



华电国际 (600027.SH)

买入 (首次评级)

公司深度研究

证券研究报告

火电龙头穿越周期，资产整合再焕新生

投资逻辑：

山东电力市场优选标的，煤电转型所需配套价格机制完备。在能源转型和电力市场化改革的大环境中，山东走在全国前列。①山东省能监办披露 2023 年全省煤电机组分配市场化容量补偿费用 250.9 亿元；截至 2022 年底，全省电网直调火电装机约 6000 万千瓦，估算山东火电容量电价在 400 元/KW·年以上，已率先实现对参与现货市场的煤机进行全容量补偿。②截至 3Q24，山东电网直调公用机组中前四大发电公司分别为华能集团、华电集团、国能集团和大唐集团，Top-4 指标值达 88.7%。发电侧高行业集中度以及全容量补偿的完善价格机制使公司得以避免在电力市场中遭遇恶性竞争所致的量价风险。③新版《山东电力市场规则（试行）》对“市场力行为事前监管”，引入价格监管机制的同时明确了允许供需紧张时段提高合理收益率。健全市场机制引导下，山东电力现货市场能够更加真实地反映电量的成本和供需，起到价格发现的作用。

一体化经营成本可控性提升，25 年火电盈利有望持续改善。火电业绩的波动性源自煤价和电价调整频率不同，过高的年度长协电量比例使得现阶段平滑火电业绩的波动性仍需从成本控制和价格传导两方面入手。考虑到电煤长协依赖国有煤矿执行，公司作为央企具备资源优势：23 年公司长协煤占比约 70%。中央级文件指引 25 年煤电中长期合同电量比例不低于 80%，年度长协电价签订后，公司年内业绩弹性主要取决于市场煤价下行幅度。基于 25 年长协煤比例 60% 的假设，当市场煤均价下降至 780 元/吨时，若公司火电平均上网电价降幅小于 14.5 元/MWh，则 25 年火电点火价差仍有望扩大。

预计“十五五”后煤电行业资本开支放缓，长期分红有望提升。考虑到“双碳”目标及煤电机组 30~40 年的设计寿命，预计“十五五”期间火电工程投资完成额将较“十四五”期间大幅回落。且 21 年公司剥离新能源发电资产后不再作为集团负责新能源发电项目投资的主体，资本开支压力大幅缓解。《公司章程》中明确公司处于成熟期且无重大资金支出安排时，现金分红比例不应低于 80%；而公司上市以来至 2023 年间实现净利润为正数的年份累计分红比例达约 42.8%，未来股利支付率仍有提升空间。

盈利预测、估值和评级

暂不考虑收购和增发影响，预计公司 24~26 年分别实现归母净利润 61.5/72.2/82.1 亿元，EPS 分别为 0.60/0.71/0.80 元。给予公司 2025 年 9X PE，对应目标价 6.36 元，首次覆盖，给予“买入”评级

风险提示

电力需求不及预期造成的量价风险，煤价下行不及预期，参股煤矿、新能源发电项目业绩不及预期风险，大额资产减值风险。

公共事业与环保组

分析师：张君昊 (执业 S1130524070001)

zhangjunhao1@gjzq.com.cn

联系人：唐执敬

tangzhijing@gjzq.com.cn

市价 (人民币)：5.76 元

目标价 (人民币)：6.36 元

相关报告：



公司基本情况 (人民币)

项目	2022	2023	2024E	2025E	2026E
营业收入(百万元)	107,059	117,176	113,052	111,255	106,979
营业收入增长率	2.52%	9.45%	-3.52%	-1.59%	-3.84%
归母净利润(百万元)	100	4,522	6,154	7,222	8,213
归母净利润增长率	-102.0%	4430.69%	36.09%	17.35%	13.73%
摊薄每股收益(元)	0.010	0.442	0.602	0.706	0.803
每股经营性现金流净额	0.97	1.30	1.70	1.92	2.07
ROE(归属母公司)(摊薄)	0.17%	6.48%	8.36%	9.22%	9.82%
P/E	581.45	11.62	9.57	8.16	7.17
P/B	0.98	0.75	0.80	0.75	0.70

来源：公司年报、国金证券研究所。注：暂不考虑发行股份及支付现金收购集团火电资产的影响



内容目录

一、华电集团常规电源整合平台，资产版图从山东走向全国	4
1.1 脱身于原山东电力集团，深耕电力市场三十年	4
1.2 在运发电资产质量良好，同业中具备效率优势	6
1.3 “煤电+火绿”双联营，参控股资产共筑业绩增长	7
二、山东电力市场优选标的，煤电转型所需配套价格机制完备	10
2.1 “十四五”能源清洁化转型加速倒逼电力市场化改革持续深化	10
2.2 山东电力现货市场建设进度领先，煤电公用事业化雏形初现	11
三、煤电联营布局深化+新批项目放缓，长期分红有望提升	14
3.1 一体化经营成本可控性提升，25 年火电盈利有望持续改善	14
3.2 煤电资本开支高峰期已过，23 年公司自由现金流规模转正	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 投资建以及估值	21
五、风险提示	23

图表目录

图表 1：五大电力央企之一的华电集团系公司的控股股东	4
图表 2：截至 3Q24，公司固定资产规模在上市火电企业中位列第四（亿元）	4
图表 3：截至 1H24，公司燃煤、燃气、水电装机分别占比 79.5%、16.3%、4.2%	4
图表 4：公司控股火电装机规模变迁（左轴：万千瓦、右轴：%）	5
图表 5：截至 2023 年底，控股股东已投运非上市常规能源发电装机合计约 6367 万千瓦	5
图表 6：公司 60 万千瓦及以上大容量、高效率、环境友好型机组占燃煤装机总量的 62.4%	6
图表 7：公司 60 万千瓦级机组中，亚临界、超临界、超超临界机组分别占比 12.2%、37.6%、49.9%	6
图表 8：2023 年同业可比公司中，公司供电煤耗最低	7
图表 9：2023 年同业可比公司中，国电电力 60 万千瓦级及机上煤电机组占比最高	7
图表 10：2023 年同业可比公司中，公司供热量与火电发电量的比值最高	7
图表 11：过去 5 年，公司售电收入占总营收的约 8 成	8
图表 12：2021 年以来，量价轮番驱动公司发电收入增长	8
图表 13：公司发电与供热业务毛利率与煤价负相关，售煤业务毛利率与煤价正相关	8
图表 14：过去 5 年，燃料成本占公司营业成本的 55%~78%不等	8
图表 15：长期以来，公司投资收益对利润总额的贡献率与煤价正相关	9
图表 16：2021 年以来，投资收益对公司利润总额的贡献率大幅提升	9
图表 17：21、22 年，公司参股煤矿的股权投资收益大增，主要由长城三矿和长城五矿贡献（百万元）	9
图表 18：2021 年剥离风光发电资产后，绿电运营收益从主营利润转入投资收益，毛利率与净利率之差大幅收窄	9
图表 19：2019~2023 年，公司营收稳步增长而业绩受煤价波动影响较大	10
图表 20：2000 年以来中国电力供需与燃煤电量上网电价机制沿革	10



图表 21:	相比煤电, 中国新能源 LCOE 已具备成本优势 (元/kWh)	11
图表 22:	能源不可能三角表明新型电力系统建设伴随成本上升过程	11
图表 23:	2018~2023 年, 山东省火电发电量占比从 95.7%下降至 85.7% (亿千瓦时)	12
图表 24:	2018~2023 年, 山东火电利用小时数从高于全国平均约 329 小时下降至低于全国平均约 134 小时	12
图表 25:	截至 2022 年底, 公司与华能集团位于山东省内的火电装机容量占电网直调火电的近 6 成	13
图表 26:	核定成本报价公式考虑核定发电成本与合理收益率	13
图表 27:	合理收益率与供需比呈正相关	13
图表 28:	2~4M24、11M24, 山东电力现货市场均价走低	14
图表 29:	1~11M24, 山东现货风电、光伏月度均价总体低于全市场均价	14
图表 30:	8 月某日山东调度负荷及电源出力预测情况	14
图表 31:	11 月某日山东调度负荷及电源出力预测情况	14
图表 32:	8 月某日山东电力日前市场用电侧价格	14
图表 33:	11 月某日山东电力日前市场用电侧价格	14
图表 34:	“1439 号文”虽然抬高了煤发市场交易价格上限, 但在极端情况下成本传导能力仍然不足	15
图表 35:	4Q21 以来, 市场煤价基本保持在长协价格区间的上限以上运行	15
图表 36:	公司度电燃料成本对市场煤价下行的敏感性测算	15
图表 37:	两次“限电”突出火电重要性, 21 年起火电投资完成额重回正增长	16
图表 38:	截至 1H24, 公司在建的火电项目仅 4 个	16
图表 39:	1~10M24 煤电项目累计核准规模同比下降约 59%	17
图表 40:	23 年全国新能源电力投资完成额增速明显加快	17
图表 41:	2023 年, 公司自由现金流时隔 5 年再次转正	17
图表 42:	近 5 年公司收现比保持在 110%以上, 资金周转情况良好	18
图表 43:	2004~2023 年, 公司实现净利润为正数的年份累计分红比例达约 42.8%	18
图表 44:	《公司章程》中根据公司所处发展阶段和有无重大资金支出安排, 明确了不同情况下的现金分红比例	18
图表 45:	2023~2026E 公司各电源类型装机容量情况	18
图表 46:	2023~2026E 公司各电源类型利用小时数及发电量情况	19
图表 47:	2023~2026E 公司各电源类型上网电量、上网电价及营业收入情况	19
图表 48:	售电业务营业成本核心假设	20
图表 49:	2022A~2026E 公司费用率情况	20
图表 50:	2022~2026E 华电新能主营业务盈利情况	20
图表 51:	2022A~2026E 公司历史盈利情况及预测	21
图表 52:	可比公司估值比较	22



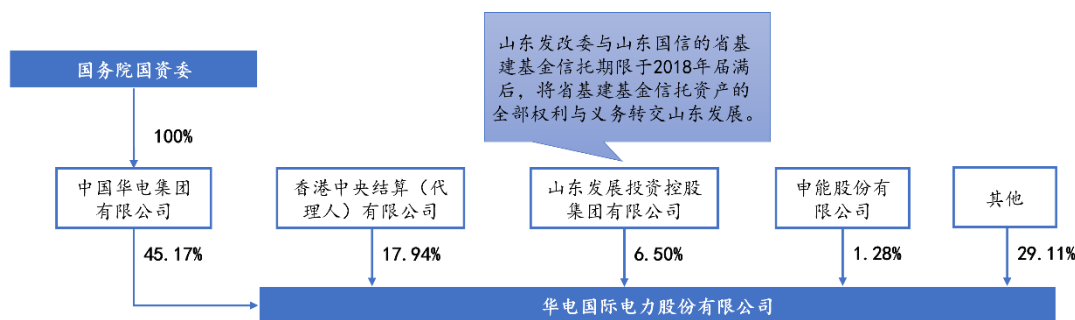
一、华电集团常规电源整合平台，资产版图从山东走向全国

1.1 脱身于原山东电力集团，深耕电力市场三十年

- 公司原名“山东国际电源开发股份有限公司”，于 1994 年由山东电力集团公司（简称“山东电力”）、山东国际信托投资公司（简称“山东国信”）等五家发起人以共同投资兴建的山东邹县发电厂和十里泉发电厂作为出资设立。

2002 年，国务院下发《电力体制改革方案》（电改“5 号文”），遵循“厂网分开”的宗旨成立华能、华电、国电、中电投和大唐五家发电集团，将原国家电力公司的发电资产按照大体均等的比例划分给前述五家全国性电力央企。2003 年 4 月，华电集团注册成立，山东电力所持有的公司股权划拨给华电集团；同年，公司更名为“华电国际电力股份有限公司”，并与华电集团签订协议收购四川广安公司，电力版图首次扩张至山东省外。

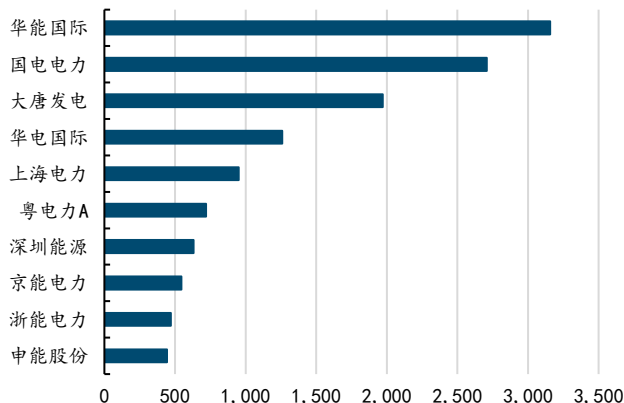
图表1：五大电力央企之一的华电集团系公司的控股股东



来源：iFind、公司公告、国金证券研究所

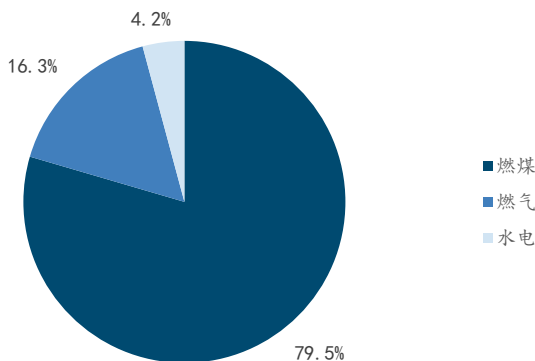
- 背靠实力雄厚的控股股东，自主投资和并购重组并重实现规模扩张。公司于 1999 年 6 月在香港上市，同年收购了前两大股东所持青岛公司、潍坊公司和莱城电厂的股权；2005 年 2 月 A 股上市。上市之时控股发电装机规模 863.5 万千瓦，全部为燃煤发电机组；其中，位于山东省内的火电装机规模占比达 86.1%。到 2023 年底，公司控股装机容量约为 5844.8 万千瓦，19 年来年均复合增长率达 10.3%，固定资产规模在上市火电企业中位列第四。电源类型渐趋多样化、清洁能源占比大幅提高——燃煤、燃气、水电控股装机容量分别为 4675、960、246 万千瓦，清洁能源装机占比 20.5%；在运电力资产遍布全国十二个省、市、自治区及直辖市，其中位于山东、湖北、安徽省的火电机组分别占比 35.7%、12.2%、8.8%。

