

皖能电力 (000543.SZ)

买入 (首次评级)

公司深度研究

证券研究报告

省属火电龙头，盈利弹性、可持续性兼备

投资逻辑：

获集团重点支持的省内核心火电企业，装机规模稳步扩张。公司控股在运火电装机 953 万千瓦，省内市占率 23%、位列第二，在建 454 万千瓦机组 23-24 年投产后装机规模将增长 48%；作为皖能集团旗下唯一电力上市主体参股集团优质火电资产神皖能源，为公司贡献近 500 万千瓦权益装机，22 年贡献投资收益 6.6 亿元、占总投资收益的 76%。

控股在运机组布局安徽，看好发电需求高增潜力和机组利用高水平。

①近年安徽在工业新动能和电能替代驱动下用电需求增长动力较足、增速领先长三角，且人均用电量提升空间充足；同时，安徽肩负长三角电力保供重任、电力净送出省地位难改，发电需求将受江浙等地高用电需求的辐射拉动。②基于省内“一煤独大”的单一能源结构，安徽对火电的强依赖性赋予公司机组利用率优势，公司 22 年火电利用小时数 4845 小时、较可比公司均值高出 340 小时以上，且预计 23-24 年安徽火电机组平均利用小时数有望保持 4700 小时以上的较高水平。

α 与 β 共振，火电盈利能力具备修复弹性、可持续性与提升空间。

(1) 火电主力角色改变趋势下盈利能力得到保障：①市场化改革推进、火电议价能力逐步提升，公司售电价 21-22 年分别+8%/+18%，且安徽现货市场建设推进、助力火电实现高溢价。②火电收益来源不断丰富：

通过推进灵活性改造、参与辅助服务市场获取深度调峰收益，经测算 23-25 年公司安徽煤机参与深调净收益年均增速 47%、共计约 3 亿元；容量电价机制有望出台，火电容量投资成本回收可期。(2) 成本改善具备高弹性与可持续性：保供政策下公司 23 年长协煤占比提升 20pct 至 80%，且供给端放量促使 1H23 煤价高位回落 30%至 800 元/吨，预计 23-25 年煤价中枢将继续下行至 780/745/710 元/吨；公司煤机占比较高 (94%)、将充分享受降本利好，业绩预告显示 1H23 归母净利润同比+49%-109%。此外，公司在实现煤电联营、煤炭贸易融合的同时，省内机组背靠两淮煤矿资源区、持续享有产地低价煤优势。

待投煤机盈利性强，扩展绿电打开新增长级。待投新疆机组产地煤价优势凸显，且送电通道顺畅、华东用电高需求、电价支撑政策出台保障消纳和电价提升，增大机组点火价差；此外，公司“风光火储”一体化稳步推进，25 年末新能源规划达 400 万千瓦，综合能源转型可期。

待投煤机盈利性强，扩展绿电打开新增长级。待投新疆机组产地煤价优势凸显，且送电通道顺畅、华东用电高需求、电价支撑政策出台保障消纳和电价提升，增大机组点火价差；此外，公司“风光火储”一体化稳步推进，25 年末新能源规划达 400 万千瓦，综合能源转型可期。

盈利预测、估值与评级

我们预测 23-25 年公司营收 271.1/288.6/293.7 亿元，归母净利润 12.9/16.1/16.7 亿元。参考可比公司估值水平，给予公司 24 年 11XPE，对应 24 年目标价 7.81 元，首次覆盖给予“买入”评级。

风险提示

火电扩张进展不及预期；火电需求不及预期；煤炭长协签约、履约不及预期以及煤价下行不及预期；清洁能源装机扩展不及预期。

石油化工组

分析师：许隽逸 (执业 S1130519040001)

xujunyi@gjzq.com.cn

市价 (人民币)：6.53 元

目标价 (人民币)：7.81 元



公司基本情况 (人民币)

项目	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	21,032.3	24,275.6	27,111.5	28,862.1	29,369.7
营业收入增长率	25.6%	15.4%	11.7%	6.5%	1.8%
归母净利润(百万元)	-1,337.0	425.1	1,292.7	1,607.3	1,667.0
归母净利润增长率	-231.91%	N/A	204.06%	24.34%	3.71%
摊薄每股收益(元)	-0.590	0.188	0.570	0.709	0.735
每股经营性现金流净额	-0.47	1.27	1.53	1.52	1.57
ROE(归属母公司)(摊薄)	-10.74%	3.37%	9.67%	11.21%	10.87%
P/E	N/A	23.89	11.45	9.21	8.88
P/B	1.01	0.81	1.11	1.03	0.97

来源：公司年报、国金证券研究所

内容目录

1、获集团重点支持的省内核心火电企业，装机规模稳步扩张	5
1.1 安徽核心火电企业，23 年火电业绩具备修复高弹性	5
1.2 火电控股装机稳健增长，集团资源支持助力权益装机持续扩张	6
1.2.1 控股火电装机高质量稳健增长，24 年底前在运机组有望增加 48%	6
1.2.2 获集团优质资源倾注，增厚权益装机、贡献重要投资收益	7
2、控股在运机组布局安徽，看好发电需求高增潜力和机组利用高水平	9
2.1 市场关注点 1：安徽并非排位前列的用电大省，如何看待省内机组发电需求？	9
2.1.1 解答视角 1：针对安徽省内用电需求，主要看好充足的增长动能和增长空间	9
2.1.2 解答视角 2：电力净送出省肩负华东保供重任，华东用电高需求连带拉动不可忽视	11
2.2 安徽对火电的强依赖性赋予公司独特优势，“十四五”火电利用水平有望维持高位	12
3、 α 与 β 共振，火电盈利能力具备修复弹性、可持续性与提升空间	15
3.1 市场关注点 2：双碳趋势下火电主力角色将逐步改变，公司火电盈利能力如何保障？	15
3.1.1 解答视角 1：电力市场化改革持续推进，火电企业议价能力提升	16
3.1.2 解答视角 2：火电收益来源不断丰富，中长期看盈利性仍有提升空间	17
3.2 市场关注点 3：1H23 煤价高位下行后，公司成本改善的弹性和可持续性如何？	19
3.2.1 解答视角 1：保供政策助力+供给端放量，成本改善具备高弹性且趋势可延续	19
3.2.2 解答视角 2：背靠两淮煤炭产地控本优势凸显，积极开展煤电联营、煤炭贸易融合	21
4、如何看公司待投机组未来业绩增量？——待投煤机盈利性强，扩展绿电打开新增长级	22
4.1 待投 264 万千瓦新疆控股机组盈利保障性强，有望贡献重要业绩增量	22
4.2 “风光火储”一体化进展稳步推进，综合能源转型可期	23
5、盈利预测与投资建议	26
5.1 核心假设及盈利预测	26
5.1.1 营收、成本相关预测假设	26
5.1.2 费用率预测假设	28
5.2 盈利预测	28
5.3 投资建议及估值	28
6、风险提示	29

图表目录

图表 1：公司营收稳健增长，1Q23 短暂承压	5
图表 2：公司电力（火电）业务贡献毛利主体	5
图表 3：21-22 年受煤价高企影响，公司归母净利润承压	5
图表 4：公司控股子公司在运、在建机组（火电）共 1407 万千瓦	6

图表 5: 投资收益为公司重要利润来源	7
图表 6: 参股公司神皖能源与国电电力安徽公司重组后, 国电安徽公司省内电力机组划归神皖能源.....	8
图表 7: 国家能源集团具有上游煤炭与全产业链协同优势	8
图表 8: 神皖能源实控人为国家能源集团	9
图表 9: 20、22 年对神皖能源的投资收益贡献联营合营企业投资收益的主体	9
图表 10: 安徽在我国各省用电量排名中位列第十 (2022 年)	9
图表 11: 安徽省用电量逐年提升	10
图表 12: 近年来安徽省用电增速在长三角地区位列前茅	10
图表 13: 近年来安徽工业增加值增速多数年份高于江浙沪及全国平均水平	10
图表 14: 与江浙沪及全国水平比, 安徽人均用电量较低但增速较高	11
图表 15: 安徽主要通过两条交流特高压线路对江浙沪进行电力保供	11
图表 16: 安徽输出电量占总发电量比重近三年维持在 28%以上, 对外保供压力较大	12
图表 17: 安徽输入电量 20 年占用电量比重增加, 但电力净送出省的身份预计长期不变.....	12
图表 18: 历年安徽省发电量以火电为主	13
图表 19: 2022 年安徽火电发电量占比高于江苏、浙江及全国平均水平	13
图表 20: 安徽近五年 (2018-2022 年) 火电利用小时均值位列全国第四、华东第二 (单位: 小时)	13
图表 21: 除 2021 年以外, 公司火电利用小时数均高于可比公司均值 230 小时以上 (小时)	13
图表 22: 安徽省 2022-2024 年期间计划建成煤机 699 万千瓦	14
图表 23: 安徽用电量占发电量比重逐年提升	15
图表 24: 经测算, 23-24 年安徽火电装机利用小时数有望维持 4700 小时以上 (小时)	15
图表 25: 长期看, 安徽利用火电电量的占比将下滑、但价格中枢后期会逐步提升	16
图表 26: 安徽及江浙地区代理购电价格较基准价格基本实现 20%涨幅	17
图表 27: 公司平均上网电价 21-22 年分别提升 8.3%、17.8%	17
图表 28: 经测算, 公司 23-25 年有望通过参与调峰市场获得约 3 亿元净收益.....	18
图表 29: 经测算, 公司 60 万千瓦及以上煤电机组灵活性改造的成本回收期约为 4-5 年.....	19
图表 30: 11M22 以来原煤日产量基本能保持在 1230 万吨/天以上 (单位: 万吨/天)	20
图表 31: 23 年动力煤月均进口量显著增长 (单位: 吨)	20
图表 32: 秦皇岛动力煤价 22 年 11 月开始呈现下行趋势	20
图表 33: 23 年以来煤炭年度长协价持续下行.....	20
图表 34: 公司煤机占比较高, 可充分享受煤价下降利好	21
图表 35: 2022 年底安徽煤炭储量位列全国第七、华东第一 (单位: 亿吨)	22
图表 36: 安徽省煤炭资源集中于两淮地区	22
图表 37: 新疆已成为我国新晋四大煤矿产区, 产量增速高于晋陕蒙	23
图表 38: 我国陆上风机价格总体呈下降趋势 (元/kW)	24
图表 39: 20-21 年抢装潮后陆风、海风新增装机增幅下滑.....	24

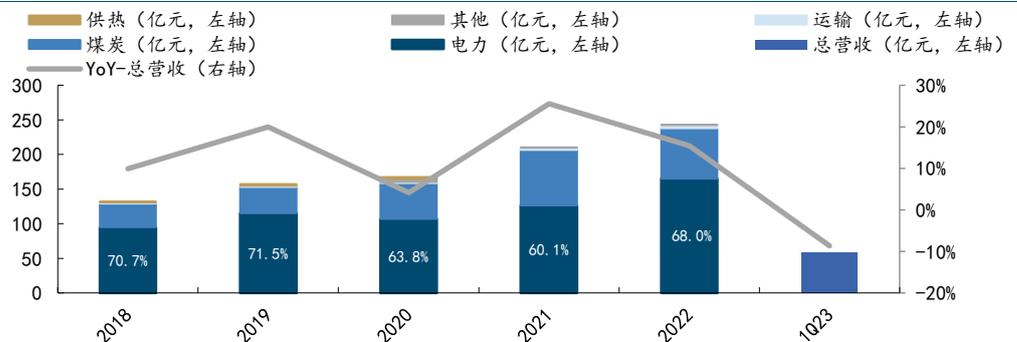
图表 40: 光伏级多晶硅及主流品种光伏组件价格均呈下滑趋势	25
图表 41: 安徽省抽水蓄能电站项目建成、在建、重点实施规模共计 1676 万千瓦.....	25
图表 42: 电力业务盈利预测	27
图表 43: 2021-2025E 公司费用率.....	28
图表 44: 核心业绩预测指标	28
图表 45: 可比公司估值 (市盈率法)	29

1、获集团重点支持的省内核心火电企业，装机规模稳步扩张

1.1 安徽核心火电企业，23 年火电业绩具备修复高弹性

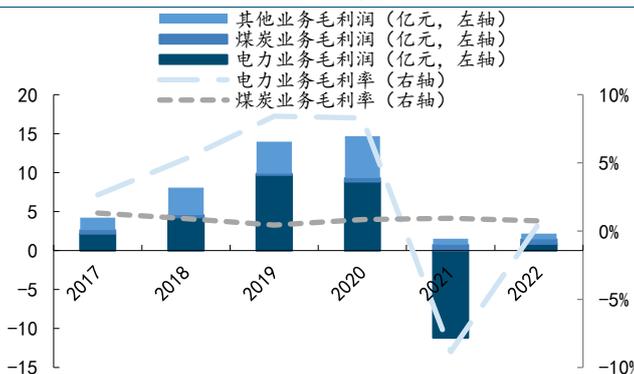
- 公司为安徽省核心火电企业，省内市占率领先。2022 年底安徽省省调火电装机容量为 3976 万千瓦，公司控股在运省调机组装机容量占安徽省省调火电装机总容量的 23%，是省内第二大发电公司。
- 火力发电业务占营收主体，且除 2021 年以外贡献毛利润主体。从营收与毛利构成看，公司主营业务为电力与煤炭销售，其中代表火电的电力业务 2022 年营收占比 68.0%，且除 2021 年煤价高企导致利润转负以外，2017-2020 及 2022 年火电业务均贡献超 60% 的毛利润。
- 利润波动与煤价走势相关性高，21-22 年火电业务因成本端承压而出现亏损，23 年煤价回落后有望实现业绩反转、扭亏为盈。
- ✓ 受煤价影响，近年公司业绩出现波动。2021 年煤价高企，市场煤价中枢上涨约 60% 至 1000 元/吨以上水平，煤电成本大幅提升后公司电力业务毛利率同比下滑 17.1pct 至 -8.8%，进而公司归母净利润同比下滑 231.9% 至 -13.4 亿元；2022 年煤价中枢持续在 1200 元/吨的水平上高位运行、电力业务因成本承压而仍处于亏损状态，但受益于平均上网电价上涨 17.8%，电力业务营收仍实现 30.6% 的增长、毛利率也实现了 9.3pct 的同比改善，助力公司归母净利润同比提升 17.6 亿元并开始步入业绩修复轨道。
- ✓ 23 年业绩持续修复，公司煤机高占比赋予业绩高弹性。1Q23 受疫情修复初期用电需求较为低迷以及消化迎峰度冬期高价煤的影响，公司营收、归母净利润分别同比下滑 8.7%、8.6%，呈现短期业绩承压。而煤炭产能释放后煤价中枢 1H23 已从年初高位下行近 30% 至 800 元/吨，电力业务成本端大幅改善后公司业绩高反弹将初步兑现，据公司业绩预告，1H23 归母净利润同比增幅为 49.3%-109.0%，单 2Q23 同比增幅为 89.6%-190.9%。随着 23 年电力需求逐步释放、电价有望继续提升并维持高位运行，叠加煤价后续仍将保持震荡下行趋势，预计公司 23 年全年业绩持续修复。

图表1：公司营收稳健增长，1Q23 短暂承压



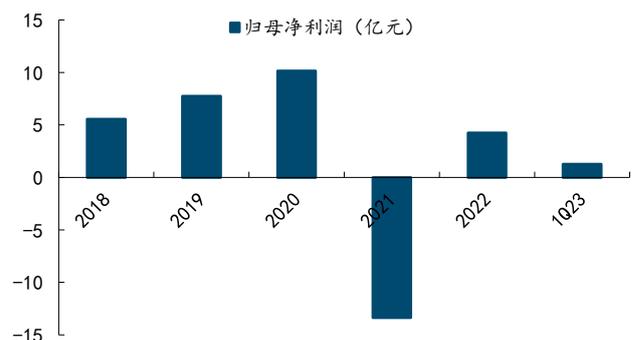
来源：公司公告、国金证券研究所（标注为电力业务营收占比）

图表2：公司电力（火电）业务贡献毛利主体



来源：公司公告、国金证券研究所

图表3：21-22 年受煤价高企影响，公司归母净利润承压



来源：公司公告、国金证券研究所

1.2 火电控股装机稳健增长，集团资源支持助力权益装机持续扩张

1.2.1 控股火电装机高质量稳健增长，24 年底前在运机组有望增加 48%

- 控股装机总量 1407 万千瓦、以省内煤机为主，待投产项目放量可期。
- ✓ 截至 1H23，公司控股火电装机总容量为 1407 万千瓦，其中在运机组装机容量 953 万千瓦、在建机组 454 万千瓦。公司控股火电装机中，除在建的 90 万千瓦皖能燃气公司项目外其余均为燃煤发电机组、煤机占比 93.6%，且除在建的 264 万千瓦新疆电厂以外其余均位于安徽省内、省内机组占比 81.2%。
- ✓ 公司在建装机预计 23-24 年可投产，届时在运火电机组有望增长 47.6%。公司于新疆有在建 4 台 66 万千瓦燃煤机组，其中江布电厂两台机组计划于 23 年 7、8 月投产，西黑山电厂两台机组力争在 24 年底实现双投。此外，公司位于省内的在建钱营孜二期 100 万千瓦扩建项目于 23 年 5 月进入主体工程建设阶段、计划 24 年投产，且位于合肥的 2 台 45 万千瓦在建燃气调峰发电机组也预计分别于 23 年底、24 年初投产，届时有望成为合肥市首个燃气发电厂。
- ✓ 此外，公司还储备有以子公司淮北国安的 2×66 万千瓦超超临界发电机组为代表的高质量煤机项目正在筹建且已于 22 年 9 月获得核准，未来有望助力公司火电装机的量、质双升。

