

# 江苏国信 (002608.SZ)

增持 (首次评级)

## 公司深度研究

证券研究报告

## 金融构筑安全垫，业绩弹性看火电

### 投资逻辑：

江苏省核心火电企业，火电机组具备“量”、“质”双维度优势。截至22年底公司火电装机容量省内市占率位列第二，控股在运火电装机1443.7万千瓦，待在建及已核准的700万千瓦火电机组投产后在运火电机组容量将增长48.5%。此外公司在运60万千瓦及以上、超超临界及以上煤电机组比例分别超过94%、50%，可比公司该占比指标分别分布在60%-80%、35%-48%，公司核心火电机组结构优势凸显。

江苏电力供需呈现偏紧格局，利好电价高位维稳。(1)供给端：省内供电方面，供电主体火电的待投产装机23-24年难以贡献实质性增量，现存机组保供压力较大；省外受电方面，23-25年江苏外受电增量主要来自现有特高压增供，而预计23年主要送电省份互济能力受限。(2)需求端：长期看江苏省内用电需求维持高位受二产高占比及人口基数持续驱动，公司火电利用小时数21-22年分别为4688/4515小时、较可比公司均值高出90小时以上；短期看23年用电需求高增长主要源自疫后修复高弹性及迎峰度夏期间用电负荷同比提升。结合供需情况，23-24年江苏火电平均利用小时数有望保持4400小时以上，供需偏紧也将对电价提升及维持高位运行提供有力支撑。

公司煤炭成本兼具经济性优势与边际改善利好。公司机组布局于晋北坑口和江苏临近江海地区，地理优势可有效降低煤炭运输成本；且公司已发展出独立的煤炭供应体系，火电与煤炭采购、港口物流深度融合以利好成本控制。此外，煤炭保供政策助力公司23年长协煤占比提升30pct至80%，且煤炭供给持续放量已驱动1H23市场煤价中枢回落30%至约800元/吨，预计23-25年市场煤价中枢将进一步下行至780/745/710元/吨，对应长协煤价分别为720/700/680元/吨。

金融板块资产优质、收益稳健，定位业绩“压舱石”。金融板块业务主要由子公司江苏信托开展，近5年来持续为公司贡献年均约20亿元净利润，业绩奠基作用凸显，且可对能源板块业务提供资金调配、碳资产管理等协同作用。此外，金融板块固有业务因受益于优质资产而业绩稳健，信托业务通过产品转型已逐步走出资管新规的影响并步入业绩修复轨道。预计降息背景下金融板块业绩增长受到的冲击整体较为有限，23-25年金融业务净利润增速仍可达15%/10%/10%。

### 盈利预测、估值和评级

我们预测23-25年公司营收338.9/357.1/390.5亿元，归母净利24.6/34.7/40.4亿元。采用分部估值法，给予能源/银行/非银板块24年14/5/15XPE，对应24年目标价7.7元，首次覆盖给予“增持”评级。

### 风险提示

新项目进展不及预期；省内火电需求不及预期；煤炭长协签约、履约不及预期以及煤价下行不及预期；金融业务盈利稳定性不足。

### 石油化工组

分析师：许隽逸 (执业S1130519040001)

xujunyi@gjzq.com.cn

市价 (人民币)：7.12 元

目标价 (人民币)：7.70 元



### 公司基本情况 (人民币)

项目	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	28,879.3	32,438.8	33,888.7	35,710.5	39,050.4
营业收入增长率	33.1%	12.3%	4.5%	5.4%	9.4%
归母净利润(百万元)	-342.8	68.2	2,462.1	3,465.2	4,041.8
归母净利润增长率	-115.08	N/A	3511.60%	40.74%	16.64%
	%				
摊薄每股收益(元)	-0.091	0.018	0.652	0.917	1.070
每股经营性现金流净额	-0.45	1.25	0.71	1.29	1.43
ROE(归属母公司)(摊薄)	-1.20%	0.24%	8.65%	11.35%	12.26%
P/E	N/A	330.30	10.93	7.76	6.66
P/B	0.92	0.79	0.95	0.88	0.82

来源：公司年报、国金证券研究所

## 内容目录

1. 江苏核心火电企业，火电+金融业务双轮驱动.....	5
2. 装机量增+电价稳+成本回落，火电业绩进击驱动力足.....	6
2.1 火电机组具备“量”、“质”双维度优势.....	6
2.1.1 火电装机市占率省内领先，待投产规模增量可期.....	6
2.1.2 核心火电资产质量佳，机组结构具备竞争优势.....	7
2.2 供需呈现偏紧格局，利好电价高位维稳.....	8
2.2.1 供给端：从内供、外受双维度看，江苏电力供应增量有限.....	8
2.2.2 需求端：负荷大省用电高需求，综合供给能力看省内火电利用小时将维持高位.....	11
2.2.3 市场化改革将理顺定价机制，供需偏紧对电价形成有力支撑.....	14
2.3 煤炭成本兼具经济性优势与边际改善利好.....	15
2.3.1 成本经济性：地理布局优势+“煤电联营”模式共同利好成本控制.....	15
2.3.2 成本边际改善：保供政策加持+供给持续改善，煤价回落利好公司降本.....	17
3. 金融板块资产优质、收益稳健，定位业绩“压舱石”.....	18
3.1 业绩奠基+业务协同，金融业务功不可没.....	18
3.2 固有业务受益于优质资产，信托业务走向趋稳和转型.....	20
4. 盈利预测与投资建议.....	22
4.1 核心假设及盈利预测.....	22
4.1.1 能源板块业绩预测假设.....	22
4.1.2 金融业务相关业绩指标预测假设.....	23
4.1.3 费用率预测假设.....	24
4.2 盈利预测.....	24
4.3 投资建议及估值.....	24
5. 风险提示.....	26

## 图表目录

图表 1： 公司股权结构及业务关系（截至 2022 年底）.....	5
图表 2： 公司营收稳健增长，1Q23 短期承压.....	6
图表 3： 公司电力业务贡献营收主体.....	6
图表 4： 公司电力业务毛利率 2021-2022 年受挫.....	6
图表 5： 22 年扭亏为盈，金融业务贡献约 20 亿净利润.....	6
图表 6： 近年来公司控股装机容量稳健增长.....	7
图表 7： 截至 2022 年底公司在运控股火电装机总容量为 1443.7 万千瓦.....	7
图表 8： 超临界、超超临界机组较亚临界机组而言可显著降低碳排放和煤耗.....	8

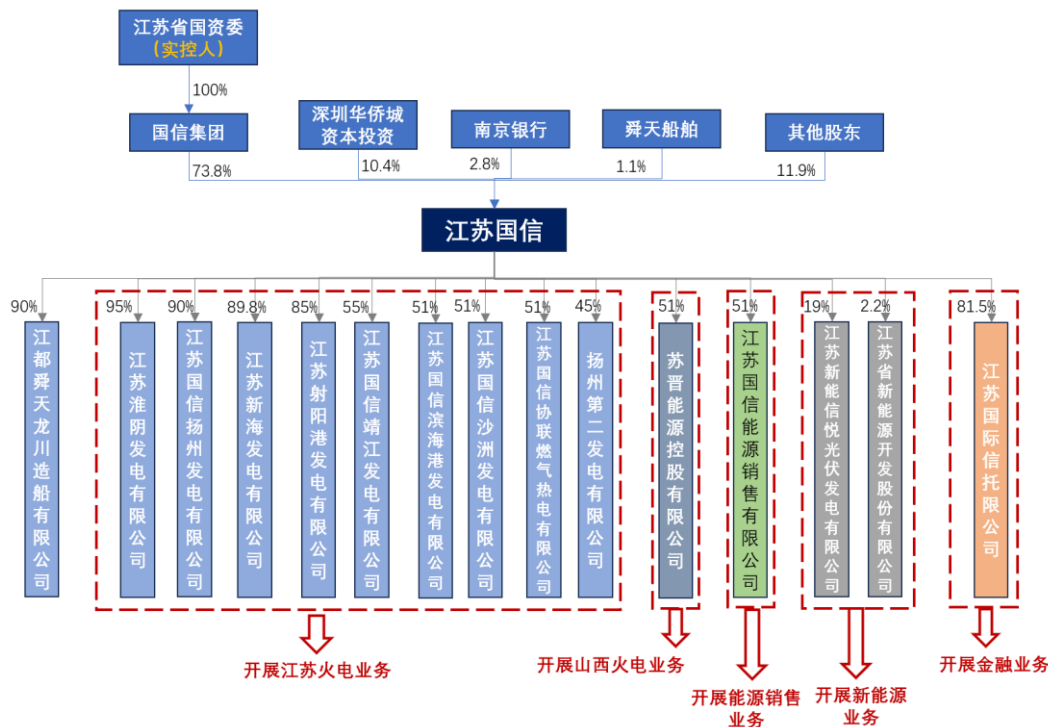
图表 9: 公司煤机 60MW 以上大型机组占比高于可比公司 .....	8
图表 10: 公司煤机超超临界以上机组占比高于可比公司 .....	8
图表 11: 2022 年发电量排名 TOP10 省份 (亿千瓦时) .....	9
图表 12: 江苏省发电结构以火电出力为主 .....	9
图表 13: 江苏省约 20% 电量来自省外受电 .....	10
图表 14: 江苏形成“一交四直”特高压网架受电格局 .....	10
图表 15: 我国夏季风电利用小时环比下滑 (小时) .....	11
图表 16: 2023 起四川水电出力同比承压 (亿千瓦时) .....	11
图表 17: 21-1Q23 安徽用电增速在长三角地区位列前茅 .....	11
图表 18: 安徽省发电量与用电量比值呈下滑趋势 .....	11
图表 19: 江苏省人均用电量在江浙沪地区处于领先 .....	12
图表 20: 2022 年江苏省用电量位列全国 TOP3 (亿千瓦时) .....	12
图表 21: 公司火电利用小时数较为领先 (小时) .....	12
图表 22: 江苏二产占 GDP 比重持续高于全国平均水平 .....	13
图表 23: 江苏二产用电需求高于一、三产 .....	13
图表 24: 江苏省 4M23 开始用电增速高于全国 .....	13
图表 25: 江苏电网最高电力负荷逐年递增 .....	13
图表 26: 经测算, 江苏省火电装机 2023-2024 年平均利用小时数预计均可保持 4400 小时以上 .....	14
图表 27: 2021 年市场化改革后, 江苏月度交易成交均价较基准价基本维持顶格上浮 .....	15
图表 28: 2022-2023 年江苏年度交易成交均价较基准价均上浮 19% 以上 .....	15
图表 29: 公司火电机组上网电价及变化趋势 .....	15
图表 30: 山西 2020 年起原煤产量占比成为晋陕蒙新四省第一 .....	16
图表 31: 2021-2022 年山西原煤新增贡献率在晋陕蒙新四省中领先 .....	16
图表 32: 2022 年山西机组控股公司苏晋能源实现扭亏为盈 (亿元) .....	16
图表 33: 23 年动力煤月均进口量显著增长 (吨) .....	17
图表 34: 进口煤价 23 年实现高位回落 .....	17
图表 35: 11M22 以来原煤日产量基本能保持在 1230 万吨/天以上 .....	18
图表 36: 秦皇岛动力煤价 22 年 11 月开始呈现下行趋势 .....	18
图表 37: 江苏信托股东均为江苏省属国有企业集团 .....	19
图表 38: 江苏信托业务主要包括信托业务和固有业务 .....	19
图表 39: 信托业务和固有业务占江苏信托营收主体 .....	19
图表 40: 金融业务为公司提供稳定利润 .....	19
图表 41: 公司净利率在可比公司中保持较高水平 .....	19
图表 42: 长期股权投资金额规模占江苏信托固有业务板块主体 .....	20
图表 43: 对江苏银行的投资贡献江苏信托股权投资收益主体 .....	20

图表 44: 利安人寿保费收入稳步提升 .....	21
图表 45: 江苏信托的信托业务 2021 年后收入企稳 .....	21
图表 46: 江苏信托资产结构转型带动报酬率提升 .....	21
图表 47: 火电业务盈利预测 .....	23
图表 48: 金融业务相关指标预测 .....	24
图表 49: 2021-2025E 公司费用率 .....	24
图表 50: 核心业绩预测指标 .....	24
图表 51: 可比公司估值 (市盈率法) .....	25

## 1. 江苏核心火电企业，火电+金融业务双轮驱动

- 前身为船舶公司，2016年后转型为“能源+金融”双驱动。公司于2003年6月成立，前身为经营船舶制造、销售、运输等业务的江苏舜天船舶股份有限公司；后由于造船业务景气度大幅下降，2014-2015年均出现较大亏损，因此于2015年8月停牌并启动重大资产重组，2016年12月江苏国信集团所持的1家信托企业和7家发电企业股权进入上市公司体内，公司进而转型为“金融+能源”双轮驱动平台。目前公司股权结构高度集中，江苏国信集团为第一大股东、直接持股73.8%，实控人为江苏省国资委。
- 江苏省核心火电企业之一，2018年机组由江苏扩张至山西。用电大省江苏和能源大省山西一直以来存在较强互补性，早在2010年苏晋两省就签署了相关能源合作框架协议，2017年“雁淮直流”特高压建成投运更是为大规模“晋电送苏”创造了物理条件。作为江苏省代表性火电企业，公司积极落实送电框架协议，于2018年10月与中煤平朔、大同煤矿、山西神头和山西阳光共同于山西投资设立了苏晋能源，出资完成后公司持股51%；苏晋能源也在两年内完成了塔山、朔州、保德三家电厂396万千瓦煤电装机的资产并购及建设投产，每年可通过“雁淮直流”对苏送电200亿千瓦时。
- 除传统能源外，近年公司开始尝试以参股方式投资开发或建设运营部分新能源项目。2021年12月控股子公司国信扬电、苏晋能源分别与控股股东国信集团旗下的新能源企业江苏新能合资成立昊扬新能、朔州新能，随后2022年10月公司又与江苏新能等公司合资成立了信悦光伏。此外，公司也在尝试探索研究电化学储能、氢能和抽水蓄能等新业态，在建一批以靖江熔融盐和扬二压缩空气为代表的项目，并积极储备碳捕集应用相关技术。

