



公用事业行业研究

买入（维持评级）

行业中期报告

证券研究报告

公用事业与环保组

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

联系人：郭仕豪
guoshihao@gjzq.com.cn

煤与煤电，利与红利

投资逻辑：

■ 上半年煤价如期上涨，短期兑现煤的利润增长，中期撬动板块估值提升

回顾上半年，我们在年初就已提出上半年电煤需求将在低基数下高增长，从结果看，1-4月火电发电量同比增长3.6%（去年为-4.1%），一方面源于去年同期的发电量受二产拖累偏低（1-4月全社会用电量同比增长5.4%，去年为增长3.1%，二产用电量同比增长4.9%，去年为增长2.3%）方面源于去年上半年风光在发电量增量占比达149%（今年1-4月为35%），此外印尼煤炭政策调整、地缘推升能源价格、国内煤矿事故安监加严等因素共同推升煤价，年初至今秦港Q5500动力煤价格上涨27%达860元/吨，我们认为上述趋势可持续至6月末。展望下半年，7-10月低基数基本过去，2025年7-10月全社会用电量同比增长7.3%、两年复合增速为7.1%，火电发电量同比增长2.2%，两年复合增速为2.5%。水电目前来水整体良好，预计将在低基数下改善（去年7-8月同比下降9.3%），因此火电电量高增则需更多依赖需求的实质性向好，11-12月则类似上半年，可持续跟踪。总的来说，我们看好长周期的煤价中枢抬高，价格的久期价值将通过红利的角度兑现煤炭股估值的弹性。

■ 能源通胀带动电价上涨+水电汛期水文改善，火电水电迎来业绩与估值的双击时刻

3月29日我们率先提出能源通胀下的电价上涨作为电力煤炭三维框架之一。我们也看到在上半年煤价上涨的同时，电价端的反馈也在同步形成，5月广东月度电价结束连续15个月的地板价，实现同比上涨0.111元/度至0.483元/度，江苏的月度电价也从2月0.313元/度涨至6月的0.351元/度，超过年度长协电价的0.344元/度，全国代购电价数据的均价也有企稳趋势。我们认为能源通胀下的电价上涨已经初现趋势，这将是下半年电力板块持续跟踪和确认的主要方向，路径或有曲折，但是方向已经明朗，电力板块将走出通缩。基于此，我们认为板块的业绩拐点也已到来，今年一季度火电在年度长协电价大跌的情况下，仍然实现业绩增长，大超市场预期，火电发电的灵活性价值和做市能力得到体现。Q2火电的业绩底部基本确立，即将进入季度业绩环比改善的窗口期，底部利润+底部估值+底部关注度+股息价值，火电迎来公用事业化的关键窗口期。水电方面，关注6-8月汛期水文改善带来的价稳量增，也可驱动估值端的修复。绿电、核电更关注业绩拐点和电价上涨的兑现，持续关注配置窗口期的到来。

■ 算电融合从主题行情逐步迈向产业趋势，关注低配低估下的主题行情机会

算电融合的主题行情从3月份开始演绎，5月份行情更进一步，公用事业板块指数涨幅分别为1.3%、8.3%，位列31个一级子行业的第2、3。我们看好算电融合产业趋势，原因有二：一是绿电直连节省输配电费、大基地就地训练的经济性优势决定了算电势必融合；二是我们看好八大数据中心节点的省属能源集团作为地方政府投资主体对算电融合项目的参与能力、水电基地与风光基地的资源禀赋优势，看好电力公司通过参股/控股的方式参与算力设施建设和运维。看好电力公司从能源底座逐步转向算力底座，也通过产业链延伸提升电力资产的商品化，由此形成利润增量。当前产业趋势逐步明朗，广东省已提出省政府应统筹推动算力、电力及通信网络一体化布局。我们看好本轮算电融合对标上一轮双碳，即从主题行情→项目规划落地确认产业趋势→电价上涨改善基本面的演绎节奏。重点在于，板块大部分低估值已经迎来业绩拐点，未来的算电融合又打开估值空间，看好主题行情的演绎，由点及面、由区域到全国。

■ 业绩时间线行至半程，主题事件线愈发清晰

业绩时间线上，逐步从年初开始的煤炭→Q1业绩后的火电→汛期水电的思路过渡，相关标的：煤炭：兖矿能源、陕西煤业；火电：皖能电力、宝新能源、华能国际A+H、国电电力、华润电力；水电：长江电力、国投电力。

主题事件线上，央国企市值管理与资本运作：川投能源、华电国际；持续跟进算电融合进展。

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、煤与电的三维框架：关注电价业绩改善、重视算电融合主题	5
1.1 上半年用电量低基数下高增长，火电发电量同比提升	5
1.2 供需双轮驱动带动煤价上涨，看好能源通胀下的电价上涨	8
1.3 算电融合打开电力的成长空间，关注从主题行情向产业趋势的演绎	10
1.4 关注板块依旧低配低估，年初至今表现优异	17
二、火电：市场化交易带来收入超额，利润有望在 Q2 筑底回升	18
三、水电：水文数据改善带动业绩增长，估值端值得期待	21
四、绿电、核电、燃气仍需关注量价的边际变化	25
4.1 绿电：承压仍在进行，关注绿证、消纳、电价	25
4.2 核电：投产高峰临近，关注电价政策	28
4.3 燃气：消费量继续承压，关注毛差修复情况	30
五、相关标的	31
六、风险提示	31

图表目录

图表 1：煤与电行情的三维框架	5
图表 2：2026M4 二产用电量增量占 62%（单位：亿千瓦时）	6
图表 3：2026M4 风光发电量增量占比 37%（单位：亿千瓦时）	6
图表 4：从增速来看，火电与风光呈现跷跷板，与全社会用电量趋势相近	6
图表 5：2025 年二产细分行业用电结构	7
图表 6：2025 年三产细分行业用电结构	7
图表 7：2025 年上半年二产增量用电量处于低基数（亿千瓦时）	7
图表 8：二产用电量较大细分行业单月用电量贡献度	7
图表 9：三产细分行业单月用电量贡献度	8
图表 10：年初至今国内现货煤价涨幅达 27%	8
图表 11：年初至今进口煤较内贸煤价差扩大（元/吨）	8
图表 12：近期电厂煤炭库存开始回升	9
图表 13：近期港口库存持续提升	9
图表 14：2026 年 5 月广东现货电价再次提升	9
图表 15：2026 年 5-6 月广东月度电价均超 0.4 元/度	9
图表 16：2026 年 2 月至今江苏月度电价持续提升	9
图表 17：山西现货电价中枢亦有所上行	9
图表 18：2026 年 1-6 月代购电价格下降的趋势有所改善	10



图表 19:	2025 年至今绿电直连核心政策	10
图表 20:	2026 年以来算电协同项目加速涌现	11
图表 21:	两河口算电融合示范项目	13
图表 22:	甘肃电投庆阳绿电聚合项目	13
图表 23:	绿电直连与普通下网情况下电价对比	13
图表 24:	受双碳及电改政策催化 2020-2022 年电力板块持续上涨	14
图表 25:	复盘 2020-2022 年行情, 部分区域公司、区域新能源、新能源龙头、全国火转绿龙头公司分批上涨	14
图表 26:	2026 年初至今个股涨幅持续扩大	15
图表 27:	最新公用事业成交量占比为 8.1%、成交额占比为 3.4%	17
图表 28:	2026 年一季度末公用事业股基金配置占比为 0.45%、环比+0.06pct、同比-0.60pct	17
图表 29:	细分板块来看, 2026 年一季度末水电、火电板块配置比例降至 0.11%、0.11%	18
图表 30:	2026 年至今公用事业板块涨幅靠前	18
图表 31:	2026 年至今火力发电、光伏发电涨幅居前	18
图表 32:	2026Q1 火电板块归母净利润同比-2.1%	19
图表 33:	2026Q1 火电板块扣非归母净利润同比-0.6%	19
图表 34:	现货电价与中长期交易电价存在明显价差	19
图表 35:	2026 年甘肃、吉林等地容量电价超额提升	20
图表 36:	容量收入可为火电贡献稳定利润	20
图表 37:	测算 2026Q2 火电度电利润有望见底	20
图表 38:	各流域主要水库蓄水分位点	22
图表 39:	溪洛渡平均入库流量情况	23
图表 40:	三峡平均入库流量情况	23
图表 41:	锦屏一级平均入库流量情况	23
图表 42:	二滩平均入库流量情况	23
图表 43:	瀑布沟平均入库流量情况	23
图表 44:	水布垭平均入库流量情况	23
图表 45:	未来 10 天全国降水量预报图	24
图表 46:	2025 年水电公司上网电价小幅下滑	24
图表 47:	2026 年 Q1 水电公司上网电价小幅下降	24
图表 48:	水电公司分红承诺	25
图表 49:	长江电力股息率与十年期国债收益率	25
图表 50:	2025 年绿电板块营收同比-5.2%	25
图表 51:	2026Q1 绿电板块归母净利润同比-35.5%	25
图表 52:	2025 年风电电价同比降幅集中于 8%-10%	26



图表 53: 2025 年光伏电价同比降幅差异较大.....	26
图表 54: 除电价（营业收入）影响外，2026Q1 其他部分亦占业绩下滑 12%权重.....	26
图表 55: A 股绿电板块单季归母净利润同比变化拆解.....	26
图表 56: 2026 年绿证价格同比有所提升.....	27
图表 57: 2026 年 1-3 月风电利用率降至 91.9%.....	27
图表 58: 2026 年 1-3 月光伏利用率降至 91.2%.....	27
图表 59: 期待绿电回归 PB-ROE 估值体系.....	28
图表 60: 辽宁省发改委印发《关于 2026 年辽宁省核电机组参与电力市场化交易有关事项的通知》.....	29
图表 61: 预期在建机组投产节奏.....	29
图表 62: 2026 年 1-4 月天然气表观消费量同比-2.3%.....	30
图表 63: 2026 年 1-4 月国内规上天然气产量同比+2.7%.....	30
图表 64: 2026 年天然气价格受地缘扰动影响分化.....	30
图表 65: 全国性城燃公司总销气量增速/%.....	31
图表 66: 2025 年主要城燃公司毛差整体修复.....	31



一、煤与电的三维框架：关注电价业绩改善、重视算电融合主题

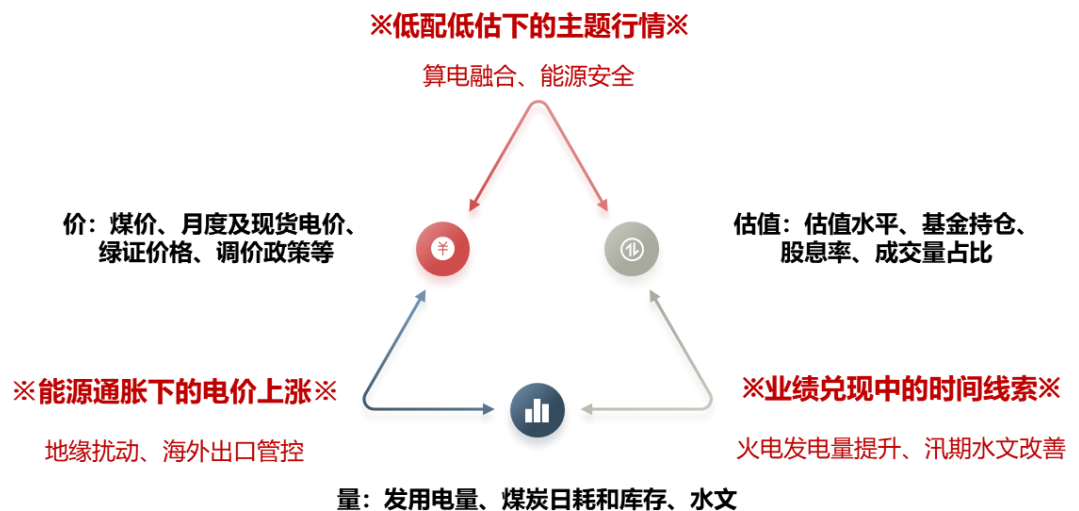
我们3月就已提出当下煤与电行情的三维框架：

(1) 长期来看，能源通胀下的电价上涨：在上半年煤电需求低基数下高增长的驱动下、叠加地缘和煤矿事故等影响，煤价走势如期强劲（秦港 Q5500 煤价已超 850 元/吨，年初至今上涨近 30%），与此同时，南方电网负荷 5 月下旬持续创新高，相较往年提前约一月，广东现货电价和月度电价同比上涨 86%、8%，更多省份月度及现货电价中枢有所上涨，电价底部向上值得期待；

(2) 中期来看，业绩兑现中的时间线索：Q1 火电业绩好于市场预期，通过市场化交易、容量电价上涨抵抗了年度长协电价的大幅下行，呈现了充分的业绩韧性，分红和现金流也进一步彰显公用事业化。我们强调，看好火电在 Q2 业绩底部+估值底部，未来将迎逐季度改善，目前已经进入配置窗口期。此外，汛期水文改善带来的量价齐升基本确定；

(3) 短期来看，低配低估下的主题行情：算电融合行情仍将演绎，从点状公司向区域逻辑延展，并持续跟进投资进展，另外我们建议也关注能源强国，此前能源局赴深圳调研能源强国建设工作已显端倪，关注分子侧扩大能源需求、分母侧体现安全溢价。煤与电大部分龙头公司具备股息基础，攻守兼备。

图表1：煤与电行情的三维框架



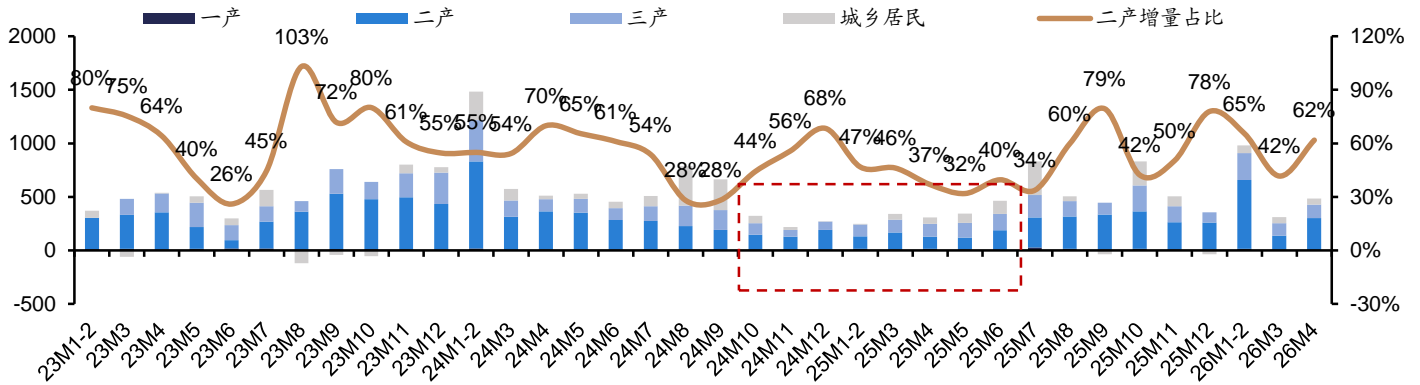
来源：国金证券研究所

1.1 上半年用电量低基数下高增长发电量同比提升

我们年初就已重点强调，上半年全社会用电量将在低基数下高增长、发电量增长中火电的占比将在超低基数下提升。从 1-4 月数据来看，全社会用电量同比+5.4%（去年同期同比仅增长 3.1%）；其中二产用电量同比+4.9%（去年同期受黑金等高耗能制造业承压影响，增速仅为 2.3%）；三产用电量同比+8.3%，其中充换电、互联网数据服务业保持快速增长；一产、城乡居民用电量分别同比+5.8%、+3.9%。发电侧来看，1-4 月全国规上发电量同比+3.3%，水、风、光、核同比分别+9.9%、-3.5%、9.8%、-4.8%，在风光增速有限的状态下，火电同比增速由去年同期的-4.1%转正至今年的+3.6%。从发电量增量来看，1-4 月二产在用电量增量占比达 60.3%，接近结构占比 64.7%；火电在发电量增量占比 51.1%、风光为 34.8%（去年上半年风光增量占比达 149%）。展望后续，我们看好 5-6 月用电量依旧高增，火电发电量保持稳健增长。但需要注意去年 7-10 月的用电量为高基数，今年的电量增速以及水电发电量改善情况需要重点关注。

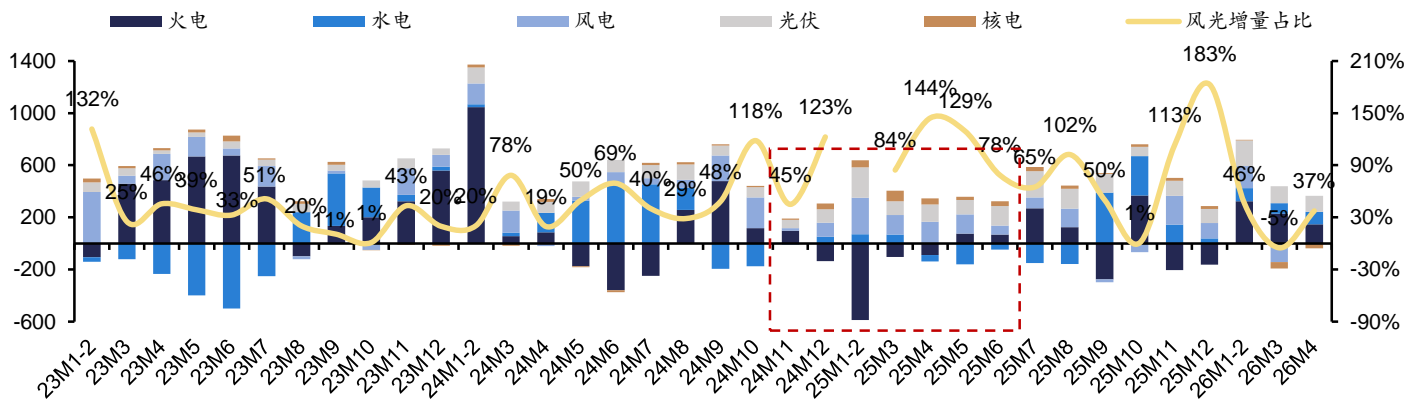


图表2: 2026M4 二产用电量增量占62% (单位: 亿千瓦时)