图表4：公司控股子公司在运、在建机组（火电）共 1407 万千瓦

子公司	持股比例	在运机组 (万千瓦)	在建机组结 构(万千瓦)	权益装机 (万千瓦)	在建装机及计划投产时间	筹备拟建项目	项目类型
皖能合肥发电有限公司	51.0%	126	2×63	64.3	-	-	
皖能铜陵发电有限公司	51.0%	237	37+2×100	120.9	-	-	
皖能马鞍山发电有限公司	51.0%	132	2×66	67.3	-	-	
临涣中利发电有限公司	51.0%	64	2×32	32.6	-	-	
淮北国安电力有限公司	40% (见表下批注)	64	2×32	25.6	-	拟建 2×66 万千瓦超超临界发电机组，22 年 9 月核准	
安徽钱营孜发电有限公司	50%	70	2×35	85	在建 1×100 万千瓦超超临界二次再热燃煤机组，22 年 9 月核准，23 年 4 月进入主体工程施工阶段，计划于 24 年底建成	-	煤电
阜阳华润电力有限公司	56.36%	260	2×64+2×66	146.5	-	-	
新疆潞安协鑫准东能源有限公司	53%	-	-	70.0	132 (2×66) 万千瓦超超临界燃煤机组，计划 23 年 7-8 月投产	-	
皖能新疆电力有限公司	70%	-	-	92.4	132 (2×66) 万千瓦超超临界燃煤机组，计划 24 年底、25 年初各投一台，力争 24 年底双投	-	

子公司	持股比例	在运机组 (万千瓦)	在运机组结 构(万千瓦)	权益装机 (万千瓦)	在建装机及计划投产时间	筹备拟建项目	项目类型
合肥皖能燃气发电有限公司	100%	-	-	90	90 (2×45) 万千瓦, 两台机组计划分别于23年 底、24年初投产	-	气电

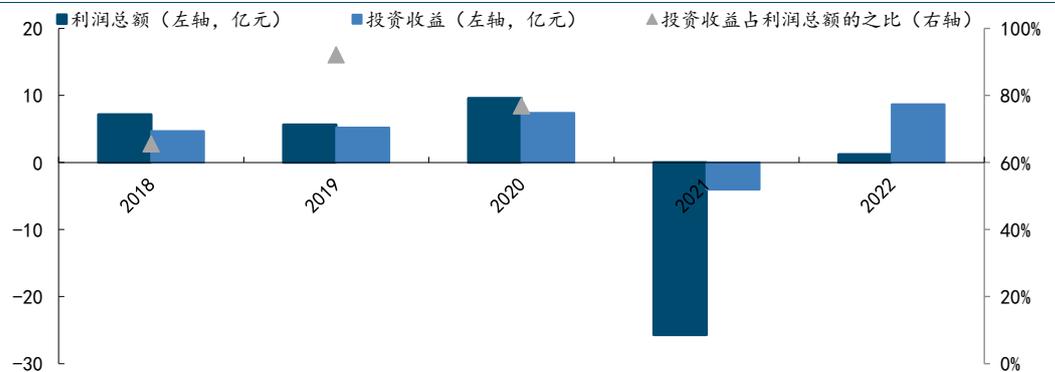
来源：公司公告、公司官网、北极星火力发电网、中国能建官网、国金证券研究所（数据截至1H23；公司直接持有淮北国安电力有限公司40%股权，公司母公司安徽省能源集团有限公司的全资子公司兴安控股有限公司持有淮北国安电力有限公司12.5%股权，2003年兴安控股有限公司将其在淮北国安电力有限公司的表决权委托给公司，公司拥有对淮北国安电力有限公司52.5%的表决权后，将其纳入合并报表范围）

- 公司核心火电资产质量较佳，机组向大容量、高参数方向发展。
- ✓ 公司积极贯彻落实“上大压小”政策，通过新建、扩建大机组，核心煤电资产加快从高能耗、低参数机组向高参数、大容量、低能耗、高效率、环保指标先进的机组转变，在提升机组经济效益的同时有利于在节能调度政策实施时处于优先调度序列、提升上网竞争优势。
- ✓ 截至1H23公司超临界及以上火力发电机组装机容量793万千瓦、占控股在运装机容量83%，其中超超临界机组337万千瓦、占比35%，且60万千瓦以上机组占在运控股装机容量约75%；此外，公司在建、获准拟建的煤机项目也均为60万千瓦以上的大型超超临界机组，待投产后公司大型机组、超超临界机组在控股煤电在运装机容量中的占比将进一步提升至84%、57%。

1.2.2 获集团优质资源倾注，增厚权益装机、贡献重要投资收益

- 截至1M23，公司权益总装机容量约1760万千瓦，除控股机组外参股装机权益规模占比约50%，大幅提高了公司的市场竞争力。参股装机的增长使得公司投资收益在21-22年受煤价高企影响之前实现逐年增长，2018-2020年CAGR为25.5%、占公司利润总额的65%以上。

图表5：投资收益为公司重要利润来源

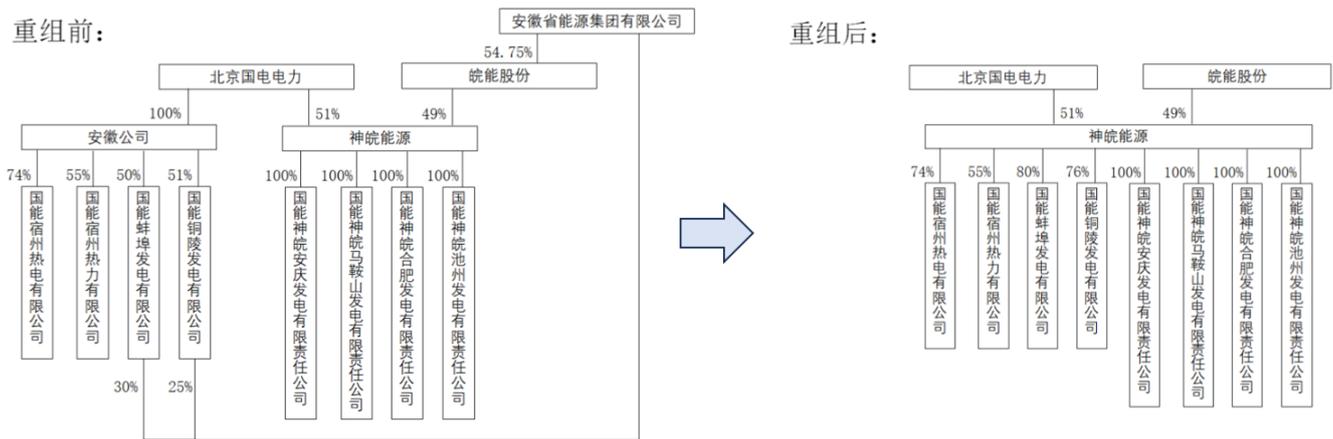


来源：公司公告、国金证券研究所

- 公司控股股东为皖能集团，集团实力雄厚、资源丰富，为公司带来重要的火电资产参股资源——神皖能源。
- ✓ 皖能集团为公司直接控股股东，资源丰富、实力雄厚。截至1Q23皖能集团合计对公司持股比例达56.74%，其中直接持股54.93%，通过全资子公司安徽省皖能能源物资有限公司间接持股1.81%；安徽省国资委全资控股皖能集团，是公司的实际控制人。皖能集团是涵盖火电、天然气、环保发电、新能源、煤炭物流、电力服务、金融投资等产业的大型省属国有能源骨干企业，旗下发电资产丰富，2022年末集团控股省内煤电在役装机953万千瓦、在建100万千瓦，气电在建90万千瓦，另外在新疆控股建设煤电264万千瓦。
- ✓ 公司为集团旗下唯一电力上市主体，集团积极践行优质资产注入承诺。早在2012年8月，皖能集团就曾作出承诺，为避免及解决同业竞争问题，计划将下属符合上市条件的优质发电类资产分批次全部注入上市公司，而公司则被定位为集团旗下发电类资产整合的唯一上市平台和资本运作平台。
- ✓ 高比例参股来自皖能集团的重要火电资产——神皖能源，增厚公司权益装机近500万千瓦。2019年，公司通过发行股份加支付现金的方式共收购皖能集团持有的神皖

能源 49%股权，使公司 2019 年底权益装机同比增长 278.3 万千瓦。2021 年末公司出资约 26.5 亿元增资神皖能源后，神皖完成与国家能源集团间接控股的国电安徽电力有限公司的资产重组，国电安徽公司（重组前与皖能集团资产范围没有交叉）控股的 454 万千瓦省内电力装机全部划归神皖能源，使公司持股神皖能源的 49% 股权对应的权益装机增加 222 万千瓦。至此，公司参股的神皖能源火电资产权益规模占公司参股电厂权益装机总规模的比重达到约 40%，公司和神皖能源控股的火电装机容量合计占比超过省调火电机组的 50%。

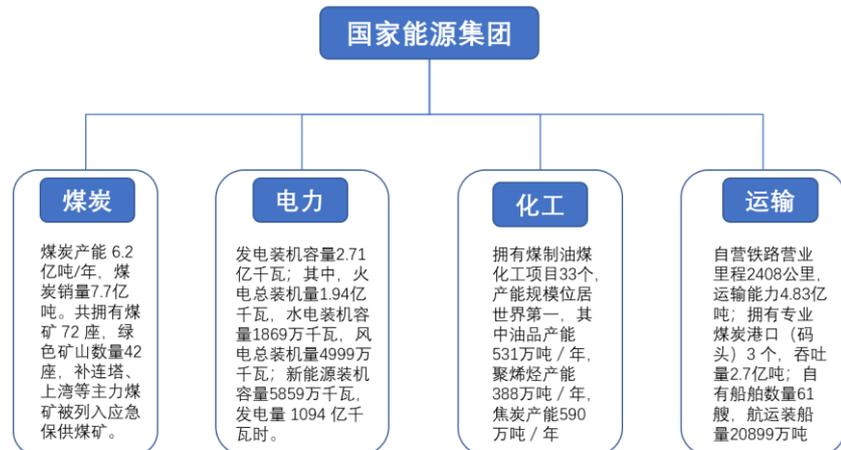
图表6：参股公司神皖能源与国电电力安徽公司重组后，国电安徽公司省内电力机组划归神皖能源



来源：国电电力公司公告、国金证券研究所（国电安徽公司为国家能源集团间接控股，重组前与皖能集团资产范围没有交叉）

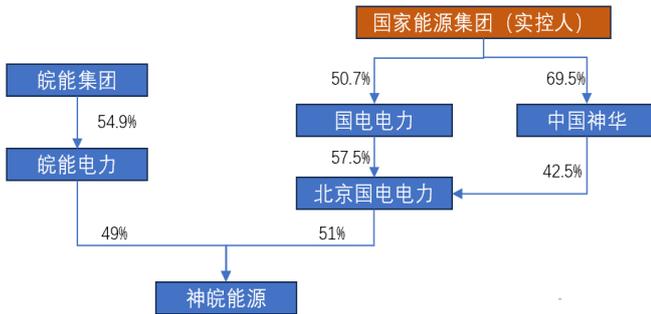
- ✓ 神皖能源的实控人为国内五大发电集团之一的国家能源集团，对业绩质量给予保证。依托国能集团的上游丰富煤炭资源与全产业链协同布局能力，神皖能源长协煤覆盖率、履约率优势凸显，使其抗风险能力强、经济效益整体水平较好，从而成为公司重要的投资收益来源。公司 19 年参股神皖能源后，其 20 年为公司联营合营企业投资收益贡献率达到 54.9%，在 21 年煤价高企、火电厂多数亏损的情况下仍然实现 692.9 万元的正投资收益、对公司总投资收益起到了一定的稳定作用；21 年公司对神皖能源增资后，在 22 年煤价持续高企时联营合营企业投资收益扭亏为盈并增长至 7.5 亿元，其中对神皖能源的投资收益贡献 6.6 亿元，占投资收益和联营合营企业投资收益的比重分别为 76%、88%。

图表7：国家能源集团具有上游煤炭与全产业链协同优势



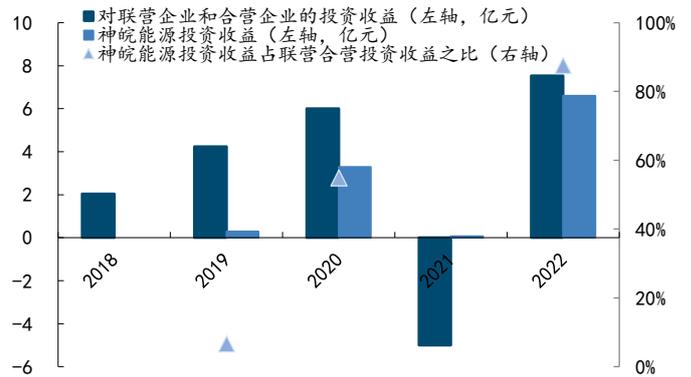
来源：国家能源集团官网、国金证券研究所

图表8：神皖能源实控人为国家能源集团



来源：I find、国金证券研究所

图表9：20、22年对神皖能源的投资收益贡献联合营企业投资收益的主体



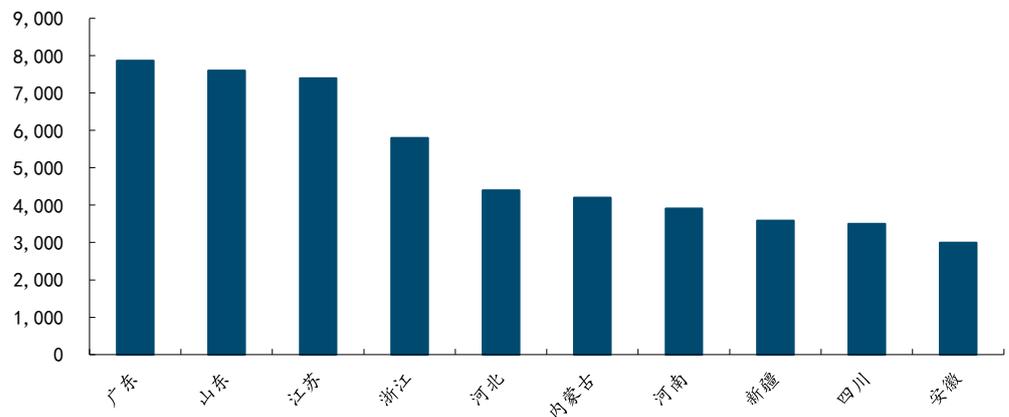
来源：公司公告、国金证券研究所

2、控股在运机组布局安徽，看好发电需求高增潜力和机组利用高水平

2.1 市场关注点 1：安徽并非排位前列的用电大省，如何看待省内机组发电需求？

- 公司作为安徽核心火电企业，安徽省内发电的需求水平将直接决定公司机组的利用水平以及整体的业绩规模。而我国排名前列的用电大省主要为华东地区的山东、江苏、浙江以及华南地区的广东省；2022 年安徽省用电量位列全国第十、华东地区第四，并非传统意义上的用电大省。
- 我们认为，安徽省内用电需求虽然总量排位并不靠前，但近年来增长动力充足、增速领先华东地区及全国水平，且相比于其他用电大省而言人均用电增长空间较为充足；此外，安徽为电力净送出省，其发电除了供应本省以外还需外送华东地区的用电大省，电力需求将受到江浙地区高用电需求的辐射拉动。综合来看，省内机组发电需求量和需求增长均较为可观。

