



吉电股份 (000875.SZ)

买入 (首次评级)

公司深度研究

证券研究报告

东北火电公用事业化,转型迈向氢基能源

调峰辅助服务政策变动、氢能业务进展不及预期风险等。

源

投资逻辑：

- 公司为“五大”发电集团上市平台中氢基能源布局进展领先的稀缺标的。根据今年8月公告的定增募集说明书（2024年半年报更新版），公司拟定增募集55.4亿元（不超过837,062,452股），其中22.85亿元用于大安风光氢氨一体化项目（风电70+光伏10万千瓦，年产绿氨18万吨），计划年底具备试生产条件。借助出海与国内电厂掺氨试点，助力产品销售。
- 主业热电联产边际改善，火电初见公用事业化。公司火电在运装机3.3GW，均为热电联产机组。火电业务度电毛利1H2024已升至0.146元/KWh，反映采购煤价下行、机组煤耗降低、保供/调节价值变现的综合结果——（1）容量补偿方面：算得当前补偿标准下可覆盖火电折旧成本55%（考虑供热业务折旧，合计可覆盖40.7%），占业务营收约7%；（2）辅助服务补偿方面：算得火电辅助服务收益占业务营收约21%。非电量收入占比合计近30%。1H2024供工业蒸汽表现较好，综合供汽价格升至40.1元/GJ（同比+4.7%），营收增速高于产热量增速约7.1pct，亦体现边际改善。
- 新能源运营立足东北，布局全国。公司新能源在运装机10.4GW，1H2024新能源毛利润占79%。作为国电投旗下清洁能源发展平台，公司把握东北风光资源优势获取省内开发指标、同时借集团之力开拓全国市场。公司2025年规划总装机20GW以上，对应2023-2025年期间的新能源装机CAGR达28.5%，且新增装机中光伏占比40%、风电占比60%，风光分布比例较好。装机目标体现较高的成长性预期。

盈利预测、估值和评级

- 暂不考虑定向增发结果，我们预计公司24~26年分别实现归母净利润11.7/14.3/17.6亿元，给予公司24年PE15倍，目标价6.27元。首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示

- 新能源新增装机不及预期、新能源电价下降、煤炭价格波动、

分析师:姚遥 (执业 S1130512080001) yaoy@gjzq.com.cn

分析师: 张君昊 (执业S1130524070001)

zhangjunhao1@gjzq.com.cn

市价 (人民币): 4.39元

目标价 (人民币): 6.27元



公司基本情况 (人民币)					
项目	2022	2023	2024E	2025E	2026E
营业收入(百万元)	14,955	14,443	14,961	17,405	20,143
营业收入增长率	13.49%	-3.42%	3.59%	16.34%	15.73%
归母净利润(百万元)	672	908	1,166	1,433	1,757
归母净利润增长率	49.14%	35.24%	28.34%	22.94%	22.56%
摊薄每股收益(元)	0.241	0.326	0.418	0.514	0.630
每股经营性现金流净额	2.63	1.95	2.21	3.01	3.77
ROE(归属母公司)(摊薄)	6.01%	7.70%	9.23%	10.46%	11.66%
P/E	25.30	13.51	11.58	9.42	7.69
P/B	1.52	1.04	1.07	0.99	0.90

来源: 公司年报、国金证券研究所



内容目录

一、国电投集团旗下东北地区发电商	4
二、热电联产边际改善，新能源贡献增量	7
2.1 容量补偿+辅助服务助力火电公用事业化	7
2.2 新能源规划装机高增，风电占六成	12
三、率先布局氢基能源，风光氢氨/醇一体化	14
3.1 大安风光氢氨一体化项目有望率先落地	14
3.2 参股集团 PEM 槽设备公司，延申上游布局	16
四、试点综合智慧能源与多种储能	19
五、盈利预测与投资建议	21
5.1 盈利预测	21
5.2 投资建议及估值	23
六、风险提示	24

图表目录

图表 1： 公司股权结构	4
图表 2： 国电投集团新能源装机起点高，“十四五”新增规划 40GW	4
图表 3： 2018-1H2024 公司各类型电源装机规模及占比（右轴）	5
图表 4： 2018-2023 公司发电量情况	5
图表 5： 2018-1H2024 年公司营业收入（亿元）及增速	5
图表 6： 2018-1H2024 年公司归母净利润（亿元）及增速	5
图表 7： 2018-1H2024 年公司营业收入结构（亿元）及新能源业务营收占比（右轴，%）	6
图表 8： 2018-1H2024 年公司毛利润结构（亿元）及新能源业务毛利润占比（右轴，%）	6
图表 9： 2018-1H2024 年公司分业务毛利率	6
图表 10： 2018-1H2024 年公司管理及研发费用（亿元）	7
图表 11： 2018-1H2024 年公司各项费用率	7
图表 12： 2018-1H2024 年公司经营现金流量净额（亿元）及增速	7
图表 13： 2018-1H2024 年公司资产负债率变化情况	7
图表 14： 东北火电转型加快	8
图表 15： 度电盈利提升支撑总毛利规模扩大	8
图表 16： 蒙煤价格较 22 年高点下降	8
图表 17： 叠加电量下降，燃料成本占比持续下行	8



