



申能股份 (600642.SH)

买入 (首次评级)

公司深度研究

证券研究报告

上海火电龙头，优质资产赋能高分红

投资逻辑：

煤价下行周期，区位优势加码火电利润弹性。销售端来看：火电资产的“区位优势”主要体现为区域供需格局和行业集中度，在市场化交易中影响量价。①区域供需：支撑性电源供给受限而用电负荷刚性增长，预计上海本地电力供需偏紧格局将延续至 26 年；21 年以来公司煤机利用小时数不低于 4800 小时，且未来 2 年有望维持高位。②竞争格局：上海发电侧行业集中度高而稳定，公司/华能/上电/宝钢合计火电装机市占率达 80% 以上，且互相交叉持股。电力供需偏紧+火电行业集中度较高，上海 25 年中长期市场化交易电价降幅小于行业平均。成本端来看：预计 25 年国内煤炭产量净增约 0.70~0.75 亿吨，进口量小幅回落；商品煤消费需求净增量在 0.5 亿吨左右，供需宽松。预计全年市场煤均价在 700 元/吨左右，同比-156 元/吨。测算当北港 5500 大卡煤价中枢分别为 720/700/680 元/吨时，公司煤电度电点火价差将分别较上年增厚 10.1%/12.1%/14.1%。

积极布局能源转型，高质量发展新能源。“十四五”期间，公司计划新增新能源装机 800 万至 1000 万千瓦，截至 24 年底距离目标下限完成进度不足 50%，或因对项目收益率要求较高。公司计划加快新能源基地化、规模化开发转型，目前正在建的 395 万千瓦新能源项目计划于 25、26 年间投产。海风是上海市实现碳中和的重要路径，24 年 29.3GW 深远海风电规划已获国家批复，远期发展空间广阔。海风全天出力的特性对电力系统更加友好，且紧邻用电负荷中心消纳有保障，在新能源全面入市的背景下项目收益率仍可期。

价格机制保障下，天然气管网和气电资产早涝保收。控股子公司负责投资建设和经营管理上海地区唯一的天然气高压主干管网系统，稳定的用气量和稳定的价格机制赋予管网公司稳定的盈利能力。另外，充足的容量补偿和及时的气电价格联动保障了上海燃气机组的合理盈利。除油气管输和上海气电外，公司还参股了核电和抽蓄等稳定盈利型资产，每年稳定贡献约 7 亿元投资收益。公司兼具分红能力和分红意愿，上市以来累计分红比例接近 50%，且未来有望进一步提高。公司股票现价对应股息率约 5.0%，在火电行业中排名前列。

盈利预测、估值和评级

预计公司 25~27 年分别实现营收 298.5/286.7/291.3 亿元，实现归母净利 40.9/41.6/42.4 亿元，对应 EPS 分别为 0.84/0.85/0.87 元，给予 25 年 12 倍 PE，对应目标价 10.03 亿元，给予“买入”评级。

风险提示

电力需求、煤价下行程度、电力市场化改革进展、其他非流动金融资产持有期间的投资收益不及预期等

公共事业与环保组

分析师：李蓉 (执业 S1130525040001)

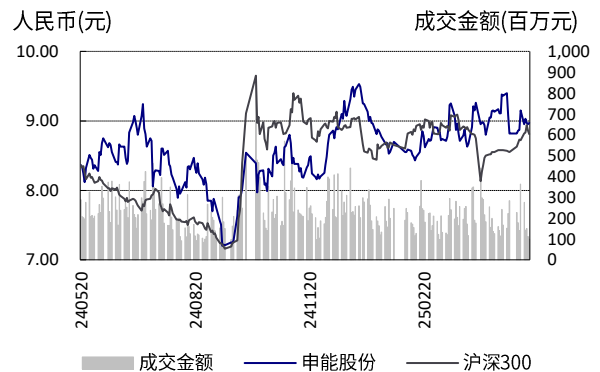
lirong@gjzq.com.cn

分析师：唐执敬 (执业 S1130525020002)

tangzhijing@gjzq.com.cn

市价 (人民币)：8.97 元

目标价 (人民币)：10.03 元



公司基本情况 (人民币)

项目	2023	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入(百万元)	29,142	29,619	29,852	28,673	29,129
营业收入增长率	3.36%	1.64%	0.79%	-3.95%	1.59%
归母净利润(百万元)	3,459	3,944	4,092	4,159	4,241
归母净利润增长率	219.52%	14.04%	3.75%	1.63%	1.97%
摊薄每股收益(元)	0.707	0.806	0.836	0.850	0.867
每股经营性现金流净额	1.50	1.46	1.90	1.92	1.99
ROE(归属母公司)(摊薄)	10.31%	10.44%	9.97%	9.64%	9.37%
P/E	9.08	11.78	10.73	10.56	10.35
P/B	0.94	1.23	1.07	1.02	0.97

来源：公司年报、国金证券研究所



内容目录

一、上海市国资委旗下综合能源平台，长期坚持高比例分红	4
二、电力业务：煤电盈利弹性和新能源装机成长性兼备	7
2.1 煤电：煤价下行周期，区位优势加码火电利润弹性	7
2.1.1 电源增量受限约束上海电力供需，时代造就独特竞争格局	7
2.1.2 高供应+高库存+弱需求，2025 年以来市场煤价持续下行	11
2.2 新能源：积极布局能源转型，高质量发展新能源	13
三、稳定性：价格机制保障下，稳定盈利型资产旱涝保收	16
四、盈利预测与投资建议	18
4.1 核心假设	18
4.2 盈利预测	21
4.3 投资建议及估值	21
五、风险提示	22

图表目录

图表 1：公司是上海国资委控股的综合能源平台	4
图表 2：电力业务营收占比逐年攀升，24 年达约 75%	4
图表 3：2020~2024 公司分电源发电量情况（左轴：亿千瓦时、右轴：%）	5
图表 4：22~24 年，上海和安徽煤电上网电价较基准价保持高比例上浮（左轴：元/兆瓦时、右轴：小时）	5
图表 5：根据各类业务 2020~2024 年间的毛利情况，大体可分为成长型/稳定型/周期型三类（亿元）	5
图表 6：2024 年，公司成长型/稳定型/周期型业务营收占比分别为约 45%/13%/41%	5
图表 7：2022~2024，公司煤电业务毛利率从 0.04%修复至 15.6%	6
图表 8：受益于燃煤机组综合平均上网电价降幅小于煤价降幅，公司 2023、2024 年业绩持续修复	6
图表 9：公司参股投资上海地区其他火电资产，主营利润和投资收益均受煤电盈利能力影响	6
图表 10：多元化业务布局赋予公司穿越单一行业周期的能力，且历来重视股东回报	7
图表 11：火电行业分析框架	7
图表 12：上海十三五/十四五期间平均电力消费弹性系数分别约为 0.38/1.58	8
图表 13：过去 5 年，上海市最大用电负荷平均增速为全社会用电量平均增速的 1.09	8
图表 14：预计 2025 年上海市暂无新增支撑性电源投产	9
图表 15：上海本地电力供需紧张，依赖华东电网内区域互济	9
图表 16：24 年，公司/上电/华能/宝钢控股火电装机容量占上海火电装机容量的约 80%	10
图表 17：公司控股火电机组权益装机容量约 653 万千	10
图表 18：公司参股火电机组权益装机容量约 510 万千瓦	10
图表 19：2025 年华东四省综合代购电价趋同，上海市电价降幅显著小于区域内其他省份（单位：元/kWh，含税）	



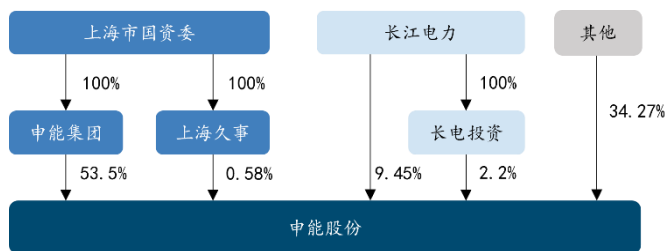
.....	11
图表 20: 1~3M25 我国原煤日产量高于过去 4 年同期最大值.....	12
图表 21: 1Q25 山西省对全国原煤产量增量贡献率最高.....	12
图表 22: 春节后内贸煤价大幅调整, 进口煤经济性下降, 2M25 我国广义动力煤进口量时隔 5 个月转降....	12
图表 23: 预计 2025 年火电发电量仍有小幅增长 (亿千瓦时)	12
图表 24: 预计 25 年电力和化工行业用煤需求仍有增长, 而建材和钢铁行业仍将拖累煤炭消费.....	13
图表 25: 预计 2025 年我国商品煤供需偏松约 1.2 亿吨	13
图表 26: 公司煤电业务利润对市场煤价下行的敏感性分析	13
图表 27: 2020~2024 年期间, 公司已累计新增新能源装机 392.5 万千瓦.....	14
图表 28: 公司计划于 2025 年投产的新能源重点在建项目装机规模约 2.6GW.....	14
图表 29: 2021 年以来, 公司新能源发电业务毛利率总体呈下行趋势.....	14
图表 30: 2021 年以来, 公司新能源平均上网电价呈总体下行趋势.....	14
图表 31: 20~24 年上海市光伏利用率维持 100%高位, 而公司上海光伏项目平均上网电价下降约 58.5%.....	15
图表 32: 2021 年以来, 公司新能源发电增量主要集中在中低价区.....	15
图表 33: “十四五”期间计划新增的海上风电项目已完成竞配, 公司牵头组成的联合体竞得其中一半.....	15
图表 34: 2020 年管网公司由购销业务转为管输业务后, 营收和利润均保持稳定.....	16
图表 35: 管网公司营收/管输价格倒算得出的输气量与上海天然气消费量的比值约为 90%.....	16
图表 36: 上海市燃气调峰机组容量电价与电量电价情况	17
图表 37: 上海市燃气热电机组容量电价与电量电价情况	17
图表 38: 容量电价回收固定成本: 公司燃气机组利用小时数常年低于华能国际	17
图表 39: 气电联动及时: 22~23 年公司气电燃料成本上涨, 但成本疏导及时.....	17
图表 40: 2021~2024 年, 公司旗下临港燃机盈利稳定性强于同业可比公司.....	17
图表 41: 2020 年以来, 公司参股稳定盈利资产每年贡献 7 亿左右投资收益.....	18
图表 42: 2023~2027E 公司各电源类型装机容量情况.....	18
图表 43: 2023~2027E 公司各类电源利用小时数情况 (单位: 小时)	19
图表 44: 2023~2027E 公司各类电源上网电价、上网电量及营业收入情况.....	19
图表 45: 电力业务营业成本核心假设	20
图表 46: 2023~2027E 公司费用率情况.....	21
图表 47: 2023~2027E 公司历史盈利情况及预测.....	21
图表 48: 可比公司估值比较	22



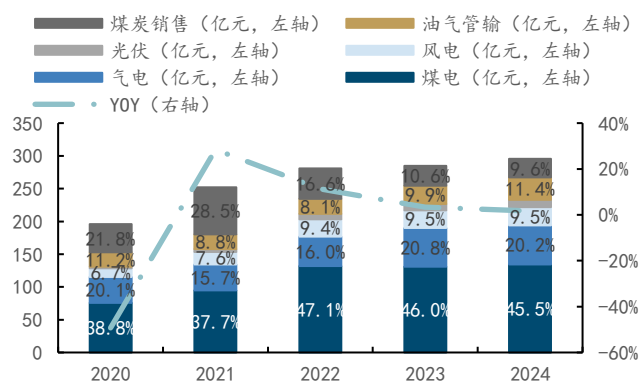
一、上海市国资委旗下综合能源平台，长期坚持高比例分红

- 公司是上海国资委控股，以电力、油气为主业的综合性能源供应商，多元化布局平滑单个行业波动对公司业绩的影响。
- ✓ 截至 2024 年，公司电力业务营业收入占公司总营收比重的约 75%。公司电力结构多元：截至 2024 年底，公司控股煤电/气电/风电/光伏及分布式装机容量分别为 840.0/342.6/282.5/325.2 万千瓦，分别占比 46.8%/19.1%/15.7%/18.1%，负责供应上海电力的约 30%。
- ✓ 为保障电煤供应、应对价格波动，公司与国电电力发展股份有限公司于 2008 年共同出资成立上海申能燃料有限公司，公司持股 60%；2023 年设立海南申能能源贸易有限公司，拓展采购渠道、降低采购成本。子公司申能燃料和海南贸易主要负责解决公司所投资燃煤电厂的煤炭、燃料油等燃料采购及市场化销售，主要客户包括外三发电、吴二发电、外二发电、吴忠热电、申皖发电、淮北发电等，主要长协煤采购自包括国家能源集团、中煤集团、伊泰集团和晋能集团四大供应商。煤炭销售业务营收随客户电厂电煤用量和煤价波动，占总营收的比重在 10%~30% 区间。
- ✓ 控股子公司上海天然气管网有限公司（简称“管网公司”）负责运营上海市唯一天然气高压主干网输气管网、上海石油天然气有限公司负责东海平湖油气田的勘探开发，油气管输业务营收占比约 10%。