图表10：安徽在我国各省用电量排名中位列第十（2022 年用电量，单位：亿千瓦时）



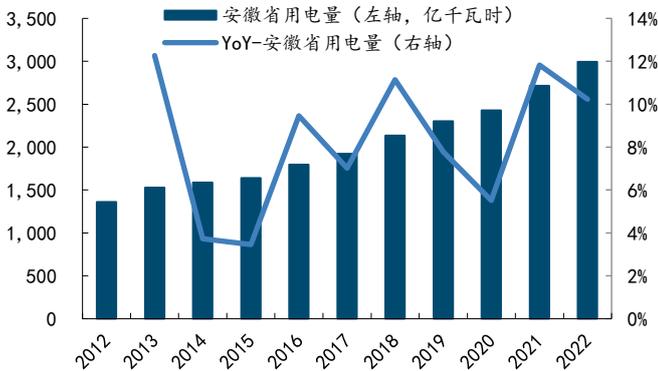
来源：北极星售电网、Wind、国金证券研究所

2.1.1 解答视角 1：针对安徽省内用电需求，主要看好充足的增长动能和增长空间

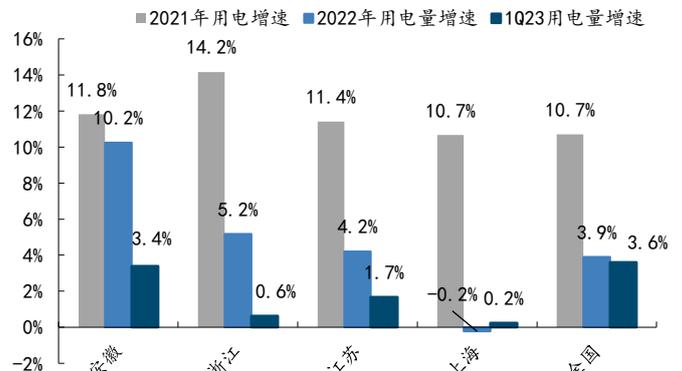
- 安徽省“十四五”期间用电需求高增长、用电增速领先长三角。
- ✓ 近年来安徽省用电增速在长三角地区位列前茅。受益于长三角区域经济增长的溢出效应，安徽省 2022 年全社会用电量 2993 亿千瓦时、同比增长 10.2%、较全国平均增速高 6.3pct，1Q23 用电量同比增长 3.4 %、增速继续稳居长三角地区首位。
- ✓ “十四五”期间安徽电力负荷将保持高速增长、增速预计继续领先江浙地区。据安徽省能源部门初步测算，预计 2024 年省内最大用电负荷达到 6530 万千瓦、22-24 年 CAGR 为 8%，依靠现有电力供应能力及省际间临时电力互济将难以满足高峰用电需求；据安徽省能源局 2022 年 5 月发布的《安徽省电力发展“十四五”规划》，预计 25 年末安徽全社会最大负荷将达 7200 万千瓦、“十四五”期间 CAGR 为 8.5%，且期间全社

会用电量 CAGR 将达 6.6%-7.8%，用电量复合增速将高于全国、江苏、浙江的能源规划预测值水平 4.8%、5.2%、5.4%。

图表11：安徽省用电量逐年提升



图表12：近年来安徽省用电增速在长三角地区位列前茅

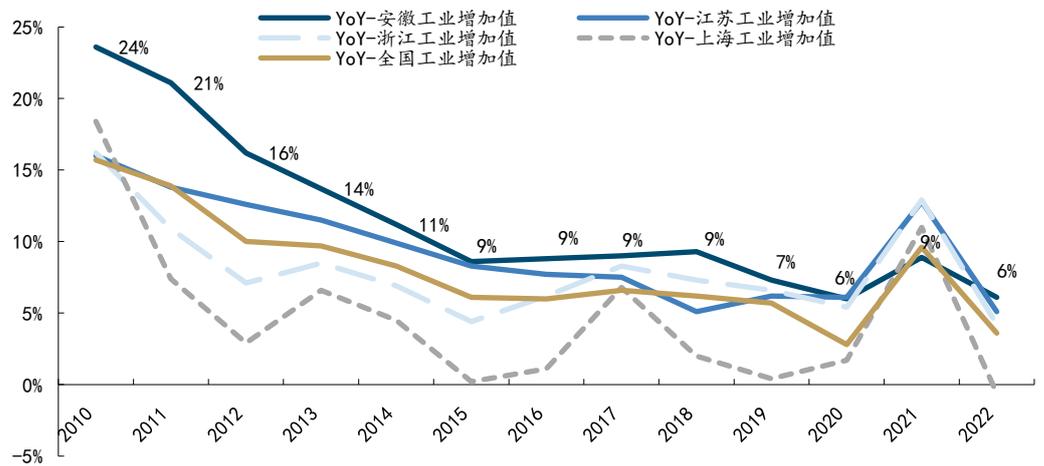


来源：Wind、国金证券研究所

来源：国家统计局、发改委、国金证券研究所

- 工业新动能驱动+电能替代，安徽用电内在增长动力较足。
- ✓ 近年安徽工业发展速度较快，新兴产业成为工业经济发展的新驱动力、拉动用电量提升。2011-2021年，安徽规上工业企业数量 CAGR 为 4.6%，较长三角地区的江苏、浙江、上海分别高出 2.9pct、1.0pct、5.3pct；同期安徽规上工业增加值 CAGR 为 9.9%，增速居全国第三、中部第一、长三角第一。2022年，安徽工业增加值增速 6.1%，继续领先长三角地区及全国均值，其中高技术制造业和装备制造业占比持续提升，且高技术制造业增加值增速 10.3%、占比增加 0.6pct 至 14.2%；此外，22年安徽实施了三次产业高质量协同发展行动计划，战略性新兴产业产值增长约 14%，新增国家级专精特新“小巨人”企业 256 家、总数居全国第 7 位，对工业发展起到重要助推作用。2012-2022 年安徽工业用电量 CAGR 为 6.8%，高于江苏、浙江和全国平均水平分别 3.2pct、2.1pct、2.3pct，工业用电占比持续保持 60% 以上，单位耗能较高的二产在新兴产业崛起的驱动下实现快速发展，对全省用电持续高增起重要拉动作用。

图表13：近年来安徽工业增加值增速多数年份高于江浙沪及全国平均水平

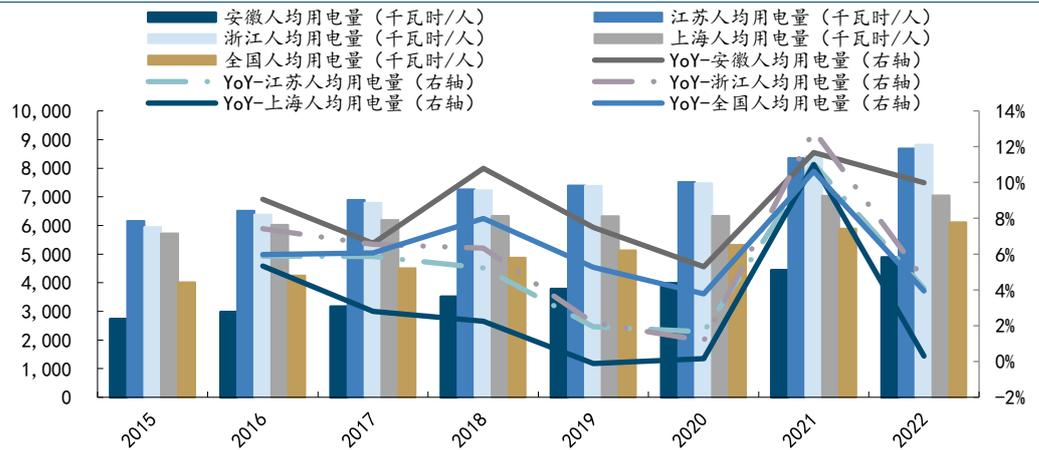


来源：Wind、国金证券研究所

- ✓ 多领域电能替代加速推进，持续扩大终端用能需求。为贯彻落实国家发展改革委等八部委《关于推进电能替代的指导意见》，安徽省能源局于 2017 年编制了《关于推进安徽省电能替代的实施意见》，在工业生产、建筑供暖供冷、交通运输、农业生产、居民生活等五大领域加快实施“以电代煤”“以电代油”，提高电能占终端能源消费比重；随后 2022 年 11 月《安徽省碳达峰实施方案》中又强调需加快提升工业电气化水平，开展高温热泵、大功率电热储能锅炉等电能替代。2022 年《安徽省“十四五”能源发展主要目标》已提出，2025 年省内电能占终端能源消费比重需较 2020 年提升 4pct 至 30% 以上，为“十四五”期间电能替代带来的用电增量提供了明确指引。
- 安徽目前人均用电量较低但增速较为领先，从中长期看，在上述增长动能的持续驱动

- 下未来提升空间较大。
- ✓ 与华东地区其他省份及全国各省平均用电水平对比来看，2022 年安徽省人均用电量为 4885 千瓦时，为全国平均水平的 80%、江苏的 56.2%、浙江的 55.4%、上海的 69.3%；而 2015-2022 年安徽省人均用电量平均增速为 8.7%、显著高于江浙沪三地（分别为 5.1%、5.8%、3.0%）和全国平均增速（6.2%）。
 - ✓ 随着长三角地区高速发展对安徽经济的持续拉动，未来安徽人均用电水平有望不断向江浙沪地区看齐，综合安徽工业的高速发展以及目前较低的用电水平看，未来人均用电量增长空间较为充足。

图表14：与江浙沪及全国水平比，安徽人均用电量较低但增速较高



来源：Wind、国金证券研究所

2.1.2 解答视角 2：电力净送出省肩负华东保供重任，华东用电高需求连带拉动不可忽视

- 安徽发电除供给本省外，还负有对长三角地区的保供责任。由于两淮地区是长三角地区唯一的国家级亿吨煤炭基地，因此安徽成为华东地区的重要能源基地与典型的电力净送出省份，承担了通过华东特高压交流环网外送江苏、浙江、上海等地区的任务，输送路线主要分为南半环特高压（即皖电东送线路，途径淮南—湖北—上海）和北半环特高压（途径淮南—南京—上海）。

图表15：安徽主要通过两条交流特高压线路对江浙沪进行电力保供

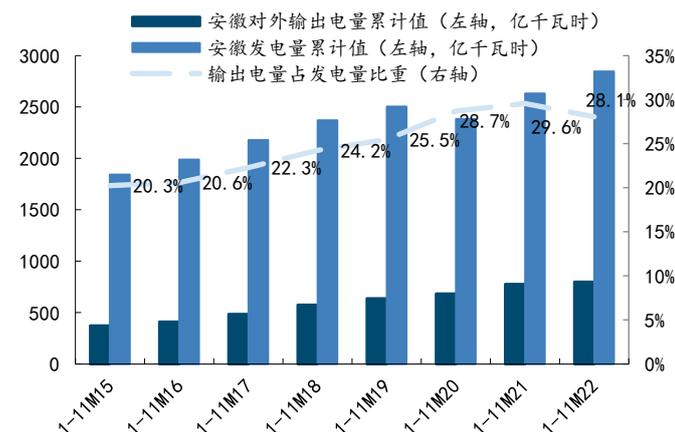


来源：国际能源网、国金证券研究所

- 周边省份均缺电，安徽省发电量有近 30%需对外输出，保供压力较大。
- ✓ 据国网华东分部预测，23 年夏华东区域最高用电负荷将达到 39725 万千瓦、同比增加 3235 万千瓦、同比增长 8.9%。随着华东地区用电负荷的逐年提升，安徽省外输电量在总发电量的占比已由 17-19 年的 22%-26%提升到了 20-22 年的 28%-30%，对外输电压力持续增加。

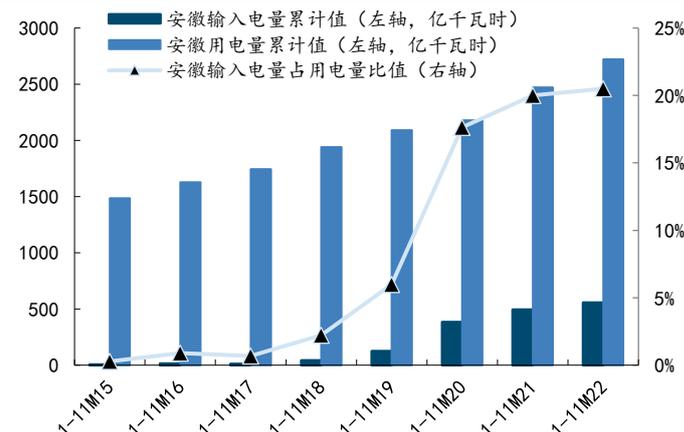
- ✓ 华东主要受电大省浙江、江苏电力负荷需求较高且持续增长。江苏、浙江在我国各省用电量排名中分别位列第三和第四，用电需求基数大、为典型的电力输入省份，且电力供给格局趋紧、用电需求持续提升。国网江苏经济技术研究院规划发展研究中心预测 23 年夏季江苏高温天数较常年同期偏多，江苏电网最高用电负荷将达到 1.4 亿千瓦、同比增长 6.8%；同时，浙江省能源局预测，23 年迎峰度夏期间浙江全社会最高负荷将达到 1.15 亿千瓦、同比增长 10% 以上，均对安徽电力保供提出更高需求。
- 外受电线路 23-24 年增量有限，安徽电力净送出省地位不变。
- ✓ 在用电供需趋紧的局势下，目前安徽省已由单纯的电力送出省转变为送受并举省，19 年±1100 千伏的昌吉-古泉直流特高压投产后，19-22 年安徽输入电量 CAGR 为 64.5%，外省送电承担了 20-22 年安徽全省用电量的约 20%。
- ✓ 然而，整体看安徽外受电能力仍较为有限，难改电力净送出省定位。一方面，吉泉线特高压输电能力设计值为 1200 万千瓦，22 年夏季最高已达到 1100 万千瓦，23 年迎峰度夏期间供需紧张时预计将达到额定值，省外主要特高压来电的输电能力目前已基本见顶；另一方面，虽然 22 年“白鹤滩-江苏”、“白鹤滩-浙江”两条途径安徽的四川水电外送特高压陆续建成，但据四川省气候中心预测，23 年四川省汛期（5 月-9 月）降雨量将较常年同期偏少，因而新投产特高压贡献增量有限；此外，在建的±800 千伏陕北-安徽特高压直流工程预计 25 年才能建成投产，叠加周边省份同样电力紧缺的背景下其他新增支撑性电源点投产贡献有限、电力互济难度大，预计未来较长时间内容安徽电力净送出省地位将保持不变。

图表 16: 安徽输出电量占总发电量比重近三年维持在 28% 以上，对外保供压力较大



来源: Wind、国金证券研究所 (Wind 中输出电量 12 月份数据缺失，因此统计 1-11 月份累计值情况)

图表 17: 安徽输入电量 20 年占用电量比重增加，但电力净送出省的身份预计长期不变

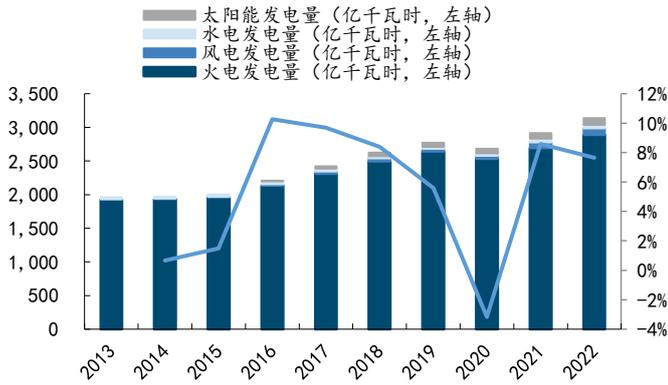


来源: Wind、国金证券研究所 (Wind 中输入电量 12 月份数据缺失，因此统计 1-11 月份累计值情况)

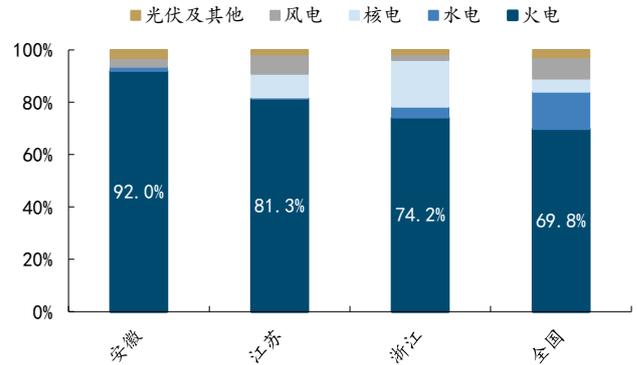
2.2 安徽对火电的强依赖性赋予公司独特优势，“十四五”火电利用水平有望维持高位