图表1：公司股权结构及业务关系（截至2022年底）



来源：Ifind、公司公告、国金证券研究所

- 能源业务贡献营收主体，金融业务贡献利润主体。2022年公司能源板块营收占比为95.8%，且能源业务中电力业务收入贡献率为83.2%、对总收入的贡献率为79.7%；公司总营收随发电量增加而稳健增长，2017-2021年公司发电量增速CAGR为8.6%，对应公司营收规模以9.3%的复合增速上升至288.8亿元。此外，金融板块业绩较为稳健、近年来为公司贡献年均约20亿元的净利润，业绩奠基作用凸显。
- 利润波动与煤价走势相关性强，21-22年电力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电力业务毛利率同比下滑23.2pct至-7.9%，进而公司净利润同比下滑115.1%至-3.4亿元；2022年煤价中枢持续在1200

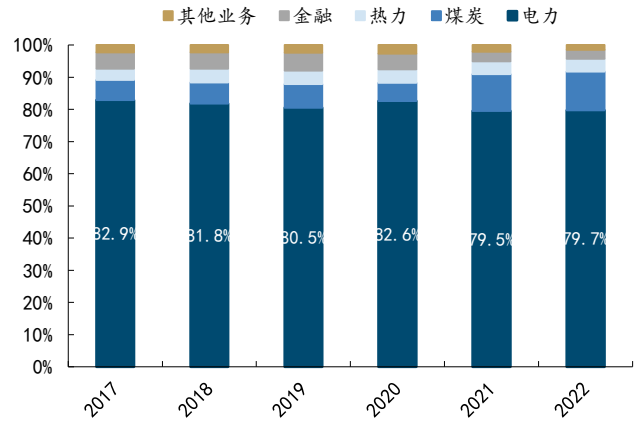
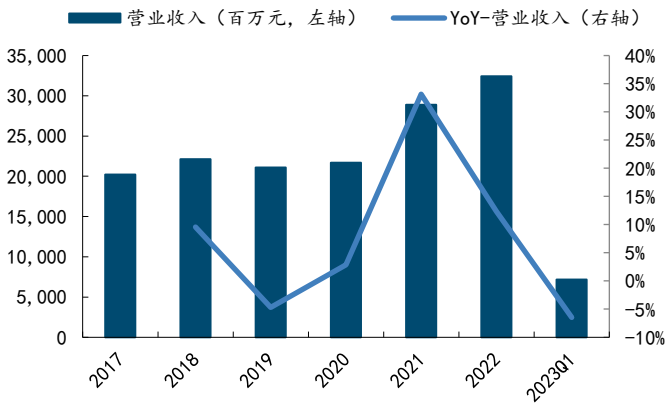


元/吨的水平上高位运行、电力业务因成本承压而仍处于亏损状态，但受益于平均上网电价上涨 16.7%，公司营收仍实现 12.3% 的增长至 324.4 亿元，电力业务毛利率也实现了 7.2pct 的同比改善，助力公司净利润提升 4.1 亿元并步入业绩修复轨道。

- ✓ 1Q23 业绩短期承压，展望 23 年业绩弹性可期。1Q23 受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、净利润分别同比下滑 6.5%、29.1%，呈现短期业绩承压；而随着 23 年江苏省电力需求释放、电价有望继续提升并维持高位运行，叠加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、且后续仍将保持震荡下行趋势，预计电力业务成本端大幅改善后公司业绩修复弹性较大。

图表2：公司营收稳健增长，1Q23 短期承压

图表3：公司电力业务贡献营收主体

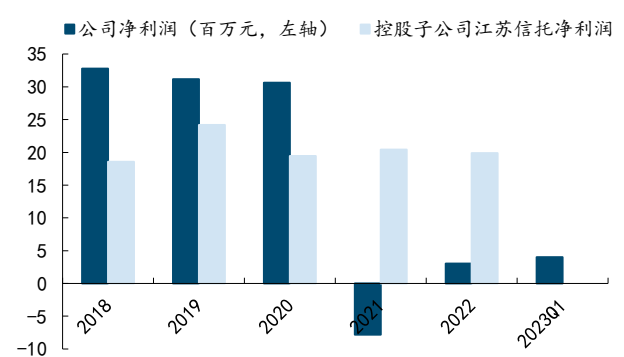
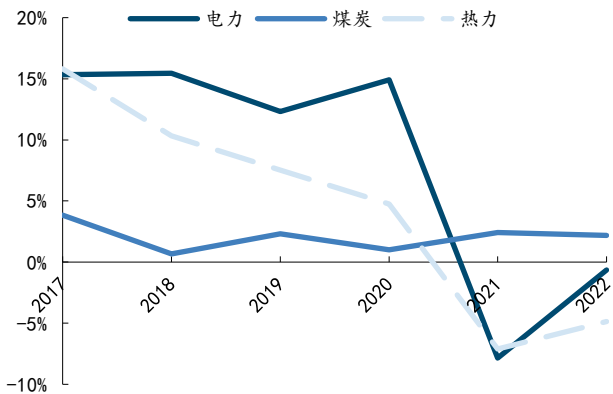


来源：Ifind、公司公告、国金证券研究所（标注为电力业务营收占比）

来源：Ifind、公司公告、国金证券研究所

图表4：公司电力业务毛利率 2021-2022 年受挫

图表5：22 年扭亏为盈，金融业务贡献约 20 亿净利润



来源：Ifind、公司公告、国金证券研究所（金融业务无直接成本，营业支出主要为业务及管理费用，毛利率计算公式不同于其他业务，因此暂不放在一起比较）

来源：Ifind、公司公告、国金证券研究所（1Q23 未披露子公司利润信息）

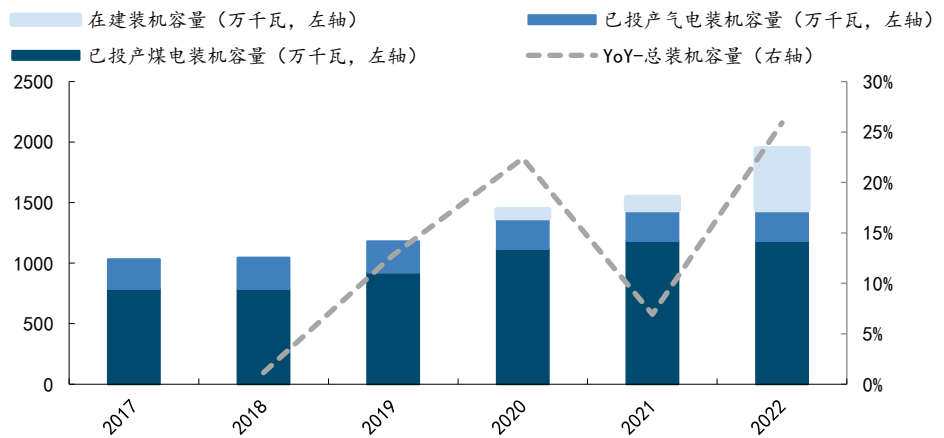
## 2. 装机量增+电价稳+成本回落，火电业绩进击驱动力足

### 2.1 火电机组具备“量”、“质”双维度优势

#### 2.1.1 火电装机市占率省内领先，待投产规模增量可期

- 控股在运装机 1443.7 万千瓦，在建及储备项目“十四五”有望带来近 50% 装机增量。
- ✓ 公司近年装机规模持续增长，目前在苏机组市占率靠前。2017 年起公司控股装机总规模稳健增长，2017-2022 年装机容量 CAGR 为 13.5%，其中气电装机占比较小、规模较为稳定，增量主要来自煤电装机的不断扩容。2022 年公司江苏省内火电装机容量为 1047.7 万千瓦，占全省火电装机的约 10%，市占率位列全省第二。

图表6: 近年来公司控股装机容量稳健增长



来源: 公司公告、国金证券研究所

- ✓ 公司机组结构以在苏煤电机组为主。截至2022年底,公司在运控股火电装机总容量为1443.7万千瓦,其中以煤电装机为主体,装机占比82%、贡献92%的发电量。从区域分布看,公司火电机组大部分布局于江苏,其中在运煤电控股机组在江苏、山西的容量规模分别占66.6%、33.4%,气电装机全部位于江苏省内。
- ✓ 在建机组计划“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48.5%的增长。截至2022年底,公司控股装机中有在建机组500万千瓦及已获核准机组200万千瓦,均位于江苏且均为百万级机组,其中在建的1台射阳港电厂机组、2台滨海港电厂机组、2台沙洲电厂机组预计分别于2023年9月、2024年底、2025年投产,届时有望增厚公司在运资产并贡献业绩增量。

图表7: 截至2022年底公司在运控股火电装机总容量为1443.7万千瓦

地区	电厂类型	电厂	持股比例	在运装机结构 (万千瓦)	在建/带核准装机结构 (万千瓦)	控股装机量 (万千瓦)	权益装机量 (万千瓦)
江苏	煤电	新海发电	89.8%	2×100	-	200	179.6
		国信扬电	90%	2×65+2.5	-	132.5	119.3
		扬州二电	45%	2×63	-	126	56.7
		射阳港发电	100%	2×66	1×100 (在建)	232	232
		国信靖电	55%	2×66	2×100 (已核准)	332	182.6
		淮阴发电	95%	2×33	-	66	62.7
		沙洲发电	51%	-	2×100 (在建)	200	102
		滨海发电	51%	-	2×100 (在建)	200	102
	气电	国信扬电	90%	2×10.3+2×11.8	-	44.2	39.8
		淮阴发电	95%	2×18+2×47.5	-	131	124.5
协联燃气		51%	2×42	-	84	42.8	
山西	煤电	苏晋能源	51%	6×66	-	396	130.4

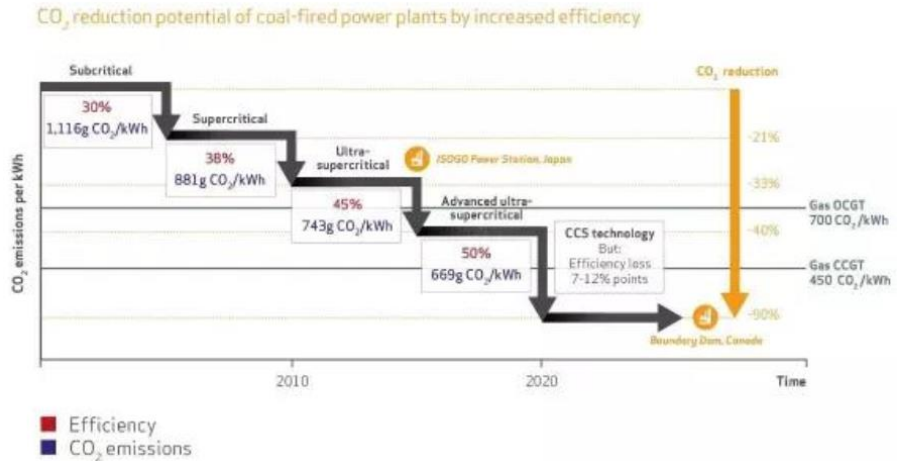
来源: 公司公告、公司官网、国金证券研究所 (截至2022年底)

### 2.1.2 核心火电资产质量佳, 机组结构具备竞争优势

- 大容量、高参数机组在降低煤耗及提升机组效率方面具有显著优势。

- ✓ 在煤电行业中,通常将10万千瓦/30万千瓦/60万千瓦作为小型/中型/大型煤电机组的划分界限。据国家发改委数据,中小型机组单位供电煤耗一般会达到380-500克/千瓦时,而大型高效发电机组煤耗可降至290-340克/千瓦时,单位煤炭消耗可降低约20%-30%。
- ✓ 据VGB PowerTech数据,普通亚临界电厂效率约为30%、单位碳排放高达1116克/千瓦时,而超临界电厂的效率可达38%、单位碳排放降至881克/千瓦时,超超临界电厂效率可达45%、单位碳排放可降至742克/千瓦时。按1吨标煤排放2.7吨二氧化碳计算,采用超临界、超超临界机组可较普通亚临界机组分别降低21%、34%的煤耗。

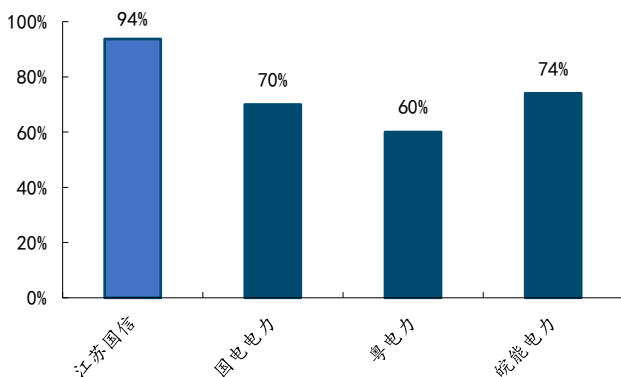
图表8: 超临界、超超临界机组较亚临界机组而言可显著降低碳排放和煤耗



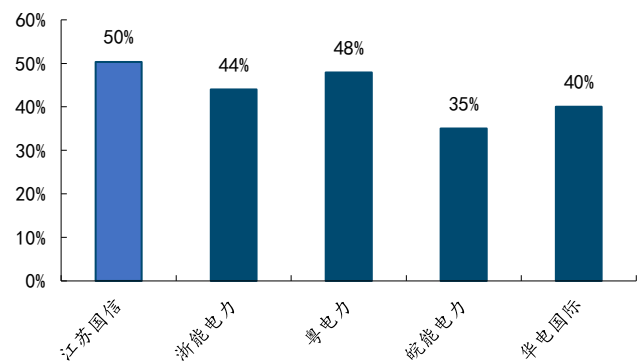
来源: VGB PowerTech、北极星火力发电网、国金证券研究所

- 公司在运、在建机组多数具备容量大、能耗低、效率高的特点。
- ✓ 公司在运火电机组中60万千瓦及以上大型机组容量占煤电机组的比例超过94%,在运超临界及超超临界机组占在运控股煤机总容量比例为83.6%;其中,在运行超超临界机组占比高达50.3%;而可比公司(以地方火电龙头为主)大型机组占比、超超临界及以上机组占比分别基本分布在60%-80%、35%-48%,可见公司大容量、高参数机组占比具备一定领先优势。
- ✓ 此外,公司待投产的煤机均为百万千瓦级别的超超临界二次再热燃煤发电机组,若加上在建和已核准项目后,在运行大型机组占比和超超临界机组占比可分别超过96%、60%,有望助力公司机组结构不断优化。

图表9: 公司煤机60MW以上大型机组占比高于可比公司



图表10: 公司煤机超超临界以上机组占比高于可比公司



来源: 各公司公告、国金证券研究所(图为2022年情况)

来源: 每日经济新闻官方号、证券之星官方号、新京报、界面新闻、国金证券研究所(图为2022年情况)

