐兼具成本优势与电价弹性的**国电电力、华能蒙电、陕西能源等煤电一体化标的**，以及**华能国际 H、华润电力 H、建投能源、福能股份等优质转型火电运营商**；核电关注电价改善与新增机组投产带来的盈利增长，**推荐中国核电、中广核电力 H**；水电依托长寿命、低边际成本的存量资产，具备较好的长期现金回报基础，同时大水电外送机组同样受益于沿海地区市场化电价上涨，推荐**长江电力、国投电力、川投能源。**



风险提示

1、电价政策调整不及预期风险。若煤电容量电价、辅助服务补偿及电力市场化交易机制推进慢于预期，或终端电价受到政策约束，发电侧成本可能难以顺利向下游传导，影响电价中枢上行及发电企业盈利修复。

2、电力需求增长不及预期风险。若宏观经济、制造业投资及数据中心等新兴负荷增长放缓，或能效提升幅度超出预期，可能导致全社会用电量及最大负荷增速下降，电力供需转向紧平衡的时间相应推迟。

3、新增电源投产超预期风险。若煤电、风光、核电及储能项目建设和并网投产进度明显快于预期，或储能顶峰能力、跨区域输电能力大幅提升，可能延长电力供需宽松周期，压制市场电价、发电利用小时及容量价值。

4、燃料成本及自然条件大幅波动风险。若煤炭、天然气等燃料价格快速上涨而上网电价传导不充分，火电企业度电利润可能受到挤压；若来水、风况及光照条件显著偏离常年水平，也可能造成水电、新能源发电量及相关企业业绩大幅波动。

投资评级说明

行业评级	报告发布日后的 12 个月内行业股票指数的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：	
	看　　好：	相对表现优于同期相关证券市场代表性指数
	中　　性：	相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平
	看　　淡：	相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数
公司评级	报告发布日后的 12 个月内公司的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：	
	买　　入：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于 10%
	增　　持：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 5%～10%之间
	中　　性：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-5%～5%之间
	减　　持：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于-5%
	无投资评级：	由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

相关证券市场代表性指数说明：沪深两市以沪深 300 指数为基准；北交所市场以北证 50 指数为基准；新三板市场以三板成指为基准；香港市场以恒生指数为基准。

办公地址

上海
Add /虹口区新建路 200 号国华金融中心 B 栋 22、23 层
P.C /（200080）

武汉
Add /武汉市江汉区淮海路 88 号长江证券大厦 37 楼
P.C /（430023）

北京
Add /朝阳区景辉街 16 号院 1 号楼泰康集团大厦 23 层
P.C /（100020）

深圳
Add /深圳市福田区中心四路 1 号嘉里建设广场 3 期 36 楼
P.C /（518048）

分析师声明

本报告署名分析师以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点。作者所得报酬的任何部分不曾与，不与，也不将与本报告中的具体推荐意见或观点而有直接或间接联系，特此声明。

法律主体声明

本报告由长江证券股份有限公司及/或其附属机构（以下简称「长江证券」或「本公司」）制作，由长江证券股份有限公司在中华人民共和国大陆地区发行。长江证券股份有限公司具有中国证监会许可的投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号为：10060000。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格书编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

在遵守适用的法律法规情况下，本报告亦可能由长江证券经纪（香港）有限公司在香港地区发行。长江证券经纪（香港）有限公司具有香港证券及期货事务监察委员会核准的“就证券提供意见”业务资格（第四类牌照的受监管活动），中央编号为：AXY608。本报告作者所持香港证监会牌照的中央编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

其他声明

本报告并非针对或意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许该报告发送、发布的人员。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本报告内容的全部或部分均不构成投资建议。本报告所包含的观点、建议并未考虑报告接收人在财务状况、投资目的、风险偏好等方面的具体情况，报告接收者应当独立评估本报告所含信息，基于自身投资目标、需求、市场机会、风险及其他因素自主做出决策并自行承担投资风险。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。本研究报告并不构成本公司对购入、购买或认购证券的邀请或要约。本公司有可能会与本报告涉及的公司进行投资银行业务或投资服务等其他业务(例如:配售代理、牵头经办人、保荐人、承销商或自营投资)。

本报告所包含的观点及建议不适用于所有投资者，且并未考虑个别客户的特殊情况、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。投资者不应以本报告取代其独立判断或仅依据本报告做出决策，并在需要时咨询专业意见。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可以发出其他与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告；本报告所反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表本公司或其他附属机构的立场；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。本公司及作者在自身所知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告版权仅为本公司所有，本报告仅供意向收件人使用。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布给其他机构及/或人士（无论整份和部分）。如引用须注明出处为本公司研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的，应当注明本报告的发布人和发布日期，提示使用证券研究报告的风险。本公司不为转发人及/或其客户因使用本报告或报告载明的内容产生的直接或间接损失承担任何责任。未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

本公司保留一切权利。