- 长期以来安徽能源结构较为单一、火电利用小时数领先全国，为公司火电机组高水平利用带来特有地域优势。
- ✓ 安徽为我国重要的能源大省，但仅煤炭资源相对丰富，常规水电资源基本开发完毕，风能、太阳能资源条件较为一般，且缺乏建设核电条件，因此历年来能源结构表现出“一煤独大”的特点；2020 年，安徽煤炭占一次能源消费的 69.8%、比全国水平高 13pct，天然气、非化石能源消费占比比全国分别低 3pct、6pct。2022 年，安徽省火电发电量占比 92.0%，较发电大省江苏、浙江及全国平均水平分别高出 10.6pct、17.7pct、22.2pct。

图表18: 历年安徽省发电量以火电为主



图表19: 2022年安徽火电发电量占比高于江苏、浙江及全国平均水平

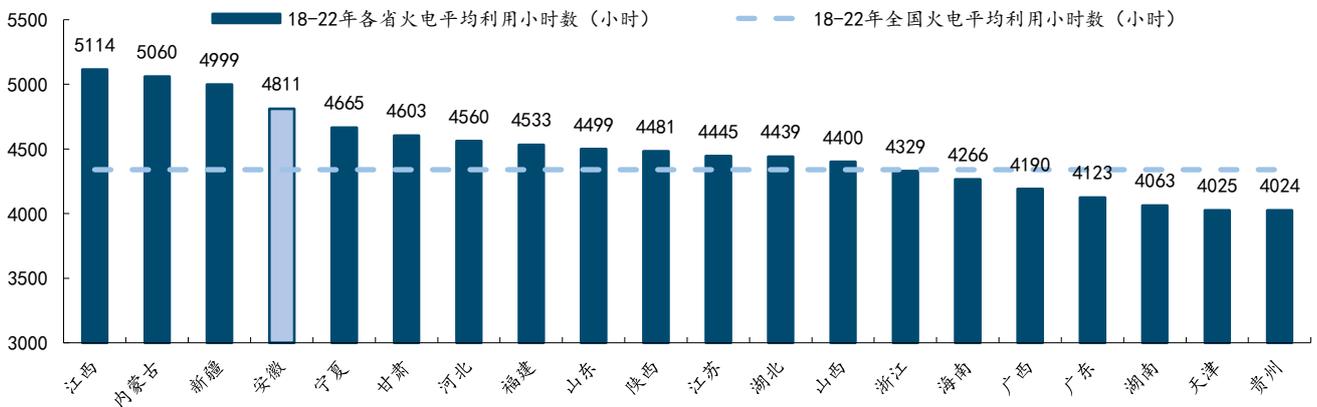


来源: Wind、国金证券研究所

来源: Ifind、国金证券研究所

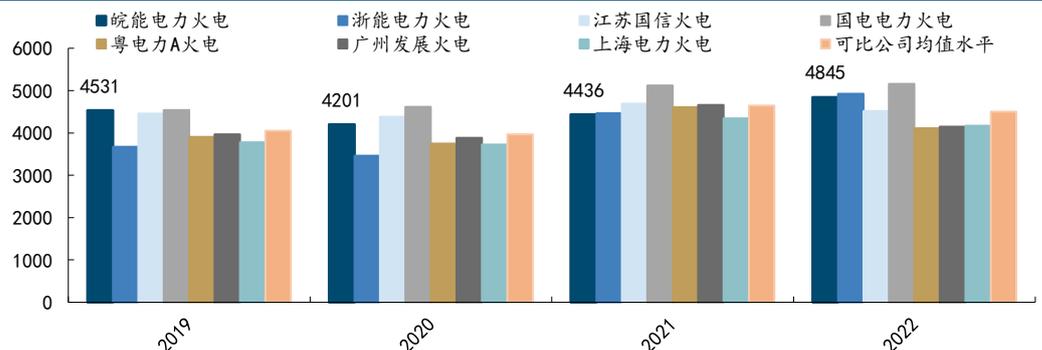
- ✓ 安徽对火电的强依赖性赋予省内火电机组独特的地域优势，机组利用水平领先。虽然安徽并非用电量排名靠前的省份，但是作为全国重要的煤炭生产省份，安徽在其他电源开发建设条件一般的情况下对火电发电具有较强的依赖性，使其近五年（18-22年）火电机组平均利用小时数水平位列全国第四、华东第二，较广东、山东、江苏、浙江四个用电大省以及全国平均水平分别高出 687.4、311.6、365.6、481.6、471.2 小时。公司在运火电机组目前全部布局于安徽，受益于此，近4年中除2021年以外，公司火电机组利用小时数均高于可比公司均值水平 230 小时以上，利用小时数较可比公司有明显的领先优势。

图表20: 安徽近五年（2018-2022年）火电利用小时均值位列全国第四、华东第二（单位：小时）



来源: Wind、国金证券研究所

图表21: 除2021年以外，公司火电利用小时数均高于可比公司均值 230 小时以上（小时）



来源: 各公司公告、国金证券研究所

- “十四五”期间安徽火电将维持保供主体地位。根据《安徽省“十四五”能源发展规划

划》，“十四五”期间安徽积极推动能源绿色低碳转型，但受土地、生态红线、电网接入消纳等因素影响，考虑到现有新能源装机的较低基数，25年之前省内新能源整体增量有限、能源结构优化难度较大，在外受电量有限的情况下，火电将持续维持保供主体的地位。

- 应对高增的省内用电及外送需求，安徽规划 22-24 年新增火电装机 669 万千瓦。
- ✓ 火电与核电作为有效容量和可靠性双高的保障电源，合计装机规模应与尖峰负荷基本匹配。而由于目前安徽暂时缺乏核电建设条件，因此火电顶峰出力重要性凸显。
- ✓ 为应对省内用电负荷高增长及省外送电需求的不断提升，安徽省政府在《安徽省发布电力供应保障三年行动方案（2022—2024 年）》中提出 22-24 年计划新增煤电装机 699 万千瓦，根据《安徽省能源发展“十四五”规划》中披露的发电总装机和各类清洁能源装机规划情况，可测算“十四五”期间安徽整体火电装机增量 1155 万千瓦，其中煤电装机增量约为 1065 万千瓦。

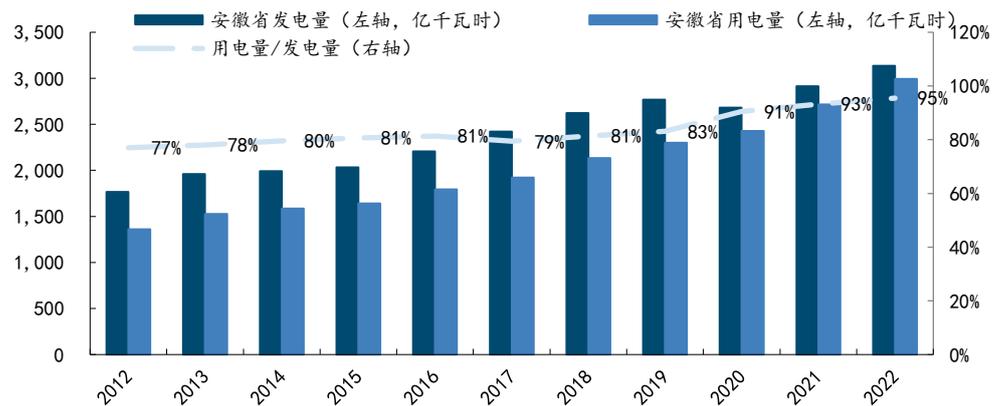
图表22：安徽省 2022-2024 年期间计划建成煤机 699 万千瓦

项目名称	装机规模（万千瓦）	投资主体	建设地点	计划投产时间	计划投资额（亿元）
中能安徽平山电厂二期项目	35	中能股份	淮北市	2021 年 6 月	53.8
阜阳电厂二期项目	132	华润电力	阜阳市	2022 年 8 月	48.2
淮南潘集电厂项目	132	淮河能源	淮南市	2023 年 6 月	56.3
大唐滁州电厂项目	132	大唐集团	滁州市	2023 年 6 月	54.9
利辛板集电厂二期项目	132	中煤新集	亳州市	2023 年 6 月	53.8
池州九华电厂二期项目	66	国家能源集团	池州市	2023 年 12 月	29.2
阜阳谢桥低热值煤电项目	70	淮河能源	阜阳市	2023 年 12 月	30

来源：《安徽省发布电力供应保障三年行动方案（2022—2024 年）》、国金证券研究所（注：中能安徽平山电厂二期项目 135 万千瓦已建成但未达产，剩余 35 万千瓦供电能力参与 2022 年电力平衡）

- 结合供需来看，“十四五”期间安徽电力供需格局将持续趋紧，火电作为保供主体电源 23-24 年将保持 4700 小时以上的较高利用小时数水平。
- ✓ “十四五”期间安徽电力缺口问题将较为严峻，火电机组利用率将维持高位。2017 年以来，安徽省用电量占发电量的比重持续升高，供需格局趋紧，2022 年安徽利用小时数较 2020、2021 年分别增长 317、155 小时。《安徽省能源发展“十四五”规划》在分析安徽省发展面临的新的挑战时明确指出，安徽省煤炭、煤电等传统化石能源供给能力增长整体有限，非化石能源短期内尚不能满足新增用能需求，供应能力不足矛盾突出，安徽省已成为全国最缺电的省份之一；根据电网公司预测，23 年夏季安徽省在正常高温的情况下将缺电超过 1200 万千瓦，极端高温或者持续高温下电力缺口将进一步增大。

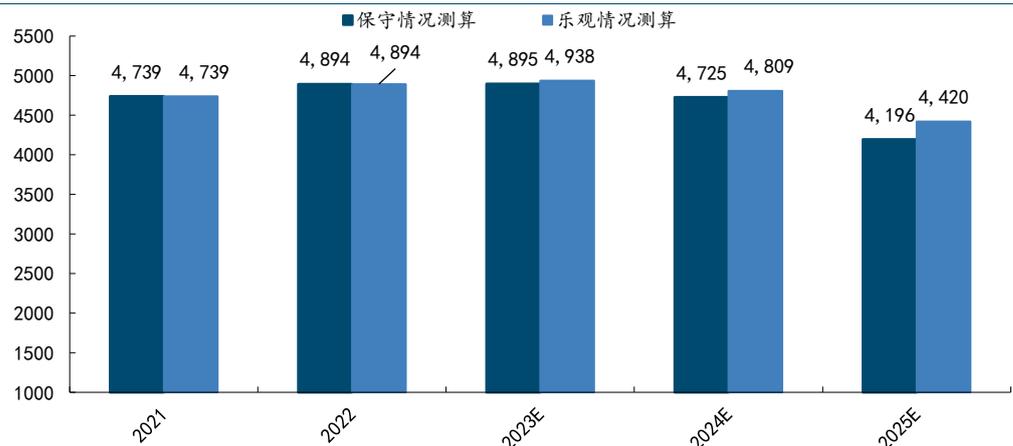
图表23: 安徽用电量占发电量比重逐年提升



来源: Wind、国金证券研究所

- ✓ 根据安徽能源发展规划,可测算保守情况下安徽火电利用小时数23-24年将维持4700小时以上。将《安徽省能源发展“十四五”规划》中对“十四五”期间安徽省全社会用电量平均增速范围6.6%-7.8%的上下限分别作为乐观与保守情况,即便考虑安徽省新能源装机增长、绿电消纳责任占比提升以及火电机组扩建的影响,我们测算出保守情况下23-24年安徽省火电利用小时数将保持在4700小时以上,且25年在陕电送皖特高压投产的情况下省内火电机组利用小时数预计仍将超过4190小时。

图表24: 经测算, 23-24年安徽火电装机利用小时数有望维持4700小时以上 (小时)



来源: 《安徽省能源发展“十四五”规划》、《安徽省发布电力供应保障三年行动方案(2022—2024年)》、安徽省统计局、Wind、国际电力网、国金证券研究所

3、 α 与 β 共振,火电盈利能力具备修复弹性、可持续性与提升空间

3.1 市场关注点2: 双碳趋势下火电主力角色将逐步改变,公司火电盈利能力如何保障?

- 新能源占比提升后,未来火电将逐渐由主力电源逐步变为以调峰、应急为主的辅助电源,将面临利用小时数下行、成本提升的考验。
- ✓ 双碳背景下新能源占比提升是大势所趋,但风光发电受自然环境影响而波动性较大,且出力在时间上呈现“逆负荷”特性、在空间上呈现供需空间错配特性。为了保持电力供需动态平衡,电力系统需经济地调用各类资源以应对电源、电网及负荷的不确定性,电力系统灵活性亟待提升。
- ✓ 电力系统灵活性提升可从电源侧、电网侧、用户需求侧以及储能多角度切入,但相比于抽蓄受建设条件限制、电化学储能前期投入资本高、天然气价格易受国际市场波动影响,火电灵活性改造技术相对成熟、改造空间最大,且火电调节的性价比高、改造周期短,是“十四五”期间推动新能源消纳最重要的手段之一。2021年11月国家发改委、能源局发布《全国煤电机组改造升级实施方案》,明确存量煤电机组灵活性改造应改尽改,“十四五”期间实现煤电机组灵活制造规模1.5亿千瓦,随后内蒙古、

新疆、贵州、黑龙江、山东等地陆续提出明确的改造目标。

- ✓ 通过灵活性改造，火电将更好的提供电力系统调峰服务，但火电企业将面临两方面考验：一方面，火电的主力电源角色将逐步转变，更多的作为调峰、应急辅助电源，机组利用小时数将逐步下降；此外，煤电灵活性改造的调峰容量成本约 500—1500 元/千瓦，且改造后的机组降低负荷、频繁启停将增加单位煤耗、加速资产折旧，一定程度加重了火电企业的成本负担。

3.1.1 解答视角 1：电力市场化改革持续推进，火电企业议价能力提升

- 电价市场化改革促进火电议价能力持续提升，中短期看利好火电价格高位维稳，长期看火电价格中枢将有所提升。
- ✓ 2019 年 10 月国家发改委颁发《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》，将燃煤发电标杆上网电价机制改为“基础价+上下浮动”的市场化价格机制，浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%；2021 年在煤炭成本高企的背景下，国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，将燃煤发电市场交易价格上下浮动范围扩大至原则上不超过基准价的 20%，高耗能企业和电力现货市场交易电价不受上浮 20%限制，利好火电企业成本传导机制的捋顺。
- ✓ 2021 年 7 月，国家发改委在《关于进一步完善分时电价机制的通知》中明确提出，各地上年或当年预计最大系统峰谷差率超过 40%的地方峰谷电价价差原则上不低于 4:1、其他地方原则上不低于 3:1；终端高峰电价出现明确的涨价机制后向发电侧上网电价传导，火电在用电高峰期发电时将从中获益。
- ✓ 综合市场化改革政策可以看出，政策信号逐步向供需紧张时电价上涨的方向倾斜，使得电价能更好的体现市场供需关系。①从中短期看，火电议价能力提升可以抵御短期内煤价大幅下滑后的电价下调风险（电价下调具有一定滞后性、要到 24 年之后），使“十四五”期间火电作为保供主体电源时电价整体降幅较小、实现高位维稳；②而从长期看，火电利用率下行、逐步转变为调节电源后，虽然利用小时数将下滑，但因肩负顶峰出力重任而将更加集中在电价较高的时段出力，因而平均售电价格中枢有望逐步提升。综上，预计安徽省火电售电价格 23 年同比提升 1%，24-25 年均小幅下滑 1%，25-30 年则随着火电角色的逐步转变而以 1%的 CAGR 逐年上升。