## 2.2 供需呈现偏紧格局, 利好电价高位维稳

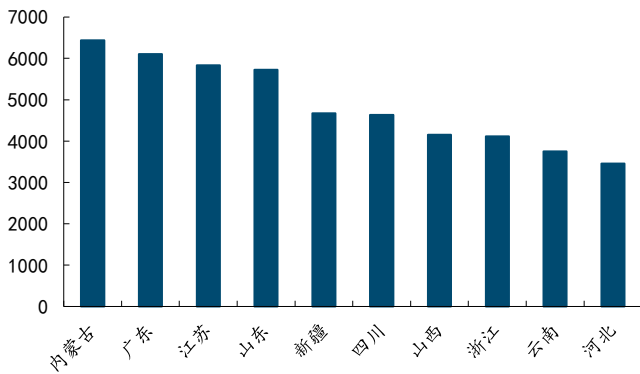
### 2.2.1 供给端: 从内供、外受双维度看, 江苏电力供应增量有限

- 江苏省内火电新增装机23-24年难以贡献实质性出力增量, 现存苏内机组保供压力大。

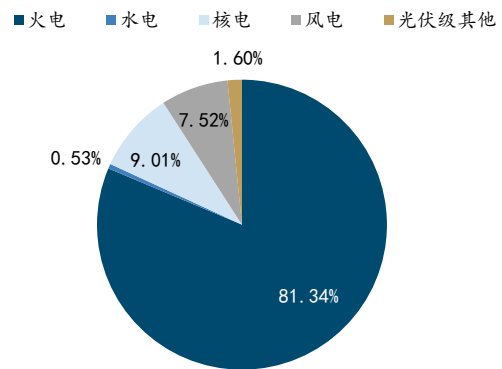


- ✓ 江苏火电经历政策限制后开始重启。在能源结构转型压力下，江苏“十三五”及“十四五”开局期间省内火电机组建设进度逐步放缓，2018-2020 三年仅新增约 649 万千瓦、为 2016-2017 年增量的 61.8%，2021-2022 年新增火电机组仅 358 万千瓦，且江苏省“十四五”中也并无煤机规划。2021 年起电力供需持续偏紧，我国在经历两次大范围有序用电后，开始重启对保供主力军煤电的建设计划，江苏也于 2022 年 9 月和 2023 年初已先后公示两批“先立后改”煤电支撑性电源项目名单，计划“十四五”完成煤电装机增量约 17.3GW。
- ✓ 目前火电为江苏省内发电主力，短期内仍需依赖现存机组出力。江苏全省 2022 年发电量 5831.3 亿千瓦时、位列全国第三，且以具有重要保供作用的火电为主体电源类型、发电量占比 81.3%。虽然江苏“十四五”期间已有省内新增煤机扩建明确规划，但考虑到煤电机组建设周期通常为 2-3 年，省内新核准机组 2023-2024 年难以有效缓和供需紧张趋势，火电保供仍主要依靠现存机组出力，将利好公司省内火电装机利用率的提升。

图表 11: 2022 年发电量排名 TOP10 省份 (亿千瓦时)



图表 12: 江苏省发电结构以火电出力为主

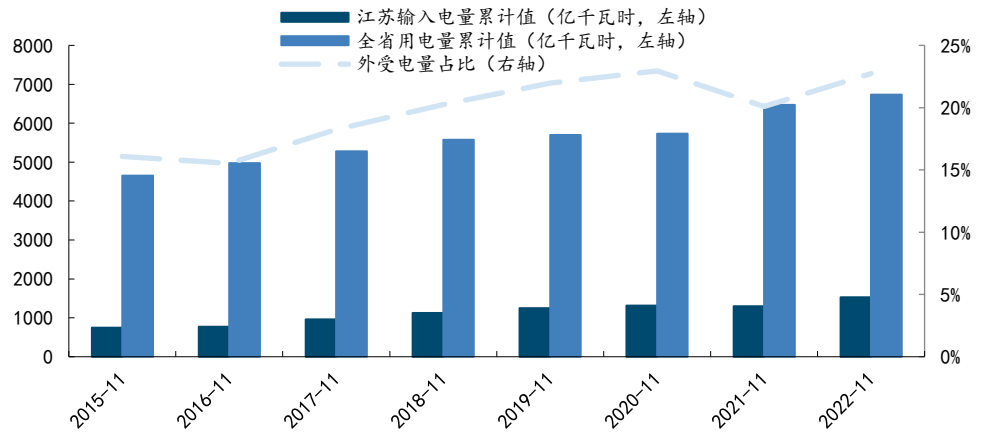


来源: 北极星电力网、国金证券研究所

来源: I find、国金证券研究所 (图为 2022 年江苏省发电结构)

- 江苏省电力约 20% 供应依赖外受电，目前已形成了“一交四直”的特高压受电新格局，主要供电来源为四川、内蒙古、山西和安徽。
- ✓ 江苏的四川电供应主要来源于水电。2012 年 12 月四川锦屏至江苏苏州的±800 千伏特高压直流工程全面投运，江苏由此开启特高压时代，2012-2022 年该工程已累计向江苏输送超过 3000 亿千瓦时的四川清洁水电。2022 年 7 月±800 千伏白鹤滩—江苏特高压直流工程投运，进一步拓宽了四川水电的对苏供应途径。
- ✓ 江苏的山西电供应主要来自公司自身子公司苏晋能源。2017 年±800 千伏“雁淮”特高压直流输电工程投运，晋北能源基地的电能开始送入江苏；而公司位于山西的控股子公司苏晋能源 2022 年送江苏电量达 199 亿千瓦时、同比增长 10%，为“雁淮直流”对苏送电的主力军、占该线路送电总量的 62.8%。
- ✓ 江苏的内蒙古电供应中新能源占比约 25%。2017 年，锡泰特高压直流输电工程投运，该工程是我国大气污染防治行动计划的重要组成部分，有效助力内蒙古风电、光伏等新能源的消纳。锡泰直流按设计规划每年可向江苏地区输送电力约 500 亿千瓦时，相当于节省标煤 1535 万吨、减排二氧化碳 4250 万吨。
- ✓ 江苏的安徽电主要来源于火电资源。2016 年淮南—南京—上海 1000 千伏特高压交流工程投入使用，该工程在江苏苏通长江大桥上游过江，过江段采用的气体绝缘金属封闭输电线路 (GIL) 综合管廊方案 2019 年投运，成功连接淮南—南京—上海 1000 千伏交流特高压工程与 2013 年已投运的淮南—皖南—上海特高压工程，形成了贯穿皖、苏、浙、沪负荷中心的华东特高压交流环网，充分利用安徽的火电发电优势助力华东地区电力保供。
- 23-25 年江苏外受电增量主要来自自有特高压增供。从国网“十四五”期间规划的特高压工程“24 交 14 直”来看，除 2022 年新建成的“白鹤滩-江苏”特高压直流外，截至目前暂无其他通往江苏的大规模跨省特高压项目建设进入招标或在建阶段；即便后期计划有变，考虑到特高压一般需要 2 年的建设周期，预计 2023-2025 年江苏省外受电增量只能主要依靠在运通道利用率的提升。

图表13: 江苏省约 20%电量来自省外受电



来源: Wind、国金证券研究所 (Wind 江苏月度累计输入电量数据 12 月份为缺失值, 这里暂且分析每年 1-11 月累计值)

图表14: 江苏形成“一交四直”特高压网架受电格局

特高压	建成时间	起始点及途径区域	运输能力
±800 千伏锦苏直流	2012 年	四川至江苏线路: ✓ 起于四川省西昌市锦屏换流站、东至江苏省吴江市苏州换流站, 途经云南、四川、重庆、湖南、湖北、安徽、浙江、江苏等 8 省市	额定输送容量 720 万千瓦。 2012-2022 年已累计向江苏输送超过 3000 亿千瓦时的四川清洁水电
淮南—南京—上海 1000 千伏特高压交流工程及苏通 GIL 综合管廊工程	2016-2019 年	✓ 淮南—南京—上海 1000 千伏特高压交流工程起于安徽淮南变电站, 经江苏南京、泰州、苏州变电站, 止于上海沪西变电站; ✓ 工程在江苏苏通长江大桥上跨越过江, 过江段采用气体绝缘金属封闭输电线路 (GIL) 综合管廊方案, 2019 年建成投运	苏通 GIL 综合管廊工程运行 420 天后累计送电 200 亿千瓦时, 平均 174 亿千瓦时/年
±800 千伏雁淮直流	2017 年	山西至江苏线路: ✓ 起于山西朔州市平鲁区、终于江苏淮安市盱眙县, 途经河北、河南、山东、安徽 4 省	满载输送功率达 800 万千瓦; 2022 年送电 371.2 亿千瓦时
±800 千伏锡泰直流	2017 年	内蒙古至江苏线路: ✓ 起点位于内蒙古锡盟地区、终于江苏泰州, 途经河北、天津、山东、江苏等 4 省 1 直辖市	额定输送功率达到 1000 万千瓦, 计划每年运输 500 亿千瓦时
±800 千伏白鹤滩—江苏特高压直流	2022 年 7 月	四川至江苏线路: ✓ 起于四川省凉山州, 止于江苏省苏州市, 途经四川、重庆、湖北、安徽、江苏 5 地	额定输送容量 800 万千瓦; 计划每年运输超 300 亿千瓦时

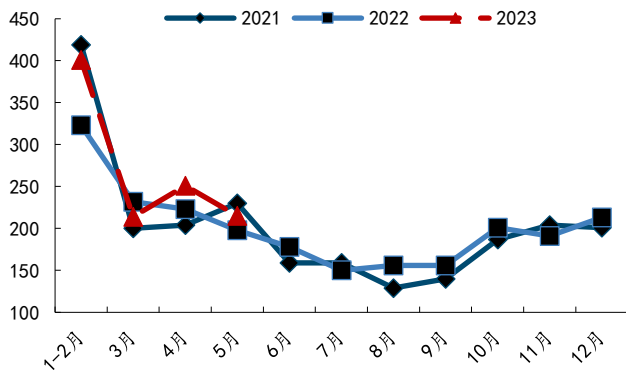
来源: 能源界、国家电网、北极星电力网、国际电力网、新华社、人民资讯、北极星智能电网在线、全国电力设备管理网、中央政府官网、中国新闻网、国金证券研究所 (特高压指±800 千伏以上直流电和 1000 千伏以上交流电工程, 因此 2003 年投运的±500 千伏龙政直流不列入其中)

- 预计 2-3Q23 四川、安徽、内蒙古区域电力互济能力受限, 从而对江苏本地火电和山西火电 (主要为公司子公司苏晋控股供电) 保供提出更高要求。
- ✓ 内蒙古风电夏季出力将环比转弱。风电为内蒙古新能源发电的主体电源, 2022 年发电量占清洁能源发电比重的 83.7%。1Q23 我国整体来风情况同比 22 年有所好转, 1-5M23 风电利用小时数同比提升 105 小时、内蒙古地区累计风力发电量也提升 25.5%; 但每年二、三季度夏季用电高峰期恰为风电发力低谷期, 本地火电出力仍有一定结构性和季节性供不应求的风险, 叠加风电出力环比转弱, 使得内蒙古夏季对外省输电能力受到一定限制。
- ✓ 四川 2Q23 起来水同比转弱, 水电出力同比下滑。考虑到水电出力具有季节性和随机性, 汛期输出电量主受本地电力供需平衡情况和来水丰枯情况影响。据四川气象局数据, 今年以来四川省平均降水量较常年同期偏少 19%、较 22 年同期偏少 34%, 尤其是 5-6 月降水量较历史同期显著偏少约 30%, 5 月单月水电发电量同比下滑 24.4%。据四

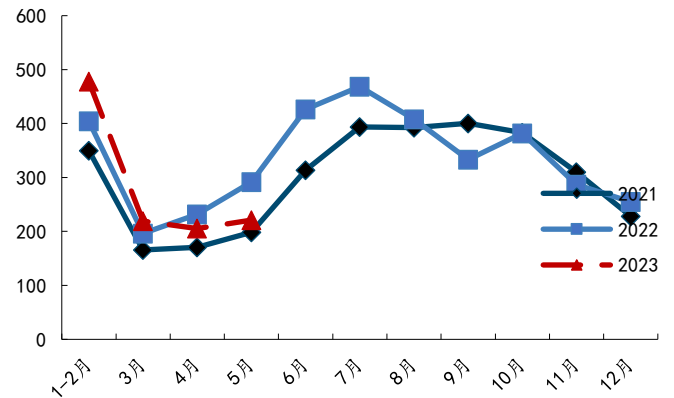
川省气候中心预测，23年四川省汛期（5月-9月）降雨量将较常年同期略偏少，叠加此时正值迎峰度夏期间四川负荷高峰期，由此判断2-3Q23四川水电整体对省外供应将偏紧，进而将一定程度上削弱22年新投产的“白鹤滩—江苏”特高压在23年带来的川电送苏增供能力。

- ✓ 安徽用电负荷逐年提升，23夏季电力缺口较大。据安徽省发展改革委数据，近年来安徽省发电量与用电量比值呈下滑趋势，且2021年、2022年、1Q23安徽省全社会用电量增速分别为11.8%、10.24%、3.4%，近年增速居长三角地区前列。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，对外输电出力也将承压。