图表2：截至 3Q24，公司固定资产规模在上市火电企业中位列第四（亿元）



来源：iFind、国金证券研究所

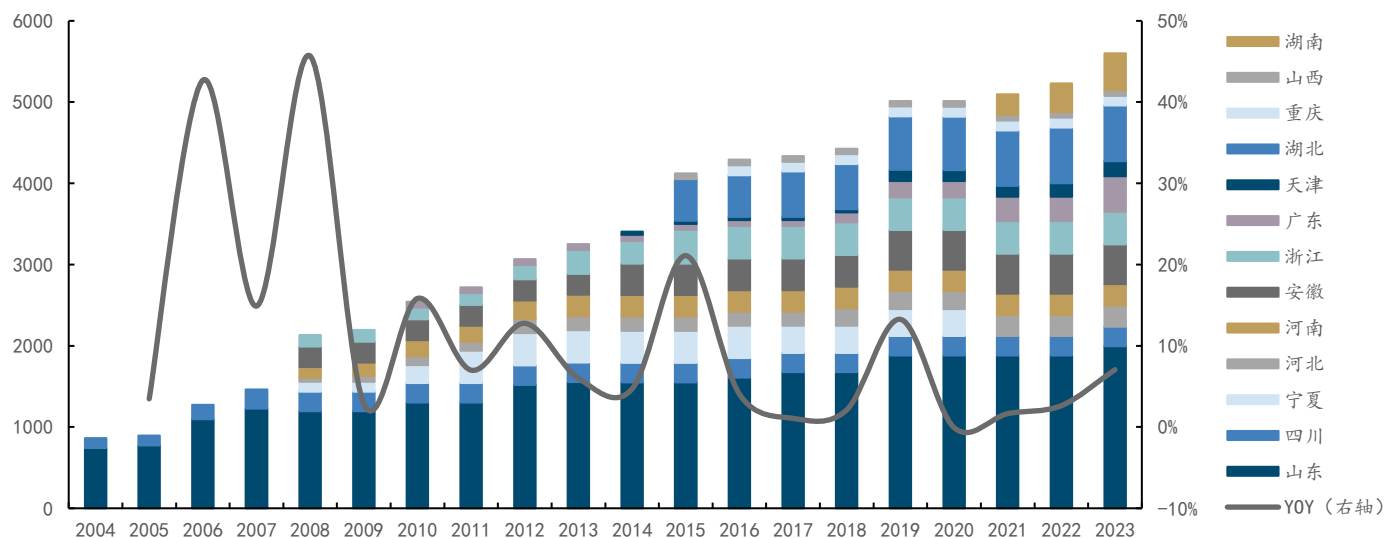
图表3：截至 1H24，公司燃煤、燃气、水电装机分别占比 79.5%、16.3%、4.2%



来源：公司 2024 年半年报、国金证券研究所



图表4：公司控股火电装机规模变迁（左轴：万千瓦、右轴：%）



来源：公司招股说明书、公司历年年报、国金证券研究所

- 7M24 公司公告计划拟通过发行普通股及现金收购集团位于江苏、上海、广东等地的火电资产，沿海负荷中心布局趋于完善。
- ✓ 7月19日，公司公告拟购买控股股东华电集团持有的华电江苏能源有限公司80%股权，福建华电福瑞能源发展有限公司持有上海华电福新能源有限公司51%股权、上海华电闵行能源有限公司100%股权、广州大学城华电新能源有限公司55%股权、华电福新广州能源有限公司55%股权、华电福新江门能源有限公司70%股权、华电福新清远能源有限公司100%股权，以及中国华电集团发电运营有限公司持有的中国华电集团贵港发电有限公司100%股权。前述标的公司控股在运火电装机容量共计1597.3万千瓦，收购后将增加上市公司装机规模约27.2%。
- ✓ 以2024年6月30日为基准日，采用资产基础法评估标的资产100%股权价值约137.2亿元，对应PB约1.32倍。扣除江苏公司48亿元永续债后标的资产的交易对价约为71.7亿元，公司计划将发行股份付34.3亿元，另以现金支付37.4亿元。为募集配套资金，公司计划向不超过35名特定对象以5.05元/股发行6.8亿股，发行后将增加公司总股本约6.2%。本次交易募集的配套资金将用于华电望亭2×66万千瓦煤电机组扩建项目、支付本次交易的现金对价、中介机构费用和相关税费。
- 2023年底控股股东已投运非上市常规能源资产装机规模达约6367万千瓦，占公司控股装机规模的约108.2%。为有效解决同业竞争，公司控股股东中国华电承诺，原则上以省（或区域）为单位，将同一省内（或区域内）的非上市常规能源发电资产在满足注入条件后的3年内注入公司。根据公司发布的《关于中国华电非上市常规能源发电资产2023年度核查情况公告》，截至2023年底，中国华电控股的已投运非上市常规能源资产合计装机规模达约6367万千瓦，扣除7M24已公告计划收购的约1597万千瓦火力发电资产后剩余约4769万千瓦，占公司收购完成后控股装机总量的约63.8%，未来控股股东资产注入带来的潜在装机增长空间巨大。

图表5：截至2023年底，控股股东已投运非上市常规能源发电装机合计约6367万千瓦

序号	企业名称	常规能源类型	装机容量（万千瓦）
1	华电江苏能源有限公司	火电	1122.2
2	华电新疆发电有限公司	火电、水电	1496.4
3	华电内蒙古能源有限公司	火电	426
4	华电四川发电有限公司	火电、水电	420.4
5	华电云南发电有限公司	火电、水电	935.0
6	华电山西能源有限公司	火电	97
7	上海奉贤燃机发电有限公司	火电	159.3
8	中国华电集团有限公司衢州乌溪江分公司	水电	37.2
9	福建华电福瑞能源发展有限公司（包括福建、上海、江西和广西等区域常规能源发电资产）	火电、水电	977.2
10	中国华电集团发电运营有限公司（包括广西和北	火电、水电	377.7



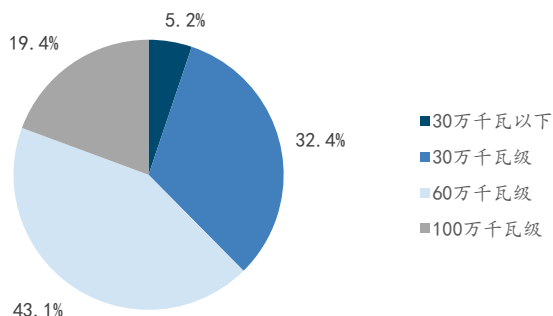
序号	企业名称	常规能源类型	装机容量（万千瓦）
京等区域常规能源发电资产）			
11	华电西藏能源有限公司	水电	66
12	中国华电集团有限公司江苏望亭发电分公司	火电	132
13	华电金沙江上游水电开发有限公司	水电	120
14	中国华电科工集团有限公司	火电	0.1

来源：公司公告、国金证券研究所。注：火电包括燃煤机组、燃气机组、生物质和分布式能源

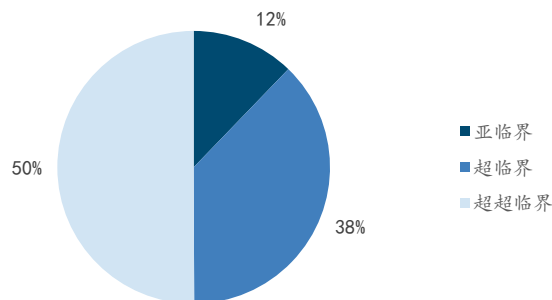
1.2 在运发电资产质量良好，同业中具备效率优势

- 公司火电机组发电效率高，供电煤耗在可比公司中具备优势。截至 2023 年底，公司在运燃煤发电机组中，百万千瓦级清洁高效机组占比 19.4%；60 万千瓦级机组占比 43.1%，是公司的主力机组类型。60 万千瓦级机组中，亚临界、超临界、超超临界机组分别占比 12.2%、37.6%、49.9%。公司 2023 年实现供电煤耗 289.34g/kWh，在可比公司中具备优势，主因：①公司热电联产机组占比较高，②公司煤电机组中 60 万千瓦及以上的大型高效清洁机组占比较高。
- ✓ 相较于国电电力，公司热电联产机组占比更高。2023 年，公司与国电电力分别完成供热量 1.72 和 1.91 亿吉焦，而火电发电量则分别为 2144.6 和 3729.3 亿千瓦时。公司供热量与火电发电量的比值明显高于国电电力，说明公司火电装机中热电联产机组占比较高。一方面，热电联产机组将抽出的蒸汽在冷凝前排出用于供热，减少了热能折损；另外，供热业务也能起到摊薄供电业务煤耗的作用。据天津开发区管理委员会政务服务平台报道，公司于 2023 年全面投产的天津南港热电厂 3 台 17 万千瓦超临界双抽再热背压机组热效率高达 87%，发电标准煤耗 153 克/kWh，大幅低于纯凝发电机组。
- ✓ 相较于华能国际，公司 60 万千瓦及以上的大型高效机组占比更高。华能国际与公司供热量与火电发电量的比值相近，说明 60 万千瓦及以上的大型先进煤机占比更高是公司供电煤耗更低主要原因。截至 2023 年底，公司和华能国际 60 万千瓦及以上机组分别占比 62.4%和 55.5%。

图表6：公司 60 万千瓦及以上大容量、高效率、环境友好型机组占燃煤装机总量的 62.4%



图表7：公司 60 万千瓦级机组中，亚临界、超临界、超超临界机组分别占比 12.2%、37.6%、49.9%

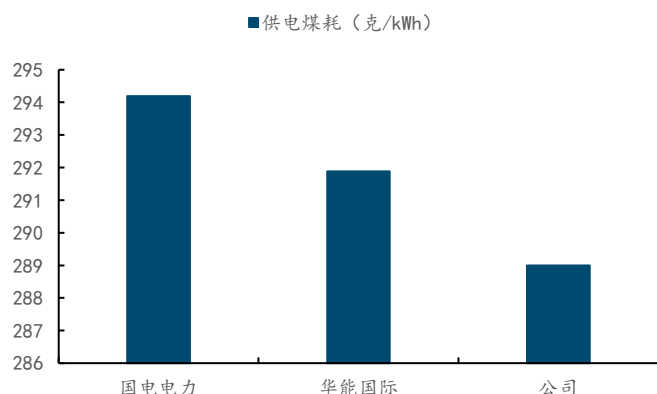


来源：公司 2023 年年报、国金证券研究所

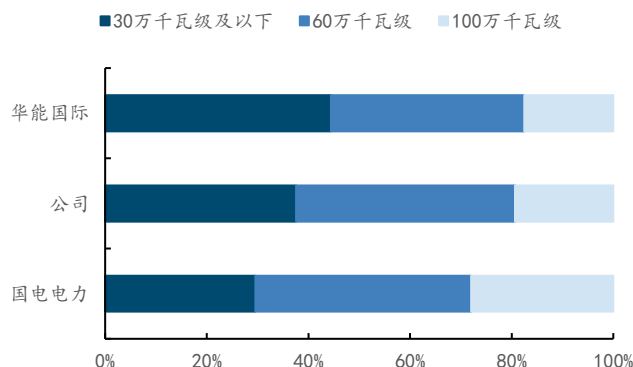
来源：北极星、国务院国有资产监督管理委员会官网、华电集团电子招标平台、公司历年年报、国金证券研究所等。