图表1：公司是上海国资委控股的综合能源平台



图表2：电力业务营收占比逐年攀升，24 年达约 75%



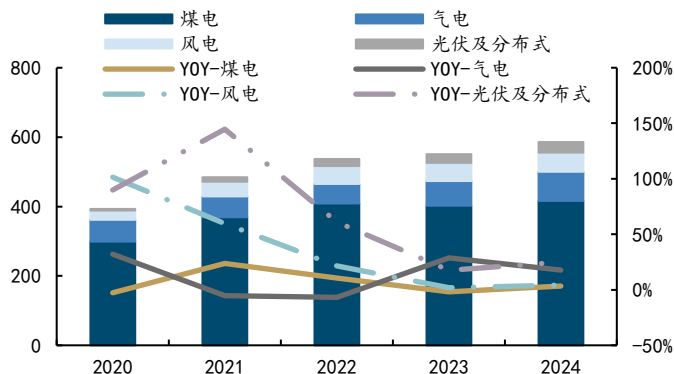
来源：iFind、国金证券研究所

来源：公司历年财报、国金证券研究所

- 2024 年，公司总营收同比+1.6%；其中，油气管输和煤电业务增量贡献率较高，而煤炭贸易业务为主要拖累项。
- ✓ 火电：上海和安徽燃煤上网电价较基准价保持高比例上浮+上海气电价格联动及时+煤电与气电发电量轮番增长的共同作用下，24 年公司火电业务对总营收增量贡献率达约 31.8%。电价方面，21 年底“1439 号文”出台，将煤电上网电价较基准价上下浮动放宽至[-20%, +20%]后，上海和安徽煤电上网电价较基准价保持高比例上浮。电量方面，24 年上海市用电需求旺盛支撑下，公司年煤电、气电机组利用小时数分别同比增长 150 和 337 小时，带动火电上网电量同比+5.8%。
- ✓ 绿电：新能源装机持续增长的推动下，22、23 年风电、光伏发电业务合计稳定贡献约 40%营收增量；24 年受新能源装机增速放缓，以及平均上网电价结构性下降等因素影响，风、光伏发电业务营收增速分别放缓至 3.5%和 20.5%，增量贡献率下滑至约 27.2%。
- ✓ 其他：上海市天然气消费量稳步增长，推动油气管输业务营收同比增长 19.9%；24 年市场煤价中枢下行，煤炭销售业务营收同比下降 5.9%。

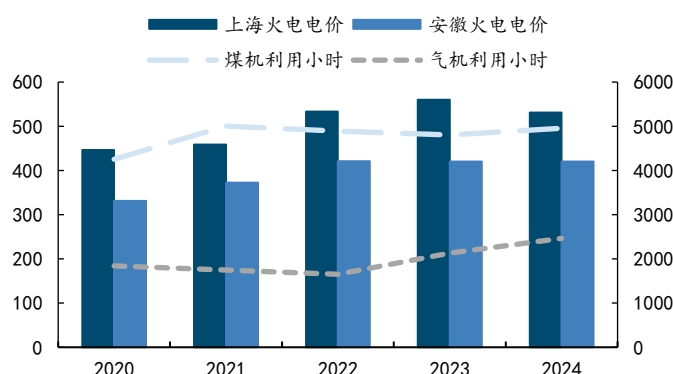


图表3：2020~2024 公司分电源发电量情况（左轴：亿千瓦时、右轴：%）



来源：公司历年发电量公告、国金证券研究所

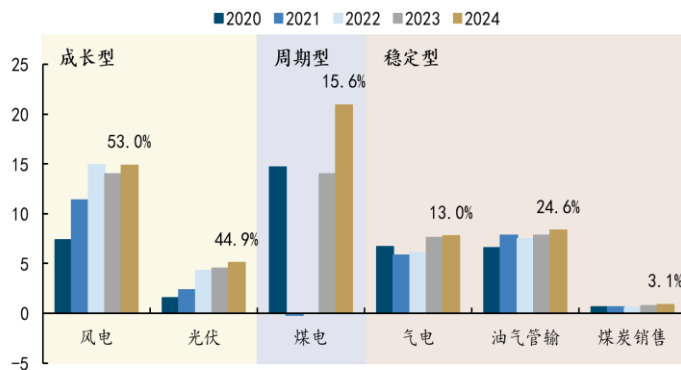
图表4：22~24 年，上海和安徽煤电上网电价较基准价保持高比例上浮（左轴：元/兆瓦时、右轴：小时）



来源：公司历年年报、国金证券研究所

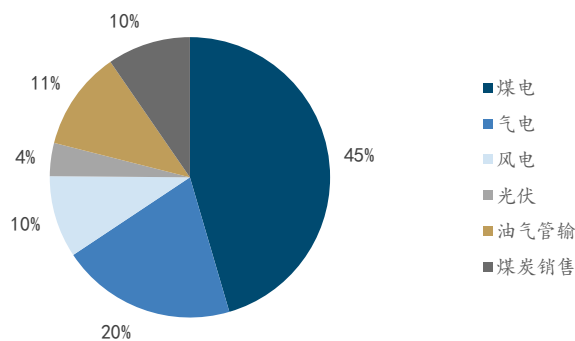
- 公司业务虽然横跨电力、油气和煤炭销售等多个板块，但从盈利性上可简化为三类业务：周期型、成长型以及稳定型。
- ✓ 煤电业务受制于电价与煤价调整频率和调整幅度不同，其业绩折射出煤价的周期性。虽然“1439 号文”将燃煤发电量上网电价较基准价上下浮动比例放宽，但在煤价大幅上涨的情况下，仍无法充分传导燃料成本的增加。
- ✓ 公司积极布局能源清洁化转型，绿电装机增长确定性较强；装机带动发电量高增，但营收增速或受到平均上网电价下行的影响。新能源平均上网电价下行主要来自两个方面：①平价上网项目增加导致电价结构性下降；②新能源市场化交易电量占比持续提升，新能源供应增加、市场竞争加剧造成电价下降。
- ✓ 上海气电和油气管输业务在地方性/全国性价格机制的保障下可实现稳定盈利；公司煤炭销售业务主要负责为公司所属发电厂进行燃料代采，毛利率常年稳定在 2% 左右。
- 2022~2024，公司煤电业务毛利率从 0.04% 修复至 15.6%，助公司 23、24 年归母净利润分别同比+219.5%、+14.0%。由图表 6 可见，公司周期型、成长型、稳定型三类业务营收占比分别为约 45%、13%、41%。其中，营收占比最高的煤电业务毛利率波动幅度最大，使其盈利能力成为影响公司整体业绩的关键因素。2023 年以来，国内外煤炭供需格局持续改善、市场煤价中枢逐年下移。而公司煤电机组集中布局的上海及安徽地区电力供需偏紧格局延续，使得电价降幅小于煤价下行幅度，公司煤电度电点火花价差持续扩大迎来业绩修复。

图表5：根据各类业务 2020~2024 年间的毛利情况，大体可分为成长型/稳定型/周期型三类（亿元）



来源：公司历年年报、国金证券研究所。注：百分比为对应业务 24 年毛利率

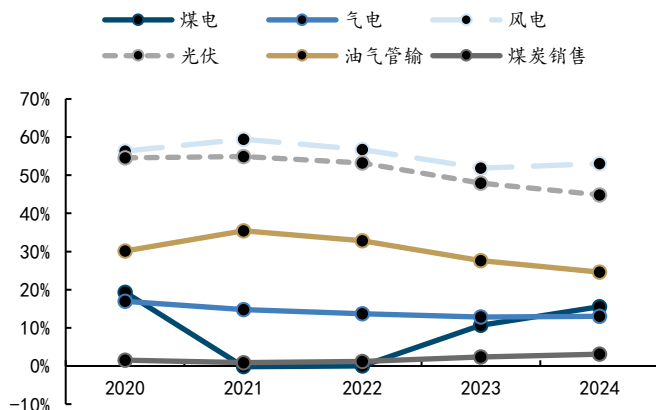
图表6：2024 年，公司成长型/稳定型/周期型业务营收占比分别为约 45%/13%/41%



来源：公司 2024 年年报、国金证券研究所

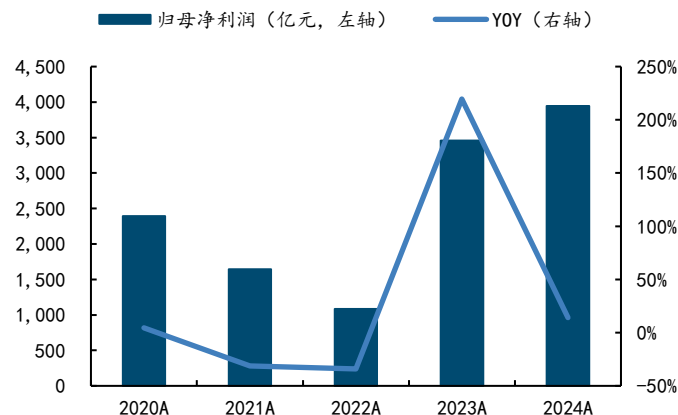


图表7：2022~2024，公司煤电业务毛利率从0.04%修复至15.6%



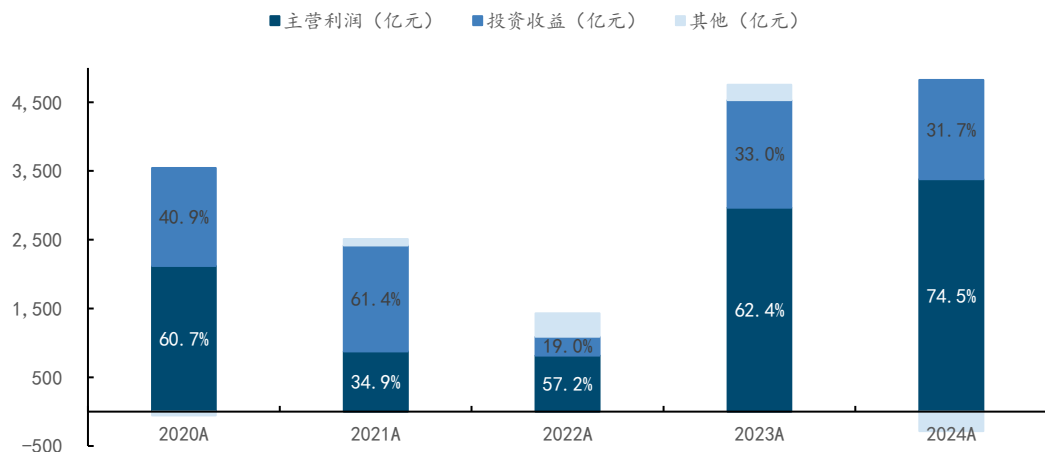
来源：公司历年年报、国金证券研究所

图表8：受益于燃煤机组综合平均上网电价降幅小于煤价降幅，公司2023、2024年业绩持续修复



来源：公司历年年报、国金证券研究所

图表9：公司参股投资上海地区其他火电资产，主营利润和投资收益均受煤电盈利能力影响

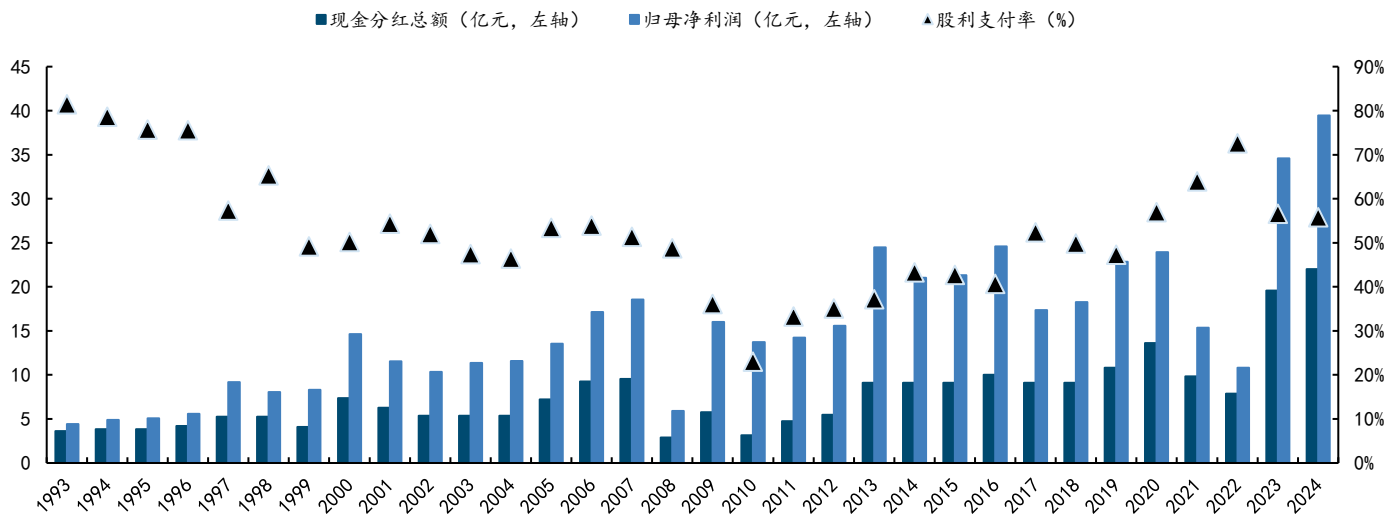


来源：iFind、国金证券研究所。注：百分比为占利润总额的比重。

- 参考业内红利标杆长江电力，能够长期坚持高比例分红的企业必须兼具分红能力和分红意愿。
- ✓ 分红能力即拥有稳定且充沛的现金流。长江电力的分红能力来自水电独特商业模式带来的稳定盈利性；而公司同样拥有上海气电和油气管输等强盈利稳定性资产。远期视角看，绿电同样具备固定成本占比高的特征，加之“136号文”提出建立新能源可持续发展价格结算机制，6M25 前投产的、靠近用电负荷中心或新能源外送大基地等能够高比例保障消纳的存量绿电资产同样具备稳定盈利的潜力。
- ✓ 分红意愿则更多取决于公司经营管理理念。公司历来重视股东回报，上市以来累计分红比例接近 50%，近三年平均分红比例更高达约 61.7%，可见分红意愿较强，未来分红比例有望保持在 50% 以上。
- ✓ 公司当前股价对应股息率约 5.0%，在火电行业中排名前列。