图表15：我国夏季风电利用小时环比下滑（小时）



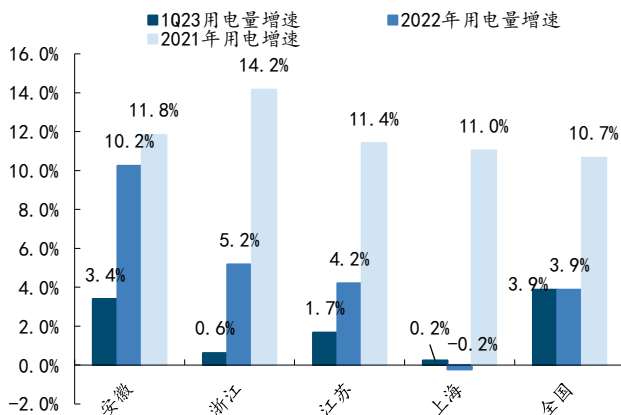
图表16：2023起四川水电出力同比承压（亿千瓦时）



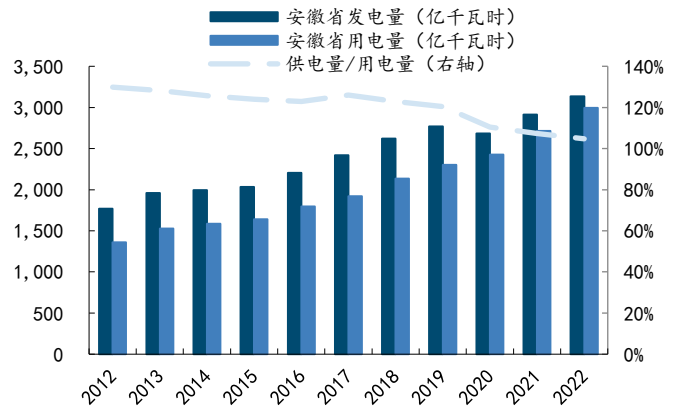
来源：I find、国金证券研究所

来源：I find、国金证券研究所

图表17：21-1Q23安徽用电增速在长三角地区位列前茅



图表18：安徽省发电量与用电量比值呈下滑趋势



来源：Wind、国金证券研究所

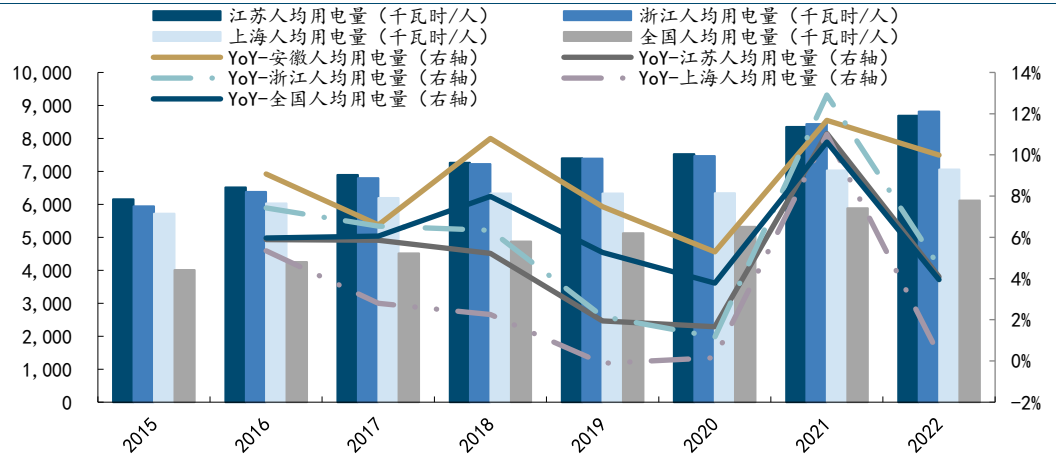
来源：I find、国金证券研究所

### 2.2.2 需求端：负荷大省用电高需求，综合供给能力看省内火电利用小时将维持高位

- 江苏为全国电力负荷中心之一，供电江苏为公司带来区位优势。
- ✓ 江苏省用电量位列前茅。2022年江苏省全社会用电量7399.6亿千瓦时、排名全国第三，成为全国重要的电力负荷中心，且人均年用电量超过8690千瓦时、在江浙沪地区保持领先且已超过德国、澳大利亚等发达国家水平。
- ✓ 江苏为公司火电发电的主要供应地。公司供应本省的江苏火电厂2022年发电量共449.2亿千瓦时，占全省火电发电量的约9.7%；此外，公司山西三家煤电厂2022年发电215.0亿千瓦时，除了在山西本地争取一部分电量市场外，其上网电量超90%通过“雁淮直流”送往江苏。
- ✓ 江苏省较高用电需求使得公司整体火电业务（含山西火电）享有供应地高需求优势。尤其是公司在苏火电机组主要分布于沿海地区，其陆海统筹、江海联动地域优势带动的区域经济高速发展使火电保供发电需求更加迫切。因此，公司火电机组保持稳定且较高的利用小时数，近年来持续高于全国平均水平、其中2022年高于全国平均利用

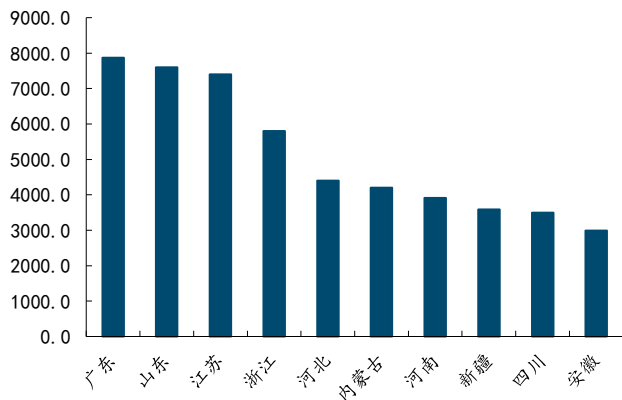
小时数 136 小时；且公司在可比公司中利用小时数也处于较为领先的水平，21-22 年分别较可比公司火电机组利用小时数均值高出 91、156 小时。

图表19：江苏省人均用电量在江浙沪地区处于领先



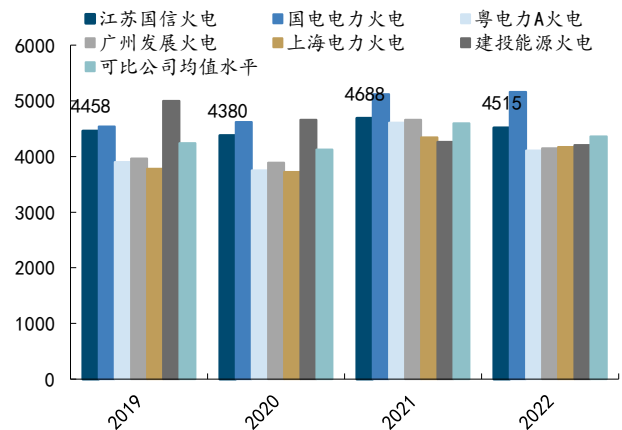
来源：Wind、国金证券研究所

图表20：2022年江苏省用电量位列全国TOP3(亿千瓦时)



来源：北极星售电网、Wind、国金证券研究所

图表21：公司火电利用小时数较为领先(小时)

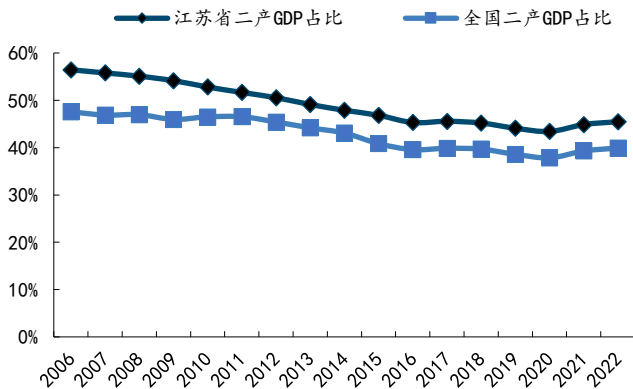


来源：各公司公告、国金证券研究所

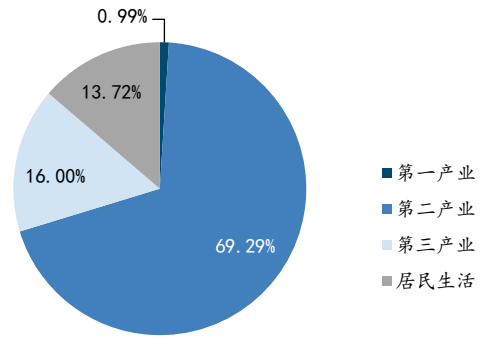
- 中长期看，江苏用电需求维持高位和长期增长主要受到经济结构及人口因素驱动，且各驱动因素较长时间内有望保持稳定。
- ✓ 江苏二产占比较高，拉升单位 GDP 耗能水平。江苏沿海是“一带一路”、长江经济带、沿海开发等国家战略的交汇点和叠加区，在承接上海、苏南等长三角核心区的产业、科技、人才等资源要素外溢中有着良好的基础条件，造就了江苏城市化水平较高、工业较为发达的特点。因此，江苏单位能耗更高的二产占 GDP 比重持续高于全国平均水平，对全省的高用电量起压舱石作用。
- ✓ 江苏人口高基数、高密度产生较高用电需求。江苏平原面积比重大使其具有宜居特征，叠加沿海地区经济发展优势，使其全省人口总数排名全国第四，且人口密度排名全国第一，奠定了全省电力负荷的高基数，尤其城市中心区域对供电质量和可靠性要求更高。



图表22: 江苏二产占GDP比重持续高于全国平均水平



图表23: 江苏二产用电需求高于一、三产

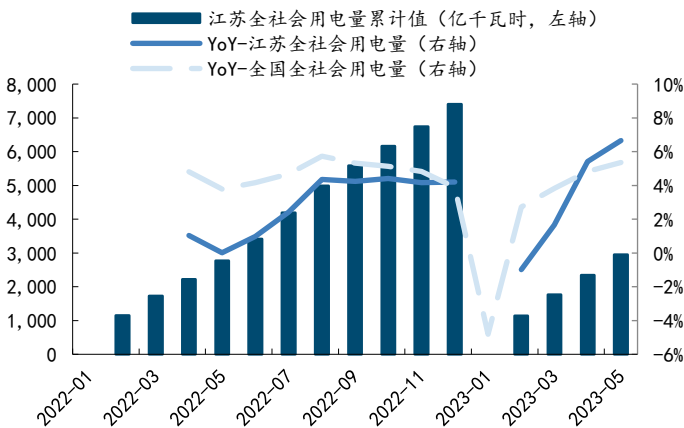


来源: IFind、国金证券研究所

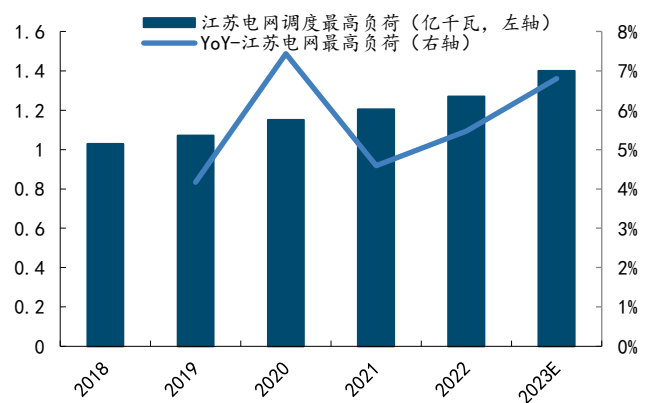
来源: 扬子晚报、国金证券研究所

- 短期看, 江苏省 2023 年用电增长驱动力主要源自疫后用电高弹性修复及迎峰度夏用电负荷提升。
- ✓ 江苏 22 年受上海疫情辐射影响严重, 23 年疫情后恢复呈现较高弹性。22 年疫情中, 江苏因与上海距离较近、多数产业高度融合而受到了较为显著的辐射影响, 从 1Q22 疫情开端到 1Q23 疫情恢复期, 江苏全社会用电增速持续低于全国平均水平。而疫情恢复、管控基本放开后, 江苏省用电量增速开始体现疫后恢复的高弹性、从 2Q23 开始反超全国, 且 4 月当月用电同比增速高达 18.7%、增速创近十二年同期新高, 其中一产、二产、三产、居民用电分别增长 1.3、0.5、2.3、1.1 倍。
- ✓ 江苏电网负荷逐年递增, 23 年夏季最高负荷有望同比提升。2017 年江苏电网最高用电负荷首次突破 1 亿千瓦, 之后年年递增, 2022 年迎峰度夏期间江苏电网连续 68 天实现负荷破亿、最高达 1.3 亿千瓦。据国网江苏经济技术研究院规划发展研究中心预测, “厄尔尼诺”效应下 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%, 带动迎峰度夏期间用电需求环比、同比均攀升。

图表24: 江苏省 4M23 开始用电增速高于全国



图表25: 江苏电网最高电力负荷逐年递增



来源: 国家能源局、江苏统计局、国金证券研究所

来源: 江苏能源监管办、江苏经济技术研究院规划发展研究中心、国金证券研究所

- 结合供需来看, 2023-2024 年江苏火电平均利用小时数有望保持 4400 小时以上。
- ✓ 根据国网江苏电力 2020 年的预测数据, 到 2025 年江苏年度全社会用电量将达到约 8200 亿千瓦时, 较 2019 年增长 30.9%、年平均增速达到 4.9%。考虑到 2022 年用电量增速为 4.2%且 2023 年江苏省疫后恢复的较高弹性, 可合理假设 2023-2025 年江苏省全社会用电量增速为 4.5%、3.5%、3.3%。
- ✓ 根据江苏省可再生能源“十四五”规划, 2025 年全省可再生能源电力总量消纳责任权重力争达到 25.1%左右, 结合全社会用电量测算, 则 2025 年新能源将承担 2182.5 亿千瓦时的用电负荷、2022-2025 年新能源承担负荷量平均增速约 19%。



- ✓ 江苏省外调电量占全社会用电量比例维持在 20% 左右，2022 年下旬由于“白鹤滩—江苏”特高压的建成以及其他特高压利用率提升而使得受电比例提升至 22.6%，可假设 2023 年“白鹤滩—江苏”线路放量后外受电比例提升至 23.5%。根据上文分析，“十四五”期间暂无其他通往江苏的大型特高压项目建成，且受电来源省份电力负荷逐年提升、输电增量有限，预计外受电量增速将不及省内用电负荷增速，因此假设 2024-2025 年外受电量占全社会用电量的比重小幅下滑。
- ✓ 根据江苏省目前通过的两批次“先立后改”煤电支撑性电源项目方案，预计“十四五”期间省内新增煤电装机 17.3GW；若叠加公司射阳港、滨海两处未算在“先立后改”方案中的在建装机，预计“十四五”期间省内火电装机增量约 2030 万千瓦。
- ✓ 根据上述假设进行测算，即便考虑“十四五”期间煤电装机量的增长以及可再生能源电力消纳责任权重的增加，2023-2025 年江苏省年度火电发电需求仍将保持 4600 亿千瓦时以上，2023-2024 年利用小时数预计均保持 4400 小时以上，2025 年新增煤机大批量建成后也可维持在 4070 小时以上。