图表 18: 综合上网电价上涨实现“以价换量”	9
图表 19: 2024-2025 年省级电网煤电容量电价表	9



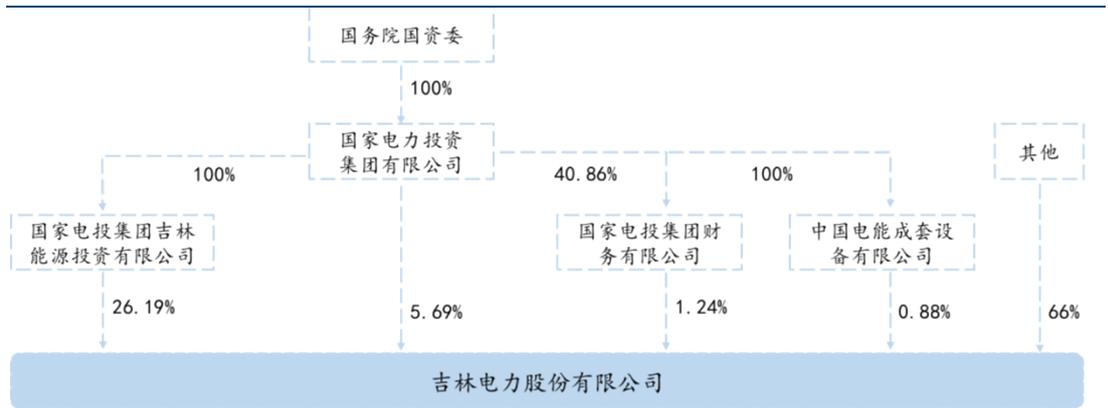
图表 20: 东北电力辅助服务市场发展走在全国前列	10
图表 21: 2024 版东北电力辅助服务市场运营规则	10
图表 22: 吉林电力系统冗余度分析	11
图表 23: 公司供热业务毛利率 1H24 大幅修复	11
图表 24: 1H2024 在发电下降的背景下产热量同比+21%	12
图表 25: 供热营收增速高于产热量增速	12
图表 26: 我国 I 至 IV 类风能资源区划分情况	12
图表 27: 我国四类太阳能资源区划分情况	12
图表 28: 公司规划新能源装机规模大幅增长	13
图表 29: 公司新能源业务全国布局	13
图表 30: 多晶硅料现货周均价持续下行	13
图表 31: 风光互补耦合发电制氢系统结构图	14
图表 32: 绿氢、绿氨制取过程	15
图表 33: 公司占据吉林省 8 个重点氢基绿色能源应用工程中的 5 个项目	15
图表 34: 募集资金金额及投向	16
图表 35: 绿色甲醇航运燃料溢价高将带动绿氢消纳	16
图表 36: 氢能产业发展中长期规划 (2021-2035)	17
图表 37: 2025/2030/2035 年中国绿氢规划量达 100/100/250 万吨 (万吨/年)	17
图表 38: 2025 年中国对应电解槽装机量预计将达到 19/28GW	18
图表 39: 三种电解水制氢技术对比	18
图表 40: PEM 电解槽的堆芯结构以及关键材料	19
图表 41: 《“十四五”现代能源体系规划》中能源产业数字化智能化升级规划	19
图表 42: 综合智慧能源系统架构	20
图表 43: 2023 年国家电投综合智慧零碳电厂项目汇总 (部分)	20
图表 44: 汪清抽水蓄能电站透视图	21
图表 45: 公司首个铅碳类“百兆瓦时”超威郎山用户侧储能项目	21
图表 46: 火电业务营收预测	21
图表 47: 风电业务营收预测	22
图表 48: 光伏业务营收预测	22
图表 49: 热力业务营收预测	22
图表 50: 氢能业务营收预测	22
图表 51: 公司分业务营收、毛利率预测 (百万元, %)	23
图表 52: 可比公司估值比较 (更新至 9 月 11 日)	24



一、国电投集团旗下东北地区发电商

- 国电投旗下火电转型新能源运营商。公司于1993年4月成立，2002年9月在深交所挂牌上市，2005年7月，中国电力投资集团成为公司的实际控制人。公司业务覆盖新能源、综合智慧能源、氢能、先进储能及火电、供热、生物质能、电站服务，是国电投在吉林省唯一的能源类央企上市公司。国电投及其子公司共计持有公司34%的股份。

图表1：公司股权结构



来源：企查查、国金证券研究所

- 背靠国电投集团，立足东北、开拓全国市场。“十四五”初国电投集团新能源装机于“五大”发电集团中处于领先地位，“十四五”期间规划装机40GW。公司新能源装机扩大，1H2024 占总装机比例升至75.9%。公司新能源装机占比稳定提升，截至2024年6月底，公司发电总装机容量达13.7GW，其中：新能源总装机10.4GW，占总装机比重75.9%。由东北区域向全国开拓，项目已遍及30个省市自治区，形成东北、西北、华东、华中、华北5个区域新能源基地。

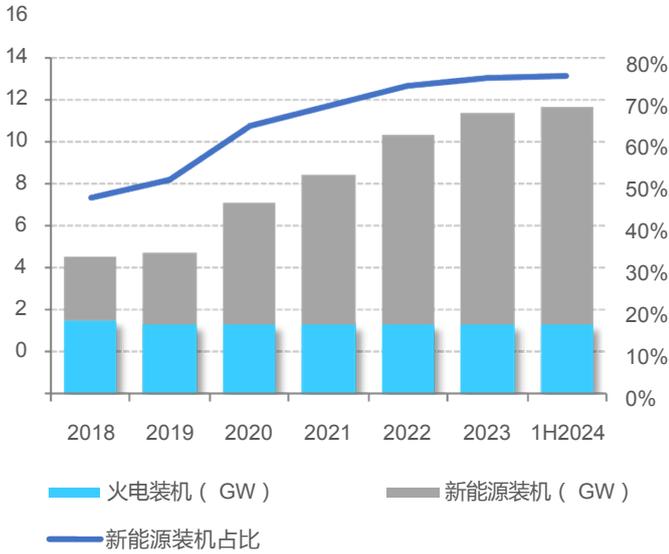
图表2：国电投集团新能源装机起点高，“十四五”新增规划40GW

集团	2020年末新能源装机 (GW)	“十四五”新能源新增装机规划 (GW)	2025年新能源预计装机 (GW)	CAGR
华能集团	31.8	80	111.75	28.6%
大唐集团	28.1	38	66.05	18.7%
国家能源集团	47.7	120	167.73	28.6%
华电集团	24.4	75	99.36	32.5%
国电投集团	60.5	40	100.49	10.7%

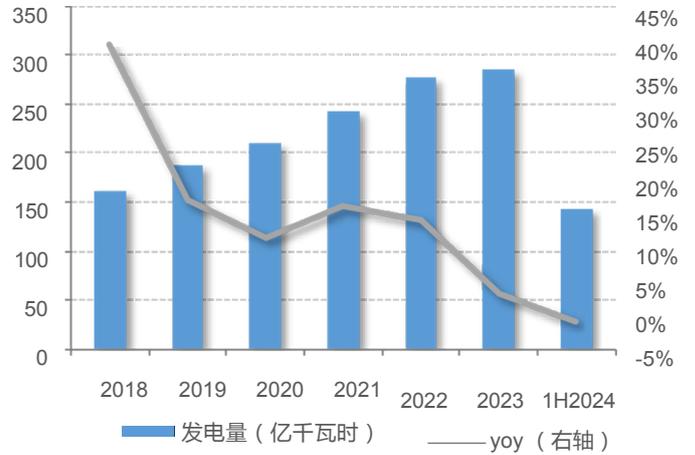
来源：索比光伏网、中国能源网、国金证券研究所



图表3: 2018-1H2024公司各类型电源装机规模及占比 (右轴)