图表10：多元化业务布局赋予公司穿越单一行业周期的能力，且历来重视股东回报



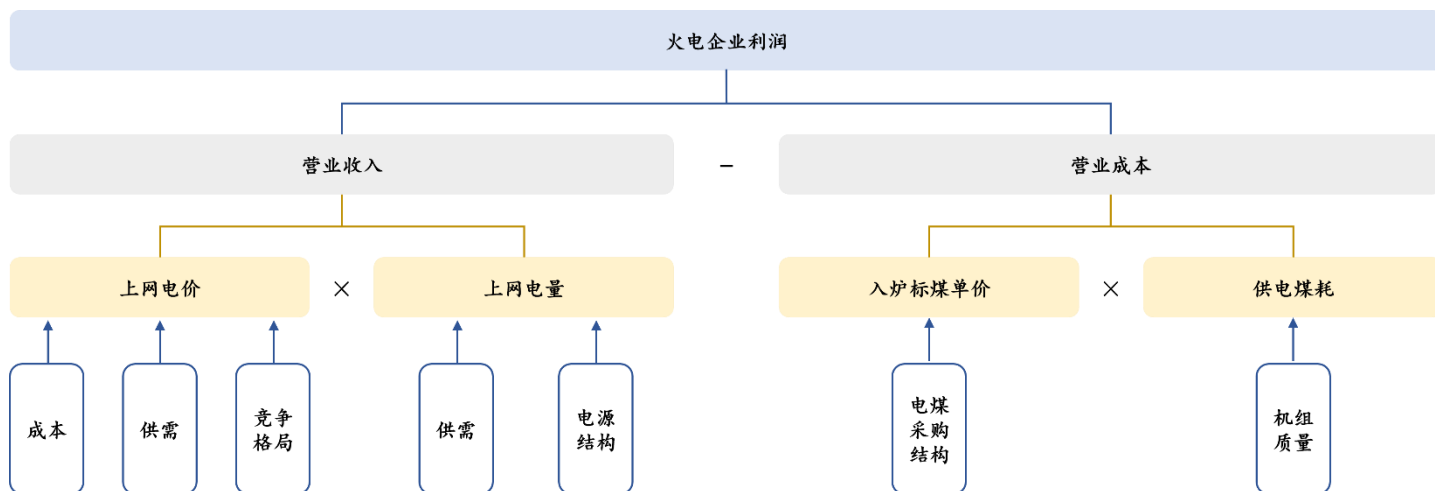
来源：iFind，国金证券研究所

二、电力业务：煤电盈利弹性和新能源装机成长性兼备

2.1 煤电：煤价下行周期，区位优势加码火电利润弹性

- 什么是火电资产的“区位优势”？发电企业的利润取决于上网电量、上网电价和发电成本三要素。
- ✓ 成本端来看，火电企业燃料成本通常高达7~8成。煤炭属于大宗商品，具备产品高度同质化且运输便利的特征，因而价格取决于全球供需平衡。我国动力煤自给程度较高，内贸煤价一定程度上会受到行政干预，因此不同火电企业之间的燃料成本差异主要在于电煤采购结构，和发电资产所在区位存在相关性，但不构成因果关系。
- ✓ 销售端来看，火电上网电量主要受到电力供需和电源结构的影响，上网电价主要影响因素为供需、成本和竞争格局。由于电无法大量储存、运输受到跨省跨区输电通道能力限制的特性，现阶段的电力仍然是区域定价的商品。火电资产的“区位优势”主要体现在区域供需格局和行业集中度。

图表11：火电行业分析框架



来源：国金证券研究所

2.1.1 电源增量受限约束上海电力供需，时代造就独特竞争格局

区域性电力供需视角：支撑性电源供给受限，预计上海本地电力供需偏紧格局将延续至



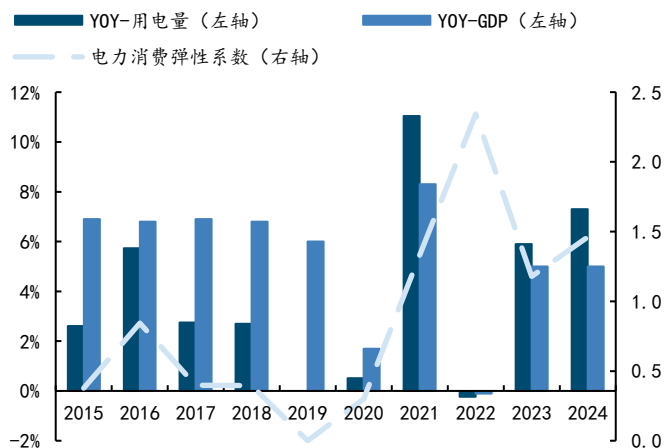
2026 年。

- 需求端：电力消费弹性系数即用电增速与 GDP 增速的比值。受宏观经济周期影响，“十三五”期间上海市平均电力消费弹性系数约为 0.4，而 2021~2024 年上海市平均电力消费弹性系数提升至 1.58，主因受公共卫生事件影响，单位 GDP 电耗较高的第二产业对上海市 GDP 增长的贡献率高于单位 GDP 电耗较低的第二产业。1Q25 上海市电力消费弹性系数约为 0.28，一方面受到暖冬影响，另外或也有宏观经济周期方面的影响。基于此，保守假设 25~27 年上海市电力消费弹性系数为 0.4。

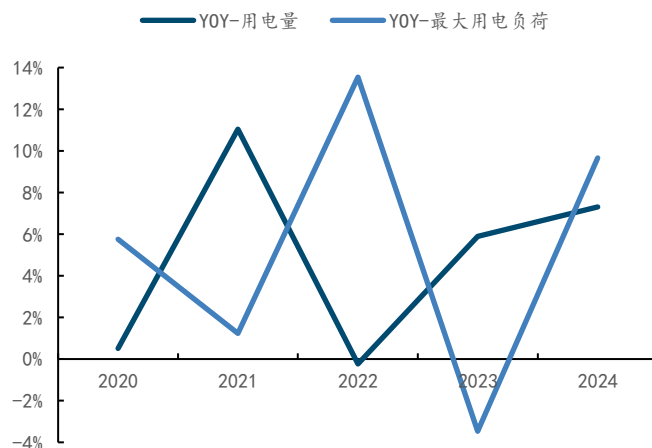
过去 5 年上海市最大用电负荷平均增速为全社会用电量平均增速的 1.09，主因第三产业和城乡居民用电量占比较高，且具备对气温敏感性较高的特征：22、24 年夏季气温偏高使得最大用电负荷增速分别高达 13.5%、9.7%，23 年宏观经济平稳向好带动上海市用电量同比增长 5.9%，但受到总体凉夏影响，最大用电负荷反而同比下降 3.5%。基于前述，假设中性情景下上海市最大用电负荷增速为用电量增速的 1.05 倍，在遭遇极端高温天气时可达 1.5 倍。

图表12：上海十三五/十四五期间平均电力消费弹性系数分别为 0.38/1.58

图表13：过去 5 年，上海市最大用电负荷平均增速为全社会用电量平均增速的 1.09



来源：iFind、国金证券研究所



来源：iFind、中电联、澎湃新闻、国金证券研究所

- 供应端：根据《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》，假设各类电源的有效容量系数分别为：核电 100%、气电 95%、煤电 90%、常规水电 50%、抽蓄 100%、风电 10%、光伏 20%。
- ✓ 2022 年以来，上海市已开工及计划开工火电机组共计 558 万千瓦，其中气电 28 万千瓦、煤电 530 万千瓦。煤电方面，漕泾综合能源中心二期（2×100 万千瓦）、中煤宝山煤电项目（2×65 万千瓦）和外高桥一厂扩容量替代项目（2×100 万千瓦）等大型电源组预计将在 2026 年底至 2027 年投产。其中，外高桥一厂扩容替代项目建成后，原先 4 台 32 万千瓦煤电机组将关停转应急备用，该项目建成后贡献的煤电净装机增量为 72 万千瓦；中煤宝山煤电项目投产后，将同步关停宝钢自备电厂 1 号、2 号 35 万千瓦老机组，即贡献装机净增量约 60 万千瓦。新能源方面，考虑到上海市陆上集中式新能源发展空间受制于土地资源紧张，假设 25~27 年光伏装机分别新增 1.0/0.6/0.6GW；风电方面，假设 25~27 年每年新增 0.5GW。
- ✓ 在省际电力交换能力方面：上海现有 4 条在运特高压直流，均以输送常规水电为主，4 条特高压直流合计输电能力约 10GW；另外，还通过 5 条特高压交流与华东电网区域内其他省区互联互通。考虑到水电出力能力受自然资源条件的影响，当出现类似 22 年夏季和 24 年 8 月中下旬来水偏枯的状态时，外来水电通道出力利用率或显著下降。基于此，我们在测算中假设平水年水电特高压直流通道有效容量系数为 80%（考虑到汛期和用电负荷高峰期重合），而枯水年特高压直流通道有效容量系数为 30%。

根据解放日报，目前上海市通过“五交四直”9 大通道可实现最大受电能力 21.5GW，剔除直流部分后估算交流部分输电能力约 11GW。考虑到华东区域内电力互济主要依靠核电和火电等可靠性电源，谨慎性原则下假设全部按照火电有效容量系数计算。25~27 年，上海市规划中无增量外来电特高压直流通道投产。暂不考虑上海市通过 5 条特高压交流引入的外受电力增量的情况，未来 3 年上海市电力供需将持续紧张，并



且到 2027 年电力系统备用率或下降至 3.3%。

图表14：预计 2025 年上海市暂无新增支撑性电源投产

项目名称	项目业主	机组类型	装机容量 (万千瓦)	开工时间	预期投产时间
漕泾综合能源中心二期	上海电力	煤机	200	2024/8/28	2026/12/16
上海石化热电机组清洁提效改造	上海石化	燃机	28	2024/8/31	2026/6/22
中煤宝山煤电项目	中煤/宝钢/华能	煤机	130	-	-
外高桥一厂扩容替代	上海电力	煤机	200	-	-

来源：北极星、上海市政府官网、中国能建官网、国金证券研究所等

图表15：上海本地电力供需紧张，依赖华东电网内区域互济

	2023	2024	2025E	2026E	2027E
装机容量 (万千瓦)					
煤电	1666	1651	1651	1851	1983
气电	891	891	891	919	919
风电	107	107	157	207	257
光伏	289	411	511	571	631
有效容量供应能力 (万千瓦)					
"四直"-平水	816	816	816	816	816
"四直"-枯水	306	306	306	306	306
"五交"华东区域互济	1017	1017	1017	1017	1017
有效容量供应-平水 (万千瓦)	4248	4258	4283	4507	4643
有效容量供应-枯水 (万千瓦)	3738	3748	3773	3997	4133
需求端 (中性&极端天气情景)					
最大用电负荷-中性 (万千瓦)	3675	4030	4110	4189	4268
最大用电负荷-乐观 (万千瓦)	3675	4030	4144	4223	4302
YOY-用电量	5.9%	7.3%	1.9%	1.8%	1.8%
YOY-最大用电负荷 (中性)	-3.5%	9.7%	2.0%	1.9%	1.9%
YOY-最大用电负荷 (乐观)	-3.5%	9.7%	2.8%	2.8%	2.7%
系统备用率-丰水 X 中性	15.6%	5.7%	4.2%	7.6%	8.8%
系统备用率-枯水 X 乐观	1.7%	-7.0%	-8.9%	-5.4%	-3.9%

来源：中电联、上海市能源十四五规划、上海市 2025 年重大建设项目实施计划项目表、国金证券研究所等。注：乐观条件下的最大用电负荷=上一年中性情景下的最大用电负荷* (1+ YOY-最大用电负荷 (乐观))。系统备用率=有效容量供应/最高用电负荷-1。标灰单元格为预测值