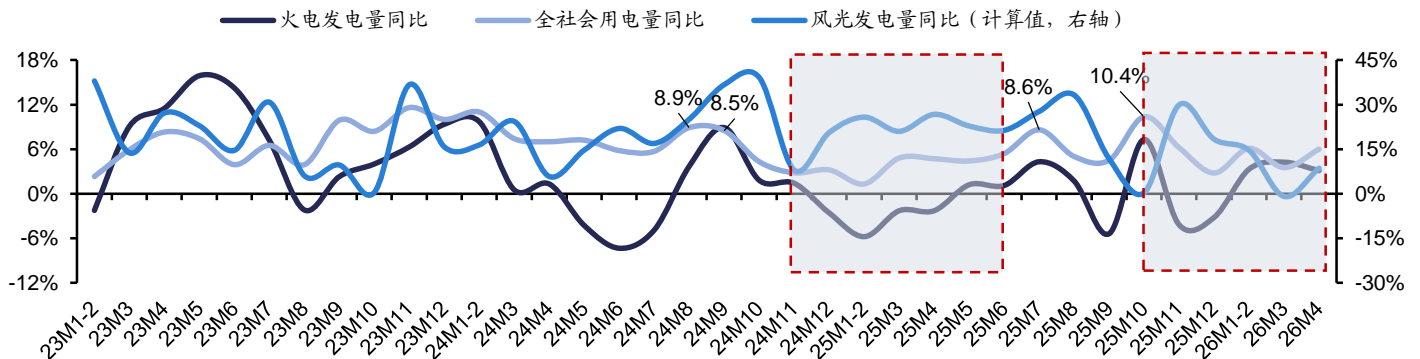
来源: 国家能源局, 国金证券研究所

图表3: 2026M4 风光发电量增量占比37% (单位: 亿千瓦时)



来源: 国家统计局, 国金证券研究所

图表4: 从增速来看, 火电与风光呈现跷跷板, 与全社会用电量趋势相近



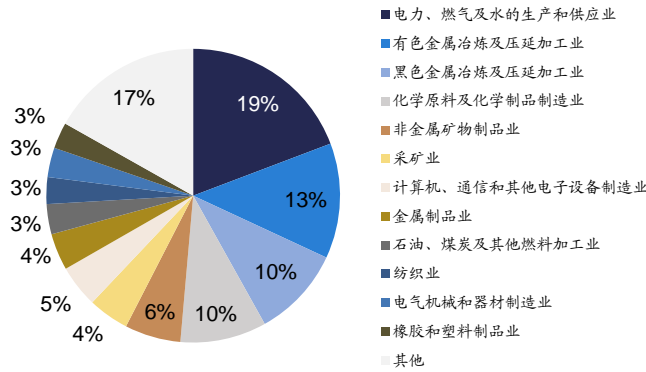
来源: 国家统计局, 国金证券研究所

从二产、三产细分行业用电量数据来看, 我们采用用电量增量的占比-用电量结构的占比数据来衡量该细分行业对二产(或三产)用电量的拉动贡献情况。选择二产细分行业中, 用电量绝对值前12的行业进行分析, 2025年7月起电子设备制造业景气度显著提升并延续至今(单月用电量贡献排名基本保持前三), 非金属矿物制品业用电量持续承压。三产

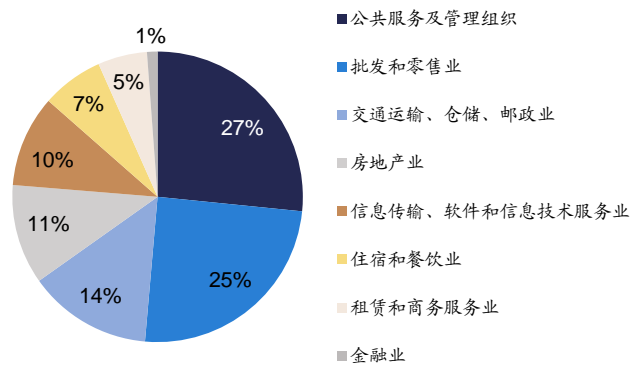


中，批发和零售业（含充换电）、信息传输软件服务业（含数据中心）用电量的快速增长为近期三产用电量高增的主要因素。展望后续，进入下半年二产此前低基数效应逐步减弱，三产景气度持续下，预计全社会用电量增速相较上半年或有回落。

图表5：2025年二产细分行业用电结构

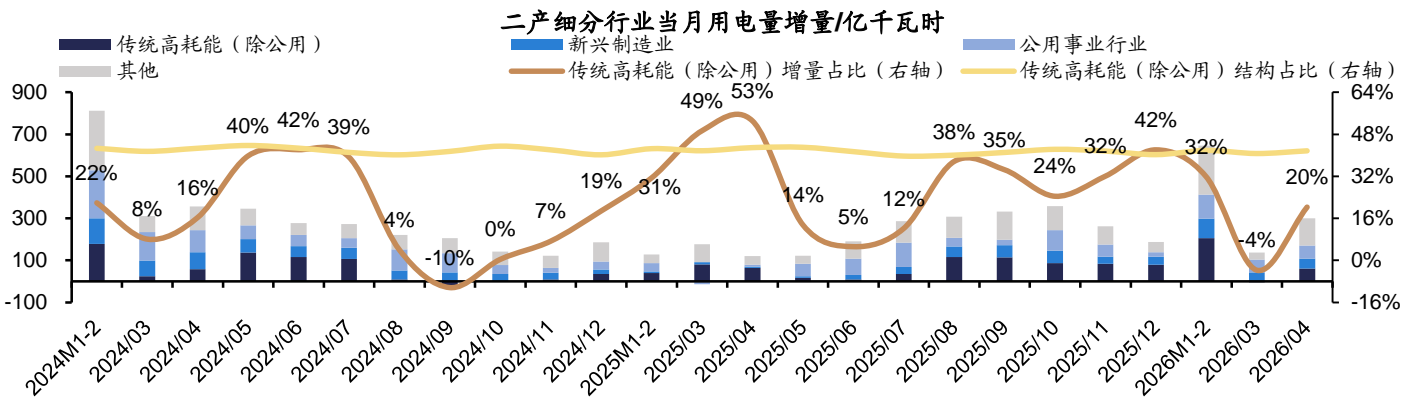


图表6：2025年三产细分行业用电结构



来源：i

图表7：2025年上半年二产增量用电量处于低基数（亿千瓦时）



来源：国家能源局，i

图表8：二产用电量较大细分行业单月用电量贡献度

25M4	25M5	25M6	25M7	25M8	25M9	25M10	25M11	25M12	26M1-2	26M3	26M4
黑色冶炼及加工业	公用事业 供应业	公用事业 供应业	公用事业 供应业	黑色冶炼及加工业	黑色冶炼及加工业	公用事业 供应业	公用事业 供应业	公用事业 供应业	公用事业 供应业	公用事业 供应业	公用事业 供应业
21.2%	31.0%	21.6%	20.3%	10.4%	8.4%	8.7%	4.5%	7.1%	3.5%	26.6%	4.5%
采矿业	石油等燃料加工业	电气机械制造业	电气机械制造业	电气机械制造业	电气机械制造业	石油等燃料加工业	石油等燃料加工业	有色冶炼及加工业	有色冶炼及加工业	电子设备制造业	橡胶和塑料制造业
12.0%	10.7%	1.8%	2.0%	4.6%	5.1%	5.5%	3.9%	6.4%	3.5%	14.6%	4.2%
石油等燃料加工业	采矿业	石油等燃料加工业	电子设备制造业	电子设备制造业	电子设备制造业	电子设备制造业	公用事业 供应业	电气机械制造业	橡胶和塑料制造业	电气机械制造业	电气机械制造业
10.8%	6.8%	1.7%	1.6%	3.0%	3.5%	2.7%	2.6%	5.7%	2.3%	10.4%	3.2%
电子设备制造业	化学制品制造业	化学制品制造业	橡胶和塑料制造业	橡胶和塑料制造业	橡胶和塑料制造业	黑色冶炼及加工业	电子设备制造业	石油等燃料加工业	石油等燃料加工业	石油等燃料加工业	公用事业 供应业
6.7%	4.4%	1.3%	1.5%	1.9%	2.4%	1.7%	0.5%	5.4%	1.7%	7.7%	2.9%
化学制品制造业	电子设备制造业	金属制品业	采矿业	石油等燃料加工业	金属制品业	石油等燃料加工业	采矿业	橡胶和塑料制造业	金属制品业	有色冶炼及加工业	石油等燃料加工业
6.0%	3.5%	1.2%	0.8%	1.3%	1.4%	0.9%	0.3%	1.5%	0.3%	4.5%	1.2%
金属制品业	金属制品业	电子设备制造业	石油等燃料加工业	金属制品业	石油等燃料加工业	橡胶和塑料制造业	纺织业	采矿业	纺织业	橡胶和塑料制造业	金属制品业
1.1%	-1.0%	1.0%	0.7%	1.2%	0.5%	0.0%	0.0%	-0.3%	0.1%	3.8%	0.7%
有色冶炼及加工业	黑色冶炼及加工业	采矿业	公用事业 供应业	采矿业	纺织业	采矿业	黑色冶炼及加工业	纺织业	采矿业	公用事业 供应业	纺织业
-2.3%	-3.4%	0.7%	0.6%	0.5%	-1.1%	-0.5%	-1.0%	-0.7%	-0.7%	1.4%	0.2%
橡胶和塑料制造业	电气机械制造业	橡胶和塑料制造业	化学制品制造业	纺织业	采矿业	金属制品业	橡胶和塑料制造业	化学制品制造业	黑色冶炼及加工业	采矿业	化学制品制造业
-3.4%	-4.9%	0.1%	-2.0%	-1.1%	-0.6%	-1.1%	-1.3%	-1.1%	-0.8%	-4.0%	-0.4%
纺织业	橡胶和塑料制造业	纺织业	化学制品制造业	化学制品制造业	化学制品制造业	纺织业	金属制品业	黑色冶炼及加工业	有色冶炼及加工业	纺织业	黑色冶炼及加工业
-4.1%	-5.0%	-1.1%	-2.4%	-2.7%	-4.7%	-1.8%	-1.5%	-2.0%	-2.3%	-5.3%	-1.6%
电气机械制造业	纺织业	黑色冶炼及加工业	黑色冶炼及加工业	有色冶炼及加工业	有色冶炼及加工业	有色冶炼及加工业	化学制品制造业	非金属矿物制品业	非金属矿物制品业	金属制品业	采矿业
-9.4%	-6.7%	-8.5%	-5.6%	-5.6%	-5.3%	-6.2%	-2.8%	-3.2%	-3.9%	-7.3%	-2.5%
公用事业 供应业	有色冶炼及加工业	有色冶炼及加工业	公用事业 供应业	公用事业 供应业	非金属矿物制品业	化学制品制造业	有色冶炼及加工业	非金属矿物制品业	公用事业 供应业	黑色冶炼及加工业	有色冶炼及加工业
-10.0%	-12.5%	-14.0%	-10.3%	-5.9%	-5.6%	-6.2%	-4.2%	-6.9%	-4.3%	-7.9%	-6.1%
非金属矿物制品业	非金属矿物制品业	非金属矿物制品业	有色冶炼及加工业	公用事业 供应业	公用事业 供应业	非金属矿物制品业	非金属矿物制品业	公用事业 供应业	化学制品制造业	非金属矿物制品业	非金属矿物制品业
-25.6%	-28.7%	-16.6%	-10.4%	-6.0%	-10.0%	-8.2%	-5.6%	-8.7%	-4.7%	-50.2%	-14.6%

来源：国家能源局，i



备注：如 26M4 电子设备制造业 4.5% 计算公式为：(2026 年 4 月电子设备制造业用电量-上年同期) / (2026 年 4 月二产用电量-上年同期) - (2026 年 4 月电子设备制造业用电量/当月二产用电量)，即用细分行业用电量增量占比-结构占比

图表9：三产细分行业单月用电量贡献度

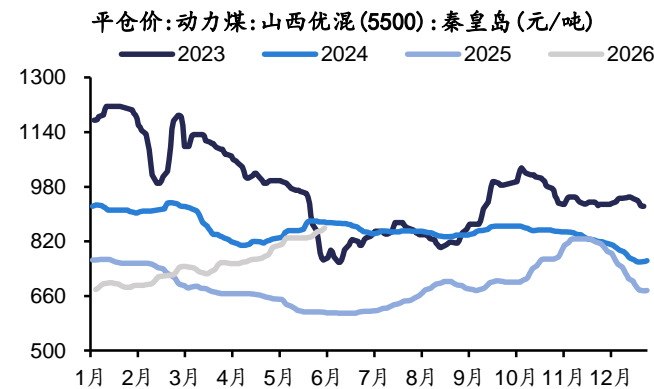
	25M4	25M5	25M6	25M7	25M8	25M9	25M10	25M11	25M12	26M1-2	26M3	26M4
批发和零售业	10.9%	9.7%	6.6%	8.6%	13.4%	15.7%	8.2%	17.1%	32.6%	19.6%	18.9%	20.2%
信息技术服务业	8.3%	6.4%	8.1%	8.1%	13.3%	11.7%	2.2%	7.1%	23.9%	10.1%	10.9%	8.6%
住宿和餐饮业	-1.0%	0.9%	0.5%	-1.0%	0.2%	2.1%	0.5%	-0.7%	1.5%	0.0%	-0.3%	0.4%
金融业	-1.0%	0.1%	-1.0%	-1.0%	-1.1%	-0.9%	0.4%	-1.2%	-1.8%	-1.0%	-0.8%	-0.9%
租赁和商务服务业	-1.6%	-1.0%	-0.7%	-0.8%	-1.4%	-1.0%	-0.3%	-1.5%	-4.5%	-2.2%	-1.7%	-2.5%
交通运输业	-1.8%	-2.3%	-5.0%	-1.7%	-3.0%	-4.1%	-1.3%	-3.7%	-5.9%	-4.1%	-2.9%	-4.3%
房地产业	-3.5%	-2.6%	-1.7%	-2.6%	-6.5%	-6.5%	-4.1%	-4.6%	-10.1%	-6.8%	-4.4%	-5.6%
公共服务	-10.3%	-11.2%	-6.8%	-8.0%	-15.1%	-17.0%	-5.7%	-12.4%	-35.8%	-15.7%	-19.5%	-16.0%

来源：国家能源局，i

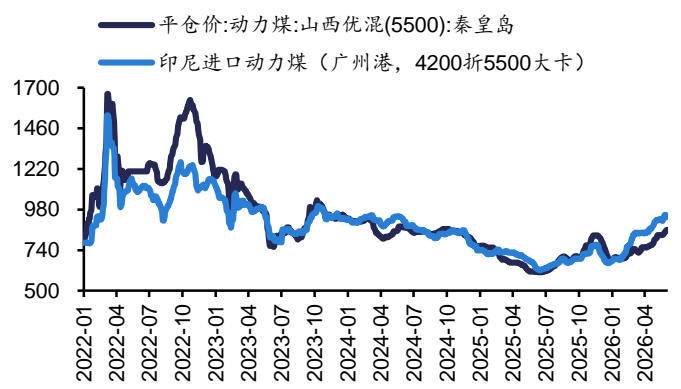
1.2 供需双轮驱动带动煤价上涨，看好能源通胀下的电价上涨

2026 年初至今现货煤价持续攀升，秦皇岛 5500 大卡动力煤价已达 860 元/吨，较年初上涨 27%；印尼进口 4200 大卡动力煤达 723 元/吨，较年初上涨 40%（折 5500 大卡为 947 元/吨，与国内价差达 88 元/吨）。我们认为年初至今动力煤价格上涨，本质上是阶段性供需错配的体现叠加地缘影响的催化（火电发电量低基数下高增长、山西事故后的安监趋严、海峡影响全球能源价格提升、印尼产能限制等）。5 月中下旬起，伴随气温提升电厂日耗开始提升，补库需求有所释放，电厂库存煤炭已升至 27 天。结合我们此前讨论火电发电量将在上半年保持增长，预计煤价 6 月表现仍较为强势；7-8 月若水电电量恢复火电增量或转负，煤价或迎阶段性压制。但是煤价均价同比抬升已成既定事实，因此看好电价的持续抬升。