图表4: 2018-2023公司发电量情况



来源: 公司定期公告、国金证券研究所

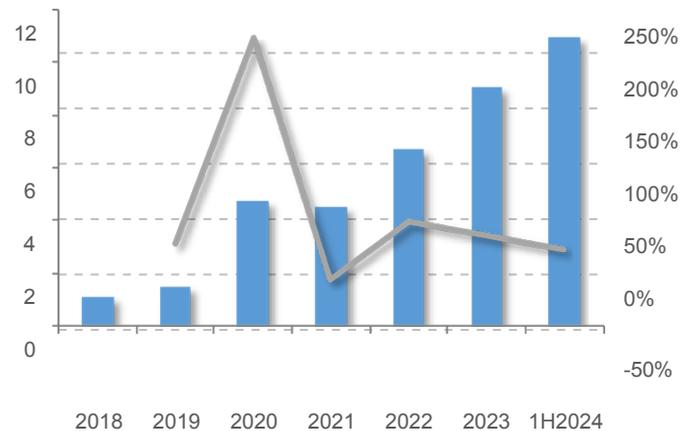
来源: 公司定期公告、国金证券研究所

- 电力业务量价齐升, 贡献业绩增长。电量上, 2023 年公司共完成发电量 285.8 亿千瓦时, 同比增长 3.2%; 完成上网电量 266.8 亿千瓦时, 同比增长 2.8%。电价上, 2023 年公司平均上网电价 (含税) 为 0.498 元/千瓦时, 同比上涨 0.3%。公司 2023 年电力业务营收 117.4 亿元, 同比增长 2.9%, 量价齐升助推业绩增长。
- 煤电盈利修复+新能源装机增长, 带来利润提升。2018-2023 年, 公司营业收入由 73.0 亿元提升至 144.4 亿元, CAGR 为 14.6%; 归母净利润由 1.2 亿元提升至 9.1 亿元, CAGR 为 51.3%, 其中 2021 年净利润出现一定程度下降, 主要由煤价高涨, 火电板块盈利受限所致。2023 年公司强化存量资产效能, 增加辅助服务收益, 控降燃料成本, 优化存量贷款利率, 提升公司盈利能力, 营收同比下降 3.4%, 但归母净利润同比增长 35.2%。

图表5: 2018-1H2024年公司营业收入 (亿元) 及增速



图表6: 2018-1H2024年公司归母净利润 (亿元) 及增速



2018 2019 2020 2021 2022 2023 1H2024

2018 2019 2020 2021 2022 2023 1H2024



■ 营业总收入 (亿元) —— yoy(右轴, %)

■ 归母净利润 (亿元) —— yoy (右轴, %)

来源: iFinD、国金证券研究所

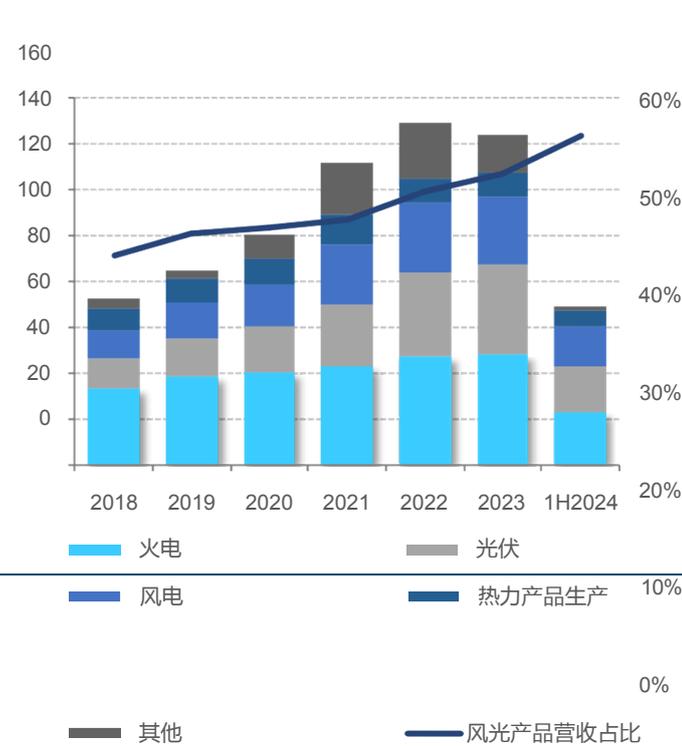
来源: iFinD、国金证券研究所

- 风电、太阳能板块成公司效益绝对支撑，贡献收入占比逐年提升。2021 年新能源板块营业收入为 53.1 亿元，首次超过火电板块，成为业绩增量核心来源。截至 2024 年 6 月底，公司火电/光伏/风电/热电产品生产业务营业收入分别为 22.9/20.2/16.9/7.3 亿元，新能源业务贡献收入占比 53.8%。公司新能源板块利润持续增长，贡献毛利润比例达 78.8%。

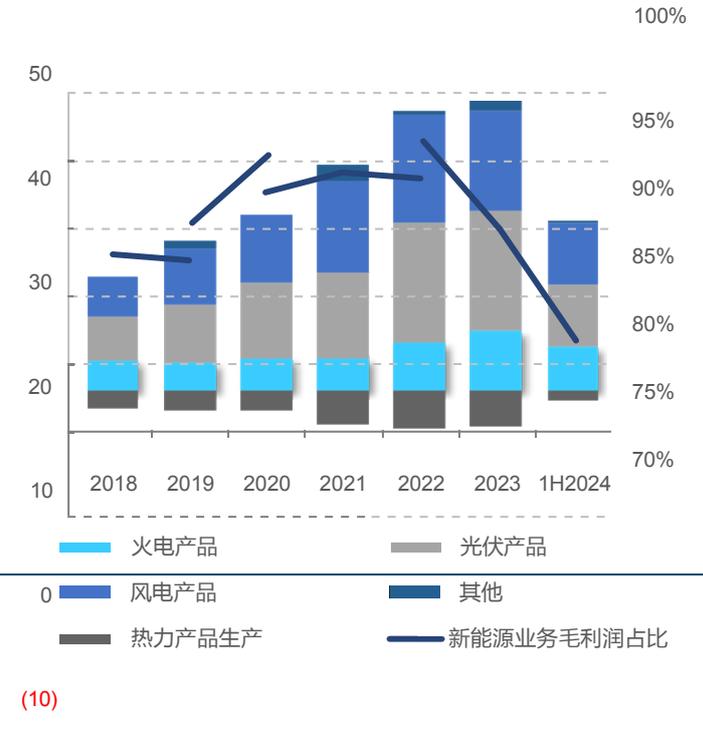


图表7: 2018-1H2024年公司营业收入结构(亿元)及新能源业务营收占比(右轴, %)