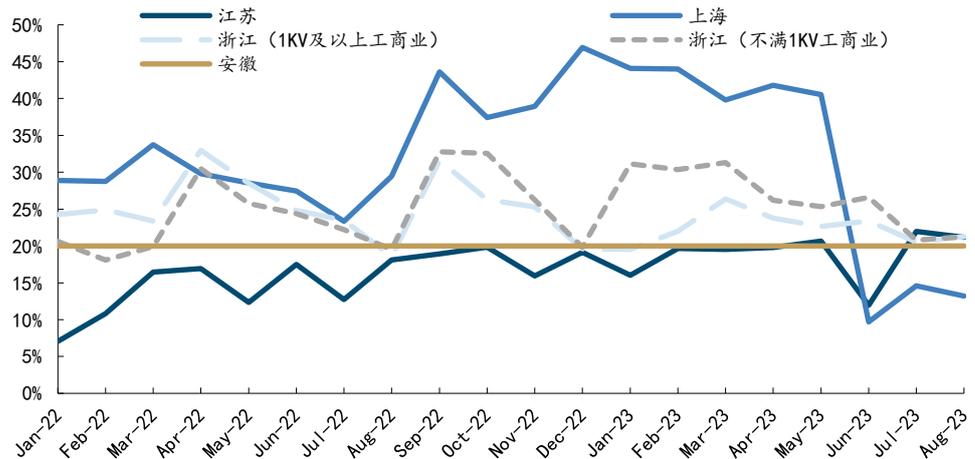
图表25：长期看，安徽利用火电电量的占比将下滑、但价格中枢后期会逐步提升

	2022	2023E	2024E	2025E	2030E
清洁能源消纳权重	20.6%	21.5%	23.5%	25.0%	35.0%
利用火电电量占比	79.4%	78.5%	76.5%	75.0%	65.0%
电价（元/kWh）	0.461	0.466	0.461	0.456	0.480
火电电价增速	-	1%	-1%	-1%	2025-2030 复合 增速+1%

来源：《安徽省能源发展“十四五”规划》、安徽省发改委、国金证券研究所（2022 年电价参考电网代理购电价格，约为标杆煤价上浮 19-20%的水平）

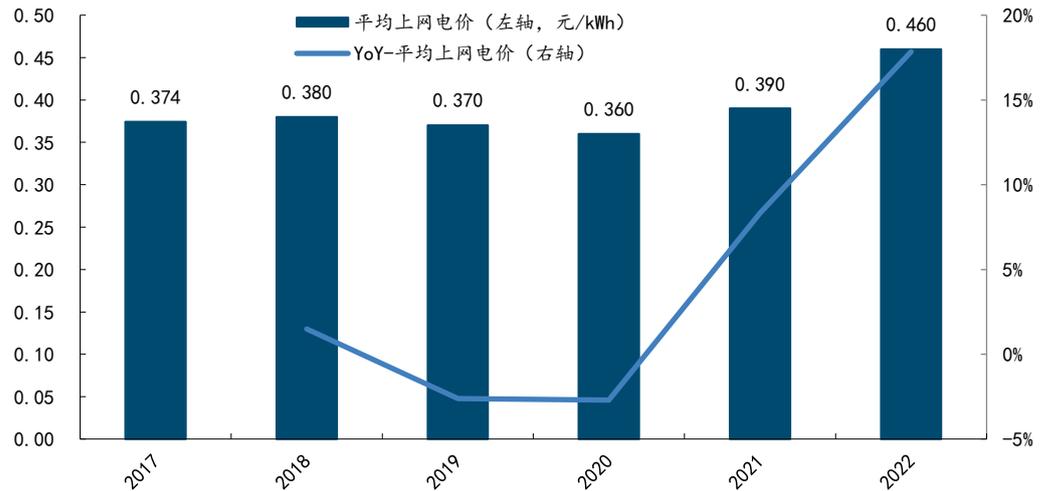
- 市场化改革推进下，安徽电力供需紧张格局已充分表现在交易电价中。电网代理购电价格在一定程度上能够反映电力供需情况，对交易电价的预测具有一定指导意义；2022 年以来，安徽及江浙地区的代理购电价格较基准价格基本实现 20%涨幅，其中安徽浮动幅度稳定保持在 20%的水平。公司售电业务的经营模式为代理电力用户参与市场化交易，受益于市场化改革，公司平均上网电价 21-22 年分别提升 8.3%、17.8%。

图表26: 安徽及江浙地区代理购电价格较基准价格基本实现 20%涨幅



来源: 北极星售电网、国金证券研究所

图表27: 公司平均上网电价 21-22 年分别提升 8.3%、17.8%



来源: 公司公告、国金证券研究所

- 现货市场成交价格更贴近真实成本和供需,火电参与现货市场有望在电量市场中实现高电价。
- ✓ 电力现货市场作为电能量市场中电力中长期市场的补充,是全国统一电力市场体系的重要组成部分,其灵活的定价机制能更实时地反映电力成本和供需情况。不同于新能源因出力随机而在现货市场中仍存在一定价格风险,火电出力的可控性有助于在高负荷时期以高价售电、最高溢价甚至会超过 20%的电价上浮限制,从而利好火电企业在现货市场交易中获得更多溢价机会。
- ✓ 我国已于 2017 年、2021 年设立了两批电力现货市场试点城市。其中,安徽为国家第二批电力现货市场试点之一,于 3M22 以“中长期差价合约+全电量集中优化”的集中式市场模式启动了模拟试运行,目前现货规则和支持系统正在进一步完善,2H23 计划将有一次长周期试运行;随着后续安徽现货市场发展走向成熟,公司火电机组售电有望争取更多盈利。

3.1.2 解答视角 2: 火电收益来源不断丰富, 中长期看盈利性仍有提升空间

- 为适应新能源格局下的供求关系复杂化、保障企业合理收益,国家正在积极探索发展辅助服务市场和容量补偿机制,火电机组的收入模式将从传统的电量电价逐渐丰富为“电量电价+辅助服务+容量电价”的新模式。

- 灵活性改造助力实现深度调峰，参与辅助服务市场获得盈利新增长点。
- ✓ 我国辅助服务市场建设逐步推进。国家能源局 2021 年发布的《电力并网主体并网运行管理规定》和《电力系统辅助服务管理办法》开启了我国电力辅助服务市场顶层设计的新构架，并确立了“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”的原则，进一步完善了辅助服务考核补偿机制，一定程度上疏导了电力系统运行日益增加的辅助服务费用压力，具有深度调峰能力的火电机组参与电力系统辅助服务也将成为一种新的经营模式和盈利增长点。随着现货市场建设推进，调峰辅助服务也有望与现货市场深度融合，利好辅助服务的价值发现。
- ✓ 现有政策规则下，主动参与灵活性改造并提供辅助服务是较为经济的选择。一方面，按照“谁收益、谁承担”的原则，火电若不提供辅助服务则会承担较大比例的分摊；另一方面，安徽省内触发有偿深度调峰的负荷率分界点是 50%，火电若不进行灵活性改造并参与有偿深调则无法获得相应的服务补偿。改造后公司火电机组的调峰能力将明显提升，一方面可降低调峰辅助市场分摊费用、增加在深度调峰市场中的收益，且火电作为调节电源可更好的实现集中于电价较高时段出力；另一方面，公司还可通过新增调峰能力获得相应的新能源竞价指标，因而是当前具备经济性的选择。
- ✓ 从近期数据看，公司参与深调辅助服务具备收益保障。近年来安徽省调峰压力加剧，2022 年共 224 天次启动深调，市场规模已超过 2 亿元。2022 年安徽省煤电企业参与辅助服务市场获得扣除分摊成本后的净收益总额超过 7000 万元，其中公司获得约 4000 万净收益、占全省份额的约 50%，且 1Q23 公司实现了 2000 万元的调峰净收入、占 22 年全年净收入的 50%；除常规压降负荷以提供调峰资源外，公司 1H23 有两台 30 万千瓦机组中标应急启停调峰，均被给予 100 万元/次的补偿。
- ✓ 经测算，公司 23-25 年参与深调市场可获得约 3 亿元净收益，未来利润可观。在考虑机组调峰时煤耗成本的提升以后，预计 23-25 年公司安徽在运煤电机组参与深度调峰市场获得的扣除分摊后的净收益总额可达到约 3 亿元、CAGR 为 47%，“十四五”期间煤电机组灵活性改造的成本回收期约为 4-5 年。综合成本、收入来看，公司火电机组推进灵活性改造并参加调峰辅助服务市场的长远利润较为可观。

图 28: 经测算，公司 23-25 年有望通过参与调峰市场获得约 3 亿元净收益

调峰收益测算结果	2023E	2024E	2025E
有辅助服务市场的分摊、补偿机制下，参与深度调峰的收益情况：			
参与调峰市场扣除分摊后净收益（万元）	7308.5	10123.2	14698.9
调峰增加的耗煤成本（万元）	1001.3	1062.0	1106.7
考虑耗煤增加的调峰净收益（万元）	6307.2	9061.2	13592.2

已知条件与假设：

成本端已知条件：

随着机组负荷的下降，机组发电标准煤耗率逐渐增大，在机组负荷分别为 50%、40%、30%、20%时，发电标准煤耗率较 100% 负荷分别增加了 15.90、25.81、42.32、70.43 g/kWh。

收入端已知条件：

- ① 目前安徽省内有偿深度调峰的分界点是 50% 负荷率，深调市场报价上限分成 0.3、0.4、0.6、0.8 元/千瓦时四档（负荷率每变化 5% 对应一档），且基本按照上限顶格报价；
- ② 安徽调峰需求增加后，进行两档或三档调峰的概率提升，进入三档及以上有望成为常态，对应 0.6-0.8 元/千瓦时的调峰补偿。

关键假设：

- ① 随着公司参与调峰市场程度提升，所需分摊成本和所得市场补偿的比例每年下滑 0.5%。
- ② 随着公司机组整体调峰深度不断提升，预计平均调峰度电补偿每年提升 0.1 元/千瓦时，至 2025 年达到 0.8 元/千瓦时。
- ③ 参考盈利预测部分对成本的预测，公司 23-25 年标煤入炉价格分别为 937.7/906.0/874.8 元/吨。

来源：公司公告、《安徽电力调峰辅助服务市场运行规则》、《燃煤发电机组深度调峰运行的能耗特性分析》、全能源信息平台、国金证券研究所

图表29：经测算，公司60万千瓦及以上煤电机组灵活性改造的成本回收期约为4-5年

“十四五”末20%调峰深度机组比例	0%	10%	20%	30%
灵活性改造投资费用（万元）	35900	39490	43080	46670
灵活性改造投资回收期（年）	4.0	4.2	4.5	4.7

已知条件与假设：

已知条件：

- ①公司在没改造之前机组基本能达到40%调峰深度，“十四五”期间公司所有60万千瓦及以上煤电机组都要完成灵活性改造，多数将改为30%深度、部分将实现20%深度；
- ②公司灵活性改造费用根据机组类型、改造内容路径、改造深度等方面的变化而出现不同，整体造价在500元/千瓦以内。
- ③由表26测算结果可知，23-25年通过火电灵活性改造参与深度调峰市场获得的补偿净收益分别为0.7、1.0、1.3亿元；

假设：公司灵活性改造费用平均水平取保守值500元/千瓦。

来源：公司公告、《安徽电力调峰辅助服务市场运行规则》、《燃煤发电机组深度调峰运行的能耗特性分析》、全能源信息平台、国金证券研究所

■ 容量电价机制有望出台，火电容量投资成本回收可期。

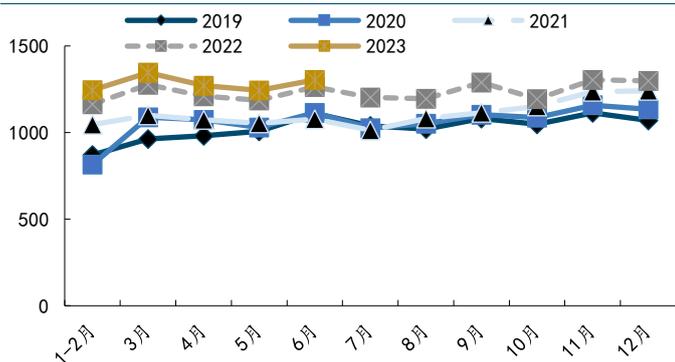
- ✓ 在国际上较为成熟的电力市场中，容量市场作为一种经济激励机制，能使机组获得发电量和辅助服务市场以外的稳定收入；且不同于发电企业通过电力辅助服务市场回收的成本主要对应提供辅助服务的变动成本、预留发电容量导致无法提供电能所带来的机会成本，通过容量补偿机制回收的成本则主要对应容量投资成本，从而可实现机组建设激励，使电力系统在面对高峰负荷时能有足够的发电容量冗余。
- ✓ 国家发改委2019年10月发布的《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》中，初步指出对于燃煤机组利用小时严重偏低的省份可建立容量补偿机制，容量电价和电量电价通过市场化方式形成；2021年5月出台的《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》也为未来煤电容量电价机制的实施提供了借鉴；2023年5月的第三轮输配电价改革中，规定了单列抽水蓄能容量电费，使电力系统调节成本更加直观可视，也为后续调节能力付费预留了空间，火电容量补偿落实可期。

3.2 市场关注点3：1H23煤价高位下行后，公司成本改善的弹性和可持续性如何？

3.2.1 解答视角1：保供政策助力+供给端放量，成本改善具备高弹性且趋势可延续

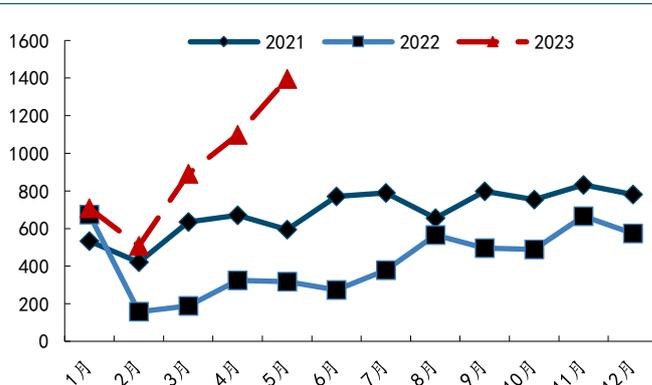
- 22年国内供给端开启放量驱动1H23市场煤价高位回落30%，煤机高占比助力公司充分享受煤价下降利好。
- ✓ 国内+国际煤炭供给双维度放量。受煤炭保供政策驱动，我国2022年3月、6月、9月、11月、12月原煤日产量超过1250万吨/天，但结合煤价，我们判断国内煤炭增产取得实质性进展是在11月，此前的真实日产能瓶颈约为1200-1230万吨/天；根据能源局最新数据，1-6M23原煤日产量均超过1240万吨/天，累计原煤产量同比增长5.4%；基于此，保守估计今年仍有1亿吨左右的增产空间。此外，23年国际煤炭生产端已基本抹平疫情影响，同时全球经济增速放缓导致国际市场需求低迷，国际供需由紧转松，而中国为煤炭消费大国且疫后恢复速度领先，部分国际卖家开始低价转向中国市场出售煤炭，叠加进口政策较为宽松，1-5M23我国动力煤累计进口量已同比增长176.8%。
- ✓ 煤炭供给增加驱动煤价从高位震荡逐步回归新的合理区间，秦皇岛动力煤价从22年11月开始呈现下行趋势，6-7M23煤价中枢已降至约800元/吨、较年初降幅约达30%，长协煤价中枢也较年初下行4%至700-710元/吨。

图表30: 11M22以来原煤日产量基本能保持在1230万吨/天以上(单位:万吨/天)



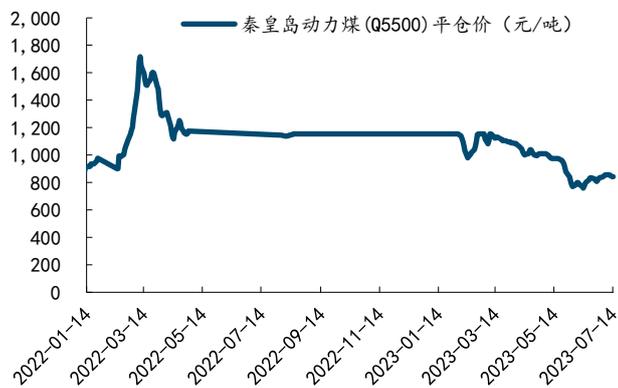
来源: Wind、国金证券研究所

图表31: 23年动力煤月均进口量显著增长(单位:吨)