图表10：年初至今国内现货煤价涨幅达 27%



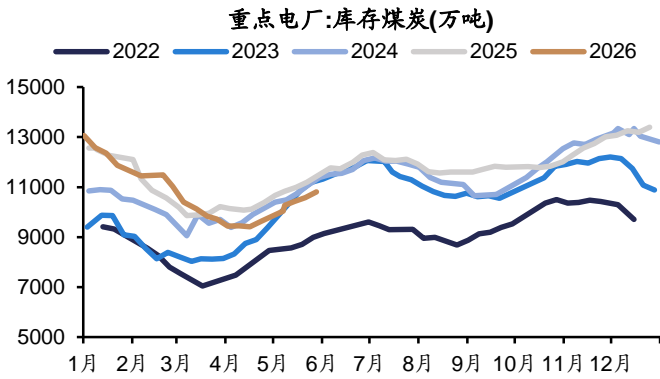
图表11：年初至今进口煤较内贸煤价差扩大（元/吨）



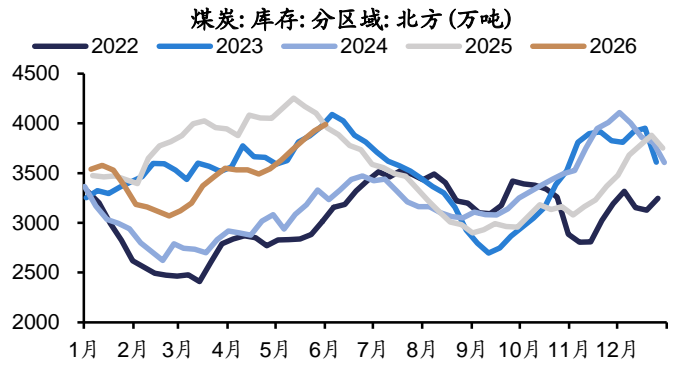
来源：i



图表12: 近期电厂煤炭库存开始回升



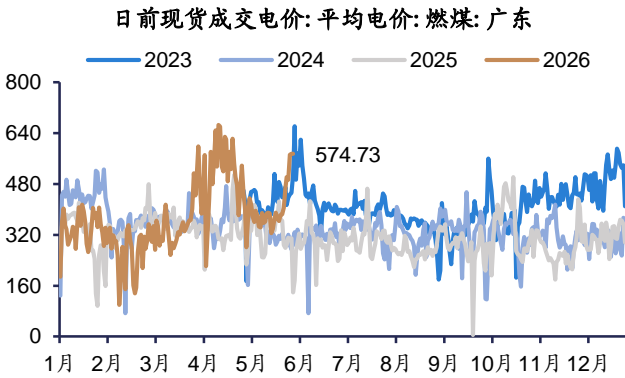
图表13: 近期港口库存持续提升



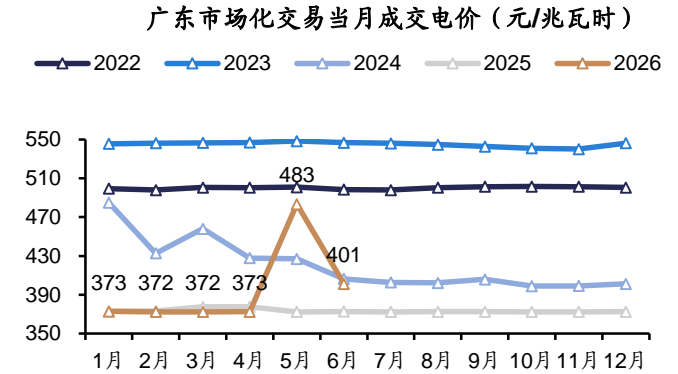
来源: i

能源通胀带动的电价上涨已经开始显现, 传导机制从现货电价向月度电价向年度长协逐步传导。以广东为例, 今年4月和6月均出现现货电价超0.6元/度的现象, 广东5-6月月度电价均超0.4元/度(2026年度长协为0.372元/度)。江苏6月月度电价已连续4个月持续上涨, 目前达0.351元/度, 超过2026年度长协的0.344元/度。

图表14: 2026年5月广东现货电价再次提升



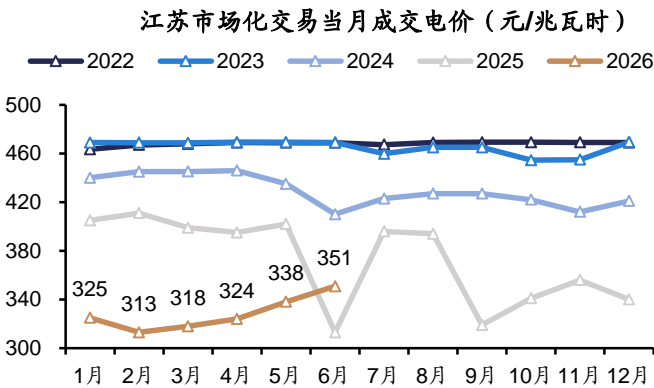
图表15: 2026年5-6月广东月度电价均超0.4元/度



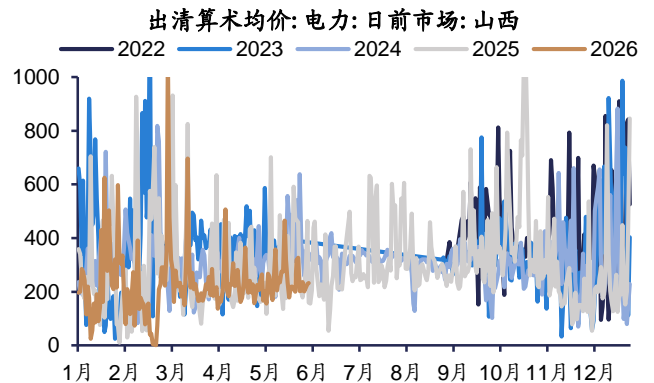
来源: 广东电力交易中心, 国金证券研究所

来源: 江苏电力交易中心, 国金证券研究所

图表16: 2026年2月至今江苏月度电价持续提升



图表17: 山西现货电价中枢亦有所上行



来源: 广东电力交易中心, 国金证券研究所

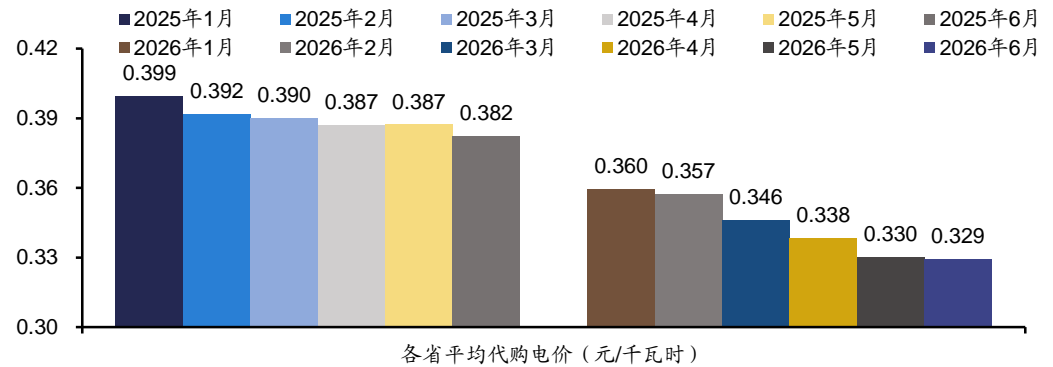
来源: 山西电力交易中心, 国金证券研究所

从代购电数据来看(用户侧), 尽管2026年1-6月各省平均代购电价仍在持续下降中, 但已有企稳趋势(两年相较差值较大主要系去年煤价中枢的下跌和容量电价的提升)。展望后续, 一方面煤价中枢上行趋势下, 看好燃料成本上涨对电价形成支撑, 另一方面电力供



需最为宽松的阶段也即将过去，此外，预计 2027 年用户对年度长协的需求程度也将相较于 2026 年提升，因此看好电价中枢的提高。

图表 18: 2026 年 1-6 月代购电价格下降的趋势有所改善



来源: i

1.3 算电融合打开电力的成长空间，关注从主题行情向产业趋势的演绎

政策端持续完善，为算电融合落地提供制度基础。从 2025 年末开始，绿电直连政策持续落地，从经济上通过输配电费的调整提升了算电融合的盈利能力、从一对多直连的角度提升了绿电直连项目的存续能力、政府工作报告及十五五规划明确算电融合，政策端的框架已经基本搭建完毕，后续关注各省细则的落地。本周，广东省发布《广东省人工智能发展促进条例（征求意见稿）》，提出省政府应统筹推动算力、电力及通信网络一体化布局。我们看好能源公司参与数据中心建设及运营，从单纯卖电走向算电融合，延伸产业链的同时实现了电力的市场化，看好如豫能控股参股算力项目，雅砻江水电与中国电信共建算电融合项目等模式的更广泛推开。

图表 19: 2025 年至今绿电直连核心政策

时间	政策/文件	发布部门	核心内容
2025 年 3 月	《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》（262 号文）	国家发改委等五部门	完善绿证核发、交易、核销、消费认证和国际应用机制；明确加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心绿色电力消费比例，国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例在 80%基础上进一步提升。
2025 年 5 月	《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（650 号文）	国家发改委、国家能源局	国家层面首次系统明确绿电直连定义、项目边界、建设模式、运行管理、市场交易和费用缴纳要求；绿电直连由新能源通过直连线路向单一电力用户供给绿电。
2025 年 9 月	《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（1192 号文）	国家发改委、国家能源局	明确绿电直连、零碳园区、源网荷储一体化等就近消纳项目公平承担输配电费、系统运行费等费用；项目原则上作为统一整体参与电力市场。
2026 年 3 月	2026 年政府工作报告	国务院	“算电协同”首次纳入政府工作报告和新基建工程，算力与电力协同由产业探索上升至国家基础设施建设方向。
2026 年 3 月	算电协同相关国家标准立项	国家标准化管理委员会	算电协同从政策倡导进入标准体系建设阶段
2026 年 5 月	《关于促进人工智能与能源双向赋能的行动方案》	国家发改委等四部门	明确到 2027 年清洁能源与算力设施互动能力显著提升，到 2030 年人工智能算力设施清洁能源供给保障能力达到世界领先水平，聚焦算力的能源保供、低碳转型，包括强调算电协同、强化低碳管控；算力与能源电力的高效协同，提及对算力设施分类管理，鼓励部分算力成为灵活性负荷、鼓励签订多年期绿电交易合同



2026年5月 《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》(688号文) 国家发改委、国家能源局 在650号文基础上，将绿电直连由单用户“一对一”扩展至多用户“一对多”；明确优先支持算力设施、绿氢氨醇等新兴产业开展绿电直连。投资模式上项目原则上由电源方与负荷方合资。

来源：国家发改委，国务院，国金证券研究所

图表20：2026年以来算电协同项目加速涌现

时间	企业/项目单位	项目名称	项目阶段	牵头主体属性	项目情况
2026年1月	中金数据集团、昌吉市政府、昌吉州国投	中金数据新疆零碳算力集群	签约落地	算力方主导，地方国资配合绿电保障	项目总体建设目标1.44GW，总投资313.68亿元；先导项目位于昌吉市新疆信息产业园，投资约78.42亿元，规划IT产出约360MW；项目定位为“零碳算力园区”，并与地方签署绿电战略合作协议。
2026年1月	四川达沃斯生态科技、中晖宁基私募基金等	新疆塔城智算产业托里集聚区16000P算力项目	开工	算力投资方主导，地方产业园承载	项目总投资约22亿元，位于塔城托里县智算产业集聚区，建设16000P算力项目。
2026年1月	瑞风新能源、张家口宣化经开区	宣化人工智能算力中心项目	签署投资框架协议	能源企业向算力端延伸	项目拟总投资240亿元，建设“智算中心+绿电+储能”，分五期推进，一期智算中心拟建设不低于3000机架，预计2028年2月前投产。
2026年1月	甘肃电投庆阳新能源	庆阳“东数西算”产业园区绿电聚合试点项目	首批机组并网	电源方主导，服务算力园区	项目总规划装机200万千瓦，首批建设100万千瓦，包括75万千瓦风电和25万千瓦光伏，同步配套储能、升压站、变电站及输电线路，直接服务庆阳数据中心集群。
2026年2月	国网北京市电力公司、京能数字产业有限公司、中国电科院	北京市海淀区算力中心高比例新能源供电与电算协同项目	纳入国家能源局首批新型电力系统试点	电网+地方能源数字平台	国家能源局第一批新型电力系统建设能力提升试点中，项目方向明确为“算电协同”。
2026年2月	豫能控股	参股合盈数据(怀来)智谷算力产业园	收购推进中	电源端收购算力公司	拟以不超过14亿元参股投资“先天算力(河南)科技有限公司”(持股比例不超过49%)，并联合控股股东收购“郑州合盈数据有限责任公司”控股权。郑州合盈在京津冀节点拥有IT容量超过1GW的超大规模绿色算力集群。
2026年2月	中国联通芜湖分公司、国网安徽芜湖供电公司、华电安徽新能源	芜湖数据中心算电协同项目	纳入国家能源局首批新型电力系统试点	运营商+电网+电源方	国家能源局第一批新型电力系统建设能力提升试点中，项目方向明确为“算电协同”。
2026年3月	大唐新能源	中卫大数据算力产业绿电园区二期	筹建中	电源端主导、算力侧商业合同供电	2026年3月10日竞争性优选结果公示。项目总规模260万千瓦，其中光伏60万千瓦，风电200万千瓦。
2026年3月	韶能股份	广东韶关算电融合项目	筹建中	电源端主导、算力侧商业合同供电	公司全资子公司广东韶能算电融合投资有限公司拟在韶关乐昌市出资10亿元设立全资子公司，开发清洁能源业务，落实韶关数据中心集群源网荷储电力一体化中的电源业务。
2026年3月	中国移动青海公司、国家电投黄河公司	中国移动柴达木绿色微电网算力中心示范项目	在建	运营商+电源央企联合	项目为100%绿电直供微电网算力中心，由中国移动青海公司和国家电投黄河公司共同投资建设，定位为青海特色算电融合核心示范项目。



2026年 3月	国信盈创	国信盈创（格尔木）智算中心项目	签约	算力方主导	项目总投资约 19.92 亿元，拟建设 A 级标准数据中心，安装 3024 个标准机架，算力规模 6000P；项目已通过省级评审及咨询论证，正按程序报送国家相关部委。
2026年 4月	腾讯云、远景集团	赤峰 100%绿电直供数据中心	落地运营	算力方+能源科技企业联合	在内蒙古赤峰落地 100%绿电直供数据中心，清洁能源不经公共电网中转直接输送至数据中心，综合能源成本降低超 40%。
2026年 4月	中国华电、中国移动呼和浩特数据中心	和林格尔数据中心集群绿色能源供给示范项目	已投产运行	电源央企主导，算力方消纳	全国首批“电算协同”示范项目，由中国华电运营，一期每年产出 7.6 亿度绿电，通过 41 公里绿电专线直供和林格尔新区数据中心
2026年 4月	中国联通新疆分公司、昌吉州国投	新疆信息产业园绿电直连算电协同项目	获批/纳入绿电直连清单	运营商+地方国资联合	负荷侧为中国联通新疆云数据中心，算力规模 8192P，规划 18876 个标准机架；电源侧配套 10 万千瓦光伏、2.5 万千瓦/10 万千瓦时储能和 110 千伏专线，实现点对点绿电直连。
2026年 4月	新疆浦源慧途数据科技、海南浦源慧途投资合伙企业等	丝路慧途智算中心	交付	算力方主导	南疆首个智能绿色算力中心，算力规模 4000P，采用“风光发电—绿电消纳—算力输出”一体化模式。
2026年 4月	新华三集团、海南九焱等	西宁开发区绿电智算融合基础设施/西宁智算中心项目	签约/改造部署	算力方主导	总投资 165.5 亿元，海南九焱西宁智算中心预计 5 月底实现 5000P 算力点亮，新华三绿电智算融合基础设施项目推进申报。
2026年 4月	晶科科技、中卫市政府	宁夏中卫 1GW 算力中心项目	签署投资协议	电源端主导、自营延伸至算力端，拟引入战略合作方	项目计划总投资约 245 亿元，计划部署机柜约 5 万架，分三期建设；一期 IT 功率 400MW、二期 300MW、三期 300MW。当前仍为投资协议阶段。
2026年 4月	先河环保	收购邢台顺科、邢台智算，打造智算中心	已签署产权交易合同	环保公司收购算力公司	取得邢台顺科 100%股权及邢台智算 100%股权，合计底价约 4.80 亿元，并已签署产权交易合同。收购完成后将取得大数据产业园相关资产，并围绕绿电供应、储能、能效管理、碳监测、节能运维建设零碳产业园。
2026年 5月	大唐新能源	中卫大数据算力产业绿电园区一期	部分运营中	电源端主导、算力侧商业合同供电	一期 50 万千瓦光伏项目已投运（直连），150 万千瓦风电项目计划 2026 年 9 月全容量并网（聚合），年可满足中卫云基地数据中心 22.9 亿千瓦时用电需求。

来源：国家能源局，公司公告，中国能源网，各地人民政府，国金证券研究所



图表21: 两河口算电融合示范项目



来源: 新华网, 国金证券研究所

图表22: 甘肃电投庆阳绿电聚合项目



来源: 甘肃电投官网, 国金证券研究所

2025年9月, 国家发展改革委印发《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》(1192号文), 对绿电直连项目的电费缴纳方式作出系统性调整, 核心变化是输配电费从“按电量计费”模式转向“按容量计费”模式, 降低了绿电直连项目的综合用电成本。输配电费方面, 项目实行按容(需)量缴纳输配电费, 下网电量不再缴纳系统备用费、输配电环节的电量电费。月度容(需)量电费计算方法为: 容(需)量电费=按现行政策缴纳的容(需)量电费+所在电压等级现行电量电价标准×平均负荷率×730小时×接入公共电网容量。系统运行费方面, 项目使用公共电网时暂按下网电量缴纳, 即自发自用部分无需缴纳系统运行费, 并暂免缴纳自发自用电量的政策性交叉补贴新增损益; 后续将逐步向按占用容量方式缴费过渡。

以宁夏地区项目为例, 按照1192号文的绿电直连项目电费缴纳方式, 平均负荷率取66.38%, 绿电直连部分下网电价按宁夏中卫数字信息产业园区发展规划取0.36元/千瓦时, 则该项目在绿电直连比例为58%时, 绿电直连部分和普通购电部分电网侧中间费用将从0.1735元/千瓦时分别降低至0.0873元/千瓦时和0.1456元/千瓦时, 节省的费用将成为绿电运营项目与数据中心的收益提升来源。

图表23: 绿电直连与普通下网情况下电价对比

项目	普通情况	1192号文	
		绿电直连部分	普通购电部分
上网电价(元/千瓦时)	0.2551	0.2727	0.2551
输配电价(元/千瓦时)	0.0600	0.0000	0.0000
政府性基金及附加(元/千瓦时)	0.0213	0.0213	0.0213
上网环节线损电价(元/千瓦时)	0.0068	0.0000	0.0068
系统运行费(元/千瓦时)	0.0515	0.0000	0.0515
容量电价折算(元/千瓦时)	0.0339	0.0660	0.0660
下网电价(元/千瓦时)	0.4286	0.3600	0.4007
输配电费节省金额(元/千瓦时)	-	0.0862	0.0279