图表8：2023年同业可比公司中，公司供电煤耗最低



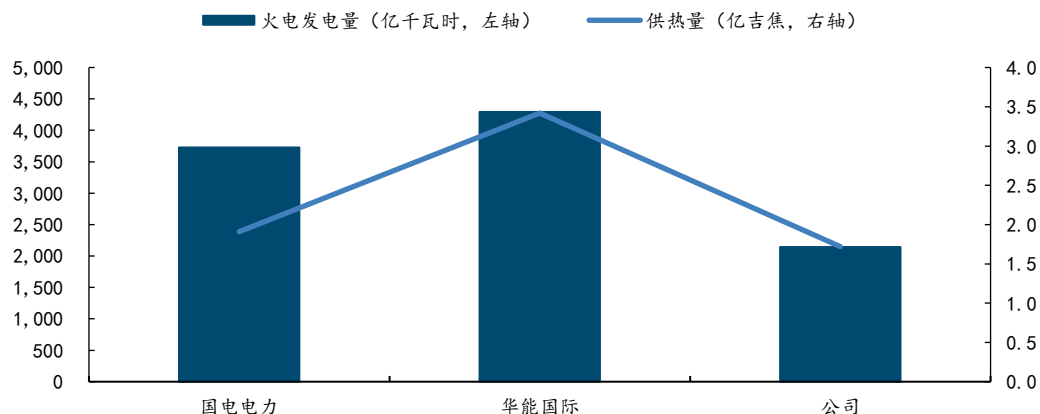
图表9：2023年同业可比公司中，国电电力60万千瓦级及机上煤电机组占比最高



来源：华能国际/国电电力/公司2023年年报、国金证券研究所

来源：华能国际/国电电力/公司2023年年报、国金证券研究所

图表10：2023年同业可比公司中，公司供热量与火电发电量的比值最高



来源：华能国际/国电电力/公司2023年年报、国金证券研究所

1.3 “煤电+火绿”双联营，参控股资产共筑业绩增长

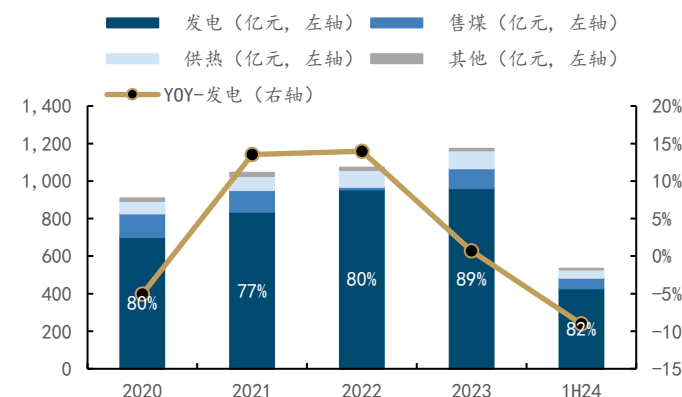
- 公司主营业务为电力生产与销售，近5年发电收入占总营收的比重维持在80%左右。
- ✓ 发电收入取决于上网电量及上网电价，2021年以来量价轮番驱动发电收入增长。2021年全社会用电需求高景气，公司当年完成上网电量2188.2亿千瓦时、同比增长7.7%。2021年底“1439号文”出台，明确将煤电上网电价较基准价浮动范围由上浮不超过10%、下浮不超过15%扩大至上下浮动不超过20%，且高耗能企业和电力市场交易价格不受上浮20%限制。在电价上涨的加持下，公司在2022年上网电量同比基本持平的情况下，实现发电收入同比增长14.0%。2023年，新投产机组为公司带来上网电量同比增长1.21%，抵消上网电价下滑影响，发电收入同比微增0.7%。1H24受可再生能源发电量大增挤出火电需求影响，公司上网电量和上网电价分别同比下降6.0%和3.3%，拖累发电收入同比下降9.0%。
- 2022年售煤收入大幅下降，主因公司2021年出售旗下煤炭资产；2023年起售煤收入占比已恢复至10%左右。
- ✓ 2021年，公司整体出售山西茂华能源投资有限公司（简称“茂华公司”），致使2022年售煤收入大幅减少87.1%、占比由11.1%下降至1.4%。根据山西省能源局发布的《全省生产煤矿生产能力公告》，截至2020年12月底，茂华公司旗下四家控股煤矿合计产能570万吨/年；其中下梨园煤矿和东易煤矿产能为90万吨/年，白芦煤矿和万通源煤矿则是由产能不足100万吨/年的小矿整合而来，且四座煤矿均为井工煤矿。根据公司于2021年8月27日发布的《关于计提减值准备的公告》，茂华公司四家煤矿自投产以来，除个别高煤价时段外长期亏损；但因其从投产到出售一直是公司仅有的在产控股煤矿，致使售煤业务的毛利率长期承压。



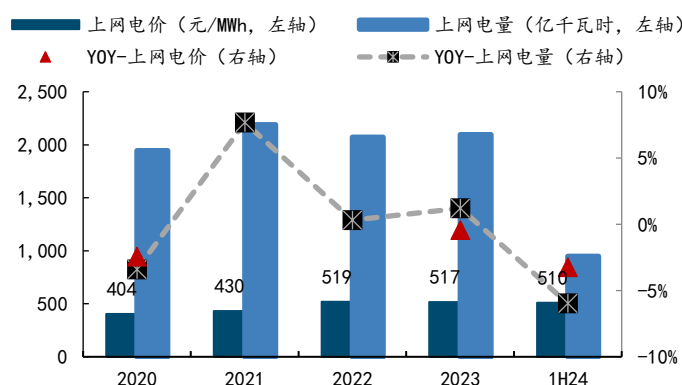
- ✓ 10M22，公司控股的内蒙古华通瑞盛能源有限公司（简称“华通瑞盛”）兴旺露天矿投产；同年11月，该矿建设规模由300万吨/年核增至500万吨/年。2023、1H24，公司售煤收入已分别恢复至106.0、56.1亿元，占比维持在1成左右。

图表11：过去5年，公司售电收入占总营收的约8成

图表12：2021年以来，量价轮番驱动公司发电收入增长



来源：公司历年年报、国金证券研究所。注：公司2021、2022年因资产重组，合并报表范围发生重大变化，发电业务营业收入增速采用公司当年年报中披露的上年同期重述后数据计算。

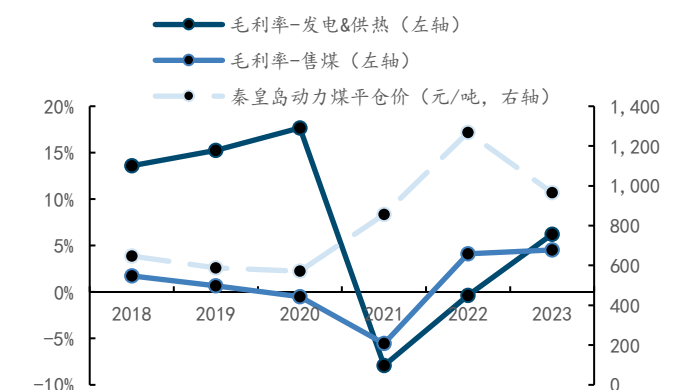


来源：公司2019~2023年发电量及上网电价公告、国金证券研究所。注：公司2021、2022年因资产重组，合并报表范围发生重大变化，但公司不再披露重述后的上网电价同比增长率，因此对应年份公司上网电价变化率空缺。

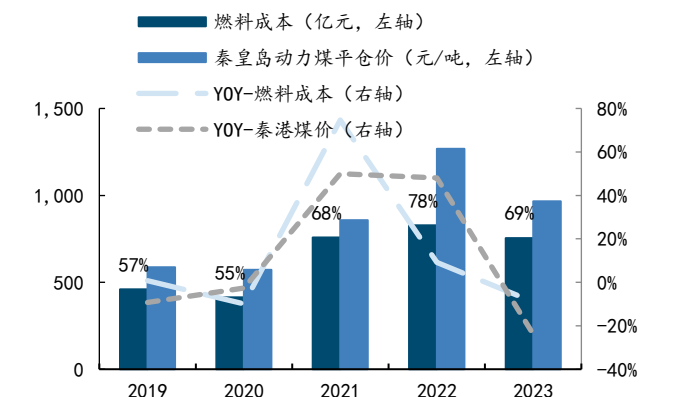
- 公司发电与供热业务毛利率与煤价负相关、售煤业务毛利率与煤价正相关。考虑到发电和供热均产生燃料成本，我们将两项业务合并计算毛利率。
- ✓ 由于电力和热力定价机制的市场化程度远不及煤炭及天然气，公司发电和供热业务毛利率大部分情况下与燃料价格反向变动。燃煤发电机组占公司控股装机容量的比重较高，因此燃料成本的变动主要由煤价变化驱动。2022年，公司发电和供热业务的毛利率与煤价同向变动，原因有二：①“1439号文”出台后，煤电上网电价大幅上涨；②保供稳价政策支持下，公司电煤长协覆盖率提高，燃料成本涨幅显著低于市场煤价涨幅。
- ✓ 反之，煤炭生产成本对比煤价而言相对固定，因此公司售煤业务毛利率大部分情况下与煤价同向变动。2020年，万通源煤矿发生“11·11”较大透水事故，茂华公司旗下4家煤矿被要求停产整顿，且截至出售日仍未复产，致使2021年公司售煤业务毛利率与煤价反向变动。

图表13：公司发电与供热业务毛利率与煤价负相关，售煤业务毛利率与煤价正相关

图表14：过去5年，燃料成本占公司营业成本的55%~78%不等



来源：iFind、国金证券研究所



来源：公司历年年报、国金证券研究所。注：百分比为公司燃料成本占营业成本的比重

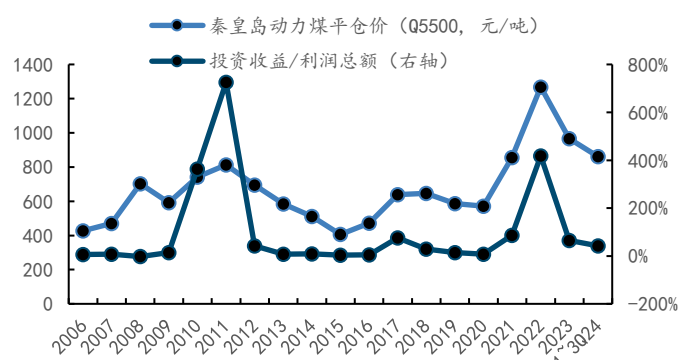
- 自2006年起参股煤炭企业股权，公司投资收益对利润总额的贡献率长期与煤价正相关；2021年新能源资产剥离后，投资收益对公司利润总额的贡献率大幅提升。
- ✓ 煤电一体化布局，参股煤炭企业投资收益缓解主业经营压力。2006年，公司前瞻性布局煤电联营参股华电煤业；2009~2011年煤价上行周期向上游煤炭产业激进拓展，先后参股位于宁夏的银星矿业以及位于内蒙古上海庙矿区的福城矿业、长城煤矿、长城三号矿业和长城五号矿业。2021、2022年，公司参股煤矿获得的投资收益分别为18.3、20.3亿元，分别同比+535.2%、+11.3%。2021年的增量主要由2019年获得



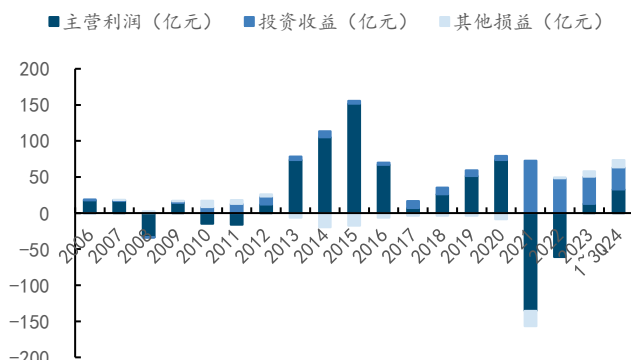
核准的长城三号矿业和长城五号矿业贡献。二者均为露天矿，在煤炭供应紧张的2021年已开始生产；但2023年受安监趋严和相关生产手续不齐全等问题影响导致停产，全年参股煤矿投资收益仅4.2亿元。

- ✓ 2021年剥离新能源资产，绿电运营收益从主营利润转入投资收益，使得毛利率与净利率之差大幅收窄。根据2021年年报，公司出资215.4亿元参与控股股东子公司福新发展的增资扩股，以27家新能源公司股权作价138.6亿元及现金出资76.9亿元，取得其约37.2%的股权；同时，公司还将间接持有的部分新能源公司股权及资产最终作价22.1亿元出售给福新发展。根据2021年10月28日的《关联交易公告》，公司拟以总对价约人民币52.9亿元出售相关新能源资产、新能源股权，以及81家新能源前期项目；根据2021年年报，前述交易所涉及的公司及资产最终交易对价为56.1亿元。2023、1H24，公司参股华电新能获取的投资收益分别为25.9、29.5亿元，对利润总额的贡献率分别为225.6%和50.8%。