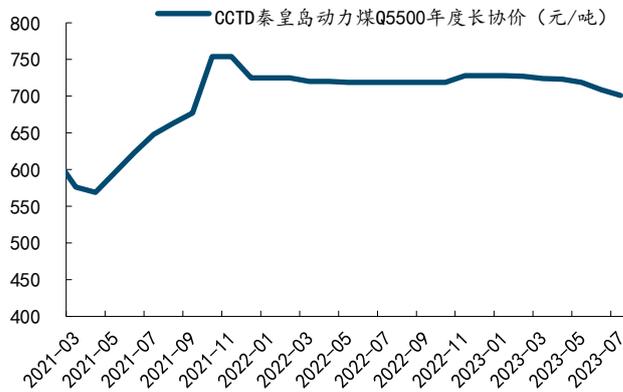
来源: Wind、国金证券研究所

图表32: 秦皇岛动力煤价22年11月开始呈现下行趋势



来源: Wind、国金证券研究所

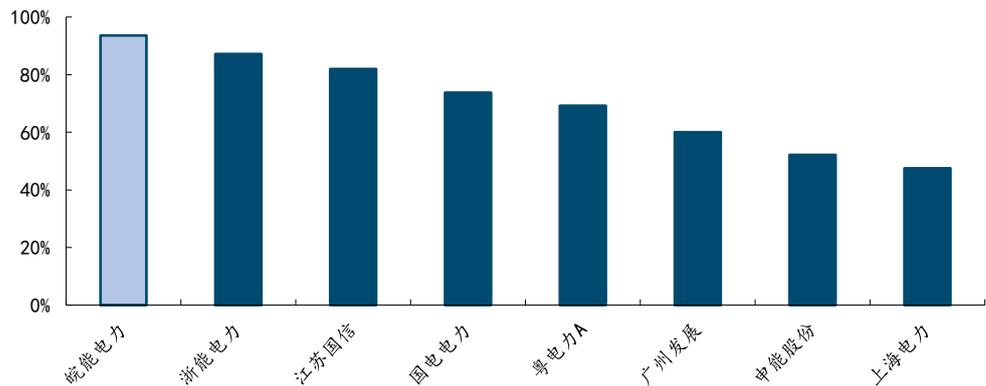
图表33: 23年以来煤炭年度长协价持续下行



来源: Wind、国金证券研究所

- 保供政策助力长协比例提升, 利好公司成本控制。
- ✓ 国家发改委于2022年2月发布《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》, 明确要完善煤、电价格传导机制, 保障能源安全稳定供应, 推动煤、电上下游协调高质量发展, 自2022年5月1日起执行; 7月国家发改委又安排部署了电煤中长期合同换签补签工作, 展现出国家执行保供政策的力度和决心。
- ✓ 2022年公司用煤结构中, 长协煤量约占60%, 其余采用市场煤。随着国家持续监督电煤中长期合同落地, 公司作为地方国企受益于保供政策的发力, 23年长协煤占比已提升约20pct至80%以上, 经测算仅考虑长协煤占比的提升即可为公司带来约10%的归母净利润增厚。此外, 公司长协煤履约率保持行业较高水平, 22年履约率约80%, 1Q23提升至90%以上、2Q23还在持续好转, 预计23年全年履约率将维持在90%以上, 使得全年符合价格机制的长协煤比例有望达到70%-80%。
- 公司控股煤机占比94%、高于可比公司, 煤电业务“纯度”较高有利于公司充分享受煤炭保供政策发力及煤价下行的利好, 公司业绩修复也将体现出较高弹性。此外, 应对煤价变化, 公司积极优化采购节奏和库存结构, 1Q23期间迎峰度冬高价库存基本耗尽后, 2Q23在煤价下行后开始积极耗库、补库以降低库存平均价格水平, 充分利用行业成本改善趋势进行用煤成本管理和业绩反弹兑现。

图表34：公司煤机占比较高，可充分享受煤价下降利好



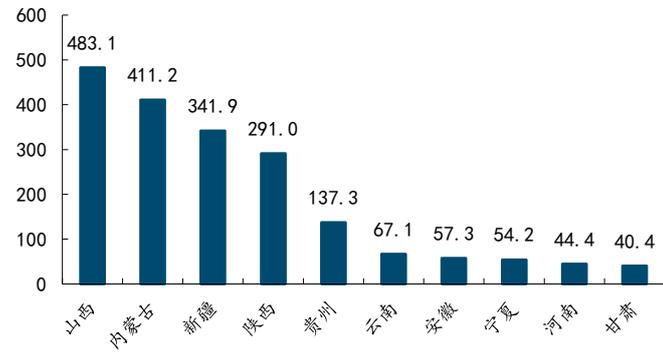
来源：各公司公告、国金证券研究所（图为2022年各公司控股机组中煤电装机占比）

- 预计煤价1H23高位回落后，23-25年将保持震荡下行趋势，火电成本有望持续改善。
- ✓ 从23年下半年市场煤价走势看，尽管6-7月煤矿安监力度趋严驱使煤炭供应阶段性收缩以及迎峰度夏期间电厂耗煤需求旺盛，使得煤价出现止跌并小幅回升，但在保供煤及进口煤的补充下，电厂终端库存去化并不明显、现货煤采购积极性未有显著提升，叠加8月后台风登陆带来降雨、降温以及夏末天气转凉，电厂日耗后续将有所回落，使市场煤价此轮小幅上行缺乏需求端的足够支撑、可持续性较弱，并不改变23年煤价下行的大趋势。
- ✓ 从24-25年煤价走势看，①供给端：11M22起国内煤炭产能瓶颈已实现实质性突破，保供政策下未来煤炭产量或将延续小幅增长，且国际煤炭产能恢复、需求低迷下煤炭进口量较充裕；②需求端：经济弱复苏下火电发电需求预计保持1%-2%的小幅增长，但保供政策助力电厂长协煤签约、履约率不断提升，且房地产等行业运行低迷拖累下非电终端煤炭需求持续偏弱，往后看市场煤24-25年供需仍将保持宽松格局，价格仍有下行空间。
- ✓ 参考《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》中明确的秦皇岛港下水煤5500千卡中长期交易含税价格合理区间570-770元/吨，预计23-25年市场煤价中枢将分别下行至780/745/710元/吨，长协煤价也将相应呈下滑趋势、分别为720/700/680元/吨。

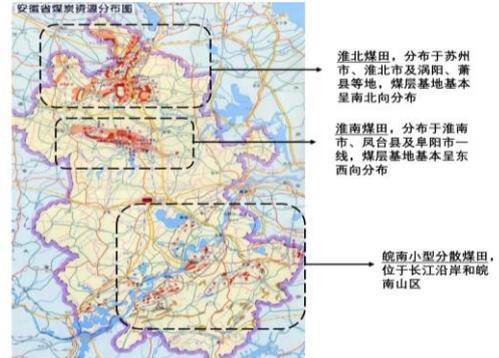
3.2.2 解答视角2：背靠两淮煤炭产地控本优势凸显，积极开展煤电联营、煤炭贸易融合

- 省内电厂背靠安徽重要煤炭基地，可享受煤炭充足供应及产地煤低价利好，机组布局区域优势凸显。
- ✓ 安徽是全国以及华东重要的产煤大省。安徽省含煤面积约1.8万平方千米，约占全省总面积的12.8%，其中-2000m以浅的含煤面积约9772平方千米。据自然资源部数据，2022年安徽省内煤炭储量达57.3亿吨，储量居华东第1位、全国第7位。
- ✓ 安徽省煤炭资源丰富且主要集中于两淮地区。虽然安徽具有煤炭资源的县（区）数量占比34%，但主要资源基本集中在安徽北部的淮南、淮北煤田，两淮煤田内的煤炭资源占全省煤炭资源的99%以上，且两淮煤炭基地已被列入国务院发布的《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》中重点建设的14个亿吨级大型煤炭基地。
- ✓ 公司省内电厂可享受安徽丰富的煤炭资源，且近一半规模为背靠两淮产地的坑口电厂，机组地理布局优势凸显。公司在运机组全部位于华东地区的产煤大省安徽，尤其是下属临涣中利、钱营孜公司、阜阳华润及淮北国安共458万千瓦、占比48.1%的在运控股机组均为临近两淮煤炭资源区的坑口电厂，在保障发电用煤充足供应的同时还可享受坑口低煤价；而国投电力、江苏国信、浙能电力、上海电力、申能股份、广州发展、粤电力A等可比公司主体机组所在地基本位于北上广和江浙地区、煤炭存储量较低，仅可通过省外投建少量火电项目获得坑口资源供应（如江苏国信于山西投建机组，22年坑口机组占总在运装机比例为27%），使得公司机组布局重要煤矿产地的优势凸显。

图表35: 2022年底安徽煤炭储量位列全国第七、华东第一 (单位: 亿吨)



图表36: 安徽省煤炭资源集中于两淮地区



来源: 自然资源部、国金证券研究所

来源: 山西汇锦数能官网、国金证券研究所

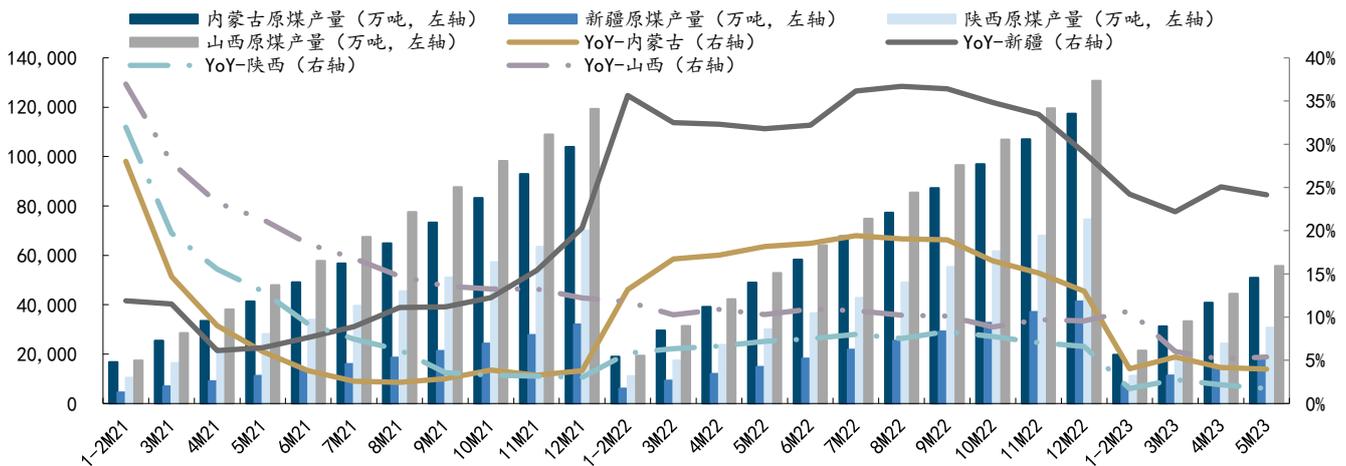
- 公司部分参股、控股电厂已实现股权意义上的“煤电联营”，且已实现火电业务与煤炭贸易业务的充分融合。
- ✓ 公司参股资产以国能神皖、新集利辛等电站为主，其中国能神皖为国电电力旗下的煤电联营企业，新集利辛也由控股股东为中煤能源的新集能源持股 55%；公司控股的临涣中利电厂（淮北矿业持股 49%）、钱营孜电厂（恒源煤电持股 50%）、淮北国安电厂（中煤电力持股 35%）也已具备股权意义上的“煤电联营”性质，保障了电厂煤炭采购路径的多样性、稳定性与成本经济性。依靠子公司安徽电燃实现火电与煤炭贸易业务深度融合，持续为公司提供电煤保供、优供以及降本增效作用。
- ✓ 公司除坑口电厂自行采购煤炭以外，其余电厂基本通过控股子公司安徽电燃进行统一采购。安徽电燃以煤炭贸易、船舶运输和码头中转为主业，现有 2 家控股子公司，其中芜湖长能物流拥有 5 万吨级海轮和 5 千吨级江轮各 1 艘，铜陵皖能滨江港埠拥有 2 个煤炭专用码头；安徽电燃规划到“十四五”末煤炭外购外销量达到 1600 万吨，自有船舶运输力翻两番，进入省内煤炭物流行业前列。
- ✓ 作为皖能集团所属的煤炭物流企业，安徽电燃在对外开展煤炭市场化购销创效和物流项目建设、资产运营的基础上，对内持续增强对母公司电厂的煤炭供应能力。近年来，安徽电燃持续稳定与省内国有矿的既有合作，同时还分别与国家能源、中煤集团、晋能控股等全国性大型煤炭供应企业以及晋陕蒙等省份国有大矿建立了长期稳定的战略合作，不断优化采购渠道和供应结构，从而稳定母公司的煤炭供应、降低供应链风险并控制成本价格。

4、如何看公司待投机组未来业绩增量？——待投煤机盈利性强，扩展绿电打开新增长级

4.1 待投 264 万千瓦新疆控股机组盈利保障性强，有望贡献重要业绩增量

- 在建新疆机组布局于重点煤矿区，具有煤炭供给和成本优势。
- ✓ 新疆 2022 年新疆煤炭储量 341.86 亿吨、位列全国第三，且已晋升为我国继晋陕蒙之后的第四大产煤区，2021 年 12 月起产量增速显著领先于晋陕蒙三地；2023 年 1-5 月新疆原煤产量 1.8 亿吨、占全国产量的 10%，产量同比增长 24.2%，同比增幅分别高于晋陕蒙三地 18.8、22.4、20.2pct。

图表37: 新疆已成为我国新晋四大煤矿产区, 产量增速高于晋陕蒙



来源: Wind、国金证券研究所

- ✓ 公司新疆准东在建4台66万千瓦大型煤电机组背靠新疆五大煤田之一、我国当前发现的最大整装煤田——准东煤田，该煤田包括五彩湾、大井、将军庙、西黑山、老君庙5大矿区，预测煤炭资源储量3900亿吨，占全疆储量（2.19万亿吨）的17.8%，占全国煤炭储量（5.56万亿吨）的7%，以我国煤炭年使用量计算足够全国开采使用一百年。公司在疆电厂有望因临近准东重点煤矿产区而具备煤炭充足供应优势以及燃料采购成本优势。
- 背靠特高压外送华东，送电通道顺畅和华东用电高需求有望保障新疆机组电力消纳和电价提升。
- ✓ 公司待投新疆电厂均为国网±1100kV 昌吉-古泉特高压直流输电工程配套电源，该工程21、22年外送电量分别为550.6、632.1亿千瓦时，连续两年位居全国特高压电力输送榜首，保障了新疆机组发电外送的通畅消纳渠道。此外，公司新疆电厂发电将全部由特高压送往华东消纳，而华东地区具有浙江、江苏两大排名前列的用电大省，区域整体电力需求高企且持续增长，保障了新疆机组电力高水平消纳。
- ✓ 此外，22年底新疆与11个援疆省市在《2023年电力援疆政府间合作框架协议》中约定，23年疆电外送电量的疆内上网电价按照“基准价+浮动价”确定；相较于此前外送电量执行的不随全国市场变化而变动的固定协议电价，新机制能有效实现疆内发电外送收益与受电市场价格变化紧密联动，因而华东地区电力供需偏紧下市场价较基准电价近20%的上涨幅度可作为公司新疆机组的价格上浮空间，对新疆机组送电价格提升给予以有力保障。
- 政策利好调试机组售电盈利性的保障。
- ✓ 为调动发电机组投产的积极性、助力迎峰度夏电力保供大局，23年6月国家能源局最新发布的《发电机组进入及退出商业运营办法》对机组调试期电费结算标准按规定进行了上浮，即燃煤发电机组的调试期电价将不再按照煤电基准价80%执行，而是将电费结算标准与市场价格挂钩，至此调试期电费将由基准价的0.8倍浮动至近1.2倍。
- ✓ 以公司新疆23年即将投运的2×66万千瓦火电机组为例，按照当地市场化交易价格测算，新机制执行后23年调试期电费收入将增加约5500-6000万元，有望对新疆投产新机组的增收、增利起到助力作用。
- 综上，我们认为，新疆机组的投产将为公司带来可观的业绩增量。一方面，机组投产时间点处于煤价已由高位回落的阶段，且可享受新疆产地低价煤炭优势，成本端利好因素较为确定；另一方面，电价支撑相关政策出台增大了新疆机组售电价格的提升空间和可行性，新机组有望维持较高的点火价差。据我们测算，新疆在建机组23年开始逐步投产后，23-25年对公司火电业务的营收贡献率将分别为3%、9%、15%，对火电业务的利润贡献率可达到约9%、23%、36%。

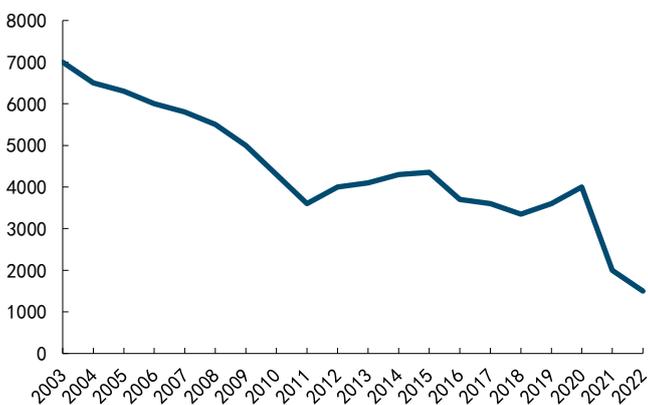
4.2 “风光火储”一体化进展稳步推进，综合能源转型可期

- 战略布局绿电业务打开长期发展空间，公司逐步向综合能源运营商转型。随着国家提出“双碳”战略，单一火电结构发展未来或许将遭遇一定瓶颈；因此，虽然在短期内

火电仍是公司最主要的资产和利润来源,但在进一步做强做优火电主业的同时也将加大绿色电力市场拓展的尝试,通过增厚风电、光伏、垃圾发电等多元电源资产配置积极战略布局新业态新模式,实现从单一能源供应商向综合能源服务商的逐步转变,在打造业绩新增长极的基础上也能有效增加业绩稳定性、提升行业竞争力。