区域性竞争格局视角：时代造就上海电力行业独特的区域性竞争格局，发电侧行业集中度高而稳定。

- 1978 年改革开放后，80 年代我国经济对外贸易依存度一路攀升，沿海地区工业负荷快速增长。当时电力建设资金主要来资中央财政拨款，然而 80 年代开始施行的“财政包干制”在激发地方经济发展积极性的同时，使得中央财政收入增长较慢，单一的电力建设资金来源无法匹配用电需求的增长，导致全国电力供需缺口持续扩大。

1985 年，国务院批转国家经委等部门《关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定》，明确集资建设的电厂或机组，其产权所有可采取两种形式：一是由集资单位按投资比例拥有产权，长期不变，分取利润；二是产权归电网，由电网用发电利润分期向集资单位还本付息。当时采取工业用电提价的办法征收电力建设资金集资建设的电厂，构成了如今沿海地区省级能源集团的底层发电资产。也即 80 年代经济活力越强、电力缺口越大、分配到中央财政拨款的电力建设基金越少的区域，如今省能源集团控股的发电资产市占率越高。

- 公司前身申能电力开发公司是上海市政府领导的电力开发和能源建设投资公司，负责统筹、融通和滚动使用上海市集资办电资金、管理上海地区电力建设、能源开发和



节能项目的投资。上海火力发电行业主要参与者为公司、华能国际、上海电力和宝钢，CR4 达 80%以上，行业竞争格局稳定。

图表16: 24 年，公司/上电/华能/宝钢控股火电装机容量占上海火电装机容量的约 80%

电源类型	企业项目名称	控股公司	装机容量（万千瓦）
煤电	上海外高桥第三发电有限责任公司	中能股份	200
	上海外高桥第二发电有限责任公司		180
	上海吴泾第二发电有限责任公司		123
	中能吴忠热电有限责任公司		70
	吴泾热电厂	上海电力	60
	上海外高桥发电有限责任公司		128
	上海上电漕泾发电有限公司		200
	长兴岛热电有限责任公司		2.4
	石洞口一厂（等容替代）	华能国际	130
	石洞口二厂		252
气电	宝钢自备电厂	宝钢	105
	中能临港燃机发电有限公司	中能股份	165.2
	中能崇明发电有限公司		84.84
	中能奉贤热电有限公司		92.52
	漕泾热电有限责任公司	上海电力	78
	罗泾燃机发电厂		38.6
	上海闵行燃机		121.3
	华能石洞口燃机电厂	华能国际	120
合计装机容量（万千瓦）			2046
2024 年上海火电装机容量（万千瓦）			2542

来源：中电联、国务院官网、华能集团官网、上海电力公告、公司公告、国金证券研究所等

- 公司深度参与上海电力供应建设，参控股火电机组权益装机容量达约 1162.7 万千瓦。公司控股且并表火电装机容量 1002.6 万千瓦；此外，公司还参股了上海电力、华能国际等电力企业控股的上海火电资产，合计总权益装机容量达 1162.7 万千瓦，其中位于上海权益装机占上海火电总装机容量的约 37.8%。

图表17: 公司控股火电机组权益装机容量约 653 万千

控股火电企业名称	装机容量（万千瓦）	公司持股比例
上海外高桥三发	200	40%
上海吴泾二发	123	51%
淮北申皖发电有限公司	132	51%
淮北中能发电有限公司	135	100%
中能吴忠热电有限责任公司	70	97.43%
中能临港燃机发电有限公司	165.2	65%
上海中能崇明发电有限公司	84.8	100%
上海中能奉贤热电有限公司	92.5	51%
合计	1002.6	
权益装机容量	652.7	

图表18: 公司参股火电机组权益装机容量约 510 万千瓦

参股火电企业名称	装机容量（万千瓦）	公司持股比例
华能上海石洞口二厂	252	50%
上电漕泾电厂	200	35%
上电外高桥电厂	128	49%
外高桥二发（共同控股不并表）	180	40%
上海漕泾热电厂	78	30%
华能上海燃机发电厂	120	30%
上海闵行燃气发电厂	121	35%
上海华电奉贤公司	158	49%
合计	1237.3	
权益装机容量	510.0	

来源：公司公告、国金证券研究所

来源：国网上海、华能集团官网、公司公告、国金证券研究所等

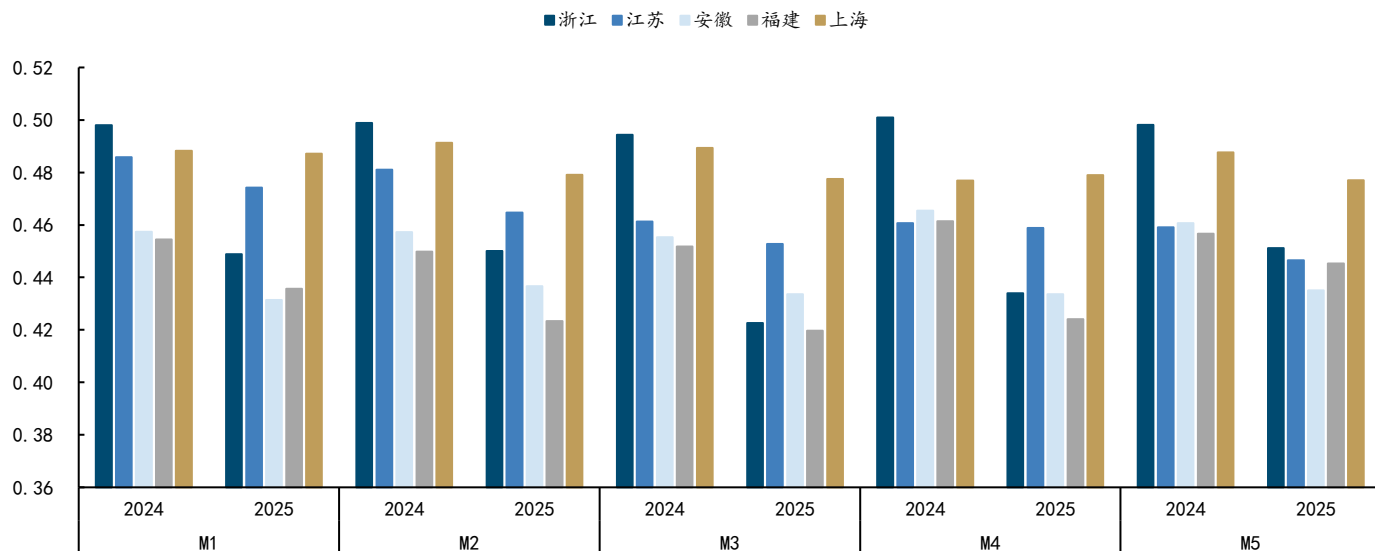
- 电力供需延续偏紧格局+火电发电侧行业集中度较高，上海市 25 年中长期市场化交



易电价同比降幅小于行业平均。根据《2025 年上海市电力直接交易年度工作方案》，燃煤发电企业年度电力中长期合同签订电量比例应不低于本地区考虑年度发用电平衡后燃煤发电机组年度预计上网电量的 80%，即近 8 成的售电收入具备较强确定性。

- ✓ 从 2025 年华东地区电力年度交易结果来看，上海因电力供需偏紧和行业竞争格局较为集中，2025 年年度电价降幅显著低于华东区域其他 4 省。1~5M25 代理购电平均购电价格与煤电容量电费折度电价格之和同比最大降幅为约 12 元/MWh。

图表19：2025 年华东四省综合代购电价趋同，上海市电价降幅显著小于区域内其他省份（单位：元/kWh，含税）



来源：北极星、国网上海/浙江/江苏/福建、国金证券研究所。注：图表中为各省区代理购电平均购电价格+煤电容量补偿折合度电水平。

2.1.2 高供应+高库存+弱需求，2025 年以来市场煤价持续下行

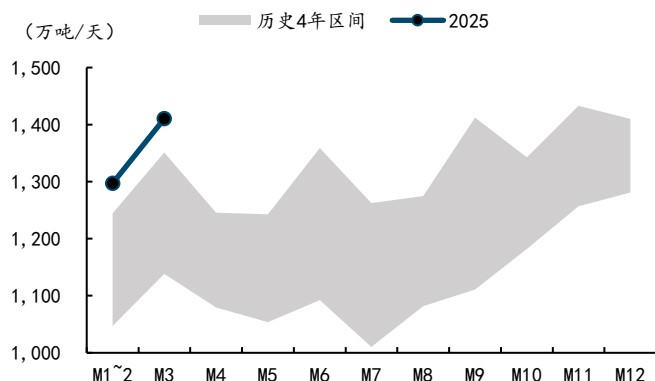
- 煤炭供应:预计 2025 年国内煤炭产量有望净增约 7000~7500 万吨,进口量小幅回落。
 - 1) 国内：国内生产端放量是 24 年底至今煤炭供应端增量的主要来源；而产煤省面对经济转型压力，25 年明确提出煤炭稳产要求，是年初以来国内生产维持高位的重要原因。根据煤炭视界，考虑到 25 年是“十四五”收官之年，新疆煤炭交易中心预计 25 年新疆产量有望达到 5.7 亿吨，同比增长约 2923 万吨；部分省份仍有增产计划，例如陕西省“力争全年原煤产量 8 亿吨”、同比增长约 2000 万吨，甘肃省“到 2025 年煤炭年开采量达到 7000 万吨”、同比增长约 360 万吨。另外，根据中国煤炭资源网消息，山西省提出确保 25 年煤炭产量达到 13 亿吨，即同比约 3126 万吨产量回补；然而截至 3M25，山西省已累计增产原煤约近 5400 万吨，或受去年同期基数偏低影响。综上，预计 2025 年主产省份有望贡献增量约 1.00 亿吨。另考虑约 2500~3000 万吨的资源枯竭及落后产能去化，预计 25 年国内煤炭产量净增量约 0.70~0.75 亿吨。
 - 2) 进口：国际煤炭市场供需格局延续宽松局面。利润驱使下，国际煤炭仍倾向于流向我国；但 25 年以来内贸煤价降幅较大，进口煤经济性优势收窄。综合来看，我们认为 25 年煤炭进口量仍将维持在 5 亿吨以上的规模、达约 5.2 亿吨，较 24 年小幅回落。
- 煤炭需求:根据我们的电力供需平衡预测,当 2025 年全社会用电量增速为约 5.7%时,预计火电发电量将同比增长约 1.4%;具体到煤电,发电量增速或进一步压缩至约 0.5%。另外考虑调峰需求增加对发电煤耗增长的贡献,预计电力行业仍是商品煤消费增量的主要来源。非电需求方面,房地产投资疲软将持续影响钢铁及建材行业用煤需求,但随着政策逐步发力并逐步转化为实物工作量落地,建材行业用煤需求降幅有望收窄。而 2 月 8 日工信部发布《钢铁行业规范条件(2025 版)》,通过加快落后产能淘汰以约束行业总产量,预计钢铁行业用煤需求仍将下行。煤化工产能陆续释放,支撑 2025 年化工行业用煤需求保持增长。综上,我们预计 2025 年商品煤消费需求净增量在 5000 万吨左右,供需格局较上年进一步宽松。

当前电力行业处在传统用煤淡季,非电行业用煤需求随着基建实物工作量改善而有所增加,但因消费量占比较小而对库存消耗的作用有限。在高库存的压制下,市场煤价仍然承压。以电煤长协合同基准价 675 元/吨为下限,去年采暖季市场煤价高点 865 元/吨为上限,预计 25 年煤价中枢在 770 元/吨左右。考虑到今年与 23 年情况有一