图表8: 2018-1H2024年公司毛利润结构(亿元)及新能源业务毛利润占比(右轴, %)

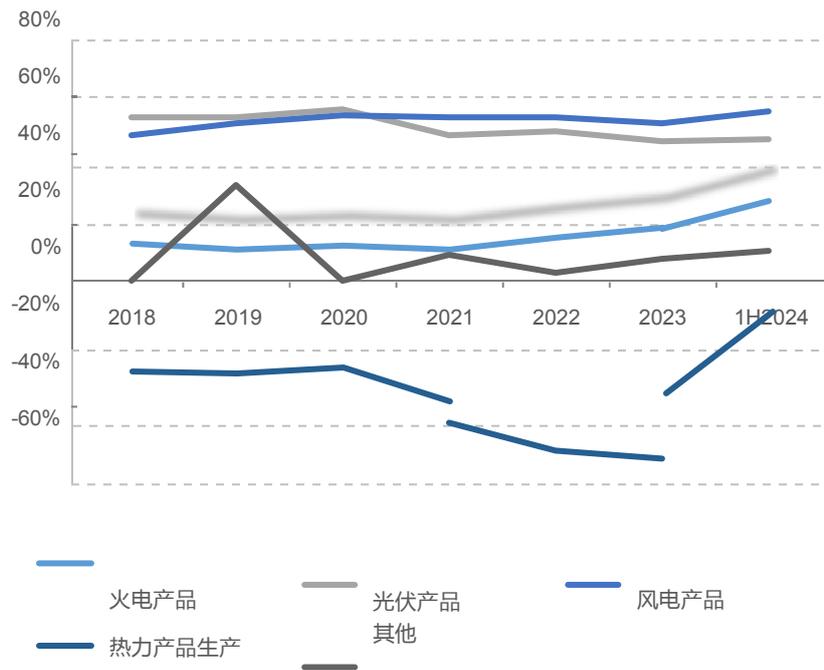


来源: iFind、国金证券研究所



来源: iFind、国金证券研究所

图表9: 2018-1H2024年公司分业务毛利率



来源: iFind、国金证券研究所



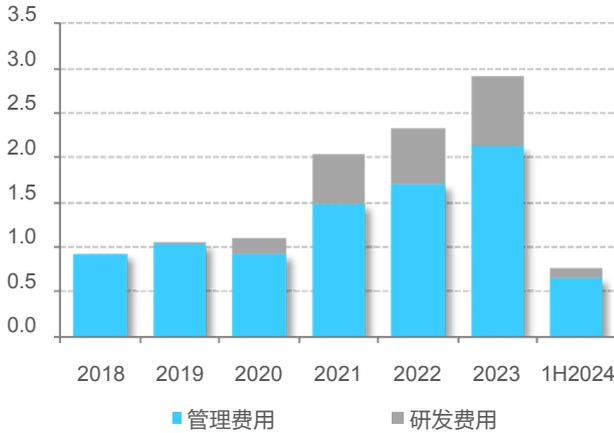
扫码获取更多服务

- 盈利能力持续上行，整体期间费用率控制良好。2018-1H2024 年，公司期间费用分别为 12.4/14.1/14.4/18.9/20.7/17.8/8.0 亿元；期间费用率分别为 17.0%/16.7%/14.4%/14.3%/13.8%/12.3%/11.6%，期间费用率持续优化。

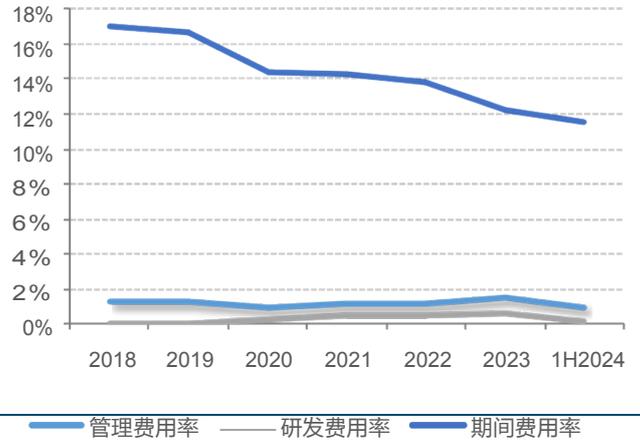
公司深度研究



图表10: 2018-1H2024年公司管理及研发费用 (亿元)



图表11: 2018-1H2024年公司各项费用率

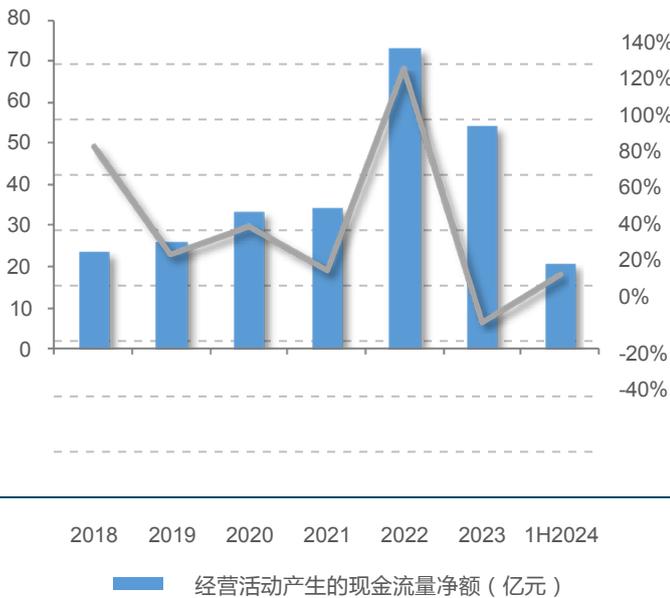


来源: iFind、国金证券研究所; 注: 公司 2018-2023 未产生销售费用

来源: iFind、国金证券研究所

- 经营活动现金流净额健康增长, 资产负债率呈下降态势。2018-1H2024 年, 公司经营活动现金流量净额分别为 23.7/26.3/33.4/34.4/73.3/54.5/20.5 亿元, 其中 2022 年经营活动产生的现金流量净额同比增长 113.2%, 主要受益于可再生能源补贴资金回收增加。由于公司盈利情况较好, 现金流量较为稳定, 截至 2024 年 6 月, 公司资产负债率较高峰值 2020 年下降 6.3pct 至 73.6%。