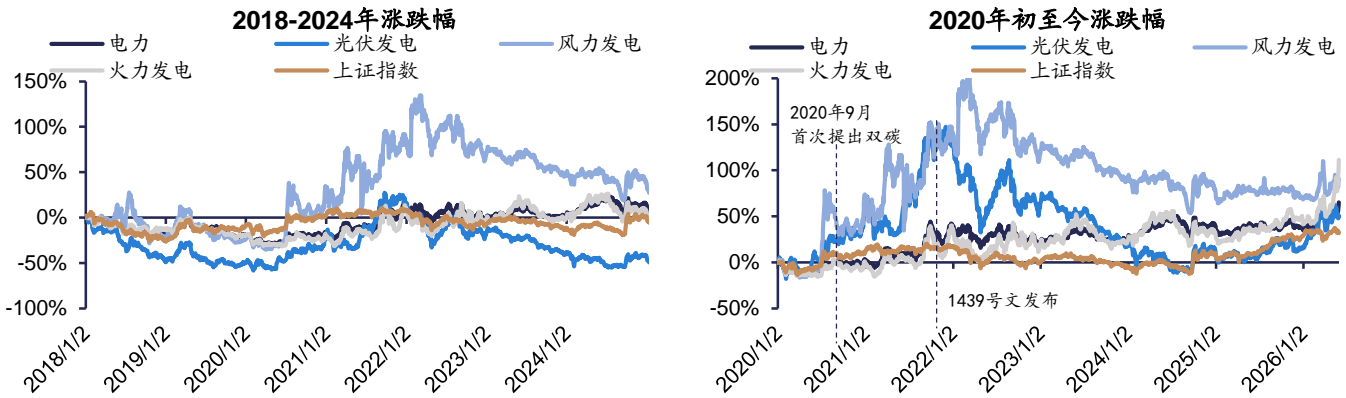
来源: 《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》、网上国网、国金证券研究所

注: 以宁夏地区项目58%绿电直连为例

从“双碳”到“算电”, 两轮电力行情对照。受双碳政策、电改持续深化等影响, 2020-2022年电力板块出现持续超额收益。2020年9月22日我国在联合国大会首次提到力争2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和目标, 电力行业作为能源转型核心环节, 市场给予电力板块新能源装机快速成长下的估值重估。自2020年下半年板块开始启动, 并迎来长达接近两年的持续性上涨, 期间电力板块最大涨幅达65%, 风电子板块最大涨幅达203%、光伏达152%。



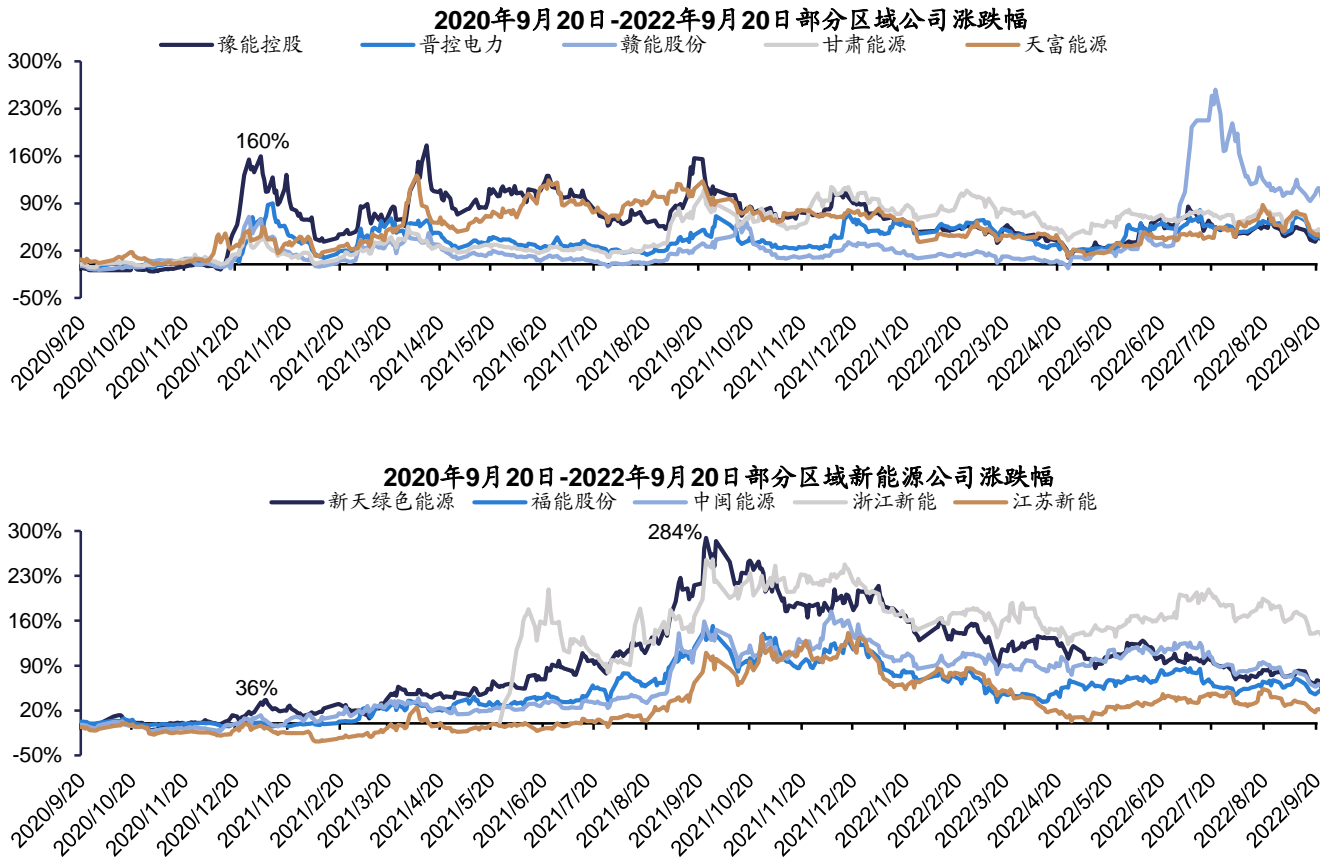
图表24: 受双碳及电改政策催化 2020-2022 年电力板块持续上涨

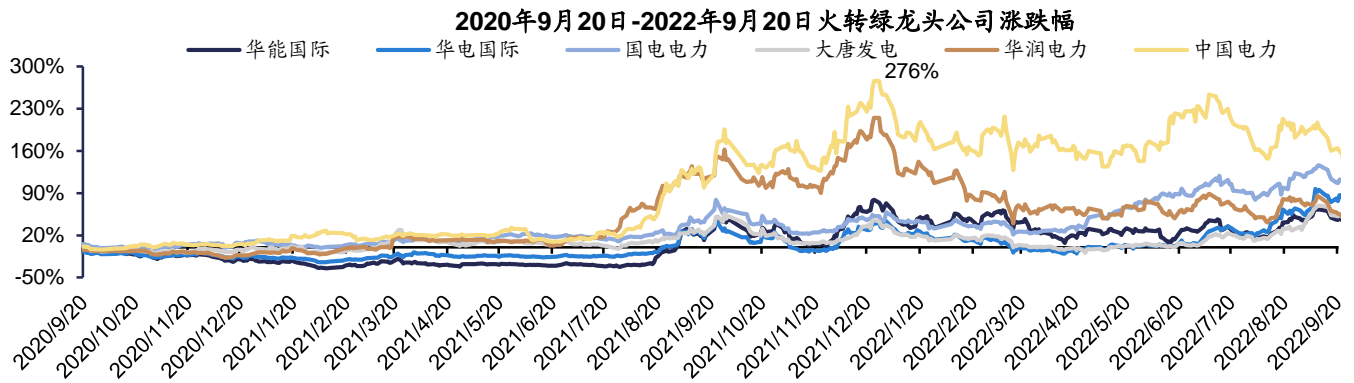
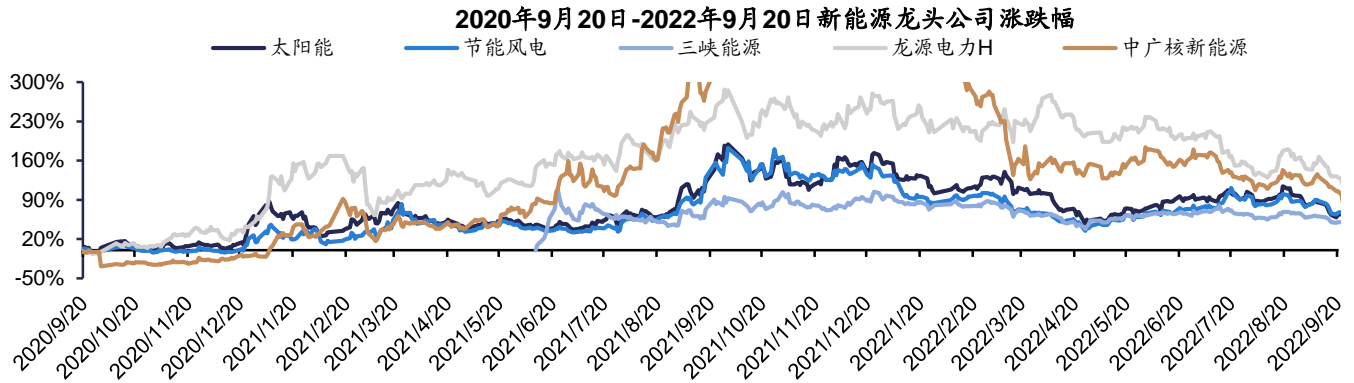


来源: i

聚焦 2020-2022 年板块上涨行情期间，区域公司、区域新能源运营商、全国新能源龙头、全国火转绿龙头公司分批上涨。复盘个股来看，板块内部呈现明显分批接力上涨趋势。(1) 2020 年 9 月双碳目标首次提出后，新能源运营商均开始上涨。(2) 2021 年 2 月中下旬板块再次启动，区域新能源公司如福能股份、中闽能源等开始启动，港股区域龙头新天绿色能源、全国龙头中广核新能源、龙源电力 H 等大幅上涨。(3) 2021 年 2 月-9 月期间，全国新能源运营商开始上涨。(4) 2021 年四季度，受益于预期困境反转，1439 号文发布扩大电价上限，全国性龙头公司开始领涨，后续伴随龙头公司新能源发展亦迅速、火电认知逐步纠偏，火转绿龙头公司波动上涨。

图表25: 复盘 2020-2022 年行情，部分区域公司、区域新能源、新能源龙头、全国火转绿龙头公司分批上涨

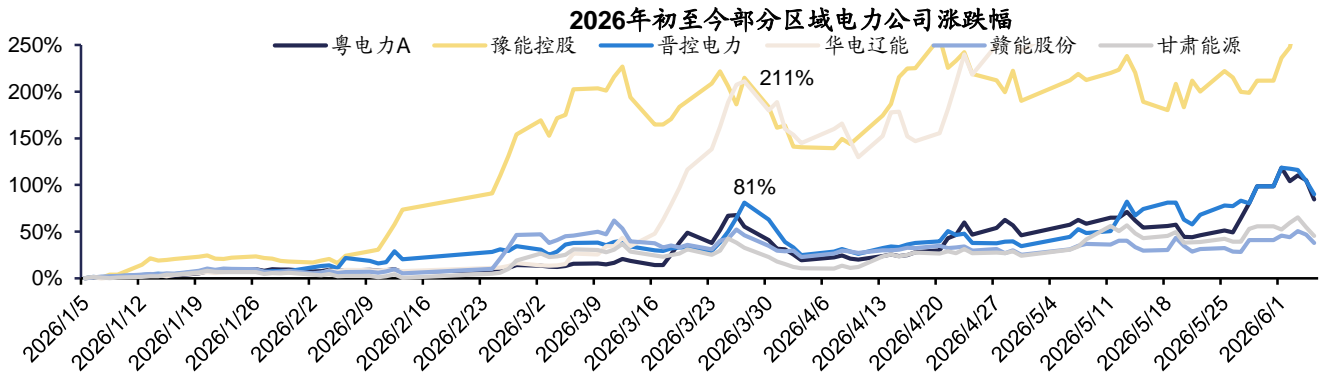




来源：i

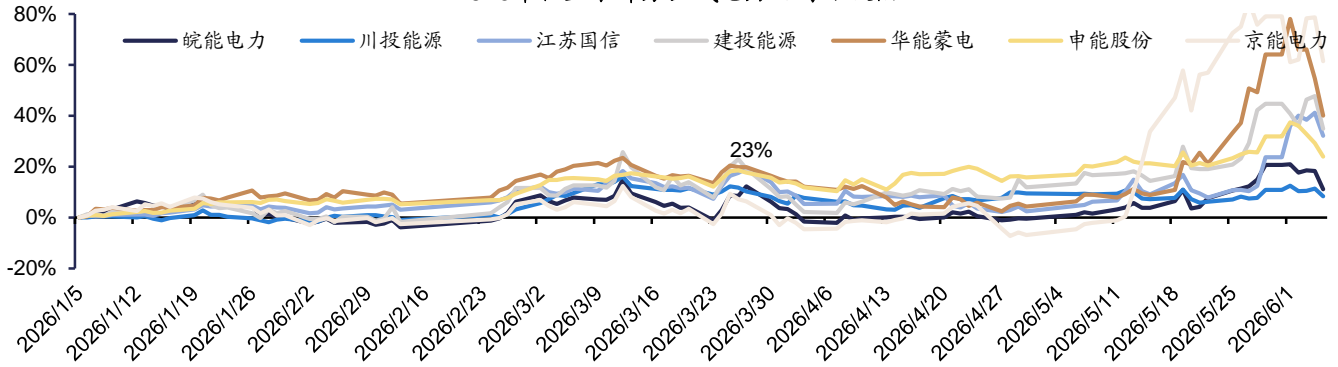
算电融合主题从年后至今经历了两轮行情，行情结构正在从点状项目催化走向区域性及全国性公司的价值重估。第一轮行情中，领涨标的主要集中在已从电力向算力投资的小市值公司，市场交易的核心是题材弹性，行情呈现点状扩散特征。4月中下旬以来，行情逐步向区域能源集团和大型电力投资主体演绎，市场关注点从单一项目签约，转向电源资源、区域负荷和数据中心承接能力。行情主线由点及面，从个别项目公司扩展至区域性能源平台，尤其是数据中心节点所在省份的省属能源平台，未来将进一步向全国性公司中推进电力大基地向电算大基地的企业进行延展。

图表26：2026年初至今个股涨幅持续扩大

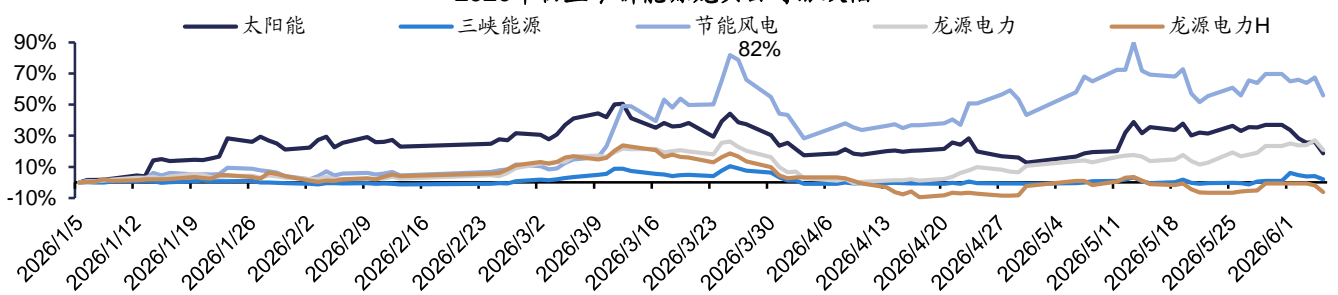




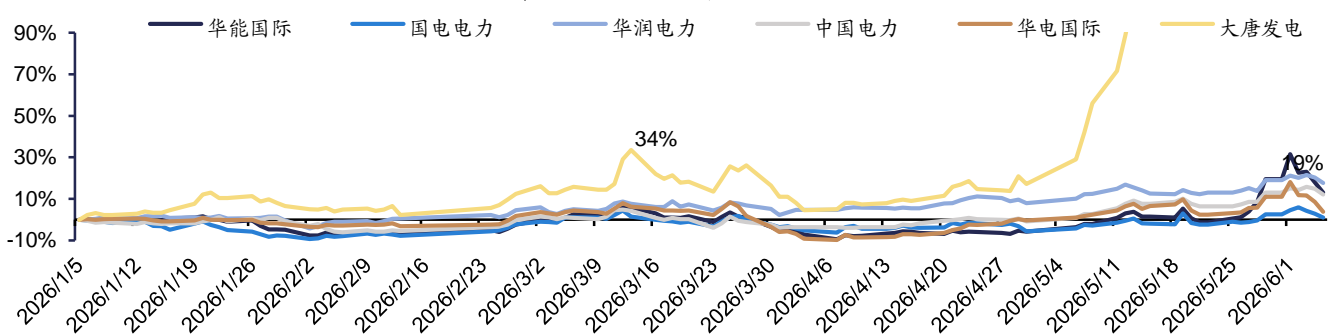
2026年初至今部分区域电力公司涨跌幅



2026年初至今新能源龙头公司涨跌幅



2026年初至今龙头公司涨跌幅



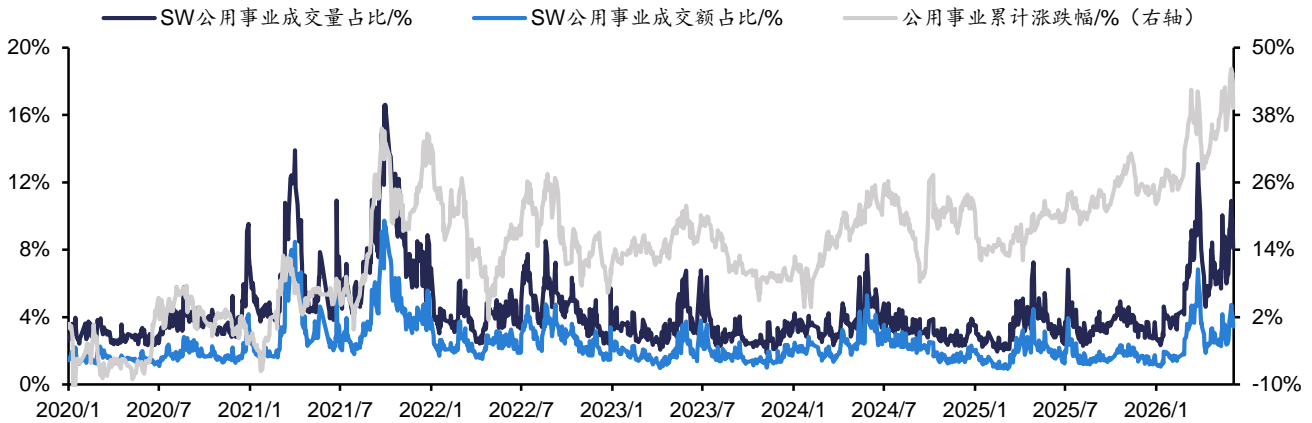
来源：i

备注：截止 2026 年 6 月 5 日，豫能控股上涨 279%，华电辽能上涨 592%，大唐发电上涨 123%未显示全

从交易层面来看，双碳行情中板块最大成交量占比为 16.6%、成交额占比为 9.4%。最新板块成交量占比仅 8.1%、成交额占比仅 3.4%。我们看好电力公司未来通过参股或控股数据中心，参与算力基础设施收益分配。传统模式下，电力公司盈利仍受售电价格和电价机制约束。算电融合模式下，电力公司可依托低成本电源、绿电直连、地方产业协同和资金优势，与负荷端共同投资数据中心，实现“发电—算力”一体化运营，既锁定了稳定的内部消纳渠道，又延长了产业链价值，切实提升公司盈利的稳定性与抗风险能力。沿海负荷中心的能源集团预计可通过参股省级数据中心平台的方式切入算力节点，西北大基地则有望从煤火风光大基地进一步转向电算一体化基地。电力板块基本面处于底部、机构配置比例偏低，算电融合有望成为电力公司商业模式重估的重要抓手。