图表26：经测算，江苏省火电装机 2023-2024 年平均利用小时数预计均可保持 4400 小时以上

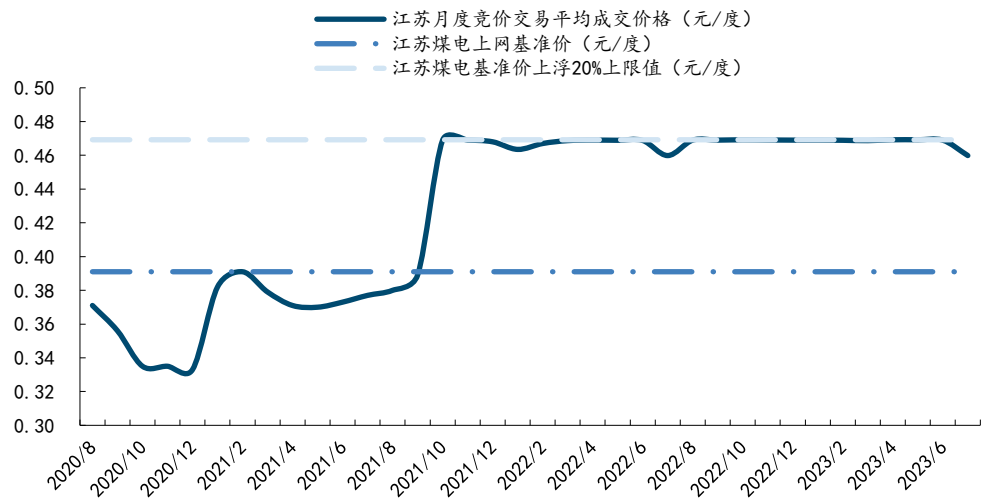
指标	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
江苏省全社会用电量（亿千瓦时）	6373.7	7101.2	7399.6	7732.6	8003.2	8267.3
YoY-江苏省全社会用电量	-	11.4%	4.2%	4.5%	3.5%	3.3%
省内新能源电量消耗（亿千瓦时）	768.2	1089.3	1222.5	1344.8	1613.8	2066.8
省外调入电量（亿千瓦时）	1434.5	1417.6	1670.9	1817.2	1840.7	1818.8
省外调入电量占用电量之比	22.5%	20.0%	22.6%	23.5%	23.0%	22.0%
省内火电发电量需求（亿千瓦时）	4390.5	4836.1	4743.3	4811.2	4788.1	4612.3
省内火电装机（万千瓦）	10079	10261.6	10477	10577	11177	12507
省内火电装机平均利用小时数（小时）	-	4755.1	4574.4	4581.2	4476.1	4078.1

来源：风电头条、国际电力网、新华社、《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划》、江苏省发改委、国金证券研究所

### 2.2.3 市场化改革将顺定价机制，供需偏紧对电价形成有力支撑

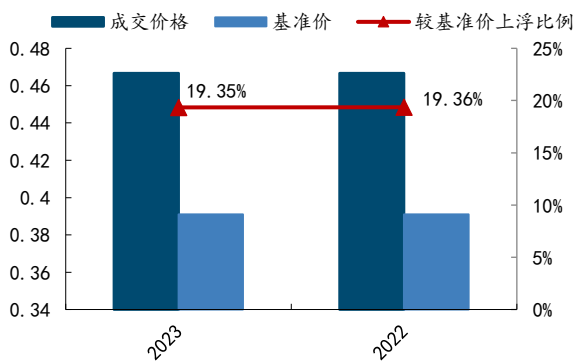
- 电力市场化改革持续推进，电企议价能力显著提升。
- ✓ 2021 年在煤炭成本高企的背景下，国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大至原则上不超过基准价的 20%，高耗能企业和电力现货市场交易电价不受上浮 20% 限制，利好电企成本传导。市场化改革后，2022 年江苏省电力供需紧张格局已较为充分的表现在交易电价中，2022-2023 年年度长协交易价格较燃煤基准价实现几乎顶格上浮，且即便是与成本变动更为挂钩的月度交易竞价目前也维持 19%-20% 的较高上浮幅度。
- ✓ 公司江苏省内机组发电直接参与江苏电力市场，山西煤机送苏电量按照江苏省内煤电市场交易电价扣减输送费用结算。受市场化改革影响，尽管 2021 年煤炭成本高企下火电业务承压，而 2022 年在发电成本暂未明显回落的情况下公司火电售电均价提升显著，平均上网电价同比提升 16.6%，其中江苏煤机上网电价提升 19.1%，山西机组上网电价提升 22.4%，提价带来的成本传导已初步助力火电业务步入困境反转轨道。未来江苏的电力供需偏紧格局将对煤电上网电价维持高位提供有力支撑，公司江苏、山西机组售电均将受益。

图表27: 2021年市场化改革后, 江苏月度交易成交均价较基准价基本维持顶格上浮

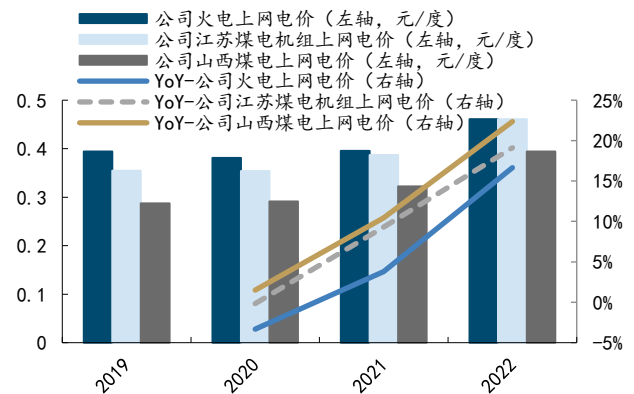


来源: 江苏电力交易中心、国金证券研究所

图表28: 2022-2023年江苏年度交易成交均价较基准价均上浮19%以上



图表29: 公司火电机组上网电价及变化趋势



来源: 江苏电力交易中心、国金证券研究所

来源: 公司公告、国金证券研究所

- 山西、江苏均为电力现货市场试点, 火电参与现货市场有望实现高电价。
- ✓ 现货市场成交价格更贴近真实成本和供需。建设电力现货市场是电改重点任务, 我国已于2017年、2021年设立了两批电力现货市场试点城市。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。
- ✓ 山西是我国确定的首批8个电力现货市场建设试点之一, 已成为国家电网经营区内启动试运行时间最早、结算试运行时间最长、市场主体类型最全的电力双边现货市场; 公司山西机组除送苏电量外, 剩余电量参与山西省内电力中长期交易及现货交易, 山西电厂因现货交易营销策略得当而争取了较高市场电价是助力其2022年煤价高企期间实现逆势盈利的主要原因之一。江苏为国家第二批电力现货市场试点, 目前仍处于试运行阶段, 随着两地现货市场发展愈发成熟, 公司火电机组售电有望争取更多盈利空间。

## 2.3 煤炭成本兼具经济性优势与边际改善利好

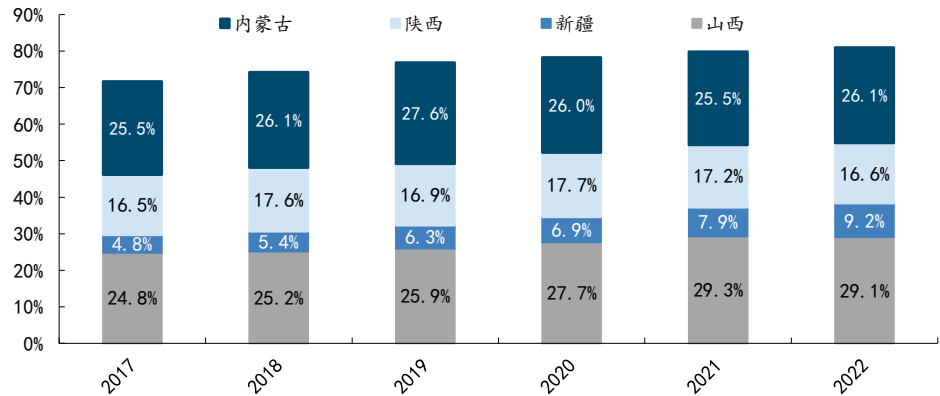
### 2.3.1 成本经济性: 地理布局优势+“煤电联营”模式共同利好成本控制

- 山西机组布局于晋北坑口、江苏机组临近水路, 控本核心在于降低煤炭运输成本。
- ✓ 山西为资源丰富的产煤大省。2022年山西原煤产量超13亿吨、占全国产量近1/3, 领先内蒙古、陕西、新疆其他三个产煤大省, 且2021-2022年对我国原煤产量新增贡

献率分别高达 57.2%、26.9%。

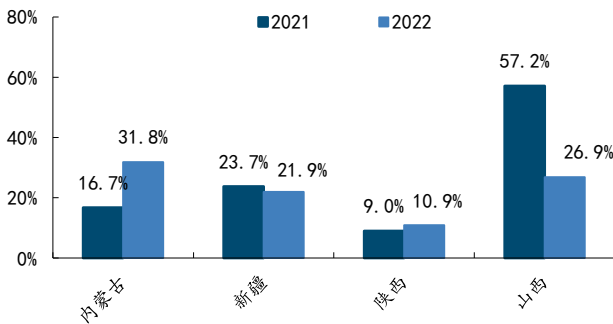
- ✓ 公司山西机组位于山西省煤炭资源最为丰富的晋北地区,且均为紧邻煤矿建设的坑口电厂,在供应量较为充足的同时还保证了较低的煤炭运输成本。2022 年市场煤价持续高企下山西机组控股公司苏晋能源实现扭亏为盈并录得净利润 3.5 亿元,除电价上涨因素外,坑口煤价优势也是重要助力因素之一。
- ✓ 此外,公司于江苏已投产的火电机组也主要分布于江苏沿海、沿江一线,采用成本较低的水运为煤电项目建设提供了先天的成本优势。

图表30: 山西 2020 年起原煤产量占比成为晋陕蒙新四省第一



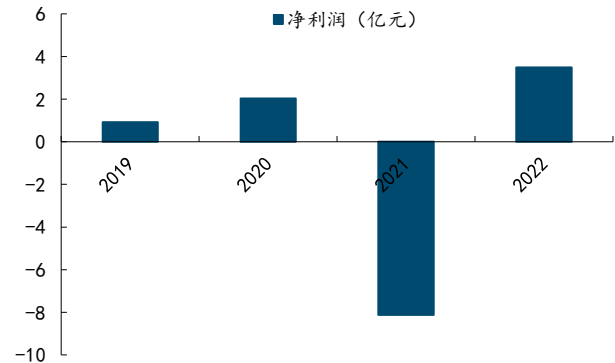
来源: Wind、国金证券研究所

图表31: 2021-2022 年山西原煤新增贡献率在晋陕蒙新四省中领先



来源: Wind、国金证券研究所

图表32: 2022 年山西机组控股公司苏晋能源实现扭亏为盈 (亿元)



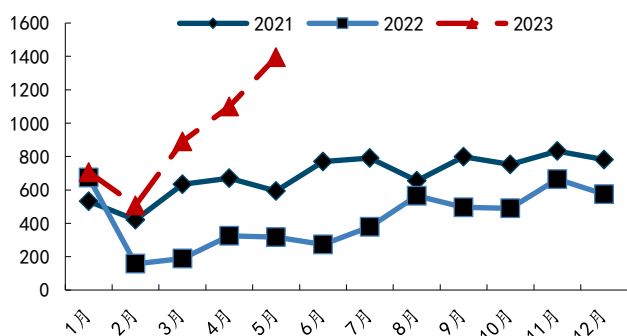
来源: Wind、国金证券研究所

- 公司已发展出独立的煤炭供应体系,火电业务与煤炭采购、港口物流深度融合,综合能源服务商转型利好成本控制。
- ✓ 在煤炭物流方面,公司在靖江秦港和北方港分别建立了两个煤炭物流基地。2022 年公司旗下靖江发电在建成了秦港港务省级煤炭战略储备基地的同时投运了江苏省煤炭物流基地项目二期工程,港口吞吐量超 2000 万吨、静态储煤能力超 100 万吨,持续挖掘“等热值置换”、“场地收煤”、“背靠背”等煤炭经营模式,在进行市场化售煤的同时更可以满足公司旗下电厂用煤。
- ✓ 在煤炭采购方面,为防止旗下发电企业各自为战并有效控制煤炭采购价,公司以控股子公司国信能销为平台实施煤炭统购统销以提升经营效益,目前公司在江苏省内电厂所用燃煤已全部来自集中采购。国信能销持续加强与上游大型煤企的合作能力,2022 年末公司已有 8 家长协煤供应商、30 余家市场煤供应商,通过电煤长协合同锁定资源量 1089 万吨,可有效缓解煤价大幅波动对业绩的影响。
- ✓ 通过部署能源采购和物流业务,公司形成了“能源一张网”的战略布局,打通了煤炭采购、港口物流、供热检修、发电售电等电力产业链的关键环节,为煤炭供给和成本控制奠定了扎实基础。

### 2.3.2 成本边际改善：保供政策加持+供给持续改善，煤价回落利好公司降本

- 公司煤炭供应以长协为主，市场内贸煤与进口煤作补充。2022 年公司用煤结构中，长协煤量约占 50%，其余采用市场煤，当进口煤比国内煤价低时会采购进口煤对内贸煤进行补充、进口采购量往年占耗煤总量的约 20%。从整体看，在煤炭物流和采购业务的调度优势加持下，公司用煤结构可根据市场行情进行较为灵活的调整。
- 保供政策助力长协比例提升，利好成本控制。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。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 30pct 至 80%，经测算仅考虑长协煤占比的提升即可为公司带来约 14% 的归母净利润增厚。
- 2022 年煤价高企本质是供应不足导致的供需紧张，23 年多维度供给端改善已带来市场煤价中枢明显下行。
- ✓ 23 年国际供需转松，进口煤价实现高位回落。22 年疫情延续、俄乌冲突等因素支撑国际煤价高位运行，但俄乌冲突进一步恶化空间有限，且 23 年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，供需转松使得国际煤价承压；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，23 年以来进口量持续增长使进口煤价呈下滑趋势，1-5M23 我国动力煤累计进口量同比增长 176.8%，3-5 月环比分别增长 75.6%、23.3%、27.0%，且截至 6M23 广州印尼煤库提价已较年初下滑约 25%。