图表12: 2018-1H2024年公司经营现金流量净额 (亿元) 及增速



图表13: 2018-1H2024年公司资产负债率变化情况



来源: iFind、国金证券研究所

来源: iFind、国金证券研究所

二、热电联产边际改善, 新能源贡献增量

2.1 容量补偿+辅助服务助力火电公用事业化



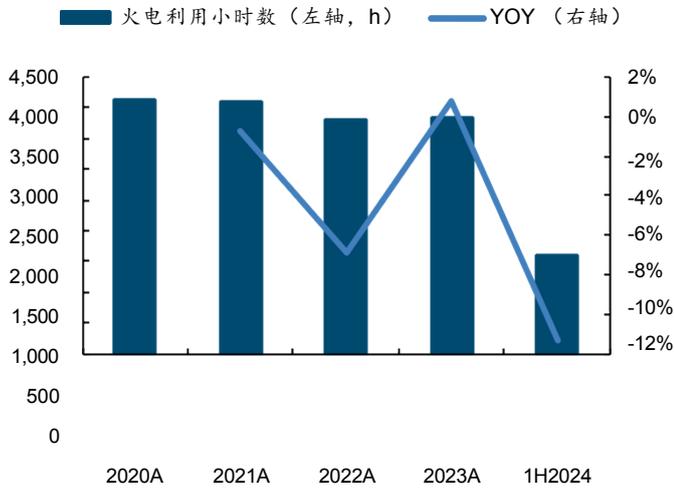
扫码获取更多服务

公司深度研究

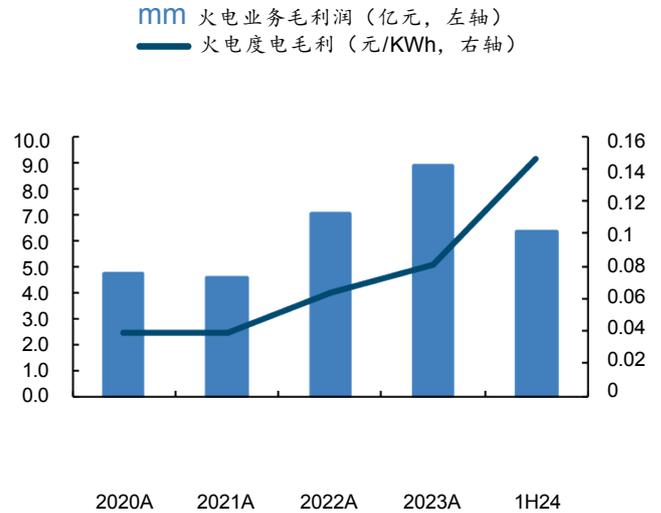
- 截至 1H2024，公司发电总装机容量 1366.99 万千瓦中火电装机 330 万千瓦，全部为热电联产机组，省内供热面积达到 6,600 万平方米，均为所在城市主要热源。
- 近几年东北火电转型加速，公司火电业务呈现出公用事业化趋势，即通过保供/调节价值变现来提高度电盈利，通过“以价换量”弥补电量减少的负面影响。而燃料成本下降对度电毛利、总毛利规模扩大起到了进一步促进作用。



图表14: 东北火电转型加快



图表15: 度电盈利提升支撑总毛利规模扩大

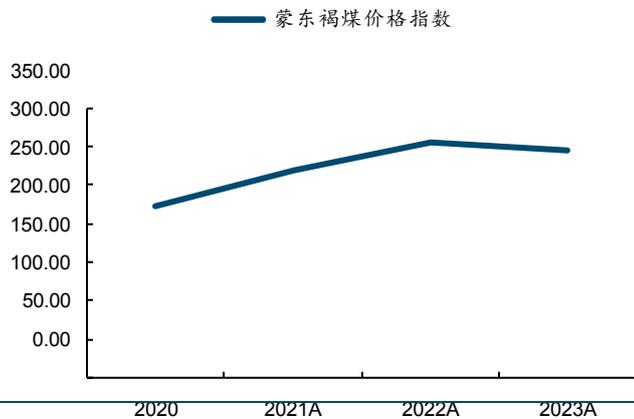


来源: 《8M24 定增募集说明书 (2024 年半年报更新版)》、国金证券研究所

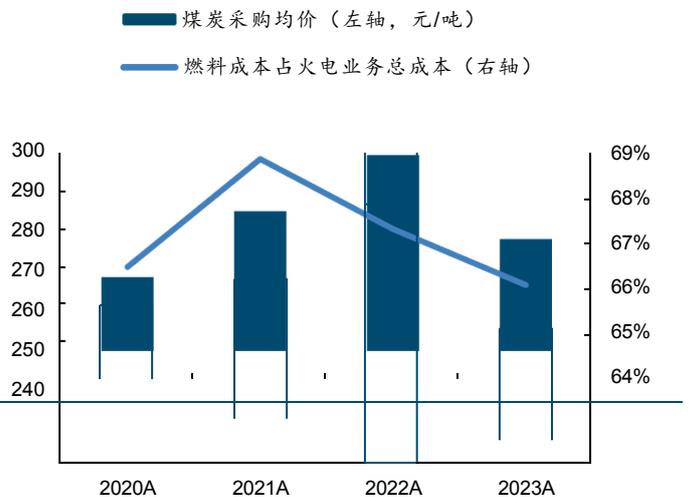
来源: 《8M24 定增募集说明书 (2024 年半年报更新版)》、国金证券研究所