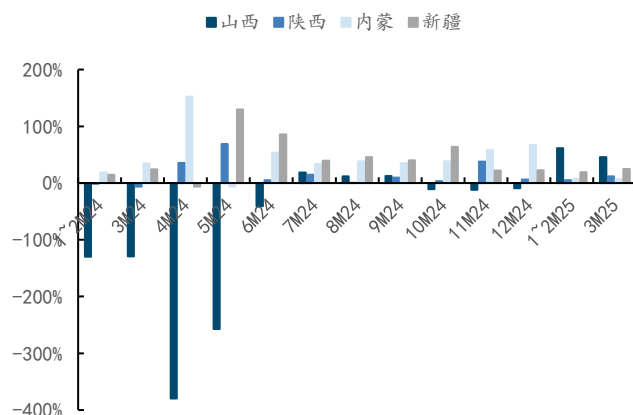


定相似性，即年初以来市场煤价持续下调且调整幅度较大，全年市场煤均价大幅低于中枢。基于此，预计全年市场煤均价在 700 元/吨左右，同比下降约 156 元/吨。

图表20：1~3M25 我国原煤日产量高于过去 4 年同期最大值



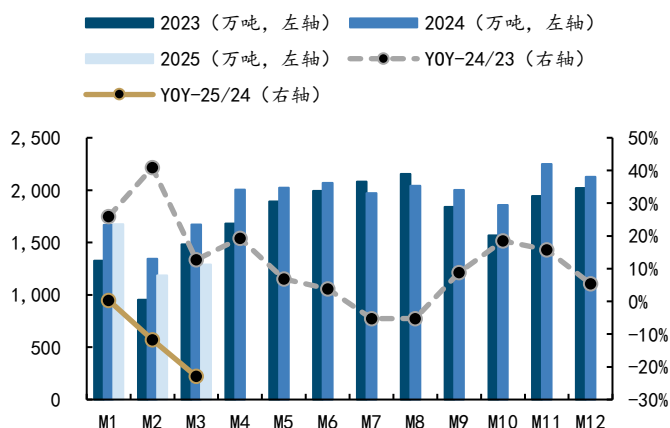
图表21：1Q25 山西省对全国原煤产量增量贡献率最高



来源：iFind、国金证券研究所

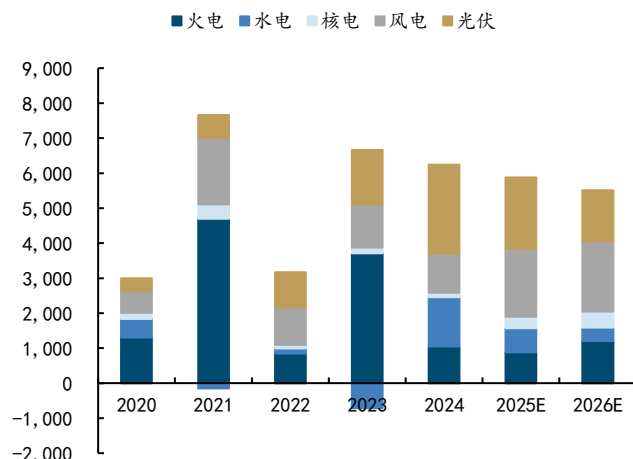
来源：iFind、国金证券研究所。注：图为主要产煤省当月原煤产量增量贡献率

图表22：春节后内贸煤价大幅调整，进口煤经济性下降，2M25 我国广义动力煤进口量时隔 5 个月转降



来源：iFind、国金证券研究所

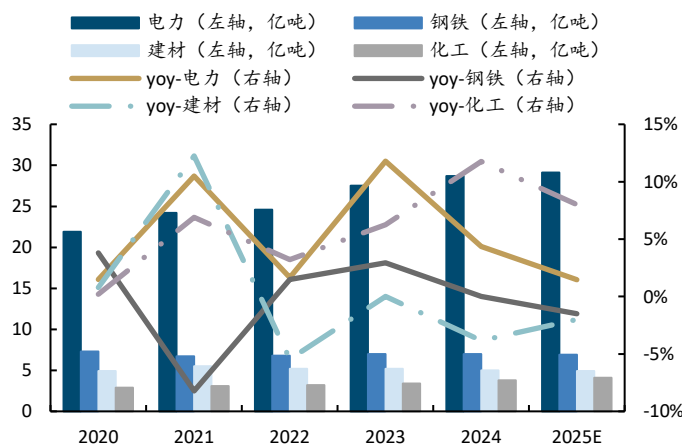
图表23：预计 2025 年火电发电量仍有小幅增长（亿千瓦时）



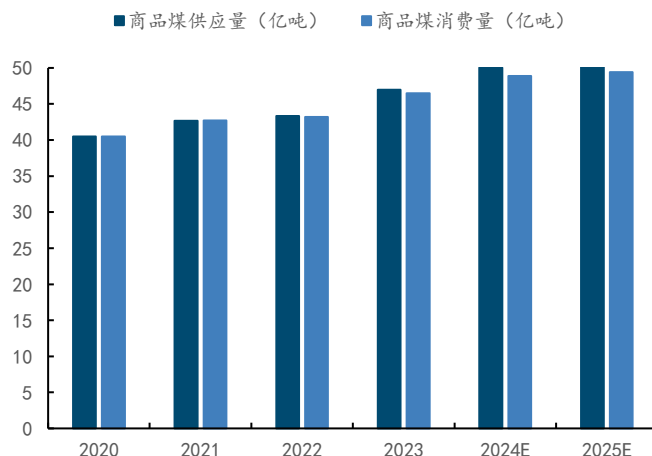
来源：中电联、国家能源局、国金证券研究所等。注：纵轴为各类电源发电增量



图表24：预计 25 年电力和化工行业用煤需求仍有增长，而建材和钢铁行业仍将拖累煤炭消费



图表25：预计 2025 年我国商品煤供需偏松约 1.2 亿吨



来源：CCTD、国金证券研究所

来源：CCTD、国金证券研究所

- 根据公司 2023 年 6 月公开答投资者问，公司煤炭燃料主要由长协煤组成，以及少部分市场煤和进口煤。
- ✓ 公司与淮北矿业、皖能电力合资建设的淮北申皖电厂，以及公司独资的平山电厂二期，均为沪皖合作、上海市在安徽淮北异地建设的煤电一体化机组，预计长协煤占比较高。
- ✓ 参考华能国际、粤电力、浙能电力等沿海电厂资产占比较高的火电企业，预计公司上海电厂的长协煤占比在 20%~30% 区间，加权平均长协履约率在 40% 左右。另外，根据公司 2024 年半年报，1H24 公司入炉标煤单价为 984 元/吨，倒算推测进口+内贸市场煤占比约 60%。
- 对公司煤电业务对市场煤价变动的敏感性进行分析，当北港 5500 大卡煤价中枢分别为 720/700/680 元/吨时，公司煤电度电点火花价差将分别较上年增厚 10.1%/12.1%/14.1%，煤电业务盈利能力有望持续改善。

图表26：公司煤电业务利润对市场煤价下行的敏感性分析

	1H24	2025E		
市场煤占比（进口与内贸平均）	印尼 4700 大卡动力煤到岸价+运费（元/吨）			
	648	595	585	575
60%	北港 5500 大卡动力煤市场均价（元/吨）			
	875	720	700	680
长协煤占比（%）	秦皇岛 5500 大卡动力煤长协月均价（元/吨）			
40%	704	680	675	670
入炉标煤价（7000 大卡，元/吨）	984	887	872	858
供电煤耗（g/kWh）	281.34			
度电燃料成本（元/kWh）	0.277	0.250	0.245	0.241
公司火电平均上网电价（元/kWh，不含税）	0.481	0.475		
度电点火价差（元/kWh）	0.205	0.225	0.229	0.233
YOY-度电点火价差	-	10.1%	12.1%	14.1%

来源：iFind、公司 2024 半年报&年报、公司电量公告、国网上海市电力公司、国金证券研究所。注：公司 2024 年年报未披露入炉标煤单价及供电煤耗数据，因此采用半年度数据测算。另外，公司火电平均上网电价为 2024 全年数据。

2.2 新能源：积极布局能源转型，高质量发展新能源

- “十四五”期间，公司计划新增新能源装机 800 万至 1000 万千瓦，使新能源装机占公司总装机量的比重达到 50%。
- ✓ 截至 2020 年底，公司新能源装机规模约 215.2 万千瓦，2021~2024 年分别新增了

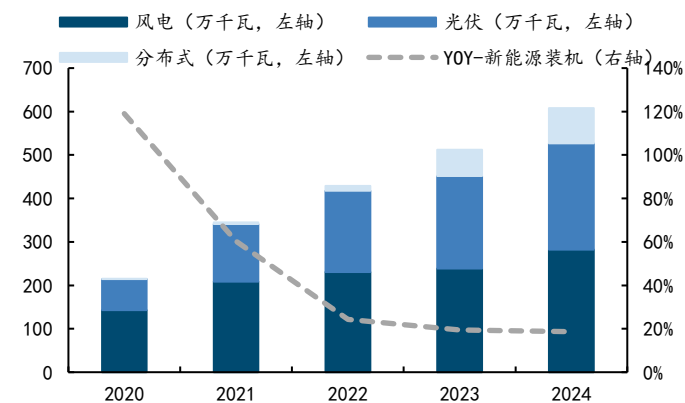


129.6/83.9/83.3/95.6 万千瓦，累计新增装机 392.5 万千瓦，距离规划目标下限完成进度不足 50%，或因对项目收益率要求较高。

- ✓ 公司将加快新能源基地化、规模化开发转型，全力谋划开发新疆区域大基地项目，积极争取“蒙电入沪”配套新能源基地项目，积极参与市内海风竞配。加快存量优质新能源项目开发建设，在建海南 G22 海上风电示范项目如期推进；新疆塔城和布克赛尔县 200 万千瓦光伏项目，以及塔城托里县 135 万千瓦风电项目开工仪式顺利举行。

图表27：2020~2024 年期间，公司已累计新增新能源装机 392.5 万千瓦

图表28：公司计划于 2025 年投产的新能源重点在建项目装机规模约 2.6GW



项目名称	开工时间	预计投产时间
天门申能风光储一体化 20 万千瓦风机项目	2024/2/1	2024/8/1
海南 G22 海上风电示范项目一期 60 万千瓦	2024/1/28	1Q25
新疆塔城和布克赛尔县 200 万千瓦光伏项目	2024/9/7	2025
塔城托里县 135 万千瓦风电项目	2024/10/18	2026

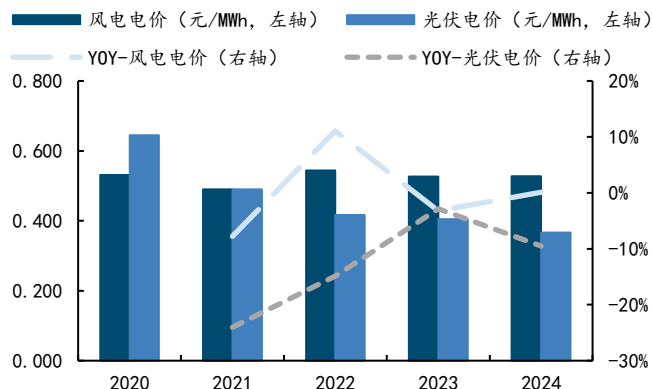
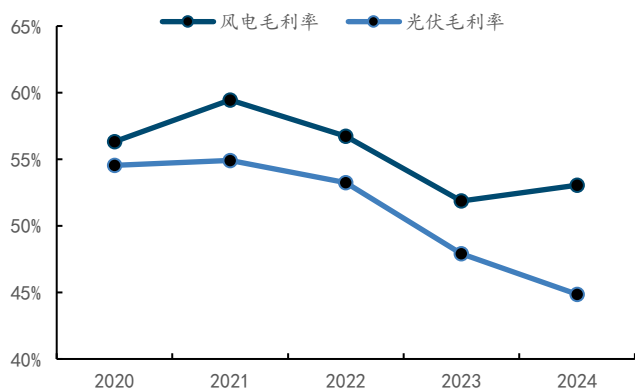
来源：iFind、公司公告、国金证券研究所

来源：天门市政府官网、国金证券研究所等

- 2021 年以来，公司新能源发电业务毛利率总体呈下行趋势。其中，风电业务毛利率降幅较小，而光伏业务毛利率降幅较大，主因：
 - ✓ 平价上网项目增加，致新能源平均上网电价结构性下降。根据国家发改委发布的《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》，2021 年起对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴、实行平价上网，新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价。平价即各省燃煤基准价，大幅低于带补贴电价。2020~2024 年，在上海市光伏利用率保持 100%高位的情况下，公司位于上海的光伏项目平均上网电价从约 1300 元/MWh 下降至 540 元/MWh。
 - ✓ 由于上海本地集中式新能源资源可开发空间有限，公司新能源装机扩张以异地项目收购为主，小部分投资自建。2020~2024 年，公司新能源发电增量主要集中在新能源上网电价中低价区，也造成了公司新能源平均上网电价的结构性下降。