图表15：长期以来，公司投资收益对利润总额的贡献率与煤价正相关



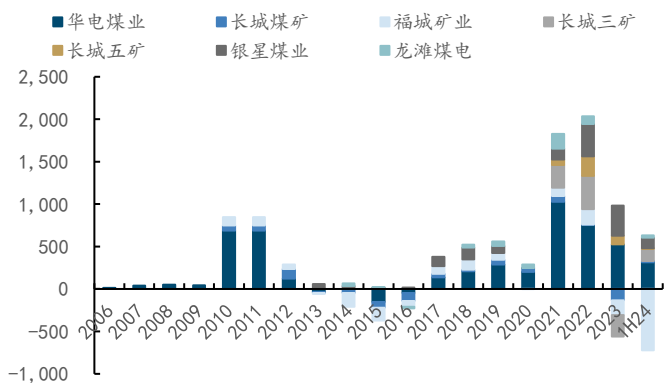
图表16：2021年以来，投资收益对公司利润总额的贡献率大幅提升



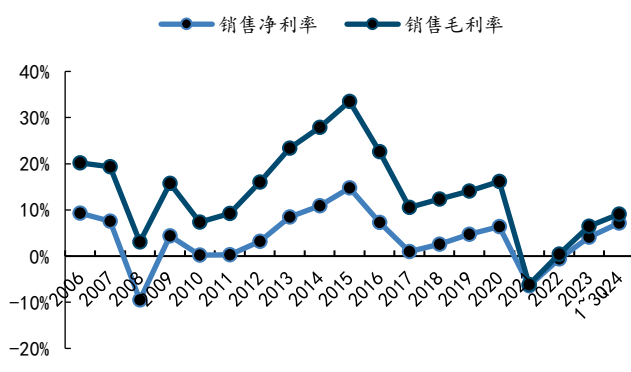
来源：iFind、国金证券研究所

来源：iFind、国金证券研究所

图表17：21、22年，公司参股煤矿的股权投资收益大增，主要由长城三矿和长城五矿贡献（百万元）



图表18：2021年剥离风光发电资产后，绿电运营收益从主营利润转入投资收益，毛利率与净利率之差大幅收窄



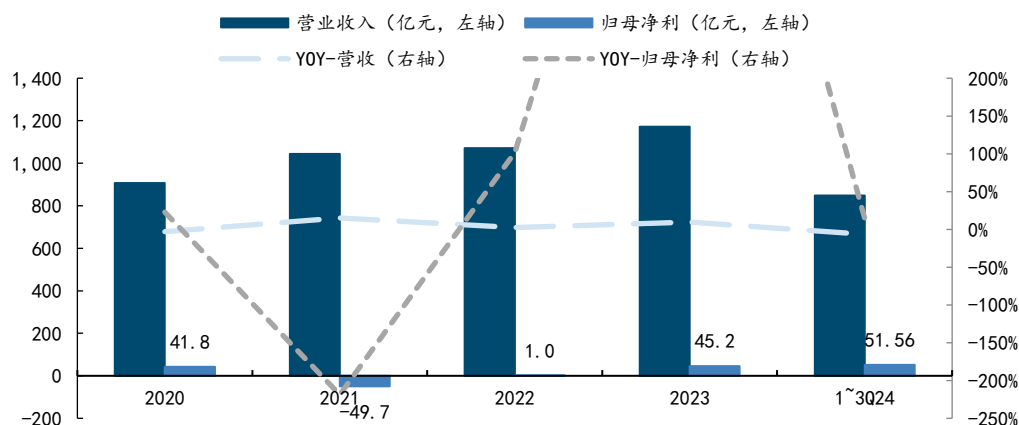
来源：公司历年年报、国金证券研究所

来源：iFind、国金证券研究所

- 综合来看，公司业绩对煤价波动敏感性高。2021、2022年，5500大卡秦皇岛动力煤平仓价同比分别+50.0%、+48.1%，公司分别实现归母净利润-49.7和1.0亿元、同比分别-218.8%和+102.0%；其中，2022年业绩改善主因火电上网电价上涨、公司成本疏导能力改善。2023、1~3Q24，得益于5500大卡秦皇岛动力煤平仓价分别同比-23.8%、-10.8%，公司2023年实现归母净利润45.2亿元、同比大增853.5%，1~3Q24在营业收入同比下降6.5%的情况下实现归母净利润51.6亿元、同比+14.6%。



图表19：2019~2023年，公司营收稳步增长而业绩受煤价波动影响较大



来源：iFind、国金证券研究所

二、山东电力市场优选标的，煤电转型所需配套价格机制完备

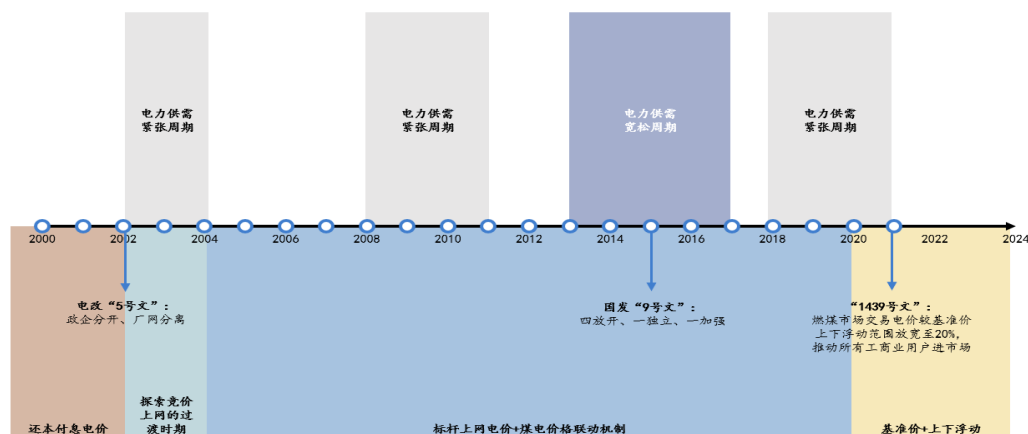
2.1 “十四五”能源清洁化转型加速倒逼电力市场化改革持续深化

电力体制改革的直接目标在于理顺电力供需矛盾，根本目标则是在于为用户提供安全可靠、价格可及、清洁低碳的电力。

■ 回顾过去三次重要电力体制改革节点，直接原因均为电力供需矛盾突出、需以市场化方式理顺。

- 2002年，国务院颁布的《电力体制改革方案》（电改“5号文”）中明确了电力体制改革的中长期路线为：通过厂网分离、主辅分离、输配分离、竞价上网四步改革措施逐步构建起竞争性的电力市场。此次电改的直接导火索是二滩弃水事件——二滩水电站建设过程中负债率过高，按照当时的还本付息电价政策核定的上网电价比全国到户城市居民平均消费电价还高、出现上网难题。
- 2015年，中共中央、国务院《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发“9号文”），提出了包括发电计划 放开、电价放开、配售电 放开的“四放开、一独立、一加强”的改革计划。此次电改的背景在于自 2012 年起，用电需求增速下滑；而 2008~2011 年缺电周期内投资的火电机组集中投产，电力供需走向总体宽松，为竞争性电力市场的建设试点创造了有利条件。
- 2021年“1439号文”出台，明确燃煤发电电量原则上全部进入市场，并将燃煤发电市场交易价格浮动范围放宽至上下浮动原则上不超过 20%，且高耗能电价不受上浮 20%限制。此次电改的导火索是 2021 年在出口需求旺盛、极端天气频发和电煤供需紧张等因素影响下，全国多地电力供需紧张、采取了有序用电和需求响应措施。

图表20：2000年以来中国电力供需与燃煤电量上网电价机制沿革



来源：国金证券研究所

■ 能源政策是典型的多目标决策，因此能源领域存在“不可能三角”理论，即能源的

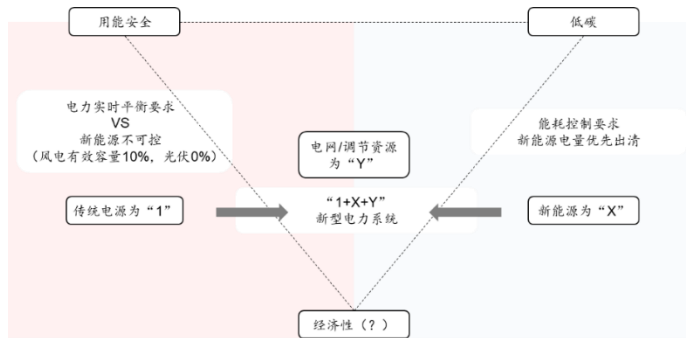
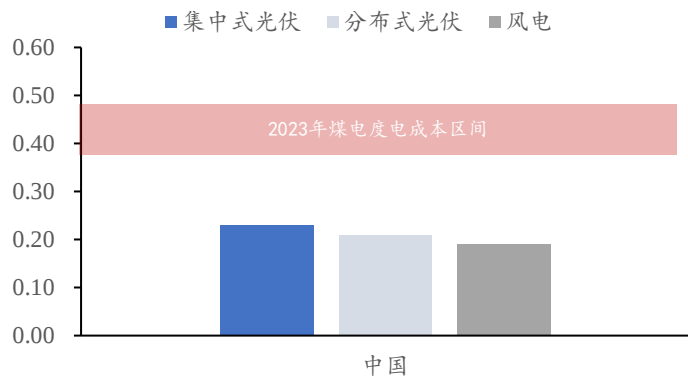


用能安全、清洁低碳、价格可及（经济性）不可兼得。但于我国而言，不论是从能源的安全性、经济性，还是清洁性的角度出发，大力推动能源结构转型、建设新型电力系统都是必然选择：一来新能源发电设备制造业国产化程度高，可充分保障供应安全；二来伴随技术进步，新能源发电相比火电已具备成本优势。

可再生能源的大规模应用需要以电能作为介质，而新能源出力具有间歇性和不可预测性，高比例新能源的接入对电力系统安全运行提出挑战。2021、2022 年两次缺电的根本原因在于 2011~2020 年间的能源政策在维护用能经济性的同时追求清洁性的提升，由“不可能三角”理论可知，此间能源系统的安全性必然有所下降。

图表21：相比煤电，中国新能源 LCOE 已具备成本优势（元/kWh）

图表22：能源不可能三角表明新型电力系统建设伴随成本上升过程



来源：CPIA、IRENA、国金证券研究所。注：集中式、分布式光伏 LCOE 采用 CPIA 在《中国光伏产业发展路线图（2023-2024 年）》中基于利用小时数 1200 小时假设下的测算。风电采用 IRENA 对中国风电 2022 年 LCOE 的测算。煤电度电成本区间下限取长协价上限 770 元/吨，上限取平均市场价 966 元/吨，假设燃料成本占比 80%。

来源：国金证券研究所

- 2023 年是电力供需矛盾点由保供向新能源消纳转换的关键一年。
- ✓ 2023 年，全国原煤产量 46.6 亿吨，同比+1.6 亿吨；煤炭进口量 4.7 亿吨，同比+1.8 亿吨。国内外煤炭供应增长助全国煤炭供需格局回归平衡，秦皇岛 5500 大卡动力煤平仓价均价约 966 元/吨，同比-302 元/吨。同年，全国新增新能源装机量近 300GW、可再生能源（不含抽蓄）装机容量历史性超过煤电。
- ✓ 能源结构转型加速对全国电力供需形势产生深刻影响。新能源资源富集区与负荷中心区域性错配、出力高峰与负荷高峰时间性错配，未来全国电力供需形势将与“宽电量、紧电力”的特征长期共存。煤电作为传统电力系统中的基荷电源兼具可靠性和调节能力，一方面在用电高峰期而可再生能源出力不足时，需要其承担顶峰保供责任；另外，存量煤电灵活性改造、压降负荷是短期内唯一可快速释放的下调峰资源。然而，单一电量电价机制下，煤电为新能源让出发电空间导致利用小时数下降、度电固定成本增加而无法获得合理回报，煤电项目投资积极性不足、电力保供困难重重。为此，需建立起合理的配套价格机制，使煤电在“备而不用”的转型过程中仍可获得合理收益。
- ✓ 2023 年国家发改委发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》（“1501 号文”），煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定、全国统一为 330 元/KW·年。2024~2025 年通过容量电价回收的固定成本比例，全国除四川、云南、重庆、青海、广西、湖南、河南为 50%（165 元/KW）外，其余省区均为 30%（100 元/KW）。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%。
- 伴随适应煤电定位转型的价格机制逐步建立，煤电机组收入结构将由单一电量电费逐步转变为电量电费+容量电费+辅助服务费用，业绩与发电量的相关性下降。

2.2 山东电力现货市场建设进度领先，煤电公用事业化雏形初现

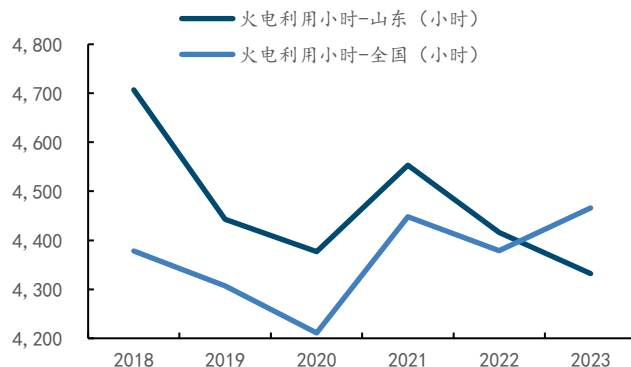
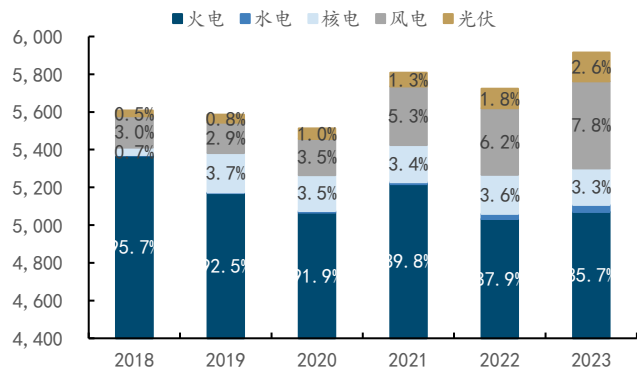
- 山东作为能耗和碳排放大省，能源清洁化转型进展全国领先。
- ✓ 山东能源消费总量和碳排放总量均占全国总量的约 10%，是全国重要的碳排放大省。大力发展新能源是山东省实现“碳排放双控”的必然之选。2018~2023 年，山东新能源装机规模从 25.1GW 增长至 82.8GW、年均复合增速达 27.0%；新能源装机占比从 19.1%提升至 39.9%，预计到 2024 年底山东新能源装机规模将历史性超过煤电。