- 煤电燃料成本下行。公司热电联产机组用煤的采购来源以内蒙褐煤为主、以省内地方煤为辅、以省外优质煤为补充,长协煤占公司整体需求量的 90%。(1)从煤价看:2022 年高点过后蒙东褐煤价格有所松动,公司 2023 年采购均价较 2022 年下降 23 元/吨。
(2)从燃料需求看:吉林地区新能源资源丰富、电量增长较快,火电利用小时数下行,燃煤需求下降。综上,燃料成本占比下行。此外,公司 6M2024 供电煤耗 270.8g/KWh,同比降低 12.5g/KWh,一方面由于供热增多摊薄煤耗,另一方面也体现了机组节能改造具有成效,进一步为 1H2024 度电毛利上升做贡献。

图表16: 蒙煤价格较22年高点下降



图表17: 叠加电量下降,燃料成本占比持续下行



来源: ifind、国金证券研究所

来源: 《8M24 定增募集说明书 (2024 年半年报更新版)》、公司公告、国金证券研究所注: 煤炭采购均价不含运费、不含税



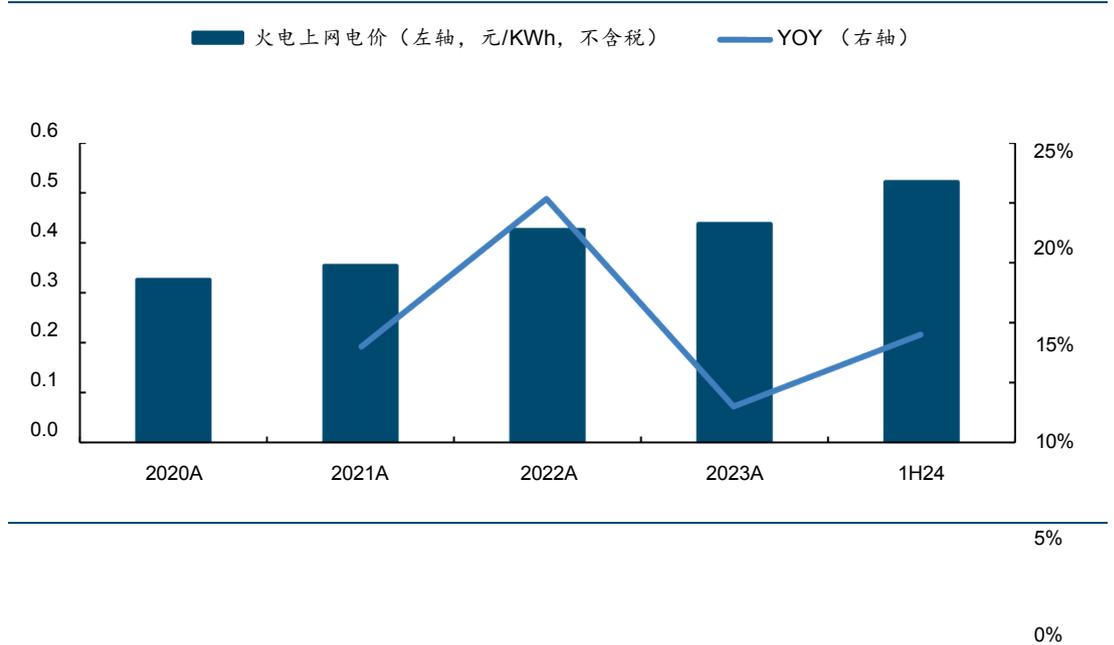
扫码获取更多服务

公司深度研究

- 保供/调节价值变现。吉林新能源转型较快，火电利用小时数近几年呈现逐步下滑趋势，对应度电容量补偿呈现上升趋势，加上调峰电价后，23 年煤价下降的背景下电价仍实现了同比上升。



图表18: 综合上网电价上涨实现“以价换量”



来源:《8M24 定增募集说明书(2024 年半年报更新版)》、国金证券研究所

- 具体来看,保供价值变现通过煤电容量电价机制,覆盖火电固定成本。2023 年 11 月国家能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》,将现行煤电单一制电价调整为两部制电价,标志着煤电容量电价机制的正式落地。《通知》指出通过容量电价回收固定成本的比例 2024-2025 年多数地方为 30%左右,2026 年后补偿比例提升至不低于 50%,推动煤电转变经营发展模式,充分发挥支撑调节作用。
- ✓ 容量补偿覆盖煤电业务 55%折旧成本,占 23 年火电业务营收 7%。按照吉林省 100 元/千瓦·年补偿标准计算,按照公司 330 万千瓦火电装机满容量测算,对应每年可得约 3.3 亿元容量电价(实际供热季保供容量或略有降低)。容量补偿用于覆盖固定成本,其中大部分为折旧费用。公司 2023 年煤电业务折旧费用为 6 亿元(加上供热业务折旧费用,合计为 8.1 亿元),容量补偿可覆盖折旧成本 55%(考虑供热业务折旧,合计可覆盖 40.7%)。

图表19: 2024-2025年省级电网煤电容量电价表

省级电网	容量电价 (元/千瓦·年,含税)	省级电网	容量电价 (元/千瓦·年,含税)
北京	100	河南	165
天津	100	湖北	100
冀北	100	湖南	165
河北	100	重庆	165
山西	100	四川	165
山东	100	陕西	100
蒙东	100	新疆	100
蒙西	100	青海	165



扫码获取更多服务

公司深度研究

辽宁	100	宁夏	100
吉林	100	甘肃	100
黑龙江	100	深圳	100
上海	100	广东	100
江苏	100	云南	165
浙江	100	海南	100
安徽	100	贵州	100
福建	100	广西	165
江西	100		

来源：国家发展改革委、国家能源局、国金证券研究所

- 调节价值变现目前通过辅助服务市场，东北地区走在全国前列。8M2024 发改委、能源局联合发布《能源重点领域大规模设备更新实施方案》，要求持续推动节能改造、



供热改造和灵活性改造“三改联动”，进一步降低煤电机组能耗，提升机组灵活调节能力。东北地区火电由于多为热电联产机组，“以热定电”的传统模式使得参与调节较为困难，需要额外配套电锅炉等增量设备，亟需增量资金的支持。而作为“三北”之一、当地新能源发展条件又较为优秀，火电转型压力大。