图表33：23 年动力煤月均进口量显著增长（吨）



来源：Wind、国金证券研究所

图表34：进口煤价 23 年实现高位回落

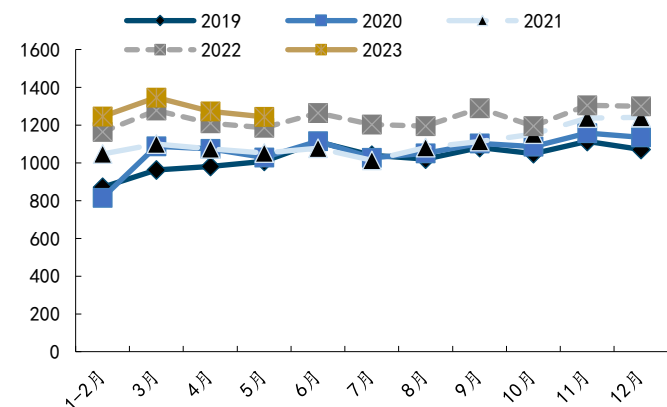


来源：Wind、国金证券研究所

- ✓ 22 年国内供给端放量开启，驱动 23 年市场煤价持续下行。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，1-5M23 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。国内煤炭增产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%。

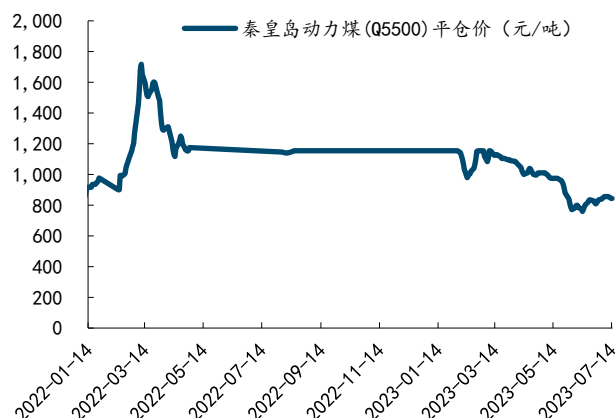


图表35: 11M22 以来原煤日产量基本能保持在 1230 万吨/天以上



来源: Wind、国金证券研究所

图表36: 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

- 预计煤价 1H23 高位回落后，23-25 年将持续保持震荡下行趋势。
- ✓ 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 月后预计台风登陆带来降雨、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。

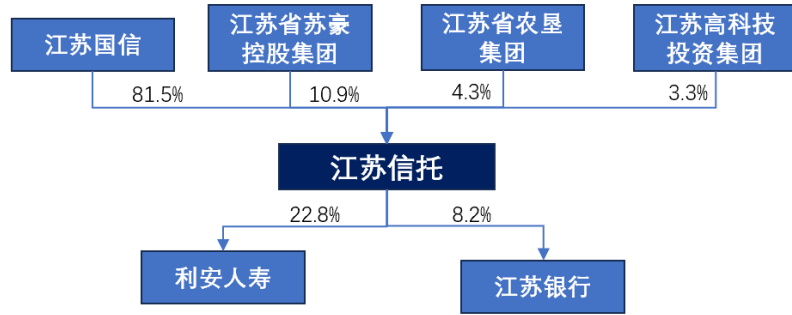
### 3. 金融板块资产优质、收益稳健，定位业绩“压舱石”

#### 3.1 业绩奠基+业务协同，金融业务功不可没

- 公司金融板块业务主要由持股 81.5% 的子公司江苏信托开展，具备特有竞争优势。
- ✓ 江苏信托是江苏规模最大的本土信托机构之一。作为江苏省唯一一家全国性信托公司，江苏信托在用益信托研究院发布的 2021-2022 年度信托公司排名中人均净利润位居行业第二、抗风险能力位居行业第四、盈利能力位居行业第六，在信托行业中具有一定的话语权和市场竞争力。
- ✓ 公司信托板块与同行相比具有地域优势和股东背景优势。一方面，江苏信托地处经济发达的长三角地区，区域经济活跃度高、市场需求旺盛、民间资本富裕，尤其是江苏经济的快速发展、江苏沿海开发战略以及苏南苏中苏北共同发展战略的实施为信托业务发展提供了良好机遇。另一方面，江苏信托股东均为江苏省属国有企业集团，实力雄厚且经营各具特色，在各集团背景支持下，江苏信托拥有较高的净资本和优质的资产，业务拓展空间宽裕。



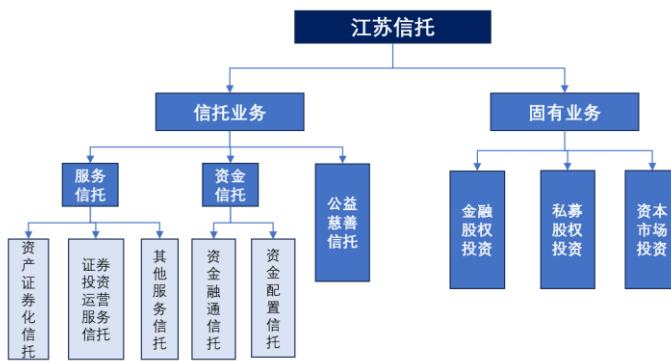
图表37：江苏信托股东均为江苏省属国有企业集团



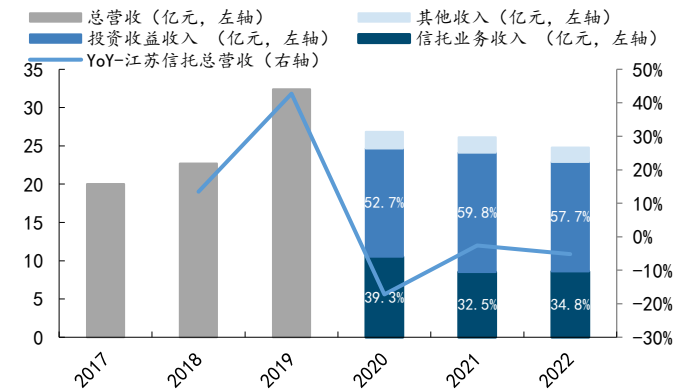
来源：江苏信托年报、江苏信托官网、国金证券研究所

- 江苏信托主营信托业务和固有业务，2022年营收占比分别为34.8%、57.7%。在固有业务中，公司运用自有资本开展租赁、投资、存放同业、拆放同业等业务，主要分为金融股权投资、私募股权投资、资本市场投资等，其中金融股权投资是江苏信托的重要收益来源；在信托业务中，公司作为受托人按照委托人意愿对受托财产进行管理、处分并从中收取手续费，主要包括服务信托、资金信托、公益慈善信托等。

图表38：江苏信托业务主要包括信托业务和固有业务



图表39：信托业务和固有业务占江苏信托营收主体

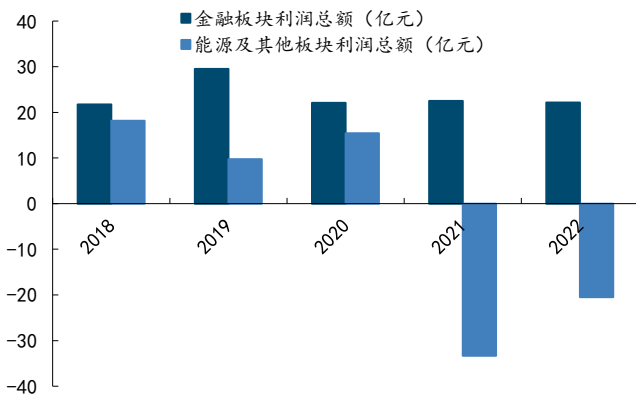


来源：江苏信托官网、国金证券研究所

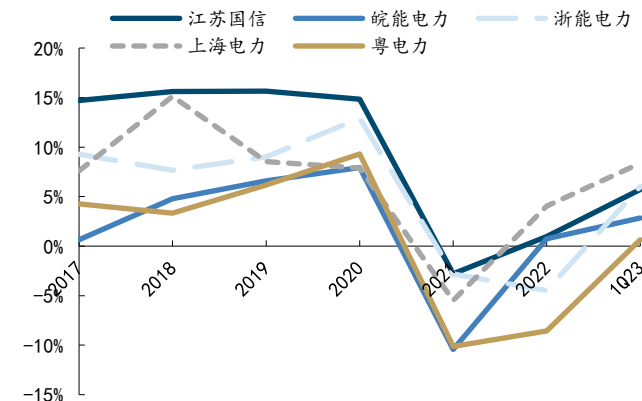
来源：江苏信托年报、国金证券研究所（投资收入代表固有业务收入）

- 金融业务为公司提供稳定利润，发挥业绩“压舱石”作用。近年来江苏信托业绩保持稳定，2020-2022年营收总额保持在24.5亿元以上，且在2021-2022年公司能源板块业务受到煤炭成本高企的冲击而出现亏损时，也为公司贡献了22亿元以上的税前利润；在金融板块业务的奠基下，公司净利率在可比公司中持续保持较高水平。

图表40：金融业务为公司提供稳定利润



图表41：公司净利率在可比公司中保持较高水平



来源：公司公告、江苏信托年报、国金证券研究所

来源：各公司公告、国金证券研究所

- 除贡献利润支撑外，金融业务还可在功能上为能源业务提供协同作用。
- ✓ 电力、能源是基础型产业，电厂的经营、收入会产生大规模现金流，前期投资也有大

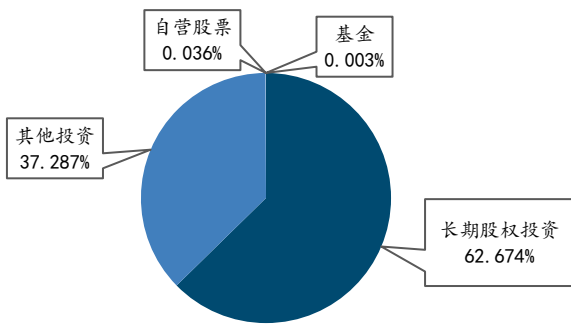
量的资金需求，而对资金的调配运用正是信托公司的强项，“能源+金融”的板块布局存在相互融合与协同。

- ✓ 江苏信托作为持牌金融机构，在满足独立性要求和风险控制等监管要求的前提下，可以向能源企业提供融资、闲置资金管理理财和财务顾问等服务，通过碳融资类信托、碳投资类信托、碳资产服务信托等信托产品，成立产业基金并参与碳市场，从而还可以为能源业务提供专业化的碳资产管理服务，助力能源业务可持续发展。

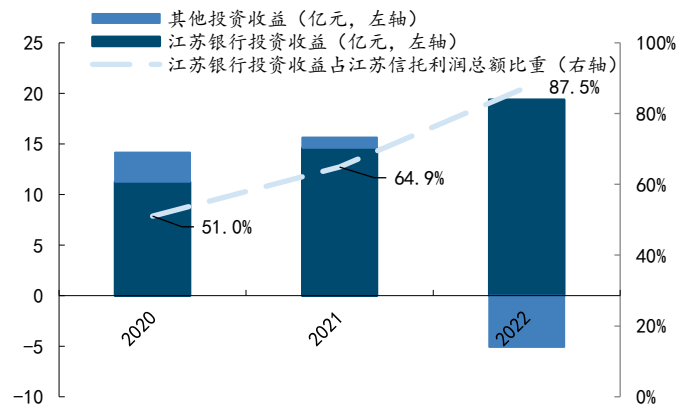
### 3.2 固有业务受益于优质资产，信托业务走向趋稳和转型

- 固有业务以长期股权投资为重点，所持江苏银行、利安人寿等金融资产质地优，助力实现稳定投资收益。
- ✓ 江苏银行区位优势显著，对其投资贡献江苏信托股权投资收益主体。江苏信托为江苏银行第一大股东，持有江苏银行 8.2% 股权。作为江苏省最大的法人银行，江苏银行根植江苏、机构已实现县域全覆盖，具有鲜明的区位优势和优质的客户来源。2022 年江苏银行业绩保持稳健增长趋势，实现营业收入、归母净利润分别 705.7、253.9 亿元，分别同比增长 10.7%、28.9%，为江苏信托贡献投资收益 19.4 亿元、占江苏信托利润总额的比重高达 87.5%，未来有望凭借资产优势和稳健利润增长为公司投资收益的提升持续提供驱动力。
- ✓ 利安人寿股权结构变更后收益质量稳步提升。利安人寿是经中国银行保险监督管理委员会批准设立的全国性人身保险公司，业务范围覆盖除总部江苏外还覆盖安徽、河南、北京、四川、上海等九个省及直辖市。2018 年 7 月江苏信托完成股权受让后对利安人寿持股比例提升至 22.8%、成为第一大股东，此后利安人寿保费收益稳健增长，2022 年保费收入同比增长 6.6% 至 193.9 亿元，占总营收比重增长至 92.5%；保费收入是保险公司最主要的资金流入方式和承担保险责任最主要的资金来源，可见利安人寿业绩可持续性已步入稳步提升通道。尽管 22 年利安人寿所持可供出售金融资产因资本市场波动引发亏损而造成了 27.6 亿元的归母净利润亏损，但随着盈利质量提升以及市场影响逐步消除，利安人寿有望实现扭亏为盈和利润稳健增长。