- ✓ 在能源结构快速转型的背景下，山东省增量用电需求主要由新能源满足。2018~2023年间，山东省发电量由 5218 亿千瓦增长至 6481 亿千瓦时，其中新能源/火电/核电增量贡献率分别为 63.6%/21.2%/12.6%。新能源发电量占比由 6.7%提升 11.1pcts 至 17.8%，而火电发电量占比则从 92.5%下降 13.9pcts 至 78.6%。受清洁能源电量挤压，山东火电利用小时数从 2018 年的高于全国平均约 329 小时，下降至 2023 年低于全国平均约 134 小时。

图表23：2018~2023年，山东省火电发电量占比从 95.7% 下降至 85.7% (亿千瓦时)

图表24：2018~2023年，山东火电利用小时数从高于全国平均约 329 小时下降至低于全国平均约 134 小时



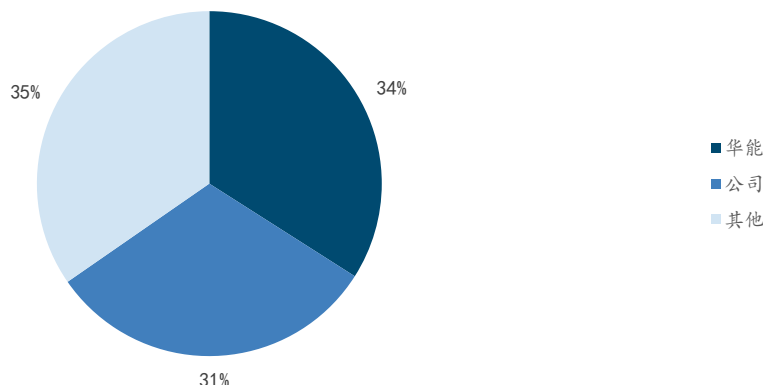
来源：iFind、国金证券研究所

来源：iFind、国金证券研究所

- 两部制电价先行者，山东已实现对煤电机组全容量补偿。
- ✓ 2019 年，山东在电力现货市场试运行中发现参与启停的火电机组无法回收固定成本的问题。为补偿煤机让渡发电空间所造成的经济损失、保证电力系统长期容量的充裕性，省发改委于 4M20 印发《关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》（鲁发改价格〔2020〕622 号），明确了在山东容量市场运行前，参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取，收取标准暂定为 0.0991 元/kWh（含税）。3M22 印发的鲁发改价格〔2022〕247 号替代了鲁发改价格〔2020〕622 号，二者的不同之处在于：2020 版容量电价补偿机组仅限煤电，而 2022 版容量电价补偿机组为参与电力现货市场的各类电源机组、按可用容量进行分配。12M23 发布《完善山东省容量电价机制有关事项》，提出“加强山东现行市场化容量补偿电价机制与煤电容量电价机制的衔接”，将用户侧容量补偿电价由 0.0991 元/kWh 下调至 0.0705 元/kWh，2024 年起执行。
- ✓ 山东省能监办披露 2023 年全省煤电机组分配市场化容量补偿费用 250.9 亿元；截至 2022 年底，全省电网直调火电装机约 6000 万千瓦，估算得出山东火电容量电价在 400 元/KW·年以上。对比全国统一煤电容量电价机制所设定的 100、165 元/KW·年两档，山东已实现对煤电机组全部固定费用的补偿。
- 电量电价方面，电力市场化改革背景下，煤电上网电价取决于成本和供需。电力市场中，头部发电企业定价后，中小型供应商通常采取价格跟进策略。公司作为起源于山东的发电集团，先发优势显著。截至 3Q24，山东电网直调公用机组中，前四大发电公司分别为华能集团、华电集团、国能集团和大唐集团，Top-4 指标值达约 88.7%。发电侧行业集中度高使公司得以避免在电力市场中遭遇恶性竞争所致的量价风险。



图表25：截至2022年底，公司与华能集团位于山东省内的火电装机容量占电网直调火电的近6成



来源：北极星、中电联、华能集团官网、公司2022年年报、国金证券研究所

- 新版《山东电力市场规则（试行）》（以下简称“《规则》”）对“市场力行为事前监管”，引入价格监管机制的同时明确了允许供需紧张时段提高合理收益率。
- ✓ 山东省已实现对火电全容量补偿，现货市场报价应更贴近边际可变成本。9M23《电力现货市场基本规则（试行）》中针对“市场限价”提出“未建立容量成本回收机制的地区，市场限价应考虑机组固定成本回收”，换言之，基于合理收益的考虑，明确了容量定价与现货定价存在联动。4M24发布的《规则》中针对“市场力行为事前监管”提出“触发价格管制机制后，选定管制发电机组，将其日前市场报价替换为核定成本价格后重新组织市场出清”，对现货报价形成约束、规避极端电价。同时，也明确了核定成本报价与供需比呈正相关，即允许供需紧张时段提高合理收益率。
- ✓ 新版《规则》下，山东电力现货市场能够更加真实地反映电量的成本和供需，起到价格发现的作用，从而为电力中长协签订提供指引，最终形成一个能涨能跌、成本传导及时、收益合理稳定的电力市场。

图表26：核定成本报价公式考虑核定发电成本与合理收益率

图表27：合理收益率与供需比呈正相关

核定成本报价公式	$P_{t,j}^{REF,DA} = C_j \times (1 + \pi_{t,DA})$
公式参数解释	$P_{t,j}^{REF,DA}$ 发电主体j在t时刻的报价
	C_j 发电主体j的核定发电成本（含税）
	$\pi_{t,DA}$ t时段的合理收益率

未触发电力供需紧张条件时		
市场供需比 $r \leq 1.1$	$\pi_{t,DA}$	取值2.0
$1.15 \geq$ 市场供需比 $r > 1.1$	$\pi_{t,DA}$	取值1.0
$1.5 \geq$ 市场供需比 $r > 1.15$	$\pi_{t,DA}$	取值0.5
市场供需比 $r > 1.5$	$\pi_{t,DA}$	取值0.2
触发电力供需紧张条件时		
市场供需比 $r \leq 1.1$	$\pi_{t,DA}$	取值2.5
$1.15 \geq$ 市场供需比 $r > 1.1$	$\pi_{t,DA}$	取值1.5
$1.5 \geq$ 市场供需比 $r > 1.15$	$\pi_{t,DA}$	取值0.5
市场供需比 $r > 1.5$	$\pi_{t,DA}$	取值0.2

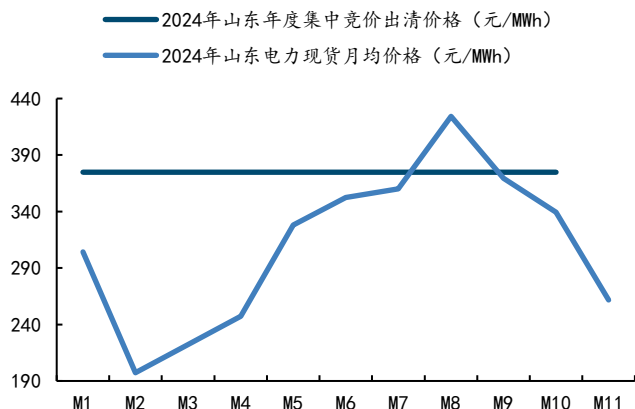
来源：《山东电力市场规则（试行）》、国金证券研究所

来源：《山东电力市场规则（试行）》、国金证券研究所

- 2024年，山东电力市场现货均价在个别月份走低，引发市场对山东火电机组盈利能力的担忧。但我们认为山东电力现货市场均价偏低是风电出力旺季与用电负荷淡季重合的结果、市场均价并不能反映当地火电机组在现货市场中的交易电价水平。
- ✓ 由于山东省能源结构转型节奏较快，现货价格受新能源出力变化的影响较大。图表28、29来看，山东电力现货市场均价与风电现货交易均价的相关性较高，主因山东电力现货市场高价时段主要集中在光伏出力开始衰减、用电负荷开始上升的晚高峰时段。风电能够全天候出力但缺乏可调节性，使其在2~4M24、11M24等出力旺季暨负荷淡季期间成为晚高峰时段的边际定价机组，从而导致山东电力现货市场交易均价走低。一方面，这说明山东电力现货市场交易均价并不能代表当地火电机组在现货市场中的平均交易电价水平；另外，山东也已实现对火电机组的全容量补偿，当现货价格低于可变成本时，即便停机也具备固定成本回收能力。

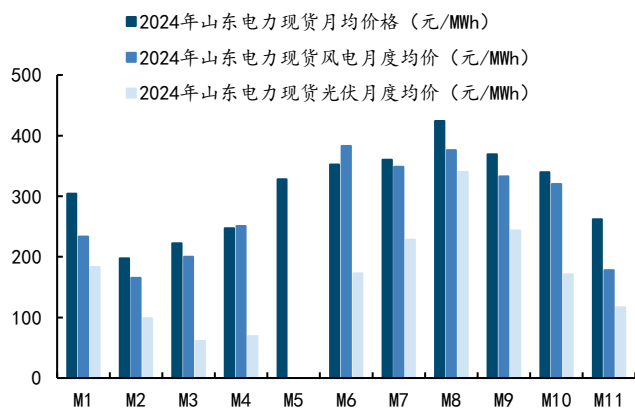


图表28: 2~4M24、11M24, 山东电力现货市场均价走低



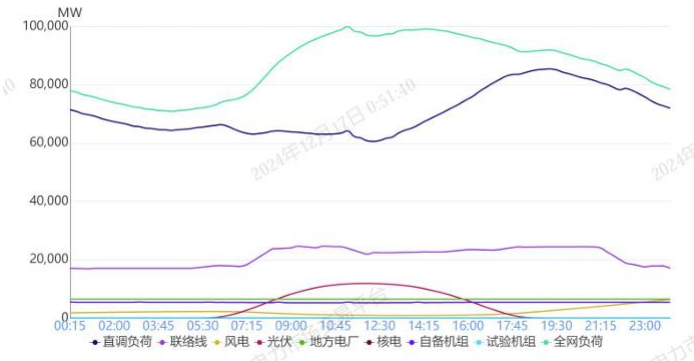
来源: 北极星、兰木达电力现货、国金证券研究所

图表29: 1~11M24, 山东现货风电、光伏月度均价总体低于全市场均价



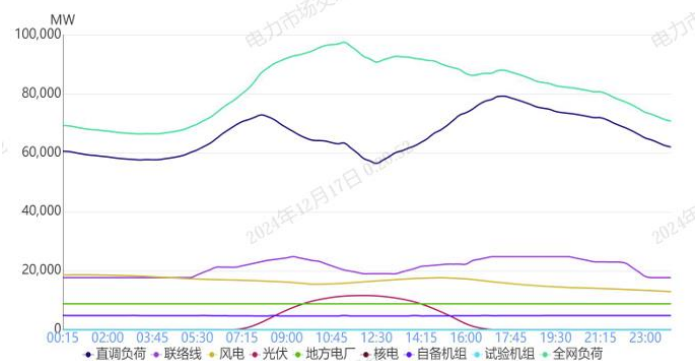
来源: 兰木达电力现货、国金证券研究所

图表30: 8月某日山东调度负荷及电源出力预测情况



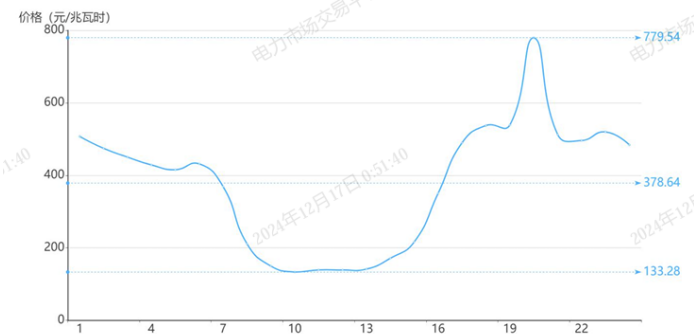
来源: 山东电力交易中心、国金证券研究所

图表31: 11月某日山东调度负荷及电源出力预测情况



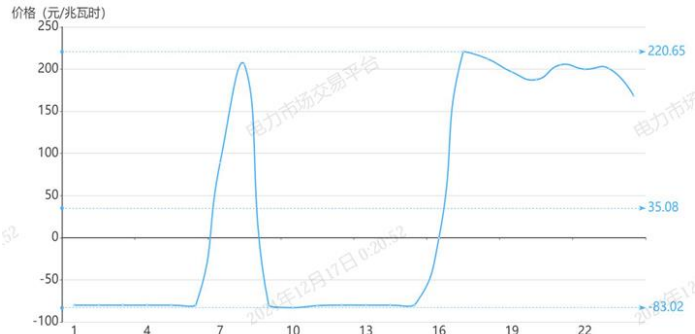
来源: 山东电力交易中心、国金证券研究所

图表32: 8月某日山东电力日前市场用电侧价格



来源: 山东电力交易中心、国金证券研究所

图表33: 11月某日山东电力日前市场用电侧价格



来源: 山东电力交易中心、国金证券研究所

三、煤电联营布局深化+新批项目放缓, 长期分红有望提升

3.1 一体化经营成本可控性提升, 25 年火电盈利有望持续改善

■ 火电业绩的波动性源自成本端的煤价和收入端的电价调整频率不同。过去火电业绩周期性波动的原因被提炼为“市场煤与计划电之间的矛盾”。2021 年出台的“1439 号文”推动燃煤发电量全部进入市场, “计划电”已然化身“市场电”, 但现阶段平滑火电业绩的波动性仍需从成本控制和价格传导两方面入手, 原因有二:

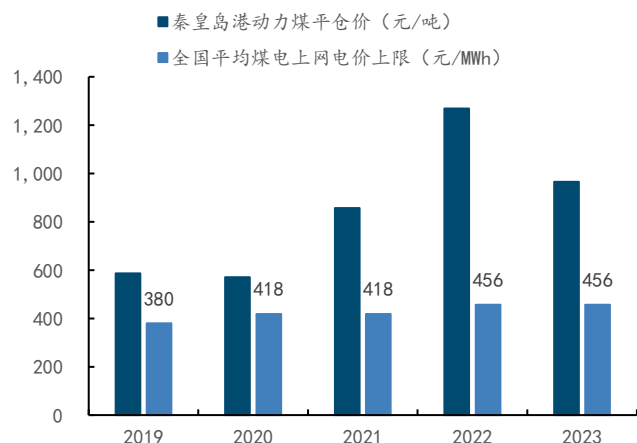
1) 根据国家发展改革委、国家能源局发布的《关于做好 2024 年电力中长期合同签订履



约工作的通知》，2024 年各地燃煤发电企业年度电力中长期合同签约电量应不低于上一年度上网电量的 80%，全年电力中长期合同签约电量不低于上一年度上网电量的 90%。过高的年度交易电量比例致使已然市场化的燃煤发电量的电价调整频率仍然与煤价调整频率不匹配，使得电力年度交易合同签订后，火电企业年内经营业绩对煤价波动的敏感性较高。

- 2) “1439 号文”虽然扩大了燃煤发电市场中长期交易价格上下浮动范围，但电价波动幅度仍然受到限制。在面对类似 2022 年的极端现货煤价时，成本传导能力仍显不足。
- 电煤长协高度依赖国有煤矿执行，公司作为五大电力央企之一具备长协资源优势。
- ✓ 2021 年国内出现阶段性煤炭供应紧张局面后，煤炭增产保供稳价政策密集出台。其中，于 2M22 发布的《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（简称“303 号文”）中明确了秦皇岛港下水煤（5500 千卡）中长期交易价格的合理区间为 570~770 元/吨（含税）。然而自 4Q21 以来，市场煤价基本保持在长协价格区间上限以上高位运行。
- ✓ 长协价与市场价长期倒挂，意味着承担保供责任的煤炭生产企业将面临大额机会成本；国有企业通常政治站位较高，因此电煤长协保供多由煤炭国央企执行。“五大”发电集团内部均有煤矿资源，同时与外部煤炭国央企长期深度合作，可获得电煤长协资源倾斜。2022 和 2023 年，公司长协煤占比分别达约 60%和 70%。

图表34：“1439 号文”虽然抬高了煤发市场交易价格上限，但在极端情况下成本传导能力仍然不足



图表35：4Q21 以来，市场煤价基本保持在长协价格区间的上限以上运行



来源：iFind、国家电投官网、国金证券研究所

来源：iFind、《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》、国金证券研究所

- 预计 2025 年市场煤价中枢约 780 元/吨，公司主业盈利有望持续改善。
- ✓ 发改委和能源局发布的《关于做好 2025 年电力中长期合同签约履约工作的通知》中要求燃煤发电企业 2025 年电力中长期合同签约比例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%，并提出各地在 12 月 25 日前按时完成本地区 2025 年年度电力中长期合同签约。虽然中长期交易电量比例要求较 24 年有所放宽但仍高达 80%，因此各地年度长协电价签订后，公司年内业绩向上的弹性取决于市场煤价的下行空间。
- ✓ 历史上看，11 月煤价高点及次年淡季煤价低点决定次年煤价中枢。2021 年以来，由于动力煤供需格局持续偏紧，贸易商倾向于提前博弈下游冬储补库需求导致迎峰度冬市场煤价高点前移。若考虑今年 10 月动力煤市场价上行至 865 元/吨后止涨，并考虑市场煤价低于长协价后，电煤长协履约或存在困难，预计 25 年煤价中枢约 780 元/吨左右。
- ✓ 基于公司长协煤占比 60%的假设，当 2025 年市场煤均价下降至 780 元/吨时，若公司火电平均上网电价降幅小于 14.5 元/MWh，则 25 年火电点价价差将继续扩大。

图表36：公司度电燃料成本对市场煤价下行的敏感性测算

	2024E	2025E
供电煤耗 (g/kWh)	288.64	289.64
秦皇岛动力煤平仓价 (Q5500, 元/吨)	857.42	780
	760	800



	2024E		2025E	
秦皇岛动力煤长协价 (Q5500, 元/吨)	701	660	670	680
长协比例			60%	
入炉标煤单价 (元/吨)	972	891	909	927
△度电燃料成本 (元/MWh)	/	-19.63	-14.47	-9.31

来源：iFind、公司历年年报及半年报、国金证券研究所

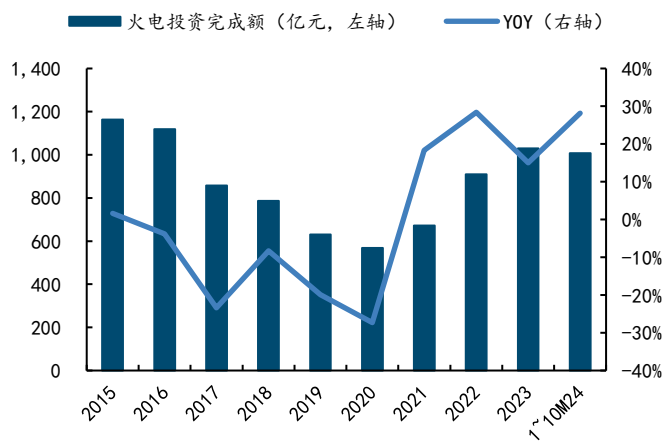
3.2 煤电资本开支高峰期已过，23 年公司自由现金流规模转正

■ “双碳”目标下煤电资本开支高峰期已过+剥离新能源资产，资本开支需求大幅下降。2015~2022 年，公司资本性支出规模始终维持在 100 亿元以上。较高的资本性支出规模使得公司在 2018~2020 年经营性现金流净额持续增长的过程中，企业自由现金流仍为负。然而：

- 1) 考虑到“2030 年实现碳达峰、2060 年实现碳中和”的目标以及煤电 30~40 年的设计寿命，煤电装机规模在 2025 年前后达峰方能实现固定资产投资冗余最小化。基于此，预计“十五五”火电投资完成额将较“十四五”大幅回落。公司层面看，其在本轮火电投资热中并不激进：截至 1H24，公司在建的火电项目仅 4 个，合计装机容量约 373 万千瓦。基于气电机组投资成本 2200 元/KW、煤电机组投资成本 3300 元/KW 的假设，公司在建火电项目所需总投资约 89.4 亿元，按照两年建设工期计算，公司 24、25 年在建火电项目年均资本开支需求约 44.7 亿元。
- 2) 2021 年公司剥离新能源发电资产后，不再作为集团承担新能源发电项目开发的主体，资本开支压力大幅缓解。能源转型的背景下，风电、光伏装机规模是各大发电集团主要增长点所在。然而公司在 2021 年剥离新能源发电资产后，以参股的形式共享集团新能源发展的成果，但不再直接承担新能源发电项目开发和建设相关的资本开支，大幅减轻了公司的资本开支压力，使其资本开支规模在 2023 年下降到了过去 9 年中的最低水平。加之主营业务盈利改善，公司自由现金流转正。

图表37：两次“限电”突出火电重要性，21 年起火电投资完成额重回正增长

图表38：截至 1H24，公司在建的火电项目仅 4 个



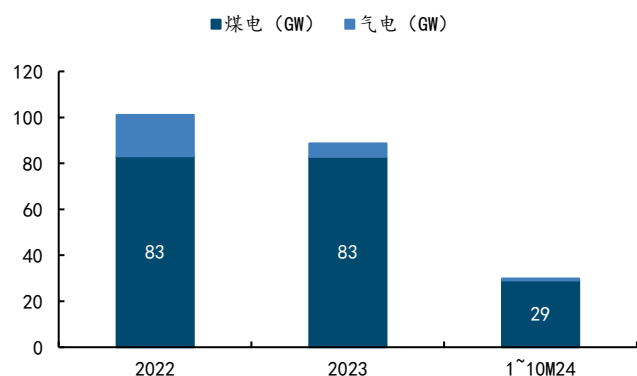
来源：iFind、国金证券研究所

项目名称	机组类型	计划新增装机容量 (万千瓦)
广东华电惠州东江燃机热电项目	燃气	107
山东华电章丘 2×400MW 级燃机热电项目	燃气	100
重庆华电潼南一期 2×500MW 级气电工程	燃气	100
华电龙口四期热电联产项目第二台机组	煤电	66
浙江华电乌溪江混合抽水蓄能电站项目	抽水蓄能	30