- ✓ 公司火电调峰收益占业务营收比例约 21%。东北地区早于 2014 年开放了国内首个电力调峰辅助服务市场，于 2020 年正式按照《东北电力辅助服务市场运营规则》运行至 2023 年末，2024 年初新版修订后规则发布。根据公司8M2024 公告的投资者交流记录，公司 1H2024 煤电的辅助服务收益金额为 4.83 亿元，风电辅助服务支出 1.15 亿元，太阳能辅助服务支出 0.27 亿元，火电辅助服务收益占火电业务营收比例达到 21.1%。

图表20：东北电力辅助服务市场发展走在全国前列

政策时间	政策标题	政策内容	文件层级
10M2014	/	东北率先启动运行电力调峰辅助服务市场（全国首个）	东北地区
3M2015	《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”）	（1）以市场化原则“建立辅助服务分担共享新机制” （2）完善并网发电企业辅助服务考核机制和补偿机制	国家
11M2016	《东北电力辅助服务市场专项改革试点方案》	东北电力辅助服务市场专项改革试点工作启动	东北地区
11M2017	《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》	要求进一步还原电力商品属性，完善和深化电力辅助服务补偿（市场）机制	国家
12M2018/ 12M2020	《东北电力辅助服务市场运营规则（暂行）》/《东北电力辅助服务市场运营规则》	（1）增设旋转备用交易品种，实现辅助服务市场“压低谷、顶尖峰”全覆盖 （2）对原有深度调峰补偿机制进行了完善	东北地区
2M2024	《建立健全电力辅助服务市场价格机制》（以下简称“196号文”）	（1）完善调峰市场交易机制，合理确定调峰服务价格上限 （2）健全辅助服务费用传导机制、结算机制	国家
2024年初	《东北电力辅助服务市场运营规则（修订版）》	（1）修改火电实时深度调峰的报价档位 （2）修改各类机组分摊金额上限 （3）明确跨省调峰交易的新组织形式	东北地区

来源：国家发改委、能源局、东北能监局、北极星电力网及子平台、能见、国金证券研究所

图表21：2024版东北电力辅助服务市场运营规则

时期	报价档位	火电厂类型	火电厂负荷率	报价下限 (元/kWh)	报价上限 (元/kWh)
非供热期	第一档	纯凝火电机组	35% < 负荷率 ≤ 50%	0	0.4
		热电机组	35% < 负荷率 ≤ 48%		
	第二档	全部火电机组	25% < 负荷率 ≤ 35%	0.4	0.7
	第三档	全部火电机组	负荷率 ≤ 25%	0.7	1



供热期	第一档	纯凝火电机组	35%<负荷率≤48%	0	0.4
		热电机组	35%<负荷率≤50%		
	第二档	全部火电机组	25%<负荷率≤35%	0.4	0.7
	第三档	全部火电机组	负荷率≤25%	0.7	1

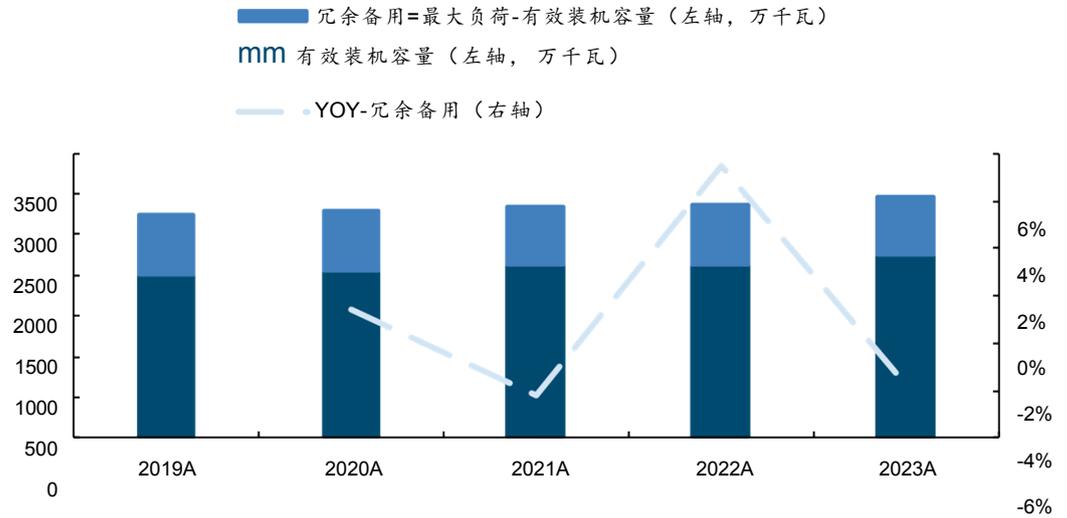
来源：能见、国金证券研究所

- ✓ 未来调峰并入现货市场对公司调峰收益或有潜在负面影响，但无需过于悲观，现货模式下调节成本将得以向下游传导。调峰并入现货市场，维持过去调峰收益不变的关键在峰段能否赚取高电价。测算可得 2023 年吉林冗余备用容量（最大负荷-有效装机容量）同比-3.8%，表明装机结构在转向有效容量系数较低的新能源后，即使是传统外