图表29：2021 年以来，公司新能源发电业务毛利率总体呈下行趋势

图表30：2021 年以来，公司新能源平均上网电价呈总体下行趋势

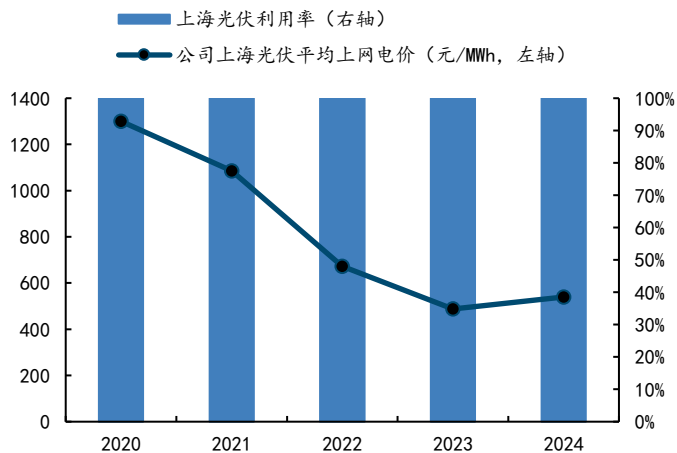


来源：公司历年年报、国金证券研究所

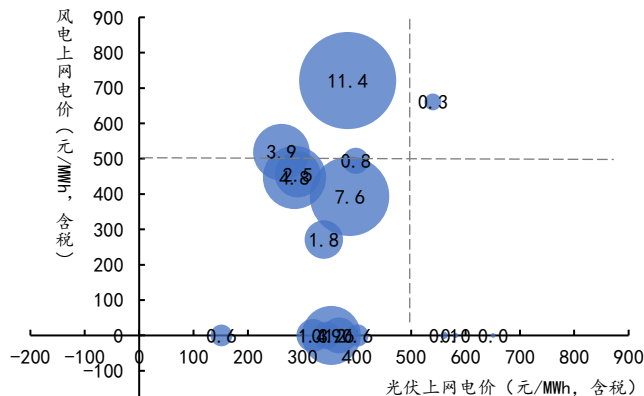
来源：公司历年年报、国金证券研究所。注：图表中为不含税电价



图表31：20~24年上海市光伏利用率维持100%高位，而公司上海光伏项目平均上网电价下降约58.5%



图表32：2021年以来，公司新能源发电增量主要集中在中低价区



来源：公司历年年报、全国新能源消纳监测预警中心、国金证券研究所。注：图表中为含税电价

来源：公司历年年报、国金证券研究所。注：图表中面积代表公司各省2020~2024年间新能源发电增量。

- 海风是上海市实现碳中和的重要路径，远期发展空间广阔。根据上海市发改委于8月22日发布的《上海市能源电力领域碳达峰实施方案》，“十四五”期间重点建设金山、奉贤、南汇海域项目，启动百万千瓦级深远海海上风电示范；“十五五”重点建设横沙、崇明海域项目，建成深远海海上风电示范。2025、2030年，全市风电装机力争分别超过262、500万千瓦（即十四五+2.0GW，十五五+2.4GW）。此外，2024年上海市29.3GW深远海风电规划已获国家批复。海风全天出力的特性对电力系统更加友好，且紧邻用电负荷中心消纳有保障，在新能源全面入市的背景下项目收益率仍可期。
- ✓ 公司项目资源获取能力方面：截至目前，2022年公告竞争配置工作的杭州湾80万千瓦海上风电项目已公示结果，公司牵头组成的联合体成功竞得其中40万千瓦海上风电项目；2024年580万千瓦“十五五”期间计划开发的海风项目也已发布竞争配置工作公告。

图表33：“十四五”期间计划新增的海上风电项目已完成竞配，公司牵头组成的联合体竞得其中一半

项目名称	装机容量 (万千瓦)	项目业主	项目状态
东海大桥海上风电场一期	10.2	上海绿色环保能源有限公司、中国大唐集团新能源股份有限公司	2010年已投产
东海大桥海上风电场二期	10.2	公司、上海电力股份有限公司、中电国际新能源控股有限公司、中广核风力发电有限公司、上海电力实业有限公司联合体	2015年已投产
东海大桥（扩建）海上风电项目	4.6	申能股份有限公司、上海绿色环保能源有限公司、中广核风电有限公司联合体	2021年已投产
东海大桥海上风电场三期	20	中国长江三峡集团有限公司、上海绿色环保能源有限公司、中海油融风能源有限公司联合体	-
金山海上风电场一期项目	30.6	上海电力股份有限公司、上海绿色能源环保有限公司、中国船舶集团风电发展有限公司联合体	2024年已开工
金山海上风电场二期项目	20	上海电力股份有限公司、上海绿色环保能源有限公司联合体	-
奉贤海上风电场一期项目	20.6	上海电力股份有限公司、上海绿色环保能源有限公司、中国船舶集团风电发展有限公司联合体	2021年已投产
奉贤海上风电场二期项目	20	申能股份有限公司、龙源电力集团股份有限公司、上海绿色环保能源有限公司联合体	-
奉贤海上风电场四期项目	20		-

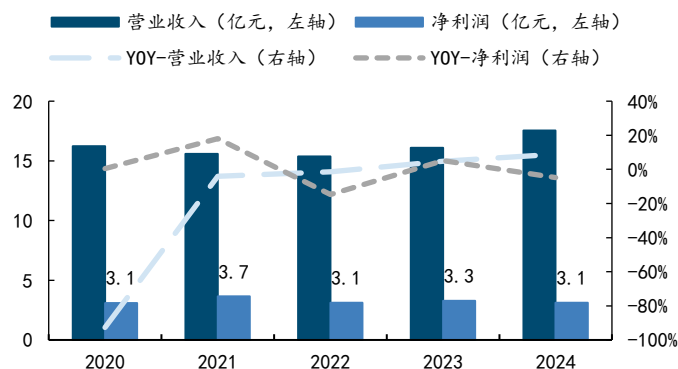
来源：上海发改委、北极星、国金证券研究所等



三、稳定性：价格机制保障下，稳定盈利型资产旱涝保收

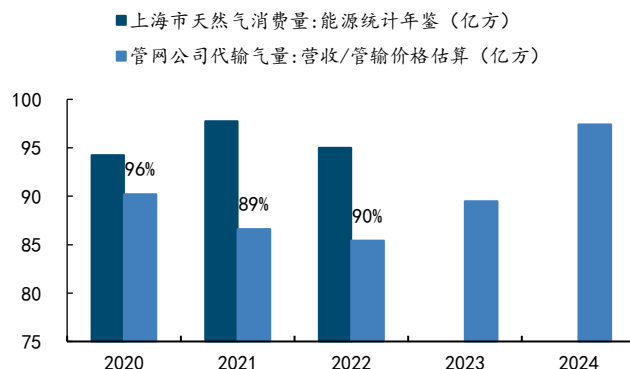
- 油气管输业务：稳定的配送气量和稳定的价格机制赋予管网公司稳定的盈利能力。公司控股 50%的管网公司负责投资建设和经营管理上海地区唯一的天然气高压主干管网系统。为实现“X+1+X”的油气管网格局，2020 年管网公司由天然气购销业务调整为管输业务，导致营收下降但利润率提升。
- ✓ 自西气东输一线 2003 年建成、2004 年开始向上海供气开始，上海天然气消费量快速增长至 2018 年后增速趋缓。管网公司向集团全资子公司上海燃气有限公司提供管输服务。截至 24 年底，上海燃气天然气年供应量超过 100 亿方，上海本地燃气市场占有率超过 95%。
- ✓ 根据国家发改委印发的《天然气管道运输价格管理办法（暂行）》，管道运输价格按照“准许成本+合理收益”的方法由政府核定；根据《上海市管道天然气配气价格管理办法》，配气价格原则上每三年校核调整一次。2020 年，上海发改委根据成本监审情况、结合本市实际，核定公司管输价格为 0.18 元/方。2025 年，上海发改委核定管网公司管输价格为 0.12 元/立方米（含税），自 5 月 1 日起执行。
- ✓ 历史 5 年来看，管网公司净利润稳定在 3 亿以上。

图表34：2020 年管网公司由购销业务转为管输业务后，营收和利润均保持稳定



来源：公司历年年报、国金证券研究所

图表35：管网公司营收/管输价格倒算得出的输气量与上海天然气消费量的比值约为 90%

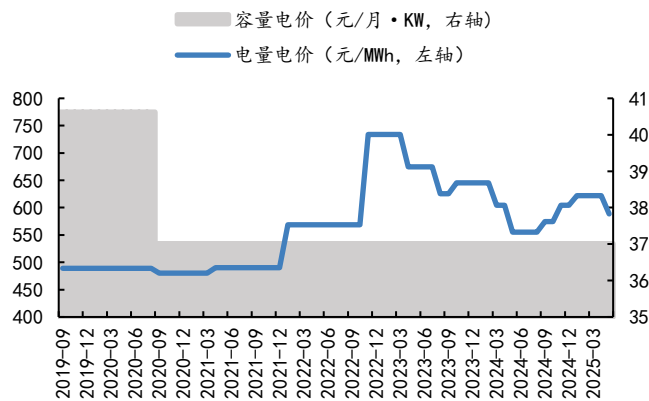


来源：iFind、上海发改委、公司历年年报、国金证券研究所。注：百分比为倒算得出的管网公司输气量与上海天然气消费量的比值

- 气电业务：充足的容量补偿和及时的气电价格联动保障了上海燃气机组的合理盈利。
- ✓ 2018 年 4 月，上海市物价局发布《关于完善本市天然气发电上网电价机制的通知》（沪价管〔2018〕11 号），首次提到建立气电价格联动机制，联动公式为：联动后电量电价=现行电量电价×天然气平均调价幅度×税收调整因子/发电气耗。
- 2019 年上海发改委印发《关于优化调整我市天然气发电上网电价机制有关事项的通知》（沪发改价管〔2019〕36 号），根据增值税税率调整，将税收调整因子调整为 1.0367，发电气耗取值不变：天然气调峰机组、热电联产机组取 5.27 千瓦时/立方米；分布式发电机组取 5.11 千瓦时/立方米。文件中虽未明确气电联动调价周期，但从实际执行情况看，上海市气电联动响应及时（最短 2 个月一调），保障了燃气机组的合理收益。
- ✓ 对比同业可比公司，公司燃气机组利用小时数并不高，但在容量电价的保障下仍可回收合理收益。400MW 级燃气机组单位千瓦投资成本不超过 2200 元，按当前上海气电容量补偿基准计算，假设全年 11 个月可收到容量电价，则投资成本回收周期不超过 5.5 年。2021~2024 年，燃气机组发电用气成本受俄乌冲突影响而上涨，但在上海市及时的气电价格联动机制保障下，公司控股的临港燃机发电有限公司的燃料成本疏导顺畅、盈利能力仍然保持稳定。

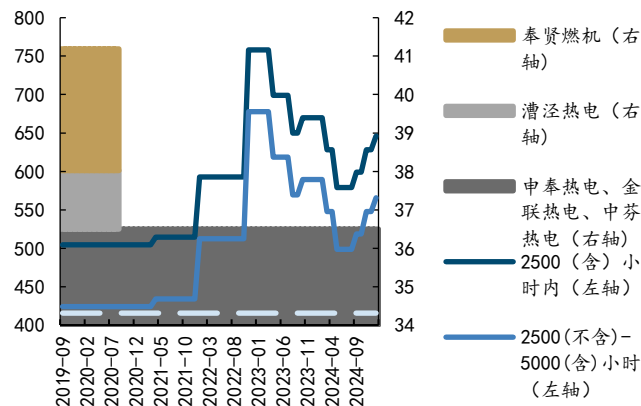


图表36：上海市燃气调峰机组容量电价与电量电价情况



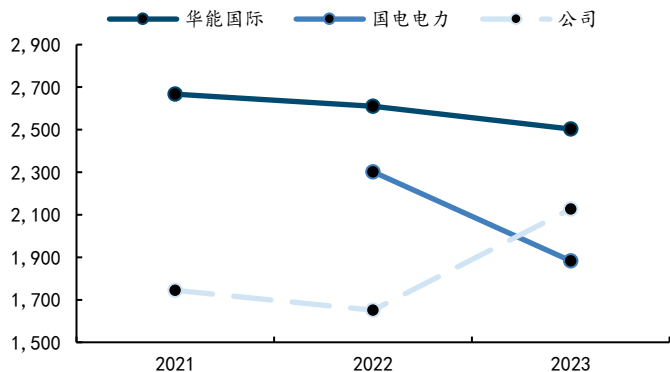
来源：上海发改委、国金证券研究所

图表37：上海市燃气热发电机组容量电价与电量电价情况



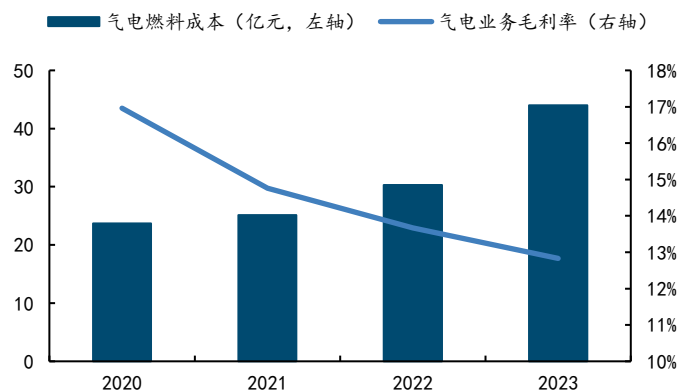
来源：上海发改委、国金证券研究所。注：左轴为电量电价，单位为元/MWh；右轴为容量电价，单位为元/月·KW，