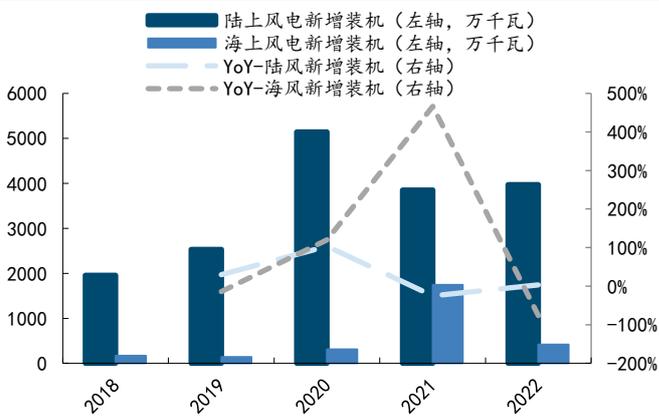
- 公司“十四五”新能源规划 400 万千瓦,绿电放量可期。
- ✓ 设立能源交易子公司助力新能源开发。公司于 2021 年 7 月设立能源交易全资子公司,在发挥公司各业务板块在各类市场化交易中的协同效应的同时,作为公司综合能源领域的投资平台负责投资建设光伏、风电等新能源项目。2021 年底公司完成了 4.99 万千瓦光伏项目收购,2022 年能源交易公司投建的合肥经开区中德教育基地 0.5MW 分布式光伏电站、淮北烈山区科创大厦 0.39MW 屋顶分布式光伏、合肥经开区天海路工业园厂房 0.9MW 屋顶分布式光伏项目均已实现并网发电,23 年新能源项目开工计划超过 1GW;“十四五”末公司计划新能源装机规模达 400 万千瓦,目前已经落地的 130 万千瓦指标中自建比例超过 50%。
- ✓ 公司新能源资源获取具备一定优势。公司当前新能源项目资源的主要来源为火电灵活性改造配置以及新增支撑性电源点配套指标;而公司作为安徽省属电力资产唯一整合平台,未来省内开发新能源将持续具备资源优势。此外,控股股东皖能集团 22 年底共有光伏和风电建成、在建及取得指标规模合计 370 万千瓦,且承诺未来在符合条件的前提下通过合理方式将新能源资产逐步注入公司,确保公司新能源规模如期放量。
- 绿电建设成本处于下行周期,公司投建绿电项目收益率可观。
- ✓ 国产替代+抢装退潮+风机大型化,推动风电项目投资成本下行。①国际风机平均价格约为国内风机普遍价格的两倍,而我国风机技术进步驱动国产替代进程不断推进,2010-2020 年外企整机三巨头累计装机份额从 14.5% 下滑至 2020 年的 6.1%;②21、22 年风电“抢装潮”过后,风机供需由紧转松使得招标价格自 2021 年起呈明显下滑趋势,2021 年初至 2022 年底陆上风机价格已回落 40%,截至 3M23 风机价格较年初再度下降 11.4%;③风机大型化已成行业趋势,通过减少建安成本、提升发电量以摊薄度电成本,据国际风力发电网数据,若风机叶片直径由 116m 增加至 160m,发电量可提高一倍并可降低 30% 的度电成本。

图表 38: 我国陆上风机价格总体呈下降趋势 (元/kW)



来源: 北极星风力发电网、国金证券研究所

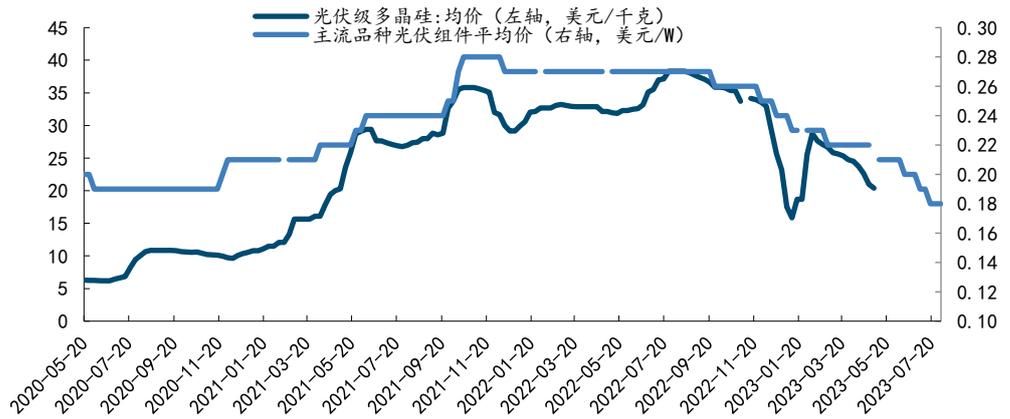
图表 39: 20-21 年抢装潮后陆风、海风新增装机增幅下滑



来源: 国家能源局、国际风力发电网、国金证券研究所

- ✓ 光伏上游产能扩张,价格下行利好下游运营商提升盈利能力。2020 年我国首次提出碳中和目标后,光伏产业迎来大规模扩产,21-22 年四大主产业链环节产能年均增幅皆达到 50%,上游供给能力得到显著提升;各大硅料企业均大规模扩建产能,其中协鑫、通威、新特、大全、东方希望等头部企业预计在 23 年保持扩产强度、新增产能达 54 万吨以上,推动我国光伏硅料总产能达 200 万吨以上,解除光伏产业的主要供给制约因素。硅料价格已从 2022 年 9 月初现见顶回落趋势、23 年 5 月价格已经降至去年 8 月最高点的 70%,同时带动光伏组件价格从 11 月开始逐步下滑。随着近年规划的硅料产能不断释放,未来硅料价格有望进一步下降,利好下游光伏运营商的成本下行。

图表40：光伏级多晶硅及主流品种光伏组件价格均呈下滑趋势



来源: Ifind、国金证券研究所

- 公司储能发展规划明确,“十四五”末储能规模达到 30 万千瓦,新增控股、参股各一个 120 万千瓦以上的抽蓄项目。
- ✓ 在电化学储能方面,公司于 2022 年 1 月全资设立淮北皖能储能科技有限公司以投建淮北皖能储能电站,项目总规模 1GWh,其中一期建设规模为 103MW/206MWh,项目全部建成后将成为国内单体容量最大的电网侧磷酸铁锂储能电站。23 年 2 月,淮北皖能储能电站一期工程具备运行条件,成功并网运行后将就地存储电量,在调峰、调频、削峰填谷等方面发挥积极作用,提升电力系统安全稳定性和电能利用率,为淮北能源产业转型发展注入新动力。根据公司“十四五”规划,25 年末计划实现储能电站规模达 30 万千瓦。
- ✓ 在抽水蓄能方面,公司规划“十四五”期间控股、参股各一个 120 万千瓦及以上的抽蓄项目。目前除已参股建设的 4 个省内抽蓄项目(合计装机 488 万千瓦,公司占权益装机 126 万千瓦),23 年 3 月公司正式收购原先托管的皖能集团旗下 4 家抽水蓄能发电公司部分股权,4 家抽蓄公司各负责运营一座抽蓄电站,总装机容量 348 万千瓦、公司权益装机 34 万千瓦,实现了对抽蓄资产的进一步增厚。从整体看,安徽省抽水蓄能电站项目建成、在建、重点实施规模共计 1676 万千瓦,其中已建成、在建抽蓄装机分别占全国的 10.7%、4.5%,共 9 个项目抽蓄项目被列入国家《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035 年)》“十四五”重点实施项目清单;公司凭借安徽唯一省属电力资产整合平台的优势,有望持续丰厚抽蓄资产,完成“十四五”规划目标。

图表41：安徽省抽水蓄能电站项目建成、在建、重点实施规模共计 1676 万千瓦

项目状态	项目名称	装机规模 (万千瓦)	建设地点
建成投运 共计348万千瓦	响水涧抽水蓄能电站	100	芜湖市三山区
	琅琊山抽水蓄能电站	60	滁州市琅琊区
	响洪甸抽水蓄能电站	8	六安市金寨县
	绩溪抽水蓄能电站	180	宣城市绩溪县
在建 共计248万千瓦	金寨抽水蓄能电站	128	六安市金寨县
	桐城抽水蓄能电站	120	安庆市桐城市
重点实施 共计1080万千瓦	宁国抽水蓄能电站	120	宣城市宁国市
	岳西抽水蓄能电站	120	安庆市岳西县
	石台抽水蓄能电站	120	池州市石台县
	霍山抽水蓄能电站	120	六安市霍山县
	太湖天光抽水蓄能电站	120	安庆市太湖县
	芜湖西形冲抽水蓄能电站	100	芜湖市三山区
	宁国龙潭抽水蓄能电站	120	宣城市宁国市
	休宁里庄抽水蓄能电站	120	黄山市休宁县
	绩溪家朋抽水蓄能电站	140	宣城市绩溪县
合计		1676	

来源:《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035 年)安徽省实施方案》、国金证券研究所

- 集团环保资产注入,公司涉入环保发电领域。

- ✓ 23年3月，公司收购控股股东旗下安徽皖能环保发电有限公司51%股权。安徽皖能环保发电有限公司成立于2011年，目前已建成投运安庆、淮南、滁州、阜阳、池州、宿州、合肥长丰、合肥龙泉山等16个项目以及陕西乾县等省外项目，截至2022年底拥有全资和控股子公司19家、日固废处理能力1.9万吨、年处理固废量约615.5万吨、装机容量达397MW；环保发电公司的垃圾发电属于特许经营业务，具有一定的独占性、排他性与唯一性，发电项目占安徽省市场份额约50%。
- ✓ 本次收购前，环保发电公司已向皖能集团划转剥离了下属亏损的长丰、乾县、颍上、利辛四家生物质发电公司，有效提升了其整体财务状况和经营能力，利好被收购后对母公司业绩水平的提振；随着垃圾焚烧发电需求的持续增加以及公司固废处理能力的持续扩大，环保发电公司的业绩将保持稳定增长。综上，本次收购在增厚公司业绩的同时，推动了公司在多种发电领域的布局以及集团优质资源向公司的汇聚。

5. 盈利预测与投资建议

5.1 核心假设及盈利预测

5.1.1 营收、成本相关预测假设

■ 火电装机量预测相关假设：

- ✓ 根据公司“十四五”期间装机建设计划，新疆有在建4台66万千瓦燃煤机组，其中江布电厂两台机组计划于23年7、8月投产，西黑山电厂两台机组力争在2024年底实现双投；此外，公司位于合肥的两台45万千瓦在建燃气调峰发电机组也预计分别于23年底、24年初投产，安徽煤机暂无扩产计划。
- ✓ 因此，预计安徽煤电机组23-25年增量均为0万千瓦；新疆煤电机组23-25年增量分别为132/132/0万千瓦，对应新增投产率分别为33%/8.3%/0%；安徽气电机组23-25年增量分别为45/45/0万千瓦，对应当年新增投产率分别为8.3%/91.7%/0%。

■ 火电利用小时数相关假设：

- ✓ 从本文2.2部分对安徽火电平均利用小时的预测结果看，23-25年省内火电平均利用小时先增后降，据此可预计公司23年起保供作用的煤电出力需求加大、利用小时数小幅提升1%；24-25年随安徽新增煤机投产、清洁能源消纳要求逐步提升，火电利用小时数小幅下滑，预计公司安徽煤机利用小时对应下滑-1%/-3%。
- ✓ 待投产新疆煤机发电上网电量基本通过“昌吉-古泉”特高压送往华东，因此利用小时受到华东用电需求的影响较大；参考新疆火电机组20-22年平均利用小时数分别为5236/5060/5126小时，预计23年公司新疆机组利用小时数同比提升2%至5200小时，24-25年变动趋势与安徽省内机组利用小时数变动趋势整体一致，分别同比-1%/-3%。
- ✓ 安徽气电机组暂未投产、缺乏历史数据披露，可参考我们对可比公司江苏国信的预测结果。江苏国信气电机组近年利用小时持续下滑，2022年利用小时同比下降39.2%，主要受国际能源价格波动下天然气价格高涨的影响；2023年天然气在供需转松的背景下价格整体实现高位回落，利用小时增长1%至1917小时，且“十四五”期间国产气、进口管道气供应将持续增加，利用小时后续逐步小幅增长。因此，预计公司23年气电机组投产后利用小时与可比公司保持相当水平，24-25年分别+0.5%/+0.5%。

■ 火电电价相关假设：

- ✓ 市场化改革带来的燃煤发电交易价格上限提高叠加电力供需趋紧共同驱动安徽煤机上网电价21-22年分别实现0.03/0.07元/kWh的提升，预计23-25年煤电价格将维持高位运行。而考虑到安徽省煤电交易价格已几乎顶格上涨，叠加煤价23年实现较大幅度下滑，预计24-25年电价将出现下滑；但未来电力供需仍然趋紧、电价将整体维持高位，叠加火电盈利形式不断丰富，考虑参与深度调峰及容量电价有望出台等因素，预计整体下滑幅度较小，23-25年安徽煤机上网电价变动分别为+0.005/-0.005/-0.009元/kWh。
- ✓ 新疆煤机发电基本送往华东地区，考虑其上网电价可不再按照80%折扣水平核算，且遵循“基准价+浮动价”方式确定，则华东地区电力供需偏紧下市场价较基准电价近20%的上涨幅度可作为公司新疆机组的价格上浮空间；此外，公司新疆机组发电有4500小时的保障性收购，剩余执行市场化电价，因此预计23-25年新疆机组保障性收购部分上网电价分别为0.298/0.295/0.290元/kWh，市场化部分上网电价均为0.3元/kWh。
- ✓ 安徽气电机组平均上网电价由于缺乏历史数据，同样参考我们对可比公司江苏国信的预测结果。江苏国信气电机组21-22年在成本高企下连续2年保持增长，考虑后期发

电成本回落后难以支撑高电价涨幅，结合参考煤电电价走势，预计 23-25 年燃气发电机组平均上网电价先增后降；因此预计公司 23 年气电电价与可比公司江苏国信预测保持一致、为 0.745 元/kWh，24-25 年分别下滑 0.004/0.007 元/kWh。

■ 火电营业成本相关假设：

- ✓ 从煤炭原料成本看，随着供给端持续放量，煤价整体将保持下行趋势，预计 23-25 年动力煤 Q5500 市场价为 780/745/710 元/吨、长协价 720/700/680 元/吨。此外，考虑公司 23 年长协签约率同比提升 20pct 至 80%、履约率约 90%，随着保供政策持续发力以及控股子公司安徽电燃持续加强与上游大型煤企的合作，预计 24-25 年按长协煤占比分别提升至 81%、82%，长协履约率分别提升至 91%/92%，对应公司 23-25 年标煤入炉价格分别为 937.7/906.0/874.8 元/吨。
- ✓ 从气电成本看，由于缺乏历史数据，23 年单位气电成本参考可比公司江苏国信的预测结果 4875 元/kWh，随着“十四五”期间国产气、进口管道气供应持续增加扭转供需紧张局面，预计 24-25 年单位气电成本逐步下滑，下滑幅度为 1%/1%。
- ✓ 从其他成本看，非燃料成本主要包括人工成本和折旧费；22 年公司单位非燃料成本提升 4.3%，随着公司营运效率提升，预计 23-25 年增幅收窄至 4%/3.5%/3%。

■ 非火电发电项目业绩相关预测及假设：

- ✓ 考虑到公司抽蓄项目目前仅有参股、且抽蓄项目建成投产时期较长，叠加公司目前储能项目规模及“十四五”规划占比较低，因而 25 年之前对业绩暂无明显增量贡献；此外，公司新能源业务目前主要形式为参股，保守起见 25 年前均按照参股计算、计入投资收益。因此并表部分的非火电发电项目中，我们主要预测环保发电业务业绩。
- ✓ 皖能环保发电公司 23 年 4 月被收购后进行业绩并表，其 21 年、1-3Q22 收入分别为 10.2、9.0 亿元，毛利率分别为 37%、35%，预计 22 年全年营收 12 亿元；由于环保发电公司已剥离亏损子公司，且未来垃圾发电需求将逐年提升，预计 23-25 年环保发电业务营收逐年增长、增速分别为 5%/3%/2%，参考行业盈利能力变化趋势，预计毛利率小幅下滑但整体保持稳定，分别为 34.7%/34.4%/34.0%。