图表42：长期股权投资金额规模占江苏信托固有业务板块主体



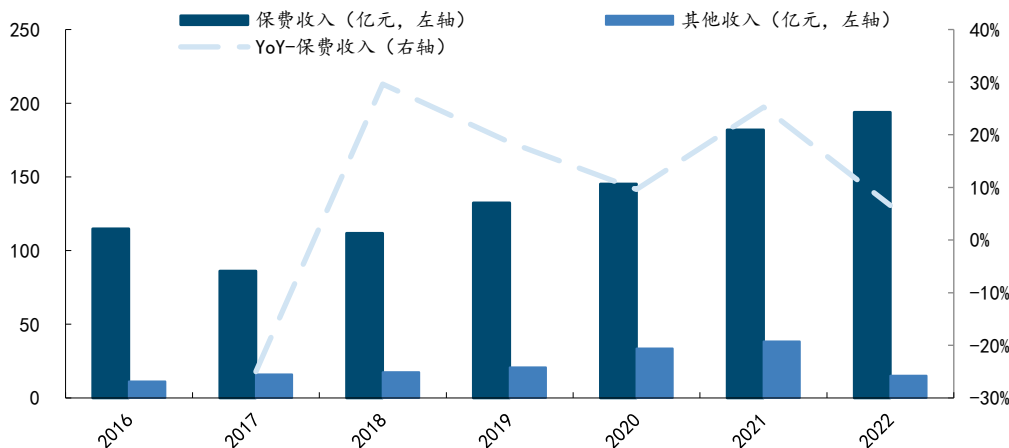
图表43：对江苏银行的投资贡献江苏信托股权投资收益主体



来源：江苏信托 2022 年年报，国金证券研究所

来源：江苏信托年报，国金证券研究所

图表44: 利安人寿保费收入稳步提升

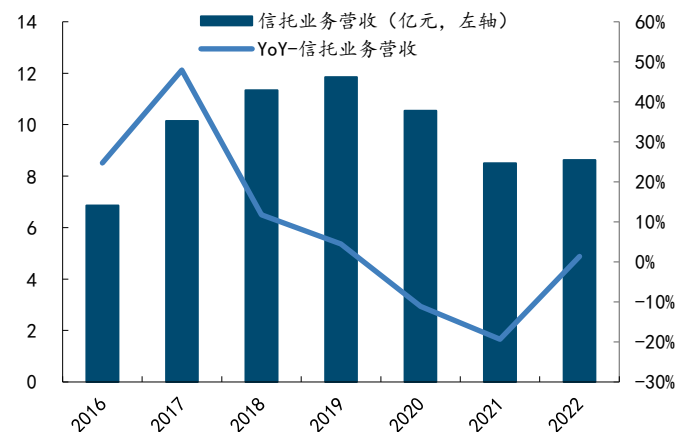


来源: 利安人寿公司公告、国金证券研究所

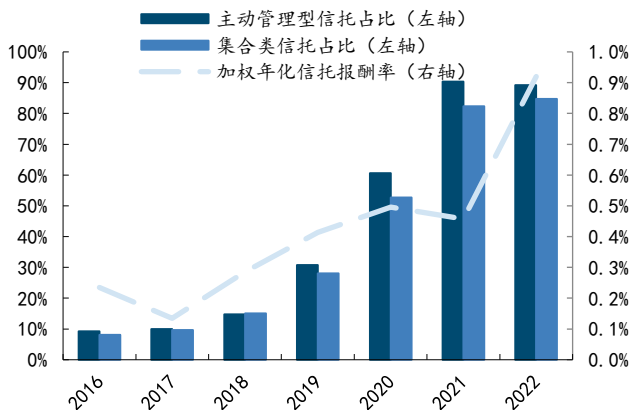
■ 积极应对资管新规, 灵活转型助力信托业务业绩企稳。

- ✓ 行业监管趋严, 信托业务规模经历了从下行到稳定的变化。信托行业自 2018 年资管新规颁布后进入调整期, 资产规模和收益指标也逐年下滑, 到 2021 年末开始行业规模和业绩普遍实现止跌回稳。受此影响, 江苏信托主动调整业务结构, 根据监管导向收缩了部分业务条线, 营收在经历 2 年连续下滑后, 于 2022 年实现 1.4% 的正增长, 开始步入业绩恢复轨道。
- ✓ 积极寻求业务转型, 资产结构优化下盈利能力改善已见成效。面对资管新规带来的挑战, 江苏信托通过开展定制化主动管理业务转型、集合类标品转型、积极参与资产证券化业务等措施, 资产主导类型逐步由单一类、被动型转为集合类、主动型。2018 年末至 2022 年末, 江苏信托集合类标品占比提升 69.7pct 至 84.7%、主动管理型资产占比提升 74.5pct 至 89.2%, 成功带动信托报酬率实现了超 2 倍的提升, 为未来业绩持续修复奠定了重要基础。

图表45: 江苏信托的信托业务 2021 年后收入企稳



图表46: 江苏信托资产结构转型带动报酬率提升



来源: 江苏信托年报, 国金证券研究所

来源: 江苏信托年报, 国金证券研究所

- 结合以上分析, 即便考虑降息大背景, 预计公司金融业务仍可保持稳健增长并持续发挥利润奠基作用。
- ✓ 首先, 信托业务受到降息的影响较为有限, 因为信托业务管理的是表外资产且业务综合性较强, 叠加信托购买的债券类资产通常占比较低, 使得降息对信托收益的直接影响较小; 随着信托业务逐步走出资管新规影响, 预计未来可保持约 5% 的收入增速。
- ✓ 其次, 尽管降息会对银行存贷利差带来的收益产生一定影响, 但江苏银行近年来得益于区位和资源优势而盈利能力持续增强, 20-22 年净利润以 20% 的平均增速稳步增长, 22 年增速提升至 29%, 降息影响下净利润增幅收窄后预计仍将保持在约 15% 的水平。
- ✓ 此外, 23 年保险业务资产端修复带来的扭亏为盈改善将显著大于降息带来的不利冲

击，24-25 年降息影响下利润增速预计将放缓，但有望通过调整固收类资产比重减轻降息的影响并保持 5% 的稳健增速。

- ✓ 综合三个子板块利润来看，公司金融业务净利润 23-25 年增速预计可达 15%/10%/10%，整体看金融业务的业绩稳健增长受到降息的影响较为有限。

## 4. 盈利预测与投资建议

### 4.1 核心假设及盈利预测

#### 4.1.1 能源板块业绩预测假设

##### ■ 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，在江苏有在建 5 台 100 万千瓦燃煤机组，其中 1 台射阳港机组、2 台滨海港机组、2 台沙洲机组预计分别于 2023 年 9 月、2024 年底、2025 年投产，因此预计江苏煤电机组 23-25 年增量为 100/200/200 万千瓦，对应当年新增投产率分别为 25%/10%/10%。
- ✓ 公司山西煤电机组和江苏气电机组暂无在建和批准项目，预计 23-25 年保持原规模。

##### ■ 火电利用小时数相关假设：

- ✓ 从本文 2.2.2 部分对江苏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 3%；24-25 年随江苏清洁能源消纳要求逐步提升，火电利用小时数小幅下滑，预计公司江苏煤机利用小时对应下滑-1%/-2%。
- ✓ 山西煤机发电有超过 90% 的上网电量通过“雁淮直流”送往江苏，因此利用小时受到江苏用电需求的影响较大，预计整体变动趋势与江苏省内机组利用小时数变动一致，23-25 年分别同比 3%/-1%/-2%。
- ✓ 江苏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，且“十四五”期间国产气、进口管道气供应将持续增加，有利于 23-25 年气电成本控制，利用小时逐步小幅增长，增速分别为 1%/1%/1%。

##### ■ 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、市场化电量占比提升叠加电力供需趋紧共同驱动江苏煤机上网电价 21-22 年分别实现 0.033/0.074 元/kWh 的提升，预计 23-25 年煤电价格将维持高位运行；但考虑到江苏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 年电价将出现小幅下滑。因此估计 23-25 年江苏煤机上网电价变动分别为+0.009/-0.002/-0.005 元/kWh。
- ✓ 山西煤机发电送苏电量占上网电量的 91%-94%，由于江苏用电需求较山西更大且“雁淮直流”特高压利用率逐步提升，预计 23-25 年送苏电量占比逐步提升，为 94%/94.5%/95%。此外，公司山西机组在山西本地消纳的部分现已全部参与市场，预计按照山西煤电基准价 0.332 元/kWh 上浮 19%-20% 的水平结算；而送苏部分按照江苏省内煤电市场交易电价扣减输送费用结算，参考 2022 年 11 月国家发改委核定的“雁淮直流”输电价格 0.036 元/kWh 以及预估的送苏电量比例，可预计 23-25 年山西机组平均上网电价分别为 0.428 元/kWh、0.426 元/kWh、0.422 元/kWh。
- ✓ 江苏气电机组平均上网电价 21-22 年在成本高企下分别实现 0.041、0.128 元/kWh 的涨幅，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 年公司燃气发电机组平均上网电价变动分别为+0.007/-0.004/-0.007 元/kWh。

##### ■ 电力业务营业成本相关假设：

- ✓ 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 30pct 至 80%，随着保供政策持续发力以及控股子公司国信能销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 83%、85%；按照 23-25 年长协履约率 80%/85%/88% 测算，预计公司 23-25 年标煤入炉价格分别为 943.9/908.3/875.4 元/吨。
- ✓ 从气电成本看，天然气价格高企使得 21-22 年单位气电成本分别上涨 2.4%/23.2%。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 23-25



年单位气电成本逐步下滑，下滑幅度为 5%/3%/2%。

- ✓ 从其他成本看，单位非燃料成本 2022 年提升 52.5%，随着公司运营效率提升，控本能力逐步增强，预计 23-25 年增幅收窄至 13%/5%/3%。

图表47：火电业务盈利预测

	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
火电业务总营收（百万元）	22951.0	25847.1	26,996.8	28,493.9	31,483.7
火电业务总营业成本（百万元）	24752.4	26012.4	24120.8	24933.8	27082.8
火电业务综合毛利率	-7.8%	-0.6%	10.7%	12.5%	14.0%
能源板块综合毛利率	-5.2%	0.1%	9.6%	11.1%	12.4%
营收拆分-江苏煤电					
江苏煤电控股装机量（万千瓦）	788.5	788.5	888.5	1088.5	1288.5
江苏煤电发电量（亿千瓦时）	405.4	400.4	411.8	455.3	544.4
江苏煤电上网电量（亿千瓦时）	385.1	379.2	391.0	432.0	516.4
江苏煤电上网电价（元/千瓦时）	0.387	0.461	0.470	0.468	0.463
江苏煤电营收占电力业务之比	64.9%	67.6%	68.1%	71.0%	76.0%
营收拆分-山西煤电					
山西煤电控股装机量（万千瓦）	396	396	396	396	396
山西煤电发电量（亿千瓦时）	202.5	215.03	221.5	219.3	214.9
山西煤电上网电量（亿千瓦时）	190.6	202.6	208.4	206.4	202.3
山西煤电上网电价（元/千瓦时）	0.322	0.394	0.432	0.430	0.426
山西煤电营收占电力业务之比	26.7%	30.9%	33.4%	31.2%	27.4%
营收拆分-江苏气电					
江苏气电控股装机量（万千瓦）	259.2	259.2	259.2	259.2	259.2
江苏气电发电量（亿千瓦时）	80.9	49.2	49.7	50.2	50.7
江苏气电上网电量（亿千瓦时）	79.9	48.3	48.9	49.4	49.8
江苏气电上网电价（元/千瓦时）	0.609	0.738	0.741	0.737	0.730
江苏气电营收占电力业务之比	21.2%	13.8%	13.4%	12.8%	11.6%
成本拆分					
煤电燃料成本（百万元）	19131.8	20146.1	17813.0	18227.9	19742.3
标煤入炉价格（元/吨）	1027.94	1095.99	943.9	908.3	875.4
气电燃料成本（百万元）	3332.5	2498.4	2397.0	2348.4	2324.4
单位气电燃料成本（元/千瓦时）	4120.8	5078.1	4824.2	4679.5	4585.9
其他非燃料成本	2288.2	3367.9	3910.7	4357.4	5016.0

来源：公司公告、国金证券研究所

- 能源板块中非电力业务占比较小，预计营收增速均保持 5%的稳健增长。其中煤炭板块毛利率受煤价下滑影响而呈下降趋势，23-25 年分别为 2%/1.9%/1.8%；热力板块与电力板块具有一定业务协同性，预计 23-25 年毛利率逐步提升，为 2%/2.5%/3%。

#### 4.1.2 金融业务相关业绩指标预测假设

- 金融板块业务主要由江苏信托展开，主营业务为信托业务和固有业务，并不产生直接营业成本，因此这里不对其毛利率进行预测，主要预测收入和利润相关指标。
- ✓ 信托业务收入对应公司合并利润表营业总收入中的“手续费及佣金收入”项。信托业务自 2018 年资管新规颁布后进入调整期，手续费及佣金收入 20-21 年分别下滑 8.6%/19.3%。而行业 21 年末开始步入企稳期，江苏信托的信托业务 22 年已实现 1.4%的营收增长，结合信托业务受降息影响较小，预计公司手续费及佣金收入 23-25 年同比增长 4%/5%/6%。此外，公司信托业务还产生少量利息收入和利息支出，预计随信托规模的增长均小幅增加。
- ✓ 固有业务主要指江苏信托对持股 22.8%的利安人寿和持股 8.2%的江苏银行的投资，对



二者的投资收益 21-22 年占公司总投资收益的 85%以上；其中江苏信托对江苏银行的投资收益 20-22 年占公司总投资收益的 77%以上，是公司“投资收益”项预测的主要依据。一方面，江苏银行近 3 年净利润以 20%的平均增速稳步增长，降息影响下增幅收窄后预计仍将保持 15%的利润增速；另一方面，22 年资本市场波动导致利安人寿持有可供出售金融资产出现亏损而产生了 27.6 亿元的归母净利润亏损，23 年预计保险业务资产端修复带来的扭亏为盈改善将显著大于降息带来的不利冲击，24-25 年降息影响下利润增长预计将放缓至 5%。此外，考虑到公司参股的其他发电企业 23 年盈利能力的改善，预计公司投资收益 23 年同比增长 37%，24、25 年平均增速降至 12%。

图表48：金融业务相关指标预测

	2020A	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
手续费及佣金收入(百万元)	1053.5	849.9	861.8	896.3	941.1	997.6
手续费及佣金收入 yoy	-8.6%	-19.3%	1.4%	4.0%	5.0%	6.0%
利息收入(百万元)	21.2	18.8	20.0	20.0	21.0	22.0
利息支出(百万元)	118.8	89.4	98.8	99.0	100.0	101.0
投资收益(百万元)	1458.8	1818.0	1430.7	1950.0	2400.0	2450.0

来源：公司公告、国金证券研究所

#### 4.1.3 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49：2021-2025E 公司费用率

	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
销售费用率	0.059%	0.058%	0.065%	0.070%	0.075%
管理费用率	2.87%	2.76%	2.75%	2.65%	2.63%
研发费用率	0.010%	0.010%	0.010%	0.015%	0.020%

来源：公司公告、国金证券研究所

#### 4.2 盈利预测

- 结合以上假设，预计公司 2023-2025 年营业收入分别为 338.9、357.1、390.5 亿元，净利润分别为 31.2、40.1、47.0 亿元，对应归母净利润分别为 24.6、34.7、40.4 亿元。

图表50：核心业绩预测指标

	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业总收入(百万元)	28879.3	32438.8	33888.7	35710.5	39050.4
营业成本(百万元)	29543.4	31623.6	29906.5	30984.0	33410.7
营业总收入 yoy	33.1%	12.3%	4.5%	5.4%	9.4%
毛利润(百万元)	664.1	815.2	3982.2	4726.5	5639.7
综合毛利率	-2.3%	2.5%	11.8%	13.2%	14.4%
净利润(百万元)	-781.6	301.1	3117.1	4010.2	4701.8
归母净利润(百万元)	-342.8	68.2	2462.1	3465.2	4041.8
归母净利率	-1.2%	0.2%	7.3%	9.7%	10.4%