图表38：容量电价回收固定成本：公司燃气机组利用小时数常年低于华能国际



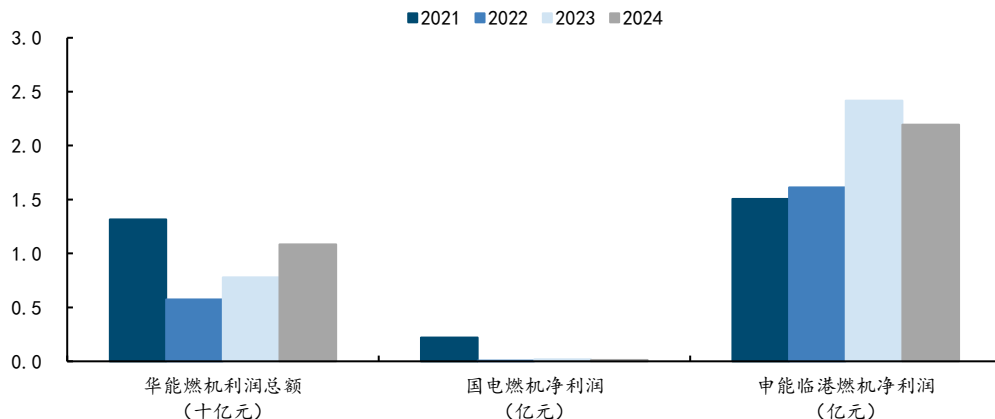
来源：各公司历年年报、国金证券研究所

图表39：气电联动及时：22~23年公司气电燃料成本上涨，但成本疏导及时



来源：公司历年年报、国金证券研究所

图表40：2021~2024年，公司旗下临港燃机盈利稳定性强于同业可比公司

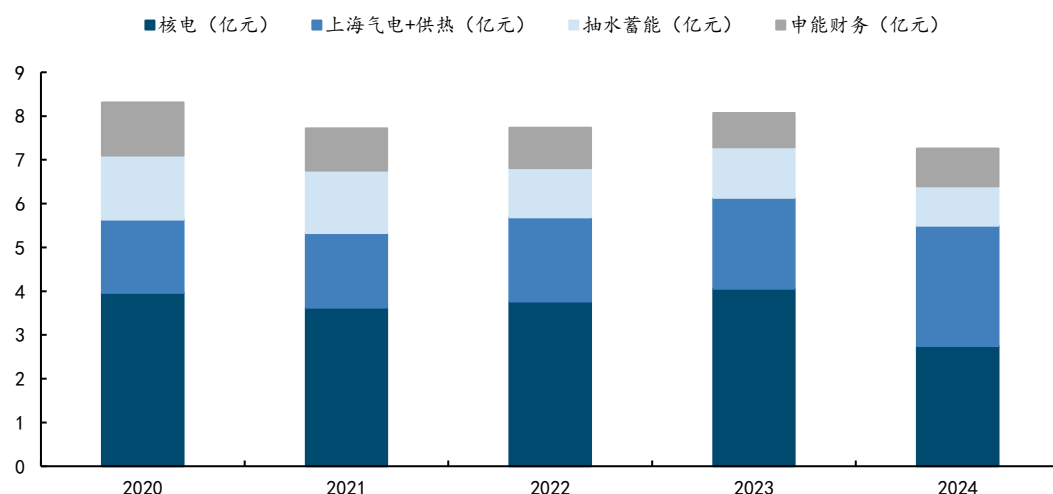


来源：公司历年年报、国金证券研究所



- 除油气管输和上海气电外，公司还参股了核电和抽蓄等稳定盈利型资产，每年稳定贡献近 7 亿投资收益。
- ✓ 除控股的 342.6 万千瓦燃机之外（权益装机 239.4 万千瓦），公司还参股共计 477.3 万千瓦的其他上海气电机组（权益装机 179.3 万千瓦），2020~2024 年间年均贡献约 1.8 亿元投资收益。
- ✓ 公司还参股了位于浙江和安徽的抽水蓄能电站。目前已投产的两座抽蓄电站历史 4 年年均贡献约 1.3 亿元投资收益；另有浙江衢江、安徽桐城、安徽宁国三座抽蓄项目在建，计划投产时间均在 2027 年以后。抽蓄项目在两部制电价的保障下，预计投产后也将持续为公司贡献稳定投资收益。
- ✓ 虽未体现在长期股权投资收益中，公司还参股了核电秦山联营和秦山三核公司，估算若按权益法下确认的投资损益口径，历史 5 年平均每年贡献约 3.6 亿元投资收益。

图表41：2020 年以来，公司参股稳定盈利资产每年贡献 7 亿左右投资收益



来源：iFind、公司及浙能电力历年年报、国金证券研究所

四、盈利预测与投资建议

4.1 核心假设

■ 电力业务：

装机规模：截至 2024 年底，公司控股煤电/气电/风电/光伏及分布式装机容量分别为 840.0/342.6/282.5/325.2 万千瓦。在建项目方面：①火电：公司暂无在建火电项目，预计未来 3 年煤电、气电控股装机容量保持不变；②新能源：根据图表 28，截至 24 年底公司主要在建风电项目包括海南 CZ2 海上风电一期 60 万千瓦、新疆塔城和布克赛尔县 200 万千瓦光伏项目，以及新疆塔城托里县 135 万千瓦风电项目，分别计划于 1Q25、2025 和 2026 年投产。根据公司公告，海南 CZ2 海上风电项目已于 1Q25 并网投产。公司暂不涉及预计在 2027 年投产的已开工新能源项目，但从其“加快新能源基地化、规模化开发转型”的发展规划表述上看，预计“十五五”期间新能源开发仍将作为公司重要的业绩增长点。基于前述，另外考虑公司新能源开发自建与收购并重的特点，假设 25~27 年风电控股装机容量分别约 352.5/507.5/557.5 万千瓦，光伏控股装机容量分别约 404/504/584 万千瓦，其他类型控股装机容量分别约 96.4/106.4/116.4 万千瓦。

图表42：2023~2027E 公司各电源类型装机容量情况

	2023	2024	2025E	2026E	2027E
煤电装机容量 (万千瓦)	840	840	840	840	840
其中：控股不并表 (万千瓦)	180	180	180	180	180
气电装机容量 (万千瓦)	342.6	342.6	342.6	342.6	342.6
风电装机容量 (万千瓦)	238.7	282.5	352.5	507.5	557.5
新增装机容量 (万千瓦)	8	44	70	155	50



	2023	2024	2025E	2026E	2027E
光伏装机容量（万千瓦）	213.1	244.1	404.1	504.1	584.1
新增装机容量（万千瓦）	26	31	160	100	80
其他装机容量（万千瓦）	60.4	86.4	96.4	106.4	116.4

来源：公司历年年报、天门市政府官网、国金证券研究所等

利用小时：①火电：参考图表 15 中我们对上海电力供需形势的预测，预计 2025、2026 年上海市电力供需将仍然偏紧，随着市内主要支撑性电源陆续在 2026 年底至 2027 年投产，2027 年起供需形势将有所好转。基于此，预计公司 25~27 年煤电机组利用小时数分别为 5033/4983/4683 小时，气电机组利用小时数分别为 2364/2124/2024 小时。②风电：考虑到 25 年新投产项目为海风、平均利用小时数高于陆风，而预计 26 年投产的新疆塔城项目为陆风，综合考虑风资源和限电率的影响，预计利用小时数略低于公司存量风电项目平均水平。27 年尚无可参考项目，假设利用小时数持平，即 25~27 年分别为 2415/2257/2257 小时。③光伏：假设 25~27 年光伏利用小时数保持稳定，为 1050 小时。

图表43：2023~2027E 公司各类电源利用小时数情况（单位：小时）

	2023	2024	2025E	2026E	2027E
煤电	4803	4953	5033	4983	4683
气电	2127	2464	2364	2124	2024
风电	2263	2232	2415	2257	2257
光伏	1175	1058	1050	1050	1050

来源：公司历年年报、国金证券研究所

上网电价：①煤电：综合考虑容量补偿比例提升、燃料成本变动及上海市电力供需紧张程度缓解等因素，假设公司 25~27 年煤电综合平均上网电价分别为 0.426/0.404/0.413 元/kWh（不含税）。②气电：考虑到国际油气供需转松，预计未来 3 年气价呈下行趋势；上海气电上网电价联动下调。预计 25~27 年公司综合平均气电上网电价分别为 0.719/0.679/0.629 元/kWh（不含税）。新能源方面，考虑到全面入市新政，预计未来公司风、光综合平均上网电价将缓步下行。假设 25~27 年公司风电平均上网电价分别为 0.499/0.472/0.401 元/kWh（不含税），光伏平均上网电价分别为 0.365/0.355/0.345 元/kWh（不含税）。

图表44：2023~2027E 公司各类电源上网电价、上网电量及营业收入情况

	2023	2024	2025E	2026E	2027E
上网电价（元/kWh，不含税）					
煤电	0.443	0.439	0.426	0.404	0.421
气电	0.841	0.721	0.719	0.679	0.629
风电	0.526	0.527	0.499	0.472	0.401
光伏	0.405	0.380	0.365	0.355	0.345
上网电量（亿千瓦时）					
煤电	295.3	305.59	315.93	312.79	293.96
气电	70.4	82.79	79.37	71.32	67.96
风电	51.40	53.05	74.86	83.14	116.65
光伏	23.13	30.81	33.35	46.48	55.41
营业收入（亿元）					
煤电	130.91	134.28	134.71	126.34	123.74
气电	59.18	59.67	57.05	48.40	42.73
风电	27.02	27.97	37.35	39.25	46.81
光伏	9.37	11.71	12.17	16.50	19.12

来源：公司历年年报、国金证券研究所

营业成本：①煤电：保供稳价政策发力下，国内煤炭保供能力显著提升；加之能源结构转型背景下，火电发电量增长空间有限，非电行业用煤需求则受地产行业拖累，未来煤炭供



需偏松，市场煤价将呈下行趋势；而市场煤价大幅调整后，缺乏成本竞争优势的供应将受到挤压，从而驱动市场再平衡、煤价回升。基于此，假设公司 25~27 年入炉标煤单价分别为 911.2/856.8/907.5 元/吨。供电煤耗方面，考虑煤电机组调峰运行状态下的煤耗增加，假设 2025~2027 年公司供电煤耗分别为 281.3/283.3/285.3 克/kWh。公司 0.84GW (0.66GW 并表) 的煤电装机量，保守估计每年技改+维护性资本开支不会超过 10 亿。按照直线法折旧，假设折旧年限 15 年，每年折旧和摊销成本约增加 6700 万。另外，假设度电其他成本保持 0.041 元/kWh 不变。

②气电：参考中石油 2025 年沿海地区合同定价较上一期小幅下降，并考虑到 26 年起国际 LNG 供需有望转松，假设公司 25~27 年发电用气价格分别为 2.72/2.41/2.21 元/方。供电气耗参考上海发改委，假设为 0.19 方/kWh；度电其他成本保持 0.11 元/kWh 不变。

③新能源：伴随风机大型化和光伏组件技术进步降本，预计风电、光伏项目单瓦投资成本稳中有降。假设公司 25~27 年风电度电营业成本分别为 0.24/0.24/0.20 元/kWh，光伏度电营业成本维持 0.20 元/kWh。

图表45：电力业务营业成本核心假设

	2023	2024	2025E	2026E	2027E
煤电					
供电煤耗 (g/kwh)	282.1	281.3	281.3	283.3	285.3
平均耗用标煤单价 (元/吨)	1,106.98	1,038.74	911.2	856.8	907.5
燃料成本 (亿元)	92.23	89.31	80.99	75.93	76.12
度电燃料成本 (元/kWh)	0.312	0.292	0.256	0.243	0.259
折旧与摊销成本 (亿元)	10.87	10.55	11.22	11.89	12.56
度电折旧与摊销 (元/kWh)	0.037	0.035	0.036	0.038	0.043
其他成本 (亿元)	13.84	13.51	12.95	12.82	12.05
度电其他成本 (元/kWh)	0.047	0.044	0.041	0.041	0.041
营业成本 (亿元)	116.94	113.37	105.17	100.65	100.73
毛利率 (%)	10.7%	15.6%	21.9%	20.3%	18.6%
气电					
供电气耗 (方/kWh)	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
单位气价 (元/方)	3.29	2.74	2.72	2.47	2.27
天然气成本 (百万元)	43.98	43.11	41.03	33.48	29.32
度电其他成本 (元/kWh)	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
营业成本 (百万元)	51.58	51.92	49.51	41.19	36.57
毛利率 (%)	12.8%	13.0%	13.2%	14.9%	14.4%
风电					
度电营业成本 (元/kWh)	0.25	0.25	0.24	0.24	0.20
营业成本 (亿元)	13.01	13.14	17.91	19.69	23.50
毛利率 (%)	51.9%	53.0%	52.0%	49.8%	49.8%
光伏					
度电营业成本 (元/kWh)	0.21	0.20	0.20	0.20	0.20
营业成本 (亿元)	4.88	6.22	6.74	9.35	11.09
毛利率 (%)	47.9%	46.8%	44.6%	43.4%	42.0%

来源：公司历年年报&半年报、上海发改委、国金证券研究所。注：公司仅在 1H23、1H24 财报中披露供电煤耗数据，假设全年供电煤耗与半年度供电煤耗持平。

油气管输业务：天然气管输收入部分，假设 25~27 年管网公司供气量分别增长 3%/6%/5%，考虑上海市管输费从 5 月 1 日起下调至 0.12 元/方；非天然气管输收入部分，假设年增速为 10%。公司油气管输业务盈利能力总体稳定，但考虑 25 年起管输费下调，假设 25~27 年毛利率分别为 21%/22%/22%。

费用率：公司主营业务属于成熟行业，预计各项费用率总体保持稳定。

销售费用率：发电企业主要客户为电网公司，传统上销售费用率较低，假设 25~27 年公司



销售费用率维持 0.02%。

管理费用率：考虑到公司装机规模扩张，预计管理费用率稳中有增。假设 25~27 年公司管理费用率分别为 3.4%/3.5%/3.5%。

研发费用率：公司近年来研发投入有所提升，或为适应不同电源在新型电力系统中的角色转变。假设 25~27 年公司研发费用率维持 0.7% 不变。

图表46：2023~2027E 公司费用率情况

	2023	2024	2025E	2026E	2027E
销售费用率	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%
管理费用率	3.25%	3.37%	3.40%	3.50%	3.50%
研发费用率	0.06%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%