送电省份，本地可靠电源顶峰出力的需求也会变得突出。火电晚间高电价可期，同时将完成向用户侧顺价。

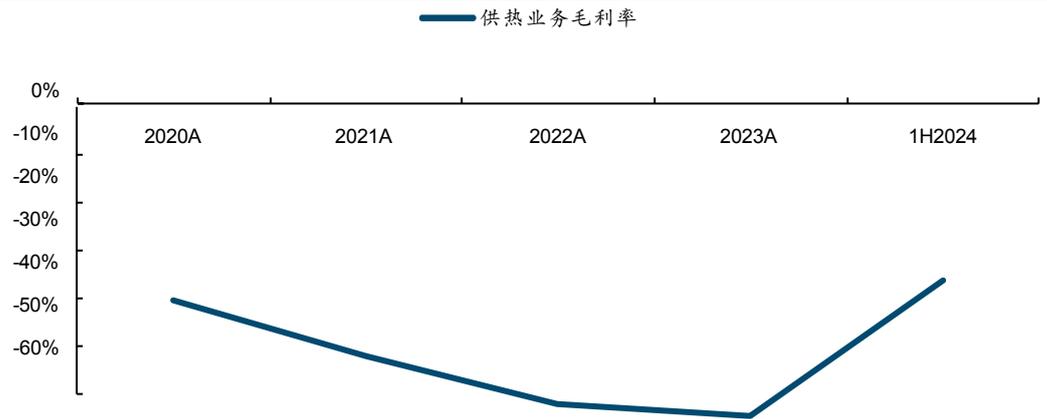
图表22: 吉林电力系统冗余度分析



来源：中电联、《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》、国金证券研究所

- 供热板块看：季节性特点使得高煤价背景下，单供热板块面临亏损，1H2024 大幅修复。公司供热业务同样依托于体内的 330 万千瓦热电联产机组，冬季向居民及工业用户提供采购供暖、工业蒸汽，夏季仅向工业用户提供工业蒸汽。1H2024 业务毛利率修复至-22.2%，预计与燃料成本下行、夏季供工业蒸汽量上升有关。

图表23: 公司供热业务毛利率1H24大幅修复

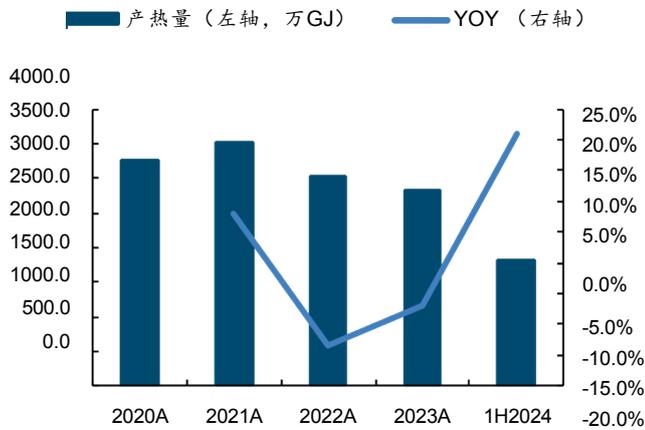


来源：ifind、国金证券研究所

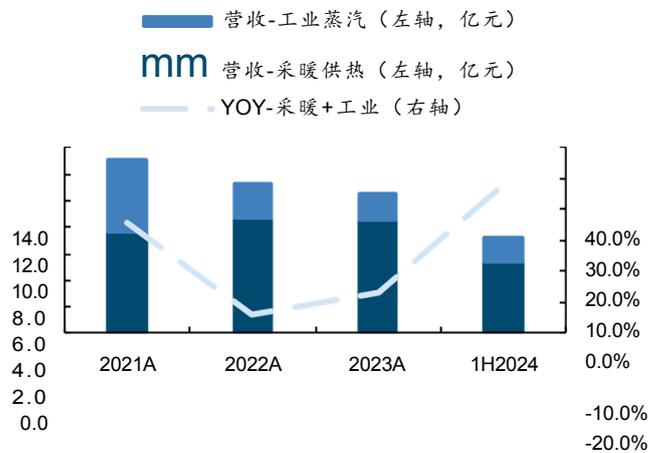
- 1H2024 供热量价齐升。热电联产机组供电供热量具有趋同关系，1H2024 两者背离或反映夏季工业蒸汽需求有所上升，营收端可见 1H2024 工业蒸汽营收 2 亿元、已接近 23 全年水平。同时，工业供汽价格更高、带动综合供汽价格于 1H2024 升至 40.1 元/GJ (同比+4.7%)，营收增速高于产热量增速约 7.1pct。看好供热业务继续边际改善。



图表24: 1H2024在发电下降的背景下产热量同比+21%



图表25: 供热营收增速高于产热量增速



来源: 《8M24 定增募集说明书 (2024 年半年报更新版)》、国金证券研究所

来源: 《8M24 定增募集说明书 (2024 年半年报更新版)》、国金证券研究所

2.2 新能源规划装机高增, 风电占六成

- 聚焦东北地区, 风光资源得天独厚。各地可再生资源条件的差异导致区域性绿电发展分化, 东北地区可再生能源资源丰富。风能资源方面, 东北地区理论可开发利用的风能资源储量为 377.9GW, 技术允许的可开发风能资源储量为 29.7GW, 占全国的 11.71%; 光照资源方面, 吉林位于二类地区 (资源较富带)。丰富的风光资源为公司电力业务新能源转型提供良好契机。

图表26: 我国 I 至 IV 类风能资源区划分情况

I 类资源	II 类资源	III 类资源	IV 类资源
风能丰富区	风能较丰富区	风能可利用区	风能欠缺区
内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区, 新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市。	河北省张家口市、承德市, 内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市, 甘肃省嘉峪关市、酒泉市, 云南省。	吉林省白城市、松原市, 黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区, 甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区, 新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区, 宁夏回族自治区。	I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区。

来源: 《8M24 定增募集说明书 (2024 年半年报更新版)》、国金证券研究所

图表27: 我国四类太阳能资源区划分情况

地区	说明



一类地区（资源丰富带）	全年辐射量在 6,700~8,370MJ/m ² 。相当于 230kg 标准煤燃烧所发出的热量。主要包括青藏高原、甘肃北部、宁夏北部、新疆南部、河北西北部、山西北部、内蒙古南部、宁夏南部、甘肃中部、青海东部、西藏东南部等地。
二类地区（资源较富带）	全年辐射量在 5,400~6,700MJ/m ² ，相当于 180~230kg 标准煤燃烧所发出的热量。主要包括山东、河南、河北东南部、山西南部、新疆北部、吉林、辽宁、云南、陕西北部、甘肃东南部、广东南部、福建南部、江苏中北部和安徽北部等地。
三类地区（资源一般带）	全年辐射量在 4,200~5,400MJ/m ² 。相当于 140~180kg 标准煤燃烧所发出的热量。主要是长江中下游、福建、浙江和广东的一部分地区，春夏多阴雨，秋冬季太阳能资源还可以。
四类地区	全年辐射量在 4,200MJ/m ² 以下。主要包括四川、贵州两省。此区是我国太阳能资源最少的地区。

来源：《8M24 定增募集说明书（2024 年半年报更新版）》、国金证券研究所

■ 新能源装机量连年高增，“十四五”期间风光装机 CAGR 为 25.7%。由公司 2022 年社

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/548031105034007003>