来源：公司公告、国金证券研究所

#### 4.3 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 0.65/0.92/1.07 元，当前股价对应 PE 为 10.93/7.76/6.66 倍。
- 鉴于公司同时拥有能源及金融板块，且金融板块利润占比较高，因此我们额外采用分部估值法进行分析。
- ✓ 能源板块：根据 4.1.1 部分对能源板块营收及毛利率的预测，扣除期间费用、税收以

及少数股东损益后对应 24 年归母净利润约为 14 亿元。参考电力行业可比公司估值水平，考虑到公司地处用电大省江苏，且具备新增装机投产带来的成长空间及“购、储、运、销”一体化的控本优势，给予公司能源板块 24 年 14 倍 PE，对应市值 196 亿元。

- ✓ 银行板块：江苏信托 22 年对江苏银行的投资收益为 19.4 亿元，可测算为母公司江苏国信贡献归母净利润约 12 亿元。结合江苏银行近年来 20% 的利润平均增速，考虑降息影响后净利润增速 23-24 年可保持在 15%，则 24 年为公司贡献归母净利润约 15 亿元。结合银行板块 24 年 Wind 估值一致预期 4.4XPE 及可比公司估值水平，考虑江苏银行受益于资源和区位优势，给予公司银行板块 24 年 5 倍 PE，对应市值约 75 亿元。
- ✓ 非银板块：江苏信托 20-22 年对利安人寿的投资收益为 1.00/0.29/-6.2 亿元，可测算为母公司江苏国信贡献归母净利润分别为 0.7/0.2/-4.3 亿元，22 年亏损主要由于利安人寿可供出售金融资产亏损所致，23 年资产端有望实现修复，预计贡献归母净利润水平恢复至 0.3 亿元；24-25 年有望通过调整固收类资产比重减轻降息的影响并保持 5% 的利润贡献增速，则 24 年预计贡献归母净利润 0.33 亿元。此外，江苏信托 22 年录得净利润 19.9 亿元、计入归母净利润约 16 亿元，扣除银行和保险板块后剩余 5.3 亿元归母净利润基本为信托业务贡献；由于信托业务受降息影响较小且进入业绩修复期，预计 23-24 年利润增速与 4.1.2 中的收入增速预期 4%/5% 保持一致，则 24 年对应归母净利润 5.8 亿元。结合非银板块 24 年 Wind 估值一致预期 12.5XPE 及可比公司估值水平，考虑江苏信托资产较为优质，给予 24 年非银板块 15 倍 PE，对应非银板块市值约 92 亿元。
- ✓ 综合能源、银行、非银板块市值，考虑分部估值后总市值按各部分市值加总水平的 80% 计算，则对应 24 年公司目标价为 7.7 元，首次覆盖给予“增持”评级。

图表51：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
<b>电力板块可比公司</b>												
600023	浙能电力	4.78	0.33	-0.07	0.48	0.57	0.65	14.27	N/A	9.90	8.36	7.34
000539	粤电力 A	7.11	-0.50	-0.44	0.38	0.56	0.73	N/A	N/A	18.84	12.65	9.78
000543	皖能电力	6.57	-0.27	0.21	0.48	0.59	0.67	N/A	32.00	13.82	11.16	9.74
600021	上海电力	10.21	-0.22	0.25	0.74	0.96	1.16	N/A	40.91	13.84	10.68	8.79
000600	建投能源	6.95	0.06	0.04	0.22	0.37	0.47	119.83	170.34	30.92	18.63	14.87
600642	申能股份	6.83	0.49	0.34	0.59	0.71	0.80	13.96	20.38	11.61	9.56	8.51
<b>电力可比公司中位数</b>			-	-	-	-	-	14.27	36.45	13.83	10.92	9.26
<b>电力可比公司平均值</b>			-	-	-	-	-	49.35	65.91	16.49	11.84	9.84
<b>银行板块可比公司</b>												
002966	苏州银行	7.07	0.92	1.06	1.29	1.54	1.82	7.70	6.66	5.46	4.58	3.88
002142	宁波银行	28.41	2.79	3.52	4.09	4.89	5.85	10.17	8.08	6.94	5.81	4.86
600926	杭州银行	12.12	1.47	1.96	2.38	2.87	3.45	8.25	6.17	5.10	4.22	3.52
601009	南京银行	8.54	1.56	1.82	2.00	2.28	2.63	5.46	4.70	4.27	3.75	3.25
<b>银行可比公司中位数</b>			-	-	-	-	-	7.98	6.41	5.28	4.40	3.70
<b>银行可比公司平均值</b>			-	-	-	-	-	7.90	6.40	5.44	4.59	3.88
<b>非银板块可比公司</b>												
000563	陕国投 A	3.36	0.18	0.16	0.21	0.26	-	17.49	18.49	15.75	12.70	-
601628	中国人寿	36.45	1.92	1.29	1.65	1.97	2.26	18.99	28.18	22.12	18.49	16.16
300059	东方财富	16.14	0.76	0.67	0.63	0.75	0.87	21.34	23.98	25.57	21.54	18.51
600901	江苏金租	4.38	0.71	0.80	0.65	0.74	0.83	6.16	5.48	6.71	5.91	5.29
601601	中国太保	30.60	2.95	2.59	3.21	3.69	4.07	10.36	11.80	9.54	8.29	7.52
<b>非银可比公司中位数</b>			-	-	-	-	-	14.68	18.55	15.75	12.70	11.84
<b>非银可比公司平均值</b>			-	-	-	-	-	14.21	17.60	15.94	13.39	11.87

公司及其上市银行孙公司

002608	江苏国信	7.12	-0.09	0.02	0.65	0.92	1.07	N/A	330.30	10.93	7.76	6.66
600919	江苏银行	7.20	1.33	1.72	2.01	2.44	2.89	4.47	4.24	3.58	2.95	2.49

来源: Wind, 国金证券研究所。注: 截至 2023 年 7 月 28 日, 除江苏国信外其余估值均来自 WIND 一致预期。(陕国投 A 暂无 2025 年的 WIND 一致预期)

## 5. 风险提示

### ■ 新项目进展不及预期

- ✓ 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 48.5% 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

- ✓ 虽然江苏为用电大省, 但用电基数较大、未来增速能否保证存在一定不确定性; 其次, 《江苏省“十四五”能源发展规划》提出加快江苏清洁能源替代, 若未来新能源装机建设超预期将挤压火电发电空间; 此外, 若江苏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。

### ■ 金融业务盈利稳定性不足

- ✓ 公司以能源与金融为双核心主业, 金融业务为公司净利润重要来源。而行业监管趋严下, 控股企业江苏信托未来业绩仍具有一定风险, 信托行业是否能从资管新规的影响中持续恢复、固有业务投资的江苏银行和利安人寿能否贡献稳定投资收益均存在一定不确定性。

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
<b>主营业务收入</b>	<b>21,691</b>	<b>28,879</b>	<b>32,439</b>	<b>33,889</b>	<b>35,710</b>	<b>39,050</b>
增长率		33.1%	12.3%	4.5%	5.4%	9.4%
主营业务成本	-17,702	-29,543	-31,624	-29,906	-30,984	-33,411
%销售收入	81.6%	102.3%	97.5%	88.2%	86.8%	85.6%
毛利	3,988	-664.1	815.2	3,982.2	4,726.5	5,639.7
%销售收入	18.4%	n.a	2.5%	11.8%	13.2%	14.4%
营业税金及附加	-210	-202	-216	-220	-214	-234
%销售收入	1.0%	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%
销售费用	-19	-17	-19	-22	-25	-29
%销售收入	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
管理费用	-831	-830	-894	-932	-946	-1,027
%销售收入	3.8%	2.9%	2.8%	2.8%	2.7%	2.6%
研发费用	-2	-3	-2	-3	-5	-8
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
息税前利润 (EBIT)	2,927	-1,716	-315	2,805	3,536	4,341
%销售收入	13.5%	n.a	n.a	8.3%	9.9%	11.1%
财务费用	-788	-963	-1,076	-1,135	-1,342	-1,389
%销售收入	3.6%	3.3%	3.3%	3.3%	3.8%	3.6%
资产减值损失	-49	-118	-223	-63	-26	-21
公允价值变动收益	194	227	307	100	100	100
投资收益	1,459	1,818	1,431	1,950	2,400	2,450
%税前利润	38.9%	-223.5%	568.1%	53.2%	50.9%	44.3%
营业利润	3,759	-731	145	3,657	4,668	5,481
营业利润率	17.3%	n.a	0.4%	10.8%	13.1%	14.0%
营业外收支	-9	-82	107	10	50	50
税前利润	3,750	-814	252	3,667	4,718	5,531
利润率	17.3%	n.a	0.8%	10.8%	13.2%	14.2%
所得税	-690	32	49	-550	-708	-830
所得税率	18.4%	n.a	-19.6%	15.0%	15.0%	15.0%
净利润	3,060	-781.6	301.1	3,117.1	4,010.2	4,701.8
少数股东损益	786	-439	233	655	545	660
<b>归属于母公司的净利润</b>	<b>2,274</b>	<b>-343</b>	<b>68</b>	<b>2,462.1</b>	<b>3,465.2</b>	<b>4,041.8</b>
净利率	10.5%	n.a	0.2%	7.3%	9.7%	10.4%

现金流量表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
净利润	3,060	-782	301	3,117	4,010	4,702
少数股东损益	786	-439	233	655	545	660
非现金支出	1,922	2,403	2,575	2,292	2,429	2,626
非经营收益	-833	-1,408	-888	-231	-1,292	-1,369
营运资金变动	4,074	-1,924	2,729	-2,488	-277	-555
<b>经营活动现金净流</b>	<b>8,224</b>	<b>-1,711</b>	<b>4,717</b>	<b>2,691</b>	<b>4,870</b>	<b>5,405</b>
资本开支	-1,854	-2,600	-3,544	-2,484	-2,380	-2,580
投资	-4,141	1,370	-1,936	-1,490	-1,100	-1,400
其他	742	600	681	1,950	2,400	2,450
<b>投资活动现金净流</b>	<b>-5,253</b>	<b>-631</b>	<b>-4,799</b>	<b>-2,023</b>	<b>-1,080</b>	<b>-1,530</b>
股权募资	984	15	155	0	0	0
债权募资	-1,570	7,879	998	1,409	-894	-508
其他	-1,733	-3,336	-1,205	-3,660	-2,644	-2,848
<b>筹资活动现金净流</b>	<b>-2,320</b>	<b>4,558</b>	<b>-52</b>	<b>-2,251</b>	<b>-3,538</b>	<b>-3,356</b>
<b>现金净流量</b>	<b>651</b>	<b>2,216</b>	<b>-134</b>	<b>-1,583</b>	<b>253</b>	<b>518</b>

资产负债表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
货币资金	5,349	7,665	7,522	5,887	6,101	6,592
应收款项	2,836	3,348	3,381	3,524	3,763	4,158
存货	591	2,471	1,880	2,027	2,119	2,317
其他流动资产	12,633	11,647	13,534	12,936	12,943	12,992
流动资产	21,409	25,132	26,318	24,374	24,926	26,058
%总资产	28.7%	31.2%	31.8%	30.0%	30.0%	30.4%
长期投资	15,913	18,371	19,013	20,013	21,213	22,713
固定资产	33,885	33,652	34,422	34,855	34,912	34,965
%总资产	45.4%	41.8%	41.6%	42.9%	42.1%	40.8%
无形资产	1,089	1,244	1,388	1,385	1,384	1,382
非流动资产	53,160	55,323	56,517	56,821	58,047	59,571
%总资产	71.3%	68.8%	68.2%	70.0%	70.0%	69.6%
<b>资产总计</b>	<b>74,569</b>	<b>80,454</b>	<b>82,835</b>	<b>81,195</b>	<b>82,973</b>	<b>85,630</b>
短期借款	10,492	15,085	12,420	13,944	13,051	12,542
应付款项	9,428	8,575	8,050	8,028	7,903	7,890
其他流动负债	2,142	2,284	4,137	836	1,047	1,167
长期负债	22,062	25,944	24,607	22,808	22,000	21,599
长期贷款	12,469	15,770	19,433	19,433	19,433	19,433
其他长期负债	676	680	641	139	101	73
负债	35,208	42,395	44,681	42,380	41,534	41,106
<b>普通股股东权益</b>	<b>29,387</b>	<b>28,603</b>	<b>28,458</b>	<b>28,464</b>	<b>30,543</b>	<b>32,968</b>
其中：股本	3,778	3,778	3,778	3,778	3,778	3,778
未分配利润	3,966	2,734	2,674	4,151	6,230	8,656
少数股东权益	9,974	9,457	9,695	10,350	10,895	11,555
<b>负债股东权益合计</b>	<b>74,569</b>	<b>80,454</b>	<b>82,835</b>	<b>81,195</b>	<b>82,973</b>	<b>85,630</b>

比率分析

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
<b>每股指标</b>						
每股收益	0.602	-0.091	0.018	0.652	0.917	1.070
每股净资产	7.778	7.571	7.532	7.534	8.084	8.726
每股经营现金净流	2.177	-0.453	1.249	0.712	1.289	1.430
每股股利	0.000	0.000	0.000	0.261	0.367	0.428
<b>回报率</b>						
净资产收益率	7.74%	-1.20%	0.24%	8.65%	11.35%	12.26%
总资产收益率	3.05%	-0.43%	0.08%	3.03%	4.18%	4.72%
投入资本收益率	3.82%	-2.38%	-0.54%	3.30%	4.07%	4.82%
<b>增长率</b>						
主营业务收入增长率	2.85%	33.14%	12.33%	4.47%	5.38%	9.35%
EBIT 增长率	12.94%	-158.63%	-81.63%	-989.86%	26.06%	22.79%
净利润增长率	-5.43%	-115.08%	-119.89%	3511.60%	40.74%	16.64%
总资产增长率	6.23%	7.89%	2.96%	-1.98%	2.19%	3.20%
<b>资产管理能力</b>						
应收账款周转天数	38.1	33.8	34.2	34.5	35.0	35.5
存货周转天数	14.6	18.9	25.1	25.5	26.0	26.5
应付账款周转天数	60.4	37.8	34.2	34.1	32.5	30.0
固定资产周转天数	530.9	393.7	340.5	327.4	315.3	293.5
<b>偿债能力</b>						
净负债/股东权益	17.95%	36.72%	34.15%	41.71%	36.40%	31.63%
EBIT 利息保障倍数	3.7	-1.8	-0.3	2.5	2.6	3.1
资产负债率	47.21%	52.69%	53.94%	52.20%	50.06%	48.00%

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。

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