来源：iFind、国金证券研究所

4.2 盈利预测

- 预计公司 25~27 年分别实现营业收入 298.5/286.7/291.3 亿元，实现归母净利润 40.9/41.6/42.4 亿元。

图表47：2023~2027E 公司历史盈利情况及预测

	2023	2024	2025E	2026E	2027E
电力业务					
营业收入（亿元）	226.48	233.21	241.28	230.50	232.40
营业成本（亿元）	186.41	184.65	179.33	170.89	171.89
毛利率（%）	17.7%	20.8%	25.7%	25.9%	26.0%
油气管输					
管网公司供气量（亿方，管网公司营收/管输费倒算）	89.48	97.41	100.33	106.35	111.67
上海天然气管输费（元/方）	0.18	0.18	0.14	0.12	0.12
管网公司营业收入（亿元）	16.11	17.53	14.05	12.76	13.40
非管网公司收入（亿元）	12.10	16.27	17.90	19.69	21.66
营业收入（亿元）	28.20	33.81	31.947	32.45	35.06
营业成本（亿元）	20.40	25.49	25.56	25.64	27.70
毛利率（%）	27.7%	24.6%	20%	21%	21%
煤炭销售					
营业收入（亿元）	30.13	28.36	24.30	22.78	22.83
营业成本（亿元）	29.40	27.49	23.50	21.98	22.08
毛利率（%）	2.4%	3.1%	3.3%	3.5%	3.3%
其他业务					
营业收入（亿元）	6.60	0.81	1.00	1.00	1.00
营业成本（亿元）	1.39	0.49	0.60	0.60	0.60
毛利率（%）	78.9%	39.7%	40%	40%	40%
合计					
营业收入（亿元）	291.42	296.19	298.52	286.73	291.29
营业成本（亿元）	237.61	238.12	228.98	219.11	222.27
毛利率（%）	18.5%	19.6%	23.3%	23.6%	23.7%

来源：公司历年年报、上海发改委、国金证券研究所

4.3 投资建议及估值

- 采用市盈率法对公司进行估值。预计公司 2025~2027 年 EPS 分别为 0.84、0.85、0.87，当前股价对应 PE 分别为 11、11、10 倍。



- ✓ 选取同处华东地区的火电企业浙能电力、背靠国能集团燃料成本可控性较强的全国性综合发电企业国电电力，以及盈利稳定性受到市场广泛认可的中国核电作为可比公司。考虑到公司兼具稳定盈利型资产并具有较强的分红意愿，历史上分红信誉良好；并且盈利具有周期性的煤电业务，今年有望充分受益于市场煤价持续下行，给予公司 2025 年 12 倍 PE，对应 2025 年目标价 10.03 元，首次覆盖，给予“买入”评级

图表48：可比公司估值比较

代码	名称	股价 (元)	EPS					PE				
			2023A	2024A	2025E	2026E	2027E	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
600795.SH	国电电力	4.60	0.31	0.55	0.40	0.45	0.49	13	8	11	10	9
600023.SH	浙能电力	5.33	0.49	0.58	0.50	0.59	0.61	9	10	11	9	9
601985.SH	中国核电	9.43	0.55	0.46	0.57	0.63	0.84	13	22	17	15	11
中位数								13	10	11	10	11
平均值								12	14	13	11	13
600642.SH	申能股份	8.97	0.71	0.80	0.84	0.85	0.87	9	12	11	11	10

来源：iFind，国金证券研究所。注：数据更新至 2025 年 5 月 19 日，浙能电力、中国核电盈利预测来自国金证券研究所，国电电力盈利预测来自同花顺一致预期。

五、风险提示

电力需求不及预期造成的量价风险

伴随电力市场化改革深化，电力的商品属性逐步增强，电量和价格受供需关系影响较大。而电力供需则受宏观环境和天气等不确定性因素影响，宏观经济疲软和夏季气温偏低均有可能影响用电需求，进而影响机组利用小时数和市场化电价水平。尤其上海三产和居民用电量占比较高，用电需求受气温影响较大。另外，上海通过四条特高压线路接收西南水电，来水情况也将影响本市火电机组发电空间。

煤价下行程度不及预期

火电企业业绩对燃料成本敏感性较高，并且电价与煤价调价周期与幅度不一致。市场煤价与供需高度相关，任何黑天鹅时间造成国内外供给侧收紧将导致动力煤供需格局再次由松转紧、推动煤价上行；并且电煤长协价与市场价价差过大或导致履约率不及预期，具体表现不仅包括合同价格执行不力，还包括履约煤质下降造成的供电煤耗上升。

电力市场化改革进展不及预期

由于电力系统运行机制复杂、涉及群体广泛，因此市场化改革需遵守“循序渐进”的原则，但也造成了由市场化改革不彻底引发的诸多问题。随着电改向深水区迈进，建设新型电力系统所增加的系统成本将按照“谁受益、谁承担”的原则逐步向下游疏导。但若电力市场化改革进展不及预期，发电侧市场化机组或仍需继续分摊部分系统成本，折损盈利能力。

其他非流动金融资产投资收益不及预期

过去 5 年，公司其他非流动金融资产在持有期间的投资收益波动幅度较大，存在不及预期的风险。


附录：三张报表预测摘要
损益表 (人民币百万元)

	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
主营业务收入	28,193	29,142	29,619	29,852	28,673	29,129
增长率		3.4%	1.6%	0.8%	-4.0%	1.6%
主营业务成本	-24,820	-23,761	-23,812	-22,898	-21,911	-22,227
%销售收入	88.0%	81.5%	80.4%	76.7%	76.4%	76.3%
毛利	3,373	5,381	5,807	6,954	6,762	6,902
%销售收入	12.0%	18.5%	19.6%	23.3%	23.6%	23.7%
营业税金及附加	-214	-259	-302	-328	-344	-379
%销售收入	0.8%	0.9%	1.0%	1.1%	1.2%	1.3%
销售费用	-6	-6	-6	-6	-6	-6
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
管理费用	-1,060	-948	-998	-1,015	-1,004	-1,020
%销售收入	3.8%	3.3%	3.4%	3.4%	3.5%	3.5%
研发费用	-18	-17	-22	-21	-20	-20
%销售收入	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
息税前利润 (EBIT)	2,074	4,151	4,479	5,584	5,388	5,478
%销售收入	7.4%	14.2%	15.1%	18.7%	18.8%	18.8%
财务费用	-1,257	-1,184	-1,097	-1,029	-995	-908
%销售收入	4.5%	4.1%	3.7%	3.4%	3.5%	3.1%
资产减值损失	-95	-42	9	-10	-10	-10
公允价值变动收益	219	101	461	0	0	0
投资收益	272	1,567	1,601	1,399	1,512	1,458
%税前利润	19.0%	33.0%	28.8%	22.7%	24.7%	23.4%
营业利润	1,406	4,762	5,542	6,143	6,096	6,217
营业利润率	5.0%	16.3%	18.7%	20.6%	21.3%	21.3%
营业外收支	23	-8	10	20	20	20
税前利润	1,429	4,754	5,552	6,163	6,116	6,237
利润率	5.1%	16.3%	18.7%	20.6%	21.3%	21.4%
所得税	-380	-585	-767	-1,048	-917	-936
所得税率	26.6%	12.3%	13.8%	17.0%	15.0%	15.0%
净利润	1,049	4,169	4,785	5,115	5,199	5,301
少数股东损益	-33	710	840	1,023	1,040	1,060
归属于母公司的净利润	1,082	3,459	3,944	4,092	4,159	4,241
净利率	3.8%	11.9%	13.3%	13.7%	14.5%	14.6%

现金流量表 (人民币百万元)

	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
净利润	1,049	4,169	4,785	5,115	5,199	5,301
少数股东损益	-33	710	840	1,023	1,040	1,060
非现金支出	3,346	3,619	3,766	4,022	4,431	4,799
非经营收益	972	-250	-642	-152	-353	-384
营运资金变动	-575	-194	-745	302	125	3
经营活动现金净流	4,792	7,345	7,164	9,288	9,402	9,719
资本开支	-2,524	-3,894	-6,013	-7,839	-5,682	-4,885
投资	-570	-759	204	-508	0	0
其他	877	1,342	1,074	1,399	1,512	1,458
投资活动现金净流	-2,217	-3,312	-4,736	-6,948	-4,169	-3,427
股权募资	25	24	2,234	1,205	0	0
债权募资	4,438	2,136	4,455	-1,287	-2,212	-2,592
其他	-5,504	-5,329	-7,068	-3,234	-3,259	-3,214
筹资活动现金净流	-1,041	-3,170	-379	-3,316	-5,471	-5,806
现金净流量	1,535	865	2,050	-977	-238	486

资产负债表 (人民币百万元)

	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
货币资金	10,854	11,829	13,956	12,895	12,574	12,979
应收款项	8,124	9,022	10,207	10,407	10,388	10,553
存货	1,480	997	1,187	1,066	1,021	1,035
其他流动资产	2,027	1,823	2,132	2,301	1,938	1,945
流动资产	22,485	23,670	27,482	26,669	25,921	26,512
%总资产	25.0%	25.1%	27.0%	25.4%	24.5%	24.9%
长期投资	15,103	16,076	16,607	17,115	17,115	17,115
固定资产	44,751	47,867	52,951	56,944	58,362	58,608
%总资产	49.8%	50.8%	52.1%	54.1%	55.2%	55.1%
无形资产	491	552	554	585	616	645
非流动资产	67,414	70,540	74,184	78,527	79,797	79,903
%总资产	75.0%	74.9%	73.0%	74.6%	75.5%	75.1%
资产总计	89,900	94,209	101,666	105,195	105,718	106,416
短期借款	9,286	13,285	12,272	10,881	10,169	9,577
应付款项	6,726	7,135	7,362	7,069	6,884	7,045
其他流动负债	6,020	3,623	7,436	8,300	8,212	8,229
流动负债	22,031	24,043	27,070	26,249	25,265	24,851
长期贷款	16,307	19,425	20,758	19,958	18,458	16,458
其他长期负债	13,400	9,439	7,912	8,753	8,641	8,571
负债	51,739	52,907	55,741	54,961	52,364	49,881
普通股股东权益	30,859	33,538	37,766	41,053	43,133	45,253
其中：股本	4,909	4,894	4,894	4,894	4,894	4,894
未分配利润	5,851	8,359	10,092	12,138	14,218	16,338
少数股东权益	7,301	7,765	8,159	9,182	10,221	11,282
负债股东权益合计	89,900	94,209	101,666	105,195	105,718	106,416

比率分析

	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
每股指标						
每股收益	0.220	0.707	0.806	0.836	0.850	0.867
每股净资产	6.286	6.852	7.717	8.388	8.813	9.247
每股经营现金净流	0.976	1.501	1.464	1.898	1.921	1.986
每股股利	0.160	0.400	0.450	0.418	0.425	0.433
回报率						
净资产收益率	3.51%	10.31%	10.44%	9.97%	9.64%	9.37%
总资产收益率	1.20%	3.67%	3.88%	3.89%	3.93%	3.99%
投入资本收益率	2.26%	4.75%	4.79%	5.54%	5.42%	5.47%
增长率						
主营业务收入增长率	11.38%	3.36%	1.64%	0.79%	-3.95%	1.59%
EBIT 增长率	14.38%	100.08%	7.91%	24.67%	-3.50%	1.65%
净利润增长率	-34.08%	219.52%	14.04%	3.75%	1.63%	1.97%
总资产增长率	0.29%	4.79%	7.91%	3.47%	0.50%	0.66%
资产管理能力						
应收账款周转天数	92.5	105.9	116.3	125.0	130.0	130.0
存货周转天数	19.4	19.0	16.7	17.0	17.0	17.0
应付账款周转天数	88.4	99.3	105.2	107.0	109.0	110.0
固定资产周转天数	525.1	565.7	579.1	605.1	654.6	635.0
偿债能力						
净负债/股东权益	46.74%	55.64%	43.71%	39.50%	33.65%	26.46%
EBIT 利息保障倍数	1.7	3.5	4.1	5.4	5.4	6.0
资产负债率	57.55%	56.16%	54.83%	52.25%	49.53%	46.87%

来源：公司年报、国金证券研究所


市场中相关报告评级比率分析

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
买入	1	11	20	26	48
增持	0	5	5	5	0
中性	0	0	0	0	0
减持	0	0	0	0	0
评分	1.00	1.31	1.20	1.16	1.00

来源：聚源数据

市场中相关报告评级比率分析说明：

市场中相关报告投资建议为“买入”得1分，为“增持”得2分，为“中性”得3分，为“减持”得4分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 = 买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性
 3.01~4.0=减持

投资评级的说明：

买入：预期未来6—12个月内上涨幅度在15%以上；

增持：预期未来6—12个月内上涨幅度在5%—15%；

中性：预期未来6—12个月内变动幅度在-5%—5%；

减持：预期未来6—12个月内下跌幅度在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。

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 26 号

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