来源：公司 2024 年半年报、北极星、国金证券研究所

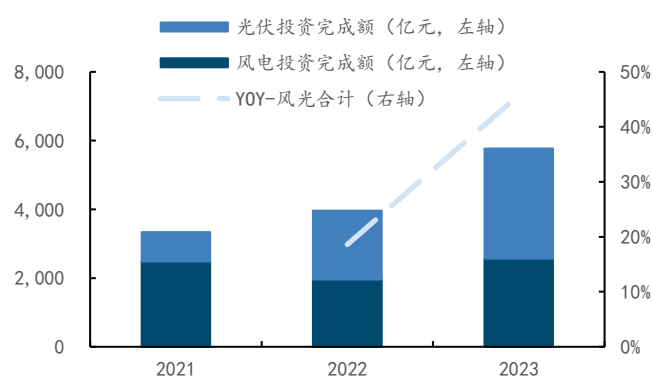


图表39：1~10M24煤电项目累计核准规模同比下降约59%



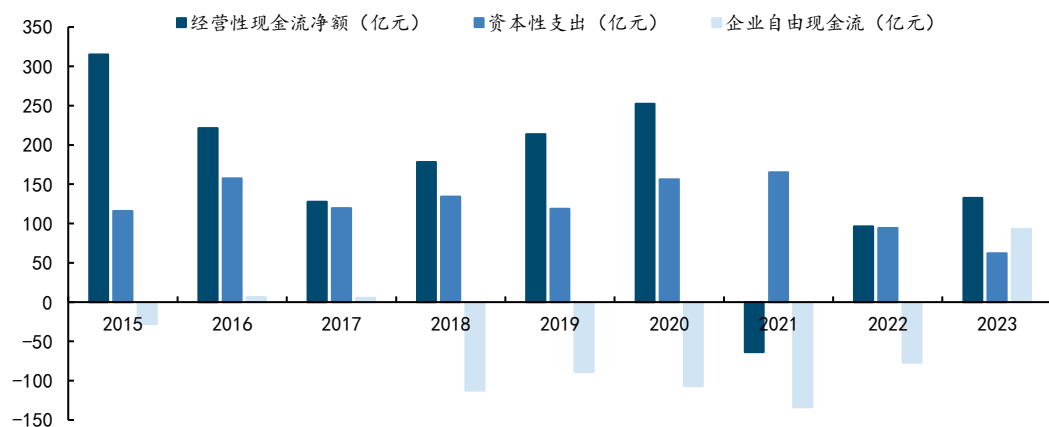
来源：北极星、广东发改委、三峡能源公告、国金证券研究所等

图表40：23年全国新能源电力投资完成额增速明显加快



来源：iFind、国金证券研究所

图表41：2023年，公司自由现金流时隔5年再次转正

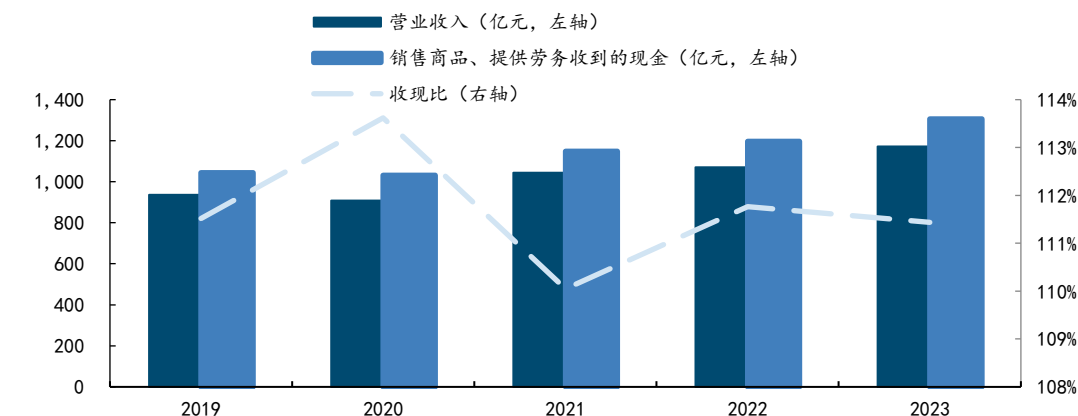


来源：iFind、公司历年年报、国金证券研究所

- 集团能源转型压力和央企市值管理考核的要求下，公司中长期分红比例有望提升。
- ✓ 华电集团计划在“十四五”期间力争新增新能源装机 75GW。按照 2020 年底新能源累计装机规模 2436 万千瓦计算，即到 2025 年集团将力争实现新能源累计装机规模达 9936 万千瓦。根据《中国华电集团有限公司 2024 年面向专业投资者公开发行科技创新可续期公司债券（第三期）募集说明书》，截至 2023 年底华电集团风电及其他机组累计装机规模约 5630 万千瓦，距离完成十四五目标还需新增新能源装机约 43GW。考虑到常规能源发电资产不存在电费补贴问题、资金周转情况良好，并且伴随火电定位转型和市场化价格机制逐步完善，未来盈利稳定性有望提升；在集团旗下新能源平台上市受阻的情况下，大股东或有意愿提升其分红水平以补充新能源开发所需的资本开支需求。
- ✓ 2024 年 1 月 29 日，国务院国资委召开中央企业、地方国资委考核分配工作会议。会上提出，在前期试点探索、积累经验的基础上，将全面推开上市公司市值管理考核。公司作为五大电力央企之一将积极响应。根据 2024 年 6 月 18 日发布的最新版《公司章程》，在无重大现金支出且不影响公司正常经营的基础上，在公司当年实现的净利润为正数、当年末公司累计未分配利润为正数且公司经营活动现金流量为正的情况下，公司应当进行现金分红。在满足现金分红条件下，公司发展阶段属成熟期且无重大资金支出安排时，现金分红比例应不低于 80%；公司处于成熟期且有重大资金支出安排时，现金分红比例应不低于 40%；公司处于成长期且有重大资金支出安排时，现金分红比例应不低于 20%。公司上市以来至 2023 年间实现净利润为正数的年份累计分红比例达约 42.8%，未来股利支付率仍有提升空间。

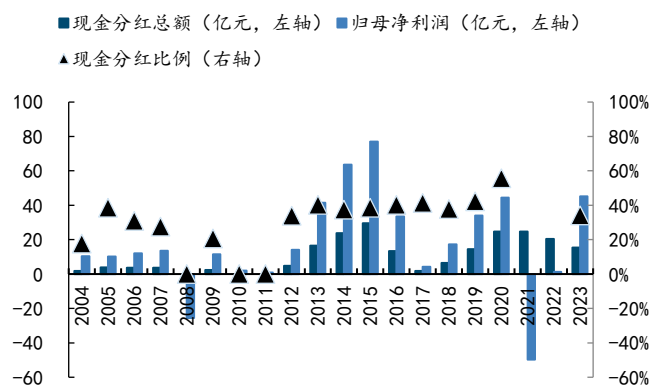


图表42：近5年公司收现比保持在110%以上，资金周转情况良好



来源：iFind、国金证券研究所

图表43：2004~2023年，公司实现净利润为正数的年份累计分红比例达约42.8%



来源：iFind、国金证券研究所。注：公司《2020—2022年股东回报规划》承诺每股派息不低于0.2元人民币，期间虽主业亏损但仍完成了分红承诺。

图表44：《公司章程》中根据公司所处发展阶段和有无重大资金支出安排，明确了不同情况下的现金分红比例

公司所处发展阶段	是否有重大资金支出安排	现金分红最低比例
成长期	√	20%
成熟期	√	40%
成熟期	×	80%

来源：《公司章程》、国金证券研究所

四、盈利预测与投资建议

4.1 核心假设

- 装机规模：截至1H24，公司控股煤电装机4675万千瓦、气电装机960万千瓦、水电装机245.9万千瓦。在建项目方面，①煤电：公司龙口四期热电联产项目第二台机组已于6M24开工、计划于2025年底投产。②气电：预计公司章丘2x40万千瓦燃机热电项目可于2024年年底投产、惠州东江燃机项目或于2024年底、2025年初投产；重庆华电潼南一期2x50万千瓦项目已于6M24开工、计划于2025年底建成投产。③水电：乌溪江混合式抽水蓄能电站项目已于7M24开工，规划装机容量约30万千瓦，计划于2028年建成投产。综上，假设公司2024~2026年煤电装机规模分别为约4675/4741/4741万千瓦；气电装机规模分别为约1040/1247/1247万千瓦；水电装机规模维持不变。

图表45：2023~2026E公司各电源类型装机容量情况

单位：万千瓦	2023	1H24	2024E	2025E	2026E
煤电	4689.0	4675.0	4675.0	4741.0	4741.0
气电	909.5	960.0	1040.0	1247.0	1247.0
水电	245.9	245.9	245.9	245.9	245.9

来源：公司历年年报&半年报、北极星、重庆日报、衢江区人民政府官网、国金证券研究所

- 利用小时：伴随电力清洁化转型，煤电为新能源电力让出发电空间利用小时数下滑。另考虑到1~7M24年来水较常年大幅偏丰，公司在湖北、湖南、重庆等地的煤电机组



出力空间受本地水电大发的挤出效应影响较大；考虑到 8M24 起来水情况边际转枯，2025 年公司煤电机组平均利用小时数有望同比小幅提升；2H25 起火电将进入密集投产期，产能增速高于发电量增速将进一步摊低平均利用小时。基于此，假设公司 2024~2026 年煤电机组利用小时数分别为 4050/4100/3900 小时；气电机组利用小时数维持在 2000 小时；水电机组利用小时数分别为 3995/3945/3945 小时。

图表46：2023~2026E 公司各电源类型利用小时数及发电量情况

	2022	2023	2024E	2025E	2026E
利用小时数（小时）					
煤电	4508	4301	4050	4100	3900
气电	2027	2188	2000	2000	2000
水电	3984	3795	3995	3945	3945
发电量（亿千瓦时）					
火电	2111.90	2144.59	2,088.32	2135.45	2098.39
水电	97.42	93.36	98.24	97.01	97.01

来源：公司历年年报、国金证券研究所

■ 上网电价：①火电：电量电价方面，考虑到公司火电资产集中布局的山东省发电侧竞争格局较好，在电力市场交易中面临恶性竞争导致量价风险的可能性较小。容量电价方面，《关于建立煤电容量电价机制的通知》中明确，2024~2025 年多数地方容量电价回收的固定成本比例为 30%左右（约 100 元/KW·年）；2026 年起，各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于 50%（约 165 元/KW·年）。根据 2023 年全国火电平均利用小时数为 4466 小时，100 元/KW·年容量电价分摊到度电约合 0.022 元/kWh，而 165 元/KW·年容量电价分摊到度电约合 0.037 元/kWh，并且利用小时数的下降将进一步提升度电容量电价水平。基于此，假设公司 2024~2026 年火电综合平均上网电价分别为 0.461/0.441/0.426 元/kWh（含容量电价，不含税）。

②水电：公司水电上网电价与利用小时数负相关，假设 2024~2026 年水电平均上网电价分别为 0.200/0.202/0.202 元/kWh（不含税）。

图表47：2023~2026E 公司各电源类型上网电量、上网电价及营业收入情况

	2022	2023	2024E	2025E	2026E
上网电量（亿千瓦时）					
火电	1,974.27	2,003.13	1,950.52	1,995.38	1,962.23
水电	96.18	92.33	97.26	96.04	96.04
上网电价（元/千瓦时，不含税）					
火电	0.473	0.471	0.461	0.441	0.426
水电	0.215	0.205	0.200	0.202	0.202
营业收入（百万元）					
火电	93,428.86	94,260.61	89,949.77	88,027.43	83,621.84
水电	2,066.96	1,891.03	1,945.11	1,939.98	1,939.98

来源：公司历年年报、国金证券研究所

■ 营业成本：①火电：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，市场煤价将呈缓步下行趋势。基于此，假设公司 2024~2026 年入炉标煤单价分别为 927.82/890.91/857.82 元/吨。供电煤耗方面，综合考虑煤电机组“上大压小”带来的能效提升和调峰运行状态下的煤耗增加，假设 2024~2026 年公司供电煤耗分别为 290.34/291.34/292.34 克/kWh。另外，基于公司 2023 年数据测算，煤电机组利用小时数每下降 100 小时，将影响度电非燃料成本增加约 0.001 元/kWh。考虑到 2026 年各地容量电价回收固定成本的比例提升，预计度电容量电价的提升能够覆盖公司度电非燃料成本的增长，因此公司火电业务毛利率仍有望提升。

②水电：考虑到水电成本以折旧费用为主，基于 2024~2026 年水电装机规模持平的假设，预计 2024~2026 年公司水电业务营业成本也将维持稳定。


图表48：售电业务营业成本核心假设

	2022	2023	2024E	2025E	2026E
火电					
供电煤耗 (g/kWh)	287.11	289.34	288.64	289.64	290.64
入炉标煤单价 (元/吨)	1,183	1,038	957	904	873
燃料成本 (百万元)	82,865.97	75,462.40	68,631.85	64,959.96	59,086.98
度电非燃料成本 (元/kWh)	0.047	0.056	0.058	0.060	0.062
营业成本 (百万元)	92,158.39	86,671.94	80,063.15	76,924.30	71,245.03
毛利率 (%)	1.36%	8.05%	10.99%	12.61%	14.80%
水电					
营业成本 (百万元)	1,117.87	1,111.88	1,158.77	1,144.27	1,133.25
度电营业成本 (元/kWh)	0.115	0.119	0.115	0.117	0.117
毛利率 (%)	45.92%	41.20%	40.43%	41.02%	41.58%

来源：公司历年年报、国金证券研究所

- 费用率：公司主营的发电、供热业务属于成熟行业，预计各项费用率总体保持稳定。
- ✓ 销售费用：发电企业主要客户为电网公司，传统上销售费用率为 0%；并且截至 3Q24，公司销售费用率依然为 0%。基于此，假设 2024~2026 年公司销售费用率维持 0% 不变。
- ✓ 管理费用率：考虑到公司装机规模扩张，预计管理费用率将稳中有增。假设 2024~2026 年公司管理费用率分别为 1.5%/1.6%/1.6%。
- ✓ 研发费用率：公司作为集团常规电源上市平台，研发费用率常年为 0%。假设 2024~2026 年公司研发费用率维持 0% 不变。

图表49：2022A~2026E 公司费用率情况

	2022	2023	2024E	2025E	2026E
销售费用率	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
管理费用率	1.5%	1.4%	1.5%	1.6%	1.6%
研发费用率	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

来源：iFind、国金证券研究所

- 投资收益：公司投资收益主要来自于参股煤矿企业及华电新能。
- ✓ 参股煤企：根据章节 1.3 中的历史数据，2014~2016 年市场煤价持续下行时，参股煤矿的股权投资收益为负值。考虑到 1H24 公司参股煤矿企业的合计股权投资收益为 -0.9 亿元，且我们预计未来三年市场煤价中枢将逐步回落，假设 2024~2026 年公司参股煤矿企业将贡献 -1.8/-4.0/-3.5 亿元投资收益。
- ✓ 华电新能：根据华电新能《招股说明书（申报稿）》，华电新能为华电集团打造的风力发电、太阳能发电为主的新能源业务最终整合的唯一平台；从历史数据看，2019~2023 年华电新能控股新能源装机容量占华电集团可控新能源装机总量的约 90%。根据华电集团“十四五”期间力争新增新能源装机 75GW 的目标，预计华电新能 2024~2026 年风、光装机总量分别为约 5983/7452/8355 万千瓦。考虑到平价上网项目占比提升致使平均上网电价结构性下降，以及市场化电量占比提升造成价格风险敞口扩大的影响，预计 2024~2026 年华电新能主营业务毛利率分别为 50.3%/47.9%/45.8%，公司持有其 31.03% 股权对应投资收益约为 38.3/42.0/42.1 亿元。
- ✓ 综上，预计公司 2024~2026 年投资收益约为 36.5/38.0/38.7 亿元。

图表50：2022~2026E 华电新能主营业务盈利情况

		2022	2023	2024E	2025E	2026E
风电	装机容量 (万千瓦)	2233.8	2646.4	2872.1	3165.8	3346.4
	上网电量 (亿千瓦时)	435.1	502.0	574.4	664.8	719.5
	平均上网电价 (元/kWh, 不含税)	0.452	0.436	0.438	0.425	0.412
	度电成本 (元/kWh)	0.207	0.213	0.213	0.213	0.213
光伏	装机容量 (万千瓦)	1284.9	2208.6	3111.3	4286.2	5008.8



	2022	2023	2024E	2025E	2026E
上网电量 (亿千瓦时)	80.3	160.8	311.1	428.6	500.9
平均上网电价 (元/kWh, 不含税)	0.596	0.468	0.403	0.377	0.360
度电成本 (元/kWh)	0.269	0.215	0.210	0.210	0.210
综合毛利率 (%)	54.3%	52.0%	50.3%	47.9%	45.8%