图表27：最新公用事业成交量占比为 8.1%、成交额占比为 3.4%

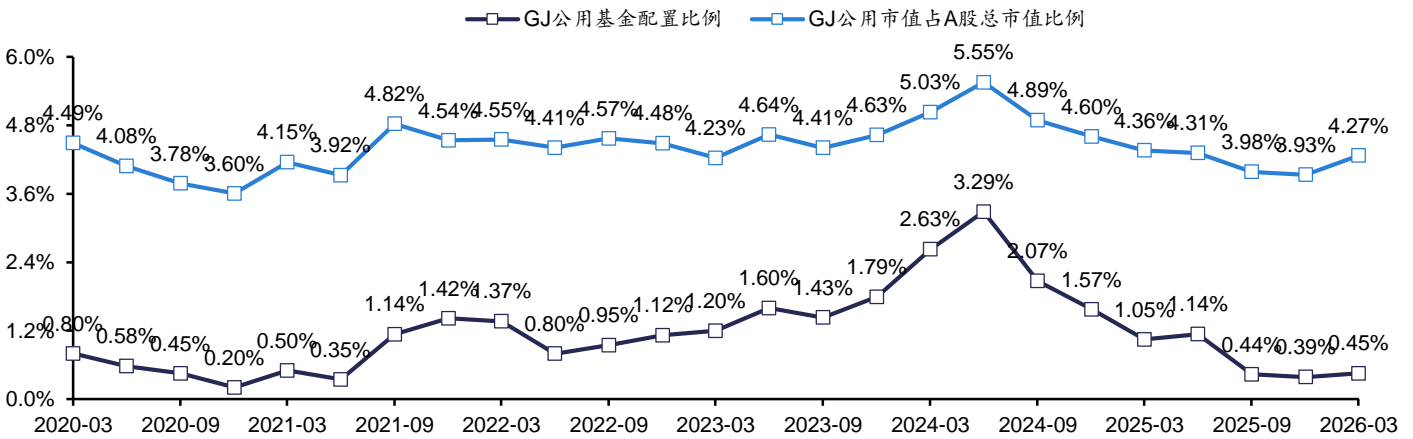


来源：i

1.4 关注板块依旧低配低估，年初至今表现优异

2025 年基金持仓大幅回落，关注低配下的投资机会。2025 年 Q3、Q4 公募基金对公用事业板块配置比例大幅回落，2025Q3 环比下降 0.70pct 至 0.44%（GJ 公用样本股，下同），2025Q4 环比下降 0.05pct 至 0.39%，持仓已经接近 2021 年以来最低值。2026Q1 板块受益于算电融合主题行情，基金持仓小幅回升至 0.45%，但仍处于显著低配状态。公用事业板块当前持仓已处历史低位，但板块盈利稳定性、现金流质量和分红能力仍在改善，市场对电价、消纳等短期扰动已有充分反映。低配之下，稳健资产的配置价值更易在业绩兑现与分红提升中重新获得定价。

图表28：2026 年一季度末公用事业股基金配置占比为 0.45%、环比+0.06pct、同比-0.60pct



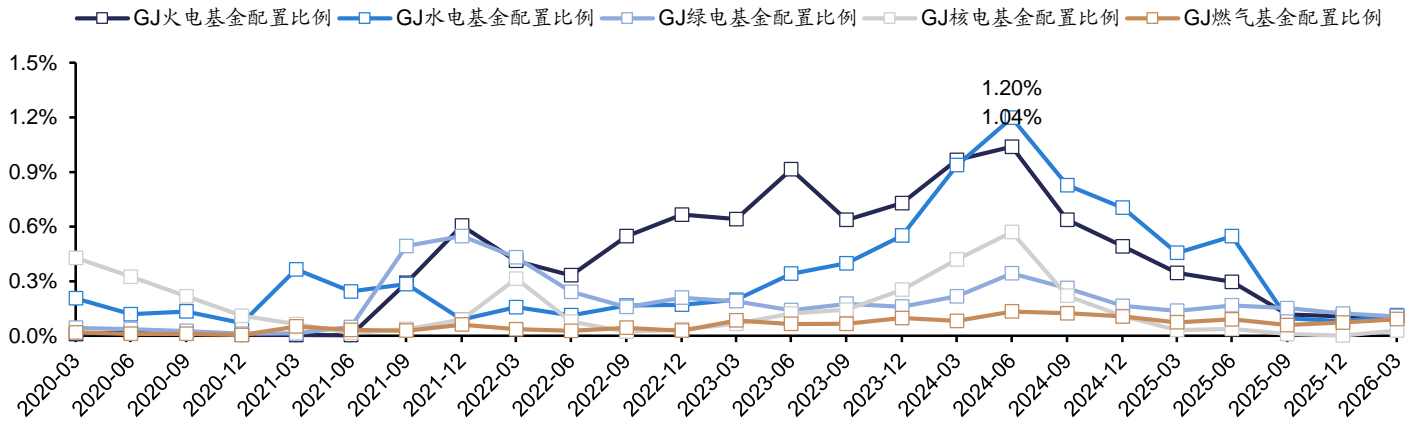
来源：i

备注：包括 GJ 公用合计 100 支样本股，板块基金配置比例=重仓股汇总的该板块配置市值/基金重仓股票投资市值。基金统计口径：偏股型基金（不含指数型）=开放式股票型基金（不含指数型）+开放式偏股混合型基金+开放式灵活配置型基金+封闭式股票型基金（不含指数型）

拆分板块来看，26 年一季度末电力各子板块公募持仓比例均位于历史低位。具体而言，26 年一季度末 GJ 火电、GJ 水电、GJ 核电、GJ 绿电、GJ 燃气基金配置比例分别为 0.11%、0.11%、0.03%、0.11%、0.09%，同比分别-0.24pct、-0.44pct、0.00pct、-0.03pct、0.02pct。火电、水电调整幅度较大，火电、水电配置比例均为 2022 年以来新低，各板块均处于低配状态。



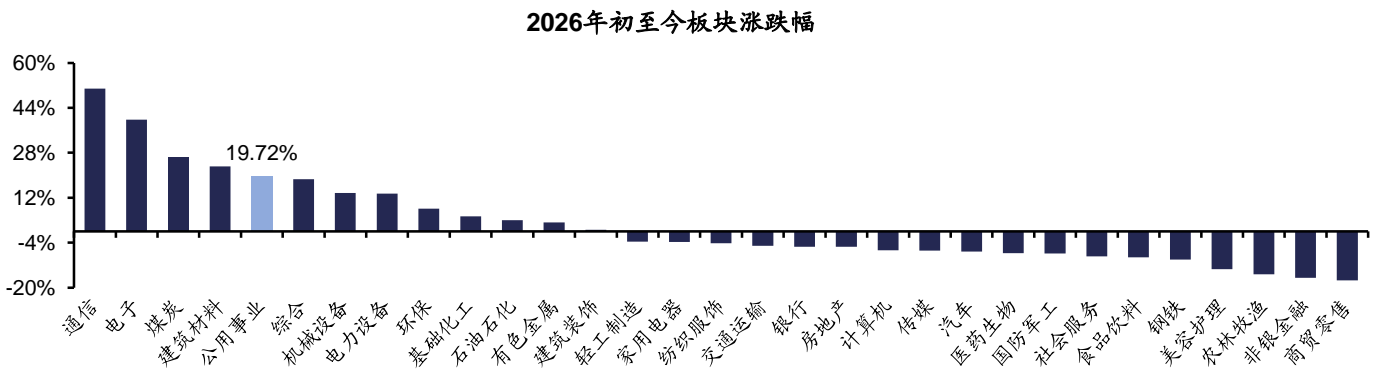
图表29：细分板块来看，2026年一季度末水电、火电板块配置比例降至0.11%、0.11%



来源：i

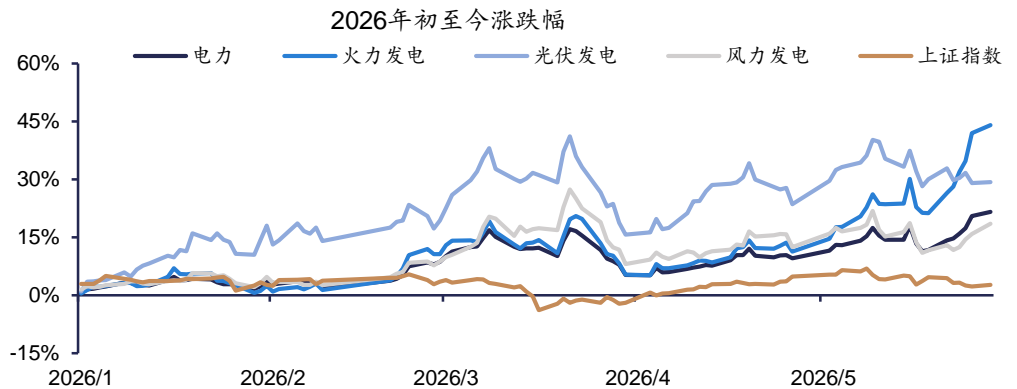
2026年初至今公用事业板块涨幅19.72%，在申万31个一级行业中位列第5。从子板块看，火力发电、光伏发电涨幅居前，年初至今分别上涨44.05%和31.65%，在申万259个三级行业中位列第15和第24，显著领先其他细分板块，整体表现与算电融合主题行情相关性较强。

图表30：2026年至今公用事业板块涨幅靠前



来源：i

图表31：2026年至今火力发电、光伏发电涨幅居前



来源：i

二、火电：市场化交易带来收入超额，利润有望在Q2筑底回升

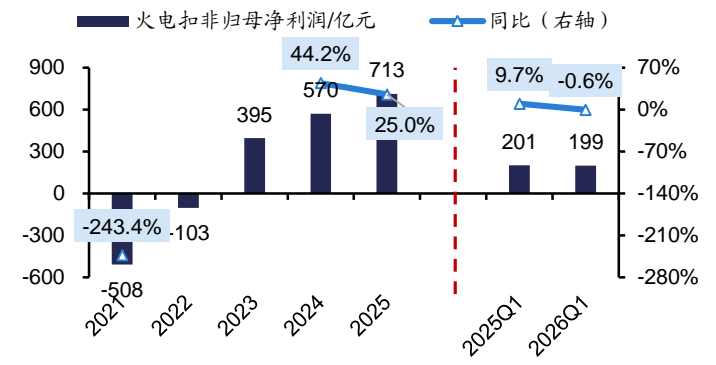
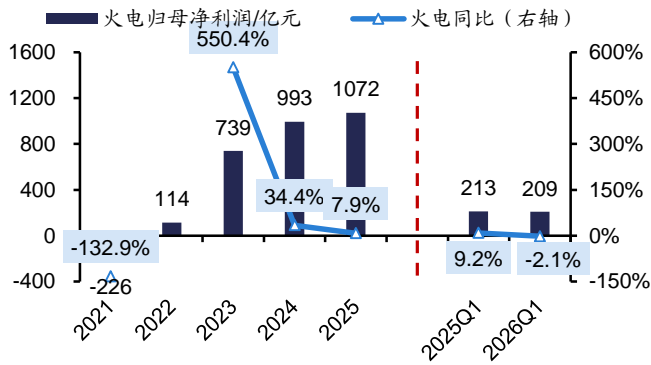
26Q1火电板块归母净利润同比下滑2.1%，扣非归母净利润同比下滑0.6%，降幅显著好于



市场预期，我们预计除 Q1 煤价同比有下降外，电价降幅好于市场预期为主要原因。参考 2025 年全国性公司火电电价同比下降 1-3 分/度，降幅均少于 2025 年初长协电价落地后市场预期。根据江苏、广东电力交易中心，2025 年度广东、江苏年度长协价格分别同比下降 7.4 分/度、4.1 分/度，而 2025 年火电实际结算电价粤电力同比下滑 5.8 分/度，江苏国信同比下滑 3.1 分/度，均优于预期。究其原因我们认为一方面为 2026 年长协电量占比下降，而上半年部分省份月度及现货价格已有回升，另一方面为火电通过市场化交易多发高价效益电，拉高了部分结算电价；华能国际在 2026 年一季度公开电话会议中也提到，一季度通过市场化交易电价增加 1.5 分/度，也印证了我们的观点。

图表32：2026Q1 火电板块归母净利润同比-2.1%

图表33：2026Q1 火电板块扣非归母净利润同比-0.6%

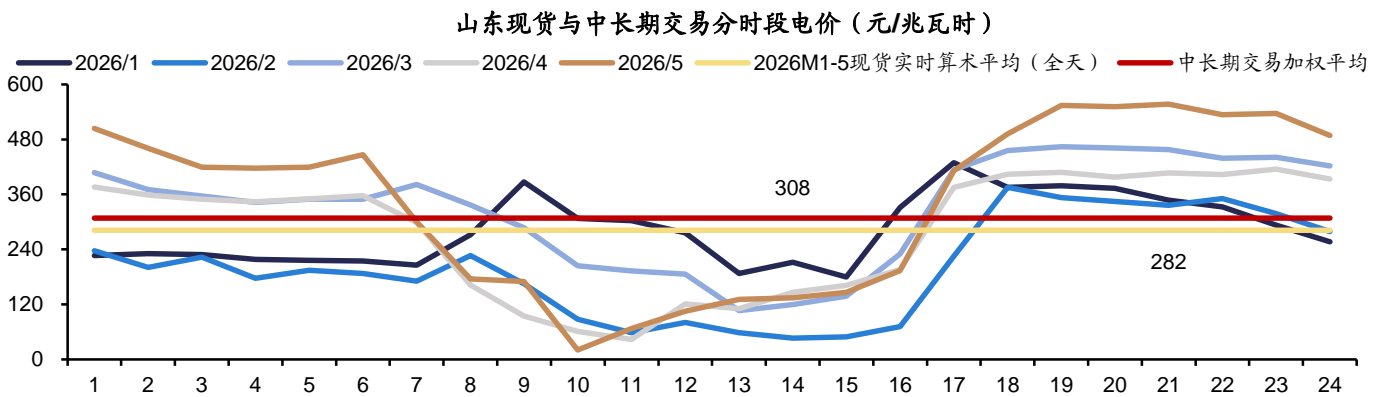


来源：Wind，国金证券研究所

来源：Wind，国金证券研究所

以山东电力交易中心披露的分时段发电侧实时电价为例，我们通过对山东日频数据平均得到月频处理数据，可以发现现货电价日内呈现典型的“两峰一谷”特征，主要反映电力系统净负荷的时段性变化。早晚高峰期间，终端用电需求集中释放，系统边际机组出清价格上行，推动现货电价抬升；午间时段受光伏集中出力影响，净负荷明显回落，低边际成本电源占比提升，现货电价随之下探。火电作为可灵活调节负荷机组，整体电量或为下降，但高价格电量占比提升（即早晚高峰期间），部分时段甚至高于中长期交易价格，因而在发电曲线显著下，火电有望获得额外收入。

图表34：现货电价与中长期交易电价存在明显价差



来源：山东电力交易中心，国金证券研究所

容量电价方面，两部委规定 2026 年煤电容量电价下限为 165 元/千瓦·年，甘肃、吉林等地容量电价超额提升，看好火电收入中稳定电价部分的比例继续提高。根据国家发改委、国家能源局《关于建立煤电容量电价机制的通知》，容量电价政策自 2024 年 1 月 1 日开始实施，其中要求 2024-2025 年，省级电网中河南、湖南、重庆、四川、青海、云南、广西等七个省份煤电机组固定成本回收比例是 50%，对应容量电价 165 元/千瓦·年；其余省份成本回收比例为 30%，对应容量电价 100 元/千瓦·年；2026 年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于 50%。从 2026 年实际执行情况来看，部分省份出现超额提升，天津、四川执行 231 元/千瓦·年，吉林、甘肃、云南等提高至 330 元/千瓦·年。此外，4 月 21 日辽宁省发改委发布征求意见稿，拟自 2027 年起建立发电侧可靠容量补偿机制（涉及公用煤电机组、电网侧独立新型储能等），标准暂按 370 元/千瓦·年执行。我们预计容量电价预期仍有提升空间，火电度电收入中的稳定部分比例有望持续扩大。