图表42：电力业务盈利预测

	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
火电部分					
火电业务总营收（百万元）	12646.7	16518.7	18304.2	20153.8	20700.1
火电业务总营业成本（百万元）	13764.7	16431.2	16770.3	17951.2	18092.2
火电业务综合毛利率	-8.8%	0.5%	8.4%	10.9%	12.6%
营收拆分-安徽煤电					
安徽煤电控股装机量（万千瓦）	953	953	953	953	953
安徽煤电利用小时（小时）	4436	4845	4893	4845	4699
安徽煤电上网电量（亿千瓦时）	344.5	388.4	438.4	434.0	421.0
安徽煤电上网电价（元/千瓦时）	0.390	0.460	0.464	0.460	0.450
安徽煤电营收占火电业务之比	100.0%	100.0%	96.7%	86.1%	79.7%
营收拆分-新疆煤电					
新疆煤电控股装机量（万千瓦）	0	0	132	264	264
新疆煤电利用小时（小时）	0	0	5200	5148	4994
新疆煤电上网电量（亿千瓦时）	0	0	21.5	69.9	125.2
保障性收购上网电价（元/千瓦时）	-	-	0.298	0.295	0.290
市场化部分上网电价（元/千瓦时）	-	-	0.300	0.300	0.300
新疆煤电营收占火电业务之比	0.0%	0.0%	3.0%	8.9%	15.3%
营收拆分-安徽气电					
安徽气电控股装机量（万千瓦）	0	0	45	90	90
安徽气电利用小时（小时）	0	0	1917	1927	1936
安徽气电上网电量（亿千瓦时）	0.	0	0.7	15.6	16.4
安徽气电上网电价（元/千瓦时）	-	-	0.745	0.742	0.734

	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
安徽气电营收占火电业务之比	0.0%	0.0%	0.2%	5.0%	5.1%
成本拆分					
煤电燃料成本（百万元）	11526.0	13800.5	13517.4	14156.8	13864.1
标煤入炉价格（元/吨）	1028.6	1103.6	937.7	906.0	874.8
气电燃料成本（百万元）	0	0	35.0	802.0	832.6
单位气电燃料成本（元/千瓦时）	0	0	4875.0	4826.2	4778.0
其他非燃料成本	2238.7	2630.7	3252.9	3794.4	4228.1
非火电部分					
环保发电业务营收（百万元）	-	-	1260.0	1297.8	1323.8
环保发电毛利率	-	-	34.7%	34.4%	34.0%

来源：公司公告、国金证券研究所（环保发电业务23年才并表，因此这里仅列示23-25年的业绩情况）

5.1.2 费用率预测假设

- 费用率方面，随着公司逐步提升管理运营效率，预计2022年公司管理费率逐年小幅下滑；此外，公司发电量持续增加的同时需加大电力市场的开拓，预计销售费用率稳中略升；公司持续致力于现有机组的优化改造，预计研发费用率同样逐年小幅提升。

图表43：2021-2025E公司费用率

	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
销售费用率	0.018%	0.053%	0.070%	0.100%	0.130%
管理费用率	0.314%	0.391%	0.380%	0.375%	0.370%
研发费用率	2.29%	0.86%	1.00%	1.50%	2.00%

来源：公司公告、国金证券研究所

5.2 盈利预测

- 结合以上假设，预计公司2023-2025年营业收入分别为271.1/288.6/293.7亿元，净利润分别为15.2/19.5/21.3亿元，对应归母净利润分别为12.9/16.1/16.7亿元。

图表44：核心业绩预测指标

	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业总收入（百万元）	21032.3	24275.6	27111.5	28862.1	29369.7
营业成本（百万元）	21997.8	24058.2	25027	26107	26211
营业总收入yoy	25.6%	15.4%	11.7%	6.5%	1.8%
毛利润（百万元）	-965.6	217.4	2084.3	2755.1	3158.5
综合毛利率	-4.6%	0.9%	7.7%	9.5%	10.8%
净利润（百万元）	-2194.7	181.8	1522.7	1947.3	2127.0
归母净利润（百万元）	-1337.0	425.1	1292.7	1607.3	1667.0
归母净利率	-6.4%	1.8%	4.8%	5.6%	5.7%

来源：公司公告、国金证券研究所

5.3 投资建议及估值

- 我们采用市盈率法对公司进行估值，结合公司归母净利润的预测，预计23-25年对应EPS为0.57/0.71/0.74元，当前股价对应PE为11.5/9.2/8.9倍，低于可比公司均值水平。
- 我们认为公司作为安徽省属火电龙头企业，相较可比公司而言的优势主要体现在：①安徽发电需求的高增长潜力（用电增长动能足、增速高于长三角且领先全国，且作为电力净送出省受江浙沪地区用电高需求的辐射拉动）；②安徽火电机组的较高利用水平（安徽是产煤大省但其他能源发展条件不好、起步慢，因此对火电有很强的依赖性、火电利用小时排名全国第四，这也是公司身为安徽龙头火电企业发展火电业务的独特优势）；③背靠产地的用煤成本优势（安徽为华东产煤大省，使公司较江浙沪和北上广地区的可比公司而言具备产地煤炭供应和控本优势）；④煤电业务高“纯度”优势

(公司目前煤电机组占比较高, 充分享受煤炭保供政策发力及本轮煤价下行利好)。此外, 考虑到公司在建新疆煤机 23-24 年有望贡献较高增量以及积极开展绿电转型寻求新增长极, 整体而言待投机组放量可期。综上, 参考可比公司估值平均水平, 给予公司 24 年 11 倍 PE, 对应 24 年公司目标价为 7.81 元, 首次覆盖给予“买入”评级。

图表45: 可比公司估值 (市盈率法)

代码	证券简称	收盘价 (元/股)	EPS (元/股)					PE				
			2021A	2022A	2023E	2024E	2025E	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
电力板块可比公司												
600023	浙能电力	4.70	0.33	-0.07	0.48	0.56	0.63	14.03	N/A	9.87	8.39	7.46
000539	粤电力 A	7.12	-0.50	-0.44	0.39	0.57	0.73	N/A	N/A	18.32	12.49	9.69
002608	江苏国信	7.09	-0.09	0.02	0.65	0.92	1.07	N/A	354.50	10.91	7.71	6.63
600021	上海电力	10.01	-0.22	0.25	0.74	0.96	1.16	N/A	40.10	13.57	10.47	8.62
000600	建投能源	6.43	0.06	0.04	0.22	0.37	0.47	110.86	157.60	28.60	17.23	13.76
600642	申能股份	6.66	0.49	0.34	0.59	0.71	0.80	13.61	19.87	11.32	9.33	8.30
600795	国电电力	3.68	0.17	0.28	0.40	0.47	0.54	21.41	13.22	9.31	7.76	6.78
600098	广州发展	6.23	0.33	0.41	0.50	0.58	0.64	18.74	15.10	12.54	10.74	9.68
	可比公司中位数		-	-	-	-	-	18.74	29.99	11.93	9.90	8.46
	可比公司平均值		-	-	-	-	-	35.73	100.06	14.30	10.51	8.86
000543	皖能电力	6.53	-0.59	0.19	0.57	0.71	0.74	N/A	34.82	11.45	9.21	8.88

来源: Wind, 国金证券研究所。注: 截至 2023 年 8 月 9 日, 除江苏国信外其余估值均来自 WIND 一致预期。

6. 风险提示

■ 火电项目扩张进展不及预期

- ✓ 公司在建机组原计划于“十四五”期间完成投产, 有望为公司控股在运火电机组容量带来 37.1% 的增长, 是公司 23-25 年业绩增长的重要驱动力。若机组无法按时投产, 将对公司经营产生较大影响。

■ 省内火电需求不及预期造成的量价风险

- ✓ 安徽并非排名前列的用电大省, 未来增速能否保证存在一定不确定性; 其次, 《安徽省能源发展“十四五”规划》提出加快安徽清洁能源替代, 若未来新能源装机建设超预期将挤压火电发电空间; 此外, 若安徽省未来新推出特高压建设计划或大幅增加现有特高压送电能力, 则外省送电量的提升会降低本地火电发电需求。以上火电发电需求的降低均可能导致火电价格难以维持当期水平而出现下滑, 对公司业绩带来不利影响。

■ 煤炭长协签约、履约不及预期以及煤价下行不及预期

- ✓ 公司业绩对燃料成本敏感性较高, 且煤炭采购结构以长协煤为主、市场煤为辅。若未来公司与上游煤企合作程度降低或国家保供政策执行不及预期, 可能导致公司长协煤签约不及预期; 此外, 若未来煤炭供应不及预期则会使供需趋紧, 推动煤价上行, 且电煤长协价与市场价价差过大或导致履约率不及预期。以上因素均会导致公司成本端承压, 影响公司利润。

■ 清洁能源装机扩展不及预期

- ✓ 公司“十四五”对清洁能源装机有明确规划, 但安徽省可新开发的风电、光伏土地资源有限, 未来新能源规模扩展有赖集团支持和省内外项目争取, 若集团资产注入速度不及预期或省外项目申请受阻, 则公司将难以完成绿电规划, 对其业绩增长产生不利影响。

附录：三张报表预测摘要
损益表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
主营业务收入	16,752	21,032	24,276	27,111	28,862	29,370
增长率		25.6%	15.4%	11.7%	6.5%	1.8%
主营业务成本	-15,284	-21,998	-24,058	-25,027	-26,107	-26,211
%销售收入	91.2%	104.6%	99.1%	92.3%	90.5%	89.2%
毛利	1,468	-965.6	217.4	2,084.3	2,755.1	3,158.5
%销售收入	8.8%	n.a	0.9%	7.7%	9.5%	10.8%
营业税金及附加	-122	-90	-101	-114	-121	-123
%销售收入	0.7%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
销售费用	-4	-4	-13	-19	-29	-38
%销售收入	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
管理费用	-56	-66	-95	-103	-108	-109
%销售收入	0.3%	0.3%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
研发费用	-87	-482	-208	-271	-433	-587
%销售收入	0.5%	2.3%	0.9%	1.0%	1.5%	2.0%
息税前利润 (EBIT)	1,198	-1,608	-199	1,577	2,064	2,301
%销售收入	7.2%	n.a	n.a	5.8%	7.2%	7.8%
财务费用	-406	-432	-568	-832	-1,018	-1,108
%销售收入	2.4%	2.1%	2.3%	3.1%	3.5%	3.8%
资产减值损失	-8	-91	-42	-25	-11	-6
公允价值变动收益	0	9	-2	0	0	0
投资收益	738	-413	868	1,010	1,200	1,270
%税前利润	47.3%	n.a	723.0%	56.4%	52.4%	50.8%
营业利润	1,557	-2,513	115	1,786	2,286	2,497
营业利润率	9.3%	n.a	0.5%	6.6%	7.9%	8.5%
营业外收支	4	-65	5	5	5	5
税前利润	1,561	-2,578	120	1,791	2,291	2,502
利润率	9.3%	n.a	0.5%	6.6%	7.9%	8.5%
所得税	-232	383	62	-269	-344	-375
所得税率	14.9%	n.a	-51.4%	15.0%	15.0%	15.0%
净利润	1,329	-2,194.7	181.8	1,522.7	1,947.3	2,127.0
少数股东损益	315	-858	-243	230	340	460
归属于母公司的净利润	1,014	-1,337.0	425.1	1,292.7	1,607.3	1,667.0
净利率	6.1%	n.a	1.8%	4.8%	5.6%	5.7%

现金流量表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
净利润	1,329	-2,195	182	1,523	1,947	2,127
少数股东损益	315	-858	-243	230	340	460
非现金支出	1,424	1,279	1,240	1,321	1,506	1,689
非经营收益	-317	399	-381	-172	-355	-414
营运资金变动	514	-539	1,828	792	339	148
经营活动现金净流	2,950	-1,056	2,869	3,463	3,438	3,550
资本开支	-1,063	-2,684	-4,630	-1,272	-2,424	-1,824
投资	-673	-4,187	-13	-1,355	-1,200	-1,500
其他	164	632	568	1,010	1,200	1,270
投资活动现金净流	-1,571	-6,238	-4,075	-1,618	-2,424	-2,054
股权募资	59	79	187	0	0	0
债权募资	-672	8,517	2,645	-135	578	47
其他	-984	-1,108	-1,228	-1,323	-1,494	-1,529
筹资活动现金净流	-1,597	7,489	1,605	-1,458	-916	-1,482
现金净流量	-219	194	398	387	98	14

资产负债表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
货币资金	1,024	1,206	1,582	1,961	2,052	2,061
应收款项	2,345	1,987	2,513	2,590	2,749	2,781
存货	277	797	720	798	858	892
其他流动资产	503	1,115	850	856	903	1,011
流动资产	4,149	5,105	5,666	6,204	6,563	6,744
%总资产	12.3%	12.6%	12.5%	13.4%	13.5%	13.4%
长期投资	12,502	14,372	14,432	15,432	16,632	18,132
固定资产	15,521	17,470	22,025	23,148	24,072	24,208
%总资产	46.1%	43.1%	48.7%	50.2%	49.5%	48.0%
无形资产	796	1,299	1,301	1,314	1,327	1,340
非流动资产	29,543	35,472	39,525	39,936	42,071	43,719
%总资产	87.7%	87.4%	87.5%	86.6%	86.5%	86.6%
资产总计	33,692	40,576	45,191	46,140	48,634	50,463
短期借款	4,888	3,598	3,018	3,057	3,635	3,682
应付款项	2,247	3,979	5,961	6,538	7,094	7,397
其他流动负债	1,228	2,403	385	429	490	514
流动负债	8,363	9,981	9,363	10,023	11,219	11,593
长期贷款	2,881	10,400	16,505	16,505	16,505	16,505
其他长期负债	3,095	3,520	2,347	1,638	1,631	1,626
负债	14,339	23,901	28,215	28,166	29,356	29,725
普通股股东权益	14,490	12,452	12,599	13,368	14,332	15,332
其中：股本	2,267	2,267	2,267	2,267	2,267	2,267
未分配利润	5,038	3,529	4,009	4,785	5,749	6,749
少数股东权益	4,863	4,224	4,376	4,606	4,946	5,406
负债股东权益合计	33,692	40,576	45,191	46,140	48,634	50,463

比率分析

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
每股指标						
每股收益	0.447	-0.590	0.188	0.570	0.709	0.735
每股净资产	6.392	5.493	5.558	5.897	6.323	6.764
每股经营现金净流	1.301	-0.466	1.266	1.528	1.517	1.566
每股股利	0.000	0.000	0.000	0.228	0.284	0.294
回报率						
净资产收益率	6.99%	-10.74%	3.37%	9.67%	11.21%	10.87%
总资产收益率	3.01%	-3.30%	0.94%	2.80%	3.30%	3.30%
投入资本收益率	3.40%	-4.03%	-0.78%	3.42%	4.28%	4.60%
增长率						
主营业务收入增长率	4.10%	25.55%	15.42%	11.68%	6.46%	1.76%
EBIT 增长率	-1.83%	-234.14%	-87.63%	-892.99%	30.85%	11.49%
净利润增长率	30.97%	-231.91%	-131.80%	204.06%	24.34%	3.71%
总资产增长率	2.41%	20.43%	11.37%	2.10%	5.40%	3.76%
资产管理能力						
应收账款周转天数	35.7	29.9	30.1	32.0	32.1	32.2
存货周转天数	7.4	8.9	11.5	12.0	12.5	13.0
应付账款周转天数	23.8	19.2	30.4	39.0	39.5	40.0
固定资产周转天数	333.2	253.9	238.8	227.6	233.0	233.2
偿债能力						
净负债/股东权益	45.36%	92.18%	115.19%	106.90%	102.20%	95.18%
EBIT 利息保障倍数	2.9	-3.7	-0.4	1.9	2.0	2.1
资产负债率	42.56%	58.90%	62.44%	61.05%	60.36%	58.90%

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

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。

何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-60753903	电话：010-85950438	电话：0755-83831378
传真：021-61038200	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	传真：0755-83830558
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮编：100005	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	地址：北京市东城区建内大街 26 号	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号	新闻大厦 8 层南侧	地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心
紫竹国际大厦 7 楼		18 楼 1806