来源：华电新能《招股说明书（申报稿）》、《华电新能源集团股份有限公司 2024 年面向专业投资者公开发行可续期公司债券（第六期）债券募集说明书》、《中国华电集团有限公司 2024 年跟踪评级报告》、国金证券研究所

4.2 盈利预测

- 预计公司 24~26 年分别实现营业收入 1130.5/1112.6/1069.8 亿元，实现归母净利润 61.5/72.2/82.1 亿元。

图表51：2022A~2026E 公司历史盈利情况及预测

	2022	2023	2024E	2025E	2026E
发电					
营业收入 (百万元)	95,495.80	96,151.60	91,894.88	89,967.41	85,561.82
YOY (%)	14.0%	0.7%	-4.4%	-2.1%	-4.9%
营业成本 (百万元)	93,276.30	87,783.80	81,221.92	78,068.58	72,378.28
YOY (%)	5.2%	-5.9%	-7.5%	-3.9%	-7.3%
毛利率 (%)	2.3%	8.7%	11.6%	13.2%	15.4%
供热					
营业收入 (百万元)	8,970.60	9,623.90	9,735.43	9,845.02	9,952.42
YOY (%)	19.5%	7.3%	1.2%	1.1%	1.1%
营业成本 (百万元)	11,583.40	11,407.60	11,076.53	10,848.27	10,863.48
YOY (%)	16.9%	-1.5%	-2.9%	-2.1%	0.1%
毛利率 (%)	-29.1%	-18.5%	-13.8%	-10.2%	-9.2%
售煤					
营业收入 (百万元)	1,493.91	10,600.55	10,621.75	10,642.99	10,664.28
YOY (%)	-87.1%	609.6%	0.2%	0.2%	0.2%
毛利率 (%)	4.1%	4.5%	4.7%	4.9%	5.0%
其他					
营业收入 (百万元)	1,098.20	800.06	800.00	800.00	800.00
YOY (%)	-35.2%	-27.1%	0.0%	0.0%	0.0%
毛利率 (%)	72.1%	58.3%	55.0%	55.0%	55.0%
合计					
营业收入 (百万元)	107,058.50	117,176.10	113,052.06	111,255.42	106,978.52
YOY (%)	2.3%	9.5%	-3.5%	-1.6%	-3.8%
营业成本 (百万元)	106,599.00	109,645.70	102,780.98	99,398.34	93,732.83
YOY (%)	-4.0%	2.9%	-6.3%	-3.3%	-5.7%
毛利率 (%)	0.4%	6.4%	9.1%	10.7%	12.4%

来源：公司历年年报、国金证券研究所

4.3 投资建以及估值

- 我们采用市盈率法对公司进行估值。预计公司 2024~2026 年 EPS 分别为 0.60、0.71、0.80 元，当前股价对应 PE 分别为 10、8、7 倍。
- 选取大唐发电和国电电力两家全国性电力央企，以及皖能电力、浙能电力两家纯火电作为可比公司。公司作为全国性发电企业，在电量规模和电煤长协资源保障方面相比浙能电力和皖能电力两家地方性发电企业具备优势，但火电机组平均利用小时数低于发电资产集中布局在负荷中心的浙能电力和皖能电力。另外，公司作为华电集团常规电源资产整合平台，资本开支压力小于大唐发电和国电电力，但装机规模成长性不及华能国际和国电电力。基于上述理由，给予公司 2025 年 9 倍 PE，对应 2025 年目标价 6.36 元，首次覆盖，给予“买入”评级。



图表52：可比公司估值比较

代码	名称	股价 (元)	EPS					PE				
			2022A	2023A	2024E	2025E	2026E	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
601991.SH	大唐发电	2.88	-0.02	0.07	0.22	0.27	0.31		33	13	11	9
600795.SH	国电电力	4.58	0.16	0.31	0.55	0.51	0.57	25	13	8	9	8
600023.SH	浙能电力	5.70	-0.14	0.49	0.56	0.65	0.81		9	10	9	7
000543.SZ	皖能电力	7.94	0.19	0.63	0.85	1.08	1.20	22	10	9	7	7
中位数								24	11	10	9	10
平均值								24	16	10	9	10
600027.SH	华电国际	5.76	0.01	0.44	0.60	0.71	0.80	540	11	10	8	7

来源：iFind，国金证券研究所。注：数据更新至2024年12月26日，浙能电力、皖能电力盈利预测来自国金证券研究所，大唐发电、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，宏观经济疲软与气温偏低均有可能影响用电需求。另外，伴随新型电力系统转型，可再生能源渗透率持续提高，火电定位逐步由主体电源转向辅助服务提供者、发挥灵活性调节功能，也将挤压火电发电空间。

煤价下行程度不及预期

公司业绩对燃料成本敏感性较高，传统煤炭采购结构中的长协煤占比较低。然而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。

参股煤矿、新能源发电项目业绩不及预期风险

参股煤矿和新能源发电项目投资收益对公司利润总额贡献率较高。若长城三矿和长城五矿复产进度不及预期，或造成持续亏损，将影响公司业绩。另外，考虑到建设新能源发电项目需要大量资本开支，华电新能 IPO 进度放缓或影响其规模扩张能力，进而造成公司投资收益不及预期的风险。

大额资产减值风险

受环保要求趋严的影响和火电行业淘汰落后产能的需要，公司 30 万千瓦以下老旧小机组存在关停风险。此外，若能源转型进度快于预期导致燃煤发电机组利用小时数快速下降，考虑到 2024~2025 年全国多数地方容量电价回收的固定成本比例仅为 30%，仅凭容量电价尚不足以完全收回固定成本，也有可能导发电资产出现减值风险。


附录：三张报表预测摘要
损益表 (人民币百万元)

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
主营业务收入	104,422	107,059	117,176	113,052	111,255	106,979
增长率		2.5%	9.5%	-3.5%	-1.6%	-3.8%
主营业务成本	-110,857	-106,599	-109,646	-102,024	-98,949	-93,723
%销售收入	106.2%	99.6%	93.6%	90.2%	88.9%	87.6%
毛利	-6,435	460	7,530	11,028	12,306	13,255
%销售收入	n.a	0.4%	6.4%	9.8%	11.1%	12.4%
营业税金及附加	-1,024	-880	-983	-1,131	-1,113	-1,070
%销售收入	1.0%	0.8%	0.8%	1.0%	1.0%	1.0%
销售费用	0	0	0	0	0	0
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
管理费用	-1,807	-1,639	-1,668	-1,696	-1,780	-1,712
%销售收入	1.7%	1.5%	1.4%	1.5%	1.6%	1.6%
研发费用	-3	0	0	0	0	0
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
息税前利润 (EBIT)	-9,268	-2,060	4,879	8,201	9,414	10,474
%销售收入	n.a	n.a	4.2%	7.3%	8.5%	9.8%
财务费用	-4,279	-4,047	-3,604	-3,624	-3,507	-3,235
%销售收入	4.1%	3.8%	3.1%	3.2%	3.2%	3.0%
资产减值损失	-3,406	-1,060	-305	-1,000	-1,000	-1,000
公允价值变动收益	-37	10	-19	-71	0	0
投资收益	7,242	4,805	3,776	4,055	4,206	4,289
%税前利润	-85.9%	-417.9%	65.0%	46.1%	40.8%	36.6%
营业利润	-8,549	-1,336	5,703	8,679	10,163	11,578
营业利润率	n.a	n.a	4.9%	7.7%	9.1%	10.8%
营业外收支	123	186	107	109	150	150
税前利润	-8,426	-1,150	5,810	8,788	10,313	11,728
利润率	n.a	n.a	5.0%	7.8%	9.3%	11.0%
所得税	1,672	512	-1,002	-1,582	-1,856	-2,111
所得税率	n.a	n.a	17.2%	18.0%	18.0%	18.0%
净利润	-6,754	-638	4,808	7,206	8,457	9,617
少数股东损益	-1,789	-738	286	1,052	1,235	1,404
归属于母公司的净利润	-4,965	100	4,522	6,154	7,222	8,213
净利率	n.a	0.1%	3.9%	5.4%	6.5%	7.7%

现金流量表 (人民币百万元)

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
净利润	-6,754	-638	4,808	7,206	8,457	9,617
少数股东损益	-1,789	-738	286	1,052	1,235	1,404
非现金支出	14,608	10,838	10,718	11,500	12,101	12,590
非经营收益	-4,827	-1,601	211	-483	-1,054	-1,413
营运资金变动	-9,329	1,006	-2,485	-861	157	396
经营活动现金净流	-6,302	9,604	13,252	17,362	19,661	21,190
资本开支	-13,171	-10,347	-10,354	-7,929	-7,880	-6,972
投资	4,437	-30	-283	-2,722	-2,000	-2,000
其他	2,339	1,868	1,346	4,055	4,206	4,289
投资活动现金净流	-6,395	-8,509	-9,292	-6,596	-5,674	-4,683
股权募资	4,918	7,514	22,289	-1,272	0	0
债权募资	24,700	-684	-19,901	-4,100	-8,153	-10,697
其他	-17,696	-8,013	-7,084	-4,701	-6,041	-6,161
筹资活动现金净流	11,922	-1,183	-4,697	-10,073	-14,194	-16,858
现金净流量	-775	-88	-737	693	-207	-351

资产负债表 (人民币百万元)

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
货币资金	6,091	6,282	5,455	6,140	5,926	5,570
应收款项	11,950	13,549	13,726	13,912	13,691	13,165
存货	6,116	3,937	4,501	5,590	5,422	5,136
其他流动资产	5,422	5,462	4,900	7,794	7,610	7,296
流动资产	29,579	29,230	28,582	33,437	32,649	31,166
%总资产	13.5%	13.1%	12.8%	14.7%	14.5%	14.2%
长期投资	37,896	41,705	44,369	47,020	49,020	51,020
固定资产	138,888	140,591	139,013	135,485	131,539	126,202
%总资产	63.5%	63.0%	62.3%	59.6%	58.6%	57.4%
无形资产	7,658	7,646	8,171	8,304	8,432	8,555
非流动资产	189,282	194,032	194,455	193,755	191,934	188,716
%总资产	86.5%	86.9%	87.2%	85.3%	85.5%	85.8%
资产总计	218,860	223,262	223,036	227,192	224,583	219,882
短期借款	42,181	40,309	46,152	45,066	43,913	41,216
应付款项	17,641	19,243	13,711	15,415	14,954	14,165
其他流动负债	5,841	3,540	3,333	4,919	4,966	5,031
流动负债	65,663	63,092	63,197	65,399	63,833	60,412
长期贷款	56,682	59,740	61,601	55,601	48,601	40,601
其他长期负债	22,949	29,982	14,859	17,909	17,899	17,887
负债	145,294	152,813	139,657	138,909	130,332	118,899
普通股股东权益	61,830	59,514	69,756	73,607	78,340	83,668
其中：股本	9,870	9,870	10,228	10,228	10,228	10,228
未分配利润	11,744	8,126	9,186	14,097	18,830	24,158
少数股东权益	11,736	10,935	13,624	14,676	15,910	17,314
负债股东权益合计	218,860	223,262	223,036	227,192	224,583	219,882

比率分析

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
每股指标						
每股收益	-0.503	0.010	0.442	0.602	0.706	0.803
每股净资产	6.264	6.030	6.820	7.197	7.660	8.181
每股经营现金净流	-0.638	0.973	1.296	1.698	1.922	2.072
每股股利	0.250	0.200	0.150	0.122	0.243	0.282
回报率						
净资产收益率	-8.03%	0.17%	6.48%	8.36%	9.22%	9.82%
总资产收益率	-2.27%	0.04%	2.03%	2.71%	3.22%	3.74%
投入资本收益率	-3.89%	-0.58%	2.00%	3.32%	3.85%	4.37%
增长率						
主营业务收入增长率	15.07%	2.52%	9.45%	-3.52%	-1.59%	-3.84%
EBIT 增长率	N/A	-77.77%	-336.83%	68.09%	14.78%	11.26%
净利润增长率	-218.80%	-102.01%	4430.69%	36.09%	17.35%	13.73%
总资产增长率	-6.71%	2.01%	-0.10%	1.86%	-1.15%	-2.09%
资产管理能力						
应收账款周转天数	33.5	35.8	37.5	39.0	39.0	39.0
存货周转天数	13.9	17.2	14.0	20.0	20.0	20.0
应付账款周转天数	48.6	44.1	39.7	40.0	40.0	40.0
固定资产周转天数	430.0	428.7	410.1	419.2	413.7	410.3
偿债能力						
净负债/股东权益	149.91%	168.63%	134.44%	121.57%	105.44%	88.17%
EBIT 利息保障倍数	-2.2	-0.5	1.4	2.3	2.7	3.2
资产负债率	66.39%	68.45%	62.62%	61.14%	58.03%	54.07%

来源：公司年报、国金证券研究所。注：暂不考虑发行股份及支付现金收购集团火电资产的影响


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	3	9	31	39	89
增持	0	1	3	3	0
中性	0	0	0	0	0
减持	0	0	0	0	0
评分	1.00	1.10	1.09	1.07	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