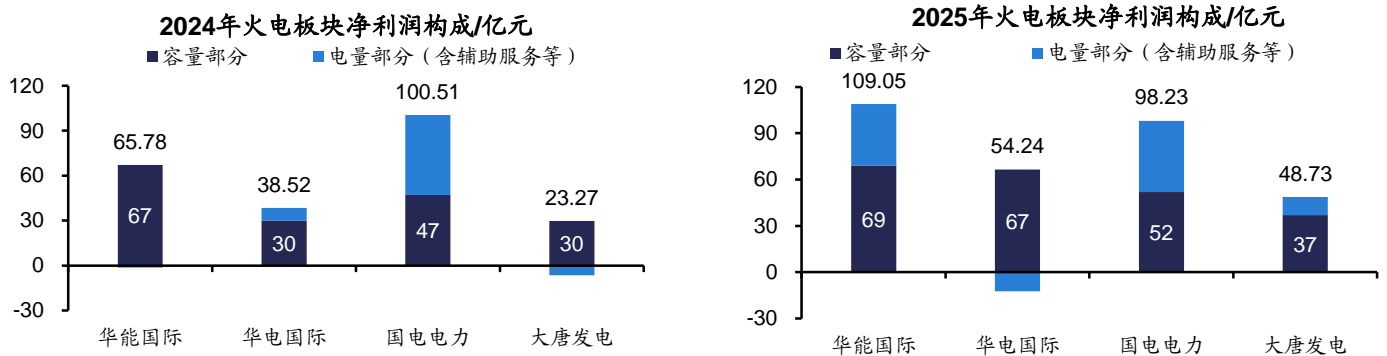


图表35：2026年甘肃、吉林等地容量电价超额提升

省级电网	容量电价（元/千瓦·年，含税）						
	2024-2025	2026	提升幅度	省级电网	2024-2025	2026	提升幅度
甘肃	100	330	230%	北京	100	165	65%
吉林	100	330	230%	上海	100	165	65%
云南	165	330	100%	江苏	100	165	65%
广西	165	248*	50%	浙江	100	165	65%
天津	100	231	131%	安徽	100	165	65%
四川	165	231	40%	福建	100	165	65%
青海	165	185*	12%	江西	100	165	65%
湖北	100	165	65%	辽宁	100	165	65%
黑龙江	100	165	65%	冀北	100	165	65%
陕西	100	165	65%	河北	100	165	65%
新疆	100	165	65%	山西	100	165	65%
宁夏	100	165	65%	山东	100	165	65%
深圳	100	165	65%	蒙西/蒙东	100	165	65%
广东	100	165	65%	河南	165	165	0%
海南	100	165	65%	湖南	165	165	0%
贵州	100	165	65%	重庆	165	165	0%

来源：国家发改委，各地能源局、发改委，国金证券研究所 备注：广西、青海2026年容量电价为征求意见稿

图表36：容量收入可为火电贡献稳定利润



来源：Wind，国金证券研究所 备注：华电国际2024年数据未经重述

在第一章中我们分析了，下半年用电量增速有所回落下、伴随水电的恢复火电发电量增速持平或转负，预计7月后煤价继续大涨概率有限，基于上述观点我们对火电度电利润进行测算。考虑一个月煤炭库存后，2026Q1、2026Q2秦皇岛港5500均价（对应各季度现货用煤成本）分别为714、775元/吨，同比分别-48元/吨。我们以华能国际披露的单季煤电度电税前利润为基准，对后续季度盈利能力（度电利润指标）进行测算。煤价方面，假设后续现货煤价Q3见顶而后保持830元/吨平稳、长协煤价保持690元/吨平稳，考虑南北方电厂供热/供暖对单季煤耗影响，分为A（含供热，50%长协煤）、B（不含供热，50%长协煤）、C（不含供热，90%长协煤）三个类别；考虑5月至今月度现货电价上涨，月度现货电量占比30%。以华能国际2025年单季度电利润为基数进行测算，则B、C组假设下26Q3度电利润均提升（Q4受减值、费用等较为集中影响，暂不进行同比计算）。2027年考虑长协电量电价同比上涨1分、市场化交易增利5厘，则B、C组中2026Q2均为火电度电利润低点。

图表37：测算2026Q2火电度电利润有望见底

单位：元/吨	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q4	2026Q1	2026Q2 (E)	2026Q3 (E)	2026Q4 (E)	2027Q1 (E)	2027Q2 (E)
--------	--------	--------	--------	--------	--------	------------	------------	------------	------------	------------



现货煤价均值	723	633	669	765	715	824	850	830	830	830
现货煤用煤成本 (考虑1个月库存)	762	656	643	747	714	775	845	828	830	830
现货用煤成本同比变化	-162	-195	-208	-101	-48	119	202	81	116	55
长协煤价均值	690	674	669	685	682	687	690	690	690	690
长协煤同比变化	-19	-25	-29	-13	-8	13	21	5	8	3
考虑50%现货比例后同比变化	-90	-110	-119	-57	-28	66	111	43	62	29
折至标煤同比变化	-115	-140	-151	-73	-36	84	141	55	79	37
华能国际煤电 度电税前利润/元	0.048	0.044	0.060	0.000	0.056					
类别 A										
50%长协煤, 含供热	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q4	2026Q1	2026Q2 (E)	2026Q3 (E)	2026Q4 (E)	2027Q1 (E)	2027Q2 (E)
含供热煤耗/(克/千瓦时)	290	310	320	300	290	310	320	300	290	310
燃料成本变化折度电/元	0.033	0.043	0.048	0.022	0.010	-0.026	-0.045	-0.017	-0.023	-0.012
结算电价同比					-0.003	0.001	0.004		0.015	0.015
其中: 长协电量电价					-0.030	-0.030	-0.030		0.010	0.010
月度/现货电量电价					0.008	0.010	0.015		0.000	0.000
市场化交易					0.019	0.019	0.019		0.005	0.005
度电利润	0.048	0.044	0.060	0.000	0.056	0.019	0.018		0.046	0.021
类别 B										
50%长协煤, 不含供热	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q4	2026Q1	2026Q2 (E)	2026Q3 (E)	2026Q4 (E)	2027Q1 (E)	2027Q2 (E)
不含供热煤耗/(克/千瓦时)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
燃料成本变化折度电/元	0.031	0.037	0.040	0.019	0.011	-0.025	-0.042	-0.017	-0.024	-0.011
结算电价同比					-0.004	-0.002	0.003		0.015	0.015
其中: 长协电量电价					-0.030	-0.030	-0.030		0.010	0.010
月度/现货电量电价					0.008	0.010	0.015		0.000	0.000
市场化交易					0.018	0.018	0.018		0.005	0.005
度电利润	0.048	0.044	0.060	0.000	0.056	0.018	0.020		0.045	0.020
类别 C										
90%长协煤, 不含供热	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q4	2026Q1	2026Q2 (E)	2026Q3 (E)	2026Q4 (E)	2027Q1 (E)	2027Q2 (E)
不含供热煤耗/(克/千瓦时)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
燃料成本变化折度电/元	0.013	0.016	0.018	0.008	0.005	-0.009	-0.015	-0.005	-0.007	-0.003
结算电价同比					0.003	-0.002	0.003		0.015	0.018
其中: 长协电量电价					-0.030	-0.030	-0.030			0.015
月度/现货电量电价					0.015	0.010	0.015		0.000	0.000
市场化交易					0.018	0.018	0.018		0.005	0.005
度电利润	0.048	0.044	0.060	0.000	0.056	0.034	0.048		0.062	0.044

来源: i

三、水电：水文数据改善带动业绩增长，估值端值得期待

年初以来主要流域水库蓄水情况整体好于去年同期，汛前水位基础有所改善。从5月末水位分位看，金沙江下游、红水河、清江等重点水库同比普遍回升，为后续汛期发电提供一定保障。流域之间仍有分化，长江上游流域来水偏丰，为满足防洪需求三峡电站5月末水位大幅降低，锦屏一级、瀑布沟等水库1-5月来水偏枯，5月末水位分位低于去年同期。整体看，今年水电板块的水位条件较去年同期更为积极，若后续汛期来水延续改善，主要水电公司发电量修复具备基础。



图表38：各流域主要水库蓄水分位点

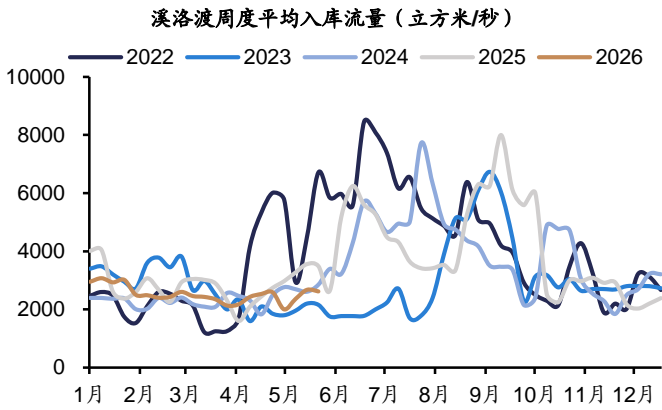
所在流域			1月	2月	3月	4月	5月	
乌东德	金沙江下游	2024	67%	76%	62%	57%	48%	
		2025	67%	58%	60%	72%	48%	
		2026	66%	53%	30%	40%	27%	
白鹤滩		2024	47%	32%	27%	18%	15%	
		2025	73%	66%	45%	51%	34%	
		2026	78%	68%	58%	47%	37%	
溪洛渡		2024	74%	71%	76%	45%	44%	
		2025	79%	76%	80%	54%	47%	
		2026	87%	72%	57%	53%	50%	
向家坝	2024	35%	72%	36%	55%	42%		
	2025	88%	68%	50%	60%	33%		
	2026	94%	63%	70%	50%	50%		
三峡	长江上游	2024	76%	62%	47%	45%	9%	
		2025	72%	59%	59%	43%	33%	
		2026	81%	69%	67%	67%	30%	
锦屏一级		雅砻江	2024	56%	54%	30%	32%	38%
			2025	81%	72%	49%	36%	59%
			2026	61%	51%	31%	25%	23%
二滩			2024	68%	42%	33%	29%	34%
			2025	79%	59%	53%	39%	24%
			2026	76%	56%	49%	36%	38%
猴子岩	大渡河		2024	65%	54%	30%	30%	83%
			2025	80%	55%	14%	60%	76%
			2026	49%	44%	56%	33%	81%
瀑布沟		2024	68%	53%	26%	30%	52%	
		2025	68%	64%	46%	41%	69%	
		2026	71%	61%	37%	34%	52%	
龙滩		红水河	2024	46%	39%	27%	28%	25%
			2025	41%	35%	24%	16%	23%
			2026	75%	55%	38%	25%	25%
水布垭	清江		2024	75%	61%	56%	51%	43%
			2025	56%	53%	52%	58%	61%
			2026	53%	32%	32%	33%	68%

来源：长江水利网、珠江水利委员会，四川省水文水资源勘测中心，湖北省水文水资源中心，国金证券研究所

根据各省水文网站数据，1-5月金沙江下游来水整体接近去年同期；长江上游三峡电站来水偏丰，同比增长30.6%，5月同比增长达75%。雅砻江1-5月延续2025-2026水文年丰水特征，红水河龙滩电站来水较好，1-5月入库流量同比增长56.5%；清江水布垭电站来水明显偏丰，在25年低基数下同比增长146%；大渡河1-5月来水偏枯，入库流量同比小幅下滑。

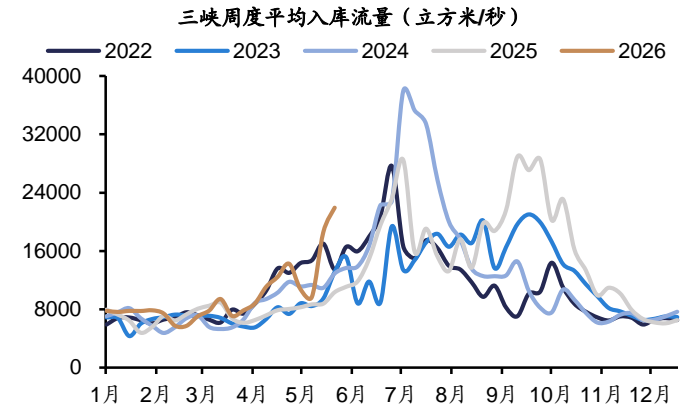


图表39: 溪洛渡平均入库流量情况

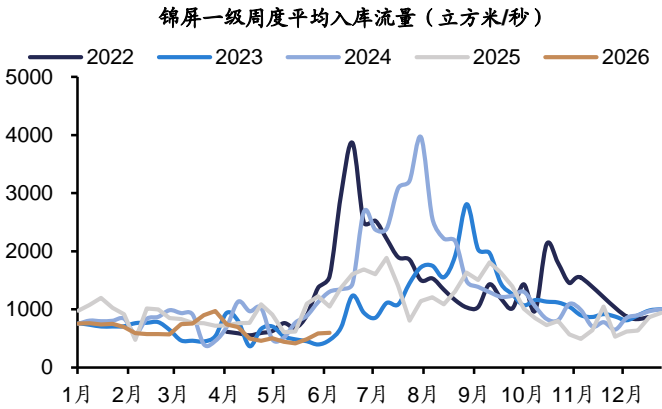


来源: i

图表40: 三峡平均入库流量情况

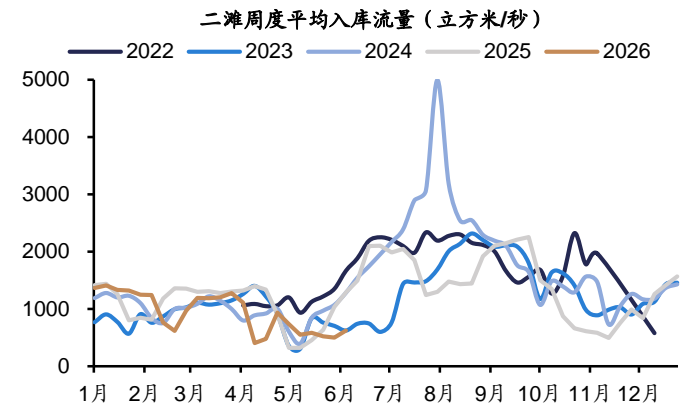


图表41: 锦屏一级平均入库流量情况



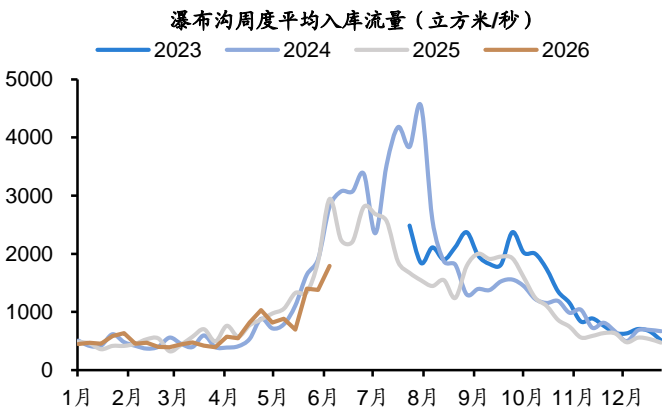
来源: 四川省水文水资源勘测中心, 国金证券研究所

图表42: 二滩平均入库流量情况



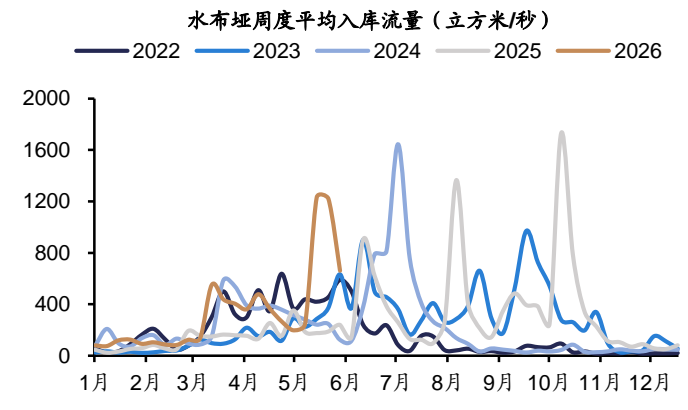
来源: 四川省水文水资源勘测中心, 国金证券研究所

图表43: 瀑布沟平均入库流量情况



来源: 四川省水文水资源勘测中心, 国金证券研究所

图表44: 水布垭平均入库流量情况

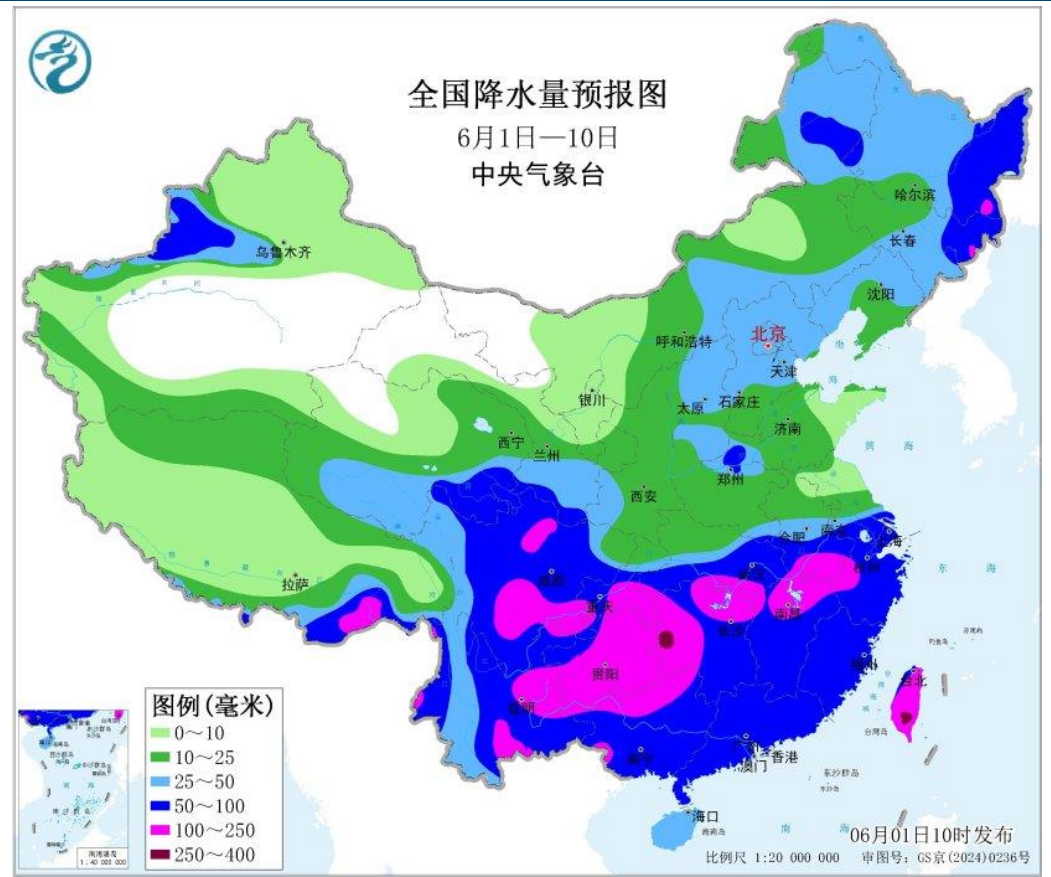


来源: 湖北省水文水资源中心, 国金证券研究所

6月以来降水明显增多, 降水主要集中在西南东部、江南西部, 有利于水电增发。根据美国气候预测中心(NOAA/CPC)预测, 2026年5-7月出现厄尔尼诺状态的概率为82%, 并可能持续至2026-2027年冬季。伴随汛期来临, 全国降水开始增加, 中央气象台预报未来10天西南地区东部、江南西部地区降水量较常年同期偏多30%-80%, 后续水电发电量修复具备支撑。



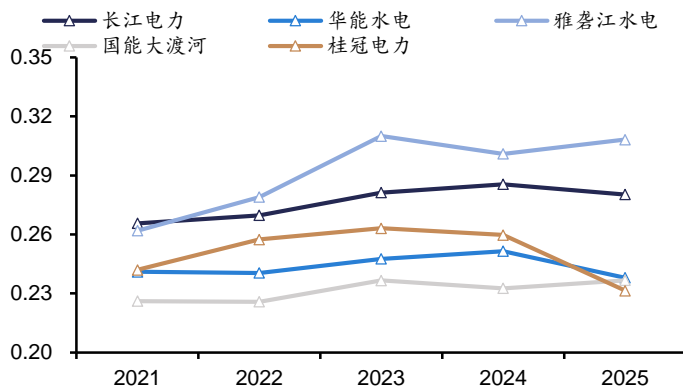
图表45: 未来 10 天全国降水量预报图



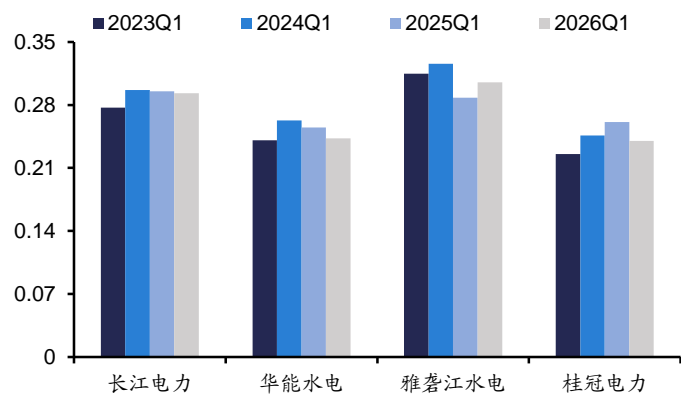
来源: 中央气象台, 国金证券研究所

水电上网电价小幅下滑, 总体相对稳定。2025 年由于煤价较低, 市场化交易电价位于低位, 部分市场化交易水电电量的上网电价受到压制, 整体电价略微下滑; 雅砻江水电与国能大渡河由于来水偏枯, 丰水期发电量比例下降, 整体电价微增。2026 年一季度, 由于市场化交易电价低位影响, 水电上网电价仍有小幅下滑。整体来看, 水电电价低于多数电源, 电价下行风险相对可控。

图表46: 2025 年水电公司上网电价小幅下滑



图表47: 2026 年 Q1 水电公司上网电价小幅下降



来源: 各公司经营公告, 公司财报, 国金证券研究所 备注: 单位为元/千瓦时

来源: 各公司经营公告, 公司财报, 国金证券研究所 备注: 单位为元/千瓦时

成熟水电资产现金流稳定充裕, 资本开支压力相对较小, 常年保持 50% 以上高分红率。长江电力承诺十五五期间分红不低于当年可供分配利润的 70%, 川投能源承诺 2026-2028 年分红不低于当年归母净利润的 50%, 国投电力承诺 2024-2026 年分红不低于当年可供分配利润的 55%, 华能水电承诺 2024-2026 年分红不低于当年可供分配利润的 50%。2025 年川投能源分红率从 43.3% 提升至 51.3%, 其余主要水电公司分红率保持平稳。股息率上, 2025 年各水电公司股息率均有所提升, 除华能水电外均高于 3.5%, 叠加市场无风险利率下行, 水电公司估值具备弹性。



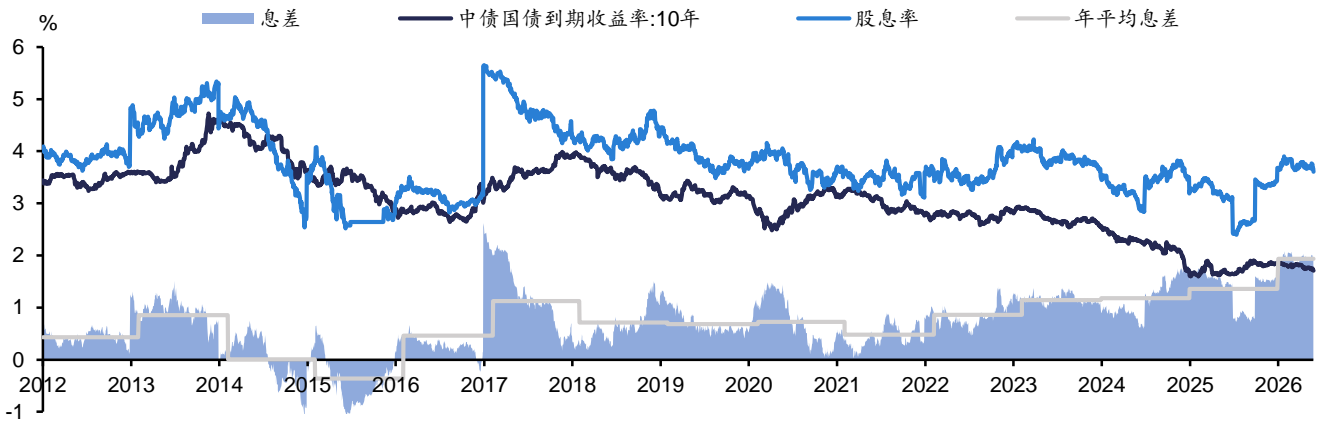
图表48：水电公司分红承诺

公司	分红承诺
长江电力	2026-2030 年每年度现金分红不低于当年合并报表归母净利润的 70%
川投能源	2026-2028 年每年现金分红原则上不低于当年合并报表归母净利润的 50%
国投电力	2024-2026 年每年现金分红原则上不低于当年实现的合并报表可分配利润的 55%
华能水电	2024-2026 年每年现金分红不低于当年实现的可供分配利润的 50%

来源：i

利率下行背景下，长江电力息差持续扩大。长江电力自 2016 年提出连续十年分红承诺后，市场对其稳定分红预期逐步强化，估值体系也由传统 PE 估值逐渐切换至股息率定价。2023 年以来，我国长端利率持续下行，十年期国债收益率由 2023 年初的 2.83% 降至 2026 年 5 月 31 日的 1.71%，累计下降 112bp。与此同时，长江电力年平均息差自 2021 年的 0.44% 起持续抬升，截至 2026 年 5 月 31 日已提升至 1.93%，显著高于“十三五”以来平均水平。长端利率下行放大了高分红水电资产的相对配置价值，也为公司估值中枢提供了支撑。

图表49：长江电力股息率与十年期国债收益率



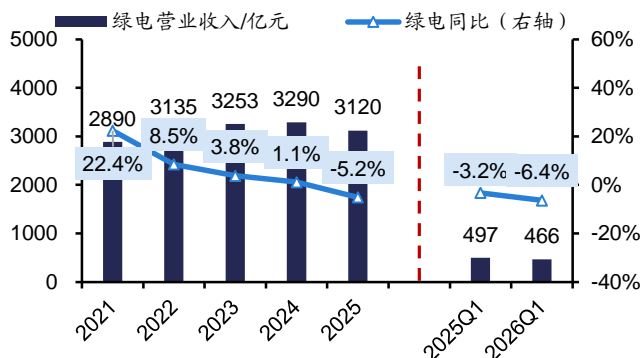
来源：i

四、绿电、核电、燃气仍需关注量价的边际变化

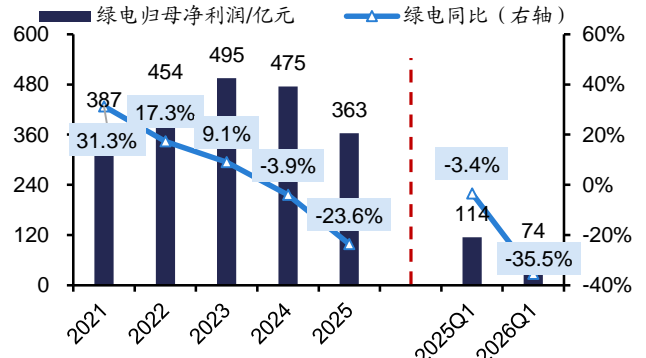
4.1 绿电：承压仍在进行，关注绿证、消纳、电价

近年新能源装机持续高增，电量增长抵消电价下行影响下 2023-2024 年收入端尚可保持增长，2025 年绿电板块实现营收 3120 亿元（同比-5.2%），营收开始下降主要为 2025 年 6 月新能源全面市场化后（136 号文）电价再次大幅下降影响；而成本端改善相对有限下，2025 年绿电归母净利润仅完成 363 亿元（同比-35.5%）。2026Q1 受风资源偏弱、消纳压力等致使风电电量下降以及电价基数影响，板块归母净利润同比大幅下滑。

图表50：2025 年绿电板块营收同比-5.2%



图表51：2026Q1 绿电板块归母净利润同比-35.5%



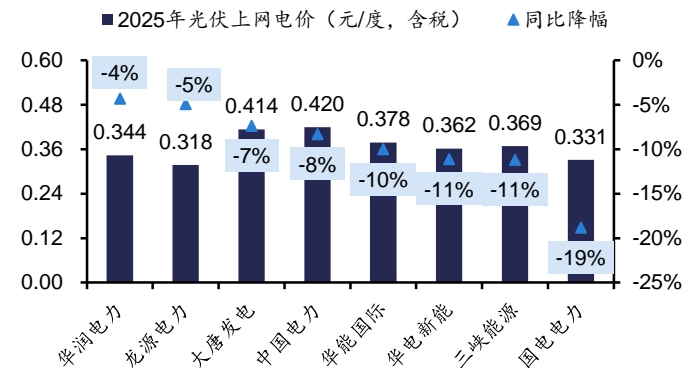
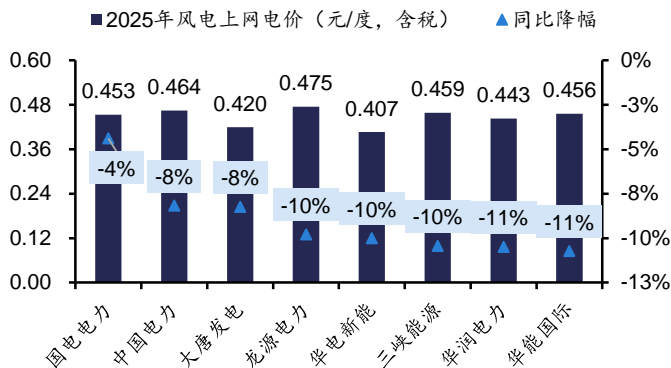


来源: Wind, 国金证券研究所

来源: Wind, 国金证券研究所

图表52: 2025年风电电价同比降幅集中于8%-10%

图表53: 2025年光伏电价同比降幅差异较大

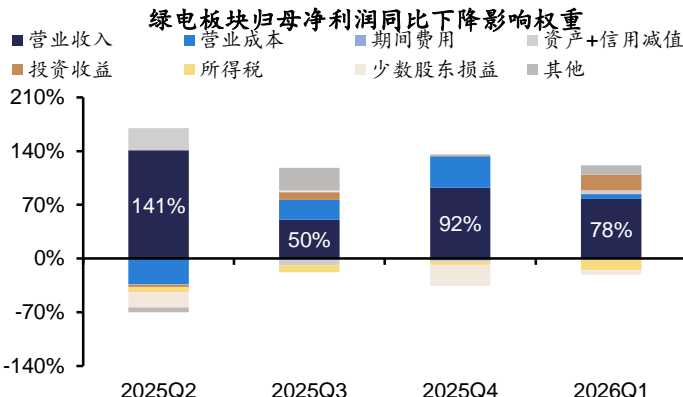
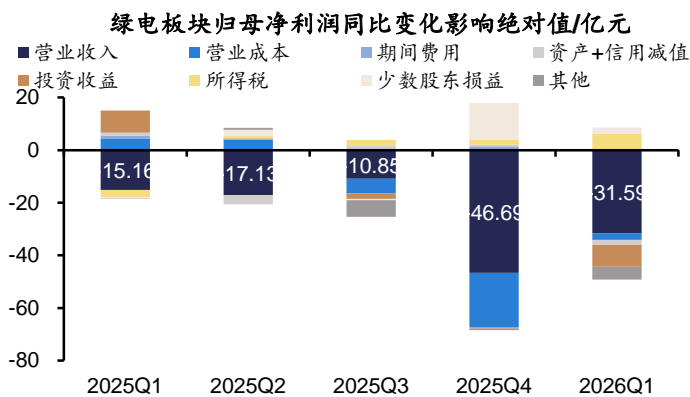


来源: Wind, 国金证券研究所

来源: Wind, 国金证券研究所

对绿电归母净利润同比变动进行拆解来看, 营收同比下滑仍然为业绩下滑的最主要因素, 以2026年一季度为例, 营收影响权重占78% (营收同比下滑/归母净利润同比下滑*100%)、所得税同比减少对利润为正向贡献、权重为-14%, 期间费用减少亦有一定程度增厚利润 (权重为-1%)。此外, 受2025年11月1日起陆风增值税即征即退50%取消政策影响 (海风为2028年1月1日起取消), 其他部分 (主要为其他收益) 亦对归母净利润下滑存有12%权重。

图表54: 除电价 (营业收入) 影响外, 2026Q1 其他部分亦占业绩下滑 12% 权重



来源: Wind, 国金证券研究所

图表55: A股绿电板块单季归母净利润同比变化拆解

绝对值/亿元	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q4	2026Q1
营业收入	-15.16	-17.13	-10.85	-46.69	-31.59
营业成本	4.50	4.03	-5.58	-20.62	-2.48
期间费用	0.98	0.09	0.02	1.39	0.37
资产+信用减值	1.15	-3.50	1.84	0.65	-1.97
投资收益	8.39	0.37	-2.13	-0.48	-8.28
所得税	-2.75	0.86	2.01	2.09	5.77
少数股东损益	-0.52	2.40	-0.49	13.86	2.51
其他	-0.15	0.74	-6.35	-0.69	-4.91
合计/亿元	-3.55	-12.15	-21.53	-50.49	-40.58
权重	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q4	2026Q1
营业收入	427%	141%	50%	92%	78%
营业成本	-127%	-33%	26%	41%	6%

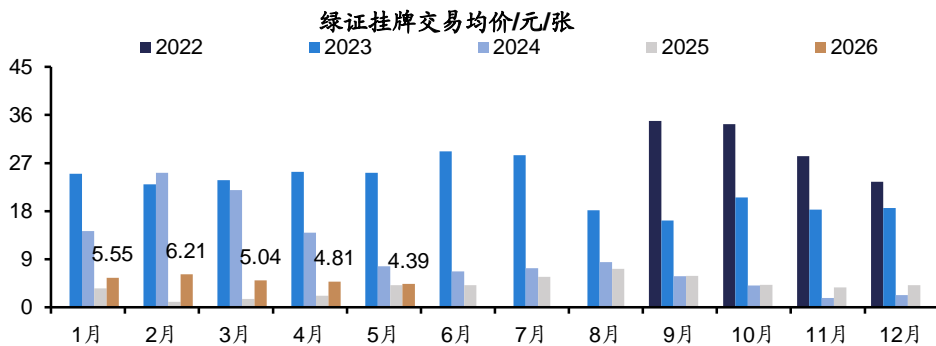


期间费用	-28%	-1%	0%	-3%	-1%
资产+信用减值	-32%	29%	-9%	-1%	5%
投资收益	-236%	-3%	10%	1%	20%
所得税	77%	-7%	-9%	-4%	-14%
少数股东损益	15%	-20%	2%	-27%	-6%
其他	4%	-6%	29%	1%	12%

来源: Wind, 国金证券研究所 备注: 成本及费用类科目的增长记为负值, 反之亦然

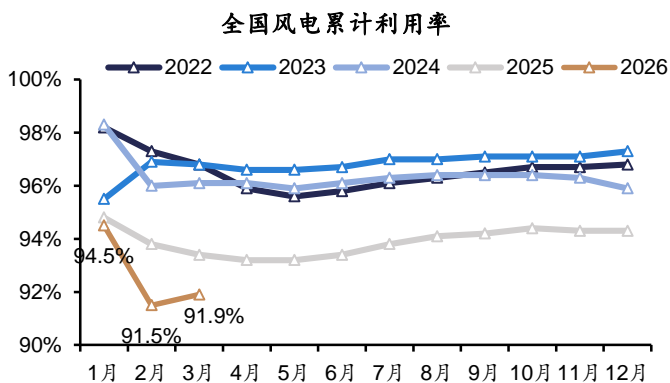
新能源装机持续高增下, 我国消纳压力进一步加大, 2026年1-3月全国风电、光伏累计利用率分别为91.9%、91.2%, 同比分别下降1.5、2.6个百分点; 但另一方面, 2026年绿证价格同比有所提升, 考虑为在2024年已对电解铝提出绿电消费目标、并使用绿证核算的基础上, 2025年五部门《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》进一步提出要加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心, 以及其他重点用能单位和行业的绿色电力消费比例。我们认为, 伴随企业履约、出口供应链低碳要求、绿电消费认证和政策考核提升, 后续绿证价格有望持续提升。

图表56: 2026年绿证价格同比有所提升



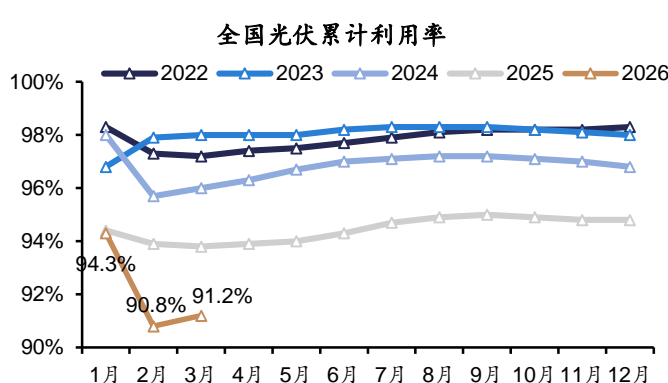
来源: i

图表57: 2026年1-3月风电利用率降至91.9%



来源: 电力行业规划研究与监测预警中心, 国金证券研究所

图表58: 2026年1-3月光伏利用率降至91.2%

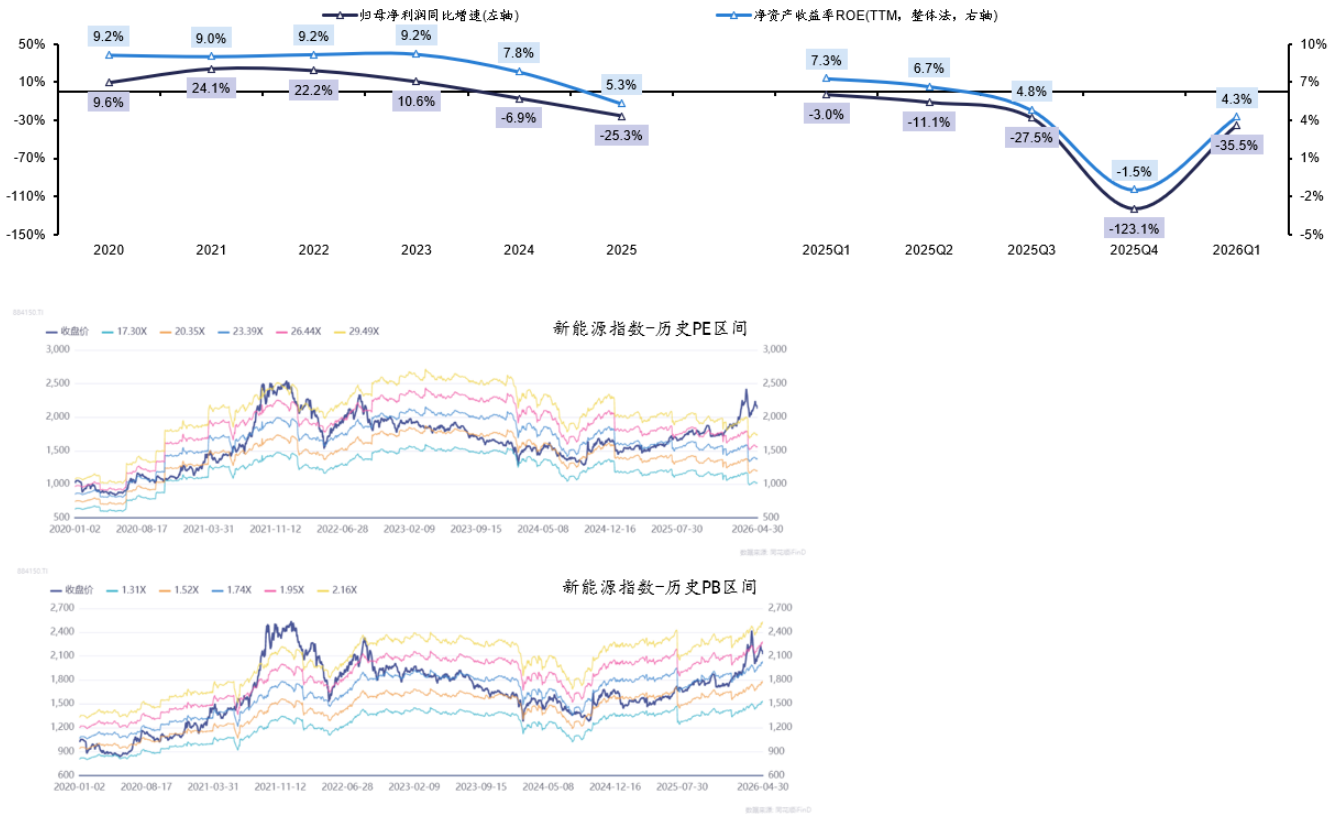


来源: 电力行业规划研究与监测预警中心, 国金证券研究所

复盘过去几年绿电的估值与业绩数据, 绿电的估值提升恰好发生于利润高增及ROE的高点, 伴随绿电装机增速的回落和ROE的回落(2024年增速已转负), 绿电的估值体系也从偏成长的PEG走向偏价值的PB-ROE定价体系, 当前ROE及利润增速仍在下行。预计十五伴随跨省跨区输电通道完善、灵活性调节资源加快建设、市场机制的陆续完善, 风光消纳压力有望逐步缓解。期待绿电消纳问题解决、电能量价格企稳、环境价值提升, 绿电业绩触底回升, 关注基本面右侧的投资机会/非业绩期的政策预期。



图表59：期待绿电回归PB-ROE 估值体系



来源：Wind，国金证券研究所

4.2 核电：投产高峰临近，关注电价政策

辽宁核电机制电价落地，期待更多省份政策催化。辽宁省发改委印发《关于2026年辽宁省核电机组参与电力市场化交易有关事项的通知》，政策规定2026年执行差价结算机制的核电机组，其纳入机制的电量规模、电价水平（以下简称机制电价）等由省发展改革委明确。对纳入机制的电量（以下简称机制电量），市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，差价结算费用暂纳入系统运行费用，由全体工商业用户进行分摊。在电力供需宽松和绿电入市冲击的背景下，核电参与市场化交易导致电价承压，机制电价的落地可稳定存量核电机组业绩预期、明确未来新增装机带来的利润增厚，有望让核电重回公用事业化的轨道，期待更多省份核电机制电价的落地。



图表60: 辽宁省发改委印发《关于2026年辽宁省核电机组参与电力市场化交易有关事项的通知》

章节	具体内容
结算机制	2026年, 执行差价结算机制的核电机组, 其纳入机制的电量规模、机制电价等由省发展改革委明确。对机制电量, 市场交易均价低于或高于机制电价的部分, 由电网企业按规定开展差价结算, 差价结算费用暂纳入系统运行费用, 由全体工商业用户进行分摊。
机制电量规模	2026年, 核电月度机制电量规模在当月机组实际上网电量的基础上, 将每日21小时时段的80%上网电量纳入机制; 其余3小时时段的上网电量不纳入机制。结合核电机组发电运行特性及新能源消纳等实际因素, 不纳入机制的3小时时段, 由省电力公司调度机构结合我省电力实际供需情况按月研究, 报省发展改革委、省工业和信息化厅同意后明确。原则上选择新能源消纳最为困难的连续3小时, 1-3月暂定为每日2:00-5:00。
机制电价水平	机制电价水平按照国家现行核电上网电价政策执行。目前, 我省在运的核电机组为红沿河1-6号机组, 其中红沿河1-4号机组上网电价为0.3823元/千瓦时, 5-6号机组上网电价为0.3749元/千瓦时。纳入机制后, 红沿河1-6台核电机组平均机制电价执行0.3798元/千瓦时。
动态调整机制	执行期间, 电网企业按月统计核电机组电力曲线、电价情况, 做好数据分析。核电企业按月做好执行情况和收益情况统计, 每月初报上月情况。省发展改革委根据实际执行情况, 综合考虑燃料成本变化、现货价格浮动等因素, 适时调整价格结算机制相关参数。
保障措施	不得向核电不合理分摊费用, 逐步取消中长期合约阻塞费用分摊, 核电机组机制电量不参与中长期交易, 计入中长期合同签约比例。核电机组中长期交易申报电量上限, 现阶段按装机容量扣除机制电量对应容量后的最大上网能力确定。不参与发电侧容量补偿机制。

来源: 辽宁省发改委, 国金证券研究所

在建及核准机组储备充足, 核电装机成长确定性较强。截至2025年底, 我国核电在运59台机组, 装机容量62.52GW, 2025年漳州1号机组实现并网。2026年初漳州2号商运, 2026年4月太平岭1号商运, 截至目前在建机组35台。受十三五期间核电核准节奏放缓影响, 十四五前期核电机组投产较少。随着核准重启后在建及核准机组陆续进入投产窗口, 2026年起核电将迎来新一轮投产高峰。

图表61: 预期在建机组投产节奏



来源: 国常会, 中国核能行业协会, 中国核电、中国广核财报, 国电投, 国金证券研究所

备注: 图中仅包含在建机组

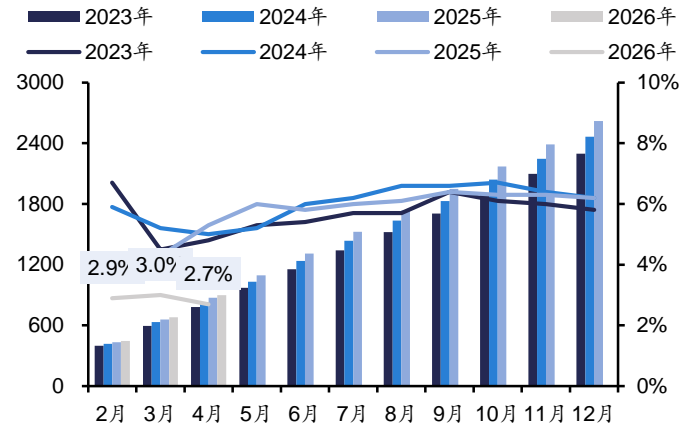
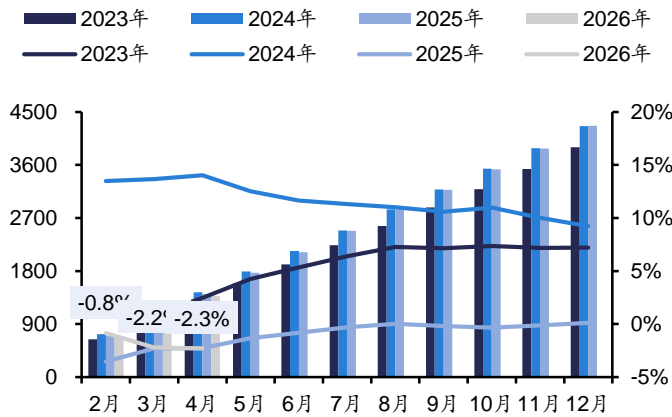


4.3 燃气：消费量继续承压，关注毛差修复情况

天然气表观消费同比下滑，国产气产量增速放缓。2026年1-4月，全国天然气表观消费量1372亿方，同比下降2.3%，降幅与去年同期基本一致，主要系工业用气恢复偏弱，城燃及气电需求表现亦低于预期，共同拖累天然气消费。供给端，1-4月全国规模以上天然气产量899.8亿方，同比增长2.7%，增速较此前有所回落。终端需求偏弱对产量释放形成一定约束，天然气产销均呈现偏弱运行特征。

图表62：2026年1-4月天然气表观消费量同比-2.3%

图表63：2026年1-4月国内规上天然气产量同比+2.7%



来源：i

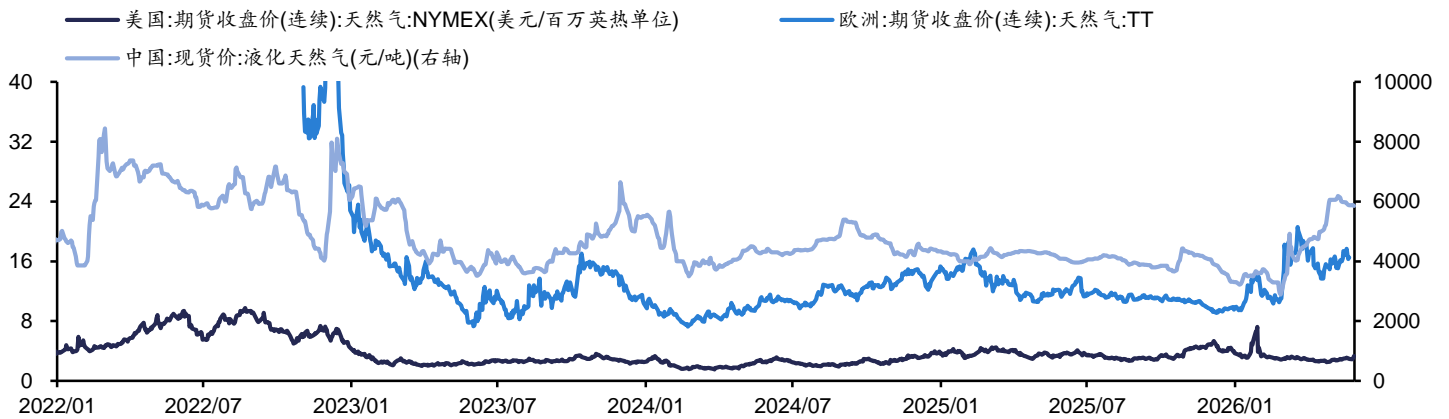
来源：i

备注：柱状图为左轴，单位亿立方米，折线图为增速（右轴）

备注：柱状图为左轴，单位亿立方米，折线图为增速（右轴）

天然气价格受地缘扰动影响分化，欧洲及国内 LNG 价格明显上涨。2025 年底，美国 HH、欧洲 TT 元/吨；截至 2026 年 5 月 29 日，三者分别为 3.27 美元/百万英热单位、46.04 欧元/兆瓦时、5834 元/吨，较年初分别变化-11.8%、+62.0%、+76.7%。欧洲和中国天然气价格涨幅较大，主要受地缘政治扰动及 LNG 供应预期变化影响；美国 HH 价格仍受本土供需宽松约束。近期地缘扰动边际缓和，主要气价已有回落，但现货市场不确定性仍较高。

图表64：2026年天然气价格受地缘扰动影响分化

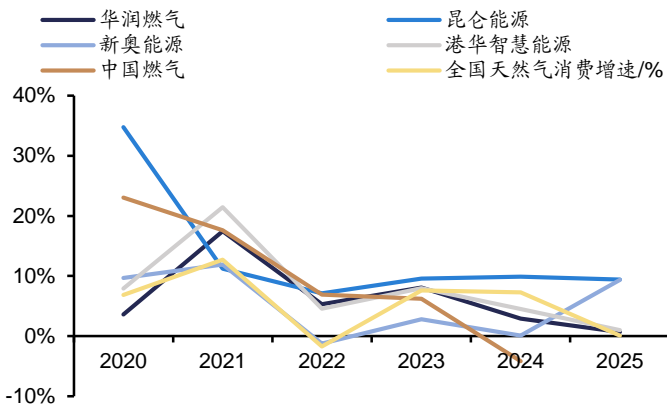


来源：ICE, i

城燃销气毛差延续修复，成本上行或影响后续改善节奏。2025 年，主要城燃公司销气毛差继续修复，除昆仑能源受业务结构调整影响外，样本公司毛差基本回升至 0.54 元/方以上。2026 年以来，地缘政治扰动推升天然气价格，城燃公司采购成本仍有压力。考虑居民气顺价推进节奏、上游成本传导时滞及工商用气需求恢复偏弱，预计城燃公司毛差短期有所承压，后续改善仍取决于气源成本回落、顺价情况和终端需求修复情况。

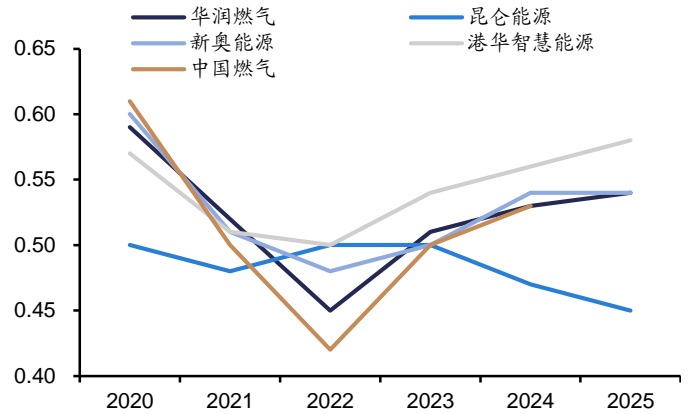


图表65：全国性城燃公司总销气量增速/%



来源：各公司财报，国金证券研究所

图表66：2025年主要城燃公司毛差整体修复



来源：各公司财报，国金证券研究所 备注：中国燃气2025-2026财年经营数据未出。昆仑能源下降系加气站业务剥离主营业务；单位为元/方

五、相关标的

业绩时间线行至半程，主题事件线愈发清晰。业绩时间线上，逐步从年初开始的煤炭→Q1业绩后的火电→汛期水电的思路过渡，关注相关标的：煤炭：兖矿能源、陕西煤业；火电：皖能电力、宝新能源、华能国际A+H、国电电力、华润电力；水电：长江电力、国投电力。主题事件线上，央国企市值管理与资本运作，关注：川投能源、华电国际；持续跟进算电融合进展。

六、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，压缩电量增长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。若风光装机继续快速增长但电网外送、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：若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	北京	深圳
电话：021-80234211	电话：010-85950438	电话：0755-86695353
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	邮编：100005	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路1088号 紫竹国际大厦5楼	地址：北京市东城区建国内大街26号 新闻大厦8层南侧	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